

LA CUENCA DE TARIJA, BOLIVIA Y NOROESTE DE ARGENTINA: ¿SISTEMA PETROLERO ÚNICO O MÚLTIPLES SISTEMAS PETROLEROS?

Carlos E. Cruz¹, Claudio A. Sylwan² y Héctor J. Villar³.

1: Pluspetrol S.A., Buenos Aires, Argentina, ccruz@pluspetrol.com.ar

2: Pan American Energy L.L.C., Buenos Aires, Argentina, csylwan@pan-energy.com

3: FCEN-Dep. Cs. Geológicas, UBA-Conicet, Buenos Aires, Argentina, lqvillar@fibertel.com.ar

Keywords: Tarija Basin, Bolivia, Argentina, petroleum geochemistry, petroleum systems.

Abstract. *The Tarija Basin of Bolivia and Northwestern Argentina: A single petroleum system or multiple petroleum systems?*

The development of a new stratigraphic framework in the Tarija Basin allowed the review of the hydrocarbon source potential within the classically recognized Devonian sequence sets. Nearly 1000 rock samples data (TOC, Rock-Eval pyrolysis and kerogen microscopy) were evaluated for source rock typing and maturity assessment. Poor to moderate, and occasionally good source rock qualities have been recorded in most of the evaluated samples. Variations from thermal immaturity to overmaturity are dependent on stratigraphic position and geologic setting. Effective expulsion of hydrocarbons is believed to have begun at relatively high levels of thermal maturity (VRE>0.9-1.0%), with prevalence of gassy hydrocarbons.

Modeling of hydrocarbon generation of the Devonian source rocks demonstrates that the main episodes of expulsion and charge occurred coupled to the Andean tectonics. A generally low thermal heat flow linked to the Tertiary foreland deposits constrained the maturation process.

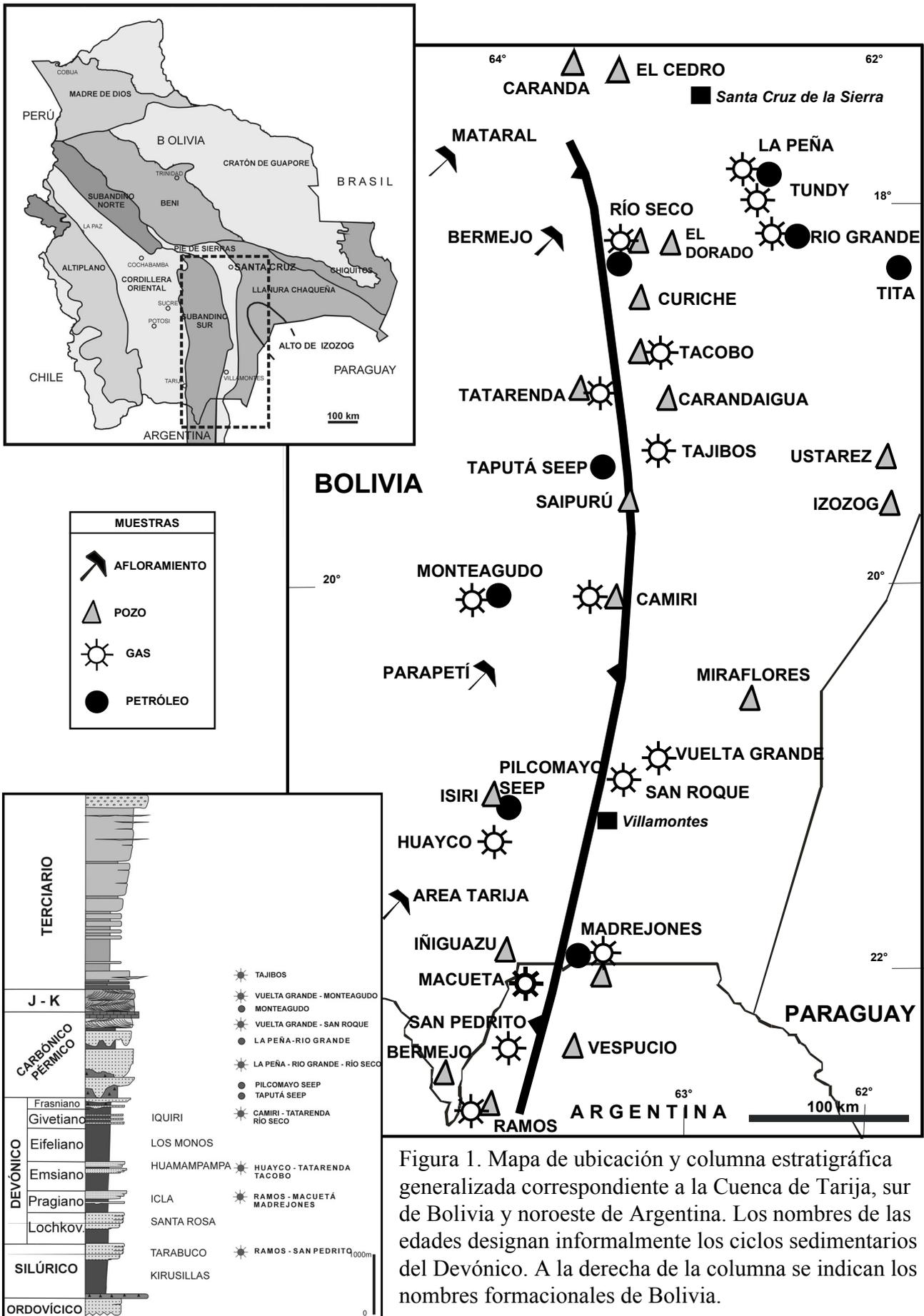
Hydrocarbon occurrences are restricted to light oil, condensate and gas. Gas chromatography and biomarker data of 10 oil/condensate samples along with isotope data of 29 gas samples from different reservoirs and fields were evaluated. The predominance of condensate accumulations precluded assessing definite oil-source correlation patterns. Nevertheless, genetic relations were proved for Givetian and, particularly, the Eifelian sources. Isotope data, arranged by reservoir and geographic location, point to significant variations in thermal maturity, allowing for distinct kitchens of a same source rock and/or co-sourcing.

Three petroleum zones are recognized in the Tarija Basin: Santa Cruz, Pilcomayo (extending up to northern Argentina) and the South Subandean Thrust Belt. In addition to the proved Los Monos charge systems, two petroleum systems are proposed: Sección Lochkoviano-Carbónico(.) and Kirusillas-Santa Rosa(.).

INTRODUCCIÓN

El desarrollo de un nuevo marco estratigráfico basado en análisis paleontológicos, geología de campo e interpretación de información sísmica y de pozos en la Cuenca de Tarija (Albariño *et al.*, 2002), permitió la revisión del potencial generador de hidrocarburos en los conjuntos de secuencias de edad Silúrico y Devónico. El diagrama de la Figura 1 incluye una columna estratigráfica generalizada para toda el área de estudio, detallándose las rocas generadoras comprobadas y potenciales de los niveles pelíticos siluro-devónicos que corresponden a episodios transgresivos y de máxima inundación. Estas rocas madre reciben de manera informal el nombre de la edad a la que pertenece el correspondiente conjunto de secuencias o episodios.

Información geoquímica de aproximadamente 1000 muestras de rocas (contenido orgánico total –COT–, pirólisis Rock-Eval y microscopía del querógeno) fue asignada a las correspondientes secuencias estratigráficas y evaluada para identificar tipos de querógeno y madurez térmica. Las muestras se extrajeron de diversos pozos y afloramientos en una extensa área que comprende la Faja Corrida del Subandino Sur, el Pie de Sierra y la llanura Chaqueña, entre El Codo de Santa Cruz (17°15' S) y el yacimiento gasífero Ramos en el noroeste argentino (22°45' S). La zona denominada Boomerang, ubicada al norte y noroeste de El Codo de Santa Cruz se excluye de este estudio. Las muestras de hidrocarburos líquidos fueron obtenidas de diversos yacimientos, descubrimientos recientes y manaderos superficiales como Río Grande, La Peña, Tita, Río Seco, Tacobo, Tajibos, Monteagudo, Arroyo Taputá (Sierra de Charagua), Río Pilcomayo y Madrejonas. Las muestras de gas corresponden a los yacimientos Río Grande, La Peña, Tundy, Río Seco (Escarpment e Iquiri), Tacobo, Tajibos, Monteagudo, San Roque, Vuelta Grande, Camiri, Tatarenda (Iquiri)



y Huamampampa), Huayco, Ramos (Santa Rosa y Huamampampa), San Pedrito (Huamampampa y Santa Rosa), Macueta y Madrejones.

El objetivo de este trabajo es esencialmente caracterizar el hábitat de hidrocarburos del área, diferenciando regiones con patrones determinados de generación y tipo de hidrocarburos. Sobre esta base, se pretende definir zonas donde las evidencias apuntan ya sea a un sistema petrolero único o, alternativamente, sugieren la interacción de sistemas petroleros múltiples. Algunos de los resultados preliminares y parte de las hipótesis que aquí se discuten fueron sintéticamente presentados en AAPG Denver 2001 (Cruz *et al.*, 2001) y Hedberg Mendoza 2001 (Cruz y Villar 2001).

GEOLOGÍA

La Cuenca de Tarija comprende rellenos con espesores mayores a los 10 km de rocas sedimentarias desde el Silúrico al Reciente, donde pueden ser reconocidos varios ciclos sedimentarios con jerarquía de conjunto de supersecuencias que tienen diferentes mecanismos de subsidencia e historias deposicionales. Estos ciclos sobreyacen en discordancia a rocas de edad Cambro-Ordovícico consideradas basamento económico.

El **Ciclo Siluro-Devónico** está compuesto por más de 3000 m de sedimentos clásticos de origen marino y edad silúrica y devónica, donde alternan facies arenosas y arcillosas. La ciclicidad y continuidad lateral de ciertos límites litológicos han sido tomadas como base para su división en secuencias y conjuntos de secuencias (Starck 1995; Albariño *et al.*, 2002). Las facies arcillosas, todas ellas de colores negro y gris oscuro tienen potencial como roca madre de hidrocarburos, siendo comprobadas solamente las que se asignan a la Formación Los Monos (Disalvo y Villar 1999). Adicionalmente a su capacidad generadora estas facies finas constituyen sellos regionales. Las facies de areniscas cuarcíticas de las formaciones Santa Rosa, Icla, Huamampampa e Iquiri son los reservorios, alojando la mayor cantidad de reservas de gas de esta cuenca.

