

EL SISTEMA PETROLERO TOBÍFERA-TOBÍFERA EN LA PROVINCIA DE TIERRA DEL FUEGO, CUENCA AUSTRAL, ARGENTINA, Y SU POTENCIAL EXPLORATORIO EN EL HEMIGRABEN ANGOSTURA

Hernán de la Cal¹, Héctor J. Villar², Enrique Feinstein¹, Gerardo Páez³

1: Roch S.A. hdelacal@roch.com.ar

2: GeoLab Sur S.A. hector.villar@geolabsur.com

3: CONICET-UNLP. gerardo.paez.unlp@gmail.com

Palabras clave: Jurásico, Roca Madre Lacustre, Petróleos, Geoquímica, Volcaniclástico

ABSTRACT

In Tierra del Fuego Province most of the hydrocarbons, usually gas with associated liquid, has been produced from the Springhill Fm., the typical and conventional clastic reservoir of the Austral Basin. The recent discovery of oil in reservoir levels of the Jurassic volcanoclastic Serie Tobífera in the Angostura halfgraben (San Martín Field) has encouraged the exploratory interest of this play in the area.

Specifically, for the Argentine sector of Tierra del Fuego, this study addresses the first documented occurrence of oil with a geochemical pattern related to a lacustrine source rock in the Serie Tobífera interval of the AS.x-1001 (Angostura Sur) well, located southeast of the San Martín field. From chromatographic, isotopic and biomarker data, its origin is attributed to organic rich beds contained in the Jurassic halfgrabens of the Serie Tobífera. The Angostura Sur recovered oil can be clearly differentiated from other produced oils from the Serie Tobífera and the Springhill Fm. in the neighbor areas, which are largely dominated by Lower Cretaceous marine source rocks.

These distinct genetic identities allow the recognition of two Petroleum Systems in the study area and delineate two end-member oil types. The latter are useful for interpreting the origin of other fluids characterized by intermediate patterns and mixed contributions.

The generation capacity of the pre-Cretaceous lacustrine source rock of the Angostura halfgraben is discussed in terms of its analogy with Jurassic non-marine source rocks identified in the Pampa Palauco/Cajón de los Caballos area of the Neuquén Basin.

INTRODUCCIÓN

La Cuenca Austral, o Magallanes, ubicada en el sector austral de las repúblicas de Argentina y Chile (Fig. 1), es una cuenca con producción predominantemente gasífera, que se inició en la zona de Manantiales (Chile) en el año 1945 (Thomas 1949). El principal reservorio lo constituyen los depósitos cretácicos de naturaleza clástica de la Fm. Springhill y la roca madre por excelencia se corresponde con rocas marinas cretácicas (Pittion y Goaudain 1991; Pittion y Arbe 1999) (Fig. 2).

La concesión Angostura, ubicada a la latitud de la bahía de San Sebastián en la Provincia de Tierra del Fuego (Fig. 1), limita al oeste con la República de Chile y, dentro de la Cuenca Austral, forma parte de la provincia petrolera denominada Faja Intermedia (Rodríguez *et al.* 2008). En esta concesión, hasta hace poco, solo se había producido petróleo de la Fm. Springhill en algunas pequeñas acumulaciones. Esto ha cambiado recientemente con el descubrimiento en el año 2017 del yacimiento San Martín (Fig. 3b), que posee dos pozos con alta productividad y la particularidad de ser el primer ejemplo de petróleo producido en cantidades significativas de reservorios pertenecientes a la Serie Tobífera del sector argentino de Tierra del Fuego.

Estudios geoquímicos realizados sobre petróleo recuperado de niveles pertenecientes a la Serie Tobífera en el pozo AS-x-1001 (Angostura Sur), ubicado en la concesión Angostura (Fig. 3), son presentados en esta contribución, junto al de otros pozos de la cuenca recuperados tanto de la Fm. Springhill como de la Serie Tobífera. El objetivo principal del estudio es postular la existencia del Sistema Petrolero Tobífera-Tobífera en el sector argentino de la Cuenca Austral, donde escasos informes han sido publicados al respecto. En este sentido, otras contribuciones han demostrado que la Serie Tobífera puede presentar excelentes condiciones como roca reservorio (Bravo y Herrero 1997; Hinterwimmer 2002; Sruoga *et al.* 2004; Azpiroz *et al.* 2018; Feinstein *et al.* 2022, en prensa) y se ha reportado también que incluye niveles con buena capacidad oleogénica (Cagnolatti *et al.* 1996; Bravo y Herrero 1997).

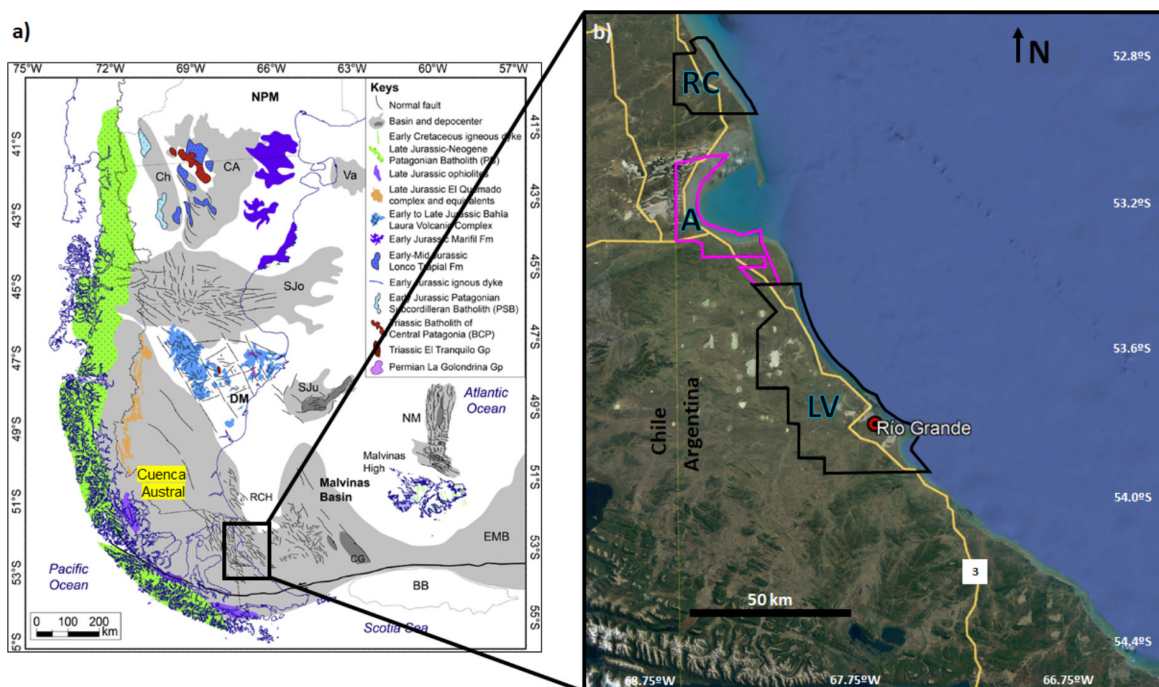


Figura 1. a) Cuencas mesozoicas de la Patagonia donde se observa la distribución de la Cuenca Austral y se indica la zona de interés (modificado de Lovecchio *et al.* 2019). b) Detalle del sector norte de la Provincia de Tierra del Fuego donde se encuentra la zona de interés, y se indican las áreas operadas por ROCH S.A. (RC: Río Cullen; A: Angostura, indicada en polígono magenta; LV: Las Violetas).

MARCO GEOLÓGICO

La Cuenca Austral, con una extensión de 230.000 km², se desarrolla en la actualidad tanto en el continente como en sectores de costa afuera (Fig. 1). Limita al oeste por los Andes Patagónicos y al este por el Alto de Río Chico (prolongación austral del Macizo del Deseado).

La evolución de la Cuenca ha sido dividida en tres etapas (Biddle *et al.* 1986; Robbiano *et al.* 1996). Una primera etapa, de *rift*, relacionada a la ruptura de Gondwana, generándose numerosos grábenes y hemigrábenes rellenos por depósitos epiclásticos, volcánicos y volcaniclásticos pertenecientes a la Serie Tobífera (Thomas 1949). A esta etapa de extensión tectónica le sigue una de hundimiento termal (Titoniano) que se desarrolla hasta el Barremiano, y que está representada por los depósitos transgresivos de la Formación Springhill, los cuales se corresponden con una inundación generalizada. Finalmente se desarrollan varias fases de antepaís a partir del Cretácico (Rodríguez y Miller 2005) (Fig. 2).

Serie Tobífera

La Serie Tobífera forma parte de la Provincia Magmática Chon Aike (Kay *et al.* 1989), desarrollada en la Patagonia entre el Jurásico Inferior y el Jurásico Superior (Pankhurst *et al.* 2000 reportan una edad de 178 m.a. en el subsuelo de Tierra del Fuego, para un pozo denominado La Gaviota, inmediatamente al oeste del área Angostura), y representa el relleno volcaniclástico de hemigrábenes desarrollados sobre el Complejo Ígneo y Metamórfico de Tierra del Fuego (Hervé *et al.* 2010). Este complejo conforma actualmente el basamento económico de la cuenca, caracterizado por rocas plutónicas de edad Cámbrica y gneisses cuya génesis se relaciona a un evento de alto grado metamórfico acompañado de anatexis desarrollado durante el Pérmico (Hervé *et al.* 2010). En ciertos sectores de la cuenca, como en el suroeste de la concesión Las Violetas, por debajo de la Fm. Pampa Rincón (roca madre del Cretácico) algunos sondeos han alcanzado este basamento económico sin mediar depósitos correspondientes a la Serie Tobífera, atravesando un complejo meta-sedimentario.

Dado que la exploración y producción de hidrocarburos se ha centrado históricamente en la Fm. Springhill (Rosello *et al.* 2008), la información de subsuelo de la Serie Tobífera es relativamente escasa, estando en la mayoría de los casos supeditada a los primeros ~30 metros de espesor (solo perforando en el Jurásico con el objetivo de dejar cámara para la maniobra de perfilaje del nivel de interés). En la concesión Angostura, 2 pozos perforados en la década de 1990 han penetrado excepcionalmente varias centenas de metros (Cagnolatti *et al.* 1996; Feinstein *et al.* 2022, en prensa).

