

FAMILIAS GENÉTICAS, HÁBITAT Y MIGRACIÓN DE HIDROCARBUROS EN EL DISTRITO CASA DE PIEDRA, EXTREMO ORIENTAL DE LA CUENCA NEUQUINA. RÍO NEGRO Y LA PAMPA, ARGENTINA

Carlos E. Cruz¹, Marcelo F. Santiago², Alejandro Cangini³, Héctor J. Villar⁴

1: CG7 Petroleum, Buenos Aires, Argentina. carlos@cg7petroleum.com.ar

2: Americas Petrogas Argentina, Buenos Aires, Argentina. santiago@americaspetrogas.com

3: CGC – Unitec, Buenos Aires, Argentina. alejandro_cangini@cgc.com

4: GeoLab Sur, Buenos Aires, Argentina. hector.villar@geolabsur.com

Palabras clave: Cuenca Neuquina, extremo oriental, familias genéticas, hábitat y migración de hidrocarburos

ABSTRACT

Hydrocarbon genetic families, habitat and migration in the Casa de Piedra District, Eastern margin of the Neuquén Basin. Río Negro and La Pampa, Argentina

The Casa de Piedra District, located in the southeastern portion of the Catriel Platform, has been defined according to distinctive geologic, hydrocarbon charge and field size distribution characteristics. Geochemical analyses of 16 gas and 40 oil samples have allowed to determine that the majority of the hydrocarbons discovered and developed throughout the last decade, may be assigned to three hydrocarbon genetic families, being one of them the predominant in the district. At the same time, two areas in the Catriel Platform were differentiated, one with a dominance of Vaca Muerta Fm generated hydrocarbons and the other one with Los Molles Fm sourced hydrocarbons. There is a Transition Zone between the two areas where both charge systems coexist in different reservoir levels. A hypothesis is proposed to explain such charge preference.

This innovative interpretation challenges the paradigm that calls for hydrocarbons in this part of the basin to be dominantly sourced by Vaca Muerta Fm and moves forward to the analysis of the interaction of the two principal source systems in the Neuquén Basin. Different migration pathways and carrier alternatives are discussed, while questioning the extensive preservation time in the traps associated to the proposed hypothesis. Alternative local Los Molles Fm kitchens related to half-grabens infill near the area are proposed to explain the difference in Los Molles Fm hydrocarbons families.

Deepening of geological, geophysical and geochemical studies in the region may further elucidate this new work hypothesis, as well as potentially define new exploration patterns to increase hydrocarbon reserves in the region.

INTRODUCCIÓN

La región de la Cuenca Neuquina que comprende el trabajo que se presenta en esta publicación abarca un área cercana a los 4,000 km², y se desarrolla al Este-Sudeste de una franja difusa que se extiende desde El Medanita al Sur del Área Agua Salada. Esta zona se caracteriza por una delgada

cubierta sedimentaria -que no supera los 2,000 m de espesor- y por haber tenido, sobre todo en los últimos años, una cantidad importante de descubrimientos en reservorios someros, el 90% de los cuales son muy pequeños o acumulaciones mono-pozo. Estas características generales y otras que se describirán más adelante, relacionadas a los sistemas petroleros, definen el distrito Casa de Piedra –en el sentido de Legarreta *et al.* (2008)– que se ubica en el extremo oriental de la Cuenca Neuquina y que se representa por un polígono trapezoidal en la Figura 1.

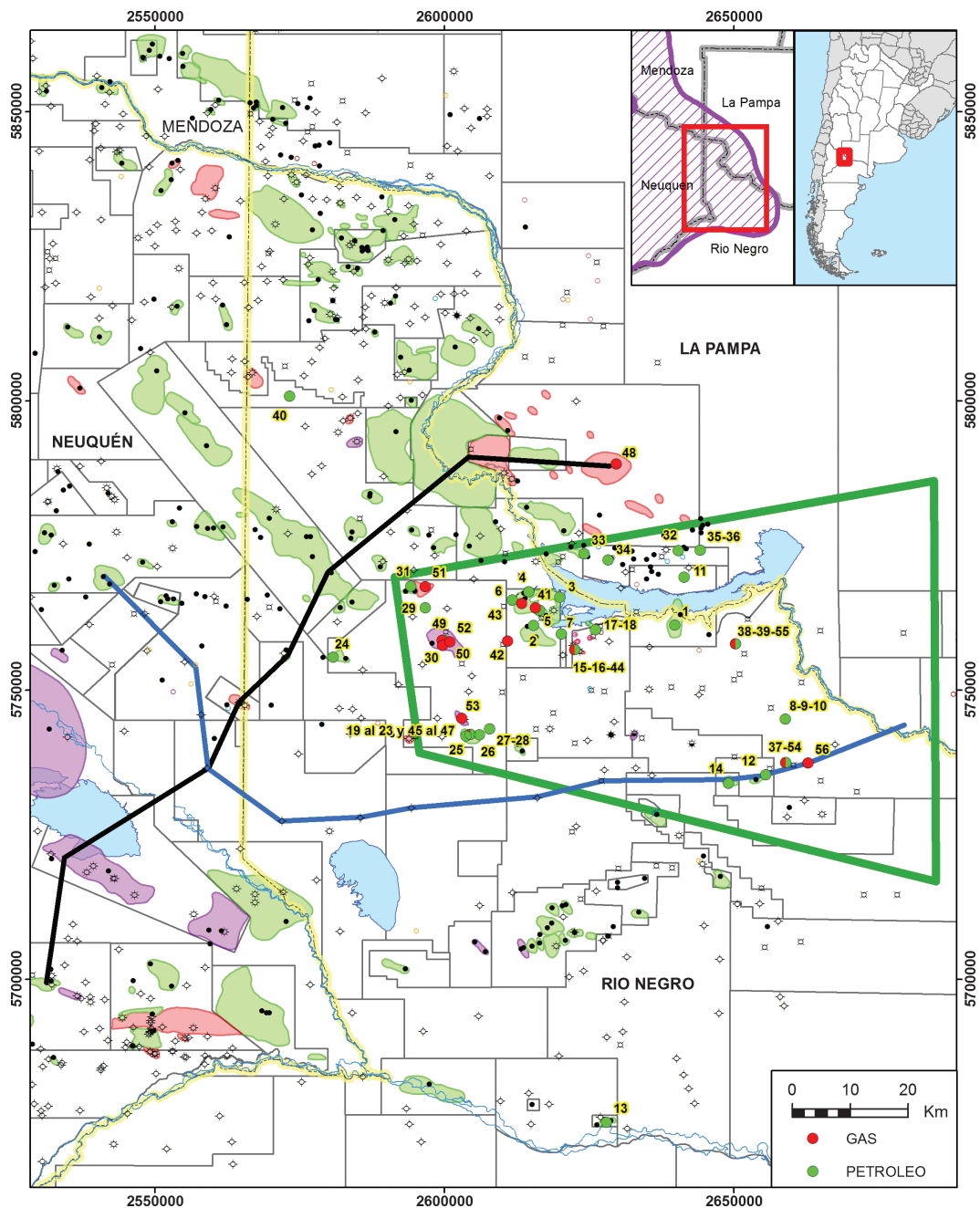


Figura 1. Mapa de ubicación de muestras de gas y petróleo analizadas. El polígono representa la zona de estudio denominada Distrito Casa de Piedra. El Corte Estratigráfico O-E (línea azul) se representa en la Figura 17 y el Corte Estratigráfico SO-NE (línea negra) en la Figura 18.

Cuadro 1. Muestras de petróleo y gas analizadas.

N°	Área	Pozo	Reservorio
1	Rinconada	R.a-1001 (Rinconada)	Tordillo – Petróleo
2	Puesto Morales	PMS.a-17 (Puesto Morales Sur)	Loma Montosa – Petróleo
3	Puesto Morales	PMN.x-1028 (Puesto Morales Norte)	Centenario – Petróleo
4	Puesto Morales	PMN.x-1003 (Puesto Morales Norte)	Tordillo – Petróleo
5	Puesto Morales	PMN.x-1002 (Puesto Morales Norte)	Tordillo – Petróleo
6	Puesto Morales	PMN.x-1006 (Puesto Morales Norte)	Loma Montosa – Petróleo
7	Puesto Morales	PME.x-1002 (Puesto Morales Este)	Loma Montosa – Petróleo
8	Vaca Mahuida	VM.x-2007 (Vaca Mahuida)	Centenario – Petróleo
9	Vaca Mahuida	VM.x-2007 (Vaca Mahuida)	Centenario – Petróleo
10	Vaca Mahuida	VM.x-2007 (Vaca Mahuida)	Centenario – Petróleo
11	Rinconada Norte	RN.x-1002 (Rinconada Norte)	Precuyo – Petróleo
12	Blanco de los Olivos	M.x-101 (Manzanillas)	Centenario – Petróleo
13	General Roca	GR.x-6 (General Roca)	Loma Montosa – Petróleo
14	Puesto Survelin	PS.x-1 (Puesto Survelin)	Centenario – Petróleo
15	Angostura	ALH.x-1 (Alto Las Hormigas)	Loma Montosa – Petróleo
16	Angostura	ALH.x-1 (Alto Las Hormigas)	Loma Montosa – Petróleo
17	Angostura	LM.x-1 (Las Moras)	Loma Montosa – Petróleo
18	Angostura	LM.x-1 (Las Moras)	Loma Montosa – Petróleo
19*	Agua Salada	AdIS.x-1 (Aguada de los Indios Sur)	Loma Montosa – Petróleo
20*	Agua Salada	AdIS.x-1 (Aguada de los Indios Sur)	Tordillo – Petróleo
21*	Agua Salada	AdIS.x-1 (Aguada de los Indios Sur)	Cuyo Superior – Petróleo
22*	Agua Salada	AdIS.x-1 (Aguada de los Indios Sur)	Cuyo Inferior – Petróleo
23*	Agua Salada	AdIS.x-1 (Aguada de los Indios Sur)	Cuyo Inferior – Petróleo
24*	Agua Salada	BLC.x-1 (Bajo Los Cajones)	Tordillo – Petróleo
25*	Agua Salada	AdIS.a-2 (Aguada de los Indios Sur)	Cuyo Inferior – Petróleo
26*	Agua Salada	AdIS.a-3 (Aguada de los Indios Sur)	Cuyo Inferior – Petróleo
27*	Agua Salada	LA.x-1 (Loma Azul)	Cuyo Inferior – Petróleo
28*	Agua Salada	LA.x-1 (Loma Azul)	Precuyo – Petróleo
29*	Agua Salada	LBSe.x-1001 (La Barda Sudeste)	Cuyo Superior – Petróleo
30*	Agua Salada	LJ-1020 (La Jarilla)	Cuyo Superior – Petróleo
31*	Agua Salada	LB-1005 (La Barda)	Tordillo – Petróleo
32	Medanito Sur	EC.x-1 (El Caldén)	Precuyo – Petróleo
33	Medanito Sur	EP.x-1 (El Puma)	Precuyo – Petróleo
34	Medanito Sur	EJ.x-1 (El Jabali)	Precuyo – Petróleo
35	Medanito Sur	Ay.x-1 (Ayelén)	Loma Montosa – Petróleo
36	Medanito Sur	Ay.x-1 (Ayelén)	Precuyo – Petróleo
37	Vaca Mahuida	VM.x-2014 (Vaca Mahuida)	Loma Montosa – Petróleo
38	Vaca Mahuida	LFe.x-1 (Los Fenicios)	Tordillo – Petróleo
39	Vaca Mahuida	LFe.x-1 (Los Fenicios)	Centenario – Petróleo
40	Catriel Viejo Sur	CVS.x-1 (Catriel Viejo Sur)	Tordillo – Petróleo
41	Puesto Morales	PMN.x-1 (Puesto Morales Norte)	Loma Montosa – Gas
42	Puesto Morales	PMO.x-1001 (Puesto Morales Oeste)	Loma Montosa – Gas
43	Puesto Morales	PMN.a-1050 (Puesto Morales Norte)	Tordillo – Gas
44	Angostura	ALH.x-1 (Alto Las Hormigas)	Loma Montosa – Gas
45*	Agua Salada	AdIS.x-1 (Aguada de los Indios Sur)	Cuyo Inferior – Gas
46*	Agua Salada	AdIS.x-1 (Aguada de los Indios Sur)	Cuyo Superior – Gas
47*	Agua Salada	AdIS.x-1 (Aguada de los Indios Sur)	Loma Montosa – Gas
48	El Medanito	EM-2026 (El Medanito)	Centenario – Gas
49*	Agua Salada	LJ.x-1 (La Jarilla)	Loma Montosa – Gas
50*	Agua Salada	LJ-1001 (La Jarilla)	Loma Montosa – Gas
51*	Agua Salada	LB.x-1001 (La Barda)	Tordillo – Gas
52*	Agua Salada	LJ.a-6 (La Jarilla)	Loma Montosa – Gas
53*	Agua Salada	AdI.x-1 (Aguada de los Indios)	Cuyo Superior – Gas
54	Vaca Mahuida	VM.x-2014 (Vaca Mahuida)	Centenario – Gas
55	Vaca Mahuida	LFe.x-1 (Los Fenicios)	Centenario – Gas
56	Vaca Mahuida	LGr.x-1 (Los Griegos)	Tordillo – Gas

La información geoquímica de las muestras con símbolo * fueron publicadas en Mosquera *et al.* (2008).

La zona de interés de este trabajo, cuyo límite occidental presenta una leve superposición con el área de estudio de la publicación de Cruz *et al.* (2002), donde se comparan los sistemas de carga de Los Molles y Vaca Muerta, tiene importantes yacimientos cercanos, como Charco Bayo–Piedras Blancas, 25 de Mayo–Medanito SE, Tapera de Avendaño y Jagüel de Los Machos al Norte o el Complejo Loma Negra y el tren Estancia Vieja–Puesto Prado al Sur.

El análisis geoquímico de 16 muestras de gas y 40 de petróleo (Cuadro 1), parte de las cuales fueron presentadas por Mosquera *et al.* (2008), ha permitido determinar la filiación genética de la mayoría de los hidrocarburos descubiertos y desarrollados en la última década en esta porción de la cuenca, y así poder ampliar las propuestas de estilo de migración de Cruz *et al.* (2002) y Mosquera *et al.* (2008, 2009).

No se analizarán ni discutirán en este trabajo elementos de los distintos sistemas petroleros, ya vastamente tratados en esta región por Villar *et al.* (1993), Cruz *et al.* (2002), Villar *et al.* (2005), Legarreta *et al.* (2005), Legarreta *et al.* (2008) y los numerosos trabajos allí referidos.

Los objetivos de esta publicación son:

- 1.- Reforzar la propuesta de Mosquera *et al.* (2008) sobre la existencia, dentro de la Formación Los Molles, de una sección generadora con características geoquímicas definidas y distintivas, denominada en ese trabajo Los Molles 2.
- 2.- Discutir sobre una migración lateral y extensa para los hidrocarburos generados en la sección denominada Los Molles 2.
- 3.- Analizar las razones de la existencia de zonas preferenciales de carga para Los Molles y para Vaca Muerta en la zona de estudio.

GEOLOGÍA REGIONAL

La zona de análisis se ubica en la porción sudoriental del ambiente geológico de la Plataforma de Catriel (Hogg, 1993), como así también dentro del llamado Distrito Productivo Catriel, en el sentido de Legarreta *et al.* (2008). A los efectos de la ubicación temporal y desarrollo de las distintas secuencias estratigráficas (Figura 2), se han seguido las propuestas de Legarreta y Gulisano (1989), Gulisano y Gutiérrez Pleimling (1994) y Legarreta y Uliana (1996).

