

## **FACIES ORGÁNICAS NO MARINAS DE LA CUENCA NEUQUINA: AMBIENTE GEOLÓGICO Y CARACTERIZACIÓN GEOQUÍMICA DE PETRÓLEOS Y ROCAS GENERADORAS**

Héctor J. Villar<sup>1</sup>, Leonardo Legarreta<sup>2</sup>, Guillermo A. Laffitte<sup>3</sup>, Claudio Haring<sup>4</sup>, Roberto Varadé<sup>5</sup>

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

2: Patagonia Exploración S.A. lregarreta53@gmail.com

3: M&P System S.R.L. mpsystem@fibertel.com.ar

4: YPF S.A. charingk@ypf.com

5: YPF S.A., actualmente REPSOL S.A. rhvaradeb@repsol.com

Palabras clave: Cuenca Neuquina, Pre-Cuyo, facies orgánicas, petróleo no marinos, rocas generadoras

### **ABSTRACT**

**Non-marine organic facies of the Neuquén Basin: Geological environment and geochemical characterization of oils and hydrocarbon source rocks**

Presence of hydrocarbon accumulations associated with non-marine organic-rich facies has been documented in the Neuquén Basin. Although the magnitude of those fields is small when compared with the known total EUR of the basin, the exploration effort is focused to identify other depocenters and unravel the geological and geochemical characteristics of the sediments that accumulated in deep fresh-water and saline lakes. The generative systems developed within a series of relatively isolated half-grabens associated with the Late Triassic-Early Jurassic rift phase. With the evolution of the basin, a marine setting covered the non-marine depocenters in a diachronous way.

The Pampa Palauco, Granito Negro, Estancia Vieja-Loma Negra and China Muerta areas are geologically described. Oils and hydrocarbon source rocks of these "Pre-Cuyo" non-marine settings bear typical features of lacustrine deposition, including bulk characteristics of the kerogen typing and molecular signature of their biomarkers. The assessment allowed recognizing very significant variations of organic facies in terms of water salinity, grade of anoxicity, higher-plant input and carbonate participation in the rocks that sourced these non-marine oils, not only among but also within the Pre-Cuyo depocenters. In addition to the definition of several non-marine organofacies, the study allows a sharp differentiation from the widespread genetic identities of marine source rocks and oils represented in the Los Molles, Vaca Muerta and Agrio generative systems..

### **INTRODUCCIÓN**

La Cuenca Neuquina presenta una producción diaria de hidrocarburos que asciende en la actualidad a alrededor de 280 MBO (aproximadamente 44.500 m<sup>3</sup> de petróleo) y 2.8 BCFG (aproximadamente 80 MMm<sup>3</sup> de gas). Estos hidrocarburos están representados por una amplia variedad

de fluidos que van desde condensados y gases a petróleos negros livianos, intermedios y pesados, dependiendo de la posición en la cuenca y de las historias de maduración térmica, migración y preservación. Numerosos estudios de las últimas dos décadas han enriquecido el conocimiento de los sistemas petroleros involucrados, que principalmente incluyen rocas generadoras depositadas en ambientes marinos con edades desde el Jurásico Temprano al Cretácico Temprano (Legarreta *et al.* 1999).

La presencia de acumulaciones de petróleos vinculados a estratos generadores no marinos, aunque de significado cuantitativamente menor en la volumetría total de la cuenca, también ha sido objeto de particular atención, orientando estrategias exploratorias focalizadas en la detección de ciertos hemigrábenes individuales profundos, conteniendo pelitas ricas en materia orgánica de alta calidad oleogénica, depositadas en medios lacustres de agua dulce y salinos. El origen de estos sistemas generadores remite al Triásico Tardío-Liásico (Figura 1) con la instalación de un proceso de *rifting* que deriva en la formación de una serie de depocentros distribuidos en todo el ámbito de la cuenca, coetáneos con los depósitos detríticos marinos más tempranos del Grupo Cuyo. Como resultado de una inundación vinculada con el Océano Pacífico, las condiciones marinas se expandieron y avanzaron sobre el antepaís, anegando en forma progresiva primero a los depocentros

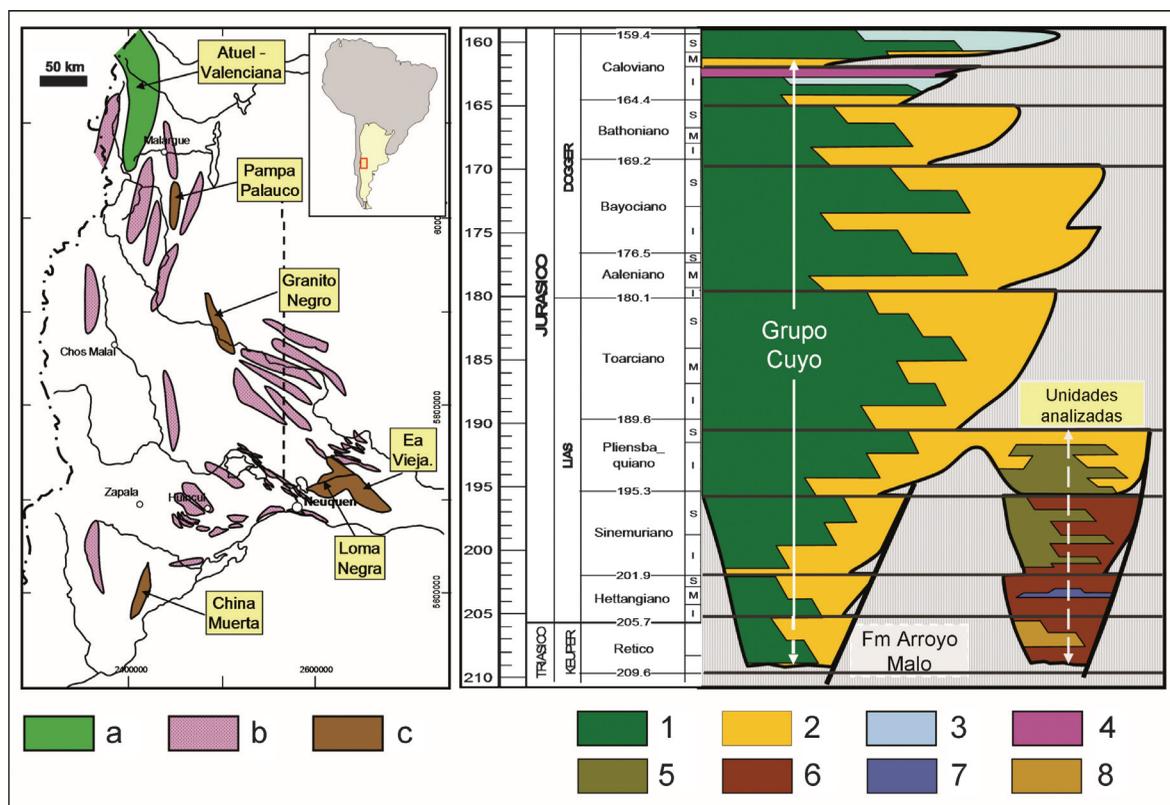


Figura 1. Mapa con distribución de depocentros del Triásico - Jurásico Inferior. Leyenda: a. Facies marinas; b. Facies continentales (clásticas, volcánicas y piroclásticas); c. Facies lacustres, mayormente clásticas con participación de términos volcánicos, piroclásticos y escasos niveles de carbonatos. Carta cronoestratigráfica generalizada para el Triásico y Jurásico Inferior a Medio: 1. Interior de cuenca hasta plataforma costa afuera; 2. Marino litoral hasta no marino, fluvial; 3. Carbonatos de plataforma somera; 4. Evaporitas marino-hipersalinas; 5. Lacustre, profundo hasta somero, mayormente clástico; 6. Lacustre hasta aluvial con fuerte participación de términos volcánicos y piroclásticos; 7. Carbonatos lacustres someros; 8. Fluvial hasta lacustre somero.

occidentales. Como consecuencia, en las cubetas del este, el relleno continental tuvo mayor perduración, destacándose los hemigrábenes de Estancia Vieja-Loma Negra, Granito Negro y Pampa Palauco, áreas de la cuenca que hoy albergan acumulaciones de hidrocarburos.

El objeto de esta contribución es hacer una evaluación de aquellos depocentros de la cuenca (Figura 1) en los cuales se han identificado petróleos con impronta geoquímica no marina genéticamente vinculados a querógenos lacustres presentes en lo que se conoce informalmente como “Pre-Cuyo” o también “Precuyano”, actualizando la presentación de Villar *et al.* (2008), especialmente en lo que respecta al ámbito geológico. Se pone énfasis en las diversas variantes organofaciales de estas rocas madre lacustres y en los patrones genéticos petróleo-petróleo y petróleo-roca madre, claramente discernibles de las típicas signatures marinas de las rocas madre “clásicas” de la cuenca representadas en las formaciones Los Molles, Vaca Muerta y Agrio, y de sus petróleos asociados. También se hace una revisión de la estratigrafía de otros depocentros del Pre-Cuyo como los denominados Atuel-La Valenciana y China Muerta, en los que aún no se ha comprobado la existencia de un sistema petrolero.

## **ESTRATIGRAFÍA DEL INTERVALO TRIÁSICO SUPERIOR-JURÁSICO INFERIOR**

El conocimiento de los depocentros del Triásico Superior-Jurásico Inferior, tanto marinos como no marinos, ha avanzado gracias a los trabajos de exploración del subsuelo, ya sea mediante sísmica de reflexión, mayormente 3D, o de perforaciones que muchas veces han alcanzado niveles profundos del relleno sedimentario de la cuenca. Un gran número de profesionales que trabajan en la industria, así como también investigadores de las universidades e independientes, han dado a conocer un importante volumen de información de subsuelo y afloramientos y han aportado valiosas interpretaciones sobre el origen, evolución tectosedimentaria y características de facies de estas etapas iniciales de la Cuenca Neuquina (Mosquera 2008). Una reciente publicación de Carbone *et al.* (2011) hace una revisión exhaustiva de las unidades aquí analizadas.

### **Depósitos marinos: Zona Atuel - La Valenciana**

En el suroeste de la Provincia de Mendoza, desde el norte del río Atuel hasta poco al sur del río Malargüe (Figura 2), la sucesión del Triásico Superior-Jurásico Inferior presenta un importante espesor que involucra facies clásicas marinas relativamente profundas hasta litorales y no marina (Lanes 2005; Lanes *et al.* 2008; Giambiagi *et al.* 2008). La sección acumulada durante tiempos del “Cuyano” inferior está circunscripta a este hemigraben elongado N-S, mientras que hacia el oeste (Figura 2), no sobrepasa el tren estructural del denominado Alto de los Cerros Dedos-Silla (Legarreta y Kozłowski 1984) que recién fue rebasado por la inundación marina cuyana en el Pliensbaquiano (Gulisano y Gutiérrez Pleimling 1995).

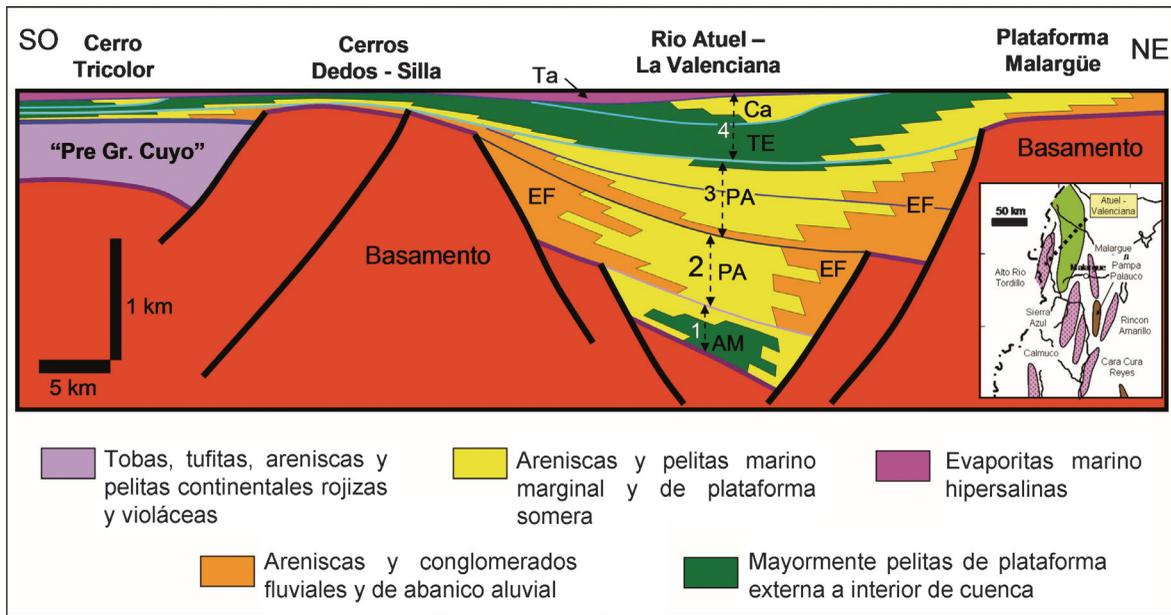


Figura 2. Depocentro del río Atuel. Corte geológico esquemático nivelado al techo del Grupo Cuyo que ilustra la geometría y las unidades que rellenan el depocentro con acumulación de facies marinas conectadas con el Océano Pacífico, y el depocentro del Alto Río Grande, donde se desarrollaron facies continentales y, localmente, con carbonatos de ambiente lacustre. Leyenda: 1. Triásico-Hettangiano medio; 2. Hettangiano - Sinemuriano; 3. Pliensbaquiano; 4. Pliensbaquiano superior - Calloviano medio. Formaciones: AM: Arroyo Malo; EF: El Freno; PA: Puesto Araya; TE: Tres Esquinas; Ca: Calabozo; Ta: Tábanos.

