

UN NUEVO SISTEMA PETROLERO EN EL FLANCO NORTE DE LA CUENCA DEL GOLFO SAN JORGE: REVALORACIÓN DE ÁREAS MARGINALES Y EXPLORATORIAS

Eduardo S. Bellosi¹, Héctor J. Villar² y Guillermo A. Laffitte³

¹ Museo Argentino de Ciencias Naturales, CONICET. Buenos Aires. ebellosi@sei.com.ar

² FCEN-Dep. Cs. Geológicas, Universidad de Buenos Aires-CONICET. lqvillar@fibertel.com.ar

³ Consultor. Buenos Aires. willie@laffitte.com.ar

Keywords: San Jorge Basin. Colhue-Huapi. Petroleum systems. Neocomian.

Abstract. *A NEW PETROLEUM SYSTEM IN THE NORTH FLANK OF THE SAN JORGE BASIN: REAPPRAISAL OF MARGINAL AND EXPLORATION AREAS*

The Pozo D-129 Formation has been historically considered the unique source unit in the eastern, most prolific, region of the San Jorge Basin. The hydrocarbon generative beds bearing lipid-rich, oil-prone, unstructured kerogen were formed in a large lacustrine system (Lower Cretaceous). Towards the basin margins, its generation potential decreases considerably due to low-quality organic facies associated to limited thickness and depth. The evaluation of geologic and geophysical information of exploration wells of the Colhue-Huapi Area (North Flank) indicated the potential existence of a second hydrocarbon source, where D-129 has no effective generation capability. This hypothesis found support on geochemical analyses of rocks and oils that pointed to hydrocarbon generation from a *Neocomiano* (Las Heras Group) source, charging the reservoirs of the Chubut Group. The Neocomian lacustrine deposits of the Pozo Anticlinal Aguada Bandera-1 Fm. are concentrated in restricted depocenters (grabens and hemigrabens) formed during the late rift stage of the basin. The source facies, identified in the LV-2 (Las Vacas) and RChN x-1 (Río Chico Norte) wells, have good organic contents, moderate pyrolysis yields and mixed amorphous/structured organic matter. Their characteristics are comparable to those typically recognized in the Western Flank of the basin, where this unit is a proved oil source. The comparison of an oil recovered from the Mina del Carmen reservoir at the Ea.LE.x-101 (Estancia La Escondida) well with oils of a neighbor field showed significant geochemical differences, indicating distinct origins. In particular, a Neocomiano source has been attributed to the Ea.LE.x-101 oil. The inferred generation of Neocomiano hydrocarbons in marginal sectors of the basin raises the exploratory potential of these areas.

INTRODUCCIÓN

Los yacimientos principales de la Cuenca del Golfo San Jorge están situados en los Flancos Norte y Sur y en la Faja Plegada del ámbito oriental (fig. 1). Casi un siglo después de su descubrimiento, estos sectores se encuentran, desde una óptica exploratoria, en estado maduro, considerando que los hallazgos significativos de los últimos años han resultado subordinados.

El sistema petrolero del ámbito oriental comprende a la Fm. Pozo D-129 como roca madre y los múltiples reservorios de las Fms. Bajo Barreal, Castillo y equivalentes (Figari et al., 1999; Jalfin et al. 1999; Uliana et al., 1999; Rodríguez y Littke, 2001). El temporalmente extendido *timing* de maduración-generación de la roca madre, asociado a un longevo mecanismo de subsidencia térmica *post-rift*, provocó la expansión concéntrica de la cocina desde el centro hacia las márgenes de la cuenca, procesos que, junto con la disposición de vías migratorias subverticales, dieron origen a acumulaciones de hidrocarburos que en la actualidad se disponen en forma de herradura.

Dentro de este esquema tectónico que gobernó la concentración de hidrocarburos, han llamado la atención algunos descubrimientos exploratorios ubicados marginalmente, fuera de los límites convencionales de madurez de la Fm. Pozo D-129. Tales acumulaciones no sólo resultan difíciles de explicar según el sistema anterior, sino también por la calidad de las facies orgánicas, claramente empobrecidas en los sectores marginales.

El Área Colhue-Huapi, localizada en el Flanco Norte de la Cuenca del Golfo San Jorge (fig. 1), es uno de esos sectores marginales donde puede ser evaluada dicha situación “anómala”. Antiguos y recientes pozos exploratorios han allí detectado reservorios de petróleo y gas varios kilómetros por fuera del borde norte del anillo de generación-migración de la Fm. Pozo D-129. La reinterpretación de los datos estratigráficos, estructurales y geoquímicos de roca madre y petróleos del área Colhue-Huapi, posibilitó la comprobación de un nuevo sistema petrolero para el ámbito oriental de la cuenca, en razón de una roca generadora más profunda. Este hallazgo concretado en la más antigua y prolífica cuenca de Argentina, luego de 95 años de exploración y explotación, adquiere trascendencia económica pues revitaliza el potencial exploratorio de zonas marginales.

MARCO GEOLÓGICO DEL ÁREA COLHUE-HUAPI

Unidades basamentales

En el sector norte del Área Colhue-Huapi (fig. 2) el basamento cristalino se encuentra a 1300 m de profundidad (pozos LF.x-1 La Filadelfia y LA.x-2 Los Alazanes). Se compone por micacitas y *gneisses* del Paleozoico temprano (Barcat et al., 1984), y granitos y granodioritas del Devónico tardío a Pérmico (Lesta et al., 1980). Más hacia el norte, desciende nuevamente para conectarse con la Cuenca Cañadón Asfalto.

CUENCA DEL GOLFO SAN JORGE					R. MADRE	RESERV.
Limite secuen.	Faja Plegada	Norte	E D A D			
	UNIDAD					
71	Salamanca		Daniano	65	CRETACICO	
			Maastrichtiano	72		
	Laguna Palacios		Campaniano	83		
	Bajo Barreal superior	Yac.El Trébol	Santoniano	87		
88.5			Coniaciano	88		
	Bajo Barreal inferior	Comodoro Rivadavia	Turoniano	92		
96			Cenomaniano	96		
	Castillo	Mina del Carmen	Albiano	108		
112			Aptiano	113		
	Matasiete	Pozo D-129	Barremiano	117		
		Pozo Los Alazanes-1	Auteriviano	123		
121.5			Valanginiano	123		
128.5	Pozo Cerro Guadal-1		Berriasiano	131		
	Pozo Anticlinal Aguada Bandera-1		Tithoniano	135		
?			Kimmeridgiano	141		
155.5			Oxfordiano	146		
	Grupo Lonco Trapial		Jurásico medio	154		
177			Jurásico inferior	175		
	Liásico marino					
	Granitos y Metamorfitas		Devónico - Pérmico			
					JURASICO	?

Figura 2. Estratigrafía del Área Colhue-Huapi. Antigüedad de los límites de secuencias según Fitzgerald et al. (1990) y Jalfin et al. (1999). Se excluye la mayor parte de la columna paleógena y neógena. A la derecha, posición de rocas madres y reservorios.

Pocos kilómetros al norte del lago Colhue-Huapi se reconoció a 2000 m de profundidad (pozo CBo.es-1) una potente sucesión (700 m) de sedimentos finos con invertebrados marinos del Lias medio-tardío (Fm. Lomas Chatas o Mulanguineu) por debajo de vulcanitas mesojurásicas. Estos depósitos y sus equivalentes continentales (Fm. Las Leoneras) habrían formado el relleno de angostas cuencas tensionales liásicas que se extendieron en dirección NNO hasta conectarse con el Océano Pacífico (Lesta et al., 1980; Uliana y Legarreta, 1999). Las facies marinas finas incluyen fangolitas negras ricas en materia orgánica cuya potencialidad generadora no debe ser descartada.

El inicio extensional de la cuenca esta representado por depósitos volcanoclásticos (subaéreos y lacustres) y vulcanitas de la etapa temprana del *rift* del Jurásico medio, denominados Grupo Lonco Trapial (fig. 2). Este conjunto incluye lavas traquíticas, riolíticas y andesíticas, aglomerados, conglomerados, brechas, ignimbritas, tobas y areniscas portadoras de fósiles (Lesta et al., 1980).

