

LOS SISTEMAS PETROLEROS DEVÓNICOS DEL SUBANDINO SUR Y PIE DE MONTE DE LA CUENCA DE TARIJA. BOLIVIA

Carlos E. Cruz¹, Jaime Oller Veramendi², Matías Di Benedetto³, Martín Pereira⁴ y Héctor J. Villar⁵

¹ Pluspetrol S.A., Buenos Aires, Argentina, ccruz@pluspetrol.net

² Petrobras Bolivia, Santa Cruz de la Sierra, Bolivia, joller@petrobras.com.bo

³ Repsol YPF, Buenos Aires, Argentina, mdibenedetto@repsolypf.com

⁴ Pluspetrol S.A., Buenos Aires, Argentina, mpereira@pluspetrol.net

⁵ GeoLab Sur S.A., Buenos Aires, Argentina, lqvillar@fibertel.com.ar

Abstract. The Devonian petroleum systems of the South Subandean and Foothill of the Tarija Basin. Bolivia.

The charge system of the Tarija Basin involves Devonian sources that have poor to moderate –occasionally good- quality for hydrocarbon generation. Thermal maturity of the source intervals show wide thermal maturity variations from the initial stages of the oil window to very advanced phases of gas generation, depending on the 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. Main generation areas are related to the synclines in the South Subandean Thrust Belt and two main depocenters in the Santa Cruz and Pilcomayo areas. Preferred migration pathways are interpreted to be the main thrusts and faults. GAE estimations points to low efficiency petroleum systems. The main trapping mechanism is structural, both in the South Subandean and in the Foothills.

The predominance of condensate accumulations precludes assessing definite oil-source correlation patterns. Nevertheless, genetic relations were proved for the Eifelian sources. Isotope data, arranged by reservoir and geographic location, is consistent with 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 classical Los Monos-Huamampampa (!), a second petroleum system is proposed with the name Sección Lochkoviano-Carbónico(.). 2P EUR reserves were allocated to these Devonian systems; yet to find resources were estimated in the range 17.5-56.0 x 10¹² cfg. Contributions of a Silurian petroleum system have a hypothetical significance for deep gas in the Subandean Thrust Belt.

INTRODUCCIÓN

La región del Subandino Sur y Pie de Monte de la Cuenca de Tarija, en Bolivia, es una provincia gasífera que abarca un área cercana a los 100,000 km². Sus reservas recuperables finales probadas más probables (EUR P1 + P2) de petróleo y gas al año 2005, según Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos, ascienden a 956 x 10⁶ bo y 52 x 10¹² cfg (CBH, 2008). El sector analizado comprende, desde el punto de vista geológico, la Faja Corrida Externa y el Pie de Monte ubicado entre el Codo de Santa Cruz al Norte y la región del límite político Bolivia – Argentina hacia el Sur (Figura 1). Se excluye de este análisis la zona de la cuenca denominada Boomerang, situada al Norte del Codo de Santa Cruz.

Este trabajo pretende caracterizar el hábitat de hidrocarburos del área y su entrapamiento, diferenciando regiones con patrones determinados de generación y tipo de hidrocarburos. Sobre esta base, se definen zonas donde las evidencias apuntan a un sistema petrolero único o, alternativamente, sugieren la interacción de sistemas petroleros múltiples. Algunas de las conclusiones y parte de las

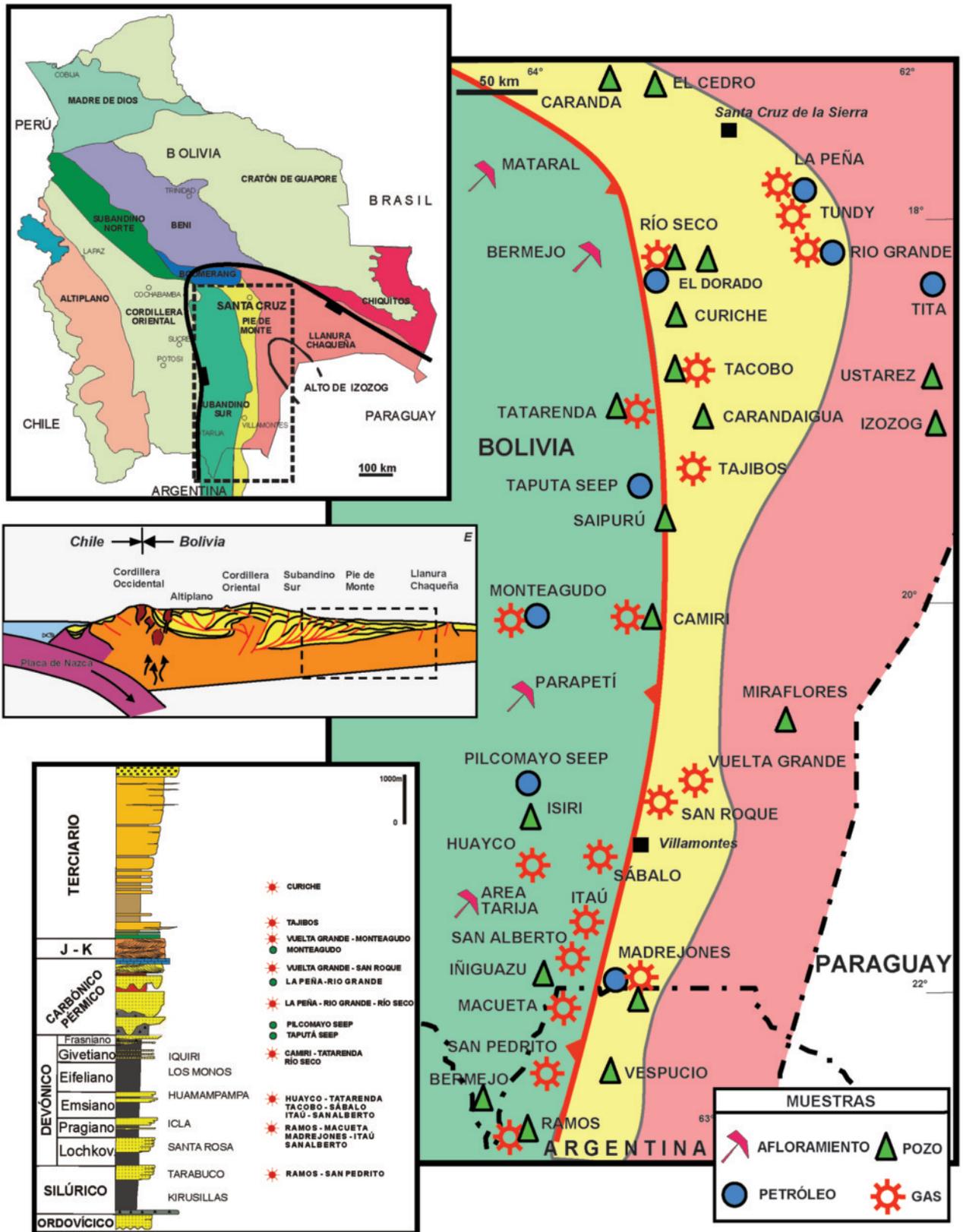


Figura 1. Mapa de ubicación y columna estratigráfica generalizada correspondiente a la Cuenca de Tarija, entre el codo de Santa Cruz y el norte de Argentina. Los nombres de las edades designan informalmente los ciclos sedimentarios del Devónico (Albariño *et al.*, 2002). Los nombres formacionales usados en Bolivia se indican a la derecha de la columna (modificado de Cruz *et al.*, 2002).

hipótesis que aquí se discuten fueron presentadas en AAPG Denver 2001 (Cruz *et al.*, 2001), Hedberg Mendoza 2001 (Cruz y Villar, 2001) y V Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos Mar del Plata 2002 (Cruz *et al.*, 2002).

Los sistemas petroleros que se proponen están basados en el análisis de la información geoquímica aportada por algo más de 1000 muestras de rocas (contenido orgánico total –COT–, pirólisis Rock-Eval, microscopía del querógeno y extractos orgánicos) de diversos pozos y afloramientos del área de estudio, muestras de hidrocarburos líquidos obtenidas de diversos yacimientos, manaderos superficiales y descubrimientos recientes como Río Grande, La Peña, Tita, Río Seco, Tacobo, Tajibos, Monteagudo, Arroyo Taputá (Sierra de Charagua), Río Pilcomayo y Madrejones y muestras de gas correspondientes 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, San Alberto, Sábalo, Ramos (Santa Rosa y Huamampampa), San Pedrito (Huamampampa y Santa Rosa), Itaú, Macueta y Madrejones (Figura 2).

ESTRATIGRAFÍA

La Cuenca de Tarija presenta espesores mayores a los 10,000 m de rocas sedimentarias, cuyas edades comprenden del Silúrico al Reciente (Figura 1). Se pueden reconocer varios ciclos sedimentarios con jerarquía de conjunto de supersecuencias, que tienen diferentes mecanismos de subsidencia e historias depositacionales. Estos ciclos se superponen en discordancia a rocas de edad Cambro-Ordovícico consideradas hasta el momento basamento económico.

Ciclo Siluro-Devónico

Está compuesto por más de 3000 m de sedimentos clásticos de origen marino, donde alternan facies arenosas y arcillosas. La geología de campo, el análisis paleontológico y la interpretación de información sísmica y de pozos, han permitido que una marcada ciclicidad y la continuidad lateral de ciertos límites litológicos, sean tomadas como base para la división de este ciclo en secuencias y conjuntos de secuencias (Starck, 1995; Albariño *et al.*, 2002). Las facies arcillosas, predominantemente de colores negro y gris oscuro tienen potencial como roca madre de hidrocarburos, siendo hasta el momento comprobadas solamente las que se asignan a la Fm. Los Monos (Disalvo y Villar, 1999, Cruz *et al.*, 2002). 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 constituyen los reservorios que alojan las mayores reservas de gas de esta cuenca.

Ciclo Carbónico-Pérmico

Está separado del ciclo anterior por una marcada discordancia erosiva, destacándose en algunos lugares profundos valles excavados (*incised valley*). Su espesor excede los 1500 m y están compuestos principalmente por *facies* clásticas continentales con una importante influencia de eventos glaciales que afectaron al Supercontinente de Gondwana durante el Carbónico (Eyles *et al.*, 1995). Estos sedimentos y sus paleoambientes depositacionales han sido también interpretados dentro de un modelo estratigráfico secuencial (Schulz *et al.*, 1999; Viera y Hernández, 2001). Las facies glaciales y periglaciales están compuestas por una alternancia de areniscas de canales y rellenos de valles (reservorios) y limoarcilitas rojas y diamictitas (sellos). Este ciclo culmina con calizas de edad Permo-Triásica, asignable a la Fm. Vitiacua, depositada en condiciones climáticas más cálidas y con influencia marina.

Ciclo Mesozoico

Durante el Jurásico se depositaron cerca de 1.000 m de *facies* clásticas de origen continental, principalmente de ambiente eólico (Grupo Tacurú). Estas rocas son reservorio en numerosos campos como Monteagudo, San Roque y Vuelta Grande entre otros. Durante el Cretácico Superior se produjeron eventos transgresivos que alcanzaron el área de Santa Cruz de la Sierra desde el nor-noroeste, que dejaron registros de aproximadamente 300 m de sedimentos clásticos calcáreos.

Ciclo Terciario

El levantamiento tectónico de la Cordillera de los Andes, durante el Terciario, generó una antifosa con espesores de rocas clásticas continentales mayores a los 5.000 m. Este relleno exhibe una secuencia típicamente grano y estratocreciente, característica de depósitos sinorogénicos. La porción basal de este ciclo, denominada Fm. Yecua, se considera un sello regional y representa una ingresión marina ocurrida durante el Mioceno.

GEOLOGÍA ESTRUCTURAL

La Cuenca de Tarija fue afectada por la Orogenia Andina durante el Terciario Superior. Esa deformación terciaria no afectó la región de la Llanura Chaqueña, ubicada en el sector oriental de la cuenca. Allí se destaca el Alto de Izozog, una gran estructura enterrada cuyo levantamiento más importante fue a fines del Cretácico, asociado a un máximo térmico que se interpreta ha desempeñado un rol preponderante en la maduración de las rocas madre de esa parte de la cuenca.

