

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE CIENCIAS



**ESTUDIO SISMO-ESTRATIGRAFICO DE LA CALIZA
K. TAMABRA EN EL AREA "CHINAMPA", VER.**

T E S I S

**QUE PARA OBTENER EL GRADO DE
MAESTRO EN CIENCIAS
(Geofísica)**

P R E S E N T A

ISRAEL HERNANDEZ ESTEVEZ

CIUDAD UNIVERSITARIA, MEXICO.

1972



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

ESTUDIO SISMO-ESTRATIGRAFICO DE LA CALIZA K. TAMABRA
EN EL AREA "CHINAMPA", VER.

APROBADO:

Dr. Julián Adem Chain
(Presidente)

Dr. Cinna Lomnitz Aronsfrau
(Vocal)

Dr. Harold S. Dutton
(Vocal)

M. en C. Luis del Castillo G.
(Vocal)

Dr. Surendra Pal
(Secretario)

M. en C. Servando de la Cruz R.
(Suplente)

M. en C. Jaime Martínez Ramos
(Suplente)



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA

CIUDAD UNIVERSITARIA

FACULTAD DE CIENCIAS
Sección Escuelas
Exp. Núm. 35

Cf. Núm. 2812

ING. ISRAEL HERNANDEZ ESTEVEZ
p r e s e n t e

En vista de que el jurado correspondiente ha dictaminado que el trabajo que desarrolló usted sobre el tema "ESTUDIO SISMO-ESTRATIGRAFICO DE LA CALIZA K. TABABRA EN EL AREA "CHINALEFA", VER.", como tesis para obtener la Maestría en Ciencias (Geofísica), ha dado su fallo aprobatorio, puede usted proceder a elaborar las copias correspondientes a dicho trabajo.

Reitero a usted las seguridades de mi atenta y distinguida consideración.

Atentamente
"POR LA RAZA MAELARÁ EL ESPIRITU"
México, D.F., 14 de diciembre de 1971
EL SECRETARIO

DR. EUCARICO LOPEZ COCHTERENA



La *Jef.

CIUDAD UNIVERSITARIA
FACULTAD DE CIENCIAS
SECC. ESCUELAS

Dedico este trabajo

Con infinito cariño

A Silvia, mi esposa y mi mejor amiga;

A Sivie, Daniel y Ricardo, mis hijos;

A mi madre, a la memoria de mi padre y

A mis hermanos.

Con gratitud

A mis maestros y

A mis compañeros .

Como estímulo

A mis alumnos

A mis familiares y

Amistades .

Con reconocimiento: A PETROLEOS MEXICANOS, especialmente a la Gerencia de Exploración y a la Superintendencia General de Ingeniería de Yacimientos,

AL INSTITUTO MEXICANO DEL PETROLEO, particularmente a la Subgerencia de Tecnología de Exploración

y a todas las personas que en alguna forma contribuyeron para hacer posible este trabajo.

Los datos que se usaron para realizar esta Tesis son propiedad y fueron proporcionados por las autoridades competentes de Petróleos Mexicanos, a quienes el autor patentiza su agradecimiento por ello y por autorizar la publicación de los resultados obtenidos en este trabajo.

- C O N T E N I D O -

	Pág.
INTRODUCCION	1
LOCALIZACION DEL AREA ESTUDIADA (Plano anexo)	4
SUMARIO ESTRATIGRAFICO	6
Basamento, Jurásico Medio	7
Jurásico Superior	8
Cretácico Inferior	9
Cretácico Medio	10
Cretácico Superior	13
Terciario	14
Rocas Igneas	15
DESCRIPCION DEL ANEXO I	
Cima K. Tamabra	16
Isopacas del K. Tamabra	16
Isoporas del K. Tamabra	17
Isopermas del K. Tamabra	21
TABLA ESTRATIGRAFICA	22
ANTECEDENTES SISMOLOGICOS:	
Método empleado para obtener la señal sísmica	23
Resultados obtenidos en el "Prospecto Chinampa"	28
Ley de Velocidades usada	29

	Pág.
METODOS NUMERICOS	
Bases Teóricas de los procesos usados	30
Diagramas de flujo y Programas	40
METODO DE TRABAJO ESTABLECIDO PARA EXTRAPOLAR DATOS ESTRATIGRAFICOS DE LOS POZOS PETROLEROS A LAS EXPLORACIONES SISMICAS.	
Bases Teóricas	44
Ventana Estructural	50
Características de la Traza Sísmica	51
Traza Piloto y Cálculo de Coeficientes de Correlación.	
Correlación de ρ con la porosidad	53
Factores que afectan a ρ ($\phi, \rho(x_i, y_i)$)	54
APLICACION DEL METODO Y RESULTADOS OBTENIDOS	
Resultados de las 6 primeras correlaciones hechas	57
Análisis de las causas que influyeron en los resultados.	62
Resultados de las 3 correlaciones hechas en segundo intento y comparación con las anteriores:	64
INTERPRETACION DE RESULTADOS	70
LIMITACIONES DEL METODO	72
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	73
BIBLIOGRAFIA Y CREDITOS	76
ANEXOS	
No. I Plano No. 1 Configuración Estructural Ci	

ma K. Tamabra (en m bajo el nivel del Mar)

Plano No. 2 Isopacas del K. Tamabra (en Metros)

Plano No. 3 Isoporas del K. Tamabra (en porcentaje)

Plano No. 4 Isopermas del K. Tamabra (en milidarcys)

No. II SECCIONES SISMOLOGICAS Nos. 6, 7, 9 y 11

No. III GRAFICAS DE LAS TRAZAS DISCRETIZADAS EN LA VENTANA ESTRUCTURAL ESTABLECIDA, POZOS Nos. 114, 120, 124, 138, 140, 141, 156, 159, 7-55 y 7-77 en Tamabra y J. Casiano 9 en Abra.

No. IV GRAFICAS DE COEFICIENTES DE CORRELACION CON RESPECTO A:

P.T 9-57, Plano No. 5

P.T.605 Plano No. 6

P.T. 6-01 Plano No. 7

P.T. 9-55 Plano No. 8

I N T R O D U C C I O N

I N T R O D U C C I O N

El avance que actualmente alcanzan los métodos matemáticos y su aplicación a todas las ciencias nos presentan un panorama muy amplio de investigación y utilización de los avances obtenidos a las tecnologías de exploración y explotación de los recursos naturales, particularmente los de tipo extractivo, y muy especialmente los hidrocarburos.

La demanda nacional de energéticos incrementa la necesidad de aumentar las reservas de hidrocarburos, por lo que se palpa la necesidad de utilizar métodos cada vez más elaborados que echen mano de las nuevas herramientas de trabajo como son las computadoras, para procesar toda la información que se tiene y que posiblemente se le pueda sacar mas provecho del que ha rendido hasta ahora.

De los métodos geofísicos de exploración en uso, ha sido el Sísmico de Reflexión el que más resultados positivos ha dado en la búsqueda de hidrocarburos, especialmente en lo que a los rasgos estructurales se refiere, sin embargo es ra

zorable pensar que dentro de la señal sísmica que se obtiene como respuesta de los horizontes reflectores del subsuelo, - hay una gran cantidad de información que no ha sido totalmente aprovechada. Es el objeto de este trabajo tratar de establecer en forma cuantitativa las variaciones laterales que sufren esas señales y relacionarlas con las variaciones laterales de las propiedades físicas de las rocas que las provocan.

Los cambios ocurridos en las propiedades físicas de las rocas de una formación potencialmente petrolera, son particularmente importantes porque constituyen trampas de tipo estratigráfico ya que significan aumento o disminución de densidad, porosidad, permeabilidad, contenido de fluidos, etc.

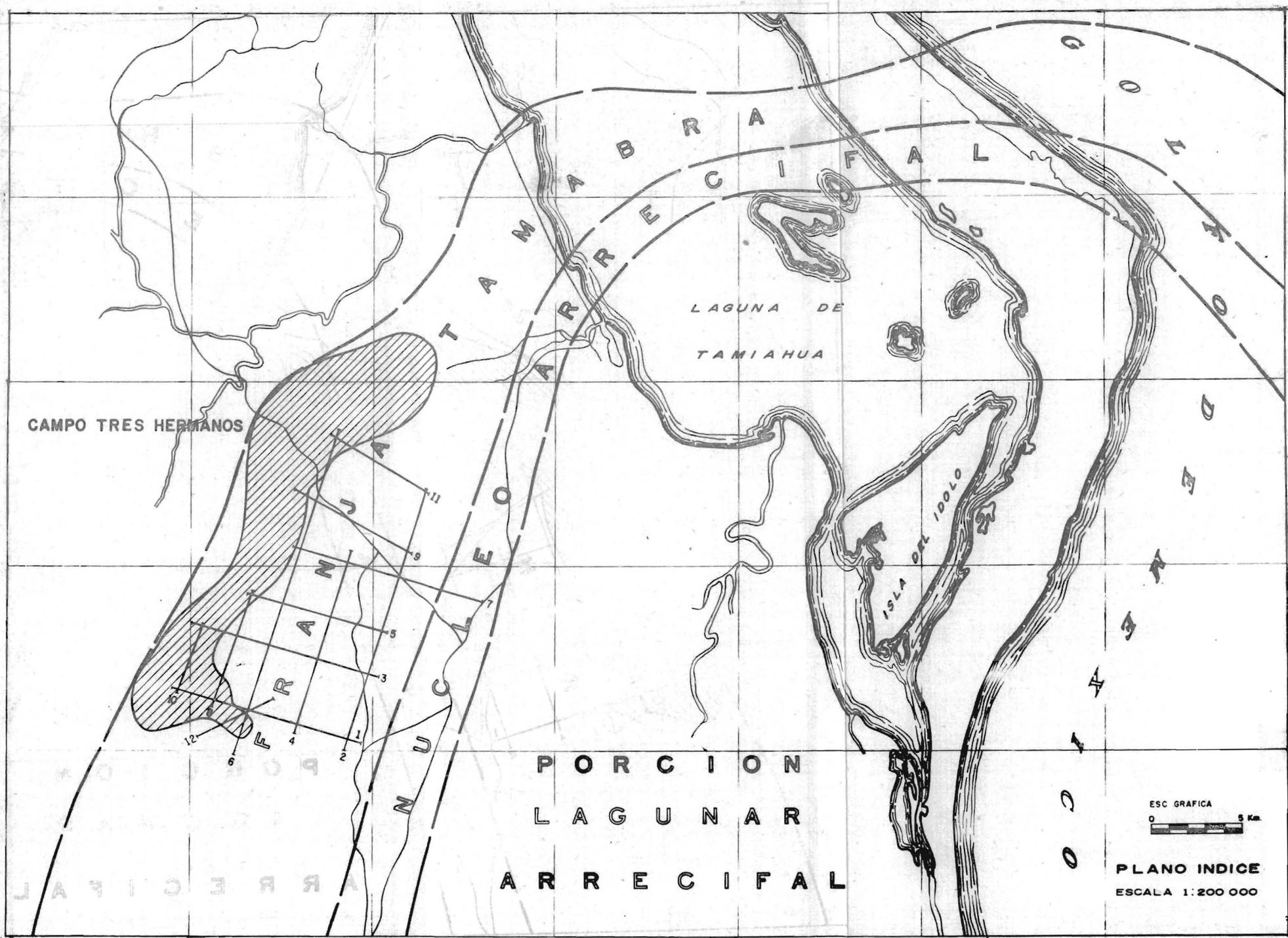
El estudio de trampas estratigráficas es cada vez más importante porque en la mayoría de las provincias petroleras las trampas estructurales ya han sido probadas con la barrena en un porcentaje elevado.

Dicho en otras palabras, es necesario tratar de aprovechar de la señal sísmica no solo su información estructural sino también su posible contenido de información estratigráfica.

Con este objetivo se escogió el área del "Prospecto - Chinampa" como piloto ya que reúne las condiciones adecuadas que son propias para este tipo de estudios como son: el trabajo fué llevado a cabo por el método de P.R.C., el área está ligada al campo petrolero de "Tres Hermanos" del cual hay bastante conocimiento geológico, además de los pozos de Tantima y Tamalín que aportan conocimientos sobre las condiciones estructurales y estratigráficas del área.

Se expone el método utilizado, así como sus alcances - confiabilidad y normas a seguir en lo sucesivo para mejorarlo.

LOCALIZACION DEL AREA ESTUDIADA



CAMPO TRES HERMANOS

LAGUNA DE
TAMIAHUA

ISLA DEL 1000

PORCION
LAGUNAR
ARRECIFAL



PLANO INDICE
ESCALA 1:200 000

97°42' W

LOCALIZACION DEL AREA ESTUDIADA

En el "Plano de Localización" se ilustra ésta como sigue:

a) GEOGRAFICA

En el extremo norte del Estado de Veracruz, en los Municipios de Tantima y Tamalín se encuentra el área estudiada que abarca 250 Km² aproximadamente, de los cuales 150 corresponden al prospecto Chinampa cubierto sismológicamente, - en tanto que el resto pertenece a las áreas de influencia de los pozos Tantima y Tamalín, así como los correspondientes al campo "Tres Hermanos", entre los paralelos de 21°30' y 21°21' de Latitud Norte y los Meridianos de 97°39' y 97°50' de Longitud Oeste.

Fisiográficamente se encuentra en la Planicie Costera del Golfo.

b) GEOLOGICA

Dentro de la Cuenca Sedimentaria de Tampico - Misantla, sobre la Plataforma de Tamaulipas, encontramos el área objeto de este estudio, en la Franja Tamabra y sólo la Línea No. 7 cruza dicha franja y se interna en el Núcleo Arrecifal.

Limita al Norte con la estructura de Rancho Nuevo, al Sur con las estribaciones de la Sierra de Tantima, al Este con la Faja de Oro y al Oeste por el alto Granítico de la Aguada-Pitahaya.

SUMARIO ESTRATIGRAFICO

SUMARIO ESTRATIGRAFICO

De acuerdo con estudios paleontológicos y litológicos se ha establecido la secuencia estratigráfica de las formaciones de esta área. Dicha secuencia es normal y se pueden observar formaciones que van del Jurásico Medio al Oligoceno Medio con excepción del Eoceno Inferior que no se encuentra representado, se presentan además, pequeñas discordancias locales, especialmente, al W del área.

A lo largo de la columna geológica establecida, se observan variaciones litológicas, cambios de facies y biofacies que constituyen un atractivo especial desde el punto de vista petrolero, particularmente en lo que toca a acumulación por lo que es sumamente importante el análisis de esos cambios que se lleva a cabo a través del muestreo de los pozos, los núcleos que en ellos se cortan y los registros geofísicos de todos tipos que se corren actualmente. Pero es también sumamente importante, y es el objeto de este trabajo - que esos cambios sean analizados a la luz de las nuevas técnicas a partir de los Registros Sismológicos.

A continuación se hace una descripción generalizada de la litología y condiciones de depósito de cada una de

las formaciones presentes en la columna estratigráfica de este campo. Anexo se encontrará la tabla estratigráfica establecida para el mismo.

B A S A M E N T O

Las rocas que constituyen el basamento son principalmente plutónicas e hipabisales. Las características petrológicas de las mismas han permitido su clasificación en el área de Pitahaya dentro de la familia Granodiorítica y de Pórfidos Granodioríticos en las fases marginales. Al Noroeste del área citada las rocas del basamento pertenecen a la familia Granítica porque contienen mayor cantidad de Ortoclasa.

JURASICO MEDIO. BATONIANO BAJOSIANO

Formación Cahuwasas (correspondiente a la formación Lechos - Rojos). Sedimentos formados a expensas de rocas preexistentes en medio subacuoso continental en condiciones semiáridas con temperaturas más o menos elevadas con participación de procesos fluviales. Estos materiales rellenan las partes bajas de la topografía anterior al jurásico superior.

El espesor máximo medido es de 550 m. en esta for--

mación el cual es variable en distintas localidades en algunas de las que llega a desaparecer, inclusive.

JUPASTICO SUPERIOR CALLOVIANO

Formación Tepexic. Durante el Calloviano se observa la primera transgresión sobre los sedimentos continentales preexistentes. Estos sedimentos se acumulan como producto de la acción erosiva del mar sobre los altos topográficos existentes rellenando las partes más profundas en forma de detritos que se mezclan con constituyentes calcáreos producto de acción orgánica y precipitación química. El medio ambiente de depósito es Epinerítico a Costero con corto desarrollo de transporte. Se encuentra representada esta formación en los pozos "Tres Hermanos" 106 y 133.

JURASICO SUPERIOR, KIMMERIDGIANO

Formación Tamán. La formación Tamán fué depositada durante la transgresión de aguas someras ya que presenta lutitas, material bituminoso, pirita y amonitas. Dichos sedimentos cubren depresiones y elevaciones preexistentes con excepción de la gran masa positiva que se encuentra al oeste del área en estudio. Es de hacerse notar la presencia de calizas -

oolíticas y clásticas que son producto de oscilaciones en la posición del avance gradual de los mares hacia las zonas positivas. A estas calizas se les conoce como Formación San Andrés, que es la facies oolítica de la Tamán. Dichas calizas son rocas potencialmente productoras de hidrocarburos por sus características genéticas de porosidad y de permeabilidad.

JURASICO SUPERIOR, TITONIANO

Formación Pimienta. Las condiciones de formación de calizas oolíticas y clásticas que se presentaron durante la deposición de la formación Tamán prevalecen durante la deposición de la formación Pimienta. La transgresión que se inició durante la depositación de la formación anterior continúa y la invasión de este tipo de sedimentos sobre la masa positiva hacia el oeste es notoria en los acúñamientos que se presentan en esa dirección. En la formación Pimienta se presentan además capas delgadas de bentonita como característica de esta formación.

CRETACICO INFERIOR

Neocomiano - Aptiano. Formación Pamaulipas Inferior. Durante la depositación de esta formación suponemos la existencia

de movimientos de tipo transgresivo que cambiaron los medios de depósito del Jurásico al Cretácico. En la base del Neocómano se desarrollaron calizas clásticas, (Calcarenitas) que constituyen la evidencia de la presencia de esta transgresión. El porcentaje de Carbonato de Calcio aumenta hacia la parte central de la formación y presenta además delgados cuerpos arcillosos entre los bancos calcáreos mismos que se presentan en superficies rugosas que sugieren cambios temporales que no permitieron la secuencia continua de depósito.

Horizonte Otates. Hacia el fin del Aptiano se presenta un cuerpo de espesor variable no mayor de 5 m. constituido principalmente de material arcilloso y calizas impuras de color negro. Estos materiales se depositaron debido al movimiento oscilante epirogenético durante un lapso relativamente corto de tiempo y nos marca la división entre las calizas denominadas Tamaulipas Inferior y las Tamaulipas Superior que mencionaremos a continuación.

CRETACIO MEDIO, ALBIANO - CENOMANIANO

Formación Tamaulipas Superior. Superpuesto al Horizonte Otates aparecen cuerpos calcáreos en los que disminuye en forma rápida el material arcilloso y aumenta el contenido de Carbonato de Calcio, esto sugiere el aumento en la profundidad ba

timétrica de depósito. Estos sedimentos corresponden a la facies Pelágica del Albiano-Cenomaniano.

Formación Tamabra. Se presenta como un cambio lateral de facies del Tamaulipas Superior y en algunas partes del área de "Tres Hermanos" superyaciendo a esta última formación, pertenece a la misma edad Albiano-Cenomaniano y está constituida por calizas de tipo prearrecifal, periarrecifal formadas por corrientes de turbidez y calizas de tipo criptocristalino debido a precipitación química por sobresaturación de Carbonato de Calcio, todo esto implica cambios horizontales y verticales de facies. Las condiciones locales de depósito fueron de aguas someras precisamente en las áreas de máxima carbonatación, se observan también procesos diagenéticos y metasomáticos que deben haber actuado posteriormente al depósito. Esta formación es particularmente importante ya que es la formación productora de hidrocarburos de gran parte de la Zona Norte muy especialmente en el Distrito al que pertenece el campo de "Tres Hermanos".

CONSIDERACIONES PETROLOGICAS

En términos generales, esta formación consta de calizas bioquímicas y bioclásticas, principalmente. En las bioquímicas se observan la presencia de microfósiles, mientras

que en las segundas se observan las características macrofoslíferas, brechas arrecifales, calcarenitas y calcirruditas.

Las calizas bioquímicas presentan texturas cripto--- cristalina y microcristalina fina con alto contenido de foraminíferos, espículas de esponja y radiolarios. El color de estas calizas es blanco a crema y café por efecto de la im--- pregnación de aceite en las porciones cretosas que se presentan con mayor porosidad y menor grado de endurecimiento que el resto de los cuerpos calcáreos.

Las calizas bioclásticas constituyen generalmente coquinas y pseudocoquinas de testas de moluscos y fragmentos de restos de macroorganismos que se disponen en forma más o menos tabular cementados principalmente con caliza clástica fina a gruesa, producto, probablemente de la destrucción de restos orgánicos preexistentes. El color que presentan estas calizas varía de blanco a crema, con zonas grises y cafés por impregnación de aceite.

Las calcarenitas y las calcirruditas están formadas por conchas y restos de ellas transportadas que forman las calizas bioclásticas, y de granos detríticos de calizas y calcita de tamaños fino a grueso. Se presentan además escasos granos de cuarzo y oolitas.

Las texturas que se observan en estas calizas son: Microcristalina, fina a media, de aspecto sacarideo por recristalización y brechoide y pseudobrechoide.

POROSIDAD Y PERMEABILIDAD

En la formación Tamabra se presenta la acción de procesos metamórficos y diagenéticos que afectan la porosidad y permeabilidad primarias.

Estos procesos han actuado en forma diferencial con relación a las propiedades físicas de la roca original. Los procesos metamórficos que se observan operan principalmente por substitución y los diagenéticos por presión e infiltración de aguas.

Los tipos de porosidad que se observan con mas frecuencia son:

- i) Porosidad Inter cristalina,
- ii) Porosidad Intergranular,
- iii) Porosidad Cavernosa (escasa) y
- iv) Porosidad por fracturamiento (muy escasa)

CRETACICO SUPERIOR, TURONIANO

Formación Agua Nueva. Durante el depósito de esta formación predominaron las condiciones neríticas con oscilaciones debi-

das a un mar regresivo que motivó una alternancia -
entre calizas color crema y lutitas negras.

CRETACICO SUPERIOR, CONIACIANO - SANTONIANO

Formación San Felipe. Consiste esta formación principalmen-
te de calizas y calizas margosas y bentoníticas, duras a semi-
duras de color gris claro a gris verdoso con intercalaciones
delgadas de bentonita que dan al conjunto un aspecto bandeado.
Durante el depósito de la Formación San Felipe hubo actividad
volcánica que originó las frecuentes intercalaciones de mate-
riales piroclásticos que dieron por resultado por alteración,
las capas de bentonita antes aludidas.

CRETACICO SUPERIOR, CAMPANIANO. MAESTRICHTIANO

Formación Méndez. Se presenta constituida principalmente por
depósitos arcillo-calcáreos que gradúan a condiciones margo--
sas a arcillosas muy fosilíferas, con coloraciones gris claro
a gris verdoso.

TERCIARIO: PALEOCENO - OLIGOCENO

Tal como se muestra en la Tabla Estratigráfica, el
Terciario en esta área está representado por las formaciones
siguientes:

Velasco Basal, Inferior y Medio; Discordancia que -

abarca todo el Eoceno Inferior: Guayabal, Chapopote, Horcones, Palma Real Inferior y Superior. El Oligoceno Superior, (Aquitaniano) no se encuentra representado en el área motivo de este estudio.

La diferenciación de estas formaciones se hace por métodos paleomicrontológicos ya que existen semejanzas litológicas muy marcadas entre ellas.

