

LOS SISTEMAS PETROLEROS DE LA CUENCA DE TARIJA

Daniel Starck *

*Pan American Energy

Est. CONGRESO

ANTOPOGRAFICA

Abstract: The petroleum systems of the Tarija Basin

The Tarija Basin, located in the northern end of Argentina host the oldest petroleum systems among the argentinian productive ones. The basin infill is composed of two major sedimentary cycles, Silurian to Devonian the first, and Carboniferous to Jurassic the second one. Two more sedimentary cycles (one Cretaceous-lower Tertiary, and other upper Tertiary) complete the regional stratigraphic record. From a structural view point, the western part of the basin takes part of the Subandean fold belt, whereas the eastern part remains almost undisturbed in a foreland domain. The potential source rocks for the basin are located within the Silurian-Devonian sequence, being the Los Monos Fm shales (middle to upper Devonian) the only proven source. This unit is composed of a kilometer thick, mainly shaly, package, averaging 1% TOC. The maturity of these source rocks reaches the pick of generation in the upper Tertiary, contemporaneously, or little after, to the andean main estructuration. It is supposed that a high maturity level was needed to triggered the expulsion. The expelled hydrocarbons followed two main migration paths, giving place to a two major petroleum systems. The first one is characterized by an up-sequence migration, charging carboniferous to tertiary reservoirs, whereas the migration in the second one is down-sequence, charging the fractured reservoirs of the Silurian-Devonian sequence. In the "up-sequence" petroleum system the migration and trapping was controlled by the spatial relationship between seals and migration paths (specially faults), whereas the main control for the charging of the "down-sequence" reservoirs was the pressure gradients that occur between the source and reservoir rocks. These controlling factors for the migration in both petroleum systems are largely due to post basin geologic events, leaving a minor importance to original features of the basin.

INTRODUCCIÓN

La cuenca de Tarija está ubicada en el extremo norte de la Argentina y se extiende hacia el norte en territorio Boliviano donde alcanza un mejor desarrollo (figura 1). En la misma se encuentran los sistemas petroleros más antiguos entre todos los productivos del país. La antigüedad de estos sistemas petroleros supone además que los mismos son el producto de una larga historia, en la que abundan procesos geológicos ocurridos con posterioridad a la depositación de las rocas madres y de los reservorios. Esto resulta en una evolución compleja, en la que no siempre es posible conocer con exactitud lo acontecido durante la misma. Por otro lado esta evolución alteró las relaciones espaciales originales de la cuenca por lo que los conceptos (por ejemplo) de "borde de cuenca" y "centro de cuenca", tan importantes en el comportamiento de los sistemas petroleros en la mayoría de las cuencas, se desdibujaron por la acción de procesos posteriores y carecen de importancia en la Cuenca de Tarija.

La actividad petrolera "moderna" en la cuenca comenzó en 1926 con el descubrimiento, por parte de la Standard Oil de Nueva Jersey, del yacimiento de Aguas Blancas. En realidad este descubrimiento fue una extensión del hecho por la misma compañía dos años antes en Bermejo (Bolivia). Anteriormente a estos hallazgos ya era explotado muy rudimentariamente petróleo en la Quebrada de Galarza (en el actual Campamento Vespucio). La Standard Oil descubrió, también en la década del 20 los yacimientos de Ramos, Lomitas y San Pedro. Este último constituyó uno de los hallazgos más importantes del país en esos tiempos y, en 1932, llegó a aportar un 10 % de la producción nacional. Poco después que la Standard Oil, YPF se sumó a la actividad petrolera en el

norte, adquiriendo en 1927 los derechos sobre la Mina República Argentina (actual Campamento Vespucio), en 1930 pone en producción Tranquitas (continuación austral del Yacimiento Lomitas) y en 1933 descubre Río Pescado.



Figura 1. Mapa de ubicación de la cuenca de Tarija.

Todos estos yacimientos se ubicaban a profundidades menores de los 1000 m, alojados en reservorios Carbónicos y Terciarios, y en conjunto produjeron poco menos de 5 MMm³ de petróleo. Al iniciar la década del 50 estos yacimientos se encontraban prácticamente agotados y la exploración no incorporaba nuevas reservas. En este contexto sombrío, en 1952, se produce el descubrimiento por parte de YPF de Campo Durán, a profundidades del orden de los 3500 m. Los pozos de este yacimiento producían gas y condensado con caudales nunca antes alcanzados en la Argentina. El descubrimiento lógicamente desató una importante campaña exploratoria durante el resto de la década del 50 y la del 60, aunque sólo aportó un yacimiento importante, Madrejones, descubierto en 1955. Como consecuencia de estos hallazgos se construyó el gasoducto Campo Durán-Buenos Aires y la refinería de Campo Durán.

En 1969 se produce el descubrimiento de Caimancito en la Cuenca Cretácica, por lo que los esfuerzos exploratorios en el norte de nuestro país se desviaron por unos años hacia esa cuenca. Las producciones diarias de la Cuenca de Tarija declinaron a principios de la década del 70 a menos de 500 m³, y para llenar el gasoducto se firmó un contrato de importación de gas boliviano. Es entonces cuando se produce los descubrimientos de Ramos (1976) y Aguaragüe (1979), demostrando que, por debajo de los viejos yacimientos petrolíferos del Carbónico, se encontraban yacimientos gigantes de gas y condensado alojados en rocas fracturadas del Devónico. Los posteriores descubrimientos de Aguas Blancas-Bermejo profundo, Macueta-San Alberto y San Pedrito demostraron la importancia de este nuevo "play" exploratorio, el que presenta hoy en día el mayor atractivo.

Las reservas probadas y probables originales de la cuenca alcanzan, para la porción argentina, unos 44 MMm³ de líquidos (principalmente condensado) y unos 210 MMMm³ de gas (7.5 tcf). Las producciones acumuladas a la fecha (1999) rondan los 25 MMm³ de líquidos y 75 MMMm³ de gas (2.7 tcf), por lo que quedarían reservas remanentes del orden de los 19 MMm³ de líquidos y 135 MMMm³ de gas (4.8 tcf). A éstas es posible que se puedan adicionar (reservas por descubrir en la cuenca) unos 10 MMm³ de condensado y 110 MMMm³ de gas (4 tcf), alojados principalmente en estructuras no probadas y en la extensión de otras conocidas, especialmente en el "Play Devónico Profundo".

MARCO REGIONAL

La Cuenca de Tarija corresponde a un extenso dominio de sedimentación ampliamente desarrollado en Bolivia. El extremo austral de la misma ingresa a nuestro país, donde se extiende sobre las provincias de Salta y, en menor medida, Jujuy.

Desde el punto de vista evolutivo se pueden diferenciar varias cuencas superpuestas, con una génesis y mecanismos de subsidencia distintos, pero por motivos prácticos, y desde un punto de vista petrolero, se pueden definir a la Cuenca de Tarija como aquella que albergó la depositación de sedimentos cuyas edades que van desde el Silúrico más antiguo hasta el Jurásico. Esta cuenca parece haber formado parte de un dominio de sedimentación mayor, formado por amplias bateas intracontinentales que, con una notable continuidad espacial, ocuparon gran parte del continente de Gondwana (Cuenas de Tarija, Chacoparanense, de Paraná, Karoo, etc.).

La delimitación en el tiempo de la Cuenca de Tarija está acotada por eventos diastróficos importantes, que la separan de cuencas que evolucionaron en ambientes geodinámicos totalmente distintos. De esta manera la Fase tectónica Oclóyica marca el inicio de la cuenca, separándola por medio de una discordancia, a veces angular, del registro de la Cuenca Cambro-Ordovícica.

La Fase tectónica Araucana, de características distensivas en la región, provocó el desmembramiento de las cuencas Paleozoicas-eomesozoicas y el fin de la Cuenca de Tarija, cuyas secuencias pasaron a formar parte del sustrato de la cuenca Cretácica del Grupo Salta, o bien fueron expuestas y erosionadas en los altos que marginaron las fosas extensionales Cretácicas (por ejemplo en el Arco de Michicola).

Acotados entre esos dos eventos diastróficos mayores, se depositaron en la Cuenca de Tarija unos 5000 m de sedimentos, agrupados en dos paquetes estratigráficos mayores separados por la discordancia Chánica del Devónico Superior.

El primer paquete abarca el Silúrico y el Devónico y se habría depositado en una cuenca intracontinental alargada en sentido norte sur. Su ubicación, flanqueando un hipotético orógeno de colisión, llevó a distintos autores (Ramos, 1986; Palma e Irigoyen, 1987; Vistalli, 1989; Starck et al., 1992a; Starck, 1995) a catalogarla como una cuenca de antepaís. La fuerte asimetría de facies que presenta la cuenca, con importantes aportes sedimentarios desde su borde oeste, apoyan esa suposición, en la que una analogía con la cuenca de antepaís Cretácica de Norteamérica ("Western Seaway Interior") fue propuesta (Starck et al, 1992a; Starck, 1995).

La fase diastrófica Chánica, probablemente compresiva, interrumpió la sedimentación devónica, provocando el corte de una discordancia regional, la que en la franja oeste de la cuenca alcanza una cierta angularidad. Este evento tectónico, combinado con la importante caída eustática acaecida durante el Carbonífero Medio, impidió que la sedimentación se reanude hasta el carbonífero superior, dando lugar a un hiatus erosivo y no deposicional de unos 50 m.a.

A partir del Carbonífero medio, la subsidencia se reanudó, aproximadamente en la misma ubicación donde lo hizo durante el Silúrico y Devónico, aunque con tasas menores. La subsidencia de esta etapa estuvo seguramente vinculada a mecanismos termale, sugiriendo una cuenca de tipo intracratónica. Las bajas tasas de subsidencia, combinadas con niveles eustáticos promedio bajos determinaron una sedimentación mayoritariamente continental, en la que predominan en su parte basal facies glaciógenas, mientras que hacia los términos altos lo hacen facies de ambientes áridos.

