

SISTEMA PETROLERO CACHEUTA-BARRANCAS DE LA CUENCA CUYANA, PROVINCIA DE MENDOZA, ARGENTINA

Silvia Zencich¹, Héctor J. Villar² y Daniel Boggetti³

¹Repsol YPF, Neuquén, Argentina, sbzencichf@repsolypf.com

²GeoLab Sur S.A., Buenos Aires, Argentina, lqvillar@fibertel.com.ar

³PyT Consultora S.R.L., Mendoza, Argentina, danielboggetti@pytconsultora.com.ar

Abstract. Cacheuta-Barrancas petroleum system of the Cuyo Basin, Mendoza Province, Argentina.

The Cuyo Basin extends through San Juan and Mendoza Provinces covering an area around 30,000 km². However, commercial oil production is restricted only to the Tupungato and Rivadavia depocenters in the North of Mendoza province, with a EUR of 1.3 x 10⁹ bo.

Petroleum accumulations in the basin are dominated by low-mature to moderately mature, viscous, high-wax and asphaltene-rich oils, sourced from the fresh-water lacustrine shales of the Triassic Cacheuta Fm. This unit is an extremely prolific, oil-prone source, that bears type I kerogen and displays high to very high organic contents (3-10% TOC) and elevated total generation potential (SPI: 8-10 tons HC/m²). The Barrancas Formation (Jurassic) is the main reservoir of the basin, concentrating 58.7% of the produced oil, being the rest of the production located in different reservoir units from Devonian to Tertiary in age. The geographic extension of the Cacheuta-Barrancas (!) petroleum system (mature source rock and its related hydrocarbon accumulations) covers an approximate area of only 3,400 km², hardly above 10% of the total basin area. Gas accumulations in the basin are volumetrically negligible.

The processes of hydrocarbon generation, migration and accumulation were triggered and controlled by the development of a Tertiary foreland basin that overlapped the Cuyo Basin, providing the sedimentary column necessary for source rock maturation during the last 10 Ma up to present. Moderate mature oils (VRE~0.7-0.9%) were sourced from the Tupungato-Tierras Blancas kitchen to typically feed the reservoirs of the Eje Oriental district, after southeastwards to eastwards long-distance lateral migration through the Barrancas carrier. The Punta de las Bardas Formation acted as an excellent quality regional seal. The contour area of Entre Ejes-Río Hondo to the east sourced early oils (VRE~0.55-0.7%) that were mostly trapped locally.

Pools in the western area close to the Tupungato pod only account for 12% of the oil production of the basin, contrasting with the 88% production computed for the Eje Oriental area, several tens of kilometers away from the kitchen, which points to the predominance of a lateral migration drainage style in the Cacheuta-Barrancas petroleum system. The Generation-Accumulation Efficiency (GAE) of the system is high, estimated around 14%. The good coupling of the charge process and the formation of structures, together with the quality of reservoirs, carriers and seals, are believed to be the reasons for this unusually high efficiency rate.

INTRODUCCIÓN

Los primeros indicios de producción de petróleo en la Cuenca Cuyana (Figura 1) se remontan al año 1886 cuando se lo comenzó a extraer manualmente de los afloramientos al pie del Cerro Cacheuta. Desde entonces y hasta el presente, la Cuenca Cuyana y los Bolsones Intermontanos relacionados han sido objeto de investigación y explotación hidrocarbúfera.

Los depocentros que conforman la Cuenca Cuyana presentan variaciones evolutivas asociadas tanto a la magnitud de la extensión que les dio origen, como a la posterior historia térmica relacionada a la subsidencia y levantamiento terciarios, responsables de la formación de trampas estructurales y de los procesos de generación y migración de hidrocarburos (Chebli *et al.*, 1984;

Figuroa y Chebli, 1987; Jordan y Ortiz, 1987). La producción comercial de hidrocarburos (Figura 1) está limitada a los depocentros Tupungato (Kokogian *et al.*, 1993) y Rivadavia (Zencich *et al.*, 2005), ámbito en el cual Chebli *et al.* (1984) y Rosso *et al.* (1987) documentaron generación a partir de rocas madre de la denominada secuencia Cacheuta/Potreriillos de edad triásica, para acumulaciones en reservorios que se extienden desde el Devónico hasta el Terciario (Figura 2). Sobre esta base, Jones *et al.* (1999) optaron por definir cinco sistemas petroleros en la denominada subcuenca Cacheuta (Kokogian *et al.*, 1993), a partir de un único nivel generador (CS Cacheuta/Potreriillos) y cinco niveles de reservorio.

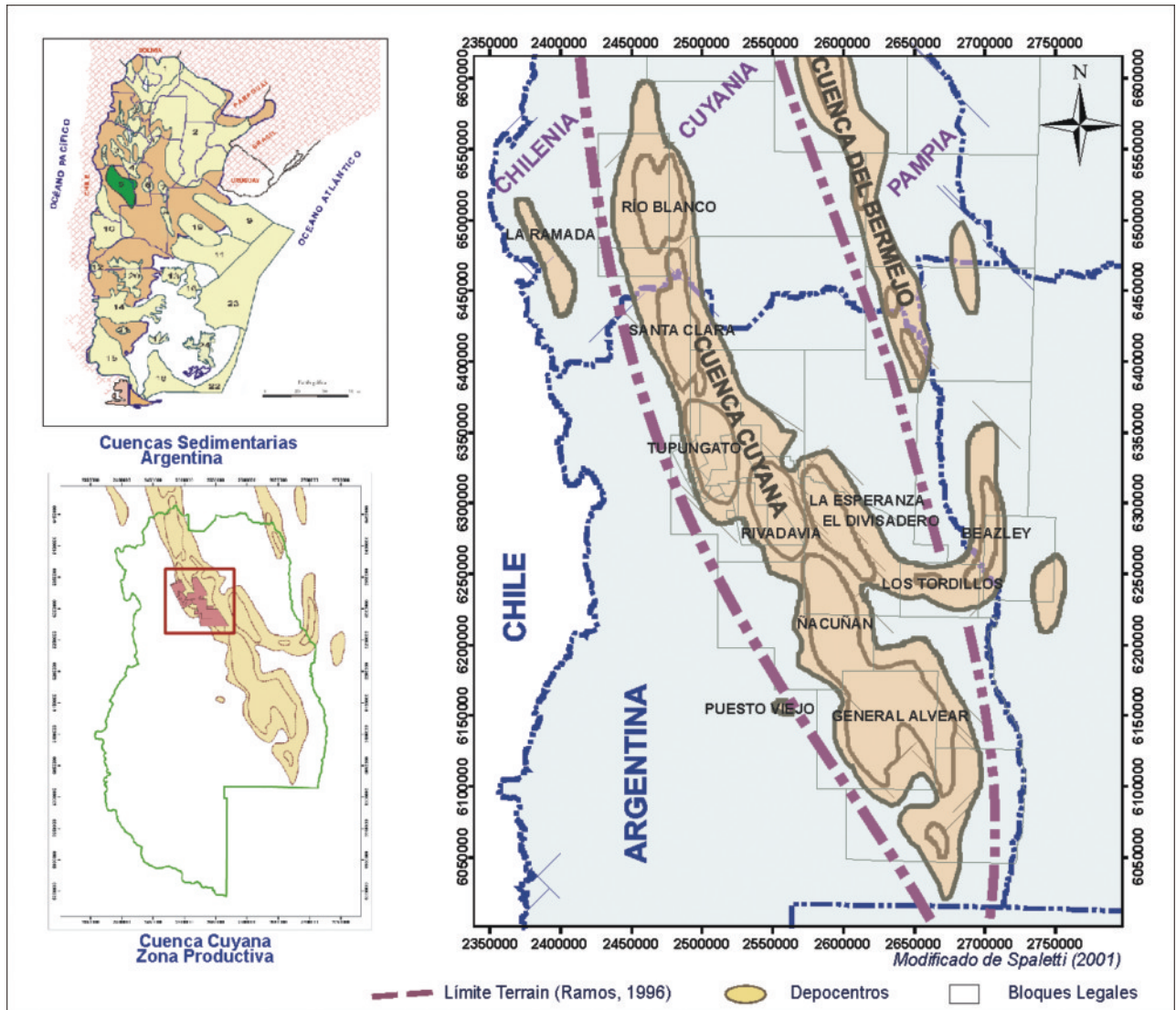


Figura 1. Mapa de ubicación de la Cuenca Cuyana, con indicación de los límites de terrenos (Ramos, 1996), depocentros y bloques legales.

En el presente trabajo se realizan consideraciones exclusivamente referidas a esa zona productiva (Figuras 1 y 2), con el objetivo de actualizar el conocimiento del sistema petrolero de la cuenca definido, *sensu* Magoon y Dow (1994), como Cacheuta-Barrancas, focalizándose en aspectos no conocidos de las vías de migración y de las relaciones genéticas petróleo-roca madre.

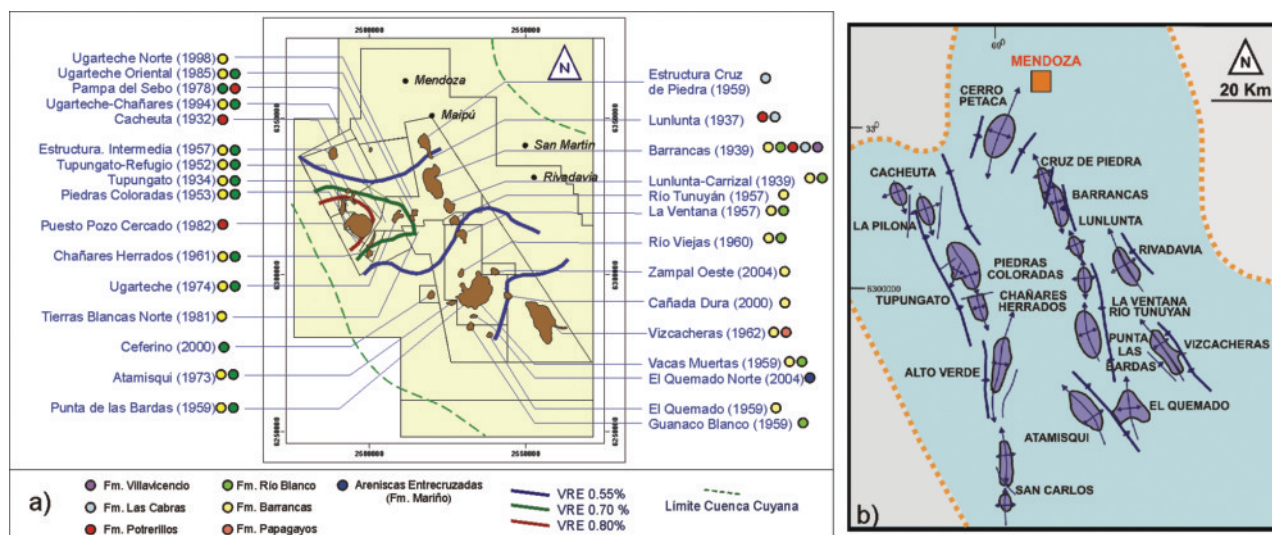


Figura 2. a) Distribución de los yacimientos de petróleo de la Cuenca Cuyana con indicación de: año de descubrimiento, unidades formacionales productivas (Boggetti *et al.*, 2002) y ventana de madurez térmica generalizada de la Formación Cacheuta (principal roca madre triásica) y Potrerillos (roca madre triásica secundaria) en términos de VRE (Reflectancia de Vitrinita Equivalente); b) Trenes estructurales más destacados (adaptado de Dellapé y Hegedus, 1995).

GEOLOGÍA DE LA CUENCA

La Cuenca Cuyana triásico-terciaria cubre una superficie aproximada de 30.000 km² en las provincias de San Juan y Mendoza. Está localizada entre la Precordillera y los bloques elevados de basamento cristalino de las Sierras Pampeanas (Dellapé y Hegedus, 1995). Las cuencas triásicas de Argentina en su mayoría se encuentran limitadas por importantes sistemas de fallas que ostentaron distinto grado de actividad durante el desarrollo del relleno sedimentario (Spalletti, 2001). La Cuenca Cuyana corresponde a una cuenca de tipo *rift* compuesta de norte a sur por una sucesión de subcuencas o depocentros (Kokogian *et al.*, 1993; Spalletti, 2001; Zencich *et al.*, 2005) parcial o totalmente desconectados entre sí por altos intracuencales de basamento (Rolleri y Criado Roque, 1968; Kokogian y Boggetti, 1987; Uliana y Biddle, 1988; Legarreta *et al.*, 1993a). Las polaridades opuestas que presentan las subcuencas podrían ser el resultado de regímenes de transtensión locales en las zonas de transferencia entre segmentos de *rift* sucesivos (Ramos y Kay, 1991), creando zonas de máximo espesor sedimentario alternantes desde los flancos orientales al flanco occidental. Kokogian y Mancilla (1989) indican que la Cuenca Cuyana muestra etapas respectivas de *rift* y *sag*. Posteriormente, Kokogian *et al.* (1993) definen dos sucesivos estados de *synrift* seguidos por un estado de *sag*.

La sección sedimentaria se extiende desde el Ordovícico hasta el Terciario, con la roca madre generadora de petróleo en clásticos del Triásico tardío y potenciales reservorios en clásticos del Devónico, Carbonífero, Triásico tardío, Jurásico superior y Terciario superior (Figura 3).

Los sedimentos que rellenan la cuenca proceden de múltiples fuentes de aporte y están compuestos generalmente por la denudación de las rocas que constituyen el *prerift* de la misma. Es por ello que cada uno de los depocentros tiene un relleno dominado por las litologías sobre las que se asienta. En base a estudios geoquímicos realizados por Jenchen y Rosenfeld (2002), se reconoce que los sedimentos provienen de un posible orógeno reciclado, donde se superponen tanto los depósitos volcánicos de Grupo Choiyoi como los depósitos marinos y continentales de las sedimentitas paleozoicas.

EDAD	FORMACION	LITOLOGIA	FASE TECTÓNICA	ROCA RESERVORIO	ROCA MADRE	ROCA SELLO	AMBIENTE SEDIMENTARIO	ESPESOR [metros]	TIEMPO [Ma]				
TERCIARIO	PLIOCENO	MOGOTES	ANTEPAÍS				ALUVIAL	0-2000	2.0				
		SERIE AMARILLA					Vulcanitas	0-400	8.7				
		TOBAS GRISES SUPERIOR					Vulcanitas	0-100	8.9				
	MIOCENO	LA PILONA					SISTEMAS	0-250	11.7				
		TOBAS GRISES INFERIOR					Vulcanitas	0-150	12.2				
		MARIÑO					ALUVIALES	800-1600					
		Mb. Areniscas Entrecruzadas					Eólico/Fluvial	100-250					
	OLIGOCENO EOCENO	Mb. Divisadero Largo											
		DIVISADERO LARGO											
	CRETÁCICO	INFERIOR					PAPAÍAYOS	RIFT abortado?				FLUVIAL	0-150
		PUNTA DE LAS BARDAS					FLUVIAL BASALTOS	0-200	120-160				
JURÁSICO	SUPERIOR	BARRANCAS	POST RIFT				ABANICOS ALUVIALES FLUVIAL Y BARREAL	0-160					
	RHAETIAN	RIO BLANCO	SAG				FLUVIAL	200-900	202				
	NORIAN						DELTAICO						
TRIÁSICO	CARNIAN	CACHEUTA	SYNRIFT II				LACUSTRE	40-450					
		POTRERILLOS					DELTAICO		228				
	LADINIAN	LAS CABRAS				PLANICIE ALUVIAL	100-800	232					
	ANSIAN	Brecha Verde				VOLCANICOS LACUSTRE	100-700						
	SCYTIAN	RIO MENDOZA	SYNRIFT I			FLUVIAL		242					
PALEOZOICO	BASAMENTO		PRERIFT			ABANICO ALUVIAL	50-200	245					

Figura 3. Columna crono-estratigráfica de la Cuenca Cuyana, modificada de Kokogian *et al.* (1993) e Irigoyen *et al.* (2002). Se destacan las rocas generadoras (comprobadas e hipotéticas), las rocas reservorio y las rocas sello. Cacheuta, roca madre comprobada, y Barrancas, el reservorio más prolífico, dan el nombre al sistema petrolero de la cuenca.

