

SISTEMAS PETROLEROS DE LA CUENCA CUYANA

Dewi Jones, Daniel Kokogian, Gervasio Barzola, Apolo Ortiz.

Pioneer Natural Resources (Argentina) S.A.

Abstract

The Cuyana basin is a Triassic rift basin located in western Argentina. The basin fill is composed primarily by Triassic continental sediments and also Jurassic/Cretaceous and Lower Tertiary non marine and volcanic rocks. A thick upper Tertiary section, deposited during the foreland stage, is overlying these sediments. The source rock for all the oils discovered so far are the lacustrine shales of the Potrerillos/Cacheuta Sequence Set.

Five petroleum systems were identified in the basin. The main system is composed by the Triassic Potrerillos/Cacheuta Sequence Set, as a source rock, and the Jurassic Barrancas depositional sequence, as a reservoir.

A clear relationship was established between the hydrocarbon generation capability of these lacustrine shales and their stratigraphic position. The black shales deposited during the Transgressive System tracts have the richest source rocks, while the ones deposited during the Highstand System tracts are more marginal.

The Tupungato depression is the main generation kitchen of the basin. Alternative kitchens, like the Jaguel Esperanza to the east, are thought to have not contributed to any of the oils discovered so far.

Migration pathways are associated to the presence of faults that connect the source rocks within the Potrerillos/ Cacheuta Sequence Set, with the main carrier bed, the Barrancas depositional sequence.

The Punta de las Bardas Fm. basalts compose the main regional seal. However, shaly intervals, deposited mostly during the Highstand System tracks of the continental sequences, act as effective seals for different reservoirs within the column.

Introducción.

La cuenca Cuyana atraviesa, en dirección submeridional, el subsuelo de la provincia de Mendoza desde las inmediaciones de la ciudad capital, al norte, hasta Gral Alvear al sur (Figura 1). Constituye una cubeta alargada de dirección noroeste que alcanza un ancho máximo de aproximadamente 120 Km en su sector central (Kokogian *et al*, 1993).

La cuenca Cuyana presenta seis subcuencas o depocentros principales: Las Peñas, Cacheuta-Tupungato, Ñacuñán, Jaguel-La Esperanza, Los Tordillos y General Alvear.

El objetivo del presente trabajo es reconocer los distintos sistemas petroleros comprobados en la subcuenca Cacheuta y correlacionar la posición estratigráfica de los distintos intervalos de rocas generadoras de hidrocarburos dentro del análisis de la estratigrafía secuencial.

Marco Regional.

La Cuenca Cuyana se origina en el Permo-Triásico como una serie de rifts relacionados con el modelo de cizalla simple ubicados en áreas cercanas al cratón, controladas por suturas de los terrenos acrecionados al mismo durante el paleozoico (Kokogian *et al*, 1993). De esta manera se diseñaron varias subcuencas elongadas en el sentido NW-SE, de las cuales la más importante desde el punto de vista económico, se denomina subcuenca Cacheuta.

Estas subcuencas, principalmente durante el período de apertura inicial o synrift, se encontraban parcialmente aisladas entre sí debido a la presencia de altos intracuencales de basamento relacionados a zonas de transferencia (Legarreta *et al*, 1993; Ramos, 1992). En la etapa posterior de hundimiento térmico (sag) estos altos dejaron de actuar como barreras permitiendo la comunicación entre las mismas.

Fueron identificadas tres etapas principales de desarrollo de la cuenca triásica: el Synrift I: conformado por los Conjunto de Secuencias (CS) Las Peñas Inferior y Superior, el Synrift II conformado por el CS Potrerillos-Cacheuta y el SAG constituido por el CS Río Blanco (Figura 1) Kokogian *et al* 1993.

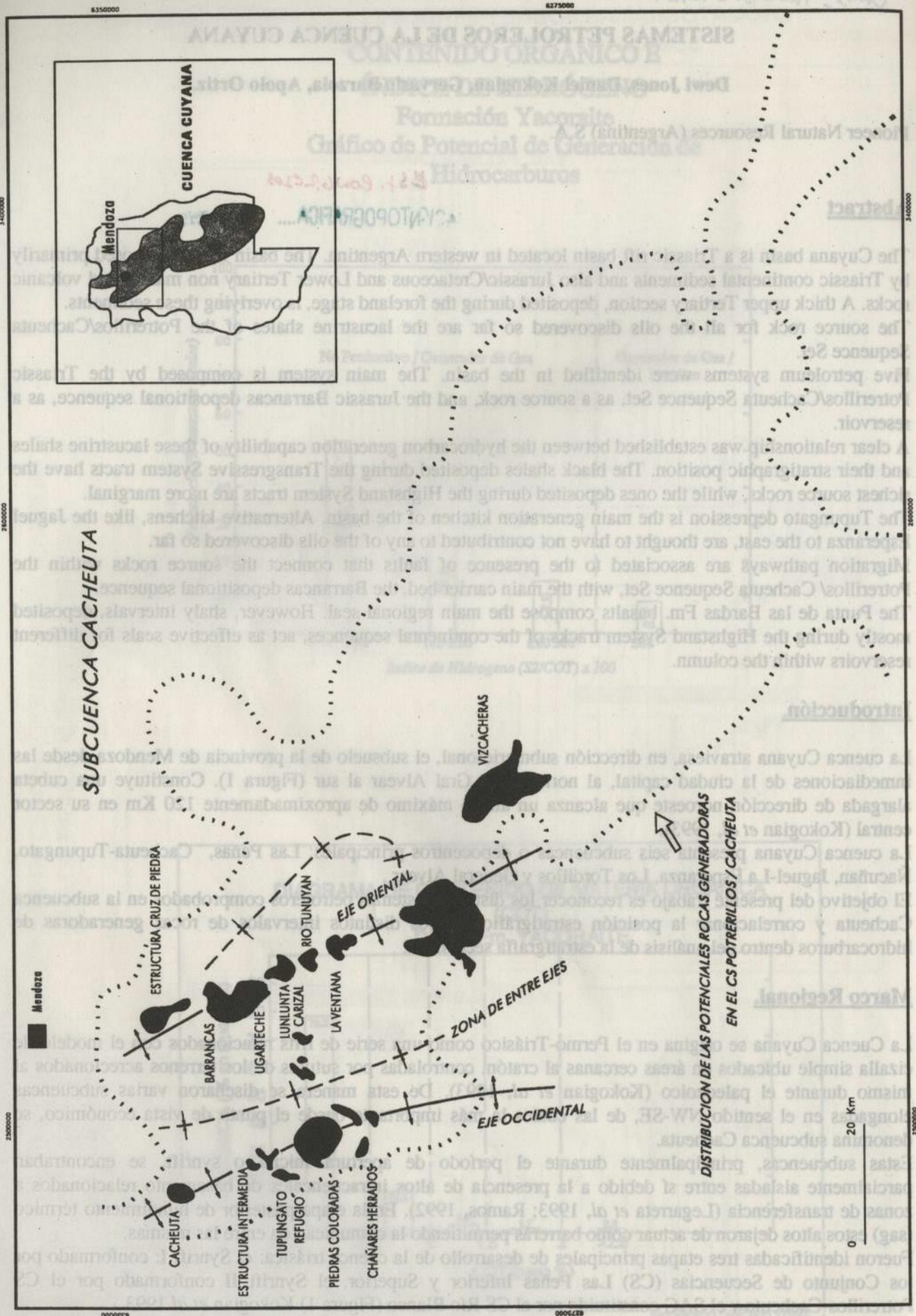


Figura 1: Mapa de Ubicación

Estratigrafía

Tal como se observa en la columna estratigráfica (Figura 2) el relleno de la subcuenca de Cacheuta esta constituido principalmente por sedimentitas continentales triásicas y en la etapa final por sedimentos también continentales del Jurásico y Terciario más bajo (Eoceno superior), aunque con un desarrollo tanto vertical como areal mucho más restringido que el de los términos triásicos.

La génesis, arreglo estratigráfico, distribución y ambiente sedimentario de cada uno de estos intervalos ha sido motivo de análisis de varios trabajos publicados en la última década: Kokogian *et al* 1989, Kokogian y Mancilla 1989, Kokogian *et al* 1993, Fernández Seveso *et al* 1991-1992, y la discusión en detalle de los mismos no es el objetivo central de esta publicación, motivo por el cual referimos al lector interesado a esos trabajos. Delinearemos aquí solo los aspectos fundamentales que hacen al entendimiento de los sistemas petroleros actuales.

Triasico

Conjunto de Secuencias Las Peñas Inferior y Superior-Synrift I

La edad del Conjunto de Secuencias Las Peñas se ubica en el Scitiano-Ladiniano (Figura 2) existiendo dudas respecto a la antigüedad de los términos basales. Incluyen a los sedimentos que se conocen con el nombre de formaciones Río Mendoza y Las Cabras.

Las facies marginales la constituyen abanicos aluviales, en los que dominaban los flujos de barro y detritos que se interdigitan con los depósitos de flujos de agua canalizados que dominan hacia la parte media de los abanicos. Pendiente abajo los abanicos aluviales originaron sistemas fluviales de tipo efímero, los cuales constituyen la mayor parte de los términos de estos Conjunto de Secuencias.

