

UTILIZACIÓN DE LA GEOQUÍMICA DE RESERVORIOS PARA DETERMINAR LA HETEROGENEIDAD DE LOS PETRÓLEOS DE PRODUCCIÓN DE LA FM. RAYOSO, CUENCA NEUQUINA

Victor Marcelo Marteau¹
Cristian Federico Groba¹
Walter Ariel Romera¹
Inés Lidia Labayén²
Marcelo Alejandro Crotti²
Sergio Antonio Bosco²

¹Pérez Companc S.A. J.J Lastra 6000 – (8300) Neuquén.

²Inlab S.A. – Azcuénaga 223 – (1879) Quilmes – Pcia de Buenos Aires.

Keywords: Geochemistry, Rayoso, Reservoir, Allocation, Oil, Heterogeneity

Abstract- *RESERVOIR GEOCHEMISTRY AS A TOOL FOR HETEROGENEITY CHARACTERIZATION IN PRODUCTION OILS FROM RAYOSO FORMATION IN NEUQUEN BASIN.* A detailed geochemical characterization of surface oil and water samples shows an adequate correlation with structural properties of Rayoso Formation in the field Puesto Hernández (Neuquen Basin, Argentina). Trap characteristics and oil alteration were related allowing a better understanding of the reservoir. Results are useful for “in-situ” characterization of oil properties and differentiate allocation in commingled production from different levels.

INTRODUCCION

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.

Una *población* de petróleos se define como el conjunto de petróleos (o gases) que pueden diferenciarse de otros petróleos (o gases) en una provincia geológica sobre la base de propiedades geoquímicas relacionadas con su origen (Por ejemplo: biomarcadores, compuestos de azufre, composición isotópica, etc.). 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* como maduración en reservorio, biodegradación, lavado con agua, fraccionamiento de fases durante la migración o por pérdidas del sello, todas relacionadas con modificaciones en las condiciones PVT (Larter y Aplin, 1995).

Este estudio se llevó a cabo a efectos de:

1. Determinar las diferencias composicionales (areales y verticales) de los diferentes tipos de petróleo presentes en los niveles productores de la Formación Rayoso en el Yacimiento Puesto Hernández.
2. Establecer los mecanismos que determinaron esas diferencias.
3. Correlacionar las alteraciones de los fluidos con características estructurales del reservorio.
4. Sentar las bases para discriminar el aporte de diferentes capas en muestras de producción

METODOLOGÍA ANALÍTICA

La caracterización geoquímica se realizó en dos etapas:

1. En la primera etapa se determinó la composición de los petróleos y parámetros geoquímicos que permiten discriminar grupos diferentes y asociar las heterogeneidades a fenómenos físico-químicos ocurridos en el reservorio.

- En la segunda parte se seleccionó un conjunto de parámetros para determinar, en producciones conjuntas, el aporte de cada nivel a la producción total.

Técnicas Cromatográficas

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

Cuando el estudio es comparativo, la cualidad más apreciada de esta técnica es la reproducibilidad de los fingerprints cromatográficos. Para lograr estos resultados se utiliza la cromatografía gaseosa capilar con detector de ionización de llama (FID).

En los estudios geoquímicos que requieren la identificación de compuestos orgánicos individuales, como los biomarcadores, se utiliza la cromatografía gaseosa capilar acoplada a técnicas de detección más detalladas y poderosas como la espectrometría de masas (p. ej. GC/MS o GC/MS-MS). El cromatograma gaseoso capilar de un petróleo está constituido por más de 500 picos y hombros diferenciables, de los que sólo una pequeña proporción es identificada por correlación con patrones auténticos.

Caracterización geoquímica de petróleos

El esfuerzo de identificación individual se centra en los n-alcános o n-parafinas, los isoprenoides (en especial Pristano y Fitano) y los distintos isómeros presentes en el rango gasolina. Estos resultados permiten inferir las características generales de la roca generadora, su grado de maduración y las alteraciones ocurridas después de la expulsión: biodegradación, lavado con agua, fraccionamiento por evaporación o mezcla de petróleos.

Existen numerosos métodos de correlación y comparación de petróleos, mediante cromatografía gaseosa. Cada método se basa en las diferencias o similitudes entre las señales (picos) que generan los diferentes componentes.

Para la cuantificación del aporte de las diferentes capas existen técnicas alternativas basadas en el empleo del cromatograma completo, de sólo algunas relaciones específicas o de biomarcadores particulares.

Determinación de composición de mezclas

Cuando en un pozo se presentan varias capas productoras suele ser muy complejo determinar el aporte de cada una y su variación con el tiempo de producción. Los métodos comparativos descritos más arriba permiten determinar el porcentaje de aporte de cada una de ellas. Para este fin se emplea el análisis de los petróleos correspondientes a cada capa y del petróleo de producción.

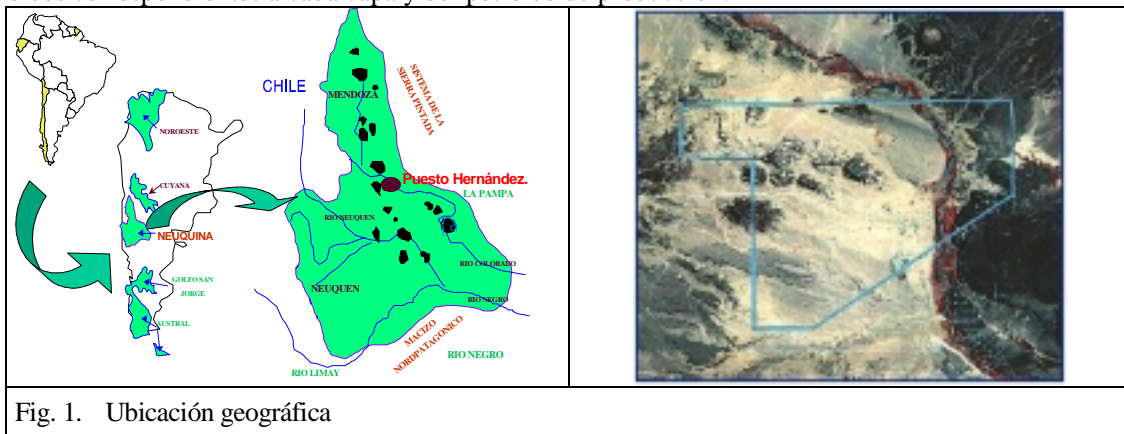


Fig. 1. Ubicación geográfica

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). Para cada petróleo de producción se obtiene una “mezcla” o composición representativa, minimizando los cuadrados de las diferencias porcentuales en los parámetros elegidos.

