

# Alocación de la producción conjunta en reservorios multicapas mediante técnicas geoquímicas

Por **Martín Eugenio Fasola**, YPF SA; **Inés Labayen**, Inés Labayen SRL; **Gustavo Maselli** y **Anabel Kuriss**, LMA SRL.

*Trabajo seleccionado como Primer Premio del Congreso de Producción del Bicentenario.*

La geoquímica orgánica es conocida en la industria del petróleo por sus aplicaciones en temas medioambientales y para la exploración de hidrocarburos, en especial en la identificación de rocas con capacidad generadora de petróleo; en la evolución de su madurez con el tiempo geológico; también, en la estimación de los volúmenes de petróleo generados por éstas y las características geoquímicas para establecer correlaciones entre petróleos, entre rocas madre y entre petróleo y roca madre.

Desde 1985 se encuentran en la bibliografía especializada ejemplos de aplicaciones de la metodología geoquímica que ayudan a resolver problemas de producción y reservorios (Larter *et al.*, 1994; Larter y Aplin 1995; Baskin *et al.*, 1995; England y Cubbitt 1995; Nederlof *et al.*, 1995; McCaffey *et al.*, 1996; Marteau *et al.*, 2002).

La diferencia más evidente entre un estudio exploratorio y el análisis de reservorios es la escala de muestreo. En los estudios regionales se seleccionan muestras de

petróleos o rocas que representan los diferentes sistemas petroleros, para determinar las tendencias de madurez y las relaciones genéticas entre petróleo y rocas madres.

En los estudios geoquímicos de caracterización de reservorios y alocación se realiza un muestreo detallado por capas productoras en un yacimiento, en una porción de él o por pozo.

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. Justamente, la determinación de estas heterogeneidades de los fluidos y la integración con las características del reservorio son el objeto de estudio de la geoquímica de reservorios y producción.

Mediante las metodologías geoquímicas se puede determinar el tipo de fluidos presente en los reservorios y establecer sus correlaciones laterales y verticales. Esta información permite:

- Determinar los mecanismos de llenado de las trampas.
- Establecer los procesos de alteración sufridos por los fluidos, en los reservorios o durante la migración.
- Comprender la interrelación de la arquitectura de los reservorios con la dinámica de los fluidos, mediante la integración con el modelo geológico. Esta información permite establecer un modelo de distribución de fluidos en forma independiente de la información geológica, ya que es una determinación directa sobre el fluido y no requiere calibración previa.

La distribución de fluidos así planteada puede ayudar a una mejor comprensión del comportamiento del reservorio.

La alocación de producción en yacimientos multireservorios con producción conjunta presenta dificultades cuando se intenta asignar el aporte real de cada una de las capas a la producción.

En el presente trabajo se describe la metodología geoquímica desarrollada para alocar la producción en yacimiento multicapas y su aplicación en yacimientos de la Argentina.

## Fundamentos geoquímicos

En forma práctica, el petróleo puede definirse como cualquier mezcla de hidrocarburos que puede ser producida (Hunt: 1979). La gran cantidad y variedad de componentes presentes en los petróleos hace muy difícil dar una definición según su composición química. Al momento de su expulsión, la composición del petróleo depende del tipo de materia orgánica presente en la roca madre y de su madurez. Sin embargo, se reconocen procesos que alteran drásticamente la composición del petróleo durante la migración o en el reservorio (Blanc y Connan: 1993).

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.

Así, los autores diferencian "población" y "familia" de petróleos. Para ser agrupados en la misma población, los petróleos deben haberse generado en la misma roca

madre, aunque pueden tener diferentes tiempos de generación y expulsión, o distintos 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 relacionadas con modificaciones de presión, volumen y temperatura en el reservorio (maduración en reservorio, biodegradación, lavado con agua, fraccionamiento de fases durante la migración o por pérdidas del sello, Larter y Aplin: 1995). La cromatografía gaseosa capilar se emplea para caracterizar los petróleos y, por lo tanto, para identificar las alteraciones primarias y secundarias que sufren los petróleos.

## Antecedentes de la aplicación de geoquímica para reservorios y para producción

La geoquímica orgánica aplicada a reservorios y producción requiere el reconocimiento de diferencias composicionales significativas entre los fluidos correspondientes a cada una de las capas productoras.

En la literatura especializada se presentan diversas aplicaciones de la geoquímica para resolver problemas en reservorios y en la producción. Se pueden mencionar los trabajos de Kaufman *et al.*: 1987, 1990) y de Rajasingam y Freckleton (2004) en el Golfo de México; también, Horstad y Larter (1997) en el Mar del Norte; Baskin *et al.*, (1995) en el Delta del Níger; Callejón-Jiménez (1995) en Venezuela; Kaufman (2002) en Kuwait y Kaufman (1987) en el sudeste asiático.

En la Argentina se ha desarrollado una metodología para discriminar el aporte de las capas individuales a la producción en yacimientos de la Cuenca Neuquina y en el Golfo San Jorge. Antecedentes de estas aplicaciones se encuentran en los trabajos de Labayén *et al.*, (2004) y Fasola *et al.*, (2005, 2008).

