

DIVISION DE ESTUDIOS DE POSGRADO
FACULTAD DE INGENIERIA

ESTUDIO DEL CAMPO PETROLERO "REYNOSA PROFUNDO" Y SU
IMPLICACION EN LA BUSQUEDA DE ENTRAMPAMIENTOS DE
HIDROCARBUROS EN LA CUENCA DE BURGOS.

POR:

FRANCISCO J. SANCHEZ DE TAGLE DE LA LASTRA

T E S I S .

PRESENTADA A LA DIVISION DE ESTUDIOS DE
POSGRADO DE LA
FACULTAD DE INGENIERIA
DE LA

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

COMO REQUISITO PARA OBTENER

EL GRADO DE

MAESTRO EN INGENIERIA

(EXPLORACION)

CIUDAD UNIVERSITARIA

1 9 8 9 .

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN



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 está 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.

01179
207
6

ESTUDIO DEL CAMPO PETROLERO "REYNOSA PROFUNDO" Y SU IMPLICACION EN LA BUSQUEDA DE ENTRAMPAMIENTOS DE HIDROCARBUROS EN LA CUENCA DE BURGOS.

I INTRODUCCION

1) Generalidades del Campo Reynosa

- a) Ubicación
- b) Extensión
- c) Tipos de hidrocarburos
- d) Número de pozos perforados
- e) Profundidad de arenas productoras

II ANTECEDENTES

1) Antecedentes Geológicos

- a) Geología Superficial
- b) Geología de Subsuelo
 - 1. Columna Geológica
 - 2. Litología
 - 3. Estratigrafía
 - 4. Ambientes de depósito
 - 5. Modelos de sedimentación

2) Antecedentes Geofísicos

- a) Gravimetría
 - 1. Modelos gravimétricos
- b) Magnetometría
- c) Sismología
 - 1. Características operacionales
 - 2. Secuencias sísmicas
 - 3. Configuración de horizontes de interés

III REGISTROS GEOFISICOS DE POZOS

1) Características principales

IV TIPOS DE TRAMPAS

1) Correlación sísmica del área

- a) Trampas estratigráficas
- b) Trampas estructurales
- c) Trampas combinadas
- d) Influencia de las fallas de crecimiento en el entrapamiento de hidrocarburos.
 - 1. Fallas de crecimiento
 - 2. Evolución de las fallas de crecimiento
 - 3. Correlación del diapirismo arcilloso y las fallas de crecimiento.

V ATRIBUTOS SISMICOS

VI CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Bibliografía

R E S U M E N

El Campo Petrolero Reynosa se ha caracterizado por su producción de Gas en arenas del Oligoceno Medio-Superior. La necesidad de encontrar nuevos intervalos productores ha originado el estudio de fallas de crecimiento, desarrolladas durante el Oligoceno Inferior (Vicksburg).

La posible existencia de un Delta dió origen a la acumulación de areniscas, las cuales, debido a las fallas de crecimiento y el desarrollo de masas arcillosas han provocado que su distribución sea errática.

Los atributos sísmicos (amplitud, frecuencia, fase, etc.) son de gran ayuda para la identificación de las zonas de arenisca, que aunados con trampas estructurales y estratigráficas, aumentan las probabilidades de éxito en la búsqueda de hidrocarburos.

I INTRODUCCION.

La Cuenca de Burgos está constituida por un potente espesor de rocas sedimentarias de edad Terciaria que se extienden a lo largo de la planicie costera del Golfo de México, quedando limitada por la Sierra Madre Oriental, las Sierras de San Carlos y Cruillas y la parte norte de la Provincia Sierras Tamaulipecas.

La orogenia Laramide tuvo su máximo desarrollo a fines del Cretácico; elevando, plegando y afallando los depósitos del Geosinclinal Mexicano.

Simultáneamente a los plegamientos se originaba un hundimiento hacia el oriente, provocando una regresión marina que dió lugar a la depositación terciaria, la cual presenta discordancias y diastemas debidos a posibles cambios de la línea de costa.

La regresión terciaria en la Cuenca de Burgos, tuvo lugar siguiendo un rumbo general de depósito norte-sur, con echado regional y divergencia hacia el oriente. Tectónicamente, las rocas sedimentarias del Oligoceno forman un homoclinal afallado, en el cual el echado original ha sido acentuado por levantamientos del continente localizados al occidente. El aspecto estructural más notable de la Cuenca de Burgos es el afallamiento tan intenso que interrumpe a las rocas del Oligoceno. Todas las fallas son normales, se orientan con rumbo general norte-sur y presentan un bloque oriental caído. Son debidas principalmente al peso de los sedimentos que provoca reacomodo del subsuelo a lo largo de líneas de debilidad. En esta área se presentan dos tipos diferentes de fallas: fallas post-depósito y fallas de crecimiento; las primeras, aunque no afectan la sedimentación, son importantes debido a los numerosos bloques afallados que bajo condiciones estratigráficas favorables pueden formar trampas para la acumulación de hidrocarburos.

Las fallas de crecimiento que fueron contemporáneas al depósito, son responsables de gruesos espesores de rocas sedimentarias en los bloques caídos de la falla. Estos depósitos compensatorios generalmente tienen areniscas más numerosas y gruesas que en otras partes y tienden a arquearse hacia el plano de falla, produciendo pliegues anticlinales.

1.- Generalidades del Campo Reynosa.

a) Ubicación.

El Campo Reynosa en la Cuenca de Burgos se encuentra directamente al sur del Río Bravo y está contenido en:

Coordenadas Geográficas:

Latitud: 25° 50' a 26° 05'

Longitud: 98° 05' a 98° 20'

(Fig. 1).

b) Extensión:

El Campo se extiende desde las inmediaciones de la Cd. de Reynosa, Tamps. hasta 30 km aproximadamente hacia el sur, traslapándose con el Campo Monterrey y desde la Cd. de Río Bravo, hasta 35 km hacia el poniente traslapando con el Campo Polvareda.

c) Tipos de Hidrocarburos.

Se tienen tres principales tipos de hidrocarburos:

Gas Seco	90%
Acceite ligero	5%
Destilado	5%

d) Número de pozos perforados.

El número de pozos perforados sobrepasa los 300 que en su mayoría son pozos someros (hasta 2500 m de profundidad).

e) Profundidad de las arenas productoras.

La profundidad de las arenas productoras en el Campo - Reynosa es muy variada, debido a que nos encontramos -- con arenas que han sufrido transporte y movimientos posteriores a su depósito. En general, podemos decir que las arenas productoras se encuentran entre los 1600 y - 3500 m de profundidad.

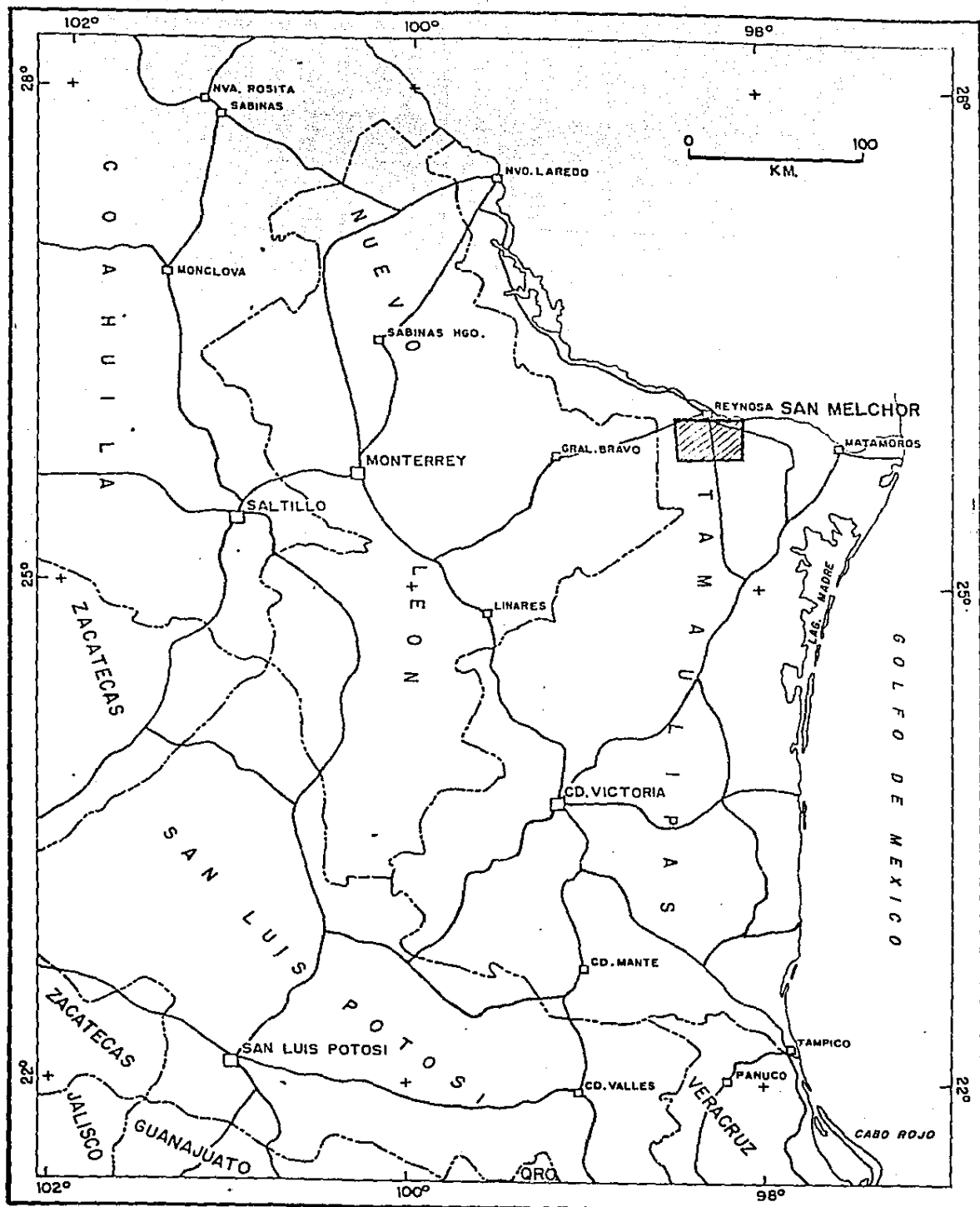


FIG. 1

II ANTECEDENTES

1) Antecedentes Geológicos.

a) Geología superficial.

En la Cuenca de Burgos se encuentra aflorando formaciones que varían de edad Paleoceno en la porción occidental, a reciente en la oriental.

El área en estudio está cubierta casi en su totalidad por sedimentos del cuaternario, teniendo algunos afloramientos del Mioceno.

En la figura se observan los límites de afloramientos de las distintas edades presentes en la Cuenca de Burgos. (Fig. 2).

b) Geología de Subsuelo.

1. Columna Geológica.

Las series del Oligoceno presentes en el área pueden ser subdivididas en inferior, medio y superior. El término "Frío" (marino y no marino) se aplica al Oligoceno Medio y Superior, Anáhuac al Oligoceno Medio y Superior. El conglomerado Norma es equivalente en tiempo al Frío no Marino y por lo tanto su edad es Oligoceno Superior y Vicksburg corresponde al Oligoceno Inferior. (Fig.3).

2. Litología.

Oligoceno Inferior.

Las rocas sedimentarias del Oligoceno Inferior son totalmente marinas, con la excepción de unas areniscas lenticulares de origen continental y salobre en la parte norte de la cuenca. La litología está representada principalmente por lutitas y limolitas con algunos cuerpos lenticulares y delgados de areniscas que se encuentran dentro de los intervalos de limos. Las lutitas son de color gris a gris verdoso, calcáreas, físciles, con estructura laminar, semiconsolidadas y algunas veces arenosas. Las limolitas son de color gris claro, arenosas calcáreas, masivas y deleznales. Las areniscas son de color gris claro a blanco, calcáreas semiconsolidadas, de grano fino a medio, bien clasificadas subarredondadas y ocasionalmente subangulares y piritizadas. Algunos de los lentes (con espesores de 5 a 10m) consisten en areniscas gris claro de grano fino a medio en una fase madura a submadura, con cementante calcáreo

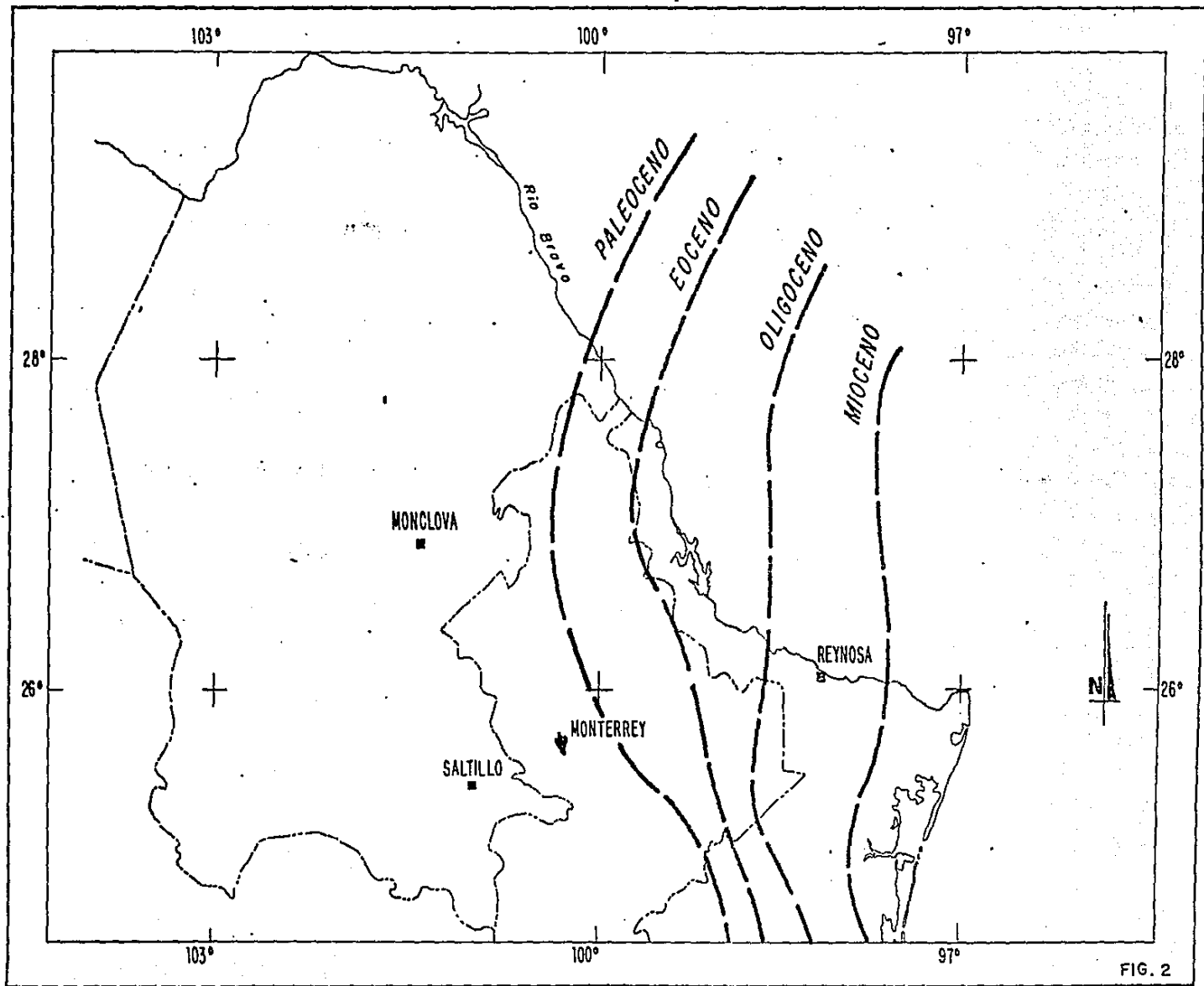


FIG. 2

y con algunas zonas piritizadas. Localmente se encuentran cuerpos aislados y delgados de bentonita verde jabonosa. En esta sección sedimentaria predominantemente de grano fino, las areniscas son escasas y lenticulares. Sin embargo en las porciones sur occidental y sur central de la cuenca, las areniscas son más abundantes y se encuentran interstratificadas con lutitas y limolitas. Estos cuerpos de areniscas tienen espesores que varían de 5 a 30 m. Los granos de arena tienen diferentes características en diferentes áreas de la cuenca. En la porción sur occidental, los granos de cuarzo son de tamaño fino a medio, subangulares a subarredondadas y más o menos bien clasificadas. En la porción sur central, los granos son de tamaño fino, subarredondadas y bien clasificadas. Esto indica que en el Oligoceno temprano la fuente de sedimentos se encontraba hacia el occidente de la actual cuenca de Burgos.

Oligoceno Medio

Formación Frío

Esta unidad se subdivide en dos miembros, uno marino y otro no marino. El Frío no marino incluye rocas sedimentarias de origen continental y de aguas salobres, el Frío marino se presenta en las tercias central y oriental de la cuenca. Consiste en areniscas de color gris a blanco, calcáreas, semiconsolidadas, de grano medio a fino (ocasionalmente de grano grueso) y de formas subarredondadas y bien clasificadas. Estas areniscas se encuentran ocasionalmente piritizadas y están en una fase de madura a submadura. Las lutitas se encuentran distribuidas erráticamente y presentan espesores muy irregulares. Son de color gris claro a oscuro, ligeramente arenosas, suaves y con estructura laminar. La bentonita tiene una distribución muy errática. En la porción central del área el Frío marino sobreyace concordantemente al Oligoceno Inferior y a su vez es cubierta discordantemente por el Frío no marino. En la porción oriental de la cuenca, se interdigita con el Frío no marino. Todo el Frío marino es de edad Oligoceno Medio.

El Frío no marino consiste en areniscas de color gris claro y café rojizo, calcáreas, de grano medio a grueso, subangulares y submaduras. Las areniscas se encuentran interstratificadas con limolitas arenosas de color café rojizo, calcáreas y hematizadas. También se encuentran capas delgadas

de yeso y concreciones pequeñas de pirita y hematita. El Frío no marino está discordantemente cubierto por la Formación Anáhuac y se presenta en toda la mitad septentrional de la cuenca. Hacia el sur está más restringido geográficamente y solo se encuentra en los tercios central y occidental del área.

Conglomerado Norma

Este conglomerado únicamente se encuentra en la parte noroccidental de la cuenca. Consiste en fragmentos subarredondados y subangulares de caliza obscura parcialmente silificada, pedernal blanco y negro, cuarzo y fragmentos escasos de lutita y areniscas de color gris. El cementante es de material subordinado de arena y arcilla altamente calcárea.

El conglomerado gradúa hacia el Este a areniscas y lutitas no marinas, y es equivalente en edad a la parte más alta del Frío marino.

Oligoceno Superior

Formación Anáhuac

Esta formación es predominantemente marina y tiene su máximo desarrollo en el tercio oriental de la cuenca. Se adelgaza hacia el occidente hasta formar una delgada cuña que desaparece en el tercio occidental del área. En el tercio oriental de la cuenca la formación Anáhuac consiste en lutitas gris verdosas y limolitas que fueron depositadas en aguas profundas. Es calcárea, semiconsolidada, parcialmente arenosa y bentonítica, presenta vetas de calcita. Tiene algunas intercalaciones delgadas de areniscas de color blanco, grano fino, delezna- bles, calcáreas, subarredondadas y bien clasificadas. También se observan intercalaciones de areniscas de color blanco y gris claro, maduras, calcáreas, de grano fino a medio, consolidadas y piríticas.

En las porciones central y occidental de la cuenca, la formación Anáhuac consiste predominantemente en areniscas blancas, semiconsolidadas, calcáreas, delezna- bles de grano fino a medio y maduras o subma- duras. Estas se encuentran interestratificadas con lutitas gris a gris verdoso y limolitas calcáreas, arenosas y ligeramente bentoníticas.

3. Estratigrafía

En la cuenca de Burgos la base de Oligoceno siempre se encuentra en discordancia con el Eoceno y la cima de esta serie está considerada generalmente como concordante con las series del Mioceno que lo sobreyacen.

Las rocas sedimentarias del Oligoceno están interrumpidas por numerosas fallas normales con su bloque oriental caído. Muchos de estos bloques aplanados han basculado hacia el occidente, causando con ello una inversión local en el echado regional. Este fenómeno es especialmente notable en los bloques asociados a las fallas de crecimiento y cerca del plano de falla.

El conjunto de areniscas existentes en el Oligoceno Medio, Frío no marino, constituyen un complejo de barras de barrera. Este potente complejo arenoso es de ambiente continental salobre a nerítico interno (litoral-marginal). La predominancia de ambientes someros, propició el depósito de abundantes clásticos arenosos con una distribución relativamente amplia. La presencia y distribución de las areniscas, estuvo regida por el ritmo de aporte y las etapas del crecimiento estructural. En general se considera que la presencia de abundantes desarrollos arenosos en el área, se originó por la existencia de numerosas corrientes fluviales que transportaron los sedimentos. Nuevos estudios muestran que los recientes depósitos de areniscas son similares a la distribución que existe en los sistemas deltáicos de planicie (Río Bravo, 30 km. al NW de Brownsville, Texas). En esta región se encontraron lutitas oxidadas de color café y verde, siendo las primeras representativas de corrientes meándricas, la diferencia de color se explica como un posible cambio de localidad del río (hoy Río Bravo) con la depositación de sedimentos marinos o lagunares sobre los depósitos del río abandonado. Por estas características y la ausencia de fósiles se puede decir que los depósitos son de un sistema de llanura deltaica producto de un río de edad Oligoceno probablemente ancestral al Río Bravo.

Se observa además que la mayoría de las areniscas productoras en esta área son de origen continental. Para que hubiera una acumulación deltaica debería existir un sistema principal de ríos que transporten cantidades substanciales de sedimentos clásticos. Dichos sistemas fluviales requieren a su vez

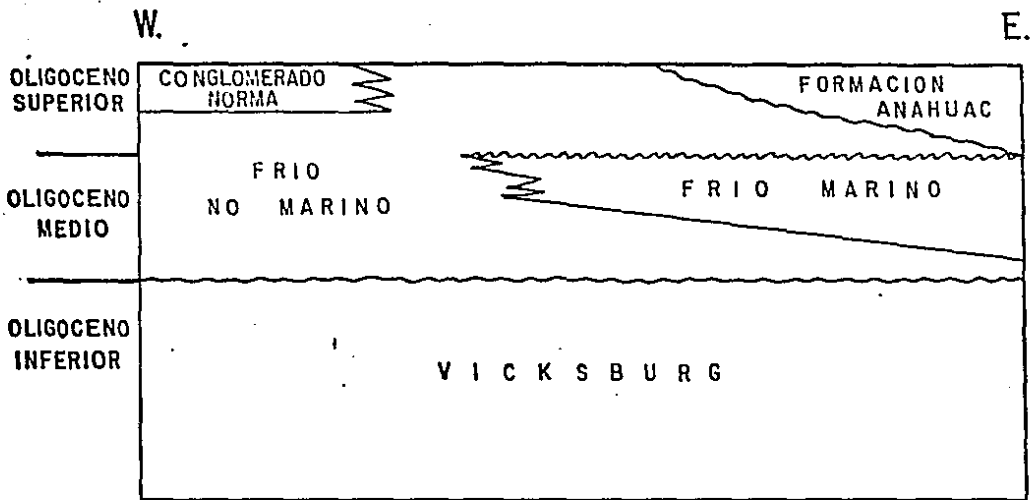


FIG. 3

de una enorme cuenca de drenaje en la que la precipitación sea abundante y de una gran cuenca de captación.

En este caso se puede pensar en una llanura deltaica abandonada que se presenta cuando el río cambia de curso a consecuencia de deficiencia hidráulica. Entonces la porción abandonada del delta llega a estar sujeta a retrabajo por procesos marinos. En algunos casos si el retrabajo es intenso, la línea de costa tendrá un desplazamiento hacia tierra y el resultado será la construcción de una barra costera o barrera de playa.

4. Ambientes de depósito.

Oligoceno Inferior

Los ambientes paleodeposicionales varían de batial a nerítico interno, encontrándose las aguas más profundas en el tercio occidental de la cuenca de Burgos. Fue reconocido por la presencia de Globigerina ampliapertura Bolli.

Oligoceno Medio

Este intervalo fué limitado por las primeras apariciones de Cibicides hazzardi, Ellis y de Globigerina ampliapertura Bolli. Incluye la mayor parte de la formación Frío cuyo miembro marino tiene ambientes que varían de nerítico interno a externo.

Oligoceno Tardío

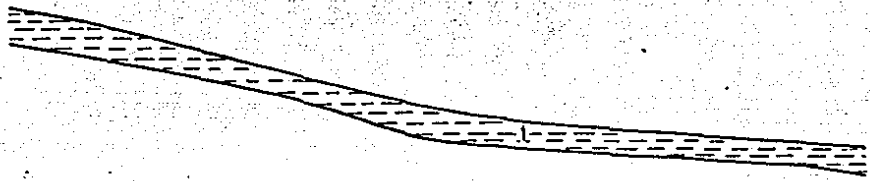
Está limitado por la cima de la zona Discorbis y la primera aparición de Cibicides Hazzardi. Incluye la parte superior del Frío no marino y la formación Anáhuac. En la base del Oligoceno tardío se tienen ambientes de nerítico medio a batial. En la cima del Frío no marino tenemos ambientes muy someros y salobres. En la cima del Oligoceno se presentan ambientes de nerítico interno a medio, así como salobres.

