



RECURSOS HIDROCARBURÍFEROS NO CONVENCIONALES EN LAS CUENCAS LLANURA CHAQUEÑA Y PIE DE MONTE

Shirley López-Velásquez

Instituto de Investigaciones de Ingeniería Petrolera (INSPET)

Carrera de Ingeniería Petrolera, Facultad de Ingeniería, Universidad Mayor de San Andrés

Shirlop_v@yahoo.com

RESUMEN

Las primeras investigaciones sobre *shale oil* en Bolivia las efectuó YPFB en 1974, mediante un proyecto de evaluación de las denominadas “petrolutitas”, con el que realizó estimaciones volumétricas de roca madre muy generales. Actualmente, los datos de geoquímica y de tipo estratigráfico, litológico, y micropaleontológico de pozos que alcanzaron niveles del Paleozoico Inferior, permiten evaluar de forma preliminar el potencial para recursos no convencionales. El objetivo de estudio es el *Play Llanura Chaqueña*, principalmente, y de manera más general, parte del Subandino sur y Pie de Monte en el “nivel estructural inferior” Kirusillas-Los Monos Inferior. Los datos geoquímicos muestran valores de COT variable en toda el área de estudio, tanto vertical como arealmente, y cualifican a la roca madre como favorable (0,5% - 1%), muy buena (1% - 2%) y excelente (>2%) para la generación de hidrocarburos. Los espesores son variables desde 1000 m en el Bumerang norte hasta 374 en el Chaco SE, con niveles que alcanzaron un Ro de 0,6% a 1,6% equivalente a la ventana de petróleo. El GAE (Generation Accumulation Efficiency) varía de 1,03 % a 2,32 % y de 0,15% a 0,34 %. Estos valores son bajos y sugieren un importante remanente del recurso en la roca madre, que podría estar atrapado y que requiere de una minuciosa evaluación.

ABSTRACT

Preliminary studies about unconventional hydrocarbon resources in Bolivia were carried out in 1974 by YPFB throughout a project for assessment of the so called “petrolutitas”. The result was a general estimation of volume of these rocks. Currently, the geochemical data, combined with stratigraphic, lithologic, and micropaleontologic information obtained in wells getting at Lower Paleozoic levels, allow to evaluate the shale gas or shale oil resources capability in the Chaco plain (Llanura Chaqueña) play, as well as of the lower structural level of the Silurian – Middle Devonian Kirusillas-Lower Los Monos Fms in southern Subandes and *Pie de Monte*. Although the TOC data are variable in both vertical and horizontal ways, the source rock is favourable (0,5% - 1%), very good (1% - 2%) and excellent (>2%) for the existence of unconventional resources. The thicknesses are about 1000 m at the Bumerang, and varies until 374 m toward southern east of the Chaco plain. The Generation Accumulation Efficiency (GAE) is variable from 1,03% to 2,32 % and from 0,15 % to 0,34 %, both too poor. This low GAE allow us to assume that there are a hydrocarbon liquid or gas (shales oil or shale gas) remainder in the source rock.

INTRODUCCIÓN

El presente trabajo pretende evaluar algunos datos provenientes de pozos existentes para contribuir al conocimiento de las características principalmente geoquímicas de los niveles pelíticos siluro-devónicos de la Llanura Chaqueña y Pie de Monte, y sus implicaciones para la existencia de recursos hidrocarbúferos no convencionales. El concepto de recursos “no convencionales”, desde el punto de vista económico, se refiere a

reservorios que requieren de estimulaciones masivas, tratamientos o procesos especiales de recuperación de gas y/o petróleo. Las características químicas que presentan estos tipos de hidrocarburos no son diferentes de los de tipo convencional.

El *shale gas* y *shale oil*, son los tipos más conocidos de recursos hidrocarburíferos no convencionales, y se han constituido en el eje de la investigación en la última década. La EIA (Energy Information of América) ha estimado volúmenes de recursos no convencionales a nivel mundial, donde Asia tiene los más importantes seguido de Sud América, en tanto que los más pequeños son los de Europa y Australia (ver tabla 1). El proyecto más importante y exitoso en la región es el del yacimiento Vaca Muerta de la República Argentina. La siguiente tabla sintetiza los volúmenes de gas no convencionales (shale gas) en el mundo.

Tabla 1: Recursos de *Shale Gas* in situ, técnicamente recuperables para los 6 continentes (según la EIA, febrero del 2011)

Continente	Gas in situ (Tcf)	Técnicamente recuperable (Tcf)
Norte América	3.856	1.069
Sud América	4.569	1.225
Europa	2.587	624
Africa	3.962	1.042
Asia	5.661	1.404
Australia	1.381	396
Total	22.016	5.760

A partir del año 2005, Estados Unidos comenzó la explotación de gas no convencional o *Shale Gas* que, hasta entonces, no era posible explotar comercialmente por la falta de tecnología. A la fecha, en ese país, el 45% de la demanda está cubierta con este tipo de recursos. En Sud América, Argentina tiene 52 proyectos en investigación y Chile 1 (ver tabla 2).

Tabla 2: Resumen de proyectos vigentes en los países de Sudamérica

	N° Proyectos		N° Proyectos con Producción		Producción (MM m3/d)	
Total Argentina	52	100%	20	38 %	8,3	100%
Chile	1	Cuenca de Magallanes Tierra del Fuego.				
Uruguay.	1	2009: ANCAP firma el <i>primer contrato onshore en Uruguay para la prospección de HC no convencionales</i>				

Los pozos perforados para los diferentes proyectos en Argentina, se enumeran en la siguiente tabla que incluye las profundidades y su producción, según datos de la EIA.

**Tabla 3:** Proyectos de *shale gas* en Argentina

Proyecto	N° de Pozos	Profundidad (metros)	Producción de Gas (miles m ³ /d)
Ranquil Co (RCo)	15	2,700	351
Guanaco (Gu)	13	3,500	407
Anticlinal Campamento (AC)	19	4,200	880
Loma Negra (LN)	2	1,600	147
Estación Fernández Oro (EFO)	28	3,800	1026
Total	77		2,811

Para Bolivia, la EIA ha estimado un volumen de 48 TCF de recursos de este tipo. Sin embargo, su caracterización estaría pendiente a partir de datos propios que permitirían conocer el verdadero potencial de nuestro país.

Los **recursos hidrocarburíferos no convencionales**, comprenden tanto a gas como a petróleo. En el caso del concepto de *gas no convencional*, este agrupa a tres tipos principales de gases naturales que son: *shale gas*, *tight gas* y *coal bed methane*, con las siguientes características:

Shale gas, o gas de lutita, es el gas atrapado en forma natural en los poros de rocas de grano fino, como limolitas ó lutitas.

Horizonte de Carbón (Coalbed) methane (CBM): Es el metano adsorbido en la matriz sólida del Carbón, en la que está en forma casi líquida en las fisuras. También se lo conoce como “gas dulce” por su contenido pobre de H₂S.

Tight gas: Gas retenido en las areniscas de grano fino, por lo tanto, de baja permeabilidad intrínseca. Para la Exxon, es el gas atrapado en rocas impermeables, areniscas finas y limolitas no porosas, a profundidades mayores a 3900 m.

El gas generado y almacenado *in situ* en las lutitas gasíferas, ocurre tanto como *gas adsorbido* (en la materia orgánica) o como *gas libre* (en poros y fracturas), en este caso las mismas lutitas son la roca madre. Sin embargo, debido a la baja permeabilidad de las lutitas, se requiere que éstas tengan fracturas extensivas (naturales o inducidas) para producir cantidades comerciales de gas.

Un sistema de *shale gas* es una clase de Sistema Petrolero (SP) continuo no convencional, que puede ser parte de un SP con ambos tipos de acumulación de gas, convencional y no convencional, que podría ser el caso de los yacimientos en el país. Los parámetros evaluables para la clasificación de sistemas petroleros están dados por Claypool (1998) y Dan Jarvie et al. (2007). El primer autor los clasifica en base al tipo de gas, llamándolos: 1. *biogénico*, 2. *termogénico* y 3. *Mixto*. Por su parte, Dan Jarvie et al. (2007) emplea parámetros geoquímicos para la clasificación, permitiendo evaluar los recursos propios de la región, en base a características locales.

En el caso de las lutitas, especialmente el grupo de los filosilicatos, presentan apilamiento de láminas y fragmentos muy pequeños de otros minerales, por lo cual pueden constituirse en un reservorio de gas; no obstante, sólo algunas poseen características para su desarrollo. El gas termogénico se forma cuando la materia orgánica que está en las lutitas, cae en zona de alta temperatura; esto sucede generalmente por soterramiento debido al efecto del grado geotérmico (33°C/km).

Los parámetros petrofísicos de reservorios que en la actualidad son explotados de manera comercial, corresponden a *Tight* y *Shale gas*; cada uno se clasifica en función de la permeabilidad, con valores de permeabilidad variables para *Tight Gas* de 0,01 a 0,5 milidarcies, y para *Shale Gas* menores a 2 Darcy hasta nanodarcies (otros autores consideran menor a 0.1 mD para *tight gas*). Los parámetros petrofísicos se basan tanto en datos de laboratorio como de registros eléctricos. Estos parámetros son:

Tabla 4: Parámetros que intervienen en la evaluación de un ambiente de depósito de recursos hidrocarburíferos no convencionales.

Geoquímica	Evaluación de la Formación	Geomecánica
• COT, • Kerógeno, • Madurez Termal, etc	• Mineralogía • Porosidad, • Permeabilidad, • Caracterización de Fluidos (tipos, saturación ...etc)	• Propiedades Mecánicas • Esfuerzos • Fragilidad • Parámetros de Fractura
		

Los **parámetros geoquímicos** generales abarcan desde el contenido orgánico total (COT), el grado de madurez, hasta el tipo de kerógeno. En función de las características de roca madre, los Sistemas de *Shale Gas* son de cuatro tipos:

1. Lutitas de alto grado de madurez termal (ej. Yac. Barnett)
2. Lutitas de bajo grado de madurez termal (e.j. New Albany Shale)
3. Sistemas intraformacionales de litología mixta (Este de Texas)
4. Combinación de *plays* que tienen ambos tipos de gas, convencional y no convencional (Woodford shale)

En función al Contenido Orgánico Total COT, se reconoce cuatro tipos:

1. COT < 0.5 % no es considerada como roca madre
2. COT de 0.5% a 1.0 %, favorable para roca generadora
3. COT de 1.0 a 2.0% buena calidad
4. COT mayor a 2.0 % excelente calidad de roca madre

La capacidad volumétrica de generación de gas y petróleo de las rocas, además de la dependencia del Carbón



Orgánico Total COT, también depende del tipo de kerógeno. La proporción porcentual de generación de hidrocarburos con respecto al tipo de kerógeno estimada por Hunt (1996), está representada en la siguiente tabla:

Tabla 5: Parámetros porcentuales de generación de gas y petróleo con respecto al tipo de kerógeno (Hunt, 1996)

Máximo porcentaje de Carbon Orgánico Total convertido en petróleo y gas			
Tipo de Kerógeno	I	II	III
Petróleo	58%		18%
	42%		
Gas	4,5%	6,2%	7,2%
Total	62,5%	48,2%	25,2%
Total si todo el petróleo se transforma a gas	31%	26%	15%

Otros parámetros geoquímicos importantes son obtenidos por el método de pirolisis, como el Índice de Hidrógeno IH, Índice de Oxígeno IO, S1 (mg de hidrocarburos libres que son liberados por g de roca) y S2 (mg de hidrocarburos residuales en 1 g de roca). El yacimiento más conocido en la región es el de Vaca Muerta de Argentina. En la tabla 6 se exponen algunos datos correspondientes a la Fm Cordobés, Miembro Las Cañitas.

Tabla 6: Parámetros geoquímicos de la Formación **Cordobés** del yacimiento Vaca Muerta en la cuenca Neuquén de Argentina.

Formación	COT%	IH mg/HC g TOC	IO	S1	S2
Fm Cordobés, Miembro Las Cañitas	3,14	367 oil prone	24 oxidación menor	Petróleo generado: 0,16	5,76 Poten- cial gener- ador

SHALE GAS EN BOLIVIA

En nuestro país, las cuencas favorables para el estudio de recursos hidrocarburi-feros no convencionales, por orden de importancia, son: Subandino sur, Pie de Monte, Llanura Chaqueña y Madre de Dios. Estas dos últimas, presentan *oil seeps* y *gas seeps* que hacen evidente un Sistema Petrolero activo, confirmado además por algunos pozos descubridores.

