

**POTENCIAL DE HIDROCARBUROS
DEL PARAGUAY**

(áreas de interés prioritario para la exploración)

-

Concepto geológico, estratigráfico-estructural fanerozoico

Y

**evaluación de formaciones prospectivas para la
exploración petrolífera**

Tomo II

Ref: Servicio de Consultoría en Apoyo al Sector de
Hidrocarburos del Paraguay
BID/FOMIN N° ATN/MT - 4983 - PR

Asunción - Paraguay
Enero 1998

INDICE

TOMO I

Pag.

I	Introducción	1
II	Origen de la cuenca Chaco-Paranaense	9
1.	Substrato arqueano-eoproterozoico (ciclo Guriense al ciclo Uruaçuano)	9
	- Complejos basales Río Apa y Río Tebicuary	
	- Magmatitas Centurión y Magmátitas Villa Florida	
	- Grupo San Luís y Grupo Ramos	
2.	Eventos neoproterozoicos - cambro/ordovícicos (ciclo Brasiliano)	11
	- Grupo Itapucumi/Lutitas Paraguari/Metasedimentos Paso Pindó (Neoproterozoico - Cámbrico inferior)	
	- Magmatitas Caapucú y Magmatitas San Ramon (Neoproterozoico Ordovícico inferior)	
III	Cuenca paleozoica inferior	21
1.	Grupo Cerro León (Llanvirniano superior- Wenlockiano/Ludlowiano)	22
1.1.	Formación La Paz (Llanvirniano superior - Ashgilliano/Llandooveriano inferior)	23
1.2.	Formación Sta. Rosa (Llandooveriano inferior-Wenlockiano/Ludlowiano)	24
2.	Grupo Caacupé (Llanvirniano superior - Ashgilliano/Llandooveriano)	24
2.1.	Formación Paraguari (Llanvirniano superior)	25
2.2.	Formaciones Co.Jhu/Tobatí (Llanvirniano superior - Ashgilliano/Llandooveriano)	25
3.	Grupo Itacurubí (Ashgilliano/Llandooveriano-Wenlockiano/Ludlowiano)	26
3.1.	Formación Boquerón (Llandooveriano)	26
3.2.	Formación Eusebio Ayala (Ashgilliano-Llandooveriano medio)	27
3.3.	Formación Vargas Peña (Llandooveriano medio-Llandooveriano superior)	28
3.4.	Formación Cariy (Llandooveriano superior-Wenlockiano/Ludlowiano)	28
4.	Epirogenesis Caledoniana	28
5.	Grupo San Alfredo (Pridoliano - Tournaisiano/Viseano inferior)	29
5.1.	Grupo San Alfredo inferior (Pridoliano-Emsiano)	30
5.2.	Grupo San Alfredo superior (Eifeliano-Tournaisiano/Viseano inferior)	31

6.	Grupo San Pedro (Pridoliano - Famenniano/Tournaisiano)	34
6.1.	Formación Sta. Elena (Pridoliano-Emsiano)	34
6.2.	Formación Lima (Eifeliano - Famenniano / Tournaisiano)	35
IV	Cuenca paleozoica superior	36
1.	Epirogénesis Eoherciniana	36
2.	Grupo Palmar de las Islas (Westfaliano/Stefaniano - Kazaniano /Tatariano)	37
2.1.	Formaciones San José/Cabrera (Westfaliano/Stefaniano-Sakmario /Kunguriano)	37
2.2.	Formación Chovoreca (Sakmario/Kunguriano-Kazaniano/Tatariano)	39
3.	Grupo Cnel. Oviedo (Stefaniano - Sakmario/Kunguriano)	40
3.1.	Diamictitas Cnel. Oviedo (Stefaniano-Sakmario/Kunguriano)	41
3.2.	Formación Ybytymí (Stefaniano-Kunguriano)	42
3.3.	Formación Aquidabán (Stefaniano-Sakmario/Kunguriano)	42
4.	Grupo Independencia (Sakmario/Kunguriano - Kazaniano/Tatariano)	42
4.1.	Formación San Miguel (Sakmario-Kunguriano/Kazaniano)	43
4.2.	Formación Tacuary (Kunguriano/Kazaniano -Tatariano)	43
V	Cuenca mesozoica	46
1.	Ciclo Sudatlántico	46
2.	Magmatitas sieníticas (Kazaniano - Anisiano)	48
3.	Formación Cabacué (Anisiano - Rhaetiano)	50
4.	Formación Adrian Jara (Jurásico inferior - Eoceno superior)	51
5.	Grupo Pirity inferior (Jurásico inferior - Eoceno superior)	52
5.1.	Formación Berta (Jurásico inferior - Cretácico superior)	52
5.2.	Formación Palo Santo (Cretácico superior - Paleoceno inferior)	53
5.3.	Formación Sta. Barbara (Paleoceno inferior - Eoceno superior)	55
5.4.	Magmatitas básicas-alcaldas (Jurásico superior - Paleoceno inferior)	57
6.	Grupo Alto Paraná (Jurásico inferior - Eoceno superior)	59
6.1.	Formación Misiones (Jurásico inferior - Cretácico superior)	59
6.2.	Magmatitas básicas - alcalinas (Jurásico superior - Cretácico superior)	61
6.3.	Formación Acaray (Cretácico superior - Eoceno superior)	71
7.	Ciclo Andino	73

8.	Grupo Asunción (Jurásico medio/superior - Eoceno medio/superior)	74
8.1.	Formación Palacios (Jurásico medio/superior - Paleoceno medio/superior)	74
8.2.	Magmatitas básicas, nefeliníticas - fonolíticas (Paleoceno inferior - Eoceno superior)	75
VI	Cuenca cenozoica	77
1.	Grupo Pirity superior (Eoceno superior - Pleistoceno inferior)	77
1.1.	Formación Chaco inferior (Eoceno superior - Plioceno superior)	77
1.2.	Formación Chaco superior (Plioceno superior - Pleistoceno inferior)	78
2.	Terciario/Cuaternario indiferenciado (Eoceno medio/superior-Pleistoceno inferior)	79
3.	Cuaternario (Pleistoceno inferior - Presente)	80
3.1.	Cuaternario inferior (Pleistoceno inferior - Holoceno inferior)	82
3.2.	Cuaternario medio (Holoceno inferior - Holoceno medio)	86
3.3.	Cuaternario tardío (Holoceno medio - Holoceno superior)	88
3.4.	Presente (procesos actuales)	90

TOMO II

VII	Potencial de hidrocarburos	1
1.	Antecedentes de la exploración petrolífera en Paraguay	1
2.	Información técnica disponible	3
3.	Conceptos geológicos - estratigráficos	8
4.	Evolución estructural - sedimentaria	10
5.	Métodos geofísicos	14
5.1.	Radiometría	14
5.2.	Gravimetría	15
5.3.	Magnetometría	17
5.4.	Sísmica	20
6.	Gradientes térmicos	23
7.	Presión de formación	25
8.	Evaluación de formaciones generadoras	27

8.1.	Formaciones generadoras en Paraguay	31
8.2.	Grupo Itapucumí (Neoproterozoico - Cámbrico inferior)	34
8.3.	Grupo San Alfredo (Pridoliano - Tournaisiano/Viseano inferior)	36
8.4.	Grupo San Pedro (Pridoliano - Famenniano/Tournaisiano)	42
8.5.	Grupo Independencia (Sakmario/Kunguriano - Kazaniano/Tatariano)	44
8.6.	Formación Palo Santo (Cretácico superior - Paleoceno inferior)	47
9.	Análisis de reservorios y sellos	50
10.	Evaluación de prospectos	56
10.1.	Cuenca del Paraná / Bajo de San Pedro	59
10.2.	Subcuenca de Carandaity	65
10.3.	Subcuenca de Curupaity	68
10.4.	Subcuenca de Pirity	71
10.5.	Plataforma de Bahía Negra	75
10.6.	Subcuenca de Pilar	78
10.7.	Resumen	80
11.	Exploración hidrocarburífera en Paraguay - Aspectos económicos	82
11.1.	Criterios de inversión a riesgo	86
11.2.	Perfil de una inversión básica tipo	90
11.3.	Balance de capital y riesgo a la inversión; áreas prospectivas hidrocarburíferas en Paraguay	97
VIII	Consideraciones	101
1.	Escenario geológico	101
2.	Potencial de hidrocarburos	101
3.	Directrices técnicas básicas de estrategia exploratoria	103
4.	Recomendaciones	106

TOMO III

IX Referencias bibliográficas

X Anexos

1. Relación de pozos de exploración para hidrocarburos
2. Perfiles compuestos de pozos de exploración para hidrocarburos
3. Perfiles geológicos regionales
4. Perfil palinológico - bioestratigráfico tipo : Toro # 1
5. Perfiles gravimétricos regionales

Coordinación : GEO CONSULTORES
Responsabilidad : Dr. Fernando Wiens

TOMO II

VII. POTENTIAL DE HIDROCARBUROS

1. Antecedentes de la exploración petrolífera en Paraguay

En 1993 se concluyó la perforación del pozo Independencia #1 en el Bloque Gabino Mendoza, Chaco noroccidental, área de concesión para la prospección, la exploración y la explotación de hidrocarburos otorgada según Ley 1028/82 a la empresa paraguaya Primo Cano Martínez. A una profundidad de 589 m es alcanzada una arenisca del Givetiano con una porosidad entre 12 y 15%, que es sellada hacia arriba por una arcillita a arenisca arcillosa muy compacta. La arenisca givetiana de 32,5 m de espesor llega a producir en el pozo Independencia # 1 de un intervalo de 4 m un volumen de 34.000 m³ de gas/día (con 93,5% de metano) acompañado por un 2% de condensados de 48 óctanos y a una presión de 578 psig (orificio de prueba = 2”).

Ya en 1959, la empresa Pure Oil Co. perforó el pozo Mendoza #1R en el Bloque Gabino Mendoza, revelando por debajo de un primer nivel gasífero en el Givetiano con una producción de 136.000 m³ de gas/día, un segundo nivel gasífero en el Pragiano/Emsiano que llegó a producir hasta 680.000 m³ de gas/día de areniscas-arcillitas fracturadas.

Luego, y a carácter de indicación, se menciona el campo petrolífera de Tita (Bolivia), a escasa distancia al noroeste del Bloque Gabino Mendoza, con unas reservas (1990) de 747.000 m³ de petróleo y 3.000 Mill m³ de gas en areniscas de paleocanales carboníferos, relacionados al alto de Lagerenza/Izozog.

El campo petrolífero de Palmar Largo (Argentina) ubicado sobre la orilla sur del Río Pilcomayo mantenía en 1995 un volumen de 3.384.000 m³ de petróleo de reserva, produciendo de magmáticas amigdaloidales cretácicas y su debris de decomposición, originado de sedimentos cretácicos en la subcuenca de Purity/Olmedo. Paraguay

importa actualmente (Enero-Julio 1997) el 79% del consumo nacional de petróleo crudo del campo de Palmar Largo (71.143 m³).

A fines de 1996 fué descubierto el pozo gasífero de Barra Bonita (Brasil) a 250 km al este de Ciudad del Este. Areniscas de paleocanales carboníferos con 12-22% de porosidad, en discordancia con arcillitas generadoras del Eifeliano/Givetiano producen 110.000 m³ de gas/día.

La República del Paraguay (406.752 km²) se constituye apenas en un 5,2% por un basamento cristalino (21.000 km²) y siendo compuesta en un 94,8% por cuencas sedimentarias fanerozoicas (385.752 km²) con un favorable potencial petrolífero (región occidental = 246.725 km²/ 64,0%; región oriental = 139.027 km²/36,0%).

Las cuencas sedimentarias en Paraguay han sido clasificadas tradicionalmente como cuencas interiores estables con un limitado potencial generador de hidrocarburos. Esta clasificación no obstante dependía principalmente del grado de conocimiento de la geología, condicionado por la escasa información técnica disponible.

Recién en los últimos años y motivado por los descubrimientos alentadores de campos de hidrocarburos en los países vecinos, la imagen del potencial petrolífera en Paraguay ha cambiado positivamente. Aunque la información geológica-técnica es aún deficiente en comparación a regiones productivas de hidrocarburos, dificultando conclusiones definitivas, los esfuerzos realizados recientemente para evaluar los datos existentes y la integración/correlación de la información geológica con los países vecinos, permite actualmente indicar con mayor precisión el potencial de hidrocarburos del Paraguay.

No obstante, serán requeridos amplios programas adicionales de prospección/exploración para definir la complejidad geológica del país y señalar con mayores detalles las áreas potenciales para la exploración petrolífera. El único aporte en este sentido se logrará mediante inversiones continuos importantes a riesgo y a largo plazo, apoyadas por términos de una promoción precisa, asistida por condiciones legales, económicas, socio-económicas y políticas favorables.

Campañas sistemáticas en la exploración petrolífera en Paraguay se iniciaron con el Decreto Ley Nr. 5449 del 6 de Octubre de 1944, fecha en que el Gobierno Nacional declaró todo el área del Chaco (246.725 km²) como reserva potencial para hidrocarburos. La primera concesión para la prospección, la exploración y la explotación de hidrocarburos fue otorgada en 1945 a la empresa Union Oil of California para todo el territorio chaqueño. Iniciase así la historia de la exploración petrolera en el Paraguay, cuyos resultados permiten hoy conclusiones válidas, aunque aún no muy detalladas, sobre el potencial para hidrocarburos del país. Con un acuerdo firmado en 1997 entre la empresa Primo Cano Martínez y la compañía nacional de electricidad ANDE, para la utilización de 30.000 m³ de gas/día en el área gasífero del Bloque Gabino Mendoza, para la generación de 1750 MWH al año, se dará el primer paso hacia un aprovechamiento económico-comercial, y a costos competitivos, de los recursos de hidrocarburos en el Paraguay.

2. Información técnica disponible

La exploración para hidrocarburos es indirecta y multidisciplinar, por lo tanto la cantidad y calidad de los datos disponibles es fundamental.

Desde que la empresa Union Oil of California inició en 1945 tareas de exploración petrolífera en el Chaco, hasta las compañías concesionarias de hoy, la información acerca del potencial para hidrocarburos en el Paraguay ha sido acrecentada substancialmente. Datos técnicos previos han sido constantemente re-interpretados e integrados a los conceptos dinámicos en cuanto a la potencialidad para la generación y la acumulación de hidrocarburos económicamente explotables. No obstante, la escasez de suficientes datos confiables permite una indicación del potencial para hidrocarburos apenas modelar, ya que el Paraguay permanece todavía ampliamente inexplorado.

- Imágenes aéreas de variada calidad y escala cubren todo el país. Conjuntamente con imágenes de sensores remotos existentes, de variados canales y filtros, se logra

así una imagen geológica regional bastante indicativa acerca de la estratigrafía y estructuración tectónica.

- Extensas investigaciones considerando la paleontología y palinología de unidades aflorantes han facilitado un cuadro bioestratigráfico y paleoambiental bastante sólido.

- Acompañan dataciones absolutas, principalmente en magmatitas y puntualmente en sedimentitas y metamorfitas, permitiendo conclusiones referente al emplazamiento magmático y/o la consolidación de unidades sedimentarias /metamórficas. De esta manera son documentadas épocas de ciclos termo-tectónicos, de transformación o de sedimentación.

- Resultado de la interpretación de los datos geológicos básicos es una cobertura existente con mapas geológicos/estructurales actualizados (a escalas de 1:2 Mill a 1:500.000), ubicando al Paraguay dentro de su entorno regional en el centro de Sudamérica. Mapas geológicos y temáticos a escalas de 1:250.000 a 1:25.000/10.000 cubren apenas localmente áreas de mayor concentración de investigaciones geológicas (científicas o de exploración).

- Para la determinación de las unidades geotectónicas de gran escala se han realizado servicios gravimétricos regionales en Paraguay oriental, en la subcuenca de Pirity y en la subcuenca de Curupaity. Acompañan perfiles gravimétricos regionales desde la cuenca del Paraná hasta la subcuenca de Pirity y de Carandaity, integrando además perfiles de los países vecinos.

- Servicios de aeroradiometría cubren toda la región de Paraguay oriental. Una magnetometría aérea a bajo nivel se realizó en el Paraguay oriental, mientras que servicios de magnetometría a alto nivel se completaron en el Chaco suroccidental, en el Chaco noroccidental y en el Paraguay oriental.

- Para la exploración sistemática de hidrocarburos las empresas concesionarias han realizado desde 1945 hasta 1997 un total de 15.859 km de servicios sísmicos (a dinamita y a vibración; de 2 D), concentrándose con 7.171 km en la subcuenca de Pirity, seguido por 3.467 km en la subcuenca de Curupaity, por 2.046 km en el bajo de

San Pedro, por 1.228 km en la cuenca del Paraná, por 1.176 km en la subcuenca de Carandaity, por 500 km en el alto de Boquerón y por 225 km en la plataforma de Bahía Negra; permaneciendo aún vastas regiones del país sin cobertura sísmica alguna.

- Una presentación estratigráfica-estructural y del potencial para hidrocarburos no sería posible sin la ejecución de perforaciones de investigación y de exploración. En todo el país se han realizado cientos de pozos someros y profundos para la exploración/explotación de agua subterránea y minerales.

Desde 1947 hasta 1996 se han ejecutado en el territorio nacional apenas 48 pozos de exploración petrolífera, con profundidades alcanzadas desde 609 m (Independencia #1) hasta 4.789 m (Berta #1), de acuerdo a los objetivos específicos de exploración, desde el Eoceno superior/Paleoceno inferior (Formación Sta. Barbara) hasta el Llanvirniano superior/Llandoveryano inferior (Formación La Paz). La gran mayoría de los pozos ejecutados se ubican en la subcuenca de Carandaity (18 perforaciones) con objetivos al Carbonífero superior como reservorio en contacto discordante con el Devónico como generador. Con el mismo objetivo han sido perforados 9 pozos en el alto de Boquerón, 4 pozos en la subcuenca de Curupaity y 2 pozos en el alto de Lagerenza. Apenas 3 pozos han sido ejecutados en el bajo de San Pedro con objetivos al Paleozoico inferior, mientras que 3 pozos se realizaron en la cuenca del Paraná alcanzando el Paleozoico superior. Objetivos mesozoicos han sido explorados en 9 perforaciones en la subcuenca de Purity. Permanecen aún amplias áreas en el Paraguay sin perforación sistemática alguna para indicar el potencial para hidrocarburos. Las secciones estratigráficas del Paleozoico inferior inicial y del Neoproterozoico-Cámbrico inferior, que cuentan con un señalado potencial para hidrocarburos, no han sido investigados aún mediante perforaciones sistemáticas de exploración.

No obstante, y considerando la escasez de las perforaciones ejecutadas, de los 48 pozos realizados 28 pozos (58%) han registrado indicios de hidrocarburos (Fig. 2-1). Así se han manifestado 4 importantes escapes de gas en perforaciones en el área norte de la subcuenca de Carandaity con presiones hasta 780 psig; 16 perforaciones registraron concentraciones de petróleo (subcuencas de Carandaity, Curupaity, Purity y Paraná; bajo de San Pedro; y alto de Boquerón) y 5 perforaciones indicaron

Area	Pozos perforados	Hidrocarburos	
		Indicios (pozos)	Unidad potencial
Curupaity (subcuenca)	4	3	Paleozoico inf. / Paleozoico sup.
Carandaity (subcuenca)	18	10	Paleozoico inf. / Paleozoico sup.
Pirity (subcuenca)	9	4	Mesozoico / Paleozoico sup.- inf.
Pilar (subcuenca)	-	-	Paleozoico inf.
Paraná (cuenca)	3	3	Paleozoico inf. / Paleozoico sup.
San Pedro (bajo)	3	2	Paleozoico inf. / Paleozoico sup.
Bahía Negra (plataforma)	-	-	Paleozoico inf. / Neoprot.-Cámbrico inf.
Lagerenza (alto)	2	2	Paleozoico inf.
Boquerón (alto)	9	4	Paleozoico inf. / Paleozoico sup.
Pte. Hayes (alto)	-	-	Paleozoico inf.
Asunción (alto)	-	-	Paleozoico inf. (?)
Itapucumí (alto)	-	-	Neoprot. - Cámbrico inf.
Fte. Olimpo (alto)	-	-	Neoprot. - Cámbrico inf.
TOTAL (pozos)	48	28 (58%)	

Fig. 2-1: Ubicación de pozos petrolíferos, indicios de hidrocarburos y unidad estratigráfica potencial.

concentraciones de gas (alto de Lagerenza; subcuencas de Carandaity y Paraná). Indicios de acumulaciones de petróleo se manifestaron además en 3 perforaciones en la subcuenca de Pirity. Los resultados de las perforaciones realizadas confirman que formaciones generadoras de hidrocarburos importantes se registran principalmente en arcillitas del Devónico relacionadas con formaciones reservorios para hidrocarburos señaladas en areniscas de paleocanales del Carbonífero superior. Generadoras del Cretácico superior, del Permo-Carbonífero, del Siluro-Ordovícico y del Neoproterozoico-Cámbrico inferior requieren localmente una importancia significativa.

- Las perforaciones petrolíferas de exploración cuentan por lo general con un registro por perfilajes eléctricos. Cabe señalar, que al inicio de las campañas sistemáticas de exploración (1947) estos perfilajes carecían todavía de tecnologías y módulos avanzados, registrándose a consecuencia una resolución limitada. A través de los años los sistemas de registros se desarrollaron, obteniéndose en los pozos más recientes perfilajes eléctricos más completos y sofisticados.

- La mayoría de los pozos ejecutados registraron los gradientes térmicos. De esta manera se manifiesta una historia termal de los sedimentos que es fuertemente influenciada por la evolución estructural. Así se define un gradiente térmico de $5,19^{\circ}\text{C}/100\text{m}$ en el pozo Lagerenza #1, reflejando la estructuración termo-tectónica del alto de Lagerenza desde el Terciario; valores hasta $5,16^{\circ}\text{C}/100\text{m}$ en el pozo Inés #1 revelan la fuerte influencia termal de las magmatitas básicas mesozoicas en la cuenca del Paraná. Mientras que gradientes térmicos entre $1,67^{\circ}\text{C}/100\text{m}$ a $1,81^{\circ}\text{C}/100\text{m}$ en los pozos Federica #1 y Cristina #1 respectivamente, señalan la calma tectónica y termal en el alto de Boquerón.

- Relacionado al gradiente térmico se ha determinado mediante análisis geoquímico-petroológicos la definición de la madurez de las unidades generadoras para hidrocarburos y las condiciones físicas que caracterizan a los respectivos reservorios. Así, en áreas de reciente influencia termo-tectónica se registran condiciones sobremaduras para las rocas generadoras paleozoicas y reservorios densos a recristalizados, mientras que en áreas calmas se manifiestan condiciones generadoras hasta inmaduras y reservorios buenos, y señalando aspectos de mayor madurez hacia mayor profundidad. Términos de unidades generadoras mesozoicas se definen

solamente en la subcuenca de Purity, reflejando parámetros de generación de hidrocarburos líquidos en directa relación a una mayor subsidencia local y/o cobertura por sedimentos más jóvenes. Son positivamente indicativos algunos registros generadores geoquímicos para el Neoproterozoico-Cámbrico inferior.

- Aunque apenas de manera parcial, la mayoría de los pozos perforados han sido analizados por su contenido paleontológico y en particular en base a su registro palinológico. Rocas generadoras más promisorias han sido examinadas exhaustivamente por las empresas ejecutoras; los resultados han sido incorporados en análisis posteriores, y detalles han sido elaborados. La caracterización bioestratigráfica así establecida permite una buena correlación viable entre las áreas de exploración, como así también con unidades aflorantes y regiones adyacentes de los países vecinos.

- Dataciones absolutas acompañan el análisis de los pozos perforados. En particular la geocronología de magmatitas acompañantes es un indicio importante al grado de madurez de unidades generadoras, permitiendo además conclusiones a la historia del análisis de cuenca en cuanto a su evolución termo-tectónica (emplazamiento simultáneo o posterior a la secuencia sedimentaria).

- El monitoreo de los diferentes parámetros de una perforación y su correlación con otros pozos y/o áreas concluye para cada unidad estratigráfica en un análisis de facies sedimentarias e indicaciones a su desarrollo de subsidencia general o local, permitiendo además diseñar la historia termo-tectónica y estructural. De esta manera es facilitado un modelaje hacia prospectos potenciales para la generación, la acumulación y la conservación de concentraciones proyectadas de hidrocarburos.

- Son además resultado del monitoreo de los datos existentes mapas de isopacas y/o estructurales para cada unidad estratigráfica, permitiendo resaltar su evolución geológica-estructural, y aportando así conceptos adicionales al potencial para hidrocarburos en un área en particular.

3. Conceptos geológicos-estratigráficos

- El desarrollo del conocimiento geológico en el Paraguay ha manifestado en los últimos años un avance significativo, en particular hacia el entendimiento de la distribución espacial y temporal de las unidades litoestratigráficas, que asistido por el enfoque tectono-estructural contesta a un concepto dinámico-evolutivo de las cuencas sedimentarias en el país.

- En un contexto general, las rocas generadoras para hidrocarburos más importantes en el Paraguay son arcillitas del Devónico, y en sentido más restrictivo arcillitas del Siluro-Ordovícico y del Permo-Carbonífero. Localmente requieren importancia arcillitas y calcáreos del Cretácico, como también calcareos-arcillitas del Neoproterozoico-Cámbrico inferior. La evolución termodinámica y estructural sufrida por estas secuencias, las ubica localmente en la fase de generación de petróleo, gas y condensados; regiones tectónicamente calmas y unidades generadoras cretácicas presentan principalmente condiciones para la generación de petróleo.

- Los reservorios con mejores posibilidades de acumulación para hidrocarburos son areniscas de paleocanales carboníferos, areniscas del Devónico, Siluro-Ordovícico y Pérmico. Localmente son importantes areniscas mesozoicas y areniscas/zonas de karstificación del Neoproterozoico-Cambrico inferior.

- Una notable característica geológica general en el Paraguay es la intensa transformación termo-tectónica sufrida en el Jurásico-Cretácico. Mientras que la región del Chaco es afectada profundamente por una reorganización estructural con menor participación magmática, la región oriental fue invadida por un abundante magmatismo básico-alcalino acompañando al intenso tectonismo, que fracturó e interceptó la secuencia sedimentaria, intercalándose a ella e inyectando la columna estratigráfica existente con cuerpos intrusivos en la más variada disposición. Extrusivas basálticas en la superficie llegan a alcanzar hasta 2000 m de espesor en la cuenca del Paraná.

- La generación de hidrocarburos en Paraguay se relaciona principalmente al evento tectono-termal mesozoico (ciclo Sudatlántico). La distribución irregular de magmatitas y/o de efectos tectónicos refleja consecuentemente parámetros irregulares de

influencia térmica y de madurez diferenciada en las formaciones generadoras de hidrocarburos. Donde la influencia tectono-termal es más pronunciada, secuencias generadoras someras se ubicarán en condiciones de generar hidrocarburos, acusando la destrucción de la posibilidad generadora en secuencias más profundas. Mientras que en regiones más calmas o laterales, secuencias generadoras más profundas serán más potenciales.

- Para la exploración petrolífera el tectono-magmatismo mesozoico genera ciertas dificultades específicas. La presencia de cuerpos magmáticos mucho más densos que las secuencias sedimentarias, acompañados por desplazamientos estructurales de gran envergadura, crea problemas en la utilización tradicional de métodos geofísicos, que recién en los últimos años han sido superados eficientemente.

Hoy, la resolución sísmica permite obtener resultados bastante satisfactorios que facilitan, acompañados por otros métodos geofísicos, magnetométricos y magnetotelúricos, la identificación de estructuras complementarias y complejas para la acumulación de hidrocarburos en las cuencas sedimentarias.

- La configuración actual de las cuencas sedimentarias en el país no permitió durante bastante tiempo identificar la dinámica actuante en las secuencias sedimentarias del subsuelo y consecuentemente, localizar estructuras válidas para la perforación detallada y específica de pozos de exploración para hidrocarburos (sin detallar el tiempo y los altos riesgos del capital invertido).

- Hoy, la interpretación del potencial para hidrocarburos en el Paraguay continua siendo modelar. Así se diseñarán las condiciones básicas favorables para la acumulación de hidrocarburos comercialmente aprovechables: presencia de rocas generadoras, sellantes y de reservorio, presencia de una trampa preferencialmente estructural, buenas relaciones espaciales entre formaciones generadoras y de reservorios, y óptima relación temporal entre la migración de hidrocarburos y la formación de una estructura acumuladora. Una concentración de hidrocarburos económicamente explotables ocurrirá únicamente donde estas condiciones han sido satisfechas.

4. Evolución estructural - sedimentaria

La distribución de secuencias sedimentarias fanerozoicas está orientada por la configuración de depocentros que están controlados por el estilo tectónico-estructural. El desarrollo estructural de las cuencas sedimentarias no obedece solamente a los eventos trascendentales de los ciclos termo-tectónicos, sino encuentra su reflejo igualmente en períodos epirogenéticos y de subsidencia, indicados por la distribución de facies sedimentarias y la acumulación de depósitos sedimentarios, que en un monitoreo conjunto reflejan áreas potenciales para la generación/acumulación de hidrocarburos.

Así, la configuración geotectónica del Paraguay resulta principalmente de la repetida reactivación estructural diferenciada de lineamientos hacia el noroeste-sureste y noreste-suroeste, originados por ciclos termo-tectónicos neoproterozoicos. Lineamientos tectónicos secundarios al este-oeste y en menor escala al norte-sur reflejan movimientos vectoriales por la reactivación de estructuras igualmente proterozoicas.

El ciclo termo-tectónico Brasileño establece durante el Neoproterozoico-Ordovícico inferior un arreglo estructural de bloques orientados por lineamientos hacia el noroeste y noreste, sobreponiéndose a la compleja imagen tectónica del basamento cristalino. Sobre este substrato de bloques basculados se desarrolla la cuenca Chaco-Paranaense. Las fases epirogenéticas del Caledoniano (Silúrico) y del Eoherciniano (Carbonífero) marcan suaves episodios compresionales dentro de la imagen estructural establecida y son indicadas por discordancias estratigráficas. Una acentuada distensión tectónica a lo largo de lineamientos establecidos y acompañada por una movilización secundaria al este-oeste y norte-sur, es el resultado del ciclo termo-tectónico Sudatlántico durante el Mesozoico. Acompañan abundantes magmatitas contemporáneas. Este evento causa una reorganización geotectónica en el Paraguay, estableciendo dos principales áreas deposicionales: la cuenca del Chaco al oeste y la cuenca del Paraná al este. El ciclo termo-tectónico Andino durante el Cenozoico registra reajustes estructurales recientes y está acompañado por un magmatismo local.

Orientados por la evolución estructural se desarrollan cinco megaciclos sedimentarios principales en el Paraguay: Sedimentos ordovícicos -silúricos cubren en un ambiente marino transgresivo-regresivo del oeste al este todo el área del Paraguay a excepción de los subcratones Río Apa y Río Tebicuary, siguiendo depocentros estructurales preferentemente al noroeste y noreste (aulacógenos), en respuesta al substrato heterogéneo del basamento cristalino. Como resultado aparecen secuencias más homogéneas hacia el oeste (origen), mientras que se observa una mayor heterogeneidad sedimentaria hacia el este (acuñamiento).

La suave epirogenesis caledoniana (Silúrico) interrumpe la subsidencia generalizada y calma, dando luego paso a un segundo megaciclo marino transgresivo-regresivo del oeste al este durante el Devónico, que igualmente cubre a todo el país a excepción a las áreas subcratónicas. Son principales depocentros el noroeste del Chaco (2900 m de espesor), el suroeste del Chaco (1400 m de espesor), concentrándose luego hacia el bajo de San Pedro (1000 m de espesor), y formando un indicado depocentro en la parte central del Paraguay oriental (1000 m de espesor). Mientras que la sedimentación continua hacia el noreste y este, es característico un acuñamiento del Devónico en el Paraguay suroriental.

La epirogenesis eoherciniana que abarcara la mayor parte del Carbonífero interrumpe de nuevo el proceso de una subsidencia amplia y calma. Los movimientos convergentes causan un arceamiento de los depósitos del Paleozoico inferior, siguiendo preferencialmente una estructuración al noroeste y noreste. Es consecuencia de la epirogenesis eoherciniana una fuerte erosión y redeposición de sedimentos devónicos.

Iniciase en el Carbonífero superior un tercer megaciclo deposicional del Permo-Carbonífero formando prominentes secuencias continentales con pronunciada influencia glacial, retomando luego condiciones playo marinas en transición a una continentalización. Sobre un substrato modelado por la epirogenesis eoherciniana se forma un importante depocentro de depósitos carboníferos en el Paraguay oriental (2100 m de espesor) orientado al nornoroeste. Paralelamente se ubica un depocentro carbonífero en el Chaco central orientado al nornoreste (700 m de espesor). Se conectan estos depocentros a través del bajo de San Pedro (1200 m de espesor);

mientras que el resto del país manifiesta una distribución irregular de 200 a 400 m de espesor. Quedan excluidos de sedimentos carboníferos el sector oeste del Paraguay suroriental, el subcratón Río Apa y el vértice del alto de Lagerenza (área Cerro León - Cap. Lagerenza).

La calma tectónica y una casi imperceptible subsidencia se registra durante el Pérmico. Siguiendo los depocentros del Carbonífero son observados sedimentos heterogéneos pérmicos en el Paraguay oriental (hasta 1200 m de espesor), aumentando de importancia hacia el Brasil; mientras que en el Chaco es observado apenas un reducido área de cobertura pérmica en el noreste (600 m de espesor). Amplias áreas exentas de depósitos pérmicos reflejan la calma tectónica. Apenas hacia el este (Brasil) se indica el inicio del ciclo termo-tectónico Sudatlántico, señalado por un depocentro en formación (área del Río Paraná) y acompañado por magmatitas primarias (área del Río Paraguay).

El ciclo termo-tectónico distensional Sudatlántico (Triásico-Cretácico) caracteriza el fin de la cuenca Chaco-Paranaense, reorganizando las unidades geotectónicas y creando nuevos depocentros (preferencialmente como fosas estructurales). La reactivación tectónica, aprovechando lineamientos al noroeste y noreste, y de menor escala al este-oeste y/o norte-sur, se ve acompañada por voluminosas magmatitas básicas-alcalinas en el Paraguay oriental, en un ambiente de amplia sedimentación continental. Quedan definidas al final del ciclo Sudatlántico la cuenca del Chaco en el Paraguay occidental y la cuenca del Paraná en el Paraguay oriental.

Un cuarto megaciclo deposicional se desarrolla durante el Mesozoico y abarca el período desde el Triásico medio al Eoceno superior con depósitos desérticos -fluviales y ocasionalmente marinos, acompañados por magmatitas. Se concentra hacia depocentros creados durante el ciclo Sudatlántico. Así se forma la subcuenca de Pirity en el Chaco como un graben asimétrico orientado al noreste con espesores sedimentarios hasta 3000 m sobre el Río Pilcomayo, acuñándose hasta 300 m de espesor en la región de Bahía Negra.

De la misma manera se desarrollan depocentros estructurados en la subcuenca de Pilar orientada paralelamente al noreste (Chaco suroriental; 600 m de espesor), en el

bloque de Asunción orientado al noroeste (hasta 300 m de espesor), en el bloque de San Ignacio orientado al noroeste (hasta 500 m de espesor) y en menor escala en el bajo de San Pedro orientado al noroeste y noreste (300 m de espesor).

Un importante depocentro, particularmente estructurado y afectado por prominentes magmatitas, se forma en la cuenca del Paraná central orientado en una combinación compleja al noroeste y noreste, y eventualmente al este-oeste (espesores hasta 1200 m y más).

La reorganización estructural del Mesozoico deja sin sedimentación significativa la mayor parte del Chaco noroccidental, una amplia zona del subcratón Río Tebicuary y regiones adyacentes con secuencias paleozoicas aflorantes, como también el área del subcratón Río Apa.

Desde el Paleoceno al Oligoceno se registra el ciclo termo-tectónico Andino que refleja una suave reactivación estructural en la cuenca del Chaco y un levantamiento de los bloques tectónicos de Asunción y San Ignacio, permaneciendo casi estable la mayor parte de la cuenca del Paraná. Eventos importantes son un fuerte ascenso del alto de Lagerenza, separando las subcuencas de Curupaity y Carandaity; el alto de Boquerón es reactivado suavemente. Localmente acompañan magmatitas básicas, nefeliníticas-fonolíticas.

Una sedimentación continental amplia y de formación de planicie cuaternaria heterogénea marca al quinto megaciclo deposicional desde el Pleistoceno inferior al Presente. El principal depocentro se orienta a lo largo de la subcuenca de Purity en el Chaco de suroeste al noreste, reflejando parámetros de sensible estabilización de la fosa tectónica mesozoica y efectos de compactación/consolidación del relleno sedimentario. Así se registran 1000 m de espesor sobre el Río Pilcomayo, acunándose al noreste hasta 50 m de espesor. Una escasa sedimentación se registra sobre el alto reactivado de Boquerón (300 m de espesor), mientras que el área norte del Chaco queda libre de significativos depósitos cuaternarios, a consecuencia del pronunciado levantamiento estructural del alto de Lagerenza.

Hacia el Paraguay oriental se observa alguna acumulación en la región de Ñeembucú (250 m de espesor) y a lo largo de zonas inundables de los principales ríos. La mayor parte del Paraguay oriental registra apenas reducidos sedimentos cuaternarios locales, indicando así la estabilidad tectónica alcanzada.

Queda así manifestada la evolución estructural-sedimentaria general en el Paraguay, que tendrá su directa influencia sobre el potencial para hidrocarburos del país.

5. Métodos geofísicos

5.1. Radiometría

Servicios aeroradiométricos han sido ejecutados solamente en el Paraguay oriental. La cobertura comprende líneas de mediciones con un intervalo de 5 km, presentados luego en una evaluación a escala 1:200.000. Han sido registrados los canales de bismuto (Bi-214), de torio (Th-208), de potasio (K-40) y de radioactividad total.

La interpretación de los datos aeroradiométricos apoya principalmente al levantamiento geológico-estratigráfico general en áreas de escasos afloramientos, ya sea por la extensión de sedimentos recientes o por la cobertura vegetal. De esta manera se podrá subdividir el mapa radiométrico en cinco categorías principales:

- áreas del basamento cristalino (metamorfitas e intrusivas) reflejan altos valores de radioactividad total y de K-40, mientras que valores Bi-214 y Th-208 son moderados.
- áreas de secuencias sedimentarias paleozoicas-mesozoicas señalan valores muy heterogéneos, imposibles de subdividir estratigráficamente, reflejando la composición sedimentaria (areniscas - arcillitas).

- áreas cubiertas por basaltos mesozoicos son caracterizados por valores bajos a moderados de K-40, y valores de Bi-214 y Th-208 generalmente altos.
- intrusivas alcalinas mesozoicas reflejan valores altos de Bi-214, Th-208, K-40 y de radioactividad total.
- áreas cuaternarias de esteros, ríos y arenas eólicas son caracterizados por valores bajos de Bi-214, Th-208, K-40 y de radioactividad total.

La aeroradiométrica es una herramienta útil en diferenciar a unidades litoestratigráficas aflorantes. No obstante, tiene sus limitaciones en áreas de secuencias sedimentarias en cuanto a su confiabilidad.

5.2. Gravimetría

La disposición gravimétrica en la región del Paraguay según el mapa gravimétrico de Sudamérica manifiesta amplias discontinuidades litosféricas, indicando un arreglo diferenciado de bloques en la corteza arqueana-proterozoica. Estos bloques regionales se encuentran limitados, separados y sellados por cinturones móviles de acrecentamiento metamórfico. Así se registra un cinturón móvil hacia el noroeste (oriente boliviano) y otro al sureste (oriente uruguayo); mientras que en el territorio del Paraguay se evidencia un cinturón móvil que se manifiesta en una disposición desde el noreste hacia el suroeste (bajo de San Pedro), separando los dos bloques subcratónicos del Río Apa y del Río Tebicuary, que son parcialmente observables en la superficie actual.

La litosfera continental en la parte meridional sudamericana, incluyendo el Paraguay, quedó ensamblada mayormente hacia fines del Proterozoico, aunque reporta durante el Fanerozoico varios episodios termo-tectónicos de reactivación y reorganización estructural.

Servicios gravimétricos regionales han sido ejecutados en Paraguay oriental, en la subcuenca de Pirity y en la subcuenca de Curupaity. Acompañan perfiles

gravimétricos regionales desde la cuenca del Paraná hasta la subcuenca del Pirity y de Carandaity.

La gravimetría es un método exploratorio primario apropiado para determinar unidades geotectónicas regionales, la profundidad hasta el basamento cristalino y las características estructuradas generales en áreas poco conocidos. De esta manera se podrá definir la presencia de sedimentos voluminosos, que podrían haber generado hidrocarburos en ciertas secciones durante su evolución geológica.

Hoy día el sistema gravimétrico mas aceptado es un programa de modelaje geológico interactivo que permite un procedimiento de la gravimetría residual al tiempo geológico real estimado, permitiendo así una interpretación estratigráfica general en base a la densidad, que facilita diferencias entre el basamento cristalino, secuencias sedimentarias consolidadas, cuerpos magmáticos y sedimentos friables.

Considerando que el carácter geológico regional de los servicios gravimétricos permite una primera interpretación litoestratigrafica-estructural, se presentan cinco perfiles regionales bidimensionales, señalando la interconexión entre la cuenca del Chaco con la cuenca del Paraná en la parte central del Paraguay:

- El campo gravimétrico en la región central paraguaya responde predominantemente a grandes sistemas heterogéneos de bloques fracturados orientados al noroeste-sureste en el basamento cristalino, señalando fosas tectónicas y altos estructurales limitados por fallas.
- El fracturamiento en bloques se concentra hacia el sur del basamento cristalino (subcratón Río Tebicuary), mientras que el bajo de San Pedro también son afectados sedimentos paleozoicos (ciclo Sudatlántico) e influenciados por magmatitas mesozoicas.

Para mejorar una interpretación gravimétrica se podría construir modelos tridimensionales compuestos. Así se lograría una mejor visión geológica, como

ser la continuación de sistemas de fracturas, la estructuración del basamento cristalino, la re-estructuración mesozoica, etc.

5.3. Magnetometría

Una cobertura de aeromagnetometría a bajo nivel se completó en el Paraguay oriental (Fig. 5-1), mientras que servicios de magnetometría a alto nivel se realizaron en el Chaco suroccidental, en el Chaco noroccidental y en el Paraguay oriental.

Ya que los servicios aeromagnetométricos han sido ejecutados según parámetros estándar, resulta algo difícil la evaluación correcta de los datos obtenidos. La mayoría de los servicios han sido realizados en líneas de vuelo al E-W, sin considerar la ubicación del Paraguay en latitudes magnéticas bajas, obteniendo resultados algo confusos (Fig. 5-1) . Mientras que líneas de vuelo al N-S (como terminados sobre el subcratón Río Tebicuary) cortan favorablemente el diseño estructural regional, permitiendo una clara definición de la imagen tectónica y de los lineamentos principales, ya que el reflejo magnético posibilita diferenciar una identificación de las unidades estratigráficas que originan una característica magnética particular. Habiéndose realizado los vuelos al N-S en general, los resultados podrían haber sido optimizados, debido a que la orientación de lineamentos tectónicos en Paraguay es preferentemente al noroeste - sureste y noreste - suroeste, y que el reflejo magnético indica básicamente el ascenso de material detectable sobre los planos de fracturas y/o los contornos de cuerpos magmáticos/metamórficos.

a) Como resultado de los datos magnetométricos existentes, se tiene para el Paraguay oriental un excelente mapa magnetométrico de la superficie (magnetometría a bajo nivel); Fig. 5-1 :

- La región noroccidental refleja sobre el subcratón Río Apa una magnetometría suave y homogénea (basamento cristalino, con tendencias de lineamentos estructurales al noroeste y noreste. Sobresalta una anomalía de este - oeste en el área de San Alfredo, indicando un cuerpo

altamente magnético emplazado en calcáreos del Grupo Itapucumí. Hacia el bajo de San Pedro se observan suaves estructuras al este - oeste en sedimentos fanerozoicos, cortados al sur por diques y coladas diabásicas mesozoicas al noroeste.

- Todo el área este representa desde el Arroyo Estrella hasta Encarnación la región de derrames basálticos mesozoicos en superficie, teniendo hacia el oeste una amplia zona influenciada por coladas y diques diabásicos, orientados al noroeste, nornoroeste y noreste. Bipolos locales representan frecuentemente centros intrusivos alcalinos.
- Al suroeste se observa el subcratón Río Tebicuary con reflejos suaves y homogéneos. No obstante, la fuerte anomalía orientada al noroeste en la zona sur del subcratón indica la estructura mesozoica del bloque de San Ignacio, acompañada por cuerpos magmáticos. Intrusivos mesozoicos igualmente cortan al basamento cristalino mismo en direcciones al noroeste y noreste.
- En la zona central aparece una región con una magnetometría confusa. Por un lado aparecen diques y coladas diabásicas con centros intrusivos orientados al noroeste cortando sedimentos paleozoicos y mesozoicos, formando bloques hundidos y levantados (rift de Asunción). Por otra parte son indicados 'ventanas tranquilas' sin mayor influencia tectónica-magmática (Ordovícico al Devónico).
- Aunque es relativamente fácil identificar fracturas rellenadas por diques diabásicos mesozoicos, casi es imposible diferenciar fracturas normales sin material intrusivo. De manera que no se podrá identificar una secuencia tectónica desde el basamento cristalino hasta el Cenozoico.

b) Datos magnetométricos obtenidos a alto nivel representan una magnetometría total cuya intensidad refleja el campo magnético de la tierra. En un perfil a través de la parte sur del Chaco será indicada una interpretación magnética regional (Fig. 5-2) :



Fig. 5-1: Mapa aeromagnético compuesto del Paraguay oriental con signatures magnéticas originadas por la tectónica distensional mesozoica.

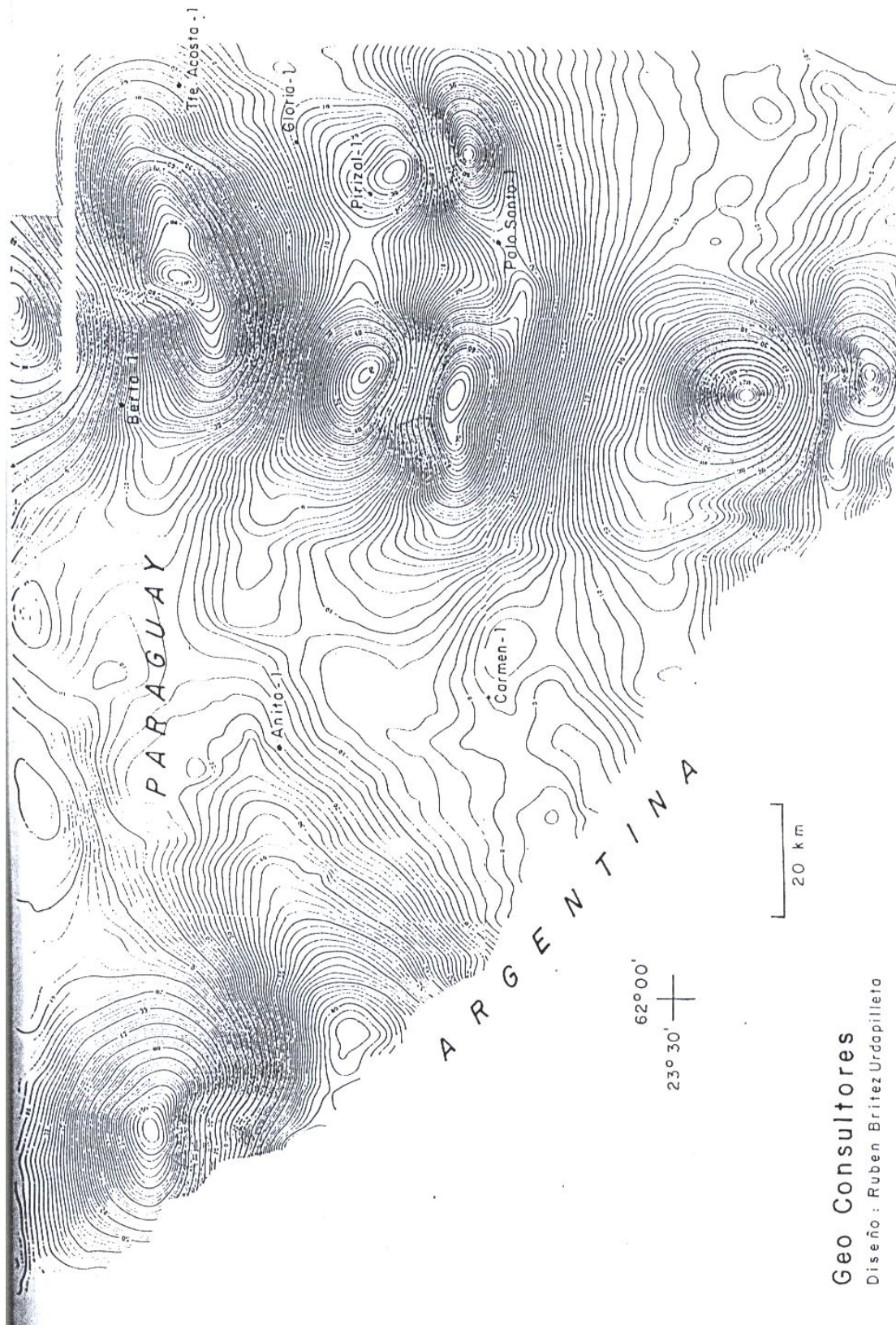


Fig. 5 – 2: Mapa aeromagnético de la subcuenca de Pirity.

Geo Consultores
 Diseño: Ruben Brites Urdopilleto

El campo magnético se compone por anomalías de 100 gammas o más, intercectadas por anomalías de pequeña amplitud. Así se diferencian cuatro zonas de anomalías por su amplitud, frecuencia y orientación:

- Anomalías de frecuencia alta y amplitud moderada: alto de Pte. Hayes.
- Anomalías de frecuencia larga, mas complejas, y moderada a baja amplitud: flanco suroriental de la subcuenca de Purity.
- Anomalías con amplitud elevada y gran diversidad: subcuenca de Purity (con sedimentos y magmatitas locales).
- Anomalías con amplitud moderada a baja: alta de Boquerón.

Hacia el alto de Pte. Hayes se observa el basamento magnético bastante somero, indicando una secuencia sedimentaria menos importante. La subcuenca de Pilar es observable como una estructuración de graben tectónico asimétrico sobre su flanco noroccidental (-5000m), orientado al noreste (es la continuación del graben Las Breñas, Argentina). Aparentemente la subcuenca de Pilar se ve truncada al norte por fracturas este-oeste, que continúan hacia el bajo de San Pedro. Acompañan el relleno sedimentario magmatitas meso-cenozoicas.

La subcuenca de Purity se presenta como una plataforma magnética orientada de suroeste a noreste y con un suave buzamiento al oeste. Esta plataforma es interrumpida localmente, reflejando un basamento magnético complejo relacionado a magmatitas mesozoicas (los pozos Palo Santo #1 y Nazareth #1 se ubican sobre este tipo de estructuras).

Hacia el flanco noroccidental de la subcuenca de Purity se desarrollan estructuras magnéticas muy complejas. Sets paralelos de fracturas producen altos y bajos en el basamento magnético, con orientaciones al noreste y característicamente al este-oeste, culminando al noroeste contra el alto de Boquerón.

El alto de Boquerón refleja una magnetometría moderada con sets de fracturas paralelas al suroeste y hacia la subcuenca de Purity, pero sin mayores desplazamientos notados.

Hacia el norte del alto de Boquerón se observa el inicio de la subcuenca de Carandaity en una disposición suave, indicando una cuenca paleozoica somera.

5.4. Sísmica

Para la exploración sistemática de hidrocarburos empresas concesionarias han realizado desde 1945 hasta 1997 un total de 15.859 km de servicios sísmicos (Fig. 5-3; a dinamita y a vibración; de 2 D), concentrándose con 7.171 km en la subcuenca de Purity, seguido por 3.467 km en la subcuenca de Curupaity, por 2.046 km en el bajo de San Pedro, por 1.228 km en la cuenca del Paraná, por 1.176 km en la subcuenca de Carandaity, por 500 km en el alto de Boquerón, por 225 km en la plataforma de Bahía Negra y por 46 km hacia el alto de Lagarenza; permaneciendo aún vastas regiones del país sin cobertura sísmica alguna (Fig. 5-4, Fig. 5-4a).

Es evidente que el objetivo de un programa de exploración sísmica es la interpretación y ubicación de prospectos viables (estructuras) para la perforación de pozos petrolíferos. De esta manera y correlacionando con otros datos técnicos disponibles, como ser servicios gravimétricos-magnetométricos y perforaciones existentes, se puede clasificar el territorio del Paraguay en regiones con diferentes grados de optimización en la interpretación sísmica:

- La región de las subcuencas de Curupaity (Fig. 5-5) y Carandaity, así como los altos de Lagerenza (Fig. 5-6) y Boquerón, y el bajo de San Pedro (Fig. 5-7) no revisten mayores complicaciones en la interpretación sísmica. Las secuencias sedimentarias son bien entendidas, la localización de estructuras exploratorias viables es relativamente bien interpretada. Un buen número de pozos petrolíferos perforados facilita la correlación estratigráfica. Similares condiciones serían aceptadas en la plataforma de Bahía Negra y en zonas cercanas al basamentos cristalino.

- La subcuenca de Purity presenta condiciones de interpretación sísmica moderadas (Fig. 5-8), principalmente debido a la profundidad de la estructura

tectónica y el extenso - voluminoso y heterogéneo relleno sedimentario, acompañado por magmatitas locales.

El nivel estratigráfico más prospectivo es la Formación Palo Santo (roca generadora). Mantiene una excelente reflexión sísmica regional y es un favorable guía para un mapeo estructural y una evaluación de prospecto.

La interpretación y el mapeo demuestra la configuración general de la subcuenca de Pirity, la orientación de fracturas, permitiendo indicar la extensión de la Formación Palo Santo. Así, el eje deposicional se inicia en $23^{\circ} 00' S$ y $62^{\circ} 00' W$ sobre el Río Pilcomayo para dirigirse al noreste hacia $22^{\circ} 50' S$ y $61^{\circ} 00' W$, acuñándose luego hacia el Chaco central. Hoy, el horizonte de la Formación Palo Santo se inclina dentro de la subcuenca de Pirity de 2,40 segundos (flanco suroriental) hasta 2,96 segundos (flanco noroccidental). De importancia exploratoria aparece un alto sinformacional de noroeste a sureste ($22^{\circ} 50' S$ y $61^{\circ} 00' W$) cruzando la subcuenca y formando una barrera a la transgresión marina cretácica desde el suroeste, separando ambientes netamente marinas al suroeste (ej. Carmen #1) de depósitos continentales al noreste (ej. Gloria #1) y facilitando favorables facies de reservorio.

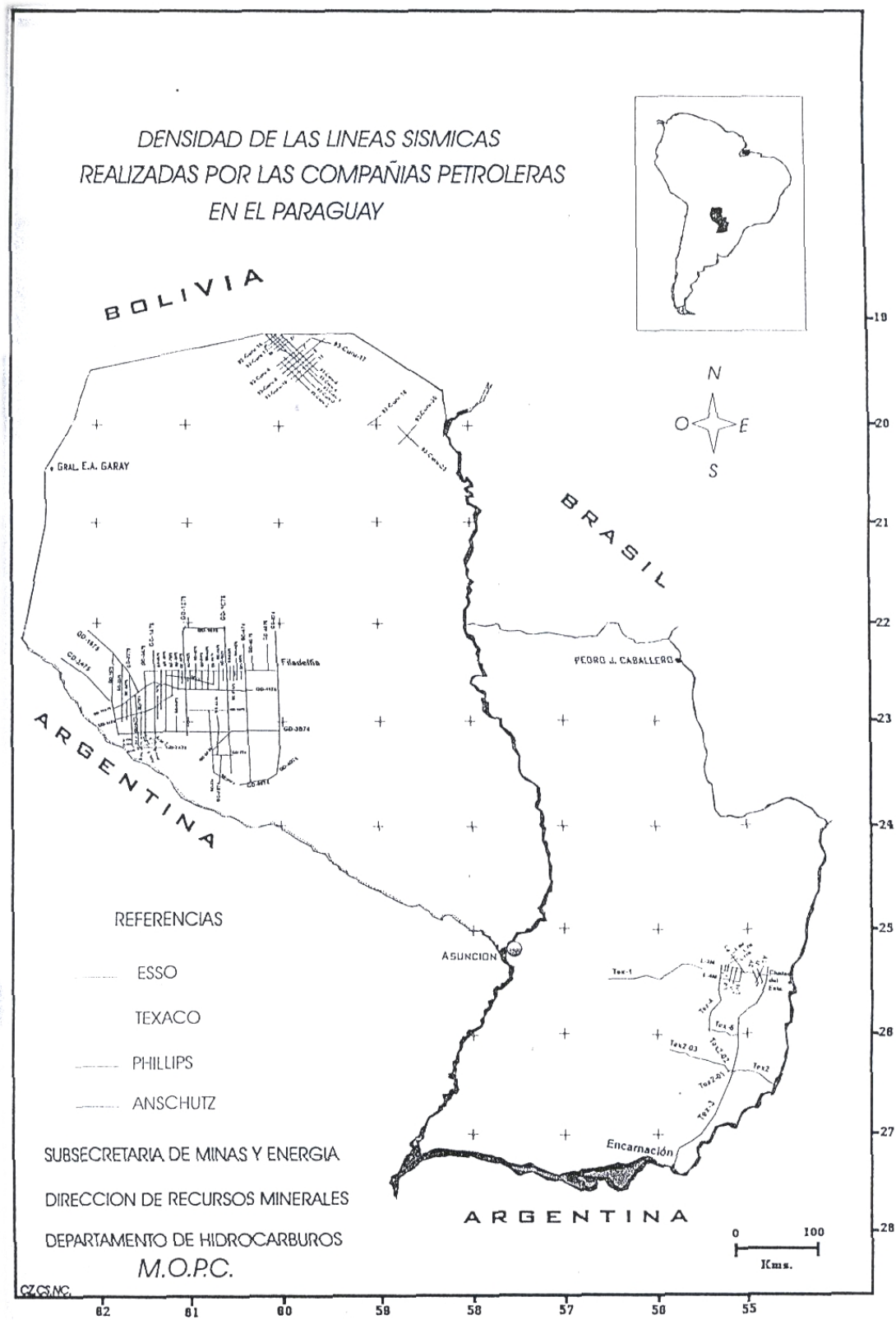
Una fracturación pos-sedimentaria paralela al eje de la subcuenca corta toda la Formación Palo Santo.

Estructuras sin-sedimentarias y pos-sedimentarias en la Formación Palo Santo forman en combinación excelentes prospectos exploratorios en la subcuenca de Pirity (ej. anomalía 'Verde'), siempre considerando el cierre estructural, ya sea controlado contra fracturas o formando sistemas anticlinales.

No obstante, se deben integrar otras evaluaciones sísmicas en la subcuenca de Pirity. Así, otros niveles estratigráficos deben ser interpretados y combinados, reflejos sísmicos internos de una formación necesitan ser definidos para identificar la extensión de sedimentos marinos versus

Paraguay - Relación de Servicios Sísmicos				
Nr.	Operator	Year	Subbasin/area	Extension
1	Union Oil Co.	1945	Reconocimiento general	46 km
2	Placid Oil Co.	1966	Carandaity	276 km
3	Pennzoil & Victory Holdings	1969	Carandaity	900 km
4	Repsa & Cia Petr. del Chaco	1974	Pirity	271 km
5	Texaco & Marathon Co.	1974/75	Curupaity	2.632 km
6	Esso, Aminoil & Chaco Expl. Co.	1975/76	Pirity	2.500 km
7	Pecten / Occidental / Trend	1979/80	San Pedro	2.046 km
8	Anschutz Corp.	1984	Pirity	112 km
9	Occidental	1986/87	Pirity	4.288 km
10	Occidental	1988	Bahía Negra	225 km
11	Texaco	1989	Paraná	980 km
12	Union Pacific	1992	Paraná	248 km
13	Phillips	1993	Curupaity	835 km
14	Articneftegas	1997	Boquerón high	500 km
			TOTAL:	15.859 km

Fig. 5-3: Relación de servicios sísmicos en Paraguay.



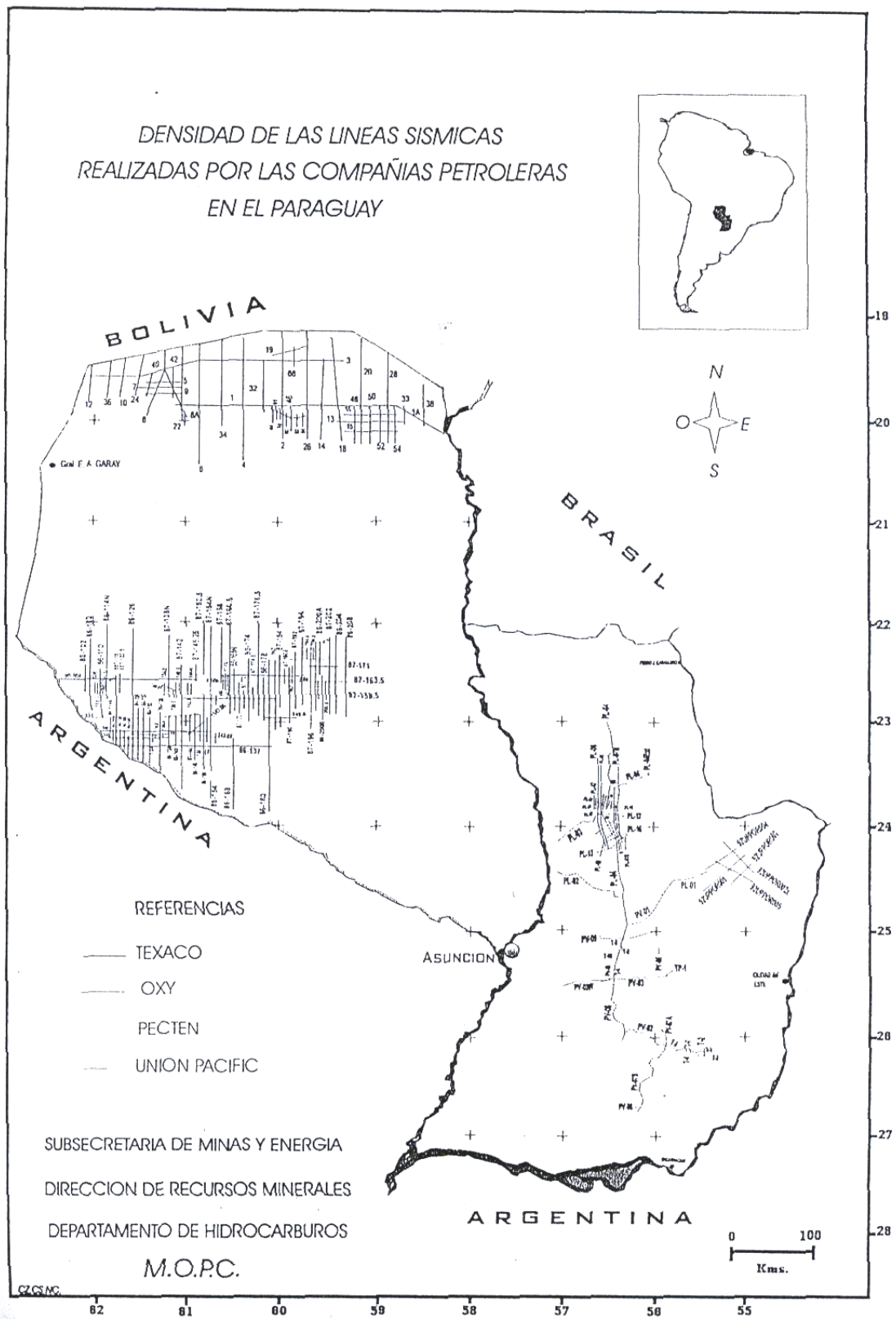


Fig. 5-4a: Servicios sísmicos realizados en Paraguay.

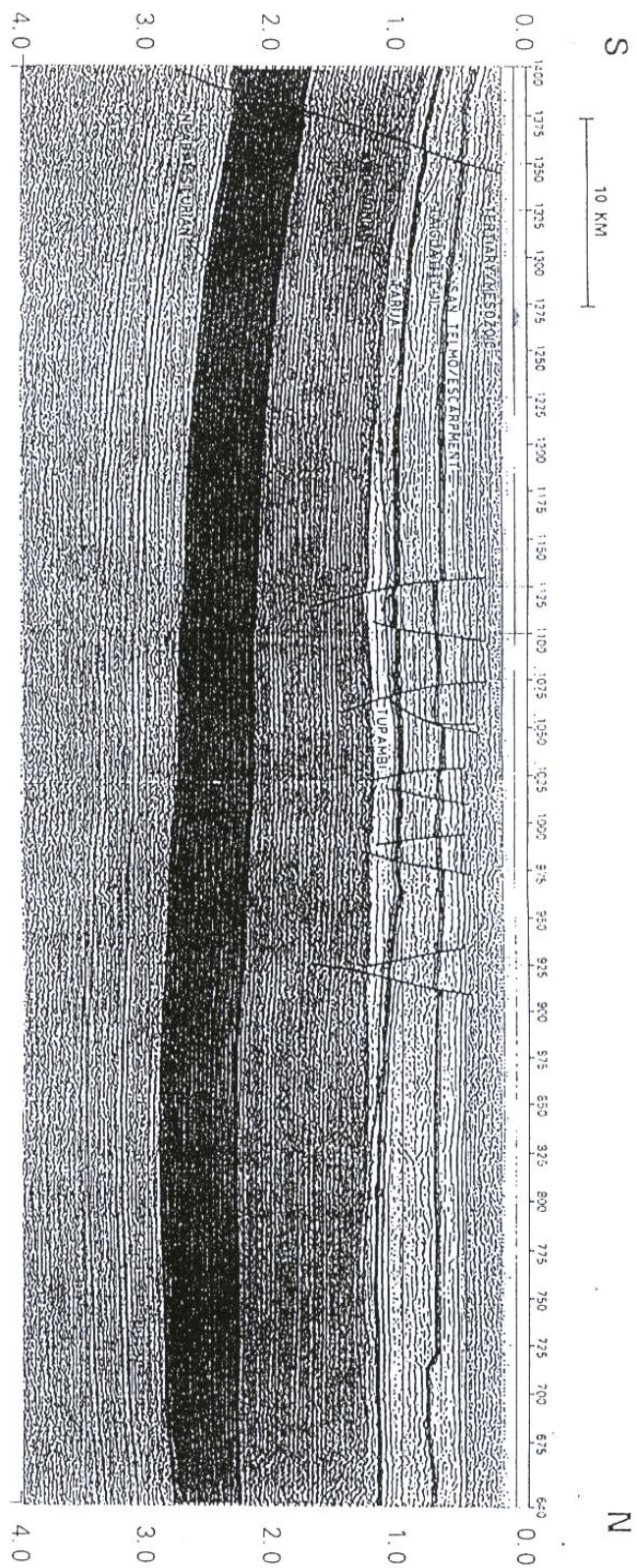


Fig. 5-5: Disposición sísmica TEX-26/75 de la subcuenca de Curupaity.

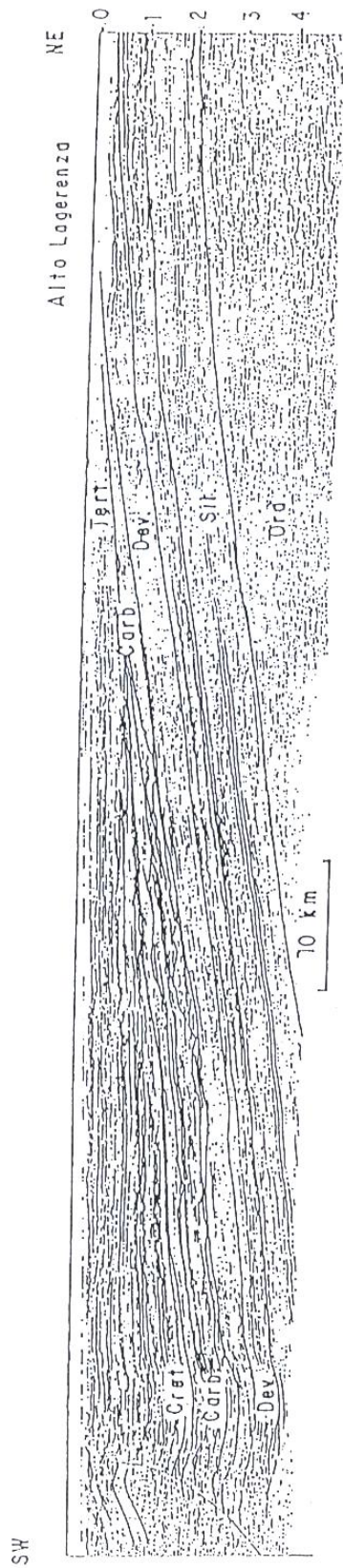


Fig. 5-6: Disposición sísmica PZ-102/109-69 de la subcuenca de Carandaity (alto de Lagerenza).

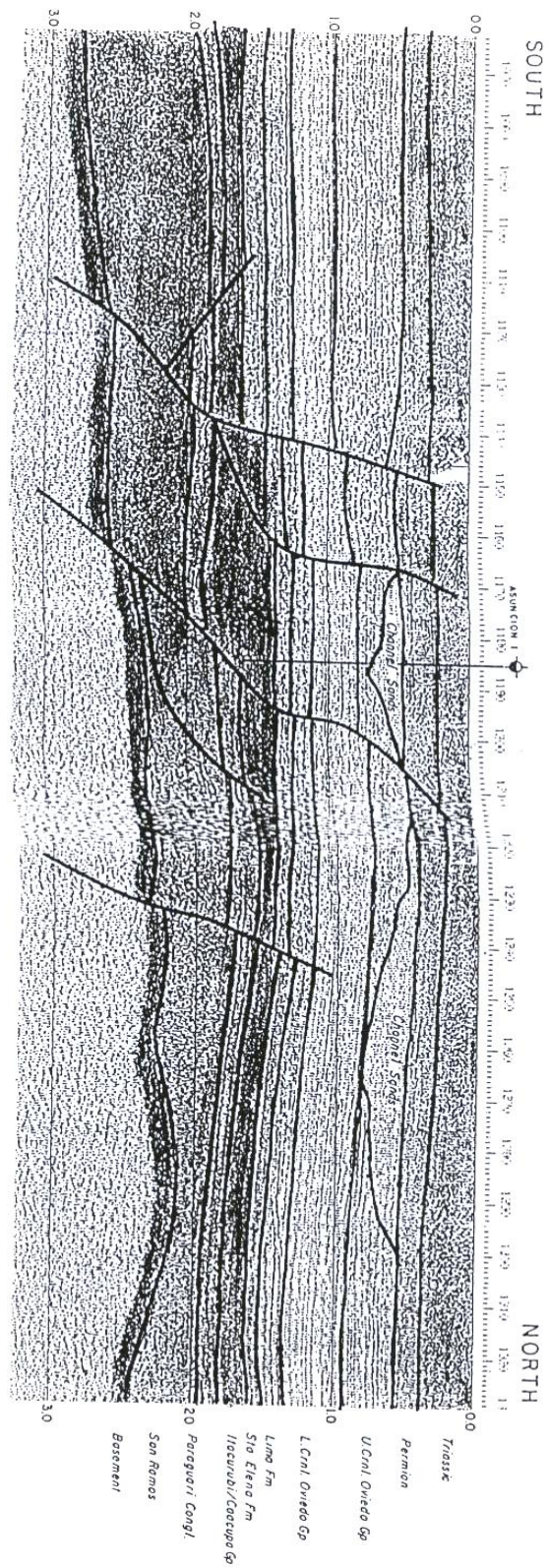


Fig. 5-7: Disposición sísmica PL-04/79 del bajo de San Pedro.

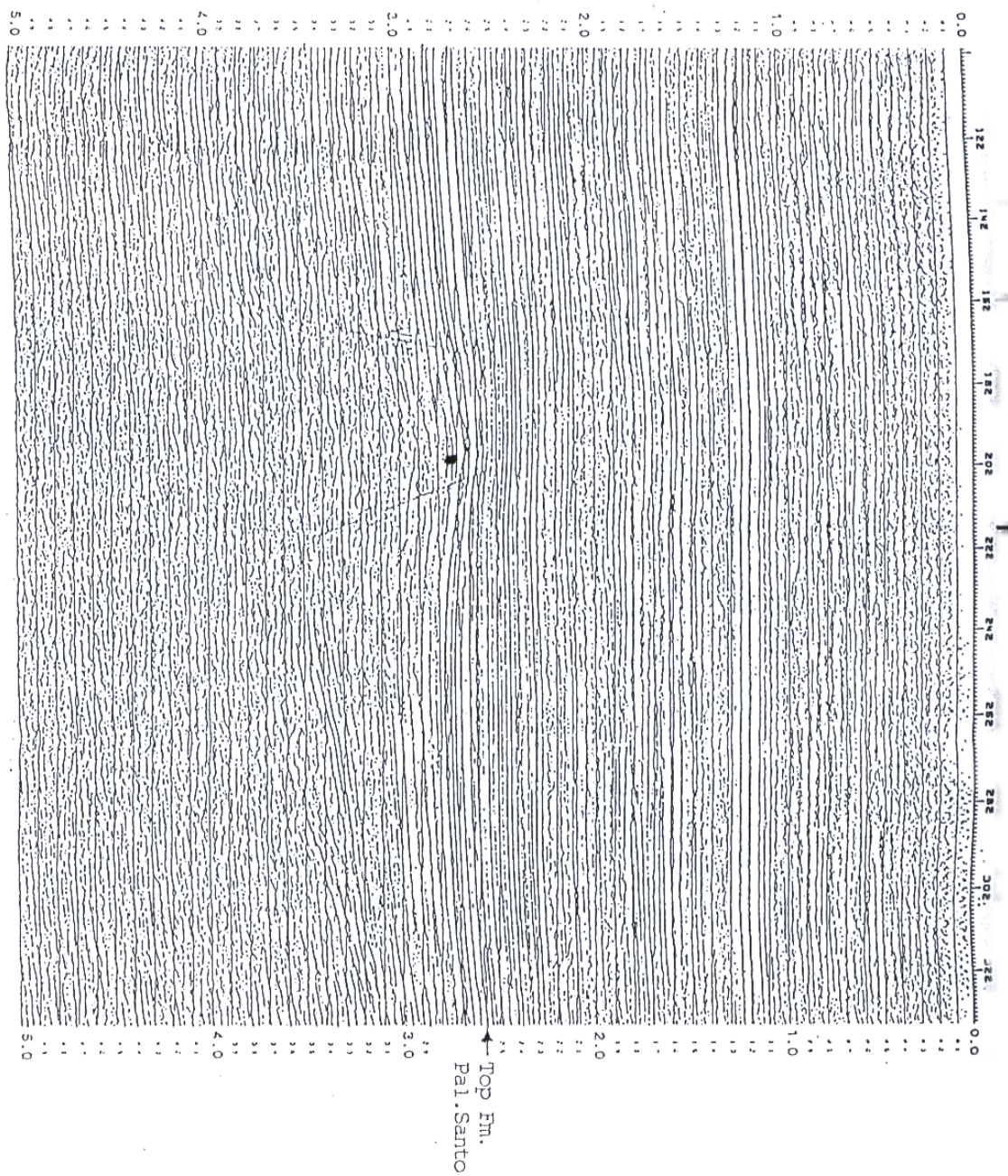


Fig. 5-8: Disposición sísmica ANS-6/84 de la subcuena de Pirity.

sedimentos continentales y la relación con potenciales sellos deberán señalarse.

- La cuenca del Paraná ha sido considerada hasta recientemente como muy problemática en cuanto a su resolución sísmica, debido a la extensa y voluminosa cobertura de derrames basálticos mesozoicos y la inyección de cuantiosos diques y coladas diabásicas a la secuencia sedimentaria existente. Recién últimamente se ha entendido que se podrá mejorar la calidad de los servicios sísmicos utilizando correcciones estáticas provenientes de perfiles someros de refracción sísmica y filtros espectrales calibrados antes de iniciar mediciones de reflexión sísmica y su procesamiento e interpretación (Fig. 5-9).

En base a este procesamiento pre-adquisitivo y pre-interpretativo, en combinación a pozos estratigráficos es posible identificar mayores unidades litológicas en un perfil sísmico. Así, la base de los derrames basálticos del Grupo Alto Paraná se distingue fácilmente de las areniscas infrayacentes de la Formación Misiones y de la Formación Cabacú por su contraste impedante fuerte. Los basaltos se caracterizan por fuertes reflexiones subhorizontales en forma discontinua a continua. La secuencia sedimentaria desde la Formación Misiones hasta el Grupo Cnel. Oviedo refleja un contraste impedante más bien suave. No obstante, se podrán diferenciar bancos arcillíticos en el Grupo Independencia por su reflexión más acentuada y paleocanales fluviales en el Grupo Cnel. Oviedo por su reflexión muy baja. En particular, niveles arcillosos favorecen por su fisibilidad la intrusión de coladas diabásicas, obstruyendo la interpretación sísmica. El Grupo San Pedro vuelve a caracterizarse en sus arcillitas y coladas diabásicas inyectadas por un paquete de fuertes reflectores en varios niveles, que se ubican entre los suaves reflectores del Paleozoico y del Paleozoico inferior. Así, los Grupos Itacurubí-Caacupé vuelven a ser similares a la secuencia paleo-mesozoica, indicando en contraste para la Formación Vargas Peña (Grupo Itacurubí) algunos reflectores más fuertes. El tope del basamento cristalino es identificado en un débil e irregular reflector por debajo del Grupo Caacupé.

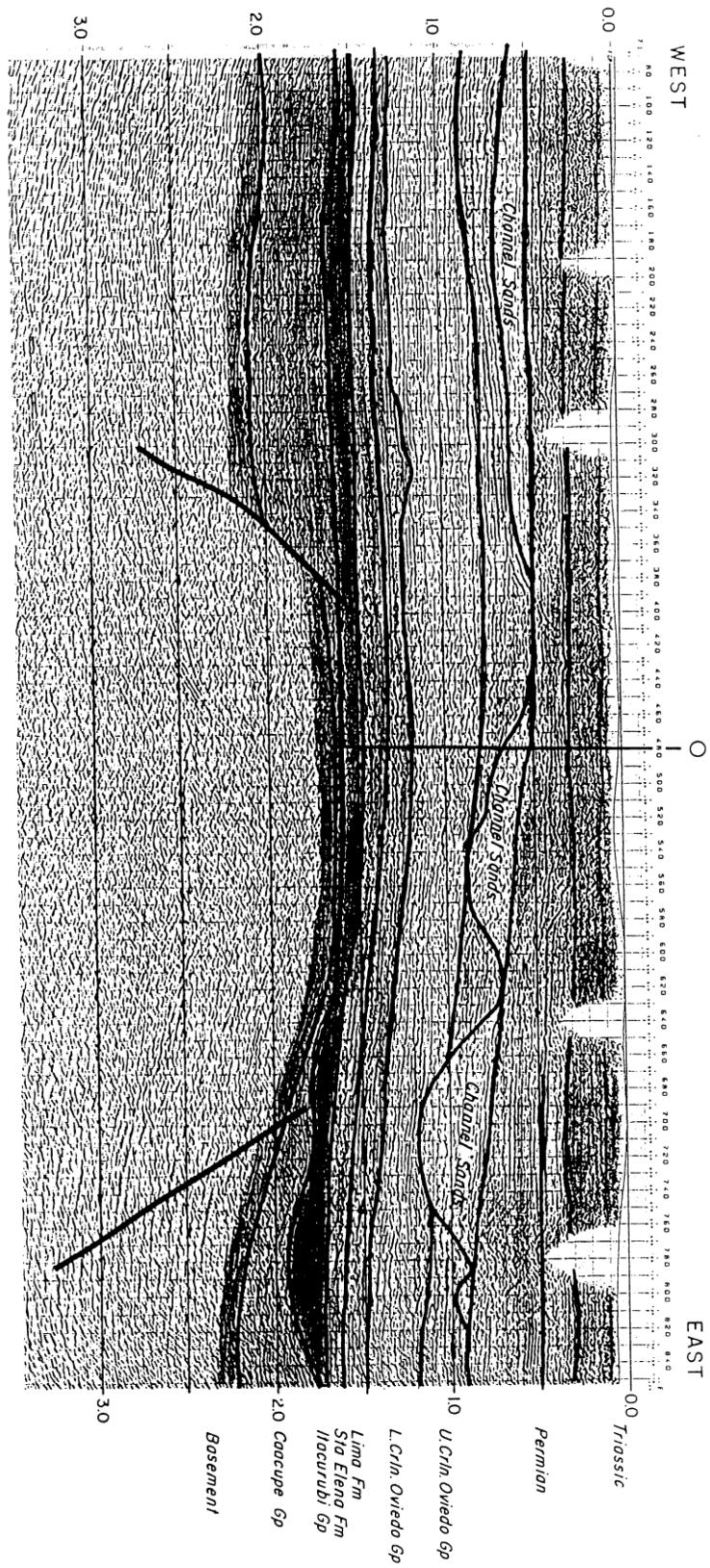


Fig. 5-9: Disposición sísmica TEX-L4M/89 de la cuenca del Paraná.

Las estructuras asociadas a las intrusivas diabásicas son únicas y complejas. Son ellas que por su irregularidad geométrica ocasionan serios problemas a la interpretación sísmica en la cuenca del Paraná. La diferencia entre estructuras tectónicas y deformaciones relacionadas a las diabasas se podrá interpretar apenas con experiencia considerable. Un ejemplo vendría a ser la estructura diabásica llamada "la gaviota": Es una estructura asociada a diques, de los cuales inyectan coladas a la secuencia sedimentaria, constituyendo atractivos reservorios para la acumulación de hidrocarburos.

6. Gradientes térmicos

El aumento de la temperatura con la profundidad se define como gradiente térmico. Se acepta como gradiente térmico global a $33\text{m}/1^\circ\text{C} = 3^\circ\text{C}/100\text{m}$ y para cuencas sedimentarias jóvenes a $26\text{m}/^\circ\text{C} = 3,8^\circ\text{C}/100\text{m}$. El gradiente térmico aumenta continuamente solo en unidades litológicas homogéneas, con una conductividad de calor homogénea. Significa que las condiciones geológicas en una zona determinada hacen variar considerablemente el gradiente térmico, como ser: La distancia al basamento cristalino, la intrusión de magmatitas y relacionados flujos térmicos elevados, como también la presencia de niveles de sal y de agua vadosa.

En un modelo interpretativo de la distribución del gradiente térmico en Paraguay (promedio = $29\text{m}/1^\circ\text{C} = 3,3^\circ\text{C}/100\text{m}$) se presenta un mapa de isotermias (Fig. 6-1). Se ha tomado como parámetro, tanto para la indicación del gradiente térmico como también de la temperatura de fondo de pozo, una temperatura de superficie promedia de $26,7^\circ\text{C}$.