MODELO DE SEDIMENTACION

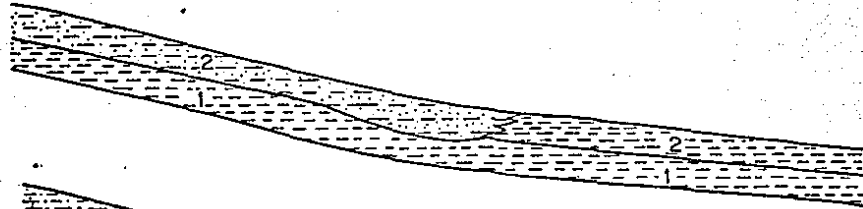
W

E

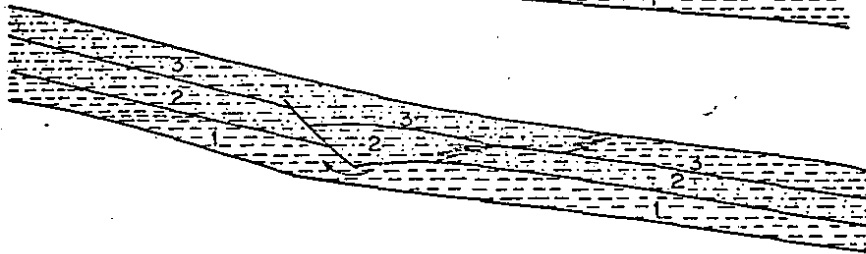
1)



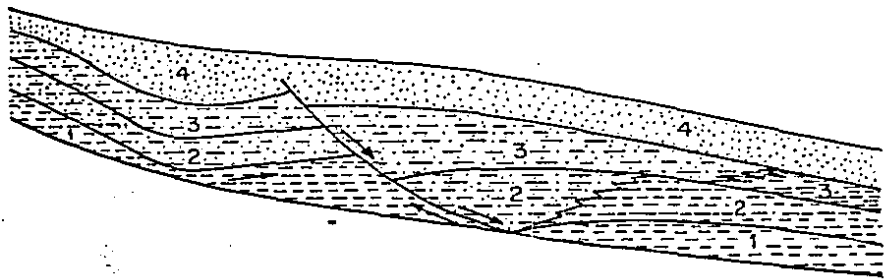
2)



3)



4)



5)

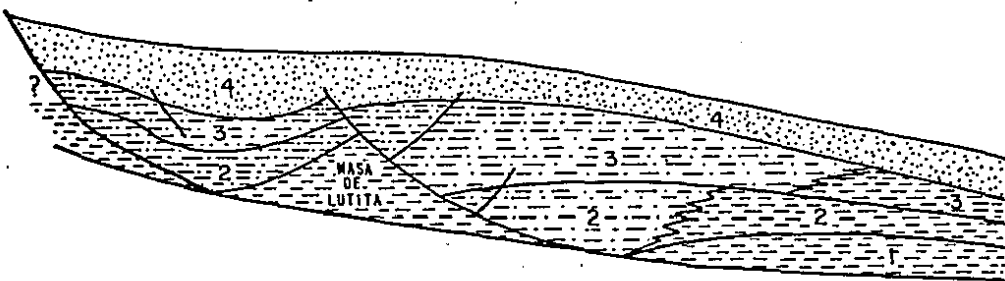


FIG. 4

II ANTECEDENTES

Antecedentes Geofísicos.

a) Gravimetría.

En el plano de Anomalía de Bouguer de la Cuenca del - Burgos, se observa al Este, un gradiente hacia el Oriente de 5 ugs/km con pequeñas deflexiones al centro un mínimo gravímetro con eje de dirección Norte-Sur y al Oeste un máximo gravimétrico con rumbo NW-SE. (Fig.5)

1. Modelo Gravimétrico.

A partir del plano de Anomalías de Bouguer se obtuvo una gravedad regional de 5 ugs/km. Se hicieron los perfiles gravimétricos en la línea N-26 y se -- calculó la gravedad residual, de la cual se realizó el modelo gravimétrico tomando en cuenta los rasgos visualizados en la sección sísmológica (Fig. 6). Como se puede apreciar hubo ciertas discrepancias, por lo que se ajustó el modelo al posible sistema - de depósito (Fig. 7).

b) Magnetometría.

La información de Intensidad Magnética total acusa un echado regional del basamento con dirección hacia la - Costa del Golfo de México; se pueden observar algunos dipolos magnéticos los cuales posiblemente sean representativos de algunos levantamientos del basamento o - bien cambios laterales en el tipo de la roca basal.

En el área en estudio se esperan espesores de sedimentos de por lo menos 8 km tendiendo a disminuir al Occidente y a aumentar hacia el Oriente (Anexo 1).

c) Sismología.

1. Características Operacionales.

La operación sísmológica se realizó con el fin de - tratar de observar trampas estructurales entre 1 y 3 seg. de profundidad.

Procedimiento

Punto de reflejo común.

Apilamiento de 1000 %

Tendido

Unilateral

Sismodetectores en línea dentro de los nidos.

Vibradores equidistantes a lo largo de la línea - del perfil.

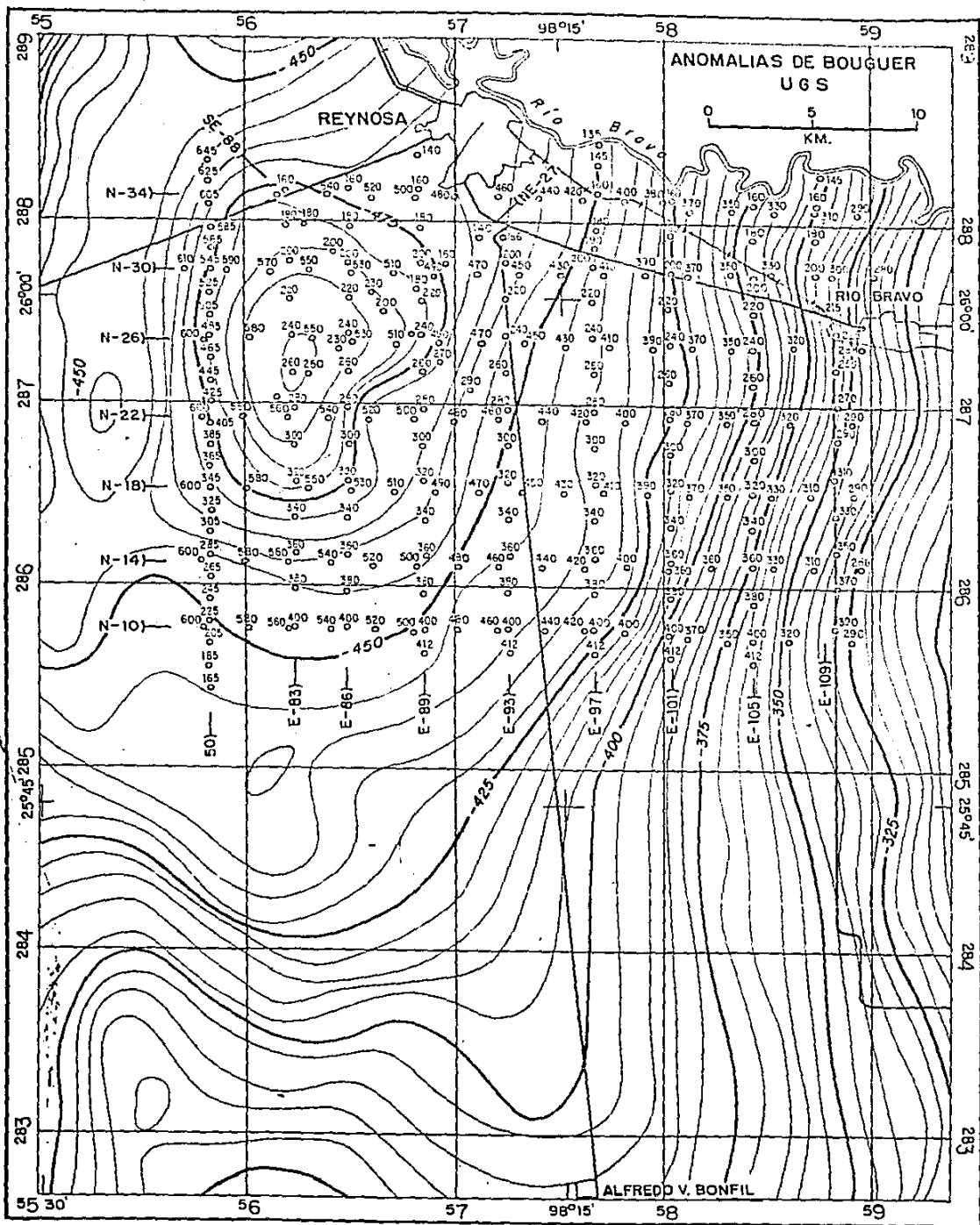


FIG. 5

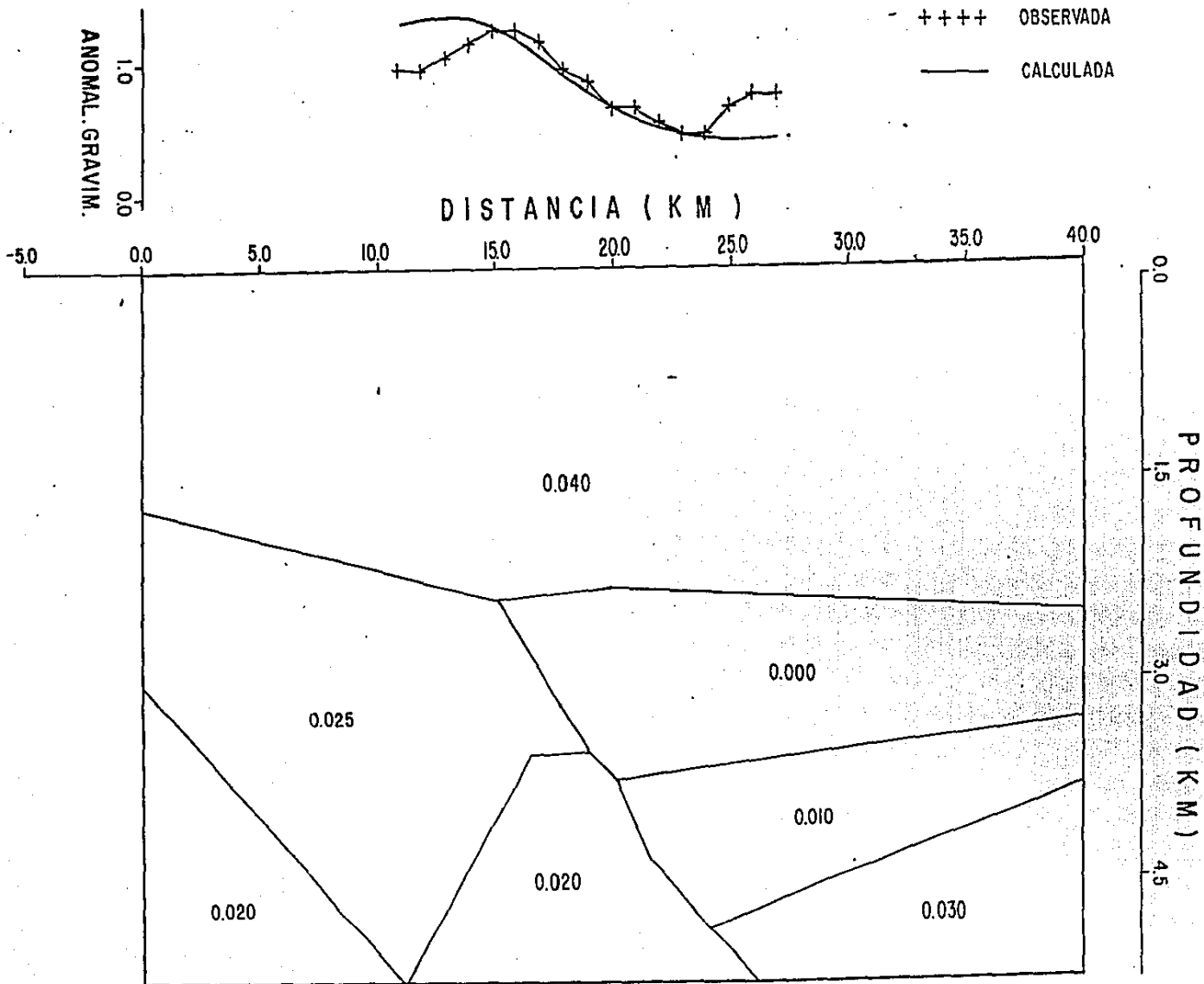


FIG. 6

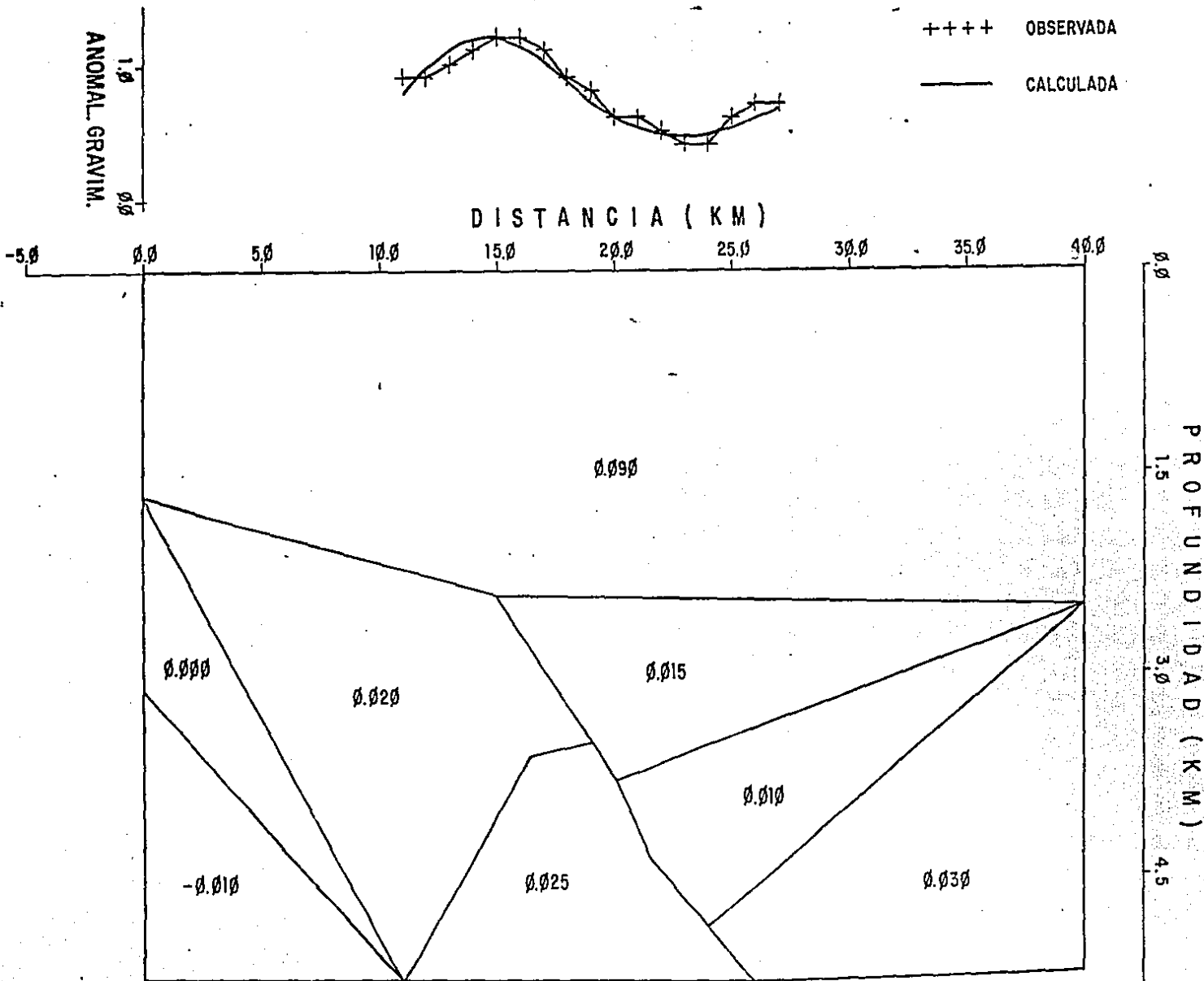


FIG. 7

Longitud del Tendido	1900 m.
Tipo de Vibradores	VIBD Servohidráulicos - montados en camión Ford F-850
Vibradores usados simultáneamente	3 (ocasionalmente 2)
Barridos por traza no apilada	60 y 90
Frecuencia de barrido	11-37 Hz.

2. Secuencias Sísmicas.

Las secciones sísmicas muestran un carácter distintivo que permite reconocer dos secuencias sísmicas principales.

Intervalo sísmico I. Se encuentra entre 0.900 y - 1.500 seg. tiene un espesor medio de .600 seg. y corresponde al Frío No Marino. Se caracteriza por amplitud alta en la parte central decreciendo hacia - ambos lados, predominan las frecuencias medias (20-40 Hz). La continuidad es regular debido a posibles cambios laterales de facies . Los eventos - - horizontales y subhorizontales tienen una ligera in - clinación hacia el Oriente, se presentan eventos - con un suave arqueamiento en la parte central. El rango de velocidades varía de 2,300-2,800 m/s.

Intervalo sísmico II. Está presente entre 1.500 y 3.000 seg. y tiene un espesor promedio de 1.500 seg. (Formación Vicksburg del Oligocono Inferior). Contiene amplitudes de medias a bajas, aumentando lateralmente. Las frecuencias son bajas y medias, se observan cambios de frecuencia laterales, las frecuencias medias estan entre los 20 y 35 Hz., la continuidad es de regular a buena. Los eventos Sub - horizontales presentan distintas direcciones y arqueamientos provocados por las fallas de crecimiento. El rango de velocidades fluctúa entre los 3000 y 3500 m/s.

3. Configuración de Horizontes de interés.

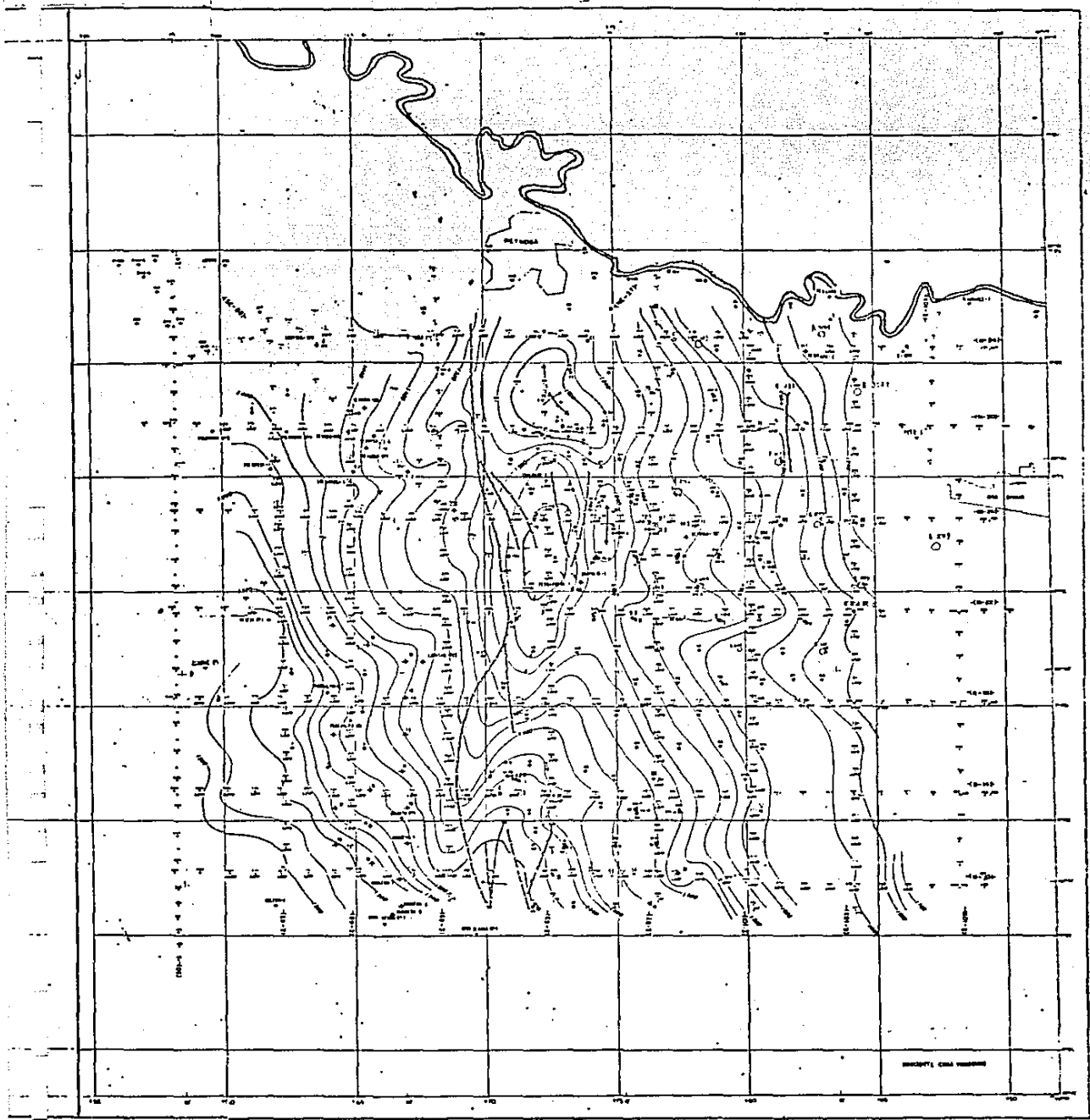
La selección de horizontes de interés se hizo buscando reflejos que tuvieran una buena continuidad - tanto en la zona productora ó cercana a ella, como en la parte profunda en la cual se esperan encontrar trampas con posibilidades de contener hidrocarburos.

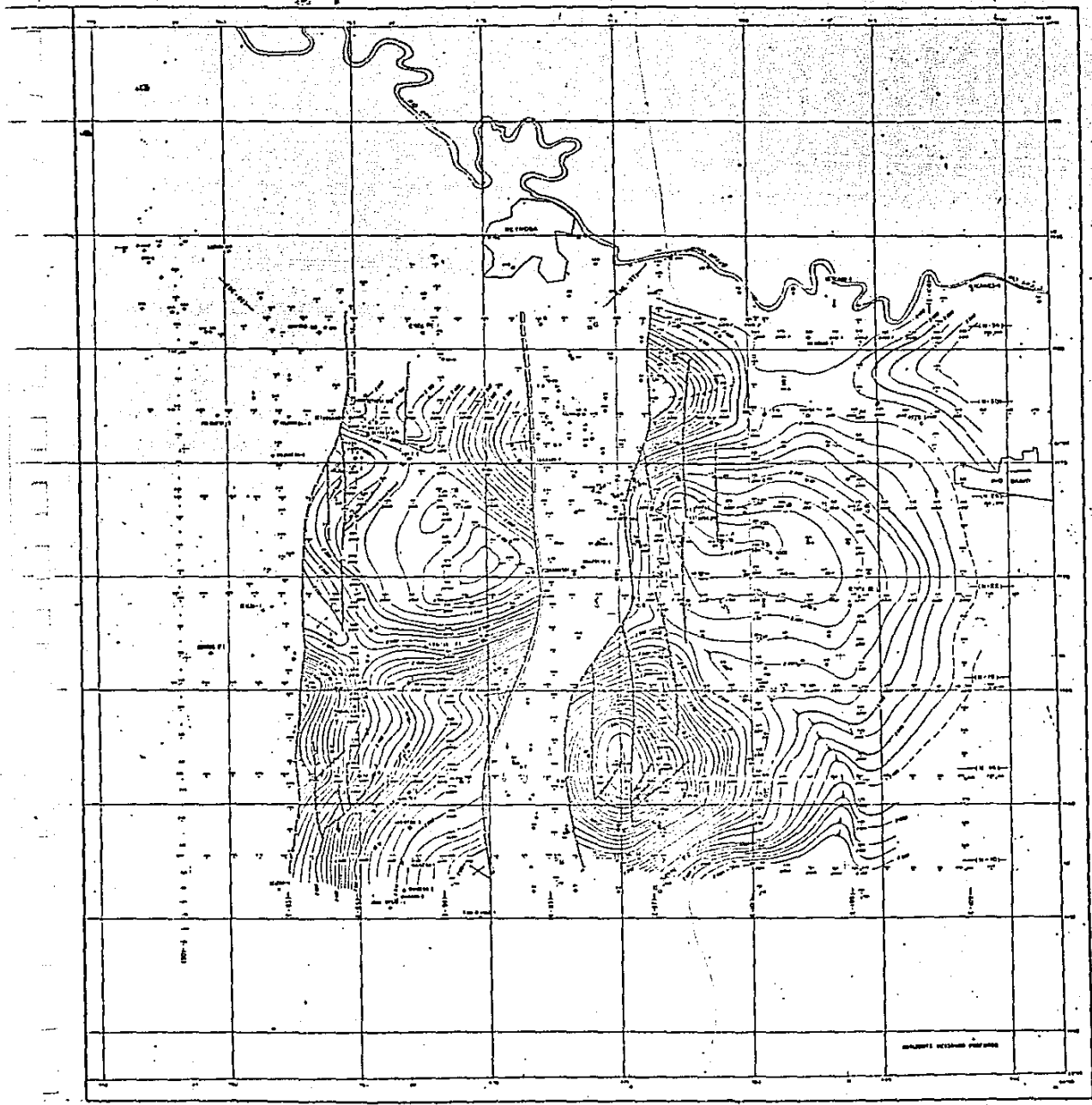
Se configuraron 2 horizontes, la cima del Oligoceno Inferior (Vicksburg) y un horizonte profundo dentro del Oligoceno Inferior. En la primera configuración se observó una estructura anticlinal muy grande - (P.T. 480, Línea N-14) provocada por el levantamiento de una masa arcillosa, teniendo en este punto su máxima expresión, la influencia de la masa arcillosa llega aproximadamente hasta los 3000 m. La formación Vicksburg está en contacto discordante con la formación Frío No Marino del Oligoceno Medio, su parte más profunda dentro del área, se encuentra al NE encontrándose a 2800 metros de profundidad y la más somera, al NW a 2000 m. Se visualizan dos fallas de crecimiento principales, en el límite W y - en el centro del área, las cuales no tienen a este nivel mucha influencia. (Anexo 2).

El horizonte profundo dentro del Vicksburg se ve -- igualmente afectado por la masa arcillosa. Al SE - del área, la masa arcillosa tuvo aparentemente un levantamiento posterior al depósito provocando acumulamientos y un fuerte echado de las capas. (Anexo 3).

