

Hidrocarburos

GEOLOGIA DE HIDROCARBUROS EN EL NOROESTE ARGENTINO

Luis Andrés Alvarez

UNSa-XR Exploracionistas Regionales s.r.l.

Introducción

Este capítulo trata sobre las cuencas sedimentarias generadoras y/o productoras de petróleo y gas, conocidas como «Cuencas del Noroeste Argentino». Estas cuencas sedimentarias son: en el Paleozoico, la Cuenca Silurodevónica y la Cuenca Carbonífero-Pérmica (Cuenca Tarija), y en el Mesozoico y Cenozoico, la Cuenca Cretácico-Terciaria, distribuidas en las provincias de Salta, Jujuy, oeste de Formosa y norte de Tucumán. Se mencionaran solamente algunas acumulaciones de hidrocarburos descubiertas en sedimentitas depositadas en otras cuencas sedimentarias. Los yacimientos de hidrocarburos económicamente explotables se encuentran en Salta, Jujuy y Formosa; en las provincias de Tucumán y Catamarca no hay aun yacimientos económicamente explotables.

Estas cuencas sedimentarias se encuentran parcialmente superpuestas como por ejemplo en las Sierras Subandinas, donde sedimentitas devónicas yacen debajo de depósitos carboníferos; y en el Sistema de Santa Bárbara y en la sierra de Zapla, se observan depósitos del Grupo Salta yaciendo sobre sedimentitas silúrico-devónicas. En el subsuelo de la Llanura Chaqueña y Sierras Subandinas, se pudo comprobar una relación estratigráfica similar entre las cuencas aludidas.

Cuenca Silurodevónica

La Cuenca Silurodevónica está parcialmente situada al este del Arco de Puna; abarca a las provincias de Salta, Jujuy y Santiago del Estero, en el sector Subandino y sistema de Santa Bárbara, extendiéndose en subsuelo en la Llanura Chaqueña y Cuenca Chacoparanense; con un amplio desarrollo en Boliviano, Paraguay, Brasil y Perú.

El marco tectónico que dio origen a esta cuenca es un interesante tema de discusión entre los modelos propuestos por Padula et al. (1967), Borrello (1969) y Mingram y Russo (1972), como de comportamiento geosinclinal con depositación «Flishoide restringida». Posteriormente fue considerada como una cuenca intracratónica o pericratónica con una tasa de sedimentación mayor a la subsidencia, por Isaacson y Martínez (1995) o como postulan López Pugliesi y Suárez Riglós (1983) basándose en su contenido fosilífero, una cuenca Intracratónica somera y subsidente entre el continente de Guaporé-Guyana (brasileño) y el Macizo de Arequipa (tierra occidental). Tankard, 1986 postula el origen de una cuenca de antepaís, con un margen pasivo paralelo a la costa del Pacífico (Sempere, 1995). Por último Ramos (1986) interpreta el diastrofismo Oclóyico (Ordovícico superior-Silúrico Inferior) como el resultado de una tectónica de colisión del Macizo de Antofalla-Belén-Arequipa contra la región de antearco de la placa Gondwánica, estructurándose la Puna y la proto-Cordillera Oriental y desarrollándose hacia el

oriente, durante el Silurodevónico, cuencas sedimentarias de antifosa en el ámbito de Sierras Subandinas y Chaco Salteño; Stark (1991) también considera a esta cuenca como de antepaís (Fig. 1).

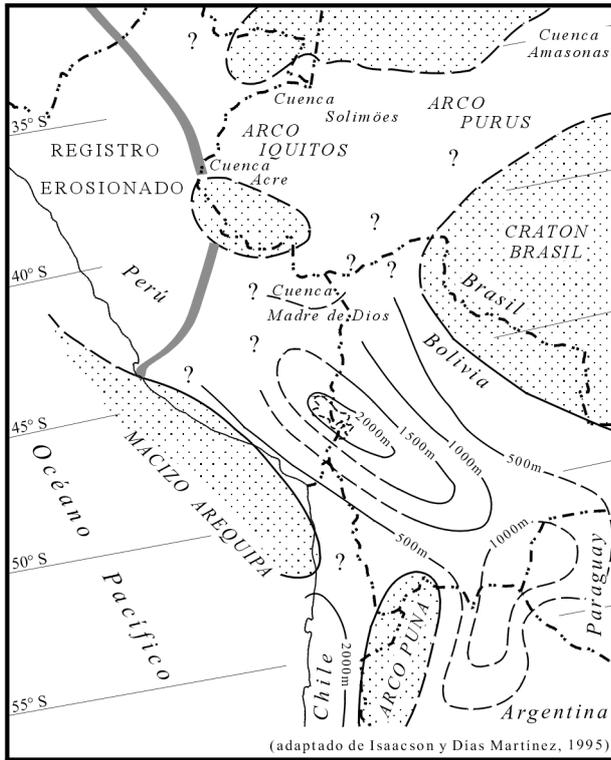


Figura 1. Mapa paleogeográfico de los Andes Centrales para el Devónico medio.

Estos modelos de cuenca explican solo parcialmente su comportamiento tectosedimentario; es posible mediante un estudio interdisciplinario, integrado a través de información de subsuelo (con líneas sísmicas y pozos) y de superficie, en territorios argentino y boliviano, una mejor comprensión del origen de esta cuenca y además resultaría de valioso aporte para el conocimiento del «Sistema Petrolero» en las regiones subandina y chaqueña. Estudios estratigráficos y estructurales más detallados permitirán desarrollar proyectos exploratorios con un mayor conocimiento de los «Play de Trampas».

Estratigrafía

Desde el punto de vista estratigráfico y por su contenido fosilífero, se puede decir que estas sedimentitas han sido depositadas en un ambiente marino cuyas asociaciones de facies representan a depósitos de interior de plataforma y litorales con procesos sedimentarios que marcan una importante influencia de acción de olas, tormentas y en menor grado de mareas. La columna sedimentaria muestra una alternancia de depósitos pelíticos y arenosos como producto de sucesivas inundaciones y somerizaciones probablemente por cambios eustáticos de nivel de base, relacionados con subsidencia y tasa de aporte de sedimentos. Estas rocas presentan un cierto grado de diagénesis por lo que se las observa muy compactas y las arenas con abundante cemento (sílice), transformadas en «cuarcitas».