Los gradientes térmicos siguen la distribución de las grandes unidades geotectónicas, indicando que la historia termal de los sedimentos se vió característicamente influenciada por la evolución tectónica. Así son identificados

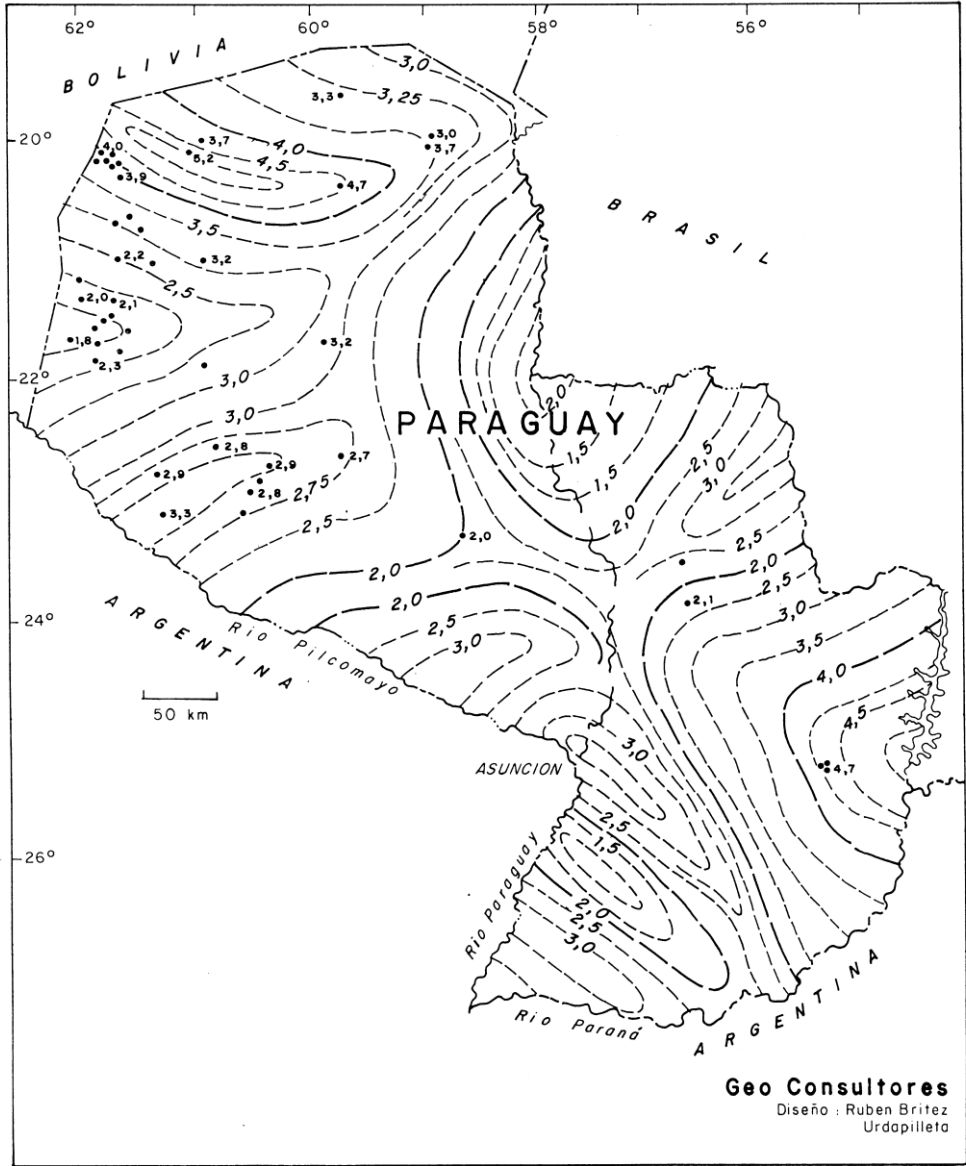


Fig.: 6-1: Distribución de gradientes térmicos en Paraguay (°C/100m).

cinco áreas diferenciadas según el gradiente térmico y su relación al potencial para hidrocarburos (Fig. 6-2, Fig. 6-3) :

- área 1: bajo de San Pedro = 2,0 - 2,5°C/100m.
Es una zona calma, que podría haber sufrido modificaciones en áreas por fracturamiento por intrusivas diabásicas (Fig. 6-4). Secuencias del Carbonífero y Devónico señalan condiciones favorables para la generación de petróleo; el Silúrico generaría gas.

- área 2: subcuenca de Pirity = 2,8 - 3,0°C/100m.
La profundidad de la subcuenca y la intrusión local de magmatitas aumentan el gradiente térmico (Fig. 6-5). Secuencias del Jurásico-Cretácico se ubican en condiciones de generar petróleo; mientras que secuencias paleozoicas infrayacentes indican una alteración térmica de alta madurez a sobremadurez (gas en niveles superiores).

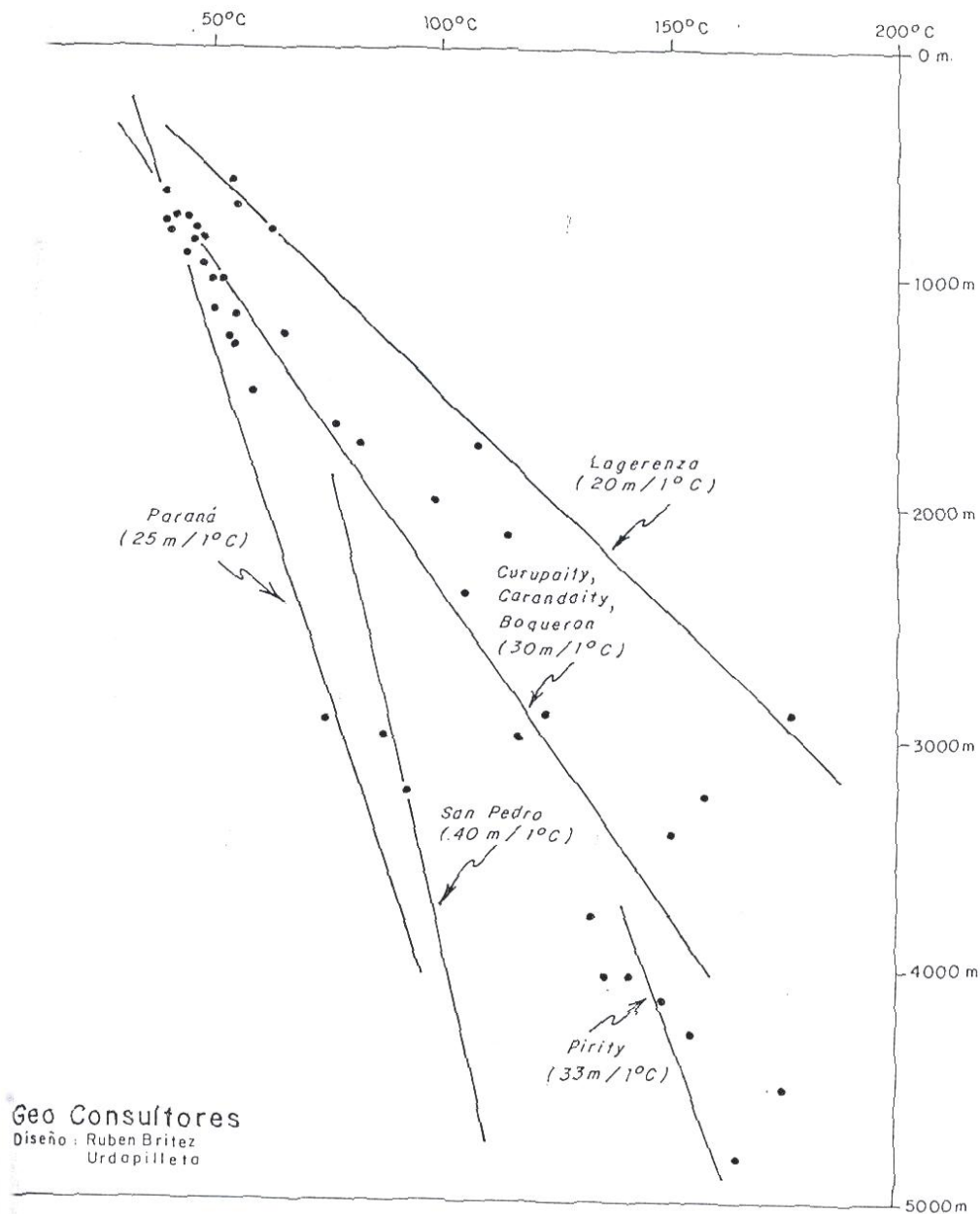
- área 3: cuenca del Paraná = 3,5 - 4,0°C/100m.
El magmatismo mesozoico influye sustancialmente en el gradiente térmico pronunciado en la cuenca del Paraná (Fig. 6-4). La alteración térmica señala la fuerte influencia de magmatitas que intruyeron a lo largo de fracturas e inyectaron en la secuencia sedimentaria existente. Además los derrames basálticos voluminosos y extensos contribuyeron a que recién en el Mesozoico secuencias de rocas generadoras encuentran condiciones favorables para la expulsión de posibles hidrocarburos. Así, el Pérmico y el Carbonífero encuentran parámetros indicados para generar petróleo; mientras que el Paleozoico inferior (Devónico-Ordovícico) ingiere un estado de madurez bastante avanzado, con posibilidades de generar gas.

- área 4: subcuenca de Curupaity, subcuenca de Carandaity y alto de Boquerón = 2,0 - 3,3°C/100m.
Son áreas relativamente calmas que sufren un cierto pronunciamiento termal en el área del alto de Boquerón y en la subcuenca de Curupaity, en relación a la re-estructuración tectono-termal del Meso-Cenozoico (Fig. 6-3). El área de la subcuenca de Carandaity indica una plataforma termal baja.

Gradientes térmicos según unidades geotectónicas y su relación al potencial para hidrocarburos.

Área	Gradiente térmico		Potencial para hidrocarburos	
	°C/100m	m/1°C	HC	Formación
1. San Pedro	2,0 - 2,5°C / 100m	40 m / 1°C	petróleo petróleo gas	Gr. Chel. Oviedo Gr. San Pedro Gr. Itacurubí
2. Pirity	2,8 - 3,0°C / 100 m	33 m / 1°C	petróleo gas (?)	Gr. Pirity inferior Gr. Palmar de las Islas
3. Paraná	3,5 - 4,0°C / 100 m	25 m / 1°C	petróleo petróleo gas	Gr. Independencia Gr. Chel. Oviedo Gr. San Pedro
4. Curupaity Carandaity Boquerón	2,0 - 3,3°C / 100 m	30 m / 1°C	petróleo/gas petróleo/gas gas	Gr. Palmar de las Islas Gr. San Alfredo Gr. Cerro León
5. Lagerenza	3,5 - 5,0°C / 100 m	20 m / 1°C	gas gas (?)	Gr. San Alfredo Gr. Cerro León

Fig.: 6-2: Gradientes térmicos según unidades geotectónicas y su relación al potencial para hidrocarburos en Paraguay.



Geo Consultores
 Diseño: Ruben Brites
 Urdapilleta

Fig.: 6-3: Gradientes térmicos según unidades geotectónicas en Paraguay (promedio: 25m/1°C= 3,3°C/100 m; cuencas sedimentarias jóvenes: 26m/1°C = 3,8°C/100m; global: 33m/1°C = 3°C/100m).

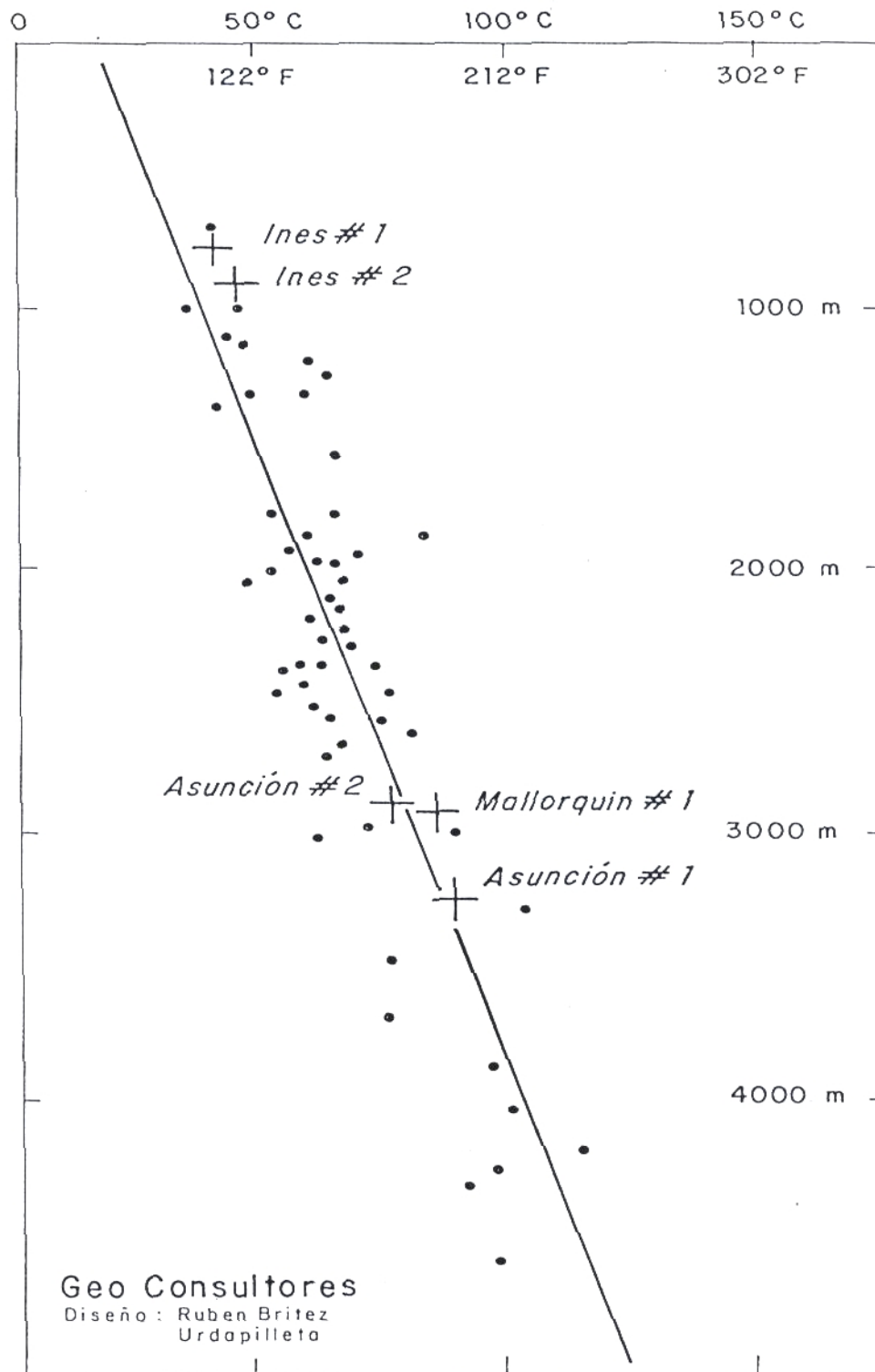


Fig.: 6-4: Gradientes térmicos; cuenca del Paraná y bajo de San Pedro (+ = pozos en Paraguay; = pozos en Brasil).

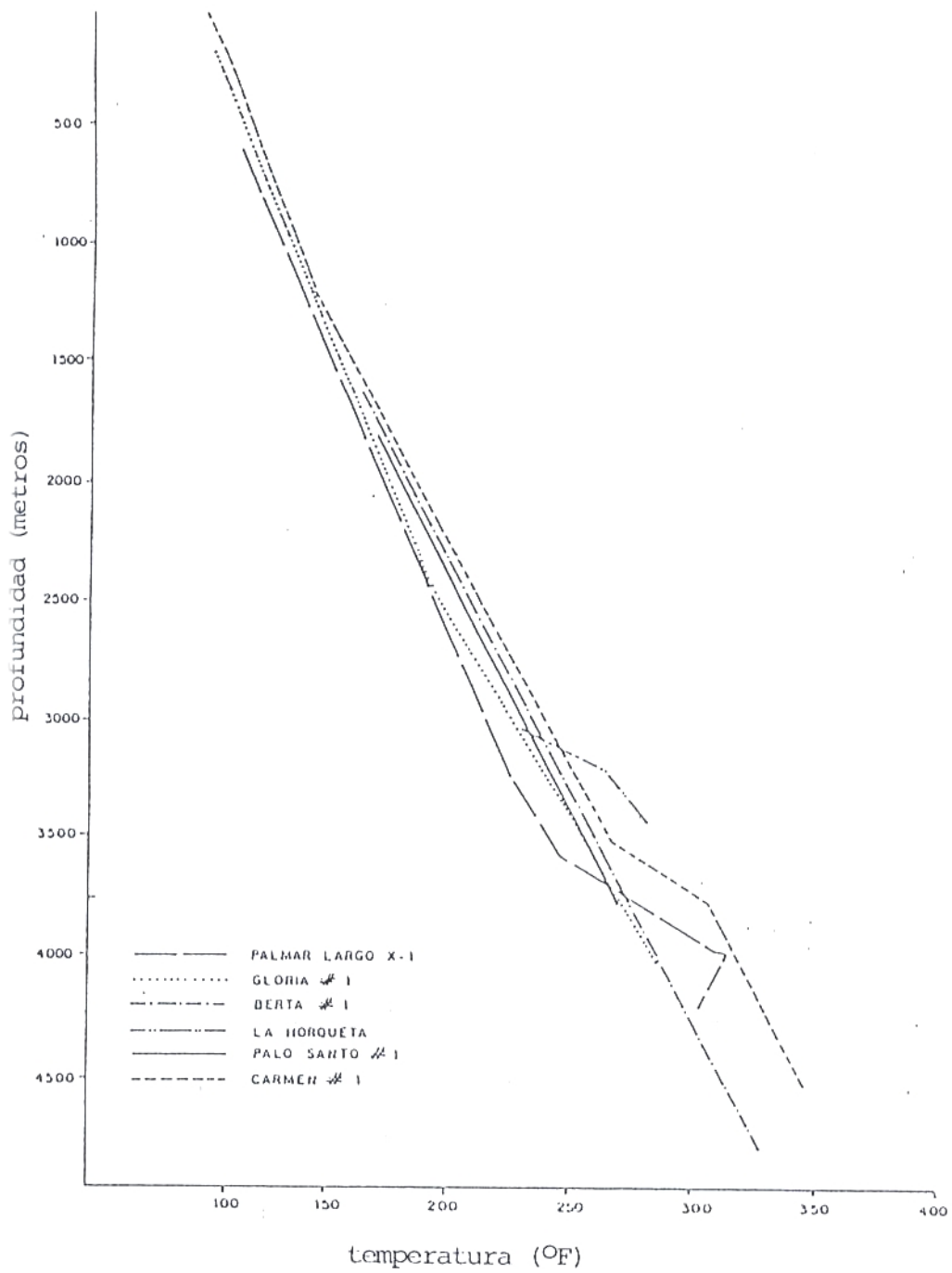


Fig.: 6-5: Temperaturas de pozos comparativos en la subcuenca de Pirity y subcuenca de Olmedo, registrando condiciones de generación de hidrocarburos entre 3000 y 3700 metros de profundidad.

En consecuencia el Carbonífero y el Devónico se encuentran en condiciones de generar petróleo y gas, y el Siluro-Ordovícico revela gradientes termales mas avanzados, pudiendo generar gas.

- área 5: alto de Lagerenza = 3,5-5,0°C/100m.

La estructuración principal del alto de Lagarenza corresponde a un arqueamiento durante el Paleoceno-Oligoceno, relacionado a un evento compresivo-erosivo del ciclo Andino, reactivando lineamentos tectónicos al noroeste. La dinámica de la deformación estructural causó un gradiente térmico o flujo de calor, alcanzando hasta 5,0°C/100m (Fig. 6-3). El incremento de la temperatura es la causante de la alta madurez en secuencias del Devónico con parámetros de generar gas; mientras que el Siluro - Ordovícico revela condiciones de máxima madurez hasta sobremadurez, limitando el potencial a gas seco o inclusive destruyendo todo tipo de posibilidad de generación de hidrocarburos. No hay evidencias confirmadas de alguna actividad magmática en la zona.

7. Presión de formación

Como presión de formación se definen tres términos:

- La presión petro - estática como la presión total en una profundidad determinada, originada por la cobertura de otros niveles litoestratigráficos. El aumento de la presión es lineal, calculándose un gradiente de 0,23-0,24bar/m.
- La presión de yacimiento es casi equivalente a la presión hidro-estática en una profundidad determinada, dependiendo frecuentemente de la salinidad del agua de la formación (gradiente promedio:0,10-0,13bar/m). Variaciones características en los gradientes hacia mayor presión o sobrepresión aparecen cuando la formación es estructurada, sellada y rellenada con hidrocarburos.

- La presión de matriz es la diferencia entre la presión petro-estática y la presión de un yacimiento. Si disminuye la presión de yacimiento aumenta la presión de matriz, acompañado frecuentemente por compactaciones en el yacimiento.

En la exploración petrolífera en Paraguay no se ha prestado mucha atención a las presiones de formación. Apenas en las subcuencas de Pirity y Curupaity han sido determinadas las presiones de avance con profundidad, registrándose un gradiente de 1,5 psi/m, equivalente a la presión petro-estática normal (Fig. 7-1).

La secuencia devónica del Grupo San Alfredo, generadora de hidrocarburos, registra frecuentemente presiones del yacimiento anormales. Estas anomalías son originadas por la generación y migración de hidrocarburos. Así se registra en el pozo Mendoza #1R dos intervalos repetidos, en el Givetiano y en el Pragiano-Emsiano, caracterizando para cada nivel una zona superior de presión normal (sello) y otra infrayacente de presión anormal (reservorio). Se entiende que las presiones anormales son el efecto combinando de tres elementos:

- El contenido de materia orgánica (hasta 4%/TOC), la constitución pelítica del Grupo San Alfredo y su transformación en hidrocarburos.
- La migración de los hidrocarburos a los reservorios.
- La estructuración de la zona de reservorios: fracturación, anticlinales, discordancias, cambio de facies, etc.

Son parámetros de evaluación la resistividad de la formación y índice de alteración térmica de la materia orgánica. Así, niveles de gradientes de presión normal (sello), alcanzan una madurez para generar hidrocarburos líquidos, con altos valores de resistividad y de alteración térmica. Mientras que niveles de gradientes de presión anormal (reservorio), generarían hidrocarburos gasíferos, con bajos valores de resistividad y de alteración térmica.

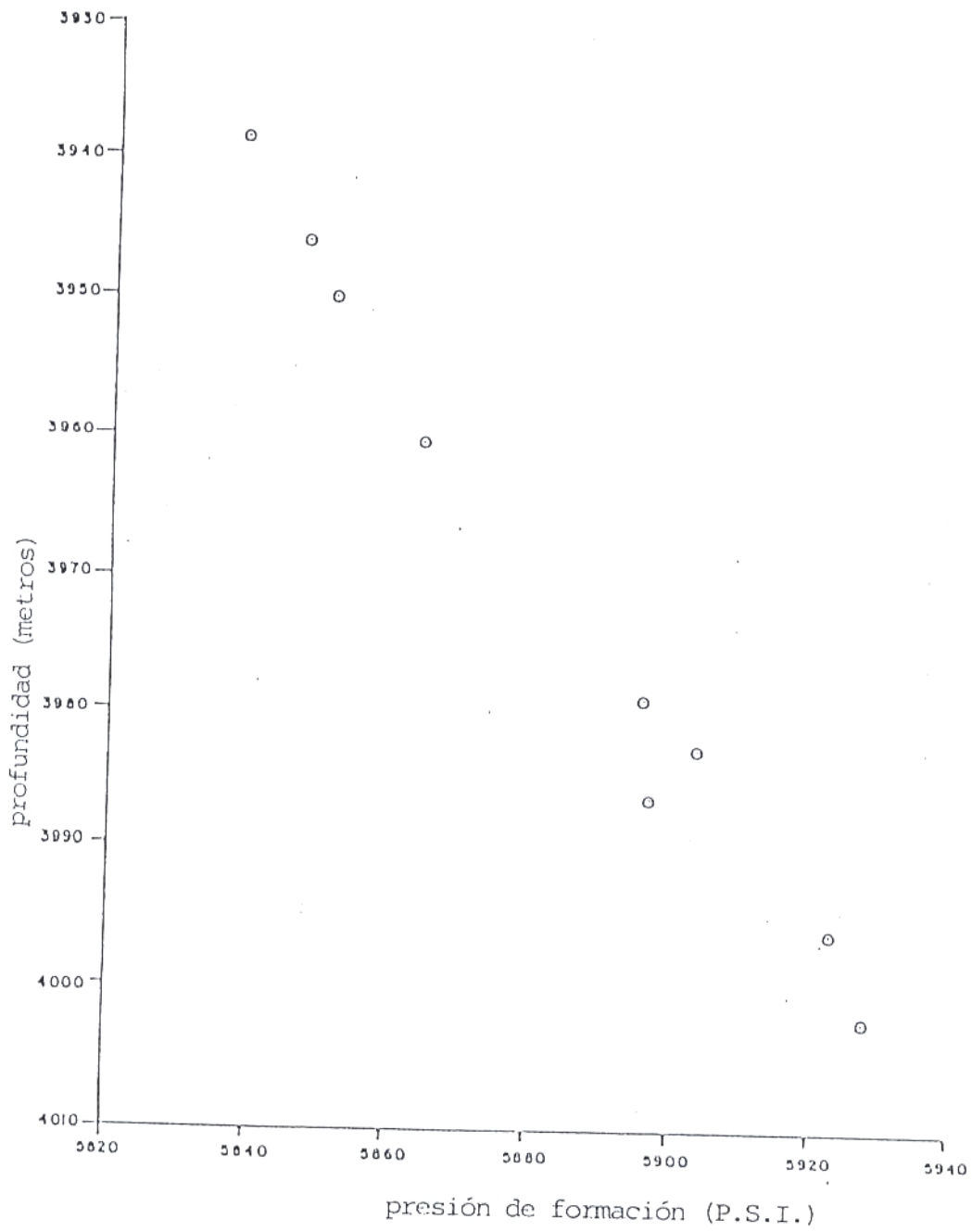


Fig.: 7-1: Presión de avance a profundidad en la subcuenca de Pirity (Carmen #1).

O sea, existe una relación directa entre los valores del índice de alteración térmica, la resistividad de la formación y la generación de hidrocarburos, en términos de madurez de la materia orgánica.

Regionalmente se podría correlacionar zonas de presiones anormales que tienden a precisar áreas de maduración adecuada para generar hidrocarburos líquidos y/o gasíferos.

8. Evaluación de formaciones generadoras

La evaluación del potencial de generación de hidrocarburos en una cuenca sedimentaria (Fig. 8-1) se basa en el contenido total de carbono orgánico (TOC), la calidad de la materia orgánica insoluble en disolventes orgánicos (kerógeno), la cantidad de materia orgánica soluble (C₁₅₊ de hidrocarburos) y la madurez térmica.

a) El porcentaje en peso de carbono orgánico total (TOC) en una formación es una medida para caracterizar su potencial generador para hidrocarburos.

Arcillitas hidrocarburíferas contienen en un promedio 1,1% de carbono orgánico, mientras que carbonatos potenciales definen valores promedios de 0,2% de carbono orgánico. Si una formación generó suficiente cantidad de hidrocarburos para su migración depende principalmente del tipo de kerógenos en la formación, de su edad geológica y de la temperatura a la cual estuviera expuesta. Para arcillitas se distingue la siguiente escala:

TOC%	Categoría
0,0-0,5	reducida
0,5-1,0	moderada
1,0-2,0	buna
2,0-4,0	muy buena
>4,0	excelente

MATERIA VIVIENTE

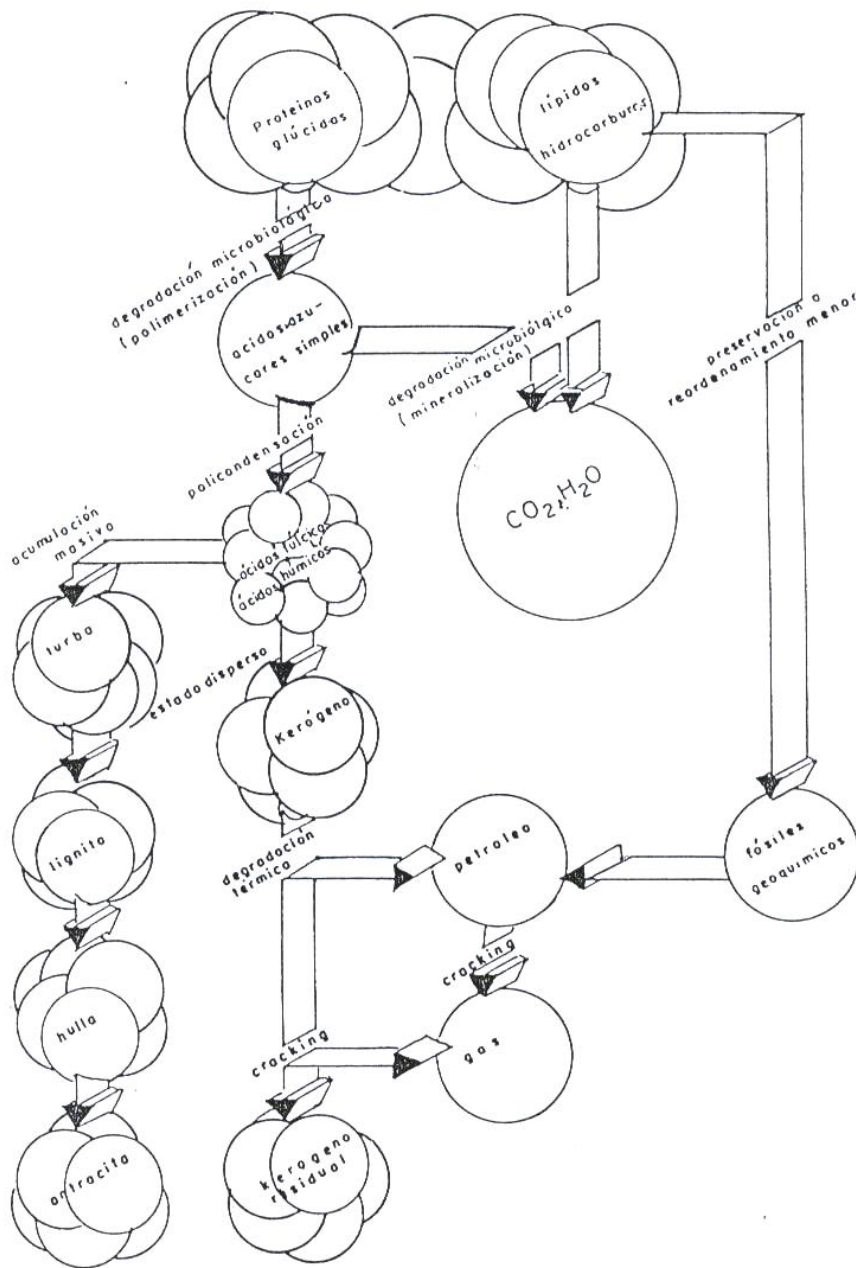


Fig.: 8-1: Evolución de la materia orgánica.

- b) La cantidad de hidrocarburos pesados (C_{15+}) que se podrán extraer con solventes de una formación es una medida directa de su potencial generador. O sea, en una formación con un contenido TOC determinado, cuanto mas C_{15+} es generado, mayor cantidad de hidrocarburos podrán migrar hacia un reservorio. El potencial generador de una formación se determina según la siguiente escala:

Hidrocarburos C_{15+} (como TOC%)	Categoría
0,00 - 0,75	reducida
0,75 - 2,50	moderada
2,50 - 5,00	buena
5,00 - 20,00	muy buena
>20,00	manchada/contaminada

- c) La cantidad y el tipo de hidrocarburos generados depende del tipo de kerógenos (Fig. 8-2, Fig. 8-3). El kerógeno consiste de un complejo orgánico remanente (soluble - insoluble) que se encuentra diseminado en una formación sedimentaria. Se distinguen cinco formas de kerógenos: algal (marino-lacustre; excelente potencial), amorfo (marino; buen potencial), exinita (marino-continental; buen potencial), vitrinita (continental; potencial gasífero), e inertinita (continental; potencial reducido).

De acuerdo al análisis elemental del kerógeno, se establecen las relaciones H/C y O/C y se llevan a un diagrama de Van Krevelen, en él que se pueden diferenciar cuatro tipos de kerógenos, cuyas características son:

- Tipo I (sapropélico; algal-liptinita): Corresponde a una materia orgánica acuática rica en lípidos, con cadenas alifáticas predominantes, y relación H/C alta y O/C baja.

Estructuras aromáticas y nafténicas son escasas, las cuales sometidas a pirólisis a 600°C producen buena cantidad de compuestos volátiles o extractables. Se origina a partir de materia algal o de materia orgánica con

Procedencia	Terminologías			Carácter generador	
Acuática	Algal	Alginita (Liptinita)	Sapropélica (Amorfa)	Tipo I	Petróleo
	Amorfa	Exinita		Tipo II	Petróleo y gas
Subaérea (Terrestre)	Herbacea (Fibrosa)	Vitrinita	Húmica	Tipo III	Gas
	Lignosa (Estructura de plantas)				
	Carbonosa (Fragmentos angulares o subangulares)	Inertinita		Tipo IV (Residual)	Estéril

Fig.: 8-2: Sistemas de clasificación del kerógeno.

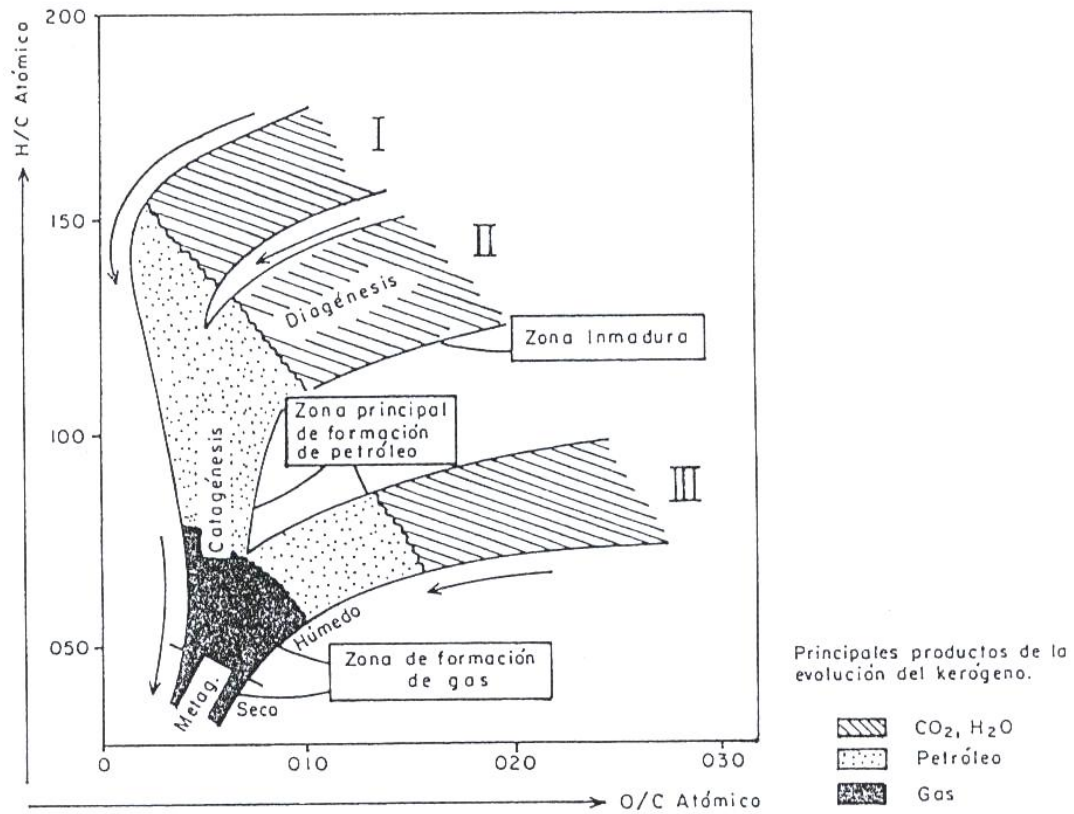


Fig.: 8-3: Esquema general de la evolución del kerógeno presentada en el diagrama de Van Krevelen. Los estados sucesivos de evolución están indicados y los principales productos generados durante ese tiempo.

alto grado de biodegradación y retrabajo de microorganismos que enriquecen al material en lípidos. Se presenta principalmente en ambientes lacustres. El potencial petrolero es muy alto.

- Tipo II (sapropélico; amorfa-exinita) :Corresponde a una materia orgánica principalmente de origen marino, rica en fito-zooplancton y bacterias de un medio reductor. Forman buenas cantidades de naftenos y aromáticos; las cadenas alifáticas son cortas. Por pirólisis se produce petróleo, pero en menos cantidad que el tipo I. La relación H/C es relativamente alta y la O/C es baja.

- Tipo III (húmico; lignosa-vitrinita) : Corresponde a una materia orgánica principalmente de origen continental, derivada de vegetales superiores. Tiene un alto porcentaje de aromáticos policíclicos, grupos oxigenados y resinas. El rendimiento por pirólisis es bajo en petróleo, pero muy rico en gas. La relación H/C es baja y la O/C es alta.

- Tipo IV (húmico; carbonosa-inertinita): Se trata de materia orgánica alterada antes del soterramiento o que fuera retrabajada (materia orgánica detrítica) o residual. Su potencial hidrocarbúfero es despreciable.

d) Las estructuras orgánicas en los hidrocarburos de los kerógenos son así denominados indicadores bio - orgánicos. Son compuestos orgánicos encontrados en sedimentos e hidrocarburos, que han preservado una parte de su estructura de compuesto de carbono original (o sea, de su origen bioquímico), inclusive luego de haber sufrido una acumulación en un estrato sedimentario, efectos de diagénesis y también de catagénesis. Básicamente se distinguen parafinas, naftenos, aromáticos, resinas y asfaltenos; entre otros secundarios (Fig. 8-4, Fig. 8-5, Fig. 8-6).

La relación isotópica de los diferentes indicadores bio-orgánicos permite una clasificación química de hidrocarburos según su origen y es un parámetro para la madurez termal en una materia orgánica. Así, al aumentar

CLASES	COMPOSICION (%)				
	PARAFINAS	NAFTENOS	AROMATICOS	RESINAS	ASFALTENOS
PARAFINICA	75 % (+)				
NAFTENICA		70 % (+)			
AROMATICA			50 % (+)		
ASFALTICA				60 % (+)	
PARAFINICO - NAFTENICA	60-70%	20 % MINIMO			
PARAFINICO-NAFTENICO-AROMATICA	APROXIMADAMENTE IGUAL %				
NAFTENICO - AROMATICA		35 % (+)	35 % (+)		
NAFTENICO-AROMATICO-ASFALTICA		25 % (+)	25 % (+)		25 % (+)
AROMATICO - ASFALTICA			35 % (+)		35 % (+)

Fig.: 8-4: Clasificación química de los petróleos.

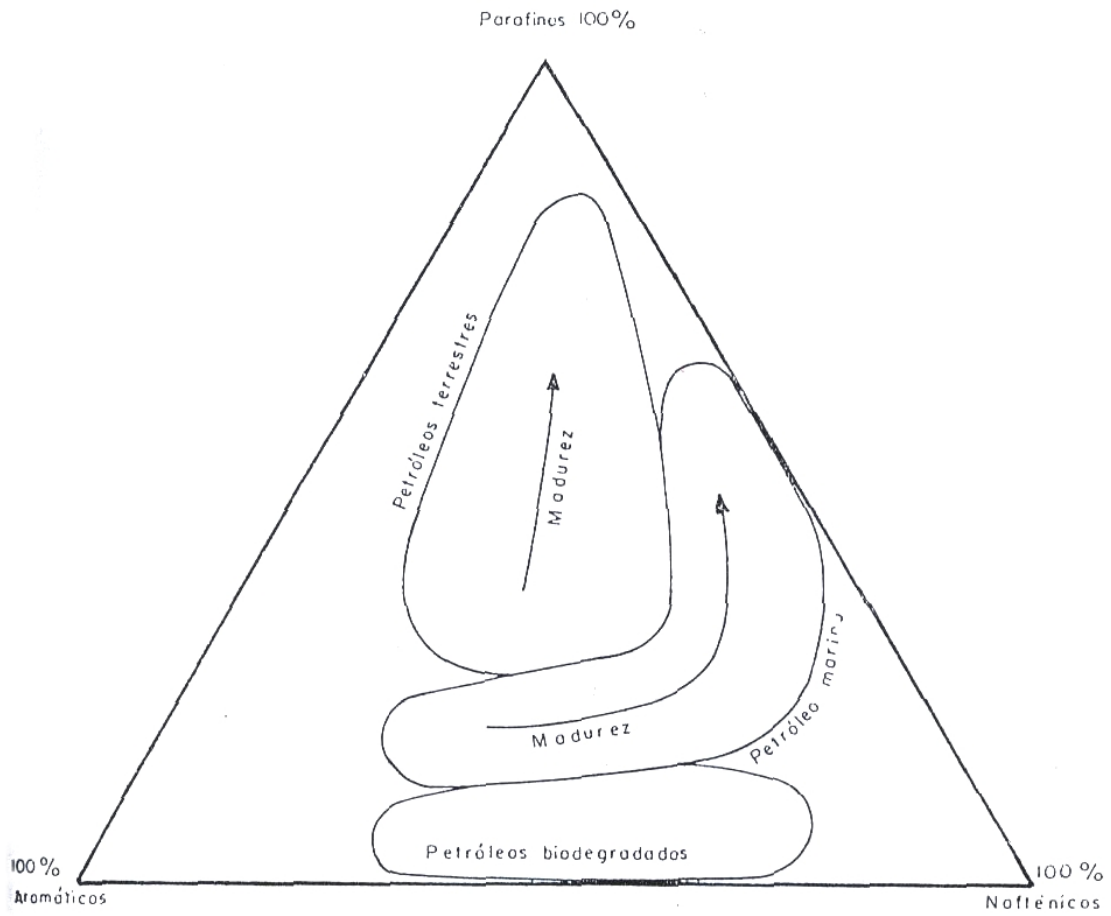


Fig.: 8-5: Relación entre hidrocarburos – ambiente formacional – madurez.

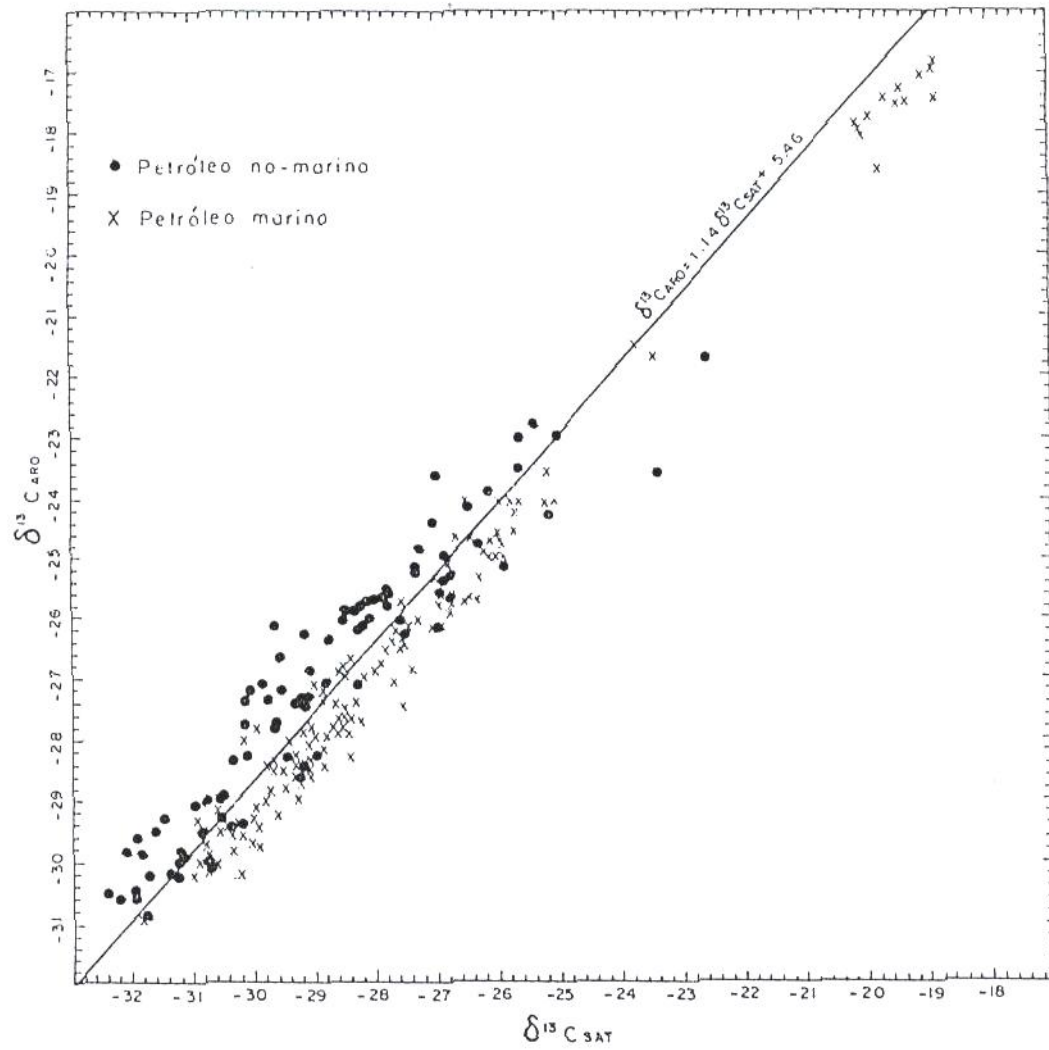


Fig.: 8-6: Relación isotópica: carbono aromático C₁₃/carbono saturado C₁₃.

la madurez y alcanzando un equilibrio del 60%, esta gradiente señala el inicio de la generación de hidrocarburos (análisis de pirólisis; $R_o=0,6\%$) sin cambiar el equilibrio establecido.

De esta manera, se establece una relación entre el tipo de hidrocarburos, su ambiente de formación y el grado de madurez. A la vez permite elaborar cromatogramas variados acerca de la madurez alcanzada, la procedencia bioquímica formacional y su grado de conservación.

- e) El color de las esporas y los pollens en el kerógeno es utilizado para indicar el grado de la madurez térmica del kerógeno. Se clasifican los colores en una escala de 1 a 10 como índice de alteración térmica (TAI) o como índice de coloración de esporas (SCI); donde el amarillo claro es el 1 y el negro es el 10. Las zonas de generación y destrucción de hidrocarburos en la escala SCI (TAI) se identifican abajo (Fig. 8-7) :

SCI (TM)	Zona
3,5	generación inicial de hidrocarburos
3,5-7,0	generación principal de petróleo
5,5	generación máxima de petróleo
7,0	generación principal de gas y destrucción de petróleo
10,0	generación máxima de gas seco

En general, la zona de máxima generación de C_{15+} coincide con el rango 5,0 - 6,0 en SCI (TAI).

- f) La reflexión vitrinitica (% R_o) complementa la coloración de las esporas como indicador del grado de madurez térmica del kerógeno (Fig.8-8, Fig.8-9). Consiste en la medición de la reflexión de las vitrinítas que contiene un sedimento. Las zonas de generación y destrucción de hidrocarburos o análisis de pirólisis en % R_o siguen abajo:

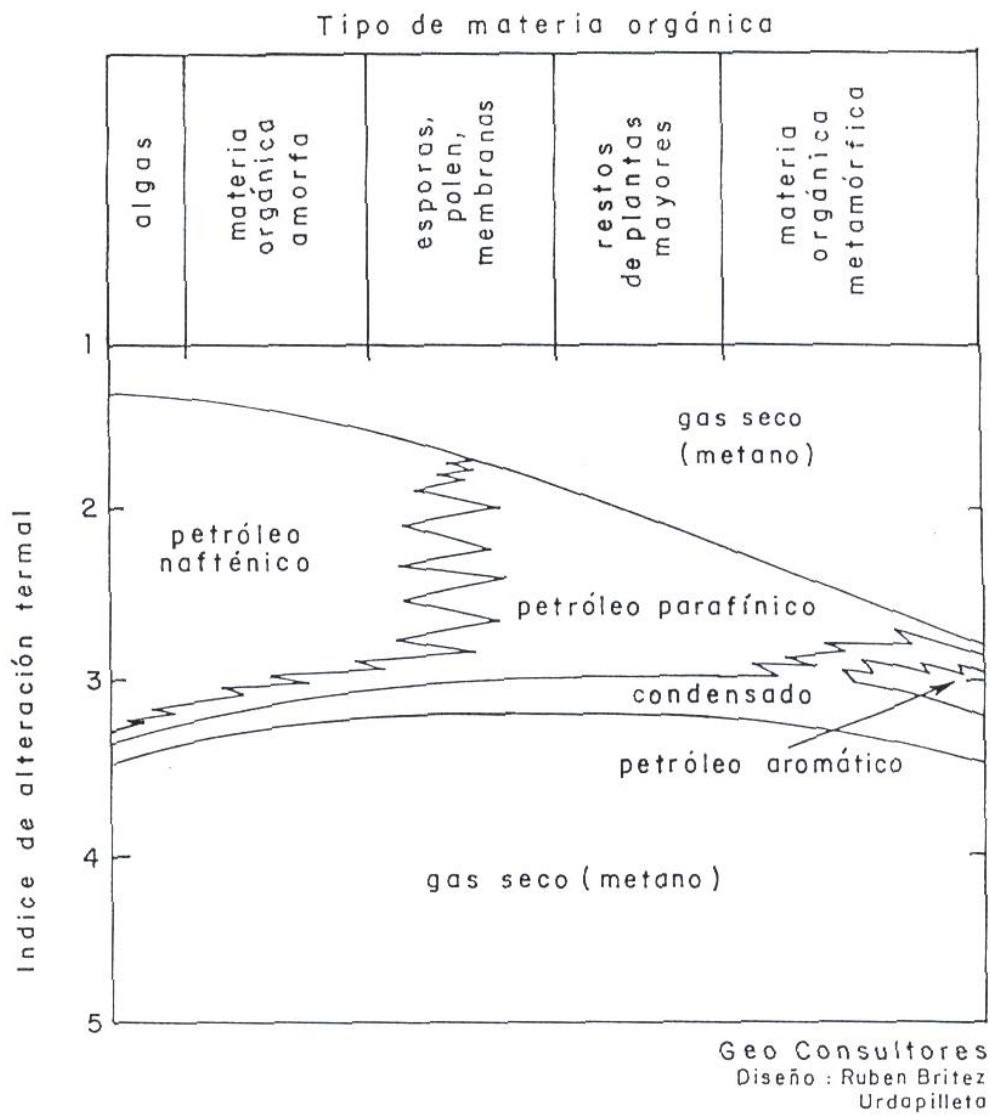


Fig.: 8-7: Relación entre el tipo de materia orgánica original primaria y los productos de hidrocarburos generados, según grados de madurez.

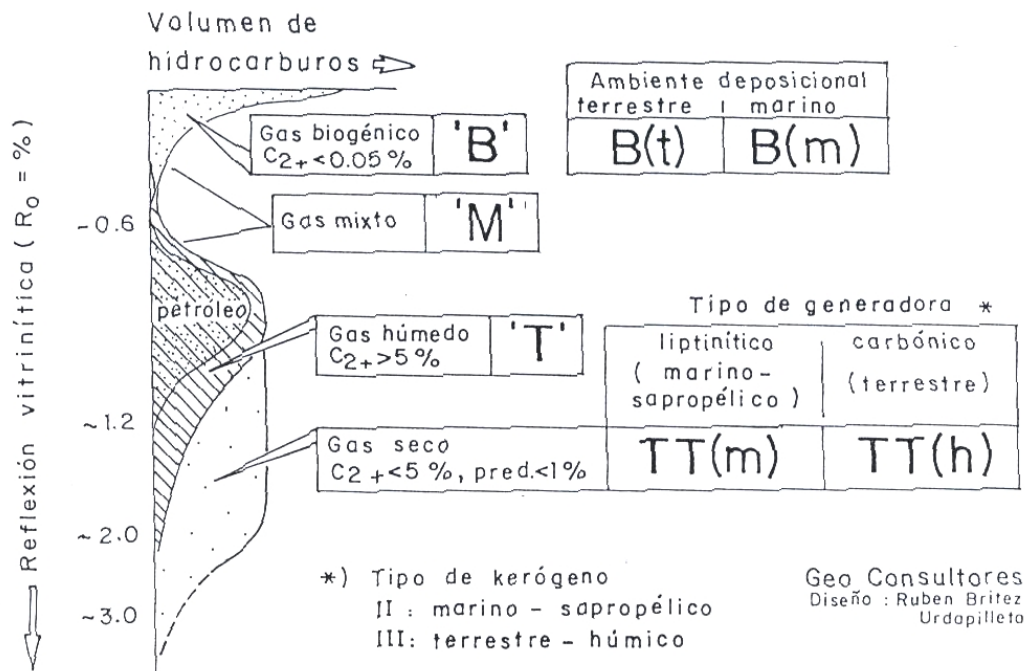


Fig.: 8-8: Caracterización esquemática de la generación de petróleo y gas en relación a la reflexión vitrinitica ("carbonización").

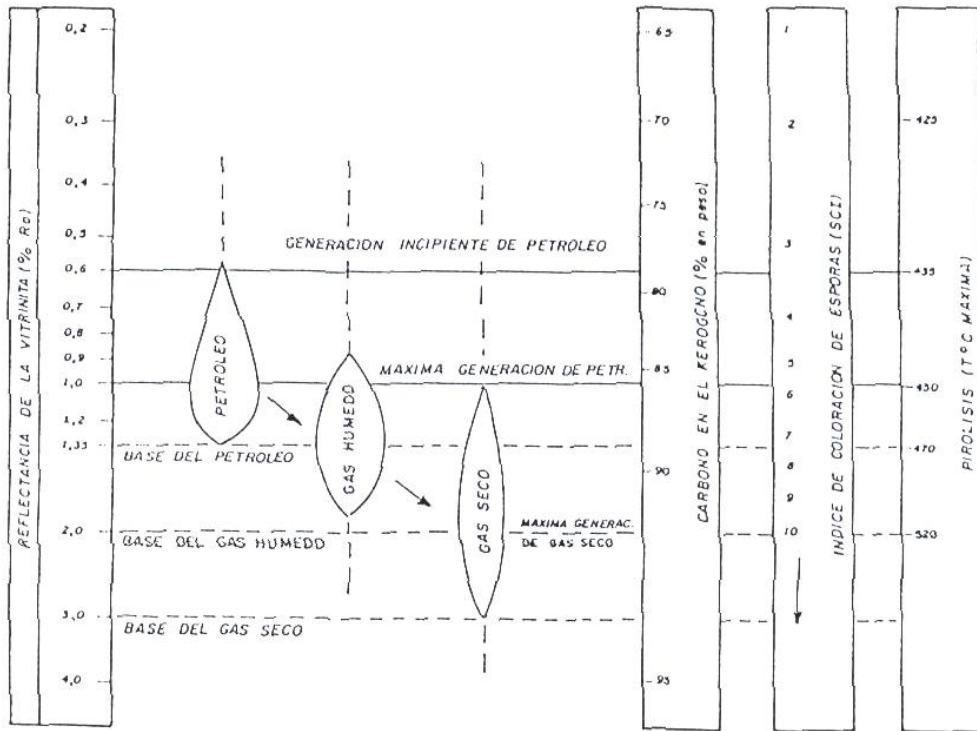


Fig.: 8-9: Zonas de generación y destrucción del petróleo. Relación entre % Ro, carbono en el kerógeno, SCI y T.max en la generación.

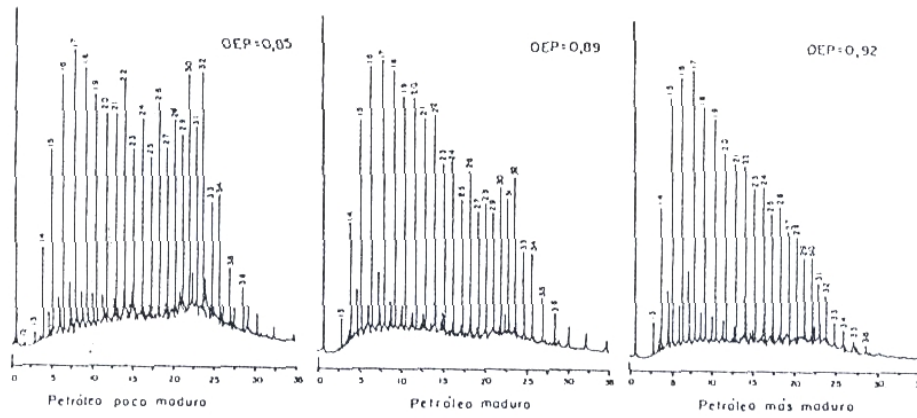


Fig.: 8-10: Cromatograma indicando el efecto de la madurez sobre el índice de preferencia de carbono (CPI) y la proporción pristano/fitano (Pr/Ph).

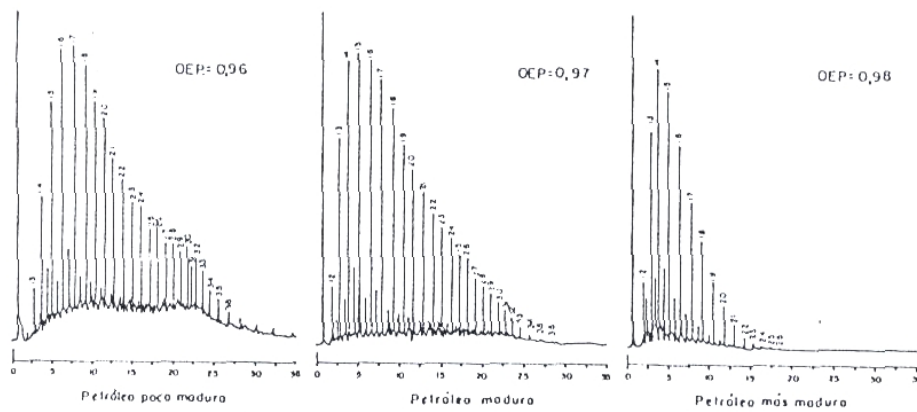
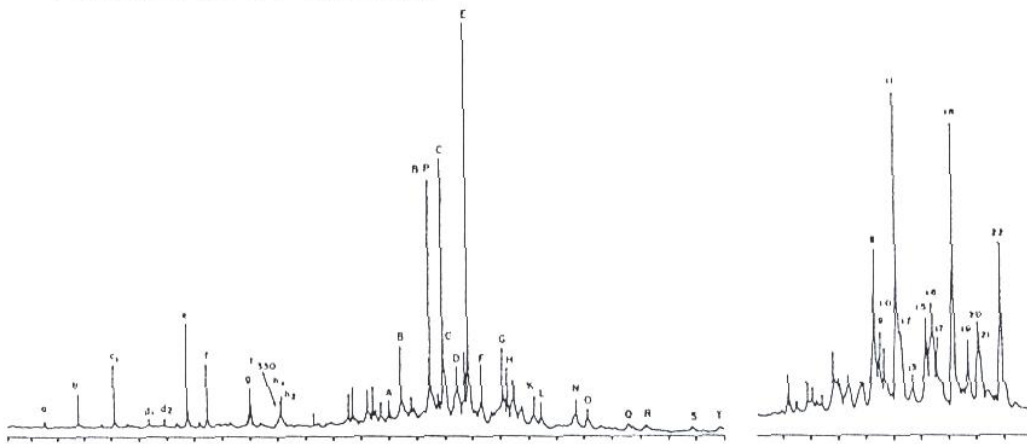


Fig.: 11: Cromatogramas indicando el efecto de la madurez sobre el tamaño del tramo (loma) de nafténicos.

PETROLEO DE BAJA MADUREZ



PETROLEO DE MADUREZ MODERADA

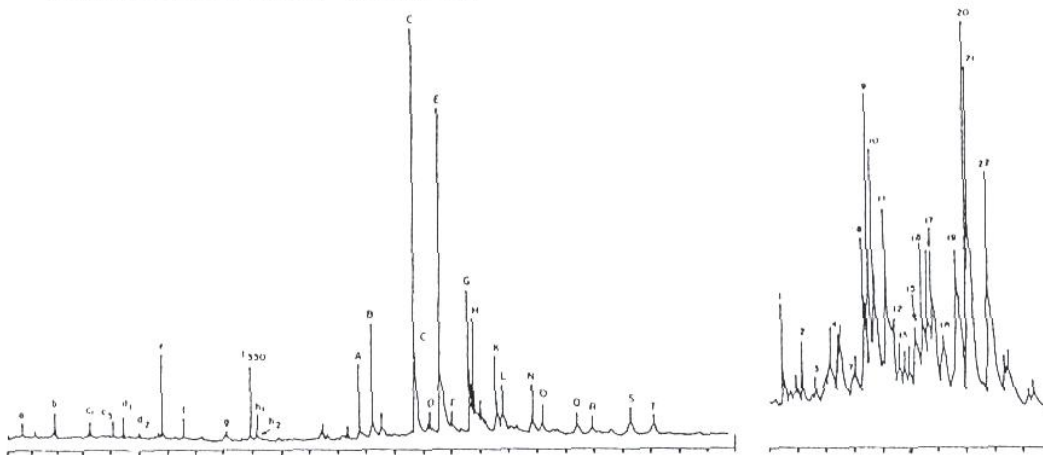


Fig.: 8-12: Cromatogramas indicando petróleos de madurez baja y moderada.

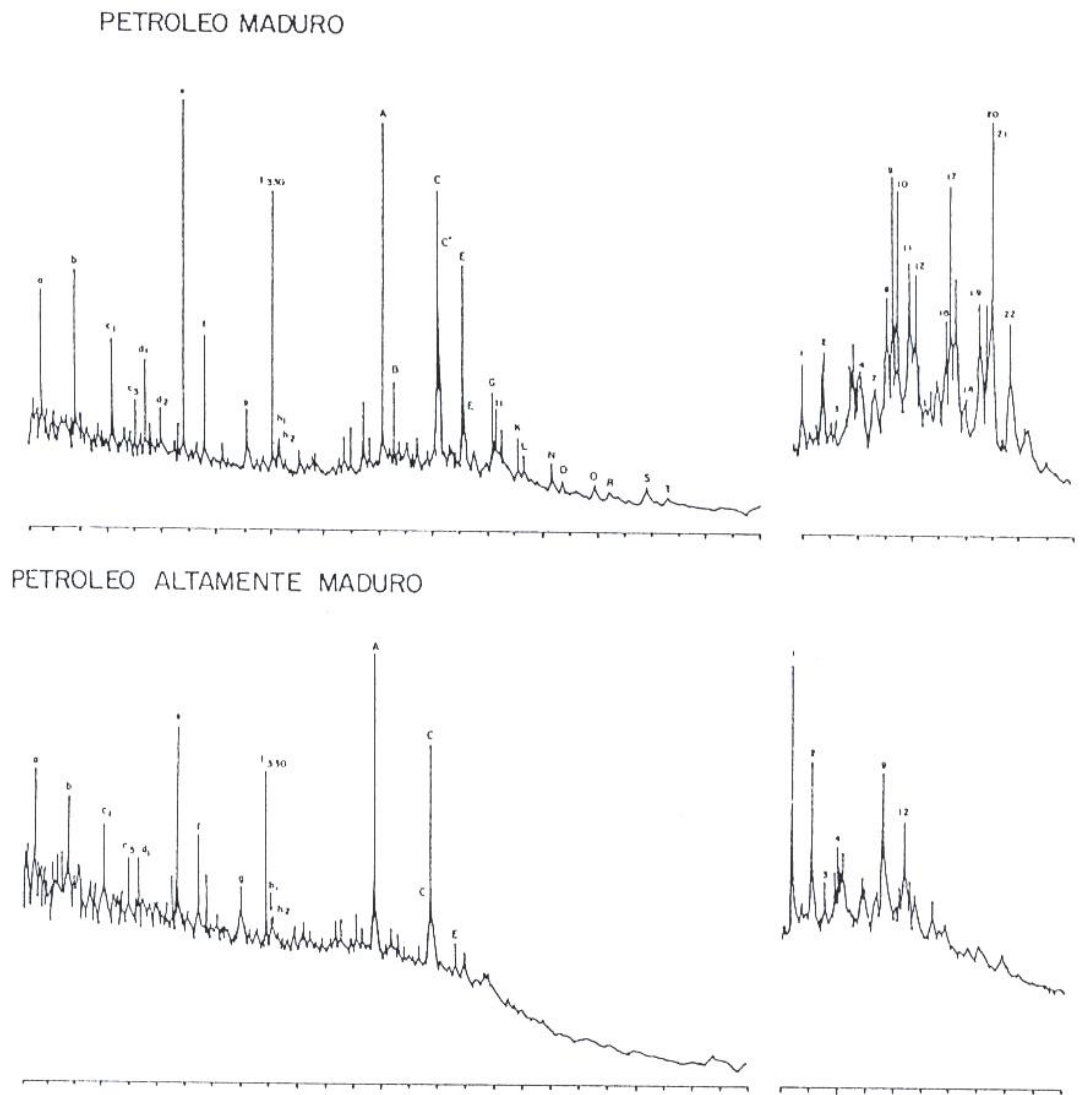
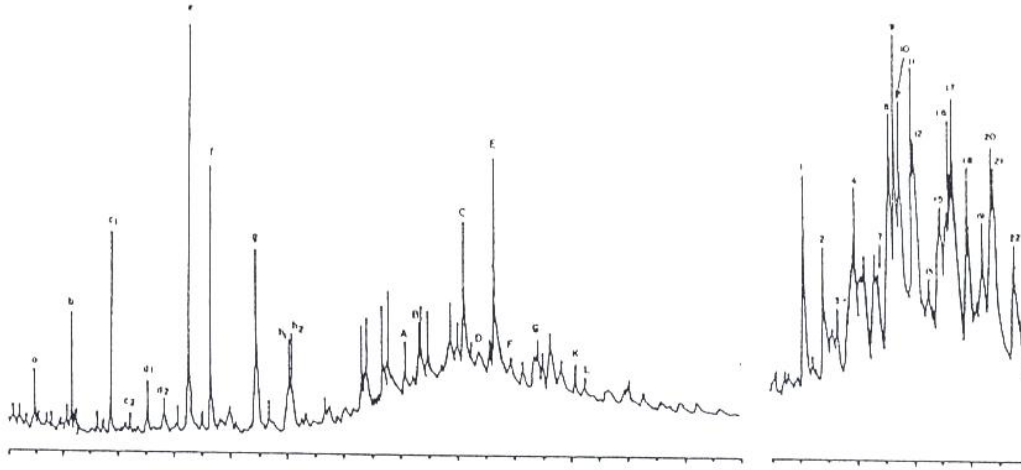


Fig.: 8-13: Cromatogramas indicando petróleo maduro y altamente maduro.

PETROLEO MARINO NORMAL



PETROLEO PROCEDENTE DE CARBONATOS

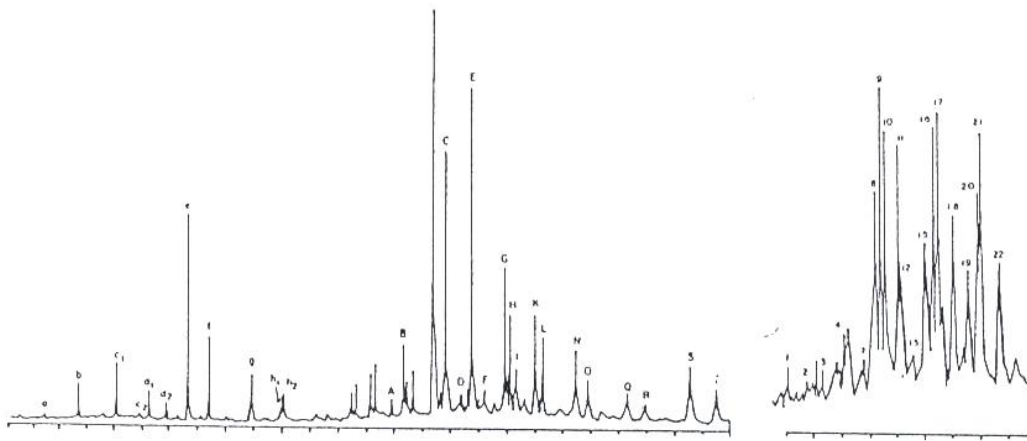
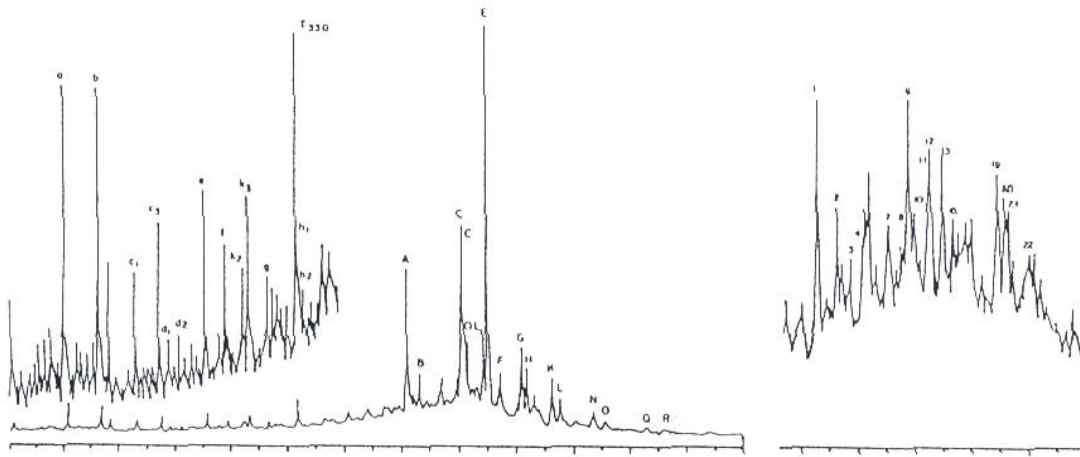


Fig.: 8-14: Cromatogramas indicando petróleos procedentes de un ambiente formacional marino y carbonático.

PETROLEO DELTAICO



PETROLEO LACUSTRE

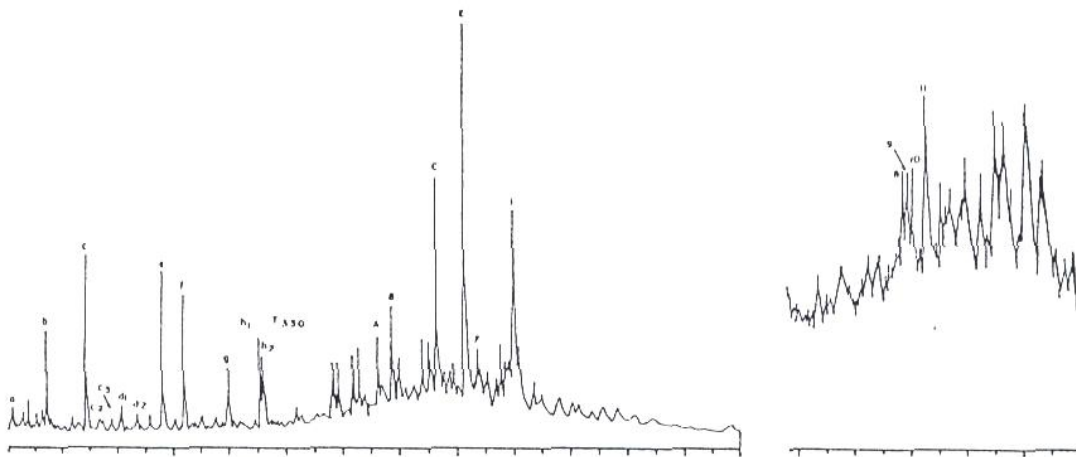


Fig.: 8-15: Cromatogramas indicando petróleos procedentes de un ambiente formacional deltaico y lacustre.

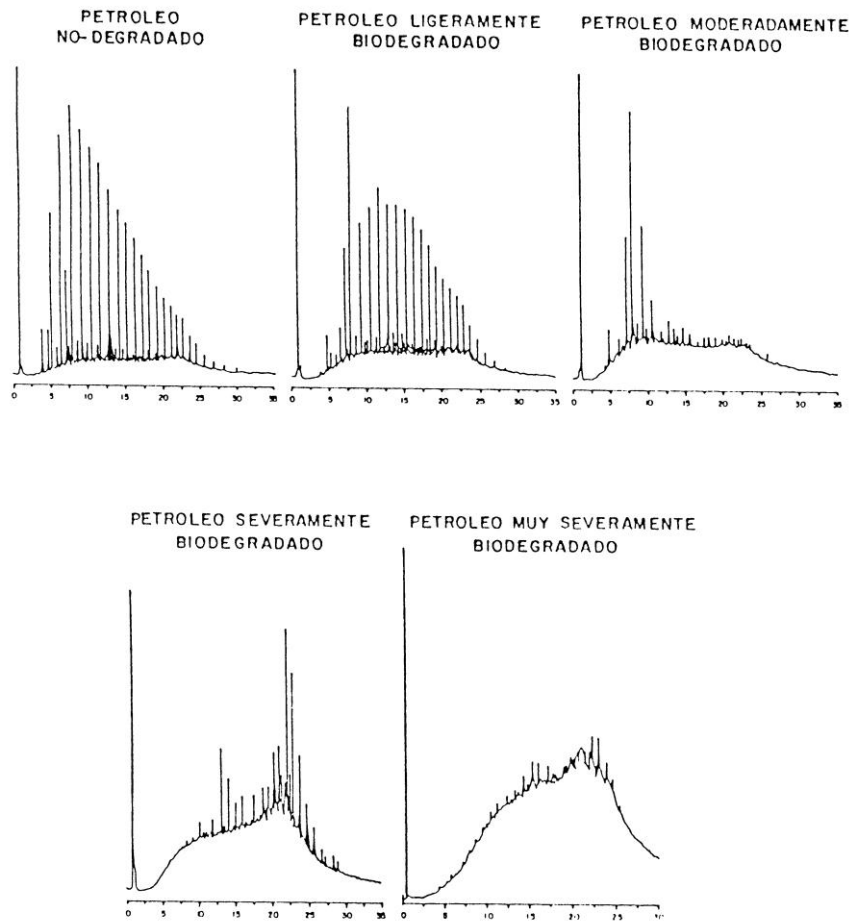


Fig.: 8-16: Cromatogramas indicando los grados de degradación del petróleo.

% Ro	Zona
0,6	generación inicial de hidrocarburos
0,6 - 1,3	generación principal de petróleo
1,0	generación máxima de petróleo
1,3	generación principal de gas y destrucción de petróleo
2,0	generación máxima de gas seco
3,2	límite de conservación de gas seco

En general, la zona de máxima generación de C_{15+} coincide con el rango 0,9 - 1,0 en % Ro.

g) La microscopía de la fluorescencia es utilizada para determinar la presencia de kerógenos propensos para petróleo. El color de la fluorescencia bajo luz ultravioleta y su intensidad son mediciones semi-cuantitativas de la madurez termal. Kerógenos inmaduras exhiben un intensa fluorescencia blanca. A un mayor nivel de madurez, kerógenos presentes tienen una fluorescencia amarilla a anaranjada. La ausencia de fluorescencia indica una alta madurez térmica o sobremadurez.

Si una formación generadora revela un alto grado de correlación, referente a su composición química e isotópica, son permitidos conclusiones acertadas en cuanto a su potencial generador para hidrocarburos. Diferentes hidrocarburos podrán indicar una buena correlación de sus parámetros, concluyendo que la materia orgánica generadora es similar, lo que implica una similaridad del ambiente deposicional de los sedimentos en una cuenca determinada (Fig. 8-10 a Fig. 8-16).

8.1. Formaciones generadoras en Paraguay

Desde que en 1944 se inició la exploración petrolífera en Paraguay, un objetivo principal ha sido la determinación de formaciones generadoras de hidrocarburos. Niveles promisorios con potencial generador han sido arcillitas y carbonatos

marinos del Neoproterozoico-Cámbrico, Paleozoico y Mesozoico (Fig. 8.1-1, Fig. 8.1-2).

Filtraciones/emanaciones de hidrocarburos hacia la superficie son observadas en carbonatos y arcillitas del Grupo Itapucumí (Neoproterozoico-Cámbrico) en la zona de Tucavaca (Bolivia oriental); indicaciones de gas han sido reportados en sedimentos bituminosos contemporáneos en Goiás (Brasil central); sedimentos bituminosos correlativos afloran hacia el Paraguay nororiental.

Emanaciones de hidrocarburos hacia la superficie en areniscas carbonáticas del Grupo Independencia (Pérmico) se conocen en Paraguay oriental y en Brasil; hacia Sao Mateus do Sul (Paraná, Brasil) son explotadas arcillitas bituminosas de la Formación Iratí (Pérmico) a cielo abierto, generándose hidrocarburos por destilación.

En actividades exploratorias han sido encontrados indicios generadores de hidrocarburos igualmente en el Grupo Itacurubí y la Formación La Paz (Ordovícico-Silúrico), como también en los Grupos San Alfredo/San Pedro (Devónico), en secciones de los Grupos Cnel. Oviedo/Independencia/Palmar de las Islas (Carbonífero/Pérmico) y en la Formación Palo Santo (Cretácico); Fig. 8.1-3.

- El Grupo Itapucumí (Neoproterozoico-Cámbrico) indica en sus sedimentos bituminosos-fosilíferos y calcareos-arcillosos una unidad generadora viable en el Paraguay nororiental (ej. plataforma de Bahía Negra). Valores hasta 0,5-1,0%TOC y 360ppm C₁₅₊ revelan el potencial generador. No obstante, efectos de recristalización, dolomitización y múltiples transformaciones estructurales habrán reducido el potencial de esta unidad en cierta manera. El Grupo Itapucumí permanece ampliamente inexplorado.

- La Formación La Paz (Grupo Cerro León; Ordovícico-Silúrico) representa en el Chaco una importante unidad generadora. En los pozos Don Quijote #1 y Parapiti #1 arcillitas fosilíferas negras reportaron 1,5-2%TOC y 100-200ppm C₁₅₊, con capacidad de generar petróleo y en secciones más profundas gas.

PERIOD	SYSTEM	GEOLOGICAL UNIT		Source	Reservoir	
CENOZOIC	QUATERNARY	Quaternary				
	TERTIARY	Upper Pirity Gr. (Chaco Fm.)				
MESOZOIC	CRETACEOUS	Magm.	Sta. Barbara Fm.	●	○	
	JURASSIC	Magm.	P. Santo Fm.			
	TRIASSIC	A. Jara Fm.	Berta Fm.			
PALEOZOIC	PERMIAN	Palmar de las Islas Gr.	Chovoreca Fm.	●	○	
	CARBONIFEROUS		San José/Cabrera Fms.	●	○	
	DEVONIAN	San Alfredo Gr.	Upper San Alfredo Gr.	●	○	
	SILURIAN		Lower San Alfredo Gr.	●	○	
	ORDOVICIAN	Cerro León Gr.	Sta. Rosa Fm.	●	○	
	CAMBRIAN		La Paz Fm.	●	○	
	PROTEROZOIC	PRECAMBRIAN	San Ramón Magm.	Itapucumí Gr.	●	○
			Río Apa Subcraton			

Resumen estratigráfico del Paraguay occidental (Chaco) y del potencial para hidrocarburos

(● - unidades generadoras; ○ - unidades reservorios).

PERIOD	SYSTEM	GEOLOGICAL UNIT		Source	Reservoir	
CENOZOIC	QUATERNARY	Quaternary				
	TERTIARY	Tert. / Quat. undiff.				
MESOZOIC	CRETACEOUS	Alto Paraná Gr.	Acaray Fm.	Asunción Gr.	Magm.	
	JURASSIC		Magm.		Palacios Fm.	
	TRIASSIC	Misiones Fm.				
PALEOZOIC	PERMIAN	Cabacúa Fm.				
		Independencia Gr.	Tacuary Fm.		●	○
	San Miguel Fm.		●	○		
	CARBONIFEROUS	Cnel. Oviedo Gr.	Cnel. Oviedo diamict.		●	○
			Aquidaban Fm.			○
	DEVONIAN	San Pedro Gr.	Lima Fm.		●	○
			Sta. Elena Fm.			○
	SILURIAN	Itacur. Gr.	Cariy Fm.		●	○
			Vargas Peña Fm.			○
			Eusebio Ayala Fm.			○
ORDOVICIAN	Caacupé Gr.	Co. Jhu/Tobatí Fms.			○	
		Paraguarí Fm.			○	
CAMBRIAN	Caapucú - San Ramón Magm.		Paso Pindó Metased.	●	○	
						Paraguarí Lutites
PROTEROZOIC	PRECAMBRIAN	Itapucumí Gr.				
		Río Apa Subcraton	Río Tebicuary Subcraton			

Resumen estratigráfico del Paraguay oriental y del potencial para hidrocarburos

(● - unidades generadoras; ○ - unidades reservorios).

**Indicios de hidrocarburos
en pozos perforados**

Sistema	Unidad estratigráfica
Llanvirniano - Llandoveryano	Fm. La Paz
Llandoveryano - Ludlowiano	Gr. Itacurubí
Pragianio - Emsiano	Gr. San Alfredo inf. / Fm. Sta. Elena
Givetiano	Gr. San Alfredo sup. / Fm. Lima
Stefaniano - Kunguriano	Gr. Cnel. Oviedo
Sakmario - Tatario	Fm. San Miguel - Fm. Tacuary
Jurásico inf. - Cretácico sup.	Fm. Berta
Cretácico sup. - Paleoceno inf.	Fm. Palo Santo
Paleoceno inf. - Eoceno sup.	Fm. Sta. Barbara inf. - med.

Fig.: 8.1-3: Indicios de hidrocarburos en perforaciones realizadas en Paraguay, según unidades estratigráficas.

- Arcillitas de la Formación Vargas Peña (Grupo Itacurubí; Silúrico) generaron gas y petróleo en los pozos Asunción #1 y Asunción #2 en el Paraguay oriental. Las arcillitas son altamente fosilíferas con 2% TOC y 100 ppm C₁₅₊.
- El Grupo San Alfredo inferior (Devónico inferior) representa en secciones arcillíticas del Pragiano-Emsiano en las subcuencas del Chaco una excelente roca generadora, con valores hasta 2,5-3,0%TOC, alcanzando 4,0% TOC en niveles radioactivos. Esta unidad generaría desde petróleo hasta gas (30-700ppm C₁₅₊). El potencial generador de su equivalente, la Formación Sta. Elena en el Paraguay oriental permanece casi desconocido.
- El Grupo San Alfredo superior y la Formación Lima (Grupo San Pedro) del Devónico medio - superior son probablemente unas de las mejores unidades generadoras para hidrocarburos en el Chaco y en el Paraguay oriental. Mediciones de 2,5-3,5%TOC son frecuentes en potentes bancos de arcillitas negras, oscilando de 50 a 600 ppm C₁₅₊. La generación de petróleo de gravedad liviana es postulada en secciones superiores de las unidades en el interior de las cuencas sedimentarias. Gas húmedo, condensados y gas seco se formaron en secciones inferiores, a lo largo de altos estructurales regionales y en el interior de la cuenca del Paraná (influencia termal del magmatismo mesozoico).
- Arcillitas de los Grupos Cnel. Oviedo/Palmar de las Islas (Carbonífero superior) podrían haber generado en las subcuencas del Chaco y en el Paraguay oriental gas en secciones inferiores, considerando kerógenos terrestres y valores de 0,8-1,0%TOC con 1000 ppm C₁₅₊.
- Arcillitas orgánicas-calcareas del Grupo Independencia y de la Formación Chovoreca (Pérmico) alcanzaron en regiones más soterradas, particularmente en la cuenca del Paraná, niveles generadores de hidrocarburos. El contenido de carbono orgánico revela valores hasta 4,5%TOC y 200-8000 ppm C₁₅₊, pudiéndose haber generado petróleo liviano y gas (kerógenos terrestres a mixtos) en la cuenca del Paraná. No obstante, se observa a causa de una profunda oxigenación por aguas meteóricas, aprovechando un fracturamiento por

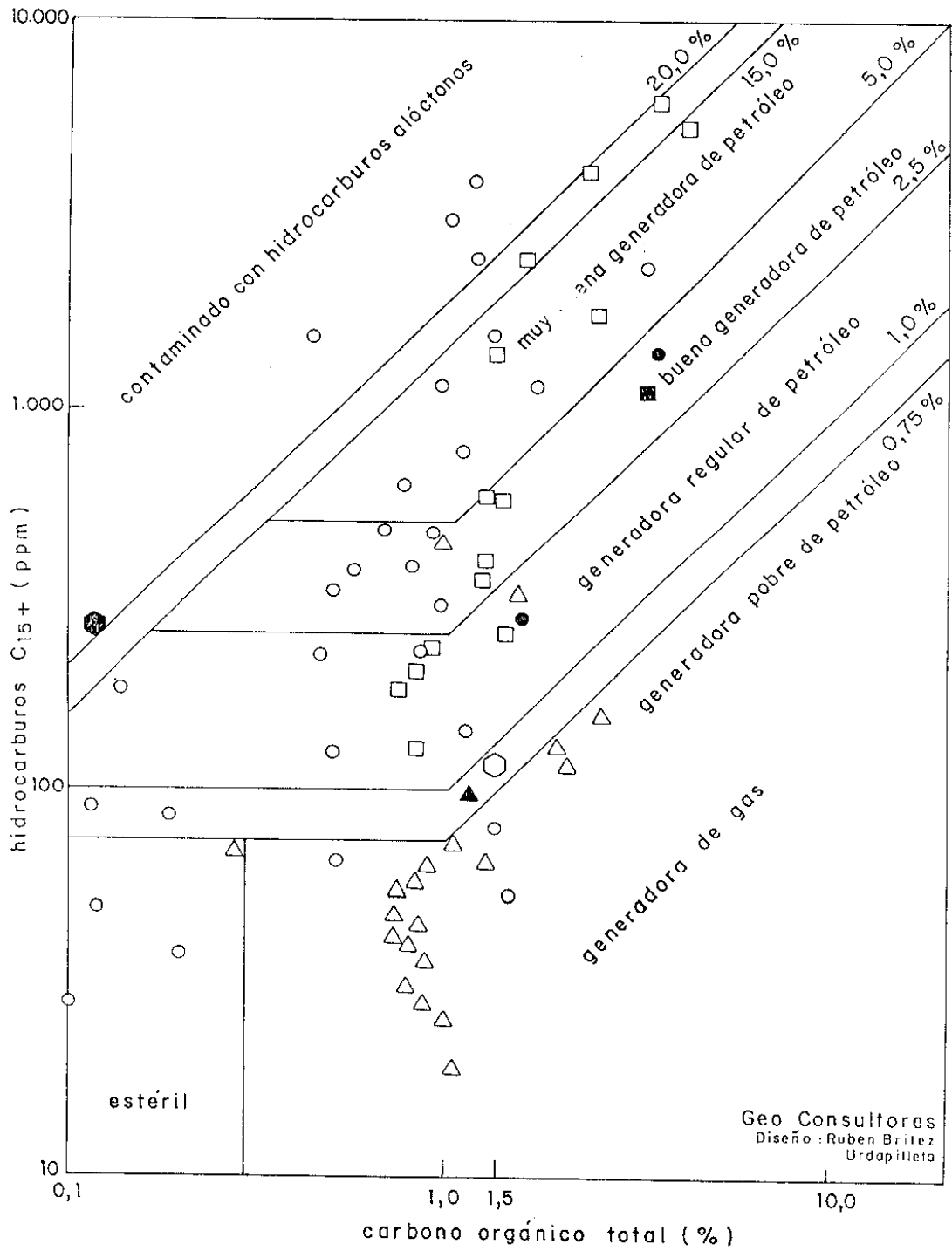


Fig. 8.1-4: Potencial para la generación de hidrocarburos; unidades estratigráficas generadoras en Paraguay.