La naturaleza erosiva de la mayor parte de los bordes de cuenca, sumada a las peculiaridades

faciales de esta segunda etapa deposicional de la cuenca hacen difícil proponer un arreglo paleogeográfico coherente, aunque se puede comprobar la presencia de un borde primario en la parte sudoeste de la cuenca (en Cordillera Oriental), mientras que los mayores espesores de secuencia preservada (supuestamente indicadores de la mayor subsidencia) parecen ubicarse en la zona limítrofe entre Argentina y Bolivia, en las Sierras Subandinas Orientales.

Como ya se mencionó, a fines del Jurásico la fase Araucana terminó con la Cuenca de Tarija, la que fue desmembrada y separada de la cuenca Chacoparanense, pasando a formar parte del sustrato de la cuenca distensiva del Grupo Salta (Cretácico a Paleoceno). La actual Cuenca de Tarija corresponde a los remanentes de la cuenca original, preservados en las regiones más alejadas hacia el norte del rift de Lomas de Olmedo, en cuyos altos marginales (Dorsal de Michicola y Alto del Quirquincho) las secuencias Paleozoicas-Eomesozoicas fueron arrasadas. La importante erosión que ocurrió allí es contemporánea a la depositación del Grupo Salta, del que solamente los términos más altos llegan a traslapar sobre las secuencias de la Cuenca de Tarija.

Por último, durante el Neógeno la mitad oeste de la cuenca fue involucrada en la deformación andina, pasando a formar parte de la Cordillera Oriental y de las Sierras Subandinas. Contemporáneamente con la deformación se depositaron en la zona potentes espesores de rocas continentales relacionadas al crecimiento de la cadena andina.

ESTRATIGRAFIA

Como se mencionó anteriormente se pueden distinguir en el relleno de la Cuenca de Tarija dos paquetes estratigráficos mayores, los que serán brevemente descriptos.

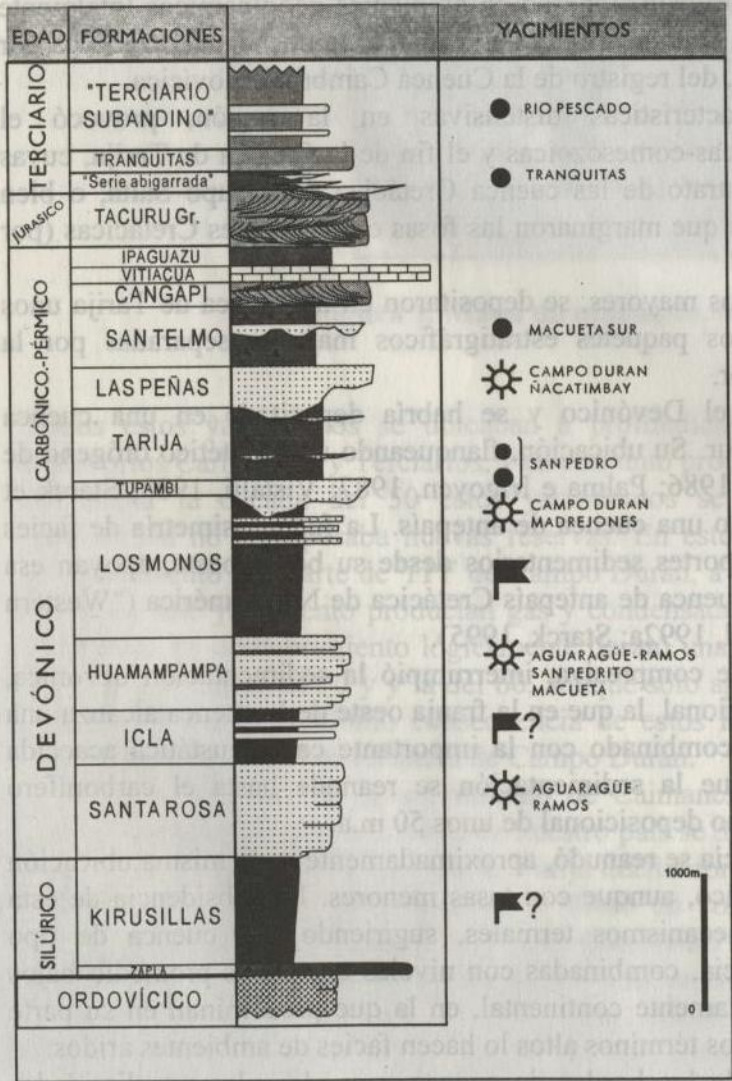


Figura 2. Columna estratigráfica generalizada para la porción argentina de la cuenca de Tarija.

Silurodevónico:

Comprende unos 3000 m de sedimentitas clásticas, predominantemente marinas las que fueron englobadas por los geólogos bolivianos dentro del "Ciclo Cordillerano". Este ciclo presenta un arreglo interno caracterizado por la alternancia de unidades pelíticas con otras con predominio de arena, de tal manera que se la puede subdividir en tres paquetes progradantes mayores constituidos por secciones pelíticas en sus porciones basales, que hacia la parte cuspidal gradan a areniscas. Donato et al. (1990), asignaron a cada uno de estos arreglos mayores el rango de "Supersecuencia". La supersecuencia inferior o "Cinco Picachos" presenta una amplia distribución y llega a superar los 2000 m de espesor. Comprende las formaciones Zapla, Lipeón, Baritú y Porongal, definidas en los afloramientos de las Sierras Subandinas Occidentales y Cordillera Oriental, mientras que en subsuelo está compuesta por las formaciones Zapla, Kirusillas y Santa Rosa.

La Fm Zapla está compuesta por unos 50 m de diamictitas con bloques de hasta 1 m de rocas graníticas, y parece estar restringida hacia las partes más subsidentes de la cuenca.

Sigue mediando un contacto neto la Fm Lipeón (Kirusillas en subsuelo), compuesta por unos 600 m de pelitas, limolitas y areniscas sucias muy bioturbadas depositadas en un ambiente de plataforma distal. Estas facies finas en las posiciones más occidentales de la cuenca se apoyan sobre el sustrato Ordovícico mediando un cuerpo samítico basal, transgresivo, que fue nominado por Starck et al. (1992a) y Starck (1995), como Fm Caspalá.

La Fm Baritú está compuesta por areniscas finas y pelitas depositadas en una plataforma dominada por tormentas, que se apoyan sobre la Fm Lipeón en forma neta. Hacia arriba pasa transicionalmente a la Fm Porongal compuesta por cuarcitas, areniscas conglomerádicas y conglomerados oligomícticos depositados en ambientes marinos más proximales e, inclusive, continentales.

Equivalentes distales de esta última unidad han sido perforados en las Sierras Subandinas Orientales y el Chaco Salteño donde han sido englobadas en la Fm Santa Rosa (nomenclatura tomada de la utilizada en Bolivia). Dicha unidad se compone de más de 600 m de cuarcitas.

El contenido fosilífero de estas unidades (invertebrados y microfósiles) permite asignar a la Supersecuencia Cinco Picachos una edad que abarca todo el Silúrico más los términos bajos del Devónico.

La Supersecuencia Las Pavas se apoya sobre la anterior mediando una prominente superficie de inundación perfectamente identificable tanto en superficie como en subsuelo. Dentro del arreglo general grano y estratocreciente que la caracteriza se pueden distinguir ciclos inversos menores atribuibles al rango de "secuencias deposicionales". Las facies presentes en estas secuencias deposicionales indican que las porciones pelíticas de las mismas se depositaron en un ambiente de plataforma distal, progradando sobre las mismas facies más proximales, depositadas en la parte más proximal de la plataforma e incluso en ambientes continentales. Estos arreglos progradantes son a veces interrumpidos por la aparición más o menos abruptas de las secciones arenosas, sugiriendo descensos bruscos del nivel eustático. Desde el punto de vista litoestratigráfico, las secuencias inferiores, con predominio de pelitas, son englobadas dentro de la Fm Icla, mientras que las superiores, más areniscosas forman parte de la Fm Huamampampa. En superficie estas unidades fueron tradicionalmente mapeadas como Fm Pescado. El importante contenido de invertebrados que portan estas unidades (pertenecientes al dominio faunístico Malvino-káfrico) sumado a sus microfósiles permiten ubicar a esta unidad dentro del Devónico medio.

La última supersecuencia o Supersecuencia Aguaragüe alcanza espesores máximos de unos 1000 m en Argentina. Este espesor se compone principalmente de pelitas oscuras con delgadas intercalaciones de areniscas que son incluidas dentro de la Fm Los Monos. Nuevamente, el ambiente de deposición corresponde al de una plataforma distal, sobre que llegaban esporádicos eventos de tormenta, los que son responsables de la deposición de los delgados niveles de areniscas. Hacia la parte superior de la unidad, en los casos que la erosión pre-Carbónica fue poco severa, progradan algunos niveles de areniscas pertenecientes a la Fm Iquiri, mejor desarrollada en

Bolivia. Esta supersecuencia fue muy afectada por la erosión precarbónica la que provocó la eliminación de importantes espesores de la misma en la parte occidental de la cuenca, llegando a eliminarla totalmente en la Cordillera Oriental. La edad de esta unidad, de acuerdo a su contenido de microfósiles, sería Devónica media a superior.

Cárbonico a Jurásico

Representa el segundo paquete estratigráfico mayor, y corresponde al relleno de la Cuenca de Tarija "sensu stricto". Se caracteriza por la presencia de importantes discontinuidades internas (discordancias) que permiten subdividirlo en paquetes menores, que corresponden a los grupos definidos desde el punto de vista litoestratigráfico. Estos son los grupos Macharetí, Mandiyutí, Cuevo y Tacurú. Debido a los efectos de la erosión desatada en relación a la Fase Diastrófica Araucana las distintas unidades presentan una distribución actual más restringida hacia el norte a medida que se asciende en la columna.

Grupo Macharetí:

Se apoya mediando una discordancia sobre el sustrato Devónico, aunque en Cordillera Oriental alcanza a apoyar sobre el Ordovícico. Esta discordancia presenta una componente tectónica responsable del basculamiento y erosión del sustrato, a la que se suman los efectos de la importante caída eustática ocurrida durante el Carbónico medio. Esta componente eustática es la responsable del corte de una importante red de paleovalles en el sustrato precarbónico.

