

**FACTORES CONTROLANTES DE LAS ACUMULACIONES
DE HIDROCARBUROS EN EL SECTOR NORTE DE LA CUENCA NEUQUINA,
ENTRE LOS RÍOS DIAMANTE Y SALADO, PROVINCIA DE MENDOZA,
ARGENTINA**

Andrés Boll¹, Jorge Alonso¹, Facundo Fuentes², Mario Vergara², Guillermo Laffitte³, Héctor J. Villar⁴

1: Tecpetrol S.A. andres.boll@tecpetrol.com, jorge.alonso@tecpetrol.com

2: Pluspetrol S.A. ffuente@pluspetrol.net, mvergara@pluspetrol.net

3: M&P System. willielaffitte@gmail.com

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

Palabras clave: Exploración, Sistemas Petroleros, Cuenca Neuquina, Faja Plegada

ABSTRACT

Controlling factors of hydrocarbon accumulations in the northern region of the Neuquén Basin, between the Diamante and Salado rivers, Mendoza Province, Argentina

The northernmost region of the Neuquén basin, approximately between the Diamante and Salado rivers, comprises part of the Malargüe fold and thrust belt to the west, and an eastern undeformed platform to the east, showing unique characteristics. Before the Andean deformation and inherited from the rift stage, two different contrasting settings are recognized. To the west, the Atuel depocenter is filled with a thick, complete and distal stratigraphic column of Late Triassic to Paleocene ages; whereas, to the east, there is an undeformed platform covered by Late Jurassic to Paleocene strata. A thick pile of neogene synorogenic strata, associated with important igneous activity, accumulated on the platform, but not in the Atuel depocenter, which suffered Late Cenozoic tectonic inversion.

Three source rock intervals developed along the Atuel depocenter: Tres Esquinas, Vaca Muerta and Agrio formations. Along the platform only Vaca Muerta and Agrio formations are present, and are mostly lean and low mature. Multiple, mainly fractured, reservoirs exist both in the depocenter and on the platform. Top-seals are thicker and more efficient in the depocenter. The pre-orogenic burial along the Atuel depocenter was enough for source rocks to enter the maturation window, whereas on the platform maturation required synorogenic burial, implying different generation times in each area. The fold and thrust belt in this region propagated towards the foreland along, at least, four deformation fronts controlled by basement-involved structures. The Atuel depocenter was affected by tectonic inversion in the Late Miocene, uplifting and disconnecting the generation pod from potential traps to the east.

A long-lasting system of NW and ENE basement faults acted as migration paths, and generated fractured reservoirs and traps before the disconnection of the hydrocarbon kitchen due to tectonic inversion.

Geochemical studies show good correlation between the oil fields in the region and Vaca Muerta and Agrio formations. Charge is thought to have taken place prior to the Atuel depocenter inversion. The scheme presented here can be theoretically extended to numerous productive fields in southern Mendoza and might imply a change in the exploration concepts, representing a paradigm that could open new exploration opportunities.

INTRODUCCIÓN

A partir de los trabajos realizados en los bloques Atuel Norte, Río Atuel y zonas aledañas, por Tecpetrol S.A. como operador, y Petrobras Argentina SA y Petrolera El Trébol S.A. como asociadas, se plantea un nuevo esquema exploratorio para el sector norte de la Cuenca Neuquina. El área de estudio queda aproximadamente delimitada al norte por el río Diamante, al sur por el río Salado, al oeste por el límite occidental del área Río Atuel y al este por la proyección del límite oriental del área Atuel Norte (Figura 1).

MARCO REGIONAL

La Cuenca Neuquina cubre una superficie del orden del millón de km² y es la de mayor productividad de gas y petróleo de Argentina, con una producción acumulada de 1.3 MMM m³ de petróleo equivalente.

Su relleno comprende una alternancia de sedimentos continentales y marinos que comenzaron a depositarse durante una etapa de *rift* en el Triásico Temprano. Luego, durante el Jurásico Temprano al Cretácico Temprano, continuó la acumulación en una cuenca de retroarco. Finalmente, a partir del Cretácico Tardío y particularmente durante el Neógeno, con el avance de la faja plegada y corrida (FPC) desarrollada sobre el margen oeste de la cuenca, los depósitos se acumularon en una cuenca de antepaís, migrando episódicamente hacia el ENE.

Las mejores condiciones petroleras se concentran en el sector centro-este del Engolfamiento Neuquino y se extienden sin solución de continuidad hacia el ámbito surmendocino, pero con diferencias importantes. Así, en el sector norte, prevaleció un menor aporte clástico, especialmente evidente en los períodos de sedimentación marina, caracterizado por condiciones de cuenca hambrienta, con predominio de facies pelíticas, carbonáticas y evaporíticas en posiciones relativamente proximales. A esto se suma una configuración de cuenca particular, caracterizada por un depocentro profundo con extensión hacia el norte en territorio chileno, desarrollado durante la etapa de apertura de la cuenca (*rift*), limitada al este por una plataforma estable y somera (Figura 1). Este depocentro resultó luego invertido por el avance de la faja plegada y corrida de Malargüe (FPCM), definida por Kozłowski *et al.* (1993), a través de sucesivas etapas de deformación, particularmente intensas en el Mioceno medio y tardío, generando el desarrollo de espesos depósitos sinorogénicos hacia el antepaís de hasta 3 km de potencia.

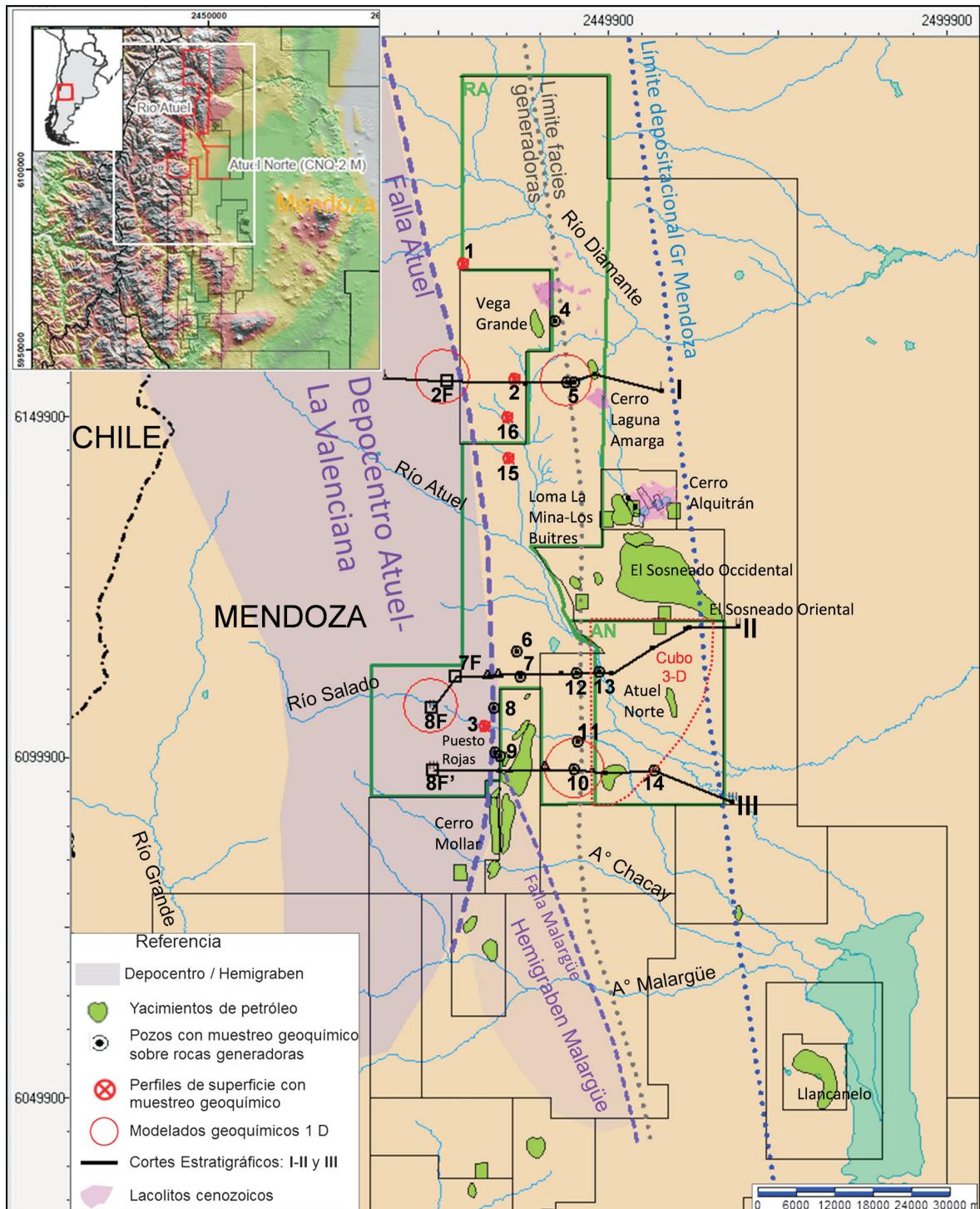


Figura 1. Mapa de ubicación. En el rincón superior izquierdo: ubicación del área de estudio sobre un DEM. Límite oriental del depocentro Atuel-La Valenciana, definido por la falla Atuel y del hemigraben Malargüe, por la falla Malargüe, de menor magnitud. Al este de las fallas Atuel-Malargüe se desarrolla una zona de plataforma. El borde depositacional del Gr Mendoza acompaña el arrumbamiento de las fallas Atuel y Malargüe. Puntos de control (estudios geoquímicos y modelados); en afloramientos: 1-Cerro Amarillo, 2-Arroyo la Yesera, 3-Puente del Río Salado, 15-Codo del Arroyo Blanco y 16-Arroyo La Manga; en pozos: 4-YPF. Md.NVP.x-1, 5-YPF.Md.NADS.x-1 y x-2, 6-YPF.Md.NCMA.x-1, 7- YPF.Md.NLSa.x-1, 8-YPF.Md.NRS.x-2, 9-YPF.Md.NML.x-1 y x-2, 10-YPF.Md.NPDA.x-1, 11-YPF.Md.NPDA.x-2, 12-YPF.Md.NLC.es-1, 13-Md.NLC.x-2, 14-YPF.Md.NAS.x-1. F: ficticios, reubicados en ubicaciones predeformación Neógena. F': ficticio proyectado. AN: Área Atuel Norte. RA: Área Río Atuel. Polígono rojo (línea punteada) corresponde al perímetro de la sísmica 3-D del área Atuel Norte de las Figuras 6 y 8.

ESTRATIGRAFÍA

En el ámbito del estudio se discriminan claramente tres intervalos estratigráficos (Figura 2): i – Sustrato: se refiere a las unidades de rocas anteriores al relleno de la Cuenca Neuquina. ii – Relleno: abarca una compleja sucesión de secuencias depositacionales marinas y continentales, cuyas edades comprenden desde el Triásico Tardío hasta el Paleoceno tardío, constituyendo el intervalo de mayor interés, el más conocido y donde se desarrollan los principales sistemas petroleros. iii – zDetritos y rocas ígneas neógenas: correspondientes a una cuenca de antepaís integrada por varias unidades tectosedimentarias limitadas por discordancias angulares, a lo que se suma una importante actividad magmática.

Sustrato: aflora en varios ejes estructurales de primer orden. Al norte del área de estudio, en el hundimiento sur de la Cordillera Frontal (Cordón del Carrizalito), al oeste, en el bloque Dedos-Silla (Las Leñas), al sur, en el anticlinal Malargüe, y al este, en el bloque de San Rafael. Comprende rocas metamórficas proterozoicas sobre las que apoyan en discordancia unidades del Paleozoico, integradas por pelitas negras marinas y areniscas continentales de las formaciones Las

Intervalo	Grupo	Formación	Litología	Ma	Epoca/Edad	Depocentro			Plataforma			Fase	Etapa				
						Espesor (m)	RM	R	S	Espesor máximo (m)	RM			R	S		
Detritos y rocas ígneas neógenos		Diamante/La Brea	C-A-I-Ef	5	Plioceno	Relictos (Piggyback)				700				4			
		Loma Fiera/Tristeza/Huincán	B-C-I-Ef	10	Mioceno tardío					900		I			3		
		Agua de la Piedra/Molles	A-I	16	Mioceno medio		300-450?		I		1500				2		
		Hiato		56	Eoceno-Oligoceno												
Relleno	Malargüe	Pircala-Coihueco	LA	62	Paleoceno tardío	400-450				500				Antepaís	1		
		Roca	Ca	66	Paleoceno temprano	40				40							
		Loncoche	LA-Ca-A	72	Maestrichtiano	110-250				140							
	Neuquén		C-A-LA	100	Cenomaniano-Campaniano	650-900				780				0			
	Rayoso	Rayoso	Ca-E-LA	113	Albiano	140-150				100				Sag-Subsistencia regional			
		Huitrín	Ca-E-LA	125	Aptiano	40-300				70							
	Mendoza	Agrio	LA-Ca	133	Hauteriviano-Barremiano	270-370				140							
		Chachao	Ca	140	Valanginiano	20-40				50							
		Vaca Muerta	PB-Ca	145	Berriasiano	270-380				80							
				152	Titoniano												
	Tordillo		A-C	157	Kimeridgiano	155-900				120						Rift	
			Auquileo	E	163	Oxfordiano	130-300										
	Lotena	Lotena/La Manga	A-Ca	166	Calloviano	35-110											
		Tábanos	E	168	Bathoniano	100-200											
	Cuyo	Tres Esquinas	LA	174	Aleniano-Bajociano	150-220											
Puesto Araya		A	190	Pliensbachiano-Toarciano	300-700?												
El Freno		C-A-LA	201	Hetangiano-Sinemuriano	50-600?												
	Arroyo Malo	LA		Rhaetiano	0-340												
Precuyo	Remoredo	LA-A-To	208		0-450				Relictos? (Hemigraben)								
Tronquimalal	Chihuiul/Llantenes	LA-A-C	227	Norian	0-450												
Sustrato	Choiyoi	To-I-Ef	250	Scythiano-Carniano	0-1500				0-1500								
		La Horqueta/Las Lagunitas	LA-A		Paleozoico												

Figura 2. Cuadro estratigráfico esquemático del sector norte de la FPCM. Notar los contrastes entre el depocentro y la plataforma. Siglas: A: Areniscas, Ca: Calizas, B: Brechas, C: Conglomerados, E: Evaporitas, Ef: Rocas ígneas efusivas, I: Rocas ígneas intrusivas (fms. Molles, Huincán y La Brea; intruyen distintas unidades, principalmente pelitas ricas en materia orgánica y evaporitas de los grupos Mendoza, Rayoso y Malargüe), LA: Limoarcilitas, PB: Pelitas bituminosas, To: Tobas. RM: Roca madre (negro: principal, gris: secundario/marginal). R: Reservorio (amarillo: principal, amarillo claro: secundario, violeta: rocas ígneas intrusivas). S: Sello (marrón principal, marrón claro: secundario). Líneas de punto y raya: discordancias. Etapa: ver texto. Edades: según ICS chart, 2014.

Lagunitas y La Horqueta. En relación discordante angular suprayace el Gr Choiyoi, asignado al Permo-Triásico, compuesto por rocas ígneas efusivas e intrusivas (plutones) ácidas a mesosilícicas e intercalaciones de niveles detríticos continentales. Es una unidad muy potente, de hasta miles de metros de espesor, rara vez erosionada por completo.

Relleno: conforma un prisma con fuerte acuñamiento hacia el antepaís, con espesores superiores a los 5000 m en el ámbito del depocentro, disminuyendo a menos de 500 m sobre la plataforma oriental (Figuras 2 y 3 – I – II – III).

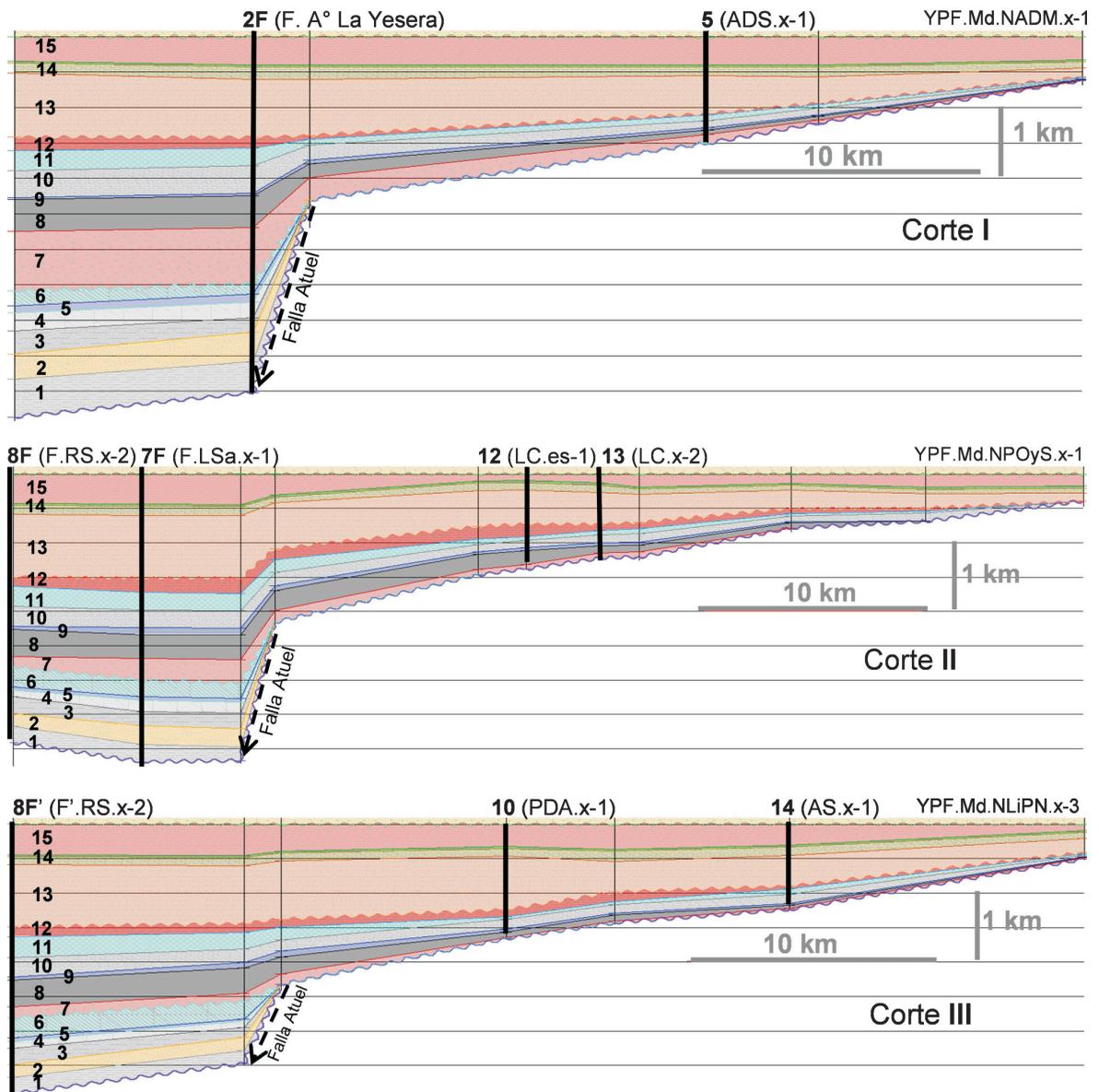


Figura 3. Cortes estratigráficos (oeste-este) nivelados al tope del Gr Malargüe y restituidos a condiciones previas a la deformación neógena, correspondiente al intervalo “Relleno”. De norte a sur: cortes I, II y III, localizados en la Figura 1; en tipografía “negrita”: puntos de control. Notar los contrastes entre el depocentro Atuel y la plataforma, separados por la falla extensional Atuel. Referencia: 1- Fm El Freno, 2- Fm Puesto Araya, 3- Fm Tres Esquinas, 4- Fm Tábanos, 5- fms. Lotena-La Manga, 6- Fm Auquilco, 7- Fm Tordillo, 8- Fm Vaca Muerta, 9- Fm Chachao, 10- Fm Agrio, 11- Fm Huitrín, 12- Fm Rayoso, 13- Gr Neuquén, 14- fms. Loncoche-Roca, 15- fms. Pircala-Coihueco. Litologías en Figura 2.