Las condiciones de depósito se pueden generalizar en dos tipos de facies. una de tipo Flysh, constituida por areniscas calcáreas y margas alternantes en capas delgadas, características de mares poco profundos, y otras cuya petrología indica condiciones batimétricas más profundas, constituidas -- principalmente por lutitas homogéneas y en forma local, capas delgadas de material piroclástico que se altera para constituir sedimentos de tipo bentonítico.

Durante el Paleoceno y el Eoceno los sedimentos muestran características orogénicas, y durante el Oligoceno sus características son epeirogenéticas.

ROCAS IGNEAS

Es de hacer notar la presencia de cuerpos intrusivos que se presentan en forma de diques y sills en el Campo Tres Hermanos. Dichas intrusiones han ocasionado pirometamorfismo

y ocasionalmente, fracturamiento en los sedimentos entre los que se encuentran.

A N E X O I

Como un corolario estratigráfico se presentan los planos números 1, 2, 3 y 4 de los que se hace una breve descripción a continuación.

Se presenta la configuración de la Cima de la formación K. Tamabra (Plano No. 1) en la que se muestra el relieve topográfico en metros bajo el Nivel del Mar, de dicha formación. Se marca la presencia de ejes estructurales y de fallas gravitacionales, que se deben principalmente a las condiciones de depósito, es decir, la topografía preexistente se refleja en la formación aludida, la cual se vió ligeramente alterada por efectos de compactación diferencial durante los procesos de litificación, ocasionando los asentamientos y arqueamientos que se ilustran.

Este tipo de fenómenos, en calizas, propicia el desarrollo de porosidades secundarias, las cuales se distribuyen en forma gradual a lo largo de toda la llamada "Franja Tamabra" que implican los cambios laterales de facies que constituyen posibles entrampamientos de hidrocarburos.

El plano No. 2, Isopacas de esta formación que mues-

tra las variaciones de espesor, desde la línea "cero", la mas occidental, que sitúa el principio del acuífero, se observa el aumento de espesores hacia el oriente, todos estos valores se tomaron de los resultados de las perforaciones de pozos petroleros en la parte oriental del área estudiada.

La variación de espesores no se extrapoló a la parte cubierta exclusivamente con sismología considerando el espesor reducido de la formación en estudio. No se descarta la posibilidad de hacerlo para formaciones o intervalos más potentes.

De acuerdo con los registros eléctricos tomados en los pozos petroleros, en los análisis petrofísicos de los núcleos que también de ellos se obtuvieron y de estudios de cambios de presiones de fondo en el yacimiento, se hizo un análisis de porosidades y permeabilidades en todos los pozos que atravesaron la formación de cima a base. En cada caso se zonificó el intervalo total atravesado de la formación importante, en espesores de acuerdo a sus porosidades y permeabilidades y se obtuvo un promedio pesado representativo de cada pozo.

Para la porosidad, los cálculos se llevaron a cabo a partir de la fórmula de Archie:

$$S_w = \sqrt{\frac{F \quad R_w}{R_t}} \quad \text{---} \quad \textcircled{1}$$

S_w = Saturación de agua en la zona no contaminada.

F = Factor de resistividad de la formación.

R_w = Resistividad del agua de la formación.

R_t = Resistividad de la formación en la zona no con-
taminada.

Para cada cálculo se toman en cuenta diversos parámetros como son: espesor del intervalo, temperaturas en la superficie y en el intervalo estudiado; resistividad del fluido de perforación a las temperaturas superficial y del intervalo aludido; diámetro del pozo y las medidas de resistividad en $\Omega \text{m}^2/\text{m}$ y de potencial natural en milivolts, tomadas del registro eléctrico. Intervienen además algunas constantes que dependen de las condiciones litológicas del intervalo, principalmente. El cálculo se efectúa utilizando los nomogramas calculados y publicados por la Compañía "Schlumberger".

Independientemente de la rutina de trabajo usada a base de gráficas y tablas precalculadas, la explicación matemática simplificada del cálculo de porosidades sería:

De la fórmula de Archie $S_w = \sqrt{\frac{F \quad R_w}{R_t}} \quad \text{---} \quad \textcircled{1}$

$$\therefore F = \frac{Sw^2 Rt}{Rw}$$

De acuerdo con Humble, el factor de resistividad de la formación en función de la porosidad es.

$$F = \frac{0.62}{\phi^{2.15}} ; \text{ Para Archie } F = \frac{1}{\phi^m} \text{ (para las calizas } m = 2)$$

$$\text{por lo que } \frac{Sw^2 Rt}{Rw} = \frac{1}{\phi^2} \therefore \phi = \sqrt{\frac{Rw}{Sw^2 Rt}} \quad \text{--- (2)}$$

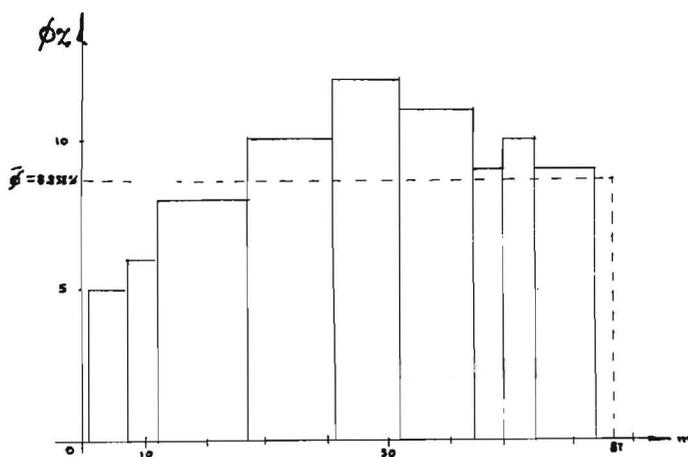
Estos cálculos se llevan a cabo, como se dice anteriormente, para cada intervalo zonificado de la formación interesante desde el punto de vista petrolero, y los resultados se obtienen como indica el ejemplo siguiente:

POZO No. 227					
Espesor	Intervalo de:	a:	Sw(Frac.)	ϕ (Frac.)	Notas
1	1963	1964	-	-	Compacto
6	1964	1970	0.33	0.05	Prod.de Gas
5	1970	1975	0.31	0.06	" "
15	1975	1990	0.28	0.08	" " y de aceite.
14	1990	2004	0.22	0.10	Prod.de Aceite
11	2004	2015	0.20	0.12	" "
12	2015	2027	0.22	0.11	" "
5	2027	2032	0.29	0.09	" "
5	2032	2037	0.23	0.10	" "

Espesor	Intervalo		Sw(Frac.)	ϕ (Frac.)	Notas:
	de:	a:			
10	2037	2047	0.46	0.09	Alta saturación de agua.
3	2047	2050	-	-	Compacto

Espesor total: 87 m

$$\bar{\phi} = 0.08838 \text{ (Frac.)} = 8.838\%$$



POZO No. 227

HISTOGRAMA REPRESENTATIVO DE LOS CALCULOS INDICADOS.

Fig. No. 1

Este tipo de cálculo se llevó a cabo en cada pozo que atravesó la formación Tamabra. El histograma muestra la relación entre la porosidad de intervalo y la asignada a toda la -

formación. Con los datos obtenidos se elaboró el plano No. 3, que muestra las variaciones de porosidad en el área estudiada.

Con el Método de C. S. Mathews que toma en cuenta -- las presiones del yacimiento, compresibilidad del gas, del -- aceite y del agua, se hizo un estudio completo en el Campo -- Tres Hermanos que ha registrado incrementos de presión periódicamente. El resultado se presenta en el plano No. 4 en Mi lidarcys con permeabilidad promedio de 33 mD.

TABLA ESTRATIGRAFICA.

NOMENCLATURA EUROPEA			CUENCA SEDIMENTARIA DE TAMPICO		Campo Tres Hermanos			
ERA	PERIODO	EPOCA	EDAD	FORMACION	FORMACION			
CENOZOICO	TERCIARIO	OLIGOCENO	SUP.	AQUITANIANO	Mesón (Om) Escobal (Oc) Coahuila (Oc)	/		
			MED.	CHATTIANO	Alozán (Oa) P. Real Sup. (Oprs)	Palma Real Sup.		
			INF.	RUPELIANO LAFORFIANO	Palma Real Inferior (Opril) Horcones (Oh)	Palma Real Inf. Horcones		
			SUP.	LUDIANO BARTONIANO	Chapopote (Ec) Tonoyuca (Et)	Chapopote		
			MED.	AUVERSIANO LUTECIANO	Guayabal (Eg) Tempool (Etp)	Guayabal		
			INF.	YPRESIANO SPARNACIANO	Aragón (Ea) Velasco Sup. (Evs) Chicamoc Inf. (Eci)	/		
		PALEOCENO			LANDENIANO	Chicamoc Med. (Pcm) Velasco Med. (Pvm)	Velasco Med.	
					MONTIANO	Chicamoc Inf. (Pci) Velasco Inf. (Pvi)	Velasco Inf.	
					DANIANO	Velasco Basal (Pvb)	Velasco Basal	
			CRETACICO	SUPERIOR	SERRANIANO	MAESTRICHTIANO	Méndez (Km)	Méndez
						CAMPANIANO		
						SANTONIANO CONIACIANO	San Felipe (Ksf)	Sn. Felipe
MEDIO		TURONIANO		Agua Nueva (Kan)	Agua Nva.			
		CENOMANIANO ALBIANO		Tamaulipas Sup. (Kta) El Abra (Ka)	Tamaulipas Sup. Tamabra			
		APTIANO		Otates (Kto)	Otates			
INFERIOR	REGONIANO	BARREMIANO						
		HAUTERIVIANO	Tamaulipas Inf. (Kti)	Tamaulipas Inf.				
		VALANGINIANO						
		BERRIASIANO						
MESOZOICO	JURASICO	SUPERIOR	TITONIANO	Pimienta	Pimienta			
			BONONIANO	Sn. Andrés	Sn. Andrés			
			HAYRIANO	Tamán	Tamán			
			SEGUJIANO	(Jt)				
			ARCOSIANO DIVESIANO	Tepexic	Tepexic			
		MEDIO		BATONIANO	Cahuasas (Jcs)	Cahuasas		
				BAJOCIANO	(Lechos Rojos)			
		INFERIOR	LIASICO	SALENIANO	Rogart	/		
				TOARCIANO				
				CHARMUTIANO PLENENSUANO SINEMURIANO WETTANGIANO	/	/		
TRIASICO	SUPERIOR	RETIANO	Huizachal (Th)	/				
		NORIANO	(Lechos Rojos)	/				
		CARRIANO	/	/				
PRE-MESOZOICO				/	Basamento			

ANTECEDENTES SISMOLOGICOS

ANTECEDENTES SISMOLOGICOS

Método empleado para la obtención de la señal sísmica.

El Método usado en el área para la obtención de la señal sísmica es el de "Punto de Reflejo Común". (CDP) (Patentado por H. Maine) que consistió en colocar tendidos simétricos bilaterales, con pozo de tiro en el centro, 24 trazas por tiro, con 12 sismodetectores por traza espaciados 3.5 m. con lo que se cubrió 38.5 m. por grupo. Los sismodetectores se conectaron en serie en cada grupo. La distancia entre grupos - fué de 70 m. y entre los pozos de tiro fué de 140 m. Los tendidos cubrieron distancias de 1610 m. (805 - 35 - 0 - 35 - 805) (Fig. 2).

Los pozos de tiro se perforaron a una profundidad - promedio de 27 m. y la carga empleada en cada uno fue de dinamita a razón de 10 a 20 Kg. por disparo.

Con todo lo anterior se logró un apilamiento del - 600%, es decir a partir de la traza 11 se suman 6 trazas provenientes de 12 sismodetectores cada una, (Fig. 3) por lo que en las secciones presentadas, cada traza, es la suma de los - impulsos registrados en 72 sismodetectores. Este tipo de apilamiento constituye en si un filtro de tipo espacial que mejora la "relación señal / ruido". (Fig. 4)

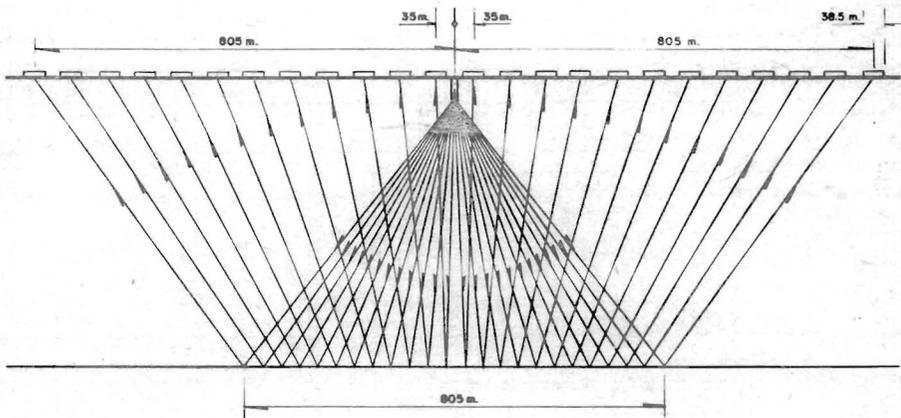


Fig. 2

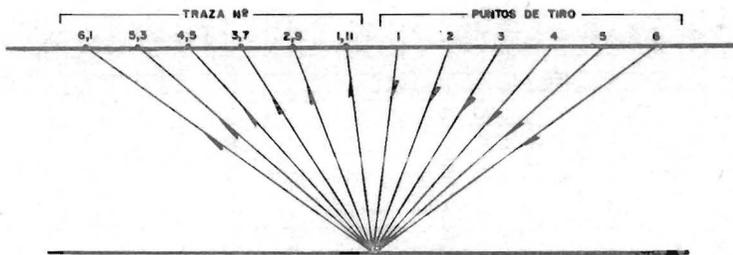


Fig. 3

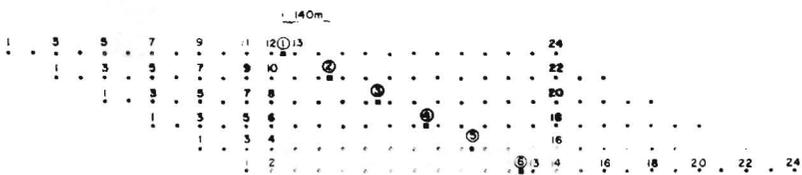


Fig. 4

Con el sismógrafo utilizado se operó una grabadora de F.M. y filtro de grabación de 16-100 c.p.s.

El conocimiento de las velocidades superficiales se obtuvo por registros de tiempo vertical en varios puntos del área y para la conversión de los tiempos registrados en los sismogramas a sus correspondientes profundidades se usaron los resultados de la determinación de velocidades del subsuelo del pozo Tamalín No. 2, del cual se estableció la función.

$$V_z = 1994 + 0.9538Z \text{ m/seg.}$$

la cual da la ley de velocidades anexa.

El cálculo de las correcciones estáticas aplicadas a los tiempos de reflexión se calcularon a partir de los tiempos verticales (Fig. 5) en la siguiente forma:

$$C_{Tn} = T_{Vn} + C_p + T_{en} \quad \text{donde } C_{Tn} = \text{corrección total para la traza } n.$$

$$T_{Vn} = \text{Tiempo vertical.}$$

$$C_p = \frac{E_{pT} - H - E_{nr}}{V_1} = \text{corrección por elevación del pozo.}$$

$$T_{en} = \frac{E_{dn} - H - E_{nr}}{V.} = \text{corrección por elevación del detector } n.$$

Con el sismógrafo utilizado se operó una grabadora de F.M. y filtro de grabación de 16-100 c.p.s.

El conocimiento de las velocidades superficiales se obtuvo por registros de tiempo vertical en varios puntos del área y para la conversión de los tiempos registrados en los sismogramas a sus correspondientes profundidades se usaron los resultados de la determinación de velocidades del subsuelo del pozo Tamalín No. 2, del cual se estableció la función.

$$V_z = 1994 + 0.9538Z \text{ m/seg.}$$

la cual da la ley de velocidades anexa.

El cálculo de las correcciones estáticas aplicadas a los tiempos de reflexión se calcularon a partir de los tiempos verticales (Fig. 5) en la siguiente forma:

$$C_{Tn} = T_{Vn} + C_p + T_{en} \quad \text{donde } C_{Tn} = \text{corrección total para la traza n.}$$

T_{Vn} = Tiempo vertical.

$$C_p = \frac{E_{pT} - H - E_{nr}}{V_1} \quad = \text{corrección por elevación del pozo.}$$

$$T_{en} = \frac{E_{dn} - H - E_{nr}}{V.} \quad = \text{corrección por elevación del detector n.}$$

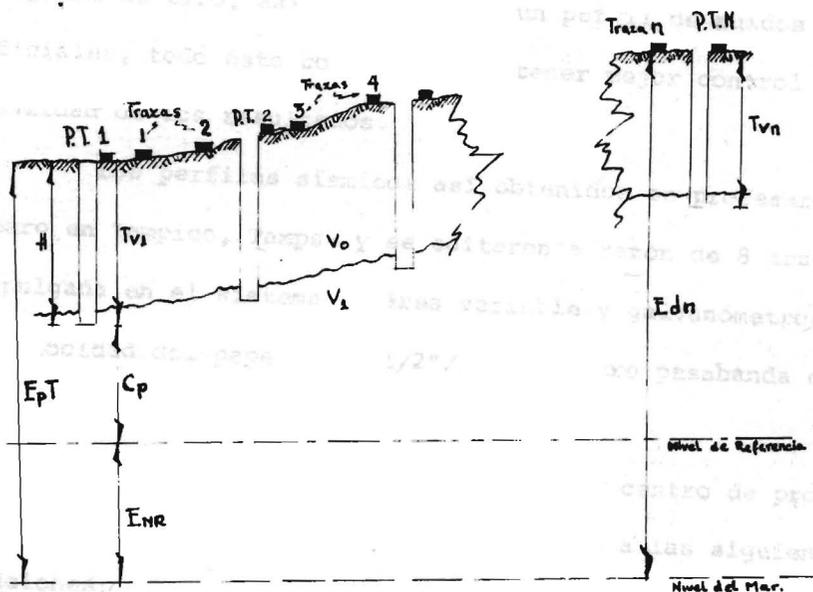


Fig. 5

donde:

E_{PT} = Elevación del punto de tiro

E_{dn} = Elevación de la traza enésima

E_{NR} = Elevación del nivel de Referencia

V_0 = Velocidad de la Capa de Intemperizada

V_1 = Velocidad de la Capa inmediata a la Intemperizada

T_{vn} = Tiempo vertical en el pozo Enésimo

T_e = Tiempo de profundidad de la carga del Nivel de referencia.

Fué necesario además efectuar pruebas en el campo para determinar la magnitud de la carga y la profundi-

pulgada, en sistema de Area Variable-Galvanómetros.

En las 4 secciones así procesadas se obtuvo una mejora considerable de la relación señal/ruido, (por razones de tiempo no se obtuvieron las 8 secciones restantes del prospecto), como se muestra en el anexo No. II.

Resultados de la Exploración hecha en el Prospecto Chinampa.

Los resultados originales de este estudio se encuentran consignados en el informe respectivo, en el cual se presentan tres horizontes configurados que corresponden al K. Tamabra, al J. Pimienta y al Basamento (Tentativos).

Con los datos obtenidos de los pozos perforados a lo largo de la franja occidental del área en estudio y el aporte de los datos sísmicos mejorados por el reprocesamiento que se menciona antes, se configuró el horizonte que parece corresponder a la Cima de la Formación K. Tamabra (Plano No. 1). Mismo que presenta el aspecto de un homoclinal buzante hacia el ESE en la porción WNW hasta la zona axial del sinclinal que con eje orientado de NNE a SSW se presenta en la porción ESE del área y sirve de límite al talúd que enmarca la subida al núcleo arrecifal que se encuentra al E, ya fuera del área de este estudio (ver sección No. 7)

El homoclinal mencionado presenta algunas ondulaciones estructurales cuyos ejes se orientan burdamente de NE a - SW. Es de notarse también la presencia de 6 fallas longitudinales y 2 transversales a las estructuras.

LEY DE VELOCIDADES USADA:

$$V_z = 1994 + 0.9538 Z$$

(Tamalín No. 2)

T (Segs)	Z (mts)	T (Segs)	Z (mts)
1.000	1257	1.300	1731
1.020	1285	1.320	1770
1.040	1313	1.340	1808
1.060	1341	1.360	1852
1.080	1355	1.380	1899
1.100	1384	1.400	1947
1.120	1413	1.420	1995
1.140	1442	1.440	2050
1.160	1485	1.460	2114
1.180	1514	1.480	2166
1.200	1544	1.500	2219
1.220	1577	1.520	2271
1.240	1616	1.540	2324
1.260	1654	1.560	2376
1.280	1693	1.580	2434

METODOS NUMERICOS

METODOS NUMERICOS

BASES TEORICAS DE LOS PROCESOS USADOS

La traza sísmica que se obtiene de las exploraciones sismológicas, contiene una gran cantidad de información que es necesario seleccionar, y someter a diversos procesos, a los que me refiero en otra sección de este trabajo.

La forma de la traza, su contenido de amplitudes, su contenido de frecuencias, etc. están íntimamente ligados a las propiedades físicas del medio o de los medios, por los cuales viajan las ondas elásticas que producen dichas trazas. Es axiomático pensar que a igualdad de medios obtendremos -- igualdad de respuestas; en otras palabras: si se obtiene una respuesta sísmica de un medio determinado, y por el mismo proceso obtenemos una segunda respuesta de otro medio que tenga propiedades semejantes, estas dos respuestas serán tan "parecidas" o "iguales" cuanto sean "parecidos" o "iguales" los me dios que las producen.

La señal sísmica es una función continua la cual se puede discretizar para convertirse en una función en forma más conveniente para aplicarle los procesos matemáticos que se

describirán a continuación.

Pero volviendo a la razón para aplicar los métodos numéricos a las señales sísmicas, y tratándolas ya como funciones matemáticas continuas o discretas (series de tiempo) es muy importante cuantificar en qué proporción una función se asemeja a otra o en que grado difiere una de la otra. En la descripción general de los objetos que nos rodean las similitudes y las diferencias se observan con mayor o menor facilidad puesto que sus propiedades tales como color, tamaño, textura, sabor, olor, peso, etc. las podemos captar con nuestros sentidos, y discernir las similitudes o diferencias cualitativa o cuantitativamente con cierta facilidad. Cuando tratamos con funciones matemáticas, las "diferencias" y los "parecidos" no son tan evidentes. A estas diferencias las llamaremos "distancias".

MÉTODOS PARA MEDIR "DISTANCIAS" ENTRE DOS FUNCIONES

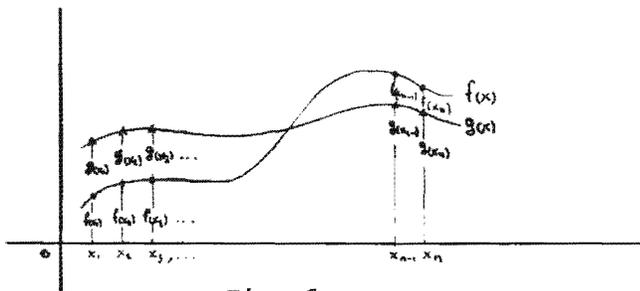


Fig. 6

Si se tienen dos funciones continuas $f(x)$ y $g(x)$ (Fig. 6) y se muestrean a intervalos iguales de modo que $X_i - X_{i-1} = K = \text{constante}$, tendremos las correspondientes funciones discretas de modo que para cada X_i , $i=1, 2, \dots, n$ tendremos las ordenadas $f(X_i)$ a las que llamaremos Y_i y $g(X_i)$ a la que llamaremos Z_i .