El **Ciclo Carbónico-Pérmico** yace sobre el ciclo anterior mediante una marcada discordancia erosiva, caracterizada por profundos valles excavados (*incised valley*). Los depósitos de este ciclo exceden los 1500 m de espesor y están compuestos principalmente por facies clásticas continentales que muestran una importante influencia de eventos glaciales que afectaron al Supercontinente de Gondwana durante el Carbónico (Eyles *et al.*, 1995). Trabajos recientes enmarcan estos sedimentos dentro de un modelo estratigráfico secuencial, caracterizando sus paleoambientes deposicionales (Schulz *et al.*, 1999; Viera y Hernández 2001). Estas facies glaciales y periglaciales componen una alternancia de areniscas de canales y rellenos de valles (reservorios) y limoarcilitas rojas y diamictitas (sellos). La parte superior de este ciclo fue depositada en condiciones climáticas más cálidas y con influencia marina (calizas permo-triásicas de la Fm. Vitiacua).

El **Ciclo Mesozoico** depositó durante el Jurásico cerca de 1000 m de facies clásticas de origen continental, principalmente eólico (Grupo Tacurú), que muestran un proceso de aridización que también puede ser identificado en otras regiones de Gondwana. Estas facies arenosas son reservorio en numerosos campos como Monteagudo, San Roque y Vuelta Grande entre otros. Durante el Cretácico Superior hubo eventos transgresivos que alcanzaron el sector norte de la cuenca de Tarija (área de Santa Cruz) que depositaron aproximadamente 300 m de sedimentos clásticos calcáreos.

El **Ciclo Terciario** está vinculado a una antifosa relacionada con el levantamiento tectónico de la Cordillera de los Andes, con registros mayores a los 5000 m de facies clásticas continentales. Exhiben una secuencia típicamente grano y estratocreciente, característica de depósitos sinorogénicos. La porción basal de este ciclo (Fm. Yecua), considerada un sello regional más alto de la cuenca, representa una ingresión marina ocurrida durante el Mioceno.

Durante el Terciario Superior la columna estratigráfica de la Cuenca de Tarija fue afectada por los últimos pulsos de la Orogenia Andina, estando completamente involucrada en el sector externo de la Faja Corrida Subandina. La deformación terciaria no afectó el sector oriental de la Cuenca, conocido como Llanura Chaqueña. Allí se destaca la presencia del Alto de Izozog, una gran estructura enterrada cuyo levantamiento más importante fue a fines del Cretácico, asociado a un máximo térmico que se cree ha desempeñado un rol preponderante en la maduración de las rocas madre de ese sector de la cuenca.

El Subandino es una faja fallada y plegada de lámina delgada. El despegue inferior se interpreta como ubicado en la sección basal del Silúrico, que hacia el sector norte (a la latitud de Santa Cruz de la Sierra) cambia al Ordovícico, indicando la existencia de despegues más profundos en niveles estratigráficos más

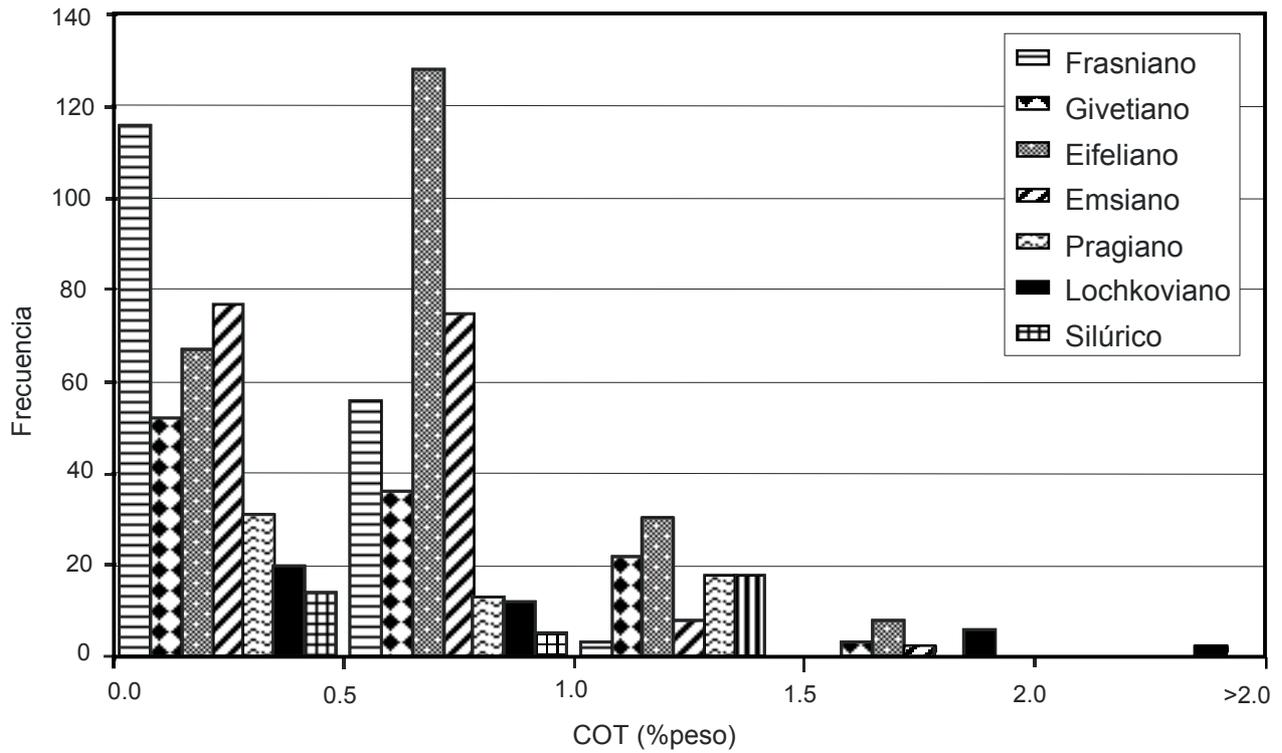


Figura 2. Distribuciones del contenido de materia orgánica de las muestras evaluadas.

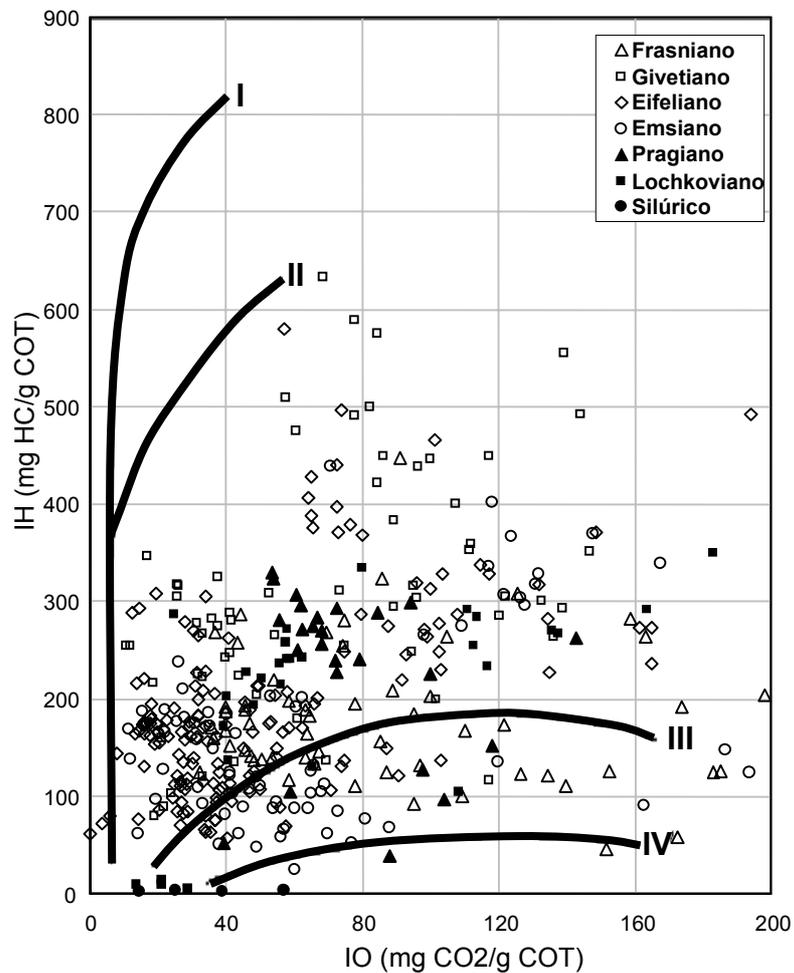


Figura 3. Determinación de tipos de querógeno por pirólisis Rock-Eval.

viejos. El acortamiento es transmitido desde el despegue basal en el Silúrico cortando en rampa y generando sistemas *duplex* de anticlinales de rampa (Belotti *et al.*, 1995; Starck 1999) o pliegues de propagación trasladados (Kozłowski *et al.*, 2001) en las areniscas cuarcíticas silúricas y devónicas. Este sistema suele tener un despegue superior en la sección basal de arcillas negras de la Fm. Los Monos que no transmite el acortamiento hacia adelante sino que se deforma con una doble zona triangular con puntos ciegos ubicados en base y techo de Los Monos (Giraud *et al.*, 1999). Por encima del nivel de despegue localizado en la parte alta de Los Monos, las unidades estratigráficas se deforman en anticlinales de flancos con alto buzamiento y frecuentemente fallados en el núcleo. Estos anticlinales angostos conforman trenes estructurales positivos regionales de varias decenas de kilómetros de extensión y clara expresión topográfica, que en número de seis a ocho constituyen el Cinturón Subandino. El Pie de Sierra representa la posición externa y muestra una deformación no tan intensa y un relieve no tan abrupto. Aquí los corrimientos que despegan del Silúrico cortan en rampa secuencia arriba prácticamente hasta superficie, originando pliegues típicos de flexión de falla. Esta región es limitada por el corrimiento frontal emergente de la faja corrida, llamada Falla de Mandeyapeuca, que tiene un rechazo superior a los 2000 metros.