La Plataforma de Catriel presenta una cobertura sedimentaria, en general, relativamente delgada, en torno a los 2,000 m de espesor, disminuyendo hacia el Este y Noreste. El estilo estructural se caracteriza por un suave relieve estructural con fallas distensivas y movimientos relativos de bloques del basamento, anticlinales tipo rollover y cierres contra falla. Estas estructuras mantuvieron actividad durante buena parte de la historia de la cuenca, ejerciendo un cierto control en el registro

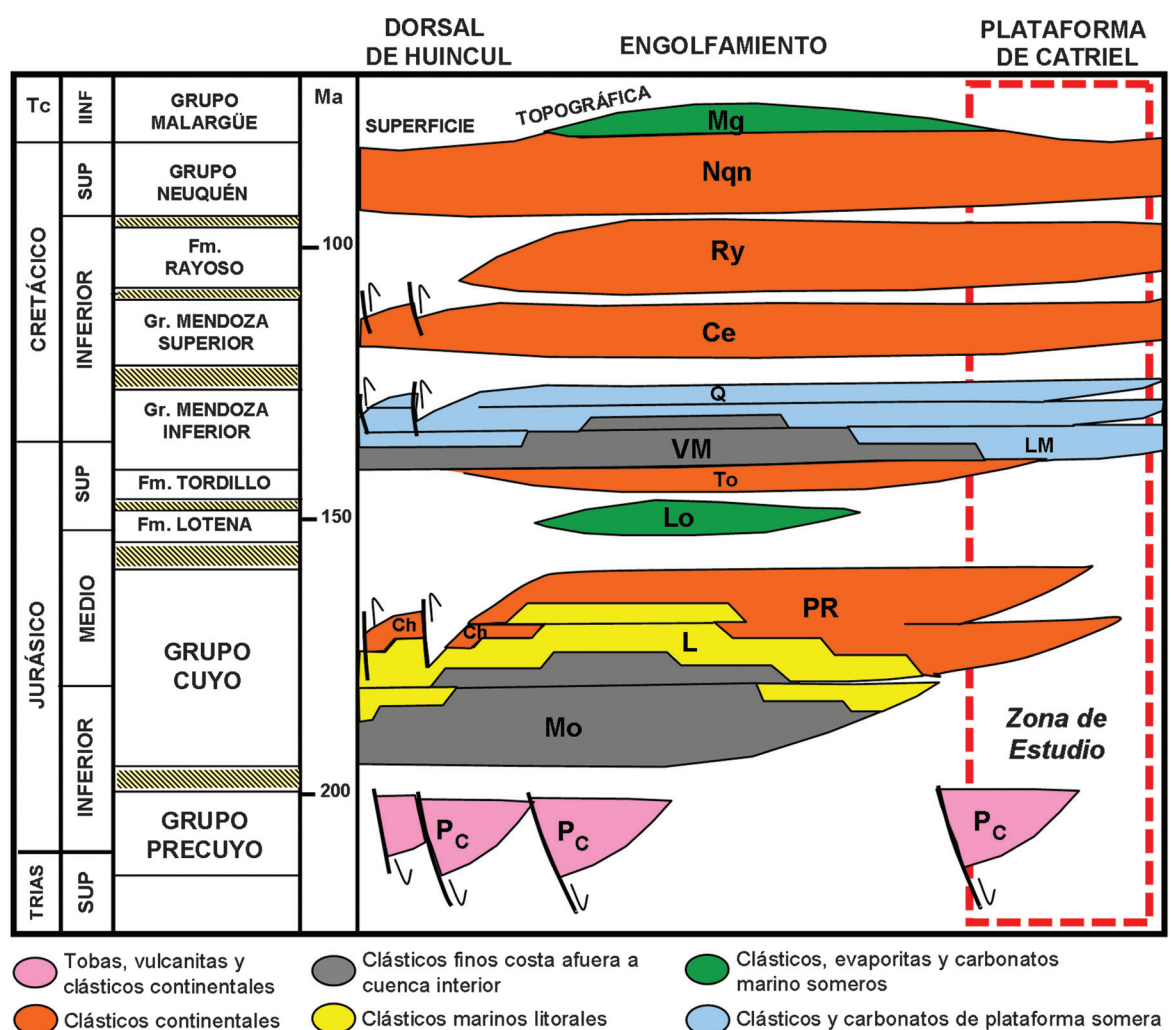


Figura 2. Cuadro cronoestratigráfico. Adaptado de Cruz *et al.* (2002).

sedimentario, tanto en espesores como en distribución de facies (Legarreta *et al.* 1999). Esos cambios sedimentarios, unidos al escaso soterramiento que permite preservar las buenas condiciones petrofísicas de los reservorios, generan en este sector de la cuenca condiciones favorables para el entrapamiento estratigráfico o combinado en estructuras de escaso tamaño.

Sin embargo, las condiciones favorables del Distrito Casa de Piedra no se reflejan en el tamaño de los yacimientos descubiertos hasta el momento. Sobre 31 acumulaciones de hidrocarburos, hay un solo yacimiento que supera los 25 mmboe, 2 de tamaño pequeño y los restantes 28 son muy pequeños o incluso de menor tamaño. El 54% de las reservas (EUR) corresponden a hidrocarburos líquidos y el resto es gas (Figura 3).

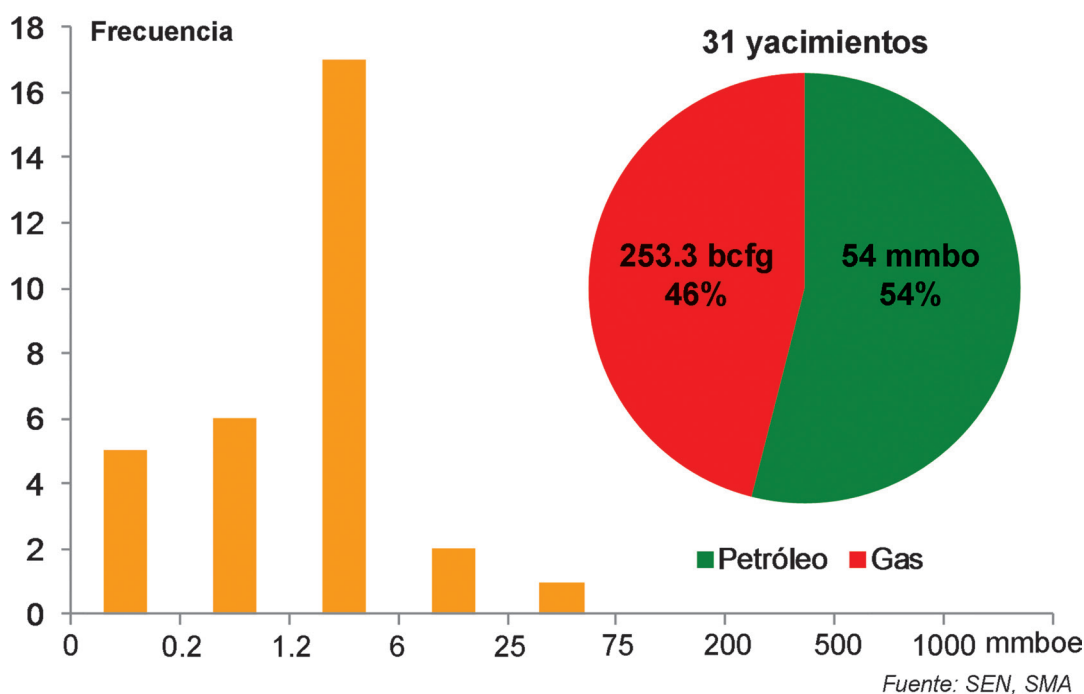


Figura 3. Distribución de tamaño de yacimientos y relación petróleo/gas en el distrito Casa de Piedra.

El sector Sudoeste de la zona de trabajo tiene en la Falla de Bajada Vidal (Vergani *et al.* 1995) un elemento estructural de gran importancia que ejerce una fuerte influencia en la columna sedimentaria de edad Triásico-Jurásico Temprano, representada por el Ciclo Precuyano y el Grupo Cuyo más bajo. Esta falla, que inclina al Sudoeste, está alineada y corresponde al mismo tren estructural del hemigraben invertido de Estancia Vieja (Vergani *et al.* 1995; Limeres *et al.* 2005) y también se alinea con el eje estructural positivo El Caracol-Charco Bayo (Digregorio y Uliana 1979), aunque en este último caso la falla del hemigraben tiene polaridad invertida.

Las principales rocas reservorio se encuentran en la Fm Tordillo (en el presente trabajo la Fm Tordillo se refiere indistintamente también a la Fm Sierras Blancas) y el conjunto Quintuco-Loma Montosa. La Fm Tordillo mantiene las características descriptas en el modelo paleoambiental propuesto por Arregui (1993) para el Engolfamiento Neuquino (Bracaccini 1970). Los reservorios del sistema Quintuco-Loma Montosa se presentan en diferentes facies, depositadas en un ambiente clástico-carbonático de alta energía (Carozzi *et al.* 1993) en conjuntos de parasecuencias prográdantes de nivel de mar alto. Estos sedimentos integran ciclos de somerización que se inician con barras conglomerádicas, correspondientes a Quintuco Basal, que gradan a facies de plataforma carbonática restringida, propia de un ambiente de planicie de mareas de baja energía. El sello lateral y vertical lo constituyen las facies evaporíticas de ambiente de sabkha. Las facies con mejores características petrofísicas corresponden a los grainstones dolomíticos y grainstones conglomerádicos esqueletales, con valores promedio de 18% de porosidad y 100 mD de permeabilidad (Carbone *et al.* 2001; Olmos *et al.* 2002). Otras rocas reservorio se encuentran en depósitos clásticos tobáceos

y vulcanitas del Precuyo (Marchese y Blocki 1981; Pángaro *et al.* 2002), en los conglomerados y areniscas conglomerádicas de braid-delta de la Fm Los Molles (Mosquera *et al.* 2008), en areniscas conglomerádicas de ambiente fluvial entrelazado y abanico aluvial distal de la Fm Punta Rosada, y en las areniscas de canales fluviales de mediana y alta sinuosidad de la Fm Centenario (Cabaleiro *et al.* 2002).

En la zona de trabajo no existen perforaciones que hayan registrado rocas madre probadas. El límite de las cocinas de las formaciones Los Molles y Vaca Muerta (Cruz *et al.* 2002) se encuentra a una distancia no menor a 10 km, por lo cual se infiere una migración lateral larga para cualquier acumulación de hidrocarburos generados por cualquiera de esos dos *pods*.

GEOQUÍMICA DEL PETRÓLEO

El estudio geoquímico incluyó 40 muestras de petróleo y 16 de gas. Sobre el total de los petróleos se aplicó un programa analítico básico a modo de *screening* que incluyó: determinación de la densidad API, contenido en azufre, isótopos de carbono de petróleo entero y cromatografía en fase gaseosa (GC) de alta resolución sobre los componentes C_4 - C_{41} . Sobre la base de los resultados obtenidos, se seleccionaron muestras representativas para fraccionamiento por grupo químico (hidrocarburos saturados, hidrocarburos aromáticos, componentes NSO+resinas, asfaltenos), análisis mediante cromatografía en fase gaseosa-espectrometría de masas (GCMS) de hidrocarburos saturados y aromáticos para evaluación de biomarcadores, y análisis isotópico de carbono de estas mismas fracciones. En cuanto a los gases, en todas las muestras se efectuó el análisis composicional molar tanto sobre hidrocarburos como no hidrocarburos, seguido del análisis isotópico de carbono sobre al menos C_1 a C_3 y, en la mayoría de las muestras, C_1 a C_5 , además del análisis isotópico de hidrógeno en metano.

En una primera etapa, los datos GC e isotópicos permitieron discriminar tres familias genéticas, subsidiariamente asociadas a distintos grupos de reservorios. Estas identidades fueron vinculadas a tres sistemas generadores y denominadas FMV por Familia Vaca Muerta, FLM-1 por Familia Los Molles 1, y FLM-2 por Familia Los Molles 2, en coincidencia con la propuesta de Mosquera *et al.* (2008, 2009).

La Figura 4 muestra tres trazas cromatográficas representativas de cada una de ellas; la Figura 5 presenta la caracterización en el típico diagrama de pristano/ nC_{17} versus fitano/ nC_{18} ; los diagramas de la Figuras 6a, 6b y 6c formalizan la diferenciación de las tres familias a partir de la evaluación de los hidrocarburos livianos mediante los parámetros de Halpern (1995), Mango (1994) y Thompson (1983), derivados del análisis cromatográfico. Finalmente, se documentan las improntas isotópicas $\delta^{13}C$ de petróleo entero confrontadas con los datos de pristano/fitano en la Figura 7a, y de las fracciones $C_{15}+$ de hidrocarburos saturados e hidrocarburos aromáticos en la

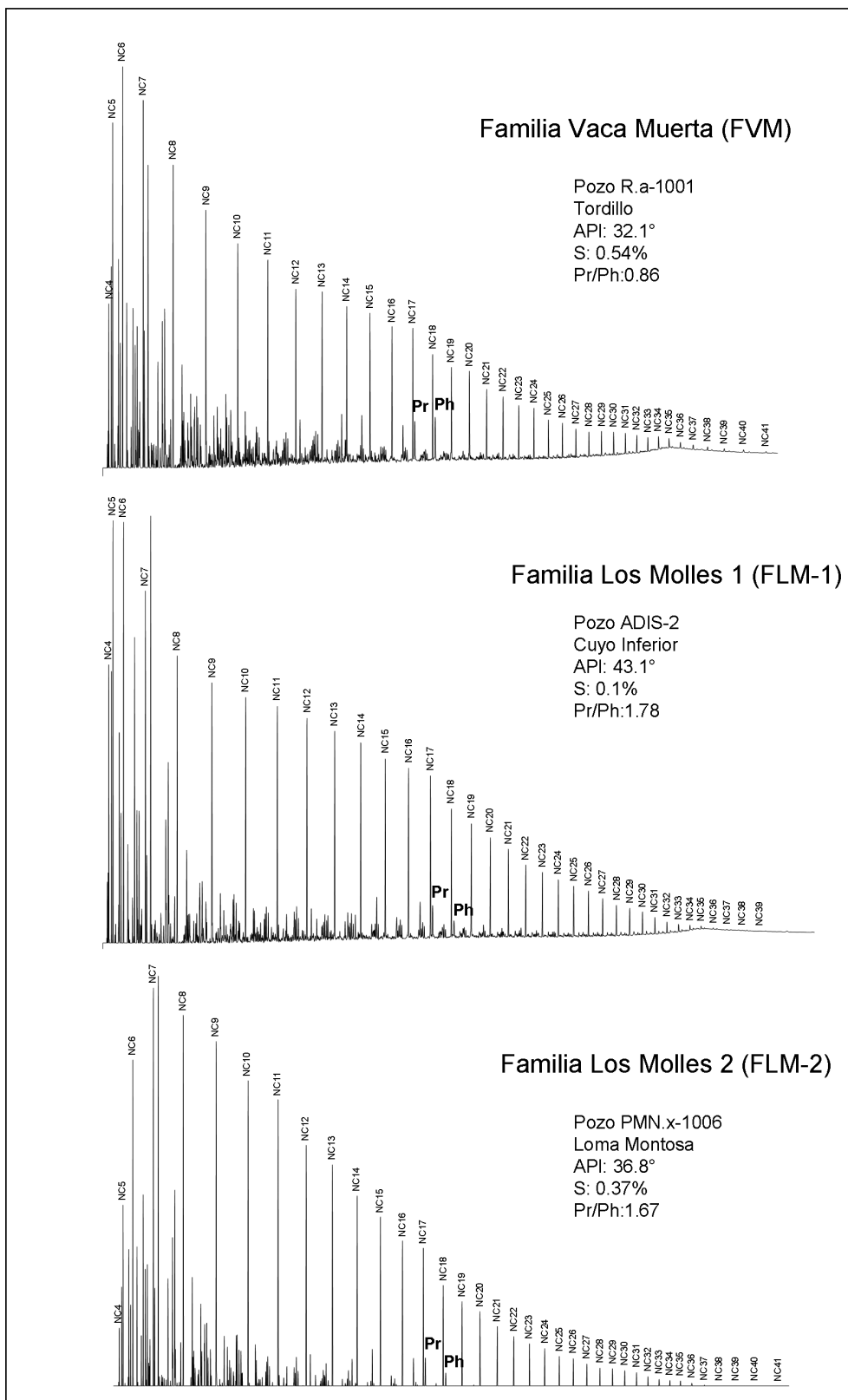


Figura 4. Trazas GC de tres petróleos representativos de las familias Vaca Muerta (FVM), Los Molles 1 (FLM-1) y Los Molles 2 (FLM-2) en el Distrito Casa de Piedra. Se incluyen sus valores de densidad API, contenidos de azufre (S %) y cocientes pristano/fitano (Pr/Ph).

Figura 7b (Sofer 1984).

Los petróleos de FVM remiten al bien conocido y probado sistema generador de la Fm Vaca Muerta en una amplia zona del Engolfamiento Neuquino a Plataforma de Catriel, documentado en numerosas publicaciones entre las que se mencionan Villar *et al.* (1993), Villar y Talukdar (1994), Cruz *et al.* (2002) y Villar *et al.* (2005). Se trata de petróleos intermedios a livianos, con contenidos en azufre moderados a ocasionalmente algo elevados, e hidrocarburos saturados también en un rango apenas moderado (Figuras 8a y 8b) genéticamente ligados al Vaca Muerta cuencal en transición a plataforma, con una nivel de madurez térmica medio, cercano a fase de pico de petróleo. Las acumulaciones se registran en los reservorios Loma Montosa, Centenario y Precuyo, con buena preservación de hidrocarburos.

El grupo de petróleos y condensados perteneciente a FLM-1 es el que en Mosquera *et al.* (2008, 2009) se describe como constituido por fluidos livianos a extremadamente livianos, genéticamente vinculados a una roca madre marina lutítica portando significativa influencia terrígena, depositada en ambiente suavemente reductor a subóxico, impronta típica descripta para la Fm Los Molles y sus petróleos en la Dorsal de Huincul (Cruz *et al.*, 1999; Legarreta *et al.* 1999; Cruz *et al.* 2002; Villar *et al.* 2005), única área donde la correlación estricta petróleo-roca madre ha sido fehacientemente probada para el sistema generador Los Molles. Los petróleos de FLM-1 exhiben niveles de maduración de fase tardía de la ventana del petróleo en transición a

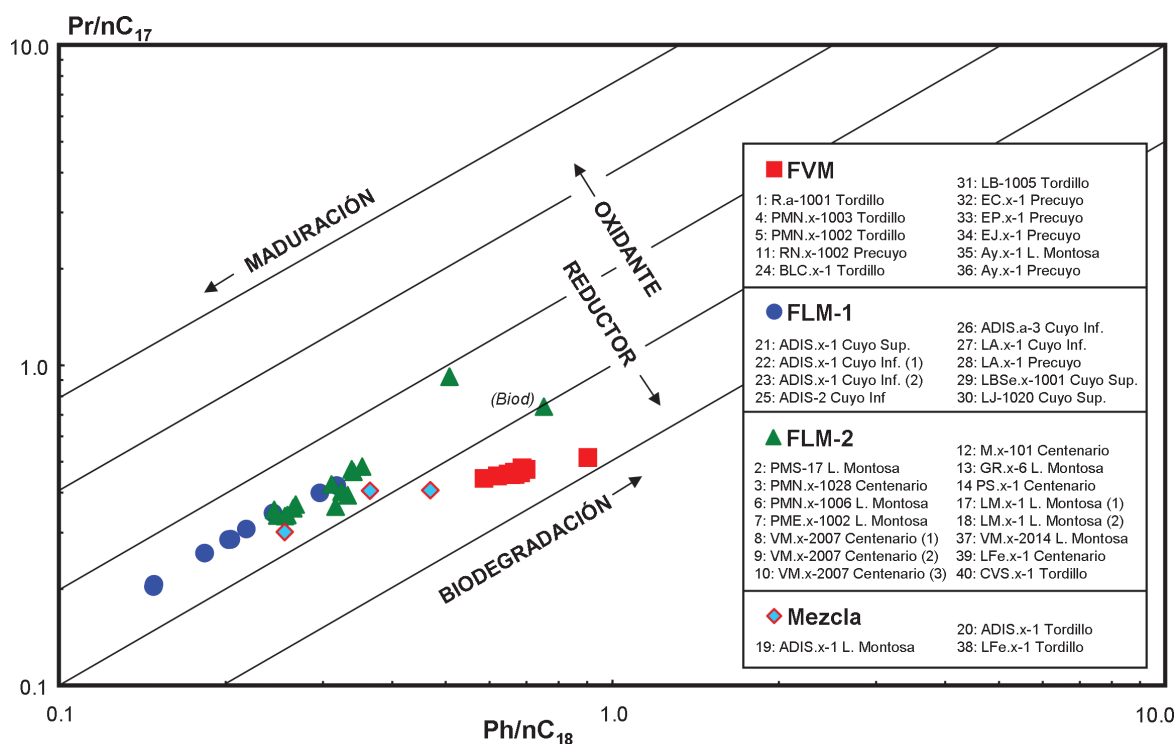


Figura 5. Cocientes pristano/ nC_{17} vs. fitano/ nC_{18} discriminando las familias de petróleos denominadas FVM, FLM-1 y FLM-2. Las identificaciones se refieren al listado del Cuadro 1.