Teniendo en cuenta estas características, Donato et al. (1990) dividieron a los depósitos silúrico-devónicos

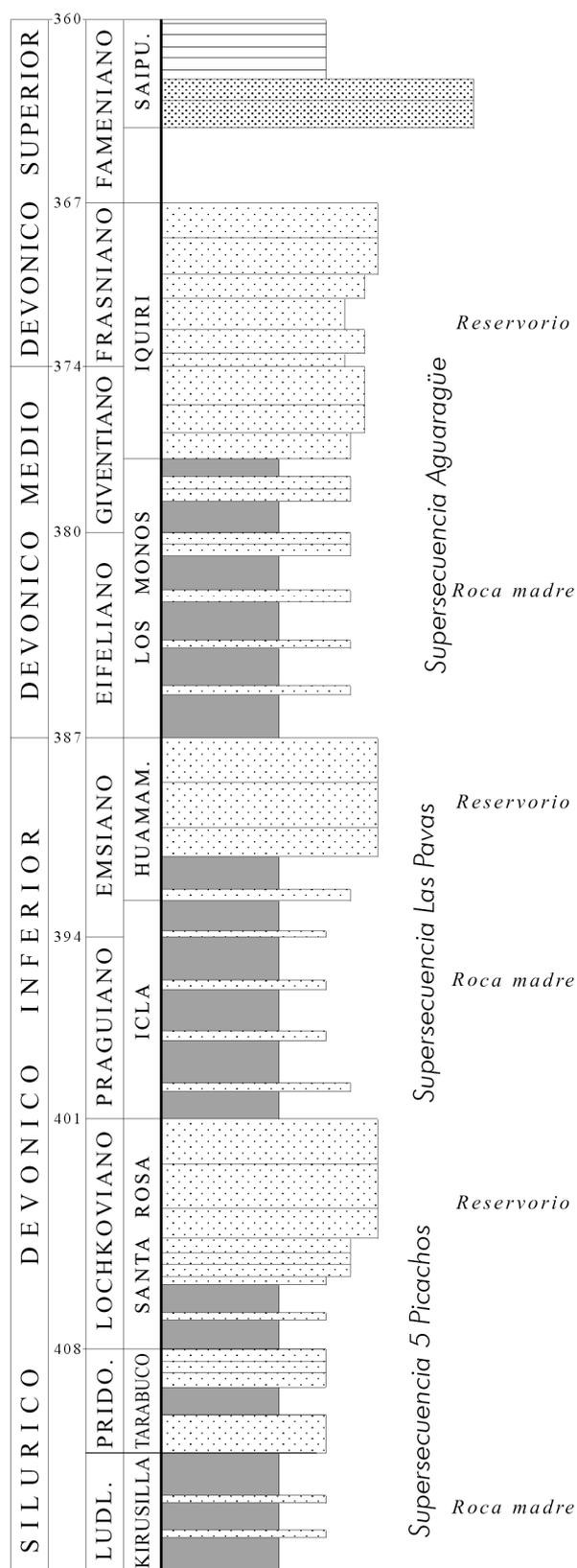
en tres ciclos grano crecientes asignándoles jerarquía estratigráfica de «Supersecuencia». Estos ciclos mayores recibieron el nombre de Supersecuencias: «Cinco Picachos», «Las Pavas» y «Aguaragüe».

La Supersecuencia Cinco Picachos está representada en Argentina por las Formaciones Lipeón, Baritú y Porongal; y en Bolivia por las Formaciones Kirusillas, Tarabuco y Santa Rosa, aproximadamente equivalentes. La Supersecuencia Las Pavas está integrada por las «Lutitas C° Piedras» y la Formación Pescado en Argentina y por las Formaciones Icla y Huamampampa en el sur de Bolivia. Por último, la Supersecuencia Aguaragüe, en Argentina está compuesta únicamente por la Formación Los Monos ya que la discordancia erosiva precarbonífera elimina las unidades superiores; y en Bolivia está integrada por las Formaciones Los Monos e Iquiri, además de la Formación Saipurú. En un perfil al oeste de Santa Cruz de la Sierra, donde se encuentran en continuidad sedimentaria depósitos de la Formación Iquiri y la Formación Saipurú, por asociación de palinomorfos se ha establecido un hiato de aproximadamente 8 m.a. (Pérez Leyton, 1990). La particularidad de estos depósitos es que presentan una marcada influencia glacial, definida por diversos autores con una edad Devónico superior tardío a Carbonífero inferior temprano. Lobo Boneta, 1984 y 1989; Suarez Soruco y Lopez Pugliesi, 1983; Pérez Leyton, 1990; Limachi, et. al, 1996. La Cuenca Silurodevónica culmina con la F. Saipurú, representada por un ciclo sedimentario de origen marino depositado en un clima glacial (Fig. 2).

Esta clasificación intenta ordenar la estratigrafía de las sedimentitas silurodevónicas ya que los límites de las «Supersecuencias» coinciden aproximadamente con líneas tiempo determinadas por fósiles. Para realizar correlaciones estratigráficas más detalladas es preciso contar con más líneas de tiempo y generar un modelo que explique las variaciones de facies en cada uno de los ciclos sedimentarios de la cuenca. Sabemos que los límites de unidades formales («Formaciones») no representan líneas tiempo por lo que se podría incurrir en errores como por ejemplo: en un punto determinado de la cuenca identificar un intervalo de areniscas como de la Formación Huamampampa, y en otro punto hacia el interior de la cuenca ese mismo intervalo está representado por facies pelíticas, al que seguramente lo relacionaremos a las Formaciones Icla o Los Monos según se encuentre por debajo o por arriba de la primera.

ROCAS GENERADORA, RESERVORIO Y SELLO

Son rocas potencialmente generadoras de hidrocarburos las pelitas acumuladas en el interior de plataforma, asociados a las máximas inundaciones producidas en cada uno de los ciclos sedimentarios y depositados bajo condiciones paleoclimáticas favorables para el desarrollo, acumulación y preservación de materia orgánica. Las Formaciones Kirusillas, Icla y Los Monos contienen pelitas ricas en materia orgánica y son consideradas como potenciales precursoras de hidrocarburos, las que se encuen-



(Tomado de A. Dalenz Farjat, 1998)

Figura 2. Columna estratigráfica generalizada de la Cuenca Silúrico-devónica.

tran en distintas etapas de maduración y algunas sobremaduras de acuerdo a su evolución histórica. La gran mayoría del petróleo y gas que producen los yacimientos de las Regiones Subandina y Chaqueña de Argentina y Bolivia ha sido generado por estas unidades,

principalmente por la Formación Los Monos por ser la más joven de las tres y encontrarse en una fase de maduración óptima en los distintos sectores de la cuenca, sin descartar la posibilidad de que las Formaciones Kirusillas e Icla en algunas regiones sean generadoras de gas y Condensado primordialmente. Los mayores valores de COT (Carbono Orgánico Total) suelen corresponder a la Formación Kirusillas y a un equivalente en el Interandino Central, la Formación Uncía, con valores de 3.70 y 2.73 según Limachi, et. al, 1996. En cuanto al Devónico, la secuencia Los Monos-Iquiri arrojó valores de COT de 1,70 según los mismos autores.