ROCA MADRE

En la mayor parte de las rocas evaluadas, la calidad de la roca generadora varía de pobre a moderada y raramente buena, lo cual concuerda con los resultados de Moretti *et al.* (1995). El contenido promedio de COT es de aproximadamente 1% o menor, ocasionalmente alcanzando un 2% (Figura 2). Respecto de los estadios térmicos de generación de hidrocarburos, se registran amplias variaciones desde fase de inmadurez a sobremadurez avanzada dependiendo de la posición estratigráfica y del marco geológico. El querógeno, en general no estructurado, es de tipo II/III a III (Figura 3) según la pirólisis Rock-Eval con capacidad de generación mixta (gas/petróleo). Debido al limitado contenido de materia orgánica y al carácter parcialmente refractario del querógeno, se cree que la etapa de expulsión de hidrocarburos comienza a niveles relativamente altos de *stress* térmico, a una RVE>0.9-1.0% (reflectancia de vitrinita equivalente), con predominio de hidrocarburos gaseosos. Las secciones Givetiano y Eifeliano (formaciones Iquiri y Los Monos, Figura 1), llamadas Los Monos Superior por Disalvo y Villar (1999), presentan los mejores valores de COT y las facies potencialmente generadoras más ricas en materia orgánica (Figuras 2 y 3) en la gran mayoría de las áreas evaluadas. Ambas secciones, pero principalmente el Givetiano, tienen una buena proporción de muestras con querógeno que tiende a tipo II, lo que significa mayor propensión para originar primariamente petróleo. No obstante, los niveles del Givetiano se encuentran en condiciones desfavorables como rocas generadoras debido a la baja madurez térmica general. La sección Emsiano (Los Monos-Huamampampa) llamada *Los Monos Inferior* por Disalvo y Villar (1999), tiene pobre contenido de materia orgánica en Bolivia pero constituye una roca generadora interpretada por los mismos autores como básicamente gasífera en el noroeste argentino. La sección Lochkoviano (Icla-Santa Rosa) registra el mayor contenido de materia orgánica en el área de influencia de Santa Cruz y en el Alto de Izozog, constituyendo probablemente una roca generadora activa en esa zona. La poca cantidad de muestras de esta sección es consecuencia del limitado número de pozos que la han perforado. La información disponible sobre el Silúrico se obtuvo de muestras de afloramiento de la faja corrida interna e indica niveles de elevada sobremadurez y escasa riqueza residual en materia orgánica. Sin embargo, se considera que los valores de COT podrían haber sido significativamente más altos previo a la sobremaduración (Figuras 2 y 3). No se cuenta con información de otros sectores de la zona de estudio.

La Figura 4 corresponde a los perfiles geoquímicos de los pozos DRD-X1001 (El Dorado), UTZ-X1 (Ustarez) y Ve.x-1 (Vespucio), los dos primeros en la zona de Santa Cruz y el último en el Pie de Sierra del norte argentino. Aunque en el pozo DRD-X1001 (Figura 4a), perforado con inyección inversa, se efectuó un severo tratamiento de limpieza y extracción previo al análisis, no se descarta cierta distorsión de los valores de COT y Rock-Eval. De todas formas, se cree que las sutiles diferencias que presentan las distintas secciones entre sí son auténticas, siendo notables los buenos valores de COT e IH (índice de hidrógeno) del Lochkoviano, comparables con aquellos del Givetiano y Eifeliano. Otros hechos destacables en este perfil son la madurez térmica baja del Eifeliano y no especialmente alta del Lochkoviano (Ro algo superior a 1%). El pozo UTZ-X1 (Figura 4b) se ubica en la región de influencia del Alto de Izozog, afectada por un flujo térmico elevado que induce una madurez térmica excesiva. Los aspectos significativos de este pozo son la madurez térmica del Eifeliano (Los Monos) en fase de generación de petróleo (Ro~0.9%) y los excelentes valores de COT de hasta el 2% en el Lochkoviano (Devónico basal – Santa Rosa-Icla – *Boomerang Shale* –

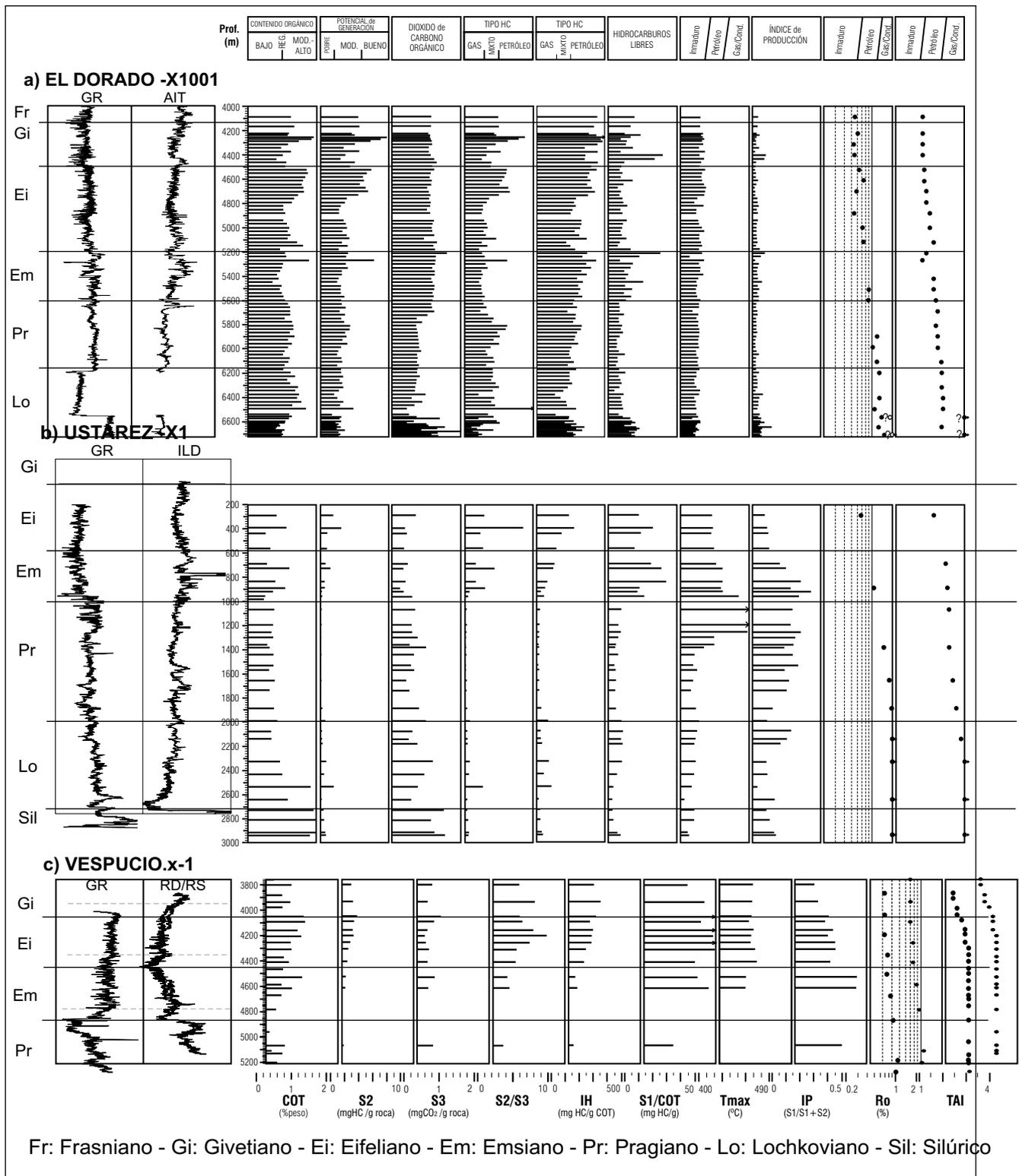


Figura 4. Perfiles geoquímicos de los pozos: a) DRD-X1001 (El Dorado); b) UTZ-X1 (Ustarez) y c) Ve.x-1 (Vespucio)

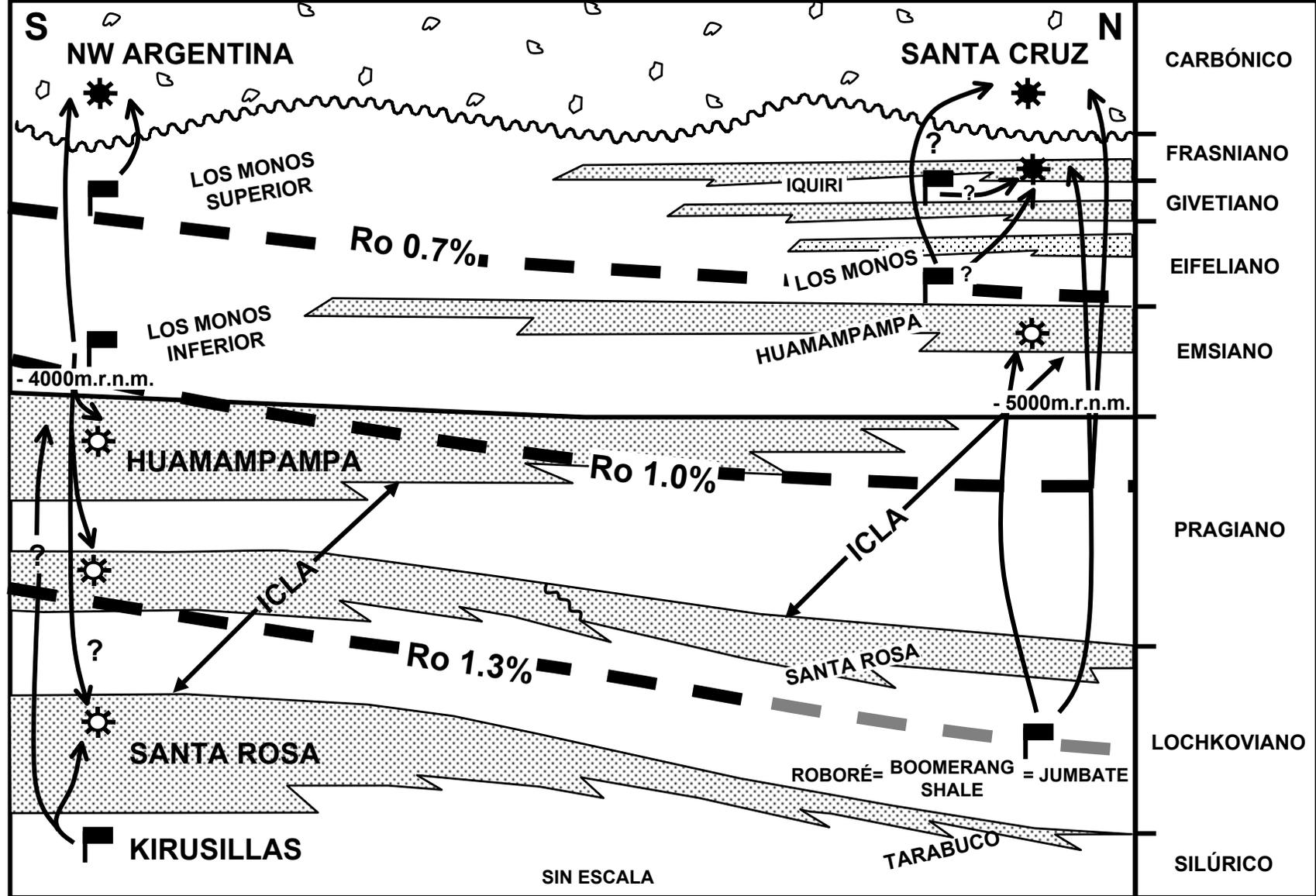


Figura 5. Modelo estratigráfico para el Devónico entre el Norte de Argentina y la zona de Santa Cruz (adaptado de Albariño et al., 2002) con posibles zonas de generación en el Pie de Sierra y sentido de migración de hidrocarburos.

