

Universidad Nacional de Ingeniería
Facultad de Ingeniería Geológica Minera y Metalúrgica



**Evaluación Geológica del
Yacimiento Gasífero de Aguaytía**

**Tesis para Optar el Título de
Ingeniero Geólogo**

**César Ramiro
Santiago Chirinos**

Lima - Perú

1990

A mis hermanos

CONTENIDO

Página

RESUMEN

CONCLUSIONES

RECOMENDACIONES

1. INTRODUCCION

1.1	Objetivos del Trabajo	1
1.2	Método de Trabajo	1
1.3	Agradecimientos	2
1.4	Ubicación y Accesibilidad	3

2. HISTORIA EXPLORATORIA Y RESULTADOS 4

3. MARCO GEOLOGICO REGIONAL

3.1	Estratigrafía	7
3.1.1	El Paleozóico	8
3.1.2	El Triásico-Jurásico	16
3.1.3	El Cretáceo	20
3.1.4	El Terciario	29
3.2	Geología Estructural	31

4. YACIMIENTO GASIFERO DE AGUAYTIA	
4.1 Características Estratigráficas	33
4.2 Características Estructurales	41
5. GEOLOGIA DE LOS HIDROCARBUROS EN EL YACIMIENTO AGUAYTIA	
5.1 Roca Reservorio - Fm. Cushabatay	48
5.1.1 Litología	48
5.1.2 Geometría del Reservorio	49
5.1.3 Roca Sello	49
5.1.4 Distribución de Fluidos y Propiedades Petrofísicas	50
5.1.5 Arena Neta Gasífera	51
5.2 Análisis del Potencial Hidrocarburífero de las Formaciones	51
5.3 Relación Tiempo-Temperatura (Método de Lopatín)	60
5.4 Generación, Migración y Entrampe de Hidrocarburos	63
6. RESERVAS DE GAS Y LIQUIDOS DE GAS NATURAL	
6.1 Volúmen "in situ" de Gas Natural	69
6.2 Reservas Probadas	71
6.3 Reservas Probables	72

7. REFERENCIAS

74

8. TABLAS Y FIGURAS

TABLAS

- 1. Índice Tiempo - Temperatura (Método de Lopatín)**
- 2. Reservas de Gas y Líquidos de Gas Natural**

FIGURAS

1. Ubicación del Yacimiento Aguaytía
2. Distribución de Líneas Sísmicas y Mapa Base de Pozos
3. Ubicación Geológica del Yacimiento Aguaytía
4. Columna Estratigráfica del Yacimiento Aguaytía
5. Sección Sísmica de Aguaytía (Transversal)
6. Mapa Isócrono: Grupo Cabanillas
7. Mapa Isócrono: Paleozóico Superior
8. Mapa Isócrono: Grupo Pucará - Anomalía Estratigráfica
9. Rasgos Estructurales Principales de la Cuenca Ucayali
10. Sección Sísmica de Aguaytía (Longitudinal)
11. Sección Estratigráfica: Longitudinal
12. Mapa Sísmico en Tiempo - Reflector "E"
13. Proyección Isométrica en Tiempo - Reflector "E"
14. Mapa Sísmico en Profundidad - Reflector "E" - Tope Fm. Cushabatay
15. Mapa Estructural Tope Reservorio Cushabatay
16. Proyección Isométrica en Profundidad del Reservorio Cushabatay - Corte en el Contacto Agua/Gas
17. Mapa Sísmico en Tiempo.- Tope Fm. Yahuarango
18. Mapa Sísmico en Tiempo.- Tope Fm. Huchpayacu
19. Mapa Sísmico en Tiempo.- Tope Fm. cachiyacu
20. Mapa Sísmico en Tiempo.- Tope Fm. Vivian
21. Mapa Sísmico en Tiempo.- Tope Fm. Chonta

22. Mapa Sísmico en Tiempo.- Tope Fm. Agua Caliente
23. Mapa Sísmico en Tiempo.- Tope Fm. Raya
24. Mapa Sísmico en Tiempo.- Tope Fm. Sarayaquillo
25. Mapa Sísmico en Tiempo.- Tope Fm. Pucará
26. Mapa Sísmico en Tiempo.- Tope Fm. Ene
27. Mapa Sísmico en Tiempo.- Tope Fm. Cabanillas
28. Mapa Sísmico en Tiempo.- Tope Fm. Contaya
29. Flattening: Líneas G-163 y G-167
30. Flattening: Líneas G-163 y G-167
31. Sección Estructural: Longitudinal
32. Mapa de Arena Neta Gasífera. Reservorio Cushabatay
33. Reconstrucción Geológica y Gráfico del Índice de Alteración Termal
(Método de Lopatín)

RESUMEN

Esta tesis presenta los resultados del estudio de la información geológica y de subsuelo obtenida a partir de la exploración del Yacimiento de gas y condensado de Aguaytía, llevado a cabo para : definir la configuración estructural del yacimiento y estimar las reservas de gas y líquidos de gas natural. La información para realizar este trabajo fué aportada por la perforación de 4 pozos entre los años 1961 a 1986. Se interpretaron 260 Km. de líneas sísmicas de excelente calidad a partir de las cuales se pudo definir con razonable precisión la configuración estructural del Yacimiento Aguaytía.

El área de Aguaytía comprende sedimentos que van del paleozóico al terciario los que abarcan un espesor de aproximadamente 23000 pies (7010 metros) siendo la formación cretácica Cushabatay la productiva de dicho yacimiento.

Los estimados de reservas así como los volúmenes in situ de gas natural y líquidos de gas natural se efectuaron mediante el método volumétrico basado en la descripción del reservorio y tomando en consideración la incertidumbre de los diferentes parámetros utilizando Simulación Montecarlo.

Es así como se ha estimado que las reservas probadas de Aguaytía están en el orden de 144 mil millones de pies cúbicos de gas y 8 millones de barriles de líquidos de gas natural correspondiendo 5.6 millones de barriles al condensado y 2.4 millones de barriles al gas licuado de petróleo. Esto considerando que el esquema de explotación de dicho yacimiento sea por depletación natural.

CONCLUSIONES

- 1.- La estructura Aguaytía es un anticlinal con 3 culminaciones : la Culminación Norte, la principal, con 8.8 km. de largo por 1.7 km. de ancho, la Culminación Centro con 4.6 km. de largo por 1.2 km. de ancho y, La Culminación Sur con 2.2 km. de largo por 0.56 km. de ancho. El anticlinal esta limitado hacia el Este por la falla inversa Aguaytía. El yacimiento de gas y condensado se encuentra en la Culminación Norte y en la parte superior de la Fm. Cushabatay.
- 2.- El volúmen de roca reservorio probado de Aguaytía se ha estimado en 266,680 Acres-pie y el Gas in situ en $321 * 10^9$ pies cúbicos standard (pcs).
- 3.- El Volúmen de roca reservorio probable de Aguaytía se ha estimado en 75,433 Acres-pie, el Gas in situ en $90 * 10^9$ pcs y el Volúmen in situ probable de LGN se ha estimado en 6.4 MMbbls.
- 4.- Las reservas probadas de gas y líquidos de gas natural (LGN) se estiman en $144 * 10^9$ pcs y 8 Millones de barriles (MMbbls) respectivamente, mientras que las reservas probables de Gas y LGN. se estiman en $40 * 10^9$ pcs y 2.3 MMbbls. respectivamente.
- 5.- La posición estructural en tiempo del tope de la Fm. Cushabatay, de la estructura Aguaytía Sur (Ag-4X) es 45 milisegundos (msg) mas alta que la posición del pozo 2X y 45 msg.mas baja que la posición de los pozos 1X y 3X.

- 6.- La estructura se empezó a formar en el Jurásico Superior (Fm. Sarayaquillo) y la falla en el paleozóico es normal y de alto ángulo pero se reactivó e invirtió en el Terciario Superior (Plioceno).
- 7.- La roca sello esta constituida por las lutitas marinas de la Formación Raya que sobreyacen a la Formación Cushabatay.
- 8.- Se identificaron 8 reflectores a partir de la interpretación de 20 líneas sísmicas (18 reprocesadas) las cuales hacen un total de 260 kms.
- 9.- El gas que se encuentra acumulado en la parte superior de la Fm.Cushabatay provino probablemente tanto del Oeste como de la misma área de Aguaytía a consecuencia del intenso diastrófismo ocurrido entre el Cretáceo Tardío y el Terciario Superior y que dió lugar a que las rocas Paleozóicas generasen Metano y luego sea transportado en solución en las aguas de formación bajo la influencia de altas presiones tanto en la faja de sobrecurrimientos al Oeste de los Lotes 31/35 como en esta misma área.

RECOMENDACIONES

- 1.- Explotar el Yacimiento Aguaytía en forma racional para un pronto desarrollo de la región Centro-Oriente del país.
- 2.- Perforar un pozo en la Culminación central de la estructura Aguaytía teniendo como objetivo las areniscas de la Formación Cushabatay.
- 3.- Efectuar estudios de potencial de roca-madre en las muestras de los pozos perforados en los Lotes 31/35 que hayan alcanzado el paleozóico, así como un estudio detallado de la química del agua de formación.

INTRODUCCION

La presente tesis titulada "Evaluación Geológica del Yacimiento Gasífero de Aguaytía" que someto a consideración de los señores miembros del jurado y catedráticos de la Escuela de Geología de la Universidad Nacional de Ingeniería, lleva por finalidad la de optar el título de Ingeniero Geólogo con mención en Ciencias, así como poder contribuir a un mayor conocimiento del aspecto estructural del reservorio para una futura explotación racional de dicho Yacimiento.

1.1 Objetivos del Trabajo

Los objetivos del trabajo han sido:

Definir la configuración estructural del Yacimiento.

Estimar los volúmenes "in situ" y reservas de gas y condensado.

1.2 Método de trabajo

Para alcanzar los objetivos mencionados se siguió los siguientes pasos:

- 1) Búsqueda de información (Archivos de los Pozos, informes del área de estudio, recopilación de líneas sísmicas, etc).
- 2) Interpretación sísmica.
- 3) Preparación de los mapas estructurales en tiempo, en profundidad, Isométricos e Isócronos usando el computador y aplicando un paquete

de programas denominado "CPS-1 Contour Plotting System" de propiedad de PETROPERU.

- 4) Preparación de secciones estratigráficas y estructurales mediante el computador.
- 5) Preparación de los Flattening en el computador.
- 6) Elaboración del mapa de arena neta gasífera.
- 7) Cálculo del Índice de Maduración Termal (Método de Lopatin) utilizando un programa de computador especialmente desarrollado para este caso.
- 8) Cálculo de reservas mediante el Método de Simulación Montecarlo utilizando el computador.

1.3 Agradecimientos

Quiero expresar mi más sincero agradecimiento a la empresa Petróleos del Perú S.A. por haberme brindado todas las facilidades para la elaboración del presente trabajo; al ingeniero E. Mayorga, Jefe del Proyecto Desarrollo Gas Natural, quien hizo factible que esta tesis llegue a su culminación y, a los ingenieros J. Sierra, E. Tomaylla y W. Morales por haber asesorado esta tesis mostrando una gran colaboración.

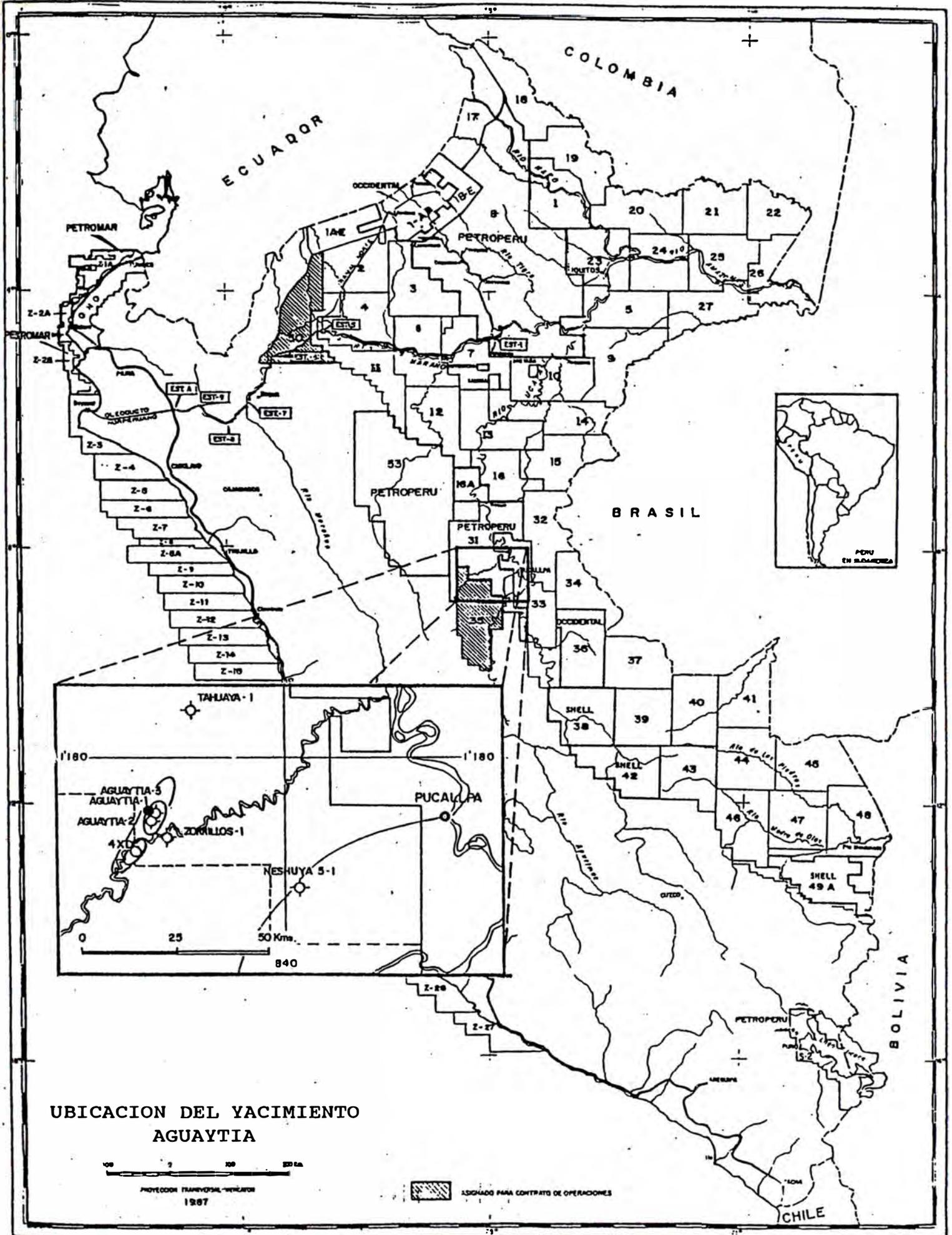
Un agradecimiento muy especial al ingeniero Hugo Paredes Y. quien desinteresadamente me apoyó durante todo el tiempo que duró la elaboración de esta tesis; y al Dr. Víctor Sanz Parra quien me apoyó, revisó y aportó sugerencias durante todo este período.

1.4 Ubicación y accesibilidad

El Yacimiento Aguaytía se encuentra ubicado en la Selva Central del Perú, en la Provincia Coronel Portillo, Departamento de Ucayali, a 80 kms. al Oeste de la ciudad de Pucallpa y a 9 kms. al Noroeste de la localidad de Zorrillos. Se encuentra dentro del Lote 31 asignado a Petróleos del Perú (Figura N°1).

Es atravesado por el río aguaytía que resulta ser una de las vías de acceso a esa zona. Adyacente al Campo Aguaytía y unido por una carretera de 9 kms. se encuentra el campamento base de Zorrillos, que cuenta con una pista de aterrizaje en buen estado; de allí a la ubicaciones de los pozos el acceso es por helicóptero.

FIGURA N° 1



UBICACION DEL YACIMIENTO
AGUAYTIA

PROYECCION TRANSVERSAL-MERCATOR
1987

ASIGNADO PARA CONTRATO DE OPERACIONES

HISTORIA EXPLORATORIA EN LA ESTRUCTURA AGUAYTIA

En virtud de la Ley 11780 la Compañía Peruana del Oriente obtuvo concesiones para exploración petrolera en la Selva Central, y con fines de exploración se asoció con la Móvil Oil Co. bajo la denominación de Móvil Oil del Perú.

Es así que esta compañía efectuó la perforación del pozo "Zorrillos 1" que resultó seco. Luego dicha compañía perforó dos pozos, en el periodo 1961-1967, en el área de Aguaytía.

El pozo exploratorio "Aguaytía-1X" perforado hasta una profundidad de 9104' (2776.7 m) y completado hasta 8092' (2468 m) descubrió hidrocarburos (gas y condensado) en volúmenes comerciales en la Fm. Cushabatay del cretáceo. Dicho pozo probó una producción de 3.48 MM PCS/D y 131.2 BPD de condensado de 65°API con estrangulador de 1/4".

Un segundo pozo, el "Aguaytía-2X" se terminó de perforar en Noviembre de 1967 alcanzando una profundidad final de 8914' (2718.7 m) y completado hasta 8556' (2609.5 m) confirmó la presencia de hidrocarburos en la formación Cushabatay. El pozo tuvo una producción de 9.55 MM PCS/D y 386.4 BPD de condensado de 63.4°API con estrangulador de 1/2".

A pesar de los resultados positivos no se explotó el yacimiento y en 1972 revirtió al Estado Peruano. En 1974, PETROPERU llevó a cabo un levantamiento de 180 kms. de líneas sísmicas con el fin de precisar la geometría del yacimiento.

La información sísmica fué registrada y procesada en el año 1974 por la Cia. Geophysical Service Int. En 1986, se reprocesaron y migraron 13 líneas sísmicas en el centro de procesamiento de Geofísica de Petroperú, mejorando la señal sísmica en comparación con las anteriores y, en 1987 se reprocesaron y migraron las líneas G-154, G-155, G-156 y G-157 (Figura N°2).

Durante Mayo de 1986 se efectuó el reacondicionamiento y pruebas de producción del pozo Aguaytía-2X con buenos resultados, con lo que se confirmó el potencial del reservorio y la calidad del gas y condensado. Previamente en la zona se construyó una base de operaciones y los campamentos e instalaciones de apoyo necesarios, se habilitó caminos y vías de acceso y se rehabilitó el aeropuerto de Zorrillos.

El reacondicionamiento del pozo Aguaytía-1X fue cancelado debido al mal estado del cabezal del pozo, que presenta dificultades técnico operativas para su rehabilitación.

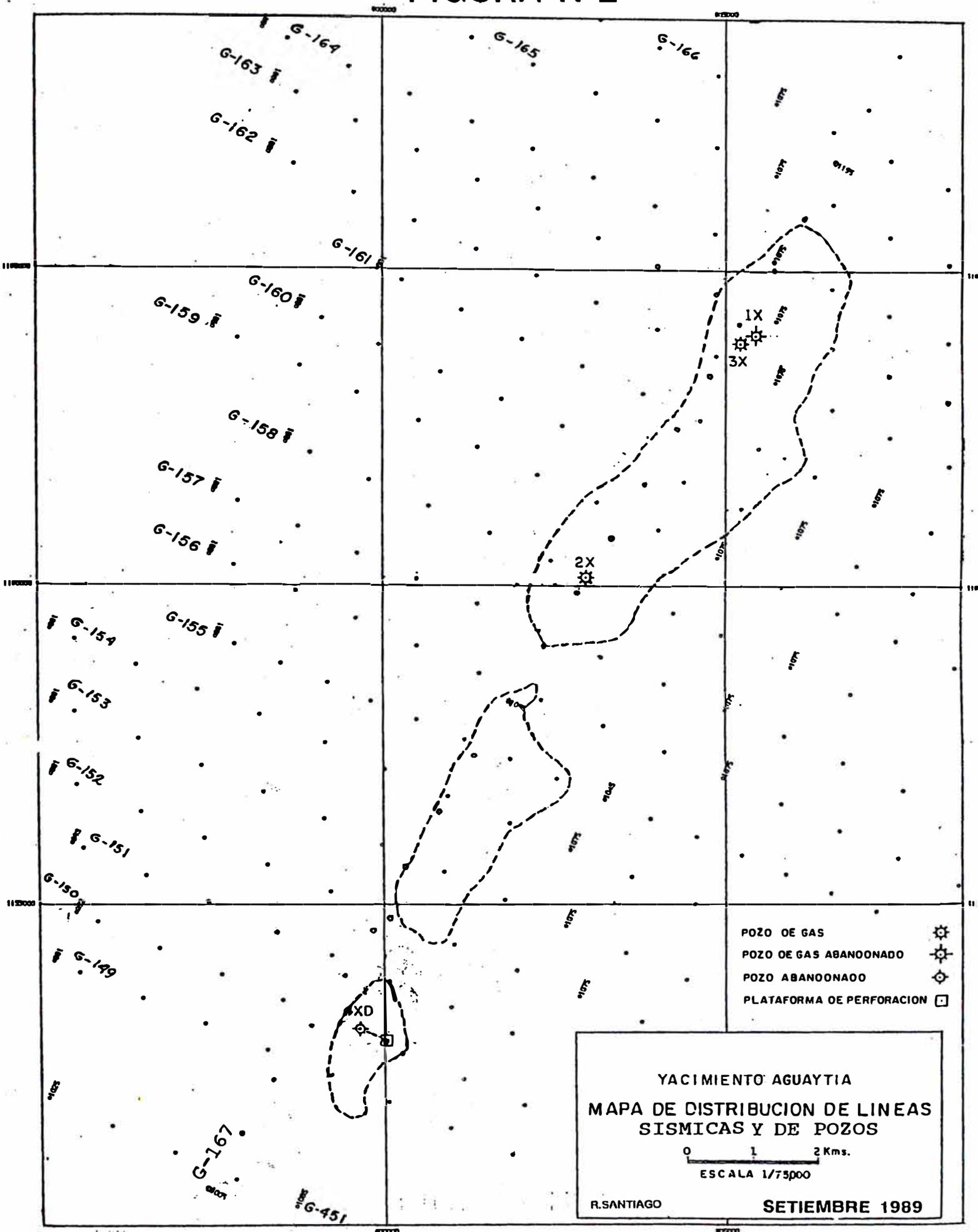
Un tercer pozo, el "Aguaytía-3X" se concluyó en Agosto 7 de 1986, alcanzando la profundidad final de 8917' (2719.6 m) y completado hasta 8868' (2704.7 m). Las pruebas de producción se llevaron a cabo con buenos resultados. Se probó el intervalo baleado de 8471' (2583.6 m) a

8494' (2590.6 m) de la Formación Cushabatay, obteniéndose 15.7 MM PCS/D y 601 BPD de condensado de 61°API con estrangulador de 5/8".

Este último pozo fue perforado para reemplazar al 1X y está ubicado a 886' (270 m) al S 57° W del pozo 1X (Figura N°2).

Un cuarto pozo, el Aguaytía-4XD que se perforó en forma direccional en la Culminación Sur de la estructura Aguaytía, se concluyó el 1° de Enero de 1987 y, dado los resultados negativos se decidió abandonarlo el 9 de Febrero de ese mismo año.

FIGURA N°2



YACIMIENTO AGUAYTIA
 MAPA DE DISTRIBUCION DE LINEAS
 SISMICAS Y DE POZOS

0 1 2 Kms.
 ESCALA 1/75000

R.SANTIAGO SETIEMBRE 1989

MARCO GEOLOGICO REGIONAL

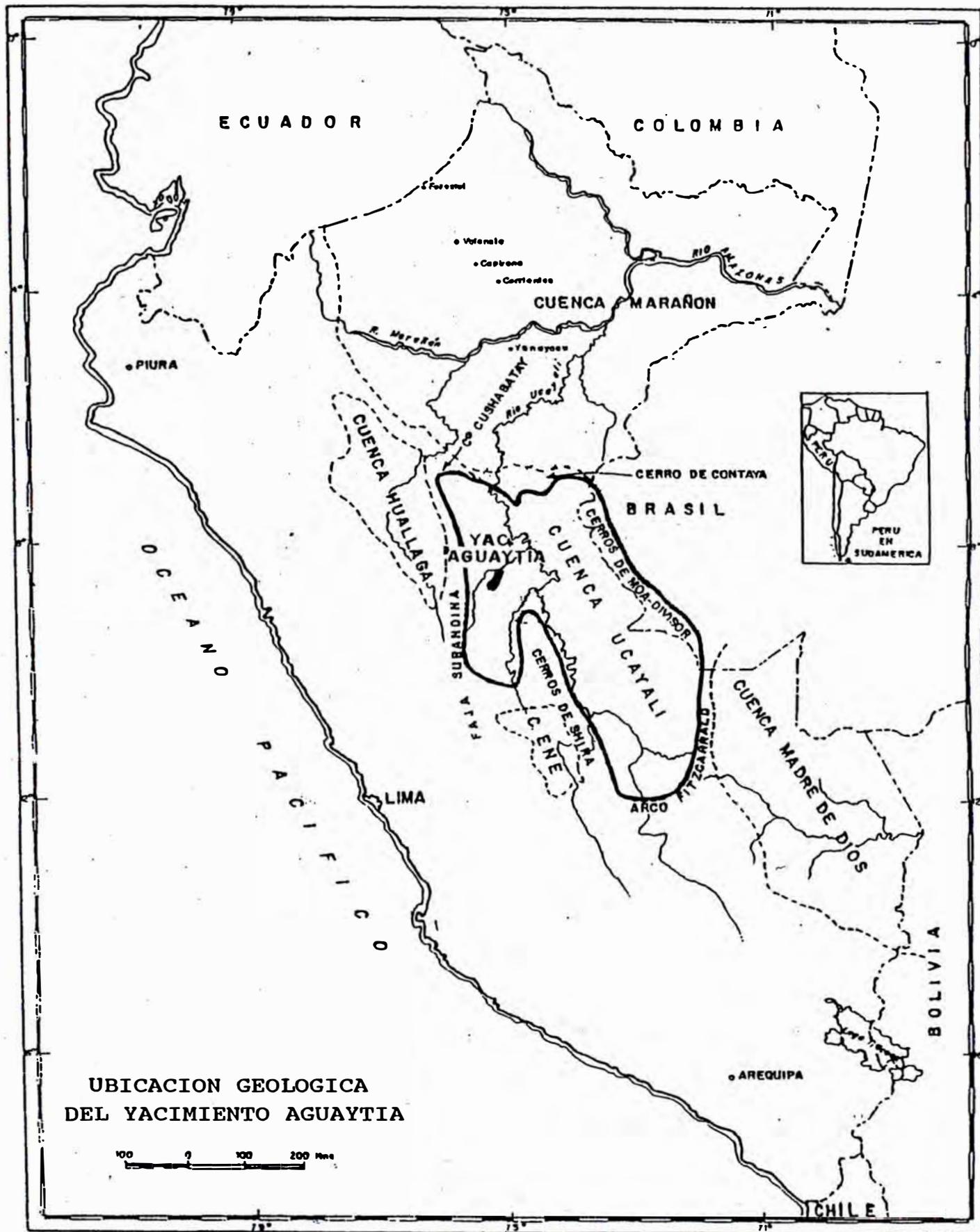
El área de Aguaytía se encuentra ubicada en el sector occidental de la Cuenca Ucayali. La cuenca Ucayali es una gran depresión de la Región Subandina Peruana, resultante de la actividad tectónica generada por la orogenia andina entre el cretáceo tardío y el terciario superior. Esta cuenca limita por el Norte con el Arco de Contaya y el levantamiento Cushabatay, por el Este con la Sierra de Moa-Divisor en la frontera Perú-Brasil, por el Sureste con el Arco de Fitzcarrald, por el Sur con los Cerros del Shira y por el Oeste con la Cordillera Oriental de los Andes (Figura N°3).

3.1 Estratigrafía

La secuencia sedimentaria de la cuenca abarca aproximadamente 10,000 mts. de espesor y comprende rocas del Paleozóico inferior y superior, Triásico, Jurásico, Cretácico y Terciario.

La sección Pre-cretácea está constituida por estratos carbonatados y clásticos y la secuencia Cretáceo-Terciaria es una intercalación de areniscas y lutitas. La mayor parte de los sedimentos Paleozóicos han sido depositados en ambientes marinos. La sedimentación Cretácea es marina, mientras que la Terciaria es no-marina, mayormente. Varias

FIGURA N°3



discordancias afectan la columna, siendo más notables las del Precretáceo.

Se presenta una columna estratigráfica (Figura N°4) basada en información de superficie y de subsuelo. Las localidades tipo propuestas para la designación de unidades formacionales del Jurásico Superior al Terciario se ubican muy cerca de los límites del área de estudio y en base a los estudios geológicos regionales y a la correlación de registros sísmicos se ha inferido la presencia de unidades del Paleozóico y Triásico.

3.1.1 El Paleozóico

El Paleozóico se encuentra desarrollado en toda la cuenca, siendo el Paleozóico Superior el que muestra mayor distribución areal.