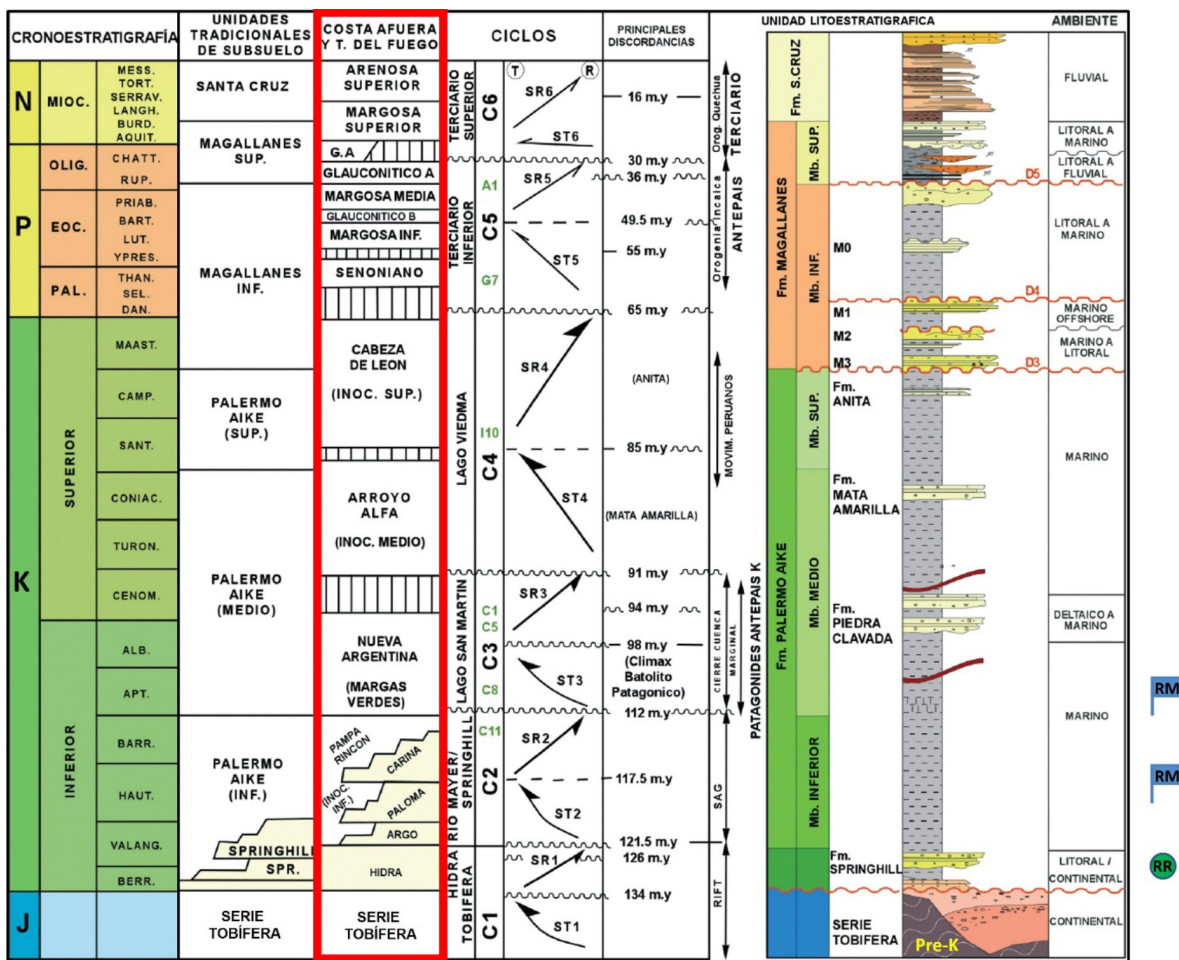


Figura 2. Cuadro estratigráfico, ciclos depositacionales y columna estratigráfica de la Cuenca Austral. Se indica con recuadro rojo la nomenclatura utilizada en el subsuelo de la Provincia de Tierra del Fuego y en esta contribución, y las principales Rocas Madre (RM) y Roca Reservorio (RR) de la zona (modificado de Rodríguez *et al.* 2008).

Hemigraben Angostura

El pozo AS.x-1001 fue perforado sobre el hemigraben Angostura (Feinstein *et al.* 2022, en prensa), en el sector sur del área homónima, siendo una de las áreas con mayor espesor de depósitos jurásicos reconocidas por Cagnolatti *et al.* (1996) (Fig. 3a), y ubicado entre dos importantes yacimientos de hidrocarburos de la Fm. Springhill (Yacimientos La Sara y San Sebastián, descubiertos en los años 1957 y 1963 respectivamente, Fig. 3). El objetivo principal del sondeo fue evaluar la Fm. Springhill en una estructura con cierre en cuatro direcciones, que alcanzó una profundidad final de 2.250 m, penetrando 80 m dentro de la Serie Tobífera, considerada hasta ese momento como objetivo secundario. El análisis realizado sobre el *cutting* recuperado de los niveles jurásicos durante la perforación indica una intercalación de tobas vítreas y cristalinas (LCV 2008). Durante la perforación de este último intervalo se

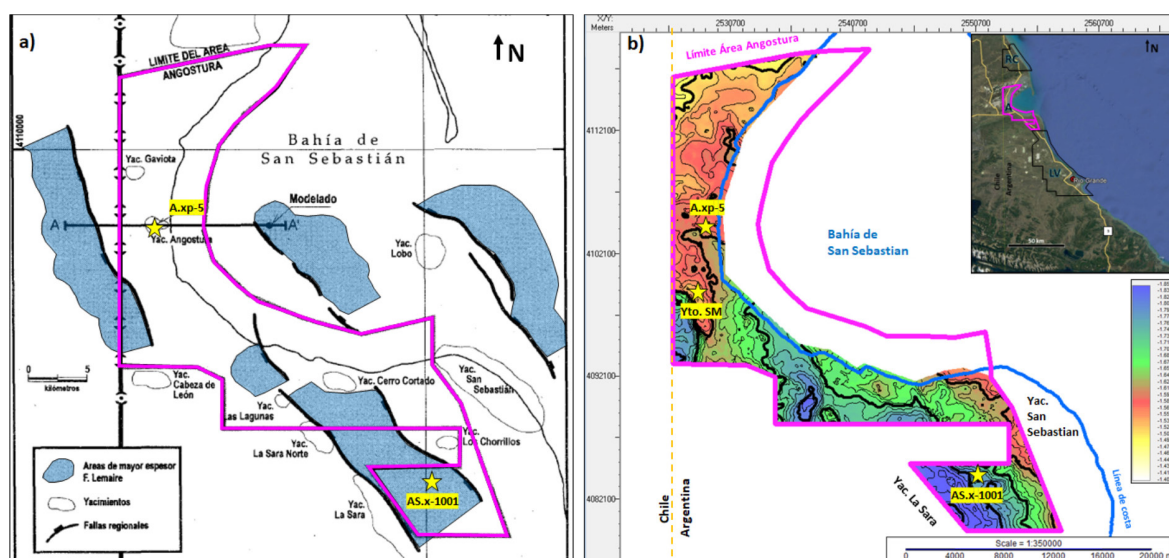


Figura 3. a) Mapa de ubicación donde se indican en azul las zonas de mayor espesor de la Serie Tobífera (= Fm. Lemaire) y la distribución de los principales yacimientos cercanos al área Angostura (polígono magenta), modificado de Cagnolatti *et al.* (1996). b) Mapa estructural al tope de la Serie Tobífera (tiempo) donde se indica la posición del Yacimiento San Martín (Yac. SM) y los pozos A.xp-5 (Angostura) y AS.x-1001.

registraron interesantes manifestaciones de hidrocarburos, razón por la cual dichos niveles fueron punzados durante la terminación del pozo, y posteriormente fracturados durante una reparación.

METODOLOGÍA

Ocho muestras de petróleo recuperadas de la Serie Tobífera provenientes de las 3 áreas operadas en Tierra del Fuego por la empresa ROCH S.A. (de norte a sur: Río Cullen, Angostura y Las Violetas; Fig. 1b) fueron sometidas a una serie de análisis geoquímicos con el fin de su caracterización en términos de la roca generadora, las relaciones genéticas petróleo-petróleo, los niveles de maduración térmica y la presencia de eventuales procesos de alteración en el reservorio. A éstas, se les sumaron 2 muestras más, recuperadas de la Fm. Springhill en el Yacimiento Angostura (Fig. 3a). La evaluación incorporó además datos de un “Petróleo Cretácico de Referencia” como representante de un fluido originado en los intervalos de la roca madre prevalente en la Cuenca Austral. Dichos intervalos están representados por las lutitas marinas del Cretácico Inferior incluidas dentro de las formaciones Pampa Rincón y Nueva Argentina, según la denominación típicamente utilizada en el sector argentino de Tierra del Fuego (equivalentes a Inoceramus Inferior y Margas Verdes, o formaciones Palermo Aike Inferior y Medio en la Provincia de Santa Cruz, Argentina, o Estratos con Favrella y Lutitas con Ftanitas, respectivamente, para el sector chileno).

En detalle, el programa analítico aplicado a las diez muestras de petróleo presentadas en esta contribución consistió en:

- Determinación de densidad API y contenido en azufre.
- Precipitación de asfaltenos y fraccionamiento cuantitativo mediante cromatografía de líquidos de media presión (MPLC) para cuantificar hidrocarburos saturados, hidrocarburos aromáticos, resinas y compuestos NSO.
- Isótopos estables de carbono en el petróleo entero y en las fracciones de hidrocarburos saturados y aromáticos.
- Análisis cromatográfico en fase gaseosa de alta resolución (HRGC) de petróleo entero.
- Análisis de cromatografía en fase gaseosa-espectrometría de masas (GCMS) de hidrocarburos saturados y aromáticos (Biomarcadores).

RESULTADOS

Sobre la base de los distintos patrones cromatográficos (trazas HRGC de petróleo entero en la Fig. 4, y los diagramas de parámetros y distribuciones de la Fig. 5a y b), y apoyados por las improntas isotópicas y fingerprints de biomarcadores obtenidos, se identificaron cuatro grupos de petróleos, que se denominan aquí como G1, G2, G3 y G4 (Tabla 1).

A continuación, se presenta un detalle de las principales características de cada grupo identificado:

- El grupo G1, representado por la muestra del pozo AS.x-1001, se caracteriza por una traza cromatográfica con importante enriquecimiento relativo de términos cerosos C_{20+} con fuerte imparidad en el número de la cadena de carbonos, con un *Carbon Preference Index* - CPI (Marzi *et al.* 1993) de 1.16.
- El grupo G2, que incluye a las muestras de petróleo del Yacimiento Angostura, también está caracterizado por una marcada impronta cerosa C_{20+} (CPI: 1.11-1.14) proporcionalmente algo menos significativa que en G1.
- El grupo G3, engloba las 5 muestras del Yacimiento San Martín (Fig. 3b), que exhiben perfiles cromatográficos dominados por la fracción medio-liviana, con participación menor de la fracción pesada cerosa C_{20+} , y valores CPI en el rango 1.07-1.08.
- Finalmente, el grupo G4 queda representado por las muestras de las Áreas Río Cullen y Las Violetas, y el Petróleo de Referencia Cretácico, y se caracteriza por patrones GC enriquecidos en la fracción medio-liviana frente a la fracción cerosa C_{20+} (CPI: 1.00-1.05). En el caso de LFE-1004 se trata de un condensado de 54.6° API con sesgo extremo hacia los hidrocarburos bien livianos y una distribución cromatográfica cuyo perfil discrepa fuertemente del resto de los petróleos.

Grupo	Pozo	Área	Reservorio
G1	AS.x-1001	Angostura	Serie Tobífera
G2	A.x-4	Angostura	Fm. Springhill
	A.xp-5		
G3	SM.x-1001	Angostura	Serie Tobífera
	SM.a-1002 (x3)		
	SM.a-1003		
G4	LFE-1004	Las Violetas	Serie Tobífera
	RC-1 bis	Río Cullen	Serie Tobífera
Petróleo Cretácico de Referencia			

Tabla 1. Resumen de muestras analizadas, agrupadas en los 4 grupos identificados.