El Subandino Sur es una región montañosa con altitudes medias de 1.2 km y sectores que superan los 2 km. Se trata de una faja fallada y plegada de lámina delgada, con despegue inferior ubicado en la sección basal del Silúrico hacia el sur, cambiando

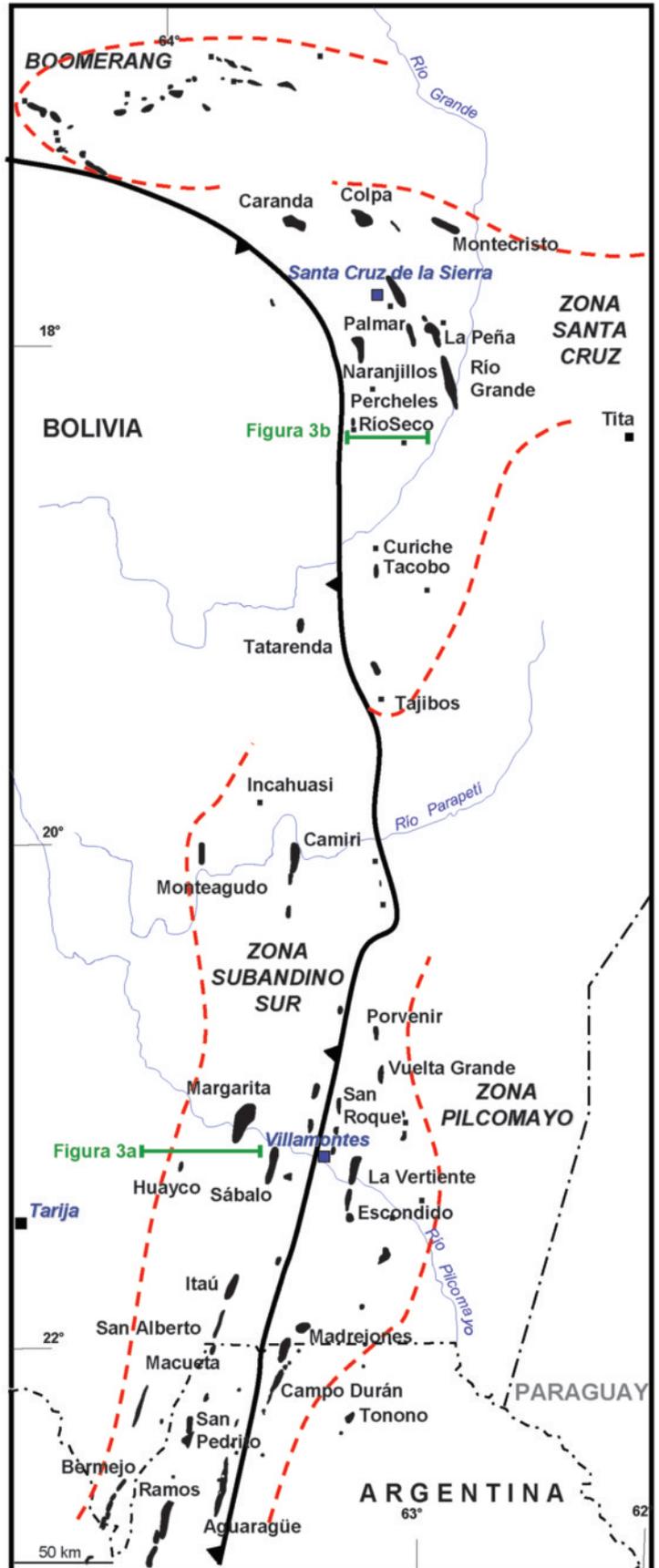


Figura 2. Mapa de ubicación de yacimientos de petróleo y gas de Bolivia y Noroeste de Argentina. Se indican las trazas de los cortes geológicos de la Figura 3.

hacia la latitud de Santa Cruz de la Sierra a niveles ordovícicos, indicando la existencia de despegues en niveles estratigráficos más viejos (Baby *et al.*, 1995). El acortamiento es transmitido desde su despegue basal, cortando en rampa y generando sistemas duplex de anticlinales de rampa (Belotti *et al.*, 1995; Dunn *et al.*, 1995; Starck, 1999) o pliegues de propagación trasladados (Kozlowski *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 como una doble zona triangular con puntos ciegos ubicados en base y techo de Los Monos (Giraud *et al.*, 1999). Esta deformación característica de Los Monos es distintiva del estilo estructural del sistema Subandino Sur y origina el desacople estructural entre las unidades siluro-devónicas, ubicadas por debajo, y las unidades más jóvenes principalmente carboníferas a cenozoicas, ubicadas por encima del conjunto Los Monos-Iquirí. Como variante a este modelo clásico, algunas estructuras perforadas en los últimos años muestran la existencia de despegues intermedios en limoarcillitas interestratificadas con las cuarcitas devónicas de las formaciones Icla y Huamampampa, deformándose estas a modo de retrocorrimientos, como por ejemplo aquellas prospectadas por los pozos Ramos-1009 (en Argentina) y Rosario del Ingre-X1 (Muzzio *et al.*, en prensa). Por otro lado, también se ha encontrado a la Fm. Los Monos solamente fallada (Figura 3a) y no repetida por apilamiento antiformal (Zapata *et al.*, 2001). 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, que llegan a exponer en su núcleo, frecuentemente fallado, al Devónico Superior. Estos anticlinales angostos conforman trenes estructurales positivos regionales de varias decenas de kilómetros de extensión, rumbo meridiano y clara expresión topográfica, que en número de seis a ocho constituyen el Cinturón Subandino.

El Pie de Monte representa la posición externa y muestra una deformación no tan intensa y un relieve plano con suaves ondulaciones. Los trenes estructurales de esta región, de tenue manifestación superficial, se originan por corrimientos que despegan del Silúrico y cortan en rampa secuencia arriba hasta la base de la Fm. Los Monos, donde adquieren geometría de plano generando anticlinales de rampa en el Devónico Inferior. En ese nivel de despegue se ha propuesto que, 1) el acortamiento sea transmitido hacia atrás dando lugar a un *thrust wedge* del activo y luego corta en rampa secuencia arriba originando pliegues de flexión o de propagación de falla (Giraud *et al.*, 1999) como en la zona de Villamontes-La Vertiente-Ñupuco; o bien, 2) sea transmitido hacia delante por medio de la sección basal de Los Monos y en el siguiente tren estructural, pocas decenas de kilómetros al Este, corte en rampa secuencia arriba generando pliegues de propagación de falla (Cruz *et al.*, 2003) como en la zona de Río Seco-Tacobo-El Dorado-Guanaco (Figura 3b). Toda la región está caracterizada por el corrimiento frontal emergente de la faja corrida, llamada Falla de Mandeyapecua entre los ríos Pilcomayo y Parapetí, que con un rechazo superior a los 2.000 metros se extiende desde poco al Sur de la latitud de la localidad de Villamontes hasta casi la desembocadura del Río Grande en la zona del Chaco.

ROCAS MADRE

El contenido orgánico en la mayoría de las muestras analizadas pertenecientes a las potenciales rocas madre no supera el 1%, alcanzando algunas ocasionalmente el 2% (Figura 2 en Cruz *et al.*, 2002). El querógeno es de tipo II/III a III (caracterización Rock-Eval de la Figura 3 en op. cit.), en general no estructurado y, debido a su carácter parcialmente refractario y bajo contenido orgánico, requiere niveles relativamente altos de stress térmico (RVE > 0.9-1.0%, reflectancia de vitrinita equivalente) para comenzar la etapa de expulsión de hidrocarburos, en este caso predominantemente gaseosos.

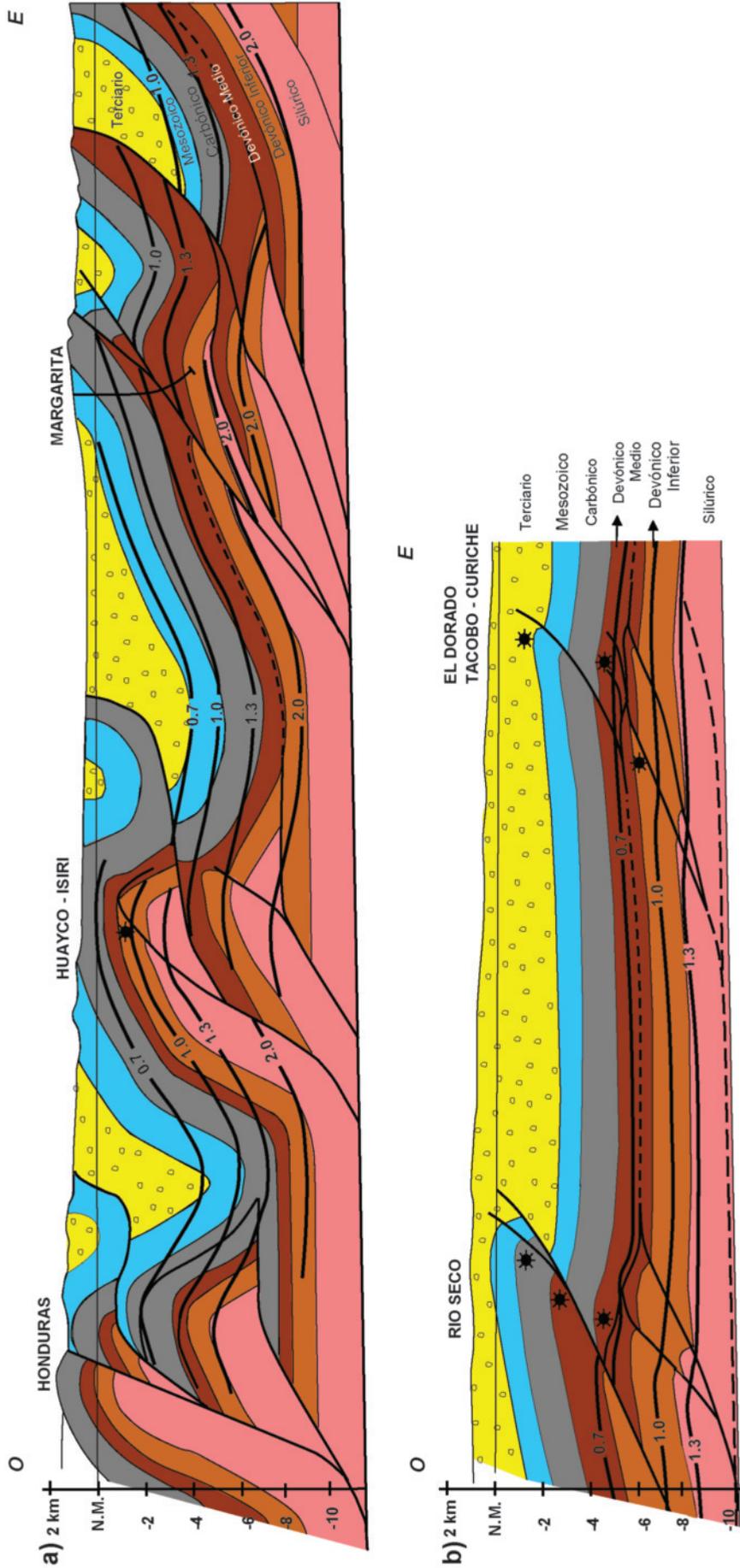


Figura 3. Cortes geológicos incluyendo ventanas de madurez según valores de reflectancia de vitrinita equivalente (VRE: 0.7, 1.0, 1.3, 2.0%). a) Región del Subandino Sur y b) Región de Santa Cruz (modificado y adaptado de Cruz *et al.*, 2002 y Di Benedetto *et al.*, 2007).

En este trabajo, las posibles rocas madre reciben de manera informal el nombre de la edad a la que se ha asignado el correspondiente conjunto de secuencias o episodios (Albariño *et al.*, 2002).

Las secciones Givetiano y Eifeliano (formaciones Iquiri y Los Monos, Figura 1) presentan con mayor frecuencia valores de COT entre 0.5-1.5%, siendo el Givetiano la sección con una buena proporción de muestras con querógeno que tiende a tipo II, lo que significa mayor propensión para originar primariamente petróleo. No obstante ello, los niveles del Givetiano se encuentran en condiciones desfavorables como roca generadora debido a su baja madurez térmica general. La sección Emsiano (Los Monos-Huamampampa), tiene pobre contenido de materia orgánica en la zona de Santa Cruz, pero constituye una roca generadora gasífera en el noroeste argentino y sur de Bolivia (Disalvo y Villar, 1999). La sección Lochkoviano (Devónico basal – Icla-Santa Rosa – Jumbate – *Boomerang Shale*) 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 es escasa e indica elevada sobremadurez, por lo que su análisis no ha sido incluido en este trabajo.

En la Figura 4 están representados 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 restante en el Pie de Monte del norte argentino. El pozo DRD-X1001 (Figura 4a), muestra sutiles diferencias entre las distintas secciones (Cruz *et al.*, 2002), destacándose los buenos valores de COT e IH (índice de hidrógeno) del Lochkoviano, comparables con aquellos del Givetiano y Eifeliano. Es de hacer notar la relativamente baja madurez térmica del Eifeliano, mientras que el Lochkoviano se encuentra en ventana de generación de gas y condensado ($R_o > 1\%$).

El pozo UTZ-X1 (Figura 4b) se ubica en la región de influencia del Alto de Izozog, afectada por un flujo térmico elevado. Se destacan aquí la madurez térmica del Eifeliano (Los Monos) en fase de generación de petróleo ($R_o \sim 0.9\%$) y los excelentes valores de COT (hasta 2%) en el Lochkoviano, a pesar de su alta madurez térmica ($R_o > 2\%$). Esta sección Lochkoviano se puede correlacionar con las arcillas negras marinas de la Fm. Roboré (*Boomerang Shale*) de la zona del Boomerang, donde presenta muy buenos parámetros geoquímicos y es roca madre probada de petróleo (Laffitte *et al.*, 1998). Este hecho, sumado a la muy buena riqueza orgánica del Lochkoviano en DRD-X1001 y UTZ-X1, permite interpretar que estas características son generales al menos, en las zonas denominadas Boomerang y Santa Cruz (Figura 2).

El pozo Ve.x-1 (Figura 4c) presenta valores interesantes de COT en el Eifeliano y en el Emsiano, siendo el primero 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, niveles estratigráficos de edad equivalente presentan mayor madurez térmica (Figura 5) que los correspondientes en DRD-X1001 (Figuras 4a y c), en un marco de idéntico ambiente tectónico (Pie de Monte). Esta situación se interpreta como indicador de un incremento del flujo térmico regional de sentido Norte a Sur.

GENERACIÓN Y EXPULSIÓN

La Cuenca de Tarija se destaca porque su sección estratigráfica devónica, edad a la que se asignan sus principales rocas madre, tiene un espesor muy importante y presencia constante.