El marcado contraste de espesor se produce en parte por adelgazamiento y *onlap* de las unidades estratigráficas hacia el antepaís, pero fundamentalmente por una falla o zona de falla extensional, de orientación NNW-SSE e inclinación al oeste, según se infiere de la sísmica 3 D y de la proyección de los datos de pozos y afloramientos (Figuras 1 y 3). Esta falla directa, alcanzaría rechazos superiores a los 2500 m, conformando el límite oriental del extenso depocentro Atuel-La Valenciana (Manceda y Figueroa 1995; Giambiagi *et al.* 2003), posteriormente invertida durante las últimas etapas compresivas del Mioceno medio-tardío (Figuras 4 y 5). A esta falla invertida se la denominará Atuel, en lugar de La Manga o Malargüe, por corresponder estas últimas a *splays* menores, aflorantes en superficie.

Localmente puede existir un relleno inicial correspondiente a una serie de depósitos volcanoclásticos, localizados en hemigrábenes discontinuos y diacrónicos, pertenecientes al Triásico Tardío-Jurásico Temprano. Incluye a las formaciones Chihui, Llantenes (con lutitas organógenas) y Remoredo, identificables en el hemigraben invertido de Malargüe (Artabe *et al.* 1998).

En el depocentro Atuel-La Valenciana se registra una columna estratigráfica muy completa, que comienza con depósitos marinos del Triásico Tardío, correspondientes a la Fm Arroyo Malo (Riccardi *et al.* 1997; Bechis 2009) y culmina prácticamente sin interrupciones, en el Paleoceno tardío, con el Gr Malargüe (Figura 2). Presenta muy buen desarrollo de las facies generadoras marinas jurásicas y cretácicas, representadas por las formaciones Tres Esquinas, Vaca Muerta y Agrio, junto a un gran desarrollo de las facies evaporíticas de las formaciones Tábanos, Auquilco, Huitrín y Rayoso, con un notable control tectosedimentario por parte de la falla extensional Atuel, que habría restringido el intervalo Preándico (Groeber *et al.* 1953) al ámbito del depocentro. Todas estas características avalan el concepto de que la tasa de subsidencia en el borde de un *rift* excede la tasa de sedimentación, determinando un déficit del relleno en la zona deprimida, que favorece el desarrollo de ambientes marinos restringidos y lacustres (Manceda y Figueroa 1995).

En el ámbito de plataforma, sólo se han documentado depósitos de los grupos Mendoza (incluyendo a la Fm Tordillo), Rayoso, Neuquén y Malargüe, con un espesor estimado máximo de unos 2400 m hacia su límite oeste, contra la falla Atuel, donde el ciclo Ándico no superaría los 1000 m de potencia (Figuras 2 y 3-I-II-III).

El borde depositacional de los grupos Mendoza y Rayoso coincide aproximadamente con el límite este del yacimiento Sosneado Oriental y el flanco oriental del Cordón del Carrizalito (Figuras 1 y 3). Ello implica facies de borde de cuenca pero con muy poco aporte clástico en las secuencias marinas de las formaciones Vaca Muerta, Agrio y Huitrín, con arreglo estratigráfico agradable a ligeramente retrogradante de las distintas series de parasecuencias, todas ellas con marcada tabularidad, demostrando un claro control alogénico eustático. Sólo se registran arreglos suavemente sigmoidales progradantes en las secuencias carbonáticas de las formaciones Chachao, Agrio Superior y Mb Chorreado de la Fm Huitrín, producto de una sobresaliente

generación carbonática *in situ*, favorecida por condiciones de alta energía del medio marino y casi nulo aporte clástico, lo cual posibilita que estas facies carbonáticas lleguen a posiciones muy cercanas al borde depositacional. Estas facies marginales del Gr Mendoza son muy diferentes de aquellas que predominan en el depocentro Atuel-La Valenciana, justificando su segregación bajo el nombre Fm Lindero de Piedra (Legarreta *et al.* 1981). Esto queda particularmente reflejado en las facies de las formaciones Vaca Muerta y Agrio con muy escasos niveles de pelitas negras, correspondientes a inundaciones episódicas, de escasa profundidad, en general con contenidos orgánicos despreciables. Estas condiciones han sido documentadas en el sector oriental al este de una línea imaginaria que pasa por los pozos YPF.Md.NPDA.x-1, x-2 e YPF.Md.NLC.x-3 (Figura 1).

El Gr Neuquén comprende facies continentales fluviales de tipo entrelazado, con alternancia de facies conglomerádicas, arenosas y limoarcillosas. Esta unidad presenta un marcado adelgazamiento hacia el este, con espesores cercanos a los 900 m en el sector suroeste de la región evaluada, disminuyendo ligeramente hacia el norte y fuertemente hacia el este, con espesores del orden de los 100 m, asociado a un progresivo cambio a facies más proximales. La base discordante es reconocible en la sísmica 3 D, reflejando el primer episodio compresivo del Cretácico Tardío, que colocaría al Gr Neuquén en una situación de cuenca de antepaís (Cobbold y Rossello 2003; Ramos y Folguera 2005; Mescua *et al.* 2013).

El Gr Malargüe, integrado por las formaciones Loncoche, Roca, Pircala y Coihueco, correspondientes a un ciclo de inundación de afinidad atlántica (Weaver 1927) desarrollada entre el Campaniano tardío y el Paleoceno tardío, presenta marcada tabularidad y homogeneidad en sus facies. El espesor del Gr Malargüe fluctúa entre 400 y 500 m pero puede estar fuertemente reducido por erosión como ocurre en la zona de los pozos Lomas de Coihueco (Figura 3-Corte II), por efecto de la tectónica neógena.

Detritos y rocas ígneas neógenos: estos depósitos sinorogénicos alcanzan un gran desarrollo en la zona de estudio, con 3100 m de espesor en el pozo YPF.Md.NPDA.x-1 (Figuras 1, 2, 4 y 5-D), conformando el principal depocentro preservado en la Cuenca Neuquina de sedimentos neógenos pertenecientes a una cuenca de antepaís. La referencia bibliográfica que evalúa estas unidades cenozoicas es muy amplia, destacándose entre los más recientes Ramos y Nullo (1993), Baldauf *et al.* (1997), Nullo *et al.* (2002), Silvestro y Kraemer (2005), Combina y Nullo (2005, 2011), Silvestro y Atencio (2009).

Dentro del área de estudio estos depósitos comienzan con los denominados “Rodados Lustrosos” (Groeber 1947) asignados a la base de la Fm Agua de la Piedra. Dataciones U-Pb de zircones detríticos indican una edad máxima depositacional de entre 17 y 20 Ma, para muestras obtenidas de la zona de Lomas de Coihueco. Otras dataciones en la región han arrojado edades de 13 Ma (Baldauf *et al.* 1992, 1997). El espesor de la formación alcanza los 1500 m en el pozo YPF.Md.NPDA.x-1 y está caracterizada por facies arenosas de ambientes continentales fluviales

y eólicos. Corresponden a facies relativamente distales respecto a los posibles frentes orogénicos coetáneos, ubicados más al oeste del actual anticlinorio Atuel (Figuras 4 y 5). El límite superior de la unidad corresponde a otra importante discordancia angular, a partir de la cual comienzan a depositarse facies muy gruesas y proximales, de aglomerados y brechas volcánicas de ambiente lahárico correspondientes a la Fm Loma Fiera. Dataciones U-Pb de zircones detríticos indican edades máximas depositacionales de entre 11 a 8.5 Ma. Otras dataciones asignan 9.5 Ma (Baldauf, *et al.* 1997; Combina y Nullo 2005; Giambiagi *et al.* 2008), por lo que sería sincrónica con volcanismo del Ciclo Huincán (Nullo *et al.* 2002). Estas facies gradan hacia arriba y lateralmente a facies más finas y distales, definidas como Fm Tristeza, que en conjunto alcanzan 880 m en el pozo YPF.Md.NPDA.x-1 (Figuras 2, 4 y 5-D). Por encima, en suave discordancia se describe la Fm Diamante asignada al Plioceno y luego la Fm Los Mesones asignada al Pleistoceno.

La relación estratigráfica de las unidades sobrepuestas a la Fm Loma Fiera es compleja e indicativa de una actividad tectónica compresiva aún activa. Sin embargo, a los fines petroleros, resulta más significativa la discordancia que la limita en su base, cuya extensión regional es posible distinguir en pozos y sísmica 3 D y que habría marcado la inversión definitiva de la falla Atuel (Figura 5). A esta discordancia se suma otra discordancia erosiva denominada informalmente “Intra Agua de la Piedra” muy evidente en la sísmica 3 D, ubicada el tercio superior de la Fm Agua de la Piedra, como se verá más adelante.

Por su parte, las rocas intrusivas cenozoicas resultan importantes como reservorios así como por su capacidad para generar trampas, también se les ha asignado un rol central para forzar el proceso de maduración térmica y efectiva generación de hidrocarburos en áreas regionalmente inmaduras (Rodríguez Monreal *et al.* 2009). La presencia de intrusivos es conspicua en la zona, correspondiendo en general a los cuerpos agrupados dentro de la Andesita La Brea, del Ciclo Eruptivo Huincán (Baldauf 1993; Nullo *et al.* 2002). Según estos autores, entre los cuerpos intrusivos aflorantes (Figura 1) se destacan, de sur a norte: Cerro Alquitrán (10,7 \pm 0,5 Ma, por método Ar39/Ar40), Laguna Amarga (9,8 \pm 0,2 Ma), La Ventana (7,2 \pm 0,3 Ma), La Brea (5,8 \pm 0,9 Ma), Medialuna (6,4 \pm 0,4 Ma) y Mala Dormida (7,2 \pm 0,3 Ma). Estos intrusivos andesíticos son más jóvenes que los que se encuentran hacia el sur, coincidiendo dicho rejuvenecimiento con el avance hacia el noreste de la FPCM (Nullo *et al.* 2002; Combina y Nullo 2011). Además de los cuerpos volcánicos y subvolcánicos aflorantes, son muy frecuentes los intrusivos atravesados por perforaciones, particularmente en los grupos Mendoza y Rayoso, que resultaron productivos en el Yacimiento Vega Grande y Loma los Altos (Figura 1), y que sin duda controlaron los viejos yacimientos de Cerro Alquitrán, La Paloma, La Buitrera, Loma La Mina, entre otros (Figura 1).

Como característica, estos cuerpos ígneos no afectaron la roca de caja y debieron aprovechar las fallas de basamento para ascender, ingresando luego en los intervalos incompetentes como las pelitas ricas en materia orgánica (formaciones Vaca Muerta y Agrio) o intervalos evaporíticos

(Fm Huitrín) o pelitas del Gr Malargüe (Figura 2). Además, tienden a formar filones capa y/o lacolitos concordantes, generalmente superpuestos por vincularse al mismo canal de alimentación, conformando apilamientos de varios cuerpos o christmas tree laccolith. Otra alternativa es que formen estructuras del tipo punched laccolith o sea cámaras limitadas por fallas, donde el magma ingresante provoca el levantamiento de las capas suprayacentes. Un ejemplo del primer tipo es el Cerro Laguna Amarga, con importantes lacolitos en el Gr Mendoza, productivos de hidrocarburo y en el Gr Malargüe (Figura 1), es decir no conforma un único cuerpo ígneo, tipo stock, como sugieren algunos autores (Giambiagi *et al.* 2008). Mientras que el segundo tipo, se describe en La Paloma-Cerro Alquitrán, donde la falla La Ramadita permite el efecto pistón (punched) del intrusivo andesítico (Figura 1).

ESTRUCTURA

Esquema Regional

La región analizada corresponde al sector norte de la FPCM, con basamento involucrado y desarrollo local de fajas de deformación epidérmica y zonas triangulares (Kozłowski *et al.* 1993; Manceda y Figueroa 1995). Queda excluido el Cordón del Carrizalito, situado al norte del Río Diamante, perteneciente al hundimiento sur de la Cordillera Frontal (Figura 4).

En la región comprendida entre la Cordillera del Viento y Pampa Tril, y entre Pehuenche y Cerritos Colorados, Kozłowski *et al.* (1997) postulan tres etapas de deformación. La primera, anterior a los 50 Ma, con desarrollo de una antefosa incipiente durante la depositación del Gr Malargüe (Legarreta y Uliana 1991). La segunda, entre los 50 a 25 Ma, en la que se levantó la Cordillera del Viento (Figura 4) junto a una serie de estructuras epidérmicas en su frente, concomitantes con el inicio de inversión de los hemigrábenes de la Plataforma del Río Grande-Pampa Palauco (Figura 4). La tercera, posterior a los 25 Ma, caracterizada como FPC externa, abarca los levantamientos del Macizo del Tromen-Sierra Azul-Bardas Blancas (Figura 4) y estructuras de segundo orden asociadas en el frente, además de la reactivación de las estructuras la zona de Río Grande-Pampa Palauco.

Al norte de Bardas Blancas, entre los anticlinales Torrecillas y Chacay, y entre Portezuelo del Viento y el anticlinal de Malargüe, Silvestro y Kraemer (2005) y Kraemer *et al.* (2011) proponen tres etapas evolutivas principales. La primera anterior a los 16 Ma, sin deformación. La segunda, entre los 16 y 7 Ma en la que predominó el levantamiento de los anticlinales de primer orden Torrecillas-Portezuelo del Viento, con un incipiente levantamiento del anticlinal Malargüe; y, una tercera etapa, desde los 7 Ma hasta el presente, en la que predominó el levantamiento del anticlinal Malargüe (Figura 4).

Más al norte, en la región comprendida entre Santa Elena y Puesto Rojas, Mescua (2010) propone un esquema evolutivo con levantamiento de Las Leñas en el Mioceno Medio (16-13 Ma), seguida por el del anticlinal Los Blancos. Finalmente, el levantamiento del anticlinorio Atuel, a partir de los 10 Ma al presente, que involucra los corrimientos de Mesón y Sosneado, sobre la plataforma (Figura 4).

Finalmente, al norte del río Atuel, entre el anticlinal de Tres Esquinas-Arroyo Blanco y el Cordón del Carrizalito, varios autores postulan una deformación episódica que evolucionó hacia el antepaís en el Neógeno (Kozłowski 1984; Combina *et al.* 1993; Giambiagi *et al.* 2008; Silvestro y Kraemer 2005), en correspondencia con un rejuvenecimiento de los ciclos magmáticos (Combina y Nullo 2011).

Escapa a este esquema general el sector externo de la FPCM, situado al este del Valle del Río Grande, denominada Plataforma del Río Grande (Kozłowski 1991) o región del valle del Río Grande y Palauco (Silvestro y Atencio 2009), caracterizado por tres o cuatro trenes submeridianos de hemigrábenes invertidos en forma de retrocorrimientos (Figura 4), que a pesar de encontrarse al este de los frentes antes citados, habrían comenzado a invertirse con anterioridad, en el Mioceno temprano (Silvestro y Atencio 2009).

Estructura entre los ríos Diamante y Salado

Dentro de este esquema regional, resulta muy importante la influencia del depocentro Atuel (Figura 1), de gran extensión areal por continuar al norte del Río Diamante hasta penetrar en territorio chileno con los depocentros de Alvarado, Nieves Negras y Yeguas Muertas, y hacia el sur del Río Salado, conectando con el depocentro La Valenciana (Giambiagi *et al.* 2003). Al sur del Río Salado se sugiere la existencia de una bifurcación de la falla maestra Atuel, con una rama subsidiaria oriental, correspondiente a la falla Malargüe, del hemigraben homónimo, luego invertida en el Neógeno conformando el anticlinal Malargüe (Figuras 1 y 4).

La inversión de la falla Atuel constituye el rasgo más sobresaliente del sector, con un acortamiento significativo que compensó primero los más de 2 km de hundimiento ocurrido durante la etapa de extensión y luego provocando un acortamiento total del orden de los 9 km en la zona del Río Salado (Figuras 4 y 5-C) y más de 11 km al norte del Arroyo La Yesera (Figura 5-A). Mientras que al sur del Río Salado pierde importancia el transporte sobre la falla Atuel y gana efecto el plegamiento por propagación de falla (Figura 5-D). Esto tiene un claro correlato en el desarrollo del sistema de corrimientos epidérmicos imbricados que se desarrollan hacia el antepaís. Así, al sur del Río Salado, se identifica un corrimiento, sin emergencia en superficie (Figura 5-D). Al norte del Río Atuel, emergen en el flanco oriental de la Cuchilla de la Tristeza, los corrimientos Mesón y Sosneado (Figuras 4 y 5-B) y, más al norte, en el pozo YPF.Md.NAMa.x-1 (Arroyo Matancilla) se reconoce un sistema de

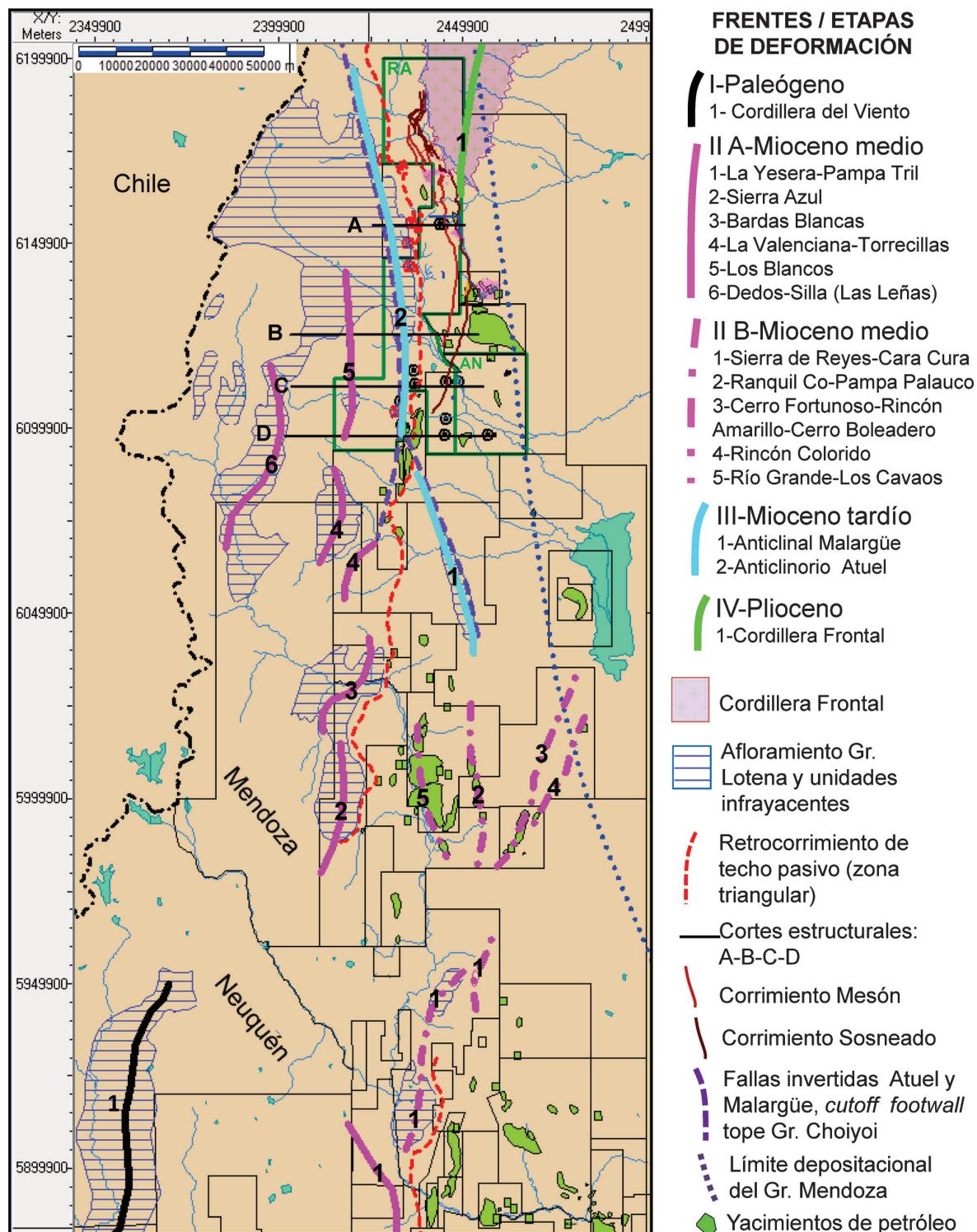


Figura 4. Mapa tectónico del sector surmendocino de la Cuenca Neuquina. Se distinguen cuatro frentes de deformación cenozoicos, aproximadamente correspondientes a otras tantas etapas tectónicas. Estos frentes son estructuras de primer orden con basamento involucrado aflorante o expresados en superficie por unidades del Jurásico Temprano y Medio (Gr Lotena y unidades infrayacentes). Notar traza del retrocorrimento de techo pasivo, emergente en superficie en el Gr Rayoso. El cual estaría controlado por el borde del depocentro Atuel, cuyos depósitos de evaporitas posibilitaron el desarrollo de la zona triangular en el Frente II-A, durante la Etapa 2; y que luego resultó transportado hacia el antepaís por la inversión de la falla Atuel (Frente III / Etapa 3). Siglas AN: Atuel Norte, RA: Río Atuel.

