

6 TO. CONGRESO **IAPG**

Producción y Desarrollo de Reservas

HACIA UN DESARROLLO DE
RECURSOS SUSTENTABLE



INSTITUTO ARGENTINO
DEL PETRÓLEO Y DEL GAS

Caracterización geoquímica y alocación de producción de petróleos en Yacimiento Cañadón Amarillo (Mendoza)

Por **Romina Milicich**, **Inés Labayén** (Y-TEC SA), **María Palacio**
y **Paola de Battista** (YPF. S.A. Regional Mendoza)

Este trabajo fue presentado durante el *6° Congreso de Producción y Desarrollo de Reservas* realizado por el IAPG en octubre de 2016.



En este trabajo se presentan los resultados del estudio geoquímico de petróleos realizado por YPF-Tecnología e YPF S.A. para evaluar la posibilidad de aplicación de la metodología geoquímica de caracterización de reservorios y de desglose de la producción conjunta en reservorios multicapa para cuatro pozos del Yacimiento Cañadón Amarillo, ubicado en la provincia de Mendoza, dentro del ámbito de la Cuenca Neuquina sur-mendocina.

Esta área actualmente produce petróleo por producción primaria de diferentes reservorios. Los reservorios profundos fueron depositados entre el Jurásico medio a superior y comprenden las formaciones Tordillo (areniscas y conglomerados de ambiente fluvial/aluvial), Barda Negra (rampa carbonática) y el Gr. Cuyo (depósitos silicoclásticos de origen marino). También hay producción por primaria de reservorios someros, correspondientes a la Fm. Huitrín con los Mb. La Tosca y Chorreado (plataformas carbonáticas).

Se analizaron 17 petróleos, de los cuales 13 correspondieron a petróleos de capa individual (Formaciones Tordillo, Barda Negra, Gr. Cuyo y Mb. Chorreado de Fm. Huitrín). Los cuatro petróleos restantes representan la producción de cada pozo estudiado. El análisis se realizó mediante cromatografía gaseosa (FID), determinación de agua y densidad y cuantificación de elementos traza.

La comparación de las propiedades geoquímicas y físicas de cada muestra pretendió establecer características propias de cada unidad geológica estudiada, con el fin de analizar posteriormente, mediante cálculo numérico, el porcentaje de aporte de cada capa individual a la producción conjunta del pozo. Para esto se utilizaron distintos parámetros geoquímicos que representan la composición de los petróleos (parafinas normales, isoparafinas, isoprenoides, isómeros del rango gasolina, etc.) y relaciones entre estos (Pr/nC_{17} , F/nC_{18} , CPI, $VH/V\text{-isoH}$) que pudieran manifestar alteraciones en los petróleos estudiados, tanto primarias, vinculadas a la cinética de generación (madurez, generación y expulsión), como secundarias, relacionadas con fenómenos de alteración durante la migración

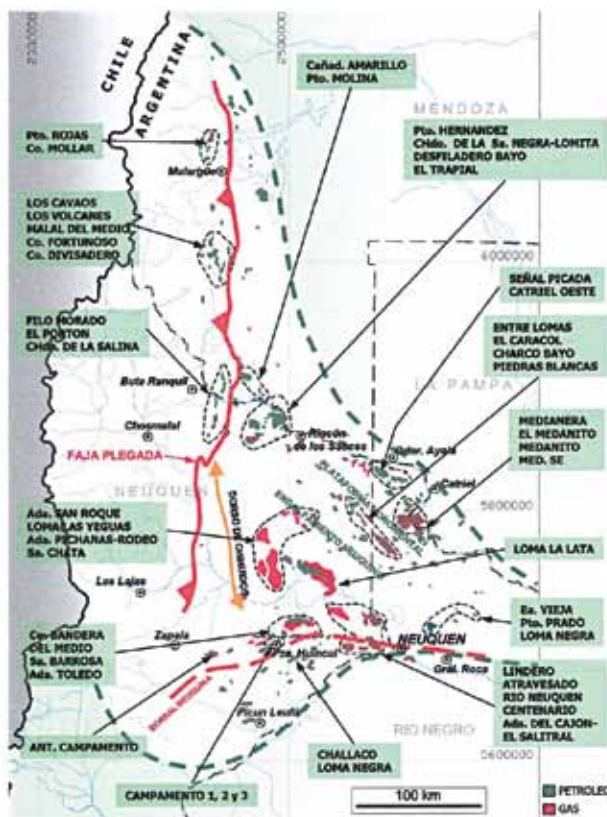


Figura 1. Ubicación del Yacimiento Cañadón Amarillo en el ámbito de la Cuenca Neuquina.

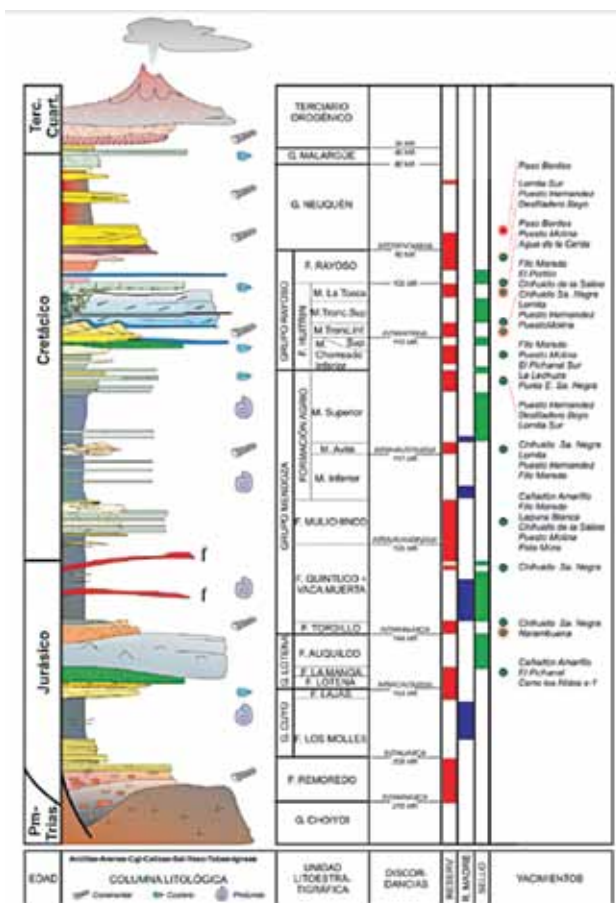


Figura 2. Columna estratigráfica sintética de la Cuenca Neuquina.

y el entrapamiento (biodegradación, lavado con agua, fraccionamiento evaporativo, etc.).

Luego de corroborar la existencia de parámetros geoquímicos que permitieran diferenciar las distintas unidades se procedió a analogar las muestras de producción conjunta. El resultado de los análisis de la muestra de producción del Pozo 3, productora de las Fm. Tordillo y Barda Negra, fue satisfactoria y estableció que la Fm. Barda Negra era responsable del 87% de la producción.

La integración de esta información con el modelo geológico permitirá corroborar las conclusiones alcanzadas y, mediante un muestreo sistemático, se podrá evaluar la variación de la producción y el aporte de las capas individuales en el tiempo, constituyendo una herramienta de monitoreo periódico de la producción.

El área Cañadón Amarillo se encuentra en la provincia de Mendoza, en el departamento Malargüe (Figura 1). Geológicamente se encuentra en el ámbito de Cuenca Neuquina, más precisamente se encuentra emplazado en la porción norte del borde Nororiental denominado Plataforma Nororiental de la Cuenca Neuquina.

Esta área actualmente produce petróleo por producción primaria de diferentes reservorios (Figura 2). Los reservorios profundos fueron depositados entre el Jurásico medio a superior y comprenden las formaciones Tordillo, que corresponden a areniscas y conglomerados de baja porosidad y permeabilidad depositados en un ambiente

fluvial/aluvial; Barda Negra (La Manga), que representa la rampa carbonática, con porosidades variables debido a sistemas de doble porosidad que presentan algunas de las facies productivas; y el Grupo Cuyo, con las Formaciones Lajas y Bardas lancas, tratándose de depósitos silicoclásticos de origen marino, que corresponden a areniscas de grano muy fino y con baja porosidad y permeabilidad.

También hay producción por primaria de reservorios someros, como es el caso de la Formación Huitrín con los Miembros La Tosca y Chorreado. Ambos responden a configuraciones de plataformas carbonáticas con porosidades variables.

La tendencia regional de la estructura en el bloque muestra un hundimiento y espesamiento de las formaciones hacia el SO (centro de cuenca) y adelgazamiento y somerización progresiva hacia el NE (borde de cuenca).

Para lograr la caracterización geoquímica los petróleos de los reservorios mencionados se muestrearon cuatro pozos en distintos sectores del yacimiento, los cuales se mencionarán como Pozo 1, Pozo 2, Pozo 3 y Pozo 4.

En total se analizaron 17 petróleos, de los cuales cuatro correspondieron a muestras de producción, una por cada pozo estudiado. El resto de las muestras representan la producción individual de cada reservorio involucrado. En el caso de los pozos 1 y 2 se muestreó un reservorio por pozo (Mb. Chorreado y Gr. Cuyo, respectivamente), mientras que para los pozos 3 y 4 se muestrearon las Formaciones Tordillo y Barda Negra que aportan en conjunto a la producción de dichos pozos.

En la tabla 1 se puede observar el listado de muestras analizadas. Se debe tener en cuenta que cada color con el que se identifican las muestras se mantendrá a lo largo de todo el trabajo y hace referencia al pozo muestreado: en rojo el Pozo 1, en amarillo el Pozo 2, en naranja el Pozo 3 y en verde el Pozo 4.

Se debe mencionar que, para la mayoría de los pozos, las muestras de capa individual para una formación determinada corresponden a repeticiones del muestreo en distintos momentos.