Supongamos que tomamos el mismo número de intervalos en ambas funciones entonces tendremos

$$\text{con } Y_1 = f(x_1) = f(k);$$

$$Y_2 = f(x_2) = f(2k);$$

$$\begin{array}{ccc} \cdot & \cdot & \cdot \\ \cdot & \cdot & \cdot \\ \cdot & \cdot & \cdot \end{array}$$

$$Y_j = f(x_j) = f(jk) \text{ etc}$$

si tomamos por comodidad una k unitaria tendremos $Y_1=f(1)$, $Y_2 = f(2) \dots, Y_i = f(i), \dots Y_n = f(n)$

Con el mismo razonamiento para la otra función tenemos

$$Z_1 = g(1), Z_2 = g(2), \dots, Z_i = g(i), \dots Z_n = g(n)$$

podemos definir las funciones discretas como

$$\bar{Y} = (Y_1, Y_2, \dots, Y_n); \bar{Z} = (Z_1, Z_2, \dots, Z_n)$$

que son vectores en el espacio R^n o n dimensional.

Entonces \bar{Y} es un conjunto ordenado de valores y \bar{Z} es otro conjunto ordenado de valores.

Lo que tratamos de medir es el "parecido" entre es dos conjuntos o que tan "cerca" está uno del otro.

Una primera opción sería medir la diferencia de componentes $Y_1 - Z_1, Y_2 - Z_2, Y_3 - Z_3, \dots$ etc y la suma de los valores absolutos de estas diferencias

$\sum_{i=1}^N |Y_i - Z_i|$ sería una medida de distancia entre ambas curvas (se usarían valores absolutos para evitar cancelaciones por cambios de signo); pero para no trabajar con valores absolutos podríamos optar por trabajar con cuadros y así el "parecido" entre Y y Z quedaría expresada en segunda instancia por $\sum_{i=1}^N (Y_i - Z_i)^2$, pero esto sería el cuadrado de la distancia entre los vectores Y y Z

ya que $\|\bar{X}\| = \sqrt{\sum_{i=1}^N x_i^2} \implies \|\bar{X} - \bar{Y}\| = \sqrt{\sum_{i=1}^N (x_i - y_i)^2}$

por lo que $d(\bar{Y}, \bar{Z}) = \sqrt{\sum_{i=1}^N (Y_i - Z_i)^2}$

tomando únicamente la raíz positiva, esta forma de medir la distancia entre dos curvas o dos vectores es no negativa y su valor varía entre 0 e ∞ .

Lo anterior ofrece ciertas dificultades de manejo cuando nos aproximamos al límite superior, por lo que es deseable elegir el coeficiente de distancia entre números finitos

tos, o sea que se mueva dentro de un rango pequeño.

Para lograrlo tenemos: $Y = (Y_1, Y_2, \dots, Y_n)$

y $Z = (Z_1, Z_2, \dots, Z_n)$

supongamos que Y_i y Z_i son no negativos, es decir

$$Y_i \geq 0 \quad \& \quad Z_i \geq 0 \quad \forall 1 \leq i \leq n$$

Vamos a definir a α como el máximo valor de

las Y_i & a β como el máximo valor de las Z_i .

$$\alpha = \text{Máx} \{Y_i\} \quad \forall 1 \leq i \leq n$$

$$\beta = \text{Máx} \{Z_i\} \quad \forall 1 \leq i \leq n$$

si no todos los Y_i & Z_i , $i=1, 2, \dots, n$, son no negativos

entonces para el cálculo de α y de β tendríamos -

que hacer un cambio de ejes sumándole a cada Y_i y a cada Z_i

una cantidad constante tal que tanto Y_i como Z_i fueran no ne

gativas para toda i . Formaríamos así dos series de tiempo -

nuevas pero de modo tal que su distancia sería la misma que

la de las series originales. (Fig. 7)

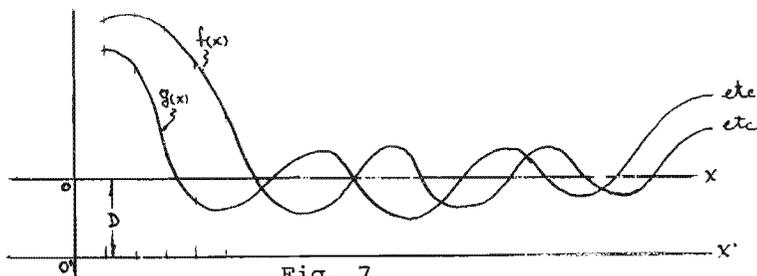


Fig. 7

En ambos casos definiremos ahora nuevos vectores -
que llamaremos Y^* & Z^* , dividiendo cada Y_i por α
y cada Z_i por β

$$Y^* = \left(\frac{Y_1}{\alpha}, \frac{Y_2}{\alpha}, \dots, \frac{Y_n}{\alpha} \right)$$

$$Z^* = \left(\frac{Z_1}{\beta}, \frac{Z_2}{\beta}, \dots, \frac{Z_n}{\beta} \right)$$

de modo que las componentes tendrán valores límite 0 y 1

$$0 \leq \frac{Y_i}{\alpha} \leq 1 \quad ; \quad 0 \leq \frac{Z_i}{\beta} \leq 1 \quad \forall i \leq n$$

Y^* & Z^* son ahora nuevas curvas con pendientes modificadas.
Conforme α sea mayor la curva Y^* sufrirá mayor alisa---
miento. (Smoothing).

Entonces mediremos la distancia entre Y^* & Z^*

$d(Y^*, Z^*)$ de modo que quede acotada entre 0 y 1

$$d^*(Y^*, Z^*) = 1 - \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (Y_i/\alpha - Z_i/\beta)^2}{N}} \quad \text{-----} \quad \textcircled{1}$$



$$0 \leq d^*(Y^*, Z^*) \leq 1$$

en que d^* es un coeficiente de distancia.

Cuando hay total igualdad entre dos funciones, el
coeficiente de distancia es igual a 1, ya que

$$\frac{x_i}{\alpha} - \frac{y_i}{\alpha} = 0 \quad \forall i, i=1, 2, \dots, n \implies d^*(x^*, y^*) = 1$$

Otra forma de medir estas distancias entre curvas

es empleando la covariancia:

si tenemos $X = (x_1, x_2, \dots, x_n)$

y $Y = (Y_1, Y_2, \dots, Y_n)$

la covariancia entre X & Y $Cov(x, Y) = \sum_{i=1}^n (x_i - M_1)(Y_i - M_2)$

en que $M_1 = \sum_{i=1}^n \frac{x_i}{N}$ & $M_2 = \sum_{i=1}^n \frac{Y_i}{N}$

si tuvieramos identidad en ambas curvas $X \equiv Y$, la covariancia sería $Cov(X, Y) = \sum_{i=1}^n (x_i - M_1)^2$ o sea en realidad la variancia o dispersión mínima o dispersión con respecto a la media. Esto implica que a mayor parecido entre dos funciones la covariancia es mayor toda vez que la suma sería de números positivos exclusivamente (Fig. 8), en cambio si hay diferencias en las funciones, puede haber cancelaciones, y si las funciones son totalmente distintas, el valor de la covariancia tiende a cero. En cambio si las funciones son simétricas una respecto a otra, es decir las diferencias de las componentes y sus respectivas medias (M) aumentan en una cuando disminuyen en otra y viceversa, (Fig. 9), el valor de la covariancia adquiere valores negativos muy grandes. Esto implica que en el caso de covariancia muy grande positiva, tendremos relación directa entre ambas funciones. En caso de covariancia muy grande negativa, se tendrá rela--

ción inversa entre ambas funciones.

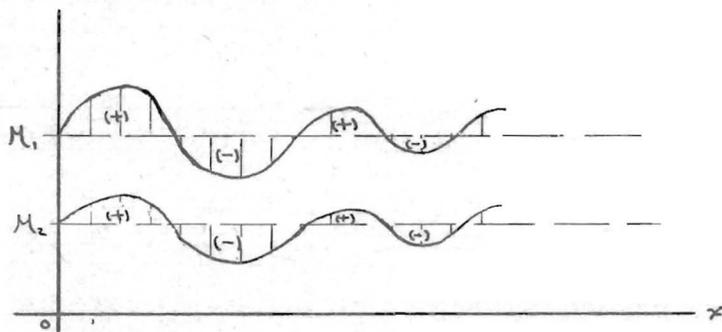


Fig. 8

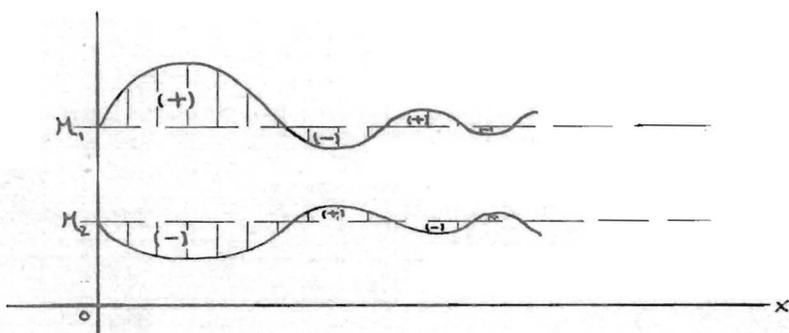


Fig. 9

Basándose en que la variancia de una función es la - covariancia de ella consigo misma $\text{Var}(x) = \text{Cov}(X, X) =$

$$= \sum_{i=1}^N (x_i - M_x)^2 = \sigma^2(x)$$

(que es igual al cuadrado de la dispersión standard $S(x) =$

$$= \sqrt{\sigma^2(x)})$$

se puede calcular un coeficiente de co-

rrelación acotado entre los valores + 1 y - 1 :

$$\rho(x,y) = \frac{\text{Cov}(x,y)}{\sqrt{\text{Var}(x)}\sqrt{\text{Var}(y)}} = \frac{\text{Cov}(X,Y)}{S(x),S(y)} \quad (2)$$

entonces substituyendo los resultados anteriores tenemos

$$\rho(x,y) = \frac{\sum_{i=1}^n (x_i - M_1)(y_i - M_2)}{\sqrt{\sum_{i=1}^n (x_i - M_1)^2} \sqrt{\sum_{i=1}^n (y_i - M_2)^2}} \quad (3)$$

entonces $-1 \leq \rho(x,y) \leq 1$ porque

$$\text{si } X \equiv Y, \quad \rho(x,y) = 1$$

$$\text{si } X = -Y, \quad \rho(x,y) = -1$$

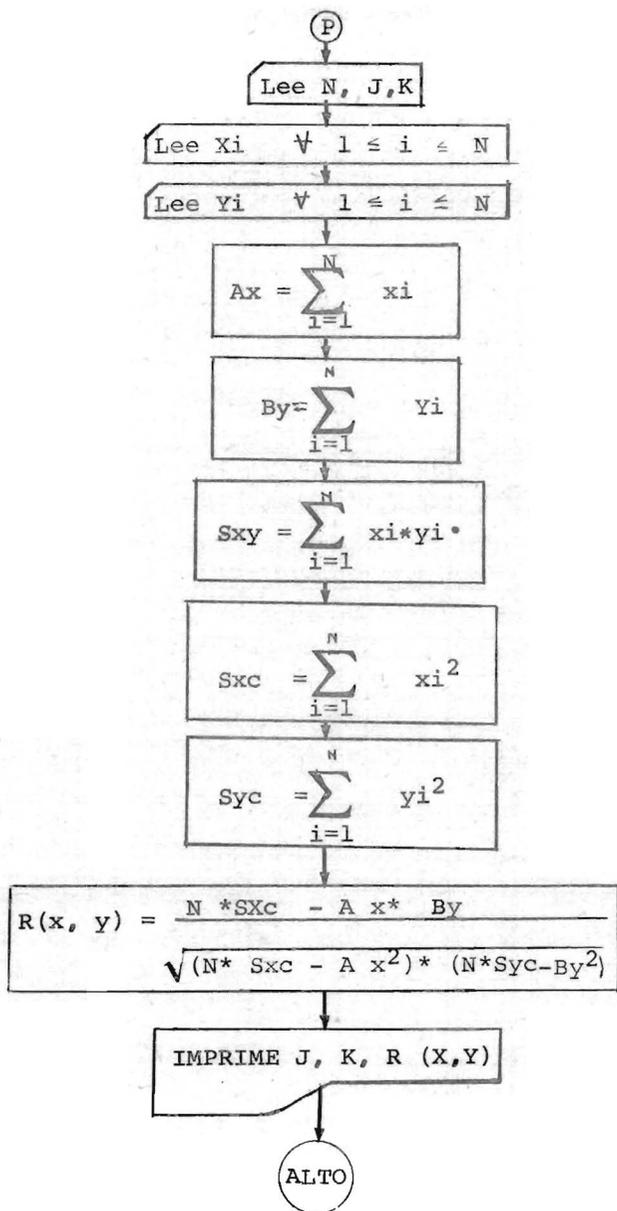
por lo tanto todo valor positivo de $\rho(x,y)$ indicará correlación positiva, mayor "parecido" de ambos vectores o de ambas funciones discretas. Y todo valor negativo de $\rho(x,y)$ indicará correlación negativa, es decir mayor discrepancia entre ambas curvas.

Para hacer mas manejable esta fórmula se transformó de la siguiente forma:

$$\rho_{(x,y)} = \frac{\sum_{i=1}^n (x_i - M_1)(y_i - M_2)}{\sqrt{\sum_{i=1}^n (x_i - M_1)^2} \sqrt{\sum_{i=1}^n (y_i - M_2)^2}} =$$

$$\begin{aligned}
&= \frac{\sum_{i=1}^N x_i y_i - M_2 \sum_{i=1}^N x_i - M_1 \sum_{i=1}^N y_i + N M_1 M_2}{\sqrt{\sum_{i=1}^N x_i^2 - 2 M_1 \sum_{i=1}^N x_i + N M_1^2} \sqrt{\sum_{i=1}^N y_i^2 - 2 M_2 \sum_{i=1}^N y_i + N M_2^2}} \\
&= \frac{\sum_{i=1}^N x_i y_i - M_1 M_2 \left(\frac{\sum_{i=1}^N x_i}{M_1} - \frac{\sum_{i=1}^N y_i}{M_2} - N \right)}{\sqrt{\sum_{i=1}^N x_i^2 - M_1 (2 \sum_{i=1}^N x_i - N M_1)} \sqrt{\sum_{i=1}^N y_i^2 - M_2 (2 \sum_{i=1}^N y_i - N M_2)}} \\
&= \frac{\sum_{i=1}^N x_i y_i - \frac{\sum_{i=1}^N x_i}{N} \frac{\sum_{i=1}^N y_i}{N} (2N - N)}{\sqrt{\sum_{i=1}^N x_i^2 - \frac{\sum_{i=1}^N x_i}{N} (2 \sum_{i=1}^N x_i - N \frac{\sum_{i=1}^N x_i}{N})} \sqrt{\sum_{i=1}^N y_i^2 - \frac{\sum_{i=1}^N y_i}{N} (2 \sum_{i=1}^N y_i - N \frac{\sum_{i=1}^N y_i}{N})}} \\
&= \frac{N \sum_{i=1}^N x_i y_i - \sum_{i=1}^N x_i \sum_{i=1}^N y_i}{N \sqrt{\sum_{i=1}^N x_i^2 - \frac{(\sum_{i=1}^N x_i)^2}{N}} \sqrt{\sum_{i=1}^N y_i^2 - \frac{(\sum_{i=1}^N y_i)^2}{N}}} \\
\therefore r_{(x,y)} &= \frac{N \sum_{i=1}^N x_i y_i - \sum_{i=1}^N x_i \sum_{i=1}^N y_i}{\sqrt{(N \sum_{i=1}^N x_i^2 - (\sum_{i=1}^N x_i)^2) (N \sum_{i=1}^N y_i^2 - (\sum_{i=1}^N y_i)^2)}} \quad \text{--- (4)}
\end{aligned}$$

Esta última forma es mas fácil de manejar en la computadora de acuerdo con el siguiente diagrama de flujo:



C CALCULO DEL COEFICIENTE DE CORRELACION SIMPLE
 C ENTRE DOS TRAZAS SIMULOGICAS DIGITALIZADAS

C ISRAEL HERNANDEZ ESTEVEZ, 1971.

C MAESTRIA EN GEOLISTICA

C FACULTAD DE CIENCIAS, U. N. A. M.

DIMENSION X(200),Y(200)

READ 100,N,J,K

READ 131,(X(I),I=1,N)

READ 101,(Y(I),I=1,N)

EX=

AX=0

BY=0

SYY=0

SXC=0

SYX=0

DO 10 I=1,N

AX=AX+X(I)

BY=BY+Y(I)

SXY=SXY+X(I)*Y(I)

SXC=SXC+X(I)*Y(I)

SYX=SYX+Y(I)*Y(I)

10 CONTINUE

RAO=(P*SXC-AX*AX)*(P*SYX-BY*BY)

DEN=SQRT(RAO)

RXY=(P*SXY-AX*BY)/DEN

PRINT 102

PRINT 103,J,K,RXY

100 FORMAT (10X,3(I5))

131 FORMAT (10(F8.3))

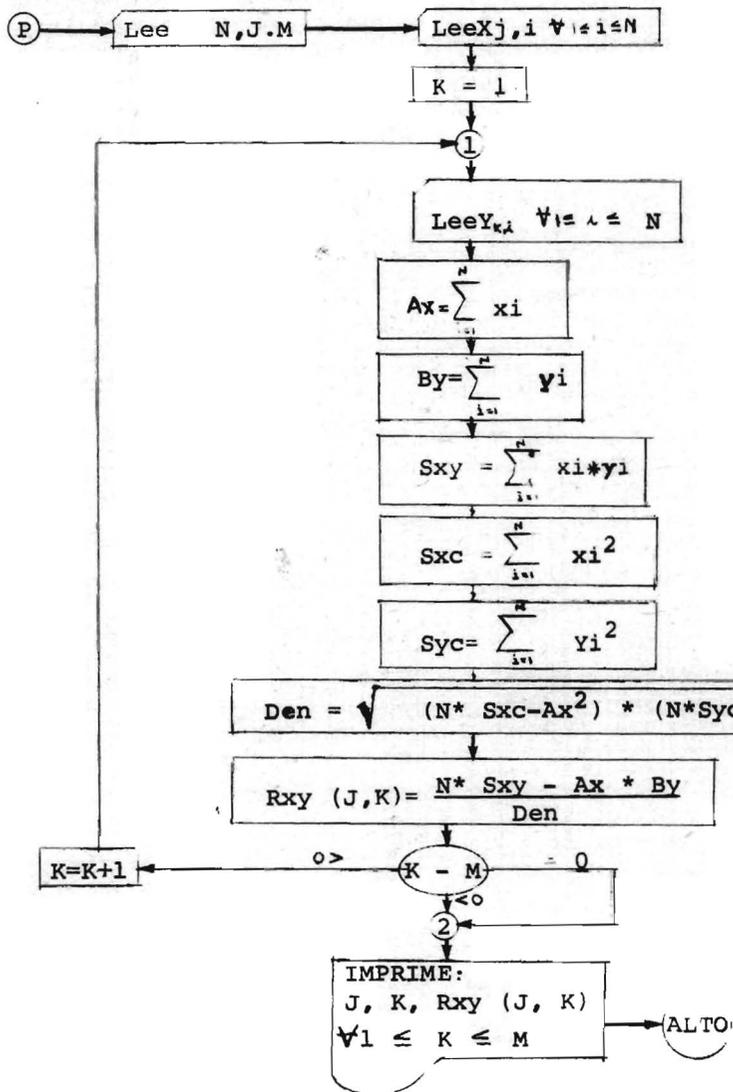
102 FORMAT (10X,8#COEFICIENTE DE CORRELACION ENTRE LAS TRAZAS NOS ,/)

103 FORMAT (20X,15#1#Y,15#1#=#F9.7#///)

CALL EXIT

END

Para el caso que nos ocupa en que se tomó una traza - piloto que se correlaciona con todas las demás del proyecto, se modificó el diagrama en la siguiente forma



```

PROGRAM CORRE( INPUT,OUTPUT,TAPE1=INPUT )
C     CALCULO DE LOS COEFICIENTES DE CORRELACION SIMPLE
C     ENTRE UNA TRAZA SISMICA PILOTO Y LAS DEMAS
C     MUESTRAS TOMADAS EN EL PROSPECTO CHINAMPA.
5     AUTOR ING. ISRAEL HERNANDEZ ESTREBZ, 1971.
C     TODAS LAS TRAZAS HAN SIDO DISCRETIZADAS PREVIAMENTE
C     N ES EL NUMERO DE MUESTRAS POR TRAZA,
C     M ES EL NUMERO DE TRAZAS CORRELACIONADAS
10    C     J ES LA IDENTIFICACION DE LA TRAZA PILOTO Y
C     L ES LA IDENTIFICACION DE LA TRAZA CORRELACIONADA.
DIMENSION X(5J),Y(5J,75),RXY(75),L(75)
READ (1,100)N,J,M
READ (1,101) (L(I),I=1,M)
READ (1,102) (X(I),I=1,N)
15    READ (1,103) ((Y(I,K),I=1,N),K=1,M)
F=N
DC 20 K=1,M
AX=0.
BY=0.
20    SXY=0.
SXC=0.
SYC=0.
DC 10 I=1,N
AX=AX+Y(I)
25    BY=BY+Y(I,K)
SXY=SXY+X(I)*Y(I,K)
SXC=SXC+X(I)*X(I)
SYC=SYC+Y(I,K)*Y(I,K)
30    CONTINUE
RAD=(P*SXC-AX*AX)*(P*SYC-RY*RY)
DEN=SQRT(RAD)
RXY(K)=(P*SXY-AX*BY)/DEN
40    CONTINUE
PRINT 106,J
35    PRINT 105,(X(I),I=1,N)
PRINT 107
PRINT 105,((Y(I,K),I=1,N),K=1,M)
PRINT 103
PRINT 104,(J,L(K),RXY(K),K=1,M)
40    FORMAT (3I5)
101  FORMAT (16I5)
102  FORMAT (10F8,3)
103  FORMAT (*1*,19X,*COEFICIENTES DE CORRELACION*,//)
104  FORMAT (20Y,*RXY(*,I5,*,*,I5,*)=*,F10.7,/)
45    105  FORMAT (10X,10F10.3)
106  FORMAT (*1*,19X,*LA TRAZA PILOTO ES LA *,I5,//)
107  FORMAT (*0*,17X,*LAS TRAZAS CORRELACIONADAS SON*,//)
CALL EXIT
END

```

METODO DE TRABAJO ESTABLECIDO PARA EXTRA
POLAR DATOS ESTRATIGRAFICOS DE LOS POZOS
PETROLEROS A LAS EXPLORACIONES SISMICAS.

METODO DE TRABAJO ESTABLECIDO PARA EXTRAPOLAR
DATOS ESTRATIGRAFICOS DE LOS POZOS PETROLEROS
A LAS EXPLORACIONES SISMICAS.

