

Trabajo ganador del Congreso CONEXPLO 2008

La biodegradación como herramienta para entender la distribución de fluidos

en el Yacimiento Cañadón Vasco, Cuenca del Golfo San Jorge, Argentina

Por *Martín Fasola, Inés Labayén, Gustavo Maselli, Gustavo Potas y María Leonor Ferreira*

CHUBUT

SANTA CRUZ

La geoquímica orgánica es la ciencia que estudia el origen, distribución y alteración de la materia orgánica en el planeta Tierra. Si aplicamos estos principios a los hidrocarburos, esta rama de la geoquímica se conoce como geoquímica de petróleo. La aplicación inicial y más conocida de la geoquímica del petróleo se enfoca a problemas exploratorios. Desde la década del 80 se utilizaron los conceptos geoquímicos para la resolución de problemas de reservorios y de producción (Larter *et al.* 1994, Larter y Aplin 1995). Estas aplicaciones se reconocen como Geoquímica de Reservorios y está basada en el reconocimiento de diferencias composicionales significativas entre los fluidos correspondientes a cada una de las capas productoras (heterogeneidades verticales) o en diferentes zonas del reservorio (heterogeneidades laterales).

Localmente, se ha desarrollado una metodología para discriminar el aporte de las capas individuales a la producción (alocación). Esta metodología se ha aplicado satisfactoriamente en los yacimientos Chihuidos de la Sierra Negra-Lomitas, Señal Cerro Bayo y Volcán Auca Mahuida de la Cuenca Neuquina (Labayén *et al.* 2004 y 2005) y en las áreas de Manantiales Behr, Cañadón La Escondida, Cañadón Perdido, Zona Central y Los Perales de la Cuenca del Golfo de San Jorge (Fasola *et al.* 2005).

Los petróleos de la Cuenca del Golfo San Jorge se caracterizan por presentar diferentes grados de biodegradación, que determinan la coexistencia de petróleos pesados y viscosos con petróleos muy livianos en un mismo yacimiento y, muchas veces, en un mismo pozo. Éstas son las heterogeneidades que busca la geoquímica de reservorios.

Al caracterizar los fluidos presentes en los niveles analizados es posible establecer sus correlaciones laterales y verticales (Marteau *et al.* 2002, Lovrinčevich *et al.* 2007) permitiendo determinar los mecanismos de llenado de las trampas, establecer los procesos de alteración sufridos por los fluidos en los reservorios o durante la migración y comprender, mediante la integración con el modelo geológico, la interrelación de la arquitectura de los reservorios con la dinámica de los fluidos.

En el presente estudio se analizan petróleos pertenecientes a punzados de capas en los pozos CVa-19, CVa-20, CVa-21, CVa-22, CVa-23, CVa-24, CVa-25, CVa-26 y CVa-28 pertenecientes al yacimiento Cañadón Vasco (figura 1) a efectos de: a) determinar las características composicionales de los petróleos ensayados; b) establecer los procesos que afectaron a los petróleos determinando las composiciones encontradas; c) comparar la distribución de estos fluidos vertical y

lateralmente; y d) determinar el aporte a la producción en los pozos CVa-19, CVa-20 y CVa-21, donde se analizaron muestras de producción conjunta.

Cuenca del Golfo San Jorge – Flanco Oeste

La Cuenca del Golfo San Jorge (figura 1) es una amplia región ubicada en la Patagonia central entre los paralelos 43 y 47 grados de latitud sur. Comprende la zona meridional de la provincia del Chubut, la parte norte de la provincia de Santa Cruz y gran parte de la plataforma continental argentina en el Golfo San Jorge.

Los reservorios de la Cuenca del Golfo de San Jorge se caracterizan por una alternancia de cuerpos arenosos y pelitas de origen fluvial y lacustre lo que le confiere la particularidad de constituir un sistema de reservorios múltiples o multicapas, acentuado

por la fuerte compartimentalización, derivado de la estructuración y de la propia arquitectura aluvial (figura 2).

La evaluación de formaciones en las unidades reservorio de la Cuenca presenta muchas dificultades debido a la variabilidad litológica y a la influencia del contenido de material volcánico. En estudios previos, realizados en la zona del Flanco Oeste, se determinaron las características de los fluidos de capas individuales y de petróleos de producción de varios pozos de los yacimientos Los Perales y Cerro Guadal Norte (Fasola *et al.* 2005).

La Fm. Bajo Barreal (Albiano tardío – Coniaciano) comprende dos miembros. El Miembro Inferior presenta un tramo basal, denominado informalmente Sección Tobácea (Sanagua *et al.* 2002), el cual está constituido por una alternancia de tobas, tobas arenosas y areniscas tobáceas. La sección superior del Miembro Inferior comprende areniscas y tobas intercaladas en una sucesión de limoarcilitas con impor-