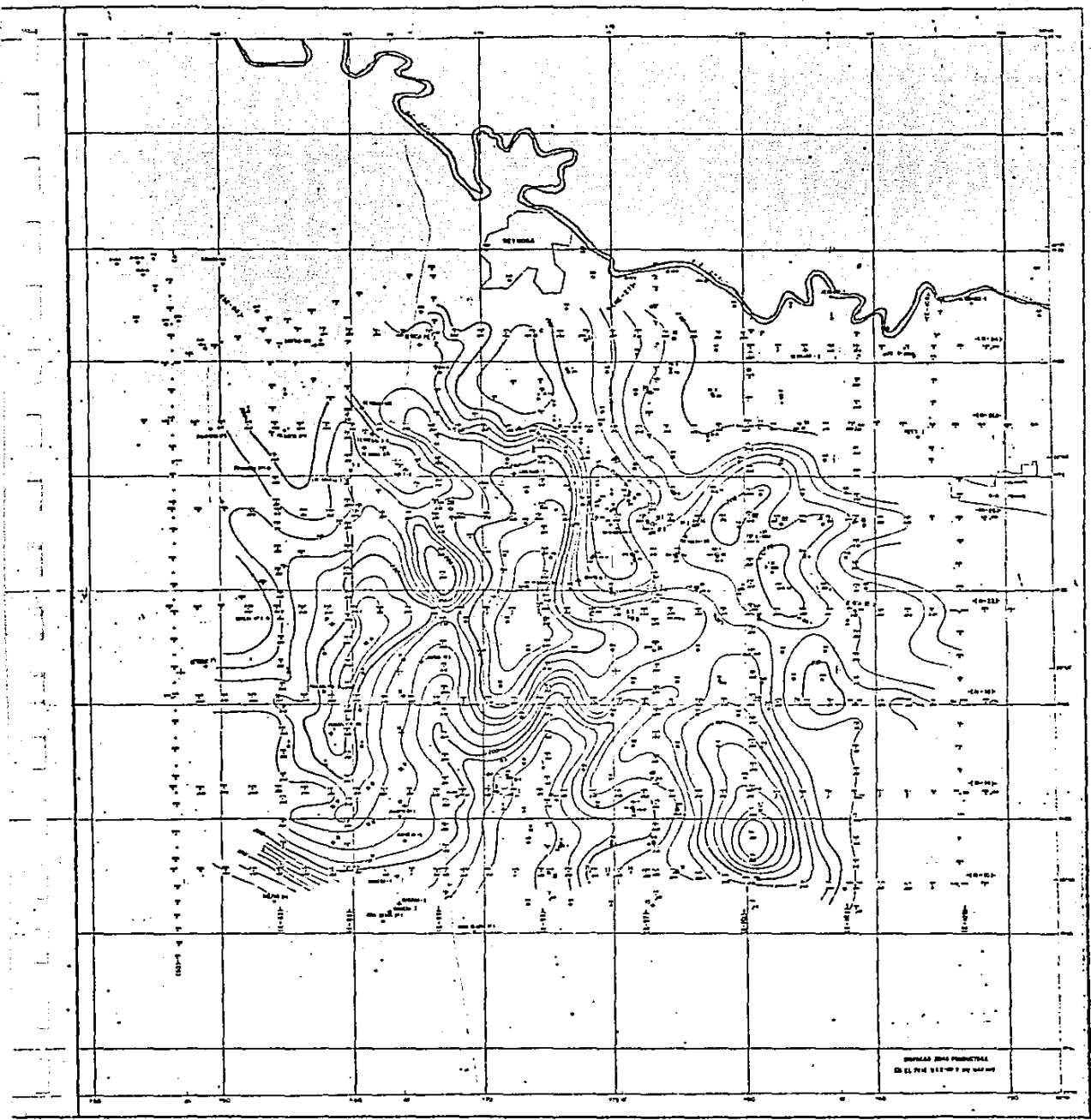
Este horizonte profundo se ve interrumpido por la - falla de crecimiento, no observando con claridad su continuación en el lado caído de la falla. Existen dos estructuras de interés, la primera al W en la - línea N-26, es una estructura anticlinal a 3900 m muy afallada, estas fallas posiblemente se hayan -- formadas por compactación o por desliz gravitacional; la segunda se encuentra al E del área entre -- las líneas N-26, N-22 y E-101, en una estructura anticlinal muy amplia en una profundidad de 3500 m -- aproximadamente perforada con éxito por el pozo Reynosa 1001.

Así mismo se configuró el espesor de dos horizontes que contienen las areniscas productoras y la posible masa arcillosa. (Anexo 4 y 5 respectivamente) y la cima del posible eoceno (anexo 6).

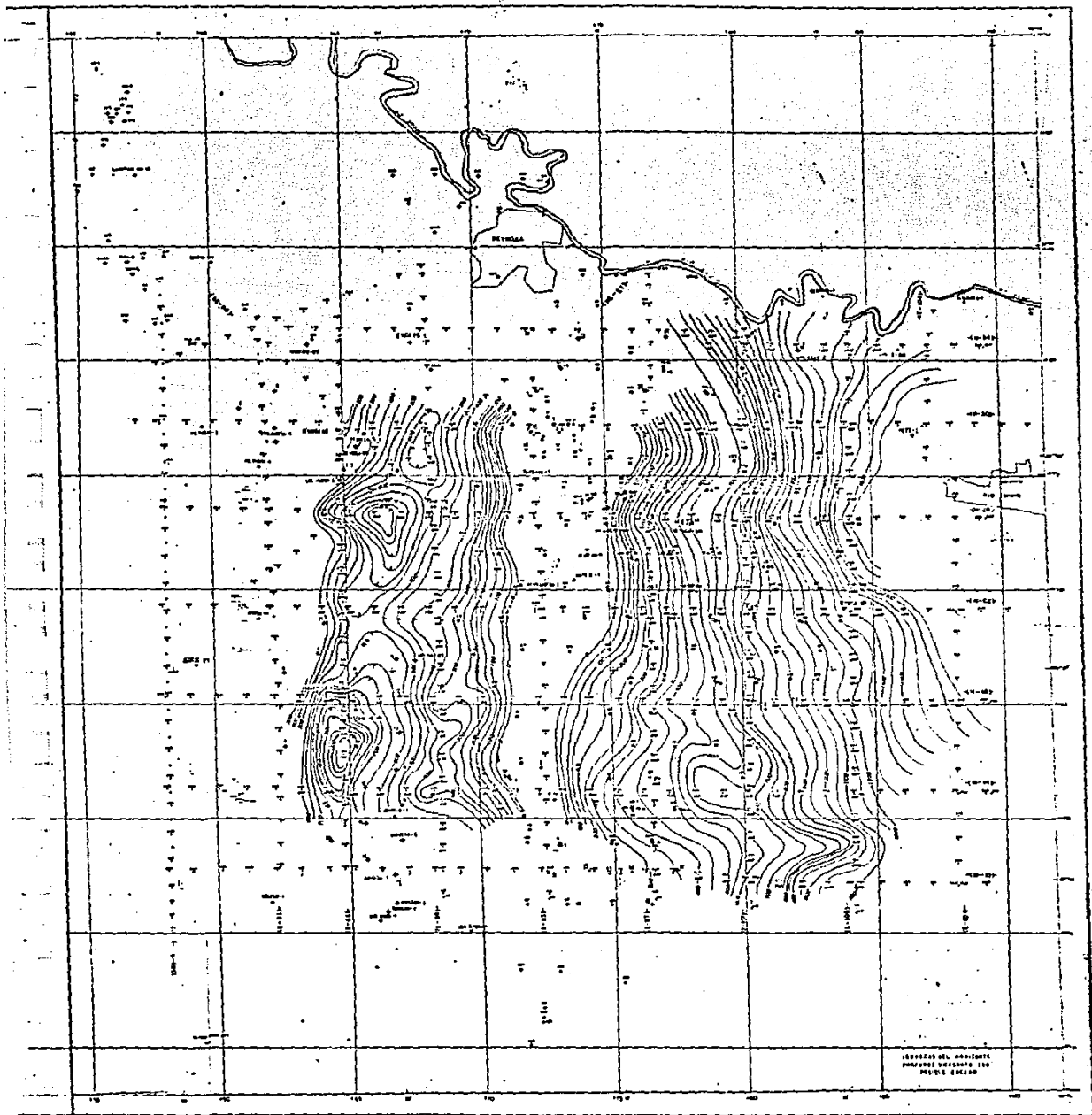




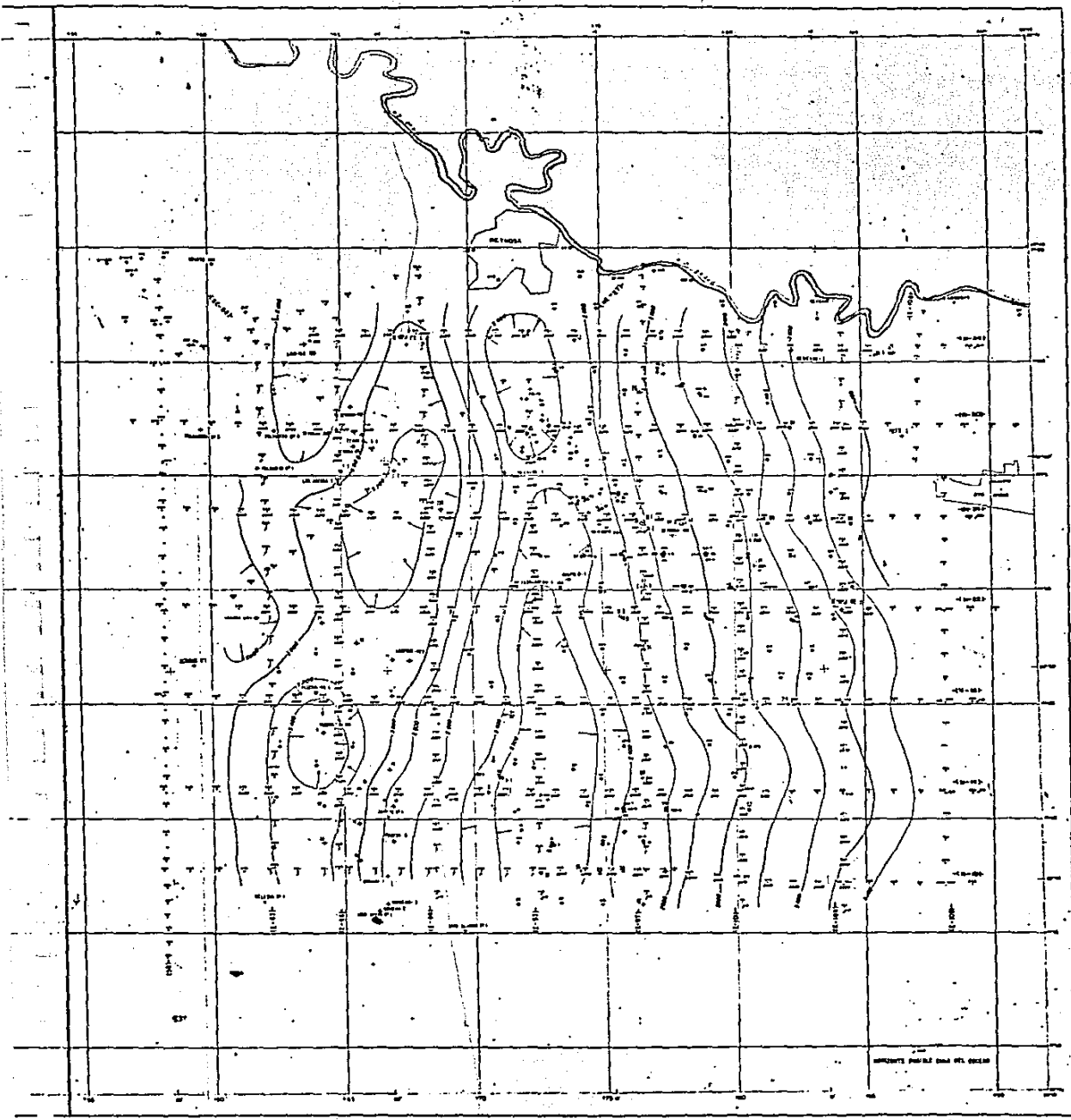
MAKUPATI KESAMBAN PURBOWA



BRIGADA 2000 PROYECTOS
EN EL PAIS 1990/91



ESTADOS DEL MONTE
PORQUE PASADO DE
MILITAR BRAS



UNIVERSITY MICROFILMS INTERNATIONAL

III REGISTROS GEOFISICOS

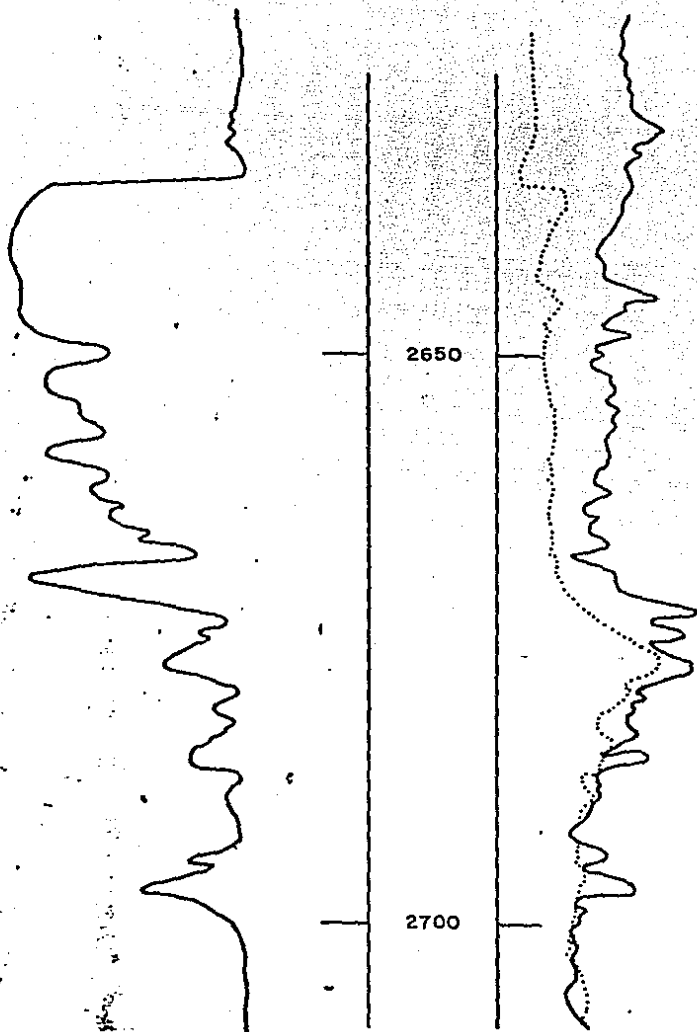
1. Características principales:

En los Registros Eléctricos se puede observar un cambio significativo en la entrada del Vicksburg, teniendo un espesor considerable de sedimentos arcillosos en la cima de esta formación acusando un fuerte cambio, tanto en el SP como en las curvas de resistividad. Existen muchos pozos perforados, pero la parte profunda que se requiere estudiar ha sido poco perforada, -- además de que los registros, de Rayos Gamma, Neutron, Sónico de Porosidad y echados, son escasos lo que limitó el estudio de los sedimentos por distintos registros.

En el pozo R-79 el Registro Eléctrico tiene las características de un depósito de frente deltaico (fig. 8)

No se trató de reconstruir o de hacer un modelo sedimentológico a partir de los registros debido a que se piensa que los sedimentos han sufrido transporte después de su depositación original, ya que en el área tenemos fallas de crecimiento y levantamiento arcillosos que provocaran este fenómeno.

REGISTRO ELECTRICO



REYNOSA - 79 D

IV TIPOS DE TRAMPAS

1. Correlación sísmica del área.

a) Trampas estratigráficas.

En el área se tienen principalmente dos tipos de trampas, el primero corresponde a areniscas lenticulares que cambian de facies tanto lateral como verticalmente a sedimentos arcillosos los cuales sirven de roca sello. El segundo se presenta en toda la parte oriente del área donde las fallas de crecimiento y el levantamiento de la masa arcillosa provocó una serie de acúñamientos.

b) Trampas estructurales.

Entre las trampas estructurales la más frecuente es el arqueamiento (roll over) formado a partir de las fallas de crecimiento. También se tiene estructura anticlinal y echado contra falla provocados por la masa arcillosa.

c) Combinadas.

Dentro de las combinadas se tienen acúñamientos contra falla, lentes de areniscas en un alto estructural y anticlinales contra una discordancia erosional.

d) Influencia de las fallas de crecimiento en el entrapamiento de hidrocarburos.

1. Fallas de Crecimiento.

Las fallas de crecimiento han sido reconocidas por muchos años en las costas de Louisiana, Texas y Tamaulipas; son también conocidas con los nombres de fallas sincrónicas y contemporáneas, la implicación comienza con el desplazamiento ocurrido simultáneamente con la sedimentación. Así mismo, la sección sedimentaria en el lado caído de la falla es considerablemente de mayor espesor que su contra parte, presentan un arqueamiento, y a profundidad siguen el echado de capa. Las fallas se desarrollan por procesos de compactación diferencial y por desliz gravitacional. Las fallas por desliz gravitacional tienden a seguir en general la presión del fluido según la hipótesis de Hubbert y Rubey (1959). En esta hipótesis se propone que el desarrollo de altas presiones en los fluidos reduce la fricción interna entre granos y facilita la formación de la falla gravitacional con bajo ángulo. Por lo regular presenta

una gran cantidad de fallas secundarias, produciendo un sistema de fallas muy complejo.

Por otro lado las fallas formadas por compactación diferencial consisten de numerosas fallas normales que tienden hacia la cuenca. Carver (1968) consideró las fallas de compactación diferencial para representar un simple corte en los sedimentos, los cuales están más compactados en el lado caído de la falla. Las fallas formadas de esta manera están caracterizadas por un incremento en el desplazamiento en la sección superior pero a profundidad se va suavizando debido a la presión y mueren cerca del eje del sinclinal adyacente. Cuando se tiene una distancia relativamente corta entre masas arcillosas y se encuentra entre ellas la sección de areniscas y lutita, el afallamiento puede ocurrir por deshidratación y compactación. Una de las mejores explicaciones de las fallas de este tipo, es por pérdida de agua diferencial de los bloques adyacentes durante el proceso de compactación. Las fallas de crecimiento en general se forman a partir de la evolución de masas arcillosas residuales sujetas a altas presiones de fluidos.

Las características principales de las fallas de crecimiento son:

1. Traza del plano de falla: Las trazas de falla son arqueadas, normalmente cóncavas hacia la costa y hacia un depocentro que estuvo hundiéndose activamente durante el tiempo de desarrollo de la falla.
2. Echado del plano de la falla: de 45°, decreciendo a profundidad.
3. Sentido del fallamiento: En general las fallas son normales y el bloque caído hacia el lado del Golfo, lo cual produce bloques hundidos dentro de la zona de falla.
4. Desplazamiento: El desplazamiento en la mayoría de las fallas aumenta con la profundidad a un máximo y entonces a una profundidad mayor decrece; esto es, las fallas mueren (terminan) en ambas direcciones hacia arriba a partir de la profundidad del desplazamiento máximo.
5. Arrastre inverso (roll over): Se ha visto que el movimiento en un plano de fallas curvado verticalmente, tiende a producir separaciones o tensiones en una dirección perpendicular al plano de falla: los sedimentos en el bloque caído de la falla se hunden den-

tro de la incipiente separación produciendo arrastres inversos y estructuras anticlinales a lo largo de la zona de la falla.

2. Evolución de las fallas de crecimiento.

La abundancia de fallas de crecimiento en sedimentos post-Eocénicos aparentemente está relacionada al incremento en el ritmo de hundimiento y sedimentación que tuvo lugar después del tiempo Eoceno. Este aumento en el ritmo de hundimiento tuvo el efecto de incrementar al ritmo de buzamiento de la superficie así como el de las capas depositadas posteriormente.

El incremento en la componente horizontal de fuerza que resulta del aumento del echado, causa el derumbe de los sedimentos no consolidados y saturados de agua a lo largo de líneas paralelas al rumbo. Este movimiento dió origen a fallas donde existen cambios de echado, el cual, se piensa que representa el borde de la plataforma continental.

El dibujo que se muestra a continuación indica la posible secuencia de formación de fallas de crecimiento regionales. A medida que los sedimentos se depositan en la pendiente con fuerte buzamiento, echado abajo a partir del quiebre de la plataforma, la componente horizontal de la fuerza ejercitada por el peso de los sedimentos se incrementa y se forma la falla A.

Los sedimentos más gruesos se acumulan en las partes topográficamente bajas de la falla y el peso adicional ayuda a mantener el movimiento en el bloque caído de la falla. El movimiento a lo largo de la parte superior de la falla tiene una componente vertical y una horizontal pero el movimiento total es horizontal en la base de la falla, en donde es absorbido dentro de capas masivas de arcillas.

Una sedimentación continua da como resultado la construcción de un bloque sedimentario, de tal modo que el quiebre de la plataforma reflejado como el lugar de buzamiento más acentuado se mueve en dirección al mar.

La sedimentación continua, junto con un hundimiento del mismo tipo dará origen a las fallas B, C y D, las cuales se forman sucesivamente. Para el tiempo que se forma la falla D, el lugar de echado acentuado se localiza varios kilómetros en direc-

ción al mar y un gran bloque de sedimentos yace --
echado abajo a partir de la falla A. Este gran blo-
que de sedimentos tiende a estabilizar el bloque --
caído de la falla A a tal grado que el movimiento --
horizontal cesará gradualmente y por lo tanto dete-
ndrá el movimiento vertical. (Fig. 9).

Tipos de fallas de crecimiento.

El desarrollo de 3 tipos básicos de fallas de creci-
miento basadas en procesos de depósito se ilustran
en la Fig. . Estos están basados en porcentajes
de depositación y subsidencia; no se considera la -
inclinación del piso marino o echado formacional en
el área adyacente.

La Fig. 10 A representa fallas formadas cuando la -
cantidad de sedimentos por depositarse es mayor que
el espacio para su acumulación. Los depocentros --
formados bajo estas condiciones son regresivos. Si
el piso marino es relativamente plano, el echado in-
verso al regional se desarrolla adyacente al lado --
caído de la falla. La Fig. 10 B muestra el estado
de quietud, la subsidencia es suficiente para acom-
odar todo el aporte de sedimentos. Si el piso mari-
no permanece plano, se desarrollará un echado inver-
so al regional que aumentará con respecto a la pro-
fundidad y el tiempo. Las fallas de crecimiento --
del tipo regresivo y quietud, se considera que se -
forman principalmente por compactación diferencial
asociada con el piso marino relativamente plano.
Las fallas de crecimiento transgresivas están forma-
das como lo muestra la Figura 10 C. La causa prin-
cipal de la subsidencia y declive del piso marino -
no depende de la depositación ni la compactación co-
mo en el caso de las fallas regresivas o inmóviles
(quietud), pero está controlada por fuerzas bajo ó
fuera del área de depositación. Estas fuerzas pue-
den estar relacionadas con movimientos de sal, arci-
lla o tectónica del basamento.

Fig. 11 A, representa una depositación en estado de
quietud (inmóvil) seguida por una secuencia trans-
gresiva.

Fig. 11 B, el afallamiento en ambos casos se consi-
dera que está formado por compactación diferencial
asociada con un piso marino relativamente horizontal.

Fig. 11 C, durante el tiempo de depositación la pro-
fundidad de sepultamiento fue suficiente para que --
la presión del fluido de un factor en el desarrollo
de la falla. Todas las fallas subsecuentes son de
ángulos clásicos y convergen a profundidad con las
fallas debidas a desliz gravitacional.