Jurásico tardío - Cretácico

Durante la etapa de *rift* tardío se formaron depocentros lacustres extensionales profundos cuyos depósitos son denominados *Neocomiano* o Grupo Las Heras. Aunque su caracterización se efectuó para el ámbito occidental o Subcuenca Río Mayo (Hechem et al., 1993; Figari et al., 1999), los hemigrábenes y grábenes neocomianos tienen también un notorio desarrollo en el ámbito oriental-central de la cuenca, como por ejemplo en Manantiales Behr, Diadema (Jalfin *et al.*, 2001 y este congreso) y en Colhue-Huapi. El *Neocomiano* incluye a las Fms. Pozo Anticlinal Aguada Bandera-1 (*Pelitas laminares, Sección pelítica basal*) y Pozo Cerro Guadal-1. La primera esta formada por una potente sucesión de 300 - 1400 m de arcilitas y fangolitas negras, rojizas y gris verdosas con delgadas intercalaciones de areniscas tobáceas y tobas vítreas, asignadas a sistemas lacustres de baja salinidad y anóxicos. Estas sedimentitas son portadoras de palinomorfos, escamas y restos de peces, foraminíferos, conchostracos y ostrácodos (Lesta et al., 1980; Laffitte y Villar, 1982). El conjunto palinológico corresponde a la palinozona *Interulobites-Foraminisporis* del Valanginiano-Hauteriviano tardío (Archangelsky et al., 1984). Barcat et al. (1989) la asignan al Tithoniano-Valanginiano temprano, y Fitzgerald et al. (1990) al Calloviano-Berriasiano. En el O y NO de la cuenca se produjeron incursiones marinas neocomianas provenientes del Océano Pacífico o la Cuenca Magallanes, detectadas por la presencia de dinoflagelados y microforaminíferos (Lesta et al., 1980; Archangelsky et al., 1984). Su registro más oriental se habría verificado justamente en Colhue-Huapi ya que, en el pozo RChN.x-1 (Río Chico Norte), Seiler y Viña (1997) reconocieron fitoplancton marino neojurásico. A través de numerosos registros sísmicos del Flanco Norte y la Faja Plegada se ha podido verificar que los depocentros neocomianos se distribuyeron separadamente entre bloques del Grupo Lonco Trapial, sin llegar a conformar una cuenca expandida y única. La Fm. Pozo Cerro Guadal-1, del Valanginiano-Hauteriviano, se compone por fangolitas y areniscas tobáceas (Lesta et al., 1980; Barcat et al., 1984; Fitzgerald et al, 1990). Su potencia varía de acuerdo a la subsidencia del hemigráben, alcanzando entre 100 y 600 metros de espesor. El contenido palinológico es menos abundante que el de la Fm. Pozo Anticlinal Aguada Bandera-1. Barcat et al. (1984) identifican esta unidad algo al norte del área de estudio, en hemigrábenes cuyo relleno marginal se compone por una secuencia granocreciente de limolitas rojizas y tobas (pozo CTo.x-2, Cerro Toro). Por encima de la unidad anterior yace una sucesión de 300 m de areniscas grises y verdosas y conglomerados, calizas oolíticas y escasas fangolitas, denominada Miembro Pozo Los Alazanes-1 (Barcat et al., 1984). Su contenido palinológico, estudiado por Seiler y Viña (1997) en el sondeo RChN.x-1 (2505-2665 mbbp), se correspondería con el de la Fm. Pozo D-129, tal como ocurre en el sondeo EZ.x-1 (El Zanjón). La presencia de *Cyclusphaera psilata*, *Balmeiopsis limbatus*, *Callialasporites trilobatus* y *Tauocusporites segmentatus* sería indicativa del Valanginiano tardío-Barremiano (Barreda, *com. pers.*). La existencia de calizas sumada a la asociación palinológica señalada justificarían la inclusión de la unidad Pozo Los Alazanes-1 como sección basal de la Fm. Pozo D-129 (Barcat et al., 1984; Sylwan, 2001). Mediando discordancia sobre unidades basamentales o el Neocomiano, se dispone el Grupo Chubut (fig. 2). Su entidad basal, la Fm. Pozo D-129, está conformada por tobas, areniscas, fangolitas gris oscuras y algunas intercalaciones de calizas oolíticas (*packstones*, coquinas de ostrácodos) en la sección superior. Su espesor medio es de 600 m, aunque hacia el S y SO su potencia se incrementa rápidamente (*i.e.* 1310 m en EZ.x-1 El Zanjón y 1200 m en CTN.x-1 Cerro Tortuga Norte). Los palinomorfos exclusivamente continentales recuperados del subsuelo se asignaron a la biozona Intervalo *Tectifera-Corrugatus* y a la zona *Antulsporites-Clavatipollenites*, de edad barremiano-aptiana (Archangelsky et al., 1984). Fitzgerald et al.

(1990) asignaron esta unidad al Hauteriviano tardío – Aptiano temprano. La sección cuspidal aflorante entre los lagos Musters y C. Huapi (anticlinal Co. Chenque) suministró una palinoflora dominada por *Classopollis* y colonias de *Botryococcus* y presencia de angiospermas primitivas (Vallati, 1996).

El resto del grupo se completa con la Fm. Castillo (= Mina del Carmen) del Aptiano tardío-Albiano, compuesta por 200 a 700 m de tobas (lacustres o edafizadas) y subordinados cuerpos arenosos lenticulares de origen fluvial. Por encima le sucede la Fm. Bajo Barreal (Comodoro Rivadavia + Yacimiento El Trébol), integrada por 300 a 600 m de areniscas, tobas, y fangolitas tobáceas del Cenomaniano-Maastrichtiano (fig. 2).

Paleógeno-Neógeno

El total integrado de la columna cenozoica alcanza 500 m de espesor en el extremo sur del área de estudio. Sin embargo, la potencia de las unidades decrece rápidamente hacia el norte del río Chico, en especial las marinas (*i.e.* Fms. Salamanca y Chenque) ya que el borde de esas transgresiones sobrepasó escasamente la actual posición de dicho río. La sucesión se inicia con la Fm. Salamanca (espesor 0 - 40 m) del Paleoceno temprano, originada en ambiente marino costero y albuférico. Le sucede concordantemente la Fm. Río Chico (70 m) del Paleoceno tardío, con areniscas fluviales, tobas y fangolitas rojizas edafizadas; y por encima la Fm. Koluel Kaike (Paleoceno tardío-Eoceno temprano) integrada por 20-50 m de tobas silicificadas. En discordancia le sucede la Fm. Sarmiento (180 m) del Eoceno medio - Mioceno temprano, compuestas por tobas, coladas de basaltos, tobas arenosas y conglomerados, de origen terrestre. En concordancia, yacen areniscas, coquinas y fangolitas tobáceas marinas de la Fm. Chenque (0 – 50 m) del Mioceno temprano alto; seguidas por areniscas y fangolitas fluviales y eólicas de la Fm. Santa Cruz (50 – 150 m) del Mioceno temprano a medio. El registro se completa con los *Rodados Patagónicos* (< 20 m) del Plioceno tardío-Pleistoceno (Bellosi, 1995).

Las frecuentes coladas volcánicas y cuerpos subintrusivos, por lo general de composición basáltico alcalina, constituyen un aspecto relevante del registro cenozoico. Estas manifestaciones volcánicas se distribuyen profusamente en el área de estudio; conformando cerros y mesetas en superficie; o como diques, filones y lacolitos en subsuelo, los cuales deterioran el registro sísmico. Los cuerpos ígneos vinculados al período sarmientense son en su mayoría de edad oligoceno tardía (30-25 Ma). En esta área se registran también, extendidas coladas basálticas del Plioceno tardío.

Síntesis geodinámica

Los rasgos tectónicos más sobresalientes de esta cuenca intracratónica son esencialmente extensionales, vinculados a lineamientos neopaleozoicos y triásicos, así como a una cuenca liásica marina de orientación NNO. De acuerdo con Uliana y Legarreta (1999), en Laguna Palacios (40 km al N del lago Musters) y Manantiales Grandes la sucesión eojurásica presenta 700 m de fangolitas y limolitas oscuras carbonosas con pirita, tobas y areniscas e incluye moluscos y dinoflagelados (*Michrysteridium*, *Pleurozonaria*) marinos y polen del Toarciano. Esta secuencia, correlacionada con la F. Mulanguineu, aflorante más al NO, habría sido acumulada en hemigrábenes delimitados por fallas (Ferello y Lesta, 1973). En el subsuelo del Área Colhué Huapi, Uliana y Legarreta (1999) ubican la Fm. Puesto Lizarralde, compuesta por areniscas, conglomerados finos, tobas, calizas de origen fluvial y en parte lacustre (Chebli et al., 1976).

Durante el Jurásico medio-tardío tuvo lugar una importante fase transtensiva producida en zonas de cizallamiento de dirección ONO, vinculadas al desmembramiento de Gondwana y la apertura del Atlántico sur (Storey y Alabaster, 1991). El fallamiento directo resultó coetáneo con la sedimentación jurásica de carácter subaéreo (Uliana et al., 1989), caracterizada por ignimbritas, riolitas, lavas ácidas, brechas, areniscas y conglomerados que constituyen el Grupo Lonco Trapial o Complejo Volcánico Sedimentario (Clavijo, 1986, Barcat et al., 1989). Esta unidad es la que normalmente se considera como basamento económico de la cuenca. Su edad es bajociano-bathoniana (Cortiñas, 1984; Page et al., 1999).