La actividad volcánica ha estado presente en casi todos los estadios de la cuenca. Dataciones y estudios geoquímicos recientes han permitido reconocer al menos cuatro ciclos ígneos que van desde el Triásico superior hasta el Cretácico inferior (Zencich *et al.*, 2005). Desde el punto de vista geotectónico y a partir de datos aportados por análisis de cuerpos intrusivos, es posible ubicar a la Cuenca Cuyana durante el Triásico superior en un ambiente de retroarco.

El corte conceptual de la Figura 4 (Legarreta *et al.*, 2000) muestra la distribución de facies en el ámbito de Tupungato-Barrancas hasta el Jurásico-Cretácico. La cuenca evoluciona, a partir del Triásico superior-Jurásico Inferior, a un ambiente extensional marcado con magmatismo básico de origen profundo que se corresponde con una cuenca intracontinental (Intraplaca). Dentro del Jurásico medio-Cretácico inferior bajo, los eventos ígneos producidos pueden relacionarse con un ambiente de cuenca intracontinental afectada por procesos extensivos con participación de fracturas profundas. Por último, en el Cretácico inferior alto, el vulcanismo está representado por un evento extrusivo conformado por coladas de basaltos olivínicos, reconocidas en la cuenca como Formación Punta de

las Bardas. La instalación de una cuenca de antepaís terciaria es la responsable de depósitos aluviales y fluviales-eólicos, que en la región Tupungato-Cacheuta superan los 4000 m de espesor.

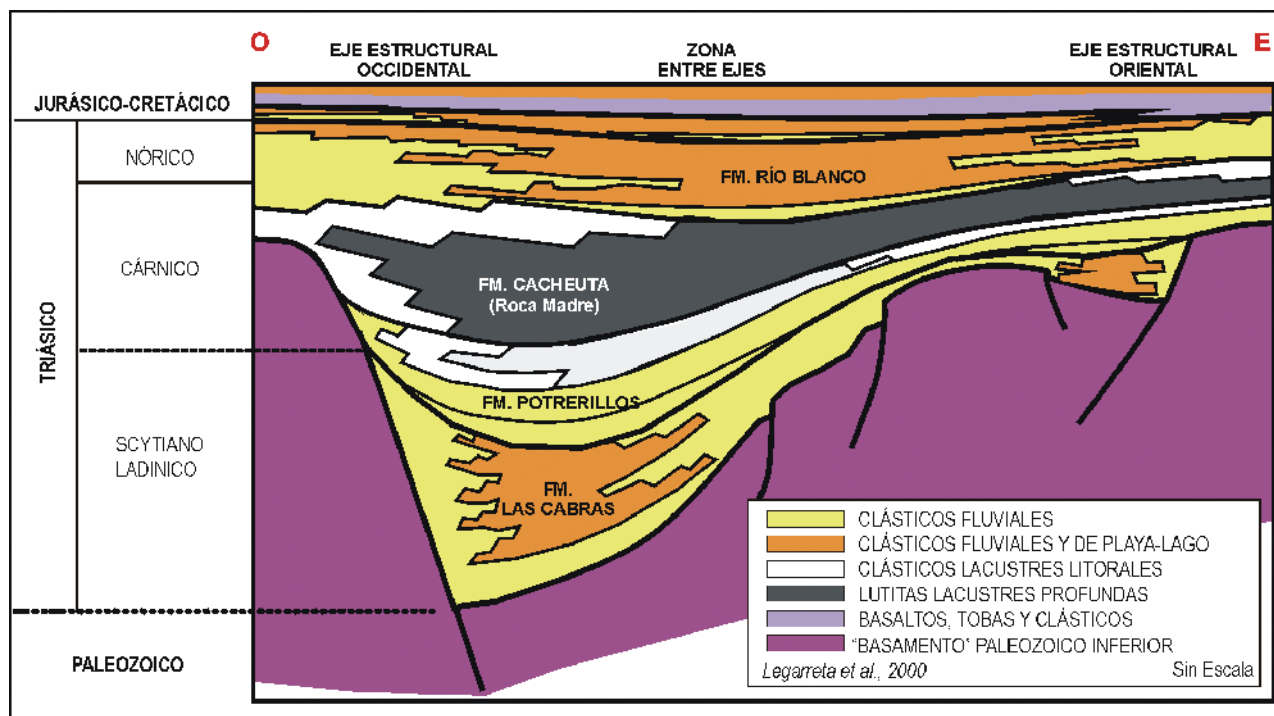


Figura 4. Corte estratigráfico conceptual mostrando la distribución de facies en el ámbito de Tupungato-Barrancas (Figuras 1 y 2) durante el Triásico y el Jurásico-Cretácico.

Si bien son innumerables las contribuciones a la estratigrafía de la cuenca, a continuación se presenta una síntesis de las secuencias depositacionales triásicas tomada de Kokogian y Mancilla (1989), Kokogian *et al.* (1993), Kokogian *et al.* (2001) y Boggetti *et al.* (2002 y 2005). La depositación en esta cuenca continental habría estado controlada por los eventos tectónicos extensionales, sobre todo durante la etapa de *synrift*, los que se reconocen en la columna sedimentaria como ciclos granodecrecientes. Estos ciclos se presentan en distintas escalas y serían el resultado de la entrada en actividad diacrónica de cada una de las fallas extensionales que conforman los depocentros. Estos rellenos en forma de cuña adosados a las fallas de *rift* son depósitos de abanicos aluviales y sistemas fluviales asociados que se conocen litoestratigráficamente como formaciones Río Mendoza y Las Cabras. A partir del inicio de la subsidencia térmica, la cuenca se amplía, se hunde regionalmente y su relleno es controlado por un nivel de base fluvial o lacustre que controla el espacio de acomodación de sedimentos. Se interpreta que la existencia de una red de avenamiento mayor (a partir de la subsidencia térmica regional) controla tanto el nivel de base (acomodación) como el volumen de sedimentos aportados por los ríos. Por ello, en el *synrift* tardío o *postrift* temprano, se produce una depositación con tendencia transgresiva, también granodecreciente, conocida litoestratigráficamente como formaciones Potrerillos (fluvial y fluvio-deltaica) y Cacheuta (lacustre). Por encima de la máxima inundación de la Formación Cacheuta se produce la colmatación de la Cuenca Cuyana, en varios ciclos sucesivos. Generalmente el relleno de *postrift* se produce con depósitos fluviales y lacustres en arreglos transgresivos-regresivos (*Backstepping-Forestepping*).

En el Jurásico se reactiva la depositación de sedimentos, posiblemente asociada con el influjo de la subsidencia térmica regional de la vecina Cuenca Neuquina. Esta cubeta superpuesta a la previa, con un depocentro orientado de manera diferente al del *rift* triásico, fue rellena por depósitos continentales rojos (Formación Barrancas). El relleno está constituido principalmente por secuencias

de abanicos fluviales y abanicos aluviales distales, apiladas y amalgamadas entre discordancias erosivas. Estos sedimentos constituyen el principal reservorio de la cuenca.

Un evento distensivo de orden continental, con vulcanismo básico asociado de edad jurásica - cretácica, intruye toda la columna sedimentaria y tapiza casi toda la extensión de la cuenca con depósitos de coladas basálticas (Formación Punta de las Bardas), que constituyen el principal sello de la cuenca.

A finales del Cretácico e inicios del Terciario, comienza el hundimiento flexural de la corteza. A partir del inicio de la orogenia andina se desarrollan primeramente depósitos de *playa lake* y fluviales ubicados en la parte más distal del sistema de *foreland* (Formación Divisadero Largo).

En el Mioceno, se registra el arribo del frente del orógeno a la zona ocupada por la cuenca triásica, la subsidencia se acelera y por encima de una fuerte discordancia erosiva se preservan los depósitos sinorogénicos más proximales, apilados en varias secuencias controladas tectónicamente. Las mismas están principalmente compuestas por sedimentos continentales epiclásticos de origen fluvial, aluvial, eólico y de *playa lake*. Este proceso de acortamiento cortical, con distintas velocidades continúa hasta el presente.

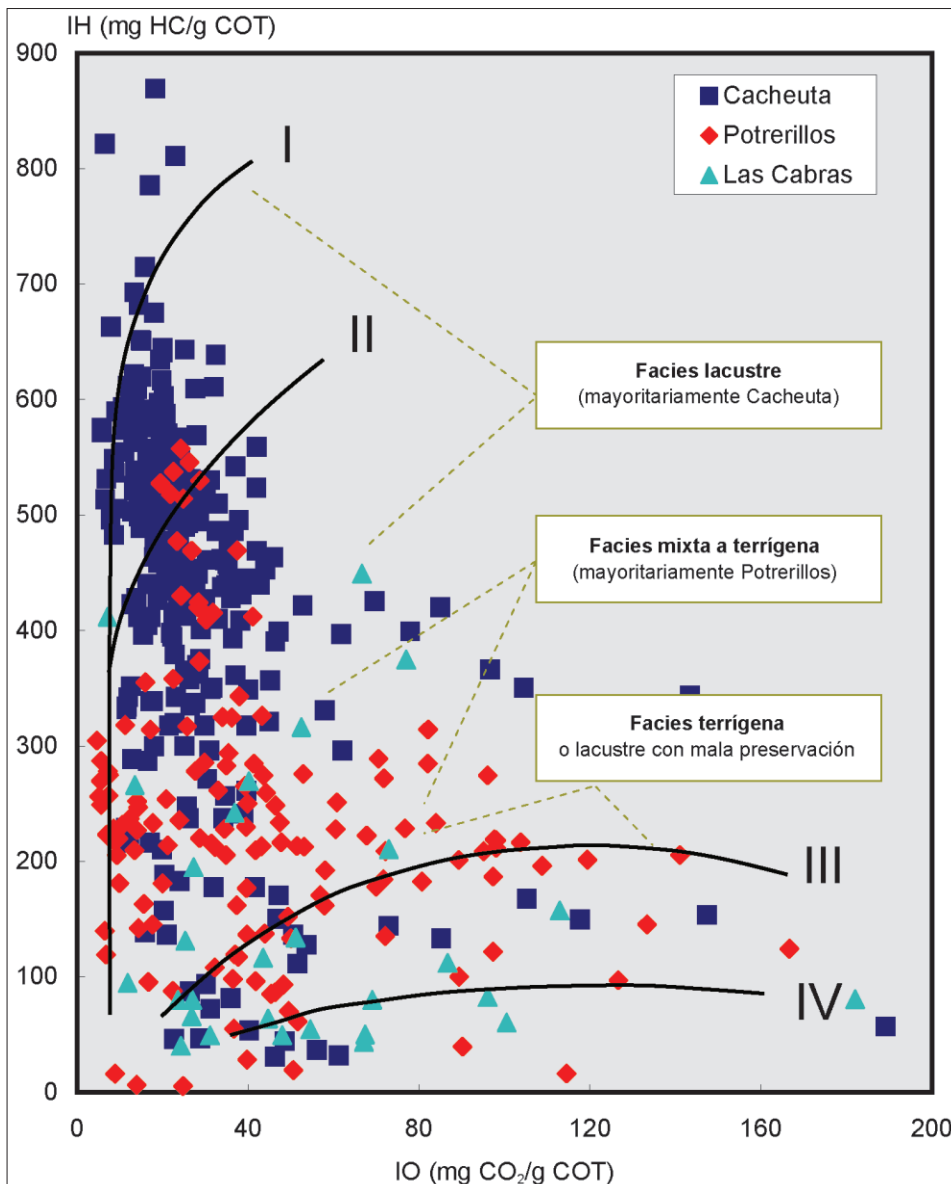


Figura 5. Diagrama de índice de hidrógeno (IH) versus índice de oxígeno (IO) caracterizando el tipo de querógeno de las unidades Cacheuta, Potrerillos y Las Cabras, a partir de datos de pirólisis Rock-Eval obtenidos en 640 niveles de roca de 29 perforaciones cubriendo el conjunto de la Cuenca.

ROCAS GENERADORAS

En la cuenca se reconocen tres secciones de edad triásica ricas en materia orgánica con potencialidad para generar hidrocarburos (Figura 5).

La Formación Cacheuta está considerada la principal roca generadora de la cuenca (Chebli *et al.*, 1984). Es una pelita lacustre de agua dulce con muy alto tenor orgánico (COT 3-10%; con picos de hasta 17%), conteniendo querógeno predominantemente amorfo de origen algal-bacteriano, incluyendo algas de tipo *Botryococcus*, y participación menor y variable de relictos de plantas superiores. Esta composición ha sido invocada por Laffitte (1987) como causante de un efecto de supresión en los valores de reflectancia de la vitrinita (Ro%) medidos en la unidad. El querógeno se clasifica como de tipo I con gran potencial oleogénico, sobre todo en la parte basal que es la de mayor contenido orgánico. Su IH (Índice de Hidrógeno) medio es de unos 600 mg HC/g COT llegando en muchos de los niveles hasta 900 mg HC/g COT. El SPI (*Source Potential Index*; Demaison y Huizinga, 1991) estimado es de 8-10 tn HC/m² (Villar *et al.*, 1998), lo cual categoriza a esta roca madre como altamente prolífica. Es considerada la principal, sino la única, roca madre probada de las grandes acumulaciones de petróleo de la cuenca.

La Formación Potrerillos presenta un querógeno mixto amorfo-terrágeno, en el que alternan contribuciones algales y de plantas superiores. Se clasifica como de tipo II-III, según pirólisis *Rock-Eval*, prolífica para gas y petróleo. En los niveles inferiores y medios de Potrerillos son relativamente frecuentes facies carbonosas de tipo pantano, con aumento de facies lacustres hacia el tope de la unidad. El IH es muy variable, con valores extremos de 100 a 400 mg HC/g COT y una media de 250 mg HC/g COT. Aunque frente a Cacheuta el potencial oleogénico está comparativamente reducido, su capacidad generadora no es despreciable, pudiéndose hipotéticamente asumir una contribución menor al volumen acumulado de petróleo, aunque el mismo posiblemente se encuentra disimulado por la carga masiva de hidrocarburos líquidos aportada por Cacheuta.