## Metodología de alocación tradicional

Como consecuencia de las características geológicas de un sistema multireservorio (reservorios multicapas), cada pozo suele atravesar un número variable de cuerpos arenosos productores de hidrocarburos, muchas veces diferentes a los encontrados por los pozos vecinos.

Los reservorios de interés suelen ser ensayados en forma individual durante la terminación, y luego puestos a producir en forma simultánea. Tradicionalmente, el método utilizado en estos yacimientos para calcular el potencial productivo para cada nivel estudiado considera los valores de caudal, el porcentaje de agua y el nivel logrado durante el ensayo individual por capa en la terminación.

Sin embargo, mediante esta técnica no es posible determinar el comportamiento dinámico de todos los reser-

varios cuando son producidos en conjunto. Esto se debe, principalmente, a que la extracción con un sistema artificial requiere de un determinado nivel de fluido dentro del pozo, lo que origina contrapresiones diferentes para cada reservorio y, por lo tanto, un aporte de fluido diferente al medido en el ensayo individual de capa.

Si bien las intervenciones de pozos son comunes con posterioridad a la puesta en producción inicial, estas operaciones no suelen incluir nuevos ensayos individuales de todos los niveles para evaluar la evolución del aporte de cada uno a la producción total con el tiempo. En el momento de realizar los prorrateos de producción para cada reservorio involucrado, el único dato con que se cuenta es el correspondiente al ensayo de terminación, y éste no es representativo de las condiciones en que se realiza la extracción del pozo.

Además, el aporte proporcional de cada capa al total de la producción se considera invariable en el tiempo. Este método para alocar producción requiere un número elevado de simplificaciones (a falta de datos medidos), lo que se traduce en un alto grado de incertidumbre de los resultados, ya que supone, básicamente, que las condiciones del ensayo de terminación se mantienen en el tiempo y durante la producción en conjunto de todo el pozo.

El alcance del desvío entre los volúmenes calculados y los reales es particularmente importante a la hora de aplicar estos valores en las previsiones de producción para

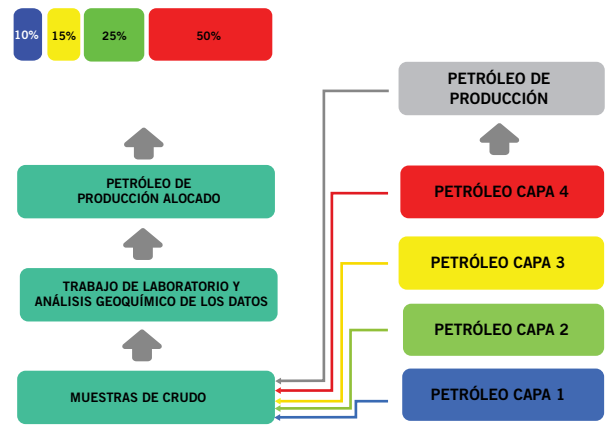


Figura 1. Esquema de asignación de producción mediante la técnica geoquímica.

proyectos de recuperación asistida. Por otro lado, en los casos de disminución importante de la producción de un pozo, se desconoce -hasta el momento de re-ensayo de capas durante la eventual intervención-, si la baja responde a un problema de todo el pozo, que abarque el conjunto de reservorios, o a un cambio puntual en uno de ellos. La opción de intervenir el pozo para definir el problema implica un costo importante, que es prioritario reducir.

Una alternativa a las limitaciones enunciadas en los

párrafos anteriores es la metodología geoquímica. Otro tema no menos importante lo constituyen los costos. Se estima que la metodología geoquímica cuesta entre el 1 al 5% de un perfil de producción.

## Desarrollo de la metodología geoquímica para alocar la producción

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

El caso ideal es aquel en el que se disponen las muestras de los petróleos obtenidos en todos los ensayos individuales y el petróleo de producción conjunta de un mismo pozo. Sin embargo, es posible aplicar la metodología al comparar petróleos de diferentes pozos, y comprobar primero que las capas individuales presentan características diferentes entre sí y muy poca o ninguna heterogeneidad lateral.

El principal requisito para la aplicación de la metodología es el reconocimiento de diferencias significativas entre las muestras representativas de cada capa (figura 1). 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.

En el desarrollo de esta metodología, las técnicas analíticas empleadas fueron la cromatografía gaseosa capilar; la densidad de petróleo; el porcentaje de agua y la concentración de metales (vanadio, níquel y azufre).

Si se cumple el requisito de diferencias significativas, esta metodología es aplicable para discriminar, promediar y monitorear el aporte a la producción conjunta en yacimientos multicapas durante las diferentes etapas de producción (primaria, secundaria y terciaria).