Una relevante modificación en los escenarios sedimentarios ocurrió a fines del Jurásico vinculada al decrecimiento en la actividad magmática. El desarrollo de un amplio sistema de lagos de régimen meromíctico dentro de hemigrábenes posibilitó la acumulación y preservación de fangolitas ricas en materia orgánica (Fm. Pozo Anticlinal Aguada Bandera-1) y más tarde de areniscas (Fm. Pozo Cerro Guadal-1). Ambas secuencias, reunidas bajo la denominación de *Neocomiano*, están separadas por una discordancia producida por la fase Intervalanginiana (Barcat et al., 1989). Ellas representarían la etapa de *rift* tardío

(Fitzgerald et al., 1990) o de Hemigraben maduro de la cuenca (Figari et al., 1997), en momentos de ascenso generalizado del nivel de base. La actitud de esta sucesión *neocomiana* es onlapante sobre el basamento descrito (Figari et al., 1997). Estos moderadamente aislados depocentros *neocomianos* tuvieron su principal expansión en el ámbito occidental de la cuenca hasta la actual faja San Bernardo, siendo su desarrollo mucho menor en los flancos N y S y el centro de cuenca (Figari et al., 1999). Su orientación no es uniforme, siendo la mayoría de elongación ONO (e.g. Río Mayo y La Greta), pero en otros la orientación es submeridiana (e.g. Los Monos-Confluencia), respondiendo estos últimos a un diseño extensional más profundo y extenso. No obstante, en distintos sectores intermedios a marginales del ámbito oriental se han detectado hemigrabenes de importantes dimensiones, como los de Diadema y Manantiales Behr (Jalfin et al., 2001 y este congreso) o los del Sur río Deseado (Sylwan et al., 1998). Uliana y Legarreta (1999) vinculan este evento de expansión lacustre con el mismo episodio de inundación marina oxfordiano-tithoniano de las Cuencas Austral (Ramos, 1976) y Neuquina (Legarreta y Uliana, 1991). En la Cuenca del Golfo San Jorge, la conexión oceánica habría ocurrido por el oeste (Subcuenca Río Mayo) a través del extremo norte de Cuenca Magallanes (Clavijo, 1986; Fitzgerald et al., 1990).

En el Cretácico temprano y tardío (Barremiano-Santoniano) se renovaron los desplazamientos distensivos al tiempo que el patrón de subsidencia regional, debido a la disipación de la anomalía térmica meso-neojurásica, dio lugar al desarrollo de un único y amplio depocentro de orientación E-O, de flancos asimétricos (Petarca, 1984; Fitzgerald et al., 1990). Esto permitió la acumulación de una potente columna de sedimentos piroclásticos y mixtos, inicialmente lacustres y más tarde fluviales y eólicos, los cuales constituyen el Grupo Chubut. El nuevo diseño extensional favoreció la formación de fallas ONO-ESE, de moderada a reducida actividad sinsedimentaria. A criterio de Figari et al. (1999), este nuevo ciclo (Chubutiano) no correspondería a una etapa de *sag* (hundimiento) del *rifting* anterior (Fitzgerald et al., 1990) sino que representa la generación de una nueva cuenca de retroarco superpuesta, en respuesta a un campo de esfuerzos extensional-transensional. Éste se habría desarrollado entre el Barremiano y el Paleogeno por desplazamientos diferenciales de los Macizos Nordpatagónico y Deseado luego de la apertura del Atlántico sur. Tal transformación geodinámica se vincularía con la fase tectónica Patagónica Inicial (121 Ma, *sensu* Barcat et al., 1989) que produjo la retracción definitiva del mar pacífico el sector más occidental (Subcuenca Río Mayo), una geometría regionalmente mantiforme de las secuencias chubutianas y la migración hacia el E del depocentro (Barcat et al., 1989).

Durante el Cenozoico prevaleció también un régimen extensional, comprobado por las efusiones basálticas oligocenas y pliocenas. No obstante, es posible distinguir algunos episodios compresionales de variable magnitud. El más temprano correspondería al Cretácico terminal y sería responsable del plegamiento inicial de la Faja San Bernardo (Barcat et al., 1984) que controló paleogeográficamente la transgresión atlántica maastrichtiana-daniana. Este fenómeno estaría vinculado con el evento compresional del Cretácico tardío reconocido en el sector chileno de la Cordillera Patagónica central (Suarez y De la Cruz, 2000). No obstante, se considera que la principal fase de inversión ocurrió en el Mioceno medio (post F. Santa Cruz, < 15 Ma) (Peroni et al., 1995; Bellosi, 1995).

Estructura

Una acabada descripción estructural del subsuelo del Área Colhue Huapi fue elaborada por Barcat et al. (1984). El sector SE presenta un sistema de fallas directas en el que predominan las de orientación E-O respecto de las NO-SE. El rumbo general de la sucesión cretácica es OSO-ENE, con suave buzamiento hacia el sur. Hacia el sur del área la inclinación se incrementa significativamente, mientras que hacia el norte los estratos se vuelven subhorizontales al acercarse a un umbral de la cuenca. En este Alto Colhue-Huapi, ubicado a la latitud del borde norte del lago Colhue-Huapi (pozos LV.x-1 y LA.x-2), el basamento metamórfico neopaleozoico se encuentra a solo 1300 mbbp.

SISTEMAS PETROLEROS

En la Cuenca del Golfo San Jorge se han caracterizado dos sistemas petroleros. El más prolífico (Pozo D-129/Bajo Barreal) se extiende ampliamente en el ámbito oriental y central de la cuenca y comprende todos los yacimientos de los Flancos Norte, Sur y la Faja Plegada (Peroni et al., 1995, Figari et al., 1999; Jalfin et al., 1999; Laffitte et al., 2001). Dentro de este sistema, Figari et al. (1999) reconocen otro secundario con la Fm. Castillo-Mina del Carmen como reservorio, el cual estaría caracterizado por tiempos de expulsión-carga tardíos y la menor o inexistente alteración de crudos (Jalfin et al., 1999), tal como documentan Boll et al. (2000) para el yacimiento El Tordillo. El sistema Aguada Bandera/Bajo Barreal, que incluye una porción subordinada de las reservas, se restringe al Flanco Occidental y parcialmente al borde suroeste de la Faja Plegada (Figari et al., 1999).

El elemento clave en la definición de un sistema petrolero es su unidad generadora. En la región más productiva (*i.e.* oriental), la única roca madre identificada hasta el presente es la Fm. Pozo D-129, de bajo contenido de materia orgánica (COT = 0.5 %) en el Área Colhue-Huapi, con excepción del pozo SS es-1 ($2.1 < \text{COT} \% < 3.1$) (Exlog, 1992; Corelab, 1992). En la figura 3 se representa la distribución de litologías de la Fm Pozo D-129 (según Merta, 1974 en Figari et al., 1999) y la posición marginal del sector evaluado. La escasa presencia de fangolitas oscuras ricas en materia orgánica se puede asociar al predominio de facies de borde, con tobas vítreas, calizas oolíticas, tobas arenosas y limolitas rojizas subordinadas, indicando que el volumen de roca potencialmente generadora es de reducida magnitud. Se suma a estos rasgos la baja madurez térmica, producto de la escasa profundidad alcanzada por la secuencia, reduciendo aún más las posibilidades de que la Fm. Pozo D-129 actúe como roca precursora de hidrocarburos en el área de estudio.