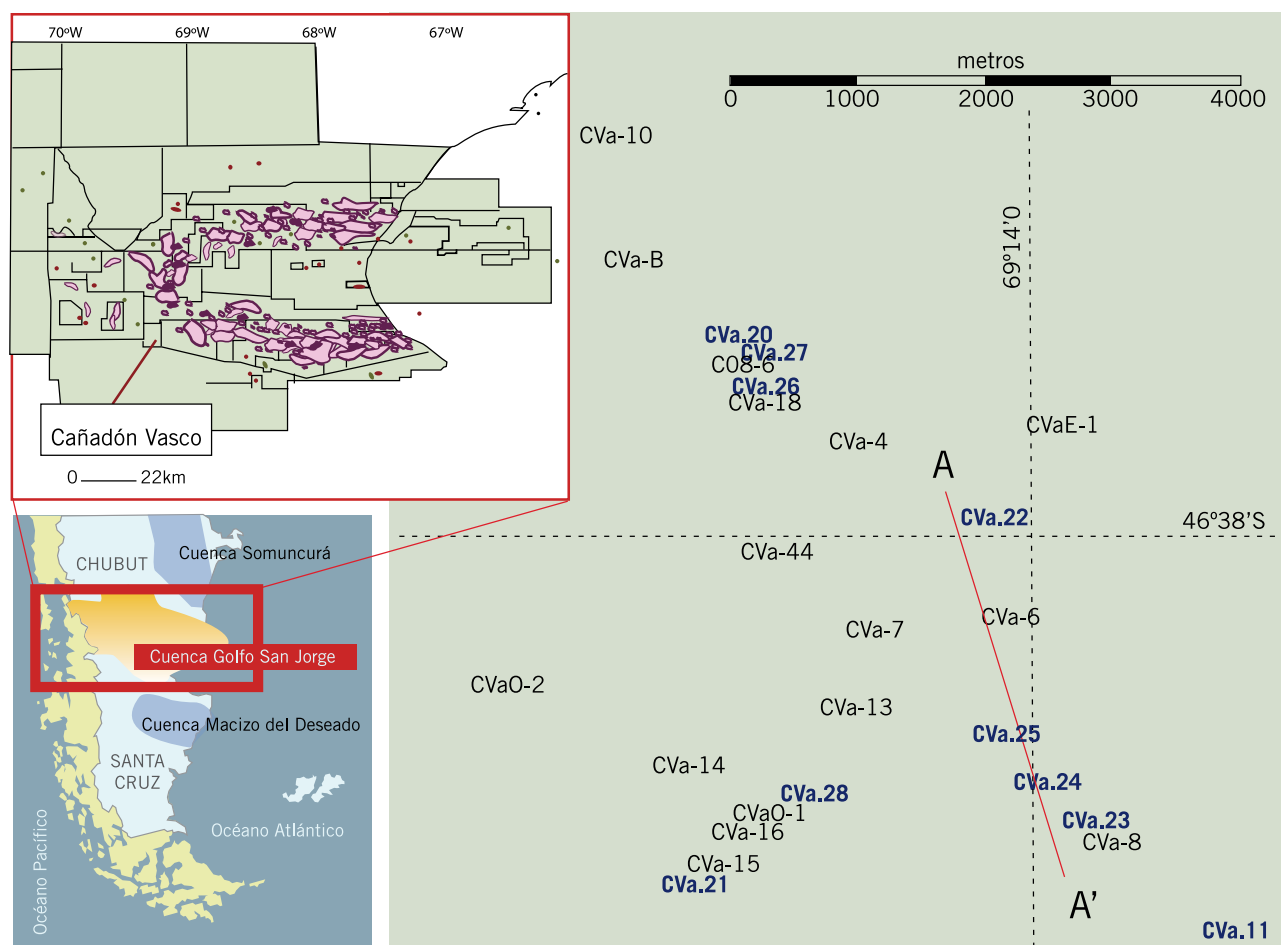


Figura 1. Ubicación del área de estudio.

Cuenca del Golfo San Jorge

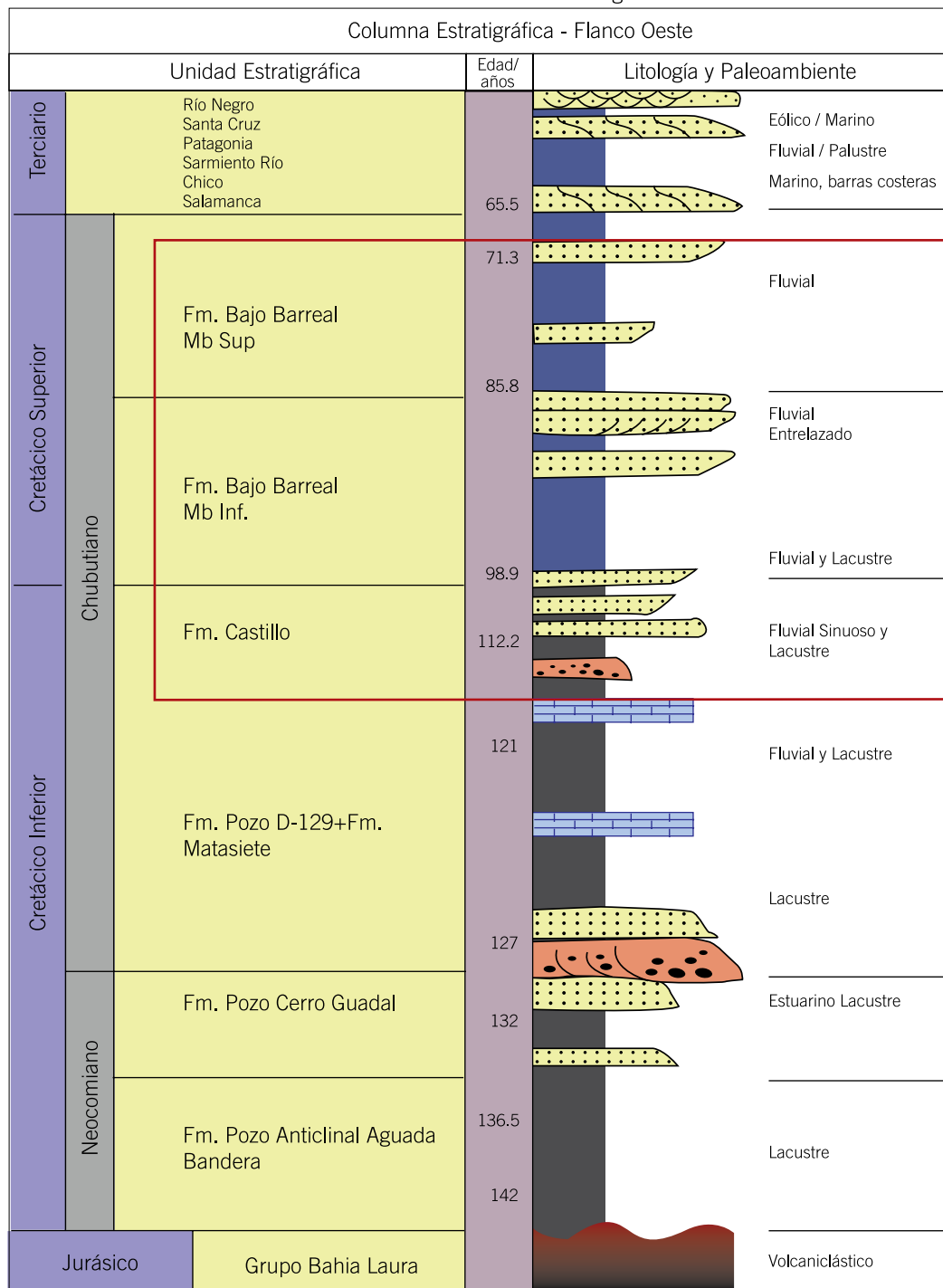


Figura 2. Columna Estratigráfica del Flanco Oeste de la Cuenca del Golfo San Jorge.

tante aporte piroclástico.

El Miembro Superior presenta un arreglo similar de litologías, caracterizado por una disminución en la participación de material volcanoclástico.