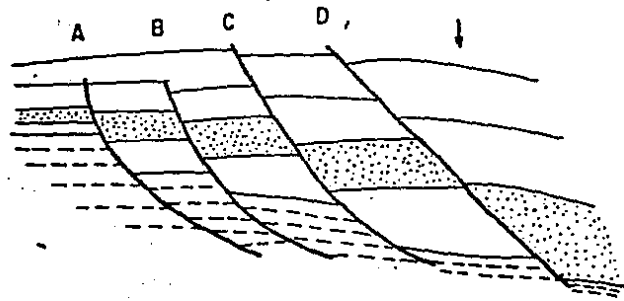
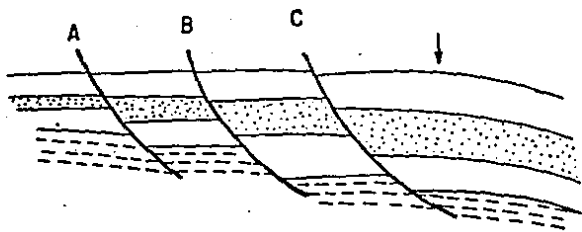
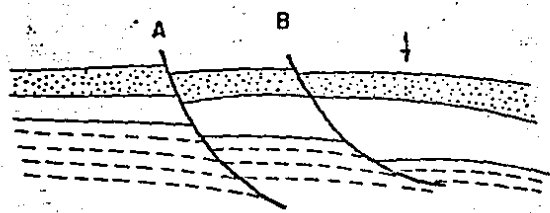
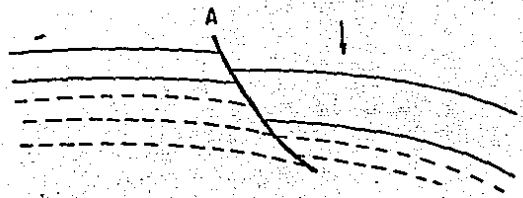


FIG. 9

TIPOS DE FALLAS DE CRECIMIENTO

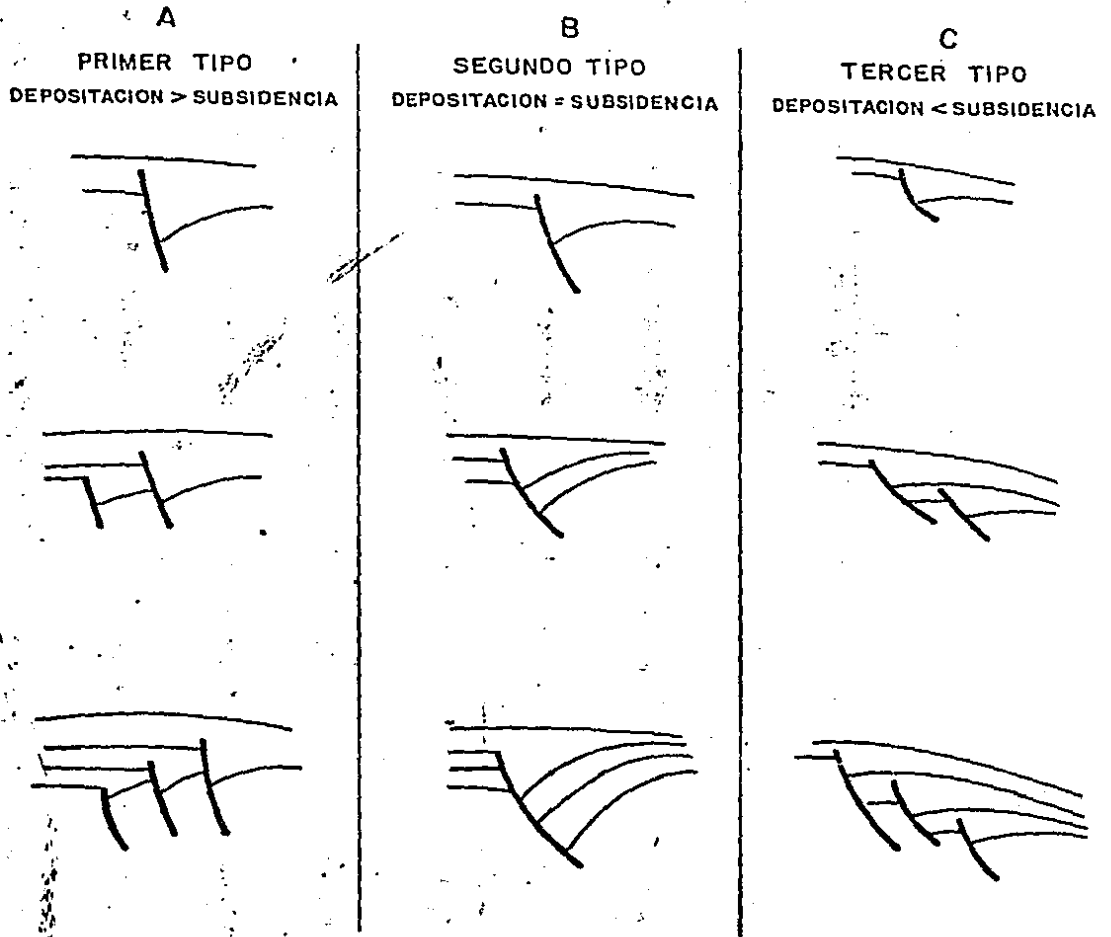


FIG. 10

DESARROLLO DE FALLAS

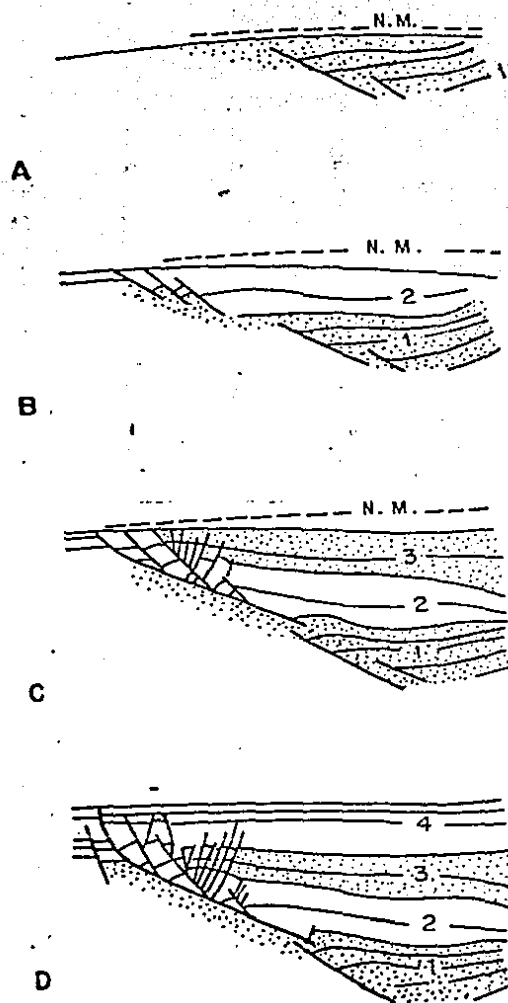


FIG. 11

Fig. 11 D, se muestra la combinación del sistema de fallas por compactación diferencial y por el plano de capa.

3. Correlación del diapirismo arcilloso y las fallas de crecimiento.

Los principales procesos relacionados con el desarrollo de masas residuales de lutita son, el de compactación diferencial y la tectónica de gravedad; ambos controlan el movimiento de fluidos en el subsuelo. En el estado inicial del desarrollo de la masa residual de lutita, el agua tiene la libertad de escapar tanto de la lutita como de la sección adyacente lutita-arenisca. Al haber subsidencia, la pérdida de agua de la masa residual decrece progresivamente, disminuyendo la permeabilidad hasta una profundidad crítica donde la expulsión del agua en la lutita es restringida, desarrollándose un poco con alta presión. Si la subsidencia continúa dentro de la lutita provoca un sobre peso y la compactación cesa. Algunos patrones de fallas observadas en secciones sísmicas indican que las masas de este tipo tienden a expanderse, en estas condiciones la masa puede ser diapírica. Durante el proceso del desarrollo de presión anormal en la masa de lutita, las secciones de los flancos lutita-arenisca continúan compactándose normalmente con la pérdida de agua a través de capas arenosas permeables. La expulsión del agua en las capas de areniscas continúan siempre y cuando los estratos permeables tengan comunicación con la superficie. La compactación adicional ocurre en los sedimentos donde la temperatura y presión llega a ser crítica alterando la montmorillonita en illita. Durante este proceso se transfieren grandes volúmenes de agua de poro de la sección sedimentaria huésped.

Propiedades de las masas arcillosas.

1. Bajas velocidades sísmicas (2000 a 2500 m/s) con un pequeño incremento con respecto a la profundidad.
2. Bajas densidades (2.1 a 2.3 gr/cm³).
3. Bajas resistividades (aproximadamente 0.5 ohm-m).
4. Altas presiones de fluidos.

Etapas de formación. (Fig. 12).

- 1a. etapa.- La masa se desarrolla a partir de la deposición de sedimentos y representa la forma inicial de todas las masas de lutita.
- 2a. etapa.- Representa el desarrollo inicial de una masa de lutita residual, donde la deposición regresiva de sedimentos arenosos sobre una superficie plástica arcillosa dando lugar a la compactación y arqueamiento de la arcilla no consolidada bajo la sección arenosa más pesada.
- 3a. etapa.- Al continuar la deposición comienza el desarrollo de la falla de crecimiento y permanece activa tanto tiempo como el eje depositacional se mantenga en el mismo lugar.
- 4a. etapa.- Se forma la masa residual de lutita mostrando la relación de la lutita con las facies tanto hacia tierra como en la estructura hacia el mar.

MASAS DE LUTITA

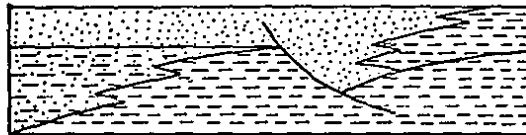
SE USA ESTE TERMINO PARA DEFINIR UN CUERPO DE LUTITA

NO MENOR DE 150 m. DE LONGITUD

LA LUTITA PUEDE ESTAR EN EL ESTADO ORIGINAL DE

DEPOSITACION O EN CUALQUIER ESTADO DE DEFORMACION

LA SIGUIENTE FIGURA MUESTRA LAS ETAPAS DE DESARROLLO
DE LA LUTITA .



FUNDAMENTOS TEORICOS DE LAS SECCIONES DE ATRIBUTOS

Para obtenerlas es indispensable efectuar un procesado sísmico especial, denominado secuencia de Proceso a modo R. A. P. (Preservación de Amplitud Relativa) o Técnica de Punto Brillante, orientado a compensar en los datos, todos los factores que distorsionan la amplitud de la traza sísmica, o sea: - divergencia esférica, atenuación inelástica, efectos de grabación, etc.

Los principales pasos de la secuencia son:

- 1.- Demultiplexado con preservación de amplitud de geófono, en punto flotante y sin aplicar ganancia.
- 2.- Deconvolución basada en el operador de Wiener-Levinson, usando la distancia de predicción mínima más adecuada.
- 3.- Apilamiento sin normalización para no distorsionar el contraste de amplitudes.
- 4.- Migración por Diferencias Finitas, basada en el algoritmo de J. F. Claerbout.
- 5.- Por último, aplicar una pequeña compensación de amplitud residual para equilibrar factores tales como absorción, espesor de las formaciones y otros.

Ya obtenida la sección sísmica migrada en modo R.A.P., la siguiente etapa es la obtención y cálculo de los llamados atributos sísmicos denominados Amplitud Envolvente, Frecuencia Dominante y Fase Instantánea. Ver diagrama de flujo en la figura (13).

Para calcular los valores respectivos, se usan conjuntamente la Transformada de Hilbert y la de Fourier, partiendo de la Teoría del Análisis de la Traza Compleja.

Esta teoría trata a una traza sísmica $f(t)$ como la parte real de una Traza Compleja.

$$F(t) = f(t) + jf^*(t)$$

La parte imaginaria (complejo conjugado) $f^*(t)$, se calcula únicamente partiendo de la parte real $f(t)$; y en caso de requerirse su determinación, puede:

- 1).- Ser obtenida con la convolución lineal de $f(t)$ o bien.
- 2).- Ser expresada como un fasor si $f(t)$ es una senoide, esto es $f^*(t) = A \text{ Sen}(wt + \theta)$ si $f(t) = \text{Cos}(wt + \theta)$ para todos los valores reales de A y θ y todos los valores de $w > 0$.

Esta regla determina a $f^*(t)$ únicamente para cualquier función $f(t)$ que pueda ser representada por una serie de Fourier o por una Integral de Fourier.

El uso de la traza compleja $F(t)$ hace posible definir la amplitud, fase y frecuencia instantánea, de manera que sean extensiones lógicas de las definiciones para ellas en una oscilación armónica simple.

DIAGRAMA DE FLUJO DEL PROCESO DE ATRIBUTOS SISMICOS

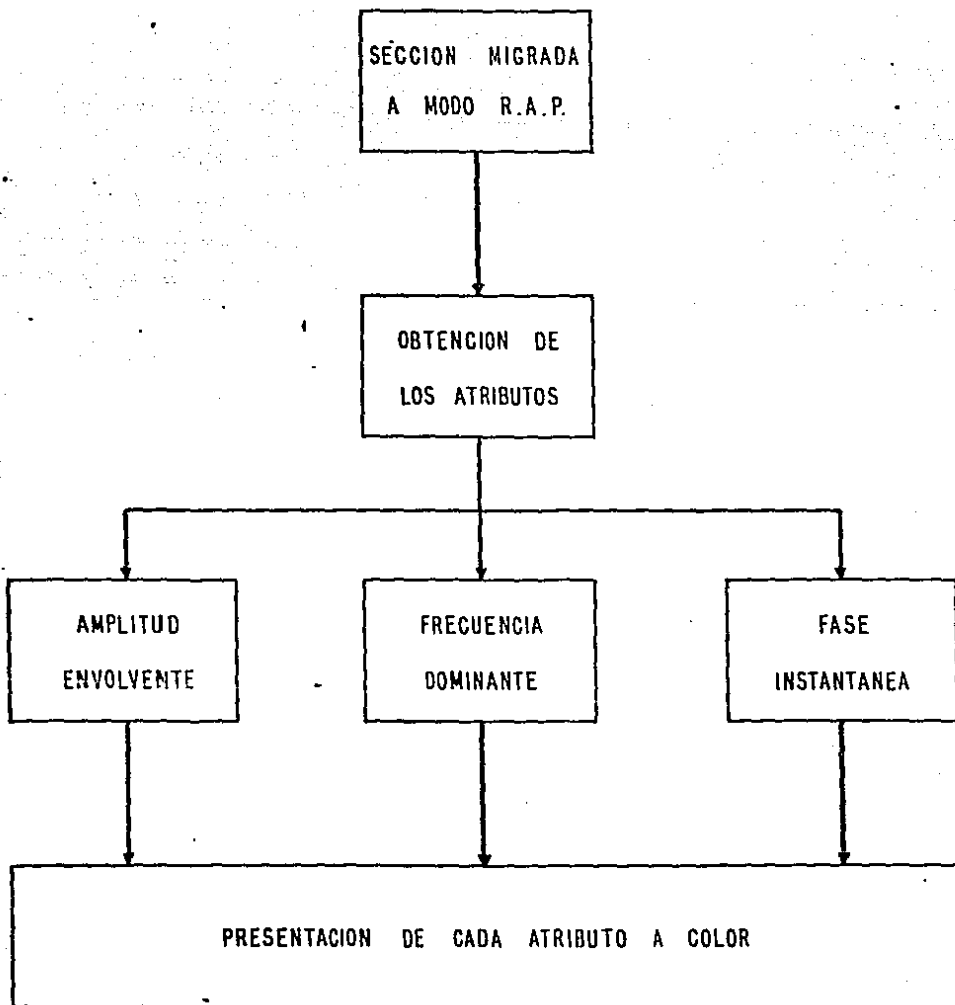


FIG. 13

La traza sísmica real $f(t)$, puede ser expresada en términos de una amplitud $A(t)$ y fase $\theta(t)$ dependientes del tiempo, según:

$$f(t) = A(t) \cos \theta(t) \quad (1)$$

Entonces la parte imaginaria es:

$$f^*(t) = A(t) \sin \theta(t) \quad (2)$$

y por lo tanto se tiene la Traza Compleja como:

$$F(t) = f(t) + jf^*(t) = A(t) e^{j\theta(t)} \quad (3)$$

Si $f(t)$ y $f^*(t)$ son conocidas, se pueden obtener tanto $A(t)$ como $\theta(t)$:

$$A(t) = \sqrt{f^2(t) + f^{*2}(t)} \quad (4)$$

y

$$\theta(t) = \tan^{-1} f^*(t) / f(t) \quad (5)$$

$A(t)$ es llamada intensidad de reflexión o Amplitud Envolvente y $\theta(t)$ es llamada Fase instantánea.

La relación de cambio de la Fase dependiente del tiempo da una Frecuencia dependiente del tiempo, o sea la Frecuencia instantánea:

$$\frac{d\theta(t)}{dt} = w(t) \quad (6)$$

Esto puede expresarse en forma convolucional como:

$$w(t) = \int d(\tau) \theta(t-\tau) d\tau \quad (7)$$

donde $d(\tau)$ es el filtro de diferenciación o pasa bajas.

Ahora bien, dado que la fase debe ser continua, una dificultad con lo anterior es que la ecuación de cálculo del arcotangente (ec. 5) da solamente el valor principal, debiendo entonces 'desenvolver' la fase por medio de la localización de los datos de Fase 2 y corregirlos.

Una manera más conveniente de obtener la frecuencia instantánea es calcular la derivada de la función arcotangente por sí misma.

$$w(t) = \frac{d}{dt} \left(\tan^{-1} f^*(t) / f(t) \right) \quad (8)$$

cuyo resultado es:

$$w(t) = \frac{f(t) \frac{df^*(t)}{dt} - f^*(t) \frac{df(t)}{dt}}{f^2(t) + f^{*2}(t)} \quad (9)$$

Donde las derivadas de $f(t)$ y $f'(t)$ pueden ser calculadas en forma convolucional como en la ecuación (7).

Dentro del cálculo también se define una frecuencia promedio pesada o Frecuencia dominante $w(t)$ como:

$$w(t) = \frac{\int A(t-\tau) w(t-\tau) L(\tau) d\tau}{\int A(t-\tau) L(\tau) d\tau} \quad (10)$$

donde $L(\tau)$ es un filtro pasa baja.

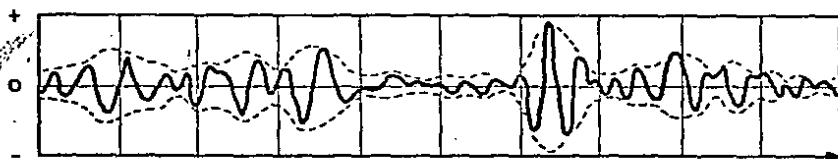
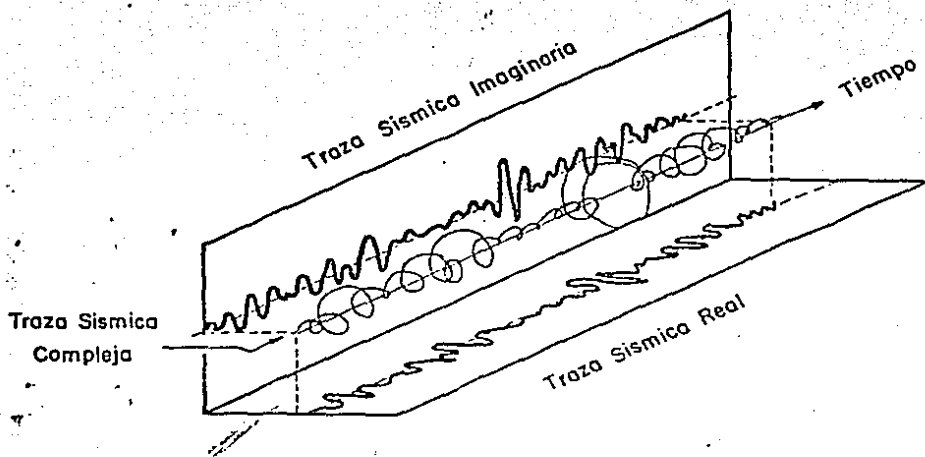
También se puede definir la Polaridad Aparente, la cual es el signo de $f(t)$ cuando $A(t)$ tiene un máximo local, y puede ser positiva o negativa según se asuma una ondulada de fase o un coeficiente de reflexión positivo o negativo, respectivamente.

Puede pensarse en la traza compleja $F(t)$ como la traza en el espacio complejo de un vector giratorio, el cual está cambiando su longitud continuamente con el tiempo, trazando así una hélice irregular, tal como se muestra en la parte superior de la figura (14). Esto lleva a tener en $A(t)$ al módulo de variación en tiempo y a $\theta(t)$ como el argumento de variación en tiempo del referido vector.

En la parte inferior de la figura (14) se muestran la parte real (en 'a') e imaginaria (en 'b') de una traza sísmica. También se muestra la envolvente (curva punteada en 'b' y 'c', la Fase (en 'd'), la frecuencia instantánea (en 'e'), la Frecuencia Promedio Pesada o Frecuencia Dominante (curva punteada en 'e').

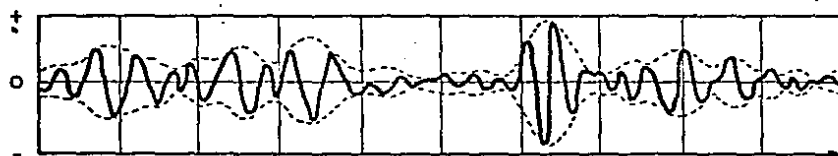
Los valores así obtenidos son analizados y se escogen los más adecuados y representativos del área en estudio. Cada Atributo Sísmico puede ser graficado a color y sobrepuestos a la sección sísmica convencional a modo de poder observar ambos simultáneamente. El codificado a color implica asignar un color a cada valor o rango de valores, asignación que puede ser arbitraria pues se cuenta con una escala de colores muy amplia; sin embargo, debe elegirse de tal modo que el intérprete no tenga dificultades o confusiones cuando interprete una sección de atributos a color.

ANALISIS DE LA TRAZA SISMICA COMPLEJA



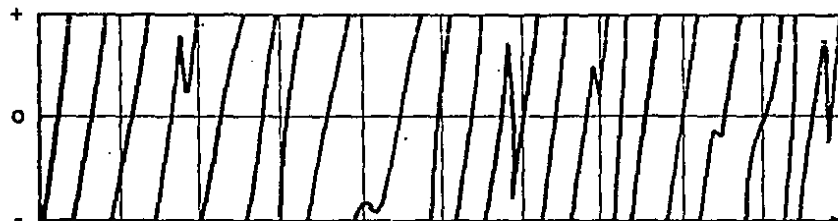
(b) Traza Real

Tiempo



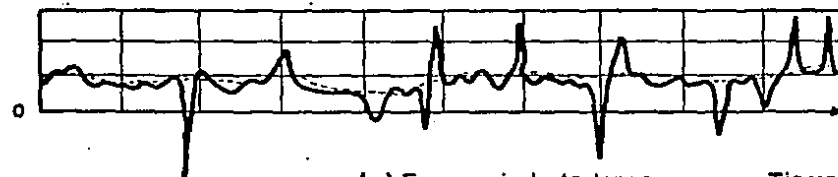
(c) Traza Imaginaria

Tiempo



(d) Fase Instantanea

Tiempo



(e) Frecuencia Instantanea

Tiempo

ATRIBUTOS SISMICOS:

En el área se realizaron procesos especiales sólo en las líneas sismológicas N-30 y N-26

Los procesos realizados son los siguientes:

LINEA 30

1).- AMPLITUD ENVOLVENTE.

En esta línea se han buscado altas amplitudes relacionadas con trampas estructurales abajo de los 1.500 s. Las 5 zonas más notables de alta amplitud se encuentran en los siguientes puntos:

- A.- En el P.V. 563 a 1.560 s
- B.- En el P.V. 450 a 1.800 s
- C.- En el P.V. 437 a 1.990 s
- D.- En el P.V. 423 a 2.110 s
- E.- En el P.V. 326 a 2.470 s

Por problemas en la obtención de datos, en la porción comprendida entre los PVS 340 y 370 no es recomendable cuantificar las amplitudes.

Se pueden observar altas amplitudes en los flancos de las estructuras, los cuales también pueden estar relacionadas con trampas estratigráficas (zonas de areniscas), las más notorias se presentan a lo largo de la falla de crecimiento principal y en el P.V. 315 desde 1.500 s hasta 2.500 s, permitiendo suponer la existencia de una estructura en la zona sorda antes mencionada.

2.- FRECUENCIA DOMINANTE.

Se analizarán las frecuencias presentes inmediatamente abajo de las amplitudes de interés, las frecuencias de interés son las bajas subyaciendo a las altas amplitudes señaladas antes.

- A) Color correspondiente a los 12 Hz
- B) Color correspondiente a los 16 Hz
- C) Frecuencias de 24 Hz
- D) Frecuencias de 16 Hz
- E) Frecuencias de 24 Hz

Tanto a lo largo de la falla de crecimiento como al flanco de la posible estructura, la frecuencia guarda una relación importante con las amplitudes. Es notoria la presencia de una alta frecuencia (color verde) en el P.V. 405 a 2.060 s, que correaciona con una baja amplitud. Así mismo podemos observar muy bajas frecuencias inmediatamente abajo de las altas amplitudes en el P. V. 280 a 2.100 s y 2.218 s.

FASE INSTANTANEA

Por medio de esta sección se pueden observar con mayor claridad los pasos de fallas, por ejemplo en el P. V. 500 a 1.500 s. Así mismo, las zonas arcillosas en el P. V. 475 a 2.500 s y la discordancia en el P. V. 540 a 1.500 s y su relación con posibles cambios de facies en el P. V. 550 a 1.050 s y el P. V. 340 a 1.900 s, coincidiendo con las frecuencias bajas e inmediatamente abajo de las altas amplitudes, lo que indica posibilidades de una zona porosa conteniendo hidrocarburos.

PSEUDOVELOCIDADES

Las bajas velocidades relacionadas con altas amplitudes son indicadores de zonas porosas. existen dos zonas de muy bajas velocidades relacionadas con altas amplitudes que no se encuentran en trampas estructurales (P. V. 505 a 2.020 s) correspondiendo posiblemente a trampas estratigráficas.

LINEA N-26

AMPLITUD ENVOLVENTE

En esta línea se presentan amplitudes mayores al Oeste de la sección y menores a lo largo de la falla de crecimiento. Con respecto a la línea N-30 en (A) P. V. 535 a 2.050 s se encuentra una alta amplitud en un alto

estructural (posible arqueamiento o roll over).

En (B) P. V. 440 a 1.670 s alta amplitud en un arqueamiento.

En (C) P. V. 435 a 1.750 s alta amplitud en un arqueamiento.

En (D) P. V. 365 a 2.330 s una baja amplitud en un arqueamiento presentando un incremento de amplitud a los flancos.

FRECUENCIA DOMINANTE

- (A) Bajas frecuencias inmediatamente abajo de la alta amplitud. (16 Hz)
- (B) Bajas frecuencias al igual que en (A).
- (C) Bajas frecuencias al igual que en (A).
- (D) Bajas frecuencias en todo el arqueamiento, estando las menores en su flanco Este y en el centro.

Es importante hacer notar que en algunos lugares como en los P. V. 350 a 380 a 2.060 s las frecuencias más bajas están inmediatamente abajo de las amplitudes bajas lo cual hace recordar que un proceso por sí solo no se debe utilizar.

FASE INSTANTANEA

Es notoria la discordancia a \pm 1.500 s al igual que zonas de acuífamiento como la del P. V. 375 a 2.400 s así como pasos de falla en el P. V. 510 a 2.500 s y la continuidad de reflejos profundos como el del P. V. 430 a 1.750 s, una posible parte arcillosa en el P. V. 420 a 2.300 s y un cambio de facies en el P. V. 360 a 1.900 s

PSEUDOVELOCIDADES

En esta sección se puede visualizar un núcleo de bajas velocidades las cuales van aumentando poco a poco hacia el Este. Encontramos que las más bajas velocidades (en amarillo) de 2800 m/s, se asocian con altas amplitudes y a un pozo productor en ese nivel (Terregal 1A).

En (B) observamos una disminución de velocidad bajando de 3577 m/s a 3423 m/s

En (D) se encuentra una zona de 3269 m/s cambiando a 3423 a los flancos.

Como se puede observar en la sección, la resolución disminuye a profundidad, lo cual causa incertidumbre al tratar de interpretarse.

CONCLUSIONES.

El Campo Reynosa profundo acusa grandes posibilidades de cont
ner hidrocarburos debido a sus muchas y variadas tipos de tram
pas geológicas formadas en su gran mayoría por fallas de creci
miento asociadas a movimientos de masas arcillosas. La difi--
cultad a la que se enfrenta la exploración es el depósito erra--
tico que tienen las areniscas a profundidad. En la parte po--
niente del área las arenas a profundidad son escasas y de pe--
queños espesores, pero existen evidencias de su depósito a pro
fundidades mayores de 4000 m. con presencia de aceite ligero,
en el pozo Pascualato 101 (Rotenco), lo que despierta el inte--
rés en localizar trampas estructurales, estratigráficas ó com--
binados profundas. En cambio al Oriente las areniscas tienen
espesores de hasta 30 m. con muy buenas porosidades. Las in--
cógnitas que se presentan son, si las fallas de crecimiento se
comportan como sello o bien existe comunicación de fluídos en
los dos lados de la falla si las arcillas se comportan como ro
cas generadoras en ciertas condiciones de presión y temperatu--
ra.

