

LOS SISTEMAS PETROLÍFEROS DEL ÁREA ORIENTAL DE LA CUENCA PALEOZOICA NOROESTE, ARGENTINA

Alfredo Disalvo¹⁾ y Héctor J. Villar²⁾

¹⁾ Compañía General de Combustibles - CGC S.A.; ²⁾ CIRGEO-CONICET

Est. con 6 Resos

ABSTRACT

This paper evaluates the petroleum systems in the eastern region of the Northwest Paleozoic Basin of Argentina. Results indicate that the Devonian Los Monos is the only rock unit showing hydrocarbon generation capability. Its TOC content is fair to moderate and Rock-Eval kerogen type is II/III to III/IV, with a microscopic composition dominated by unstructured material. Los Monos shales are ranked as fair to marginal oil/gas source rocks, which effectively begin expelling hydrocarbons at relatively high levels of thermal stress. However, the stratigraphic thickness of several hundred meters and wide areal distribution grant a potential similar to that assessed in west production areas. Based on distinct geochemical data, the unit is divided in *Upper Los Monos* (ULM), primary oil/gas source, and *Lower Los Monos* (LLM) with a more gas-prone character. Oils trapped in post-Devonian reservoirs show close genetic relations with ULM shales confirming its contribution to the oil accumulations, whereas condensates are thought to be sourced from LLM beds. An oil in a Tertiary reservoir of Campo Alcoba locality has the geochemical signature of the *lac-mer* Yacoraite Fm. implying long migration distances from the Cretaceous into the Paleozoic domain. The petroleum-source rock correlations find additional support when integrated to a regional thermal maturity and structure evolution analysis. No hydrocarbon pools in the study area have been discovered up to now in the Devonian Huamampampa, the main reservoir for gas-condensate of the basin. Traps charged by well mature LLM shales in the East are potential targets for this type of accumulations.

INTRODUCCIÓN

En este trabajo se evalúan los sistemas de hidrocarburos de la región comprendida en la parte oriental de la Cuenca Paleozoica del Noroeste, también denominada de Tarija, esencialmente una cuenca con sedimentación paleozoica y terciaria, muy prolífica en reservas de gas y condensado y secundariamente de petróleo. El área estudiada (Fig. 1) se encuentra ubicada en la provincia de Salta, en el norte de Argentina.

A partir de la década del '50 cuando se descubrió el primer yacimiento en el área, Campo Durán, esta región tuvo una intensa actividad exploratoria y fueron perforados 16 pozos de exploración además de realizarse trabajos de gravimetría y registrarse más de 1500 km de sísmica de reflexión. Estas tareas condujeron al descubrimiento de otros yacimientos de petróleo, gas y condensado en la parte occidental (Madrejones e Ipaguezu) y dos pequeños yacimientos estratigráficos en la oriental (Jollín y Tonono), todos ellos en reservorios carboníferos. La actividad decayó en la década del '80 por haberse saturado el mercado de gas. A mediados de la década del '90, CGC S.A. realizó una serie de trabajos en el área cuyo resultado contribuyó, por un lado, al descubrimiento de nuevos yacimientos, al aumento de reservas y a una revalorización de yacimientos antiguos. Por otro lado, la información reunida incrementó el interés en explorar la parte oriental de la cuenca.

El presente trabajo, parte de la investigación llevada a cabo durante esta última fase exploratoria, apuntó a tres objetivos principales: a) establecer el potencial hidrocarburífero del área; b) comparar este potencial con el de la zona occidental, rico en yacimientos y reservas; c) determinar la distribución de los fluidos en los yacimientos y las causas que la producen.

MARCO GEOLÓGICO

La región se caracteriza por una compleja historia geológica donde se superponen varias cuencas sedimentarias de distinto origen y edad separadas en el tiempo por episodios de erosión o no deposición. Esta historia involucra en promedio 10.000 m de sedimentos (Fig. 2) desde el Precámbrico al presente y puede resumirse en cinco estadios principales.

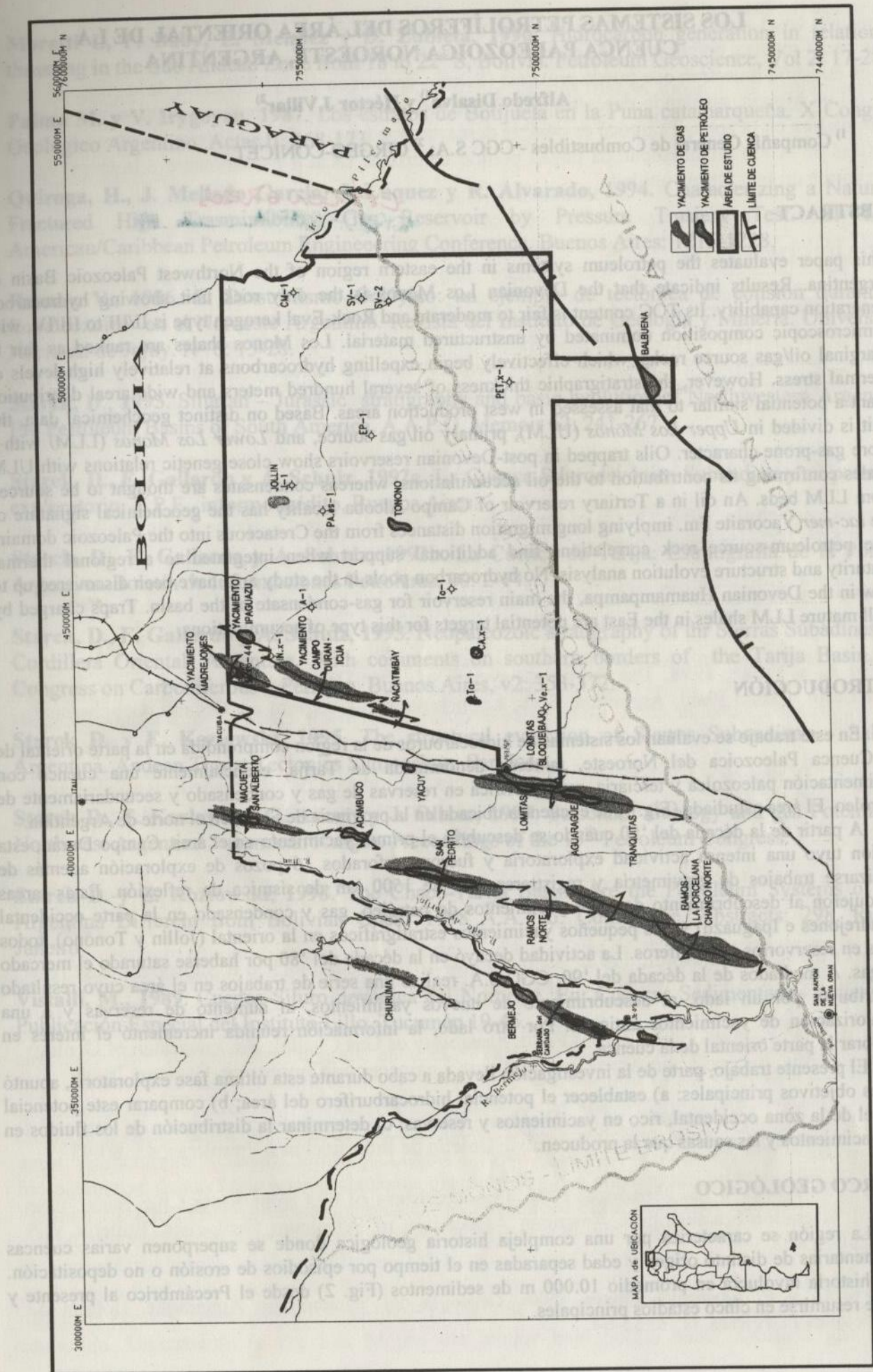


Fig. 1. Ubicación del área de estudio en la Cuenca Paleozoica del Noroeste.

EDAD	FORMACIÓN	LITOLOGÍA	CUENCA	
CENOZOICO	PLEO-PLEISTOCENO	CHACO	ANTEPAÍS	
		CAPAS ROJAS		
		RES		
	MIOCENO	TRANQUITAS	ARENISCAS EÓLICAS LACUSTRE	POST RIFT
		Gr. SALTA	CAPAS ROJAS	
	PALEOCENO EOCENO	SAN TELMO	FLUVIO GLACIAL	INTRACRATÓNICO
		LAS PEÑAS	RES	
		TARIJA	GLACIAL	
		ITACUAMI	RES	
		TUPAMBI	RES FLUVIO GLACIAL	
		LOS MONOS	RM	
	SILURO-DEVÓNICO	HUAMAMPAMPA	RES MARINO SOMERO	ANTEPAÍS
ICLA		RM		
SANTA ROSA		RES		
KIRUSILLAS (o LIPEÓN)		RM		
BASAMENTO ORDOVÍCO				

Fig. 2. Columna estratigráfica simplificada (sin escala) de la Cuenca Paleozoica indicando potenciales rocas generadoras (RM) y reservorios (RES)

Primer Estadio. Corresponde al período que va del Precámbrico al Ordovícico Superior. En él se depositaron miles de metros de sedimentos pelíticos luego metamorizados que constituyen el basamento estructural. Desde el punto de vista de la exploración de hidrocarburos, es el presente basamento económico.

Segundo Estadio. Se inicia en el Ordovícico terminal y se extiende hasta el Carbonífero temprano. Los sedimentos pertenecientes a este intervalo están en discordancia sobre los anteriores y fueron depositados en una cuenca de antepaís (Ramos, 1988; Starck, 1995). Esta cuenca albergó 3000 m de sedimentos clásticos, marino someros y continentales que, de acuerdo a Starck, son divididos en tres supersecuencias. Cada una de ellas puede contener una o varias secuencias comparables a las de tercer orden. Las supersecuencias se denominan Cinco Picachos, Las Pavas y Aguara Güe (Starck, 1995).

La primera de ellas comprende a las formaciones Zapla, Kirusillas y Santa Rosa. En el área estudiada en este trabajo, rocas equiparables a esta supersecuencia fueron perforadas en el pozo YPF.St.PET.es-1 (Puesto El Tigre).

La supersecuencia Las Pavas comienza con una sección pelítica de 500 m de espesor conocida como Fm. Icla. Hacia el techo, esta formación es progradada por areniscas y cuarcitas que se denominan Fm. Huamampampa y cuyo espesor asciende a los 300 m. Esta sección fue perforada por los pozos YPF.St.PET.es-1, YPF.St.SV.x-1 y SV.x-2 (Santa Victoria), YPF.St.M.xp-44 (Madrejones), TPT.St CD.xp-1001 (Campo Durán) e YPF.St.Ve. x-1 (Vespucio).

La tercer supersecuencia se inicia con una superficie transgresiva de primer orden y constituye un intervalo de 800 a 1000 m de espesor de lutitas negras y grises conocidas como Fm. Los Monos. En el sector noroeste y hacia el tope de la supersecuencia aparecen intercalaciones arenosas que podrían corresponder a la Fm. Iquiri. Esta formación tiene amplio desarrollo en Bolivia, pero está muy poco representada en el área de estudio. La supersecuencia Aguaragüe ha sido perforada en los pozos mencionados más arriba y en forma parcial por los pozos YPF.St.CA x-1 (Campo Alcoba), YPF.St.To es-1 (Tonono), YPF.St.IN.x-1 (Icua Norte) e YPF.St.CM.x-1 (Campo Megle).