Estos sistemas fluviales muestran flujos canalizados en las facies proximales, mientras que pendiente abajo dominan los desbordamientos y los procesos de manto de creciente.

Las facies distales del sistema están representadas tanto por facies de barreal o *playa lake*, como por sedimentos de origen lacustre, especialmente en la subcuenca de Cacheuta, donde también se las ha denominado "Intercalación Gris". Es en este intervalo en el que se han identificado potenciales rocas generadoras (Figueroa y Chebli, 1987).

Hacia los términos cuspidales se incrementa la presencia de volcanitas y tobas. Las tobas se presentan bien desarrolladas en la zona este, mientras que las facies volcánicas dominan hacia el oeste del depocentro de Tupungato.

Conjunto de Secuencias Potrerillos-Cacheuta-Synrift II

Los sedimentos de este intervalo corresponden a las formaciones Potrerillos y Cacheuta y en ocasiones incluyen a secciones que formacionalmente fueron adjudicadas a la parte basal de la formación Río Blanco.

La edad de los sedimentos del Synrift II es Ladiniano-Carniano y han sido tentativamente acotados entre 232 y 224 Ma (Kokogian 1991; Kokogian y Mancilla 1989).

El ambiente dominante es fluvio-lacustre (Figura 3 y 4). Dentro del ambiente fluvial se han identificado cursos de tipo entrelazado que gradan a cursos de mayor sinuosidad, hasta meandriiformes. Estos ríos, luego de originar un ambiente deltaico-lacustre, llevaban sus aguas hacia lagos que se ubicaban en las partes más deprimidas del sistema. Precisamente, este ambiente lacustre cubrió prácticamente la totalidad de la cuenca en la última etapa del Synrift II, mostrando el mayor traslape de las arcillas negras hacia los márgenes de la cuenca. Para ese momento, las facies fluviales se restringieron a orlas asociadas a los márgenes cuencales.

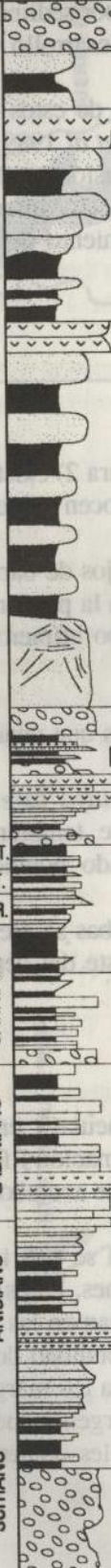
Dentro de los sedimentos lacustres de este CS se encuentran los mejores niveles generadores de hidrocarburos de la cuenca, como se discute más adelante.

Conjunto de Secuencias Río Blanco-Sag

Este intervalo corresponde a los niveles incluidos dentro de la Formación Río Blanco. Presenta un amplio desarrollo en toda la cuenca, transgrediendo el área de depositación de los sedimentos infrayacentes, llegando a apoyarse directamente sobre términos basamentales.

El paleoambiente sedimentario fue fluvio-lacustre en la etapa inicial incrementando el sistema fluvial su participación hasta dominar totalmente al tope del CS Río Blanco.

COLUMNA ESTRATIGRAFICA DE LA CUENCA CUYANA

Edad	Litología - Formaciones	Temp. m.a.	Eta Evolutiva	Conjunto de Secuencias	Ambientes Sedimentarios	
T E R C I A R I O		MOGOTES	2.6	FORELAND		
	SERIE AMARILLA					
	TOBAS GRISES SUPERIORES	4.8				
	LA PILONA					
	TOBAS GRISES INFERIORES	6.7				
		8.4				
	MARIÑO					Sistemas Aluviales
	CONGLOMERADO VIOLACEO	16				
	DIVISADERO LARGO - PAPAGAYOS	30?				
	PUNTA DE LAS BARDAS	40				
CRETACICO	BARRANCAS	120-135	?	CS PAPAGAYOS DIV. LARGO	Barreal	
JURASICO		202		SD BARRANCAS	Fluvial entrelazado	
					Coladas basálticas	
					Abanicos Aluviales	
					Fluvial efímero - barreal	
					Fluviales de alta a moderada sinuosidad	
					Lacustre somero	
					Lacustre	
					Deltaico lacustre	
					Fluvial con cursos entrelazados y anastomosados	
					Lacustre somero	
T R I A S I C O		224		POTRERILLOS		
		228		CACHEUTA		
		232				
		235		LAS PEÑAS SUPERIOR	Fluvial efímero o baja sinuosidad	
		239			Lacustre	
		242			Fluvial con cursos efímeros	
					Barreal o Lacustre efímero	
					Abanicos aluviales	

Los términos fluviales dentro del CS Río Blanco son variados aunque en afloramientos dominan los sistemas con extensas llanuras de inundación con cursos anastomosados o de mayor sinuosidad, pero en general de baja energía. Los términos lacustres se desarrollan fundamentalmente en los depocentros, encontrándose evidencias de los mismos en algunos afloramientos del área. No se han encontrado evidencias de rocas generadoras en este intervalo.

Jurásico

Secuencia Depositacional Barrancas

Esta unidad, asignada al Jurásico (Figura 2) se encuentra desarrollada casi totalmente en el subsuelo de la cuenca. Su desarrollo areal es sustancialmente menor que el de los términos triásicos y no han sido encontradas evidencias de rocas generadoras dentro de estas sedimentitas. Sin embargo son un elemento principal del sistema petrolero pues contiene los principales reservorios de la cuenca Cuyana.

Los mismos están constituidos por sedimentos fluviales tanto de tipo efímero como entrelazado, correspondiendo cada uno de ellos a distintas etapas evolutivas de la secuencia depositacional que constituye este intervalo, tema que será discutido más adelante.

Terciario

Conjunto de Secuencias Papagayos-Divisadero Largo

Estas unidades, de edad Eoceno Superior, (Figura 2) están conformadas por sedimentitas continentales desarrolladas fundamentalmente en ambientes fluviales efímeros y de playa lake. En áreas muy restringidas de la cuenca una de las secuencias depositacionales que conforman esta unidad estratigráfica, Kokogian *et al* 1989, desarrolla un sistema de nivel bajo constituido por excelentes rocas reservorio conocidas como Fm Papagayos. No hay evidencias de rocas generadoras en este intervalo estratigráfico.

Estructura

En la subcuenca Cacheuta, se observan dos ejes anticlinales, de orientación nor-noroeste, los cuales constituyen los rasgos superficiales más notorios (Figura,1).

El eje occidental tiene su culminación norte en el Cerro Cacheuta, hundimiento sur de la Precodillera. Regionalmente este eje hunde hacia el sur e incluye las culminaciones de Cacheuta, La Pilon, Estructura Intermedia, Tupungato, Piedras Coloradas y Chañares Herrados.

El eje oriental, conocido como Barrancas, tiene su extremo norte aflorando sobre el Río Mendoza en el yacimiento Cruz de Piedra (Kozlowski *et al*, 1993). Hacia el sudeste se desarrollan las culminaciones de Barrancas, Carrizal, Río Tunuyan, La Ventana, Vacas Muertas-Punta de las Bardas y El Quemado. Este eje se encuentra parcialmente desarrollado sobre un alto antiguo el cual se refleja por el adelgazamiento de las secuencias Triásicas.

Hacia el este de este último y al sur del Río Tunuyan se encuentran las estructuras de Rivadavia, Zampal y Vizcacheras las cuales tienen una pobre expresión morfológica.

El sinclinal ubicado entre los alineamientos occidental y oriental es conocido como zona de "entre ejes". En su depocentro, al oeste de Ugarteche, se desarrollan más de 4000m de secuencias Terciarias. Este eje sinclinal asciende hacia el sur y hacia el norte, culminando en el anticlinal de Santa Elena donde afloran secuencias basales del Terciario (Kozlowski *et al*, 1993).

Legarreta *et al*. (1993) sugieren que los principales ejes estructurales comienzan a desarrollarse al mismo tiempo que la extensión Triásica mientras que la configuración actual de las estructuras se generaron con el tectonismo Andino. Una serie de fallas principales generaron depresiones tectónicas tipo hemi-graben en donde se depositaron espesas secuencias sedimentarias durante el período de synrift. Luego se registro una etapa de subsidencia diferencial, sag, en donde se observa una velocidad de subsidencia relativamente mayor en los bajos, coincidentes con los hemi-graben originales, y por último una etapa compresiva en donde muchas de las fallas originales fueron invertidas generando importantes trampas de hidrocarburos.