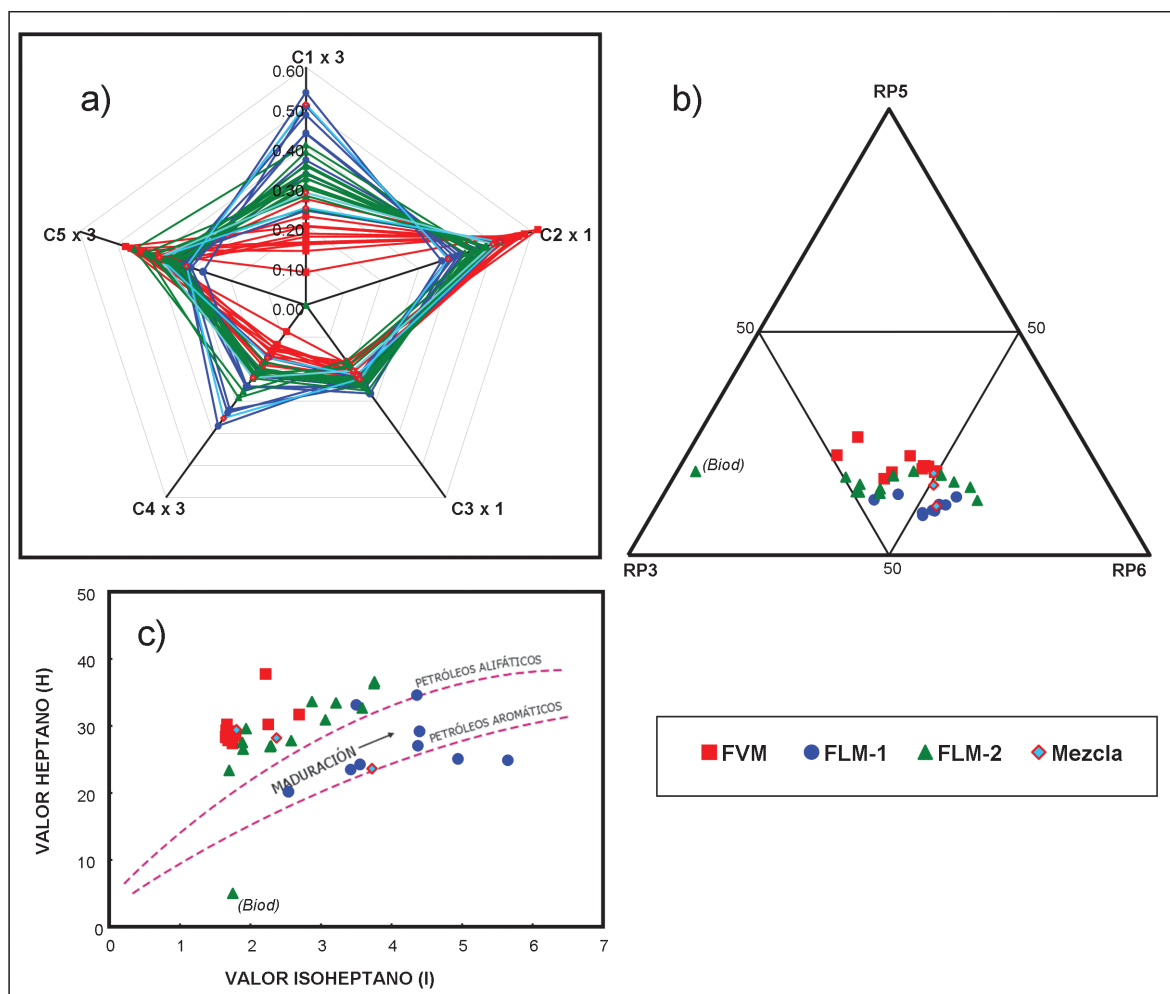


Figura 6. Parámetros de hidrocarburos livianos de a) Halpern, b) Mango y c) Thompson, caracterizando a FVM, FLM-1 y FLM-2 (Ver Figura 5 para las identificaciones).

gas-condensado, tienen buena preservación general y se han acumulado en reservorios cuyanos. Más allá de fuertes disimilitudes moleculares a nivel de biomarcadores (ver más abajo), los petróleos de FLM-1 presentan patrones cromatográficos (Figuras 5, 6a-c), improntas isotópicas (Figura 7a-b) y propiedades de composición global (Figura 8a-b) claramente diferentes de aquellos de FVM.

En cuanto a FLM-2, familia análoga a la de los petróleos documentados por Mosquera *et al.* (2008) como “fluidos atípicos” también originados en la Fm Los Molles, sus rasgos geoquímicos generales presentan puntos en común con los petróleos de FLM-1 pero también diferencias significativas. Se trata de petróleos intermedios a bien livianos, con tenores de azufre bajos-regulares (Figura 8a) y con participaciones promedio de hidrocarburos saturados marcadamente inferiores a las de FLM-1 (Figura 8b). A partir de las relaciones cromatográficas de pristano/ nC_{17} y fitano/ nC_{18} (Figura 5), estos petróleos comparten con FLM-1 la misma

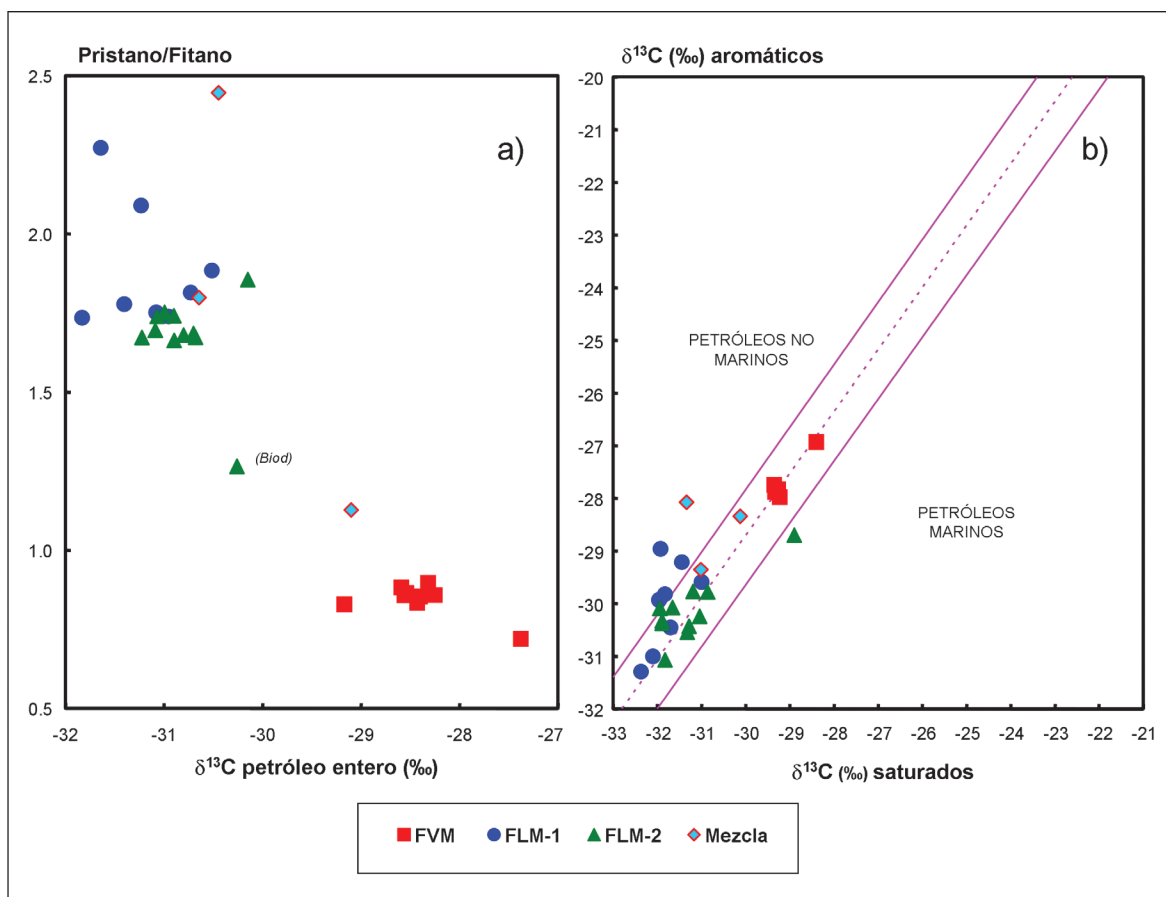


Figura 7. Caracterización de FVM, FLM-1 y FLM-2 (Ver Figura 5 para las identificaciones) a partir de a) cruce de cociente pristano/fitano vs $\delta^{13}\text{C}$ de petróleo entero y b) diagrama de Sofer (1984) de $\delta^{13}\text{C}$ de fracciones $\text{C}_{15}+$ de saturados vs aromáticos.

banda de tipo de roca madre y ambiente, pero con una madurez térmica aparentemente menor. Las relaciones pristano/fitano moderadamente altas, en su mayoría superiores a 1.65, también se emparentan con el rango determinado en FLM-1 y resultan consistentes con la marca terrígena de ambos grupos, contrastando con la marca acuática-anóxica de FVM (pristano/fitano menor a 0.9). Adicionalmente, ambos grupos FLM-1 y FLM-2 comparten un patrón isotópico signado por un carácter fuertemente negativo de los valores $\delta^{13}\text{C}$, tanto para petróleo entero (Figura 7a) como para las fracciones de saturados y aromáticos (Figura 7b), distinto de los petróleos de FVM. Desde el punto de vista cromatográfico, la diferenciación más notable entre FLM-1 y FLM-2 se da a nivel de los hidrocarburos livianos, ya que desde cualquiera de las aproximaciones clásicas de evaluación de parámetros (Halpern en la Figura 6a, Mango en la Figura 6b o Thompson en la Figura 6c), los petróleos denominados FLM-2 se segregan del grupo FLM-1, diferenciándose a su vez, en mayor o menor medida, de los petróleos de FVM.

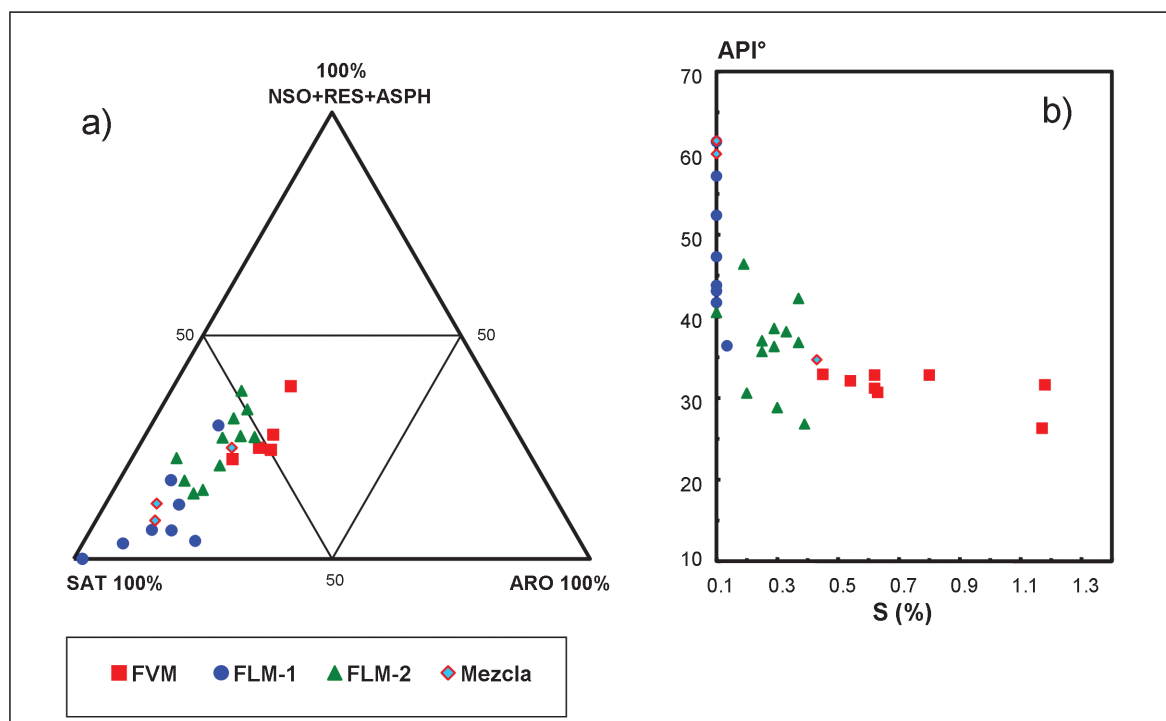


Figura 8. a) Composición por grupo químico y b) relaciones de densidad API° respecto de contenido de azufre en FVM, FLM-1 y FLM-2 (Ver Figura 5 para las identificaciones).

La madurez térmica de los petróleos FLM-2 es de difícil asignación. Mientras las distribuciones de biomarcadores señalan grados de maduración contrastadamente inferiores (ver más abajo), las propiedades composicionales generales y los perfiles cromatográficos apuntan a niveles intermedios a moderadamente avanzados, aunque en promedio menores a los bien avanzados de FLM-1. Sin embargo, los *fingerprints* moleculares de la fracción de biomarcadores se consideran afectados por fenómenos de contaminación-migración (Mosquera *et al.* 2008) y no se consideran representativos de la verdadera madurez de los petróleos. Esencialmente, sobre la base de los datos GC y composicionales, se adscribe una madurez tentativa de fase media a tardía de generación para los petróleos FLM-2. Se localizan preferentemente en reservorios de Centenario, Loma Montosa y Precuyo, con grados de preservación variables desde óptimos a regulares, ya que se han identificado algunos fluidos con procesos de alteración por biodegradación y lavado por agua en las acumulaciones más someras.

Fuera de las asignaciones a las familias FVM, FLM-1 y FLM-2, existen tres petróleos cuya filiación es ambigua y se han considerado en un grupo denominado genéricamente como “Mezcla”. Estos son los petróleos de ADIS.x-1 reservorio Loma Montosa, ADIS.x-1 reservorio Tordillo y LFe.x-1 reservorio Tordillo. Para estos fluidos, no se visualiza un conjunto consistente y homogéneo de datos que permita clasificarlos dentro de FVM, FLM-1 o FLM-2, como sí ocurre para el resto del *set* de muestras estudiadas. Además, tampoco se identifica un patrón de mezcla que

se exprese consistentemente en todos los niveles de evaluación, sino que las desviaciones pueden ocurrir con mayor o menor intensidad según se trate de datos GC, isotópicos o de biomarcadores. Por lo tanto, la categoría “Mezcla” debe considerarse como tentativa y muy posiblemente surgida de procesos de carga y contribuciones mixtas de distinta madurez que a la luz de los datos disponibles no se pueden desentrañar.