Las investigaciones sobre estos recursos comenzaron con el Proyecto “Lutitas bituminosas” (Quevedo, 1974), que abarcó 8 áreas distribuidas en los departamentos de La Paz, Cochabamba, Chuquisaca, Potosí y Tarija,

para la evaluación de las “petrolutitas”, como las denominaron. El resultado de la estimación de recursos fue muy general, basado en parámetros geoquímicos, petrofísicos y geológicos homogéneos. El resultado preliminar y los parámetros considerados se resumen en la siguiente tabla:

Tabla 7: Estimación de volúmenes de hidrocarburos no convencionales según Quevedo (1974)

		Volumen		
		Crudo Barriles	Gas (pie cúbico)	Azufre Tn
Area km2	46.275	150x10 ⁹	185x10 ¹²	2x10 ⁶
Espesor m	10			
COT	5%			

Esta base es muy general, donde los parámetros geoquímicos se limitan al dato del Carbón Orgánico Total (COT); por otro lado, el espesor considerado es el más pesimista en contraposición del contenido de carbón orgánico total de 5% que es demasiado optimista; en ambos casos se asume distribución homogénea.

En base a lo anterior se considera zonas potenciales a las cuencas Llanura Chaqueña, Madre de Dios y Pie de Monte principalmente (Figura 1). La cuenca del Altiplano norte y centro, y el flanco Este de la Cordillera Oriental, también son candidatas para recursos hidrocarburíferos convencionales y no convencionales, porque existen emanaciones de hidrocarburos (*oil seeps*) así como impregnaciones; a ello, se añade espesores importantes (de hasta 2000 m) de rocas de edad silúrica y devónica correspondientes a facies marinas con materia orgánica y abundante fauna fósil en facies pelíticas, (González et al., 1996) (ver Figura 3).

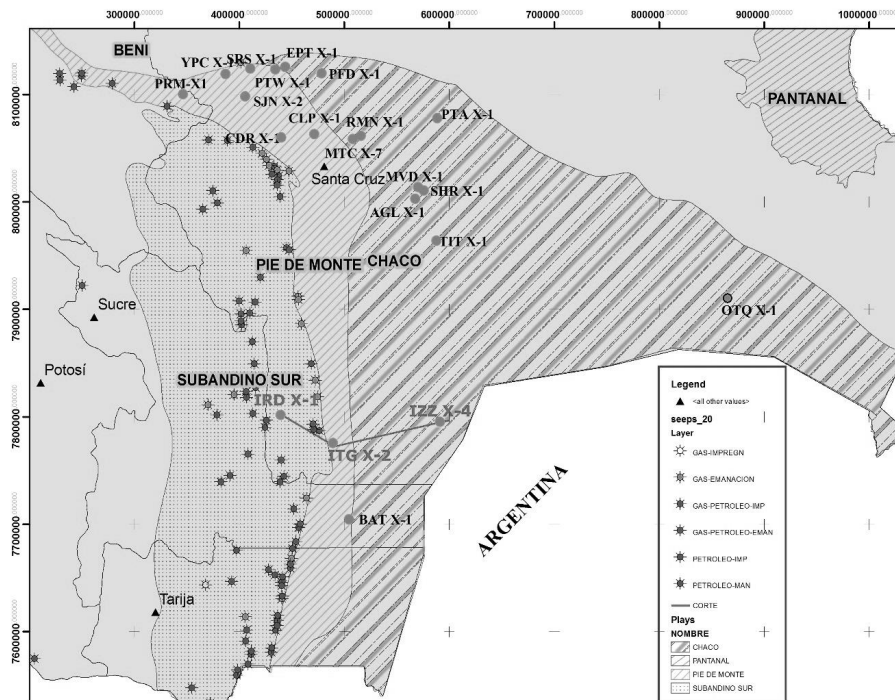




Figura 1: Cuencas play hidrocarburíferas, Subandino Sur, con trama punteada, Chaco en achurado grueso, Pie de Monte, en achurado fino, y Pantanal en achurado más intenso. Los puntos de color gris representan los pozos mencionados en el presente trabajo, símbolos de “sol”, gris oscuro, impregnaciones de petróleo, gris claro, emanación de gas, gris más claro, impregnación de gas. Línea de color negro, indica el corte de la figura 7.

Actualmente la producción de hidrocarburos tiene como principales reservorios a formaciones tanto del Paleozoico como del Cenozoico. Como se observa en la figura 2, la mayor producción de hidrocarburos en el país, corresponde a gas seco y como principal roca reservorio está la Fm Huamampampa en el Subandino Sur. En la Llanura Chaqueña sur, los hidrocarburos provienen de niveles de edad Carbonífera, y en la Llanura Chaqueña norte, de niveles del Paleogeno Eoceno. El segundo producto hidrocarburífero corresponde en volumen a condensado, y las mayores reservas provienen de la Llanura Chaqueña sur; con menos volumen Chaco Chaco norte. En líquidos, la producción dominante se halla en el Subandino sur. En la zona del Boumerang, sólo se produce Petróleo y Gas seco, en proporción similar.

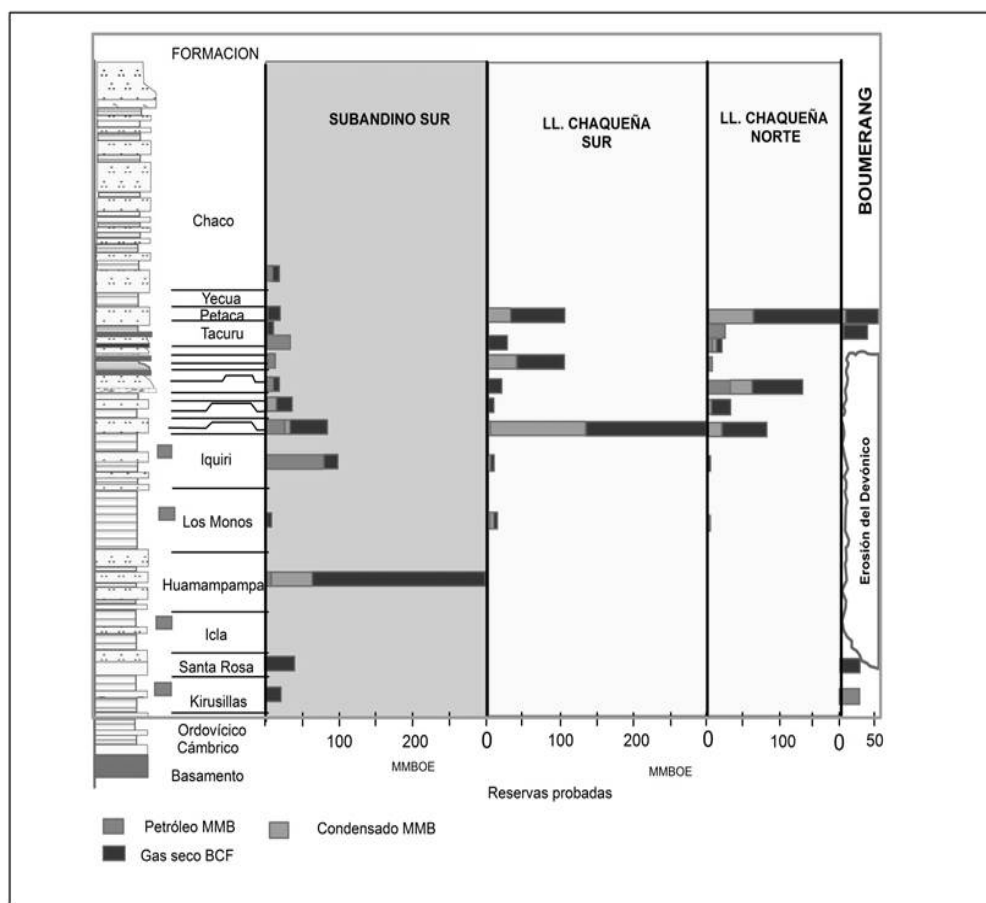


Figura 2: Reservas probadas de recursos convencionales en la Llanura Chaqueña y Subandino Sur (Informe Chaco Basin, 1995, elaborado por Petro-Santander y Talisman Energy)

En el presente trabajo, se efectúa la evaluación de las características geoquímicas, geológicas y tectónicas de las

cuenas de la Llanura Chaqueña, y parte del Pie de Monte, con mayor énfasis en la primera por su extensión y su menor deformación tectónica. Todas las consideraciones son preliminares, y se basan en la información existente con el objetivo de contribuir al conocimiento de las condiciones geológicas, especialmente de los niveles de edad Silúrica y Devónica.

Las Formaciones consideradas por orden de importancia son: Fm Los Monos, Fm Huamampampa, Fm Icla, Fm Limoncito y Fm Kirusillas. Este grupo es denominado por Starck, (2005) como “nivel estructural inferior” que abarca un rango Silúrico – Devónico Medio, de estructuras profundas delimitadas por niveles de despegues en la Fm Kirusillas y Fm Los Monos Inferior. En las figuras 3, 4, 5 y 6, se representan las secuencias en Columnas estratigráficas tanto de la cuenca Subandino Sur, Pie de Monte como de la Llanura Chaqueña.

AGE		FORMATION		THICKNESS m	LITHOLOGY	SOURCE
TERTIARY	MIOCENE	EMBOROZU		> 1,000		
		GUANDACAY		> 1,500		
		TARIQUIA		> 1,000		
	UPPER OLIG.	YECUA		300		
		PETACA		200		
CRETACEOUS	LOWER	TACURU	ICHOA	500		
			CASTELLON	600		
			TAPECUA	300		
			BASALTO ENTRERIOS		> 50	
TRIAS.	LOW.	IPAGUAZU		260		
		VITIACUA		180		
PERM.	LOW.	CANGAPI		250		
		SAN TELMO		200		
CARBONIFEROUS	UPPER	MANDI-YUTI	ESCARPMENT	> 500		
			TAIGUATI	200		
			CHORRO	> 300		
			TARIJA	> 800		
			ITACUAMI	100		
	LOW.	MACHARETI	TUPAMBI	> 200		
			ITACUA (Saipurú)	200		
			IQUIRI	> 400		
			LOS MONOS	600		
DEVONIAN	LOWER	HUAMAMPAMPA		> 600		
		ICLA		600		
		SANTA ROSA		600		
		GUAYABILLAS (Tarabuco)		> 600		
SILURIAN	UPPER	KIRUSILLAS		> 700		
		CANCANIRI		> 50		
ORD.	LOW.	CIENEGUILLAS ISCAYACHI		> 800		
		SAMA/TOROHUAYCO/CAMAC.		> 200		
PC	UPPER	SAN CRISTOBAL + BASEMENT				

Figura 3: Columna estratigráfica generalizada del Subandino Sur. Recuadro con línea segmentada señala a las formaciones analizadas en el presente trabajo.

Como se anticipó, tanto el Pie de Monte como la Llanura Chaqueña, se encuentran en zona de menor deformación



que la Faja Plegada y Corrida Subandino Sur debido a su contexto tectónico diferente, lo que repercute en sus espesores. En el caso del Subandino Sur, las Formaciones del Devónico suman más de 2000 m, con un importante espesor de pelitas; en tanto que, la columna estratigráfica del Pie de Monte, presenta un espesor total menor que la del Subandino Sur, sin embargo, la secuencia devónica alcanza 3000 m, conservando la proporción de pelitas. La columna estratigráfica de la Llanura chaqueña centro oriental alcanza solo 425 m (figura 5).

EDAD	FORMACION	ESP. m	LITOLOGIA	ROCA MADRE	RESERV.
NEOGEN. MIOCEN.	TARIQUIA	150 - 1.000			
	YECUA	80 - 120			
	PETACA	30 - 150			
OLIG. SUP.		100 - 120			
	ICHOA				
	CASTELLON	90 - 140			
TRIAS.		35 - 90			
	TAPECUA				
	AR. IZOZOG (ESCARPMENT)	30 - 100			
CARBONIFERO TOURN.-VISEAN	GONDWANA SUP. (CHORRO-TAIG.)	30 - 130			
	TARIJA	140			
	TUPAMBI-ITAC.	140			
DEVONICO	SUP. IQURI	250			
	MEDIO LOS MONOS	1400			
	INFERIOR HUAMAMPAMPA	300			
	ICLA	600			
	SANTAROSA	400			
SILURIC.	LUDLOWN. TARABUCO	> 600			
	KIRUSILLAS	> 700			
	LLAND. CANCAÑIRI	> 50			
SUP.	SAMA/TORHUAYC/CAM.	> 200			

Figura 4: Columna estratigráfica generalizada de la Cuenca Pie de Monte. Recuadro con línea segmentada, formaciones analizadas en el presente trabajo.

PIE DE MONTE

Es una cuenca de antepaís que presenta mayor deformación que la Llanura Chaqueña, con una extensión de 33.900 km²; desde el punto de vista exploratorio tiene 922 pozos perforados y 39 campos productores. Pese a que los reservorios corresponden a secuencias del Carbonífero, Cretácico y hasta Neógeno, la roca madre principal se atribuye a la Fm Los Monos.

De acuerdo a una evaluación de tipos de reservas existentes en las cuencas de la zona, dominan en volumen de producción las reservas probadas de gas seco; en segundo lugar, está el condensado, y en menor proporción los hidrocarburos líquidos (figura 2).

LLANURA CHAQUEÑA

La Llanura Chaqueña es una cuenca típica de intraplaca de tipo foreland; tiene una extensión de 116.656,2 km² y está ubicada al sureste del país. Constituye el 40% de toda la cuenca chaqueña que es compartida con Paraguay, Brasil y Argentina. Los recursos de Shale Gas estimados por el EIA (arriba mencionado), hacen que se catalogue a esta cuenca como de potencial importante. Actualmente cuenta con dos campos productores de gas que son Montecristo y San Ignacio ubicados en el departamento de Santa Cruz. Existen 81 pozos exploratorios perforados.