## Depósitos no marinos

Fuera del ámbito del depocentro del Atuel-La Valenciana portadora de facies marinas, numerosos depocentros han sido reconocidos en la Cuenca Neuquina rellenos con facies continentales (Uliana y Legarreta 1993). Estos hemigrábenes se desarrollaron relativamente aislados y desconectados del ambiente marino del Océano Pacífico y la acumulación estuvo dominada por facies fluviales, aluviales, lacustres, en muchos casos con participación variada de términos piroclásticos, e incluso, flujos lávicos e ignimbritas (Gulisano 1981). Por ejemplo, al oeste del depocentro mayormente marino Atuel–La Valenciana, del otro lado del Alto de los Cerros Dedos-Silla, se encuentran los depósitos de capas rojo-violáceas epiclásticas, tufáceas y piroclásticas que forman parte de un depocentro elongado que puede denominarse Alto Río Tordillo, el cual se extiende hacia el sur hasta las nacientes del río Grande. En este sector, en el cerro Huincha o Tricolor, existe una sección de más de 500 m asignada como Fm Remoredo, que contiene un paquete de calizas acumuladas en un ambiente lacustre somero. En la bibliografía (Gulisano 1981) este conjunto de facies continentales, generalmente de tonos rojizos, es referido informalmente como “Precuyano”. Sin embargo, éstas fueron contemporáneas, en diferente grado y según el caso de que se trate, con aquellas secuencias marinas y no marinas inferiores del Grupo Cuyo, o sea, acumuladas durante el “Cuyano” temprano (Figura 1). En otras palabras, si bien informalmente el uso del término “Precuyano” está muy difundido, en un sentido estricto, los hemigrábenes rellenos con facies con-

tinenciales se desarrollaron durante el “Cuyano”, al menos parcialmente, y no anteriormente a él. Entre ellos, se destacan los portadores de facies ricas en materia orgánica, acumuladas en ambiente lacustre, tal el caso de los depocentros de Pampa Palauco, Granito Negro, Estancia Vieja-Loma Negra y China Muerta, constituyendo los tres primeros el foco de este trabajo.

## ZONA PAMPA PALAUCO

Situado en el sur del Departamento de Malargüe de la Provincia de Mendoza (Figura 1), el yacimiento Pampa Palauco fue descubierto en 1941 por Yacimientos Petrolíferos Fiscales. Recién varias décadas después, se pudo constatar que los hidrocarburos en producción fueron generados en facies organógenas, inicialmente caracterizadas como “terrestres” del Grupo Cuyo (Rosso y Labayén 1991) y posteriormente como de ambiente lacustre (Wavrek *et al.* 1994), donde también se acumularon facies piroclásticas y volcánicas (Figura 3).

La estructura actual del eje N-S de Palauco corresponde a un hemigraben invertido (Manceda y Figueroa 1993) con vergencia occidental. Los numerosos pozos perforados en el yacimiento muestran la presencia de una sección basal de alrededor de 50 m, integrada por alternancia de calizas y lutitas oscuras, seguido por varios intervalos de varias decenas de metros compuestas por lutitas oscuras, ricas en materia orgánica que alternan con facies clásticas, tufáceas y piroclásticas. Los sondeos detectaron dentro de la secuencia mayormente pelítica la presencia de flujos lávicos que, localmente, pueden cobrar importancia. Se trata de un ambiente de acumulación lacustre, con condiciones de fondo restringido, hacia donde arribaron flujos lávicos, así como niveles clásticos y de composición piroclásticas. Hacia la sección cuspidal predominan los términos clásticos y tufáceos de tonos rojizo intenso, posiblemente asociados con la colmatación final del hemigraben donde prevalecieron condiciones subaéreas en ambiente fluvial y aluvial.

Hacia el este, en subsuelo, se encuentra el hemigraben invertido de Rincón Amarillo y hacia el sur, en los afloramientos de las sierras de Cara Cura y Reyes, estos depocentros contienen facies dominadas por flujos lávicos, niveles de tobas y términos clásticos/tufáceos de ambiente aluvial y fluvial. En la Sierra de Cara Cura, dentro de una sección predominantemente volcánica, con mas de 800 m de potencia, aparecen niveles clásticos portadoras de flora del Jurásico Inferior (Pángaro 2004 en Drosina *et al.* 2011). Sobre esta sucesión mayormente volcánica, yacen en discordancia las facies epiclásticas y tufáceas, rojo-violáceas de la Fm Remoredo, cuya localidad tipo se encuentra unos kilómetros más al sur, sobre el flanco occidental de la Sierra de Reyes. Hacia el norte de la Sierra de Palauco, dentro del Anticlinal Malargüe, quedan expuestos los depósitos del Grupo Tronquimalal del Triásico Superior (Menéndez 1951), los cuales contienen facies volcánicas, clásticas gruesas y lutitas oscuras lacustres con flora de *Dicroidium*, que no han mostrado potencial importante como roca generadora. En discordancia angular, esta entidad es cubierta por las capas rojo-violáceas de la Fm Remoredo.

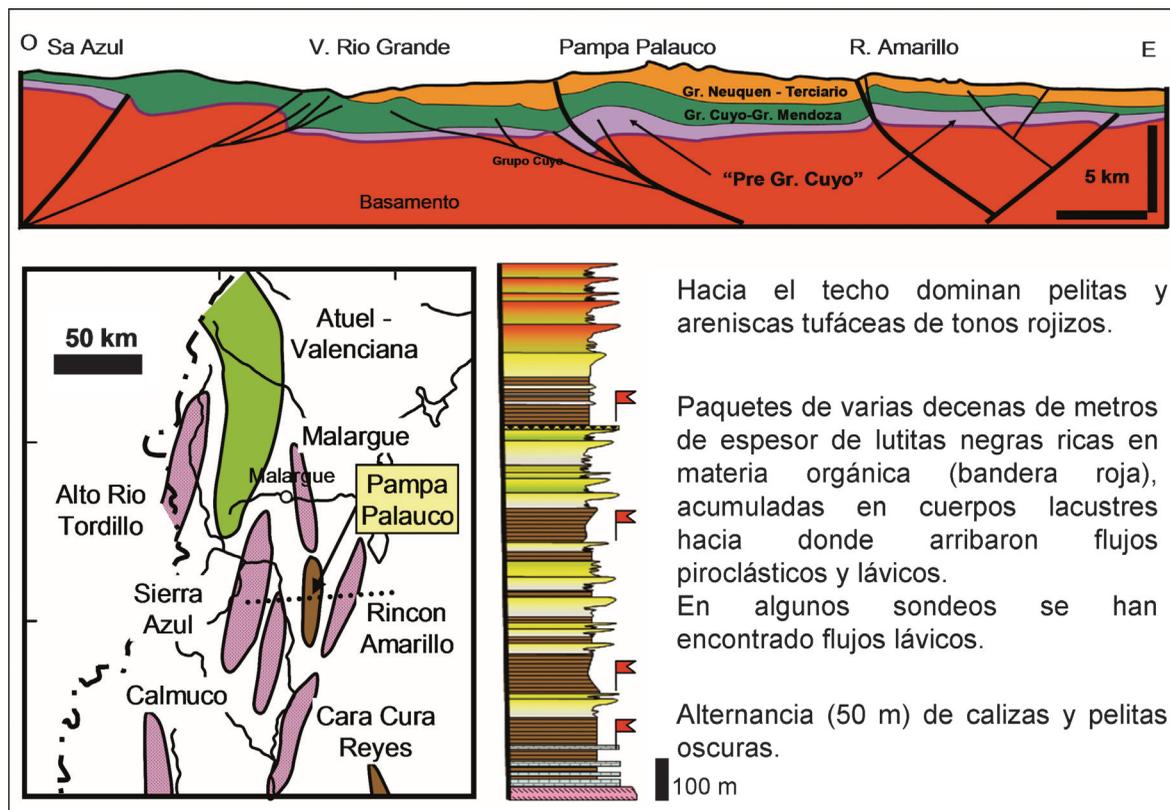


Figura 3. Depocentro Pampa Palauco. Corte geológico esquemático que muestra la geometría y estructuración actual y, al mismo tiempo, ilustra la presencia de los depocentros del Rincón Amarillo y de Sierra Azul (parcialmente). El perfil litológico corresponde a una descripción simplificada de las facies perforadas en el Yacimiento de Pampa Palauco.

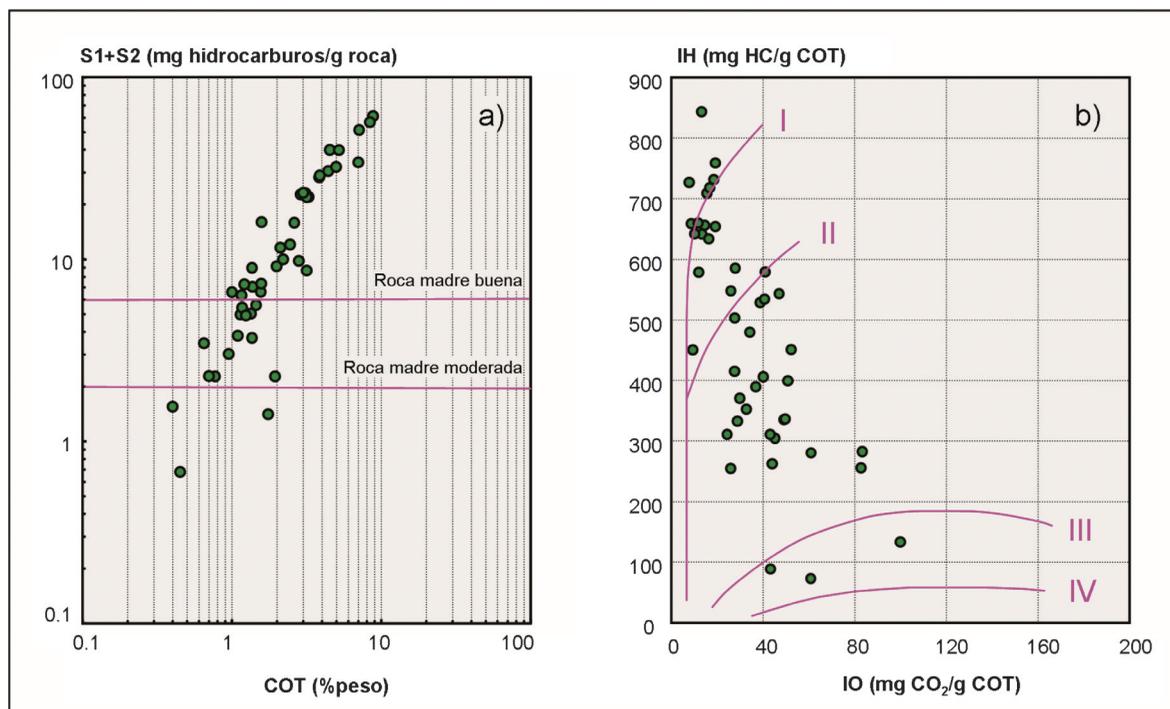


Figura 4. Datos de COT y pirólisis sobre niveles del Pre-Cuyo de diversas perforaciones de la zona Pampa Palauco; a) cruce S1+S2 vs. COT% para categorizar el potencial total de generación; b) diagrama de índice de hidrógeno (IH) vs. índice de oxígeno (IO) con tipos de querógeno I, II, III y IV.

Los intervalos ricos en materia orgánica de la zona Pampa Palauco (pozos Pampa Palauco, Cajón de Letelier, Ranquil Co, El Pasillo, Arroyo Coihueco, Laguna del Piojo, Cajón de Olatino) remiten en su mayoría a contenidos de COT (carbono orgánico total) moderados a muy altos en órdenes de 1 a 10% (Figura 4a). La asociación resulta en querógenos con índices de hidrógeno entre 300 y 800 mg hidrocarburos/g COT (Figura 4b) y buenas a excelentes características prolíficas para petróleo (Figura 4a). Desde el punto de vista petrográfico-orgánico, se reconocen niveles dominados por querógeno amorfo-algal, con participación variable de restos liptínticos en su mayoría derivado de plantas superiores y de material estructurado leñoso-carbonoso. Dentro de la fracción algal, se registra presencia relativamente frecuente, ya sea como trazas o en proporciones significativas, de algas del tipo *Botryococcus*, organismo de asidua abundancia en cuerpos de agua dulce a salobre.

El log geoquímico de la Figura 5 de un pozo tipo con riqueza orgánica promedio ilustra sobre la presencia de intervalos generadores discontinuos con espesores totales que pueden alcanzar los 200 m, denotando niveles de madurez térmica marginales-bajos a medios en la ventana de generación.