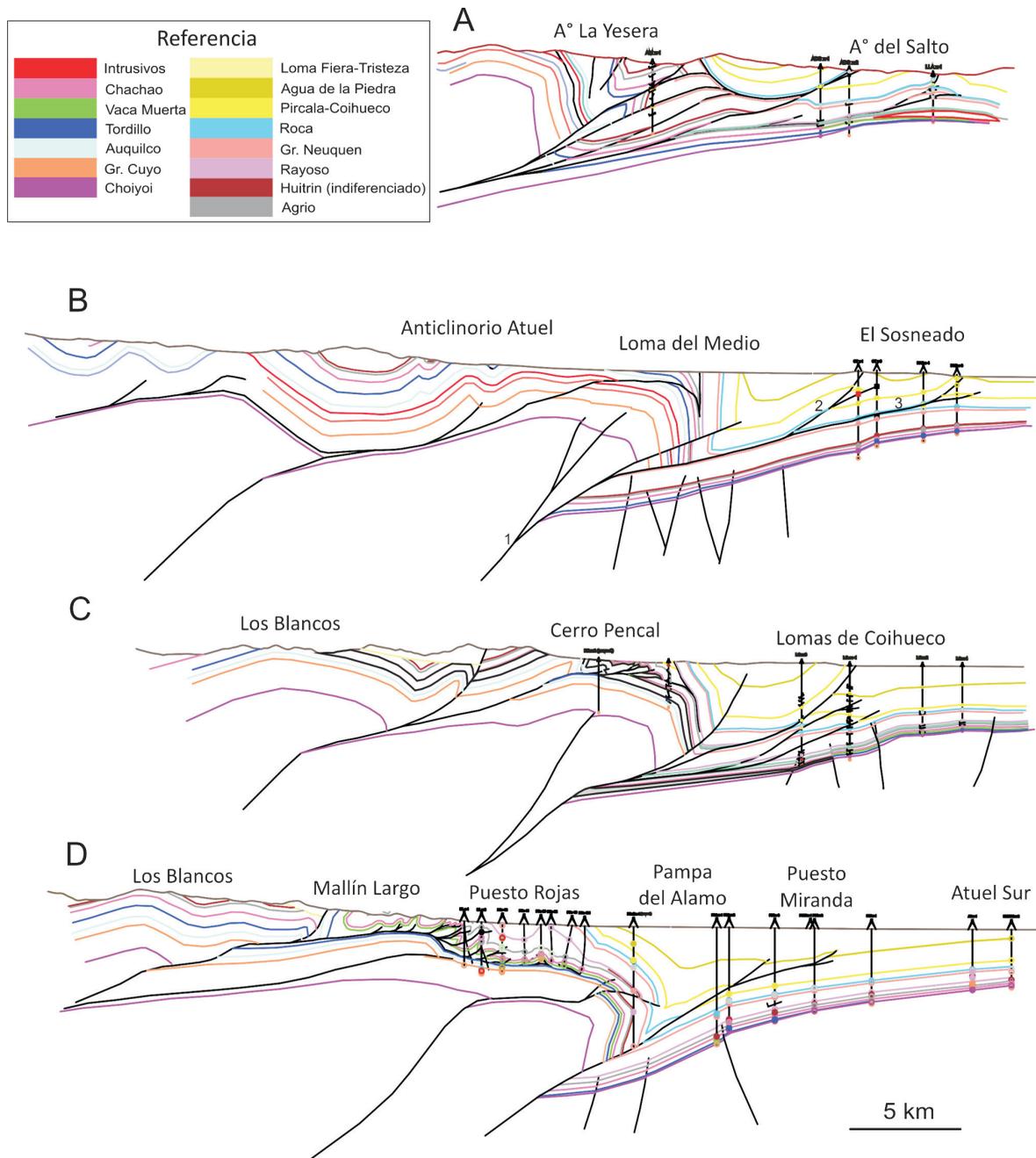


Figura 5. Cortes estructurales (oeste-este), ver ubicación en Figura 4. Muestran de norte a sur (A-B-C y D) el avance del anticlinorio Atuel sobre la plataforma. Notar la zona de deformación de lámina delgada sobre el anticlinorio Atuel (FPF de Puesto Rojas-Mallín Largo), originado por el empuje de estructuras de primer orden situadas más al oeste (Los Blancos), que desarrolla una zona triangular luego transportada por el corrimiento Atuel. Esta última evoluciona hacia el antepaís con un sistema de corrimientos epidérmicos imbricados, cada vez más importantes y más profundos hacia el norte. En el corte B, 1: Falla Atuel; 2: Falla Mesón y 3: Falla Sosneado.

corrimientos más complejo, conformando un apilamiento tipo dúplex de al menos cuatro láminas, convergentes en una falla de techo pasivo, desarrollada en el tope de la Fm Loncoche (Figura 5-A). A este mayor acortamiento e imbricación se suma un involucramiento del Gr Mendoza en los corrimientos, facilitado quizás por un mayor desarrollo de las pelitas negras de la Fm Vaca Muerta hacia el norte y/o por un levantamiento inicial de la Cordillera Frontal.

El posterior levantamiento de la Cordillera Frontal exhuma a sus espaldas dicha zona imbricada provocando un basculamiento general de la región hacia el suroeste.

Otro rasgo sobresaliente del sector es la estructura triangular que caracteriza al yacimiento Puesto Rojas-Cerro Pencal, emplazada sobre el anticlinorio Atuel, interpretada como una zona de deformación de lámina delgada, provocada por el empuje de una estructura de primer orden localizado más al oeste, que en la zona del Río Salado se atribuye al eje Los Blancos (Figura 5-D y C). Estructuras similares se reconocen hacia el norte, en la Loma del Medio, marginada por los Arroyos Blanco y La Manga (Figura 5-B), donde distintos términos del Gr Rayoso se encuentran repetidos, y también extensamente hacia el sur, como demuestra la emergencia del retrocorrimiento de techo pasivo de dicha estructura (Figura 4). Estas estructuras de lámina delgada resultaron posteriormente plegadas, hasta rebatidas y transportadas por el levantamiento del anticlinorio Atuel (Figura 4).

Por último, existe un sistema de fallas de basamento, menos evidentes en superficie, pero claramente reconocibles en el subsuelo con sísmica 3 D, de gran importancia a lo largo de la evolución estructural y sedimentaria de la cuenca. Estas fallas, que habrían jugado un rol fundamental en el control de la distribución de los hidrocarburos, se caracterizan por su alto ángulo y segmentación, conformando juegos con disposición en echelón, sobre lineamientos regionales, con pérdida de entidad hacia niveles estratigráficos altos y tendiendo a desaparecer en la Fm Agua de la Piedra. Estas fallas tienen escaso rechazo vertical, en ocasiones con evidencia de leve desplazamiento lateral. Se agrupan según dos orientaciones predominantes, en general coincidentes con sistemas de fallas similares, planteados por otros autores en esta y otras regiones vecinas (Cobbold *et al.* 1999; Bechis *et al.* 2009; Bechis *et al.* 2010; Cristallini *et al.* 2001; Giambiagi *et al.* 2008; Guzmán *et al.* 2007): un sistema NO a NNO, que se asociaría con una reactivación de fallas del *rift* triásico, y un sistema NE a ENE interpretado como fracturas de apertura paralelas al esfuerzo máximo horizontal de la tectónica Andina. Estos sistemas de falla son fácilmente reconocibles en la sísmica 3 D del bloque Atuel Norte (Figura 1), correspondiente al ámbito de plataforma oriental (Figura 6-a). Su identificación es más difícil hacia el oeste, debido a la complejidad estructural.

Cuando estos sistemas de fallas de basamento convergen tienden a generar zonas más intensamente fracturadas, claramente discernibles de otras zonas sin fallas, mediante atributos sísmicos, como el *Dip of Maximum Similarity* o Coherencia (Figura 6-b). Además, estas zonas

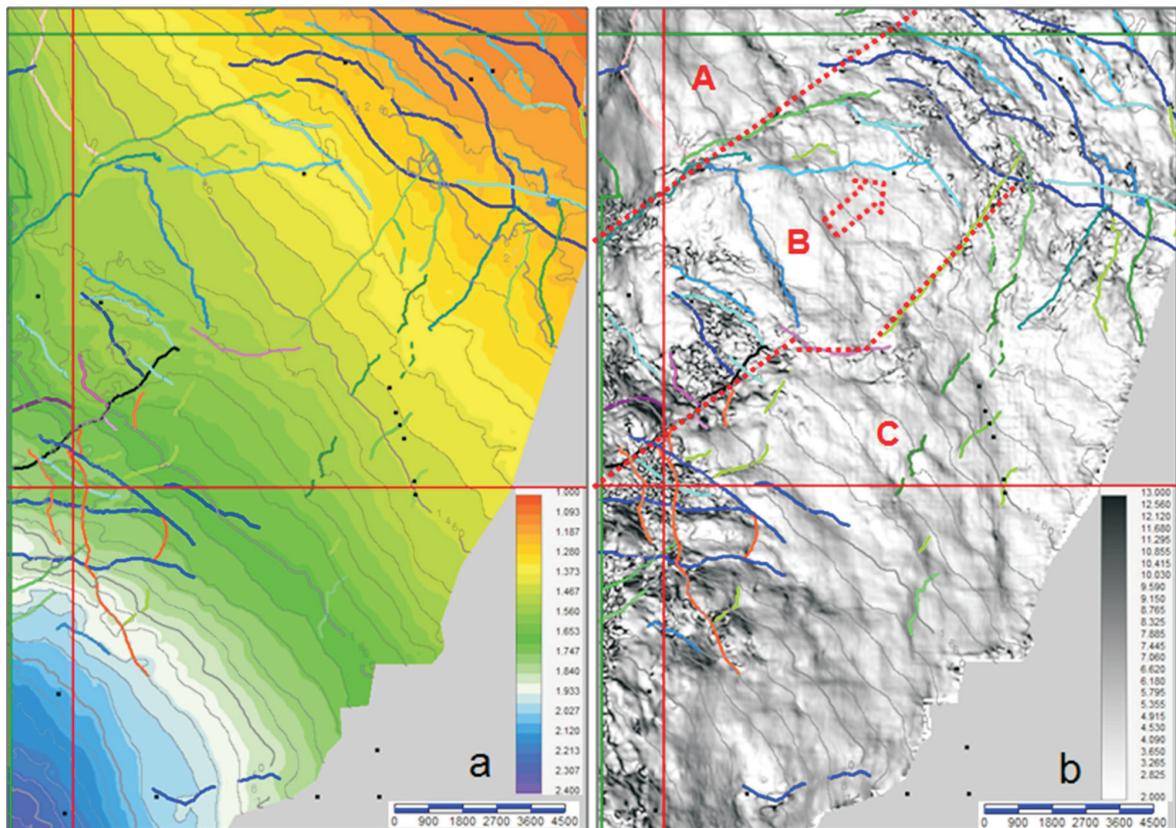


Figura 6. Cubo sísmico 3 D del área Atuel Norte (ver ubicación Figura 1). (a) Mapa estructural en tiempo al tope de la Fm Huitrín las con principales fallas de basamento. (b) Atributo sísmico Dip of Maximum Similarity (DIP), correspondiente al mismo horizonte que realza discontinuidades y ondulaciones. Se destacan dos sistemas de fallas dominantes, uno con orientación dominante NO a NNO y otro ENE. El Sistema ENE controla un bloque intermedio B (líneas de puntos rojos), con posible avance relativo hacia el NE. Líneas rojas: Inline (O-E) y crossline (N-S), ver en Figura 7.

limitadas por falla tienen evidencias de mayor movilidad vertical, conformando bloques sobre-elevados o hundidos (Figura 6-a). En el caso particular del área Atuel Norte, el sistema ENE habría posibilitado el avance relativo de un bloque intermedio “B”, respecto a otros dos “A” y “C”, provocando hacia el frente del bloque “B” un sistema de fallas de escaso rechazo en forma de arco y repliegues con radios de curvatura corta, muy interesantes desde el punto de vista prospectivo (Figura 6-b).

Evolución estructural

De acuerdo al esquema regional descripto, se pueden discriminar cuatro frentes orogénicos cenozoicos principales asociados a sucesivas etapas de deformación. Cada frente se integra por una serie de anticlinales de basamento, de orientación aproximadamente meridiana, generalmente controlados por inversión tectónica de hemigrábenes (Figura 4). Este esquema no descarta la existencia de otras etapas compresivas más antiguas, asignadas principalmente al Cretácico Tardío (Etapa 0, Figura 2), como lo postulan Ramos (1978, 1999), Vergani *et al.* (1995), Manceda y Figueroa

(1995), Zapata *et al.* (1999), Cobbold *et al.* (1999), Cobbold y Rosello (2003), Ramos y Folguera (2005), Zapata y Folguera (2005), Mescua (2010), Mescua *et al.* (2013), entre otros. Algunos de los frentes más occidentales aquí mencionados, muestran evidencias de esta estructuración temprana, como sería el caso de la Cordillera del Viento y Bloque Dedos-Silla, pero su análisis excede el propósito de este estudio.

Frente I: involucra la Cordillera del Viento y la faja plegada de Chos Malal hacia el antepaís. Kozlowski *et al.* (1997) ubican su levantamiento entre los 50 y 25 Ma (Etapa 1, Figuras 2 y 4).

Frente II: es el más extendido y complejo, integrado por numerosas estructuras de basamento, que pueden ser agrupados a su vez en dos ramas o trenes submeridianos y subparalelos entre sí (Figura 4). Uno occidental (A), en el que se destacan de sur a norte los anticlinales de Las Yeseras-Pampa Tril, Sierra Azul, Bardas Blancas, La Valenciana, Torrecillas, Los Blancos, siendo poco clara su evolución hacia el norte del Río Atuel. Se incluye en este tren a la estructura Dedos-Silla, aunque su emplazamiento podría ser más antiguo (Mescua 2010). Y un tren más oriental (B), que se encuentra integrado por las sierras de Reyes, Cara Cura, Ranquil Co y Pampa Palauco, cuyas fallas maestras, a diferencia del tren anterior, las limitan al oeste e inclinan al este con alto ángulo. Sin información que lo confirme, se ubica dentro de este frente a las estructuras de Cerro Boleadero, Rincón Amarillo, Cerro Fortunoso y Rincón Colorido, que conforman la estructura de basamento más oriental de la FPCM (Figura 4).

La edad de activación de estos dos trenes (Etapa 2, Figura 2) estaría definida por los depósitos correspondientes a los “Rodados Lustrosos” de la base de la Fm Agua de la Piedra, con edades máximas depositacionales U-Pb en zircones detríticos datados en 17 Ma, en Lomas de Coihueco. Silvestro y Kraemer (2005) en el Sinclinal de la Ventana, y Silvestro y Atencio (2009) en el Valle del Río Grande y Palauco, también ubican la base de Agua de La Piedra entre los 16 y 18 Ma, y definen la generación de sucesivas subcuencas dentro de la cuenca de antepaís, limitadas por estructuras de basamento, por inversión de hemigrábenes.

En el frente del tren A se desarrollan importantes sistemas de corrimiento de lámina delgada, conformando zonas triangulares, cuando están dadas las condiciones estratigráficas como ocurre en el depocentro Atuel-La Valenciana, con un despegue basal ya sea en las formaciones Auquilco o Vaca Muerta, y un despegue superior, en las evaporitas del Gr Rayoso (ver retrocorrimiento de techo pasivo, Figura 4). De norte a sur, ejemplos de estos sistemas aparecen en Loma del Medio (Figura 5-B), Cerro Pencal-Puesto Rojas-Cerro Mollar (Figura 5-C), Puesto Muñoz, Doña Juana, Sierra Azul y Filo Morado.

La zona comprendida entre los trenes A y B, más precisamente entre la Sierra Azul (II-A-2) y Pampa Palauco (II-B-2), identificada como II-B-5 (Figura 4), presenta yacimientos importantes como Los Cavaos, Malal del Medio, Río Grande, etc., cuyos estilos de entrapamiento fueron definidos por Giampaoli *et al.* (2005) como bloques limitados por falla; es decir fallas de basamento de orientación predominante NE y N-S, seguramente correspondientes a esta Etapa 2, asociados

a importante actividad ígnea y de notable productividad petrolera muy probablemente favorecida por su estructuración temprana.

Frente III: corresponde a la inversión del depocentro Atuel y del hemigraben Malargüe (Figuras 1, 4 y 5) ocurrida hacia los 10-7 Ma (Etapa 3, Figura 2), según se desprende de las dataciones de los depósitos sinorogénicos asociados (Fm Loma Fiera y equivalentes). En este caso, el acortamiento hacia el antepaís se transfiere en forma de corrimientos epidérmicos, que se multiplican y profundizan estratigráficamente hacia el norte. Ejemplos de estos últimos son los corrimientos Mesón y Sosneado (Figura 5-A y B).

Frente IV: corresponde a la Cordillera Frontal, cuyo hundimiento sur, a través del Cordón del Carrizalito se ubica en el extremo noreste del área analizada (Figura 4). La activación de este frente (Etapa 4, Figura 2) se produce hacia los 5 Ma y continúa hasta el presente (Combina *et al.* 1993; Silvestro y Kraemer 2005). Esta fase provoca a su vez un fuerte basculamiento hacia el suroeste del ámbito de plataforma hasta al menos la latitud del Río Salado, compensado por un gran espesor de los depósitos sinorogénicos del Neógeno, particularmente de los post-miocenos.

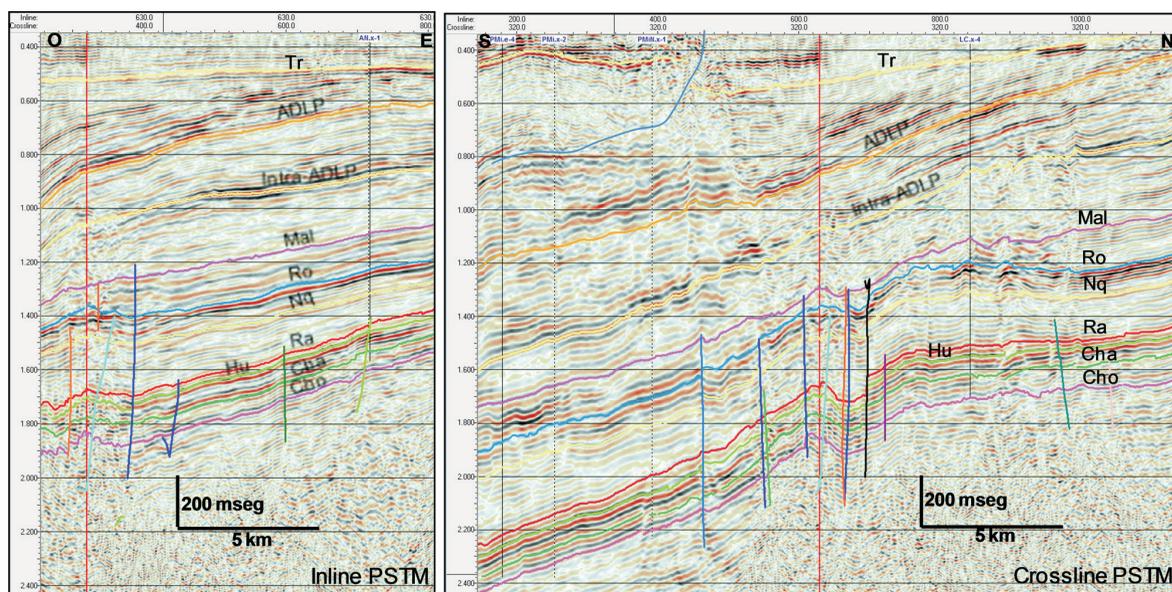


Figura 7. Cubo 3 D de Atuel Norte (PSTM). Inline y crossline de la Figura 6, se intersectan en la línea roja. Horizontes Cho: tope Gr Choiyoi, Cha: tope Fm Chachao, Hu: tope Fm Huitrín, Ra: tope Fm Rayoso, Nq: tope Gr Neuquén, Ro: tope Fm Roca, Mal: tope Gr Malargüe, Intra-ADLP: discordancia Intra-Agua de la Piedra, ADLP: tope Fm Agua de la Piedra y Tr: tope Fm Tristeza.