Tres unidades componen este grupo en Argentina: Las formaciones Tupambi, Itacuami y Tarija, y la edad del mismo, de acuerdo a los palinomorfos que porta sería Carbónica Superior.

La Formación Tupambi es una unidad esencialmente samítica cuyo espesor varía entre unos pocos y 500 metros. Estas importantes variaciones se deben a la naturaleza irregular del sustrato, el que, como se mencionó se encuentra cortado por importantes paleovalles. La Fm Tupambi comprende principalmente el relleno arenoso de estos rasgos erosivos, mientras que en los altos externos a los valles se encuentra poco desarrollada y con espesores poco importantes. El análisis ambiental de las secciones afloradas (Starck et al., 1992b; 1993) permite suponer un ambiente sedimentario relacionado a barras deltaicas con tasas de sedimentación muy alta, interpretación que es extrapolada a la parte oriental de la cuenca.

La Formación Itacuami es un paquete pelítico oscuro que se dispone en forma neta sobre la formación anterior. Típicamente no sobrepasa la centena de metros de espesor, los que se componen de arcilitas gris muy oscuro, astillosas. En distintos afloramientos se ha verificado la presencia de cadilitos ("drop-stones"), mientras que los microfósiles que porta apuntan a condiciones lacustres de depositación.

La Formación Tarija consiste en un paquete de diamictitas oscuras que, con espesores de hasta 700 metros, conforma la unidad más representativa de la cuenca, al menos de la porción argentina. Marca el clímax de la glaciación gondwánica en la región, permitiendo así una correlación con el resto de las cuencas del Gondwana. Se apoya en forma neta sobre la Formación Itacuami, o a veces lo hace directamente sobre la Fm Tupambi. Por el contrario el techo de esta unidad es una clara discordancia erosiva que la separa del Grupo Mandiyutí. A los efectos de esta discordancia se deben las variaciones de espesor de la Fm Tarija, la que oscila entre 400 y 700 m en las Sierras Subandinas y el Chaco Salteño. En Cordillera Oriental los espesores son algo menores.

Litológicamente se compone mayoritariamente de diamictitas gris oscuro en las que, flotando en una matriz pelítico-arenosa, se encuentra clastos aislados de hasta 1 m de diámetro. Sin embargo los tamaños más comunes son del orden de 3 a 10 cm. Típicamente se presentan facetados, pulidos y estriados.

Interestratificadas con las diamictitas se presentan niveles de areniscas y de pelitas oscuras. Algunos de los niveles de areniscas, son marcadamente lenticulares, y por lo general presentan una fuerte deformación sinsedimentaria.

Esta unidad fue depositada en ambientes sedimentarios fuertemente dominados por condiciones

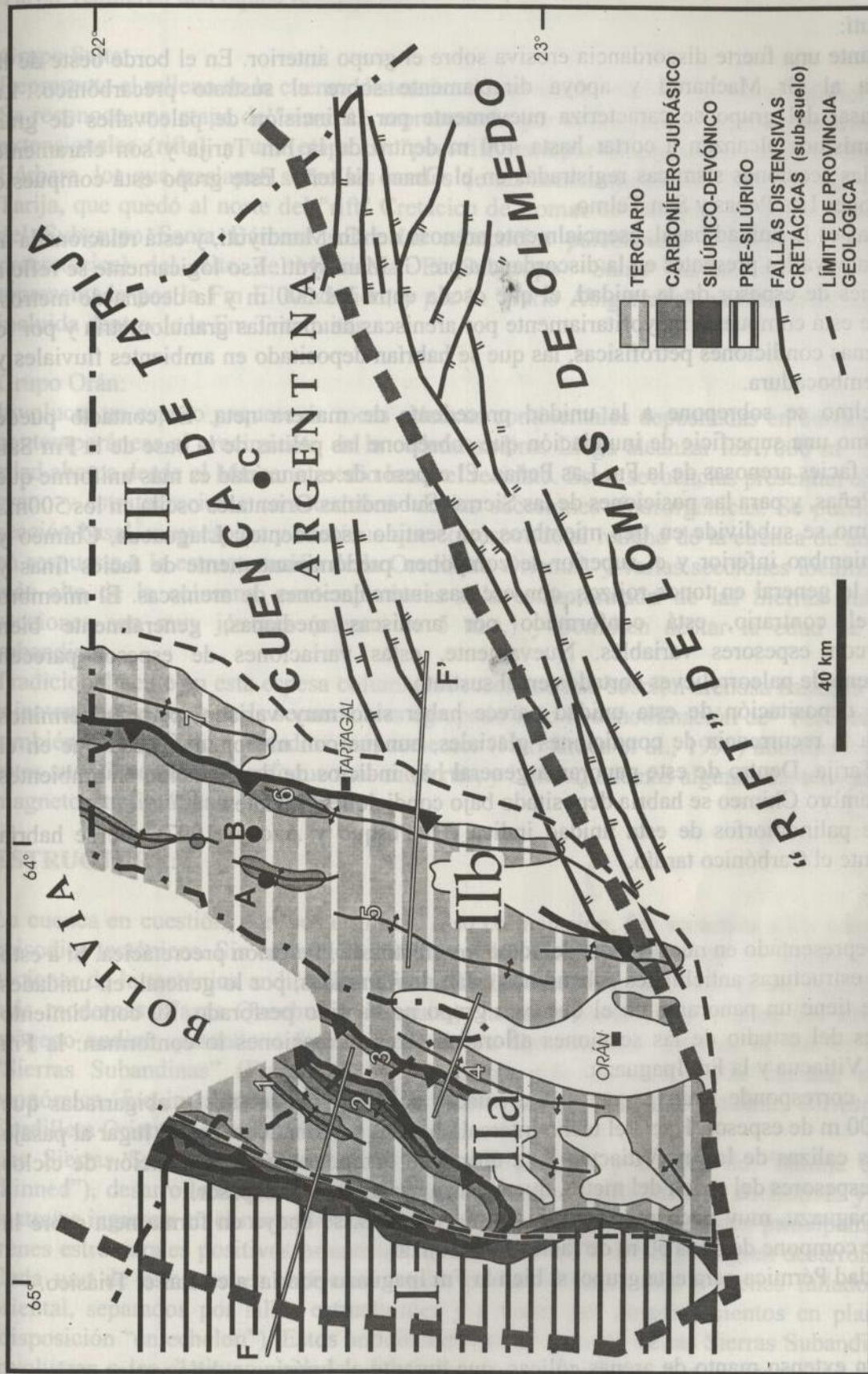


Figura 3. Mapa geológico esquemático de la Cuenca de Tarija. Provincias Geológicas: I: Cordillera oriental; IIa: Sierras Subandinas Occidentales; IIb: Sierras Subandinas Orientales; III: "Chaco Salteño". FF: Trazo del Corte Regional (figura 4). A, B, y C: ubicación de los modelados de madurez (figura 5). Trenes estructurales: 1: Nogalito; 2: Sierra del Pescado; 3: Desecho Chico; 4: Sierra baja de Orán; 5: Sierra de san Antonio; 6: Sierra de Aguarañe; 7: Campo Durán-Madrejones

glaciales, relacionadas a un casquete de hielo que cubrió vastas regiones del continente de Gondwana. Las diamictitas de la Fm Tarija corresponden a verdaderas tillitas directamente vinculadas a este casquete.

Grupo Mandiyutí:

Se apoya mediante una fuerte discordancia erosiva sobre el grupo anterior. En el borde oeste de la cuenca traslapa al Gr Macharetí y apoya directamente sobre el sustrato precarbónico. La discordancia basal del grupo se caracteriza nuevamente por la incisión de paleovalles de gran magnitud, los mismos alcanzan a cortar hasta 400 m dentro de la Fm Tarija y son claramente apreciables en las secciones sísmicas registradas en el Chaco Salteño. Este grupo está compuesto por las formaciones Las Peñas y San Telmo.

La Fm Las Peñas es la unidad basal, esencialmente arenosa del Gr Mandiyutí, y está relacionada al relleno de los paleovalles presentes en la discordancia pre Gr Mandiyutí. Eso lógicamente se refleja en las variaciones de espesor de la unidad, el que oscila entre los 500 m y la decena de metros. Litológicamente está compuesta mayoritariamente por areniscas de distintas granulometría y por lo general con buenas condiciones petrofísicas, las que se habrían depositado en ambientes fluviales y de barra de desembocadura.

La Fm San Telmo se sobrepone a la unidad precedente de manera neta. El contacto puede considerarse como una superficie de inundación que sobrepone las pelitas de la base de la Fm San Telmo sobre las facies arenosas de la Fm Las Peñas. El espesor de esta unidad es más uniforme que el de la Fm Las Peñas, y para las posiciones de las Sierras Subandinas Orientales oscila en los 500m.

La Fm San Telmo se subdivide en tres miembros (en sentido ascendente): Llaguacua, Chimeo y Caiguami. El miembro inferior y el superior se componen predominantemente de facies finas y diamictitas, por lo general en tonos rojizos, con escasas intercalaciones de areniscas. El miembro Chimeo, por el contrario, está conformado por areniscas medianas, generalmente bien seleccionadas, con espesores variables. Nuevamente, estas variaciones de espesor parecen vincularse a relleno de paleorrelieves cortados en el sustrato.

El ambiente de depositación de esta unidad parece haber sido muy variado, pero en términos generales refleja la recurrencia de condiciones glaciales, aunque con menor intensidad que en el caso de la Fm Tarija. Dentro de este panorama general hay indicios de depositación en ambientes lacustres. El Miembro Chimeo se habría depositado bajo condiciones fluviales.

El contenido de palinomorfos de esta unidad indica (Di Pasquo y Azcuy, 1997) que se habría depositado durante el Carbónico tardío.

