

ALOCACIÓN DE PRODUCCIÓN MEDIANTE EL EMPLEO DE LA GEOQUÍMICA ORGÁNICA EN EL YACIMIENTO LOS PERALES, CUENCA DEL GOLFO SAN JORGE

Martín Fasola ⁽¹⁾, Inés Labayén ⁽¹⁾, Marina Lema ⁽²⁾ y Ariel Baz ⁽²⁾

⁽¹⁾ mefasolaf@repsolypf.com, ilabayenc@repsolypf.com – RepsolYPF - CTA

⁽²⁾ malemag@repsolypf.com, rabazv@repsolypf.com – RepsolYPF – Comodoro Rivadavia

Palabras clave: geoquímica, alocación, petróleos, producción y Cuenca del Golfo San Jorge

ABSTRACT

Production allocation based on organic geochemistry in Los Perales field, Golfo San Jorge Basin.

Geochemistry has been widely used in oil exploration industry. However, only in the last decades innovative applications of its methods have become known in field development activities. One powerful application is production allocation in multireservoir fields produced commingly.

The goal of the present project was to develop an analytical technique to discriminate the production from each reservoir in a well in Los Perales Field, Golfo San Jorge Basin. Different types of samples were geochemically characterized: produced oil from each reservoir, commingly produced oil and synthetic mixtures generated in laboratory.

According to the obtained results, the following conclusions were reached: (1) the individually produced oils are blends of variably biodegraded, evaporated and water-washed oils and a very light condensate; (2) the different groups of oils alternate vertically, associated to complex processes of trap filling, and (3) the successful solving of synthetic mixtures, verifies the applicability of this analytical methodology to discriminate the individual contributions of each producing reservoir, suggesting a powerful supporting technique for field development in these reservoirs.

INTRODUCCIÓN

Geoquímica Orgánica

En la industria del petróleo la geoquímica orgánica ha tenido fundamentalmente aplicaciones a problemas exploratorios como la identificación de rocas con capacidad generadora de petróleo, la evolución de su madurez con el tiempo geológico y la estimación de los volúmenes de petróleo generados por las mismas y de sus características geoquímicas para establecer correlaciones petróleo- petróleo 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; Nederlof *et al.*, 1995; McCaffrey *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 se realiza un muestreo detallado por capas productoras en un yacimiento o en una porción del mismo.

Una de las observaciones más sorprendentes de la geoquímica de reservorios es que todos los fluidos (agua, gas, petróleo) son composicionalmente heterogéneos tanto en sentido vertical como lateral. Justamente el análisis de estas heterogeneidades permite discriminar el aporte de capas individuales a la producción.

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 y además, el empleo regular de esta metodología disminuiría los altos costos que implica el registro individual por perfiles de producción y podría convertirse en una herramienta de monitoreo de proyectos de *waterflooding* o EOR (*enhanced oil recovery*) en yacimientos donde la producción proviene de múltiples capas.

Además, en forma complementaria, se puede determinar mediante este estudio la calidad de los fluidos presentes en los niveles analizados y se pueden 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.

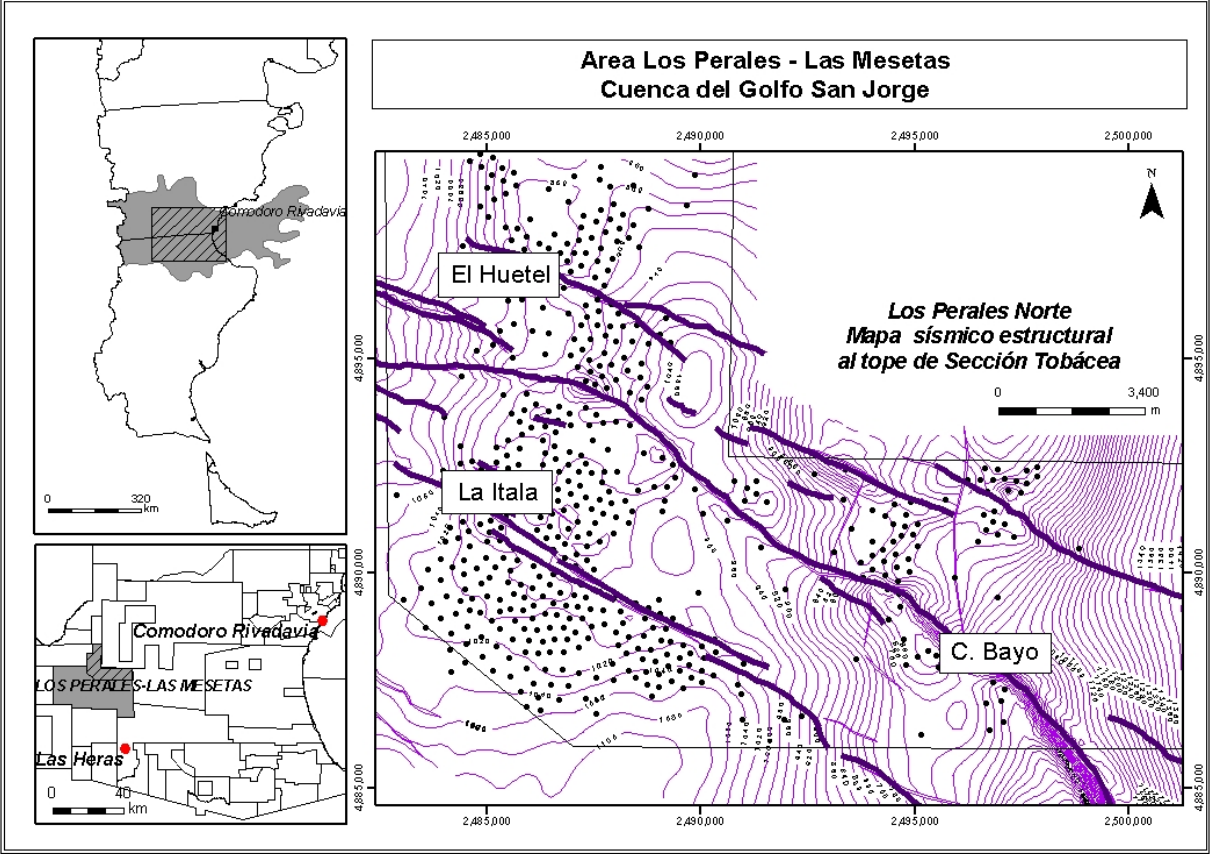


Figura 1. Ubicación del área de estudio

Figura 2. Muestras de petróleo del pozo LP-2102 (m bajo boca de pozo)

629,5 – 32,5
629,5 – 32,5 Fracturada
750 - 52
859,5 – 72,5
965 – 68,5
965 – 68,5 Fracturada
1163,5 –65,5
1216 – 17,5
1216 – 17,5 Fracturada
Petróleo de Producción

El trabajo que se presenta en este artículo fue realizado en el Yacimiento Los Perales, ubicado en el Flanco Oeste de la Cuenca del Golfo San Jorge (Fig. 1) con el objetivo de aplicar la metodología geoquímica para discriminar el aporte de las diferentes capas en muestras de producción del pozo LP-2102 (Fig. 2).