El ambiente de depositación para la Formación Bajo Barreal es fluvial, aunque diferentes autores han propuesto modelos paleoambientales marcadamente contrastantes. El rango

de escenarios abarca desde corrientes efímeras (Hechem 1994) hasta ríos perennes en un clima templado húmedo (Bridge *et al.* 2000). En general se acepta que estas sedimentitas son producto de la actividad de sistemas fluviales en un ambiente caracterizado por el permanente aporte de material piroclástico, el cual presenta un máximo de participación en el tramo basal

de la formación (Sección Tobácea).

La Fm. Castillo (Aptiano – Albiano) está constituida por sedimentos fluvio-lacustres depositados en una planicie aluvial próxima a áreas volcánicas más elevadas. Se reconoce la alternancia de depósitos piroclásticos (tobas) correspondientes a los períodos de actividad volcánica con depósitos clásticos característicos de canales

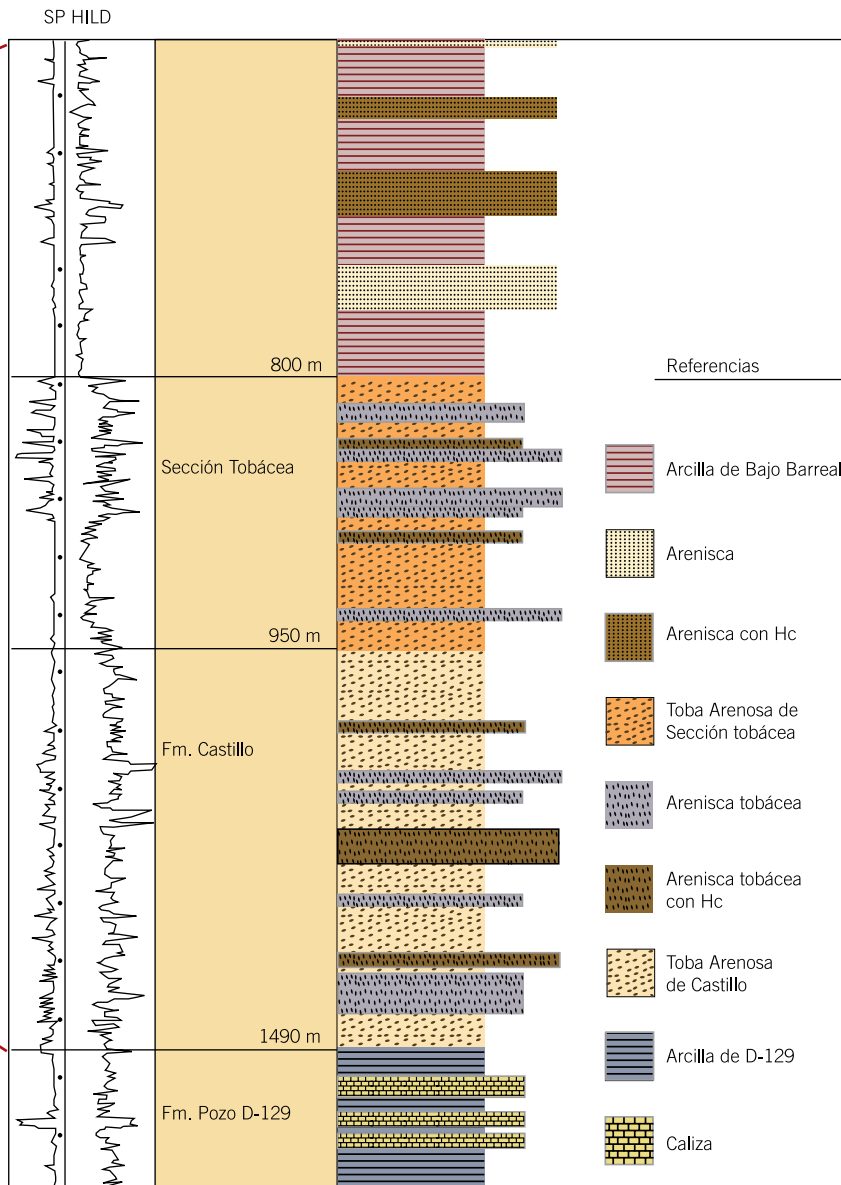


Figura 2. Continuación.

fluviales (González *et al.* 2002).

La Fm. Pozo D-129 (Hauteriviano tardío – Aptiano temprano) posee 600 m de tobas, areniscas, fangolitas oscuras con materia orgánica y pirita, calizas delgadas con abundantes fósiles; depositadas en un sistema expandido de múltiples lagos bien estratificados, alimentados por deltas y con costas de ooides (González *et al.* 2002).

Los petróleos producidos en la Cuenca del Golfo de San Jorge son pesados a medios con densidades típicas entre 15 y 30° API. El análisis de los fluidos obtenidos en capas individuales amplía el rango de densidades ya que se observan muestras entre 10 y

35° API. Está ampliamente reconocida la existencia de biodegradación en la cuenca que explica los petróleos pesados y de alta viscosidad así como la mezcla de petróleos con diferentes grados de biodegradación (Villar *et al.* 1996, Jalfin *et al.* 1999).

Fundamentos y metodología

Una de las observaciones más sorprendentes de la geoquímica de reservorios es que todos los fluidos (agua, gas, petróleo) son composicionalmente heterogéneos, tanto en sentido vertical como lateral (Larter y Aplin

1995, Baskin *et al.* 1995). Mediante el 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.

Una población de petróleos se define como el conjunto de petróleos que pueden diferenciarse de otros petróleos en una provincia geológica, sobre la base de propiedades geoquímicas relacionadas con su origen, es decir, que deben haberse generado en la misma roca 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.