CAÑADÓN AMARILLO	
ID Y-TEC	Formación
YTEC -CA -P -001	Chorreado
YTEC -CA -P -002	Chorreado
YTEC -CA -P -003	Producción
YTEC -CA -P -004	Grupo Cuyo
YTEC -CA -P -005	Grupo Cuyo
YTEC -CA -P -006	Producción
YTEC -CA -P -007	Tordillo
YTEC -CA -P -008	Tordillo
YTEC -CA -P -009	Barda Negra
YTEC -CA -P -010	Barda Negra
YTEC -CA -P -011	Barda Negra
YTEC -CA -P -012	Producción
YTEC -CA -P -013	Tordillo
YTEC -CA -P -014	Barda Negra
YTEC -CA -P -015	Barda Negra
YTEC -CA -P -016	Barda Negra
YTEC -CA -P -017	Producción

Tabla 1. Listado de muestras analizadas.

Desarrollo

La metodología geoquímica de asignación de la producción consiste en encontrar, mediante cálculo numérico, cómo se compone el petróleo de producción en función de los petróleos de capas individuales. Esta metodología así definida fue planteada por Fasola *et al.* en el trabajo "Asignación de la producción conjunta en reservorios multicapas mediante técnicas geoquímicas" y se resume en la figura 3. En ese trabajo se establece que el caso ideal de aplicación de la metodología es aquel en el que se disponen de las muestras de los petróleos obtenidos en los ensayos de capa individual y del petróleo de producción conjunta de un mismo pozo; sobre este requerimiento particular se diagramó el muestreo de los pozos del Yacimiento Cañadón Amarillo, procurando que fuese lo más representativo posible de la situación real del subsuelo.

El principal requisito para la aplicación de la metodología es el reconocimiento de diferencias significativas entre las muestras representativas 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.

Para lograr la caracterización geoquímica de los petróleos y luego evaluar la posibilidad de aplicación de la metodología geoquímica de alocación de la producción se desarrollaron las siguientes actividades:

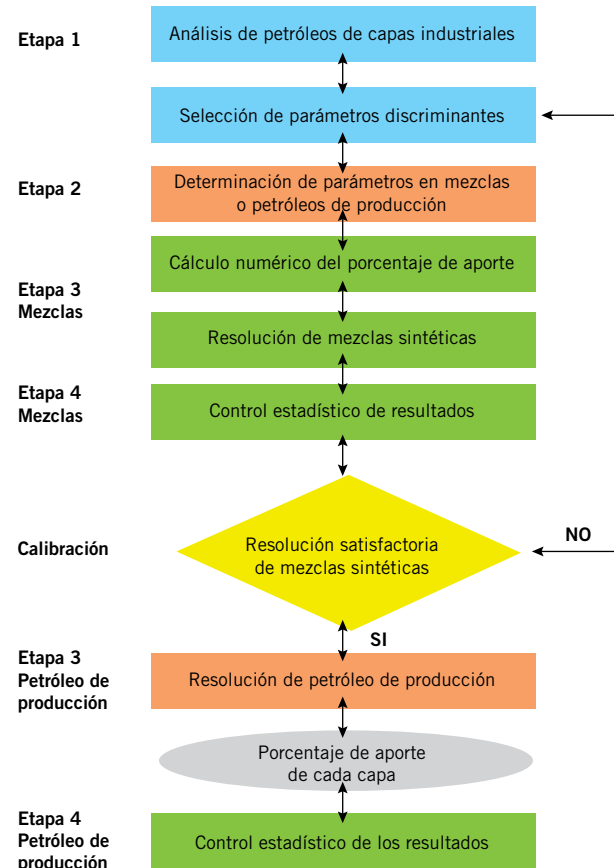


Figura 3. Metodología geoquímica de asignación de la producción.

1. Determinaciones físicas (densidad y contenido de agua) sobre 17 muestras de petróleo.
2. Cuantificación del contenido de metales y azufre.
3. Análisis cromatográfico con patrón interno de petróleos.
4. Validación de resultados analíticos. Caracterización geoquímica de petróleos.
5. Análisis de factibilidad de aplicación de la metodología geoquímica de asignación de la producción en reservorios multicapa.

A continuación se desarrollarán cada uno de estos puntos.

1. Determinaciones físicas

En primera instancia se realizaron las mediciones del contenido de agua y la densidad de cada petróleo estudiado.

De manera gráfica (Figura 4) se puede observar fácilmente que las muestras de petróleo correspondientes al Pozo 2 presentan gran variación en el contenido de agua, alcanzando un 18% en peso. El resto de las muestras analizadas presentaron menos del 2% en peso de agua, medida que no alteraría de manera significativa los resultados posteriores de cuantificación de elementos traza o cálculos de áreas de los distintos componentes del petróleo.

En cuanto a los valores de densidad se encuentran todos entre el rango de 0,84-0,89 g/ml. Los petróleos del Pozo 4 son los de menor densidad.

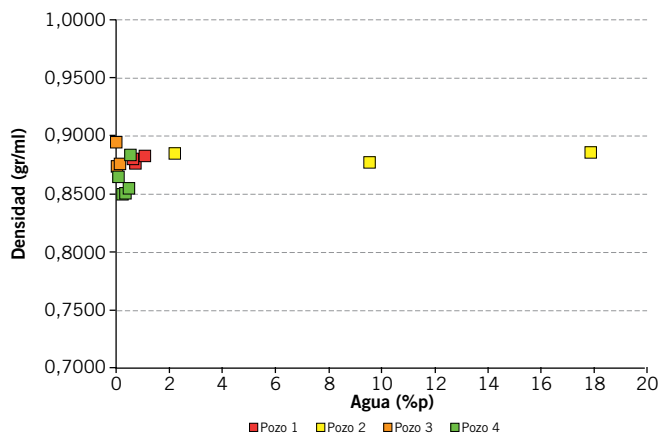


Figura 4. Contenido agua versus densidad.

2. Determinación del contenido de metales y azufre

La cuantificación de elementos traza contenidos en el petróleo es una herramienta muy útil en los estudios de correlación petróleo-petróleo. Las relaciones entre metales de transición (V, Ni), por ejemplo, son útiles en la determinación de los ambientes de deposición de las rocas madres y de la madurez de las mismas. Las variaciones observadas en otros elementos traza (Cr, Fe, Co) podrían evidenciar diferencias significativas entre los petróleos.

En la figura 5 se muestran los resultados obtenidos de la determinación por Fluorescencia de Rayos X (XRF) de Ni, V, Fe, Cu y Ca y la cuantificación del contenido de S, mediante la aplicación de la norma ASTM D2622-10. Se pueden observar, al menos, tres tendencias diferentes. El Pozo 1 (en rojo) posee alto V y Ni; el Pozo 2 (en amarillo) posee bajo S y V, alto Ca, Cu y Fe; mientras que el Pozo 3 (en naranja) y el Pozo 4 (en verde) tienen un comportamiento similar, ya que

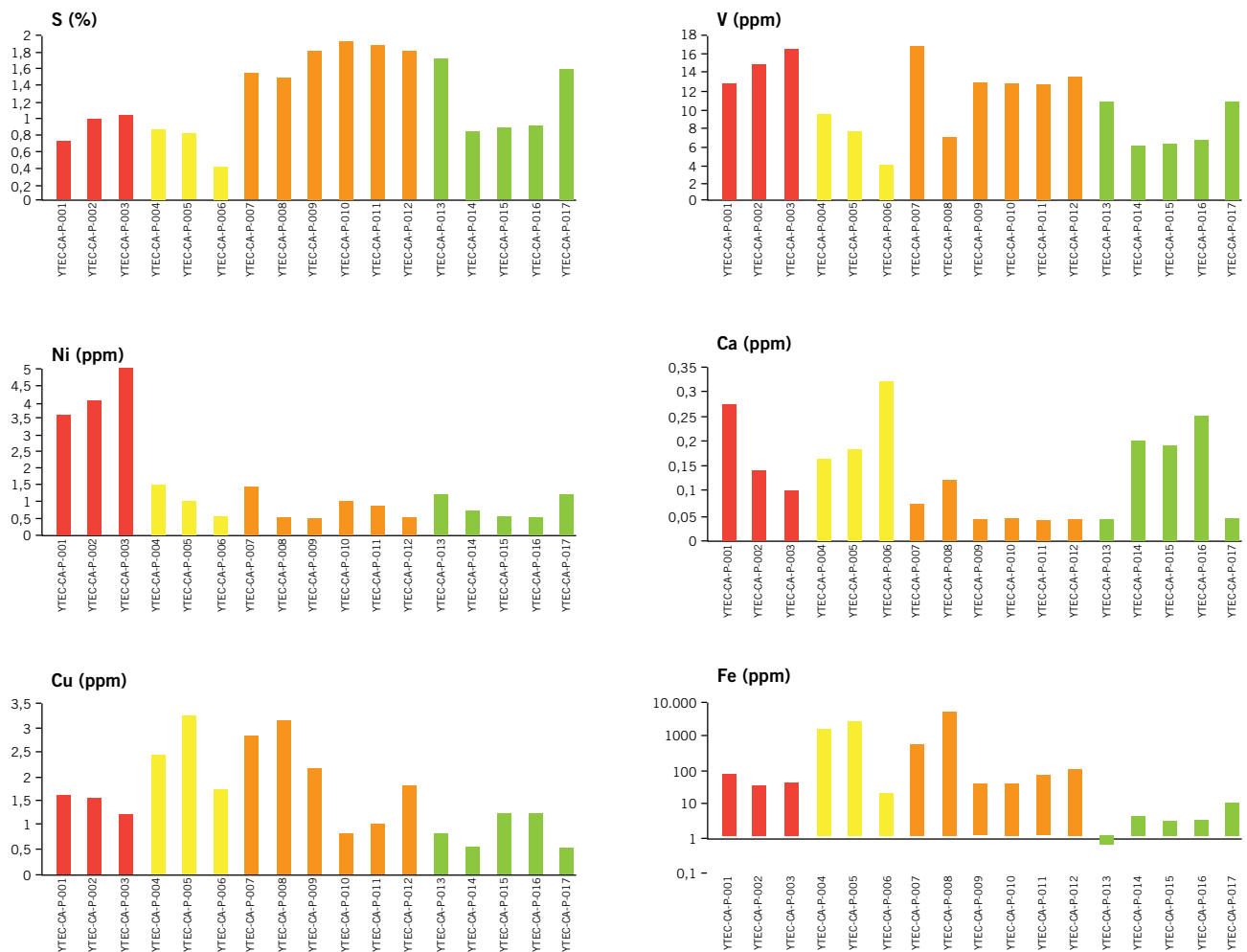


Figura 5. Gráficos de barra de las concentraciones de elementos traza.

presentan alto S y V acompañado de bajo contenido de Ni, pero pueden diferenciarse por los contenidos de Ca, Cu y Fe.