Leyenda

- = Fm. Palo Santo (Cretácico); subcuenca de Purity
- = Fm. Tacuary (Pérmico sup.); cuenca del Paraná
- = Fm. San Miguel (Pérmico inf.); cuenca del Paraná
- = Gr. Cnel. Oviedo / Gr. Palmar de las Islas (Carb.); Chaco - Paraná
- △ = Gr. San Alfredo sup. / Fm. Lima (Devónico sup.); Chaco - Paraná
- ▲ = Gr. San Alfredo inf. / Fm. Sta. Elena (Devónico inf.); Chaco - Paraná
- ◊ = Fm. La Paz / Fm. Vargas Peña (Ordov. - Silúrico); Chaco - Paraná
- ◆ = Gr. Itapucumí (Neoprot. - Cámbrico); Chaco - Paraná

Fig. 8.1-4a: Leyenda a las unidades generadoras de hidrocarburos en Paraguay (TOC – C₁₅).

la tectónica mesozoico, un potencial acumulador de hidrocarburos generados ampliamente destruido (agua dulce, bacterias aerobicas e influencia superficial).

- La Formación Palo Santo (Cretácico) forma con sedimentos marinos y mixtos en la subcuenca de Pirity una unidad generadora local. Valores de 1,0-1,8%TOC con 40-6000ppm C₁₅₊ sugieren concentraciones de petróleo y gas en la subcuenca. Parámetros generadores, como la distribución de facies sedimentarias, un magmatismo local y el gradiente térmico elevado orientan el potencial generador.

El siguiente capítulo indicará parámetros generadores de algunas de las secuencias potenciales para hidrocarburos en Paraguay (Fig. 8.1-4, Fig. 8.1-4a).

8.2. Grupo Itapucumí (Neoproterozoico-Cármbrico inferior)

Calizas y arcillitas del Grupo Itapucumí cubren ampliamente depocentros, plataformas y áreas cratónicas en el Paraguay nororiental, formados en un ambiente marino transgresivo de plataforma epicontinental (Fig. 8.2-1). Espesores registrados oscilan entre 400m y 1700m. En forma discordante sobreyacen secuencias clásticas de los Grupos Cerro León/Caacupé (Ordóvicico/Silúrico).

Una evaluación inicial del potencial generador se basa en un análisis del carbono orgánico total, del tipo de kerógenos de la reflexión vitrinítica, una extracción de C₁₅₊ y otros.

Los carbonatos del Grupo Itapucumí contienen en un promedio 0,1-0,2%TOC, alcanzando 0,5-1,0%TOC, lo cual indica un potencial generador más bien reducido, pero aún viable.

Apenas pequeñas cantidades del kerógenos pueden ser recuperadas de las calizas, como es deducible de los contenidos bajos de TOC (Fig. 8.2-2). El kerógeno no tiene mayor fluorescencia, es marrón y amorfo, implicando una

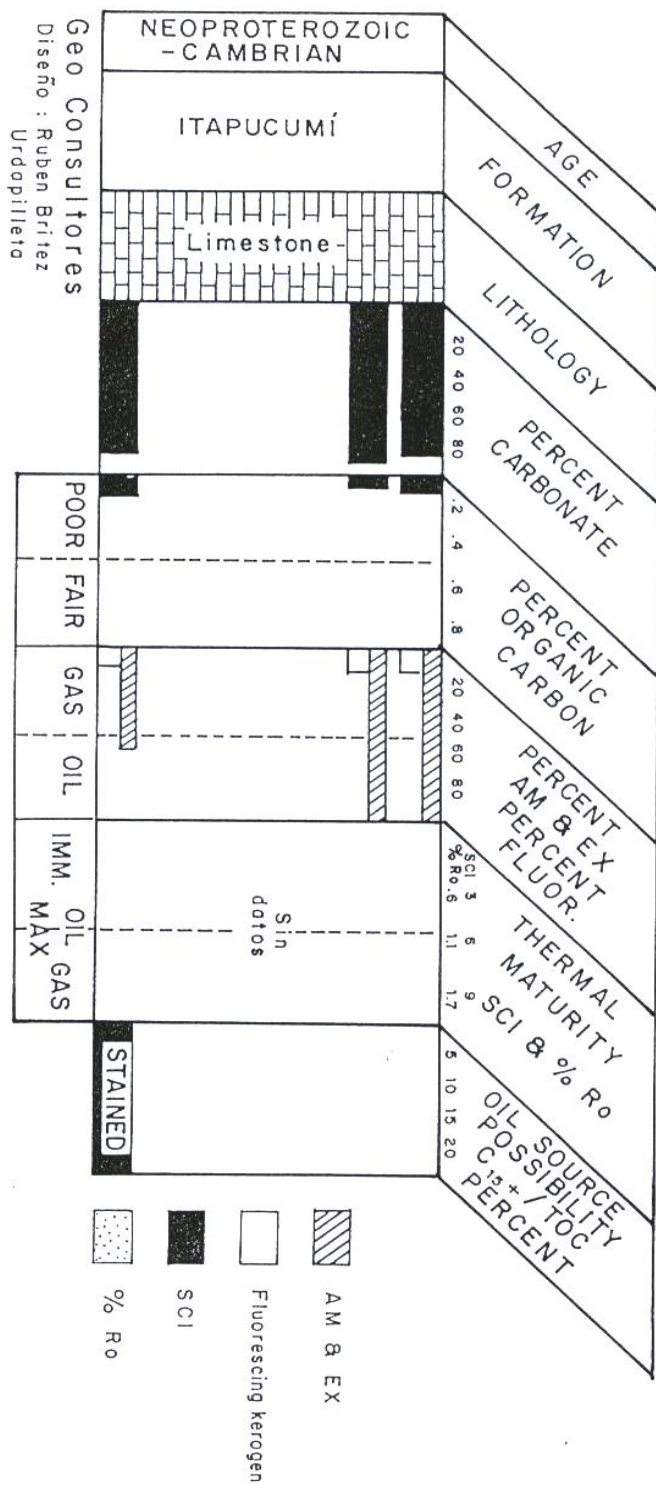


Fig. 8.2-1: Resumen de evaluación del potencial generador para hidrocarburos; Grupo Itapucumí (Neoproterozoico – Cámbrico inferior).

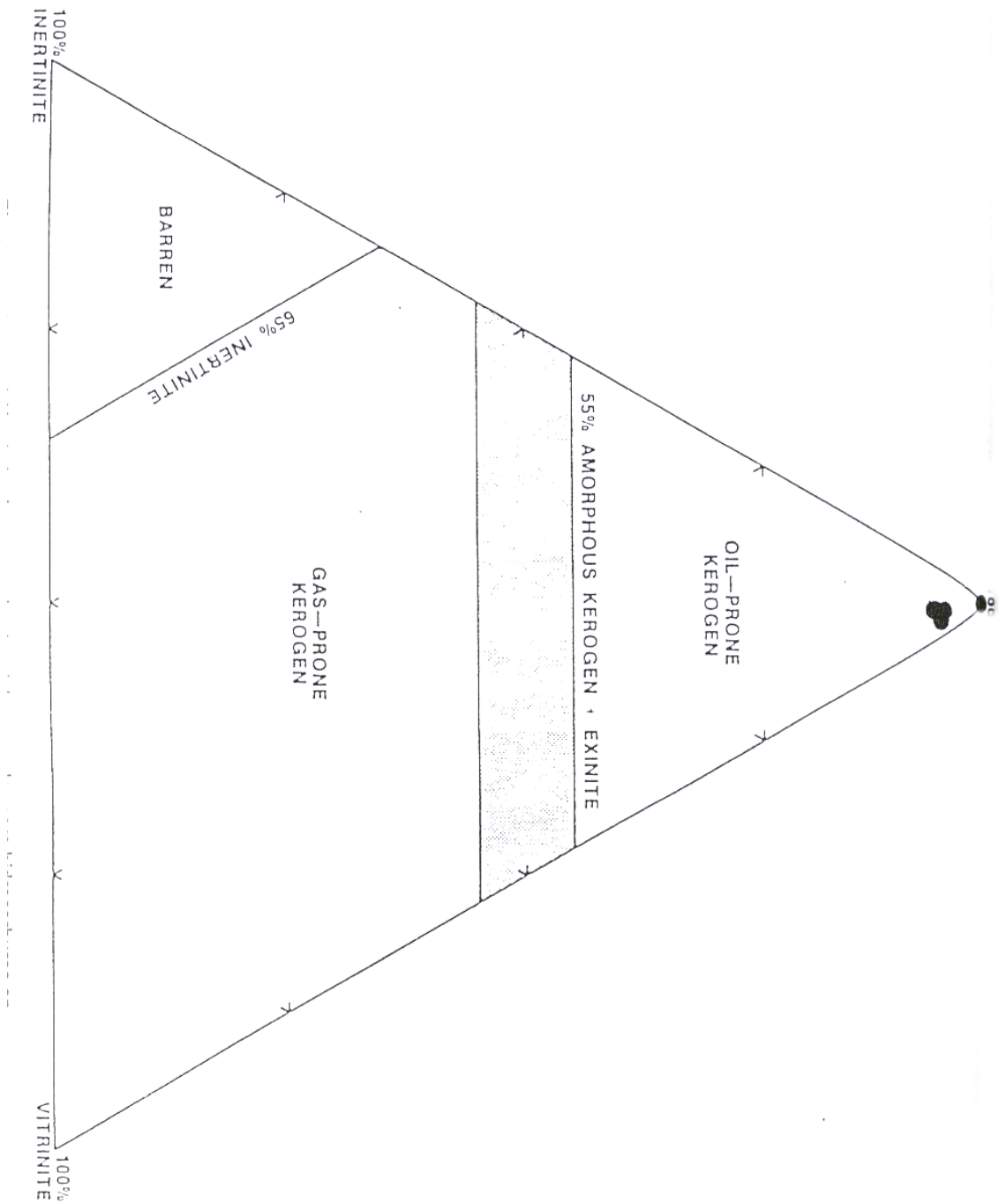


Fig. 8.2-2: Composición de kerógenos y el potencial generador para hidrocarburos en muestras de afloramientos; Grupo Itapucumí (Neoproterozoico – Cámbrico inferior).

oxidación pos-formacional y una madurez termal elevada, debido a los eventos termo-tectónicos sin- y pos-formacionales. A pesar de ello, muestras analizadas se ubican en un nivel generador de petróleo en cuanto a su composición de kerógenos.

La madurez termal de los kerógenos ha sido estimado en base al índice de coloración de acritarcas (SCI) y la reflexión vitrínica de amorfos (%Ro). La ausencia de esporas hace las mediciones cuestionables. Aunque se podrá afirmar una mayor madurez que en unidades sobreyacentes.

Los carbonatos del Grupo Itapucumí aparecen localmente impregnados y/o contaminados por hidrocarburos autóctonos, generados o migrados dentro de la formación (calizas bituminosas con olor sulfúrico).

En cuanto a la generación de hidrocarburos C_{15+} todas las muestras analizadas indican composiciones de naftenos y reflejan bajos contenidos de parafinas (Fig. 8.2-3). Significa, que la materia orgánica es de origen marino, como lo señala la litología carbonática del Grupo Itapucumí (Fig. 8.2-4).

Los análisis orgánicos (Fig. 8.2-5 a Fig. 8.2-6b) definen una distribución bimodal de los naftenos; el gradiente pristano/fitano es bajo (Fig. 8.2-7). Estos datos indican una roca generadora carbonática, que ha sufrido una oxidación y biodegradación pos-sedimentaria, reduciendo la materia orgánica. Así lo señalan al menos muestras de superficie del Grupo Itapucumí (muestras de perforaciones y de niveles inferiores aún no existen).

Los parámetros utilizados para correlacionar el potencial de generación de hidrocarburos en el Grupo Itapucumí (Fig. 8.2-8) indican la existencia de hidrocarburos autóctonos. La semejanza de hidrocarburos C_{15+} con otras secuencias generadoras (ej. Devónico) señala que los hidrocarburos se habrían generados de un tipo de kerógeno similar; como también lo define la composición isotópica. O sea, la generación de la materia orgánica en el Grupo Itapucumí se reconfirma en un ambiente predominantemente marino.

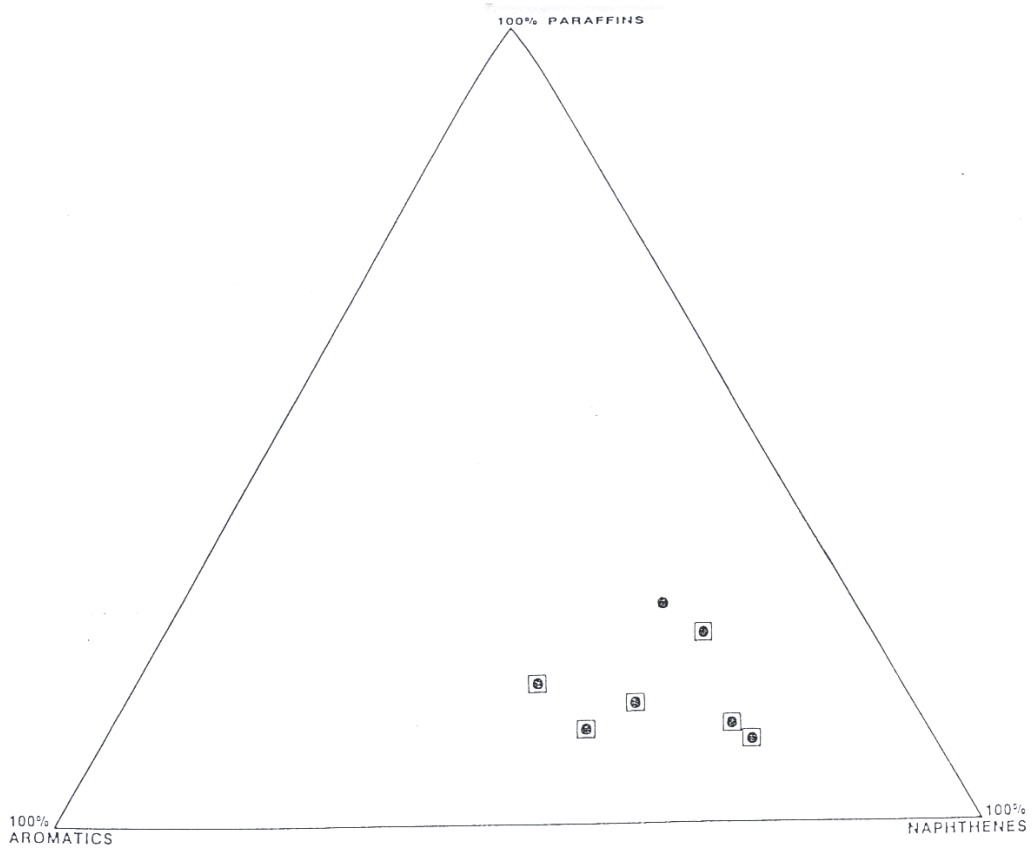


Fig. 8.2-3: Composición de hidrocarburos (C15) de extractos y muestras de superficie; Grupo Itapucumí (Neoproterozoico – Cámbrico inferior).

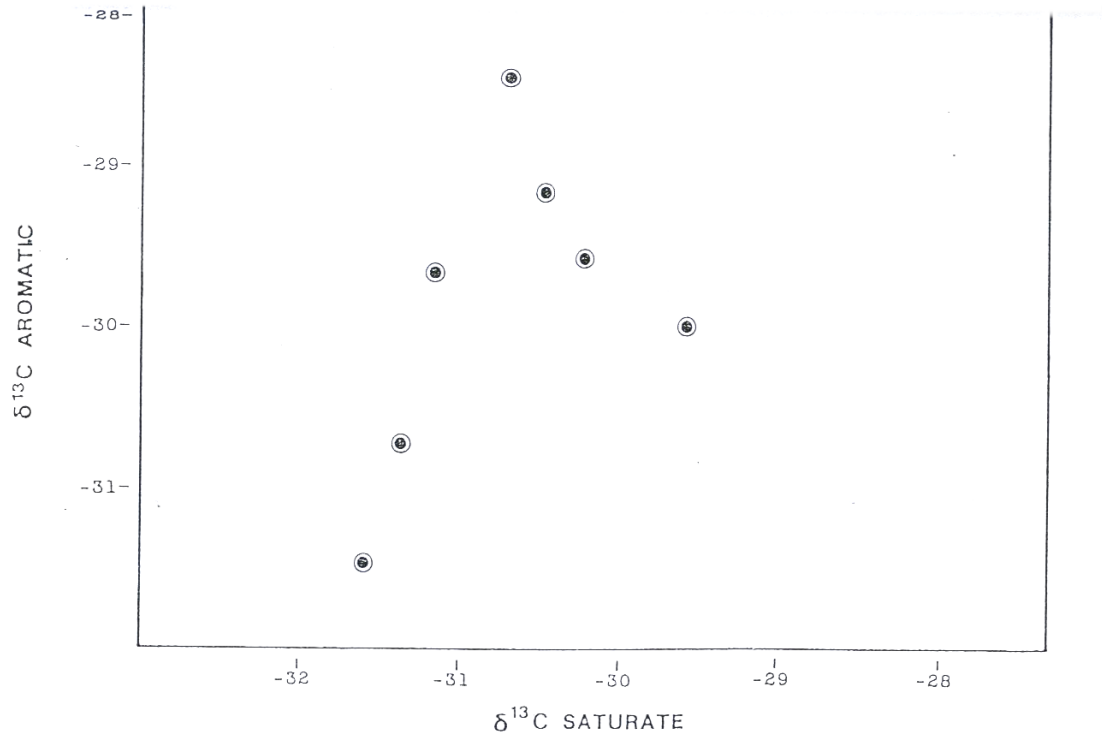


Fig. 8.2-4: Relación de isótopos estables de carbono C₁₅, según carbono aromático C₁₃ y carbono saturado C₁₃. Sedimentos calcáreos de un ambiente formacional marino; Grupo Itapucumí.

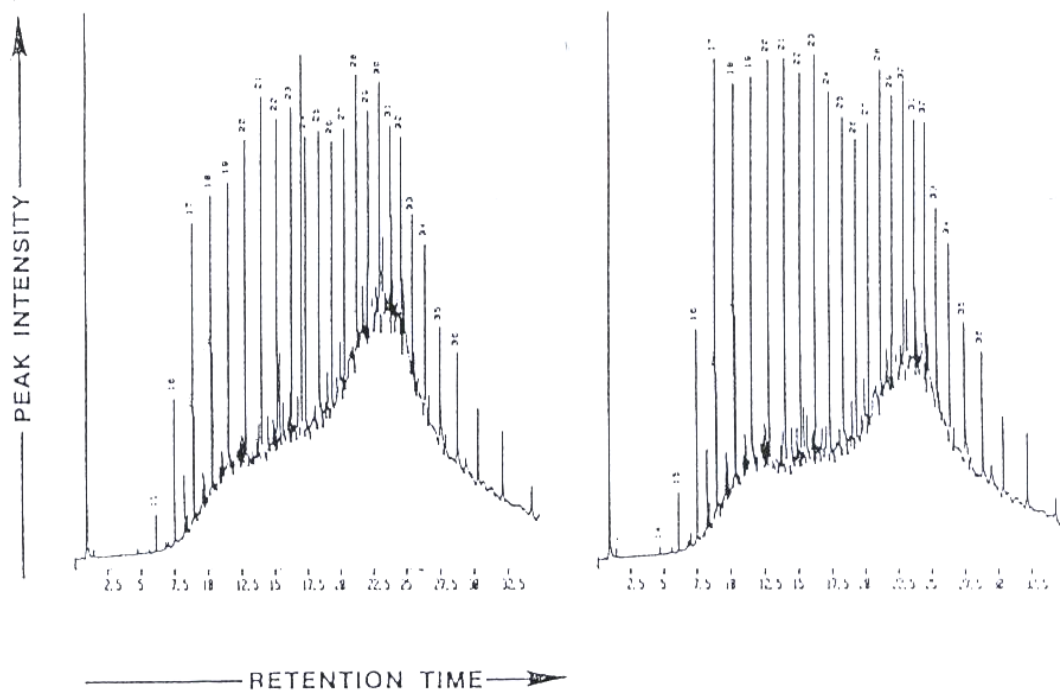


Fig. 8.2-5. Cromatogramas de muestras de gas indicando la característica de carbono C_{15} de hidrocarburos saturados; Grupo Itapucumí.

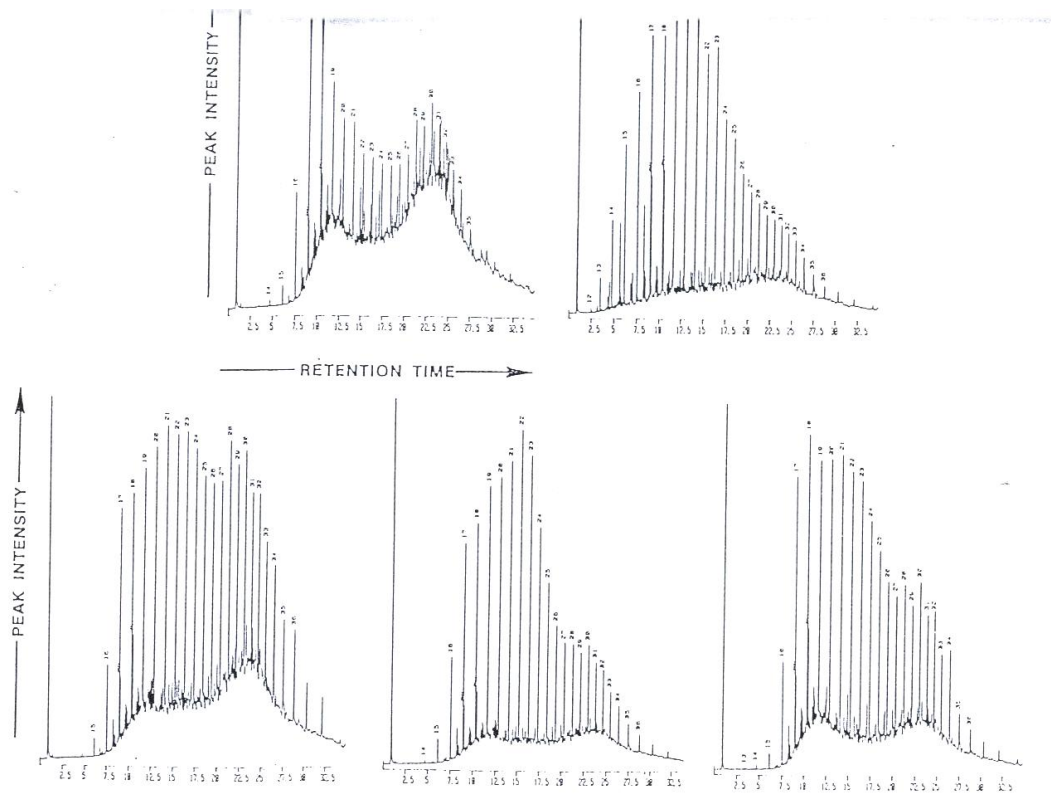


Fig. 8.2-5a: Cromatogramas de muestras de gas indicando la característica de carbono C_{15} de hidrocarburos saturados; Grupo Itapucumí.

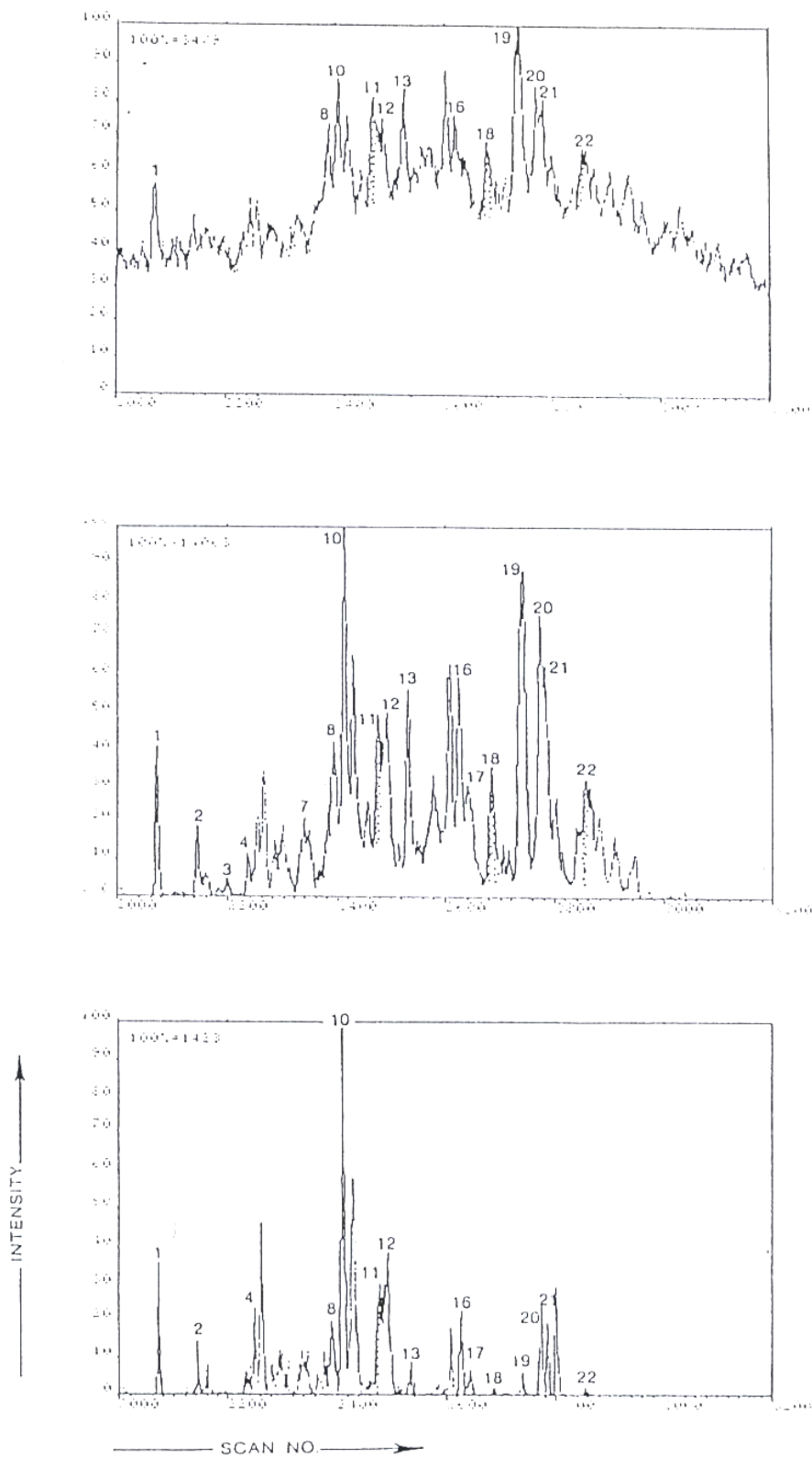


Fig. 8.2-6: Distribución de esteranos en muestras del Grupo Itapucumí.

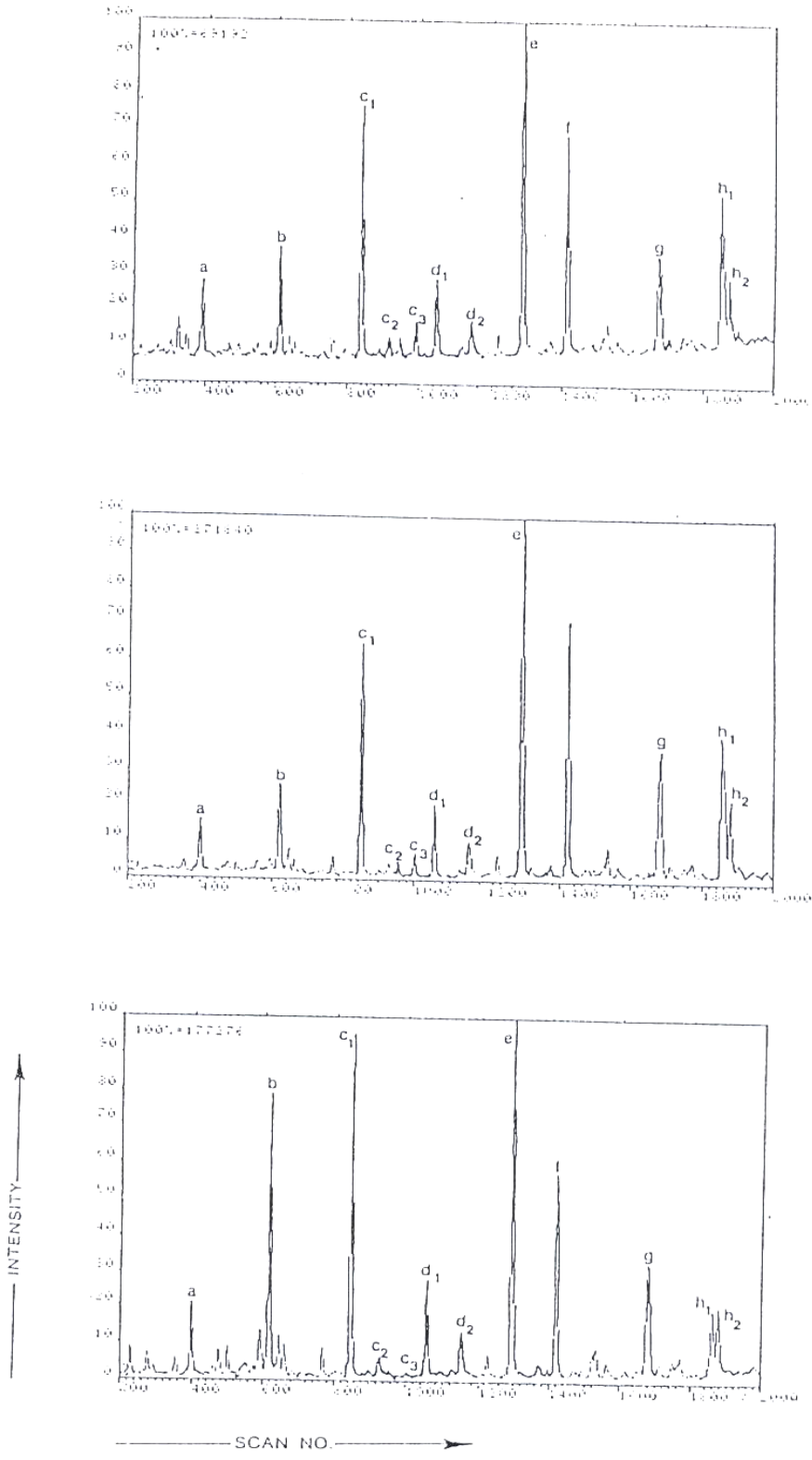
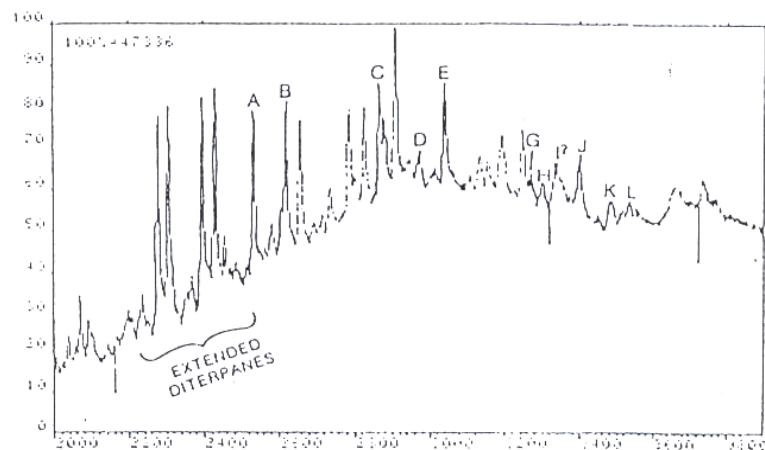
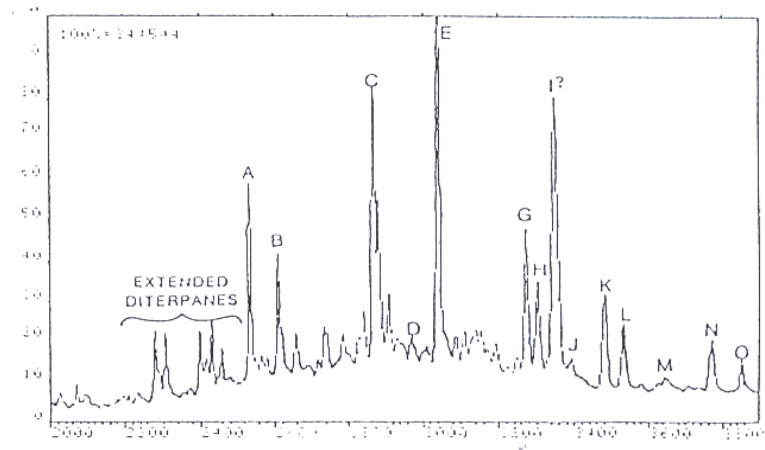
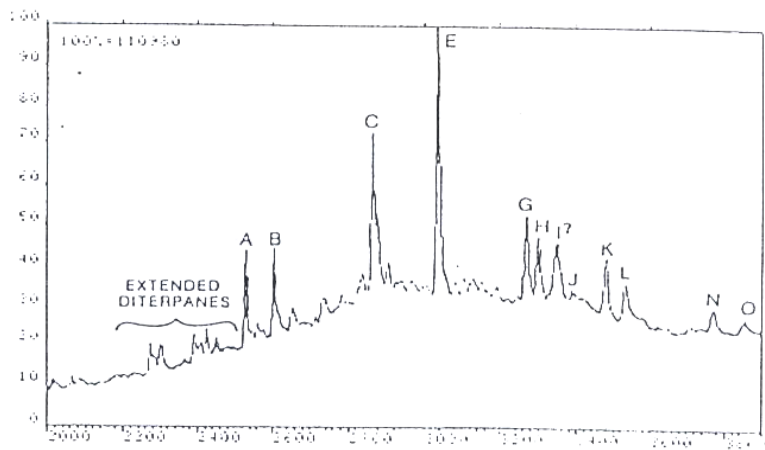


Fig. 8.2-6a: Distribución de diterpanos en muestras del Grupo Itapucumí.



— SCAN NO. —>

Fig. 8.2-6b: Distribución de triterpanos en muestras del Grupo Itapucumí.

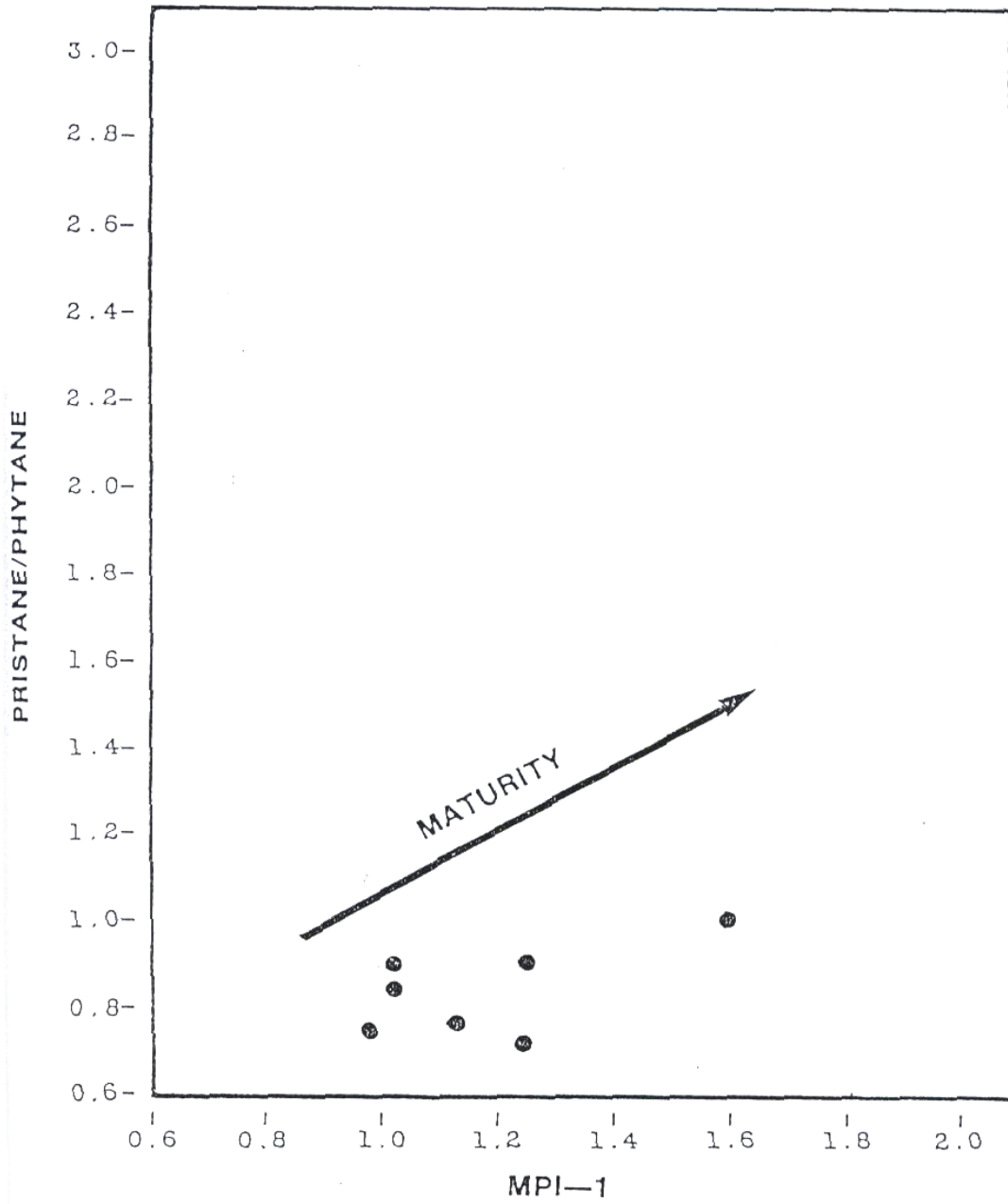
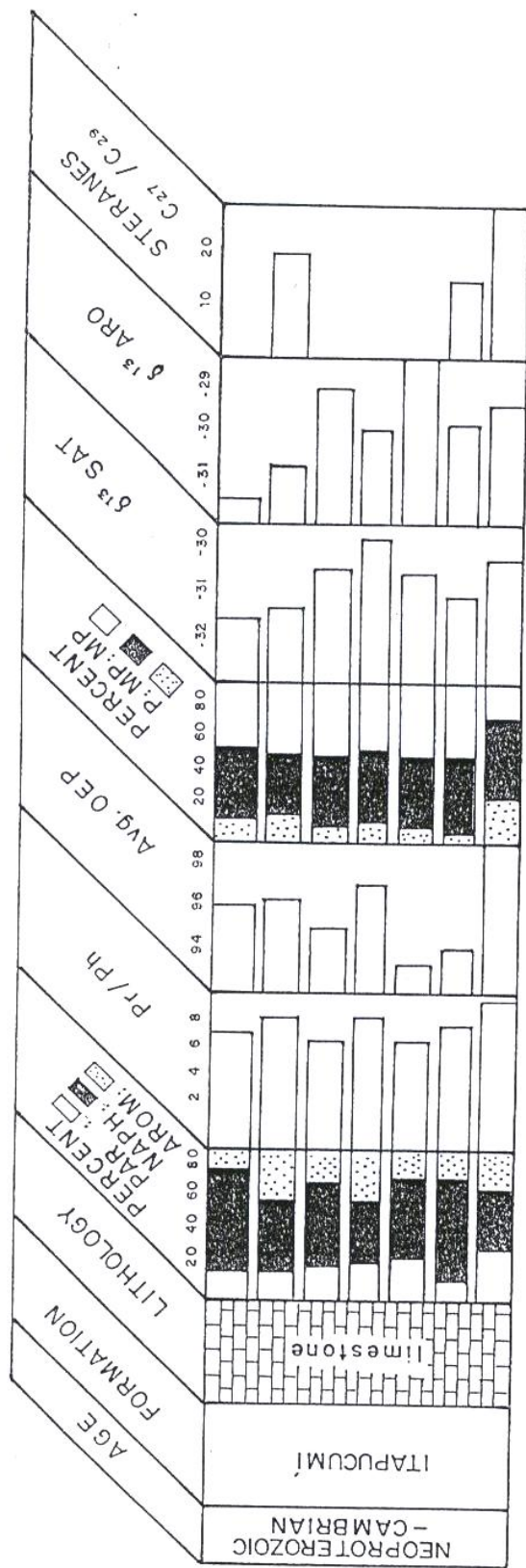


Fig. 8.2-7: Relación entre la madurez (MPI-1) y la proporción pristano/tifano (Pr/Ph) para muestras del Grupo Itapucumí.



Geo Consultores
 Diseño: Ruben Brites
 Urdopilleta

Fig. 8.2-8: Resumen de parámetros generadores del Grupo Itapucumí.

Ya que los análisis se refieren únicamente a muestras de superficie, la influencia de oxidación y biodegradación es significativa, lo que no permite conclusiones abarcales acerca del potencial generador de hidrocarburos en el Grupo Itapucumí. La formación permanece ampliamente inexplorada.

8.3. Grupo San Alfredo (Pridoliano - Tournaisiano / Viseano inferior)

Sedimentos lutíticos-arcillíticos del Devónico representan la más importante fuente generadora para hidrocarburos en el Paraguay (Fig. 8.3-1). El ciclo deposicional devónico limita en una discordancia tectónica - erosiva en su base con sedimentos del Silúrico y culmina en una discordancia en su techo contra secuencias del Carbonífero superior. El Devónico alcanza espesores entre 1600m hasta 3500m en una amplia distribución a través del Paraguay.

Por su razonable documentación temática será referido aquí el Grupo San Alfredo (Chaco paraguayo).

Muestras de diferentes perforaciones petrolíferas en el Chaco occidental y norte han sido analizadas por su nivel de pirólisis, indicando su potencial generador. Acompañan determinaciones del tipo de kerógeno y de la madurez termal.

- Calidad de roca generadora y tipo de kerógenos:

Hacia el centro de las subcuencas de Carandaity y Curupaity las mediciones de pirólisis y del contenido de carbono orgánica total (ej. Parapiti #2) reflejan para el Devónico superior condiciones de inmadurez hasta ligeramente maduras (Fig. 8.3-2), indicando un moderado potencial generador (se toma como parámetro un mínimo de 0,25%Ro y 0,50%TOC, para que una formación sea considerada roca potencial generadora de hidrocarburos); Fig. 8.3-3, Fig. 8.3-4.

Secciones del Devónico inferior afectadas por eventos termo-tectónicos a lo largo del alto de Lagerenza reflejan mediciones de pirólisis y de TOC también relativamente moderados, y señalan niveles avanzados de madurez.

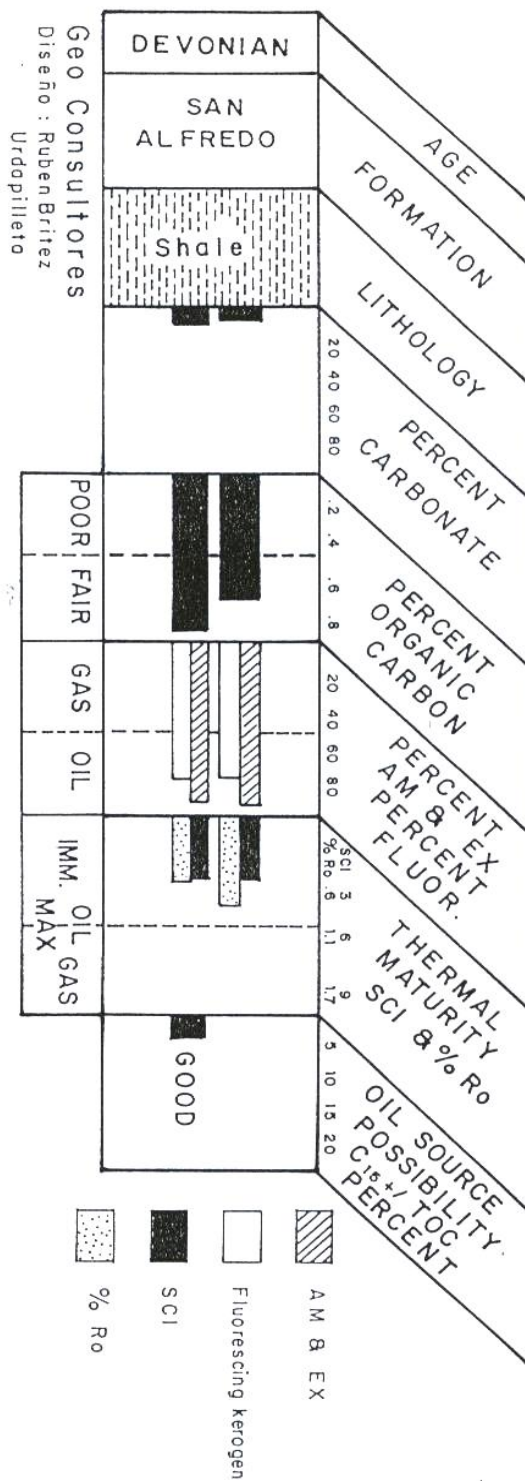


Fig. 8.3-1: Resumen de evaluación del potencial para hidrocarburos; Grupo San Alfredo (Pridoliano – Tournaisiano / Viséano inferior).

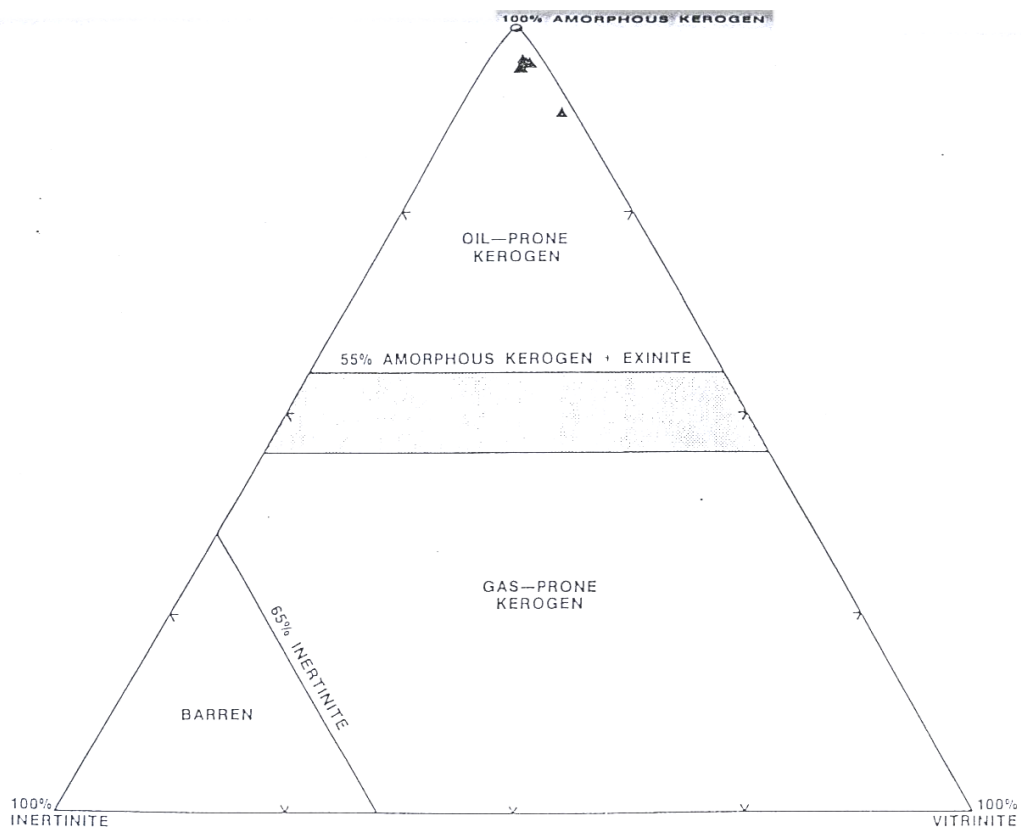


Fig. 8.3-2: Composición de kerógenos y el potencial generador para hidrocarburos en muestras de afloramientos; Grupo San Alfredo.

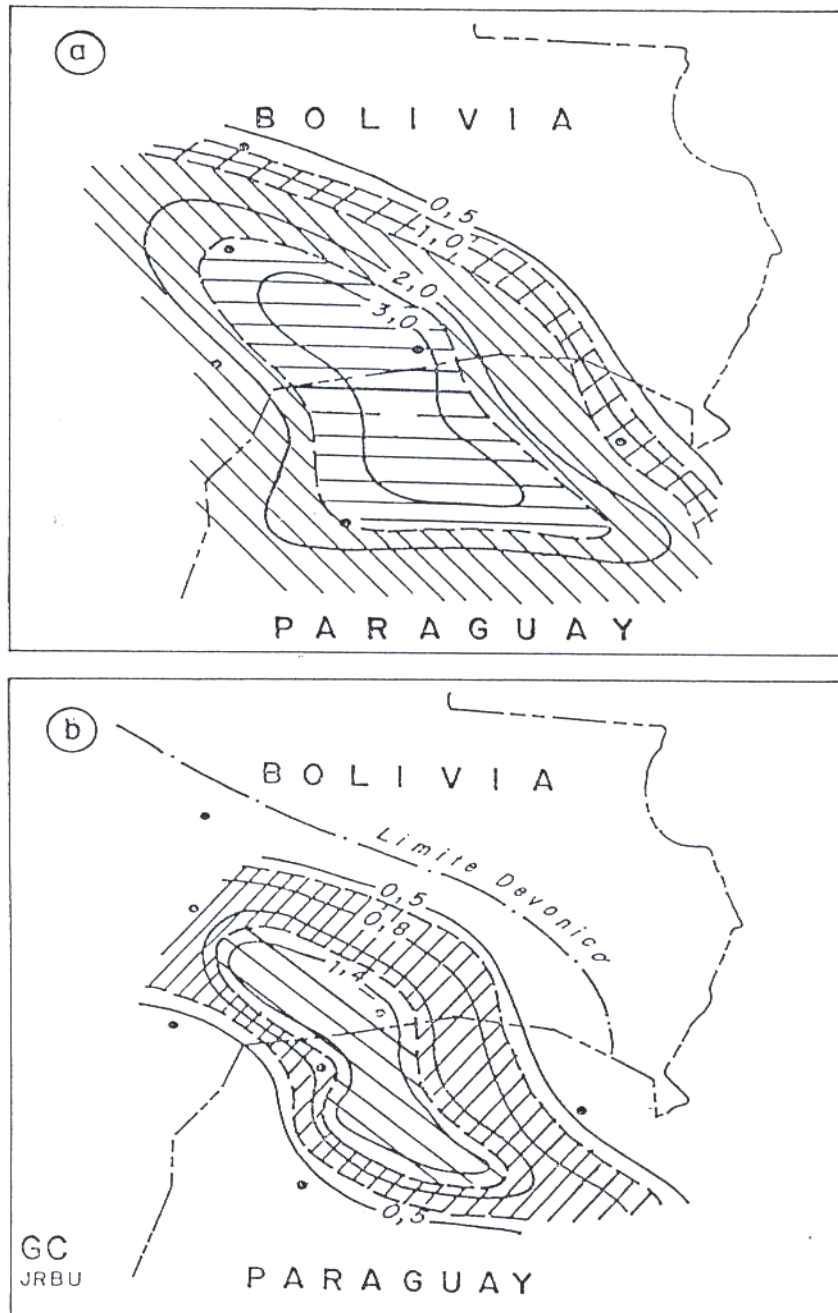


Fig.8.3-3: Isolineas generalizadas preliminares de igual reflexión vitrinitica (%Ro) para la base (a) y el techo (b) del Grupo San Alfredo superior; zona de la subcuenca de Curupaity, del alto de Lagerenza y áreas adyacentes en Bolivia (// = 0,6 – 1,3%Ro, ventana del petróleo; /// = 1,3 – 2,2 %Ro, ventana de gas húmedo / condensados; >= 2,2%Ro, ventana de gas seco / condensados).

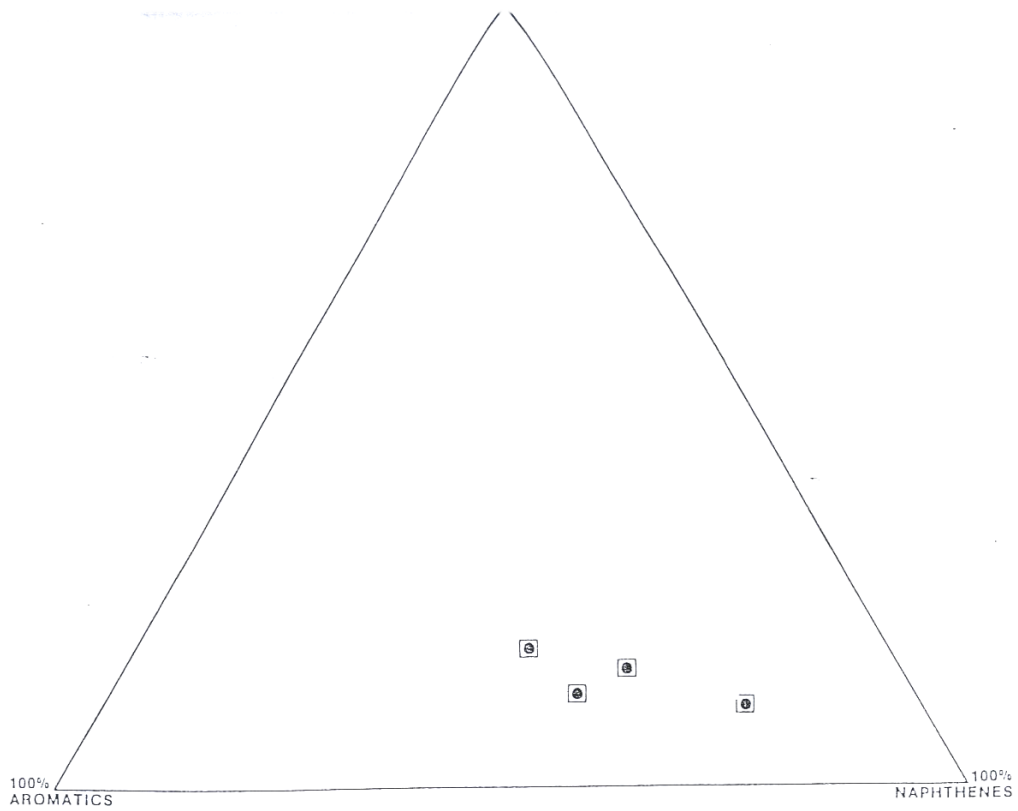


Fig.8.3-4: Composición de hidrocarburos (C₁₅) de extractos y muestras de afloramientos; Grupo San Alfredo.

Niveles del Devónico medio (Pragian/Emsiano y Eifeliano) señalan con contenidos de 2,32%TOC y una capacidad generadora hasta 0,82%Ro, relacionados a kerógenos del tipo II y III, una muy buena calidad de roca generadora. De principal importancia son los efectos de madurez termal, que van desde condiciones inmaduras (subcuenca de Carandaity) hasta sobremaduras (alto de Lagerenza). Aparece en general un aumento del contenido de carbono orgánico total desde el Eifeliano hacia el Pragian/Emsiano, sugiriendo que el potencial generador igualmente aumentaría hacia abajo. O sea, secciones del Pragian/Emsiano revisten un excelente potencial generador para hidrocarburos, seguidas por el Eifeliano.

Los valores de pirólisis en relación al carbono orgánico total en niveles devónicos inmaduros en la subcuenca de Carandaity (Parapiti #2) indican una ilustrativa combinación en cuanto a la capacidad generadora de hidrocarburos de estos sedimentos. La capacidad generadora aparece de manera consistente con un tipo de kerógenos mixtos:

- 0,45%TOC: carbono orgánico estéril, incapaz de una generación termal de hidrocarburos.
- 0,275%TOC: kerógeno tipo II (algal-amorfo), inicialmente capaz de máxima generación termal de hidrocarburos líquidos.
- 0,275%TOC: kerógeno tipo III (herbaceo-leñoso), inicialmente capaz de baja generación termal de hidrocarburos líquidos y relativamente alta generación termal de hidrocarburos gasíferos.

Conviene señalar que la densidad de datos existentes sobre el tipo de kerógenos del Grupo San Alfredo no necesariamente es característica para toda la sección devónica. Las arcillitas son muy potentes y ampliamente distribuidos. Así que habrán lugares más próximos a condiciones terrestres (tipo III, húmico), mientras que áreas distantes podrán estar más influenciadas por condiciones marinas más favorables (tipo II, sapropélico); Fig. 8.3-5, Fig. 8.3-6 a Fig. 8.3-7b.

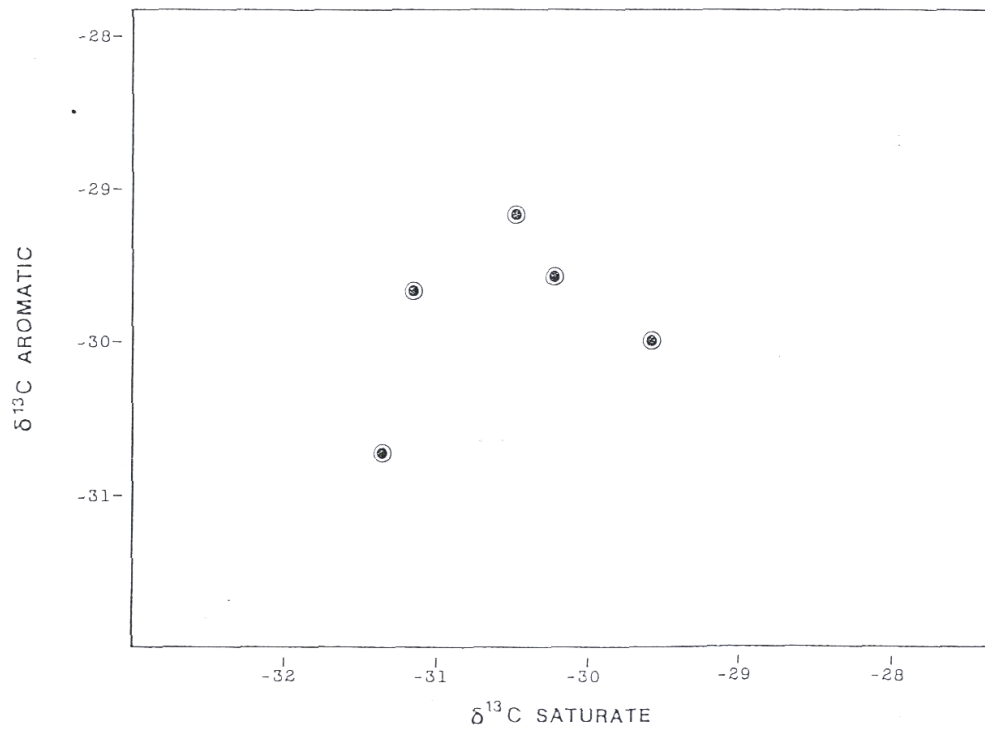


Fig.8.3-5: Relación de isótopos estables de carbono C_{15} , según carbono aromático C_{13} y carbono saturado C_{13} . Sedimentos arcillosos de un ambiente formacional marino; Grupo San Alfredo.

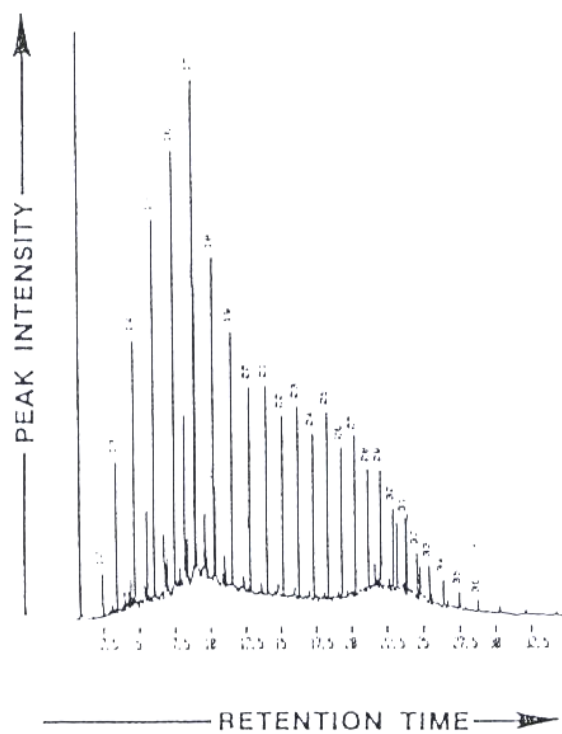


Fig. 8.3-6: Cromatogramas de muestras de gas indicando la característica de carbono C_{15} de hidrocarburos saturados; Grupo San Alfredo.

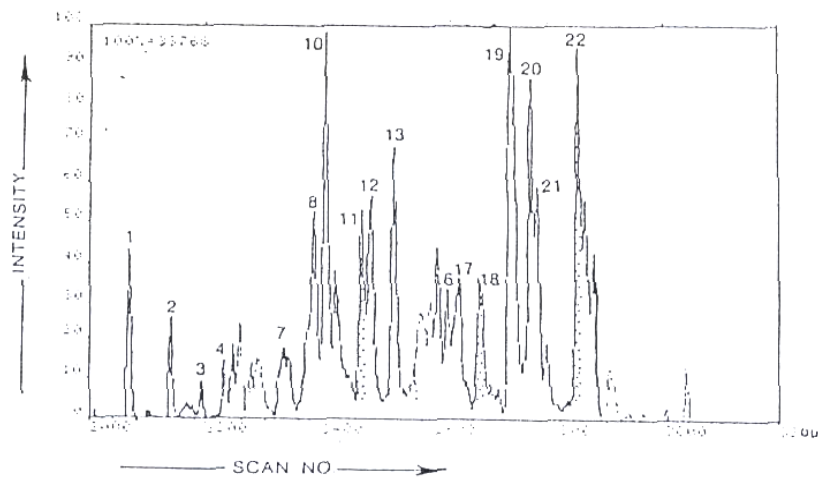


Fig. 8.3-7: Distribución de esteranos en muestras del Grupo San Alfredo

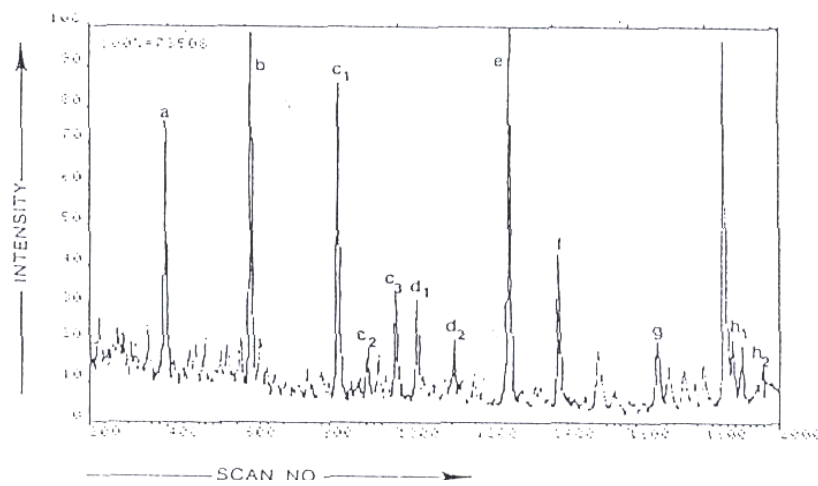


Fig.8.3-7a: Distribución de diterpanos en muestras del Grupo San Alfredo

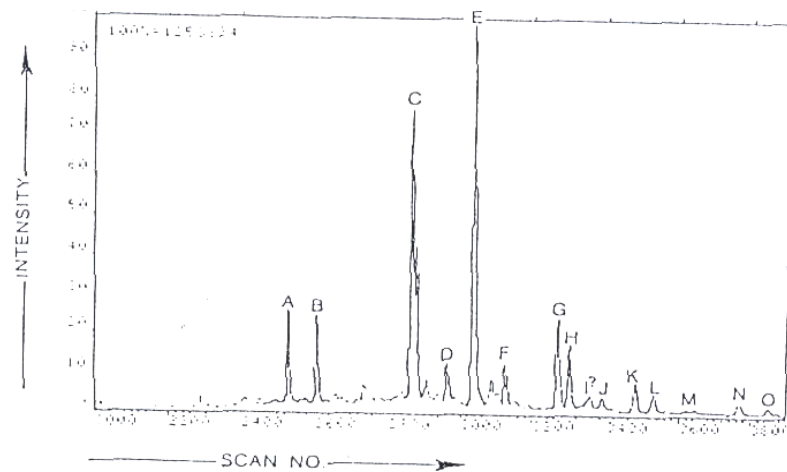


Fig. 8.3-7b: Distribución de triterpanos en muestras del Grupo San Alfredo

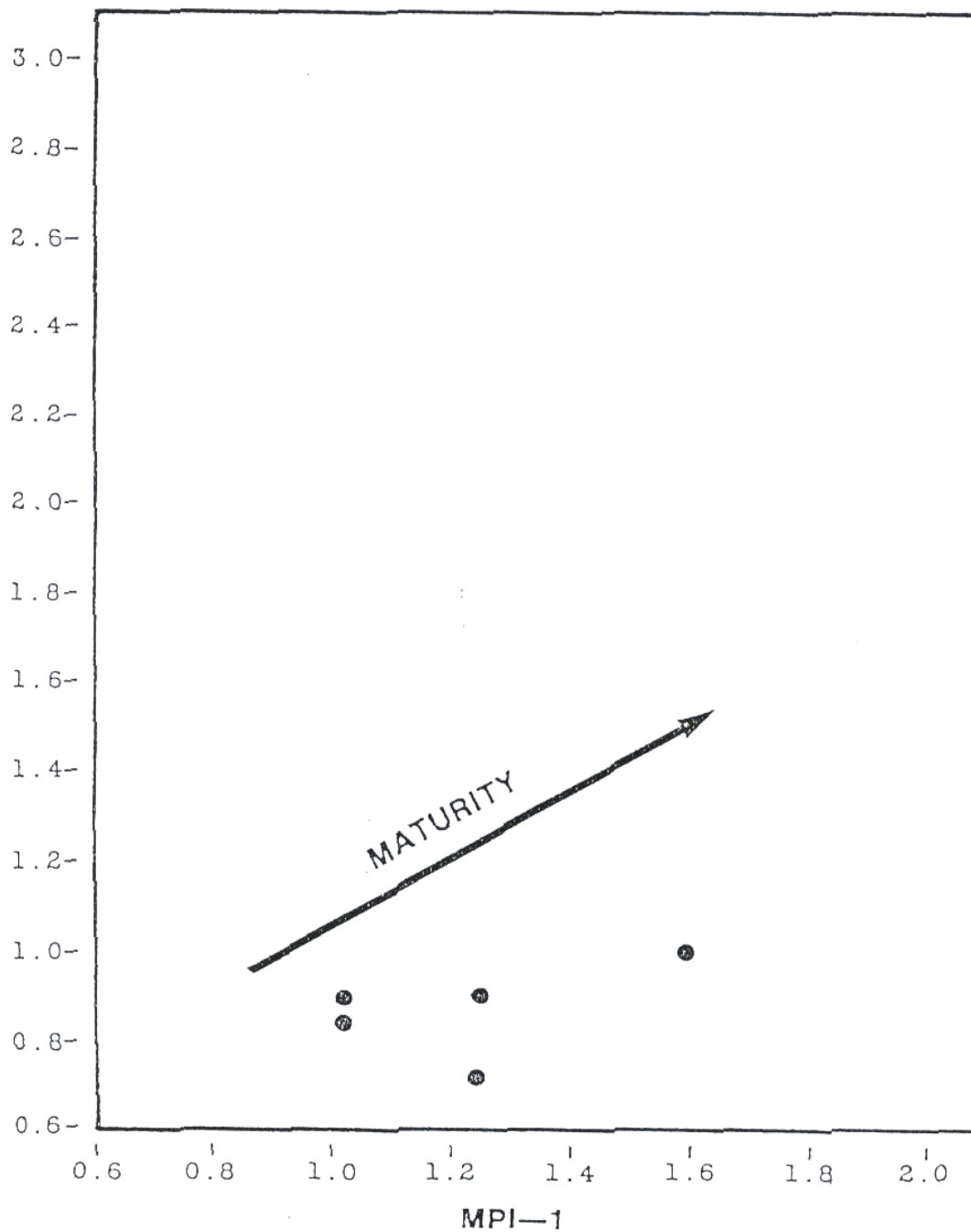
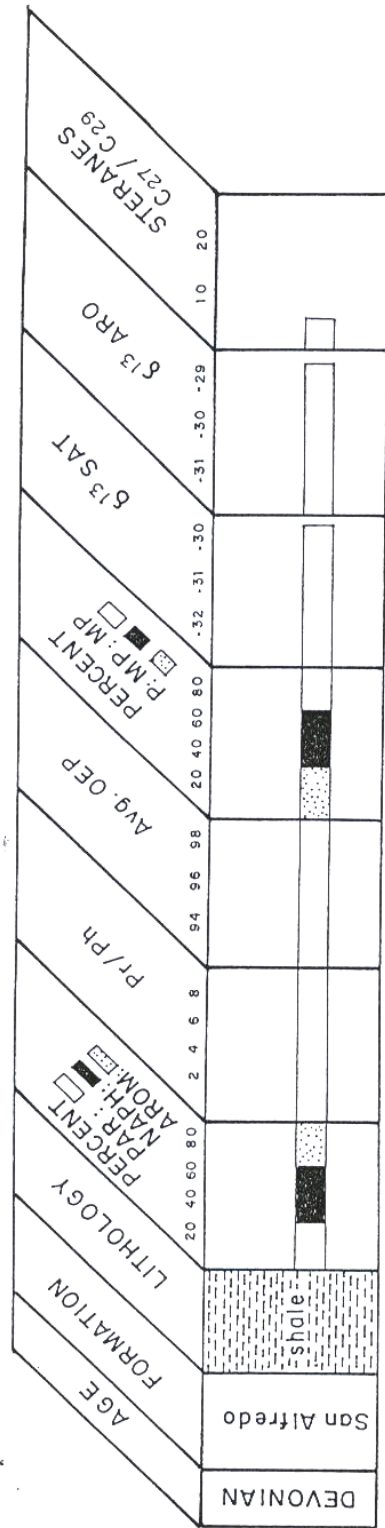


Fig.8.3-8: Relación entre la madurez (MPI-1) y la proporción pristano / fitano (Pr/Ph) para muestras del Grupo San Alfredo.



Geo Consultores
 Diseño : Ruben Brites
 Urdapilleta

Fig.8.3-9: Resumen de parámetros generadores del Grupo San Alfredo.

Se deduce del análisis de la calidad de la roca generadora (Grupo San Alfredo) y del tipo de kerógenos, que la generación inicial real de hidrocarburos ($R_o=0,6\%$) podría haber sido algo retrasada debido a la presencia de un sistema de kerógenos mixtos (tipo II y tipo III). Los productos generados y expulsados serán principalmente gas de hidrocarburos (Fig. 8.3-8), con contenidos sustanciales de petróleo de elevada gravedad y/o condensados (ej. Picuiba #1 y Mendoza #1R).

- Madurez de la roca generadora:

La madurez se establece, entre otros parámetros, por la reflexión vitrínica ($R_o\%$) y por el índice de coloración por alteración térmica de la materia orgánica (TAI). Los datos existentes para el Grupo San Alfredo reflejan varios niveles de generación de hidrocarburos, aunque secciones devónicas superiores indican una inmadurez en las subcuencas de Carandaity y Curupaity (Fig. 8.3-9).

Así, y a nivel de orientación, se presentan tres perforaciones seleccionadas para la indicación de la madurez alcanzada en el Grupo San Alfredo:

- Parapiti #2 (subcuenca de Carandaity; gradiente térmico = $2,0^\circ\text{C}/100\text{m}$):

La tercera parte superior del Devónico es inmadura (Fig. 8.3-10). En el Eifeliano medio (aprox. 920m de profundidad) la sección indica suficiente madurez para la generación de petróleo, con una 'ventana' de aproximadamente 300m de espesor. El Pragiano / Emsiano define una madurez para gas húmedo y condensados (1570m - 2200m). El Silúrico infrayacente generaría gas seco (Fig. 8.3-11).

El nivel relativamente somero de madurez (920m) y el reducido espesor de las 'ventanas' generadoras sugieren gradientes paleotermales elevados y efectos tectono - termales con una subsiguiente erosión (epirogénesis eoherciniana).

- Toro #1 (subcuenca de Curupaity; gradiente térmico = $3,7^\circ\text{C}/100\text{m}$):

La mitad superior del Devónico es inmadura. La mitad inferior alcanzó la madurez para generar petróleo, influyendo al Silúrico infrayacente (Fig. 8.3 -

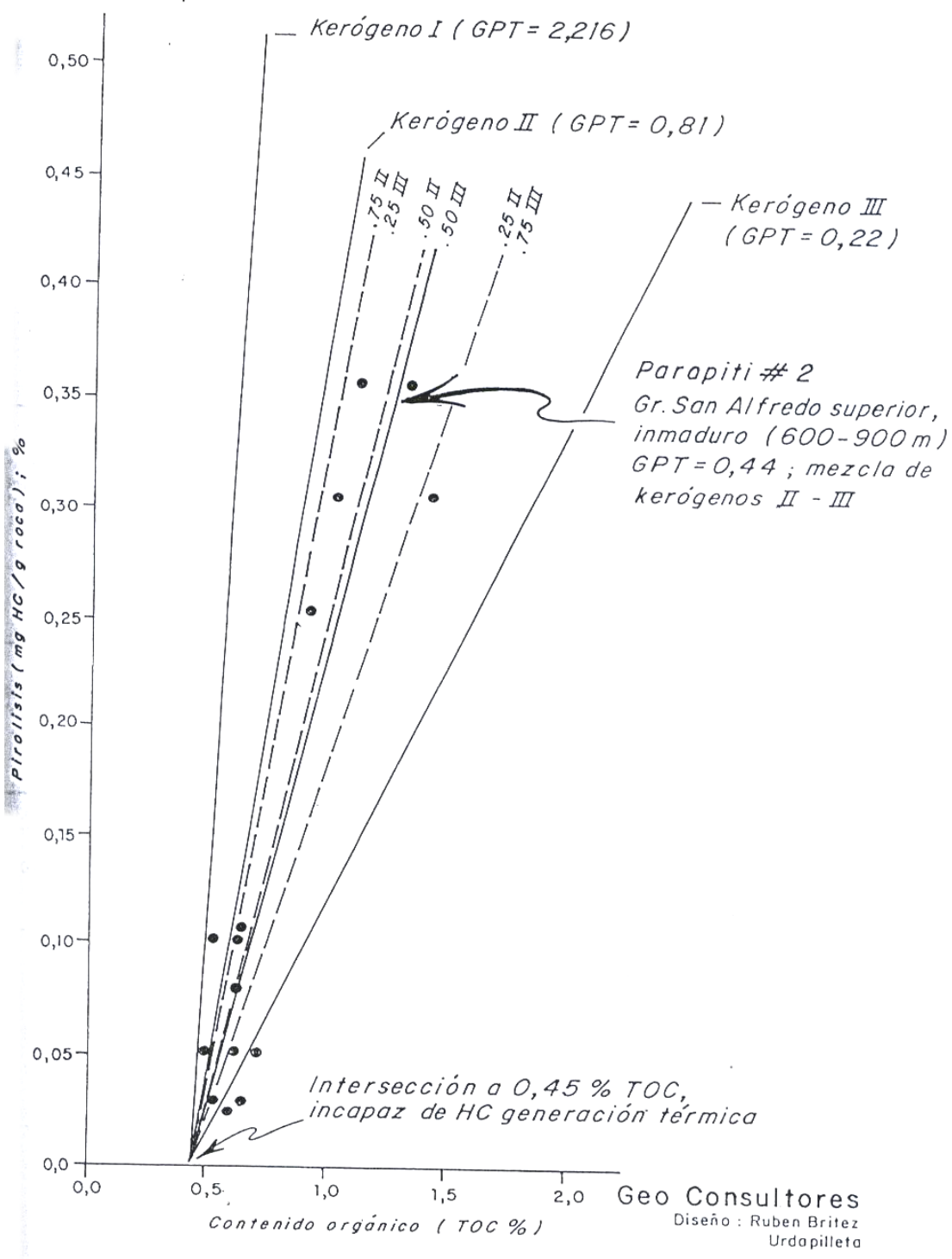


Fig.3-10: Análisis de pirolisis (%Ro) en relación al contenido orgánico total (TOC) del Grupo San Alfredo superior (pozo Parapiti # 2; 600 – 900m de profundidad). Se observa una mezcla de kerógenos II y III, y una inmadurez. Tiene capacidad de generar a Ro = 0,6% hidrocarburos livianos de alto índice API.

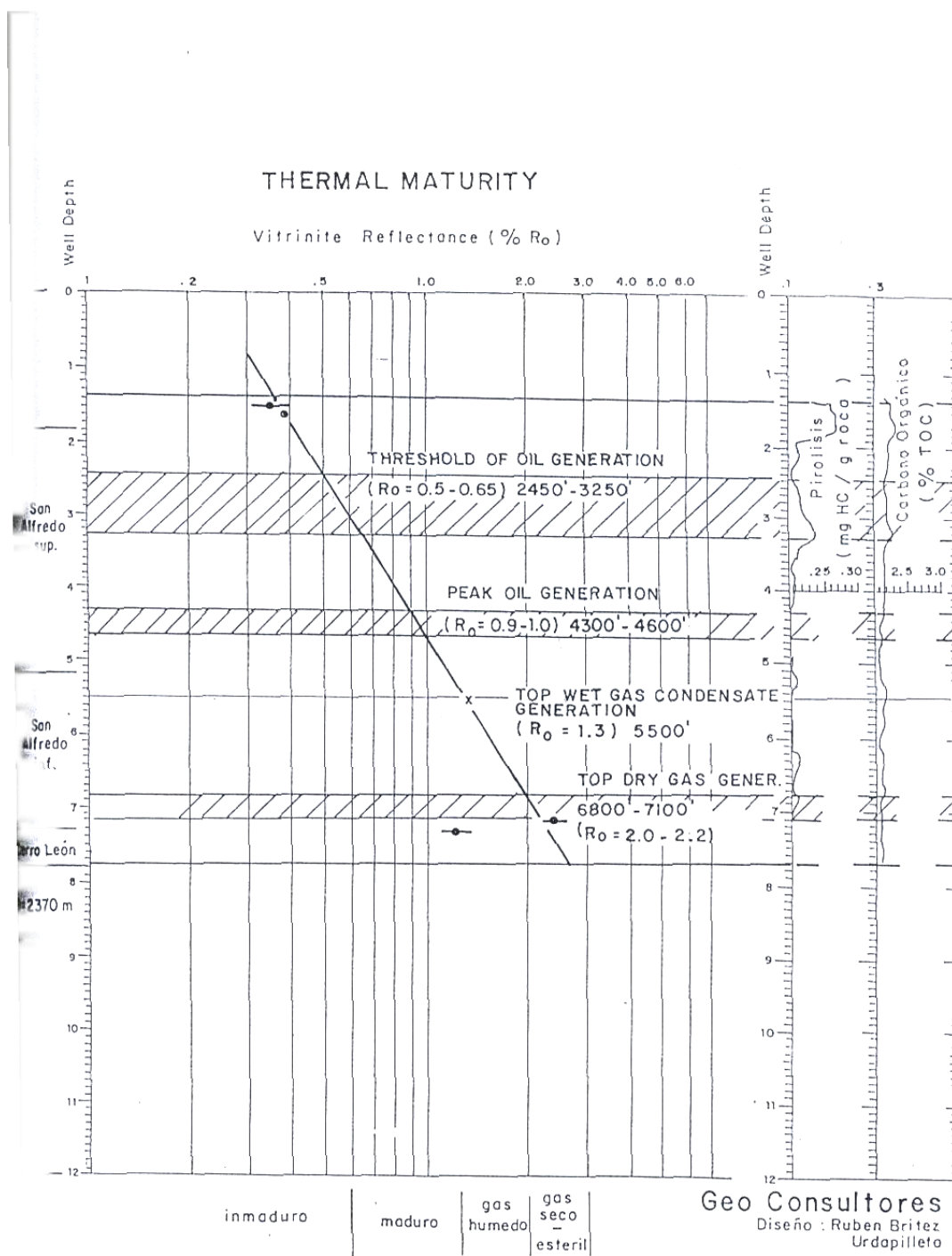


Fig.8.3-11: Análisis de rocas generadoras en la subcuena de Carandaity (pozo Parapiti # 2) con paleotemperaturas elevadas que descienden luego de la erosión en relación a la epirogenésis eoherciniana.

12). O sea, unos 1400m en la sección perforada en Toro #1 se encuentra en la 'ventana' generadora de petróleo. Lo que significa que el Eifeliano se ubica en el nivel de generación inicial de hidrocarburos líquidos y el Pragiano / Emsiano se encuentra en el nivel de máxima madurez para generar petróleo (Fig. 8.3-13).

Las condiciones paleotermales y paleoestructurales en la subcuenca de Curupaity indican de esta manera los parámetros de la evolución geológica-termal: efectos termo - termales durante la epirogenesis eoherciniana (paleotemperaturas pronunciadas) y la máxima madurez - expulsión de hidrocarburos a partir del Mesozoico superior - Cenozoico inferior (ciclo termo-tectónico Andino; levantamiento del alto de Lagerenza).

- Cerro León #1 (alto de Lagerenza; gradiente térmico = 3,7 - 5,2°C/100m): La mitad superior del Devónico alcanza condiciones de madurez para gas húmedo y condensados (Eifeliano). La mitad inferior se ubica en condiciones de gas seco y sobremadurez (Pragiano/Emsiano); Fig. 8.3-14.

El nivel somero de alta madurez (aprox. 400m de profundidad) y la generación predominante de gas seco, sugiere un arqueamiento extremo y reciente, que se duplica con paleogradientes térmicos elevados. Cerro León #1 se ubica sobre el alto de Lagerenza, que es de formación tectónica - térmica principalmente del Terciario (ciclo Andino), habiendo sufrido la secuencia devónica ya durante la epirogenesis eoherciniana un pronunciada paleotemperatura (Fig. 8.3-15).