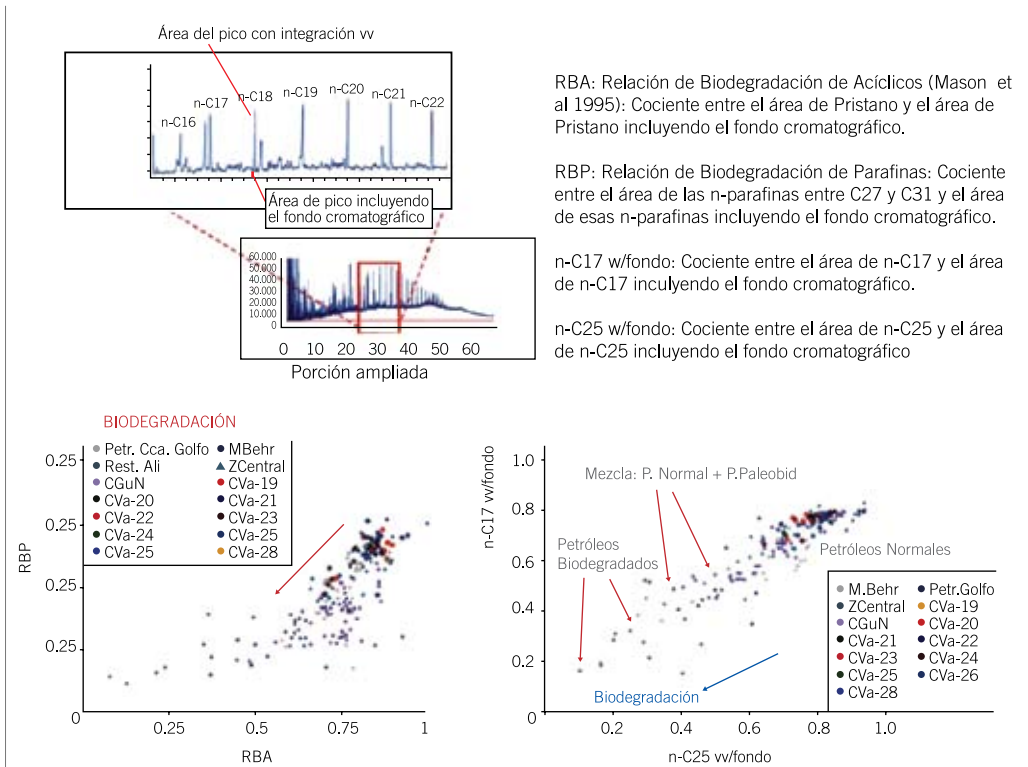
De esta forma, cada población de petróleos puede estar representada por varias familias con diferencias composicionales debidas a aquellas Alteraciones Primarias, relacionadas con la cinética de la generación (madurez, tiempo de generación y expulsión) o a Alteraciones Secundarias (maduración en reservorio, biodegradación, lavado con agua, fraccionamiento de fases durante la migración o por pérdidas del sello), relacionadas con modificaciones en las condiciones PVT (Presión-Volumen-Temperatura; Blanc y Connan 1993).

La cromatografía gaseosa capilar permite reconocer pequeñas diferencias composicionales, por lo que es una herramienta analítica muy útil para diferenciar las familias de petróleos determinadas por diferentes condiciones migratorias y de entrapamiento.

El análisis de los petróleos totales por cromatografía gaseosa capilar permite obtener la distribución de componentes de cada muestra de acuerdo con el número de átomos de carbono y con las características estructurales de los compuestos (hidrocarburos normales o n-parafinas y ramificados o iso-parafinas). Es una técnica analítica ampliamente aplicada para el estudio de mezclas complejas, como es el caso de los petróleos.

Cuando el estudio es comparativo, la cualidad más apreciada de esta téc-

Figura 3. Parámetros de biodegradación



RBA: Relación de Biodegradación de Acíclicos (Mason et al 1995): Cociente entre el área de Pristano y el área de Pristano incluyendo el fondo cromatográfico.

RBP: Relación de Biodegradación de Parafinas: Cociente entre el área de las n-parafinas entre C27 y C31 y el área de esas n-parafinas incluyendo el fondo cromatográfico.

n-C17 w/fondo: Cociente entre el área de n-C17 y el área de n-C17 incluyendo el fondo cromatográfico.

n-C25 w/fondo: Cociente entre el área de n-C25 y el área de n-C25 incluyendo el fondo cromatográfico

nica es la reproducibilidad de los *fingerprints* cromatográficos. Para lograr estos resultados se utiliza la cromatografía gaseosa capilar con detector de ionización de llama (FID).

El cromatograma gaseoso capilar de un petróleo está constituido por más de 500 picos y hombros diferenciables, de los que sólo una pequeña proporción es identificada por correlación con patrones auténticos.

La cromatografía gaseosa capilar ha demostrado ser una herramienta muy útil en la evaluación de mezclas muy complejas. Sin embargo, debe tenerse en cuenta que, debido a las características de la técnica, los compuestos analizados deben vaporizarse sin descomponerse. En todos los petróleos negros, hay una fracción de compuestos polares pesados que no se puede determinar por cromatografía gaseosa porque no se puede volatilizar. Para tener en cuenta esta fracción de los petróleos, los estudios cromatográficos se deben complementar con otras determinaciones, como el análisis SARA (determinación de compuestos saturados, aromáticos, resinas y asfaltenos por cromatografía líquida), fracción de C20+, porcentaje de azufre, etc.

Para realizar la caracterización geoquímica de petróleos se identifican compuestos individuales como los n-

alcanos o n-parafinas, los isoprenoides (en especial pristano y fitano) y los distintos isómeros presentes en el rango gasolina. Estos resultados permiten inferir las características generales de la roca generadora, su grado de maduración y las alteraciones ocurridas después de la expulsión: biodegradación, lavado con agua, fraccionamiento por evaporación o mezcla de petróleos.

Un efecto característico de la biodegradación en los *fingerprints* cromatográficos es el incremento del fondo correspondiente a compuestos cíclicos y ramificados no resueltos. Se calcularon parámetros que miden la proporción de fondo cromatográfico en distintas zonas del *fingerprint*, por lo que se asocian a diferentes grados de biodegradación. En la figura 3 se detalla la determinación de las respectivas áreas cromatográficas.

Estas relaciones disminuyen con la pérdida de compuestos generalmente asociada a biodegradación. La Relación de Biodegradación de Acíclicos (RBA, Mason et al. 1995) es la relación entre el pico de pristano respecto de éste medido con el fondo correspondiente. Es una medida del grado de biodegradación aplicable aun cuando han desaparecido las n-parafinas y comienzan a biodegradarse los isoprenoides. Otro parámetro, la Relación

de Biodegradación de Parafinas (RBP), es una relación similar entre las n-parafinas en el rango C-27 a C-31 y es aplicable especialmente en las mezclas con petróleos paleobiodegradados. Las relaciones "n-Parafina vv/ fondo" para C17 y C25 también muestran la biodegradación por la disminución de las n-parafinas. Todas estas relaciones presentan valores máximos en los petróleos normales no alterados (siempre menores de la unidad) y disminuyen con los procesos de biodegradación (figura 3).

Además, para comparar los *fingerprints* cromatográficos se utilizan dos métodos de correlación:

1. La comparación de los *fingerprints* se realiza mediante los contenidos porcentuales de parafinas normales (n-parafinas) e iso-parafinas en todo el rango cromatográfico. Esta metodología se basa en una idea diferente respecto a la selección de los picos o compuestos a considerar. Opuestamente a la metodología geoquímica exploratoria, no se da peso diferente a ningún conjunto de picos en particular sino que se intenta utilizar todo el *fingerprint*. Se ha comprobado que esta metodología es poderosa mediante su aplicación a muchos pares de muestras de distintas cuencas petroleras argentinas (La-

bayén *et al.* 2004 y 2005, Fasola *et al.* 2005, Marteau *et al.* 2002, Lovrincevich *et al.* 2007). También es aplicable en muestras de productos de comercialización (naftas, diesel o gasoil, fueloil, kerosene, aceites lubricantes, etc.), en su detección como contaminantes y por adulteraciones.