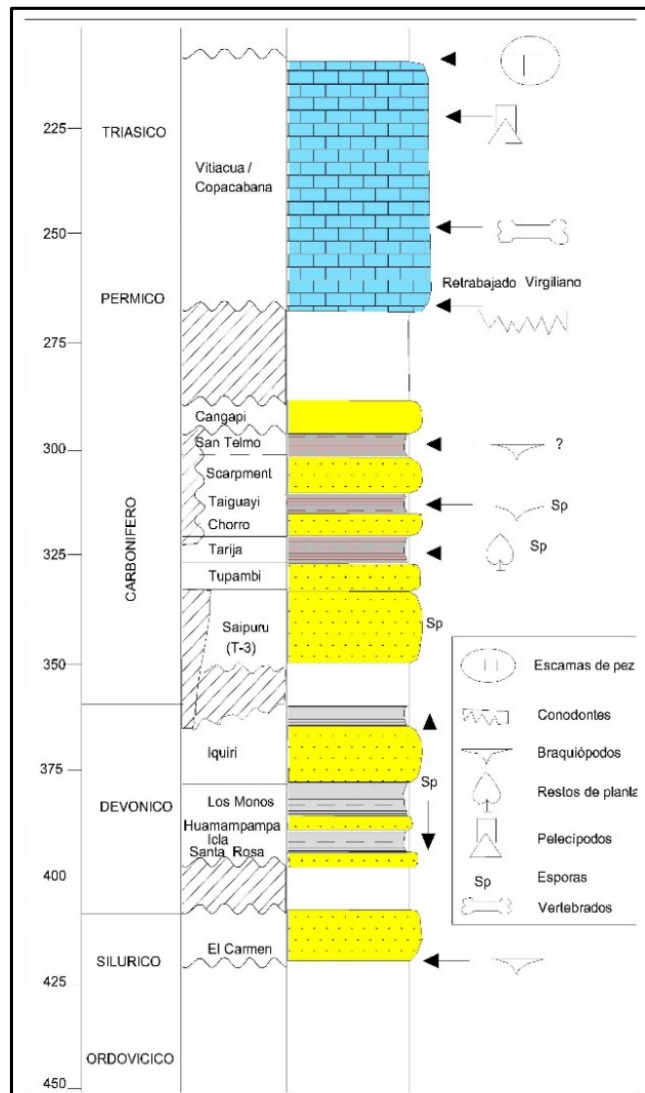


Figura 5: Columna estratigráfica generalizada del Paleozoico de la Llanura chaqueña. Beer, et al, (1992). Recuadro con línea segmentada, formaciones analizadas en el presente trabajo.

La estratigrafía del Chaco, muestra diferentes secuencias. Se puede reconocer dos patrones, el primero elaborado a partir del pozo Monteverde (MVD x-1), el cual alcanza 6300 m aproximadamente (Informe YPF, 1995), ubicado en la Llanura Chaqueña norte (figura 1), en tanto que a partir del pozo Izozog (IZZ X-4), ubicado



al extremo sureste de la cuenca (figura 1), se presenta un segundo patrón que sólo alcanza 450 m (Beer, et al, 1992) y presenta 6 discordancias correspondientes a eventos de erosión (Figura 5). El Devónico alcanza solo 75 m. La sección estratigráfica para las diferentes zonas del Chaco presenta discordancias que no coinciden entre sí. En la figura 4 se sintetiza estas variaciones.

SISTEMA	FORMACION	EDAD	ESPESOR	LITOLOGIA	ROCA MADRE
TERCIARIO	Guandacay	Mioceno	700 -2000		
	Tariquia				
	Yecua	Oligoceno	50-150		
	Naranjillo-Petaca		5-150		
CRETACICO	Cajones	Maastrichtiano	70 - 150		
	Yantata		100 - 190		
	Ichua		200 - 300		
CARBONIFERO	Elvira		100 - 250		
	San Telmo		5-150		
	Escarpment		120 - 300		
	Tarja	Fameniano	500 - 600		
	Tupambi		200 - 300		
	Itacua		20 - 170		
	DEVONICO	Iquiri	Fameniano	700 - 1200	
Los Monos		Frasniano			
		Givetiano			
Huamampampa		Eifeliano	250 - 520		

Figura 6: Columna estratigráfica generalizada del bloque Monteverde, Informe YPFB, (1995). Recuadro con línea segmentada, formaciones analizadas en el presente trabajo

Como se observa, en las tres columnas generalizadas (Figuras 3, 4 y 6), la Formación Los Monos actúa como Roca Madre (facies pelíticas), sin embargo, sus propiedades petrofísicas también la caracterizan tanto para roca sello como para reservorio (facies psamíticas). Es el caso de los campos Los Monos, Tigre e Ipaguezu como productoras de líquidos, Huayco y Yacuy para gas, y Vespucio para condensado.

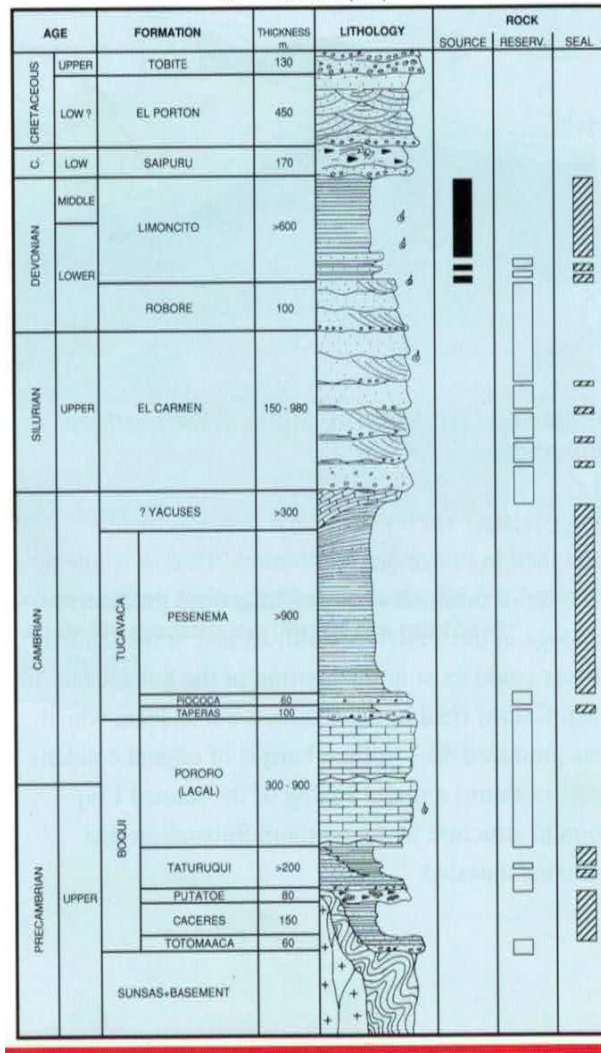


Figura 7: Columna estratigráfica generalizada para la cuenca Robore. YPFB, Bolivia Geological Provinces and Morphological Zones.

INTERPRETACIÓN PALEOGEOGRÁFICA

Para el Paleozoico se infiere la presencia de una cuenca marina pericratónica alargada con el eje NNW, con zonas de aporte por el Este del Escudo Brasileño, por el Sud del Macizo Pampeano y por oeste del Macizo Arequipeño. Hacia finales del Silúrico y Devónico, esta configuración se mantiene relativamente igual. Las series están representadas por facies de lutitas y areniscas de ambiente marino somero principalmente, con facies litorales y continentales de menor relevancia. En este lapso de tiempo geológico, se registran variaciones en el nivel del mar, que ocurrieron por cambios eustáticos asociados a episodios regresivos, con fuerte ciclicidad, desde el Silúrico Superior hasta el Givetiano Inferior (Albariño et al., 2007).

Para el Pie de Monte, las facies que inician el Devónico corresponden a la Fm Santa Rosa, de gran espesor, compuesta predominantemente por areniscas y ocasionalmente intercala con lutitas grises muy fosilíferas. Su edad corresponde al Genidiano-Sienegiano-Emsiano basada en dataciones paleontológicas de invertebrados, en tanto



que datos de palinología confirman una edad Genidiana para los niveles inferiores. Su base es frecuentemente conglomerádica que yace en discordancia sobre la Fm Kirusillas o Tarabuco. Su ambiente de depósito varía de continental a litoral. Es una buena roca reservorio y en sus niveles superiores intercala con lutitas que constituyen una buena roca sello. Es productora en el campo Caigua y otros.

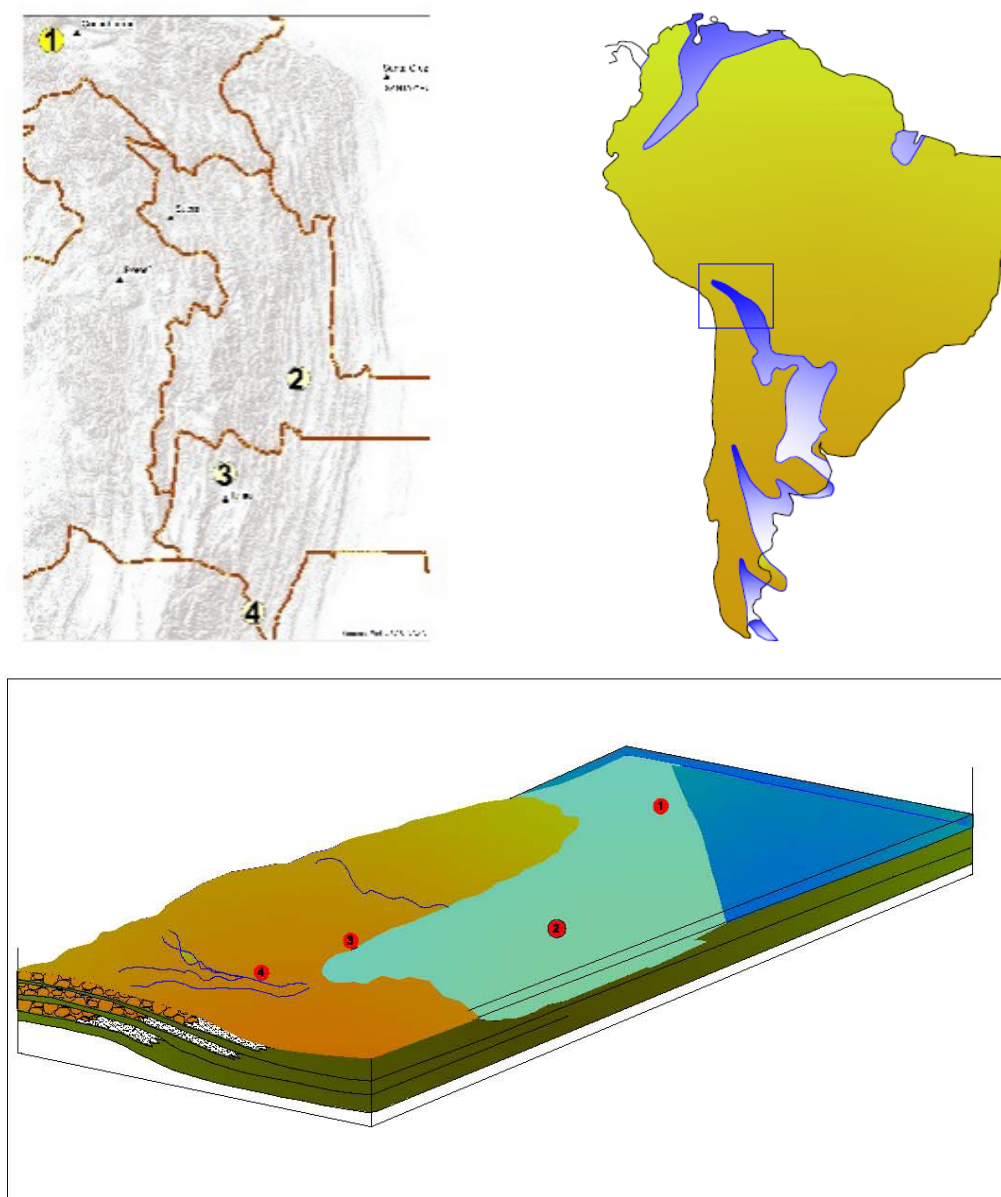


Figura 8: Esquema paleogeográfico durante el Emsiano – Eifeliano, donde los números de la figura en 3D representan las localidades de referencia: 1 Villa Granado, 2. Huacareta, 3. Sella, 4. Bala Puja (modificado de Cruz et al, 2007). A la izquierda la representación de las localidades vistas en planta. El mapa de Sudamérica muestra un esquema paleogeográfico de la región.