Las rocas reservorio están relacionadas con los procesos de somerización de la cuenca y asociados a depósitos arenosos de plataforma proximal y litorales cuyas facies se agrupan en las Formaciones Santa Rosa, Huamampampa e Iquiri. Debido al grado de diagénesis que presentan estas rocas, los hidrocarburos se alojan en fisuras, esto es lo que se conoce como porosidad secundaria. La fracturación se genera durante el plegamiento de las capas como consecuencia de la deformación frágil de estos sedimentos. Al fracturarse las rocas lo hacen según juegos de fisuras y diaclasas con distintas orientaciones en el espacio y con diferentes grados de importancia teniendo en cuenta la permeabilidad, dependiendo fundamentalmente de los esfuerzos involucrados en la deformación. Estudios de microtectónica permiten predecir la orientación de aquellos juegos de diaclasas que presentan mayor permeabilidad, con el fin de elaborar proyectos exploratorios (sondeos) y alcanzar objetivos en subsuelo que mejoren la producción.

El sello que permite la acumulación de hidrocarburos en las trampas, está dado por las mismas pelitas devónicas de las Formaciones Icla y Los Monos y en el caso de que la roca productiva sea la Formación Iquiri, el sello está constituido por pelitas de la Formación Saipurú o por rocas impermeables de edad Carbonífero o más joven, depositadas en discordancia erosiva sobre esta unidad.

TRAMPAS

Las trampas que constituyen los yacimientos más importantes de gas y petróleo en la cuenca Silurodevónica, tanto en Argentina como en Bolivia, han sido generadas por deformación del Sistema Subandino durante el Terciario Superior. Las trampas se clasifican como: estructurales, por plegamiento, por fallamiento y combinadas. En general se trata de anticlinales fallados con una orientación predominante norte-sur, en algunos de los cuales se han acumulado importantes volúmenes de hidrocarburos.

La Figura 3 da un ejemplo de este tipo de trampas; nótese que el eje del anticlinal profundo formado rocas devónicas no coincide con el eje de superficie constituido por depósitos carboníferos, como consecuencia de la deformación del piso estructural superior por la falla que despega en la Formación Los Monos.

Los principales yacimientos de gas y petróleo en la

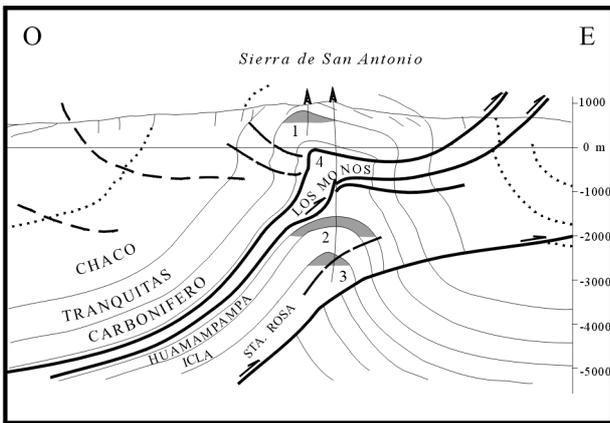


Figura 3. Trampas estructurales en la sierra de San Antonio. 1 - Carbonífero. Reservorio con porosidad primaria (intergranular) y secundaria. 2 - Devónico. Reservorio en la Formación Huamampampa con porosidad secundaria (fracturado). 3 - Devónico. Reservorio en la Formación Santa Rosa con porosidad secundaria (fracturado). 4 - Devónico. Roca madre en la Formación Los Monos. (Adaptado de Aramayo Flores, 1989.)

cuenca Silurodevónica de Argentina son: yacimientos «Aguaragüe» y «Cuchara» en La sierra de Aguaragüe; yacimientos «Ramos», «La Porcelana», «Chango Norte» y «San Pedrito» en la sierra de San Antonio.

CUENCA CARBÓNÍFERA

Las sedimentitas, cuyas características se describirán en este capítulo se depositaron durante el Carbonífero inferior alto y el Pérmico inferior, y están incluidas dentro de la Cuenca Tarija.

La Cuenca Tarija se encuentra en territorio subandino de Bolivia. Hacia el Sur, en el Noroeste Argentino se observan afloramientos neopaleozoicos correspondientes a esta misma cuenca en un amplio sector de Sierras Subandinas. Rocha-Campos (1976) plantea la posibilidad de una conexión de la Cuenca Tarija con la Cuenca Chaco-Paranense o Chaco-Mesopotámica. En cambio es poco conocida la relación tectosedimentaria de estos depósitos con los que afloran en el Subandino Norte y con la Cuenca Peruana.

La Cuenca Tarija está limitada al oeste por el Arco de Puna o Proto-Cordillera de Argentina y Bolivia; al Sur y Sudoeste por el Cratón Pampeano y al Norte y al este por el Cratón de Brasil y el Alto de Asunción; considerada como Intracrátónica (Starck et al, 1991; Gohrbandt, 1993). El desarrollo de las cuencas paleozoicas en el noroeste argentino y sur boliviano estuvieron afectadas a procesos compresivos desarrollados sobre el margen sudoccidental del Gondwana. La evolución de una zona de subducción condujo a la formación de un incipiente arco volcánico-plutónico denominado Arco de Puna o Protopuna. La acreción de terrenos durante el Devónico Superior generó los movimientos compresivos identificados como fase Chánica o Tatarenda (Devónico Superior) y Somuncurá o Chiriguana (Carbonífero Inferior) que contribuyeron al adelgazamiento cortical con generación de una cuenca Intracrátónica (Gohrbandt, 1993, op. cit.). Desde el punto de vista paleogeográfico podría ser considerada a la cuen-

ca Tarija junto con las cuencas: Madre de Dios, Ucayali y Marañón como pericratónicas, en comparación con la cuenca media de Amazonas (Intracrátónica) ubicada entre el Cratón de Guyana al norte y el Cratón de Brasil al sur.

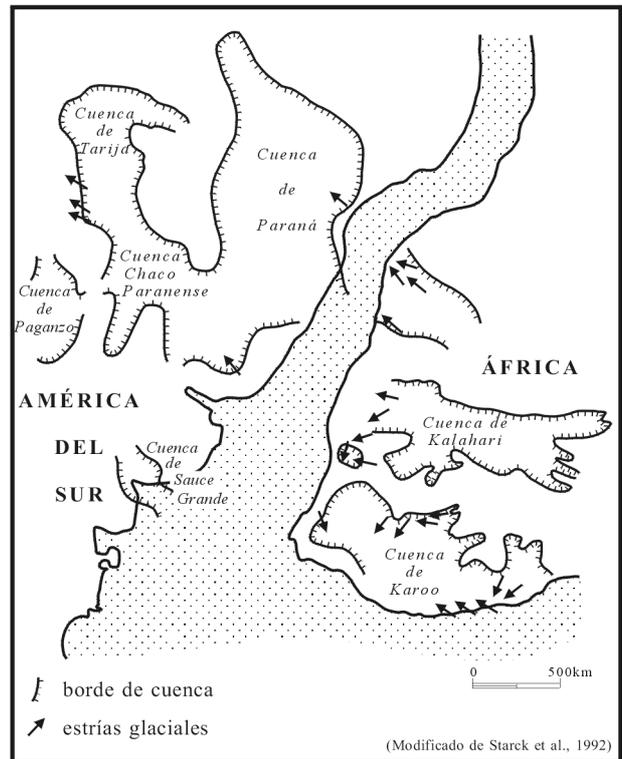


Figura 4. Cuencas neopaleozoicas del Gondwana sudoccidental. (Modificado de Starck et al., 1992)

Algunos autores consideran que el Arco de Michicola representa el límite sedimentario austral de esta cuenca (Rodrigo y Castaño, 1978; Salinas et al., 1978; Salfity et al., 1987). En esta contribución se sostiene que dicho borde es erosivo como lo definen Starck et al. (1991), y Belotti et al. (1995) (Fig. 4).