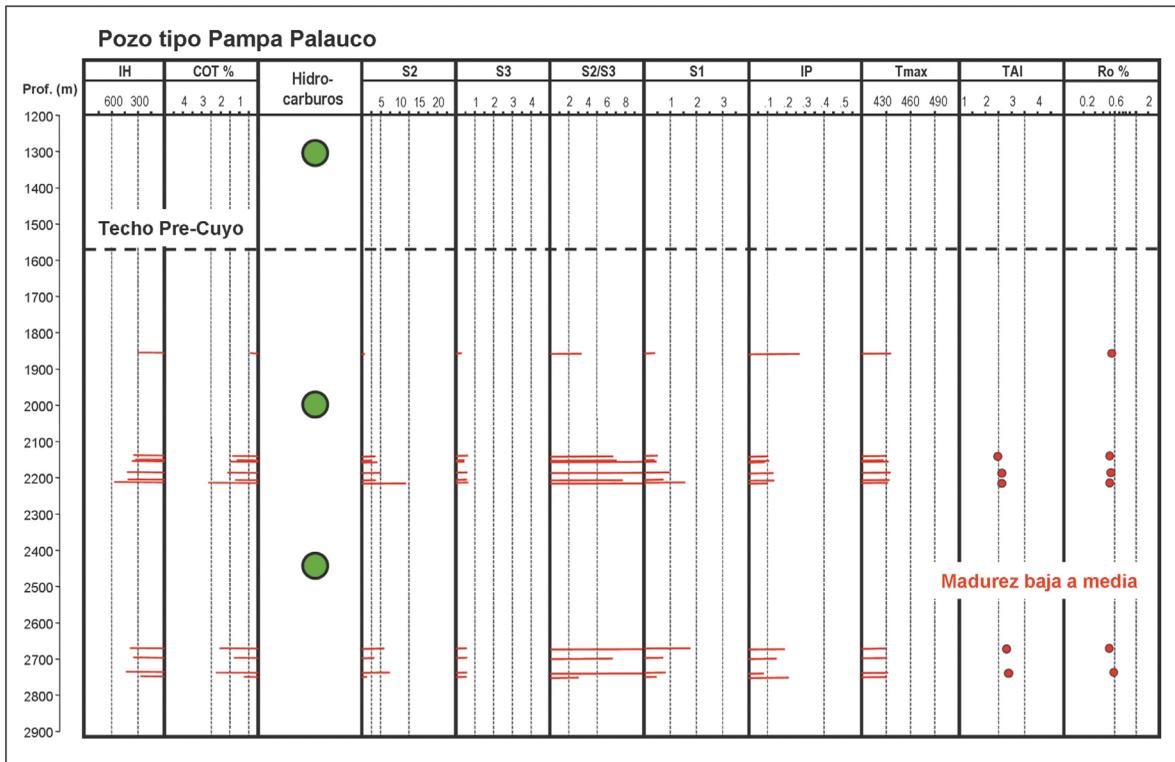


Figura 5. Log geoquímico de un pozo tipo de la zona Pampa Palauco, con datos de COT, pirólisis y análisis visual del querógeno; S1, S2, en mg de hidrocarburos/g roca; S3, en mg CO<sub>2</sub>/g roca; IH (índice de hidrógeno), en mg de hidrocarburos/g COT; IP (índice de producción): S1/(S1+S2); Tmax (temperatura máxima de pirólisis) expresada en °C; TAI (*Thermal Alteration Index*), en escala 1-5, para evaluar madurez térmica mediante coloración y preservación de palinomorfos y de la materia orgánica en general; Ro: reflectancia de la vitrinita (%); los círculos verdes representan niveles típicos de acumulación de petróleo en reservorios del Pre-Cuyo y en reservorios más jóvenes.

En el diagrama de la Figura 6 se ilustra la historia de soterramiento y maduración térmica de los dos intervalos representativos de la roca madre. La sección inferior ingresa en la ventana de petróleo a los 23 Ma, presentando al presente una madurez cercana a 0.7 en términos de Ro% (reflectancia de la vitrinita), mientras que la superior alcanza en tiempo reciente ( $\pm 4$  Ma) una evolución apenas equivalente a  $Ro \sim 0.55\%$ .

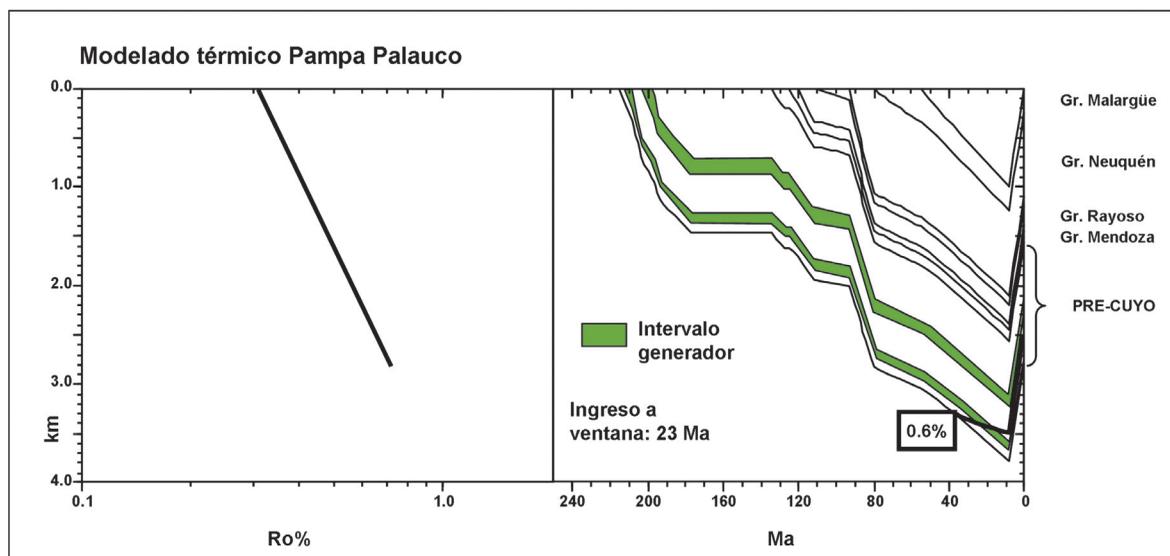


Figura 6. Modelado térmico en un pozo tipo de la zona Pampa Palauco. Izquierda: tendencia de Ro% (reflectancia de la vitrinita). Derecha: historia de soterramiento, destacando la entrada en fase de generación (Ro: 0.6%) de la roca madre del Pre-Cuyo; Ma: millones de años.

El estudio detallado de extractos orgánicos mediante cromatografía en fase gaseosa (GC) y cromatografía en fase gaseosa acoplada a espectrometría de masas (GCMS) para evaluación de biomarcadores en diversas posiciones del área permitió reconocer la existencia de fuertes variaciones dentro de la generalidad del ambiente lacustre. La Figura 7 ilustra sobre las características de dos patrones *end-member*. Uno de ellos representa a la organofacies informalmente denominada OfCL, dominante en niveles de roca madre de pozos de Cajón de Letelier con dos subvariantes de menor jerarquía, superior e inferior. El otro, a OfPP, organofacies reconocida en niveles de roca de pozos de Pampa Palauco, también con dos subvariantes superior e inferior.

A nivel GC, OfPP presenta un perfil parafínico dominado por términos de peso molecular bajo a medio frente a un componente ceroso  $C_{20}^+$  relativamente restringido. Los isoprenoides pristano y fitano, particularmente este último, se destacan como componentes dominantes en OfPP superior, con una relación pristano/fitano largamente menor que 1, indicadora de condiciones anóxicas en la depositación de la roca madre (Didyk *et al.* 1978; Peters *et al.* 2005). La asociación de esta característica con la alta concentración de  $\beta$ -carotano, típica de ambiente lacustres (Hall y Douglas 1983; Jiang y Fowler 1986), y con la fuerte presencia de gamacerano, indicador de columna de agua estratificada y ambiente depositacional hipersalino (Sinninghe Damste *et al.*

1995), apunta a condiciones lacustres fuertemente reductoras y de salinidad elevada en el medio de depositación, posiblemente en un contexto ambiental de aridez pronunciada.

En OfPP inferior, tanto pristano como fitano se presentan en concentraciones relativas menores, con un cociente pristano/fitano cercano a 1; el  $\beta$ -carotano mantiene su prominencia, pero no así el gamacerano. En conjunto, estos datos sugieren un ambiente algo menos extremo que el denotado por OfPP superior en cuanto a condiciones redox y de salinidad. Una característica particular de OfPP inferior es la distribución de terpanos tricíclicos fuertemente dominada por el miembro  $C_{24}$  de la serie, característica que es absolutamente inusual a nivel de extractos de roca madre y de petróleos del mundo. En OfPP superior, el tricíclico  $C_{24}$  es también dominante pero de manera atenuada. En cuanto a los *fingerprints* de esteranos, tanto OfPP superior como inferior ofrecen distribuciones comparables, con marcado predominio de  $C_{29}$  respecto de esteranos totales  $C_{27}$ - $C_{29}$ , patrón clásico de contribuciones no marinas y, en particular, de plantas superiores (Huang y Meinschein 1979; Moldowan *et al.* 1985), estando dada la mayor diferencia por la madurez térmica algo más avanzada de OfPP superior.

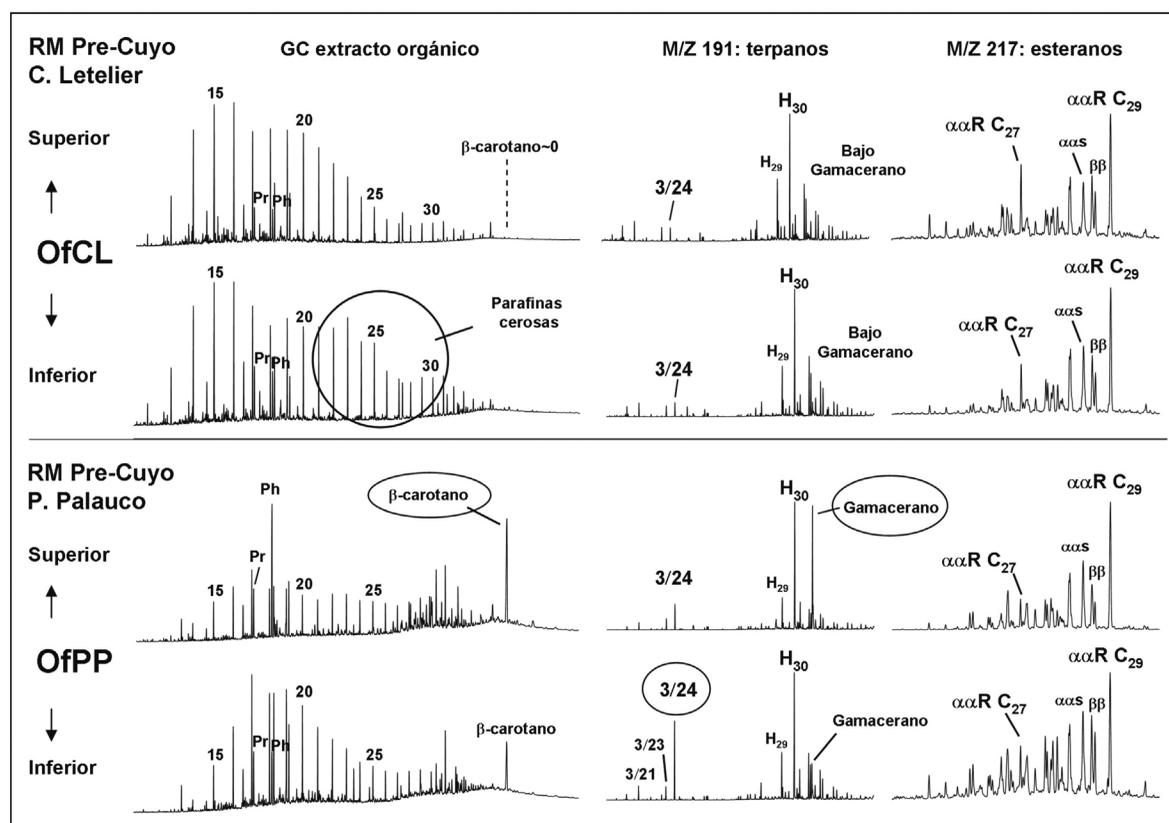


Figura 7. Cromatogramas en fase gaseosa (GC), cromatogramas de masa de terpanos (M/Z 191) y de esteranos (M/Z 217), de extractos orgánicos de rocas madre (RM) del Pre-Cuyo, representativos de las organofacies de la zona Pampa Palauco identificadas en pozos de Cajón de Letelier y de Pampa Palauco. OfCL: organofacies Cajón de Letelier; OfPP: organofacies Pampa Palauco; los números 15, 20, 25, 30 en las trazas GC indican número de carbono de n-alcenos; Pr: pristano; Ph: fitano; 3/21, 3/23 y 3/24 indican terpanos tricíclicos de 21, 23 y 24 átomos de carbono;  $H_{29}$ :  $C_{29}$  17 $\alpha$ (H)21 $\beta$ (H)-norhopane;  $H_{30}$ :  $C_{30}$  17 $\alpha$ (H)-hopane;  $\alpha\alpha R$ ,  $\alpha\alpha S$  y  $\beta\beta$  refieren a isómeros de esteranos de 27 y 29 átomos de carbono.

En la caracterización de OfCL, tanto en sus variantes superior e inferior, se destacan fuertes diferencias respecto de OfPP. Desde el punto de vista cromatográfico, la participación parafínico cerosa es más marcada, asociada a relaciones pristano/fitano iguales o levemente superiores a 1 y cuasi ausencia de  $\beta$ -carotano. Adicionalmente, los *fingerprints* de terpanos denotan distribuciones de tricíclicos sin presencia destacada de  $C_{24}$ , además de baja participación de gamacerano. Los datos son compatibles con una roca depositada en ambiente lacustre de salinidad normal, condiciones moderadamente reductoras y posible participación más elevada del aporte de plantas terrestres. En los *fingerprints* de esteranos, OfCL registra una participación algo aumentada de los esteranos  $C_{27}$  respecto de lo documentado en OfPP, aunque el dominio de los términos  $C_{29}$  continúa siendo el rasgo dominante.

