

**CONCEPTO GEOLÓGICO,
ESTRATIGRÁFICO-ESTRUCTURAL DEL
PRECÁMBRICO-FANEROZÓICO
EN PARAGUAY**

(aspectos de introducción al potencial de hidrocarburos)

GEO CONSULTORES

Asunción - Paraguay

Octubre 1997

**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 III

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

Asunción - Paraguay
Enero 1998

**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 I

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 Magmatitas 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 Cabacuá (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-alcalinas (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

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

Leyenda

- = Fm. Palo Santo (Cretácico); subcuenca de Pirity
- = 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

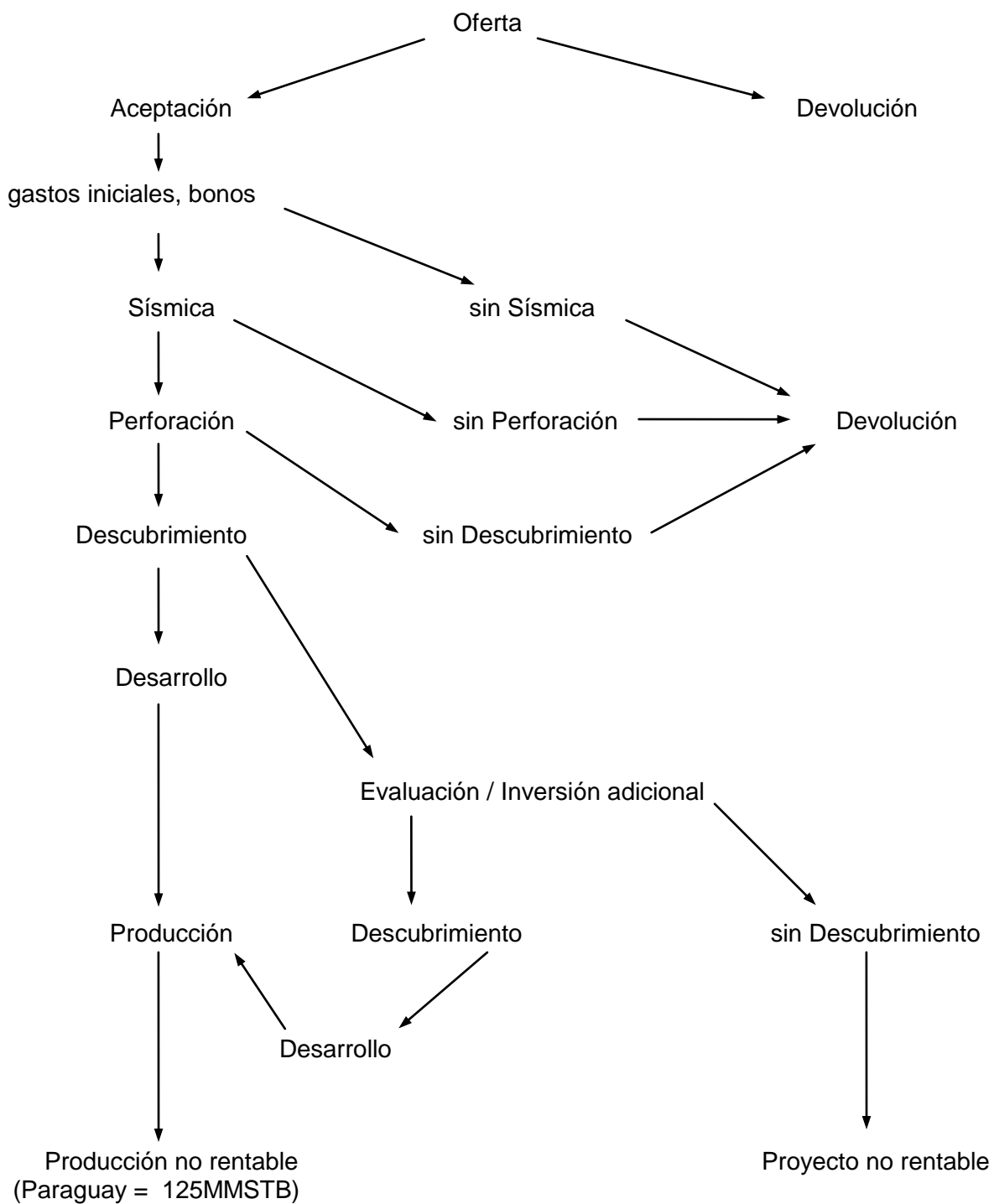
Sample Date : 10-30-93
 Pressure : 800 psi
 Temperature : 100 °F

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
	<hr/>	<hr/>
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

Organigrama de decisiones



Explicación : 1 - subcuenca de Carandaity - 1
2 - subcuenca de Pirity
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

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

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

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

Tipo 4 : Prospecto 'anticlinal estructurado'.

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

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

Tipo 7: Prospecto 'trampa estratigráfica'.

Tipo 8 : Prospecto 'trampas estructuradas y karstificación'.

Tipo 9 : Prospecto 'banco carbonático - arrecifes'.

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

Tipo 11: Prospecto 'trampas estructuradas - estratigráficas'.

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

laminaciones

agregados macizos

fracturas

fisuras

agujeros

escapes de agua

rajaduras

caliza dolomítica

arena muy fina y siltita

arcilla

Facies 1 : arcillita silicea maciza

Facies 2 : arcillita calcarea - dolomítica laminada

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

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

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

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

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

Chovoreca

A. Jara

subcuenca de Curupaity

Linea-1

Toro # 1

plataforma de Bahía Negra

Riacho Florida

TEX 20-1975

OXY - BN88 - 01

N S

TD = 3418m

5 km

0,1msec = 186,6 m prof. real

Cen. - Mes.

Gr. Palmar

Gr. San Alfredo

Fm. Sta. Rosa

Fm. La Paz

Gr. Itapucumí

Bas. Crist.