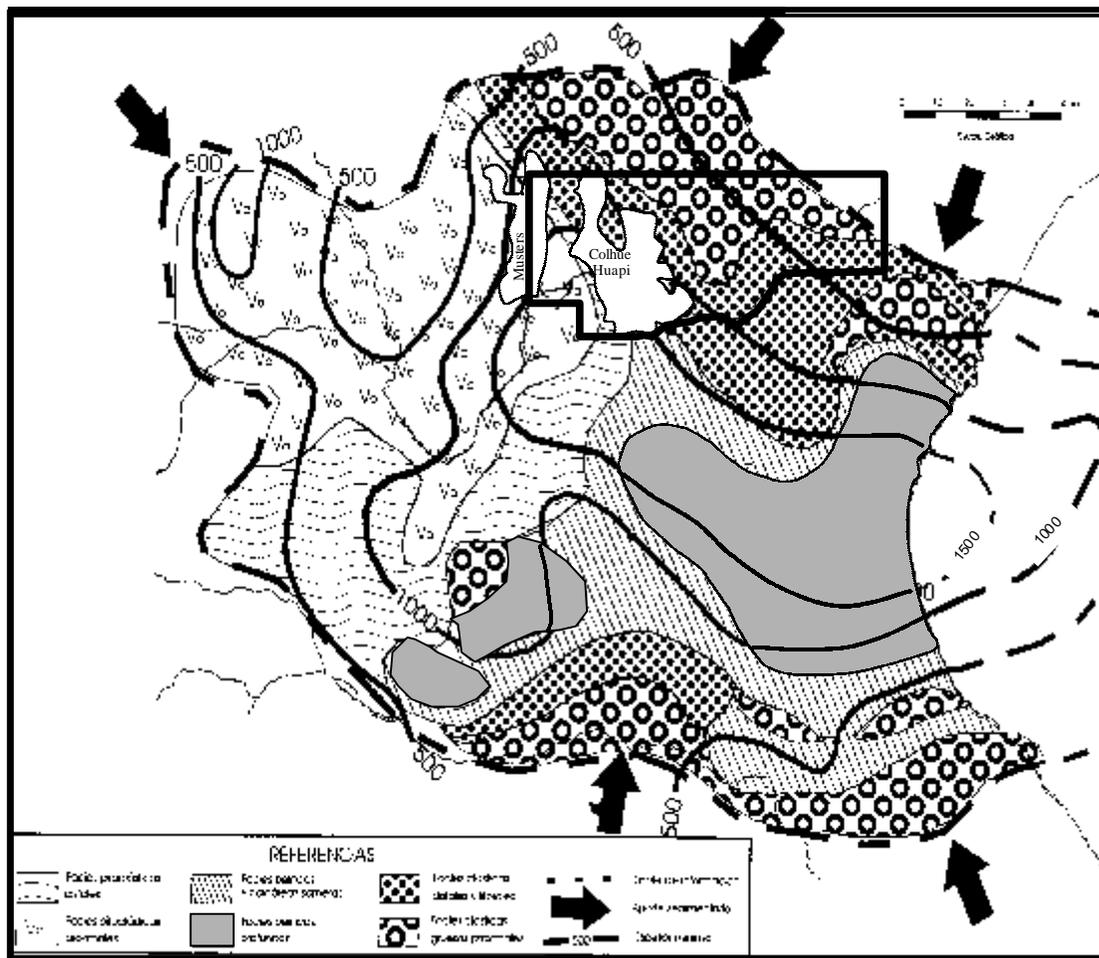


Figura 3. Facies lacustres dominantes en la Fm. D-129 según Merta 1974 (en Figari et al., 1999). Se recuadra el área de estudio, donde predominan clásticos gruesos proximales y piroclásticas.

Los petróleos del sistema D-129 (Yllañez et al., 1989; Villar et al., 1996; Figari et al., 1999), de tipo parafínico-nafténicos y/o asfálticos y ricos en compuestos NSO, portan la impronta molecular heredada del sistema lacustre salino-carbonático. Entre los atributos distintivos, se destaca su compleja composición mezcla, debida a reiterados eventos de expulsión y alteración que dieron lugar a crudos de muy variable densidad (10-35° API), de acuerdo a la maduración, intensidad de la biodegradación y a la proporción de petróleo liviano de generación tardía (Villar et al., 1996; Jalfin et al., 1999). En su patrón molecular, se destacan por su ubicuidad los hopanos desmetilados, identificados por primera vez en esta cuenca por Philp (1983), cuyo origen remite a una severa biodegradación que provocó el enriquecimiento en asfaltenos y compuestos NSO de los petróleos en etapas tempranas de evolución del sistema petrolero. El sistema D-129/Castillo o Mina del Carmen es comparable al sistema D-129/Bajo Barreal, pero se distingue por incluir petróleos térmicamente más maduros con biodegradación leve o nula.

Ambos sistemas D-129/Bajo Barreal y D-129/Mina del Carmen fueron efectivos en el sector sur del Área Colhue-Huapi, involucrando los yacimientos La Escondida-Cerro Tortuga y Las Flores (fig. 1).

Sistema de carga neocomiano

En los depósitos lacustres neocomianos de la Fm. Pozo Anticlinal Aguada Bandera-1 se preserva una moderada proporción de carbono orgánico ($1\% < \text{COT} < 3\%$), con materia orgánica soluble de alrededor de 1000 ppm y espesores locales de algunos cientos de metros (Peroni et al., 1995). Los picos S2 de pirólisis Rock-Eval alcanzan 10 mg HC/ g roca y los índices de hidrógeno son próximos a 400 mg (Laffitte, 1994 en Figari et al., 1999). La contribución biológica reconocida es una mezcla de restos vegetales terrestres y acuáticos, dando lugar a querógenos del tipo I y II. Con todo, los análisis de madurez térmica y pirólisis de esta unidad en distintos depocentros y a igual profundidad se muestran decididamente variables, en virtud de la evolución de los hemigrábenes y la subsidencia cretácico-neógena (Figari et al., 1997). En los análisis microscópicos resulta predominante la materia orgánica amorfa, asociada al palinomorfo *incertae-sedis Celyphus rallus*, probablemente relacionado con algas azul-verde de la familia Rivulariaceae, de ambiente lacustre, aguas de salinidad reducida y estratificadas. También se asocian *Cyclusphaera sp.*, *Balmeiopsis sp.* y *Foraminisporis sp.*, junto con abundante pirita indicadora de condiciones reductoras. Peroni et al. (1995) sugieren que las facies orgánicas *neocomianas* se habrían desarrollado en ambientes anóxicos profundos, medianamente salobres y bajo un régimen climático húmedo con reducidos contrastes estacionales.

Para zonas intermedias a marginales de la cuenca (i.e. actual tope del *Neocomiano* a 2500-3000 mbbp), el modelado crono-térmico del intervalo rico en querógeno indica un lapso de generación de más de 85 ma, desde el Cretácico medio a fines del Paleogeno (Peroni et al., 1995), es decir simultáneo con la depositación de los reservorios principales (Fms. Bajo Barreal y equivalentes). Las fangolitas de la F. Pozo Cerro Guadal-1 y del Complejo Volcánico Sedimentario (base del *Neocomiano*) presentan facies orgánicas menos ricas en materia orgánica. El querógeno predominante es del tipo III (aporte terrestre). De acuerdo a los rasgos particulares reconocidos en los hemigrábenes *neocomianos* del Flanco occidental (i.e. Río Mayo), cada uno de estos podría definir o funcionar como un sistema petrolero individual en razón de los rasgos que definen su evolución tectosedimentaria, historia de soterramiento, cocina y vías migratorias (Figari et al., 1997).

El sistema Aguada Bandera/Bajo Barreal generó hidrocarburos sólo reconocidos en el ámbito occidental de la cuenca, con acumulaciones de reducida magnitud (Figari et al., 1999; Laffitte et al., 2001). Si bien las rocas madre de ambos sistemas tienen un origen lacustre y comparten historias térmicas y de soterramiento semejantes, los patrones geoquímicos de los hidrocarburos asociados son diferenciables, habiéndose inclusive identificado una zona de mezcla de petróleos de ambas fuentes en el sector suroccidental de la cuenca (Figari et al., 1999; Laffitte et al., 2001).

Depocentros neocomianos en Colhue Huapi

La revisión de líneas sísmicas del Área Colhue-Huapi ha permitido reconocer la presencia de fosas pre-chubutianas de desarrollo local, contenidas en sustratos graníticos del Neopaleozoico (e.g. LA.x-2, Los Alazanes) o en el complejo volcánico-sedimentario mesojurásico o Gr. Lonco Trapial (e.g. RChN.x-1, Río Chico Norte).

De acuerdo con niveles evaluados de los tramos inferiores de los sondeos LA.x-2 (Los Alazanes: 1477-1569 m), LV.x-2 (Las Vacas: 1680-1770 m), RChN.x-1 (Río Chico Norte: 2690-3121 m) y EZ.x-1 (El Zanjón: 3019-3218 m), las facies dominantes en estos grábenes y hemigrábenes *neocomianos* son arcilitas y limolitas gris oscuras a verdosas, negras, algo calcáreas y con pirita, junto a areniscas finas de matriz tobácea y cemento calcáreo. También se reconocieron facies conglomerádicas finas y areniscas gruesas, y en menor proporción tobas claras finas en parte arenosas con ceolitas y tobas intercaladas.

El relleno contempla distintos tipos de depósitos aluviales y lacustres, siendo las facies centrales de los paleolagos las de mayor concentración de materia orgánica. En general, la elongación de las fosas es variable: E-O en el hemigraben de la zona LR.x-1 (Las Rosas) y LA 1 (Los Alazanes); y NNO-SSE en el graben del P.x-1 (Perca) y al oeste de PG.x-1 y PG.x-2 (Pampa de los Guanacos) bajo el lago Colhue-Huapi. Las dimensiones de los depocentros *neocomianos*, por otra parte, van desde unos pocos kilómetros de ancho (P.x-1, Perca) a más de 25 km (SS.es-1, Sierra Silva). El hemigraben de la zona LR.x-1 (Las Rosas) y LA.x-1 (Los Alazanes) mide 5 km de ancho, 14 km de largo y aproximadamente 500 m de espesor. Se desconocen, por el momento, las relaciones entre la orientación, tamaño y relleno de estas cubetas.