2. El otro método consiste en la selección de parámetros que de acuerdo con el examen visual del cromatograma pueden resaltar las diferencias composicionales entre los grupos de petróleos. La metodología más utilizada es la elaboración de una Matriz de Relaciones que se utiliza para correlacionar las muestras por distintos métodos, tanto numéricos como gráficos (Mc-Caffrey *et al.* 1996; Callejón-Jiménez 1995; Nederlof *et al.* 1995; Kaufman *et al.* 1987, 1990, 2002).

En ambas metodologías los *fingerprints* cromatográficos se transforman en matrices de datos numéricos. La comparación de estos datos puede realizarse en forma gráfica o numérica. La comparación gráfica de estos compuestos, ya sea de áreas normalizadas o de relaciones, se realiza mediante gráficos estrella o polares en los que se obtiene una figura poligonal para cada muestra de petróleo. La comparación numérica se realiza mediante dendrogramas obtenidos a partir de los coeficientes de distancia.

En los pozos con varias capas productoras suele ser muy complejo determinar el aporte de cada una y su variación con el tiempo de producción. Los métodos comparativos descriptos más arriba permiten determinar el porcentaje de aporte de cada una de ellas (Alocación de la producción). 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 analizadas 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.

La metodología para discriminar el aporte de las capas individuales a la producción se detalla en Labayén *et al.* (2004, 2005) y Fasola *et al.* (2005).

Para cada petróleo de producción se obtiene una "mezcla" o composición representativa, minimizando los cuadrados de las diferencias porcentuales en los parámetros elegidos. La mezcla se expresa como los porcentajes peso

en peso de los fluidos aportados por cada capa.

Discusión de resultados

Caracterización de petróleos

A partir de la evaluación de los parámetros calculados con n- e isoparafinas, isoprenoides, compuestos de rango gasolina, residuo C20+ y el contenido de azufre se determinan las características geoquímicas de cada una

Coefficiente de Distancia de 44 muestras con 47 relaciones

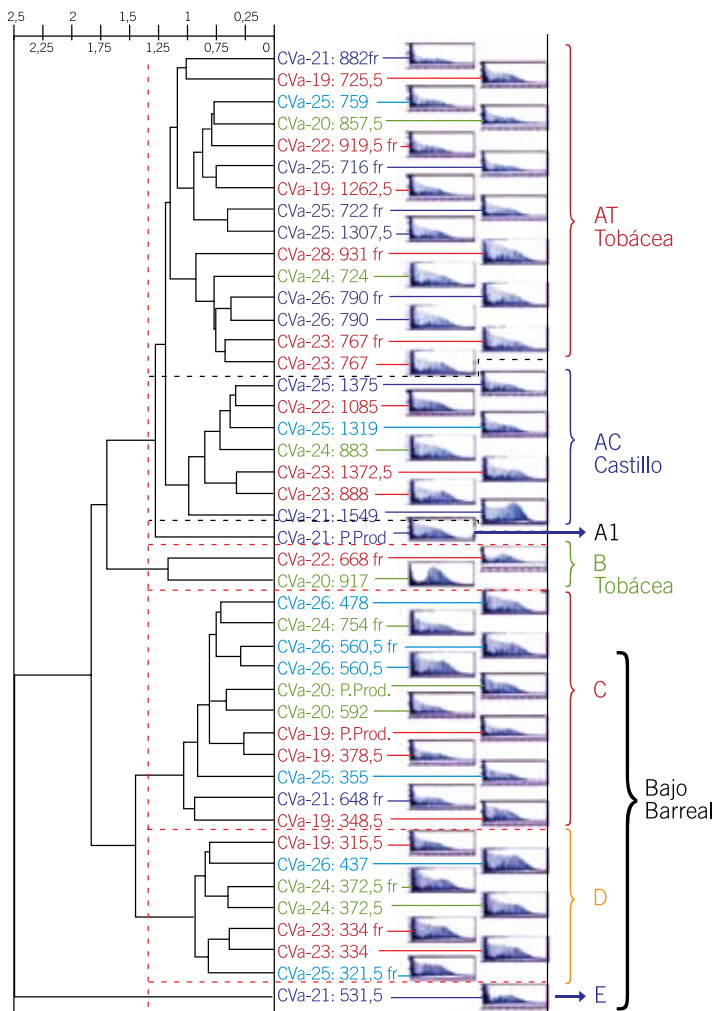


Figura 4. Dendrograma calculado con coeficientes de distancia para las 44 muestras analizadas con 47 parámetros geoquímicos.

muestras en función de esa distancia geométrica en forma jerárquica, por lo que valores más bajos de este parámetro (ramas más cortas del dendrograma) indican mayor semejanza de las muestras. Los racimos de muestras formados en estos dendrogramas reúnen las muestras en función de sus características similares. Tomando en cuenta las características predominantes en cada grupo separado se lo asocia a una familia de petróleos.

En los distintos estudios realizados en petróleos de la cuenca, se reconocieron cuatro familias de petróleos: Livianos, Alterados, Sin Alteración y Mezclas. En este conjunto de muestras se reconocen diferentes tipos de mezclas. Las características de cada una se resumen en la figura 4.

Heterogeneidad vertical

La distribución vertical de los petróleos de los pozos estudiados en la Cuenca del Golfo San Jorge generalmente es muy compleja y no permite asociar una familia de fluidos a cada formación. El Yacimiento Cañadón Vasco es el primero de la Cuenca en el que es posible asociar familias de petróleo con cada formación. La distribución de fluidos es la siguiente:

1. Fm. Bajo Barreal: Ensayos someros: Mezcla de petróleo paleobiodegradado con petróleo con moderada biodegradación y con petróleo liviano (familia de petróleos D; figura 6).

de las muestras estudiadas.

Con el fin de comparar numéricamente a estos petróleos entre sí se aplica el método de análisis multivariado, obteniéndose el dendrograma de la figura 4. Este gráfico se realizó utilizando el Coeficiente de Distancia (parámetro estadístico que representa la distancia geométrica entre las distintas muestras en un hiperespacio con tantos ejes como parámetros se utilizan; en el presente caso se tienen 47 parámetros y 44 muestras). Este coeficiente puede tomar cualquier valor mayor o igual que cero, como una distancia geométrica. Al comparar un par de muestras, el valor mínimo (cero) significa que ambas son idénticas y los valores mayores se interpretan como indicadores de mayores diferencias.