Sísmicamente, todo el estadio está representado por un paquete de geometría interna paralela de 1,5 seg. de espesor, con una base generalmente concordante que, a veces, muestra superficie de corte con relleno en *onlap*. El techo está marcadamente truncado. Muy localmente dentro de la supersecuencia Cinco Picachos aparecen reflectores de geometría interna oblicua progradando al este.

Las rocas que constituyen este segundo estadio son las principales generadoras y reservorios de hidrocarburos de todo el Noroeste Argentino.

Tercer Estadio. Este estadio comenzó durante el Carbonífero y se extendió hasta por lo menos el Pérmico Superior-Triásico. Se produjo aquí un importante cambio en el ambiente tectónico, que dio origen a una serie de cuencas intracratónicas en todo el territorio del Gondwana. En forma simultánea, una fuerte glaciación cubrió gran parte del supercontinente, causando la regresión del mar devónico y la incisión de valles sobre los sedimentos depositados en el estadio anterior. La posterior transgresión marina ocasionó el relleno de esos valles por sedimentos arenosos y depósitos glaciares. Este proceso (regresión-insición-relleno de valles-depósitos glaciares) se produjo en por lo menos tres oportunidades. Hacia el final de la etapa, comienza a prevalecer un clima cálido donde se depositaron calizas.

Desde el punto de vista de la estratigrafía formal, el estadio comienza con sedimentos arenosos de la Fm. Tupambi, seguidas por diamictitas finas con intercalaciones de areniscas de la Fm. Tarija. Hacia el tope, continúan las Areniscas de Las Peñas y por encima de éstas se depositaron tilitas y arcilitas rojas con intercalaciones de areniscas de la Fm. San Telmo. Los depósitos cuspidales del ciclo sólo están presentes en la parte Noroccidental del área y son areniscas y calizas conocidas como formaciones Cangapi y Vitiagua.

Sísmicamente, el estadio muestra geometría externa cuneiforme, con base discordante y techo truncado por erosión; el arreglo interno es caótico, con al menos tres eventos de profunda incisión. Se formaron durante este estadio excelentes reservorios de hidrocarburos tales como las formaciones Tupambi y Las Peñas.

Cuarto Estadio. Se inicia con la formación de un *rift* intracontinental durante el Cretácico Medio. La importancia de este evento tectónico radica en la erosión que el proceso de *rifting* causó en los sedimentos paleozoicos. Por tal motivo, estos sedimentos se acuñan hacia el sudeste donde se desarrolla el *rift*. Durante el Paleoceno - Eoceno, se depositaron areniscas y arcillas rojas de hasta 300 m de espesor equivalentes laterales del Gr. Salta que se conocen como Fm. El Madrejón o Mbo. Abigarrado de la Fm. Tranquitas y corresponden al episodio de subsidencia termal del *rift* (sedimentos del *Postrift*).

Sísmicamente, este estadio tiene geometría externa lenticular-cuneiforme, arreglo interno paralelo, base discordante, con terminaciones en *onlap* de sus reflectores basales y el techo truncado por erosión.

Quinto Estadio. Comienza durante el Mioceno y continúa hasta el presente. El área corresponde a una cuenca de antepaís formada durante la orogenia andina. En ella se depositaron más de 2500 m de sedimentos que comienzan con areniscas y arcilitas verdes de origen lagunar a marino somero (Fm. Tranquitas) cuyo espesor varía entre 300 a 500 m. Continúa una monótona sucesión de capas rojas, arcilitas y areniscas limosas, que recibe el nombre de Gr. Chaco.

Sísmicamente, este paquete se caracteriza por tener geometría externa cuneiforme, con arreglo interno de reflectores discontinuos y muchas discordancias erosivas dentro de la secuencia.

A partir de los últimos 10 MA la parte occidental del área fue involucrada en la Orogenia Andina, con formación de cadenas de anticlinales y sinclinales que son en la actualidad las principales trampas de hidrocarburos.

MARCO TECTÓNICO REGIONAL

Con el levantamiento de la Cordillera de los Andes durante el Terciario Superior, se desarrolló una faja plegada y fallada desde Colombia al Sur de Argentina. En el Norte de Argentina y Sur de Bolivia, este faja se caracteriza por tener un estilo tectónico de lámina delgada, donde pueden reconocerse tres ambientes tectónicos distintos: zona interna, zona externa y Planicie Chaqueña. El área en estudio involucra parte de la zona externa y la Planicie Chaqueña.

Zona interna. Está ubicada hacia el oeste del área, tiene estructura compleja y debido al gran rechazo de sus fallas afloran rocas precámbricas; por ello, su importancia petrolífera es menor.

Zona externa. Está caracterizada por grandes cadenas de anticlinales de alineación NNE-SSW separados por amplios sinclinales. Esta zona tiene tres niveles estructurales diferentes (Fig. 3). El inferior comprende rocas desde la Fm. Kirusillas hasta la base de la Fm. Los Monos y se caracteriza por anticlinales de grandes dimensiones, de decenas de km de longitud por algunos de ancho, y más de 2000 m de relieve estructural. Estos anticlinales fueron formados por flexión o propagación de falla, que en algunos casos son luego transportados (*breakthrough faults*). La vergencia de estas estructuras es hacia el este.

El nivel estructural medio corresponde a la parte intermedia de la Fm. Los Monos, que es la superficie de despegue principal de las estructuras subandinas. Este nivel forma en la cresta de los grandes anticlinales pliegues de tipo "lift off" y estructuras imbricadas, de menor longitud de onda que el anterior piso estructural.

Por último, el piso estructural superior abarca desde el tope de la Fm. Los Monos hasta rocas del Terciario Superior. Se caracteriza por formar anticlinales originados por flexión y propagación de falla; en este nivel, también tienen gran importancia las fallas fuera de secuencia (*out of sequence faults*). Las estructuras tienen menor dimensión que los anteriores niveles. La vergencia de este último nivel es hacia el este, pero debido a los retrocorrimientos (*backthrust*) puede aparecer vergencia occidental contraria a la estructuración principal.

Esta zona externa ha sido la más prolífica en la exploración de hidrocarburos ya que se han descubierto más de 80 MMm³ de petróleo y condensado y 330 MMm³ de gas.

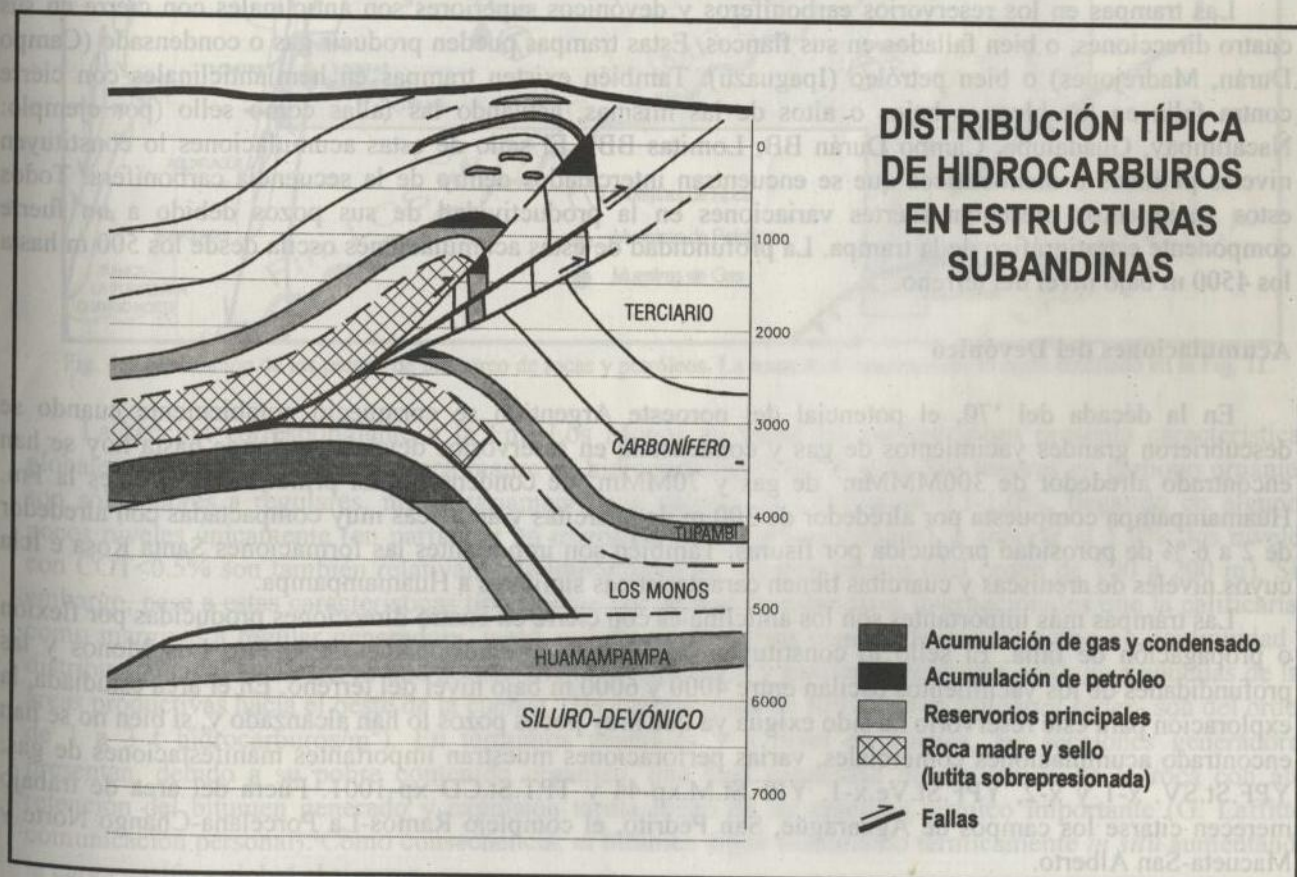


Fig. 3. Distribución de hidrocarburos en estructuras subandinas.

Planicie Chaqueña. Está ubicada al este del cinturón plegado y constituye un área sin deformación terciaria donde se observa una marcada paleopendiente de los sedimentos paleozoicos que inclinan hacia el noroeste. Esta pendiente estructural sólo está interrumpida localmente por fallas normales de edad cretácica, algunas ligeramente invertidas.

La Planicie Chaqueña ha sido poco explorada, pero a pesar de ello se han encontrado 2 pequeños yacimientos estratigráficos y abundantes manifestaciones y acumulaciones no comerciales de gas y petróleo en sedimentos devónicos, carboníferos y terciarios.