En el Emsiano se inicia la sedimentación de la Fm Icla atribuida a un evento regresivo de gran magnitud en dirección Este, con una litología que consta de lutitas negras y gris oscuras intercaladas con areniscas de grano fino muy micáceas con abundante fauna de braquiópodos y trilobites. Su espesor máximo (635 m) en el Subandino sur, aflora en el río Cajas. Su ambiente de depósito es de mar abierto, por debajo del nivel de oleaje y sugiere que su depocentro se encuentra en la Cordillera oriental (Suarez-Soruco, 1996). Las principales asociaciones paleontológicas corresponden a las zonas de *Proboscidea arcei*, *Scaphiocoelia boliviensis*, *Conularia quichua*, y en el miembro medio dominado por areniscas está caracterizada por la presencia de *Tropidoleptus carinatus*, los palinomorfos corresponden a esporas compuestas principalmente por las asociaciones de *Emphanisporites annulatus*, *Dictyotriletes* sp. – *Schizocystia sahárica*, *S. pilosa*, y *Emphanisporites annulatus*, y de *Maranhites brasiliensis*. Destaca la presencia de *Evittia sommeri*.

La Fm Huamampampa, se depositó en el rango geocronológico Emsiano Superior – Eifeliano, compuesta principalmente de areniscas de grano fino a medio de color gris verdusco, que intercala con lutitas gris a gris oscura y limolitas. Algunos intervalos tienen fósiles abundantes de braquiópodos y trilobites. Los principales grupos corresponden a faunas marinas donde destacan las biozonas de los invertebrados *Conularia quichua*, *Chonetes minuscula*, *Vitulina (Pustulatia) pustulosa*, asimismo *Tropidoleptus carinatus* que es una de la forma más constante al igual que *Australocoelia tourtelotti* y los artrópodos *Metapcryphaeus caffer* y *Phacops orurensis*. Dentro del grupo de plantas están *Haplostigma furquei* y *Cooksonia*. En cuanto a palinología, persiste la presencia de *Emphanisporites annulatus* y el acritarco *Evittia someri*.

FORMACIÓN LOS MONOS

La Formación Los Monos ha sido registrada en afloramientos del Subandino Sur, Pie de Monte y Llanura Chaqueña, extendiéndose hasta Argentina y Paraguay, con el mismo grado de importancia para recursos hidrocarburíferos. La presencia de sus niveles pelíticos ha sido confirmada en la Llanura Chaqueña con la perforación de los pozos Otuquis, Tucavaca y Sirimequis, ubicados en el borde sureste de la cuenca (figura 1). Algunos datos sísmicos, permiten corroborar la extensión importante de esta unidad a otras áreas (Figura 9), en sus niveles limolíticos, psamíticos de grano fino, en contacto con la roca generadora de hidrocarburos, Morado, (1990).

Los espesores más importantes, en la Llanura Chaqueña y Pie de Monte, corresponden a los pozos Tacobo (TCB), ubicado en la zona centro-oeste, y Peta (PTA), localizado hacia el NE. En el área Bumerang norte del Chaco, los espesores son más reducidos con respecto a toda la cuenca, donde cambia lateralmente a las pelitas de la Fm Limoncito. En esta zona, la Fm Los Monos está compuesta predominantemente por pelitas, con presencia de palinomorfos que la ubican geocronológicamente en el Eifeliano. La distribución de espesores, si bien es importante en toda la región, tiene fuertes variaciones como se aprecia en el mapa de isopacas de la figura 10, elaborado a partir de 82 pozos.

El ambiente de depósito de la Fm Los Monos es marino profundo, foreshore y nerítico. Esta unidad junto a la Fm Iquiri conforman un rango de transgresión nivel alto, de este importante ciclo eustático de segundo orden del Devónico, con ciclos transgresivos-regresivos menores de tercer orden (Suarez-Soruco, 1996). En general, la sedimentación corresponde a lutitas grises a negras intercaladas con areniscas deltaicas. Las facies de condiciones marinas de mayor profundidad, se encuentran cerca del límite Silúrico/Devónico, en tanto que los procesos marinos someros dieron origen a los niveles superiores.

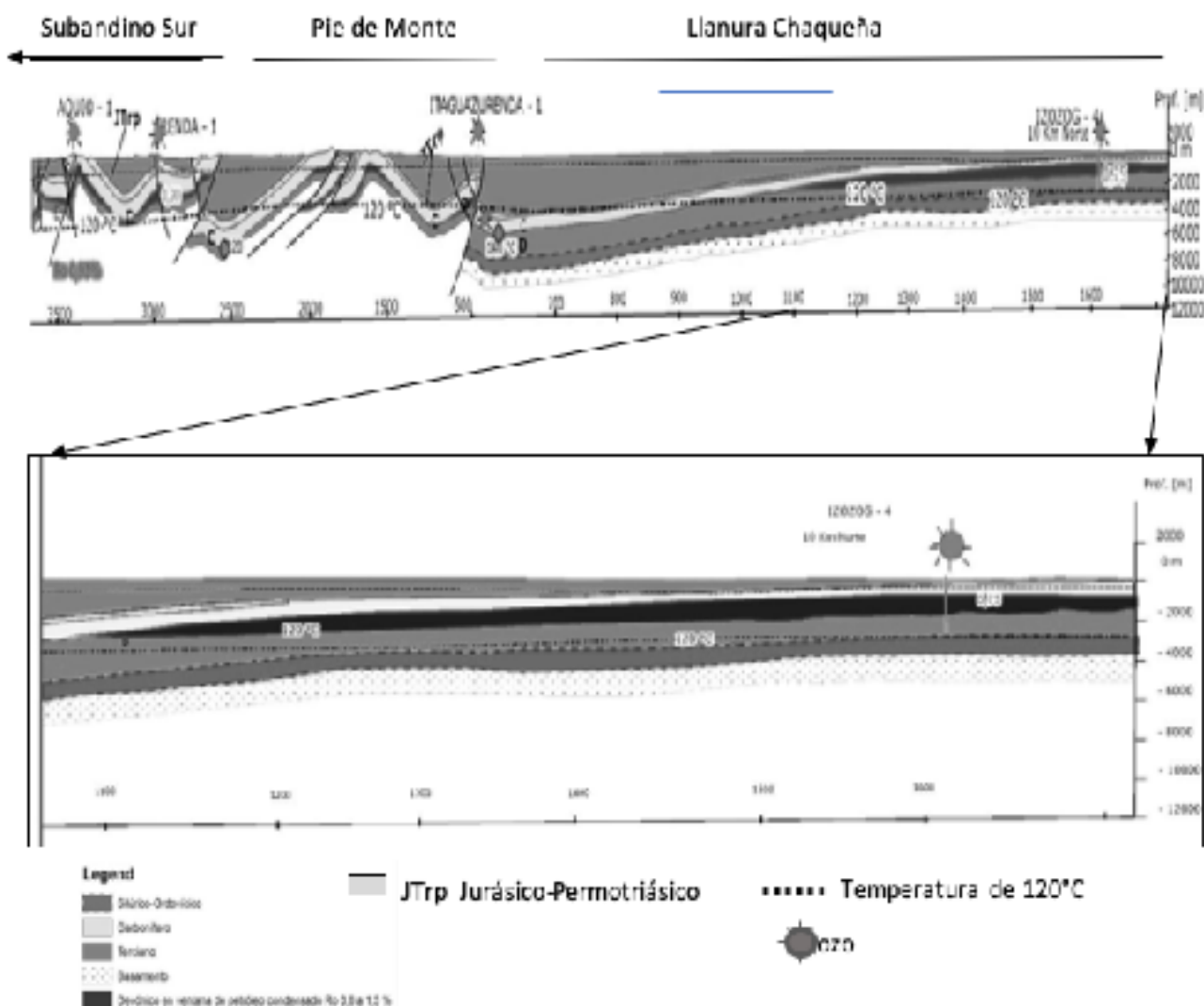


Figura 9: Corte geológico A-A' (según figura 1) donde se representa las formaciones agrupadas por sistemas. Se resalta en negro niveles que corresponden al Devónico y que estaría en la ventana de petróleo.

En la figura 9, que es un corte A-A' trazado en la figura 1 que atraviesa tres pozos desde el Pie de Monte hasta la Llanura Chaqueña, Beer et al (1992) reconstruyó el perfil geológico en base a interpretación sísmica definiendo seis unidades sismo-estratigráficas; asimismo, representa un nivel de temperatura de 120°C equivalente al nivel de la "cocina de petróleo". El Devónico que se encuentra en la *ventana de condensado* con valores de la reflectancia de la vitrinita, proporciona valores Ro 0,6 a 1,3%.

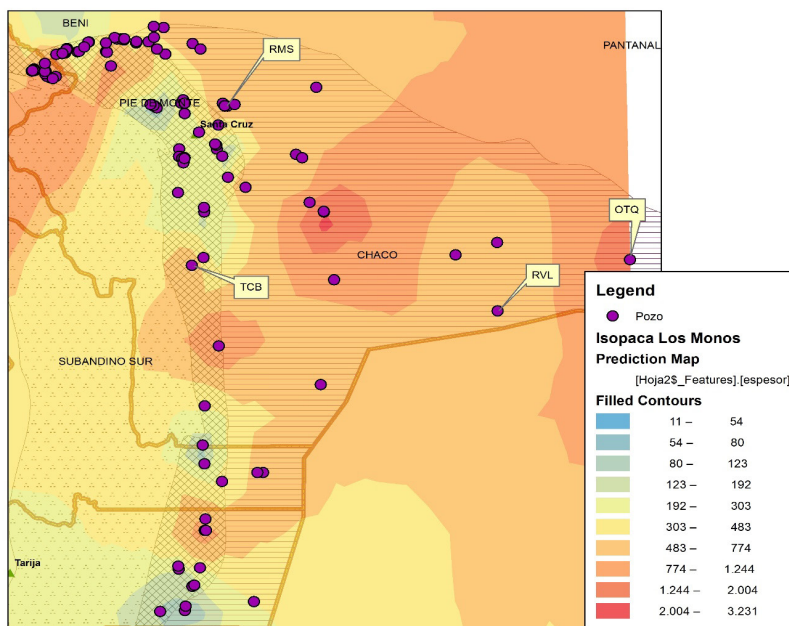


Figura 10: Mapa de espesores de la Fm Los Monos y niveles silúrico y devónicos de carácter pelítico, elaborado a partir de los datos de pozos ubicados en la Llanura Chaqueña y Pie de Monte. Pozo Remanso (RMS), Tacobo (TCB), Ravelo (RVL) y Otuquis (OTQ).

La figura 10 representa una aproximación de la variación de los espesores de la Fm Los Monos y los niveles pelíticos de las Formaciones Kirusillas, Iquiri, Icla y Huamampampa. La Fm Los Monos pasa, lateralmente, hacia la Fm Limoncito, con un espesor máximo de 425 m (Suarez-Soruco, 1996), representada esquemáticamente en la figura 11.

La edad para la Fm Los Monos se restringe al Emsiano-Eifeliano (Devónico Inferior a Medio) confirmada por la presencia de abundante fauna fosilífera de invertebrados y de palinomorfos. Los palinomorfos se caracterizan por la presencia de la zona de *Emphanisporites annulatus*, *Hymenozonotriletes pseudoreticulatus* y del acritarco *Evittia someri*, estos corresponden al Emsiano – Eifeliano Inferior, y se correlacionan geocronológicamente con los niveles inferiores de la biozona de *Grandispora-Samarisporites* de Argentina (Di Pasquo, 2007)

FORMACIÓN IQIRI

La descripción de Ahlfeld, en Suarez-Soruco (1996), indica que la litología de esta unidad está dominada por areniscas macizas micáceas sumamente endurecidas, de color gris claro verdoso, areniscas esquistosas, con predominio del miembro arenoso, a veces arcósicas o subarcósicas de grano fino y muy fino; en sectores intercalan delgados niveles de lutitas micáceas, del tipo moscovita y biotita, y mucha sericita; otra característica es la presencia de niveles de nódulos de hematita. El espesor máximo alcanza a 670 m, determinado en el área del Boumerang, en las localidades Las Juntas y Lajas del departamento de Santa Cruz, disminuyendo en dirección sureste. En el sur de la Serranía Aguaragüe esta formación no está presente. Su ambiente de depósito corresponde probablemente a una plataforma estable. Esta formación tiene amplia distribución en el Subandino Sur. Los niveles calcáreos y sus intercalaciones arenosas constituyen las capas reservorios en los Yacimientos de Camiri, Camatindi, Guairuy y Toro (Suarez-Soruco, 1996).