Sistemas Petroleros

En la Cuenca Cuyana y específicamente en la Subcuenca Cacheuta se reconocen con certeza por lo menos cinco sistemas petroleros asociados todos a la principal roca madre constituida por las pelitas lacustres del Conjunto de Secuencias Potrerillos-Cacheuta. Estos son en orden de importancia volumétrica:

1. *CS Potrerillos/Cacheuta-SD Barrancas*
2. *CS Potrerillos/Cacheuta-CS Papagayos-Divisadero Largo*
3. *CS Potrerillos/Cacheuta-CS Río Blanco*
4. *CS Potrerillos/Cacheuta- CS Potrerillos-Cacheuta*
5. *CS Potrerillos/Cacheuta- CS Las Peñas Inferior y Superior.*

En base a las definiciones de sistemas petroleros (Magoon y Dow, 1994) estos sistemas se podrían agrupar en uno solo denominado CS Potrerillos/Cacheuta-SD Barrancas, ya que en este se encuentran aproximadamente mas del 60% de las reservas in-situ, siendo las facies arenosas de la SD Barrancas la principal vía de migración (Figuroa y Chebli, 1987). Sin embargo, optamos por mencionarlos separadamente en el presente trabajo para incluir los reservorios secundarios.

De menor importancia y de carácter hipotético se reconoce el sistema sin denominación que vincula las pelitas lacustres bituminosas del CS Las Peñas Superior (Intercalación Gris) con las facies fluviales del mismo Conjunto de Secuencias (Figuroa y Chebli, 1987).

Roca Madre

Dentro de las facies lacustres del CS Potrerillos/Cacheuta, de edad Triásico superior (Carniano) se encuentran los principales niveles generadores de las acumulaciones comerciales de petróleo descubiertas en la cuenca Cuyana.

Estas rocas generadoras son lutitas bituminosas de estratificación masiva a laminada, localmente margosas con contenidos de hasta 18% de carbonatos.

Si bien estos niveles pelíticos gris oscuros a negros se encuentran muy bien desarrollados en toda la cuenca, especialmente en los depocentros donde puede superar los 400-500 metros de espesor, es fundamental señalar que no toda la columna presenta el mismo potencial generador encontrándose que existe una fuerte correlación entre las mejores rocas madres con los intervalos transgresivos (TST) y eventos de máxima inundación (MFS) (Figura 3, 4 y 5).

Del mismo modo se observa que las propiedades generadoras, si bien persisten en parte, disminuyen drásticamente en los niveles lacustres de los estadios de nivel alto (HST).

Las variaciones laterales dentro de un mismo estadio transgresivo (TST) varían también fuertemente si se comparan posiciones marginales con secciones distales del intervalo (Figura 5).

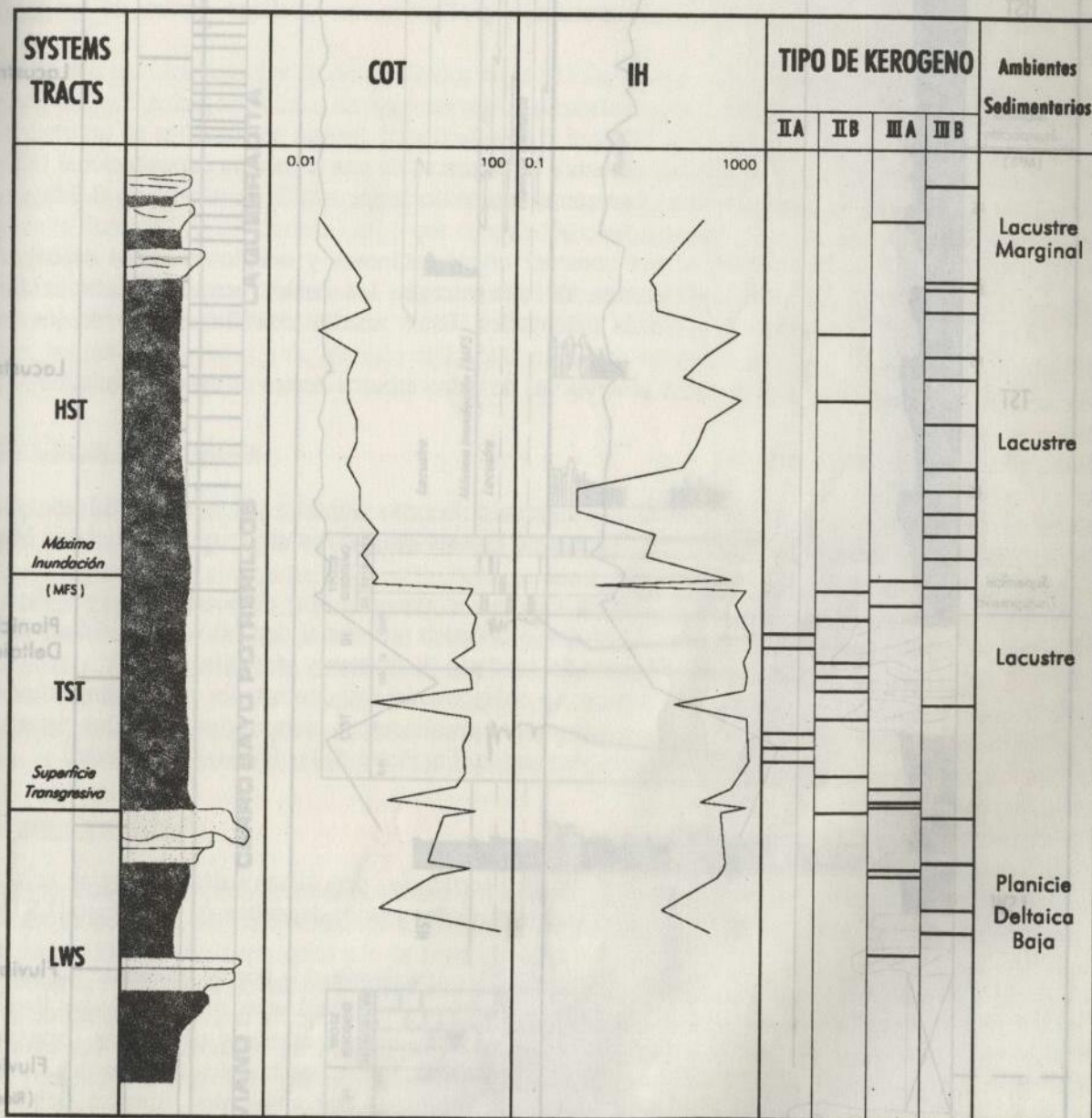
El contenido de carbono orgánico total COT para los anteriormente citados promedian valores de 5% en las facies proximales y 12% para las facies distales, localmente alcanzando valores mayores al 20% (Figs5). Estas rocas se clasifican como excelentes generadoras en base al COT. Los resultados del análisis de pirólisis presentan índices de hidrogeno IH que varían entre 100 y 750 Mg/g COT, promediando ~ 420mg/g COT. Los índices y relaciones derivados de la pirólisis Rock-Eval indican una predominancia de los kerógenos del tipo IIA.

La figura 5 es una correlación estratigráfica (Distal a Proximal) de perfiles de superficie de los afloramientos del CS Potrerillos/Cacheuta en la localidad de Cerro Bayo Potrerillos en el flanco occidental de la cuenca Cuyana. En este corte se puede observar: la predominancia de facies de ríos entrelazados para los depósitos del LST, los cambios de facies dentro del LSW desde facies de planicie deltaica, en el C° Bayo Potrerillos, a predominantemente fluvial en la Quebrada de la Mina y a su vez, en el LSW se pueden observar las secuencias de somerización producto de los distintos episodios de inundación. Tanto en el TST como en el HST se observa un cambio lateral de facies desde lacustre, C° Bayo Potrerillos, a planicie deltaica en la Quebrada de la Mina.

En esta sección estratigráfica se muestrearon la mayoría de los niveles pelíticos para tratar de definir las relaciones de las facies orgánicas en el marco estratigráfico secuencial establecido previamente. Los resultados basados en los análisis de COT y Rock-eval Pirólisis, indican un posición preferencial de las rocas

con mejor potencial generador. Los niveles interpretados como pertenecientes a los estadios transgresivos localizados por debajo de las superficies de máxima inundación (mfs) y la porción mas basal de los estadios de nivel alto localizada por encima de esta superficie parecen ser donde se presenta el mejor desarrollo de las facies orgánicas, y los valores de COT, IH y tipo de kerógenos son mejor desarrollados. En las porciones superiores de los estadios de nivel alto estos valores disminuyen progresivamente y se observa la predominancia de kerógenos de tipo III.