Estratigrafía:

Desde el punto de vista sedimentario, las rocas de la Cuenca Tarija afloradas en la región Subandina de Bolivia y Argentina (en la porción occidental de la cuenca) han sido depositadas en un ambiente continental y bajo condiciones climáticas extremadamente frías, entre episodios glacial e interglacial, de acuerdo a su posición respecto del polo durante ese periodo. El análisis de facies indica que los procesos sedimentarios que intervinieron en la depositación de estas rocas han sido muy variados: aluvial, fluvial, subglacial, periglacial y lacustre.

Debido al escaso aporte fosilífero y las características propias de la cuenca, es dificultoso encontrar líneas tiempo de carácter regional, salvo el arreglo cíclico interno que presentan algunas unidades, que permiten realizar correlaciones locales. Es importante el aporte de un estudio sísmico para generar un modelo exploratorio tentativo.

Solo en el sector oriental de la región subandina sur, en las serranías de Charagua y Caipipendi, han sido descritos fósiles de origen marino en la Formación Tiguati, como *Levipustula levis* y *Limipecten* cf., etc. (Catchcart, 1926; Chamot, 1960; Rocha-Campos, 1976, etc.).

ñas» (Formación Las Peñas o Escarpment) y Superciclos «San Telmo I» y «San Telmo II» (Formación San Telmo) (Fig. 5).

ROCAS GENERADORA, RESERVORIO Y SELLO

En la Cuenca Tarija no ha sido probada hasta la fecha la presencia de rocas generadoras de hidrocarburos. Esto se puede explicar por las condiciones paleoclimáticas subpolares bajo las cuales se depositaron las sedimentitas, las que no permitieron un buen desarrollo de vida y por lo tanto la escasa acumulación de materia orgánica, principalmente leñosa en los sedimentos. Se considera que el petróleo extraído de las rocas carboníferas ha sido generado por las sedimentitas de plataforma marina devónicas.

En general esta cuenca presenta buenos reservorios. Son varias las unidades de las que se han extraído grandes volúmenes principalmente de petróleo. Las más importantes son aquellas constituidas con mayor proporción de arenas como las Formaciones Las Peñas, Tupambi, los espesos paquetes arenosos intercalados en la Formación Tarija, y hasta algunos niveles de la Formación San Telmo. Estos reservorios producen en gran parte por porosidad primaria aunque si los mismos presentan fisuras y diaclasas, porosidad secundaria, aumenta su permeabilidad y por lo tanto su producción. Se considera a dichos reservorios con una porosidad mixta (intergranular y por fisuras).

El sello está formado por las facies pelíticas de las Formaciones Itacuamí y San Telmo, también aseguran un buen sello las areniscas vaques y fangolitas diamictíticas de las Formaciones Tarija y Taiguati.

TRAMPAS

Los yacimientos de hidrocarburos más importantes descubiertos hasta la fecha están relacionados a trampas de tipo estructural vinculadas al conjunto de pliegues y fallas formados en la Región Subandina, como consecuencia de la deformación tectónica ocurrida durante el Terciario superior. Dichas trampas están constituidas por anticlinales y anticlinales asociados a fallas (Fig. 3). Al menos en Argentina el estado de exploración y explotación de petróleo en esta cuenca es considerado como «maduro».

El desafío para los próximos años es generar modelos exploratorios que permitan alentar la exploración en busca de trampas estratigráficas, o sutiles, sobre todo en la zona menos deformada como la Región Chaqueña argentina-boliviana. Estos modelos deben contemplar la generación y migración de hidrocarburos hacia los reservorios, además el formato de cada uno de estos cuerpos arenosos, porosos y permeables, y su relación de facies con las pelitas que formarán el sello; es decir que se necesita estudiar y comprender mejor el origen y la evolución de la Cuenca Tarija para predecir ubicaciones lógicas en proyectos exploratorios de subsuelo. Esto se puede lograr mediante la integración de geólogos con experien-

cia de superficie y subsuelo, y de geofísicos para el análisis e interpretación de líneas sísmicas.

Entre los yacimientos de petróleo más importantes desarrollados en esta cuenca podemos citar: yacimientos Lomitas y Galarza en la sierra de Aguaraquí, que producen de la Formación Las Peñas; yacimiento Campo Durán en la sierra del mismo nombre, produce de las Formaciones Tupambi, Tarija y Las Peñas; yacimiento Ramos y Acambuco en la sierra de San Antonio, producen de varios niveles arenosos del carbonífero.

Al sur del lineamiento de Campo Durán, la compañía petrolífera C.G.C., recientemente ha descubierto un yacimiento de gas y petróleo (yacimiento Ñacatimbay) en

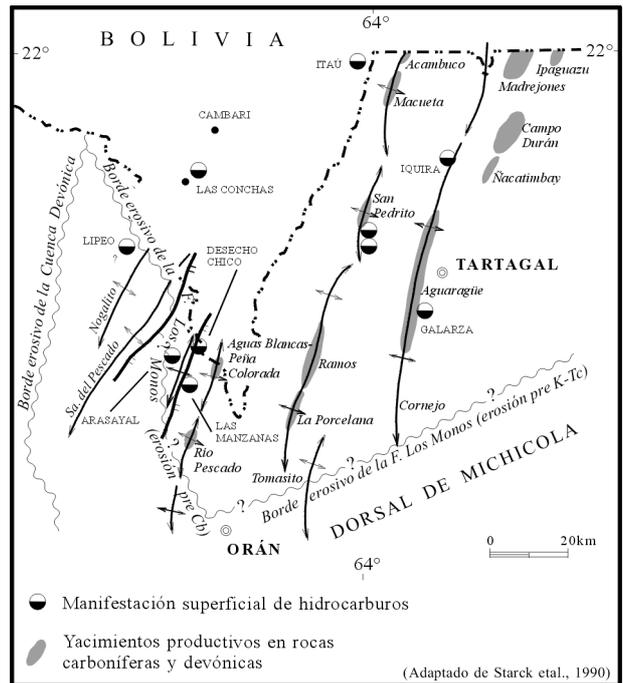


Figura 6. Mapa estructural del Noroeste Argentino.

rocas carboníferas de la Cuenca Tarija (Fig. 6). En el sector sur de la sierra de Aguaraquí, en el yacimiento Tranquitas se ha descubierto petróleo en rocas reservorio del terciario superior correspondiente a la Formación Tranquitas.