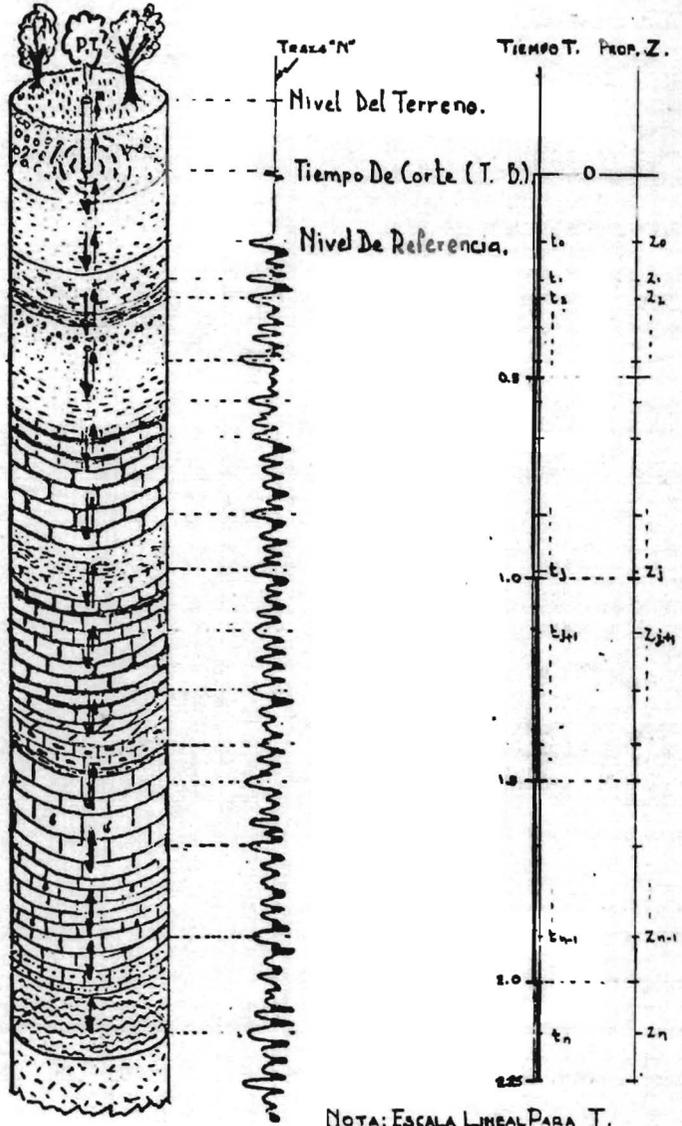
Una vez que se han llevado a cabo los procesos señala
dos en el punto anterior, se obtienen los sismogramas con una
relación señal /ruido bastante alta, ya que se habrá disminui
do el contenido de reflejos "múltiples", "fantasmas" y "rui--
dos" en general que enmascaran la información sismológica -
útil que proviene de los estratos del subsuelo y que recibe
el nombre genérico de "señal".

Haciendo algunas concesiones, indispensables en todo
estudio mas o menos teórico vamos a considerar que una traza
sísmica es la expresión gráfica de la componente vertical del
efecto causado en un sismodetector por un rayo de energía que
ha hecho un recorrido vertical tanto al incidir como al refle
jarse en todos y cada uno de los reflectores constituidos por
los contactos entre lechos de diversas densidades. El compor
tamiento de dicha traza se puede asociar así a un cilindro de
eje vertical que pasa exactamente por el lugar geométrico del
emplazamiento del sismodetector, el radio de dicho cilindro -

será de la mitad de la distancia entre dos de ellos. (Figs. 5 y 10).

Los impulsos obtenidos en el sismograma representan - las respuestas provenientes de los diversos estratos sepultados a diferentes profundidades y a través de los cuales ha viajado la energía con velocidades que dependerán de las propiedades elásticas de las rocas que constituyen dichos estratos. De acuerdo con la Ley de Velocidades establecida para el -- área en estudio, los tiempos a los que arriban los impulsos - sísmicos corresponden a las diferentes profundidades del subsuelo, además, conforme aumentan los valores del tiempo, los incrementos iguales de éste (t), representan incrementos cada vez mayores en profundidad (Z).

Respecto a cada tramo en que se puede dividir la traza sísmica, de acuerdo con los conocimientos que tengamos de la Geología Local, especialmente la litología de los estratos atravesados al perforar un pozo profundo, se puede aseverar - que cada uno de estos tramos es representativo de la litología de la formación que le corresponde, según la relación - tiempo-profundidad establecida para el área en estudio. (Figs. 10 y 11). Evidentemente los tramos que contengan información de reflectores más profundos, estarán más afectados por el -



NOTA: ESCALA LINEAL PARA T.
 " " PARABOLICA PARA Z.

Fig. 10

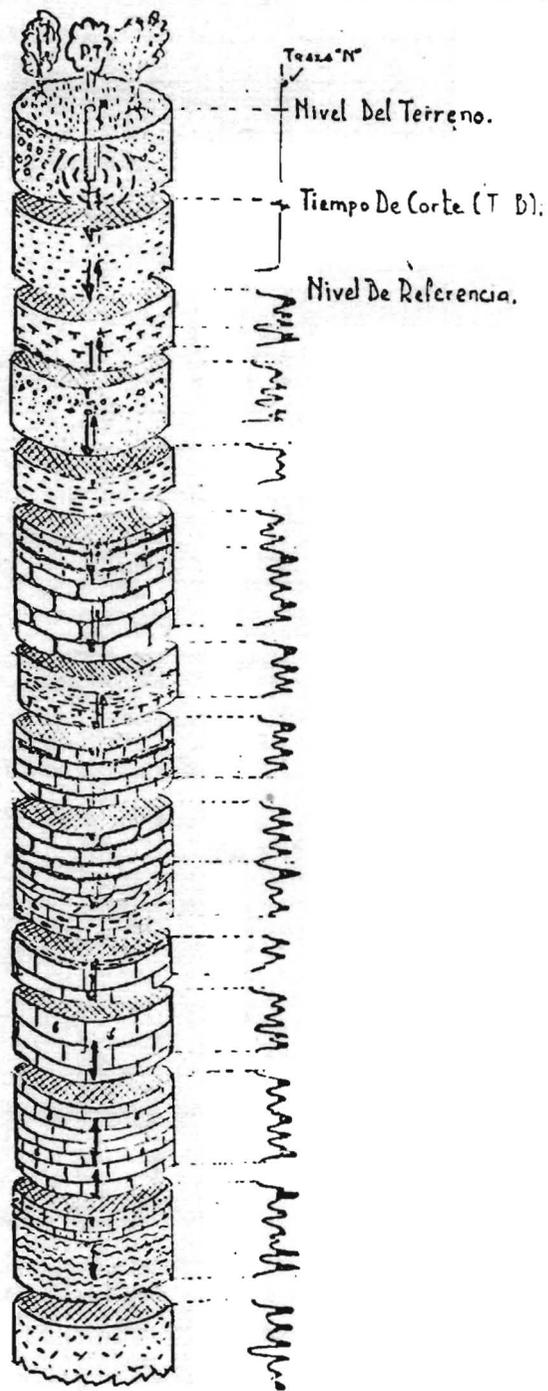


Fig. 11

"filtro" que constituyen todas las capas por las que ha tenido que viajar la energía, tanto al incidir como al reflejarse y llegar, finalmente al sismodetector, que aquellos cuya información provenga de reflectores someros.

Al analizar una sección sismológica como las que completan este trabajo (Anexo No. II), se observan los alineamientos que presentan los reflejos que provienen de cuerpos tabulares del subsuelo y que, debidamente corregidos, son indicativos de las estructuras sepultadas. Si marcamos físicamente alguno de estos alineamientos y lo podemos identificar con alguna formación, algún estrato o algún horizonte índice, por la información geológica con que se cuente, dicho horizonte sería en sí, el contacto entre dos cuerpos que presentan contraste en sus respectivas densidades. A partir de ese contacto (cima) y hasta otro identificable como base, tendremos la representación del comportamiento estructural de una formación en particular (Planos No. 1 y 2). En el caso de áreas que pertenecen a cuencas sedimentarias como la estudiada en el presente trabajo, se puede considerar sin caer en errores graves, que el "filtro" al que se alude en el párrafo anterior, es el mismo en una área restringida a partir de un horizonte dado, especialmente si éste es profundo. Esto impli

ca pensar que los tramos de las trazas sísmicas que representan una formación en particular y que son en realidad, como se dijo antes, funciones continuas con límites definidos (cima y base), han sido sometidas todas a la misma transformación lineal, toda vez que la variación lateral de las propiedades físicas del filtro, se pueden considerar mínimas (Fig. 12)



- 1 Señal emitida $f(t)$
- 2 Señal registrada $f^*(t)$



Fig. 12

Entonces la respuesta obtenida de los estratos que constituyen la formación investigada desde su cima hasta su base estará toda afectada por el mismo "sistema lineal general" (filtro) más las modificaciones que el "sistema lineal particular" de la misma formación va agregando conforme la -

energía viaja a través de ella. Estas modificaciones, como es fácil suponer, dependerán de las propiedades elásticas de las rocas que la constituyen, las cuales además dependerán de las propiedades litológicas y petrográficas de la formación, sus variaciones, la distribución de ellas, etc.

Todo esto le da a la forma de las trazas características especiales y particulares en cada caso, y las variaciones que sufran estas características serán mayores cuanto mayores sean las diferencias de las propiedades elásticas de los medios que las producen.

Una vez definida la formación que se va a estudiar, de la que será indispensable tener suficiente información de subsuelo en cuanto a litología, porosidad, permeabilidad, contenido de fluidos, etc. se definirán los horizontes de cima y base de la misma, apegándose como se dijo antes a los rasgos estructurales en la forma mas precisa posible. De esta manera se tendrá la "ventana estructural" que será objeto de estudio.

Las variaciones laterales de espesor y velocidad de transmisión de energía harán que dicha ventana no sea del mismo número de milisegundos en toda el área, por lo que es recomendable escoger la ventana mayor registrada y aplicarla en

todos los casos a partir de la cima de la formación para asegurarnos de no dejar fuera ningún dato proveniente de la formación investigada.

Lo anterior es necesario porque el grado de semejanza que se va a buscar entre las trazas exige que las funciones - correlacionadas tengan el mismo número de muestras. Para llevar a cabo los procesos matemáticos es necesario discretizar las trazas que se escogieron, cada una en la ventana estructural definida anteriormente, de acuerdo con la frecuencia de Nysquist calculada en cada caso. Para el área que se trabajó hubiera sido suficiente la discretización cada 4 milisegundos, sin embargo, el Δt escogido fué de 2 milisegundos con lo que se aumenta la exactitud de los procesos matemáticos empleados (Anexo No. III).

La traza sísmica se puede definir como una senoide de amplitud, frecuencia y fase variables. Una vez discretizados los datos se pueden conocer sus respectivos espectros.

El contenido de amplitudes de una traza o mejor aún de un tramo de élla (ventana) será función del poder de transmisión de energía del medio que representa, a esto podríamos llamarle contenido de energía, el cual depende directamente de la litología atravesada, y por supuesto, del grado de com--

compactación de los sedimentos, su contenido mineralógico, su petrofábrica etc. El contenido de frecuencias está asociado a las velocidades de transmisión de energía en el intervalo respectivo, estas velocidades están en función de la petrofábrica de la formación, y desde luego su grado de compactación. Será necesario además definir los límites de las ventanas de modo que la cima de la formación estudiada quede en fase. Para lograr mejores resultados en estos puntos, se deben someter las trazas a procesos de autocorrelación y de intercorrelación para conocer la presencia de "reflejos múltiples" y evitar sus efectos indeseables con el primero, y poner en fase la cima de la formación en estudio en todos los casos. Solo hablamos de la "cima" porque salvo casos excepcionales la variabilidad de periodo dentro de cada traza y con mayor razón de una traza a otra, haría imposible que las trazas quedaran en fase completamente, de cima a base.

Del área conocida por métodos geológicos y que contenga además información sismológica, se escoge una traza sísmica que se pueda asociar a un intervalo con condiciones geológicas conocidas y esa traza se toma como piloto y se correlaciona el tramo correspondiente a la ventana estructural definida, con todas las demás escogidas convenientemente en el -

estudio sísmico.

El cálculo de los coeficientes de correlación de la traza piloto con cada una de las demás del área nos indicará cuantitativamente, como se demostró antes, el grado de semejanza que guardan todas con la piloto. El cálculo hecho con la fórmula y programa expuestos antes, dará valores matemáticamente bien calculados pero lo importante será saber si las propiedades físicas que, como demostramos antes, se reflejan en las características de la curva, tienen alguna influencia en los coeficientes así calculados. Para investigarlo se escogerán del plano de Isoporas, si es la porosidad la propiedad que queremos investigar, una serie de estaciones de las cuales se tengan de la forma más confiable posible, los valores de porosidad y además los coeficientes de correlación -- calculados. Con ambos conjuntos ordenados, se construyen sen das series de tiempo cuidando que el orden sea el mismo exactamente. Haciendo uso una vez mas de la misma ecuación, se calcula el coeficiente de correlación entre ambas, con el fin de saber si la función hecha con porosidades conocidas está contenida, aunque sea en parte, en la función hecha a base de coeficientes de correlación exclusivamente.

Como se demostró antes, se podrá afirmar que una fun-

ción dista de otra poco cuando el coeficiente de correlación sea positivo, y distará menos cuanto mayor sea su valor.

Para probar si lo dicho anteriormente es consistente con los fundamentos teóricos tanto fisicomatemáticos como estratigráficos, se analiza a continuación cuales son las causas que pueden hacer variar al coeficiente de correlación.

El coeficiente de correlación entre dos funciones dependerá del contenido de:

- i) Amplitudes,
- ii) Frecuencias y
- iii) Defasaje

de ambas. En el caso de la traza sísmica, el contenido de amplitudes depende de:

a) Capacidad de transmisión de energía de los medios por los que viaja la onda sísmica, que a su vez depende de la litología, y de la petrofísica de las formaciones, grado de compactación y en consecuencia, la porosidad.

b) Velocidad de transmisión de energía, que implica igual que el inciso anterior a la porosidad.

c) La profundidad a la que están sepultados los horizontes reflectores.

El contenido de frecuencias es función de la veloci-

dad de transmisión de energía por lo tanto está relacionado - con la litología en consecuencia, la porosidad. Desde luego también influye la profundidad mencionada en el inciso c) anterior.

Respecto al defasamiento de las señales, se puede controlar mediante una adecuada manipulación de datos, que la cima de la formación esté en fase es decir, con defasaje igual a cero, mas todos los demás pulsos de que consta la señal sísmica solo quedarían en fase si las señales son idénticas, pero si presentan variaciones en amplitudes y frecuencias no será así, por lo que también en el defasaje se refleja sin lugar a dudas la litología, grado de compactación, petrofábrica y muy especialmente la porosidad (ϕ)

El único factor que no está influido por la porosidad, es la profundidad de los horizontes reflectores, cuyos cambios influyen si son muy grandes porque hacen variar el espesor del filtro terrestre aplicado a la función particular representativa de una formación determinada. La influencia inevitable de este factor estará en razón inversa con la profundidad promedio a que yace la cima de la formación investigada.

En el caso que nos ocupa, la formación económicamente importante está constituida de CaCO_3 principalmente, por -

lo que las variaciones laterales no serán litológicas, sino -
principalmente de:

- a) Granulometría
- b) Medios ambientes de depósito
- c) Cristalización primaria y secundaria
- d) Contaminación con aguas circulantes que contengan iones.
- e) Fracturamiento
- f) Todos los procesos metasomáticos y metamórficos -
que hacen variar la POROSIDAD.

En todo lo anterior se ve que es la variación lateral de porosidades la principal causa que hace variar el contenido de amplitudes de frecuencias y los defasamientos en las ondas sísmicas que hemos tratado como funciones matemáticas continuas, hemos discretizado y que les hemos calculado sus coeficientes de correlación con respecto a alguna cuya porosidad conocemos.

Para que lo dicho antes tenga cierto fundamento estadístico es necesario escoger un mínimo de 3 testigos a fin de poder establecer comparaciones entre los resultados y poder llegar hacia conclusiones más firmes.

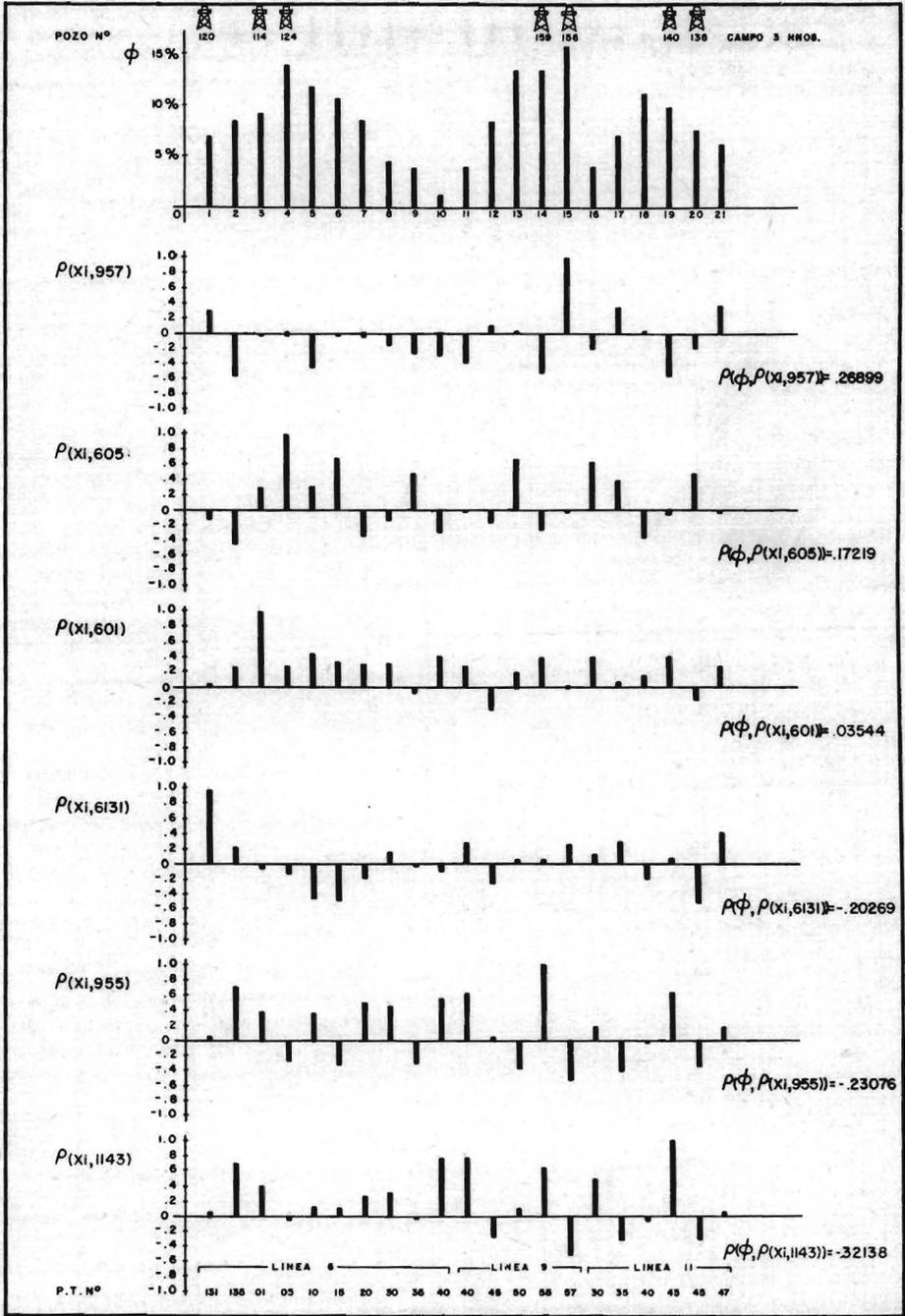
En el área motivo de este trabajo se escogió una ven-

tana de 200 milisegundos, la cual se corrió estructuralmente a lo largo de las 4 secciones sismológicas que se reprocesaron. El muestreo se hizo escogiendo una traza cada 560 m. (5 pozos de tiro), salvo en los casos en que las trazas coinciden con pozos petroleros. Las Trazas se discretizaron como se muestra en el anexo No. III donde se consignan diez ejemplos de trazas en la formación Tamabra y uno en el núcleo arrecifal (Abra) correspondiente al pozo J. Casiano No. 9. La cima de la formación Tamabra está marcada con un asterisco en la escala del tiempo.

El cálculo de coeficiente de correlación se hizo 6 veces para los que se tomaron como traza piloto las correspondientes a los pozos Tres Hermanos Nos. 156 ($\varnothing = 16\%$); 124 ($\varnothing = 14\%$); 114, proyectado, ($\varnothing = 9\%$); 120 ($\varnothing = 7\%$); 159 ($\varnothing = 14\%$), y 140 ($\varnothing = 10\%$).

La figura 13 muestra las gráficas correspondientes a 21 puntos en los que se tienen los valores de la porosidad (\varnothing) en la primera y de los coeficientes de correlación entre cada una de las trazas piloto mencionadas en el párrafo anterior y las veinte restantes en las otras 6. A la derecha de cada una de estas seis aparece el índice de correlación entre los valores calculados y la porosidad; es decir, entre la función principal que es la formada por las porosidades y todos los -

Fig 13



P.T. N.º LINEA N.º 6 LINEA N.º 9 LINEA N.º 11
 131 135 01 05 10 18 20 30 36 40 40 45 50 56 57 30 35 40 43 46 47

POZOS 3 HERMANOS

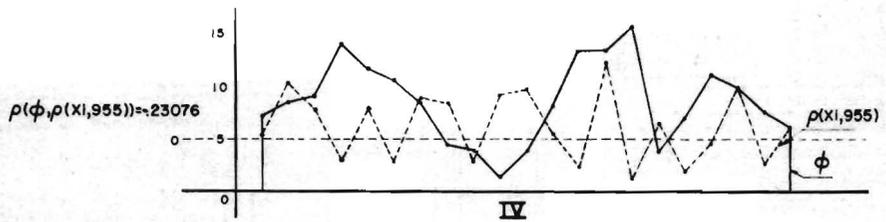
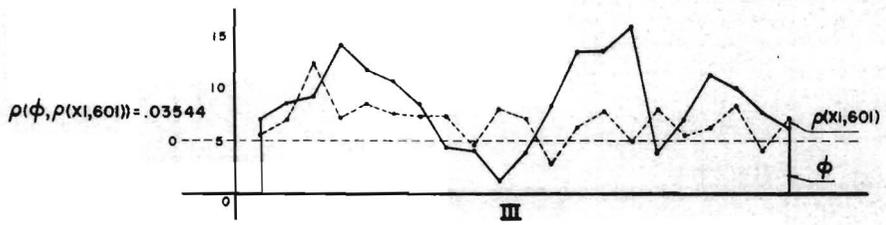
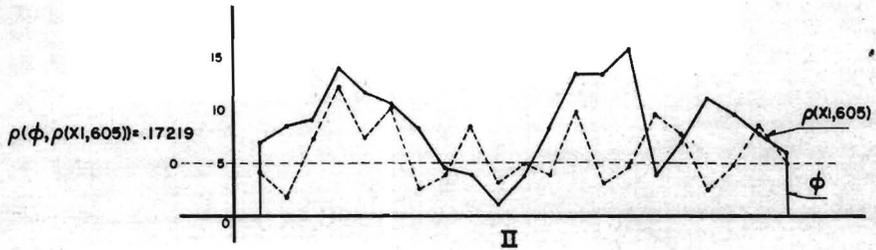
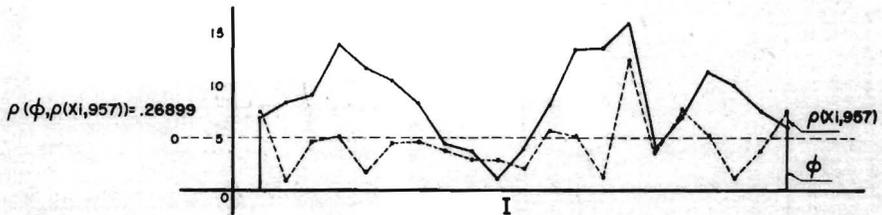
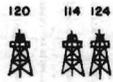


Fig. 14

hechos con los coeficientes de correlación con cada uno de las pilotos. Los resultados fueron:

$$\rho(\varphi, (\rho(x_i, 957))) = 0.26899$$

$$\rho(\varphi, (\rho(x_i, 605))) = 0.17219$$

$$\rho(\varphi, (\rho(x_i, 601))) = 0.03544$$

$$\rho(\varphi, (\rho(x_i, 6131))) = 0.20269$$

$$\rho(\varphi, (\rho(x_i, 955))) = 0.23076$$

$$\rho(\varphi, (\rho(x_i, 1143))) = 0.32138, \forall i = 1, 2, \dots, 21$$

La figura No. 14 muestra con línea continua la función hecha con porosidades y con línea interrumpida (con un cambio de ejes para mejor visualización de los resultados), los coeficientes respectivos a las tres correlaciones positivas y a una de las negativas que corresponde al pozo No. 159 con 14% de porosidad.