Los petróleos con impronta lacustre de la zona Pampa Palauco reconocen contribuciones mixtas de los extractos de roca madre discutidos. En la Figura 8 se presentan trazas GC y GCMS de tres tipos de petróleo, uno de ellos producido en Cajón de Letelier, y otros dos producidos en pozos de Pampa Palauco. El primero, de una madurez térmica relativamente más avanzada que lo documentado en los extractos, muestra una relación pristano/fitano largamente superior a 1, presencia de  $\beta$ -carotano escasa pero significativa, moderada presencia de gamacerano, distribución

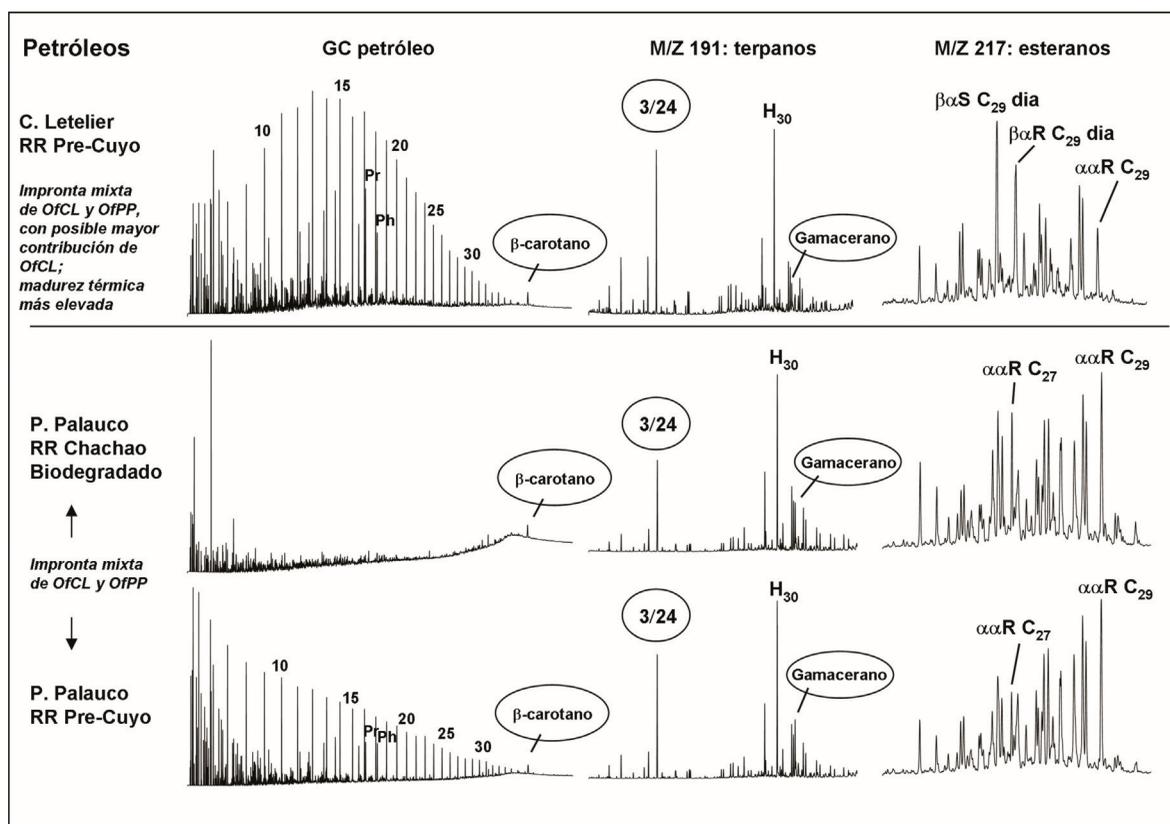


Figura 8. Cromatogramas en fase gaseosa (GC), cromatogramas de masa de terpanos (M/Z 191) y de esteranos (M/Z 217), de petróleos de reservorios (RR) del Pre-Cuyo y de la Fm Chachao, con contribuciones mixtas de las organofacies OfCL y OfPP en la zona Pampa Palauco. Para abreviaturas e identificaciones de compuestos, ver la Figura 7;  $\beta\alpha S$  y  $\beta\alpha R$  refieren a isómeros de diasteranos de 29 átomos de carbono.

de tricíclicos marcadamente dominada por  $C_{24}$ , y distribución de esteranos controlada por los componentes  $C_{29}$ . La participación cerosa  $C_{20}+$  es apenas moderada. El patrón general del petróleo no concuerda con ninguno de los end-member de los extractos aunque registra elementos que están presentes tanto en las organofacies CL como en las PP, indicando que su origen es vinculable a contribuciones mixtas de ambas, con aparente mayor contribución de las primeras. Los petróleos de Pampa Palauco representan dos tipos en cuanto a su preservación pero muy similares en cuanto a su patrón genético. Por norma general, los fluidos acumulados en niveles del Pre-Cuyo están inalterados, mientras que los de niveles más someros (*p.e.* Chachao) han experimentado biodegradaciones variables, desde leves a intensas (Figura 7). La signatura molecular de ambos registra fuerte preponderancia de  $C_{24}$  entre los tricíclicos, moderadamente alta presencia de gamacerano, niveles de  $\beta$ -carotano comparables a los de CL y distribución de esteranos con dominio de  $C_{29}$  pero con presencia más alta que en los extractos de los componentes  $C_{27}$ . En los petróleos no alterados, se identifica además una participación cerosa limitada y relaciones pristano/fitano cercanas a 1.

Un punto interesante es la muy buena discriminación geoquímica que se da en el área para diferenciar los petróleos de origen lacustre generados en rocas madre del Pre-Cuyo, más allá de sus variaciones organofaciales, de los petróleos de origen marino generados en rocas madre del Grupo Mendoza, tanto a nivel cromatográfico, isotópico y de biomarcadores. La serie de Figuras 9 a, b, c muestra algunos parámetros seleccionados: en (a) se destacan las presencias diagnósticas en alta concentración de gamacerano y  $\beta$ -carotano como marca típica de los petróleos lacustres del área, en contraste con su muy baja presencia en los petróleos de origen marino; en (b) el cruce de los cocien-

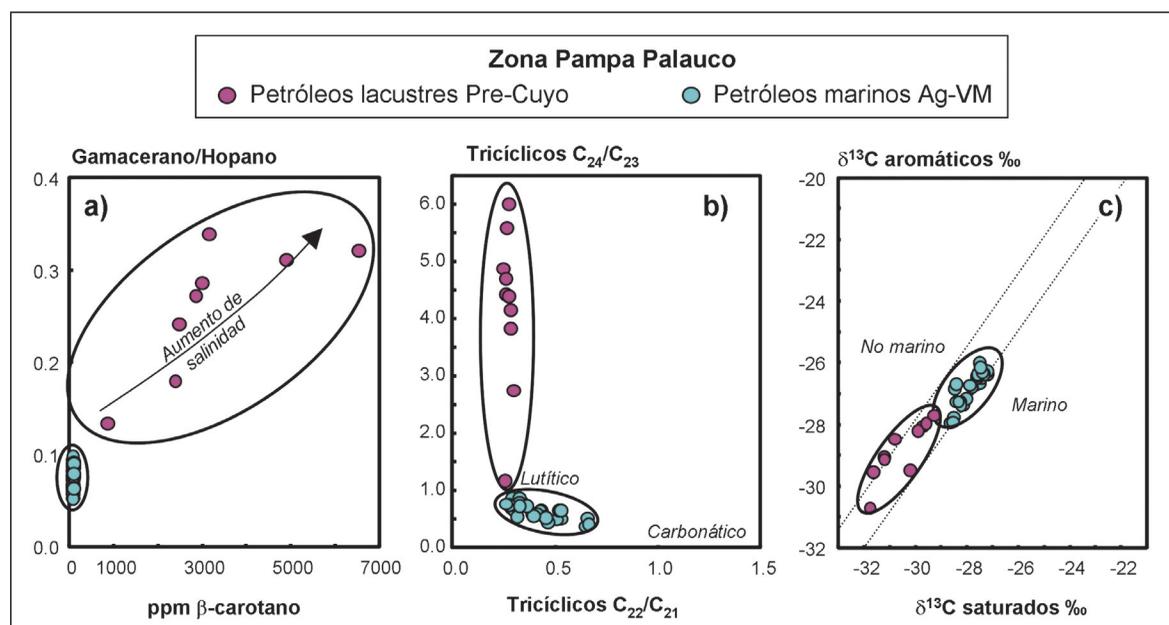


Figura 9. Cruce de parámetros de biomarcadores e isotópicos, discriminando los petróleos lacustres originados en el Pre-Cuyo de la zona Pampa Palauco de los petróleo originados en rocas madre marinas (formaciones Agrio y Vaca Muerta) en posiciones vecinas. a) Gamacerano/Hopano vs. concentración de  $\beta$ -carotano (ppm); b) terpanos tricíclicos  $C_{24}/C_{23}$  vs.  $C_{22}/C_{21}$ ; los campos "lutítico" y "carbonático", de Peters *et al.* (2005); c) diagrama de Sofer (1984) de  $\delta^{13}C$  de fracciones  $C_{15}+$  de hidrocarburos saturados vs. aromáticos.

tes de tricíclicos  $C_{24}/C_{23}$  vs  $C_{22}/C_{21}$  define campos segregados para los petróleos de origen lacustre y para aquellos de origen marino, donde además se visualiza la fuerte y particular marca otorgada por la alta concentración relativa de  $C_{24}$  como característica de los primeros; en c) se destacan en el gráfico de Sofer (1984) la impronta isotópica  $^{13}C$  más liviana en los petróleos lacustres comparada con la más pesada de los petróleos marinos.

## ZONA GRANITO NEGRO

Se trata de un hemigraben de orientación NO-SE presente en el ambiente de subsuelo del extremo sur de la Provincia de Mendoza (Figura 10), y forma parte de un conjunto de depocentros de orientación similar que se extiende en el flanco norte y noreste de la cuenca, dentro de las provincias del Neuquén, La Pampa y Río Negro. El depocentro es conocido sólo parcialmente, contando con sísmica de reflexión y algunos pozos, de los cuales se ha reconstruido una columna litológica simplificada que supera los 1.400 m de espesor. En la sección inferior predominan las

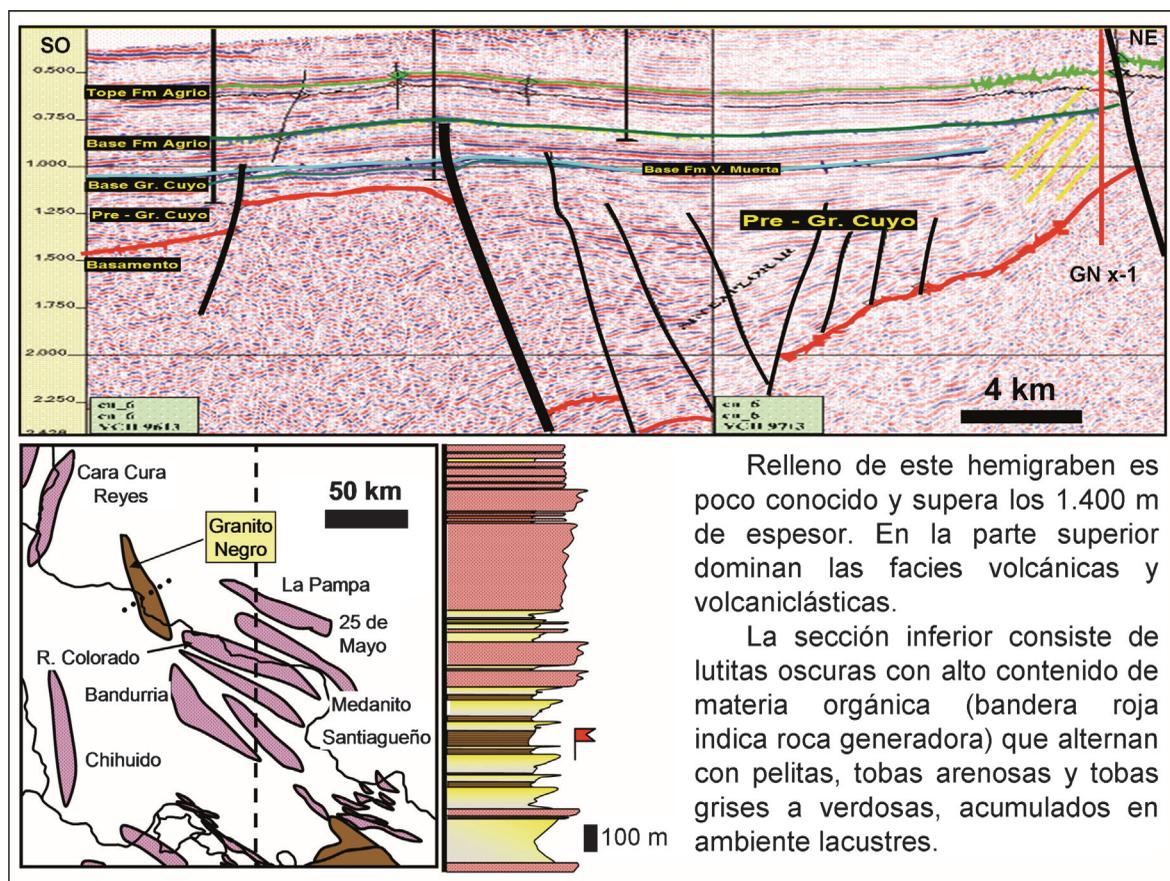


Figura 10. Depocentro de Granito Negro, ubicado en el subsuelo del sur de Mendoza y reconocido en sísmica y posteriormente por pozos exploratorios que han permitido reconocer la columna sedimentaria, con sus facies lacustres generadoras y espesas secciones volcánicas y piroclásticas.

lutitas oscuras, ricas en materia orgánica, que alternan con tobas arenosas y tobas gris verdosas. Hacia la parte media se intercalan paquetes de rocas volcánicas, con lutitas oscuras. Hacia la sección superior, los pozos documentaron una espesa secuencia de rocas volcánicas y piroclásticas. Los términos volcánicos corresponden a basaltos, intercalaciones delgadas de riolitas y depósitos ignimbríticos (Sruoga y Rubinstein 2007). Como en el caso de Pampa Palauco, las pelitas oscuras organógenas se acumularon en un ambiente lacustre con condiciones de fondo reductoras, donde ingresaron primero términos epiclásticos y piroclásticos y posteriormente el depocentro resultó colmatado por el arribo de mantos volcánicos. Hacia el SE se han individualizado varios depocentros, donde las facies volcánicas son dominantes, aunque participan saltuariamente términos epiclásticos y tufáceos, tal como ocurre en la zona de 25 de Mayo-Medanito y El Santiagueño (Carbone *et al.* 2011; Rossello y Barrionuevo 2005; Valenzuela *et al.* 2005). Hasta la fecha no se han detectado facies generadoras lacustres dentro de este conjunto de depocentros (Figura 1).

