



ESTUDIO PRELIMINAR DE LA CUENCA AUSTRAL A PARTIR DE BIOMARCADORES OBTENIDOS DE DIVERSOS CRUDOS

Preliminary study of the Austral Basin based on biomarkers obtained from different crude oils

Germán Javier Tomas^{1,2} y Adrián Javier Acuña²

¹ Centro de Investigación y Transferencia de la Provincia de Santa Cruz - CONICET, Av. Lisandro de la Torre 860, Río Gallegos (9400) Santa Cruz, Argentina. germanjaviertomas@frsc.utn.edu.ar

² Grupo de Estudios Ambientales (GEA) Universidad Tecnológica Nacional - Facultad Regional Santa Cruz, Av. de los Inmigrantes 555, Río Gallegos (9400) Santa Cruz, Argentina. adrianjacuna@yahoo.com.ar

Resumen: En Argentina existen varias cuencas productivas de petróleo, entre ellas la Cuenca Austral, cuyas sucesiones estratigráficas contienen varias unidades que actúan como rocas reservorio, destacando en este estudio las formaciones Springhill, Margas Verdes y Piedra Clavada. El objetivo de este trabajo fue analizar los biomarcadores de trece muestras de crudo extraídas de estas unidades reservorio, que permitiera caracterizar la materia orgánica que los formó, el ambiente en la que está sedimentó, la litología de las rocas generadoras y el grado de emparentamiento entre las mismas. Para tal fin, se analizaron los perfiles de biomarcadores por GC/MS a partir de sus fracciones alifáticas y aromáticas previa separación por cromatografía en columna. Parámetros específicos tales como P/F, P/n-C₁₇, F/n-C₁₈, DBT/Ph, % MeDBT y % S₂₇₋₂₈₋₂₉ indican que todos los crudos se generaron a partir de materia orgánica tipo II-III (mixta), asociada a rocas madre siliciclásticas en ambientes sedimentarios con baja concentración de oxígeno. Los resultados obtenidos se corresponden con estudios previos realizados sobre petróleos de esta cuenca. Además, las muestras se agruparon mediante el siguiente patrón: ambiente tectónico y profundidad de punzado < roca madre-unidad reservorio < ubicación respecto al río Gallegos.

Palabras clave: esteranos, terpanos, litología, materia orgánica, Palermo Aike

Abstract: In Argentina there are several oil-producing basins, including the Austral Basin, whose stratigraphic successions contain several units that behave as reservoir rocks, highlighting in this study the Springhill, Margas Verdes and Piedra Clavada formations. The objective of this work was to analyze the biomarkers of thirteen crude oil samples extracted from these reservoir units, to characterize the organic matter that formed them, the environment in which they were sedimented, the lithology of the source rocks and the degree of relatedness between them. For this purpose, biomarker profiles were analyzed by GC/MS from their aliphatic and aromatic fractions after separation by column chromatography. Specific parameters such as P/F, P/n-C₁₇, F/n-C₁₈, DBT/Ph, % MeDBT and % S₂₇₋₂₈₋₂₉ indicate that all crudes were generated from type II-III (mixed) organic matter associated with siliciclastic source rocks in sedimentary environments with low oxygen concentration. The results obtained are in agreement with previous studies carried out on crude oils from this basin. In addition, the samples were grouped by the following pattern: tectonic environment and depth of puncturing < source rock-reservoir unit < location with respect to the Gallegos River.

Keywords: steranes, terpanes, lithology, organic matter, Palermo Aike

Tomas, G.J., Acuña, A.J., 2024. Estudio preliminar de la Cuenca Austral a partir de biomarcadores obtenidos de diversos crudos. *Revista de la Sociedad Geológica de España*, 37 (1): 45-55.

Introducción y marco geológico

La Cuenca Austral se formó durante el Triásico-Jurásico y se ubica en el extremo sur de la Patagonia Argentina. Hacia el norte limita con el macizo del Deseado, un alto estructural emplazado en el centro-norte de la provincia de Santa Cruz. Hacia el noroeste se conecta con la parte occidental de la cuenca del Golfo San Jorge la cual se sitúa entre el norte de la provincia de Santa Cruz y el sur de la provincia de Chubut (Ramos *et al.*, 2019). Un cuarto de la cuenca está en territorio chileno, en la isla de Tierra del Fuego y al norte del estrecho de Magallanes, y el resto en Argentina, abarcando una superficie de 162.000 km² (Aramendia *et al.*, 2018). La Cuenca Austral posee una plataforma estable (territorio continental) que cubre una faja de aproximadamente 600 km de largo por un máximo de 150 km de ancho, adosada al litoral marítimo de las provincias de Santa Cruz y Tierra del Fuego (Barberón *et al.*, 2015). Le sigue el sector costa afuera (*offshore*), que cubre todo el litoral marítimo, desde la costa hasta el Alto de Dungeness en Argentina y parte del Estrecho de Magallanes en Chile. Continúa con un talud y cuenca oceánica ubicados en el centro oeste de la provincia, documentando en el sector

más profundo de la cuenca, abundantes manifestaciones de hidrocarburos (Zerfass *et al.* 2017).

El desarrollo de la Cuenca Austral está fuertemente ligado a la evolución geodinámica de la curvatura de los Andes más meridionales (lado cóncavo), mientras que el sector bisagra contiene el depocentro más grueso (Diraison *et al.*, 2000). Tras la acreción cratónica de finales del Paleozoico-Triásico y consolidación del basamento (Giacosa *et al.*, 2012), un evento extensional del Jurásico estableció el sustrato de la cuenca. Durante la extensión del Gondwana, la cuenca oceánica de Rocas Verdes se abrió a lo largo del margen del continente (Calderón *et al.*, 2016). Además, un sistema regional de fosas de orientación N-S a NE-SW con relleno sin-rift de secuencias continentales y volcánicas afectó a toda la cuenca (Cuitiño *et al.* 2019). La etapa rift de sedimentación en la Cuenca Austral se produjo durante el final del Jurásico superior y principios del Cretácico. Esta fase extensional corresponde a la Fm. Tobifera, la cual presenta un espesor variable de entre 100 y más de 1000 m, y se compone principalmente de secuencias volcano-sedimentarias (Poiré y Franzese, 2010). Sobre este complejo se encuentra la Fm. Springhill, que representa el relleno transgresivo inicial de las fosas y semifosas

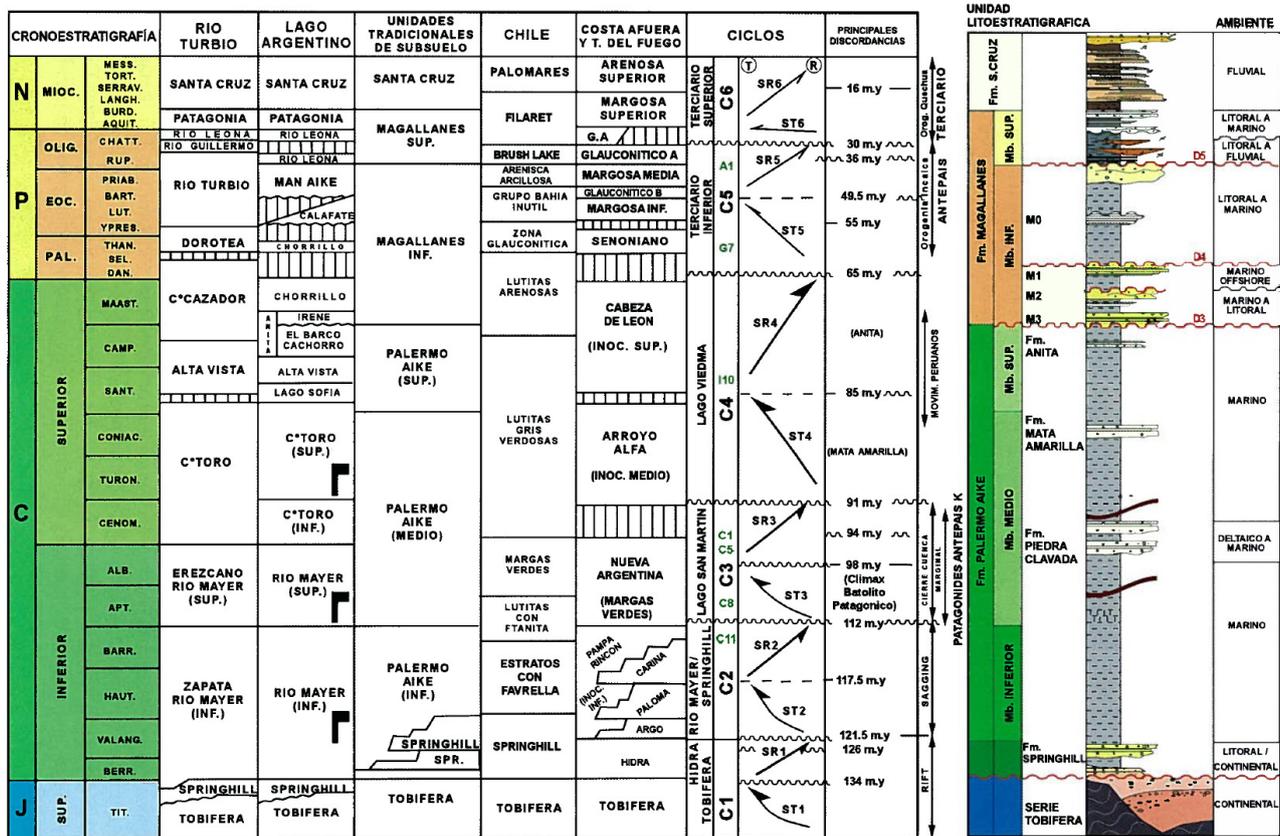


Fig. 1.- Cuadro estratigráfico y ciclos deposicionales de la Cuenca Austral (Adaptado de Rodríguez *et al.*, 2008).