En resumen, las Formaciones Icla, Huamampampa, Los Monos e Iquiri fueron agrupados en ciclos de transgresión y regresión que tuvieron que ver con cambios eustáticos. Hacia el Lockoviano se registra una caída en el nivel de mar, que dio lugar a la Fm Santa Rosa, depositada en un ambiente de mar somero y hacia el interior de la cuenca (Stark, 1996). El espesor estimado para esta unidad es de 500 m, interpretado como un *sst* (surface sandstone temperature) de nivel bajo transgresivo. Por el contrario, la Fm Icla, Huamampampa, Los Monos, e Iquiri abarcan una secuencia transgresiva del nivel más alto, como parte de un ciclo de segundo orden, con ciclos menores de tercer orden. Stark (1992) identifica 4 episodios de inundación marina, con pelitas hacia la base y tope de la Fm Icla, base de la Fm Los Monos inferior y superior. Los eventos mencionados también se reconocen por las areniscas de la sección media de la Fm Icla, Fm Huamampampa y de los niveles superiores de la Fm Los Monos Inferior y Los Monos Superior que se extiende hacia la Fm Iquiri (Suarez-Soruco, 1996). La Fm Huamampampa registra en la zona El Mataral, flujos de fondo gravitacionales que pasan a zona de playa. Esta unidad consta de importantes espesores de areniscas con depósitos de *Lowstand prograding shoreface*. El evento transgresivo que deposita la Formación Los Monos, se inicia en el Emsiano terminal-Eifeliano.

ESQUEMA ESTRUCTURAL

La sección estructural de la sección Izozog muestra una cuenca de antepaís muy poco deformada con un monoclinal buzando al oeste. Exposiciones del Carbonífero bordean el alto de Izozog, interpretado como un *hogback* erosional que delimita una pequeña cuenca erosional de edad cenozoica tardía, Beer, et al, (1992).

Hacia el norte, en la zona del Bumerang o Chaco norte, se registran domos carboníferos de bajo relieve, involucrando “domos” y “arcos” que están presentes en el norte de trasarco debido a su naturaleza de origen glacial.

Hacia el centro norte de la Llanura Chaqueña, se encuentra la zona de Monteverde que fue objeto de estudio por YPFB para la evaluación de posibles trampas estratigráficas-estructurales, según como sugería la información del campo Tita. La zona consta de pliegues anticlinales estrechos con sus ejes axiales de orientación NW-SE en los niveles del Carbonífero. El Cretácico y Paleógeno registran una tectónica compresiva de poca incidencia. La discordancia de la base de la Fm Ichoa (Cretácico Superior), que registra un ciclo erosivo de alta intensidad en otras áreas, no es tan notable en ésta. En cuanto a los niveles del Silúrico y Devónico, éstos se representan en la figura 6, donde alcanza un espesor de hasta 1700 m, Beer, et al, (1992).

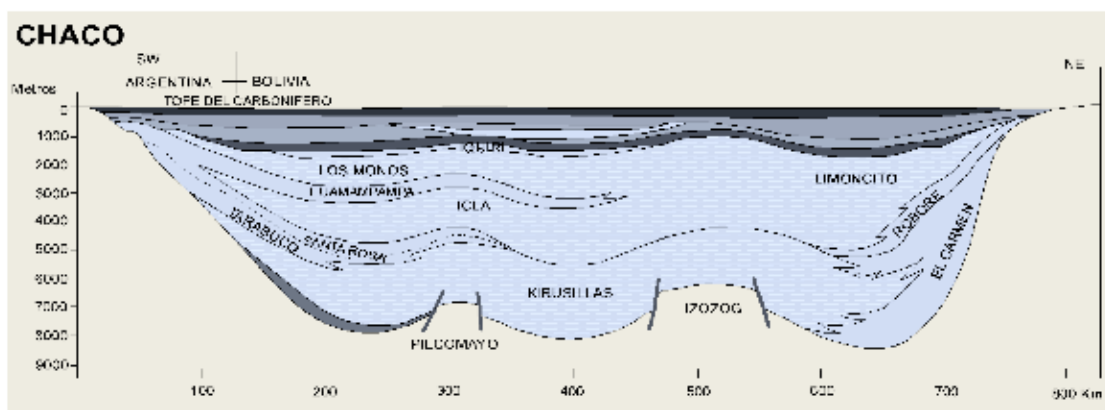


Figura 11: Perfil esquemático SW-NE de la Llanura Chaqueña, desde la frontera con Argentina, donde se puede apreciar las extensiones relativas de las diferentes unidades formacionales silúricas y devónicas principalmente, Beer, et al, (1992).

SISTEMA PETROLERO

El sistema petrolero generalizado en las zonas tradicionales para hidrocarburos, Subandino Sur y Pie de Monte son dos, Los Monos – Huamampampa, y otro, Lockoviano-Carbonífero (Cruz et al. 2005), donde los campos productores más importantes del país son Margarita y Huacaya. Sin embargo, se registrarían combinaciones de Sistemas petroleros en el Subandino Sur, que es el área más conocida, con múltiples generadores y contribuciones de distinto origen y madurez en un mismo reservorio, especialmente para los recursos gasíferos. Para la Llanura chaqueña se tiene como referencia al campo Tita, en el que el hidrocarburo se caracteriza por una mezcla de hidrocarburos livianos de alta madurez generados en niveles del Lockoviano, con petróleo de edad Eifeliana y madurez moderada, de acuerdo a los datos de sus biomarcadores (Cruz et al. 2007).

De acuerdo al mismo autor, en el *Play* Pie de Monte, el único reservorio descubierto de niveles del Devónico Inferior corresponde al Campo Tacobo. En la zona, las rocas reservorio son Los Monos, Icla y Santa Rosa, que suman más de 500 m de roca reservorio con una columna de gas de 1000 m, en la que la Fm Los Monos se constituye en una excelente roca sello (Cruz et al., 2007).

Tomando en cuenta la magnitud de producción, o el índice de producción, o la generación de hidrocarburos a partir del Sistema Petrolero determinado por la Fm Los Monos, *sensu* Magoon y Valin (1994), plantean la existencia de tres posibles escenarios; el primero y más importante, denominado *Grande*, con una capacidad de generación de $500-5000 \times 10^9$ kg de Hc. El segundo, clasificado como significativo y denominado “*Sección Lockhoviano*”, con $50 \times 500 \times 10^9$ kg de Hc, y un tercero de menor significado. En cuanto al GAE (Generation Accumulation Efficiency) en el primer caso es de 1,03 % a 2,32 % y en el segundo 0,15% a 0,34 %. Estos valores son bajos.

GEOQUIMICA

El presente análisis corresponde a datos que proceden de los pozos exploratorios que alcanzaron niveles de edad Devónica y/o Silúrica y que cuentan con informes de laboratorio para geoquímica. Además, se incluye datos de algunos afloramientos y emanaciones ya sea *oil seep* o *gas seep* de la cuenca Roboré. Los pozos están ubicados principalmente en la Llanura Chaqueña y Pie de Monte, Estos se representan en la figura 1. Los principales pozos corresponden a San Juan (SJN X-2) y Otuquis (OTQ X-1), Bordo Alto (BAT X-1), Colpa (CLP X-1), Águila (AGL X-1), y Monteverde (MTV X-1), estudiados por Beer, et al, (1992).

CONSIDERACIONES SOBRE LA ROCA MADRE EN LA ZONA TRADICIONAL

Las rocas generadoras por definición son rocas sedimentarias de grano fino enriquecidas en materia orgánica y que fueron sometidas a varios procesos físico-químicos, bioquímicos y geológicos que culminan enriqueciéndolas en Carbono e Hidrógeno. Para el Subandino sur, se ha identificado a la Formación Los Monos como principal roca madre generadora, sin embargo también se registra aportes del Silúrico. A partir de datos de los principales campos productores de gas, se identifica a los niveles de edad Eifeliana, correlacionados con el sistema petrolero Los Monos Superior (Disalvo y Villar, 1999) denominado *Los Monos carga secuencia arriba* en el norte argentino. Otro Sistema Petrolero corresponde a *Los Monos carga secuencia abajo* del nivel estructural inferior de la misma unidad formacional, correspondiente a la Sección Emsiano, (Starck, 1999).

Los espesores de los niveles pelíticos devónico-silúricos en la zona de estudio son importantes, se resaltan figura 10; los datos de los pozos Techí (con más de 3000 m) y Otuquis (más de 1000m) sugieren un “depocentro” con eje de dirección NW-SE. Hacia la zona del Bumerang, norte de Santa Cruz, la Fm Limoncito cobra mayor presencia que la Fm Los Monos y alcanza hasta 600 m de espesor. Por otro lado, en el pozo IZZ-X4, se registra la presencia de El alto Izozog (remanente de un proceso de erosión activo durante del Mesozoico) donde la Fm



Los Monos tiene un espesor de solo de 374 m. El gráfico refleja un dominio areal de espesor de 500 m distribuido en el sector sureste.

La figura 12 representa un perfil de la variación vertical de los valores del Contenido de Carbón Orgánico Total (COT), representado a partir de los pozos Caranda (CRD), Colpa (CLP), Montecristo (MTC), Tucavaca (TCV) y Peta (PTA) vistos en planta (Figura 1). Se observa que los mayores valores corresponden al pozo Tucavaca que abarca desde la Fm Kirusillas Superior hasta Los Monos Superior. En los pozos Caranda, el TOC es más abundante en niveles de la Fm Los Monos Inferior y Medio, en tanto que en el pozo Montecristo sólo se registra en niveles medios de Los Monos, y en el pozo Peta en niveles del Paleozoico Superior y Mesozoico. La extensión de roca madre en perfil regional se puede apreciar en el corte A-A' de las figuras 1 y 9.

La distribución areal del COT se representa en la figura 13, en un mapa de isovalores que muestra a los más altos determinados en niveles del Silúrico-Devónico de cada pozo. Las mayores concentraciones de COT están representadas en tonos de gris intenso y los más bajos en color negro. Valores de 1,4% y 1,5% son los que dominan en la zona de Roboré, sudeste de la Llanura Chaqueña.

En cuanto a la calidad de hidrocarburos en el Subandino Sur, en su mayoría son livianos y tienen alrededor de 32°API, con valores bajos de azufre. (Villar 2012, Informe Rocklab 2012), en un análisis geoquímico de muestra de *oil seep*, identificó un producto rico en hidrocarburos saturados de petróleo parafínico, maduro, bien preservado en sus componentes pesados, y con devolatilización de sus componentes livianos, sin evidencias de biodegradación. Los datos de la fase gaseosa, tienen relación con una roca siliciclástica y fuerte contribución de material terrígeno, depositada en medio moderadamente reductor. En el perfil cromatográfico, las trazas isotópicas y el patrón de terpanos y esteranos serían compatibles con un origen en la Fm Los Monos.

En cuanto a la calidad de hidrocarburos para otros campos, existen diferentes valores; por ejemplo, en los pozos Sanandita, varían desde 32°API hasta 45°API en diferentes niveles reservorios. Datos adicionales para otros campos son los siguientes:

Tabla 8: Representación de valores de °API para hidrocarburos colectados de los pozos SAL, BMJ y TOR.

Otros Campos	° API	Formación (Reservorio)
San Alberto (SAL)	30.0	Tarija
Bermejo (BMJ)	25.5	Tarija
Toro (TOR)	12 y 24.8	Tarija

En cuanto a la llanura chaqueña, en el pozo Lomero (LMR), se obtuvo una muestra con 44,2° API y en el pozo Abeja (ABJ), que es descubridor de petróleo, se tiene 62°API. Esto podría estar determinado por la calidad de roca madre.

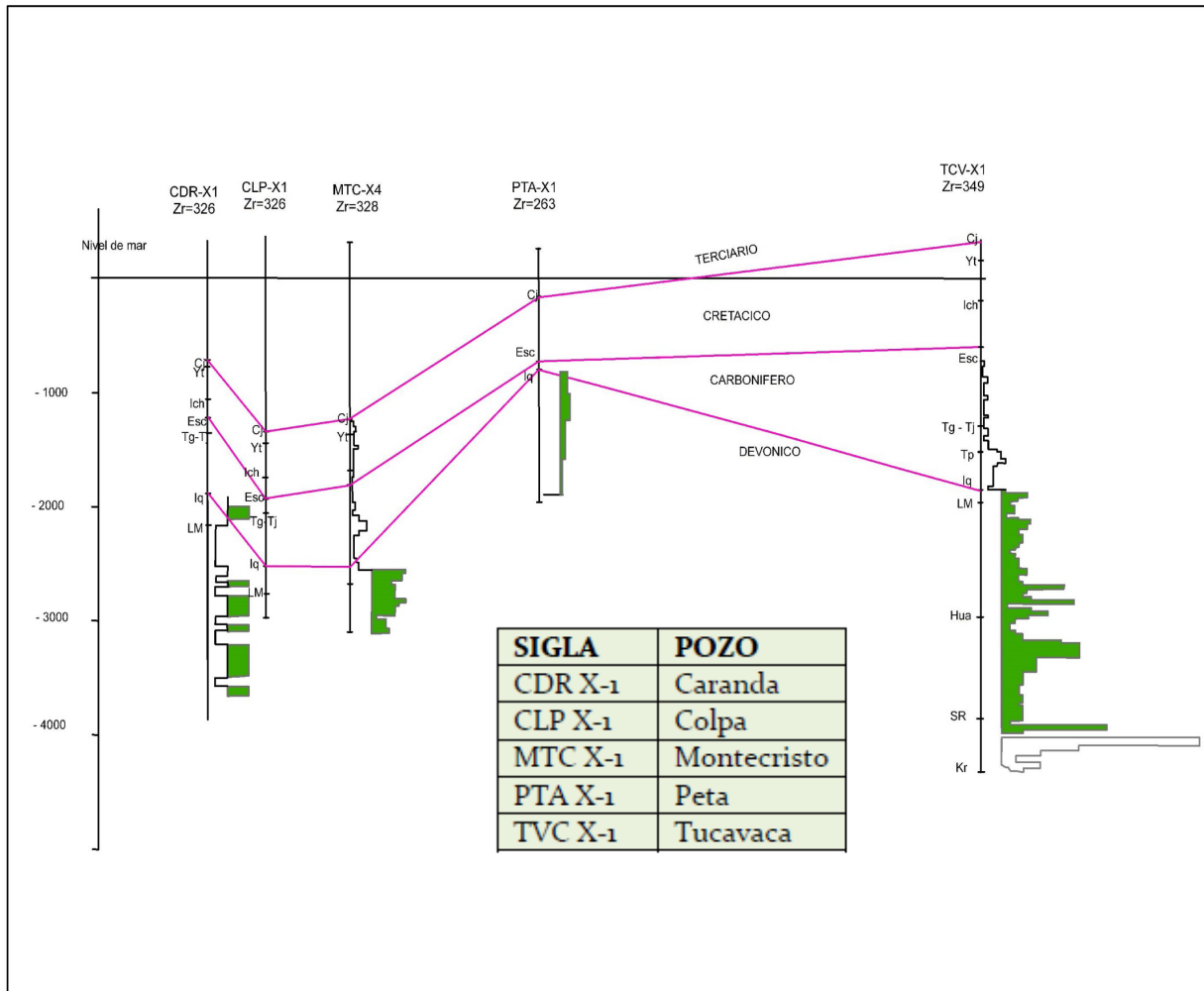


Figura 12: Variación vertical de COT de algunos pozos de la Llanura Chaqueña. En verde valores mayores a 0.5 %. Elaborado por Tellez y Mendoza, 1978. Informe YPF.