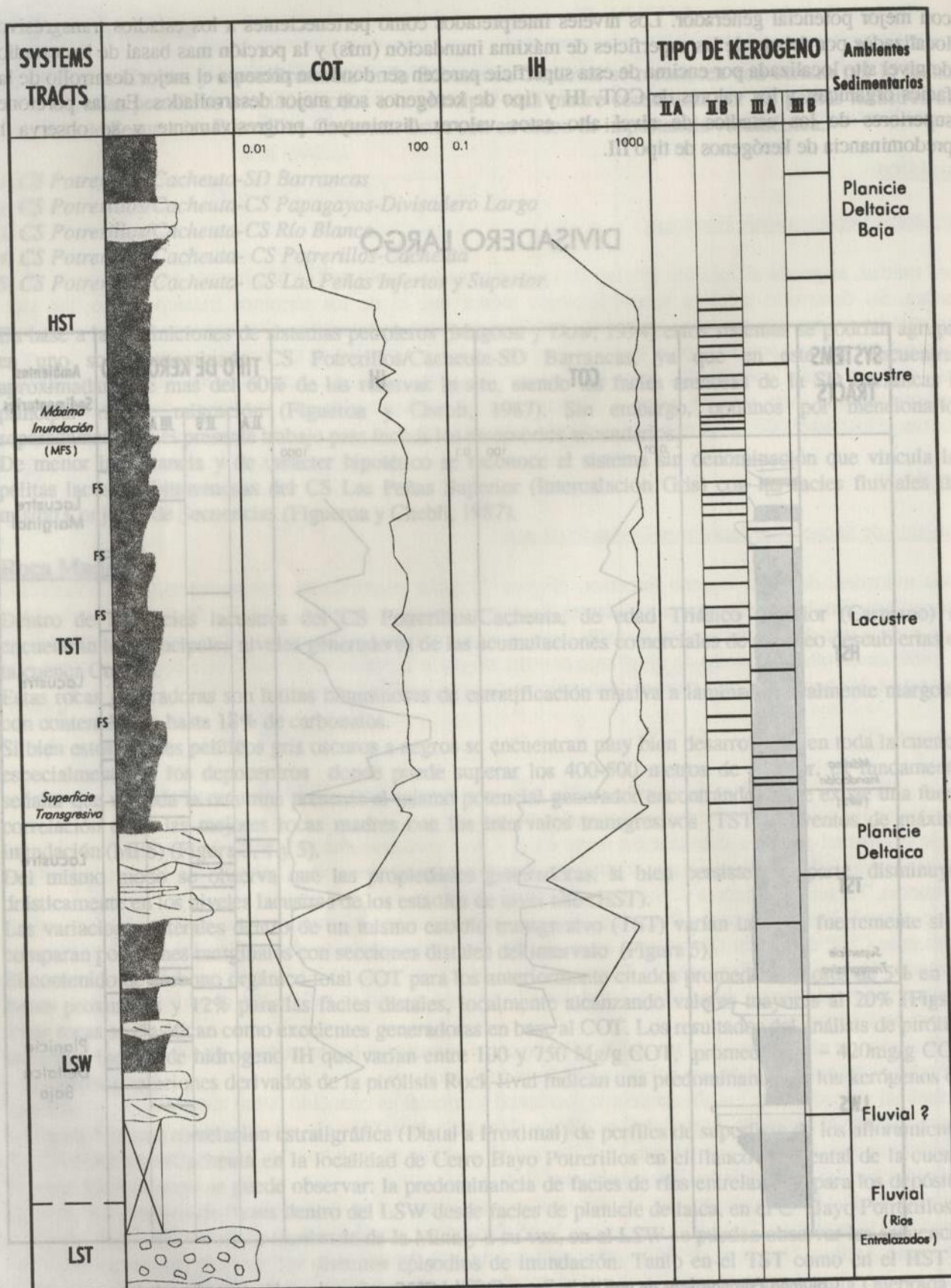
DIVISADERO LARGO



Columna Estratigráficas de una de las secuencias del CSPC mostrando ambientes sedimentarios, distribución de TOC, Índice de Hidrogeno y tipos de Kerógenos en los distintos "Systems Tracts"

Figura 3: Perfil Divisadero Largo – Ubicado en la Reserva Provincial del Divisadero Largo, al oeste de la ciudad de Mendoza

CERRO MELOCOTON



Columna Estratigráfica de una de las secuencias del CSPC mostrando ambientes sedimentarios, distribución de TOC, Índice de Hidrogeno y tipos de Kerogenos en los distintos "Systems Tracts"

Figura 4: Perfil C°. Melocotón – Ubicado en el faldeo Norte del Cerro Melocotón, 10 Km al oeste de la ciudad de Mendoza.

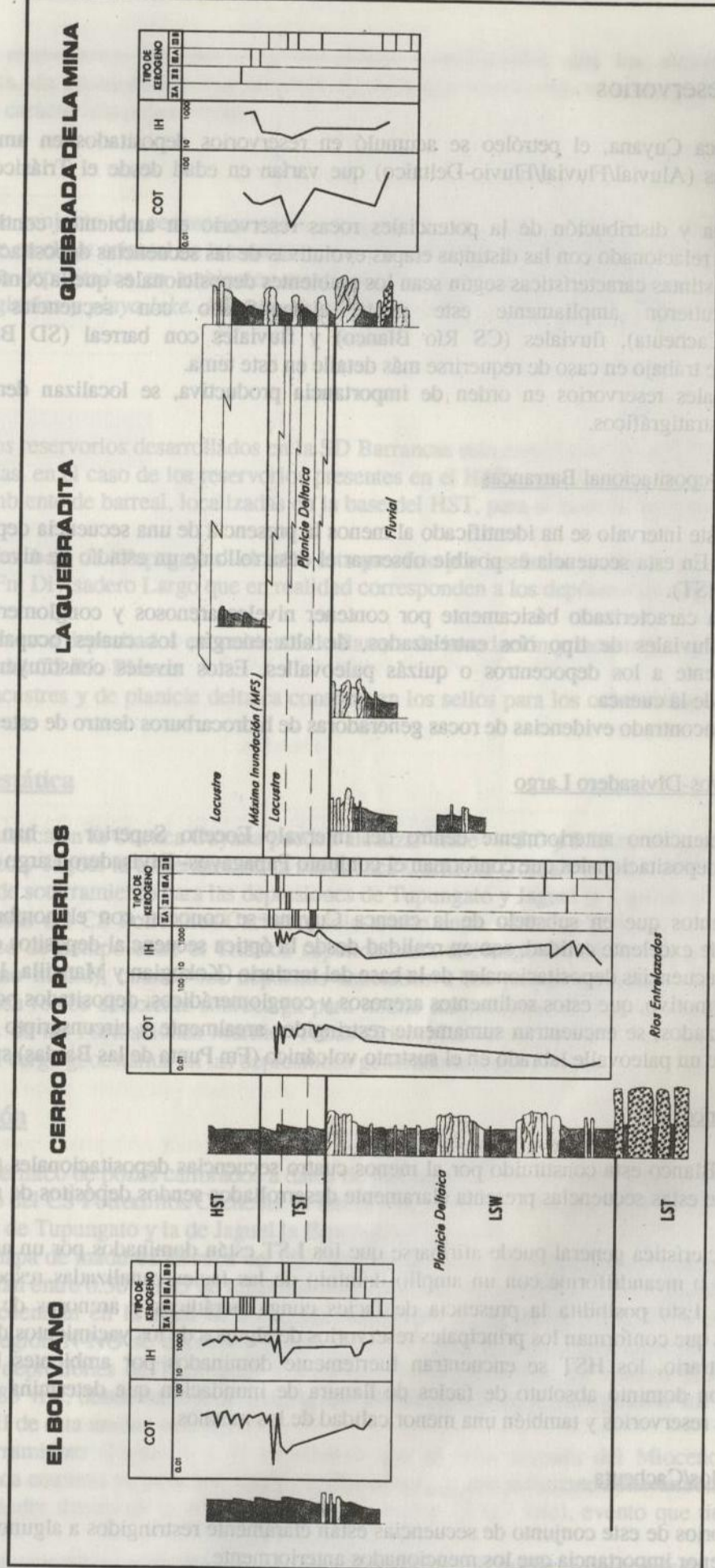


Figura 5: Corte estratigráfico. Ubicado en la localidad tipo de Cerro Bayo Potrerillos, margen sur del Río Mendoza, Potrerillos.

Rocas Reservorios

En la cuenca Cuyana, el petróleo se acumuló en reservorios depositados en ambientes sedimentarios continentales (Aluvial/Fluvial/Fluvio-Deltaico) que varían en edad desde el Triásico al Terciario inferior (Figura 2).

La presencia y distribución de las potenciales rocas reservorio en ambientes continentales se encuentra fuertemente relacionado con las distintas etapas evolutivas de las secuencias depositacionales. Estas a su vez presentan distintas características según sean los ambientes deposicionales que la conformen. Kokogian *et al* 1989, discutieron ampliamente este punto ejemplificado con secuencias fluvio-lacustre (CS Potrerillos/Cacheuta), fluviales (CS Río Blanco) y fluviales con barreal (SD Barrancas), pudiéndose consultar ese trabajo en caso de requerirse más detalle en este tema.

Los principales reservorios en orden de importancia productiva, se localizan dentro de los siguientes intervalos estratigráficos.

Secuencia Depositacional Barrancas

Dentro de este intervalo se ha identificado al menos la presencia de una secuencia depositacional (Kokogian *et al* 1989). En esta secuencia es posible observar el desarrollo de un estadio de nivel bajo (LST) y otro de nivel alto (HST).

El LST está caracterizado básicamente por contener niveles arenosos y conglomerádicos depositados en ambientes fluviales de tipo ríos entrelazados, de alta energía, los cuales ocupaban áreas restringidas correspondiente a los depocentros o quizás paleovalles. Estos niveles constituyen uno de los mejores reservorios de la cuenca.