(Cuitiño *et al.* 2019). Esta unidad se definió por primera vez en estudios del subsuelo y es la más importante de la Cuenca Austral (Schwarz *et al.*, 2011). Después de la fase de ruptura en el Jurásico tardío, se inició en la cuenca un ciclo tectónico transgresivo caracterizado con la sedimentación de la Fm. Inoceramus Inferior compuesta de lutitas ricas en materia orgánica (Gallardo, 2014). La fase de hundimiento continuó durante el Cretácico medio con el depósito de la Fm. Margas Verdes, representada por lutitas calcáreas y argilitas marinas, señalando el inicio de un nuevo ciclo tectónico. Las unidades reservorio terciarias de la cuenca están representadas por areniscas típicas en dos unidades: Magallanes Inferior (Paleoceno-Eoceno) y Magallanes Superior (Eoceno tardío-Mioceno temprano). La primera descansa de manera inconforme sobre el Cretácico y está compuesta por areniscas glauconíticas y de cuarzo, y lutitas, depositadas en un entorno marino (Mpodozis *et al.*, 2011). La segunda está compuesta por conglomerados, areniscas, lutitas y lechos de lignito, depositada en un entorno fluvial a marginal marino (Barberón *et al.*, 2015). La formación del Mioceno suprayacente está representada por depósitos continentales de la Fm. Santa Cruz. En la Fig. 1 se observa un diagrama estratigráfico de la Cuenca Austral para diferentes localidades donde se observan las unidades tradicionales del subsuelo.

A partir de algunas evidencias que surgen de correlaciones entre rocas madre-hidrocarburos, se han reconocido seis sistemas petrolíferos en la Cuenca Austral, de los cuales tres se clasifican como conocidos: “Palermo Aike/Inoceramus Inferior-Springhill”, “Margas Verdes-Magallanes Inferior” y “Tobifera- Tobifera/Springhill” (Rodríguez *et al.*, 2008). La Fm. Springhill es la roca reservorio principal de la cuenca, conocida desde la década de los cuarenta aportó prácticamente la totalidad de los recursos hidrocarbúricos descubiertos hasta la fecha, sin embargo, existen varias unidades reservorio de petróleo y gas en la Fm. Magallanes Inferior (Cagnolatti y Miller, 2002).

Durante la evolución de la cuenca se produjo un progresivo enterramiento de las rocas madre que favoreció la generación de hidrocarburos. La Fm. Palermo Aike/Inoceramus Inferior se caracterizó por un querógeno mixto (tipo II/III) que se determinó a partir de los resultados de los índices de hidrógeno y oxígeno obtenidos por pirólisis Rock-Eval (Belotti *et al.*, 2014). La acumulación de este tipo de materia orgánica está relacionada con el impacto anóxico en la franja de hundimiento de la placa sudamericana (Legarreta y Villar, 2011). En este sentido, las pelitas generadoras de la Fm. Margas Verdes han sido correlacionadas con petróleos marinos en el sector sur de la cuenca (Pittion y Gouadain, 1992; Pittion y Arbe, 1999). Por otro lado, la roca generadora conocida como Serie Tobifera tiene asociada facies que se acumularon bajo condiciones lacustres restringidas y dieron lugar a querógenos de tipo III y en menor medida de tipo I (Legarreta y Villar, 2011). El objetivo de este trabajo fue analizar los biomarcadores presentes en muestras de crudo provenientes de la Cuenca Austral que permitiera determinar el tipo de materia orgánica que los generó y las condiciones paleoambientales bajo las cuales ésta sedimentó. Además, conocer la natu-

raleza de las rocas madre y el grado de relación entre los crudos extraídos de las distintas unidades reservorios.

Materiales y métodos

Muestras de crudo

Se obtuvieron 13 muestras de crudo provenientes de la misma cantidad de yacimientos ubicados a lo largo y ancho de la Cuenca Austral (Fig. 2). Siete muestras fueron extraídas de la Fm. Springhill a una profundidad de punzado que osciló entre los 1300 y 3100 m, dependiendo del área tectónica de la cuenca. De las seis restantes, dos se obtuvieron de la Fm. Piedra Clavada y las otras cuatro de la Fm. Magallanes Inferior a profundidades promedio de 2300 y 1600 m, respectivamente. Cabe destacar que presentaron una gravedad API entre los 32° y 50° a 15 °C, por lo tanto, se pueden clasificar como hidrocarburos livianos. Además, es importante mencionar que los crudos fueron recolectados y transportados al laboratorio en botellas de vidrio (color ámbar) de un litro de capacidad previamente lavadas. La coloración caramelo de los frascos previno el desarrollo de reacciones fotoquímicas sobre los hidrocarburos. Durante el llenado de las botellas, se evitó la formación de

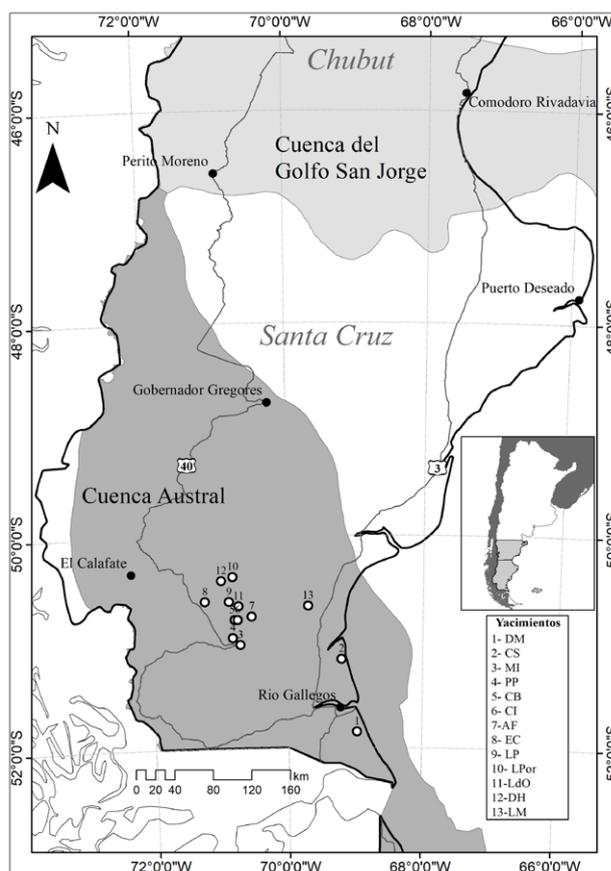


Fig. 2.- Mapa de la Cuenca Austral donde se indican los yacimientos estudiados: Del Mosquito (DM), Cañadón Salto (CS), La Maggie (LM), Campo Boleadoras (CB), Campo Indio Oeste (CI), Laguna del Oro (LdO), La Paz (LP), Dos Hermanos (DH), La Porfiada (Lpor), María Inés (MI), Puesto Peter (PP), Agua Fresca (AF), El Cerrito (EC).

Código	Yacimiento	Roca madre	Reservorio	Ubicación	Punzado	Coordenadas
DM	Del Mosquito	Palermo Aike	Springhill	Plataforma sur	1300 m	51°51'02" S - 68°58'26" W
CS	Cañadón Salto	Palermo Aike	Springhill	Plataforma norte	1300 m	51°09'57" S - 69°12'06" W
LM	La Maggie	Palermo Aike	Springhill	Plataforma norte	1500 m	50°39'57" S - 69°41'30" W
CB	Campo Boleadoras	Palermo Aike	Springhill	Talud centro	3100 m	50°47'27" S - 70°46'26" W
CI	Campo Indio Oeste	Palermo Aike	Springhill	Talud centro	2900 m	50°47'24" S - 70°43'52" W
LdO	Laguna del Oro	Palermo Aike	Springhill	Talud centro	3100 m	50°39'42" S - 70°42'43" W
LP	La Paz	Palermo Aike	Springhill	Talud centro	3000 m	50°37'11" S - 70°51'11" W
DH	Dos Hermanos	Palermo Aike	Piedra Clavada	Talud norte	2100 m	50°25'13" S - 70°57'31" W
LPor	La Porfiada	Palermo Aike	Piedra Clavada	Talud norte	2500 m	50°23'09" S - 70°47'31" W
MI	María Inés	Margas Verdes	Magallanes Inferior	Talud sur	1600 m	51°01'35" S - 70°41'43" W
PP	Puesto Peter	Margas Verdes	Magallanes Inferior	Talud sur	1600 m	50°57'33" S - 70°48'25" W
AF	Agua Fresca	Margas Verdes	Magallanes Inferior	Talud centro	1400 m	50°45'37" S - 70°31'24" W
EC	El Cerrito	Margas Verdes	Magallanes Inferior	Talud centro	1800 m	50°36'56" S - 71°12'25" W

Tabla 1.- Descripción de las 13 muestras de crudo de la Cuenca Austral estudiadas.

una cámara de aire para minimizar el impacto del oxígeno en la estabilidad de las muestras y la aparición de procesos biodegradativos estimulados por un microambiente óxico. Finalmente, fueron almacenadas en un lugar oscuro y seco a temperatura ambiente hasta la realización de los análisis dentro en las siguientes 72 horas. En la Tabla 1 se presentan en detalle los nombres (código) y los respectivos yacimientos, rocas madre, unidades reservorio, ambientes tectónicos (ubicación), profundidades de punzado y coordenadas, de todas las muestras analizadas.