La metodología geoquímica de alocaación de producción desarrollada puede resumirse en cuatro etapas (ver figura 2):

- Etapa 1, de selección de los parámetros: a partir de un estudio de caracterización de petróleos, se seleccionan y emplean aquellos parámetros geoquímicos que mejor discriminan las capas individuales.
- Etapa 2, de determinación analítica y cálculos de los parámetros seleccionados en muestras problema (petróleo de producción o mezcla sintética de petróleos): el dato primario es el resultado analítico con el que se genera una matriz de datos que incluye los fluidos individuales y los de producción conjunta.
- Etapa 3, de cálculo numérico: mediante este cálculo se busca la mezcla de los petróleos de las formaciones que mejor reproduce el conjunto de parámetros medidos en la muestra problema. El resultado se expresa como porcentaje en peso de cada uno de los petróleos individuales.
- Etapa 4, de control estadístico de los resultados: se evalúa el grado de correlación entre las mezclas calculadas

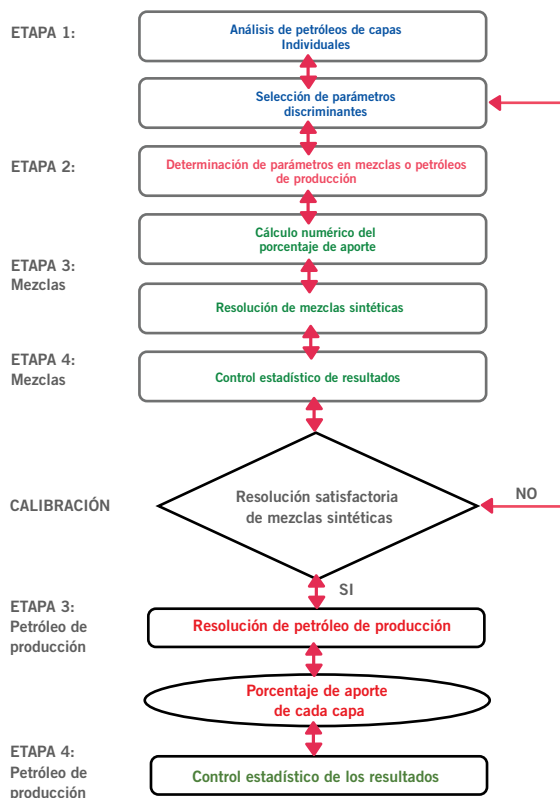


Figura 2. Diagrama de flujo de las etapas involucradas en la metodología geoquímica.

y las mediciones en el petróleo de producción o mezcla sintética, con el objeto de validar esta metodología.

En la etapa 1 se analizan todas las muestras de capas individuales y se seleccionan los parámetros geoquímicos discriminantes. Durante las etapas 2, 3 y 4 se aplican estos parámetros: en primer lugar, para resolver mezclas sintéticas como calibración de la metodología y, en segundo lugar, para determinar aquellos más adecuados para la discriminación del conjunto de petróleos analizados. Por esta causa, esta etapa de calibración o validación (etapas 2, 3 y 4) debe realizarse para cada conjunto de muestras.

Luego de la etapa de calibración, se aplica la metodología para resolver el petróleo de producción con los parámetros utilizados en la resolución satisfactoria de las mezclas.

## Ejemplos de aplicación en yacimientos de la Argentina

### 1) Cuenca del Golfo San Jorge: yacimiento A

La situación más adecuada para la aplicación de esta metodología se genera al alocar el petróleo de producción de un pozo, donde se dispone de los petróleos correspondientes a los ensayos de las capas individuales.

En este yacimiento, que produce principalmente de

varias capas pertenecientes a las Formación Bajo Barreal, se seleccionó un pozo y se aplicó esta metodología en petróleos de seis capas individuales; tres de ellas fueron muestreadas antes y después de fracturar, más el petróleo de producción.

Todos los petróleos del pozo fueron caracterizados como mezclas de petróleos con muy diferente grado de biodegradación, de evaporación y de lavado con agua y un condensado muy liviano. Se seleccionaron 43 parámetros geoquímicos que discriminan los petróleos de capas individuales.

Para ajustar la metodología en este conjunto de petróleos, se resolvieron mezclas sintéticas preparadas en laboratorio con petróleos de tres capas productivas. Los resultados obtenidos son muy buenos, con una incertidumbre de  $\pm 5\%$  ( ver tabla 1).

**Tabla 1. Resolución de las mezclas de laboratorio**

Mezclas sintéticas	Petróleos individuales (mbbp)	Porcentajes preparación (%)	Porcentajes calculados (%)
MEZCLA 1	629.5	19	25
	869	40	38
	965	41	37
MEZCLA 2	629.5	42	38
	869	46	41
	965	12	21
MEZCLA 3	629.5	19	21
	869	28	31
	965	53	48

Tras estos resultados y para evaluar la calidad de la estimación, se determinaron los parámetros geoquímicos utilizados en el cálculo numérico de las mezclas para determinar la calidad de la estimación. Al conocer los porcentajes de preparación de las mezclas, se ponderaron los parámetros teóricos correspondientes a cada una de las mezclas. Estos resultados se identificaron como “valores teóricos”.

Con los porcentajes estimados numéricamente se determinaron los “parámetros calculados”. Ambos conjuntos de parámetros pueden compararse con los parámetros medidos analíticamente en cada mezcla.