3. Análisis cromatográfico con patrón interno de petróleos

En forma práctica, el petróleo puede definirse como cualquier mezcla de hidrocarburos que pueda ser producida (Hunt, 1979).

La cromatografía gaseosa capilar en crudo total permite llevar a cabo una caracterización cualitativa de los petróleos en base a la distribución de los compuestos químicos típicos que constituyen los mismos.

El análisis de cada *fingerprint* y la comparación entre los distintos *fingerprints* permite determinar sus propiedades en relación a su origen e identificar las posibles alteraciones que pudieran haber sufrido los petróleos durante su migración y/o en el reservorio. Sin embargo, para comparar cuantitativamente las distintas muestras, será necesario que cada señal cromatográfica sea integrada y transformada en un conjunto de parámetros composicionales y de relaciones geoquímicas. En la figura 6 se presenta el listado de *fingerprints* obtenidos.

Los petróleos del Pozo 1 presentan *fingerprints* cromatográficos con distribuciones de parafinas muy similares entre sí. El petróleo de producción muestra una leve disminución de los compuestos más livianos (<C7).

En el caso de los *fingerprints* del Pozo 2 también tienen distribuciones que son similares entre sí con una marcada disminución de los compuestos livianos (<C9), por lo cual se diferencian de los petróleos analizados en el Pozo Cam-254.

El Pozo 3 presenta *fingerprints* similares, pero se reconocen diferencias entre los petróleos de las dos formaciones de interés. La muestra de la Fm. Tordillo posee menor proporción de compuestos livianos. El *fingerprint* del petróleo de producción se parece más a los petróleos de la Fm. Barda Negra, pero con respecto a estos posee una disminución de los compuestos más livianos.

Los *fingerprints* del Pozo 4 se caracterizan por distribuciones cromatográficas que indican mayor participación de los hidrocarburos livianos en el petróleo de la Fm. Tordillo que en las muestras de la Fm. Barda Negra. En el petróleo de producción se observa una severa evaporación que afecta la fracción <C10.

4. Validación de resultados analíticos. Caracterización geoquímica de petróleos

Una vez finalizados los análisis enumerados se procedió a la recopilación de información y a la validación de los resultados.

A partir de los análisis cromatográficos de las 37 muestras de petróleo se trabajó en base a la determinación de

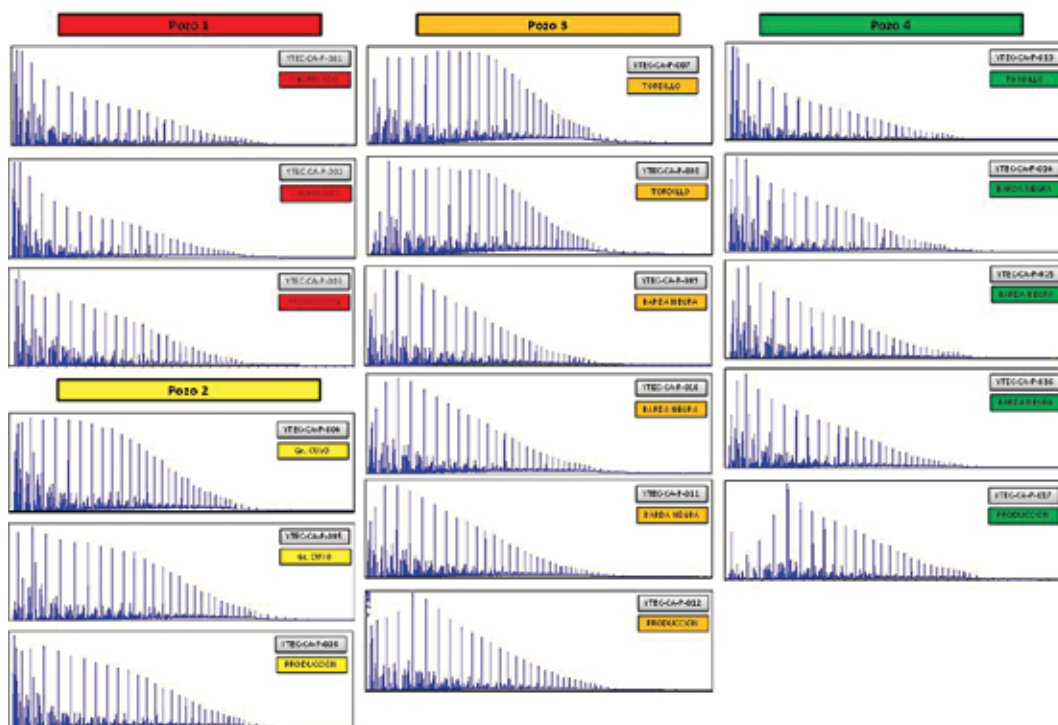


Figura 6. Listado de *fingerprints* Yacimiento Cañadón Amarillo.

áreas de los distintos compuestos en relación al peso de muestra y peso de estándar; a partir de estos se pretendía establecer una serie de parámetros y relaciones geoquímicas generales. Se consideraron, además, los valores de propiedades físicas y cuantificación de elementos traza.

A partir de la caracterización geoquímica de cada muestra, se procedió a graficar en conjunto los distintos parámetros que pudieran mostrar diferencias significativas entre los petróleos, ya sea por formación o por pozo estudiado.

A continuación se presentan una serie de gráficos en los que se analizan propiedades físicas, relaciones elementales y relaciones entre distintas fracciones o compuestos típicos de los crudos.

C20+ versus gravedad API

El parámetro denominado C20+ es un parámetro geoquímico utilizado para cuantificar la fracción no-volátil o parcialmente volátil del petróleo cuya cuantificación no es posible mediante técnicas directas, pero sí de forma indirecta cuantificando la fracción volátil. Está comprobado que la cuantificación de petróleo es correcta hasta el compuesto normal C20, de modo que se calcula la masa de los compuestos hasta C20 (desde C3 hasta C20) y se obtiene por diferencia, entre dicha masa y la masa de petróleo total, lo que denominamos parámetro C20+.

Se espera que el C20+ aumente cuanto más pesado es un petróleo y por lo tanto tiende a aumentar con la disminución de la gravedad API.

En la figura 7 se observa que las muestras de la Fm. Tordillo (P07 y P08) del Pozo 3 son las que presentan menor gravedad API y por lo tanto mayor contenido de C20+; en cambio, las muestras de la Fm. Barda Negra del Pozo 4 son las de menor contenido de C20+ y mayor gravedad API.

La muestra de la Fm. Tordillo (P13) del Pozo 3 se separa

de los petróleos de la Fm. Barda Negra debido a que tiene mayor contenido de C20+. Para este pozo nuevamente la muestra de producción (P17) vuelve a posicionarse de modo que sus características no pueden explicarse por los crudos de las capas individuales, ya que posee mayor C20+ y menor gravedad API.

Los petróleos de la Fm. Barda Negra y la muestra de producción del Pozo 3 se posicionan cercanos al petróleo P13, pero se separan claramente de los petróleos de la Fm. Tordillo de este pozo.

De este modo se pueden observar dos características claramente diferentes para la Fm. Tordillo y Barda Negra en los Pozos 3 y 4. Por su parte, las muestras del Pozo 1 y 2 se agrupan, por pozo, en situaciones intermedias de contenido C20+ y gravedad API.

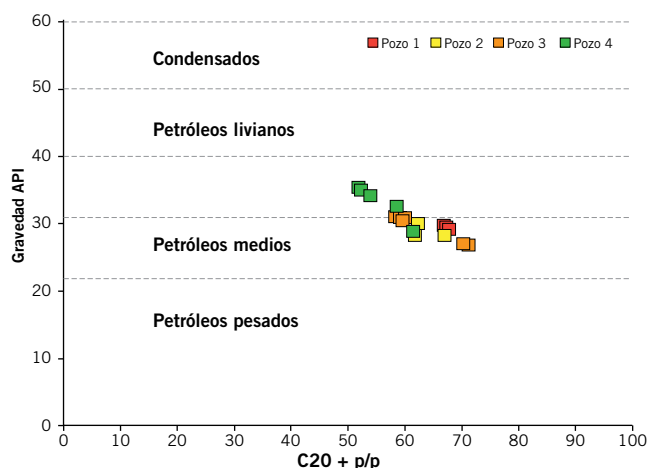


Figura 7. Contenido C20+ versus gravedad API.

Contenido de azufre versus gravedad API

La mayoría de los petróleos contienen algún tipo de compuesto con azufre. En numerosos trabajos geoquímicos se sugiere que la gravedad API de un petróleo varía inversamente al contenido de azufre. La razón de esta relación radica en que la mayoría de los compuestos sulfurados se encuentran en la fracción pesada de los hidrocarburos (asfaltenos y compuestos similares).

Se debe tener en cuenta que, de acuerdo con Hunt 1996, petróleos con altas proporciones de azufre pueden provenir de kerógenos con alto contenido de azufre o bien ser producto de biodegradación de petróleos, ya que los procesos de biodegradación tienden a remover de manera selectiva los compuestos no-sulfurados.

En este caso se observa una clara separación de los petróleos en relación al contenido de azufre, aunque la variación de la gravedad API no sea tan significativa (Figura 8). Las muestras de la Fm. Barda Negra y petróleo de producción del Pozo 3 son las que presentan un mayor contenido de azufre, separándose de las muestras de la Fm. Tordillo del mismo pozo que presentan valores menores. En este mismo sector del gráfico, con más de 1,5% de azufre, también se encuentran los petróleos P13 (Fm. Tordillo) y P17 (Producción) del Pozo 4. Las muestras de la Fm. Barda Negra del Pozo 4 tienen menos del 1% de azufre. Los petróleos de los Pozos 1 y 2 también tienen menos del 1% de azufre y ambos presentan una muestra que se separa del resto por valores aun menores (P01 y P05).