Acondicionamiento de las muestras

Teniendo en cuenta los trabajos de Leal *et al.* (2011) y Tomas *et al.* (2020), el procedimiento para la obtención de las fracciones a analizar consistió en la separación de los crudos por cromatografía de adsorción sólido-líquido en columna, en hidrocarburos saturados, compuestos aromáticos y resinas-asfaltenos. Las muestras se sometieron a una separación en columna de vidrio (20 cm x 1,2 cm) empacada con 3 g de gel de sílice (activado a 150 °C durante un

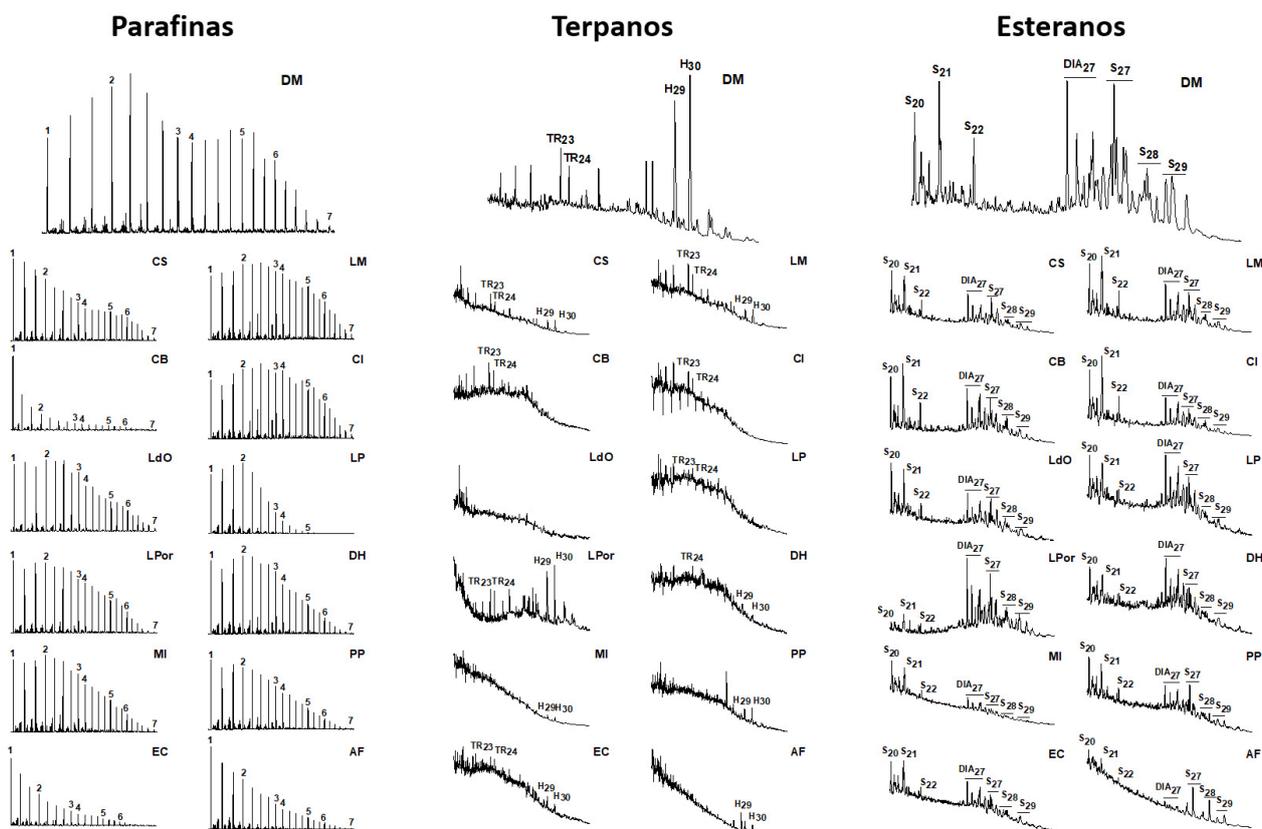


Fig. 3.- Distribución de los n-alcenos, terpanos y esteranos en los fragmentogramas correspondientes a los iones $m/z = 85, 191$ y 217 , respectivamente para los crudos estudiados. Del Mosquito (DM), Cañadón Salto (CS), La Maggie (LM), Campo Boleadoras (CB), Campo Indio (CI), Laguna del Oro (LdO), La Paz (LP), La Porfiada (Lpor), Dos Hermanos (DH), María Inés (MI), Puesto Peter (PP), El Cerrito (EC), Agua Fresca (AF). 1: decano ($n-C_{10}$), 2: tridecano ($n-C_{13}$), 3: heptadecano ($n-C_{17}$), 4: octadecano ($n-C_{18}$), 5: docosano ($n-C_{22}$), 6: pentacosano ($n-C_{25}$), 7: tridecano ($n-C_{30}$), TR₂₃: terpano tricíclico C₂₃, TR₂₄: terpano tricíclico C₂₄, H₂₉: norhopano C₂₉, H₃₀: hopano C₃₀, S₂₀: pregnano, S₂₁: homopregnano, S₂₂: bishomopregnano, DIA₂₇: diasteranos C₂₇, S₂₇: colestanos, S₂₈: ergostanos, S₂₉: estigmastanos.

período de 24 horas en estufa), al que se le adicionó 50 mg de sulfato de sodio activado y 50 mg de alúmina activada en su parte superior. Se sembraron aproximadamente 100 μL de crudo en la columna, que se eluyeron sucesivamente con 10 mL de n-pentano y 10 mL de diclorometano, para obtener los eluatos alifático y aromático, respectivamente, quedando retenidas en la columna las fracciones pesadas conocidas como resinas y asfáltenos. Los extractos alifático y aromático se concentraron por separado hasta 0,5 mL bajo corriente de nitrógeno, se transfirieron a un vial de cromatografía, y se almacenaron a $-15\text{ }^\circ\text{C}$ hasta su análisis.

Análisis cromatográfico

En base a las publicaciones de Stashenko *et al.* (2014) y Tomas y Acuña (2023), por cada muestra de crudo se inyectó en un cromatógrafo de gases, 1 μL de los eluatos alifático y aromático en modo Splitless. La separación se realizó en un equipo Agilent modelo 7890A, con un detector de espectrometría de masas de la misma marca (modelo 5975C). Se utilizó una columna HP5ms de 30 m de largo, con un diámetro interno de 0,32 mm y un espesor de película de 0,25 μm . La temperatura del inyector se ajustó a $290\text{ }^\circ\text{C}$ y se utilizó helio como gas acarreador con una velocidad de flujo de $1,2\text{ mL}\cdot\text{min}^{-1}$. El programa de temperatura utilizado fue el siguiente: temperatura inicial de $55\text{ }^\circ\text{C}$ durante 2 min, seguido de una rampa de $6\text{ }^\circ\text{C}\cdot\text{min}^{-1}$ hasta alcanzar los $270\text{ }^\circ\text{C}$, pasando directamente a otra rampa de $3\text{ }^\circ\text{C}\cdot\text{min}^{-1}$ hasta alcanzar $300\text{ }^\circ\text{C}$, temperatura que se mantuvo durante 17 min. El tiempo total de corrida fue de 65 min. El detector de masas se utilizó con una temperatura de la fuente de iones y de la línea de transferencia de $230\text{ }^\circ\text{C}$ y $180\text{ }^\circ\text{C}$, respectivamente, y una energía de impacto de 70 eV. El escaneo de masas entre 30 y 400 uma se realizó en modo Scan para analizar los iones $m/z = 178$ (fenantreno), 184 (dibenzotiofeno) y 198 (metildibenzotiofenos) en la fracción aromática. Por otro lado, el modo SIM Scan (monitoreo de iones seleccionados) se empleó para determinar los iones $m/z = 85$ (alcanos, pristano, fitano), 191 (terpanos) y 217 (esteranos) en la fracción alifática. De esta manera se obtuvieron los fragmentogramas de interés correspondientes a cada muestra, haciendo uso del software "MSD ChemStation Data Analysis Application". A partir de los tiempos de retención, bibliografía de referencia e integración manual de los picos, se identificaron los compuestos antes mencionados.