Se puede concluir que debido a las altas presiones provocadas
por las masas arcillosas y con los antecedentes de la existen-
cia de areniscas profundas con buena porosidad y presencia de
hidrocarburos hace de esta área un importante reservario de hi
drocarburos.

Recomendaciones.- Se recomienda hacer un estudio de estrati--
grafia sísmica a partir de un levantamiento sismológico más de
tallado y con objetivos profundos, para poder limitar hasta --
dónde el método lo permita las zonas de areniscas, así mismo -
hacer un estudio sedimentológico del Oligoceno Inferior y Eoc
no, no local sino en toda la Cuenca de Burgos, lo cual permi
tiría evaluar los posibles depósitos de areniscas en toda la cuen
ca. Se recomienda también un estudio geoquímico que ayudará a
conocer las condiciones de los sedimentos para la generación -
de hidrocarburos.

B I B L I O G R A F I A

ROBERT E. SHERIFF

1980; Seismic Stratigraphy
International Human Resources
Development Corporation.

D.A.BUSCH, D.A. LINK

1985; Exploration Methods for
Sandstone Reservoirs.

ROBERTO E. SHERIFF

1980; Seismic Stratigraphy
Memoria 26 A.A.P.G.

JOHN W. SHELTON

1984; Listric Faults A.A.P.G.
Bull V.68, No. 7 p. 801-815

DANIEL A. BUSCH

1975; Influence of Growth
Faulting on Sedimentation and
Prospect Evaluation A.A.P.G.
V59 No. 2 P. 217-230.

MT. TANER F. KOWHLER,
R.E. SHERIFF

1979; Geophysics Vol. 44 No. 6
p 1041-1063.

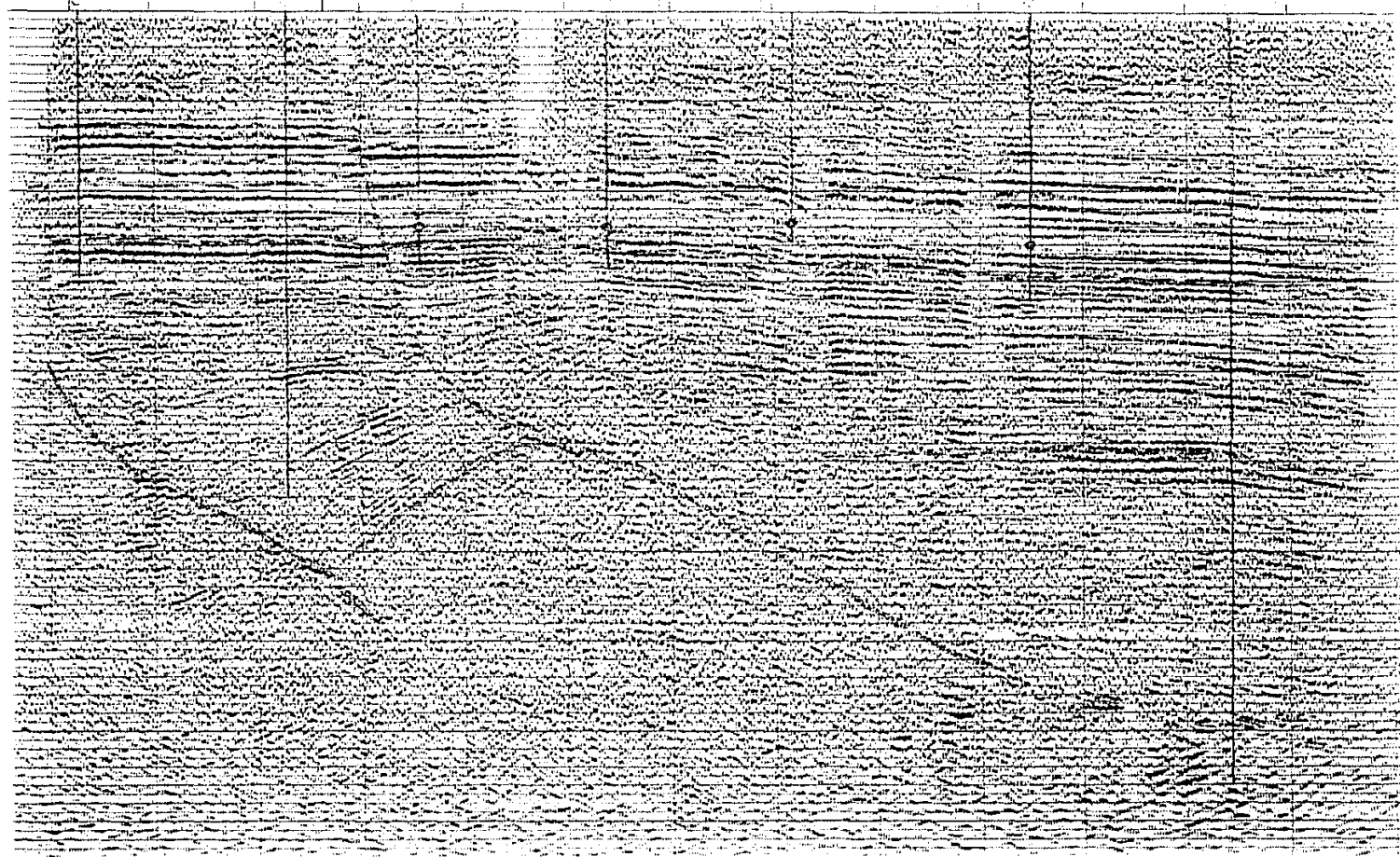
SEISCOR

1969; Informe Sismológico
Area Sur Rio Bravo Prosp.
San Melchor
Inedito

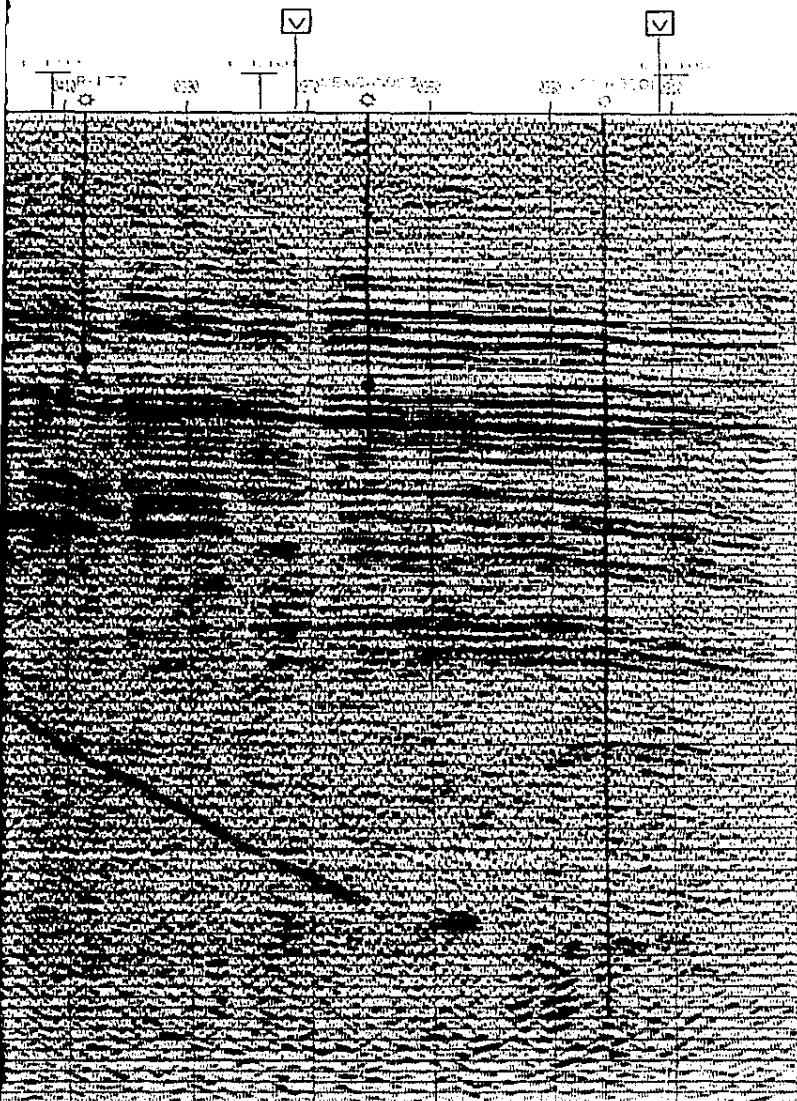
0546

1000

1000



E



0268

LÍNEA 1284 DE P.T. 548 A P.T. 558
 ÁREA SUR DE P.D. EDUARDO PROSPECTO S.M. MELCHAMP
 ZONA INDRETE GRUPO 1284-81 N.R. 10.0.0



PARA PETROLEOS MEXICANOS
 CENTRO DE PROCESAMIENTO GEOFISICO
 SUBDIRECCION DE TECNOLOGIA
 DE EXPLORACION

DATOS DE CAMPO

EQUIPO	WYOMING	SE-014	REPOSICION
FILTROS	4-4-40	NO. DE VERTICALES	3
CHAVES	4-4-40	BARINDO VERT.	30
FREC. ENRICO	14-37-40	BARINDO P.V.	20
MESTRES	2-1-10	SIST. P.V.	100-0
TIEMPO DE SPA	8-0-10	TIEMPO DE SET	10-14-40
NO.	1-1-10	DETECTORES GRUPO	40
VE.	200-1-10	SIST. DETECTORES	5-1
TECNO.	8-30-100		M
OPERACION	1-1-10	FECHA	1967

SECUENCIA DE PROCESO Y PARAMETROS

ENCUADRE DE PROCESO: 100-0-100-0-100-0-100-0-100-0
 CONVERSION ANALOGICA DIGITAL
 ENTRADA: 100-0-100-0-100-0-100-0-100-0
 RECONSTRUCCION: 100-0-100-0-100-0-100-0-100-0
 MINIMA DISTANCIA FRECUENCIA: 30 HZ
 LONGITUD DEL OPERACION: 100 HZ
 APILADO CON CORRECCIONES ESTIMADAS Y CORRIENTES
 EFECTIVAS DE APILAMIENTO: 100
 FILTRADO DEL P.V. 200-0-100-0-100-0-100-0-100-0
 TIEMPO (SEG.) FILTRADO (HZ)
 0-10-0-50 12-45
 0-50-0-70 10-40
 0-70-0-80 10-30

PARTE DE TIPO PROCESADO: 200
 OTROS PROCESOS: 100-0-100-0-100-0-100-0-100-0

SÍMBOLOS

- ★ PROD. DE GAS
- ✱ PROD. ACEITE Y GAS
- ESCALA HORIZONTAL: 20 CM
- ESCALA VERTICAL: 1:25 PLUS
- ◆ IMPROD.
- ☑ PAPEL. VEL.

FECHA DE PROCESO: 10/10/67
 PROCESADO POR: ...

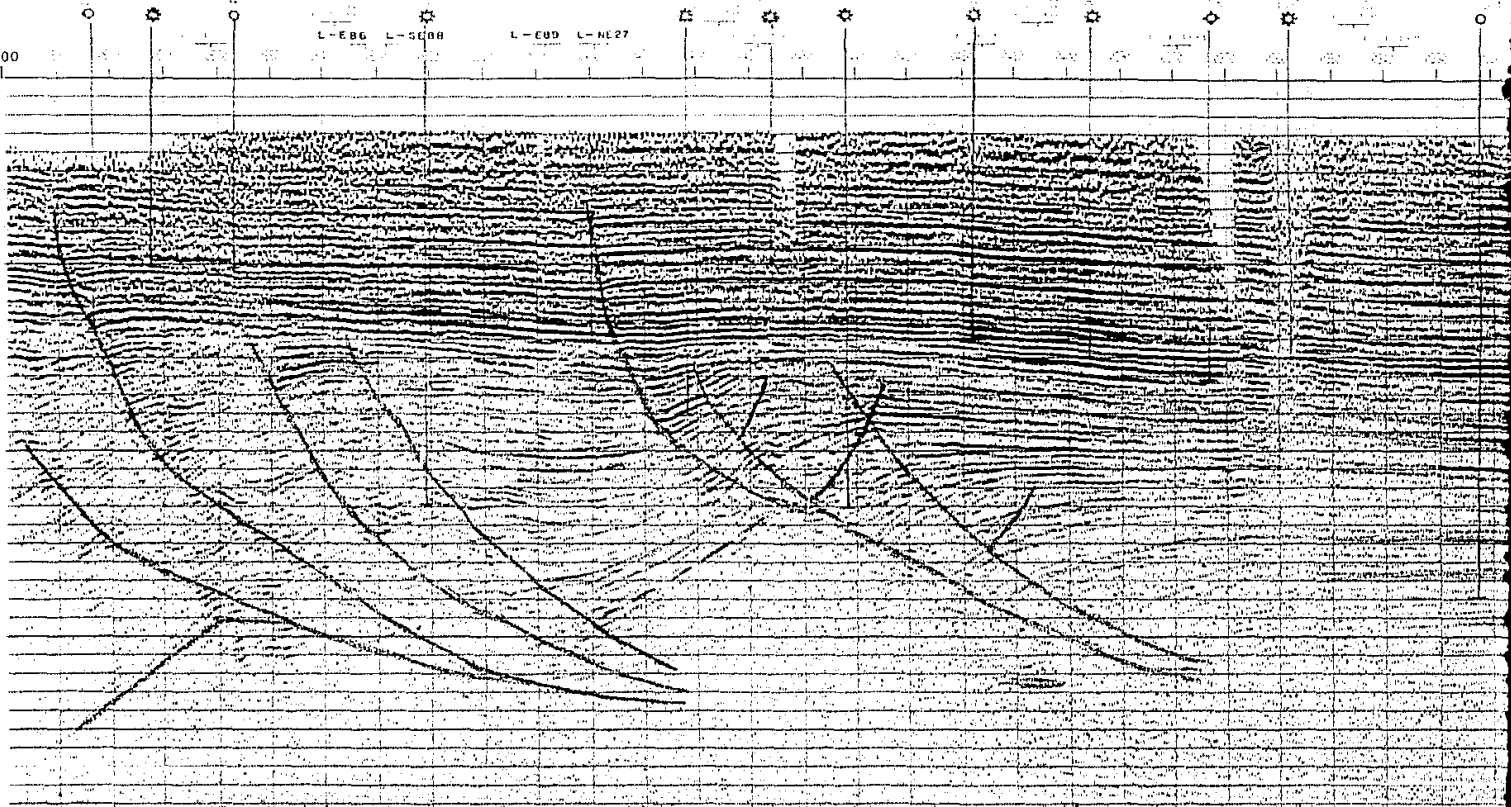
W

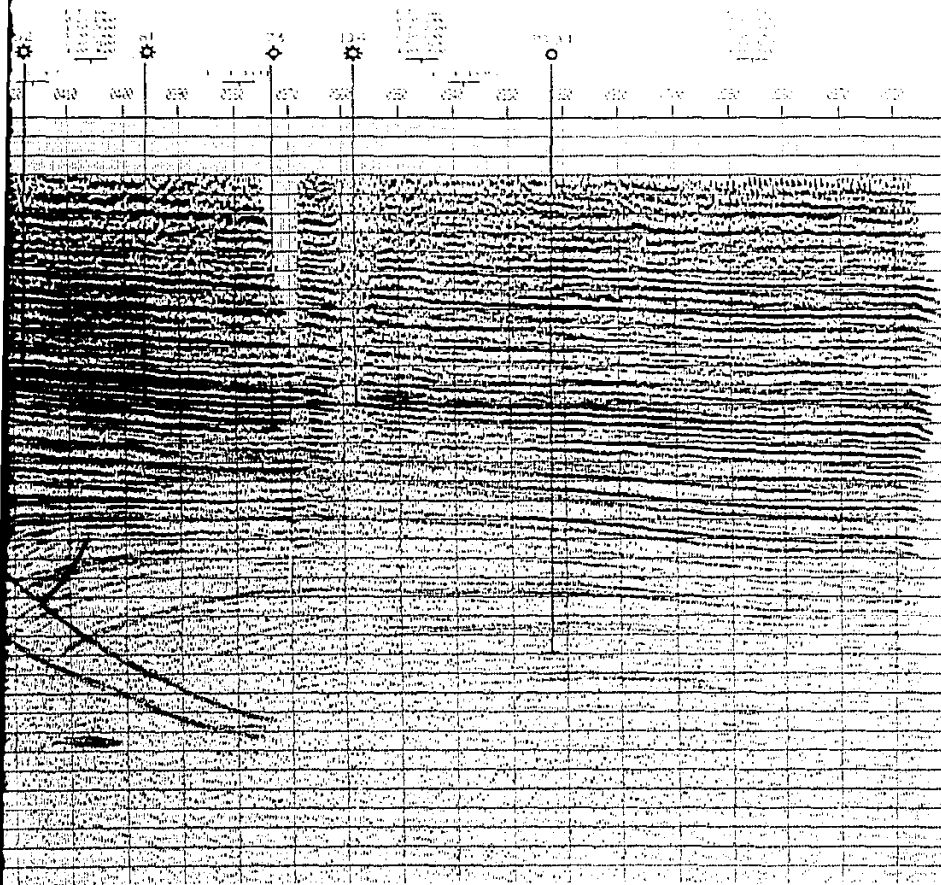
E

0600

L-EBG L-SC08

L-E09 L-NE27





LÍNEA 33 DE P.T. 500 A P.T. 259
 ÁREA SUR DEL ORO PROSPECTO SA 41020
 ZONA MESITE GRUPO M52 N. R. D.O.

IMD PARA PETROLEOS MEXICANOS
 CENTRO DE PROCESAMIENTO GEOFISICO
 SUBDIRECCION DE TECNOLOGIA
 DE EXPLORACION

DATOS DE CAMPO

EQUIPO	TIME-1000	ENERGIA	VIBROSIENS
FILTROS	0-45 HZ	SARRIDOS POR P.V.	90
GANANCIA	AF-1602	TIEMPO DE SARRIDO	---
CANALES DE GRAB.	---	TIEMPO DE SARRIDO	11-37 HZ
TIEMPO DE GRAB.	5.0 SEG	DIST./P.V.	100 M
CONEXION	ANALOGICA	DIST./DETECCIONES	5 M
PATRON DE VIBROS	---	DETEC. POR GRUPO	49
V	2000 M/SEG	DIST./GRUPOS	100 M
TEND.	0 - 200 - 2200 M	DETEC. TIPO	MSJ 14 HZ
COMPANIA	S.S.C.	FECHA	1967

SECUENCIA DE PROCESO Y PARAMETROS

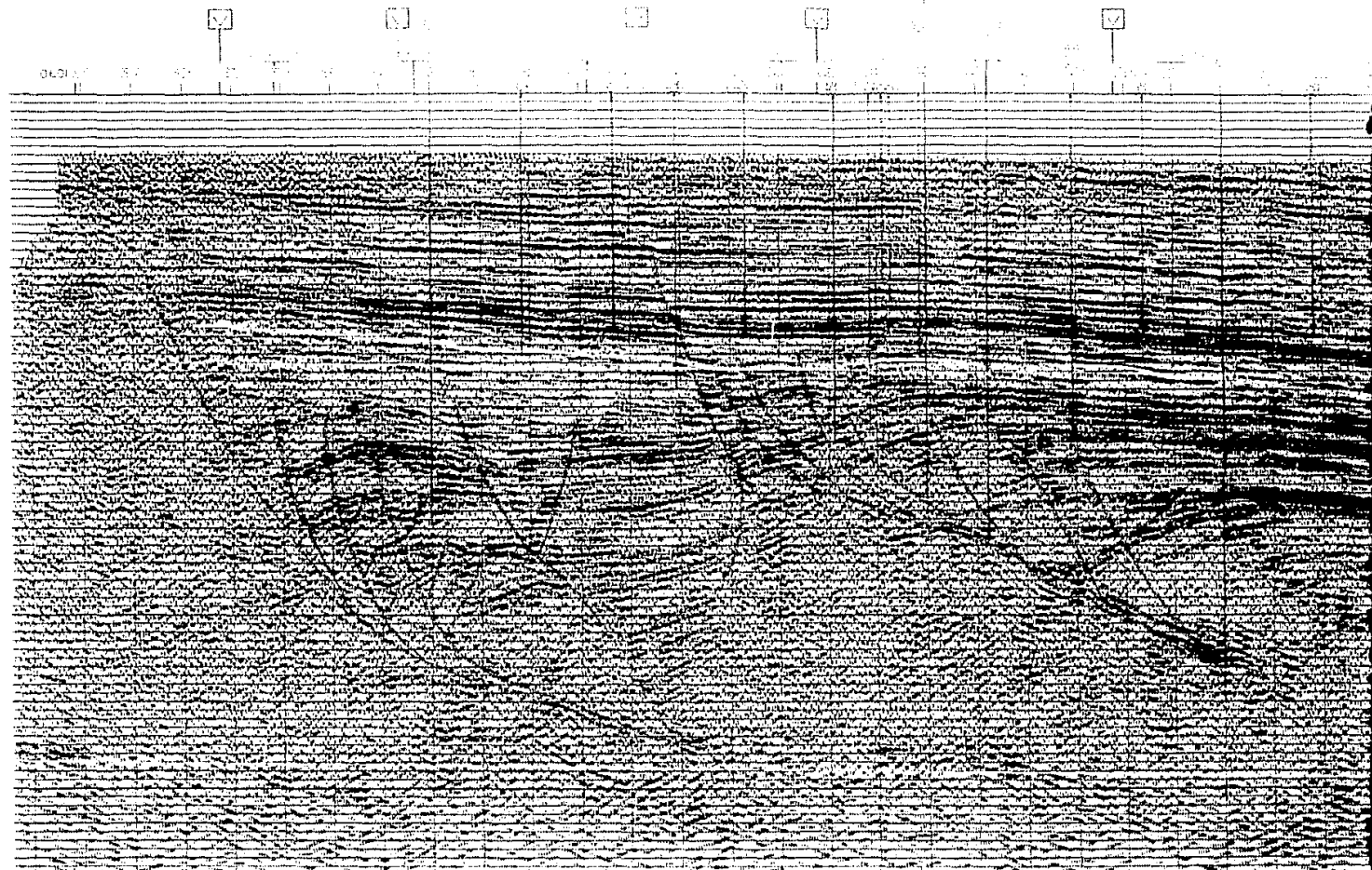
EQUIPO DE PROCESO IM 4381 GARRIFICADOR CS 6410
 CONVERSION ANALOGICO-DIGITAL
 DEMULFLEXADO
 DECONVULSION ANTES DE APILAR CON 3 VENTANAS
 MINIMA DISTANCIA PREDICTIVA 35 MS.
 LONGITUD DEL OPERADOR 110 MS.
 BALANCEO DE TRAZOS
 APILADO DE 1000 CON CORRECCIONES ESTATICAS Y DINAMICAS.
 APLICACION DE CORRECCIONES ESTATICAS RESIDUALES
 FILTRO RADIAL PREDICTIVO
 MIGRACION POR DIFERENCIAS FINITAS
 FILTRO PASA BANDA 6-60 HZ
 PUNOS DE TIRAO PROCESADOS: 335
 OTROS PROCESOS: **SECCION MIGRADA ENFOCADA A ATRIBUTOS**

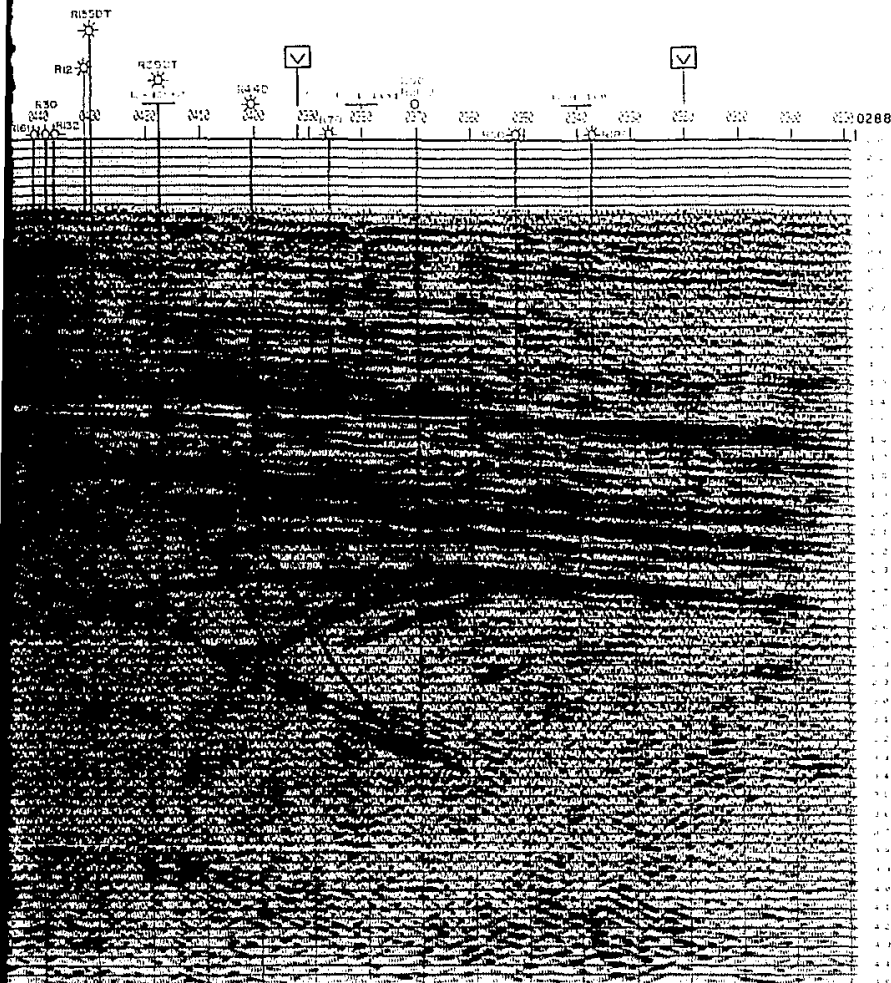
S I M B O L O S

PAGO DE GAS 36.0
 PASO DE GAS AMI. VTL.
 ESCALA HORIZONTAL: 20 M/CM
 ESCALA VERTICAL: 1.45 P/CM

FECHA DE PROCESO:

04/11/67
 PROCESADO POR:
 S. VIKING J.