Otro dato importante de la mencionada muestra analizada del *oil seep*, es el grado de madurez, el cual se encuentra en una fase temprana a media, de la ventana del Petróleo. La madurez térmica está típicamente avanzada y en fase tardía de generación. Dentro de los parámetros medidos no reconocen evidencias diagnósticas de ambiente marino (por ejemplo, presencia de C30 esteranos, (Villar 2012, Informe Rocklab). La mejor correlación corresponde a muestras silúricas del pozo Santa Rosa (SRS-7), donde la diferencia entre fuentes silúricas y devónicas es muy pequeña. En cuanto a los *seeps* de la zona, se identifica como roca madre a niveles de edad silúrica, según Beer, et al, (1992).

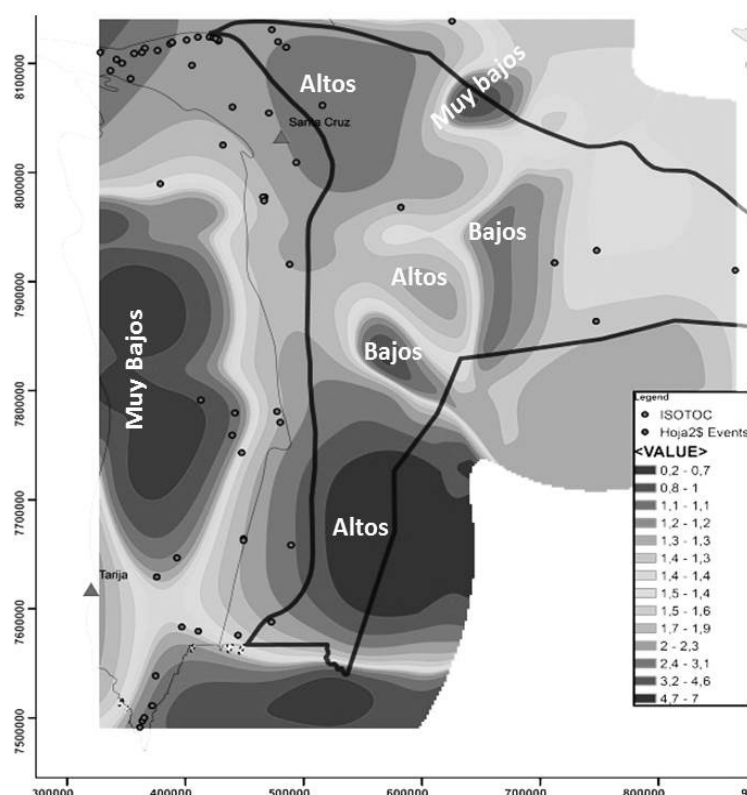


Figura 13: Representación de isovalores de COT (Carbón Orgánico Total) en rocas madre siluro-devónicas tanto de Pie de Monte como de la Llanura Chaqueña.

En general, la más alta calidad de roca madre corresponde a un IH (Índice de Hidrógeno) también alto (figura 13), que en algunos pozos coincide con los máximos espesores de la Fm Los Monos (aprox 2500m).

MADUREZ TERMAL E HISTORIA DE SOTERRAMIENTO

La etapa de generación de hidrocarburos, desde el inicio hasta el fin, está relacionado a la presión litostática y a la temperatura denominada “ventana de generación de petróleo”, o catagénesis. Los valores de temperatura del inicio de la generación de hidrocarburos líquidos se encuentran entre 65 y 90 °C, mientras que las profundidades pueden variar de 1500 a 4000 m. El fin de la generación de hidrocarburos líquidos ocurre entre 130° y 190°C y a profundidades entre 4000 y 6000 m (Santa María et al, 2009).

A partir de los análisis por el método pirolisis en rock-eval, para muestras del Subandino Sur, el grado de madurez de la roca madre, no expone relación directa de la Tmax (Temperatura máxima) con la profundidad, en cambio, parece tener relación con un control tectónico dentro de las diferentes zonas de la faja cabalgada.

En el modelo de madurez para la zona de Caipipendi, actualmente Campos Margarita-Huacaya, las muestras indican una fase temprana de generación de hidrocarburos, que empezó entre 310 my y 240 my. Análogamente, sugieren un re-soterramiento asociado a cabalgamiento (8-0 my), que pudo generar condensado y gas, desde un potencial remanente del Silúrico, y petróleo a partir de niveles del Devónico Superior. Se toma en cuenta un proceso de erosión dominante en toda la fase de cabalgamiento, como más compatible que con uno posterior

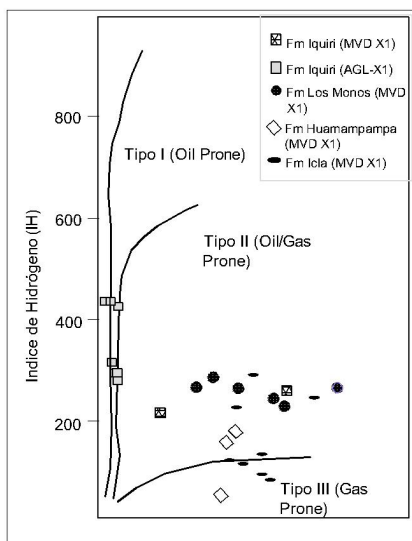
(Cassa et al, 1992). Los tipos de kerógeno son II y III con contenido de TOC marginal (1% aprox).

Para los niveles estudiados en los pozos San Juan y Otuquis, las rocas madre plotean dentro del campo de roca inmadura a marginalmente madura, y exponen un pobre índice de producción para hidrocarburos mixtos de 2 y 4 tons/ m2 respectivamente. Asimismo, los biomarcadores expresan complejidad en la correlación de rocas madre (Beer et al (1992).

Para el modelo de las cuencas Pie de Monte y de la Llanura Chaqueña, Cassa et al (1992), realizó un análisis a partir de 500 muestras, considerando entre otros pozos a Bordo Alto, El Dorado, Colpa, además de muestras de afloramientos. Los resultados se resumen a continuación.

Pozos Aguila y Monteverde

En base a datos del pozo Monteverde de la Llanura Chaqueña, la Fm Limoncito, en sus facies pelíticas de origen marino, la apuntan como roca Madre. Los análisis por pirólisis, para las Fms Iquiri y Los Monos indican valores de COT de 1% y 1,1% respectivamente, y las clasifican como roca madre efectiva. Para ambas formaciones las muestras plotean en la zona de “ventana de Petróleo” (Informe YPFB, 1991). En cuanto al grado de madurez termal, las formaciones, Iquiri, Los Monos y Huamampampa, se encuentran en el campo de “zona inmadura” (Andina 1998), como se muestra en la figura 14.



Formación	Edad	COT %	Tipo Kerógeno	Producto
Iquiri	Devónico Sup.	1	I	Oil prone
Los Monos	Devónico Med. a Sup.	1,1	II	Oil gas prone
Huamampampa	Devónico Inf.		II y III	Oil/gas a gas prone
Icla	Devónico Inf.		II y III	Oil/gas a gas prone (+ disperso)

Figura 14: Resumen de la representación de análisis geoquímico de muestras de los pozos Monteverde (MTV-X1) y Aguila (AGL-X1). Ref. Informe para la capitalización del área Monteverde (Inf. Final Bloque Monteverde, Andina, 1998)



Asimismo, los datos geoquímicos de muestras de los pozos Águila y Monteverde, se dispersan en los tres campos del diagrama de tipos de kerógeno, sugiriendo diferencias para cada una de las formaciones. La Fm Iquiri cae principalmente en el campo I que indica generación de *Oil prone*, la Fm Los Monos en el campo II, dominante para el *oil/gas*, y las Formaciones Huamampampa e Icla en el tipo II y III campo de *oil/gas* y *gas prone*, con mayor tendencia para generación de gas. La Fm Icla con mayor representación en el campo III (gas) (figura 14). La presencia de petróleo residual en las muestras podría explicarse por el inusual alto grado API de los hidrocarburos de la región.

BORDO ALTO

Las características de este pozo situado al sur del Subandino Sur, cerca del límite entre Pie de Monte y Llanura Chaqueña, se resumen en la figura 15. La estratigrafía es similar a la de la zona de Monteverde. En la figura se representan datos de profundidad vs edad en millones de años, donde se plotea con línea blanca, la evolución de la “ventana de petróleo”, en segmentada está el nivel máximo de expulsión, y punteada, la “ventana de generación de gas”. En el modelo, la sincronía (timing) e incremento de la temperatura de superficie, indujo la expulsión del hidrocarburo durante el Carbonífero. Gran parte de las lutitas devónicas entraron en la ventana de petróleo previo a la deformación Cenozoica. Sin embargo, no se tiene registro de que hubo subsidencia durante el tiempo de madurez termal. La vitrinita VR indicaría que, en ningún caso el modelo excluye el flujo de calor y la cantidad de expulsión pre Cenozoica (Beer et al, 1992).

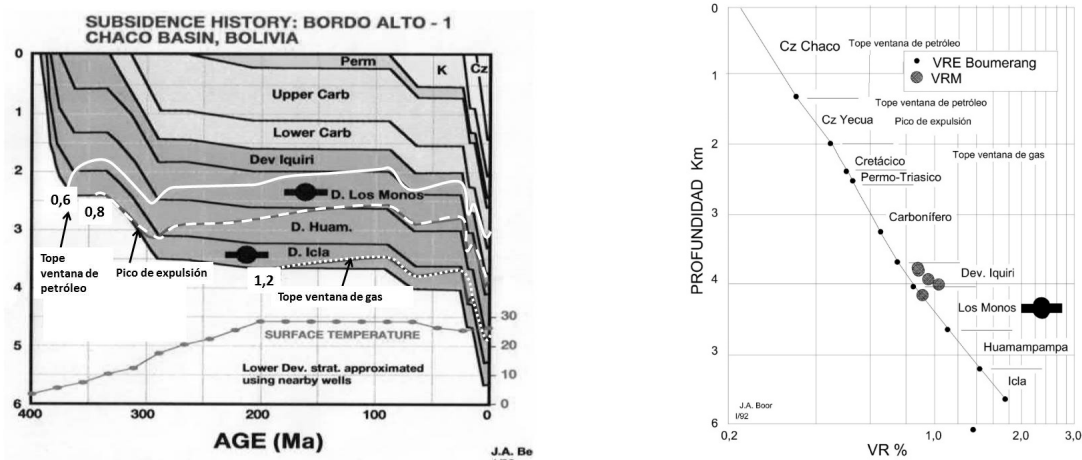


Figura 15: Izquierda, modelo de la historia de subsidencia, derecha, plot de profundidad vs. índice de madurez en %, según datos del pozo Bordo Alto-1, Beer et al (1992).

Pozo Colpa X-1

El pozo se ubica al norte y este del Pie de Monte, dentro de la zona del Bomerang. En esta área la secuencia carbonífera es más delgada, no se registra grado de madurez temprana, pero casi toda la secuencia devónica estaría dentro del rango de roca madura. En la parte inferior se representa la variación de la temperatura superficial, en el modelo de la deformación del Cenozoico, datos de VR concuerdan con este modelo (figura 16).