El dendrograma permite agrupar las

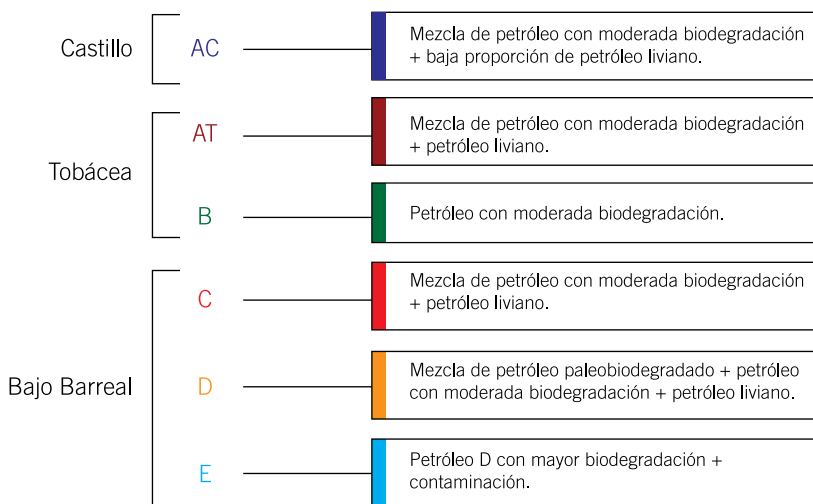
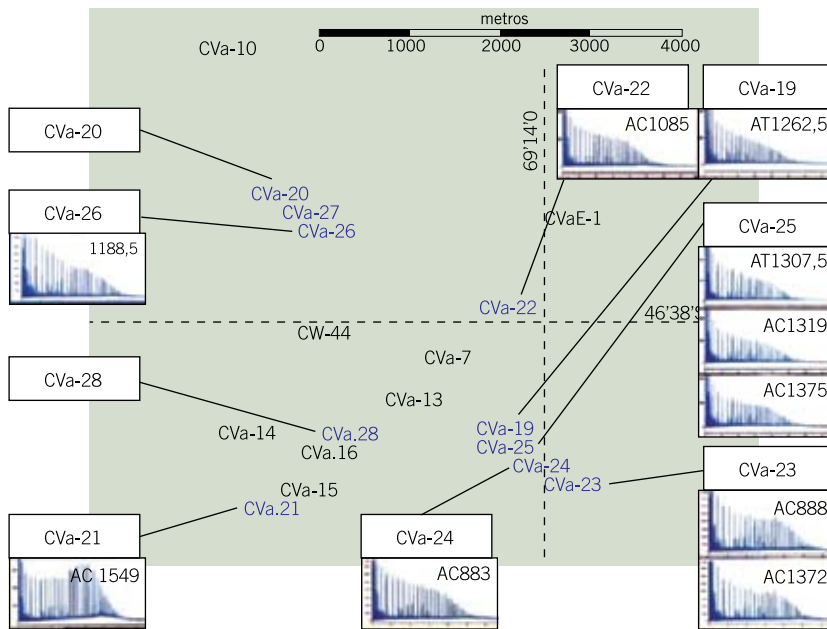


Figura 5. Características de las familias de petróleos en el Yacimiento Cañadón Vasco.



Fm. Castillo

Figura 8. Distribución areal de fluidos en Fm. Castillo.

participación de los diferentes petróleos a cada mezcla. El sombreado en los petróleos de los dos primeros eventos de carga refleja el grado de biodegradación.

De esta forma, se logra explicar la leve diferencia observada entre las familias AT y AC (Grupo A de la Sección Tobácea y de la Fm. Castillo, respectivamente); en la primera hay mayor proporción de petróleo liviano. La carga de un nivel arenoso

depende fundamentalmente de la permeabilidad de la roca reservorio y de la presión del fluido de cada evento de carga, siempre que se preserve la vía de migración que comunique a ambas rocas.

Las mezclas de petróleos pueden producirse en los poros y pueden ser homogéneas (producidas por desplazamiento de fluidos miscibles) o heterogéneas (cada petróleo se distribuye en diferentes poros). Además, debe tenerse en cuenta que la mezcla observada en el fluido de un ensayo de pozo puede generarse por aportes diferentes, alojados en niveles arenosos de pocos centímetros de espesor. Cuando la mezcla es homogénea, la composición del fluido producido se mantiene constante en el tiempo pero en las distribuciones heterogéneas los petróleos se hacen más pesados y viscosos con la historia de producción.

FID1A, Detector frontal of D:\NLL\Repsol\Golfo\coguada\cgun54\crom\54_3e-1cdf (AIA imported)

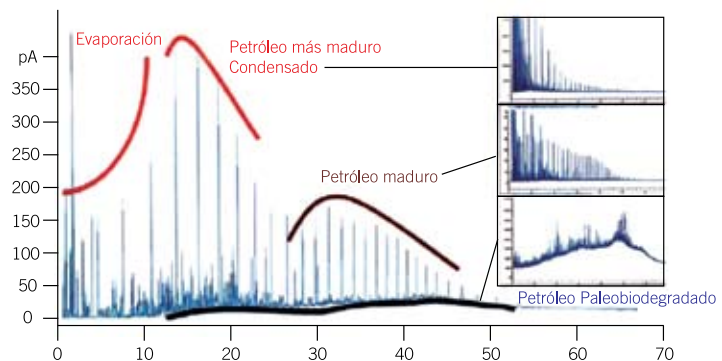


Figura 9. Composición de mezclas de petróleo.

En muchos yacimientos de la Cuenca se ha observado este comportamiento de los petróleos de producción (M. Crotti, comunicación personal).

La comparación del petróleo ensayado y de los extractos de muestras de los niveles arenosos correspondientes puede ayudar a comprender cómo se distribuyen los fluidos en el reservorio. Si ambos son iguales, entonces la distribución es homogénea pero si los *fingerprints* son diferentes, generalmente en el extracto se reconoce petróleo más pesado, entonces se puede asumir una distribución heterogénea.

Continuidad lateral de los reservorios

En vista de la buena correlación entre las familias de petróleos y las formaciones en el Yacimiento Cañadón Vasco, es posible utilizar los fluidos alojados en los niveles arenosos como trazadores naturales para buscar la continuidad lateral de los reservorios. Esta aplicación de la geoquímica se fundamenta en el concepto de que en reservorios continuos deben encontrarse petróleos similares y los petróleos alojados en reservorios incomunicados tanto vertical como lateralmente, deben presentar diferencias significativas.