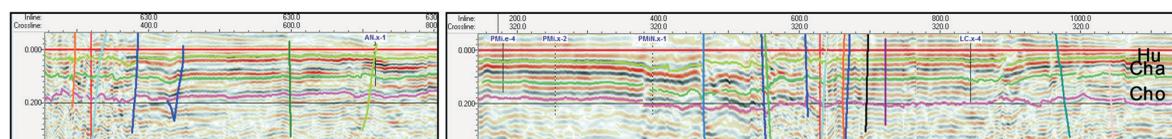


Figura 7-1. Inline y crossline (Figuras 6 y 7) horizontalizadas al tope de la Fm Rayoso. Registra suave estructuración de basamento. Discordancia de la base del Gr Neuquén. Cretácico Tardío (Discordancia Intersenoniana). Escalas idem Figura 7.

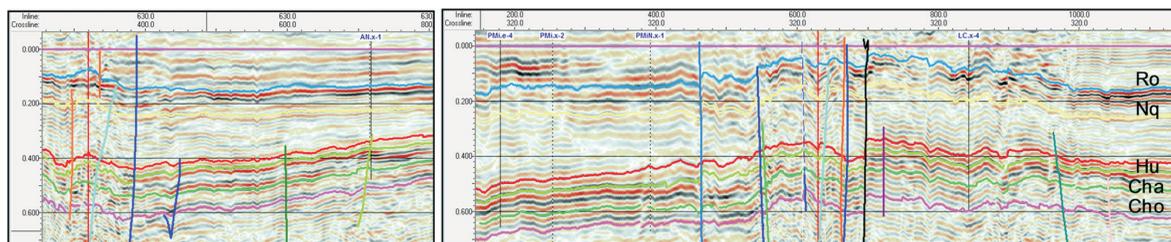


Figura 7-2. *Inline* y *crossline* (Figuras 6 y 7) horizontalizadas al tope del Gr Malargüe. Registra importante estructuración de basamento. Discordancia base Fm Agua de la Piedra. Mioceno medio (17 Ma). Involucra hiato importante. Escalas idem Figura 7.

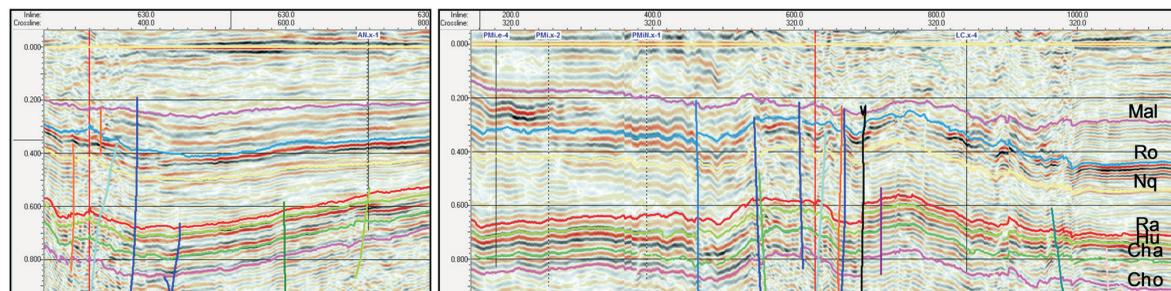


Figura 7-3. *Inline* y *crossline* (Figuras 6 y 7) horizontalizadas a la discordancia Intra Agua de la Piedra. Registra importante estructuración de basamento. Edad estimada Mioceno medio tardío.

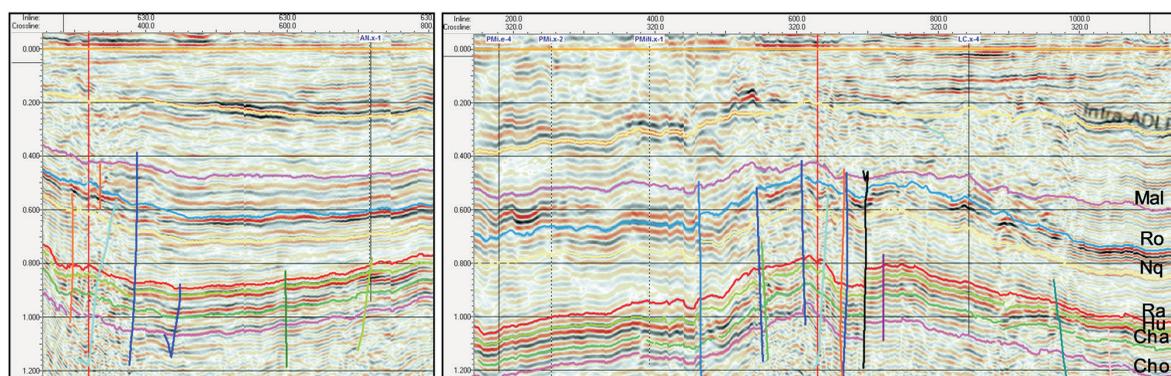


Figura 7-4. *Inline* y *crossline* (Figuras 6 y 7) horizontalizadas al tope de la Fm Agua de la Piedra. Registra importante estructuración de basamento. Edad estimada Mioceno tardío (10 Ma).

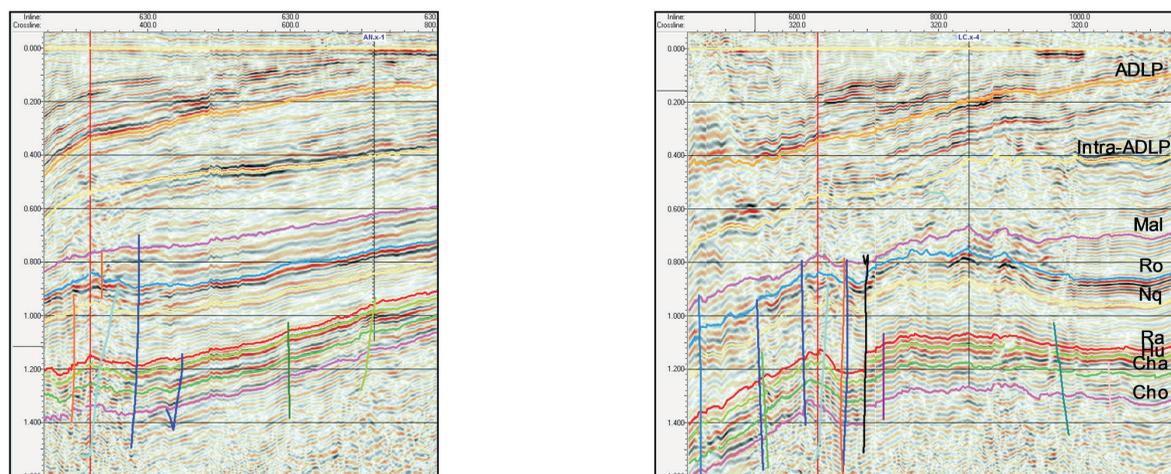


Figura 7-5. *Inline* y *crossline* (Figuras 6 y 7) horizontalizadas al tope de la Fm Tristeza. Registra importante basculamiento regional hacia el SSO. Edad estimada Plioceno (5 Ma).

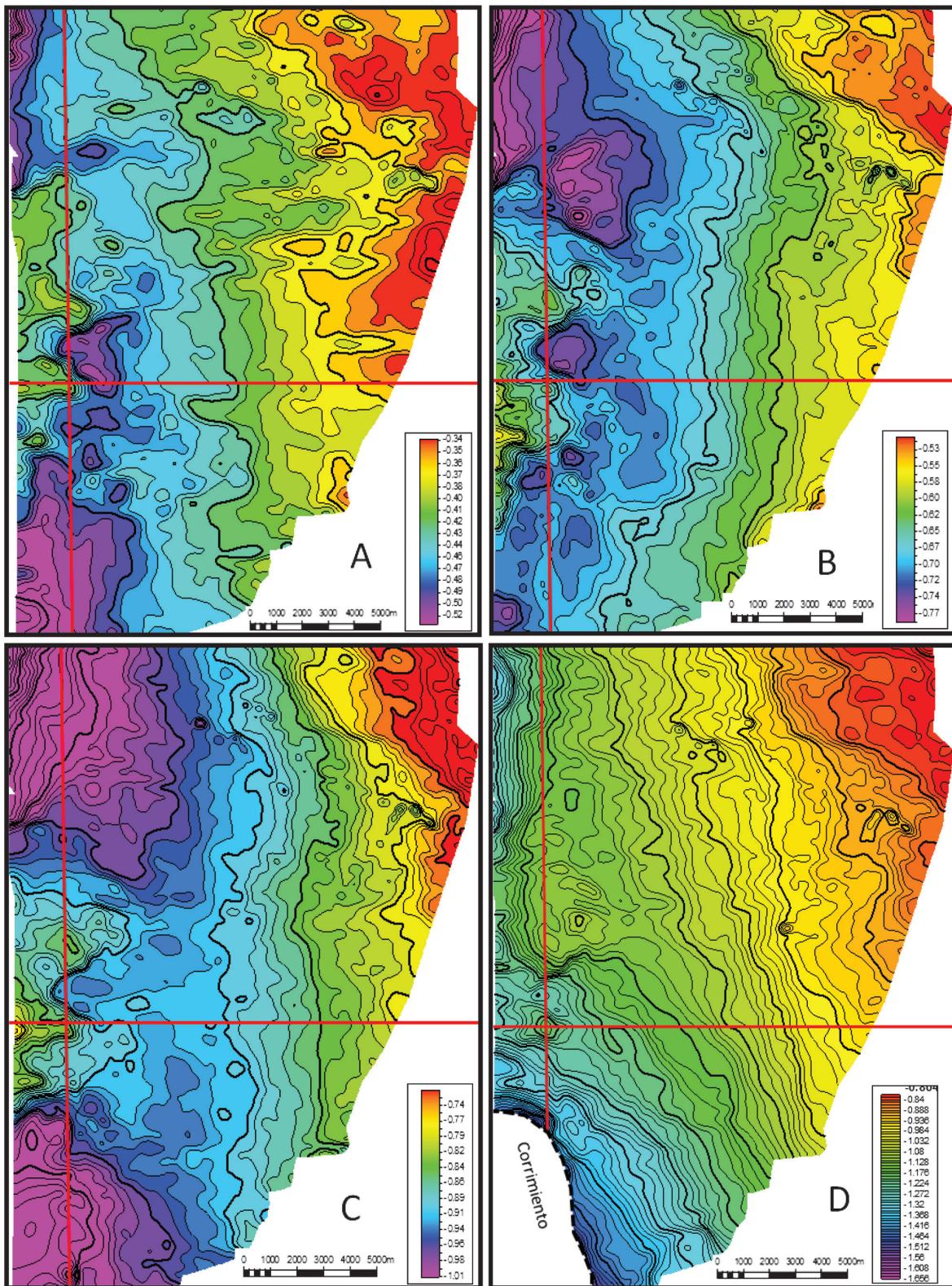


Figura 8. Cubo sísmica 3 D de Atuel Norte (ver ubicación en Figura 1). Mapas de espesor en tiempo entre el tope de la Fm Huitrín y la base de la Fm Agua de la Piedra (A), tope de la Fm Huitrín y la discordancia “Intra-Agua de la Piedra” (B), tope de la Fm Huitrín y tope de la Fm Agua de la Piedra (C) y tope de la Fm Huitrín y tope de la Fm Tristeza (D). Muestran la evolución estructural de un sector de la plataforma durante el Mioceno medio-tardío/Plioceno temprano. Líneas rojas *inline* y *crossline*, ver en la Figura 7 secciones horizontalizadas: A con 8-2; B con 8-3; C con 8-4 y D con 8-5.

En el ámbito de plataforma, al este de la falla invertida Atuel (Figura 1), se reconoce también el efecto de estas etapas de deformación a partir del análisis de la sísmica 3 D, la cual, permite interpretar con precisión las fallas de basamento, generar un armazón de las mismas y definir su actividad a través de la horizontalización, en secciones verticales, de los principales límites de secuencia (Figura 7) y mediante operaciones entre grillas (Figura 8).

Las sucesivas horizontalizaciones realizadas sobre las secciones sísmicas verticales (Figura 7), al tope del Gr Rayoso (Figura 7-1), tope del Gr Malargüe (Figura 7-2), horizonte denominado “Intra-Agua de la Piedra” (Figura 7-3), tope de la Fm Agua de la Piedra (Figura 7-4) y tope de la Fm Tristeza (Figura 7-5), muestran la actividad de las fallas para cada intervalo y el efecto aditivo hacia los intervalos infrayacentes. Esto indica que cada uno de los límites estratigráficos seleccionados corresponde a discordancias erosivas provocadas por el movimiento diferencial de bloques de basamento ya fracturados, probablemente por flexión, pero no se descarta alguna componente de rumbo, como se mencionara con anterioridad (Figura 6-b). De acuerdo a las edades de estas discordancias, se puede concluir que en el ámbito de plataforma se registra la actividad de las cuatro etapas o frentes de deformación antes descriptas, inclusive la correspondiente a la primer etapa compresiva (Etapa 0, Figura 2) del Cretácico Tardío (Mescua *et al.* 2013).

Finalmente, mediante las operaciones de grilla, se generaron planos de espesor en tiempo, de determinados intervalos estratigráficos. Estos grafican la configuración estructural de ciertos intervalos de interés prospectivo, para el tiempo de las discordancias mencionadas, bajo la asunción de que dichas superficies discordantes fueran planas. Por ejemplo, la configuración estructural de la Fm Huitrín referida a la horizontalización de la base de la Fm Agua de la Piedra, corresponde a la Etapa 2 (Figura 2), ubicada a finales del Mioceno temprano e inicios del Mioceno medio, la cual involucra los efectos de la Etapa 1 por no existir registro sedimentario que permita su discriminación (Figura 8-A). La Figura 8-B refiere a la discordancia “Intra-Agua de la Piedra”; en tanto, la Figura 8-C, al tope de la Fm Agua de la Piedra, correspondiente a la Etapa 3, del Mioceno tardío. Finalmente el efecto de la Etapa 4, asignado al Plioceno-Reciente, queda reflejado en el plano referido al tope de la Fm Loma Fiera-Tristeza (Figura 8-D).

Este análisis permite postular que dichas fallas de basamento han tenido actividad desde el Cretácico Tardío hasta el Mioceno tardío, lo cual habilita a pensar que: i – Podrían haber constituido fracturas abiertas, por haber sufrido reactivaciones sucesivas, al menos durante la etapa de generación y expulsión de hidrocarburos según se infiere de los *timings* respectivos. ii – Que conforman sistemas de falla de gran extensión con conexión con las áreas de generación (depocentro Atuel). iii – Que estas fallas fueron capaces de generar estructuras tempranas, algunas con grandes cierres estructurales, albergando en su interior evidencias de mayor fracturación con potencial de constituir trampas. iv – Que estas fallas de basamento habrían sido, por un lado, los conductos facilitadores del ascenso de los intrusivos, capaces de generar apilamientos de lacolitos que concentran alto potencial prospectivo y por otro, canales facilitadores de la migración de hidrocarburos como muestra los innumerables

ejemplos de vetas de bitumen registrados en vecindad del pod generador de Vaca Muerta-Agrío en el sur de Mendoza y noroeste de Neuquén (Cobbold *et al.* 1999; Cobbold y Rossello 2003).

SISTEMAS PETROLEROS

A continuación se presentan y discuten en detalle los patrones, elementos y procesos de los sistemas petroleros presentes en el área de estudio. Para caracterizaciones a nivel regional del sector surmendocino de la Cuenca Neuquina se remite a Legarreta *et al.* (2005, 2008) y Legarreta y Villar (2011).

Rocas Generadoras: en el área de estudio se reconocen tres unidades formales (Figuras 2, 9 y 10) con espesores, contenidos orgánicos y niveles de madurez térmica adecuados para constituir rocas madre efectivas de hidrocarburos (Villar 2013): las formaciones Tres Esquinas (Aaleniano-Bajociano), Vaca Muerta (Titoniano-Berriasiano) y Agrío (Hauteriviano-Barremiano).

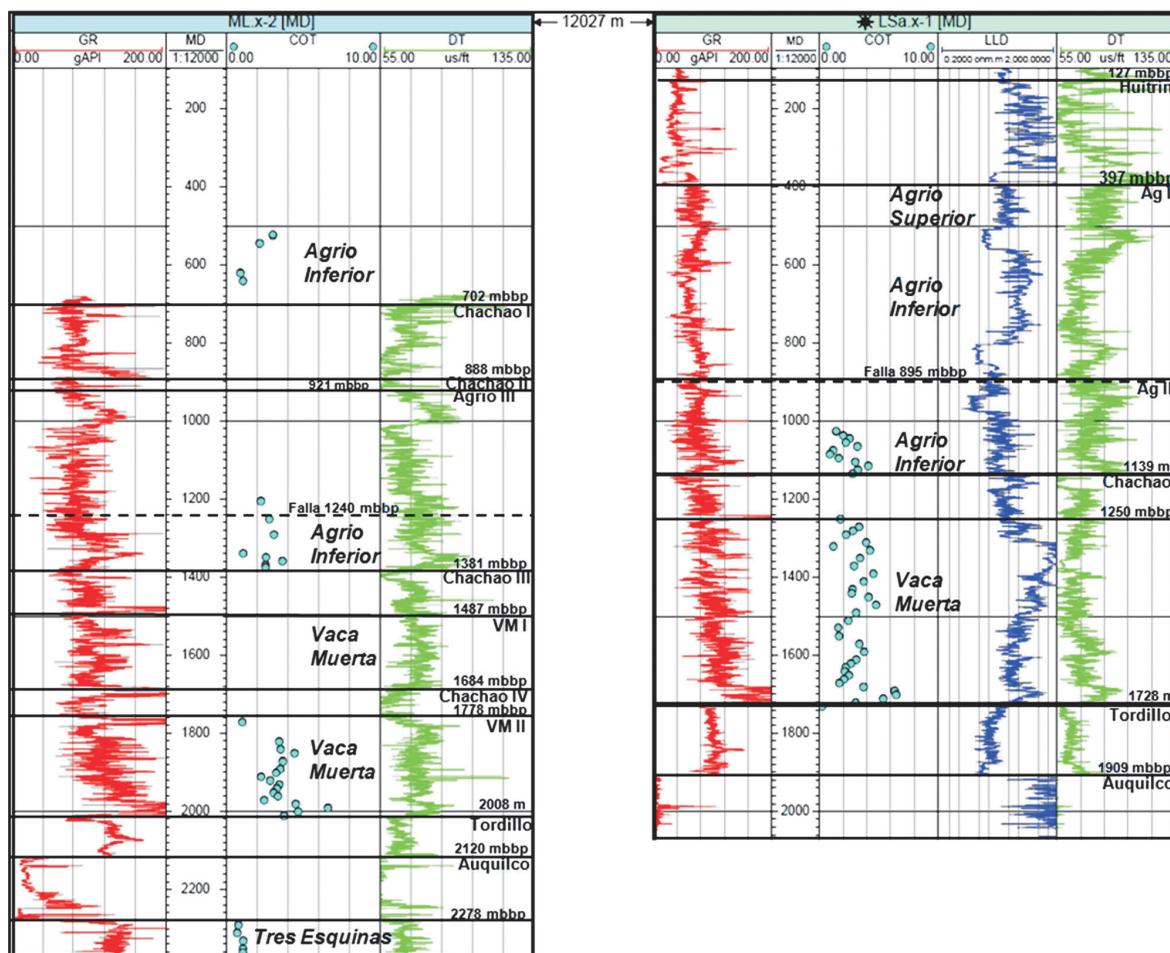


Figura 9. Perfiles eléctricos y valores de COT de los pozos YPF.Md.NML.x-2 (Mallín Largo) e YPF.Md.NLSa.x-1 (La Salinilla), representativos del ámbito del depocentro Atuel. Notar repeticiones y espesores aparentes en ambos pozos, por corresponder a una zona intensamente deformada (faja plegada y fallada de Puesto Rojas-Mallín Largo). Más detalle en el texto. Ubicación en Figura 1.