HÁBITAT DEL PETRÓLEO Y GAS. CARACTERIZACIÓN DE RESERVORIOS Y TRAMPAS

Acumulaciones del Carbonífero

Desde 1927 cuando se descubrió el primer yacimiento de petróleo en la cuenca, se han encontrado más de 30 MMMm³ de gas, 10 MMm³ de condensado y 0.5 MMm³ de petróleo en reservorios carboníferos (Figs. 2 y 3). El principal es la Fm. Tupambi, compuesto por areniscas finas y medianas, intercaladas con niveles de diamictitas. Su espesor varía entre 200 m y 400 m con porosidades entre 9 y 15 %. En el área estudiada, esta formación es productiva de gas y condensado en los campos de Madrejones, Campo Durán y Tonono. También se encontraron acumulaciones de petróleo en Ñacatimbay, Ipaguazu, Guadalupe y Campo Durán BB (Bloque Bajo). Fuera del área en estudio pero en la parte Argentina de las Sierras subandinas, esta formación produce únicamente petróleo y merecen citarse los yacimientos San Pedrito (Reed, 1946) y Tranquitas.

A partir del reciente descubrimiento del yacimiento Ñacatimbay, se torna importante la Fm. Las Peñas, productora de gas y condensado en el citado yacimiento y en Campo Durán. Sus características son semejantes a la Fm. Tupambi pero su porosidad es mayor (hasta 22 %), como así también su heterogeneidad litológica. La unidad es asimismo productora de petróleo en Lomitas BB y, fuera del área, en la pequeña acumulación de Acambuco. La Fm. San Telmo, con características similares pero con niveles porosos más delgados, es productiva de gas y condensado en Campo Durán y petróleo en Acambuco. Por último, han contribuido con producción de petróleo las acumulaciones encontradas en areniscas intercaladas en las formaciones Tarija y Los Monos (Campo Durán BB y en los yacimientos de Bermejo, Macueta, etc. en otras áreas de la cuenca).

Las trampas en los reservorios carboníferos y devónicos superiores son anticlinales con cierre en sus cuatro direcciones, o bien fallados en sus flancos. Estas trampas pueden producir gas o condensado (Campo Durán, Madrejones) o bien petróleo (Ipaguazu). También existen trampas en hemianticlinales con cierre contra falla en los bloques bajos o altos de las mismas, actuando las fallas como sello (por ejemplo: Ñacatimbay, Guadalupe, Campo Durán BB, Lomitas BB). El sello de estas acumulaciones lo constituyen niveles pelíticos o diamictíticos que se encuentran intercalados dentro de la secuencia carbonífera. Todos estos yacimientos presentan fuertes variaciones en la productividad de sus pozos debido a un fuerte componente estratigráfico de la trampa. La profundidad de estas acumulaciones oscila desde los 500 m hasta los 4500 m bajo nivel del terreno.

Acumulaciones del Devónico

En la década del '70, el potencial del noroeste Argentino se enriqueció notablemente cuando se descubrieron grandes yacimientos de gas y condensado en reservorios devónicos, donde hasta hoy se han encontrado alrededor de 300MMMm³ de gas y 70MMm³ de condensado. El principal de ellos es la Fm. Huamampampa compuesta por alrededor de 300 m de cuarcitas y areniscas muy compactadas con alrededor de 2 a 6 % de porosidad producida por fisuras. También son importantes las formaciones Santa Rosa e Icla cuyos niveles de areniscas y cuarcitas tienen características similares a Huamampampa.

Las trampas más importantes son los anticlinales con cierre en cuatro direcciones producidas por flexión o propagación de falla. El sello lo constituyen las lutitas sobrepresionadas de la Fm. Los Monos y las profundidades de los yacimientos oscilan entre 4000 y 6000 m bajo nivel del terreno. En el área estudiada, la exploración para este reservorio ha sido exigua ya que muy pocos pozos lo han alcanzado y, si bien no se han encontrado acumulaciones comerciales, varias perforaciones muestran importantes manifestaciones de gas: YPF.St.SV. x-1 y x-2, YPF.St.Ve.x-1, YPF.St.M.xp-44 y TPT.St.CD xp-1001. Fuera del área de trabajo merecen citarse los campos de Aguarañe, San Pedrito, el complejo Ramos-La Porcelana-Chango Norte y Macueta-San Alberto.

Otras acumulaciones

Recientemente se han encontrado en la zona evaluada acumulaciones no comerciales de petróleo en reservorios terciarios correspondientes a la Serie Abigarrada de la Fm. Tranquitas en Campo Alcoba y manifestaciones de gas en el pozo CGC.St.Pu x-1001 (Puma), vinculados a trampas combinadas (espólón estructural contra acuífamiento de areniscas). Los hidrocarburos tienen un origen particular que será discutido más adelante.

CARACTERIZACIÓN DE ROCA GENERADORA

La caracterización de roca madre se efectuó sobre la base del análisis de "screening" (COT/pirólisis Rock-Eval) en cuatrocientas dieciocho muestras de "cutting" y testigos de corona (Fig. 4), pertenecientes casi exclusivamente al devónico de las perforaciones SV.x-1, SV.x-2, CM.x-1, J.x-1, To-1, PET.x-1, M.xp-44 y CA.x-1, complementado con análisis microscópicos del querógeno sobre 117 muestras y estudios de detalle (extracción, cromatografía de gases, isótopos, biomarcadores) sobre quince muestras de testigo de corona seleccionadas.

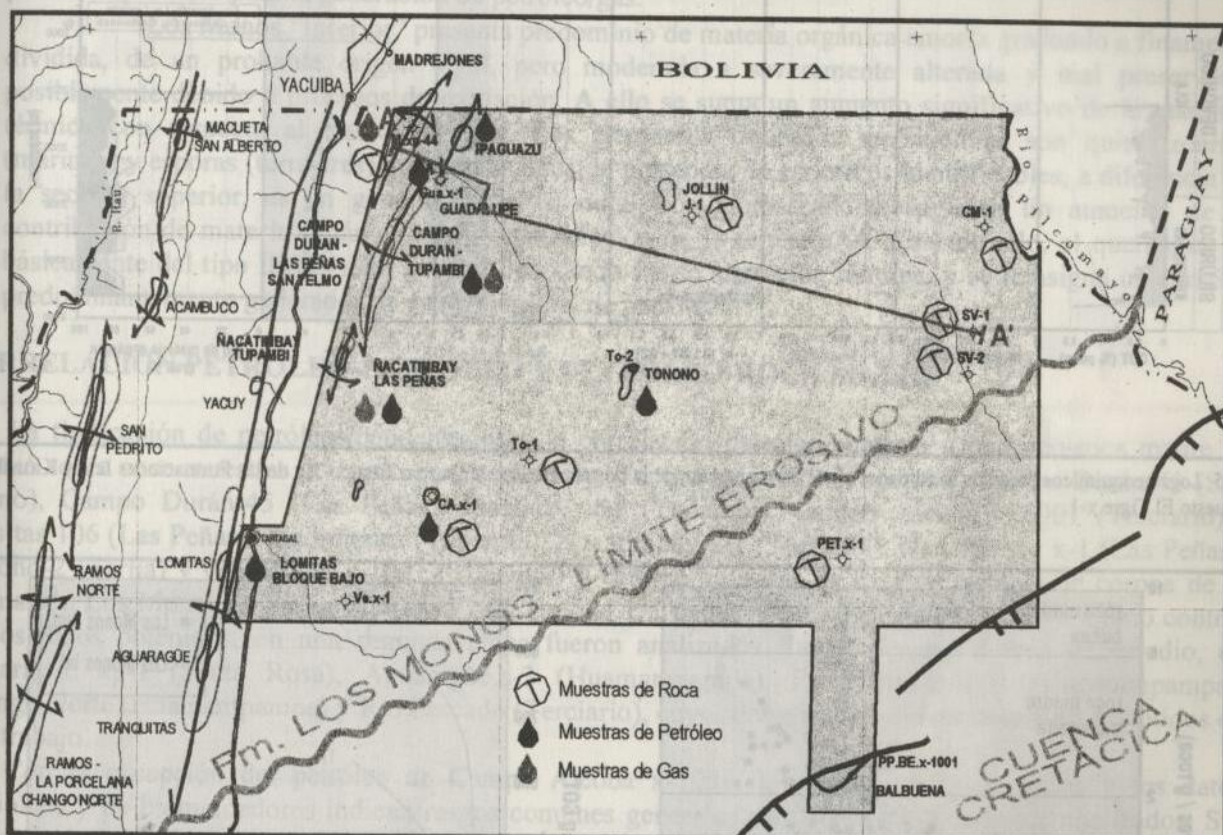


Fig. 4. Localización de los puntos de muestreo de rocas y petróleos. La traza A-A' corresponde al corte detallado en la Fig. 11.

La sección correspondiente a la Fm. Los Monos en todas las perforaciones presenta características globales de regular a moderada roca madre de hidrocarburos (Figs. 5 y 6). Sus tenores en carbono orgánico son sólo pobres a regulares, mayoritariamente con valores de COT entre 0.5-1.0%, llegando en algunos pocos niveles únicamente (en particular en trozos de corona seleccionados), a superar el 1.0%; los niveles con COT < 0.5% son también relativamente importantes en algunos tramos (del orden de 100 a 200 m). Sin embargo, pese a estas características típicamente por debajo de estándares internacionales que la calificarían como marginal a regular generadora, tanto su espesor de varios cientos de metros como su continuidad y distribución areal le confieren una potencialidad oleogénica y gasífera interesante análoga a aquellas de las áreas productivas hacia el oeste de la cuenca. (las estimaciones de SPI -Source Potential Index- son del orden de 1 a 3 t hidrocarburos/m²). En términos generales y a nivel de cuenca, las secciones generadoras presentan, debido a su pobre contenido orgánico, una baja capacidad de saturación de la roca con alta retención del bitumen generado y expulsión tardía luego de un cracking térmico importante (G. Laffitte, comunicación personal). Como consecuencia, el bitumen sigue madurando térmicamente *in situ* aumentando la carga gasífera global al sistema.