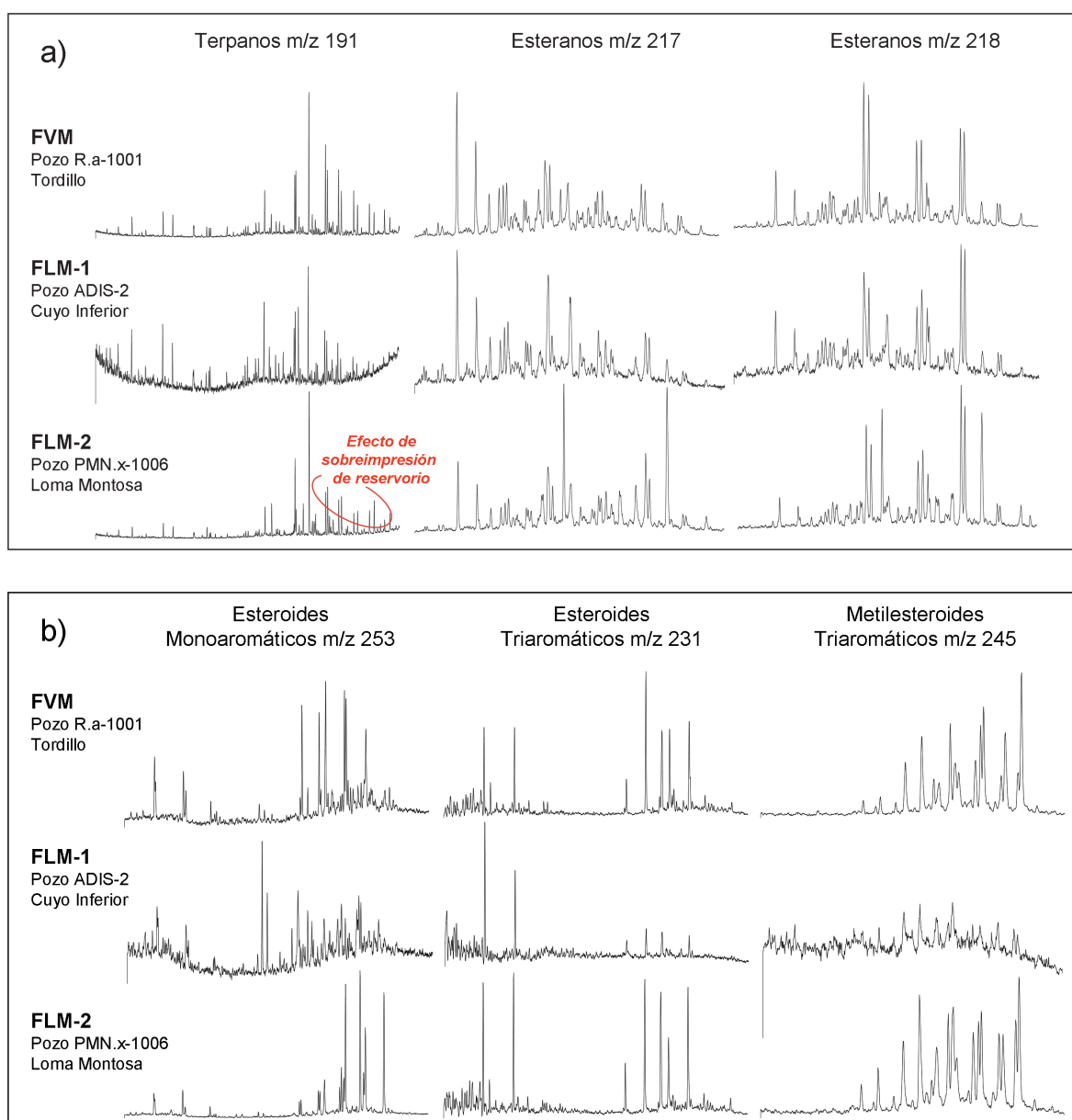


Figura 9. Cromatogramas de masa de petróleos representativos de FVM, FLM-1 y FLM-2. a) Terpanos (en color rojo se destaca la distribución de homohopanos afectada por procesos de sobreimpresión de reservorio) y esteranos; b) esteroides aromáticos.

Los datos GCMS de análisis de biomarcadores aportaron un aspecto adicional en la categorización de los grupos FVM, FLM-1 y FLM-2. Los cromatogramas de masa para terpanos y esteranos, y para esteroides aromáticos, representativos de las tres familias se muestran en las Figuras 9a y 9b, respectivamente, documentando las marcadas diferencias moleculares entre FVM, FLM-1 y FLM-2. Los diagramas triangulares de la Figura 10a, representando la distribución de esteranos C_{27} - C_{28} - C_{29} , y de la Figura 10b, representando la de esteroides triaromáticos (TAS) C_{26} - C_{27} - C_{28} , refuerza la discriminación genética Vaca Muerta vs. Los Molles, en los términos descriptos en Cruz *et al.* (2002) y Villar *et al.* (2005), por primera vez planteada por Mosquera *et al.* (2008) para zonas más allá del ámbito de la Dorsal de Huincul.

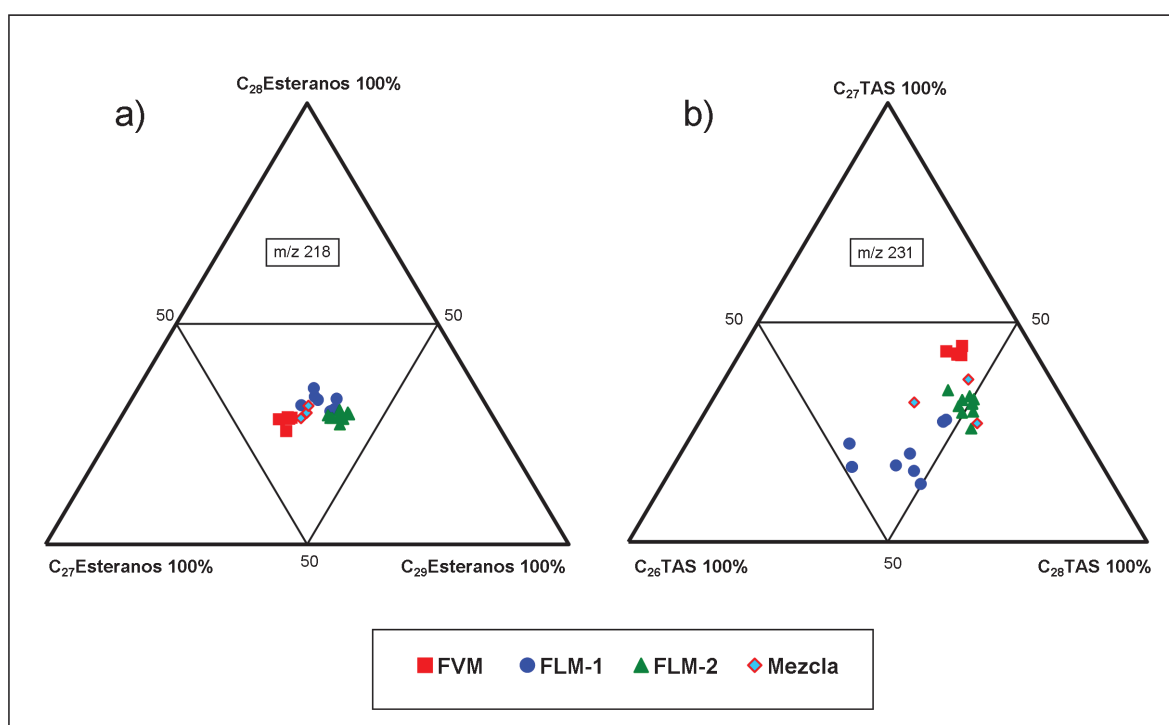


Figura 10. Caracterización de FVM, FLM-1 y FLM-2 (Ver Figura 5 para las identificaciones) a partir de a) distribución de esteranos C_{27} - C_{28} - C_{29} ; b) esteroides triaromáticos TAS C_{26} - C_{27} - C_{28} .

Diversas relaciones de biomarcadores organofacies-dependientes como los cocientes de terpanos tricíclicos C_{24}/C_{23} vs. C_{22}/C_{21} (Figura 11a) o de Diahopano/Hopano vs. Diasteranos/Esteranos (Figura 11b), entre otros, dan apoyo adicional a la tipificación molecular derivada de los compuestos esteroides.

Sin embargo, existe una particularidad en los petróleos de FLM-2, ya anticipada en la publicación de Mosquera *et al.* (2008): el universo de los petróleos de este grupo ha sufrido, en mayor o menor grado, un proceso conocido como “Migración-Contaminación” (Curiale 2002) o “sobreimpresión de reservorio” (*reservoir overprinting*, de acuerdo con Hughes y Dzou 1995), entre otras terminologías, que básicamente implica que el petróleo migrante o en el reservorio actúa como

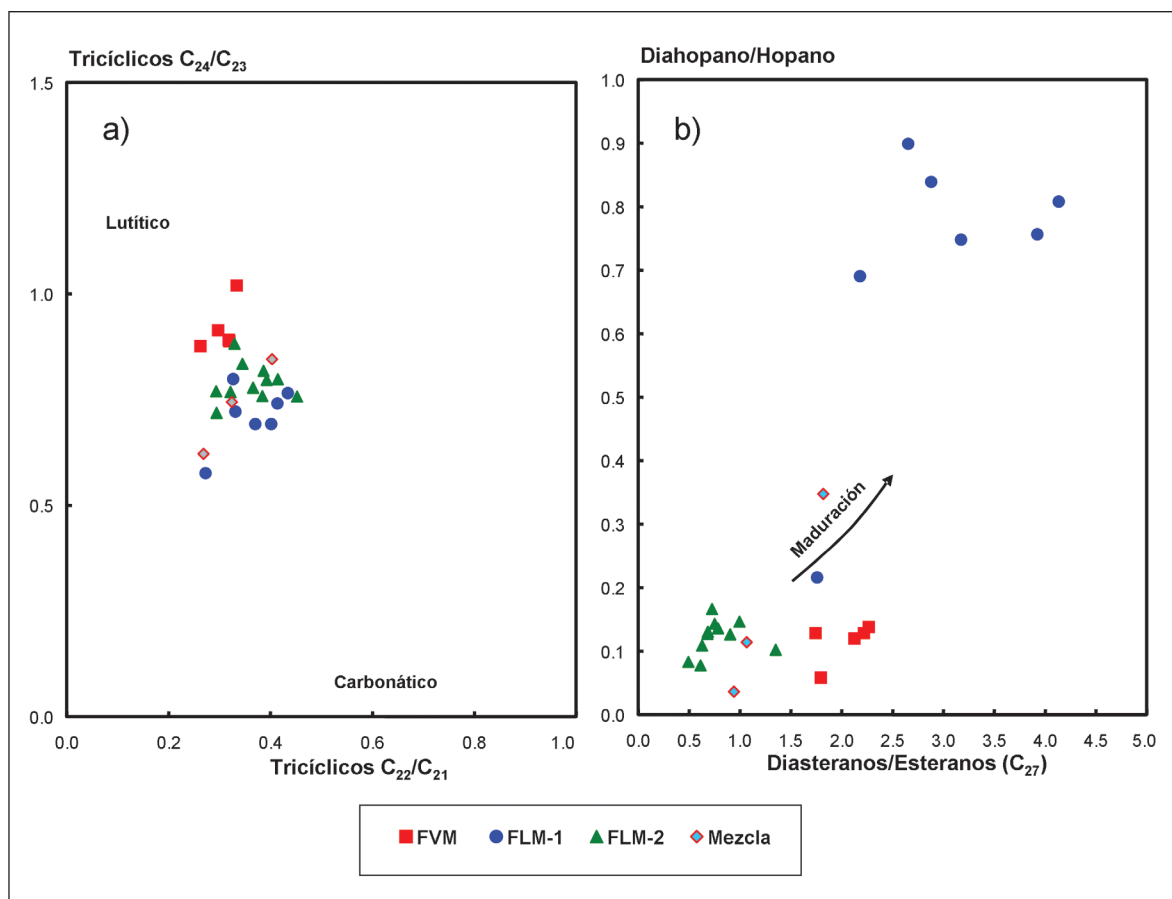


Figura 11. Caracterización de FVM, FLM-1 y FLM-2 (Ver Figura 5 para las identificaciones) a partir de parámetros de biomarcadores facies-dependientes: a) Cocientes tricíclicos C_{23}/C_{24} vs. C_{22}/C_{21} ; b) Cocientes Diahopano/Hopano vs. Diasteranos/Esteranos.

solvente, extrayendo y solubilizando componentes moleculares de la materia orgánica sindeposicional presente en los conductos de migración y/o en la roca reservorio. En este contexto, una porción de la información molecular (biomarcadores) puede resultar espuria, como efectivamente ocurre en los petróleos de FLM-2. En particular, el efecto de sobreimpresión se visualiza claramente en la distribución de homohopanos C_{31} - C_{35} (Figura 9a), en la cual la típica isomerización de componentes no llega a completarse, con relaciones 22S/22R por debajo del conocido 60%/40%, apuntando a un carácter de “inmadurez” que resulta inconsistente con los rasgos generales de los petróleos, cuando en realidad implica incorporación de componentes inmaduros al petróleo en la vía de migración o en el reservorio.

Este efecto de migración-contaminación podría estar también presente en otras distribuciones de biomarcadores, con un carácter de solapamiento sólo parcial y no tan obvio como el mencionado en los homohopanos. Por ello, el conjunto del patrón molecular de FLM-2 debe ser considerado con precaución, incluidas las distribuciones discutidas de las Figuras 9a, 9b, 10a y 10b donde no puede asegurarse que las mismas sean auténticas en su totalidad y, especialmente, en lo que hace a los parámetros de biomarcadores madurez-dependientes. Sobre este punto, en los diagra-

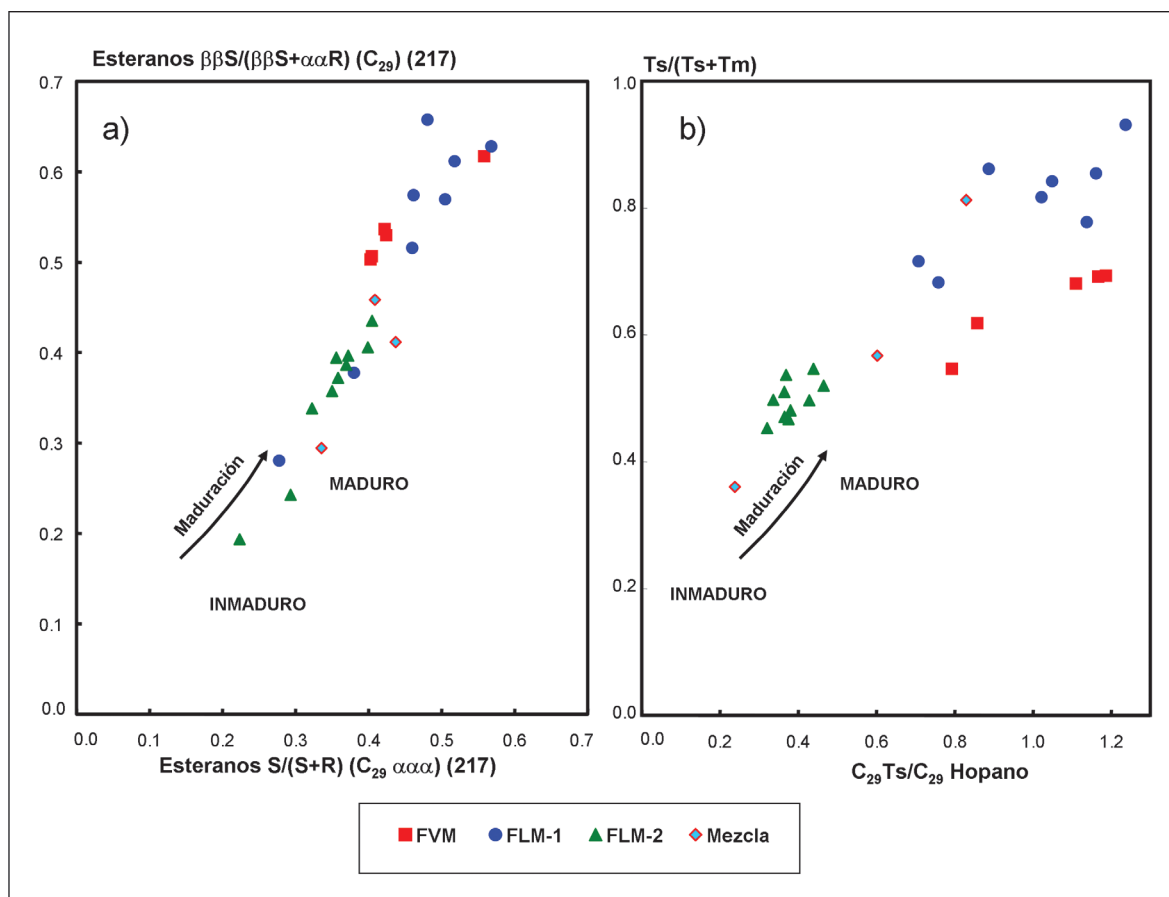


Figura 12. Caracterización de FVM, FLM-1 y FLM-2 (Ver Figura 5 para las identificaciones) a partir de parámetros de biomarcadores madurez-dependientes: a) Cocientes esteranos 20S/(20S+20R)C₂₉ααα vs ββS/(ββS+ααR)C₂₉; b) cocientes Ts/(Ts+Tm) vs. C₂₉Ts/C₂₉ Hopano.

mas de las Figuras 12a y 12b, donde se grafican los rangos de madurez asignados a los petróleos, las variaciones relativas se consideran confiables, de manera general, para FVM y FLM-1 y poco confiables para FLM-2, ya que la madurez térmica temprana a media sugerida por los cocientes de biomarcadores esteranos 20S/(20S+20R)C₂₉ααα vs ββS/(ββS+ααR)C₂₉ y Ts/(Ts+Tm) vs C₂₉Ts/C₂₉ Hopano, resulta inconsistente con las características macro de los petróleos, típicas de fluidos bien maduros.

Para obtener una confirmación alternativa de la diferenciación genética de FLM-2 a nivel de detalle y mitigar la incertidumbre asociada a sus biomarcadores, se efectuó el análisis GC-IRMS / CSIA (*Gas Chromatography – Isotope Ratio Mass Spectrometry / Compound Specific Isotope Analysis*) sobre cinco petróleos seleccionados de FLM-2, a saber, PMN-x-1028 Centenario, GR.x-6 Loma Montosa, LM.x-1 (Las Moras) Loma Montosa, PMN.x-1006 Loma Montosa y PS.x-1 Centenario, confrontándolos con petróleos de BLC.x-1 Tordillo, como petróleo testigo de FVM, y de ADIS-2 Cuyo Inferior, como petróleo testigo de FLM-1. Los resultados de la Figura 13 registran, por un lado, la moderada a fuerte similitud de los cinco petróleos de FLM-2 con el petróleo de origen Los

Molles (FLM-1) en ADIS-2, a lo largo de prácticamente todo el rango cromatográfico desde nC_5 a nC_{30} , incluyendo los isoprenoides pristano y fitano. Por otro lado, también denotan su apartamiento de la impronta Vaca Muerta (FVM) del reservorio Tordillo en BLC.x-1, desplazada hacia un rango isotópico consistentemente más pesado. El conjunto de la información contribuye a la formulación de la familia genética Los Molles 2, con buena discriminación mediante CSIA de la familia genética Vaca Muerta.