Grupo Cuevo:

Está muy poco representado en nuestro país debido a los efectos de la erosión precretácica. Si a esto se suma que las estructuras anticlinales subandinas están desventradas, por lo general, en unidades más antiguas, se tiene un panorama en el que este grupo no ha sido perforado. Su conocimiento procede entonces del estudio de las secciones afloradas. Tres formaciones lo conforman: la Fm Cangapi, La Fm Vitiacua y la Fm Ipaguazu.

La Fm Cangapi corresponde a un paquete de areniscas eólicas blanquecinas y abigarradas que alcanzan unos 300 m de espesor. Hacia el techo intercala bancos carbonáticos, dando lugar al pasaje transicional a las calizas de la Fm Vitiacua. Esta última se compone de una repetición de ciclos carbonáticos de espesores del orden del metro, que alcanza hasta 90 m de espesor.

La Formación Ipaguazu, muy poco representada en nuestro país, se apoya en forma neta sobre la Fm Vitiacua y se compone de unos 60 m de facies finas rojizas.

Se supone una edad Pérmica para este grupo, si bien la Fm Ipaguazu podría alcanzar el Triásico.

Grupo Tacurú:

Corresponde a un extenso manto de arenas eólicas, que durante el Jurásico cubrió vastas regiones. Sin embargo su distribución actual en nuestro país está muy restringida a causa de la erosión precretácica. Sus espesores máximos alcanzan los 600 m.

Con posterioridad al desarrollo de Cuenca de Tarija se desarrollaron en el noroeste argentino dos ciclos tectosedimentarios más. Los mismos, si bien no corresponden al relleno de la Cuenca de Tarija requieren una rápida descripción.

Grupo Salta:

Representa el relleno de la cuenca distensiva desarrollada entre el Cretácico inferior y el Paleógeno. Se reconoce una etapa de "sin-rift", representado por el Subgrupo Pirgua, y restringido a las fosas extensionales (rifts), y una etapa de "post-rift" compuesta por los subgrupos Balbuena y Santa Bárbara, los que traslapan sobre los bordes de las mencionadas fosas. En el caso de la Cuenca de Tarija, que quedó al norte del "rift" Cretácico de Lomas de Olmedo, se puede observar el traslape del Subgrupo Santa Bárbara sobre las secuencias paleozoicas (biseladas por la discordancia precretácica) del Alto de Michicola. El Subgrupo Santa Bárbara en estas posiciones está representado por la Fm El Madrejón, y por la "Serie Abigarrada", unidad informal anteriormente incluida dentro de la Fm Tranquitas.

Grupo Orán:

Involucra un espeso paquete de rocas clásticas continentales depositadas en cuencas sinorogénicas contemporáneas al crecimiento de la cadena andina. Llega alcanzar los 7000 m de espesor, y su edad abarca desde el Mioceno medio hasta el reciente. Estas secuencias presentan el arreglo general grano y estratocreciente característico de las sucesiones sinorogénicas. Se puede distinguir una sección basal, muy espesa y continua que corresponde al relleno de la cuenca de antepaís generada en respuesta a la estructuración de la Cordillera Oriental, y varias secciones localizadas en la parte más alta de la columna, contemporáneas a la estructuración de las Sierras Subandinas. Estas secciones son muy jóvenes (menos de 5 m.a.) y permiten acotar la edad de las estructuras subandinas.

Tradicionalmente en esta espesa columna se reconoce una sección arenosa basal, la Fm Tranquitas, mientras que el resto de la secuencia es agrupado bajo la denominación de "Terciario Subandino" o también de Fm Chaco. Estudios más recientes (Hernández et al., 1996) abordan la estratigrafía de estas sucesiones con un enfoque más moderno, y brindan además algunas dataciones radimétricas y magnetoestratigráficas.

ESTRUCTURA:

La cuenca en cuestión, con posterioridad a su colmatación, fue sometida a los efectos de distintos episodios tectónicos. Sin embargo la configuración estructural presente es debida principalmente al accionar de la tectónica andina. Por efectos de las fases orogénicas andinas, especialmente por las más modernas (Fases Quechua y Diaguita), la parte oeste de la cuenca fue involucrada en el orógeno andino, pasando a formar parte de su cinturón más externo, el que es conocido como "Sierras Subandinas" (Figura 3). Una porción más pequeña de la cuenca, sin importancia económica, fue involucrada en partes más internas del Orógeno Andino, correspondientes a la Cordillera Oriental.

Las Sierras Subandinas consisten en una faja plegada y corrida de "lámina delgada" ("thin skinned"), desarrollada a lo largo de varios centenares de kilómetros en Bolivia y cuyos 150 km australes ingresan en el norte de nuestro país. En superficie se componen principalmente de unos 7 trenes estructurales positivos orientados en dirección SSW-NNE y de gran desarrollo longitudinal. Cada uno de estos trenes está conformado por anticlinales más o menos fallados en su flanco oriental, separados por sillas estructurales y a veces por desplazamientos en planta de los ejes (disposición "en echelon"). Estos anticlinales (sobre todo los de las Sierras Subandinas Orientales) involucran a las distintas unidades del Carbónico al Terciario, que se acomodan sobre un núcleo conformado por las pelitas de la Fm Los Monos fuertemente deformadas. A este tipo de estructuras se relacionan los campos de hidrocarburos descubiertos entre los 20° y los 70°. La registración y

posterior interpretación de sismica de reflexión, más la perforación de pozos profundos, demostró que los anticlinales superficiales se encontraban despegados por encima de estructuras positivas desarrolladas en niveles silúricos y devónicos. Veinte años de exploración de estos anticlinales profundos, los que albergan yacimientos gigantes de gas, permiten hoy tener un panorama más acabado de las estructuras subandinas (Belloti et al, 1995; Starck y Kozlowski, 1995; Starck et al, 1996). Estas se ajustarían a un modelo estructural en el que se reconocen los siguientes niveles estructurales:

1. Basamento estructural: Comprende las unidades anteriores al Silúrico y no participa de la deformación.

2. Nivel estructural inferior: Comprende las unidades del Silúrico y el Devónico Medio (formaciones Kirusillas, Santa Rosa, Icla, Huamampampa y la parte basal de la Fm Los Monos) que conforman las estructuras profundas. Está limitada por niveles de despegue localizados en la Fm Kirusillas y la Base de la Fm Los Monos.

3. Nivel estructural intermedio: Está compuesto por la parte media de la Fm Los Monos, también está limitada por niveles de despegue. Es responsable del desacople entre las estructuras profundas y las superficiales.

4. Nivel estructural superior: Comprende todas las unidades desarrolladas por encima del nivel de despegue localizado en la parte alta de la Fm Los Monos. Es el que conforma las estructuras aflorantes.

La deformación en la faja plegada subandina se relaciona entonces a un despegue basal localizado en la Fm Kirusillas, estando cada tren anticlinal vinculado a rampas que trepan desde este despegue basal al ubicado en la base de la Fm Los Monos. De esta manera el nivel estructural inferior adopta la configuración de un anticlinal por flexión de falla ("fault-bend-fold"), que se emplaza como una cuña tectónica a lo largo del despegue de la base de la Fm Los Monos.

El nivel estructural intermedio se caracteriza por la alta deformación y complicaciones tectónicas en las que se llega a triplicar el espesor estratigráfico de la Fm Los Monos. Estas complicaciones se desarrollan por encima de la superficie de despegue ubicada en la base de la unidad, la que mecánicamente se comporta como un bajocorrimiento desarrollado por encima de la cuña tectónica del nivel estructural inferior.

El nivel estructural superior presenta un plegamiento concéntrico en el que los núcleos de los anticlinales están rellenos por las pelitas del nivel estructural intermedio. Es común que estos anticlinales se encuentren afectados por corrimientos en su flanco este, los que pueden alcanzar varios kilómetros de desplazamiento.

Como ya se comentó estas estructuras son sumamente recientes, ya que se formaron en los últimos 5 millones de años.

Contrastando con la fuerte deformación de la faja plegada, el antepaís ("Chaco Salteño") se encuentra poco estructurado, siendo el rasgo más conspicuo la suave pendiente regional de las secuencias precretácicas. Estas se acomodan según un grosero homoclinal que inclina hacia noroeste un par de grados. Esta pendiente regional también afecta a la parte actualmente plegada de la cuenca y se debe principalmente al basculamiento relacionado a la apertura de la fosa tectónica de Lomas de Olmedo a comienzos del cretácico. Algunas fallas normales, de rumbo aproximado ENE-WSW, que afectan a las secuencias paleozoicas representan las fallas más externas del campo distensivo cretácico (Figuras 3 y 4). En la parte oeste del antepaís se suma al citado basculamiento el efecto de la subsidencia flexural debida al crecimiento de la cadena andina. Algunas de las fallas distensivas Cretácicas fueron alcanzadas por la deformación andina y controlan, por ejemplo, la fuerte inflexión hacia el sudoeste que presenta el extremo austral del eje anticlinal de la Sierra de Aguarañe.