CUENCA CRETÁCICA-TERCIARIA

Esta cuenca sedimentaria es la más joven de las tres cuencas petrolíferas conocidas en el Noroeste Argentino, y se la conoce como la cuenca del Grupo Salta. Abarca un ciclo sedimentario que comienza en el Cretácico inferior (Valanginiense) y culmina en el Terciario inferior (Eoceno medio); el sustrato lo constituyen rocas Paleozoicas y Precámbricas. Está ubicada dentro de las Provincias de Salta, Jujuy, Formosa y Norte de Tucumán, y está subdividida en tres Subcuencas: Lomas de Olmedo, Tres Cruces y Metán-Alemania (Fig. 7).

El marco tectónico de esta cuenca se originó durante el Cretácico inferior, debido a los esfuerzos distensivos a que fue sometida la placa sudamericana en forma sincrónica con la apertura atlántica y la subducción

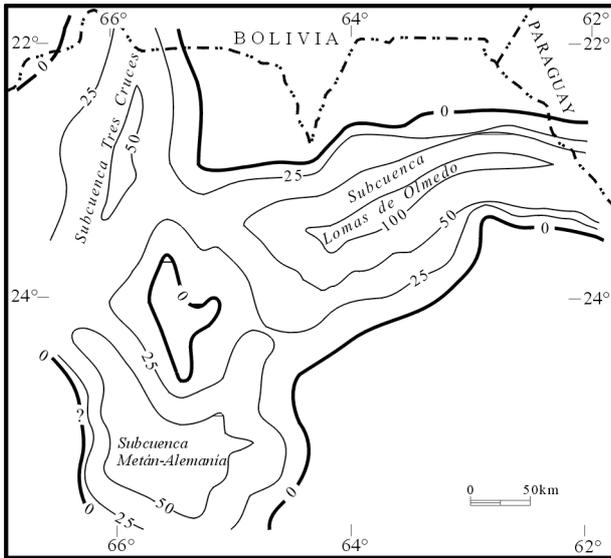


Figura 7. Mapa paleogeográfico para la Cuenca Cretácica-terciaria. Nivel de referencia en el Miembro Las Avispas de la Formación Yacoraité (adaptado de Gómez Omil et al., 1989).

pacífica. Esto provocó una atenuación cortical sin llegar a formar corteza oceánica pero sí un conjunto de fallas directas lítricas asociadas con vulcanismo, que dio lugar a una cuenca de «Rift» en litósfera rígida (Hernández et al., 1992, inédito).

Según los mismos autores se puede dividir al Ciclo Salta de acuerdo a su comportamiento tectónico en 4 etapas. Una primera etapa de «sinrift» correspondiente con los depósitos de la Supersecuencia Pirgua (Formaciones La Yesera, Las Curtiembres y Los Blanquitos) (130 a 75 Ma); a continuación y en discordancia una primera etapa de «postrift» representada por sedimentos de la Supersecuencia Balbuena (Formaciones Lecho y Yacoraité) (75 a 63 Ma). Luego, mediante una fuerte reactivación de la cuenca se inicia una segunda etapa de «sinrift», con los registros de las Secuencias Santa Bárbara I y II (Formaciones Olmedo y Mealla) (63 a 54 Ma); a partir de los 54 Ma se establece una segunda etapa de «postrift» con los depósitos de la secuencia Santa Bárbara III (Formación Maíz Gordo) hasta los 49,5 Ma, donde se establecen los primeros registros sedimentarios vinculados a una geometría depositacional de una cuenca de Antepaís, representados por la Supersecuencia Lumbrera (Formación Lumbrera).

Estratigrafía:

Se hará una breve descripción de las distintas unidades estratigráficas que componen esta cuenca de acuerdo a la nomenclatura usual del Grupo Salta y reconocidas en las tres subcuencas. Está subdividida en tres unidades mayores correspondientes a los Subgrupos: Pirgua (Vilela 1951; Reyes y Salfity, 1973), Balbuena (Moreno, 1970) y Santa Bárbara (Moreno, 1970) (Fig. 8).

Subgrupo Pirgua

Descrita por diferentes autores, principalmente en la zona de los Valles Calchaquíes en el sur de la Provincia de Salta (Reyes y Salfity, 1973) donde se diferenciaron tres unidades litoestratigráficas: Formaciones La Yesera, Las Curtiembres y Los Blanquitos. Debido al carácter

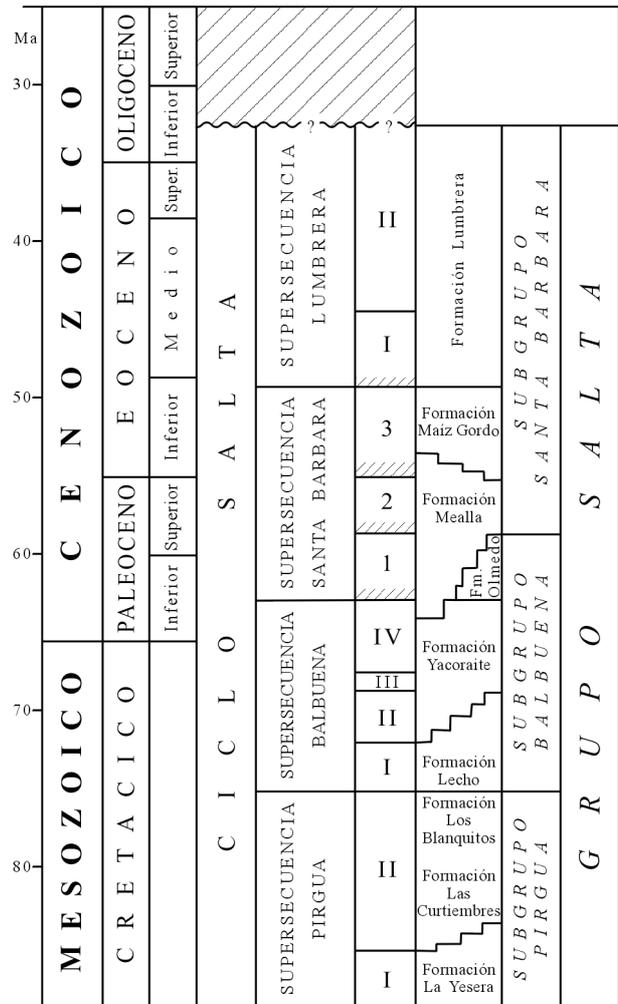


Figura 8. Cuadro estratigráfico de la Cuenca Cretácica-terciaria del Noroeste Argentino (adaptado de Hernández et al., 1991).

tectogenético de esta secuencia que evidencian un tipo de cuenca intracontinental de bloques distensivos (Bianucci y Homoc, 1982), resulta adecuado diferenciar Unidades Tectosedimentarias (UTS) (Megías, 1982), ya que las mismas quedan limitadas por discontinuidades tectónicas, sedimentológicas y eustáticas. Se han definido dos «UTS» (Gómez Omil et al., 1989).