El mapa isopáquico del Devónico al presente (Figura 6) fue confeccionado con mayoría de pozos que atravesaron total o parcialmente la sección devónica, extrapolando espesores donde hubiera información parcial o nula, con apoyo de información sísmica y cortes estructurales regionales (Dunn *et al.*, 1995; Starck *et al.*, 1997; Giraudo *et al.*, 1999; Kozlowski *et al.*, 2005). La finalidad del mapa fue

la estimación de la eficiencia de generación y acumulación de las rocas madre devónicas, partiendo de la consideración de que la generación y, principalmente expulsión, tienen lugar luego de la deformación andina durante el Terciario. El empleo de mapas geológicos e imágenes satelitales fue de

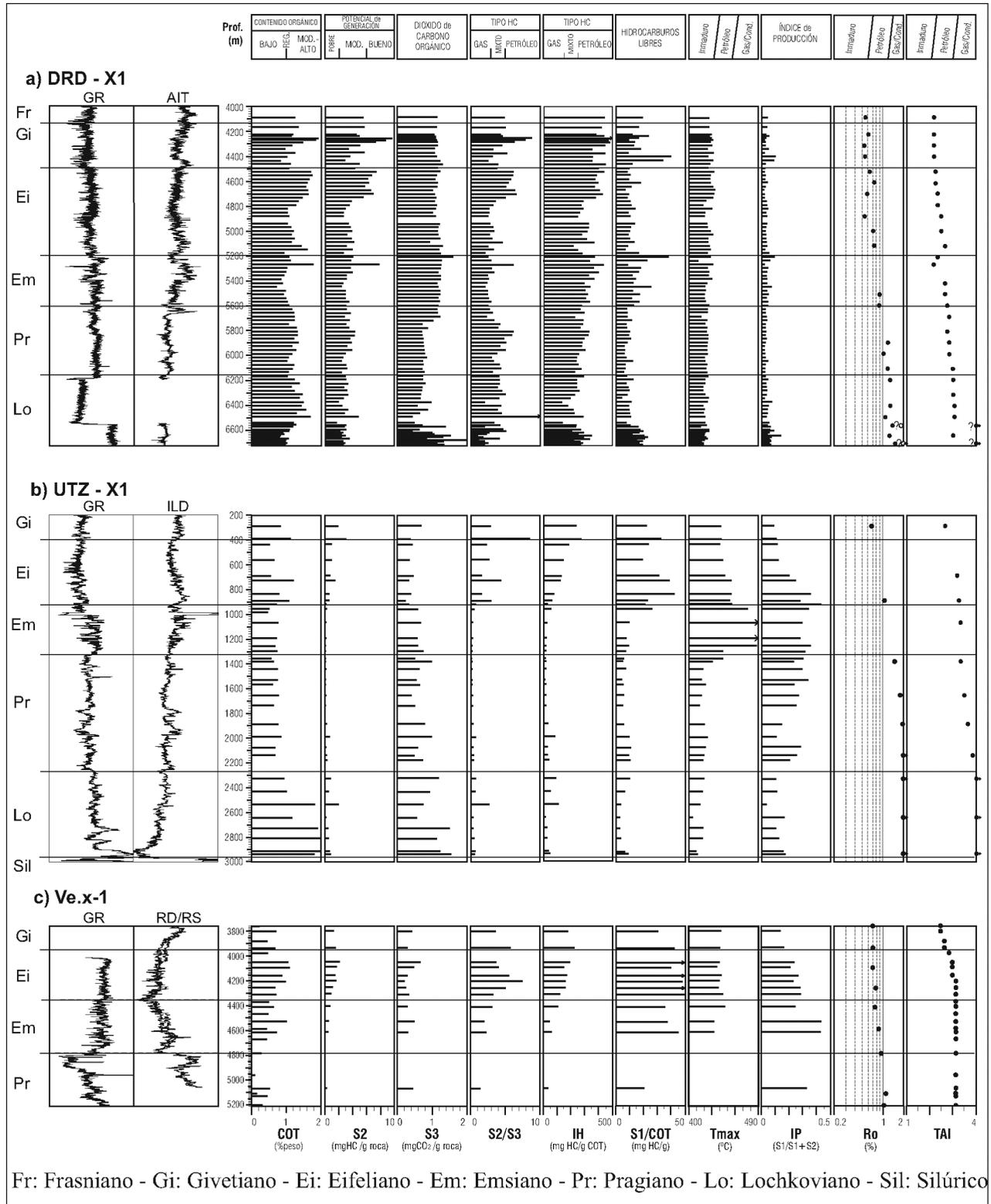


Figura 4. Perfiles geoquímicos de los pozos: a) DRD-X1001 (El Dorado) y b) UTZ-X1 (Ustarez) en Bolivia y c) Ve.x-1 (Vespucio) en Argentina (tomado de Cruz *et al.*, 2002).

gran utilidad para definir la continuidad de los grandes ejes estructurales, tanto anticlinales como sinclinales.

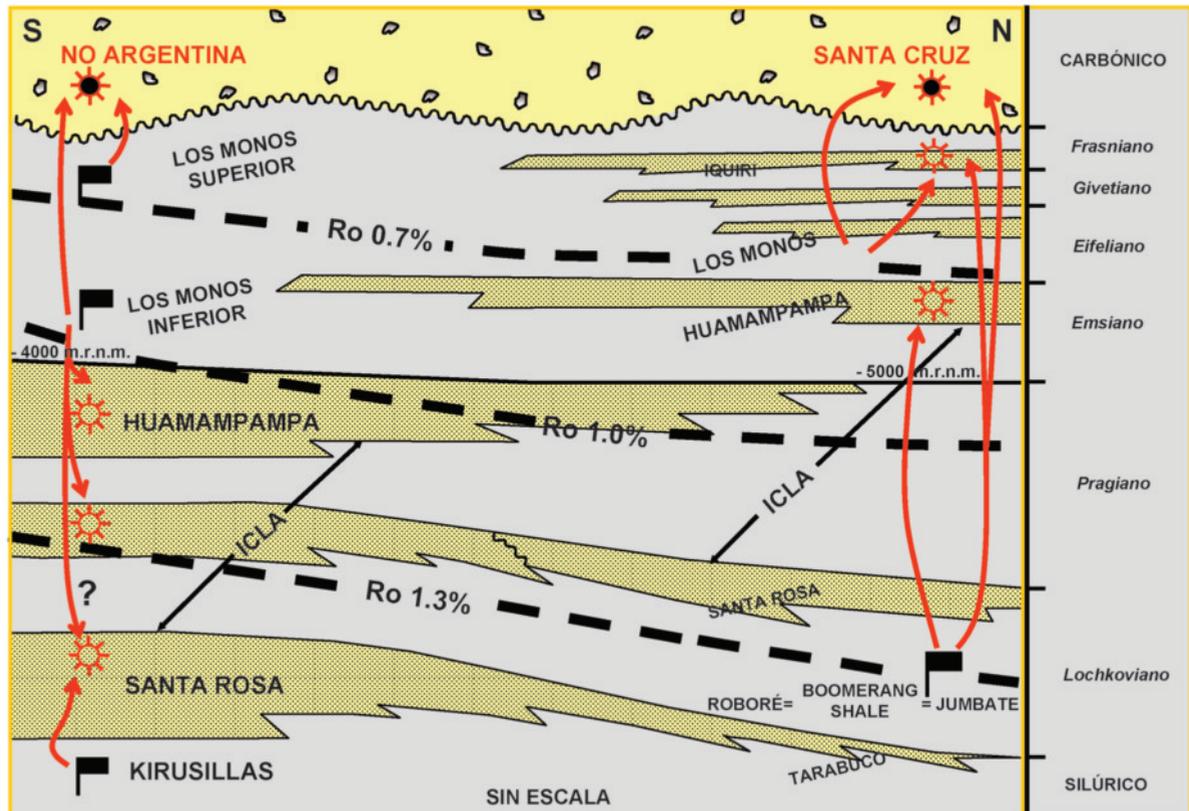


Figura 5. Modelo estratigráfico para el Devónico entre el Norte de Argentina y la zona de Santa Cruz de la Sierra, con posibles zonas de generación en el Pie de Monte y sentido de migración de los hidrocarburos (modificado de Cruz *et al.*, 2002).

Áreas principales de generación

De la simple observación del mapa de la Figura 6 se destacan dos zonas claramente distintas.

El área de la Faja Plegada y Corrida (FPC) del Subandino Sur, ubicada al oeste, donde se distinguen trenes de un espesamiento o engrosamiento de la sección devónica importante, coincidentes con los grandes ejes estructurales anticlinales. Este espesamiento tiene razones tectónicas que han sido explicadas en detalle en el capítulo de geología estructural y en numerosas publicaciones que se citan en este trabajo. En este sector de la cuenca, las principales zonas de generación corresponderían a los sinclinales, ya que debido a la sobrecarga de los depósitos terciarios, la Sección Eifeliano de la Fm. Los Monos habría alcanzado la ventana de generación de gas, mientras que para el Triásico su tasa de transformación era sólo del 30% (Moretti *et al.*, 1995). Los niveles de madurez, en general bajos o en ventana de petróleo, se encuentran actualmente en la mayoría de los núcleos de los anticlinales (Cruz *et al.*, 2001; 2002). Por otra parte, el contraste geométrico entre los sinclinales planos y abiertos y los anticlinales estrechos y apretados favorecería el sistema de carga (Pratsch, 1985).

La deformación andina no produce un impacto importante en el espesor de la sección devónica en el área de Pie de Monte y la Plataforma. Se distinguen dos depocentros, con espesores máximos de hasta 2.800 – 3.000 m, separados por el Alto de Izozog. Esos dos depocentros son coincidentes

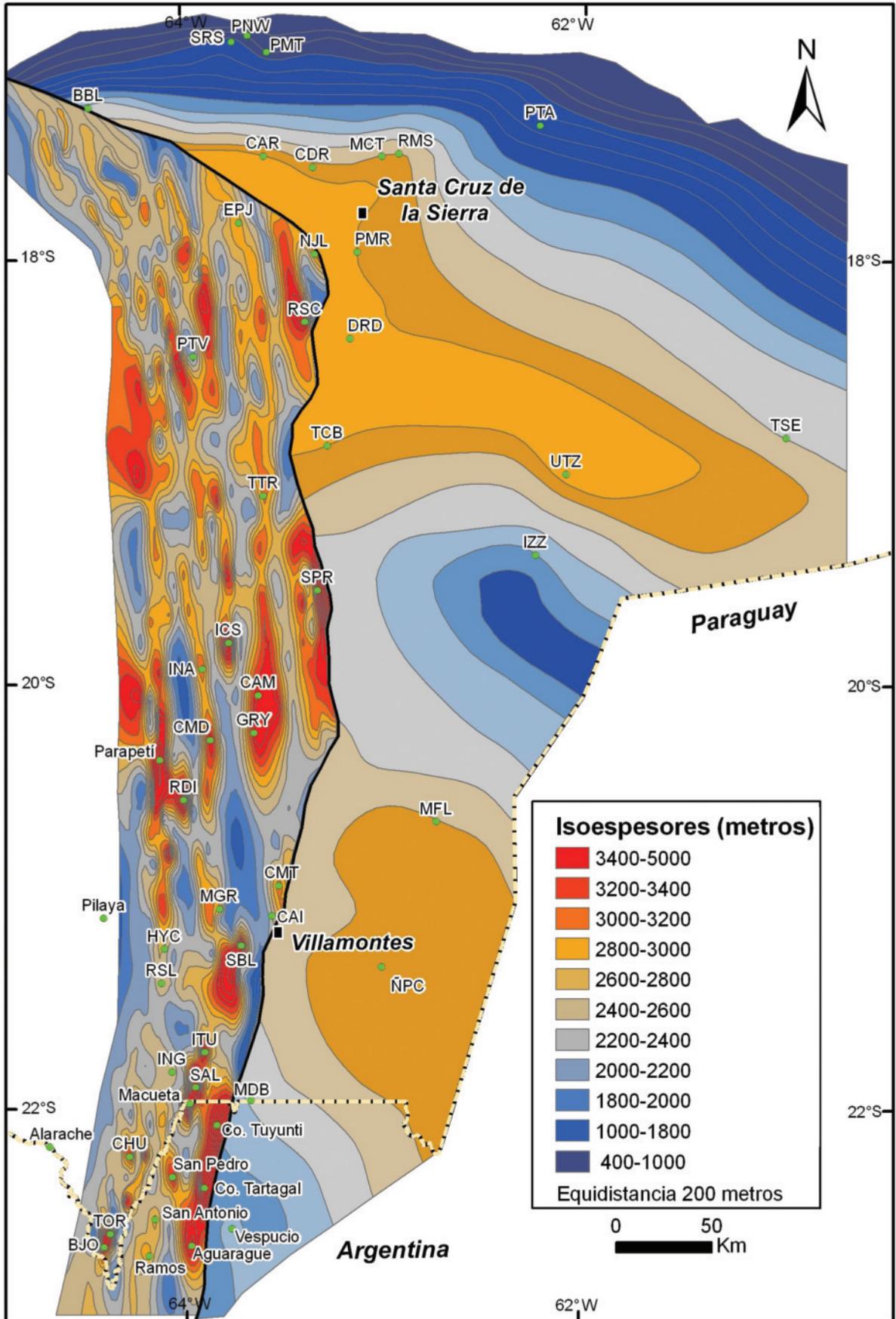


Figura 6. Mapa isopáquico del Ciclo Devónico para la Cuenca de Tarija en Bolivia y Noroeste de Argentina. Los nombres de los pozos en Bolivia están representados por la abreviatura de su notación formal.

con las zonas de mayor concentración de yacimientos en el Pie de Monte, denominadas Santa Cruz y Pilcomayo (Figura 2). La generación de hidrocarburos en aquel de la zona de Santa Cruz proviene de roca madre de la Sección Lochkoviano, de acuerdo con las evaluaciones geoquímicas de los pozos, análisis de madurez térmica y modelado. La buena calidad de esta sección generadora mantiene la tendencia hacia el este, del mismo modo que el eje del depocentro (Figura 6), tal como lo indican los registros de pozos de Tucavaca, Ravelo y Otuquis (Moretti *et al.*, 1995). En el área de generación o depocentro de la Zona Pilcomayo, la Fm. Los Monos contiene los principales intervalos generadores de los hidrocarburos del sector. Este cambio en relación con la zona de Santa Cruz se explica en el punto siguiente.

Madurez y *timing* de expulsión

Los principales episodios de expulsión de las rocas generadoras devónicas y carga en el reservorio se produjeron unidos a la tectónica andina, durante el Terciario Superior (Dunn *et al.*, 1995; Moretti *et al.*, 1996).

En la Faja Plegada y Corrida, el régimen térmico suave es compensado por espesores del Terciario Orogénico que alcanzan 5000 m. Hay diferencias notables en las ventanas de madurez modeladas, entre posiciones de sinclinal y anticlinal (Figura 3a y Figura 6b en Cruz *et al.*, 2002), donde esas ventanas se interpretan como “cortadas” por los corrimientos. La sección Eifeliano 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. Se considera que la sobrecarga durante el Carbónico 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. La existencia de corrimientos fuera de secuencia en los núcleos de los anticlinales fallados, puede dar lugar a la presencia de rocas con una madurez térmica mayor a la esperable (Di Benedetto *et al.*, 2007).