Estas variaciones en el contenido de azufre, teniendo en cuenta la ausencia de evidencias de biodegradación de los petróleos, deberían estar vinculadas a fenómenos de origen de los petróleos.

Concentración de azufre versus V/V+Ni

Mediante la comparación del contenido de azufre con la relación de elementos traza V/V+Ni se busca, nuevamente, diferenciar el comportamiento de los distintos pozos y formaciones estudiadas. En la figura 9 se incorporan como referencia otros petróleos estudiados en Y-TEC, los cuales han permitido establecer una diferenciación general entre cuencas y entre distintas formaciones de la Cuenca Neuquina. Se observa que la mayoría de los petróleos estudiados tienen alto contenido de azufre y su variación es más significativa que la variación de la relación V/V+Ni. De este modo, los petróleos del Pozo 1 se separan del resto por presentar valores de V/V+Ni menores a 0,8 y la muestra P01 (Mb. Chorreado) se separa por su menor contenido de S. El resto de las muestras poseen valores de V/V+Ni entre 0,85 y 0,95.

De acuerdo con el contenido de S la muestra P06, petróleo de producción del Pozo 2 se separa del resto por poseer una muy baja concentración (0,4%). Para el Pozo 3 las muestras P07 y P08 (Fm. Tordillo) se separan de las muestras de la Fm. Barda Negra, como se vio anteriormente, por su menor contenido de S. Para el Pozo 4, el petróleo de la Fm. Tordillo se ubica en el mismo sector que las muestras de la misma formación del Pozo 3; la muestra de producción presenta un comportamiento similar a la muestra P13. Sin embargo, en este caso, los petróleos de la Fm. Barda Negra tienen menor contenido de S que la Fm. Tordillo, por lo cual quedan establecidas dos modas claramente diferenciables para la Fm. Barda Negra en relación al contenido de S.

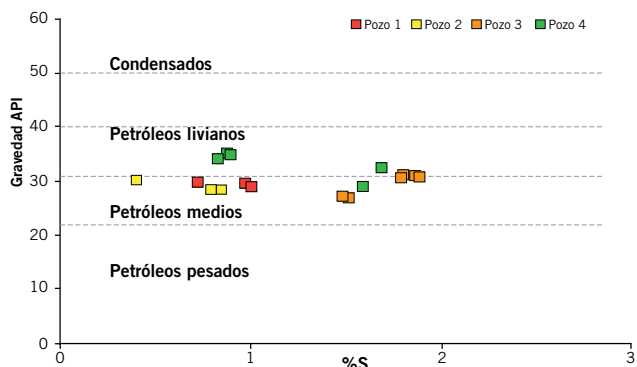


Figura 8. %S versus contenido de azufre.

Contenido de parafinas e iso-parafinas

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

Las normal-parafinas son definidas como cadenas lineares 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 (nC1, nC2, nC3, etc.) hasta las más pesadas (nC30, nC40, etc.). En un petróleo típico hay un número limitado de estos compuestos, generalmente menos de 80 ($n = 1$ a 80). Este ordenamiento por masa y su abundancia relativa hace que sean los compuestos más fácilmente identificados en un petróleo.

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 se encuentren entre las normal-parafinas de 20 y 19 átomos de carbono y se denominará iso-C20.

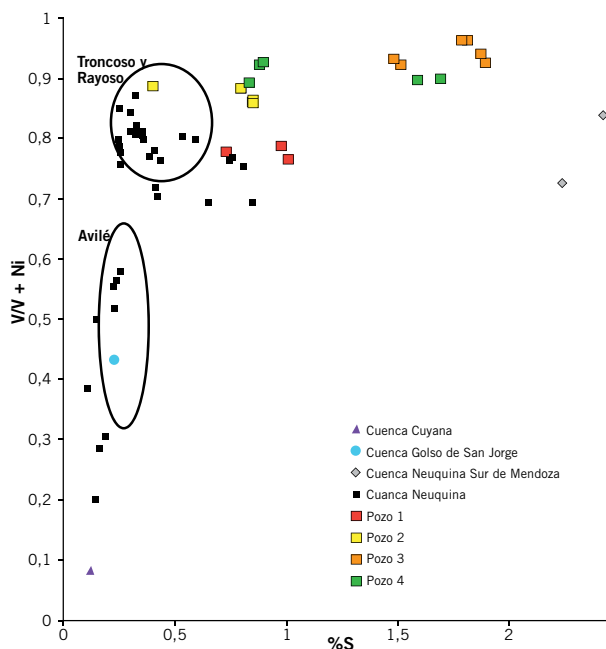


Figura 9. %S versus V/V + Ni.

A continuación se presentan los gráficos correspondientes a la distribución de las normal-parafinas e iso-parafinas. En el eje horizontal, de izquierda a derecha se ubican los compuestos en base al número de átomos de carbono, desde C3 hasta C37. El objetivo principal es observar diferencias en las distribuciones entre pozos y/o formaciones de estudio.

En la figura 10 se pueden observar diferencias en la distribución de normal-parafinas por formación y por pozo, sobre todo en la fracción C15-. En la fracción más pesada se observa una tendencia coincidente de todas las muestras, con un predominio de las parafinas de número impar; evidenciando un origen común de los petróleos en un ambiente predominantemente marino.

En el caso del Pozo 3, los petróleos de la Fm. Tordillo presentan una composición disminuida en compuestos normales hasta 17 átomos de carbono, mientras que los petróleos que corresponden a la Fm. Barda Negra presentan una distribución gaussiana de compuestos normales (distribución esperada para petróleos no alterados por procesos como evaporación o biodegradación).

La muestra de producción tiene una distribución de compuestos normales mucho más cercana a la observada para los petróleos de la Fm. Barda Negra.

Para el Pozo 4 se mencionará, en primer lugar, que la distribución de compuestos normales de la muestra de producción es muy particular y a priori difícil de explicar en base a fenómenos naturales en reservorio, debido a que la resultante cóncava de la distribución de los compuestos nC3 a nC10 no es esperable de un petróleo normal que no se ve afectado por fenómenos de biodegradación o evaporación en reservorio. En este caso puntual se recomienda su re-muestreo y re-análisis.

La distribución de la muestra de la Fm. Tordillo presenta una mayor concentración de los compuestos livianos hasta nC7 y menor concentración a partir de nC7 que los crudos de la Fm. Barda Negra. Sin embargo, como se mencionó la tendencia general de abundancia relativa de los distintos compuestos es la misma, lo cual podría indicar un mismo origen de los petróleos.

Finalmente se observa que la muestra de producción

a partir de nC11 es similar en concentración de sus compuestos normales a los petróleos de la Fm. Barda Negra.

El comportamiento de las Fm. Tordillo y Barda Negra presentan distintos comportamientos en los dos pozos en estudio, indicando variaciones de los reservorios en distintas posiciones del yacimiento. En el caso del Pozo 3 la distribución de compuestos normales se ve aplanada con respecto a la distribución gaussiana de las normal-parafinas en el Pozo 4. La diferencia entre los petróleos de la Fm. Barda Negra de los Pozos 3 y 4 no es tan marcada como en el caso de la Fm. Tordillo, pero sigue siendo evidente. Las muestras tomadas en el Pozo 4 poseen una mayor concentración de normal-parafinas, sobre todo en el sector de nC4 a nC8.

La distribución de iso-parafinas (Figura 11) también presenta diferencias significativas de acuerdo con los distintos pozos y formaciones. Destacándose los petróleos de la Fm. Barda Negra del Pozo 4 por poseer mayor concentración de iso-parafinas y los petróleos de la Fm. Tordillo del Pozo 3 por su menor concentración de iso-parafinas livianas (hasta iso-C12), mientras que las muestras del Pozo 1 tienen la menor concentración de iso-parafinas mayores que iso-C12.

Distribución de isoprenoides y parámetros vinculados

Los isoprenoides son compuestos biológicos derivados del terpeno, compuesto presente en los vegetales. Se trata de una serie homóloga de hidrocarburos ramificados, comunes en la mayoría de los petróleos, que son fácilmente identificables en un *fingerprint* cromatográfico mediante la comparación con las posiciones de las normal-parafinas entre 13 y 20 átomos de carbono.

Las variaciones en la concentración de los isoprenoides pueden utilizarse para rastrear variaciones genéticas entre distintos petróleos y/o 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.

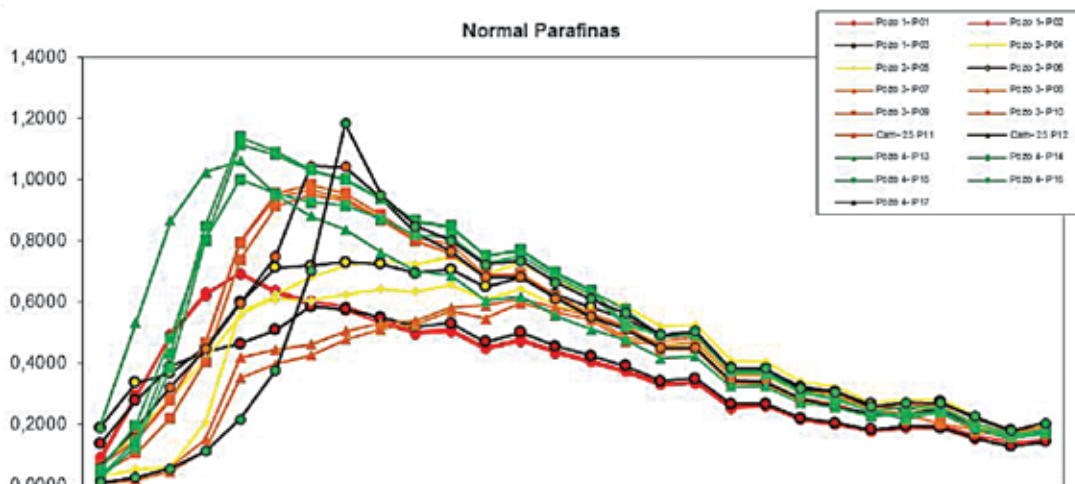


Figura 10. Distribución de normal-parafinas.