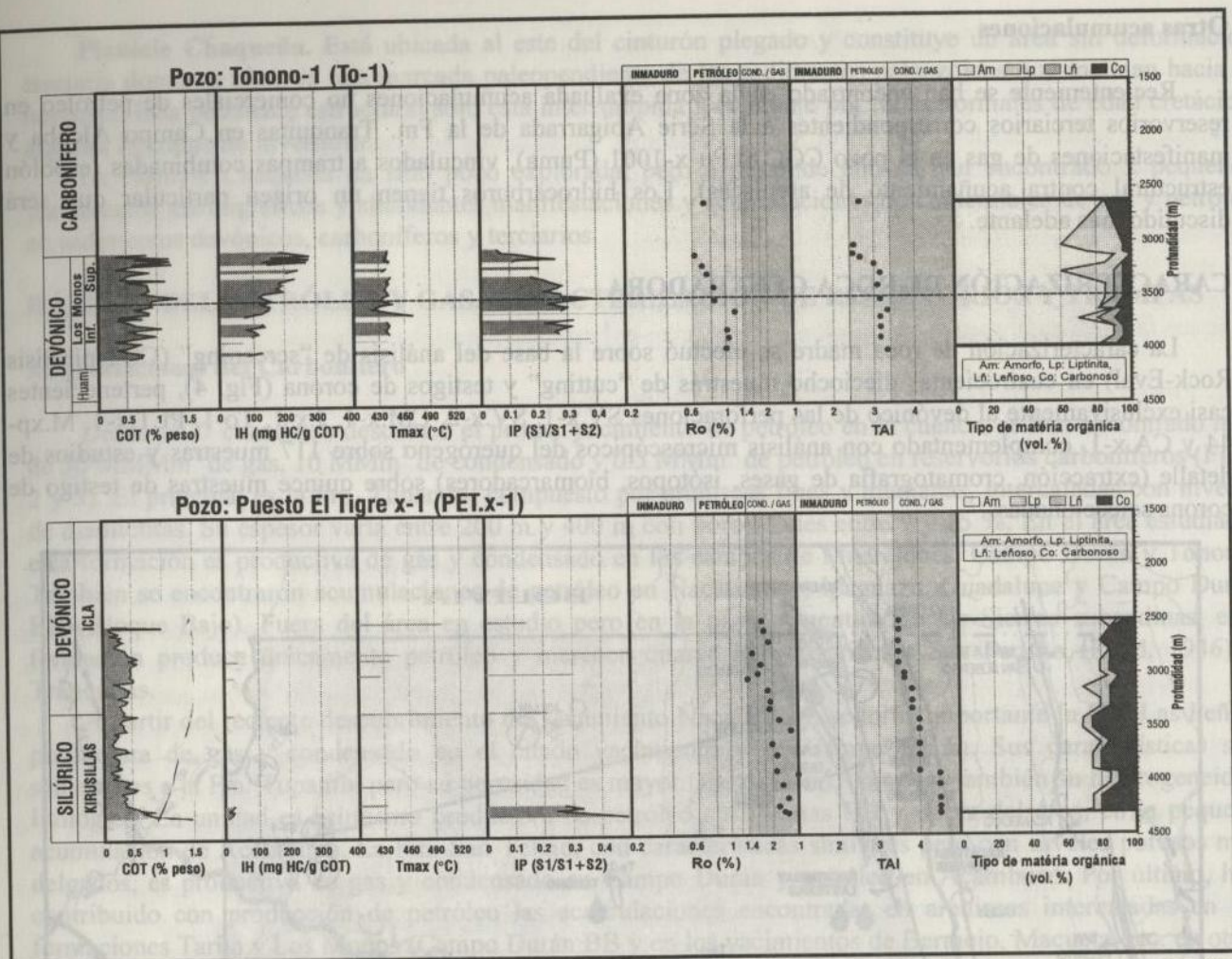


Fig. 5. Logs geoquímicos para dos localidades clave de evaluación de la Formación Los Monos en Tonono-1 y de las Formaciones Icla y Kirusillas en Puesto El Tigre x-1.

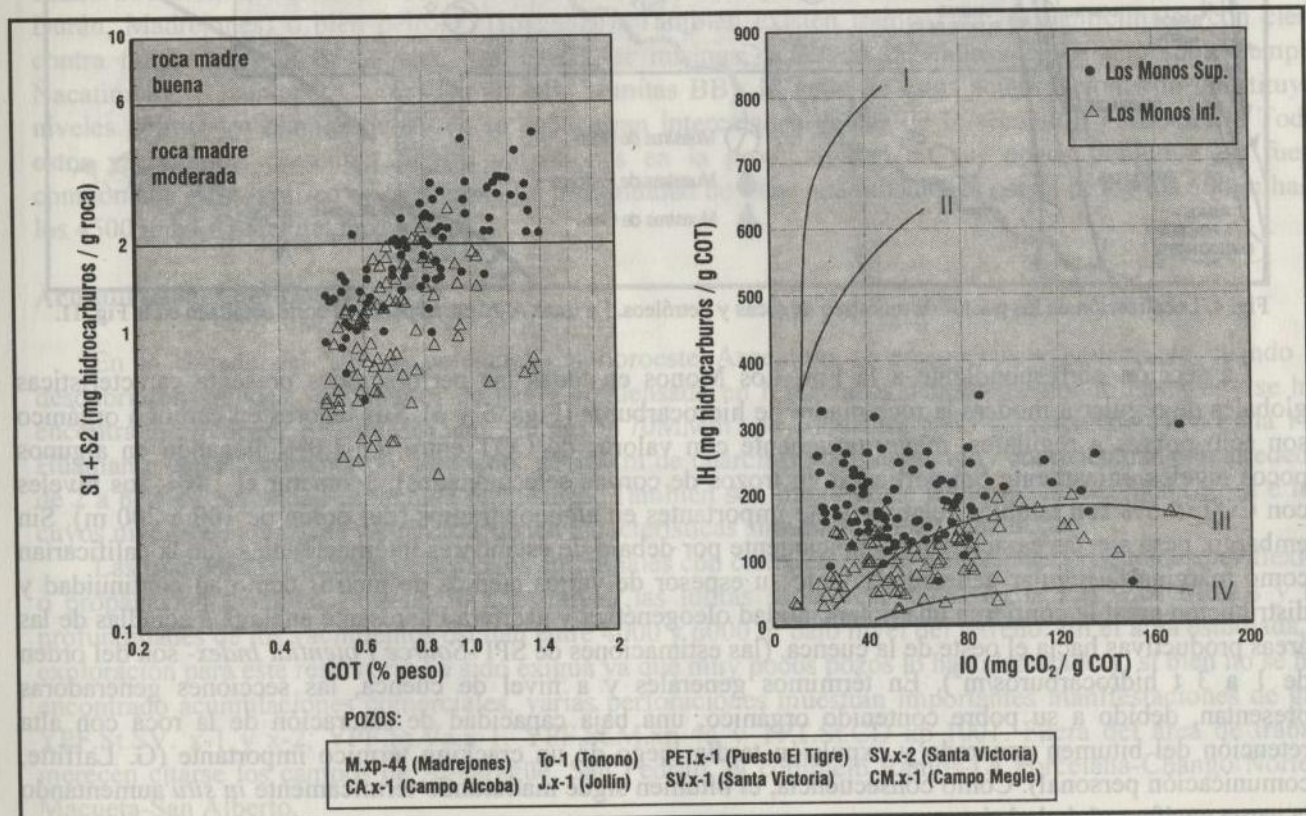


Fig. 6. Potencial de hidrocarburos y tipo de querógeno de la Formación Los Monos en todos los pozos estudiados.

La caracterización Rock-Eval del tipo de querógeno de la Formación Los Monos en las perforaciones estudiadas oscila entre II-II/III a III, e inclusive III/IV, variando considerablemente entre perforaciones y dentro de la misma unidad. Las secciones devónicas más antiguas (Formación Icla) y silúricas (Formación Kirusillas) muestran pobres contenidos orgánicos y/o fuerte sobremadurez (Fig. 5) y no representan intervalos generadores de hidrocarburos en el área.

Sobre la base de los parámetros Rock-Eval y observaciones microscópicas, apoyados por datos cromatográficos, de biomarcadores e isotópicos, en catorce trozos de testigos de corona seleccionados, se pueden discriminar dos secciones de la unidad generadora en todas las perforaciones (Figs. 5 y 6):

- Los Monos "Superior" presenta materia orgánica mixta marino-terrestre relativamente enriquecida en restos continentales reconocibles, del tipo liptinitico, y razonablemente bien preservados. Los palinomorfos identificables son mayoritariamente acritarcos (marinos) y esporas (terrestres) en proporciones muy variables. El material amorfo asociado es del tipo sapropélico y no presenta signos de alteración significativa. Los biomarcadores indican una materia orgánica bacterial-algal con importante contribución terrestre, depositada en un ambiente marino posiblemente subóxico. Desde el punto de vista de la calidad generadora de hidrocarburos, se clasifica al querógeno como del tipo II/III y se le asigna un potencial primario para la generación de petróleo/gas.

- Los Monos "Inferior" presenta predominio de materia orgánica amorfa gradando a finamente dividida, de un probable origen algal, pero moderada a severamente alterada y mal preservada, posiblemente debido a procesos de oxidación. A ello se suma un aumento significativo de la madurez térmica con respecto al tramo superior. Los elementos figurados reconocibles son quitinozoarios (marinos) y esporas (terrestres) mal preservados; la presencia de acritarcos identificables, a diferencia de la sección superior, es en general escasa o nula. Los biomarcadores sugieren un aumento de la contribución de materia orgánica algal y disminución de la terrestre. A pesar de ello, el querógeno es básicamente del tipo III/IV, en general denotando fuerte alteración térmica, y se le asigna un carácter predominantemente generador de gas y marginal de petróleo.

CORRELACIÓN PETRÓLEO-PETRÓLEO Y PETRÓLEO-ROCA MADRE

La tipificación de petróleos/condensados y la correlación petróleo-petróleo y petróleo-roca madre se efectuó sobre once muestras de crudo pertenecientes a Campo Duran-22 (Tupambi), Campo Durán-41 (San Telmo), Campo Durán-45 (Las Peñas), Ipaguezu x-1 (Tupambi), Campo Alcoba x-1001 (Terciario), Lomitas 106 (Las Peñas), Madrejones (Tupambi), Ñacatimbay x-1 (Tupambi), Ñacatimbay x-1 (Las Peñas), Tonono-2 (Tarija) y Guadalupe x-1001 (Tupambi) y catorce muestras de roca de testigos de corona de la Formación Los Monos en Santa Victoria 1 y 2, Tonono 1, Campo Alcoba 1 y Madrejones 44. Como control de los datos obtenidos, en una segunda etapa fueron analizados fluidos fuera del área de estudio, en Aguaragüe xp-1 (Santa Rosa), Aguaragüe.a-3 (Huamampampa), Porcelana x-1001 (Huamampampa), Chango Norte (Huamampampa) y Río Pescado (Terciario), cuyos datos son confidenciales y no discutidos en este trabajo.

Con la excepción del petróleo de Campo Alcoba x-1001, la cromatografía de gases y los datos isotópicos y de biomarcadores indican rasgos comunes generales para todos hidrocarburos analizados. Sin embargo, la cromatografía de términos livianos marca una sutil diferenciación de los petróleos de Ipaguezu, Tonono-2, Ñacatimbay (Tupambi) y Guadalupe de los petróleos y condensados de Campo Durán 22, Lomitas, Madrejones y Ñacatimbay (Las Peñas), sugiriendo leves diferencias en la facies orgánica de la roca madre. Todos los petróleos y condensados son livianos a muy livianos (Fig. 7) y parecen haber sido generados a estadios de madurez térmica relativamente avanzados (VRE estimada $>0.9\%$). Los extractos de Los Monos Superior muestran buena correlación de biomarcadores con los petróleos/condensados de Campo Durán 22, Ipaguezu x-1, Lomitas-106, Ñacatimbay x-1 (Tupambi), Tonono-2 indicando una cercana vinculación genética. La correlación positiva se basa en las similitudes globales de las distribuciones de triterpanos y esteranos y, particularmente, en la presencia destacada del hopano $C_{29}Ts$ y diahopanos tanto en los extractos como en los petróleos. La fuerte vinculación petróleo-roca madre se ejemplifica en la Fig. 8 comparando el petróleo de Tonono-2 con un extracto de testigo de corona de Los Monos Superior (pozo Tonono-1). Estos datos son discrepantes con una reciente comunicación de Cerqueira y Schulz (1998), que aparentemente vincula los petróleos carboníferos con secciones de la parte basal de Los Monos. Con respecto a Los Monos Inferior, los *fingerprints* de biomarcadores evaluados en los extractos son de dudosa interpretación, pero invariablemente denotan muy escasa a nula presencia de diahopanos. Sólo en la muestra de condensado de Ñacatimbay (Las Peñas), existen algunos indicios de una correlación débil y parcial con

