

Alocación de la producción conjunta en reservorios multicapas mediante técnicas geoquímicas

Martín Eugenio Fasola, YPF S.A., mefasolaf@ypf.com
Inés Labayen, Inés Labayen SRL, ilabayen@inlab.com.ar
Gustavo Maselli, LMA SRL, gmasselil@ypf.com
Anabel Kuriss, LMA SRL, akuriss@ypf.com

Sinopsis

La geoquímica orgánica del petróleo se utiliza tradicionalmente en la exploración de hidrocarburos para caracterizar y correlacionar petróleos y rocas madres. En las últimas décadas las técnicas geoquímicas se han aplicado exitosamente en la caracterización de reservorios. Una importante aplicación es la alocación de la producción conjunta de reservorios multicapa.

El objeto de este trabajo es presentar la metodología geoquímica desarrollada para alocar la producción y su aplicación en algunos yacimientos de las cuencas Neuquina y del Golfo San Jorge ubicados en Argentina. En los mismos se discuten las condiciones de aplicación, el tipo de muestras requeridos, los parámetros geoquímicos que pueden utilizarse y las metodologías analíticas más adecuadas. Se discuten además, las ventajas que aporta esta metodología y se comparan sus resultados con la metodología de discriminación de la producción habitual.

Introducción

La geoquímica orgánica es conocida en la industria del petróleo por sus aplicaciones a 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, en la estimación de los volúmenes de petróleo generados por las mismas y las características geoquímicas para establecer correlaciones entre petróleos, entre rocas madres y petróleo – roca madre.

Desde 1985 se encuentran en la bibliografía especializada ejemplos de aplicaciones de la metodología geoquímica que ayudan a la resolución de problemas de producción y reservorios (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 y/o rocas que representan los diferentes sistemas petroleros, logrando determinar las tendencias de madurez y las relaciones genéticas entre petróleos y rocas madres. En los estudios geoquímicos de caracterización de reservorios y alocación se realiza un muestreo detallado por capas productoras en un yacimiento, en una porción del mismo 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 presentes en los reservorios y establecer correlaciones laterales y verticales de los mismos. Esta información permite: a) Determinar los mecanismos de llenado de las trampas, b) Establecer los procesos de alteración sufridos por los fluidos en los reservorios o durante la migración, y c) Mediante la integración con el modelo geológico, se puede comprender la interrelación de la arquitectura de los reservorios con la dinámica de los fluidos. 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 multi-reservorios 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.

Desarrollo

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. La composición del petróleo al momento de su expulsión 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 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 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 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 la resolución de problemas en reservorios y producción. Se pueden mencionar los trabajos de Kaufman *et al.*, (1987, 1990) y de Rajasingam y Freckelton (2004) en el Golfo de México, 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 del 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 multi-reservorio (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. El método utilizado tradicionalmente en estos yacimientos para calcular el potencial productivo para cada nivel estudiado considera los valores de caudal, porcentaje de agua y nivel logrado durante el ensayo individual por capa en la terminación.

Sin embargo, no es posible mediante esta técnica determinar el comportamiento dinámico de todos los reservorios 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 re-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 prorrates 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 utilizar 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 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, abarcando 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 lo representa la metodología geoquímica.

Otro tema no menos importante lo constityen los costos. Se estima que la metodología geoquímica cuesta entre 1 al 5% que 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 aquél en 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 comparando petróleos de diferentes pozos, comprobando 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 y prorratear/monitorear el aporte a la producción conjunta en yacimientos multicapas durante las diferentes etapas de producción (primaria, secundaria y/o terciaria).