La evaluación de muestras de gas permitió identificar fluidos con una amplia variabilidad, tanto en su composición molecular como isotópica. La Figura 14a grafica el porcentaje molar C_2+ vs. los valores $\delta^{13}C$ de metano de las 16 muestras identificadas por pozo y reservorio (Cuadro 1).

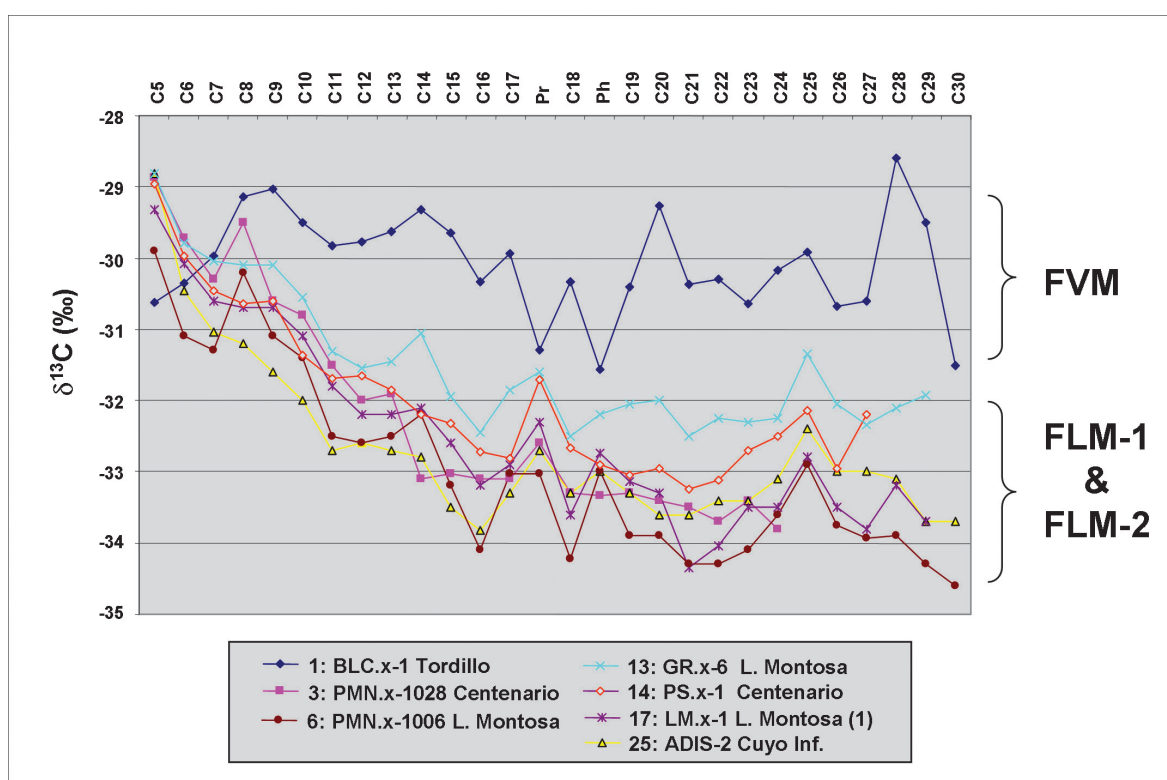


Figura 13. Registro GC-IRMS/CSIA sobre n-alcenos C5-C30, pristano (Pr) y fitano (Ph), sobre siete petróleos seleccionados que permite visualizar las diferencias isotópicas entre FVM, por un lado, y FLM-1 & FLM-2, por otro (ver Figura 5 y Cuadro 1 para las identificaciones).

En conjunto, estos datos de metano son característicos de gases termogénicos con un patrón predominante asociable a condensados, denotando niveles de madurez térmica moderadas a avanzadas, y porcentajes de componentes C_2+ (carácter “húmedo”) variable, desde prácticamente nulos a valores del orden de 15%.

Dentro de la heterogeneidad general, la impronta isotópica de metano presenta a los gases de la Fm Quintuco en el conjunto de los pozos como los térmicamente más maduros, junto con las muestras del Gr Cuyo Inferior en ADI.x-1 o de la Fm Tordillo en LGr.x-1 que también registran

madureces comparables; en el mismo sentido apunta el gráfico de $\delta^{13}\text{C}$ vs. δD de metano de la Figura 14b, en donde se refuerza la visualización de la mayor madurez de este grupo denominado informalmente G1, respecto del grupo G2 de gases de la Fm Tordillo en PMN.a-1050 y LB.x-1001, del Gr Cuyo Inferior y Gr Cuyo Superior en ADIS.x-1, y de la Fm Centenario en EM-2026, VM.x-2014 y LFe.x-1, más allá de que en estos dos últimos muy probablemente haya existido alteración de la impronta isotópica por acción bacteriana.

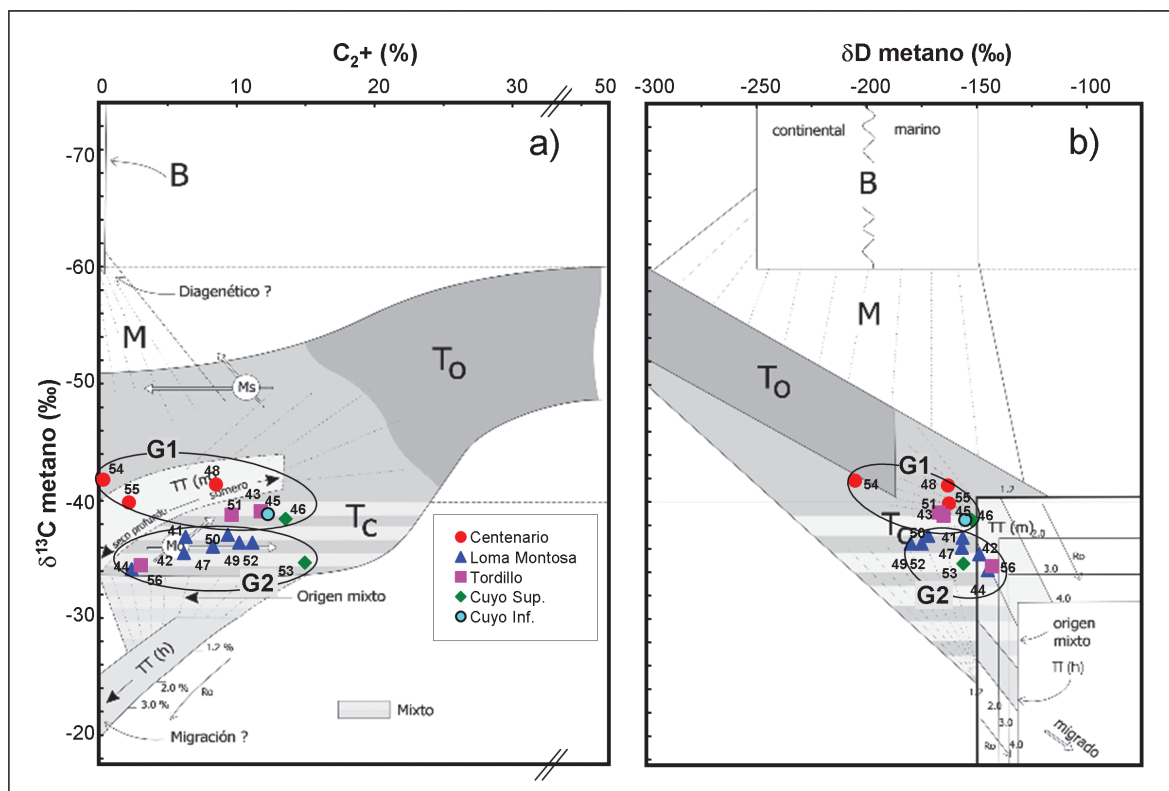


Figura 14. Gráficos de Schoell (1983) de $\delta^{13}\text{C}$ metano (‰) vs. a) $\text{C}_2+(\%)$ y b) δD metano, para la caracterización de los gases evaluados. G1 y G2 se definen en el texto (ver Cuadro 1 para las identificaciones). B: gas biogénico; T: gases asociados; To/Tc : gases asociados con petróleo y condensados respectivamente; $\text{TT}(\text{m})$: gases secos no asociados, de materia orgánica sapropélica; $\text{TT}(\text{h})$: gases no asociados, de materia orgánica húmica; M: gas mixto.

Tanto los gases G1 como G2 registran valores $\delta^{13}\text{C}$ de etano que resultan más livianos (más negativos) que lo esperable para los valores $\delta^{13}\text{C}$ de metano (Figura 15a). Este efecto es ostensiblemente más marcado en G1, con desviaciones muy significativas de la curva de Whiticar (1994) para componentes cogenéticos, lo cual sugiere mezclas masivas en el reservorio de gases termogénicos de distinta generación. Los valores $\delta^{13}\text{C}$ de propano tienen buen ajuste con los de etano (Figura 15b), en línea con gases de fase media a tardía de la ventana del petróleo, sin discriminación de pertenencia a G1 o G2, agrupamiento sólo signado por las improntas de metano. Se exceptúan de este rango de madurez térmica relativamente restringido a los fluidos de la Fm Tordillo en PMN.a-1050, con aparente maduración de fase temprana, y del Gr Cuyo Superior en ADI.x-1 asignable a fase de

gas-condensado. En líneas generales, los datos amplían el esquema de múltiples fuentes y niveles de madurez térmica propuesto en el estudio de Mosquera *et al.* (2008) para: “*Muchos de los reservorios parecen haber incorporado gases de distintos eventos de maduración térmica (rango Ro equivalente ~ 0.7-2.0%) y migración, tanto desde Los Molles como desde Vaca Muerta, originando gases mezcla. Como patrón general, los gases del Cuyano están esencialmente vinculados a generación en Los Molles, mientras que los gases de Sierras Blancas y Quintuco se vinculan más frecuentemente con aportes mixtos*”, estos últimos extensibles a los gases de la Fm Centenario.

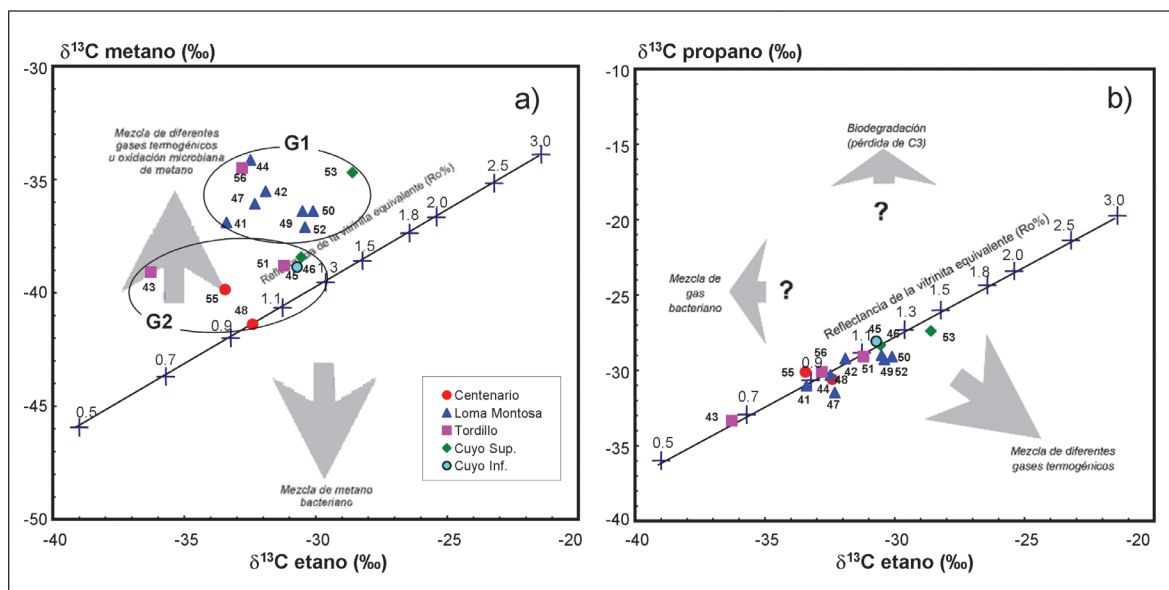


Figura 15. Gráficos de Whiticar (1994) de a) $\delta^{13}\text{C}$ metano (‰) vs $\delta^{13}\text{C}$ etano y b) $\delta^{13}\text{C}$ propano vs. $\delta^{13}\text{C}$ etano, caracterizando relaciones co-genéticas, mezclas y niveles de madurez de los gases evaluados. G1 y G2 se definen en el texto (ver Cuadro 1 para las identificaciones).

RELACIÓN GENÉTICA Y HABITAT DE HIDROCARBUROS

Se desarrollan a continuación los conceptos geológicos que dan marco a las familias genéticas descriptas en la sección geoquímica, retomando de manera sintética sus características y definiciones.

Familia Los Molles 1 (FLM-1)

Definición. Las acumulaciones de FLM-1 presentan características que las diferencian de los típicos yacimientos de centro de cuenca y Dorsal de Huincul (Mosquera *et al.* 2008). Su asignación a un origen en la Fm Los Molles tiene como base:

- 1) su similitud general con el patrón geoquímico de otras áreas (Dorsal de Huincul) en las que el aporte de la Fm Los Molles a acumulaciones de petróleo está comprobado;
- 2) su fuerte disimilitud con todas las variantes densamente conocidas de la Fm Vaca Muerta

(lutítica cuencal, de plataforma, carbonática, etc.) a nivel de cuenca;

- 3) la ubicación de las acumulaciones, restringidas a reservorios cuyanos y precuyanos.

Distribución, Reservorios y Migración. La distribución regional de esta familia genética excede los límites comprendidos en este trabajo. En el área de estudio, las acumulaciones de FLM-1 están acotadas a reservorios de los grupos Cuyo y Precuyo en el Área Agua Salada (pozos Aguada de los Indios, Aguada de los Indios Sur, La Barda Sudeste y Loma Azul). La existencia y ubicación de estas acumulaciones supone la presencia de *carriers* asociados a depósitos de *braid-delta* y lóbulos de plataforma de edad cuyana inferior, con características petrofísicas excepcionales a profundidades críticas de más de 3,000 m (Mosquera *et al.* 2008). Estos *carriers* habilitan la migración lateral desde los pods generadores, ubicados 20 a 30 km al Oeste. La migración vertical hacia los términos medios y superiores del Grupo Cuyo se daría luego por falla.

Adicionalmente, se pone énfasis en que en la zona de trabajo no hay rocas madre comprobadas de esta generación en niveles de la Fm Los Molles, ya que dichas cocinas generadoras no han sido atravesadas por perforaciones y no se cuenta con datos geoquímicos de rocas madre candidatas. Por lo tanto, a nivel de certeza (*sensu* Magoon y Dow 1994), el sistema petrolero que involucra a estas acumulaciones es de carácter “hipotético”, pues no se ha podido probar, en sentido estricto, la correlación petróleo-roca madre.

Familia Los Molles 2 (FLM-2)

Definición. El patrón geoquímico de la FLM-2 tiene puntos en común con el de la FLM-1 pero no es idéntico, ya que se detectan diferencias más o menos significativas, especialmente a nivel de hidrocarburos livianos. Ello significa que los petróleos de una y otra familia, ambas asignadas a un origen en pelitas de la Fm Los Molles, muy posiblemente se correspondan con dos secuencias generadoras distintas, quizás con distribución geográfica diferente. Diferencias de esta naturaleza ya fueron identificadas en la región de la Dorsal de Huincul, donde informalmente se denominó a una sección “Pliensbaquiano” y a la otra “Toarciano” (Cruz *et al.* 1999). Por otro lado, la impronta molecular de los biomarcadores de la FLM-2 es espuria por un fenómeno de migración-contaminación, lo que dificulta comparaciones genéticas.

Distribución. Los hidrocarburos de esta familia se distribuyen en un área comparativamente grande, que cubre la región de la Cuenca Neuquina a la que en este trabajo se denominó Distrito Casa de Piedra. Este distrito se desarrolla al Este-Sudeste de una franja difusa que se extiende desde El Medanita a Agua Salada (Figuras 1 y 4). Esta franja constituye en realidad una zona de transición hacia el Distrito Catriel (Legarreta *et al.* 2008), donde la carga es preferentemente de petróleos de la Fm Vaca Muerta. La zona de transición se extiende hasta la latitud de Rinconada y Norte de Vaca Mahuida, constituyendo el límite Norte de una zona de carga preferente de petróleos de la FLM-2.