Los datos de madurez (reflexión vitrínica) y de gradientes térmicos coinciden con aquellos publicados de Bolivia (Fig. 8.3-16). De esta manera se define una imagen de madurez para la secuencia devónica bien confiable: A lo largo del alto de Lagerenza el gradiente térmico hasta 5°C/100m y la reflexión vitrínica indican un nivel elevado de madurez generando gas húmedo y condensados en las arcillitas del Grupo San Alfredo. Mientras que la parte central de la subcuenca de Curupaity define condiciones de madurez máxima para el Devónico, posibilitando la generación de hidrocarburos líquidos. La parte central

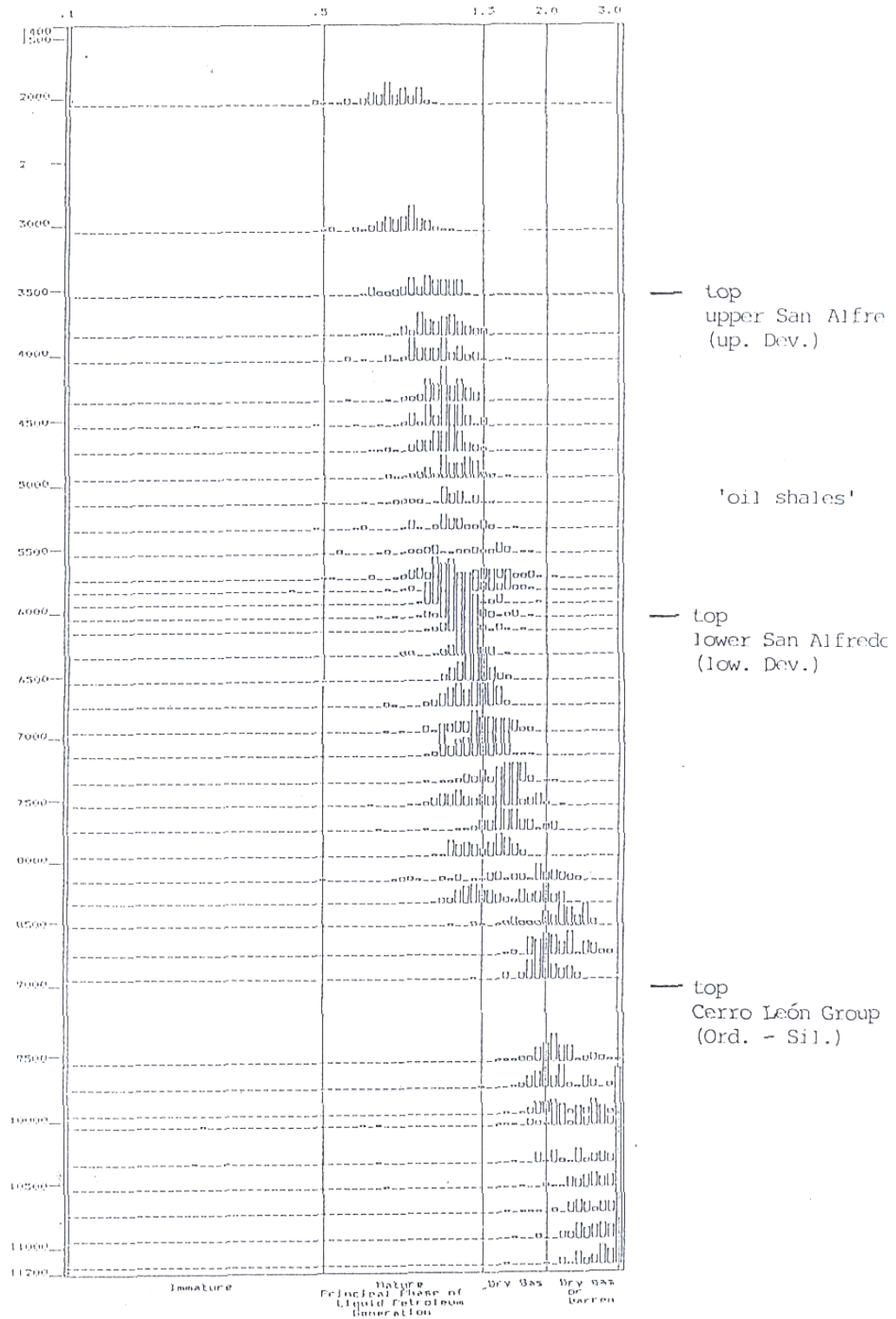


Fig. 8.3-12: Análisis de reflexión vitrínica; pozo Toro # 1(40 muestras).

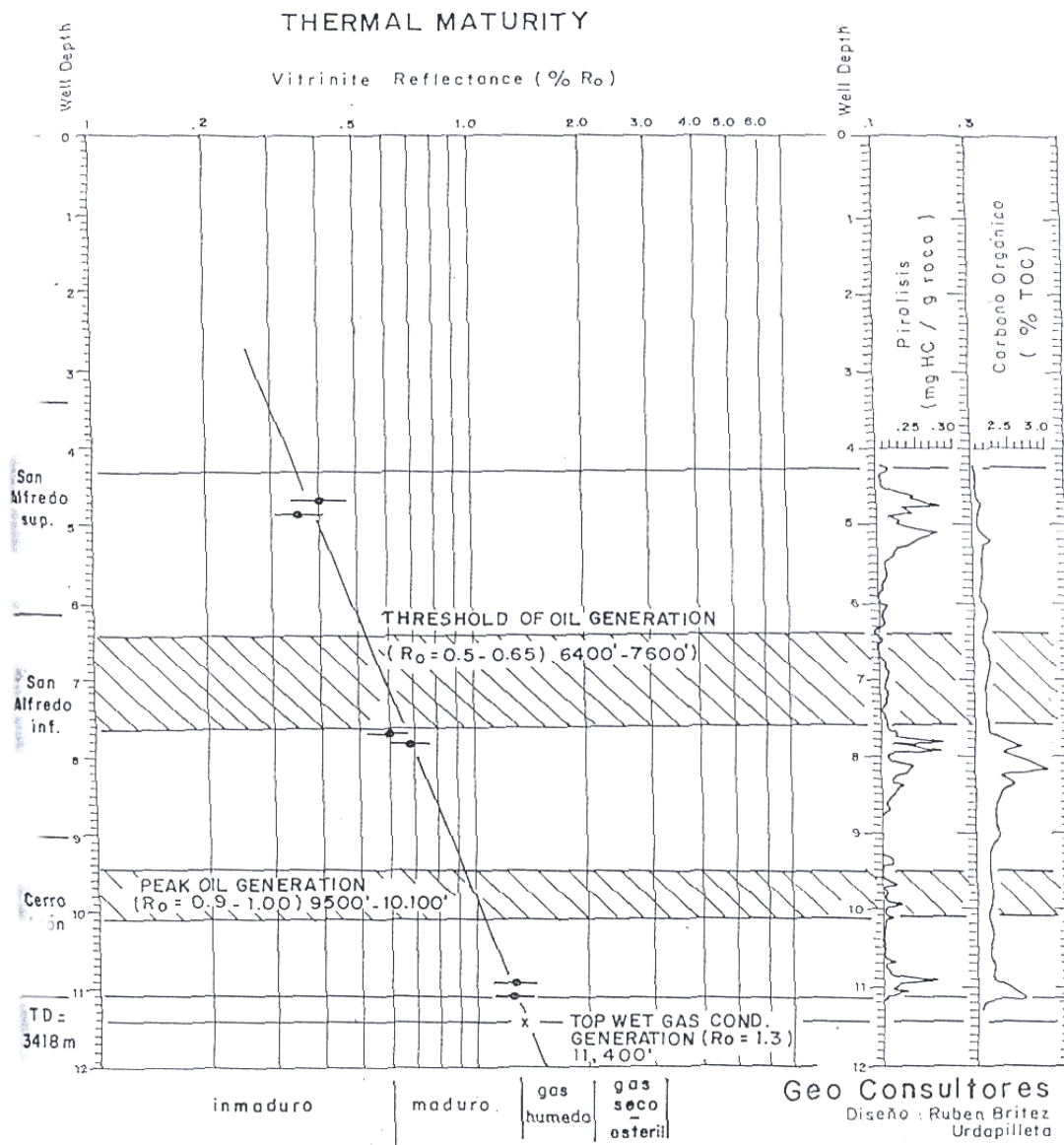


Fig. 8.3-13: Análisis de rocas generadoras en la subcuenca de Curupaity (pozo Toro # 1). La baja reflexión vitrinitica y los altos valores de pirólisis en secciones inmaduras y maduras del Grupo San Alfredo, sugieren una generación de hidrocarburos especialmente en el Devónico con una migración vertical desde el Ordovícico / Silúrico.

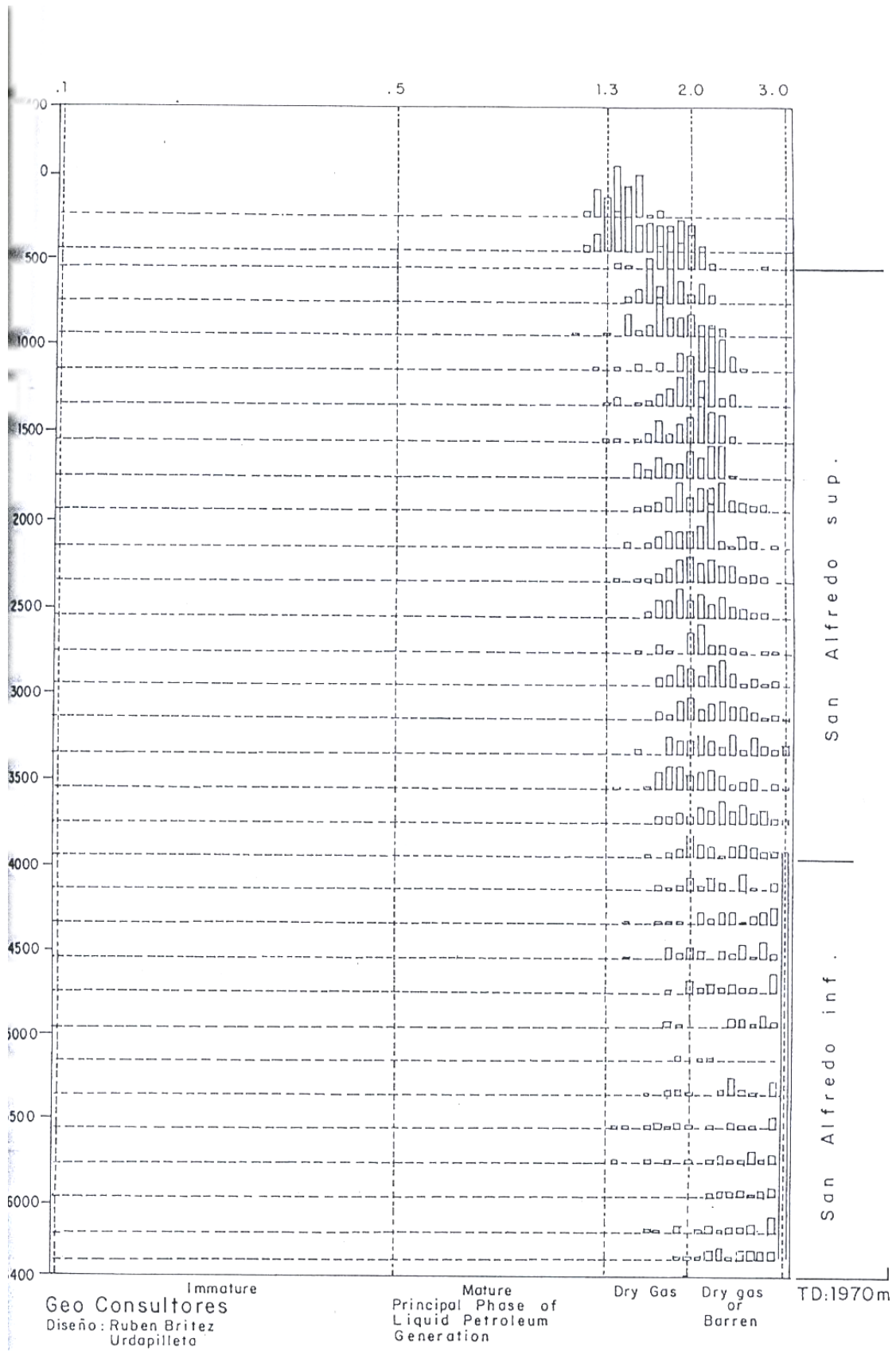


Fig. 8.4-14: Análisis de reflexión vitrínica; pozo Cerro León # 1(32 muestras).

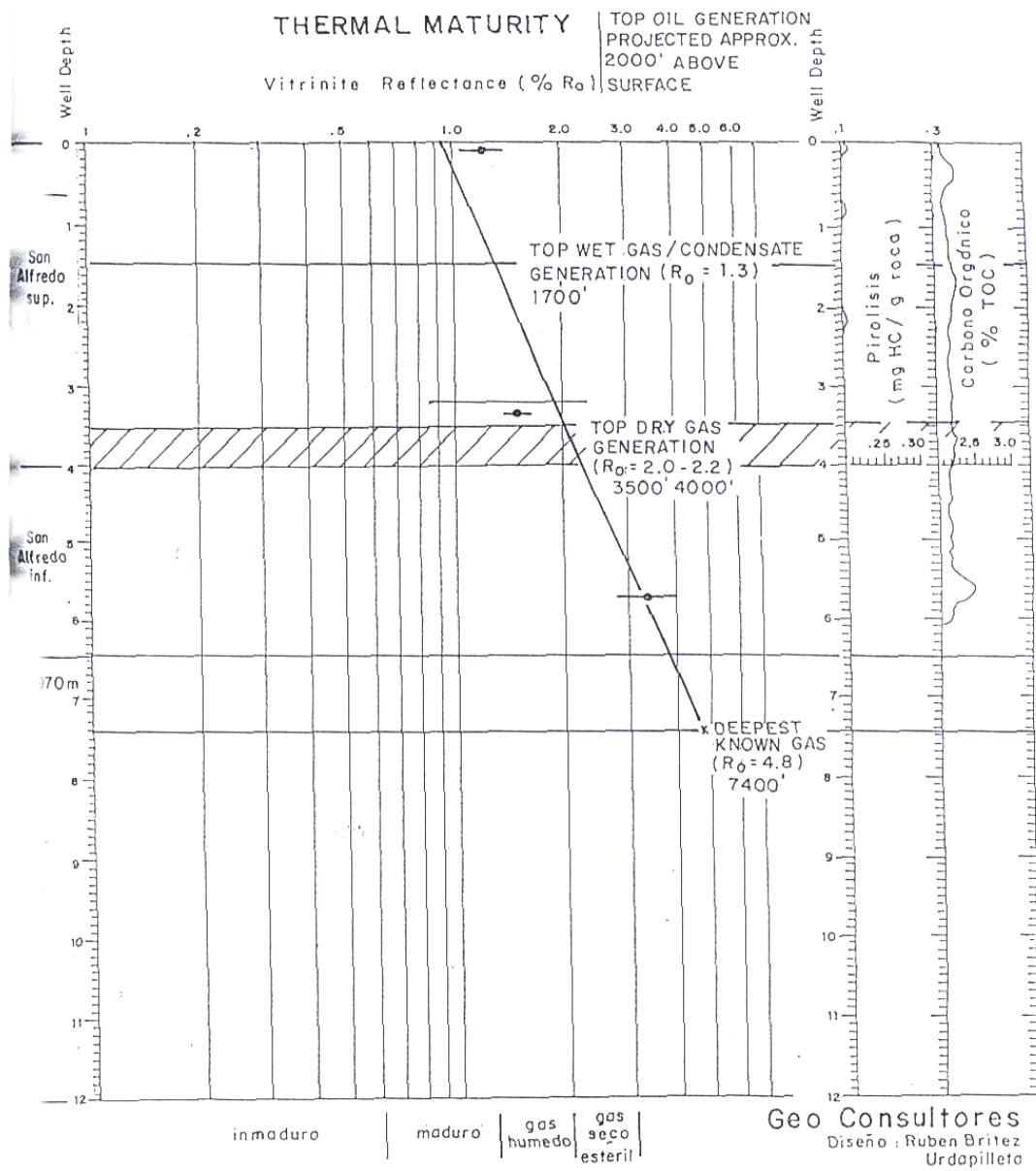


Fig. 8.3-15: Análisis de rocas generadoras en el alto de Lagerenza (pozo Cerro León # 1). El perfil de madurez indica un ascenso pronunciado reciente (ciclo Andino) y una fuerte erosión, revelando paleotemperaturas elevadas.

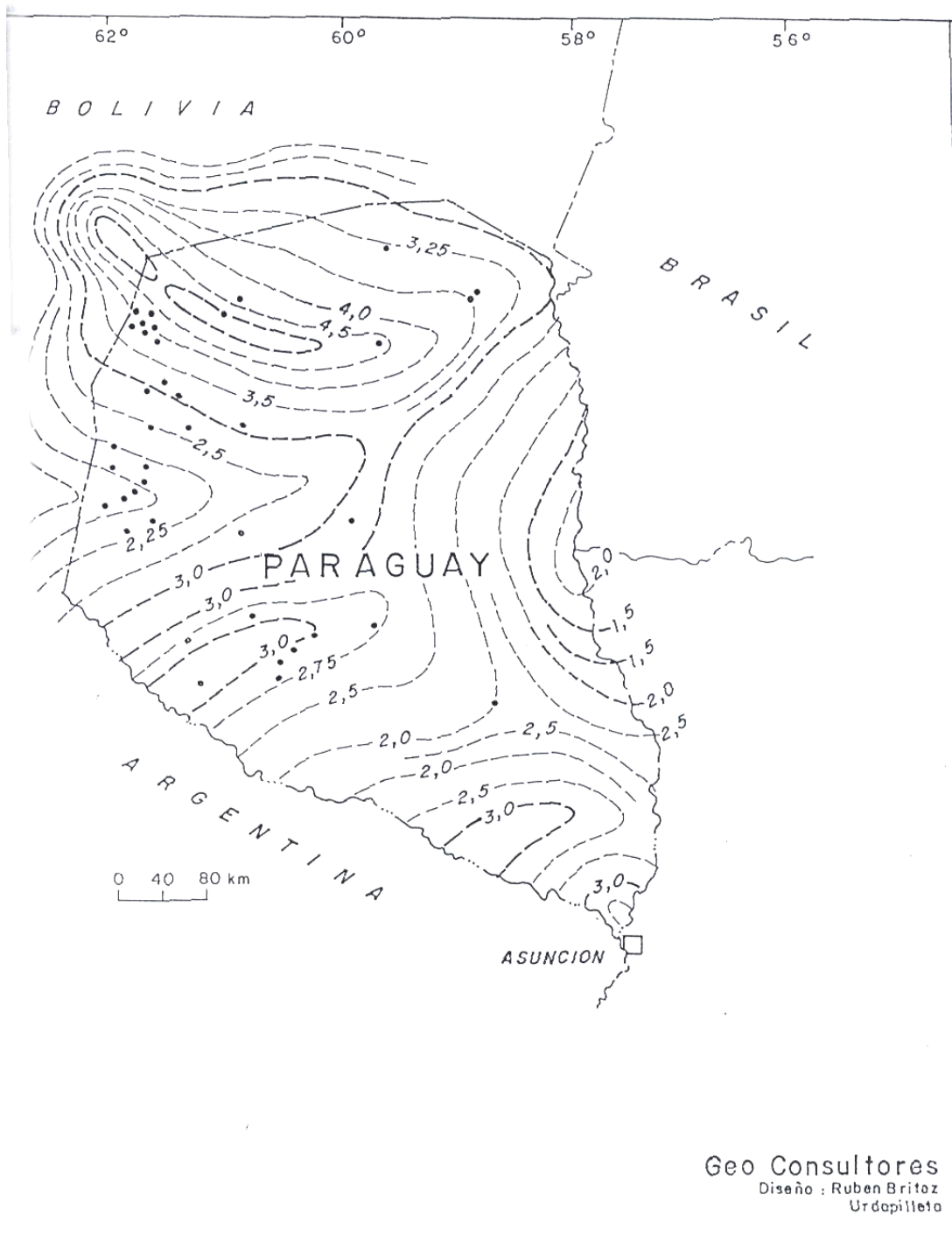


Fig. 8.3-16: Modelo comparativo de distribución de gradientes térmicos ($^{\circ}\text{C}/100\text{m}$); Paraguay – Bolivia oriental.

de la subcuenca de Carandaity registra para el Devónico parámetros inmaduros hasta maduros.

Es obvio, que a causa del espesor particular de la secuencia devónica (hasta 3500m), los valores de madurez serán sustancialmente mayores hacia la base de la formación; sufriendo las modificaciones regionales señaladas a consecuencia y en reflejo de su evolución geológica-estructural en particular (historia termo-tectónica).

Es imposible estimar de manera confiable el posible volumen de hidrocarburos que podría haberse generado en la secuencia potente del Grupo San Alfredo (o más, del Devónico en Paraguay), ya que no existen datos abarcantes o de consenso (Fig. 8.3-17, Fig. 8.3-18). No obstante, la imagen modelada de la madurez acerca del potencial generador para hidrocarburos del Devónico en Paraguay, para confirmar, que las áreas y cuencas productivas más prósperas existentes, son naturalmente aquellas que tienen un acceso migratorio a rocas generadoras, de un espesor significativo, de un contenido orgánico pronunciado y de una madurez termal favorable y ampliamente desarrollada; tal como se presenta para la secuencia devónica.

- Periodos de generación:

Los datos técnicos disponibles del Grupo San Alfredo no permiten suficiente argumentación clara referente a la profundidad y al período que orientara la generación de hidrocarburos. Así resalta la sobremadurez a lo largo del alto de Lagerenza y la distribución o efectos de la presión elevada anormal en las arcillitas generadoras del Devónico.

En un intento, tratando de indicar las diferentes fases generadoras se puede señalar un esquema integrado de 'tiempo - temperatura - madurez', definiendo la historia de subsidencia (ej. Pantera #1; Fig. 8.3-20) : La generación de hidrocarburos en sedimentos devónicos se iniciara en el Devónico superior (0,5 - 0,7%Ro), alcanzando su máximo potencial generador en el Carbonífero inferior (0,7 - 1,0%Ro), en reacción a la fase principal de la epirogenesis eoherciniana. Durante el Cretácico (ciclo Sudatlántico) los sedimentos devónicos producirían

gas húmedo y condensados (1,0 - 1,3%Ro). Ya en el Oligoceno se generaría gas seco (1,3 - 2,6%Ro) en consecuencia al evento termo-téctónico del ciclo Andino que causara el levantamiento del alto de Lagerenza. El valor de Ro = 2,13%, actualmente aceptado para el Devónico, refleja que el gradiente térmico es en general algo más elevado hoy día que la paleotemperatura promedio, lo que indica la fuerte influencia persistente del ciclo Andino (al menos en el norte chaqueño).

Cabe resaltar en conclusión que gran parte de la generación y migración de hidrocarburos del Devónico del Grupo San Alfredo precede al levantamiento terciario del alto de Lagerenza. Re-migración y niveles de alta madurez serían importantes apenas en el contexto del área de influencia directa del alto de Lagerenza; no así en las subcuencas de Curupaity y Carandaity propiamente dichas, donde se podrá asumir la generación en el Eifeliano y en el Pragiano/Emsiano hasta hoy día (Fig. 8.3-20). O sea, es de suma importancia comprender la evolución geológica - tectónica - termal y su monitoreo regional, para poder indicar áreas potenciales para la generación de hidrocarburos.

Rocas generadoras tienen la tendencia de producir presiones anormales, donde los hidrocarburos son el medio y la causa de la sobrepresión, pudiendo saturar completamente el área de generación ('cocina de hidrocarburos'). Estas presiones anormales se presentan solamente en los períodos generadores activos y de elevada proporción, decayendo a normal cuando cesa la generación. Así, la elevada presión en los pozos gasíferos de Mendoza #1R e Independencia #1 indica que en el alto de Lagerenza continúa la generación y migración de hidrocarburos. Por otra parte, si se acepta una actividad generadora igualmente en las subcuencas de Curupaity y Carandaity, se podrá postular también presiones formacionales elevadas.

- Esquema de generación / migración / acumulación :

En un esquema regional iniciándose en el alto de Lagerenza, se define en esta región el máximo de madurez / generación para el Grupo San Alfredo, declinándose hacia la subcuenca de Curupaity por un lado y hacia la subcuenca de Carandaity por el otro lado; observándose igualmente una mayor profundidad

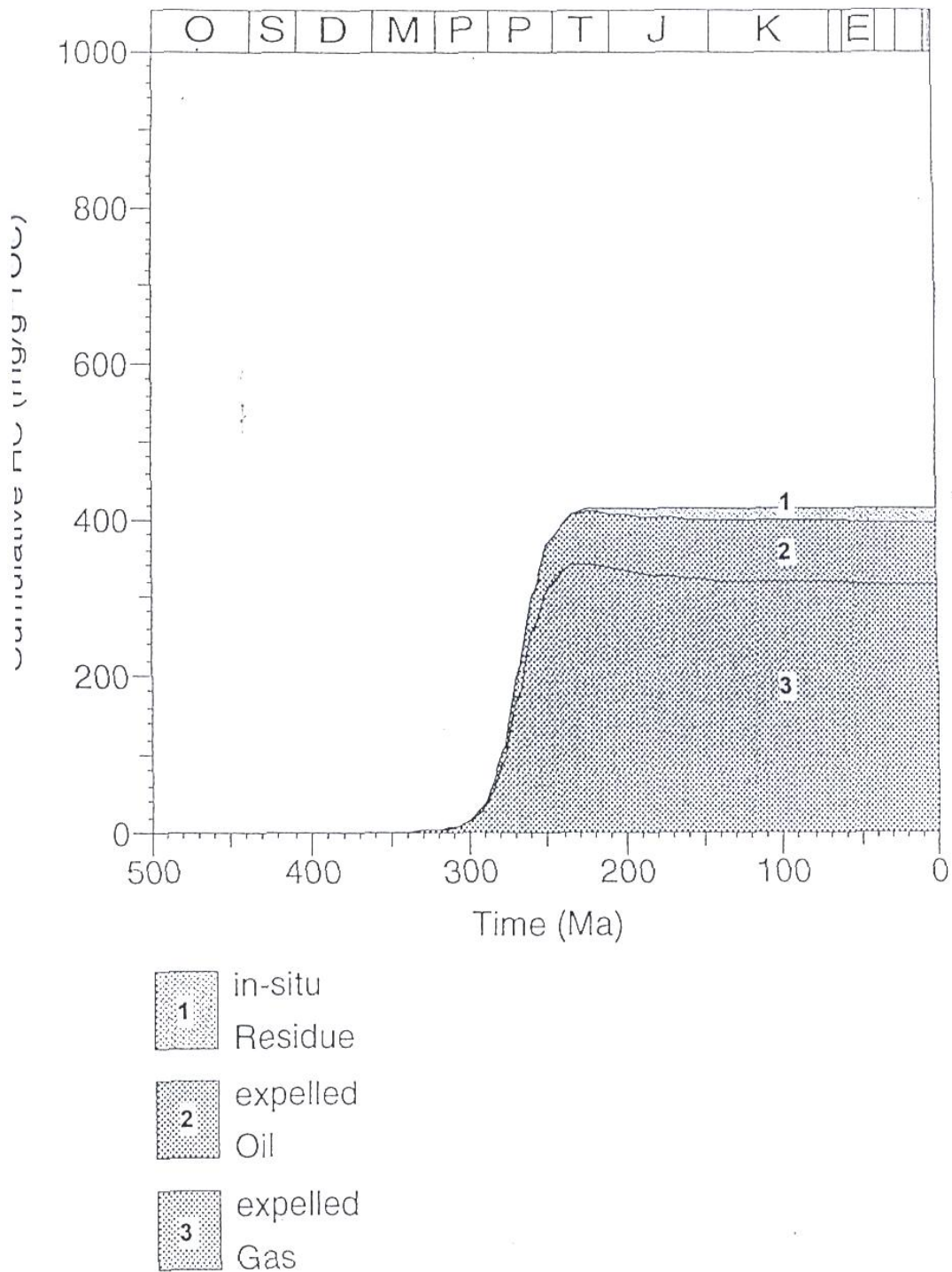


Fig. 8.3-17: Relación de generación de hidrocarburos cumulativos para el Grupo San Alfredo inferior (Pragian / Emsiano); inicio de generación hace 340 ma (epirogénesis eoherciniana inicial); Pantera # 1.

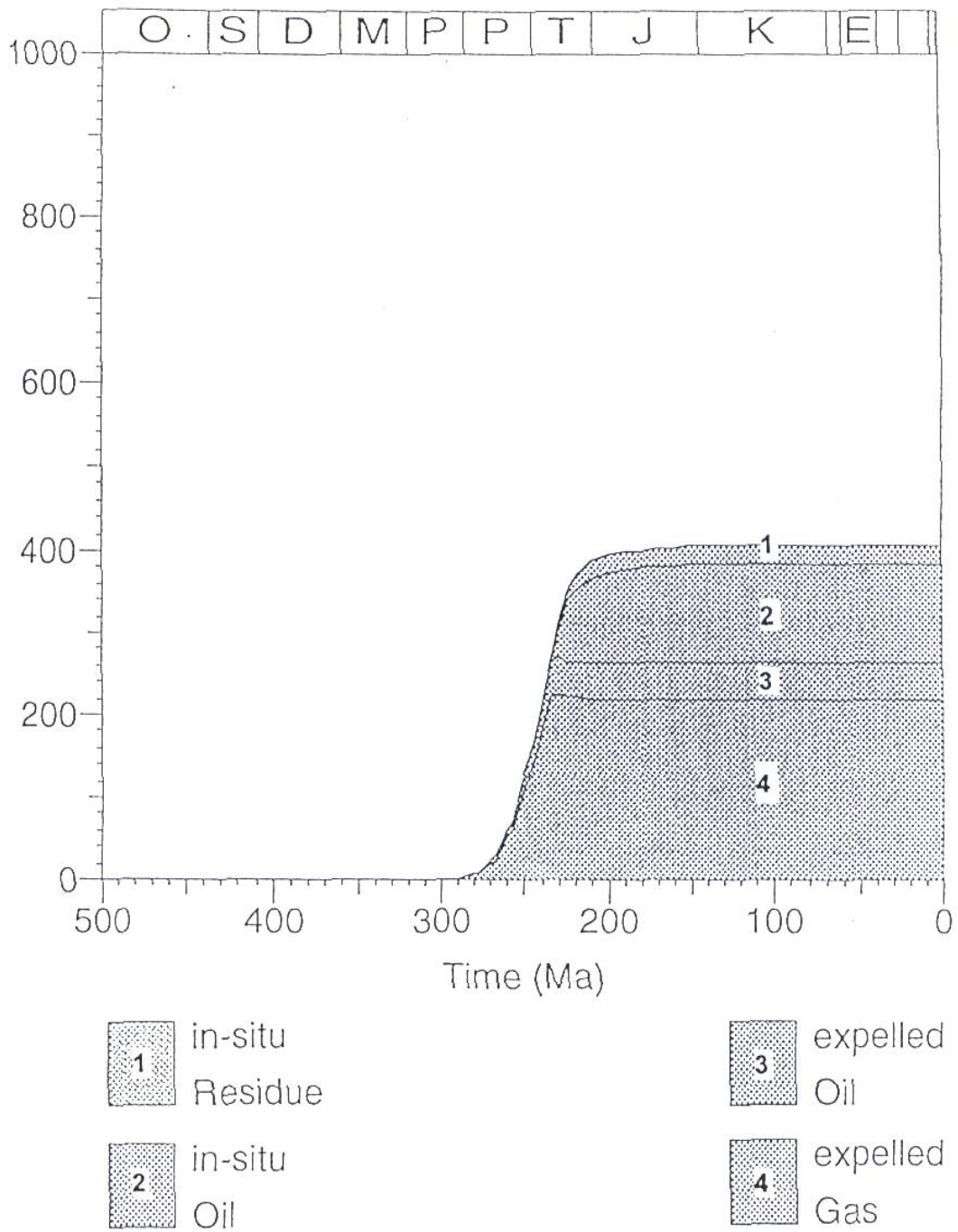


Fig. 8.3-18: Relación de generación de hidrocarburos cumulativos para el Grupo San Alfredo superior (Eifeliano); inicio de generación hace 290ma (epirogénesis eoherciniana tardía); Pantera # 1.

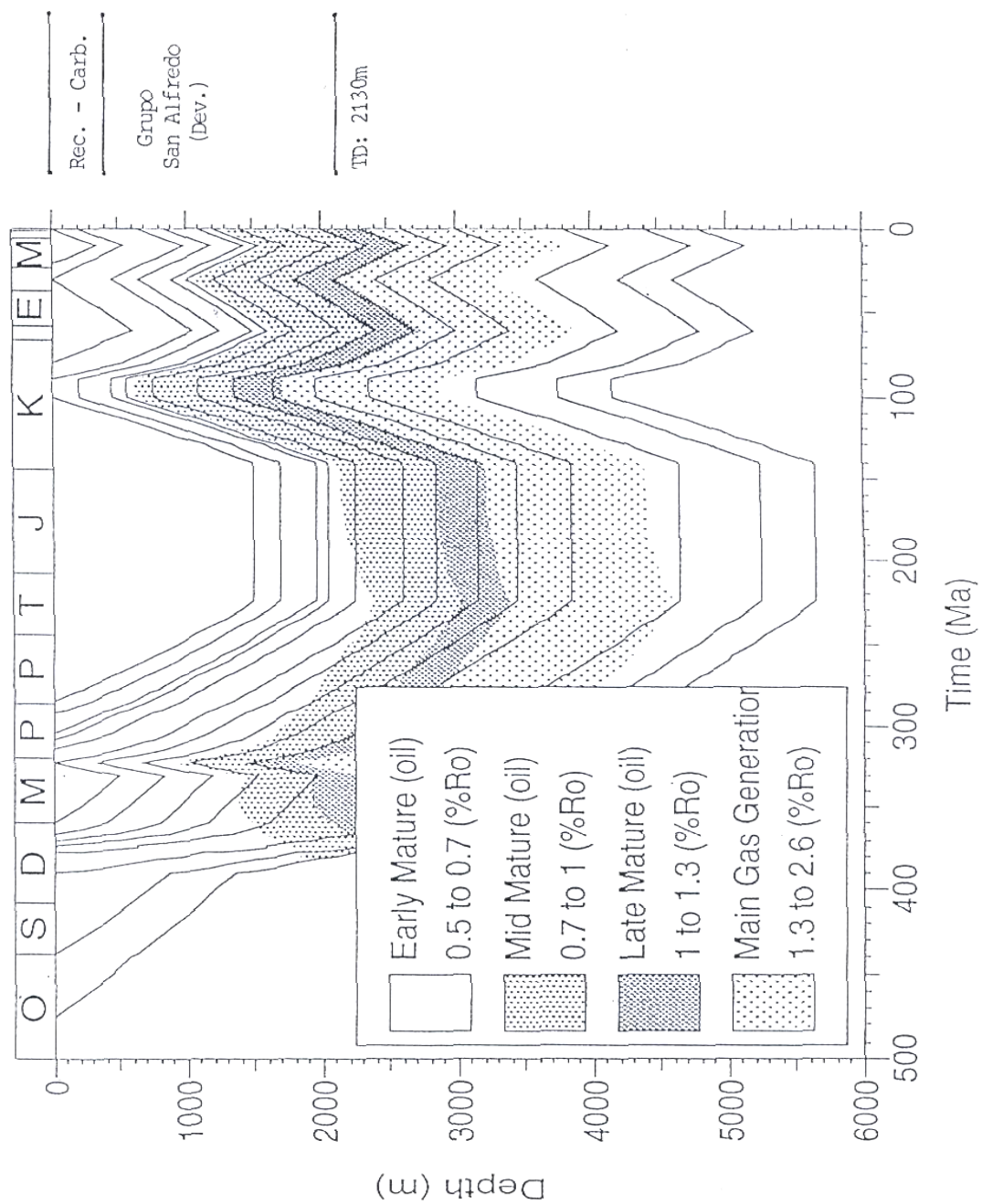


Fig. 8.3-19: Historia de subsidencia en la subcuena de Curupaity (Pantera # 1). Los datos de madurez, en relación a la reflexión vitrínica (% Ro) indican para el Devónico condiciones generadoras para petróleo, para el Silúrico condiciones para gas.

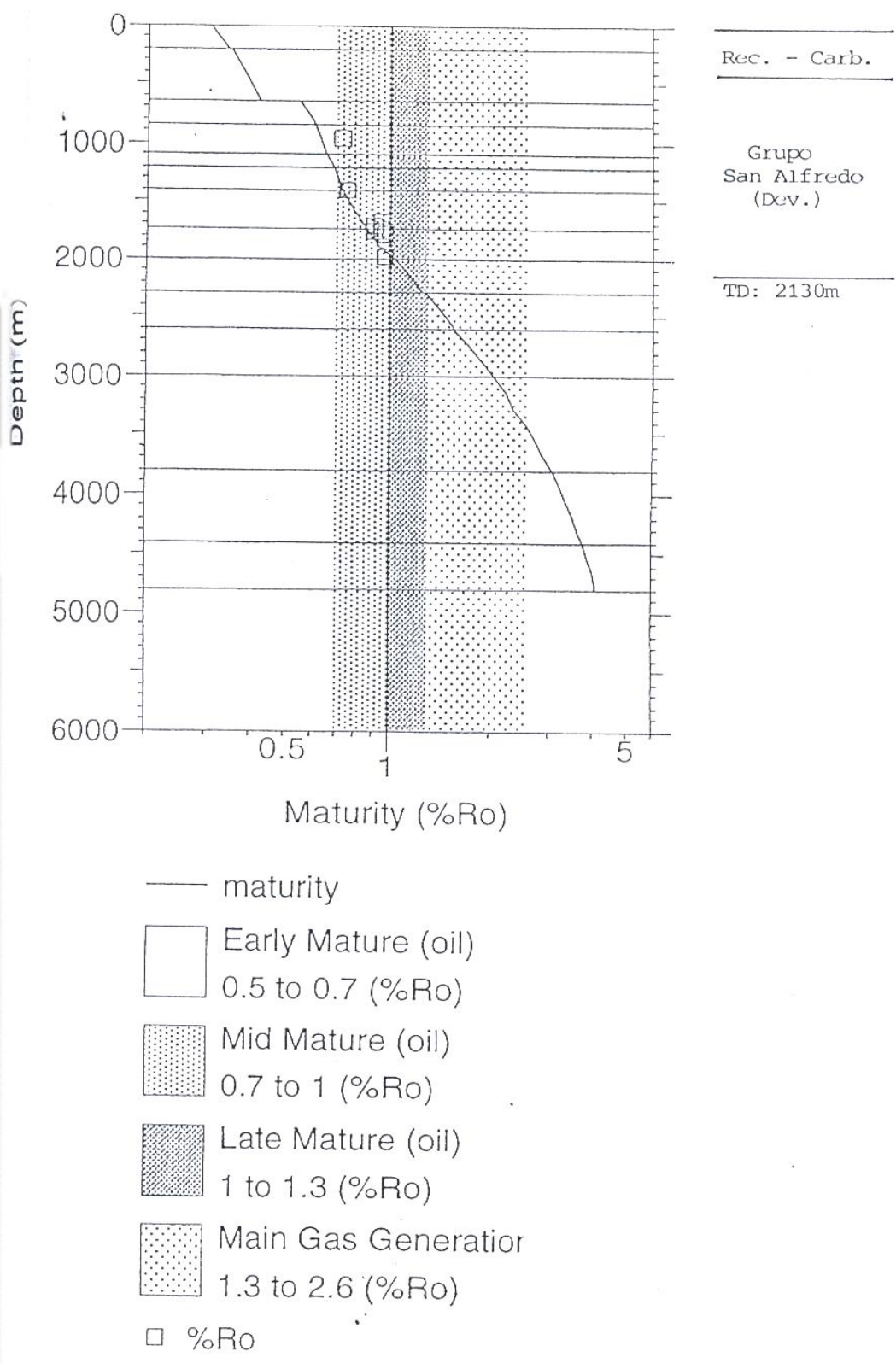


Fig. 8.3-20: Comparación del perfil de reflexión vitrínica (%Ro) en base al modelo de subsidencia para el devónico, subcuenca de Curupaity (Pantera # 1).

de generación en las subcuencas a consecuencia de la declinación paralela del gradiente térmico.

Así, hidrocarburos devónicos generados migrarían predominantemente desde el Pragiano/Emsiano hacia areniscas intercaladas y desde el Eifeliano al Givetiano / Frasniano o hacia areniscas carboníferas e inclusive meso - cenozoicas, si se presentaran buenos sellos asociados. La acumulación será principalmente en reservorios sin - estratigráficos, de discordancia, estructurales o combinados.

Ya que 22 pozos petrolíferos de los 28 pozos con indicios de hidrocarburos son perforados hacia el Devónico en Paraguay (58 % del total de pozos) y habiéndose generado petróleo o gas en la secuencia de los Grupos San Alfredo / San Pedro, queda confirmado el alto potencial que representa esta unidad estratigráfica en la exploración petrolífera del país.

8.4. Grupo San Pedro (Pridoliano - Famenniano/Tournaisiano)

Arcillitas del Grupo San Pedro y en particular de la Formación Lima (Eifeliano - Famenniano - Tournaisiano) en la cuenca del Paraná son correlativos a secuencias del Grupo San Alfredo en el Chaco paraguayo. Espesores sedimentarios entre 460m a 535m han sido reportados, limitados discordantemente con el Grupo Itacurubí infrayacente y con el Grupo Cnel. Oviedo suprayacente.

Arcillitas negras de la Formación Lima han generado petróleo liviano, gas húmedo y condensados (Asunción #1 y Asunción #2); registrando valores hasta 3,0%TOC, en horizontes radioactivos hasta 4,0%TOC. Hacia el este, la influencia de magmatitas mesozoicas generó efectos termales elevados, resultando en una predominancia de expulsión de gas.

La escasa densidad de datos de la secuencia devónica en el Paraguay oriental permite definir en un principio a una unidad inferior, de influencia austral (con períodos de alta concentración orgánica = niveles radioactivos, hasta 4%TOC), y

una unidad superior, de influencia boreal (con alta biodiversidad y biodegradación; hasta 2,9 - 3,0%TOC localmente).

La Formación Lima en particular reviste valores de pirólisis que llegan a un máximo de 5,6kg HC /tonelada de roca, con un promedio de 0,5kg HC /tonelada en una distribución irregular. Aparentemente existe una correlación directa entre el potencial generador y la influencia magmática mesozoica: Donde la influencia magmática genera gradientes térmicos locales elevados, la materia orgánica devónica es afectada hasta alcanzar una sobremadurez, como lo indican valores del índice termal de alteración (TAI = 3,7 - 3,9) y la reflexión vitrinitica (0,9 - 1,5%Ro). La predominancia orgánica es una mezcla de kerógenos del tipo II (sapropélico; amorfo) y del tipo III (húmico; leñoso), aunque se registra igualmente el tipo I (sapropélico; algal); Fig. 8.4-1.

La distribución irregular de la alteración térmica, de la reflexión vitrinitica, del tipo de kerógenos y de los parámetros geológicos - estructurales permite asumir la siguiente argumentación:

- El Grupo San Pedro y en particular la Formación Lima reviste una distribución de facies sedimentarias que señala una mayor influencia marina hacia el oeste (bajo de San Pedro) disminuyendo hacia el este, sur y norte. El tipo I de kerógenos se concentrara hacia la parte central de Paraguay oriental, registrándose allí los valores más altos de contenidos de materia orgánica y los valores más potenciales de generar petróleo.
- Un primer efecto térmico de temperaturas ligeramente pronunciadas se registrara durante el Carbonífero (epirogénesis eoherciniana), aunque aparece más bien como un evento estructural formando arqueamientos, ya que la secuencia devónica no señala mayor subsidencia durante este periodo en el Paraguay oriental.

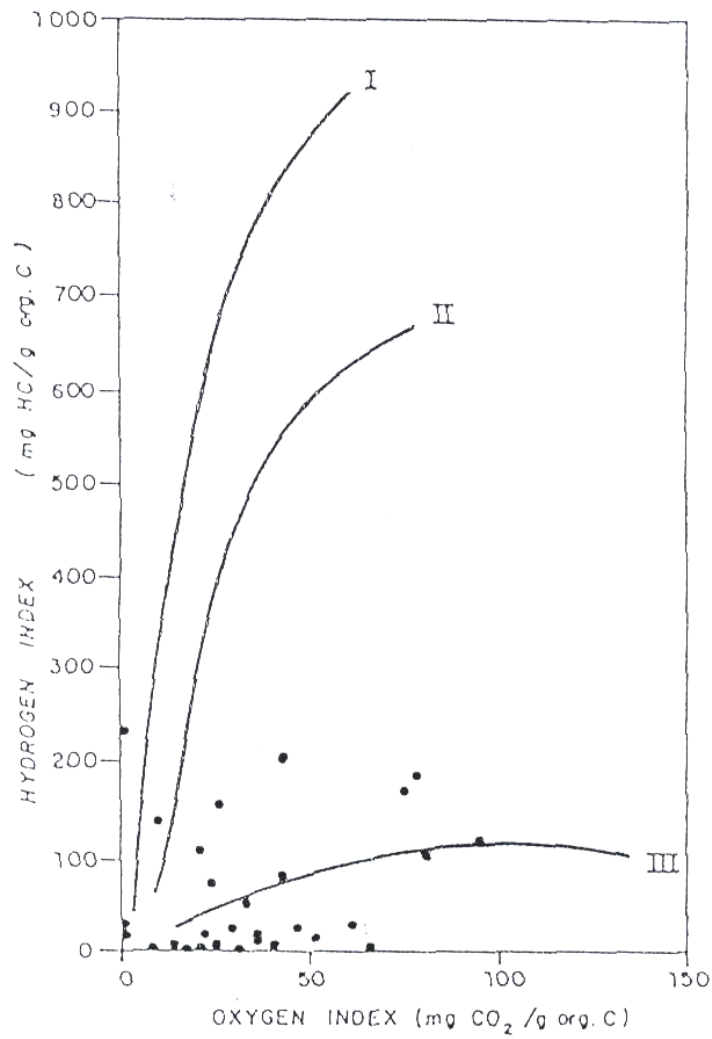


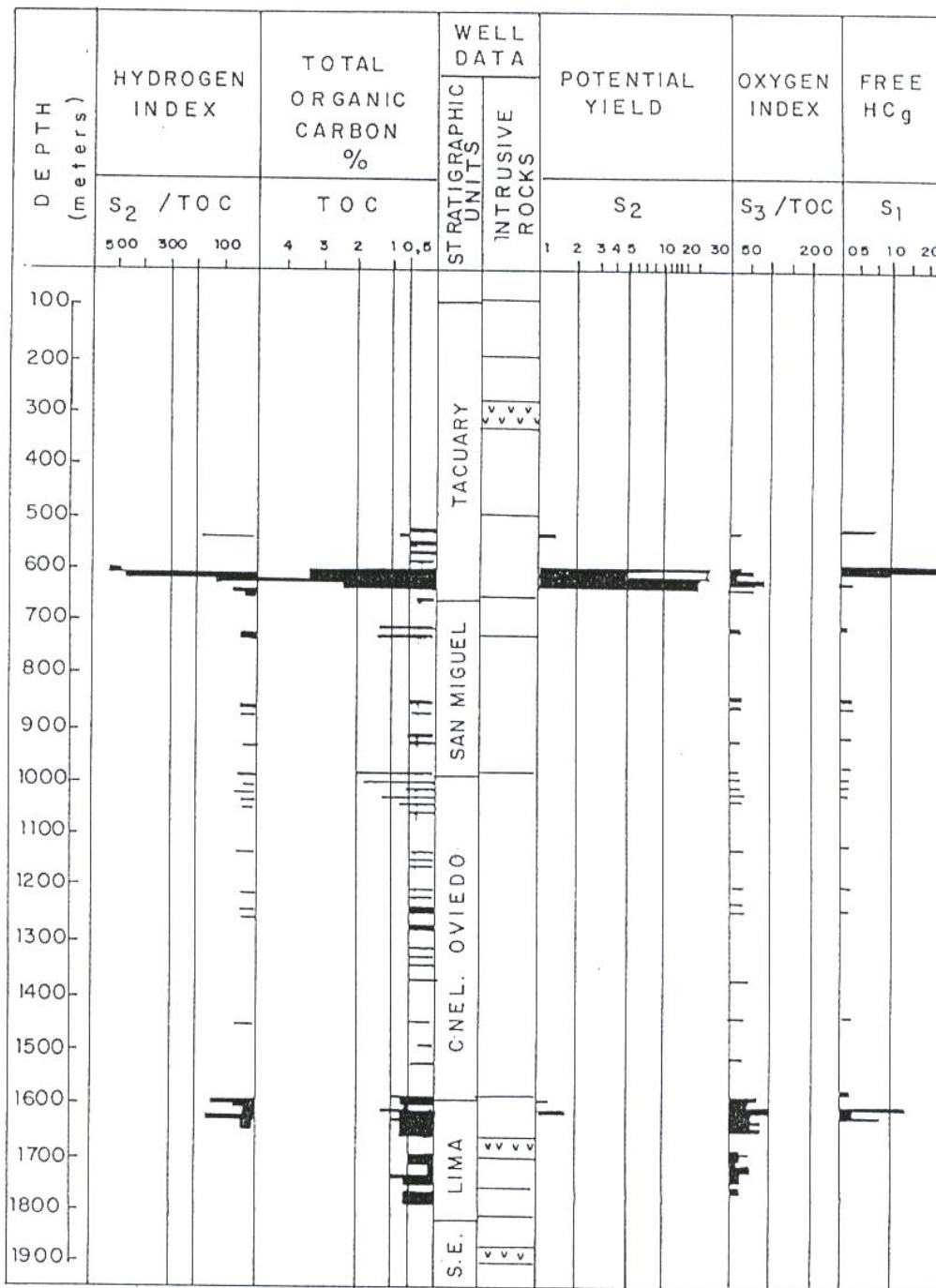
Fig. 8.4 -1: Diagrama de Van Krevelen para arcillitas de la Formación Lima, Grupo San Pedro (Pridoliano – Famenniano / Tournaisiano) indicando la predominancia de valores bajos de los índices hidrógeno y oxígeno, probablemente a causa del avanzado grado de madurez (kerógenos predominantemente marinos).

- La distribución irregular de magmatitas mesozoicas en la cuenca del Paraná se refleja en una distribución irregular del gradiente térmico y a consecuencia en parámetros diferenciados de generación de hidrocarburos (Fig. 8.4-2).
- No obstante, recién durante el ciclo Sudatlántico y acompañado por el intenso magmatismo mesozoico se inicia la generación y expulsión de hidrocarburos en la cuenca del Paraná. Las arcillitas de la Formación Lima son afectadas por el evento termo - tectónico intensivo influenciadas por elevadas temperaturas y el efecto de fluidos enriquecidos de CO₂. Hacia el interior de la cuenca del Paraná prevalecen condiciones de alta madurez generando gas húmedo / condensados hasta gas seco (Fig. 8.4-3).
- Áreas marginales a la cuenca del Paraná y de menor influencia magmática (ej. bajo de San Pedro) generan condiciones de madurez favorable para la generación de petróleo liviano.

8.5. Grupo Independencia (Sakmariano - Kazaniano/Tatariano)

Secuencias sedimentarias de ambientes deposicionales heterogéneos de planicie costera y de plataforma marina playa son generadas en la Formación San Miguel y la Formación Tacuary del Grupo Independencia (Pérmico). Arcillitas negras orgánicas - calcareas revisten niveles generadores para hidrocarburos en la cuenca del Paraná, Paraguay oriental. Alcanzan espesores máximos de 280m a 975m en una distribución muy heterogénea e irregular.

Se pueden distinguir principalmente en la Formación Tacuary dos niveles de arcillitas bituminosas - calcáreas, que van acompañadas por horizontes de nódulos silíceos. Mientras que hacia el este (zona de Alto Paraná) aumenta la participación arcillosa, hacia el oeste (zona de Caaguazú/San Pedro) la sección es más arenosa y con menos niveles bituminosos. La formación es fisilífera y por eso es preferida para la inyección de coladas intrusivas mesozoicas.



Geo Consultores
 Drawn by Ruben Brites Urdopilleta

Fig. 8.4 -2: Perfil geoquímico tipo de la cuenca del Paraná, señalando el potencial generador de hidrocarburos (Devónico y Pérmico).

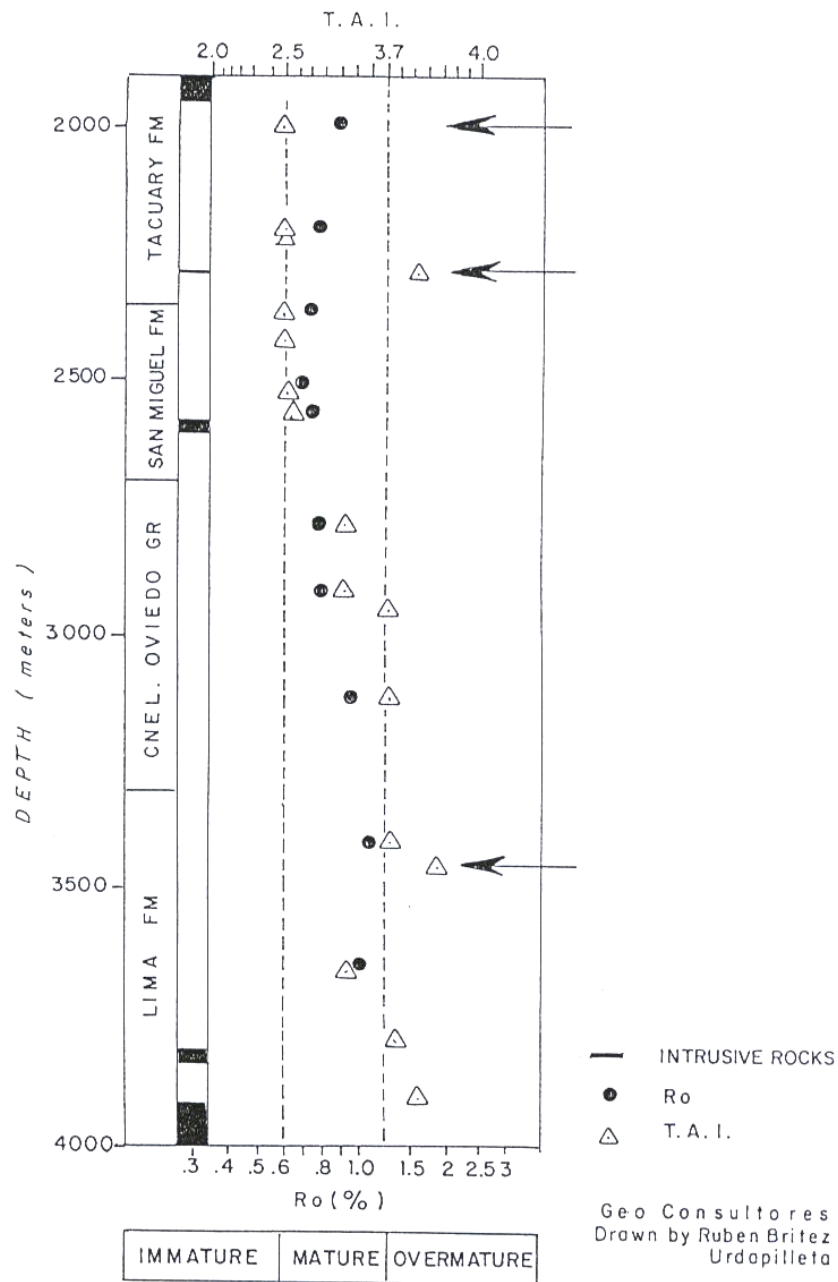


Fig. 8.4 -3: Perfil de madurez de la cuenca del Paraná, indicando el efecto térmico de magmatitas mesozoicas en la secuencia sedimentaria (TAI = índice de alteración térmica; %Ro = reflexión vitrinitica). Flechas indican saltos en los valores de madurez, atribuibles a las magmatitas.

El contenido de carbono orgánico total varía considerablemente, llegando hasta 4,5%TOC, aumentando localmente aún más (Fig. 8.5-1). Valga como parámetro la producción de condensados en São Mateo do Sul (Brasil), donde se genera de una cantera a cielo abierto de arcillitas bituminosas correlativas (Formación Iratí) por destilación un volumen de petróleo de $7,13 \times 10^6$ bbl/km².

Zonas marginales al oeste de la cuenca del Paraná se encuentran inmaduras. Hacia la parte central de la cuenca, análisis de pirólisis indican kerógenos del tipo I (spropélico; algal) en la sección inferior y propensos para la generación de petróleo y gas. Hacia la sección superior prevalecen kerógenos del tipo II (spropélico; amorfo), aunque participan igualmente kerógenos del tipo III (húmico; leñoso) y propensos para la generación de petróleo (Fig. 8.5-2).

Aunque han sido confirmados valores elevados de generación de hidrocarburos hacia el depocentro pérmico en Brasil (273 kg HC / tonelada de roca), en zonas más marginales hacia el Paraguay oriental siempre se registran valores significantes (100 - 120 kg HC / tonelada de roca), mientras que hacia el bajo de San Pedro los valores disminuyen a cero (Fig. 8.5-3).

Acompaña al potencial generador el magmatismo mesozoico en la cuenca del Paraná: Cuanto mayor volumen de magmatitas, menos potencial generador actual. El flujo de calor de las magmatitas ha convertido el material bituminoso de los sedimentos en hidrocarburos. El gradiente entre kerógenos e hidrocarburos es muy elevado (pasando el promedio), indicando una reflexión vitrínica mayor de 0,6%Ro.

La definición de la madurez se complica por su muy heterogénea distribución, tanto de los valores de carbono orgánica total en los sedimentos, como también por la distribución e influencia irregular de las magmatitas mesozoicas. No obstante, se indica una inmadurez hacia el oeste (San Pedro/Caaguazú) pasando por la 'ventana' de petróleo hacia el este (Mallorquín) y alcanzando niveles de sobremadurez en la frontera paraguaya-brasileña (espesores de magmatitas extrusivas - intrusivas entre 700-1200m).

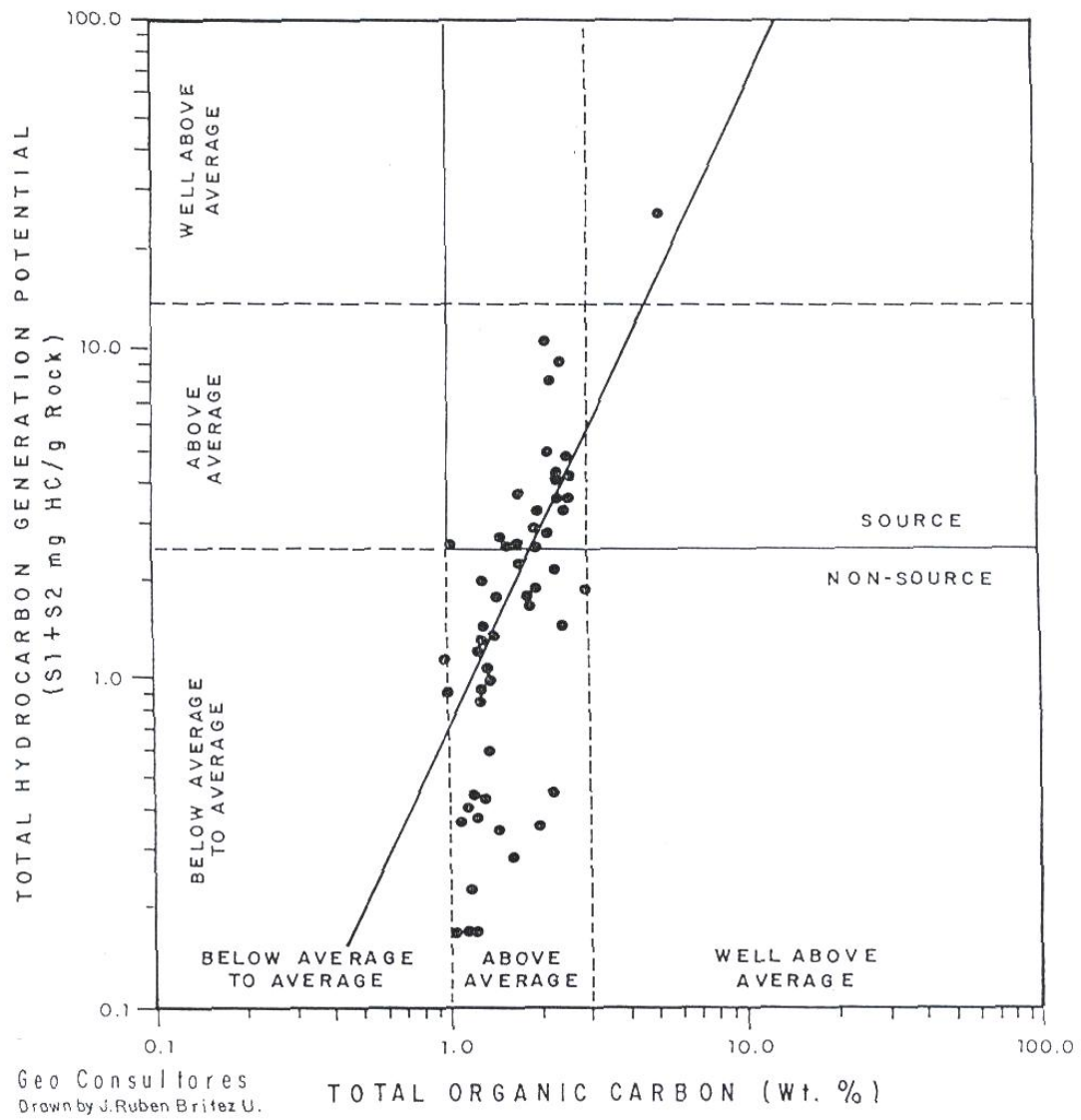


Fig. 8. 5-1: Análisis de rocas generadoras del Pérmico en la cuenca del Paraná, indicando óptimas condiciones generadoras de hidrocarburos.

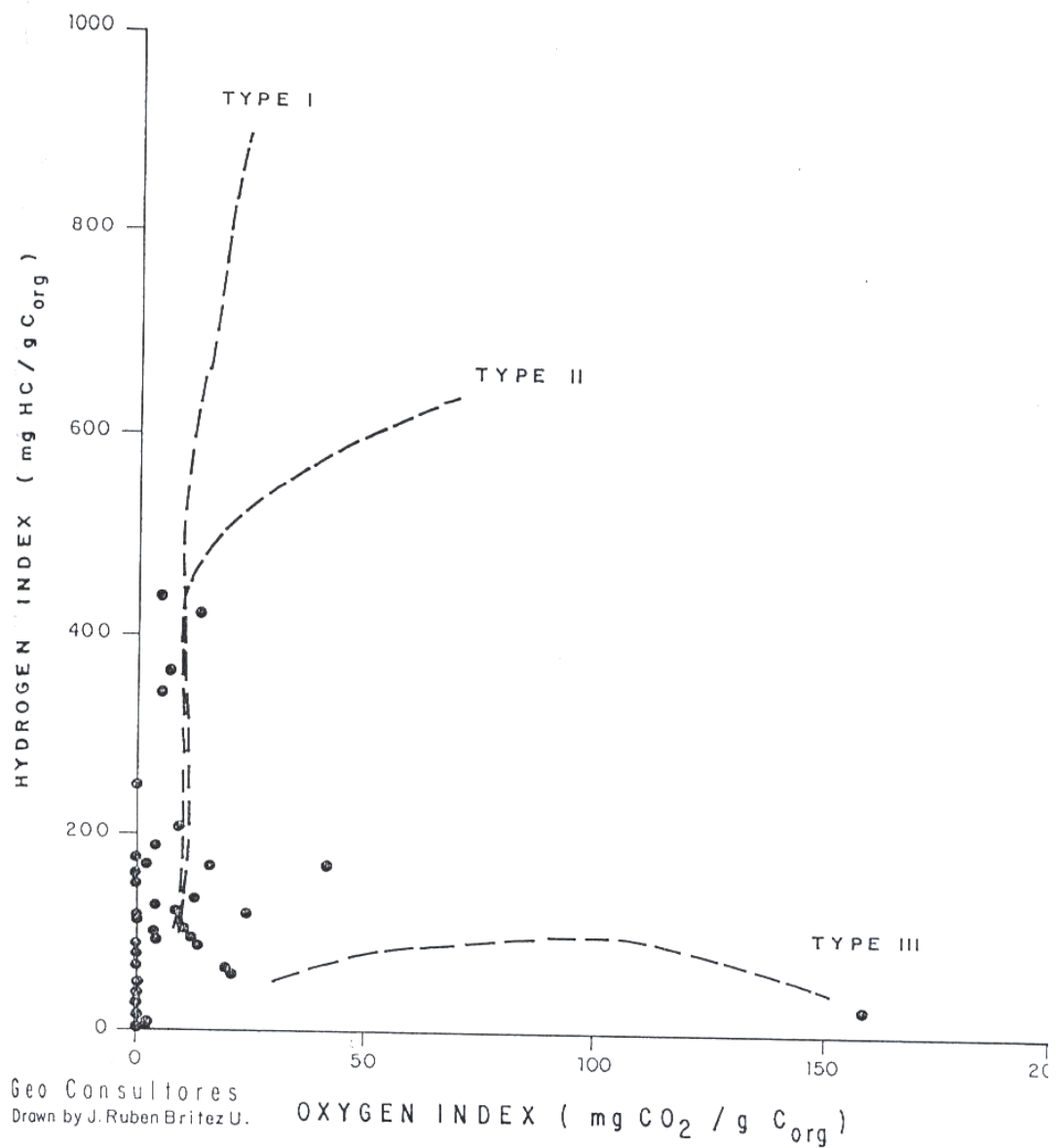


Fig. 8.5-2: Análisis de rocas generadoras del Pérmico (afloramientos y testigos de perforación); Grupo Independencia (Sakmariano / Kunguriano – Kazaniano / Tatariano) en la cuenca del Paraná, indicando bajos índices del oxígeno y altos valores de hidrógeno, reflejando óptimos grados de madurez (kerógenos predominantemente terrestres).

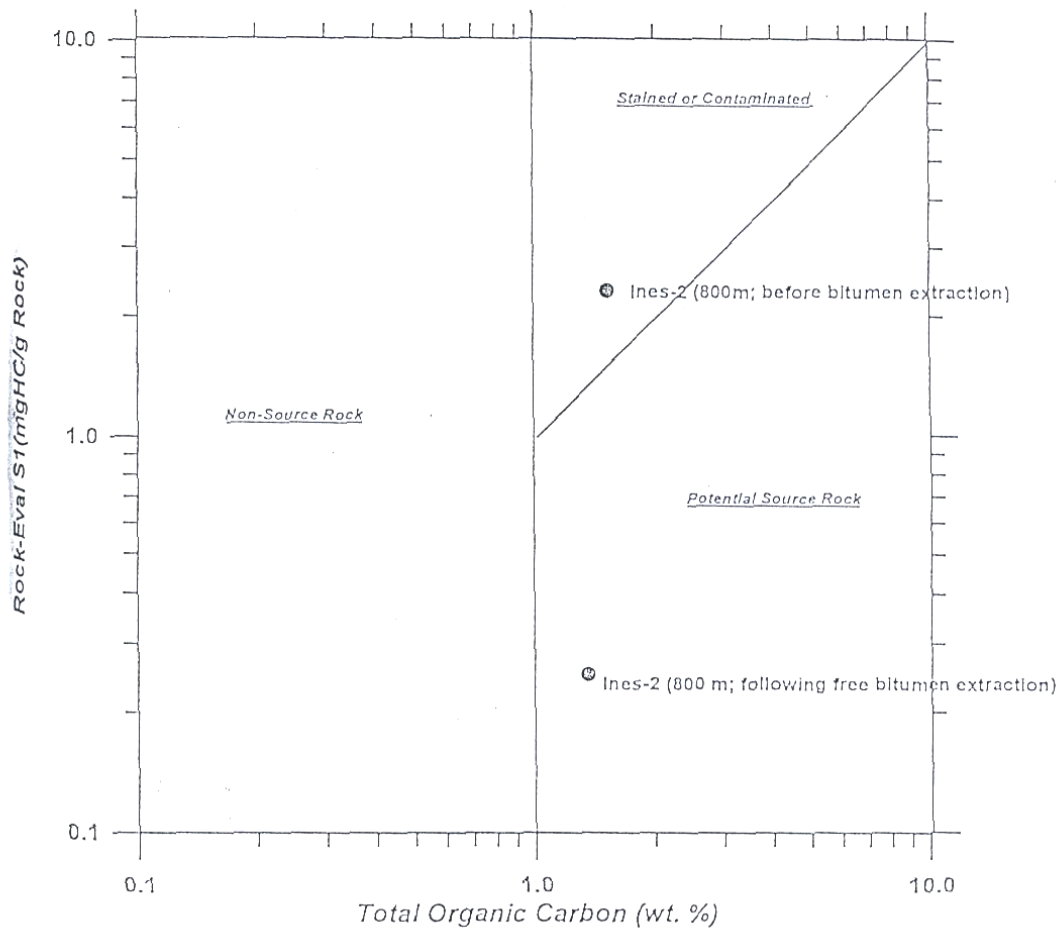


Fig. 8.5-3: Relación de pirólisis (mgHC/g roca) y contenido orgánico total (TOC) para el Pérmico, cuenca del Paraná, definiendo el potencial generador. (Ines # 2).

La madurez alcanzada es explicada por dos efectos: Por un proceso de maduración normal en las partes profundas de la cuenca y su influencia directa de las magmatitas; y por influencia directa de las magmatitas. Queda como aceptado que el efecto de influencia directa de las magmatitas sobre la materia orgánica es mas efectivo, como lo indican perforaciones someras (Ines #1, Ines #2). Así que, cuanto mayor volumen de magmatitas, mayor madurez alcanzada, interrumpiendo un esquema de madurez normal, homogénea y de tendencia regional. Como regla de guía se acepta de que cuando una colada diabásica inyectada a la Formación Tacuary alcanza los 30m de espesor, una máxima madurez para la generación de petróleo es definida.

Señalando el potencial real para hidrocarburos en la sección pérmica de la cuenca del Paraná, se aplica preferentemente un mapeo de coladas diabásicas inyectadas con espesores entre 10m y 30m. Aparentemente, estas zonas son extensas y relativamente continuas, siguiendo tendencias de espesores totales de los sedimentos y lineamentos tectónicos, indicando así prospectos viables para la acumulación de hidrocarburos en la secuencia pérmica.

Análisis de petróleo generado en la Formación Tacuary exhiben una gravedad de 22° a 33°API, una acidez de 0,22mg KOH/g y un contenido de azufre entre 0,2% y 0,9%. Tests de cromatografía señalan una alta participación de isoparafinas y una alta concentración de pristanos/fitanos (Fig. 8.5-4 a Fig. 8.5-8).

La secuencia pérmica representa en resumen las siguientes indicaciones (Fig. 8.5-9, Fig. 8.5-10) :

- La materia orgánica se encuentra normalmente en niveles de inmadurez. Con un aumento de la influencia magmática, mayor madurez es constatada. En la cuenca del Paraná, sedimentos pérmicos alcanzaron niveles de generación de hidrocarburos sin - magmáticos en el Cretácico inferior.
- Áreas con inyecciones diabásicas de 10m a 30m de espesor favorecen de manera óptima la generación de hidrocarburos.

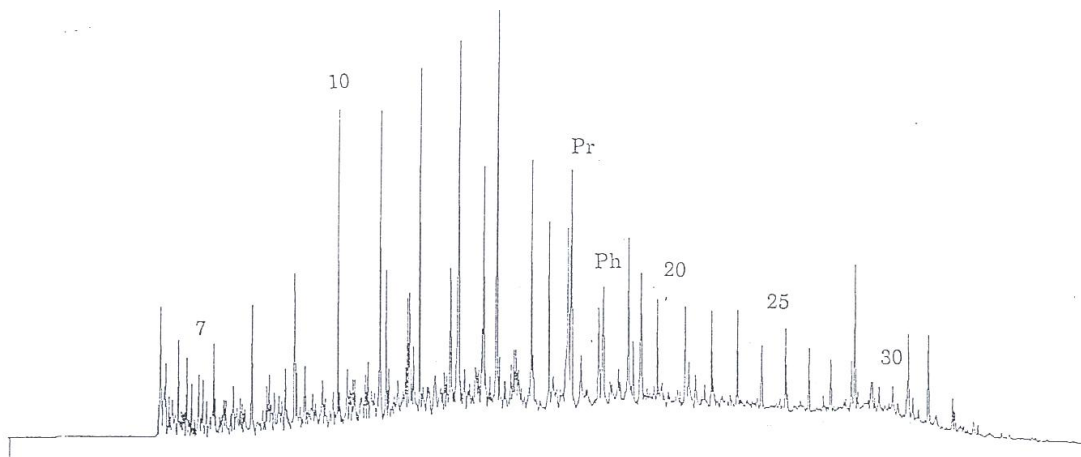


Fig. 8.5-4: Cromatograma de gas – pirólisis de extracto de bitumen del Pérmico (Ines # 2), cuenca del Paraná, con valores medianos de pristano y fitano.

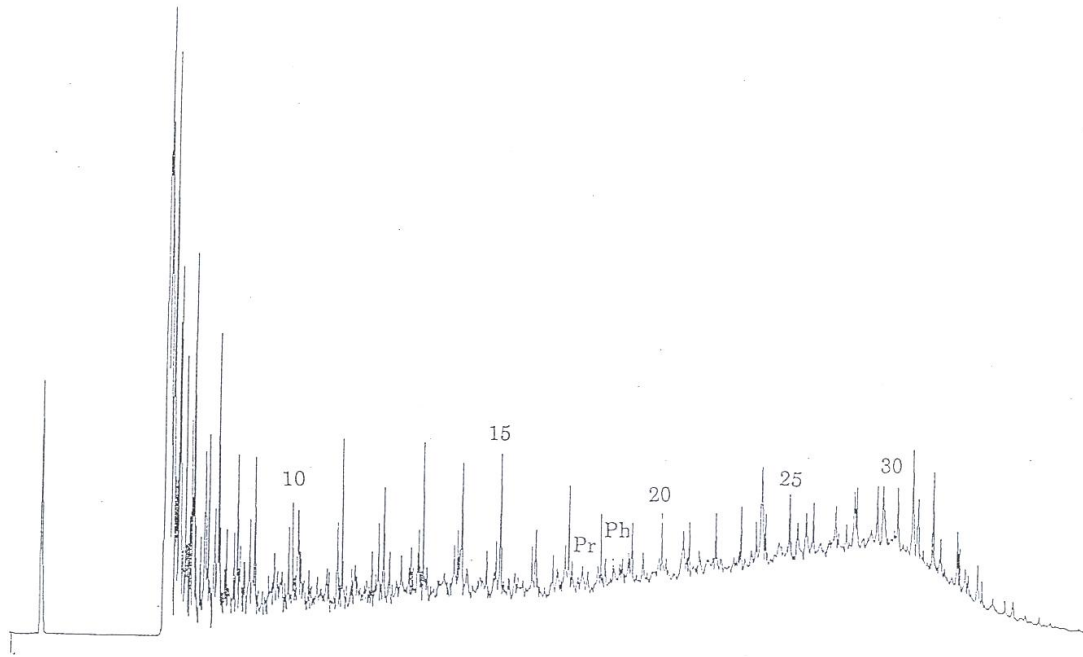


Fig. 8.5-5: Cromatograma de gas – pirólisis de materia orgánica (kerógeno) del Pérmico (Ines # 2), cuenca del Paraná, con valores reducidos de pristano y fitano.

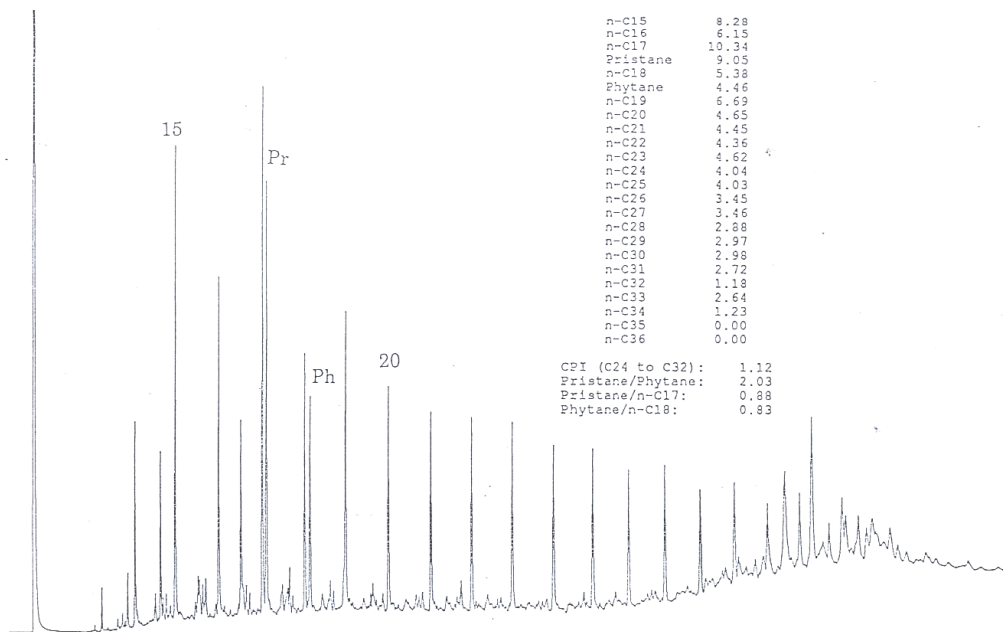


Fig. 8.5-6: Cromatograma de la fracción de carbono saturado (C₁₅) en el Pérmico, cuenca del Paraná; Ines # 2, con pronunciados vaores de pristano y fitano.

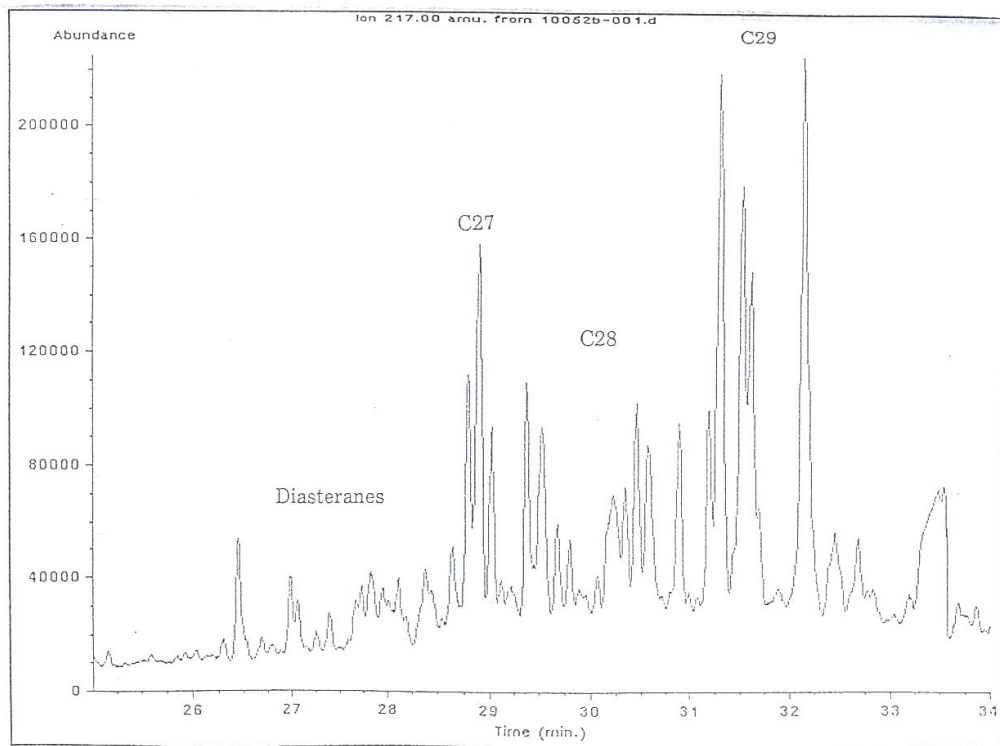


Fig. 8.5-7: Distribución de esteranos en muestras del Pérmico (Ines # 2).

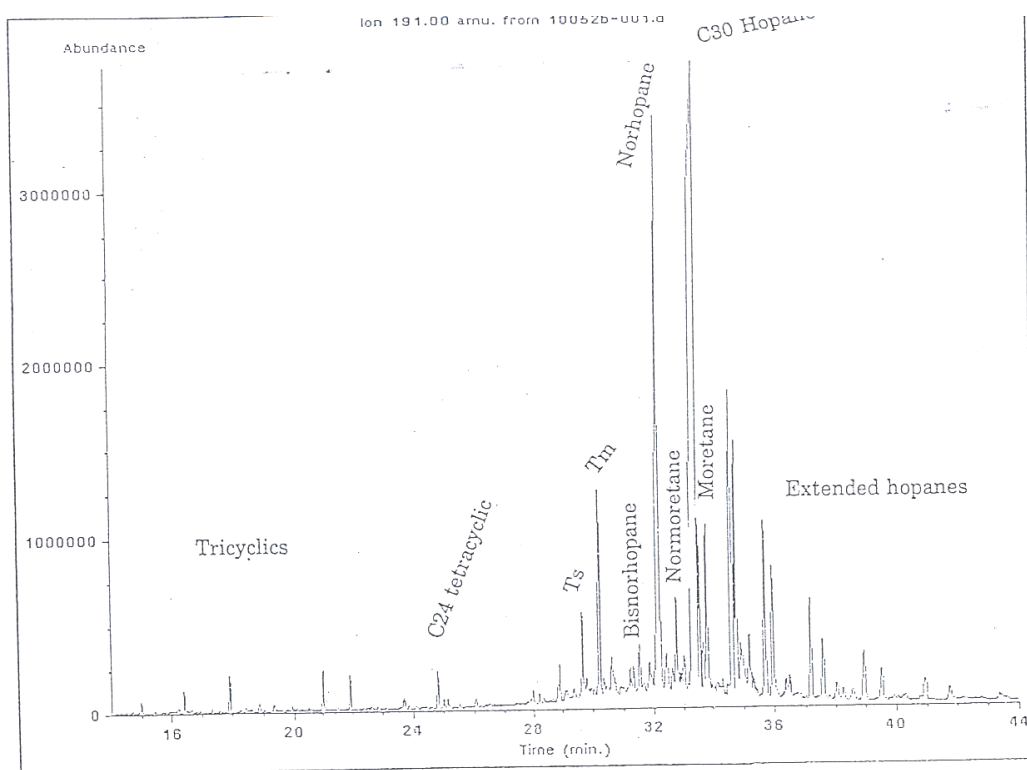


Fig. 8.5-8: Distribución de trépanos en muestras del Pérmico (Ines # 2).

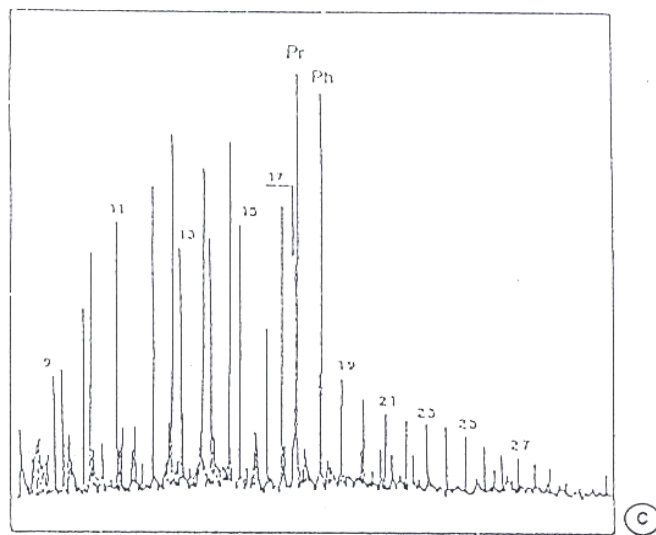
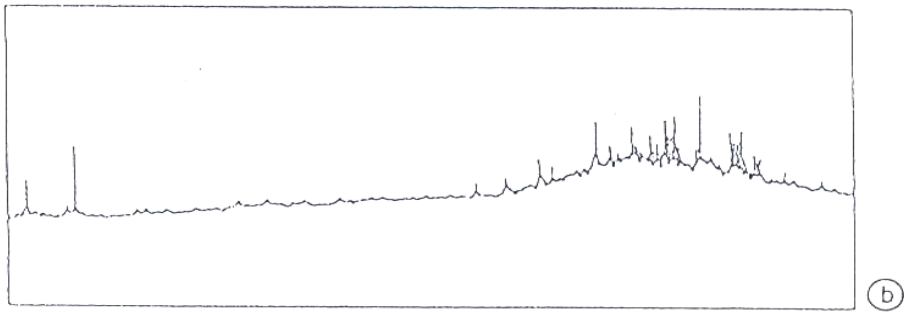
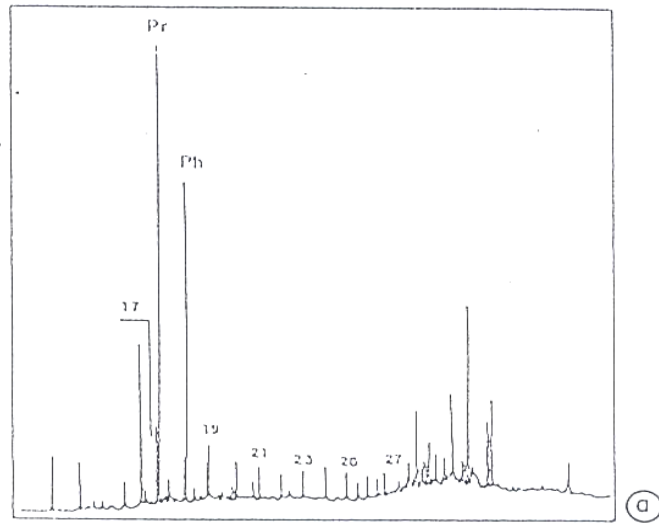


Fig. 8.5-9: Cromatograma de la fracción de carbono saturado en el Pérmico, comparando muestras de afloramientos y perforaciones (a) con arena de alquitrán (b) y petróleo crudo de la misma formación (c).