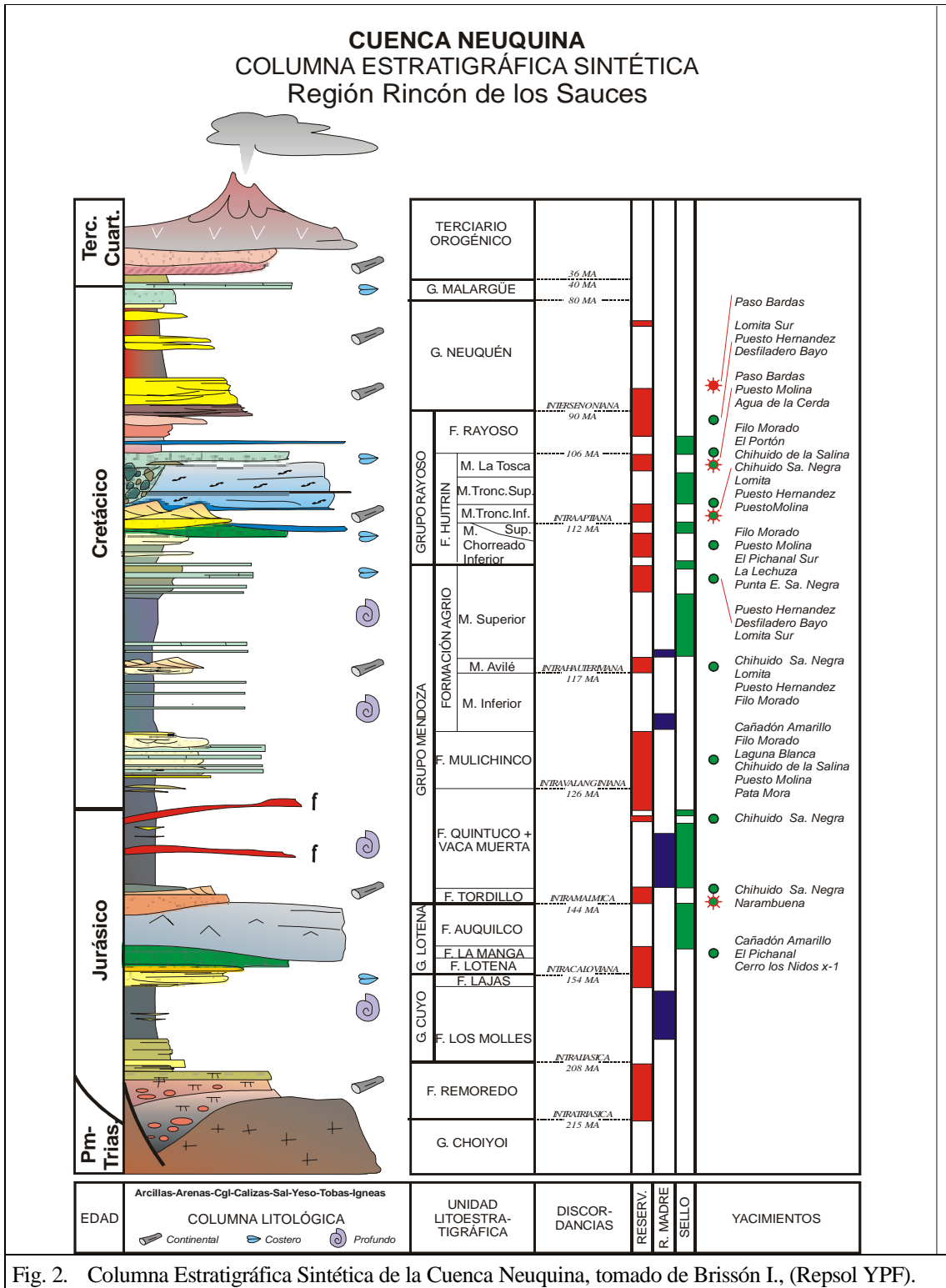


Fig. 2. Columna Estratigráfica Sintética de la Cuenca Neuquina, tomado de Brissón I., (Repsol YPF).

UBICACIÓN

El Yacimiento Puesto Hernández se encuentra en el ámbito de “Engolfamiento” cercano al Sistema de Sierra Pintada en el borde noreste de la Cuenca Neuquina. El área Puesto Hernández, con una superficie total de 147 Km², se encuentra ubicada a 20 Km al noroeste de la localidad de Rincón de los Sauces, en el norte de la Provincia del Neuquén (Fig. 1).

Reservorio

En el subsuelo del área de Puesto Hernández el registro geológico que encontramos para esta formación corresponde a la Sección Evaporítica y la Sección Clástica (Fig. 2). La sección Clástica es la que presenta interés económico. En esta sección se reconocen 11 ciclos de arenas/pelitas de gradación normal, los cuales se presentan truncados por la discordancia Intercenomaniana de bajo ángulo (Fig. 3). La denominación de los ciclos es en forma ascendente. De estos ciclos, solo ocho son de interés comercial teniendo diferentes contacto petróleo/agua. Los niveles productivos son relativamente someros (menores a 600 m), tienen buenas características petrofísicas, presiones de reservorio bajas y viscosidades de petróleo diferentes tanto en la vertical como lateralmente..

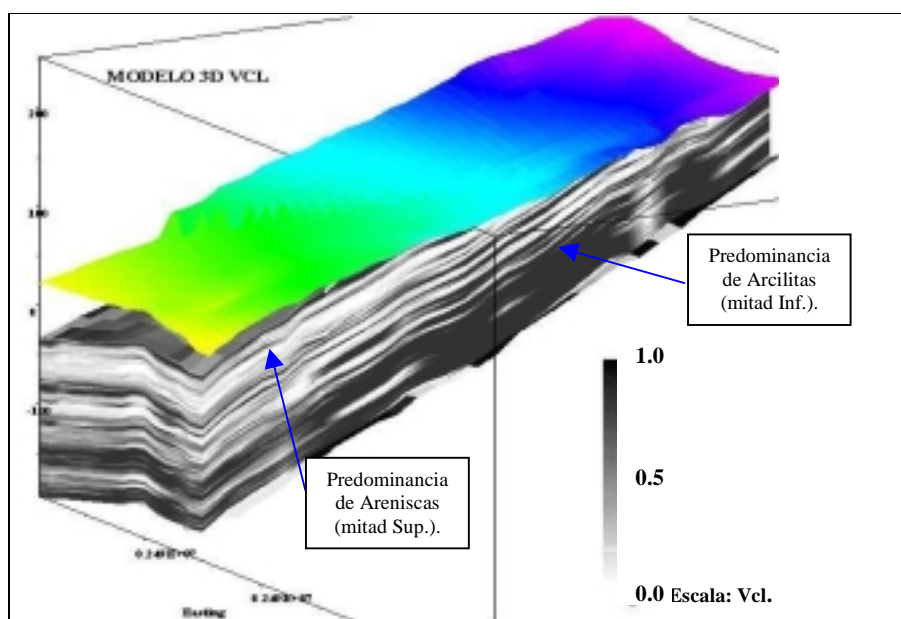


Fig. 3. Corte SO-NE del volumen de arcilla (Vcl) derivado del modelo geostatístico 3D. Se puede observar la continuidad, distribución y geometrías de los depósitos clásticos (en tonos grises). También se puede ver la trancatura de las areniscas.

las capas y el empobrecimiento de las propiedades petrofísicas de los reservorios en las proximidades de la misma (Marteau *et al.*, 2001). En el área se reconoce en la base del Gr. Neuquén un intervalo de 25 a 40 m. de pelitas que intercalan con delgados niveles de areniscas. Este importante paquete pelítico de origen lacustre, actúa como sello vertical de la trampa. (Marteau, 2001). Los cambios laterales de facies de las capas originan trampas estratigráficas propiamente dichas, sin embargo son menos frecuentes, como así también las trampas combinadas. (Fig. 5).

RESULTADOS

Propiedades físicas

Para caracterizar los fluidos de las distintas capas se efectuaron las siguientes determinaciones:

Fase Acuosa: Determinación de la concentración de cloruros por titulación según el método de Mohr .

Fase orgánica: Densidad, porcentaje de la fracción C20 +, densidad de la fracción C20 +, peso molecular medio (PMM) de la fracción C20 +, y viscosidad del petróleo de tanque a 30, 40, 60 y 80 °C.

Estructura, Trampa y Sello

La estructura que presenta la Fm. Rayoso en el área de estudio, es en lo general un homoclinal de rumbo SE-NO, con inclinaciones del orden de los 3° a 4° hacia el SO. Como se observa en la (Fig. 4), esta estructura presenta distintos grados de complejidad en su estructuración dando lugar a diferentes zonas compartimentalizadas.

El entrapamiento principal de hidrocarburos en los reservorios de la Formación Rayoso está directamente relacionado con la discordancia intercenomaniana la cual originó el truncamiento de

Los resultados obtenidos se presentan en la Tabla 1.

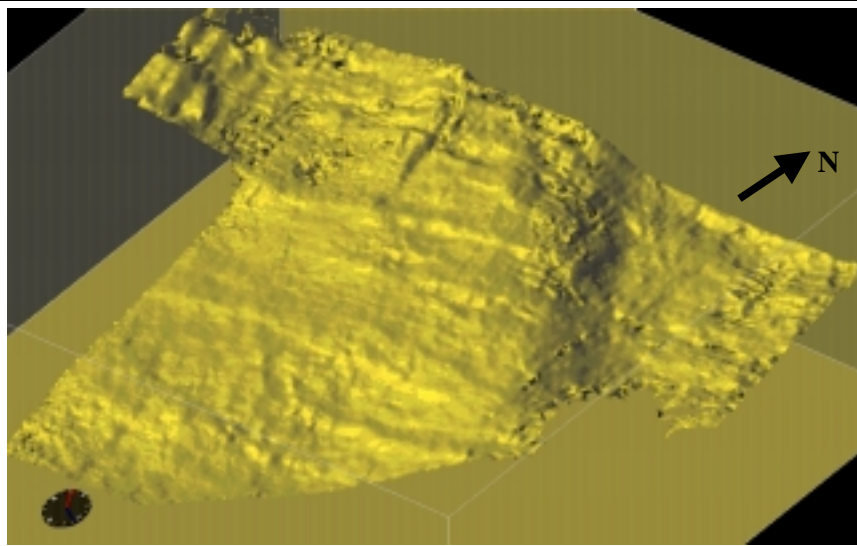


Fig. 4. Estructural en tiempo de la Fm. Rayoso.