Esta sectorización no es absoluta, ya que existen minoritariamente petróleos de la Fm Los Molles al Norte de la zona de transición, tales como las manifestaciones aisladas en Tres Nidos, El Medanito o Barranca de Los Loros (donde el gran volumen de petróleo descubierto se asigna a un origen en la Fm Vaca Muerta), como del mismo modo se encuentran petróleos de la Fm Vaca

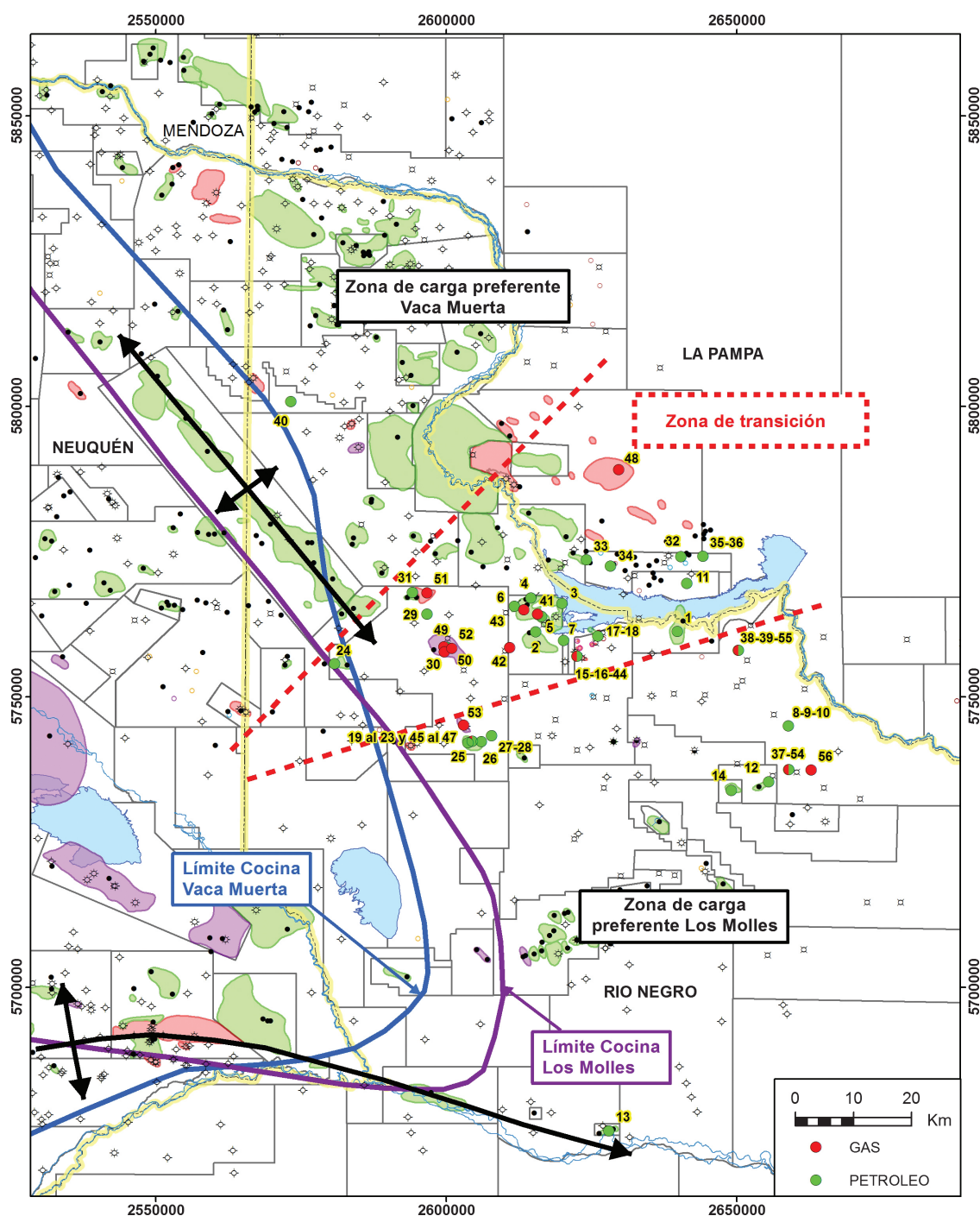


Figura 16. Mapa donde se muestra la extensión de las principales cocinas de Vaca Muerta y Los Molles, con sus zonas preferentes de carga y la zona de transición donde conviven hidrocarburos de ambas rocas madre. Límites de cocina, modificados de Cruz *et al.* (2002) y Legarreta *et al.* (2005)

Muerta al Sur de la zona de transición –tal el caso de Estancia Vieja– aunque con escasa representación regional. La extensión del área de existencia de este tipo de petróleos está documentada en los datos presentados por Mosquera *et al.* (2008; 2011).

Sin embargo, es en el del Distrito Casa de Piedra donde la FLM-2 cobra una mayor relevancia, al convertirse de manera casi excluyente en la única familia de petróleos presente. Esta última característica es el elemento fundamental del distrito, donde aún no han sido identificados hidrocarburos generados por la Fm Vaca Muerta al Este de la falla regional de Bajada Vidal. Si bien el volumen descubierto al momento es comparativamente de escasa importancia, la ausencia de hidrocarburos de la Fm Vaca Muerta en el Distrito Casa de Piedra le confiere a la FLM-2 características de play en sí misma, con el consecuente impacto en la exploración del área.

Reservorios. En el Distrito Casa de Piedra, los reservorios involucrados para las acumulaciones y manifestaciones de FLM-2 son Centenario, Loma Montosa y, posiblemente, Tordillo. En sectores de la zona de transición, como Puesto Morales, es llamativa la presencia de petróleos típicamente Vaca Muerta alojados en la Fm Tordillo, coexistiendo en una misma posición vertical con acumulaciones de petróleo de la FLM-2 entrampados en reservorios de las formaciones Loma Montosa y Centenario.

Migración. La presencia de petróleos de FLM-2 en reservorios más someros que el Grupo Cuyo requiere necesariamente de un patrón de migración de carácter vertical. En Agua Salada, los entrampamientos de Aguada de los Indios Sur, Loma Azul y El Viejo Bombeo demuestran la eficiencia de la migración vertical, al establecerse la coexistencia de ambas familias de petróleos de la Fm Los Molles en una misma acumulación. La sección mineralizada multicapa involucra más de mil metros de espesor de columna estratigráfica en reservorios del Gr Cuyo y las formaciones Tordillo y Loma Montosa (Mosquera *et al.* 2008). La existencia de numerosos trenes de falla de marcada geometría vertical, algunos con componentes de desplazamiento lateral subsidiario, proveyó de excelentes *carriers* verticales. Estos permitieron a los hidrocarburos de la FLM-2 alcanzar los reservorios y/o *carriers* de Tordillo, Loma Montosa y Centenario y su posterior migración lateral hacia la parte externa de la Plataforma de Catriel y el Distrito Casa de Piedra (Figura 17).

Como se mencionó, los hidrocarburos de la FLM-2 fueron afectados por un fenómeno de migración-contaminación. Se postula aquí que tal contaminación se produjo mientras el petróleo migró lateralmente distancias considerables (decenas de kilómetros) a través de *carriers* en la Fm Loma Montosa. Esta unidad presenta importantes niveles pelíticos y carbonáticos, con contenido orgánico y características que denotan inmadurez térmica. Parte de estos elementos orgánicos térmicamente inmaduros parece haber sido incorporada por el petróleo migrante, hasta su emplazamiento y acumulación en las trampas actuales.

La propia naturaleza litológica y petrofísica de la Fm Loma Montosa aporta, además, elementos para explicar la aparentemente baja eficiencia del proceso de migración lateral a

través de secciones de esta unidad. Si bien las parasecuencias carbonáticas muestran una gran continuidad lateral, con eventos de amplio desarrollo, sus características petrofísicas impiden considerarlas *carriers* eficientes. En los sectores occidentales del Distrito Casa de Piedra, la dolomitización de calizas es el proceso dominante en la formación de reservorios (y eventuales *carriers*) en la Fm Loma Montosa. La información disponible muestra que, salvo excepciones locales, los procesos de dolomitización son de una pobre continuidad lateral y por lo tanto, difíciles de predecir. Hacia el Este las secuencias carbonáticas engranan con facies clásticas litorales, que sólo en las posiciones más externas de la cuenca presentan características de reservorio óptimas. El resultado es una generalizada dispersión de los hidrocarburos en una importante sección vertical, con pocos o nulos *carriers* bien definidos, generando importantes espesores con rastros de hidrocarburos en casi toda la Fm Loma Montosa en el ámbito del Distrito. Es probable que esta característica haya contribuido negativamente, dificultando la llegada de grandes volúmenes de hidrocarburos susceptibles de ser acumulados en las trampas más orientales exploradas hasta el momento.

Generación y Timing. Es muy probable que la Fm Los Molles presente distintas etapas de generación y expulsión (Mosquera *et al.* 2011) a partir de una extendida y relativamente monótona evolución térmica entre los 134 y los 55 ma (Cruz *et al.* 2002, Legarreta *et al.* 2005). Las Figuras 6 y 9 de esta última publicación resultan particularmente ilustrativas sobre la evolución de la cocina Los Molles y su *timing*. De mediar adecuadas vías de migración, es posible que distintas secciones generadoras hayan podido contribuir a las acumulaciones asignadas a Los Molles en el área de este trabajo. En este punto, es importante destacar que los espesores con características generadoras de la Fm Los Molles hacia centro de cuenca alcanzan casi 1,000 m (Fernández Seveso *et al.* 1996, Rodríguez *et al.* 2008), con esperables variaciones significativas de facies orgánicas que pueden luego reflejarse en diferencias en la impronta geoquímica (Cruz *et al.* 1999), como las detectadas entre los petróleos de FLM-1 y FLM-2. En cuanto a las acumulaciones de FLM-2, si bien los modelados de la cocina de la Fm Los Molles muestran que se alcanza el 70% de Tasa de Transformación a los 85 ma en centro de cuenca, se acepta que a partir de 110 ma las unidades Loma Montosa y Centenario en el área de interés tienen condiciones de reservorio para albergar petróleos, al tiempo que existían ya trampas conformadas para recibirlos y acumularlos.

En este marco, el proceso de generación y expulsión de la Fm Los Molles tendría posiblemente al menos una antigüedad de 85 ma y distancias de migración que habrían sido de varias decenas de kilómetros, llegando quizás hasta 100 km. Esto implica, para la carga en el Distrito Casa de Piedra, una preservación a profundidades someras muy extensa en el tiempo (a modo de ejemplo en el Yacimiento Vaca Mahuida, existen petróleos de FLM-2 alojados en la Fm Centenario a 683 m de profundidad). Esta combinación de procesos de migración y entrapamiento antiguos a profundidades someras resulta inusual, ya que *a priori* parece poco favorable para una buena preservación de los petróleos que, sin embargo, salvo alteraciones

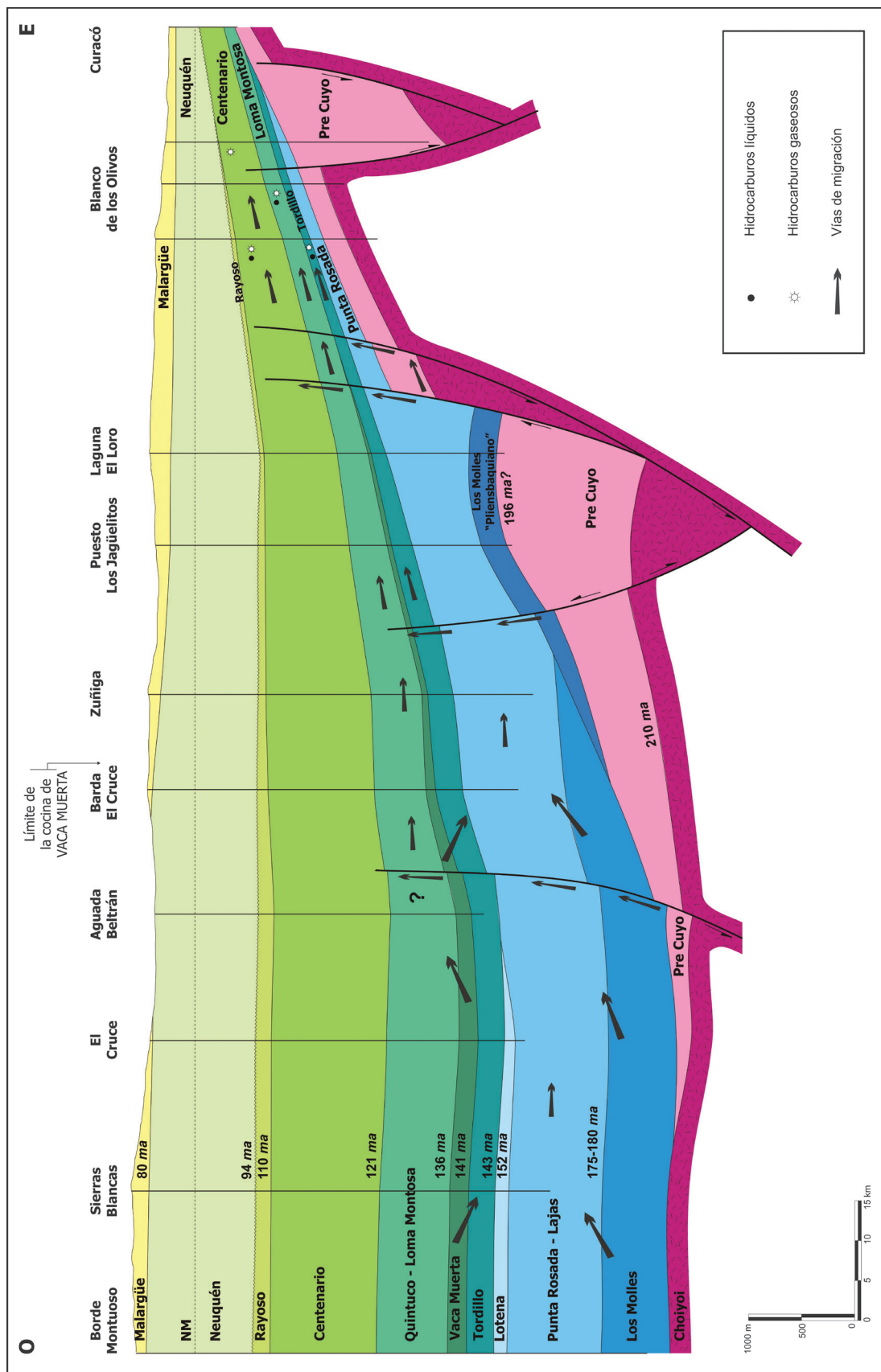


Figura 17. Corte geológico esquemático O-E, con principales acumulaciones de hidrocarburos y vías de migración posibles e hipotéticas. Ubicación del corte en Figura 1.

leves o eventualmente moderadas, están bien conservados. Tampoco hay que descartar la posibilidad de que hayan existido estaciones intermedias de acumulación más profundas en el camino de migración, con re-migraciones más modernas hasta las acumulaciones someras actuales. Ello podría haber colaborado en la preservación de los petróleos (menor tiempo de exposición en niveles someros). Los datos disponibles de la salinidad de agua en el Distrito Casa de Piedra oscilan entre 80 y 30 g/l para la Fm Centenario y entre 60 y 90 g/l para la Fm Loma Montosa, lo cual indicaría que el ingreso de agua dulce al reservorio estaría restringido al presente.

Sellos. Otra característica específica del Distrito Casa de Piedra lo constituye la limitada presencia de sellos regionales para las acumulaciones de hidrocarburos conocidas (reservorios Centenario, Loma Montosa, Tordillo y Precuyo). La propia ubicación de borde de cuenca de este distrito durante prácticamente toda su historia evolutiva, derivó en una clara preeminencia de facies litorales de mayor energía por sobre facies distales, con la consecuente ausencia de niveles pelítico-arcillosos con la continuidad y distribución necesarias para constituirse en sellos regionales. Las acumulaciones conocidas en el distrito involucran indefectiblemente sellos locales, que lateralmente engranan con facies más gruesas y pierden su condición confinante.

Familia Vaca Muerta (FVM)

Definición. La tercera familia genética de hidrocarburos involucrada en este estudio es FVM. Las variantes del patrón genético de estos petróleos se identifican en niveles de la la Fm Vaca Muerta de amplia distribución, documentadas en esta parte de la cuenca desde posiciones distales, profundas y lutíticas, a otras más proximales, vinculadas a plataforma y ricas en carbonato.

Distribución, Reservorios y Migración. Las acumulaciones de FVM en el área de estudio se ubican principalmente en reservorios de la Fm Tordillo de Agua Salada, Puesto Morales, El Medanito, Medanito Sur y Rinconada, así como en niveles del Precuyano de El Medanito, Medanito Sur y Rinconada. La migración de larga distancia de estos petróleos desde posiciones de cocina hasta los reservorios, vía la Fm Tordillo, ha sido invocada reiteradamente en varias publicaciones (Cruz *et al.* 2002; Villar *et al.* 2005; Legarreta *et al.* 2008) a partir de comprobadas correlaciones petróleo-roca madre, que permitieron la formulación del sistema petrolero Vaca Muerta (Villar *et al.* 1993) como sistema prevalente en el área sudoriental del Engolfamiento Neuquino (Figura 18). Sin embargo, la ausencia de hidrocarburos comprobados de Vaca Muerta en el Distrito Casa de Piedra es un elemento característico de la zona, cuyo análisis se aborda en el capítulo siguiente.