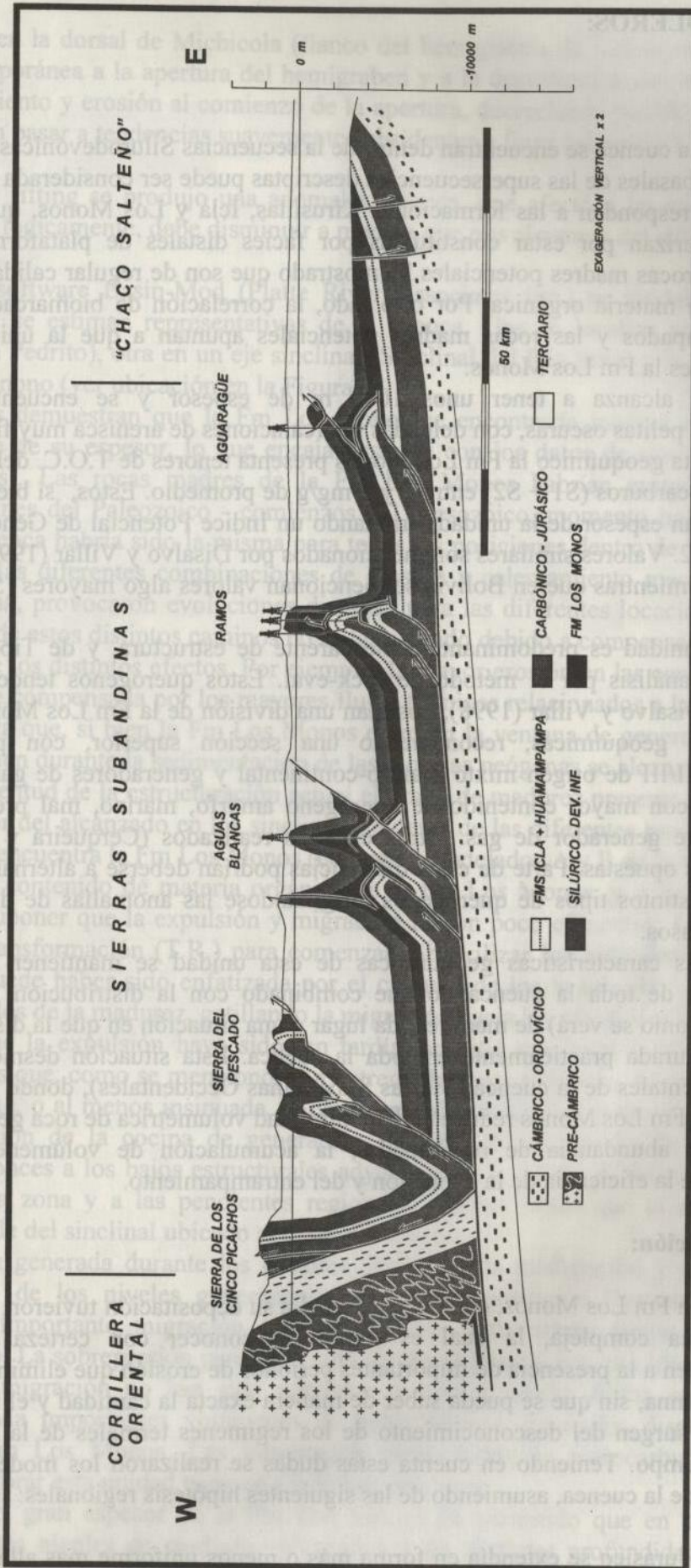


Figura 4: Corte estructural regional de la Cuenca de Tarija. Ubicación en figura 3.

SISTEMAS PETROLEROS:

Roca Madre:

Las rocas madres de la cuenca se encuentran dentro de la secuencias Silurodevónicas. En ellas, cada una de las porciones basales de las supersecuencias descriptas puede ser considerada como una roca madre potencial. Corresponden a las formaciones Kirusillas, Icla y Los Monos, que, como ya se mencionó, se caracterizan por estar constituidas por facies distales de plataforma. El estudio geoquímico de estas rocas madres potenciales ha mostrado que son de regular calidad debido a los pobres contenidos de materia orgánica. Por otro lado, la correlación de biomarcadores entre los hidrocarburos entrampados y las rocas madres potenciales apuntan a que la única roca madre efectiva en la cuenca es la Fm Los Monos.

La Fm Los Monos alcanza a tener unos 1000 m de espesor y se encuentra constituida mayoritariamente por pelitas oscuras, con delgadas intercalaciones de arenisca muy finas.

Desde el punto de vista geoquímico la Fm Los Monos presenta tenores de T.O.C. del orden del 1 % y contenidos de hidrocarburos (S1 + S2) entre 2 y 3 mg/g de promedio. Estos, si bien son bajos, se compensan con el gran espesor de la unidad, brindando un Índice Potencial de Generación (S.P.I.) de poco más de 4 t/m². Valores similares son mencionados por Disalvo y Villar (1998) para la zona del "Chaco Salteño", mientras que en Bolivia se mencionan valores algo mayores (5 t/m², Moretti et al, 1995).

El querógeno de la unidad es predominantemente carente de estructura, y de Tipo II/III a Tipo III/IV de acuerdo a análisis por el método de rock-eval. Estos querógenos tenderían a generar principalmente gas. Disalvo y Villar (1998), postulan una división de la Fm Los Monos de acuerdo a sus características geoquímicas, reconociendo una sección superior, con predominio de querógenos de Tipo II/III de origen mixto marino-continental y generadores de gas y petróleo; y una sección inferior con mayor contenido de querógeno amorfo, marino, mal preservado (Tipo III/IV), probablemente generador de gas. Otros estudios realizados (Cerqueira y Schulz, 1998) indican distribuciones opuestas. Parte de estas diferencias podrían deberse a alternancia de niveles con contenidos de distintos tipos de querógenos, originándose las anomalías de distribución por muestreos no muy densos.

De todas maneras las características geoquímicas de esta unidad se mantienen más o menos constantes a lo largo de toda la cuenca, lo que combinado con la distribución homogénea de espesores, facies y (como se verá) de madurez, da lugar a una situación en que la disponibilidad de roca madre está asegurada prácticamente en toda la cuenca. Esta situación desmejora hacia las posiciones más occidentales de la cuenca (Sierras Subandinas Occidentales), donde la disminución en los espesores de la Fm Los Monos reduce la disponibilidad volumétrica de roca generadora.

En este contexto de abundancia de roca madre, la acumulación de volúmenes comerciales dependerá entonces de la eficiencia de la expulsión y del entrampamiento.

Maduración y migración:

Las rocas madres de la Fm Los Monos, con posterioridad a su depositación tuvieron una historia de subsidencia y térmica compleja, la cual es difícil de conocer con certeza. Las mayores incertidumbres se deben a la presencia de importantes periodos de erosión que eliminaron espesores considerables de columna, sin que se pueda saber de manera exacta la cantidad y el momento de la erosión. Otras dudas surgen del desconocimiento de los regimenes termales de la región durante largos periodos de tiempo. Teniendo en cuenta estas dudas se realizaron los modelados termales para distintos puntos de la cuenca, asumiendo de las siguientes hipótesis regionales:

1. El ciclo carbónico-Jurásico se extendía en forma más o menos uniforme más allá de sus bordes

erosivos actuales, especialmente hacia el sur de la Dorsal de Michicola.

2. La erosión en la dorsal de Michicola (flanco del hemigraben de Lomas de Olmedo) fue más o menos contemporánea a la apertura del hemigraben y a la depositación del sinrift. Se supone altas tasas de alzamiento y erosión al comienzo de la apertura, decreciendo paulatinamente hacia finales del rifting, para pasar a tendencias suavemente subsidentes a fines del post-rift.

3. Asociado al rifting se produjo una anomalía térmica, que afectó a las rocas paleozoicas. Este calentamiento, lógicamente, debe disminuir a medida que nos alejamos del rift.

Utilizando el software Basin-Mod (Platte River Associates Inc.) se modelaron tres situaciones (Figura 5) que se estiman representativas de la cuenca. Una se localiza sobre un eje anticlinal (Anticlinal San Pedrito), otra en un eje sinclinal (Sinclinal del Río Seco) y la tercera se ubica en el antepaís, en Tonono (ver ubicación en la Figura 3).

Los modelados demuestran que la Fm Los Monos se encontraría madura en toda la cuenca, al menos en parte de su espesor, lo que encaja bastante con los datos de madurez disponibles (Ro, T.A.I., pirólisis). Las rocas madres de la Fm Los Monos habrían entrado en la ventana de generación a fines del Paleozoico - comienzos del Mesozoico, momento hasta el cual la historia termal de la cuenca habría sido la misma para todas las posiciones dentro de la misma. A partir de ese momento, las diferentes combinaciones de erosión y calentamiento mesozoico y subsidencia flexural neógena, provocaron evoluciones distintas para las diferentes locaciones. Sin embargo el resultado final de estos distintos caminos no es tan variado debido a compensaciones que se habrían verificado entre los distintos efectos. Por ejemplo, la mayor erosión en las cercanías de la dorsal de Michicola se ve compensada por los mayores flujos térmicos relacionados a la misma. En todos los casos se observa que, si bien la Fm Los Monos entró en la ventana de generación a principios del Mesozoico, recién durante la sedimentación de las molasas neógenas se alcanzó el pico de madurez. Debido a la juventud de la estructuración actual el grado de madurez presente en los anticlinales no es mucho menor del alcanzado en los sinclinales a pesar de las diferentes profundidades en las que actualmente se encuentra la Fm Los Monos (comparar modelados A y B de la Figura 5).

Debido al bajo contenido de materia orgánica de la Fm Los Monos, y a la regular calidad de la misma, es de suponer que la expulsión y migración fueron poco eficientes, necesitándose una alta Relación de Transformación (T.R.) para comenzar a movilizar los hidrocarburos generados. Esta movilización puede haber sido enfatizada por el craqueo de los hidrocarburos líquidos en gas en estados avanzados de la madurez, gatillando la migración hacia los niveles reservorios.

El hecho de que la expulsión haya sido tan tardía permitió que se pudieran cargar las trampas estructurales, las que, como se mencionó, son extremadamente recientes. Al tiempo de la expulsión ya estaba vigente, o al menos insinuada, la configuración estructural presente, implicando también una fragmentación de la cocina de generación. El área de drenaje hacia cada estructura está relacionada entonces a los bajos estructurales adyacentes a la misma y, de acuerdo a la geometría estructural de la zona y a las pendientes regionales, parece obvio que el mayor aporte a cada anticlinal procede del sinclinal ubicado al oeste del mismo.

La sobrepresión generada durante los estadios finales de la maduración y especialmente por el craqueo, dentro de los niveles generadores, de los hidrocarburos líquidos a gaseosos habría permitido una importante migración secuencia abajo, permitiendo cargar los reservorios del Devónico medio. La sobrepresión parece ser una constante para la Fm Los Monos y mostrarían que la expulsión y migración no han sido eficientes y que de hecho deben seguir produciéndose, existiendo todavía importantes volúmenes de hidrocarburos generados dispersos dentro de las pelitas de la Fm Los Monos. Las importantes detecciones de hidrocarburos que siempre se presentan al perforar esta unidad parecen confirmar esta idea.