El Paleozóico Inferior está representado por la Formación Contaya del Ordoviciano y el Grupo Cabanillas del Siluro-Devoniano con espesores mayores a 2,000 metros al Oeste de la cuenca.

La Formación Contaya (Ordovícico) tiene ubicada su localidad tipo en el Cerro Contaya, entre el Alto Tapiche y el río Ucayali, 75 kms. al Nor Este de Contamana (N.D. Newell, I. Tafur, 1943- 1944), cerca de la esquina NE del Lote 31. La litología de esta formación en su localidad está constituida principalmente de lutitas grises, fosilíferas (150 m.) y cuarcitas en la parte inferior de la secuencia aflorante, sin que se

COLUMNA ESTRATIGRAFICA DEL YACIMIENTO AGUAYTIA

EDAD			FORMACION / GRUPO	LITOLOGIA	ESPESOR m.
CENOZOICO	TERCIARIO	PLIO.	(CUATERNARIO) UCAYALI		
		MIO. PLIO.	IPURURO		
		MIO.	CONTAMANA II		
		OLIG.	CHAMBIRA		+1600
MESOZOICO	CRETACEO	CRETACEO SUPERIOR	YAHUARANGO		
			HUCHPAYACU		213
			CACHIYACU		55
			VIVIAN		91
			CHONTA		338
			HUAYA		
		CRETACEO INFERIOR	AGUA CALIENTE		250
			RAYA		125
			CUSHABATAY		219
			SARAYAQUILLO		+793
			PUCARA		+400
			MITU		
PALEOZOICO	PERMIANO	INF. MEDIO	ENE		
			COBACABANA		
		DEV.	TARMA		+3050
			CABANILLAS		
			CONTAYA		
PC		BASAMENTO			



FIGURA N° 4

conozca su espesor total, la edad de la formación es meso ordovícica en base a su contenido de graptolites.

La Formación Contaya ha sido reconocida en el subsuelo en el pozo Cashiboya 1/1A donde se atravesó una sección de 376 m. de lutitas grises, negruzcas, esquistas hacia la base y delgadas intercalaciones de cuarcitas grises, rojizas, de grano fino, limosas. En las lutitas se encuentran graptolites indeterminables.

También en el pozo Agua Caliente-1 debajo de las calizas pérmicas se encontró una secuencia de 582 m. de lutitas gris oscuras a negras, micáceas, con graptolites similares a los del Domo de Contaya, delgadas intercalaciones de calizas arrecifoides y areniscas glauconíticas en la parte media e inferior de la sección con intercalaciones lutáceas y pasajes conglomeráticos en la base.

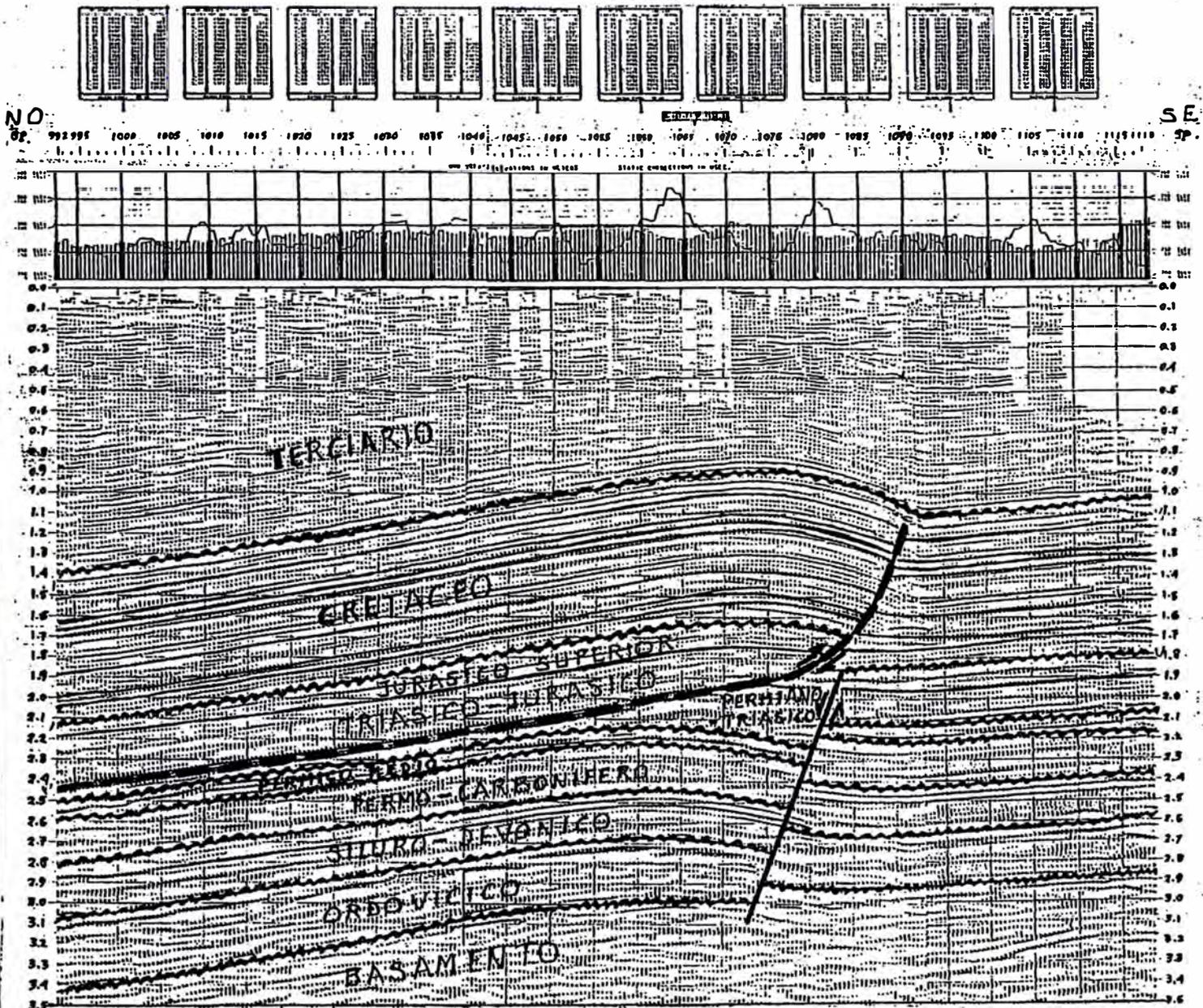
En el área de estudio se ha inferido su presencia a la profundidad de 2.7 a 3.0 segundos (Figura N°5).

El Grupo Cabanillas (Siluro-Devoniano) tiene situada su localidad tipo en la región del Lago Titicaca (N.D.Newell, 1945-1949) y agrupa a las formaciones marinas que afloran en la Cordillera Oriental del Sur y Centro del País.

En el flanco oriental de los Cerros del Shira, los afloramientos de las Quebradas Tabacoa e Iparía fueron reconocidos por B. Kummel quien reporta 360 metros de areniscas cuarcíticas blanco amarillentas de grano

FIGURA N° 5

SECCION SISMICA G-162 (TRANSVERSAL)
ANTICLINAL AGUAYTIA



medio a grueso, con estratificación cruzada a masiva e intercalaciones menores de lutitas y un banco de calizas grises fosilíferas en la parte media. Determinaciones palinológicas (Signal) indican una edad Siluro-devónica (Chitinozoarios y Acritarcas).

En el pozo Runuya-1 (Hispanoil, 1975) se encontró una secuencia de 169 m. de lutitas gris oscuras, negras, micáceas, con intercalaciones de limolitas y areniscas blanquecinas, grises, de grano fino, cuarzosas, algo glauconíticas, poco porosas que hacia la base se hacen de grano grueso a muy grueso.

Esta secuencia yace sobre el basamento gneisico y se halla debajo de las formaciones Carbopérmicas. Hispanoil reporta una edad Siluro-devónica.

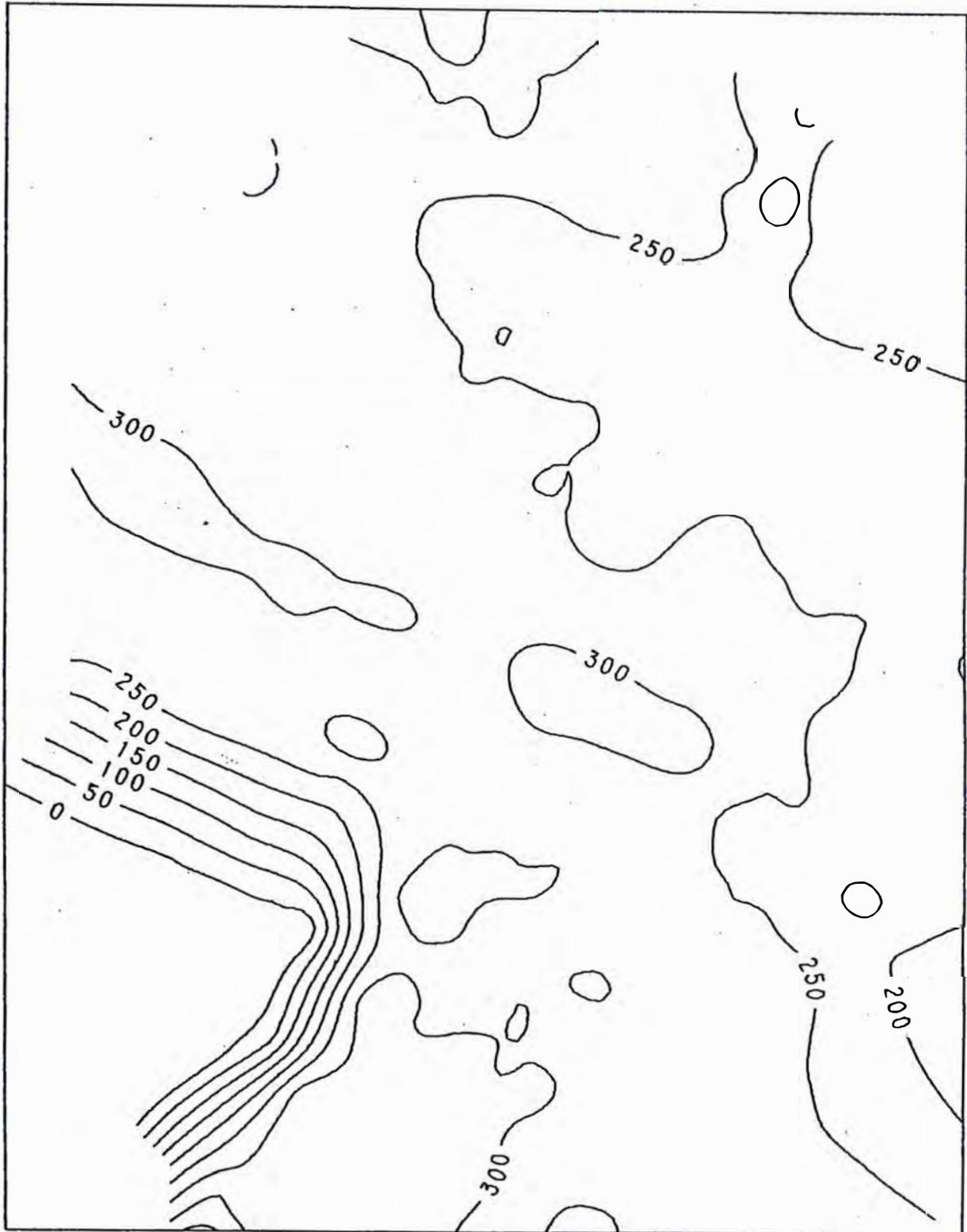
En el área de estudio se ha inferido la presencia de este grupo a la profundidad de 2.45 a 2.7 segundos (Figura N°5).

En la Figura N°6 se muestra el mapa isócrono del Grupo Cabanillas correspondiente al área de estudio.

El Paleozóico Superior está representado por los Grupos Tarma-Copacabana, Ene y Mitu del Permo-Carbonífero con espesores de hasta 1000 metros en la faja subandina.

El Grupo Tarma-Copacabana (Permo-Carbonífero) es una unidad difícil de subdividir en la Cuenca del Ucayali. En la base de este Grupo se

FIGURA N°6
YACIMIENTO AGUAYTIA
MAPA ISOCRÓNØ - GRUPO CABANILLAS



ESCALA: 1:100000
C.I. = 50msg

SETIEMBRE 1989
R. SANTIAGO

reconoce una unidad basal de areniscas ("Arenisca verde") que descansa sobre una discordancia importante de carácter angular y que trunca a las formaciones del Paleozóico Inferior. La parte superior del Grupo se encuentra a su vez afectada por otra discordancia sobre la que yacen las formaciones del Triásico Superior, Jurásico a Cretáceo.

El Grupo Tarma (Namuriano y Bajo-Westphaliano) tiene su localidad tipo en los alrededores de Tarma (Perú Central) donde tiene mas de 300 m. de espesor y consiste principalmente de lutitas bituminosas gris oscuras y negras con intercalaciones lenticulares de calizas grises (Newell et al, 1953).

B.E.Felber (1960) la describió como "Arenisca Verde" en el Pongo de Mainique y en el río Tambo (120 kms. al SSE del Lote 35).

En esta última localidad la formación está constituida de areniscas de un color verde muy característico, de grano fino, medio a grueso, de mala selección y de estratificación masiva. Su constitución es la de una subgrauvaca. Su color verde proviene de la abundancia de clorita en la matriz observada en láminas delgadas en muestras del Pongo. En estos afloramientos las areniscas carecen de porosidad dado el estado avanzado de diagénesis que presentan, no obstante, se encuentran fuertemente fracturadas por sistemas de juntas que le conceden buena permeabilidad.

La edad de esta unidad es Pensilvaniana determinada por foraminíferos en la sección del Pongo de Mainique. El espesor de esta unidad es

delgado, en el río Tambo, Felber describe una sección incompleta de 20 m. y en el río Urubamba 80m.

En el Pozo Runuya-1 (Hispanoil, 1975) se atravezó esta formación representada por 33 m. de areniscas grisáceas, verdosas de grano fino y cemento calcáreo, intercalada de lechos delgados de lutita verdosa y un banco de dolomita marrón clara, hacia la base. En muestras de núcleos laterales presenta valores de porosidad hasta de 19 %.

El Grupo Copacabana (Westphaliano Superior, Stephaniano y Thuringiano?) tiene su lugar tipo en el estrecho de Tiquina en la Península de Copacabana (Lago Titicaca) donde presenta una sección de mas de 300 m. de lutitas negras bituminosas y calizas macizas con pequeñas intercalaciones de dolomita y arenisca fina (Newell et al, 1953).

B.E.Felber (Peruvian Gulf Co., 1960) la describió con el término de "calizas Tambo" en el río Tambo y el río Urubamba (Pongo de Mainique). Su litología consiste de calizas similares a las de Tarma y Copacabana pero se diferencian por su dolomitización. La zona dolomitizada alcanza más de 200 m. de espesor y forma relieves resistentes a la erosion. La dolomitización ha originado fracturas y una porosidad secundaria de tipo vacuolar.

Cerca al lote 35, en las Quebradas Iparía y Tabacóa, B.Kummel describe una sección de mas de 677 m. de calizas grises silíceas y fosilíferas (fusulinas, brachiópodos, corales, briozoarios, etc.) del Pensilvaniano medio (Atokan) a Permiano Inferior (Wolfcampiano).

En el Pozo Agua Caliente-1 (Lote 31) debajo del cretáceo y yaciendo discordantes sobre rocas ordovícicas, se cortó 535 m. de calizas grises, fosilíferas con pasajes dolomíticos, porosos e intercalaciones menores de lutitas bituminosas. En las calizas de la parte superior de la sección se encontraron fusulinas pérmicas y residuos asphalticos.

El Pozo Chonta-1 (Móvil, 1955, Lote 31) penetró 43 m. en la parte superior de este grupo.

El Pozo Coninca-2 (Lote 31) cortó una sección de calizas grises (174 m.) rosadas con intercalaciones de sílice y manifestaciones de gas en la parte superior. En el Pozo Maquia-1 (Lote 31) debajo de la Fm. Cushabatay la perforación atravesó una sección de 54 m. de calizas grises, arenosas, con intercalaciones de areniscas calcáreas y dolomitas.

En el Pozo Runuya-1 (Hispanoil, 1975) se encontraron 610 m. de calizas, calizas dolomíticas y dolomitas, grises, microcristalinas, densas a veces arenosas o cretosas e intercalaciones de lutitas gris oscuras, delgadas, que han sido asignadas al permo-carbonífero.

En el Pozo Sanuya 33-53-3X (Signal, 1976) en el intervalo de 3322 a 3348 m. se encontraron palinomorfos del Permiano Inferior en una sección de limolitas grises, marrones, alternantes con dolomitas marrones que suman en total unos 52 m.

El Pozo Segakiato 42-46-2X (SEPP, 1986) penetró aproximadamente 19m. en esta formación encontrando una secuencia de dolomita y caliza.

El Pozo Armihuari 42-50-4X (SEPP, 1986) sólo atravesó 9m. de esta formación.

En el área de estudio se ha inferido que a la profundidad de 2.23 a 2.45 segundos se encontraría el Grupo Tarma-Copacabana (Figura N°5).

La Formación Ene (Pérmico Medio a Superior) debe su nombre al río Ene que sigue aproximadamente el rumbo de los afloramientos. La descripción del Grupo Ene de Loser ha servido como una "sección tipo" para la Formación Ene de SEPP, que ha sido propuesta por Petroperú.

La Formación Ene en la nomenclatura de SEPP corresponde al pérmico inferior, es decir, el Artinskiano basado en su contenido de palinomorfos.

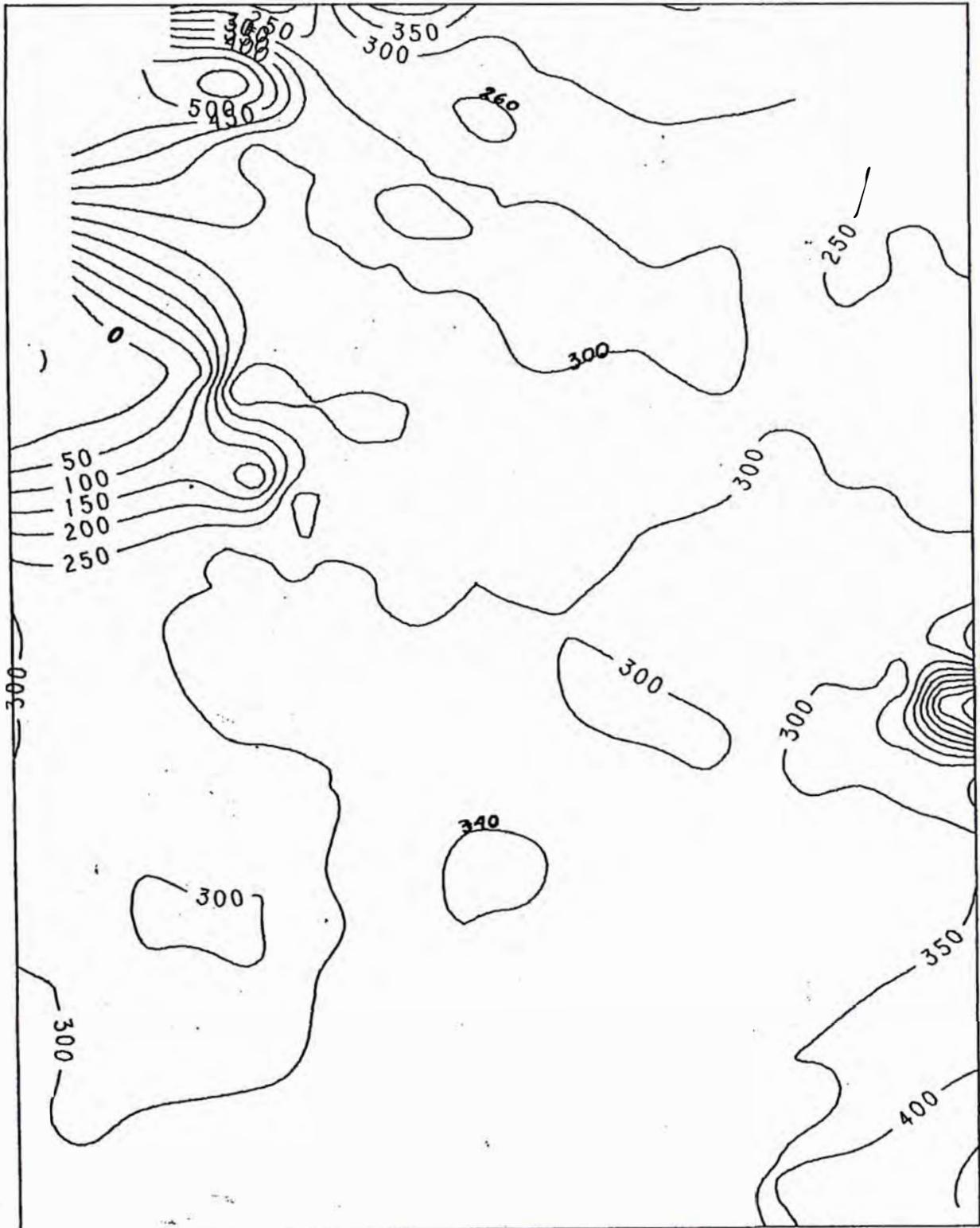
Los depósitos de esta secuencia consisten de arcillas oscuras con areniscas menores con intercalaciones calcáreo/clásticos con influencia de Evaporitas correspondientes a una regresión.

En el área de estudio se ha inferido que la Formación Ene se encuentra a la profundidad de 2.15 a 2.23 seg.(Figura N°5).

En la Figura N°7 se muestra el mapa isócrono del Paleozóico Superior correspondiente al área de estudio.

El Grupo Mito (Permiano Superior-Triásico Inferior) aflora en el valle del Huallaga, al Oeste del Lote 35. En los Cerros del Shira aflora una

FIGURA N°7
YACIMIENTO AGUAYTIA
MAPA ISOCRÓNICO - PALEOZOICO SUPERIOR
(ENE-TARMA-COPACABANA)



ESCALA: 1:100000
C.I. = 50msg

SETIEMBRE 1989
R. SANTIAGO

formación de areniscas que descansan sobre las rocas del grupo Copacabana y debajo de las formaciones mesozóicas.

Felber (1960) describe esta unidad en el río Tambo y en el Urubamba con la denominación de "Arenisca Mainique".

En el Pozo Oxapampa 7-1, un poco al Sur del Lote 35 se atravesó una secuencia, atribuída al Grupo Mitu, de areniscas rojizas, cuarcíticas, grano fino a medio, limolitas rojizas, brechas, rocas volcánicas afaníticas, verdosas, alteradas y lechos delgados de dolomitas marrones, granulares. Esta secuencia yace debajo de calizas y evaporitas del Grupo Pucará, tiene un espesor aparente de 322 m. y no se conoce su potencia total. Estructuralmente se encuentran afectadas por un brechamiento y fracturamiento intenso debido a zonas de fallas, en la cercanía del pozo.

En el pozo Segakiato 42-46-2X (SEPP, 1986) esta formación tiene un espesor de 41m. y está compuesta por una secuencia de limolita y limo. El pozo Armihuari 42-50-4x (SEPP, 1986) atravesó una secuencia de 56m. de arenisca con limolita de color blanco, angular a redondeada, friable, con algo de calcita.

En el área de estudio se ha inferido la presencia del Grupo Mitu a la profundidad de 2.0 a 2.15 seg. (Figura N°5).

3.1.2 El Triásico Jurásico

Esta secuencia esta representada por el Grupo Pucará del Triásico-Jurásico Inferior y por la Formación Sarayaquillo del Jurásico Superior.

El Grupo Pucará (Ladiniano - Bajociano) fué descrito por McLaughlin (1924) en la región central, quien sugirió como nombre regional el termino "Caliza Pucará" a las calizas triásicas (Uliachín) y liásicas (Paria, Potosí, Condorsinga, etc). Jenks (1951) propuso el nombre de Grupo pucará para estas mismas rocas.

En el Boquerón del Padre Abad (entre Tingo Maria y Pucallpa, Loreto) aflora una secuencia de calizas, margas y esquistos cuya edad es de triásica superior a jurásica inferior (Liásica) (Ruegg, 1947). En los Cerros del Shira (Río Pachitea) estan expuestas capas de caliza gris y azul oscura con bandas y nódulos de sílex y algunas interestratificaciones de lutita, que se denominan calizas inferiores y se las considera como jurásicas (Morán y Fyfe, 1933).

En los lotes 31/35 no afloran rocas pertenecientes a este grupo, el estudio mas cercano al área fue llevado a cabo por Levin (1974) y comprende la region de Chanchamayo al Sur del área. En este trabajo Levin correlaciona sus unidades con las encontradas por Megárd (1967) y obtiene un espesor aproximado de 810 m. para la Fm. Chambará y un espesor máximo de 870 m. para la Fm. Aramachay. El Pozo Oxapampa 7-1 ubicado al Sur del Lote 35, señala la presencia de esta unidad que está infrayaciendo a la Fm. Cushabatay y sobreyaciendo al Grupo Mitu.

Litológicamente. está compuesta por calizas de color marrón a blanco grisáceo, limo arenosa en parte, microcristalina, dura, contiene estilolitos y fracturas rellenas de calcita intercalada con dolomita gris microcristalina de pobre a buena porosidad. Areniscas blancas a grisáceas, de grano fino a muy fino, cuarzosas, en parte limo arcillosas, algo calcáreas. Limolita roja de matriz arcillosa calcárea y gris a gris verdosa no calcárea. Hacia la base lutita gris a gris verdosa, fisible, quebradiza, en parte limolítica, calcárea a no calcárea. También se presentan numerosas intercalaciones de sal y anhidrita. Este grupo tiene un espesor de 1931 m.

El Grupo pucará se ha depositado en un ambiente marino de poca profundidad. Es bastante fosilífero, en las localidades que se ha estudiado siempre se ha encontrado abundante fauna que permite atribuir a este grupo una edad que va desde el Noriano (Triásico Superior) hasta el Toarciano Superior (Liásico Superior) (Megárd, 1967). O desde el Ladiniano (Triásico Medio) hasta el Toarciano (Levin, 1974).

En el área de estudio se ha inferido su presencia por correlación y es probable que se encuentre repetida por acción de la falla inversa de Aguaytía. Estaría a la profundidad de 1.76 a 2.0 seg.(Figura N°5).

En las líneas sísmicas del área de estudio, en la base de la Fm. Pucará, se observa una "anomalía estratigráfica" que según algunos podría tratarse de restos de la Fm. Pucará erosionados localmente, aunque mas bien parece que se trata de residuos salinos dejados por el Grupo Mitu dada la correlación sísmica con los pozos vecinos.

Estos residuos salinos serían depósitos de Evaporitas los cuáles en forma de "Almohadillas de Sal", tal como se observa en las líneas sísmicas, contribuyeron a la formación de la estructura de Aguaytía dado que generaron un plegamiento inicial en el Jurásico Superior el cual luego fue magnificado por la Orogenia Andina.

P. Velarde (1977) y P. Velarde et al. (1978) atribuyen la formación de la estructura Aguaytía a una tectónica diapírica que se inició en el Jurásico y se reactivó en el Cretácico, adelantándose a la Orogenia Andina.

Depósitos de Evaporitas en forma de Almohadillas Salinas, determinadas por levantamientos sísmicos, se han reconocido desde el río Pozuzo (al Sur del Lote 35) hasta las proximidades de los pozos de Aguaytía (F. Soto Vargas y José M. Vargas Ch., 1985).