Por último, la Formación Las Cabras tiene una menor y más restringida extensión. Los intervalos de interés están constituidos por delgados niveles pelíticos con querógeno amorfo lacustre mal preservado, tipo II-III a predominantemente III-IV. No existen evidencias de que la unidad se comporte como una roca madre efectiva. La ausencia de pozos profundos en los niveles lacustres correspondientes al *synrift* inicial (Intercalación Gris) deja abierta la existencia de hipotéticos *pods* generadores.

Una aproximación interesante a la caracterización geoquímica de las unidades con potencial generador lo aporta el análisis de los registros de pozo. Para la determinación del contenido de carbono orgánico total (COT) en rocas madre, comúnmente se utilizan técnicas analíticas de laboratorio. Un método alternativo e indirecto de determinar el tenor de COT es el método de Passey *et al.* (1990), que utiliza el efecto de la materia orgánica sobre la respuesta de los perfiles de pozo.

La Formación Cacheuta, en líneas generales, presenta dos arreglos bien definidos sobre la base del cruce de las curvas resistiva y sónica: un tramo basal, denominado Facies A, que muestra un aumento en el cruce de curvas y valores más altos de COT calculado y medido; y otro tramo, denominado Facies B (resto de la Formación) donde el cruce es marcadamente menor y los valores de COT calculado y medido son más bajos que en el tramo de la Facies A (Figura 6).

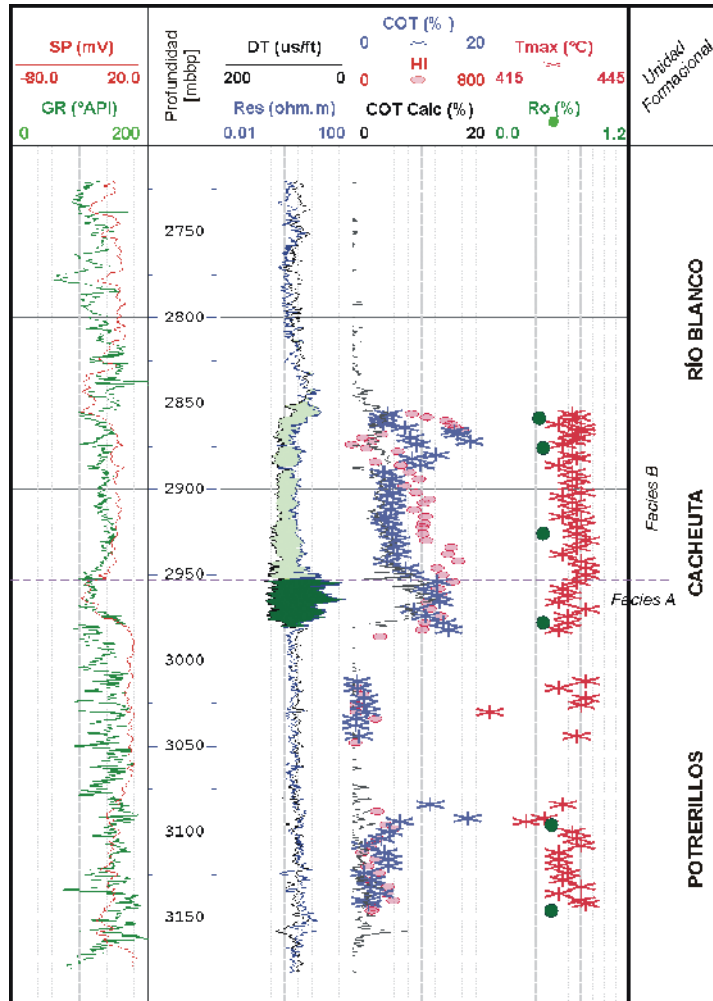


Figura 6. Registros de pozo para las unidades Cacheuta y Potrerillos en un pozo tipo de la cuenca. El perfil geoquímico (derecha) muestra cantidad/calidad orgánica y madurez térmica. Se lo compara con registros de resistividad/sónico normalizado (izquierda) según Passey *et al.* (1990), en donde la mayor separación entre curvas resistiva-sónico es indicativa de mayor riqueza orgánica. Se incluyen potencial espontáneo (SP) y Gamma Ray (GR) como perfiles de referencia estándar. Obsérvese en la Formación Cacheuta el mayor contenido orgánico que presenta la denominada facies A respecto de la facies B.

PATRÓN DE MADUREZ TÉRMICA Y GENERACIÓN DE HIDROCARBUROS

Uno de los aspectos más destacados de la roca madre Cacheuta es su limitada madurez térmica generalizada a nivel de cuenca (Figueroa y Chebli, 1987; Rosso *et al.*, 1987). Ello implica baja conversión a hidrocarburos, predominio de petróleos de madurez poco desarrollada, fundamentalmente generados en el depocentro profundo de Tupungato, (Figuras 1 y 2) y una notable ausencia de hidrocarburos livianos y de gas (Uliana *et al.*, 1999).

El patrón de madurez de las secciones generadoras se ilustra en la Figura 7 mediante la graficación de valores de reflectancia de vitrinita (Ro %) con la profundidad, representativos de las tres unidades triásicas, Cacheuta, Potrerillos y Las Cabras en toda la extensión productiva de la Cuenca Cuyana.

Sólo en el depocentro Tupungato (Figuras 1 y 2) y en sondeos del bloque bajo de la falla de Barrancas, los intervalos generadores registran valores de Ro por encima del umbral de Ro ~ 0.65%

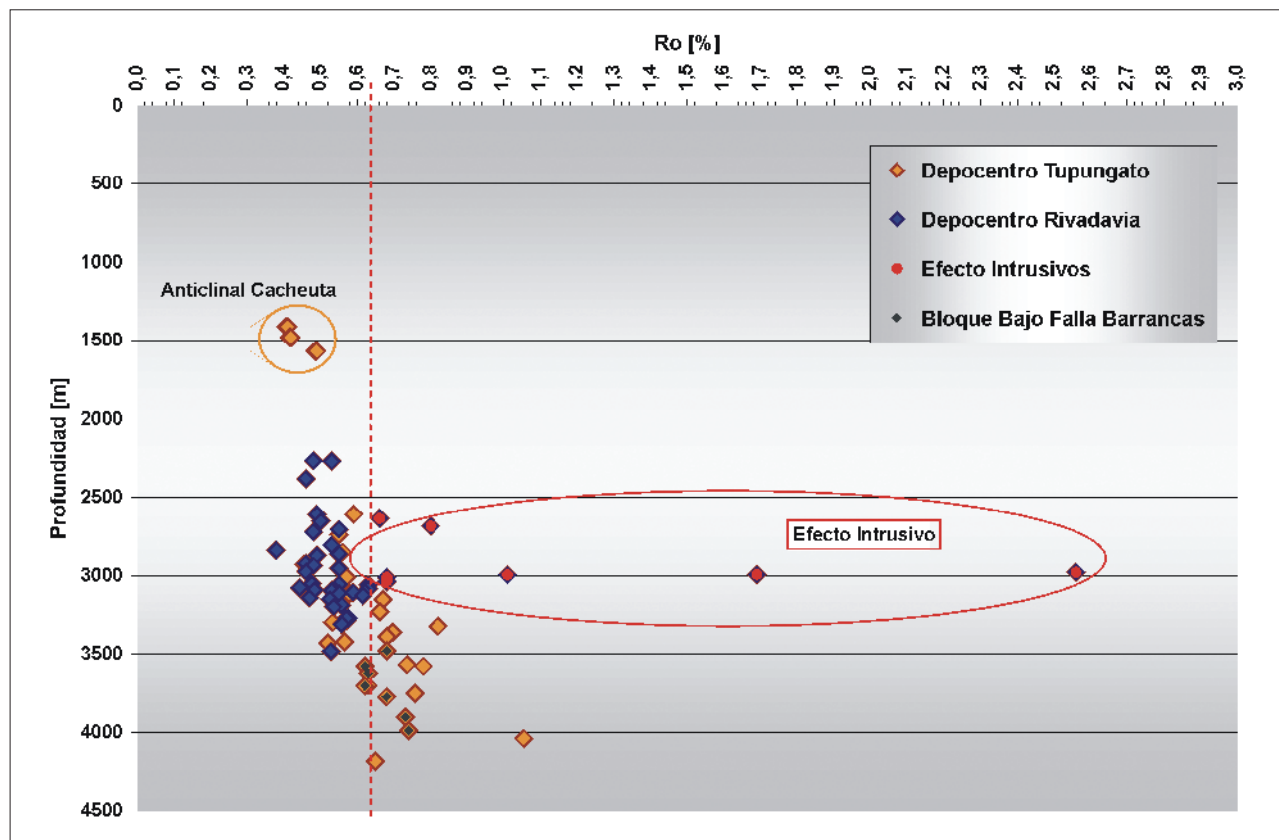


Figura 7. Profundidad versus reflectancia de la vitrinita en niveles triásicos (Las Cabras, Potrerillos, Cacheuta) de diversos sondeos cubriendo el área productiva de la Cuenca Cuyana.

(en profundidades actuales de aproximadamente 3000-3500m) a partir del cual se estima ha ocurrido generación sustancial y expulsión de petróleo en la cuenca. Los registros de Ro excepcionalmente superan 0.9%, típicamente considerado un valor medio de la ventana del petróleo. En el depocentro Rivadavia (figuras 1 y 2), con excepción de aquellas posiciones donde la madurez se vio afectada por intrusivos, las rocas madre se encuentran inmaduras a marginalmente maduras, excepcionalmente superando valores de Ro de 0.60%. Los sondeos afectados térmicamente por el magmatismo Jurásico-Cretácico presentan datos de Ro superiores a 3% (Figura 7), en concordancia con publicaciones anteriores (Torres *et al.*, 1999).

La generación de hidrocarburos en la cuenca es un proceso que comenzó hace menos de 10 Ma, asociado con el soterramiento producido por el avance del frente orogénico andino terciario (Jordan y Ortíz, 1987; Jones *et al.*, 1999). La Figura 8 muestra la historia de subsidencia y madurez térmica representativa de tres posiciones clave de la cuenca, "Zona Tupungato", "Zona Entre Ejes" y "Zona Rivadavia", destacándose distintos grados de transformación térmica de la roca madre, desde estadio de madurez media a estadio de inmadurez, con patrones similares a los obtenidos por Jones *et al.* (1999) y Legarreta *et al.* (2000). La subsidencia por sobrecarga terciaria comienza en las tres posiciones a los 15 Ma. En la zona de Tupungato, las rocas madre alcanzan la ventana de generación de petróleo aproximadamente a los 12 Ma mientras que los niveles más profundos entrarían en fase tardía después de los 2 Ma. En el otro extremo, la zona de Rivadavia continúa inmadura al presente, debido principalmente a la menor subsidencia terciaria, por encontrarse más alejada del frente andino de deformación. La zona de Entre Ejes alcanza la ventana de generación muy recientemente, aproximadamente hace 1 Ma.

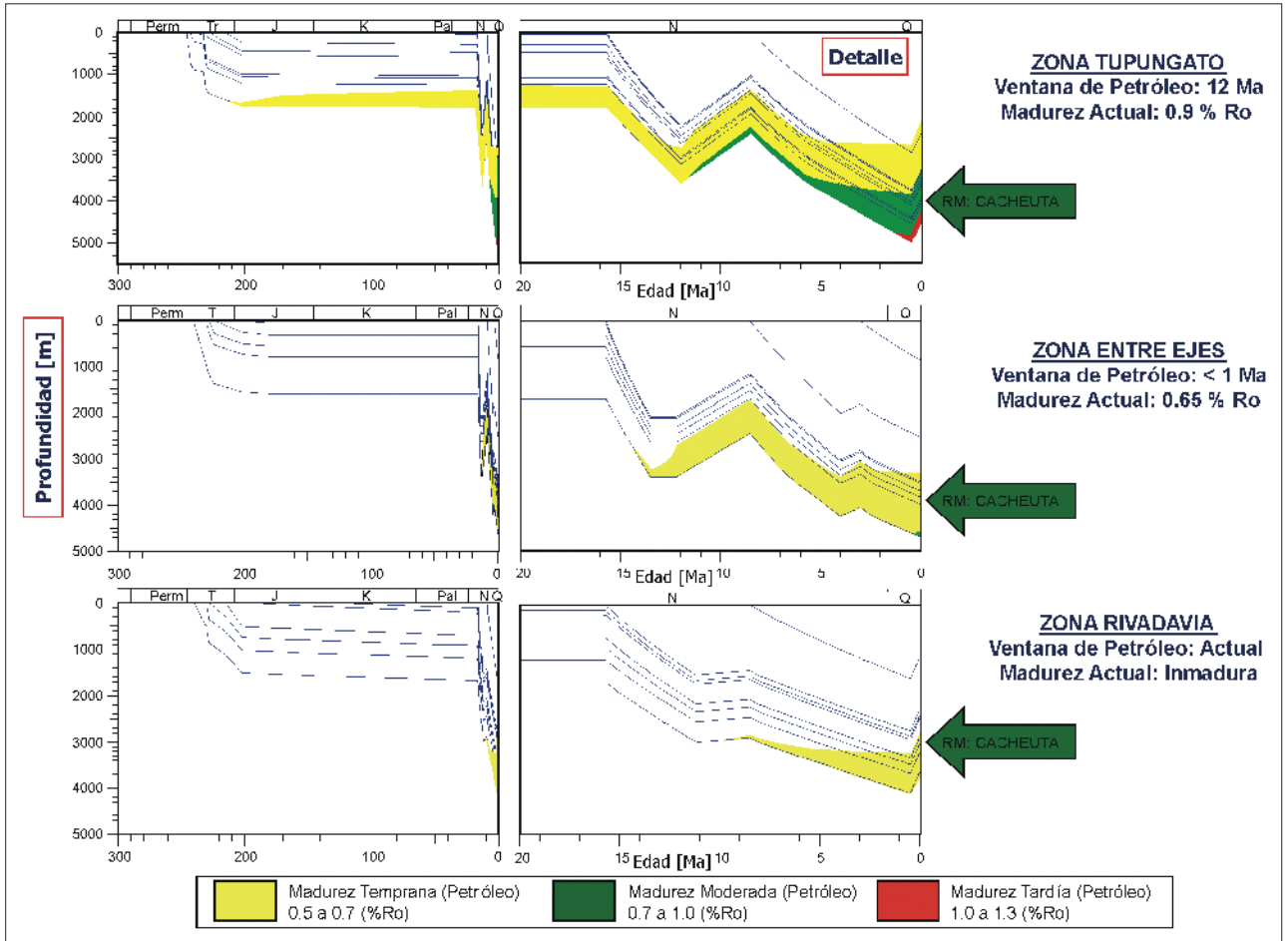


Figura 8. Evolución térmica para tres posiciones clave de la Cuenca Cuyana. Obsérvese la profundidad máxima estimada de 5000 metros al tope del Basamento en la zona de Tupungato en contraste con los 4100 metros en Rivadavia.

TIPOS DE PETRÓLEO Y CORRELACIÓN PETRÓLEO-ROCA MADRE

Desde el punto de vista composicional, los petróleos de la cuenca se presentan como altamente viscosos a temperatura ambiente, pobres en azufre, con marcado carácter parafínico-ceroso y con densidades API que se mueven en un rango generalizado de 18-30°. La participación de compuestos NSO y asfaltenos es alta, usualmente superando el 30% de la composición por grupo químico. Un estudio detallado del patrón molecular se encuentra publicado en Villar y Püttmann (1990).