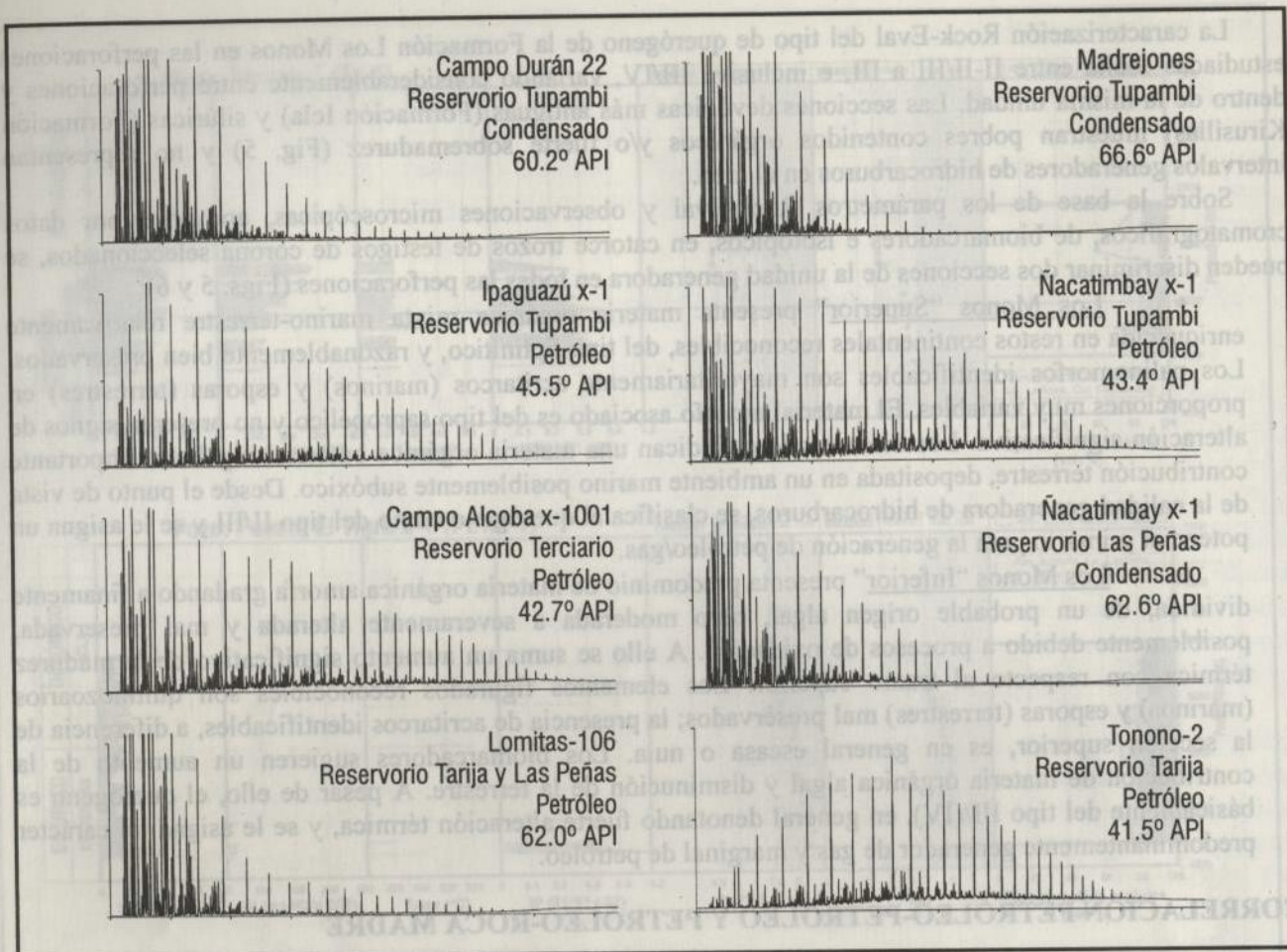


Fig. 7. Cromatogramas de gas representativos de los petróleos livianos y condensados del área.

estos extractos del tramo Inferior. En el condensado de Madrejones no se detectaron biomarcadores y no fue posible una comparación molecular razonable.

El petróleo acumulado en un reservorio terciario de la perforación CA.x-1001 tiene buena correlación mediante cromatografía de gases, análisis de biomarcadores y composición isotópica con un petróleo cretácico típico como el de BaE.x-1 (Balbuena Este), sugiriendo que fue generado por una roca madre lacustre del tipo de la Formación Yacoraite (Fig. 9).

En resumen, sobre la bases de sus características geoquímicas, los hidrocarburos encontrados en las distintas acumulaciones del área pueden agruparse en cuatro tipos (Fig. 10):

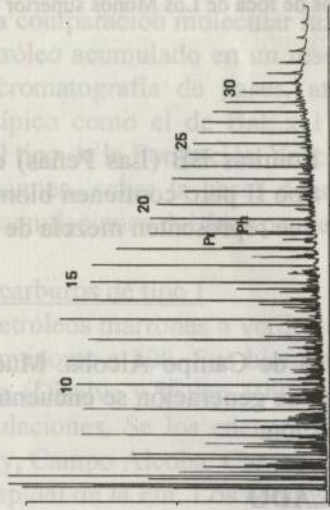
Hidrocarburos de tipo I

Son petróleos marrones a verdes-amarillos con densidades que rondan los 40 a 50° API en yacimientos con GOR menores a 500. Sus biomarcadores se vinculan genéticamente con la sección superior de la Fm. Los Monos, (Disalvo y Villar, 1997; 1998) indicando que esta sección generadora contribuyó efectivamente a la acumulaciones. Se los encuentra en el reservorio Tupambi de los yacimientos Ipaguazu, Guadalupe, Ñacatimbay, Campo Alcoba, Campo Durán BB. También en la Formación Tarija (pozo Tonono-2) o bien en la parte cuspidal de la Fm. Los Monos (Campo Durán profundo). Fuera del área en estudio, petróleos de éste tipo fueron caracterizados en el yacimiento Río Pescado, donde la acumulación está alojada en reservorios terciarios y los hidrocarburos presentan mayor madurez térmica.

Hidrocarburos de tipo II

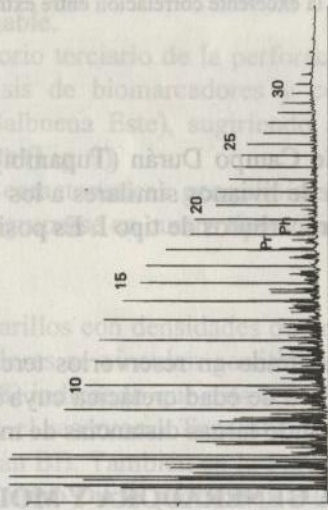
Pertenecen a este tipo los condensados traslúcidos, generalmente incoloros, con valores API mayores que 55°, y pertenecen a yacimientos con una relación gas-petróleo mayor a 3000. Su cromatografía de livianos (C_7) los diferencia de los del tipo I como así también su aparente mayor madurez. En forma tentativa se los vincula genéticamente a Los Monos Inferior. Hidrocarburos de este tipo provienen de los yacimientos Ñacatimbay (Las Peñas), Campo Durán (Las Peñas y San Telmo) y Madrejones (Tupambi). Estos condensados podrían ser versiones térmicamente menos maduras de los fluidos alojados en reservorios devónicos al oeste del área de estudio.

PETRÓLEO TOTAL GC

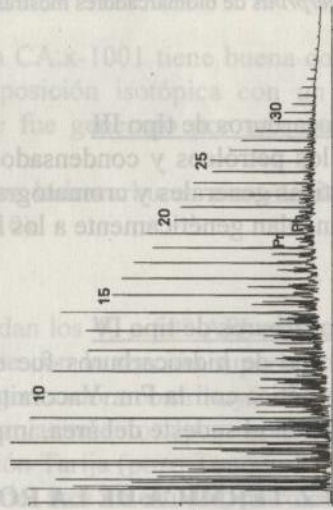


Petróleo cretácico
BaE.x-1
Reservorio Yacoraite

ROCA
GENERADORA
YACORAITE



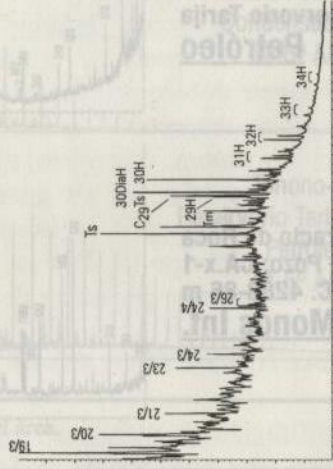
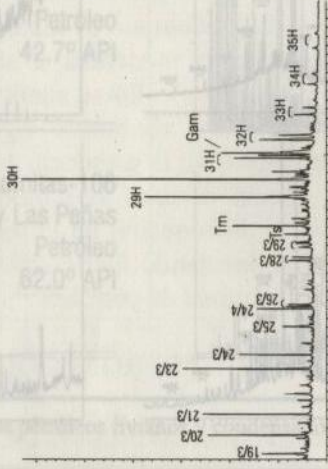
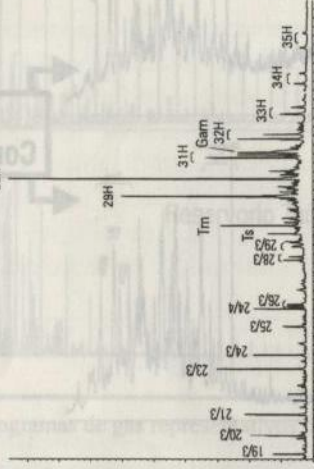
Petróleo cretácico
de migración larga
CA.x-1001
Reservorio Terciario



Petróleo devónico
N.x-1
Reservorio Tupambi

ROCA
GENERADORA
LOS MONOS Sup.

TERPANOS (m/z 191)



ESTERANOS (m/z 217)

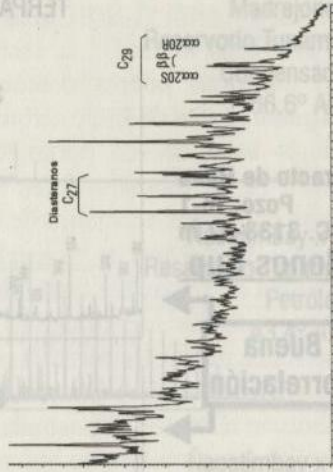
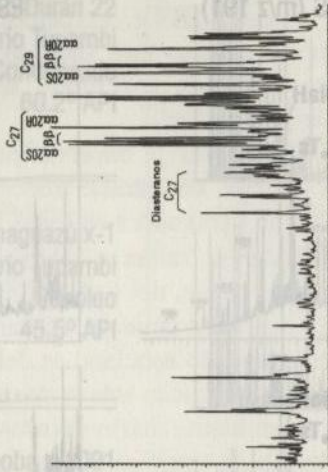
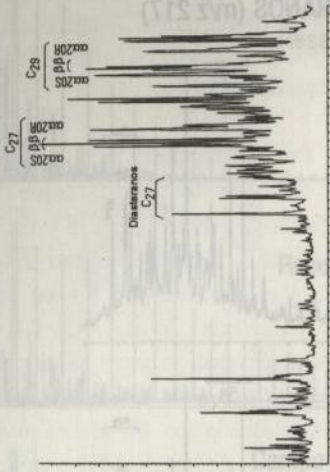


Fig. 9. Correlación entre el petróleo de larga migración acumulado en un reservorio terciario en Campo Alcoba y un típico petróleo generado a partir de la Formación Yacoraite como el de Balbuena Este. Ambos son claramente diferenciables desde el punto de vista cromatográfico y molecular de los petróleos de reservorios carboníferos generados en la sección superior de la Formación Los Monos.