En la región de Santa Cruz de la Sierra, el espesor del Terciario no resultó suficiente para madurar la sección Eifeliano (Los Monos), pero sí permitió que el intervalo Lochkoviano (Figura 6a en Cruz *et al.*, 2002 y Figuras 3b y 4a) alcanzara la madurez térmica necesaria para la expulsión efectiva de hidrocarburos (valores de reflectancia de vitrinita en el rango de 0.9-1.2%). La sección Silúrico habría alcanzado una madurez mayor (Figura 3b), de etapa de generación de gas seco (Cruz *et al.*, 2003). No se han encontrado diferencias sustanciales entre sinclinal y anticlinal.

Hacia el sur, en el área de Río Pilcomayo-Villamontes y hacia el norte de Argentina, el flujo térmico incrementa (Figuras 4c y 5) y la sección Eifeliano deviene en roca generadora comprobada (Los Monos Superior en Disalvo y Villar, 1999).

Vías de migración

Los corrimientos y las fallas principales son la vía de migración preponderante, tanto en el Cinturón Subandino como en el Pie de Monte de la Cuenca de Tarija. Estos corrimientos tienen su despegue basal o cortan con muy bajo ángulo las rocas madre siluro-devónicas, por lo que pueden drenar hidrocarburos de manera eficiente. A medida que aumenta el área de contacto entre la roca madre y la falla, mayor es el volumen de hidrocarburos migrados (Moretti, 1998).

Hacia el sur de Bolivia y norte de Argentina y en el Cinturón Subandino, donde las secciones Eifeliano y Emsiano son rocas madre probadas, la sobrepresión generada durante los estadios finales de la maduración produjo el drenaje de hidrocarburos hacia los reservorios en contacto con

esas dos secciones. De ese modo habría tenido lugar la migración secuencia abajo de Los Monos Inferior – Huamampampa y la migración secuencia arriba de Los Monos Superior – Tupambi (Starck, 1999).

EFICIENCIA DEL PROCESO GENERACIÓN – ACUMULACIÓN (GAE)

El balance de masa de una cuenca por medio de la estimación de la eficiencia del proceso de generación – acumulación (*Generation – Accumulation Efficiency, GAE*; Magoon y Valin, 1994), permite obtener una idea sobre la eficacia en términos de carga de hidrocarburos y utilizarlo para comparar con otras cuencas productivas. Es una aproximación razonable basada en cálculos cuantitativos que computan parámetros geoquímicos de las rocas madre (Schmocker, 1994) y datos de reservas recuperables finales. Los datos obtenidos permiten también una rápida comparación entre los diferentes sistemas petroleros de una cuenca, si hubiera más de uno.

La información utilizada en este trabajo para el balance de masa de la generación devónica presenta un rango moderado de incertidumbre, ya que los parámetros geoquímicos son puntuales y saltuarios, obtenidos de afloramientos y principalmente de pozos de exploración perforados de manera dominante en posiciones anticlinales. Se considera que las principales zonas de generación corresponden a sinclinales, por lo que se ha hecho la mejor estimación de los parámetros originales, considerando en general al Devónico como una roca madre regular, con un rango de incertidumbre representado por:

Contenido Orgánico Total (%): 1.0 – 1.5

Índice de Hidrógeno original (mg HC/gCOT): 300 – 400

Índice de Hidrógeno final (mg HC/gCOT): 100

Con relación al volumen acumulado de hidrocarburos, se han considerado reservas probadas y probables recuperables finales (EUR 2P), tomando como válidas las cifras publicadas por IHS Energy con los valores de algunos campos modificados con base en información propia (ver capítulo Reservas y Recursos Potenciales). Estas reservas se han considerado según los sistemas petroleros propuestos por Cruz *et al.* (2002) y no se ha tenido en cuenta la región del Boomerang ni se ha ponderado el Silúrico como generador de hidrocarburos.

Sistema Petrolero	Recuperable cfge x 10 ⁹	Recuperable Hc kg x 10 ⁹	In situ Hc kg x 10 ⁹	Generado Hc kg x 10 ⁹	GAE %
Total Cuenca	42,546	1,011	1,824	198,755 – 447,198	0.41 – 0.92
“Lochkoviano”	5,472	133	246	72,730 – 163,643	0.15 – 0.34
Los Monos	37,075	878	1,578	67,967 – 152,925	1.03 – 2.32

El análisis de los indicadores de hidrocarburos generados recuperables muestra que el sistema petrolero Los Monos puede considerarse *Grande* (500 – 5,000 x 10⁹ kg Hc) y el sistema de la “Sección Lohkoviano”, *Significativo* (50 – 500 x 10⁹ kg Hc), *sensu* Magoon y Valin (1994). Pero si se comparan los valores obtenidos de GAE, se podrá ver que son considerablemente bajos en relación con sistemas como Tuxedni-Hemlock (4%), Villeta-Caballos (5.8%), Green River (8%) (Magoon y Valin, 1994) o en Argentina, Vaca Muerta del Sur de la Dorsal (2.4%) o del Engolfamiento (6.5%) en la Cuenca Neuquina (Legarreta *et al.*, 2004; 2005).

Si bien los hidrocarburos acumulados recuperables ubican, hasta el momento, a la Cuenca de Tarija dentro del grupo Grande, el valor de GAE obtenido indica una baja eficacia de los sistemas petroleros. La explicación de esta tasa exigua de GAE radica probablemente en la baja capacidad de expulsión de la roca madre. El fenómeno de alta retención de hidrocarburos debido a escasa saturación en rocas de baja calidad orgánica es un hecho conocido que redundará en expulsiones ineficientes.

Aunque la calidad pobre a regular en general de las rocas madre devónicas de Bolivia (Moretti *et al.*, 1995; Cruz *et al.*, 2001), se ve compensada por un espesor muy importante (Figura 6), ello no necesariamente implica que los hidrocarburos generados puedan abandonar la roca madre y migrar al reservorio. El valor obtenido sería sensiblemente mayor si su estimación se basara en un cociente Expulsión-Acumulación. Adicionalmente, en determinadas posiciones los hidrocarburos livianos originados en craqueo térmico de los hidrocarburos retenidos, siguen en la roca madre sin ser expulsados, según se interpreta a partir de las importantes detecciones de hidrocarburos que existen durante la perforación del Devónico y la constante sobrepresión de las secciones lutíticas (Starck, 1999), que inclusive sugerirían que la expulsión y migración podrían estar ocurriendo actualmente (Moretti, 1998).

CORRELACIÓN HIDROCARBURO – ROCA MADRE

Los hidrocarburos dominantes en la Cuenca de Tarija son petróleo liviano, condensado y gas (Illich *et al.*, 1981). Este hecho dificulta la evaluación de patrones definidos de correlación roca madre – petróleo y petróleo – petróleo. A pesar de ello, se han realizado numerosos estudios (Figura 1) para comprobar las relaciones genéticas (Cruz *et al.*, 2002).

Los *fingerprints* de biomarcadores (terpanos y esteranos) de la Figura 7 muestra el vínculo genético de un petróleo de Monteagudo (Figura 2) 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, una muestra de 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 de reservorios del Carbónico de Río Seco y Terciario de Tajibos, Figura 2). 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 (Cruz *et al.*, 2002).

Las acumulaciones de gas se atribuyen a generaciones múltiples. Los datos isotópicos, organizados por edad de reservorio y ubicación geográfica (Figura 8), 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 8 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 (Figura 2); 3) muestras de **Monteagudo** en la Faja Corrida del Subandino Sur. Los gases del conjunto (1) muestran según sus datos isotópicos de metano mayor madurez respecto de los otros gases y, además,

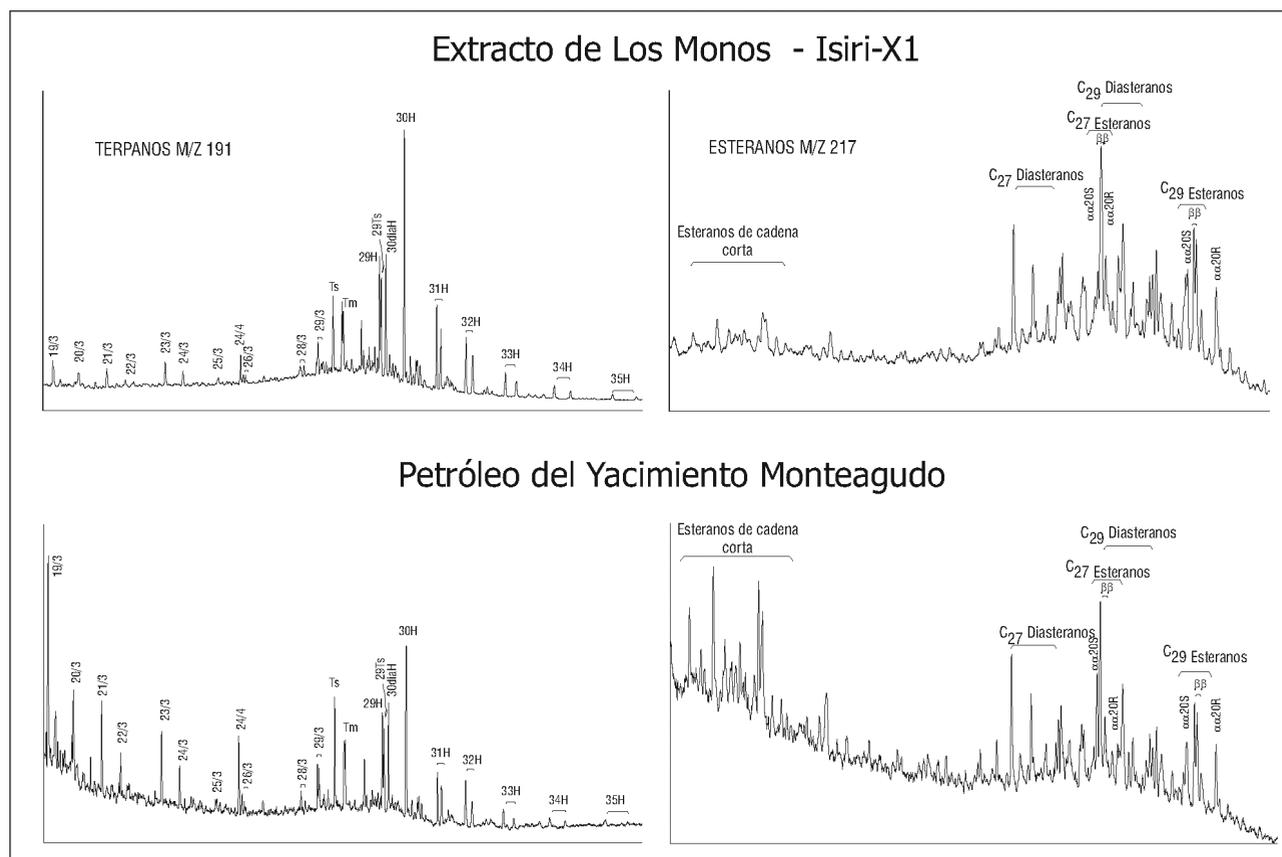


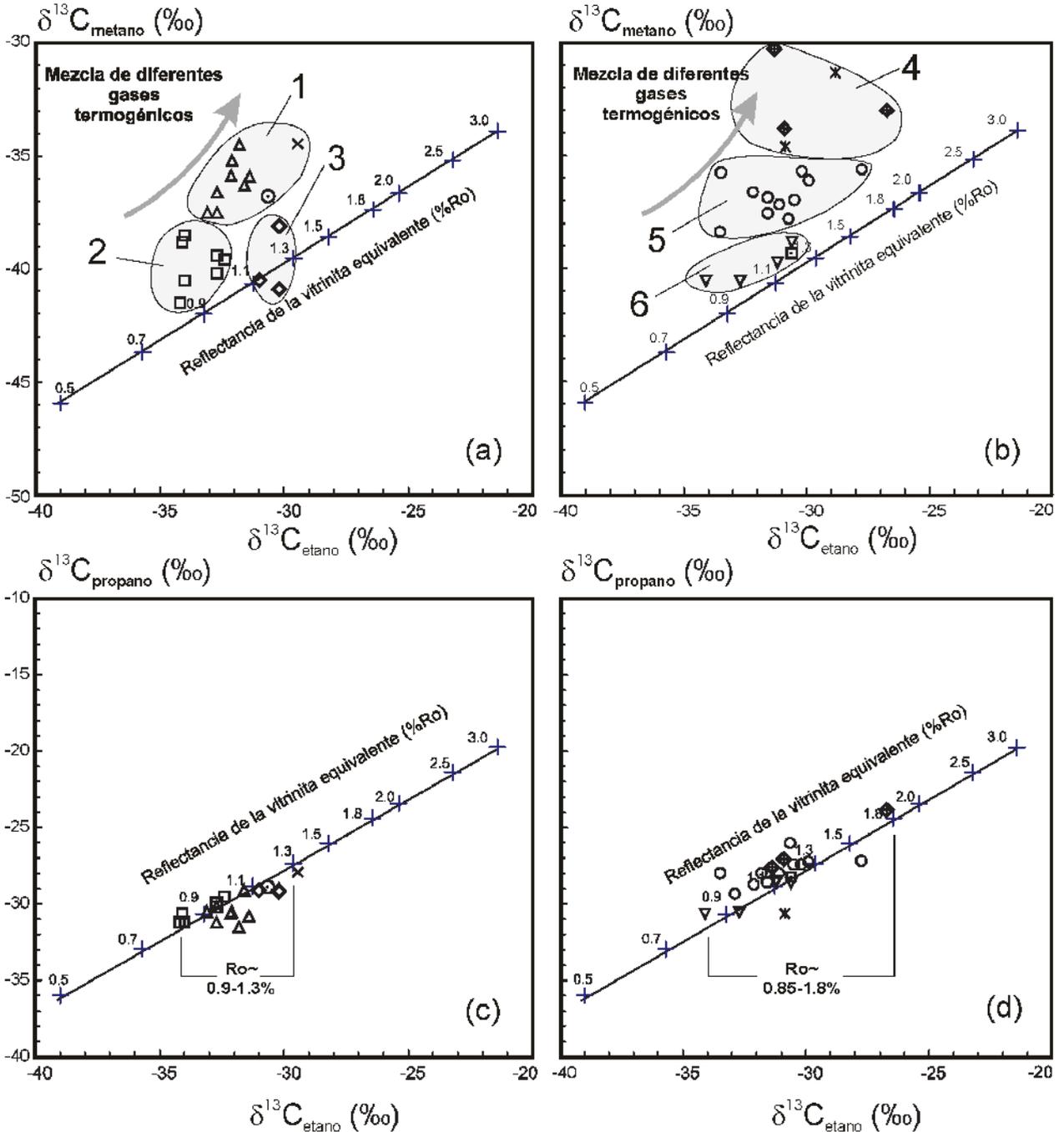
Figura 7. Correlación petróleo – roca madre de un petróleo del Yacimiento Monteagudo con un extracto de la Sección Eifeliano (Fm. Los Monos) del pozo Isiri-X1 en la Faja Plegada y Corrida del Subandino Sur (tomado de Cruz *et al.*, 2002).

apartamiento significativo de la línea cogenética metano-etano (Figura 8a). Se los interpreta como mezclas de diferentes gases con aportes de una roca madre con mayor madurez que la sección Eifeliano (Los Monos) de la zona, muy posiblemente proveniente de la sección Lochkoviano. La madurez térmica de la “fracción húmeda” derivada de los valores isotópicos de propano versus etano (Figura 8c), por el contrario, registra valores de madurez equivalentes a fase tardía de petróleo, con Tajibos y Río Seco como los fluidos más maduros. Esta característica guarda consistencia con la madurez 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 los del grupo (1). Esto se interpreta como si hubieran sido generados por una roca madre 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 (Cruz *et al.*, 2002).