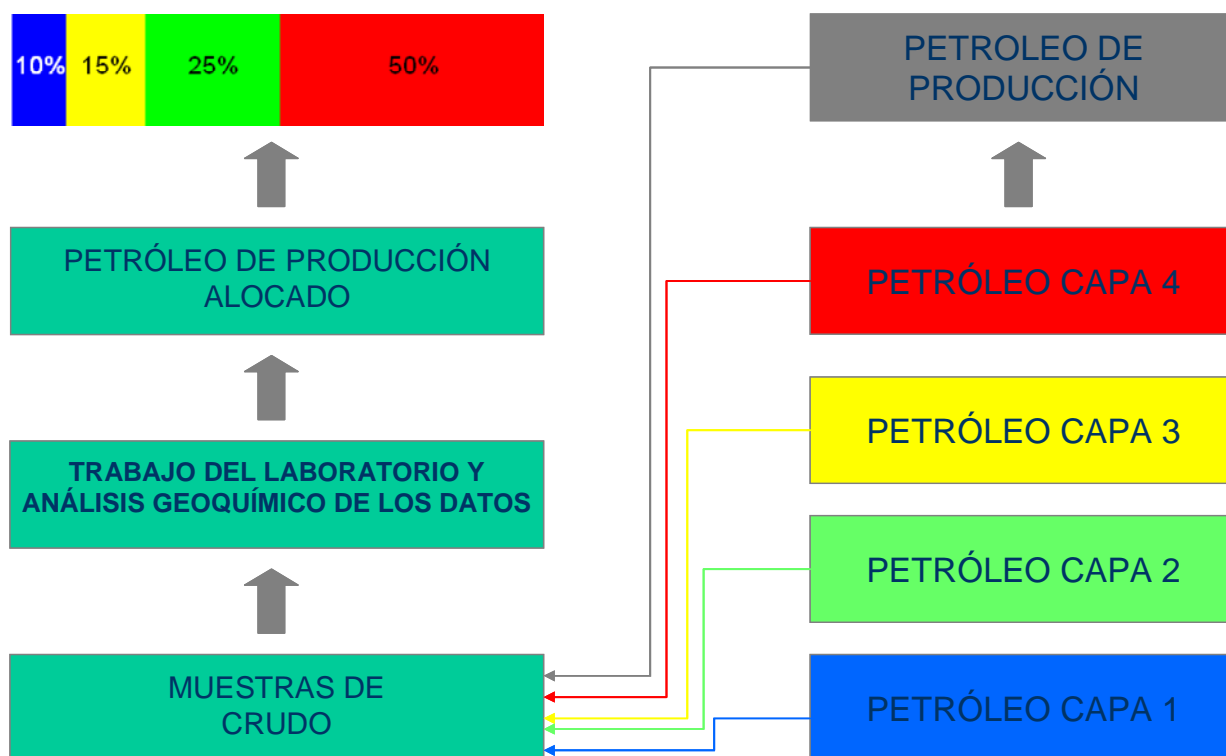


Figura 1. Esquema de asignación de producción mediante la técnica geoquímica

La metodología geoquímica de asignación de producción desarrollada puede resumirse en cuatro etapas (Figura 2):

- Etapa 1 - Selección de los parámetros: A partir de un estudio de caracterización de petróleos, se seleccionan y emplean aquellos parámetros geoquímicos que mejor discriminen las capas individuales.
- Etapa 2 - Determinación analítica y cálculos de los parámetros seleccionados en muestras problema (petróleo de producción o mezcla sintéticas de petróleos): El dato primario es el resultado analítico con el cual se genera una matriz de datos que incluye los fluidos individuales y los de producción conjunta.

- Etapa 3 - Cálculo numérico: Mediante el cálculo numérico, 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 - Control estadístico de los resultados: Se evalúa el grado de correlación entre las mezclas calculadas 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. Las etapas 2, 3 y 4 se aplican estos parámetros, en primer lugar, para resolver mezclas sintéticas como calibración de la metodología y, en especial, 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.