La Fm Tres Esquinas, con distribución restringida al depocentro de Atuel-La Valenciana (Figuras 1 y 2), está compuesta por limoarcilitas negras laminadas muy consolidadas. Traslapa en transición a la Fm Puesto Araya y es cubierta por las evaporitas de la Fm Tábanos. Aflora en el Codo del Arroyo Blanco con 200 m de espesor y en Corrales Negros con 220 m y tope cubierto (Kozłowski *et al.* 1981). La unidad fue evaluada en 8 niveles en los afloramientos del Codo del Arroyo Blanco y del Arroyo La Manga y en los tramos 1768-2150 m y 2290-2362 m de los pozos YPF.Md.NRS.x-2 (Río Salado) e YPF.Md.NML.x-2, respectivamente (Figura 1). En las muestras de subsuelo los datos de COT (Figura 10-A) registran valores desde prácticamente nulos a regular-moderados (rango 0.03-1.47%) mientras que en las muestras de afloramiento los valores son generalizadamente superiores (1.81-4.29%). Los rendimientos de pirólisis resultaron limitados a eventualmente regulares, en su mayoría con valores de S1+S2 por debajo de 3 mg HC/g roca (Figura 10-B) indicando potenciales de generación escasos, asociados a querógenos de tipo II/III, mixtos para gas y petróleo, a III/IV, pro-gas o no generador (Figura 10-C). El cruce de los valores de Tmax e IP (Figura 10-D) sugiere niveles de madurez de ventana de petróleo a fase de gas.

Varios pozos del entorno del anticlinorio Atuel han presentado manifestaciones de gas y petróleo en varias unidades por debajo de la Fm Auquileo (sello), como las fms La Manga, Lotena, Lajas y Tres Esquinas. El pozo YPF.Md.NCMA.x-1 (Cerro Manteca) produjo petróleo de la Fm La Manga. En todos los casos se desconoce la filiación de estos hidrocarburos.

La Fm Vaca Muerta se expande extensamente sobre el ámbito de plataforma (Figuras 1 y 3), aunque sus condiciones generadoras se restringen al depocentro del Atuel (como se discutirá posteriormente) y posiblemente al hemigraben de Malargüe, al sur del río Salado (Figura 1). En el depocentro Atuel los espesores de Vaca Muerta se incrementan de sur a norte, con valores del orden de 350 m en el Río Salado a 440 m en el Cerro Amarillo (Figuras 1, 2 y 3). La litología dominante es de lutitas laminadas y margas (“Margas Bituminosas”) con frecuentes bancos tabulares de mudstone y wakestone fosilíferos de poco espesor, que rara vez superan el metro de potencia. A diferencia de lo que ocurre en el Engolfamiento Neuquino, estas litologías caracterizan a todo el intervalo Titoniano-Berriasiano, hasta la base de la Fm Chachao (Valanginiano), debido al escaso aporte clástico que ingresa a este segmento de la cuenca (Figura 9). Los potenciales generadores son altos a muy altos, dados por valores mayoritarios de COT en el rango 2-7% y rendimientos de S1+S2 del orden de 6-30 mg HC/ g roca. Este patrón de alta riqueza orgánica y elevada capacidad generadora se da en los pozos YPF.Md.NCMA.x-1, YPF.Md.NML.x-1, YPF.Md.NML.x-2, YPF.Md.NRS.x-2, YPF.Md.NLSa.x-1 y en las secciones de superficie del Río Salado, Arroyo La Yesera y Cerro Amarillo, denotando características de querógeno tipo II de alta calidad pro-petróleo (Figura 10-A-B-C), asociadas a fase de generación de petróleo (Figura 10-D).

En el ámbito de plataforma, al este de la falla Atuel, los espesores máximos de la Fm Vaca Muerta no superan los 100 m, con facies con mayor influencia terrígena (Fm Lindero de Piedra), y una cuasi-ausencia de niveles organógenos de calidad. Esto se verificó en la exhaustiva inspección

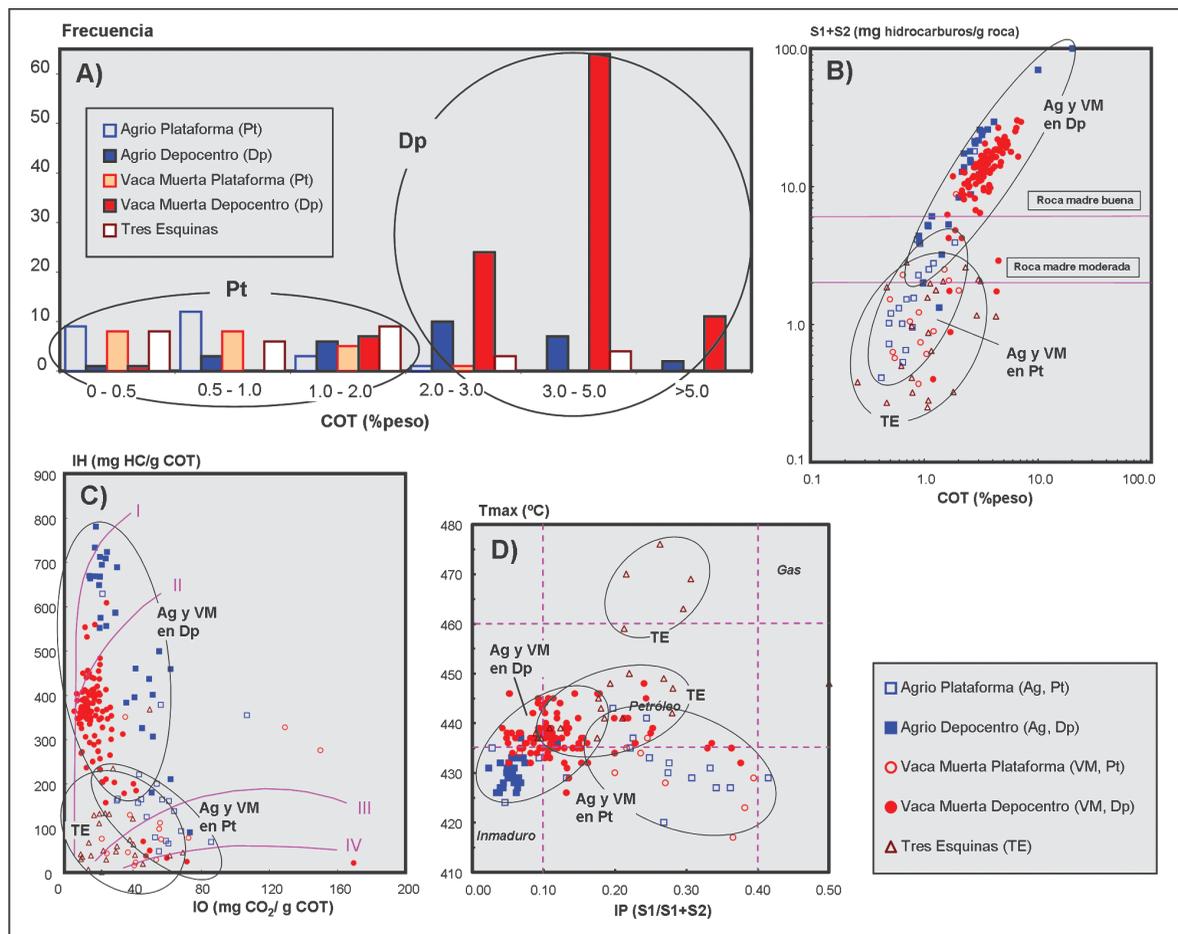


Figura 10. Datos de COT y pirólisis sobre el total de muestras de pozos (cutting) y afloramientos. A-Histograma general Carbono Orgánico Total (COT). B-Potencial Total de Generación (PTG). C-Índice de Hidrógeno/ Índice de Oxígeno (IH/IO). D-Ventana del Petróleo a partir de Tmax e Índice de Producción.

de material de *cutting* de los pozos YPF.Md.NPDA.x-1, YPF.Md.NPDA.x-2, YPF.Md.NLC.es-1, YPF.Md.NLC.x-2, YPF.Md.NADS.x-1, YPF.Md.NADS.x-2, YPF.Md.NAS.x-1 e YPF.Md.NVP.x-1 (Figura 1), en los que los tenores orgánicos de los escasos niveles que se pudieron seleccionar para su análisis denotaron contenidos orgánicos despreciables a eventualmente moderados, con dominio de valores de COT en el rango 0-1% y comparativamente escasos registros por encima de 1% (Figura 10-A). Adicionalmente, los rendimientos S1+S2 de la pirólisis resultaron predominantemente limitados por debajo de 2 mg HC/g roca, apuntando a pobre potencial total de generación de hidrocarburos (Figura 10-B). Esta tendencia general de pobreza generadora está adicionalmente realizada por la presencia frecuente de cuerpos intrusivos que han actuado cocinando severa o moderadamente a los intervalos del Gr Mendoza, empujando el tipo de querógeno hacia áreas de baja calidad generadora en el diagrama de IH vs. IO de la Figura 10-C. Al oeste de la línea de facies definida por el pozo YPF.Md.NPDA.x-1 y hasta la falla invertida Atuel, continúan más de 10 km de plataforma, mayormente sobrecorrida por el alóctono Atuel (Figura 5), donde hipotéticamente podrían mejorar las condiciones generadoras de la Fm Vaca Muerta.

La Fm Agrio acompaña la distribución de la Fm Vaca Muerta pero, por haber alcanzado un menor soterramiento, puede presentar niveles de madurez térmica limitados, particularmente su tramo superior. Al igual que la Fm Vaca Muerta, la unidad muestra un incremento de espesor y de facies distales hacia el norte del depocentro Atuel. La estimación de espesores es de 270 m en la zona del Río Salado, de 370 m en el Arroyo la Yesera y de 430 m en el Cerro Amarillo (Figuras 1, 2 y 3), con registros de pelitas oscuras a gris verdosas, en las que intercalan pelitas calcáreas y bancos tabulares finos a gruesos de calizas fosilíferas. En estas posiciones distales, se discrimina el Mb Avilé, caracterizado por facies limoarcillosas gris verdosas y, consecuentemente, los miembros Inferior y Superior de la Fm Agrio. El Mb Inferior es el que desarrolla mejores facies generadoras, en particular, en su tramo basal. Los valores de COT generalizados para las muestras de afloramiento y subsuelo en el ámbito de depocentro (pozos YPF.Md.NML.x-2 e YPF.Md.NLSa.x-1) cubrieron un rango dominante de 2-4% (Figura 10-A), con valores extremos de más de 20% en la sección de Arroyo La Yesera. Desde el punto de vista de potencial generador y tipo de querógeno (Figura 10-B-C), la mayoría de los datos S1+S2 están por encima de 5 mg HC/g roca hasta extremos de más de 100 mg HC/g roca, asociados a índices de hidrógeno por encima de 350 mg HC/g COT hasta casi 800 mg HC/g COT, apunta a niveles de alta calidad pro-petróleo, aunque de madurez térmica predominantemente en rangos marginales a tempranos (Figura 10-D).

Por su parte, el espesor máximo de la Fm Agrio en el ámbito de plataforma, medido en el pozo YPF.Md.NPDA.x-1, es de 137 m, con marcada disminución de las facies pelíticas oscuras a expensas de facies carbonáticas y clásticas carbonáticas. En la mayoría de los puntos de control evaluados sólo ocasionalmente se registraron intervalos delgados de pelitas oscuras, correspondientes a eventos de inundación, registrándose mayoritariamente tenores orgánicos despreciables a eventualmente moderados en los niveles seleccionados para análisis, con dominio de valores de COT en el rango 0-1% y comparativamente escasos registros por encima de 1%, sólo raramente excediendo 2% (Figura 10-A). En consonancia, tanto las potencialidades generadoras como el tipo de querógeno son de marcada menor calidad que la comprobada en niveles del depocentro.

Desde el punto de vista de la composición petrográfico-orgánica, tanto para la Fm Agrio como para la Fm Vaca Muerta en muestras del depocentro, se identificó básicamente fuerte dominio de material no estructurado, con características generales lipídicas de excelente calidad para la generación de hidrocarburos líquidos. La participación de restos estructurados se da a nivel de trazas, con participaciones muy limitadas de liptinita o de restos húmicos leñoso-carbonosos. Esta caracterización está en línea con la tipificación de pirólisis (querógeno II prolífico para petróleo) y resulta consistente con el conocimiento general que se tiene de las pelitas de las formaciones. Agrio y Vaca Muerta a nivel de cuenca (ver por ejemplo, Villar *et al.* 1993; Cruz *et al.* 1996; Cruz *et al.* 2002) como rocas madre marinas altamente prolíficas para generar petróleo. Por su parte, la materia orgánica de la Fm Tres Esquinas representa un patrón de composición mixta amorfo-

estructurada, marcada por participación elevada de restos leñoso-carbonosos derivados de plantas superiores, correspondiéndose con el sesgo mixto pro-petróleo/gas anticipado por los datos de pirólisis.

En suma, las tres unidades, formaciones Tres Esquinas, Vaca Muerta y Agrio del ámbito del depocentro, presentan características geoquímicas que las posiciona en el rol de rocas madre efectivas de hidrocarburos. Sin embargo, el generalizado ascenso tectónico de los intervalos generadores (ver más adelante) acarreó la atenuación de la actividad térmica transformando estas secciones generadoras en pods inactivos, con la eventual excepción de ámbitos profundos de la plataforma, actualmente sobrecorridos y sin información disponible de subsuelo.

Reservorios: Las principales unidades productivas de la región son las formaciones Chachao, Agrio, Huitrín, Rayoso, Loncoche, Gr Neuquén y los intrusivos cenozoicos (Figura 2). La mayoría de estas unidades han adquirido propiedades de reservorio por fracturación tectónica. Otras unidades como la Fm Agua de La Piedra y el Gr Choiyoi solo han demostrado producciones menores a insignificantes. La única unidad clástica con extensión regional en cuanto a espesor y propiedades de reservorio es el Gr Neuquén. Sin embargo, el arreglo interno de los intervalos reservorio es muy heterogéneo y discontinuo lateral y verticalmente, producto de la geometría lenticular de sus facies fluviales. Las formaciones Chachao y Agrio desarrollan facies carbonáticas masivas y compactas, con espesores superiores a los 30 o 40 m preferentemente en el ámbito de plataforma, mientras que hacia las zonas profundas pierden espesor y ganan en arcillosidad. Sin embargo, los principales yacimientos de estas unidades se encuentran en la zona triangular de Puesto Rojas y Cerro Mollar. Los miembros Chorreado y La Tosca de la Fm Huitrín conforman rampas carbonáticas en posiciones proximales de la plataforma, asociados a quiebres de pendiente, con desarrollo de barras oolíticas con buena porosidad por disolución (Legarreta y Boll 1981; Legarreta 1985), productivas de petróleo en El Sosneado Occidental y Norte y en Atuel Norte (Figura 1). El Mb Mollar, en la base de la Fm Rayoso desarrolla facies carbonáticas estromatolíticas (sabkha) en el depocentro, con muy alta productividad de petróleo en Cerro Mollar Oeste (Figura 1). Los intrusivos cenozoicos asignados a la Fm Huincán, son muy abundantes en la zona, generalmente como cuerpos concordantes sin metamorfismo de contacto, de decenas (filones capa) a centenas (lacolitos) de metros de espesor, con porosidad por enfriamiento y/o por fracturamiento. Tienen alta productividad en el Valle del Río Grande y norte de Neuquén pero son limitados los casos en la región de estudio. Sin embargo, Vega Grande y, en menor medida Loma Los Altos, han demostrado excelentes productividades (Figura 1).

Para una interiorización de las características petrofísicas de los reservorios del área, se recomienda el libro Rocas Reservorio de las Cuencas Productivas de Argentina (Schiuma *et al.* 2002).

Sellos: Además de los importantes intervalos generadores, con indudable capacidad sellante, hay otros particularmente desarrollados en el depocentro de Atuel-La Valenciana y en menor

medida en el hemigraben de Malargüe (Figura 1). En primer lugar se destacan las evaporitas de las formaciones Tábanos, Auquilco, Huitrín y Rayoso; luego los intervalos limoarcillosos de las formaciones Rayoso, Loncoche, Pircala-Coihueco y los intervalos pelíticos del Gr Neuquén (Figura 2). Estos últimos se expanden sobre el ámbito de plataforma, con características y espesores capaces de constituir sellos efectivos.

Madurez Térmica de las Rocas Generadoras

Soterramiento: El almacén estratigráfico predeformación neógena (Figura 3-I-II-III) muestra un notable soterramiento de las formaciones generadoras en el depocentro Atuel, respecto de la plataforma. La base de la Fm Tres Esquinas habría alcanzado profundidades superiores a los 4000 m de soterramiento, la base de la Fm Vaca Muerta, 2700 m, y la Fm Agrio, 2200 m. Estas estimaciones son aproximadas, producto de restituciones de secciones de superficie, en las que resulta particularmente difícil estimar espesores de las evaporitas debido a la intensa estructuración y a los procesos de disolución meteórica que sufren al quedar expuestas. En la plataforma en cambio, se dispone de datos de pozo y sísmica que otorgan mayor precisión y certeza, siendo no obstante también una estimación la profundidad de estas unidades en el límite de la falla Atuel. En esa posición, la Fm Tres Esquinas no se habría depositado, la base de la Fm Vaca Muerta habría alcanzado 2000 m y la base de la Fm Agrio 1700 m aproximadamente. Por otra parte, los espesores de los depósitos sinorogénicos neógenos en el depocentro Atuel son estimados, ya que no han quedado registros debido a los procesos de erosión (ver sección de estratigrafía). A los fines de los modelados de maduración 1 D, se utilizaron 300 m en Río Salado y 450 m en Arroyo La Yesera. En cambio, las estimaciones utilizadas en los modelados de la plataforma involucraron espesores excepcionales para estos depósitos, cercanos a los 3100 m en el pozo YPFMd.NPDA.x-1 (Figuras 2 y 5-D).