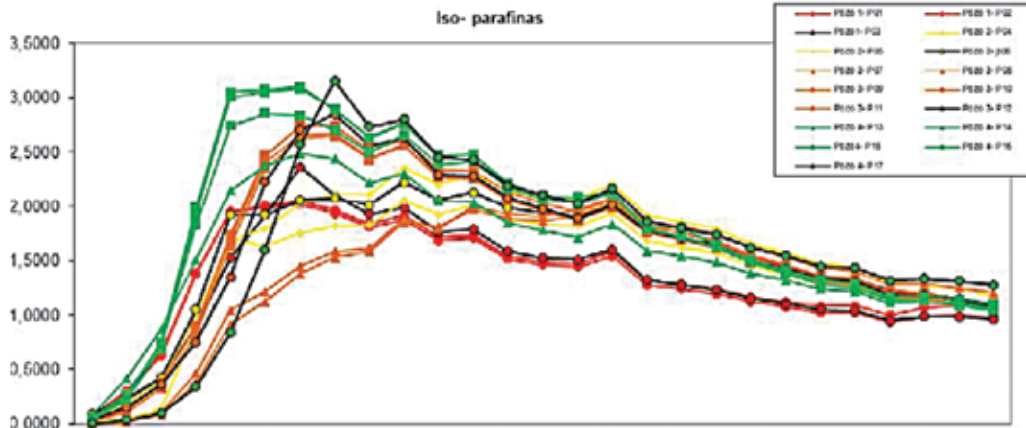


Figura 11. Distribución de iso-parafinas.

Mediante la comparación de los isoprenoides Pristano y Fitano con su respectivo compuesto normal anterior en una corrida cromatográfica se busca observar variaciones en la distribución de las muestras vinculadas a madurez o biodegradación.

En todos los petróleos estudiados se observa una variación principal por madurez y la separación de las muestras del Mb. Chorreado del resto de los petróleos.

La relación entre los isoprenoides Pristano y Fitano indica variaciones en las características del tipo de materia orgánica y en el ambiente de deposición de la roca generadora, pudiendo determinarse un ambiente de deposición marino reductor para la totalidad de las muestras estudiadas. De observarse una fuerte alteración de las muestras por biodegradación se registraría una variación en la distribución gráfica de los petróleos en el eje de las ordenadas (Figura 12).

El CPI es el índice de preferencia de carbonos y representa la proporción de normal-parafinas con número de átomos de carbono impar respecto a las normal-parafinas con número de átomos de carbono par. Se calcula mediante la fórmula:

$$CPI = (C31+C21+2(C23+C25+C27+C29)) / 2(C22+C24+C26+C28+C30)$$

En el caso que los compuestos predominantes sean las normal-parafinas de número de átomos de carbono impar, el CPI será mayor a la unidad. Esto se relaciona a un origen de petróleos a partir de una roca madre con participación de material terrestre.

Los petróleos estudiados tienen todos un CPI menor que la unidad y, por lo tanto, se asociarían con rocas madres con carbonatos o ricas en carbonatos. Sin embargo, se observa una diferenciación gráfica en la horizontal (Figura 13) dada a variaciones en el CPI. Los petróleos de producción de cada uno de los pozos estudiados se separan del resto de los petróleos del pozo, teniendo todos ellos, excepto el petróleo P17 del Pozo 4, un menor CPI que las muestras de capa individual. En el caso del Pozo 3, los petróleos P07 y P08 (Fm. Tordillo) se separan claramente de las muestras de la Fm. Barda Negra, las cuales poseen un CPI más cercano a la unidad. El petróleo de la Fm. Tordillo del Pozo 4 es el de menor CPI del conjunto de petróleos

analizados, incluso menor que la muestra de producción; mientras que las muestras de la Fm. Barda Negra de este pozo se separan tanto por el CPI como por una relación Pr/F mayor.

Las diferencias en los CPI generalmente indican variaciones de madurez, en MO terrestre el CPI disminuye hacia

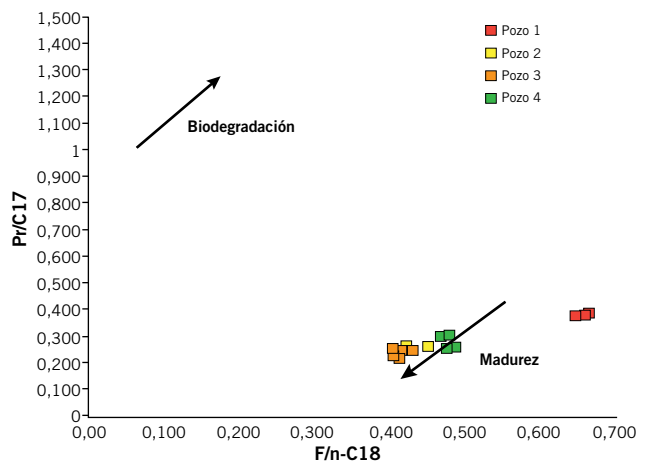


Figura 12. Relación F/n-C18 versus Pr/C17.

1 y en MO marina carbonática, aumenta. Aquí los petróleos del Pozo 1 (Chorreado, más inmaduro por isoprenoides) no reflejan el mismo comportamiento en el CPI, probablemente por diferencias de facies, además de madurez.

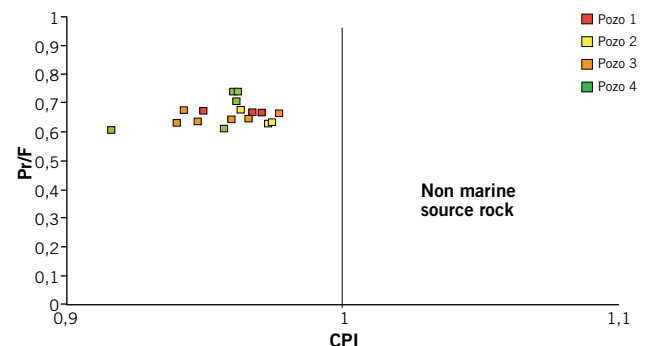


Figura 13. Comparación CPI versus Pr/F.

Fracción gasolina

Los isómeros de 6 y 7 átomos de carbono se utilizan como parámetros de comparación entre petróleos, los cuales permiten evidenciar alteraciones de los petróleos vinculadas a evaporación de la fracción liviana, lavado con agua, biodegradación, etc.

Vuelve a observarse (Figura 14) una variación en la distribución principalmente por madurez, el fraccionamiento evaporativo podría estar afectando a la distribución de vectores, sin descartar aportes menores de lavado con agua. Los petróleos de producción de los pozos 1, 2 y 4 se separan del resto debido a un aumento en la relación TOL/n-C7; esto puede estar vinculado a la mayor susceptibilidad a verse sometidos a un fraccionamiento evaporativo durante la producción. Las muestras del Pozo 3 se separan del resto, presentando mayores valores de la relación n-C7/MCH, lo cual puede estar vinculado a un mayor grado de madurez. Sin embargo, para este pozo las muestras de la Fm. Tordillo se separan de las de la Fm. Barda Negra y la muestra de producción comparte sus características con estas últimas. Llamativamente la muestra de la Fm. Tordillo del Pozo 4 se encuentra en la misma posición que las muestras de la Fm. Barda Negra del Pozo 3, lo que indicaría una mayor madurez de la Fm. Tordillo con respecto a la Fm. Barda Negra en la posición del Pozo 4. En la figura 15 se compara la relación.

Tol/n-C7 respecto de Tol/DiMetilciclopentanos, con el objetivo de rastrear las variaciones especialmente vinculadas al lavado con agua, ya que ambos denominadores involucran compuestos insolubles en agua comparados con el tolueno (solubilidad: 0,53 g/l a 20-25 °C). Se observa entonces que los petróleos de producción de los pozos 1, 2 y 4 se separan del resto. Para cada pozo se registra una tendencia hacia el origen del gráfico, hacia donde aumenta la proporción del lavado con agua. Nuevamente los petróleos P07 y P08 se separan del resto de las muestras del Pozo 3 y el P13 se separa de los petróleos de Barda Negra. De este modo es sencillo de observar que para el rango gasolina

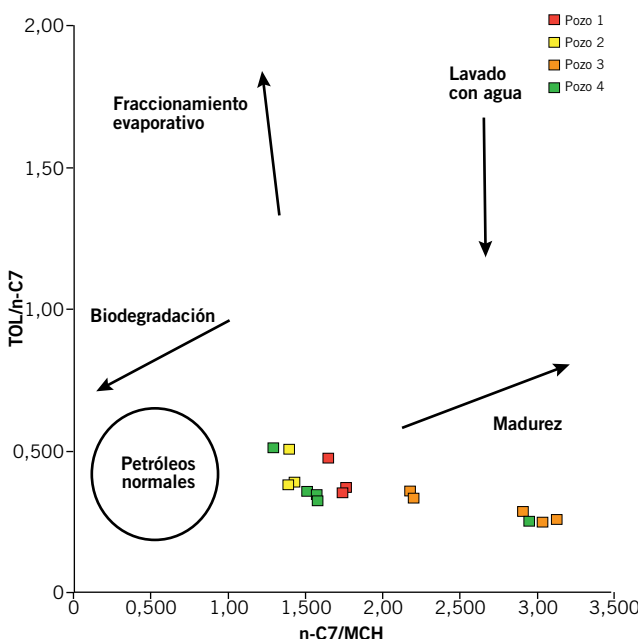


Figura 14. Comparación n-C7/MCH versus TOL/n-C7.