Marco geológico

El Yacimiento Los Perales se encuentra dentro del ámbito del Flanco Oeste de la Cuenca del Golfo San Jorge, unos 60 km hacia el noroeste de la localidad de Las Heras, provincia de Santa Cruz (Fig. 1). El presente estudio se centra en el sector norte del bloque, denominado Los Perales Norte.

La producción de hidrocarburos del área proviene casi exclusivamente de la Formación Bajo Barreal, la cual forma parte del Grupo Chubut (Lesta 1968), de edad Cretácica. Este grupo representa la actividad de sedimentación

ocurrida durante la etapa de subsidencia termal (*sag*), posterior al *rift* jurásico que dio origen a la cuenca (Figari *et al.*, 1999).

La Formación Bajo Barreal comprende dos miembros (Fig. 3). 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 importante aporte piroclástico.

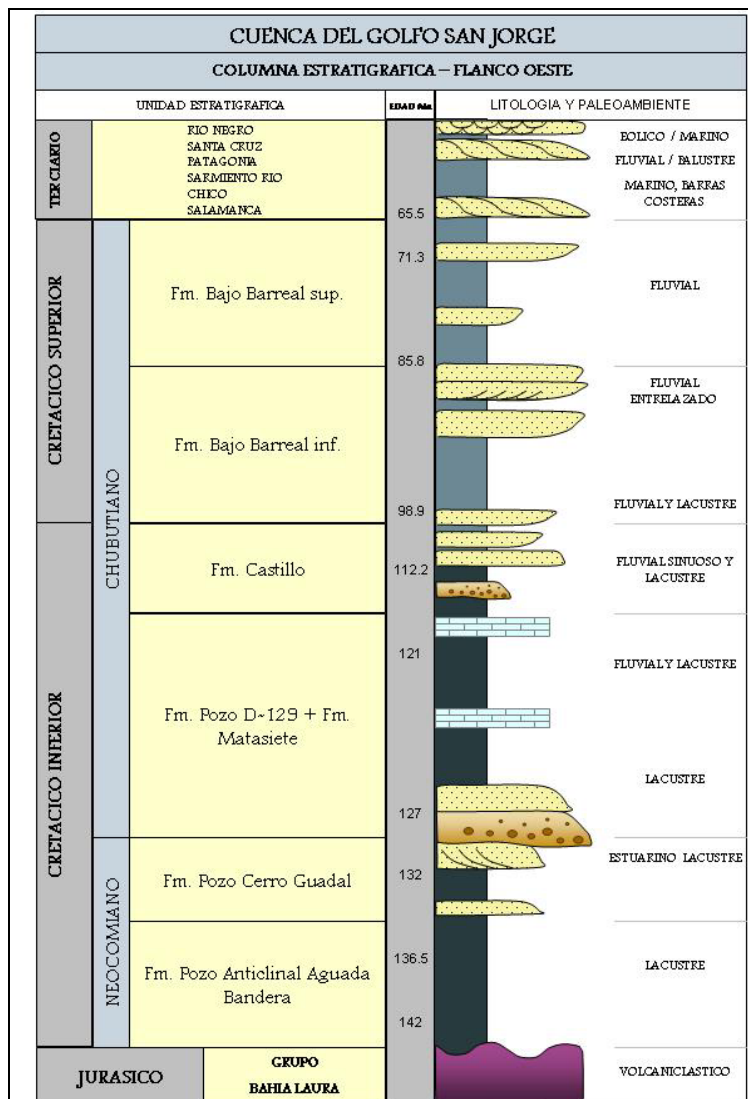


Figura 3. Columna Estratigráfica del Flanco Oeste de la Cuenca del Golfo San Jorge (sin escala vertical). Modificado de Homoc y Lucero (2002).

El miembro superior presenta un arreglo similar de litologías, caracterizado por una disminución en la participación de material volcaniclastico. En la zona Los Perales Norte, la mayor parte de los reservorios productivos se encuentran en el Mb. inferior de la Fm. Bajo Barreal, cuyo espesor promedio es de 600 metros.

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).

Dentro de la sucesión descrita, los reservorios están constituidos por los numerosos cuerpos depositados en las fajas fluviales, abarcando un amplio rango de litologías: areniscas, arenas tobáceas y tobas arenosas. Todo el conjunto conforma un sistema de reservorio múltiple, en el que cada nivel productivo presenta una marcada discontinuidad lateral y comportamiento hidráulico independiente de los restantes. El espesor promedio de los cuerpos arenosos es de 3 m, con una extensión lateral que varía entre 300 y 1500 metros.

La configuración estructural de la columna productiva de la zona responde a la superposición de los dos estilos deformacionales reconocidos para el flanco oeste de la cuenca: por un lado las estructuras extensionales asociadas al rift jurásico, de orientación predominante ONO-ESE, y por otro el tren compresivo de rumbo submeridiano, vinculado a la compresión andina (Sanagua *et al.*, 2002).

En el área de Los Perales Norte se identifican tres zonas principales según su estructuración (Fig. 1): el sector denominado Cerro Bayo está conformado por un anticlinal de orientación NNE-SSO, disectado por fallas normales, el cual forma parte del lineamiento regional definido por los anticlinales Perales-Cerro Bayo-Grande. Hacia el oeste la estructura se suaviza, definiendo un nuevo anticlinal de flancos más tendidos y disectado por una falla normal de extensión regional y orientación NO-SE. Hacia el sur de la misma, el cierre del anticlinal constituye el sector conocido como La Itala. Los bloques anticlinales que se encuentran hacia el norte de esta falla conforman el área El Huetel.

Aspectos de producción

Como consecuencia de las características geológicas del sistema multireservorio de la Formación Bajo Barreal, 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. 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 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.

El aporte proporcional de cada capa al total 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.

FUNDAMENTOS Y ANTECEDENTES GEOQUÍMICOS

Fundamentos

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, maduración en reservorio, biodegradación, lavado con agua, fraccionamiento de fases durante la migración o por pérdidas del sello, todas relacionadas con modificaciones de presión, volumen y temperatura (Larter y Aplin 1995).

Antecedentes

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 *et al.*, (2002) en Kuwait y Kaufman *et al.*, (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 el Yacimiento Chihuidos de la Sierra Negra – Lomitas, ubicado en la Cuenca Neuquina (Labayén *et al.*, 2004). La misma también se ha aplicado satisfactoriamente en los yacimientos Señal Cerro Bayo y Volcán Auca Mahuida de la Cuenca Neuquina. También se ha desarrollado y aplicado en las áreas de Manantiales Behr y Los Perales de la Cuenca del Golfo de San Jorge.