Evaluación de la madurez térmica: Los estudios de microscopía del querógeno involucrando la medición de la reflectancia de la vitrinita ($R_o\%$) y la estimación del Thermal Alteration Index (TAI) indicaron niveles de maduración típicos de ventana de petróleo tanto para la Fm Agrio como para la Fm Vaca Muerta, abarcando desde fases tempranas a tardías de generación. En tanto, para la Fm Tres Esquinas el rango de madurez cubre fases medias-tardías de petróleo a fase de gas-condensado en los afloramientos. Los gráficos de la Figura 11 documentan los valores de R_o obtenidos, discriminados por pozo/sección y por unidad, ya sea en el depocentro o en la plataforma. En distintas posiciones del depocentro se destacan numerosos niveles de las formaciones Agrio y Vaca Muerta que alcanzaron valores de R_o compatibles con un estadio de generación sustancial de petróleo, aunque su profundidad actual quede comprendida entre sólo algunos cientos de metros a no más de 2000 m, o incluso estén aflorados en el oeste. En tanto, los registros de plataforma, involucran valores de R_o de amplísimo rango, desde madurez marginal a sobremaduración extrema,

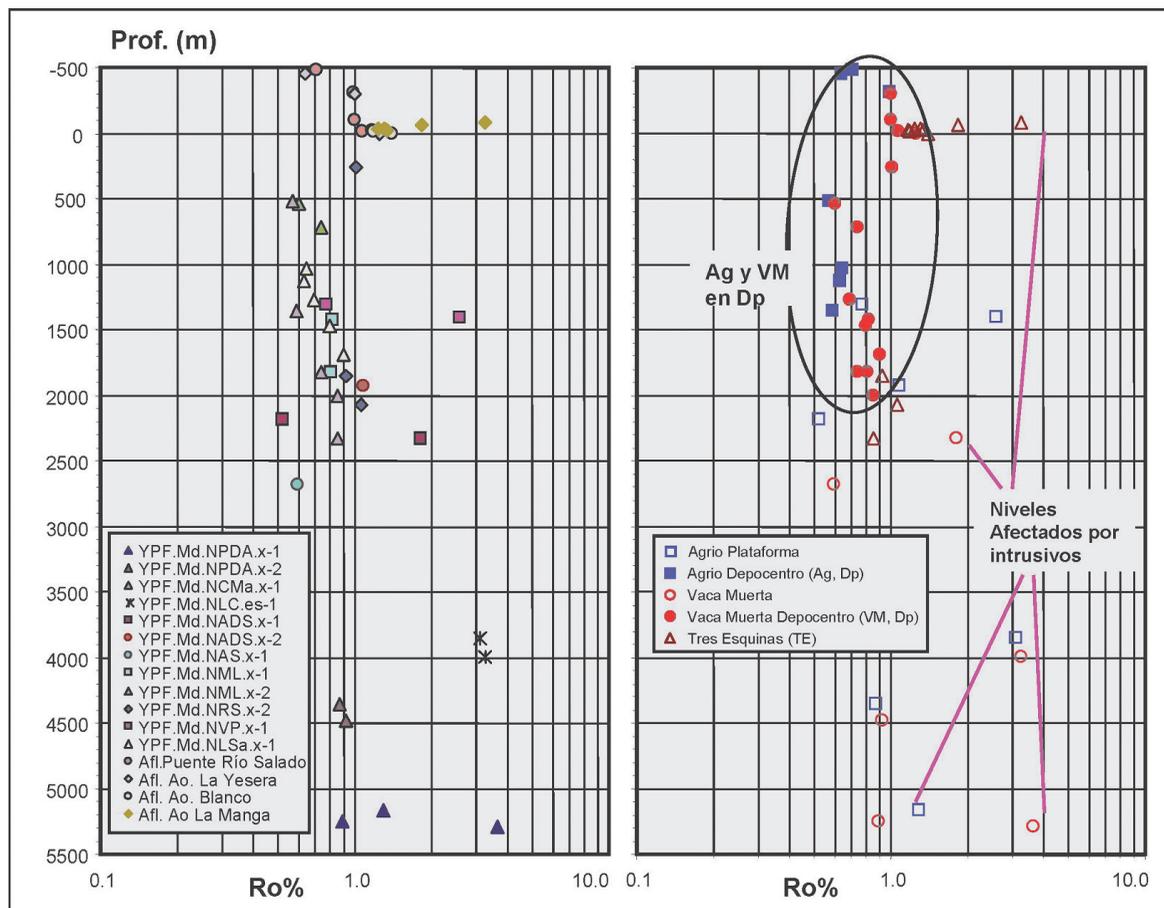


Figura 11. Perfiles Ro% (Reflectancia de la vitrinita) del conjunto de las muestras de roca estudiadas. Izquierda: identificación por pozo o sección. Derecha: identificación por unidad, discriminando Depocentro y Plataforma. Nótese el efecto distorsionante de la acción de intrusivos sobre numerosos niveles de Plataforma.

cubriendo profundidades también muy variables comprendidas entre 1310 m para el pozo YPF.Md.NVP.x-1 a 5294 m para el pozo YPF.Md.NPDA.x-1, sin tendencia definida y con la frecuente sobreimposición del efecto térmico distorsivo originado en la presencia de cuerpos intrusivos. Estos cuerpos tienen comparativamente escasa representación en el depocentro Atuel, quedando descartados para ese sector los procesos atípicos de maduración, generación y acumulación de hidrocarburos mediados por intrusiones ígneas como se han descrito en otras áreas del sur de Mendoza (Rodríguez Monreal *et al.* 2009).

Modelado de los Sistemas Petroleros 1 D: La evaluación se realizó en las columnas estratigráficas interpretadas del perfil Arroyo La Yesera y los pozos YPF.Md.NRS.x-2 (Río Salado), YPF.Md.NADS.x-1 (Arroyo del Salto) e YPF.Md.NPDA.x-1 (Pampa del Álamo). La calibración térmica se apoyó principalmente en valores de reflectancia de la vitrinita (Ro%), utilizando la opción de flujo térmico variable de acuerdo a las distintas etapas de desarrollo de la cuenca (Figura 12). En algunos casos se observan fuertes variaciones que estarían vinculadas mayormente a cuerpos intrusivos. Se destaca que las menores desviaciones de los citados valores de Ro% se observan en el

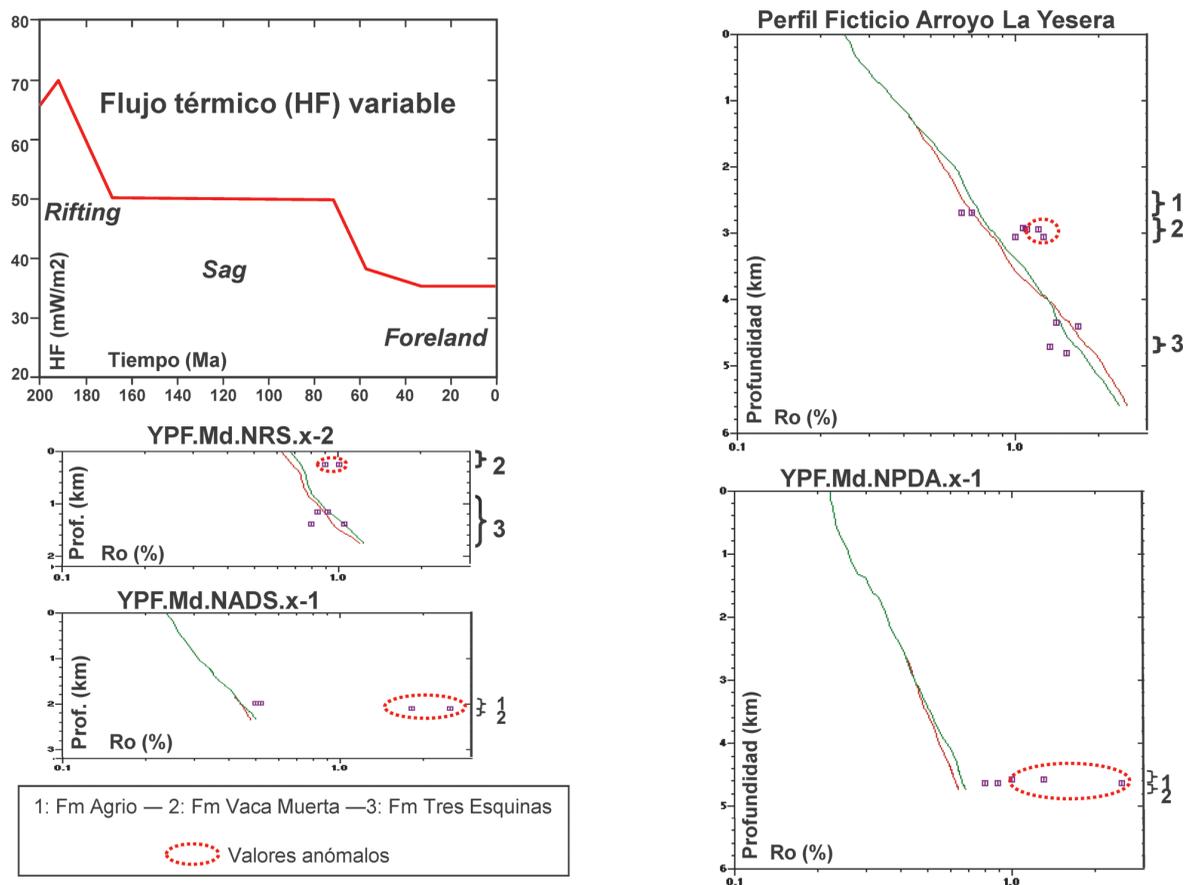


Figura 12. Modelado Térmico 1 D. Calibración térmica.

pozo ficticio Arroyo La Yesera y en el pozo YPF.Md.NRS.x-2 (Figura 12). Los resultados del modelado de acuerdo con la historia térmica interpretada se muestran en diagramas de subsidencia con las zonas de madurez (Figura 13). Se muestra también una síntesis con las edades de ingreso a las ventanas de generación de hidrocarburos y la máxima madurez alcanzada por los intervalos generadores. No se agregó el diagrama de subsidencia del YPF.Md.NADS.x-1, debido a que las rocas madre (formaciones Agrio y Vaca Muerta), no habrían alcanzado la madurez suficiente para garantizar una generación de hidrocarburos significativa.

Generación: En el depocentro del Atuel el modelado térmico muestra que la Fm Vaca Muerta habría iniciado la generación de hidrocarburos en el Paleoceno y alcanza el pico de generación de petróleo al comienzo del levantamiento del anticlinorio Atuel (Mioceno medio-tardío). En la plataforma dicha roca madre está inmadura o en ventana temprana de petróleo (Figuras 13 y 14). La Fm Agrio presenta una maduración más tardía y menos intensa que la Fm Vaca Muerta. La Fm Tres Esquinas habría ingresado en ventana de petróleo en el lapso Hauteriviano-Aptiano, alcanzando el pico de generación de petróleo durante el Cretácico Tardío-Eoceno temprano. Al presente esta unidad generadora del Jurásico Medio Temprano presenta una madurez entre el fin

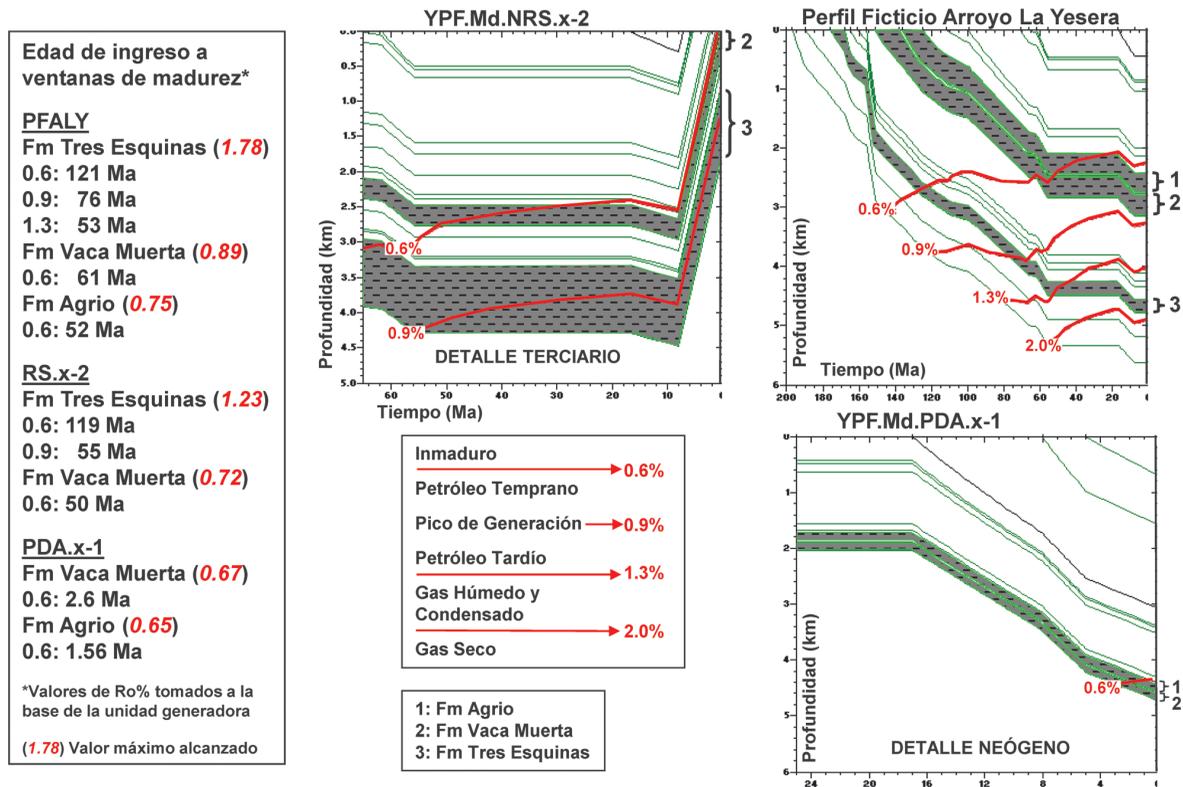


Figura 13. Modelado Térmico 1 D. Diagramas de subsidencia con ventanas de madurez.

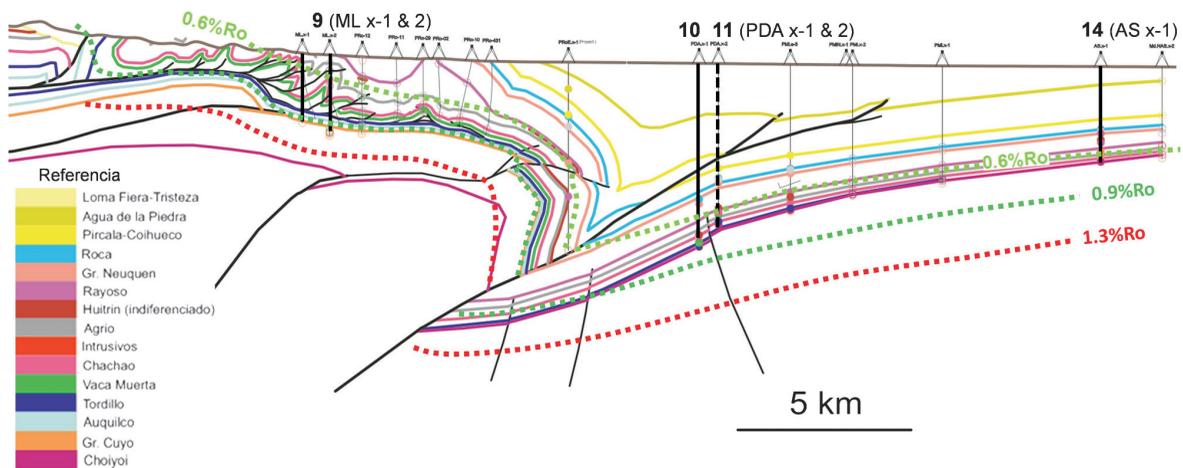


Figura 14. Corte estructural (oeste-este) entre el anticlinorio de Puesto Rojas y la plataforma oriental (Corte D-Figuras 4 y 5), con curvas de isomadurez interpretadas según datos medidos de vitrinita (Ro%). Notar el escaso efecto madurativo de los depósitos sinorogénicos del Neógeno.

de la ventana de petróleo y la zona de gas húmedo y condensado (Figuras 13 y 14).

Los importantes espesores sinorogénicos del Neógeno maduran marginalmente posiciones como Pampa del Álamo (Figuras 12 y 14). En la plataforma, la baja madurez asociada a un potencial generador relativamente pobre, sugiere un aporte poco significativo de hidrocarburos. Mientras

que en el depocentro Atuel, se combinan una madurez próxima al pico de generación de petróleo con muy buenas facies generadoras, garantizando la generación y expulsión de hidrocarburos.

Caracterización de petróleos y correlación petróleo-roca madre: El estudio involucró la evaluación de seis petróleos:

- Dos muestras pertenecientes a yacimientos del alóctono Puesto Rojas: Cerro Mollar 32, (Formaciones Agrio I, Huitrín-Mb Troncoso+Chorreado y Agrio II), y Puesto Rojas-54 (Fm Agrio II). Los números romanos refieren a repeticiones tectónicas.
- Cuatro muestras del ámbito de plataforma: Yacimiento Sosneado Occidental (Gr Neuquén), Yacimiento Sosneado Occidental (Fm Huitrín), Yacimiento Sosneado Oriental (Gr Neuquén) y Yacimiento Atuel Norte (Mb La Tosca).

El estudio puso de manifiesto la existencia de procesos de biodegradación en varios de ellos, específicamente en las tres muestras de Sosneado Oriental, Sosneado Occidental (Gr Neuquén) y Puesto Rojas-54, contrastando con la buena preservación de Cerro Mollar 32, Sosneado Occidental (Fm Huitrín) y Atuel Norte (ver distintos perfiles de cromatografía en fase gaseosa en la Figura 15). Con excepción del petróleo de Cerro Mollar 32, los cinco petróleos restantes resultaron composicionalmente pobres en hidrocarburos saturados para petróleos en general, con valores de 30.9-38.9%, asociados a componentes NSO de 25.4-30.4% y asfaltenos de 8.6-12.5%. Estos datos hallan correlato en los valores de densidad API en el rango 15.8-26-8°, lo cual caracteriza a los petróleos como pesados a intermedios. En particular, los petróleos Sosneado Oriental, Sosneado Occidental (Gr Neuquén) con perfiles cromatográficos característicos de procesos biodegradativos bien marcados, son consistentemente los más pesados (API: 15.8° y 20.1°, respectivamente). Estos cinco petróleos son además moderadamente ricos en azufre (S: 1.07-1.73%). El petróleo de Cerro Mollar 32 muestra una composición distinta, significativamente más rica en hidrocarburos saturados (52.3%) junto con la disminución en compuestos polares. Además, su valor API de 34.4°, considerablemente más alto que el del resto, lo clasifica como petróleo liviano. Esta composición está en línea con su mayor riqueza de livianos y de parafinas livianas en general (Figura 15). El contenido en azufre de 0.42% es también significativamente más bajo que el medido en el resto de los petróleos.

Los *fingerprints* de biomarcadores de los seis petróleos fueron comparados con los de quince extractos de las formaciones Agrio y Vaca Muerta obtenidos de niveles representativos de muestras de subsuelo y de afloramiento, con las mejores características generadoras y cubriendo además el mayor rango de madurez térmica disponible. Los resultados de los petróleos indicaron un origen en rocas madre marinas, esencialmente lutíticas, depositadas en ambiente anóxico, con participación carbonática variable desde menor a moderada, compatibles con variantes de facies orgánicas típicas de intervalos generadores tanto de la Fm Vaca Muerta como de la Fm Agrio (ver *fingerprints* ilustrativos de terpanos y esteranos en la Figura 16). No se detectaron evidencias de contribuciones de origen no marino (del tipo Precuyo) o de origen marino con

influencia terrígena (del tipo Fm Tres Esquinas). La madurez térmica de los petróleos, inferida a partir de cocientes madurez-dependientes de biomarcadores, es moderada, en niveles que posiblemente sean de pre-pico de generación, estimándose un rango VRE (Reflectancia de

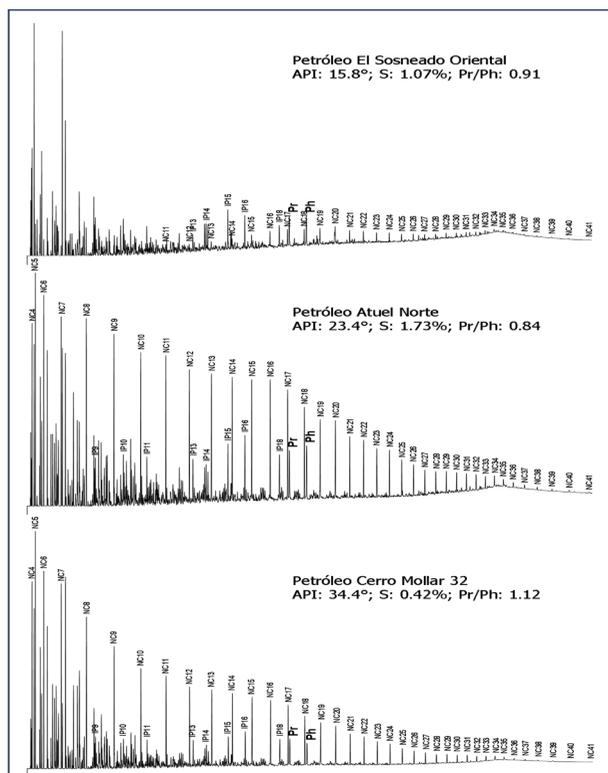


Figura 15. Cromatogramas en fase gaseosa de tres petróleos representativos del área de estudio: El Sosneado es pesado y registra un proceso de biodegradación significativo; Atuel Norte registra buena preservación, un carácter medio-pesado, relativamente alto contenido en azufre, y la madurez térmica menos avanzada entre los petróleos estudiados; Cerro Mollar representa el petróleo más liviano, está bien preservado y denota abundante presencia de hidrocarburos livianos en su traza GC. (Abreviaturas; API, densidad en grados API; S%, porcentaje de azufre; NCi: alcano normal; IPi: isoprenoide acíclico regular; Pr: pristano; Ph: fitano).