Composición de los Petróleos Analizados

El análisis geoquímico se realizó mediante una cromatografía gaseosa capilar de petróleo total.

La comparación de los cromatogramas gaseosos confirma las heterogeneidades observadas con los parámetros físicos como se ejemplifica en la Fig. 6. Allí se evidencia la ausencia de hidrocarburos normales en las muestras PH 1347 (3), PH 1296 y PH 52 y su presencia, con diferentes distribuciones, en los petróleos PH 73, PH 1347 (1) y PH 1347 (2). También se observan diferentes proporciones de com-

puestos livianos.

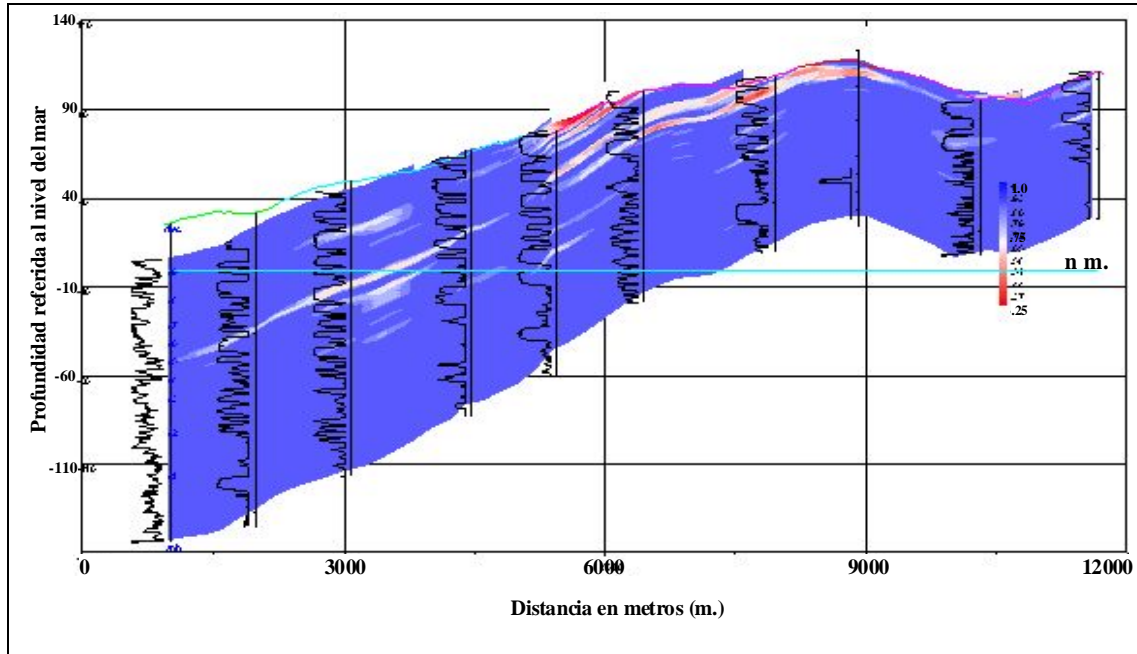


Fig. 5. Corte SO-NE de la Saturación de Agua (S_w), se puede ver los distintos niveles de entrapamiento.

En el caso presente, tal como suele ocurrir en muestras complejas, el examen visual de los cromatogramas resulta insuficiente ya que, para su correcta interpretación, además de las variaciones propias de cada muestra deben tenerse en cuenta características particulares de la técnica y del sistema cromatográfico utilizado. Uno de los aspectos más importantes es que la masa de cada compuesto detectado cromatográficamente con el detector de ionización de llama (FID) es proporcional al área del pico correspondiente y que, debido al uso de un programa de temperaturas se obtienen diferentes anchos de picos

a distintos Tiempos de Retención (eje horizontal). Por esta causa los picos más altos de los cromatogramas no corresponden a los compuestos más abundantes en masa.

Basándose en la notable diferencia global de los fingerprints obtenidos, se realizó una cuantificación de los contenidos porcentuales de parafinas normales (n-parafinas) e iso-parafinas. Al reducir el número de parámetros a comparar (se pasa de unos 500 compuestos individuales a unos 70 grupos característicos), esta metodología permite una comparación analítica más sencilla.

TABLA 1 - Propiedades Físicas										
Pozo	Capa	Agua		Petróleo						
		Cl- [mg/l]	Densidad media [g/cm ³]	% C20+	Dens media C20+ [g/cm ³]	PMM C20+	Viscosidad [cP]			
							30°C	40°C	60°C	80°C
PH - 39	5	26,011	0.9156	81%	0.9267	476.2	171.4	102.1	38.1	19.2
PH - 43	4-5	15,951	0.9149	83%	0.9243	468.9	167.1	92.3	36.7	17.8
PH - 1211	5	18,054	0.9049	75%	0.9249	499.5	99.3	59.2	25.6	13.2
PH - 1256	4-5	21,720	0.9046	75%	0.9214	466.0	97.7	58.1	24.5	13.0
PH - 1258	4-5	16,652	0.9120	78%	0.9258	479.9	151.0	86.1	33.7	16.8
PH - 192	4-5	-	0.9022	72%	0.9261	481.1	86.1	50.1	22.1	12.2
PH - 168	7-8	15,151	0.9003	71%	0.9207	491.1	110.9	60.1	26.4	14.0
PH- 52	4-5	18,810	0.9032	75%	0.9216	487.0	90.8	52.1	23.9	12.5
PH- 73	3-4	12,957	0.8922	70%	0.9165	462.7	44.7	26.5	13.2	7.7
PH- 1112	8	19,903	0.9032	80%	0.9259	493.5	162.9	90.8	35.5	17.7
PH- 1277	4-5-6	16,514	0.9136	79%	0.9198	488.5	105.7	60.8	26.9	13.9
PH-1296	4-5	19,466	0.9066	77%	0.9118	479.7	87.9	52.1	23.1	12.5
PH- 1347	1	21,872	0.8925	65%	0.9305	508.3	37.8	23.4	11.9	7.2
PH- 1347	2	16,186	0.8640	59%	0.9141	492.4	16.0	10.9	6.7	4.3
PH- 1347	3	11,811	0.9128	80%	0.9219	486.5	149.3	82.2	33.3	17.3

Las n-parafinas constituyen la serie de picos más notables del cromatograma y su identificación se realiza por comparación de los tiempos de retención con muestras patrón.

La serie correspondiente a las iso-parafinas se calcula de acuerdo a una definición general ya que la cantidad de isómeros ramificados, cíclicos y aromáticos presente en una muestra de petróleo es muy grande y no pueden resolverse mediante un único sistema cromatográfico. Se considera que las iso-parafinas con "n" átomos de Carbono incluyen todos los picos cromatográficos que se detectan entre los hidrocarburos normales de "n-1" y "n" átomos de C.

La comparación de los porcentajes de cada uno de los componentes de estas series puede realizarse en forma gráfica o numérica.

La comparación cuantitativa de estos porcentajes se realiza mediante los coeficientes de distancia. Los dendrogramas de Distancia muestran tendencias similares a las obtenidas con los parámetros físicos simples analizados previamente.

Como consecuencia de estos resultados fue posible establecer diferencias cuantitativas muy significativas que permiten una clara discriminación entre diferentes familias de petróleos.

Con el fin de determinar los procesos que determinan la diferenciación de estas familias de petróleos se determinaron parámetros geoquímicos específicos vinculados con isoprenoides, n-parafinas y distintos isómeros en el rango gasolina.

Los **Isoprenoides** son marcadores biológicos presentes en casi la totalidad de los petróleos del mundo y se utilizan para comparar muestras desde el punto de vista genético así como para detectar ciertas alteraciones posteriores a la expulsión. Esta serie homóloga de hidrocarburos ramificados derivada de los terpenos, presentes en los vegetales, puede identificarse claramente en los cromatogramas gaseosos de petróleo total debido a las proporciones comparables a las de los n-alcános. Los compuestos identificados más

comúnmente están entre los 13 y los 20 átomos de Carbono estando ausente el isoprenoide de 17 átomos de Carbono. Los compuestos de 19 y 20 átomos de C son conocidos como Pristano (Pr) y Fitano (F). La gran abundancia de estos compuestos en la naturaleza puede comprenderse si se tiene en cuenta que el fitano es el hidrocarburo saturado derivado del fitol (alcohol esterificado en molécula de clorofila) aunque este no es su único precursor en la naturaleza.