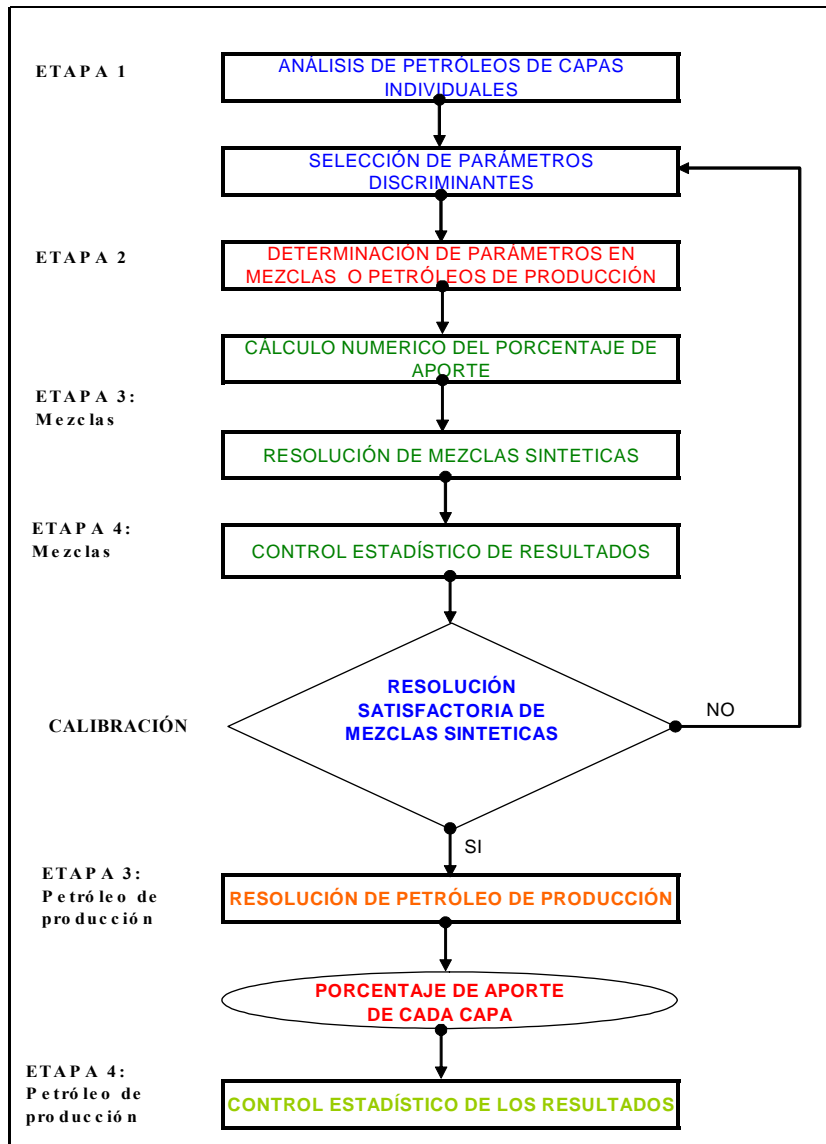


Figura 2. Diagrama de flujo de las etapas involucradas en la metodología geoquímica

Ejemplos de aplicación en yacimientos de Argentina

1) Yacimientos de la cuenca del Golfo San Jorge

1.1) Yacimiento A

La situación más adecuada para la aplicación de esta metodología se da 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 selecciono un pozo y se aplicó esta metodología teniendo petróleos de 6 capas individuales, donde en 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 $\pm 5\%$ (Tabla 1).

Mezclas sintéticas	Petróleos Individuales (mbbp)	Porcentajes de 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

Debido a estos resultados y con el objeto de 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. Conociendo 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. 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.

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 todos los casos se observó muy buena correlación de ambos conjuntos de parámetros ponderados con los valores medidos analíticamente ya que se obtienen 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, es decir que la metodología estaba calibrada, se procedió a realizar la alocaión 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 alocaión 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 - Tabla 3) y el porcentaje en aporte en volumen, considerando la densidad de los petróleos. Como se puede ver en la tabla, estos porcentajes indican que el 60% en peso del petróleo de producción proviene de dos niveles fracturados de la Fm. Bajo Barreal Inferior (965 fr y 1216 fr) y el resto sería aportado por los niveles punzados de Bajo Barreal Superior.

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	0	0
1216 fr	10	9

Nota: fr: Fracturada

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 (Figuras 3 y 4) y en forma numérica mediante los coeficientes de correlación y de distancia (Tabla 4).