Por otra parte el gran espesor de la Fm Los Monos ha permitido que en una misma posición coexistan distintos niveles de madurez vinculados a las distintas profundidades que abarca esta unidad. Esta variación, combinada con la presencia de niveles con distintas clases de querógenos

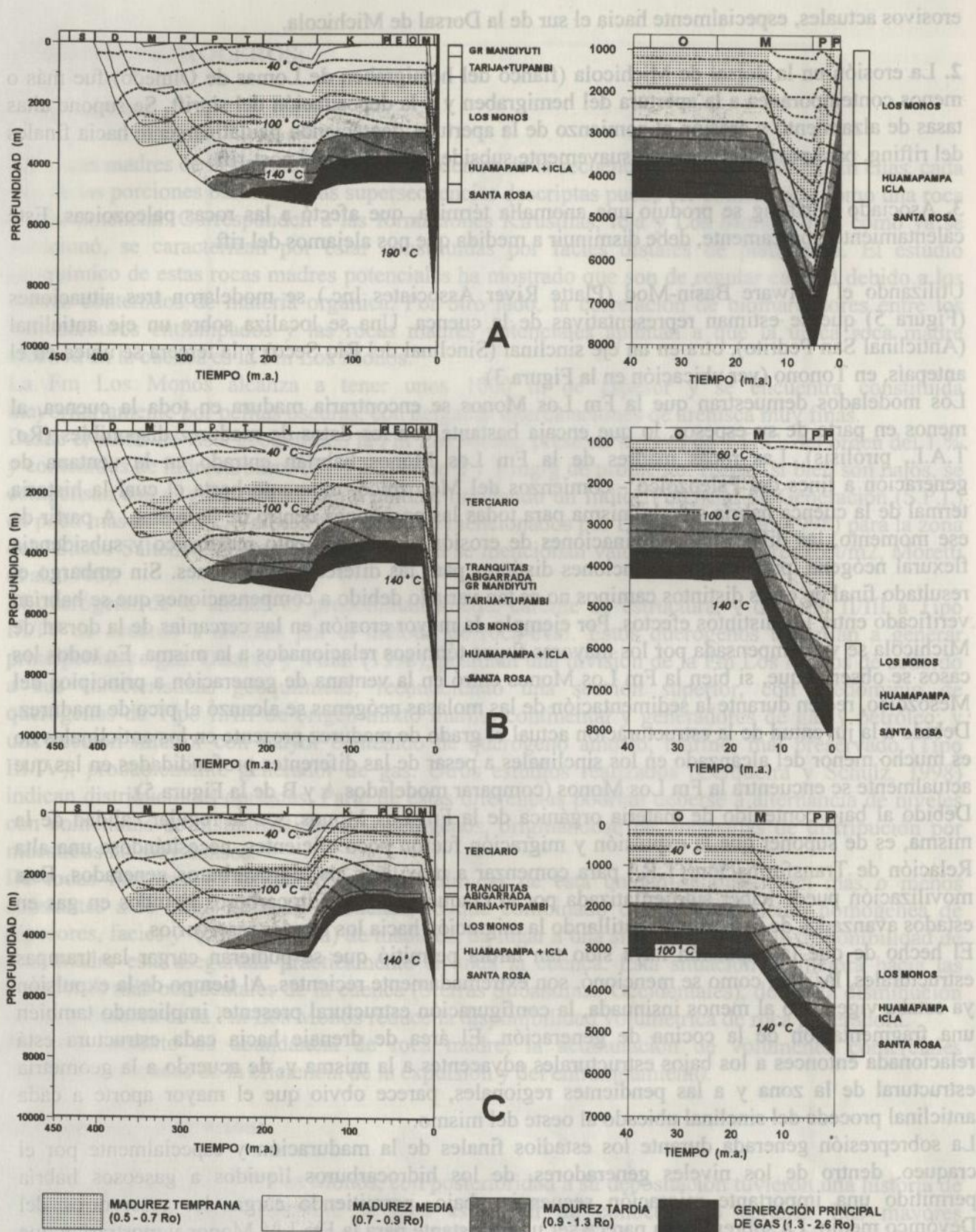


Figura 5. Modelados de madurez para 3 posiciones dentro de la cuenca. Ubicación en figura 3. A: Anticlinal San Pedro – San Pedrito; B: Sinclinal del Río Seco; C: Chaco Salteño (Tonono). La columna de la derecha muestra un detalle para los últimos 40 m. a. en cada caso.

dentro de la Fm Los Monos (Disalvo y Villar, 1998), pudo haber controlado la generación de distintos tipos de hidrocarburos, los que habrían migrado hacia reservorios distintos. El ejemplo más común de esto es la presencia de petróleo en reservorios ubicados por encima de la Fm Los Monos y gas en los ubicados por debajo de la misma, en una misma estructura.

En este esquema de migración los reservorios que se encontraban en contacto directo (estratigráfico) con las rocas generadoras de la Fm Los Monos (las formaciones Huamampampa y Tupambi) se vieron muy beneficiadas, y en conjunto albergan más del 90% de las reservas originales. Esta concentración de reservas parece haber estado muy influenciado por la distribución de los sellos, en especial por el relacionado a la Fm Tarija (Starck y Kozlowski, 1998). Las diamictitas de esta formación, de hasta 700 m de espesor, conforman una importante barrera para la migración secuencia arriba, controlando la presencia de importantes acumulaciones en la infrayacente Fm Tupambi. La migración hacia términos estratigráficos más altos sólo se habría producido en situaciones de pérdida de continuidad espacial de las facies diamictíticas.

En la porción boliviana de la cuenca la Fm Tarija presenta, en general, menos espesores de facies diamictíticas lo que combinado con el corte de importantes paleovalles rellenos de arenas y fallas inversas, facilitó la migración secuencia arriba y dieron lugar a importantes acumulaciones en niveles estratigráficos altos. Este tipo de migración también se ha verificado en nuestro país, relacionada a los corrimientos que afectan a las estructuras del nivel estructural superior. Esta no ha sido muy importante y permitió la carga de reservorios ubicados en niveles estratigráficos más altos (Grupo Mandiyutí y Terciario). La acumulación en estos reservorios está controlada por la presencia de los sellos relacionados a los niveles diamictíticos de la Fm San Telmo y a secciones pelíticas en el tercio basal de las secuencias terciarias. La discordancia pre-cretácica arrasó con los reservorios y sellos del Gr Mandiyutí en la mayor parte de la porción argentina de la Cuenca de Tarija, por lo que los acumulaciones relacionadas a este grupo se encuentran geográficamente muy restringidas en nuestro país.

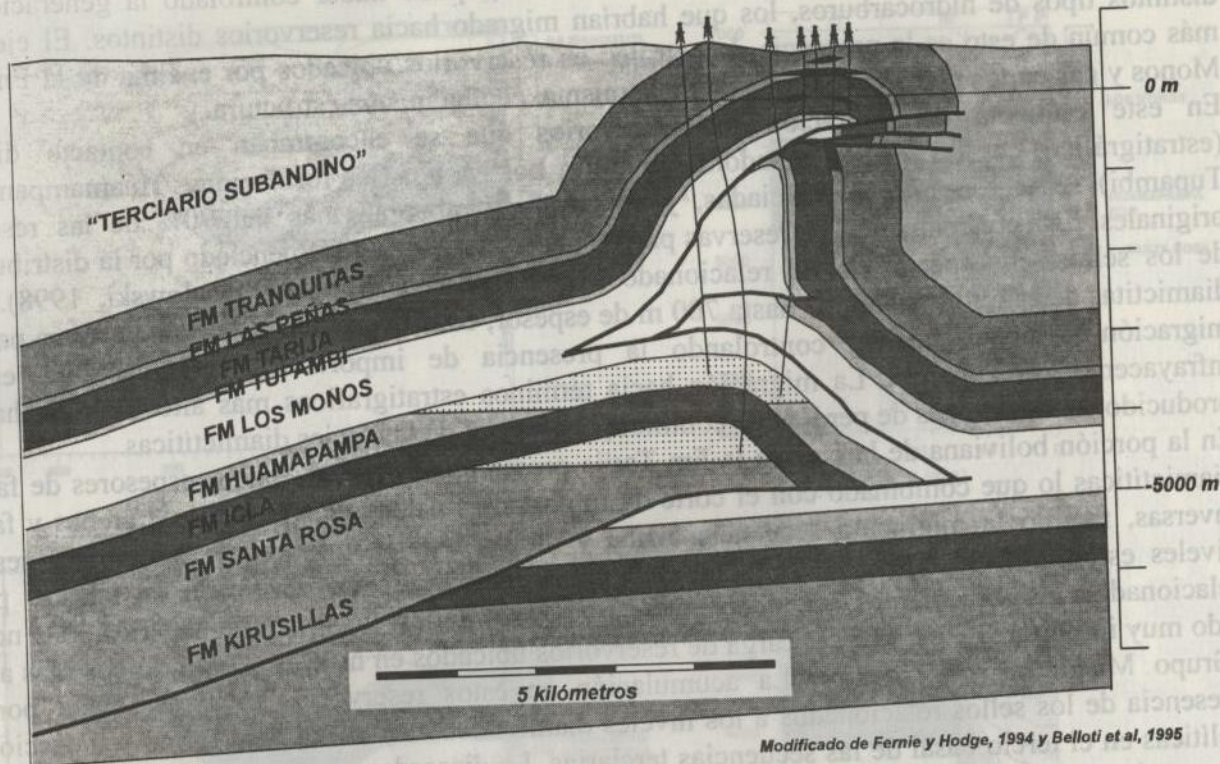
Las formaciones Icla y Los Monos proporcionan sello a las formaciones Santa Rosa y Huamampampa respectivamente.

Trampas:

Prácticamente la totalidad de las acumulaciones conocidas se relaciona a entrampamientos estructurales en las Sierras Subandinas, especialmente en las Sierras Subandinas Orientales. La única excepción corresponde al yacimiento Tonono, que se encuentra localizado en el Chaco Salteño, donde la única rasgo estructural consiste en la pendiente regional ya mencionada. Los hidrocarburos en este yacimiento (Gas y condensado) se localizan en la parte alta de la Fm Tupambi.