Los datos aportados por mediciones de reflectancia de vitrinita (Ro%) e Índice de Alteración Térmica (TAI) fueron usados para calibrar modelos de madurez y evaluar la historia de enterramiento de las rocas generadoras. La comparación entre los valores de estos dos índices y los teóricos fue muy buena para la mayoría de los pozos estudiados. El pozo YPF.St.M.xp-44, donde existen los mayores espesores de sedimentos carboníferos y la deformación andina fue más intensa, constituye una excepción. En esta perforación los valores de los parámetros medidos sugirieron menor madurez que los teóricos. Esta diferencia puede deberse a un mal ajuste del modelado en trabajar fallas inversas y estructuras complejas, o bien, a la heterogeneidad de las formaciones carboníferas (los parámetros litológicos y térmicos serían más complejos que los utilizados en el modelo). Se modelaron un total de dieciséis puntos incluyendo cada una de las perforaciones y otras posiciones claves (ejes sinclinales, bloques bajos de fallas, etc.) para cubrir coherentemente el área de estudio. Los datos mostraron una tendencia general de madurez térmica decreciente hacia el este y más sutilmente hacia el sur. La base de Los Monos Inferior se encuentra sobremadura en el oeste del área, iniciándose la generación durante el Triásico, pero sin lugar a dudas, este proceso se hace más importante en los últimos 50MA. El tope de esta sección tiene madurez media a alta aumentando en las posiciones sinclinales. La generación también comienza en el Mesozoico, y se acelera en los últimos 10MA. El tope de Los Monos Superior se encuentra moderadamente maduro e incluso inmaduro hacia el este y, solamente en el área occidental donde se encuentran los yacimientos de petróleo, la generación es importante en la actualidad, fundamentalmente en las zonas sinclinales.

Tres factores influyen en las tendencias de madurez descritas (Fig. 11). El primero, y posiblemente el más importante, es el espesor y edad de los sedimentos terciarios que disminuyen y se hacen más jóvenes hacia el este. El segundo factor es la potencia de sedimentos carboníferos depositados y preservados. Por último, en la zona oeste debido al gran relieve estructural que crea el tectonismo andino, se producen diferencias de madurez entre el núcleo de los anticlinales y los bloques bajos de fallas y sinclinales. El segundo de estos factores influye en el inicio de la generación mientras que los otros dos son los factores que disparan el pico de generación y expulsión.

SISTEMAS PETROLÍFEROS

En el área estudiada, la única roca con capacidad hidrocarburífera es la Fm. Los Monos. Sobre la base de sus características geoquímicas, palinofaciales y de hábitat estructural, puede dividirse en dos secciones generadoras vinculadas a sistemas distintos (Figs. 12 y 13). Adicionalmente, se destaca la existencia de un sistema menor de carga de hidrocarburos en reservorios terciarios, originados en una roca madre fuera del bloque de trabajo.

Sistema Los Monos Superior-reservorios carboníferos (!)

Involucra esencialmente acumulaciones de petróleo. La roca madre es la sección superior de la Fm. Los Monos que alcanza su pico de máxima generación y expulsión de hidrocarburos con posterioridad a la Orogenia Andina principal. Por tal motivo las trampas más comunes son anticlinales o hemianticlinales formados por fallas fuera de secuencia. Su reservorio principal es la Fm. Tupambi alimentada a través del contacto directo con la roca madre (Fig. 12). Como reservorios secundarios se incluyen el techo de la Fm. Los Monos y la Fm. Tarija. Las trampas en las que se acumulan estos hidrocarburos son las de más reciente formación. El momento crítico de este sistema es el presente, ya que se considera que las estructuras se están cargando en la actualidad. No hay evidencias geoquímicas concluyentes de procesos de fraccionamiento ni de alteración del petróleo post-acumulación con excepción del petróleo de Tonono, donde la pérdida anormal de aromáticos puede deberse a procesos de lavado por agua.

Sistema Los Monos Inferior - reservorios carboníferos (.)

Es el más importante tanto por los volúmenes del hidrocarburos acumulados, como así también por la generosidad en las producciones de sus pozos. La roca madre ha desarrollado gran parte de su capacidad generativa y hoy se encuentra en estados avanzados de madurez en vastos sectores de la cuenca. El pico de generación de Los Monos Inferior se alcanzaría en forma contemporánea con la fase de máxima deformación andina para el área estudiada. El principal reservorio es la Fm. Tupambi; otros reservorios importantes son las formaciones San Telmo y Las Peñas.

En algunos yacimientos se registran posibles evidencias de fraccionamiento evaporativo. Las trampas son los grandes anticlinales formados por la orogenia andina principal y las fallas fuera de secuencia podrían producir la remigración de hidrocarburos acumulados en reservorios profundos hasta formaciones más jóvenes (Fig. 13). El momento crítico del sistema abarcó desde los 10 MA hasta los 5 MA, cuando la sección

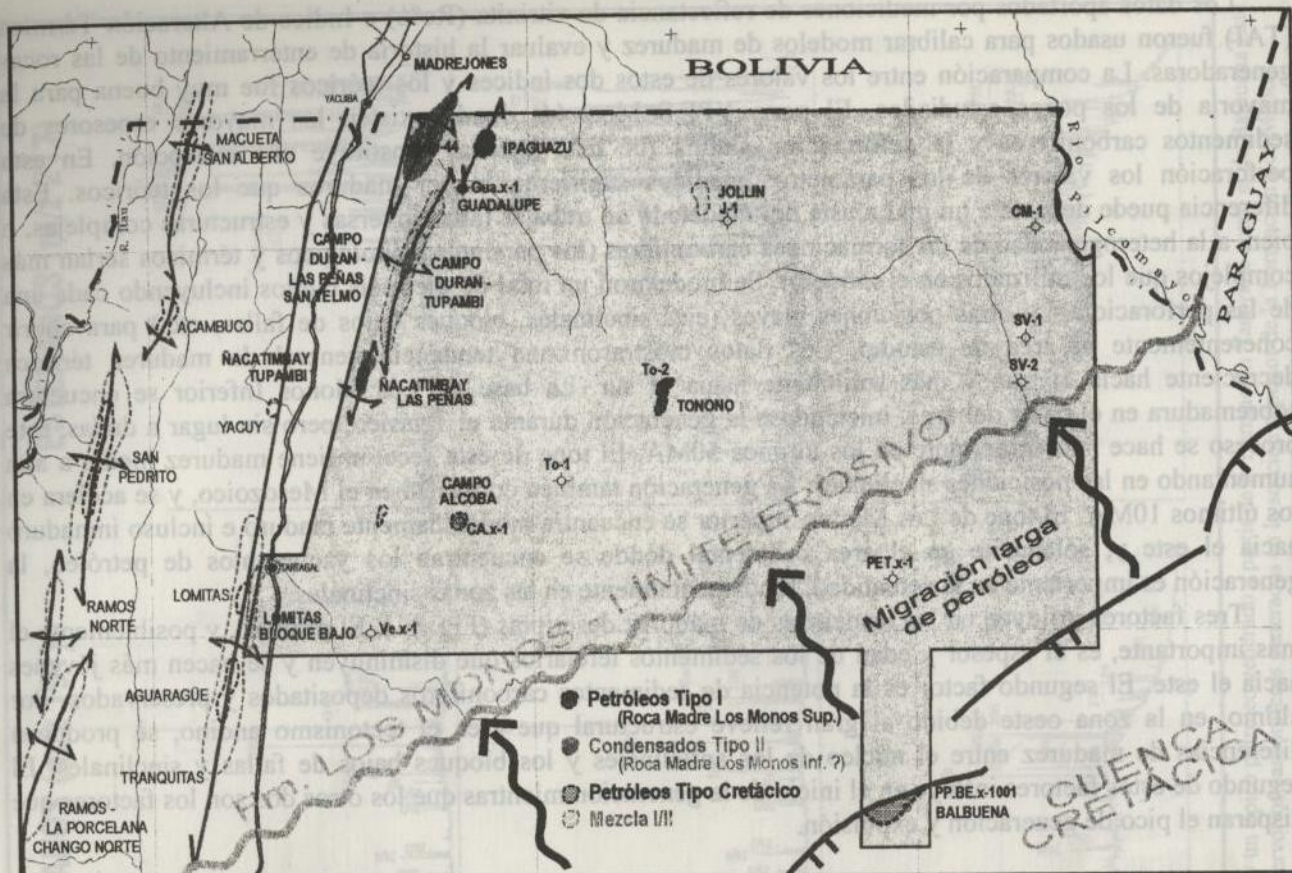


Fig. 10. Distribución de tipos de petróleos y condensados en el área de estudio.