Los niveles ricos en materia orgánica con propiedades generadoras reconocidos en la zona Granito Negro se representan en el *log* de la Figura 11, destacándose dos intervalos: el superior, del orden de unas pocas decenas de metros, y el inferior de alrededor de 300 m. Los contenidos orgánicos son muy variables, oscilando de manera general entre 1-4% COT y picos aislados superiores a 8%. La calidad generadora del intervalo superior se interpreta esencialmente como pro-petróleo, a partir de índices de hidrógeno en el rango 350-600 mg HC/g COT; el inferior presenta valores

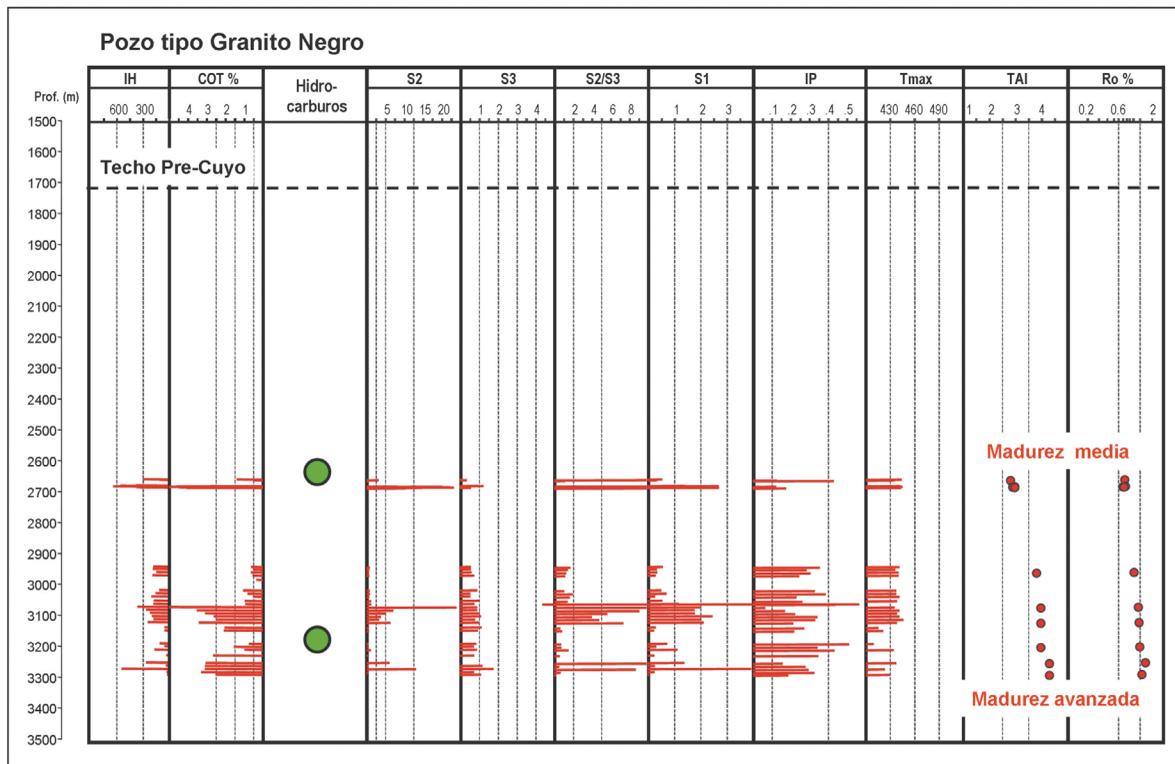


Figura 11. Log geoquímico de un pozo tipo de la zona Granito Negro, con datos de COT, pirólisis y análisis visual del querógeno. Para las abreviaturas y unidades, ver la Figura 5. Los círculos verdes representan niveles típicos de acumulación de petróleo en reservorios del Pre-Cuyo.

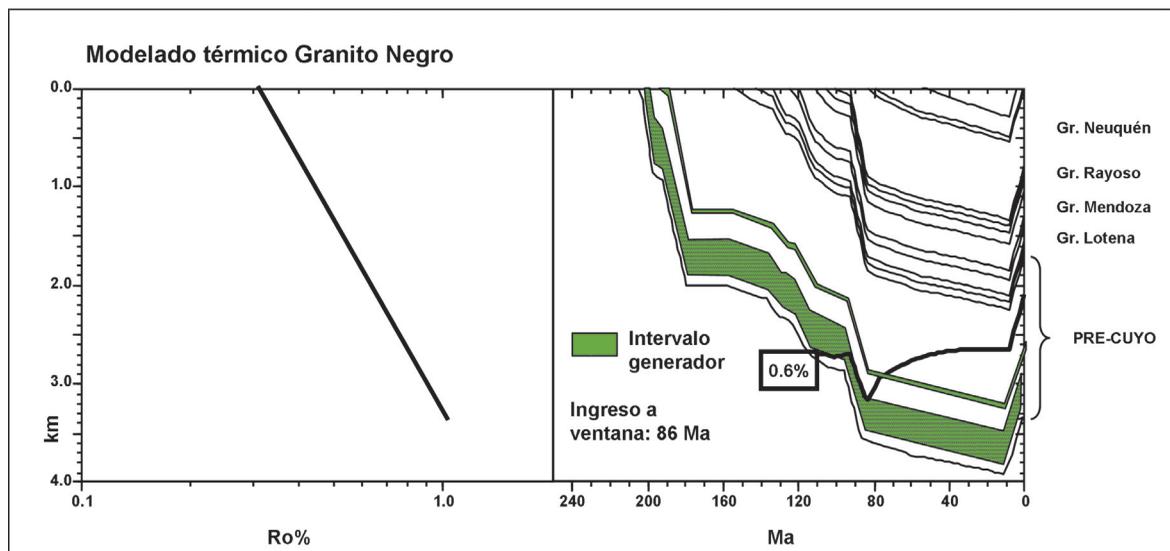


Figura 12. Modelado térmico en un pozo tipo de la zona Granito Negro. Izquierda: tendencia de  $R_o\%$ . Derecha: historia de soterramiento, destacando la entrada en fase de generación ( $R_o$ : 0.6%) de la roca madre del Pre-Cuyo; Ma: millones de años.

más bajos, con predominio entre 100 y 250 mg/g, pero asociados a una madurez térmica significativamente mayor, en fase relativamente avanzada de la ventana del petróleo. Desde el punto de vista microscópico, la materia orgánica dominante es de tipo no estructurada, de afinidad algal-amorfa, con participación variable pero significativa de restos leñoso-carbonosos derivados de plantas terrestres; particularmente en los niveles superiores se identifica presencia de algas de tipo *Botryococcus*.

En cuanto a su historia térmica (Figura 12), el intervalo más antiguo ingresa en la ventana de petróleo aproximadamente entre los 100 Ma (base) y los 85 Ma (techo) alcanzando en la actualidad una madurez que supera el 1% de  $R_o$  en la base. En tanto, el intervalo más joven ingresa en ventana a los 75 Ma, alcanzando al presente una madurez térmica moderada del orden de 0.7% en términos de  $R_o$ .

Dos tipos de petróleos se reconocen dentro de niveles de reservorio del Pre-Cuyo (Figura 13). Cada uno de ellos exhibe una fuerte impronta lacustre correlacionable con sendas facies orgánicas generadoras comprobadas en extractos de roca de los intervalos superior e inferior descriptos. El petróleo tipo del Pre-Cuyo superior registra un envoltorio parafínico (observable en GC) rico en componentes cerosos, asociado a un cociente pristano/fitano alto (2.30). En su impronta molecular, no existe presencia destacada de  $\beta$ -carotano ni de gamacerano, como así tampoco del tetracíclico  $C_{24}$ ; su distribución de esteranos  $C_{27}$ - $C_{29}$  está fuertemente controlada por los componentes  $C_{29}$ . El conjunto de datos tanto del petróleo como de los extractos orgánicos de roca madre, categorizado en la organofacies denominada OfGN superior, resulta compatible con un ambiente lacustre de agua dulce a salobre con contribución terrígena significativa. Por su parte, el petróleo tipo del Pre-Cuyo inferior presenta un perfil cromatográfico con componente ceroso algo más limitado y una relación pristano/fitano más baja (1.72). Sus *fingerprints*

de biomarcadores muestran distribuciones fuertemente controladas por el nivel relativamente avanzado de madurez térmica, lo cual dificulta la caracterización de facies orgánica a nivel molecular. Se destacan, sin embargo, las presencias de gamacerano y  $\beta$ -carotano en concentraciones relativas significativamente más altas que en OfGN superior, además de la distribución de tricíclicos dominada por el componente  $C_{24}$ , más allá de muy alta presencia de los tricíclicos  $C_{28}$ - $C_{31}$  a  $C_{33}$ - $C_{36}$  frente a la cuasi-ausencia de terpanos pentacíclicos; la distribución de esteranos está

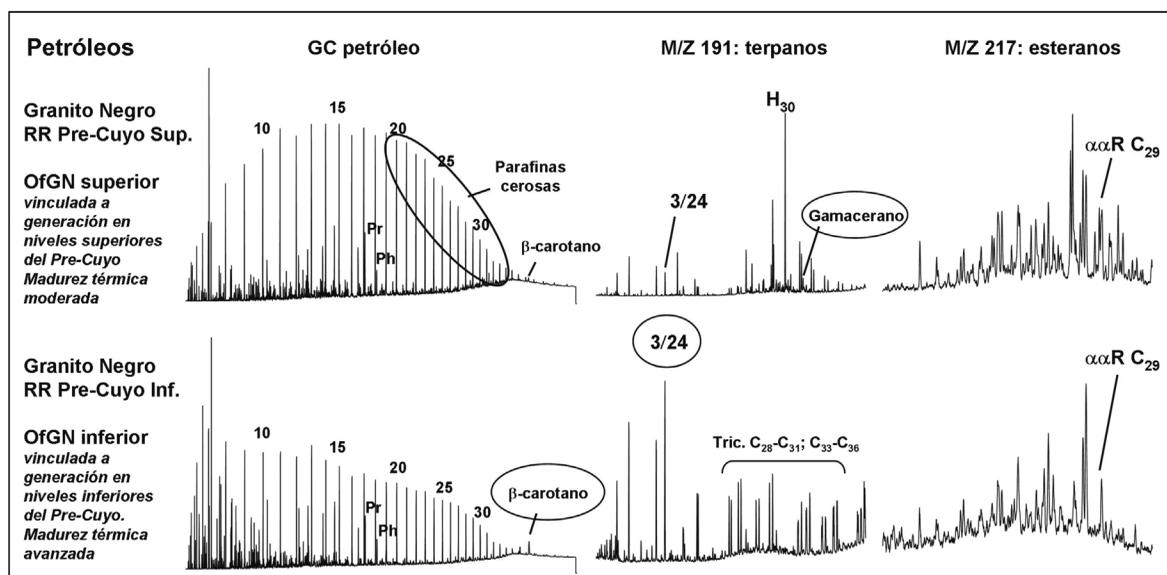


Figura 13. Cromatogramas en fase gaseosa (GC), cromatogramas de masa de terpanos (M/Z 191) y de esteranos (M/Z 217), de petróleos de reservorios (RR) del Pre-Cuyo, con respectivas improntas de las organofacies Granito Negro superior (OfGN superior) y organofacies Granito Negro inferior (OfGN inferior) identificadas en sendos intervalos generadores de la zona Granito Negro. Para abreviaturas e identificaciones de compuestos, ver la Figura 7; Tric.  $C_{28}$ - $C_{31}$ ;  $C_{33}$ - $C_{36}$  refiere a terpanos tricíclicos de 28 a 36 átomos de carbono.

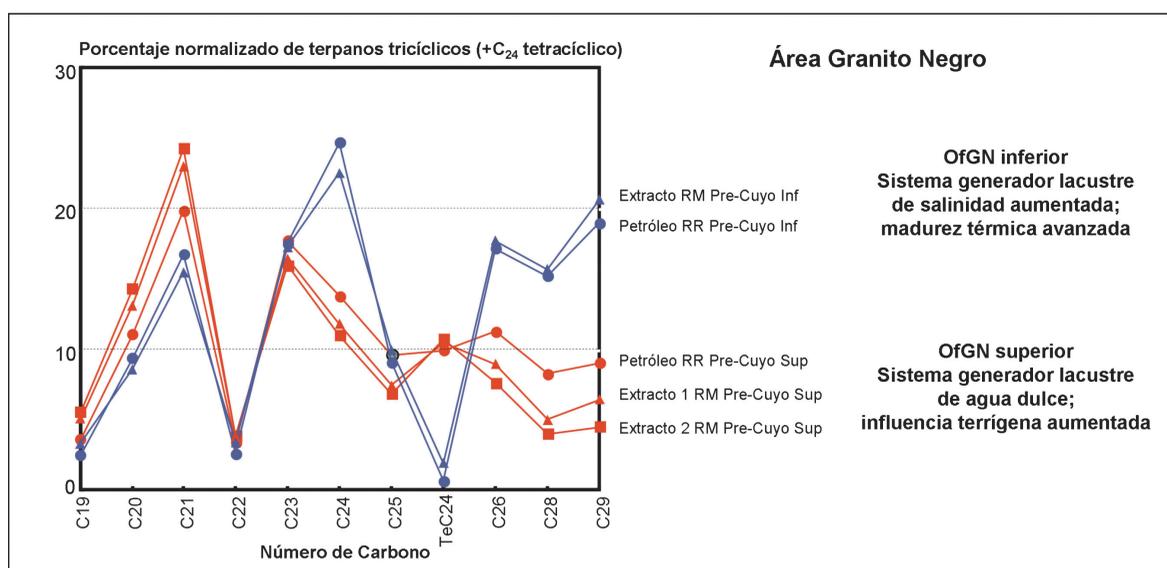


Figura 14. Distribución normalizada de terpanos tricíclicos  $C_{19}$ - $C_{29}$  (+ $TeC_{24}$ : tetracíclico  $C_{24}$ ) en petróleos y extracto de las organofacies OfGN superior y OfGN inferior.

marcadamente dominada por los términos  $C_{29}$ . El patrón general es asignado a la organofacies OfGN inferior y tiene similitudes con los petróleos tipo PP; comparativamente, representa un origen en una roca madre con influencia terrígena más limitada y salinidad posiblemente aumentada respecto del patrón OfGN superior. La documentación de la diferenciación de ambas organofacies se presenta en la Figura 14 de distribución de terpanos tricíclicos  $C_{19}$ - $C_{29}$  para los dos petróleos tipo y para extractos orgánicos de roca madre obtenidos de los intervalos superior e inferior (Figura 11).