Jumbate), a pesar de su alta madurez térmica ($R_o > 2\%$). Esta sección Lochkoviano es estratigráficamente correlacionable con las arcillas negras marinas de la Fm. Roboré (*Boomerang Shale*) en la zona del Boomerang, donde presenta muy buenos parámetros geoquímicos y es roca madre probada de petróleo (Laffitte *et al.*, 1998). Este hecho, considerado en conjunto con los registros de muy buena riqueza orgánica del Lochkoviano en DRD-X1001 y UTZ-X1, dos pozos distantes en el sector norte de la zona de estudio, sugieren fuertemente que esas características son generales para la zona de Santa Cruz. El pozo Ve.x-1 (Figura 4c) presenta valores de COT interesantes tanto en el Eifeliano (Los Monos Superior) como en el Emsiano (equivalente a Huamampampa en Bolivia y Los Monos Inferior en Argentina según Albariño *et al.*, 2002), siendo el Eifeliano más propenso a la generación de petróleo de acuerdo con los datos Rock-Eval. Un aspecto destacable es que, a profundidades más someras en Ve.x-1 (Figura 5), niveles estratigráficos de edad equivalente presentan mayor madurez térmica que los correspondientes en DRD-X1001 (Figura 4a y c), en un marco de idéntico ambiente tectónico (Pie de Sierra). Un patrón de mayor madurez térmica también muestra el pozo To-1 (Tonono), ubicado 50 km al noreste de Ve.x-1 (Disalvo y Villar 1999), a pesar de que los niveles devónicos son más someros aún. Esta situación se interpreta como indicador de un incremento del flujo térmico regional de sentido Norte a Sur.

RESERVORIOS Y TRAMPAS

La totalidad de la columna estratigráfica de esta cuenca se caracteriza por la existencia de numerosos niveles reservorio. En sentido general se los puede dividir en dos grandes grupos, devónico y supra-devónico, consideración que sirve de base a Starck (1999) para su propuesta de sistemas petroleros. Esta división se fundamenta principalmente en que los reservorios devónicos son en general portadores de gas y ocasionalmente condensado asociado, mientras que los reservorios supra-devónicos producen petróleo y/o gas. No es el propósito de este trabajo hacer una descripción detallada de las facies y características petrofísicas.

Los reservorios devónicos corresponden a las formaciones Santa Rosa, Icla, Huamampampa e Iquiri. Son areniscas cuarcíticas que producen principalmente por fracturación, depositadas en ambiente marino litoral y de plataforma externa. La Fm. Iquiri presenta características petrofísicas algo diferentes, presentando ocasionalmente porosidades primarias que llegan al 19%. En algunos yacimientos, Iquiri alberga acumulaciones de hidrocarburos que la emparentan con los reservorios supra-devónicos.

Los reservorios supra-devónicos se encuentran en los ciclos Carbónico-Pérmico, Mesozoico y base del Terciario (Fm. Petaca). Son areniscas de origen eólico y fluvial de ambiente glacial, periglacial y continental que producen por porosidad primaria, con valores que oscilan entre 12 y 30%.

Las trampas son mayormente estructurales, no siendo común el entrapamiento puramente estratigráfico. Algunas acumulaciones en el Terciario, donde los reservorios son areniscas fluviales efímeras de marcada lenticularidad, posiblemente tengan una fuerte influencia estratigráfica en el entrapamiento.

Las principales vías de migración están vinculadas a sistemas de fallas y fracturación.

MODELADO TÉRMICO Y CINÉTICO

El modelado de generación de hidrocarburos de las rocas madre devónicas (consultar también Dunn *et al.*, 1995; Moretti *et al.*, 1996) muestra que los principales episodios de expulsión y carga se produjeron unidos a la tectónica andina.

A pesar de profundidades de soterramiento considerables, la existencia de un régimen de flujo térmico suave vinculado a la depositación del Terciario Orogénico impuso restricciones al proceso de maduración. En el área de influencia de Santa Cruz (Figura 6a), el espesor del Terciario (no más de 2500 m de potencia en los sinclinales) no resultó suficiente para madurar la sección Eifeliano (Los Monos), pero sí el intervalo Lochkoviano, que alcanza la madurez térmica necesaria para la expulsión efectiva de hidrocarburos (valores de reflectancia de vitrinita en el rango de 0.9-1.1%). La sección Silúrico habría alcanzado una madurez mayor (Figura 7a), de etapa de generación de gases ricos en transición a gas seco. Según las posiciones modeladas no se han encontrado diferencias sustanciales entre sinclinal y anticlinal. De acuerdo con las trampas efectivamente alimentadas por hidrocarburos y su madurez estimada, la movilización desde las cocinas ocurrió por medio de fallas.

Hacia el sur, en el área de influencia de Río Pilcomayo-Villamontes, se interpreta un incremento del flujo térmico y, por consiguiente, la sección Eifeliano deviene en roca generadora efectiva. En el norte de Argentina, el espesor de la columna terciaria aumenta y, además, los valores de flujo térmico son

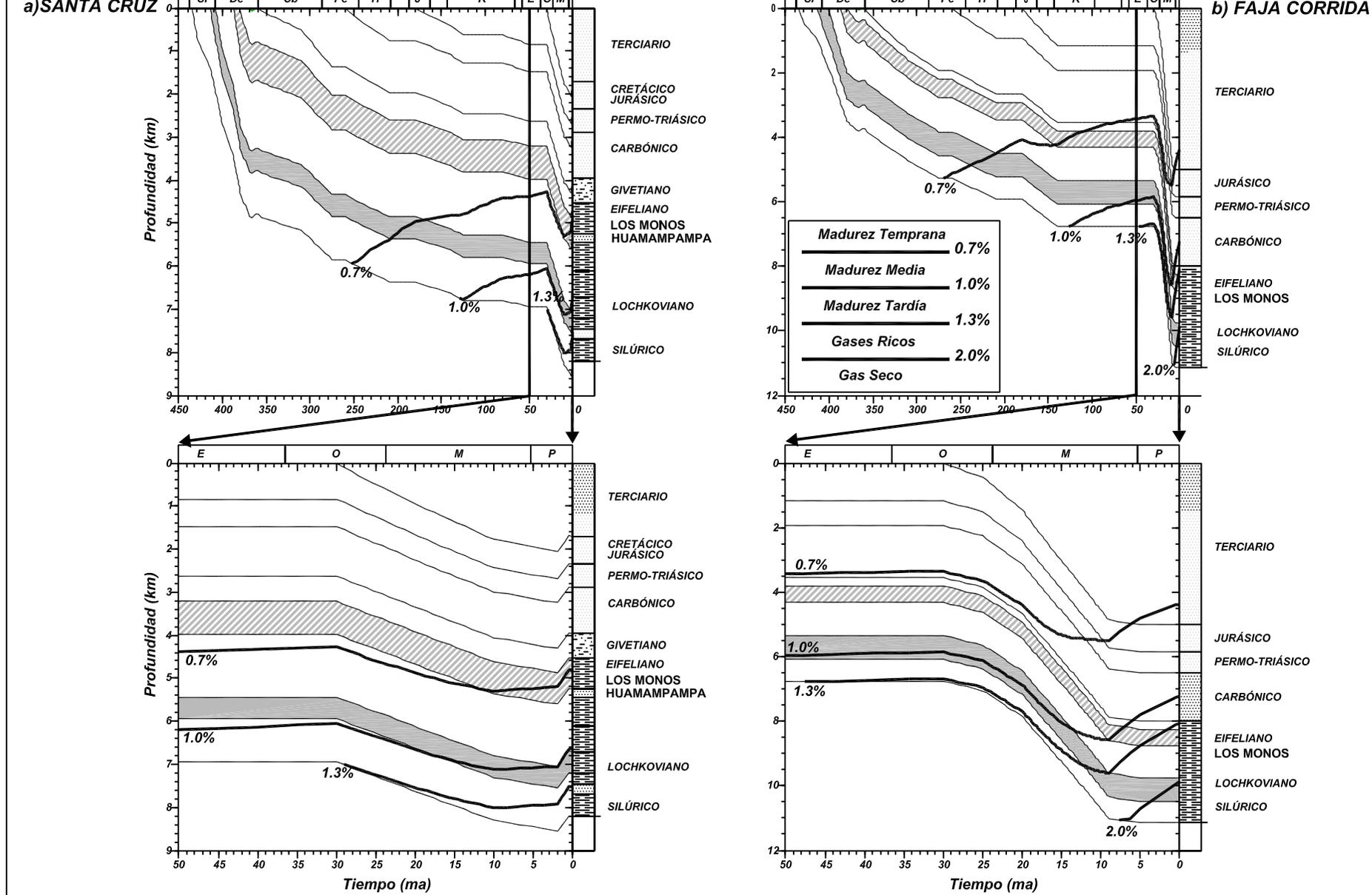


Figura 6. Historia geológica de las ventanas de madurez: a) en el área de Santa Cruz y b) en posiciones de sinclinal en la Faja Corrida. Los diagramas inferiores muestran un detalle de los últimos 50 ma.