Entre los entrampamientos estructurales la figura más común es el anticlinal con cierre en todas direcciones, ubicados en culminaciones dentro de los trenes estructurales de las Sierras Subandinas. En estas culminaciones las acumulaciones se ubican tanto en reservorios más o menos continuos (cuarcitas fisuradas de las formaciones Santa Rosa y Huamampampa, areniscas de la Fm Tupambi), como en otros más complejos (lentes arenosos en las formaciones Los Monos, Tarija, San Telmo, Tranquitas y en la base del Terciario, véase Figura 6). Obviamente en estos últimos se suman componentes estratigráficas en el entrampamiento, permitiendo acumular hidrocarburos en los plunges de algunos anticlinales (por ejemplo el Yacimiento Tranquitas). Las culminaciones anticlinales, sobre todo las del nivel estructural inferior, involucrando a los reservorios fracturados de las formaciones Huamampampa y Santa Rosa, suelen presentar dimensiones importantes, alcanzando varias decenas de kilómetros de longitud y cierres estructurales que superan los 1000 m.

Un tipo más raro de trampa estructural es la relacionada a bloques bajos, con cierre contra falla. El Yacimiento Lomitas Bloque Bajo es quizás uno de los ejemplos más interesantes de este tipo de yacimientos ya que se caracteriza por la presencia de un panel subvertical conformado por la arenas de la Fm La Peñas, cortadas hacia arriba por un corrimiento subhorizontal que las pone en contacto las pelitas de la Fm Los Monos, las que obran como sello (véase Figura 6).



Modificado de Fernie y Hodge, 1994 y Bellotti et al, 1995

Figura 6. Corte estructural del Anticlinal de Aguarañe mostrando los distintos tipos de entrapamientos estructurales y mixtos. En negro acumulaciones de petróleo (yacimientos Lomitas, Tranquitas y Lomitas bloque bajo), en punteado acumulaciones de gas (Yacimiento Aguarañe)

Tipos de hidrocarburos:

Si bien en los comienzos de la explotación la cuenca fue principalmente petrolífera, con el avance de la exploración fueron incorporándose mayores reservas de gas, y a partir de los descubrimientos de Campo Durán y Madrejones, pasó a ser una cuenca eminentemente gasífera. Los petróleos producidos siempre fueron muy livianos, con valores API típicos de alrededor de 40 y bajos contenidos de azufre. Debido al agotamiento de prácticamente todos los yacimientos petrolíferos de la cuenca y al escaso interés exploratorio que presenta en la actualidad el "play petrolífero carbónico" se ha realizado poca investigación geoquímica sobre los crudos de la cuenca. Los estudios realizados por Disalvo y Villar (1998) en el este de la cuenca indican que tanto los petróleos como los condensados pertenecen a la misma familia. Las pequeñas diferencias pueden ser atribuidas a sutiles variaciones en las facies generadoras de la Fm Los Monos, cuyos extractos de la parte superior muestran una clara correlación con los petróleos analizados. Las características geoquímicas también indican que estos hidrocarburos se habrían generado durante estadios avanzados de madurez, hecho ya sospechado por los altos valores A.P.I. que presentan. Los gases explotados en la cuenca presentan una variación importante en cuanto a su composición. Por ejemplo las relaciones gas/líquido (GOR) varían entre 2000 y 10000 (3500-6500 para el Yacimiento Aguarañe; Mombrú y Aramayo Flores, 1986). Estas variaciones composicionales pueden ser atribuidas en parte a distintos grados de madurez (sobre todo en los reservorios devónicos). Las variaciones composicionales en los reservorios carbónicos (hidrocarburos más livianos en reservorios más altos) han sido explicadas (para la región de Santa Cruz de la Sierra, Bolivia) por fraccionamiento durante la migración (Illich et al., 1981), mientras que Cerqueira y Schulz (1998) proponen para distribuciones similares de hidrocarburos en la zona de Campo Durán causas relacionadas a diferencias en la roca madre. Esta última hipótesis implica varios pulsos de migración.

El contenido de CO₂ es bajo y tiende a ser menor en los gases procedentes de reservorios carbónicos, aceptándose en general una tendencia al aumento del mismo con la profundidad. El contenido de SH₂ es muy bajo.

En condiciones originales en estos yacimientos de gas, los líquidos recuperados se presentan en estado gaseoso, conformando una fase gaseosa continua con los componentes más livianos. Los líquidos recuperados por la separación en superficie corresponden entonces a verdaderos condensados con valores API del orden de 60. La composición química de estos condensados incluye componentes que suelen superar el C₁₀, pero con un pico en los contenidos de C₅-C₈. La depletación de los yacimientos por debajo del punto de rocío ha llevado a que se produzca una condensación retrógrada en el reservorio (Quiroga et al, 1994), al menos en la cercanía de los pozos productores, donde la caída de presión es mayor.

Sistemas petroleros:

Con una sola roca madre comprobada y numerosos niveles de reservorios ubicados en toda la columna estratigráfica, se pueden definir dos sistemas petroleros mayores en la cuenca. La distinción principal entre ambos se basa en la dirección de migración, ya que en uno es secuencia arriba, mientras que en el otro es secuencia abajo. Los yacimientos correspondientes a los dos sistemas petroleros se encuentran distribuidos (y casi siempre superpuestos) en los distintos trenes estructurales de las Sierras Subandinas (Figura 7).

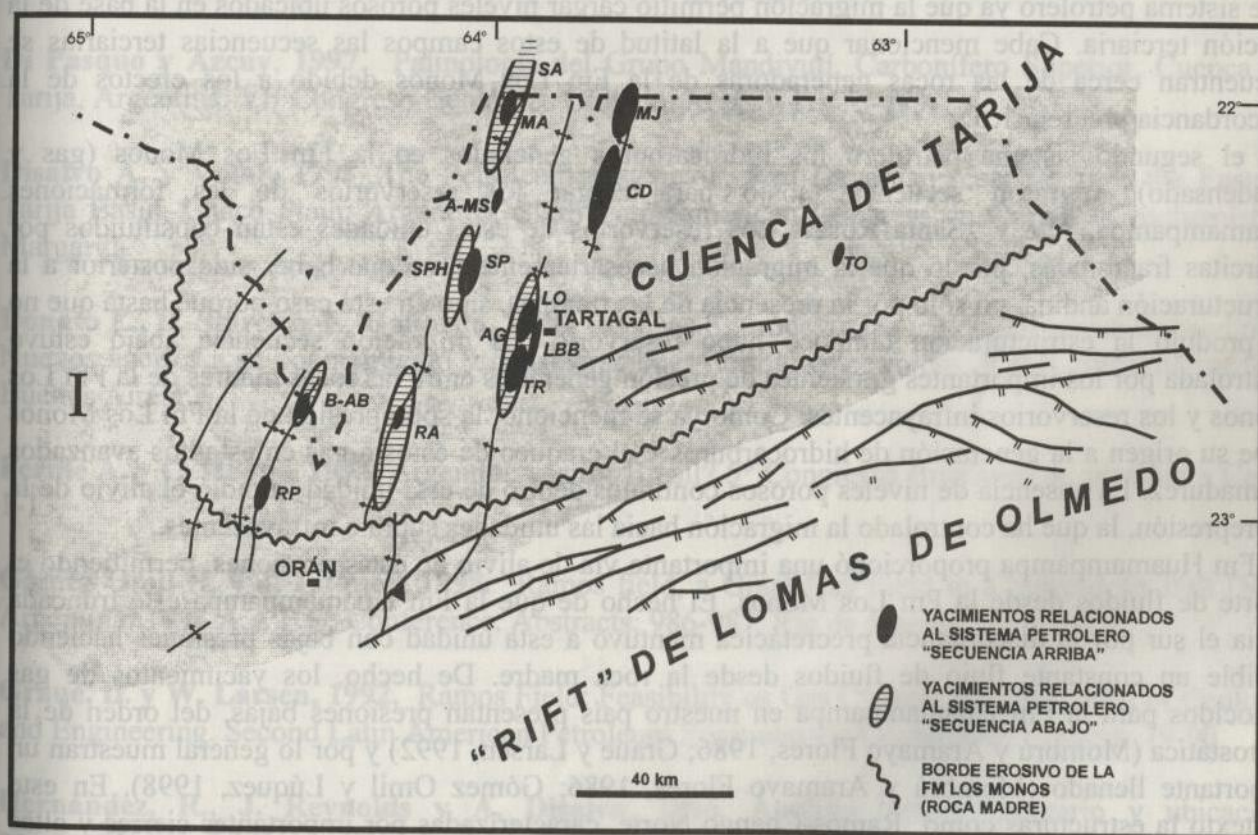


Figura 7. Mapa de ubicación de los principales yacimientos de la cuenca. AG: Aguara Güe; A-MS: Acambuco-Macueta Sur; B-AB: Bermejo-Aguas Blancas; CD: Campo Durán; MA: Macueta; MJ: Madrejones; LBB: Lomitas Bloque bajo; LO: Lomitas; RA: Ramos; RP: Río Pescado; SA: San Alberto; SP: San Pedro; SPH: San Pedrito; TO: Tonono; TR: Tranquitas. Obsérvese que todos los yacimientos se encuentran dentro del área de distribución de la Fm Los Monos.

En el sistema petrolero "secuencia arriba" los hidrocarburos (gas, condensado y petróleo) generados principalmente en la parte alta de la Fm Los Monos migraron hacia arriba a través de los cuerpos arenosos de la columna y de las fallas, alcanzando los distintos niveles de reservorios. Los mismos se entramparon por debajo de los sellos regionales y locales, dando lugar a las acumulaciones comerciales. Parte de los hidrocarburos alcanzaron la superficie, escapando, hecho que sigue sucediendo, como lo demuestra la presencia de numerosos manaderos de gas y petróleo en las Sierras Subandinas.