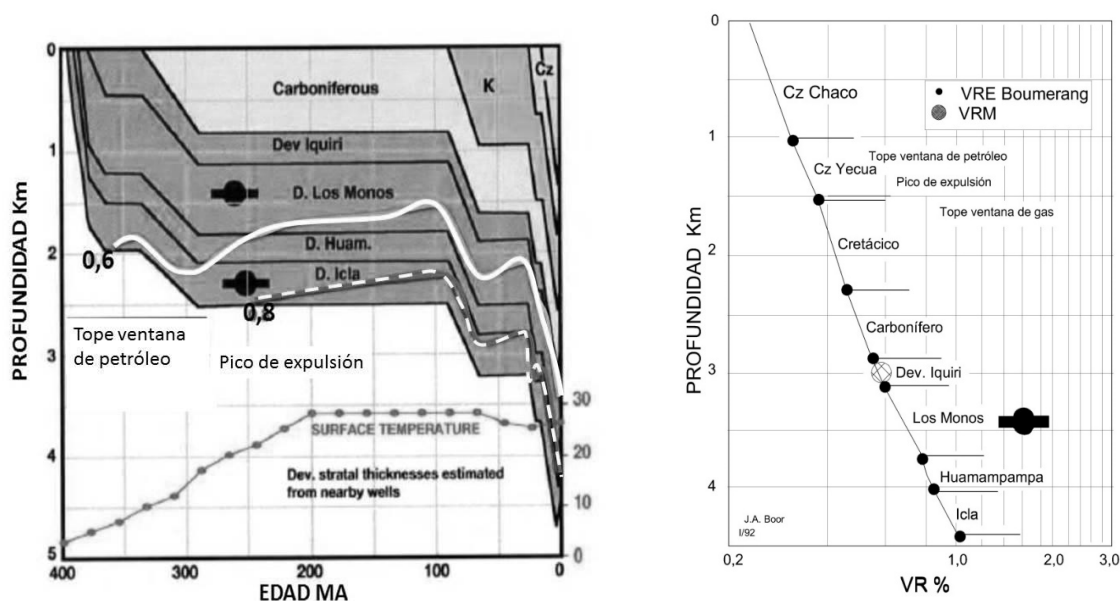


Figura 16: Izquierda, modelo de la historia de subsidencia, derecha, profundidad vs. índice de madurez indicado por el porcentaje de vitrinita (VR%), según datos del pozo Colpa X-1.

CUENCA ROBORÉ

En la cuenca de Roboré (figura 16), que está al centro de la llanura Chaqueña, es la única que registra un evento erosivo de edad Cenozoica en una proporción de cientos de metros. El modelo de la historia de soterramiento asociado al registrado en el pozo Tucavaca sugiere que las lutitas negras del Devónico alcanzaron el pico de expulsión antes del Neógeno, cuando las trampas estructurales ya se habrían formado. Este modelo es consistente con el VR.

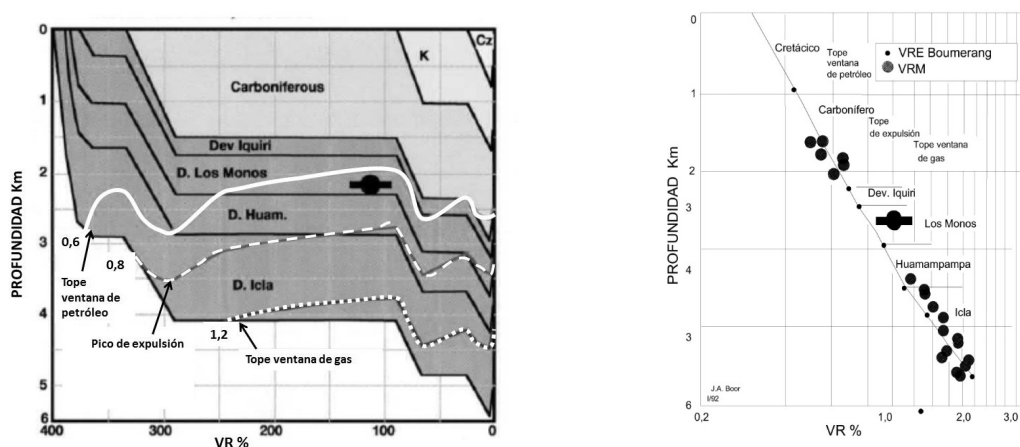


Figura 17: Izquierda, modelo de la historia de subsidencia, derecha, plot de profundidad vs. índice de madurez, según datos del pozo Tucavaca -1, en la cuenca de Roboré, sureste de la Llanura Chaqueña.

En síntesis, el análisis de Beer et al (1992), indica que en área del pozo Bordo Alto, aproximadamente el 70% del kerógeno de la base de la Fm Los Monos estaba ya transformado en hidrocarburo líquido (oil) antes del



Oligoceno, sin kerógeno remanente para cargar estructuras cenozoicas. Para el área del pozo Colpa X-1, el modelo muestra que la transformación ocurrió después del entrapado del hidrocarburo. Este modelo es el que funcionó en el área de Santa Cruz, y que no tiene relación con el de los megacampo del Subandino Sur.

La siguiente tabla muestra los valores de TOC más altos, sus profundidades y sus valores de Tmax y tipo de kerógeno.

Tabla 9: Relación de valores de carbón orgánico total (COT), temperatura máxima (Tmax), y profundidad para diferentes Formaciones a partir de muestras de los pozos de la Llanura Chaqueña.

Pozo	Prof.	Edad	COT%	Tmax	Tipo de Kerógeno
Remanso X-1	3900	Limoncito Sup.	10,08	431	II y III
Otuquis X-1	1495-1500	Silúrica	1,04	436	II
Puerto Ramos X-1	4970-4972	Silúrica	2,64	431	I y II
Pto Fernández X-1	2967	-	0,83	444 (388)	I y II
Yapacani X-1	3140	-	1,79	443	
Montecristo X-4	2928	Fm Iquiri	2,1	438	
El Pintao X-1	2820	Fm El Carmen		436	
Monteverde X-1	2849	(Fm Iquiri)	1,2	431	I
Palometas X-3	2791	Fm El Carmen	0,7	445	
Peta X-1	1351	Huamampampa	0,7	437?	

Las concentraciones más altas de carbón orgánico total (COT) están representadas en la tabla 9, a partir de datos de algunos pozos de la zona. En la primera columna están los pozos que cuentan con los datos de análisis geoquímico; la tabla indica además, sus profundidades, Formación geológica, valores de temperatura máxima (Tmax), y el tipo de kerógeno, según los análisis de Rock eval. El valor máximo en toda la zona es de 10% de COT corresponde al pozo Remanso, donde alcanza un 10% a una profundidad de 3900 m bp y corresponde a niveles superiores de la Fm Limoncito para un Tmax de 431°C que generó kerógeno tipo II y III equivalente a *oil/gas prone*.

Tabla 10: Resumen de datos según muestras de afloramientos, donde se representa la Formación, edad geológica y el tipo de kerógeno para cada una.

Formación	Edad	Kerógeno	Producto
Iquiri	Dev. Sup.	I	Oil prone
Los Monos	Devónico Medio a Superior	II	Oil gas prone
Huamampampa	Devónico Inferior	II y III	Oil/gas a gas prone
Icla	Devónico Inferior	II y III	Oil/gas a gas prone (más disperso)
Kirusillas	Silúrico Superior Ludlowiano		

CARACTERIZACIÓN GEOQUÍMICA

En la figura 18, se representan tres áreas que responden a patrones geoquímicos delimitados por Cruz et al (2007); estos modelos toman en cuenta la sobrecarga y edad de la roca madre, principalmente. Hacia el sur del Subandino Sur, está representada por la letra A, zona caracterizada por datos provenientes de los campos Madrejones, La Vertiente, San Roque y Vuelta Grande. Un segundo grupo está localizado hacia el oeste de la zona de cabalgamiento, representada por la letra B, y delimitada por la Serranía de Aguaragüe por el Este; se extiende hasta el norte del campo petrolero Incahuasi y sur del Tatarenda, La zona del Boumerang está delimitada como un tercer modelo, representado con C, encierra los campos Tatarenda, Tacobo, Río Grande y Río Seco, hacia el norte.

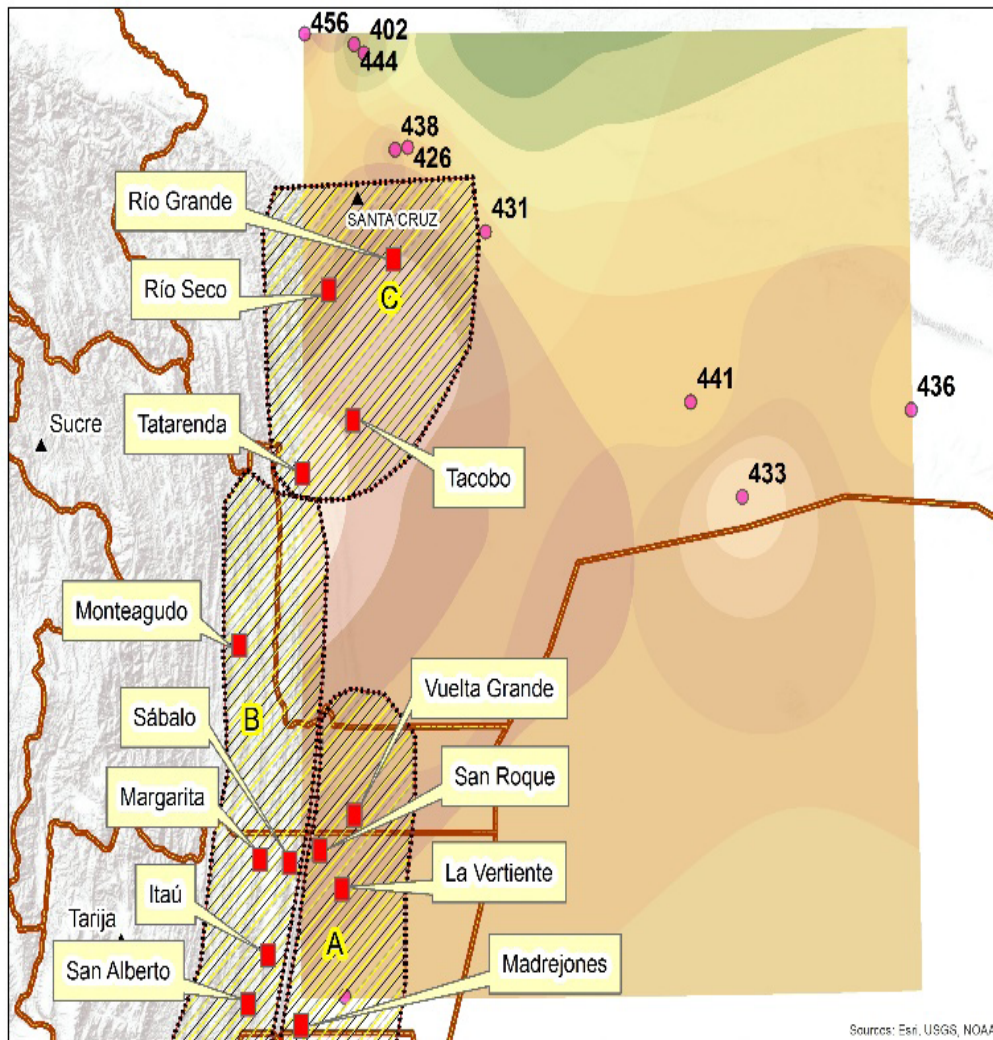


Figura 18: Mapa de zonas geoquímicas A,B, y C, según Cruz et al, 2007. Las zonaciones en tonos de gris representan interpolación de datos de Tmax en la Llanura Chaqueña.

Los polígonos achurados de la figura 18, representan al modelo de Cruz et al, 2007, donde **A** es una zona de



incremento de *flujo térmico hacia el sur*, con sobrecarga moderada y el nivel Eifeliano como principal roca madre. **B**, zona de *flujo térmico moderado a bajo*, con sobrecarga terciaria significativa, también del nivel Eifeliano como principal roca madre, pero con contribución de niveles del Silúrico. **C**, es una zona de *flujo térmico bajo*, con sobrecarga terciaria no relevante, Lockoviano principal roca madre y niveles del Eifeliano, poco maduro.

El mapa de Índice de Hidrógeno (IH) de la figura 19 está interpolado a partir de datos de los mencionados pozos de la Llanura Chaqueña, que representa a los niveles pelíticos de edad siluro-devónica. En tonos gris claro para los más bajos, y gris oscura para los más altos. Los valores más altos se encuentran hacia la zona del Bomerang así como los más bajos, por otro lado en la Llanura, estos valores son menos heterogéneos. Asimismo, los valores de Tmax son desde 431°C hasta 441°C, éste máximo alcanza en el centro de la Llanura Chaqueña. En el norte del Bomerang, el máximo valor de Tmax es de 456°C y el más bajo es de 402°C, ambos son colindantes (figura 18).