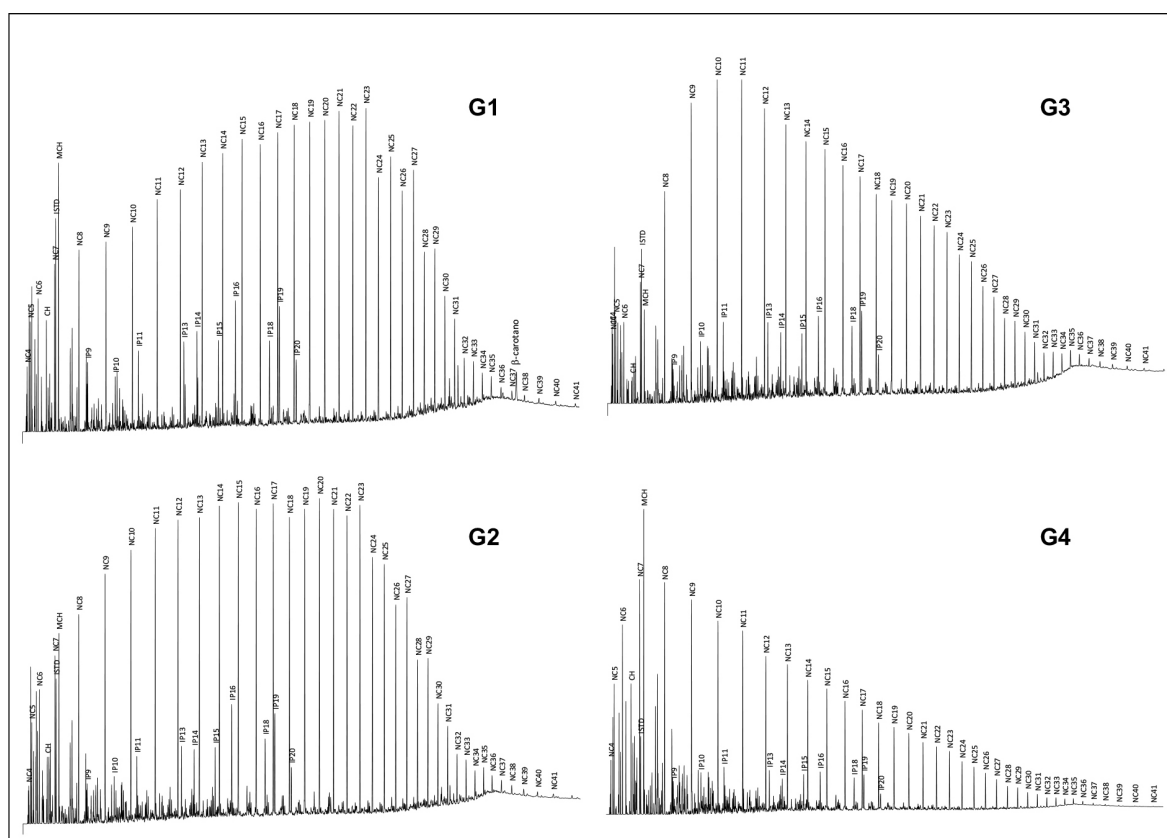


Figura 4. Cromatogramas de fase gaseosa (HRGC) de representantes de cada uno de los grupos de petróleo identificados en la Tabla 1. NCi: alcanos normales de i átomos de carbono; IPI: isoprenoides regulares acíclicos de i átomos de carbono, con IP19=pristano e IP20=fitano; CH: ciclohexano; MCH: metilciclohexano; ISTD: estándar interno.

La segregación de las muestras en los grupos G1, G2, G3 y G4 se ve representada también en otras distribuciones y parámetros cromatográficos como es el caso de la distribución de

isoprenoides acíclicos regulares, el cruce de pristano/ nC_{17} versus fitano/ nC_{18} y, particularmente, en el cruce de nC_{27}/nC_{17} versus pristano/fitano (Fig. 5b).

Desde el punto de vista de su preservación, las envoltentes cromatográficas no muestran evidencias de alteraciones significativas en las distribuciones de n-alcenos e isoprenoides acíclicos regulares, más allá de que cierta evaporación de términos livianos es particularmente evidente en los petróleos de las muestras SM.a-1002, SM.a-1003, A.x-4 y A.xp-5.

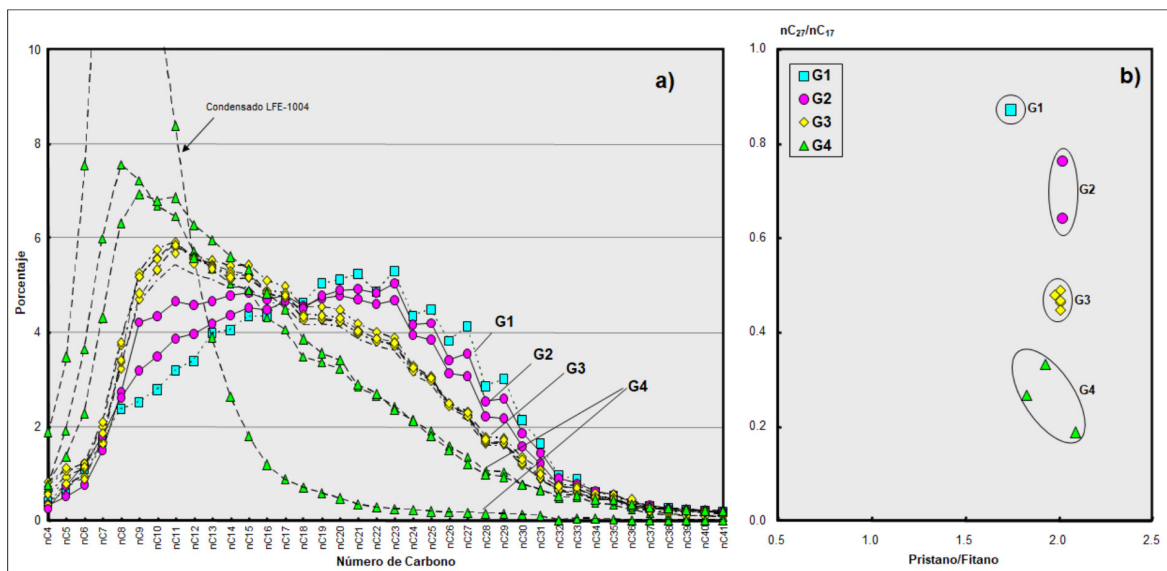


Figura 5. a) Porcentaje de n-alcenos nC_4 - nC_{41} normalizados según la cromatografía en fase gaseosa (HRGC) de petróleo entero. b) Cocientes nC_{17}/nC_{27} vs pristano/fitano. G1, G2, G3 y G4 refieren a los grupos de petróleos definidos en la Tabla 1.

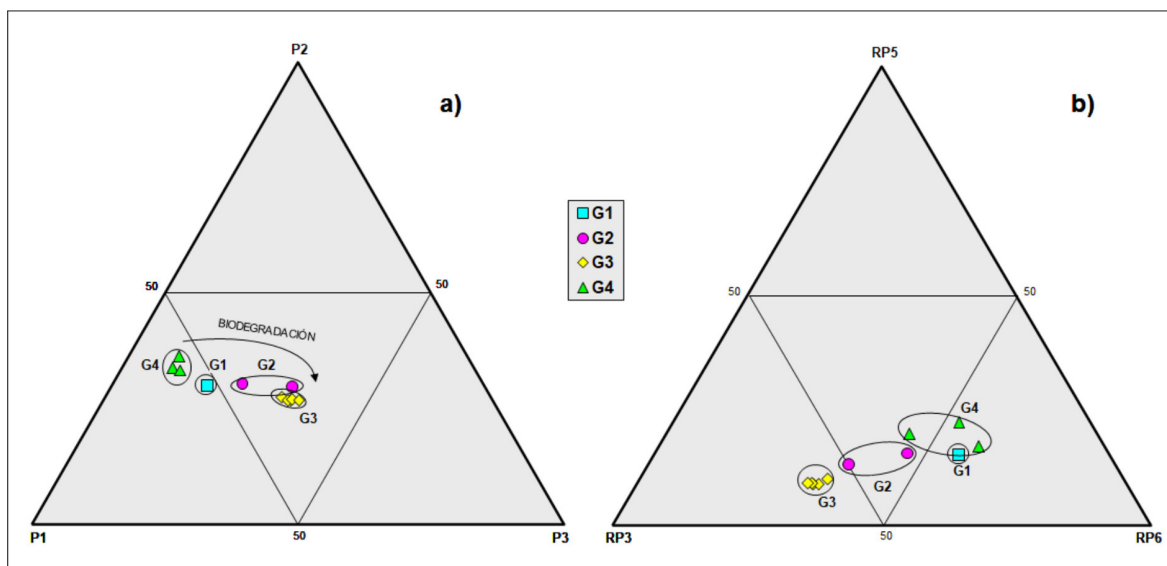


Figura 6. a) Relación entre P₁ (nC₇), P₂ (alcenos C₇ mono-ramificados) y P₃ (alcenos C₇ poli-ramificados), útil para evidenciar procesos de biodegradación. b) Preferencia de anillo (RP; ring preference) en C₇ (Mango 1994). RP está controlado por el ambiente de deposición y tipo de querógeno. Los tres miembros finales son isoalcenos (3RP), ciclopentanos (5RP) y ciclohexanos (6RP); la posición de los petróleos de G2 y especialmente G3 se considera afectada secundariamente por efectos de alteración. G1, G2, G3 y G4 refieren a los grupos de petróleos definidos en la Tabla 1.

En cuanto a la madurez térmica, los cocientes pristano/ nC_{17} y fitano/ nC_{18} son compatibles, de manera general, con un nivel moderado a medio de la ventana del petróleo, exceptuando al condensado LFE-1004 que denota un nivel algo más avanzado.

La evaluación específica del rango de hidrocarburos livianos muestra buena diferenciación entre los parámetros de los respectivos grupos. Los parámetros de alteración de Thompson (1983) en los petróleos de AS.x-1001, A.x-4, A.xp-5, SM.a-1002, SM.a-1003 y RC-1bis, registran valores bajos de tolueno/ n -heptano, sugiriendo algún tipo de alteración (¿posible lavado por agua?). Esto contrasta con los valores de LFE-1004 y el Petróleo Cretácico de Referencia, que se presentan en rangos más típicos de petróleos no alterados.

El gráfico triangular P1-P2-P3 de Mango (1994) de la Fig. 6a, útil para detectar biodegradación de los petróleos, sugiere fuertemente que los petróleos del grupo G3 han sufrido algún tipo de alteración biológica, en grado mayor que los del grupo G2, contrastando especialmente con los grupos G1 y G4, cuyas composiciones P1, P2 y P3 parecen prístinas. La distribución de preferencia de anillo (RP; ring preference) en C_7 de Mango (1994) (Fig. 6b), esencialmente vinculado a fuente orgánica y tipo de roca madre, discrimina a los cuatro grupos G1, G2, G3 y G4, más allá de la sobreimposición del efecto de alteración detectado fundamentalmente en G2 y G3.

Con relación a la clasificación a partir de hidrocarburos livianos de Thompson (1983), el conjunto de muestras analizado apunta a petróleos alifáticos con una madurez térmica de rango intermedio, a partir de parámetros que conservan parcialmente el agrupamiento G1, G2, G3 y G4, destacándose particularmente los rangos extremadamente altos y anómalos del Valor Heptano y el Valor Isoheptano de los cinco petróleos de G3.