«UTS» I: representa el relleno inicial de la cuenca, apoya en discordancia angular sobre rocas paleozoicas y/o precámbricas. Esta integrada por fanglomerados fango sostén macizos depositados por flujos densos en abanicos aluviales; conglomerados y areniscas conglomerádicas con estratificación en artesa interpretadas como de origen fluvial entrelazado; fangolitas rojas con laminación paralela y ondulítica, con bioturbaciones, interpretadas como depósitos de llanura de inundación y/o barreales; areniscas medianas a gruesas con entrecruzamientos en gran escala y bajo ángulo depositadas por procesos eólicos; vulcanitas alcalino-sódicas, correspondientes al primer ciclo efusivo del Sg. Pirgua.

«UTS» II: con características similares a la anterior pero depositadas en una paleogeografía más suave topográficamente. El límite con la UTS I se evidencia en las zonas de borde de cuenca con una discordancia erosiva. Esta unidad también es granodecreciente con depósitos de tipo fluvial en la base, culminando en ciclo con depósi-

tos pelíticos carbonáticos subácueos, portadoras de fósiles y asociada a fenómenos volcánicos, correspondientes al segundo ciclo efusivo.

Subgrupo Balbuena

Se incluyen solamente en esta unidad las Formaciones Lecho y Yacoraite (Gómez Omil, op cit) de acuerdo a lo ya enunciado por De Spirito, 1980. El límite inferior está dado por una discontinuidad con el S. Pirgua, debido a una brusca inundación de la cuenca que podría vincularse con un ascenso global del nivel del mar. El límite superior con la Formación Olmedo estaría dado por una discontinuidad de provocada por una ruptura eustática y tectónica de tipo distensiva.

Se define como Formación Yacoraite a las facies tanto carbonáticas como clásticas, depositadas en ambiente subácueos, y como Formación Lecho a las facies clásticas depositadas en ambientes subaéreos (fluvio-eólicos), existiendo entre ambas unidades una total interdigitación. Se han definido tres miembros:

a) Miembro inferior: definido en la subcuenca de Tres Cruces (Boll y Hernández, 1985), representada por una sección inferior clástica-carbonática y una superior pelítica; en las subcuencas de Lomas de Olmedo y Metán-Alemania predominan facies arenosas eólicas y fluviales (F. Lecho) y falta la sección pelítica, haciéndose dificultosa la diferenciación con el miembro medio.

b) Miembro medio: fue definido junto al miembro inferior en Tres Cruces y coincide con el miembro Puesto Guardián en Lomas de Olmedo. Comprende una sección inferior carbonática y una superior pelítica.

c) Miembro superior o Miembro «Las Avispas»: definido en subsuelo de la subcuenca Lomas de Olmedo (Zilli et al., 1982), predominan las facies carbonáticas, la base corresponde a una gran inundación de la cuenca, posiblemente la mayor del Subgrupo Balbuena. En las subcuencas de Tres Cruces y Metán-Alemania, se lo ha reconocido en facies pelíticas, arenosas y calcáreas.

El modelo depositacional del Subgrupo Balbuena, se interpreta como de cuenca intracontinental muy extensa y panda, donde se habría instalado un cuerpo de agua somero y de baja energía (lago) con constantes variaciones de nivel que lo han llevado periódicamente a secarse por lapsos de tiempo cortos y a comunicarse con el mar abierto, aunque muy alejado y restringido pero lo suficiente como para mantener un régimen hidrológico abierto, como lo evidencia la ausencia de evaporitas (Gómez Omil, op cit.).

Subgrupo Santa Bárbara

Integrado por las Formaciones: Olmedo, Mealla, Maíz Gordo y Lumbreira.

Formación Olmedo

Constituida principalmente por evaporitas y pelitas gris oscuras, verdes y rojas, el límite superior con la F. Mealla es una discordancia erosiva, bien marcada en los bordes de cuenca, producto de una reactivación tectónica.

El ambiente de depositación lo constituye un lago hipersalino en las posiciones centrales de la cuenca, relacionado con planicies de fango y depósitos fluviales hacia los bordes.

Formación Mealla

El límite superior, con la F. Maíz gordo, se define con una nueva reactivación tectónica generando una discordancia erosiva hacia los márgenes de la cuenca y posterior inundación. Caracterizada por facies clásticas rojas pelíticas que interdigitan con facies clásticas gruesas hacia los bordes y con cuerpos evaporíticos pequeños y facies de pelitas calcáreas oscuras hacia las posiciones de centro, denominada «Franja Gris». Estas facies adquieren gran distribución regional en las subcuencas Lomas de Olmedo y Metán, sirviendo como nivel guía, engranan lateralmente hacia las subcuencas de tres Cruces y Alemania con facies clásticas rojas. Se interpreta como un lago hipersalino muy restringido y efímero, asociado lateralmente a playas de fango que interdigitan a su vez con sistemas fluviales. La «Franja Gris» constituye una rápida inundación muy panda, y posterior desecación.

Formación Maíz Gordo

El límite superior se vincula a una desecación total de la cuenca durante un tiempo prolongado, con la formación de paleosuelos con concentración de nódulos calcáreos y óxidos de gran distribución areal. En Lomas de Olmedo comprende un espeso intervalo de gran distribución areal en relación de traslape (expansión) con las unidades infrayacentes. Compuesta por depósitos arenopelíticos y conglomerádicos gris verdosos a rojizos y frecuentes bancos carbonáticos, especialmente de boundstone algáceo. Se interpreta que han sido depositados en un ambiente lacustre somero en continua expansión sobre una planicie de fango y sistemas fluviales.

Formación Lumbreira

Constituida por rocas clásticas rojiza, finas. El límite superior con el Grupo Orán es discordante, erosivo en algunos sectores y en otros es neto, marcando el inicio de la tectónica compresiva andina. Está subdividido en tres miembros: a) miembro inferior; b) «Franja verde»; c) miembro superior.

Los miembros inferior y superior presentan características semejantes a las de la F. Mealla, sin alcanzar aquéllas de un lago hipersalino. La «Franja Verde», está constituida por pelitas calcáreas, gris verdosa, laminadas, de reducido espesor y gran extensión areal, conformando un excelente nivel guía. Se asemeja a la F. Maíz Gordo, con un extenso lago muy somero, que inundó gran parte de la cuenca, menos la subcuenca Tres Cruces, representada por facies clásticas rojas.