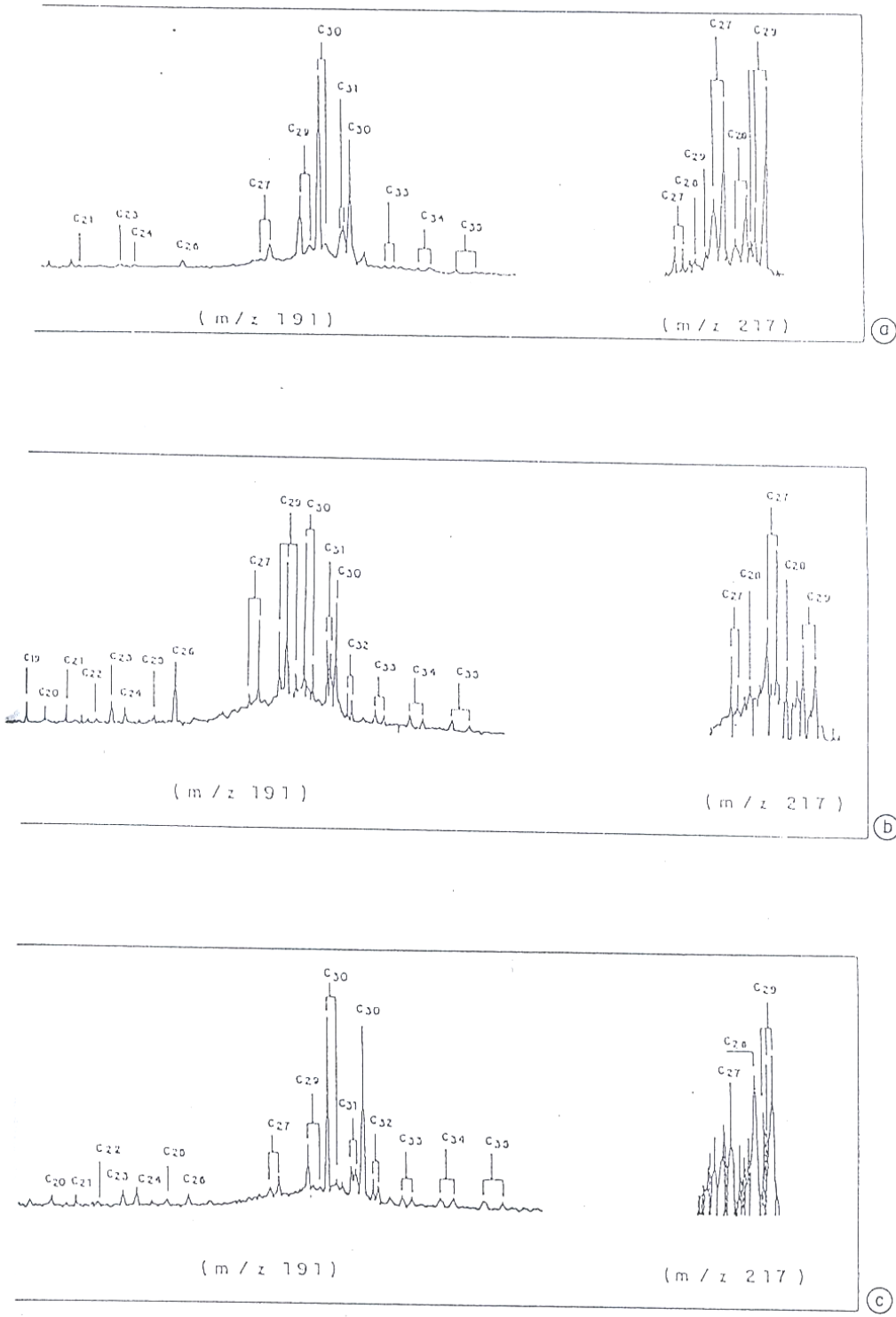


Fig. 8.5-10: Cromatograma de distribución de trépanos y esteranos en el Pérmico comparando muestras de afloramientos y perforaciones (a) con arena de alquitrán (b) y petróleo crudo de la misma formación (c).

- La acumulación de hidrocarburos pérmicos someros es más favorable en la parte inferior de la cuenca del Paraná por una mejor conservación dada y en vista de que la salinidad del agua subterránea aumenta de baja salinidad hasta extrema salinidad (80 - 100 g / lt STD). Hacia zonas marginales los hidrocarburos se encuentran ampliamente destruidos, por la profunda fracturación de la secuencia sedimentaria, posibilitando en consecuencia una intensa oxigenación por la infiltración de agua meteórica y por la actividad de bacterias aeróbicas.
- Una acumulación de hidrocarburos someros es mejor preservada al pasar la isoterma de 60°C, alcanzando así la temperatura límite de la actividad bacteriana, y protegiendo así también niveles viables inferiores de los efectos de una biodegradación.

8.6. Formación Palo Santo (Cretácico superior - Paleoceno inferior)

Sedimentitas pelíticas calcáreas, en parte dolomíticas, de la Formación Palo Santo (Fig. 8.6-1) representan rocas generadoras para hidrocarburos en la subcuenca de Pirity: Representan un ciclo sedimentario de transgresión - regresión marina restringido a la fosa tectónica de la subcuenca, conectándose al sur hacia la subcuenca de Olmedo (Argentina) y acunándose hacia el Chaco central. Son alcanzados espesores entre 360m y 400m en una distribución faciológica muy heterogénea.

La Formación Palo Santo contiene de 1,0 a 1,8%TOC y es clasificada como roca generadora buena para hidrocarburos (Fig. 8.6-2). Los kerógenos son amorfos y leñosos, (tipos II y III) y señalan un alto nivel de madurez. El análisis de los componentes orgánicos resulta en un origen más bien arcilloso-calcáreo, indicando un ambiente deposicional marino calmo para esta secuencia. La presencia de pirita indica condiciones aneróbicas; alguna influencia de bioturbación es observada.

CARMEN # 1
PARAGUAY

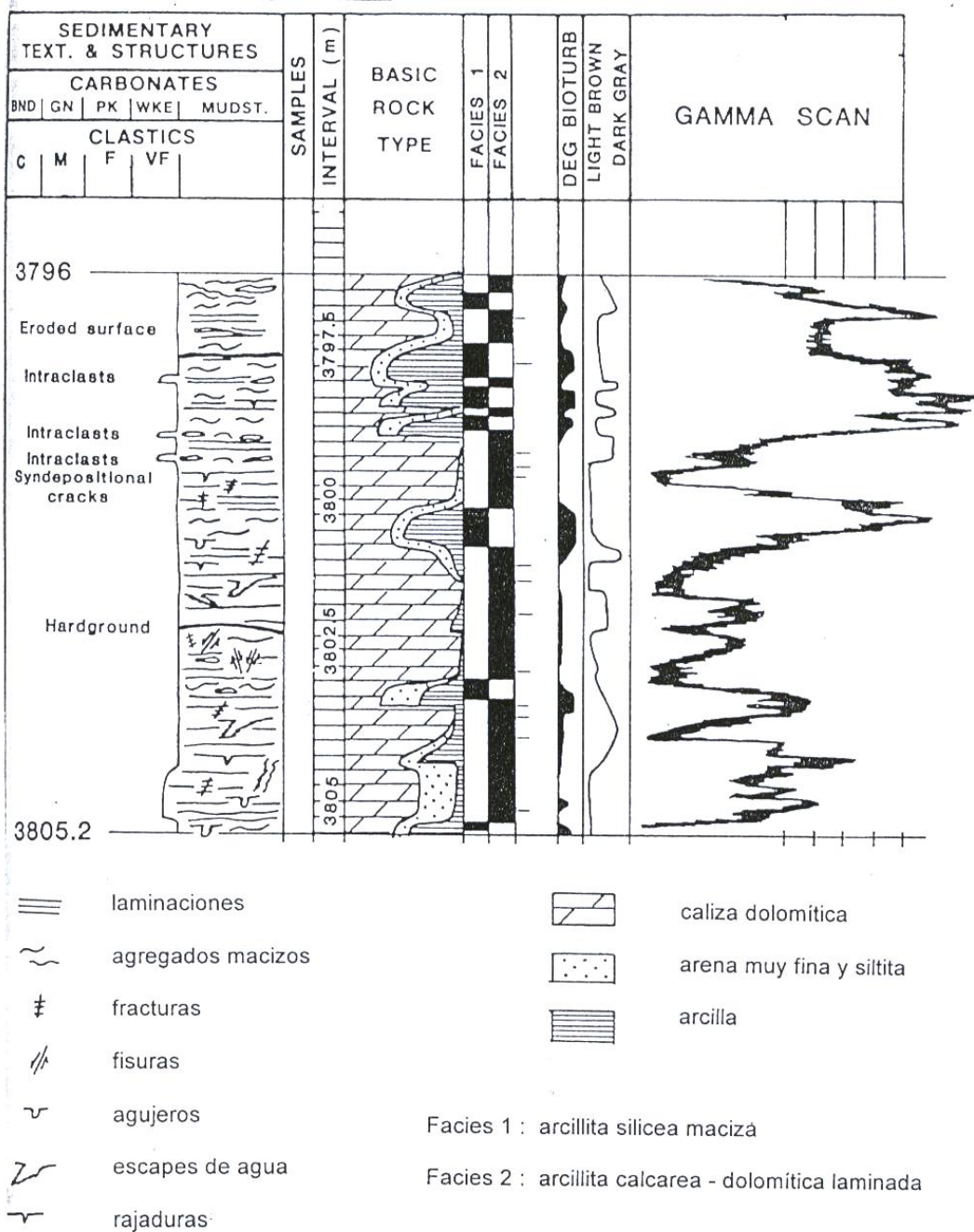


Fig. 8.6-1: Análisis de facies sedimentarias de la sección generadora de la Formación Palo Santo (Creatácico superior – Paleoceno inferior), subcuenca de Pirity; Carmen # 1.

La Formación Palo Santo se ubica en niveles de generación de petróleo liviano (40 - 43° API) y gas. El gradiente geotérmico, de acuerdo a mediciones comparativas en la subcuenca de Pirity, es indicado en 2,8 - 3,0°C/100m, lo que significa que la formación generadora se ubica en la 'ventana' de petróleo, si no sobrepasa los 3700m de profundidad.

Los análisis del potencial generador de la Formación Palo Santo más indicativos han sido ejecutados para el pozo Carmen #1: En la Formación Palo Santo superior son alcanzados valores máximos de 1,30 a 1,37%TOC en arcillitas bituminosas salinas, señalando un buen potencial generador. La Formación Palo Santo media registra niveles de 0,72 a 1,8% TOC en una distribución heterogénea, indicando un potencial bueno a regular para hidrocarburos. La Formación Palo Santo inferior es arenosa y estéril (Fig. 8.6-3).

Datos de pirólisis significan valores hasta la inmadurez para la sección superior, revisando hacia la sección intermedia condiciones maduras, pasando inclusive hasta niveles de generación de gas y/o sobremadurez.

Valores de hidrocarburos pesados (C_{15+}) indican en general condiciones regulares hasta reducidas para el potencial generador, aunque revisten particularmente en la Formación Palo Santo superior buenas condiciones.

La composición de kerógenos permite indicar al tipo II (sapropélico; amorfo) y al tipo III (húmico; leñoso), acompañado por una alteración térmica de 5,5TAI, señalando máxima madurez para la generación de petróleo. El índice de coloración de esporas resulta en valores de 6 a 7 SCI, afirmando igualmente la alta madurez de la materia orgánica (Fig. 8.6-4).

La reflexión vitrínica oscila entre 1,8 y 2,0%Ro, lo que indica que la Formación Palo Santo reviste niveles de máxima madurez, ubicándose en parámetros de generar petróleo liviano y gas (Fig. 8.6-5).

Los resultados cromatográficos (Fig. 8.6-6) permiten caracterizar a la Formación Palo Santo en un ambiente deposicional marino a costero/continental, indicando

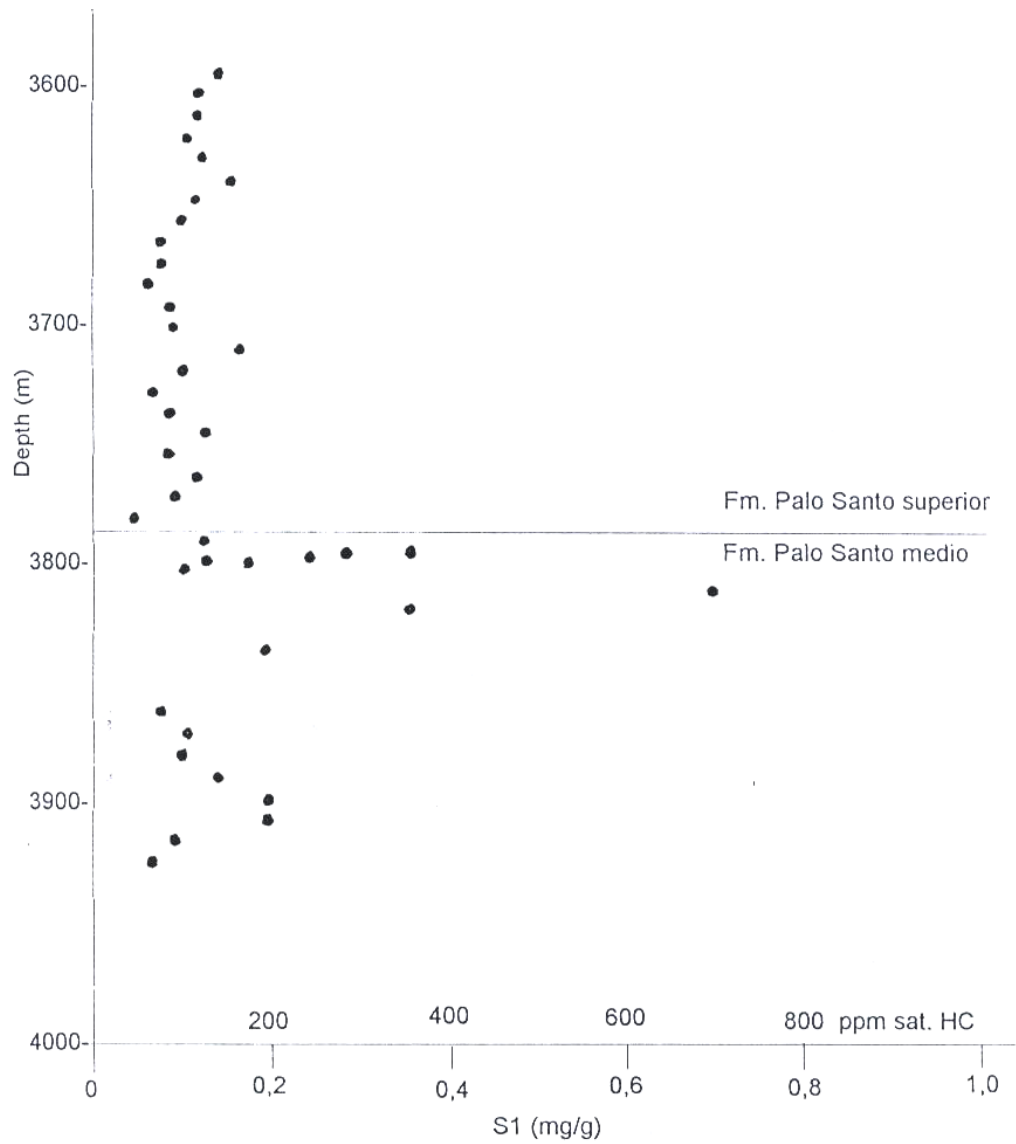


Fig. 8.6-3: Análisis de pirólisis (mg HC/g roca) de la Formación Palo Santo, subcuenca de Pirity; Carmen # 1.

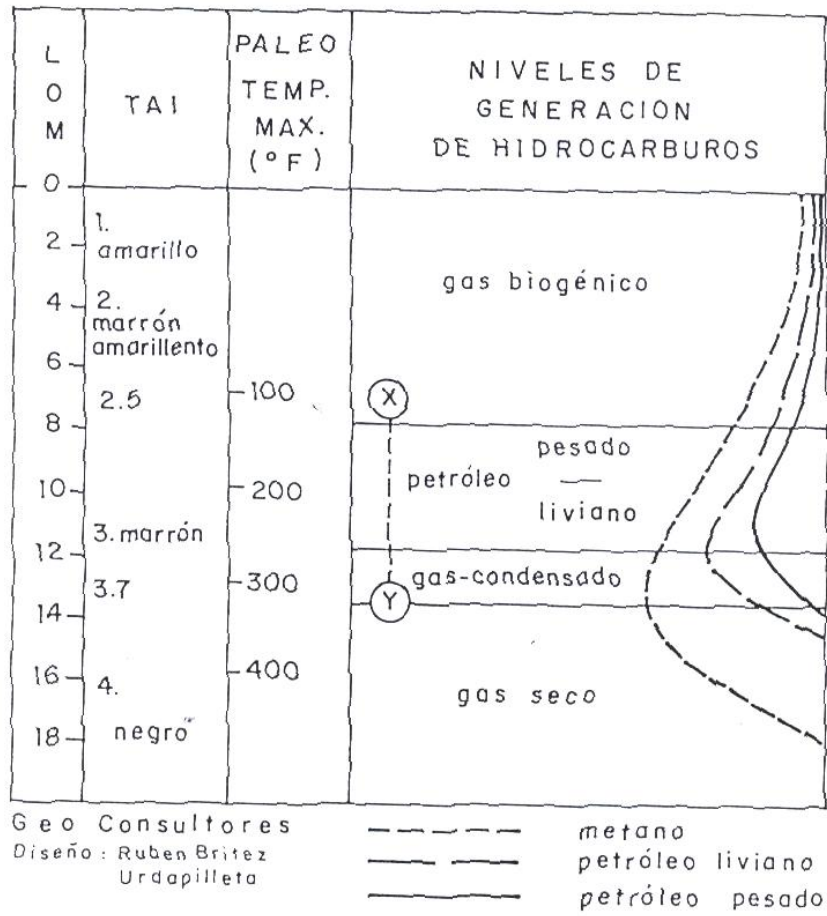


Fig. 8.6-4: Niveles de generación de hidrocarburos /LOM = nivel de transformación orgánica; TAI = índice de alteración térmica; °F = paleotemperatura máxima). El intervalo x-y indica posiciones de la Formación Palo Santo.

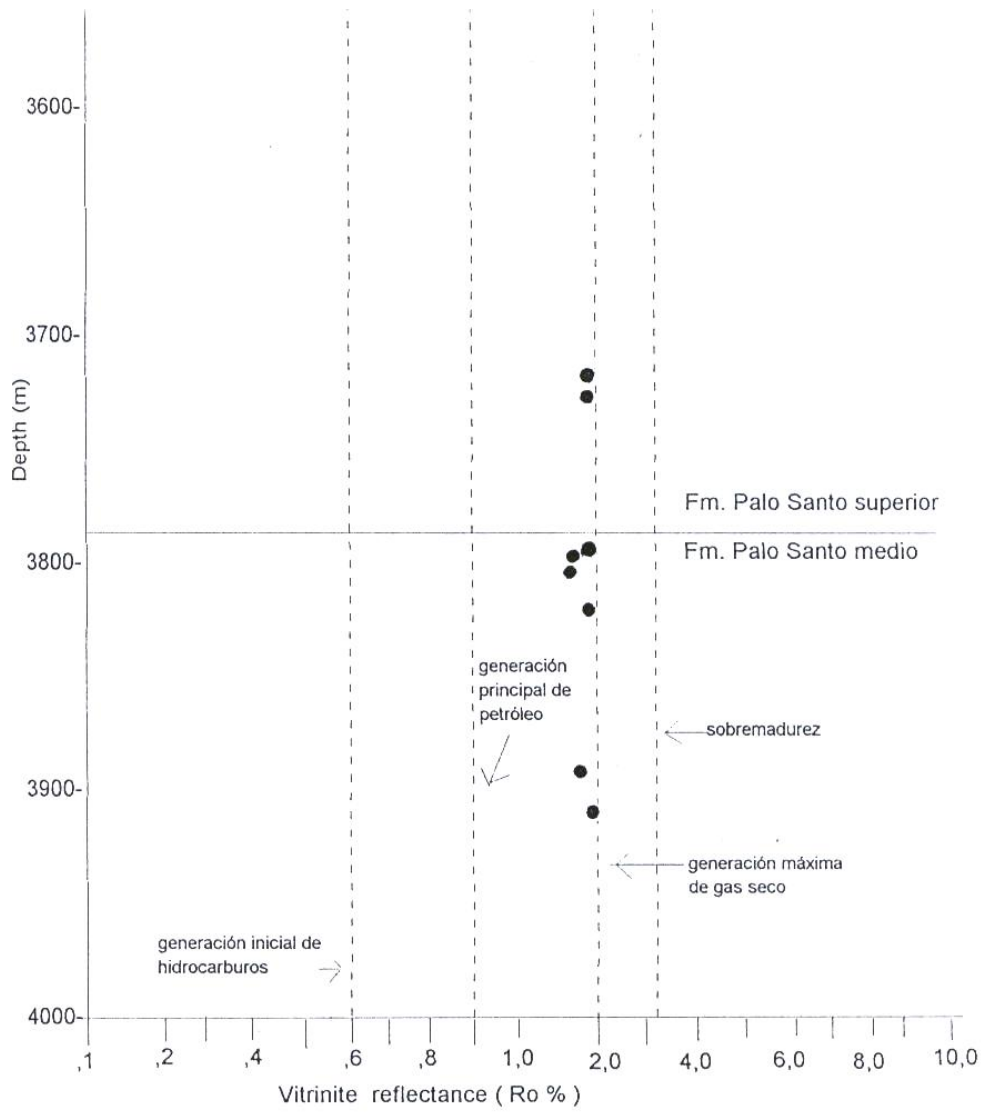


Fig. 8.6-5: Comparación de perfil de reflexión vitrinitica (%Ro) y del potencial generador de la Formación Palo Santo; Carmen # 1.

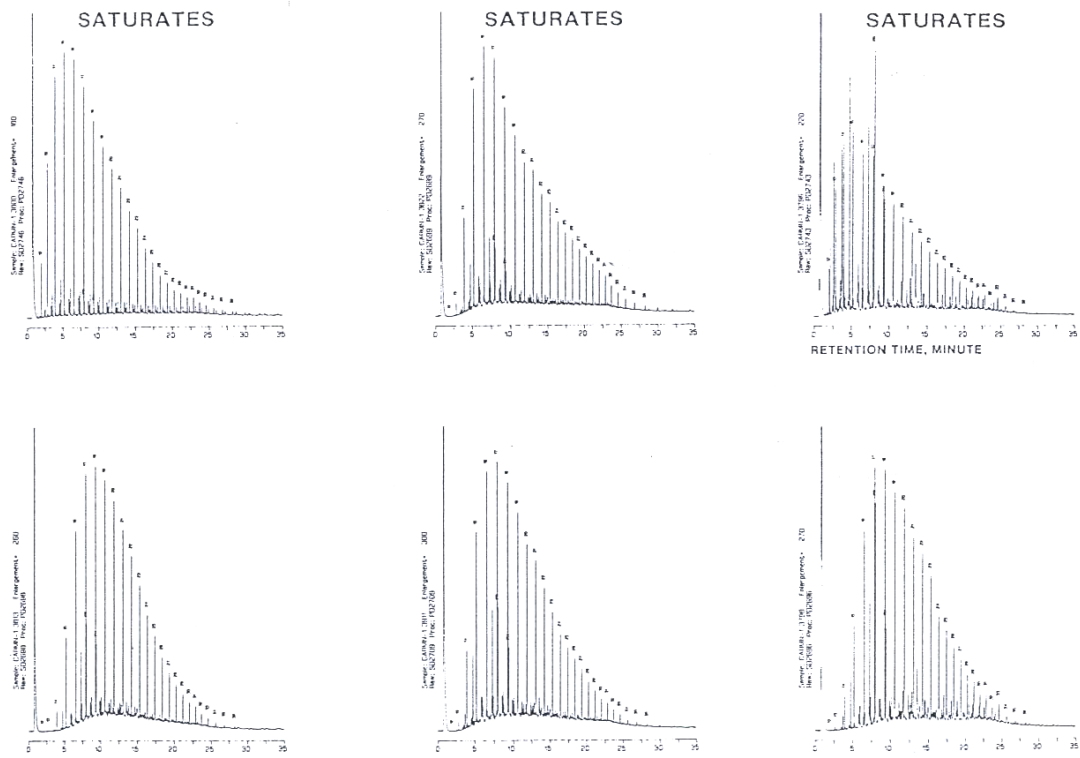


Fig. 8.6-6: Cromatograma de la fracción de carbono saturado (C₁₅) en la Formación Palo Santo, subcuena de Pirity (Carmen # 1).

la fluctuación del nivel de transgresión y una progresiva continentalización en la parte superior de la secuencia. El gradiente pristano/fitano mayor que 1,0 sugiere la influencia de oxigenación a la roca generadora, que reviste un ambiente deposicional carbonático-arcilloso, donde la materia orgánica es predominantemente acuática, aumentando paralelamente con la profundidad hasta la Formación Palo Santo media.

Los indicadores bio-órganicos (Fig. 8.6-7, Fig. 8.6-7a) y la reflexión vitrinitica señalan condiciones de subsidencia acelerada en una cuenca restringida, ya que no alcanzan el equilibrio típico de una subsidencia normal de cuenca; coincidiendo con la tectónica de distensión mesozoica, que originara la formación estructural-sedimentaria acelerada de la subcuenca de Pirity.

Una comparación entre el potencial generador de la Formación Palo Santo en la subcuenca de Pirity (Paraguay) y su correlación con petróleos crudos producidos en la subcuenca de Olmedo (Argentina) señala poca semejanza geoquímica (Fig. 8.6-8). La Formación Palo Santo indica un origen marino a costero/continental (kerógenos II y III), al igual que las Formaciones Yacoraite/Olmedo correlativos en Argentina; mientras que el petróleo producido (ej. Palmar Largo) indica un origen mas bien lacustre (kerógenos III). Existe igualmente una diferencia bioquímica entre el análisis de la Formación Palo Santo y el petróleo producido en Argentina (parafinas 86%, aromáticos 11%, asfálticos 3%; Fig. 8.6-9), ya que el petróleo refleja una mayor madurez que la aparente formación generadora. Asumiendo un gradiente térmico uniforme en toda la subcuenca, este sugiere que el petróleo (producido en Argentina) ha sido generado y migrado desde una profundidad mayor y de una formación generadora diferente (probablemente del Devónico); Fig. 8.6-10, Fig. 8.6-11.

En conclusión: La subcuenca de Pirity cuenta en la Formación Palo Santo con una roca generadora viable y en condiciones aptas para la generación de petróleo liviano. No obstante, no es necesariamente la única formación generadora de hidrocarburos en la subcuenca. La comparación geoquímica y bioquímica con áreas correlativas y productoras en Argentina (subcuenca de Olmedo;ej. Palmar Largo) permite asumir que existiría una formación generadora

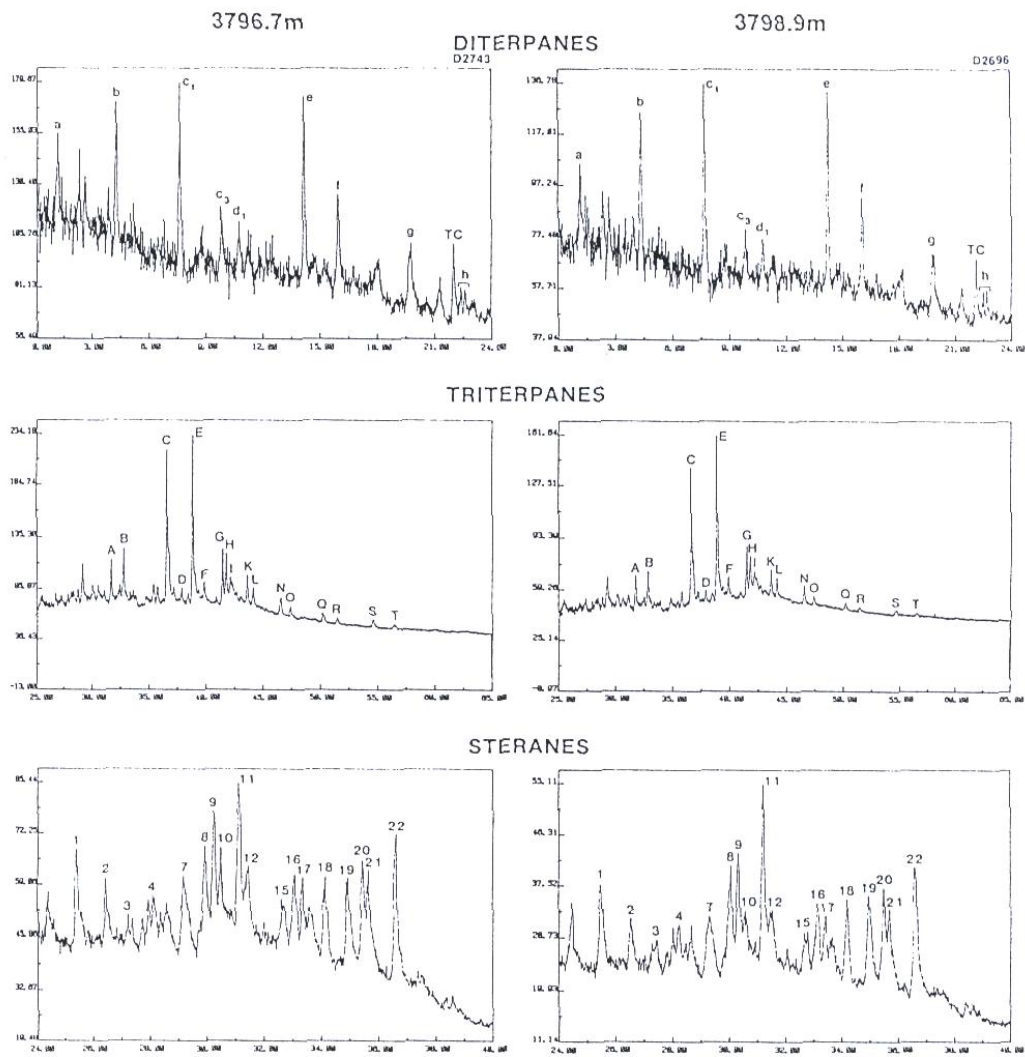


Fig. 8.6-7: Distribución de diterpanos, triterpanos y esteranos en la Formación Palo Santo; Carmen # 1, entre 3.796,7 m y 3.798,9 m de profundidad.

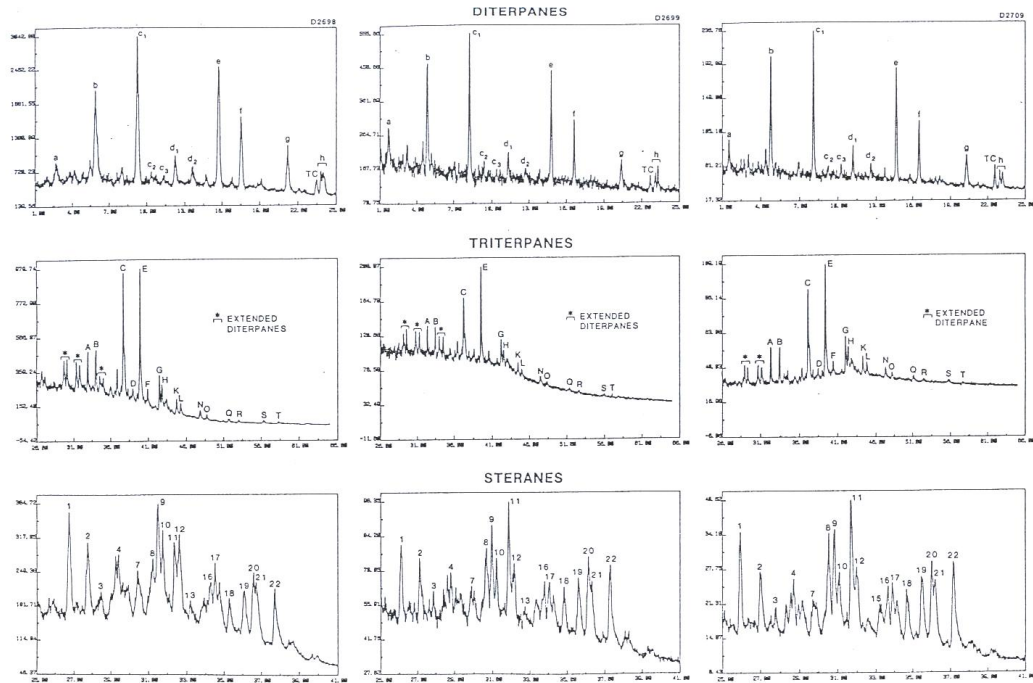


Fig. 8.6-7a: Distribución de diterpanos, triterpanos y esteranos en la Formación Palo Santo; Carmen # 1, entre 3.805 m y 3.911 m de profundidad.

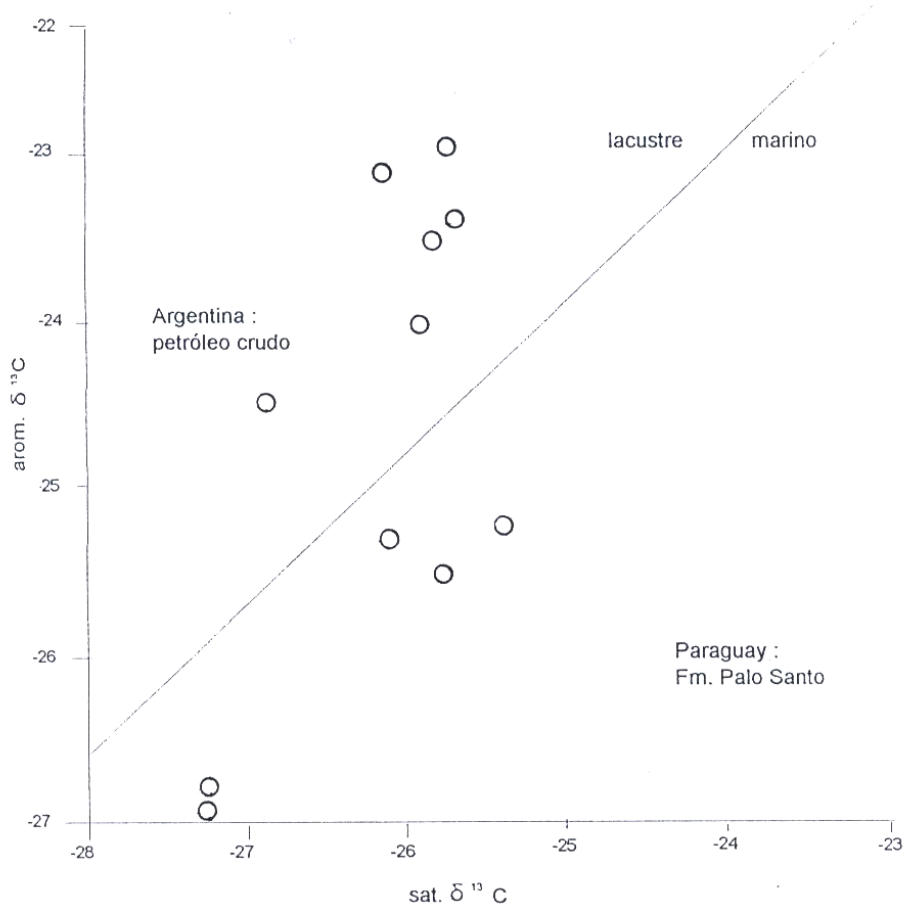
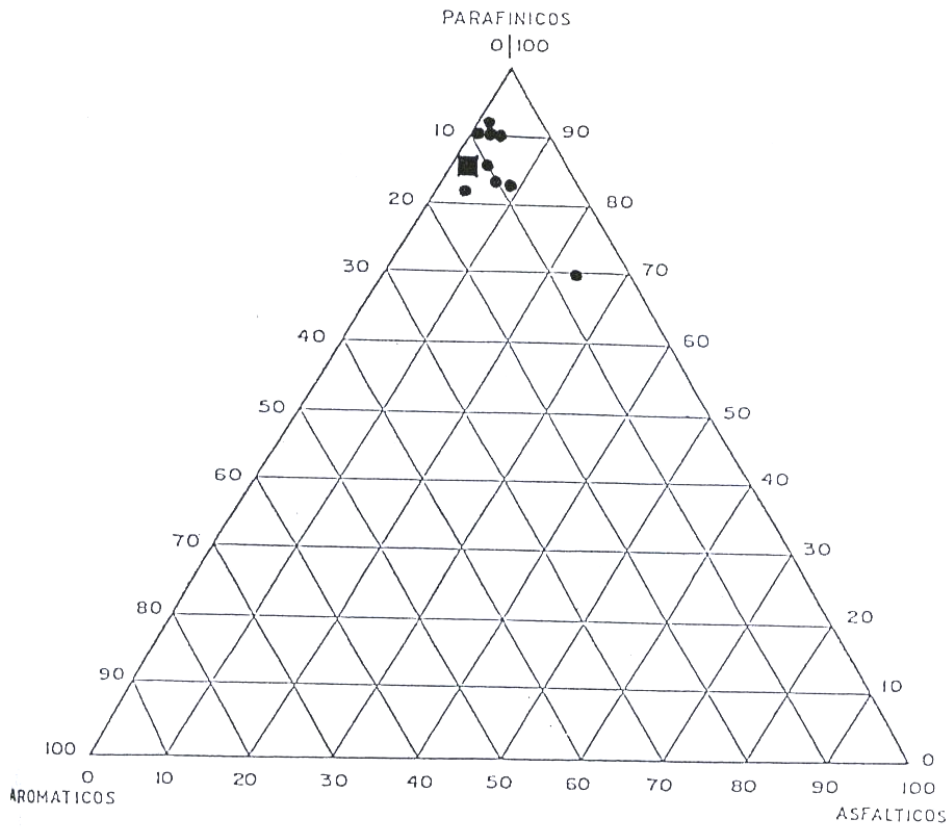


Fig. 8.6-8: Relación de isótopos estables de carbono C₁₅, según carbono aromático C₁₃ y carbono saturado C₁₃. Sedimentos arcillosos – calcáreos marinos de la Formación Palo Santo (Carmen # 1) y petróleo crudo lacustre (región de Palmar Largo, Argentina).



- petróleo crudo : campos Pozo Escondido, Puesto Guardián y Caimancito.
- petróleo crudo : campo Palmar Largo.

Fig. 8.6-9: Diagrama de composición del petróleo de la subcuenca de Pirity / Olmedo (Argentina).

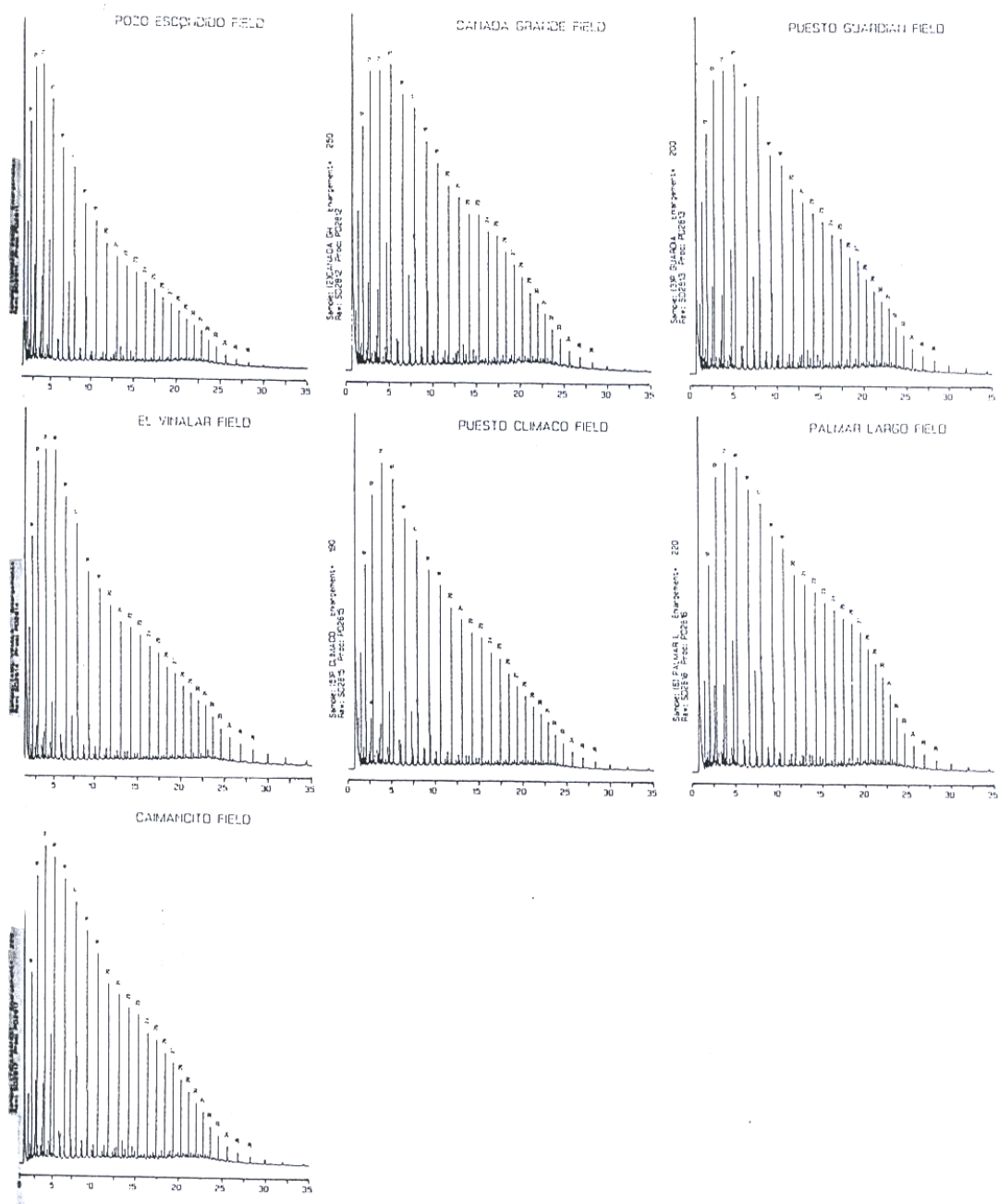


Fig. 8.6-10: Cromatograma de la fracción de carbono saturado (C15) en petróleo crudo de varios campos productores en la subcuenca de Olmedo (Argentina); comparar con la Fig. 8.6.6.

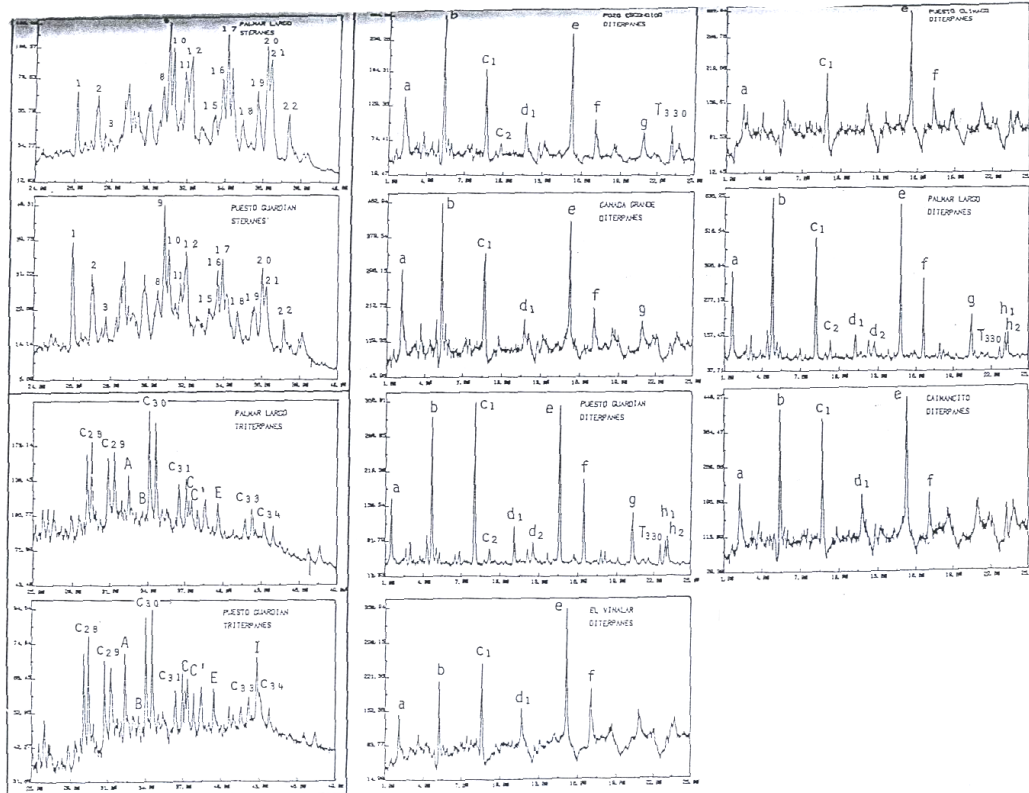


Fig. 8.6-11: Distribución de esteranos, ditrepanos y triterpanos en petróleo crudo de varios campos productores en la subcuenca de Olmedo (Argentina); comparar con las Figs. 8.6-7 y 8.6-7a.

adicional más profunda, presumiblemente del Mesozoico inicial o inclusive del Paleozoico. Ninguna perforación y ningún esfuerzo exploratorio en la subcuenca de Pirity ha considerado esta alternativa hasta ahora.

9. Análisis de reservorios y sellos

Para que una unidad litológica sirva de reservorio para hidrocarburos debe tener cierta porosidad o debe estar fracturada y/o cavernosa. La porosidad indica el volumen del reservorio en porcentajes (%) sin alguna matriz, contaminaciones, cementos o rellenos secundarios (recristalizaciones, etc.). Es controlada por la compactación, efectos de diagénesis mecánica o química y por disoluciones asociadas (Fig. 9-1).

Por otra parte se caracteriza un reservorio por su permeabilidad, que con el gradiente de presión capilar determina el volumen de un fluido que pasa por una unidad de definida porosidad. La medición de la permeabilidad se realiza en millidarcy (md), que señala la relación de un fluido con una viscosidad determinada (cp) y una presión definida (bar).

Aparte de la porosidad, la permeabilidad y la presión capilar se suele determinar el tamaño de los granos, la selección, la redondez, la textura, la madurez textural, los contactos de los granos, la matriz, el cemento, recristalizaciones, el índice de energía y la saturación por agua, etc. La clasificación petrográfica del reservorio es indicada por sus constituyentes.

La acumulación de concentraciones de hidrocarburos en un reservorio permeable es posible por la migración desde una roca generadora. La migración es controlada principalmente por la compactación a una cierta profundidad, entendiéndose que la porosidad y la permeabilidad de un reservorio disminuye paralelamente a mayor profundidad. Significa que podrán generarse desequilibrios: Si agua capilar no llega a migrar de un reservorio hacia afuera a causa de una alta compactación, una migración de hidrocarburos hacia el mismo

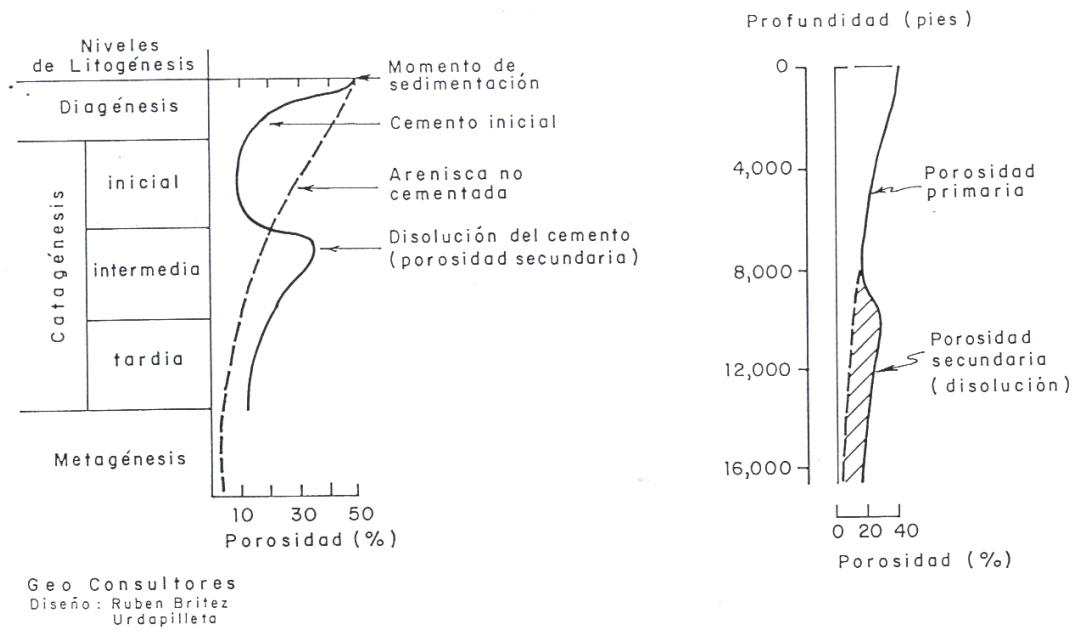


Fig. 9-1: Parámetros de distribución de la porosidad con la profundidad en reservorios para hidrocarburos.

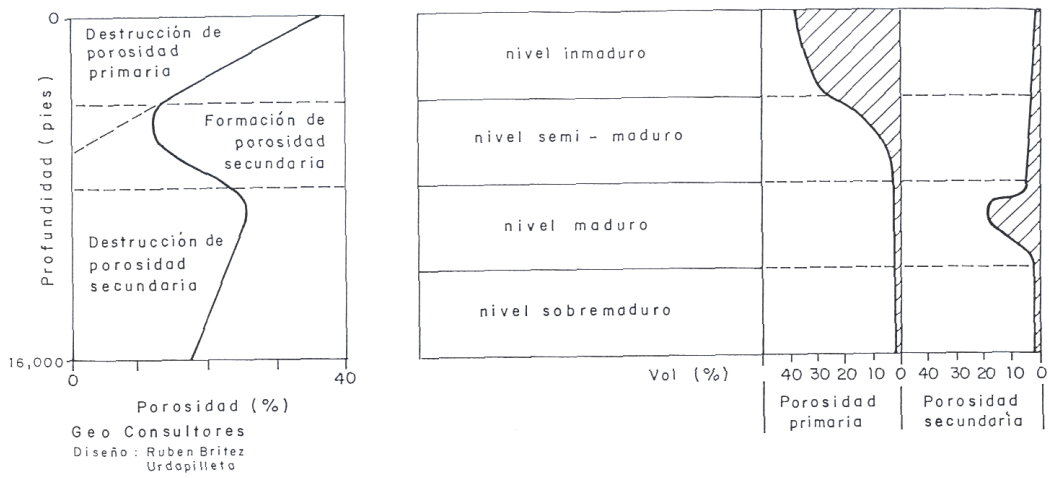


Fig. 9-1a: Parámetros de distribución de la porosidad con la profundidad en reservorios para hidrocarburos.

reservorio causaría una sobrepresión (como es común en prospectos del Devónico en Paraguay).

La migración de hidrocarburos depende de su solubilidad. Así, petróleos con parafina tienen poca solubilidad, naftenos registran una mayor y aromáticos una máxima solubilidad. Además aumenta considerablemente la solubilidad con mayor temperatura y mayor componentes gasíferos.

Secuencias carbonáticas se caracterizan menos por la compactación, sino más bien por una cementación, recristalización y disolución pronunciada.

Registrando una migración ascendente de hidrocarburos hacia un reservorio permeable, se observa a menor temperatura, menor presión y mayor salinidad del agua capilar una acumulación y concentración, si se presentan trampas adecuadas con sellos impermeables, por fracturas, por discordancias estratigráficas o por cambios facielógicos, generando así las condiciones para depósitos de hidrocarburos económicamente explotables.

En el Paraguay se presentan varios sistemas para reservorios de hidrocarburos. Los reservorios se encuentran ampliamente distribuidos, desde el Neoproterozoico hasta el Terciario. No obstante, y considerando las unidades generadoras de hidrocarburos, los reservorios principales se concentran hacia el Devónico, seguidos por el Carbonífero, el Silúrico, el Pérmico y el Meso-Cenozoico:

- El Grupo Itapucumí (Neoproterozoico - Cámbrico) indica reservorios secundarios, como en zonas fracturadas intra - formacionales, zonas de karstificación y areniscas permeables intercaladas. Porosidades son más bien intergranulares y/o intercristalinas, permitiendo teóricamente migrar el agua formacional y reteniendo así a hidrocarburos presentes. Así se explican las emanaciones e impregnaciones por hidrocarburos observados en áreas aflorantes del Grupo Itapucumí en el Paraguay nororiental. Sellos intra-formacionales, discordancias y fracturas forman suficientes trampas para la acumulación de hidrocarburos.

- Formación Sta. Rosa / Grupo Caacupé - Grupo Itacurubí (Silúrico) : Los análisis de la perforación Parapití #1 aseguran a este intervalo estratigráfico dos horizontes de areniscas con porosidades de 11% a 13%. La asociación de estos reservorios potenciales con arcillitas generadoras de la Formación La Paz en el Chaco y la Formación Vargas Peña en el Paraguay oriental, representa un objetivo atractivo para la acumulación de hidrocarburos.

- Grupo San Alfredo inferior / Formación Sta. Elena (Devónico inferior): Aunque las porosidades de esta secuencia son más bien moderadas (3-9%), las condiciones de reservorio son mejoradas por sistemas de intenso fracturamiento intraformacional. Los parámetros de estas fracturas pervasivas son especialmente importantes en áreas de intensa compactación y/o efectos termo-tectónicos regionales (ej. alto de Lagerenza: El pozo Mendoza # 1R encuentra a 2600m de profundidad un viable reservorio en el Pragiano/Emsiano fracturado con una producción de gas de 25MMCFGPD/día). En áreas más calmas, como en las subcuencas de Curupaity y Carandaity o en el bajo de San Pedro, formaciones equivalentes se presentan más friables, porosas y permeables.

- Grupo San Alfredo superior / Formación Lima (Devónico medio/superior): Las concentraciones gasíferas en la zona de Gabino Mendoza se ubican preferentemente en reservorios de areniscas hasta 34m de espesor (Independencia #1 = 34.000m³gas/día), bajo condiciones de sobrepresión. Acompañan frecuentemente sistemas de fracturas en arcillitas o niveles de areniscas asociadas bien compactadas . Porosidades son normalmente de 9%-10%. En vista a cambios facielógicos dentro de las formaciones devónicas se debe atender el aumento de areniscas hacia los bordes del área de deposición original; lo que significa que la calidad de los reservorios mejora, pero paralelamente disminuye el potencial generador para hidrocarburos y los sellos necesarios podrán estar ausentes (pozo Pantera #1).

La sobrepresión frecuentemente constatada se relaciona con un sistema activo de generación de hidrocarburos en el Eifeliano. En consecuencia a la sobrepresión y/o en combinación con áreas termo-tectónicas activas (alto de Lagerenza), se podrán generar reservorios totalmente fracturados, que representa excelente objetivos para la exploración de hidrocarburos.

Ya en unidades terminales del Devónico, areniscas intercaladas en el Famenniano/Viseano inferior, registran hasta 12 - 15% de porosidad con buena friabilidad y permeabilidad.

- Formaciones San José-Cabrera / Grupo Cnel. Oviedo (Carbonífero superior/ Pérmico inferior): Reservorios en paleocanales fluviales arenosos de amplia distribución a través de todo el Paraguay registran porosidades primarias de 10% a 20% (Fig. 9-2, Fig. 9-3). La porosidad se ve a veces obliterada por variaciones faciológicas laterales o verticales. Efectos de diagénesis y recristalización podrán reducir localmente la porosidad, por otra parte la disolución de cementos originales aumentaría la porosidad intergranular secundaria (carbonatos, sideritas, etc); Fig. 9-4, Fig. 9-5.

Considerando la importancia de reservorios carboníferos en la exploración petrolífera en Paraguay, sobre todo en áreas de intensa erosión sin-deposicional, facilitando el contacto directo entre unidades generadoras devónicas y los reservorios viables del Carbonífero (y aceptando la existencia de un sello efectivo, como arcillitas, discordancias o coladas diabásicas inyectadas), se presentan algunos detalles de guía acerca del potencial de reservorio en particular : Una porosidad original se pudo haber destruida por un cemento carbonático(ej. siderita) y una compactación mecánica. Seguidamente aumenta la porosidad secundaria por disolución del cemento y algunos feldespatos. Luego la porosidad se ve afectada por cementos de anhidrita, dolomita, calcita y cuarzo. Finalmente, y apenas a mayor profundidad, se generaría clorita y una cierta orientación de los poros, pudiendo reducir aún más la porosidad. Aparentemente la porosidad secundaria llegando a 20% es dirigida por efectos pronunciados de disolución; ya sea por aumento de gradientes térmicos en áreas de mayor

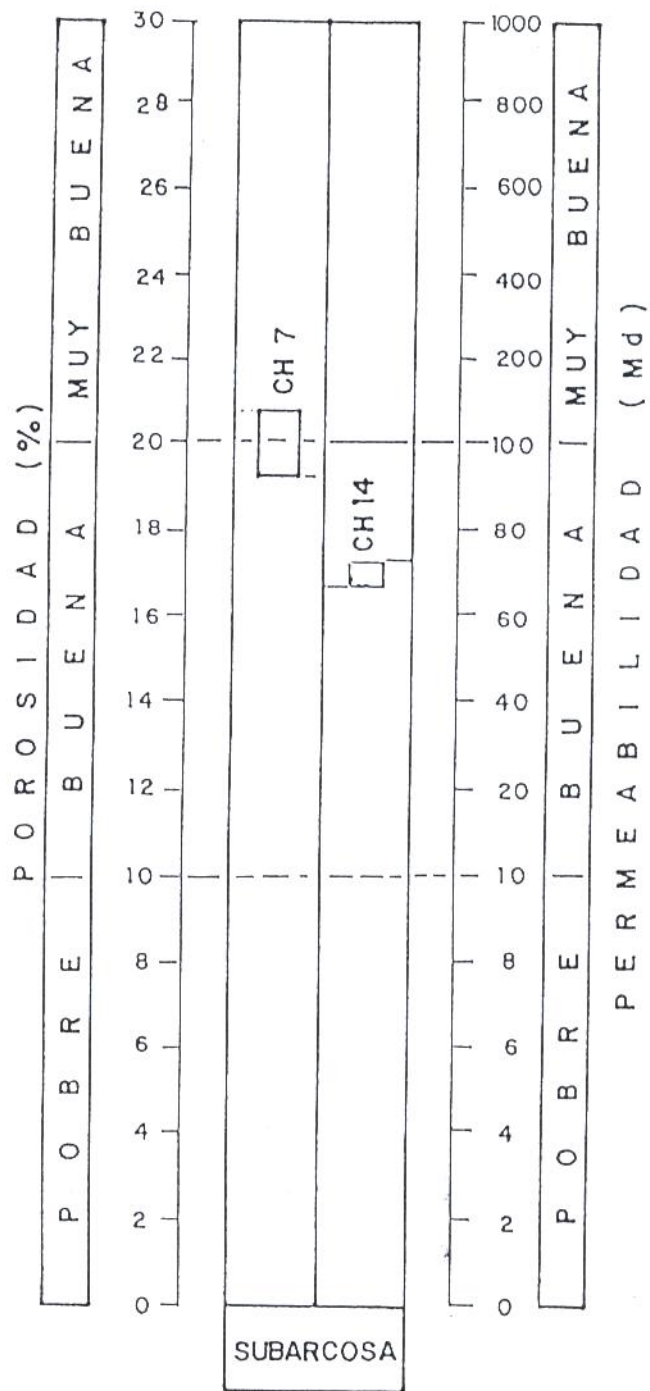
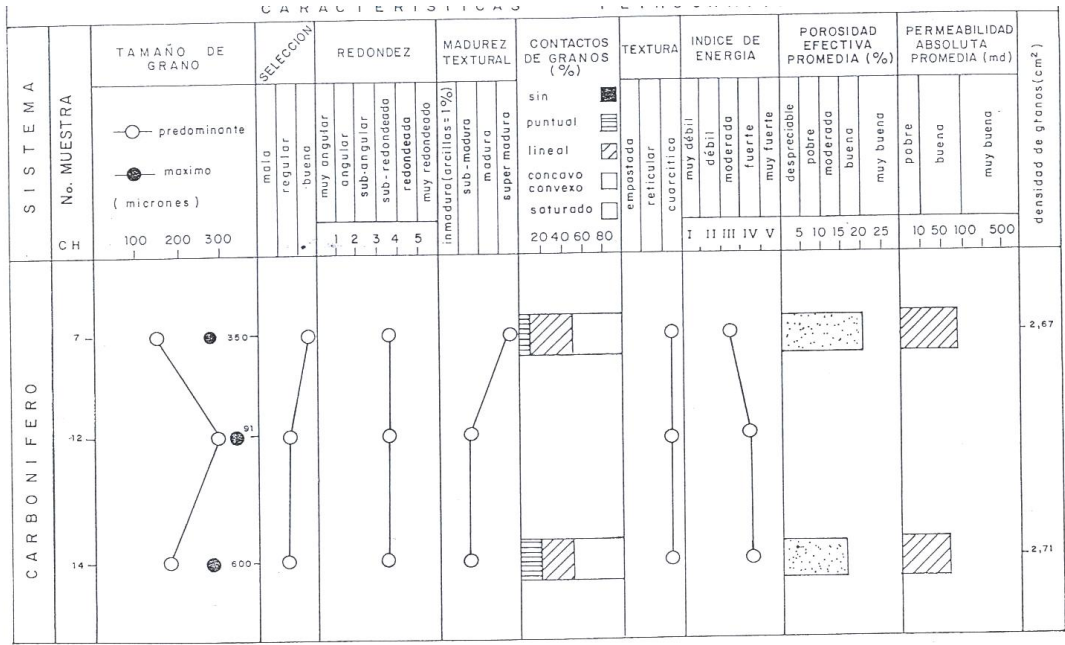


Fig. 9-2: Cuadro de evaluación de reservorio; areniscas carboníferas del Chaco noroccidental.



Geo Consultores
 Diseño: Ruben Brites
 Urdapilleta

Fig. 9-3: Características petrográficas de areniscas carboníferas del Chaco noroccidental.

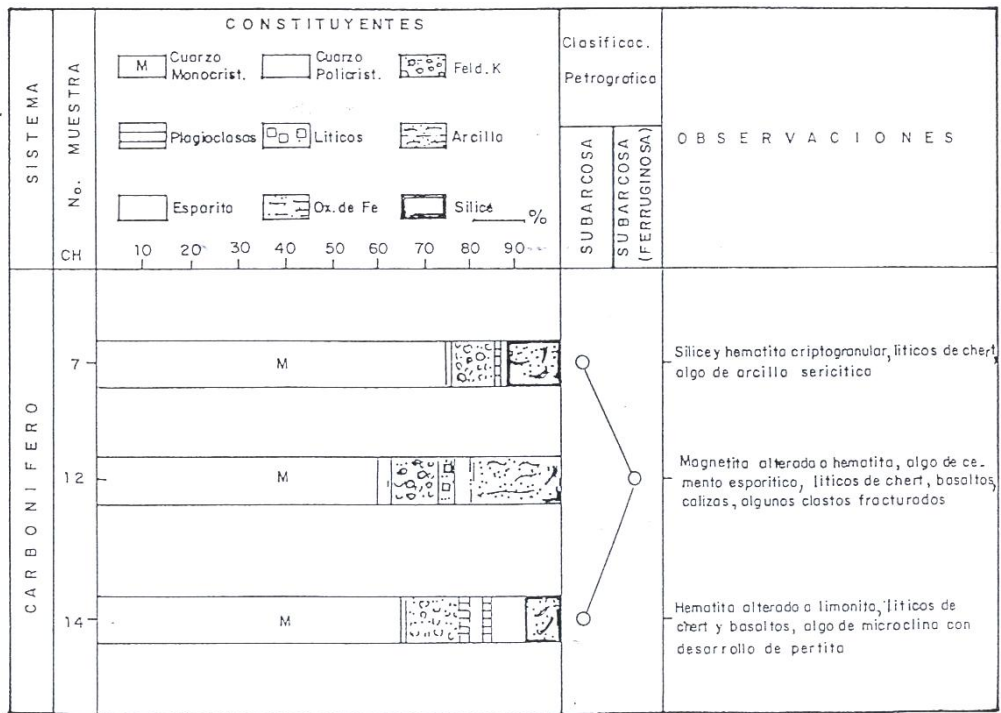


Fig. 9-4: Clasificación petrográfica de areniscas carboníferas del Chaco noroccidental.

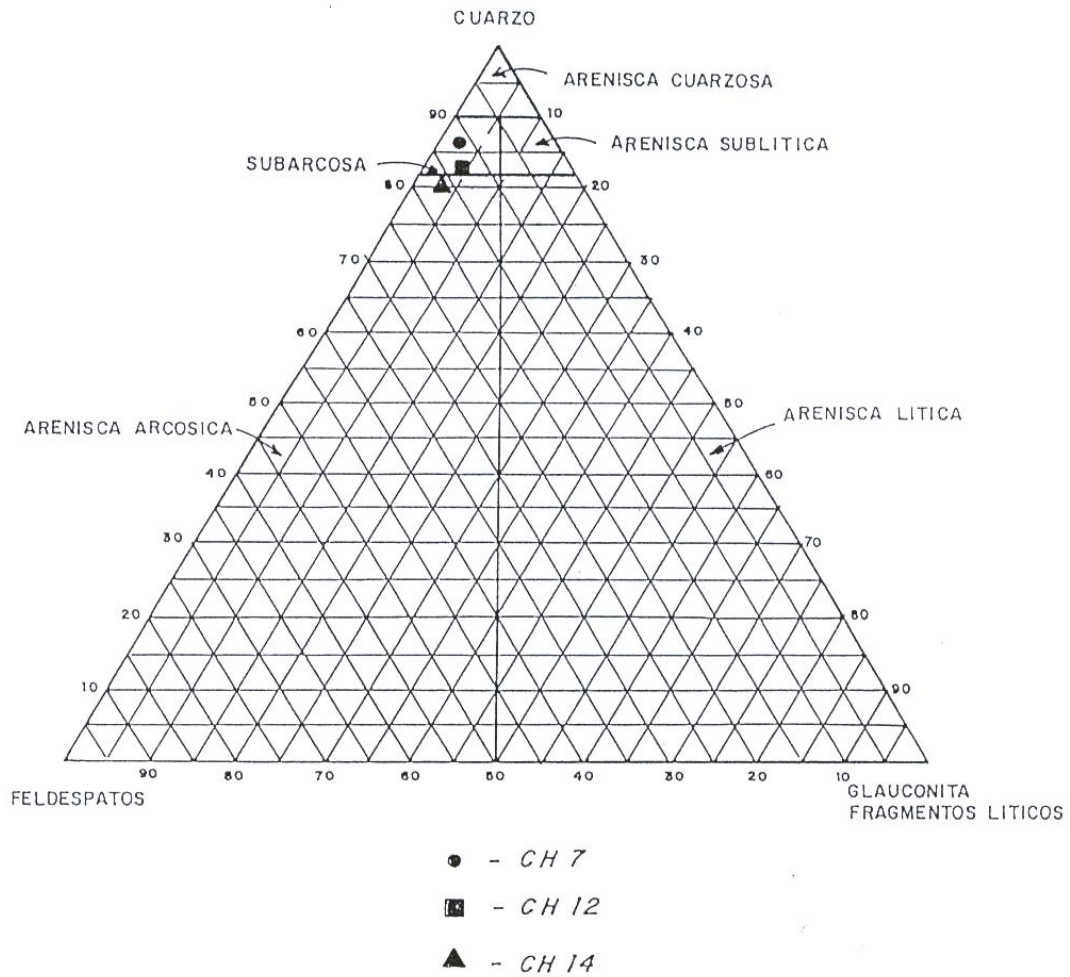


Fig. 9-5: Clasificación de areniscas carboníferas del Chaco noroccidental.

subsistencia o influencia termo-tectónica (Chaco), ya sea por influencia térmica de intrusiones diabásicas asociadas por ácidos carboxílicos y agua formacional enriquecida en CO₂ y metano (cuenca del Paraná). Interrumpe igualmente el efecto de termo-maduración de la materia orgánica (generadora de hidrocarburos), y la migración hacia un reservorio, causando efectos secundarios de disolución organo-ácida.

Ejemplo del buen reservorio carbonífero es el campo Barra Bonita (Paraná, Brasil), produciendo actualmente 110.000 m³ gas / día de un solo pozo de una arenisca de un paleocanales en discordancia directa con el Devónico generador y sellado por una colada diabásica.

- Grupo Independencia / Formación Chovoreca (Pérmico): Muy buenas condiciones de reservorio son confirmadas para la secuencia pérmica, en particular en la cuenca del Paraná. Porosidades hasta 20% y 23% se miden en sistemas deposicionales pro - deltaicas, deltaicas y fluviales. Los reservorios revisten una reducida matriz arcillosa y una compactación mecánica muy moderada. Una porosidad secundaria por disolución es casi imperceptible.

Considerando la indicada madurez de unidades pérmicas generadoras de hidrocarburos, la presencia de arcillitas contemporáneas sirviendo de sello, como también coladas diabásicas intercaladas, reservorios del Pérmico son prospectos viables para la exploración en la cuenca del Paraná.No obstante, la intensa fracturación mesozoica (ciclo Sudatlántico) ha causada una profunda oxidación y biodegradación por agua meteórica infiltrante, reduciendo considerablemente la buena calidad del reservorio.

- Mesozoico y Cenozoico: Alta porosidad y permeabilidad son parámetros de secuencias meso-cenozoicas en Paraguay. Porosidades con 10% a 12% son comunes. Anomalías de hidrocarburos, no obstante, no han sido reportadas (con excepción a la subcuenca de Pirity). Esto por la ausencia de unidades generadoras cercanas, los bajos gradientes térmicos, la profunda oxidación y la falta de sellos. Apenas en la cuenca del Paraná unidades

mesozoicas podrían constituir un cierto atractivo, si se presentaran con coladas diabásicas existentes suficientes condiciones de sello y de conservación.

En la subcuenca de Purity areniscas de la Formación Berta, unidades basales de la Formación Palo Santo y secuencias de porosidad secundaria en niveles intermedios y superiores de la Formación Palo Santo representan los objetivos principales para la exploración petrolífera en esta región. Reservorios en basaltos amigdaloidales y fracturados, asociados a horizontes detríticos e intercalados en formaciones generadoras y/o niveles de acumulación de generadoras más profundas (ej. Palmar Largo), quedan excepciones afortunadas.

La Formación Berta registra porosidades de 12% a 22%. Cómputos para la porosidad efectiva, calculando el volumen de arcillitas intercaladas, arrojan para niveles inferiores de la Formación Palo Santo valores entre 7% a 16 %. Niveles superiores de la Formación Palo Santo indican una porosidad primaria baja; en general se desarrolla una porosidad secundaria a través de fracturamientos o procesos de disolución, resultando en valores de 6% a 9% y una permeabilidad de 300md.

Sellos en la subcuenca de Purity no registran problema alguno. Arcillitas y arcillitas calcáreas/dolomíticas acompañando las unidades generadoras de la Formación Palo Santo y secuencias sobreyacentes de la Formación Sta. Barbara proveen suficientes sellos para los reservorios viables.

Entrampamientos estructurales en la subcuenca de Purity se conforman en anticlinales hacia el interior de la subcuenca, en bloques tectónicos dislocados y en trampas estratigráficas de facies sedimentarias o discordancias.

10. Evaluación de prospectos potenciales

Un prospecto tiene potencial hidrocarburífero, si se presentan las condiciones geológicas y económicas para la acumulación de petróleo o gas, a ser explotada por un sistema económicamente viable (Fig. 10-1).

La integración de cuatro condiciones es necesaria para que se pueda indicar un área potencial para hidrocarburos:

- La presencia de cuencas sedimentarias (Fig. 10-2 a Fig. 10-3c) con depósitos marinos o lacustres, sin efectos de metamorfismo y de un espesor secuencial máximo posible. Cuanto mayor sedimentación, cuanto mejor la posibilidad a que se conservan restos de materia orgánica, formándose rocas generadoras para hidrocarburos. Si se manifiesta un pronunciado gradiente de soterramiento, aumentará la temperatura formacional, kerógenos de la roca generadora se transformarán en hidrocarburos y podrán migrar ('cocina de petróleo'); Fig. 10-4.
- La presencia de rocas porosas y permeables (areniscas, carbonatos, etc.) en la secuencia sedimentaria, para que se puedan acumular hidrocarburos. Los reservorios deben registrar una porosidad primaria y una alta permeabilidad; o se generarán por alteración, disolución, fracturación, etc. (porosidad secundaria).
- La presencia de un sello impermeable por encima del reservorio para evitar el escape de hidrocarburos. Son preferentemente arcillitas, calizas arcillosas, anhidritas y halitas.
- La ubicación de reservorios dentro de la secuencia sedimentaria, para que se puedan acumular hidrocarburos y para que se pueda separar el agua capilar del petróleo/gas migrado. Los reservorios deben ser trampas para los hidrocarburos; son sin-sedimentarios (trampas estratigráficas) o son generados pos-sedimentarios por estructuración de la cuenca (trampas tectónicas). Existen frecuentemente trampas combinadas.

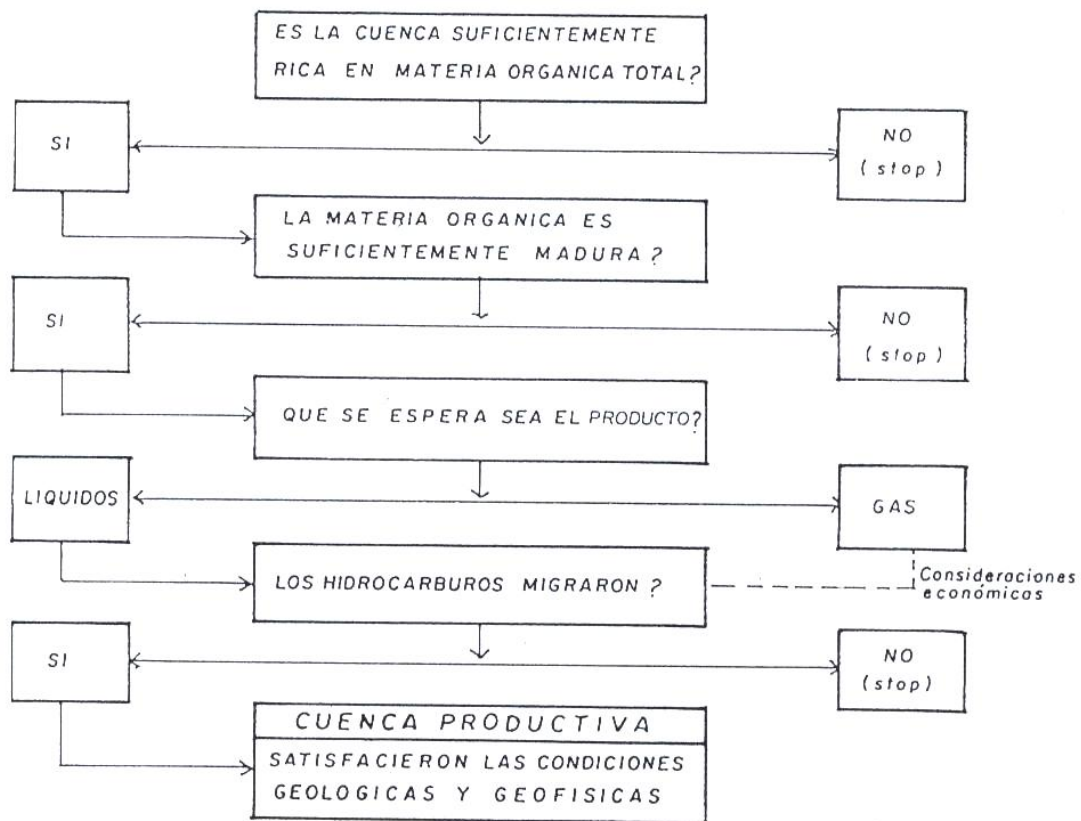
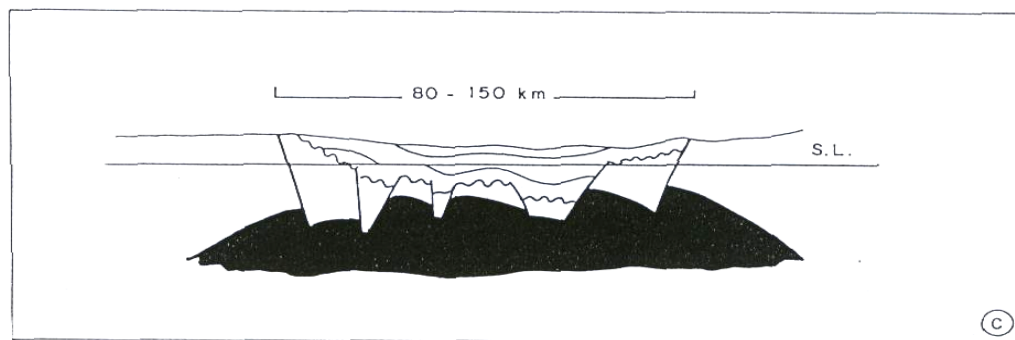
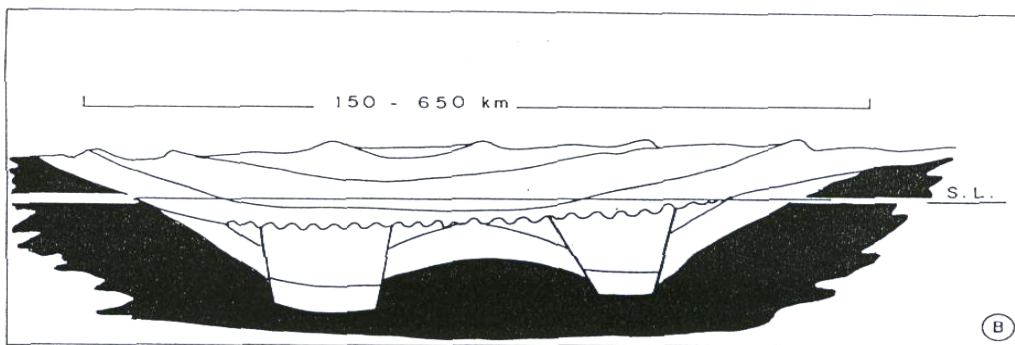
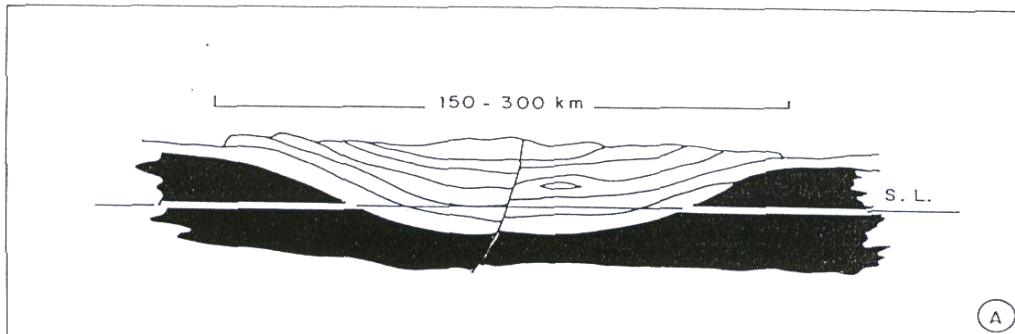


Fig. 10-1: Evaluación de una cuenca sedimentaria en relación a su potencial generador de hidrocarburos.



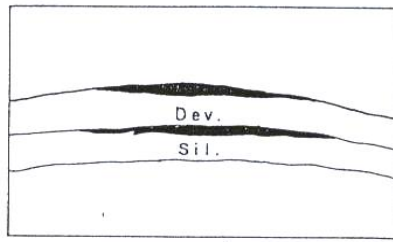
Geo Consultores
 Diseño : Ruben Brites
 Urdapilleta

Fig.10-2: Cuencas epicontinentales de plataforma marina y de transformación estructural pos-formacional.

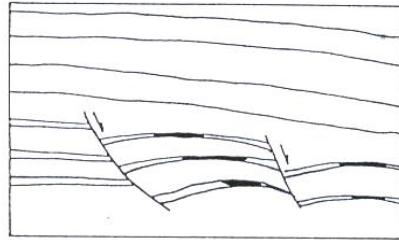
A= tipo 1: cuenca simple

B = tipo 2; cuenca amplia compleja

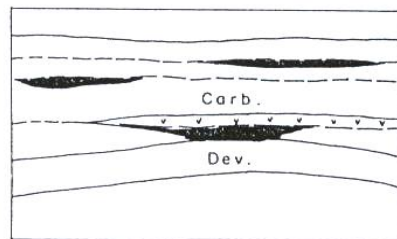
C = tipo 3; cuenca distensional limitada (rift)



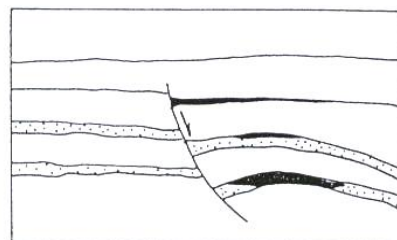
Tipo 1 : Prospecto 'epirogénesis eoherciniana' ; alta presión.



Tipo 2 : Prospecto 'estructura profunda'; alta presión.



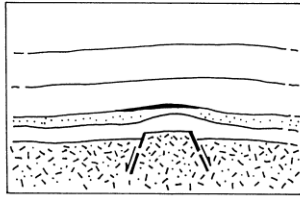
Tipo 3: Prospecto 'paleocanales carboníferos'; con o sin sello diabásico.



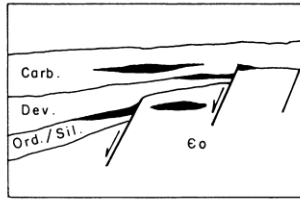
Geo Consultores
Diseño: Ruben Britz
Urdapilleta

Tipo 4 : Prospecto 'anticlinal estructurado'.

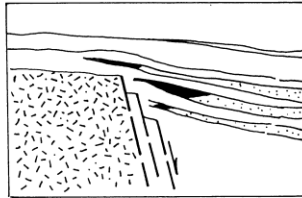
Fig. 10-3: Tipos de prospectos potenciales para la acumulación de hidrocarburos definidos en Paraguay.



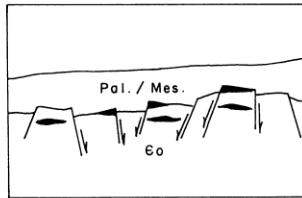
Tipo 5 : Prospecto 'estructura relacionada al Basamento Cristalino'.



Tipo 6 : Prospecto complejo 'trampa estratigráfica, paleocanales y karstificación'.



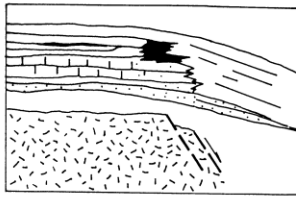
Tipo 7: Prospecto 'trampa estratigráfica'.



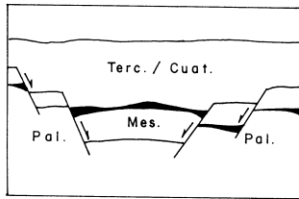
Geo Consultores
Diseño: Ruben Brites
Urdapilleta

Tipo 8 : Prospecto 'trampas estructuradas y karstificación'.

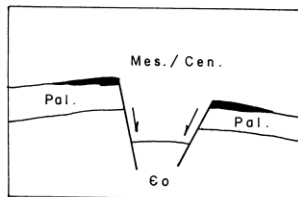
Fig. 10-3a: Tipos de prospectos potenciales para la acumulación de hidrocarburos definidos en Paraguay.



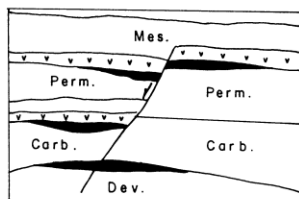
Tipo 9 : Prospecto 'banco carbonático - arrecifes'.



Tipo 10 : Prospecto 'anticlinales internos - entrapamiento estructural'.



Tipo 11: Prospecto 'trampas estructuradas - estratigráficas'.



Geo Consultores
Diseño: Ruben Brites
Urdapileta

Tipo 12 : Prospecto 'cuenca del Paraná - estructuración compleja'.

Fig. 10-3b: Tipos de prospectos potenciales para la acumulación de hidrocarburos definidos en Paraguay.

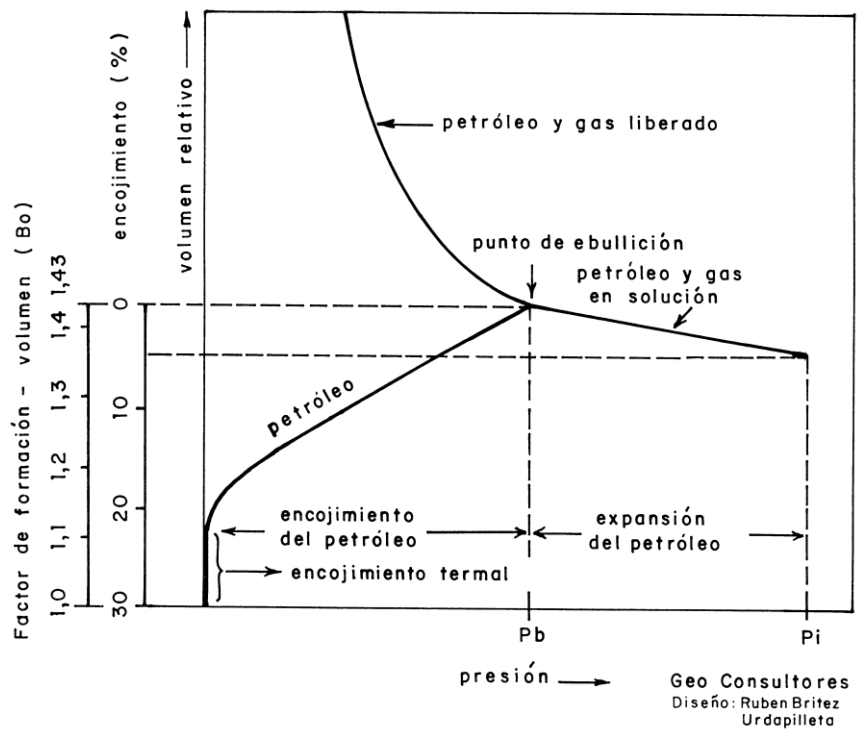


Fig. 10-4: Relación presión - volumen - temperatura de un petróleo crudo típico.