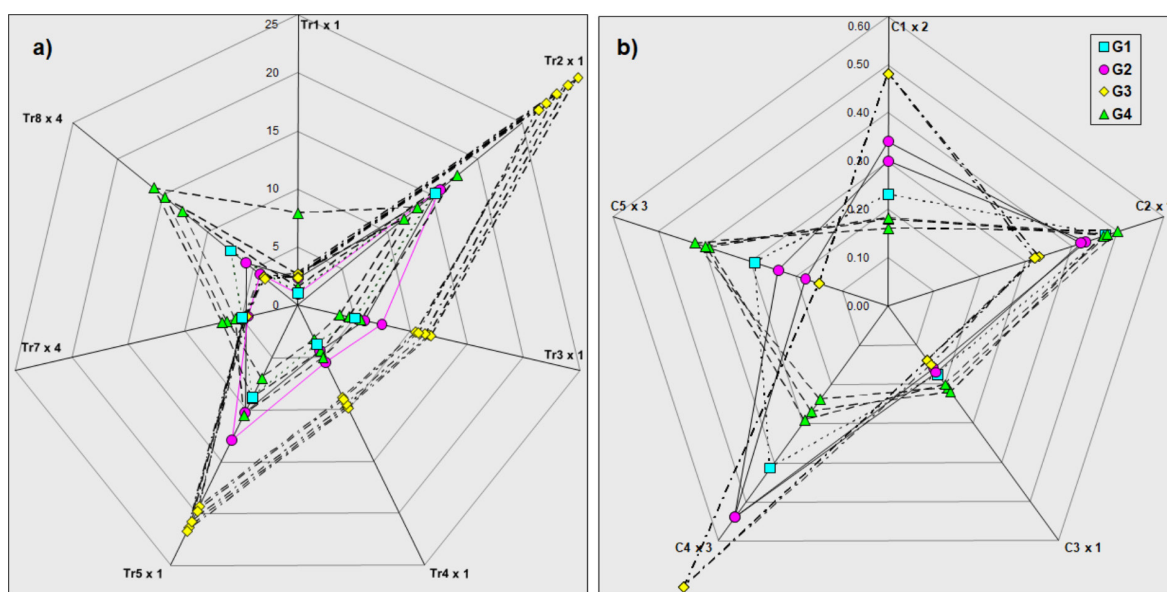


Figura 7. Diagramas de Halpern (1995) para hidrocarburos livianos. a) Radiales Tr de Transformación. b) Radiales C de Correlación. Más allá de efectos secundarios de alteración manifestados en (a), el diagrama de correlación en (b) muestra el excelente agrupamiento G1-G2-G3-G4 referidos a los grupos de petróleos de la Tabla 1.

Los gráficos polares de Transformación y de Correlación de Halpern (1995) de hidrocarburos livianos (Figs. 7a y b) son consistentes con las caracterizaciones y agrupaciones propuestas, especialmente si se exceptúan los posibles efectos de alteración reflejados particularmente en el radio Tr1.

La composición por grupo químico de los petróleos (Fig. 8a) muestra una participación general enriquecida en hidrocarburos saturados con proporciones que aumentan progresivamente de G1 (62.3%) a G2 (65.0-65.7%) a G3 (66.1-70.3%) hasta G4 (72.6-92.4%), de manera consistente con el agrupamiento original propuesto. La participación de componentes polares (NSO+asfaltenos) es moderada a limitada, en rangos de 22.5% para G1, 21.5-23.7% para G2, 17.4-22.3% para G3 y 2.2-14.9% para G4, en línea con los respectivos rangos de densidad API de 29.0°, 31.7-32.3°, 32.2-34.2° y 35.8-54.6° respectivamente (Fig. 8b), destacándose por su carácter de condensado muy liviano la muestra de LFE-1004 (HC saturados: 92.4%; NSO+ asfaltenos: 2.2% ; API: 54.6°).

Los tenores en azufre medidos para el conjunto de los petróleos son bajos, en un rango que varía entre 0.1-0.3%.

Las improntas isotópicas $\delta^{13}\text{C}$ de las fracciones de hidrocarburos saturados e hidrocarburos aromáticos muestran un muy amplio rango que se extiende entre -33.1 a -28.2 ‰ y -31.9 a -26.4 ‰, respectivamente. Cuando se analizan estos valores en el diagrama de Sofer (1984) de la Fig. 9a es posible observar una clara segregación de los grupos de petróleos definidos (G1, G2, G3 y G4) que resultan consistentes con las cuatro variantes sistemáticamente detectadas en la evaluación de los fingerprints de biomarcadores (ver más adelante), donde los petróleos se agrupan en orden de

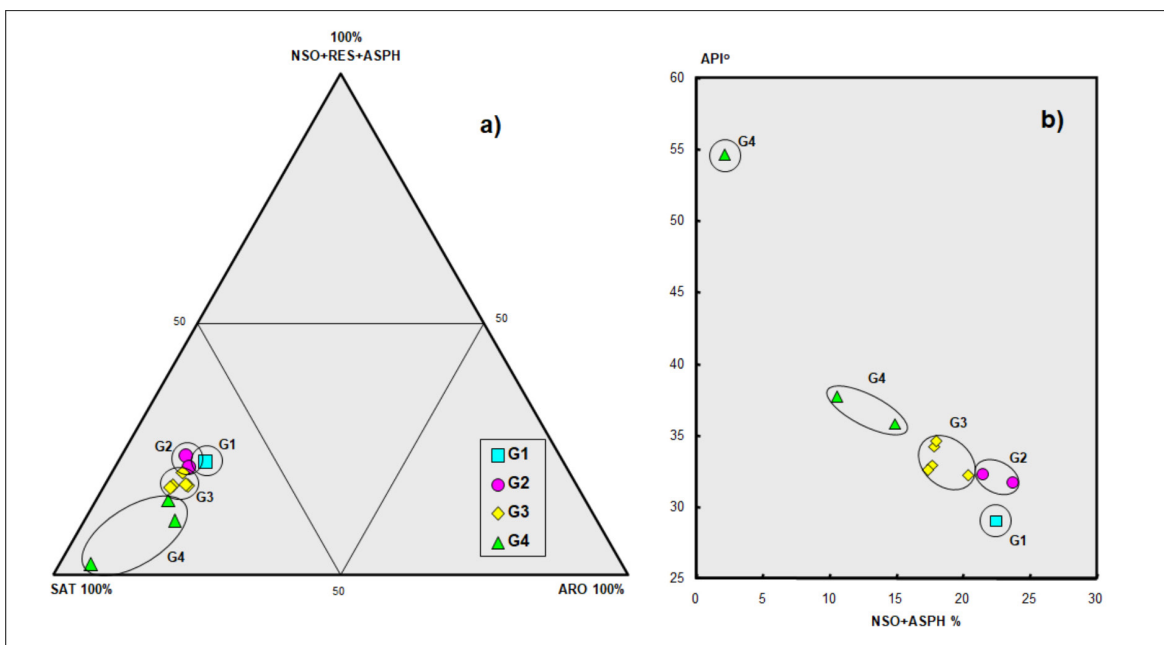


Figura 8. a) Distribución de los grupos principales de compuestos a partir de los datos de cromatografía de líquidos (MPLC). b) Densidad API vs % NSO+ASPH. G1, G2, G3 y G4 refieren a los grupos de petróleos definidos en la Tabla 1.

improntas isotópicas $\delta^{13}\text{C}$ ‰ más livianas (más negativas) a más pesadas (menos negativas). Un punto interesante de destacar es la extremada e inusualmente impronta negativa de la muestra de AS.x-1001 con respectivos valores $\delta^{13}\text{C}$ para saturados y aromáticos de -33.7 y -31.6 ‰ (Fig. 9a). Por su parte, los datos isotópicos del Petróleo Cretácico de Referencia de origen marino, son -27.4 ‰ para saturados y -28.7 ‰ para aromáticos ubicándolo en una posición significativamente menos negativa dentro del diagrama de Sofer (1984). En una tendencia relativa similar se posiciona el petróleo de RC-1bis, con valores de $\delta^{13}\text{C}$ de -28.9 y -28.2 ‰. La muestra de petróleo del pozo LFE-1004 arroja valores substancialmente menos negativos (-28.2; -26.4 ‰), obedeciendo a su carácter de condensado posiblemente de madurez térmica avanzada. Por último, los dos petróleos del Yacimiento Angostura pertenecientes a G2 muestran datos isotópicos en el rango -30.5 a -31.2 ‰ para saturados y -29.1 a -29.4 ‰ para aromáticos, valores posicionados hacia sectores más negativos respecto de G3 y además desplazados moderadamente hacia el campo de 'petróleos no marinos', al igual que el petróleo AS.x-1001 del grupo G1.

Los datos isotópicos de petróleo entero (Fig. 9b) están en línea con los datos de las fracciones de saturados y aromáticos, confirmando las tendencias ya vistas para los grupos G1, G2, G3 y G4, y mostrando improntas $\delta^{13}\text{C}$ que van de más livianas a más pesadas: -32.3 ‰, -30.0 a -30.5 ‰, -29.0 a -29.5 ‰, y -27.7 a -28.6 ‰, respectivamente.

Los datos de biomarcadores (fingerprints característicos en la Fig. 10; diagramas de parámetros con implicancia organofacial en las Figs. 11 y 12) se consideran originales en todos los petróleos, no habiéndose detectado en ninguno de ellos eventuales efectos de biodegradación. Sin embargo en el caso particular del condensado ultraliviano de la muestra LFE-1004 (54.6° API) las distribuciones se presentan distorsionadas por las bajas concentraciones de compuestos, registrando baja confiabilidad en varios de los cocientes y parámetros analizados. De esta manera, el conjunto de estos datos de biomarcadores define fuertemente los perfiles moleculares de los grupos G1, G2, G3 y G4, de manera similar a lo que muestran los datos isotópicos discutidos anteriormente.

DISCUSIÓN

Serie Tobífera: Roca Madre y Roca Reservorio

En su revisión de Sistemas Petroleros (SP) de la Cuenca Austral, Rodríguez *et al.* (2008) reconocen la presencia de 6 SP, cuya correlación entre rocas madre e hidrocarburos permite caracterizarlos como probados, hipotéticos o especulativos. En este sentido, el sistema Tobífera – Tobífera/Springhill se considera como probado, teniendo en cuenta la información publicada por Bravo y Herrero (1997) para el sector chileno de la Cuenca Austral. Estos autores han postulado la correlación entre el petróleo recuperado de “reservorios arenosos del miembro superior de la

Formación Tobífera” en el hemigraben Calafate con extractos de hidrocarburos obtenidos de “rocas madres arcillosas del entorno y que están en contacto estratigráfico con las areniscas”, aunque mayores detalles no son aportados.