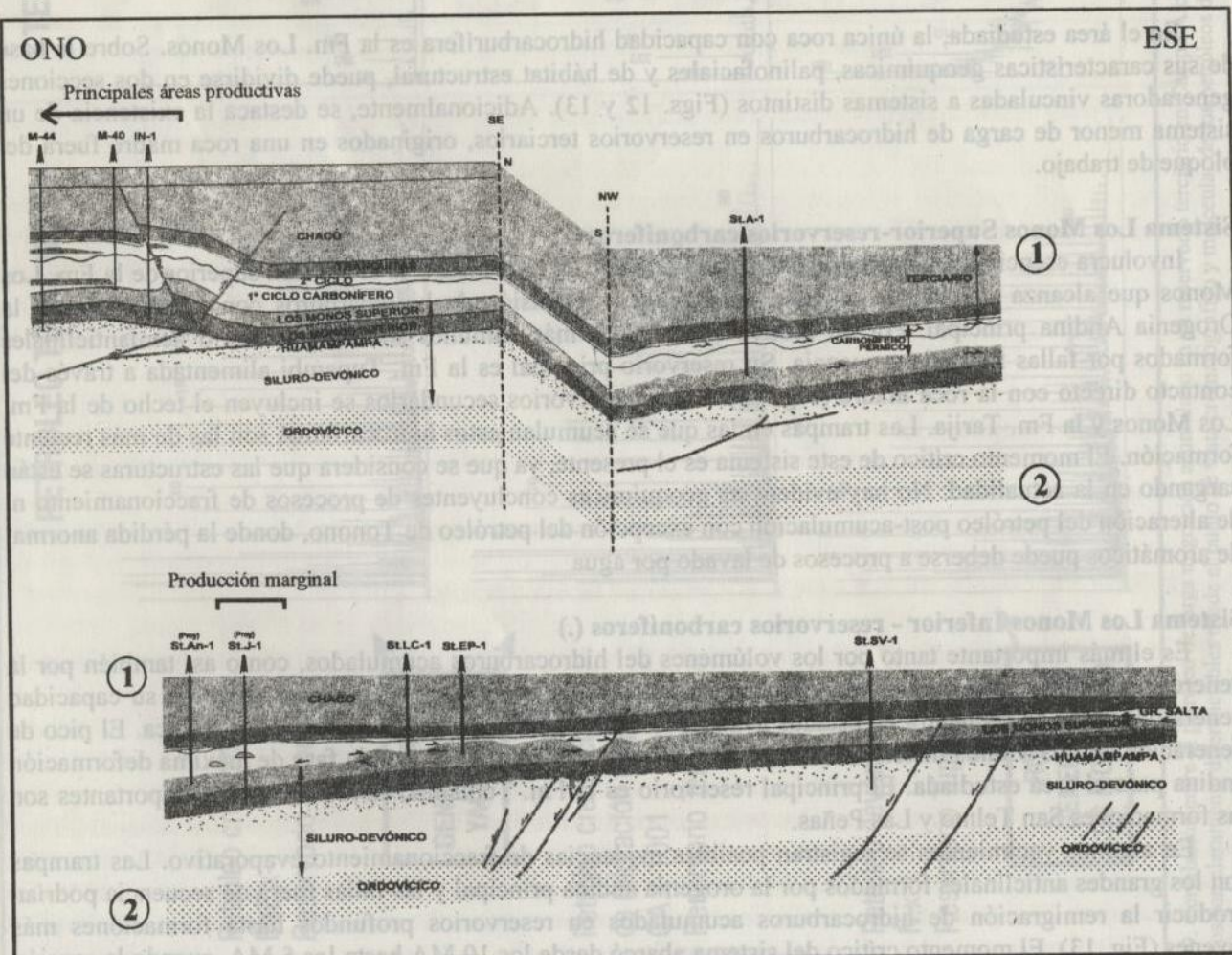


Fig. 11. Corte Oeste-Este en el área de estudio (traza A-A' de la Fig. 4).

inferior de la Fm. Los Monos alcanzó el pico de máxima generación y simultáneamente se crearon las grandes trampas anticlinales. Fallas más jóvenes, fuera de secuencia, producen el biselamiento de estas estructuras y la configuración actual de los yacimientos. Debido, al buen "timing" del proceso de generación, migración y formación de las principales trampas, el sistema es altamente eficiente.

Sistema Cretácico-Terciario Inferior (!)

Tiene como roca madre a la Fm. Yacoraite cuya cocina de generación se encuentra ubicada 70 km al sudeste del área. Esto implica largas distancias de migración, posiblemente a través del apilamiento vertical de secuencias arenosas retrogradantes (*backstepping*) de los términos superiores del Gr. Salta contra la discordancia Paleozoica-Terciaria, forzando al petróleo a ascender tanto en su posición estructural como estratigráfica. Esta vía migratoria se ve interrumpida con el cambio de las condiciones petrofísicas en las areniscas (trampas estratigráficas). Este nuevo concepto de "play", netamente estratigráfico, es promisorio para la exploración no convencional de hidrocarburos en el área.

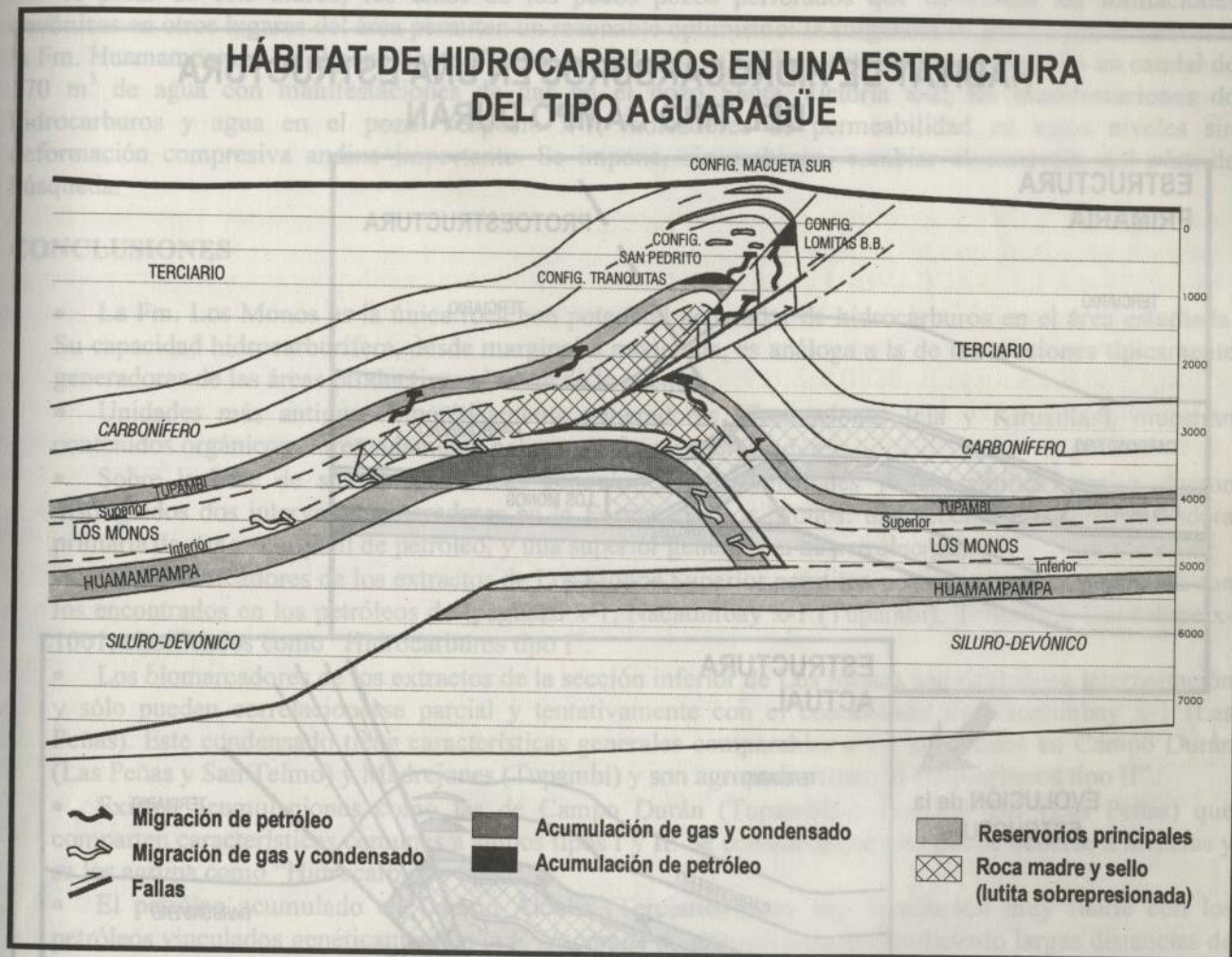


Fig. 12. Distribución de hidrocarburos en estructuras del tipo Aguara Güe.

IMPLICANCIAS REGIONALES

Las características geoquímicas de la Fm. Los Monos en el área de estudio como así también su espesor y distribución son absolutamente comparables a los datos publicados para las zonas mas prolíficas de Bolivia y del oeste de Argentina (Dunn et al., 1995; Laffitte y Del Vó, 1996; Moretti, 1997). Los análisis y modelados indican que la sección inferior de la Fm. Los Monos tiene valores importantes de madurez ($R_o \sim 0.9\%$ y mayores) en toda el área desde hace 50 MA y hasta la actualidad. La sección superior, contrariamente, no ha llegado a valores semejantes.

La diferencia más notable respecto de la zona inmediata al oeste del área de estudio, es que hasta el presente no se han encontrado acumulaciones de gas y condensado vinculables al sistema petrolífero más

prolífico del Noroeste Argentino, Los Monos Inferior – Huamampampa (.). Como ya se mencionó anteriormente, la exploración en la zona para este reservorio está aún en un estado muy inmaduro. El único tren estructural debidamente investigado hasta la fecha es la alineación Madrejones-Campo Durán-Ñacatimbay, donde se han perforado dos pozos que la atraviesan y cuyo resultado negativo se puede explicar al comparar las características estructurales y la distribución de los fluidos entre esta alineación y las productivas del oeste.

Las características estructurales del tren Madrejones-Campo Durán (Belotti et al. 1995) muestran que la estructura profunda de esta alineación transfiere su rechazo hacia adelante formando pliegues secundarios en el frente del anticlinal principal para compensar las diferencias de acortamiento entre los distintos niveles estructurales (anticlinales de Ipagazu y El Aibal). Toda la columna sedimentaria se mantiene solidaria no habiendo disarmonía ni despegues importantes. Posteriores movimientos a lo largo de las fallas principales cortan y transportan la estructura en su conjunto produciendo el biselamiento de toda la columna sedimentaria y una vía de migración que conecta los reservorios carboníferos con la sección inferior de la Fm. Los Monos (Fig. 13). Eventualmente, estas fallas podrían haber producido la remigración de una