LINEA 112 DE P.T. 601 A P.T. 223
 AREA SUR DE PIO PABLO PROSPECTO SAN MELCHOR
 ZONA MOCTEPE GRUPO MEZ-9 N.R. 0 0



PARA PETROLEOS MEXICANOS
 CENTRO DE PROCESAMIENTO GEOFISICO
 SUBDIRECCION DE TECNOLOGIA
 DE EXPLORACION

DATOS DE CAMPO

EQUIPO	100-400	DEPENA	INTERDINO
FILTRO	0-45 Hz	NO. DE REPLICAS	3
SWATH	40-100	TIEMPO (SEG)	30
RED. SWATH	10-40 Hz	TIEMPO (SEG)	30
TIEMPO	2 HRS	DIST. (M)	100 M
TIEMPO DE GRAV	1.5 SEG	TIPO DE DET.	45-11 Hz
NO.	11 SEG	TIEMPO (SEG)	40
NO.	200 M SEG	DIST. (TIEMPO)	5 M
TIEMPO	0 - 300 - 2500		M
COMPRA	5 3 0	FECHA	1987

SECUENCIA DE PROCESO Y PARAMETROS

ORDEN DE PROCESO: 101-07-145 OPERACION: 026410
 CONVERSION ANALOGICO DIGITAL
 ESTIMACION DE MULTIPLEXACION
 RECONSTRUCCION: ACCES DE REPLICAS CON 3 REPLICAS
 MINIMA DISTANCIA: 100 METROS
 LONGITUD DEL OPERADOR: 100 METROS
 APLICACION CON CORRECCIONES ESTACIONES Y BARRANDEAS
 APLICACION DE AFILAMIENTO: 1000
 FILTRADO DEL P.F. 000 KLP V. 201

TIEMPO (SEG)	FILTROS (Hz)
0-30 - 0-70	12 - 45
0-70 - 2-30	10 - 40
2-30 - 3-50	10 - 30
3-50 - 4-0	5 - 30

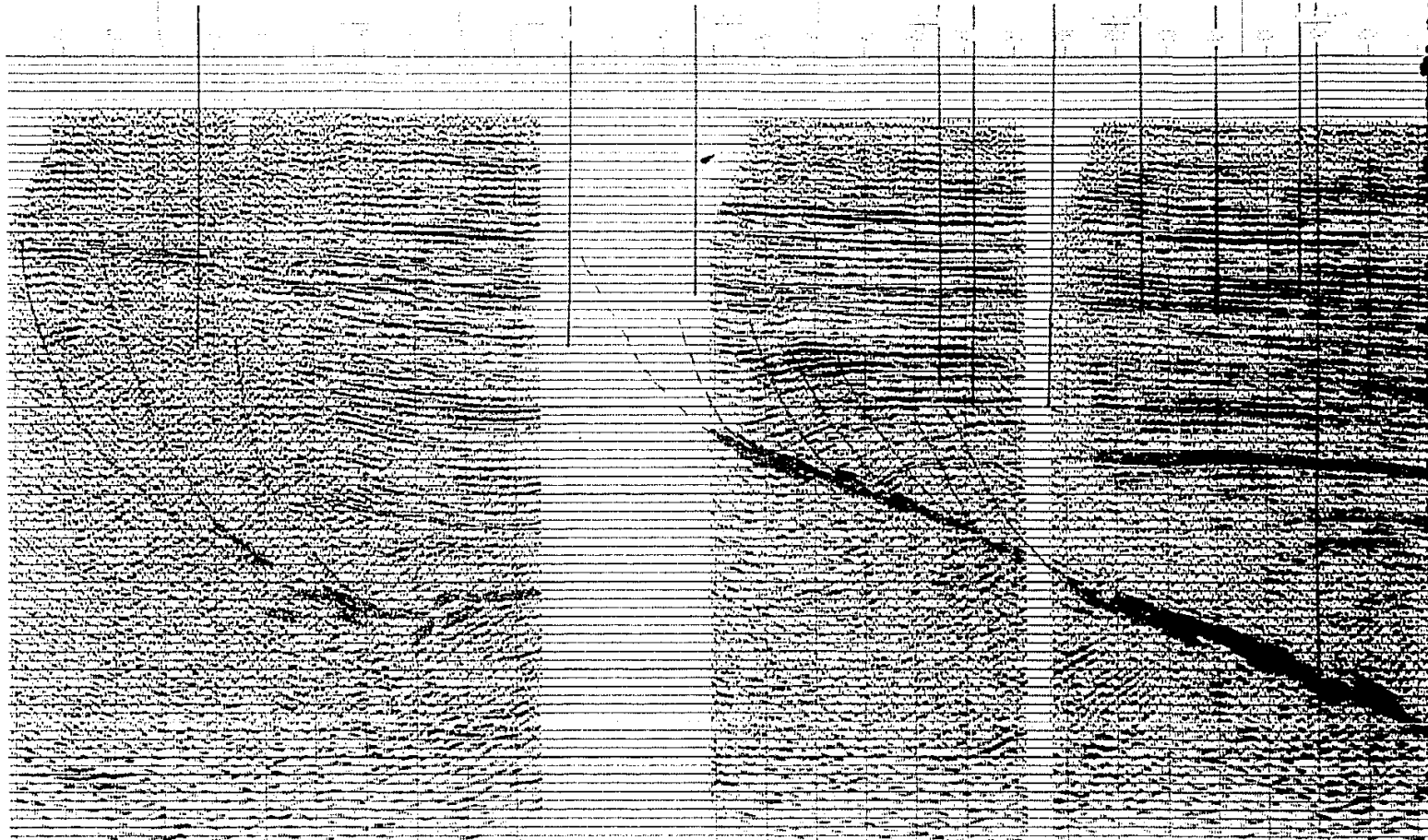
PARAMETROS DE TIPO PROCESADOR: 005
 ORDEN PROCESO: 101-07-145 OPERACION: 026410

SIMBOLOS

☼ PROF. DE GAS ⚡ IMPROD.
 ☼ PROF. ACEITE Y GAS ✓ ANAL. VEL.
 ESCALA HORIZONTAL: 1:20000
 ESCALA VERTICAL: 1:2000

FECHA DE PROCESO: 11/10/1987
 PROCESADO POR: J. TORRES

W



E _____



0250 0220 0210 0200 0150 0160 0170 0180 0150 0140 0138

LINEA N22 DE P.T. 550 A P.T. 138
 AREA SUR DE P10 BRAVO PROSPECTO SAL MELCHOR
 ZONA NORESTE GRUPO LINES-9 N.R. 010.00



PARA PETROLEOS MEXICANOS
 CENTRO DE PROCESAMIENTO GEOFISICO
 SUBDIRECCION DE TECNOLOGIA
 DE EXPLORACION

DATOS DE CAMPO

EMPAJ:	400-1000	BERGIA:	VERFISIMO
FILTROS:	0-45 HZ	NO. DE VIERACAPES:	3
GANCHO:	40-1000	PARAJOS F V:	30
FREQ. EMPAJO:	11-37 HZ	PARAJOS F V:	50
MUESTRO:	2 MSEG	DIST. P V:	100 M
TIEMPO DE OFA:	4.9 SEG	TIPO DE DET. (S) HZ:	
NO:	11 SEG	DETECTORES (GRUP):	40
VS:	2000 M/SEG	DIST. DETECTORES:	5 M
TECADO:	0 - 500 - 5000	M:	
COMPANIA:	SEEC	FECHA:	1967

SECUENCIA DE PROCESO Y PARAMETROS

EQUIPO DE PROCESO: IBM 7044S GRATICADOR: 652410
 CONVERSION ANALOGICO DIGITAL
 ESTIRADO (MULTIPLEADO)
 SECUENCIA: RATES DE AFILAR CON 3 VERTICES
 MINIMA DISTANCIA PREDICTIVA: 30 MSEG
 LONGITUD DEL VEFACOR: 110 MSEG
 AFILADO CON CORRECCIONES ESTADISTICAS Y SINUSOIDAS
 PORCENTAJE DE AFILAMIENTO: 1000
 FILTRADO DEL P.T. 138 AL P.T. 550
 TIEMPO (SEG) FILTROS (HZ)
 0.20 - 1.00 15 - 40
 1.00 - 2.00 12 - 25
 2.00 - 4.00 10 - 25
 4.00 - 4.50 8 - 20
 RATES DE TIPO PROCESADO: 100
 OTROS PROCESOS: AMPLIFICACION POR DIFERENCIAS FINITAS

SIMBOLOS

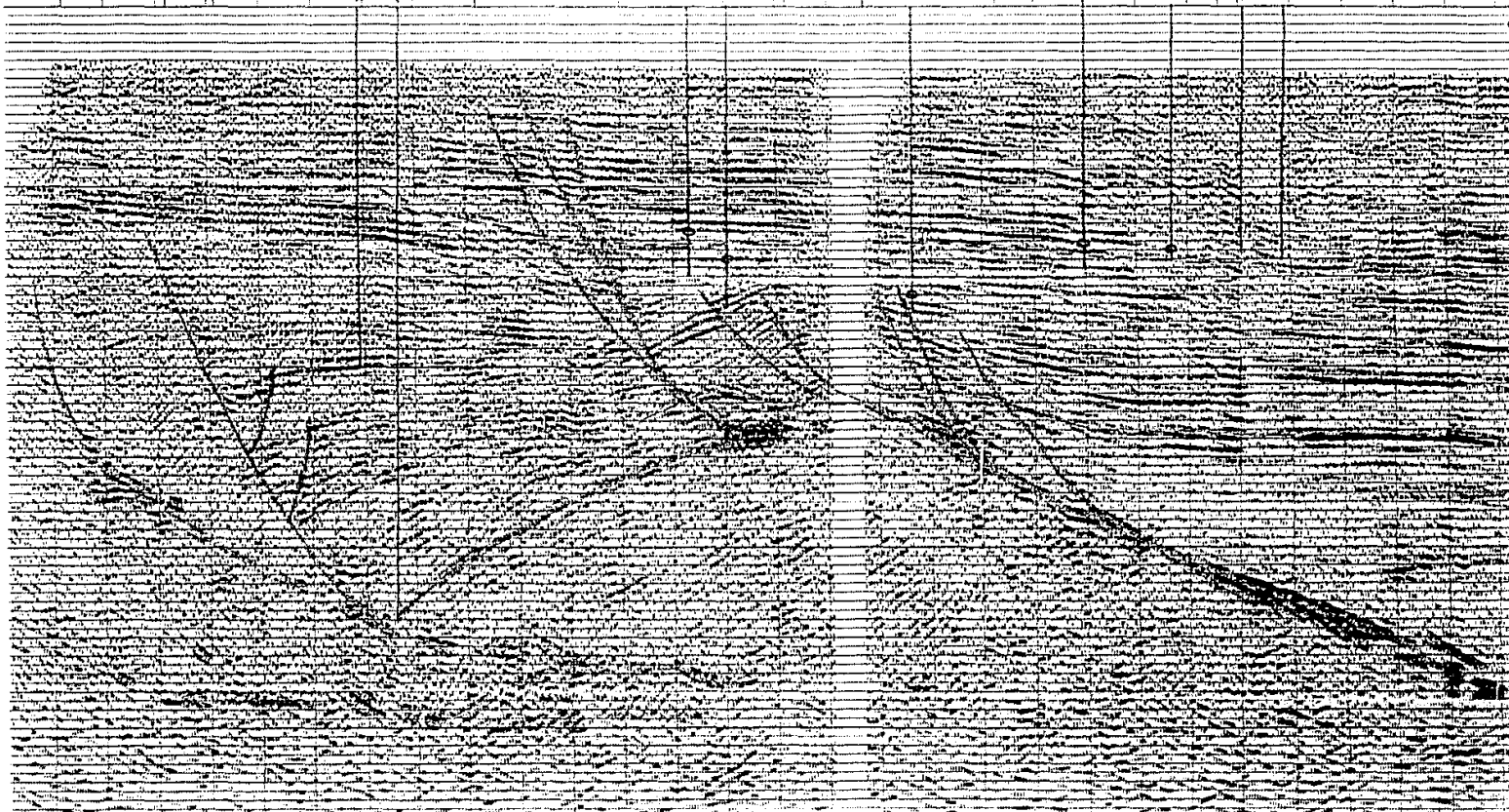
PROD. DE GAS IMPROD.
 PROD. ACEITE Y GAS ANAL. VEL.
 ESCALA HORIZONTAL: 1:50 TRAM
 ESCALA VERTICAL: 1:25 PLG/S

FECHA DE PROCESO:

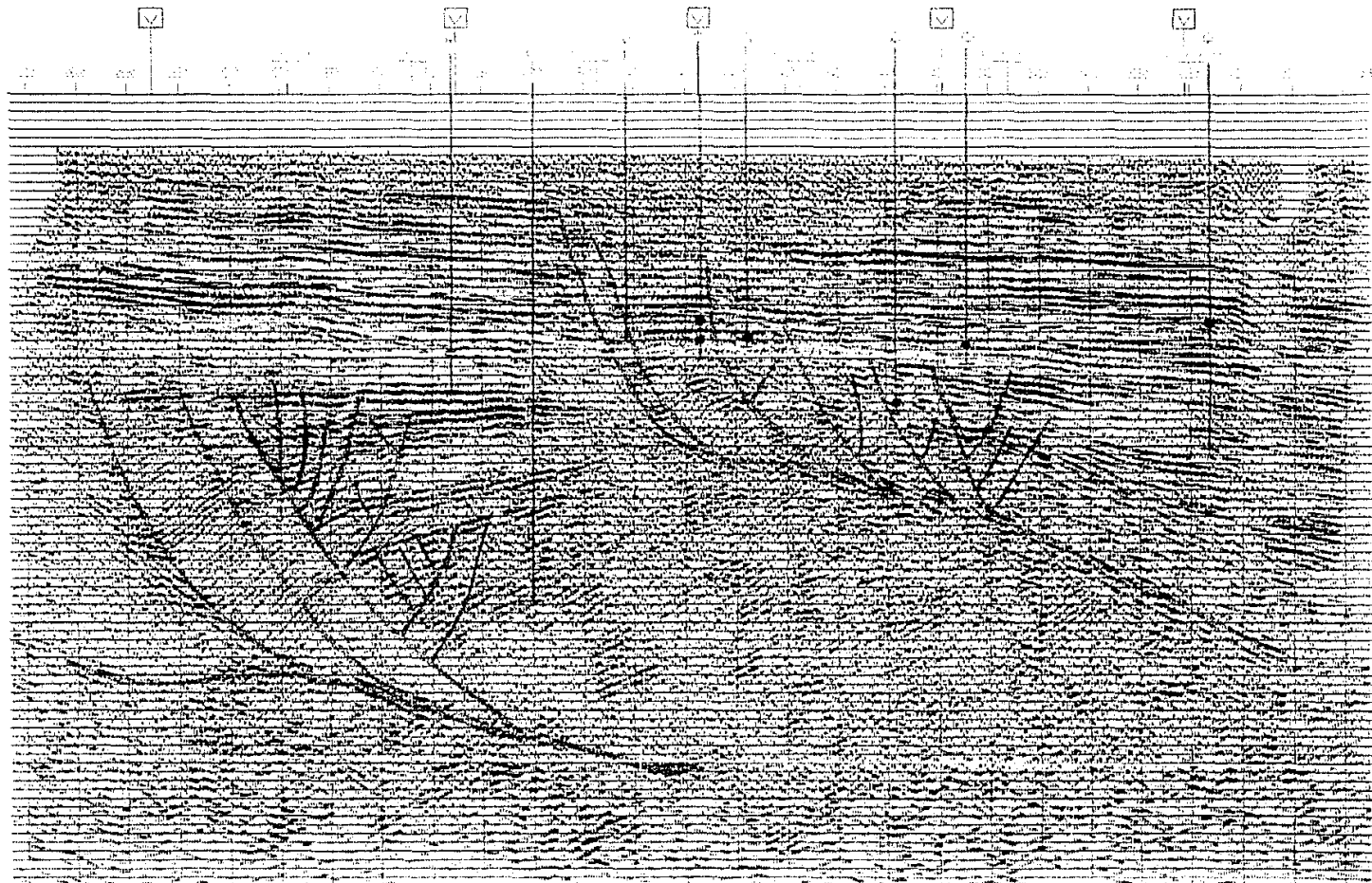
11/10/67

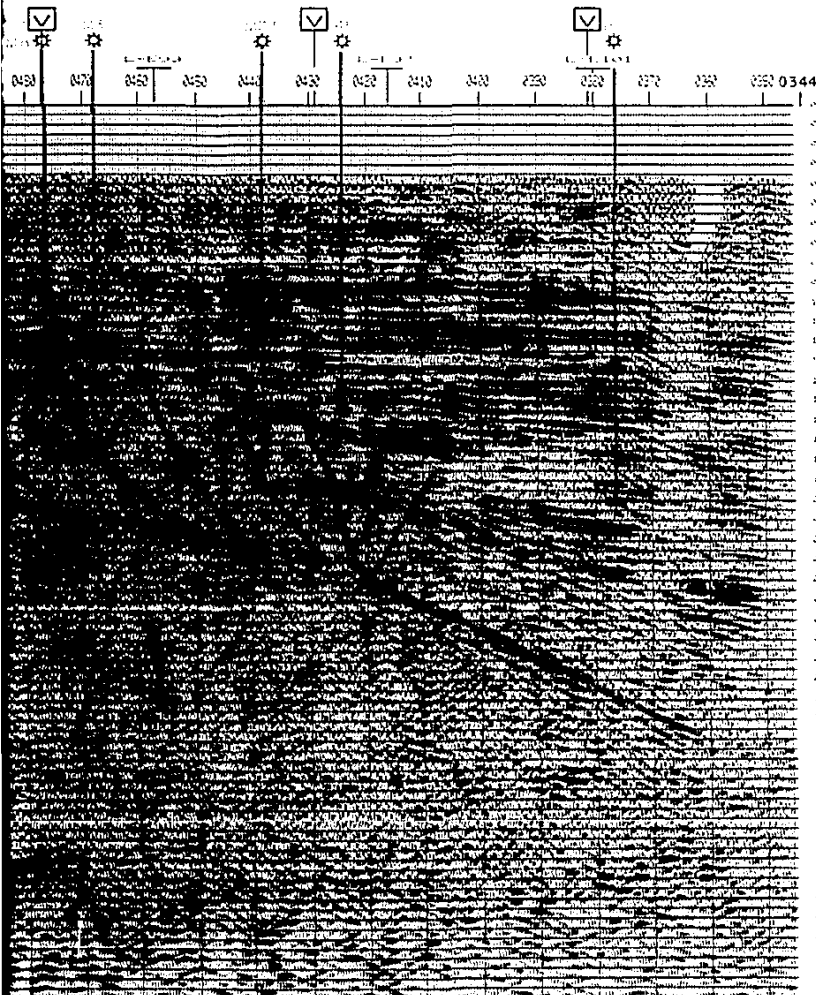
PROCESADO POR:
 J. SALAZAR

0598



W





LINEA M14 DE P.T. 600 A P.T. 344
 AREA SUR DE PLO BRAVO PROSPECTO SAN MELCHOR
 ZONA HOPESTE GRUPO MEX-9 N.R. 0 0



PARA PETROLEOS MEXICANOS
 CENTRO DE PROCESAMIENTO GEOFISICO
 SUBDIRECCION DE TECNOLOGIA
 DE EXPLORACION

DATOS DE CAMPO

COLR	W-1000	BIENSA	VELOCIDAD
FILTROS	2-45 Hz	NO. DE VERTICES	3
SWATH	40-1000	PERIODOS (MS)	30
VEL. SENSADO	1000 Hz	PERIODOS (V)	30
TIEMPO	2 HRS	DIST. P.T.	100 M
TIEMPO DE OPER.	4.3 HRS	TIPO DE DET. AGU	14 Hz
NO.	1000	DETECTORES (GPS)	40
TI.	2000 HRS	DIST. DETECTORES	5 M
TEODOLITO	0 - 500 - 2200	M	
COMPANIA	S.S.C.	FECHA	1987

SECUENCIA DE PROCESO Y PARAMETROS

EMPAQUE DE PROCESO 104 070-145 OPERACIONES GEOMORF.
 CONVERSION ANALOGICO DIGITAL
 EDITADO (COMPUTERIZADO)
 RESOLUCION: ANTES DE APILAR CON 3 VERTICES
 MINIMA DISTANCIA PREDICTIVA 36 HRS
 LONGITUD DEL OPERADOR 112 HRS
 APILADO CON CORRECCIONES ESTATICAS Y DINAMICAS
 PORCENTAJE DE APILAMIENTO 100
 FILTRADO DEL P.T. 344 AL P.T. 600