**Tabla 2. Índices de correlación y distancia para las mezclas de laboratorio**

Mezclas sintéticas	Parámetro estadístico	Parámetros calculados	Valores teóricos
MEZCLA 1	R2	0,9999	1,0000
	Coef. distancia	0,6230	0,6629
MEZCLA 2	R2	0,9998	0,9997
	Coef. distancia	0,9476	1,0108
MEZCLA 3	R2	0,9999	0,9999
	Coef. distancia	0,8064	0,8254

En la tabla 2 se resumen los valores de los índices de correlación (R2) y de coeficiente de distancia calculados para cada mezcla. El cálculo se realiza con los parámetros ponderados (valores teóricos y parámetros calculados) con los respectivos valores medidos en las mezclas.

En todos los casos se observó muy buena correlación de ambos conjuntos de parámetros ponderados con los valores medidos analíticamente, ya que se obtuvieron,

**Tabla 3. Porcentajes de aporte de cada capa al petróleo de producción**

Nivel (mbbp)	Porcentaje de aporte (p/p)	Porcentaje de aporte (v/v)
629.5	7	7
629.5 fr	19	18
750	12	12
869	4	4
965	0	0
965 fr	50	50
1163.5	0	0
1216 fr	10	9

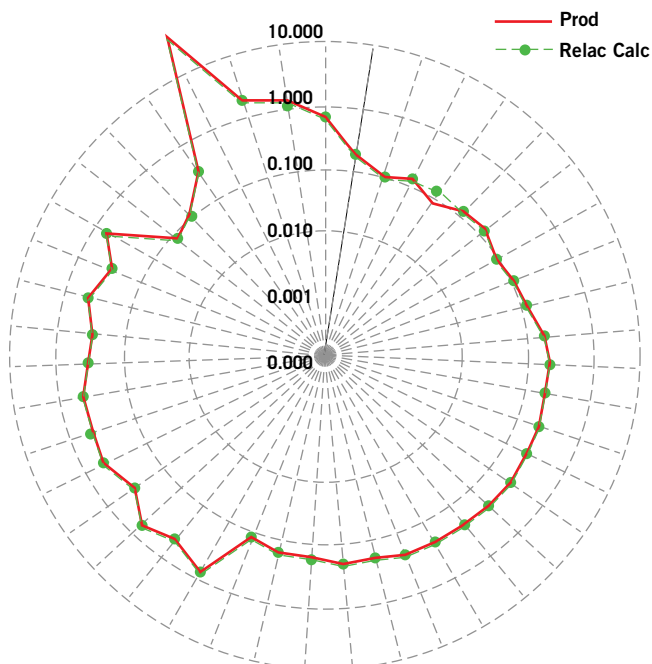
Nota: fr: Fracturada

para todos, valores muy próximos a la unidad en los coeficientes de correlación y valores menores de 1.01 para los coeficientes de distancia. Este alto grado de correlación en ambos grupos de parámetros significa que los porcentajes de aporte estimados numéricamente describen muy bien la mezcla tanto con los parámetros medidos como los valores teóricos. Estos resultados indican que esta metodología es aplicable para estimar las capas que aportan a la producción del pozo.

Una vez resueltas las mezclas sintéticas, (la metodología estaba calibrada), se procedió a realizar la alocación del petróleo de producción. Este se caracterizó como mezcla de petróleo con moderada biodegradación, leve evaporación y lavado con agua con un condensado liviano no biodegradado y un petróleo pesado.

La alocación del petróleo de producción del pozo mostró los siguientes porcentajes de aporte en peso de los petróleos de capas individuales (sin tener en consideración el agua, ver tabla 3) y el porcentaje en aporte en volumen, con consideración de la densidad de los petróleos.

Como se puede ver en la tabla, el 60% en peso del petróleo de producción proviene de dos niveles fracturados de la Formación Bajo Barreal Inferior (965 fr y 1216 fr) y el resto habría sido aportado por los niveles punzados de



**Figura 3.** Diagrama estrella de relaciones utilizadas para el cálculo de aportes determinados en el petróleo de producción y la mezcla calculada por métodos numéricos (cada eje corresponde a un parámetro).

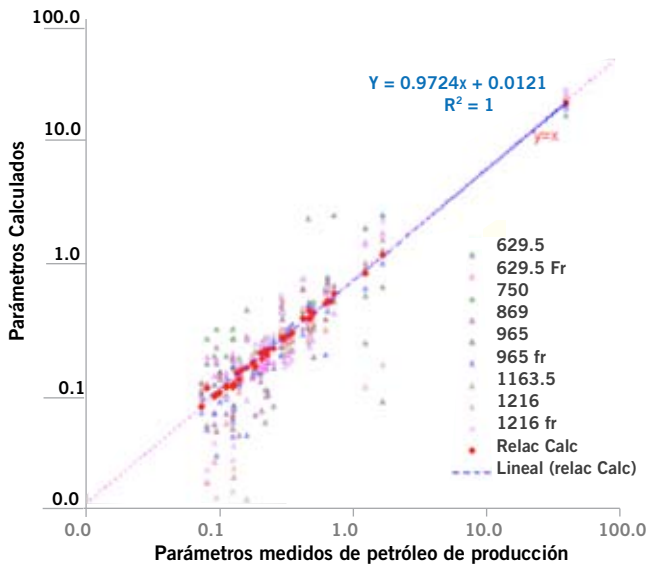


Figura 4. Comparación gráfica de las relaciones utilizadas para el cálculo de aportes determinados en el petróleo de producción y en la "mezcla calculada" por métodos numéricos. (En los petróleos de producción no se dispone de los valores teóricos). Para completar la comparación se incluyen los petróleos punzados analizados en el pozo A.