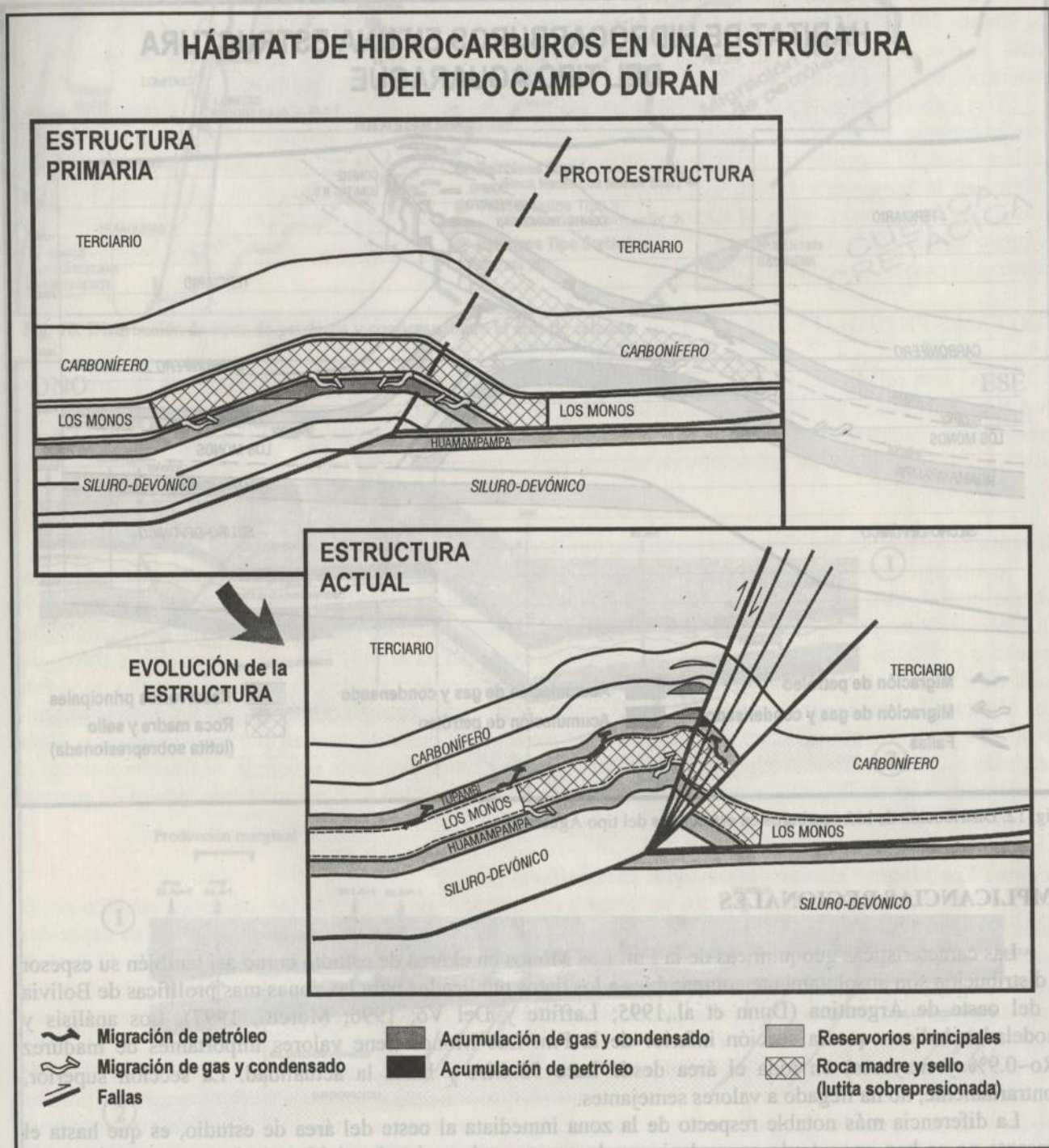


Fig. 13. Evolución estructural y distribución de hidrocarburos en estructuras típicas de Madrejones-Campo Durán

acumulación que se hubiese formado en la Fm. Huamampampa en la estructura primitiva. El gas y condensado tiene, en estructuras de este tipo, amplia dispersión en los reservorios carboníferos.

En cambio, en los trenes estructurales del oeste del área (Aguaragüe, Ramos, etc.; modificados de Aramayo Flores, 1989; Mombrú y Aramayo Flores, 1986; Belotti et al., 1995) las estructuras (fig. 12) son autocontenidas (no hay significativa transferencia del rechazo hacia el frente de la estructura), por lo cual las diferencias de acortamiento entre los niveles estructurales se solucionan con pliegues de tipo *lift off* o abultamientos por imbricación de la Fm. Los Monos, produciendo la separación o disarmonía entre la estructura profunda y la superficial. La zona abultada de la Fm. Los Monos se transforma entonces, en un sello muy efectivo. Cada nivel estructural soluciona por separado y con deformación propia posteriores acortamientos. Las fallas en Huamampampa no atraviesan Los Monos, por lo menos en la parte de la cresta, conservándose esta zona entera y sellada. Por lo tanto, en reservorios carboníferos solo existen acumulaciones con hidrocarburos de Tipo I. Los reservorios pre-Los Monos acumulan, entonces todo el gas y condensado que genera la base de esta sección.

A pesar de este marco, los datos de los pocos pozos perforados que atraviesan las formaciones devónicas en otros lugares del área permiten un razonable optimismo: la surgencia de gas y agua al atravesar la Fm. Huamampampa en el pozo Santa Victoria x-1; el ensayo DST en esta misma unidad con un caudal de 170 m³ de agua con manifestaciones de gas en el pozo Santa Victoria x-2; las manifestaciones de hidrocarburos y agua en el pozo Vespucio x-1, indicadores de permeabilidad en estos niveles sin deformación compresiva andina importante. Se impone, sin embargo, cambiar el concepto del *play* de búsqueda.

CONCLUSIONES

- La Fm. Los Monos es la única roca con potencial generador de hidrocarburos en el área estudiada. Su capacidad hidrocarburífera, desde marginal a moderada, es análoga a la de las secciones típicamente generadoras de las áreas productivas al oeste de la cuenca.
- Unidades más antiguas hipotéticamente generadoras (Formaciones Icla y Kirusillas), muestran contenidos orgánicos extremadamente pobres y/o fuerte sobremadurez.
- Sobre la base de sus características geoquímicas, palinofaciales y de madurez térmica, fueron distinguidos dos intervalos generadores en la Formación Los Monos: una sección inferior, generadora primaria de gas y marginal de petróleo, y una superior generadora de petróleo/gas.
- Los biomarcadores de los extractos de Los Monos Superior permiten una correlación muy buena con los encontrados en los petróleos de Ipagazu x-1, Ñacatimbay x-1 (Tupambi), Tonono-2, Guadalupe x-1001, clasificados como "Hidrocarburos tipo I".
- Los biomarcadores de los extractos de la sección inferior de Los Monos son de dudosa interpretación y sólo pueden correlacionarse parcial y tentativamente con el condensado de Ñacatimbay x-1 (Las Peñas). Este condensado tiene características generales comparables a los analizados en Campo Durán (Las Peñas y San Telmo) y Madrejones (Tupambi) y son agrupados como "Hidrocarburos tipo II".
- Existen acumulaciones como las de Campo Durán (Tupambi) y Lomitas BB (Las Peñas) que comparten características comunes a ambos tipos I y II. Se considera que ello puede deberse a mezclas y se los agrupa como "Hidrocarburos tipo III".
- El petróleo acumulado en Campo Alcoba (Terciario) tiene una correlación muy fuerte con los petróleos vinculados genéticamente a la F. Yacoraite (Cretácico Superior) indicando largas distancias de migración desde el ámbito de la Cuenca Cretácica. ("Hidrocarburos tipo IV").
- La madurez térmica de la Fm. Los Monos en el área evaluada está en ventana generativa de petróleo, con espesos intervalos en el pico de la generación. Sólo el techo de la unidad está inmaduro en la zona oriental mientras que la base de la formación está post-madura en la parte occidental y en los grandes sinclinales.
- Los reservorios de mayor importancia son las Formaciones Tupambi y Las Peñas. De manera subordinada, se registran acumulaciones en areniscas intercaladas en Los Monos, Tarija, San Telmo y en el Terciario Inferior (equivalentes del Gr. Salta).
- Las trampas más comunes son anticlinales y hemianticlinales formados durante los primeros estadios de deformación pero generalmente modificados por fallas fuera de secuencia. También son importantes las estructuras de retrocorrimientos y anticlinales en los labios bajos de fallas. Sólo se han encontrado dos pequeñas acumulaciones estratigráficas puras en la parte oriental.
- Sobre la base de todas estas características, en el área estudiada quedan definidos tres sistemas petroleros con distinto nivel de certeza (*sensu* Magoon y Dow, 1994):

Sistema Los Monos Superior - reservorios carboníferos (!), que produce acumulaciones de petróleo y cuyo momento crítico es el presente.

Sistema Los Monos Inferior - reservorios carboníferos (!), productor de gas y condensado, es el más significativo en la zona estudiada, tanto por las reservas encontradas como por la muy buena economía de sus pozos. Fue el objetivo tradicional de búsqueda en el área.

Sistema Cretácico-Terciario Inferior (!): potencial productor de hidrocarburos de larga migración., no se ha constituido aún en objetivo exploratorio.

El Sistema Los Monos Inferior-Huamampampa, el más importante productor de gas y condensado del Noroeste Argentino y Sur de Bolivia, ha sido poco explorado en el área de estudio. Sin embargo, el resultado de los pocos pozos perforados y la capacidad de su roca madre, comparable a la probadamente generadora en el área occidental, permiten ser optimistas respecto de su potencialidad.

AGRADECIMIENTOS

Agradecemos a CGC S.A. la autorización para publicar los datos contenidos en este trabajo. Las revisiones críticas de Carlos Cruz (PLUSPETROL S.A.) y Guillermo Laffitte (YPF S.A.) contribuyeron significativamente a mejorar la versión final del manuscrito.

LISTA DE TRABAJOS CITADOS EN EL TEXTO

- ARAMAYO FLORES F. (1989) El cinturón plegado y sobrecorrído del Norte Argentino. Boletín Informaciones Petroleras N° 17, p. 2-16.
- BELOTTI H.J., L.L. SACCAVINO y G.A. SCHACHNER (1995) Structural styles and petroleum occurrence in the Sub-Andean fold and thrust belt of Northern Argentina. En A.J. Tankard, R. Suárez S. y H.J. Welsink (eds.), Petroleum Basins of South America: AAPG Memoir 62, p. 545-555.
- CERQUEIRA J.R. y A.E. SCHULZ (1998) Origin of Petroleum of Durán Oil Field – Noroeste Basin, Argentina. 1998 AAPG International Conference & Exhibition, Abstracts, p. 44-145.
- DISALVO A. y H.J. VILLAR (1997) Evaluación geoquímica de rocas generadoras en el sector oriental de las Sierras Subandinas y Chaco Salteño, Argentina. VI Simposio Bolivariano, Exploración Petrolera en las Cuencas Subandinas, Cartagena, Sep. 1997, Abstracts, p. 11.
- DISALVO A. y H.J. VILLAR (1998) The Petroleum system of Post-Devonian reservoirs in the Eastern Tarija Basin, Chaco Plain, Argentina. Sixth Latinamerican Congress on Organic Geochemistry, Margarita, Venezuela, Oct. 1998, CD-ROM, 5p.
- DUNN J. F., K. G. HARTSHORN y P.W. HARTSHORN (1995) Structural styles and hydrocarbon potential of Sub-Andean thrust belt of Southern Bolivia. En A.J. Tankard, R. Suárez S. y H.J. Welsink (eds.), Petroleum Basins of South America: AAPG Memoir 62, p. 523-543.
- LAFFITTE G.A. y S.G. DEL VÓ (1996) Pozo San Pedrito (YPF.St.SP.x-1): Síntesis geoquímica del Noroeste Argentino y discusión del sistema petrolero Los Monos-Huamampampa. Reservoir Characterization Meeting, YPF-Maxus, Mendoza Dic. 1996, Abstracts p. 41.
- MAGOON L.B. y DOW W.G. (1994) The petroleum system. En L.B. Maggon y W.G. Dow (eds.), The petroleum System-From Source to Trap: AAPG Memoir 60, p. 3-24.
- MOMBRÚ C. y F. ARAMAYO FLORES (1986) Geología del Yacimiento Aguaraquí. Boletín Informaciones Petroleras. N° 6, p. 53-64.
- MORETTI I. (1997) Maturation and migration of hydrocarbons: South and central Sub Andean Zone of Bolivia. AAPG/AMPG Research Symposium. Oil and Gas Exploration and Production in Fold and Thrust Belts, Bebr. 23-26, 1997, Veracruz., 5p.
- RAMOS V. (1988) Late Paleozoic-Early Paleozoic of South America, a Collisional History. Episodes, Vol. II (3), 168-173.
- REED L. C. (1946) San Pedro oil field, province of Salta, Northern Argentina. AAPG Bull. Vol. 30. N° 4, p. 591-605.
- STARCK D. (1995) Silurian-Jurassic stratigraphy and basin evolution of Northwestern Argentina. En A.J. Tankard, R. Suárez S. y H.J. Welsink(eds.), Petroleum Basins of South America: AAPG Memoir 62, p.251-267.