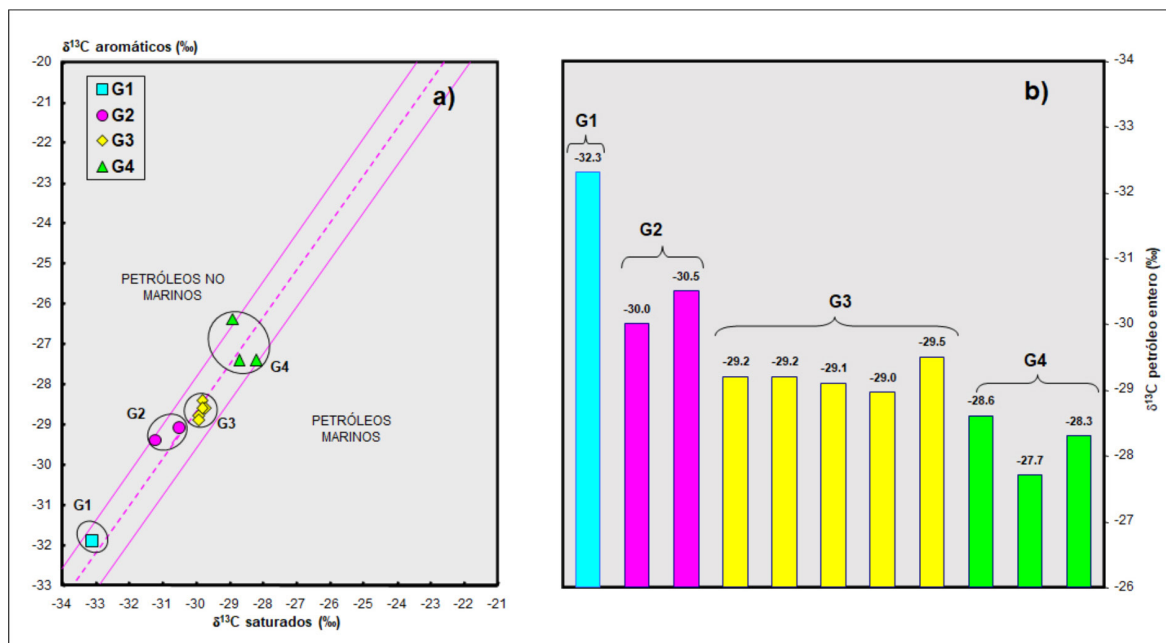


Figura 9. a) Diagrama de Sofer (1984) para la composición isotópica de carbono ($\delta^{13}\text{C}$ ‰) en las fracciones C_{15+} de hidrocarburos aromáticos e hidrocarburos saturados. b) Valores isotópicos de carbono ($\delta^{13}\text{C}$ ‰) en petróleo entero. G1, G2, G3 y G4 refieren a los grupos de petróleos definidos en la Tabla 1.

Para el caso de la Cuenca Austral en el sector argentino, hacia el norte del área de estudio, en la provincia de Santa Cruz, son numerosos los ejemplos de reservorios volcaniclásticos, tanto de petróleo como de gas en niveles asignados a la Serie Tobífera (e.g. Hinterwimmer 2002; Sruoga *et al.* 2004) y más recientemente se ha mencionado la presencia de petróleo de origen lacustre en niveles reservorio de la Serie Tobífera, en el pozo Laguna Maria.x-1 (comunicación personal CGC).

En la Provincia de Tierra del Fuego, en el sector argentino, dentro del área Angostura, Cagnolatti *et al.* (1996) identificaron en la Serie Tobífera del pozo exploratorio profundo A.xp-5 (Angostura) una serie de niveles con capacidad oleogénica (Fig. 3). Estos autores concluyen que el petróleo recuperado en este pozo, en niveles de la Fm. Springhill, podría ser caracterizado como “no marino”, pero sin correlacionarlo con los niveles oleogénicos identificados en la Serie Tobífera.

Por otra parte, el descubrimiento del Yacimiento San Martín (Feinstein *et al.* 2022, en prensa) ha puesto de manifiesto la presencia de excelentes niveles reservorio dentro de la Serie Tobífera en esta provincia (y cuyo petróleo es aquí analizado), al que se suma el caso del Yacimiento Lago Fuego (Azpiroz *et al.* 2018), ubicado inmediatamente al sur del área Las Violetas, donde la Serie Tobífera actúa como roca reservorio de gas.

Origen de los Petróleos Analizados

El petróleo del pozo AS.x-1001 (G1) presenta características genéticas típicas de una roca madre no marina, depositada en un ambiente lacustre bajo condiciones moderadamente salinas a salobres. Sus *fingerprints* se diferencian marcadamente del resto de los petróleos analizados y definen el patrón asignado al grupo G1, del cual el petróleo AS.x-1001 es su único miembro. En función del conocimiento regional disponible de esta parte de la cuenca (Cagnolatti *et al.* 1996), se considera que este petróleo fue generado por intervalos ricos en materia orgánica pertenecientes a la Serie Tobífera. Los rasgos clave de biomarcadores que apoyan una roca madre lacustre-salina para el origen de este petróleo son: 1- la fuerte participación de C_{29} frente a C_{27} y C_{28} esteranos (Fig. 11); 2- el dominio de esteroides monoaromáticos de 29 átomos de carbono y de triaromáticos de 28 átomos de carbono; 3- los relativamente altos cocientes de tricíclicos C_{26}/C_{25} , gamacerano/ C_{31} R hopano, gamacerano/hopano y relativamente alta concentración de β -carotano (Fig. 4); 4- la

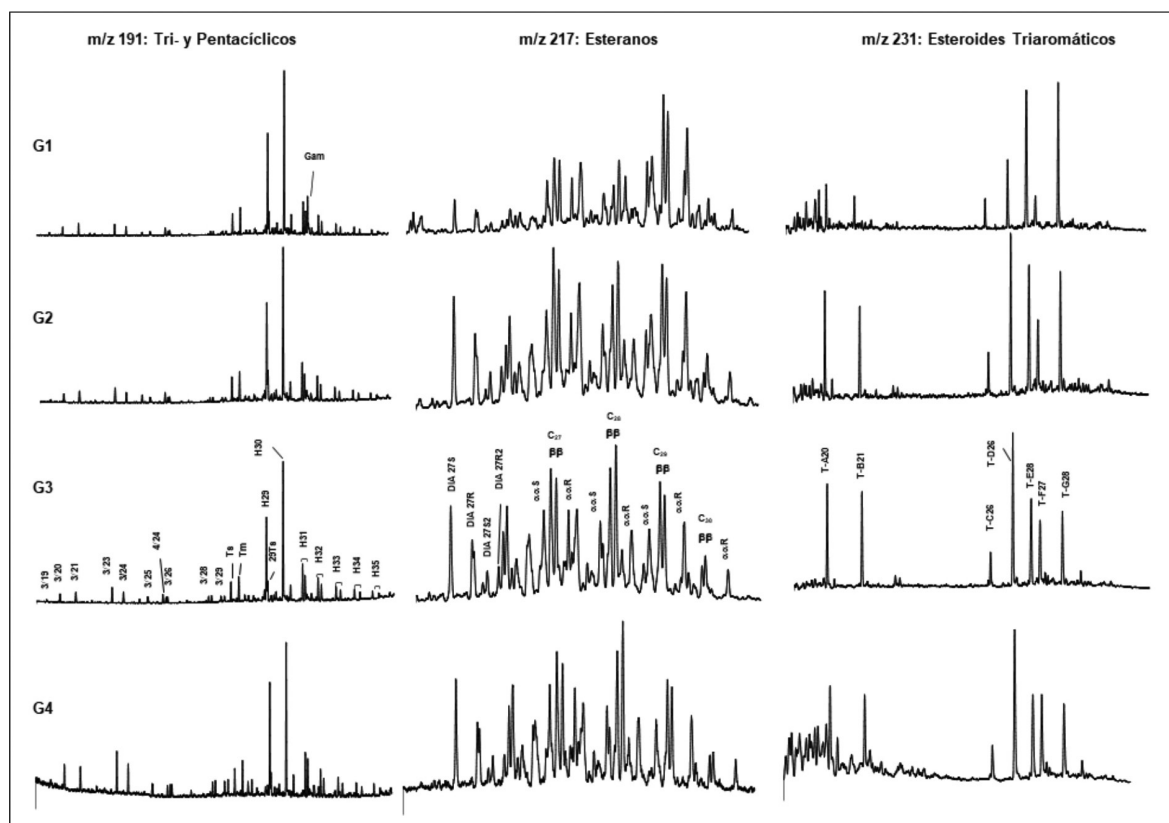


Figura 10. Distribución de Terpanos, Esteranos y Esteroides Triaromáticos (GC-MS) de representantes de cada uno de los grupos de petróleo identificados en la Tabla 1.

Tri- y pentacíclicos: 3/Ci = terpano tricíclico de i átomos de carbono; 4/24 = terpano tetracíclico de 24 átomos de carbono; Ts = 18 α (H)-trisorhopano; Tm = 17 α (H)-trisorhopano; H29 = C_{29} Tm 17 α (H)21 β (H)-norhopano; 29Ts = C_{29} Ts 18 α (H)-norhopano; H30 = C_{30} 17 α (H)-hopano; H31 to H35 = C_{31} to C_{35} 22S y 22R17 α (H) hopanos; Gam = gamacerano.

Esteranos: DIA 27S = C_{27} $\beta\alpha$ 20S diasterano; DIA 27R = C_{27} $\beta\alpha$ 20R diasterano; DIA27S2 = C_{27} $\beta\alpha$ 20S diasterano; $\alpha\alpha$ S = $\alpha\alpha$ 20S para C_{27} , C_{28} , y C_{29} esteranos; $\beta\beta$ = $\beta\beta$ 20R y 20 S para C_{27} , C_{28} , y C_{29} esteranos; $\alpha\alpha$ R = $\alpha\alpha$ 20S para C_{27} , C_{28} y C_{29} esteranos.

Esteroides Triaromáticos: T-A20 = C_{20} triaromático; T-B21 = C_{21} triaromático; T-C26 = C_{26} 20S triaromático; T-D26 = C_{27} 20S y C_{26} 20R triaromático; T-E28 = C_{28} 20S triaromático; T-F27 = C_{27} 20R triaromático; T-G28 = C_{28} 20R triaromático.

muy baja relación esteranos/hopanos (Fig. 11); y 5- la no detección de C_{30} esteranos. Estos cocientes y otros generales menos diagnósticos, junto con las improntas isotópicas discutidas, perfilan la identidad de origen del petróleo AS.x-1001 y aportan fuertes evidencias de diferenciación respecto del resto de los petróleos evaluados.

El grupo G4, formado por los petróleos RC-1bis, Cretácico de Referencia y condensado LFE-1004, sugieren un origen vinculado a los intervalos generadores característicos de ambiente marino del Cretácico Inferior (i.e. formaciones Pampa Rincón y Nueva Argentina), que típicamente cargan el reservorio Springhill en diversas localidades de Tierra del Fuego. Los cocientes y distribuciones de biomarcadores diferencian razonablemente a estos petróleos G4 de los petróleos de los otros grupos, siendo los siguientes parámetros los más diagnósticos: 1- tendencia a participación dominante de C_{28} esteranos y altos cocientes C_{28}/C_{29} esteranos (Fig. 11); 2- bajos cocientes tetracíclico C_{24} /tricíclicos C_{26} ; 3- comparativamente altos cocientes esteranos/hopanos (Fig. 11) y norhopano/hopano. La presencia de esteranos de 30 átomos de carbono (n-propil-colestanos) resulta diagnóstica de condiciones marinas de depositación y apunta a una diferencia muy significativa respecto del lacustre G1, aunque no sirve como diferenciador de G2 y G3 ya que en ambos grupos se destaca la presencia de esos compuestos (Fig. 10). Esta impronta de biomarcadores se suma al perfil HRGC relativamente rico en hidrocarburos del rango liviano a medio (Fig. 4) y a su signatura isotópica pesada (Fig. 9) para definir el patrón genético del grupo G4.