Fig. 6. Cromatogramas gaseosos de petróleos y dendrograma de propiedades físicas

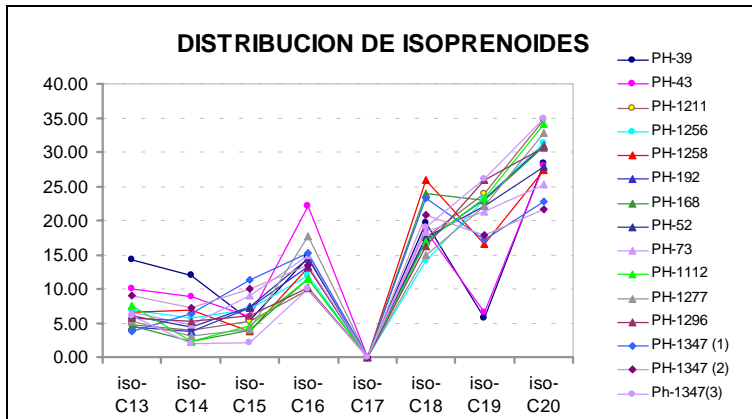


Fig. 7. : Distribución de isoprenoides con variables proporciones de iso-C18, iso-C19 e iso-C20.

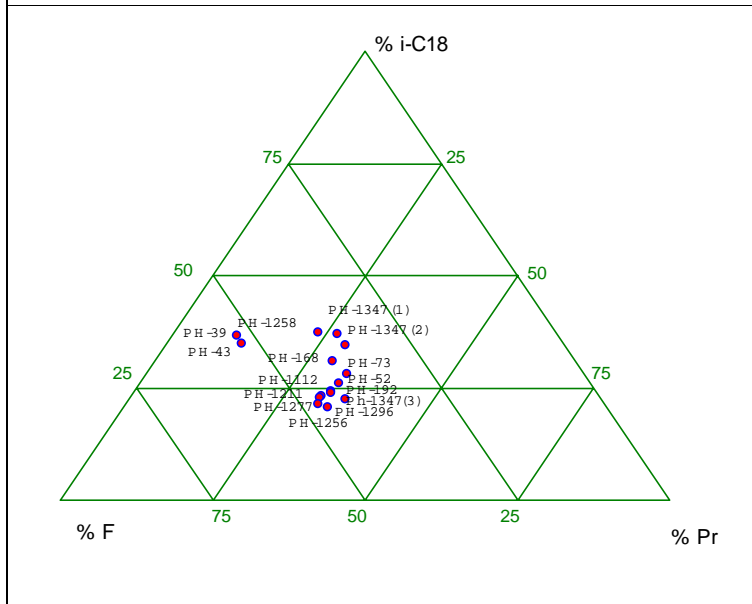


Fig. 8. Distribución porcentual de los isoprenoides de 18, 19 y 20 átomos de C. Los dos últimos compuestos son respectivamente Pristano y Fitano.

Las distribuciones de los distintos isoprenoides (i-C13 a i-C20) se comparan en la Fig. 7, donde se reconocen diferencias en las proporciones de los compuestos más pesados de la serie (i-C18, i-C19 o Pristano e i-C20 o Fitano) que no se pueden explicar por fenómenos de evaporación, fraccionamiento o de biodegradación severa. Por lo tanto, hasta que se realicen estudios genéticos, puede suponerse que estas variaciones reflejan diferentes orígenes. Similares diferencias se observan en el diagrama triangular de la Fig. 8.

Las relaciones calculadas entre los isoprenoides Pristano y Fitano indican características del tipo de materia orgánica y el ambiente de depositación de la roca generadora. En el presente caso estas relaciones se utilizan como parámetro de comparación y de control de poblaciones (Tabla 2).

Los cocientes entre las áreas de Pristano y Fitano y los hidrocarburos normales coeluyentes (Pr/n-C17 y F/n-C18, Tabla 2, Figs. 9 y 10) también se relacionan con el material original pero debido a las diferentes estructuras químicas de isoprenoides y n- parafinas son indicadores de variaciones de madurez y especialmente de biodegradación.

Los petróleos PH 73, PH 1347 (1) y PH 1347 (2) presentan relaciones normales de isoprenoides a n-alcános, típicos de esta cuenca, tal como puede observarse en las Figs. 9 y 10 donde se comparan los resultados obtenidos en

los petróleos del yacimiento Puesto Hernández con muestras de rocas madres y petróleos regionales.

Los demás petróleos presentan relaciones muy altas que indican una severa biodegradación, ocurrida luego del proceso de expulsión.

Por otro lado se realizó un cross-plot de dos parámetros característicos: El CPI y la relación n-C29/n-C17 para realizar análisis comparativos con otros petróleos de la cuenca (Fig. 12).

El índice de preferencia de carbonos (CPI), se calcula mediante la siguiente expresión:

$$CPI = \frac{C_{31} + C_{21} + 2(C_{23} + C_{25} + C_{27} + C_{29})}{2(C_{22} + C_{24} + C_{26} + C_{28} + C_{30})}$$

Esta relación cuantifica la proporción de parafinas normales con cantidad impar de átomos de carbono a parafinas normales con cantidad par de átomos de carbono. Si el CPI es mayor a la unidad, indica un predominio impar en el contenido de parafinas normales. Este predominio está relacionado a una

participación de material orgánico terrestre en el kerógeno y a un petróleo inmaduro, es decir, que fue expulsado de la roca madre con una madurez menor que el pico máximo de generación. Los valores obtenidos en estos petróleos sólo son confiables en aquellas muestras que tienen una apreciable distribución de parafinas normales [PH 73, PH 1347 (1) y PH 1347 (2)].

TABLA 2 - Relaciones entre Isoprenoides y n-Alcanos					
MUESTRA	Pr/F	Pr/n-C17	F/n-C18	CPI	n-C29/n-C17
PH-39	0.20	2.95	2.78	0.83	1.18
PH-43	0.23	3.02	3.94	0.99	1.29
PH-1211	0.69	7.33	5.16	0.69	1.76
PH-1256	0.74	5.13	10.27	0.91	1.21
PH-1258	0.61	5.83	3.75	1.09	0.58
PH-192	0.74	2.77	3.35	0.83	0.53
PH-168	0.74	3.03	4.30	0.90	0.55
PH-52	0.79	4.74	5.05	0.92	0.79
PH-73	0.85	0.71	1.02	1.03	0.23
PH-1112	0.68	11.37	4.73	0.94	1.16
PH-1277	0.68	24.50	9.20	0.94	1.21
PH-1296	0.85	6.10	8.51	0.95	0.95
PH-1347(1)	0.76	0.49	0.72	0.93	0.50
PH-1347(2)	0.83	0.63	0.91	1.02	0.62
PH-1347(3)	0.74	23.19	20.73	0.92	0.91

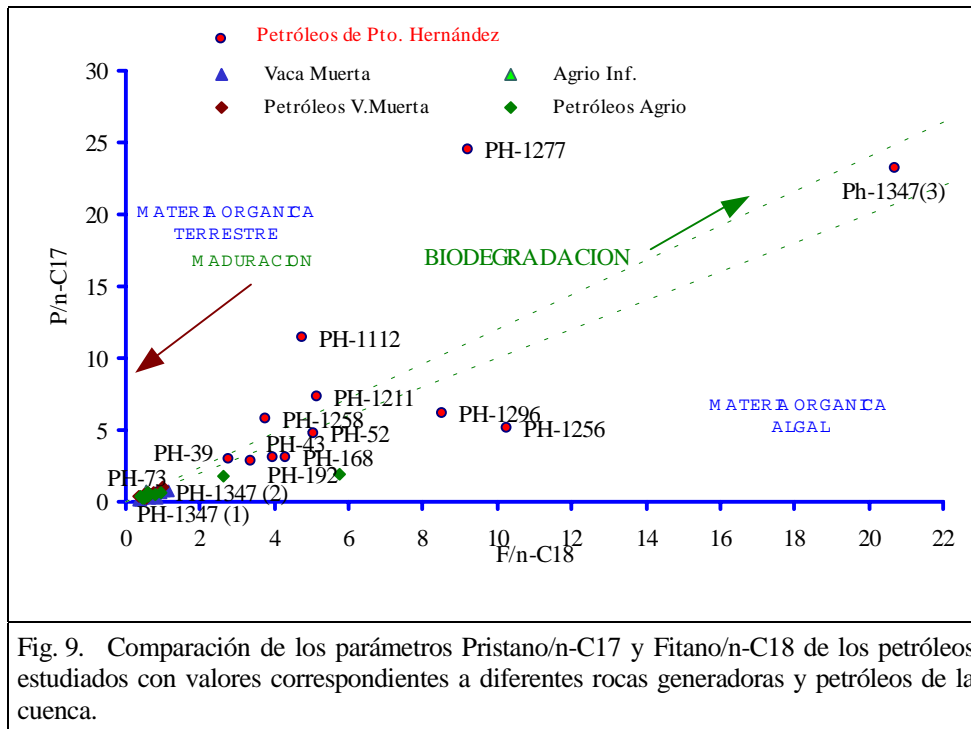


Fig. 9. Comparación de los parámetros Pristano/n-C17 y Fitano/n-C18 de los petróleos estudiados con valores correspondientes a diferentes rocas generadoras y petróleos de la cuenca.