### ZONA ESTANCIA VIEJA-LOMA NEGRA

El hemigraben de Estancia Vieja se ubica dentro de la Provincia de Río Negro (Figura 15). Se dispone con orientación NO-SE y está limitado hacia el NE por una importante falla maestra buzante al SO. Separado por el denominado Alto de Kauffman (Figura 15), se encuentra el depocentro de Loma Negra, estando los dos depocentros afectados por una falla SO-NE que invirtió ambos hemigrábenes, junto con la falla de Estancia Vieja (Vergani *et al.* 1995; Fantin *et al.* 2011).

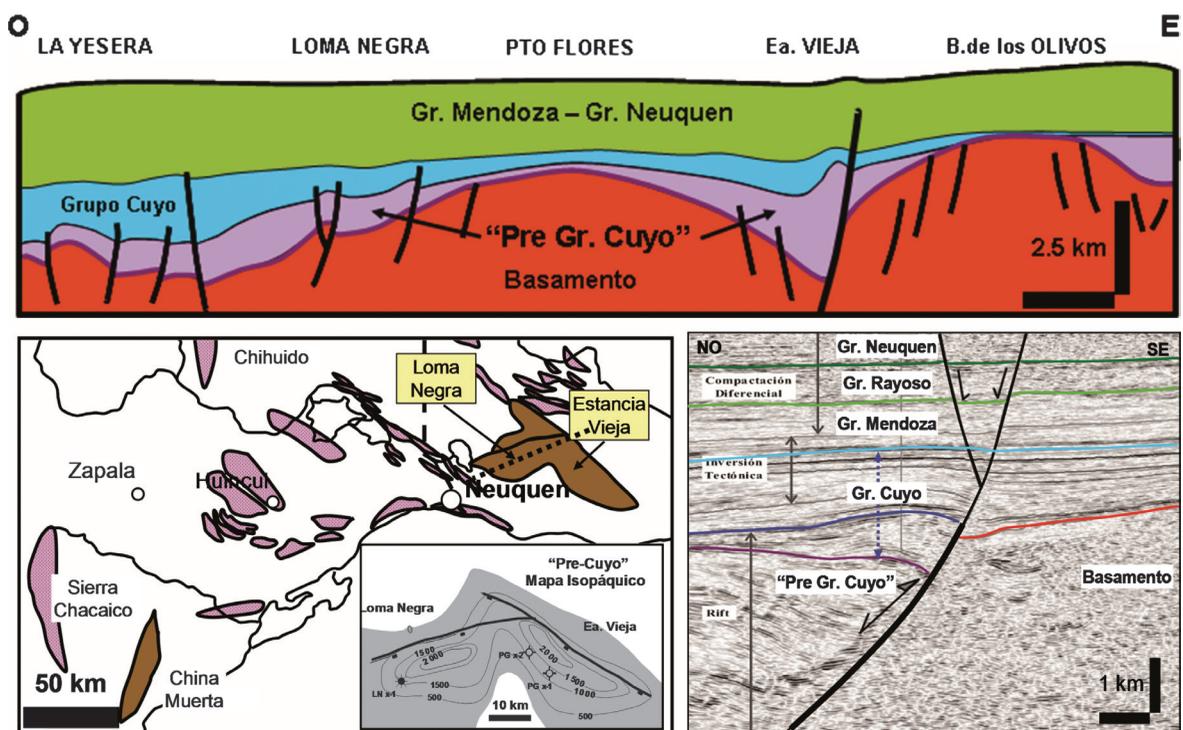


Figura 15. Depocentros de Estancia Vieja - Loma Negra, desarrollados en el subsuelo de la Provincia de Río Negro. Su conocimiento se debe a la sísmica y abundantes pozos perforados en los yacimientos de Puesto Prado, Estancia Vieja y Loma Negra. Además, existen numerosos pozos exploratorios en la zona que han penetrado profundamente dentro del relleno sedimentario y volcánico que caracteriza a este sector de la Cuenca Neuquina.

El relleno está constituido por más de 3000 m de facies de lutitas oscuras, con intercalación de areniscas y conglomerados. Hacia el SE aparecen niveles volcánicos en los pozos de Puesto González, donde se ha documentado la presencia de una Flora de Otozamites del Liásico (Orchuela y Ploszkiewicz 1984). Los términos volcánicos dominan enteramente la columna hacia el SE, en la zona del pozo Puesto Manquillao, fuertemente afectados por los procesos de inversión (Cristallini *et al.* 2009). La acumulación de las lutitas negras ricas en materia orgánica se desarrolló en cuerpos lacustres profundos (Uliana *et al.* 1999; Legarreta y Villar 2011, 2012). En Estancia Vieja el cuerpo de agua, hacia el SE, estuvo lateralmente ligado con facies volcánicas, mientras que en Loma Negra se asocia con facies clásticas litorales y fluviales que progradaron hacia el interior. Numerosos trabajos han descripto las características de los yacimientos de Estancia Vieja y Loma Negra, entre ellos Pángaro *et al.* (2002), donde se describen los reservorios cargados con hidrocarburos generados en las lutitas lacustres. Los primeros estudios geoquímicos de estos petróleos remiten a los trabajos de Zumberge (1993), Wavrek *et al.* (1994) y Legarreta *et al.* (1999).

Los aspectos geoquímicos de los sistema generadores y de las acumulaciones de hidrocarburos de ambos hemigrábenes han sido más recientemente discutidos en Villar *et al.* (2005). Se destacan a continuación sus rasgos más representativos.

La Figura 16 muestra un *log* geoquímico típico del depocentro Loma Negra, con un intervalo orgánicamente rico que se extiende a lo largo de unos 400 m, con valores de COT predominantes

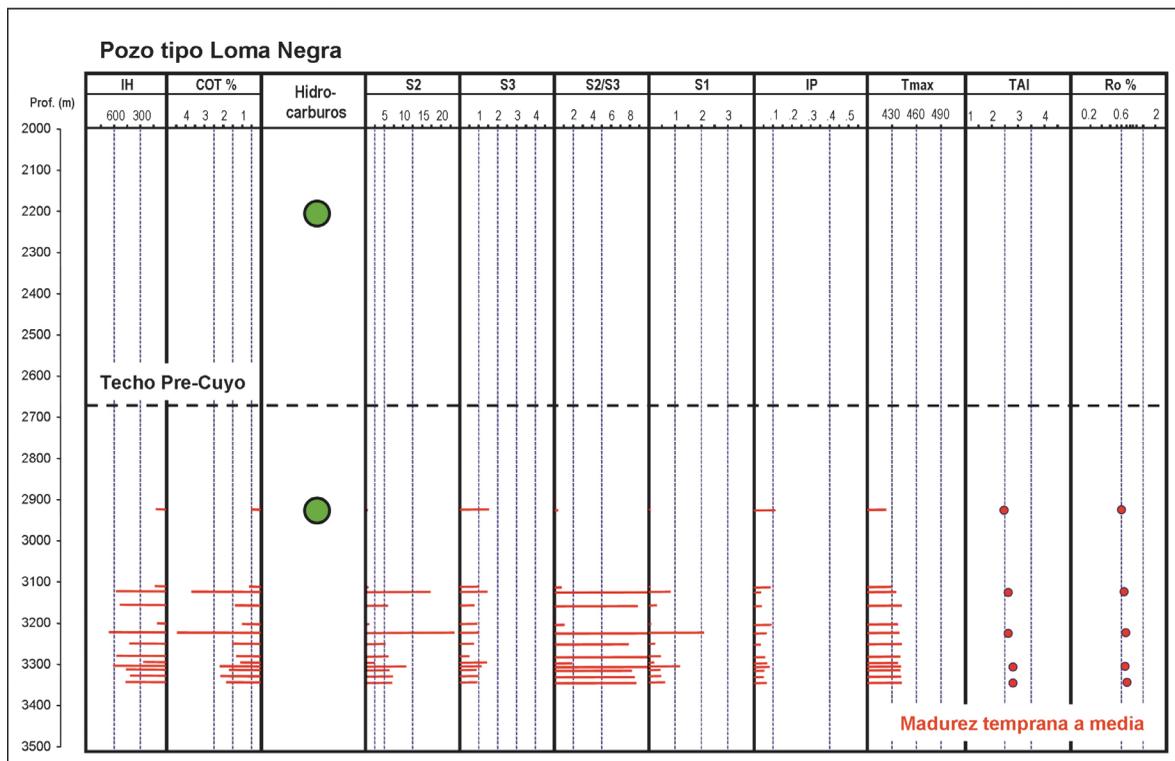


Figura 16. *Log* geoquímico de un pozo tipo del hemigráben Loma Negra, con datos de COT, pirólisis y análisis visual del querógeno. Para las abreviaturas y unidades, ver la Figura 5. Los círculos verdes representan niveles típicos de acumulación de petróleo en reservorios del Pre-Cuyo y más jóvenes.

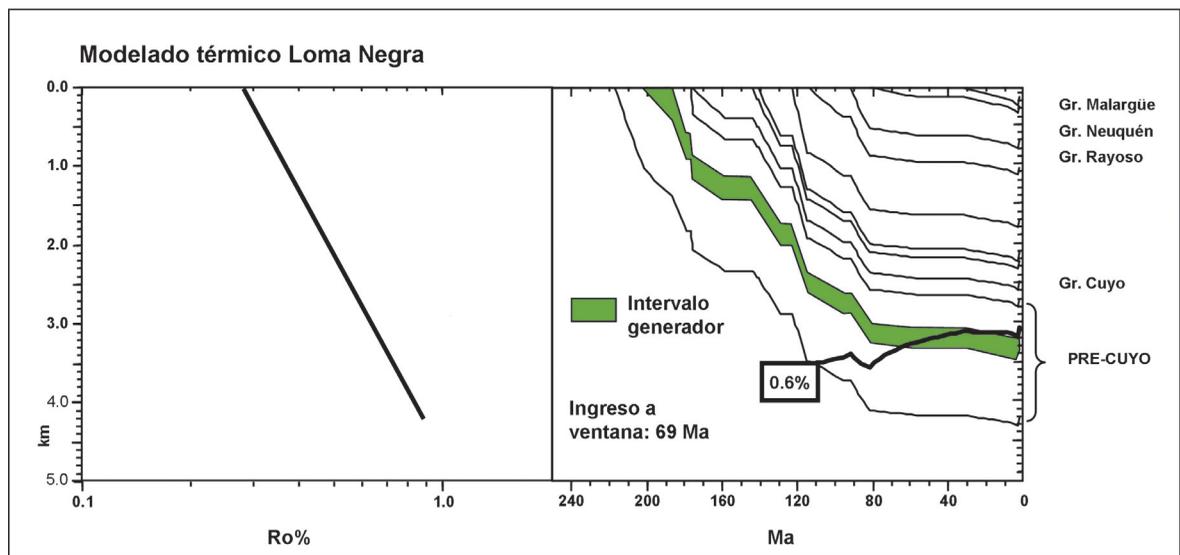


Figura 17. Modelado térmico en un pozo tipo de la zona Loma Negra. Izquierda: tendencia de Ro%. Derecha: historia de soterramiento, destacando la entrada en fase de generación (Ro: 0.6%) de la roca madre del Pre-Cuyo; Ma: millones de años.

en el rango 1.5-5% y querógeno pro-petróleo con índices de hidrógeno entre 300 y 600 mg HC/g, representado microscópicamente por material amorfo-algal (la presencia de *Botryococcus* puede ser significativa) y participación minoritaria y variable de restos estructurados de plantas superiores. La madurez térmica es típicamente temprana a media. El marco térmico de la roca generadora al presente es de madurez temprana, habiendo alcanzado la ventana de petróleo (Figura 17) entre los 69 (base) y 32 Ma (techo).

Los petróleos de Loma Negra (Figura 18), con fuerte participación de parafinas cerosas de alto peso molecular, lo cual les otorga una viscosidad elevada, responden a un patrón típico de roca madre lacustre con aporte significativo de plantas terrestres en un medio de depositación con condiciones rédox moderadas. La organofacies Loma Negra -OfLN- dada por los *fingerprints* de biomarcadores reconoce distribuciones de tricíclicos sin predominio destacado del

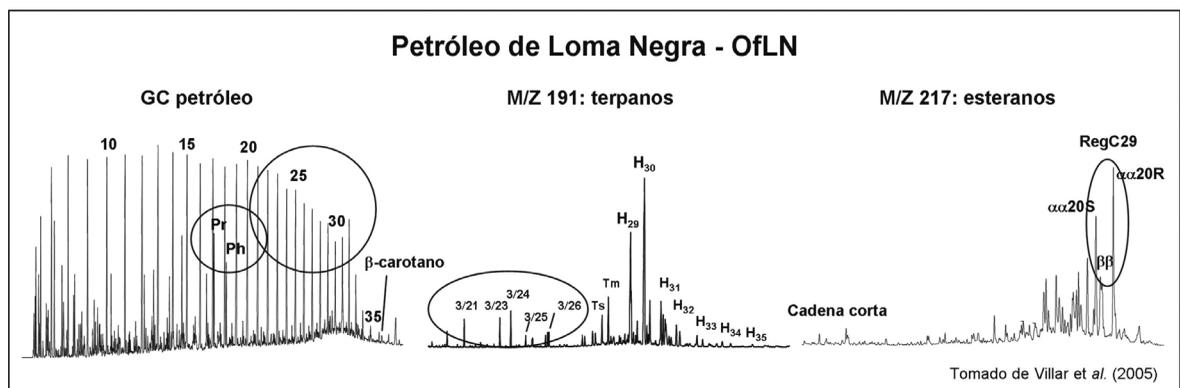


Figura 18. Cromatogramas en fase gaseosa (GC), cromatogramas de masa de terpanos (M/Z 191) y de esteranos (M/Z 217), de un petróleo con la signatura de la organofacies Loma Negra (OfLN). Para abreviaturas e identificaciones de compuestos, ver la Figura 7; Ts: 18α(H)-trisorhopane; Tm: 17α(H)-trisorhopane; H<sub>31</sub> a H<sub>34</sub>: homohopanos de 31 a 34 átomos de carbono. Se destacan rasgos cromatográficos y moleculares altamente contrastantes con los de la organofacies Estancia Vieja (OfEV) de la Figura 19.

componente  $C_{24}$ , muy baja participación relativa de homohopanos  $C_{31}$ - $C_{35}$ , bajo  $\beta$ -carotano, bajo gamacerano, distribución de esteranos con dominio marcado de los componentes  $C_{29}$ , y relaciones pristano/fitano largamente mayores que 1. La baja conversión a  $\beta\beta$  esteranos es indicadora de la limitada madurez térmica del petróleo.