Los resultados no fueron exactamente los deseables ya que de 6 correlaciones, obtenemos solo 3 positivas y de éstas los valores de ρ son bajos. Sin embargo, no se puede decir que el método haya fracasado por completo por las causas que se exponen a continuación:

Los resultados expuestos antes mas los obtenidos de correr el programa respectivo en las cuatro líneas procesadas se virtieron en los planos Nos. 5, 6, 7 (anexo IV). Solo se

construyeron planos de las correlaciones en que se obtuvo valor positivo para los respectivos coeficientes de correlación con la porosidad, es decir, solo se graficaron los valores en que se consideró que la función de porosidad se refleja en ellos. Se delimitaron también las áreas positivas y negativas, observándose especialmente en la parte correspondiente a las líneas No. 7, 9 y 11 que dichas zonas presentan un alineamiento general de N-NE a S-SW.

Estos alineamientos coinciden burdamente con los alineamientos estructurales que se observan en el plano No. 1. Es de hacerse notar, especialmente, que coinciden el sinclinal cuyo eje pasa al E del P.T. 15 de la línea 11 en el plano No. 1 y la zona negativa que pasa entre el P.T. 14 y 22 de la línea 11 y los 21 y 29 de la línea No. 9 en el plano No. 5. Esta aproximación es sumamente significativa ya que en áreas con formaciones carbonatadas las formaciones sufren modificación en sus porosidades primarias por efecto del relieve topográfico pre-existente que origina un proceso de compactación diferencial, la cual es mayor en los sinclinales que en los anticlinales. (Fig. 15, a y b). Si a esto agregamos algún tipo de tectonismo que intensifique el plegamiento, (Fig. 15 c) se tendrá en las zonas anticlinales esfuerzos de tensión -

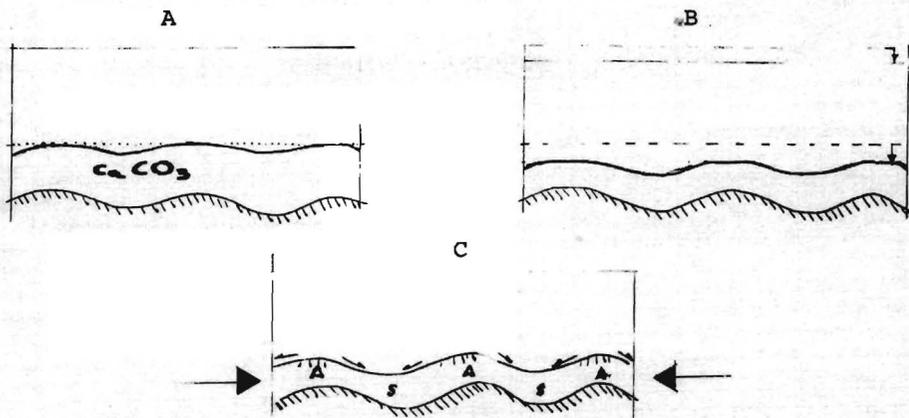


Fig. 15

que en calizas provocan fracturamiento el cual incrementa la porosidad secundaria, especialmente si existen en el ambiente aguas circulantes con CO_2 en solución con el que se obtiene H_2CO_3 , que incrementa la destrucción por disolución en los carbonatos y modifica, sin lugar a dudas, la porosidad primaria de la roca. En consecuencia en las zonas sinclinales se tienen esfuerzos de compresión que aumenta el grado de compactación.

Entonces, es muy significativo que la zona negativa - del plano 5 coincida con el sinclinal del plano No. 1, a pesar de que el índice de correlación con respecto a \varnothing sea tan bajo.

Hechas las consideraciones anteriores se analizaron - las causas por las que los coeficientes fueron tan bajos y se llegaron a las siguientes conclusiones:

- i) La ventana que se escogió fue demasiado amplia y

abarca información no solo del K. Tamabra sino del K. Tamaulipas Inferior y, en algunos casos incluso del J. Pimienta y quizá de formaciones mas bajas.

ii) La ventana se escogió en las secciones originales de campo y se obtuvo de las secciones mejoradas por los procesos mencionados antes. Esto estructuralmente no hubiera tenido importancia, pues se puede definir la cima de una formación con una tolerancia de error bastante amplia y unos cuantos metros de diferencia no representan ninguna aberración en las interpretaciones puramente estructurales. Pero tratándose de procedimientos matemáticos como los descritos, unos cuantos milisegundos de diferencia significan un defasaje en la señal que estamos tratando. Esto influye enormemente en el valor y aún en el signo del coeficiente de correlación calculado.

iii) La cima en cada traza se debe definir precisamente en las gráficas amplificadas y discretizadas de cada una de ellas (Trace Plot, Anexo III), con lo que se logra eliminar el efecto de defasamiento indicado en el punto anterior.

Con todas estas consideraciones, se redujo la ventana 100 milisegundos que de acuerdo con la Ley de Velocidades utilizada en esta área y a los tiempos de 1.4 a 1.5 seg. corresponde a un espesor de 272 m. (Véase Tabla T-Z en la Pag. 29);

se revisaron todas las gráficas de las trazas y se definió en cada una la cima exacta de la formación tal como se indica en el tercer punto último para evitar el defasaje que se menciona en el segundo.

Hechas estas correcciones se corrió tres veces mas el programa teniendo como trazas piloto a dos de las que obtuvieron correlación positiva (957 y 605) con la función de porosidad y la 955 que tuvo en el primer intento $\rho(\varnothing, \rho(x_i, 951)) = -0.23076$. Los resultados de estas tres correlaciones en el área en que se tiene conocimiento de porosidades se correlacionaron una vez mas en cada caso con la función de porosidad y se obtuvieron los resultados que se muestran en la figura No. 16, en la que se representa, con líneas continua la función de porosidades y con línea interrumpida la función de coeficientes. Comparando los resultados del primer intento con estos últimos se tiene.

Con ventana de 200 msec.	Con ventana de 100 msec.*
$\rho(\varnothing, \rho(x_i, 955)) = -0.23076$	$\rho(\varnothing, \rho(x_i, 955)) = 0.52818$
$\rho(\varnothing, \rho(x_i, 957)) = 0.26899$	$\rho(\varnothing, \rho(x_i, 957)) = 0.22769$
$\rho(\varnothing, \rho(x_i, 605)) = 0.17219$	$\rho(\varnothing, \rho(x_i, 605)) = 0.22524$

*Además de las otras mejoras enumeradas antes.

Salta a la vista la notable mejoría en resultados ob-

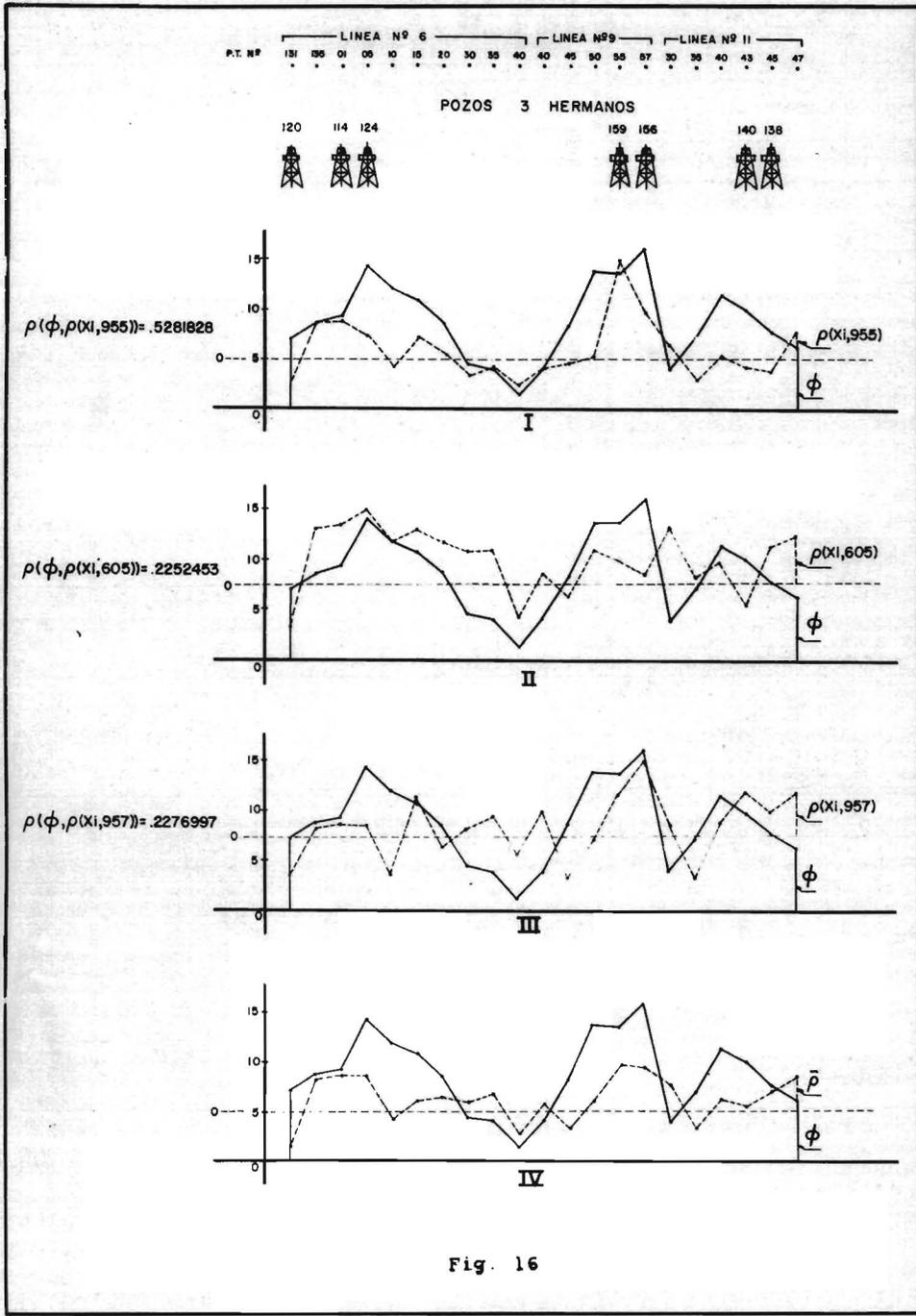


Fig. 16

tenidos especialmente con la traza 955 cuyo coeficiente aumentó de -0.23076 a $+0.52818$. Con la traza 957 se tuvo una disminución de 0.0413 y con la número 605 se observa un pequeño incremento de 0.05305 . Se puede decir que se logró mejorar el contenido de la función de porosidades en las funciones de coeficientes en un 60% aproximadamente.

Por comparación trivial se presenta la gráfica IV de la Fig. 16 en que aparece la función hecha con los promedios de los coeficientes calculados en las tres anteriores. Evidentemente la correlación entre esta función y la de porosidades es menor que cualquiera de las originales.

Finalmente se calcularon los coeficientes de correlación de la traza de 100 msec. No. 955 con todas las otras de igual abertura y puesta en fase la cima de la formación de las cuatro líneas sísmológicas procesadas y los resultados se presentan en las hojas No. 67, 68 y 69. Todos estos valores se virtieron en el plano No. 8 en que se nota la presencia de valores bajos en las áreas sinclinales y altos hacia donde su ponemos son áreas positivas estructuralmente hablando.

COEFICIENTES DE CORRELACION

RXY (955, 6131) = -.3659806
 RXY (955, 6135) = .4626896
 PXY (955, 6001) = .4849343
 RXY (955, 6005) = .3296654
 PXY (955, 6011) = -.0683635
 RXY (955, 6015) = .3370695
 RXY (955, 6020) = .0797952
 RXY (955, 6030) = -.1939587
 PXY (955, 6035) = -.0831816
 RXY (955, 6040) = -.3215207
 PXY (955, 6045) = -.2212665
 PXY (955, 6050) = -.1962792
 PXY (955, 6055) = -.0905853
 RXY (955, 6059) = .1882897
 RXY (955, 6055) = -.0669565
 RXY (955, 6070) = .1700070
 PXY (955, 6075) = .2685694
 RXY (955, 6080) = .5326416
 RXY (955, 6085) = .5842087
 RXY (955, 6090) = .2762821
 PXY (955, 6095) = .5796409
 PXY (955, 6100) = .2173437
 PXY (955, 6105) = -.5127411
 RXY (955, 6110) = .0407176
 PXY (955, 6115) = .4367299
 RXY (955, 6120) = -.4697299
 PXY (955, 6125) = .1835732
 RXY (955, 6130) = .1735403
 PXY (955, 701) = .0753002
 RXY (955, 703) = -.1425449

RXY(955, 705) = .6137916
RXY(955, 710) = -.3540259
RXY(955, 715) = .9051982
RXY(955, 720) = .7321935
RXY(955, 725) = -.3424218
RXY(955, 730) = .3951503
RXY(955, 735) = .3636511
RXY(955, 740) = .3573442
RXY(955, 745) = .4978434
RXY(955, 750) = .5302242
RXY(955, 755) = .4292197
RXY(955, 760) = .4314763
RXY(955, 765) = .2530634
RXY(955, 770) = -.3606412
RXY(955, 775) = -.0602254
RXY(955, 777) = -.3332399
RXY(955, 801) = .4164355
RXY(955, 905) = .2874931
RXY(955, 910) = .0331407
RXY(955, 915) = -.0733666
RXY(955, 920) = .3654751
RXY(955, 925) = .2257564
RXY(955, 930) = .0479319
RXY(955, 935) = -.2146491
RXY(955, 940) = -.1545880
RXY(955, 945) = -.0059769
RXY(955, 950) = .0045953
RXY(955, 955) = 1.0000000
RXY(955, 957) = .5525335
RXY(955, 1101) = .7134517
RXY(955, 1105) = .1421773
RXY(955, 1110) = .1632259
RXY(955, 1115) = .2201842

RXY (955, 1120) = .4093152
RXY (955, 1125) = -.2530341
RXY (955, 1130) = .1554438
PXY (955, 1135) = -.2679534
RXY (955, 1140) = .0303221
RXY (955, 1145) = -.1075718
RXY (955, 1145) = -.1535605
RXY (955, 1147) = .3446049

INTERPRETACION DE RESULTADOS

INTERPRETACION DE RESULTADOS

Hecha la zonificación de áreas positivas y negativas en los planos 5, 6, 7 y 8, es necesario interpretar que significan esos valores en términos tanto físicos como estratigráficos.

Por las razones antes expuestas, las áreas positivas serán las que presenten mayor similitud con la curva piloto - escogida en cada caso; respecto a las negativas que se acercan al valor -1 , podemos interpretar sus valores como correspondientes a funciones similares con un defasamiento cercano al medio período. Los valores bajos, son entonces los que nos indican grandes distancias entre la función original y la correlacionada en cada caso.

Se nota la influencia de la porosidad en los valores de los coeficientes de correlación por ofrecer correlación positiva de esta función con la formada exclusivamente con coeficientes. Entonces en los planos 5, 6, 7 y especialmente en el 8 los valores de los coeficientes marcan el grado de semejanza de las condiciones en el punto correlacionado con las condiciones del punto piloto. Como se correlacionó con la po

rosidad, el valor de cada punto que se acerque a 1, corresponderá a puntos en que su porosidad se acerque a la del punto - piloto, por lo que aquellas zonas en que se tengan valores bajos o negativos, con la salvedad hecha antes, indicarán zonas con porosidades menores a la de la traza piloto. Decimos menores porque estamos escogiendo como trazas pilotos aquellos que ofrecen las mejores condiciones en cuanto a porosidad.

Es de hacerse notar que en todos los planos de correlación en el pozo J. Casiano 9 se observan valores bajos y negativos. Recordemos que este pozo está localizado en el núcleo arrecifal (Abra) y los pozos piloto en la franja pre-arrecifal (Tamabra) lo que nos hace pensar que los valores registrados reflejan más que la porosidad, las condiciones de depósito de las respectivas calizas.

LIMITACIONES DEL METODO

LIMITACIONES DEL METODO

Los valores bajos del coeficiente de correlación de los resultados de cada cálculo con la función porosidad indican que en cada coeficiente se refleja no solo la porosidad sino otros factores importantes también, como serían: grado de saturación de fluidos, calidad de los mismos, variaciones en la potencia de la formación investigada, variaciones de la profundidad de la cima de la misma, etc.

Un decremento en el coeficiente de correlación no siempre significará un aumento en el grado de compactación puesto que si estamos correlacionando con una traza a la que le corresponda una porosidad de 14% por ejemplo, en otro punto del área estudiada, donde se tengan porosidades mayores el coeficiente de correlación será inferior a 1 ya que el rango de variación para $\rho(x,y)$ es de -1 a +1.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

El trabajo que se presenta es el principio de una serie de estudios indispensables para mejorar el grado de información que se obtiene del subsuelo a partir de los Métodos Geofísicos de Exploración en combinación con otros métodos tanto Geológicos como Matemáticos.

En el estudio que se presenta se establecen las condiciones estratigráficas del área y especialmente las correspondientes a la formación económicamente importante. El método (C.D.P.) usado para obtener las respuestas sísmica fué el que se consideró más adecuado por presentar notables ventajas sobre los convencionales, no se excluye la posibilidad de usar información de otro tipo con la condición de que para cada trabajo se utilice información homogénea, es decir, de un solo tipo. Es necesario tener mucho cuidado en el caso de los métodos a base de explosivos, que la carga quede inmediatamente debajo de la zona de intemperismo y que la cantidad de explosivos usada sea la adecuada en cada caso a fin de asegurar que la respuesta obtenida sea lo más fiel posible.

Respecto a los métodos numéricos usados, se pueden me-

jorar utilizando técnicas mas avanzadas incluso el autor pondría en lugar de usar coeficientes de correlación simple, emplear coeficientes de correlación múltiple teniendo en cuenta además de la porosidad otros parámetros como son grado de saturación de fluidos, calidad de ellos (agua, aceite, gas, etc), granulometría en el caso de clásticos, variaciones petro-lógicas y mineralógicas (grado de dolomitización, arcillosidad arenosidad etc. según el caso).

Deberán observarse las normas de someter a las trazas sísmicas a procesos de autocorrelación y de intercorrelación para mejorar las posibilidades de éxito en los aspectos que se investigan.

Sería deseable, si se tienen varios pozos en los que se hayan corrido registros sónicos, construirles a cada uno su "Sismograma Sintético" y someter éstos a los mismos procesos con lo cual, se tendría una comprobación más del método.

No se trata con este trabajo de encontrar una solución a todos los problemas de acumulación de hidrocarburos que se presentan en la Industria Petrolera, pero sí se pretendió aportar una ayuda para emplazar mejor los pozos exploratorios y los de desarrollo de campos petroleros teniendo en cuenta algunos factores de tipo estratigráfico como en este caso el de

porosidad que coadyudarán con los factores meramente estructurales, sobre los que se tiene mayor conocimiento. Esto es importante ya que un porcentaje muy elevado del petróleo que se consume en el mundo proviene de trampas que se han clasificado como estructurales y es el objetivo de este trabajo sentar los principios que con la evolución que debe sufrir el método expuesto, lleguemos, en un futuro no muy lejano, a localizar con cierta precisión trampas de tipo estratigráfico.

Este tipo de estudios, debidamente enfocados, se puede aplicar a investigaciones encaminadas a la búsqueda de otro tipo de satisfactores como pueden ser, agua, azufre, minerales no metálicos y metálicos en general, etc. etc.

AGRADECIMIENTOS

No es posible dar por terminado este trabajo sin que el autor manifieste su enorme reconocimiento y gratitud a todas aquellas personas que en alguna forma cooperaron para hacer posible la realización del mismo.

Especial mención de gratitud a las autoridades de Petróleos Mexicanos, en particular a la Gerencia de Exploración y a la Superintendencia de Ingeniería de Yacimientos por haber permitido el acceso a sus archivos y el uso de los datos necesarios para llevar a buen término este estudio.