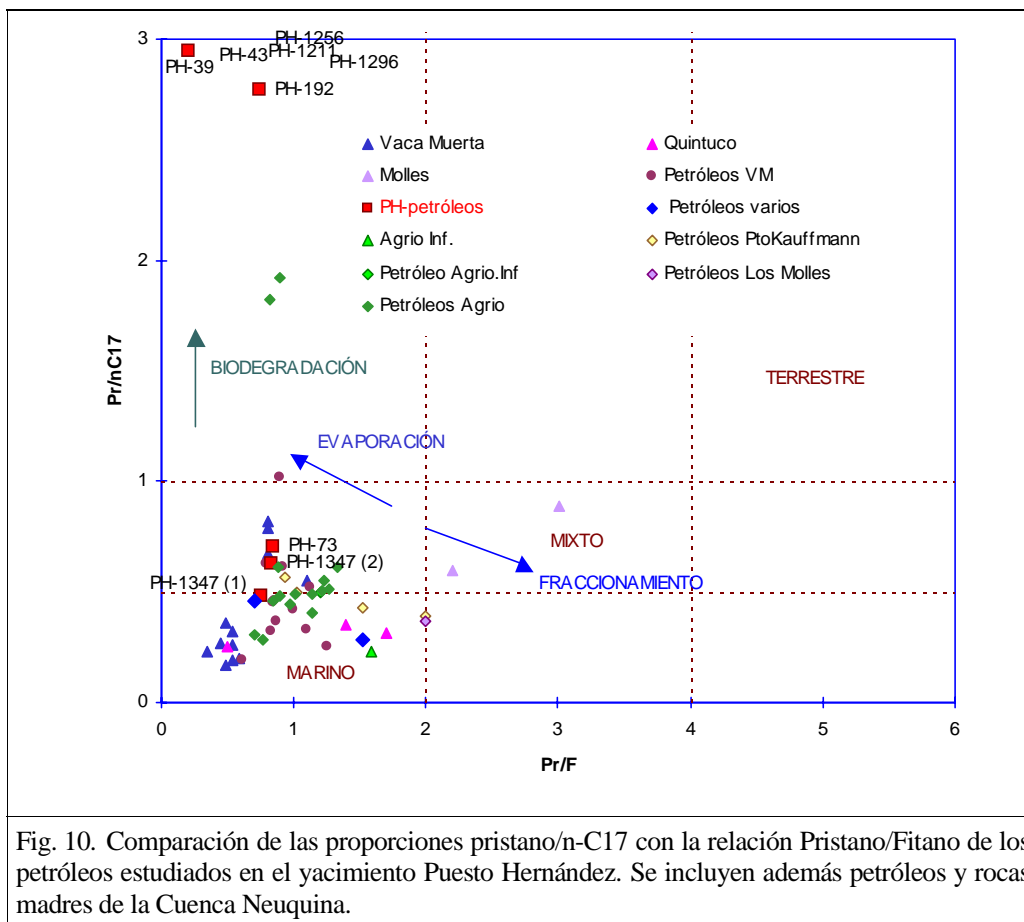


Fig. 10. Comparación de las proporciones pristano/n-C17 con la relación Pristano/Fitano de los petróleos estudiados en el yacimiento Puesto Hernández. Se incluyen además petróleos y rocas madres de la Cuenca Neuquina.

En la Fig. 11, la relación entre los hidrocarburos de cadena lineal de 29 y 17 átomos de C se utiliza como medida del aporte de material de origen terrestre (n-C29) y el algal (n-C17), y en el presente estudio permite cuantificar en forma diferencial la biodegradación y el fraccionamiento evaporativo.

Las relaciones determinadas en las muestras PH 1347 (2), PH 1347 (1) y PH 73 son particularmente confiables debido a que los n-alcanos pesados no muestran signos de alteración por biodegradación.

Los resultados generales indican que la mayoría de las muestras presentan valores de n-C29/n-C17 muy altos. Como característica particular, el petróleo PH 73 evidencia un menor contenido de compuestos pesados.

Sobre la base de estos resultados comparativos con petróleos de la misma región, puede concluirse que la mayoría de las muestras analizadas presentan una suma de procesos de biodegradación y pérdida de compuestos livianos por evaporación.

La tercera fuente empleada para generar parámetros comparativos es la **Fracción Gasolina** de los diferentes petróleos. El análisis cromatográfico de detalle permite reconocer los distintos isómeros de 6 y 7 átomos de C y sus distribuciones manifiestan las alteraciones debidas a diferencias en volatilidad, solubilidad o susceptibilidad a la biodegradación.

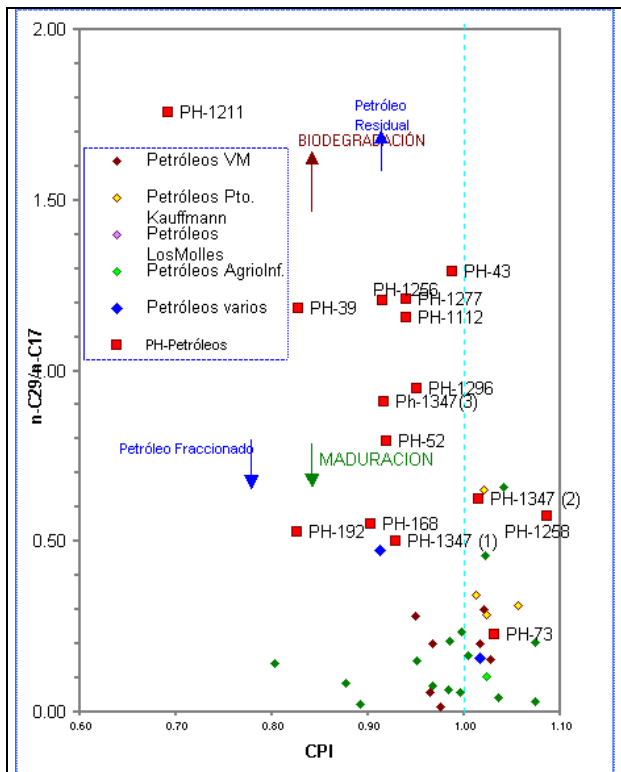


Fig. 11. Comparación de los parámetros n-C29/n-C17 y CPI (Índice de Preferencia de Carbonos) de los petróleos estudiados con valores correspondientes a petróleos de diferentes orígenes de la cuenca.

En ambas distribuciones se observa predominio de compuestos cíclicos, baja proporción de aromáticos y de normales. Los compuestos de 6 átomos de C pueden estar afectados por evaporación durante el muestreo por lo que las distribuciones tienen mayor dispersión. El predominio de los ramificados y cíclicos respecto de los n-alcanos indica una importante biodegradación.

El Valor Heptano y el Valor Isoheptano (Índices de Parafina de Thompson) obtenidos a partir de la fracción gasolina aislada de rocas madres aumentan con la madurez. Este aumento se asocia al incremento relativo de los n-alcanos con la mayor catagénesis.

El Valor Heptano (relación entre el n-heptano y todos los compuestos ramificados y cíclicos que eluyen entre Ciclohexano y Metilciclohexano), se relaciona con los procesos de biodegradación debido a su dependencia con el n-alcano de 7 átomos de C. El Valor isoheptano se calcula como la relación entre los Metilhexanos y los ciclopentanos metilados y no se altera considerablemente con la biodegradación. Los valores observados en el conjunto de muestras analizadas indican madurez normal para los petróleos PH 73, PH 1347(2) y PH 1347 (3). Las demás muestras están notablemente alteradas por biodegradación (Fig.12). En el gráfico de la Fig. 13 se presentan cambios en la composición de los

compuestos de 7 átomos de C que reflejan procesos de alteración ocurridos durante la migración o en el reservorio.