Como ya se mencionara, el nivel de madurez térmica de los petróleos es bajo-moderado y excepcionalmente alcanzan grados vinculables a etapa moderadamente avanzada de la ventana del petróleo, característica heredada de la particular historia térmica de la roca madre. La ausencia de petróleos livianos, condensados y gas es consecuencia directa de la acotada conversión del querógeno del sistema generador. En este contexto, se distinguen petróleos de fase muy temprana (*early oils*) a media de generación, con niveles de madurez que cubren el rango de VRE entre aproximadamente 0.55% y 0.90% (Figura 9).

Una aproximación integrada del nivel de madurez de los petróleos existentes en la cuenca y de los extractos orgánicos de distintos niveles de roca se ilustra en la Figura 10 mediante el cruce de los clásicos cocientes de isomerización de esteranos $\beta\beta S/(\beta\beta S + \alpha\alpha R)$ versus $S/(S+R)$ ($C_{29}\alpha\alpha\alpha$), referidos a valores estimativos de VRE. El diagrama resulta útil para posicionar relativamente a los petróleos tempranos y a los petróleos de madurez relativamente más “avanzada” respecto de la madurez térmica

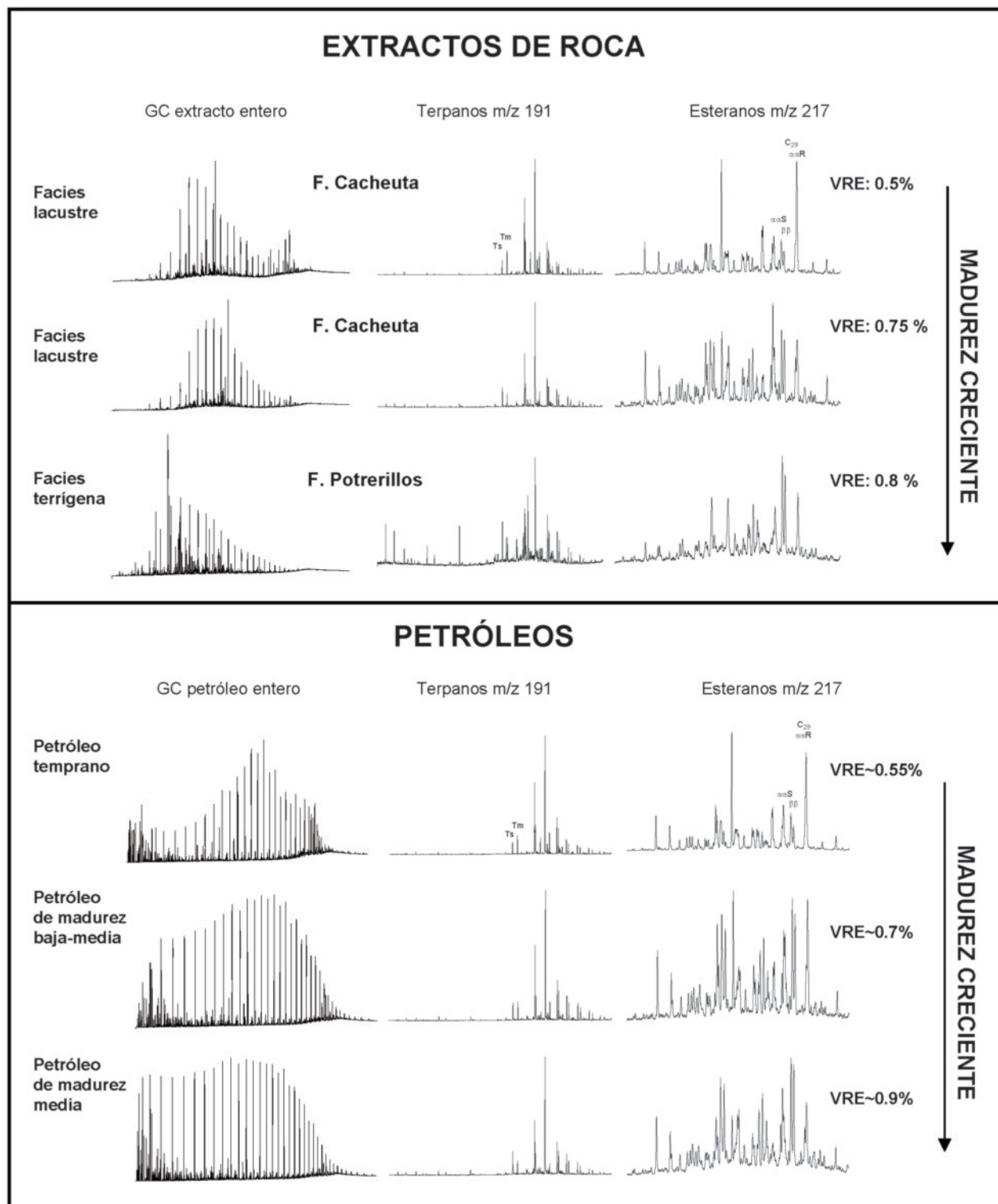


Figura 9. Trazas GC y GCMS de: a) Extractos orgánicos de lutitas de Cacheuta y Potrerillos y b) tres petróleos representativos, que ilustran distintos niveles de madurez térmica, diferencias organofaciales entre Cacheuta y Potrerillos y la buena correlación genética petróleo-roca madre Cacheuta. Los niveles de madurez térmica inferidos en los petróleos, fundamentalmente a partir de los cocientes de isomerización de esteranos (ver Figura 10) y de los cocientes $Ts/(Ts+Tm)$ y $C_{29} Ts/C_{29} \text{Hopano}$, denotan el tipo de fluidos presentes en la cuenca, desde petróleos tempranos (*early oils*) a petróleos de madurez moderada-media. El valor de VRE de 0.9% representa un límite de maduración máxima para petróleos aplicable de manera generalizada a escala de cuenca.

de los extractos de Cacheuta, Potrerillos y Las Cabras, provenientes de muestreos de rocas de muy distintas profundidades y posiciones de la cuenca.

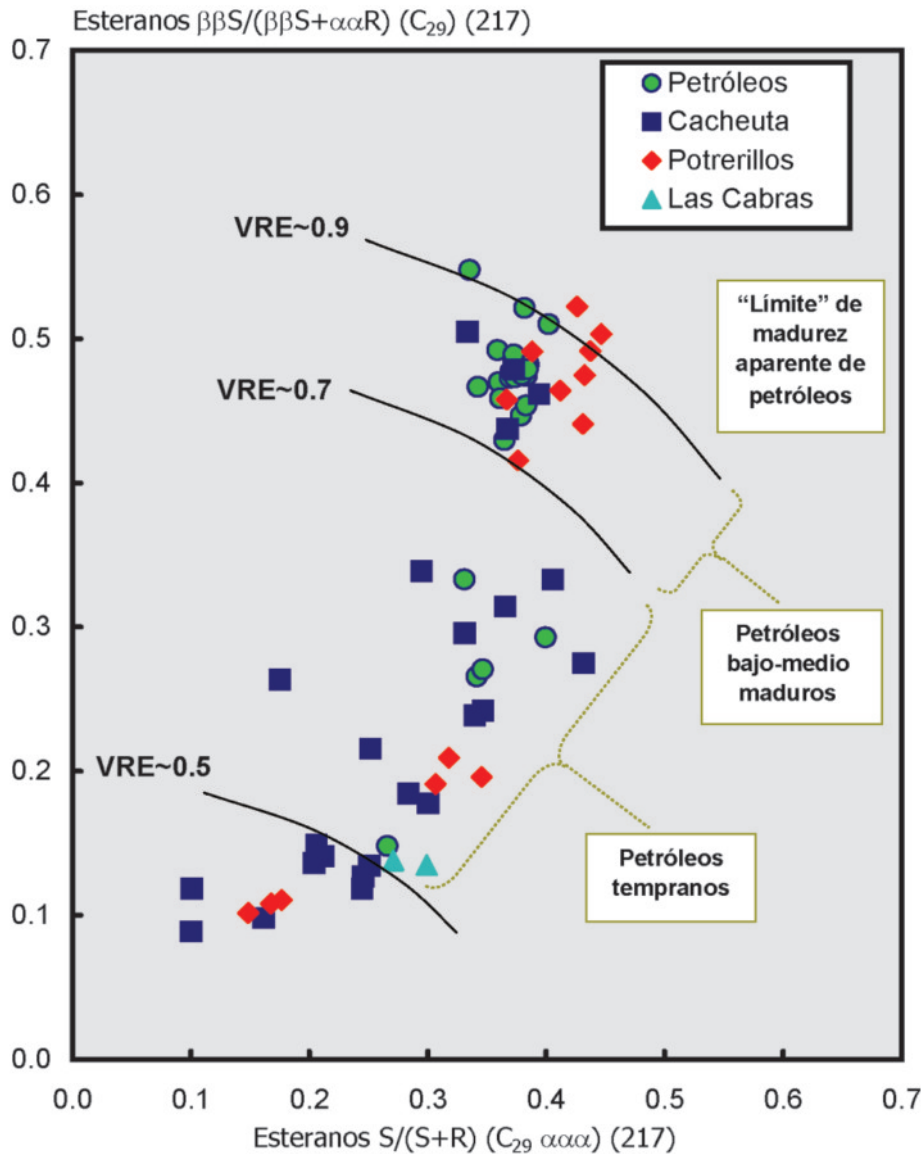


Figura 10. Distribución relativa de rangos de madurez térmica para rocas y petróleos de las principales áreas petrolíferas de la cuenca, según valores de reflectancia medidos y cocientes de isomerización de esteranos.

Respecto de lo estrictamente genético, todas las evidencias geoquímicas confirman la vinculación de los petróleos con una roca madre lacustre de agua dulce, esencialmente siliciclástica, depositada en medio moderadamente anóxico, con contribución dominante de materia orgánica algal-bacteriana y aporte variable, en grado subordinado, de plantas superiores. Este patrón remite básicamente a una unívoca relación parental con las lutitas lacustres de Cacheuta, en línea con lo señalado por Rosso *et al.* (1987). La parte superior de la Figura 9 ilustra perfiles de terpanos y esteranos de extractos orgánicos de la roca madre lacustre, en fases inmadura y medio-madura, comparados con los correspondientes *fingerprints* de petróleos que representan el rango extendido de madurez térmica de los fluidos reconocidos en este estudio. La buena comparación Cacheuta-petróleos contrasta con la disímil distribución de los biomarcadores de un extracto de un nivel de lutitas ricas en materia orgánica de Potrerillos, con madurez térmica media y sesgada hacia un perfil molecular marcadamente terrígeno.

En la Figura 11 se cruzan distintos parámetros con implicancia órgano-facial (contribución biológica y ambiente de depositación) tanto de extractos de roca (Cacheuta, Potrerillos, Las Cabras) como de petróleos representativos de la cuenca. En los tres gráficos presentados (a: Relaciones isotópicas de carbono en hidrocarburos saturados y aromáticos; b: Diagrama triangular de distribución de esteranos C_{27} - C_{28} - C_{29} ; c: Cruce de terpanos tricíclicos C_{26}/C_{25} versus C_{19}/C_{23}) se distingue la identidad relativamente apretada de los petróleos y su ajuste aceptable con los extractos de Cacheuta. La moderada dispersión de los datos de Cacheuta se explica en función de la significativa variabilidad de aporte orgánico y condiciones de depositación que típicamente ocurren en sedimentos lacustres, especialmente a escala regional. Se destaca también el distanciamiento generalizado de los datos de los extractos de Potrerillos respecto de los datos de los petróleos, posiblemente vinculable con la mayor participación de materia orgánica terrígena, según lo sugiere el corrimiento hacia esteranos C_{29} (diagrama b) o el aumento de tricíclicos C_{19} respecto de C_{23} (diagrama c). Sin embargo, es también interesante destacar la existencia menor de niveles de Potrerillos como partícipes del grupo de extractos lacustres, implicando que, en cierta medida, es lícito considerar alguna contribución de esta unidad a las acumulaciones de la cuenca. Ello ocurre cuando su facies orgánica tiende a ser comparable con la de Cacheuta (típicamente hacia el tope de la unidad), alejándose del patrón terrígeno enmarcado en un medio de depositación de transición fluvial-lacustre con frecuente desarrollo de ambientes pantanosos y acumulación de pelitas carbonosas y carbones (ver también el diagrama de tipo de querógenos de la Figura 5). La inevitable mayor madurez de los niveles de Potrerillos respecto de los de Cacheuta (ver la comparación general de los petróleos respecto de los sendos juegos de extractos en la Figura 10), para una determinada posición, es un elemento que coadyuva en considerar como hipotética roca generadora secundaria a los niveles de Potrerillos cuando portan una impronta lacustre símil-Cacheuta.

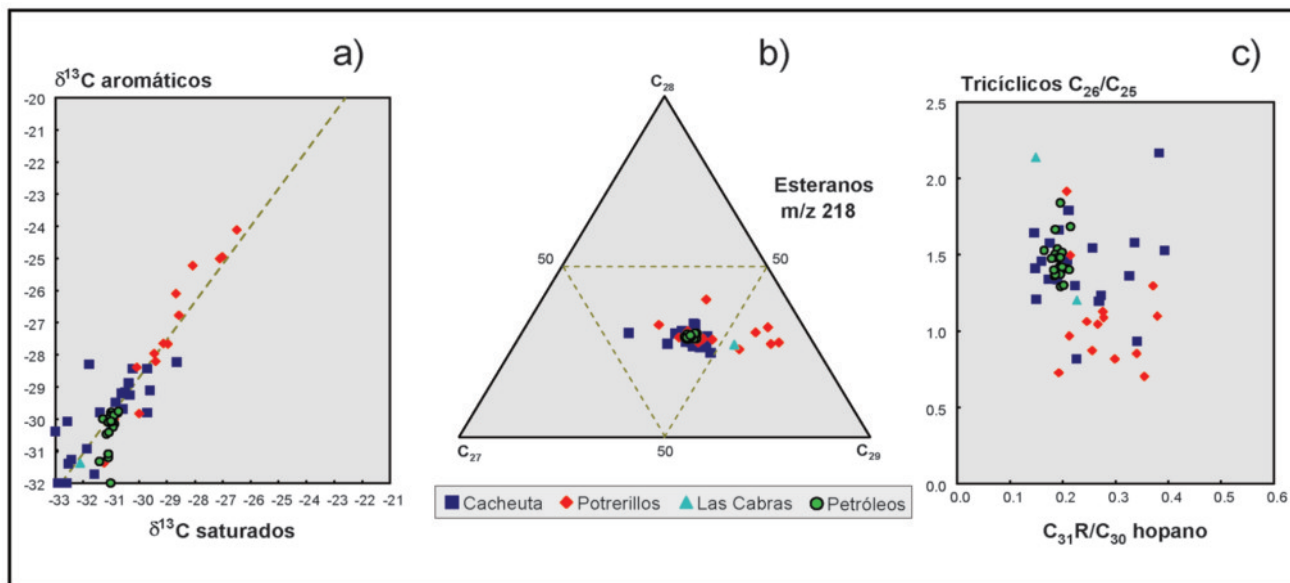


Figura 11. a) Registros isotópicos de carbono en hidrocarburos saturados y aromáticos; b) Distribución de esteranos C_{27} - C_{28} - C_{29} ; c) Relaciones de terpanos tricíclicos C_{26}/C_{25} versus C_{19}/C_{23} para extractos de rocas y petróleos de las principales áreas petrolíferas de la cuenca.