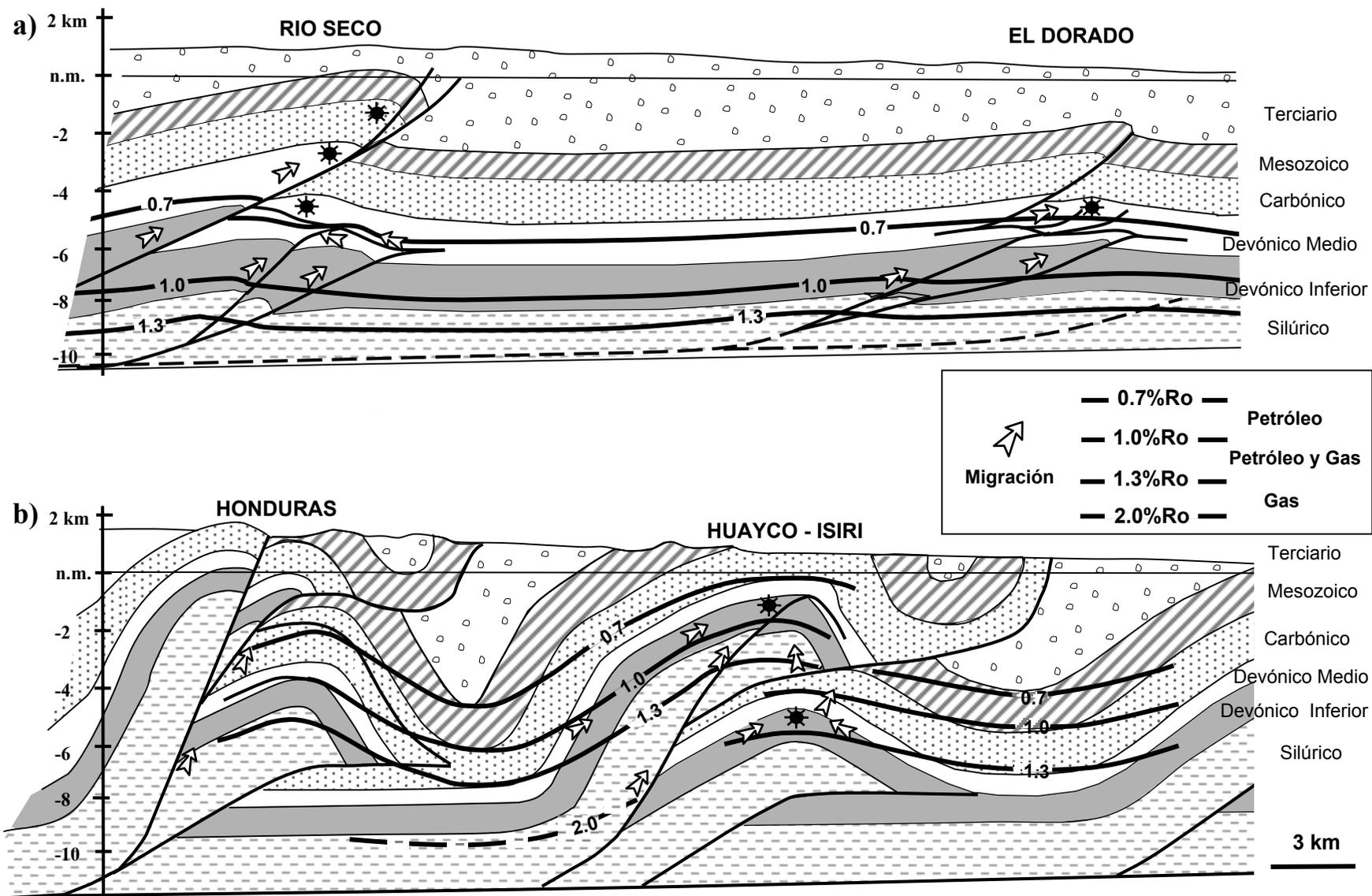


Figura 7. Cortes geológicos incluyendo ventanas de madurez según reflectancia de vitrinita: a) Río Seco - El Dorado en la zona de Santa Cruz y b) área de Entre Ríos en la Faja Corrida interna.

probablemente más altos en el marco regional. Allí la sección Eifeliano (Los Monos Superior en Disalvo y Villar, 1999) es roca generadora probada de hidrocarburos, del mismo modo que es considerada la sección Emsiano (Los Monos Inferior en Argentina y Huamampampa en Bolivia; Albariño *et al.*, 2002).

En la Faja Corrida, el régimen térmico suave es compensado por las espesas columnas del Terciario Orogénico que alcanzan hasta 5000 m. La Figura 6b muestra las ventanas de madurez modeladas en posiciones de sinclinal. El cambio a posiciones de anticlinal es notable (Figura 7b), con ventanas de madurez “cortadas” por los corrimientos. La sección Eifeliano (Los Monos) es roca madre comprobada de petróleo y posiblemente gas, encontrándose en etapa de generación póstuma de petróleo, llegando a ventana de gas en los sinclinales. Por otro lado, la sección Givetiano (Iquiri) podría constituir una roca generadora activa de encontrarse soterrada adecuadamente. Se considera que la sobrecarga durante el Carbonífero fue considerable para la maduración de las rocas generadoras de edad Silúrico, que actualmente podrían estar generando gas seco en una etapa póstuma o de expulsión final. En este sector de la Cuenca las vías de migración preferenciales también son las fallas.

HIDROCARBUROS

La presencia de hidrocarburos en la cuenca (Illich *et al.*, 1981) se limita a petróleo liviano, condensado y gas. Para su caracterización en el presente estudio, se evaluaron datos de cromatografía en fase gaseosa, isotópicos y de biomarcadores de 10 muestras de petróleo/condensado junto con datos isotópicos de 29 muestras de gas (Figura 1) de diferentes reservorios y yacimientos.

Un aspecto importante de la evaluación es que el predominio de acumulaciones de condensado dificulta la evaluación de patrones definidos de correlación petróleo-roca madre y petróleo-petróleo. No obstante, se comprobaron relaciones genéticas para rocas givetianas y en especial eifelianas, que originaron petróleos de afinidad mixta marino-terrestre. En particular, la sección Givetiano (un extracto de muestra de corona de Iquiri del pozo Curiche-X1) se interpretó como la roca madre de un afloramiento de petróleo de generación temprana en el Arroyo Taputá, en el frente de corrimiento emergente en la Sierra de Charagua, colectado de areniscas de la Fm. Iquiri (Figura 8a). Los *fingerprints* de biomarcadores (triterpanos y esteranos) de la Figura 8b también muestran el vínculo genético de un petróleo de Monteagudo de reservorio mesozoico con las rocas madre eifelianas de la faja corrida, específicamente un extracto de una muestra del pozo ISR-X1 (Isiri). Esta misma vinculación exhibe una muestra de un afloramiento de petróleo en la base del Carbónico (Tupambi) en el Río Pilcomayo, 10 km al norte del pozo ISR-X1.

En el área de Santa Cruz, un petróleo del yacimiento Río Grande (reservorio Carbónico) se considera originado en etapa de pico máximo de generación, a un nivel de madurez superior al de la sección Eifeliano y comparable al de la sección Lochkoviano del pozo DRD-X1001 (Figura 4a). En tanto, un condensado del reservorio Huamampampa en el pozo TCB-X1001 (Tacobo), aunque con pérdida importante de componentes livianos, registró una madurez estimada de 1.2-1.3%Ro (análoga a la de condensados del Carbónico de Río Seco y Terciario de Tajibos). Se lo interpreta como originado sobre el final de la etapa de generación de gases húmedos, fase de madurez propia del Lochkoviano en DRD-X1001 y comparable a la atribuida a la sección Lochkoviano de TCB-X1001, de acuerdo con el perfil de madurez térmica proyectado a partir de medidas de Ro. En la misma zona pero en la región de influencia del Alto de Izozog, un petróleo del yacimiento Tita (reservorio Carbónico) sugiere una madurez térmica de 0.9% RVE, similar a la que presenta la sección Eifeliano del pozo UTZ-X1 (Figura 4b). De acuerdo con los *fingerprints* de biomarcadores, el petróleo de Tita muestra consanguinidad con el petróleo del yacimiento Monteagudo y, consecuentemente, se interpreta como generado por la sección Eifeliano (Los Monos).

Las acumulaciones de gas se atribuyen a generaciones múltiples. Los datos isotópicos, organizados por edad de reservorio y ubicación geográfica (Figura 9), señalan variaciones importantes en la madurez térmica permitiendo la postulación de distintas “cocinas” de una misma roca madre y/o cogeneración.

Los gases de reservorios supra-devónicos (Figura 1) se dividen en tres grupos (Figura 9 a y c): 1) muestras de Río Grande-La Peña-Tundy junto con muestras de Río Seco y Tajibos del área de Santa Cruz; 2) muestras de San Roque y Vuelta Grande en el área de Pilcomayo; 3) muestras de Monteagudo en la Faja Corrida del Subandino Sur. Los gases del conjunto (1) muestran según sus datos isotópicos de metano (Figura 9a) mayor madurez respecto de los otros gases y, además, apartamiento significativo de la línea cogenética metano-etano. Se los interpreta como mezclas de diferentes gases con aportes de una roca madre con mayor madurez que la sección Eifeliano (Los Monos) de las zona, posiblemente la sección Lochkoviano. La madurez térmica de la “fracción húmeda” derivada de los valores isotópicos de propano

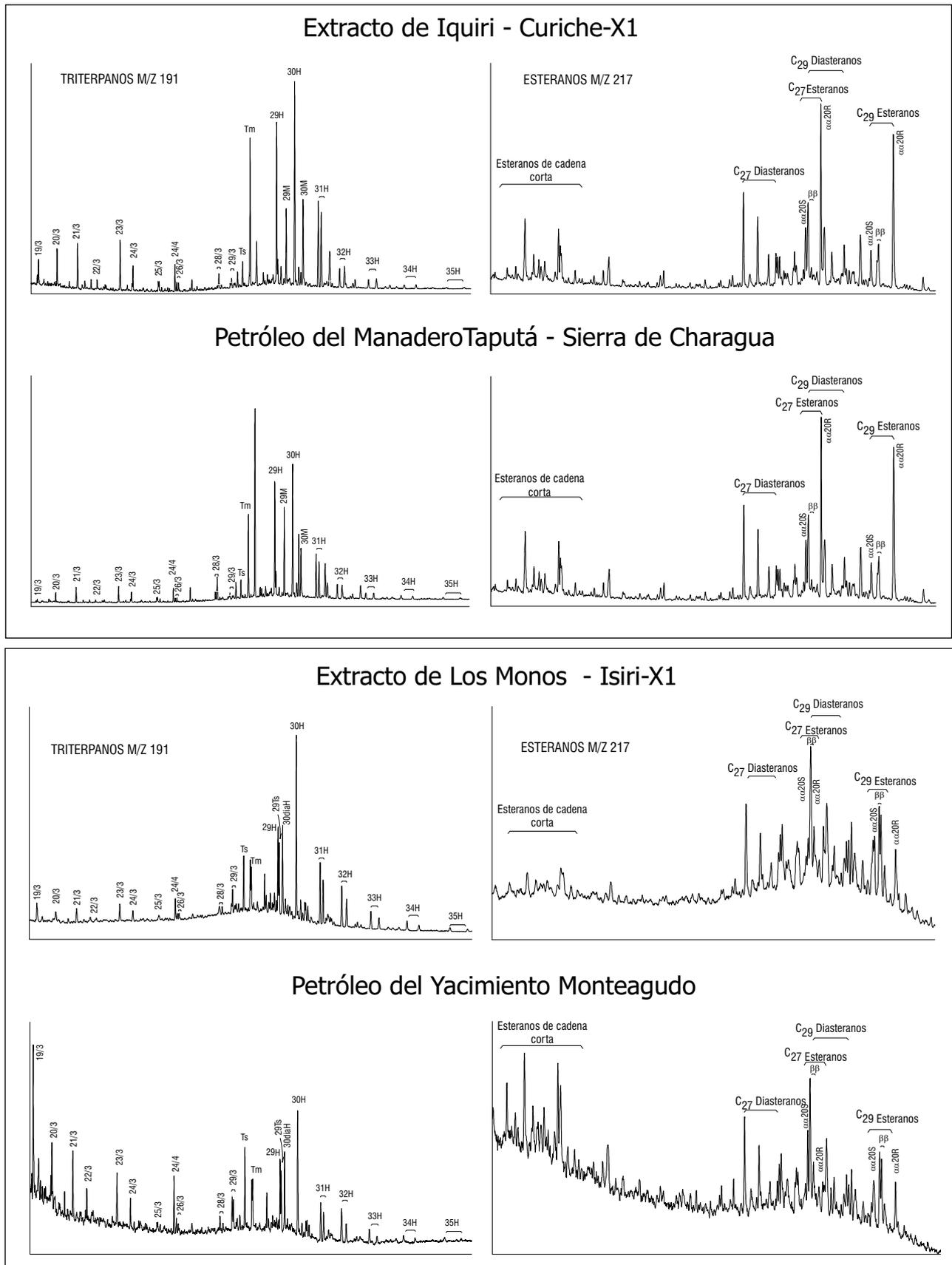


Figura 8. Correlaciones petróleo-roca madre: a) afloramiento de petróleo inmaduro en F. Iquiri de la Sierra de Charagua con un extracto de la sección Givetiano (Iquiri) del pozo Curiche-X1 en el Pie de Sierra y b) del yacimiento Monteagudo con un extracto de la sección Eifeliano (Los Monos) del pozo Isiri-X1 en la Faja Corrida del Subandino Sur.