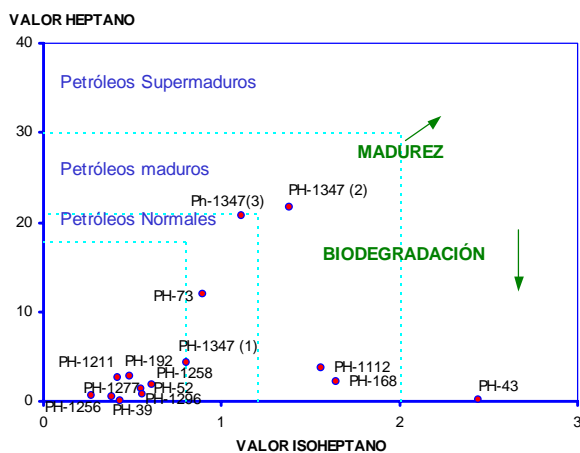


Fig. 12. Gráfico de Valor Heptano vs. Valor Isoheptano (Índices de Parafina de Thompson) indicando la madurez normal de los petróleos no alterados por biodegradación.

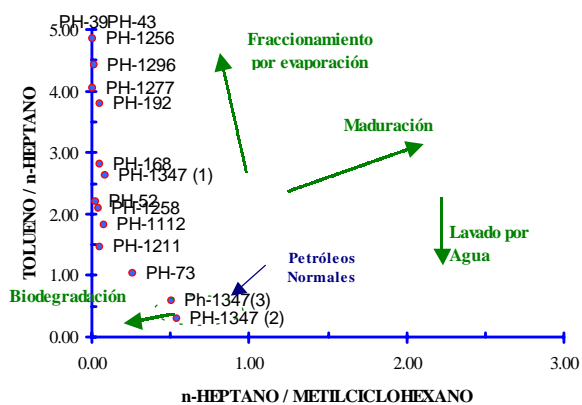


Fig. 13. Gráfico de Tolueno/n-C7 vs. n-C7/Metilciclohexano mostrando los cambios en la composición de la fracción gasolina determinados por procesos de alteración.

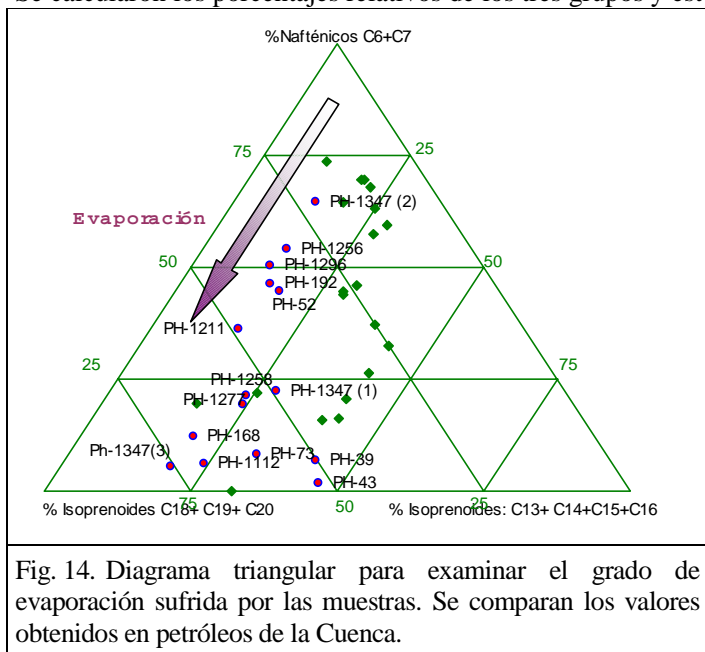
DISCUSIÓN DE LOS RESULTADOS

Evaporación y Biodegradación

Como conclusión del examen de los parámetros geoquímicos se observa que la mayoría de las muestras están afectadas por biodegradación y distintos grados de evaporación o pérdida de compuestos livianos que en algunos casos sólo afecta la fracción gasolina y en otros llega a alterar las proporciones de compuestos en el rango C10-C15. Para cuantificar el proceso de evaporación en forma independiente de la biodegradación se seleccionaron grupos de compuestos resistentes a la biodegradación en distintos rangos de pesos moleculares:

1. Nafténicos de 6 y 7 átomos de C (metilciclopentano, hexano y metilciclohexano), en el rango gasolinas
2. Isoprenoides livianos (i-C13, i-C14, i-C15 e i-C16) en el rango intermedio
3. Isoprenoides pesados (i-C18, i-C19 o Pristano e i-C20 o Fitano)

Se calcularon los porcentajes relativos de los tres grupos y estos se grafican en la Fig. 14

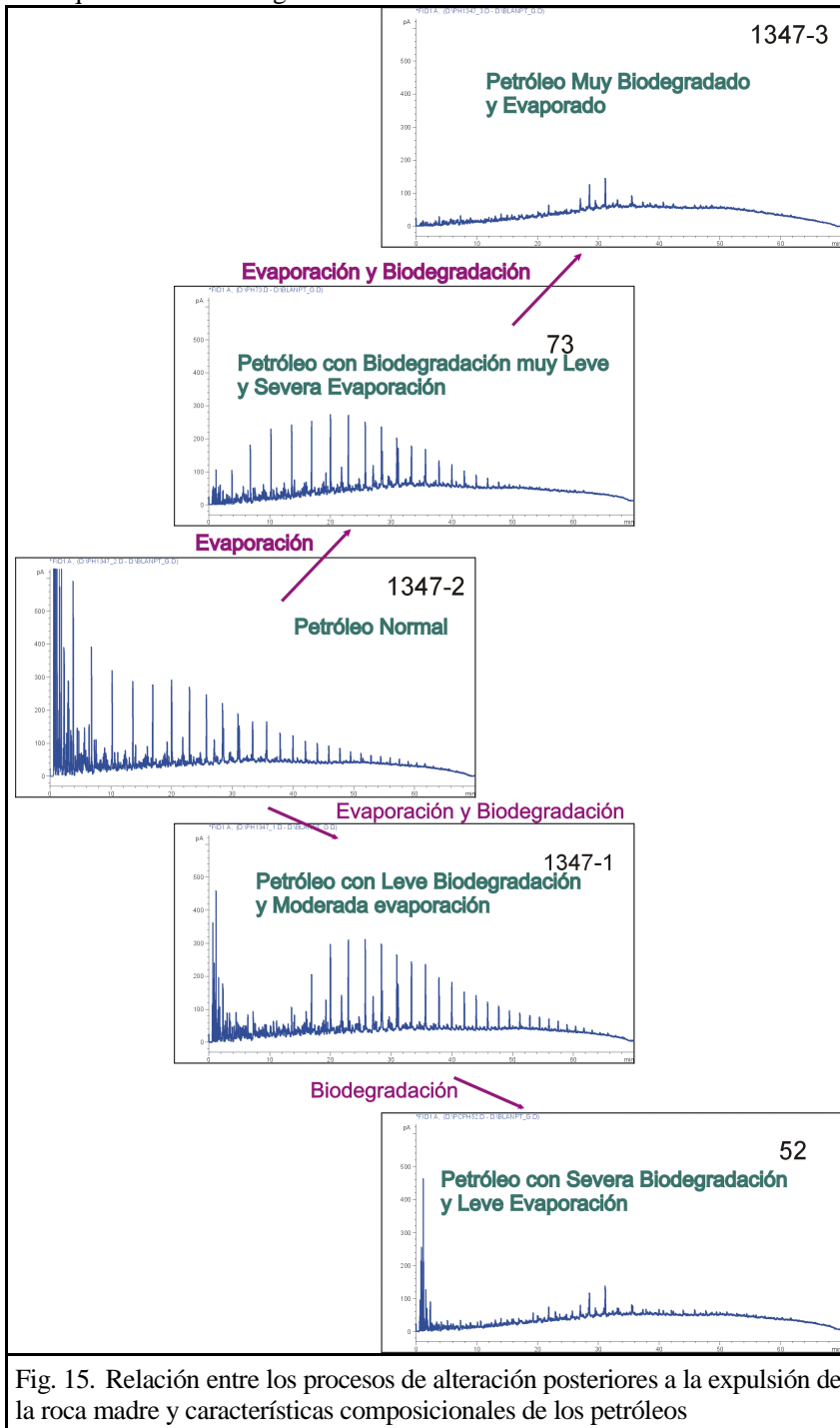


Al petróleo PH 1347 (2), que presenta predominio de los compuestos Nafténicos de C6 y C7, se lo considera un petróleo normal no evaporado. En la base del triángulo están las muestras con menores proporciones de compuestos livianos por lo que son las más afectadas por la evaporación: PH 1347 (3), PH 1112, PH 168, PH 73, PH 39 y PH 43. Esta evaporación es un proceso ocurrido en el reservorio como consecuencia de caídas de presión y sellos deficientes que permiten la pérdida de componentes livianos en períodos posteriores al entrapamiento. De este modo, las muestras menos evaporadas estarían asociadas a entrapamientos con sellos más efectivos, por lo que se dispone de una herramienta para relacionar las heterogeneidades areales con estructuras geológicas. En la Tabla 3 se resume la importancia de los procesos de biodegradación y evaporación en las

muestras analizadas.