No se han encontrado evidencias de rocas generadoras de hidrocarburos dentro de este intervalo.

CS Papagayos-Divisadero Largo

Como se mencionó anteriormente dentro del intervalo Eoceno Superior se han identificado distintas secuencias depositacionales que conforman el conjunto Papagayos- Divisadero Largo (Kokogian y Mancilla, 1989).

Los sedimentos que en subsuelo de la cuenca Cuyana se conocen con el nombre de Fm. Papagayos, reservorio de excelente calidad, son en realidad desde la óptica secuencial depósitos de nivel bajo (LST) de una de las secuencias depositacionales de la base del terciario (Kokogian y Mancilla, 1989).

Es por este motivo, que estos sedimentos arenosos y conglomerádicos, depositados por sistemas fluviales de tipo entrelazados, se encuentran sumamente restringidos arealmente y circunscripto a lo que parece ser la presencia de un paleovalle labrado en el sustrato volcánico (Fm Punta de las Bardas) subyacente.

CS Río Blanco

El CS Río Blanco está constituido por al menos cuatro secuencias depositacionales (Kokogian *et al* 1993). Cada una de estas secuencias presenta claramente desarrollados sendos depósitos de nivel bajo (LST) y alto (HST).

Como característica general puede afirmarse que los LST están dominados por un ambiente fluvial de tipo entrelazado o meandriforme con un amplio dominio de las facies canalizadas respecto de las llanuras de inundación. Esto posibilita la presencia de facies conglomerádicas y arenosas de buenas características petrofísicas que conforman los principales reservorios de algunos de los yacimientos de la cuenca.

Por el contrario, los HST se encuentran fuertemente dominados por ambientes lacustres deltaicos y/o fluviales con dominio absoluto de facies de llanura de inundación que determina la presencia de menor cantidad de reservorios y también una menor calidad de los mismos.

CS Potrerillos/Cacheuta

Los reservorios de este conjunto de secuencias están claramente restringidos a algunos sectores de la cuenca y son de menor importancia que los mencionados anteriormente.

Estos reservorios consisten en areniscas y conglomerados depositados en ambientes fluviales desde entrelazado a meandriforme y fundamentalmente a facies deltaicas lacustres ampliamente desarrolladas en toda la cuenca.

Estos reservorios son equivalentes laterales y se encuentran interdigitados con los mejores niveles generadores de la cuenca, sin embargo solo han generado entrapamientos comerciales marginales debido, en general, a sus pobres características petrolíficas.

CS Las Peñas Superior

Los reservorios de este conjunto de secuencias están compuestos por tobas, porfiritas y areniscas que producen principalmente en el eje oriental de la cuenca, yacimientos Barrancas, Cruz de Piedra y Lulunta.

Estos reservorios fueron depositados en ambientes marginales de abanicos aluviales, pasando a sistemas efímeros, lacustres marginales y *playa lake*. Además, diferentes eventos volcánicos son reconocidos en este intervalo.

Rocas Sello

El principal sello para los reservorios desarrollados en la SD Barrancas esta constituido por las vulcanitas de la Fm Punta de las Bardas, en el caso de los reservorios presentes en el HST, y por la máxima expansión de las facies pelíticas de ambiente de barreal, localizadas en la base del HST, para el caso de los reservorios del LST.

Para los depósitos de nivel bajo de "Papagayos" el sello esta provisto por las facies arcillosas y evaporíticas incluidas en la llamada Fm Divisadero Largo que en realidad corresponden a los depósitos de nivel alto de la secuencia (HST).

Los niveles arcillosos-limosos depositados en ambiente de llanura de inundación y lacustres constituyen los sellos de los reservorios del CS Río Blanco

Por último, las pelitas lacustres y de planicie deltaica constituyen los sellos para los ocasionales reservorios del CS Potrerillos-Cacheuta.

Rocas de Carga Geoestática

Las rocas de carga geostática en la Cuenca Cuyana pueden alcanzar entre ~ 5.0 y 3.0Km. de espesor en las depresiones de Tupungato y Jaguel la Esperanza de la subcuenca Cacheuta (Jordan y Ortiz, 1987), como lo demuestran los gráficos de soterramiento para las depresiones de Tupungato y Jaguel la Esperanza (Figuras 6 y 7). Las rocas generadoras del CS Potrerillos/Cacheuta solo tenían entre ~1.200 y 800mts. de sobrecarga para el considerable lapso de tiempo entre el Triásico superior hasta el Neogeno inferior. Es solo hasta el Neogeno medio (Mioceno medio), cuando los depósitos asociados a los pulsos tectónicos Andinos son depositados, que la cuenca recibe suficiente sobrecarga para iniciar los procesos de generación (Figura 8). Los depósitos Neogenos de las Formaciones Mariño, Tobas Grises, La Pilona, Serie Amarilla y Mogotes conforman el ~75% de la carga geostática en las depresiones generadoras de la cuenca.

Generación y Expulsión

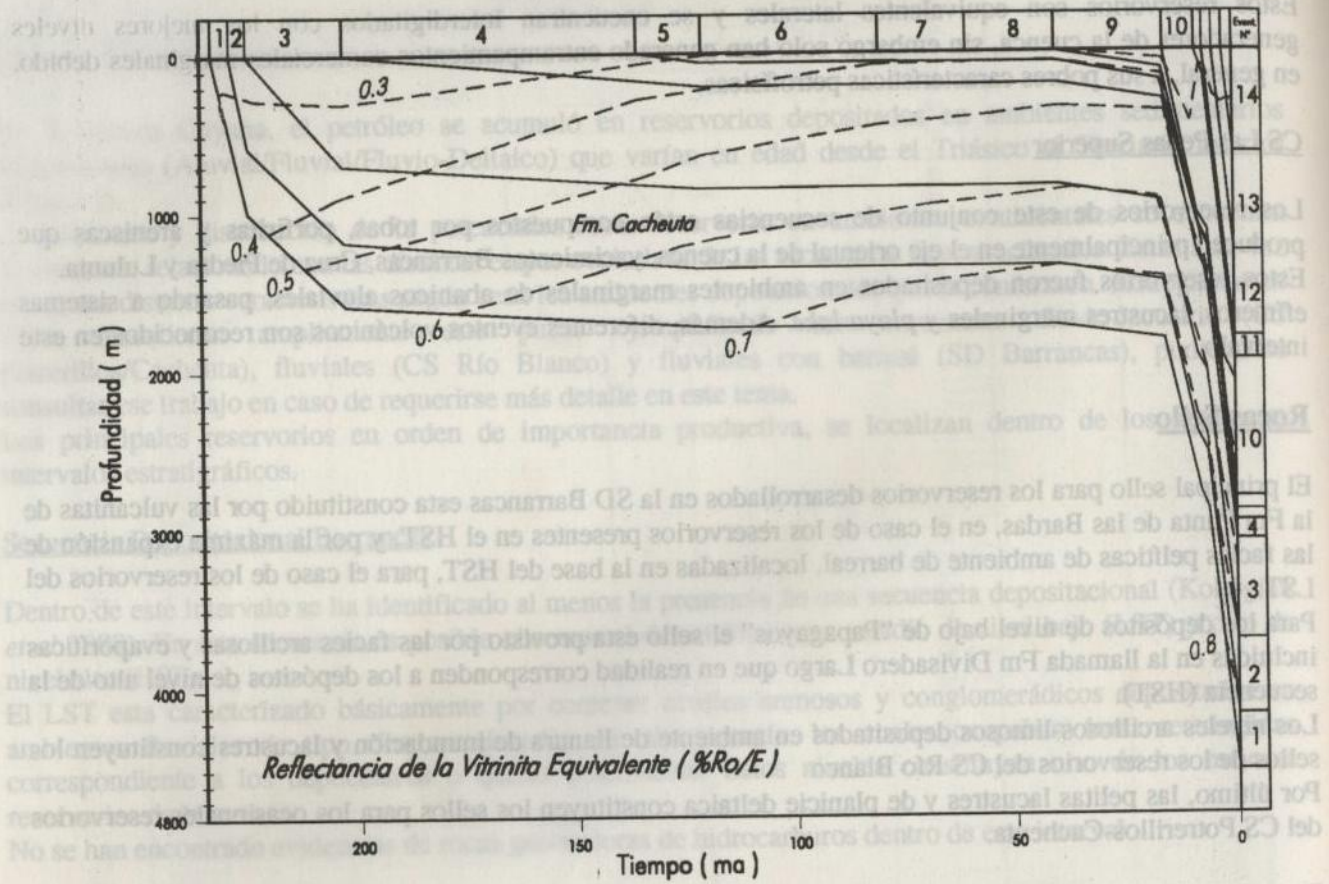
En base al modelaje geotérmico de pozos calibrados a datos de madurez (T_{max}) y temperatura se estima que la generación de petróleo del CS Potrerillos/Cacheuta es tardía y se restringe a las dos mayores depresiones o cocinas generadoras, la de Tupungato y la de Jaguel la Esperanza.(Figura 9).