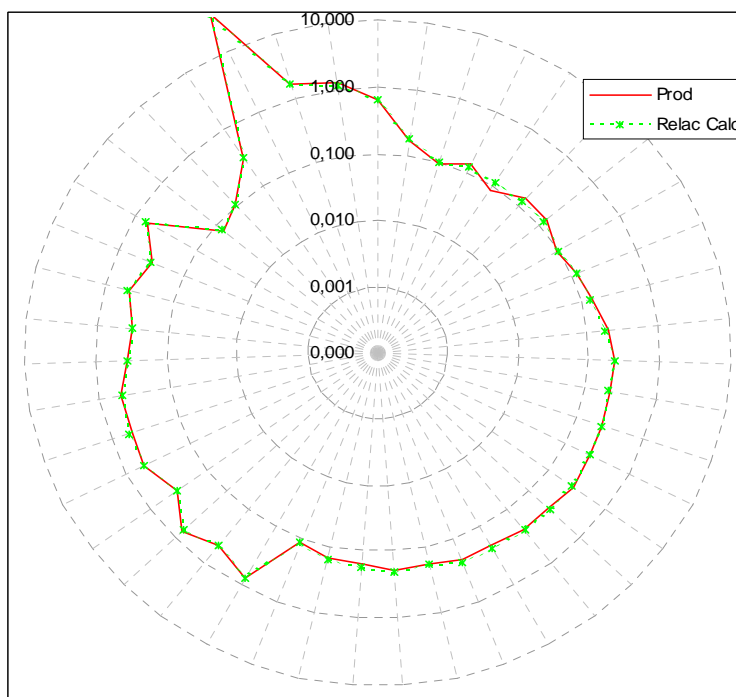


Figura 3. Diagrama estrella de relaciones utilizadas para el cálculo de aportes determinadas en el petróleo de producción y la mezcla calculada por métodos numéricos. (cada eje corresponde a un parámetro)

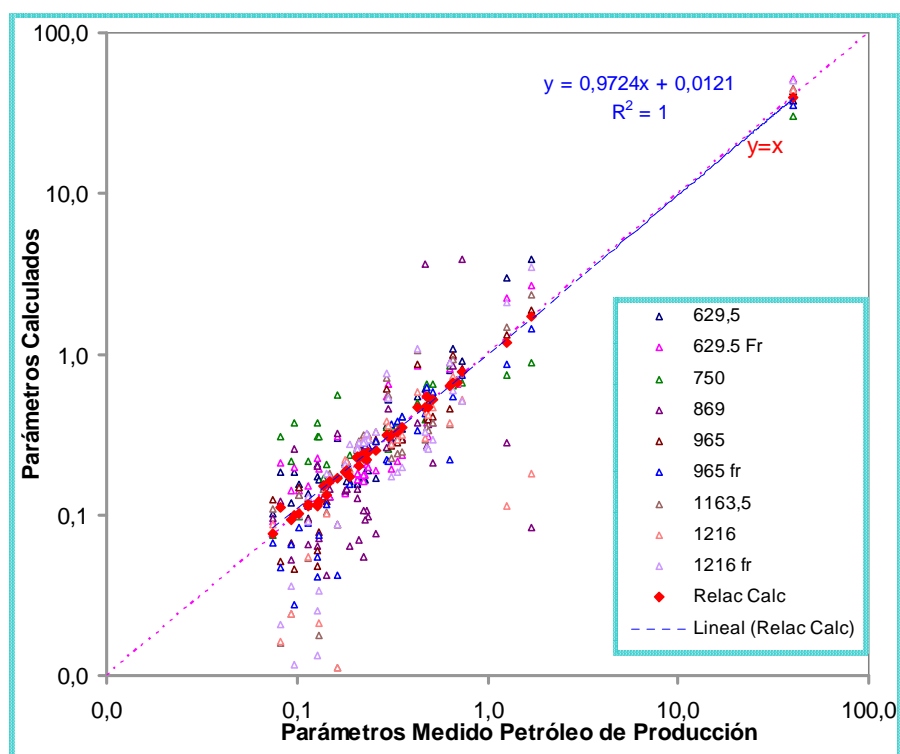


Figura 4. Comparación gráfica de las relaciones utilizadas para el cálculo de aportes determinadas en el petróleo de producción y en la “mezcla calculada” por métodos numéricos (En los petróleos de producción no se dispone de los valores teóricos). Para completar la comparación se incluyen los petróleos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

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^2)	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

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 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 de esto, 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 (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 que 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 a la terminación, los niveles inferiores del pozo aportarían el 60% de la producción total, mientras que 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 puede explicar debido a 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, mostrando 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, debido a 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 análisis del fluido de producción en diferentes momentos permite 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 el uso combinado de los mismos se obtiene, por un lado, el valor de la reserva de cada nivel en producción en base a los datos de terminación, y por otro, con la utilización de la geoquímica, el monitoreo de la producción de esta reserva.