Tabla 3: Características de los petróleos			
MUESTRA	Capa	Biodegradación	Evaporación
PH-39	5	Muy Severa	Severa
PH-43	4-5	Muy Severa	Severa
PH-1211	5	Severa	Moderada
PH-1256	4-5	Severa	Leve
PH-1258	4-5	Muy Severa	Regular
PH-192	4-5	Severa	Leve
PH-168	7-8	Severa	Severa
PH-52	4-5	Severa	Leve
PH-73	3-4	Muy leve	Severa
PH-1112	8	Muy Severa	Severa
PH-1277	4-5-6	Muy Severa	Regular
PH-1296	4-5	Severa	Leve
PH-1347 (1)	1	Leve	Moderada
PH-1347 (2)	2	No biodegradado	No evaporado
Ph-1347(3)	3	Muy Severa	Severa

La relación entre los procesos de alteración y las características composicionales de las muestras analizadas se esquematiza en la Fig. 15.



de distintos niveles productores. La caracterización realizada permitió seleccionar 12 parámetros aptos para discriminar los petróleos estudiados..

En este gráfico se señalan dos caminos diferentes de alteración de las muestras a partir de un mismo petróleo señalado como normal o inalterado [PH 1347 (2)]. Este petróleo sería el fluido expulsado por la roca generadora. Cuando el proceso predominante es la evaporación se pierden los compuestos más livianos y el rango de hidrocarburos afectado depende de la caída de presión del reservorio [PH 73]. Si ocurren los dos procesos de alteración en el petróleo queda un fondo parcialmente resuelto cromatográficamente, que está constituido por compuestos cíclicos y ramificados y con predominio de pesados [PH 1347 (3)].

En los casos en que predomina la biodegradación, las muestras conservan los compuestos cíclicos y ramificados en todo el rango cromatográfico. Un mayor grado de biodegradación está relacionado con un rango mayor de n-parafinas que están ausente. Esto se debe a que las bacterias degradan primero las moléculas más livianas y a medida que éstas se agotan pasan a degradar compuestos más pesados [PH 1347 (1) y PH 52].

Selección de Parámetros para Discriminación de Aportes.

En esta etapa se buscaron parámetros geoquímicos que faciliten el reconocimiento de diferentes petróleos en una mezcla formada por el aporte

El diagrama estrella de la Fig. 16 obtenido para todos los petróleos con estos parámetros muestra una importante dispersión de los valores y en el dendrograma obtenido para los parámetros se observan bajos coeficientes de correlación (Fig. 17).

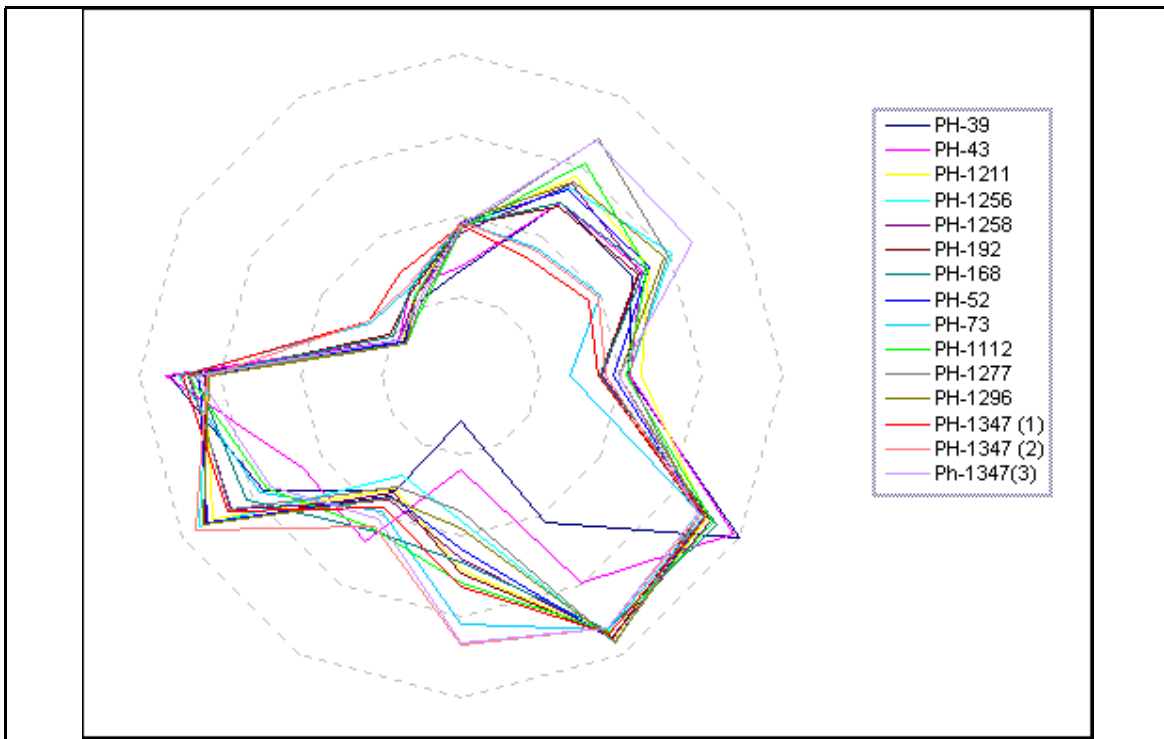


Fig. 16. Diagrama estrella para todos los petróleos con 12 parámetros.

Estas características indican que los parámetros elegidos son adecuados para la tarea de resolución de mezclas y que no son interdependientes por lo que puede realizarse una muy buena asignación de aportes individuales en mezclas de producción.

Con estos parámetros se realizó la comparación numérica de las 15 muestras con Índices de Distancia. El dendrograma obtenido se presenta en la Fig. 18.

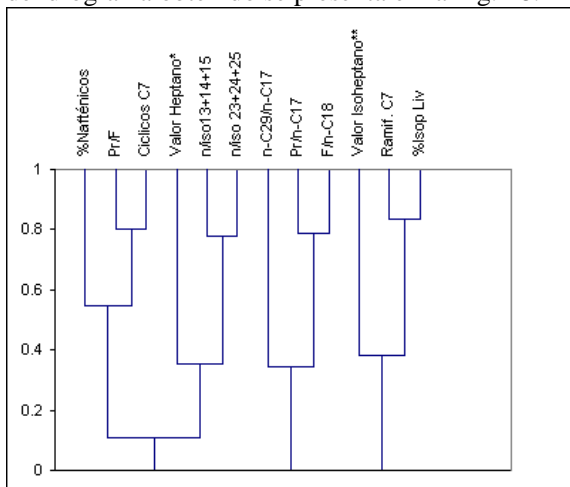


Fig. 17. Dendrograma de Índices de correlación de parámetros.

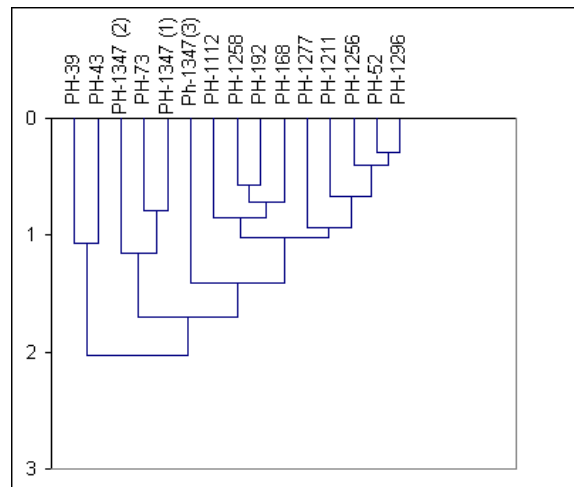


Fig. 18. Dendrograma obtenido con Coeficientes de Distancia para todos los petróleos con 12 parámetros.

Heterogeneidad areal y vertical

En función de los parámetros obtenidos y la correlación existente entre las diferentes muestras de petróleo, se realizaron las agrupaciones que se indican en la Tabla 4, donde la identificación de cada grupo responde a una nomenclatura arbitraria.