Gases de Reservorios Supra-Devónicos

Gases de Reservorios Devónicos

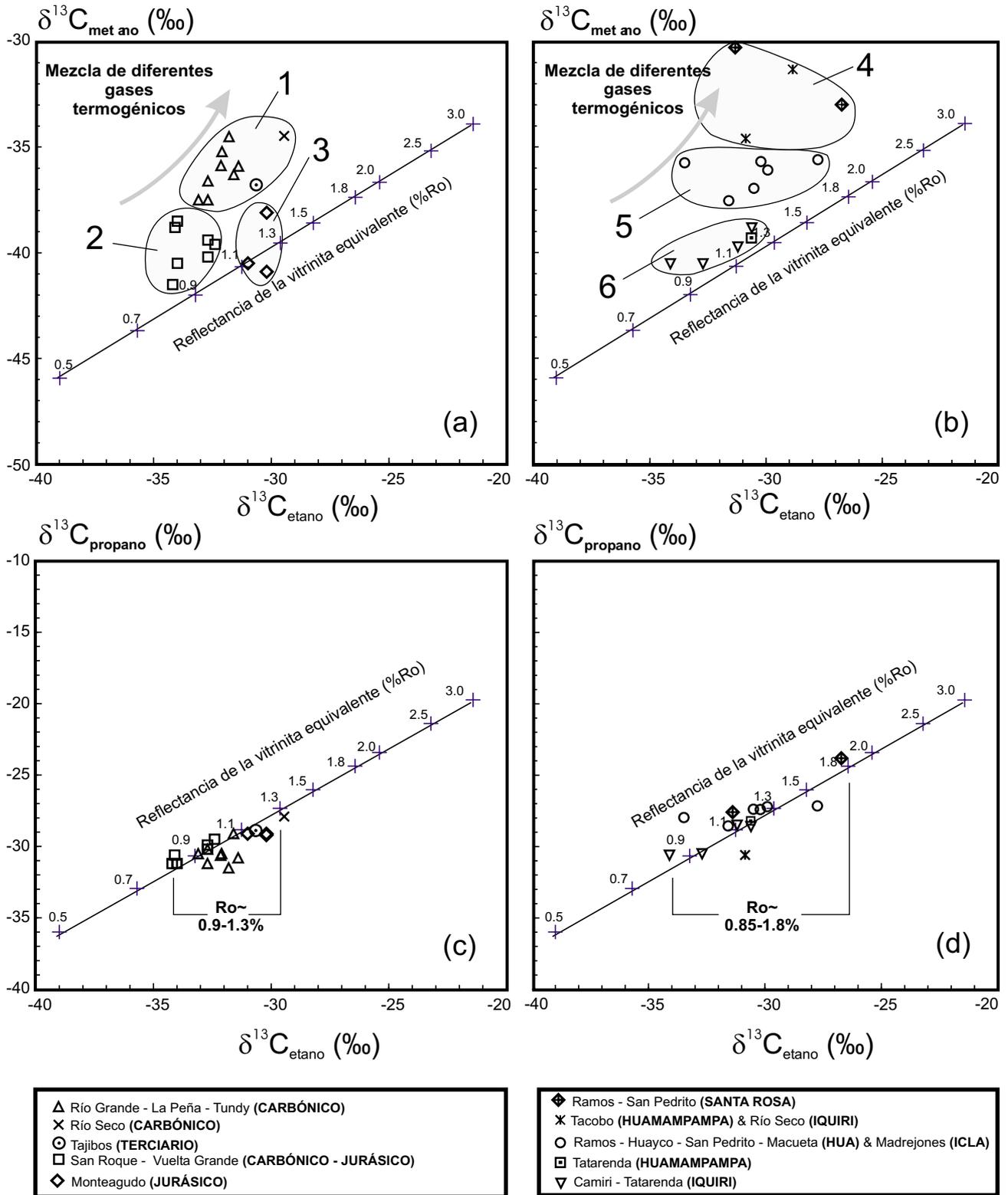


Figura 9. Evaluaciones de la madurez térmica de las muestras de gas divididas en reservorios supradevónicos y devónicos. El gas de Tacobo no cuenta con dato isotópico de propano.

versus etano (Figura. 9c), por el contrario, registra madureces equivalentes de fase tardía de petróleo, con Tajibos y Río Seco como los fluidos más maduros. Esta característica guarda consistencia con la madurez equivalente de los hidrocarburos líquidos del Yacimiento Río Grande y la que se interpreta para los condensados de Río Seco, Tacobo y Tajibos. Los gases del grupo (2) tienden a una madurez equivalente menor que las del grupo (1). Esto se interpreta como si hubieran sido generados por una roca madre más joven y menos madura que la sección Lochkoviano del área de Santa Cruz y, considerando el incremento hacia el sur del flujo calórico de acuerdo con la geoquímica de rocas y el modelado, se concluye que en esta zona la sección Eifeliano ha alcanzado la madurez para generar esos hidrocarburos. Por último, a los gases del grupo (3) se les atribuye una identidad propia de la Faja Corrida.

Los gases de los reservorios devónicos muestran ciertas peculiaridades en su distribución. En particular, la fracción isotópica del metano (Figura 9b) del gas de Santa Rosa en el Yacimiento Ramos exhibe una identidad de $\delta^{13}\text{C}$ mucho menos negativa si se la compara con la del gas de Huamampampa. Esto se atribuye a un probable aporte de gas seco desde una roca generadora muy madura (presumiblemente una sección silúrica), situación que naturalmente es mucho más probable que el aporte de una roca madre terrígena no documentada (querógeno Tipo III / carbón). La existencia de un gas de mayor madurez en reservorios de Santa Rosa también se produce en San Pedrito (Figura 10), lo que refuerza la hipótesis de generación en rocas silúricas, ya que a diferencia de Ramos y San Alberto, en San Pedrito las acumulaciones de Huamampampa y Santa Rosa no comparten un mismo contacto de agua por lo que podría interpretarse como cargados por diferentes rocas generadoras. Una situación análoga se registra en el gas de TCB-X1001 reservorio Huamampampa. Por otro lado, el gas de Río Seco reservorio Iquiri, isotópicamente equivalente a los gases del grupo (1) de los reservorios supra-devónicos, es interpretado como originado en la sección Lochkoviano. Los gases de Ramos-San Pedrito en Santa Rosa, TCB-X1001 Huamampampa y Río Seco Iquiri registran los isótopos de metano más pesados y, aunque pertenezcan a dos ámbitos geológicos distintos, integran el grupo (4) de la Figura 9b. Los gases del grupo (5) registran gran dispersión de valores de Ro equivalente (~0.9-1.5%) en el gráfico etano-propano (Figura 9d), interpretándose una generación en cocinas profundas de Los Monos en sentido amplio y aporte menor de gas seco (Figura 5) de madurez avanzada (Ro equivalente ~1.8-2.0%; Figura 9b). Los datos isotópicos de los gases de los reservorios de Iquiri, acumulados en los yacimientos Tatarenda y Camiri (grupo 6) sugieren madurez similar a la de los hidrocarburos líquidos de la Faja Corrida y comparable a la de la sección Eifeliano en esa zona, por lo que se concluye que allí los hidrocarburos provienen de esa sección.

El conjunto de los datos de los veintinueve gases evaluados, haciendo abstracción del reservorio de que se trate, sugiere una tendencia generalizada de aumento sutil de la madurez en sentido norte-sur, no sólo en el Pie de Sierra sino también en la Faja Corrida.

DISCUSIÓN

El predominio de petróleos livianos, condensados y gases en esta cuenca no permite correlaciones petróleo-roca madre y petróleo-petróleo definitivas y generalizables desde el punto de vista molecular (*fingerprints* de biomarcadores). Aunque ello fue factible en casos puntuales de verdaderas acumulaciones petrolíferas (del tipo “petróleo marrón-verdoso” de API~40-50°), las conclusiones son difícilmente extendibles a gases y condensados bien livianos que constituyen las mayores acumulaciones. Para estos hidrocarburos las relaciones genéticas son más tentativas, inferidas a partir del análisis composicional e isotópico de los fluidos en conjunción con la evaluación de la distribución regional de rocas generadoras probadas y potenciales, sus variaciones de madurez térmica, sus *timings* de generación y sus tipos de fluidos asociados. A partir de este tipo de aproximación se discuten diversos aspectos, tanto vinculados a sistemas de carga como de distribución de tipos de hidrocarburos por área y reservorio, que ayudan a comprender patrones del hábitat petrolero de la cuenca.