Capa	Tope (m)	Base (m)	Fluido	% Agua	Estimulación	Caudal (l/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.

1.2) Yacimiento B

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 B es el primero de la cuenca, de todos los estudiados empleando esta metodología geoquímica, en el que es posible asociar familias de petróleo con cada formación (Figura 5). La distribución de fluidos es la siguiente:

- Fm. Bajo Barreal (ensayos someros): Mezcla de petróleo paleobiodegradado con petróleo con moderada biodegradación y con petróleo liviano (Familia de petróleos D).
- Fm. 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).
- Fm. Castillo: Mezcla de petróleo con moderada biodegradación y baja proporción de petróleo liviano (Familia de petróleos AC).

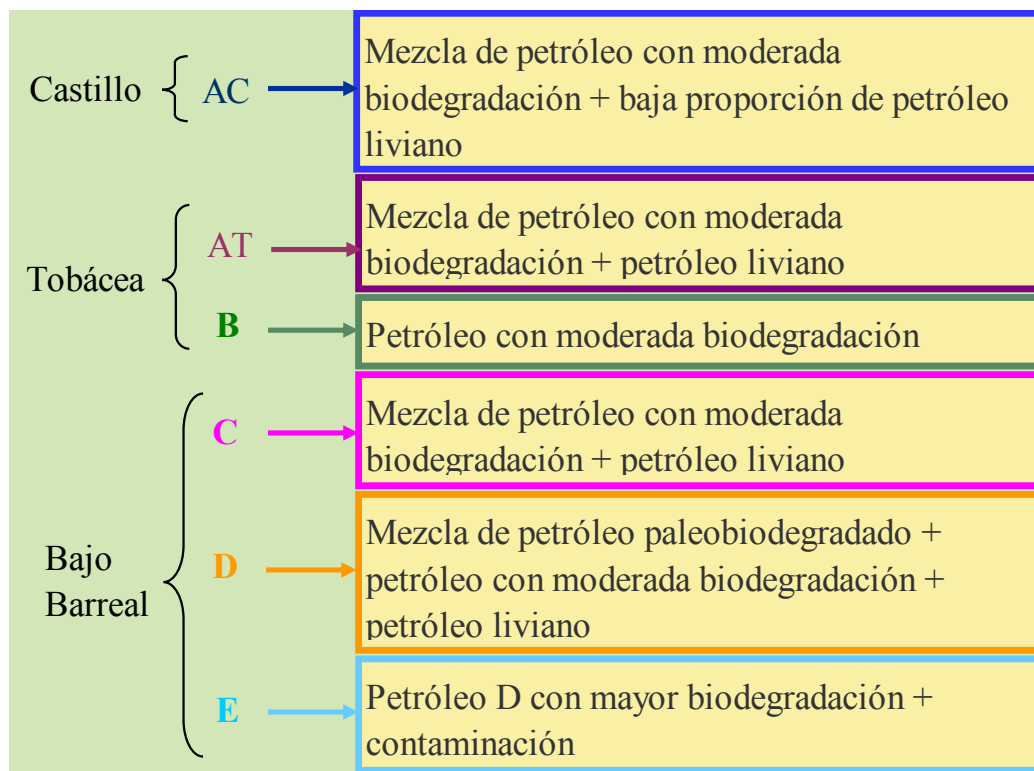


Figura 5. Características de las familias de petróleos en el yacimiento B

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.

Mediante el empleo de la metodología geoquímica desarrollada, se obtuvieron las asignaciones de producción para estos pozos:

1. Pozo 1: Los porcentajes obtenidos para la muestra de producción 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.
2. Pozo 2: El aporte predominante a la producción es de la Tobácea con 86% y el 14% restante se atribuye a la Fm. Bajo Barreal Superior.
3. Pozo 3: Los resultados de alocación asignan un aporte predominante del 51% a la Fm. Castillo y el resto proviene de 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 y 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 caracterizo geoquímicamente, observándose que mediante cromatografía gaseosa se reconocían diferencias significativas entre los petróleos con severa biodegradación de la Fm. Rayoso y los no alterados de Troncoso y Avilé. Para poder 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), pudiéndose 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 solo se recirculaba el agua de la secundaria y en la caracterización de las capas productoras de los pozos para un proyecto de water conformance.