Como se observa en el mapa de madurez térmica del CS Potrerillos/ Cacheuta, en el presente los valores de madurez alcanzados varían entre 0.50 - 0.85 de reflectancia de vitrinita equivalente (vr/e), indicando que las rocas generadoras se encuentran en la zona de alteración catagénica en la mayor parte de la subcuenca Cacheuta, pero solo la región N-NO se encuentra dentro de la ventana de generación (> 0.60 vr/e). Sin embargo, es solo en las depresiones de Tupungato y Jaguel la Esperanza donde los valores estimados se encuentran entre 0.7 - 0.85 vr/e, donde ha sido alcanzada una suficiente madurez para generar los petróleos de los kerógenos de tipo II de esta unidad estratigráfica.

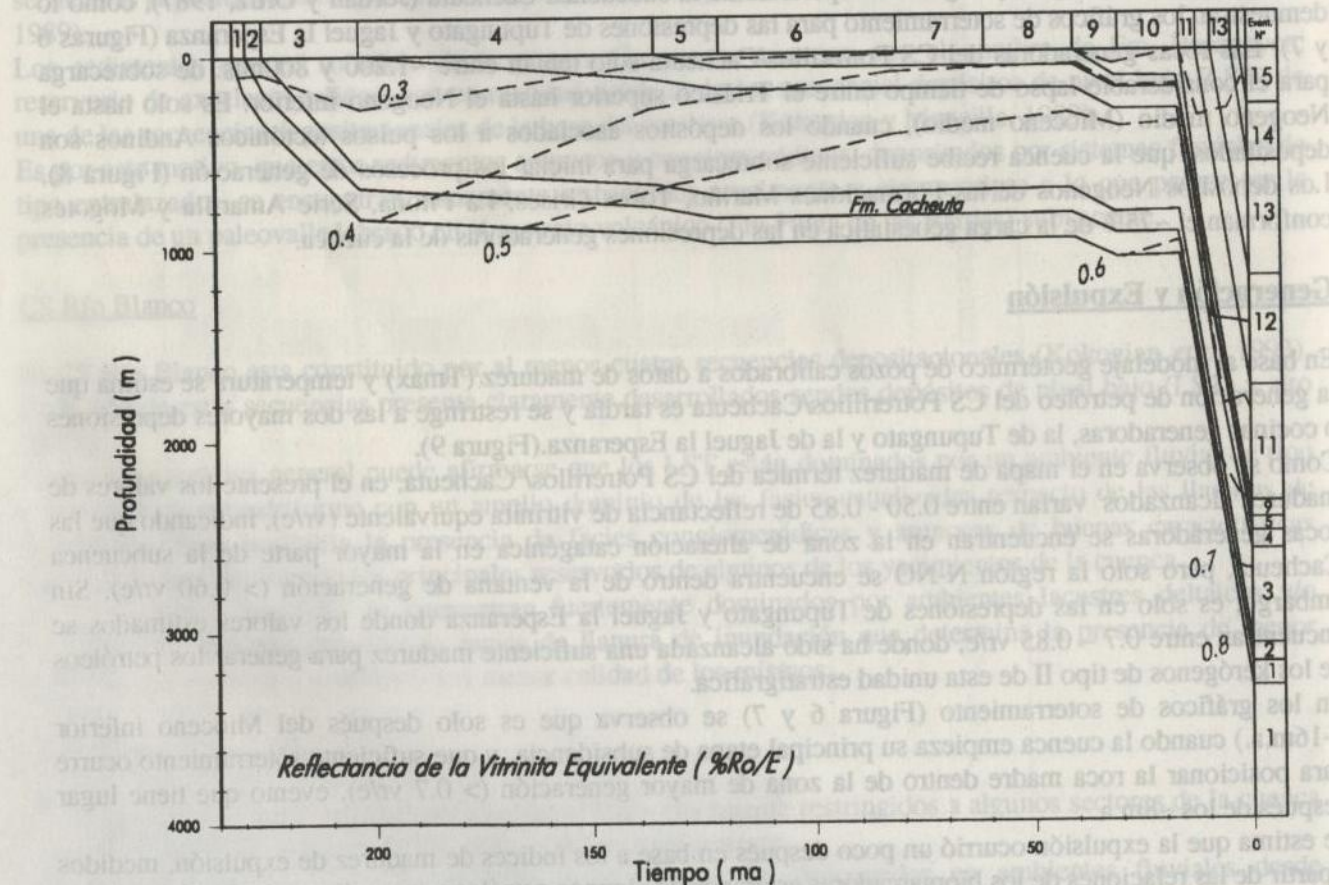
En los gráficos de soterramiento (Figura 6 y 7) se observa que es solo después del Mioceno inferior (~16m.a.) cuando la cuenca empieza su principal etapa de subsidencia, y que suficiente soterramiento ocurre para posicionar la roca madre dentro de la zona de mayor generación (> 0.7 vr/e), evento que tiene lugar después de los ~8m.a.

Se estima que la expulsión ocurrió un poco después en base a los índices de madurez de expulsión, medidos a partir de las relaciones de los biomarcadores esteranos de algunos petróleos que indican niveles de madurez de expulsión entre 0.71- 0.95 vr/e.

DEPRESION DE TUPUNGATO Historia de Soterramiento (Corregida)



DEPRESION DE JAGÜEL LA ESPERANZA Historia de Soterramiento (Corregida)



Figuras 6 y 7 : Gráficos de soterramiento

SISTEMAS PETROLEROS DE LA CUENCA CUYANA

GRAFICO DE EVENTOS

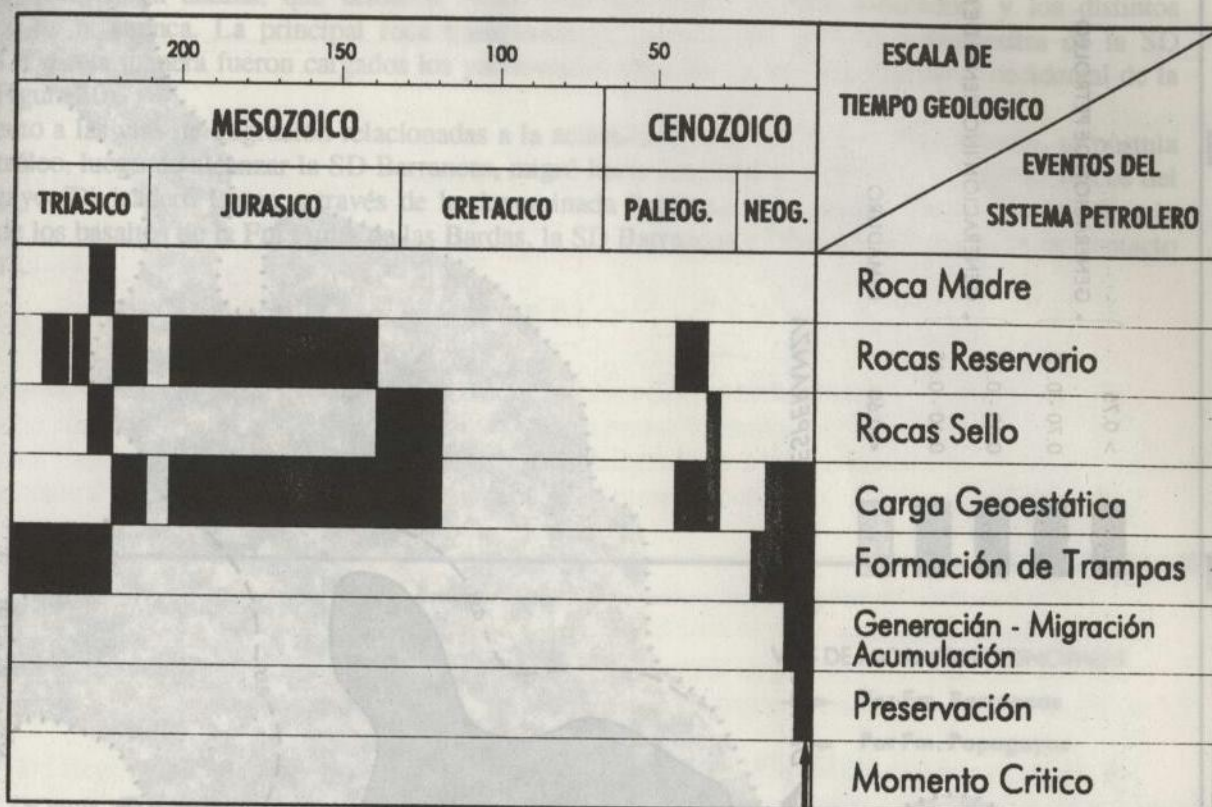


Figura 8: Gráfico de eventos

Las condiciones para la expulsión, las cuales parecen ser principalmente gobernadas por mecanismos de presión en sistemas de poros y microfracturas de las rocas generadoras como también a los niveles de disrupción tectónica a que hallan estado expuestas (Price, 1994), parecen estar mejor desarrolladas en la depresión de Tupungato que en la de Jaguel la Esperanza. Se estima que esta situación se debe al mayor soterramiento y estructuración Neógena relacionada con eventos de inversión tectónica descritos por Dellapé y Hegedus (1995).