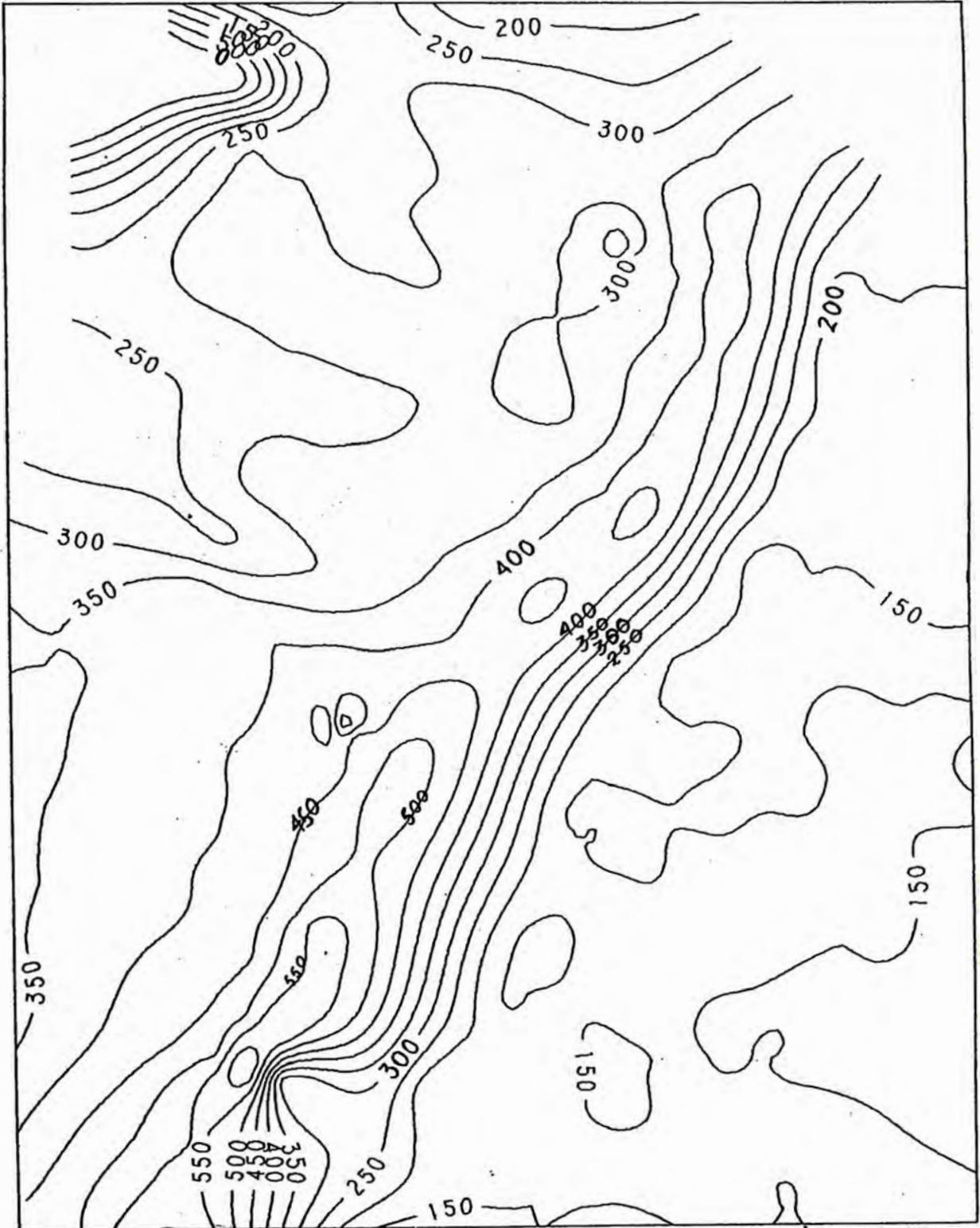
En la Figura N°8 se muestra el mapa isócrono del Grupo Pucará y la anomalía stratigráfica.

La Formación Sarayaquillo (Jurásico Superior) fué estudiada por Kummel (1948) en los Cérros de Cushabatay y en el Cérro Paco, infrayace en aparente angularidad a las rocas del Grupo Oriente y esta compuesta por areniscas de color rojo de grano fino con estratificación cruzada. Estos afloramientos estan al Norte del Lote 31 en las cabeceras de los ríos Cushabatay y Sarayaquillo, su topografía es moderada no es agreste como la de la Fm. Cushabatay que la esta suprayaciendo en

FIGURA N° 8

YACIMIENTO AGUAYTIA

MAPA ISOCRONO - PUCARA - ANOMALIA ESTRATIGRAFICA



ESCALA: 1:100000

C.I. = 50msg

SETIEMBRE 1989

R. SANTIAGO

disconformidad angular. Como esta unidad es arcillosa y masiva, sus buzamientos son difíciles de obtener. Su espesor aproximado es de 2000 m. Más al Sur, en el río Tambo (afluente del río Ucayali) la sección tiene 200 m. de espesor y consiste de areniscas blancas con intercalaciones de lutitas abigarradas y algunas capas de calizas. En el Boquerón del Padre Abad, aflora una serie de areniscas y conglomerados rojos que probablemente pertenecen a la Fm. Sarayaquillo (Ruegg, 1947).

Dentro de los Lotes 31/35 no se presentan afloramientos de esta formación, en el subsuelo los pozos perforados no han atravesado la secuencia completa.

El Pozo Tiruntán (Signal, 1976) es el que mayor espesor ha penetrado (246 m.). En este pozo la Formación está constituida por intercalaciones de lutitas marrones, grises y verdes, fisibles, compactas, arcillitas verdes y blancas con algunos granos finos de cuarzo. Lodolitas marrones, rojas y purpuras, algunas de aspecto lutáceo, en parte calcáreas, firmes, compactas. Areniscas rojas y verdes de grano fino a grueso en parte conglomeráticas, calcáreas con poca y abundante matriz arcillosa. Hacia la parte inferior caliza micrítica marrón clara.

En otras localidades dentro de esta formación se presentan rocas volcánicas y conglomerados, no se han encontrado fósiles.

A éstas "capas rojas" se les considera como de origen continental y su edad todavía no es conocida; generalmente se les atribuye al Titoniano y a veces al Kimmeridgiano hasta el Berriasiano, aunque es posible que

cubra un período de tiempo mucho más amplio y que tiene un rango probablemente del Bathoniano al Portlandico en su parte inferior y del Purbeckiánico (Titónico) al Hauteriviano en su parte superior.

Las influencias marinas fueron probablemente mayores durante el Sarayaquillo temprano mientras que el sarayaquillo tardío fue depositado de una forma mas uniforme bajo condiciones puramente continentales.

El evento tectónico que terminó las circunstancias deposicionales de Sarayaquillo se llevó a cabo probablemente al final del Neocomiano o Aptiano temprano y estuvo relacionado al evento importante de la separación final de Sudamérica con Africa. Este evento tectónico plegó completamente los depósitos de Sarayaquillo continental y todos los otros estratos mas antiguos.

3.1.3 El Cretáceo

Las formaciones del Cretáceo se encuentran distribuidas en todo el subsuelo de la cuenca y han sido bien estudiadas en sus afloramientos de la faja subandina. Las localidades tipo de las unidades en que ha sido subdividido este sistema se ubican todas en la cuenca del Ucayali.

B.Kummel (1948), propuso los términos formacionales para denominar a todas las unidades estratigraficas formalmente. Las únicas modificaciones que se han introducido inciden en el rango que se asigna a las unidades de la Formación Oriente de Kummel, esto es los miembros Cushabatay,

Aguanuya, Esperanza, Paco y Agua Caliente se denominan actualmente como Formaciones del Grupo Oriente.

Las Formaciones Aguanuya, Esperanza y Paco indiferenciadas se agrupan bajo el término de la Fm. Raya.

El Miembro Huaya deja de ser miembro de la Fm. Oriente de Kummel considerándose actualmente como miembro basal de la Formación Chonta.

La secuencia Cretácea está representada de la base al tope por las Fms. Cushabatay, Raya, Agua Caliente, Chonta, Vivian, Cachiyacu y Huchpayacu.

La Fm. Cushabatay (Aptiano Superior) aflora en la región de Contamana (Kummel, 1948) y cuya sección de 750 m., en el río Cushabatay, consiste de areniscas macizas, rojizas, blancas y pardas, con estratificación cruzada y restos de plantas fósiles. Esta unidad yace en disconformidad angular sobre la Fm. Sarayaquillo.

Una sección completa de esta formación en la Quebrada La Raya, en el área de los Cérros de Contamana, tiene 270 m. de espesor.

La Fm. Cushabatay yace por debajo de la totalidad de los Lotes 31/35. En el Oeste la Fm. Cushabatay reposa con ligera angularidad sobre las "capas rojas" de la Fm. Sarayaquillo y en el área del Domo de Contaya descansa en discordancia angular sobre el Paleozóico Inferior (Fm. Contaya).

En el área de Camisea (SEPP, 1986) la Fm. Cushabatay sobreyace a la Fm. Ene en discordancia ligeramente angular. Su espesor promedio es de 200m. y está compuesta por areniscas de grano grueso a medio con intercalaciones de arcillita y limolita.

La Fm. Raya (Albiano Medio) agrupa a las Formaciones Aguanuya, Esperanza y Paco indiferenciables. Estas formaciones están bien desarrolladas y diferenciadas hacia el Oeste (Cerros de Cushabatay, Boquerón del Padre abad) pero se adelgazan hacia el Noreste (Cerros de Contamana, Domo de Contaya) y cambian de facies.

Los depósitos marinos de la Fm. Raya (Esperanza) cubren las arenisca de Cushabatay sin un traslape obvio por discordancia angular, indicando una topografía sumamente plana.

En la región de Contamana esta formación consiste de lutitas negras con capas aisladas de caliza, arenisca y limolita.

La Formación Esperanza tiene su localidad típica en la sección del Puerto esperanza en el río cushabatay (Kummel, 1946). En este afloramiento de 713 pies (217 m.) de potencia, esta formación consta de areniscas lutitas oscuras y calizas margosas.

Brenner et al. (1973) identificaron en la localidad típica de la Formación Esperanza una serie de palinomorfos de edad Albiana-Turoniana. Imlay

(Kummel, 1948) le asigna una edad Aptiana tardía en base a *Psilomya Lissoni*.

Las arcillas marinas y areniscas menores de la Fm. Raya frecuentemente están intercaladas con material tufáceo. Este sedimento volcánico acarreado por el viento vino del Oeste, donde durante el Albiano se produjeron vastos grosores de aglomerados, ignimbritos, piroclásticos y tufos debido a la actividad volcánica andesítica intensa. Esta actividad se interrumpió en el Albiano Superior.

A través de los Lotes 31/35 la Fm. Raya consiste principalmente de arcillas y limolitas arcillosas con areniscas menores delgadamente interestratificada. Las areniscas son generalmente de grano fino y muy fino, ocasionalmente de grano medio y, se presentan en la parte baja de la formación.

En el área de Camisea (SEPP, 1986) la Fm. Raya consiste en una secuencia de 75m. de lutitas de color gris oscuro con intercalaciones delgadas de areniscas.

La Fm. Agua Caliente (Albiano Superior) tiene ubicada su localidad típica en el anticlinal del mismo nombre, cerca a la desembocadura del río Pachitea (Moran y Fyfe, 1933). Según Zegarra y Olaechea (1970) esta formación cambia gradualmente a la Formación Chonta al Norte del Pongo de Manseriche.

Los depósitos continentales de la formación Agua caliente muestran en general facies fluviales arenáceas gruesas intercaladas frecuentemente con arcillas, que si no marinas, tienen un carácter de laguna o lacustre.

Las areniscas son la principal litología de la Formación Agua Caliente. Son gruesamente estratificadas, de grano predominantemente grueso y medio, con proporciones menores de arenisca de grano fino y muy fino y, ocasionalmente con areniscas de tipo guijarro conglomerático grueso. Arcillas ligeramente desarrolladas interestratificadas conforman el resto de la formación.

En el área de Camisea (SEPP, 1986) la Fm. Agua Caliente está constituida por una secuencia de 100m. de arenisca con intercalaciones delgadas de lutitas y limolitas.

En el Pongo de Mainique (SEPP, 1986) en una sección de esta Fm. se observa que las areniscas presentan estratificación cruzada.

La Fm. Chonta (Cenomaniano Superior Santoniano) fue definida originalmente por R.Moran & D. Fyfe (1933) en una sección incompleta que aflora en la Isla de Chonta, sobre el río Pachitea, al Sur de Agua Caliente (Lote 35).

Los mayores espesores de esta formación se encuentran en la faja subandina. En los Cerros de Cushabatay tiene 520 m. al igual que en el Boquerón del Padre abad. Hacia el NE se adelgaza a 329 m.

Su litología consiste de lutitas gris claras, margas y calizas grises y areniscas calcáreas (Miembro Huaya). Las calizas estan bien desarrolladas en la base de la Fm. Chonta en el Pozo Runuya 1X.

En la cuenca del Ucayali los depósitos de la Fm. Chonta se dividen en una secuencia inferior arenosa con una sección media calcárea y una secuencia superior de arcilla con una sección media arenosa. Las arcillas superiores son regresivas y gradualmente se dirigen al siguiente regimen continental.

En el Pozo Maquíá-1 (Lote 31) más al Este en la Quebrada Capanahua A.M.Spencer (1973) reporta 160 m. Hacia el Sur, en los Cérros del Shira se condensa a unos 350 m.; lo mismo hacia el SO en el Pozo Oxapampa 19-1 (395 m.).

El contenido fosilífero de la formación es abundante y de facies marina, consiste de radiolarios, foraminíferos, ostrácodos, gasterópodos, lamelibranquios y amonites cretácicos (Albiano, Cenomaniano, Turoniano, Coniaciano y Santoniano).

A la sección chonta en el río Cushabatay, Benavides et al. (1964) le asignan una edad Turoniana-Coniaciana en base a la ocurrencia de varias especies de *Tissotia* en la lutitas superiores y de *Coilopóceras* en la base.

En el área de Camisea (SEPP, 1986) la Fm. Chonta consiste en una secuencia de 270m. de areniscas con intercalaciones de lutitas y limolitas

en la base y lutitas marinas con delgadas intercalaciones de areniscas, calizas y anhidritas en el tope.

En el Pongo de Mainique (SEPP, 1986) una sección de 275m. de espesor de esta unidad consiste de lutitas arcillosas y parcialmente calcáreas. Lutitas negras a gris oscuras prevalecen pero también hay lutitas de colores variados y están frecuentemente intercaladas con areniscas y capas de calizas arcillosas.

La Fm. Vivian (Campaniano - Maestrichtiano Temprano), cuya localidad tipo fue establecida en la Quebrada homónima en los Cérros de Contamana, en la esquina NE del Lote 31, consiste de arenisca blanquecina amarillenta, de grano grueso a fino, cuarzosas, de estratificación cruzada, porosas y delgadas intercalaciones de lutitas carbonosas.

A través de los Lotes 31 y 35 la Formación Vivian se engrosa al Este y en el Lote 16A muestra un engrosamiento hacia el Norte.

Las areniscas usualmente comprenden más del 70% de la formación.

Las arcillas forman los horizontes más bajos de la formación, como también interestratificaciones a niveles estratigráficos más altos.

En el Pozo Río Caco (Signal, 1976) la Formación Vivian tiene un espesor de 16 m.

En Ganso Azul, se le asigna un espesor de 500 m. (Heim, 1947) y en el río Cushabatay, 220 m.

Al Sur de Contamana, en el río Pachitea, es descrita como "Arenisca de Azucar" con 150 m. de potencia (Moran y Fyfe, 1933).

En el área de Camisea (SEPP, 1986) esta unidad tiene 90m. de espesor y está compuesta por areniscas limpias de grano grueso a fino, con escasas intercalaciones de limolitas.

Sus contactos : Inferior con la Fm. Chonta y Superior con las lutitas de la Fm. Cachiyacu son transicionales con pasajes de limolitas y lutitas carbonosas. El ambiente deposicional que se sugiere para esta unidad es fluvio-deltaico, por su litología, estructuras sedimentarias y contenido fosilífero. Los restos fósiles que se encuentran en esta unidad, son abundantes en las intercalaciones lutáceas y corresponden a restos carbonosos de plantas monocotiledóneas y dicotiledóneas de edad no diagnosticable.

Las arenas de la Fm. Vivian tienen excelentes condiciones litológicas de roca reservorio.

La Fm. Cachiyacu (Maestrichtiano) tiene ubicada su localidad típica en el lote 31, cerca a su borde Norte, en la Quebrada del mismo nombre, en los Cérros de Contamana, donde consiste de lutitas negras, arcillas margosas y limolitas.

En los Lotes 31 y 35 la Fm. Cachiyacu consiste principalmente de arcillas y de rocas sedimentarias arcillosas con estratos intercalados de areniscas subordinadas. Las areniscas intercaladas son de espesor variable y tienen un rango de menos de 1 metro a mas de 8 metros. En los Pozos Cashiboya-29X y Tahuaya-1 la arenisca excede el 50 % de la formación.

El espesor de esta unidad decrece hacia el Este y aumenta hacia el Occidente en general. Kummel (1948) señala la presencia de fósiles: ostrácodos, gasterópodos, lamelibranquios (ostreas), dientes de peces indicativos de un ambiente de aguas saladas a dulces.

Koch et al. (1962) indican la presencia de foraminíferos de ambiente salobre (Ammodiscus, Haplophragmoides, Ammobaculites, etc) en las lutitas de esta formación. Es evidente entonces la influencia marina en los depósitos de la Fm. Cachiyacu debido al evento tectónico Peruano durante el Maestrichtiano.

La Fm. Huchpayacu (fines del Maestrichtiano) fue descrita por Kummel en la localidad tipo al pie de los Cérros de Cushabatay.

Es una sección de 240 m. de espesor de sedimentos de facies "capas rojas" que se superponen transicionalmente a la Fm. Cachiyacu y consisten de lodolitas, lutitas limosas, rojizas, moradas, grises y limolitas calcáreas.

En los Lotes 31 y 35 la Fm. Huchpayacu consiste principalmente de arcillas rojo-marrones finamente intercaladas con areniscas muy finas y finamente granuladas.

Hacia el Oeste del area de los Lotes 31,35 aumenta rapidamente de espesor alcanzando mas de 120 m.; en el NE del Lote 31 se adelgaza rapidamente a menos de 20 m. Similarmente hacia el Este del Lote 35; en los pozos de Signal (Tamaya, Río Caco, Sanuya) tiene un promedio de 35 m.

La edad que se asigna a esta unidad es Maestrichtiano en base a las Charofitas.

El limite del Cretáceo con el Terciario todavía no ha sido bien definido en la region Oriental. En el área de los lotes 31 y 35 se consideran en el Cretáceo Terminal (Maestrichtiano) a las capas rojas de la Fm. Huchpayacu cuyas especies de Charofitas :Sphaerochara brewsterensi; Sphaerochara perlata; Rhabdochara rolli; Amblyochara Sp. se consideran aún con afinidades cretáceas.

3.1.4 El Terciario

El Terciario está representado por una secuencia de origen continental de naturaleza monótona: lodolitas, arcillitas, arenas y areniscas a veces conglomerados, poco compactados, de una fácies tipo "capas rojas"

Para la denominación de las unidades formacionales del Terciario se utiliza en la cuenca del Ucayali la nomenclatura establecida por B.Kummel (1948), Koch et al. (1962) e IPC (1965), de arriba hacia abajo:

Terciario Superior

Fm. Ipururo

Fm. Contamana II

Fm. Chambira

Terciario Inferior

Fm. Yahuarango (Fm. Sol 1 de Koch et al)

En el área de los Lotes 31 y 35 las formaciones del Terciario Superior tienen mucho mayor distribución y desarrollo alcanzando espesores hasta de 3,000 m., evidenciando una rápida subsidencia tectónica de la cuenca del Ucayali a partir del Mioceno.

3.2 Geología Estructural

La Cuenca Ucayali es una depresión morfoestructural entre el Escudo Brasileiro y la Cordillera Andina, que se extiende en la parte central de la region "Antepaís" de la llanura amazónica peruana (Figura N°9).

Esta cuenca, configurada durante la ultima tectónica del Terciario, muestra dos estilos estructurales principales, que se han manifestado durante su evolución geológica. Estos estilos fueron ocasionados por los esfuerzos tensionales ocurridos durante el Pre-cretáceo y los esfuerzos compresionales en el Terciario.

El estilo estructural del Pre-cretáceo se caracteriza por el fallamiento en bloques en dos direcciones principales: Este-Oeste y Noreste-Suroeste.

Los esfuerzos compresionales ocurridos desde principios del Terciario, en respuesta al cabalgamiento de la Placa Sudamericana sobre la Placa de Nazca, originó el plegamiento y fallamiento inverso de gran proporción y complejidad, que es lo que mayormente se observa hoy en día en la cuenca del Ucayali; también es posible definir fallas transcurrentes, con desplazamientos de aproximadamente 50 kilometros.

La dirección de las fallas inversas es Norte-Sur o Noreste-Suroeste; las fallas transcurrentes Este-Oeste y los ejes de los plegamientos son sensiblemente paralelos al rumbo del fallamiento inverso.

Debido a que el mayor esfuerzo compresional fue en la dirección Este-Oeste algunas fallas del sistema estructural Precretácico, que fueron normales, se reactivaron en forma inversa comprometiendo en algunos casos sólo secuencias sedimentarias y en otros casos el Basamento.

Asimismo, las fallas transcurrentes son reactivaciones de fallas normales antiguas, en donde la componente horizontal es la única que se desplaza.

Dentro de este esquema estructural se encuentra el Anticlinal Aguaytía.

YACIMIENTO GASIFERO DE AGUAYTIA

4.1 Características Estratigráficas

La columna estratigráfica considerada para el área de Aguaytía comprende rocas del Jurásico Superior, Cretáceo y Terciario.

4.1.1 El Jurásico Superior

El Jurásico Superior está representado por la Formación Sarayaquill. Los Pozos 1X y 2X penetraron la parte superior de esta unidad. El espesor de esta secuencia se estima en aproximadamente 793 m.

El Pozo Aguaytía-1X penetró aproximadamente 31 m. en esta formación encontrando una secuencia de arenisca roja-marrón de grano fino, limosas y friables; limolitas, lutitas y lodolitas de color marrón rojizo, no calcáreas a ligeramente calcáreas.

El Pozo Aguaytía-2X penetró aproximadamente 14 m. encontrando una secuencia de limolitas roja oscura intercalado con areniscas de color anaranjado, de grano fino, limosas y friables.

En el área de estudio esta sección se encuentra repetida por acción de la falla inversa de Aguaytía, que afecta estratos desde el Triásico hasta

el Cretáceo, y se ha inferido que se encuentra a la profundidad de 1.64 a 1.76 segundos.

4.1.2 El Cretáceo

En el área de estudio el Cretáceo está representado, de la base al tope, por las Formaciones Cushabatay, Raya, Agua Caliente, Chonta, Vivian, Cachiyacu y Huchpayacu. Gran parte de la secuencia cretácea, probablemente hasta la Fm. Huchpayacu, se encuentra afectada por la falla inversa de Aguaytía.

En la única línea sísmica longitudinal (G-167) los topos formacionales se identificaron utilizando los registros Vertical Seismic Profile de los pozos 3X y 4X (Figura N°10).

La Fm. Cushabatay (Aptiano Superior) constituye la base del Cretáceo y sobreyace a la Fm. Sarayaquillo en discordancia ligeramente angular.

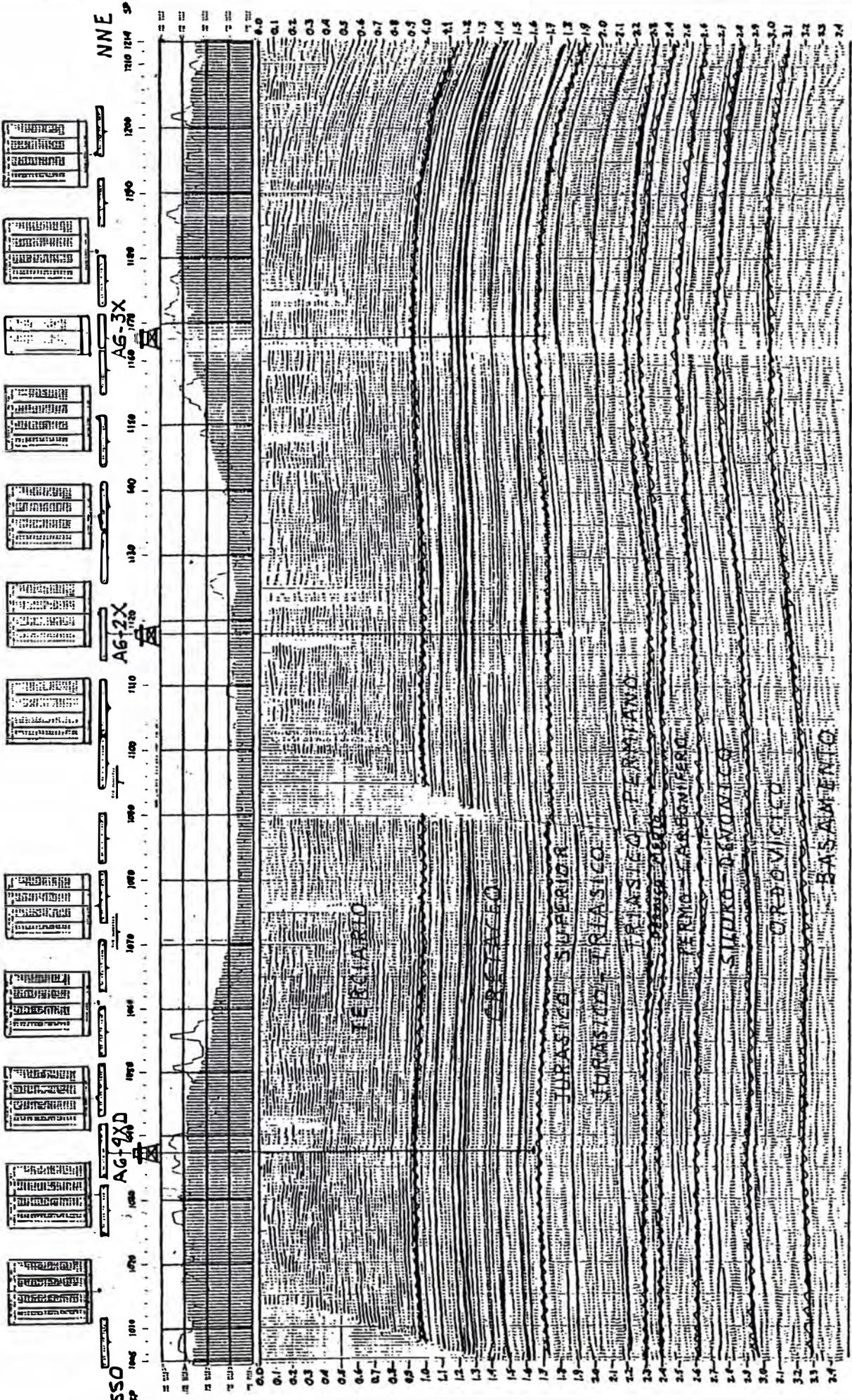
En el Pozo Aguaytía-1X el espesor de la Fm. es de 219 m. y está constituida por arenisca blanca grisácea, de grano fino a medio. Presenta intercalaciones de capas delgadas de lutita gris y lodolita.

En el Pozo Aguaytía-2X, la formación tiene 190 m. de espesor y consiste de arenisca blanca, de grano medio a muy grueso, intercalado con limolita gris, lodolita blanca y lutita gris oscura.

FIGURA N 10

ECCION SISMICA G-167 (LONGITUDINAL)

ANTICLINAL AGUAYTIA



En el Pozo Aguaytía-4XD, la Fm. Cushabatay tiene aproximadamente 200 m. de espesor y consiste de arenisca blanca, cuarzosa, de grano fino a medio, selección regular, con intercalaciones de limolita gris y lutita verde a gris verdosa.

Para esta formación se ha establecido que los sedimentos se depositaron durante un proceso transgresivo, en ambientes que van desde el fluvial hasta el marino litoral (J. Sierra et al., 1987).

La Figura N°7 muestra una sección longitudinal NNE-SSO con la posición estratigráfica de los pozos perforados en el Yacimiento.

Esta unidad constituye el reservorio del Yacimiento Aguaytía y tanto litológicamente como por perfiles se subdivide en 7 secciones o capas homogéneas al flujo de fluidos a través de todo el reservorio (J. Sierra et al., 1987, ver su figura 18).

La Fm. Raya (Albiano Medio) tiene un espesor de 103m. en el Pozo 1X y está constituida por lutita gris, verde y roja, con intercalaciones delgadas de arenisca fina, blanca y limpia.

Bioestratigráficamente, en el Pozo 1X, a esta formación se le considera una zona de Reophax.

En el Pozo 2X la Fm. Raya tiene un espesor de 125 m. y consiste de lutita gris oscura y masiva intercalada con lodolita marron, arenisca fina y caliza.

TACIMIENTO AGUAYTIA
CUSHABATAY
SECCION ESTRATIGRAFICA
 1X 1ST 3X 2X
 4XD.