VÍAS DE MIGRACIÓN Y TIMING

Figuroa y Chebli (1987) y Jones *et al.* (1999) mencionan que la expulsión de hidrocarburos se produjo entre 2 y 8 Ma, con posterioridad a la edad de la principal estructuración de la cuenca que comienza en el Mioceno (Yrigoyen, 1993).

Hasta el presente, el análisis de las vías de migración ha sido especulativo basado en la corre-

lación geoquímica de madurez y facies de petróleos-roca madre (Figuroa y Chebli, 1987; Jones *et al.*, 1999). Aún no se ha publicado o realizado ningún modelado que demuestre cómo y cuando los hidrocarburos generados en el depocentro Tupungato llegaron a las trampas y reservorios ubicados en el tren oriental de la cuenca. En este sentido, cabe destacar que en la Cuenca Cuyana, casi el 88% de la producción total de hidrocarburos se ubica sobre el eje oriental (Figura 12), sin embargo los mayores espesores de rocas madre y las mejores condiciones de generación y expulsión ocurrieron en la zona occidental. Esto supone una migración lateral de entre 20 y 70 km de distancia.

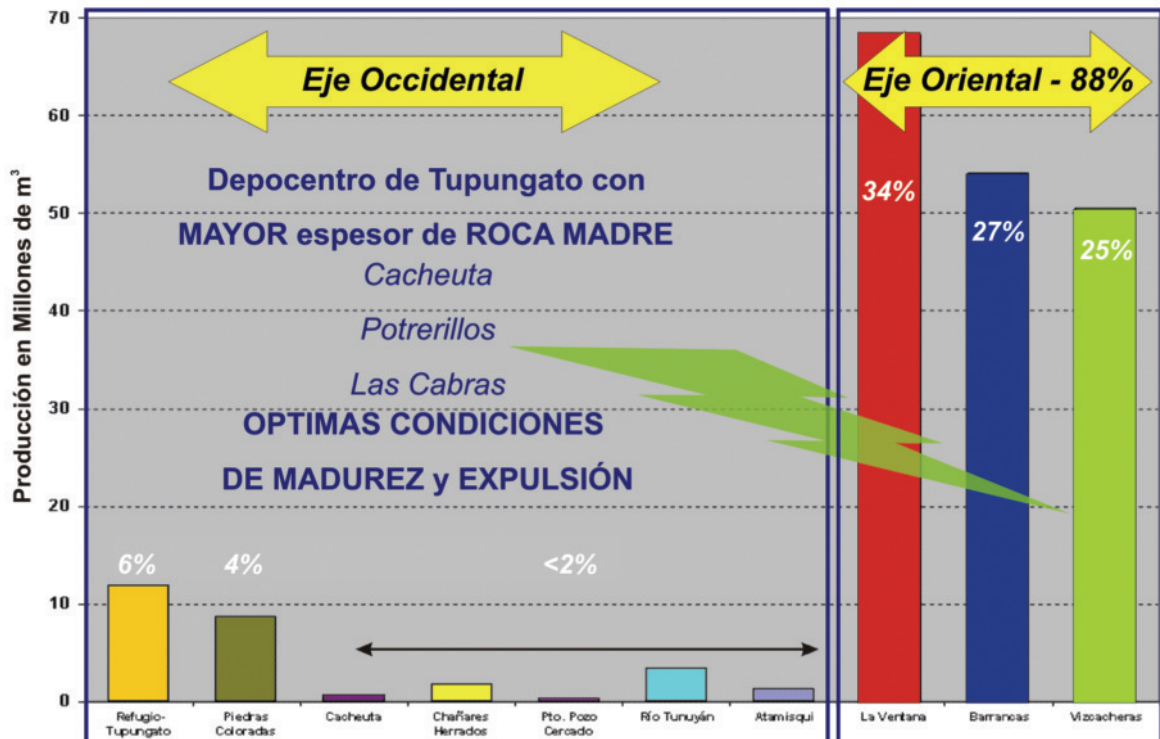


Figura 12. Distribución de la producción de petróleo según ejes estructurales.

Las unidades litoestratigráficas triásicas y jurásica (Formación Barrancas) involucradas en la migración de hidrocarburos están integradas por depósitos fluviales entrelazados, meandriformes y efímeros (Chebli *et al.*, 1984). Desde el punto de vista de la porosidad primaria el principal *carrier* está dado por las rocas clásticas de la Formación Barrancas y subordinadamente de la Formación Río Blanco. Los potenciales *carriers* triásicos tienen un importante desmejoramiento de la porosidad debido a la fuerte participación de material volcánico. Asimismo, la discontinuidad lateral de los *carriers* hace difícil explicar migraciones largas, las que se suponen habrían llevado los hidrocarburos a yacimientos como Vizcacheras situado a 50 km al sureste de la cocina Tupungato. En la Figura 13 se sintetizan los patrones de maduración (cocinas) y de migración del sistema petrolero Cacheuta-Barrancas. La zona con mayor madurez térmica se extiende desde la zona de Tupungato Refugio-Puesto Pozo Cercado-Piedras Coloradas hasta Tierras Blancas y se denomina Cocina Tupungato-Tierras Blancas correspondiendo a la zona de generación de petróleos con VRE 0.7-0.9%. Estos petróleos migraron largas distancias hacia el este y sureste hasta alcanzar los yacimientos de la zona de Atamisqui-La Ventana-Vizcacheras-Río Tunuyán-Lunlunta Carrizal-Barrancas-Estructura Cruz de Piedra, y experimentaron migraciones cortas en la zona de la cocina o en zonas próximas (caso Ugarteche). Bordeando la cocina hacia el este, existe una zona de menor madurez térmica denominada Zona Entre Ejes-Río Hondo que correspondería al ámbito de generación de petróleos tempranos (*early oils*) con VRE 0.55-0.7%. Estos petróleos de movilidad restringida podrían haber cargado mediante migraciones cortas los

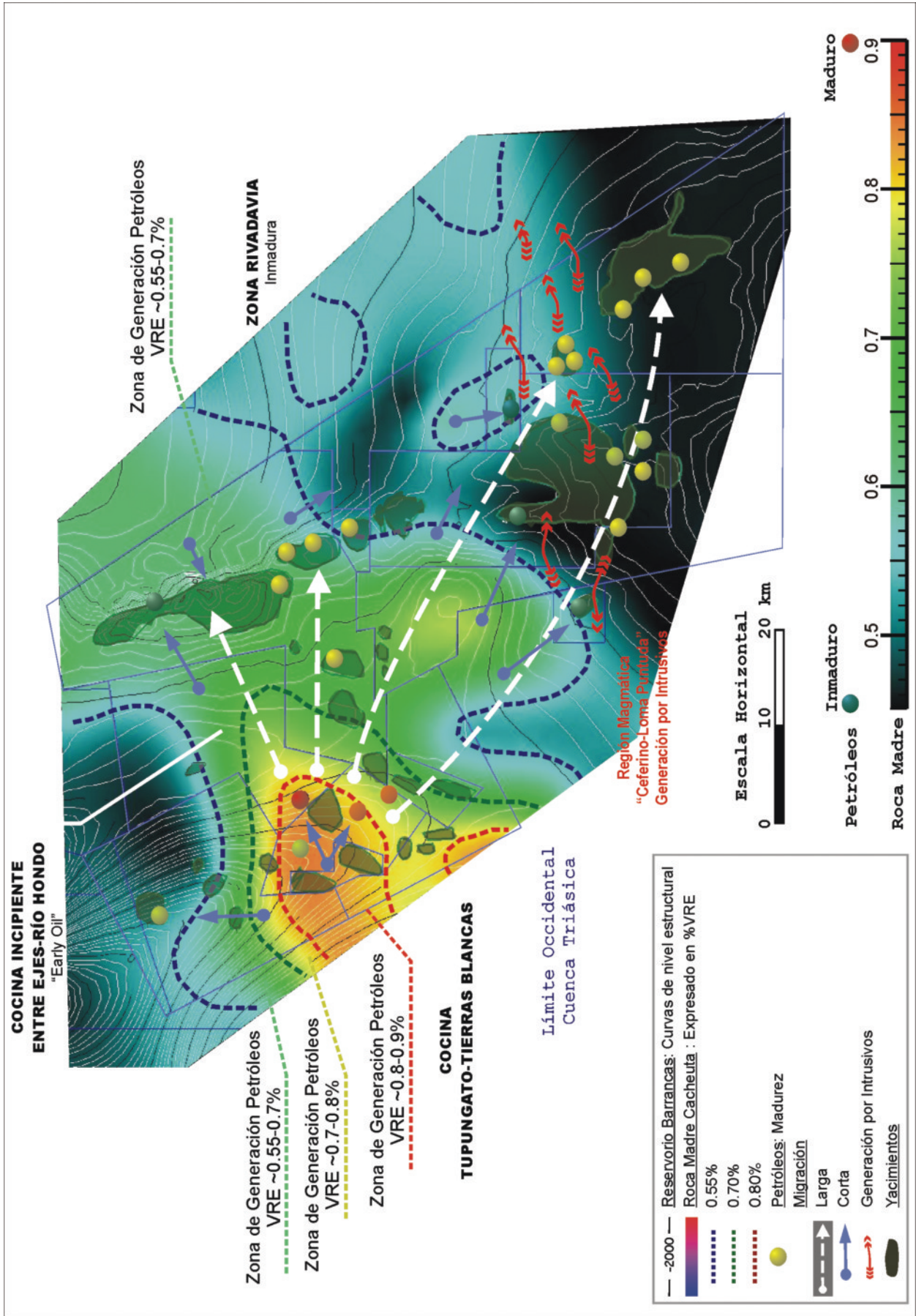


Figura 13. Mapa de cocinas y vías de migración del sistema petrolero Cacheuta-Barrancas.

yacimientos más cercanos de Barrancas-Lunlunta-Ceferino-Río Viejas y Zampal Oeste, en detrimento de la alternativa de una migración larga y más temprana en el tiempo desde la cocina Tupungato.

En un ambiente sísmicamente activo, sometido a esfuerzos tectónicos continuos, segmentado principalmente por fallas inversas de alto ángulo, como lo es la Cuenca Cuyana en la actualidad, las fracturas pueden actuar sucesiva y alternativamente como vías de migración o como sello (Sibson, 1990).

Este comportamiento conocido como acción de válvula de las fracturas, resultado de las relaciones variables en el tiempo entre presiones litostáticas e hidrostáticas, provoca que las fallas se comporten como sellos impermeables en el período inter-sísmico (debido a la presencia de arcillas, jaboncillo cataclástico o cementación hidrotermal), pero también como altamente permeables para la descarga de fluidos, inmediatamente después del movimiento de la falla. Esto último, como consecuencia de la rugosidad intrínseca de las superficies de ruptura naturales.

En la Cuenca Cuyana se reconoce una importante red de fracturas subverticales de distinta magnitud, posiblemente reactivación de fallas profundas más antiguas, que proveerían una excelente vía de migración (Figura 14). Las mismas se clasifican según orden de magnitud en: 1) Fallas profundas de *rift* que no sobrepasan los niveles pelíticos de la Formación Cacheuta; 2) Fallas subverticales profundas que afectan la casi totalidad de la columna triásica pero que no sobrepasan los niveles sello de la Formación Punta de las Bardas; 3) Fallas que afectan la totalidad de la columna sedimentaria, algunas incluso con fuerte expresión superficial. La componente de desplazamiento de rumbo por efecto de los esfuerzos compresivos andino, proveniente del oeste, podría ser una de las principales causas de migración de hidrocarburos desde el oeste hacia los yacimientos ubicados al oriente.

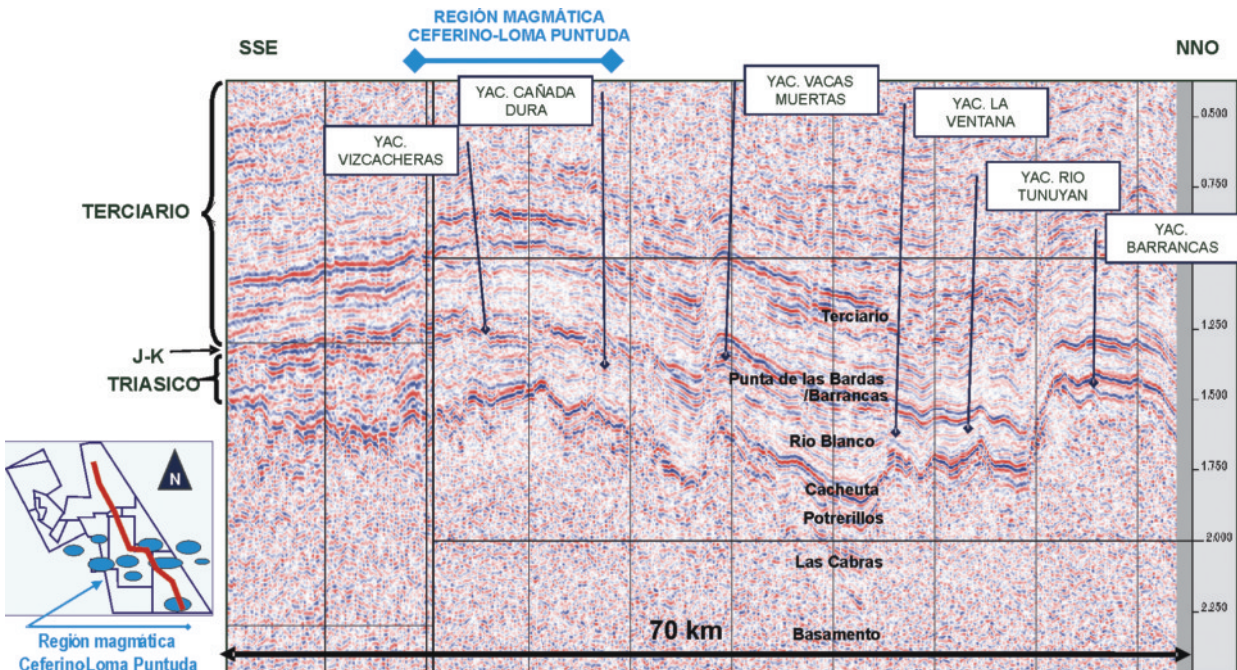


Figura 14. Corte sísmico-estructural del borde oriental de la cuenca Cuyana. Nótese la magnitud de fracturación que afecta a los niveles triásicos, principales componentes del sistema petrolero Cacheuta-Barrancas.

Se estima como vía de migración más probable y efectiva, la combinación de *carrier-bed* y de fracturas para explicar una migración larga que permita llenar los yacimientos ubicados al oriente de la cocina Tupungato.