Es probable que la menor disrupción tectónica observada en la depresión de Jaguel la Esperanza sea responsable de la hasta ahora carencia de acumulaciones relacionadas con esta región generativa.

En base a lo expuesto se interpreta que los petróleos presentes en los trenes productivos de la cuenca fueron expulsados, migrados y acumulados muy rápidamente en los últimos ~8-2m.a. (Mio-Plioceno), restringiendo así las máximas distancias de migración de las cocinas generativas. Esta conclusión fue previamente también expuesta por Figueroa y Chebli (1987).

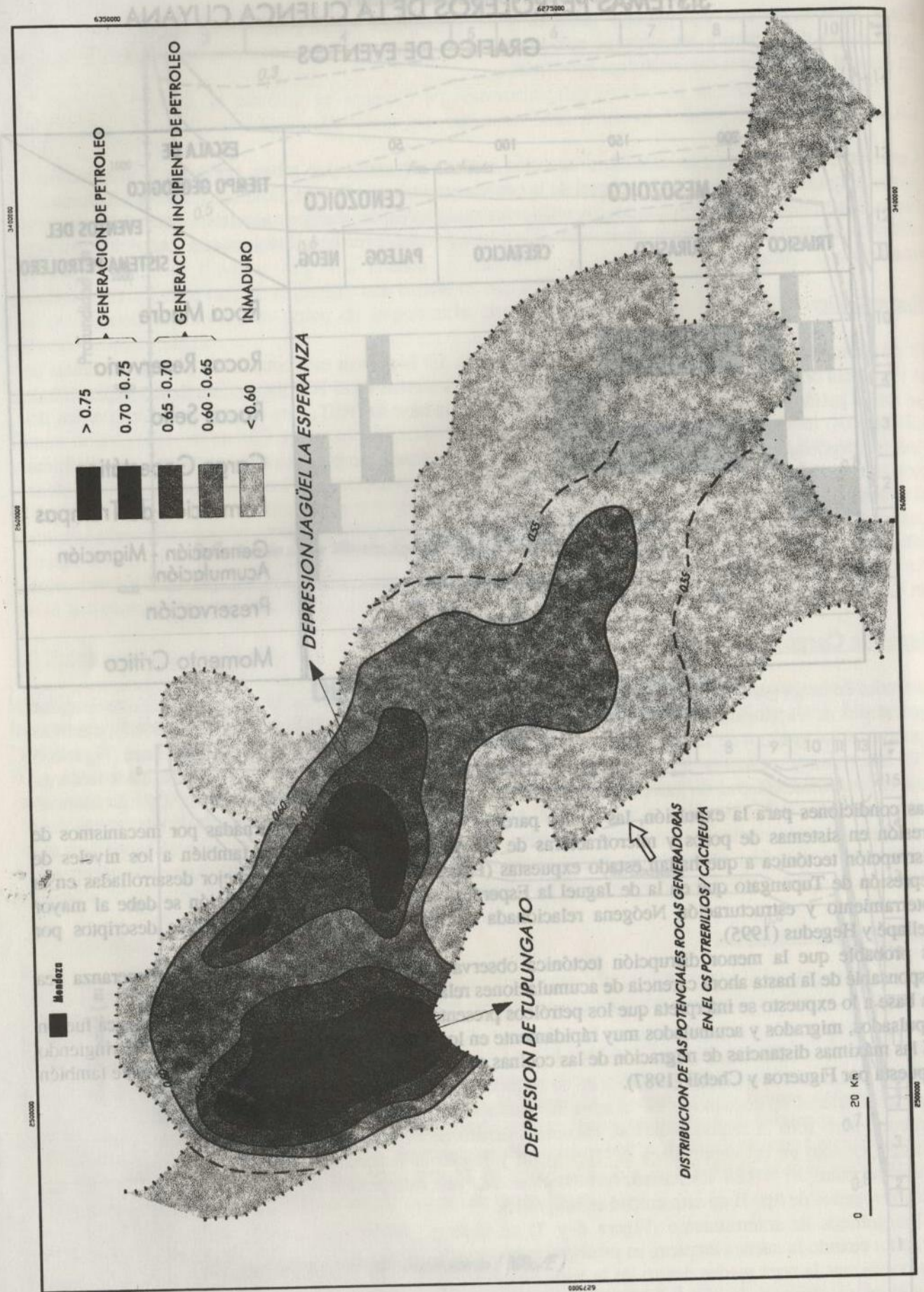


Figura 9: Mapa de madurez

Migración

Las principales vías de migración están asociadas a los sistemas de fallas del rift inicial, algunas reactivadas durante la compresión andina, que actuaron como conductos entre la roca generadora y los distintos reservorios de la cuenca. La principal roca transportadora, *carrier bed*, son las sedimentitas de la SD Barrancas. De esta manera fueron cargados los yacimientos ubicados en los ejes oriental y occidental de la cuenca. (Figura 10)

Con respecto a las vías de migración relacionadas a la acumulación del yacimiento Vizcacheras, se postula que el petróleo, luego de alcanzar la SD Barrancas, migró hacia los niveles arenosos y conglomerádicos del CS Papagayos/Divisadero Largo a través de la denominada "ventana del Zampal" en donde, debido a la ausencia de los basaltos de la Fm Punta de las Bardas, la SD Barrancas y "Papagayos" se ponen en contacto (Figura 11).

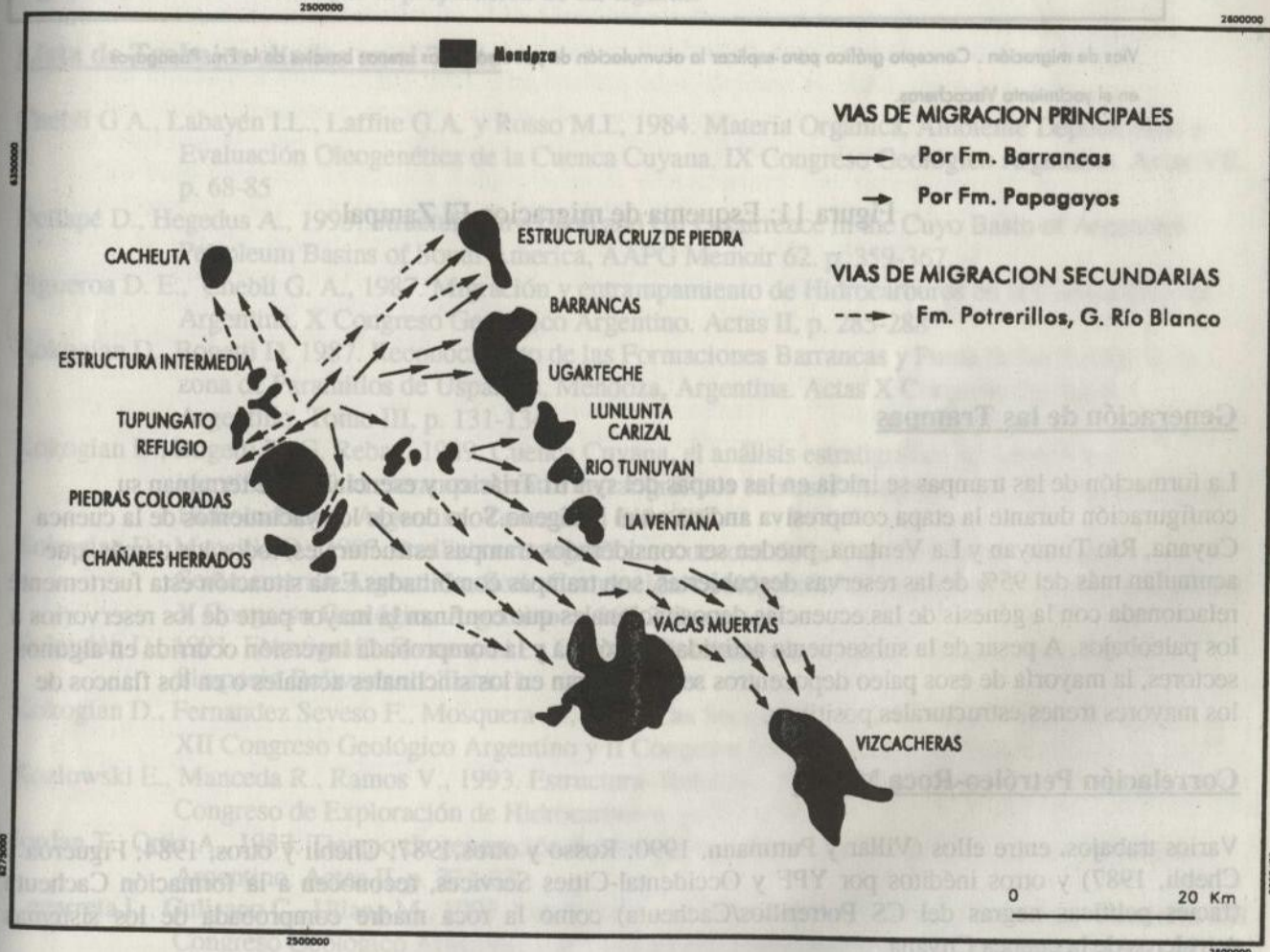
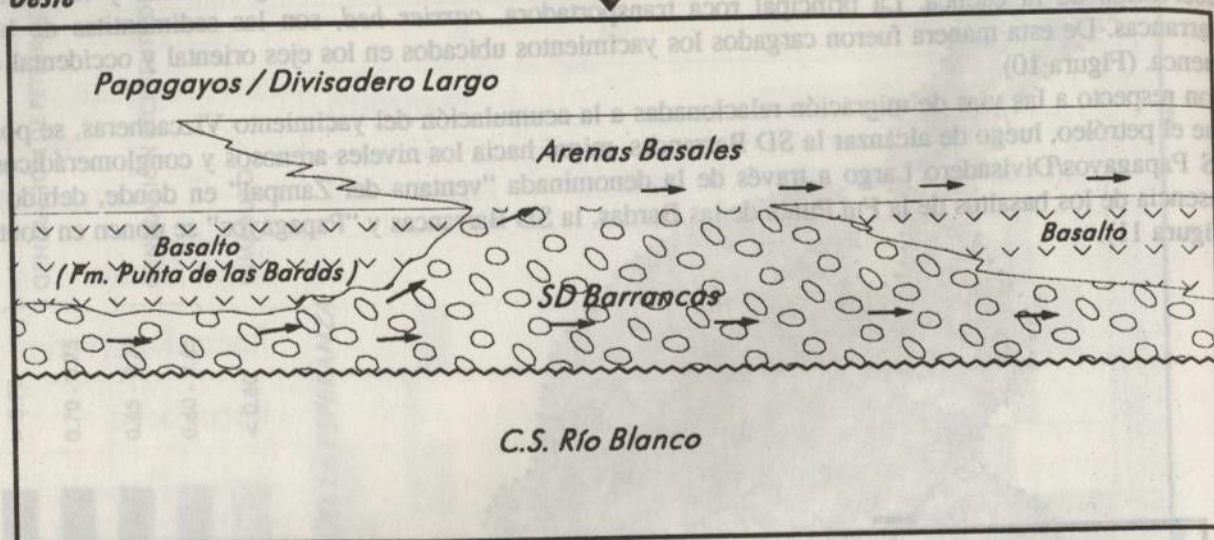