La presentación de áreas potenciales para la acumulación de hidrocarburos económicamente explotables en el Paraguay se ve limitada por la insuficiencia de datos técnicos confiables. No obstante, la presentación de conceptos geológicos -estratigráficos, la evolución estructural-sedimentaria, la indicación de gradientes térmicos y de presión de formaciones, llegando a una evaluación de formaciones generadoras y de reservorios, permite un análisis de cuencas, que en combinación con áreas productoras similares en los países vecinos, facilitan conceptos que indicarán los prospectos potenciales para hidrocarburos en el país.

Potenciales áreas para la exploración petrolífera en el Paraguay se relacionan a arcillitas y carbonatos marinos paleozoicos y mesozoicos; en menor escala se define el potencial en carbonatos y arcillitas marinas neoproterozoicas-cámbricas.

Existen vastas regiones en el Paraguay sin datos exploratorios alguno. Así que, y reconociendo que gran parte de las áreas 'exploradas' cuentan apenas con una cobertura a nivel de reconocimiento exploratorio, las áreas potenciales serán presentadas según las grandes unidades geotectónicas.

No obstante, el mayor potencial para la generación de hidrocarburos está relacionado con las arcillitas del Grupo San Alfredo y del Grupo San Pedro (Devónico). Arcillitas del Grupo Cerro León y del Grupo Itacurubí (Ordovícico-Silúrico) igualmente revisten un alto potencial generador, seguidas por arcillitas de la Formación Palo Santo (Cretácico). El Grupo Independencia (Pérmico), el Grupo Cnel. Oviedo / Palmar de las Islas (Carbonífero) y el Grupo Itapucumí (Neoproterozoico - Cámbrico) forman prospectos aparentemente secundarios.

Paraguay es aún una región sin producción de hidrocarburos y en consecuencia de alto riesgo a la inversión. Los prospectos potenciales existentes en el país recibirán mayor atención e importancia, si mediante los datos técnicos disponibles (modelos geológicos) se podrá estimar un volumen de hidrocarburos recuperables. Esto cuanto mejor, si se dispone de indicios de hidrocarburos

(petróleo o gas) en perforaciones ya realizadas o si por lo menos se podrá diseñar 'estructuras cerradas' (por sísmica). Se vuelve mas difícil a impracticable una estimación de volumen, si la cobertura por sísmica es aún deficiente (sin 'estructuras cerradas'), si no existen perforaciones válidas o si no existen conceptos geológicos fundamentados.

Para cuantificar un volumen estimado de hidrocarburos en un prospecto potencial no bien explorado se aplica comúnmente la 'Simulación Monte Carlo' :

$$OOIP = \frac{BO \times A \times H \times PHI \times (1 - SW)}{BO_1} \quad (BA = B / STB)$$

donde:

- OOIP = petróleo original in situ (bbls)
- BO = factor de volumen del petróleo (bbls/acre)
- BO₁ = factor de volumen original de petróleo (bbls/acre)
- BA = factor de volumen original de petróleo (bbls/acre), con escape de gas a superficie
- A = área del prospecto (acre)
- H = espesor del prospecto (pies)
- PHI = porosidad o fracción saturada de petróleo (fracción)
- SW = saturación de agua original (fracción)

EL volumen de hidrocarburos recuperables en un prospecto potencial resulta en:

$$\text{Reserva} = OOIP \times RF \quad (\text{MMSTB})$$

donde:

- RF = factor de recuperación (bbls)
- MMSTB = millones de barriles en tanques de almacenamiento a 60°F con 14,7 atm de presión en superficie
- 1 acre = 0,41ha - 1ha = 0,247 acres
- 1bbl = 159 lts - 1m³ = 6,3 bbls

El resultado de una simulación de Monte Carlo es una probabilidad cumulativa de las reservas recuperables de hidrocarburos estimados en un prospecto potencial. Es entendido, que se deberán asumir parámetros de cálculo, que serán más exactos cuanto más datos técnicos existen. Es por eso que las simulaciones apuntan hacia una situación optimista o pesimista, tratando de llegar a una presentación realista.

10.1. Cuenca del Paraná/Bajo de San Pedro

Los resultados de exploración obtenidos en la cuenca del Paraná y en el bajo de San Pedro indican dos principales conceptos potenciales para la generación y acumulación de hidrocarburos : El concepto Devónico - Carbonífero y el concepto Pérmico - Mesozoico. Requiere importancia el concepto Silúrico y en forma secundaria el concepto Neoproterozoico - Cámbrico.

Las rocas generadoras en la cuenca del Paraná y en el bajo de San Pedro (Paraguay oriental) son arcillitas - carbonatos del Grupo Itapucumí (Neoproterozoico - Cámbrico; 0,5 - 1,0%TOC) de importancia secundaria, arcillitas de la Formación Vargas Peña (Silúrico; hasta 2%TOC), arcillitas de la Formación Lima (Devónico medio-superior; 2,5 - 3,5%TOC), y arcillitas - carbonatos del Grupo Independencia (Pérmico; hasta 4,5%TOC).

Los reservorios principales son areniscas de la Formación Cariy (Silúrico; 6-9% porosidad), areniscas de la Formación Sta. Elena (Devónico inferior; 9-19% porosidad), areniscas de paleocanales del Grupo Cnel. Oviedo (Carbonífero-Pérmico; 12-22% porosidad), areniscas fluviales del Grupo Independencia (Pérmico; 19 - 22% porosidad), y areniscas fluvio-eólicas de las Formaciones Cabacué/Misiones (Mesozoico) con 20-23% porosidad.

La 'ventana del petróleo' se registra desde 750m a 2000m de profundidad en el bajo de San Pedro, y desde 700m a 1800m de profundidad en la cuenca del Paraná (Fig. 10.1-1, Fig. 10.1-2). Ya que la secuencia sedimentaria se encuentra aparentemente bajo presión normal hasta a sobrepresión, una migración de

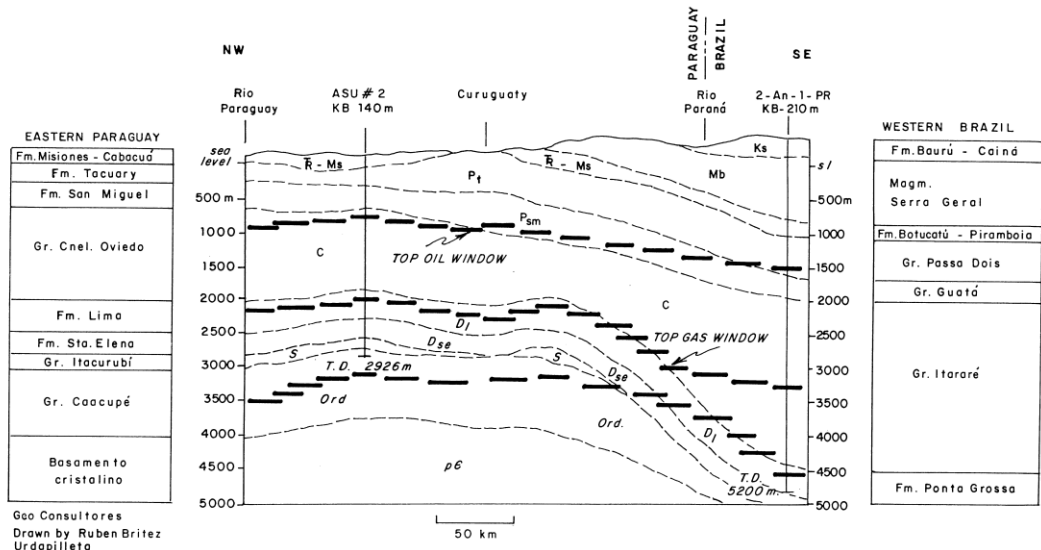


Fig. 10.1-1: Perfil geológico esquematizado de Paraguay oriental – central, cuenca del Paraná – bajo de San Pedro, indicando la ventana “petróleo – gas” (incluye diabasas).

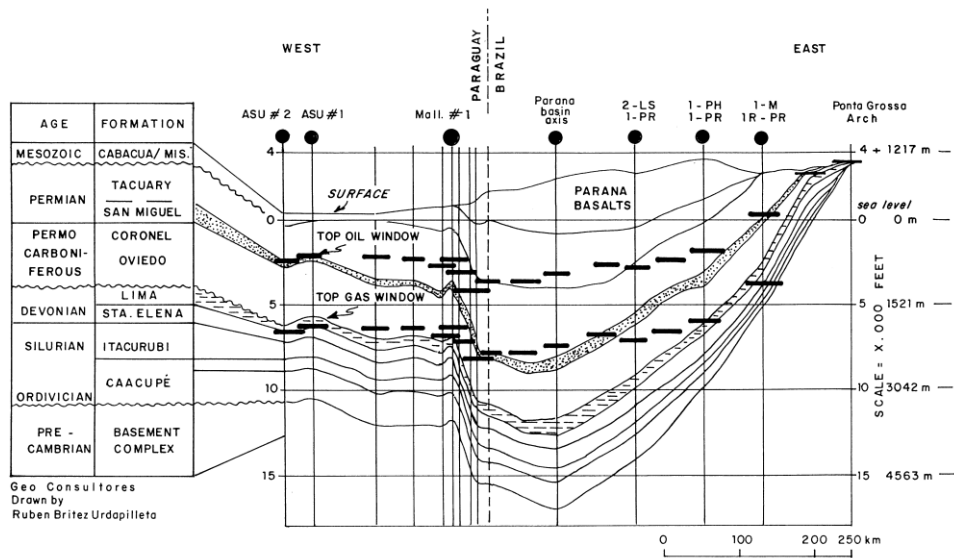


Fig. 10-1-2: Perfil geológico esquematizado a través la parte central de la cuenca del Paraná, conectándose al bajo de San Pedro. Es indicada la ventana “petróleo – gas” (incluye diabasas).

hidrocarburos desde la roca generadora al reservorio sería tanto vertical como lateral.

Horizontes prospectivos son areniscas de las Formaciones Cariy y Sta. Elena, alimentadas por arcillitas de la Formación Vargas Peña (los datos exploratorios son escasos). El segundo horizonte, y probablemente el más significativo, son areniscas de paleocanales del Grupo Cnel. Oviedo, alimentadas por arcillitas de la Formación Lima. El tercer horizonte son areniscas del Grupo Independencia y del Mesozoico, alimentadas por arcillitas del Grupo Independencia. Un último horizonte, el Grupo Itapucumí, aparece aún sin datos exploratorios en detalle.

Existen apenas tres pozos más profundos de exploración en toda la región; dos pozos someros adicionales llegaron apenas al Pérmico:

Mallorquin #1 (cuenca del Paraná) registró siete zonas con indicios de petróleo en el Grupo Independencia, ubicando las principales entre 709m a 751m de profundidad por un lado y entre 754m a 757m de profundidad por otro lado. Cuatro zonas gasíferas se registraron entre 1360m a 1460m de profundidad en el Grupo Cnel. Oviedo. Cabe resaltar que de una profundidad total alcanzada de 2991m, con 11 intercalaciones de diabasas se registraron un total de 877m de espesor; debido a la ubicación del pozo hacia la parte central de la cuenca del Paraná, aunque fuera del área de derrames basálticos en superficie.

Asunción #1 (bajo de San Pedro) reveló indicios de petróleo en el Grupo Cnel. Oviedo (1270m - 1870m), petróleo y gas en las Formaciones Lima y Sta. Elena (1920m - 2355m), y gas en el Grupo Itacurubí (2660m - 2830m).

Asunción #2 (bajo de San Pedro) indicó petróleo en el Grupo Cnel. Oviedo (1345m-2001m), indicios continuos de petróleo en las Formaciones Lima y Sta. Elena (2001-2416m), y anomalías secundarias de gas en el Grupo Itacurubí (2720m-2840m).

- a) El prospecto superior para petróleo se concentra al Pérmico-Mesozoico. Se define únicamente en la cuenca del Paraná. Las estructuras prospectivas son

pequeñas y de sutil relieve vertical. Se ubican consistentemente hacia el lado orientado al interior de la cuenca, controladas por diques diabásicos de orientación al noreste o noroeste. Las estructuras entrampadoras son preferentemente las de 'gaviotas', originadas por compuestos de diques diabásicos verticales e inyecciones de coladas laterales, creando perfectas condiciones de trampa (Fig. 10.1-3).

Datos de superficie demuestran que sedimentos del Grupo Independencia son inmaduros y que solamente hacia el interior de la cuenca del Paraná alcanzan niveles de generación para hidrocarburos; debido al calor adicional recibido por las magmatitas mesozoicas y por la mayor subsidencia, como lo señalan diagramas de evolución de la cuenca (Lopatin); Fig. 10.1-4, Fig. 10.1-5. Causan problemas de conservación para los hidrocarburos acumulados la contaminación por aguas meteóricas y la biodegradación asociada. Apenas en zonas donde no se haya producido una contaminación por aguas dulces (con aguas saladas de +800 ppm TSD), o sea a medida que se disminuye el aporte de oxígeno prohibiendo la actividad de bacterias aeróbicas, se conservará el potencial de acumulación de petróleo en el Grupo Independencia. Asimismo, al alcanzar la isoterma de 60°C, que representa la temperatura límite para la actividad bacteriana (cuenca interior) se preservará el potencial generador.

Apenas en áreas limitadas en las zonas centrales del Dpto. Caaguazú y del Dpto. Alto Paraná (Paraguay oriental), alguna actividad explorativa para prospectos pérmicos-mesozoicos ha delimitado el potencial y las reservas de hidrocarburos (Fig. 10.1-6). Aquí, ocho prospectos han sido calculados para estimar las reservas de petróleo que podrían haberse generado y acumulado, oscilando entre profundidades de 700m a 800m (ver Cuadro 1):

- b) El prospecto más importante para hidrocarburos en la cuenca del Paraná y en el bajo de San Pedro se ubica en el Devónico-Carbonífero. Es un prospecto de petróleo en el bajo de San Pedro y un prospecto de gas-condensados en la cuenca del Paraná.

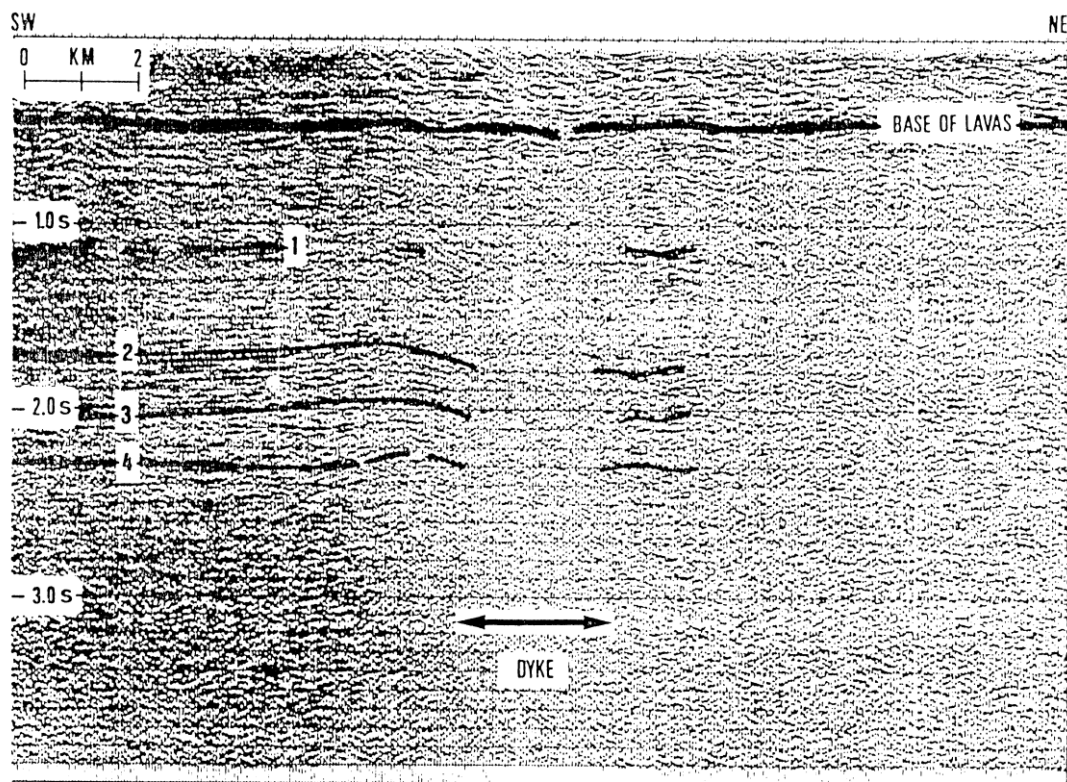


Fig. 10.1-3: Sección sísmica de la cuenca del Paraná, con desarrollo de estructuras “gaviota”, indicando una pronunciada zona de diques e inyecciones laterales de coladas diabásicas. Derramos basálticos aparecen en la superficie. (1 = techo Pérmico; 2 = techo Devónico; 3 = techo Silúrico; 4 = techo Basamento Cristalino); según Petrobras, 1995.

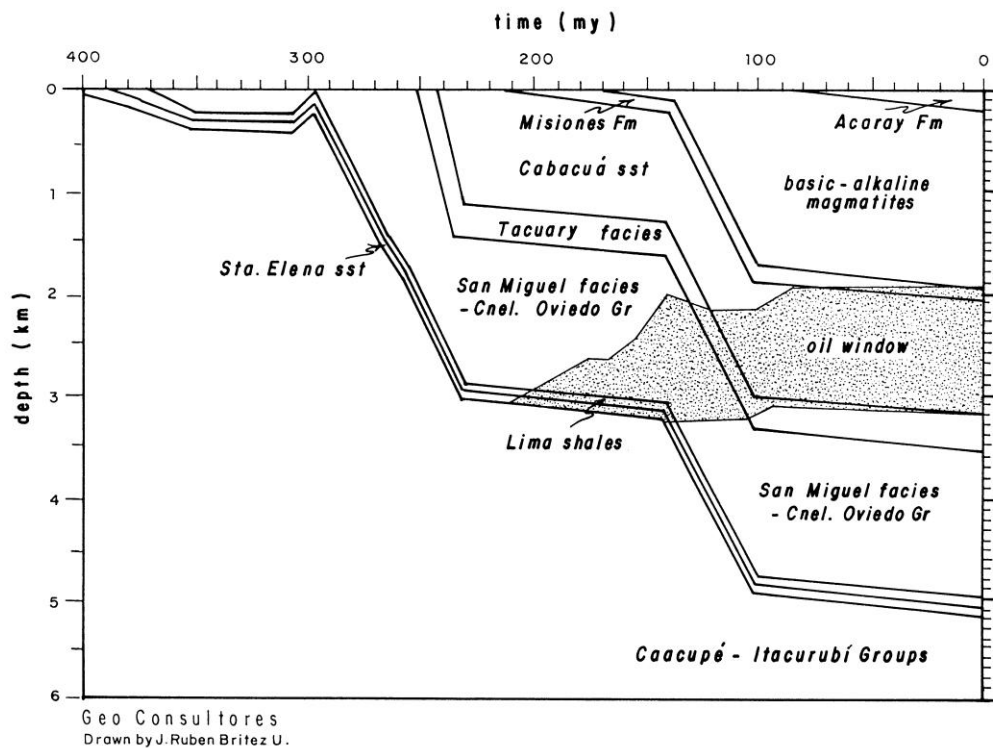


Fig. 10.1-4: Diagrama Lopatin para la cuenca del Paraná. La generación de hidrocarburos se inició con la estructuración distensional mesozoica, asociada con mayor subsidencia y relacionada con voluminosas magmatitas intrusivas y extrusivas.

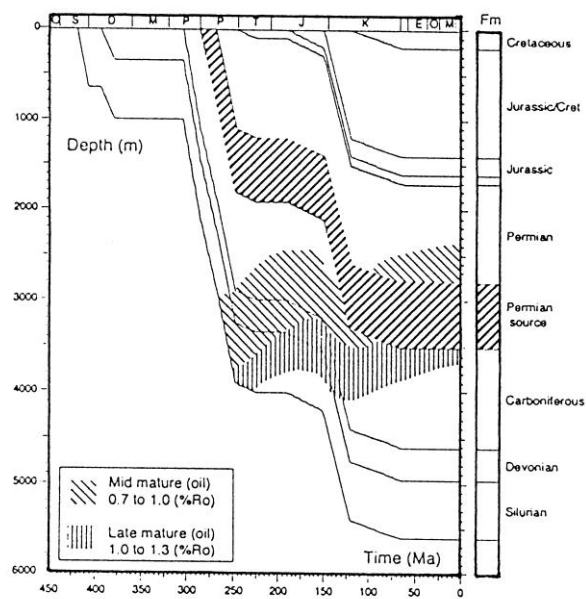


Fig. 10.1-5: Historia de subsidencia de la cuenca del Paraná. El Paleozoico superior, el Mesozoico inferior y el Terciario superior son períodos calmos. En base a datos de reflexión vitrínica (%Ro) el Pérmico entra en la ventana generadora entre 140 y 110 ma (Cretácico inferior tardío).

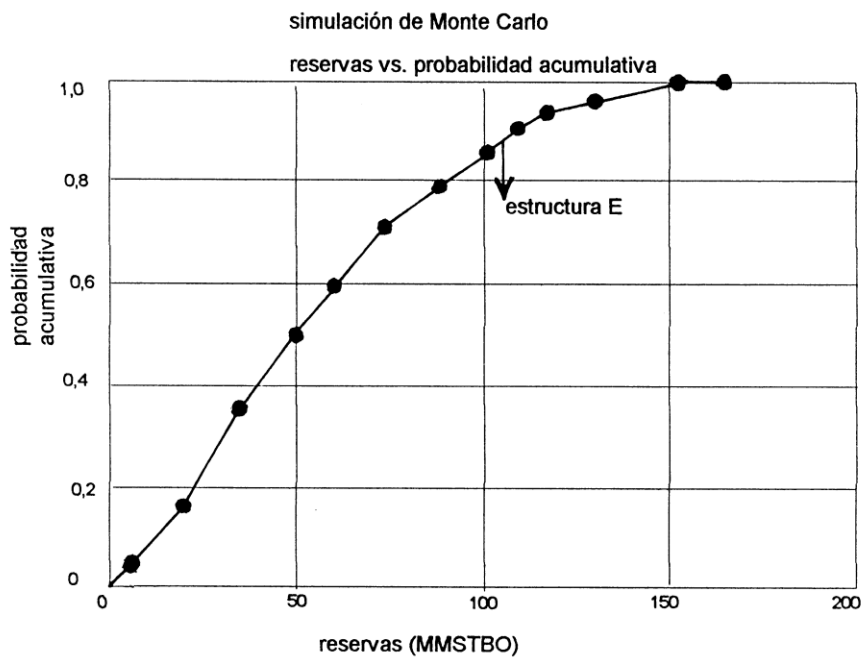
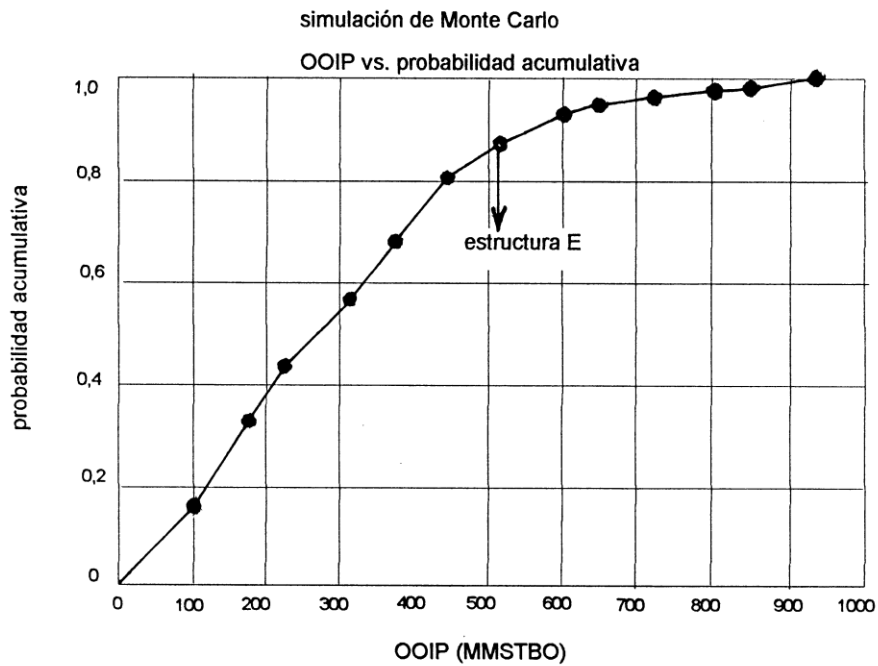


Fig. 10.1-6: Resultado de una simulación Monte Carlo para reservas de petróleo calculadas para el Grupo Independencia, Paraguay oriental (estructura E).

Estructura	Radio (km)	Área (acres)	Espesor (pies)	Porosidad (phi)	Saturación de agua (sw)	Factor de volumen de HC (bbls/acre)	OOIP (bbls)	Reservas (MMSTB)		
								Factor de recuperación (bbls)		
								RF=0,15	RF=0,175	RF= 0,20
A	4	12408	133	0,18	0,35	1,1	1362	204	238	272
B	4	12408	6	0,18	0,35	1,1	61	9	11	12
C	3	6980	133	0,18	0,35	1,1	766	115	134	153
D	3	6980	6	0,18	0,35	1,1	35	5	6	7
E	2,5	4847	133	0,18	0,35	1,1	532	80	93	106
F	2,5	4847	6	0,18	0,35	1,1	24	4	4	5
G	2	3102	133	0,18	0,35	1,1	340	51	60	68
H	2	3102	6	0,18	0,35	1,1	15	2	3	3

Porosidad = 18%
Recuperación = 50%

Cuadro 1: Cálculos estimativos de reservas de petróleo, según prospectos potenciales: cuenca del Paraná, Grupo Independencia, Paraguay oriental.

Durante el Pragiano/Emsiano es registrada una amplia transgresión marina malvinokáfrica, que generó bastante biomasa (hasta 4%TOC en niveles radioactivos; hasta 20m de espesor). Hidrocarburos generados pueden acumularse en areniscas intercaladas en el mismo Emsiano y Eifeliano.

Durante el Eifeliano cambia el ambiente marino a condiciones amazónicas boreales, iniciándose luego una regresión y continentalización avanzada. Sedimentos arcillosos negros del Eifeliano son heterogéneos y registran cierta bioturbación, reduciendo el potencial generador (aún así, se definen niveles de 3%TOC). Hidrocarburos generados se acumulan en niveles superiores del Devónico, descargando preferentemente hacia areniscas de paleocanales carboníferos, que son sellados por coladas diabásicas (Fig. 10.1-7).

El prospecto Devónico-Carbonífero es alcanzado en el bajo de San Pedro a 1870m de profundidad, en la cuenca del Paraná entre 4000m a 4500m de profundidad.

El hallazgo de hidrocarburos más importante documentado hasta la fecha es la perforación de Barra Bonita (Paraná, Brasil) que fuera terminada por Petrobras en Diciembre de 1996: La epirogenesis eoherciniano causo el levantamiento del domo de Barra Bonito, exponiendo el Devónico a una profunda erosión por paleocanales fluviales carboníferos. La tectónica distensional del ciclo Sudatlántico resultó durante el Mesozoico en un profundo fracturamiento y la intrusión de diques y coladas diabásicas. Derrames basálticos extruyeron hacia la superficie. Forman la roca generadora arcillitas negras del Eifeliano (3%TOC), acumulándose gas y condensado en paleocanales fluviales carboníferos tallados en la superficie devónica (reservorio = 12-22% porosidad), y sellando la estructura una colada diabásica mesozoica. La migración de hidrocarburos ocurrió directamente de la generadora al reservorio e indirectamente a lo largo de fracturas mesozoicas al reservorio. Pruebas del reservorio resultaron en 110.000m³/gas por día. Estos resultados solos no definen aún la viabilidad económica de una reserva de gas. Pero los tests son excitantes, promoviendo nuevas tareas de exploración. El modelo del prospecto de Barra Bonita es

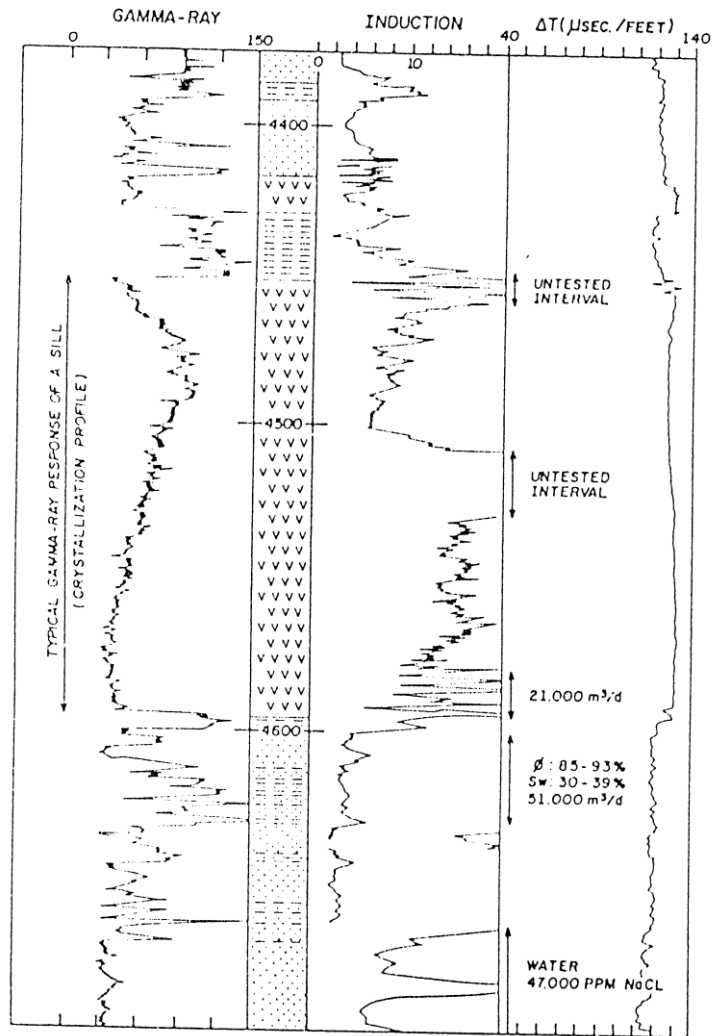


Fig. 10.1-7: Perfiles litológicos y eléctricos de la zona gasífera carbonífera en la perforación CB – 1 (Paraná – Brasil); profundidad en metros.

bastante alentador, ya que la exploración futura para hidrocarburos en la cuenca del Paraná recibirá con el éxito de Barra Bonita un 'manual geológico' eficiente.

Prospectos principales devónico-carboníferos en el Paraguay oriental se orientan según dos parámetros principales: Por un lado aumenta el espesor del Devónico generador desde la cuenca del Paraná (500m) hacia el bajo de San Pedro (900m) y hacia el Chaco, aumentando así el potencial de este a oeste, como también de gas-condensados (cuenca del Paraná) a petróleo (bajo de San Pedro). Por el otro lado se han definido siete domos devónicos principales en el área de extensión del Grupo San Pedro en el Paraguay oriental, resultado de la epirogenesis eoherciniana. Los arqueamientos eohercinianos se caracterizan por una profunda erosión carbonífera y una disposición de contacto directo entre la generadora y el reservorio.

Aunque la exploración petrolífera en el Paraguay oriental ha sido hasta la fecha muy rudimentaria (3274km de sísmica; 5 perforaciones) se pueden identificar siete prospectos potenciales mayores del Devónico-Carbonífero, definidos por domos eohercinianos afectando a la secuencia paleozoica inferior y cubiertos por sedimentos del Paleozoico superior. Estos prospectos son re-estructurados por la tectónica distensional mesozoica y afectados por magmatitas básicas asociadas (principalmente en la cuenca del Paraná). La diferencia entre la cuenca del Paraná y el bajo de San Pedro consiste principalmente en la actividad magmática mesozoica: Mientras que en la cuenca del Paraná la tectónica mesozoica causa un fracturamiento que sirve para el emplazamiento de magmatitas (mayor madurez) y en reducida manera de vía de migración para hidrocarburos, creando sobre todo barreras y sellos en el concepto de acumulación; en el bajo de San Pedro se manifiesta poca o ninguna actividad magmática (menor madurez), y es concebible que las fracturas (al nor-noreste y al nor-noroeste, cortadas en forma perpendicular) forman estructuras complejas, sirviendo principalmente de vías de migración para hidrocarburos, complicando la formación de trampas y sellos. Además, en la cuenca del Paraná la 'cocina' de los hidrocarburos sería definida más bien dentro o alrededor de las mismas estructuras eohercinianas; mientras que en el bajo de San Pedro la 'cocina' se ubicaría hacia el oeste (Chaco), migrando los hidrocarburos al este.

Son ocho domos eohercinianos principales en la cuenca del Paraná y en el bajo de San Pedro:

- estructura Tavaí
- estructura Mallorquín / Col. Yguazú
- estructura Saltos del Guairá
- estructura Curuguaty
- estructura Pedro Juan Caballero
- estructura San Pedro
- estructura Orihuela

Prospectos potenciales en detalle se asocian alrededor de estos domos paleozoicos. En particular y aprovechando la cobertura sísmica de la estructura San Pedro, se podrán definir catorce prospectos potenciales en la parte central del bajo de San Pedro (ver Cuadro 2):

- c) Conclusiones: La cuenca del Paraná y el bajo de San Pedro en el Paraguay oriental son parte de la extensa cuenca Chaco-Paranaense (hasta el Mesozoico) que exhiben varios prospectos potenciales para la acumulación económica de hidrocarburos. A parte de prospectos neoproterozoicos-cámbricos y silúricos para gas poco explorados, requieren mayor importancia los prospectos pérmico-mesozoicos para petróleo y principalmente los prospectos devónico-carboníferos para petróleo y gas. Ya que el área es afectada profundamente por la tectónica y el magmatismo mesozoico, este evento atribuye a una mayor madurez a secuencias generadoras potenciales y facilita vías de migración, además de constituir barreras y sellos para la acumulación (que localmente podrán faltar). Magmatitas dificultan la resolución sísmica, su influencia térmica dibuja una imagen bastante heterogénea.

Analizando ensayos de paleotemperaturas en la cuenca del Paraná es señalada que la influencia mesozoica generó principalmente suficiente madurez para la expulsión de hidrocarburos (~140ma), alcanzando un máximo en el Mesozoico superior (~80ma) con 110°C, que es apoyado por la reducida subsidencia, para luego enfriarse rápidamente (Fig. 10.1-8, Fig. 10.1-9, Fig. 10.1-10). Ensayos de reflexión vitrinitica en detalle de sedimentos pérmicos permiten concluir también

Estructura	Área (acres)	Esesor (pies)	Porosidad (phi)	Saturación de agua (sw)	Factor de volumen de HC (bbis/acre)	OOIP (bbis)	Factor de recuperación (bbis)	Reservas (MMSTB)
Ia	4.600	360	0,12	0,40	1,1	841	0,175	147
Ila	5.440	180	0,12	0,40	1,1	497	0,175	87
Illa	7.460	120	0,12	0,40	1,1	455	0,175	80
IVa	2.900	120	0,12	0,40	1,1	177	0,175	31
Va	3.300	180	0,12	0,40	1,1	302	0,175	53
VIa	3.860	120	0,12	0,40	1,1	235	0,175	41
VIIa	4.700	60	0,12	0,40	1,1	143	0,175	25
VIIIa	9.000	210	0,12	0,40	1,1	960	0,175	168
IXa	3.065	60	0,12	0,40	1,1	93	0,175	16
Xa	1.580	60	0,12	0,40	1,1	48	0,175	8
XIa	1.485	30	0,12	0,40	1,1	23	0,175	4
XIIa	3.215	150	0,12	0,40	1,1	245	0,175	43
XIIIa	1.900	180	0,12	0,40	1,1	174	0,175	30
XIVa	12.160	240	0,12	0,40	1,1	1.482	0,175	259

Porosidad = 12%
Recuperación = 50%

Cuadro 2: Cálculos estimativos de reservas de petróleo/gas, según prospectos potenciales; bajo de San Pedro, Grupo San Pedro, Paraguay oriental.

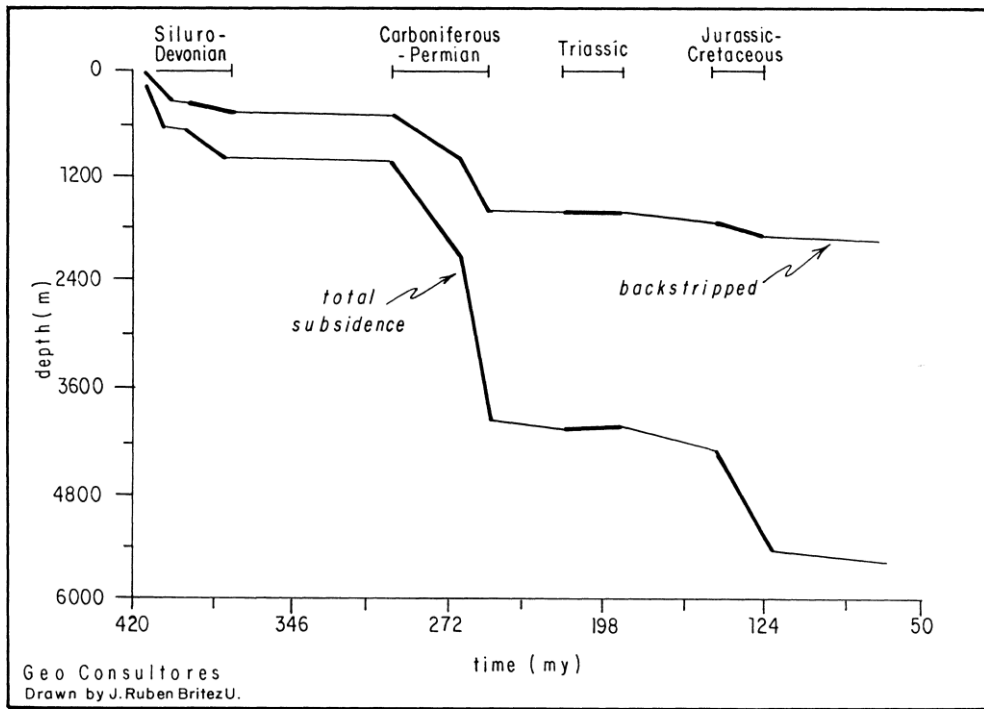


Fig. 10.1-8: Ejemplo de subsidencia total y curvas re-orientadas según pozos de exploración en la cuenca del Paraná (conectadas para recompensar el peso del relleno sedimentario – magmático).

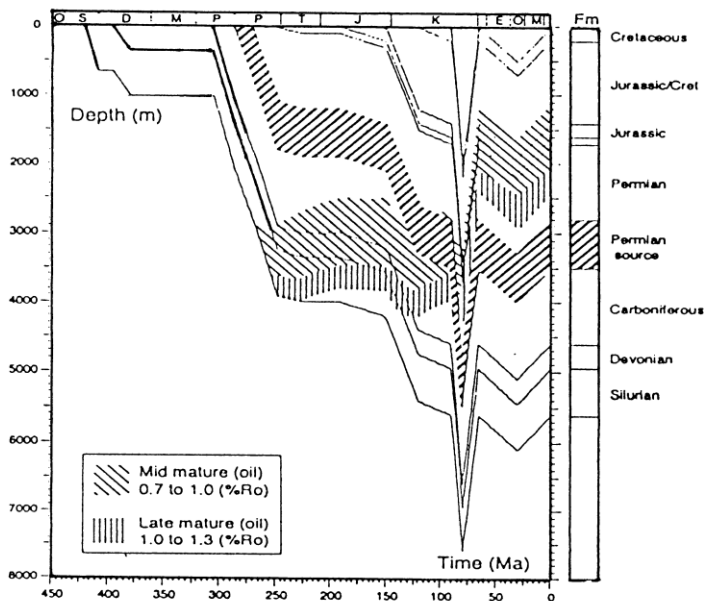


Fig. 10.1-9: Detalle de la historia de subsidencia de la cuenca del Paraná en base a la perforación CB – 1 (Paraná – Brasil). Aunque rocas generadoras pérmicas ya entraron durante el Cretácico inferior tardío en la ventana del petróleo, durante el Cretácico superior y el Terciario (Oligoceno) se observan cortos periodos de calentamiento adicional. No se conservan ya eventos similares del Paleozoico y Mesozoico inferior.

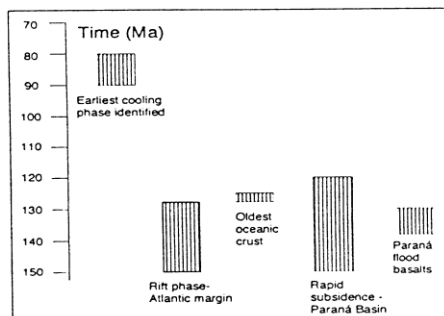


Fig. 10.1-10: Relación de períodos termo-tectónicos del Meso-Cenozoico en la cuenca del Paraná. El calentamiento y siguiente enfriamiento (90-80ma) corresponde al ciclo termo-tectónico Andino.

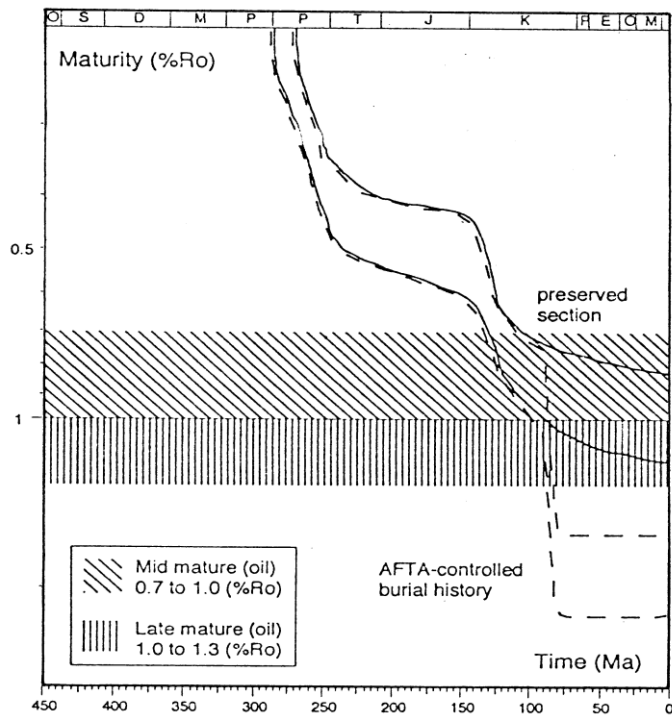


Fig. 10. 1-11: Comparación de la evolución de la madurez orgánica en la base y el techo del Pérmico, cuenca del Paraná.

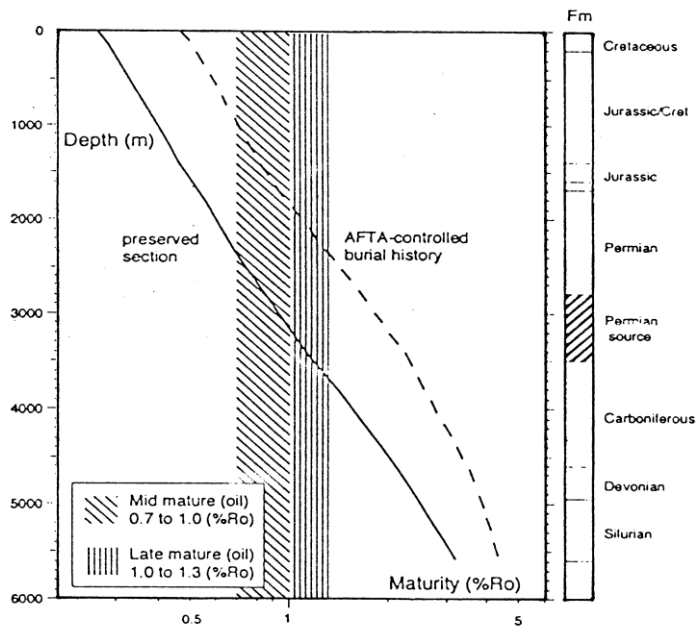


Fig. 10. 1-12: Comparación del perfil de reflexión vitrínica en base al modelo de subsidencia para el Pérmico, cuenca del Paraná.

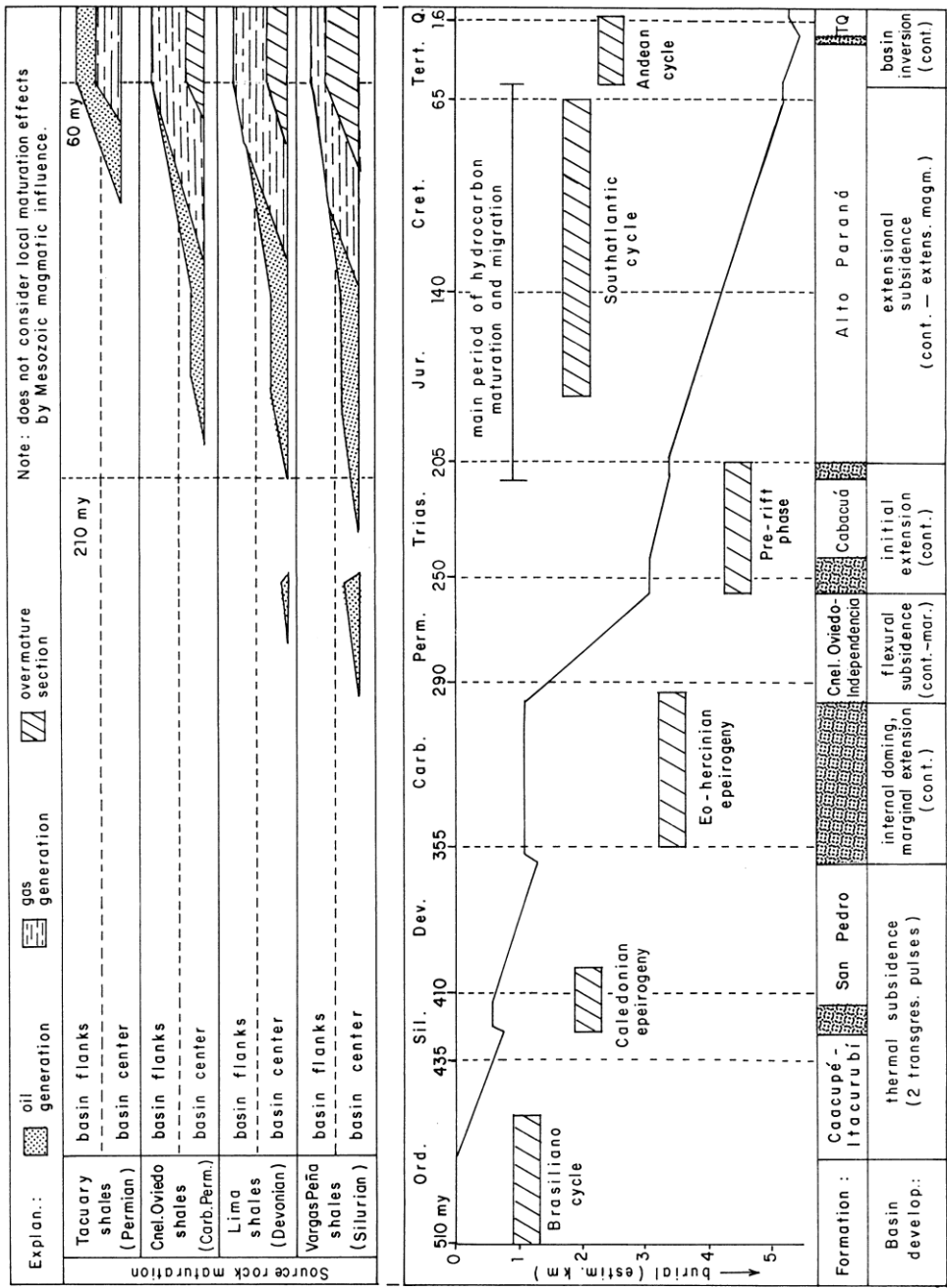


Fig. 10. 1-13: Diagrama esquemático de la cuenca del Paraná, Paraguay oriental: resumen de subsidencia, y la historia estructural, estratigráfico y madurez de rocas generadoras.

en dos eventos termo-tectónicos similares, o sea de rápido calentamiento seguido por un rápido enfriamiento: A los 140ma - Jurásico superior = ciclo Sudatlántico; y a los 80ma - Cretácico superior = ciclo Sudatlántico tardío (aparece además un último pulso suave a los 30ma - Oligoceno = ciclo Andino). Lo que significa, que la generación de hidrocarburos en la cuenca del Paraná se inició y se terminó durante el ciclo Sudatlántico (Fig. 10.1-11, Fig. 10.1-12).

La cuenca del Paraná y el bajo de San Pedro son áreas potenciales para hidrocarburos, pero poco exploradas. No obstante, los conceptos geológicos y el monitoreo de la generación de hidrocarburos contribuyen hacia un enfoque de prospectos viables; basándose en ellos se podrán orientar actividades de exploración futuras con mucho mayor precisión (Fig. 10.1-13).

10.2. Subcuenca de Carandaity

La subcuenca de Carandaity se extiende desde el alto de Lagerenza (estructura terciaria al noroeste) hasta el alto de Boquerón (estructura eoherciniana al suroeste) en el Chaco occidental, conectándose al sureste hacia el Chaco central y hacia el bajo de San Pedro.

La sedimentación fanerozoica se ha constituido en un primer ciclo marino transgresivo-regresivo (Ordovícico-Silúrico) y en un segundo ciclo (Devónico). La epirogenesis eoherciniana creó domos y bajos regionales estructurales en la parte sur, resultando en un primer evento generador de hidrocarburos. El termo-tectónismo mesozoico afectó de manera suave e inicial al levantamiento del alto de Lagerenza, que fuera pronunciado durante el Terciario (ciclo Andino) causando una profunda erosión local. La subcuenca de Carandaity registra una columna estratigráfica hasta el Carbonífero, reiniciándose luego recién en el Mesozoico (Fig. 10.2-1, Fig. 10.2-2).

Son definidas dos unidades generadoras de hidrocarburos en la subcuenca de Carandaity: La Formación La Paz (Ordovícico-Silúrico; 1,5 - 2%TOC) con potencial para generar petróleo en áreas de gradientes térmicos más calmos y

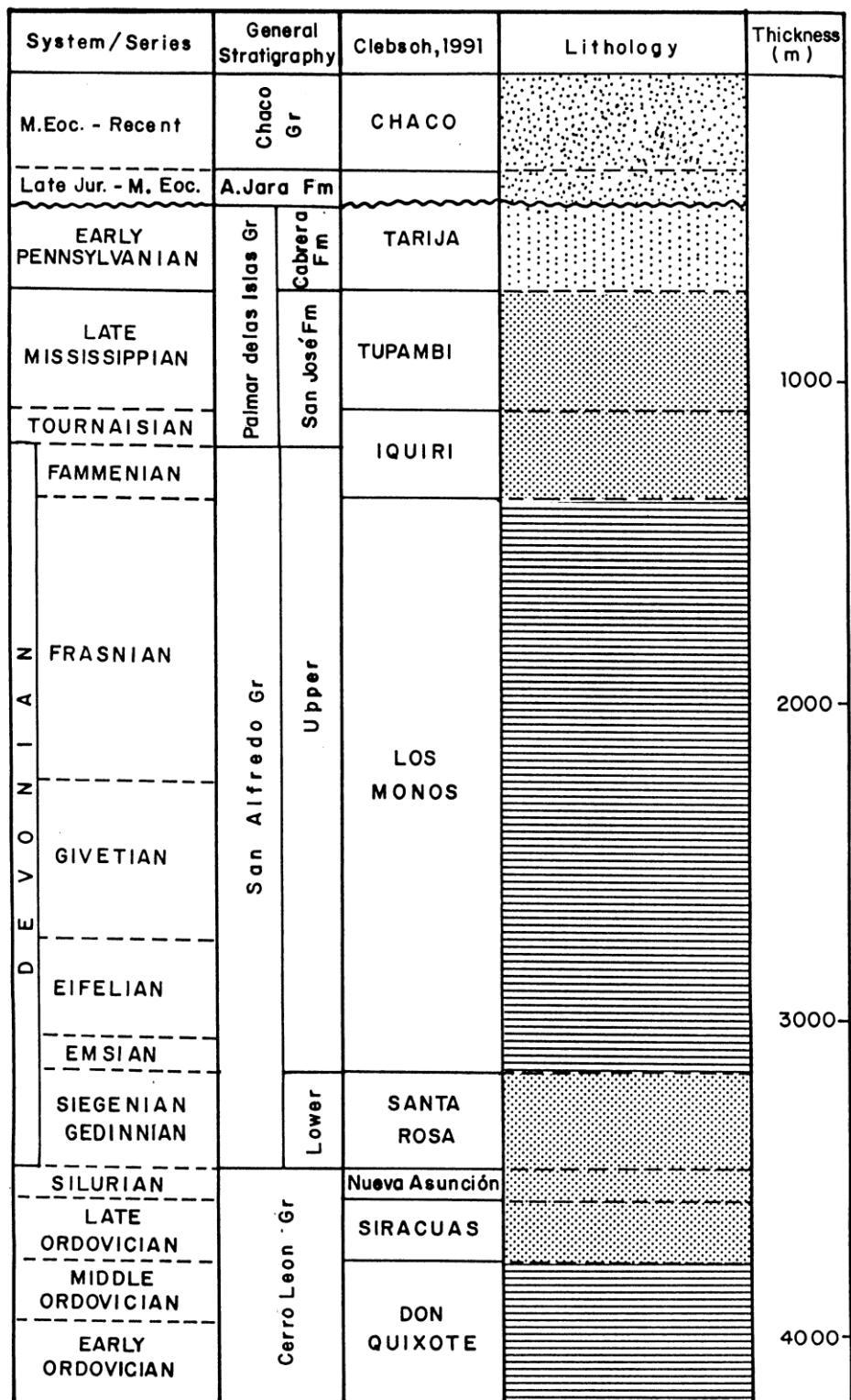


Fig. 10.2 – 1: Estratigrafía simplificada de la subcuenca de Carandaity, oeste del Chaco paraguayo.

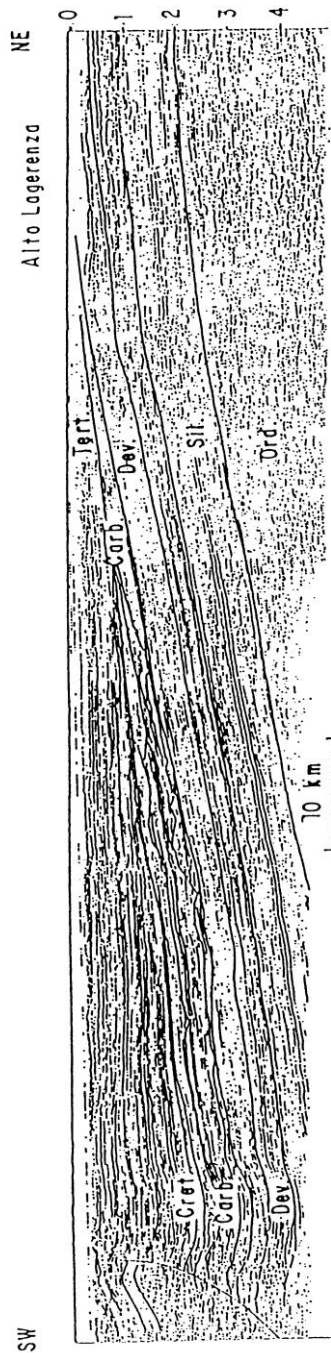


Fig. 10. 2-2: Disposición sísmica general de la subcuenca de Carandaity hacia el alto de Lagerenza (PZ – 102 y PZ – 109): El Paleozoico inferior señala una secuencia subparalela con una discordancia formacional angular hacia el Paleozoico superior (epirogénesis eoherciniana). Hacia el Mesozoico y Cenozoico se manifiesta una discordancia erosiva, dejando expuesto unidades paleozoicas en la superficie (levantamiento paleógeno).

con potencial para gas en secciones más profundas o zonas afectadas por elevados gradientes térmicos. El segundo nivel y mejor explorado es el Grupo San Alfredo (Devónico; 2,5 - 3,5%TOC) que representa en el Pragiano/Emsiano y en el Eifeliano dos unidades de muy buen potencial generador para hidrocarburos.

La actividad exploratoria en la subcuenca de Carandaity registra una cobertura aeromagnética, y apenas 1.176km de sísmica de reflexión a nivel de reconocimiento. De los 27 pozos perforados se han concentrado la mayoría hacia un modelo Devónico-Carbonífero (generadora-reservorio); apenas 6 perforaciones (todas con indicios de hidrocarburos) alcanzaron a atravesar el Devónico; y solamente Don Quijote #1 y Parapití #1 llegaron a la Formación La Paz (Ordovícico-Silúrico).

Es importante de resaltar que el modelo Devónico-Carbonífero no es precisamente el objetivo de exploración más importante. La columna estratigráfica registra por encima del Devónico generador excelentes condiciones de reservorios en areniscas de paleocanales carboníferos. No obstante, frecuentemente no se desarrollan suficientes sellos para cerrar los reservorios, dejando escapar hidrocarburos migrados (Fig. 10.2-3, Fig. 10.2-4, Fig. 10.2-5).

Los sedimentos ordovícicos/silúricos y devónicos son una asociación de arcillitas oscuras y micáceas con intercalaciones frecuentes de areniscas. Variaciones laterales propias de su ubicación en la cuenca sedimentaria original señalan un aumento de areniscas proximales hacia el norte, mientras que posiciones internas de la cuenca son más pelíticas (ambiente marino intermedio a distal). Ya hacia el Devónico superior (Givetiano) facies psamíticas indican ambientes marinos proximales de regresión hacia el oeste. Los sedimentos alcanzan espesores hasta los 3500m; alrededor el 60% de esta secuencia es susceptible a condiciones hidrocarburíferas.

El campo productivo Tita-Techi en el Oriente Boliviano es un modelo viable del potencial hidrocarburífero de la región. Arcillitas del Devónico superior generan petróleo y gas, que migran hacia areniscas intercaladas del Devónico superior

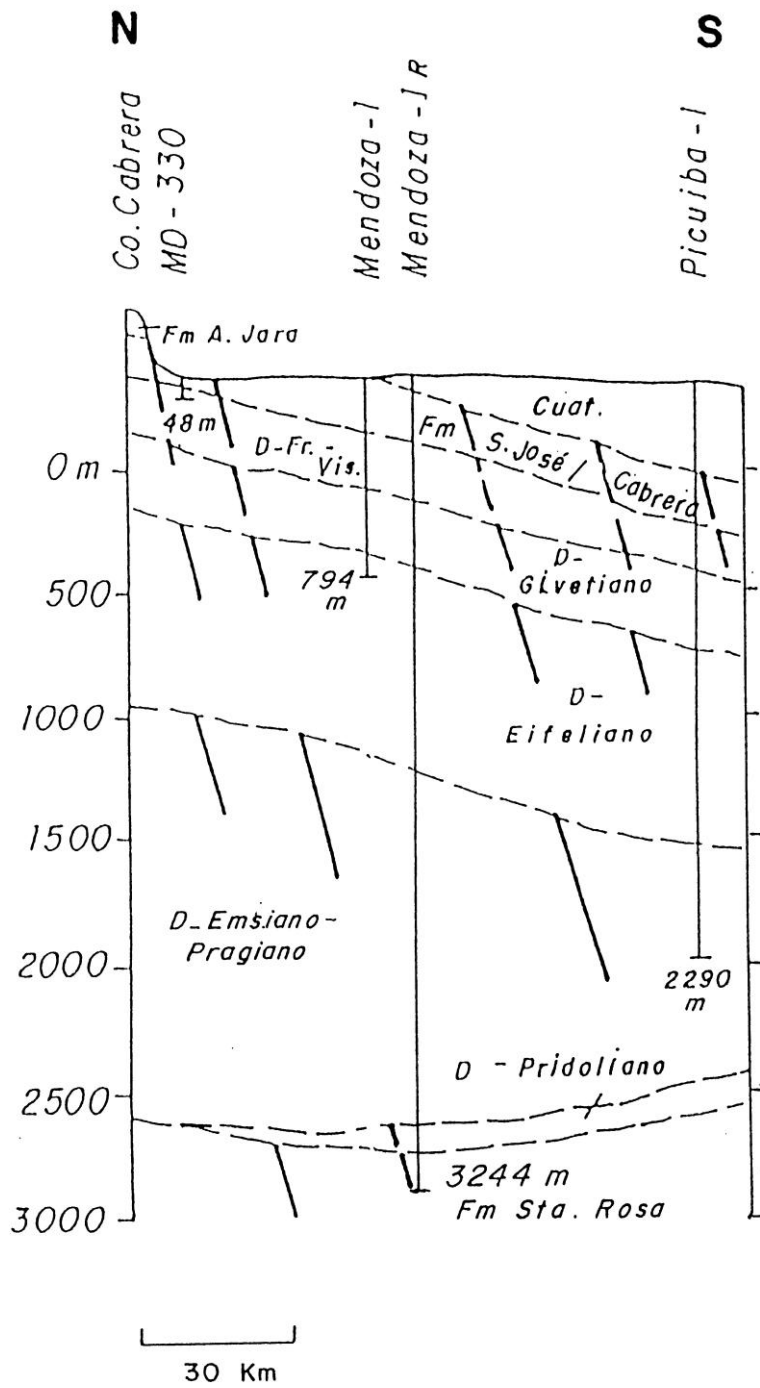


Fig. 10. 2-3: Perfil geológico N-S, desde Cerro Cabrera hasta Picuiba # 1, subcuena de Carandaity.

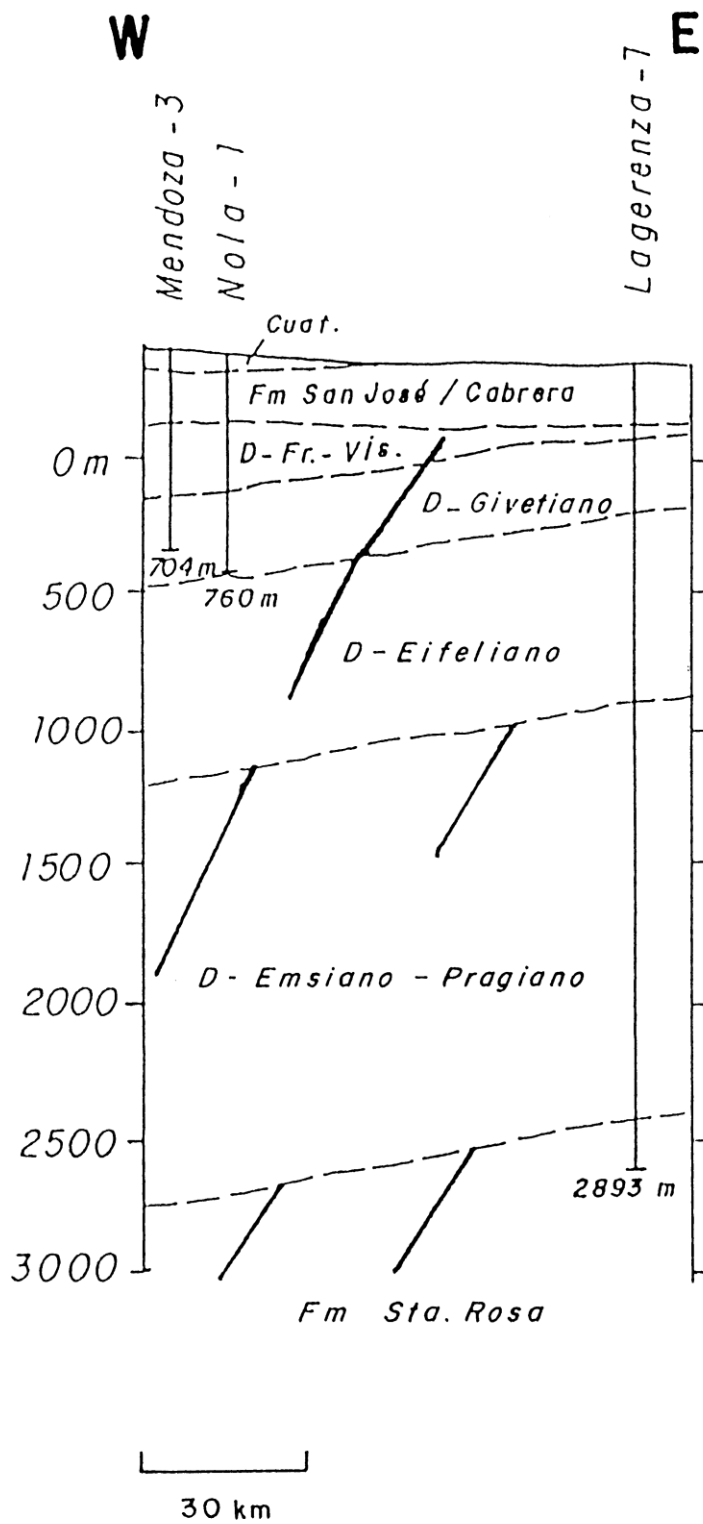


Fig. 10. 2-4: Perfil geológico W-E, desde Mendoza # 3 hasta Lagerenza # 1, subcuenca de Carandaity.

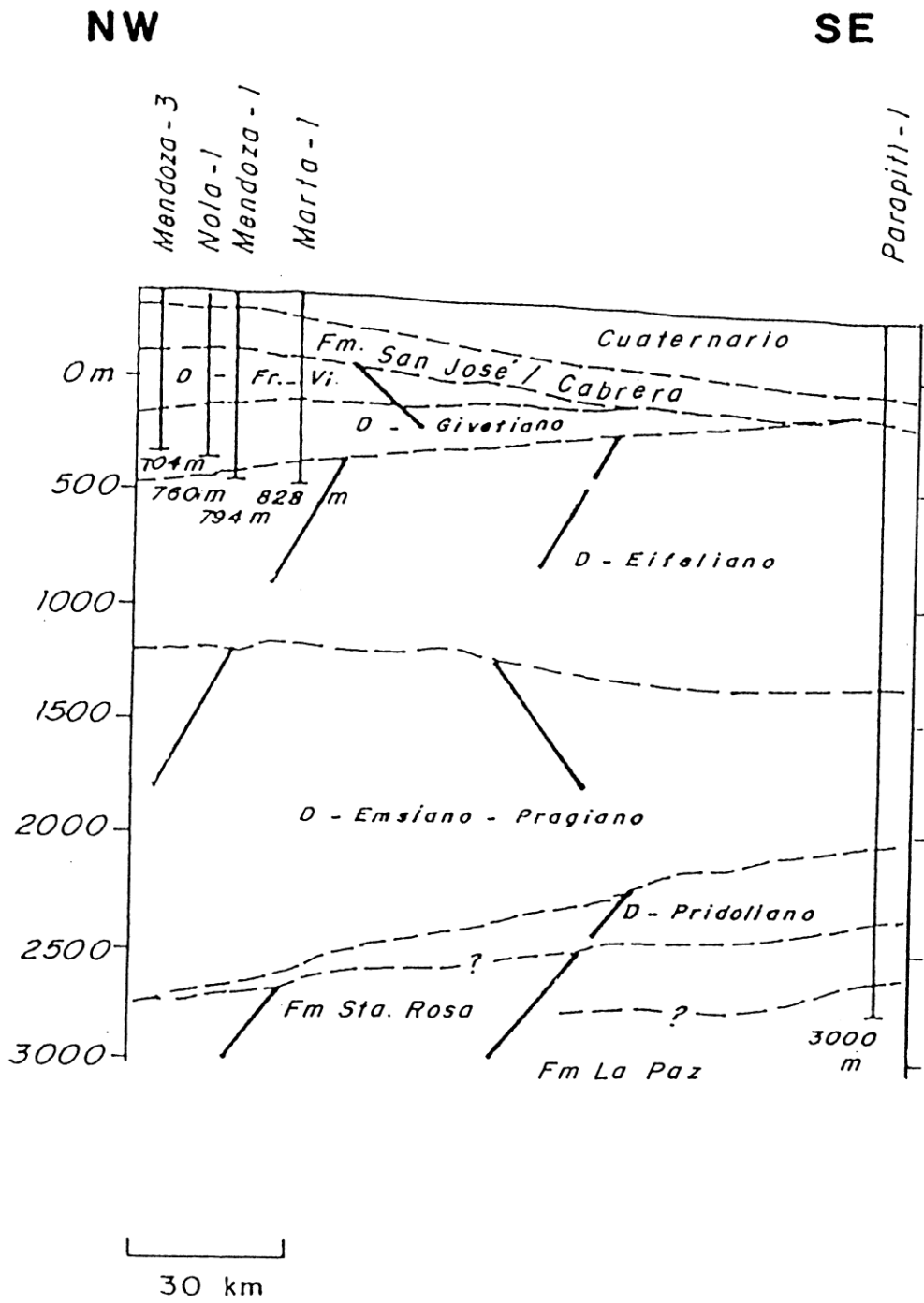


Fig. 10.2-5: Perfil geológico NW-SE, desde Mendoza # 3 hasta Parapití # 1, subcuena de Carandaity.

(Givetiano) y hacia paleocanales carboníferos. Los reservorios devónicos encuentran sus sellos en el mismo Devónico, mientras que reservorios carboníferos son sellados por arcillitas permo-carboníferas. Las reservas del campo Tita-Techi son indicados en 4,7 Mill bbls de petróleo y 105.000 Mill pies³ de gas.

Ya que la madurez de la materia orgánica generadora de hidrocarburos depende principalmente del gradiente térmico, y considerando que se registra una variación regional en la subcuenca de Carandaity desde 2°C/100m en el interior de la cuenca hasta 5°C/100m en el alto de Lagerenza, se entiende que el potencial generador varía progresivamente tanto hacia mayor profundidad y hacia mayor gradientes térmicos desde condiciones inmaduras hacia condiciones sobremaduras: Arcillitas del Eifeliano en el interior de la subcuenca son inmaduras a maduras, registrando características generadoras de petróleo; hacia el alto de Lagerenza se esperan condiciones para petróleo liviano y gas/condensados. Arcillitas del Pragiano/Emsiano son maduras en la subcuenca misma (petróleo liviano) y sobremaduras hacia el alto de Lagerenza. Arcillitas del Ordovícico/Silúrico podrán producir en la subcuenca misma petróleo de elevada gravedad en niveles superiores, pasando a gas húmedo/condensado a mayor profundidad, y llegando a gas seco (metano) en niveles inferiores (siempre en dependencia del gradiente térmico).

El potencial real de hidrocarburos en la subcuenca de Carandaity queda a determinarse. La sísmica existente es muy deficiente. Las perforaciones han sido de reconocimiento o exclusivamente para un modelo Devónico-Carbonífero. No obstante, se podrán señalar tres estructuras eohercinianas prominentes (Fig. 10.2-6) en el Devónico que merecen un mayor enfoque exploratorio (estructura Parapití, estructura 4 de Mayo y estructura Don Quijote). Estas estructuras podrán combinarse con reajustes tectónicos mesozoicos, orientados al nor-noroeste, y que crearían trampas para hidrocarburos a lo largo de fracturas complejas (acumulaciones estratigráficas/estructurales). Tres áreas de mayor atención requerida se identifican hacia la zona de El Dorado, hacia Picuiba y hacia Pikyrendá (Fig. 10.2-7).

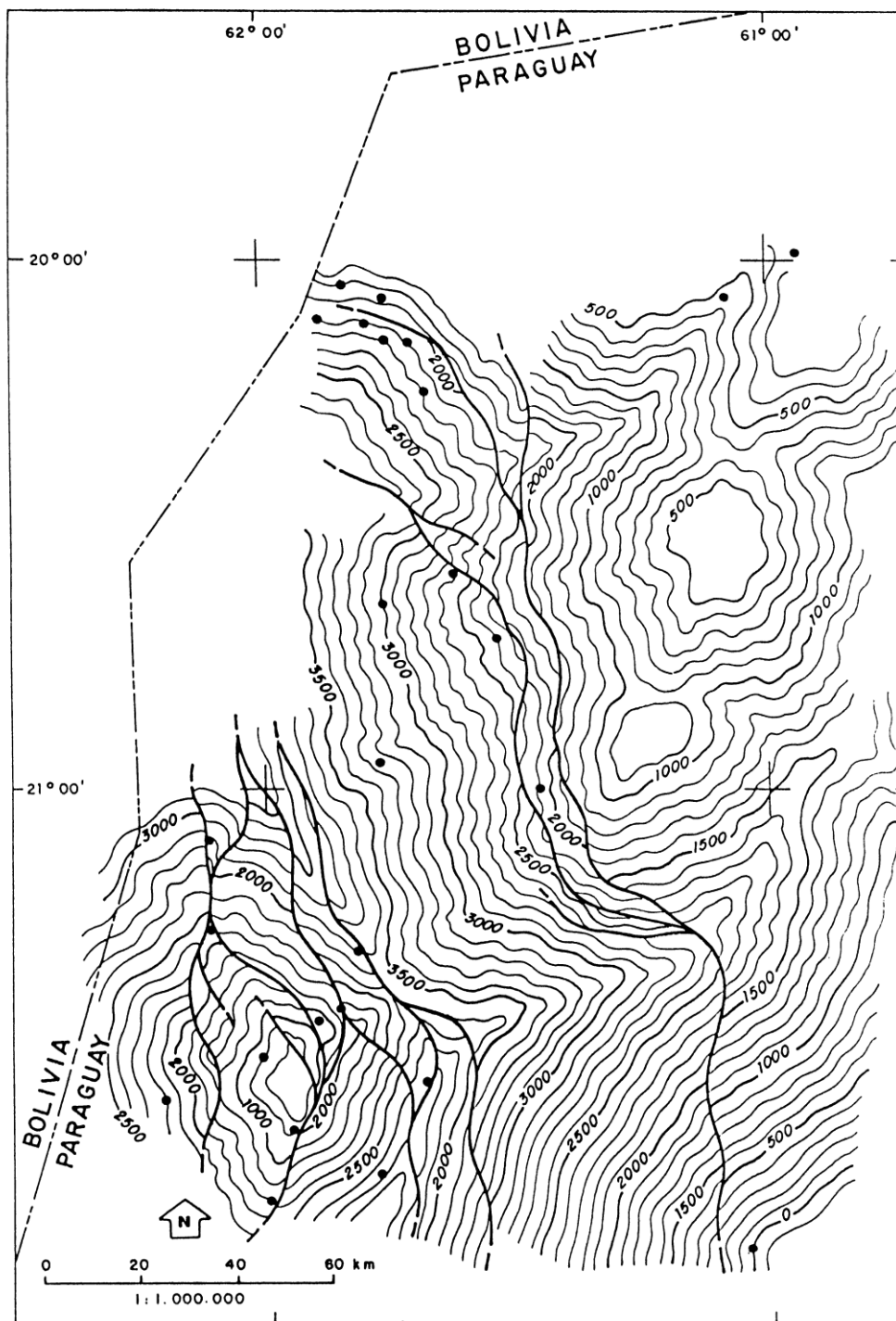


Fig. 10. 2-6: Mapa estructural del Devónico (Grupo San Alfredo) en la subcuenca de Carandaity (datum = techo del Devónico; pies).

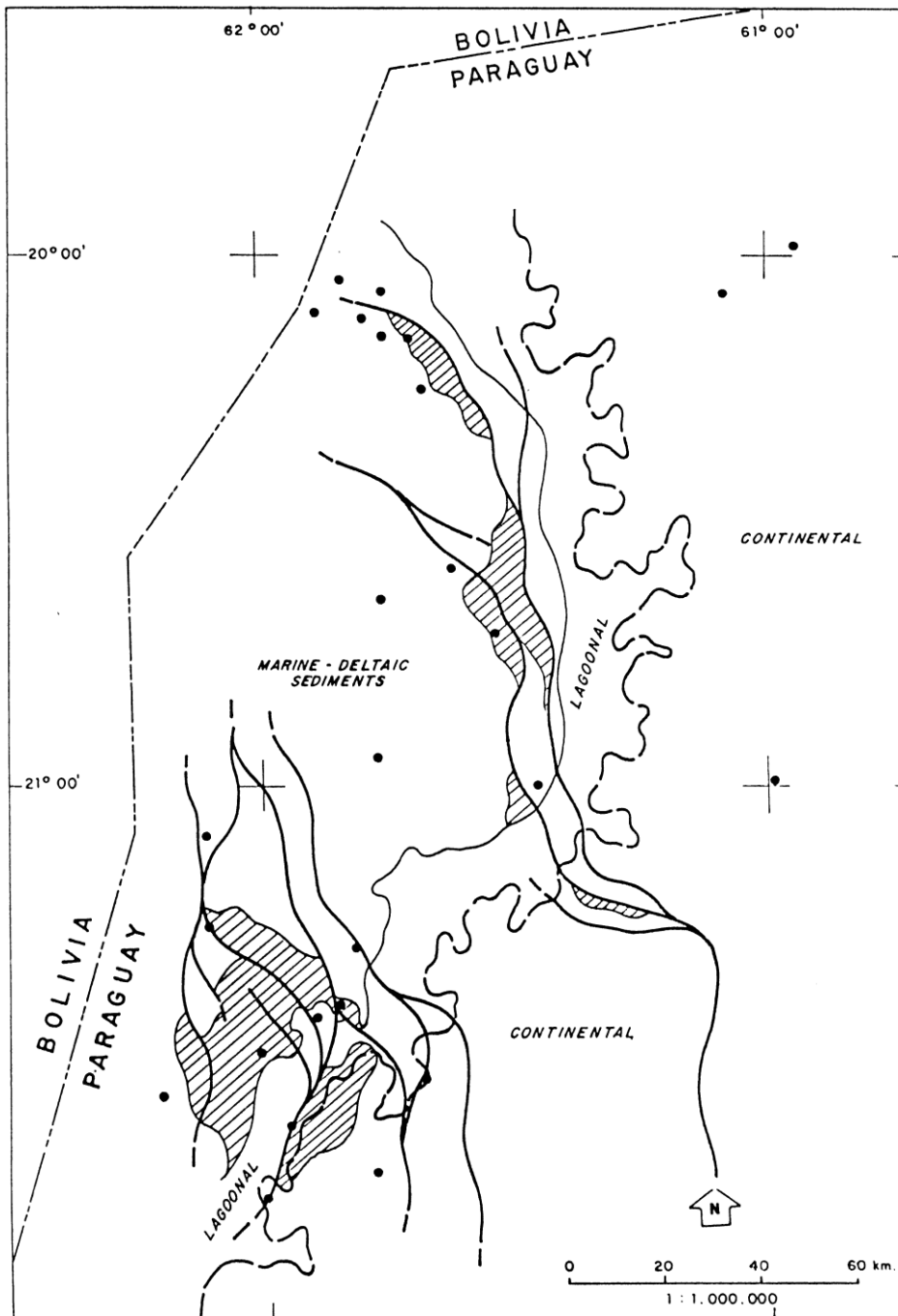


Fig. 10.2-7: Distribución de prospectos potenciales estratigráficos – estructurales; modelo Devónico – Carbonífero, subcuena de Carandaity.

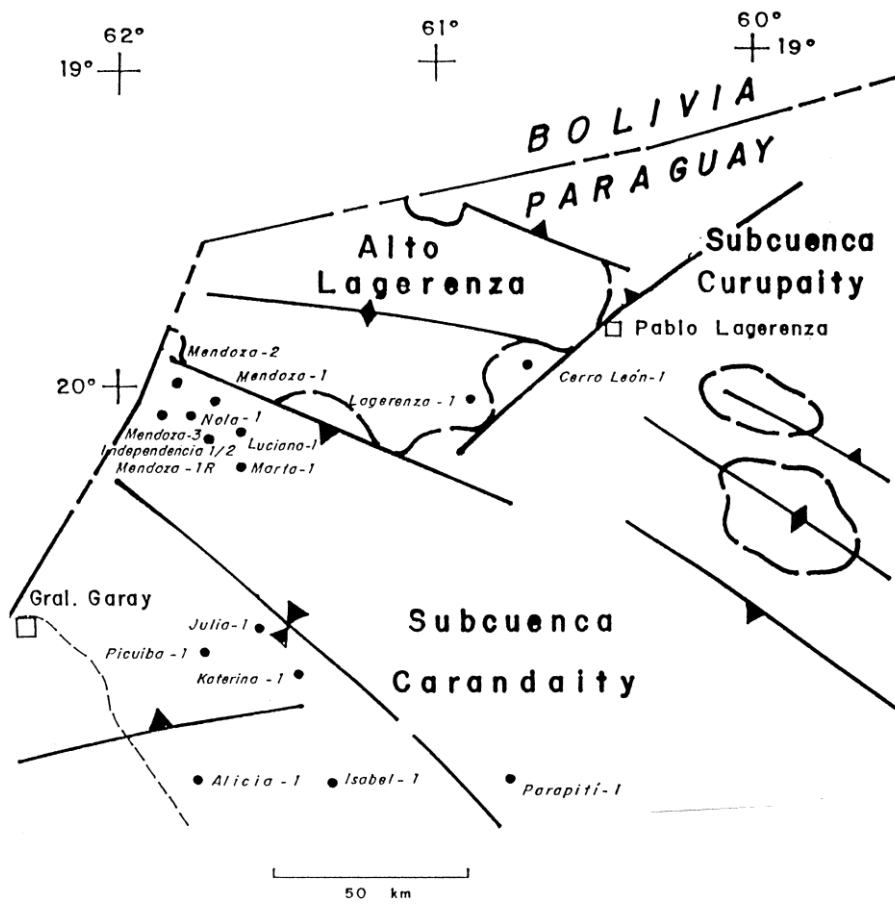
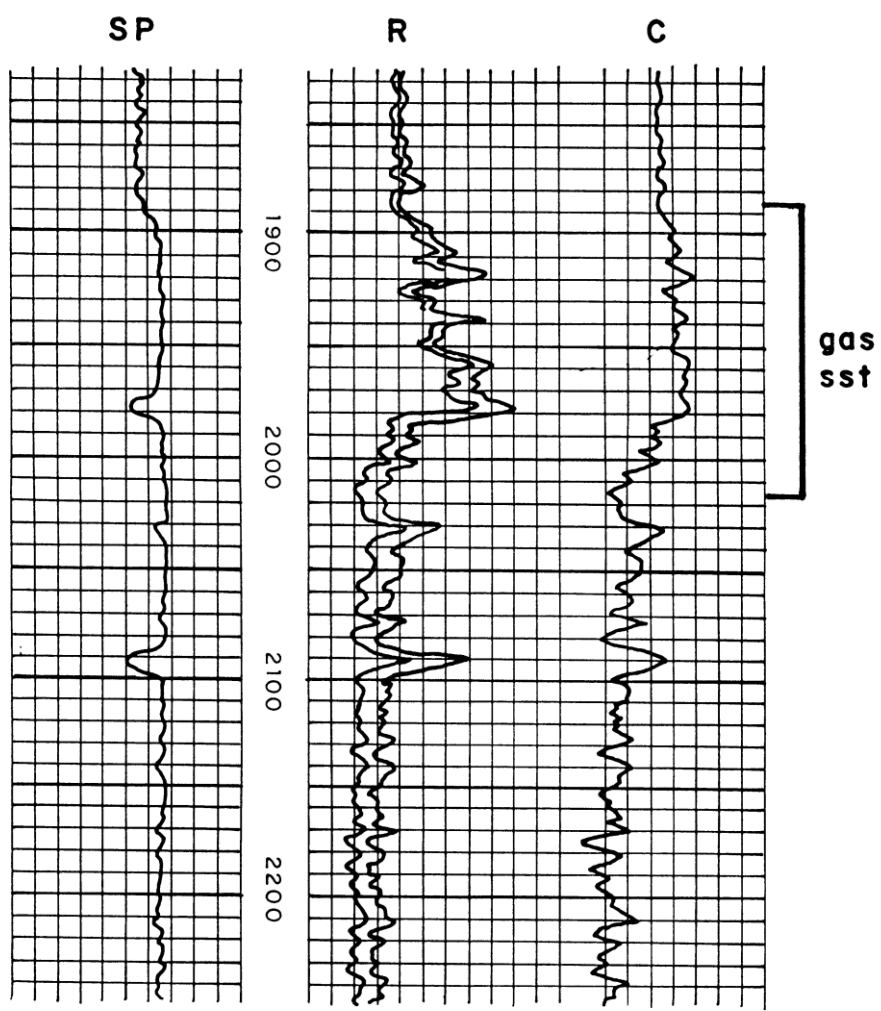


Fig. 10.2-8: Unidades geotectónicas del Chaco noroccidental.