El grupo G2 constituido por los petróleos A.x-4 y A.xp-5 (Yacimiento Angostura) y el grupo G3 constituido por los petróleos SM.x-1001, SM.a-1002 y SM.a-1003 (Yacimiento San Martín)

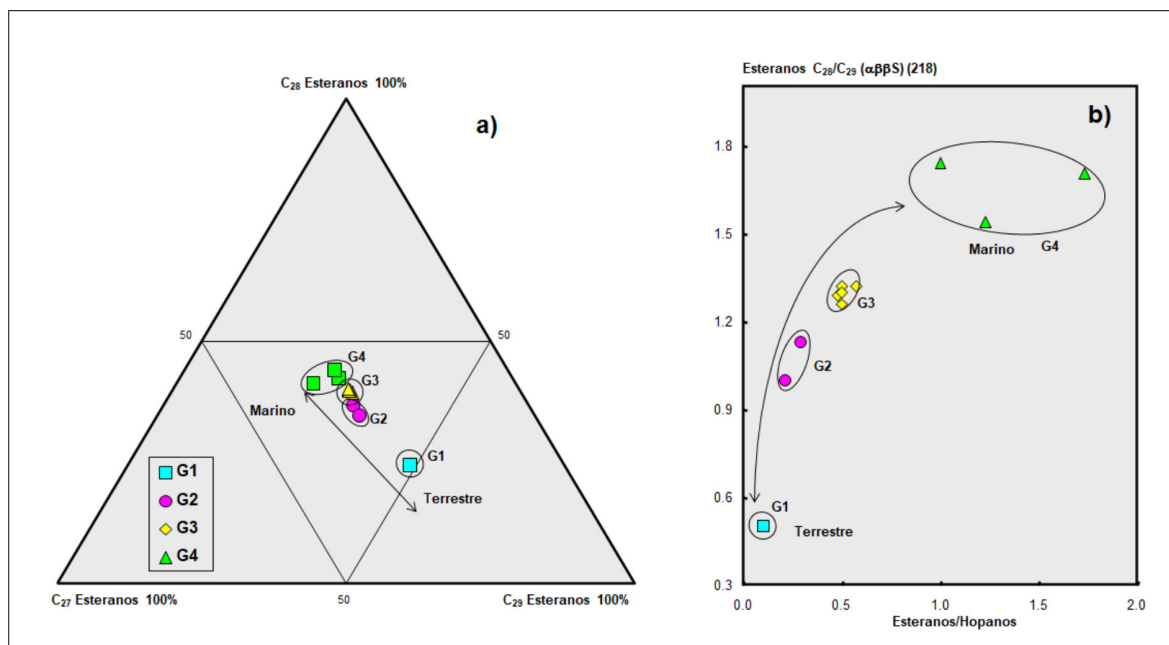


Figura 11. a) Distribución de esteranos $\alpha\beta\beta\beta$ (m/z 218) C_{27} - C_{28} - C_{29} según datos GC-MS. b) Cruce de los cocientes Esteranos C_{28}/C_{29} versus Esteranos/Hopanos. La flecha indica las tendencias de rocas madre marinas vs. terrestres. G1, G2, G3 y G4 refieren a los grupos de petróleos definidos en la Tabla 1.

presentan características moleculares generales intermedias entre aquellas de los grupos G1 y G4, en línea con sus datos de HRGC (Fig. 4) e isotópicos (Fig. 9). Esta naturaleza intermedia se visualiza a lo largo de prácticamente todos los diagramas de biomarcadores con implicancia organofacial. En particular, y como típico rasgo de origen marino vinculable a generación en Pampa Rincón/ Nueva Argentina (y por lo tanto de cercanía con el Petróleo Cretácico de Referencia), se destaca: 1- la fuerte participación de esteranos de 28 átomos de carbono (Fig. 11); 2- los valores intermedios de los cocientes C_{27}/C_{29} esteranos y C_{28}/C_{29} esteranos (Fig. 11); 3- el cruce de tricíclicos C_{26}/C_{25} vs. $C_{31}R/C_{30}$ hopano y gamacerano/ $C_{31}R$ hopano (Fig. 12); y 4- la presencia de C_{30} esteranos (n-propil-colestanos, típicos indicadores de materia orgánica marina), entre otros rasgos. Sin embargo, es importante notar también que algunos parámetros y cocientes resultan parcialmente sesgados hacia el patrón G1 vinculado a la roca madre lacustre que habría generado el petróleo de AS.x-1001, como, es el caso de los relativamente bajos valores del cociente esteranos/hopanos (Fig. 11) y norhopano/hopano, o los relativamente altos valores de tetracíclico C_{24} / tricíclicos C_{26} . Sobre esta base, se interpreta que los petróleos de G2 y G3 muy posiblemente representan la contribución de al menos dos rocas madre: una dominante vinculada a intervalos marinos de las unidades cretácicas Pampa Rincón y Nueva Argentina, y otra de menor participación, vinculada a rocas madre lacustres similares a la que generaron el petróleo AS.x-1001 del grupo G1. Además, y analizando en mayor detalle los resultados obtenidos, los petróleos de G2 parecen haber recibido aportes del sistema lacustre de manera bastante más significativa que lo observado para los petróleos de G3, lo que se evidencia en la mayor parte de los diagramas de biomarcadores y en los gráficos de distribuciones cromatográficas de petróleo entero (Figs. 4 y 5) y de improntas isotópicas (Fig. 9).

Por otro lado, también es interesante enfatizar que los petróleos del grupo G3 reproducen un patrón muy compacto y homogéneo en todos los diagramas de biomarcadores, así como lo habían mostrado en los diagramas cromatográficos y en los diagramas de impronta isotópica. Ello sugiere una muy fuerte identidad genética del conjunto de petróleos de G3.

Por último, y en este contexto de petróleos mezcla, no se puede descartar totalmente que el petróleo RC-1bis del grupo G4 atribuido a un origen en intervalos cretácicos marinos, haya recibido una contribución muy menor de fluido no marino, según podrían sugerirlo de manera tentativa algunos datos isotópicos y/o algunos parámetros de biomarcadores (por ejemplo, el relativamente bajo cociente norhopano/hopano).

Madurez térmica y Migración de los petróleos analizados

La madurez térmica determinada para los petróleos, mediante los cocientes y parámetros de madurez -dependientes de biomarcadores, es moderada en rangos que van desde fases de petróleo temprano-medio a fases de petróleo medio cercano al pico de generación, exceptuando

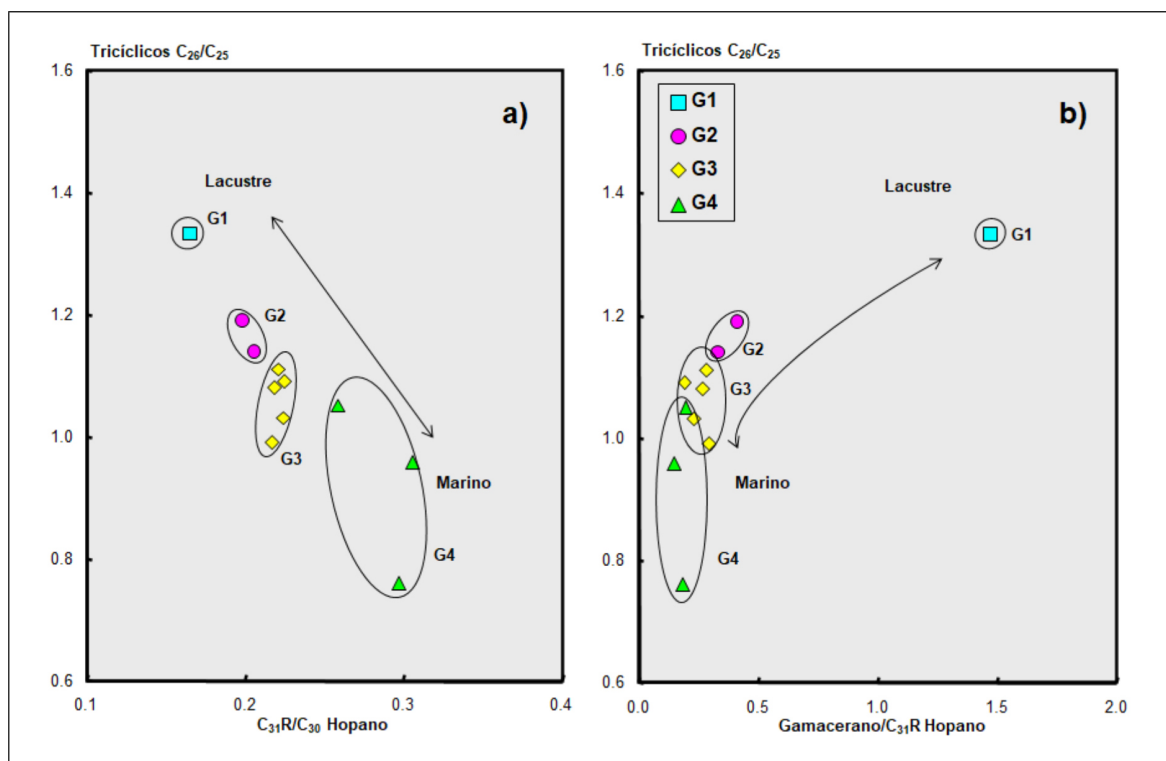


Figura 12. a) Cocientes Tricíclicos C_{26}/C_{25} vs $C_{31}R/C_{30}$ hopano. b) Cocientes Tricíclicos C_{26}/C_{25} vs Gamacerano/ $C_{31}R$ hopano. La flecha indica las tendencias de rocas madre marinas vs. terrestres. G1, G2, G3 y G4 refieren a los grupos de petróleos definidos en la Tabla 1.

el condensado de LFE-1004, que más allá de algunos valores ambiguos, registra una madurez avanzada. Por otro lado, el atributo de representar distintas mezclas provoca que los petróleos de G2 y G3 tengan asignaciones de madurez térmica que pueden apuntar a grados parcialmente contradictorios, según el parámetro considerado, pero siempre dentro de un contexto de rango temprano-medio.

De igual manera, y analizando los resultados con un mayor detalle, los cocientes de esteranos $\beta\beta S/(\beta\beta S + \alpha\alpha R)$ y $S/(S+R)$ muestran a los petróleos AS.x-1001 de G1 y A.xp-5 de G2 como los levemente menos maduros del conjunto. Los cocientes $C_{29}Ts/C_{29}$ hopano, $Ts/(Ts+Tm)$ y $(C_{20}+C_{21})/\Sigma TAS$ no muestran tendencias claras, aunque la comparación de $(C_{21}+C_{22})/\Sigma MAS$ vs. $(C_{20}+C_{21})/\Sigma TAS$ destaca al petróleo AS.x-1001 como el fluido menos maduro del conjunto de petróleos evaluados. Por último, la evaluación de los parámetros aromáticos de dos y tres anillos TNR 1 y MPI 1 muestra una tendencia de madurez térmica distintivamente más avanzada para los miembros de G4.

En este contexto de madurez de los petróleos, es interesante también discutir acerca de la madurez térmica de las hipotéticas secciones generadoras que los originaron. En principio, la carga de petróleo lacustre detectada de manera exclusiva en AS.x-1001 de G1, y como posible aporte a la mezcla registrada en los grupos G2 y G3, debiera tener su origen en hemigrábenes locales de

la Serie Tobífera conteniendo intervalos térmicamente maduros y ricos en materia orgánica, con capacidad de generación de petróleo, tal como los descriptos por Cagnolatti *et al.* (1996) y discutidos más adelante (Fig. 13). Para las cargas de petróleo de origen marino, proveniente de intervalos generadores de Pampa Rincón/Nueva Argentina que alimentaron las acumulaciones de RC-1bis y LFE-1004, como así también el Petróleo Cretácico de Referencia, se remite a posiciones de roca madre madura hacia el oeste y sudoeste de las zonas estudiadas, en el marco del patrón de migración lateral típicamente aceptado para la Cuenca Austral en general y para las áreas de Tierra del Fuego en particular (Rodríguez *et al.* 2008).

Finalmente, secciones generadoras análogas del Cretácico Inferior serían también las que habrían contribuido a los petróleos interpretados como mezcla en los grupos G2 y G3.