Los gases de los reservorios devónicos muestran ciertas peculiaridades en su distribución. En particular, la fracción isotópica del metano (Figura 8b) del gas de Santa Rosa en los yacimientos **Ramos y San Alberto** exhiben 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 o devónica basal), 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 en Cruz *et al.*, 2002). Una situación de alta madurez

Gases de Reservorios Supra-Devónicos

Gases de Reservorios Devónicos



- | | |
|--|--|
| <ul style="list-style-type: none"> ▲ Río Grande - La Peña - Tundy (CARBÓNICO) × Río Seco (CARBÓNICO) ○ Tajibos (TERCIARIO) □ San Roque - Vuelta Grande (CARBÓNICO - JURÁSICO) ◇ Monteagudo (JURÁSICO) | <ul style="list-style-type: none"> ◆ Ramos - San Pedrito - San Alberto (SANTA ROSA) × Tacobo (HUAMAMPAMPA) & Río Seco (IQIRI) ○ Ramos - Huayco - San Pedrito - San Alberto - Itau - Sábalo - Macueta (HUA) & Madrejones - San Alberto (ICLA) □ Tatarendá (HUAMAMPAMPA) ▽ Camiri - Tatarendá (IQIRI) |
|--|--|

Figura 8. Evaluaciones de la madurez térmica de las muestras de gas (gráficos adaptados de Whiticar, 1994) divididas en reservorios supradevónicos y devónicos. El gas de Tacobo no cuenta con dato isotópico de propano (modificado de Cruz et al., 2002 y Santos Neto et al., 2003).

análoga también 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-San Alberto 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 8b. Los gases del grupo (5) registran gran dispersión de valores de Ro equivalente (~0.9-1.5%) en el gráfico etano-propano (Figura 8d), interpretándose una generación en cocinas profundas de Los Monos en sentido amplio, craqueo primario del querógeno sugiriendo coexistencia con hidrocarburos líquidos (Santos Neto *et al.*, 2003) y aporte menor de gas seco (Figura 3 en Cruz *et al.*, 2001) 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 (Cruz *et al.*, 2002).

El conjunto de los datos de los treinta y cinco 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 Monte sino también en la Faja Corrida.

RESERVORIOS Y TRAMPAS

La totalidad de la columna estratigráfica presenta niveles reservorio en la Cuenca de Tarija, desde el Devónico Inferior hasta las secuencias basales del Terciario Orogénico (Cruz *et al.*, 2003). En sentido amplio, los reservorios se pueden agrupar en devónicos y supra-devónicos, consideración que sirve de base a Starck (1999) para su propuesta de sistemas petroleros.

Los reservorios devónicos son en general portadores de gas y condensado y corresponden a las formaciones Santa Rosa, Icla, Huamampampa e Iquiri (Figura 1). Son areniscas cuarcíticas depositadas en ambiente marino litoral y de plataforma externa. En el Subandino Sur de Argentina tienen muy baja porosidad y permeabilidad (menor a 0.01 mD) y sin fracturación no hay posibilidad de producir hidrocarburos. Su productividad se debe a un sistema de porosidad doble, de matriz y de fractura (Kozlowski *et al.*, 2005), donde la porosidad de matriz varía de 1% a 4% y la de fractura no supera 0.5% (Cohen, 2002). En el Subandino Sur de Bolivia estas características se mantienen, existiendo valores de porosidad más frecuentes medidos en coronas entre 3% y 4.5%, sin superar el 8.5% y permeabilidades también bajas, cuyo valor más frecuente es 0.025 mD (Glorioso, 2005). En una descripción de los yacimientos San Alberto y Sábalo, Rebay *et al.* (2001) asignan a la Fm. Huamampampa una porosidad promedio del 4% con una permeabilidad de fractura que oscila entre 6 y 57 mD. En la región del Pie de Monte cercano a Santa Cruz, la Fm. Huamampampa productiva en el campo Tacobo presenta una intensa microfracturación con una porosidad promedio del 9%. La Fm. Iquiri presenta características petrofísicas algo diferentes que de algún modo la emparentan con los reservorios que la suprayacen, con porosidades primarias que pueden llegar al 19%.

Los reservorios supra-devónicos producen petróleo liviano y/o gas y condensado asociado y se encuentran en los ciclos Carbónico-Pérmico, Mesozoico y Terciario (Fm. Petaca y ciclo basal del Terciario Orogénico). 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 dos regiones de la cuenca que tienen yacimientos de hidrocarburos son el Subandino Sur y el Pie de Monte (Figura 2), donde las trampas son estructurales de manera dominante. Hasta el momento no existe registro de entrapamiento puramente estratigráfico, del mismo modo que la Llanura Cha-

queña no presenta yacimientos de envergadura. Algunas acumulaciones en el Terciario en el Pie de Monte, donde los reservorios son areniscas fluviales efímeras de marcada lenticularidad, posiblemente tengan una fuerte influencia estratigráfica en el entrapamiento.

En los puntos siguientes se describirán las características estructurales de los campos más importantes o representativos (Figura 9a) de las regiones productivas que componen la Cuenca de Tarija.

Subandino Sur

Las trampas de esta región corresponden a estructuras anticlinales bien preservadas, con cierre en cuatro sentidos y cuyas dimensiones es del orden de decenas de kilómetros. Han sido analizadas profundamente por Kozłowski *et al* (2005) en el sector argentino y, si bien se ha descrito al pliegue subandino idealizado, existen algunas diferencias en la geometría de las trampas en el sector boliviano.

Las columnas de gas de las trampas de esta región se caracterizan por tener varias centenas de metros, llegando a superar 1.7 km. Esto se debe a la frecuente sobrepresión de la Fm. Los Monos, que según Vaamonde (2002) proporciona un sello hidrodinámico de características excelentes (280 kg/cm²).

El yacimiento super-gigante de gas de **San Alberto**, localizado muy cerca del límite con Argentina (Figuras 2 y 9a), fue perforado en 1990 por la empresa YPF. Se ubica en el eje estructural de San Antonio, que presenta diferentes culminaciones y donde anteriormente, al sur en Argentina fue perforado Macueta en 1983 y posteriormente, al norte, Itaú. Este tren estructural es bien representativo del estilo tectónico del Subandino Sur, siendo un anticlinal elongado en sentido meridiano y de flancos con buzamientos elevados resueltos en unidades del Pérmico al Terciario. En su eje de superficie se exponen sedimentos del Carbónico y en su flanco occidental presenta el Corrimiento de San Antonio, que repite la sección carbónica casi en su totalidad y más al norte, a la latitud del Río Pilcomayo, expone la Fm. Los Monos en su bloque alto. La estructura de superficie se encuentra en completa disarmonía con la estructura profunda, debido al desacople que provoca el apilamiento antiformal de la Fm. Los Monos (Figura 9b) que llega a tener 3000 m de espesor en el pozo SAL-X10 (Rebay *et al.*, 2001). La estructura profunda, que involucra términos del Silúrico al Devónico Inferior, ha sido interpretada como un pliegue de propagación de falla trasladado, donde la falla que levanta la estructura ha cortado por el eje sinclinal y tiene punto ciego en el Carbónico. La interpretación de los pozos que han perforado la culminación del anticlinal de propagación (a una cota de -2798 mnm), permite inferir la existencia de retrocabalgamientos de escaso rechazo que provocan una intensa fracturación.

Los niveles mineralizados se ubican en las formaciones Huamampampa, Icla y Santa Rosa y totalizan poco más de 500 m de espesor de roca reservorio fuertemente fracturada con una columna de gas que supera los 1.000 m de altura (Rebay *et al.*, op. cit.). El gran espesor de la Fm. Los Monos aporta las excelentes condiciones de sello descritas por Vaamonde (2002).

El campo **Sábalo**, descubierto en 1999, se ubica también sobre el eje estructural San Antonio (Figura 9a), aproximadamente 70 km al Norte de San Alberto. Aquí las características del eje estructural San Antonio en superficie, son similares a las descritas para el campo San Alberto, con la diferencia que en esta posición el Corrimiento de San Antonio expone el tope de Los Monos en su bloque alto. El anticlinal de superficie está en disarmonía estructural con el anticlinal profundo debido al desacople que produce el apilamiento antiformal de Los Monos, que en este caso no llega a alcanzar los 2000 m. La estructura profunda es un pliegue anticlinal por propagación de falla

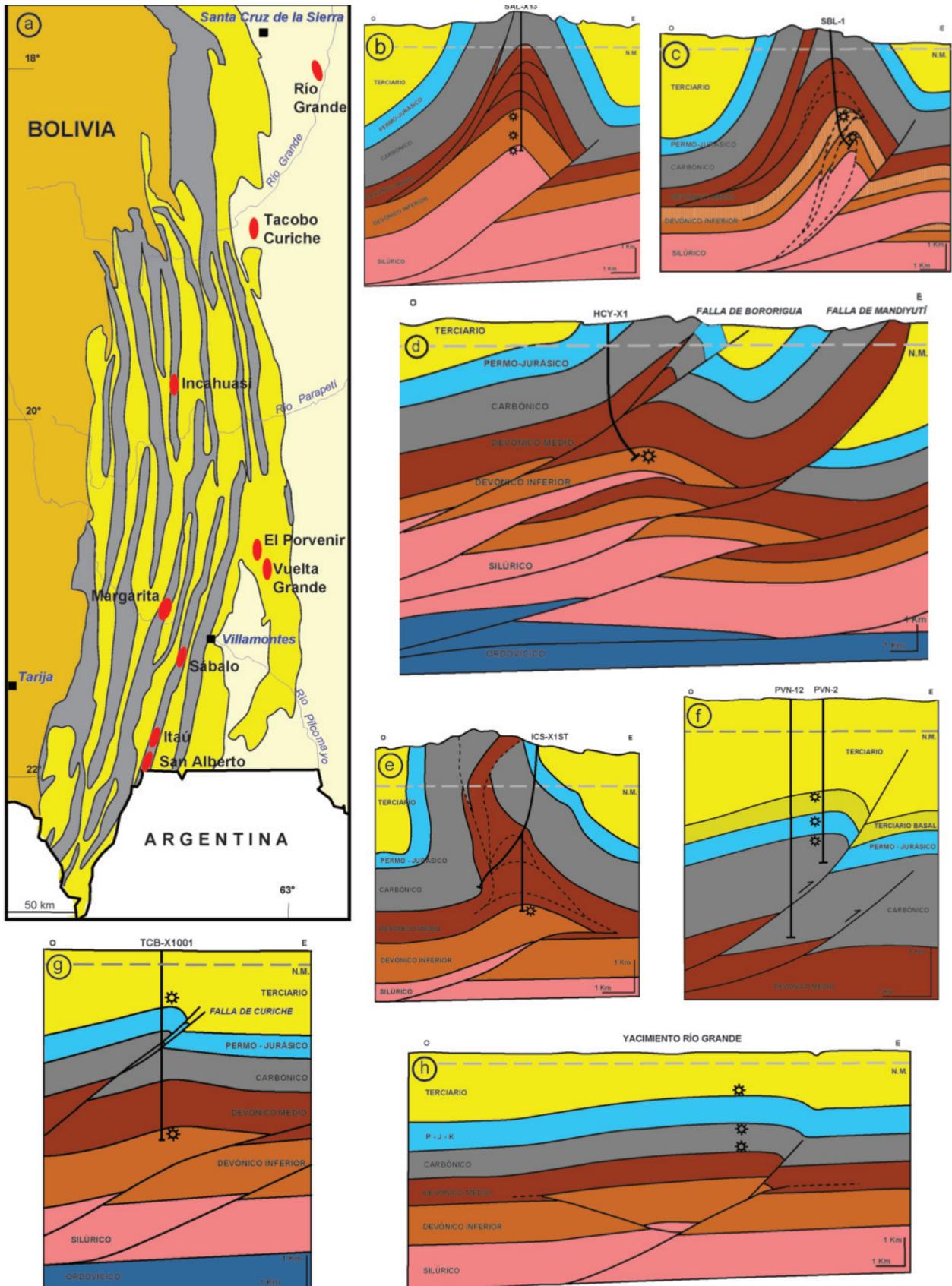


Figura 9. a) Mapa de trenes estructurales del Subandino Sur y ubicación de los yacimientos cuyas trampas se describen en este trabajo. Cortes geológicos de los yacimientos: b) San Alberto (modificado de Rebay *et al.*, 2001); c) Sábalo (modificado de Rebay *et al.*, op. cit.); d) Margarita; e) Incahuasi (modificado de Energy Press, 2004); f) Vuelta Grande – El Porvenir; g) Tacobo – Curiche; h) Río Grande.

trasladado (Figura 9c), que ha sido rotado por otra rampa ubicada al Este que también despega en la base del Silúrico. La falla de propagación corta el sinclinal en su eje y tiene su punto ciego en sedimentos de Carbónico. La culminación del anticlinal profundo está segmentada por una serie de fallas de vergencia al antepaís, que producen hasta tres repeticiones de los reservorios de interés.