BIBLIOGRAFIA Y CREDITOS

BIBLIOGRAFIA Y CREDITOS

- ANSTEY, N. A., 1966, The Sectional Auto-Correlogram and The -
Sectional Retrocorrelogram. Geophysical Prospecting.
V. XIV, No. 4. PP. 389-420
- ANSTEY, N. A., 1964, Correlation Tecniques - A/Review. Geophys*u*
cal Prospecting. V. XII, No. 4., PP. 355-377.
- AUTORES VARIOS , 1970, Primer Seminario. Proceso en datos Sis-
micos en Sistema I.B.M. Instituto Mexicano del Petróleo
3 Volúmenes.
- AUTORES VARIOS, 1942-71. Informes Finales de los Pozos Tres Her-
manos, Pitahaya y Tamalín. (Archivo Interno de Pemex).
- BASURTO, J. 1969-70, Apuntes de clase.
- BRITANICA ENCYCLOPEDIA, Tomos 10 y 20.
- CAMARGO, A. Entrevista Personal, Octubre de 1971.
- CASTRO MORA, J. 1963, Campo Tres Hermanos (Informe Interno de
Pemex).
- DEZA S.,A. Entrevista Personal, Junio de 1971.
- DIAZ MARTINEZ, R., 1964, Correlación Datos Análisis Núcleos con
Registros Geofisicos de Explotación. Yacimiento Tamabra,
campo Tres Hermanos. (Informe Interno de Pemex)
- DIX, C.H., 1952 Seismic Prospecting for Oil. Harper & Brothers.
New York.
- DOBRIN, M.B., 1970, Exploration & Economics of Petroleum Indus-
try. V. 8
- DUTTON, HAROLD., 1970-71 Apuntes de Clase.
- FLORES, A., 1964, Monografía del Campo Tres Hermanos (Informe -
Interno de Pemex)

- FORCADA W., R., 1970, Tesis Profesional, Facultad de Ingeniería.
- FRANKLIN, P., 1949, An Introduccion to Fourier Methods and the Laplace Transformation. New York, Dover Publications, Inc.
- FRANCO P., J. Nov. de 1971. Entrevista Personal.
- GARCIA ROJAS, A.*, Notas sobre la propagación y la Generación de las ondas elásticas. *Recopiladas por:
- GIBSON, J. B., Diciembre de 1971 Entrevista Personal.
- GOGUEL, J., et All, 1959, La Terre, de L'Encyclopédie de la Pléiade. Paris, nrf.
- GOMEZ R., O., Junio de 1971 Entrevista personal.
- GOMEZ Z., R., Junio de 1971 Entrevista personal.
- GRANT, F. S. & West, 1965, Interpretation Theory Applied Geophysics, New York, Mc Graw-Hill
- GUTIERREZ D. 1970, Apuntes de Clase.
- HOWEL, B. J., 1959, Introduction to Geophysics., New York, Mc Graw-Hill.
- HUEDA O., F. 1970-1971 Apuntes de Clase.
- JAROSKY, J. J., 1957, Exploration Geophysics., New Port Beach, Calif., Trija Publishing Co
- KOULSKY, H., 1963, Stress Waves in Solids., New York, Dover Publications.
- LANG, S., 1968, Analysis I., Japan, Addison-Wesley, Publishing. Co. Inc.
- LEET, LEWIS D., 1950, Earth Waves, New York, John Wiley & Sons, Inc.
- LEGGE, Jr. J. A. & ROPNIK, J. C., 1943, Least Squares Determination of the Velocity Function $V = V_0 + KZ$ For Any Set of the Time Depth Data. Geophysics. Vol. VIII. PP. 356-361.
- LINDSETH, R.O., , The Nature of Digital Sismic Processing

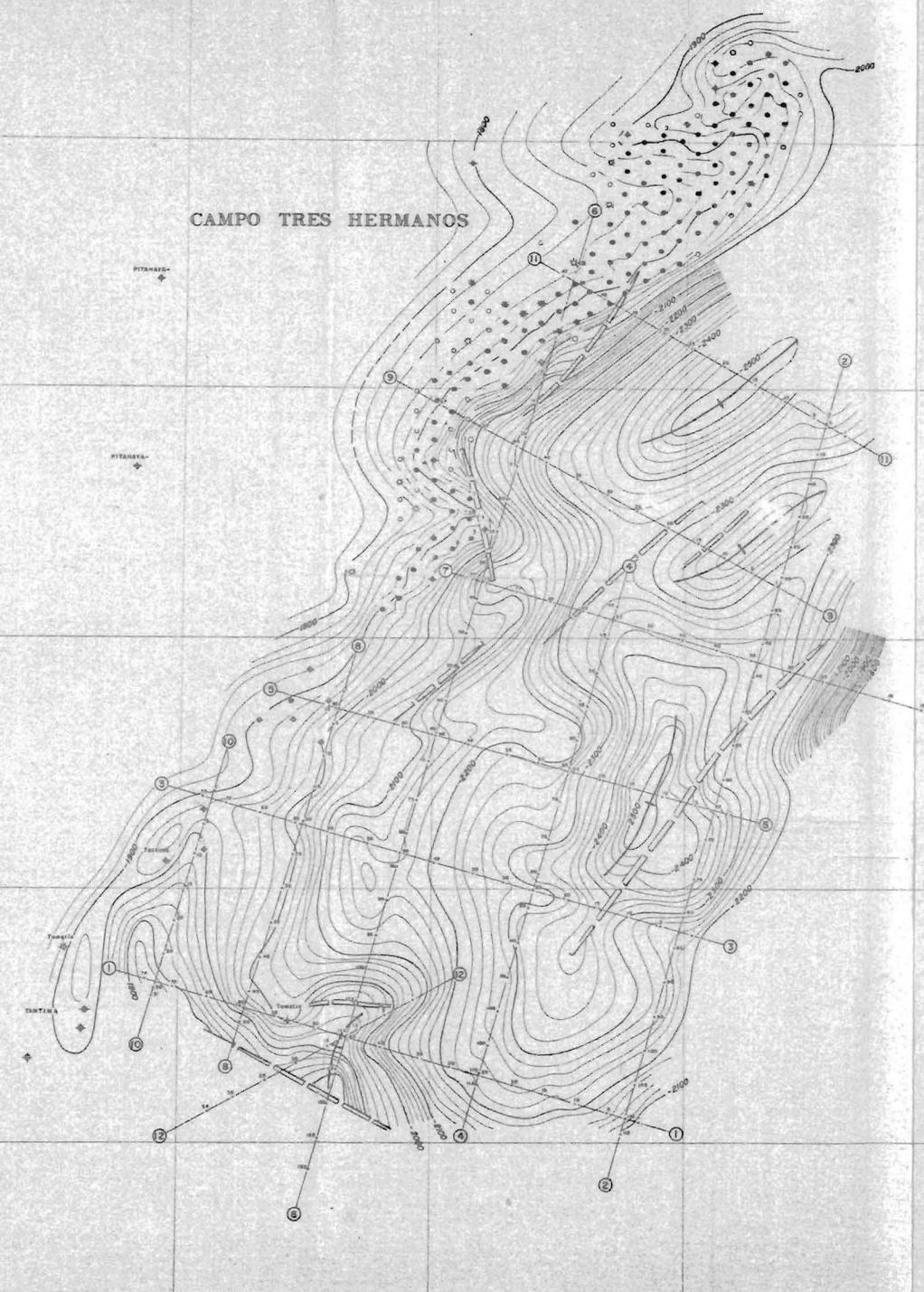
- LOMNITZ, C., 1968-1970 Apuntes de Clase.
- MARCOS, S., et All, 1964, Determinación de la Permeabilidad y de la Presión Estática. Yacimiento Tamabra. Campo Tres Hermanos. Informe Interno de Petróleos Mexicanos.
- MASON, B., 1952, Principles of Geochemistry, New York, John Willey & Sons, Inc.
- MAYNE, W. Harry., 1966, Punto de Reflexión Común. Técnica de Apilar Datos Horizontales. México, Boletín de la A.M.G.E Vol. VII. PP. 205-221.
- MORONES, L., Octubre 1971, Entrevista personal.
- MUSKAT, M., & Meres, M. W., 1940, The Sismic Wave Energy Reflected From Various Types of stratified Horizons. Geophysics, Vol. V. PP 1949-155.
- ORGANICK, ELIOTT J., 1966, A. Fortran Primer, U.S.A., Addison - Wesley Publishing, Co. Inc.
- PALAFIX R., H. Junio de 1971, Entrevista personal.
- PAPOULIS, A., 1965, Probability Random Variables and Stockastic Processes. New York, Mc Graw-Hill.
- PAULETTO, N. Y. GORODETZKY, M., 1966 Sismograma Sintético del Pozo Longa No. 1, (Traducción de A. García Rojas y E. del Valle T.) México, Boletín de la A.M.G.E. Vol. VII.
- PERRY, M. C., et All 1971, Informe Sismológico Final, Area: Franja: Tamabra. Prospecto: Chinampa. (Informe Interno de Petróleos Mexicanos).
- PETERSON, R. A., et All, 1955, The Synthesis of Seismograms From Well Log Dat. Geophysics. Vol. XX, No. 3.
- PIRSON, S. J., 1963, Handbook of well log Analysis for oil and gas Formation Evaluation, Englewood Clifs, N.J., Prentice-Hall Inc.
- PAN, POH-HSI, & DE BREMAEKER, J. CL. 1971, Direct Location of Oil and Gas by the Seismic Reflection Method. Geophysics. PP. 712 a 727.

- RAGUIN, E., 1948, Géologie Appliquée, Paris, Masson Et Cie, Editeurs.
- RICKER, N., 1953, The form and Laws of propagation of Sismic Wavelets, Geophysics. Vol. XVIII. P.P. 10-40
- SCHLUMBERGER WELL SURVEYING, Co., 1958, Introducción al Método Schlumberger de Perfilaje de Pozos. Documento No. 8. Houston, Tex.
- SCHLUMBERGER WELL SURVEYING, Co. 1960, Graficos para la Interpretación de Registros, Houston, Tex.
- SANCHEZ, R., Julio 1971, Entrevista Personal.
- SHERIFF, R.E. 1970, Glossary of Terms Used in Geophysical Exploration with 1969 Addendum. Tulsa, reimpreso del Geophisics V. 33, No. 1 y V. 34 No. 2.
- SPIEGEL, M. R., 1958, Statistics Schaum's Outline series, New York, Schaum Publishing Co.
- SUAREZ C., R., Octubre de 1971, Entrevista Personal.
- TIMOSHENKO, S., 1951. Theory of Elasticity, Tokio, Mc Graw-Hill Co.
- USCANGA, J., Nov. 1971, Entrevista Personal.
- VINIEGRA O., F., Abril de 1971, Entrevista Personal.

A N E X O S

ANEXO No. I

CAMPO TRES HERMANOS



LEYENDA

- POZO PRODUCTOR DE ACEITE ●
- POZO PRODUCTOR DE GAS ○
- POZO SECO ⊕
- LOCALIZACION ○
- PERFIL SISMOLÓGICO (—)
- PUNTO DE TIRAJE (N)

ESCALA GRÁFICA



U. N. A. M.

FACULTAD DE CIENCIAS
MAESTRIA en Cs. (GEOFISICA)

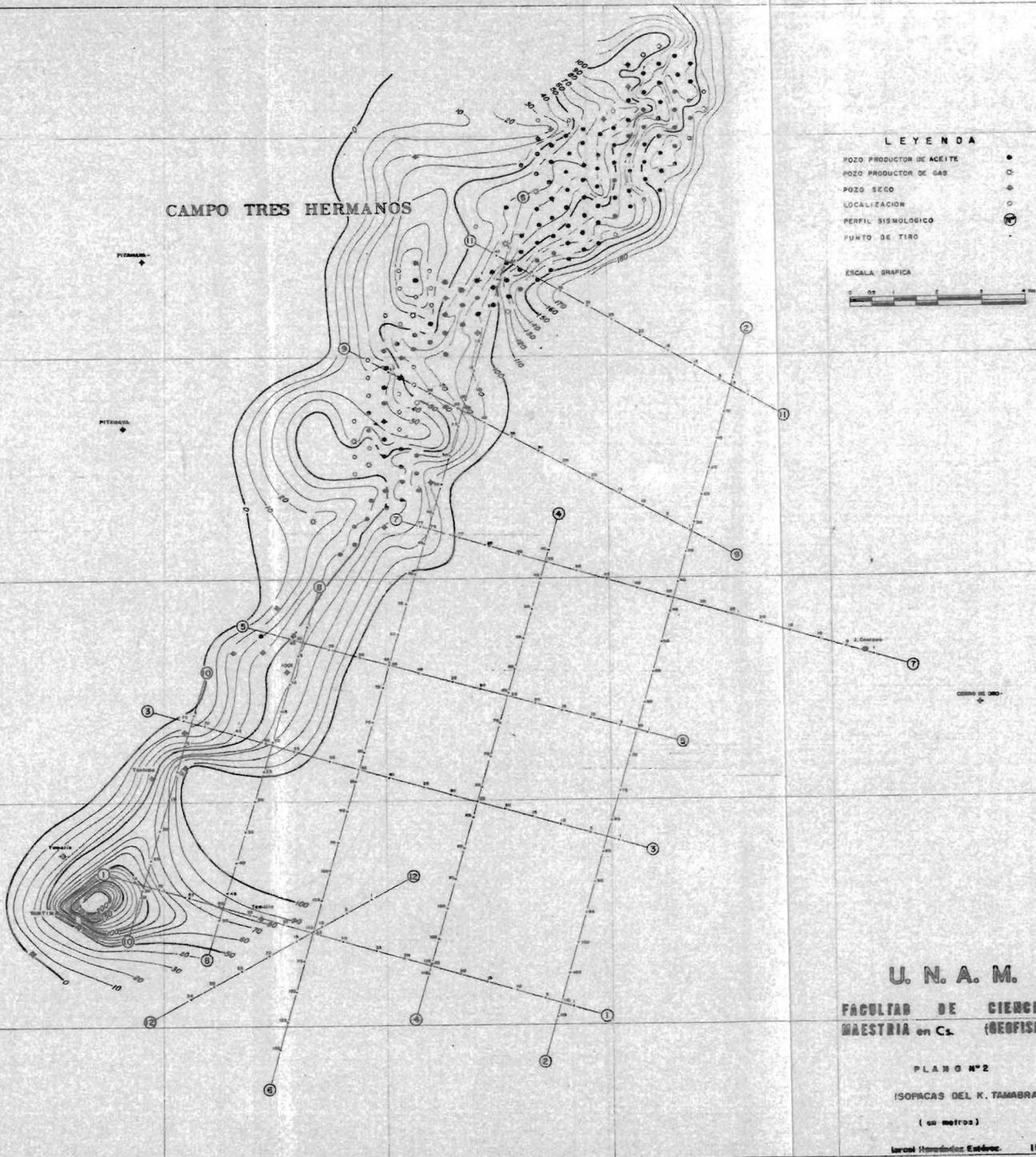
PLANO N° 1

CONFIGURACION ESTRUCTURAL
CIMA K TAMABRA

(en metros bajo el nivel del mar)

Israel Hernández Estévez 1971

CAMPO TRES HERMANOS



LEYENDA

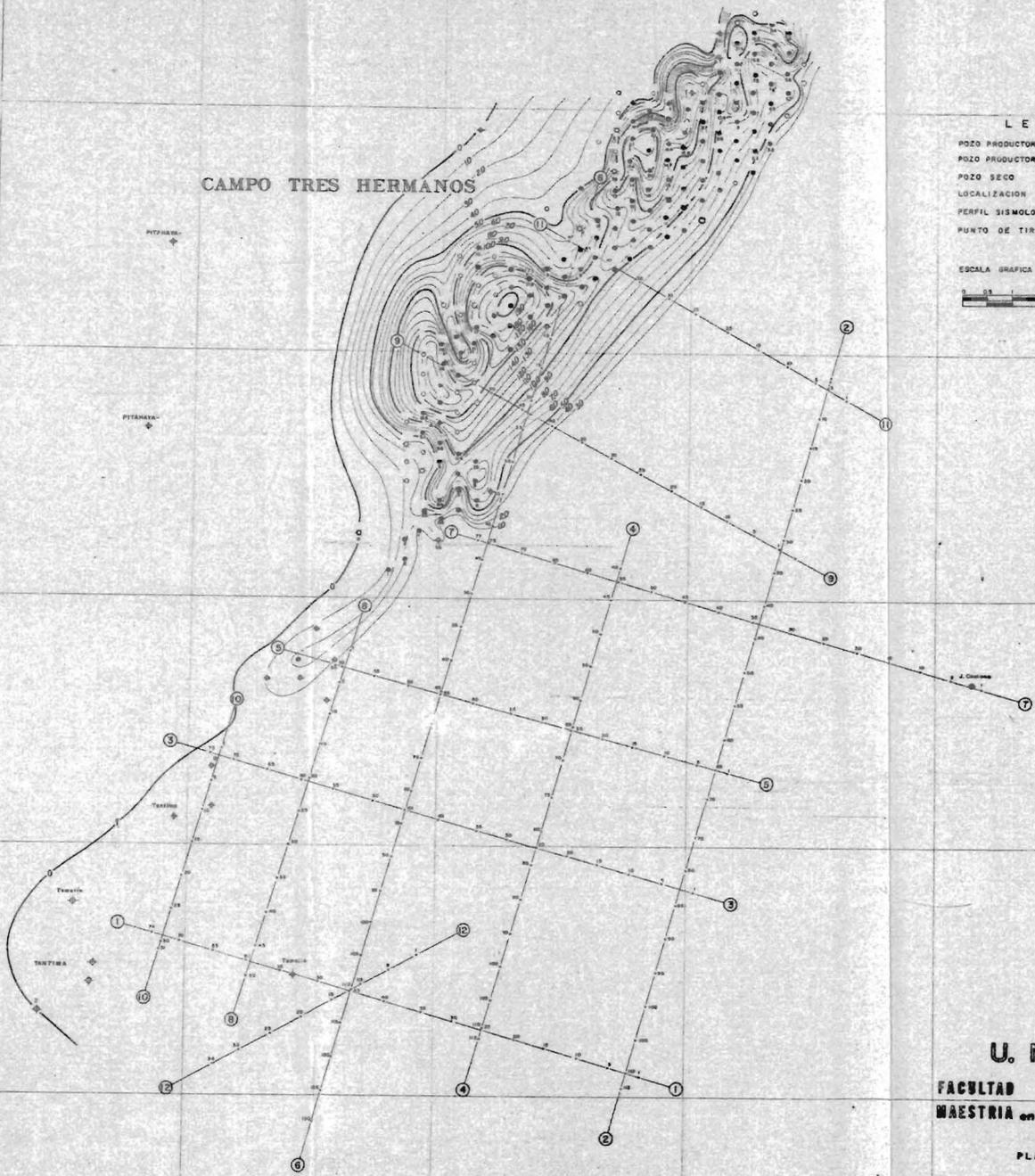
- POZO PRODUCTOR DE ACEITE
- POZO PRODUCTOR DE GAS
- ⊗ POZO SECO
- LOCALIZACION
- ⊙ PERFIL SISMOLÓGICO
- PUNTO DE TIRO



U. N. A. M.
FACULTAD DE CIENCIAS
MAESTRIA en Cs. (GEOFISICA)

PLANO N° 2
ISOPACAS DEL K. TAMABRA
(en metros)
Instit. Estadística. 1971

CAMPO TRES HERMANOS



LEYENDA

- POZO PRODUCTOR DE ACEITE
- ⊙ POZO PRODUCTOR DE GAS
- POZO SECO
- LOCALIZACION
- ⊙ PERFIL SISMOLÓGICO
- PUNTO DE TIRO

ESCALA GRAFICA



U. N. A. M.
FACULTAD DE CIENCIAS
MAESTRIA en Cs. (GEOFISICA)

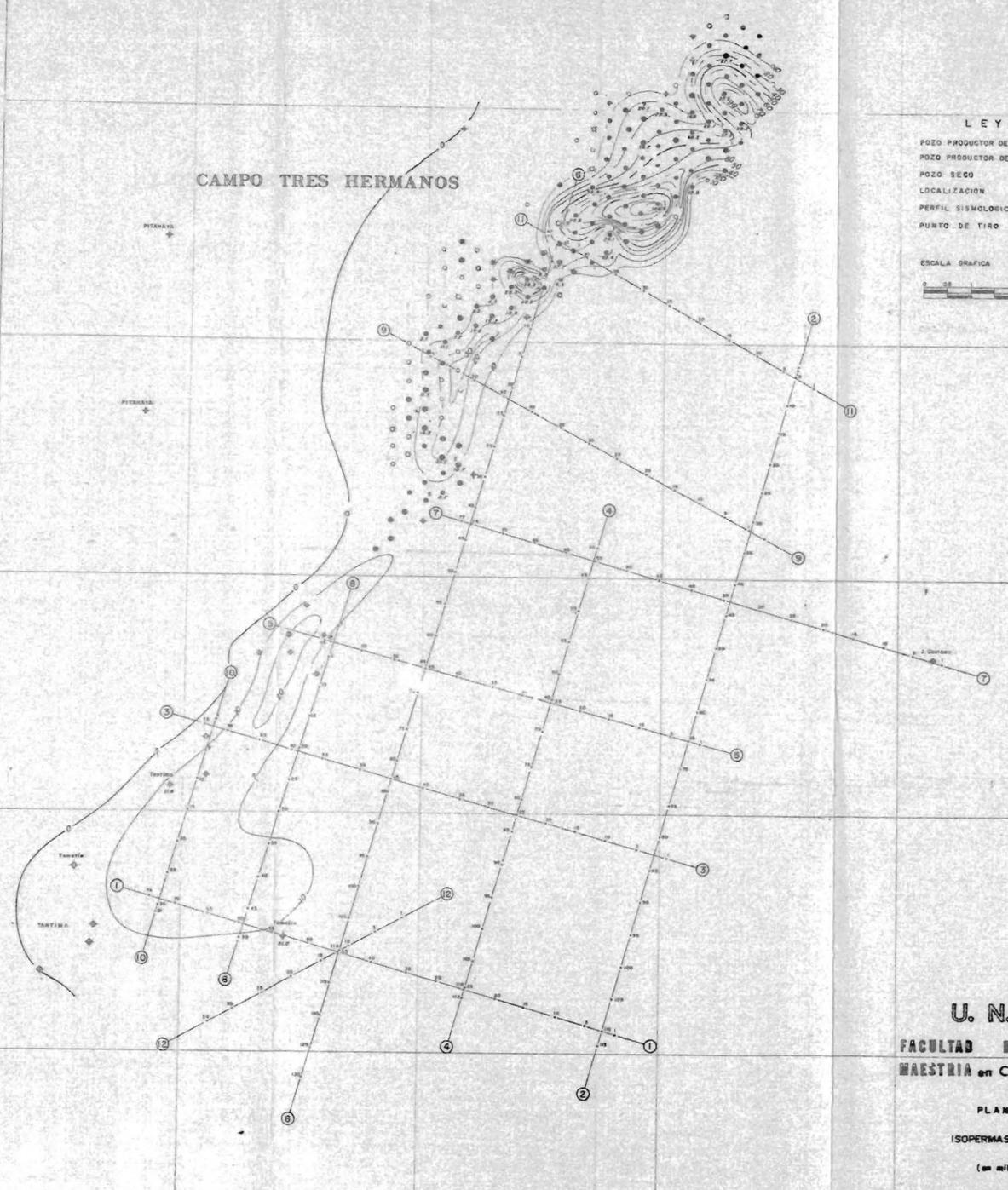
PLANO Nº 3

ISOPOMAS DEL K. TAMABRA

(en porcentaje)

Instit. Nacionales Estadísticas 1971

CAMPO TRES HERMANOS



LEYENDA

- POZO PRODUCTOR DE ACEITE
- ⊗ POZO PRODUCTOR DE GAS
- ⊙ POZO SECO
- LOCALIZACION
- ⊙ PERFIL SISMOLOGICO
- PUNTO DE TIRO



U. N. A. M.
FACULTAD DE CIENCIAS
MAESTRIA en Cs. (GEOFISICA)

PLANO N° 4
ISOPERMAS DEL K. TAMABRA
(en millideros)

Israel Hernández Estroza 1971

ANEXO No. II

LINEA 6 DE PT. 130 A PT. 50 GRUPO NS-17
 AREA FRONTERA TAMABRA ZONA NORTE PROSP. CHINAMPA PARTE 2/2 N.R. 00 m.

PETROLEOS MEXICANOS

DATOS DE CAMPO

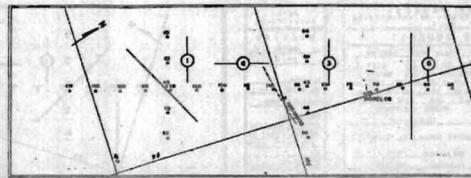
TIPO DE REGISTRO: PUNTO DE TIPO...
 EQUIPO DE REGISTRO: PUNTO DE TIPO...
 TIPO DE ESTACION: PUNTO DE TIPO...
 TIPO DE ENERGIA: DINAMITA...
 TIPO DE DETECTOR: ANALOGICA...
 TIPO DE GRAFICACION: ANALOGICA...

CENTRO DE PROCESO

CONDICIONES EST. DEL DIA...
 FILTROS MUESTRAS...
 FILTROS ELECTRICOS...
 FILTROS ELECTRICOS...
 FILTROS ELECTRICOS...

DATOS DE PROCESO

CONDICIONES EST. DEL DIA...
 FILTROS MUESTRAS...
 FILTROS ELECTRICOS...
 FILTROS ELECTRICOS...
 FILTROS ELECTRICOS...



LINEA 6 DE PT. 60 A PT. 131 GRUPO NS-17
 AREA FRONTERA TAMABRA ZONA NORTE PROSP. CHINAMPA PARTE 1/2 N.R. 00 m.