Este estudio ha probado relaciones genéticas (Figura 8) de un petróleo temprano de la Sierra de Charagua con la sección Givetiano (Iquiri), y de petróleos de Monteagudo, Tita y manaderos del Río Pilcomayo con la sección Eifeliano (Los Monos). Esta última relación ha sido verificada también en el norte de Argentina donde se ha definido (Disalvo y Villar 1999) un sistema petrolero para Los Monos Superior (sección Eifeliano de este trabajo). Los mismos autores proponen otro sistema petrolero hipotético para Los Monos Inferior (equiparable a la sección Emsiano, Figura 5), como una variante del sistema petrolero de Los Monos migración secuencia abajo de Starck (1999). A su vez este último autor propone otro sistema

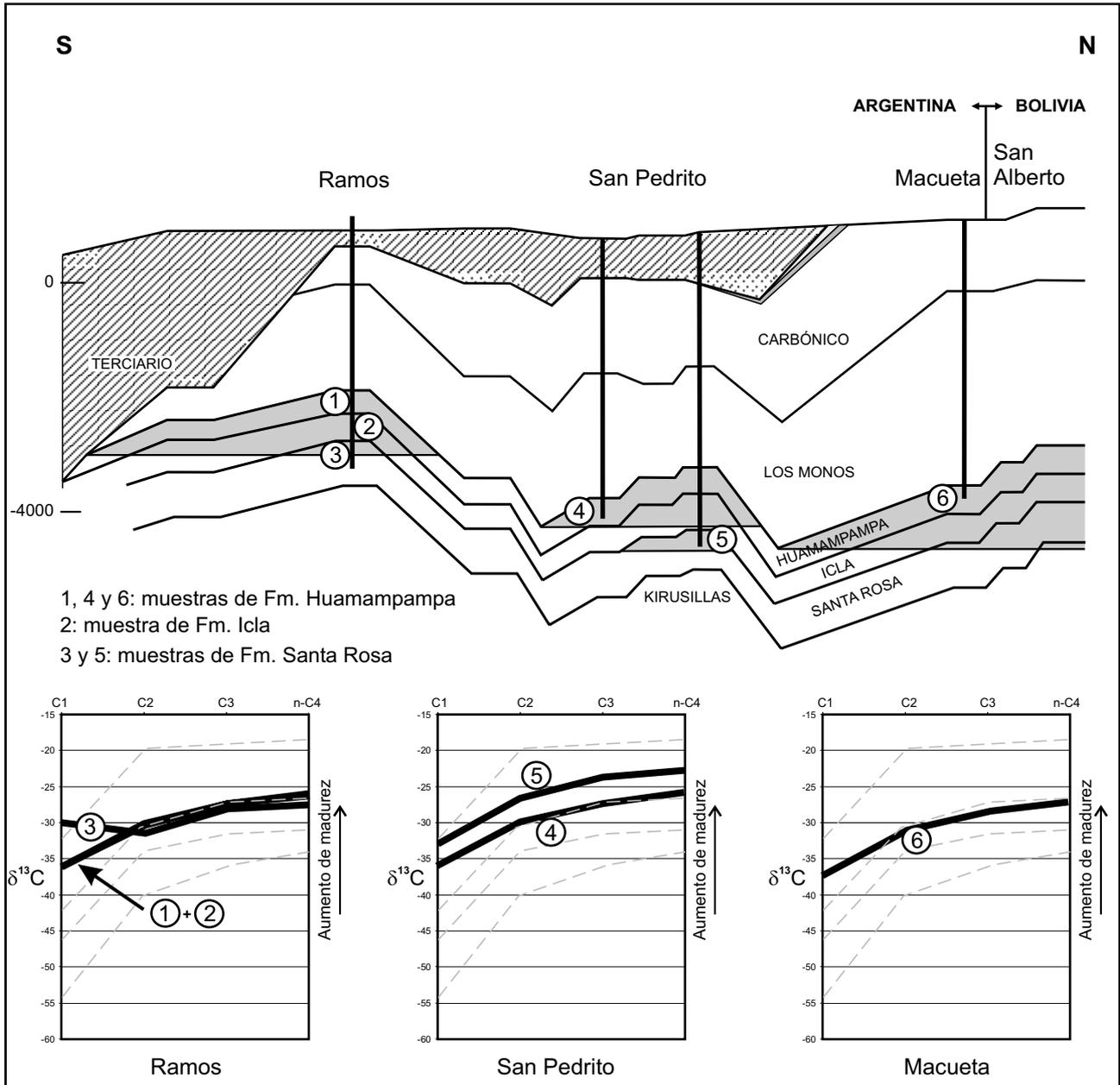


Figura 10. Corte estructural N-S de la Sierra de San Antonio, entre los yacimientos Ramos y San Alberto, con gráficos de Clayton (1991) indicando la composición isotópica de los gases.

petrolero para Los Monos migración secuencia arriba, equiparable al sistema de Los Monos Superior. Estas relaciones de consanguinidad son valederas y concordantes con las desarrolladas en este trabajo. Pero extendiendo el análisis a toda la Cuenca de Tarija la complejidad se incrementa notablemente, no sólo porque en otros sectores de la cuenca es muy probable la participación de múltiples sistemas generadores sino también porque contribuciones de distinto origen y madurez se mezclan en un mismo reservorio. Este escenario parece más frecuente en reservorios gasíferos, como en las ya discutidas acumulaciones de Ramos y San Pedrito (reservorio Santa Rosa), Huayco (reservorio Huamampampa) y Tacobo (reservorio Huamampampa), donde la fracción metano del gas muestra una madurez mucho más elevada que la del condensado asociado. Otro ejemplo está dado por el petróleo de Tita (reservorio Tupambi), que se interpreta como mezcla hidrocarburos livianos de madurez elevada posiblemente generados en la sección Lochkoviano, con petróleo Eifeliano de madurez más moderada, según sus biomarcadores. Estos elementos inducen a pensar en la interacción de sistemas petroleros múltiples de acuerdo con el sector de la cuenca que se analice, ya que las características regionales tienen una influencia muy marcada. El modelo estratigráfico de la Figura 5, abarcando desde el Norte de Argentina a la zona de Santa Cruz, sintetiza la complejidad de la asignación formal a rocas de distinta edad (Albariño *et al.*, 2002) y las diferentes secciones generadoras según la región, que aportan hidrocarburos de distinta madurez a un mismo o a distintos reservorios.

En este sentido, las acumulaciones de hidrocarburos de esta cuenca presentan propiedades singulares de carácter regional, que se diferencian por algunos de los elementos y procesos de los sistemas petroleros (Magoon y Dow 1994), en particular, roca madre y maduración. En consecuencia, es aplicable la definición de Perrodon (1983) quien dice que los factores geológicos que gobiernan la distribución de las acumulaciones y en especial la presencia combinada de roca madre, reservorios y sellos, exhiben una cierta extensión geográfica que está reflejada por la formación de una familia o grupo de acumulaciones y por un conjunto de elementos naturales del mismo tipo o que tienen la misma función. Desde el punto de vista geográfico y de acuerdo con sus dimensiones y complejidad, esas familias de acumulaciones y conjuntos naturales definen la existencia de una zona o provincia petrolera. Cada zona o provincia se caracteriza por el predominio de alguno de los sistemas petroleros actuantes en la cuenca. Sobre la base de este concepto, en la Cuenca de Tarija se han identificado tres zonas petroleras (Figura 11) y se proponen dos sistemas petroleros adicionales a los ya aceptados. Otras provincias petroleras, como la del Boomerang, no han sido analizadas en este trabajo. La propuesta implica el reconocimiento de la multiplicidad de sistemas petroleros en este sector de la cuenca, desfavoreciéndose, por lo tanto, la idea prevaleciente de un único sistema vinculado a la roca madre Los Monos.

La sección Lochkoviano es probablemente la principal roca madre en la zona petrolera de **Santa Cruz**, en un contexto de bajo flujo térmico y una sobrecarga terciaria no relevante (inferior a 2600 metros). Esta provincia se caracteriza por tener un potencial generador de hidrocarburos bueno en la sección Lochkoviano, tal como lo registran los pozos Izozog y Ustarez y por la impronta isotópica de los gases de Río Grande-La Peña-Tundy y Río Seco-Tajibos. Las acumulaciones de hidrocarburos más importantes hasta el momento se encuentran en reservorios de edad Carbónico en los campos Río Grande – La Peña – Tundy. En esta zona se propone el sistema petrolero **Sección Lochkoviano–Carbónico(.)**, que podría considerarse como una extensión hacia el sur del sistema de la Fm. Roboré propuesto para la zona del Boomerang por Laffitte *et al.* (1998). No se descarta que pudiera haber contribución de otras rocas generadoras, más maduras (¿silúricas?) como en Tacobo o, alternativamente, vinculadas a cocinas localizadas de la Sección Eifeliano (Los Monos Superior), que han alcanzado fases de expulsión debido a flujos térmicos anómalos como el del Alto de Izozog, y contribuido a acumulaciones como la de Tita.

La sección Eifeliano se reconoce como la roca generadora preponderante en la zona petrolera de **Pilcomayo**, acoplada a un aumento en el flujo térmico regional. Esta zona o provincia se extiende hasta el norte de Argentina, en el dominio del Pie de Sierra, donde la sección Emsiano (Los Monos Inferior) deviene roca generadora (Figura 5). En esta área, los gases asociados a petróleo y condensado tienen un patrón isotópico que difiere parcialmente de aquel de la región de Santa Cruz. Los sistemas petroleros actuantes acá son los propuestos por Disalvo y Villar (1999) y Starck (1999). El sistema petrolero Carga Secuencia Abajo de este último autor, no presentaba acumulaciones hasta el reciente descubrimiento de gas y condensado en Huamampampa e Icla en Madrejones, donde la madurez de los hidrocarburos es comparable a la de Los Monos Inferior.