Geoquímica de roca generadora

A escala de cuenca, el buen contenido orgánico y rendimiento de pirólisis de las fangolitas lacustres de la Fm. Pozo Anticlinal Aguada Bandera-1 asegura un buen potencial generador de hidrocarburos líquidos. En posiciones distales de las cubetas, predomina un querógeno algal/amorfo (tipo I/II) y hacia los bordes adquiere características de generadora de gas debido al incremento de material terrestre. La Fm Pozo Cerro Guadal-1 presenta un contenido orgánico modesto a bajo y una importante participación de restos vegetales terrestres (querógeno tipo III). Para la Fm Pozo Los Alazanes-1, si bien no se cuenta con información suficiente, se estima un contenido orgánico similar al de la Fm Pozo Cerro Guadal-1 (Figari et al., 1999).

Al oeste del área estudiada, el pozo SS.es-1 detectó más de 1300 m de las Fms Pozo Cerro Guadal-1 y Pozo Anticlinal Aguada Bandera-1, con apreciable cantidad de materia orgánica en el rango de COT: 1.17 - 2.82 % (Exlog, 1992; Corelab, 1992). Los datos de pirólisis Rock-Eval denotan un querógeno de rendimiento reducido, por lo cual el mencionado intervalo estratigráfico sería principalmente generador de gas. Los valores de reflectancia señalan que la mitad superior del *Neocomiano* se encuentra en ventana de generación tardía de petróleo (1.0-1.3 de Ro%) y la mitad inferior en zona de generación de gases húmedos y condensado (>1.3 de Ro%).

En el pozo EZ.x-1 (El Zanjón: 3019-3196 m), el Neocomiano incluye materia orgánica sapropélica con participación de restos de algas de agua dulce del tipo *Celyphus rallus* (Seiler y Viña, 1997). En el sector occidental de la cuenca, la abundancia de esta variedad algal acompaña los mejores intervalos generadores de petróleo (Peroni et al., 1995; Figari et al., 1999). En el pozo RChN.x-1 (Río Chico Norte), Seiler y Viña (1997) reiteran la existencia de facies orgánicas sapropélicas en la Fm. Pozo Anticlinal Aguada Bandera-1 (2695-2790 m), con Índices de Alteración Térmica entre 2+ a 3-, correspondientes a los primeros estadios de la ventana de petróleo. En el pozo P.x-1 (1905-1908 m, Mbo. Pozo Los Alazanes-1 ?), posee buenos valores de riqueza orgánica (COT = 1.04 - 1.95%) y Ro equivalente de 0.6% , correspondiente al inicio de la ventana del petróleo (Exlog, 1992; Corelab, 1992).

Nuevos análisis de muestras de roca del pozo LV.x-2 (Las Vacas, 1692-1815 m) han detectado un tramo orgánicamente rico entre 1692 y 1815 mbbp, con regulares a altos valores de COT (0.56-2.63%). La pirólisis Rock-Eval (fig. 4) indica potenciales generadores estimados como regulares a buenos y un querógeno del tipo de II a II/III, medianamente evolucionado, con capacidad para generación de petróleo y gas. Los datos de Tmax e IP sugieren mayormente madurez térmica de ventana de petróleo. Las tres muestras analizadas microscópicamente presentan querógeno mixto amorfo / estructurado, confirmando las características interesantes de generación de petróleo / gas. La presencia de *Celyphus rallus* indica la facies lacustre típica del Neocomiano generador de la zona oeste de la Cuenca. Algunos restos ocasionales y mal preservados de algas del tipo *Botryococcus* apoyan un sistema lacustre de agua dulce a salobre. Su madurez térmica, inferida a partir de los valores de *Thermal Alteration Index* (TAI: 3- a 3-/(3)) y reflectancia de la vitrinita (Ro: 0.68-0.73%), es de fase temprana de generación de hidrocarburos líquidos. Los datos de Ro guardan buena relación con los registros de Tmax de pirólisis (Fig. 4).

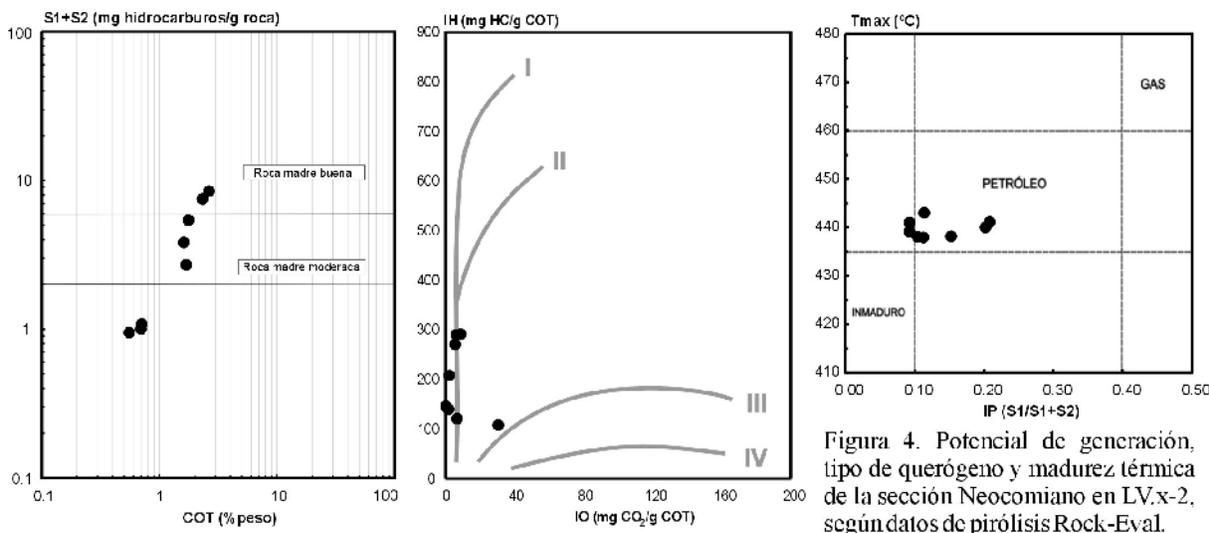


Figura 4. Potencial de generación, tipo de querógeno y madurez térmica de la sección Neocomiano en LV.x-2, según datos de pirólisis Rock-Eval.

Geoquímica de petróleos

Los antecedentes de estudios geoquímicos indicaban que todos los petróleos del área se habrían generado en la Fm. Pozo D-129, *i.e.* roca madre no marina depositada bajo condiciones carbonático-salinas, aporte variable de materia orgánica terrestre y de madurez térmica moderada. Sin embargo, en el pozo PG.x-2 (Pampa de los Guanacos) fue detectada una acumulación que sugería un roca generadora depositada en ambiente lacustre de agua dulce y con mayor madurez térmica (Zumberge y Brown, 1992).

Cuadro 1. Datos composicionales, cromatográficos y moleculares seleccionados de los cinco petróleos evaluados del área Colhue-Huapi.

Pozo	Reservorio	Composición				GC y GC-MS								
		API (°)	S (%peso)	SAT (%)	ARO (%)	NSO (%)	ASF (%)	Pr/Ph	Σ DMH ppm (m/z 177)	Tric C ₂₁ /C ₂₃ (m/z 191)	Tric/Hop (m/z 191)	C ₃₀ Diah (m/z 191)	St C ₂₇ /C ₂₉ (m/z 217)	Diast % (m/z 217)
EaLE-8	CR 899-905 m	15.5	0.146	37.7	13.9	42.2	6.2	1.6	1180	1.07	0.59	0.05	0.56	21.5
EaLE-25	CR 761.5/64-765/67 m	16.4	0.144	26.3	8.4	53.6	11.7	1.4	769	1.17	0.59	0.08	0.62	21.1
EaLE-32	CR 819.5/21-961.5/69.5 m	16.2	0.205	34.9	11.6	46.0	7.5	1.4	1172	0.99	0.61	0.05	0.57	22.0
ULF-1	CR aprox. 650 m	29.0	0.172	45.7	14.9	27.4	12.0	1.6	1122	1.03	0.76	0.07	0.54	23.9
EaLE.x-101	MC 1383/87 m	26.0	0.066	61.7	7.4	22.7	8.2	2.1	0	3.96	0.21	0.34	0.86	37.1

API: valor de densidad; **S:** azufre; **SAT:** Hidrocarburos saturados; **AR:** Hidrocarburos aromáticos; **NSO:** heterocomponentes de nitrógeno, azufre y oxígeno; **Pr/Ph:** cociente pristano/fitano; **Σ DMH:** cuantificación de C10-desmetilhopanos (25-norhopanos) en el fragmentograma de masas m/z 177; **Tric C₂₁/C₂₃:** cociente tricíclico C₂₁/ tricíclico C₂₃; **Tric/Hop:** cociente tricíclicos / hopanos; **C₃₀ Diah:** cociente C₃₀ diahopano / C₃₀ Hopano ; **St C₂₇ / C₂₉:** cociente esteranos C₂₇ / esteranos C₂₉; **Diast %:** Porcentaje de diasteranos.