ROCAS GENERADORA, RESERVORIO Y SELLO

En esta breve síntesis sobre las características petroleras de la cuenca Cretácica-Terciaria, se vierten los conceptos y el conocimiento adquirido a través de numerosos trabajos realizados por geólogos de YPF, tanto de

exploración (superficie y subsuelo) como de explotación: Hernández y Disalvo (1992); Di Persia et al. (1991), Carle et al. (1991), Gait et al. (1989), etc.

Si bien en las tres subcuencas descritas se han depositado rocas potencialmente generadoras de hidrocarburos, en la subcuenca Lomas de Olmedo se han dado todas las condiciones para formar yacimientos económicamente explotables de hidrocarburos. De acuerdo a los estudios geoquímicos realizados, tanto en Tres Cruces como en Metán-Alemania, se han hallado rastros de petróleo o volúmenes pequeños, en algunos de los pozos perforados, lo que indica falta de madurez térmica debido al soterramiento diferencial producido por los depósitos del Terciario Subandino. Se pueden mencionar los estudios exploratorios realizados en Tres Cruces, Yatasto, Lumbreras, etc. Solamente en la estructura de Cuchuma, cerca del paraje Cabeza de Buey, la empresa Pluspetrol desarrolló un pequeño yacimiento de petróleo en la Formación Yacoraite a no más de 1000 metros de profundidad, coincidiendo con un máximo de espesor de las sedimentitas del Terciario superior.

La roca madre o generadora de hidrocarburos ha sido probada para distintos niveles de la Formación Yacoraite, principalmente para los niveles calcáreos y pelíticos de la sección superior (Miembro Las Avispas). Estudios geoquímicos de Tozzi (1983) y Tozzi y Labayen (1984), con muestras de superficie y de pozos de distintos sectores de la Subcuenca Lomas de Olmedo han demostrado el potencial oleogénico de algunos intervalos de la Formación Yacoraite, siendo mayor el espesor generador hacia el centro de la cuenca y además, los mismos autores llevando a cabo el estudio de petróleos extraídos de distintos yacimientos (Caimancito, Puesto Guardián, Palmar Largo, etc.), concluyen que debido a la afinidad existente entre los mismos (salvo diferencias en cuanto a la madurez) y la materia orgánica contenida en los bancos calcipelíticos del Miembro Las Avispas, indudablemente la oleogénesis se produce dentro de la misma formación.

Las rocas reservorio están distribuidas casi exclusivamente dentro de la Formación Yacoraite; se conocen algunos niveles calcáreos de la Formación Maíz Gordo en el yacimiento Caimancito que son productivos de petróleo. Se podrían diferenciar las rocas recipientes de acuerdo a su litología y condiciones de porosidad. Entre los reservorios más frecuentes tenemos los constituidos por areniscas con porosidad intergranular o primaria; el más importante es el que se encuentra en la base del Miembro Las Avispas y se denomina «Arena 6». Este posee propiedades petrofísicas variables debido principalmente a cambios diagenéticos por anhidritización que modifican la porosidad primaria del reservorio. La mayoría de los yacimientos de este sector de la cuenca producen de este nivel (Lomas de Olmedo, Cañada Grande, Puesto Guardián, El Vinalar, entre otros). Otro reservorio lo constituye un cuerpo arenoso situado dentro de la sección limoarcillosa del Miembro Puesto Guardián denominado «Arena 6A» (productivo en los yacimientos Puesto Guardián y Vinalar Norte). En el tope de la sección clástico-carbonática se hallan unos niveles de areniscas denominados «Arena 5» y «Are-

na 4», productivos en el yacimiento Cañada Grande y en el Pozo Puesto Climaco x-1. En el tope de la Formación Yacoraite se encuentran niveles de areniscas productivas en el yacimiento Dos Puntitas, en el Pozo del Pato x-1 y El Divisadero Sur x-1.

Otro tipo de litología apropiada como reservorio son los Grainstone Oolíticos, como el caso del yacimiento Puesto Guardián. En general sus características petrofísicas son muy pobres en este sector de la cuenca, mejoran en situaciones de borde, aunque en ningún caso sobrepasan en porosidad a los cuerpos arenosos, por encontrarse más distanciados de los niveles potencialmente generadores.

Existen otros tipos de reservorios menos comunes, pero por su importancia productiva conviene mencionarlos. El caso más concreto de reservorios asociados a fisuras (porosidad secundaria) dentro de la Formación Yacoraite lo constituye el yacimiento Caimancito con una producción acumulada de más de 10 millones de m³ de petróleo. La fracturación se habría producido en una estructura anticlinal de grandes dimensiones, sobre estratos muy competentes.

Por último otro tipo de reservorios lo constituyen aquellos asociados a eventos volcánicos. Es el caso de los yacimientos de la Provincia de Formosa, como Palmar Largo, La Tigra Norte, El Chivil y Cañada Rica. La roca recipiente está constituida por una brecha formada por regolito de origen volcánico, con una alta porosidad. El vulcanismo previo a la depositación de la Formación Yacoraite y el retrabajo (erosión y meteorización) del material volcánico durante la depositación del Subgrupo Balbuena son los responsables del origen de estas rocas recipientes que han alcanzado valores de porosidad primaria de hasta 25 %, además se han observado en testigos corona micro y macrofisuramiento que pueden aumentar dicha porosidad, mejorando la permeabilidad (Fig. 9).

La roca sello, requisito indispensable para la constitución de una trampa, no ofrece mayores inconvenientes. Los bancos de mudstone y pelitas correspondientes a la misma Formación Yacoraite aseguran un sello efectivo para los eventuales reservorios que pudieran localizarse.

TRAMPAS

Se podría decir que la componente estructural es el principal factor de entrapamiento, ya que es el más común y el mejor prospectado con métodos sísmicos, como lo demuestran la mayoría de los yacimientos ya mencionados, en donde los reservorios coinciden con los ejes estructurales positivos en bloques altos de fallas (Dos Puntitas, Cañada Grande), anticlinales (Puesto Guardián, Pozo Escondido) y a estructuras positivas relacionadas con bloques bajos de fracturas (Puesto Climaco, El Vinalar Norte, Cañada Grande). Debido a las notables variaciones de facies a que ha estado sometida la Formación Yacoraite durante su depositación, es importante tener en cuenta el factor estratigráfico, al prospectar ciertas estructuras. Los pozos Puesto Guardián e-6, y El Divisadero x-1 están ubicados en posiciones cercanas al tope de la estructura y resultaron sin entrada de fluidos debido a que este máximo no coincide con la presencia del reservorio, en este caso