El tope de la trampa se ubica en términos de Huamampampa a -1765 mrm, unos 1000 m más alto que San Alberto y los niveles mineralizados se ubican en Huamampampa e Icla, cuyas características de reservorio y columna de gas son equiparables al campo descrito anteriormente.

El tren estructural del yacimiento **Margarita** se ubica al oeste de las estructuras de San Antonio y Aguaragüe (Figura 9a y d), siendo parte del mismo ambiente tectónico. La estructura en superficie no refleja de manera directa la deformación del nivel inferior, comprobando la desconexión que genera el nivel disarmónico de la Fm. Los Monos, siendo el nivel inferior el objetivo prospectivo más importante con grandes acumulaciones de gas.

Mientras que las estructuras lindantes de Aguaragüe y San Antonio se caracterizan por pliegues apretados en superficie, la que contiene al campo Margarita está compuesta por dos láminas principales de corrimiento, Bororigua y Mandiyutí (Dunn *et al.*, 1995), que divergen entre sí formando un rasgo distintivo de este tren estructural. A diferencia de otros anticlinales de las Sierras Subandinas, la estructura de Margarita expone un anticlinal de amplia cresta donde la Fm. Los Monos no tiene el típico apilamiento múltiple en posición de cresta, sino que se puede presentar tanto con espesor duplicado por falla (entre 800 y 1000 m espesor verdadero en MGR-X2 y MGR-X3) como también en sección normal sin repetir con espesores verdaderos inferiores a los 600 m (MGR-X1 y MGR-4).

La estructura profunda de Margarita es interpretada como un conjunto de láminas de corrimiento imbricadas con su despegue inferior en el Silúrico (Figura 3a) o posiblemente en el tope del Ordovícico (Figura 9d) y su despegue superior en la sección basal de la Fm. Los Monos. El flanco oriental de la estructura se interpreta también como fallado, con rechazos y retrocabalgamientos de escasa magnitud. Los reservorios de gas se encuentran en las formaciones Huamampampa e Icla, ubicándose el superior a una cota aproximada de -3500 mrm.

Encima de estas láminas de empuje se localiza el Anticlinal Bororigua (expuesto en términos del Carbónico al Terciario) y hacia el este, un sinclinal apretado y fallado. El Corrimiento Bororigua corta el limbo frontal del anticlinal homónimo y está desconectado de la estructura subyacente, terminando su desarrollo unos 40 km al norte. El Corrimiento Mandiyutí se interpreta como conectado a las láminas sobrecorridas del nivel estructural inferior, donde se localiza la acumulación del Yacimiento Margarita (Figura 9d).

El corte de la Figura 9d fue restaurado cinemáticamente, obteniéndose un acortamiento mínimo de 12 km. La evolución estructural propuesta consiste en la propagación de la deformación hacia el antepaís, seguida por el emplazamiento fuera de secuencia del Corrimiento Bororigua, que puede interpretarse también como despegando en las lutitas de la Fm. Los Monos.

El reciente descubrimiento de **Incahuasi** (ICS-X1ST – 2004) es el más septentrional en reservorios de Huamampampa dentro del cinturón del Subandino Sur y está localizado en unos de los trenes estructurales de su sector medio (Figuras 2 y 9a). El eje estructural de Incahuasi se extiende con rumbo meridiano por más de 100 km, ubicándose el pozo en su mitad sur. Los flancos del anticlinal de superficie son sub-verticales, con el occidental rebatido en algunos sectores. En el núcleo se exponen sedimentitas de Iquiri – Los Monos Superior, que por medio del corrimiento de Incahuasi apoyan en el Carbónico. Este corrimiento en algunos sectores tiene bajo ángulo y un desplazamiento horizontal importante, sobreponiéndose en algunos sectores al Terciario basal. Sobre el flanco occidental de la

estructura de superficie también existe una falla, de menor envergadura, que repite el Carbónico. Tomando como base la información publicada por Energy Press (2004), se interpreta que la estructura profunda desarrollada en términos del Silúrico y Devónico Inferior, se encuentra totalmente desacoplada del anticlinal de superficie (Figura 9e). Es un anticlinal de flexión de falla, con despegue inferior en el Silúrico y superior en la sección basal de la Fm. Los Monos, donde el acortamiento se transmite hacia atrás generando un apilamiento antiformal de gran magnitud, llegando esta formación a los 4000 m de espesor e incluso ser expuesta en superficie por el Corrimiento de Incahuasi. Esta posible interpretación estructural del pozo ICS-X1ST, cuyo anticlinal profundo tiene su culminación ubicada por debajo del flanco oriental del anticlinal de superficie (Figura 9e), se contrapone al paradigma tradicional de la exploración en el Subandino Sur de Bolivia y Argentina, que en general considera que la estructura profunda se ubica por debajo del flanco occidental de la estructura de superficie (Mombrú y Aramayo Flores, 1986; Aramayo Flores, 1989; Belotti *et al.*, 1995; Disalvo y Villar, 1999).

Los reservorios de hidrocarburos en Incahuasi pertenecen a la Fm. Huamampampa, cuyo tope se encuentra a -3427 mnm. Son tres parasecuencias arenosas con espesores promedios de 65 m cada una, que ensayadas en conjunto produjeron por día hasta 38×10^6 cfg y 731 bc (Energy Press, 2004). Estas características de reservorio son inéditas en posiciones tan septentrionales del Subandino Sur para Huamampampa, ya que pozos exploratorios que la han alcanzado como ser Cumandairenda, Iñau, Saipurú, Don Bosco o Tatarenda, no han mostrado condiciones favorables.

Pie de Monte

En este ambiente tectónico las trampas en unidades del Carbónico al Terciario, corresponden a anticlinales con cierre en cuatro sentidos originados en general, por propagación de falla. En reservorios del Devónico Inferior hasta el momento ha sido descubierto solamente el campo Tacobo. Estas estructuras tienen pobre o nula expresión superficial (Figura 9a) y en general, se encuentran alineadas formando trenes estructurales que presentan varias culminaciones de dimensiones variables, como ser los campos El Porvenir – Vuelta Grande, San Roque – Taiguati – Villamontes o La Vertiente – Campo Escondido – Los Suris. La separación entre los campos de un mismo tren se debe a las rampas oblicuas que transfieren el rechazo de un corrimiento a otro y originan los cierres norte y sur de los anticlinales (Cruz *et al.*, 2003).

La estructura del yacimiento **El Porvenir** (1978) es un anticlinal con cierre en cuatro sentidos en términos del Carbónico Superior al Terciario, originado por propagación de un corrimiento que despega en la Fm. Los Monos (Figura 9f). Esa falla está relacionada con una falla que corta términos más profundos y que puede tener dos geometrías diferentes, ya descritas en el capítulo Geología Estructural, proviniendo de una zona de despegue en Los Monos basal que actúa como bajocorrimiento de un *thrust wedge* (Giraudó *et al.*, 1999) que afecta al Silúrico y Devónico Inferior y está emplazado por debajo del pliegue de propagación, o bien esa zona de despegue en Los Monos transfiere acortamiento de un anticlinal de flexión de falla ubicado al oeste (Figura 3b) en otro tren estructural (Cruz *et al.*, 2003). La superficie de estas estructuras oscila entre 5 y 20 km².

Los reservorios más importantes en el conjunto de yacimientos El Porvenir – Vuelta Grande se encuentran en las formaciones Cangapi (asignada al Pérmico), Tapehua (de posible edad Jurásico) y Yecua (Mioceno), que integra la sección basal del Ciclo Terciario. Los espesores permeables son importantes, teniendo Cangapi 25 m, Tapehua 170 m y Yecua 50 m, mientras los valores de porosidad y permeabilidad varían entre 15 – 20% y 25 a 50 mD.

La estructura donde se encuentran los campos de **Tacobo** y **Curiche** se ubica unos 150 km al sur de Santa Cruz de la Sierra, cerca del lugar donde el Río Grande deja la zona serrana e ingresa en la

Llanura Chaqueña (Figuras 2 y 9a). En este sector del Pie de Monte, el acortamiento de la Faja Corrida se resuelve por medio de una serie de trenes estructurales de rumbo meridiano (Figuras 3 y 4b en Cruz *et al.*, 2003), donde las fallas tienen rechazos que oscilan entre 400 y 700 metros. Estos acortamientos son sensiblemente menores que el de la Falla de Mandeyapeca, de aproximadamente 2300 m, que emerge a superficie (Figura 4a en Cruz *et al.*, op. cit.) unos 30 km al sur de Tacobo y se extiende por más de 250 km hasta poco al sur de la latitud de Villamontes. Este rasgo estructural no es único sino que es un conjunto de fallas que se transfieren rechazos por medio de rampas oblicuas, que brindan cierre norte y sur a aquellos anticlinales de propagación de falla relacionados.

En Tacobo – Curiche existen dos yacimientos en reservorios y niveles estructurales diferentes. La acumulación profunda en el nivel estructural inferior, Tacobo, corresponde a una anticlinal de flexión, generado por una falla que, despegando en el Silúrico (Figura 9g), afecta al Devónico Inferior en forma de rampa y hace plano en la sección basal de Los Monos (Eifeliano). Es posible que las anteinclinaciones de Huamampampa (Emsiano de Albariño *et al.*, 2002) sean de muy bajo ángulo y en consecuencia el reservorio se encuentre a modo de rampa encapsulado en el sello de Los Monos basal. Por esa sección basal se transmite el acortamiento hacia el próximo tren estructural, Guanacos, ubicado al Este, donde corta en rampa la sección Carbónico – Terciario, dando lugar a un anticlinal de propagación. El reservorio, ubicado a -4720 mnm, es un conjunto de paquetes arenosos que totalizan 60 a 70 m de espesor en la Fm. Huamampampa (Cruz *et al.*, 2003), conformadas por areniscas cuarcíticas muy finas, con microfracturación que le otorga una porosidad que ronda el 9%. Los ensayos de terminación han arrojado valores de producción diarios del orden de 41×10^6 cfg. El sello de esta acumulación, que no tiene contacto de agua conocido, son arcilitas negras sobrepresionadas de la Fm. Los Monos, tanto vertical como lateralmente. Tacobo es la primera acumulación de gas descubierta en Huamampampa en la región del Pie de Monte, en la zona de Santa Cruz.

La acumulación somera, en el nivel estructural superior, se denomina Curiche. Es un anticlinal por propagación de la Falla de Curiche (Cruz *et al.*, 2003), con anteinclinaciones en el Permo-Jurásico que llegan a los 70° en dirección Este (Figura 9g). Esa falla tiene su despegue inferior en lutitas negras de la Fm. Los Monos y su acortamiento proviene del nivel estructural inferior del tren estructural Corralones-Río Seco (Figura 3b y Figura 3 en Cruz *et al.*, op. cit.), ubicado al Oeste del tren Tacobo-Curiche. La Falla Curiche corta en rampa la sección carbonífera con un rechazo estratigráfico aproximado de 700 m, presentando en sectores a lo largo de su extensión un *duplex* de pared colgante de menor rechazo. El reservorio, ubicado a 1300 mbnt, está compuesto por areniscas medianas a gruesas de matriz arcillosa y pobre selección, pertenecientes a los ciclos inferiores del Terciario sinorogénico (Figura 1). Depositadas en ambiente fluvial efímero multievento, los cuerpos arenosos intercalan con limoarcilitas rojas y son lenticulares acuñándose lateralmente de forma abrupta. Pese a ello, se encuentran amalgamados tanto lateral como verticalmente, por lo cual la sección con bancos mineralizados alcanza los 200 m de espesor. La porosidad de estas areniscas llega al 28% y los ensayos de terminación produjeron por día hasta 3.9×10^6 cfg. En esta unidad hay bancos de areniscas con cualidades petrofísicas equivalentes a los reservorios pero que no son portadores de hidrocarburos. Esto hace pensar que el factor estratigráfico es importante respecto de la migración y entrapamiento, ya que la lenticularidad de los cuerpos hace que muchos no sean cortados por la Falla de Curiche y en consecuencia no sean alcanzados por los hidrocarburos. El sello está constituido por bancos de limoarcilitas rojas de hasta 15 m de espesor que intercalan con los bancos mineralizados, depositadas en planicie de inundación y barreales. Curiche es la primera acumulación de gas descubierta en la región del Pie de Monte en reservorios por encima de la Fm. Yecua, considerada el sello regional de la Cuenca de Tarija. Este yacimiento de gas presenta una anomalía de amplitud notable en la información sísmica 3D (Cruz *et al.*, 2003).

El yacimiento **Río Grande** se encuentra a 50 km al SE de Santa Cruz de la Sierra (Figuras 2 y 9a) y es la estructura más oriental e importante del Pie de Monte de la Cuenca de Tarija en Bolivia. Se trata de un anticlinal con cierre en cuatro sentidos (Figura 8 en Belotti *et al.*, 2001) de 45 km² de área y sin expresión superficial. La falla que genera el anticlinal se interpreta que despega en la sección basal del Silúrico y corta en rampa hasta la base del Devónico Medio, donde hace plano. En un pulso tectónico posterior, la falla produce un *short-cut* cortando el plano axial del anticlinal resuelto en términos del Devónico Inferior, dando lugar en el Carbónico a un pliegue trasladado originado por propagación de falla (Figura 9h). La existencia de un retrocorrimiento de escaso rechazo, puede ampliar el resalto estructural del flanco occidental del anticlinal, cuyo relieve puede alcanzar los 150 m.