CR: Comodoro Rivadavia; **MC:** Mina del Carmen; **GC y GC-MS:** Cromatografía de gases y cromatografía de gases - espectrometría de masas

Nuevas investigaciones sobre petróleos de Colhue-Huapi (Cuadro 1) indicaron la presencia de un fluido atípico almacenado en la Fm. Mina del Carmen superior del pozo Ea.LE.x-101 (Estancia La Escondida), ubicado al N del yacimiento Ea. La Escondida (fig. 1). Su comparación con otros cuatro petróleos de áreas aledañas a la zona de generación de la Fm. Pozo D-129 (pozos Ea.LE-8, Ea.LE-25, Ea.LE-32 de Estancia La Escondida y ULF-1 Las Flores), puso de manifiesto un considerable enriquecimiento en hidrocarburos saturados y sólo moderada cantidad de compuestos NSO y asfaltenos (fig. 5a). El cromatograma en fase gaseosa (Fig. 1) del petróleo Ea.LE.x-101 es diferente de las variantes conocidas de petróleos de la Fm. Pozo D-129, fundamentalmente por la conjunción del carácter fuertemente parafínico con leve predominio de

cadena con número de carbono impar, alta concentración absoluta de *n*-alcanos (fig. 5b) y concentración relativa de isoprenoides disminuida. En este contexto, la relación pristano/fitano del petróleo de Ea.LE.x-101 (2.1) es significativamente más elevada que la de los restantes petróleos (1.4-1.6). Tanto los datos composicionales como cromatográficos indican que el petróleo de Ea.LE.x-101 fue originado en una roca madre distinta de la que originó los otros cuatro petróleos. Aunque no presenta signos de degradación biológica, la fuerte caída de los componentes livianos menores de nC_{12} no parece un atributo original sino una pérdida por devolatilización derivada del muestreo y almacenamiento.

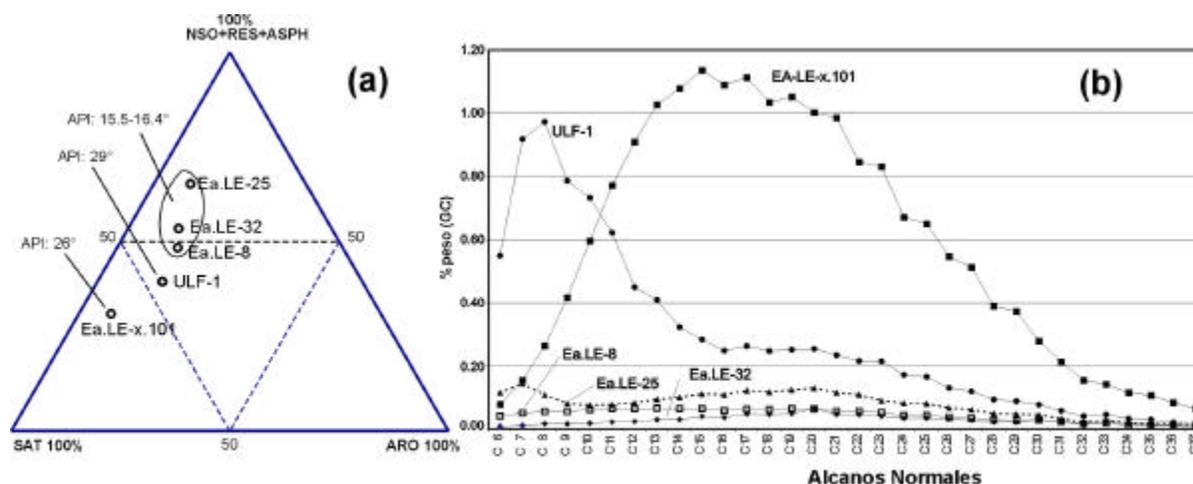


Figura 5. (a) Composición por grupo químico y (b) Cuantificación de *n*-parafinas mediante análisis cromatográfico en fase gaseosa, en los cinco petróleos estudiados.

Por su parte, los petróleos de Ea.LE-8, Ea.LE-25 y Ea.LE-32 (Estancia La Escondida) son comparables en cuanto a origen y eventos de alteración y mezcla. Los tres remiten a la roca madre típica, la Fm. Pozo D-129, denotando, además, abundante presencia de desmetilhopanos, biomarcadores característicos de biodegradación intensa (Peters y Moldowan, 1993, y las referencias allí incluidas). A partir de esta última característica, en petróleos con envoltorios cromatográficos alterados aunque todavía registrando cantidades significativas de *n*-parafinas, se colige un proceso de mezcla de al menos dos pulsos de carga del reservorio y biodegradación. Al igual que en la mayoría de las acumulaciones de la cuenca (Villar et al. 1996; Figari et al., 1999; Jalfin et al., 1999; Villar et al., 2000), se interpreta que el proceso de degradación biológica alteró severamente las propiedades primarias de los petróleos, rejuvenecidos luego por cargas frescas que enmascararon los efectos de la biodegradación original (*paleobiodegradación*). Los tres petróleos-mezcla sufrieron posteriormente nuevas alteraciones biodegradativas. Los bajos valores de densidad API (15.5-16.4°) y las fracciones asfáltica-heterocomponentes aumentadas son consistentes con estos sucesivos procesos de alteración.

La muestra de ULF-1 (Las Flores) reconoce un origen y un proceso paleobiodegradativo y de mezcla análogos a los de Ea.LE-8, Ea.LE-25 y Ea.LE-32 (Estancia La Escondida). Sin embargo, en este petróleo, la mezcla final no fue afectada por ulteriores alteraciones significativas. Su buen grado de preservación es consistente con una composición más rica en parafinas y una gravedad API (29.0°) marcadamente mayor. Desde el punto de vista molecular, los “fingerprints” de biomarcadores saturados (triterpanos: *m/z* 191; esteranos: *m/z* 217) del petróleo de Ea.LE.x-101 (Estancia La Escondida) son considerablemente diferentes de los que caracterizan a los petróleos de Ea.LE-8, Ea.LE-25, Ea.LE-32 y ULF-1 (fig. 6) derivados de las facies generadoras de la Fm. Pozo D-129. En efecto, la impronta del petróleo de Ea.LE.x-101 es compatible con la conocida para los petróleos genéticamente ligados a los sedimentos lacustres de agua dulce del Neocomiano en el Flanco Oeste, cuyo patrón geoquímico está detalladamente descrito en Figari et al. (1999) y se ha extendido también al Flanco Sur (Sylwan et al., 1998). Se asume que el petróleo Ea.LE.x-101 ha sido generado en secciones equivalentes presentes en el Área Colhue-Huapi.

Entre otros, los elementos diagnósticos distintivos del petróleo Ea.LE.x-101 son: proporciones comparables de C_{27} y C_{29} esteranos (26.7% y 30.9% de esteranos totales); comparativamente altas proporciones de diasteranos (37.1%); cociente $C_{19} + C_{20}$ tricíclicos / C_{23} tricíclico de 1.74; cociente C_{24} tetracíclico/ C_{26} tricíclicos de 0.97; fuerte predominio de hopanos (80.0%) frente a tricíclicos (C_{19} - C_{29} : 17.2%; C_{30} - C_{35} ~ 0.0%); alta concentración relativa del miembro C_{21} en la serie de tricíclicos (cociente C_{21}/C_{23} de 3.96); relativamente alto cociente C_{30} diahopano / C_{30} hopano (0.34); alto valor Ts/Tm (1.81), no vinculable a madurez térmica elevada. Por otro lado, la serie de 25-norhopanos no es detectable en el cromatograma de masas m/z 177 en el petróleo Ea.LE.x-101, lo cual implica ausencia de procesos biodegradativos antiguos como los identificados en los petróleos Ea.LE-8, Ea.LE-25, Ea.LE-32 y ULF-1, agregando un nuevo elemento diferenciador.

Los compuestos aromáticos de dos y tres anillos y de esteroides aromáticos (fig. 6) dieron soporte adicional a la caracterización provista por los biomarcadores de hidrocarburos saturados. Tanto las distribuciones de esteranos monoaromáticos (m/z 253) y de esteranos triaromáticos (m/z 231), como los naftalenos (m/z 156 y 170), fenantrenos (m/z 178, 192 y 206) y dibenzotiofenos (m/z 184, 198 y 212) presentan la impronta característica de la roca madre D-129 en Ea.LE-8, Ea.LE-25, Ea.LE-32 y ULF-1, diferenciada de la del petróleo Ea.LE.x-101, asignado a generación del Neocomiano. Por otro lado, tanto la evaluación de los índices de dimetilnaftaleno, trimetilnaftaleno y metilfenantreno como de los cocientes de esteroides, señalan niveles tempranos a moderados de madurez térmica.