Resultados

Alcanos, pristano y fitano

En la Fig. 3 se observan los cromatogramas de masas para el ion $m/z = 85$ de las trece muestras de crudo que formaron parte de este estudio, la mayoría de las cuales presentan una distribución unimodal. El número de carbonos de todas las muestras se sitúa en el intervalo $\text{C}_{10}\text{-C}_{30}$, con excepción del crudo LP que alcanza hasta el tetracosano ($n\text{-C}_{24}$). Además, la relación P/F oscila entre 1,22 y 1,98

con una media de 1,53, y los cocientes $\text{P}/n\text{-C}_{17}$ y $\text{F}/n\text{-C}_{18}$ son relativamente bajos, con valores de 0,11 a 0,48 y 0,08 a 0,34, respectivamente (Tabla 2).

Utilizando la relación $\text{P}/n\text{-C}_{17}$ en función de $\text{F}/n\text{-C}_{18}$ con los valores presentados en la Tabla 2, se graficó el Diagrama de Shanmugam (Fig. 4) para evaluar la materia orgánica precursora de los crudos (Shanmugam, 1985). Todas las muestras se agruparon cercanas entre sí, en el intervalo definido para la materia orgánica tipo mixta (marina-continental). Otra forma de analizar la naturaleza de la materia orgánica que sedimentó y dio lugar a la generación de estos crudos por posteriores transformaciones biológicas, físicas y geoquímicas, es a través del cociente $\text{P}/n\text{-C}_{17}$ en función de P/F (Peters *et al.*, 2005). Esta representación permitió complementar los resultados observados en el Diagrama de Shanmugam, ya que las muestras nuevamente se ubicaron en el intervalo definido para la materia orgánica de tipo mixta (Fig. 5).

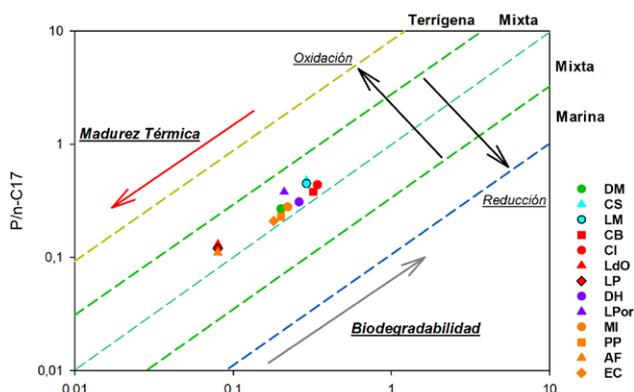


Fig. 4.- Diagrama de Shanmugam (Shanmugam, 1985) de $\text{P}/n\text{-C}_{17}$ en función de $\text{F}/n\text{-C}_{18}$ para las muestras de crudos estudiadas.

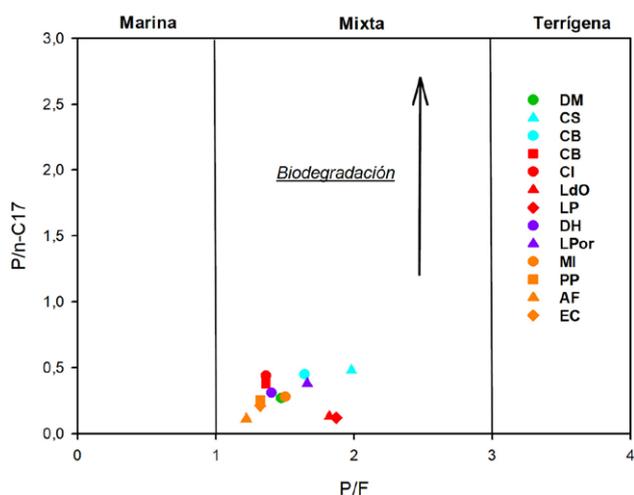


Fig. 5.- Representación del coeficiente $\text{P}/n\text{-C}_{17}$ en función de P/F para las muestras de crudos analizadas.

Biomarcadores alicíclicos

A partir de la fracción de hidrocarburos saturados se obtuvieron los fragmentogramas asociados a la relación $m/z = 191$ (Fig. 3). El único crudo que presentó señales

Parámetro	DM	CS	LM	CB	CI	LdO	LP	DH	LPor	MI	PP	AF	EC
P/C ₁₇	0,27	0,48	0,45	0,38	0,44	0,13	0,12	0,31	0,38	0,28	0,25	0,11	0,21
F/C ₁₈	0,20	0,29	0,29	0,32	0,34	0,08	0,08	0,26	0,21	0,22	0,20	0,08	0,18
P/F	1,47	1,98	1,64	1,36	1,36	1,82	1,87	1,40	1,66	1,50	1,32	1,22	1,32
C ₂₉ /C ₁₇	0,43	0,33	0,31	0,18	0,29	0,32	0,00	0,16	0,12	0,16	0,11	0,12	0,10
% S ₂₇	44	50	48	47	57	50	52	45	46	50	50	37	43
% S ₂₈	20	22	25	30	25	27	25	19	24	30	28	37	28
% S ₂₉	36	28	27	23	18	23	23	36	30	20	22	26	29
DBT/Ph	0,09	0,20	0,08	0,10	0,14	0,05	0,02	0,02	0,05	0,09	0,01	0,07	0,02
IMP	0,88	0,69	1,00	1,47	1,21	1,30	1,52	0,70	1,06	1,32	1,08	0,80	0,60
Rc	0,93	0,82	0,99	1,25	1,11	1,15	1,27	0,83	1,02	1,17	1,03	0,88	0,77
% 4-MeDBT	63	58	57	65	65	66	69	53	63	58	55	54	52
% (2+3)-MeDBT	27	28	34	33	34	33	30	38	34	31	30	26	33
% 1-MeDBT	10	14	09	02	01	01	01	09	03	11	15	20	15
TR23	4,83	7,55	7,17	4,72	2,57	3,65	5,58	18,68	6,43	11,50	7,09	9,48	9,78
TR24	3,03	4,57	4,95	3,01	1,49	3,78	4,76	11,62	5,40	6,94	7,80	6,61	9,46
H29	21,45	5,24	3,39	0,89	1,64	1,58	4,58	7,52	10,09	15,78	12,97	13,16	15,47
H30	60,69	12,65	9,47	1,39	4,31	0,99	6,08	12,19	28,07	15,76	22,14	20,74	15,30
S20	1,41	23,39	23,20	23,12	29,07	31,69	20,26	11,56	2,03	21,11	17,28	17,69	12,17
S21	1,47	7,95	10,62	17,25	16,36	14,80	10,75	2,94	2,28	7,78	7,40	10,57	8,14
S22	1,17	7,78	9,90	11,23	13,41	9,03	7,87	2,81	2,30	3,94	4,41	5,74	3,92
DIA27S	3,05	16,49	15,99	18,52	15,78	16,45	17,91	15,26	21,65	8,49	10,22	7,09	11,27
DIA27R	1,30	7,12	6,50	7,29	6,14	7,87	9,91	6,52	10,56	4,25	3,76	3,78	6,01
DIA27S2	0,58	2,27	1,93	2,62	1,68	2,23	3,46	4,46	4,83	0,96	2,41	0,83	2,43
DIA27R2	1,02	4,99	6,84	9,96	7,55	7,93	8,84	6,44	6,36	3,49	4,51	4,31	6,05

Tabla 2.- Parámetros moleculares derivados de n-alcenos, isoprenoides alicíclicos y marcadores aromáticos seleccionados en las muestras de crudo analizadas y extraídas de la Cuenca Austral. P/n-C₁₇ = pristano/heptadecano, F/n-C₁₈ = fitano/octadecano (Moldowan *et al.*, 1985); P/F = pristano/fitano (Tissot y Welte, 1984); n-C₂₉/n-C₁₇ (Peters *et al.*, 2005); % S₂₇ = (C₂₇ / C₂₇ + C₂₈ + C₂₉)*100, % S₂₈ = (C₂₈ / C₂₇ + C₂₈ + C₂₉)*100, % S₂₉ = (C₂₉ / C₂₇ + C₂₈ + C₂₉)*100 (Peters *et al.*, 2005); DBT/ Ph = dibenzotiofeno/fenantreno (Hughes *et al.*, 1995); IMP = índice de metilfenantreno (1.5 x (2-MP + 3-MP) / (Ph + 1-MP + 9-MP)) (Radke y Welte, 1983); % Rc = 0.60 x IMP + 0.40 si MPR < 2.65 y % Rc = - 0.60 x IMP + 0.40 si MPR > 2.65 (Radke y Welte, 1983); % 4-MeDBT = (4-MeDBT / 4-MeDBT + (2 + 3)-MeDBT + 1-MeDBT)*100, % (2 + 3)-MeDBT = ((2 + 3)-MeDBT / 4-MeDBT + (2 + 3)-MeDBT + 1-MeDBT)*100, % 1-MeDBT = (1-MeDBT / 4-MeDBT + (2+3)-MeDBT + 1-MeDBT)*100 (Killops y Killops, 2005); TR23 = terpano tricíclico C₂₃; TR24 = terpano tricíclico C₂₄; H29 = 7 α (H), 21 β (H)-30-norhopano; H30 = 17 α (H), 21 β (H)-hopano; S20 = C₂₀ 5 α (H), 14 α (H), 17 α (H)-esterano; S21 = C₂₁ 5 α (H), 14 β (H), 17 β (H)-esterano; S22 = C₂₂ 5 α (H), 14 β (H), 17 β (H)-esterano; DIA27S = C₂₇ 20S - 13 β (H), 17 α (H)-diasterano; DIA27R = C₂₇ 20R - 13 β (H), 17 α (H)-diasterano; DIA27S2 = C₂₇ 20S - 13 α (H), 17 β (H)-diasterano, DIA27R2 = C₂₇ 20S - 13 α (H), 17 β (H)-diasterano.