Placid - Mendoza # 2



Geo Consultores
Diseño : Ruben Britez
Urdapilleta

Fig. 10.2-9: Perfil eléctrico tipo del intervalo gasífero en el área de Gabino Mendoza; pozo Mendoza # 2, Placid Oil Co., 1967 (pies).

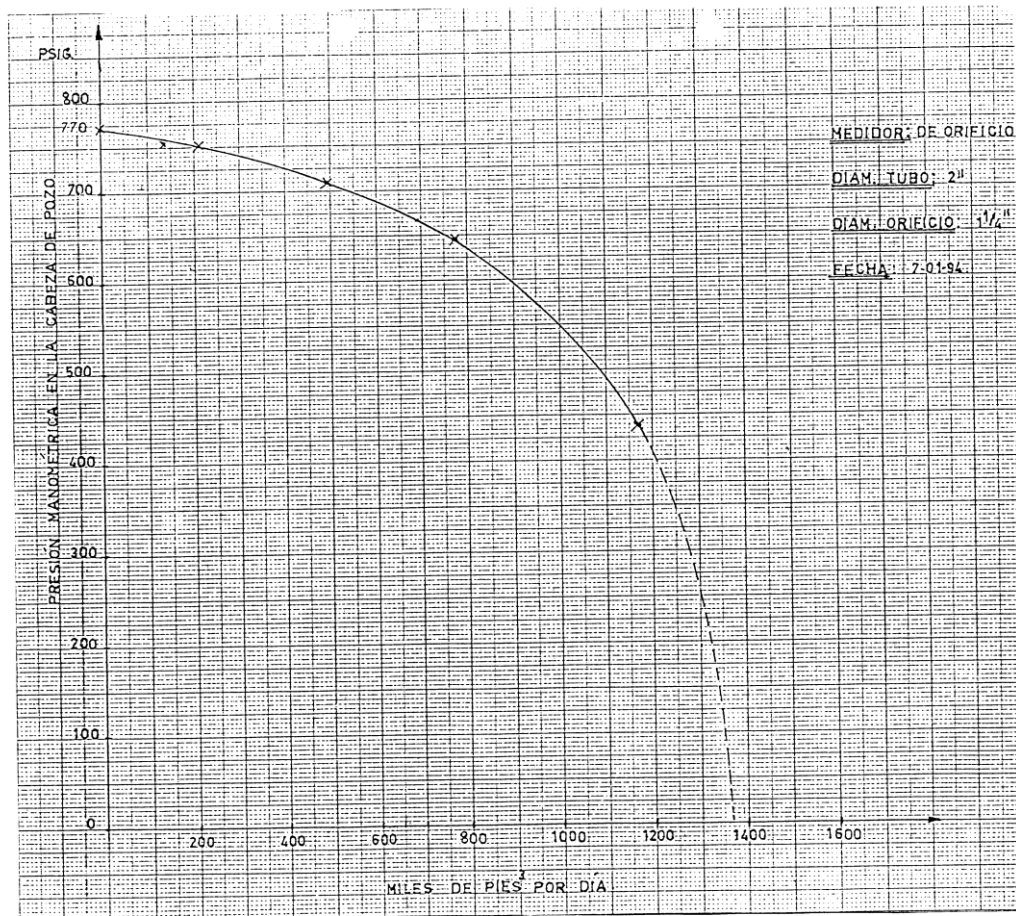


Fig. 10.2-10: Curva de presión de gas; pozo Independencia # 1, Primo Cano Martínez, 1993 (profundidad = 589 m).

PRIMO CANO MARTINEZ :

INDEPENDENCIA # 1

Sample Date : 10-30-93

Pressure : 800 psi

Temperature : 100 °F

GAS ANALYSIS

Component :	Mole % :	GPM; 14,65 psi (Ethane Plus)
Carbon Dioxide (CO ₂)...	0,080	0,000
Oxigen (O ₂).....	0,025	0,000
Nitrogen (N ₂)	3,055	0,000
Methane (C1)	93,480	0,000
Ethane (C2)	1,733	0,463
Propane (C3)	0,470	0,129
iso-Butane (i-C4)	0,179	0,058
n-Butane (C4)	0,226	0,071
iso-Pentane (i-C5)	0,102	0,037
n-Pentane (C5)	0,097	0,035
Hexanes Plus (C6+)	0,546	0,224
Total :	99,999	1,018

1. Molecular Weight : 17,48
2. Wobbe Index Number : 1305
3. Ideal Gas Values; 14,65 psi, 55 °F :

BTU/cu ft. (dry) :	1030,65
BTU/cu ft. (sat.) :	1012,72
4. Real Gas Values; 14,65 psi, 60 °F :

BTU/cu ft. (dry) :	1032,87
BTU/cu ft. (sat.) :	1014,89
5. Specific Gravity :

ideal specific gravity :	0,603
real specific gravity :	0,604
6. Compressibility; 14,696 psi, 60°F : 0,9979

Fig. 10.2-11: Análisis de gas, pozo Independencia # 1, Primo Cano Martínez, 1993 (profundidad = 589 m).

Ya en 1959, la empresa Pure Oil Company, perforó el pozo Mendoza #1R hacia Gabino Mendoza (zona Pikyrendá) encontrando un nivel gasífero en el Givetiano (5MMCFGPD) a los 587-596m de profundidad en una arenisca friable con una presión hidrostática de 1020-1100 psig. Un segundo nivel gasífero en el Pragiano/Emsiano (25MMCFGPD) se detectó a los 2599-2613m de profundidad en una sección de areniscas y arcillitas fracturadas con una presión hidrostática de 5350 psig (Fig. 10.2-8).

Alentados por el éxito, la empresa Placid Oil Company perforó en 1966/67 los pozos Mendoza #1, Mendoza #2 y Mendoza #3, alcanzando apenas el primer nivel productor. Mendoza #1 manifestó indicios de gas en el Givetiano a los 514-527m de profundidad; Mendoza #2 detectó gas y petróleo (200 bbls/día; Fig. 10.2-9) a los 599-614m de profundidad; Mendoza #3 resultó con agua en el mismo nivel.

En 1993, la empresa Primo Cano Martinez, terminó el pozo gasífero Independencia #1 con 1,25 MMCFGDP y un presión hidrostática de 778 psig, en una arenisca friable del Givetiano entre 589-603m de profundidad (Fig. 10.2-10). El gas es metano (93,5%) acompañado por un 2% de condensados de 48 octanos (Fig. 10.2-11). En base a la porosidad de 12-15% y el espesor total de 13-40m del reservorio, y asumiendo una extensión mínima de 2km² alrededor del pozo, el depósito de gas podría constituir reservas hasta 10 BCF.

Para poder cuantificar realmente el prospecto hidrocarburífero de Gabino Mendoza son necesarias importantes inversiones adicionales: Una cobertura de sísmica, pozos someros y profundos de exploración - explotación, y cálculos de reservas reales.

10.3. Subcuenca de Curupaity

La presencia de una roca generadora del Devónico (Grupo San Alfredo) con espesores entre 1500m a 2500m, con niveles de madurez desde inmaduro hasta sobremaduro, y el acceso a reservorios adecuados indica el potencial de esta

subcuenca en el norte chaqueño. Existen evidencias geofísicas para identificar estructuras favorables para la acumulación de hidrocarburos. Cabe señalar, que la caracterización de las facies sedimentarias es aún deficiente, debido a una más bien generalizada cobertura sísmica de la subcuenca y al monitoreo aún preliminar de la distribución de facies sedimentarias de secciones potencialmente generadoras; que requiere especial atención, en vista a la cercanía al Basamento Cristalino en el Oriente Boliviano al norte. Por otra parte, los prospectos hasta ahora explorados se concentraron hacia una generadora devónica en discordancia con un reservorio carbonífero. El Carbonífero frecuentemente define excelentes condiciones de reservorio, aunque los sellos imprescindibles son particularmente deficientes. Las estructuras hasta ahora definidas aparecen a menudo en apenas una línea sísmica, sin que se pueda identificar un cierre completo. Generalmente las estructuras son de bajo relieve (20-60ms) y exigen una atención detallada a fin de identificarlas. Es importante de señalar, que estas estructuras sutiles normalmente son bastante amplias y presentan prospectos viables para la exploración. Son identificados en el modelo Devónico-Carbonífero, como así también en el Devónico y el Ordovícico/Silúrico.

La subcuenca de Curupaity tiene un muy buen potencial para la generación y acumulación de hidrocarburos, por la importante sección de rocas generadoras devónicas, estructuras amplias para su entrapamiento y varios niveles de areniscas favorables para reservorios. Los esfuerzos exploratorios se han orientado hasta hoy principalmente hacia objetivos del Devónico-Carbonífero, que no son necesariamente prospectos prioritarios, por la ausencia de suficientes sellos en las estructuras. El mayor potencial reviste el Devónico superior (Eifeliano-Givetiano) y en particular el Devónico inferior (Pragian/Emsiano). El potencial del Ordovícico-Silúrico infrayacente permanece inexplorado (Fig. 10.3-1).

La subcuenca de Curupaity esta localizada entre la plataforma de Bahía Negra (al sur) y el alto de Lagerenza (al suroeste). Mientras que los gradientes térmicos alcanzan 5°C/100m en el alto de Lagerenza, las condiciones térmicas en la subcuenca misma son moderadas (3°C-3,7°C/100m). Ya que el área del alto de Lagerenza define valores de reflexión vitrínica entre 1,3-3,0%Ro para el

SYSTEM	STRATIGR.	BOLIVIAN STRAT.	LITHOLOGY	RESERV.	SOURCE
RECENT - M. EOCENE	Chaco Fm	ALLUVIUM AND LATERITE 0 - 100 m			
M. EOCENE - LATE JUR.	A. Jara Fm	TACURU/ CHOCHIS FM CAJONES FM UP TO 800 m			
PENNSYLVANIAN	Palmar de las Islas Gr	Cabrera Fm	SAN TELMO UP TO 400 m		
			ESCARPMENT UP TO 600 m		
			TAIGUATI 100 - 200 m		
			CHORRO 100 - 400 m		
			TARIJA 100 - 700 m		
MISSISSIPPIAN	San Jose Fm	ITACUAMI 20 - 200 m			
		TUPAMBI 100 - 450 m			
		SAIPURU 0 - 200 m			
DEVONIAN	San Alfredo Gr	Upper	IQUIRI 0 - 300 m	LIMONCITO	
			LOS MONOS 0 - 450 m		
			HUAMAMPAMPA 200 - 300 m		
			ICLA 400 - 600 m		
		Lower	SANTA ROSA/ ROBORE 300 - 600 m		
ORDOVICIAN SILURIAN	Cerro Leon Gr	KIRUSILLAS/ EL CARMEN 0 - 800 m			

Fig. 10.3-1: Estratigrafía esquematizada de la subcuenca de Curupaity, norte del Chaco paraguayo.

Devónico, prohibiendo por la alta madurez una generación favorable de hidrocarburos; la subcuenca de Curupaity reviste valores de 0,5-1,25%Ro (0,33-2,13%TOC) para el Devónico y 1,85-2,17%Ro (0,5-2%TOC) para el techo del Silúrico. Queda así indicado el muy buen potencial generador para hidrocarburos en el Paleozoico inferior de la subcuenca de Curupaity.

La estructuración de la subcuenca define una amplia y homogénea subsidencia, formándose luego amplios domos sutiles a causa de la epirogénesis eoherciniana. La sedimentación carbonífera es muy importante en la subcuenca de Curupaity, ya que en condiciones fluvio-glaciales se forman extensos paleocanales y abanicos fluviales, en una secuencia heterogénea y compleja. Sistemas fluvio-glaciales desviaron por los altos eohercinianos, causando al mismo tiempo una profunda erosión, facilitando así un contacto directo entre el Devónico generador y el Carbonífero reservorio (Fig. 10.3-2). A partir del Mesozoico se observa una suave reactivación de sistemas de fracturas, principalmente en el sector hacia la plataforma de Bahía Negra (sección norte del rift de la subcuenca de Pirity), que se acentúa luego en el Terciario con el levantamiento del alto de Lagerenza al suroeste, causando un calentamiento pronunciado.

Queda establecido que el Devónico superior se encuentra en condiciones de generar petróleo (0,7-1%Ro), el Devónico inferior generaría petróleo liviano (1,1-1,3%Ro), mientras que el Silúrico produciría gas/condensados (1,4-2,6%Ro). Los reservorios de paleocanales carboníferos orientados al noroeste reflejan porosidades entre 15-23%, se repiten en forma lateral y vertical, y requieren arcillitas intercaladas o cambios faciológicos pronunciados para poder sellar acumulaciones de hidrocarburos (ej. Gato #1), estableciendo un argumento fundamental en la exploración. Hacia el norte, en la frontera con Bolivia, el desarrollo de sedimentos heterogéneos (playo marinos a continentales; Pérmico) de la Formación Chovoreca, que cubren depósitos carboníferos, existirían mejores condiciones de sellos para estructuras prospectivas.

Las siete estructuras potenciales observadas en la subcuenca de Curupaity (ver Cuadro 3) siguen una tendencia de sureste al noroeste en el interior de la

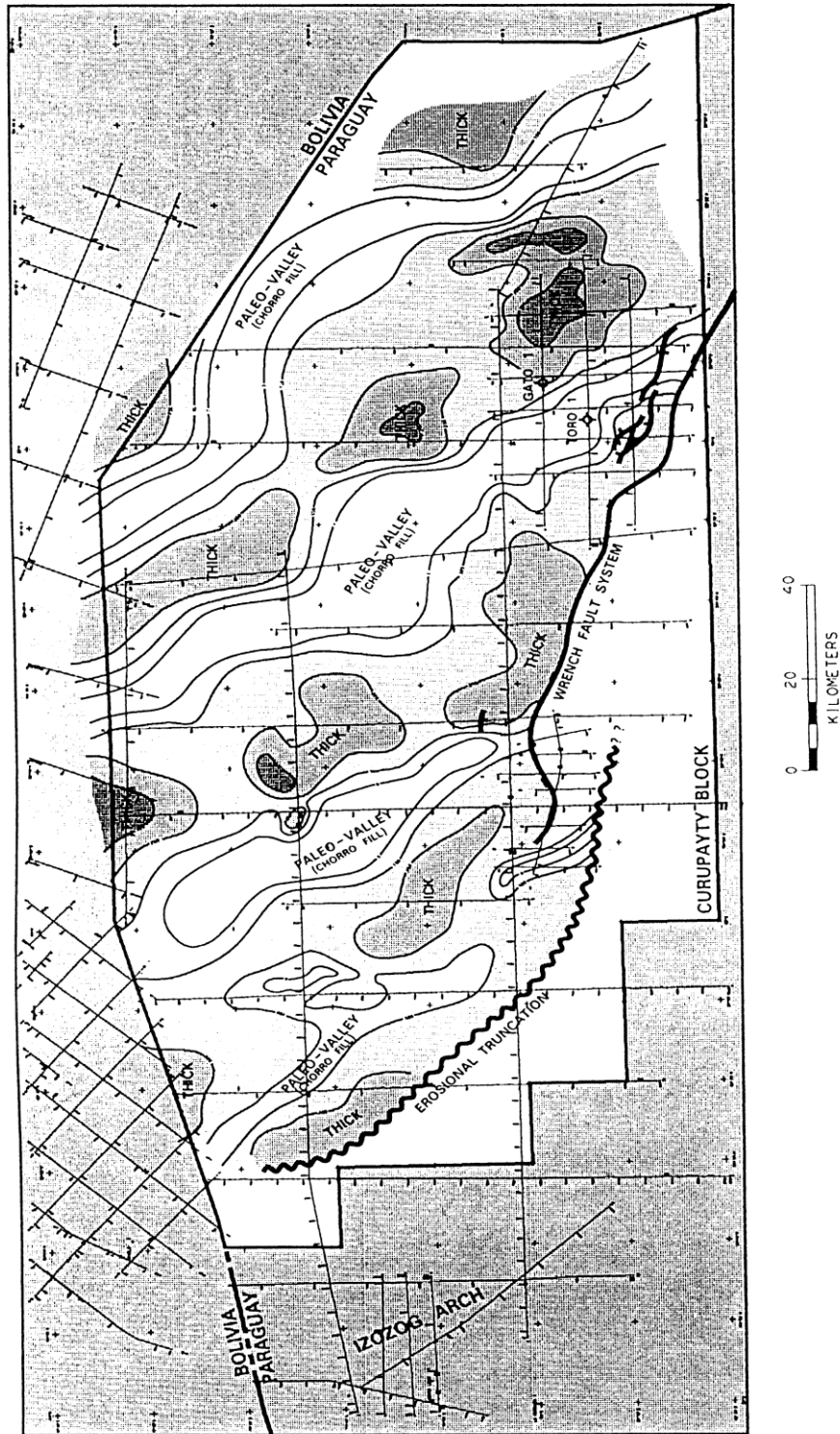


Fig. 10.3-2: Mapa de isócronas del contacto Devónico – Carbonífero (thick = alto devónico; chorro fill = paleocanales fluviales carboníferos); según Phillips Petroleum Co., 1993, subcuena de Curupaity.

Estructura	Área (acres)	Espesor (pies)	Porosidad (phi)	Saturación de agua (sw)	Reservas recuperables (MMSTB)
1 D-C	23.300	50	0,15	0,40	140
2 D-C	50.000	50	0,15	0,40	300
3 D-C	67.000	200	0,15	0,40	400
4 D-C	26.000	50	0,15	0,40	150
4 D	41.000	45	0,12	0,35	230
5 D-C	44.000	40	0,15	0,40	200
5 D	33.700	25	0,12	0,35	180
6 D-C	6.000	40	0,15	0,40	44
6 D	7.300	45	0,12	0,35	65
7 D-C	10.300	40	0,15	0,40	70
7 D	9.800	30	0,12	0,35	55

H
N
M
L
L
P
P
A
A
O
O

Porosidad = 15 - 23%
Recuperación = 50%

Cuadro 3: Cálculos estimativos de reservas de petróleo/gas, según prospectos potenciales; subcuenca de Curupaity, Devónico – Carbonífero y Devónico, Paraguay noroccidental.

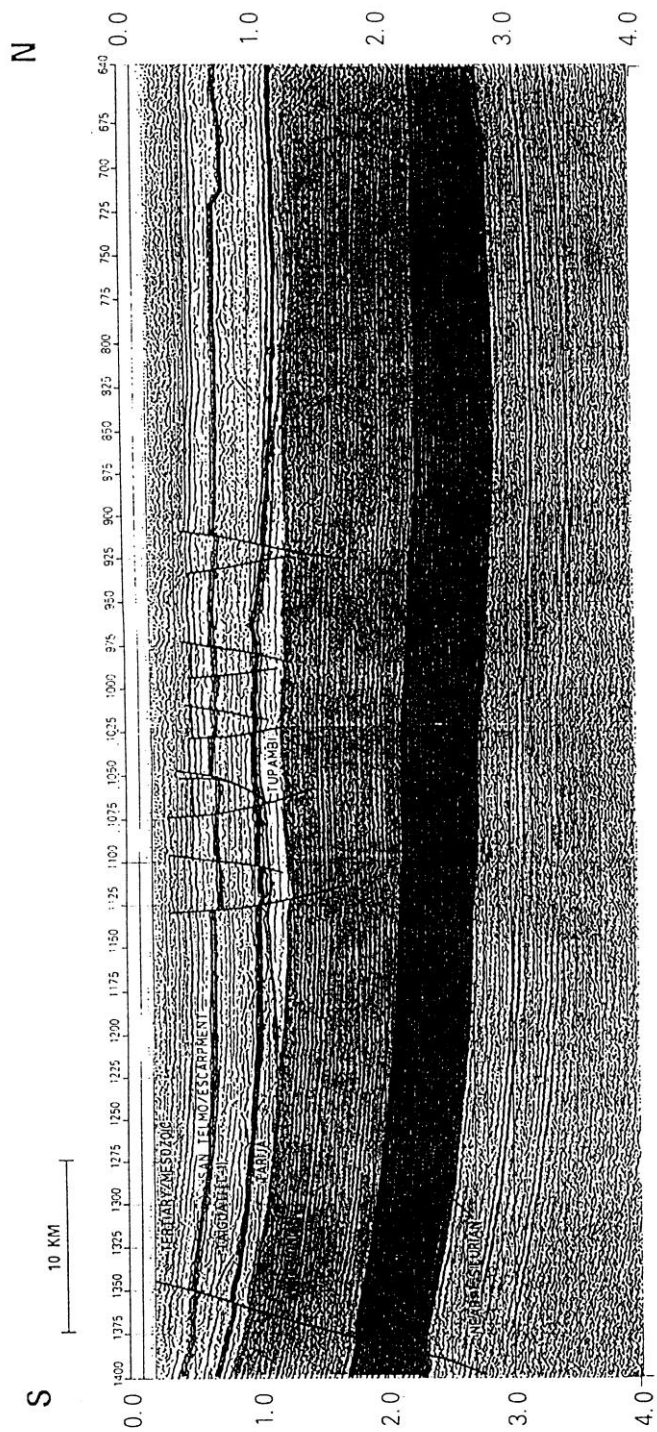


Fig. 10.3-3: Disposición sísmica general de la subcuena de Curupaity, dirección S-N. Secuencia paleozoica subparalela con discordancias hacia el Meso-Cenoico y estructuración terciaria (TEX -26/75)

subcuenca, son de bajo relieve, amplias y son formadas durante la epirogenesis eoherciniana (Fig. 10.3-2). Son identificadas además estructuras potenciales algo menores, que son interpretadas por un modelo Devónico-Carbonífero, pero preferentemente por un modelo Devónico, y que oscilarán en profundidades entre 1000m a 4500m (Fig. 10.3-3).

Los resultados alentadores del potencial de hidrocarburos en la subcuenca de Curupaity sugieren actividades de exploración futuras en detalle. Particular énfasis se deberá orientar hacia una interpretación de estructuras devónicas y silúricas. La realización de suficientes perforaciones, tanto estratigráficas como exploratorias, es una necesidad absolutamente perentoria.

10.4. Subcuenca de Pirity

La subcuenca mesozoica de Pirity en el Chaco suroccidental es la conexión transicional de la subcuenca de Olmedo (noroeste argentino) hacia el Paraguay (Fig. 10.4-1). Varios campos de producción de petróleo y gas se ubican al lado argentino (Palmar Largo, Puesto Guardián, Pozo Escondido, Balbuena, Tonono, etc.); Fig. 10.4-2. Solamente el campo de Palmar Largo produce 5.300 BPD de petróleo liviano de 40-43°API desde 1984; reservas son calculadas en 45 MMSTB. La producción de agua asociada al petróleo en Palmar Largo es considerable (3.500 BPD), creando una presión anómala en el yacimiento de 5930 psi a los 4000m de profundidad.

La subcuenca de Pirity tiene un potencial para la generación de hidrocarburos en el Mesozoico (formación sin-deposicional) y en el Paleozoico (formacional pre-deposicional).

La actividad explotatoria se ha concentrada hacia la Formación Palo Santo (Cretácico superior - Paleoceno inferior) que define condiciones generadoras favorables de petróleo. Aunque la Formación Berta y el Paleozoico infrayacente indicarían igualmente condiciones favorables, el riesgo y la profundidad (pasando los 4500m) son considerables.

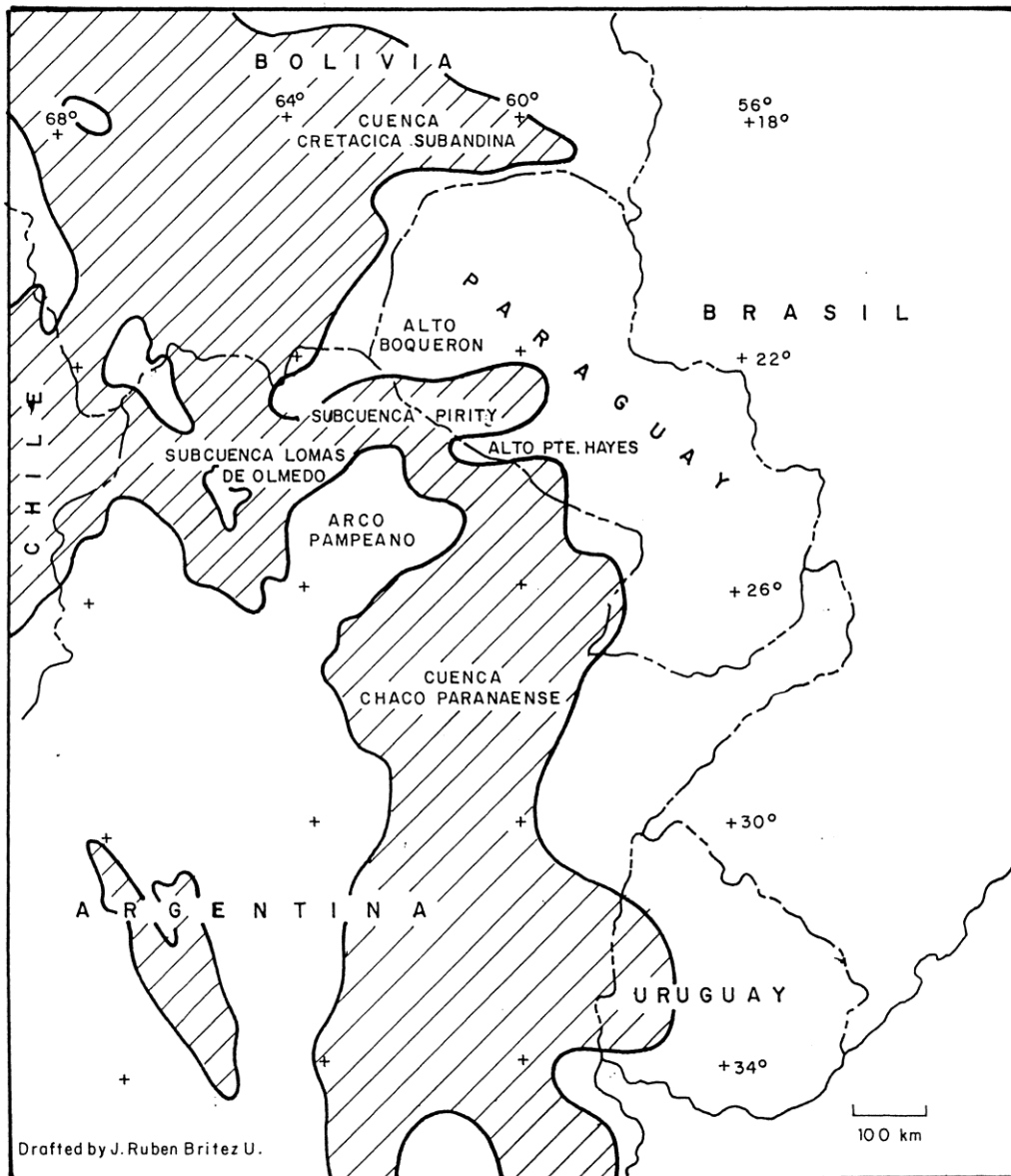


Fig. 10.4-1: Cuencas mesozoicas en la región occidental de Sudamérica.

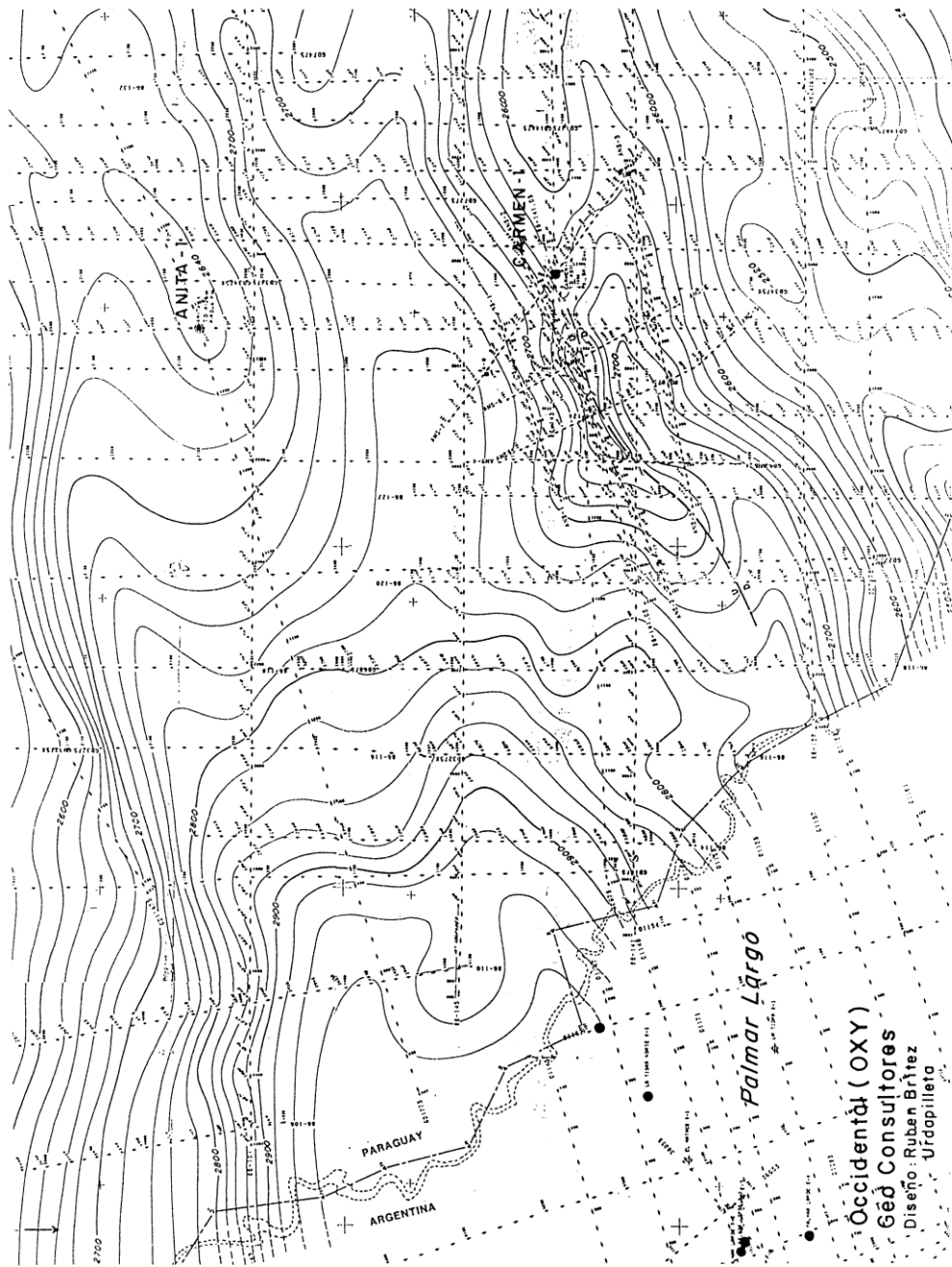


Fig. 10.4-2: Estructuración sísmica detallada de la Formación Palo Santo, subcuena de Pirity. Ubicación de Carmen # 1 y Anita # 1 en relación al campo petrolífero de Palmar Largo (Argentina).

El área más prospectivo se define hoy hacia el flanco norte de la subcuenca (Fig. 10.4-3), donde sets de fracturas cóncavas escalonadas, limitando a bloques paleozoicos basculados, permiten un entrapamiento de hidrocarburos en estructuras tectónicas-estratigráficas combinadas (Paleozoico-Mesozoico). Además el cambio facielógico de la misma Formación Palo Santo hacia componentes arenosos en los flancos genera en este modelo reservorios favorables en directa relación con la unidad generadora sin-formacional, creando estructuras estratigráficas.

Dentro de la subcuenca de Purity en si aparecen sistemas de suaves anticlinales (Fig. 10.4-4), controlados o no por fracturas normales, que han sido comprobados a ser anticlinales sedimentarios estructurados, arrecifes, magmatitas o incipientes diapirismos en niveles de sal.

La exploración de la sección paleozoica se ha concentrada hacia reservorios devónicos, carboníferos y mesozoicos que acumularían hidrocarburos generados en el Devónico infrayacente (campo Tonono; al noroeste de Palmar Largo). La buena porosidad primaria y secundaria de unidades paleozoicas a mesozoicas genera reservorios potenciales. No obstante, y debido al intenso fracturamiento y tectonismo distensional mesozoico y/o la ausencia de sellos adecuados, hidrocarburos generados podrían haber migrado hacia estructuras terciarias (Formación Palo Santo superior); Fig. 10.4-5, Fig. 10.4-6.

1) Prospectos mesozoicos:

La complejidad formacional de los sedimentos de relleno de la subcuenca distensional mesozoica de Purity requiere cierta atención para identificar su potencial para la generación de hidrocarburos (Fig. 10.4-7, Fig. 10.4-8) :

La Formación Berta (Jurásico - Cretácico) es principalmente arenosa y continental, graduando hacia arriba para carbonatos/arcillas; areniscas deltaicas se intercalan, pasando luego de nuevo para arcillas y algunos carbonatos. La parte superior es arenosa, formada en planicies de inundación y sistemas deltaicos.

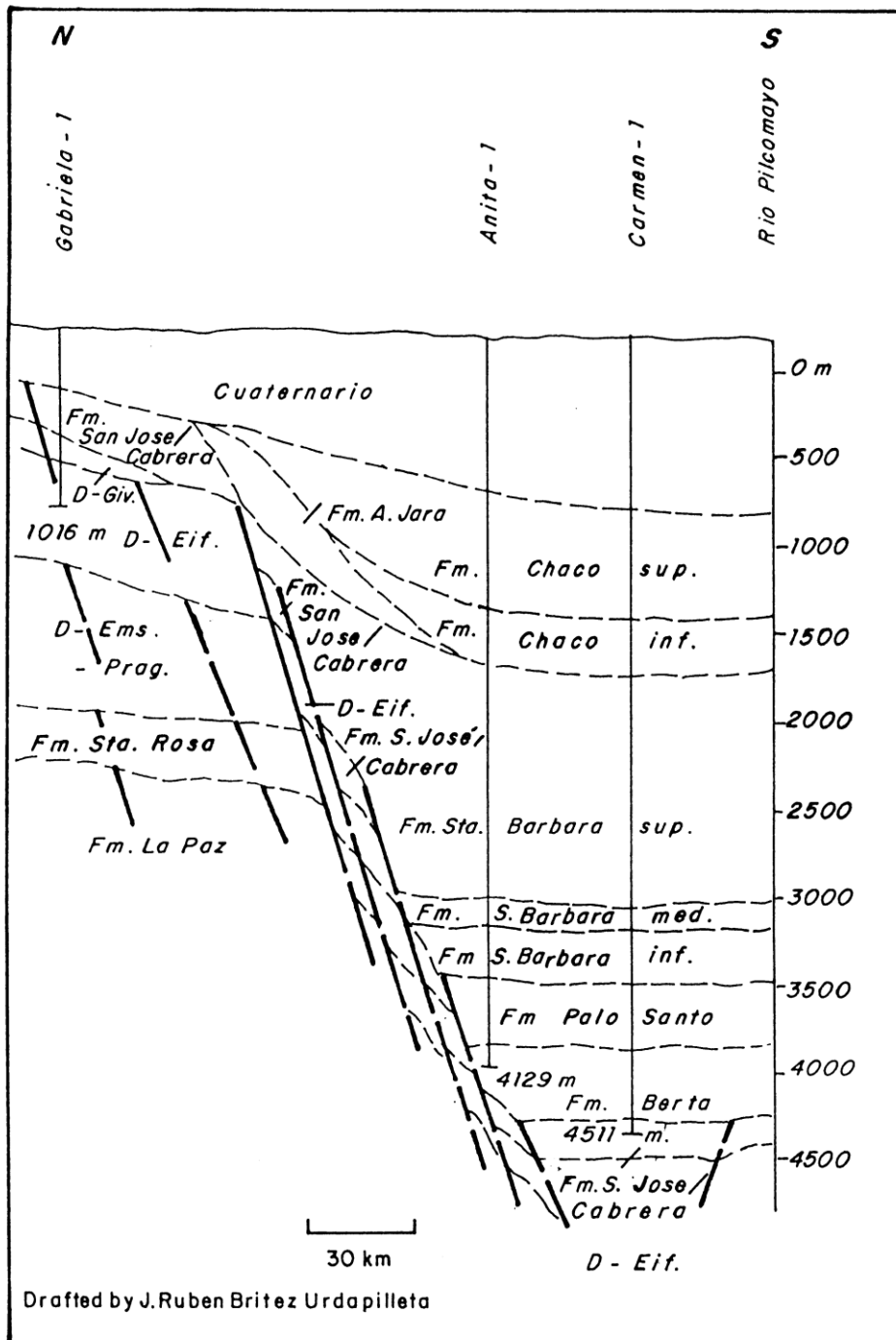


Fig. 10.4-3: Perfil geológico N-S, subcuenca de Pirity.

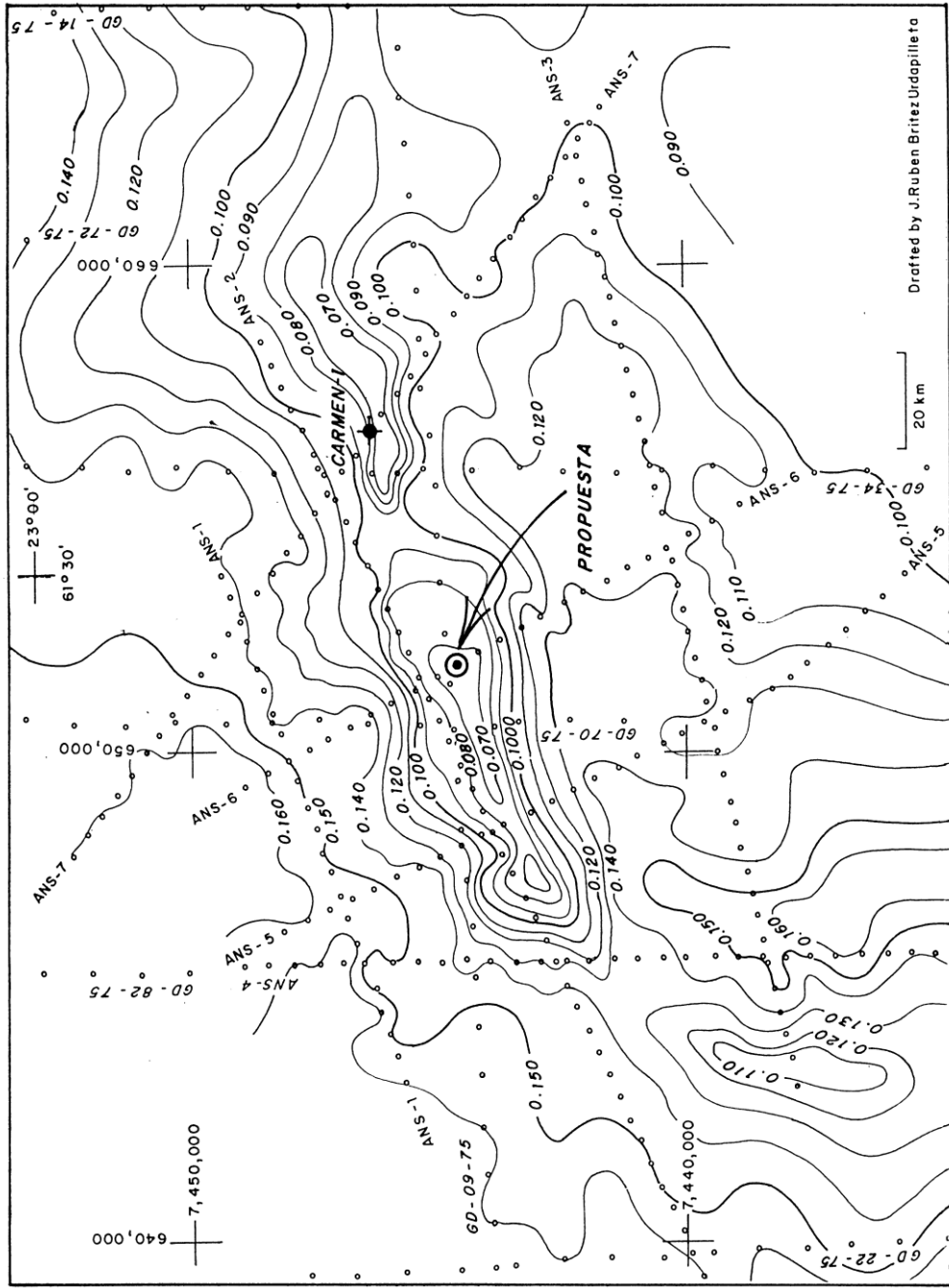


Fig. 10.4-4: Mapa de isocronas de los miembros intermedio y superior de la Formación Palo Santo (intervalo de contornos = 0,010 seg; nivel de referencia sísmica = + 150 m), subcuenca de Pirity.

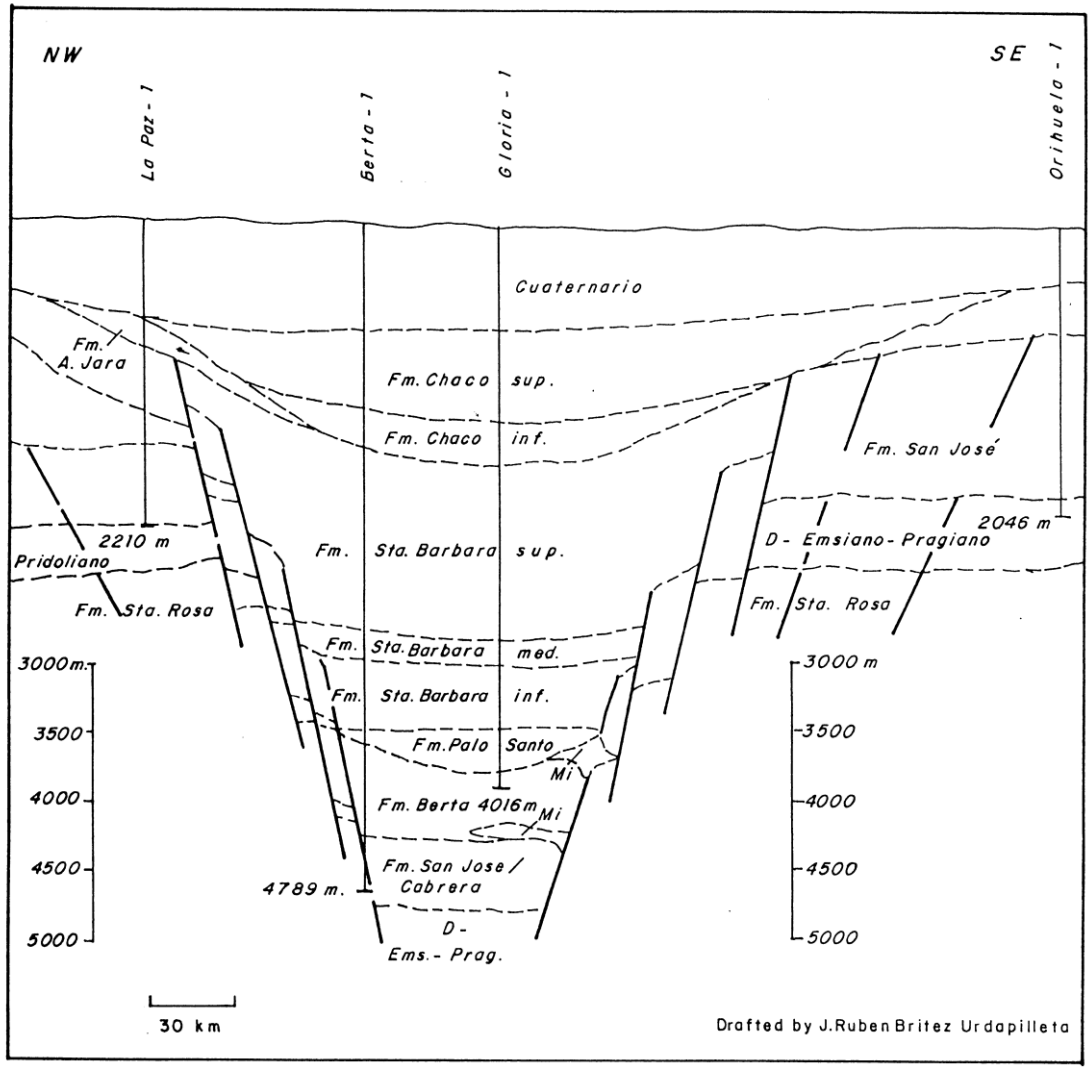


Fig. 10.4-5: Perfil geológico NW-SE, subcuena de Pirity.

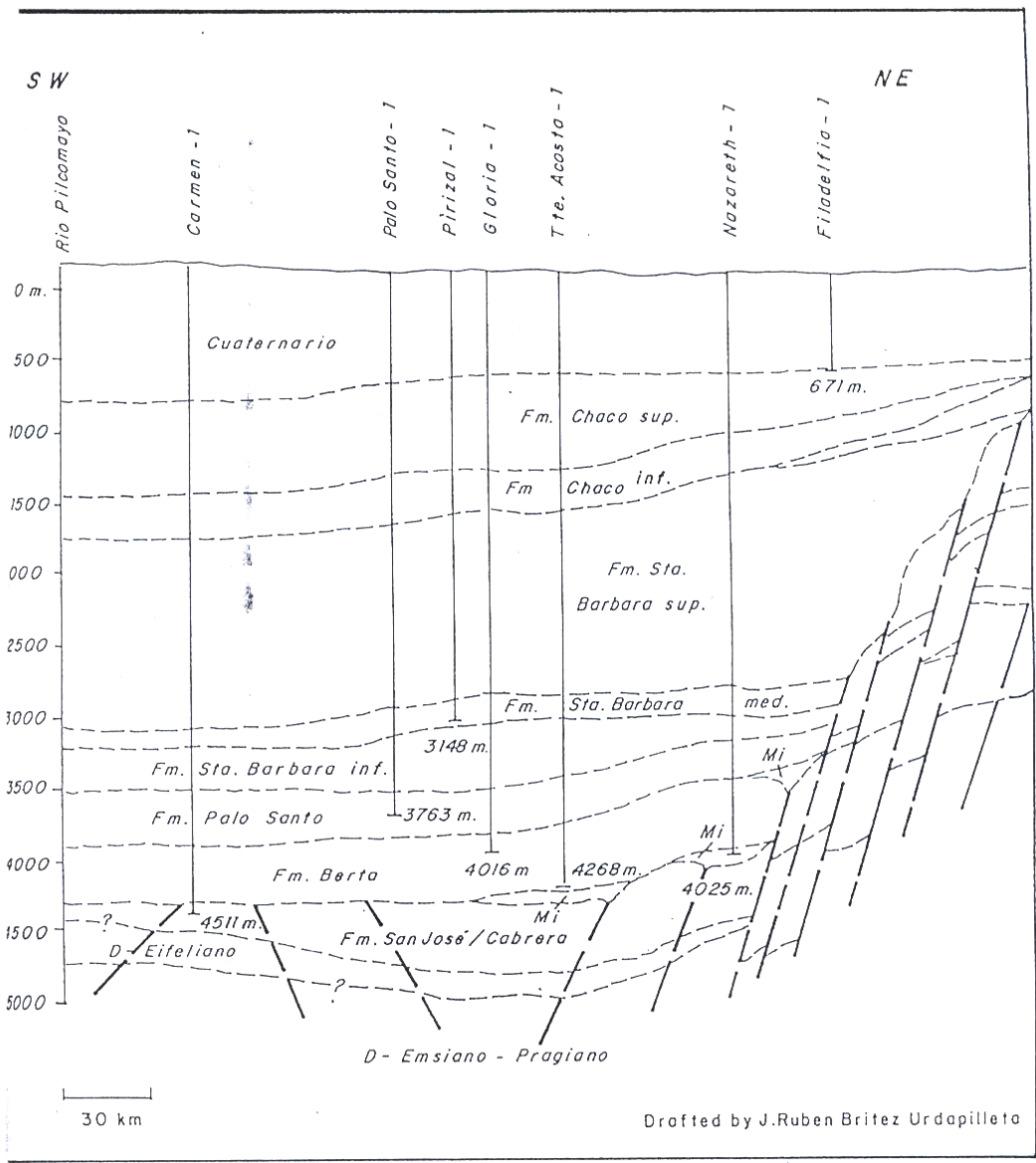


Fig. 10.4-6: Perfil geológico SW-NE, subcuenca de Pirity.

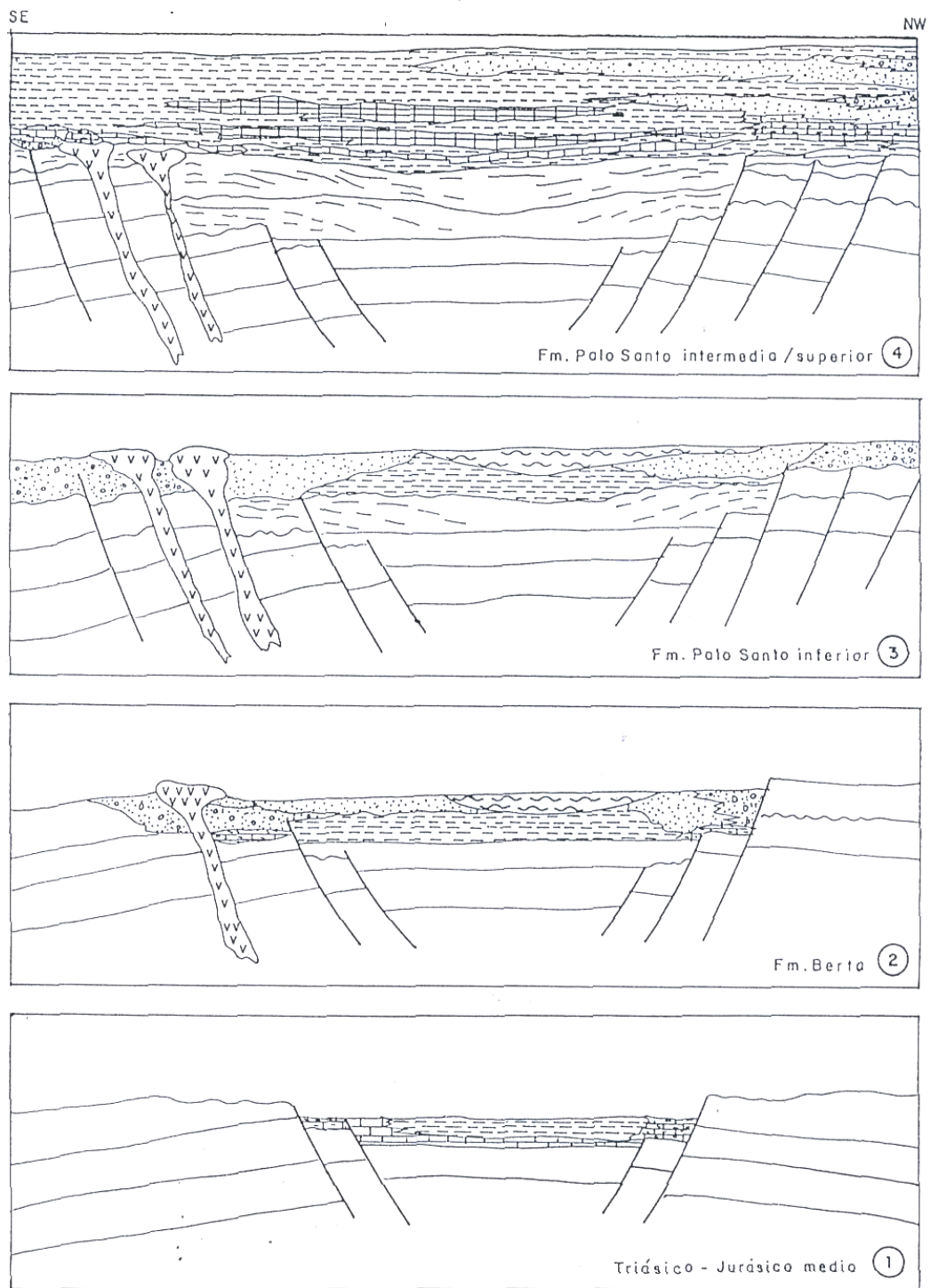
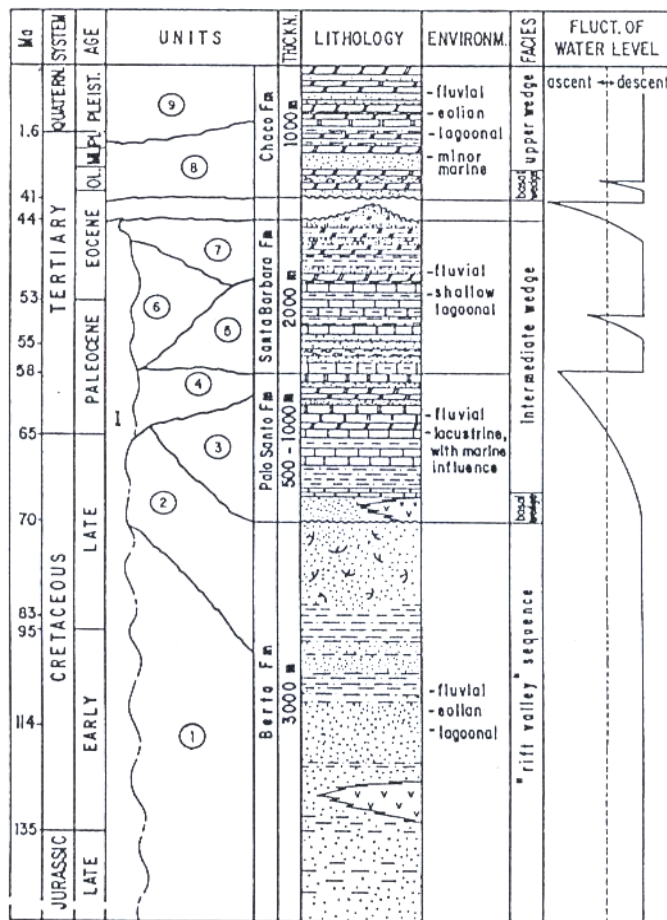


Fig. 10.4-7: Cuadro evolutivo y facies deposicionales del Grupo Pirity inferior, subcuenca de Pirity (1 – relleno basal triásico – jurásico; 2 – Formación Berta; 3 – Formación Palo Santo inferior; 4 – Formación Palo Santo intermedia / superior).



LEGEND

Pirity Subbasin	Carandaity - Curupally Subbasins
<ul style="list-style-type: none"> 9 Upper Chaco Formation 8 Lower Chaco Formation 	
<ul style="list-style-type: none"> 7 Upper Santa Barbara Formation 6 Middle Santa Barbara Formation 5 Lower Santa Barbara Formation 4 Upper Palo Santo Formation 3 Middle Palo Santo Formation 2 Lower Palo Santo Formation 1 Berta Formation 	<ul style="list-style-type: none"> I Adrian Jara Formation

	sandstone		halite
	siltstone and shale		gypsum
	limestone and marl		volcanics
	mudstone		

Fig. 10.4-8: Unidades litológicas meso - cenozoicas y facies formacionales del Grupo Pirity, subcuenca de Pirity.

La Formación Palo Santo (Cretácico-Paleoceno) se inicia con areniscas de una transgresión marina (Fig. 10.4-9), graduando hacia areniscas carbonáticas, que pueden generar suaves elevaciones sin-formacionales (arrecifes iniciales). La transgresión genera luego una plataforma de carbonatos, con fuertes intercalaciones de arcillitas y formaciones de arrecifes. Magmatitas interrumpen localmente la sedimentación. Se llegan a formar niveles de sal que podrán interponerse a los sedimentos carbonáticos/arcillosos predominantes. Depocentros aislados caracterizan una regresión marina en niveles superiores, iniciando luego una pronunciada continentalización.

La Formación Sta. Barbara (Paleoceno-Eoceno) representa sistemas fluviales-deltaicos (areniscas) y planicies de inundaciones (arcillas).

Una unidad generadora de petróleo liviano es la Formación Palo Santo con 1,0-1,8% TOC en arcillas/carbonatos y 40-43°API (Anita #1, Carmen #1). No obstante, la frecuente exposición subaerea de los carbonatos habría causado una profunda dolomitización, reduciendo así el potencial generador. Análisis de biomarcadores de la Formación Palo Santo indican que la composición marina de la materia orgánica original no necesariamente coincide con el petróleo liviano producido en el lado argentino, que es preferentemente de origen lacustre. Aparece entonces, que la unidad generadora bien podría asumirse en la Formación Berta o en el Paleozoico, acumulándose en estructuras relacionadas a la Formación Palo Santo (arrecifes, porosidades secundarias, magmatitas y diapíros). Areniscas de la Formación Berta y de la Formación Palo Santo inferior registran 12-22% de porosidad y son excelentes reservorios. Las micritas y arcillitas de la Formación Sta. Barbara son en toda la subcuenca muy buenos sellos.

La cobertura de la subcuenca de Pirity con servicios sísmicos alcanza 7.671km (la más densa en todo el país) y permite identificar unos diez prospectos potenciales. La mayoría de los prospectos son estructuras sin-formacionales (ej. la anomalía 'verde' con 20.500 hectáreas y un espesor promedio de 120m), pudiéndose estimar unas reservas recuperables de 10,4-64,6 MMSTB por

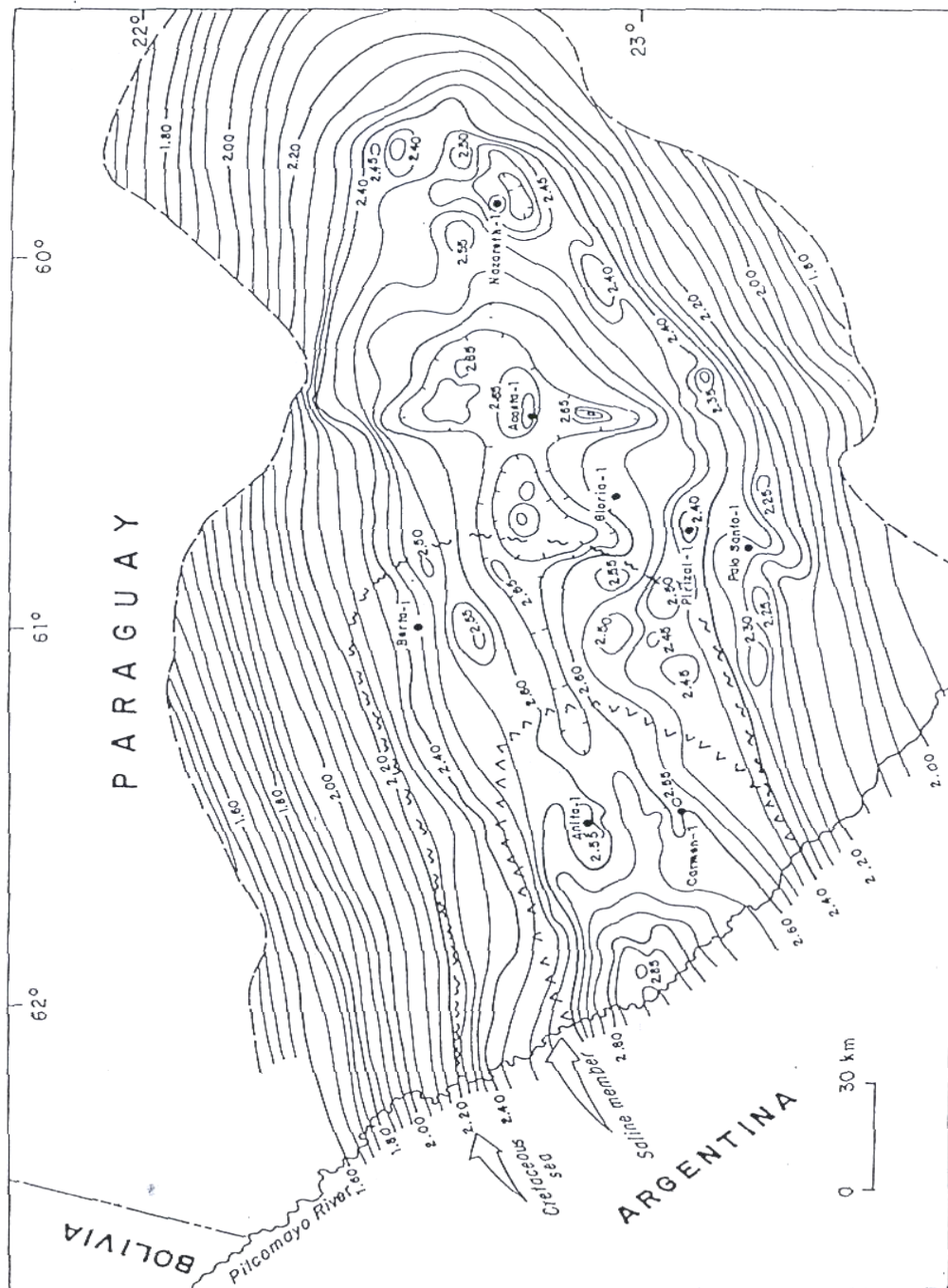


Fig. 10.4-9: Configuración de la subcuenca mesozoica de Pirity, con mención especial de la transgresión marina cretácica.

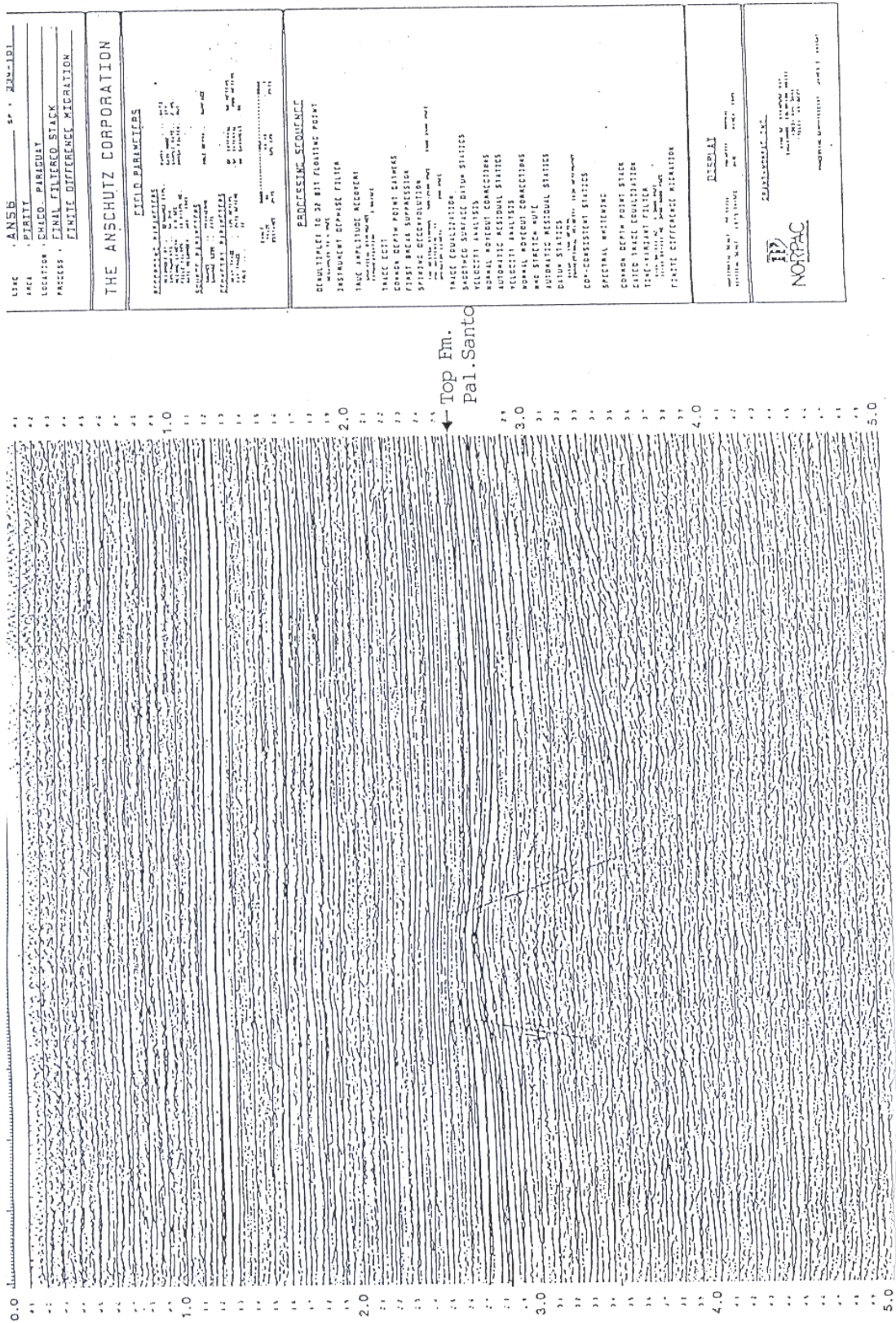


Fig. 10.4-10: Perfil sísmico ANS-6, NW-SE, con registro de la anomalía “verde” en la Formación Palo Santo, subcuena de Pirity.

prospecto (Fig. 10.4-10, Fig. 10.4-4). Aún así, y considerando que hasta la fecha se han ejecutados apenas nueve perforaciones de exploración petrolífera en toda la subcuenca de Pirity, los prospectos deben ser detalladamente analizados y perforados, en vista a una determinación real del potencial hidrocarburífero de la zona.

2) Prospectos paleozoicos:

Ya que el origen de los hidrocarburos detectados en la subcuenca de Pirity no indica necesariamente a la Formación Palo Santo, unidades generadoras bien podrán ubicarse en secuencias inferiores del Mesozoico (Formación Berta), y sobre el flanco norte y sur de la subcuenca en el Paleozoico (Devónico).

La composición lacustre del petróleo producido en la subcuenca (lado argentino) probablemente se originaría en la Formación Berta, acumulándose en estructuras potenciales relacionadas a Formación Palo Santo.

Ya sobre el flanco norte y sur de la subcuenca de Pirity la exploración petrolífera reciente prefiere un potencial gasífero (Fig. 10.4-11). Significa que gradientes térmicos elevados (más de 3°C/100m) y valores de reflexión vitrínica estimados en 2,5-2,7%Ro, señalan hacia una generación aparentemente más madura. Unidades generadoras con estas condiciones serían arcillitas del Grupo San Alfredo (Devónico). Arcillitas negras con valores conocidos hasta 2,5-3,5%TOC (subcuenca de Carandaity) conforman en el Eifeliano y en el Pragiano/Emsiano muy generosas unidades generadoras.

Prospectos principales se ubican sobre el flanco norte de la subcuenca de Pirity, en relación a bloques paleozoicos basculados y escalonados, facilitando una migración por fracturas y en contacto directo hacia reservorios internos devónicos, hacia areniscas carboníferas favorables relacionadas o hacia areniscas mesozoicas-terciarias que cubren discordantemente el flanco estructurado. El entrapamiento de hidrocarburos se producirá en estructuras de bloques paleozoicos tectónizados y en areniscas más jóvenes, estando selladas por abundantes arcillitas de la Formación Sta. Barbara y de la Formación Palo Santo.

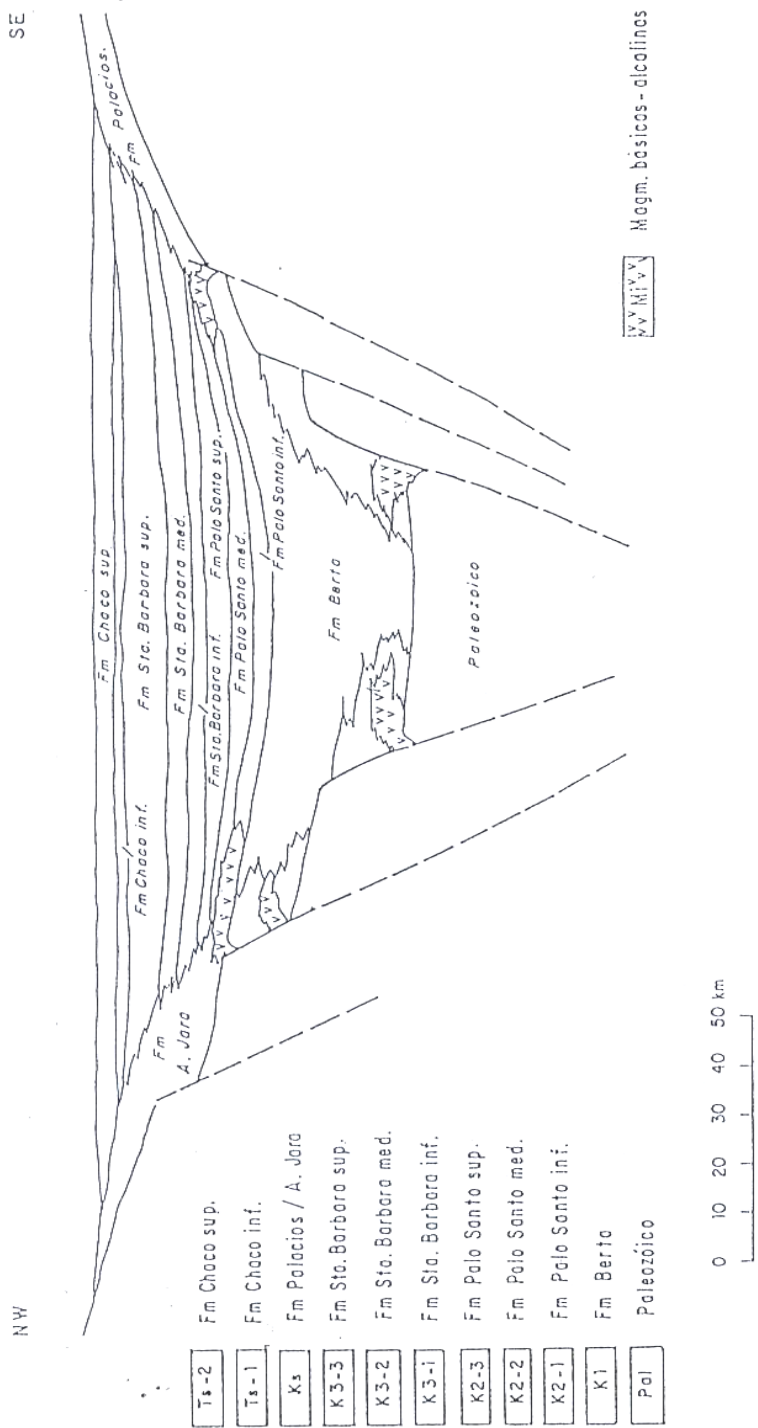


Fig. 10.4.11: Sección estratigráfica del Grupo Pirity, transversal a la subcuenca de Pirity. Chaco suroccidental: Formación de un graben tectónico a causa del ciclo Sudatlántico.

Estructuras de prospectos paleozoicos son determinadas en varios sets preferentemente a lo largo del flanco norte de la subcuenca de Pirity, hacia el alto de Boquerón; y a lo largo del flanco sur, hacia el alto de Pte. Hayes. No obstante, alguna estimación de reservas calculadas es difícil, ya que el modelo prospectivo Paleozoico - Meso / Cenozoico es una imagen nueva y hasta ahora muy poco explorada.

10.5. Plataforma de Bahía Negra

La plataforma de Bahía Negra se ubica entre la subcuenca de Curupaity al norte y los altos de Fte. Olímpo - Itapucumí al sur. Representa un cuadro geológico, donde se acuñan en particular sedimentos del Grupo Cerro León (Ordovícico-Silúrico) con espesores hasta 3.500m contra los altos de Fte. Olimpo - Itapucumí desde el oeste al este. Secuencias devónicas del Grupo San Alfredo pierden rápidamente su presencia hacia los altos, asimismo depósitos permocarboníferos del Grupo Palmar de las Islas. Sedimentos mesozoicos alcanzan en el depocentro de la plataforma de Bahía Negra hasta 300m de espesor y aumentan al suroeste hacia la subcuenca de Pirity; no se desarrollaron en áreas adyacentes. Mientras que el Terciario no es registrado; secuencias del Cuaternario se manifiestan con escasos 150m, aumentando al suroeste hasta 600m y desarrollándose aún más hacia la subcuenca de Pirity.

La plataforma de Bahía Negra es la región inicial al noreste del graben tectónico mesozoico que generara hacia el suroeste la subcuenca de Pirity. Así, hacia el noreste conecta a la zona del Pantanal (Brasil), hacia el suroeste pasa transicionalmente a la subcuenca de Pirity y la subcuenca de Olmedo (Argentina).

Manifiestan la estructuración mesozoica la concentración de una sedimentación sin-formacional dentro de la plataforma y magmatitas permomesozoicas aflorantes entre Vallemí y Fte. Olímpo, y perforadas en el pozo Toro #1.

La plataforma de Bahía Negra es una estructura de graben tectónico, asimétrico hacia el flanco norte evidenciado en el lineamiento tectónico de Bahía Negra (Riacho Florida) al noreste. El flanco sur desarrolla una flexura tectónica en sets paralelos de fracturas escalonadas, acompañadas por magmatitas y profundizándose al norte (lineamiento de Fte. Olímpo). Cortan de forma perpendicular fracturas al noroeste, resultando la plataforma de Bahía Negra en una imagen de bloques paleozoicos complejamente basculadas (Fig. 10.5-1).

La plataforma de Bahía Negra no ha sido explorada debidamente. Existe una cierta cobertura sísmica en la subcuenca de Curupaity al norte. Sobre el flanco limitante al norte de la plataforma se ubican las perforaciones Toro #1 y Gato #1 (indicios de hidrocarburos en el Grupo San Alfredo y el Grupo Cerro León). Apenas una línea sísmica de reconocimiento (OXY-BN88-01) se ha ejecutada en la plataforma misma (Fig. 10.5-2). Los conceptos geológicos y del potencial de hidrocarburos se basan en resultados y correlaciones con áreas adyacentes. Así, unidades generadoras más antiguas se constituyen en carbonatos-arcillitas del Grupo Itapucumí (Neoproterozoico-Cámbrico) llegando a 0,5-1,0% TOC. Siguen arcillitas de la Formación La Paz (Ordovícico-Silúrico), representando con 1,5-2,0% TOC las rocas generadoras más importantes en la zona. Finalmente son consideradas arcillitas del Grupo San Alfredo (Devónico) con 2,5-3,0% TOC en áreas dístales. Particular atención debe darse a cambios de facies sedimentarias, ya que la cercanía al Basamento Cristalino podría limitar el potencial generador con secciones arenosas más proximales.

El potencial para hidrocarburos en la plataforma de Bahía Negra se concentra hacia la fosa tectónica de la plataforma misma. En una zona limitada de aproximadamente 100km de ancho, extendiéndose desde el Río Paraguay hacia el Chaco central y pronunciándose dentro del graben hacia la subcuenca de Pirity (suroeste), se habrían generado prospectos potenciales en un modelo combinado estructural-estratigráfico.

El Grupo Itapucumí representa una secuencia heterogénea, predominantemente carbonática-arcillosa, que revela una historia termal desde inmadura hasta recrystalizada-metamorfizada. De acuerdo a los análisis del contenido orgánico y

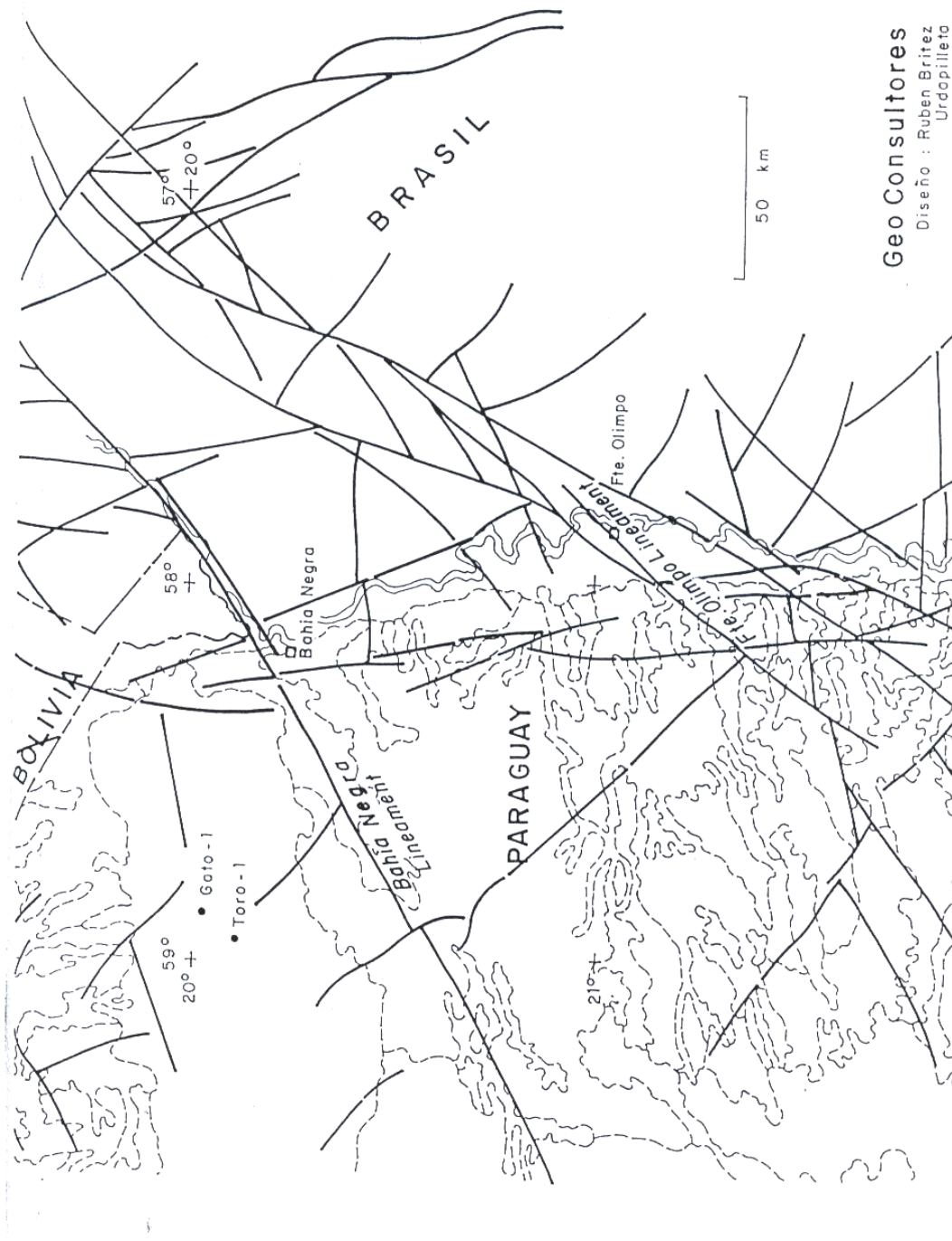


Fig. 10.5-1: Esquema tectónico de la plataforma de Bahía Negra. Estructuración mesozoica (rift) limitada al norte por el lineamiento de Bahía Negra (Riacho Florida) y al sur por el lineamiento compuesto de Fte. Olimpo (intrusivas alcalinas).

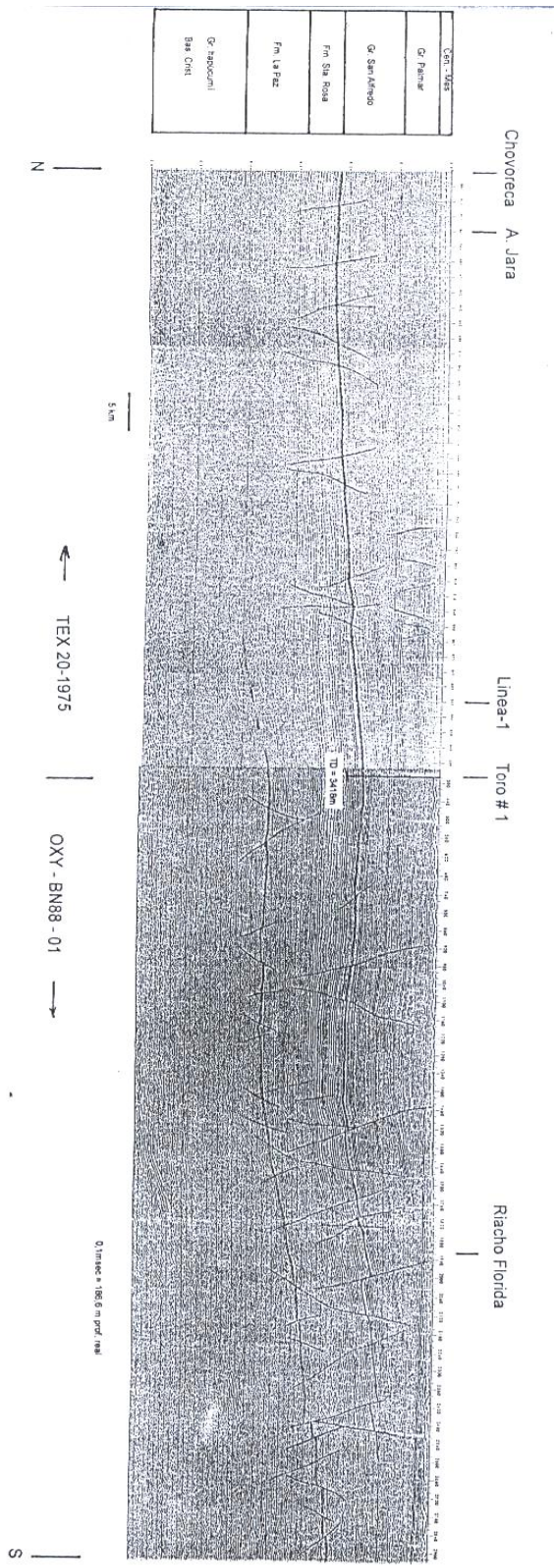


Fig. 10.5-2: Disposición sísmica general de la plataforma de Bahía Negra (rift inicial), según composición de las líneas TEX 20/75 y por OXY - BN88/01; correlación estratigráfica según Toro # 1 (TD = 3418 m).

dadas las condiciones de madurez adecuada, se podría haber formado petróleo de baja gravedad, concentrándose hacia reservorios fracturados de areniscas intercaladas y porosidades secundarias. Aumentando la madurez se generaría gas hacia reservorios similares. En un concepto de modelo cerrado del Grupo Itapucumí arcillitas y evaporitas intercaladas formarían los sellos, combinándose con trampas estructuradas contra fracturas o controladas por cambios faciológicas.

Arcillitas negras de la Formación La Paz registran un buen potencial para petróleo en áreas térmicas más calmas y para gas en áreas tectono-térmicas más afectadas. Así, sobre el flanco norte (Toro #1) secciones silúricas serían térmicamente más afectadas, mientras que en la plataforma de Bahía Negra misma registrarían condiciones generadoras más favorables (petróleo y gas). La Formación Sta. Rosa suprayacente presenta en areniscas con 11% a 13% de porosidad reservorios viables para la acumulación de hidrocarburos, sirviendo de sello el Devónico inferior y formando buenos entrampamientos la estructuración mesozoica.

Generadoras del Pragiano/Emsiano y del Eifeliano (Grupo San Alfredo), que representan con 2,5-3,5% TOC en prospectos de otras subcuencas las mejores condiciones generadoras potenciales para hidrocarburos, no se encuentran bien desarrolladas en la plataforma de Bahía Negra. No obstante, y en vista al contexto regional, arcillitas devónicas requieren igual importancia en un modelo interno cerrado del Grupo San Alfredo. El gradiente térmico promedio de 2,5°C/100m señala condiciones favorables para la generación de petróleo. Reservorios intercalados en el Pragiano/Emsiano y en el Givetiano con 9-10% de porosidad representan prospectos viables. El entrampamiento se efectúa en estructuras mesozoicas, sellándose con arcillitas del Devónico superior o por fallas. El potencial devónico podría haberse disminuido por la cercanía del Basamento Cristalino y por un cambio faciológico hacia areniscas.

Reservorios del Carbonífero (paleocanales, sistemas fluvio-deltaicos, etc.) representan viables prospectos (10%-20% de porosidad). Cabe señalar, no

obstante, que sellos imprescindibles podrán desarrollarse localmente, disminuyéndose igualmente debido a la cercanía del Basamento Cristalino.

En un monitoreo de las condiciones generadoras para hidrocarburos en la plataforma de Bahía Negra, considerando gradientes térmicos adecuados y parámetros de madurez, se puede asumir que la generación inicial se originaría probablemente durante la epirogénesis eoherciniana. Máxima generación - migración - acumulación y formación de estructuras de entrapamiento se iniciaría durante el evento tectono-termal mesozoico del ciclo Sudatlántico.

10.6. Subcuenca de Pilar

Con una extensión areal mayor se define la subcuenca de Pilar en el Paraguay suroriental (confluencia de los ríos Paraguay y Paraná) y proyectándose hacia la región suroriental del Chaco (área del Río Pilcomayo inferior); Fig. 10.6-1.