ESCALA VERTICAL: 1/1000
 ESCALA HORIZONTAL: 1/1000

R. SANTIAGO **SEPTIEMBRE 1989**

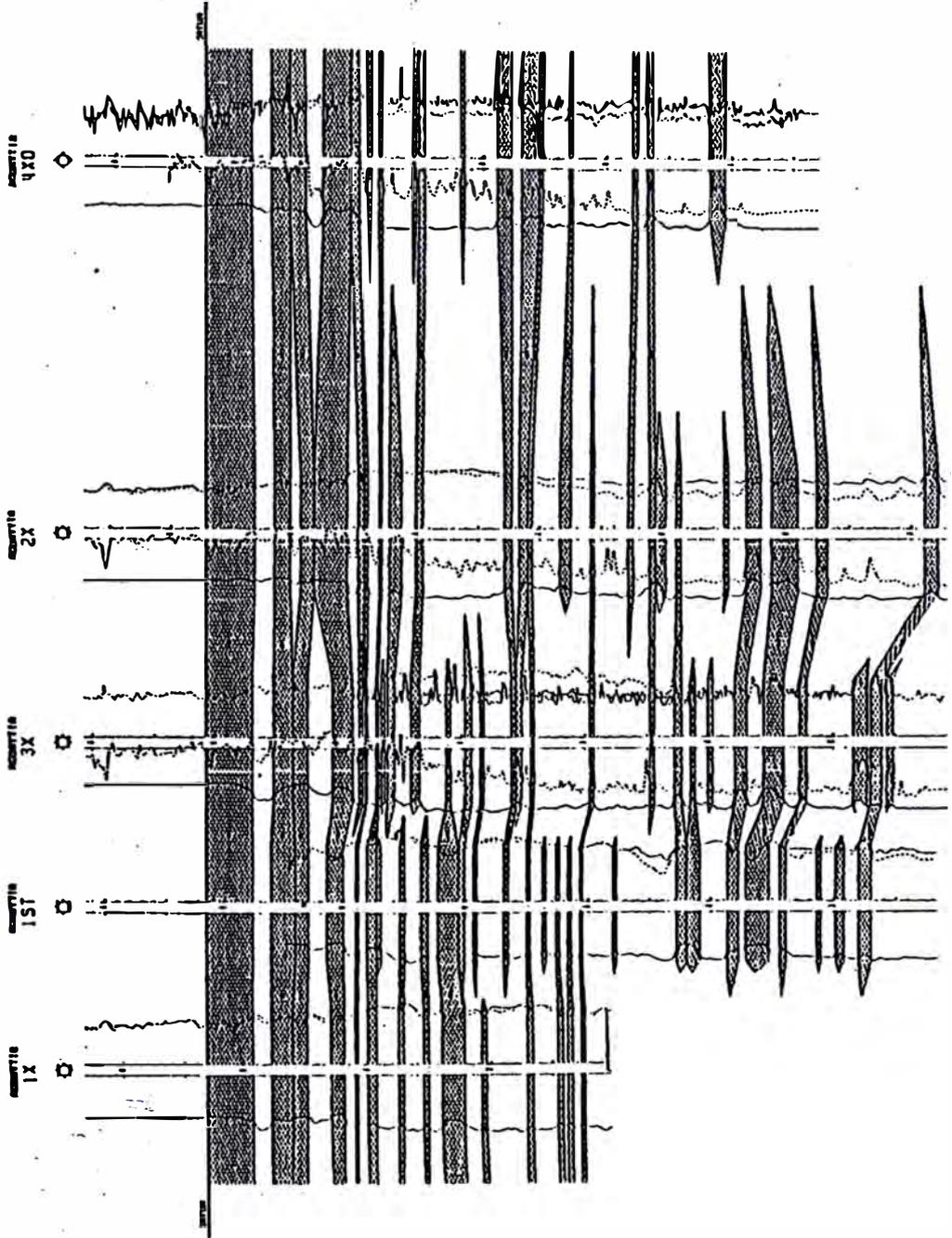


FIGURA N° 11

En el Pozo 4XD, esta formación tiene un espesor de 118 m. y está constituida por lutita gris medio a gris oscura, con intercalaciones delgadas de arenisca gris clara de grano fino a muy fino, limolita gris medio, marrón rojiza, y caliza crema gris clara.

Los sedimentos de esta formación fueron depositados en un ambiente marino costa-afuera (J. Sierra et al., 1987).

La Fm. Agua Caliente (Albiano Superior) pertenece a un ciclo regresivo y en el Pozo 1X tiene un espesor de 237 m. estando constituida por arenisca blanca, clara, dura, mayormente de grano fino sub-angular bien seleccionado, con intercalaciones delgadas de lutita gris.

En cuanto a la zonación bioestratigráfica, en este pozo, a la Fm. Agua Caliente se le considera una zona estéril.

En el Pozo Aguaytía-2X esta unidad tiene una potencia de 250 m. y está compuesta de arenisca blanca a gris clara, muy fina a fina, en parte gruesa a muy gruesa intercalada con limolita gris oscura y lutita gris verde.

En el Pozo Aguaytía-4XD, la Fm. Agua Caliente tiene un espesor de 229 m. y está constituida por arenisca blanca, cuarzosa, de grano fino a medio con intercalaciones delgadas de arcillita blanca y limolita gris medio.

La Fm. Chonta' (Cenomaniano Superior - Santoniano) debe sus sedimentos marinos a un nuevo ciclo transgresivo y en el Pozo-1X esta fm. tiene un espesor de 337 m. estando constituida por lutita y lodolita gris medio a oscura, dura, finamente pirítica con intercalaciones finas de arenisca fina, blanca gris calcárea y con abundancia de fósiles e intercalaciones de caliza blanca.

Bioestratigráficamente, en el Pozo 1X, la parte inferior de la Fm. es una zona de Ammobaculites y, la parte superior una zona de Brachyocytheres.

En el Pozo 2X la Fm. Chonta tiene un espesor de 301 m. y está constituida por lutita gris, intercalada con arenisca blanca a gris, muy fina y caliza muy dura.

En el Pozo Aguaytía-4XD, la Fm. Chonta tiene una potencia de 338 metros y esta constituida por lutita gris oscura a gris verdosa con intercalaciones de arenisca blanca a blanca grisácea de grano fino a medio y caliza crema.

La Fm. Vivian (Campaniano - Maestrichtiano Temprano) pertenece a un ambiente de deposición cercano a la línea de costa (J. Sierra et al., 1987).

En el Pozo 1X esta fm. alcanza un espesor máximo de 81 m. y consiste de arenisca blanca, friable, de grano fino a grueso, mayormente de grano medio, limpio. Bioestratigráficamente es una zona esteril.

En el Pozo 2X la potencia de esta fm. es de 91 m. y está compuesta de arenisca fina a gruesa, gris clara, con intercalaciones de lutita gris oscura.

En el Pozo 4XD la Fm. Vivian tiene una potencia de 62 m. y está constituida por arenisca cuarzosa, friable, de grano fino a medio, grueso a muy grueso, con intercalaciones de lutita gris medio a gris oscura y arcillita blanca, masiva y limolita gris oscura a gris verdosa, masiva, ligeramente calcárea.

La Fm. Cachiyacu (Maestrichtiano) fue depositada en un ambiente mareico y en el Pozo 1X tiene un espesor de 24 m. y está compuesta por arenisca fina con intercalaciones de lutita gris.

En el Pozo 2X esta fm. tiene una potencia de 30 m. y consiste de arenisca muy fina a fina con intercalaciones de lutita gris.

Bioestratigráficamente, tanto en los pozos 1X como 2X, la Fm. Cachiyacu es una zona de Ammobaculites "C".

En el Pozo 4XD, la Fm. Cachiyacu tiene un espesor de 55 m. y está compuesta por arenisca blanca, friable, de grano muy fino, cuarzosa, ligeramente calcárea, con intercalaciones de lutita gris medio a gris azulada; limolita gris oscura y arcillita blanca, masiva, no calcárea.

La Fm. Huchpayacu (fines del Maestrichtiano) se depositó en un ciclo regresivo, el cual ya se había iniciado a fines del Campaniano (J. Sierra et al., 1987).

En el Pozo 1X esta fm. tiene un espesor de 168 m. y está compuesta por lodolita roja ladrillo y roja púrpura, con intercalaciones de caliza gris, limolita y arenisca muy fina.

En el Pozo 2X la Fm. Huchpayacu alcanza un espesor de 192 m. y consiste de lodolita roja ladrillo y roja gris púrpura, intercalada con limolita verde y blanca y arenisca muy fina a fina.

Bioestratigráficamente, tanto en el Pozo 1X como en el Pozo 2X, esta formación se encuentra dividida en dos zonas: La parte inferior es una zona de Rhabdochara Rolli y la parte superior es una zona de Porochara Gildemeisteri.

En el Pozo 4XD esta fm. tiene un espesor de 213m. y está compuesta de lodolita púrpura, rojo ladrillo, masiva, calcárea, intercalada con limolita marrón rojiza, ligeramente calcárea y arenisca blanca grisácea friable, de grano muy fino.

4.1.3 El Terciario

El Terciario en el área de estudio esta representado por las Formaciones Yahuarango y chambira.

La Fm. Yahuarango (Terciario Inferior) es una secuencia de "capas rojas" de origen continental.

En el Pozo Aguaytía-1X tiene un espesor de 143 m. y está constituida por lodolita roja ladrillo, arenosa, moteada de púrpura, con intercalaciones de algunas areniscas y limolitas.

En el pozo 2X esta fm. tiene un espesor de 152 m. y está compuesta por lodolita roja marrón, con intercalaciones de limolita gris roja, caliza gris marrón y arenisca blanca.

Bioestratigráficamente, tanto en el Pozo 1X como en el Pozo 2X, esta formación se divide en dos zonas: la parte inferior es una zona de Sphaerocharas y la parte superior es una zona de Tectochara supraplana.

En el Pozo 4XD la Fm. Yahuarango tiene una potencia de 284 m. y esta constituida por lodolita marrón, marrón rojizo, violeta claro, púrpura, dura con intercalaciones de limolita marrón, friable, calcárea, arenisca blanca grisácea, de grano muy fino y arcillita violeta, púrpura claro, dura, ligeramente calcárea.

La Fm. Chambira (Terciario Superior) también es una secuencia de "capas rojas" de origen continental, las cuales afloran en el area de Aguaytía.

En el Pozo 1X tiene un espesor de aproximadamente 1,432m. y esta compuesta por lodolita marrón rojizo, margosa, intercalada con arenisca calcarea, rojo a rojo gris, de grano fino a muy fino y limolita roja gris con abundancia de granulos de yeso.

En el Pozo 2X esta fm. tiene una potencia de aproximadamente 1,372 m. y esta constituida por lodolita roja-marrón y roja ladrillo intercalada con limolita marrón, arenisca gris marrón a verde de grano fino a medio, caliza gris y presencia de yeso.

Bioestratigráficamente, en los pozos 1X y 2X, esta Fm. corresponde a una zona de Tectochara Ucayaliensis.

En el Pozo 4XD la Fm. Chambira tiene un espesor de aproximadamente 1,412m. y está constituida por lodolita marrón rojiza a rojo ladrillo, calcárea, masiva, con intercalaciones de limolita marrón, friable, calcárea y arenosa en parte. Arenisca blanca grisácea de grano muy fino en parte limolítica y arcillita verde claro a verde olivo, calcárea.

4.2 Características Estructurales

Aspectos estructurales del Yacimiento Aguaytía han sido descritos por la Cia. Mobil Oil Co. (1961), L. Macedo (1976), G. Gonzales et al. (1977), P. Velarde et al. (1978), R. Fuentes (1982), H. Guevara et al (1986), J. Sierra et al (1987) y M. Benavides et al (1988).

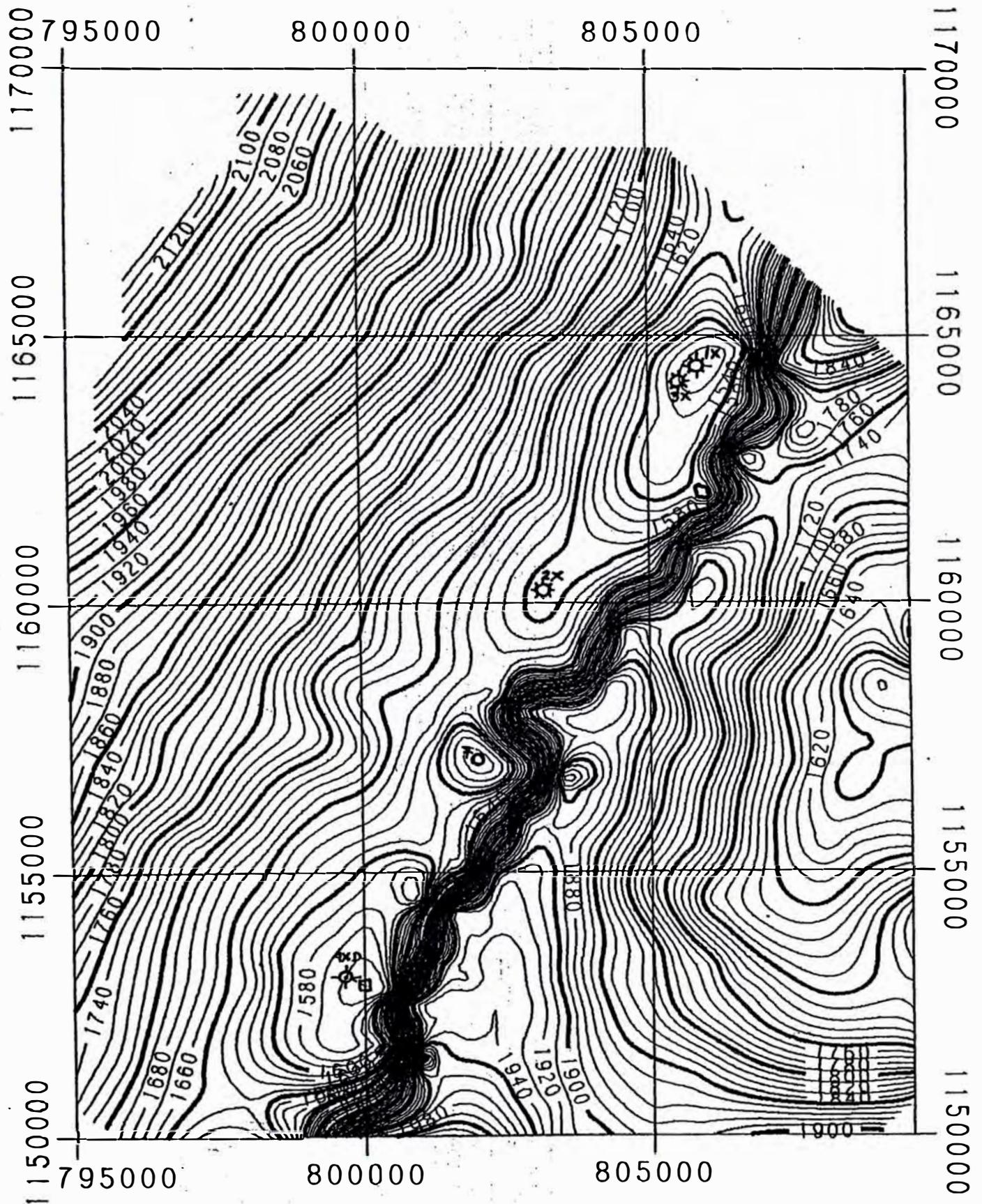
El estilo estructural dominante en Aguaytía es el de "Bloques compresivos" (Harding & Lowell, 1979), es decir que hay un predominio de movimientos verticales de bloques del basamento por acción compresiva favorecida por la reactivación del fallamiento antiguo.

Como consecuencia de todo esto, Aguaytía quedó expresado como un anticlinal asimétrico limitado al este por una falla inversa que afecta posiblemente a sedimentos del Triásico, Jurásico y parte del Cretáceo.

En las líneas sísmicas regionales se observa una falla normal de rumbo NNE-SSO con buzamiento de aproximadamente 60° al NO y, una falla inversa de rumbo NNE-SSO con buzamiento de aproximadamente 50° al NO, lo cual en su conjunto ya está indicando el estilo estructural del área Aguaytía y de la Cuenca Ucayali en general la cual está tipificada como una Cuenca "Foreland" (Antepaís) (Figura N°5).

De la interpretación se puede notar que el área aguaytía muestra 4 estructuras muy bien definidas como se puede apreciar en el mapa sísmico en tiempo del horizonte "E" (tope de la Fm. Cushabatay). Así tenemos la culminación Norte donde se encuentran los Pozos 1X, 2X y 3X; la culminación Centro que se ha podido definir por las 4 líneas sísmicas que faltaban reprocesar (las líneas G-154, G-155, G-156 y G-157); la culminación Sur donde se perforó el Pozo 4XD y por último el Anticlinal de Zorrillos donde se perforó el Pozo Zorrillos 1 (Figuras 12 y 13).

Figura Nº12
YACIMIENTO AGUAYTIA
MAPA SISMICO EN TIEMPO - HORIZONTE 'E'
(TOPE FM. CUSHABATAY)

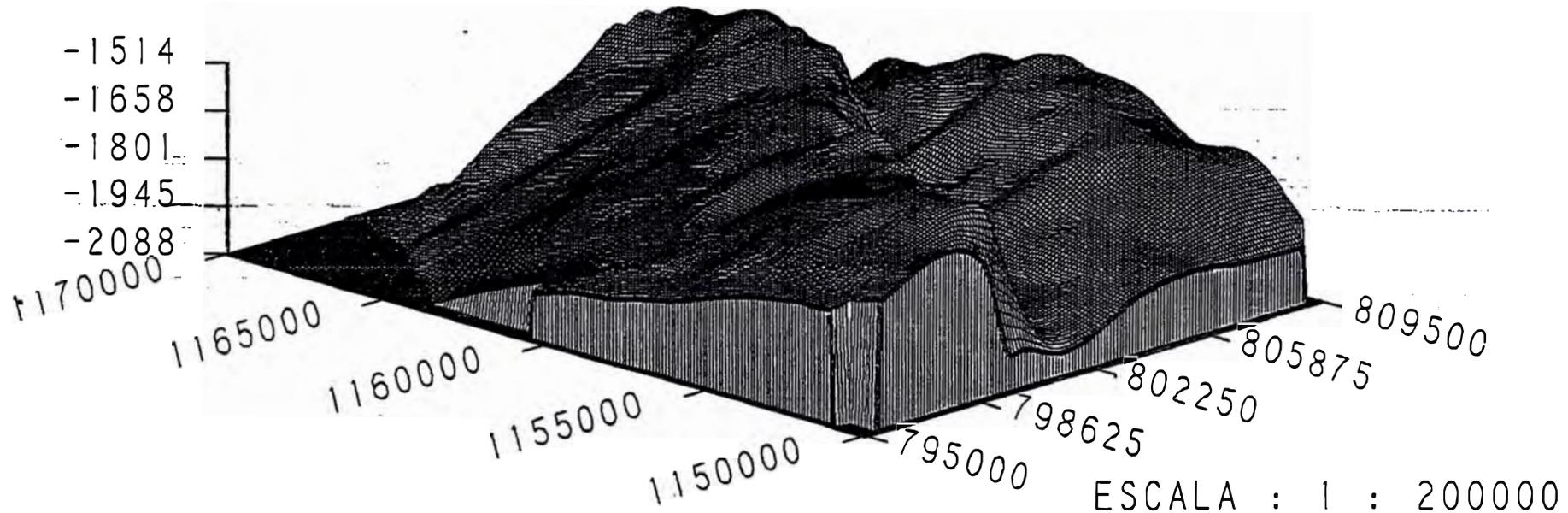


ESCALA : 1 : 10000

SETIEMBRE 1989
R. SANTIAGO

FIGURA N° 13

PROYECCION ISOMETRICA EN TIEMPO DEL HORIZONTE 'E'
TOPE FM. CUSHABATAY AREA AGUAYTIA



ESCALA : 1 : 200000

SETIEMBRE 1989

R. SANTIAGO

La culminación Aguaytía Norte tiene un cierre de 90 milisegundos y un área aproximada de 13 km^2 y está limitada por el flanco Este por la Falla inversa de Aguaytía.

La culminación Aguaytía Centro muestra un cierre de 30 milisegundos y un área aproximada de 2 km^2 y esta limitada por la misma falla hacia el flanco Este.

La culminación Aguaytía Sur tiene un cierre de 14 milisegundos y un área aproximada de 1.4 km^2 y también lo limita la falla inversa de Aguaytía hacia el Este.

Estas 3 culminaciones están dentro de un mismo alineamiento y tienen un cierre común en el área, por lo cual se denomina alineamiento estructural de Aguaytía.

El Anticlinal de Zorrillos, al Este de Aguaytía, tiene un cierre de 70 milisegundos y un área aproximada de 15 km^2 y está en posición más baja respecto al alineamiento de Aguaytía.

La posición estructural en tiempo con respecto al tope de la Fm. Cushabatay, muestra a la culminación Aguaytía Sur, donde está el Pozo 4XD, 45 milisegundos más baja que la culminación Aguaytía Norte, donde se encuentran los Pozos 1X y 3X, y 45 milisegundos más alta que la posición del pozo 2X.

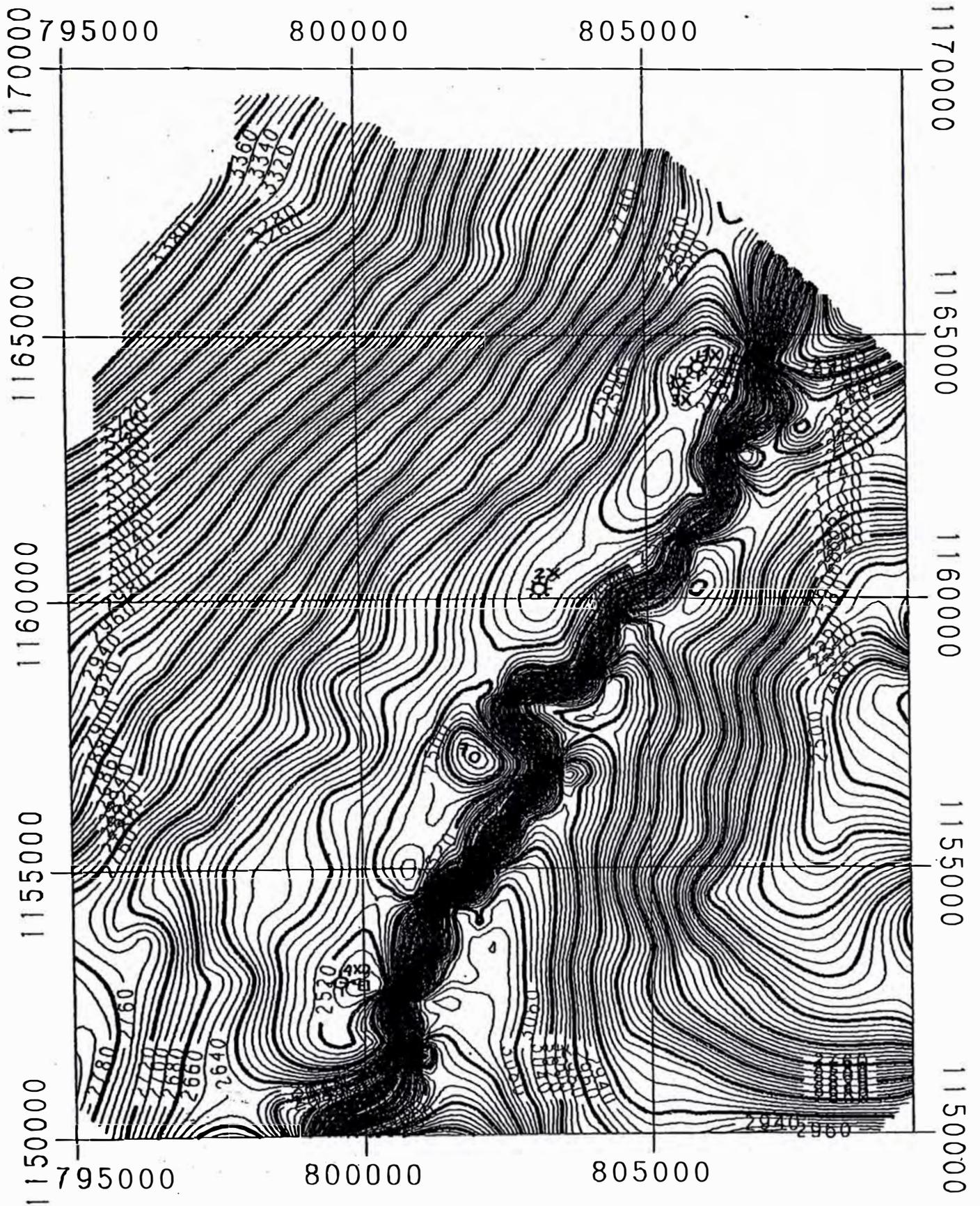
Para preparar el mapa sísmico en profundidad del tope de la Fm. Cushabatay, se tomó en cuenta el mapa de velocidades sísmicas del estudio realizado por J. Sierra et al. (1987, ver su Fig.14) con el fin de que el área alrededor del Pozo 2X aparezca más real ya que en esta zona hay un problema de velocidades sísmicas lo que la hace aparecer muy hundida en los mapas estructurales en tiempo y por lo tanto no concuerdan los topes formacionales con las profundidades y tiempos sísmicos. Esta atenuación de velocidades se debe principalmente a la acumulación de sedimento fluvio-aluvial no consolidado, ubicado superficialmente de 200 a 250 metros de espesor depositados en un antiguo lecho del río Aguaytía en los alrededores del área donde está ubicado dicho Pozo.

El mapa sísmico en profundidad del horizonte 'E' (Tope de la Fm. Cushabatay) que se muestra en la Figura N°14 viene a ser el resultado de la interpretación sísmica integral del anticlinal Aguaytía.

El anticlinal Aguaytía tiene 16 kms. de largo por 3 kms. de ancho y un cierre vertical de 340m .y muestra 3 Culminaciones: la Culminación Norte de 8.8 kms. de largo por 1.7 kms. de ancho, donde se encuentra el reservorio de gas y condensado de la Fm. Cushabatay, la Culminación Centro de 4.6 kms. de largo por 1.2 km de ancho, donde posiblemente también se encuentre hidrocarburos en dicha Formación, y la Culminación Sur de 2.2 kms. de largo por 0.56 kms. de ancho, donde se perforó el Pozo Aguaytía 4XD encontrándose solamente agua de formación por lo cual se le abandonó (Figuras 15 y 16).