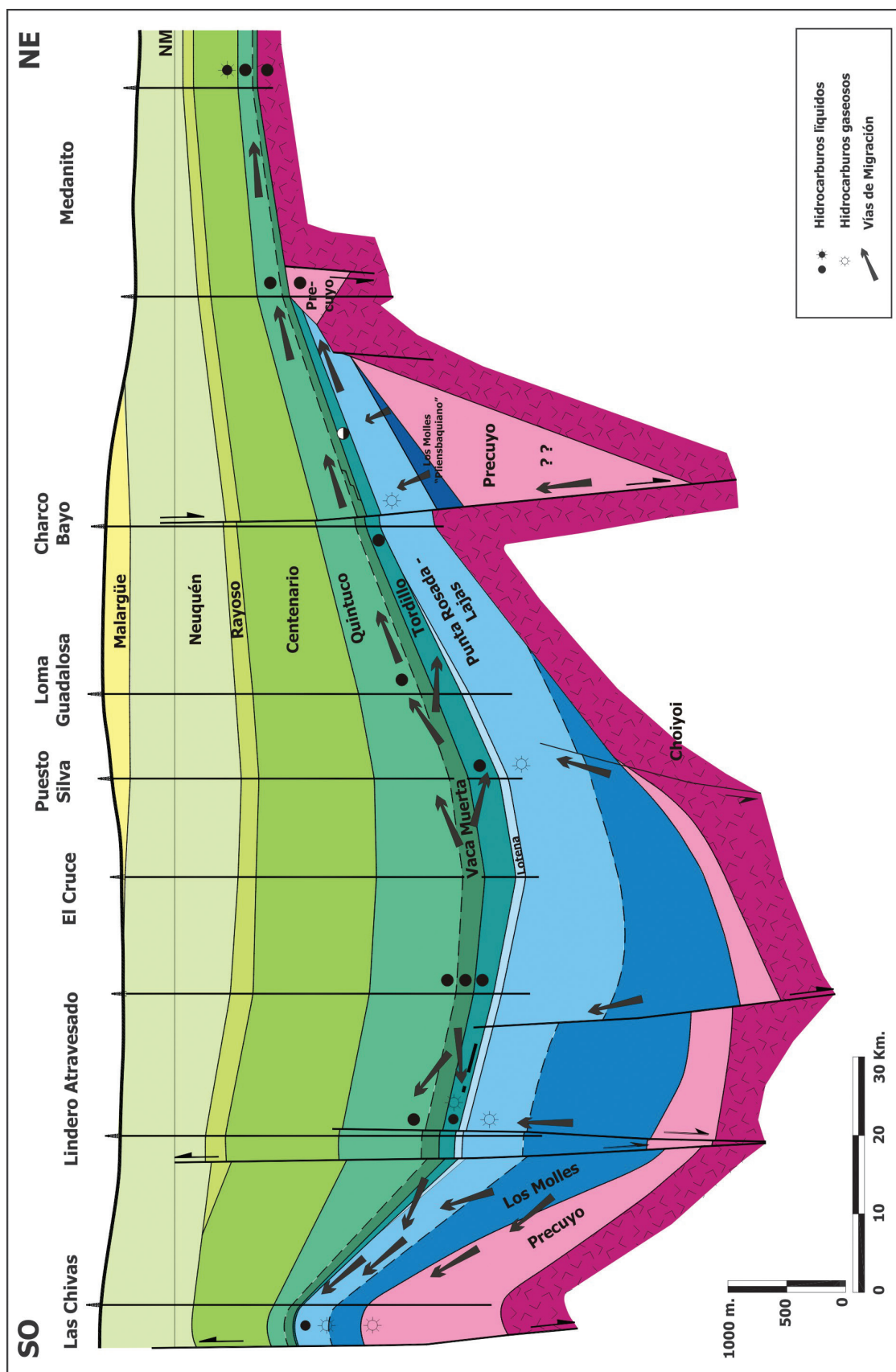


Figura 18. Corte geológico esquemático SO-NE, con las principales acumulaciones de hidrocarburos y vías de migración posibles e hipotéticas (adaptado de Cruz *et al.* 2002). Ubicación del corte en Figura 1.

CARGA DE HIDROCARBUROS: LOS MOLLES 2 VS. VACA MUERTA

El desarrollo de la cocina de la Fm Vaca Muerta se superpone parcialmente en el tiempo con la culminación de la cocina de la Fm Los Molles, logrando su máximo desarrollo cuando la Fm Los Molles ya alcanzó una conversión generalizada y se encuentra exhausta para petróleo, exceptuando eventualmente las posiciones de borde de la cocina.

Hacia el Norte, en el Distrito Catriel (Legarreta *et al.* 2008), se comprueba la mayor eficiencia del sistema petrolero Vaca Muerta-Sierras Blancas/Loma Montosa, con importantes volúmenes de hidrocarburos generados por la Fm Vaca Muerta (Figura 16) y migrados largas distancias por el carrier principal Tordillo (Cruz *et al.* 2002) desde la cocina ubicada en posiciones más profundas al Oeste, en el Engolfamiento (Figura 18).

En este contexto, no se descarta que cargas menores de la Fm Los Molles hayan llegado también a reservorios de la Plataforma de Catriel pero que cargas masivas y abundantes de la Fm Vaca Muerta hayan solapado y “ocultado” esos hidrocarburos. Mosquera *et al.* (2011) presentan elementos de interacción entre los sistemas petroleros Los Molles y Vaca Muerta en el Distrito Catriel, involucrando desplazamientos, mezclas y degradación de acumulaciones de hidrocarburos, afectados por distintos pulsos de migración de una u otra cocina. En ese sentido, es importante mencionar que una de las muestras de petróleo del pozo Los Fenicios, alojado en un reservorio Tordillo, presenta algunas características geoquímicas que podrían evidenciar cierto grado de mezcla de petróleos, uno de origen Vaca Muerta, dominante con otro petróleo de afinidad con FLM-2. Este dato apoya el concepto de solapamiento y “ocultamiento” de los hidrocarburos de la Fm Los Molles por parte de cargas masivas de hidrocarburos de la Fm Vaca Muerta. Los petróleos de la Fm Los Molles, migrados en una etapa más temprana en la evolución de las cocinas, afectados por este proceso, podrían llegar incluso a ser completamente desplazados por petróleos de la Fm Vaca Muerta.

Aquella situación se vislumbra como responsable del fenómeno descrito para el Yacimiento Puesto Morales, donde en una misma trampa multicapa coexisten petróleos de origen Vaca Muerta, alojados en reservorios de Tordillo, con petróleos generados por Los Molles 2, entrampados en las formaciones Loma Montosa y Centenario. Este escenario de interacción de los sistemas petroleros se completa con un necesario cierre de las vías de migración vertical al momento de la llegada de los hidrocarburos de la Fm Vaca Muerta, ya que no se han identificado allí petróleos de ese origen en reservorios más jóvenes que Tordillo. Se postula entonces que la carga masiva y abundante de petróleos de la Fm Vaca Muerta desplazó por completo los petróleos de afinidad Los Molles 2 que hipotéticamente se acumularon previamente en la Fm Tordillo, pero no tuvo disponibles vías de migración vertical para desplazar también a los petróleos generados en Los Molles 2 y entrampados en las formaciones Loma Montosa y Centenario, los que resultaron preservados.

El cierre de las vías de migración vertical probablemente se pueda asociar a períodos de relativa calma tectónica en el entorno del Distrito Casa de Piedra, en coincidencia, parcial al menos, con el pico de generación y expulsión de la Fm Vaca Muerta. La migración parece haber sido fundamentalmente lateral y siguiendo el gran carrier regional de la Fm Tordillo y sus equivalentes laterales Sierras Blancas, “Petrólifera” y la propia Discordancia Intermálmica hasta el Precuyano, en los sectores orientales del distrito, más allá del acuífero de la Fm Tordillo (v.g. Rinconada y Medanita Sur).

FACTORES DE CONTROL SOBRE LA MIGRACIÓN

Como se ha dicho anteriormente, el sistema petrolero Vaca Muerta-Sierras Blancas/Loma Montosa deja de ser efectivo hacia el Sur y Sudeste de la zona de transición, en el Distrito Casa de Piedra. Esta zonación, en la que la Plataforma de Catriel está cargada de manera predominante por hidrocarburos de la Fm Vaca Muerta y el Distrito Casa de Piedra lo está por hidrocarburos de Los Molles 2, sugiere fuertemente que algún elemento de la evolución tectónica o estratigráfica de esta parte de la cuenca debió haber controlado la carga y captura de hidrocarburos de uno u otro sistema.

Un primer elemento de análisis surge de los mapas de máximo desarrollo de las cocinas de hidrocarburos de las formaciones Los Molles y Vaca Muerta en las publicaciones de Cruz *et al.* (2002) y Legarreta *et al.* (2005). Superponiendo los límites de ambas cocinas (Figura 16), se observa que la extensión de la cocina de la Fm Vaca Muerta, en sentido hacia el borde de cuenca, es siempre mayor que la de la Fm Los Molles, a excepción del sector enfrentado al Distrito Casa de Piedra. Justamente allí, el área de cocina de la Fm Los Molles se extiende más hacia el Este que el área de cocina de la Fm Vaca Muerta. Significativamente, hacia el Este del punto donde los límites de ambas cocinas se cruzarían, se desarrolla la Zona de Transición entre los distritos Catriel y Casa de Piedra.

Sin embargo, esta configuración de los límites de las cocinas no parece, por sí sola, ser suficiente para explicar la ausencia de hidrocarburos generados por la Fm Vaca Muerta en el Distrito Casa de Piedra. Un análisis de las pendientes regionales existentes al momento del pico de generación y expulsión de ambas rocas madre aporta otro elemento de importancia en este escenario.

El corte de la Figura 18, muestra la pendiente regional en sentido general Sur-Norte, entre el eje del Engolfamiento, o centro de la cocina de la Fm Vaca Muerta, y un punto hacia el borde de cuenca en el Yacimiento El Medanita. Se observa que para el momento del pico de generación y expulsión de Vaca Muerta, aproximadamente al final de la deposición del Grupo Neuquén, los hidrocarburos de la Fm Vaca Muerta migraron una distancia de 75 km

superando un desnivel estructural de alrededor de 2,200 m, lo que representa un gradiente del orden del 3%.

Para establecer la misma comparación en el sentido Oeste-Este, se construyó un corte estructural (Figura 17) entre el eje del Engolfamiento y un punto del Distrito Casa de Piedra, hacia el borde de cuenca en el Yacimiento Blanco Los Olivos. Se observa que para el mismo momento del pico de generación y expulsión, los hidrocarburos de Vaca Muerta hipotéticamente hubieran debido migrar una distancia de 100 km para superar un desnivel estructural de 2,200 m, es decir una pendiente aproximada al 2.2%.

Como se aprecia en la comparación de ambos cortes, la pendiente en el sentido Sur-Norte es aproximadamente un 36% mayor que en el sentido Oeste-Este. Esto significa que al momento del pico de generación y expulsión de los hidrocarburos de la Fm Vaca Muerta, la dirección preferente de migración de los mismos, una vez en el *carrier*, debió haber sido hacia el Norte o Noreste, antes que en dirección Este o Sudeste.

El mismo análisis de pendientes regionales al momento del pico de máxima generación y expulsión de la Fm Los Molles, ocurrido aproximadamente al final de la sedimentación de la Fm Centenario, muestra una situación diferente. En el sentido Sur-Norte, los hidrocarburos de la Fm Los Molles debieron migrar una distancia de 97 km para salvar un desnivel estructural de 2,600 m. En el sentido Oeste-Este, la distancia de migración de los hidrocarburos fue de 100 km, salvando un desnivel estructural de 2,700 m. Ambas pendientes son prácticamente iguales, alrededor del 2.7%, es decir que al momento de máxima generación y expulsión de Los Molles no hubo gradientes preferentes en la zona del Distrito Casa de Piedra. Esta afirmación se apoya en la existencia de petróleos de FLM-2 tanto en el Distrito Casa de Piedra como en la Plataforma de Catriel, aunque como se explicó para esta última, en mucho menor medida que los petróleos de la Fm Vaca Muerta.

La combinación de la distribución de las áreas de cocina de ambas rocas generadoras con el análisis de pendientes regionales en los momentos de máxima generación y expulsión explica, en buena medida, la carga casi excluyente de petróleos de Los Molles 2 en el Distrito Casa de Piedra. Adicionalmente, se esbozaron ideas complementarias involucrando cambios estratigráficos de importancia que podrían haber afectado a la distribución y/o calidad petrofísica del *carrier* principal Tordillo. Hipotéticamente, un posible pinchout regional de esta unidad entre la zona de cocina al Oeste y el Distrito Casa de Piedra al Este, en combinación con un conjunto de vías verticales de migración cerradas al momento del pico de generación, podría impedir la llegada de hidrocarburos de Vaca Muerta a las zonas más orientales del Distrito Casa de Piedra. Por el momento, los datos disponibles no apoyan esta hipótesis, pero tampoco terminan de descartarla.

HIPÓTESIS ALTERNATIVAS DE GENERACIÓN

De manera complementaria, y como hipótesis en cuanto a la generación de petróleo de Los Molles 2, se podría considerar también la posible existencia de un engolfamiento o rasgo paleogeográfico similar para el tiempo de depositación de esa sección generadora de la Fm Los Molles, con un aporte clástico restringido y cercano o dentro del Distrito Casa de Piedra. Este potencial pod generador se localizaría tentativamente entre Lago Pellegrini y Laguna El Loro, constituyendo una alternativa de generación para este sector de la Cuenca. Otra alternativa de posibles áreas de cocina se asocia a la existencia de sedimentos del Grupo Cuyo Inferior rellenando hemigrábenes profundos en el sector Suroriental del Área Vaca Mahuida (Figura 19), donde el espesor sedimentario involucrado permitiría especular acerca de la existencia de facies generadoras.

Estas posibilidades son en rigor especulativas, pues no se cuenta con datos fehacientes que acrediten la presencia de rocas locales con capacidad para generar hidrocarburos. El pozo Bajada Vidal.x-1, ubicado en el bloque bajo de la falla del mismo nombre (Figura 5 de Vergani *et al.* 1995), presenta intervalos delgados de pelitas negras intercaladas entre clásticos gruesos del Gr Cuyo Superior, y una sección arcillosa de 157 m de espesor por arriba del Precuyo, asignada a la Fm Los Molles e interpretada como syn-rift tardío de edad Pliensbaquiano por Vergani *et al.* (1995). Análisis geoquímicos de roca realizados sobre algunas muestras de esos intervalos indican un bajo contenido orgánico. En el mismo ámbito se encuentran los pozos Puesto Mendoza.x-1, Los Barreales.x-1 y Ruca Cura.x-1 donde el Pliensbaquiano desarrolla facies de fan-delta debido fundamentalmente a su cercanía a la zona de aporte. A pesar de ello, esa sección de pelitas negras podría, lateralmente y en dirección a posiciones más profundas del hemigraben, pasar a tener mayor espesor, mejor contenido orgánico y madurez suficiente para generar hidrocarburos. No existen otros pozos que atraviesen en su totalidad las secciones profundas de estos hemigrábenes, por lo que no se inhabilita la hipótesis planteada. Por otro lado, al Noreste del eje El Caracol–Entre Lomas–Charco Bayo (Figura 18) existen acumulaciones de gas en reservorios de la Fm Punta Rosada localizadas en el bloque bajo de la falla maestra del hemigraben (Arregui *et al.* 2005) –de polaridad inversa al hemigraben de Bajada Vidal– que fueron asignadas a un sistema petrolero del Jurásico Inferior–Medio (Arregui *et al.* 1996). En la Figura 6 de dicha publicación se muestra una interpretación que ubica una sección del Jurásico Inferior sobreyaciendo los depósitos de syn-rift, pero que ha sido asignada al Toarciano (Arregui 2014, comunicación verbal). Sin embargo, Vergani *et al.* (1995) en su Figura 6 interpretan una sección dentro del relleno del hemigraben como perteneciente al Pliensbaquiano y depositada en la etapa de syn-rift tardío, tal como la que fuera descripta en el hemigraben de Bajada Vidal. Vergani *et al.* (1995) en la Figura 4C presentan un mapa paleogeográfico de depocentros rellenos de sedimentos asignados al Jurásico basal del Grupo Cuyo Inferior. En ese mapa se muestran los hemigrábenes de Entre Lomas (también llamado El Santiagueño), Bajada Vidal, Estancia Vieja y Complejo Loma Negra como vinculados por zonas

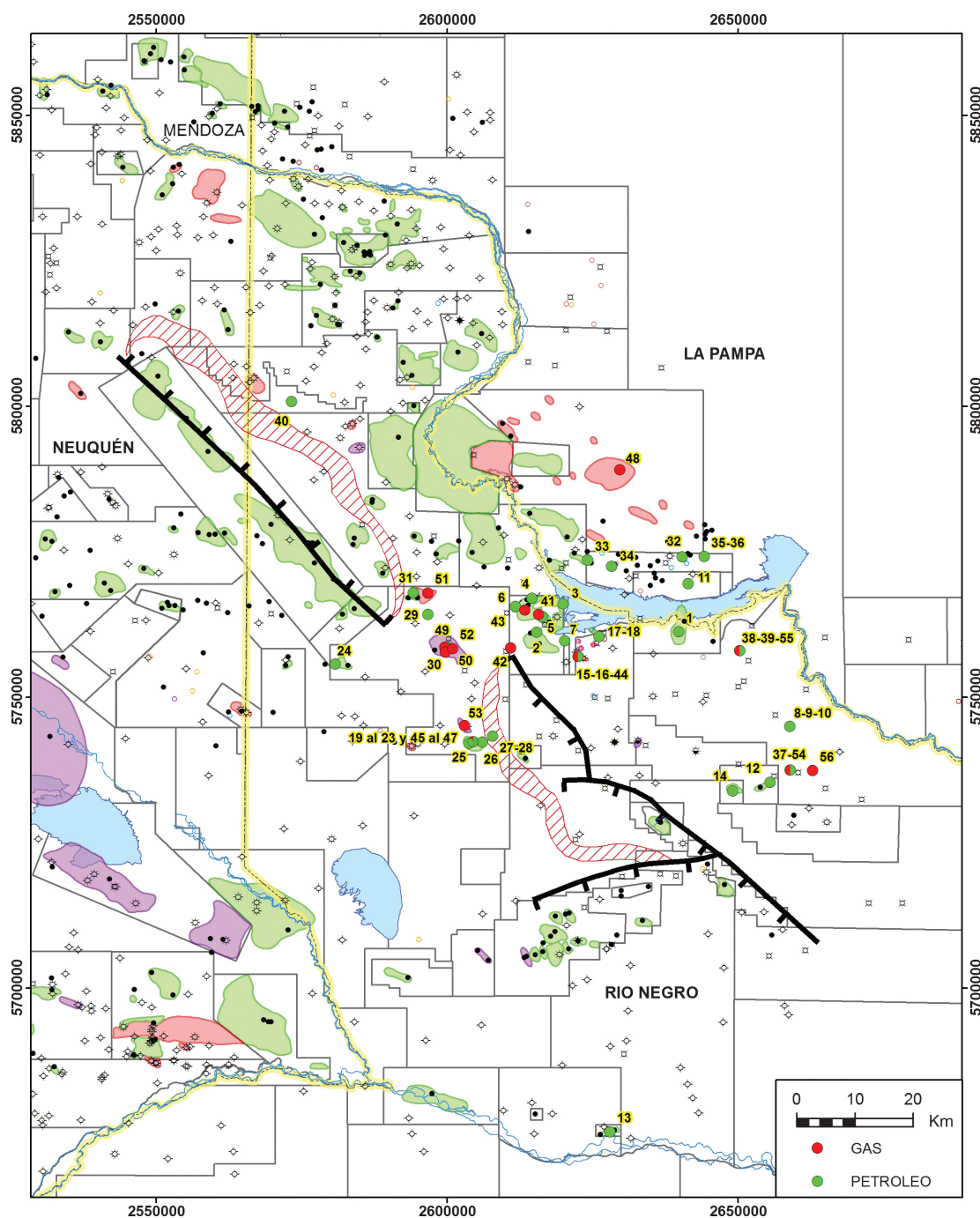


Figura 19. Mapa mostrando las hipotéticas cocinas de Los Molles "Pliensbaquiano", depositado como *syn-rift* tardío en los hemigrábenes de Bajada Vidal y Entre Lomas.

de transferencia y rampas de relevo. En el caso en estudio, si se asume que los depocentros de Entre Lomas (o El Santiagueño) y Bajada Vidal puedan contener sedimentos de pelitas negras ricas en materia orgánica, aún no perforadas, éstas podrían explicar, tal vez, el origen de los hidrocarburos asignados a la Familia Los Molles 2 (Figura 19).