Como ya se mencionó, la presencia del importante sello relacionado a la Fm Tarija controló el entrampamiento de importantes volúmenes de hidrocarburos en la infrayacente Fm Tupambi, dando lugar a los mayores acumulaciones de este sistema petrolero. Los Yacimientos de Campo Durán (7.7 MMm³ de condensado + 25 MMm³ de gas), Madrejones (4.3 MMm³ de condensado + 14 MMm³ de gas) y San Pedro (2.7 MMm³ de petróleo) se relacionan a esta situación. Yacimientos ubicados en niveles más altos (formaciones Las Peñas y San Telmo) se vinculan a hidrocarburos que pudieron atravesar el mencionado sello regional, principalmente a través de fallas, alcanzando niveles de reservorios más altos. Así se tienen los yacimientos de Acambuco-Macueta Sur (petróleo) y Ñacatimbay-Campo Durán Sur y Campo Durán (gas y condensado), volumétricamente de menor importancia que los anteriores.

El caso de Lomitas Bloque Bajo (petróleo), quizás represente un caso especial dentro de este sistema petrolero ya que los reservorios de la Fm La Peñas se pudieron haber cargado directamente de la Fm Los Monos, con la que se encuentran en contacto tectónico (Figura 6)

Por último los yacimientos de Río Pescado y Tranquitas (petróleo) representan el caso extremo de este sistema petrolero ya que la migración permitió cargar niveles porosos ubicados en la base de la sección terciaria. Cabe mencionar que a la latitud de estos campos las secuencias terciarias se encuentran cerca de las rocas generadoras de la Fm Los Monos debido a los efectos de la discordancia precretácica.

En el segundo sistema petrolero los hidrocarburos generados en la Fm Los Monos (gas y condensado) migraron secuencia abajo para cargar los reservorios de las formaciones Huamampampa, Icla y ¿Santa Rosa?. Los reservorios de estas unidades están constituidos por cuarcitas fracturadas, por lo que la migración necesariamente tuvo que haber sido posterior a la estructuración andina, no sólo por la presencia de las trampas, sino en este caso porque hasta que no se produjo la estructuración tampoco hubo reservorio. La migración secuencia abajo estuvo controlada por los importantes gradientes de presión generados entre las rocas madres de la Fm Los Monos y los reservorios infrayacentes. Como ya se mencionó, la sobrepresión de la Fm Los Monos debe su origen a la generación de hidrocarburos y al craqueo de éstos a gas en estadios avanzados de madurez. La ausencia de niveles porosos continuos dentro de esta unidad impidió el alivio de la sobrepresión, la que ha controlado la migración hacia las unidades supra e infrayacentes.

La Fm Huamampampa proporcionó una importante vía de alivio de estas presiones, permitiendo el aporte de fluidos desde la Fm Los Monos. El hecho de que la Fm Huamampampa esté truncada hacia el sur por la discordancia precretácica mantuvo a esta unidad con bajas presiones haciendo posible un constante flujo de fluidos desde la roca madre. De hecho, los yacimientos de gas conocidos para la Fm Huamampampa en nuestro país presentan presiones bajas, del orden de la hidrostática (Mombrú y Aramayo Flores, 1986; Graue y Larsen, 1992) y por lo general muestran un importante llenado (Mombrú y Aramayo Flores, 1986; Gómez Omil y Lúquez, 1998). En este contexto la estructuras como Ramos-Chango Norte, caracterizadas por importantes cierres y altas cotas estructurales (Gómez Omil y Lúquez, 1998), capturaron importantes volúmenes de hidrocarburos, dando lugar a acumulaciones gigantes de gas y condensado (más de 100 MMm³, Fernie y Hodge, 1994). Otras estructuras, con menor relieve estructural, (por ejemplo Aguaragüe) acumularon volúmenes algo menores, pero aún importantes de gas.

Un comentario aparte merece la acumulación de gas en la Fm Santa Rosa en el Yacimiento Aguaragüe. Este casquete, desvinculado del yacimiento desarrollado en la Fm Huamampampa, es difícil de explicar como cargado a partir de la Fm Los Monos del sinclinal ubicado al oeste de la estructura. Únicamente la Fm Los Monos del bloque bajo podría haber aportado gas a esta

formación en el anticlinal (véase figura 6). Otra alternativa es que el gas proceda de alguna de las otras rocas madres potenciales. Al respecto, el estudio de las relaciones isotópicas de carbono del gas en cuestión muestran que puede provenir (Schulz, comunicación verbal) sólo de las formaciones Icla o Los Monos, quedando descartada la Fm Kirusillas, unidad que por otra parte se encontraría sobremadura en la zona. Tampoco es posible descartar que tanto la Fm Icla como las intercalaciones pelíticas de la Fm Huamampampa hayan podido contribuir local y parcialmente a la carga de los reservorios de esta última unidad.

AGRADECIMIENTOS:

El autor agradece a las autoridades de Pan American Energy por la autorización para publicar esta contribución. Se agradece también a E. Kozlowsky, A. Schulz y G. Rossi por los comentarios y sugerencias hechas sobre el manuscrito. Por último un especial agradecimiento a los coordinadores del simposio por la invitación para contribuir con el presente trabajo

LISTA DE TRABAJOS CITADOS EN EL TEXTO

- Cerqueira y Schulz, 1998.** Origin of Petroleum of Duran Oil Field – Noroeste Basin, Argentina. 1998 A.A.P.G. Conference. Abstracts: 144-145. Rio de Janeiro.
- Di Pasquo y Azcuy, 1997.** Palinología del Grupo Mandiyutí, Carbonífero Superior, Cuenca de Tarija, Argentina. VII Congreso Geológico Chileno, Actas v 1: 475-479.
- Disalvo A. y Villar, 1998.** The Petroleum system of Post-Devonian reeservoirs in the Eastern Tarija Basin, Chaco Plain, Argentina. Sixth Latinoamerican Congress on Organic Geochemistry. Margarita.
- Donato E., D. Starck y E. Gallardo, 1990.** Cuencas Silurodevónica y Neopaleozoica Subandinas: Nuevos aportes a su conocimiento y consideraciones de interés petrolero. Y.P.F., informe inédito, Buenos Aires.
- Fernie A. y C. Hodge, 1994.** Argentine gas for Brasil? 5° Congresso Brasileiro de petróleo e Con.: 1-13.
- Gómez Omil R. y J. Lúquez, 1998.** Ramos field, a Giant Gas Field in a Subandean Belt (NW Argentina). 1998 A.A.P.G. Conference. Abstracts: 986-987. Rio de Janeiro.
- Graue, D. y W. Larsen, 1992.** Ramos Field: Feasibility os Gas Cycling, An Integraion of Geology and Engineering. Second Latin American Petroleum Engineeering Conference. Caracas: 79-90.
- Hernández, R., J. Reynolds y A. Disalvo, 1996.** Análisis tectosedimentario y ubicación geocronológica del Grupo Orán en el Río Iruya. Boletín de Informaciones Petroleras. 45: 80-93.
- Illich, H., F. Haney y M. Mendoza, 1981.** Geochemistery of oils from Santa Cruz Basin: case Study of Migration-Fractionation. American Association of Petroleum Geologists. Bulletin V65 (11)L: 2388-2402.
- Mombrú, C. y F. Aramayo Flores, 1986.** Geología del Yacimiento Aguaragüe. Boletín de Informaciones Petroleras. N° 6: 53-64.

Moretti I., P. Baby, E. Mendez y D. Zubieta, 1996. Hidrocarbon generation in relation to thrusting in the Sub Andean Zone from 18 to 22° S, Bolivia. *Petroleum Geoscience*, Vol 2: 17-28.

Palma M. y V. Irygoyen, 1987. Los estratos de Botijuela en la Puna catamarqueña. X Congreso Geológico Argentino. Actas II: 168-173.

Quiroga, H., J. Mellado García, J. Lúquez y R. Alvarado, 1994. Characterizing a Naturally Fractured High Transmissibility Gas Reservoir by Pressure Trasient Test. III Latin American/Caribbean Petroleum Engineering Conference. Buenos Aires: 1215-1228.

Ramos, V., 1986. El Diastrofismo Oclóyico: un ejemplo de tectónica de colisión durante el Eopaleozoico en el Noroeste Argentino. *Revista del Instituto de Geología y Minería. Universidad Nacional de Jujuy*. N° 6: 13-28.

Starck, D., 1995. Silurian – Jurassic stratigraphy and basin evolution of Northwestern Argentina. En: *Petroleum Basins of South America*. A.A.P.G. Memoir 62: 241-267.

Starck, D., E. Gallardo y A. Schulz, 1992a. La Cuenca Silurodevónica Subandina y su potencial exploratorio. Y.P.F., informe inédito, Buenos Aires.

Starck, D., E. Gallardo y A. Schulz, 1992b. La Cuenca de Tarija: Estratigrafía de la Porción Argentina. *Boletín de Informaciones Petroleras*. 30: 2-14.

Starck, D., E. Gallardo y A. Schulz, 1993. Neopaleozoic stratigraphy of thr Sierras Subadinas and Cordillera Oriental, Argentina. With comments on southern borders of the Tarija Basin. XII Congress on Carboniferous – Permian, Buenos Aires, v2: 353-372.

Starck D. y E. Kozlowski, 1995. The structural evolution of Sierras Subandinas – Salta – Argentina. *Andean Thrust Tectonics Symposium*, San Juan.

Starck D., E. Kozlowski, G. Arcuri y J. Oliver, 1997. Structural Geology and gas Potential of Northwest Argentina Subandean Ranges. *Preceedings of the 15th Petroleum Congress*.

Starck D. y E. Kozlowski, 1998. The Chaco-Tarija Basin: Are the Petroleum Systems of NW Argentina Different from Bolivian Ones? 1998 A.A.P.G. Conference. Abstracts: 298. Rio de Janeiro

Vistalli, M., 1989. Cuenca Siluro devónica del Noroeste. En: *Cuencas Sedimentarias Argentinas*. Publicación Especial del Instituto Lillo. Tucumán 19-45.