TIEMPO (SEG)	FILTROS (Hz)
0.00 - 0.70	12 - 45
0.70 - 3.00	10 - 40
3.00 - 4.70	9 - 30

PUNTOS DE TIPO PROCESADO 245
 OTROS PROCESOS AMPLIFICACION POR DIFERENCIAS FINITAS

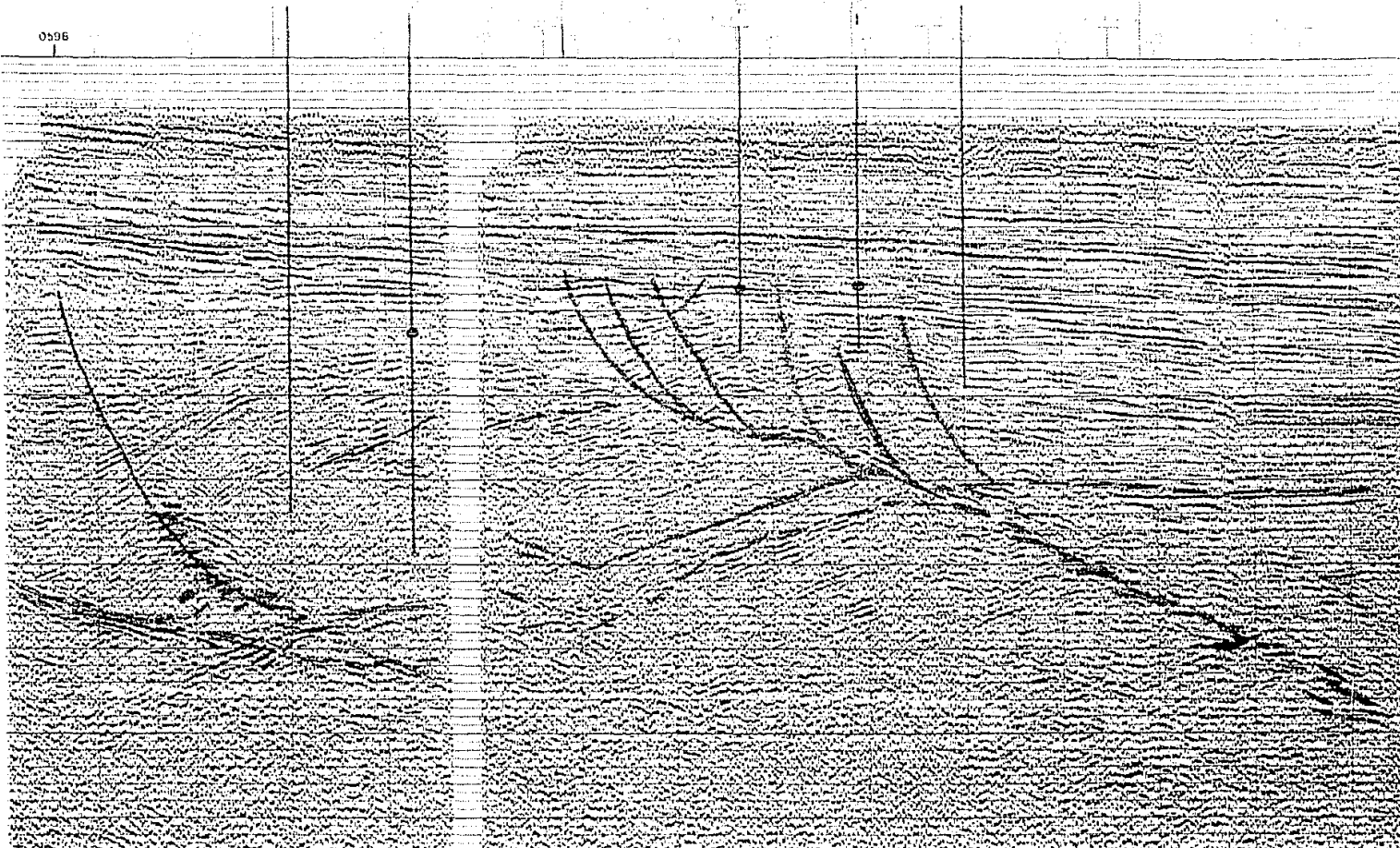
SIMBOLOS

PROD. DE GAS IMPROD.
 PROD. ACEITE Y GAS ANAL. VEL.
 ESCALA HORIZONTAL: 20 TR/M
 ESCALA VERTICAL: 1 SE PLUS

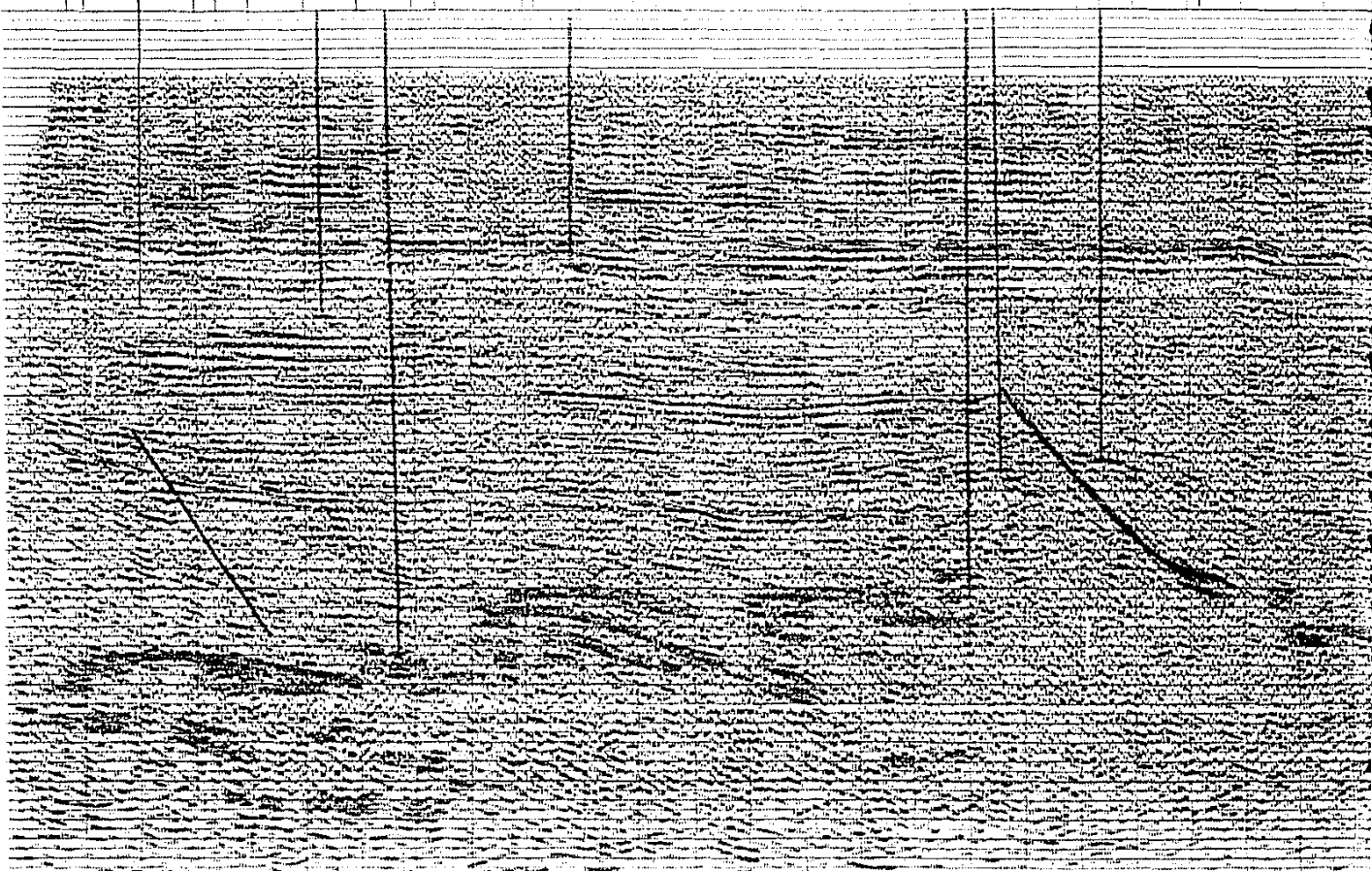
FECHA DE PROCESO:
 11/10/1987

PROCESADO POR:
 J. SALAZAR

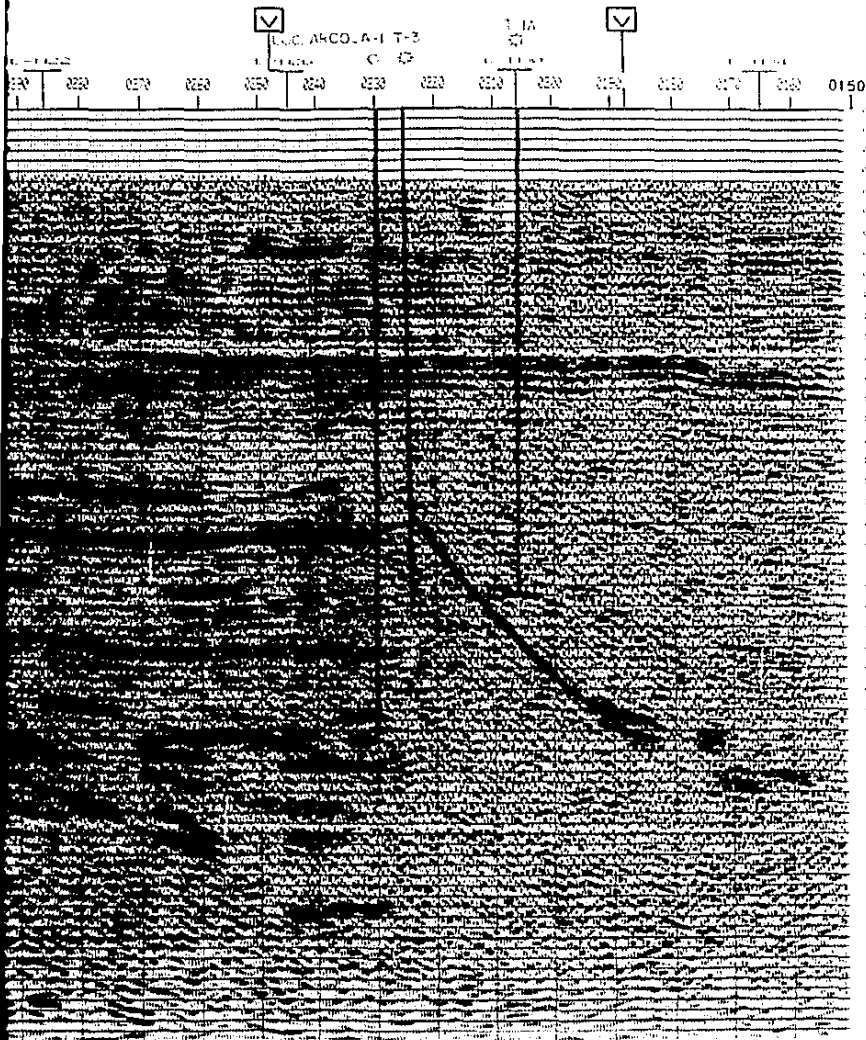
0596



0393



N



LÍNEA _____ ESE _____ DE P.T. 393 _____ A P.T. 150 _____
 ÁREA _____ SUR DE PLO. BEAVO PROSPECTO _____ SAN MELCHOR _____
 ZONA _____ HOPEATE GRUPO _____ MES-9 _____ N.R. 0.0.0 _____



PARA PETROLEOS MEXICANOS
 CENTRO DE PROCESAMIENTO GEOFISICO
 SUBDIRECCION DE TECNOLOGIA
 DE EXPLORACION

DATOS DE CAMPO

EQUIPO	ANCHO	SECCION	VERIFICADO
FILTRO	0.45 HZ	N. DE SECCIONES	3
TIPO	1.00 HZ	ESPESOR (M)	30
FRECUENCIA	0.45 HZ	ESPESOR (M)	30
TIEMPO (SEG)	2.00	DIAM. (M)	100.00
TIEMPO (SEG)	4.00	TIPO DE SECCION	40.00
TIEMPO (SEG)	6.00	ESPESOR (M)	40
TIEMPO (SEG)	8.00	DIAMETRO (M)	5.00
TIEMPO (SEG)	10.00	DIAMETRO (M)	5.00
TIEMPO (SEG)	12.00	DIAMETRO (M)	5.00
TIEMPO (SEG)	14.00	DIAMETRO (M)	5.00
TIEMPO (SEG)	16.00	DIAMETRO (M)	5.00
TIEMPO (SEG)	18.00	DIAMETRO (M)	5.00
TIEMPO (SEG)	20.00	DIAMETRO (M)	5.00
TIEMPO (SEG)	22.00	DIAMETRO (M)	5.00
TIEMPO (SEG)	24.00	DIAMETRO (M)	5.00
TIEMPO (SEG)	26.00	DIAMETRO (M)	5.00
TIEMPO (SEG)	28.00	DIAMETRO (M)	5.00
TIEMPO (SEG)	30.00	DIAMETRO (M)	5.00
TIEMPO (SEG)	32.00	DIAMETRO (M)	5.00
TIEMPO (SEG)	34.00	DIAMETRO (M)	5.00
TIEMPO (SEG)	36.00	DIAMETRO (M)	5.00
TIEMPO (SEG)	38.00	DIAMETRO (M)	5.00
TIEMPO (SEG)	40.00	DIAMETRO (M)	5.00
TIEMPO (SEG)	42.00	DIAMETRO (M)	5.00
TIEMPO (SEG)	44.00	DIAMETRO (M)	5.00
TIEMPO (SEG)	46.00	DIAMETRO (M)	5.00
TIEMPO (SEG)	48.00	DIAMETRO (M)	5.00
TIEMPO (SEG)	50.00	DIAMETRO (M)	5.00
TIEMPO (SEG)	52.00	DIAMETRO (M)	5.00
TIEMPO (SEG)	54.00	DIAMETRO (M)	5.00
TIEMPO (SEG)	56.00	DIAMETRO (M)	5.00
TIEMPO (SEG)	58.00	DIAMETRO (M)	5.00
TIEMPO (SEG)	60.00	DIAMETRO (M)	5.00
TIEMPO (SEG)	62.00	DIAMETRO (M)	5.00
TIEMPO (SEG)	64.00	DIAMETRO (M)	5.00
TIEMPO (SEG)	66.00	DIAMETRO (M)	5.00
TIEMPO (SEG)	68.00	DIAMETRO (M)	5.00
TIEMPO (SEG)	70.00	DIAMETRO (M)	5.00
TIEMPO (SEG)	72.00	DIAMETRO (M)	5.00
TIEMPO (SEG)	74.00	DIAMETRO (M)	5.00
TIEMPO (SEG)	76.00	DIAMETRO (M)	5.00
TIEMPO (SEG)	78.00	DIAMETRO (M)	5.00
TIEMPO (SEG)	80.00	DIAMETRO (M)	5.00
TIEMPO (SEG)	82.00	DIAMETRO (M)	5.00
TIEMPO (SEG)	84.00	DIAMETRO (M)	5.00
TIEMPO (SEG)	86.00	DIAMETRO (M)	5.00
TIEMPO (SEG)	88.00	DIAMETRO (M)	5.00
TIEMPO (SEG)	90.00	DIAMETRO (M)	5.00
TIEMPO (SEG)	92.00	DIAMETRO (M)	5.00
TIEMPO (SEG)	94.00	DIAMETRO (M)	5.00
TIEMPO (SEG)	96.00	DIAMETRO (M)	5.00
TIEMPO (SEG)	98.00	DIAMETRO (M)	5.00
TIEMPO (SEG)	100.00	DIAMETRO (M)	5.00

SECUENCIA DE PROCESO Y PARAMETROS

ENCUADRE DE PROYECTO: 10/10/1982
 DIMENSION ANALOGICA DIGITAL
 ENTRADA (MULTIPLE-ACC)
 SECCIONACION: ANTES DE FILTRAR CON 3 VENTANAS
 ANCHO DISTANCIA PREDEFINIDA: 30 MIES
 LONGITUD DEL OPERADOR: 100 MIES
 FILTRADO CON COMPRESIONES ESTADISTICAS Y ENVIADOS
 PROBLEMA DE ARILAMENTO: 1000
 FILTRADO DEL P.V.: 150 AL P.V.: 393
 TIEMPO (SEG) FILTROS (HZ)
 0.30 - 1.00 15 - 45
 1.00 - 3.00 10 - 35
 3.00 - 4.00 5 - 30
 PLANOS DE TIPO PROCESADO: 230
 OTROS PROCESOS: COMPENSACION POR DIFERENCIAS FINITAS

SÍMBOLOS

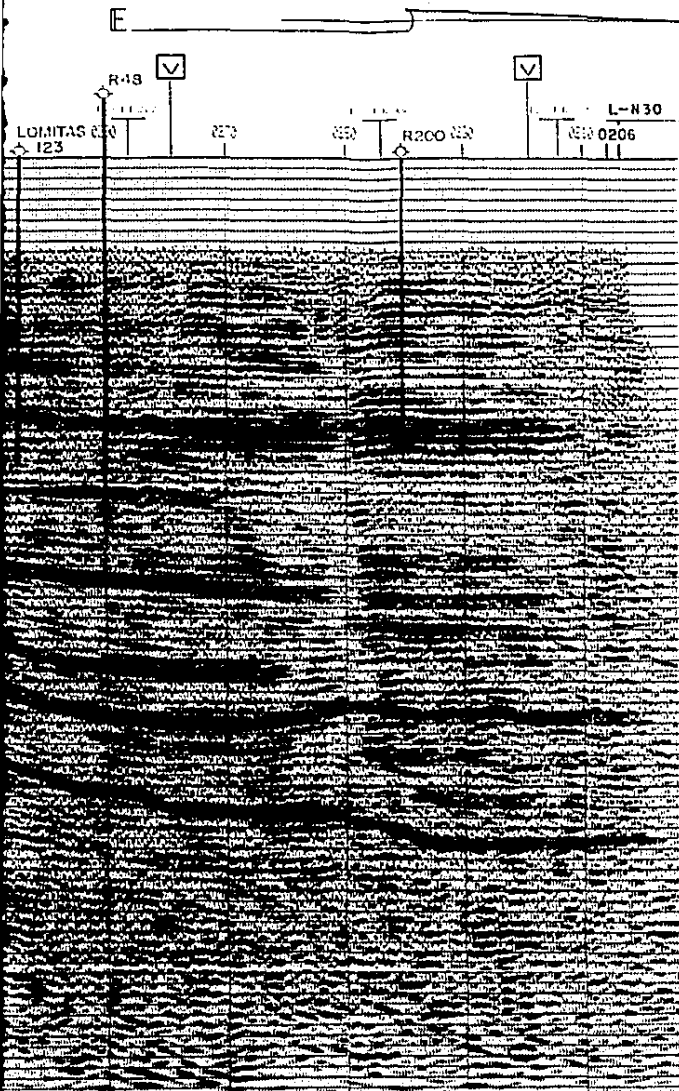
★ PROD. DE GAS ✦ IMPROD.
 ✦ PROD. ACEITE Y GAS ☑ PARAL. VEL.
 ESCALA HORIZONTAL: 1:25000
 ESCALA VERTICAL: 1:25000

FECHA DE PROCESADO

11/10/1982

PROCESADO POR:

J. VELAZQUEZ



LINEA E-39 DE P.T. 412 A P.T. 306
 AREA SUR DE RIO FERRAZ PROSPECTO EL MELCHOR
 ZONA LORESTE GRUPO NE-3 N.R. 000



PARA PETROLEOS MEXICANOS
 CENTRO DE PROCESAMIENTO GEOFISICO
 SUBDIRECCION DE TECNOLOGIA
 DE EXPLORACION

DATOS DE CAMPO

EMPO	40-100	SERIE	MESES
FILTRO	4-5 Hz	NO. DE MESES	5
SWATH	40-100	ESPESOR (M)	30
FREQ. EMPUJO	11-37 Hz	EMPUSOS (M)	50
MESES	5 MESES	DIST. P.M.	100 M
TIEMPO DE TRAZO	5.0 SEG	TIEMPO DE TRAZO (M)	40
NO.	1 SEG	DETORNADO (M)	40
NO.	200 M SEG	DIST. DETORNADO	50 M
TRAYECTORIA	2 - 50 - 200		M
COMPANIA	EEC	FECHA	1982

SECUENCIA DE PROCESO Y PARAMETROS

EMPO DE PROCESO: 10-100-100 (M-FR) 0000
 CONVERSION A ADQUISICION DIGITAL
 EDITADO (MULTIPLE 100)
 DECOMPOSICION ANTES DE AMPLIFICACION (BANDAS)
 MINIMA DISTANCIA PRELIMINAR: 50 MESES
 LONGITUD DEL EMPUJO: 100 MESES
 FILTRO CON COMPRESIONES ESTACIONES Y SWATHS
 FRECUENCIA DE AMPLIFICACION: 1000
 FILTRADO DEL P.T. EN AL P.T. 412
 TIEMPO (SEG) FILTRO (Hz)
 0.40 - 1.00 15 - 20
 1.00 - 3.00 12 - 25
 3.00 - 4.50 10 - 20
 PARAMETRO DE TIPO PROCESADO: 206
 (TIPO PROCESO): COMPRESION POR DIFERENCIAS FINITAS

SIMBOLOS

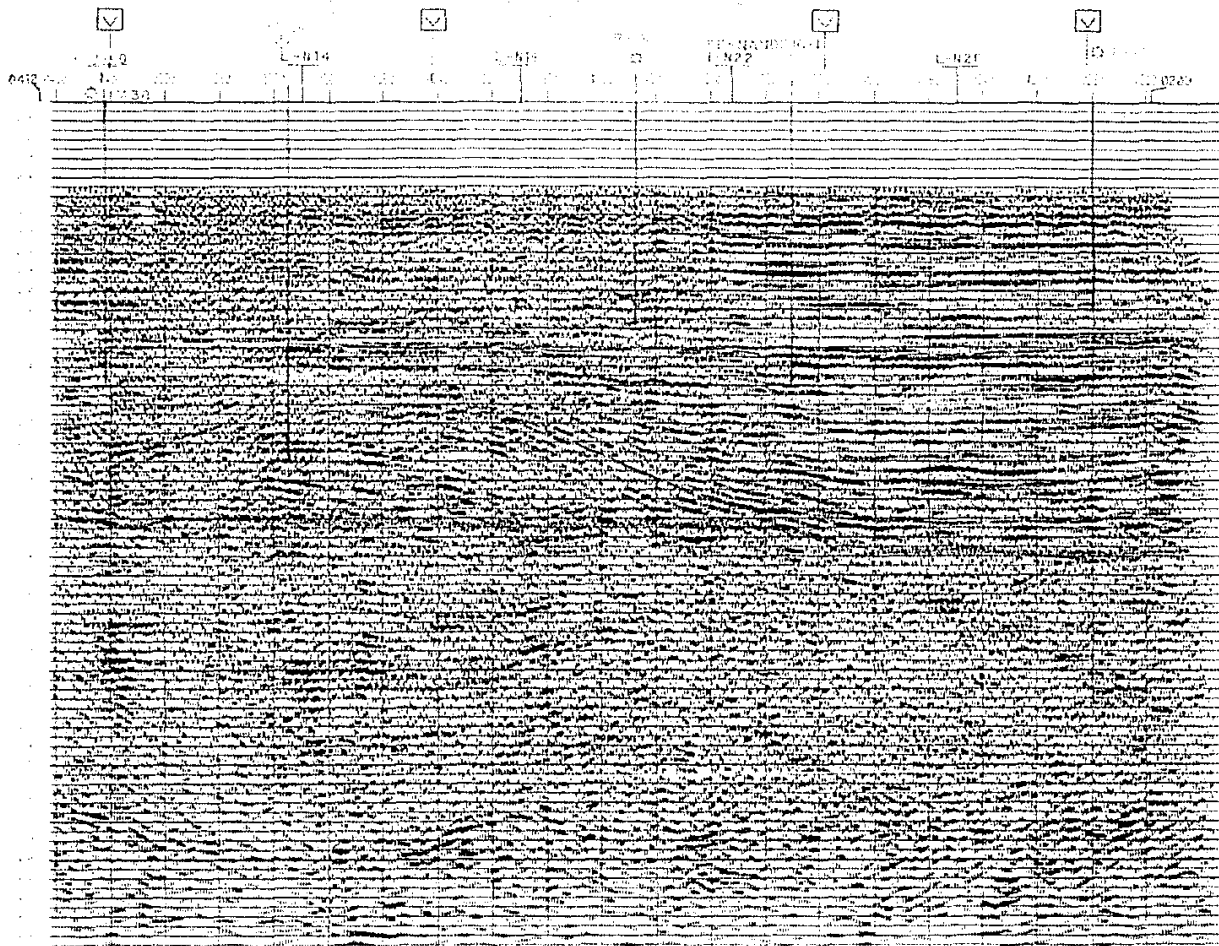
* PROD. DE GAS + IMPRO.
 * PROD. ACEITE Y GAS ANAL. VEL.
 ESCALA HORIZONTAL: 1:2000
 ESCALA VERTICAL: 1:2000

FECHA DE PROCESO:

17/10/1982

PROCESADO POR:

17/10/1982



LINEA _____
 AREA _____
 ZONA _____

IMP

D H

ESTR. DE
 LITOL.
 LITOL.
 LITOL.
 LITOL.
 LITOL.
 LITOL.
 LITOL.
 LITOL.

SECUENCIA

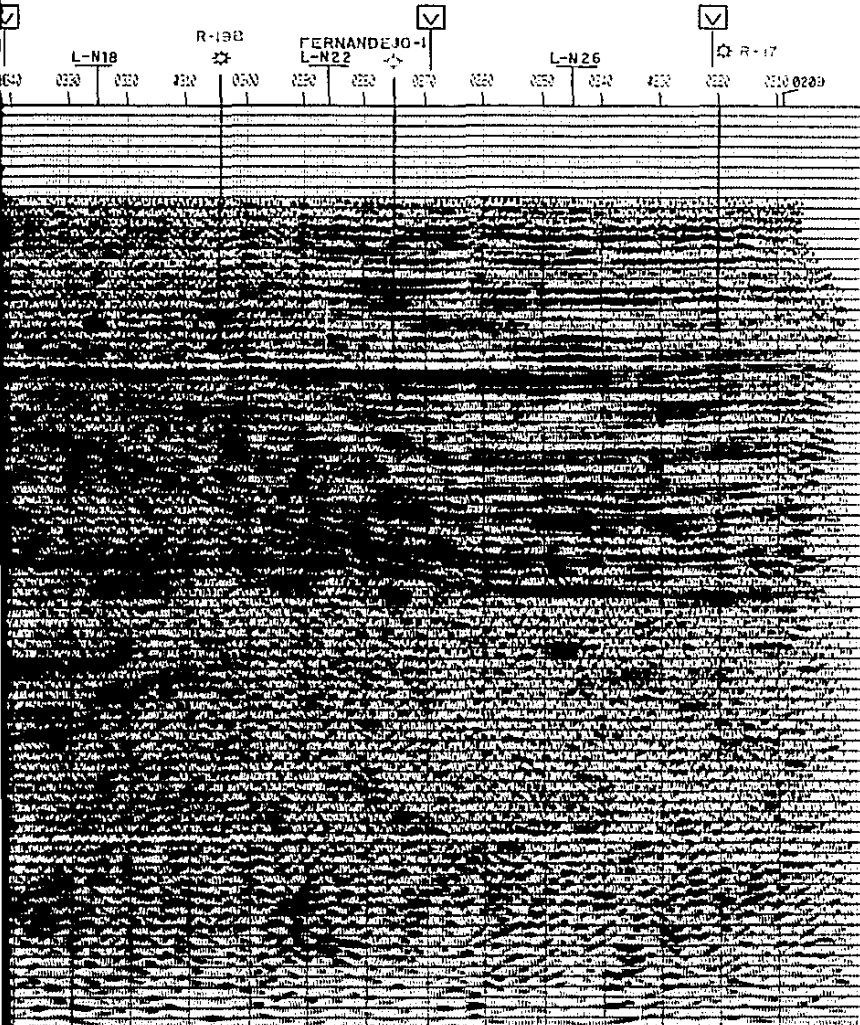
ESTR. DE
 LITOL.
 LITOL.
 LITOL.
 LITOL.

ESTR. DE
 LITOL.
 LITOL.
 LITOL.
 LITOL.

ESTR. DE
 LITOL.
 LITOL.
 LITOL.

SÍMBOLOS

★ PROD. DE GAS
 ★ PROD. ACEITE Y GAS
 ESCALA HORIZONTAL
 ESCALA VERTICAL



LINEA E93 DE P.T. 415 A P.T. 209
 AREA SUP. DE RIO ERMOSO PROSPECTO SAN MELCHOR
 ZONA NOPESTE GRUPO LUEA-9 N.R. Q. O.