claras e intensas de los terpanos (zona intermedia) fue el extraído del yacimiento Del Mosquito con picos predominantes para los hopanos H₂₉ y H₃₀. El resto de las muestras exhibieron señales de baja intensidad para estos biomarcadores en sus fragmentogramas respectivos, evidenciando que DM es una excepción en la Cuenca Austral. Por otro lado, los cromatogramas asociados a la relación m/z = 217 también se obtuvieron a partir de la fracción alifática, que corresponde a una familia de biomarcadores tetracíclicos sin aromaticidad (Fig. 3). En consonancia con lo mencionado anteriormente para los terpanos, nuevamente el crudo DM fue la muestra que permitió una mejor visualización de estos biomarcadores derivados de organismos eucariotas. Sin embargo, en general se observó una distribución similar de estas moléculas para todos los crudos con mayores abundancias de pregnanos (picos 1, 2 y 3) y diasteranos C₂₇ (pico 4) para las muestras extraídas de la Fm. Springhill. Finalmente, en base a las proporciones de los colestanos (S₂₇), ergostanos (S₂₈) y estigmastanos (S₂₉) presentadas en la Tabla 2, se graficó el diagrama ternario propuesto por Moldowan *et al.* (1985), donde se puede observar que todos los crudos se ubicaron en la región definida para rocas madre con una litología de tipo lutitas marinas (Fig. 6).

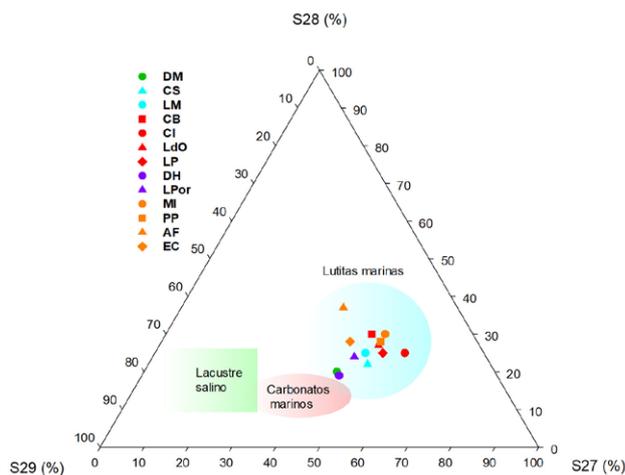


Fig. 6.- Diagrama ternario propuesto por Moldowan *et al.* (1985) de esteranos para las muestras de crudos analizadas.

Hidrocarburos aromáticos policíclicos

La litología presente durante la sedimentación de la materia orgánica constituye un aspecto clave en la formación del petróleo. A partir de los porcentajes relativos de los isómeros metilados del dibenzotiofeno presentados en la Tabla 2, se pudo determinar la naturaleza de las rocas

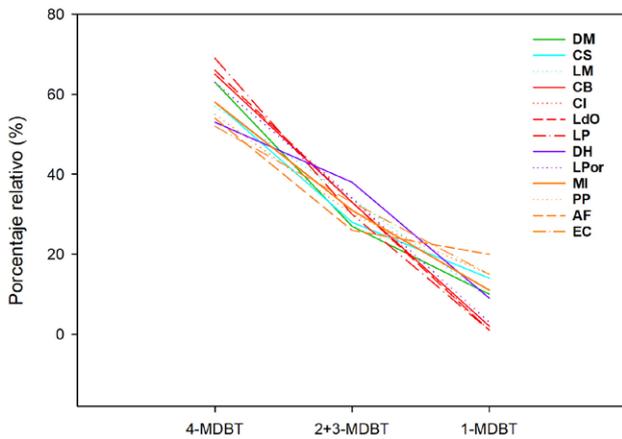


Fig. 7.- Porcentajes de los MeDBTs para cada una de las muestras de crudos estudiadas.

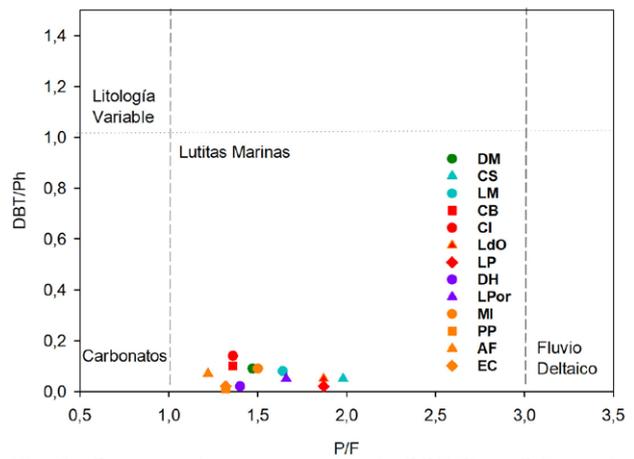


Fig. 8.- Diagrama de representación de DBT/Ph vs P/F para las muestras de crudos estudiadas.

generadoras de estos crudos en base a la distribución de estos hidrocarburos aromáticos policíclicos (HAPs) (Hughes *et al.*, 1995). El comportamiento de estos compuestos aromáticos azufrados siguió un patrón tipo escalera (Fig. 7), es decir, los porcentajes relativos fueron decreciendo desde el 4-MeDBT al 2+3-MeDBT hasta llegar al 1-MeDBT en todos los casos, característico de una litología siliciclástica (Hughes *et al.*, 1995). En este sentido también se determinó la relación dibenzotiofeno/fenantreno (DBT/Ph) frente a la relación P/F (Tabla 2). Hughes *et al.* (1995) propusieron que el cociente DBT/Ph tiene la capacidad de evaluar la disponibilidad de azufre reducido que se incorpora en la materia orgánica. Además, es un buen indicador de rocas madre carbonáticas cuando la relación es mayor que uno y de rocas madre siliciclásticas si, por el contrario, ese valor es inferior a la unidad, como en el caso de las muestras analizadas. Por otro lado, la relación P/F indica las condiciones oxido-reductoras del ambiente de depósi-

to (Didyk *et al.*, 1978). Los resultados permitieron inferir que la litología tanto de la Fm. Palermo Aike como de la Fm. Margas Verdes (rocas madre) es siliciclástica de tipo lutita marina (Fig. 8). Cabe destacar que la totalidad de los crudos se formaron a partir de materia orgánica que sedimentó en ambientes marinos, en los cuales las condiciones oxido-reductoras fueron subóxicas-disóxicas (Legarreta y Villar, 2011).

Estadística multivariada

Para establecer el grado de agrupamiento de las muestras de crudo se realizó un análisis clúster mediante el empleo del Software Past 4.03 (Fig. 9). Se utilizaron los parámetros geoquímicos presentados en la Tabla 2, cuyos valores fueron sometidos a un preprocesado (*row normalize length*). En primera instancia los crudos mostraron una asociación según la ubicación de los yacimientos en los

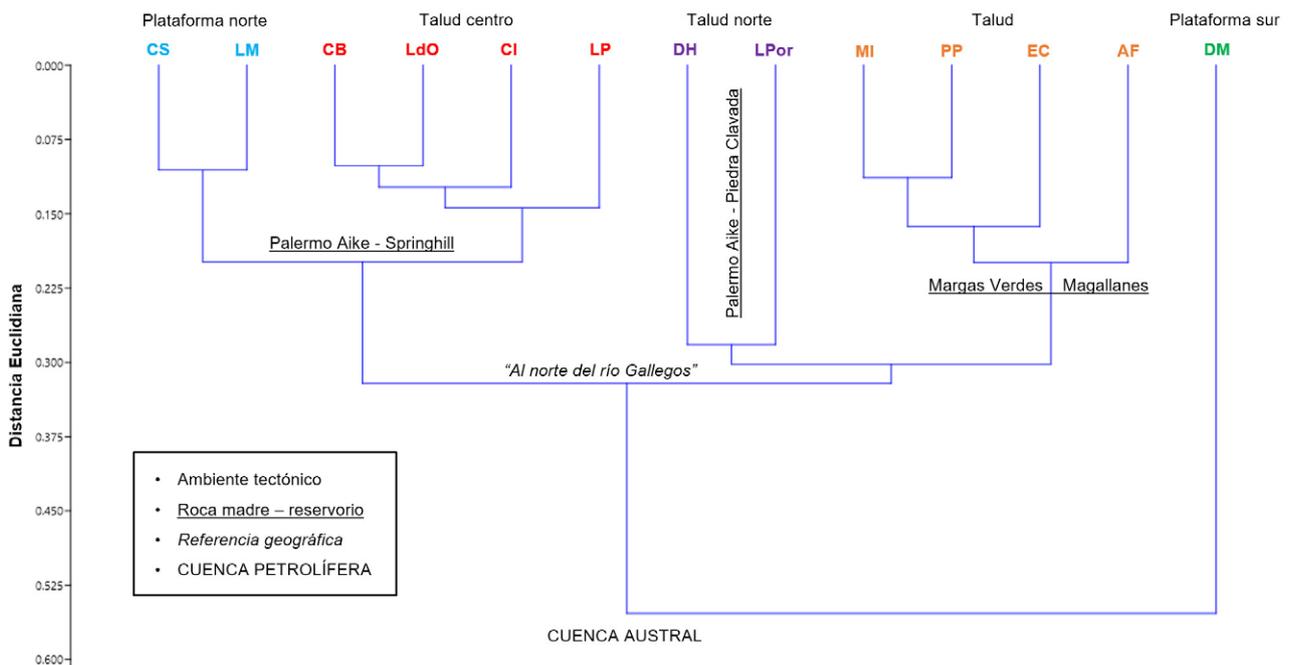


Fig. 9.- Dendrograma de las 13 muestras de crudo provenientes de diferentes yacimientos de la Cuenca Austral.