Los petróleos de la Cuenca del Golfo San Jorge son pesados a medios con densidades entre 15 y 30° API con variables proporciones de asfaltenos debido a los diferentes grados de biodegradación. La característica más marcada de la cuenca es la coexistencia de petróleos muy diferentes en cuanto a su densidad y viscosidad. Estas variaciones están directamente ligadas a las diferencias composicionales determinadas en los fluidos y que se asocian a una historia de generación - expulsión - migración compleja en varias etapas y con eventos de alteración en reservorio (Villar *et al.*, 1996). Así se reconoce la mezcla de petróleos paleobiodegradados con otros frescos provenientes de una nueva expulsión o por remigración. Los reservorios en donde se reconoce esta recarga de petróleo fresco están asociados a fallas más modernas y los fluidos tienen menores alteraciones y por lo tanto son más livianos y menos viscosos. Las trampas asociadas a fallas que sufrieron sucesivas reactivaciones con procesos que deterioraron su capacidad de conducción, no estuvieron disponibles para alojar los petróleos expulsados en los pulsos posteriores y, en consecuencia los petróleos son pesados y viscosos y la producción es baja y con importantes contenidos de agua (Jalfin *et al.*, 1999).

METODOLOGÍA

Las aplicaciones de la geoquímica orgánica en el estudio de reservorios se basan en el reconocimiento de diferencias composicionales significativas en los petróleos correspondientes a cada capa y en el petróleo de producción conjunta.

La cromatografía gaseosa capilar permite reconocer pequeñas diferencias composicionales, por lo que es una herramienta analítica muy útil para reconocer las familias de petróleos determinadas por diferentes alteraciones primarias y secundarias que están condicionadas por los mecanismos de migración y de entrapamiento.

Técnicas analíticas: Cromatografía gaseosa capilar

La reproducibilidad de la técnica cromatográfica ha demostrado ser tan buena que permite comparar los *fingerprints* cromatográficos de los punzados y el petróleo de producción inicial con nuevas muestras de producción analizada mucho tiempo después. Como parte del método de análisis, se controlan las variaciones analíticas para minimizar su incidencia en los resultados y además se conservan las muestras en condiciones adecuadas para repetir análisis periódicamente. A partir de la década de 1980 se encuentra ampliamente documentada la resolución de mezclas de petróleos mediante la interpolación gráfica y por resolución numérica con varias relaciones (Kaufman *et al.*, 1987; Kaufman *et al.*, 1990). En este punto es necesario hacer notar una característica de la mayor parte de los petróleos negros. La cromatografía gaseosa permite caracterizar la distribución de componentes, pero la experiencia indica que no es posible caracterizar o medir cromatográficamente el 100 % de los componentes de estos petróleos, ya que una fracción variable de los mismos no es volátil y queda retenida en el sistema cromatográfico. Para calcular los valores teóricos de cada parámetro para diferentes composiciones de mezcla, como se planteó en el párrafo anterior, es necesario tener en cuenta la fracción no cuantificada por cromatografía. Para ello se determinaron los porcentajes de cada compuesto de interés respecto del petróleo total mediante el método de análisis con patrón interno.

En aquellos casos con dos capas es posible resolver las mezclas mediante representaciones gráficas. Para un número mayor de capas sólo es posible la solución numérica. Por esta razón, el desarrollo metodológico realizado en este estudio se hizo para discriminar numéricamente cualquier tipo de mezcla.

Como complemento de la información obtenida a partir de la cromatografía gaseosa, se utilizaron los porcentajes de azufre y de la fracción C20+.

Metodología aplicada para la alocaación de la producción

En el presente estudio se aplica una metodología de cálculo desarrollada para la discriminación del aporte de varias capas individuales en petróleos de producción. Se realizaron mezclas sintéticas como primer paso en el ajuste de la metodología (mezclas preparadas en laboratorio con los petróleos de las capas individuales).

La metodología utilizada se puede resumir en las siguientes etapas (Labayén *et al.*, 2004):

1. Selección de los parámetros: Se emplean aquellos parámetros que mejor discriminen las capas individuales determinados en un estudio de caracterización de petróleos.

2. Determinación analítica y cálculos de los parámetros seleccionados en muestras problemas (petróleo de producción o mezcla sintéticas de petróleos): Se genera una matriz de datos que incluye los fluidos individuales y los de producción conjunta.
3. Mediante el cálculo numérico, se busca la mezcla de los petróleos de las tres 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.
4. Se evalúa el grado de correlación entre las mezclas calculadas y las mediciones en el petróleo de producción o mezcla, con el objeto de determinar la aplicabilidad de esta metodología.

CARACTERIZACIÓN GEOQUÍMICA DE LOS PETRÓLEOS DEL POZO LP-2102

La integración de los datos geoquímicos permite reconocer características composicionales diferentes en los petróleos correspondientes a capas individuales (Fig. 4).

Mediante el dendrograma de coeficientes de distancia calculado con los parámetros geoquímicos seleccionados fue posible discriminar agrupaciones según las características geoquímicas y asociar éstas a procesos de alteración (Fig. 5). La agrupación realizada discrimina claramente cuatro grupos de petróleos:

El GRUPO A sólo está representado por la muestra analizada a 750 mbbp (metros bajo boca de pozo). Este petróleo es maduro, no muestra signos de biodegradación pero tiene evaporación moderada y lavado con agua.

El GRUPO B reúne los petróleos analizados a 629,5 mbbp antes y después de fracturar. Se reconocen petróleos normales similares al petróleo del grupo A con mayor proporción de livianos afectados por biodegradación leve y lavado con agua. Es muy posible que la fracción liviana corresponda a la mezcla de un petróleo con biodegradación leve con un fluido muy liviano no biodegradado.

En el GRUPO C se ubica al petróleo estudiado con mayor grado de biodegradación y evaporación. La pequeña proporción de fracción liviana corresponde a una mezcla de petróleo normal muy liviano que se agrega a la fracción original biodegradada.

El GRUPO D incluye petróleos con distribuciones características de mezclas de petróleo con biodegradación moderada y diferentes proporciones de una fracción muy liviana con diferentes grados de biodegradación.

Los petróleos caracterizados en los grupos A, B y C corresponden a la Fm. Bajo Barreal Superior y todos los petróleos de capas individuales del grupo D provienen de niveles de la Fm. Bajo Barreal Inferior.

En todos los petróleos se reconoce fondo cromatográfico y biomarcadores pesados en menor proporción que los normales aunque en mayores proporciones que las observadas en petróleos normales maduros. Estos compuestos podrían estar asociados a residuos pesados de petróleos paleobiodegradados.

Sintetizando, todos los petróleos del pozo LP-2102 son mezclas de petróleo que tienen muy diferente grado de biodegradación, de evaporación y de lavado con agua y un condensado muy liviano (Fig. 6).