Los hidrocarburos en este yacimiento se alojan en la sección basal del Terciario Orogénico a -902 mnm (Petaca) y en el Carbónico (a -2083 y -2250 mnm), donde se encuentran las mayores reservas. Los reservorios terciarios tienen espesores permeables netos del orden de 7 m con porosidades que llegan al 25% y han sido depositados en ambientes fluviales de canales entrelazados, mientras que en el Carbónico los espesores permeables netos llegan a 32 m y los valores de porosidad varían del 15 al 22% y corresponden a areniscas depositadas en canales fluviales vinculados a ambientes glacimarininos. El sello de los reservorios carbónicos son secciones limoarcilíticas intraformacionales depositadas en planicies aluviales o diamictitas relacionadas a ambientes glacimarininos.

SISTEMAS PETROLEROS

En la Cuenca de Tarija predominan petróleos livianos, condensados y gases, lo cual dificulta las correlaciones petróleo-roca madre y petróleo-petróleo desde el punto de vista molecular. Aunque esto ha sido factible en casos puntuales, las relaciones genéticas son tentativas en el caso de gases y condensados bien livianos, que se infieren a partir del análisis composicional e isotópico de los fluidos, conjuntamente con la evaluación de otros parámetros como distribución regional de las rocas madre, sus variaciones de madurez térmica y *timing* de generación.

En esta evaluación se ha podido probar la relación genética de petróleos de Monteagudo (Figura 7), Tita y manaderos del Río Pilcomayo con la Fm. Los Monos Sección Eifeliano. Estas correlaciones son concordantes con el sistema petrolero Los Monos Superior (Disalvo y Villar, 1999) o *Los Monos carga secuencia arriba* de Starck (1999), propuestos para el Norte de Argentina. Los mismos autores proponen también otro sistema petrolero hipotético denominado *Los Monos carga secuencia abajo* (Starck, 1999) equivalente a Los Monos Inferior (Disalvo y Villar, 1999), que involucra la aquí denominada Sección Emsiano (Figuras 1 y 5). Estas relaciones de consanguinidad son válidas y concuerdan con las desarrolladas en este trabajo. Pero extendiendo el análisis a toda la zona de estudio la complejidad se incrementa, 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, San Pedrito y San Alberto (reservorio Santa Rosa), Huayco (reservorio Huamampampa) y Tacobo (reservorio Huamampampa), donde se ha interpretado que la fracción metano del gas muestra una madurez térmica mucho más elevada que la del condensado asociado. Otro ejemplo está dado por el petróleo de Tita (reservorio Tupambi), que se interpreta como mezcla de hidrocarburos livianos de madurez elevada posiblemente generados en la sección Lochkoviano, con petróleo Eifeliano de madurez más moderada, según sus biomarcadores (Cruz *et al.*, 2002).

Esos fundamentos permiten proponer la interacción de sistemas petroleros múltiples en la Cuenca de Tarija, de acuerdo con el sector que se analice, ya que las características regionales tienen una

influencia muy marcada. El modelo estratigráfico de la Figura 5, que abarca 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 (Cruz *et al.*, 2002).

En este sentido, las acumulaciones de hidrocarburos de la 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. De acuerdo con Perrodon (1983), 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, que 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 10) y se proponen dos sistemas petroleros adicionales a los ya aceptados. La propuesta implica el reconocimiento de la multiplicidad de sistemas petroleros en este sector de la cuenca, desfavoreciéndose, por lo tanto, la idea pre-valeciente de un único sistema vinculado a la roca madre de la Fm. 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 El Dorado, Izozog y Ustarez (Figura 4) y por la impronta isotópica de los gases de Río Grande-La Peña-Tundy y Río Seco-Tajibos-Tacobo. 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, térmicamente 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 Monte, donde la sección Emsiano (Los Monos Inferior) deviene en roca generadora (Figuras 4c y 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 en esta zona 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 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 en ese sector.

En la zona petrolera del **Subandino Sur** existe una importante sobrecarga terciaria y las secciones Eifeliano y Emsiano de la Fm. Los Monos constituyen las rocas generadoras de petróleo y gas. En esta región el sistema petrolero puede definirse como **Los Monos-Huamampampa(!)**, por ser ese reservorio Devónico el que mayor cantidad de reservas aloja, e incluir los sistemas petroleros propuestos por Disalvo y Villar (op. cit.) y Starck (op. cit.). Adicionalmente, se presume que la Fm. Kirusillas (Silúrico) pudo constituir otro intervalo generador, aportando gas a los reservorios más antiguos, como Santa Rosa (Cruz *et al.*, 2002), por lo que se propone un nuevo sistema petrolero, **Kirusillas–Santa Rosa(.)**.

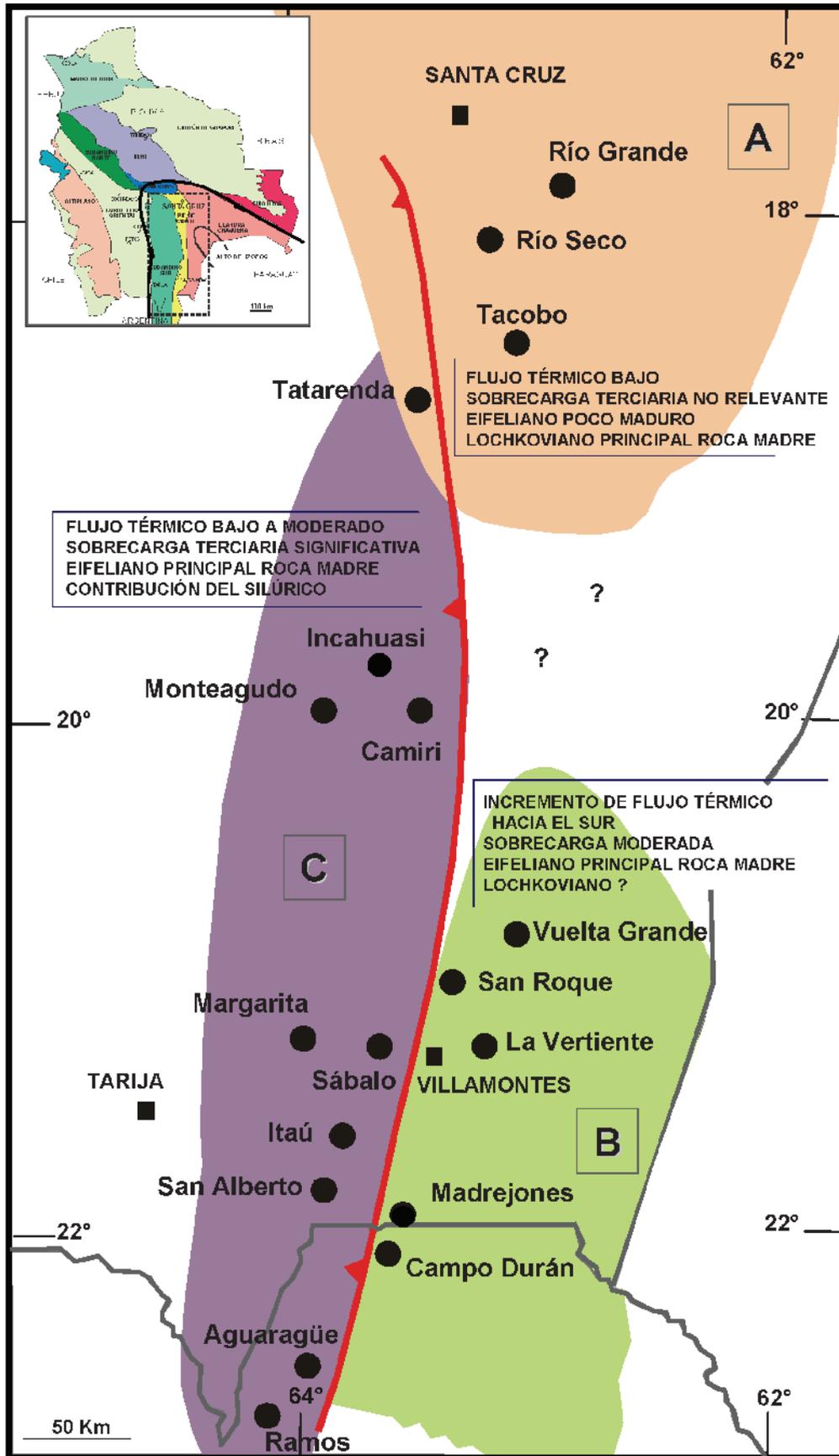


Figura 10. Mapa de zonas con características petroleras distintivas de la Cuenca de Tarija. A) Santa Cruz; B) Pilcomayo; C) Subandino Sur (modificado de Cruz *et al.*, 2002).

RESERVAS Y RECURSOS POTENCIALES

El volumen de las reservas de gas y petróleo en Bolivia ha sido tema de disenso durante los últimos años. Es por ello que a los efectos de este trabajo, con un objetivo completamente técnico, se han tomado como válidas las cifras publicadas por IHS Energy, con los valores de algunos campos modificados en base a información propia. El tratamiento de los números será estadístico y se presentarán como curvas de incorporación de reservas en el tiempo e histogramas de distribución de tamaños de campo, tratados por sistema petrolero de acuerdo con lo que se propone en este trabajo. Para ello se han asignado los campos ubicados en las zonas petroleras Pilcomayo y Subandino Sur (Figura 2) al Sistema Petrolero Los Monos-Huamampampa y aquellos de la región de Santa Cruz al sistema petrolero Sección Lochkoviano-Carbónico.

Las reservas recuperables finales probadas y probables de las tres zonas petroleras mencionadas ascienden a 800×10^6 bo y 33.6×10^{12} cfg, que se encuentran alojadas en 45 campos de gas y petróleo y 6 de petróleo solamente. Para su descubrimiento fue necesario perforar 282 pozos de exploración (Figura 11).

El análisis de las curvas de incorporación de reservas (Figuras 11a y c) muestra sin lugar a dudas que ambos sistemas petroleros son definitivamente gasíferos. En el caso del sistema petrolero Los Monos, si bien la exploración comienza en la década de 1910, los primeros descubrimientos no se producen hasta el decenio siguiente, dándose un cambio marcado en la curva recién a fines de los 70' con el descubrimiento de casi 2×10^{12} cfg en los campos La Vertiente-Porvenir-Vuelta Grande, en la zona petrolera Pilcomayo, contemporáneo con los descubrimientos de Ramos y Aguaragüe en Argentina. Pero el cambio sustancial tiene lugar a mediados de la década del 90 (Figura 11a) cuando, debido al cambio en la política de hidrocarburos en Bolivia, ocurren los descubrimientos y comienza el desarrollo de los grandes campos de gas del Subandino Sur como San Alberto, Margarita, Itaú y Sábalo (Figura 2).

En el caso del sistema petrolero "Sección Lochkoviano" la exploración comenzó a fines de los años 50 y los primeros y más importantes descubrimientos ocurrieron pocos años después con Caranda-Río Grande-Colpa que sumaron alrededor de 3.6×10^{12} cfg (Figura 11c). En esta zona petrolera de Santa Cruz, la curva de incorporación de reservas parece no haber sido afectada por los cambios en política de hidrocarburos de mitad de los 90', pero sí por cambios en el concepto exploratorio (descubrimiento Tacobo reservorio Huamampampa) y/o aplicación de nueva tecnología como en el descubrimiento de Percheles (Giroldi y Alegría, 2005).

En general es aceptado que todos los yacimientos de una cuenca responden a una distribución *lognormal*, como producto de variables aleatorias independientes (Rose, 2001). Esa distribución se puede representar en gráficos de probabilidad acumulada contra una escala logarítmica o en uno de frecuencias que resulta en una campana de Gauss sesgada hacia los campos de menor tamaño. Se asume que en el caso de una cuenca madura, los puntos que representan la distribución de los campos deben formar una recta en un gráfico de probabilidad acumulada o bien las columnas que representan la frecuencia de los tamaños de yacimiento deben llenar la campana de Gauss. Estos principios pueden ser alterados ante la aparición de nuevas ideas exploratorias y/o aplicación de nuevas tecnologías que llevan a nuevos descubrimientos, produciéndose no sólo saltos de magnitud en las curvas de incorporación de reservas sino también quiebres abruptos en la recta de distribución de campos o frecuencias bimodales en el histograma y en consecuencia modificaciones en la campana de Gauss sesgada.