ambientes tectónicos de la cuenca: CS y LM (Plataforma norte); CB, LdO, CI y LP (Talud centro); DH y Lpor (Talud norte); MI, PP, EC y AF (Talud); y DM (Plataforma sur). En segundo lugar, cabe destacar que la distribución de los hidrocarburos se relacionó con el sistema petrolero que los produjo. En este sentido las muestras de la plataforma norte y talud centro evidenciaron el mayor grado de asociación, ya que ambos están vinculados a la Fm. Palermo Aike-Fm. Springhill. Por otro lado, los petróleos vinculados a talud norte y talud se caracterizaron por una marcada separación en el dendrograma, los primeros obtenidos de la Fm. Palermo Aike-Fm. Piedra Clavada y los segundos de la Fm. Margas Verdes-Fm. Magallanes Inferior. Por último, la muestra DM correspondiente al yacimiento Del Mosquito mostró las mayores diferencias con relación al resto de hidrocarburos estudiados. Cabe destacar que éste fue el único crudo que se obtuvo al sur del río Gallegos en el ambiente tectónico definido como plataforma.

Discusión

Origen, entorno y rocas generadoras de la materia orgánica

La naturaleza de la materia orgánica y su ambiente de depósito constituyen aspectos claves para descubrir nuevas formaciones, para el análisis de correlación entre petróleo-roca madre y para determinar fuentes de petróleo mixtas (Guo *et al.*, 2020). En este estudio, la fuente de materia orgánica de los crudos y las condiciones redox del entorno de formación se evaluaron a partir de biomarcadores, mediante sus relaciones de diagnóstico (RD) aplicadas a numerosos diagramas (Peters *et al.*, 2005).

Fuente de materia orgánica del petróleo basada en biomarcadores. Antes de interpretar las RD derivadas de los biomarcadores es necesario determinar el grado de biodegradación de los crudos, que provocará cambios en la estructura de estos compuestos y, por lo tanto, afectará a su eficacia. En los cromatogramas asociados al ion $m/z = 85$ no se observó la formación de una mezcla compleja no resuelta (MCNR) en ningún caso, lo cual indica el bajo nivel o la nula biodegradación de los crudos y la validez de los parámetros vinculados a los biomarcadores (Hakimi y Abdullah, 2013). La MCNR o joroba en el cromatograma, es una típica evidencia de biodegradación y este proceso tiene lugar una vez que el crudo se almacena en el yacimiento (López e Infante, 2021). El petróleo de la Cuenca Austral se ha originado en rocas del Cretácico inferior, y no han sido documentados procesos de alteración biológica sobre sus hidrocarburos (Cagnolatti *et al.*, 1996).

La fuente orgánica de todos los crudos estudiados fue de tipo mixta: marina-continental (Tissot y Welte, 1984). Esto se sugiere a partir de las relaciones $P/n-C_{17}$ y $F/n-C_{18}$ representadas en el Diagrama de Shanmugam (Fig. 4) y $P/n-C_{17}$ en función de P/F (Fig. 5). Estos resultados ya han sido reportados en la Cuenca Austral, ya que estudios realizados sobre crudos extraídos de la Fm. Springhill también manifestaron esa naturaleza del querógeno (Rodríguez *et al.*, 2008; Tomas y Acuña, 2021). Por otra parte, trabajos

previos realizados por Villar y Arbe (1993) manifestaron que los crudos extraídos de la Fm. Magallanes Inferior y los extractos de roca madre de la Fm. Margas Verdes eran querógeno tipo II/III (mixto). Estos resultados fueron inferidos según las observaciones microscópicas que se asociaron a un material algal-amorfo con una mezcla terrígena menor y a las huellas dactilares de los biomarcadores (similares a los fragmentogramas obtenidos). En este sentido, mediante un análisis de pirólisis Rock-Eval para las rocas, validaron la presencia de kerógeno tipo II/III maduro. Además, definieron a la Fm. Margas Verdes como la roca generadora de los crudos extraídos de la Fm. Magallanes Inferior (Cagnolatti y Miller, 2002).

Condiciones redox en el entorno de formación del petróleo y litología de las rocas madre determinada por biomarcadores. Los isómeros 1, 2 + 3 y 4-Metildibenzotiofeno (MeDBT) aportan información sobre la litología de la roca madre (Killops y Killops, 2005). El patrón tipo escalera de los porcentajes relativos de estos isómeros del MeDBT permitió proponer que la naturaleza de las rocas generadoras es siliciclástica (Fig. 7). Esto se correlaciona con la bibliografía referida, por un lado, a la Fm. Margas Verdes, la cual se describe como una roca fuente constituida por lutitas y margas marinas (Rodríguez *et al.*, 2008). Por otro lado, las rocas de la Fm. Palermo Aike son lutitas negras marinas que están en contacto directo con los reservorios areniscosos de la Fm. Springhill (Rodríguez *et al.*, 2008).

Acerca de la relación dibenzotiofeno/fenantreno (DBT/Ph) en función de pristano/fitano (P/F), la misma es utilizada como indicador del ambiente de depósito de rocas sedimentarias (Hughes *et al.*, 1995). Las muestras estudiadas para la Cuenca Austral se ubicaron dentro de la zona inferior intermedia en el diagrama de la Fig. 8. Esto sugiere que las condiciones de sedimentación se asociaron a un paleoambiente de lutitas marinas, depositadas en condiciones de baja oxigenación dada por valores de P/F inferiores a 2. En un estudio llevado a cabo sobre crudos extraídos del yacimiento Del Mosquito pertenecientes a la Fm. Springhill de la Cuenca Austral se obtuvieron resultados semejantes que se asocian a condiciones de depósito marinas y subóxicas (Tomas *et al.*, 2020). Además, Pittion y Goudaia (1992) propusieron un modelo sedimentario en el cual las lutitas marinas de la Fm. Palermo Aike (roca madre) se depositaron con una capa de agua con baja presencia de oxígeno, ya que en ese tiempo, el depocentro Austral todavía representaba un caso bastante severo de ambiente deposicional circundado por tierra, lo cual tiene parecido con la vía de mar occidental cretácica de los Estados Unidos. En ese ambiente de acumulación disóxico la materia orgánica logró preservarse y permitió a esta secuencia sedimentaria desarrollar el potencial inicial para generar petróleo (Uliana *et al.*, 1999). En la misma línea, Rodríguez *et al.* (2008) también propusieron que la sedimentación de Fm. Palermo Aike se produjo en condiciones disóxicas a anóxicas. En lo que respecta a la Fm. Margas Verdes, la misma se describió como una serie que oscila entre 200-300 y más de 1000 m de espesor, compuesta por biomicrocristales zeolíticos, lutitas y arcilitas con chert o con zeolitas y bandas de glauconitas

(Uliana *et al.*, 1999). Dentro de sus estratos albianos, el intervalo querógeno refleja un evento de estancamiento que rompió con las condiciones que prevalecieron después del prolongado interludio anóxico del Jurásico Tardío-Neocomiano.

Análisis de conglomerados

En la Cuenca Austral se han podido establecer correlaciones que permiten reconocer, de forma general, la relación entre las rocas madre y los hidrocarburos descubiertos. Sin embargo, frecuentemente las correlaciones presentan cierto grado de incertidumbre, dada la similitud entre las secciones generadoras: Fm. Palermo Aike, Fm. Margas Verdes, y equivalentes laterales (Rodríguez *et al.*, 2008). El análisis de conglomerados permitió visualizar una marcada distribución de los crudos por niveles, que en primera instancia respondió al ambiente tectónico y a la profundidad de punzado de la cual fueron extraídos (Fig. 9). Esto se asocia con los entornos geológicos contenidos que presentan estos depósitos petrolíferos y que generalmente permiten preservar la composición química de los hidrocarburos (Peters *et al.*, 2005). Además, una mayor profundidad respecto de la superficie viene acompañada por incrementos de la temperatura, de acuerdo con el gradiente térmico de la cuenca, es decir, este calor promueve una mayor madurez térmica sobre los petróleos localizados en regiones más profundas (Hardebol *et al.*, 2009).