Por ejemplo, en un corte que incluye los pozos CVa-22, CVa-19, CVa-25, CVa-24 y CVa-23 (corte A-A'), se puede ver que la Fm. Bajo Barreal presenta una clara continuidad lateral de los fluidos entre los cuatro pozos del sur y una marcada diferencia con el pozo CVa-22. Esta distribución de los fluidos es coherente con el modelo geológico (figura 11).

Alocación de la producción

La metodología geoquímica para la discriminación del aporte de capas individuales a la producción se desarrolló a partir del estudio realizado sobre pe-

tróleos del Yacimiento Chihuido de la Sierra Negra-Lomitas producidos por los Miembros Avilé y Troncoso y la Fm. Rayoso. La base de esta metodología radica en el reconocimiento de diferencias composicionales significativas entre los fluidos correspondientes a las capas individuales. En la Cuenca del Golfo San Jorge se aplicó esta metodología en el pozo LP- 2102 del Yacimiento Los Perales y en pozos de los yacimientos Zona Central y Cañadón La Escondida con muy buenos resultados.

Para aplicar la metodología en este

conjunto de petróleos se utilizaron los parámetros empleados en la resolución del petróleo de producción de los pozos LP-2102 y LP-2339 del Yacimiento Los Perales. En este estudio se dispone de muestras de petróleo de producción en los pozos CVa-19, CVa-20 y CVa-21.

Los resultados de esta metodología son los porcentajes de aporte de cada capa estimados numéricamente que explican mejor la composición del petróleo de producción.

Los porcentajes obtenidos para la muestra de producción del pozo CVa-

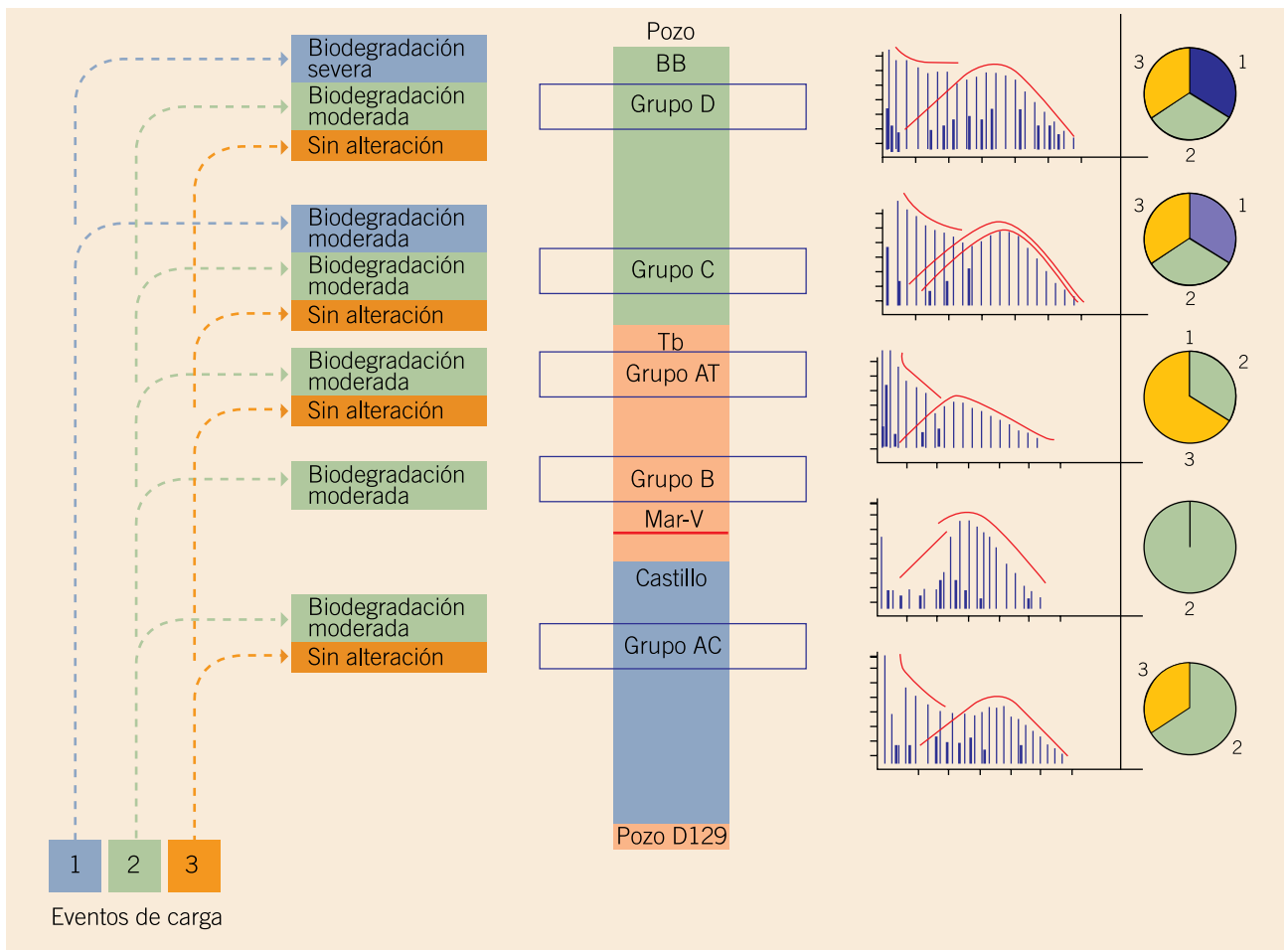


Figura 10. Modelo de llenado de trampas para el Yacimiento Cañadón Vasco.

19 indican un aporte del 75% en peso de la Fm. Bajo Barreal (con claro predominio del nivel más profundo), un 4% del petróleo correspondiente a la Serie Tobácea y el resto (21%) sería aportado por la Fm. Castillo.

En el pozo CVA-20, el aporte predominante es de la Sección Tobácea con 86% y el 14% restante se atribuye al Mb. Superior de la Fm. Bajo Barreal. La Fm. Castillo no fue ensayada en este pozo.

Los resultados de asignación del pozo CVA-21 asignan un aporte predominante del 51% a la Fm. Castillo y el resto proviene de Bajo Barreal y Tobácea con iguales aportes.

Para evaluar la calidad de la estimación realizada, se comparan los parámetros medidos en el petróleo de producción con los ponderados mediante los porcentajes calculados por la metodología de asignación. La comparación se realiza en forma gráfica, con diagramas estrella, y en forma numérica mediante los coeficientes de correlación y de distancia.