TABLA 4 – Alteración y Ubicación de las Muestras					
GRUPO	PETRÓLEOS	CAPA	ÁREA	ALTERACIONES	
				Biodegradac.	Evaporación
A	PH 39 PH 43	5 4-5	Área Central	Muy Severa	Severa
B	PH 1347	2	Área NE	Sin Alteración	
C	PH 1347	3	Área NE	Muy Severa	Severa
D	1 PH 73	3-4	Área NE	Muy Leve	Severa
	2 PH 1258 PH 1347	4-5 1	Área Sur Área NE	Muy Severa Regular	Leve Moderada
	3 PH 168 PH 1112	7-8 8	Área Sur	Severa Severa	Muy Severa Severa
E	PH 1277	4-5-6	Área NO	Muy Severa	Regular
F	PH 1296 PH 1256 PH 1211 PH 192 PH 52	4-5 4-5 5 4-5 4-5	Área NO	Severa	Leve

Viscosidad

Un similar tratamiento estadístico aplicado a los datos de la Tabla 1 permitió la identificación de cinco (5) grupos diferentes conforme al detalle que se indica en la Tabla 5

TABLA 5 – Agrupamiento de las muestras por Viscosidad		
Grupo N°	Muestra	Capas
1	PH - 73	3-4
2	PH - 1112	8
	PH - 39	5
	PH - 43	4-5
	PH - 1258	4-5
	PH - 1347	3
3	PH - 1296	4-5
	PH - 1256	4-5
	PH - 1277	4-5-6
	PH - 192	4-5
	PH - 1211	5
	PH - 168	7-8
	PH - 52	4-5
4	PH -1347	1
5	PH - 1347	2

Estos grupos definidos en función de sus viscosidades están relacionados con su posición estructural en el yacimiento.

En la Tabla 6 se detallan los valores que toman otras propiedades medias, tales como densidad y contenido de C20+, en estos 5 grupos.

El tratamiento estadístico indicado permitió la generación de estudios PVT sintéticos para cada uno de los grupos identificados. En cada caso se emplearon los datos medios de las muestras de superficie para adaptar los estudios PVT realizados en laboratorio.

TABLA 6 – Propiedades Medias de los Grupos Indicados en la Tabla 5				
Grupo	Densidad media petróleo (15.5°C)	% C20+	Densidad media C20+	Peso Molec. Medio C20+
1	0.892	70%	0.917	463
2	0.912	80%	0.925	481
3	0.905	75%	0.921	485
4	0.893	65%	0.931	508
5	0.864	59%	0.914	492

INTEGRACIÓN DE LA INFORMACIÓN

En el proceso de integración se unificaron los agrupamientos obtenidos por medición de las propiedades medias (Tabla 1) y por el análisis cromatográfico de alta resolución (Tabla 4) correlacionando ambos resultados con las capas del reservorio y con la ubicación geográfica de los pozos.

- **Grupo F**, (correspondiente a las Capas 4 y 5 NO): Viscosidad del tipo 3 con biodegradación severa y leve evaporación. A este grupo pertenecen: PH 1296, PH 1256, PH 1211, PH 192 y PH 52.
- **Grupo E**, (correspondiente a las capas 4, 5 y 6 NO): Viscosidad del tipo 3 con biodegradación muy severa y regular evaporación. A este grupo sólo pertenece el petróleo PH 1277. De acuerdo con los dendrogramas está relacionado con el Grupo F. Las diferencias con ese grupo podrían deberse a la contribución de la capa 6. Con este conjunto de muestras no es posible discriminarla ya que se dispone de este único punto de muestreo.
- **Grupo D1**, (correspondiente a las Capas 3 y 4 NE): Viscosidad del tipo 1 con biodegradación muy leve y severa evaporación. A este grupo pertenece PH 73.
- **Grupo D2**, correspondiente a las Capas:
 - 1 NE: Viscosidad del tipo 4 con biodegradación leve y moderada evaporación. A este grupo pertenece PH 1347 (1)
 - 4 y 5 Sur: Viscosidad del tipo 2 con biodegradación muy severa y regular evaporación. A este grupo pertenece PH 1258.
- **Grupo D3**, (correspondiente a las Capas 7 y 8 Sur): Viscosidades del tipo 2 y 3 con severas biodegradación y evaporación. A este grupo pertenecen PH 1112 y PH 168.
- **Grupo C**, (correspondiente a la Capa 3 NE): Viscosidad del tipo 2 con biodegradación muy severa y severa evaporación. A este grupo pertenece PH 1347 (3). De acuerdo con los dendrogramas está relacionado con el Grupo D.
- **Grupo B**, (correspondiente a la Capa 2 NE): Viscosidad del tipo 5 sin alteración. A este grupo pertenece PH 1347 (2). De acuerdo con los dendrogramas está relacionado con el Grupo C.
- **Grupo A**, (correspondiente a las Capas 4 y 5 Área Central): Viscosidad del tipo 2 con biodegradación muy severa y severa evaporación. A este grupo pertenecen PH 39 y PH 43.

En la Fig 19 se muestra un Mapa del Yacimiento Puesto Hernández en el que se indica esquemáticamente el resultado de estos agrupamientos.




Fig. 19. Ubicación de los grupos de muestras.

CONCLUSIONES

1. Los petróleos analizados muestran importantes diferencias tanto en su composición como en su viscosidad y densidad.
2. Las diferencias composicionales presentan buena correlación con las viscosidades y densidades medidas sobre las mismas muestras.
3. Las diferencias encontradas muestran claras tendencias asociadas a los distintos niveles productores y a la ubicación en el yacimiento. El origen de estas diferencias es atribuible a dos procesos fundamentales: biodegradación y evaporación ocurridos con posterioridad al entrapamiento.
4. El conocimiento de los procesos que alteraron los petróleos, biodegradación y evaporación, fueron integrados con el marco geológico. A partir de este análisis se observa que la biodegradación disminuye al aumentar la profundidad de los niveles estudiados y la evaporación está asociada a la calidad de los sellos. En las capas 4 y 5 se observa mayor evaporación en la zona Este asociada a una importante complejidad estructural que se presenta en esta zona. En la zona Oeste de menor fallamiento los procesos de evaporación son menores.
5. En las capas 4 y 5 fue posible determinar tendencias areales en la distribución de las viscosidades. Esta distribución resulta muy útil para caracterizar los fluidos del reservorio que se utilizarán como valores de entrada en una simulación numérica.
6. Se establecieron numerosos parámetros geoquímicos que permiten diferenciar todas las muestras analizadas. Estos parámetros permiten identificar características propias para cada capa, resultando adecuados para diferenciar el aporte de los diferentes niveles productivos en muestras de producción conjunta.
7. El análisis de isoprenoides indica un origen común a todas las muestras con posible excepción de los petróleos PH 39 y PH 43 que además muestran severa biodegradación. No se descarta la posibilidad de

que el petróleo alojado en los reservorios de la Formación Rayoso en la zona de Puesto Hernández se halla generado tanto en la Formación Vaca Muerta, como en la Formación Agrio.

8. La relación encontrada entre biodegradación del petróleo y la salinidad del agua de producción presenta una tendencia inversa a la esperada. La explicación de este comportamiento requeriría estudios adicionales.

AGRADECIMIENTOS

Se agradece especialmente a la compañía Pérez Companc S.A. y a Repsol YPF por permitir la publicación de los resultados presentados en este artículo y al personal de Inlab S.A. que participó en las mediciones cuyos resultados se presentan.

BIBLIOGRAFÍA

- BLANC, Ph. & 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*
- 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.*
- 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. & HEMP KINS, 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*
- 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.*
- MARTEAU, V., LARRIESTRA, C., LAURI, J., and ZAVALA, C., 2001**; “3D Geostadistic model of clastic sequences. Neuquén Basin, Argentina”. AAPG HEDBERG CONFERENCE “New Technologies and New Play Concepts in Latin America” november 5-9, Mendoza, Argentina.
- MARTEAU, V., MONTAGNA, A., LARRIESTRA, C., CURIA, D., 2001**; “Modelado Geoestadístico Tridimensional a Partir de Perfiles de Pozo en un Yacimiento de la Cuenca Neuquina, Argentina” EXITEP 2001, “Segunda Exposición Internacional de Tecnología Petrolera”, en DF, México.
- MARTEAU, V., 2001**; “Análisis estratigráfico y paleoambiental de las pelitas que suprayacen a la Fm Rayoso, en el subsuelo de la zona de Rincón de los Sauces”. (Informe Interno, Pecom Energía).
- ZAVALA, C., MARTEAU, V. and PONCE, J., 2001**; “Origin, sequence stratigraphy and hydrocarbon potential of the Rayoso Formation” (Aptian -Albian) in the central Neuquén Basin (Argentina). AAPG HEDBERG CONFERENCE “New Technologies and New Play Concepts in Latin America” November 5-9, Mendoza, Argentina.