Dentro de una cuenca, los sistemas petroleros representan el punto más diferencial al momento de contrastar crudos que provengan de ellos, ya que representan un conjunto de elementos geológicos y procesos físico-químicos relacionados que interactúan en sincronía entre sí, para formar yacimientos (Cunningham y Mann, 2007). Partiendo de esta premisa es razonable entender por qué el análisis clúster separa las muestras en tres grandes familias. La primera de ellas está integrada por los crudos de la plataforma norte y talud centro que tienen como roca madre a la Fm. Springhill y como unidad reservorio a la Fm. Palermo Aike. El segundo y tercer grupo considera a los hidrocarburos de las zonas talud norte y talud vinculados a los sistemas de la Fm. Palermo Aike-Fm. Piedra Clavada y Fm. Margas Verdes-Fm. Magallanes Inferior, respectivamente. Las correlaciones entre la Fm. Palermo Aike y los hidrocarburos de la Fm. Springhill han sido determinadas principalmente en la zona intermedia (talud). En la zona sur han sido publicadas en Pittion y Gouadain (1992) y Pittion y Arbe (1999). Datos inéditos de petróleos de Fm. Springhill procedentes de pozos *onshore* del norte de la zona intermedia sugieren la correlación con rocas generadoras marinas equivalentes a la Fm. Palermo Aike (Rodríguez *et al.*, 2008). Por otro lado, algunos petróleos de la Fm. Magallanes Inferior de la zona intermedia han sido correlacionados con la Fm. Margas Verdes como, por ejemplo, aquellos provenientes del yacimiento Puesto Peter (Villar y Arbe, 1993). Además, según Robbiano y Arbe (1996), petróleos del yacimiento María Inés (Fm. Magallanes Inferior) también son correlacionables con la Fm. Margas Verdes. Sin embargo, estudios geo-

químicos recientes realizados sobre muestras de crudos de diferentes reservorios de la Fm. Magallanes y de la Fm. Springhill, evidencian que estos tienen similitudes y diferencias. En varios casos es difícil determinar si éstas se deben al aporte de distintas rocas generadoras o a otros factores como variaciones de las facies generadoras, diferencias de madurez térmica, procesos de alteración en el reservorio, cambios y aportes menores producidos durante la migración y/o problemas de muestreo (Rodríguez *et al.*, 2008). Finalmente, Cevallos *et al.* (2018) han correlacionado los hidrocarburos de los yacimientos Dos Hermanos (DH) y La Porfiada (Lpor) de la Fm. Piedra Clavada con su roca madre, la Fm. Palermo Aike.

Ubicado al sur del río Gallegos, en el ambiente tectónico definido como plataforma sur, el único petróleo que se separó notoriamente del resto ha sido el definido como DM, proveniente del yacimiento Del Mosquito. Tomas *et al.* (2020) estudiaron en detalle numerosos crudos de diversos pozos de este yacimiento, los cuales se caracterizaron por una importante presencia y abundancia de biomarcadores, lo cual, como se ha expuesto anteriormente, no es común en los hidrocarburos de la Cuenca Austral. Resulta interesante añadir que una de las muestras presentaba un pronunciado levantamiento de la línea de base que derivó en una MCNR, un claro indicio de paleobiodegradación (Tomas, 2023). Los procesos de alteración biológica no han sido documentados en la Cuenca Austral, pero sí han sido una constante en la historia de generación y acumulación de petróleos en la Cuenca del Golfo San Jorge (Uliana *et al.*, 1999). Debido a esta composición química particular, tiene sentido observar notables diferencias para DM, ya que en el dendrograma queda apartada de los demás crudos, muestra un patrón de terpanos único visualizado en su fragmentograma correspondiente al ion m/z 191 y en la Tabla 2 presenta valores para los parámetros H_{29} y H_{30} muy altos.

Conclusiones

Los resultados obtenidos a partir de la caracterización del patrón de biomarcadores y sus relaciones de diagnóstico en las muestras estudiadas, permiten sugerir que todos los crudos analizados se generaron a partir de materia orgánica tipo mixta (marina-continental), depositada en condiciones de baja oxigenación. Las formaciones Palermo Aike y Margas Verdes, definidas como las rocas generadoras de los crudos presentes en las unidades reservorio Springhill, Piedra Clavada y Magallanes Inferior, respectivamente, se caracterizaron por una naturaleza siliciclástica de tipo lutita marina.

A partir del análisis clúster, se puede decir que todas las muestras de crudos se separaron por niveles de mayor a menor grado de emparentamiento según los siguientes criterios: ambiente tectónico y profundidad de punzado < roca madre-unidad reservorio < ubicación respecto al río Gallegos. El crudo más distintivo de todos los estudiados pertenece al yacimiento Del Mosquito (DM), en el cual se observó una marcada e importante presencia de terpanos, que estaría relacionado con su entorno geológico y cuyo

comportamiento se ve respaldado por el análisis estadístico multivariado.

Este trabajo aporta información sobre las rocas madre y unidades reservorio de la Cuenca Austral a partir de yacimientos que no habían sido estudiados hasta la fecha. Los resultados comparten similitudes con las escasas publicaciones presentadas sobre estas formaciones vinculadas a algunos de los depósitos hidrocarbúferos tratados en esta investigación. Las conclusiones presentadas en este trabajo ponen de manifiesto la importancia de la geoquímica del petróleo como herramienta de prospección de hidrocarburos en conjunción con otras disciplinas, como la ingeniería del petróleo, la geología y la geofísica.

Agradecimientos y financiación

Los autores agradecen al Ing. Leandro Almonacid por su colaboración en la confección de la cartografía presentada, a la Dra. Katya Reategui y a un revisor anónimo por la evaluación del trabajo. El presente estudio ha sido financiado por el proyecto PI MSUTNSC0007712 (Universidad Tecnológica Nacional-Facultad Regional Santa Cruz) y por la beca doctoral del CONICET (Dr. Germán Javier Tomas).

Contribución de autores/as

Elaboración del trabajo, G.J.T.; metodología, A.J.A.; obtención de datos, G.J.T.; figuras, G.J.T.; investigación/análisis, G.J.T.; revisión del manuscrito, A.J.A.; coordinación, A.J.A.; supervisión, A.J.A.; obtención de financiación, A.J.A.