En la Cuenca de Tarija, el análisis de la distribución de tamaños de campos por sistema petrolero muestra claramente una cuenca aún inmadura en cuanto a su desarrollo, ya que en el caso del sistema

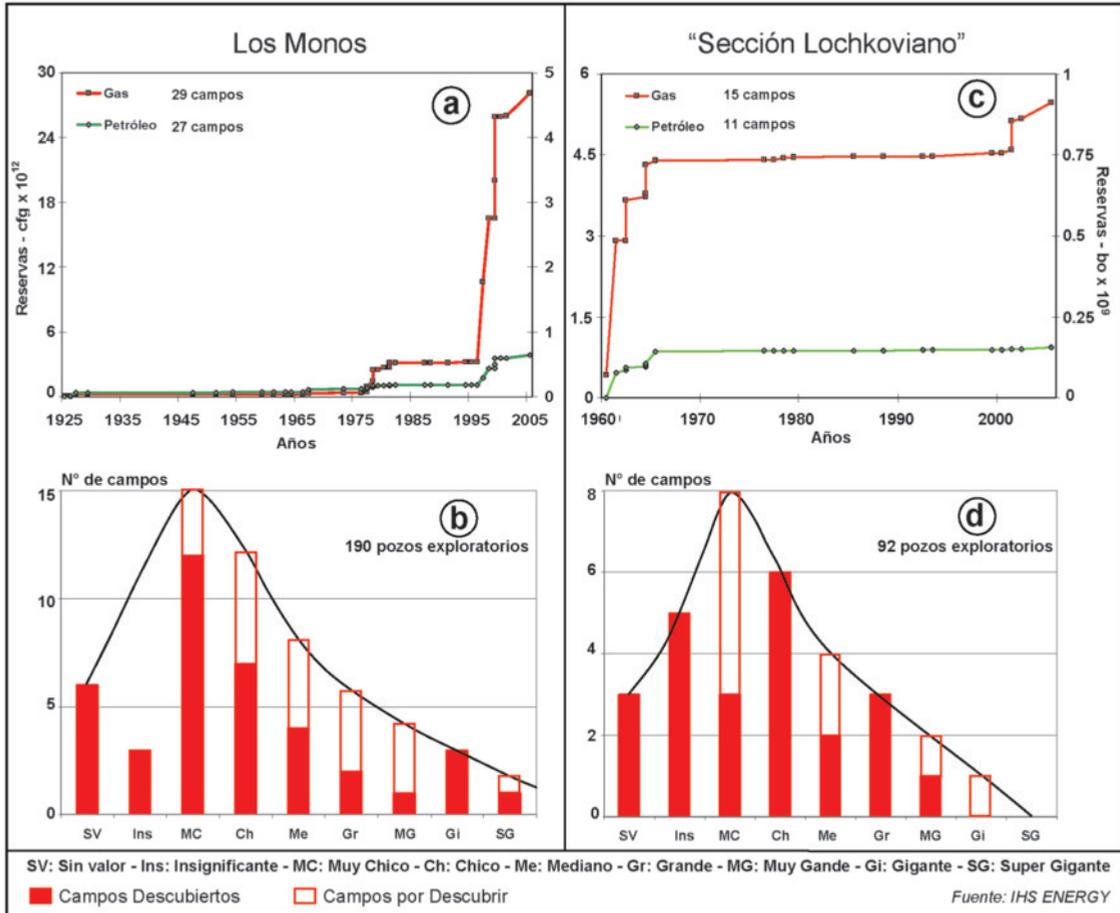


Figura 11. Gráficos de curvas de incorporación de reservas en el tiempo e histogramas de distribución de tamaños de campo de la Cuenca de Tarija, considerados por sistema petrolero: a – b) Los Monos y c – d) "Sección Lochkoviano". Tamaño de campo (bcfe): Sin valor < 1.2; Insignificante 1.2-7.2; Muy Chico 7.2-36; Chico 36-150; Mediano 150-450; Grande 450-1200; Muy Grande 1200-3000; Gigante 3000-6000; Super Gigante > 6000.

petrolero Los Monos es marcadamente bimodal (Figura 11b) y en el caso del sistema Sección Lochkoviano es trimodal (Figura 11d). Debido a la incertidumbre que genera la ponderación de estos instrumentos estadísticos en su aplicación a una ciencia natural, el resultado obtenido es variable entre máximo y mínimo. En ambos sistemas petroleros restan por descubrir una cantidad interesante de campos medianos hasta gigantes y/o supergigantes, si bien es cierto que probablemente muchos descubrimientos no tendrán impacto económico por ser insignificantes o muy chicos. Para el Sistema Petrolero Sección Lochkoviano – Carbónico (.) los recursos potenciales por descubrir varían de 5 a 18 x 10¹² cfg, mientras que para el caso de Los Monos – Huamampampa (!) esos recursos potenciales serían de 12.5 a 38 x 10¹² cfg.

Esta presunción no cambia drásticamente la categoría en que estos sistemas petroleros califican dentro de la ponderación de la eficiencia del sistema de generación – acumulación. El sistema petrolero "Sección Lochkoviano" pasaría a tener hidrocarburos recuperables entre 224 y 370 x 10⁹ kg (aún "Significativo", de Magoon y Valin, 1994) y un GAE no mayor a 0.80%, en tanto el sistema de Los Monos tendría hidrocarburos recuperables entre 1081 y 1386 x 10⁹ kg (Grande) y un GAE que llegaría en el mejor de los casos a 3.4%. Estos posibles recursos por descubrir tendrían un impacto significativo desde el punto de vista económico pero no cambian sustancialmente la calidad y eficacia de los sistemas petroleros de la Cuenca de Tarija.

CONCLUSIONES

1.- El trabajo identifica tres zonas (o provincias) petroleras con características geológicas y geoquímicas diferenciadas: Santa Cruz, Pilcomayo y Faja Corrida del Subandino Sur. Se propone la existencia de más de un sistema petrolero, en oposición a la idea tradicional de un único sistema vinculado, en sentido amplio, a generación en la Fm. Los Monos.

2.- El sistema petrolero **Sección Lochkoviano–Carbónico**(.) es el más importante en la región de Santa Cruz, mientras que el sistema **Los Monos-Huamampampa** (!) lo es en las zonas de Pilcomayo y Faja Corrida del Subandino Sur. Ambos sistemas involucran acumulaciones de gas y condensado de manera dominante.

3.- Las vías de migración preferencial son, principalmente, los grandes corrimientos y fallas, mientras que el mecanismo de entrapamiento dominante es estructural.

4.- La estimación de la eficiencia del proceso de generación – acumulación (*GAE*) indica una baja eficacia de los dos sistemas petroleros, siendo el de Los Monos levemente mejor.

5.- Las reservas EUR 2P asignadas al sistema petrolero Los Monos son marcadamente mayores que aquellas del sistema Lochkoviano. Los recursos por descubrir en ambos casos son de magnitud equivalente o superior a los ya descubiertos.

Agradecimientos

A Sebastián María por su colaboración permanente. A María Silvia Castro por su paciencia y dedicación. A Estanislao Kozlowski, Marcelo Arteaga y Marcelo Rosso por las críticas y sugerencias. A las autoridades de Pluspetrol, Petrobras y Repsol YPF por permitir la publicación de este trabajo.

REFERENCIAS CITADAS

- 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, V Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG, CD Trabajos Técnicos 21 p., Mar del Plata, Argentina.
- Aramayo Flores, R.F., 1989, El cinturón plegado y sobrecorrido del norte argentino, Boletín de Informaciones Petroleras, Tercera Época, Año VI, N° 17, p. 2-16, Buenos Aires.
- Baby, P., I. Moretti, B. Guillier, R. Limachi, E. Méndez, J. Oller y M. Specht, 1995, Petroleum system of the northern and central Bolivian Sub-Andean zone, en A. Tankard, R. Suarez S. y H. Welsin, eds., Petroleum Basins of South America, American Association of Petroleum Geologists Memoir 62, p. 445-458.
- 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, eds., Petroleum Basins of South America. American Association of Petroleum Geologists Memoir 62, p. 545-555.
- Belotti, H., C.E. Cruz y R. Giraud, 2001, Different gas plays with a huge potential in the Tarija Basin of Bolivia and Argentina, 4th Joint AMPG/AAPG International Conference Veracruz 2001, México, expanded abstract, 6 p.
- C.B.H., 2008, Sitio Web de la Cámara Boliviana de Hidrocarburos, <<http://www.cbh.org.bo>>, Estadísticas – Reservas – Producción. Acceso 10 de marzo de 2008.
- Cohen, P., 2002, Caracterización del sistema de fracturas naturales de los campos San Pedrito y Macueta. V Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG. CD Trabajos Técnicos 13 p, Mar del Plata, Argentina.
- 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. AAPG Bulletin, v. 85 (2001), No. 13. (Supplement) AAPG Annual Meeting Denver, Colorado June 3-6, 2001, 6 p.
- 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.
- Cruz, C.E., C.A. Sylwan y H.J. Villar, 2002, La Cuenca de Tarija, Bolivia y Noroeste de Argentina: ¿Sistema petrolero único o múltiples sistemas petroleros? V Congreso de Exploración y

- Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG, CD Trabajos Técnicos 19 p, Mar del Plata, Argentina.
- Cruz, C.E., C. Mombrú, A. Cangini, C. Seguí y J. Conti, 2003, Hábitat de hidrocarburos en el Pie de Sierra de la Faja Corrida Subandina, Cuenca de Tarija. Area de Santa Cruz, Bolivia, VIII Simposio Bolivariano Exploración Petrolera en las Cuencas Subandinas, v 1, p. 240-252.
- Di Benedetto, M., E. Rocha, S. Sciamanna, F. Baur y C. Lampe, 2007, 3D Petroleum Systems Modeling in Fold and Thrust Belts. A case study from Bolivia, AAPG Annual Convention and Exhibition, Long Beach, California. AAPG Bulletin, v. 91, Program Abstracts (Digital)
- 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, IAPG, Actas I, p.83-100, Mar del Plata, Argentina.
- 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, eds., Petroleum Basins of South America, American Association of Petroleum Geologists Memoir 62, p. 523-543.
- Energy Press, 2004, Total E&P Bolivia. Incahuasi X-1: Radiografía de un nuevo megacampo, Energy Press Petróleo&Gas, Semana del 25 al 31 de octubre de 2004, p. 10-11.
- 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, eds, Petroleum Basins of South America. American Association of Petroleum Geologists Memoir 62, p. 165-183.
- Giraudó, 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, Argentina.
- Giroldi, L. y F. Alegría, 2005. Using Spectral Decomposition to identify and characterize glacial valleys and fluvial channels within the carboniferous section in Bolivia, The Leading Edge, V 42, N° 11, p. 1152-1159.
- Glorioso, J.C., 2005, Caracterización petrofísica de areniscas devónicas naturalmente fracturadas del sector Subandino boliviano, en L. Stinco, A. Khatchikian, E. Pellegrini y C. Ollier, eds., Evaluación de Formaciones. Nuevas soluciones para viejos problemas, Simposio del VI Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Instituto Argentino del Petróleo y Gas, p. 263-277.
- 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.
- Kozłowski, 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.
- Kozłowski, E., F. Aramayo Flores y C. Hofmann, 2005, Gas en el Devónico de las Sierras Subandinas, Provincia de Salta, Argentina, en E. Kozłowski, G. Vergani y A. Boll, eds., Las Trampas de Hidrocarburos en las Cuencas Productivas de Argentina, Simposio del VI Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Instituto Argentino del Petróleo y el Gas, p. 17-35.
- Laffitte, G., S. Del Vó, E. Aguilera, V. Goitia, G. Rebay y D. Lanussol, 1998, The petroleum systems of the Boomerang Area, Bolivia, AAPG Bulletin, v. 82 , p. 1883-1984, ABGP/AAPG International Conference & Exhibition, November 8-11, 1998, Rio de Janeiro, Brazil, Extended Abstract Volume, p. 450-451.
- Legarreta, L., C.E. Cruz, G. Vergani, G.A. Laffitte y H.J. Villar, 2004, Petroleum mass-balance of the Neuquén Basin, Argentina: A comparative assessment of the productive districts and non-productive trends, International Congress and Exhibition of the American Association of Petroleum Geologists, Cancún, México, AAPG Bulletin, v. 88 , No.13. (Supplement), Extended Abstracts, 6p.
- Legarreta, L., H.J. Villar, G.A. Laffitte, C.E. Cruz y G. Vergani, 2005, Cuenca Neuquina, en G. Chebli, J. Cortiñas, L. Spalletti, L. Legarreta y E. Vallejo, eds., Frontera Exploratoria de la Argentina, Simposio del VI Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Instituto Argentino del Petróleo y el Gas, p. 233-250.
- 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, American Association of Petroleum Geologists 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, American Association of Petroleum Geologists Memoir 60, p. 329-338.
- Mombrú, C. y R.F. Aramayo Flores, 1986, Geología del Yacimiento Aguaraquí, Boletín de Informaciones Petroleras, Tercera Época, Año III, N° 6, p. 53-64, Buenos Aires.
- 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, v 50, p. 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, v 2, p.17-28.

- Moretti, I., 1998, The role of faults in hydrocarbon migration, *Petroleum Geoscience*, v 4, p. 81-94.
- Muzzio, M.E., D. Aprea y A. Disalvo, en prensa (este Congreso), Aplicación del método magnetotélúrico en el Anticlinal Ingre del Subandino Boliviano, en J. Soldo, D. Enrique y M. Sigismondi, eds., *La Geofísica, integradora del conocimiento del subsuelo*, Simposio del VII Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Instituto Argentino del Petróleo y el Gas.
- Perrodon, A., 1983, Dynamics of oil and gas accumulations, *Bulletin des Centres de Recherches Exploration-Production Elf-Aquitaine*, Mem. 5, p. 187, Pau, France.
- Pratsch, J.C., 1985, Oil and gas accumulations in overthrust belts – II, *Journal of Petroleum Geology*, V 8, N° 3, p. 297-322.
- Rebay, G., J. Barrenechea, E. Requena y A. Rocha, 2001, San Alberto y San Antonio. Dos nuevos yacimientos gigantes de gas y condensado en Bolivia, *Boletín de Informaciones Petroleras*, Tercera Época, Año XVIII, N° 67, p. 37-49.
- Rose, P.R., 2001, Risk analysis and management of petroleum exploration ventures, Tulsa, Oklahoma, AAPG Methods in Exploration Series, N° 12, 162 p.
- Santos Neto, E.V., M. Pereira y A. Prinzhofer, 2003, Petroleum system study based on Gas Geochemistry: example of the Southern Subandean Basin, Bolivia, VIII Simposio Bolivariano Exploración Petrolera en las Cuencas Subandinas, V 1.
- Schmoker, J.W., 1994, Volumetric calculation of hydrocarbons generated, en L.B. Magoon y W.G. Dow, eds., *The Petroleum System – from source to trap*, American Association of Petroleum Geologists, Memoir 60, 323-326, Tulsa.
- 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, eds., *Petroleum Basins of South America*, American Association of Petroleum Geologists Memoir 62, p. 251-267.
- Starck, D., E. Kozłowski, G. Arcuri y J. Oliver, 1997, Structural geology and gas potential of Northwest Argentina Subandean Ranges. Proceedings of the 15th World Petroleum Congress, Beijing, China.
- 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.
- Vaamonde, D., 2002, La Formación Los Monos: su capacidad como roca sello, V Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG, CD Trabajos Técnicos, 9 p, Mar del Plata, Argentina.
- Viera, A.F. y R. 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 L.B. Magoon y W.G. Dow, eds., *The petroleum system – from source to trap*, American Association of Petroleum Geologists Memoir 60, p. 261-283.
- Zapata, T., R. Limachi, P. Martínez Bonillo y E. Kovas, 2001, Modelo estructural 3D del Campo Margarita, Bolivia, *Boletín de Informaciones Petroleras*, Tercera Época, Año XVIII, N° 68, p. 109-115.