El sello regional que rige el sistema petrolero Cacheuta-Barrancas está dado por los niveles de basaltos y/o fangolitas de la Formación Punta de las Bardas, con excepción de la zona de Vizcacheras

donde una ventana de dichos niveles (Jones *et al.*, 1999), por no depositación o erosión, pone en contacto a Barrancas con Papagayos permitiendo que el petróleo migre y cargue este último reservorio, siendo suficiente sello los niveles basales de la base del terciario. Cuando las unidades reservorio Potrerillos-Las Cabras-Villavicencio se encuentran en contacto casi directo con los niveles pelíticos de Cacheuta, ésta última conforma suficiente sello local para las acumulaciones en los depósitos subyacentes (Yacimiento Barrancas).

En el caso de los niveles reservorio en el Mb. Areniscas Entrecruzadas (Formación Mariño) la migración ocurre por fallas verticales que movilizan el petróleo desde niveles subyacentes al sello regional Punta de las Bardas hasta los niveles de la base del terciario.

Especial atención merecen la generación-expulsión-migración y acumulación de los petróleos generados durante el período magmático Jurásico-Cretácico (Zencich *et al.*, 2005) acaecido en el depocentro Rivadavia, donde las intrusiones ígneas en forma de filón capa afectaron a la columna sedimentaria triásica, a lo largo y ancho de la región magmática Ceferino-Loma Puntuda (Figura 14). A diferencia de la Cuenca Neuquina y otras cuencas en el mundo, las intrusiones ígneas de la Cuenca Cuyana, en esa región magmática, tuvieron lugar cuando la espesa columna sedimentaria terciaria estaba ausente, lo que originó intrusiones a profundidades someras de entre 150 y 700 metros. De este modo, la roca generadora Cacheuta se encontraba entre 300 y 700 metros de profundidad, y el grado de compactación y diagénesis de los principales reservorios/*carriers* Río Blanco y Barrancas era muy baja o incipiente.

Polyanskii *et al.* (2002) modelaron en dos dimensiones los procesos convectivos para determinar la tasa de filtración en fase líquido y gas del agua poral y de hidrocarburos líquidos cuando un filón capa es emplazado en condiciones someras (~ 300-400 metros de profundidad). Los patrones de flujo convectivo de calor y la transferencia de masa son substancialmente diferentes de intrusiones profundas. En este caso no hay estructura celular y la advección del calor ocurre vía un flujo ascendente de gas o de una mezcla gas-líquido en forma de pluma o de "hongo". Procesos similares deben también ocurrir en el caso de la convección de dos fases de hidrocarburos líquidos. Es muy probable que haya ocurrido una migración incipiente de los hidrocarburos generados durante el proceso térmico de la intrusión ígnea, pero se desconoce si volumétricamente estos hidrocarburos son comparables a los preservados para intrusiones ocurridas a mayor profundidad y más recientes (~ 12 Ma; Rodríguez *et al.*, en prensa). En afloramientos de la Formación Agrio Inferior (Hauteriviano) en la Sierra de Cara Cura, es posible observar cómo una significativa cantidad de bitumen fue expulsado de secciones de roca generadora inmadura en contacto con intrusiones ígneas terciarias y movilizado por diferentes mecanismos de migración (Zencich *et al.*, 2006) hasta el reservorio Avilé (Hauteriviano).

La presencia de petróleos de fase muy temprana (*early oils*) en acumulaciones de la región magmática Ceferino-Loma Puntuda podría ser un indicador de carga de hidrocarburos asociada con generación por intrusiones ígneas jurásico-cretácicas. De ser así, hay que considerar que aún cuando hubiese existido el sello regional Punta de las Bardas, la preservación de estas acumulaciones se extendería por aproximadamente 160 Ma, desde el Jurásico medio hasta el presente. Se menciona a favor de esta hipótesis la ausencia de evidencias de biodegradación en los yacimientos de la Cuenca Cuyana. En caso de haber existido expulsión y migración, no se descarta la posibilidad de encontrar mezcla de productos con diferentes rangos de madurez como resultado de varios pulsos de migración (Dutkiewicz *et al.*, 2004; Rodríguez *et al.*, en prensa). También es posible considerar una segunda (sino otras más aún no consideradas) hipótesis de migración-acumulación. La insuficiente carga litostática al tiempo Jurásico-Cretácico hace que el hidrocarburo se mantenga en el entorno de la zona de generación, con el consecuente riesgo de pérdida de un importante volumen debido al exceso térmico. La expulsión y migración del hidrocarburo remanente preservado ocurre más recientemente por soterramiento terciario.

EFICIENCIA DE GENERACION-ACUMULACION

La cantidad de hidrocarburos generados en la Cuenca Cuyana se estima en 40.1×10^9 bo, a partir de una zonación detallada de madurez desde 0.55% a 0.90% de Ro sobre el espesor total de la roca generadora Cacheuta. Los parámetros de referencia utilizados fueron valores promedio de COT de 4.5% y de Índice de hidrógeno inicial (IHo) de 600 mg HC/g COT.

Las reservas probadas de petróleo están próximas a 1.1×10^9 bo, mientras que las reservas remanentes de petróleo se estiman en 207×10^6 bo, lo cual implica un total recuperable de 1.3×10^9 bo. En función de un factor de recuperación promedio para los distintos reservorios de la cuenca de 22.45%, se estima un *Oil-In Place* de 5.7×10^9 bo y una eficiencia de Generación-Acumulación (GAE) del 14.09 %. Este factor es alto si se lo compara con valores de sistemas petroleros mundiales, de acuerdo con cifras publicadas en Magoon y Valin (1994) a partir de metodologías de cálculo análogas. Se considera que los procesos de generación y carga relativamente recientes en el tiempo (no mayor a 10 Ma), ajustadamente sincronizados con la formación de trampas, fueron factores determinantes para la eficiente captura del petróleo generado. La eficiencia del sello regional y la calidad de los reservorios han resultado también factores que contribuyeron a que estos hidrocarburos tuvieran buena preservación en acumulaciones que por lo general están a profundidades mayores de 2000 m.

En la Figura 15 se presenta la distribución de producción acumulada considerando los yacimientos como un *cluster* de yacimientos menores que producen de reservorios distintos en bloques diferentes. De este modo se observa que la distribución de tamaños de yacimientos es similar a la curva estadística usual para cuencas maduras.

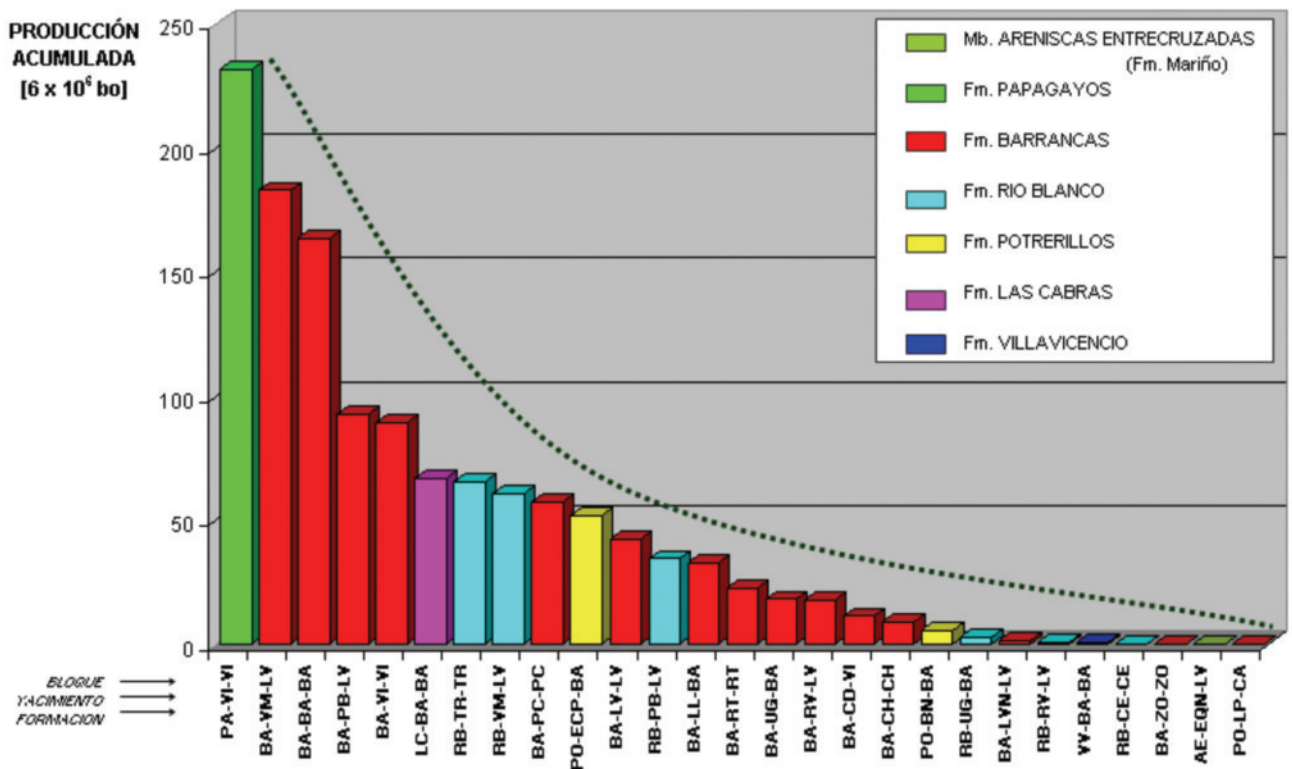


Figura 15. Producción acumulada de petróleo de los yacimientos de la Cuenca Cuyana. Se deja indicado unidad formacional, yacimiento y bloque legal. AE: Areniscas Entrecruzadas (Mariño); BA: Barrancas; BN: Barrancas Norte; CE: Ceferino; ECP: Estructura Cruz de Piedra; EQN: El Quemado Norte; LC: Las Cabras; LL: Lunlunta Carrizal; LV: La Ventana; LVN: La Ventana Norte; PA: Papagayos; PB: Punta de las Bardas; PC: Piedras Coloradas; PO: Potrerillos; RB: Río Blanco; RT: Río Tunuyán; RV: Río Viejas; TR: Tupungato-Refugio; UG: Ugarteche; VI: Vizcacheras; VM: Vacas Muertas; VV: Villavicencio; ZO: Zampal Oeste. Origen de los datos IHS Energy Group (Diciembre 2007) y Repsol-YPF (Diciembre 2007).

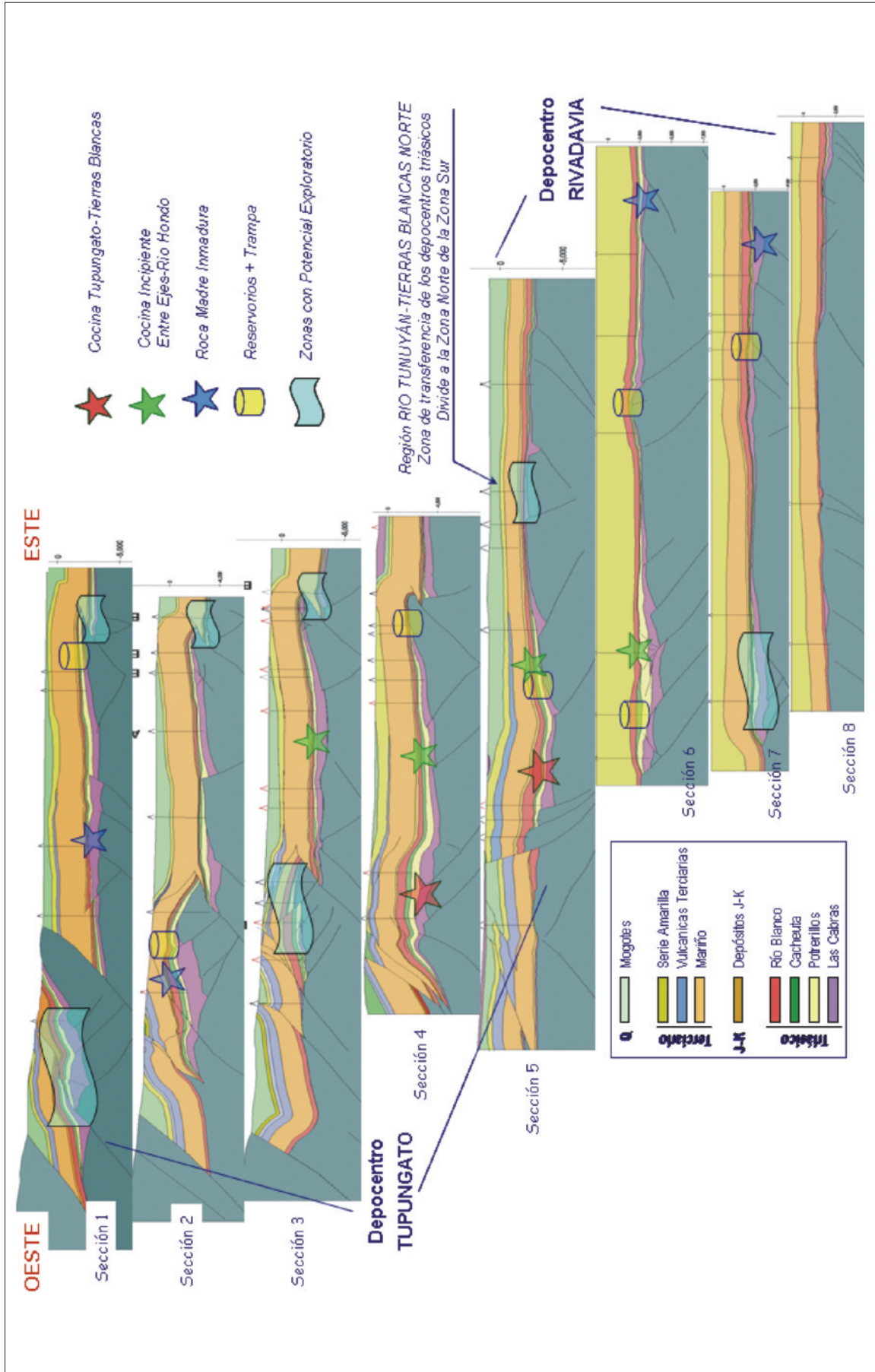


Figura 16. Secciones estructurales mostrando algunos elementos del sistema petrolero. Se indica la posición de la cocina generadora y la ubicación de las zonas con potencial exploratorio. Las trampas estructurales más importantes están relacionadas con pliegues resultantes de la compresión terciaria (<10 Ma); con posterioridad a la misma se produjo la expulsión de hidrocarburos (entre 2 y 8 Ma). Los campos de la zona occidental presentan un estilo dominante de migración vertical con escaso drenaje lateral, en tanto que los campos de la zona oriental presentan una componente dominante de migración lateral (por fallas o *carriers*).

El petróleo por descubrir (*yet to find*) se encontraría probablemente en acumulaciones profundas poco investigadas ubicadas en el eje estructural occidental o en reservorios volcánoclasticos en posiciones de borde de cuenca y en reservorios someros en el bloque bajo de la zona de Barrancas (Figura 16).

ESTILO DE ENTRAMPAMIENTO

La Figura 16 muestra una serie de cortes estructurales oeste-este que cubren la cuenca desde el extremo septentrional hasta el austral (Zencich *et al.*, 2005) donde se destacan las posiciones de las cocinas generadoras, los reservorios, las trampas y la ubicación de las zonas con potencial exploratorio.