PETROLEOS MEXICANOS

DATOS DE CAMPO

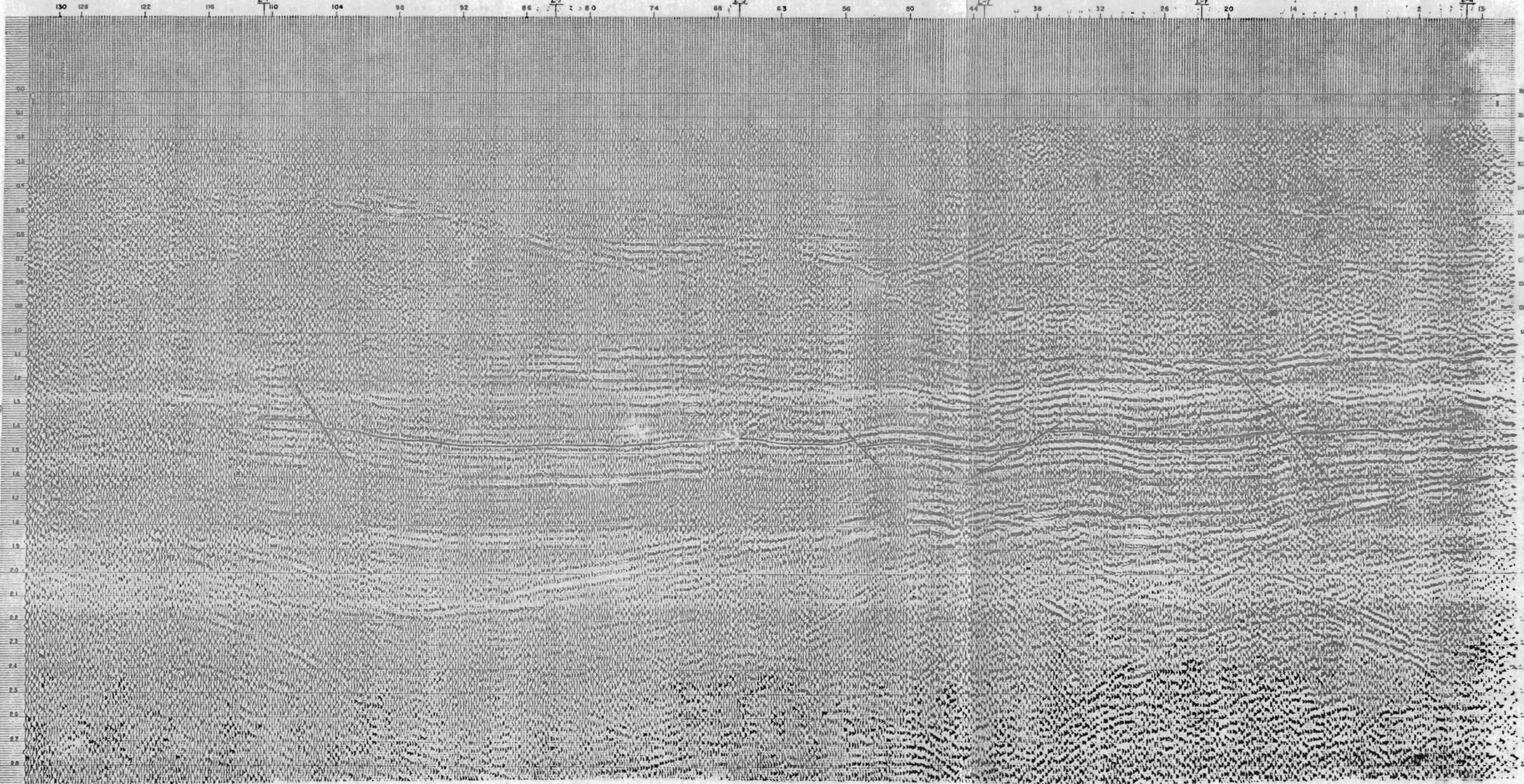
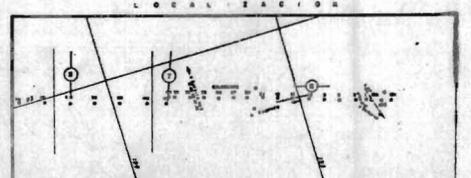
TIPO DE REGISTRO: PUNTO DE TIPO...
 EQUIPO DE REGISTRO: PUNTO DE TIPO...
 TIPO DE ESTACION: PUNTO DE TIPO...
 TIPO DE ENERGIA: DINAMITA...
 TIPO DE DETECTOR: ANALOGICA...
 TIPO DE GRAFICACION: ANALOGICA...

CENTRO DE PROCESO

CONDICIONES EST. DEL DIA...
 FILTROS MUESTRAS...
 FILTROS ELECTRICOS...
 FILTROS ELECTRICOS...
 FILTROS ELECTRICOS...

DATOS DE PROCESO

CONDICIONES EST. DEL DIA...
 FILTROS MUESTRAS...
 FILTROS ELECTRICOS...
 FILTROS ELECTRICOS...
 FILTROS ELECTRICOS...



LINEA 9 DE RT. 57 A RT. 19 GRUPO NS-17

AREAFRAMA TAMARCA ZONA NORTE PROSP. CHINAMPA PARTE 1/1 N.R.O.O.M.

LOCALIZACION

PETROLEOS MEXICANOS

DATOS DE CAMPO

GRUPO DE ESTACIONES: PMS-52 PUNTO DE TRAZO: 57

TRAZO: 56-57-58-59-60-61-62-63-64-65-66-67-68-69-70-71-72-73-74-75-76-77-78-79-80-81-82-83-84-85-86-87-88-89-90-91-92-93-94-95-96-97-98-99-100

DATE SURVEY: 1952

TPO DE ESTACION: DINAMITA

NO DE ESTACIONES: 15

TIPO DE INSTRUMENTOS: ANALOGICA

FECHA: 1971

DATOS DE PROCESO

GRUPO S.A.: 123

OPERACIONES EST.:

ALTERNOS ELECTRICOS

FECHA: 1971

DATOS ADICIONALES

NO. ARCH.: 11

NO. INSTR.: 1

NO. ESTACIONES: 15

NO. PUNTO: 57

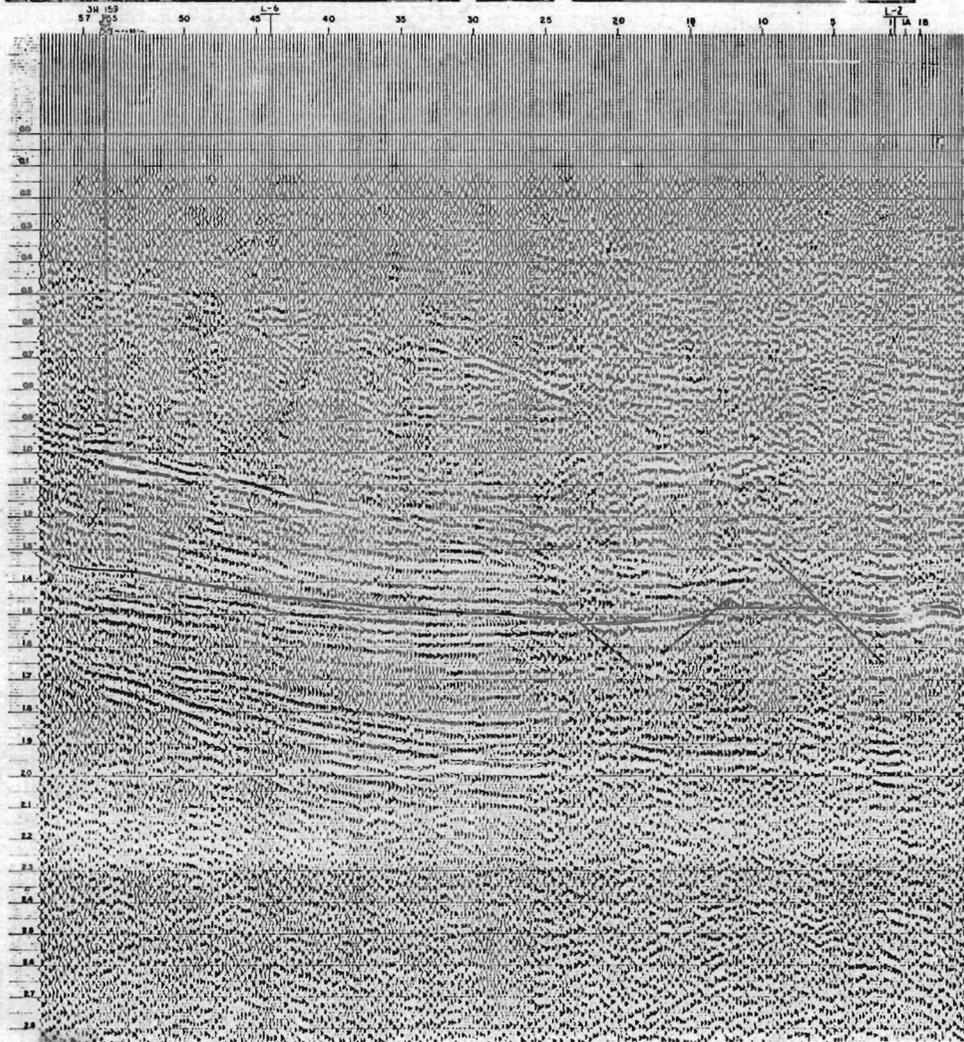
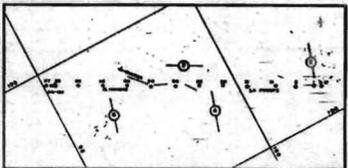
NO. LINEA: 9

NO. GRUPO: NS-17

NO. PARTE: 1/1

NO. HOJA: 1

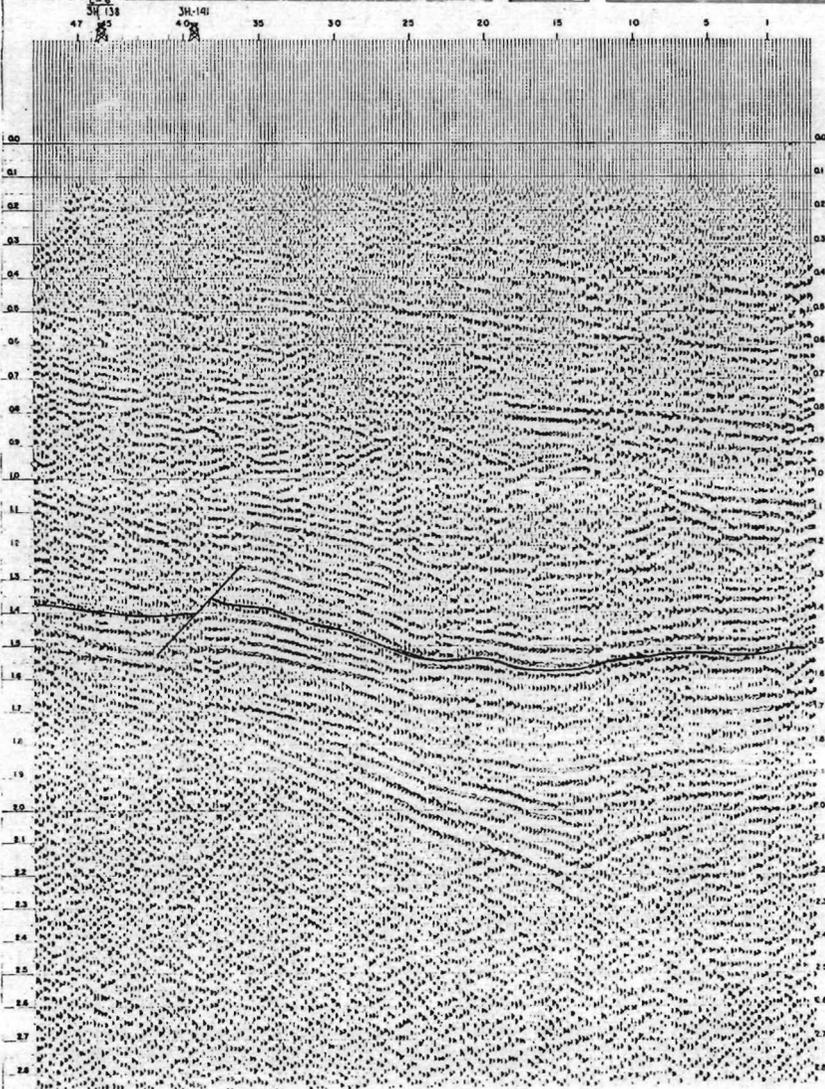
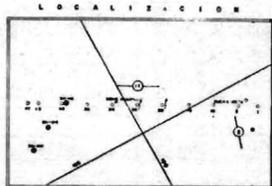
NO. TOTAL: 1



LINEA II DE PT. 47 A PT. I GRUPO NS-17

AREAFRANJA TAMABRA ZONA NORTE PROSP. CHINAMPA PARTE I/I N.R.0.0

PETROLEOS MEXICANOS		SERVICIO DE PROCESOS		SERVICIOS AUXILIARES	
DATOS DE CAMPO		DATOS DE PROCESO		SERVICIOS AUXILIARES	
EQUIPO DE REGISTRO: PMP-20	TIPO DE TRAZO: 47	EQUIPO A. 2.:	EQUIPO PROC.: 340-AD	NO. REG.:	NO. REG.:
TENDIDO: 100-151	ESTACION A LA ESTACION: 803	CORRECCIONES EST.:	CORR. EST. RES.:	NO. ARCH.:	NO. ARCH.:
DIST. ENTRE ESTACIONES: 70	FILTROS: 18-000	CORRECCIONES DIA.:	CORR. DIA. RES.:	NO. REG. 2.:	NO. REG. 2.:
TIPO DE ESTACION: 3.0 NA MITA	C.A.B.: 1.0 T20	FILTROS DIGITALES:	LET DE VELOCIDAD P.T.:	CAPRILET 1-022	OTROS PROC.:
NO. DE DETECTORES: 2	QUERETA CR.: 13.2	TIPO DE TRAZO A.C.:	TIPO DE TRAZO:	TIPO DE TRAZO:	TIPO DE TRAZO:
CARNA BIENA: 18	PROPIEDAD BIENA: 7.7	TIPO DE TRAZO:	TIPO DE TRAZO:	TIPO DE TRAZO:	TIPO DE TRAZO:
TIPO DE BRANDEO: ANALOGICA	TIPO DE BRANDEO:	TIPO DE TRAZO:	TIPO DE TRAZO:	TIPO DE TRAZO:	TIPO DE TRAZO:
FECHA: ENERO-1971	FECHA: ENERO-1971	FECHA: ENERO-1971	FECHA: ENERO-1971	FECHA: ENERO-1971	FECHA: ENERO-1971



ANEXO No. III

AREA FRANJA TAMAHA CHENANOA DE 1 L A VENTANA 1371-1570
 LIST OF DATA IS FROM 1.368 TO 1.569

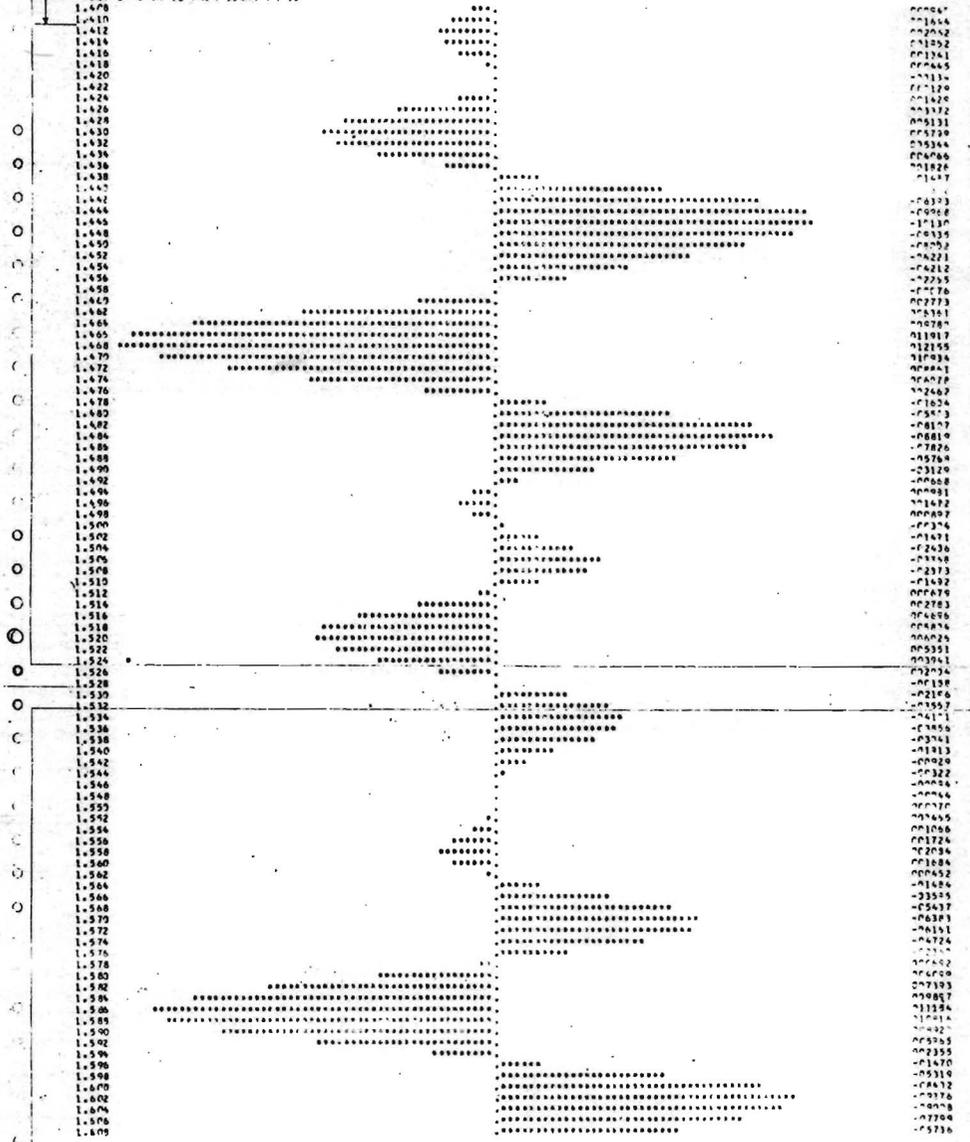
J 03 E4 05 06 07 08 09 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 23 24 25 26 27 28 29 30 31 32 33 34 35 36 37 38 39 40 41 42 43 44 45 46 47 48 49 50

1.368		PP0355
1.370		PP0487
1.372		PP1526
1.376		PP2566
1.378		PP3571
1.379		PP3679
1.381		PP3327
1.382		PP2377
1.384		PP1376
1.385		PP4770
1.388		PP1853
1.390		PP2655
1.392		PP2758
1.394		PP0670
1.396		PP1855
1.398		PP3528
1.400		PP1376
1.402		PP2277
1.404		PP3150
1.406		PP1878
1.408		PP1314
1.410		PP0110
1.412		PP7697
1.414		PP1824
1.416		PP6304
1.418		PP6674
1.420		PP7522
1.422		PP0420
1.424		PP0029
1.426		PP1357
1.428		PP0221
1.430		PP3073
1.432		PP0263
1.434		PP0093
1.436		PP1050
1.438		PP3310
1.440		PP4635
1.442		PP5875
1.444		PP6675
1.446		PP6375
1.448		PP6366
1.450		PP6707
1.452		PP6703
1.454		PP2432
1.456		PP1790
1.458		CP1571
1.460		PP3968
1.462		PP6182
1.464		PP4926
1.466		PP9188
1.468		PP4251
1.470		PP0452
1.472		PP0156
1.474		PP5726
1.476		PP2265
1.478		PP0432
1.480		PP6271
1.482		PP6326
1.484		PP0977
1.486		PP6176
1.488		PP1650
1.490		PP6218
1.492		PP1306
1.494		PP2575
1.496		PP4435
1.498		PP2153
1.500		PP0678
1.502		PP9273
1.504		PP3156
1.506		PP0527
1.508		PP0485
1.510		PP2852
1.512		PP0280
1.514		PP0252
1.516		PP4279
1.518		PP0210
1.520		PP1575
1.522		PP0370
1.524		PP0674
1.526		PP0791
1.528		PP2648
1.530		PP1652
1.532		PP0477
1.534		PP4435
1.536		PP1838
1.538		PP1331
1.540		PP3136
1.542		PP3286
1.544		PP3413
1.546		PP1630
1.548		PP4435
1.550		PP4435
1.552		PP4435
1.554		PP4435
1.556		PP4435
1.558		PP4435
1.560		PP4435
1.562		PP4435
1.564		PP4435
1.566		PP4435
1.568		PP4435
1.569		PP4435

POZO 3 HNOS 114 (PROY)

AREA FRANJA TAMARA CHIANDA PE 131 L-A VENTRA 1310-1310
 # 131 PLOT OF DATA IS FROM 1.459 TO 1.494

0 40 80 120 160 200 240 280 320 360 400 440 480 520

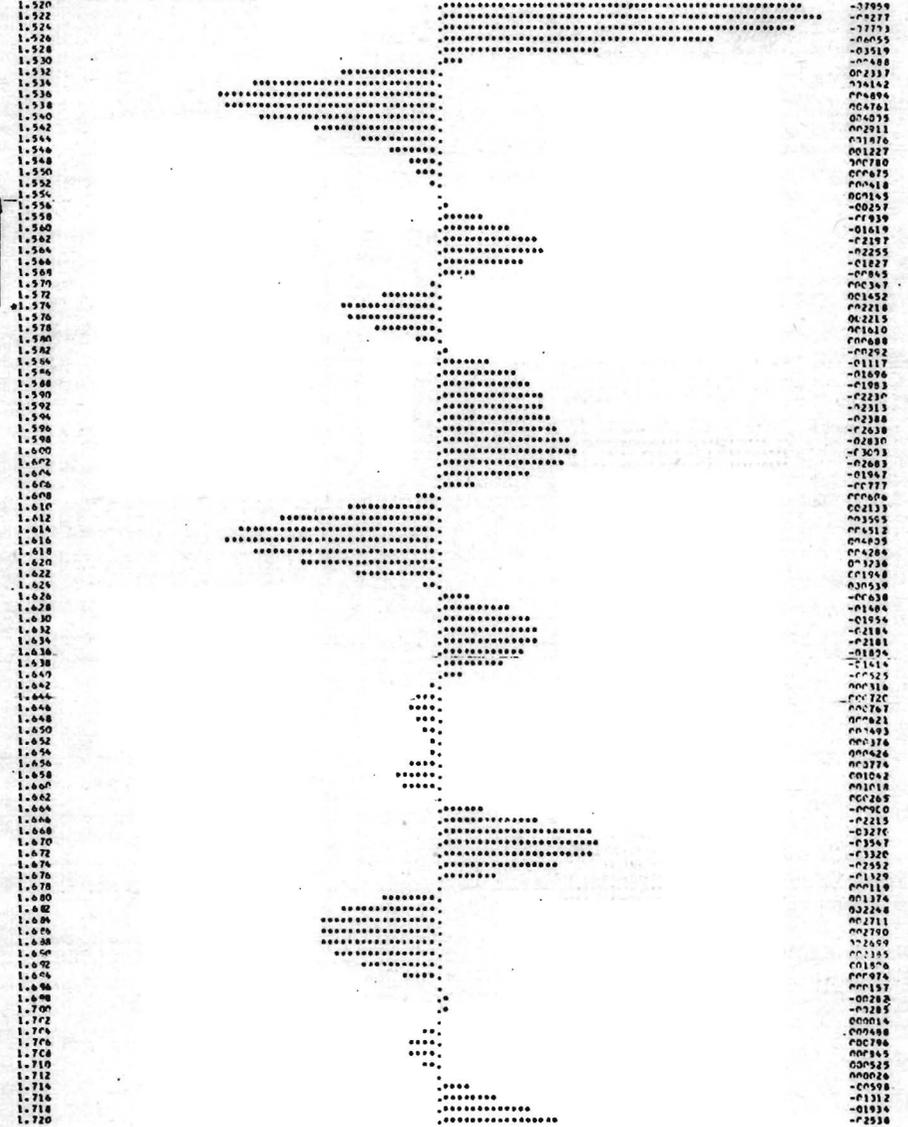


POZO 3 ANOS. 120

1.400	*****	001834
1.402	*****	001757
1.404	*****	001511
1.406	*****	011092
1.408	*****	-00739
1.410	*****	-01119
1.412	*****	-02688
1.414	*****	-03997
1.416	*****	-04267
1.418	*****	-04914
1.420	*****	-04702
1.422	*****	-04438
1.424	*****	-03625
1.426	*****	-01990
1.428	*****	000607
1.430	*****	003352
1.432	*****	004557
1.434	*****	004975
1.436	*****	004808
1.438	*****	005251
1.440	*****	005674
1.442	*****	004152
1.444	*****	011077
1.446	*****	-00606
1.448	*****	-01883
1.450	*****	-02270
1.452	*****	-02461
1.454	*****	-02576
1.456	*****	-02584
1.458	*****	-02595
1.460	*****	-02834
1.462	*****	-03439
1.464	*****	-04060
1.466	*****	-04202
1.468	*****	-04634
1.470	*****	-05016
1.472	*****	-02360
1.474	*****	-01327
1.476	*****	-00389
1.478	*****	000572
1.480	*****	001442
1.482	*****	002312
1.484	*****	003387
1.486	*****	004665
1.488	*****	005955
1.490	*****	006833
1.492	*****	006876
1.494	*****	005974
1.496	*****	003963
1.498	*****	001921
1.500	*****	-01751
1.502	*****	-03501
1.504	*****	-04292
1.506	*****	-04549
1.508	*****	-04931
1.510	*****	-03240
1.512	*****	-02757
1.514	*****	-02324
1.516	*****	-01653
1.518	*****	-00545
1.520	*****	-00173
1.522	*****	000433
1.524	*****	000938
1.526	*****	001158
1.528	*****	000817
1.530	*****	000122
1.532	*****	-00051
1.534	*****	-01266
1.536	*****	-01621
1.538	*****	-01572
1.540	*****	-00073
1.542	*****	000000
1.544	*****	001101
1.546	*****	001938
1.548	*****	002337
1.550	*****	002253
1.552	*****	001984
1.554	*****	001719
1.556	*****	001583
1.558	*****	001537
1.560	*****	001551
1.562	*****	001499
1.564	*****	001359
1.566	*****	001127
1.568	*****	000644
1.570	*****	000478
1.572	*****	000068
1.574	*****	-00367
1.576	*****	-00850
1.578	*****	-01539
1.580	*****	-02529
1.582	*****	-03276
1.584	*****	-03970
1.586	*****	-04134
1.588	*****	-01846
1.590	*****	-03073
1.592	*****	-01378
1.594	*****	-00833
1.596	*****	000126
1.598	*****	000737
1.600	*****	001052