CONCLUSIONES

El estudio geológico y las investigaciones geoquímicas presentadas en este trabajo aportan datos trascendentes sobre los sistemas petroleros del Área Colhue-Huapi, abriendo novedosas posibilidades exploratorias en amplios sectores de la Cuenca del Golfo San Jorge, en especial aquellos considerados marginales.

La alternativa de un sistema de carga originado en unidades pre-chubutianas estaba ya sugerida en pozos exploratorios por la existencia de facies propicias para la generación neocomiana y por las manifestaciones “anómalas” de hidrocarburos en zonas de limitada influencia de una cocina D-129. Tal posibilidad fue previamente reconocida en la vecina comarca de Manantiales Behr, donde secuencias neocomianas generadoras podrían haber contribuido a la formación de acumulaciones petrolíferas (Jalfin et al., 2001 y este congreso).

El petróleo del sondeo Ea.LE.x-101 (Estancia La Escondida), proveniente de un reservorio de la Fm. Mina del Carmen, representa el primer indicador geoquímico de hidrocarburos potencialmente originados en el *Neocomiano* o Grupo Las Heras, y por ende del denominado sistema petrolero *Neocomiano*/Mina del Carmen en el ámbito oriental de la cuenca.

Aunque aún restan evaluar varios componentes de este sistema petrolero, entre ellos sus vías migratorias, dimensiones de las cubetas, historia tectónica y de soterramiento, tiempos de expulsión, migración y acumulación, etc., es válido elaborar un esquema preliminar de sus características (fig. 7) que pueda servir como aproximación para su exploración futura.

El promisorio hallazgo de petróleo de origen atribuible al sub-chubutiano revitaliza la potencialidad hidrocarburífera de vastos sectores situados en franjas de borde de la cuenca. Los nuevos resultados geoquímicos reducen los riesgos exploratorios de dichas zonas debido a: *i*) la confirmada existencia de una cocina *neocomiana*, en donde la típica roca madre D-129 se encuentra composicionalmente desmejorada e inmadura, y *ii*) la presencia de acumulaciones comerciales de petróleo vinculables a dicha cocina.

La postulación de procesos de generación-entrapamiento de petróleos del Neocomiano en el ámbito oriental de la cuenca (Colhue-Huapi), en conjunción con los hallazgos de roca generadora neocomiana al sur del río Deseado (Sylwan et al., 1998) y el modelo de generación y carga propuesto por Jalfin et al. (2001 y este congreso) para Manantiales Behr, Diadema y Cañadón Perdido conllevan asimismo una significativa trascendencia respecto de la evolución geoquímica de los sectores centrales e intermedios. Cabe especular con que en lugares de la zona principal de yacimientos (Flancos Norte, Sur y Faja Plegada) donde existen depocentros lacustres neocomianos bien maduros podrían haberse generado hidrocarburos, actualmente solapados por y mezclados con los predominantemente originados en la Fm. Pozo D-129. Por ello, se sugiere

que los modelos geológico-geoquímicos deberían incorporar una etapa de generación hipotética en rocas del Grupo Las Heras donde se verifique la existencia de depocentros neocomianos.

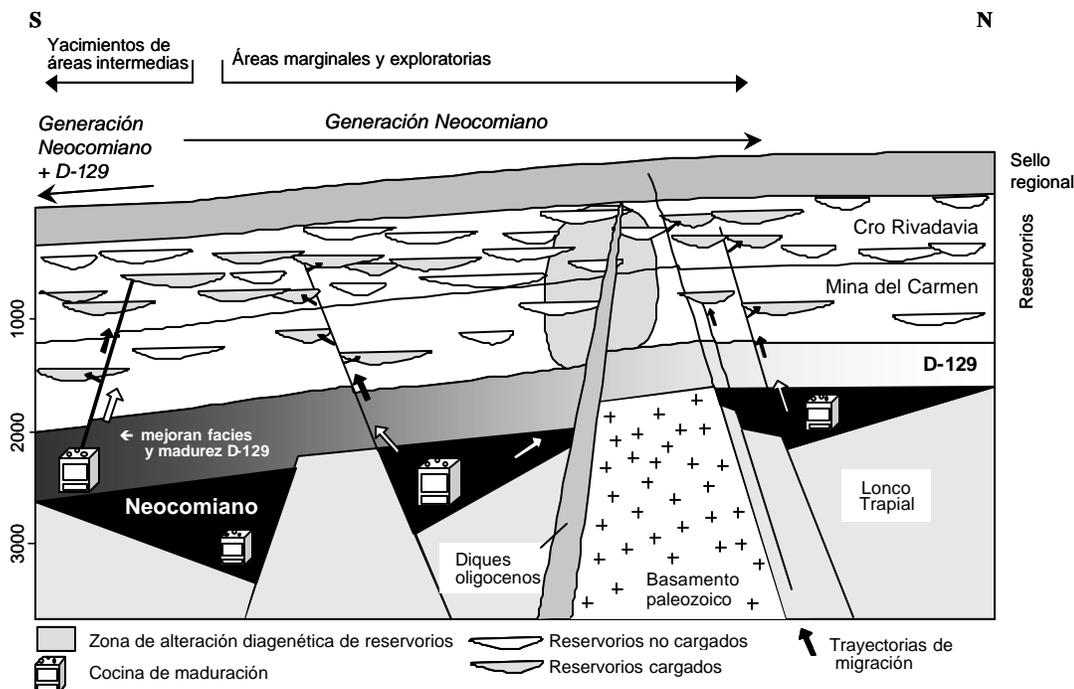


Figura 7. Esquema del sistema petrolero *Neocomiano/Mina del Carmen-Cro. Rivadavia* en el Área Colhue-Huapi.

Agradecimientos

A la empresa Colhue-Huapi S. A. por permitir la difusión de estos resultados, a Alberto Dorado por su colaboración en los estudios; y principalmente al Dr. Guillermo Jalfin (Repsol YPF) por brindar sus desinteresadas opiniones y experiencias, las cuales tuvieron un valor fundamental en la identificación y elaboración conceptual del nuevo sistema petrolero.

LISTA DE TRABAJOS CITADOS EN EL TEXTO

- Archangelsky, S., A. Baldoni, J.C. Gamero y J. Seiler. 1984. Palinología estratigráfica del Cretácico de Argentina austral. III Distribución de especies y conclusiones. *Ameghiniana*, 21: 15-33. Buenos Aires.
- Barcat, C., J. Cortiñas, V. Nevistic, H. Stach y H. Zucchi. 1984. Geología de la región comprendida entre los lagos Musters-Colhué Huapi y la Sierra Cuadrada, Departamentos Sarmiento y Paso de Indios, provincia del Chubut. 9° Cong. Geol. Arg., Actas 2: 263-282. San Carlos de Bariloche, Argentina.
- Barcat, C., J. Cortiñas, V. Nevistic y H. Zucchi, 1989. Cuenca Golfo San Jorge. En: *Cuencas Sedimentarias Argentinas*, Chebli W. y L. Spalletti (eds.). p. 319 - 345. Univ. Nac. Tucumán.
- Belloso, E. S. 1995. Cambios climáticos y ambientales en la Patagonia central durante el Terciario medio. *Boletín de Informaciones Petroleras*, 44: 50-83. Buenos Aires.
- Boll A., L. Chelotti, G.A. Laffitte y H.J. Villar, 2000. Petroleum habitat in the El Tordillo Field and adjacent areas, North Flank of the Golfo San Jorge Basin, Argentina: different opportunities for oil and gas