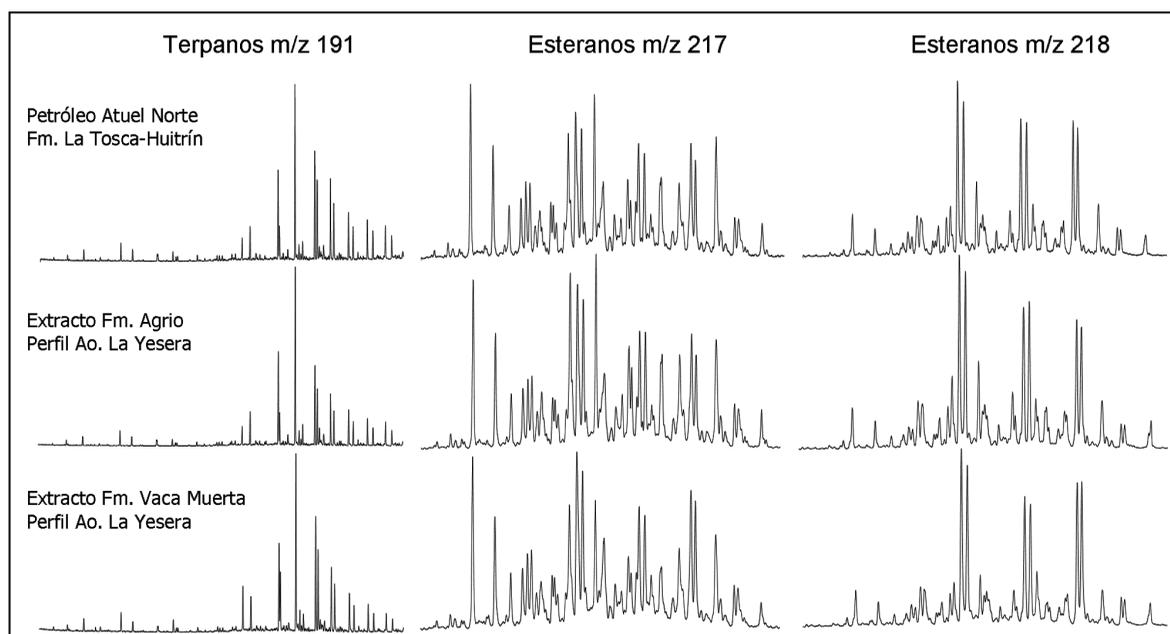


Figura 16. Cromatogramas de masa de terpanos y esteranos de muestras representativas de petróleo, extracto orgánico de la Fm Agrio y extracto orgánico de la Fm Vaca Muerta, indicativos de la similitud de los *fingerprints* de biomarcadores entre las rocas de ambas unidades y los petróleos estudiados.

Vitrinita Equivalente) del orden de 0.65-0.85%, razonablemente compatible con la madurez térmica inferida a partir de los mismos cocientes en ejemplares de extractos de la Fm Agrio y de la Fm Vaca Muerta (Figura 17).

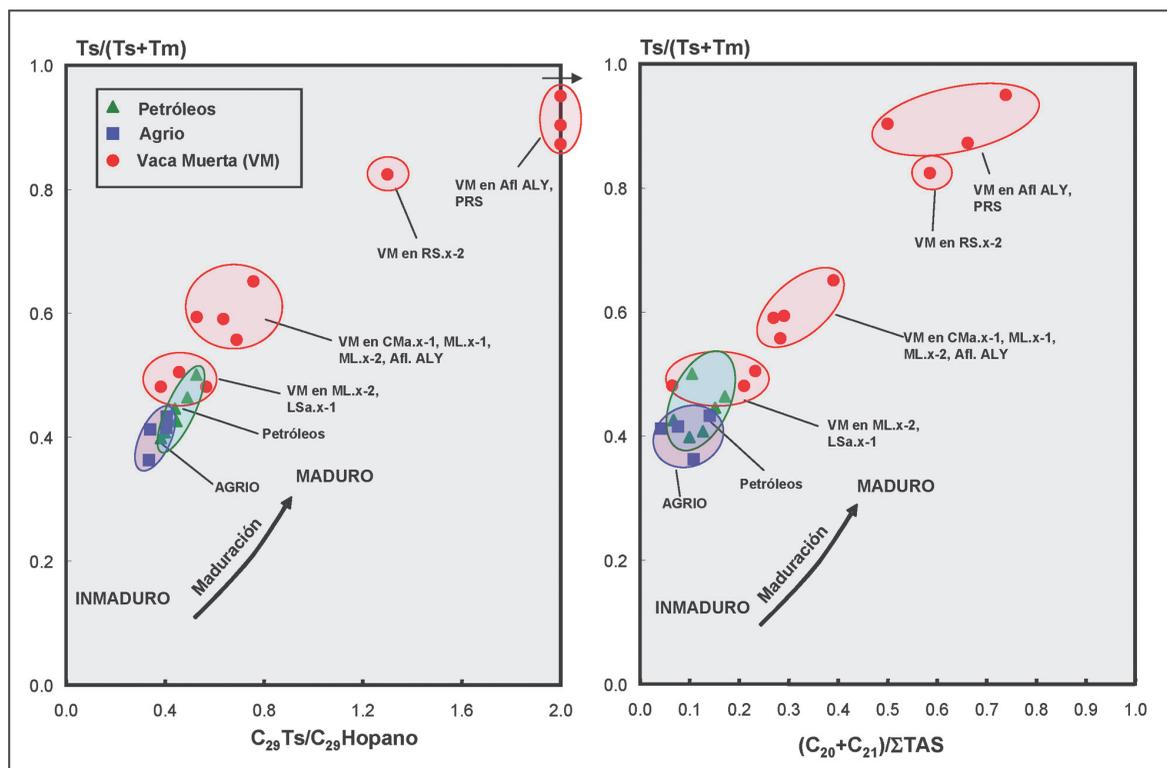


Figura 17. Tendencias de madurez térmica de petróleos y de extractos orgánicos a partir de cocientes madurez-dependientes de biomarcadores. Los petróleos registran una madurez moderada comparable a la los extractos de la Fm Agrio y de la Fm Vaca Muerta en los pozos YPF.Md.NML.x-2 e YPF.Md.NLSa.x-1.

Tipificación de gases: Tres muestras de gas de reservorio producidas de los pozos PRO-54 Puesto Rojas (Fm Chachao), CM-38 Cerro Mollar (Fm Agrio) y CMO-3 Cerro Mollar Oeste (Mb La Tosca de la Fm Huitrín), fueron evaluadas desde el punto de vista composicional e isotópico (Figura 18). Las muestras representan fluidos distintos, pudiéndose agrupar a los gases PRO-54 y CM-38, por un lado, que se diferencian muy marcadamente del gas CMO-3, por otro.

Las muestras PRO-54 y CM-38 representan gases esencialmente termogénicos, aunque particularmente en PRO-54 parece haber cierta contribución de metano biogénico. En ambos gases se destaca una componente húmeda importante. La madurez térmica inferida a partir de los valores isotópicos $\delta^{13}\text{C}$ de etano y propano es del orden 0.7-0.8‰ en términos de VRE (Reflectancia de vitrinita equivalente), es decir dentro de la ventana media del petróleo. Este rango está en línea con la estimación de madurez de los petróleos de Puesto Rojas y Cerro Mollar evaluados, considerándose por lo tanto sendas asociaciones genéticas entre los fluidos líquidos

y gaseosos de cada acumulación. La muestra CMO-3 representa un gas también bien húmedo pero con una impronta isotópica de carbono en metano que indica significativa contribución biogénica mezclándose con gas termogénico. El gas tiene, además, presencia proporcionalmente alta de gases no hidrocarburos, en particular, 9.06% mol de CO₂ y 15.00% mol de SH₂. La madurez térmica del gas CMO-3 es difícil de evaluar debido al carácter mezcla termogénico-biogénico. Se estima muy tentativamente una madurez media-tardía de la ventana del petróleo o inclusive una leve sobremadurez.

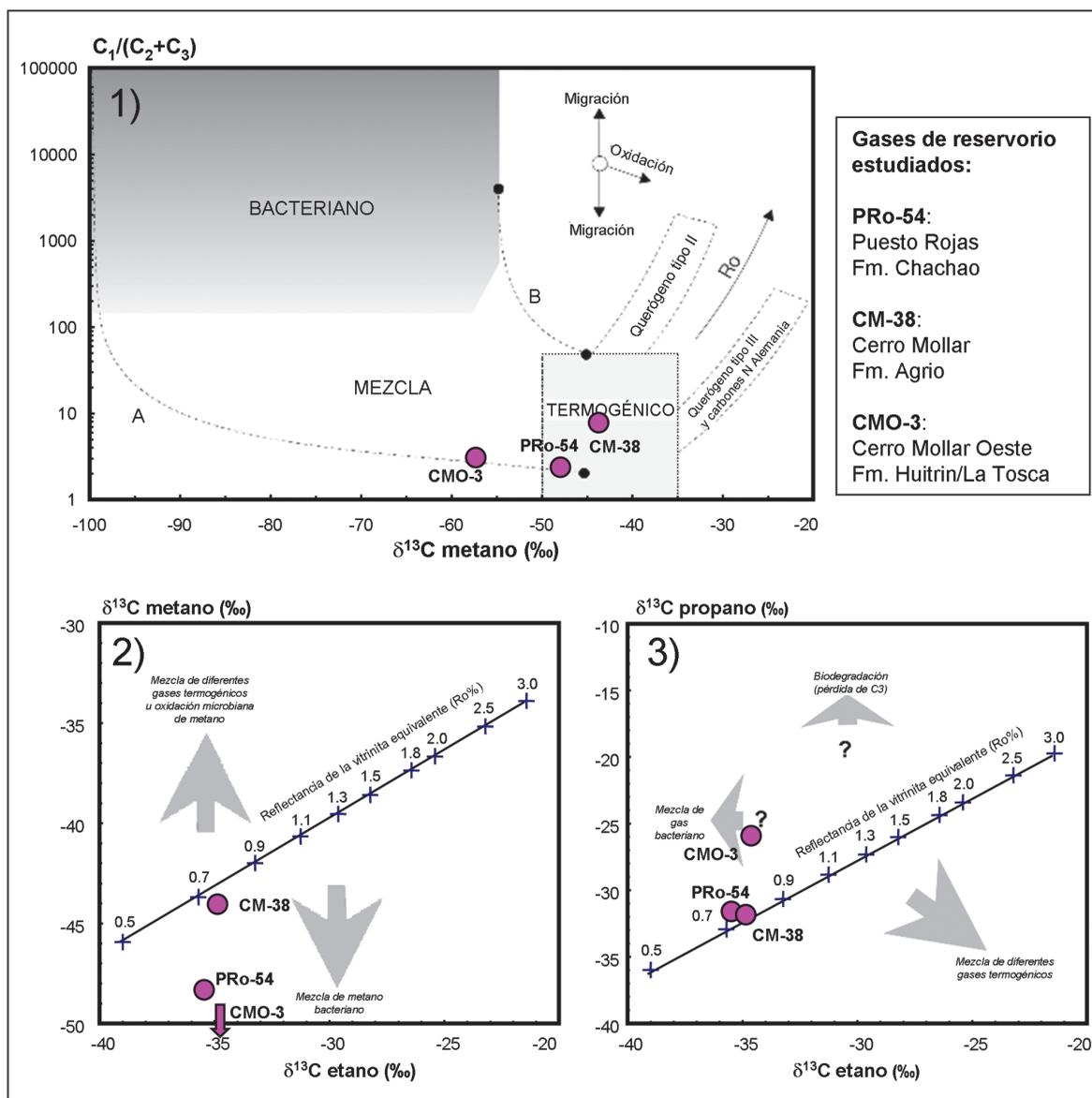


Figura 18. Diagramas de (1): Bernard (modificado de Bernard *et al.* 1978) y (2,3): Whiticar (modificado de Whiticar 1994), ilustrando composición molar e isotópica de los gases de reservorio estudiados. Sólo la muestra CM-38 registra datos homogéneos atribuibles a un gas termogénico puro, muy posiblemente asociado a petróleo, con una madurez en términos VRE (Reflectancia de la vitrinita equivalente) de ~0.75/0.8%. El gas de CMO-3 representa mezcla de gas termogénico y biogénico. En tanto, el gas de PRo-54 presenta un patrón mixto entre CM-38 y CMO-3.

Migración: Son numerosos los yacimientos, manaderos y manifestaciones de hidrocarburos en sondeos, localizados en el ámbito de plataforma y frentes de deformación externas de la FPCM, que debieron migrar varias decenas de kilómetros desde el pod de generación, hasta su ubicación actual (Legarreta *et al.* 2008). Sin embargo, la columna estratigráfica de la región no presenta *carriers* que hubieran permitido esta distribución. Las únicas unidades con porosidad y extensión regional son el Gr Neuquén y los depósitos sinorogénicos cenozoicos; pero la primera tiene un arreglo interno muy heterogéneo, con baja permeabilidad y una ubicación suprayacente a los principales intervalos productivos; sólo podría constituir el *carrier* de las acumulaciones de la misma unidad y de reservorios ubicados por encima (formaciones Loncoche y Pircala). Los depósitos sinorogénicos cenozoicos rara vez tienen manifestaciones o albergan yacimientos.

Los corrimientos del ámbito de plataforma tampoco habrían funcionado como *carriers*, porque las mineralizaciones generalmente se ubican debajo de ellos y por fuera de su alcance; además son muy jóvenes, posteriores al momento crítico.

Las fallas de basamento podrían haber actuado como *carriers*, particularmente cuando afectan rocas competentes (Figura 19). Sus principales virtudes como *carriers* son su orientación respecto a los pods generadores y pendientes regionales, su extensión regional, su *timing* respecto a la generación y expulsión, su reactivación sucesiva en las etapas tempranas de deformación que

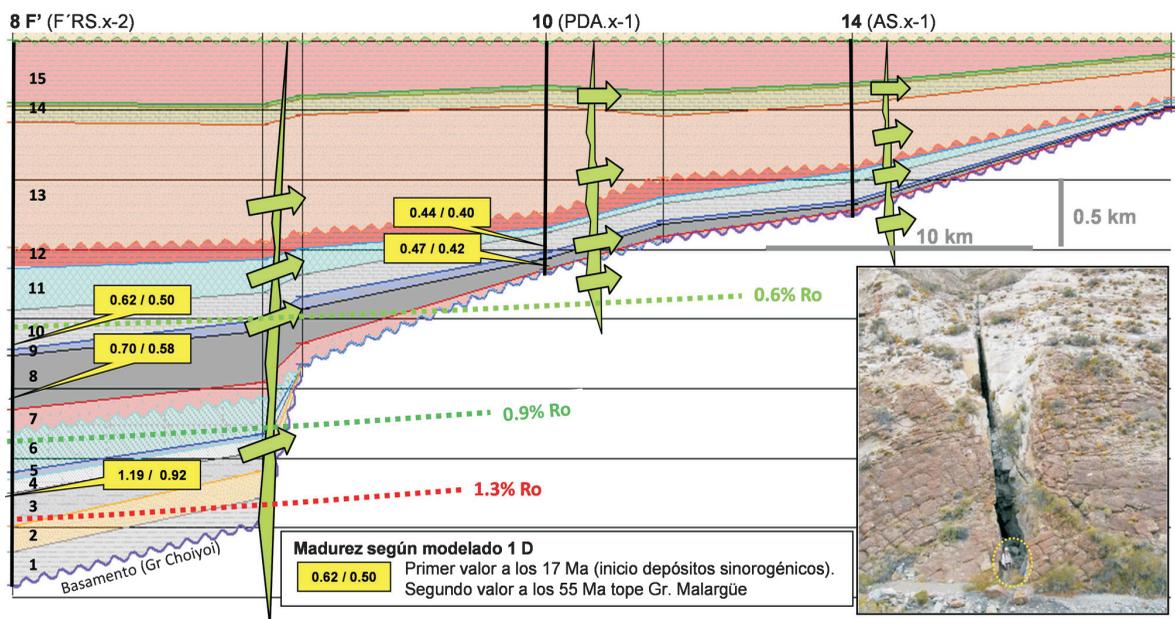


Figura 19. Corte estratigráfico III (Figuras 1 y 3), nivelado al tope del Gr Malargüe (Hiato 55-17 Ma), con datos de madurez y curvas de isomadurez interpretadas a partir del modelado 1 D (Laffitte 2012). Sobreimpuesto modelo teórico de migración (“*carriers*”, en color verde), atribuido a dos sistemas de fallas de basamento, con orientación predominante: ENE a O-E y NO a N-S (Figura 6), con pérdida de actividad hacia el tope del Gr Malargüe. Este sistema de fallas explicaría migraciones largas desde los pods generadores a la plataforma, para ese tiempo geológico. La fotografía (Mina San Eduardo, de Cobbold *et al.* 2011), muestra una fractura vertical en areniscas del Mb Avilé (persona como referencia), de rumbo NNE, rellena de bitumen termogénico proveniente de la Fm Vaca Muerta, que se interpreta como “solidificado” durante el proceso de migración. Siglas de las unidades estratigráficas en Figura 3.

garantizaría la conectividad, y su pérdida de rechazo hacia niveles estratigráficos altos, que evitaría pérdidas de hidrocarburos a superficie.

Ejemplos preservados de estos *carriers* serían las vetas de bitúmenes (Figura 19-foto), ampliamente distribuidos en el sur de Mendoza y noroeste de Neuquén (Groeber 1923). Sus características generales han sido descritas por Cobbold *et al.* (1999), Cobbold y Rossello (2003), Cristallini *et al.* (2001), Guzmán *et al.* (2007), y Cobbold *et al.* (2008), y se corresponden con las de las fallas de basamento aquí propuestos como *carriers* principales de los sistemas petroleros. Estas vetas de bitumen aportan información adicional sobre génesis, geometría, extensión, distribución, *timing*, etc. Así por ejemplo, comprueban que el bitumen proviene de las formaciones Vaca Muerta y Agrio (Carey *et al.* 1993; Parnell y Carey, 1995), que sería de origen termogénico, con madurez alcanzada ya sea en el Cretácico Tardío o Paleoceno y que la presión de los hidrocarburos generados habría favorecido la apertura de fracturas, etc. Sin embargo, recientemente Cobbold *et al.* (2011), en una nueva aproximación, han planteado que las vetas de asphaltita en la Provincia del Neuquén tendrían estrecha relación con el volcanismo y que se formaron probablemente en el Plioceno tardío o Pleistoceno temprano.

Los yacimientos Llanquanelo, Sosneado Oriental, Cerro Fortunoso (Figura 4), entre otros, contienen petróleos pesados y biodegradados provenientes del Gr Mendoza y alojados en el Gr Neuquén que debieron migrar varias decenas de kilómetros desde el *pod* generador. Para estos casos se postula a las fallas de basamento como los *carriers* más eficientes, con migración previa a la acumulación de los depósitos del Neógeno (Figura 19), lo cual explicaría la intensa biodegradación debido a su escaso soterramiento. Adicionalmente, la pérdida de movilidad asociada a la biodegradación podría haber contribuido como factor de entrapamiento.

Trampas: Los principales yacimientos del sur de Mendoza han sido descritos y clasificados de manera detallada por Giampaoli *et al.* (2005), quienes establecieron que “la distribución areal y morfología de las estructuras presentes en la faja plegada y fallada de Malargüe permiten diferenciar varios estilos estructurales a los cuales se asocian distintos tipos de entrapamiento”. Es indudable el control estructural de los yacimientos y los estilos descritos, a lo que se debe sumar otros factores de control, como el *timing* de las estructuras, *timing* de la generación-expulsión, vías de migración, preservación, etc.

El análisis de estos factores podría generar nuevas oportunidades exploratorias y explicar resultados anteriores. La idea a desarrollar debería focalizarse en la búsqueda de aquellas trampas disponibles a los momentos críticos de cada unidad generadora de la región. Es decir, aquellas potenciales trampas que hayan tenido un vínculo adecuado con el *pod* generador cuando éste alcanzaba sus mejores condiciones de generación y expulsión, previo a su desconexión por el avance de la FPCM y, obviamente, con capacidad de preservación.