Cuando se comparan las poligonales medidas y calculadas para los petróleos de producción, puede verse su alto grado de correlación. Además, al comparar estos gráficos con las poligonales de los petróleos punzados, puede observarse que las relaciones calculadas describen mejor al petróleo de producción que cualquiera de los petróleos de capas individuales.

Los coeficientes de correlación del petróleo de producción con los petróleos de capas individuales son muy altos, indicando alta similitud. El coeficiente de distancia entre los parámetros medidos y los estimados en los tres pozos es menor que cualquiera de los obtenidos con los petróleos de capas individuales. Éste es un excelente indicador de la asignación realizada.

Conclusiones

El diferente grado de biodegradación encontrado en los petróleos de la Cuenca del Golfo San Jorge se ha

utilizado para:

1. Relacionar la presencia de mezclas de petróleos con una historia compleja de llenado de trampas y eventos de alteración. Esto permitió:
 - a) establecer los procesos de alteración sufridos por los fluidos en los reservorios o durante la migración,
 - b) comprender la interrelación de la arquitectura de los reservorios con la dinámica de los fluidos, y
 - c) generar un modelo de distribución de fluidos en forma independiente de la información geológica que puede ayudar a una mejor comprensión del comportamiento del reservorio.
2. Determinar la continuidad o discontinuidad de los reservorios mediante las heterogeneidades verticales y laterales de los petróleos. Esta aplicación se basa en datos independientes que deben correlacionar con el modelo geológico y aporta información para decidir el desarrollo de la producción del yacimiento. Además, permite alocar la producción en reservorios multicapa con produc-

ción conjunta.

3. Determinar el aporte de cada capa en la situación real de producción del pozo. Esta metodología es independiente de la producción de agua, no es necesario interrumpir la producción del pozo, puede utilizarse como herramienta de monitoreo periódico de la producción y puede ayudar a interpretar variaciones en la producción con el tiempo. ■

Bibliografía

- Baskin, D. K., R. J. Hwang y R. Purdy (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. y J. Connan (1993), "Crude Oils in Reservoirs: the Factors Influencing their Composition", in *Applied Petroleum Geochemistry*, M. L. Bordenave (Ed.) De. Technip, p. 149-174.
- Bridge, J. S., G. A. Jalfin y S. M. Georgieff (2000), "Geometry, Lithofacies and spatial distribution of cretaceous fluvial sandstone bodies, San Jorge Basin, Argentina: Outcrop analog for the Hydrocarbon-Bearing Chubut Group". *Journal of Sedimentary Research*, Vol. 70, N° 2, p. 341-359.
- 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. & Dorransoro, C. (Eds.) Selected papers from 17th Intern. Meeting on Organic Geochemistry, 4th- 8th September 1995, p. 343-344.
- Fasola, M. E., I. Labayén, M. Lema y A. Baz (2005), "Alocación de producción mediante el empleo

de la Geoquímica Orgánica en el Yacimiento Los Perales, Cuenca del Golfo San Jorge", VI Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Mar del Plata, Argentina, Noviembre (CD).

George, S.C., H. Volk y M. Ahmed (2005), "Recognizing oil mixing using maturity parameters from different molecular weight fractions of oils", in *Organic Geochemistry: Challen-*

ges for the 21st Century (Vol. 1), from 22nd Intern. Meeting on Organic Geochemistry, Seville Spain September 2005, p. 62-63.

González, M.; R. Taboada y L. Stinco (2002), "Los reservorios del flanco norte, en Cuenca del Golfo San Jorge: marco geológico y reseña histórica de la actividad petrolera", en *Rocas Reservorios de las Cuencas Productivas de la Argentina*. M.

- of Commingled Oils and its Application Calculations”, in *Proceedings Indonesian Petroleum Association, Sixteenth Annual Convention*, October 1987.
- Kaufman, R. L., H. Dashti, C. S. Kabir, J. M. Pederson, M. S. Moon, R. Quttainah y H. Al-wael (2002), “Characterizing the greater Burgan Field: Use of geochemistry and oil fingerprinting”, SPE 78129, p. 190-196.
- Labayén, I. L., M. Fasola, A. Del Monte y R. Castelo (2004), “Alocación de producción mediante el empleo de la geoquímica orgánica en el Yacimiento Chihuido de la Sierra Negra-Lomitas, Cuenca Neuquina”, INNOTECH, Buenos Aires, 14-17 de septiembre de 2004 (CD).
- Labayén, I., M. Fasola, A. Del Monte y R. Castelo (2005), “Alocación de producción”, in *Organic Geochemistry: Challenges for the 21st Century* (Vol 1), from 22nd Intern. Meeting on Organic Geochemistry, Seville Spain September 2005, p. 62-63.
- Larter, S. R. y A. C. Aplin (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., A. C. Aplin, P. Corbett y N. Ementon (1994), “Reservoir Geochemistry: a Link between Reservoir Geology and Engineering?”, SPE 28849, p. 441-450.
- Lovrinkevich, 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 (CD).
- Mason, P. C., R. Burwood y B. Mycke (1995), “The Reservoir Geochemistry and petroleum charging histories of Paleogene-reservoired fields in the Outer Witch Ground Graben”, in *The Geochemistry of reservoirs*, Cubbit, J. M. & England, W. A. (Eds.), Geological Society Special Publication N° 86, p. 281-301.
- Nederlof, P. J., van der Veen, F. M. y 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. & Dorransoro, C. (Eds.) Selected papers from 17th Intern. Meeting on Organic Geochemistry, 4th- 8th September 1995, p. 329-331.
- Rajasingam, D. T. y T. P. Freckelton (2004), “Subsurface Development Challenges in the Ultra Deepwater Na Kika Development”, OTC 16699.
- Sanagua, J., J. Hlebszevitsch y F. Suárez (2002), “Los reservorios del Flanco Oeste”. En M. Schiuma, G. Hinterwimmer y G. Vergani (Eds.), *Rocas reservorio de las cuencas productivas de la Argentina: Simposio del V Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos*, Mar del Plata, p. 175-198.
- Villar, H. J., C. Sylwan, A. Gutiérrez Plimling, M. Millar, J. R. Castaño y W. G. Dow (1996), “Formación de petróleos pesados a partir de procesos de biodegradación y mezcla en el sistema petrolero Pozo D-129-Cañadón Seco, Flanco Sur de la Cuenca del Golfo San Jorge, Provincia de Santa Cruz, Argentina”. XIII Congreso Geológico Argentino y III Congreso de Exploración de Hidrocarburos, p. 1:223-242. ■