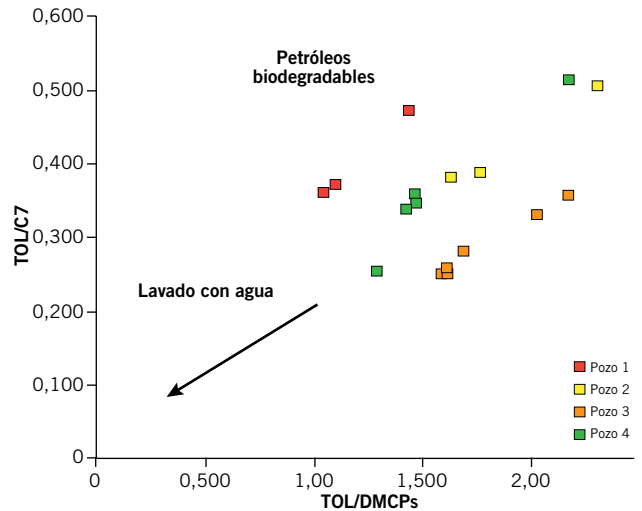


Figura 15. TOL/DMCPs versus TOL/C7.

no puede establecerse un comportamiento único para las Formaciones Tordillo y Barda Negra en los distintos pozos.

Índices de parafina de Thompson

Los valores Heptano e iso-Heptano son definidos por Thompson como los índices de parafina, los cuales aumentan con la madurez. El valor Heptano también puede verse afectado por la biodegradación (VH <18). Los valores observados muestran que los petróleos tendrían una madurez elevada y no estarían afectados por procesos de biodegradación. Los petróleos del Pozo 1 son los menos maduros y los del Pozo 3 los más maduros.

Para este último caso se manifiesta una separación entre los petróleos de la Fm. Tordillo y los de la Fm. Barda Negra. Las muestras de la Fm. Barda Negra del Pozo 4 se separan de la posición de la misma formación para el Pozo 3 y, a su vez, el petróleo de la Fm. Tordillo y la muestra de producción no coinciden con la tendencia de Barda Negra. De este modo se corrobora una diferenciación por pozo y por formación estudiada. En la figura 16 se agregaron los petróleos de producción de niveles de VM en LLL que muestran una evolución muy diferente, con VH menores a los esperados por la madurez; esta diferencia podría estar asociada a la "no convencionalidad" de los petróleos.

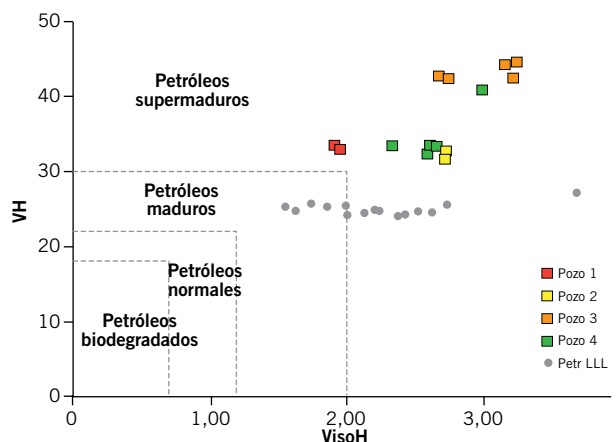


Figura 16. VisoH versus VH.

Parámetros de biodegradación

En la figura 17 se presenta una comparación de dos parámetros denominados RBA y RBP (Relaciones de biodegradación de Acíclicos y de Parafinas, respectivamente). Estos parámetros miden el grado de biodegradación que modifica la composición del petróleo en la zona de Pristano y en la zona de C27 a C31 (Fasola *et al.*, 2008).

Se observa que los petróleos de los Pozos 1 y los de la Fm. Barda Negra del Pozo 4 corresponden a petróleos normales. Para este último caso la muestra de producción se encuentra entre las muestras de la Fm. Barda Negra, de alto RBA, y la de la Fm. Tordillo, de RBA más bajo. El resto de los petróleos se separan de los petróleos normales probablemente por una mayor madurez.

Diagrama triangular de evaporación

Con el objetivo de evaluar el proceso de evaporación de manera independiente de la posible biodegradación de los petróleos, se utiliza un gráfico triangular construido en base a compuestos resistentes a la biodegradación en distintos rangos de pesos moleculares: nafténicos de 6 y 7 átomos de carbono, Isoprenoides Livianos e Isoprenoides Pesados.

En la figura 18 se observa una evaporación severa del petróleo de producción del Pozo 4 (P17), lo cual se había

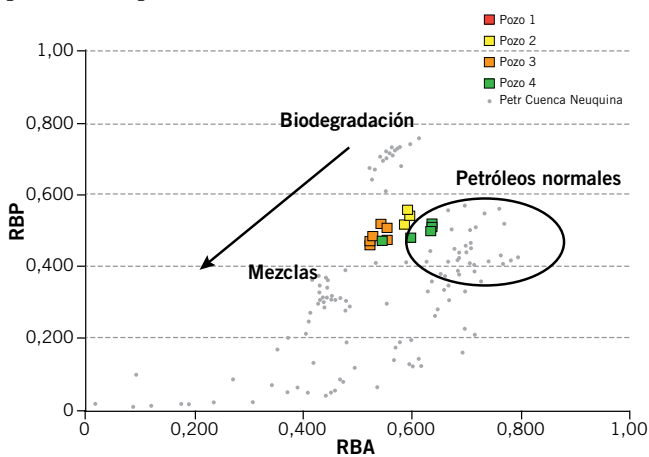


Figura 17. RBA versus RBP.

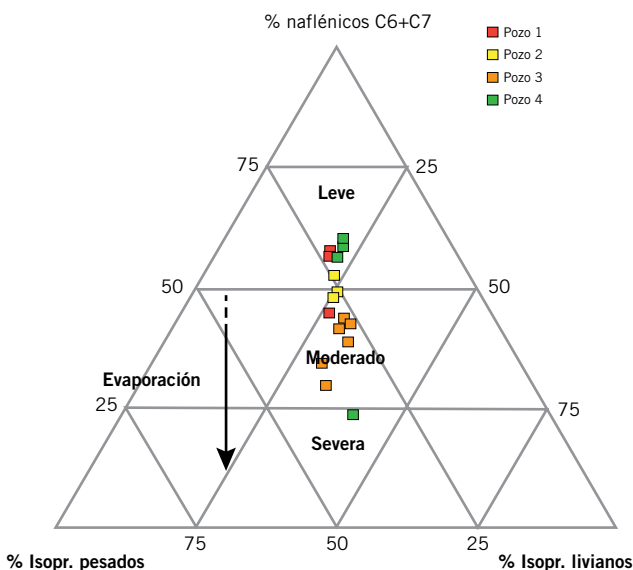


Figura 18. Diagrama triangular de evaporación.

observado en varios gráficos de las fracciones livianas y del rango gasolina. Del mismo modo la muestra P01 del Pozo 1 también se encuentra evaporada con respecto al resto de los petróleos del pozo y los petróleos de la Fm. Tordillo del Pozo 3 están más evaporados que los petróleos de la Fm. Barda Negra y de producción.

En general los petróleos de los pozos 1, 2 y 4 presentan un grado de evaporación leve, mientras que los petróleos del Pozo 3 presentan una evaporación moderada.

5. Análisis de factibilidad de aplicación de la metodología geoquímica de asignación de la producción

A partir de la caracterización de cada una de las 17 muestras de petróleo se obtuvieron un total de 139 parámetros

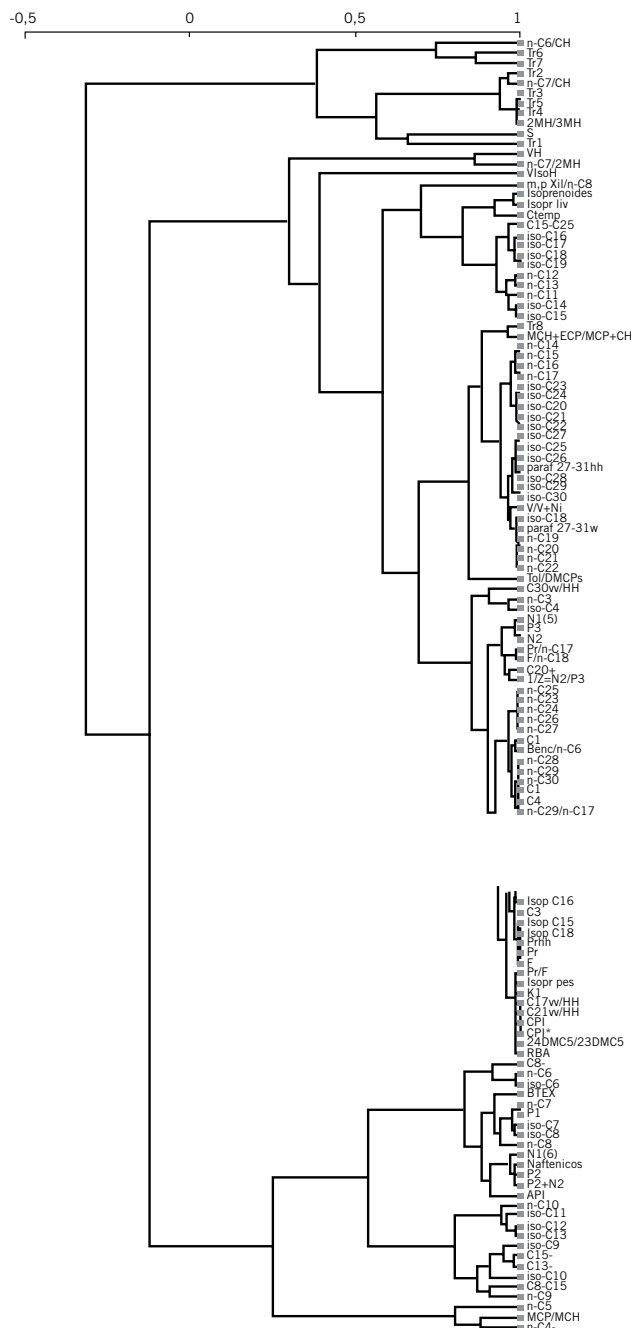


Figura 19. Dendrograma de coeficiente de correlación de 129 parámetros geoquímicos.