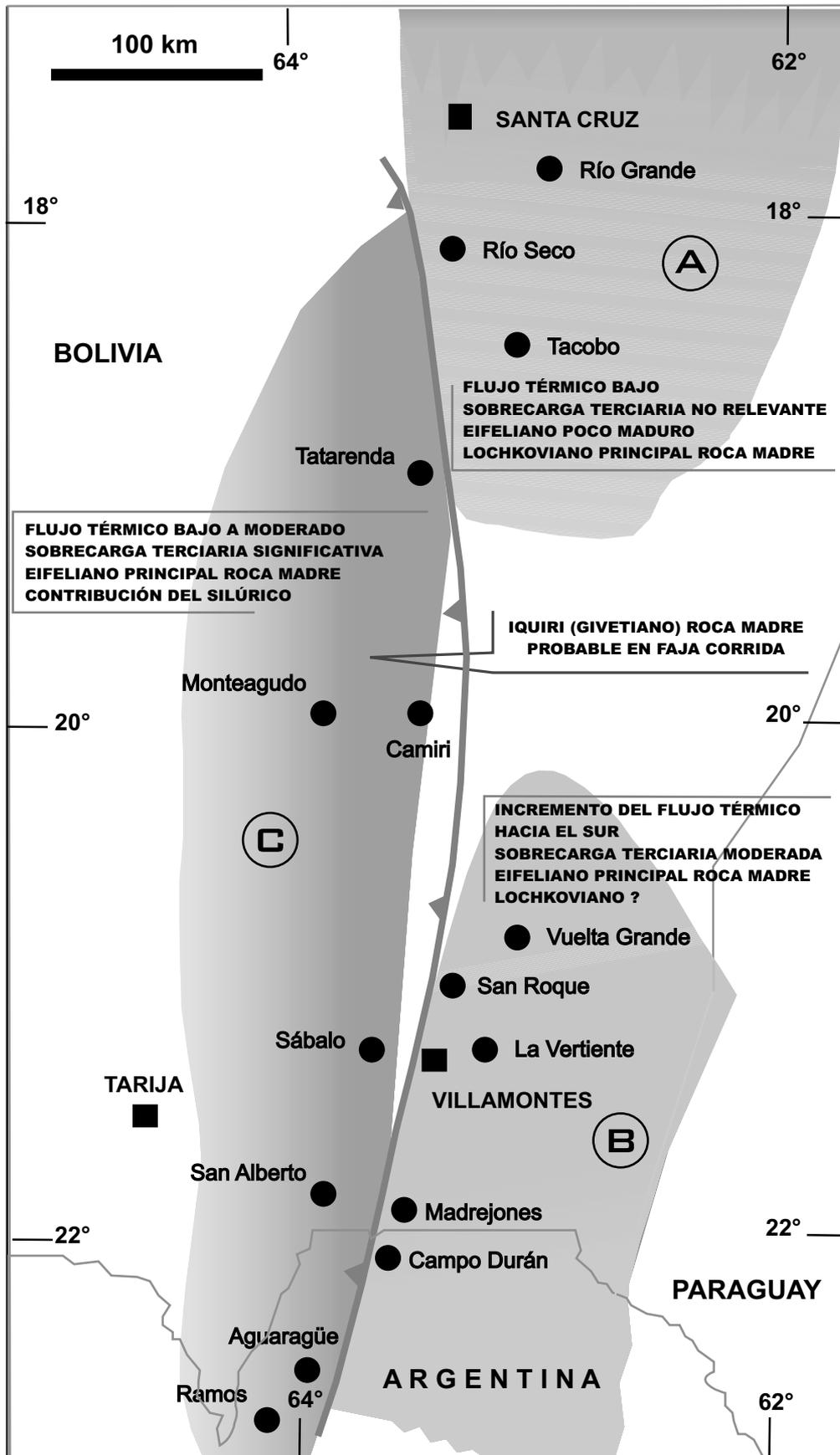


Figura 11. Zonas con características petroleras distintivas de la Cuenca de Tarija. (A) Santa Cruz; (B) Pilcomayo; (C) Faja Corrida del Subandino Sur.

La zona petrolera de la **Faja Corrida del Subandino Sur**, donde existe una importante sobrecarga terciaria y las secciones Eifeliano y Emsiano constituyen las rocas generadoras de petróleo y gas. Se presumen otros dos intervalos generadores: el Silúrico con aporte de gas a los reservorios más antiguos y el Givetiano como potencial roca madre principalmente de petróleo en posiciones profundas (“cocina”). En el caso del Silúrico las acumulaciones de gas en reservorios de Santa Rosa parecen remitir a ese origen, por lo que para esta zona, además de los sistemas petroleros ya planteados por Starck (1999) y por Disalvo y Villar (1999) vinculados a Los Monos Superior y Los Monos Inferior como rocas generadoras, se puede proponer un nuevo sistema petrolero **Kirusillas–Santa Rosa(.)**.

CONCLUSIONES

- 1.- El estudio identifica tres zonas (o provincias) petroleras con características geológicas y geoquímicas diferenciadas: Santa Cruz, Pilcomayo y Faja Corrida del Subandino Sur. Además, propone la existencia de múltiples sistemas petroleros, en oposición a la idea tradicional de un único sistema vinculado, en sentido amplio, a generación en la Formación Los Monos.
- 2.- Los sistemas petroleros propuestos por Disalvo y Villar (1999) y por Starck (1999), con sistemas de carga basados en Los Monos (Eifeliano-Emsiano en este trabajo) para el norte de Argentina, son también valederos en el resto de la Cuenca de Tarija principalmente en las zonas de Pilcomayo y de la Faja Corrida.
- 3.- La sección Givetiano (Iquiri) ha probado ser roca generadora de petróleo temprano en la Sierra de Charagua. Se cree que en posiciones de “cocina” más desarrollada puede actuar como roca madre efectiva de petróleo a nivel regional.
- 4.- Se propone el sistema petrolero **Sección Lochkoviano–Carbónico(.)** como el más importante en la región de Santa Cruz, pudiendo considerárselo como una extensión al sur del sistema de la Fm. Roboré, propuesto para la zona del Boomerang por Laffitte *et al.* (1998).
- 5.- Se propone el sistema petrolero **Kirusillas–Santa Rosa(.)** como generador de gas, principalmente para reservorios más antiguos, en la región de la Faja Corrida del Subandino Sur.

Agradecimientos. A María Silvia Castro por su paciencia y dedicación. A Alfredo Disalvo, Daniel Starck y Tomás Zapata por las críticas y sugerencias. A las autoridades de Pluspetrol S.A. y Pan American Energy LLC por permitir la publicación de este trabajo.

LISTA DE TRABAJOS CITADOS EN EL TEXTO

- Albariño, L., A. Dalenz Farjat, L. Alvarez, R. Hernández y M. Pérez Leyton; 2002. *Las secuencias sedimentarias del Devónico en el Subandino Sur y el Chaco. Bolivia y Argentina*. Este Congreso.
- Belotti, H.J., L.L. Sacavino y G.A. Schachner; 1995. *Structural styles and petroleum occurrence in the Sub-Andean fold and thrust belt of northern Argentina*. En A. Tankard, R. Suarez S. y H. Welsink, Petroleum Basins of South America. American Association of Petroleum Geologists Memoir 62, p. 545-555.
- Clayton, C.J; 1991. *Carbon isotope fractionation during natural gas generation from kerogen*. Marine and Petroleum Geology, 8: 232-240.
- Cruz, C.E., L. Albariño, C.A. Sylwan y H.J. Villar; 2001. *Source rocks and hydrocarbons south of The Santa Cruz Elbow, Bolivia and Northwestern Argentina*. 2001 American Association of Petroleum Geologists Annual Convention. CD-ROM. Denver, (Colorado) USA.
- Cruz, C.E. y H.J. Villar; 2001. *Petroleum Provinces of the Tarija Basin, southern Bolivia and northwestern Argentina*. American Association of Petroleum Geologists Hedberg Research Conference “New Technologies and New Play Concepts in Latin America”, Abstracts, p.88-89. Mendoza.
- Disalvo, A. y H.J. Villar; 1999. *Los Sistemas Petrolíferos del Area Oriental de la Cuenca Paleozoica Noroeste, Argentina*. IV Congreso Exploración y Desarrollo Hidrocarburos, Actas I, p.83-100. Mar del Plata.
- Dunn J., K. Hartshorn y P. Hartshorn; 1995. *Structural Styles and Hydrocarbon Potential of the Sub-Andean Thrust Belt of Southern Bolivia*. En A.J. Tankard, R. Suarez S. y H.J. Welsink, Petroleum Basins of South America. American Association of Petroleum Geologists Memoir 62, p. 523-543.

- Eyles, N., G. González Bonorino, A.B. Franca, C.H. Eyles y O. López Paulsen; 1995. *Hydrocarbon-bearing late Paleozoic glaciated basins of southern and central South America*. En A.J. Tankard, R. Suarez y H.J. Welsink, *Petroleum Basins of South America*. American Association of Petroleum Geologists Memoir 62, p165-183.
- Giraud, R., R. Limachi, E. Requena y H. Guerra; 1999. *Geología estructural de las regiones Sub-Andina y Piedemonte entre los 18 y 22°30'S, Bolivia. Un nuevo modelo de deformación*. IV° Congreso Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Actas I, p. 405-425. Mar del Plata.
- Illich H., F. Haney y M. Mendoza; 1981. *Geochemistry of Oil from Santa Cruz Basin, Bolivia: Case Study of Migration-Fractionation*. American Association of Petroleum Geologists Bulletin 65: 2388-2402.
- Kozlowski, E., F. La Motta, P. Porcelli, M. Cohen y C. Sylwan; 2001. *San Pedrito Field, a study case for the Devonian gas play, Tarija Basin, NW Argentina*. American Association of Petroleum Geologists Hedberg Research Conference "New Technologies and New Play Concepts in Latin America", Abstracts, p.65-66. Mendoza.
- Laffitte, G., S. Del Vó, E. Aguilera, V. Goitia, G. Rebay y D. Lanussol; 1998. *The petroleum systems of the Boomerang Area, Bolivia*. American Association of Petroleum Geologists International Conference & Exhibition, Extended Abstracts Volume, p. 450. Río de Janeiro.
- Magoon, L.B. y W.G. Dow; 1994. *The petroleum system*. En Magoon y Dow, Eds., *The petroleum system – from source to trap*. American Association of Petroleum Geologists Memoir 60, p. 3-24.
- Moretti I., E. Díaz Martínez, G. Montemurro y M. Pérez; 1995. *The Bolivian Source Rocks. Subandean Zone, Madre de Dios, Chaco*. Revue de l'Institut Français du Pétrole 50, 753-777.
- Moretti I., P. Baby, E. Méndez y D. Zubieta; 1996. *Hydrocarbon generation in relation to thrusting in the Sub Andean Zone from 18 to 22°S, Bolivia*. Petroleum Geoscience, Vol. 2, pp.17-28.
- Perrodon, A.; 1983. *Dynamics of oil and gas accumulations*. Bulletin des Centres de Recherches Exploration-Production Elf-Aquitaine, Mem. 5, pag. 187. Pau, France.
- Schulz, A., M. Santiago, R. Hernández, C. Galli, L. Alvarez y C. Del Papa; 1999. *Modelo estratigráfico del Carbónico en el sector sur de la Cuenca de Tarija*. IV° Congreso Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Actas II, p. 695-711. Mar del Plata.
- Starck, D.; 1995. *Silurian-Jurassic stratigraphy and basin evolution of northwestern Argentina*. En A.J. Tankard, R. Suarez y H.J. Welsink, *Petroleum Basins of South America*. American Association of Petroleum Geologists Memoir 62, p251-267.
- Starck, D.; 1999. *Los sistemas petroleros de la Cuenca de Tarija*. IV° Congreso Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Actas I, p. 63-82. Mar del Plata.
- Viera, A.F. y R.M. Hernández; 2001. *Carboniferous stratigraphic analysis in the Subandean Foothills and the Plains of Tarija Basin*. 2001 American Association of Petroleum Geologists Annual Convention. CD-ROM. Denver, (Colorado).
- Whiticar, M.; 1994. *Correlation of natural gases with their sources*. En Magoon y Dow, Eds., *The petroleum system – from source to trap*. American Association of Petroleum Geologists Memoir 60, p. 261-283.