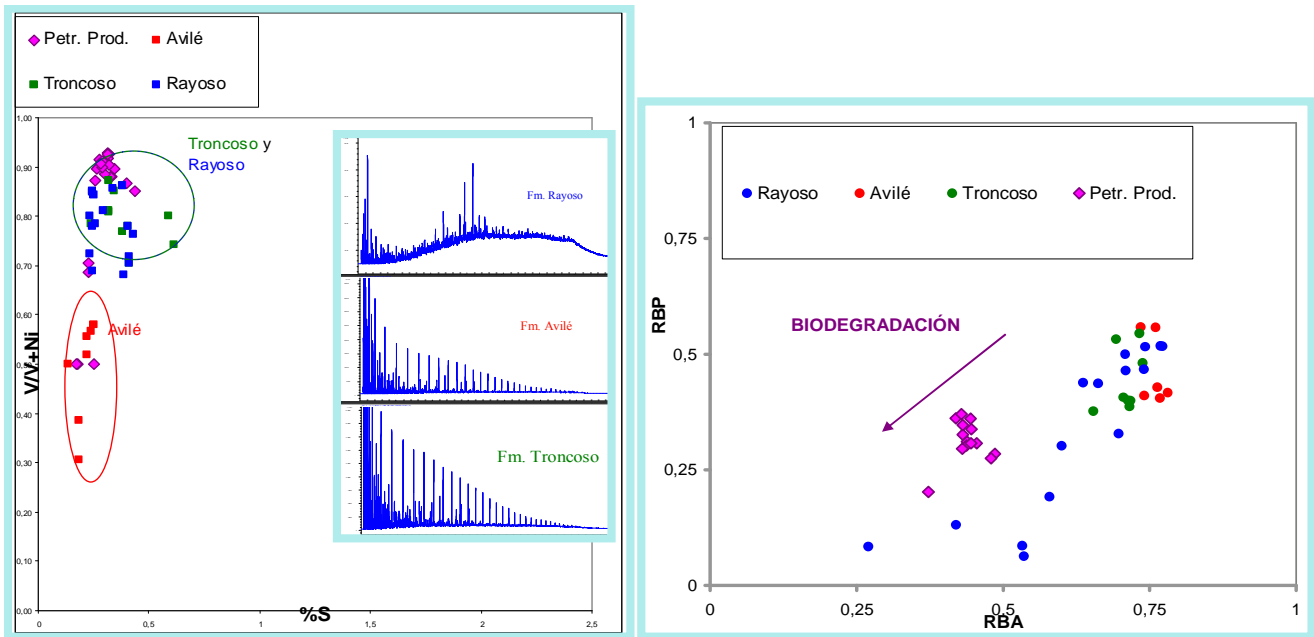


Figura 6. Parámetros discriminantes en el yacimiento de la Cuenca Neuquina.

Notas: RBP: Relación de biodegradación de parafinas. RBA: Relación de biodegradación de acíclicos

Discusión de los aspectos fundamentales de la metodología

Los parámetros geoquímicos adecuados para la aplicación de esta metodología son, en general, aquellos que probadamente responden a las reglas de mezcla utilizadas 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 total, ya sea en porcentajes, como los datos cromatográficos o el azufre, o en ppm (partes por millón) para elementos traza como los metales. También pueden 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, siendo lineal para las primeras y no lineal para las últimas (Figuras 7 y 8).