#### Bajo Barreal Superior.

Para evaluar la calidad de la estimación realizada, se compararon los parámetros medidos en el petróleo de producción con los ponderados mediante los porcentajes calculados en peso. La comparación se realiza en forma gráfica (como muestran las figuras 3 y 4) y en forma numérica, mediante los coeficientes de correlación y de distancia (en tabla 4).

Los coeficientes de correlación son, en general, muy altos y próximos a la unidad. Los coeficientes de distancia de los petróleos individuales son mucho mayores que el

Tabla 4. Coeficientes de correlación y distancia de las relaciones medidas en el petróleo de producción y las muestras de capas individuales.

Nivel	Coefficiente de Correlación (R <sup>2</sup> )	Coefficiente de Distancia
629.5	0.9971	4.0211
629.5 fr	0.9997	3.4127
750	0.9996	5.7939
869	0.9932	16.9968
965	0.9998	2.1541
965 fr	0.9999	1.3352
1163.5	0.9997	3.3898
1216	0.9989	3.5188
1216 fr	0.9993	4.1823
Relaciones calculadas	0.9997	0.4855

correspondiente a las relaciones calculadas.

Estos resultados indican que el petróleo de producción correlaciona mejor con las relaciones calculadas con los porcentajes de aporte que con cualquiera de los petróleos analizados en capas individuales. Como consecuencia,

Capa	Tope (m)	Base (m)	Fluido	% Agua	Estimulación	Caudal (1/h)	Nivel (m)	% de aporte
1	629.5	632.5	P+A	30	Fractura	3750	200	20%
2	732	734	A/R			200	652	
3	750	752	P+A	30		80	714	0%
4	869.5	872	A/R		Fractura	2500	630	
5	965.5	968.5	P+G	25	Fractura	1450	0	19%
6	1005.5	1008	A/R			300	896	
7	1016.5	1019.5	A/R		Cementada	3750	650	
8	1077.5	1080.5	A/R			700	832	
9	1163.5	1165.5	P+A	20		1500	901	6%
10	1216	1217.5	P+A	20	Fractura	3750	200	55%
11	1275.5	1277.5	A/R			80	1239	

Tabla 5. Valores de aporte individual a la reserva total de pozo según el método clásico de prorrateo de producción.

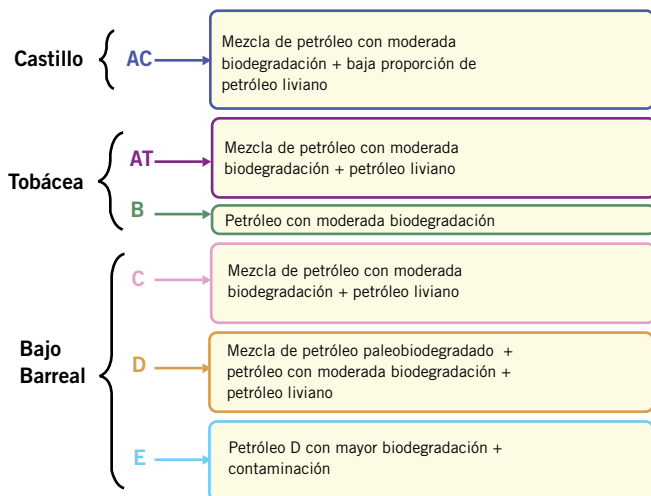


Figura 5. Características de las familias de petróleos en el yacimiento B.

puede considerarse que el petróleo de producción se describe mejor como la mezcla de aportes estimada numéricamente. Al comparar el pronóstico de alocación geoquímica con la metodología tradicional (ver tabla 5), se comprueba que la metodología geoquímica reconoce el aporte de cada uno de los reservorios que se han puesto en producción en el pozo, es decir, tanto en el método tradicional como en el geoquímico, se evidencian aportes desde los mismos reservorios. En este caso, los resultados

geoquímicos muestran que más del 80% del volumen de petróleo producido en el pozo corresponde a los niveles estimulados mediante fracturación, coincidentemente con lo pronosticado a partir de los datos de terminación.

Sin embargo, al comparar los valores de aporte de cada capa se manifiestan diferencias. De acuerdo con la terminación, los niveles inferiores del pozo aportarían el 60% de la producción total, mientras, según la alocación por geoquímica, su aporte se reduce al 9%. En consecuencia, los aportes porcentuales de los restantes niveles ganan importancia y predominan la capa de 965 mbbp con un 50% y la de 629 mbbp, con un 25% en total.