FIGURA N° 14

YACIMIENTO AGUAYTIA MAPA SISMICO EN PROFUNDIDAD - HORIZONTE ''E'' (TOPE FM. CUSHABATAY)

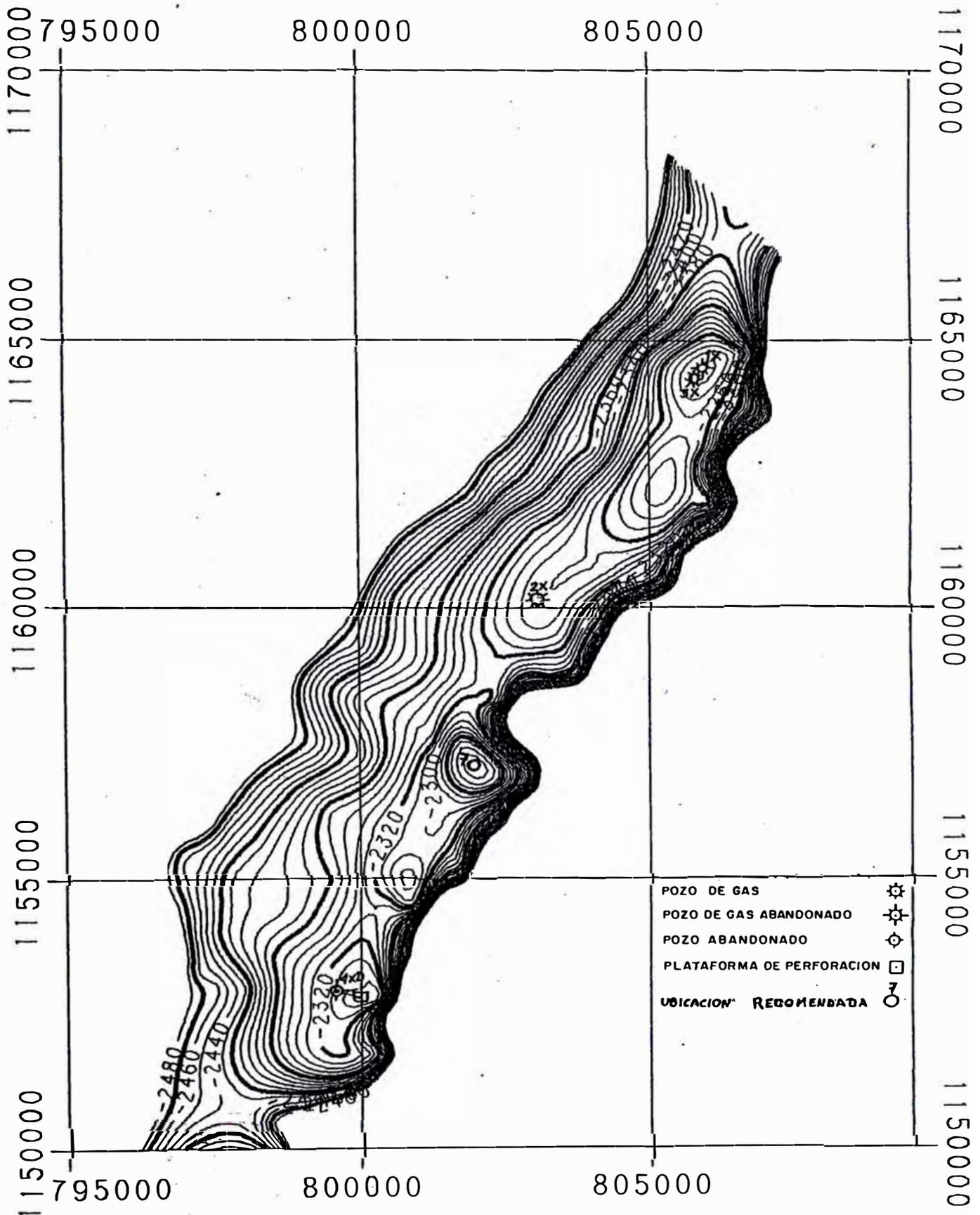


ESCALA : 1 : 10000

SETIEMBRE 1989
R. SANTIAGO

FIGURA N° 15

YACIMIENTO AGUAYTIA MAPA ESTRUCTURAL TOPE FM. CUSHABATAY



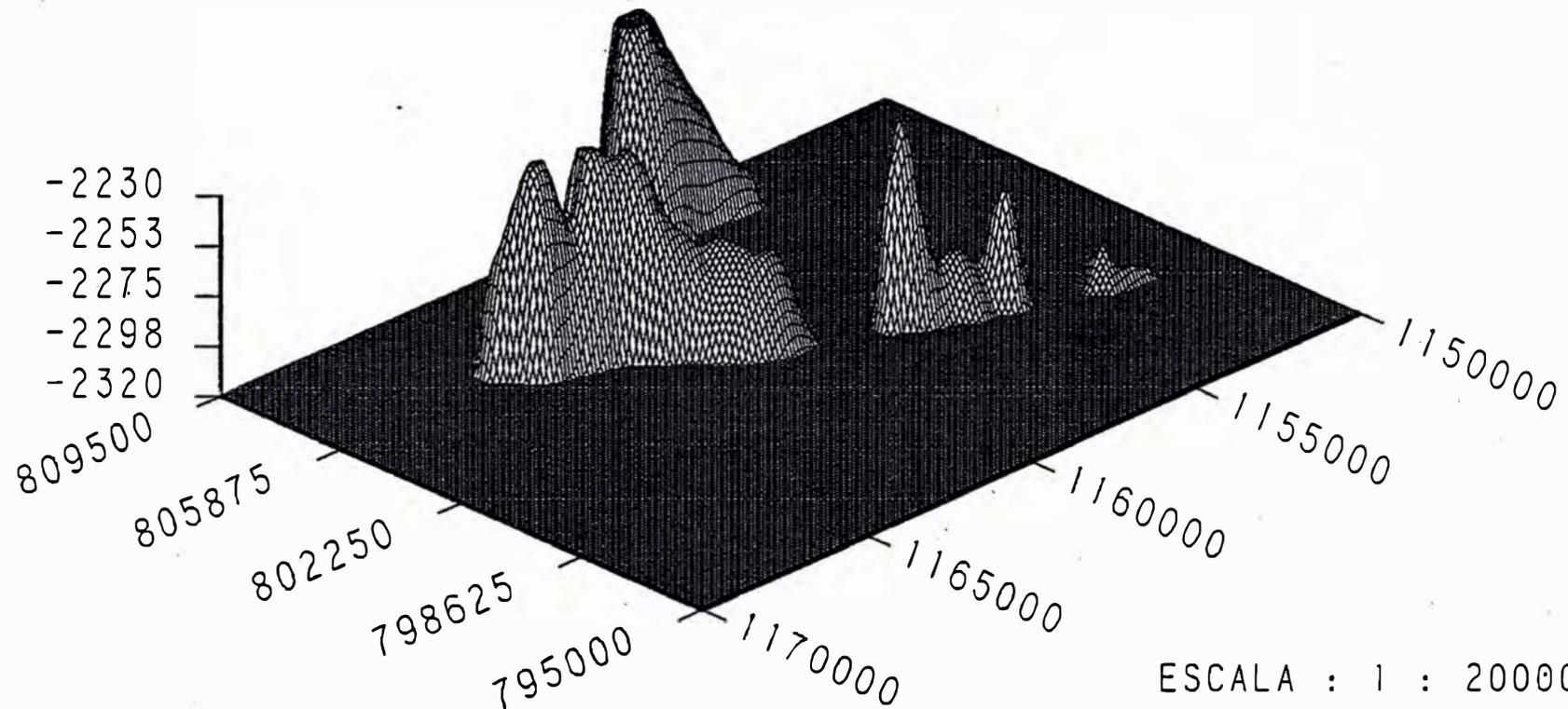
ESCALA : 1 : 100000

SETIEMBRE 1989
R. SANTIAGO

FIGURA N° 16

PROYECCION ISOMETRICA EN PROFUNDIDAD DEL HORIZONTE 'E'

CORTE EN EL NIVEL DE AGUA - AREA AGUAYTIA



ESCALA : 1 : 200000

SEPTIEMBRE 1989

R. SANTIAGO

El plano axial del anticlinal está orientado NNE-SSO con buzamiento al ONO. El limbo NO del anticlinal está representado por capas de buzamiento suave (10° hacia el oeste) y el limbo SE es más abrupto (12.5°) ya que está asociado a la falla inversa Aguaytía. El eje anticlinal y la falla inversa tienen ambos la misma dirección y son paralelos.

La falla inversa Aguaytía se encuentra limitando la estructura Aguaytía de la estructura Zorrillos y, parece ser que se comporta como sello respecto a la acumulación de fluidos ya que de otra manera no se puede explicar el hecho de que la Fm. Cushabatay en el Pozo Zorrillos-1X, ubicado a 8 kms. al SE del Pozo Aguaytía 3X, se encontró saturada con agua mientras que Aguaytía tiene hidrocarburos.

El eje de Aguaytía está muy bien controlado en su parte sur, mas no así en su parte norte.

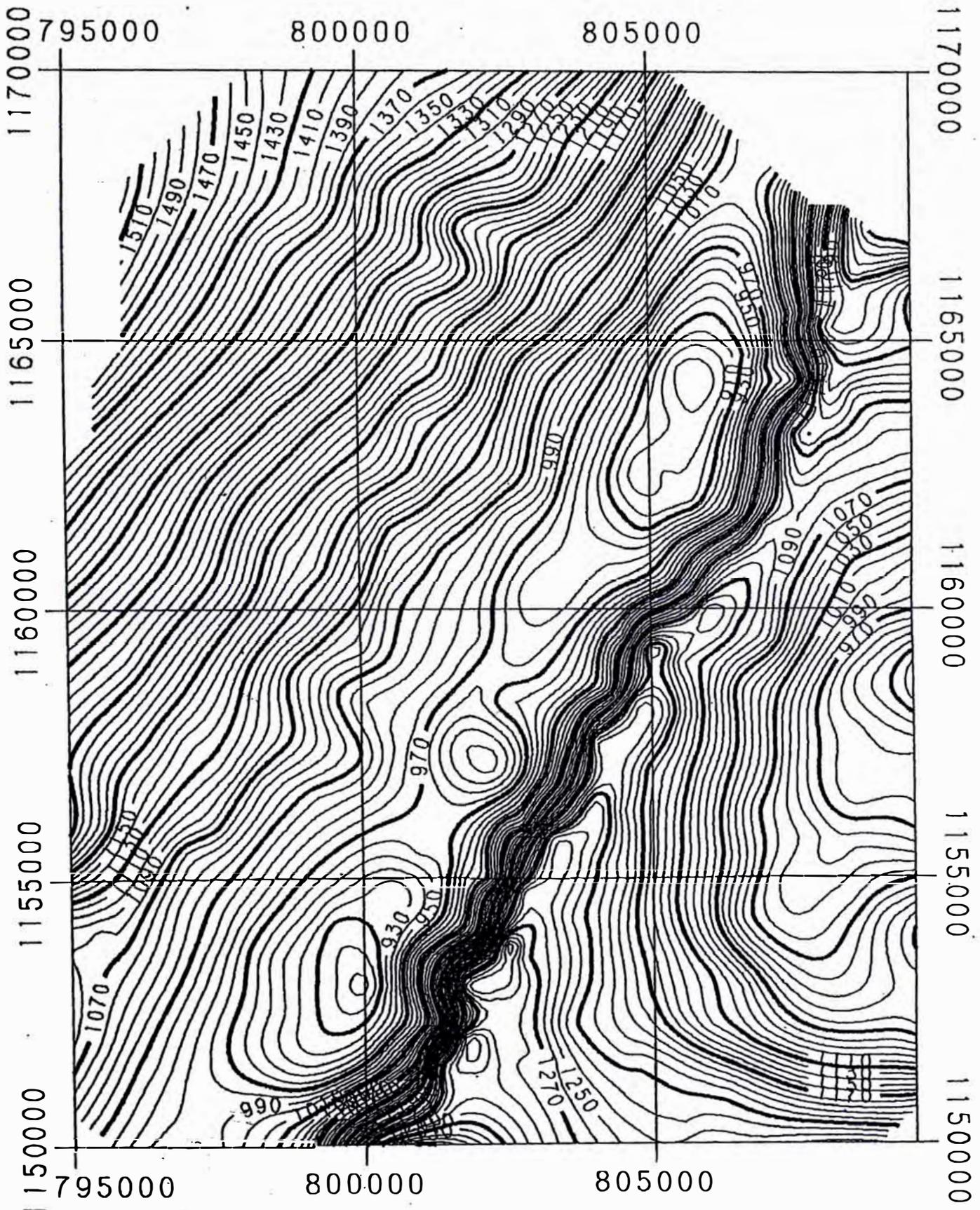
El cierre productivo de la estructura en la Formación Cushabatay esta en el orden de 295.3' (90 mts.).

Con la información sísmica resultante, se han elaborado mapas de contornos estructurales migrados en tiempo correspondientes a 16 horizontes que van desde la Fm. Yahuarango en el Cenozoico hasta la Fm. Contaya en el Ordovícico (Figuras 17 al 28).

Para la identificación sismoestratigráfica de los reflectores se utilizó los sismogramas sintéticos obtenidos a partir de los registros sísmicos de los

FIGURA N° 17

YACIMIENTO AGUAYTIA MAPA SISMICO EN TIEMPO (TOPE FM. YAHUARANGØ)

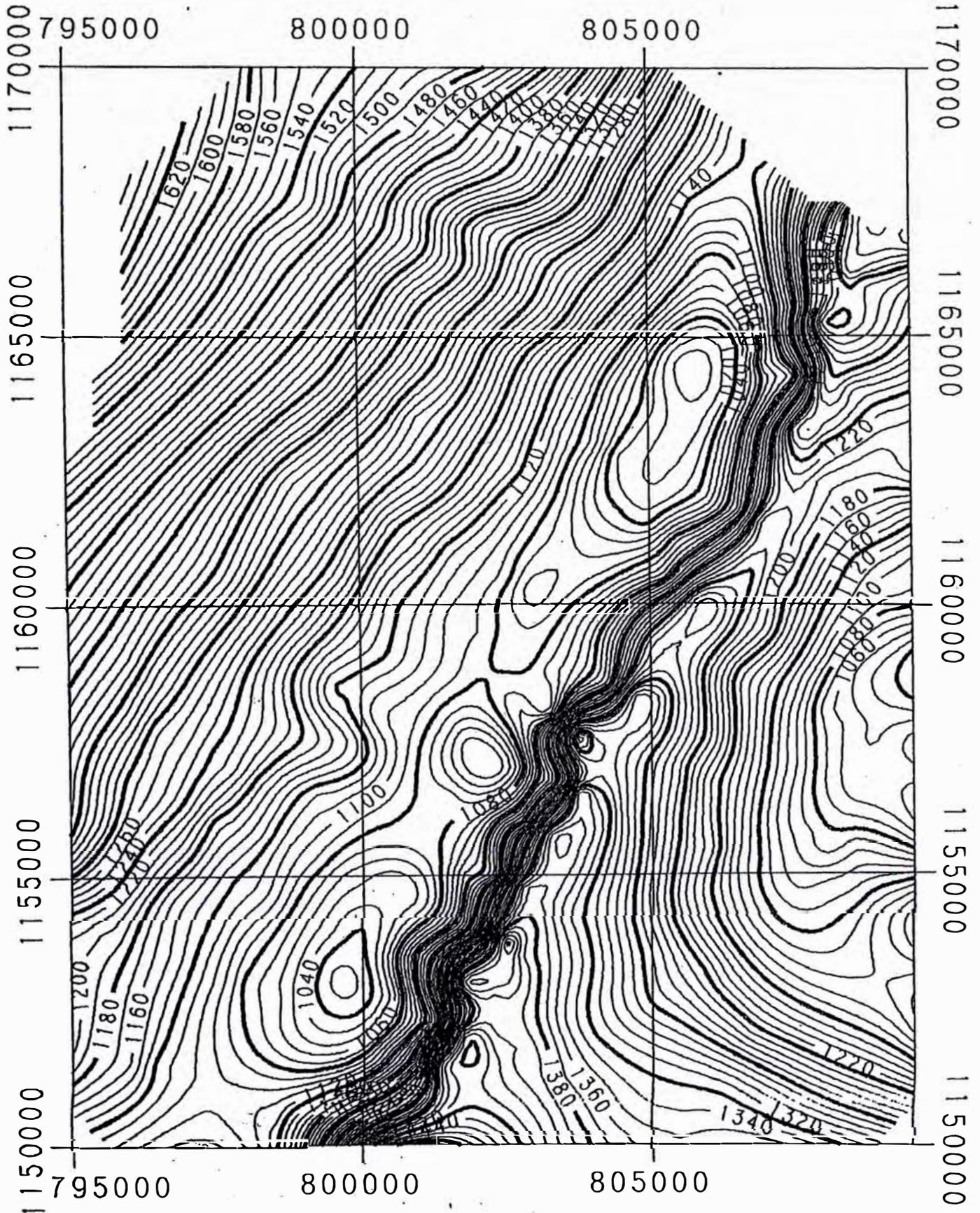


ESCALA : 1 : 100000

SETIEMBRE 1989
R. SANTIAGO

FIGURA N° 18

**YACIMIENTO AGUAYTIA
MAPA SISMICO EN TIEMPO
(TOPE FM. HUCHPAYACU)**

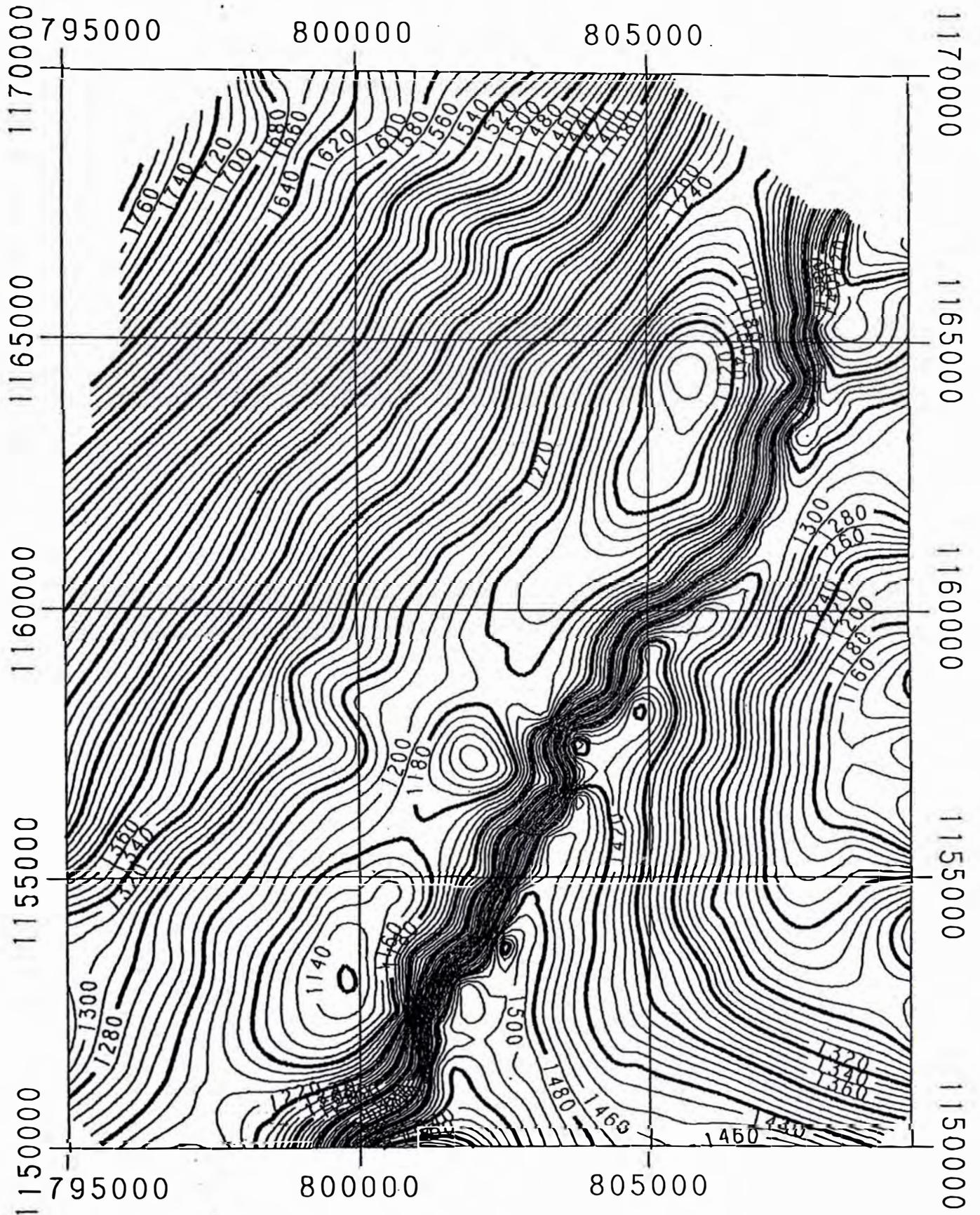


ESCALA : 1 : 100000

SEPTIEMBRE 1989
R. SANTIAGO

FIGURA N° 19

YACIMIENTO AGUAYTIA MAPA SISMICO EN TIEMPO (TOPE FM. CACHIYACU)

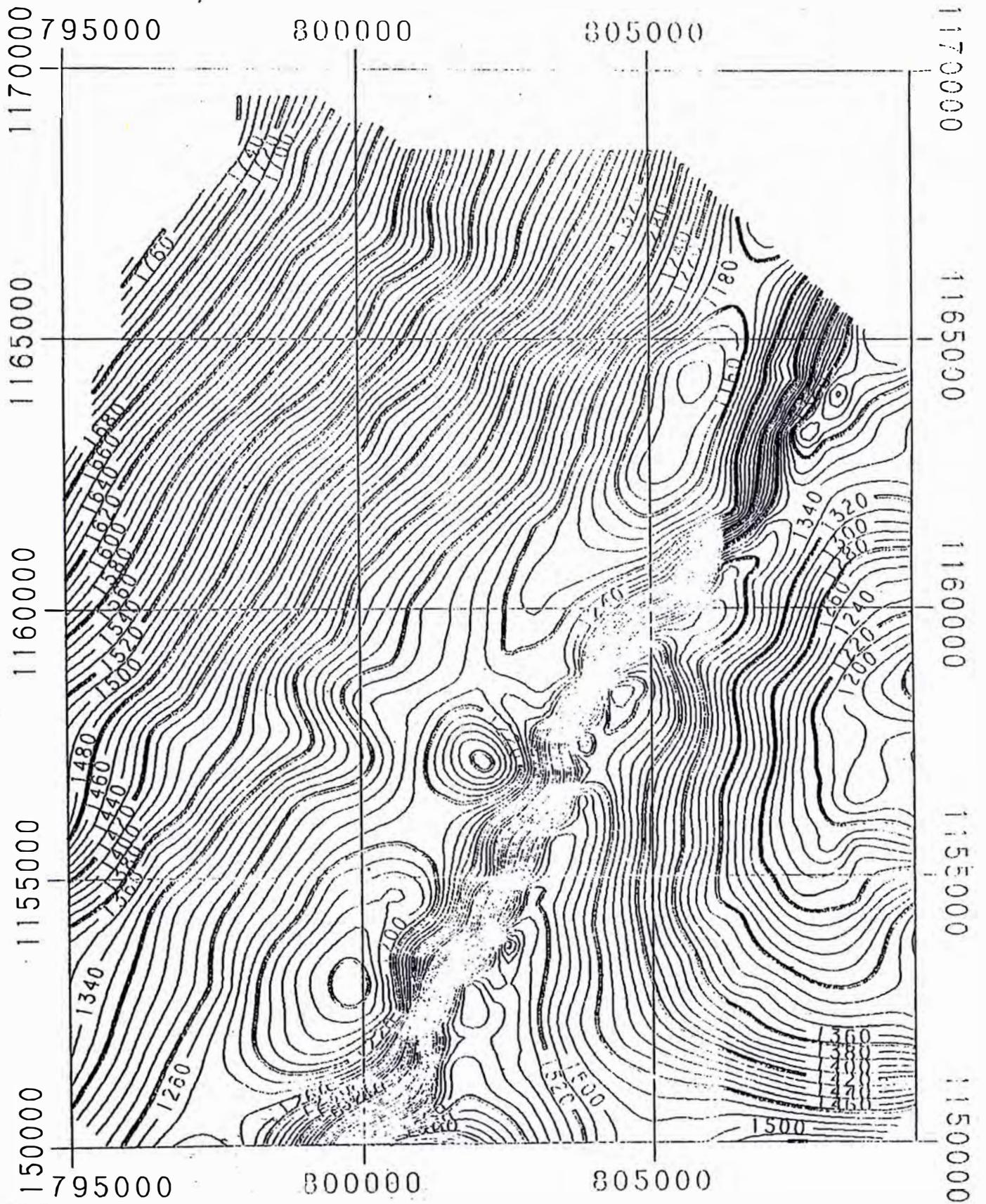


ESCALA : 1 : 100000

SEPTIEMBRE 1989
R. SANTIAGO

FIGURA N° 20

YACIMIENTO AGUAYTIA MAPA SISMICO EN TIEMPO - HORIZONTE 'C' (TOPE FM. VIVIAN)



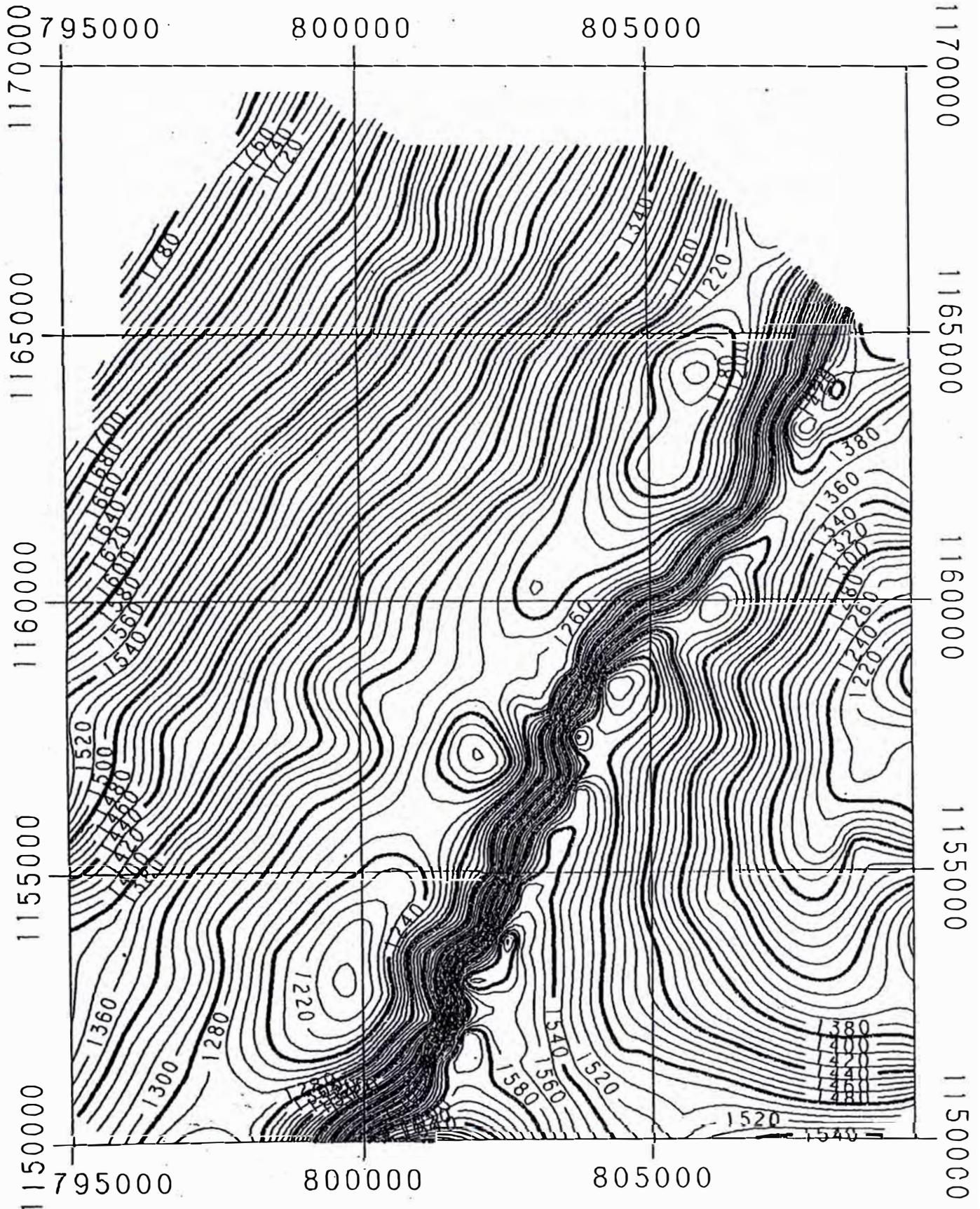
ESCALA : 1 : 100000

SETIEMBRE 1989

R. SANTIAGO

FIGURA N°21

**YACIMIENTO AGUAYTIA
MAPA SISMICO EN TIEMPO
(TOPE FM. CHONTA)**



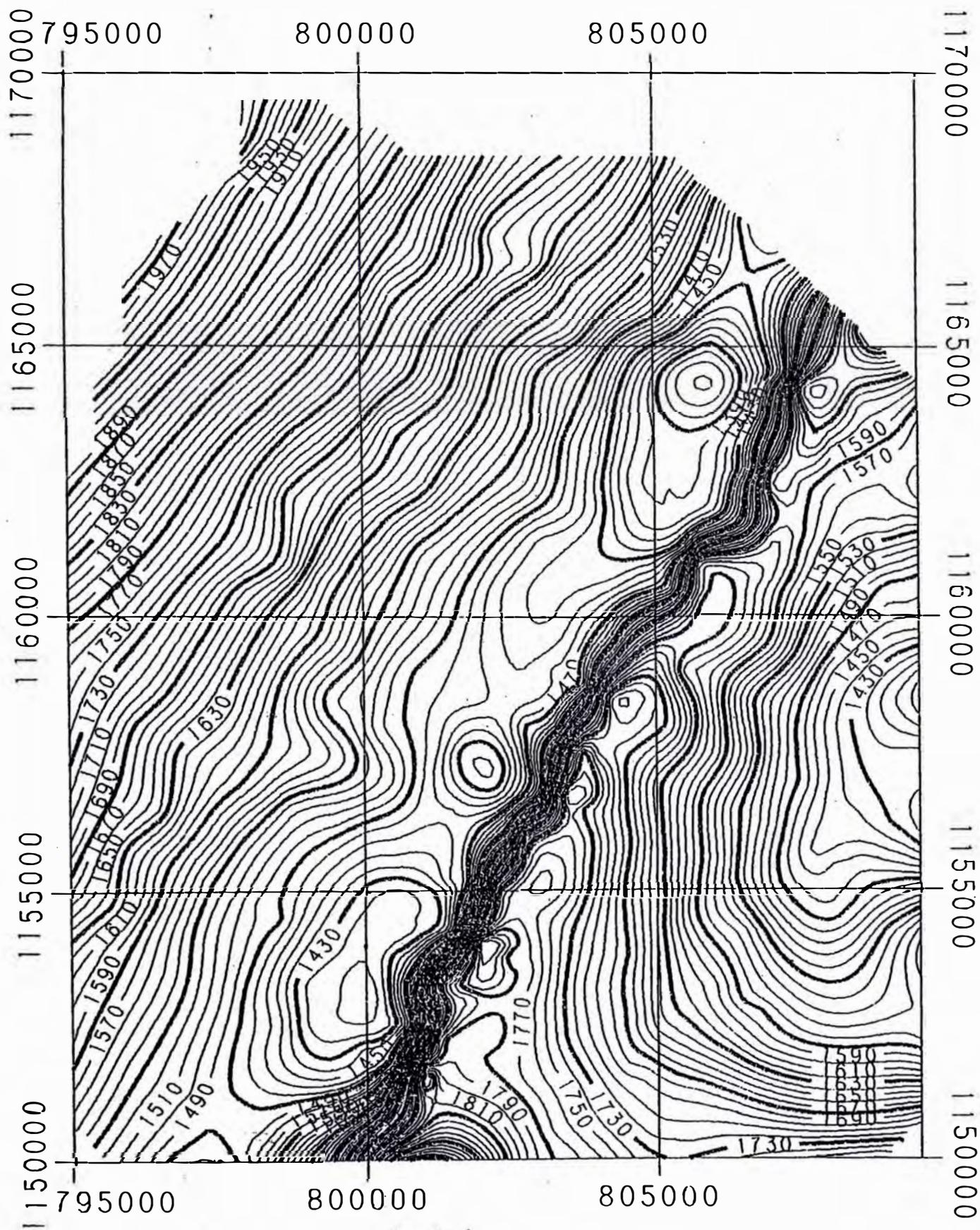
ESCALA : 1 : 100000

SEPTIEMBRE 1989

R. SANTIAGO

FIGURA N° 22

YACIMIENTO AGUAYTIA
MAPA SISMICO EN TIEMPO - HORIZONTE '0'
(BASE FM. CHONTA)