Si bien en el área de estudio, como se dijo, no existen evidencias directas que permitan sustanciar estas hipótesis más allá de la mera especulación, se presentan dos casos que potencialmente sí permiten hacerlo. El pozo CVS.x-1, ubicado 40 km al Noroeste de la zona de trabajo y sobre el hemigraben de Entre Lomas (Figuras 1 y 7), perforó parcialmente una corona en sedimentos arenosos de la Fm Tordillo con impregnaciones totales de petróleo. El análisis geoquímico de ese hidrocarburo da por resultado que fue originado en una roca madre depositada en ambiente marino que por distintos indicadores sería Los Molles 2 (Borbolla *et al.* 2014). De este modo, se interpreta que ese petróleo puede haber sido generado en la roca madre del Sistema Petrolero del Cuyano Inferior definido por Arregui *et al.* (1996), Los Molles. Esa roca madre de Los Molles posiblemente corresponda a la sección identificada como Pliensbaquiano por Vergani *et al.* (1995) en el hemigraben de Entre Lomas.

Por otro lado, 60 km al Sudeste del área estudiada se encuentra la acumulación de General Roca, ubicada en un hemigraben invertido en el ambiente de la Dorsal de Huincul, al Este de su equivalente de Estación Fernández Oro. El petróleo del pozo GR.x-6 (General Roca) alojado en reservorios de la Fm Loma Montosa, ha sido asignado a FLM-2. Dentro del contexto considerado, sería posible que ese petróleo haya sido generado en una roca madre de la Fm Los Molles que rellena el propio hemigraben de General Roca, y luego haber migrado verticalmente por el sistema de fallas relacionadas a la falla principal del hemigraben. Estos datos refuerzan así las hipótesis planteadas como alternativas de generación para explicar el origen de los petróleos de la Familia Los Molles 2.

CONCLUSIONES

1.- El distrito Casa de Piedra, en el sentido de Legarreta *et al.* (2008), tiene características geológicas, de sistema de carga de hidrocarburos y distribución de tamaño de yacimientos que permiten su definición.

2. Se identifican tres familias de hidrocarburos en la zona de estudio, denominados a partir de la roca madre que le da origen: Vaca Muerta, Los Molles 1 y Los Molles 2 (Mosquera *et al.* 2008). La filiación de estas dos últimas familias no está probada ya que no hay registro de estudios de rocas madre que certifiquen la correlación.

3.- Se definen en la Plataforma de Catriel una zona de carga preferente de hidrocarburos generados en la Fm Vaca Muerta y otra zona de carga preferente de la Fm Los Molles. Media entre ellas una zona de transición en la que conviven hidrocarburos generados por ambas rocas madre, y donde se distinguen hidrocarburos de la Fm Vaca Muerta en la Fm Tordillo e hidrocarburos de Los Molles 2 en las formaciones Loma Montosa y Centenario.

4.- Una explicación posible para que la Fm Vaca Muerta cargue de manera preferencial el

sector Noroccidental de la Plataforma de Catriel puede relacionarse al gradiente entre el centro de la cocina y los reservorios principales al momento de pico máximo de generación y expulsión. Para ese momento, los hidrocarburos de la Fm Vaca Muerta tuvieron que vencer un gradiente del 3% hacia el Norte o Noreste, mientras que hacia el Este el gradiente era del 2.2%. En cambio, al momento de máxima generación y expulsión para Los Molles la situación era indistinta, ya que ambos gradientes eran del orden del 2.7%.

5.- El Sistema de Carga Los Molles 2 es responsable de manera dominante de las acumulaciones de hidrocarburos del Distrito Casa de Piedra. Para que ello ocurra, se debe aceptar una migración lateral extensa del orden de 100 km y una preservación prolongada de los hidrocarburos en reservorios de profundidades someras.

6.- Se propone la posible existencia de secciones generadoras de edad y características diferentes en la roca madre Los Molles que den origen a las dos familias de hidrocarburos. También se considera la posible existencia de una sección generadora asignada a la Fm Los Molles, no perforada aún, depositada como syn-rift tardío en los depocentros de Baja Vidal y Entre Lomas.

AGRADECIMIENTOS

Los autores agradecen a Gran Tierra Energy, Compañía General de Combustibles, Americas Petrogas, Tecpetrol y Arpetrol Argentina la autorización para publicar este trabajo, a Alfonso Mosquera los aportes realizados a los primeros borradores de esta publicación y, finalmente, a Claudio A. Sylwan y Jorge F. Rodríguez las críticas y comentarios. Un especial reconocimiento a René Barberén, cartógrafo de CGC-Unitec y nuevamente en primera, por la paciencia y dedicación en la elaboración de las figuras.

REFERENCIAS CITADAS

- Arregui, C., 1993. Análisis estratigráfico – paleoambiental de la Formación Tordillo en el subsuelo de la Cuenca Neuquina. XII Congreso Geológico Argentino y II Congreso de Exploración de Hidrocarburos, Actas I: 165-169. Mendoza.
- Arregui, C., S. Benotti y O. Carbone, 1996. Sistemas petroleros asociados en los yacimientos Entre Lomas, Provincia del Neuquén. XIII Congreso Geológico Argentino y III Congreso de Exploración de Hidrocarburos, AGA-IAPG, Actas I, p. 287-306, Buenos Aires.
- Arregui, C., C. Gazzera, C. Seguí, O. Carbone y J. Quiroga, 2005. Las trampas del eje Charco Bayo – El Caracol, en E. Kozlowski, G. Vergani y A. Boll, eds., Las Trampas de Hidrocarburos en las Cuencas Productivas de Argentina, Simposio del VI Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG, p. 239-260, Buenos Aires.

- Borbolla, M.C., C.E. Cruz, H.J. Villar, N. Ianizzotto, P. D'Odorico B. y D. Cattaneo, 2014. Variaciones de espesor en las facies orgánicas de Vaca Muerta, perspectivas exploratorias en Shale Oil. Plataforma de Catriel – Cuenca Neuquina, Argentina. Este Congreso.
- Bracaccini, C.I., 1970. Rasgos tectónicos de las acumulaciones mesozoicas en las provincias de Mendoza y Neuquén. Asociación Geológica Argentina, Revista 25:275-284. Buenos Aires.
- Cabaleiro, A., L. Cazau, D. Lasalle, E. Penna y D. Roble, 2002. Los reservorios de la Formación Centenario, en M. Schiuma, G. Hinterwimmer y G. Vergani, ed., Rocas Reservorio de las cuencas productivas de la Argentina, Simposio del V Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG, p. 407-425, Mar del Plata.
- Carbone, O., C. Arregui and M. Longman, 2001. Stratigraphic analysis of the Lower Member of the Quintuco Formation in Entre Lomas Field, Neuquén Basin, Argentina. 2001 American Association of Petroleum Geologists Annual Meeting, Abstracts p. A32. Denver.
- Carozzi, A.V., I. Orchuela and M.L. Rodriguez Schelotto, 1993. Depositional models of the Lower Cretaceous Quintuco – Loma Montosa Formation, Neuquén Basin, Argentina. Journal of Petroleum Geology, Volume 16(4):421-450.
- Cruz, C.E., F. Robles, C. Sylwan y H.J. Villar, 1999. Los sistemas petroleros jurásicos de la Dorsal de Huincul. Cuenca Neuquina, Argentina. IV Congreso Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG, Actas I: 177-195. Mar del Plata.
- Cruz, C.E., A. Boll, R. Gómez Omil, E.A. Martinez, C. Arregui, C.A. Gulisano, G.A. Laffitte y H.J. Villar, 2002. Hábitat de hidrocarburos y sistemas de carga Los Molles y Vaca Muerta en el sector central de la Cuenca Neuquina, Argentina. V Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG, Actas-CDROM, 20p, Buenos Aires.
- Curiale, J.A., 2002. A review of the occurrences and causes of migration-contamination in crude oil. Organic Geochemistry 33, p. 1389-1400.
- Digregorio, J.H. y M. Uliana, 1979. Cuenca Neuquina. En: Geología Regional Argentina, Academia Nacional de Ciencias, 2:985-1032. Córdoba.
- Fernández Seveso, F., G.A. Laffitte y D. Figueroa, 1996. Nuevos plays jurásicos en el Engolfamiento Neuquino, Argentina. XIII Congreso Geológico Argentino y III Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos. Actas I: 281. Buenos Aires.
- Gulisano, C. y A. Gutiérrez Pleimling, 1994. The Jurassic of Neuquén Basin. a) Neuquén Province. Field Guide. Secretaría de Minería de la Nación y Asociación Geológica Argentina, Serie E No 2, Buenos Aires.
- Halpern, H. I., 1995. Development and Applications of Light-Hydrocarbon-Based Star Diagrams: AAPG Bull., v. 79, p. 801-815.
- Hogg, S.L., 1993. Geology and hydrocarbon potential of the Neuquen Basin. Journal of Petroleum Geology. Volume 16(4): 383-396.
- Hughes, W.B. y L.I.P. Dzou, 1995. Reservoir overprinting of crude oils. Organic Geochemistry 23, p. 905-914.
- Legarreta, L. y C. Gulisano, 1989. Análisis estratigráfico secuencial de la Cuenca Neuquina (Triásico Superior – Terciario Inferior), en Chebli y Spalletti, eds., Cuenas Sedimentarias Argentinas, Simposio del X Congreso Geológico Argentino, p. 221-243, Tucumán.
- Legarreta, L. y M. Uliana, 1996. La sucesión jurásica en el centro-oeste de Argentina. Arreglo estratigráfico, secuencias y evolución paleogeográfica. Boletín de Informaciones Petroleras, 3ra. Época, Año XII (45): 66-78. Buenos Aires.

- Legarreta, L., G. Laffitte y S. Minniti, 1999. Cuenca Neuquina: múltiples posibilidades en las series Jurásico – cretácicas del depocentro periandino. IV Congreso Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Actas I: 145-175. Mar del Plata.
- Legarreta, L., H.J. Villar, G.A. Laffitte, C.E. Cruz y G. Vergani, 2005. Cuenca Neuquina, en G.A. Chebli, J.S. Cortiñas, L. Spalletti, L. Legarreta y E.L. Vallejo, eds., Frontera Exploratoria de la Argentina, Simposio del VI Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG, p. 233-250, Buenos Aires.
- Legarreta, L., H.J. Villar, C.E. Cruz, G.A. Laffitte y R. Varadé, 2008. Revisión integrada de los sistemas generadores, estilos de migración-entrapamiento y volumetría de hidrocarburos en los distritos productivos de la Cuenca Neuquina, Argentina, en C.E. Cruz, J.F. Rodríguez, J.J. Hechem y H.J. Villar, eds., Sistemas Petroleros de las Cuencas Andinas, Simposio del VII Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG, p. 79-108, Buenos Aires.
- Limeres, M., D. Dajczgewand e I. Orchuela, 2005. Estilo de entrapamiento en el Yacimiento Loma Negra, Cuenca Neuquina, Provincia de Río Negro, en E. Kozłowski, G. Vergani y A. Boll, eds., Las Trampas de Hidrocarburos en las Cuencas Productivas de Argentina, Simposio del VI Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG, p. 383-390, Buenos Aires.
- Magoon, L.B. and W.G. Dow, 1994. The Petroleum System, in L.B. Magoon and W.G. Dow, eds., The Petroleum System – from source to trap, American Association of Petroleum Geologists, Memoir 60, p. 3-24, Tulsa, Oklahoma.
- Mango, F.D., 1994. The origin of light hydrocarbons in petroleum: Ring preference in the closure of carbocyclic rings. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, v. 58, p. 895 - 901.
- Marchese, H. y R. Blocki, 1981. Yacimiento de hidrocarburos no convencional en rocas volcánicas del Grupo Choiyoi y sus reservorios asociados (25 de Mayo – Medanito S.E.), La Pampa – Río Negro. *Asociación Geológica Argentina Revista*, 34: 148-159. Buenos Aires.
- Mosquera, A., J. Alonso, A. Boll, M. Alarcón, C. Zavala, M. Arcuri y H.J. Villar, 2008. Migración lateral y evidencias de hidrocarburos cuyanos en yacimientos de la Plataforma de Catriel, Cuenca Neuquina. VII Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG, Actas, p. 492-526, Buenos Aires.
- Mosquera, A., M. Alarcón, C. Zavala and H.J. Villar, 2009. New insights on the Lower Jurassic petroleum systems and deep gas play of the Neuquen Basin, Argentina. AAPG ICE 2009, Río de Janeiro, Brazil.
- Mosquera, A., H.J. Villar y M. Alarcón, 2011. Nuevas evidencias de la interacción entre los sistemas petroleros Los Molles y Vaca Muerta en la Plataforma Nororiental de la Cuenca Neuquina. Impacto en los plays de gas profundo de centro de cuenca. XVIII Congreso Geológico Argentino, Actas pdf, p. 1555-56, Neuquén.
- Olmos, M., H. Maretto, D. Lasalle, O. Carbone y C. Naidés, 2002. Los reservorios de la Formación Quintuco, en M. Schiuma, G. Hinterwimmer y G. Vergani, eds., Rocas Reservorio de las cuencas productivas de la Argentina, Simposio del V Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG, p. 359-382, Mar del Plata.
- Pángaro, F., R. Corbera, O. Carbone y G. Hinterwimmer, 2002. Los reservorios del “Precuyano”, en M. Schiuma, G. Hinterwimmer y G. Vergani, ed., Rocas Reservorio de las cuencas productivas de la Argentina, Simposio del V Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG, p. 229-254, Mar del Plata.

- Rodríguez F., G. Olea, D. Delpino, R. Baudino and M. Suarez, 2008. Overpressured gas systems modeling in the Neuquen Basin Center. AAPG Annual Convention & Exhibition, Poster presentation, San Diego, USA.
- Schoell, M., 1983. Genetic characteristics of natural gases. American Association of Petroleum Geologists Bulletin, 67, p. 2225-2238.
- Sofer, Z., 1984. Stable carbon composition of crude oils: application to source depositional environment and petroleum alteration. American Association of Petroleum Geologists Bulletin, 68, p. 31-49.
- Thompson, K.F.M., 1983. Classification and thermal history of petroleum based on light hydrocarbons. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, v. 47, p. 303-316.
- Vergani, G.D., A.J. Tankard, H.J. Belotti and H.J. Welsink, 1995. Tectonic evolution and paleogeography of the Neuquén Basin, Argentina, en A.J. Tankard, R. Suarez S. and H.J. Welsink, eds., *Petroleum basins of South América: AAPG Memoir*, p.383-402.
- Villar, H.J, C. Barcat, S. Talukdar y W. Dow, 1993. Facies generadora de hidrocarburos, correlación petróleo-roca madre y sistema petrolero del En-golfamiento Neuquino, XII Congreso Geológico Argentino y II Congreso de Exploración de Hidrocarburos, Actas I, p. 382-394. Mendoza.
- Villar H.J. y S.C. Talukdar, 1994. The Vaca Muerta-Sierras Blancas (!) petroleum system in the southeastern area of the Neuquén Embayment, Neuquén Basin, Argentina. AAPG Hedberg Research Conference - Geologic Aspects of Petroleum Systems, pp. 1/6-6/6, México City, Mexico, 2-6 Oct., 1994.
- Villar, H.J., L. Legarreta, C.E. Cruz, G.A. Laffitte y G. Vergani, 2005. Los cinco sistemas petroleros coexistentes en el sector sudeste de la Cuenca Neuquina: definición geoquímica y comparación a lo largo de una transecta de 150 km, VI Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG, Actas CD-ROM, 17 p., Mar del Plata. Republicado en Boletín de Informaciones Petroleras, Cuarta Época Año 2 N° 3, p. 50-67, Buenos Aires.
- Whiticar, M., 1994. Correlation of natural gases with their sources, en L.B. Magoon y W.G. Dow, eds., *The petroleum system – from source to trap*, American Association of Petroleum Geologists Memoir 60, p. 261-283.