Esta diferencia se explica con que los niveles inferiores se encuentran contrapresionados por una columna de fluido de varios cientos de metros, lo que se evidencia en la disminución de aporte mencionada en el párrafo anterior, que muestra una coherencia entre lo calculado por geoquímica y la condición extractiva del pozo.

Por lo tanto, el método empleado para realizar la alocación a partir de la caracterización geoquímica constituye, por la naturaleza de las muestras utilizadas, un enfoque global que tiene en cuenta la situación real de producción del pozo. Por otro lado, las condiciones de producción para cada pozo no se mantienen invariables en el tiempo. El muestreo y el análisis del fluido de producción en diferentes momentos permiten monitorear la variación de estas condiciones durante la vida del pozo.

Por lo analizado, la aplicación de esta metodología constituye una solución adecuada a la problemática de

determinar la variación en el tiempo de la producción de cada reservorio, que la metodología convencional no nos permite resolver.

A partir del análisis de los resultados obtenidos por ambos métodos podemos decir que con su uso combinado se obtienen: por un lado, el valor de la reserva de cada nivel en producción en base a los datos de terminación; por otro (con la utilización de la geoquímica), el monitoreo de la producción de esta reserva.

## 1.2) Yacimiento B

Generalmente, la distribución vertical de los petróleos de los pozos estudiados en la cuenca del Golfo San Jorge es muy compleja y no permite asociar una familia de fluidos a cada formación. El yacimiento B es el primero de la cuenca de todos los estudiados con esta metodología geoquímica, en el que es posible asociar familias de petróleo con cada formación (figura 5). La distribución de fluidos es la siguiente:

- Formación Bajo Barreal (ensayos someros): mezcla de petróleo paleobiodegradado con petróleo con moderada biodegradación y con petróleo liviano (familia de petróleos D).
- Formación Bajo Barreal (ensayos profundos): mezcla de petróleo con moderada biodegradación con petróleo liviano (familia de petróleos C).
- Sección tobácea: mezcla de petróleo con moderada biodegradación y de petróleo liviano (familia de petróleos AT).
- Formación Castillo: mezcla de petróleo con moderada biodegradación y baja proporción de petróleo liviano (familia de petróleos AC).

Esta clasificación de los petróleos permitió establecer un modelo de llenado de las trampas, analizar la continuidad de los reservorios (tanto lateral como verticalmente) y alocar la producción en tres pozos.

Con la metodología geoquímica desarrollada se obtuvieron las asignaciones de producción para estos pozos:

- Pozo 1:** los porcentajes obtenidos para la muestra de producción indicaron un aporte del 75% en peso de la Formación Bajo Barreal (con claro predominio del nivel más profundo), un 4% del petróleo correspondiente a la serie tobácea y el resto (21%) aportado por la Formación Castillo.
- Pozo 2:** el aporte predominante a la producción es de la tobácea con 86% y el 14% restante se atribuye a la Formación Bajo Barreal Superior.
- Pozo 3:** los resultados de alocación asignaron un aporte predominante del 51% a la Formación Castillo y el resto a Bajo Barreal y tobácea, con iguales aportes.

## 2) Yacimiento de la cuenca Neuquina

Este yacimiento se encuentra en un estado de desarrollo maduro. Produce principalmente de tres formaciones: Formación Rayoso, el Miembro Avilé de la Formación Agrío y Miembro Troncoso de la Formación Huitrín. La producción de la mayoría de los pozos es en conjunto.

De varios pozos se obtuvieron petróleos de capas individuales y de producción pertenecientes a los principales compartimentos del yacimiento. A estos petróleos se los caracterizó geoquímicamente, y se observó que, mediante