La presencia de este condensado muy liviano se manifiesta por el aumento de las n-parafinas más livianas (<n-C6), cuya mezcla se produjo luego del proceso de biodegradación, cuando el reservorio ya no estaba en condiciones adecuadas para la actividad bacteriana. La preservación de esta fracción depende de la eficiencia de los sellos.

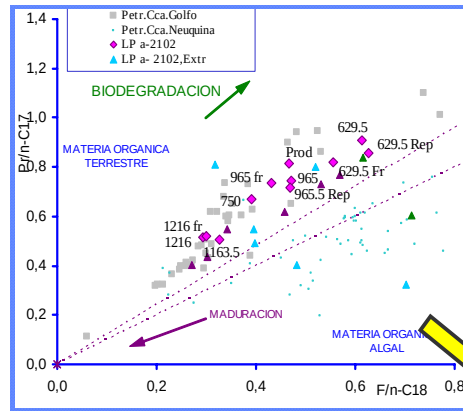
La presencia de biodegradación, se manifiesta por la fracción pesada C20+, ya que no correlaciona con los contenidos de la fracción intermedia (C10-C20). Es posible que por lo menos una parte de ésta corresponda a la fracción residual de una diferente carga de petróleo. Probablemente este petróleo sea más antiguo debido a que se requiere una alteración importante para que sólo se preserve esta fracción.

Las características de los petróleos analizados implican un mecanismo de llenado de las trampas muy complejo que involucra varias etapas de expulsión, migración y entrapamiento.

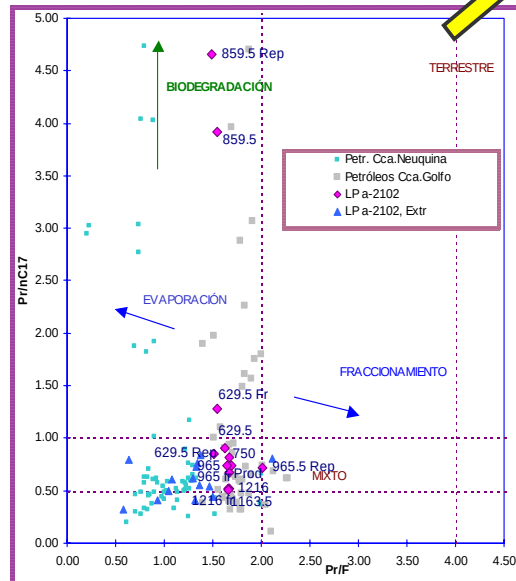
Para evaluar estos mecanismos es necesario considerar el sistema petrolero completo: Roca Madre – Vía de Migración – Trampa.

Con respecto al origen de los hidrocarburos no es posible discriminar la roca generadora mediante el análisis cromatográfico de petróleos ya que se requiere comparar los biomarcadores para asegurar una correlación genética roca madre -petróleo. En la cuenca de Golfo se reconocen dos sistemas petroleros: Pozo D-129 – Bajo Barreal en la zona centro oriental de la cuenca y Aguada Bandera – Bajo Barreal en la zona occidental. Se reconoce además una zona de mezcla de petróleos de ambos sistemas en posición intermedia.

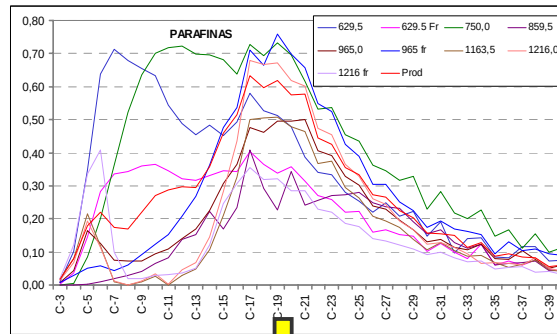
Parámetros de Isoprenoides



Parámetros de Isoprenoides y parafinas

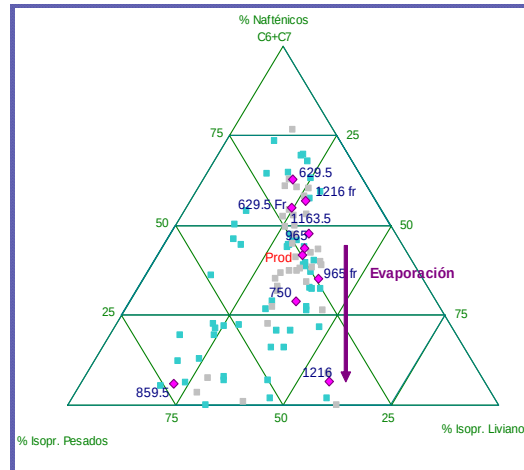


Parámetros de n-Parafinas

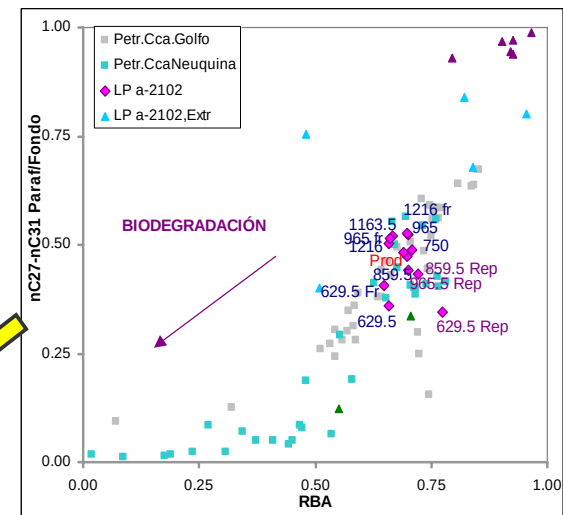


Parámetros de discriminación

Parámetros de Evaporación



Parámetros de Biodegradación



Parámetros de Fracción Gasolina

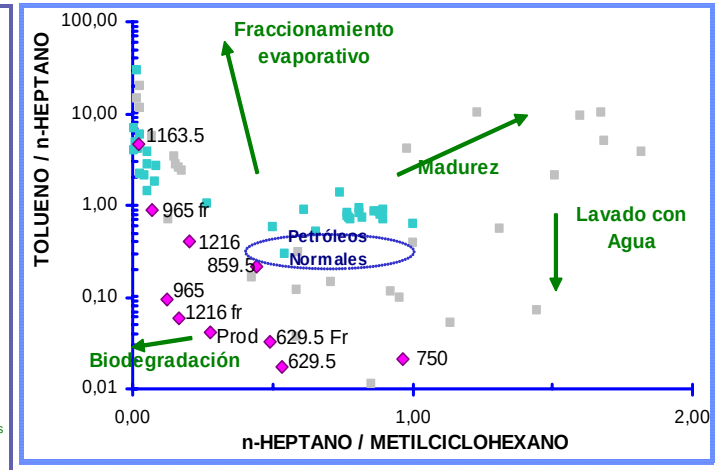


Figura 4. Parámetros geoquímicos empleados para caracterizar los diferentes petróleos correspondientes al pozo LP-2102.