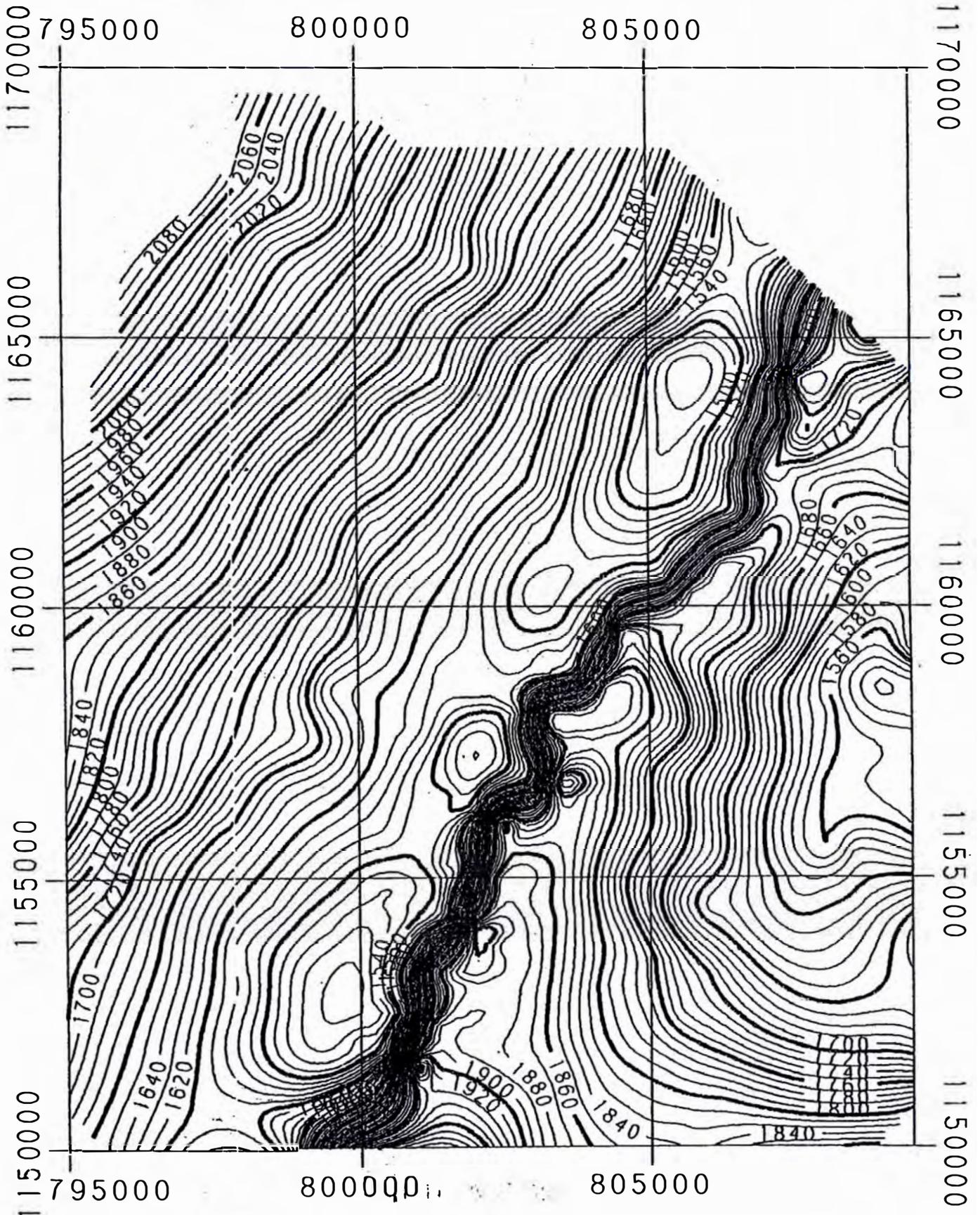


ESCALA : 1 : 100000

SETIEMBRE 1989
R. SANTIAGO

FIGURA N° 23

YACIMIENTO AGUAYTIA MAPA SISMICO EN TIEMPO (TOPE FM. RAYA)



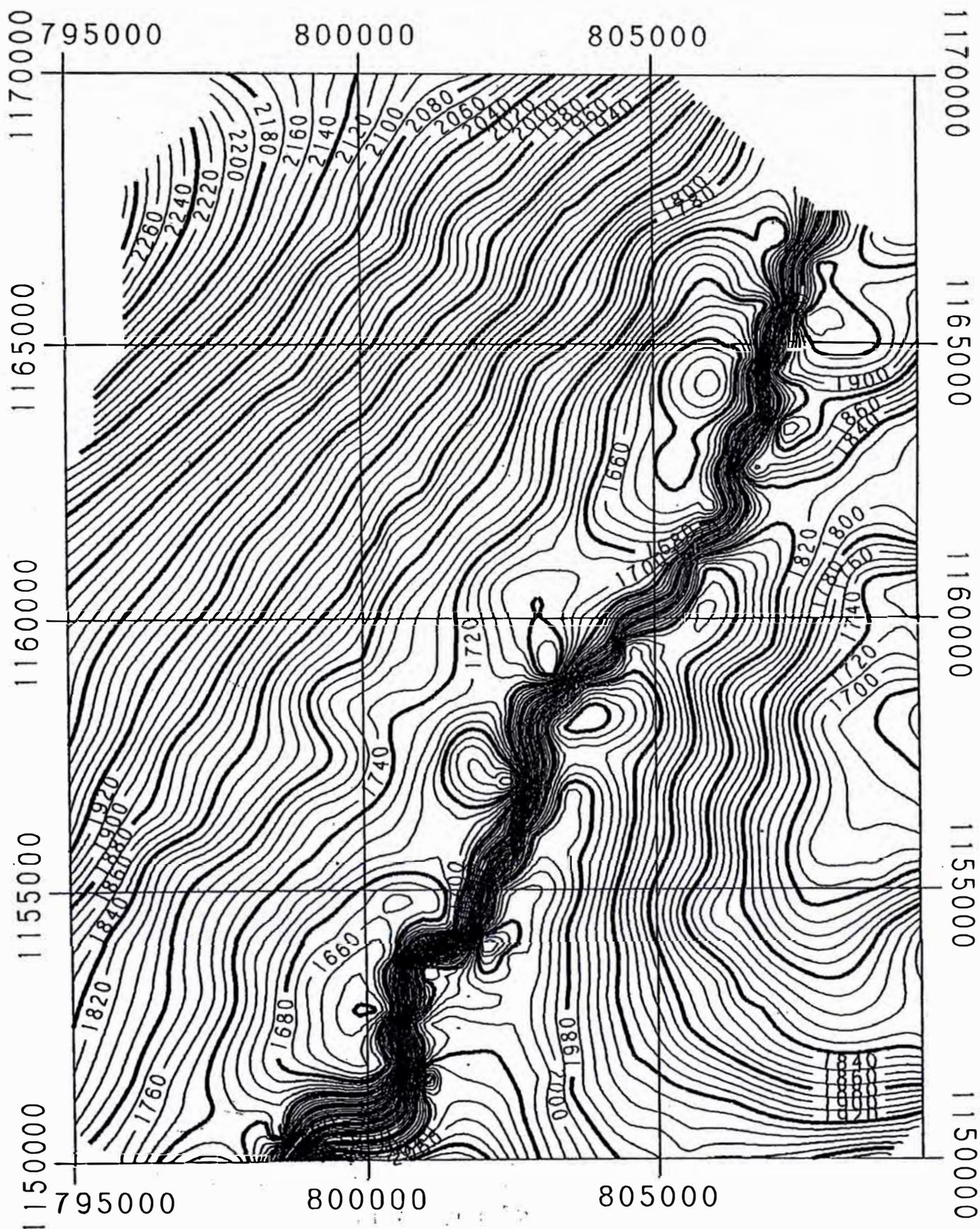
ESCALA : 1 : 100000.

SEPTIEMBRE 1989

R. SANTIAGO

FIGURA N° 24

YACIMIENTO AGUAYTIA MAPA SISMICO EN TIEMPO - HORIZONTE "'D'" (BASE DEL CRETACEO)



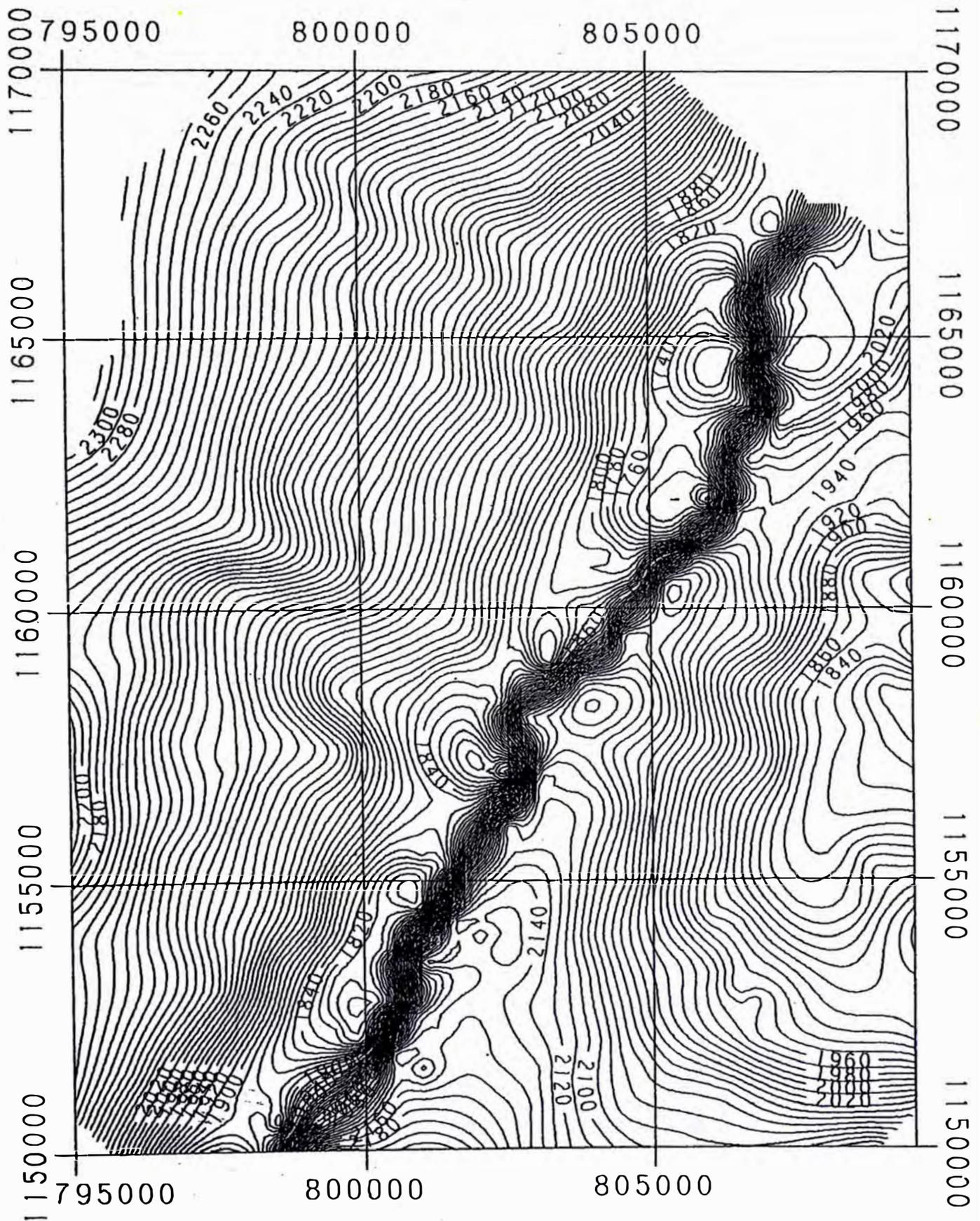
ESCALA : 1 : 100000

SEPTIEMBRE 1989

R. SANTIAGO

FIGURA N° 25

**YACIMIENTO AGUAYTIA
MAPA SISMICO EN TIEMPO
(BASE FM. SARAYAQUILLO)**



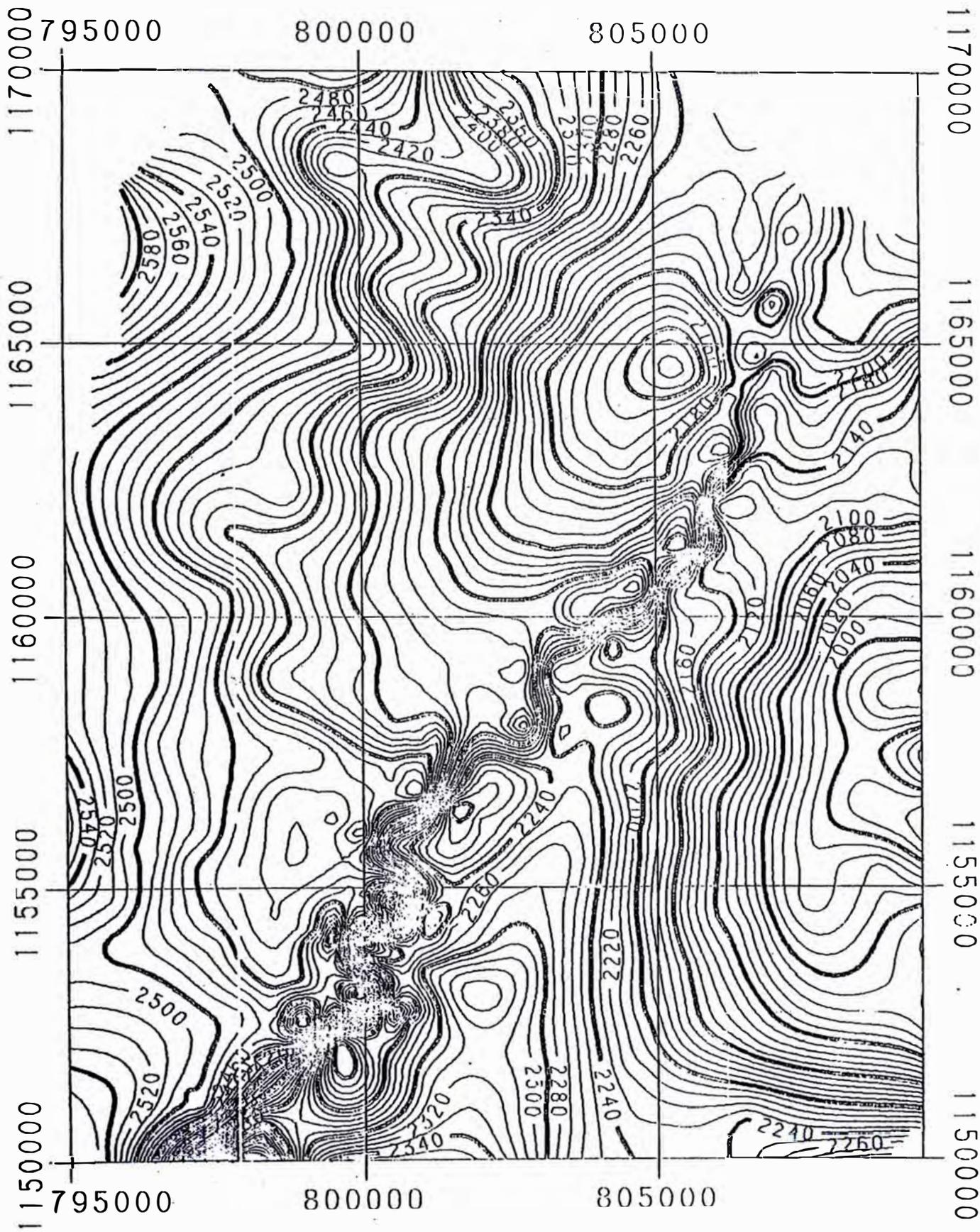
ESCALA : 1 : 100000

SETIEMBRE 1989

R. SANTIAGO

FIGURA N° 26

YACIMIENTO AGUAYTIA MAPA SISMICO EN TIEMPO (TOPE FM. ENE)

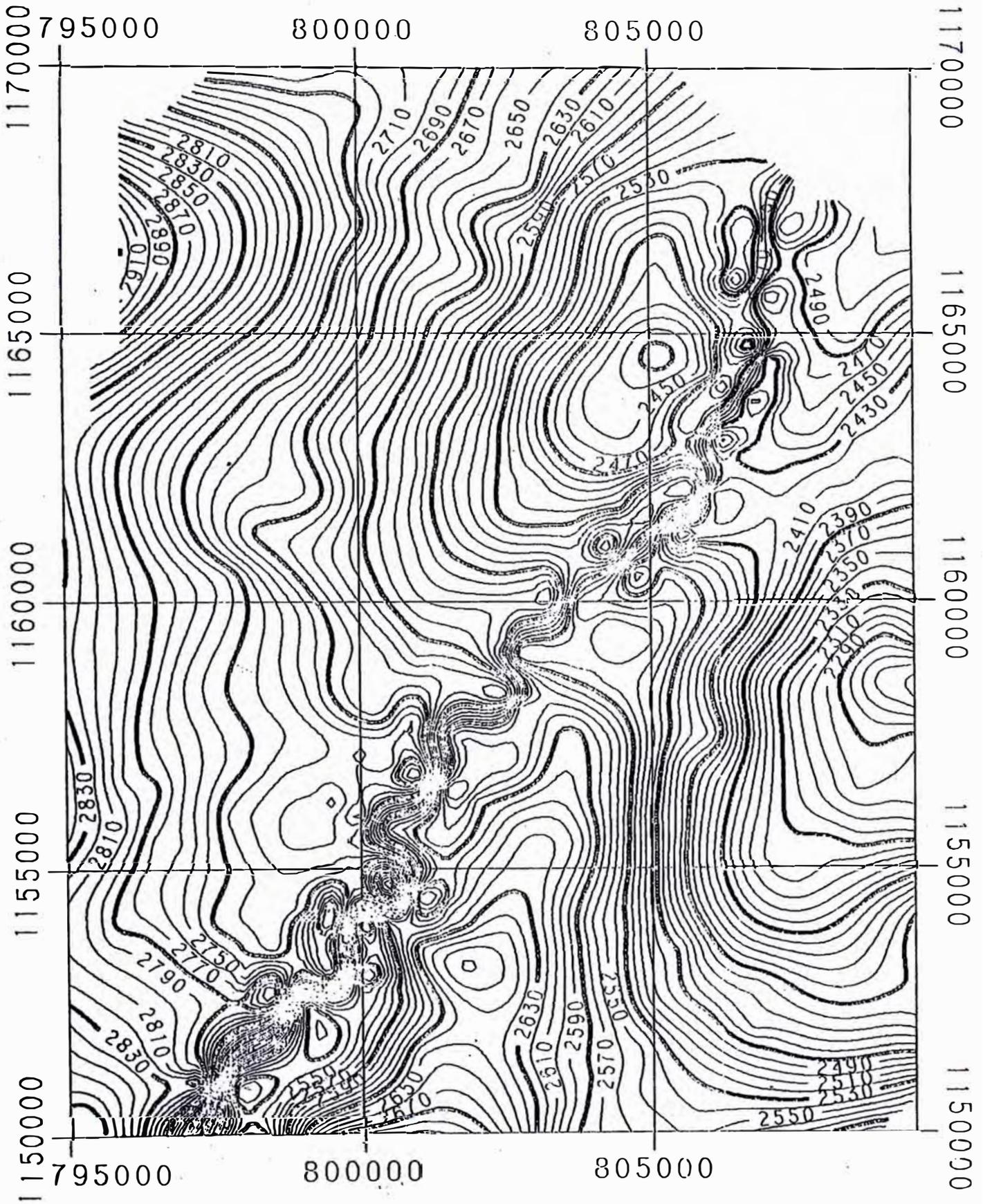


ESCALA : 1 100000

SEPTIEMBRE 1989

R. SANTIAGO

FIGURA N° 27
YACIMIENTO AGUAYTIA
MAPA SISMICO EN TIEMPO
(TOPE FM. CABANILLAS)

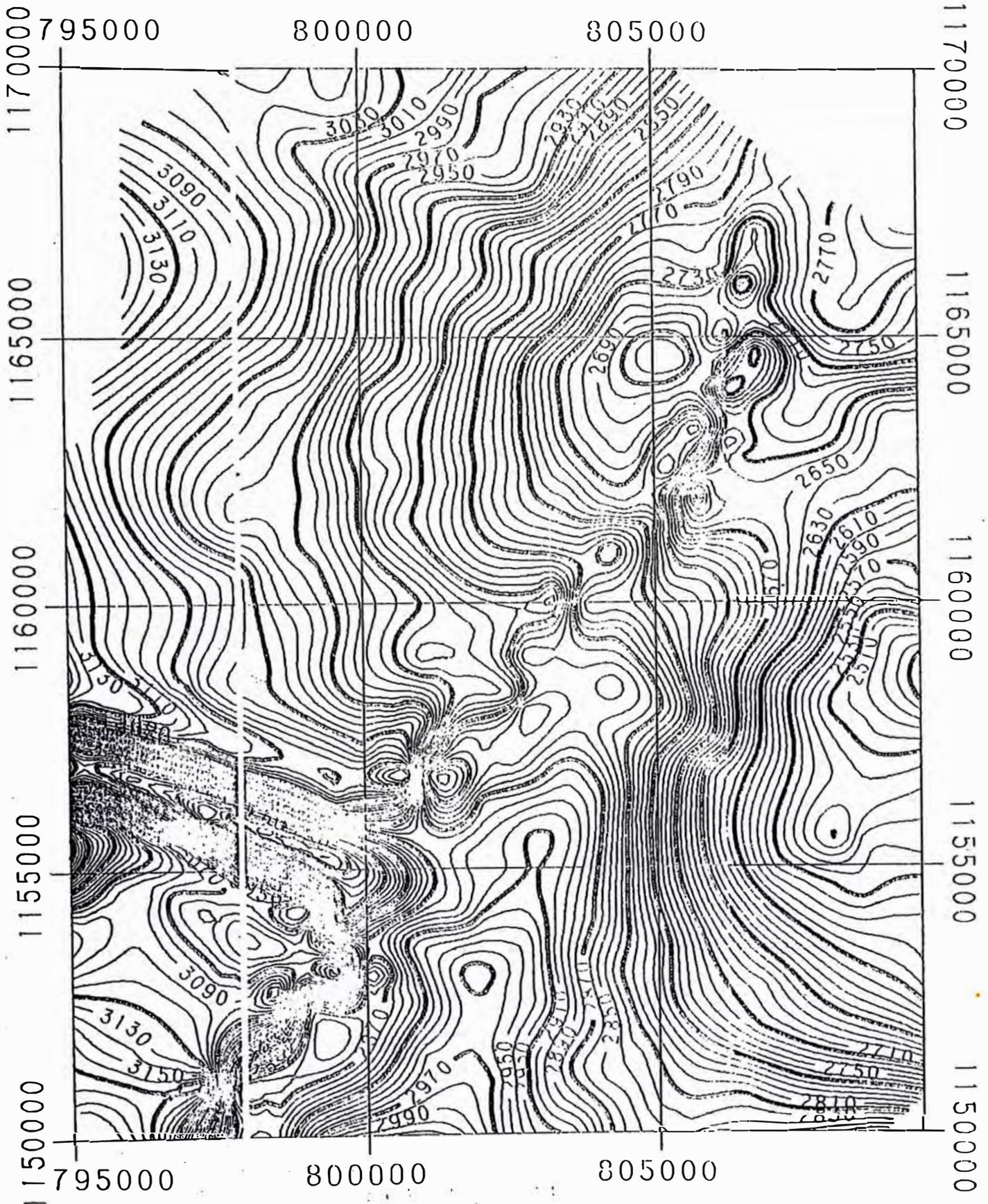


ESCALA : 1 : 100000

SETIEMBRE 1989

R. SANTIAGO

FIGURA N° 28
YACIMIENTO AGUAYTIA
MAPA SISMICO EN TIEMPO
(TOPE FM. CONTAYA)



ESCALA : 1 10000

SEPTIEMBRE 1989

R. SANTIAGO

pozos Aguaytía 2X y Aguaytía 3X los cuáles sólo llegaron a "picar" el tope de la Fm. Sarayaquillo.

Para identificar las formaciones pre-cretácicas se "jaló" información de otras líneas sísmicas que pasan por otros pozos los cuales si atravesaron el pre-cretáceo, estos pozos fueron el Coninca-1 que atravesó el permocarbonífero, el silúrico-devónico, hasta el Ordovícico inclusive y que se encuentra al NO de Aguaytía; el Pozo Agua caliente-1X que también llegó hasta el Ordoviciano y que se encuentra al SE de Aguaytía.

Para poder hacer la reconstrucción paleoestructural del área, se realizó procesos de aplanamiento o "Flattening" en todas las líneas sísmicas en los horizontes correspondientes al tope de la Fm. Yahuarango, base de la Fm. Chonta, tope de la Fm. Cushabatay y, tope y base de la Fm. Sarayaquillo, pero en las líneas G-163 y G-167 se adicionó un Flattening en el horizonte correspondiente al tope de la Fm. Cabanillas (Figuras 29 y 30).

En todos los Flattening realizados en las 19 líneas transversales se pudo apreciar que en el Paleozóico hay ausencia de paleo estructura y que por lo contrario sólo muestran un definido bajo estructural. Por otro lado se observa que la estructura recién empieza a evolucionar a partir del Jurásico superior (Fm. Sarayaquillo) y que la falla durante el Paleozóico es normal y de alto ángulo pero que se reactivó e invirtió en el Terciario Superior.

En los Flattening realizados en la única línea longitudinal G-167 se puede apreciar que las estructuras comienzan a evolucionar recién a partir del Jurásico superior (Fm. Sarayaquillo).

También se puede notar en los diversos cortes que en el Triásico superior hay algunos altos estructurales que corresponden justamente a la anomalía estratigráfica.