La Cuenca Cuyana presenta dos zonas con diferente intensidad y acortamiento tectónico resultantes de la compresión terciaria (<10 Ma). Con posterioridad y como consecuencia de la sobrecarga litostática se produce la expulsión de hidrocarburos.

Durante el período de apertura inicial, o *synrift*, los depocentros triásicos se encontraban aislados entre sí debido a la presencia de altos intracuencales de basamento relacionados con zonas de transferencia (Legarreta *et al.*, 1993 a). La región de Río Tunuyán-Tierras Blancas Norte se comportó como una zona de transferencia entre los depocentros Tupungato y Rivadavia. En la actualidad ambos depocentros presentan diferencias evolutivas como resultado de la distancia al frente de deformación andino (Zencich *et al.*, 2005). La Zona Norte con mayor acortamiento relativo provocó una mayor deformación tectónica generando los ejes anticlinales de Tupungato y Barrancas. La Zona Sur, por encontrarse más alejados del frente de deformación, tiene un modo tectónico de menor deformación y sólo generó una nariz estructural en Punta de las Bardas y en Vizcacheras.

En la Zona Norte, existen dos sistemas de entrapamiento, no totalmente puros, uno estructural y otro estratigráfico. Los anticlinales de La Pilona y Barrancas presentan un sistema de trampa estructural con plegamiento por propagación de falla, en tanto que en Tupungato-Refugio domina el estilo de inversión tectónica (Legarreta *et al.*, 1993 b). En cuanto al entrapamiento estratigráfico, las Formaciones Barrancas y Río Blanco en la zona de Ugarteche son exponentes de este tipo de entrapamiento. La Formación Potrerillos en el yacimiento Cacheuta es un exponente de trampa por *pinch-out* sobre un espolón estructural. En el segundo, Zona Sur, se puede reconocer un sistema de trampa estructural de la clase nariz regional limitado por falla en Río Viejas, Punta de las Bardas y Vacas Muertas. Por otro lado, los anticlinales de Cañada Dura, Ceferino y Zampal Oeste clasifican dentro de la superfamilia no tectónica, ya que fueron generados por intrusión de filones capa. El único ejemplo de trampa estratigráfica pura está dado por el acuñamiento depositacional de la Formación Papagayos en Vizcacheras, buzamiento arriba hacia el occidente en el borde del depocentro Rivadavia.

CARTA DE EVENTOS DE SISTEMA PETROLERO

Las principales características del sistema petrolero Cacheuta-Barrancas (!) están sintetizadas en el diagrama de eventos de la Figura 17. Este sistema petrolero que ocupa aproximadamente una superficie de 3400 km² en el antepaís andino de la provincia de Mendoza, está definido por la roca generadora Cacheuta (Triásico) de origen continental lacustre y por las acumulaciones de petróleos que correlacionan probablemente con esta roca madre, existiendo un volumen de gas muy poco significativo.

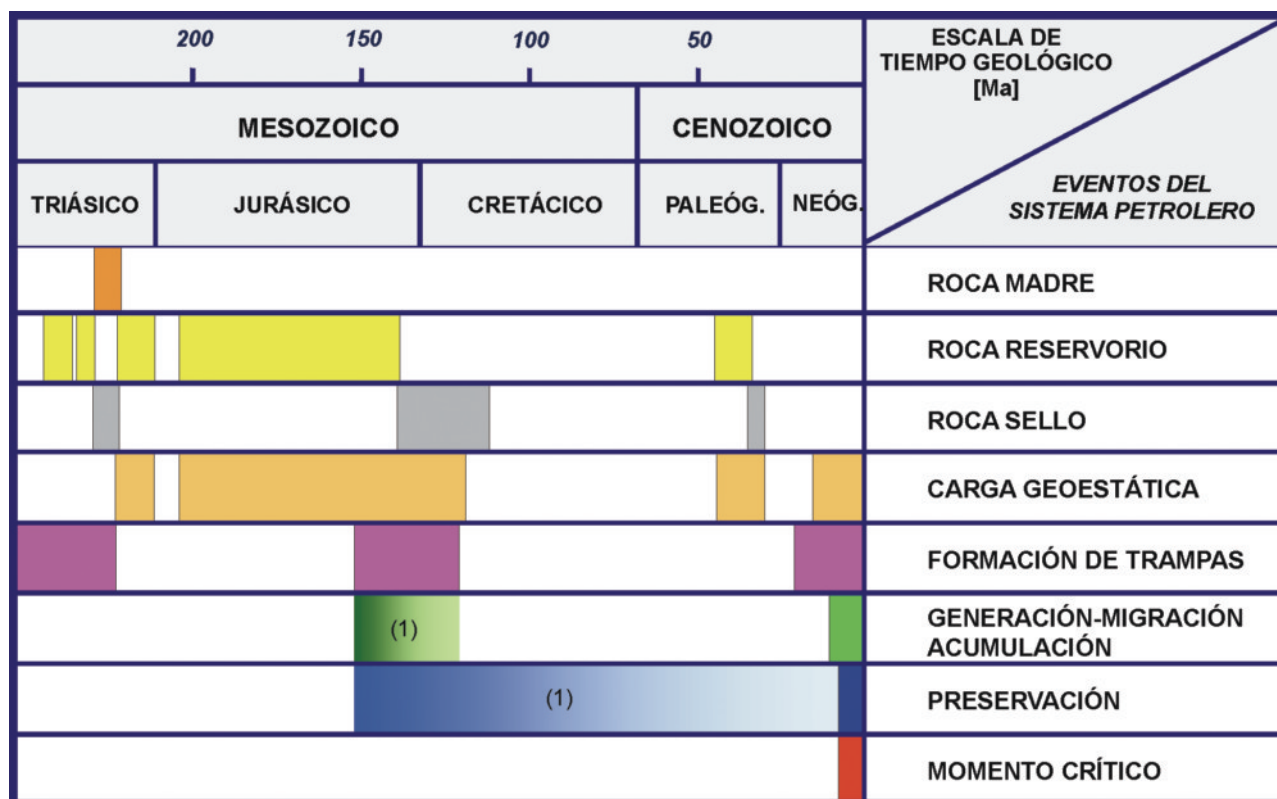


Figura 17. Carta de eventos del sistema petrolero Cacheuta-Barrancas (!). Con (!) se indica la generación de hidrocarburos en la región magmática Ceferino-Loma Puntuda.

Se considera que dicho sistema petrolero aporta prácticamente el total de la producción de petróleo en la Cuenca Cuyana distribuida en aproximadamente 15 yacimientos. Las acumulaciones comerciales de la cuenca se encuentran en reservorios de la Formación Barrancas, con un 58.7% de la producción acumulada al presente. Otras unidades reservorio han concentrado el resto del petróleo en proporciones significativamente menores: Mariño (< 0.1%), Papagayos (18.4%), Río Blanco (13.0%), Potrerillos (4.6%), Las Cabras (5.3%) y Villavicencio (< 0.1%).

Los reservorios están conformados por rocas de origen continental, los de mejor calidad petrofísica corresponden a las areniscas fluviales de las unidades Barrancas (Jurásico) y Papagayos (Cretácico). El resto de las acumulaciones se encuentran en depósitos fluvio-deltaico clásticos y volcanoclásticos de las Formaciones Río Blanco, Potrerillos y Las Cabras (Triásico). Acumulaciones menores están incluidas en los depósitos eólicos del Miembro Areniscas Entrecruzadas (Formación Mariño) del Terciario y en los niveles marinos profundos metamorfizados de la Formación Villavicencio (Devónico).

El sello regional del sistema petrolero Cacheuta-Barrancas (!) está conformado por los niveles de basalto/fangolitas de la Formación Punta de las Bardas (Cretácico inferior). Cuando las unidades reservorios Potrerillos-Las Cabras-Villavicencio se encuentran en contacto casi directo con los niveles pelíticos de Cacheuta, ésta última conforma suficiente sello local para las acumulaciones en los depósitos subyacentes (Yacimiento Barrancas). Lo mismo ocurre con los niveles de pelitas de la base del terciario que ofrecen sello a las acumulaciones de la Formación Papagayos.

La existencia de una cuenca de antepaís de edad terciaria por encima de la Cuenca Cuyana es la determinante de la generación, migración y acumulación de hidrocarburos. Los diagramas de historia de subsidencia unidos a la reconstrucción de la cuenca muestran que el sector que produce

hidrocarburos es aquel que alcanzó soterramiento suficiente debido a la cercanía al frente orogénico terciario. Por otra parte, la generación de hidrocarburos por efecto térmico de las intrusiones ígneas del Jurásico-Cretácico podrían aportar un volumen no menos significativo de petróleos con un amplio rango de madurez en la región magmática Ceferino-Loma Puntuda.

Las acumulaciones de la zona occidental, sólo el 12 % de la producción de petróleo de la cuenca, han sido alimentadas por el *pod* de Tupungato a través de migraciones verticales con escaso drenaje lateral. El 88% restante se encuentra alojado en yacimientos de las zonas del Eje Oriental, denotando que el estilo de migración-drenaje del sistema petrolero Cacheuta-Barrancas (!) es predominantemente lateral.

Las trampas estructurales de la Cuenca Cuyana son esencialmente el resultado de la compresión terciaria (<10 Ma) y las mismas forman estructuras anticlinales, también nariz estructural, con una importante componente estratigráfica de truncación, *pinch-out* o cambio de facies. Por otra parte, existen trampas estructurales cuyo origen está vinculado al abovedamiento producido por la intrusión de rocas ígneas en la pila sedimentaria subyacente. Existe un único ejemplo de trampa estratigráfica pura por acuífero depositacional de la Formación Papagayos en Vizcacheras, buzamiento arriba hacia el borde de cuenca.

El sistema petrolero Cacheuta-Barrancas (!) abarca un período de aproximadamente 250 Ma, desde el Scynthiano hasta el presente. Sólo los últimos 10 Ma de años son significativos en la generación de trampas, en la maduración, migración y acumulación de hidrocarburos. El volumen de hidrocarburos generados en la Cuenca Cuyana se estima en 40.1×10^9 bo, con una eficiencia de Generación-Acumulación de 14.09%.

SISTEMAS PETROLEROS HIPOTÉTICOS Y ESPECULATIVOS

En varias secciones de este trabajo, se recurre a la hipótesis de que niveles pelíticos bituminosos o aún carbonosos de la Formación Potrerillos hayan actuado como generadores efectivos de parte del petróleo en la cuenca. En ese sentido, Jones *et al.* (1999) apoyan una contribución mixta indiferenciada de ambas unidades nombrando al sistema generador como Cacheuta/Potrerillos. Sin embargo, el presente estudio, basado en un numeroso y detallado relevamiento de rocas y petróleos de toda la cuenca, no ha encontrado evidencias moleculares que, de manera confiable, confirmen esta contribución. De todas formas, esta es una probabilidad que, a todas luces, queda abierta ya que conceptualmente, el sistema de carga Potrerillos puede tener entidad en determinadas posiciones de la cuenca, conformando por ejemplo, el sistema petrolero hipotético Potrerillos-Potrerillos (.) o Potrerillos-Las Cabras (.), destacándose asimismo la potencial acumulación en rocas reservorio no convencionales (volcánicas).

En un orden mucho más incierto, los depósitos de *synrift* de la Formación Las Cabras, particularmente los depósitos lacustres de la llamada Intercalación Gris, constituyen una roca madre especulativa en posiciones profundas y no investigadas de la cuenca, en las cuales la eventual existencia del sistema petrolero Las Cabras-Las Cabras (?) merece una consideración especial.

Una descripción detallada de los *play* exploratorios de la Cuenca Cuyana, vinculados tanto al sistema petrolero Cacheuta-Barrancas (!) como a diversos sistemas hipotéticos y especulativos, puede consultarse en Boggetti *et al.* (2005).

SISTEMA PETROLERO CACHEUTA-BARRANCAS (!): RESUMEN Y CONCLUSIONES

Se consideran a continuación diversos aspectos de la nomenclatura del sistema petrolero Cacheuta-Barrancas y también una perspectiva de su clasificación genética *sensu* Demaison y Huizinga (1991) referida a factor de carga, estilo de migración y estilo de entrapamiento.

La unidad reservorio que ha capturado largamente más de la mitad del petróleo presente en las acumulaciones comerciales de la cuenca es la Formación Barrancas, con un 58.7% de la producción acumulada al presente (Figura 18). Otras unidades reservorio han concentrado el resto del petróleo en proporciones significativamente menores: Papagayos (18.4%), Río Blanco (13.0%), Las Cabras (5.3%), Potrerillos (4.6%), Villavicencio (< 0.1%) y Areniscas Entrecruzadas (< 0.1%). El origen probado de estos hidrocarburos es el identificado en las lutitas de la Formación Cacheuta. El sistema generador Cacheuta, con un SPI estimado en 8-10 tn HC/m² (Villar *et al.*, 1998), se debería considerar moderadamente cargado a sobrecargado, es decir con alta potencialidad de hidrocarburos disponibles para la carga. Sin embargo, sólo en las zonas de cocina Tupungato-Tierras Blancas, su elevado factor de carga tiene expresión regional verdadera, siendo que en el resto de la cuenca la conversión de la roca madre a hidrocarburos ha sido escasa a nula, si se exceptúan limitados halos que involucran transformación térmica severa por presencia de intrusivos.

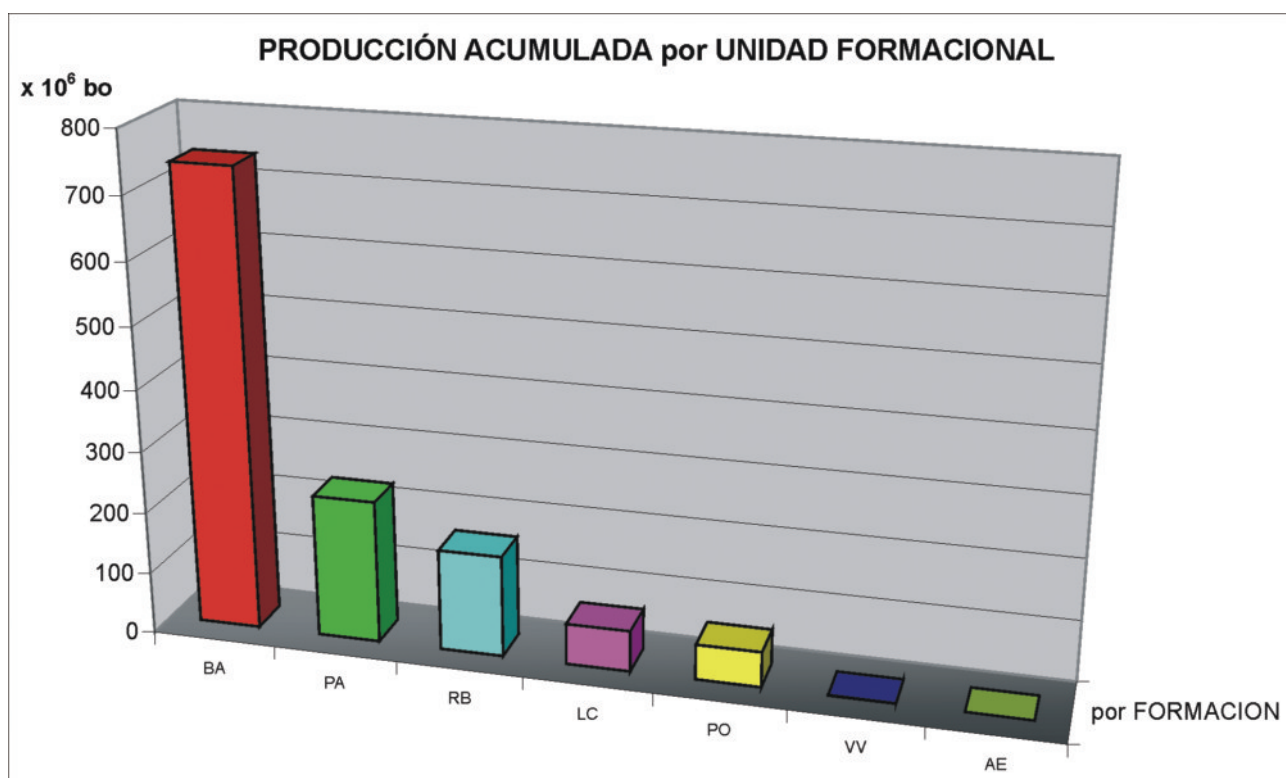


Figura 18. Reservas totales (Producidas + Remanentes) de petróleo por unidad formacional. BA: Barrancas; PA: Papagayos; RB: Río Blanco; LC: Las Cabras; PO: Potrerillos; VV: Villavicencio; AE: Areniscas Entrecruzadas. Origen de los datos IHS Energy Group (Diciembre 2007) y Repsol-YPF (Diciembre 2007).