Referencias

- Aramendia, I., Ramos, M., Geuna, S., Cuitino, J., Ghiglione, M., 2018. A multidisciplinary study of the Lower Cretaceous marine to continental transition in the northern Austral-Magallanes basin and its geodynamic significance. *Journal of South American Earth Sciences*, 86: 54-69. <https://doi.org/10.1016/j.jsames.2018.06.010>
- Barberón, V., Ronda, G., Leal, P., Sue, C., Ghiglione, M., 2015. Lower Cretaceous provenance in the northern Austral basin of Patagonia from sedimentary petrography. *Journal of South American Earth Sciences*, 64(2), 498-510. <https://doi.org/10.1016/j.jsames.2015.08.014>
- Belotti, H., Rodriguez, J., Conforto, G., 2014. La Formación Palermo Aike como reservorio no convencional en la Cuenca Austral, Provincia de Santa Cruz, Argentina. IX Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Mendoza.
- Cagnolatti, M., Martins, R., Villar, H., 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, Mar del Plata, 123-139.
- Cagnolatti, M., Miller, M., 2002. Los reservorios de la Formación Magallanes. En *Rocas Reservorio de las Cuencas Productivas de la Argentina* (M., Schiuma, G., Hinterwimmer, G., Vergani, Eds.). Simposio del V Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Buenos Aires, 91-114.
- Calderón, M., Hervé, F., Fuentes, F., Fosdick, J., Sepúlveda, F., Galaz, G., 2016. Tectonic evolution of Paleozoic and Mesozoic andean metamorphic complexes and the Rocas Verdes ophiolites in southern Patagonia. En *Geodynamic Evolution of the Southernmost Andes* (M.C., Ghiglione, Ed.). Springer, Cham, 7-36. https://doi.org/10.1007/978-3-319-39727-6_2
- Cevallos, M., Marzano, M., Cagnini, A., Molinari, M., 2018. Los reservorios de la Formación Piedra Clavada (Cretácico Inferior), Cuenca Austral. X Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Mendoza.
- Cuitino, J., Varela, A., Ghiglione, M., Richiano, S., Poiré, D., 2019. The Austral-Magallanes Basin (southern Patagonia): asynthesis of its stratigraphy and evolution. *Latin American Journal of Sedimentology and Basin Analysis*, 26: 155-166.
- Cunningham, W., Mann, P., 2007. Tectonics of strike-slip restraining and releasing bends. *Geological Society, London*, 290: 1-12. <https://doi.org/10.1144/SP290.1>
- Didyk, B., Simoneit, B., Brassell, S., Eglinton, G., 1978. Organic geochemical indicators of palaeoenvironmental conditions of sedimentation. *Nature*, 272: 216-222. <https://doi.org/10.1038/272216a0>
- Diraison, M., Cobbold, P., Gapais, D., Rossello, E., Le Corre, C., 2000. Cenozoic crustal thickening, wrenching and rifting in the foothills of the southernmost Andes. *Tectonophysics*, 316: 91-119. [https://doi.org/10.1016/S0040-1951\(99\)00255-3](https://doi.org/10.1016/S0040-1951(99)00255-3)
- Gallardo, R., 2014. Seismic sequence stratigraphy of a foreland unit in the Magallanes-Austral Basin, Dorado Riquelme Block, Chile: implications for deepmarine reservoirs. *Latin American Journal of Sedimentology and Basin Analysis*, 21: 49-64.
- Giacosa, R., Fracchia, D., Heredia, N., 2012. Structure of the Southern Patagonian Andes at 49°S. *Geológica Acta*, 10: 265-282. <https://doi.org/10.1344/105.000001749>
- Guo, R., Zhao, Y., Wang, W., Hu, X., Zhou, X., Hao, L., Ma, X., Ma, D., Li, S., 2020. Application of Rare-Earth Elements and Comparison to Molecular Markers in Oil-Source Correlation of Tight Oil: A Case Study of Chang 7 of the Upper Triassic Yanchang Formation in Longdong Area, Ordos Basin, China. *ACS Omega*, 5: 22140-22156. <https://doi.org/10.1021/acsomega.0c02233>
- Hakimi, M.H., Abdullah, W.H., 2013. Geochemical characteristics of some crude oils from Alif Field in the Marib-Shabawah Basin, and source-related types. *Marine Petroleum Geology*, 45: 304-314. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2013.05.008>
- Hardebol, N., Callot, J., Bertotti, G., Faure, J., 2009. Burial and temperature evolution in thrust belt systems: Sedimentary and thrust sheet loading in the SE Canadian Cordillera. *Tectonics*, 28. <https://doi.org/10.1029/2008TC002335>
- Hughes, W., Holba, A., Dzou, L., 1995. The ratios of dibenzothiophene to phenanthrene and pristane to phytane as indicators of depositional environment and lithology of petroleum source rocks. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 59: 3581-3598. [https://doi.org/10.1016/0016-7037\(95\)00225-O](https://doi.org/10.1016/0016-7037(95)00225-O)
- Killops, S.D., Killops, V.J., 2005. Introduction to Organic Geochemistry. Second Edition, Blackwell Publishing, UK, 393 p. <https://doi.org/10.1017/CBO9780511524868>
- Leal, B., Freitas, M., Bracho, E., Martínez, M., López, L., 2011. Evaluación de la fase estacionaria en la separación SARA de dos crudos pertenecientes a la subcuenca de Barinas, Venezuela. *Revista Técnica de la Facultad de Ingeniería Universidad del Zulia*, 34: 203-211.
- Legarreta, L., Villar, H., 2011. Geological and Geochemical Keys of the Potential Shale Resources, Argentina Basins. Unconventional Resources, Basics, Challenges, and Opportunities for New Frontier Plays, Buenos Aires.
- López, L., Infante C., 2021. Cambios en los biomarcadores de la fracción de hidrocarburos saturados en un ensayo

- de biorremediación con un crudo extrapesado. *Revista Internacional de Contaminación Ambiental*, 37: 119-131. <https://doi.org/10.20937/RICA.53718>
- Moldowan, J., Seifert, W., Gallegos, E., 1985. Relationship between petroleum composition and depositional environment of petroleum source rocks. *AAPG Bulletin*, 69: 1255-1268. <https://doi.org/10.1306/AD462BC8-16F7-11D7-8645000102C1865D>
- Mpodozis, C., Mella, P., Padva, D., 2011. Estratigrafía y megasecuencias sedimentarias en la cuenca Austral-Magallanes, Argentina y Chile. VIII Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Mar del Plata, 97-137.
- Peters, K., Walters, C., Moldowan, J., 2005. *The Biomarker Guide. Biomarkers and Isotopes in the Environment and Human History*. Cambridge University Press, Cambridge, 471 p. <https://doi.org/10.1017/CBO9780511524868>
- Pittion, J., Arbe, H., 1999. Sistema petrolero de la Cuenca Austral. IV Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG, Actas I: 239-250.
- Pittion, J., Goudaia, J., 1992. Source-rocks and oil generation in the Austral basin. XIII World Petroleum Congress, Buenos Aires, 2: 113-120.
- Poiré, D., Franzese, J.R., 2010. Mesozoic clastic sequences from a Jurassic rift to a Cretaceous foreland basin, Austral Basin, Patagonia, Argentina. In: del Papa, C & Astini, R (Eds.), *Field Excursion Guidebook, 18th International Sedimentological Congress, Mendoza, Argentina, FE-C13*, pp.1-53.
- Radke, M., Welte, D.H., 1983. The Methylphenanthrene Index (MPI): a maturity parameter based on aromatic hydrocarbons. En: *Advances in Organic Geochemistry 1981*, (M. Bjoroy, C. Albrecht, C. Cornford, Eds). John Wiley and Sons, New York, 504-512.
- Ramos, M., Suárez, R., Boixart, G., Ghiglione, M., Ramos, V., 2019. The structure of the northern Austral Basin: Tectonic inversion of Mesozoic normal faults. *Journal of South American Earth Sciences*, 94: 102197. <https://doi.org/10.1016/j.jsames.2019.05.013>
- Robbiano, J., Arbe, H., 1996. Cuenca Austral Marina. En *Geología y Recursos Naturales de la Plataforma Continental Argentina* (V., Ramos, M., Turic, Eds.). XIII Congreso Geológico Argentino y III Congreso de Exploración de Hidrocarburos, Buenos Aires, 343-358.
- Rodríguez, J., Miller, M., Cagnolatti, M., 2008. Sistemas Petroleros de Cuenca Austral, Argentina y Chile. En *Simposio: "Sistemas Petroleros de las Cuencas Andinas"* (C.E., Cruz, J.F., Rodríguez, J.J., Hechem, H.J., Villar, Eds.). Instituto Argentino del Petróleo y del Gas, Buenos Aires. <https://doi.org/10.3997/2214-4609-pdb.266.2>
- Schwarz, E., Veiga, G., Spalletti, L., Massaferró, J., 2011. The transgressive infill of an inherited-valley system: The Springhill Formation (lower Cretaceous) in southern Austral Basin, Argentina. *Marine and Petroleum Geology*, 28: 1218-1241. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2010.11.003>
- Shanmugam, G., 1985. Significance of coniferous rain forests and related organic matter in generating commercial quantities of oil, Gippsland Basin, Australia. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, 69: 1241-1254. <https://doi.org/10.1306/AD462BC3-16F7-11D7-8645000102C1865D>
- Stashenko, E., Martínez, J., Robles, M., 2014. Extracción selectiva y detección específica de biomarcadores saturados del petróleo. *Scientia Chromatographica*, 6: 251-268. <https://doi.org/10.4322/sc.2015.010>
- Tissot, B., Welte, D., 1984. *Petroleum formation and occurrence*. Springer-Verlag, Berlín, 666 p. <https://doi.org/10.1007/978-3-642-87813-8>
- Tomas, G., 2023. Caracterización y estabilidad ambiental de biomarcadores en petróleos de la Cuenca Austral, Provincia de Santa Cruz. Tesis Doctoral, Universidad Nacional de la Patagonia Austral, 114 p.
- Tomas, G., Acuña, A., 2021. Comparaciones basadas en biomarcadores de crudos extraídos de la Formación Springhill (Cuenca Austral) y de la Formación Bajo Barreal (Cuenca Golfo San Jorge), Argentina. *Estudios Geológicos*, 78: e143. <https://doi.org/10.3989/egeol.44405.606>
- Tomas, G., Acuña, A., 2023. Estudio de biomarcadores del petróleo a partir de la meteorización de un crudo en agua de mar. *Revista Internacional de Contaminación Ambiental*, 39: 71-84. <https://doi.org/10.20937/rica.54799>
- Tomas, G., Vargas, W., Acuña, A., 2020. Evaluación geoquímica por biomarcadores del yacimiento del Mosquito de la Cuenca Austral de la Patagonia Argentina. *Revista de la Sociedad Geológica de España*, 33: 31-40.
- Uliana, M.A., Legarreta, L., Laffitte, G., Villar, H., 1999. Estratigrafía y Geoquímica de las facies generadoras de hidrocarburos en las cuencas petrolíferas de Argentina. IV Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG, Actas I: 1-61.
- Villar, H., Arbe, H., 1993. Oil generation in the Esperanza area, Austral Basin, Argentina (resumen). En *Third Latin American Congress on Organic Geochemistry* (M., Mello, L., Trindade, Eds). Manaus, Brasil, 150-153.
- Zerfass, H., Ramos, V., Ghiglione, M., Naipauer, M., Belotti, H., Carmo, I., 2017. Folding, thrusting and development of push-up structures during the Miocene tectonic inversion of the Austral basin, southern patagonian Andes (50 °S). *Tectonophysics*, 699: 102-120. <https://doi.org/10.1016/j.tecto.2017.01.010>

MANUSCRITO RECIBIDO: 06-03-2024

REVISIÓN RECIBIDA: 22-05-2024

ACEPTACIÓN DEL MANUSCRITO REVISADO: 05-06-2024