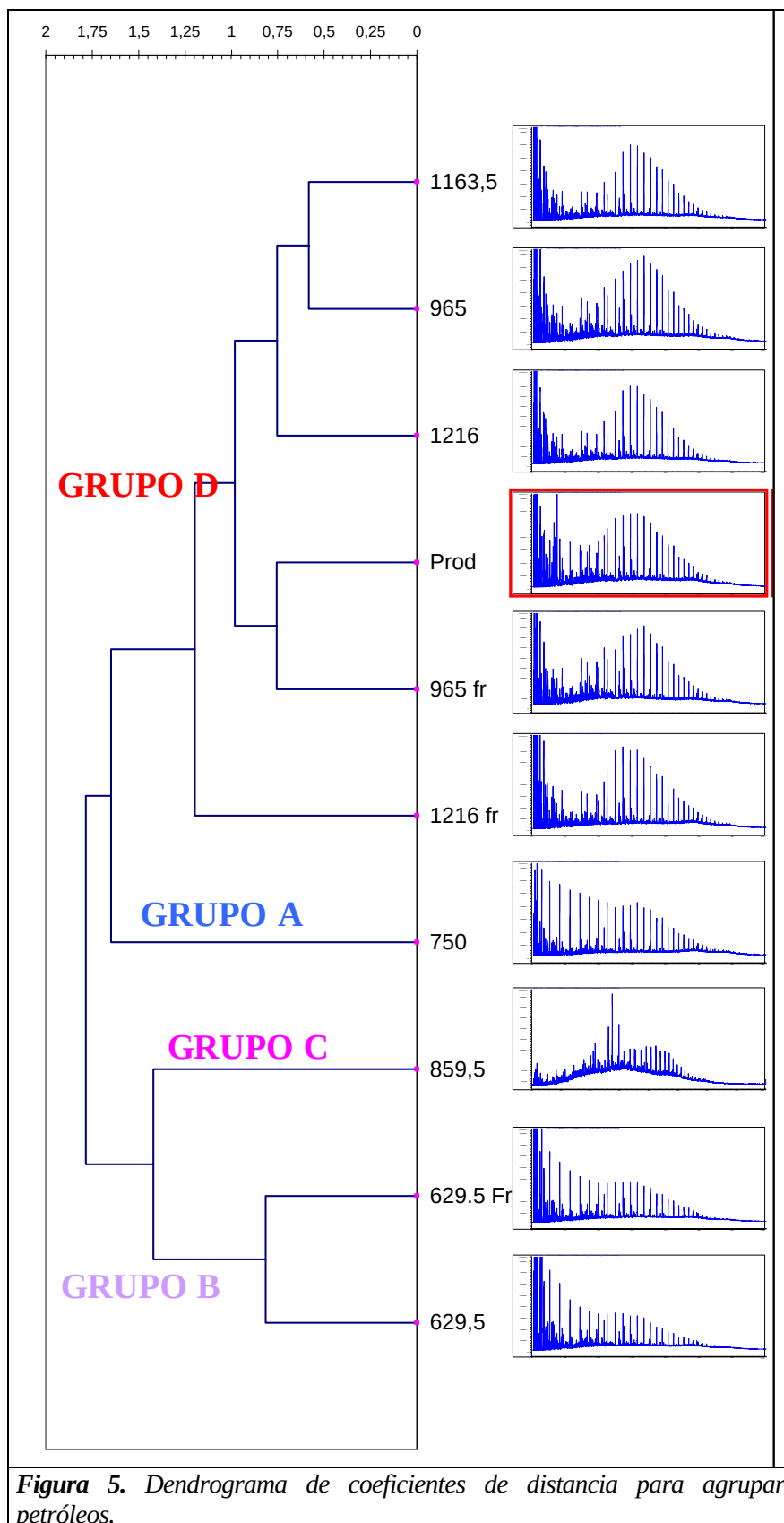


Figura 5. Dendrograma de coeficientes de distancia para agrupar petróleos.

El área de Los Perales se encuentra en la zona correspondiente al sistema petrolero Pozo D-129 – Bajo Barreal y está próxima a la zona de mezcla con el sistema Aguada Bandera – Bajo Barreal. A partir del modelado geoquímico la generación de petróleo comenzó alrededor de los 100 Ma., antes de la depositación de la Fm. Bajo Barreal y en la zona se reconocen áreas con madurez media tardía (Figari *et al.*, 1999).

Figura 6. Tabla de caracterización de los petróleos del pozo LP-2102

GRUPO	PETRÓLEO	CARACTERÍSTICAS
A	750	Mezcla de: • Petróleo pesado • Petróleo no biodegradado con moderada evaporación y lavado con agua
B	629,5 629,5 fr	Mezcla de: • Petróleo pesado • Petróleo liviano con gas o condensado muy liviano, lavado con agua y con muy leve biodegradación de livianos Después de la fractura se incrementa notablemente la fracción de pesados (C20+)
C	869	Mezcla de: • Petróleo pesado • Petróleo con biodegradación avanzada y severa evaporación • Gas/condensado muy liviano no biodegradado y evaporado
D	965 965 fr 1163 1216 1216 fr P. PROD	Mezcla de: • Petróleo pesado • Petróleo con biodegradación moderada • Condensado liviano con: • Biodegradación de livianos y leve evaporación: 1163 y 965 fr • Biodegradación de livianos y lavado con agua: 965 y petróleo de producción. • No biodegradado en la fracción < C6: 1216 y 1216 fr.
Abreviaturas: fr: indica que el reservorio ha sido fracturado y luego ensayado P. PROD: Muestra del petróleo de producción		

La migración más eficiente es vertical a través del sistema de fallas extensivas de orientación ONO–ESE (Figari *et al.*, 1999). En el área estudiada se superpone el tren submeridiano de la Faja Plegada que produce la inversión tectónica de antiguos depocentros. Esto produjo la destrucción de acumulaciones preexistentes por exhumación de los reservorios con la consiguiente alteración de los mismos y la remigración dentro de nuevas estructuras (Figari *et al.*, 1999).