La signatura OfLN es significativamente diferente de la representativa de los petróleos de Estancia Vieja denominada OfEV (Figura 19), caracterizada por relaciones pristano/fitano menores que 1, alta concentración de gamacerano, presencia dominante de componentes  $C_{28}$  en las distribuciones de esteranos totales  $C_{27}$ - $C_{29}$ , y mayor abundancia de componentes  $C_{35}$  respecto de los  $C_{34}$  en la distribución de homohopanos, típico de rocas generadoras depositadas en medios anóxicos con participación carbonática (Peters *et al.* 2005 y referencias allí incluidas). El conjunto de datos apunta a generación en una roca madre con limitado componente terrígeno, estratificación del agua, condiciones rédox marcadas y alta salinidad en el medio de depositación, además de un carácter más carbonático en comparación con OfLN.

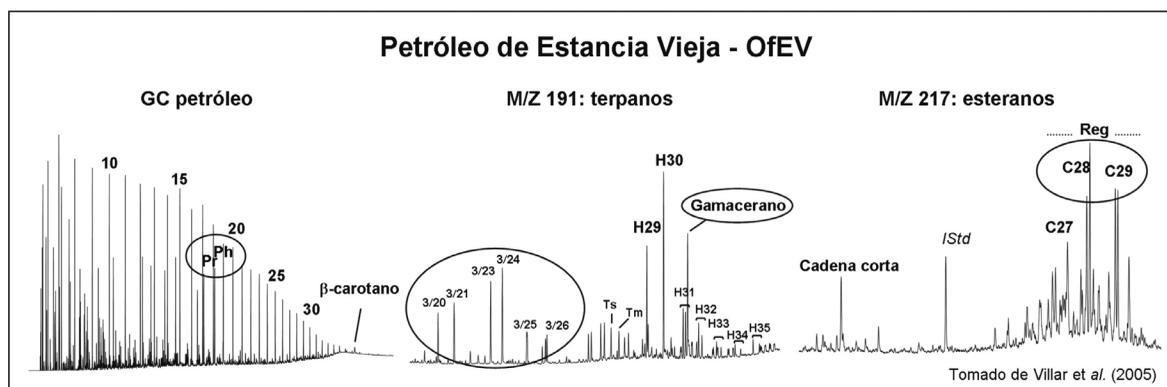


Figura 19. Cromatogramas en fase gaseosa (GC), cromatogramas de masa de terpanos (M/Z 191) y de esteranos (M/Z 217), de un petróleo con la signatura de la organofacies Estancia Vieja (OfEV). Para abreviaturas e identificaciones de compuestos, ver la Figura 7; Ts:  $18\alpha(H)$ -trisorhopane; Tm:  $17\alpha(H)$ -trisorhopane;  $H_{31}$  a  $H_{35}$ : homohopanos de 31 a 35 átomos de carbono. Se destacan rasgos cromatográficos y moleculares altamente contrastantes con los de la organofacies Estancia Vieja (OfLN) de la Figura 18. Para abreviaturas e identificaciones de compuestos, ver las Figuras 7 y 18; Reg  $C_{27}$   $C_{28}$  y  $C_{29}$ , refiere a esteranos regulares de 27, 28 y 29 átomos de carbono.

El contraste de estos patrones se ilustra mediante el cruce de los cocientes pristano/ $nC_{17}$  vs. fitano/ $nC_{18}$  (Figura 20a) y gamacerano/hopano vs. homohopano  $C_{35}/C_{34}$  (Figura 20b), y mediante el diagrama ternario de esteranos  $C_{27}$ - $C_{28}$ - $C_{29}$  (Figura 20c). El conjunto de figuras incluye también los datos de un *set* de petróleos del área con identidad genética vinculable a una roca madre marina con influencia terrígena del tipo Los Molles (ver Figura 14 de Villar *et al.* 2005), claramente diferenciados de ambos *sets* lacustres.

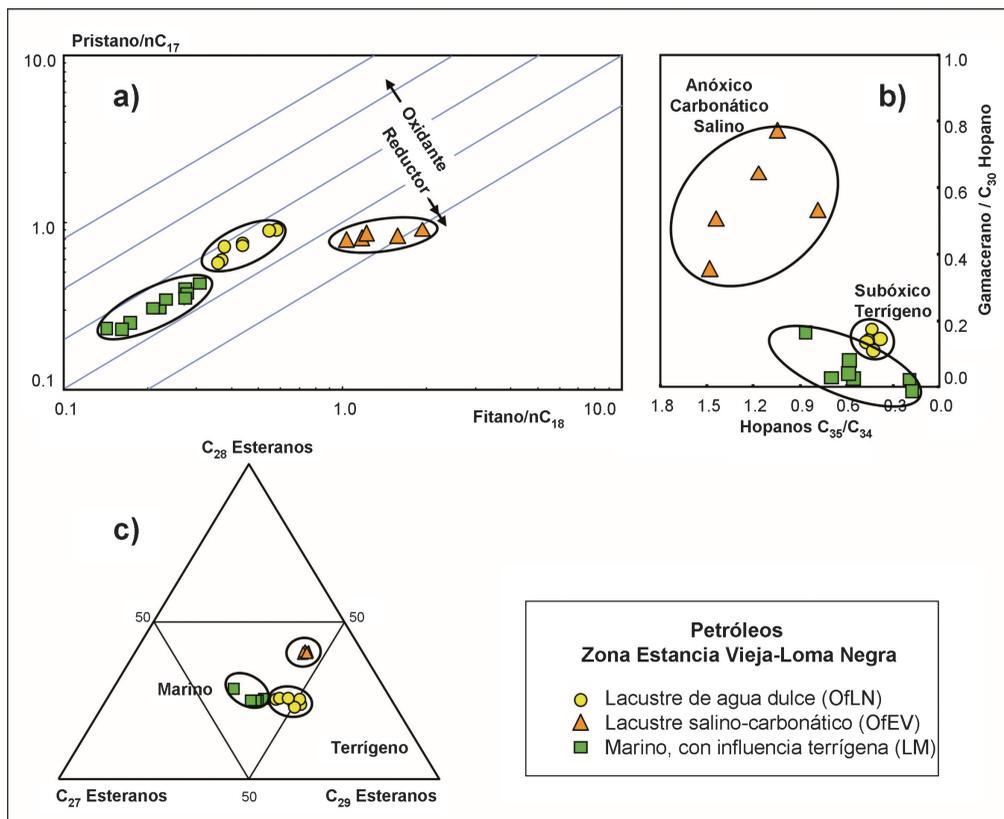


Figura 20. Discriminación de las dos familias de petróleos lacustres originados en rocas madre del Pre-Cuyo de la zona Estancia Vieja-Loma Negra (organofacies OfEV y OfLN) y de la familia de petróleos marinos asignados a un origen en la Fm Los Molles (LM), mediante: a) cocientes pristano/nC<sub>17</sub> vs. fitano/nC<sub>18</sub> a partir de datos GC; b) cociente gamacerano/hopano vs. cociente de hopanos C<sub>35</sub>/C<sub>34</sub> (m/z 191); diagrama ternario de la distribución de esteranos C<sub>27</sub>-C<sub>29</sub> (m/z 217).

## ZONA CHINA MUERTA

La exploración durante la década del 90 permitió detectar una serie de hemigrábenes en el sector SO de la cuenca, entre ellos el de China Muerta (Figura 21), que contiene una columna sedimentaria cercana a los 2000 m, dentro de la cual se documentó con pozos una espesa sucesión de lutitas negras ricas en materia orgánica (Legarreta *et al.* 1999). Si bien hasta la fecha los trabajos exploratorios no han podido establecer producción de hidrocarburos vinculada con estas lutitas lacustres, se incluye este depocentro en el análisis dado sus dimensiones e importancia potencial, ilustrado recientemente por Limeres (2011) y descrito con más detalle por Carbone *et al.* (2011).

En afloramientos situados hacia el SO, en Cañadón de la Pintada, aflora una sección clásica con pelitas parduzco oscuras portadoras de flora jurásica (Figura 21). Lamentablemente, todavía no se han dado a conocer las características geoquímicas de estos niveles. De acuerdo con los au-

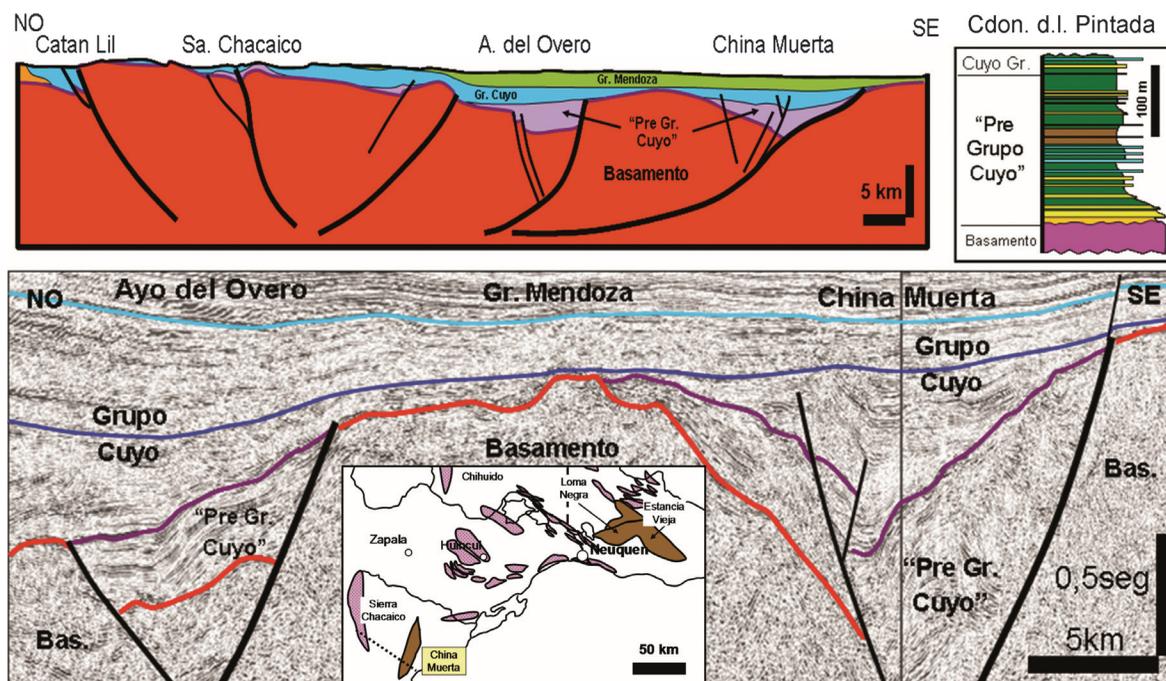


Figura 21. Depocentro de China Muerta. Este depocentro y otros de menor envergadura ubicados en el extremo suroeste de la Provincia de Neuquén fueron detectados durante la fase exploratoria desarrollada por varias empresas y dados a conocer recientemente (ver texto). Afloramientos saltuarios de algunos depocentros han permitido describir sus facies, tal como se ilustra con el perfil columnar Cañadón de la Pintada.

tores citados, dentro del relleno existen dos grandes intervalos separados por una discontinuidad que se identifican claramente en la sísmica. En el inferior hay niveles de pelitas negras puramente lacustres mientras que en el superior el contenido de nanoplancton indica entrada de agua de mar, el cual estaba presente a pocos kilómetros separado por un alto de basamento que limita la extensión de este hemigraben hacia el oeste. En ambos casos, las pelitas acumuladas de un gran cuerpo de agua engranan con facies clásticas litorales hasta fluviales. Alternativamente, se puede considerar que si las características litológicas del intervalo Pliensbaquiano-Toarciaco tuvieran afinidad con las formaciones Los Molles, Lajas y Challacó, desde un punto de vista litoestratigráfico, el depósito podría ser considerado como parte del Grupo Cuyo (Figura 1).

## RESUMEN Y CONCLUSIONES

La evolución del conjunto heterogéneo del Triásico Superior-Jurásico Inferior de la Cuenca Neuquina fue sincrónica con la acumulación de los términos inferiores del Grupo Cuyo, es decir, aconteció durante tiempos del “Cuyano” (inferior).

A partir del Pliensbaquiano y en forma diacrónica comenzó la influencia y conexión con condiciones marinas, las cuales lograron una mayor expansión durante el Toarciaco superior-Aaleniano.

Las facies de lutitas oscuras y organógenas se acumularon en lagos establecidos dentro de hemigrábenes, algunos de ellos con aguas relativamente profundas y estratificadas que regularon condiciones de fondo fuertemente reductoras. Estos depocentros, y otros donde dominaron las facies volcánicas y clásticas fluviales- aluviales, permanecieron mayormente aislados muy posiblemente por el efecto de rotación de los bloques durante la fase de *rift*. El establecimiento de cuerpos lacustres mayores pudo haberse favorecido en aquellos depocentros afectados por fuerte subsidencia al pie de las fallas maestras y endicamiento vinculado a flujos volcánicos.