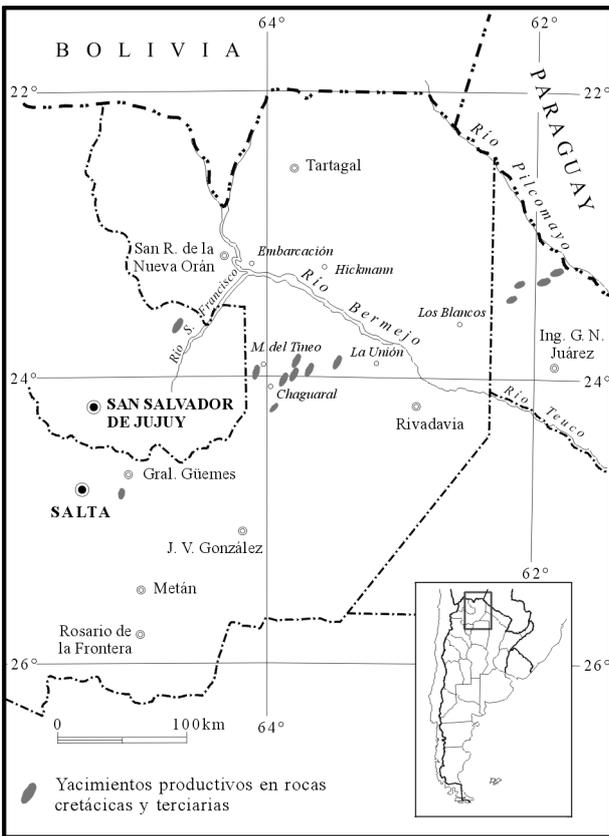


Figura 9. Mapa de ubicación de yacimientos en la Subcuenca Lomas de Olmedo (adaptado de Dipersia et al., 1991).

«Arena 6». En el área de Palmar Largo, la componente estratigráfica podría cobrar importancia en las zonas bajas de prerelieve, donde de acuerdo a modelos geológicos, es factible encontrar reservorios lenticulares de material volcánoclastico re trabajado. Por todo lo expuesto anteriormente, se puede destacar que los yacimientos de hidrocarburos de la Cuenca Cretácica-Terciaria se han acumulado en trampas de tipo estructural, en algunos casos con fuerte control estratigráfico, es decir mixtas, y es posible en el futuro, con prospectos específicos descubrir trampas netamente estratigráficas (Fig. 10).

Agradecimientos

Agradezco la valiosa colaboración de la Geóloga Alejandra Dalenz Farjat y del Lic. Roberto M. Hernández de XR s.r.l., como así también al Dr. Gustavo González Bonorino por haber contribuido al desarrollo de este trabajo con sus opiniones y sugerencias.

Una parte de este trabajo, principalmente los temas correspondientes a las Cuenas Silurodevónica y Carbonífera en territorio Argentino, forman parte del Proyecto N° 669 del CIUNSA. «El Paleozoico en el ámbito de Sierras Subandinas y Cordillera Oriental Septentrionales. Recursos económicos asociados».

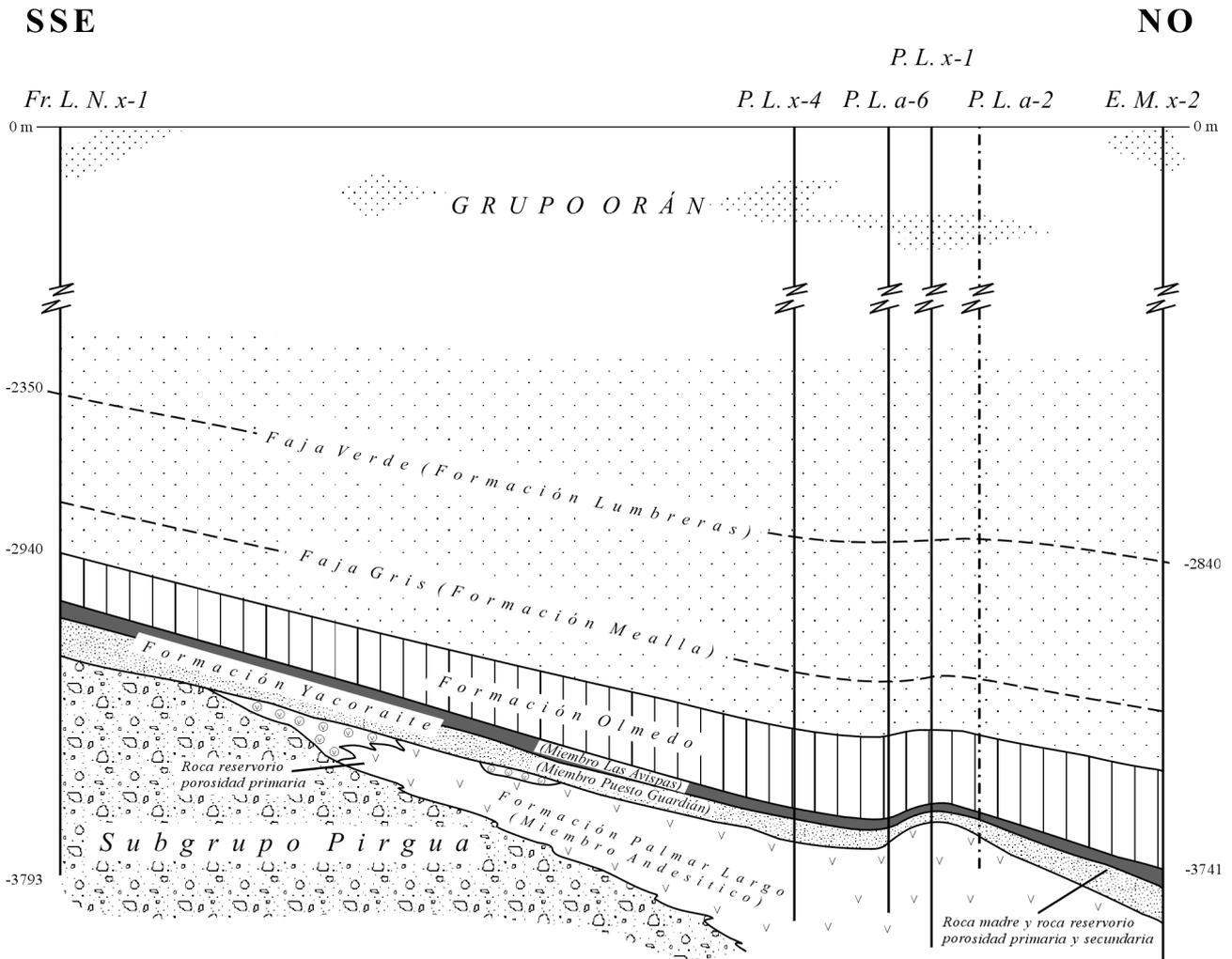


Figura 10. Trampas combinadas estructurales y estratigráficas. Zona de Palmar Largo, Formosa (tomado de Gait et al., 1989).