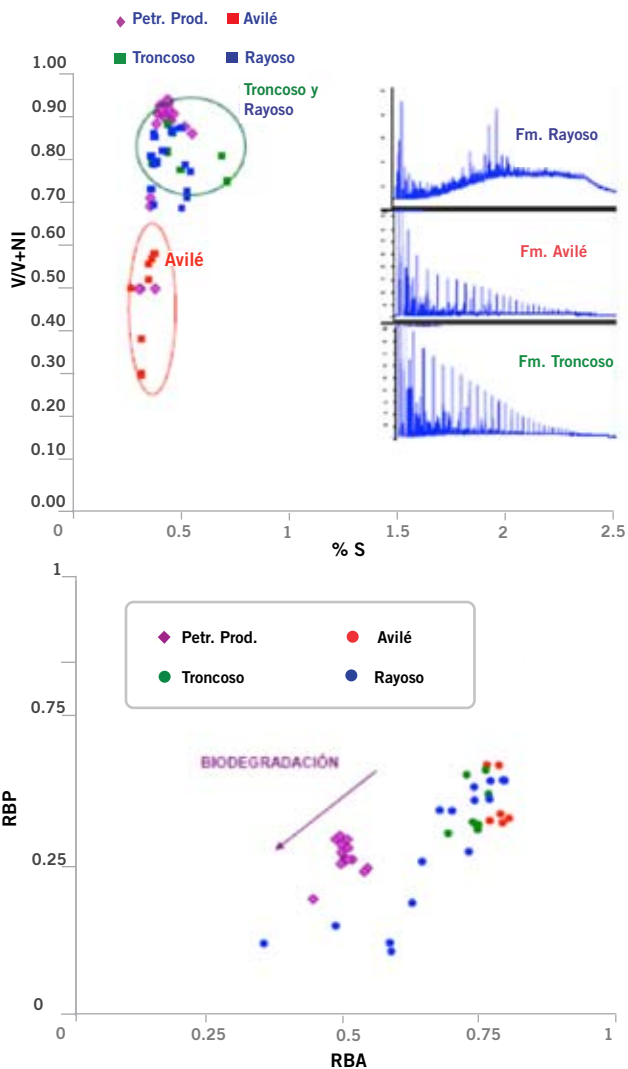


Figura 6. Parámetros discriminantes en el yacimiento de la Cuenca Neuquina. Notas: RBP: Relación de biodegradación de parafinas. RBA: Relación de biodegradación de acíclicos

cromatografía gaseosa, se reconocían diferencias significativas entre los petróleos con severa biodegradación de la Formación Rayoso y los no alterados de Troncoso y Avilé. Para diferenciar los petróleos de los dos últimos reservorios (Avilé y Rayoso), fue necesario complementar estos estudios con análisis de azufre y de metales (vanadio y níquel), hasta finalmente discriminar los petróleos y aplicar la metodología para alocar la producción (figura 6).

Esta metodología geoquímica de alocación de aplicó en más de 25 pozos para el prorrateo de la producción, como herramienta complementaria para definir o identificar zonas del yacimiento donde sólo se recirculaba el agua de la secundaria y en la caracterización de las capas productoras de los pozos para un proyecto de *warter conformance*.

## Discusión de los aspectos fundamentales de la metodología

Los parámetros geoquímicos adecuados para la aplicación de esta metodología son, en general, aquellos que responden probablemente a las reglas de mezcla utilizadas



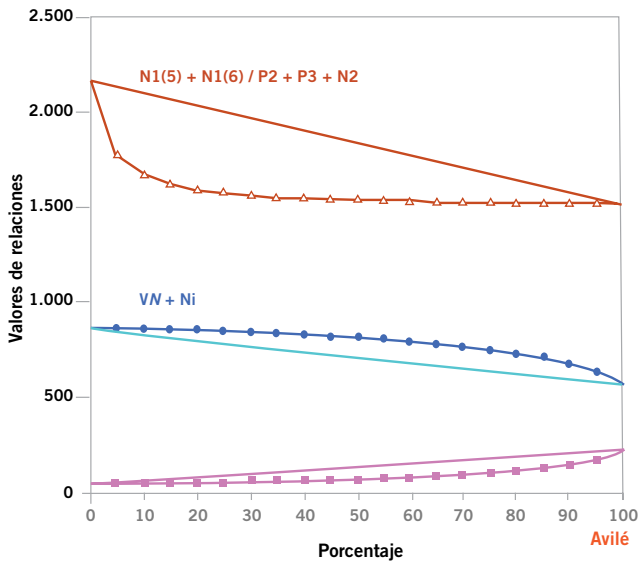


Figura 7. Valores teóricos de un parámetro para mezclas de dos y tres capas individuales.

por el cálculo numérico.

En cada caso particular deben seleccionarse aquellos parámetros que discriminan los petróleos de capas individuales y en los que las diferencias son muy significativas respecto a variaciones analíticas.

Pueden utilizarse composiciones respecto de petróleo

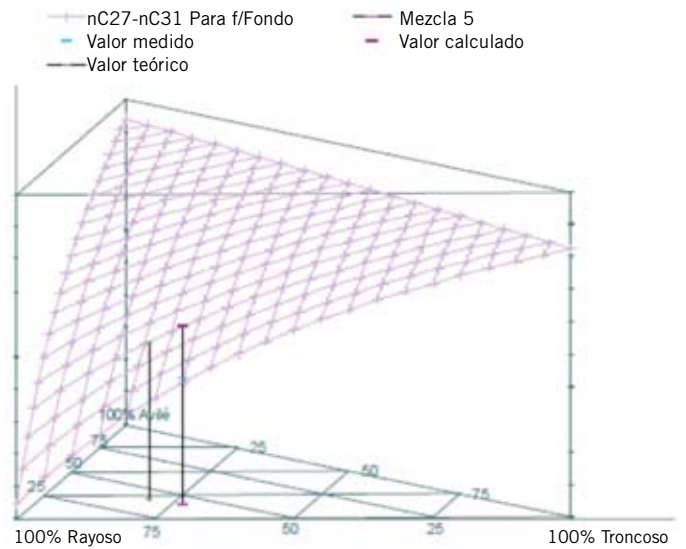


Figura 8. Valores teóricos de un parámetro para mezclas de dos y tres capas individuales.

total, ya sea en porcentajes, como los datos cromatográficos o el azufre, o en partes por millón (ppm) para elementos traza, como los metales. También puede usarse cualquier relación geoquímica como pristano a fitano, valor heptano, RBA o relación de biodegradación de acíclicos. Sin embargo, debe tenerse en cuenta que la regla

de mezcla utilizada en el cálculo numérico es diferente para concentraciones y relaciones, ya que es lineal para las primeras y no lineal para las últimas (figuras 7 y 8).