1.470	002115
1.462	001845
1.476	005624
1.466	006031
1.468	004304
1.410	005073
1.412	004322
1.424	002609
1.416	009114
1.418	-01103
1.420	-02840
1.422	-04433
1.424	-05864
1.426	-06771
1.428	-06960
1.430	-06280
1.432	-04911
1.434	-01391
1.436	-01957
1.438	-00352
1.440	001508
1.442	023437
1.444	004775
1.446	005318
1.448	005941
1.450	003942
1.452	002784
1.454	-00156
1.456	-02786
1.458	-02988
1.460	-02654
1.462	-01561
1.464	-00277
1.466	000997
1.468	002259
1.470	002993
1.472	002887
1.474	003253
1.476	000953
1.478	-01133
1.480	-03304
1.482	-05078
1.484	-06150
1.486	-05515
1.488	-04586
1.490	-03534
1.492	-02085
1.494	-00203
1.470	002255
1.472	000582
1.474	001765
1.476	008293
1.478	007938
1.480	000928
1.482	000023
1.484	004956
1.486	003201
1.488	001218
1.490	-01245
1.492	-03229
1.494	-04740
1.496	-05566
1.498	-06036
1.500	-06077
1.502	-05722
1.504	-04754
1.506	-03318
1.508	-01313
1.510	000303
1.512	001436
1.514	002114
1.516	002415
1.518	002346
1.520	001858
1.522	000991
1.524	-00098
1.526	-01130
1.528	-01776
1.530	-01958
1.532	-01842
1.534	-00935
1.536	-00077
1.538	000686
1.540	001250
1.542	001540
1.544	001434
1.546	001770
1.548	001844
1.550	001934
1.552	002039
1.554	001991
1.556	001845
1.558	001527
1.560	001186
1.562	000788
1.564	000047
1.566	-01334
1.568	-01333
1.570	-03018
1.572	-06678

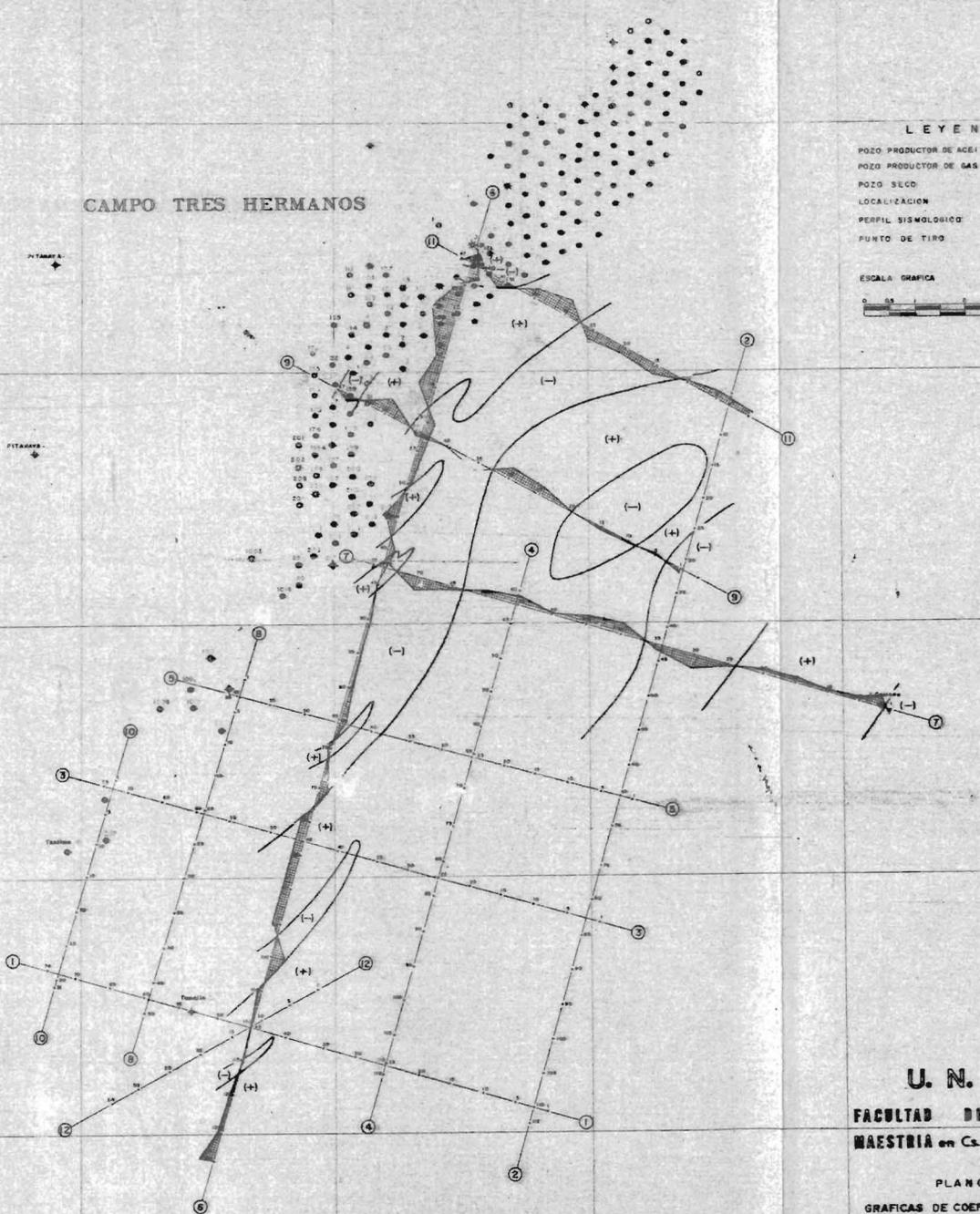
PLCE DE LATA IS PACO L. 1-11 EQ L. 1-10		
1.400	006178
1.402	006397
1.404	002001
1.406	-00489
1.408	-02684
1.410	-06279
1.412	-00000
1.414	-04435
1.416	-03301
1.418	-01504
1.420	-00661
1.422	000525
1.424	001020
1.426	002350
1.428	002560
1.430	002308
1.432	001568
1.434	000330
1.436	-01041
1.438	-02277
1.440	-03254
1.442	-03763
1.444	-03591
1.446	-02846
1.448	-01702
1.450	-00219
1.452	001321
1.454	002315
1.456	004377
1.458	001710
1.460	000735
1.462	-00377
1.464	-01463
1.466	-02128
1.468	-01905
1.470	-01722
1.472	-01157
1.474	-00097
1.476	000918
1.478	001455
1.480	001396
1.482	000811
1.484	000405
1.486	000266
1.488	000279
1.490	000133
1.492	000034
1.494	000321
1.496	000765
1.498	001325
1.500	001763
1.502	001630
1.504	001646
1.506	002232
1.508	002665
1.510	002432
1.512	001558
1.514	000388
1.516	-00710
1.518	-01426
1.520	-02375
1.522	-02581
1.524	-02063
1.526	-02979
1.528	-03082
1.530	-02955
1.532	-02953
1.534	-02616
1.536	-03192
1.538	-00463
1.540	000497
1.542	001317
1.544	001083
1.546	002124
1.548	002321
1.550	002357
1.552	002121
1.554	001819
1.556	001645
1.558	001656
1.560	001334
1.562	002314
1.564	002417
1.566	002756
1.568	001462
1.570	001416
1.572	-01402
1.574	-00056
1.576	-06378
1.578	-07562
1.580	-07680
1.582	-00219
1.584	-06028
1.586	-02073
1.588	001319
1.590	002980
1.592	002972
1.594	002489
1.596	002109
1.598	001200
1.600	-00144



POZO EN TANABRA.

ANEXO No. IV

CAMPO TRES HERMANOS



LEYENDA

- POZO PRODUCTOR DE ACELITE
- POZO PRODUCTOR DE GAS
- POZO SECO
- LOCALIZACION
- PERFIL SISMOLOGICO
- PUNTO DE TIRO

ESCALA GRAFICA



U. N. A. M.

FACULTAD DE CIENCIAS
MAESTRIA en Cs. (GEOFISICA)

PLANO N° 6

GRAFICAS DE COEFICIENTES DE CO-
RRELACION DE LA TRAZA N° 6-05 CON
RESPECTO A LAS DEMAS INDICADAS.
P(φ, 605) - 0.1721909

Israel Hernández Estévez. DTI.

CAMPO TRES HERMANOS

PITAGORAS

PITAGORAS

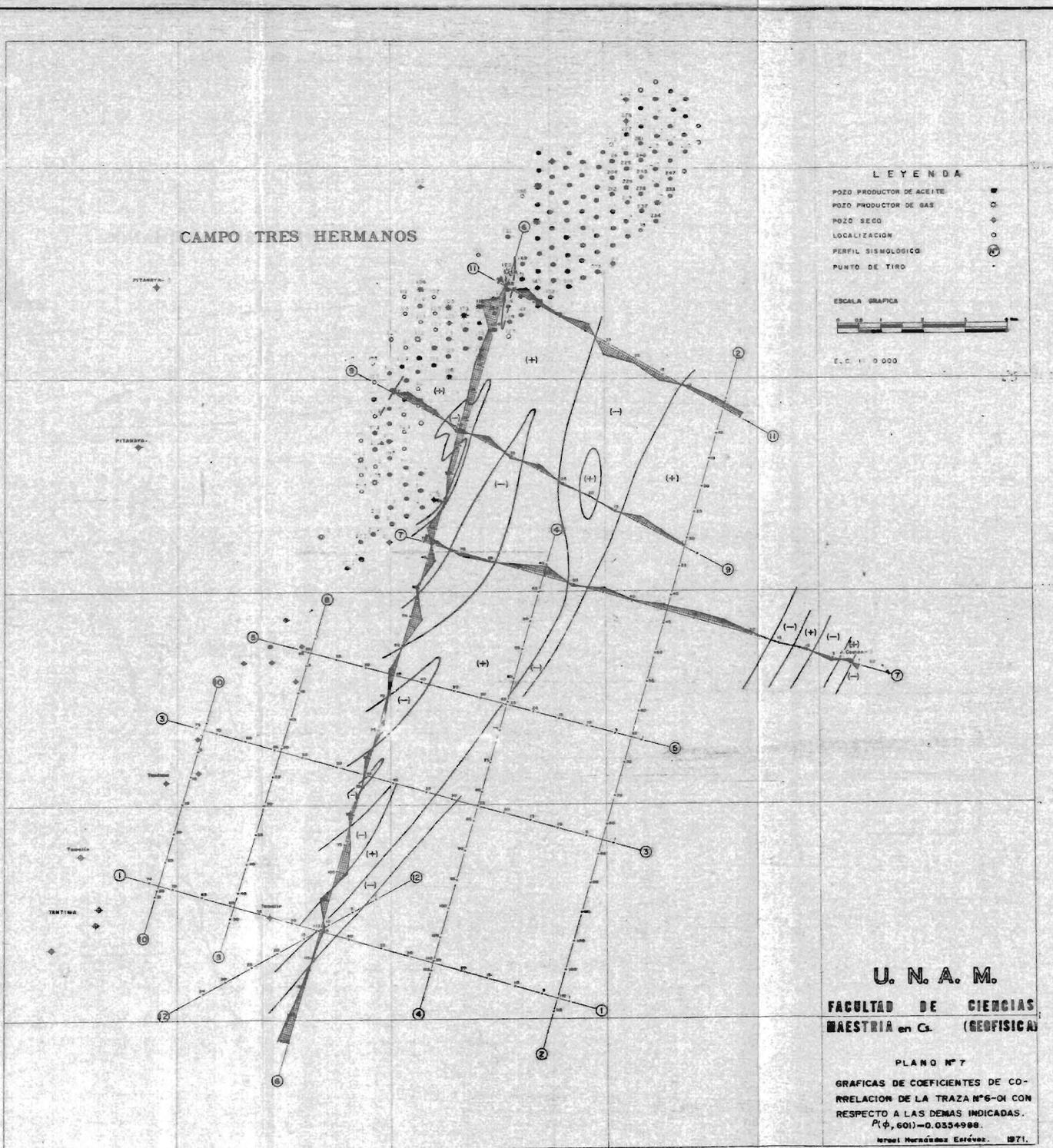
TENTINGO

LEYENDA

- POZO PRODUCTOR DE ACEITE
- POZO PRODUCTOR DE GAS
- POZO SECO
- LOCALIZACION
- PERFIL SISMOLÓGICO
- PUNTO DE TIRO

ESCALA GRÁFICA

E.C. 1 : 10 000

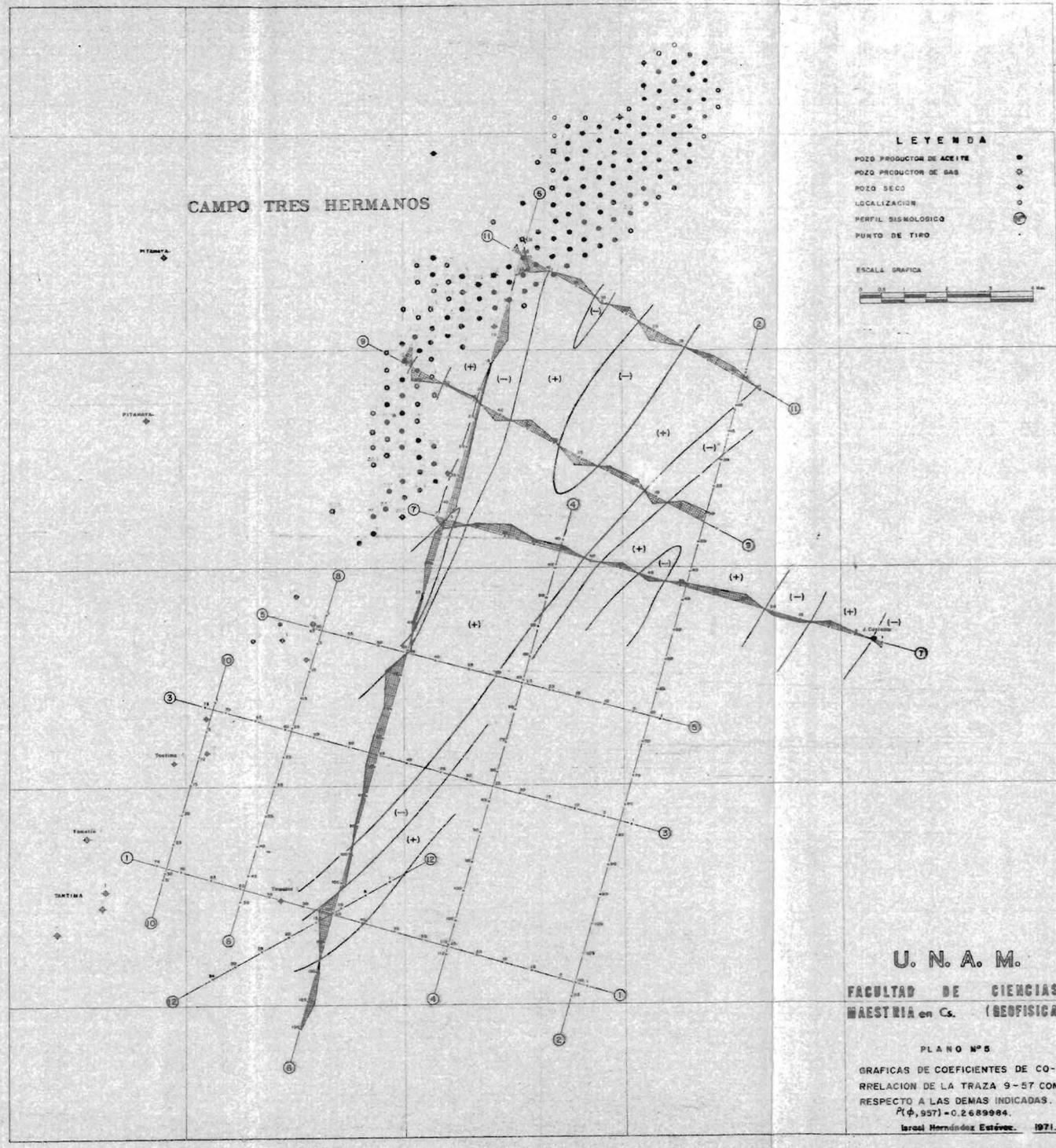


U. N. A. M.
FACULTAD DE CIENCIAS
MAESTRIA en G. (GEOFISICA)

PLANO N° 7
 GRAFICAS DE COEFICIENTES DE CORRELACION DE LA TRAZA N° 6-01 CON RESPECTO A LAS DEMAS INDICADAS.
 $R(\phi, 601) = 0.0334988$
 Israel Hernández Estévez. 1971.

CAMPO TRES HERMANOS

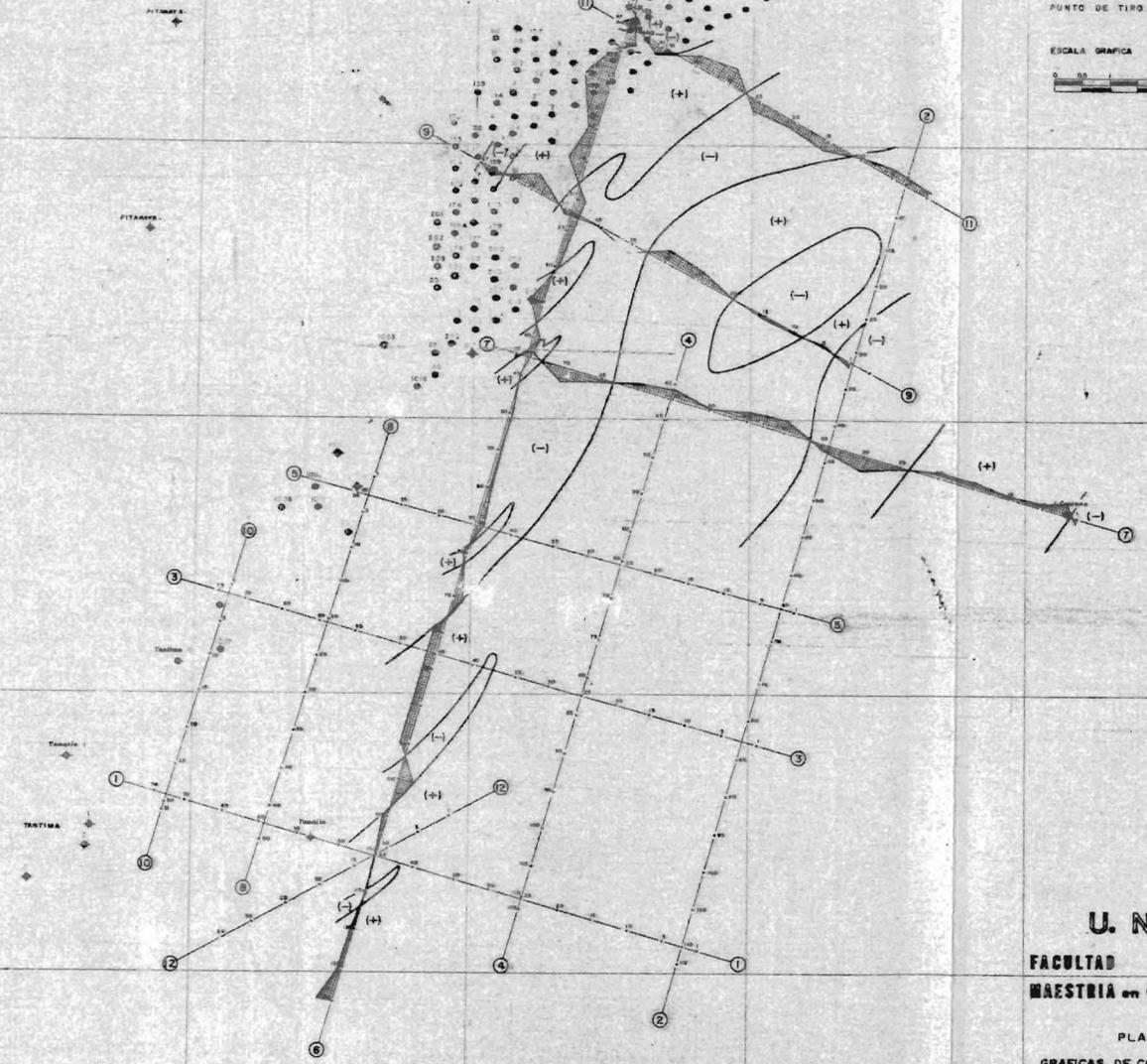
- LEYENDA**
- POZO PRODUCTOR DE ACEITE
 - POZO PRODUCTOR DE GAS
 - ◇ POZO SECO
 - LOCALIZACION
 - PERFIL SISMOLOGICO
 - PUNTO DE TIRO



U. N. A. M.
FACULTAD DE CIENCIAS
MAESTRIA en Cs. (GEOFISICA)

PLANO N° 5
 GRAFICAS DE COEFICIENTES DE CO-
 RRELACION DE LA TRAZA 9-57 CON
 RESPECTO A LAS DEMAS INDICADAS.
 (φ, 957) - 0.2689904.
 Israel Hernández Estévez. 1971.

CAMPO TRES HERMANOS



LEYENDA

- POZO PRODUCTOR DE ACEITE
- POZO PRODUCTOR DE GAS
- POZO SECO
- LOCALIZACION
- PERFIL SISMOLÓGICO
- PUNTO DE TIRO



U. N. A. M.

FACULTAD DE CIENCIAS
MAESTRIA en Cs. (GEOPISICA)

PLANO N° 6
GRAFICAS DE COEFICIENTES DE CO-
RRELACION DE LA TRAZA N° 6-05 CON
RESPECTO A LAS DEMAS INDICADAS.
P(φ, 605)-0.1721909