El estudio geoquímico detallado tanto de pelitas lacustres como de sus petróleos asociados en los depocentros de Pampa Palauco, Granito Negro y Estancia Vieja-Loma Negra permitió reconocer muy significativas variaciones de facies orgánicas a partir de los *fingerprints* de sus biomarcadores, no sólo entre los hemigrábenes sino también dentro de los mismos depocentros.

En la Zona Pampa Palauco se identifica una fuerte variabilidad organofacial representada en la contraposición de cuerpos lacustres de agua dulce con participación variable pero significativa de plantas superiores versus cuerpos lacustres con fuerte estratificación, alta salinidad y marcada anoxicidad, tomándose como patrones de referencia la organofacies Cajón de Letelier (OfCL) y la organofacies Pampa Palauco (OfPP), respectivamente. Los petróleos del área se vinculan con contribuciones mixtas de ambas facies orgánicas. Sus *fingerprints* resultan claramente distintos de aquellos petróleos del área generados en lutitas marinas del Grupo Mendoza.

En la Zona Granito Negro, los términos organógenos superiores responden a una acumulación en un lago de agua dulce (OfGN superior) mientras que para los términos inferiores, el lago parece representar condiciones de mayor salinidad y anoxicidad (OfGN inferior), en un esquema de diferenciación comparable, de manera general, al de la Zona Pampa Palauco. Los petróleos recuperados de reservorios del Pre-Cuyo superior e inferior presentan fuerte vinculación genética “compartimentada” con sendas rocas madre de los intervalos inferior y superior.

En la Zona Estancia Vieja-Loma Negra, las respectivas facies orgánicas OfEV y OfLN son indicadoras de dos cuerpos lacustres con patrones geoquímicos fuertemente diferenciados. Los niveles ricos en materia orgánica del Pre-Cuyo en Loma Negra representan depositación en un lago de agua dulce a salobre y significativa contribución de plantas superiores en un medio con condiciones rédox apenas moderadas, habiendo generado petróleos con marcada composición parafínico-cerosa y elevada viscosidad. En tanto, la roca madre del Pre-Cuyo en Estancia Vieja se acumuló en un lago fuertemente estratificado, con elevada salinidad y participación carbonática significativa, originando petróleos claramente discernibles de los genéticamente vinculados al Pre-Cuyo de Loma Negra. Adicionalmente, las firmas de estas dos familias lacustres se diferencian de una tercera familia genética coexistente en el área: los petróleos de origen marino con influencia terrígena asignados al sistema generador de la Fm Los Molles.

Cada depocentro evaluado incluye un sistema petrolero individual (roca madre, reservorio, sello, sobrecarga) con sus características particulares de timing de maduración, expulsión, migra-

ción, acumulación y preservación.

Las migraciones han sido verticales y de corta distancia, con mayoría de acumulaciones en reservorios del Pre-Cuyo. Existen sin embargo petróleos que “escaparon” fuera del sistema, como las acumulaciones de la Fm Chachao en Pampa Palauco o del Grupo Cuyo en Loma Negra y Estancia Vieja.

La preservación de las acumulaciones fue buena, exceptuando la zona Pampa Palauco, donde especialmente en el reservorio Chachao la biodegradación ha afectado de manera significativa a los petróleos.

Como consecuencia del tipo de querógeno (prolífico para petróleo) y de la madurez térmica en general limitada, no habría acumulaciones significativas de gas asociadas a estos depocentros lacustres.

La continuidad de la exploración en los depocentros de Granito Negro y de China Muerta abre perspectivas petroleras interesantes, como así también la eventual localización de nuevos hemigrábenes que contengan depósitos de lutitas lacustres ricas en materia orgánica.

## AGRADECIMIENTOS

Los autores agradecen a los colegas Claudio Sylwan, Jorge Rodríguez, Carlos Cruz y Andrés Boll por la revisión crítica del manuscrito y a YPF S.A. por la autorización para la presentación de este trabajo.

## REFERENCIAS CITADAS

- Carbone, O., J. Franzese, M. Limeres, D. Delpino y R. Martínez, 2011. El ciclo Precuyano (Triásico tardío-Jurásico temprano) en la Cuenca Neuquina. En H. Leanza, Arregui, C., Carbone, O., Danieli, J.C. y Valles, J.M., (Eds.), Relatorio Geología y Recursos Naturales de la Provincia del Neuquén. XVIII Congreso Geológico Argentino, Relatorio, pp. 63-76, Buenos Aires.
- Cristallini, E., R. Tomezzoli, G. Pando, C. Gazzera, J.M. Martínez, J. Quiroga, M. Buhler, F. Bechis, S. Barredo y O. Zambrano, 2009. Controles precuyanos en la estructura de la Cuenca Neuquina. Revista de la Asociación Geológica Argentina 65, 248-264.
- Didyk, B.M., B.R.T. Simoneit, S.C. Brassell y G. Eglinton, 1978. Organic geochemical indicators of paleoenvironmental conditions of sedimentation. Nature 272, 216-222.
- Drosina, M., S. Barredo, L. Giambiagi y A. Barbarich, 2011. La secuencia precuyana de la Sierra de Cara Cura, Mendoza. Características y posibilidades como roca reservorio. En L. Stinco (Ed.), VIII Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, pp 169-190, IAPG, Buenos Aires.

- Fantin, M., L. Venara, M. Limeres y E. Cristallini, 2011. Análisis de la falla maestra del hemigraben de Estancia Vieja, Cuenca Neuquina, Río Negro. XVIII Congreso Geológico Argentino, Neuquén.
- Giambiagi, L., F. Bechis, M. Tunik, V. Garcia, J. Suriano y J. Mescua, 2008. Formación y evolución Triásico-Jurásica del depocentro del Atuel, Cuenca Neuquina, Provincia de Mendoza. Revista de la Asociación Geológica Argentina 63, 520-533.
- Gulisano, C.A., 1981. El ciclo cuyano en el norte de Neuquén y sur de Mendoza. VIII Congreso Geológico Argentino 3, San Luis, pp. 573-292.
- Gulisano, C.A. y A.R. Gutiérrez Pleimling, 1995. The Jurassic of the Neuquén Basin. Field Guide, Asociación Geológica Argentina, Serie E, N° 2, pp.1-111. Buenos Aires.
- Hall, P. B. y A. G. Douglas, 1983. The distribution of cyclic alkanes in two lacustrine deposits. En M. Bjorøy *et al.* (Eds.), *Advances in Organic Geochemistry 1981*, New York, J. Wiley and Sons, pp. 576-587.
- Huang, W.-Y. y W. G. Meinschein, 1979. Sterols as ecological indicators. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 43, 739-745.
- Jiang, Z. y M. G. Fowler, 1986. Carotenoid-derived alkanes in oils from northwestern China. En D. Leythaeuser y J. Rullkötter (Eds.), *Advances in Organic Geochemistry 1985*, *Organic Geochemistry 10*, 831-839.
- Lanes, S., 2005. Late Triassic to Early Jurassic sedimentation in northern Neuquén Basin, Argentina: Tectosedimentary Evolution of the First Transgression. *Geologica Acta* 3, 81-106.
- Lanes, S., L. Giambiagi, L., F. Bechis y M. Tunik, 2008. Late Triassic-Early Jurassic successions of the Atuel depocenter: sequence stratigraphy and tectonic controls. *Revista de la Asociación Geológica Argentina* 63, 534-548.
- Legarreta, L. y E. Kozlowki, 1984. Secciones condensadas del Jurásico-Cretácico de los Andes del sur de Mendoza: Estratigrafía y significado tectosedimentario. IX Congreso Geológico Argentino, Actas I, pp. 286-297.
- Legarreta, L., G.A. Laffitte y S.A. Minniti, 1999. Cuenca Neuquina: múltiples posibilidades en las series jurásico-cretácicas del depocentro periandino. IV Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Tomo I, pp. 145-175, IAPG, Buenos Aires.
- Legarreta, L. y H.J. Villar, 2011. Argentina Basins, Geological and Geochemical Keys of the Potential Shale Resources. American Association of Petroleum Geologists, Geosciences Technology Workshop Buenos Aires, [http://www.searchanddiscovery.com/documents/2011/80196legarreta/ndx\\_legarreta.pdf](http://www.searchanddiscovery.com/documents/2011/80196legarreta/ndx_legarreta.pdf).
- Legarreta L. y H.J. Villar, 2012. Las facies generadoras de hidrocarburos de la Cuenca Neuquina. *Petrotecnia* Año 4/12, 14-39.
- Limeres, M., 2011. Estratigrafía y facies del Jurásico Inferior a Medio en el oeste de la Dorsal de Huincul, Cuenca Neuquina, Argentina. XVIII Congreso Geológico Argentino, Neuquén.
- Manceda, R. y D.F. Figueroa, 1993. La inversión del *rift* Mesozoico en la faja fallada y plegada de Malargüe, Provincia de Mendoza. XII Congreso Geológico Argentino Actas III. pp. 219-232, Buenos Aires.
- Menéndez, C.A., 1951. La flora mesozoica de la Formación Llantenes (Prov. de Mendoza). *Revista Museo Argentino Ciencias Naturales, Botánica* 2, 147-261.
- Moldowan, J. M., W. K. Seifert y E. J. Gallegos, 1985. Relationship between petroleum composition and depositional environment of petroleum source rocks: American Association of Petroleum Geologists Bulletin 69, 1255-1268.

- Mosquera A., 2008. Mecánica de deformación de la Cuenca Neuquina (Triásico-Terciario). Tesis Doctoral, Facultad de Ciencias Exactas y Naturales, Universidad de Buenos Aires, 270 p.
- Orchuela, I. y J.V. Ploszkiewicz, 1984. La Cuenca Neuquina. En: V.A. Ramos (Ed.) Geología y Recursos Naturales de la Provincia de Río Negro, IX Congreso Geológico Argentino, Relatorio, pp.163-188.
- Pángaro, F., R. Corbera, G. Hinterwimmer y O. Carbone, 2002. Reservorios del Ciclo Precuyano. En Schiuma, M., Hinterwimmer, G. y Vergani, G. (Eds.), Rocas Reservorios de las Cuencas Productivas de Argentina. Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Simposio Reservorios, pp. 229-254, IAPG, Buenos Aires.
- Peters, K.E., C.C. Walters y J.M. Moldowan, 2005. The Biomarker Guide. Vol. 2: Biomarkers and Isotopes in Petroleum Exploration and Earth History, Cambridge University Press, 1155 p.
- Rossello, E. y M. Barrionuevo, 2005. El hemigraben invertido del Yacimiento 25 de Mayo-Medanito SE (Cuenca Neuquina): evolución geodinámica de un *rif* en borde de cuenca. VI Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG, Actas CD-ROM, 15 p., IAPG, Buenos Aires.
- Rosso M. del R. e I. Labayén, 1991. Aplicaciones de la geoquímica orgánica al problema de la correlación de petróleos y rocas madres. Boletín de Informaciones Petroleras, Tercera Época 26, 78-90.
- Sinninghe Damste, J. S., F. Kenig, M. P. Koopmans, J. Koster, S. Schouten, J. M. Hayes y J. W. de Leeuw, 1995. Evidence for gammacerane as an indicator of water column stratification. *Geochimica et Cosmochimica Acta* 59, 1895-1900.
- Sofer, Z., 1984. Stable carbon composition of crude oils: application to source depositional environment and petroleum alteration. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin* 68, 31-49.
- Sruoga, P y N. Rubinstein, 2007. Processes controlling porosity and permeability in volcanic reservoirs from the Austral and Neuquén Basins, Argentina. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin* 91, 115-129.
- Uliana, M.A. y L. Legarreta, 1993. Hydrocarbon habitat in a Triassic-to-Cretaceous Sub-Andean setting: Neuquén Basin, Argentina. *Journal of Petroleum Geology* 16, 397-420.
- Uliana M.A., L. Legarreta, G.A. Laffitte y H.J. Villar, 1999. Estratigrafía y geoquímica de las facies generadoras de hidrocarburos en las cuencas petrolíferas de Argentina. Actas I, IV Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Tomo I, pp. 1-61, IAPG, Buenos Aires.
- Valenzuela, M., G. Olea, A. Gutiérrez Pleimling y A. Gavarrino, 2005. Evaluación del Precuyano en el bloque Barranca de los Loros, provincia de Río Negro. V Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG, Buenos Aires, CD-ROM.
- Vergani, G.D., A.J. Tankard, H.J. Belotti y H.J. Welsink, 1995. Tectonic evolution and paleogeography of the Neuquén Basin, Argentina. En Tankard, A.J., R. Suarez Soruco y H.J. Welsink (Eds.), *Petroleum Basins of South America*. American Association of Petroleum Geologists Memoir 62, pp. 383-402.
- Villar, H.J., L. Legarreta, C.E. Cruz, G.A. Laffitte y G. Vergani, 2005. Los cinco sistemas petroleros coexistentes en el sector sudeste de la Cuenca Neuquina: definición geoquímica y comparación a lo largo de una transecta de 150 km, VI Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG, Actas CD-ROM, 17 p., IAPG, Buenos Aires. Republicado en Boletín de Informaciones Petroleras, Cuarta Época Año 2 N° 3, 50-67.

- Villar, H.J., G.A. Laffitte, L. Legarreta, C. Haring y R. Varadé, 2008. Las facies orgánicas no marinas de la Cuenca Neuquina: su caracterización a partir de registros geoquímicos de pelitas querogénicas y petróleos. XVII Congreso Geológico Argentino, S.S. Jujuy, Actas II, Resumen, pp. 803. AGA, Buenos Aires.
- Wavrek, D.A., J.C. Quick J.C., J.W. Collister, N.F. Dahdah, G. Laffitte y S. Del Vó, 1994. Neuquén Basin, Argentina. An integrated geochemical study. v: 2, Organic Geochemistry. ESRI Technical Report 94-08-422.
- Zumberge, J.E. 1993, Organic geochemistry of Estancia Vieja oils, Río Negro Norte block. En Engel, M.H. y Macko, S.A. (Eds.), Organic Geochemistry, Plenum Press, pp. 461-471, New York.