Potencial Exploratorio del Hemigraben Angostura

Rocas madre asociadas a ambientes de *rift* han sido reconocidas en todas las cuencas mesozoicas productivas de Argentina (formaciones Pozo D-129, Cacheuta, Yacoraite, Pre-Cuyo) (Uliana *et al.* 2014), variando su participación a nivel de cuenca en cuanto al aporte de hidrocarburos producidos a la fecha.

Los petróleos de los grupos G1, G2 y G3 han sido recuperados de pozos que se encuentran dentro del área Angostura, perforados en las inmediaciones del Hemigraben Angostura (Feinstein *et al.* 2022, en prensa). De esta manera, y en función de lo planteado en el apartado anterior, se postula (total o parcialmente) un origen y migración “corta” desde una sección con capacidad oleogenética lacustre para el caso de estos petróleos, la cual podría estar presente en el mismo relleno de este hemigraben (no se descarta la posibilidad de que haya existido una migración para el caso del yacimiento San Martín, también corta, desde el hemigraben Gaviota ubicado al oeste del mismo, en territorio chileno); hipótesis soportada también por los estudios de Cagnolatti *et al.* (1996) en el caso del pozo A.xp-5 (cuyo petróleo recuperado de la Fm. Springhill ha sido asignado en esta contribución al grupo G2), y aunque niveles pelíticos con potencial generador han sido descriptos a lo largo de toda la Serie Tobífera, se podría asumir un potencial de generación superior en las secuencias basales (Lenge 2010, 2011), ya que se infiere mayor participación clástico-lacustre en los niveles basales de los hemigrábenes (Fig. 13).

En este sentido, es de suma importancia exploratoria la comprobación de que en los hemigrábenes jurásicos ha habido generación, expulsión y migración de hidrocarburos, sin embargo, resta también determinar la escala y el alcance de estos procesos. Análogos a este sistema petrolero se han comprobado en la Cuenca Neuquina, donde rocas madre lacustres han generado (y expulsado) hidrocarburos, cuya migración y acumulación (bajo otro régimen tectónico) responde a un proceso local y de corta distancia dentro de hemigrábenes, como es el caso de los Yacimientos Pampa Palauco y Cajón de los Caballos en la provincia de Mendoza y en el

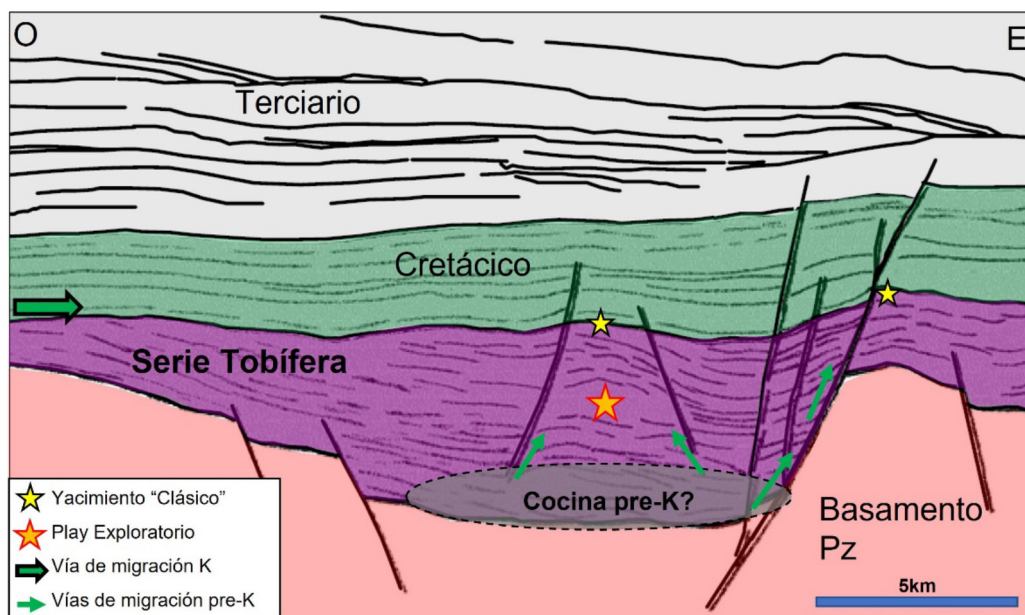


Figura 13. Sección esquemática (modificada de Bravo y Herrero 1997) indicando probable posición de rocas madre lacustres en la base de los grábenes-hemigrábenes y las vías de migración hacia los yacimientos clásicamente perforados para la Fm. Springhill (o para Serie Tobífera) en la interface de los depósitos jurásicos y cretácicos. Se indica el play exploratorio que sería activo solo si hay migración corta y vertical desde la cocina pre-cretácica (pre-K).

Yacimiento Loma Negra en la provincia de Río Negro (Villar *et al.* 2014; Periale *et al.* 2014; de la Cal *et al.* 2018).

Salvando las diferencias en cuanto al ambiente tectónico, el caso analizado en este trabajo muestra similitudes con el caso particular de Pampa Palauco/Cajón de los Caballos, donde el petróleo acumulado a la fecha (Capítulo IV 03/2022) supera los 6.000.000 m³, para un área desarrollada relativamente pequeña, pero asociada a un depocentro de dimensiones similares al aquí identificado (del orden de los 100 km², Fig.14). A esto, se suma que los petróleos de ambos sectores presentan patrones geoquímicos similares, lo que evidenciaría un origen en rocas madre jurásicas con un tipo de materia orgánica y capacidad oleogenética similar. Otro factor en común, y de suma importancia, es la madurez térmica que habrían alcanzado los hidrocarburos de ambos casos. Esto muestra la relevancia que podrían llegar tener este tipo de depocentros en el contexto de la Cuenca Austral, especialmente en el sector Argentino de Tierra del Fuego.

CONCLUSIONES

El análisis geoquímico realizado sobre 10 muestras de petróleo de la Cuenca Austral, recuperados de la Serie Tobífera y la Fm. Springhill en la Provincia de Tierra del Fuego, ha permitido separarlos en 4 grupos genéticos con patrones cromatográficos, isotópicos y moleculares característicos:

- El petróleo del grupo G1 (representado por la muestra del pozo AS.x-1001) es un petróleo no marino generado a partir de una roca madre lacustre depositada bajo condiciones salobres a moderadamente salinas.

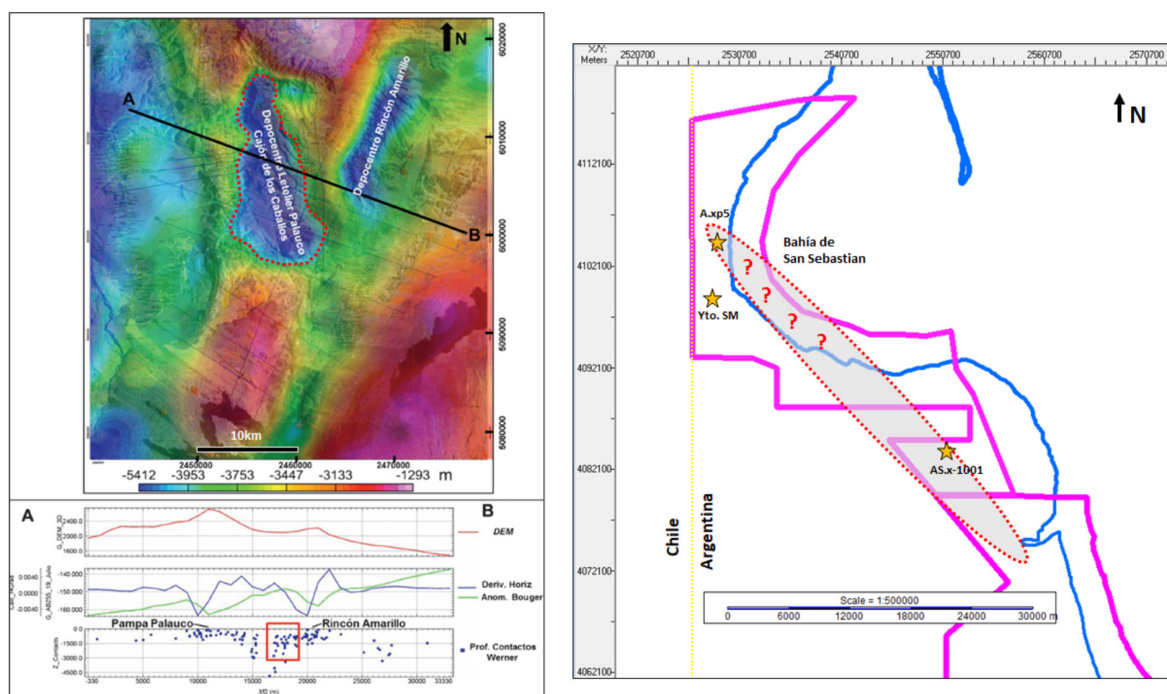


Figura 14. a) Identificación del depocentro Letelier-Palauco-Cajón de los Caballos a partir de datos gravimétricos (tomado de Pe-riale *et al.* 2014). b) Distribución esquemática y probable de los intervalos lacustres (intervalos inferiores de la Serie Tobífera) en la zona de Angostura, interpretado a partir de espesores sísmicos y su descripción en el pozo A.xp-5 (Cagnolatti *et al.* 1996). En la zona de la Bahía de San Sebastián (signos de pregunta) donde no se cuenta con información sísmica, se presume la continuidad o presencia de una zona de mayor espesor de rocas jurásicas (EG S.A. 2017).

- Los petróleos del grupo G4 (pozos LFE-1004, RC-1 bis y Petróleo Cretácico de Referencia) se asignan a la generación de hidrocarburos en niveles típicos generadores de ambiente marino del Cretácico Inferior, reconocidos en esta parte de la cuenca, y pertenecientes a las Formaciones Pampa Rincón y Nueva Argentina. Se ha sumado a los análisis realizados un petróleo denominado Cretácico de Referencia, el cual porta los característicos fingerprints de biomarcadores e improntas isotópicas asignables a un origen vinculado a esas rocas madre, y que se extienden al petróleo RC-1 bis y al condensado LFE-1004. Algunas diferencias entre el Petróleo Cretácico de Referencia y el petróleo RC-1 bis dejan abierta una posible contribución no marina muy menor a la acumulación de este último.

- Los petróleos del grupo G2 (pozos A.x-4 y A.xp-5) presentan numerosas distribuciones y parámetros de biomarcadores que muestran una contribución de rocas madre marinas del tipo Pampa Rincón y Nueva Argentina. Sin embargo, datos similares a los identificado en AS.x-1001 se toman como indicación de una contribución no marina en ambos petróleos. Esta cogeneración

implicaría la participación de dos fuentes de hidrocarburos a la acumulación de ambos petróleos: por un lado, el aporte de rocas madre marinas del Cretácico Inferior y, por otro lado, el aporte de una roca madre no marina, similar a la involucrada en la generación del petróleo AS.x-1001. Este aporte no marino parece haber sido cuantitativamente más abundante en el petróleo A.xp-5 que en el A.x-4.

- Los petróleos del grupo G3 (pozos SM.x-1001, SM.a-1002 y SM.a-1003) apuntan a un origen asociado a niveles generadores marinos de las Formaciones Pampa Rincón y Nueva Argentina. Sin embargo, se infiere que el conjunto recibió una contribución menor de tipo lacustre. Es de destacar que este posible aporte no marino a las acumulaciones de los petróleos de G3 es significativamente menor que el identificado en los petróleos A.x-4 y A.xp-5 de G2.