Limitada por el subcratón Río Tebicuary y el alto de Asunción se desarrolla una sedimentación ordovícica-silúrica (Grupo Caacupé/Grupo Itacurubí) en la subcuenca de Pilar, formándose luego una escasa cobertura devónica (Grupo San Pedro). Recién a consecuencia de la tectónica distensional mesozoica y la formación de grabens estructurales se llegan a depositar localmente potentes columnas de sedimentos continentales mesozoicos (bloque de San Ignacio), acompañadas por magmatitas básicas y alcalinas. En el Paleogeno es observado un reajuste termo-tectónico, registrándose localmente pronunciados levantamientos o hundimientos, y acompañados por magmatitas básicas, nefeliníticos - fonolíticos. Por último, a partir del Terciario hasta el reciente llegan a depositarse importantes secuencias de sedimentos continentales fluvio-lacustres y eólicas; interrumpidos apenas durante el Mioceno medio por una breve incursión marina desde el sur.

Principalmente durante el Mesozoico se forman fosas tectónicas estrechas y asimétricas, orientadas al noroeste en Ñeembucú y al noreste en Pte. Hayes (prolongación de la estructura Las Breñas, Argentina). Las fosas tienen flancos

flexurados hacia el norte y/o este, escalonándose hacia el interior, y flancos abruptos marcados por fallas al sur y/o oeste (Fig. 10.6-1).

No existe información litoestratigráfica exacta del área de las fosas tectónicas mismas, entendiéndose apenas una secuencia basal (probablemente continental) y una secuencia superior (probablemente marina) de edad neoproterozoica-cámbrica aceptada, seguida por un relleno paleozoico - mesozoico y cubierta por sedimentos cenozoicos; según referencias argentinas (Fig. 10.6-2). El espesor sedimentario total llega a alcanzar en Paraguay entre 1000 y 3000m.

La definición del graben mesozoico en el Dpto. Ñeembucú se basa en una cobertura aeromagnética, señalando una estructura estrecha de sureste al noroeste, en el margen sur del subcratón Río Tebicuary (Fig. 10.6-3). El extremo suroriental del graben forma el bloque de San Ignacio, un bloque tectónico elevado en el Terciario; mientras que el extremo noroccidental caracteriza un bloque tectónico hundido, acompañado por magmatitas básicas.

La definición del graben mesozoico en el Dpto. Pte. Hayes es resultado de una cobertura gravimétrica y magnética, caracterizando igualmente un graben estructurado estrecho de suroeste al noreste (Fig. 10.6-2). En el norte, la estructura de la subcuenca de Pilar se ve truncada por fracturas al este-oeste, conectándose hacia el bajo de San Pedro y hacia el Chaco central. Acompañan magmatitas básicas.

Mientras que en Ñeembucú el desarrollo de secuencia sedimentarias paleozoicas es limitado por su cercanía al subcratón Río Tebicuary y en consecuencia el potencial para generar hidrocarburos se ve reducido; en Pte. Hayes se definen sedimentos paleozoicos del Grupo Caacupé, del Grupo Itacurubí y menos desarrolladas secuencias del Grupo San Pedro. El potencial generador para hidrocarburos consecuentemente se concentrará hacia la subcuenca de Pilar en el Dpto. Pte. Hayes.

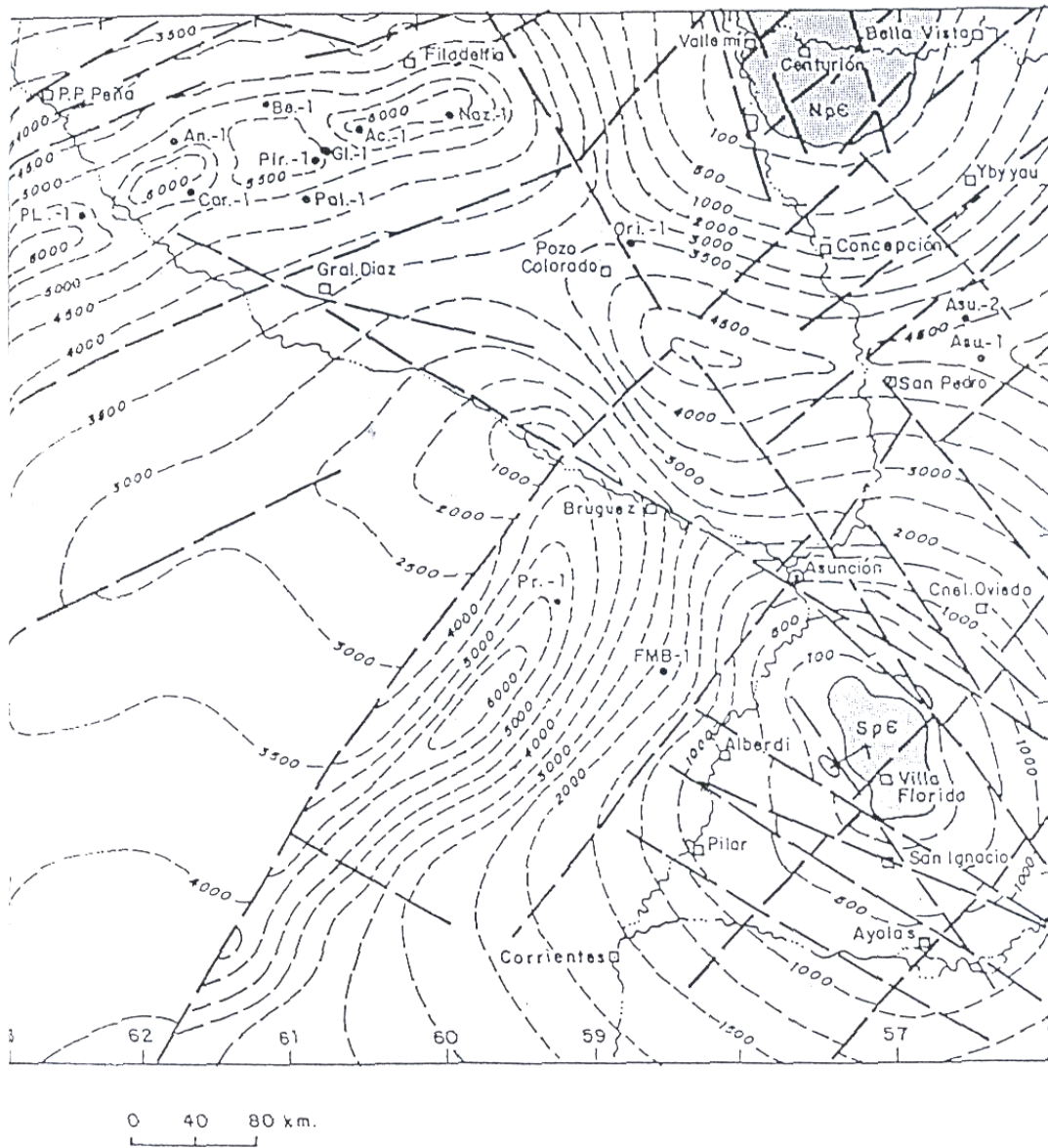


Fig. 10.6-1: Paraguay suroccidental – suroriental (espesor sedimentario total; m). Disposición tectono – sedimentaria regional.

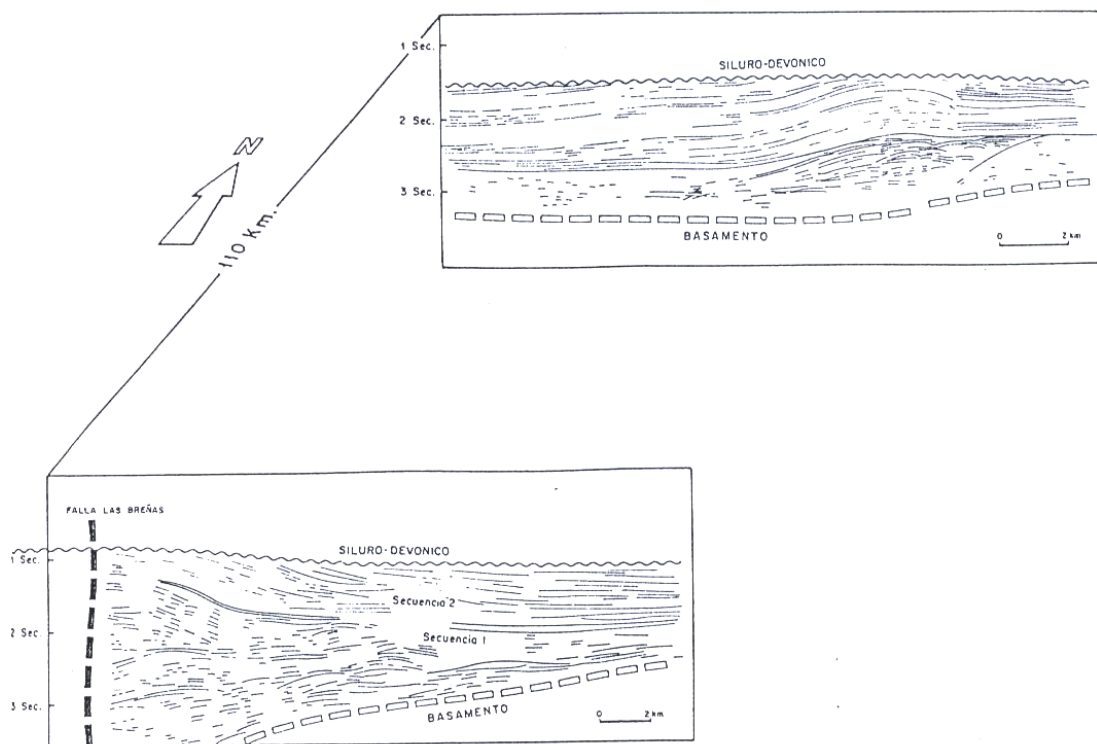


Fig. 10.6-2: Cortes geológicos interpretados en base a reflexión sísmica, subcuenca de Las Breñas (Argentina) en continuación a la subcuenca de Pilar – Dpto. de Pte. Hayes, Chaco suroriental.

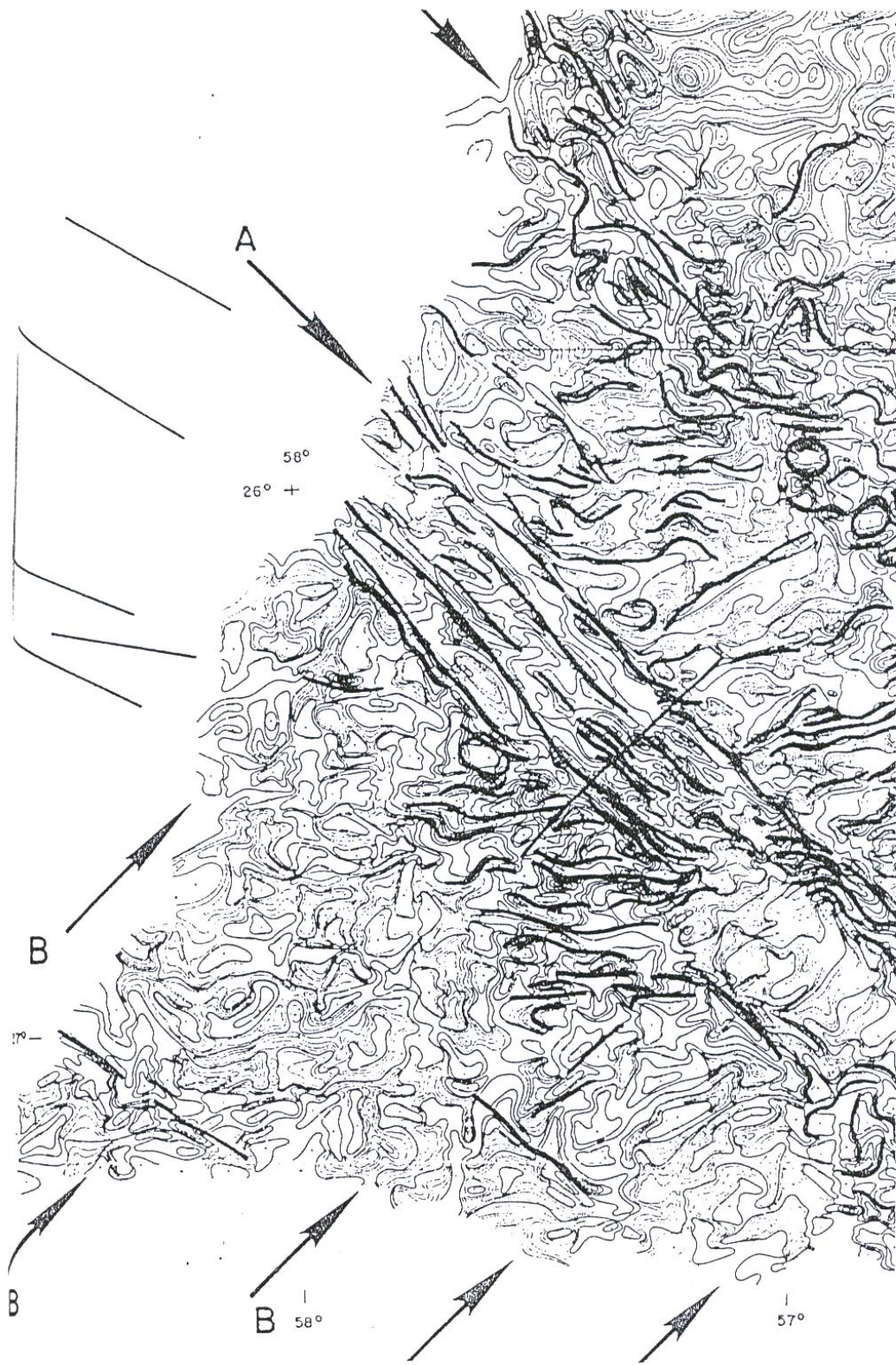


Fig. 10.6-3: Disposición aeromagnética de la estructuración distensional mesozoica en la subcuenca de Pilar – Dpto. de Ñeembucu, Paraguay suroriental.

La principal unidad generadora en la subcuenca de Pilar podrá definirse en arcillitas de la Formación Vargas Peña (Llandoveryano). En una distribución regional se acepta su presencia en la subcuenca. Afloramientos en el Paraguay oriental y las perforaciones Asunción #1 y Asunción #2 manifiestan contenidos orgánicos hasta 2% TOC y 100 ppm C₁₅₊ en espesores sedimentarios de 50m a 80m. Dados los gradientes térmicos promedios de 2,0° - 3,0°C/100m se podría sugerir una probable generación de gas en la subcuenca de Pilar. Formaciones superiores a este nivel generador presentan en el Silúrico-Devónico horizontes de reservorios en areniscas con porosidades de 11% a 13%. La asociación de estos reservorios potenciales con arcillitas y cambios faciológicos (sellos) representa ciertamente prospectos viables para la acumulación de hidrocarburos. Además la estructuración mesozoica crea con bloques basculados buenos entrapamientos controlados por fracturas y por magmatitas relacionadas.

La estructuración mesozoica, tanto en Ñeembucú como en Pte. Hayes habilita entrapamientos para hidrocarburos que podrían haber migrado de unidades generadoras más distantes (ej. bajo de San Pedro).

10.7. Resumen

La vasta extensión de cuencas sedimentarias fanerozoicas en el Paraguay y su evolución litoestratigráfica y estructural, permite la presentación de unidades con un favorable potencial para la generación / acumulación de hidrocarburos. La presencia de formaciones generadoras de hidrocarburos, asociadas a reservorios potenciales y sellos/estructuras viables para su entrapamiento, permiten indicar prospectos potenciales para la exploración hidrocarburífera. El monitoreo de gradientes térmicos en relación a la secuencia de soterramiento y la caracterización de la materia orgánica existente de las formaciones generadoras, permite establecer con un análisis de la porosidad y la permeabilidad de los reservorios adjuntos y la caracterización de sellos y estructuras, prospectos viables en cada una de las unidades geotectónicas en el país :

- En la cuenca del Paraná y en el bajo de San Pedro son principales conceptos hidrocarburíferos prospectos con generadoras del Grupo San Pedro (Devónico), seguidos por el Grupo Itacurubí (Silúrico); mientras que generadoras del Grupo Independencia (Pérmico) requieren cierta atención localmente y el Grupo Itapucumí (Neoproterozoico-Cámbrico) permanece aún sin explorar.
- La subcuenca de Carandaity reviste un importante potencial generador en arcillitas del Grupo San Alfredo (Devónico) y en el Grupo Cerro León (Formación La Paz; Ordovícico-Silúrico).
- Arcillitas negras del Grupo San Alfredo (Devónico) y del Grupo Cerro León (Formación La Paz; Ordovícico-Silúrico) requieren atención prioritaria por su potencial generador en la subcuenca de Curupaity.
- En la subcuenca de Purity son definidas condiciones generadoras en la Formación Palo Santo (Cretácico superior - Paleoceno inferior), aunque revisten importancia también la Formación Berta (Jurásico - Cretácico) y probablemente el Grupo San Alfredo (Devónico).
- Sedimentos del Grupo Cerro León (Formación La Paz; Ordovícico-Silúrico) señalan su importancia generadora en la plataforma de Bahía Negra. Acompañan arcillitas del Grupo San Alfredo (Devónico) y arcillitas - carbonatos del Grupo Itapucumí (Neoproterozoico - Cámbrico).
- La subcuenca de Pilar requiere con la presencia de arcillitas del Grupo Itacurubí (Formación Vargas Peña; Llandoveryano) cierta importancia en el Dpto. Pte. Hayes. Hacia el Dpto. Ñeembucú estructuras favorables representan un viable entrampamiento para hidrocarburos migrados.

La evaluación de prospectos potenciales en el Paraguay para la acumulación de hidrocarburos económicamente explotables es aún en gran escala hipotética por la insuficiencia de datos técnicos abarcantes, integrados y confiables. Aún así, Paraguay es una región con un importante potencial para la acumulación de

hidrocarburos, que simplemente carece de mayores inversiones y campañas integradas continuas de exploración.

11. Exploración hidrocarburífera en Paraguay - Aspectos económicos

Paraguay importa el 100% de su demanda de hidrocarburos, ya sea en petróleo crudo, gas, combustibles y derivados. No existe aún ninguna producción nacional de hidrocarburos.

Ya en 1959, la empresa Pure Oil Co. perforó el pozo Mendoza #1R en el noroeste chaqueño, revelando en el Givetiano (587-596 m de profundidad) una concentración de gas, alcanzando 5MMCFGPD (136.000 m³ de gas/día). En un segundo nivel, a 2599-2613 m de profundidad en el Pragiano / Emsiano, se detectó una concentración gasífera de 25MMCFGPD (680.000 m³ de gas/día).

La empresa paraguaya Primo Cano Martínez alcanzó en 1993 en el mismo área entre 589-603 m de profundidad el primer nivel gasífero (Givetiano), produciendo 1,25MMCFGPD (34.000 m³ de gas/día).

El descubrimiento de gas llegó a documentar dos aspectos fundamentales en la exploración para hidrocarburos: Se confirma definitivamente un sistema activo de generación de hidrocarburos en el Paraguay y estos hidrocarburos encontraron suficientes condiciones geológicas favorables para una concentración acumulada que es económicamente explotable.

A consecuencia del hallazgo alentador de gas en el noroeste chaqueño, la compañía nacional de electricidad ANDE llegó a firmar en 1997 con la empresa Primo Cano Martínez un contrato para generar energía termo-eléctrica en base de gas. El programa tiene previsto para 1998 la construcción de dos plantas electrogénicas de 250KW c/u en la zona de Gabino Mendoza para generar 1750 MWH/año. La energía será transportada en dos líneas de 23KV (trifásica) hacia Cap. Lagerenza al este y hacia Nueva Asunción al sur (Fig. 11-1). Se estima un consumo de aproximadamente 30.000 m³/gas por día. Cálculos indican una

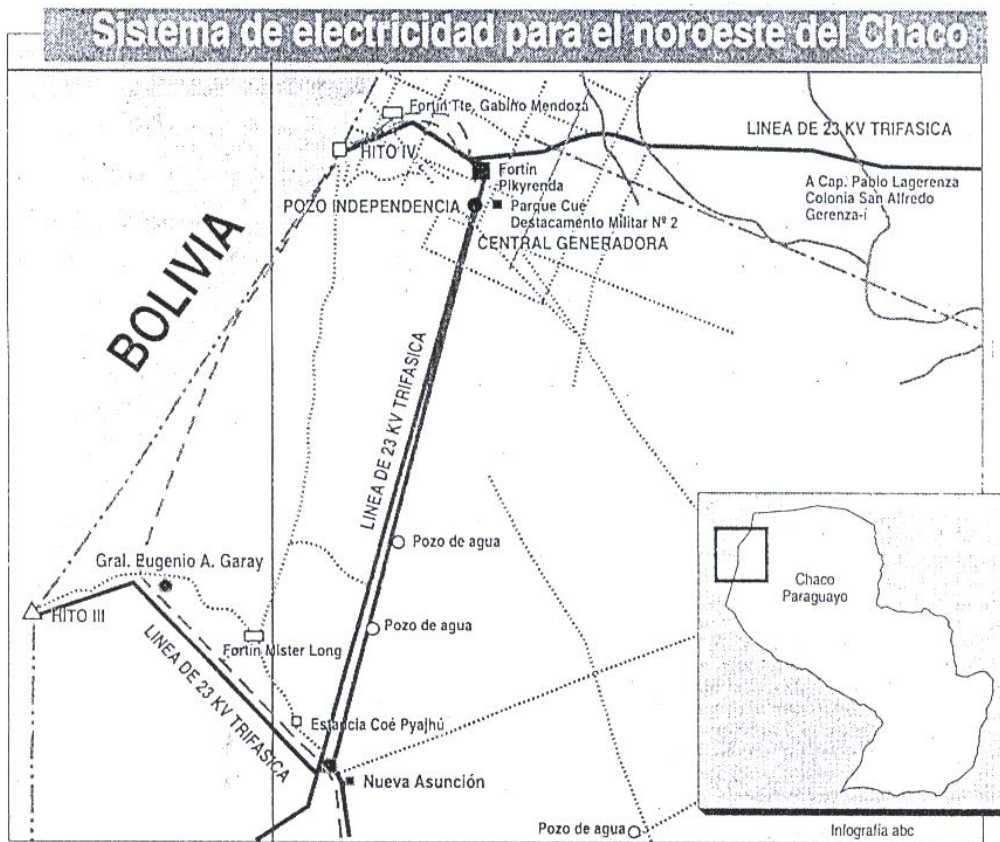


Fig. 11-1: Sistema de tendidos eléctricos proyectados para el noroeste del Chaco; acuerdo ANDE – Primo Cano Martínez, 1997.

inversión de 1 Mill US\$ (30% para la generación; 70% para el transporte). La producción de energía termo-eléctrica en base de gas se calcula en un precio del 18% mas conveniente que la producción energética convencional (comparada en US\$/Kcal). A concretarse el proyecto, será la primera vez en la historia del Paraguay, que energía eléctrica es generada en base a reservas de hidrocarburos nacionales y a costos competitivos.

La compañía nacional de petróleos PETROPAR mantiene hasta ahora un monopolio en la importación de crudos y su refinación. La importación de derivados y gas, así como la distribución y comercialización es tercerizada.

PETROPAR publicó para 1996 las siguientes estadísticas:

- petróleo crudo importado	:	183.168m ³ Saharan Blend
- origen del crudo	:	89% - 163.020 m ³ de Argentina 11% - 20.148 m ³ de Argelia
- refinación	:	74.000 m ³ en Buenos Aires (Argentina) 109.168 m ³ en Villa Elisa (Paraguay)
- derivados importados	:	591.798 m ³ diesel <u>367.471 m³ otros derivados</u> 959.269 m ³
- consumo total de petróleo, 1996 :		183.168 m ³ crudo <u>959.269 m³ derivados</u> 1.142.437 m ³
- capacidad de refinería	:	181.778 m ³ / año (7.500 bbl/día)
- importación de gas GLP	:	21.896.411 kg PETROPAR <u>48.189.870 kg privado</u> 70.086.281 kg (550 kg gas = 1 m ³)

- capacidad de almacenamiento :
 - PETROPAR - 293.400 m³ para petróleo
 - 8.000 m³ para gas
 - privado - pequeñas/móviles unidades

Para la primera mitad de 1997, PETROPAR facilitó los siguientes datos (Enero - Julio) :

- petróleo crudo importado : 89.959 m³ Saharan Blend
- origen del crudo : 79% - 71.143 m³ de Argentina
21% - 18.816 m³ de Argelia
- venta de combustibles : 628.678 m³ diesel
86.652 m³ nafta común
30.513 m³ nafta super
14.831 m³ nafta sin plomo
24.202 m³ GLP

Se observa para 1997 un aumento discreto de un 12% en la venta de combustibles en comparación al año 1996. Es notificado un aumento del 8,5% para diesel que es consumido en el sector productivo (industria, transporte, agricultura). Un llamativo aumento del 40,21% se notifica para nafta sin plomo, en respuesta a un parque automotor modernizado.

La gran mayoría del crudo importado llega del campo de Palmar Largo (Argentina). Es un crudo parafínico, que en consecuencia produce en la refinación un alto porcentaje de fuel oíl. Este combustible tiene escasa aceptación en la utilización industrial en Paraguay. Apenas la industria nacional del cemento INC consume en Vallemí actualmente 200m³/día de fuel oíl a 166,4 US\$/m³ en un solo horno de producción. Aprovechando los tres hornos instalados, la INC consumiría 533m³/día de fuel oíl.

Por otra parte, está en gestión la construcción de un gasoducto desde Gabino Mendoza (noroeste chaqueño), pasando por el Chaco central, llegando a la

planta cementera de Vallemí. Esta construcción, de 555km de extensión, se realizaría en caños de 6" de diámetro nominal y un caudal de transporte normal de 226.738m³ gas/día; el costo de inversión fija alcanzaría los 14,5 Mill US\$ (Fig. 11-2).

Luego, está en gestión igualmente la construcción de un gasoducto desde Vuelta Grande (Bolivia) por el Chaco paraguayo hasta Asunción. Este Gasoducto Trans-Chaco tendrá una extensión de 829 km en territorio paraguayo, se realizaría en caños de 18" de diámetro nominal y un caudal de transporte normal de 2,4 Mill m³ gas/día; el costo de inversión fija alcanzaría los 300 Mill US\$.

Otro proyecto de construcción de gasoducto es el Gasoducto del Mercosur S.A. que tiene previsto un trazado desde Campo Duran (Argentina) hasta Formosa (Argentina), conectándose luego hacia Brasil y con un ramal hacia Asunción. Tendrá una extensión de 3.515km (Fig. 11-3).

Un ambicioso proyecto de gasoducto esta en realización entre Santa Cruz (Bolivia) a Sao Paulo (Brasil), pasando al norte del territorio paraguayo. Por una extensión de 3.150km y caños de 16" a 32" de diámetro nominal, será transportado un caudal de 8 Mill m³ gas/día, aumentando luego a 16 Mill m³ gas/día; el costo de inversión fija alcanzará los 1.800 Mill US\$ (Fig. 11-4).

De hecho, la demanda en el sector de hidrocarburos en aumento en Paraguay, proyectos de gasoductos en gestión y el sistema activo generador favorable para hidrocarburos en el país, indica a la necesidad perentoria de promover debidamente la actividad exploratoria hidrocarburífera en el país. Una explotación de hidrocarburos en el Paraguay no solo ahorraría divisas a la economía nacional, sino aportaría de manera sustancial al desarrollo de las reservas energéticas, aumentaría la producción nacional y causaría así un efecto positivo a la integración de regiones escasamente asistidas del país, dejando un impacto socio-económico favorable.

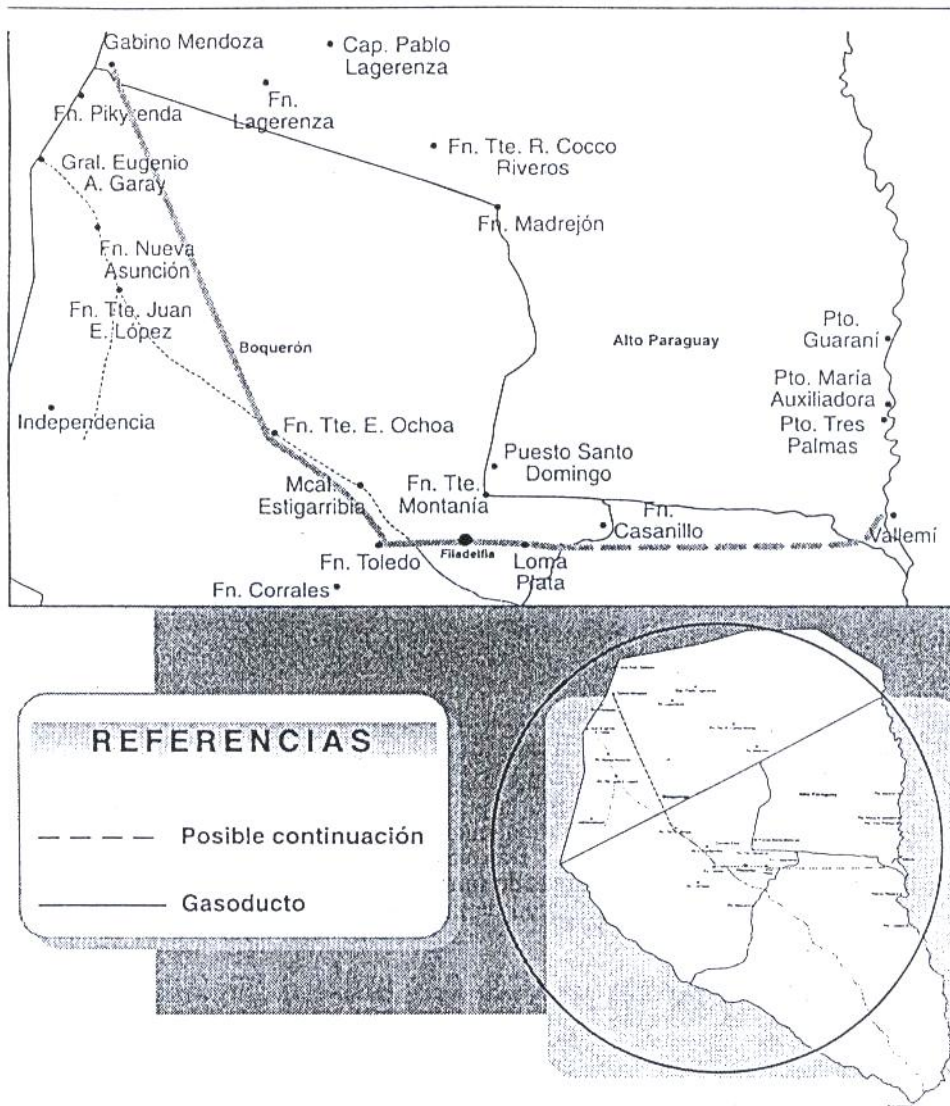


Fig. 11-2: Sistema de trazado de un gasoducto proyectado desde Gabino Mendoza hacía el Chaco central y Vallemí; extensión 555 km.



Fig. 11-3: Sistema de trazado de un gasoducto proyectado desde Campo Duran (Argentina) hacia Asunción (Paraguay) y Brasil; extensión 3515 km.

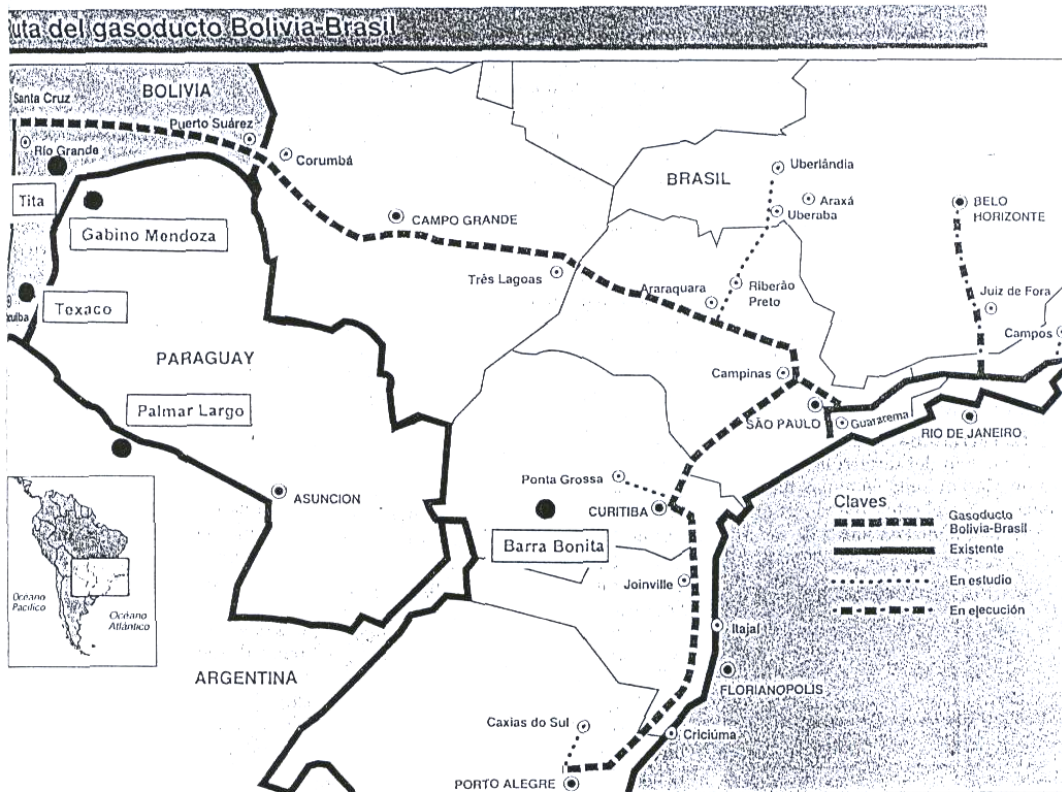


Fig. 11-4: Sistema de trazado del gasoducto en construcción desde Santa Cruz (Bolivia) hacia Sao Paulo (Brasil); extensión 3.150 km.

A modo de ejemplo valga una comparación técnica - económica:

$$\begin{array}{rclcl} 1 \text{ m}^3 \text{ gas natural nacional} & = & 9.200 \text{ Kcal/m}^3 & = & 0,106 \text{ US\$} \\ 1 \text{ m}^3 \text{ fuel oíl importado} & = & 10.900 \text{ Kcal/m}^3 & = & 166,4 \text{ US\$} \end{array}$$

El cálculo se refiere a costos y análisis recientes, comparando la entrega de gas natural en la planta cementera de Vallemí, producido en Gabino Mendoza, y de fuel oíl producido como residuo de petróleo crudo importado y refinado en Villa Elisa, entregado en la misma planta. Se observa una diferencia del costo energético fuertemente desfavorable para el fuel oíl, sin considerar la diferencia del poder calorífico que desfavorece al gas natural. No obstante y a concretarse una producción nacional de gas natural, una explotación y comercialización gasífera en el país se ve altamente favorecida, pudiéndose reemplazar combustible importando de alto costo por combustible nacional a un costo mucho mas competitivo.

11.1. Criterios de inversión a riesgo

Paraguay representa para una inversión en el sector de la exploración para hidrocarburos una región de alto riesgo. Una concesionaria obviamente tratará de minimizar el riesgo del capital a invertirse. En un cuadro de distribución de prospectos potenciales (Fig. 11.1-1) se distingue entre áreas bien exploradas que revisten un bajo riesgo a la inversión y un reembolso calculable. Con un moderado riesgo a la inversión y una mediana aceptación de reembolso se caracterizan prospectos atractivos. Mientras que áreas nuevas revisten un alto riesgo a la inversión y un reembolso no calculable. Prospectos potenciales para la exploración de hidrocarburos en el Paraguay se ubican en el nivel de prospectos atractivos y áreas nuevas.

En cuanto a las reservas se toman decisiones según términos comparativos. Así, la factibilidad de una recuperación del capital invertido es mayor, cuanto mayor es el grado de certeza de reservas de hidrocarburos existentes (Fig. Fig. 11.1-2).

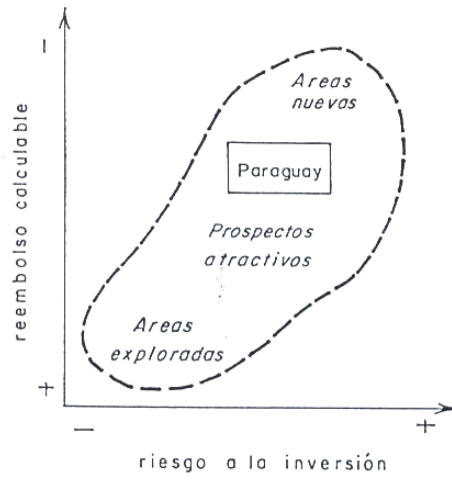


Fig.11.1-1: Distribución de prospectos de exploración para hidrocarburos. La ubicación del Paraguay se establece entre prospectos atractivos y áreas nuevas.

	Recursos identificados	Recursos no identificados	
		Distritos conocidos	Distritos no conocidos
Económico	Reservas	Recursos hipotéticos	Recursos especulativos
No económico	Recursos condicionados		

← grado de certeza de existencia

↑ factibilidad de recuperación económica

Fig. 11.1-2: Términos para identificar recursos y reservas de hidrocarburos. Recursos potenciales son la suma de recursos condicionados, hipotéticos y especulativos.

Para el Paraguay se acepta una rentabilidad en la explotación de hidrocarburos, si un yacimiento alcanzaría una reserva recuperable mínima de 125MMSTB en un promedio. Es entendido que este volumen es estimativo, de acuerdo a los prospectos potenciales calculados en el país y que dependerá de parámetros sumamente variables, como ser :

- Cual es la reserva mínima real de un campo petrolífero/gasífero o de varios campos menores en una ubicación determinada en el país y respetando las condiciones de marco en particular, para que se podrá explotar tal yacimiento de forma económicamente viable.
- Que tecnología se deberá aplicar, para que los costos de desarrollo y manejo se disminuirán.
- Que posición deberá adoptar la administración pública, para que se active el sector de la exploración hidrocarburífera, con miras a una explotación rentable.

Un análisis de estas cuestiones deberán verse bajo criterios técnicos y bajo criterios del mercado.

a) Criterios técnicos (Fig. 11.1-3) :

Una característica fundamental de la exploración petrolífera en e Paraguay es el hecho, de que se deben invertir sumas importantes de capital a riesgo, y de que cualquier desarrollo de actividades en este campo requiere un largo periodo de tiempo (ya sea durante la exploración, ya sea para el reembolso del capital invertido). No existe infraestructura moderna alguna, ya sea para la etapa de la exploración, como tampoco para la etapa de la producción. O sea, gran parte de un presupuesto disponible de una concesionaria se deberá invertir en actividades básicas, como ser : Evaluación de datos técnicos existentes, importación de equipos sofisticados, invitación de técnicos especializados, etc. La posibilidad de

Organigrama de decisiones

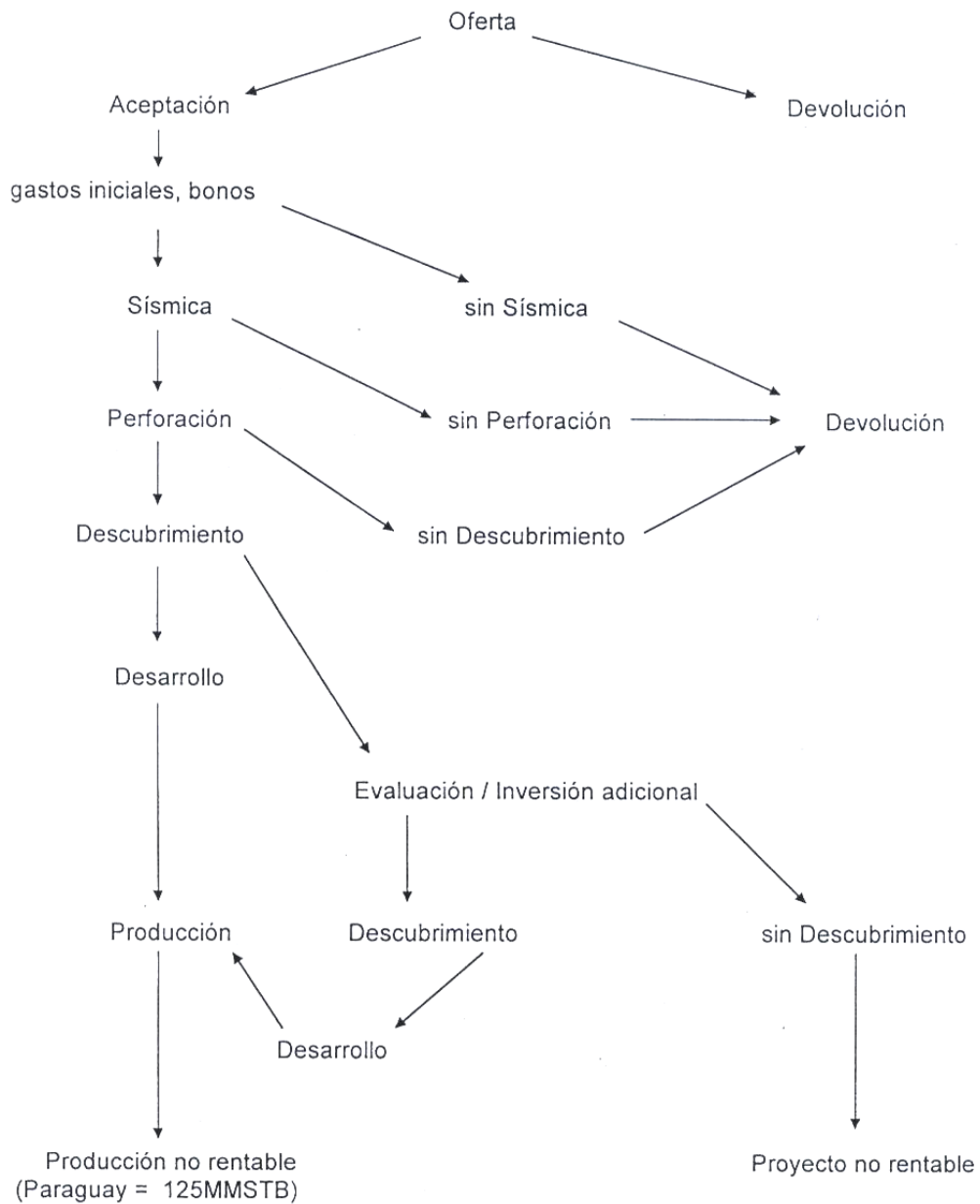


Fig. 11.1-3: Organigrama de decisiones en un proyecto de exploración para hidrocarburos. Prospectos en Paraguay serían rentables hasta una producción de 125 MMSTB por prospecto, en términos promedios (véase también Fig. 11.1-4).

recuperación de una inversión realizada en el Paraguay queda en un nivel hipotético, a causa de la falta de una producción actual de hidrocarburos, que facilitaría parámetros comparativos, y por ende se presenta la situación de un riesgo elevado. Es por eso, que cualquier concesionaria se preparará con la máxima exigencia posible antes de invertir en el sector de hidrocarburos en el Paraguay. Significa, que serán estimados el volumen calculable de una reserva, las condiciones geológicas de un yacimiento, el perfil de la producción estimada, el volumen de la inversión requerida y la rentabilidad de la inversión. Estos cálculos serán comparados con los datos técnicos y el capital disponible (Fig. 11.1-4). Esto requiere aún mayor importancia, cuanto menor es la reserva estimada de hidrocarburos en un prospecto potencial. Aquí son fundamentales la profundidad de las reservas calculadas, la dimensión de un posible yacimiento, las características geológicas, la infraestructura, los sistemas de producción y las posibilidades de transporte. Así, por ejemplo, si una reserva se calcula para un yacimiento con un bajo gradiente de gas/petróleo, con una buena permeabilidad y una saturación/presión de agua formacional favorable, se podrán reducir la cantidad de perforaciones y una rentabilidad es más asegurada (Fig. 11.1-5).

b) Criterios del mercado:

Argumentos críticos para la toma de decisiones de un inversionista potencial al sector de hidrocarburos en el Paraguay son:

- estabilidad política
- precios de los hidrocarburos y su evolución
- régimen impositivo
- tasa de inflación, tipo de cambio, intereses, etc.

Paraguay es un estado de derecho, con una economía mixta, con una fuerte integración regional (Mercosur) y con una ubicación geográfica favorable, que permite proyectar una estabilidad política general para el futuro.

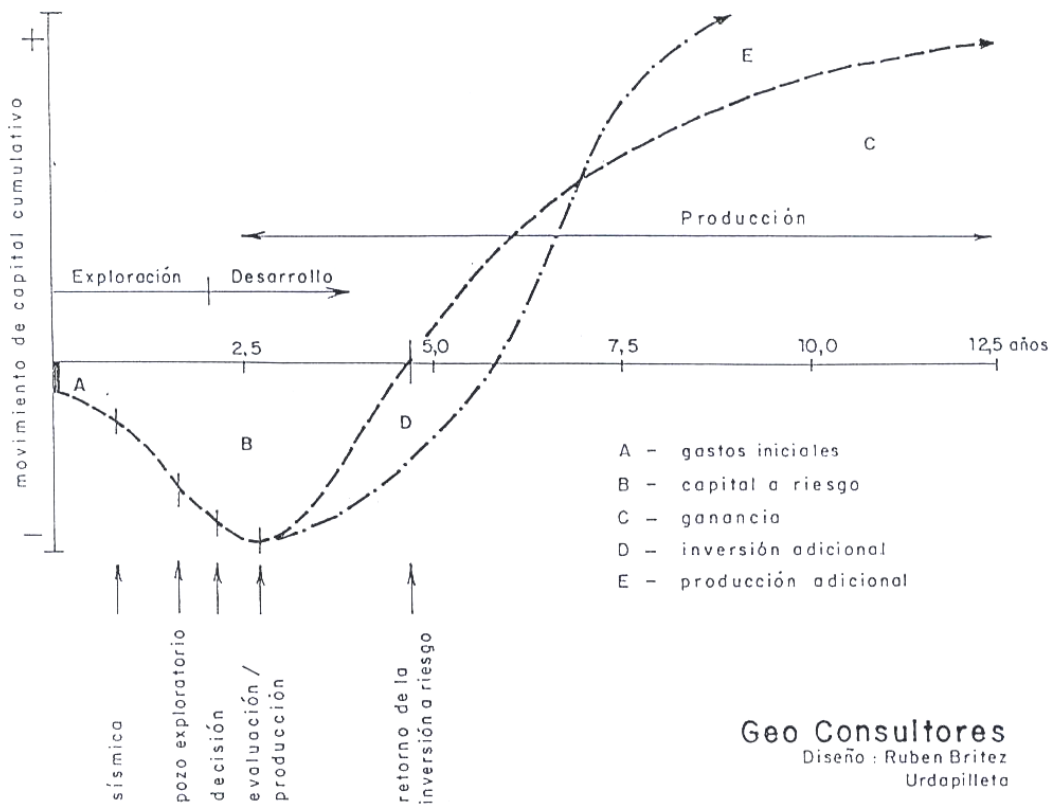


Fig. 11.1-4: Inversión a riesgo y recuperación de capital en un prospecto potencial en la exploración para hidrocarburos.

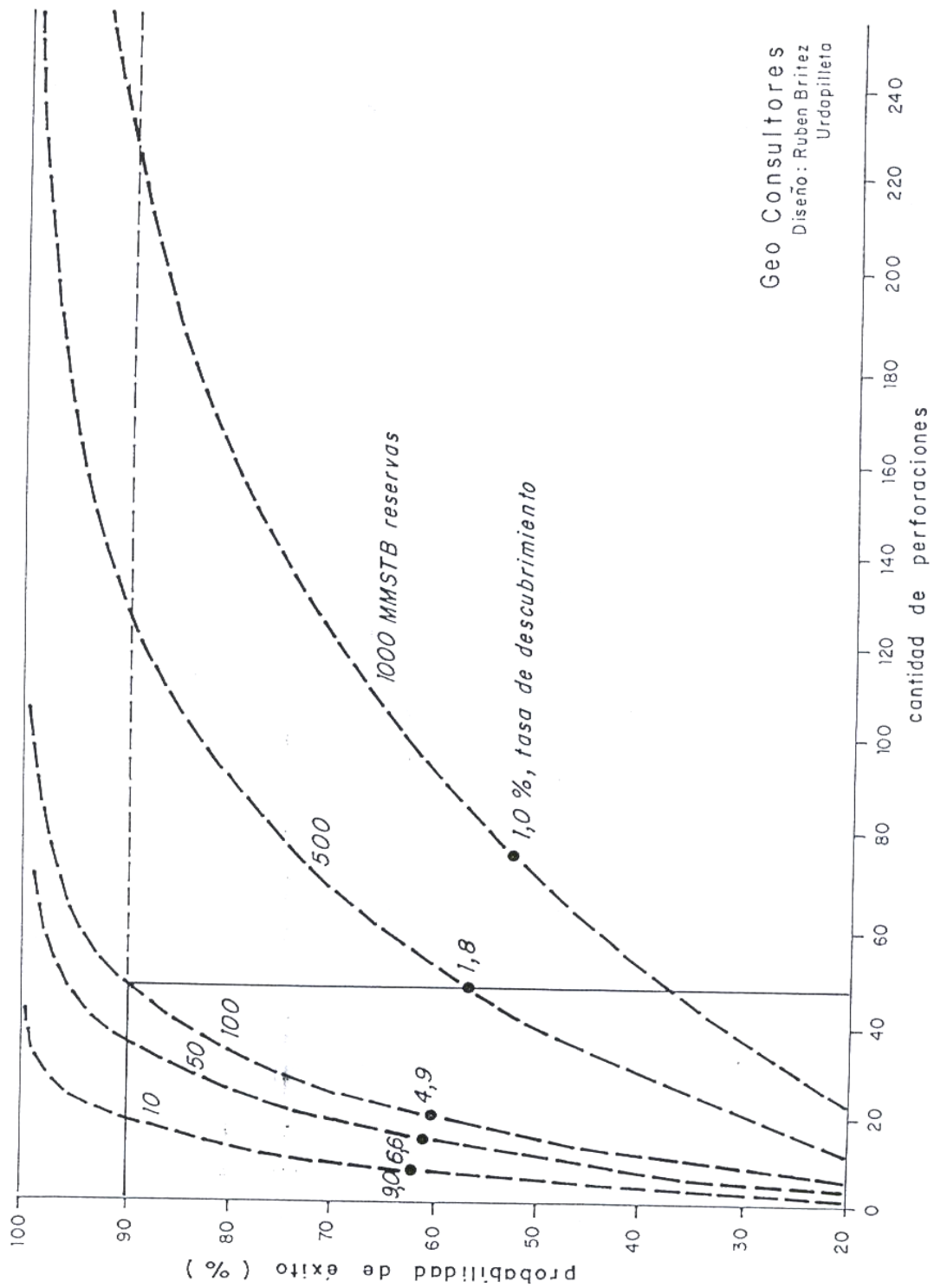


Fig. 11.1-5: Relación entre cantidad de perforaciones y probabilidad de éxito. Cuanto mas perforaciones, mayor reservas descubiertas.

Cualquier decisión de una concesionaria depende de la evolución de los precios de los hidrocarburos en el mercado. Si van en aumento, una decisión a invertir en un prospecto a riesgo es relativamente simple. Si los precios permanecen estancados o en depreciación, se vuelve mas complicada la decisión a invertir, ya que un retorno del capital invertido no se efectúa en el momento de la inversión y con los precios actuales, sino al inicio de una producción de hidrocarburos y a precios proyectados, o sea normalmente dentro de 5 a 7 años. Una opinión acerca de la evolución de los precios de los hidrocarburos en el mercado es obviamente muy difícil. Así, mientras que en Diciembre 1996 los precios en el mercado mundial oscilaban en 21,6 US\$/bbl de petróleo, en Diciembre 1997 los precios llegaban apenas a 15,8 US\$/bbl. Una oscilación y fluctuación en los precios de hidrocarburos en el mercado es normal, no obstante, indica a una especial cautela al invertir en un país de alto riesgo.

Las disposiciones generales a la inversión en el país no son conocidas de un nivel satisfactorio. Aunque riga en Paraguay la Ley nº 60/90, que es un régimen de incentivos fiscales para la inversión de capital nacional y extranjero; serán necesarias reglamentaciones particulares para el sector de los hidrocarburos en el país, para hacer frente al elevado riesgo de la inversión y a los costos que serán requeridos para la actividad exploratoria; también para hacer atractivos prospectos menores, incentivando de esta manera a empresas concesionarias.

Durante un seminario sobre inversiones petroleras en el Paraguay(1992), organizado por el Ministerio de Obras Públicas y Comunicaciones y la Embajada de los Estados Unidos de América, se llegó a las siguientes recomendaciones catalizadoras para favorecer las condiciones a una inversión en el sector de la exploración y explotación / producción de hidrocarburos en el país:

- asumir una mayor participación local en cuanto a costo y riesgo; por ejemplo mediante acuerdos/contratos de servicios.
- tratar una reducción o eliminación de cánones fiscales (régimen impositivo por el área de una concesión).

- racionalizar multas durante la exploración.
- eliminar todo tipo de dudas en el sistema de regalías y de impuestos vigentes.
- ajustar el sistema impositivo o las regalías a la actividad petrolera exploratoria en sí; como ser, no exigir regalías hasta que se recuperen los gastos de la exploración, adoptar un régimen impositivo escalonado o aumentar la deducción impositiva.
- reducir las regalías e impuestos; o invertir el sistema.
- centralizar y simplificar los procesos contractuales.
- indicar una reglamentación y las tasas de exportación.
- aclarar la regulación de la producción, la contratación y la capacitación de personal paraguayo (mano de obra común y personal especializado), el uso de infraestructura y servicios locales, y el acceso a datos de exploración y su evaluación.
- definir funciones y ejercicios de la fiscalización durante la exploración y explotación.
- indicar reglamentos de transporte, refinería, almacenamiento, distribución y comercialización.
- indicar procedimientos concretos al término de una concesión.

Por otra parte, el Banco Mundial publicó en 1996 un balance del patrimonio nacional, que indica una escala de competitividad del Paraguay, señalando criterios generales acerca de la situación del país (ver Cuadro 4).

11.2. Perfil de una inversión básica tipo

En relación a los prospectos potenciales para la acumulación de hidrocarburos comercialmente explotables en Paraguay y aceptando que uno de los modelos mas viables son prospectos del Devónico (Grupo San Alfredo / Grupo San Pedro), en relación opcional con el Silúrico infrayacente o el Carbonífero suprayacente, se presenta un perfil de una inversión básica tipo. En vista a una cobertura de mediana densidad de datos exploratorios existentes (gravimetría,

	<i>Activos</i>	<i>Pasivos</i>
Físicos	Recursos agropecuarios Energía hidroeléctrica Ubicación geográfica	Mediterraneidad Minerales - Hidrocarburos Infraestructura física
Humanos	Nivel de alfabetismo Ética del trabajo Adaptabilidad	Falta de seguimiento Ética del trabajo Respeto por educación/experiencia
Económicos	Costos energéticos Costos laborales Integración regional	Costos de transporte Sistema financiero
Institucionales	Estado de derecho Economía mixta	Tamaño del estado Corrupción Aplicación de leyes/normas Transparencias de normas Simplificación de normas

Cuadro 4: Balance del patrimonio nacional; escala de competitividad del Paraguay.

magnetometría, sísmica, perforaciones, bioestratigrafía y evaluación del potencial hidrocarburífero), se calcula como perfil básico tipo y con costos actuales la zona potencial del bajo de San Pedro en el Paraguay oriental:

a) Reprocesamiento de datos técnicos existentes; tiempo = 6 meses :

- líneas gravimétricas de reconocimiento :	
120 km = 8 líneas	→ US\$ 21.600.-
- cobertura aeromagnética (5 km intervalo) :	
costo estimativo	→ US\$ 60.000.-
- sísmica de reflexión; reconocimiento:	
1200 km x 180 US\$/km	→ US\$ 216.000.-
- análisis de perforaciones existentes (2 pozos) :	
sísmica de pozos	
perfiles eléctricos	
fichas palinológicas	
evaluación de formaciones	
análisis de laboratorio	
	→ US\$ 57.000.-
- revisión geodésica de levantamientos geográficos:	
costo estimativo	→ US\$ 30.000.-
- cálculos y pronóstico :	
costo general	→ US\$ 35.000.-
- proyección hacia programas de inversión :	
costo general	→ US\$ 40.000.-
	<hr/>
Reprocesamiento total :	US\$ 459.600.-

Observaciones:

- Los datos técnicos deben ser datos originales; o sea, cintas magnéticas y análisis originales. No se admiten copias en papel. En el archivo del MOPC deben existir los datos originales, según la Ley de Hidrocarburos nº 799/95.
- No se contemplan en el perfil tasas de interés o algún gasto de créditos.

- Los gastos se basan en una inflación anual estimada del 2,5%.
- El tiempo requerido para la re-evaluación y proyección es aceptado en 6 meses.

b) Programa de adquisición de nueva sísmica; tiempo = 18 meses :

→ mínimo = 500 km

características :

canales = 240

intervalo de géofonos = 25m

intervalo de fuente = 50m

cobertura CDP = 60

carga de dinamita = 1 kg

profundidad de carga = 30 m

- movilización/desmovilización de equipo y personal:

costo total → US\$ 280.000.-

- adquisición de datos sísmicos (500km) :

6 km x día = 83 días

3.810US\$/km (incluye manipuleo en el campo)

→ US\$ 1.905.000.-

- procesamiento final de datos sísmicos :

500 km x 108 US\$/km

→ US\$ 54.000.-

- procesamiento preliminar de datos sísmicos (campo) :

83 días x 180 US\$/día

→ US\$ 14.940.-

- control de calidad :

; supervisión de campo : 83 días x 600 US\$/día

→ US\$ 49.800.-

; supervisión de procesamiento : 15 días x 500 km

→ US\$ 3.000.-

; gastos de transporte

→ US\$ 4.200.-

- base de computación (tipo Landmark Work Station) :

18 meses x 2.120 US\$/mes

→ US\$ 38.160.-

- reparación de daños :

500 km x 100 US\$/km

→ US\$ 50.000.-

- alquiler de vehículos :

3 meses x 5000 US\$/mes

→ US\$ 15.000.-

- comunicaciones :		
costo general	→	US\$ 18.000.-
- gastos administrativos :		
3 meses x 400 US\$/día	→	US\$ 36.000.-
- imprevistos :		
costo estimativo	→	US\$ 100.000.-
		<hr/>
Adquisición sísmica total :		US\$ 2.568.100.-

Observaciones:

- No se contemplan en el perfil tasas de interés o algún gasto de créditos.
- Los gastos se basan en una inflación anual estimada del 2,5%.
- El tiempo requerido para la adquisición y el procesamiento de 500 km de sísmica es aceptado en 18 meses.

c) Perforación de un pozo de exploración :

→	profundidad mínima	=	4.000 m
	prospecto potencial	=	Devónico (Grupo San Pedro)

c.1) Gastos de instalación; tiempo = 15 días :

- agrimensura y preparación :	→	US\$ 3.000.-
- gastos de ubicación :	→	US\$ 5.000.-
- daños de superficie (alhambrados, etc.) :	→	US\$ 10.000.-
- acceso y levantamiento de equipo :	→	US\$ 50.000.-
- ingeniero civil: 15 días x 250 US\$:	→	US\$ 3.750.-
- alquiler de vehículo: 15 días x 75 US\$:	→	US\$ 1.125.-
- gastos administrativos: 15 días x 400US\$:	→	US\$ 6.000.-
- comunicaciones: 15 días x 100 US\$:	→	US\$ 1.500.-
- preparación de fosa y conducto guía :	→	US\$ 10.000.-
- imprevistos :	→	US\$ 9.625.-
		<hr/>
Subtotal :		US\$ 100.000.-

c.2) Gastos de perforación; tiempo = 120 días :

- movilización de equipo :	→ US\$ 300.000.-
- gastos de importación y aduana :	→ US\$ 50.000.-
- perforación y perfilaje eléctrico :	
120 días x 15.000 US\$/día	→ US\$ 1.800.000.-
- encamisado:	
370 m a 20"	→ US\$ 55.000.-
1200 m a 13 ³ / ₈ "	→ US\$ 136.000.-
3050 m a 9 ⁵ / ₈ "	→ US\$ 294.000.-
- equipo de control de encamisado :	→ US\$ 30.000.-
- trépanos :	→ US\$ 140.000.-
- equipo y herramientas de cabezal :	→ US\$ 50.000.-
- cementos y aditivos :	→ US\$ 45.000.-
- odo de inyección :	→ US\$ 125.000.-
- servicio de cementación :	→ US\$ 130.000.-
- servicio de perfilaje eléctrico :	→ US\$ 350.000.-
- servicio de lodo de inyección (control) :	→ US\$ 240.000.-
- supervisión de perforación :	→ US\$ 96.000.-
- supervisión geológica :	→ US\$ 30.000.-
- alquiler de vehículos :	→ US\$ 18.000.-
- alquiler de pala cargadora :	→ US\$ 36.000.-
- transporte en camiones :	→ US\$ 20.000.-
- alquiler de herramientas :	→ US\$ 10.000.-
- comunicaciones :	→ US\$ 12.000.-
- gastos administrativos :	→ US\$ 48.000.-
- desmovilización de equipo :	→ US\$ 250.000.-
- imprevistos :	→ US\$ 200.000.-
Subtotal :	US\$ 4.465.000.-

c.3) Gastos de terminación de pozo productivo; tiempo = 20 días :

-tasa de terminación (perforadora) :	→ US\$	270.000.-
-instalación de 975 m de caño 7" :	→ US\$	84.000.-
-equipamiento de cañería :	→ US\$	20.000.-
-cementos y aditivos :	→ US\$	8.000.-
-servicio de cementación :	→ US\$	28.000.-
-trépanos y herramientas :	→ US\$	3.000.-
-instalación de 4115 m de caño 2 ⁷ / ₈ " :	→ US\$	90.000.-
-perfilaje eléctrico final :	→ US\$	85.000.-
-preparación de dos intervalos de producción a 50' c/u :	→ US\$	90.000.-
-test de bombeo (2 veces) :	→ US\$	70.000.-
-equipo de prueba en superficie :	→ US\$	30.000.-
-herramientas de testing :	→ US\$	1.000.-
-instalación de equipo de seguridad :	→ US\$	35.000.-
-supervisión de terminación :	→ US\$	16.000.-
-alquiler de vehículos :	→ US\$	3.000.-
-alquiler de pala cargadora :	→ US\$	6.000.-
-transporte en camiones :	→ US\$	5.000.-
-comunicaciones :	→ US\$	1.000.-
-gastos administrativos :	→ US\$	8.000.-
-imprevistos :	→ US\$	43.000.-
Subtotal :	US\$	896.000.-

c.4) Gastos de perforación y terminación; resumen:

- instalación	→ US\$	100.000.-
- perforación	→ US\$	4.465.000.-
- terminación	→ US\$	896.000.-
Perforación total :	US\$	5.461.000.-

Observaciones:

- No se contemplan en el perfil tasas de interés o algún gasto de créditos.
- Los gastos se basan en una inflación anual estimada del 2,5%.
- Los precios indicados incluyen todo tipo de transporte, servicio y mantenimiento.

El tiempo requerido para la perforación y la terminación de un pozo a 4000 m de profundidad es aceptado en 5,2 meses (155 días).

d) Resumen del perfil de una inversión básica tipo :

actividad exploratoria	inversión	tiempo
reprocesamiento de datos existentes	US\$ 459.600.-	6 meses
adquisición de 500 km de sísmica	US\$ 2.568.100.-	18 meses
perforación de un pozo a 4000 m	US\$ 5.461.000.-	5,2 meses
Total :	US\$ 8.488.700.-	29,2 meses

e) Desarrollo de un campo petrolífero/reembolso de la inversión a riesgo:

En caso de perforar un pozo productivo, en el prospecto potencial elegido, seguirán como consecuencia otros 40-50 pozos mas en una estructura sísmica tipo, caracterizada en 9000 acres x 210 pies y una producción de 1000 BOPD, en el bajo de San Pedro, si la factibilidad económica de una explotación comercial en Paraguay está asegurada. Costos adicionales para este programa de perforación llegarían a una inversión de capital que superará los 115 Mill US\$.

Invirtiendo luego de un hallazgo productivo (gastos de 8,5 Mill US\$ en 2,5 años de exploración) inicialmente 48 Mill US\$ y de manera escalonada en un prospecto potencial del Devónico en el bajo de San Pedro (siempre de acuerdo a evaluaciones críticas y cruzadas), en 2-3 años se registraría ya un balance positivo de recuperación del capital invertido; o sea, una amortización del total de

gastos de exploración en 4-5 años. El ingreso positivo un año después (5-6 años desde el inicio de la campaña) podrá alcanzar ya unos 122 Mill US\$.

Si se confirma una producción constante de 1000 BOPD en la estructura sísmica explorada en el bajo de San Pedro, se facturarían 2.500 Mill US\$ neto en un período de 20 años (plazo de la etapa inicial de explotación, según la Ley de Hidrocarburos n° 779/95).

11.3. Balance de capital y riesgo a la inversión; áreas prospectivas hidrocarburíferas en Paraguay

La evaluación de los datos técnicos de actividades y resultados exploratorios existentes en el Paraguay, confirmando un sistema activo de generación de hidrocarburos que podrán acumularse en volúmenes económicamente explotables, permite establecer áreas prospectivas hidrocarburíferas en el país. La demanda creciente de consumo en el sector de hidrocarburos, el régimen legal-impositivo, los precios de mercado de petróleo crudo, gas y derivados, la infraestructura específica necesaria, la dependencia de la importación de todos los productos en base a hidrocarburos, y también la situación socio-económica y política en el Paraguay, facilitan un monitoreo de áreas prospectivas hidrocarburíferas. Considerando el conjunto de parámetros técnicos y del mercado, es posible indicar diferentes áreas prospectivas en un intento de balance entre el capital a invertirse y el riesgo a la inversión (Fig. 11.3-1). Aunque de manera apenas demostrativa se establece una escala de áreas prospectivas en relación a su grado de exploración/conocimiento técnico, respetando igualmente parámetros de marco orientativos (Fig. 11.3-2) :

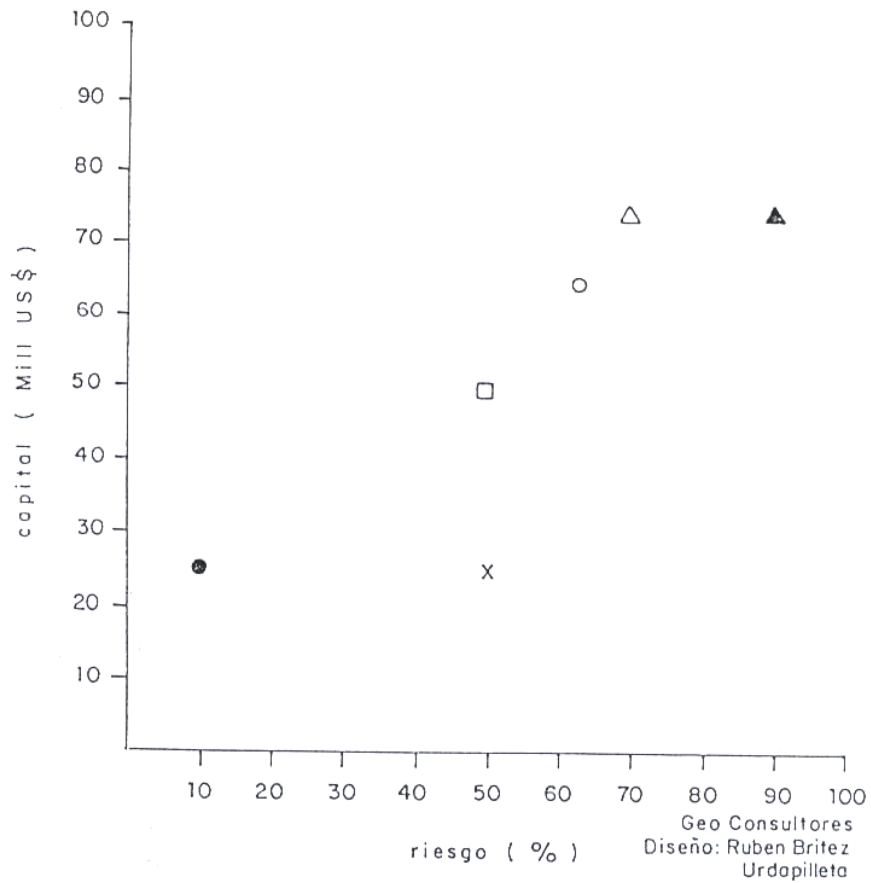
1. Subcuenca de Carandaity - 1 (Gabino Mendoza) :

El descubrimiento de dos niveles gasíferos en el Devónico (600 m y 2600 m), productivos en varios pozos, acompañados por condensados y petróleo en la zona de Gabino Mendoza, ubica a la subcuenca de Carandaity - 1 en un lugar de menor riesgo a la inversión. La falta de una cobertura sísmica y la



- Explicación :
- 1 - subcuenca de Carandaity - 1
 - 2 - subcuenca de Purity
 - 3 - subcuenca de Carandaity - 2, subcuenca de Curupaity, bajo de San Pedro
 - 4 - cuenca del Paraná
 - 5 - plataforma de Bahía Negra
 - 6 - subcuenca de Pilar y otras areas

Fig. 11.3-1: Distribución de áreas potenciales para la exploración de hidrocarburos en Paraguay. Prioridades son señaladas según orden numérico, considerando la relación del capital y del riesgo a la inversión.



- Explicación :
- subcuenca de Carandaity - 1
 - X subcuenca de Purity
 - subcuenca de Carandaity - 2 ,
subcuenca de Curupaity,
bajo de San Pedro
 - cuenca del Paraná
 - △ plataforma de Bahía Negra
 - ▲ subcuenca de Pilar y otras áreas

Fig. 11.3-2: Áreas prospectivas hidrocarburíferas en Paraguay. Clasificación según capital a invertirse y riesgo a la inversión, en relación al grado de conocimiento y de una proyección básica.

cuantificación exacta de las reservas recuperables requiere aún una inversión significativa.

La distancia de 850 km hacia Asunción y la casi total ausencia de infraestructura alguna, son argumentos pasivos. No obstante, una producción de energía termo-eléctrica (ANDE) en base de gas y un posible abastecimiento de las zonas altamente productoras en el Chaco central y de la planta cementera en Vallemí con un combustible económicamente competitivo, reafirman la alta prioridad de la subcuenca de Carandaity - 1.

2. Subcuenca del Purity :

No se ha detectado aún reservas explotables de hidrocarburos en esta subcuenca cretácica. No obstante, a escasos kilómetros al sur se ubican los campos petrolíferos - gasíferos de Palmar Largo, Balbuena, Tonono, etc. (Argentina), en una continuación geológica de la subcuenca . En la zona de la subcuenca de Purity existe una razonable cobertura sísmica, que debe ser detallada localmente. Los pozos perforados son escasos.

Los gastos de perforación en la subcuenca de Purity son muy elevados, ya que los objetivos petrolíferos - gasíferos se ubican a una profundidad de 4.500 m y más.

No existe aún una infraestructura eficiente en la zona, aunque la conexión vial bi-oceánica entre Paraguay y Argentina pasa por la región.

A pesar que la inversión exploratoria es considerada moderada, el riesgo a la inversión es alto.

3. Subcuenca de Carandaity - 2, subcuenca de Curupaity y bajo de San Pedro :

Son áreas con una cobertura moderada de sísmica y algunos pozos exploratorios. Presentan unos prospectos muy viables, en un modelo Devónico, con posibilidades al Silúrico y Carbonífero.

Descubrimientos recientes de hidrocarburos en prospectos similares son documentados en Bolivia y en Brasil.

Una inversión exploratoria requerida es aún elevada, ya que se debe detallar la cobertura sísmica y sobre todo realizar más perforaciones (800 - 4000m), considerando los objetivos potenciales. El riesgo a la inversión permanece igualmente alto.

La infraestructura es regular a buena en el bajo de San Pedro; es deficiente en la subcuenca de Carandaity - 2, favorecida por la ruta Trans-Chaco; y no existe prácticamente en la subcuenca de Curupaity.

4. Cuenca del Paraná :

No existen datos exploratorios para hidrocarburos de alcance regional. Apenas una cobertura sísmica local, un pozo al Carbonífero y dos pozos al Pérmico han sido ejecutados. La correlación hacia el bajo de San Pedro y Brasil, con resultados alentadores (Silúrico, Devónico, Carbonífero y Pérmico), no obstante, caracterizan el potencial generador en la cuenca del Paraná.

Es imperativo como programa exploratorio inicial una cobertura amplia por sísmica y varios pozos estratigráficos (700 - 4000 m de profundidad), lo que ubica a esta región petrolífera - gasífera potencial a un alto riesgo a la inversión. Además del capital a invertirse es importante considerar en particular los siempre presentes derrames basálticos y coladas - diques diabásicos, que encarecen obviamente cualquier actividad exploratoria.

La infraestructura es excelente, no representa obstáculo alguno. La cercanía al mercado igualmente favorece a la zona.

5. Plataforma de Bahía Negra :

Existen algunos datos técnicos exploratorios aislados en la región, señalando un modelo prospectivo viable, que incluye el Neoproterozoico - Cámbrico, pero

concentrándose en el Ordovícico - Silúrico y Devónico. Una correlación es aproximada y apenas a nivel regional.

Se requiere un elevado capital a la inversión para orientar campañas de exploración concertadas en la zona, permaneciendo un alto riesgo a la inversión.

El acceso a la plataforma de Bahía Negra es por el Río Paraguay, favoreciendo un transporte económico, mientras que no existe alguna infraestructura interna.

6. Subcuenca de Pilar y otras zonas :

Aparte de una magnetometría regional y una gravimetría local no se cuentan con datos técnicos exploratorios de mayor alcance para hidrocarburos en la región. La correlación hacia el Paraguay oriental, hacia el Chaco paraguayo y hacia la Argentina es razonable (modelo Silúrico).

En la subcuenca de Pilar como igualmente en la región del Chaco central y Chaco occidental (Silúrico, Devónico) la información técnica es casi inexistente (ni mediciones de sísmica, ni pozos exploratorios existen), reflejando a consecuencia un muy elevado capital a la inversión relacionado a muy alto riesgo a la inversión.

La infraestructura no está desarrollada en amplias zonas, a excepción del Chaco central, que no representa ninguna dificultad para la realización de tareas exploratorias.

VIII. CONSIDERACIONES

1. Escenario geológico

El concepto geológico, estratigráfico-estructural del Fanerozoico del Paraguay presentado considera para la evaluación del subsuelo fundamentalmente la información técnica - exploratoria petrolífera, mineral y de aguas subterráneas existente. De esta manera se presenta un cuadro estratigráfico-estructural de correlación uniforme considerando la documentación de facies sedimentarias, de paleontología-palinología, de dataciones absolutas y de comparación con áreas adyacentes en Bolivia, Argentina y Brasil. Datos integrados de sísmica, magnetometría y gravimetría apoyan la interpretación estructural.

La historia geológica cuaternaria ha recibido un apoyo valioso en la documentación existente sobre la investigación para aguas subterráneas. Por otra parte, evaluaciones en base a la interpretación de imágenes de sensores remotos aportan nuevos conceptos; ya que abarcan aspectos de la litología precámbrica-fanerozóica, de la sedimentación cuaternaria, de la hidrogeología y de la edafología, en comparación con el régimen de drenaje, del clima y de la vegetación. De suma importancia para secuencias más recientes son dataciones absolutas por métodos de radiocarbono y luminiscencia natural.

No obstante, la documentación existente y evaluada aún es deficiente. La evolución geológica compleja y la cobertura por datos sólidos a veces apenas esporádica de amplias zonas del país, resulta ocasionalmente en conclusiones meramente interpretativas. Considerando de esta manera, se entiende al escenario presentado como un concepto viable y práctico para el desarrollo geológico del Paraguay.

2. Potencial de hidrocarburos

Ha sido objetivo para el análisis del potencial de hidrocarburos en Paraguay caracterizar consideraciones básicas relevantes que contribuyan a la disminución del riesgo exploratorio para futuras actividades de prospección, exploración y explotación :

- Aprovechamiento de una estratigrafía del Neoproterozoico, Paleozoico, Mesozoico y Cenozoico que pone énfasis en su distribución espacial, ya sea en su caracterización faciológica en el Paraguay, como también en su correlación hacia Bolivia, Argentina y Brasil. De esta manera se facilita el enfoque hacia el potencial de hidrocarburos.

- Aparte de documentar las principales unidades generadoras (el Devónico, el Silúrico, a nivel local el Cretácico y el Pérmico, y de manera secundaria el Carbonífero y el Neoproterozoico - Cámbrico) que revelan condiciones apropiadas de madurez, contenido orgánico y tipo de materia orgánica; se pudo diseñar las principales épocas de generación (epirogenesis eoherciniana y ciclo Sudatlántico), poniendo especial atención a la generación tardía de hidrocarburos en la cuenca del Paraná (Mesozoico) y la sobremadurez alcanzada a lo largo del alto de Lagerenza (Terciario).

- En cuanto a la estructuración son evidentes efectos tectónicos relacionados a los períodos de generación de hidrocarburos. Consecuentemente presentan prospectos potenciales prioritarios modelos del Devónico, del Devónico Carbonífero, del Silúrico - Devónico, del Pérmico - Mesozoico y de Cretácico Paleogeno. Es esencial el análisis del conjunto de procesos geológicos que facilitaron la generación, la migración y la acumulación de hidrocarburos en reservorios adecuados con sellos/trampas de carácter estructural, compuesto o estratigráfico.

- Atención especial requieren métodos sísmicos de reflexión para la ubicación de estructuras favorables. Mientras que en áreas exclusivamente sedimentarias, la calibración y la interpretación de datos sísmicos es conocida y bien manejada, condiciones extremas representa la cuenca del Paraná, por la participación de derrames basálticos voluminosos en superficie y la inyección generalizada y de amplia distribución de coladas y diques diabásicos a la secuencia sedimentaria.

- La aeromagnetometría no solo requiere importancia en áreas basálticas conocidas, identificando ventanas estructurales / estratigráficas y grandes lineamientos

estructurales, sino apoya a nivel regional a la definición de centros magmáticos (subcuenca de Pirity) y mediante un análisis estructural la orientación de futuros trabajos sísmicos.

- La gravimetría ha contribuido a la identificación de grandes unidades geotectónicas y de las principales direcciones estructurales regionales (NE y NW; subordinadas E-W y N-S), definiendo además estructuras anómalas en profundidad.
- Los procesos geológicos integrados demuestran definitivamente un sistema generador y acumulador activo de hidrocarburos en el Paraguay, que pudo haber concentrado volúmenes suficientes para una explotación económicamente viable.
- Queda manifestado que Paraguay es aún un país de alto riesgo a la inversión en el campo de la exploración de hidrocarburos. Una promoción del potencial de hidrocarburos del país debe considerar consecuentemente la presentación evaluada de los datos técnicos existentes, seguido por criterios del mercado. Se deberá aclarar que continua aún la etapa de alto riesgo a la inversión, requiriendo un capital a riesgo significativo para detallar el potencial y la prospectividad hidrocarburífera en el Paraguay. Las condiciones básicas para definir prospectos potenciales adecuados están dadas.
- La presentación de los datos técnicos existentes y evaluados, integrando constantemente nuevos aspectos técnicos y del mercado permitirá un proceso de evaluación cuantitativa cada vez mejor, disminuyendo así sensiblemente los riesgos de la exploración para hidrocarburos en el país.

3. Directrices técnicas básicas de estrategia exploratoria

3.1. Diversificación de métodos exploratorios

Para la generación de una evaluación de datos geológico-técnicos relacionados al potencial de hidrocarburos se han utilizado diferentes métodos exploratorios: imágenes de sensores remotos, mapas geológicos - estratigráficos, análisis sedimentológicos, paleontología-palinología, geoquímica, gradientes térmicos y de

presión (presión de fluidos), gravimetría-magnetometría, sísmica y otros. Sobre todo son importantes perforaciones y ensayos con perfiles eléctricos.

La principal ventaja de esta diversificación de métodos es por un lado, elegir el mejor método exploratorio para áreas con diferentes características geológicas y por otro lado, recompensar la desventaja de un método con la ventaja de otro, maximizando así la aplicación de todo el conjunto.

3.2. Interpretación especializada e integrada

El especialista : Cada método de exploración requiere a un grupo de especialistas, que generan una interpretación geológica sobre datos técnicos únicamente. Se trata de extraer lo máximo en resultados de un set de datos para un determinado parámetro básico.

El explorador : El técnico de exploración intenta una integración de los resultados de los especialistas, tratando de obtener una imagen válida partiendo de diferentes interpretaciones.

3.3. Áreas de integración

La exploración de hidrocarburos integra la estratigrafía, la geoquímica y la geología estructural.

La estratigrafía busca interpretar las rocas generadoras, rocas de reservorio, sellos y la relación espacial entre la generadora y el reservorio. Busca determinar áreas con condiciones adecuadas para la acumulación de hidrocarburos.

La geoquímica busca interpretar en base a parámetros estratigráficos la relación de tiempo entre el proceso de migración y la formación de trampas. Busca determinar áreas donde se generaron hidrocarburos, estimar los volúmenes generados y el tiempo geológico de migración hacia una trampa.

La geología estructural busca interpretar en base a la geoquímica y la estratigrafía, las estructuras y el momento de migración. Busca determinar la geometría de una estructura, su cierre y la edad de formación.

3.4. Niveles de exploración

- Nivel de análisis de cuencas (1 : 2,5 Mill) : Es la integración de todos los datos técnicos disponibles en una cuenca sedimentaria, a fin de definir áreas de mayor potencial en base a los principales condicionantes que caracterizan un potencial de hidrocarburos.

- Nivel de análisis regional (1 : 250.000) : Tiene por objetivo la identificación de zonas de interés en relación a estructuras adecuadas que permiten la acumulación de hidrocarburos. Aparte de métodos de reconocimiento superficial se ejecutan preferentemente perforaciones stratigráficas. Con esta información se podrá interpretar mas precisamente los datos ya existentes y programar trabajos adicionales.

- Nivel de análisis semidetallados (1 : 100.000; 1 : 50.000) : Se definirán concretamente estructuras detectadas anteriormente que requieren un mapeo geológico - sísmico de las anomalías encontradas.

- Nivel de análisis detallados (1 : 25.000) : Es la definición de la geometría y la edad de formación de una estructura. Sobre el resultado se define la viabilidad de un pozo pionero. Ya se tendrán datos sísmicos - stratigráficos en detalle.

3.5. Flexibilidad en la programación

Dependiendo del volumen de datos existentes y adquiridos, concentrándose hacia zonas de mayor interés para definir un modelo geológico favorable, no se podrá calcular un tiempo excesivamente largo (6 - 10 meses). Esta estrategia pone más seriedad a cualquier actividad de exploración, exige una adecuada flexibilidad y permite un constante ajuste del nivel de conocimiento de una cuenca. Exige igualmente una re-evaluación periódica del potencial de hidrocarburos, que es fundamental para conseguir el capital operativo de exploración. La re-evaluación permite las siguientes implicaciones:

- redefinición de la prioridad de prospectos;
- concentración de actividades hacia zonas con indicios de petróleo / gas conocidos;
- redefinición de la aplicación de diferentes métodos exploratorios, según las diferentes condiciones geológicas encontradas en una cuenca;

- evaluación de áreas prospectivas que deberán ser abandonadas;
- re - evaluación de la propia estrategia exploratoria adaptada, a fin de llegar con menos riesgo / capital y el tiempo apropiado a un resultado positivo.

4. **Recomendaciones**

- Es el Departamento de Hidrocarburos (DRM) de la Subsecretaría de Minas y Energía (MOPC) que ejerce la supervisión y la fiscalización de las actividades en el sector de los hidrocarburos en el Paraguay. Significa que debe operar en su poder un archivo completo de todos los datos técnicos originales que se hayan elaborados en el transcurso de las compañías exploratorias en el país (desde 1945). Asimismo, debe existir una copia completa en el archivo de todas las evaluaciones realizadas sobre el potencial de hidrocarburos del Paraguay. Esto permitirá mantener un monitoreo siempre actualizado acerca del nivel de conocimiento y de los avances obtenidos. Es una exigencia fundamental para la promoción del potencial de hidrocarburos del país.
- Hasta la fecha y por falta de una promoción adecuada a nivel nacional e internacional, una concesionaria elige normalmente un área en el país para sus actividades más bien a nivel ocasional. Si luego los pronósticos de la concesionaria no se cumplen, un área se ve frecuentemente bloqueado por un largo tiempo, imposibilitando actividades de otros interesados.

Parece oportuno indicar de que se deberá elaborar un 'plan de concesiones' para la promoción, que se basará en el conocimiento evaluado del potencial de hidrocarburos del país. Un plan de concesiones permitirá establecer áreas según prioridades en vista a su potencial hidrocarburífero, de acuerdo a las unidades geotectónicas y del nivel de conocimiento técnico de cada área. De esta manera se orientará a las concesionarias en la decisión referente al capital y el riesgo a la inversión, y sobre todo en la programación de sus actividades exploratorias.

Así se adoptará una posición reguladora y de control adecuada en el campo altamente competitivo de la exploración para hidrocarburos. Igualmente se deberán definir, si áreas potenciales se otorgarán a una concesionaria por adquisición directa, o por un llamado a licitación pública.