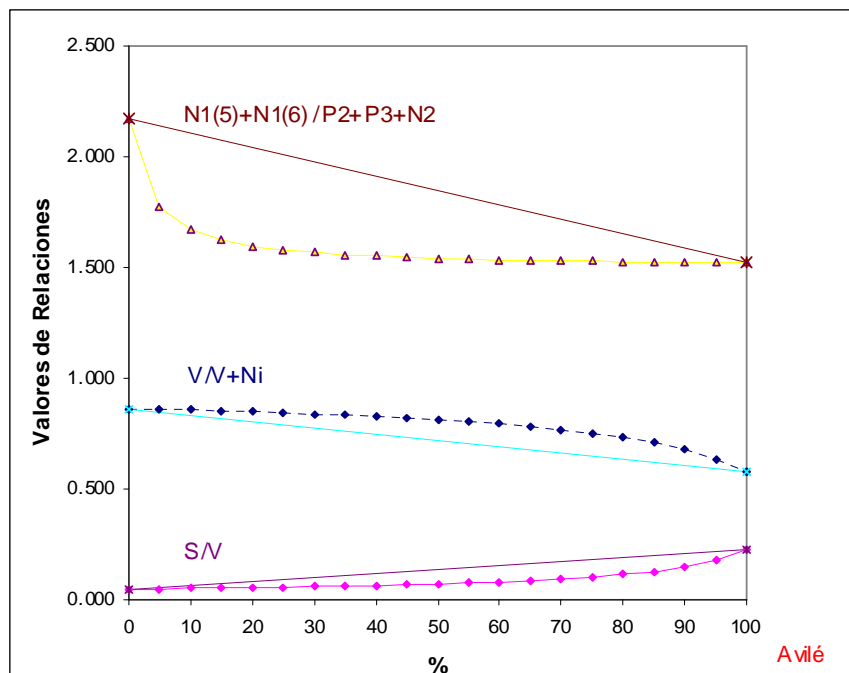


Figura 7. Valores teóricos de un parámetro para mezclas de dos y tres capas individuales

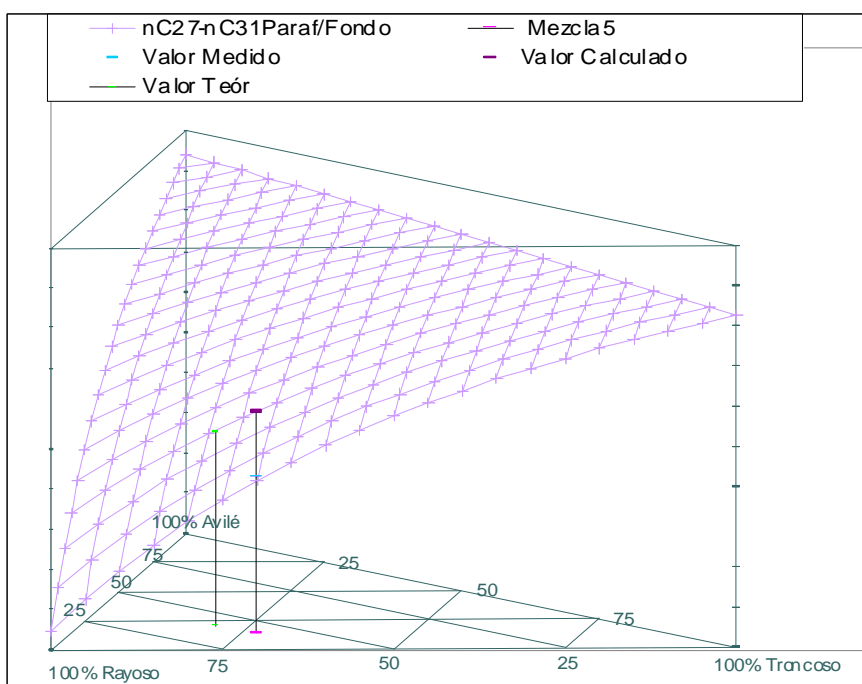


Figura 8. Valores teóricos de un parámetro para mezclas de dos y tres capas individuales

Esta metodología se puede aplicar a un pozo (caso ideal) o también en yacimientos maduros utilizando petróleos de producción de horizontes conocidos.

En un pozo la metodología geoquímica constituye, debido a la naturaleza de las muestras utilizadas, un enfoque global que tiene en cuenta la situación real de producción del pozo y 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. Debe tenerse en cuenta que 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.