- emplazamiento. *Proceedings Seventh Latinamerican Congress on Organic Geochemistry* (Ed. by L.A.F. Trindade, A.C. Macedo y S.M. Barbanti), pp. 305-307. Foz do Iguacu, Brazil.
- Chebli, G., C. Nakayama, J.C. Sciutto y A. Serraiotto. 1976. Estratigrafía del Grupo Chubut en la región central de la provincia homónima. 7° Congreso Geológico Argentino, Actas 1: 375-392.
- Clavijo, R. 1986. Estratigrafía del Cretácico inferior en el sector occidental de la Cuenca del Golfo San Jorge. *Boletín de Informaciones Petroleras*, 9: 15-32. Buenos Aires.
- Core Laboratories, 1992. Vitritine Reflectance and Visual kerogen assessments. CBo.es-1, EL.x-2, SS.es-1, Px-1 wells. Informe inédito
- Cortiñas, J. 1984. Estratigrafía y facies del Jurásico entre Nueva Lubecka, Ferrarrotti y Cerro Colorado. Su relación con los depósitos coetáneos del Chubut central. 9° Congreso Geológico Argentino, Actas 2: 283-299.
- Exlog, 1992. TOC and Rock Eval pyrolysis results. CBo.es-1, EL.x-2, SS.es-1, Px-1 wells. Final Report. Inédito.
- Ferello, R. y P. Lesta. 1973. Acerca de la existencia de una dorsal interior en el sector central de la serranía de San Bernardo (Chubut). 5° Congreso Geológico Argentino, Actas 5: 19-26.
- Figari, E., M. Cid de la Paz y G. Laffitte, 1997. Modelos de hemigrábenes en el Neocomiano del sector occidental de la Cuenca del Golfo San Jorge, Argentina: sistemas petroleros, origen e inversión tectónica. *Boletín de Informaciones Petroleras*, 52: 5 – 17. Buenos Aires.
- Figari, E., G. Laffitte, P. Lafourcade, E. Strelkov, M. Cid de la Paz y H.J.Villar. 1999. Los sistemas petroleros de la Cuenca del Golfo San Jorge. IV° Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, 1: 197 - 237. Mar del Plata.
- Figari E., E. Strelkov, G. Laffitte, M.S. Cid De La Paz, S. F. Courtade, J. Celaya, A. Vottero, P. Lafourcade, R. Martinez y H. J. Villar, 2000. Petroleum systems in the Golfo San Jorge Basin, Argentina. *Proceedings 7th Latinamerican Congress Organic Geochemistry*, p. 53-55. Foz do Iguacu, Brazil.
- Fitzgerald, M., R. Mitchum Jr., M. A. Uliana y K. Biddle. 1990. Evolution of the San Jorge Basin. *American Association of Petroleum Geologists, Bulletin*, 74 (6) : 879 - 920.
- Hechem, J., Homovc, J y Figari E., 1993: Secuencias depositacionales en el Neocomiano del lago Fontana, Chubut, Argentina. XII Congreso Geológico Argentino y II Congreso de Exploración de Hidrocarburos, Actas II: 119-123. Mendoza, Argentina.
- Jalfin, G., E. Bellosi, J. Sanagua y H. Villar. 1999. Procesos múltiples de migración, alteración y mezcla de petróleos en la Cuenca del Golfo San Jorge, una evaluación geoquímica integrada. IV° Congreso Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Actas 1: 445-465. Mar del Plata, Argentina.
- Jalfin, G.A., G. A. Laffitte, E. S. Bellosi y H. J. Villar, 2001. Appraisal of the hydrocarbons charging histories and reservoir filling as exploration tool in mature areas: Manantiales Behr Oil Field, Northern Flank of the Golfo San Jorge Basin, Argentina. En: *American Association of Petroleum Geologists, Hedberg Conference "New Technologies and New Play Concepts in Latin America"*. Mendoza, Argentina.
- Laffitte, G.A., E. Figari y H.J. Villar, 2001. Geochemical patterns and hydrocarbon habitat of the Golfo San Jorge Basin, Argentina. En: *American Association of Petroleum Geologists, Hedberg Conference "New Technologies and New Play Concepts in Latin America"*. Mendoza, Argentina.
- Laffitte, G.A. y H.J. Villar, 1982. Poder reflector de la vitritina y madurez térmica: aplicación en el sector NO de la Cuenca del Golfo San Jorge. *Primer Congreso Nacional de Hidrocarburos, Trabajos Técnicos*: 171-182. Buenos Aires.
- Lesta, P., R. Ferrello y G. Chebli, 1980. Chubut extraandino. En: *Geología Regional Argentina*, 2: 1307-1387. Acad. Nac. Ciencias. Córdoba
- Page, R., A. Ardolino, R. Barrio, M. Franchi, A. Lizuain, S. Page y D. S. Nieto, 1999. Estratigrafía del Jurásico y Cretácico del Macizo de Somún Curá, provincias de Río Negro y Chubut. En: *Geología Argentina*, R. Caminos (ed). SEGEMAR, Anales 29: 460-488. Buenos Aires.
- Peroni, G., A. Hegedus, J. Cerdan, L. Legarreta, M. Uliana y G. Laffitte, 1995. Hydrocarbon accumulation in an inverted segment of the Andean Foreland: San Bernardo fold belt, Central Patagonia. En: *Petroleum Basins of South America*, Tankard A., R. Suárez y H. Welsnik (eds.). *American Association of Petroleum Geologists, Memoir*, 62: 403-419.
- Peters K.E y J.M. Moldowan, 1993. *The Biomarker Guide. Interpreting molecular fossils in petroleum and ancient sediments*. Prentice Hall, New Jersey, 363p.

- Petrarca, G. D. 1984. Subsistencia termal de la Cuenca del Golfo San Jorge. 9° Congreso Geológico Argentino, Actas 7: 117-123. San Carlos de Bariloche, Argentina.
- Philp, R.P., 1983: Correlation of crude oils from the San Jorge Basin, Argentina. *Geochimica and Cosmochimica Acta* 47: 267-275.
- Ramos, V. 1976. Estratigrafía de los Lagos La Plata y Fontana, provincia del Chubut. I Congreso Geológico Chileno, Actas I: A43-A64
- Rodríguez, J.F. y R. Littke, 2001. Petroleum generation and accumulation in the Golfo San Jorge Basin, Argentina: a basin modelling study. *Marine and Petroleum Geology*, 18 (9): 995-1028.
- Seiler, J. y F. Viña, 1997. Informes palinológicos de los pozos RChN.x-1 y EZ.x-1. Inédito.
- Storey, B. y T. Alabaster. 1991. Tectonomagmatic controls on Gondwana break-up: evidence from the proto-Pacific margin of Antarctica. *Tectonics*, 10: 1274-1288.
- Suarez, M. y R. De La Cruz. 2000. Tectonics in the eastern central Patagonian Cordillera (45°30´-47°30´). *Journal Geological Society*, 157 (5): 995-1001. London. UK
- Sylwan, C., 2001. Geology of the Golfo San Jorge basin, Argentina. *Journal of Iberian Geology*, 27: 123-158. Madrid, España.
- Sylwan, C., H. Villar y W. Dow, 1998. Neocomian source beds, future exploration play in the South Flank of the Golfo San Jorge Basin. American Association of Petroleum Geologists. International Conference and Exhibition, Río de Janeiro. p. 456-457. Republicado en 1999: IV Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Actas II: 963-966. Mar del Plata. Argentina.
- Uliana, M., K. Biddle y J. Cerdán. 1989. Mesozoic extension and the formation of Argentine sedimentary basins. En: Tankard A. y Balkwill H. (eds.) *Extensional tectonics and stratigraphy of the North Atlantic margins*. American Association of Petroleum Geologists, Memoir, 46: 599-613.
- Uliana, M. A. y L. Legarreta, 1999. Jurásico y Cretácico de la Cuenca del Golfo San Jorge. En: *Geología Argentina*, Caminos R. (ed.). Instituto de Geología y Recursos Naturales, Anales 29: 496 – 510. Buenos Aires.
- Uliana, M. A., L. Legarreta, G. Laffitte y H. Villar, 1999. Estratigrafía y geoquímica de las facies generadoras de hidrocarburos en las cuencas petrolíferas de Argentina. IV° Congreso Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, 1: 1-61. Mar del Plata.
- Vallati, P. 1996. Palynology of Pozo D-129 Formation in the San Jorge Gulf Basin, Lower Cretaceous, Patagonia, Argentina. IUGS-IGCP Proy. N° 381 “South Atlantic Mesozoic Correlations”; SAMC News, 5: 66-67. Brasil.
- Villar H. J., C. Sylwan, A. Gutiérrez Pleimling, M. Miller, J. Castaño y W. Dow, 1996. Formación de petróleos pesados a partir de procesos de biodegradación y mezcla en el sistema petrolero Pozo D-129-Cañadón Seco, Flanco Sur de la Cuenca del Golfo San Jorge, Provincia de Santa Cruz, Argentina. XIII Congreso Geológico Argentino y III Congreso Exploración Hidrocarburos, 1: 45-60. Buenos Aires.
- Villar H. J., G. A. Jalfin, E. S. Bellosi y G.A. Laffitte, 2000. Oil biodegradation in the Golfo San Jorge Basin, Argentina. *Proceedings 7th Latinamerican Congress Organic Geochemistry*, p. 17-19. Brazil.
- Yllañez, E., Di Lena, J. y Marchese H., 1989: Evaluación geoquímica de petróleos y rocas generadoras en la Cuenca del Golfo San Jorge. 1° Congreso de Exploración de Hidrocarburos, Actas 2: 1127-1157.
- Zumberge, J y S. Brown, 1992. Geochemistry and oil correlation of Northern San Jorge Basin crude oils, Argentina. Geomark Research Inc. Informe inédito.