El llenado de las trampas podría seguir la siguiente secuencia (Villar *et al.*, 1996) :

- Se acumula petróleo normal en todos los niveles analizados en una etapa temprana de expulsión.
- Ingreso de aguas meteóricas determinando una biodegradación extensiva en todos los niveles cargados. En esta etapa las trampas pueden tener sellos poco eficientes por lo que no han conservado las fracciones livianas por fraccionamiento evaporativo (petróleo pesado residual representado por una porción de la fracción C20+ no caracterizable por cromatografía gaseosa y por el fondo de cíclicos y ramificados parcialmente resueltos). Estos productos generalmente tienen muy alta viscosidad y muchas veces no se producen.
- Recarga de trampas con petróleo fresco más maduro en todos los niveles estudiados (posiblemente los petróleos frescos reconocidos en las dos formaciones correspondan a diferentes pulsos de migración ya que son ligeramente más maduros los analizados en Bajo Barreal Inferior).
- Nuevo ingreso de aguas meteóricas en algunos niveles que determina la biodegradación moderada de los petróleos de la Fm. Bajo Barreal Inferior alterando la proporción de n-parafinas en la fracción C18-. El

proceso de biodegradación es más intenso a 869 mbbp y es muy leve en el nivel menos profundo 629,5. Se produce evaporación intensa que altera la fracción de C15- en el petróleo de 869 mbbp. El lavado con agua disminuye las proporciones de compuestos aromáticos.

- Se generan petróleos muy livianos, condensado y gas en depocentros más maduros. El entrampamiento y remigración de estos fluidos determinan el ingreso de gas a todos los niveles excepto a 750 mbbp. De esta forma se explican mayores proporciones de n-C5 – n-C6 no biodegradados en los petróleos estudiados a 1216 mbbp o distribuciones con muy alta proporción de Cíclicos (629,5 y 629,5 fr). La preservación de esta fracción liviana indica una buena eficiencia del sello en todos los niveles salvo a 869 mbbp.
- Nuevo ingreso de aguas meteóricas que determinan una biodegradación de la fracción liviana en algunos niveles (965, 965 fr y 1163 mbbp)
- Lavado con agua en los petróleos 629,5, 629,5 fr, 965 y 1216 fr y 750.

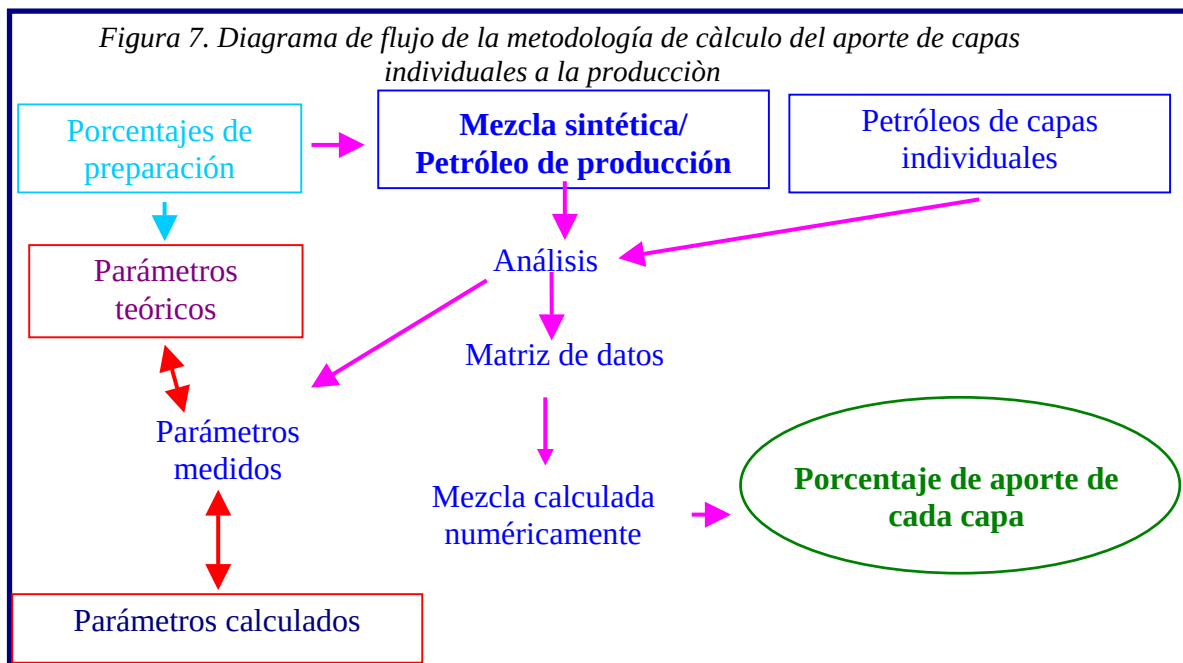
ALOCACIÓN DE LA PRODUCCIÓN

Ajuste de la metodología de resolución de mezclas

Mediante el estudio realizado sobre petróleos del yacimiento Chihuido de la Sierra Negra-Lomitas (Labayén *et al.*, 2004) se desarrolló una metodología de cálculo para la discriminación del aporte de los Miembros Avilé (Fm. Agrio) y Troncoso (Fm. Huitrin) y Fm. Rayoso a la producción. Esta metodología se basa en el reconocimiento de diferencias composicionales significativas entre los fluidos correspondientes a las capas individuales.

Los análisis y resultados presentados en estudio del pozo LP-2102 determinan diferencias significativas entre los petróleos punzados, por lo que es posible aplicar la metodología desarrollada en Chihuido- Lomitas.

La metodología propuesta se puede resumir en las siguientes etapas (Fig. 7):



- Selección de los parámetros: Se emplean aquellos parámetros que mejor discriminan las capas individuales determinados en un estudio de caracterización de petróleos.
- Determinación analítica y cálculos de los parámetros seleccionados en muestras problemas (petróleo de producción o mezcla sintéticas de petróleos): Se genera una matriz de datos que incluye los fluidos individuales y los de producción conjunta.
- Mediante el cálculo numérico, se busca la mezcla de los petróleos de las tres 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.

- Se evalúa el grado de correlación entre las mezclas calculadas y las mediciones en el petróleo de producción o mezcla, con el objeto de determinar la aplicabilidad de esta metodología.

Para ajustar la metodología en este conjunto de petróleos es conveniente resolver mezclas preparadas en laboratorio con petróleos de tres capas productivas. Esta etapa de ajuste se debe aplicar a cada conjunto de petróleos estudiados ya que debe comprobarse la capacidad de discriminación de los parámetros seleccionados. Las mezclas generadas en el laboratorio se prepararon según se indica en la Figura 8.

Figura 8. Tabla de mezclas generadas en laboratorio							
PETRÓLEO		Mezcla 1: LP-1		Mezcla 2: LP-2		Mezcla 3: LP-3	
MUESTRA	% AGUA	% PREP.	% CORR	% PREP.	% CORR	% PREP.	% CORR
629,5	64.3	30	19	60	42	30	19
869	20.9	30	40	30	46	20	28
965	39.4	40	41	10	12	50	53

Pasos seguidos para la resolución de las mezclas:

Etapa 1. Identificación de Parámetros Geoquímicos:

Sobre la base de los estudios anteriores se seleccionaron 43 relaciones utilizadas para la caracterización de los petróleos.