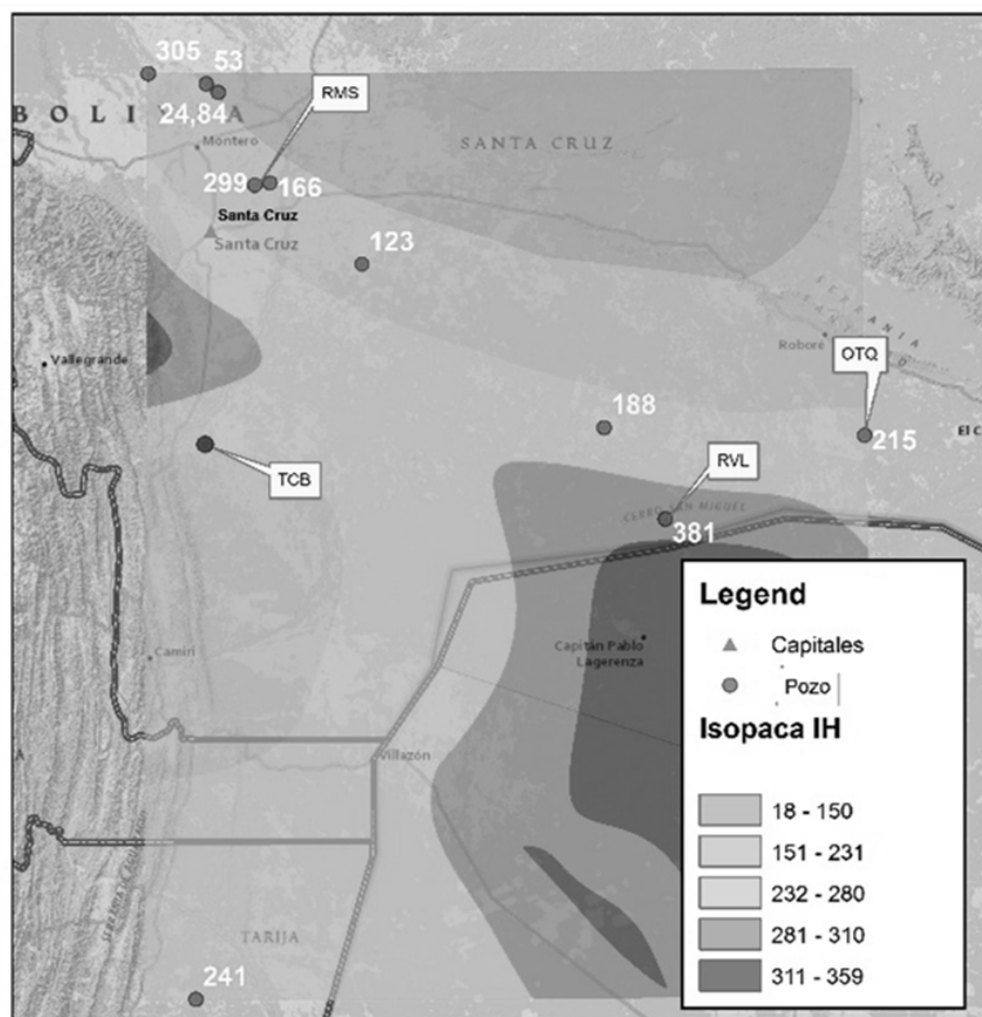


Figura 19: Mapa de interpolación de datos del Índice de Hidrógeno IH, para la Llanura Chaqueña a partir de datos de los pozos PMS, Pozo Remanso, OTQ, Otuquis, TCB, Tacobo.

El modelo para la Llanura Chaqueña sería más complicado, en base a los datos disponibles, sin embargo, hacia el Este no se observa un patrón que permita definir un factor de control para el IH ni Tmax, como la distancia desde la Faja Plegada, la profundidad u otro factor medible. Esto en base a datos de los pozos Izozog, Bordo Alto, Colpa y Tucavaca.

EVALUACIÓN DE LAS CARACTERÍSTICAS DE LOS RECURSOS NO CONVENCIONALES EN LA LLANURA CHAQUEÑA

En el presente trabajo, para *recursos no convencionales*, se asume como elementos del *sistema petrolero* sólo a la roca generadora y al timing (sincronía de eventos geológicos); la trampa de tipo estructural no está incluida en este caso, debido a que, o el hidrocarburo puede estar retenido en los poros de la roca madre como remanente del migrado, o en alguna roca que lo haya “atrapado” durante la migración y quede cerca de la roca madre.

Dentro del Sistema Petrolero, uno de los criterios más determinantes para la exploración de hidrocarburos no convencionales, es la caracterización geoquímica de la roca objetivo, que en este caso es principalmente las facies pelíticas del “nivel estructural inferior” Starck et al (2005), a la que pertenece la Fm Los Monos Inferior, cuyos antecedentes de roca generadora probada y su extensión son conocidos. El contenido de Carbón Orgánico Total (COT) de esta unidad no es alto, porque varían desde 0.5 % hasta 2 %, y excepcionalmente se registran valores más altos como 7,9 % en el pozo Remanso. Se considera un valor promedio de 1,85 %. La distribución de valores de COT no es homogénea en toda la cuenca, constatándose variación vertical (figura 12) así como areal (figura 13). De acuerdo a los parámetros de referencia, un TOC de 0,5% a 1,0% califica como favorable para roca madre, y de 1% a 2% buena calidad y mayor a 2% calidad excelente para recursos no convencionales.

La roca madre con un promedio 1% de TOC, está compensado por el espesor de hasta 2000 m. Sin embargo, la capacidad de expulsión, es decir su cociente Expulsión /acumulación es también bajo, y en condiciones de recursos convencionales es poco atractivo para la exploración. No obstante, la proporción de HC retenidos es alta, esto se puede apreciar a partir de las detecciones que registran los niveles devónicos durante los trabajos de perforación, y la constante sobrepresión de las secciones lutíticas (Starck, 1999), que implícitamente sugerirían que la expulsión y migración podrían estar ocurriendo actualmente (Moretti, 1998, *in* Cruz et al, 2012). Esta propiedad favorece las reservas de hidrocarburo en la roca madre.

En la zona centro norte de la Llanura chaqueña, las manifestaciones de gas más fuertes en el pozo MTV provienen de los niveles de la Fm Iquiri de edad Givetiano-Frasniano, entre los 2.870 hasta los 3.500 m de profundidad. A diferencia de los pozos vecinos como Tita, Sharon y Águila, las detecciones de hidrocarburos más importantes del pozo MTV-X1 se localizan en las Formaciones Iquiri - Los Monos. En el pozo Tita-X15, la Fm Iquiri es productora con 1,8 MMPCD y 59 BPD de condensado en las pruebas de producción (inf. Andina, 1991) (ver Tabla 8).

CONCLUSIONES

Las características evaluadas en el presente trabajo, que corresponden a las condiciones geoquímicas y de espesor de los niveles pelíticos siluro-devónicos a partir de la información existente, permiten concluir lo siguiente:

La estratigrafía de las cuencas Pie de Monte y de la Llanura Chaqueña muestran un importante espesor de roca madre que abarca a las formaciones Kirusillas y El Carmen, del Silúrico, Icla, Huamampampa, Limoncito (Boumerang), Los Monos e Iquiri del Devónico cuyo espesor suma a más de 3000 m, correspondiente al Nivel Estructural Inferior .

De acuerdo a los modelos geoquímicos, existe más de un Sistema Petrolero en el Subandino Sur; éstos son Los Monos – Huamampampa, Lockoviano-Carbonífero (Cruz et al., 2005), donde se acomodan los campos



productores más importantes del país.

Los SP para recursos no convencionales de la Llanura Chaqueña, no incluyen la formación de trampas de tipo estructural que se formaron durante la deformación andina, y que permitieron almacenamiento de escala comercial, esto debido a que la roca reservorio coincide con los niveles de roca madre.

El COT registrado es variable dentro de la Llanura Chaqueña, desde buena (0,5% a 1 %) a muy buena (1% hasta a 2%) y excepcionalmente excelente (>2%) de la Fm Los Monos clasifica como roca madre de buena calidad, por lo tanto la capacidad de generadora de hidrocarburos es mayor.

Se ve conveniente una evaluación a nivel de pelitas del rango Silúrico – Devónico, porque proporcionan valores de TOC para roca madre, desde la Fm Kirusillas hasta la Fm Huamampampa, dentro de las tres cuencas Subandino Sur, Pie de Monte y Llanura Chaqueña.

La capacidad de generación de hidrocarburos para la Fm Los Monos tiene hasta tres escenarios uno grande de 500-5000 x 10⁹ kg/Hc, el segundo, clasificado como significativo y denominado “Sección Lockhoviano”, con 50 x 500 kg Hc, y un tercero de menor significado. Esto se puede extender a los otros niveles objeto del presente estudio.

En cuanto al GAE (Generation Accumulation Efficiency) medido por Magoon y Valin (1994), en el primer caso es de 1,03 % a 2,32 % y en el segundo 0,15% a 0,34 %, estos valores son bajos, lo cual permite asumir que el remanente permanece en la roca madre y forma parte del recurso no convencional explotable.

Agradecimiento: A la Cooperación noruega, que a través de la agencia EnPe, contribuye al desarrollo de la investigación en el área petrolera y al empoderamiento de género.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Albariño, L., A. Dalenz-Farjat, L. Alvarez, R. Hernandez, y M. Pérez Leyton, 2002, Las secuencias sedimentarias del Devónico en el Subandino Sur y el Chaco. Bolivia y Argentina. V Congreso de Exploración y Desarrollo de los Hidrocarburos, IAPG, CD Trabajos Técnicos 21p., Mar del Plata, Argentina.
- Beer, J. A., Krasin, J. L., Pinezich A.R., Smith K. J., (1992). Exploration potential Chaco Basin, Bolivia, Pecten International Company.
- Cassa M. R., Daly A. R., Kayfman R. L., Schoellkopf, (1990-91). Petroelum Geochemistry of Caipipendi Block, Bolivia. Informe Chevron Overseas Petroleum Inc., San Ramon, California.
- Claypool G.E., Mancini EA, 1989, Geochemical relationships of petroleum in Mesozoic reservoirs to carbonate source rocks of Jurassic Smackover formation, Southwestern Alabama, AAPG Bull, 73: 904-924.
- Cruz, C. E., Oller J., Veramendi, Di Benedetto, M., Pereira M. y Villar, H.,J. (2007). Los Sistemas Petroleros Devónicos del Subandino Sur y Pie de Monte de la Cuenca de Tarija. Bolivia, Sistemas Petroleros de las Cuencas Andinas.p 159-187.
- Disalvo A. y Villar H. J., 1999. Los sistemas petrolíferos del área oriental de la cuenca Paleozoica Noroeste, Argentina. IV Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos. Acta I: 83-100. Mar del Plata.
- González M., Diaz-Martinez, E., Ticlla, L., (1996). Comentarios sobre la Estratigrafía del Silúrico y Devónico del Norte y Centro de la Cordillera Oriental y Altiplano de Bolivia, Simpósio Sul Amariicano do Siluro-Devoniano, Ponta Grossa Anais, p. 117-130.
- Hunt, J. M., (1996). *Petroleum Geochemistry and Geology*. 2nd Edition. W.H. Freeman, New York, 743 pp.

[Handbook of geochemistry applied to oil and gas formation processes. Methods of surface and subsurface applied geochemistry are widely described].

Jarvie D., M., Hill R., J., Ruble T., E., Pollastro, R., M. (2007). Unconventional shale-gas systems: The Mississippian Barnett Shale of north-central Texas as one model for thermogenic shale-gas assessment. AAPG Bull, 91 (4):475-499

Magoon, L.B. y Z.C. Valin, 1994, Overview of petroleum system case studies, en L.B. Magoon y W.G. Dow, eds., The petroleum system - from source to trap, American Association of Petroleum Geologists Memoir 60, p. 329-338.

Morado A. A., Jr., (1990), A Seismic Evaluation of the Hydrocarbon Potential of the Izozog Block, Bolivia, South América, Eurocan Ventures Limited.

Quevedo, (1974). Evaluación de las Petrolutitas. Informe YPFb.

Santamaría Orozco, D., M., Amezcua, Allieri, M., A., y Carrillo H. T. de J., 2009. Generación de petróleo mediante experimentos de pirólisis: revisión sobre el conocimiento actual, Bol. Soc. Geol. Mex vol.61 no.3, p. 353-366.

Starck D., (1999). Los Sistemas Petroleros de la Cuenca de Tarija. IV Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos. Actas I: 63-82. Mar del Plata.

Starck, D., Schulz, A. & Cohen, M. (2005). Entrampamientos de Hidrocarburos en EL Carbónico y el Terciario Subandino de la Cuenca Noroeste (Cuenca de Tarija). 339, Memoir 60, American Association of Petroleum Geologists, Tulsa, OK

Suarez-Soruco & Díaz-Martínez, E., 1996, Lexico Estratigráfico de Bolivia, Revista Técnica de YPFb, vol. 17, num., 1 - 2

Villar, H., 2012, Evaluación Geoquímica de un petróleo del Subandino sur de Bolivia, Rev. María L. Rodríguez Schelotto. Petrobras Bolivia. Informe confidencial