Debido a 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 es necesario 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 Bull.V.79, N°3, p. 337-350.
- Blanc, Ph. & Connan, J. (1993). Crude Oils in Reservoirs: the Factors Influencing their Composition, in Applied Petroleum Geochemistry M. L. Bordenave (ed) De. Techni p. p.149-174.
- Callejón-Jiménez, A.F. (1995), Reservoir Geochemistry in the Pato Field, Eastern Venezuela Basin, in Organic Geochemistry: Developments and Applications to Energy, Climate, Environment and Human History, Grimault, J.O. & Dorronsoro, C. (eds.) Selected papers from 17th Intern. Meeting on Organic Geochemistry, 4th – 8th September 1995, pp 343-344.
- 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 N° 86, pp 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 15 a 19 de Noviembre, 2005
- 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, 2008
- Horstad, I. & Larter, S.R. (1997), Petroleum Migration, Alteration, and Remigration within Troll Field, Norwegian North Sea. AAPG Bull.V.81, N° 2, p. 222-248.
- Hunt, J.M. (1979), Petroleum Geochemistry and Geology. W.H. Freeman and Company (Eds.), San Francisco, pp. 448-450.
- Kaufman, R.L., Ahmed, A.S. & Elsinger, R.J. (1990), Gas Chromatography as a Development and Production Tool for Fingerprinting Oils from individual Reservoirs: Applications in the Gulf of Mexico, in D. Schumaker and B. F. Perkins, eds., Proceedings of the 9th annual research conference of the Society of Economic Paleontologists and Mineralogists, p 263- 282.
- Kaufman, R.L., Ahmed, A.S. & Hempkins, W.B. (1987), A New Technique for the Analysis of Commingled Oils and its Application Calculations. In Proceedings Indonesian Petroleum Association, Sixteenth Annual Convention, October 1897
- Kaufman, R.L., Dashti, H., Kabir, C.S., Pederson, J.M., Moon, M.S., Quttainah, R. & Al-wael, H. (2002) Characterizing the greater Burgan Field: Use of geochemistry and oil fingerprinting, SPE 78129, p 190-196.
- Labayén, I. L., Fasola, M., Del Monte, A. and Castelo, R. (2004), Alocación de producción mediante el empleo de la geoquímica orgánica en el Yacimiento Chihuido de la Sierra Negra – Lomitas, Cuenca Neuquina, INNOTEC, Buenos Aires, 14-17 de septiembre de 2004.
- Labayén, I., Fasola, M.E., Del Monte, A. and Castelo, R. (2005), Use of Organic Geochemistry in Allocation of production: Application in the Chihuido de la Sierra Negra-Lomitas Field, Neuquina Basin, Argentina. Organic Geochemistry: Challenges for the 21st Century (Vol 1), from 22nd Intern. Meeting on Organic Geochemistry, Seville Spain September 2005, pp 62-63.
- Larter, S.R. & Aplin, A.C. (1995), Reservoir Geochemistry: methods, applications and opportunities, In The Geochemistry of reservoirs, Cubitt, J.M. & England, W. A. (eds), Geological Society Special Publication N° 86, pp 5-32.
- Larter, S.R., Aplin, A.C., Corbett, P. & Ementon, N. (1994), Reservoir Geochemistry: a Link between Reservoir Geology and Engineering? SPE 28849, p 441-450.
- Marteau, V., C. Groba, W. Romera, I. L. Labayén, M. Crotti y S. Bosco (2002), Utilización de la Geoquímica de Reservorios para determinar la heterogeneidad de los petróleos de producción de la Fm. Rayoso, Cuenca Neuquina, V Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Mar del Plata, Argentina 29 de Octubre/ 2 de Noviembre, 2002.
- McCaffrey, M.A., Legarre, H.A. & Johnson, S.J. (1996) Using Biomarkers to Improve Heavy Oil reservoir Management: An Example From the Cymric Field, Kern County, California. AAPG Bull.V.80, N°6, p. 898-913.
- Nederlof, P.J., van der Veen, F.M. & van den Bos, G.A. (1995), Application of Reservoir Geochemistry in Oman, in Organic Geochemistry: Developments and Applications to Energy, Climate, Environment and Human History, Grimault, J.O. & Dorronsoro, C. (eds.) Selected papers from 17th Intern. Meeting on Organic Geochemistry, 4th- 8th September 1995, pp 329-331.

Rajasingam, D.T. & Freckelton, T.P. (2004), Subsurface Development Challenges in the Ultra Deepwater Na Kika Development, OTC 16699.