Etapa 2. Determinación analítica y cálculos de los parámetros seleccionados:

Se determinan las 43 relaciones seleccionadas en las tres mezclas y en los petróleos de capas individuales. (Para descartar diferencias analíticas derivadas de variables condiciones por el tiempo transcurrido entre un análisis y otro, se repitieron todos los estudios cromatográficos de los petróleos utilizados en la preparación de las mezclas).

Etapa 3. Cálculo numérico:

Se realiza la estimación de aporte con la matriz de datos determinada. (Todas las estimaciones de aporte calculadas a partir de estos parámetros son porcentajes de peso de petróleo de cada capa respecto del peso de petróleo o mezcla total).

En la Fig. 9 se presentan los porcentajes calculados de participación de los petróleos de 629,5, 869 y 965 para cada una de las mezclas preparadas en laboratorio. Debido a que todos los análisis se refieren a la masa de petróleo los porcentajes de preparación deben ser corregidos por el contenido de agua en los petróleos

Los resultados obtenidos de las mezclas muestran las siguientes observaciones:

- Las tres mezclas presentan muy buenos resultados
- En todas las mezclas se reconoce la participación de los tres crudos.
- Sólo se observan porcentajes invertidos en la Mezcla 1 cuyos valores de preparación son muy similares
- La incertidumbre en la determinación de estas mezclas es de $\pm 5\%$.

Figura 9. Tabla de Resolución de mezclas de laboratorio			
Mezclas sintéticas	Petróleos Individuales	Porcentajes de Preparación	Porcentajes Calculados
MEZCLA LP- 1	629,5	19	25
	869	40	38
	965	41	37
MEZCLA LP-2	629,5	42	38
	869	46	41
	965	12	21
MEZCLA LP-3	629,5	19	21
	869	28	31
	965	53	48

Etapa 4. Grado de correlación entre las mezclas calculadas y las mediciones en las mezclas de laboratorio:

Debido a los anteriores 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 ponderan los parámetros teóricos correspondientes a cada una de las mezclas. Estos resultados se identifican como "Valores teóricos". Con los

porcentajes estimados numéricamente se determinan los “Parámetros calculados”. Ambos conjuntos de parámetros pueden compararse con los parámetros medidos analíticamente en cada mezcla. En la Fig. 10 se resumen los valores de los Índices de correlación (R2) y 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.

<i>Figura 10. Índices de correlación y distancia para las mezclas de laboratorio</i>			
Mezclas sintéticas	Parámetro estadístico	Parámetros calculados	Valores teóricos
MEZCLA LP- 1	R2	0,9999	1,0000
	Coef. Distancia	0,6230	0,6629
MEZCLA LP-2	R2	0,9998	0,9997
	Coef. Distancia	0,9476	1,0108
MEZCLA LP-3	R2	0,9999	0,9999
	Coef. Distancia	0,8064	0,8254

En todos los casos se observa muy buena correlación de ambos conjuntos de parámetros ponderados con los valores medidos analíticamente ya que se obtienen en todos los casos 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.

Alocación de la producción

El petróleo de producción se caracterizó como mezcla de petróleo con biodegradación moderada, leve evaporación y lavado con agua con un condensado liviano no biodegradado y petróleo pesado. Desde el punto de vista geoquímico, correlaciona con los punzados analizados en la Fm. Bajo Barreal Inferior (Fig. 6). Mediante la aplicación de la metodología de alocación, se determinaron los siguientes porcentajes de aporte en peso de los petróleos de capas individuales (sin tener en consideración el agua; Fig. 11).

<i>Figura 11. Porcentajes de aporte de cada capa al petróleo de producción</i>		
Nivel	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

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.

Estos porcentajes surgen de la composición de los petróleos. Para trasladar estos porcentajes a los valores ensayados en el pozo, hay que tener en cuenta los caudales de producción, las presiones y los contenidos de aguas. Los porcentajes en volumen se calculan con las densidades determinadas en cada petróleo y asumiendo que los volúmenes son aditivos.

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 en peso. La comparación se realiza en forma gráfica (Figs. 12 y 13) y en forma numérica mediante los coeficientes de correlación y de distancia (Fig. 14).

Cuando se comparan las poligonales medidas y calculadas de la Fig. 12 puede verse su alto grado de correlación. Además cuando se comparan 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.

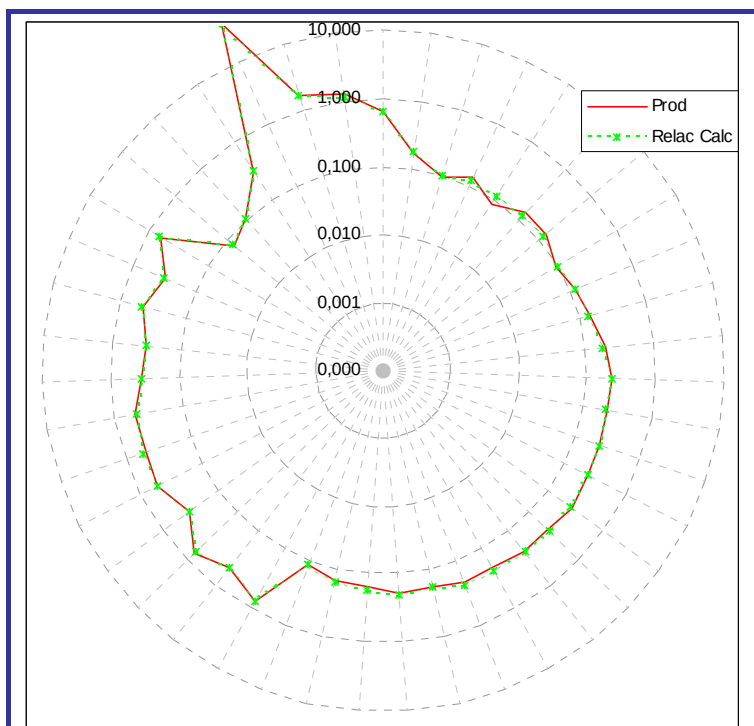


Figura 12: Diagrama estrella de relaciones utilizadas para el cálculo de aportes determinados en el petróleo de producción y la mezcla calculada por métodos numéricos. (cada eje corresponde a un parámetro)

Esta misma observación puede hacerse a partir del gráfico de la Figura 13. Allí se grafican en abscisas las relaciones medidas en el petróleo de producción y en ordenadas los valores medidos en cada muestra de petróleo punzado y las relaciones calculadas con los porcentajes de aporte estimados numéricamente.

Las relaciones calculadas presentan muy baja dispersión y la recta de ajuste casi coincide con la recta $y = x$.

Esta característica indica que las relaciones calculadas (graficadas en ordenadas) son iguales a las relaciones medidas en el petróleo de producción que están graficadas en abscisas.