Parámetros utilizados

n-C7	n-C6/CH	paraf 27-31hh
n-C8	n-C7/MCH	Pr
n-C12	MCP/MCH	F
n-C14	Tol/n-C7	C20+
n-C23	2MH/3MH	S
iso-C20	Tol/DMCPs	API
P2	VIsoH	BTEX
N1(5)	MCH+ECP/MCP+CH	m,p Xil/n-C8
N1(6)	Pr/F	Isoprenoides
K1	Pr/n-C17	VV+Ni
Tr1	F/n-C18	CPI *
Tr7	RBA	C8-
C2	RBP	C8-C15
VH	paraf 27-31w	C15-C25

Figura 20. Parámetros de correlación seleccionados.

metros geoquímicos. Con los mismos se realizó un dendrograma de coeficientes de correlación (Figura 19), con el objetivo de determinar qué parámetros se comportaban de modo similar y seleccionar de cada conjunto de parámetros uno representativo. Se seleccionaron 42 parámetros (Figura 20), los cuales permitirían expresar, si las hubie-

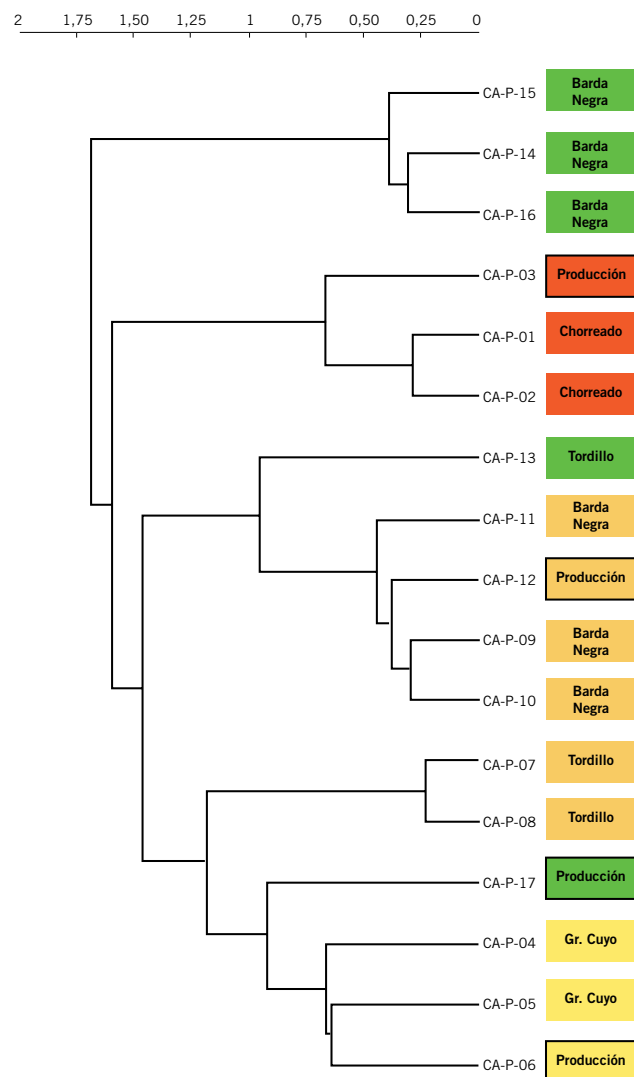


Figura 21. Dendrograma por coeficientes de distancia para Cañadón Amarillo.

re, las variaciones más significativas entre muestras y, de ese modo, poder aplicar, posteriormente, la metodología de asignación de la producción por métodos geoquímicos. Luego se confeccionó un dendrograma por coeficientes de distancia, el cual asocia las muestras por similitud entre las mismas (Figura 21).

Para facilitar la tarea del lector, a continuación se harán algunos comentarios acerca de la distribución de petróleos en el dendrograma, mencionando en primer lugar aquello vinculado con los petróleos de capa individual y luego lo referido a los petróleos de producción, siempre comenzando por el extremo superior del dendrograma.

En cuanto a las muestras de capa individual:

- Los petróleos de la Fm. Barda Negra del Pozo 4 se asocian por fuera del resto de las ramas del dendrograma.
- Los petróleos del Mb. Chorreado del Pozo 1 se agrupan en el mismo sector del dendrograma de acuerdo con su grado de similitud.
- El petróleo de la Fm. Tordillo del Pozo 4 se separa tanto de las muestras de la Fm. Barda Negra como del petróleo de producción de ese pozo.
- Los petróleos de la Fm. Barda Negra del Pozo 3 se separan de los petróleos de la misma formación del Pozo 4.
- Los petróleos de la Fm. Tordillo del Pozo 3 se encuentran cercanos al resto de las muestras del pozo, pero vinculados por una rama distinta del dendrograma, por lo cual su nivel de similitud los acerca más a las muestras del Gr. Cuyo que a las de la Fm. Barda Negra.
- Los petróleos del Gr. Cuyo del Pozo 2 se agrupan en el mismo sector del dendrograma de acuerdo con su grado de similitud.

En cuanto a las muestras de producción:

- El petróleo de producción del Pozo 1 se asocia de igual manera a ambas muestras individuales. De este modo, el petróleo de producción es muy similar a ambas muestras de capa individual y estas, a pesar de haber sido muestreadas en distintas fechas, son prácticamente iguales.
- El petróleo de producción del Pozo 3 se asocia en mayor medida con las muestras de la Fm. Barda Negra, por lo cual se puede asumir que la Fm. Tordillo tiene un bajo porcentaje de aporte.
- El petróleo de producción del Pozo 4 se separa del resto de los petróleos del pozo, probablemente debido a las alteraciones observadas en los compuestos livianos. Dicha disminución hace que se acerque a los petróleos del Pozo 2.
- El petróleo de producción del Pozo 2 se asocia con ambas muestras de capa individual del Gr Cuyo, pero con un grado de similitud levemente mayor a la muestra P-05.

Mediante la caracterización geoquímica de petróleos realizada se reconocen diferencias significativas entre las muestras de capas individuales (Formaciones Tordillo y Barda Negra) en los pozos 3 y 4.

En el Pozo 1, la muestra de producción es muy similar a los petróleos del Mb. Chorreado pero contiene menor proporción de livianos. También en el Pozo 2 hay muy buena correlación del petróleo de producción con los ana-

Grupo	Petróleos- Pozo y Fm	Características
I	P-14, P-15 y P-16, Pozo 4, Fm. Barda Negra	Petróleos livianos con mayor proporción de fracción C15-, S<1, V/Ni entre 8 y 13, K1= 0,92, Hcs.Liv: sobremaduro.
II	P-1, P-2 y P-3, Pozo 1, Mb. Chorreado	Petróleos medios con menor proporción de fracción C15-, S<1, V/Ni entre 3,3 y 3,7, K1 = 0,91, Hcs.Liv: sobremaduro con menor parafinicidad; más inmaduro por isoprenoides.
III	P-9, P-10, P-11 y P-12, Pozo 3, Fm. Barda Negra; P-13, Pozo 4, Fm. Tordillo	Petróleos medios con menor proporción de fracción C15-, 1<S<2, V/Ni entre 9 y 26, K1= 0,83 (BN; 0,88 T), Hcs.Liv: sobremaduro con mayor parafinicidad.
IV	P-7. y P-8, Pozo 3, Fm. Tordillo	Petróleos medios con muy baja proporción de fracción C15-, S=1,5, V/Ni entre 12 y 13,6, K1= 0,83, Hcs.Liv: sobremaduro con mayor parafinicidad.
V	P-4, P-5 y P-6 Pozo 2, Gr. Cuyo	Petróleos medios con baja proporción de fracción C15-, S<0,85, V/Ni entre 6 y 8, K1= 0,91, Hcs.Liv: sobremaduro con menor parafinicidad.

Tabla 2. Familias de petróleos.

lizados del Grupo Cuyo, pero se diferencia por la mayor proporción de livianos. Debido a esto podría suponerse la existencia, en ambos pozos, de una capa que aporta a la producción y que no ha sido considerada en este trabajo por no haber sido muestreada oportunamente. Dichas capas deberían tener una concentración de compuestos livianos que justifique las concentraciones presentes en las muestras de producción.

Adicionalmente, se debe mencionar que la evaporación reconocida en la muestra de producción del Pozo 4 hace que su composición no pueda explicarse en base a las muestras de capa individual. Sin embargo, mediante un nuevo muestreo se podría resolver un petróleo de producción de este pozo sin necesidad de repetir los análisis de las muestras de capas individuales.

Discusión de resultados

Acerca de la caracterización de petróleos

La caracterización geoquímica de los petróleos de capas individuales permite reconocer cinco grupos principales, como se detalla en la tabla 2.

Todos los petróleos presentan distribuciones de C15+ muy similares, con ligero predominio de n-parafinas con número par de átomos de C. Esta característica, junto con las distribuciones de isoprenoides, indica que fueron originados por el mismo tipo de materia orgánica. Las diferencias más notables se relacionan con la proporción y la distribución de la fracción liviana (C15-) y se asocian a diferentes condiciones de llenado de las trampas. Los valores determinados de CPI y las proporciones de isoprenoides a n-parafinas sugieren que los petróleos son maduros, pero todos los parámetros de madurez calculados con los hidrocarburos livianos (rango gasolina, C6-C7) califican a los petróleos como sobremaduros. Esta discordancia puede explicarse por procesos de mezcla y alteración (evaporación y lavado con agua) durante un proceso complejo de llenado de trampas.

Las concentraciones y relaciones de metales y azufre son frecuentemente utilizadas para clasificar y correlacionar petróleos, ya que dependen de las condiciones redox en el ambiente de depositación. Todos los valores determinados (azufre moderado a alto y V/Ni >1) se asocian a petróleos originados en rocas marina carbonáticas. Las diferencias observadas se asocian a diferencias faciales (Peters y Moldowan, 1993).