Figura 10: Migración

VENTANA DE EL ZAMPAL

Oeste

Este



Vías de migración. Concepto gráfico para explicar la acumulación de petróleo en las arenas basales de la Fm. Papagayos en el yacimiento Vizcacheras.

Figura 11: Esquema de migración El Zampal

Generación de las Trampas

La formación de las trampas se inicia en las etapas del synrift Triásico y esencialmente terminan su configuración durante la etapa compresiva andina en el Neógeno. Solo dos de los yacimientos de la cuenca Cuyana, Río Tunuyan y La Ventana, pueden ser considerados trampas estructurales, todos los demás, que acumulan más del 95% de las reservas descubiertas, son trampas combinadas. Esta situación está fuertemente relacionada con la génesis de las cuencas depositacionales que confinan la mayor parte de los reservorios a los paleobajos. A pesar de la subsecuente actividad tectónica y la comprobada inversión ocurrida en algunos sectores, la mayoría de esos paleo depocentros se encuentran en los sinclinales actuales o en los flancos de los mayores trenes estructurales positivos.

Correlación Petróleo-Roca Madre

Varios trabajos, entre ellos (Villar y Puttmann, 1990; Rosso y otros, 1987; Chebli y otros, 1984; Figueroa y Chebli, 1987) y otros inéditos por YPF y Occidental-Cities Services, reconocen a la formación Cacheuta (facies pelíticas negras del CS Potrerillos/Cacheuta) como la roca madre comprobada de los sistemas petroleros de la cuenca Cuyana.

La identificación de biomarcadores en base a los métodos geoquímicos de cromatografía de gas y espectrometría de masa de los petróleos, indican que los mismos se generaron a partir de rocas depositadas en ambientes lacustres levemente reductores que recibieron un considerable aporte de materia orgánica derivada de microbios y plantas terrestres.

Referimos a los lectores al trabajo de Villar y Puttmann (1990) donde se trata en detalle la caracterización geoquímica de los petróleos de la cuenca Cuyana.

Gráfico de Eventos

El gráfico de eventos de los sistemas petroleros (Figura 8) muestra los elementos y procesos esenciales en relación al tiempo geológico. Los petróleos se originaron a partir de la lutitas lacustres del Conjunto de Secuencias (CS) Potrerillos/Cacheuta de edad triásica. Los petróleos se acumularon en reservorios clásticos continentales de edad Triásica, Jurásica y Paleógena. Las rocas sellos están constituidas por las vulcanitas de la Fm Punta de las Bardas y los niveles pelíticos presentes en los distintos Conjuntos de Secuencias.

La carga geostática que suprayace a la roca madre incluye rocas sedimentarias y volcánicas que van desde el Triásico hasta el Neógeno. La formación de las trampas se inicia en las etapas del synrift Triásico y esencialmente terminan su configuración durante la etapa compresiva andina en el Neógeno.

La reconstrucción del soterramiento e historia termal indican que la generación, migración y acumulación ocurren desde el Neógeno tardío y se estima que continua hasta presente.

Agradecimientos

Debido a que la mayoría de los conceptos e ideas expresadas en el presente trabajo se comenzaron a desarrollar cuando los autores se desempeñaban en las empresas Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPF) y Occidental Exploration of Argentina (OXY), estos quieren agradecer a las mismas. A su vez agradecemos a Pioneer Natural Resources la posibilidad de publicar en el presente congreso. Agradecemos a Laura Fina por la preparación de las figuras.

Lista de Trabajos citados en el Texto

- Chebli G A., Labayén I.L., Laffite G.A. y Rosso M.I., 1984. Materia Orgánica, Ambiente Depositional y Evaluación Oleogénica de la Cuenca Cuyana. IX Congreso Geológico Argentino. Actas VII, p. 68-85
- Dellapé D., Hegedus A., 1995. Structural Inversion and Oil Occurrence in the Cuyo Basin of Argentina. Petroleum Basins of South America, AAPG Memoir 62. p. 359-367.
- Figueroa D. E., Chebli G. A., 1987. Migración y entrapamiento de Hidrocarburos en la Cuenca Cuyana, Argentina. X Congreso Geológico Argentino. Actas II, p. 285-288
- Kokogian D., Bogetti D., 1987. Reconocimiento de las Formaciones Barrancas y Punta de las Bardas en la zona de Paramillos de Uspallata, Mendoza, Argentina. Actas X Congreso Geológico Argentino. Tomo III, p. 131-134.
- Kokogian D., Bogetti D., G. Rebay, 1989. Cuenca Cuyana, el análisis estratigráfico secuencial en la identificación de entrapamientos estratigráficos sutiles. I Congreso Nac. de Exploración de Hidrocarburos, Argentina, Tomo 2, p. 649-675.
- Kokogian D., Mancilla O., 1987. Análisis estratigráfico secuencial de la Cuenca Cuyana. Cuencas Sedimentarias Argentinas, Serie Correlación Geológica N° 6. Editores G. Chebli y L. Spalletti. X Congreso Geológico Argentino. p 169-201
- Kokogian D., 1991. Estratigrafía Secuencial en Cuencas Continentales-Cuenca Cuyana, Argentina. IV Simposio Bolivariano. Tomo I.
- Kokogian D., Fernandez Seveso F., Mosquera A., 1993. Las Secuencias Sedimentarias Triásicas- Relatorio XII Congreso Geológico Argentino y II Congreso de Exploración de Hidrocarburos. p. 65-78.
- Kozlowski E., Mancada R., Ramos V., 1993. Estructura- Relatorio XII Congreso Geológico Argentino y II Congreso de Exploración de Hidrocarburos. p. 235-256.
- Jordan T., Ortiz A., 1987. Tiempo de generación del Petróleo en Mendoza Norte. X Congreso Geológico Argentino. Actas II, p. 271-276.
- Legarreta L., Gulisano C., Uliana M., 1993. Las Secuencias Sedimentarias Jurásico-Cretácicas- Relatorio XII Congreso Geológico Argentino y II Congreso de Exploración de Hidrocarburos. p. 87-114.
- Magoon L. B., Dow W. G. The petroleum System-From Source to Trap, AAPG Memoir 60. Chapter I. p. 10-13.
- Price L. C., 1994. Basin Richness and Source Rock Disruption-A Fundamental Relationship. Journal of Petroleum Geology, vol 17 (1).
- Rosso M. I., Labayén I., Laffite G., Arquijo M., 1987. La Generación de Hidrocarburos en la Cuenca Cuyana, Argentina. X Congreso Geológico Argentino. Actas II, p.267-270.
- Villar H., Puttmann W., 1989. Geochemical Characteristics of Crude Oil from the Cuyo Basin, Argentina. Organic Geochemistry, 16, Nos. 1-3, pp. 511-519.