Sobre la base de la terminología propuesta por el trabajo de Magoon y Dow (1994), en la ahora ya clásica Memoria 60 *Petroleum System – From Source to Trap*, publicada por AAPG, refrendada por numerosas contribuciones de ese mismo volumen, el sistema petrolero de la Cuenca Cuyana se denomina Cacheuta-Barrancas (!), haciendo referencia a la roca madre comprobada y al reservorio principal. Cabe aquí plantearse el interrogante ¿cuánto pudo haber contribuido la Formación Potrerillos a las acumulaciones computadas? Se ha discutido más arriba que la impronta geoquímica en general

más terrígena de esta unidad no tiene una manifestación reconocible en los petróleos de acumulaciones comerciales evaluadas. Se ha hecho alusión también a que ciertas facies orgánicas, típicamente acotadas, de Potrerillos tienen un patrón lacustre algal-bacteriano equivalente, en sentido amplio, al reconocido en Cacheuta. Por lo tanto, ya sea por dilución y/o solapamiento, no es posible en esta etapa del conocimiento geoquímico registrar una contribución efectiva de Potrerillos al balance de masa de hidrocarburos de la cuenca. Desde el punto de vista formal, esta situación podría salvarse con una denominación del tipo Cacheuta (+Potrerillos?)-Barrancas, aunque las ventajas de esta notación son, cuanto menos, discutibles.

Respecto del estilo de migración-drenaje, el sistema petrolero no presenta un patrón único. Numerosos campos de la zona occidental han sido alimentados por el *pod* de Tupungato a través de migraciones verticales con escaso drenaje lateral. Por el contrario, los campos localizados en el extremo sur-sureste de la zona productiva, como por ejemplo Vizcacheras, Punta de las Bardas, Vacas Muertas, El Quemado y otros han recibido carga de hidrocarburos también de zonas vinculadas a la cocina Tupungato-Tierras Blancas, implicando distancias de movilización del orden de 60 km, que tipifican al sistema petrolero como drenado lateralmente para esta zona de la cuenca. En grandes números, las zonas del Eje Occidental reúnen sólo el 12% de la producción de petróleo contra el 88% de las zonas del Eje Oriental (Figura 12), denotando que el estilo de migración-drenaje del sistema petrolero Cacheuta-Barrancas es predominantemente lateral. Como ya se mencionara, este transporte de hidrocarburos ocurre a través de las areniscas de la Formación Barrancas, fundamentalmente desde el *pod* Tupungato hasta su entrampamiento final. Las rocas de muy baja permeabilidad/porosidad de Punta de las Bardas actúan de sello para el transporte y acumulación en el prolífico reservorio Barrancas. La falta de este sello en Vizcacheras origina que el petróleo escape hacia términos superiores de la columna y se concentre en la Formación Papagayos, dándose la paradoja de que se registre el valor más alto de producción acumulada por yacimiento de toda la cuenca (Figura 15) en una unidad de reservorio (Papagayos) que no es la que participa en la denominación del sistema petrolero (Barrancas). Justamente sobre la base de este muy eficiente sello provisto por Punta de las Bardas, ausente sólo en Vizcacheras, y del considerable a moderado grado de deformación estructural, el estilo de entrampamiento del sistema petrolero Cacheuta-Barrancas se clasifica como de alta impedancia, es decir con elevada resistencia a la dispersión de hidrocarburos y a su pérdida hacia la superficie.

REFERENCIAS CITADAS

- Boggetti, D., J. C. Scolari y C. Regazzoni, 2002, Cuenca Cuyana: Marco geológico y reseña histórica de la actividad petrolera, en M. Schiuma, G. Hinterwimmer y G. Vergani, eds., Rocas Reservorios de las Cuencas Productivas de la Argentina, Simposio del V Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG, p. 585-607.
- Boggetti, D. A., G. Ibáñez, D. A. Kokogian y H. S. Villarroel, 2005, Cuenca Triásica de Cuyo, en G. Chebli, J. S. Cortiñas, L. A. Spalletti, L. Legarreta y E. L. Vallejo, eds., Simposio Frontera Exploratoria de la Argentina, VI Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG, p. 175-192.
- Chebli, G. A., I. L. Labayen, G. Laffitte y M. del R. Rosso, 1984, Materia orgánica, ambiente deposicional y evaluación oleogénica de la Cuenca Cuyana, IX Congreso Geológico Argentino (Bariloche), Actas VII, p. 68-85.
- Dellapé, D. y A. Hegedus, 1995, Structural inversion and oil occurrence in the Cuyo Basin in Argentina, en A. Tankard, R. Suarez S. y H. J. Welsink, eds., Petroleum Basins of South America, AAPG Memoir 62, p. 359-367.
- Demaison, G. y B. J. Huizinga, 1991, Genetic classification of petroleum systems, AAPG Bulletin, v. 75, p. 1626-1643.
- Dutkiewicz, A., H. Volk, J. Ridley y S. C. George, 2004, Geochemistry of oil in fluid inclusions in a middle Proterozoic igneous intrusion: implications for the source of hydrocarbons in crystalline rocks, Organic Geochemistry, v. 35, p. 937-957.
- Figueroa, D. y G. Chebli, 1987, Migración y entrampamiento de hidrocarburos en la Cuenca Cuyana, Argentina, X Congreso Geológico Argentino (San Miguel de Tucumán), Actas II, p. 285-288.

- Irigoyen, M. V., K. L. Buchan, M. E. Villeneuve y R. L. Brown, 2002, Cronología y significado tectónico de los estratos sinorogénicos neógenos aflorantes en la región de Cacheuta-Tupungato, Provincia de Mendoza, *Revista de la Asociación Geológica Argentina*, v. 57, p. 3-18.
- Jenchen, U. y Rosenfeld, U., 2002, Continental Triassic in Argentina: response to tectonic activity, *Journal of South American Earth Sciences*, v. 15, p. 461-479.
- Jones, D., D. Kokogian, G. Barzola y A. Ortiz, 1999, Sistemas Petroleros de la Cuenca Cuyana, IV Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG, Actas I, p. 127-143.
- Jordan, T. y A. Ortiz, 1987, Tiempo de generación del petróleo en Mendoza Norte, X Congreso Geológico Argentino (Tucumán), Actas II, p. 271-276.
- Kokogian, D. y D. Boggetti, 1987, Reconocimiento de las formaciones Barrancas y Punta de las Bardas en la zona de Paramillos de Uspallata, Provincia de Mendoza, Argentina, X Congreso Geológico Argentino (San Miguel de Tucumán), Actas III, p. 131-134.
- Kokogian, D. y O. Mancilla, 1989, Análisis estratigráfico secuencial de la Cuenca Cuyana - Secuencias deposicionales continentales, en G.A. Chebli y L. A. Spalletti, eds., *Cuencas Sedimentarias Argentinas, Serie de Correlación Geológica 6* (San Miguel de Tucumán), p. 169-201.
- Kokogian, D., F. Fernández Seveso y A. Mosquera, 1993, Las Secuencias Sedimentarias Triásicas, en V. A. Ramos, ed., *Relatorio y Recursos Naturales de Mendoza: XII Congreso Geológico Argentino y II Congreso de Exploración de Hidrocarburos (Mendoza)*, p. 65-78.
- Kokogian, D., L. A. Spalletti, E. M. Morel, A. E. Artabe, R. N. Martínez, O. A. Alcober, J. P. Milana y A. M. Zavattieri, 2001, Estratigrafía del Triásico Argentino, en A. E. Artabe, E. M. Morel y A. B. Zamuner, eds., *El Sistema Triásico en la Argentina*, Fundación Museo de La Plata "Francisco Pascasio Moreno", La Plata, p. 23-54.
- Laffitte, G.A., 1987, Anomalías en los valores de reflectancia de la vitrinita en la Cuenca Cuyana, VII Simposio Argentino de Paleobotánica y Palinología, Actas, p.167-169.
- Legarreta, L., C. Gulisano y M. Uliana, 1993a, Las secuencias sedimentarias Jurásico-Cretácicas, en V. A. Ramos, ed., *Relatorio y Recursos Naturales de Mendoza, XII Congreso Geológico Argentino y II Congreso de Exploración de Hidrocarburos (Mendoza)*, p. 87-114.
- Legarreta, L., D. A. Kokogian y D. A. Dellapé, 1993b, Estructuración terciaria de la Cuenca Cuyana: ¿cuánto de inversión tectónica?, *Revista de la Asociación Geológica Argentina*, v. 47, p. 83-66.
- Legarreta, L., G. A. Laffitte y H. J. Villar, 2000, Argentine petroliferous basins: stratigraphy and geochemistry of the source rocks, en L. A. F. Trindade, A. C. Macedo y S. M. Barbanti, eds., *Proceedings Seventh Latinamerican Congress on Organic Geochemistry*, p. 377-379.
- Magoon, L. B. y W. G. Dow, 1994, The Petroleum System, en L. B. Magoon y W. G. Dow, eds., *The Petroleum System- From Source to Trap*, AAPG Memoir 60, p 3-24.
- Magoon, L. B. y Z. C. Valin, 1994, Overview of petroleum system case studies, en L. B. Magoon y W.G. Dow, eds., *The Petroleum System- From Source to Trap*, AAPG Memoir 60, p 329-338.
- Passey, Q. R., S. Creaney, J. B. Kulla, F. J. Moretti y J. D. Stroud, 1990, A practical model for organic richness from porosity and resistivity logs, *AAPG Bulletin*, v. 74, p. 1777-1794.
- Polyanskii, O. P., V. V. Reverdatto y V. G. Sverdlova, 2002, Convection of two-phase fluid in a layered porous medium driven by the heat of magmatic dikes and sills, *Geochemistry International*, v. 40, suppl. 1, p. S69-S81.
- Ramos, V. A., 1996, Interpretación tectónica: Geología de la región del Aconcagua, provincias de San Juan y Mendoza, Dirección Nacional del Servicio Geológico, *Anales*, v. 24, p. 447-460.
- Ramos, V. A. y S. M. Kay, 1991, Triassic rifting and associated basalts in the Cuyo Basin, Central Argentina, en R. S. Harmon y C. W. Rapela, eds., *Andean magmatism and its tectonic setting*, Geological Society of America, SP 265, p. 79-91.
- Rodríguez, F., H. J. Villar, R. Baudino, D. Delpino y S. Zencich, en prensa, Modelling an atypical petroleum system: a case study of hydrocarbon generation, migration and accumulation related to igneous intrusions in the Neuquén Basin, Argentina, *Marine and Petroleum Geology*.
- Rolleri, E. O. y P. Criado Roque, 1968, La cuenca triásica del norte de Mendoza: III Jornadas Geológicas Argentina (Comodoro Rivadavia), Actas 1, p. 1-76.
- Rosso, M., I. Labayen, G. Laffitte y M. Arguijo, 1987, La generación de hidrocarburos en la Cuenca Cuyana, Argentina, X Congreso Geológico Argentino, Actas II, p. 267-270.
- Sibson, R., 1990, Conditions for fault-valve behaviour, en R.J. Knipe y E. H. Rutter, eds., *Deformation Mechanisms, Rheology and Tectonics: Geological Society Special Publication*, no. 54, p. 15-28.
- Spalletti, L. A., 2001, Evolución de las cuencas sedimentarias, en Artabe, A. E., E. M. Morel y A. B. Zamuner, eds., *El Sistema Triásico en la Argentina*, Fundación Museo de La Plata "Francisco Pascasio Moreno", La Plata, p. 81-101.

- Torres, M., J. Cerdán, D. Boggetti y H. J. Villar, 1999, Potencial exploratorio de la zona de Rivadavia, Cuenca Cuyana, Mendoza, IV Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG, Actas II, p. 731-748.
- Uliana, M. A. y K. Biddle, 1988, Mesozoic-Cenozoic paleogeographic and geodynamic evolution of southern South America, *Revista Brasileira de Geociencias*, 18, p. 172-190.
- 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, IV Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG, Actas I, p. 1-61.
- Villar, H. J. y W. Püttmann, 1990, Geochemical characteristics of crude oils from the Cuyo Basin, Argentina, en B. Durand y F. Behar, eds., *Advances in Organic Geochemistry 1989*, Organic Geochemistry, v. 16, Pergamon Press, p. 511-519.
- Villar, H. J., G. A. Laffitte y L. Legarreta, 1998, The source rocks of the Mesozoic petroleum systems of Argentina: a comparative overview on their geochemistry, paleoenvironments and hydrocarbon generation patterns, *AAPG Bulletin*, v. 82, p. 1883-1984, ABGP/AAPG International Conference & Exhibition, November 8-11, 1998, Rio de Janeiro, Brazil, Extended Abstract Volume, p. 186-187. Republicado en Actas II, IV Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, p. 967-968, IAPG, 1999.
- Yrigoyen M. V., 1993, Los depósitos sinorogénicos terciarios, en V. A. Ramos, ed., *Geología y Recursos Naturales de Mendoza*, XII Congreso Geológico Argentino y II Congreso de Exploración de Hidrocarburos (Mendoza), Relatorio, p. 123-148.
- Zencich, S., R. Calegari, J. C. Scolari, J. Posse, G. Gómez, D. Boggetti y R. Manceda, 2005, Trampas de hidrocarburos de la Cuenca Cuyana, en E. Kozłowski, G. Vergani, y A. Boll, eds., *Simposio Las Trampas de Hidrocarburos en las Cuencas Productivas de Argentina: VI Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos*, IAPG, p. 93-110.
- Zencich S., D. Delpino, R. Baudino, F. Rodríguez y H. Villar, 2006, Observaciones de campo acerca del efecto térmico en rocas generadoras por contacto con rocas ígneas, III Workshop Interno Repsol YPF de Geoquímica Sistemas Petroleros, Quito, Ecuador.