Esta metodología se puede aplicar a un pozo (caso ideal) o también en yacimientos maduros, con petróleos de producción de horizontes conocidos. En un pozo, la metodología geoquímica constituye, por la naturaleza de las muestras utilizadas, un enfoque global que tiene en cuenta la situación real de producción del pozo: así, permite monitorear la producción instantánea de cada nivel. Se puede aplicar periódicamente, para seguir la producción, o eventualmente, ante cambios drásticos de la producción, ya sea por el corte de agua o por la calidad del petróleo.

En cualquier caso, el único requisito de esta metodología es disponer de muestras de los niveles ensayados. Los petróleos bien conservados no requieren ambientes especiales para su preservación y no se alteran con el paso de los años. Además, la muestra de producción es muestra de boca de pozo, por lo que no es necesario parar la producción. Dadas las características de la metodología, sus resultados son independientes del agua de producción.

## Conclusiones

- La metodología geoquímica de alocación de la producción consiste en encontrar, mediante el cálculo numérico, cómo se compone el petróleo de producción en función de los petróleos de capas individuales.
- El requisito fundamental para la aplicación de esta metodología es que existan diferencias geoquímicas significativas entre los petróleos de capas individuales.
- Esta metodología presenta los siguientes beneficios:
  - Determina el aporte de cada capa en la situación real de producción del pozo.
  - Es independiente de la producción de agua.
  - No requiere interrumpir la producción para la toma de muestra.
  - Puede utilizarse como herramienta de monitoreo periódico de la producción.
  - Puede ayudar a interpretar variaciones en la producción con el tiempo.
  - Ayuda a la selección de las capas a producir en futuros

pozos y en el diseño y seguimiento de la secundaria.

- Es mucho más económica que un perfil de producción (1% al 5%).

Esta metodología se ha empleado con éxito para alocar la producción en dos yacimientos de la Cuenca del Golfo San Jorge y en uno de la Cuenca Neuquina.

## Bibliografía

- Baskin, D. K., Hwang, R.J. & Purdy, R. (1995). *Predicting Gas, Oil, and Water Intervals in Niger Delta Reservoirs Using Gas Chromatography*. AAPG Boletín V.79, Nº 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 Techni. 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. En Meeting on Organic Geochemistry*, 4 al 8 de septiembre, p. 343-344.
- England, W.A. & Cubitt, J.M. (1995). *Geochemistry of reservoirs, an introduction in the geochemistry of reservoirs*. Cubitt, J.M. & England, W. A. (eds), *Geological Society Special Publication* Nº 86, p. 1- 3.
- Fasola, M.E., Labayén, I.L., 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, del 15 a 19 de noviembre.
- Fasola, M.E., Labayén, I.L., 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.
- Horstad, I. & Larter, S.R. (1997), *Petroleum Migration, Alteration, and Remigration within Troll Field, Norwegian North Sea*. AAPG Boletín V.81, Nº 2, p. 222-248.
- Hunt, J.M. (1979). *Petroleum Geochemistry and Geology*. W.H. Freeman and Company (eds.), San Francisco, p. 448-450.

- Kaufman, R.L., Ahmed, A.S. & Elsingher, R.J. (1990). *Gas Chromatography as a Development and Production Tool for Fingerprinting Oils from individual Reservoirs: Applications in the Gulf of Mexico*, en 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. & Hempkins, W.B. (1987). *A New Technique for the Analysis of Commingled Oils and its Application Calculations*. En *Proceedings Indonesian Petroleum Association*. Sixteenth Annual Convention, octubre.
- 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, del 14 al 17 de septiembre.
- Labayén, I., Fasola, M.E., Del Monte, A. and Castelo, R. (2005). *Use of Organic Geochemistry in Allocation of production: Application in the Chihuido de la Sierra Negra-Lomitas Field, Neuquina Basin, Argentina*. En *Organic Geochemistry: Challenges for the 21st Century (Vol 1), from 22nd Intern. Meeting on Organic Geochemistry*, Sevilla, España, p. 62-63.
- Larter, S.R. & Aplin, A.C. (1995). *Reservoir Geochemistry: methods, applications and opportunities*, In *The Geochemistry of reservoirs*. En Cubbit, J.M. & England, W. A. (eds) *Geological Society Special Publication* Nº 86, p. 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.
- 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, octubre/noviembre.
- McCaffrey, M.A., Legarre, H.A. & Johnson, S.J. (1996). *Using Biomarkers to Improve Heavy Oil reservoir*. En *Management: An Example From the Cymric Field, Kern County, California*. AAPG Boletín V.80, Nº6, 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. & Dorransoro, C. (eds.) *Selected papers from 17th Intern. Meeting on Organic Geochemistry*. Septiembre, p. 329-331.
- Rajasingam, D.T. & Freckelton, T.P. (2004). *Subsurface Development Challenges in the Ultra Deepwater Na Kika Development*, OTC 16699. ■