- La madurez térmica determinada es moderada en rangos que van desde fases de petróleo temprano-medio a fases de petróleo medio cercano al pico de generación, exceptuando el condensado de LFE-1004, el cual, más allá de algunos valores ambiguos, apunta a una madurez avanzada. El petróleo AS.x-1001 (G1) es posiblemente el fluido menos maduro del conjunto de petróleos evaluados.

- En este contexto de madurez de los petróleos, la carga de petróleo lacustre detectada de manera exclusiva en AS.x-1001 (G1) y como posible aporte mezcla en los grupos G2, G3 debiera tener su origen en hemigrábenes locales de la Serie Tobífera conteniendo intervalos térmicamente maduros con calidad pro-petróleo. Para las cargas de petróleo de origen marino provenientes de intervalos generadores de Pampa Rincón/Nueva Argentina que alimentaron las acumulaciones de RC-1bis y LFE-1004, y también aportaron a los petróleos interpretados como mezcla de los grupos G2, G3 se remite a posiciones de roca madre madura hacia el oeste y sudoeste de las zonas consideradas, en el marco del patrón de migración lateral típicamente aceptado para la Cuenca Austral en general, y para las áreas de Tierra del Fuego en particular.

- Los análisis realizados permiten postular la existencia del SP Tobífera-Tobífera en el sector Argentino de la Cuenca Austral y el, hasta el momento no postulado, SP Pampa Rincón/Nueva Argentina-Tobífera. Una mayor precisión en la identificación de las rocas generadoras reales que originaron los petróleos y de su madurez térmica requeriría del estudio de muestras de subsuelo ricas en materia orgánica pro-petróleo y térmicamente maduras, como para ser consideradas rocas madre candidatas del origen de estos fluidos: estudios geoquímicos sobre *cutting* y coronas de los pozos profundos e identificados como posibles intervalos generadores de Serie Tobífera se encuentran en marcha.

- Estos nuevos datos tienen importantes connotaciones para la exploración de este difícil play no tradicional desarrollado sobre depósitos volcanoclásticos de edad jurásica. En este sentido, la confirmación de un origen continental para el petróleo de G1 (y las mezclas) mejora las chances exploratorias de acumulaciones dentro de los hemigrábenes jurásicos, en situaciones donde no ha sido favorable la migración y acumulación desde los pods generadores de rocas madre cretácicas

presentes hacia el oeste de la cuenca (por ejemplo, en secuencias más profundas respecto de la interfase Springhill/Palermo Aike-Serie Tobífera) (Fig. 13).

AGRADECIMIENTOS

Los autores desean agradecer a la UTE Río Cullen-Las Violetas por permitir la publicación de los datos. Asimismo, a Carlos Cruz y Diego Lenge, y a los evaluadores Hugo Freije y Pablo Kim, por sus comentarios y recomendaciones, que permitieron mejorar sustancialmente el contenido de este trabajo.

REFERENCIAS CITADAS

- Azpiroz, G., Covellone, G., Mykietiuik, K., Simonetto, L., Atencio, M., Tórtora, L., Ancheta, D., Meissinger, V. y Pedro, E., 2018. Exploración del Play Serie Tobífera en el ámbito de Tierra del Fuego. Cuenca Austral. Argentina y Chile. X Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG, Sesiones Generales: 143-155, Mendoza.
- Biddle, K.T., Uliana, M.A., Mitchum, R.M., Fitzgerald M.G. y Wright, R.C., 1986. The stratigraphic and structural evolution of the Central and Eastern Magallanes Basin, Southern South America. En: P.A. Allen y P. Homewood (eds.), *Foreland Basins*. International Association of Sedimentologists, Special Publication 8:41-61.
- Bravo, P. y Herrero, C., 1997. Reservorios naturalmente fracturados en rocas volcánicas jurásicas, Cuenca de Magallanes, Chile. VI Simposio Bolivariano Exploración Petrolera en las Cuencas Subandinas, Memorias, Tomo I: 66-84.
- Cagnolatti, M.J., Martins, R. y Villar, H.J., 1996. La Formación Lemaire como probable generadora de hidrocarburos en el área Angostura, provincia de Tierra del Fuego, Argentina. XIII Congreso Geológico Argentino y III Congreso de Exploración de Hidrocarburos, vol. 1: 123-139.
- Cevallos, M., 2022. Los desafíos de Compañía General de Combustibles aportando al futuro energético argentino. En: Mesa Redonda - Exploración Petrolera de la Cuenca del Golfo San Jorge, XXI Congreso Geológico Argentino.
- de la Cal, H., Feinstein, E. y Villar, H.J., 2018. Origen de los petróleos alojados en rocas ígneas intruidas en la Formación Vaca Muerta del yacimiento Cajón de los Caballos, provincia de Mendoza, Cuenca Neuquina, Argentina. 10° Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Trabajos Técnicos: 315-328, Mendoza.
- EG S.A., 2017. Área La Angostura. Estructura San Martín. Delineación y caracterización de zonas naturalmente fracturadas. Roch S.A., informe interno inédito.
- Feinstein, E., de la Cal, H., Villareal, A. y Berdini O., 2022. Yacimiento San Martín: Reservorio de hidrocarburos en rocas volcánicas naturalmente fracturadas de la Serie Tobífera, Cuenca Austral, Tierra del Fuego. XI Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG, Mendoza. En prensa.

- Halpern, H.I., 1995. Development and Applications of Light-Hydrocarbon-Based Star Diagrams. AAPG Bulletin 79 (6): 801–815.
- Hervé, F., Calderón, M., Fanning, M., Kraus, S. y Pankhurst, R., 2010. SHRIMP chronology of the Magallanes Basin basement, Tierra del Fuego: Cambrian plutonism and Permian high-grade metamorphism. *Andean Geology* 37: 235-275.
- Hinterwimmer, G., 2002. Los reservorios de la Serie Tobífera. En M. Schiuma, G. Hinterwimmer y G. Vergani (eds.), Rocas Reservorio de las Cuenas Productivas de la Argentina, Simposio del V Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos: 27-47.
- Kay, S., Ramos, V., Mpodozis, C. y Sruoga, P., 1989. Late Paleozoic to Jurassic silicic magmatism at the Gondwana margin: Analogy to the Middle Proterozoic in North America?. *Geology*, 17: 324-328.
- LCV, 2008. Sondeo Roch.TF.AS.x-1001 (Angostura Sur), Formaciones Lemaire y Springhill, Recortes de perforación (2080-2246 mbbp). Estudio litológico, petrográfico y diagenético. Roch S.A., informe interno inédito.
- Lenge, D.A., 2010. Modelo Geológico a escala semi-regional para la Serie Tobífera. Cuenca de Magallanes, Tierra del Fuego, Argentina. Roch S.A., informe interno inédito.
- Lenge, D.A., 2011. Adenda a “Modelo Geológico a escala semi-regional para la Serie Tobífera. Cuenca de Magallanes, Tierra del Fuego, Argentina”. Roch S.A., informe interno inédito.
- Lovecchio, J.P., Naipauer, M., Cayo, L.E., Rohais, S., Giunta, D., Flores, G., Gerster, R., Bolatti, N.D., Joseph, P., Valencia, V.A. y Ramos, V.A., 2019. *Rifting* evolution of the Malvinas basin, offshore Argentina: New constrains from zircon U-Pb geochronology and seismic characterization. *Journal of South American Earth Sciences*. <https://doi.org/10.1016/j.jsames.2019.102253>
- Mango, F. D., 1994. The origin of light hydrocarbons in petroleum: Ring preference in the closure of carbocyclic rings. *Geochimica et Cosmochimica Acta* 58: 895–901.
- Marzi, R., Torkelson, B.E. y Olson, R.K, 1993. A revised carbon preference index. *Organic Geochemistry*, 20: 1303-1306.
- Pankhurst, R.J., Riley, T.R., Fanning, C.M. y Kelley, S.P., 2000. Episodic Silicic Volcanism in Patagonia and the Antarctic Peninsula: Chronology of magmatism associated with the break-up of Gondwana. *Journal of Petrology*, 41: 605-625.
- Periale, S., Haring, C., Olivieri, G., Guerello, R. y Simonetto, L., 2014. Exploración en áreas productivas maduras. Malargüe: Nueva etapa exploratoria. Cuenca Neuquina, Argentina. IX Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG, Trabajos Técnicos II: 3-24, Mendoza.
- Pittion, J.L. y Arbe, H.A., 1999. Sistemas petroleros de la Cuenca Austral. IV Congreso Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Actas I, 239-262. Mar del Plata.
- Pittion, J.L. y Gouadain, J., 1991. Source-Rocks and oil generation in the Austral Basin. XIII World Petroleum Congress, Proceedings, 2, 113-120. Buenos Aires.
- Robbiano, J.A., Arbe, H. y Gangui, A., 1996. Cuenca Austral Marina. En Geología y Recursos Naturales de la Plataforma Continental Argentina. XIII Congreso Geológico Argentino y III Congreso de Exploración de Hidrocarburos, Relatorio 17:323-341, Buenos Aires.
- Rodríguez, J. y Miller, M., 2005. Cuenca Austral. En: Frontera Exploratoria de la Argentina. Simposio

- del VI Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG: 307-324.
- Rodríguez, J. F. y Miller, M., 2021. Aspectos regionales de las rocas generadoras y sus sistemas petroleros en Cuenca Austral, Argentina y Chile. En: Ciclo de conferencias virtuales E&D 2021, IAPG, Exploración de los Reservorios Shale de la Argentina, I sesión, 01 de julio de 2021.
- Rodríguez, J. F., Miller, M. y Cagnolatti, M. J., 2008. Sistemas Petroleros de Cuenca Austral, Argentina y Chile. En: C. E. Cruz, J. F. Rodríguez, J. J. Hechem y H. J. Villar (eds.), Simposio: "Sistemas Petroleros de las Cuencas Andinas", VII Conexplo, IAPG. Buenos Aires.
- Rosello, E.A., Haring, C.E., Cardinali, G., Suárez, F., Laffitte, G.A. y Nevistic, A.V., 2008. Hydrocarbons and petroleum geology of Tierra del Fuego, Argentina. *Geologica Acta*, 6 (1): 69-83.
- Sofer, Z., 1984. Stable carbon composition of crude oils: Application to source depositional environment and petroleum alteration. *AAPG Bulletin* 68: 31-49.
- Sruoga P., Rubinstein N. y Hinterwimmer G., 2004. Porosity and permeability in volcanic rocks: a case study on the Serie Tobífera, South Patagonia, Argentina. *Journal of Volcanology and Geothermal Research* 132: 31-43.
- Thomas, C.R., 1949. Geology and petroleum exploration in Magallanes Province, Chile. *AAPG Bulletin*, 33: 1553-1578.
- Thompson, K. F. M., 1983. Classification and thermal history of petroleum based on light hydrocarbons. *Geochimica et Cosmochimica Acta* 47: 303-316.
- Uliana, M.A., Legarreta, L., Laffitte, G. A. y Villar, H.J., 2014. Estratigrafía y geoquímica de las facies generadoras de hidrocarburos en las cuencas petrolíferas de Argentina. IX Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG, Simposio de Recursos No Convencionales: 3-92, Mendoza. (Trabajo original publicado en 1999).
- Villar, H.J., Legarreta, L., Laffitte, G.A., Haring C. y Varadé, R., 2014. Facies orgánicas no marinas de la Cuenca Neuquina: ambiente geológico y caracterización geoquímica de petróleos y rocas generadoras. IX Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG, Trabajos Técnicos: 45-70, Mendoza.