En el Pozo 1, la muestra de producción es muy similar a los petróleos del Mb. Chorreado pero contiene menor proporción de livianos. También en el Pozo 2 hay muy buena correlación del petróleo de producción con los analizados del Gr. Cuyo, pero se diferencia por la mayor proporción de livianos. Debido a esto podría suponerse la existencia, en ambos pozos, de una capa que aporta a la producción y que no ha sido considerada en este trabajo porque no se muestreó oportunamente; esas capas deberían tener una concentración de compuestos livianos que justifique las concentraciones presentes en las muestras de producción.

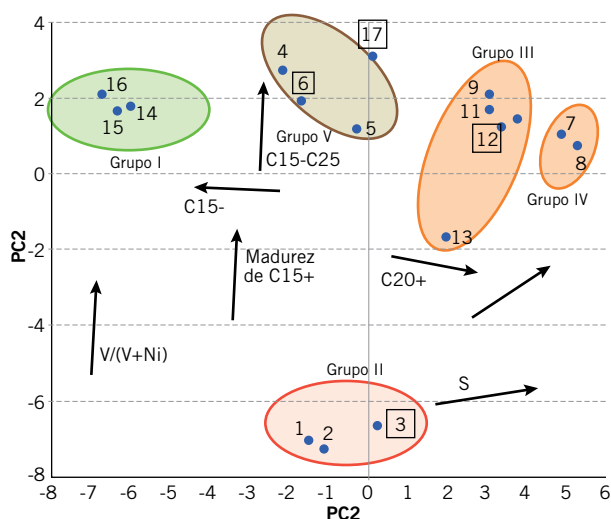


Figura 21. Componentes principales.

Adicionalmente, se debe mencionar que la evaporación reconocida en la muestra de producción del Pozo 4 hace que su composición no pueda explicarse en base a las muestras de capa individual. Sin embargo, mediante un nuevo muestreo se podría resolver un petróleo de producción de este pozo sin necesidad de repetir los análisis de las muestras de capas individuales.

En la tabla 3 se observan los resultados del análisis de componentes principales, cuya distribución de petróleos confirma los resultados obtenidos.

Acerca de la posibilidad de aplicación de la metodología de asignación de la producción

Alocación de la producción para el Pozo 3

Se seleccionaron 80 parámetros composicionales (no se utilizan relaciones, como si se utilizaron para la confección del dendrograma) de acuerdo con el estudio de caracterización realizado para aplicar la metodología de alocación.

Los resultados de alocación obtenidos para el petróleo de producción del Pozo 3, teniendo en cuenta las tres muestras analizadas en la Fm. Barda Negra y las dos muestras estudiadas de la Fm. Tordillo, indican predominio de aporte de Barda Negra (87%, igualmente distribuido entre las tres muestras) y reconoce aporte bajo del petróleo de Tordillo (12%, asignado a una sola de las muestras analizadas). (Tabla 3).

Capa	Fm.	Alocación (% p/p)	R2	Dist
YTEC-CA-P-007	Tordillo	0	0,9733	4,075
YTEC-CA-P-008	Tordillo	12	0,9723	3,494
YTEC-CA-P-009	Barda Negra	29	0,9996	0,913
YTEC-CA-P-010	Barda Negra	29	0,9998	1,056
YTEC-CA-P-011	Barda Negra	29	0,9998	1,027

Tabla 3. Resultados de alocación para el Pozo 3.

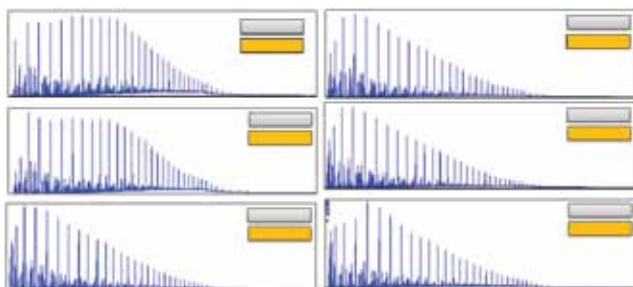


Figura 22. *Fingerprint* cromatográficos del Pozo 3.

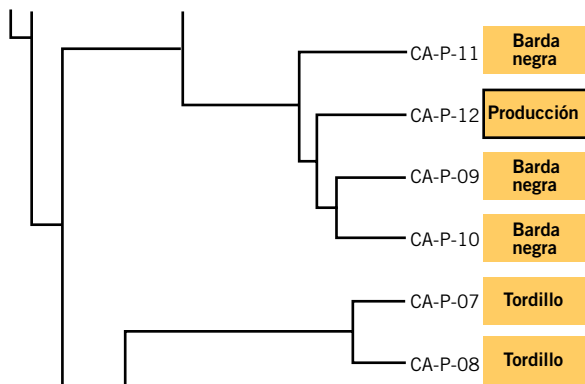


Figura 23. Detalle del dendrograma para las muestras del Pozo 3.



En la figura 22 se presentan los *fingerprints* correspondientes a todas las muestras analizadas en el pozo y en la figura 23 se incluye un detalle del dendrograma donde se muestran los petróleos del Pozo 3. En ambas figuras se evidencia la semejanza del petróleo de producción con las muestras de la Fm. Barda Negra.

Para comparar la validez de la alocación realizada se comparan los valores medidos en el petróleo de producción y los calculados de los parámetros composicionales seleccionados para realizar la alocación. Los coeficientes de distancia y de correlación son 0,6188 y 0,9995, respectivamente. Los coeficientes similares para comparar el petróleo de producción con cada uno de los petróleos de capas individuales son considerablemente mayores e indican que el petróleo de producción se explica mejor con la mezcla calculada por alocación que con cualquiera de los petróleos de capas individuales.

Conclusiones

La caracterización geoquímica de las muestras de petróleo reveló diferencias composicionales entre los petróleos de los distintos pozos y formaciones, que pueden estar relacionadas con variaciones en las características de los reservorios y con compartimentalizaciones dentro de un mismo reservorio.

- El Pozo 1 se caracteriza por petróleos medios, en cuanto a su grado de madurez, con una baja proporción de la fracción liviana (C15-), azufre menor a 1 y relación V/Ni muy baja (entre 3,3 y 3,7). El petróleo de producción presenta características similares a las muestras de capa individual, pero tiene una menor proporción de compuestos livianos y un menor CPI y, de acuerdo con la evaluación del rango Gasolina, se encontraría afectado por el fenómeno de fraccionamiento evaporativo.

- El Pozo 2 presenta petróleos medios con baja proporción de la fracción liviana (C15-), con valores de azufre menores a 0,85 y relación V/Ni entre 6 y 8. El petróleo de producción correlaciona satisfactoriamente con los petróleos de capa individual, pero se diferencia de estos por la mayor proporción de compuestos livianos, menor contenido de vanadio y azufre, menor CPI y mayor afectación por los fenómenos de fraccionamiento evaporativo.
- El Pozo 3 presenta dos modas diferentes, una para la Fm. Tordillo y otra para la Fm. Barda Negra en base a la fracción de compuestos livianos C15-, concentración de azufre, relación V/Ni y madurez. La mayoría de los parámetros analizados, contenido de metales y azufre, C20+, distribución de parafinas y grado de madurez principalmente, indican que el petróleo de producción tiene aporte de ambas capas individuales pero es más afín a la Fm. Barda Negra que a la Fm. Tordillo.
- El Pozo 4 presenta diferencias significativas entre los petróleos de la Fm. Tordillo y los de Barda Negra. Los petróleos de la Fm. Tordillo de este pozo son similares en cuanto a sus características geoquímicas a los petróleos de la Fm. Barda Negra del pozo Cam-25, ya que se trata de petróleos medios con menor proporción de C15-, azufre entre 1-2% y valores de V/Ni entre 9-26, entre otras características. Mientras que los petróleos de la Fm. Barda Negra de este pozo son petróleos livianos con mayor proporción de la fracción C15-, azufre menor a 1% y relación V/Ni entre 8 y 13.

En base a las diferencias observadas para los distintos grupos de petróleos del Yacimiento Cañadón Amarillo (Tabla 2), se considera que es factible la aplicación de la metodología geoquímica de alocación de la producción en reservorios multicapa.

- La producción del Pozo 1 y del Pozo 2 no podría explicarse por el aporte exclusivo de las unidades Chorreado y Cuyo, respectivamente. Se asume que hay capas individuales que aportan a la producción pero que no han sido consideradas en este estudio.
- Para el Pozo 3 fue posible la alocación de la producción mediante la metodología geoquímica. Los resultados obtenidos para el petróleo de producción, teniendo en cuenta las tres muestras analizadas en la Fm. Barda Negra y las dos muestras estudiadas de la Fm. Tordillo, indican predominio de aporte de Barda Negra (87%, igualmente distribuido entre las tres muestras) y reconoce aporte bajo del petróleo de Tordillo (12%; asignado a una sola de las muestras analizadas). ■

Bibliografía

- Blanc, Ph. y Connan, J. (1993). "Crude Oils in Reservoirs: the Factors Influencing their Composition", in Applied Petroleum Geochemistry M. L. Bordenave (ed) De. Technip, pp.149-174.
- Curiale, J. D., Cameron D. y Davis, D. V. (1985). "Biological Marker distribution and Significance in oils and rocks of the Monterey Formation, California", Geochim. et Cosmochim. Acta, Vol 49, pp. 271-288.
- 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. 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.
- 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.
- George, S. C., Volk, H. y 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.
- Hunt, J. M. (1996). "Petroleum Geochemistry and Geology", W. H. Freeman and Co.
- 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.
- Larter, S. R. y Aplin, A. C. (1995). "Reservoir Geochemistry: methods, applications and opportunities", In The Geochemistry of reservoirs, Cubbit, J. M. y 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, pp. 441-450.
- Leythaeuser, D., Mackenzie, A., Schaefer, R. G. y Bjoroy, M. (1984). "A Novel Approach for Recognition and Quantification of Hydrocarbon Migration Effects in Shale-Sandstone Sequences". AAPG Bull.V.68, N° 2, pp. 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.
- McCaffrey, M. A., Legarre, H. A. y 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, pp. 898-913.