Si se analizan los principales yacimientos del sur de Mendoza tomando en consideración las etapas de deformación descriptas, se puede concluir que la gran mayoría de las trampas se

CONCLUSIONES

- El depocentro Atuel-La Valenciana alberga una columna estratigráfica potente y completa, con al menos tres formaciones generadoras efectivas: Tres Esquinas (Aaleniano-Bajociano), Vaca Muerta (Titoniano-Berriasiano) y Agrio (Huteriviano-Barremiano). El *pod* de de la Fm Vaca Muerta es el de mayor desarrollo y calidad mientras que la Fm Tres Esquinas no ha demostrado producciones comerciales aún.
- El límite oriental del depocentro se define en la falla invertida Atuel. Esta tuvo comportamiento extensional durante el Triásico Tardío-Jurásico Temprano-Medio, e inicio compresional probable hacia el límite Mioceno temprano-medio y definido en el Mioceno tardío.
- El ámbito de plataforma carece de depósitos preándicos, aunque pueden existir relictos. Los grupos Mendoza y Rayoso tienen espesor reducido y facies marginales sin evaporitas. Por el contrario los depósitos sinorogénicos alcanzan gran desarrollo.
- En ambos ámbitos los reservorios dominantes son de tipo fracturado (calizas e intrusivos). El único reservorio clástico con extensión regional es el Gr Neuquén. Los sellos son frecuentes y eficientes, tanto en el depocentro como en la plataforma.
- Se reconoce una tectónica activa contraccional desde el Cretácico Tardío, en etapas sucesivas, representadas por varios frentes de deformación con avance progresivo hacia el antepaís, asociados a fallas de basamento verticales a subverticales.
- En cada etapa/frente de deformación, tienden a predominar uno o dos trenes de estructuras submeridionales con basamento involucrado (sustrato), relacionados a fallas maestras de hemigraben invertidas. Estos desarrollan sistemas de corrimientos, cuando existen intervalos incompetentes suficientes o corrimientos epidérmicos cuando no existen (plataforma). En los casos de retrocorrimientos las fallas tienden a emerger con alto ángulo.
- Las fallas de basamento tienden a ordenarse según dos sistemas predominantes. Uno, con orientación NO a NNO, quizás controlado por lineamientos antiguos del *rift* y, otro NE a ENE, orientado según la dirección compresiva de la FPFM, normal a la dirección de menor esfuerzo o componente extensional.
- Se interpreta que las fallas de basamento controlaron el ascenso y distribución de los intrusivos cenozoicos y las vetas de bitumen. Estas fallas constituyeron los principales *carriers* de los hidrocarburos, originaron reservorios fracturados y estructuras (trampas), a la vez que constituyen sellos y copartmentalizan yacimientos. Es decir que estas fallas tuvieron un rol clave en la distribución y acumulación de los hidrocarburos, especialmente en el ámbito de plataforma y particularmente durante el Mioceno medio.
- La caracterización de las rocas generadoras y los petróleos permite confirmar la

consanguineidad de las formaciones Vaca Muerta y Agrio con los petróleos y gases de los yacimientos, definir la madurez alcanzada por cada una de ellas y delimitar sus períodos de generación y expulsión.

- Para el depocentro Atuel los eventos de generación y expulsión son anteriores a la deformación neógena. Para el ámbito de plataforma, la pobre calidad de las rocas madre, además del bajo flujo térmico imperante durante la fase compresiva y el escaso tiempo geológico involucrado, limita seriamente la efectiva contribución a las acumulaciones del área.
- Los reservorios cargados con petróleo de las formaciones Vaca Muerta y Agrio son las formaciones Chachao, Agrio, Huitrín, Rayoso, Neuquén, Loncoche e intrusivos cenozoicos, con carácter efectivo hasta el Mioceno medio en el depocentro. En el ámbito de plataforma el proceso se extiende hasta el presente pero con un carácter menos eficiente.
- Se considera que los principales yacimientos de tipo estructural o combinados con fuerte componente estructural debieron haber sido controlados por la segunda etapa de deformación (Mioceno medio). De igual modo, los yacimientos de la plataforma de tipo estructural, combinado y/o estratigráfico habrían sido cargados fundamentalmente durante esta etapa. Las estructuras positivas existentes en ese tiempo (“paleoestructuras”), vinculadas al *pod* generador mediante fallas de basamento, debieron haber sido particularmente favorecidas.
- Los petróleos biodegradados de algunos yacimientos con producción de los grupos Neuquén y Rayoso podrían explicarse por migraciones previas a los depósitos orogénicos, cuando estas unidades eran someras y estaban expuestas a temperaturas aptas para la actividad bacteriana.
- Desde el punto de vista exploratorio, se considera aún disponible un atractivo potencial sobre un buen número de leads y prospectos, sustentado en criterios novedosos para la región, que darían mayor equilibrio entre la capacidad generadora comprobada del depocentro de Atuel y la producción acumulada de petróleo de los yacimientos.

AGRADECIMIENTOS

A Tecpetrol S.A., Petrobras de Argentina S.A. y Petrolera El Trébol S.A., por autorizar la publicación de este trabajo; a Petroquímica Comodoro Rivadavia, por facilitar muestras de hidrocarburo de sus yacimientos; al área Técnica de Tecpetrol S.A., por el soporte gráfico y a Francisco Pángaro y René E. Manceda, por las numerosas sugerencias y correcciones realizadas sobre el manuscrito durante el proceso de arbitraje.

REFERENCIAS CITADAS

- Artabe, A., Morel, E., Spalletti, L., y Brea, M., 1998. Paleoaambientes sedimentarios y paleoflora asociada en el Triásico tardío de Malargüe, Mendoza. *Revista Asociación Geológica Argentina*, 53 (4) 526-548.
- Baldauf, P., Stephens, G., Kunk, M. y Nullo, F., 1992. Argón-Argón ages for the Huincán intrusive suite and their implications for the structural development of the Andean Foreland, Southern Mendoza province, Argentina. *Geological Society of America, Annual Meeting with programs*, p. 24.
- Baldauf, P., 1993. *Timing of deformation in central Andean Foreland, Western Mendoza, Argentina, using 40Ar/39Ar dating techniques*. Master Thesis The George Washington University.
- Baldauf, P., Stephens, G., Nullo, F., Combina, A. y Kunk, M., 1997. Tertiary uplift, magmatism and sedimentation of the Andes, Southern Mendoza province, Argentina in *Geological Society of America, Abstracts with Program 29 (6): A-48*. Salt Lake City.
- Bechis, F., 2009. Deformación Transtensiva de la Cuenca Neuquina: Análisis a partir de ejemplos de campo y modelos Análogos. Tesis: Doctorado de la UBA, Área Ciencias Geológicas. Buenos Aires.
- Bechis, F., Giambiagi, L., B., Lanes, S., García, V. y Tunik, M., 2009. Evidencias de extensión oblicua en los depósitos de synrift del sector norte de la Cuenca Neuquina. *Revista de la Asociación Geológica Argentina* 65 (2): 293-310.
- Bechis, F., Giambiagi, L., García, V., Lanés, S., Cristallini, E., y Tunik, M., 2010. Kinematic analysis of a transtensional fault system: The Atuel depocentre of the Neuquén Basin, Central Andes, Argentina: *Journal of Structural Geology*, v. 32: 886-899, doi:10.1016/j.jsg.2010.03.009.
- Bernard, B.B., Brooks J.M. y Sacket, W.M., 1978. Light hydrocarbons in recent Texas continental shelf and slope sediments. *Journal of Geophysical Research*, v. 83: 4053-4061.
- Carey, P. F., Parnell, J. y Prozzi, C. R., 1993. Tectonics and pore-fluid pressure controls upon the formation of solid bitumen veins in the Neuquén Basin, South-West Argentina. *12° Congreso Geológico Argentino y 2° Congreso de Exploración de Hidrocarburos, Actas*, 1: 401-406.
- Cobbold, P. R., Diraison, M. y Rossello, E.A., 1999. Bitumen veins and Eocene transpression, Neuquén Basin, Argentina. *Tectonophysics* 314: 423-442.
- Cobbold, P. R. y Rossello, E. A. 2003. Aptian to recent compressional deformation, foothills of the Neuquén Basin, Argentina. *Marine and Petroleum Geology*, 20: 429-443.
- Cobbold, P. R., Ruffet, G., Rodrigues, N., Leith, T. L., Løseth, H. y Galland, O., 2008. Radial patterns of bitumen dykes around Tromen and Aucá Mahuida volcanoes, Neuquén Basin, Argentina: evidence for abnormally rapid generation of hydrocarbons in Quaternary times. *33° International Geological Congress, Oslo, 6-14 August, Abstract*.
- Cobbold P., R., Ruffet, G., Leith, T., L., Løseth, H., Rodrigues, N., Galland, O., y Leanza, H., 2011. Combustible sólidos (Asfaltita) de la Provincia del Neuquén. *Relatorio del XVIII Congreso Geológico Argentino*.
- Combina, A., F. Nullo y G. Stephens, 1993. Depósitos Terciarios en el Pie de Sierra del área Las Aucas. Sur de Mendoza: *XII Congreso Geológico Argentino, Actas II*. P: 180-186.

- Combina, A. y Nullo, F., 2005. Tertiary volcanism and sedimentation in the southern Cordillera Principal. Mendoza. Argentina. In 6° International Symposium on Andean Geodynamics (Barcelona), pp: 174-177.
- Combina, M. y Nullo, F., 2011. Ciclos tectónicos, volcánicos y sedimentarios del Cenozoico del sur de Mendoza Argentina (35°-37°S y 69°30'W). *Andean Geology* 38 (1): 198-218.
- Cristallini, E. O., Bottesi, G., Pérez, D., J., Tomezzoli, R., N., Comeron, R., Varade, R., Vitulli, N., Bojarski, G., Pioli, O., Zardo, E., Olea, G., Cortez, L., Ramirez, J., Mallimacci, D., Vernales G. y Grinberg, M., 2001. Fracturación regional en el norte de Neuquén y sur de Mendoza. Repsol-YPF, Neuquén, Argentina.
- Cruz, C., E., Villar, H. y Muñoz, N., G., 1996. Los sistemas petroleros del Grupo Mendoza en la Fosa de Chos Malal. Cuenca Neuquina. XIII Congreso Geológico Argentino y III Congreso de Exploración de Hidrocarburos, AGA-IAPG. Actas I P 223-242, Buenos Aires.
- Cruz, C., E., Boll, A., Gómez Omil, R., Martínez, E., A., Arregui, C., Gulisano, C., A., Laffitte, G., A., y Villar, H., J., 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-CD-ROM. 20 p, Buenos Aires.
- Giambiagi, L. B. , Alvarez, P., Godoy, E. y Ramos, V., 2003. The control of pre-existing extensional structures on the evolution of the southern sector of the Aconcagua fold and thrust belt. *Southern Andes. Tectonophysics* 369, 1 –19.
- Giambiagi, L. B., Bechis, F., García, V. y Clark A. H., 2008. Temporal and spatial relationships of thick- and thin-skinned deformation: A case study from the Malargüe fold-and-thrust belt, southern Central Andes *Tectonophysics* 459, 123–139.
- Giampaoli, P., Ramirez, J. y Gait, M., 2005. Estilos de Entrampamiento en la Faja Plegada y Fallada de Malargüe, en E. Kozlowski, G. Vergani y A. Boll, eds., *Las Trampas de Hidrocarburos en las Cuencas Productivas de Argentina*, Simposio VI Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG, p. 121-140. Buenos Aires.
- Groeber, P., 1923. Origen del petróleo de Barrancas. Deducciones que sugiere su estudio. *Boletín de la Dirección General de Minas, Geología e Hidrología, Serie F (Informes Preliminares y Comunicaciones)* 6 (1): 3-14.
- Groeber, P., 1947. Observaciones geológicas a lo largo del meridiano 70, Pt. 2: Hojas Sosneao y Maipo. *Revista de la Asociación Geológica Argentina* 2 (2), 141-176.
- Groeber, P., Stipanovic, P. y Mingramm, A., 1953. Mesozoico. En *Geografía de la República Argentina*. Sociedad Argentina de Estudios Geográficos, GAEA II (1): 9-541.
- Guzmán, C., Cristallini, E. y Bottesi, G., 2007. Contemporary stress orientations in the Andean retroarc between 34° and 39° S from borehole breakout analysis. *Tectonics* 26, TC3016.
- Kraemer, P., Silvestro, J., Achilli, F. y Brinkworth, W., 2011. Kinematics of a hybrid thick-thin-skinned fold and thrust belt recorded in Neogene syntectonic wedge-top basins, southern central Andes between 358 and 368S, Malargüe, Argentina, in K. McClay, J. Shaw, and J. Suppe, eds., *Thrust fault-related folding: AAPG Memoir* 94: 245 – 270.
- Kozlowski, E., Baldi, J., Mancilla, O., 1981. Plano geológico, Río Diamante – Río Atuel. *Yacimientos Petrolíferos Fiscales*, Inédito.

- Kozłowski, E., 1984. Geología y Recursos Naturales de Mendoza. XII Congreso Geológico Argentino y II° Interpretación Estructural de la Cuchilla de la Tristeza, Provincia de Mendoza: IX Congreso Geológico Argentino, v. Actas II, p. 381-395.
- Kozłowski, E., Cruz, C. E. y Rebay, G. A., 1987. El Terciario Vulcanoclástico de la zona de Puntilla de Huincán, Provincia de Mendoza Argentina: Simposio de Vulcanismo Andino, X Congreso Geológico Argentino, v. Actas IV, p. 229-232.
- Kozłowski, E. 1991. Structural geology of the NW Neuquén Basin, Argentina. IV Simposio Bolivariano "Exploración Petrolera en Cuencas Subandinas", Trabajo 0, Tomo I: 1-10.
- Kozłowski, E., Manceda, R. y Ramos, V.A., 1993. Estructura. En: Ramos V.A. (Ed.): Congreso de Exploración de Hidrocarburos, Relatorio, I (18): 235-256. Mendoza.
- Kozłowski, E., Cruz, C. y Sylwan, C., 1997. Modelo exploratorio en la faja corrida de la Cuenca Neuquina, Argentina. Sexto Simposio Bolivariano "Exploración Petrolera en las Cuencas Subandinas". Memorias I: 15-31.
- Laffitte G., 2012. Modelado Geoquímico Área Río Atuel. M&P System. (Inédito).
- Legarreta, L., 1985. Análisis estratigráfico de la Formación Huitrín (Cretácico inferior), Provincia de Mendoza. Universidad de Buenos Aires, Facultad de Ciencias Exactas y Naturales, Tesis Doctoral (inédita), 1-197, Buenos Aires.
- Legarreta, L., Kozłowski, E. y Boll, A., 1981. Esquema estratigráfico y distribución de facies del Gr Mendoza en el ámbito del sur mendocino de la Cuenca Neuquina. VIII Congreso geológico Argentino (San Luis) Actas III: 389-409, Buenos Aires.
- Legarreta, L. y Uliana, M., 1991. Jurassic-Cretaceous marine oscillations and geometry of back-arc basin fill, central Argentina Andes. En D.I.M. Macdonald (Ed.) Sedimentation, Tectonics and Eustasy. Sea level changes at active margins. Special Publications Inter. Ass. Sediment. 12: 429-450.
- Legarreta L., Villar, H. J., Laffitte, G. A., Cruz, C.E. y Vergani, G., 2005. Cuenca Neuquina, en G.A. Chebli, J.S. Cortiñas, L. A. Spaletti, L. Legarreta, E. L. Vallejo, eds. Frontera Exploratoria de la Argentina. Simposio VI Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG, p. 233-250, Buenos Aires.
- Legarreta, L., Villar, H. J., Cruz, C. E., Laffitte, G. A., y Varadé, R., 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 Cruz, C., Rodríguez, J., Hechem, J., y Villar, H. J., eds. Sistemas Petroleros de las Cuencas Andinas. Simposio VII Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos "Imaginando un nuevo siglo". IAPG. P: 79-108. Buenos Aires.
- Legarreta, L. y H.J. Villar, 2011. Argentina Basins, Geological and Geochemical Keys of the Potential Shale Resources. Amer. Ass. of Petr. Geol., GTW.BsAs. http://www.searchanddiscovery.com/documents/2011/80196legarreta/ndx_legarreta.pdf.
- Manceda, R. y Figueroa, D., 1995. Inversion of the Mesozoic Neuquén *rift* in the Malargüe fold and thrust belt, Mendoza, Argentina, in A. J. Tankard, R. Suárez S., and H. J. Welsink, Petroleum basins of South America: AAPG Memoir 62, p. 369-382.

- Mescua, J. F., 2010. Evolución Estructural y Tectónica del Área Comprendida entre Las Choicas y Santa Elena. Cordillera Principal de Mendoza (Ph.D. thesis): Buenos Aires, Universidad de Buenos Aires, Facultad de Ciencias Exactas y Naturales, 241p.
- Mescua, J. F., Giambiagi, L. B. y Ramos, V. A., 2013. Late Cretaceous Uplift in the Malargüe fold-and-thrust belt (35°S), southern Central Andes of Argentina and Chile. *Andean Geology* 40 (1): 102-116.
- Nullo, F., E., Stephens, G. C., Otamendi J. y Baldauf, P. E., 2002. El volcanismo del terciario superior del sur de Mendoza. *RAGA*, 57 (2): 119-132.
- Parnell, J. y Carey, P. F., 1995. Emplacement of bitumen (asphaltite) veins in the Neuquén Basin, Argentina. *American Association of Petroleum Geologists, Bulletin* 79: 1798-1816.
- Ramos, V. A., 1978. Estructura. En: *Geología y recursos naturales de la Provincia del Neuquén*. 7° Congreso Geológico Argentino, Neuquén. Relatorio: 99-118.
- Ramos, V. A., 1999. Plate tectonic setting of the Andean cordillera. *Episodes* 22 (3):183-190.
- Ramos, V. A. y Nullo, F., 1993. El volcanismo del arco cenozoico. In *Geología de Recursos naturales de Mendoza* (Ramos, V. Editors). In Congreso geológico Argentino, N° 12 y Congreso de Exploración de Hidrocarburos, N° 2 Relatorio I (12): 149-160.
- Ramos, V. A. y Folguera, A., 2005. Tectonic evolution of the Andes of Neuquén: constraints derived from the magmatic arc and foreland deformation. In Veiga, G., *et al.*, (Ed.). *The Neuquén Basin: A Case Study in Sequence Stratigraphy and Basins Dynamics: The Geological Society, Special Publication*, 252 pp.15-35.
- Riccardi, A. C., Damborenea, S.E., Manceñido, M. O., Scasso, S., Lanes, S. e Iglesia Llanos, M.P., 1997. Primer registro de Triásico marino fosilífero de la Argentina. *Revista de la Asociación Geológica Argentina* 52 (2): 228-234.
- Rodríguez Monreal, F., Villar, H. J., Baudino, R., Delpino, D. y Zencich, S., 2009. Modeling an atypical petroleum system: A case study of hydrocarbon generation, migration and accumulation related to igneous intrusions in the Neuquen Basin, Argentina. *Marine and Petroleum Geology* 26: 590-605.
- Schiuma M., Hinterwimmer G. y Vergani G., 2002. Rocas Reservorio de las Cuencas Productivas Argentinas: Simposio del V Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos. Mar del Plata.
- Silvestro, J. y Atencio, M., 2009. La Cuenca Cenozoica del Río Grande y Palauco: Edad, Evolución y Control Estructural, Faja Plegada de Malargüe (36°S). *RAGA* 65 (1): 154-169.
- Silvestro, J. y Kraemer, P., 2005. Evolución tectosedimentaria de la Cordillera Principal en el sector surmendocino a los 35°30'S. Faja Plegada Malargüe. República Argentina. VI Congreso Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos. Mar del Plata.
- Vergani, G. D., Tankard, A. J., Belotti H. J., y Welsink, H. J., 1995. Tectonic evolution and paleogeography of the Neuquén basin, Argentina, in A. J. Tankard, R. Suarez S., and H. J. Welsink, *Petroleum basins of South America: AAPG Memoir* 62, p.383-402.
- Villar, H.J., Barcat, S., Talukdar, S. y Dow, W., 1993. Facies generadora de hidrocarburos, correlación petróleo-roca madre y sistema petrolero del Engolfamiento Neuquino, XII Congreso Geológico Argentino y II Congreso de Exploración de Hidrocarburos, Acta I, p. 382-394.

- Villar, H. J., 2013. Informe Geoquímico. Evaluación de muestras de *cutting*, afloramientos, petróleos y gases de reservorios. Área Río Atuel. Cuenca Neuquina. GeoLab Sur S.A. (Inédito)
- Weaver, C., 1927. The Roca Formation in Argentina. American Journal of Science 13: 417-434.
- 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: 261-283.
- Zapata, T., Brisson, I. y Dzelalija, F., 1999. The role of the basement in the Andean fold and thrust belt of the Neuquén Basin, in K. McClay, ed., Thrust Tectonics 99 (London): Abstracts, p. 122-124.
- Zapata, T. y Folguera, A., 2005. Tectonic evolution of the Andean Fold and thrust belt of the southern Neuquén basin, Argentina. En L. Spalleti, G. Veiga and E. Schwarz, J. Howell (eds.): The Neuquén Basin: A case study in sequence stratigraphy and basin dynamics: Geological Society of London, Special Publication.