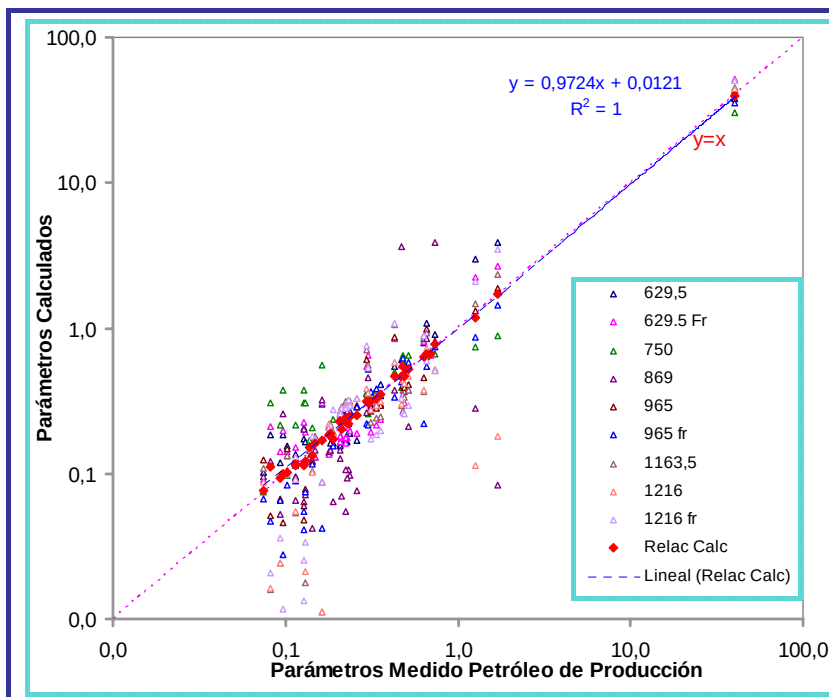


Figura 13: Comparación gráfica de las relaciones utilizadas para el cálculo de aportes determinados en el petróleo de producción y en la "mezcla calculada" por métodos numéricos (En los petróleos de producción no se dispone de los valores teóricos). Para completar la comparación se incluyen los petróleos punzados analizados en el pozo LP-2102.

Figura 14. Coeficientes de correlación y distancia de las relaciones medidas en el petróleo de producción y las muestras de capas individuales.

Nivel	Coeficiente de Correlación (R^2)	Coeficiente 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
Relac. calc.	0,9997	0,4855

En la Fig. 14 se presentan los coeficientes de correlación y de distancia obtenidos para las relaciones medidas en el petróleo de producción con las correspondientes a cada uno de los petróleos de capas individuales y con las relaciones calculadas (Relac. calc.) con los porcentajes de aporte estimados. 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.

COMPARACIÓN DE LA METODOLOGÍA GEOQUÍMICA CON LAS ALOCACIONES TRADICIONALES

Alcances del método tradicional de asignación de producción

El método utilizado tradicionalmente en estos yacimientos para calcular las reservas correspondientes a cada reservorio 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.

La aplicación de esta técnica en el pozo LP-2102 arrojó los valores que se detallan en la Figura 15.

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	

Figura 15: Valores de aporte individual a la reserva total de pozo según el método clásico de prorrateo de producción.

Comparación de los resultados por ambos métodos

A partir de las experiencias realizadas 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 m con un 50% y la de 629 m con un 25% en total.

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.

CONCLUSIONES

Tomando en cuenta el objetivo de este trabajo y el análisis de los resultados correspondientes a petróleos de producción de capas individuales y a mezclas sintéticas de laboratorio, se obtuvieron las siguientes conclusiones:

- Todos los petróleos del pozo LP-2102 son mezclas de petróleos que tienen muy diferente grado de biodegradación, evaporación y lavado con agua, y un condensado muy liviano.
- Se observó una alternancia en profundidad de los grupos de petróleos analizados en este pozo, lo cual está asociado a la complejidad de los procesos de llenados de trampas que caracterizan esta cuenca.
- Debido a los resultados positivos obtenidos durante la elaboración de tres mezclas sintéticas, se comprueba la aplicación de esta metodología analítica para la discriminación de los aportes individuales de cada capa en petróleos de producción, en yacimientos multi-reservorios producidos en forma conjunta.
- 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
- Actualmente es el único método disponible para este tipo de yacimientos que permite realizar la alocación de la producción en las condiciones operativas reales del pozo.

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, P. & CONNAN, J. (1993), Crude Oils in Reservoirs: the Factors Influencing their Composition, in Applied Petroleum Geochemistry M. L. Bordenave (ed) De. Technip, p.149-174
- BRIDGE, J. S., JALFIN, G. A. & GEORGIEFF, S. M. (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. & Dorronsoro, C. (eds.) Selected papers from 17th Intern. Meeting on Organic Geochemistry, 4th- 8th September 1995, pp 343-344.
- FIGARI, E., LAFFITTE, G., LAFOURCADE, P., STRELKOV, E., CID DE LA PAZ, M. Y VILLAR, H. J. (1999), Los sistemas petroleros de la Cuenca del Golfo San Jorge: Síntesis Estructural, Estratigrafía y Geoquímica. IV Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Actas 1:197-238.
- HECHEM, J. (1994), Modelo predictivo de reservorios en un sistema fluvial efimero del Chubutiano de la Cuenca del Golfo San Jorge, Argentina. Revista de la Asociación Argentina de Sedimentología, Vol. 1: 3-14.
- HOMOVC, J. Y LUCERO, M. (2002), Cuenca del Golfo San Jorge: Marco Geológico y reseña histórica de la actividad petrolera. 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. 119-134.
- 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.
- JALFIN, G., BELLOSI, E. S., SANAGUA, J. & VILLAR, H. J. (1999), Procesos múltiples de migración, alteración y mezcla en petróleos de la Cuenca del Golfo San Jorge. Actas I, IV Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, pp. 445-465, IAPG.
- 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 1987.
- KAUFMAN, R.L., DASHTI, H., KABIR, C.S., PEDERSON, J.M., MOON, M.S., QUTTAIAH, 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.
- LARTER, S.R. & APLIN, A.C. (1995), Reservoir Geochemistry: methods, applications and opportunities, In The Geochemistry of Reservoirs, Cubbit, J.M. & England, W. A. (eds). Geological Society Special Publication N° 86, pp 5-32.
- LARTER, S.R., APLIN, A.C., CORBETT, P. & EMENTON, N. (1994), Reservoir Geochemistry: a Link between Reservoir Geology and Engineering?, SPE 28849, p 441-450.
- LESTA, P. (1968), Estratigrafía de la Cuenca del Golfo San Jorge. III Jornadas Geológicas Argentinas, 1: 251-289.

MARTEAU, V., GROBA, C., ROMERA, W., LABAYÉN, I. L., CROTTI, M. Y BOSCO, S. (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.

SANAGUA, J., HLEBSZEVITSCH, J. Y SUÁREZ, F. (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., SYLWAN, C., GUTIERREZ PLIMLING, A., MILLAR, M., CASTAÑO, J. R. Y DOW, W. G. (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, Actas 1:223-242.