FIGURA N° 29

YACIMIENTO AGUAYTIA FLATTENING

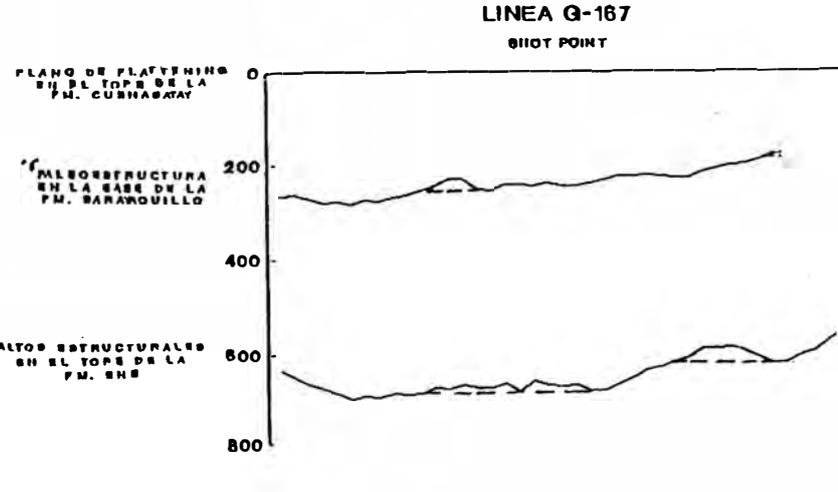
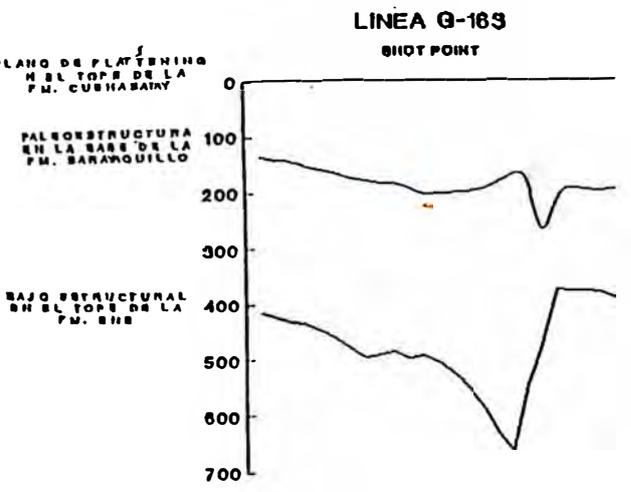
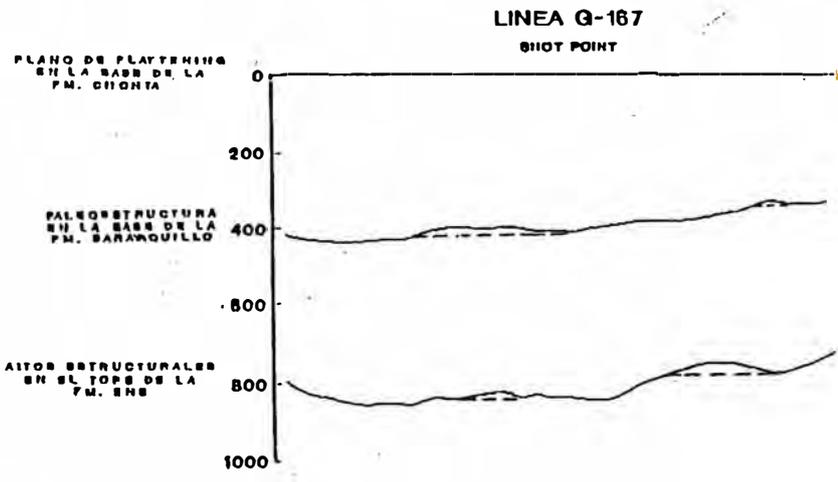
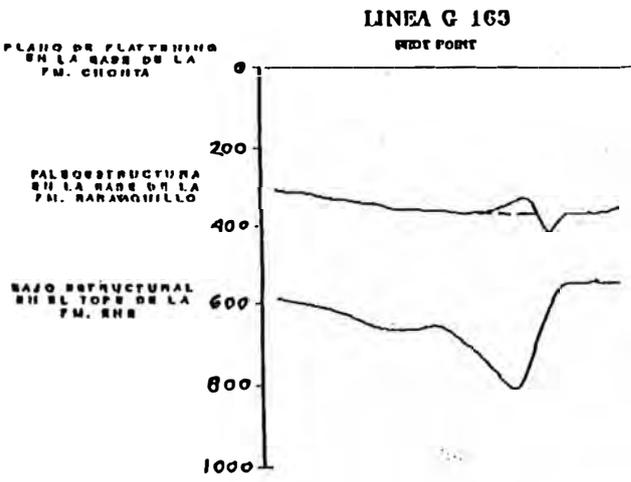
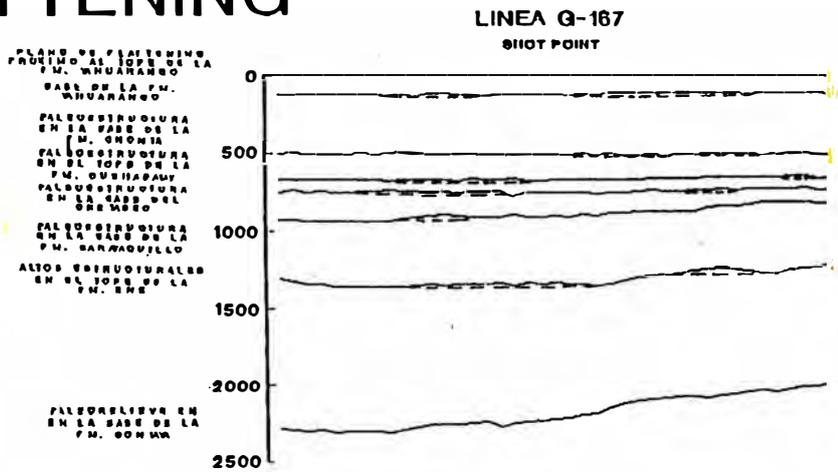
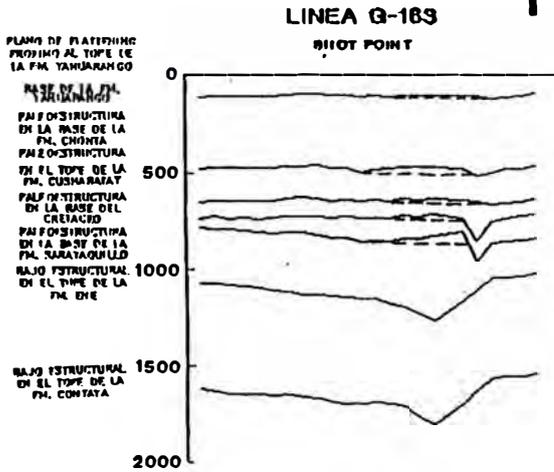


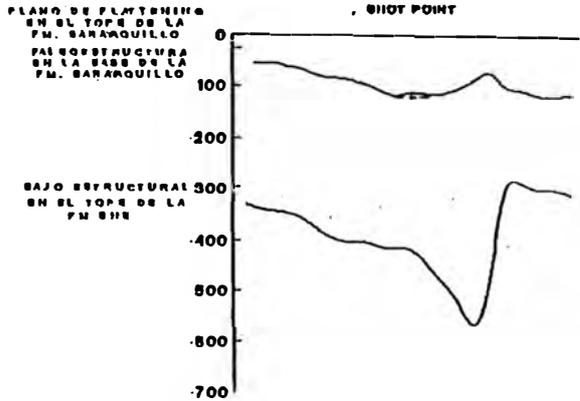
FIGURA N° 30

YACIMIENTO AGUAYTIA

FLATTENING

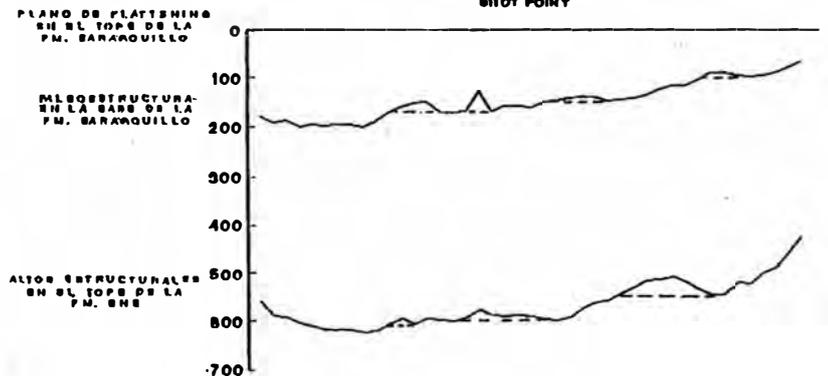
LINEA G-163

SHOT POINT



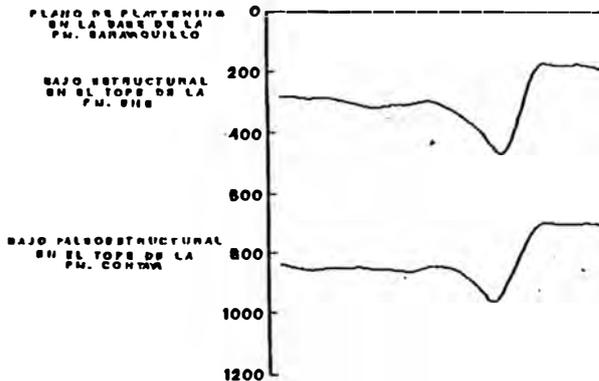
LINEA G-167

SHOT POINT



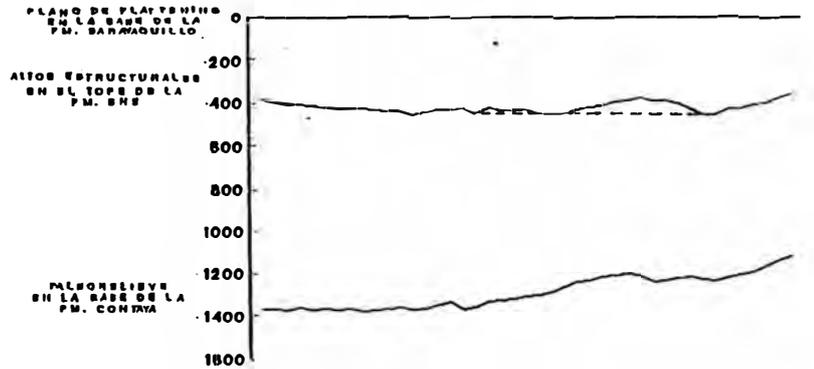
LINEA G-163

SHOT POINT



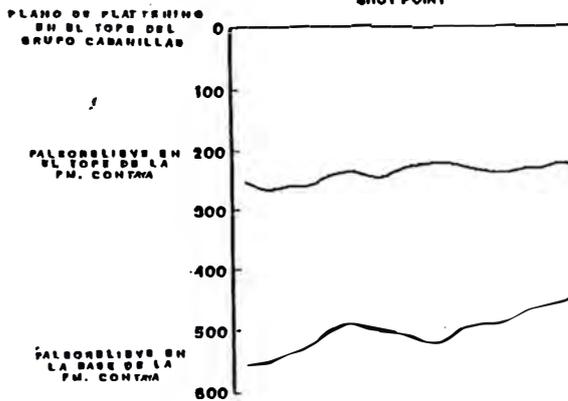
LINEA G-167

SHOT POINT



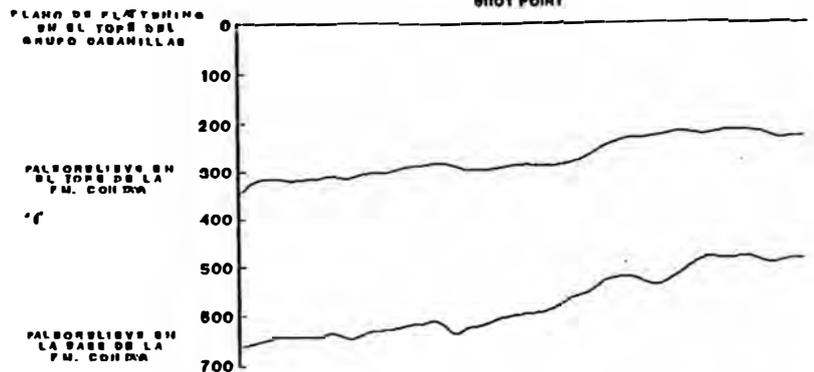
LINEA G-163

SHOT POINT



LINEA G-167

SHOT POINT



GEOLOGIA DE LOS HIDROCARBUROS EN EL YACIMIENTO AGUAYTIA

5.1 Roca Reservorio - Fm. Cushabatay

La formación Cushabatay constituye la única roca reservorio con acumulación de gas importante, encontrada en el Anticlinal Aguaytía (Figura N°31).

De acuerdo con las características de los hidrocarburos, presión y temperatura del reservorio es evidente que se trata de un reservorio de gas natural de condensación retrógrada (J. Sierra et al., 1987).

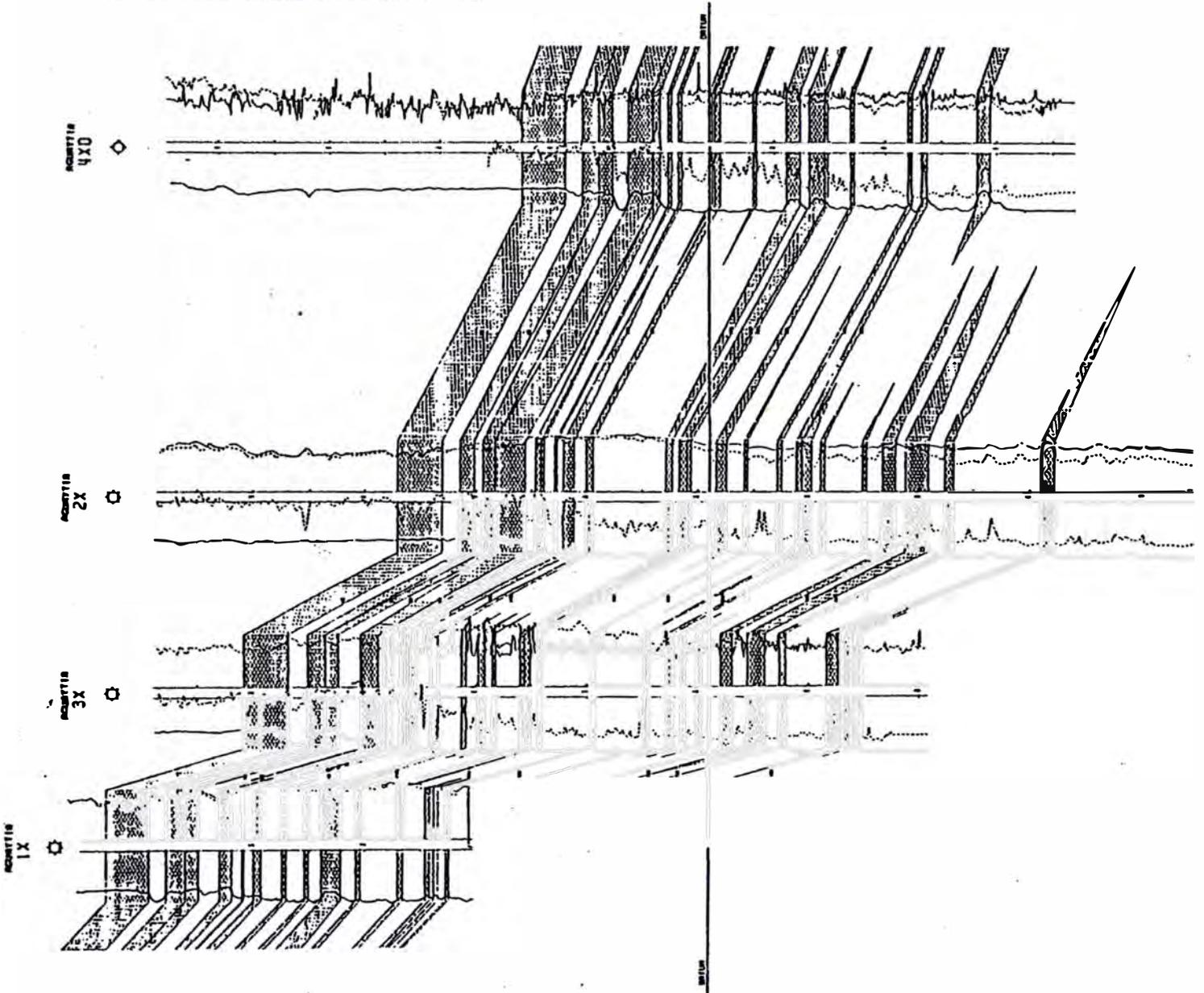
En el presente capítulo describiremos las principales características de la roca reservorio correspondiente a la Formación Cushabatay.

5.1.1 Litología

El gas acumulado en la mitad superior de la Fm. Cushabatay se encuentra en una secuencia de areniscas de 350 pies de espesor, estando constituidos los 205 pies inferiores por ortocuarcitas de grano grueso, subangulares a subredondeados, con intercalaciones de arcillitas y limolitas de espesor variable y delgadas capas de carbón; la sección media, de 80 pies, consiste de ortocuarcitas de grano medio a grueso subangular a subredondeado, con intercalaciones locales de arcillita y

YACIMIENTO AGUATTIA
CUSHABATAY
SECCION ESTRUCTURAL
1X 3X 2X 4X0
ESCALA VERTICAL, 1/1000
ESCALA HORIZONTAL, 1/15000
R. SANTIAGO **SEPTIEMBRE 1989**

FIGURA N° 31



limolita y, los 65 pies de la sección superior están compuestos por ortocuarcitas de grano fino a medio, subredondeado, con intercalaciones de limolitas carbonosas.

En general las areniscas tienen buena porosidad y permeabilidad pero las numerosas lutitas de espesor variable restringen o impiden localmente la comunicación vertical.

5.1.2 Geometría del Reservorio

El horizonte reservorio de la Fm. Cushabatay está limitado en su parte superior por la Fm. Raya que viene a ser la roca sello y, en su parte inferior está limitado por el contacto gas/agua a -7520 pies bajo el nivel del mar. La geometría del reservorio es la misma que presenta el reflector sísmico "E" del tope de Cushabatay (Figura N°16).

5.1.3 Roca Sello

La Formación Raya que sobreyace a la Formación Cushabatay constituye la roca sello del reservorio.

La roca sello en el Anticlinal Aguaytía es una secuencia de lutitas de ambiente marino costafuera de gran extensión areal.

5.1.4 Distribución de Fluidos y Propiedades Petrofísicas

Porosidad.- El valor promedio obtenido a partir del análisis de los perfiles de densidad, neutron y sónico es de 18% y se puede considerar como representativo del reservorio aunque existen variaciones areales y verticales por sobrecrecimiento y disolución de cuarzo. Esta porosidad es esencialmente primaria e intergranular.

Permeabilidad.- El valor promedio de la permeabilidad absoluta horizontal obtenida a partir de la interpretación de núcleos del pozo 3x está en el orden de 200 milidarcis y se espera que la permeabilidad vertical no varíe significativamente. Esta permeabilidad sería intergranular.

Por otro lado también hay que tomar en cuenta que la permeabilidad es anisótropa, es decir que su valor va a depender de la dirección en la cual se le mida y, por lo consiguiente va a haber diferentes orientaciones del eje de mayor permeabilidad para los diferentes ambientes que presenta la roca reservorio. Así es como vamos a tener que en las arenas fluviales el eje de mayor permeabilidad debe estar orientado Este-Oeste y Norte-Sur en las arenas de barra marina.

Salinidad.- De acuerdo con los cálculos de registros y de los análisis del agua recuperada en las pruebas, la salinidad tanto del agua de formación del reservorio como del acuífero está en el orden de 25,000 ppm de ClNa.

Saturación de agua.- El valor promedio de la saturación de agua determinada a partir de la presión capilar mercurio-aire es de 27 %

Un informe mas detallado sobre las propiedades petrofísicas de la roca reservorio asi como una descripción minuciosa del mismo se puede encontrar en el estudio realizado por José Sierra et al (1987).

5.1.5 Arena Neta Gasífera

El máximo espesor de arena neta gasífera que se estima existe en el Anticlinal Aguaytía es de 225' (68.6 mts.) en las inmediaciones de la cúspide de la estructura (Figura N°32).

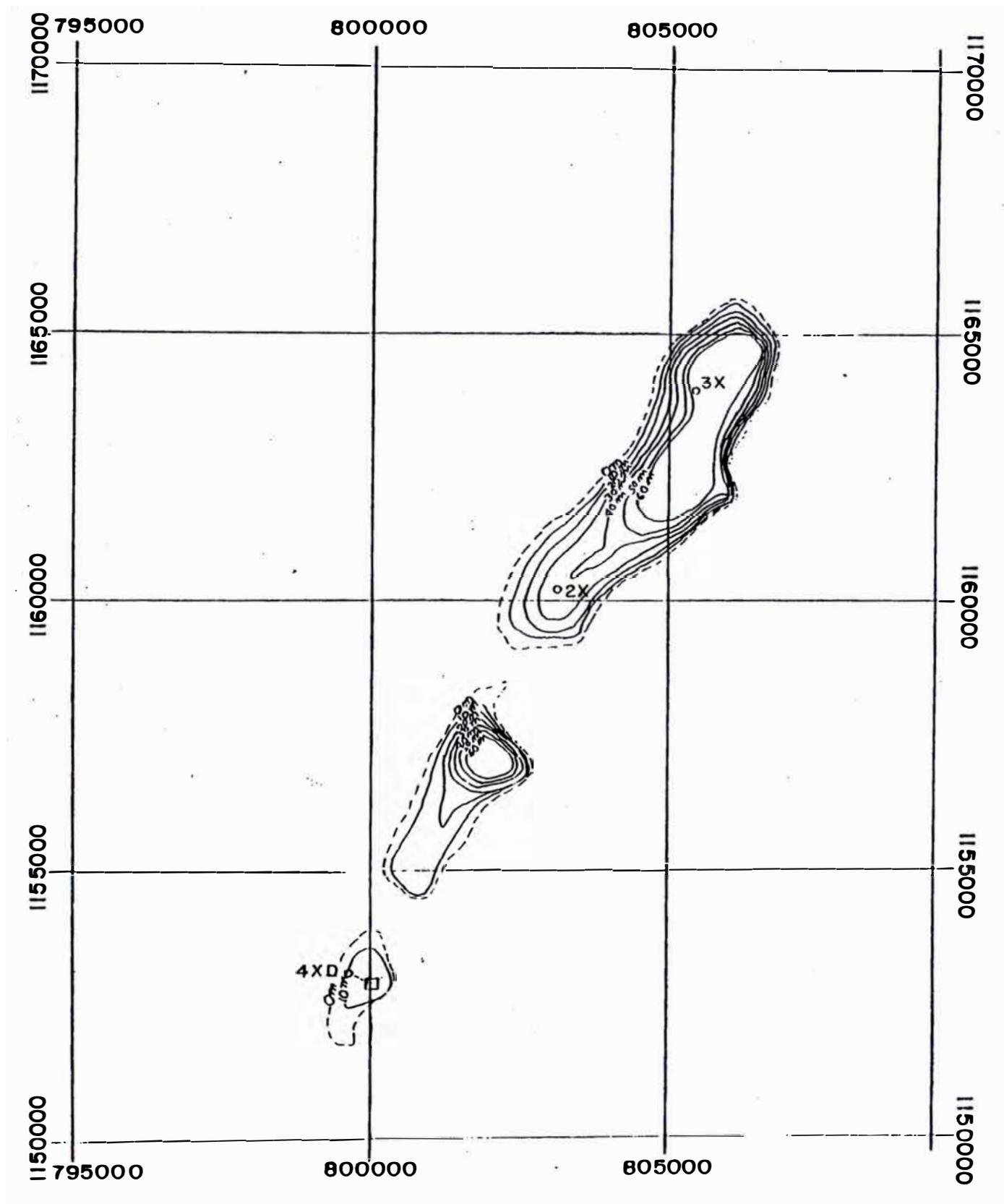
El conteo de la arena neta gasífera se efectuó a partir de los perfiles eléctricos tomados en los pozos Aguaytía-3x y Aguaytía-2X, considerándose además la información proporcionada por el estudio sedimentológico detallado de núcleos del Pozo 3X

Con estos datos y teniendo como base el mapa estructural de la Formación Cushabatay se preparó el mapa de arena neta gasífera de dicho Anticlinal.

5.2 Análisis del Potencial Hidrocarburífero de las Formaciones

El área del Lote 31 es de interés económico por su conocida filiación petrolífera y por su accesibilidad.

FIGURA N° 32
YACIMIENTO AGUAYTIA
MAPA DE ARENA NETA GASIFERA - FM. CUSHABATAY



ESCALA: 1:100,000

C.I. = 10m

SEPTIEMBRE 1, 1989

R. SANTIAGO

En exploración el interés primario está en la secuencia cretácea. Las formaciones pre-cretáceas han sido poco estudiadas y constituyen un objetivo secundario. El Terciario no muestra posibilidades.

Los estudios de roca madre son generales, pero se puede afirmar que las rocas del Cretáceo son pobres generadoras de hidrocarburos.

Para poder tener una idea del potencial de generación de hidrocarburos de las formaciones es necesario contar con la mayor cantidad de información geoquímica posible especialmente en las zonas donde hay pozos exploratorios.

En el caso de la estructura Aguaytía se han efectuado análisis geoquímicos de muestras de núcleos provenientes del Pozo Aguaytia-1X y de muestras de canaleta para los Pozos Aguaytia-2X y Aguaytia-3X.

Los análisis geoquímicos consistieron en: determinación del contenido de carbono orgánico total (TOC), tipo de materia orgánica según los residuos palinológicos y, determinación de la madurez termal por medio de la reflectancia de la vitrinita y el índice de coloración de esporas.

El Centro de Investigación y Desarrollo de Petróleos del Perú hizo la determinación del Carbono Orgánico Total (TOC) para el pozo Aguaytía-3X, concluyendo que tanto las rocas del cretáceo como del terciario tienen un pobre potencial de generación de hidrocarburos dado que los valores TOC están por debajo de 0.5 % el cual viene a ser el mínimo valor para

que una roca de origen detrítico pueda calificar como generadora de hidrocarburos.

Paleozóico Inferior

Tanto las lutitas oscuras del Grupo Cabanillas como de la Formación Contaya han confirmado en parte su potencial de roca madre en los pocos estudios que se han efectuado, necesitándose mayor número de análisis para una mejor evaluación. Ambos grupos de rocas no dejan de tener importancia en cuanto a posibilidades petrolíferas por su litología, contenido de materia orgánica y grado de diagénesis.

Fm. Contaya

En el Pozo Cashiboya 1/1A se probó un horizonte de arenisca en esta formación (a 1,022 m.) obteniéndose gas no combustible, de olor sulfuroso y alta presión (1400 PSI, Shut in).

Los análisis de muestras de la Quebrada Tabacoa en el flanco NorEste del Shira cerca al borde SE del Lote 35 efectuados por Signal (1975) indican un potencial regular a marginal de roca madre.

Grupo Cabanillas

En el Pozo Runuya-1, en areniscas de regular porosidad, intercaladas en esta unidad, se han encontrado manifestaciones de hidrocarburos (buena

fluorescencia y corte) y en las pruebas de formación se ha recuperado gas de C1 a C5 y trazas de C6 en volúmenes no comerciales.

En el pozo Sanuya (Lote 33) se encontró manifestaciones de petróleo y gas.

Los análisis de roca madre de varias muestras colectadas en los afloramientos de la Quebrada Iparia (Shira Nororiental) efectuadas por Signal (1975) han dado resultados negativos.

En muestras procedentes del Pozo Runuya-1, Hispanoil (1975) confirma positivamente el potencial de roca madre en las lutitas de esta unidad.

Paleozóico superior

Grupo Tarma-Copacabana

Las calizas dolomíticas del Grupo Tarma-Copacabana también constituyen buenas rocas madre ya que se cuenta con suficientes estudios de potencial de roca madre que indican que dichas rocas reúnen condiciones favorables para la generación de hidrocarburos. Por otro lado en varios pozos aledaños al área de Aguaytía (Agua Caliente-1 y 9, Coninca-2), se han reportado manifestaciones de hidrocarburos en la secuencia carbonatada del Grupo Tarma-copacabana.

En el Pozo Coninca-2 (Lote 31) se cortó una sección de 100 m. de areniscas grises, verdosas, con intercalaciones delgadas de carbonatos y manifestaciones de hidrocarburos en su parte inferior.

En el Pozo Agua Caliente-9 (Lote 35) que penetró parcialmente en las calizas de este grupo se encontró

manchas de aceite en las fracturas de las calizas. No se efectuaron pruebas de formación.

Deminex (1974) reporta manifestaciones de hidrocarburos en la parte inferior y media de la columna aflorante del Grupo Tarma-Copacabana en la Quebrada Chipani, flanco SE del macizo del Shira.

Una colección de muestras de Deminex (1975) de esta Quebrada fueron sometidas a estudios geoquímicos indicando que las rocas de este grupo tienen un buen potencial para generar hidrocarburos.

Muestras colectadas por Hispanoil (1975) en las quebradas Mayapo y Arruya (flanco Oriental del Shira), señalan los informes geoquímicos, son pobres en contenido orgánico encontrándose, en algunas solamente, evidencias de tener un potencial regular para generar hidrocarburos livianos y condensado.

En muestras colectadas por Signal (1975) en los afloramientos de este grupo en las Quebradas Yamaria y Tabacoa (NE del Shira), los estudios de potencial de roca madre indican un potencial de marginal a bueno para la generación de petróleo y gas.

La perforación del Pozo 38-45-1X (SEPP, 1983) en la estructura Sepa hasta el basamento cristalino, probó la presencia de petróleo (8 galones) de 33° API, en la Formación Tarma y ninguna manifestación significativa de hidrocarburos en otros reservorios.

El Pozo La Colpa (Occidental Petroleum Corporation of Peru, 1988, Lote 36) llegó hasta el basamento cristalino detectando fuertes manifestaciones de hidrocarburos dentro de las calizas y también en las areniscas verdes en la base de dicho grupo.

El Pozo Platanal (Occidental Petroleum Corporation of Peru, 1989, Lote 36) también llegó hasta el basamento, detectando una débil fluorescencia en este grupo.

Formación Ene

En el área de Camisea, en la estructura Cashiriari se ha identificado acumulación de gas natural en esta unidad.

El Triásico-Jurásico

Grupo Pucará

Dentro de la formaciones Pre-cretácicas hay algunas que tienen buenas posibilidades de ser roca madre. Destacan las calizas de la Formación Pucará, ya que en evaluaciones de roca madre efectuadas en muestras de afloramientos de dicho Grupo hacia el oeste del área del Lote 31

indican positivamente que estos sedimentos reúnen condiciones para generar hidrocarburos.

Deminex (1975) reporta la existencia de manifestaciones de hidrocarburos en los afloramientos de esta unidad en Callanayacu (Huallaga) y al Sur de Tingo María y, además indica que estos sedimentos reúnen condiciones para generar hidrocarburos.

Fm. Sarayaquillo

No se conocen manifestaciones de hidrocarburos en esta unidad cercanos al área de los Lotes 31/35.

El Cretáceo

Fm. Cushabatay

La producción de petróleo en la estructura de Ganso Azul y en los campos de Agua Caliente, así como el Gas descubierto en Aguaytía proceden de la parte superior de la Fm. Cushabatay.

En el área de Camisea, tanto en la estructura San Martín como Cashiriari, los pozos perforados dieron como resultado el descubrimiento de gas y condensado en dicha formación.

En el yacimiento Aguaytía se efectuaron varias pruebas de formación en los 4 pozos, obteniéndose resultados positivos en los Pozos 1X, 2X y 3X (J. Sierra et al. 1987, ver su tabla N°6).

Fm. Raya

Las lutitas negras de la Fm. Raya han sido consideradas como la mejor roca madre de buen potencial petrolífero en todo el cretáceo de la cuenca del Ucayali.

En 1982, la Cooperación Técnica Peruano Alemana realizó entre otras pruebas la de Reflectancia de Vitrinita en acéite (Ro) y del índice de coloración de esporas para los Pozos Aguaytía-1x y Aguaytía 2X concluyendo que las lutitas de la Fm. Raya tienen características de roca madre potencial debido a su contenido de materia orgánica suficiente.

En el Pozo Aguaytía-1X, en la parte inferior de esta formación, se hizo una prueba de formación, del tipo DST-Oil, recuperándose lodo cortado con gas y agua salada.

Fm. Agua Caliente.

El Pozo 42-35-1X (SEPP, 1987) perforado en la estructura Mipaya, tuvo producción de gas en cantidades no comerciales en dicha formación.

En el área de Camisea, tanto en la estructura San Martín como Cashiriari, los pozos perforados dieron como resultado el descubrimiento de gas y condensado en esta unidad.

En el Pozo La Colpa (Occidental Petroleum Corporation of Peru, 1988, Lote 36) se encontraron 10m. de petróleo no comercial en el tope de dicha formación.

En el Pozo AG-1X se efectuaron dos pruebas de formación, del tipo DST-OH, una en la parte superior y otra en la parte inferior de la formación, recuperándose solamente agua de formación.

Fm. Chonta

Las lutitas de esta formación no son oscuras, ni bituminosas como en la cuenca Marañon, más bien son grises y los análisis de potencial de roca madre indican valores muy pobres.

En el área de Camisea, en la estructura Cashiriari se ha identificado acumulación de gas natural en las arenas basales de la fm. Chonta.

No se efectuaron pruebas de formación en esta unidad en Aguaytía

Fm. Vivian

En el Campo de Maquía, el reservorio principal es la Formación Vívian.

En el área de Camisea, en la estructura Cashiriari los pozos perforados dieron como resultado el descubrimiento de gas y condensado en las arenas de dicha formación.

En el Pozo AG-1X se efectuó una prueba de Fm., del tipo DST-OH, en la parte media de esta unidad, recuperándose sólo agua de formación.

Fm. Cachiyacu

En el pozo Aguaytía-1X se efectuó una prueba de formación, del tipo DST-OH, en el intervalo 5727'- 5986' recuperándose agua de formación.

5.3 Relación Tiempo-Temperatura (Método de Lopatin)

En 1971, N.V. Lopatin publicó un artículo en el cual describía un método simple para determinar la madurez de la materia orgánica en sedimentos tomando en cuenta los efectos del tiempo y de la temperatura. El desarrolló su "Índice Tiempo-Temperatura" de madurez (TTI). Este método tiene la capacidad de predecir las condiciones termales bajo las cuales los hidrocarburos pueden ser generados y preservados.

La implementación de este método empieza con una reconstrucción de la historia tectónica y deposicional de la sección geológica de interés, lo cual permitirá definir el tiempo y la profundidad de los sedimentos.

La temperatura se obtiene a partir de medidas efectuadas en los pozos perforados en el área y luego se calcula el gradiente geotérmico el cual generalmente se asume que es constante aunque sabemos que éste ha sufrido variaciones durante el tiempo geológico.

La Tabla N°1 muestra el índice de Tiempo-Temperatura para el área de Aguaytía con los datos de profundidad de sedimentos y de temperatura encontrados en el Pozo Aguaytía-2X.

De acuerdo con esta información, la Formación Contaya habría generado petróleo desde el Jurásico superior hasta el Terciario superior a partir del cual probablemente generó gas húmedo (1,244 unidades de TTI), estando los sedimentos actualmente en una etapa de generación de gas seco (valores de TTI de 2,625 unidades).

Siempre y cuando dichos sedimentos hayan tenido una adecuada cantidad de materia orgánica.

El Grupo Cabanillas habría generado petróleo desde el Cretáceo hasta el Terciario superior a partir del cual entró a una etapa de generación de gas húmedo, hasta la actualidad (1,543 unidades de TTI).

El Grupo Tarma-Copacabana habría entrado en la fase de generación de petróleo durante el Cretáceo superior y a fines del Terciario superior entró a una etapa de generación de petróleo, hasta la actualidad, con una gravedad API de 50° (1,250 unidades de TTI). Según la escala de madurez en base a valores del TTI (Waples D.W., 1980, pag.102).

La Formación Ene habría entrado en la ventana de petróleo a inicios del Terciario estando los sedimentos en la actualidad en una etapa de generación de petróleo con una gravedad API de 40° (333 unidades de TTI).

El Grupo Mito habría generado petróleo desde el Terciario inferior, encontrándose en la actualidad generando petróleo de gravedad API=40°

(219 unidades de TTI). Sin embargo esta secuencia no es considerada como roca con potencial generador en vista de su pobre contenido de materia orgánica, por ser sedimentos depositados en ambientes continentales, sometidos a fuerte oxidación.

El Grupo Pucará habría entrado en la fase de generación de petróleo durante el Terciario medio a superior encontrándose en la actualidad en el límite de la "ventana de petróleo" 134 unidades de TTI).

La Formación Sarayaquillo habría entrado en la fase de generación de petróleo durante el Terciario superior, encontrándose en la actualidad cerca del máximo pico de generación de petróleo (63 unidades de TTI). Sin embargo esta secuencia al igual que el Grupo Mitu no es considerada como roca con potencial generador por las mismas razones.

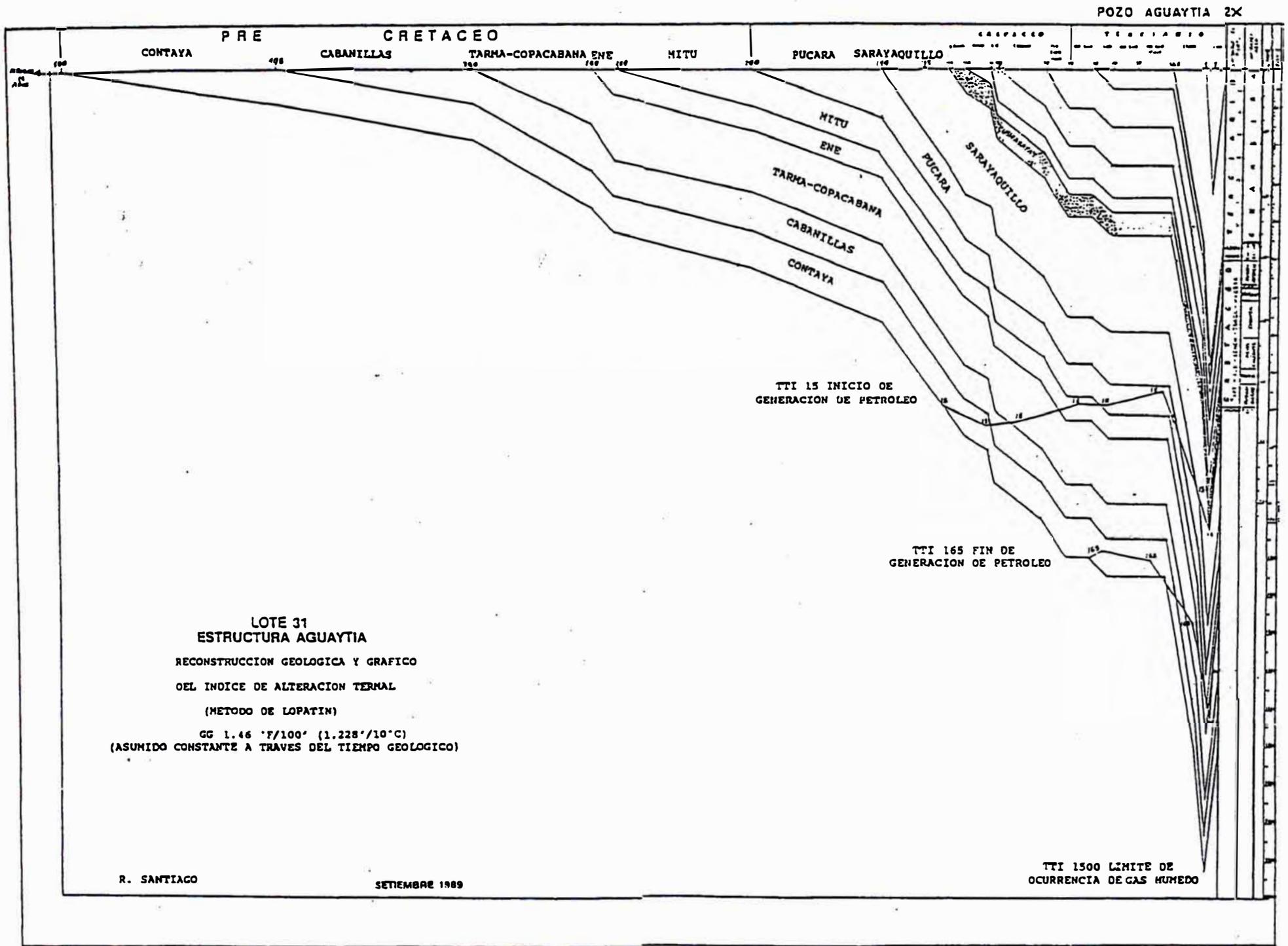
La Formación Cushabatay recién estaría por entrar a la ventana de petróleo (14 unidades de TTI).

El resto de Formaciones correspondientes a las secuencias Cretácica y Terciaria aún no habrían entrado a la fase de generación de petróleo en el área de Aguaytía pero si en áreas vecinas.

La Figura N°33 muestra la profundidad y el tiempo en la cual las formaciones habrían penetrado en la ventana de generación de petróleo.

En base a los análisis geoquímicos efectuados en Aguaytía se concluye que tanto el Terciario como el Cretáceo tienen un escaso potencial

FIGURA N 33



generador de hidrocarburos debido a su bajo contenido de carbono orgánico. De la secuencia Precretácea no hay datos geoquímicos, pero si los sedimentos han tenido una adecuada cantidad de materia orgánica es probable que estos sedimentos tengan un buen potencial generador de hidrocarburos dado que han penetrado a la ventana de petróleo.

5.4 Generación, Migración y Entrampe de hidrocarburos

El origen, migración y acumulación del petróleo ha sido el principal objeto de investigación durante las últimas décadas.

Mucho menos trabajo, proporcionalmente, ha sido hecho para el origen, migración y acumulación del gas natural.

Las acumulaciones de gas natural no asociado pueden considerarse ya sea que se han originado independientemente del petróleo o que ha tenido un origen común con el, pero que se han disociado subsecuentemente durante el tiempo geológico.

Varias teorías han sido desarrolladas para explicar la ocurrencia de gas sin petróleo asociado en una estructura, pero probablemente no hay una que explique satisfactoriamente todas las condiciones en un área dada.

Diastrofismo con metamorfismo, en el curso del tiempo geológico, ha sido defendido como el agente dominante. La migración ha sido desarrollada como el factor principal, debido a que el gas va delante del petróleo puede llenar completamente primero las trampas del reservorio.

Inclinación regional después del entrampamiento el cual redujo el área y el tamaño del cierre estructural tal que sólomente la parte llena con gas del reservorio permaneció en la trampa, ha sido sugerido para casos específicos. El ambiente de deposición de los sedimentos y los tipos de depósitos son algunas veces considerados los únicos factores.

Ahora bien en Aguaytía hay gas acumulado sólo en la parte superior de la Fm. Cushabatay y puede ser que el cierre vertical haya sido mayor pero debido al fallamiento inverso una parte de este gas se haya filtrado por las areniscas de la Fm. Agua Caliente.

Esto implica que la migración se llevó a cabo probablemente en el Mioceno dado que la inversión de la falla ocurrió en el Plioceno, pero aquí también cabe preguntarse por que ese gas que se filtró no se acumuló en la estructura Zorrillos dado que ésta se encuentra bien cerca de Aguaytía, asumiéndose entónces que la falla aguaytía actuó como sello.

Podría haber ocurrido también entrampamiento diferencial, es decir que el gas, al ir primero, ocupe las trampas mas bajas y el petróleo las mas altas. Este patrón va a depender del volúmen de gas disponible, porque si el volúmen de gas es menor que el volúmen de la trampa entónces tendríamos gas y petróleo juntos.

Si ésto último hubiera sido el caso puede haber pasado que al venir despues el agua arrastró al petróleo dejando sólomente al gas.

Es importante recordar el significado del Metano en la composición del gas natural. El metano tiene geológicamente una significativa solubilidad

en agua. Buckley, Hocott y Taggert (1958) hallaron concentraciones de algo más de 14 pies cúbicos de gas disuelto por barril (42 galones) de agua, principalmente metano, en aguas subterráneas de la región de la Costa del Golfo.

Ellos hallaron que en algunos casos el agua estuvo saturada de metano a la presión y temperatura de formación.

En solución, entonces, es probablemente un método primario por el cual el metano se mueve de una roca madre a una roca reservorio. Cualquier movimiento de un agua saturada con gas hacia una posición de baja presión causará alguna fuga de gas de la solución y se formarán glóbulos de gas. Después estos glóbulos de gas se empiezan a formar en la roca reservorio y se moverán en respuesta a la flotabilidad. Dado que un glóbulo por sí sólo no tiene la suficiente flotabilidad para elevarse, permanecerá quieto en el agua hasta que se le junten otros y adquiera el tamaño suficiente para elevarse.

Las principales diferencias teóricas conciernen a la distancia relativa de migración, es decir grandes rangos versus cortos rangos de migración desde el área de origen hasta el reservorio en el cual fue atrapado el gas.

Gussow (1954) enunció que que la migración regional o distante es esencial para acumulaciones comerciales de gas.

Irwin (1955) objetó lo anterior enunciando lo contrario.

Picard et al (1960) proporcionó ejemplos de acumulación diferencial local, directa mas bien que distante.

En otras palabras, la migración no necesariamente se realiza sobre grandes distancias, hay muchos ejemplos de campos de gas comerciales causados por cortos rangos de segregación.

A la luz de las consideraciones anteriores una posible teoría para explicar la distribución de gas en la Formación Cushabatay puede ser la siguiente:

Las condiciones de entrappe se empezaron a dar a partir del Jurásico Superior (Formación Sarayaquillo) y, es probable que por esos tiempos hayan migrado hidrocarburos del Oeste, dado que esa zona se encontraba mas hundida, pero estos hidrocarburos se diseminaron dado que no había una roca sello apropiada para entrappar estos hidrocarburos.

El intenso plegamiento, cabalgamiento y suave metamorfismo, tanto al Oeste de los Lotes 31/35 como en éstos mismos Lotes, que empezó a fines del cretáceo y culminó en el Terciario Superior (Plioceno) con el evento tectónico llamado Quechuno generó altas presiones anormales en los fluidos de formación y crecientes volúmenes de Metano evolucionaron como un producto de alteración de la materia organica e hidrocarburos en los estratos debilmente metamorfoseados.

Las aguas de formación bajo la influencia de altas presiones en la faja de sobreescurrecimientos se movieron lejos de de dicha faja transportando importantes volúmenes de Metano en solución.

El Metano en solución fue distribuido sobre la región por el movimiento de las aguas tanto buzamiento arriba como buzamiento abajo.

A medida que la presión regional declinó, crecientes volúmenes de Metano salieron de la solución y se acumularon en la trampa.

Parece que este volumen de Metano o no fue lo suficientemente grande como para acumularse en cantidades comerciales en otras estructuras aledañas a la de Aguaytía ó se diseminó al no encontrar las trampas adecuadas.

Algun tiempo después que el Metano evolucionó, pero durante tiempos del Plioceno, el dióxido de carbono evolucionó en la faja de sobreescurrecimientos ya sea como producto del metamorfismo de rocas carbonatadas silíceas o por alteración de la materia orgánica e hidrocarburos. Al igual que el Metano, el dióxido de carbono fue distribuido en solución dentro de las aguas de formación.

Para poder demostrar toda esta teoría tendría que hacerse un estudio detallado de la química del agua de formación mediante estudios de la relación que existe entre los átomos de carbono, es decir la diferencia que hay entre el carbono en el metano y el carbono en los petróleos crudos de la región.

Una investigación de la cantidad de metano y dióxido de carbono ahora disuelto en las aguas de formación en esta región podría ser útil.

RESERVAS DE GAS Y LIQUIDOS DE GAS NATURAL

Todos los estimados de las reservas de gas y condensado de Aguaytía que se han hecho hasta la actualidad estuvieron basados en una errada configuración estructural del yacimiento, es así como estos estimados varían entre $300 * 10^9$ hasta $900 * 10^9$ pies cúbicos standard (pcs) de gas.

Tanto los volúmenes de gas "in situ" como los estimados de reservas se efectuaron mediante el método volumétrico basado en una descripción detallada del reservorio y tomando en consideración la incertidumbre de los diferentes parámetros utilizando Simulación Montecarlo.

6.1 Volúmen In Situ de Gas Natural

El volúmen original 'in situ' de gas natural (GIIS) del reservorio Cushabatay en el yacimiento Aguaytía se ha estimado, mediante el método volumétrico en $0.321 * 10^{12}$ pies cúbicos standard (pcs). Este estimado se hizo en base al factor de volúmen Bg, al volúmen de roca Vb, la porosidad Q y la saturación de gas Sg

$$G = Vb * Q * Sg * Bg$$

donde: $Bg = Ps * ZT / Ts P$ (Bg en scf/ft³)

Ps y Ts son presiones y temperaturas standard y P,Z y T son las condiciones de reservorio.

Luego:

$$G = 0.043560 * Vb * Q * (1-Swi) * P / Z * T * 28.3$$

Los promedios de estos parámetros son los siguientes :

Volúmen rocoso	:	266,680 Acres-pie
Porosidad	:	18 %
Saturación de agua inicial	:	27 %
factor de compresibilidad	:	0.9062
Presión inicial del reservorio	:	3,720 psia
Temperatura del reservorio	:	232°F (692°R)
Condiciones standard:		
Presión	:	14.7 psia
Temperatura	:	60°F (520°R)

También se han estimado los volúmenes "in situ" de gas seco y Líquidos de gas natural (LGN) :

Gas Seco	:	0.303 * 10 ¹² pcs
Líquidos de Gas Natural	:	22.7 MMbbls
Gas Licuado de Petróleo	:	7.452 MMbbls
Condensado	:	15.269 MMbbls
Gas Natural	:	0.321 * 10 ¹² pcs

De acuerdo a la nomenclatura utilizada en la industria del petróleo y gas se considera como Gas Seco a la mezcla esencialmente de Metano y Etano (C_1+C_2), y Líquidos de Gas Natural (LGN) a la mezcla de hidrocarburos líquidos integrada por el Propano y más pesados (C_3+).

Dentro del LGN, la fracción C_3+C_4 se define como Gas Licuado de petróleo (GLP) y como Condensado a C_5+ .

6.2 Reservas Probadas

En reservorios de gas y condensado como el de Aguaytía, las reservas, en especial de LGN, dependen del esquema de explotación elegido y de la actividad del acuífero.

En la Tabla N° 2 se presentan los estimados de las reservas probadas del yacimiento Aguaytía bajo el esquema de explotación de depletación o agotamiento.

Generalmente un reservorio de gas condensado es explotado mediante el método de ciclaje, en el cual el gas producido es reinyectado al reservorio después de ser procesado en una planta de refrigeración o una planta de absorción (para extraerle la mayor cantidad de componentes C_3+). Esta inyección mantiene la presión del reservorio y empuja el gas original del reservorio hacia los pozos productores.

El proceso es muy eficiente pues se consiguen recuperaciones del orden de 80-85 % del condensado in situ, pero las inversiones son mayores y además se tiene que postergar la comercialización del gas hasta que haber inyectado por lo menos un 40 a 50 % del gas in situ.

Para solventar la mayor inversión requerida por una operación de ciclaje, es necesario estudiar el comportamiento futuro del reservorio mediante modelaje matemático composicional. Este tipo de modelo cuesta mas que los normalmente utilizados, pero permite un mejor grado de optimización de las operaciones de explotación.

6.3 Reservas Probables

En la Tabla N°2 también se presentan los estimados de las reservas probables del yacimiento Aguaytía.

Dichas reservas probables pasarían a ser probadas si es que se perfora un pozo en la Culminación Central del yacimiento.

El objetivo de dicho pozo sería producir gas y LGN de la Fm. Cushabatay y, estaría ubicado a 3,200 metros al S 19.5° O del pozo 31-33-2X y alcanzaría la profundidad final de 8,900 pies.

En esta ubicación se estima encontrar aproximadamente 230 pies de sección con gas del reservorio cushabatay desde la profundidad de 8,550 pies.

Esta nueva ubicación se muestra en la Figura N°15 y sus coordenadas, reservas y topes esperados se pueden ver en el siguiente cuadro:

Elevación (pies)	1,218.7
Coordenadas	
Norte (m)	1'157,080
Este (m)	801,920
Reservas (MMMpcs)	40.0
Reservorio Cushabatay	
Tope b.n.m. (pies)	-7,336
Prof. final (pies)	8,900

TABLA N° 2
YACIMIENTO AGUAYTIA
RESERVAS DE GAS Y LIQUIDOS DE GAS NATURAL

VOLUMENES IN SITU

PROBADO

-Gas Natural (10 ⁹ pcs)	321
-LIQUIDOS DE GAS NATURAL (LGN)	
. Condensado (MMBls)	15.269
. Gas Licuado de Petróleo (MMBls)	7.452
. Total LGN (MMBls)	22.721

PROBABLE

-Gas Natural (10 ⁹ pcs)	90
-LGN (MMBls)	6.408

RESERVAS PROBADAS

-Gas Natural (10 ⁹ pcs)	144
-LIQUIDOS DE GAS NATURAL (LGN)	
. Condensado (MMBls)	5.691
. Gas Licuado de Petróleo (MMBls)	2.404
. Total LGN (MMBls)	8.905

RESERVAS PROBABLES

-Gas Natural (10 ⁹ pcs)	40
-LGN (MMBls)	2.3

pcs : pies cúbicos standard

MMBls : Millones de Barriles

SETIEMBRE 1989

R. SANTIAGO

REFERENCIAS

- Bally, Albert W. & Oldow, John S., 1984; Plate Tectonics, Structural styles, and the evolution of Sedimentary Basins.
- Bellido, E., (1969); Sinopsis de la Geología del Perú: Bol. Serv. Geol. Min., N° 22, Lima.
- Benavides, V. & Valdivia, H., (1964); Sección columnar detallada río Urubamba, flanco norte del sinclinal de Ticumpinia: PETROPERU.
- Benavides, M.; Martínez, E., Polar H., 1988; Evaluación geofísica de la estructura Aguaytía-Lote 31: PETROPERU.
- Conselman, Frank B., 1968; Factors in exploration for Nonassociated Natural Gas: AAPG, Memoir 9, Volumen 2.
- Delgado P. Rory, 1987; Evaluación de registros, Pozo 4XD Aguaytía Sur, lote 31: PETROPERU.
- Forrest A. Garb, 1985; Oil and gas reserves classification, estimation, and evaluation: SPE, Marzo.
- Gonzales, G. y Pardo, A., 1977; Posibilidades petrolíferas de los lotes 31 y 35 - Ucayali Central: PETROPERU.
- Guevara, H.; Martínez, E.; Neyra, R.; Pardo, F., 1986; Evaluación sismoestratigráfica del área Aguaytía: PETROPERU.
- Harding T. P. and Lowell D., 1979; Structural Styles, their plate tectonic habitats, and hidrocarbon traps in petroleum provinces: AAPG
- Haun, John D.; Lucas, George B., 1968; Origin and accumulation of natural gas: AAPG, Memoir 9, Volumen 2.

- Jenks, W. F, 1951; Triassic to tertiary stratigraphy near Cerro de Pasco, Perú: Bull. Soc. Geol. Amer., 62, pp. 203-220
- Koch, E. & Blissenbach, E., 1962; Las capas rojas del cretáceo superior - terciario en la región del curso medio del río Ucayali, oriente del Perú: Bol. Soc.Geol. Perú, t. 39.
- Kummel, Benhard, 1948; Geological reconnaissance of the Contamana region, Perú: Bull. Geol. Soc. Amer.; Vol.59; N°12, pp. 1217-1265.
- Levin, P., 1974; Die Pucará-Sedimente im Chanchamayo-Gebiet in Ost-Perú: Geol. Rdsch., 234-255.
- Macedo, Luis, 1976; Influencia del área de contaya en la sedimentación del Paleozóico y Mesozóico en el área del Ucayali Central.
- Mc Laughlin, D. H., 1924; Geology and Physiography of the Peruvian Cordillera, Departments of Junin and Lima: Bull. Geol. Soc., Amer., Vol. 35, pp. 591-632.
- Megard, F., 1967; Commentaire d'une coupe schématique a travers les andes Centrales du Pérou: Rev. Géogr. Phys. Géol. Dyn. Vol. IX, fasc. 4, pp. 335-346.
- Mobil Oil Co., 1962-1968; Información de la perforación de los pozos 1X y 2X Aguaytía.
- Mohler, H. P., 1986; Estratigrafía de los lotes 38/42 (Cuenca del Ucayali), lotes 49/51 (Cuenca de Madre de Dios) Faja Subandina, Perú: SEPP.
- Moran, R. M.; Fyfe, Douglas, 1933; Geología de la región del Bajo Pachitea: Bol. ofic. de la Dir. de Minas e Ind.; Año XII, N°41.

- Muller, H., 1982; Estudio Palinológico del Mesozóico y Cenozóico de la Cuenca Ucayali. Informe de la Cooperación Técnica Peruano-Alemana (no publicado).
- Newell, N. D., y Tafur, Issac, 1943; Ordovícico fosilífero en la selva oriental del Perú: Bol. Soc. Geol. Perú, T. 14-15, pp. 5-16.
- Newell, N. D., 1945; Investigaciones geológicas en las zonas circunvecinas al Lago Titicaca: Bol. Soc. Geol. Perú, T. 18; pp. 44-68.
- Newell, Norman D., 1949; Geology of the lake Titicaca region, Perú and Bolivia: Geol. Soc. Amer., Mem. 36.
- Pariguana M., Antonio, 1987; Informe sobre el V.S.P y Sismograma Sintético del Pozo 3X Aguaytía. Lote 31.
- Proyecto Desarrollo Gas Natural, 1987; Proyecto gas Aguaytía-estudio de factibilidad: PETROPERU.
- Ruegg, W., 1947; Estratigrafía comparada del Oriente Peruano Bol. Soc. Geol. Perú, t. 20, pp. 57-100.
- Sanz, Víctor, 1985; Presente y futuro de la exploración petrolera en las cuencas subandinas del Perú: II Simposio Bolivariano Exploración Petrolera en las Cuencas Subandinas.
- Sierra, José; Tomaylla, E.; Sarango E.; Oré J., 1987; Estudio de explotación de gas natural Yacimiento Aguaytía: PETROPERU.
- Sheriff, Robert E., 1980; Seismic Stratigraphy: Boston, International Human Resources Development Corporation, 227 p.
- Sotomayor, Fernando, 1974; Explotación del Yacimiento de gas de Aguaytía para recuperación de condensados, Estudio de Factibilidad: PETROPERU.

- Stephenson, Eugene A., 1968; Estimation of natural gas reserves: AAPG, Memoir 9, Volumen 2.
- Vargas J. M., 1977; Evaluación geológica del Yacimiento Aguaytía, Ucayali Central (Lote 31): PETROPERU.
- Vargas J. M.; Vargas F. S., 1985; Posibilidades petrolíferas del Precretácico en el oriente del Perú: PETROPERU.
- Velarde, Pedro, 1977; Posibilidades petrolíferas en la Cuenca Ucayali; PETROPERU.
- Velarde, P.; C. Bustamante y O. Reategui, 1978; Evaluación geológica preliminar de las sub-cuencas Ucayali y Madre de Dios: PETROPERU.
- Waples, D. W., 1980; Organic Geochemistry for Exploration Geologists: Minneapolis, Burges Publishing Company, 151 p.