PARA PETROLEOS MEXICANOS
 CENTRO DE PROCESAMIENTO GEOFISICO
 SUBDIRECCION DE TECNOLOGIA
 DE EXPLORACION

DATOS DE CAMPO

EQUIPO	100-1000	ENERGIA	NEPOSISTAN
FILTROS	2-45 Hz	Nº DE MEMORIAS	3
CANAL	4F-1000	ESPESOR MEMO	30
FREQ. EMPAISO	11-37 Hz	ESPESOR P.V.	30
MUESTROS	2 HCE	CIST. P.V.	100 M
TIEMPO DE OFA	4.8 SEG	TIPO DE DET. HCU	14 Hz
NO	0.5 SEG	DETECTORES/GRUPO	40
SI	200 M. SEG	DISP. DETECTORES	5 M
TECNOLOGIA	2 - 50 - 2000		N
COMPANIA	S S C	FECHA	1967

SECUENCIA DE PROCESO Y PARAMETROS

EQUIPO DE PROCESO IBM 370-148 GRAFICADOR CG2410
 CONVERSION ANALOGICO DIGITAL
 EQUIPO (MULTIPLE-AJO)
 RESOLUCION ANTES DE AFILAR CON 3 VERTICAS
 MINIMA DISTANCIA PREDICTIVA 30 MSEG
 LONGITUD DEL OPERADOR 110 MSEG
 AFILADO CON CORRECCIONES ESTADISTICAS Y SINUSOIDAS
 PROCEDIMIENTOS DE AFILAMIENTO 1000
 FILTRADO DEL P.V. 209 AL P.V. 415
 TIEMPO (SEG) FILTROS (Hz)
 0.11 - 1.00 12 - 45
 1.00 - 2.50 10 - 40
 2.50 - 4.50 05 - 30

PARTE DE TIPO PROCESADO 150
 OTROS PROCESOS IMMIGRACION POP DIFERENCIAS FINITICAS

S I M B O L O S

★ PROD. DE GAS	✦ IMPROD.
✱ PROD. ACEITE Y GAS	☑ ANUL. VEL.
ESCALA HORIZONTAL	20 CM/IN
ESCALA VERTICAL	1:65 PULG/S

FECHA DE PROCESO
11.10.1967
 PROCESADO POR
J. BARRERA

0412

0221

LINEA

AREA

ZONA

IMD

D A T

SECUENC

SIMBOL

* PROD. DE GAS
 * PROD. ACEITE Y OIL
 ESCALA HORIZONTAL
 ESCALA VERTICAL

S

N

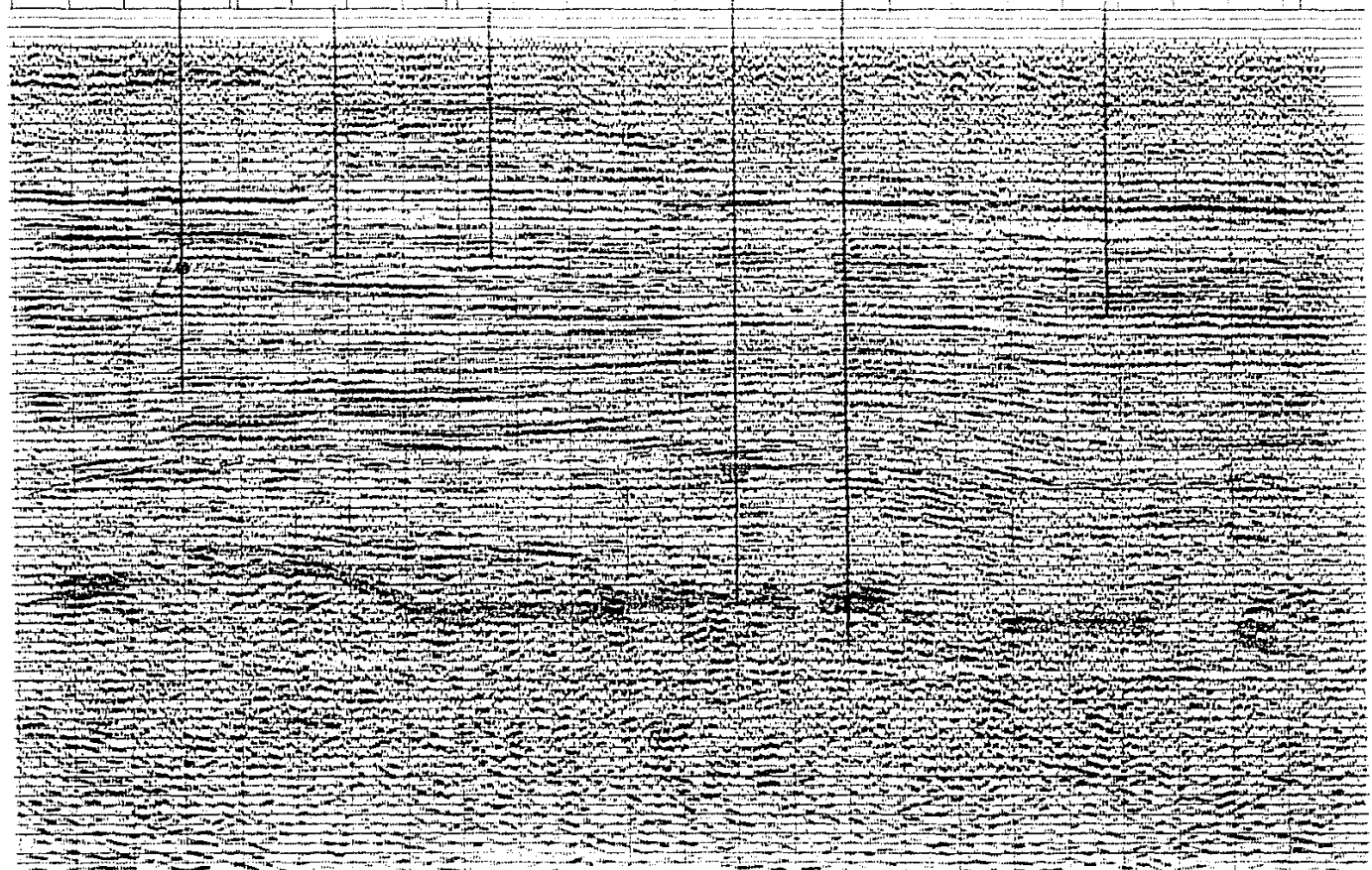


0490

0491

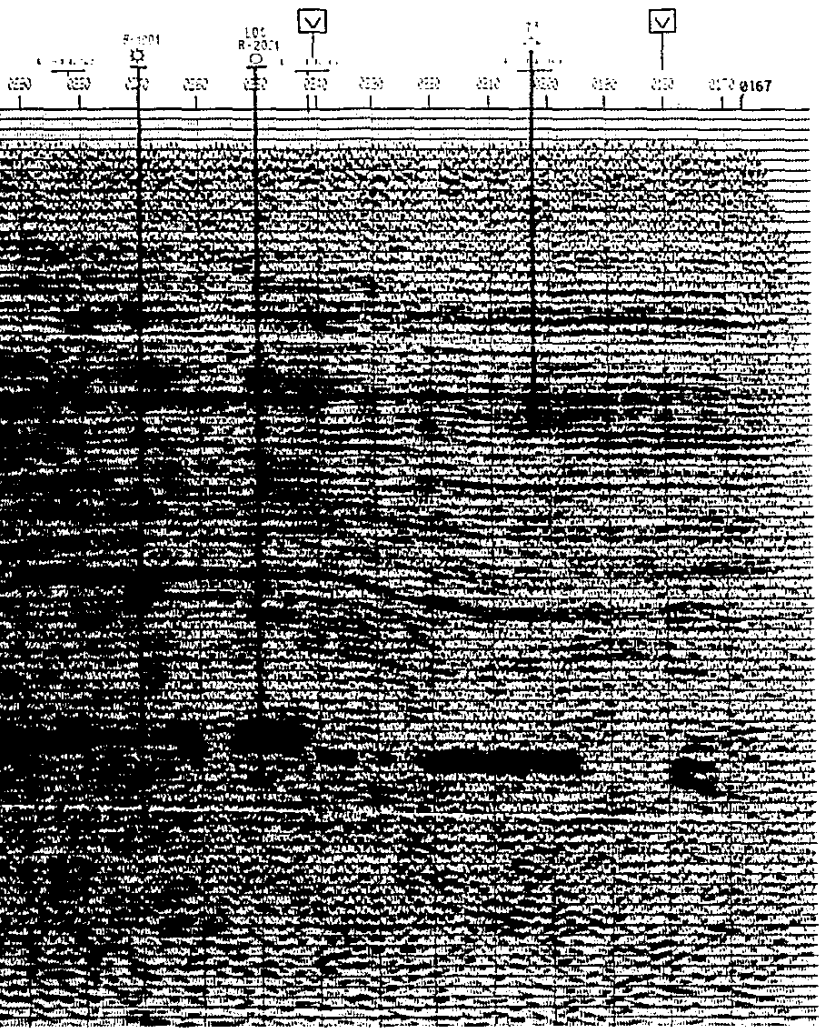
0492

0497



ESTA TESIS N° DEBE
SALIR DE LA BIBLIOTECA

N



LÍNEA E101 DE P.T. 402 A P.T. 402
 ÁREA SUP. DE RIO DELAHO PROSPECTO SAN MELCHOR
 ZONA HOPESTE GRUPO HEE-9 N.R. 010

IMP PARA PETROLEOS MEXICANOS
 CENTRO DE PROCESAMIENTO GEOFISICO
 SUBDIRECCION DE TECNOLOGIA DE EXPLORACION

DATOS DE CAMPO

EQUIPO	NON-HAN	DEFINICION	VERSIÓN
FILTRO	045-0	Nº DE MEGACANES	3
CONVULS	4-0-0	EFECTOS MEG	50
PROG. SAMPIN	01-07-0	EFECTOS P.V.	30
TIEMPO	2-000	CANT. P.V.	100 M
TIEMPO DE P.V.	4-0-00	TIPO DE RET. MEG	14 M
Nº	1000	TESTEYES/GRUPO	40
TI	200 M SEG	CANT. TESTEYES	5 M
TECNOLOG	0-000-000		M
OPERACION	0-0-0	FECHA	JULIO 1967

SECUENCIA DE PROCESO Y PARAMETROS

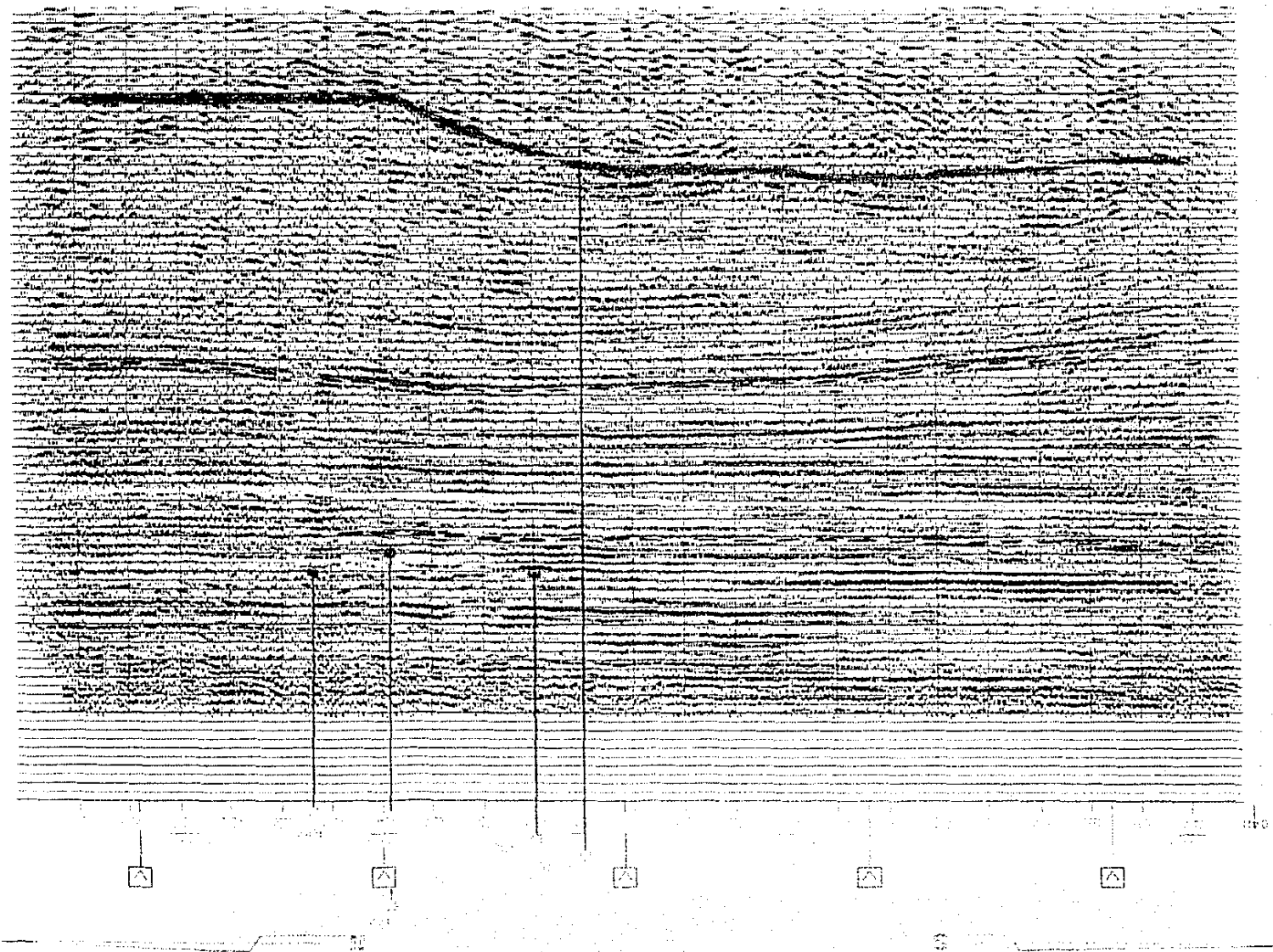
EQUIPO DE PROCESO: 104 00-148 OPERACION: 00000
 CONVERSION: ANALOGICO DIGITAL
 ESTADOS: (EQUILIBRADO)
 RECONSTRUCCION: ASES DE FILTRO CON 3 BARRAS
 MINIMA DISTANCIA FRECUENTIA: 30 HERTZ
 LONGITUD DEL OPERADOR: 110 HERTZ
 APILADO CON COMPRESIONES ESTATICAS Y DINAMICAS
 PROFUNDIDAD DE APILAMIENTO: 1000
 FILTRADO DEL P.T.: 07 AL P.T. 402
 TIEMPO (SEG) FILTROS (HZ):
 0-20 - 0-50 12-45
 0-20 - 0-30 10-40
 0-30 - 4-20 03-25

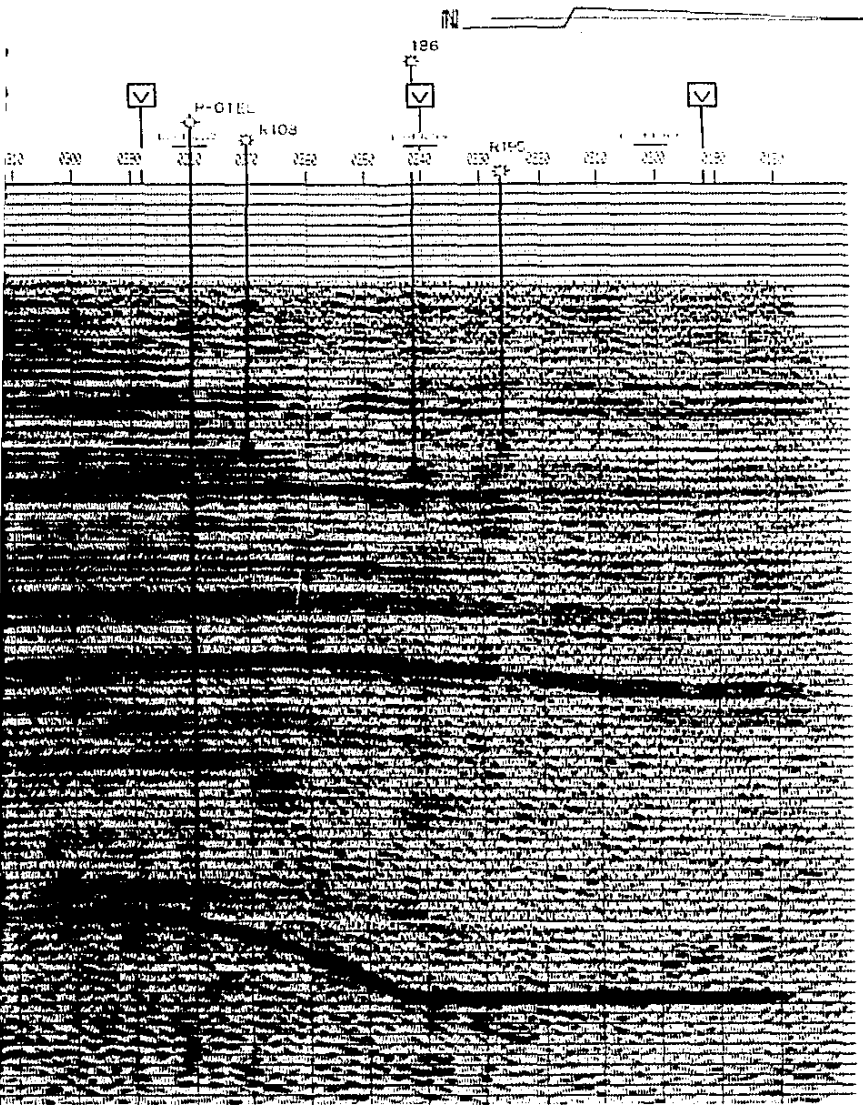
PUNTO DE TIPO PROCESADO: 254
 OTROS PROCESOS: MIGRACION POR DIFERENCIAS FINITAS

SÍMBOLOS

* PROD. DE GAS IMPROD.
 * PROD. ACEITE Y GAS ANAL. VEL.
 ESCALA HORIZONTAL: 20 FT/M
 ESCALA VERTICAL: 1 ES PULG

FECHA DE PROCESO: 11/10/1967
 PROCESADO POR: ...





LINEA E195 DE P.T. 411 A P.T. 120
 AREA SUP. DE RIO BEAVO PROSPECTO SAN MELCHOR
 ZONA NORESTE GRUPO UES-9 N.R. 9 9



PARA PETROLEOS MEXICANOS
 CENTRO DE PROCESAMIENTO GEOFISICO
 SUBDIRECCION DE TECNOLOGIA
 DE EXPLORACION

DATOS DE CAMPO

ESCALA	1:10000	GRUPO	UES-9
FILTRO	0-45 HZ	NO. DE VIBRACIONES	3
CAJADA	40-100 MS	TIEMPO VIBRO	30
REP. SENSIT.	10000 HZ	TIEMPO P.V.	30
TIEMPO DE GAN.	4.5 SEG.	TIPO DE DEF.	MSJ 14 HZ
	11 SEG.	DEFINICIONES P.V.P.	40
NO.	2000 MUESTRAS	DEFINICIONES P.V.P.	5 M.
TENDIDO	0 - 300 - 200		M
OPERACION	3 S.C.	FECHA	14/10/1974

SECUENCIA DE PROCESO Y PARAMETROS

EQUIPO DE PROCESO: IBM 70-145 OPERADOR: GERRAN
 CONVERSION ANALOGICO DIGITAL
 ESTADOS (MULTIPLICADO)
 RECONSTRUCCION ANTES DE APLICAR CON CORRECCIONES
 MINIMA DISTANCIA PREDICTIVA: 36 MUESTRAS
 LONGITUD DEL OPERADOR: 110 MUESTRAS
 APLICAR CON CORRECCIONES ESTACIONES Y DINAMICAS
 FASE DE APLICACION: 1000
 FILTRADO DEL P.T. 150 AL P.T. 411
 TIEMPO (SEG.) FILTRO (HZ)
 0.45 - 0.30 12 - 45
 0.30 - 0.20 12 - 12
 0.20 - 0.10 2 - 20
 PASEO DE TIPO PROCESADO: 225
 OTROS PROCESOS: INSTRUCCION POP DIFERENCIAS FINITAS

SIMBOLOS

* PROD. DE GAS * IMPROD.
 * PROD. ACEITE Y GAS PAUL. VEL.
 ESCALA HORIZONTAL: 1:10000
 ESCALA VERTICAL: 1:1000

FECHA DE PROCESO: 11/10/1974

PROCESADO POR: 1. ESTEVAZ

L-N30 SECC. DE 'ENV. DE AMPLITUD'

VALOR BASE

- 0

SUR RIO BRAVO
SN. MELCHOR

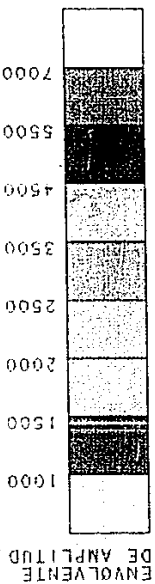
POLARIDAD DE LA TRAZA- HORNAL

ESCALA DE AMPLITUD- VALOR MAX. EN LA TRAZA

TRAZAS POR PULGADA - -48,00

% DE MEZCLADO - 10

FECHA - 20- 9-88



TIEMPO (SEG)

1.00 1.10 1.20 1.30 1.40 1.50 1.60 1.70 1.80 1.90 2.00 2.10 2.20 2.30 2.40 2.50 2.60 2.70 2.80 2.90 3.00 3.10 3.20 3.30 3.40 3.50

SP

+ 620

+ 610

+ 600

+ 590

+ 580

+ 570

+ 560

+ 550

+ 540

+ 530

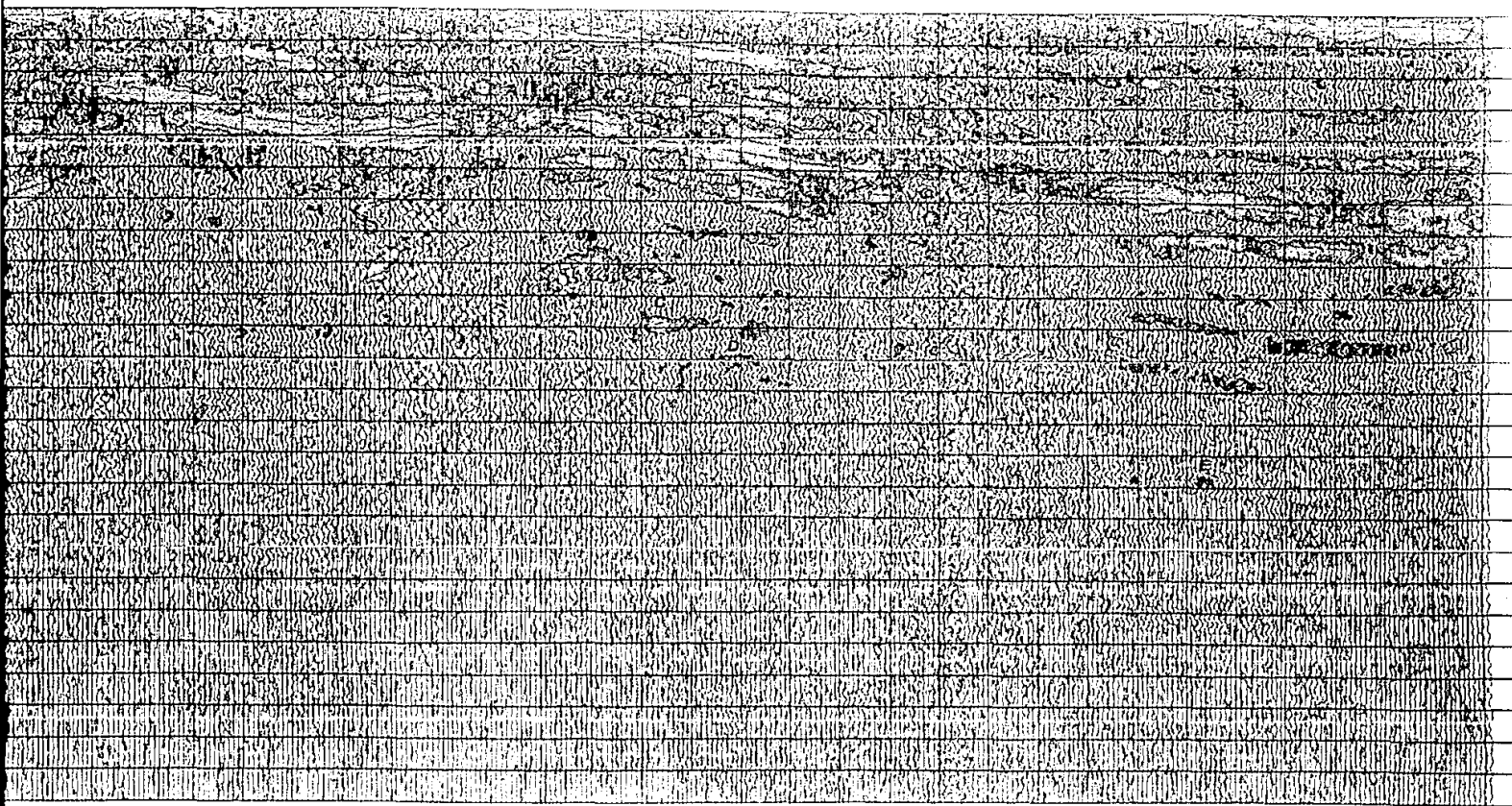
+ 520

+ 510

L-E86

L-E83

L-E81



L-E97

T

L-E101

T

L-E105

T

+ 420

+ 420

+ 410

+ 400

+ 390

+ 380

+ 370

+ 360

+ 350

+ 340

+ 330

+ 320

+ 310

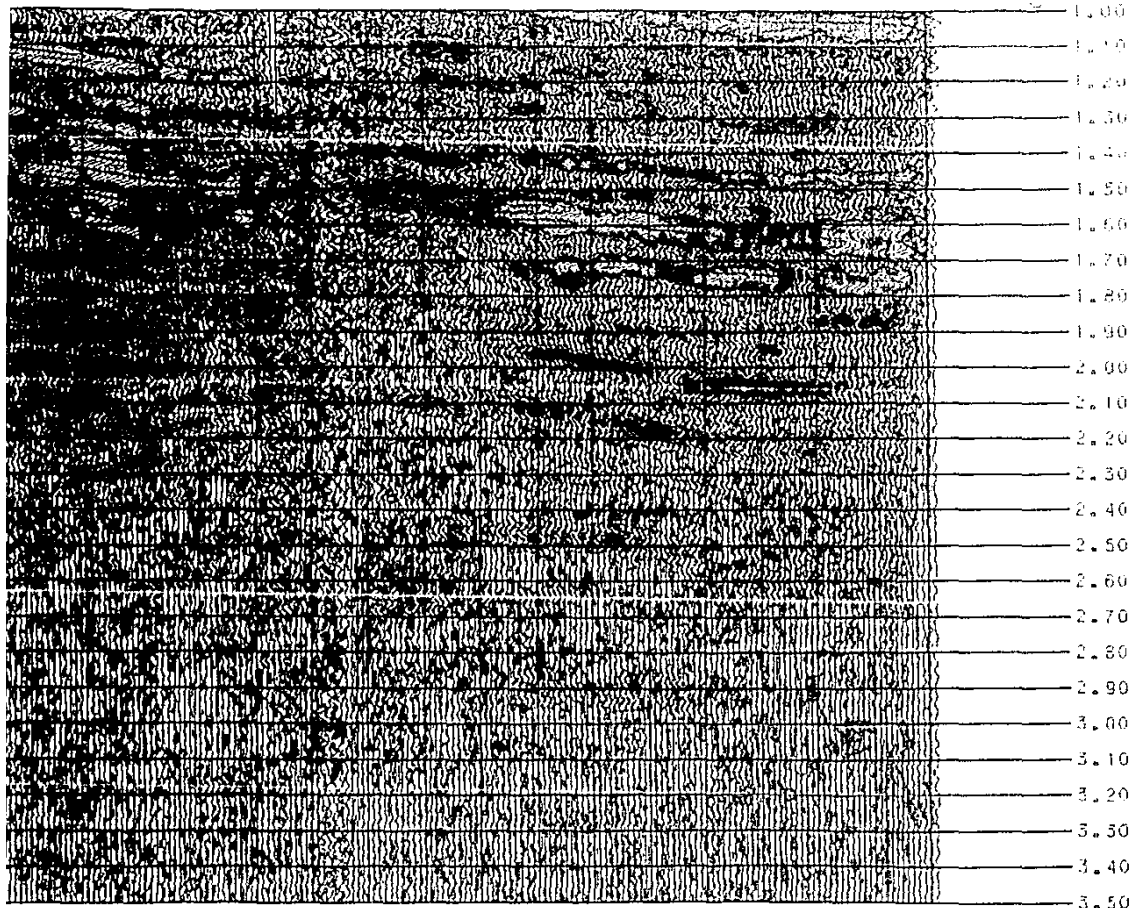
+ 300

+ 290

+ 280

+ 270

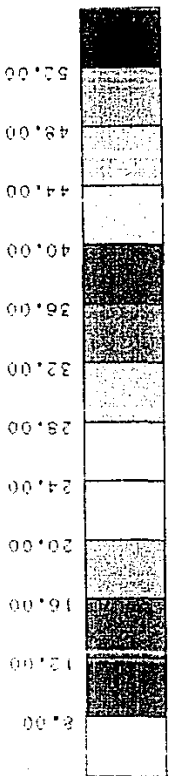
SE



L-N30 SECC. DE 'FRECUENCIA INST.'

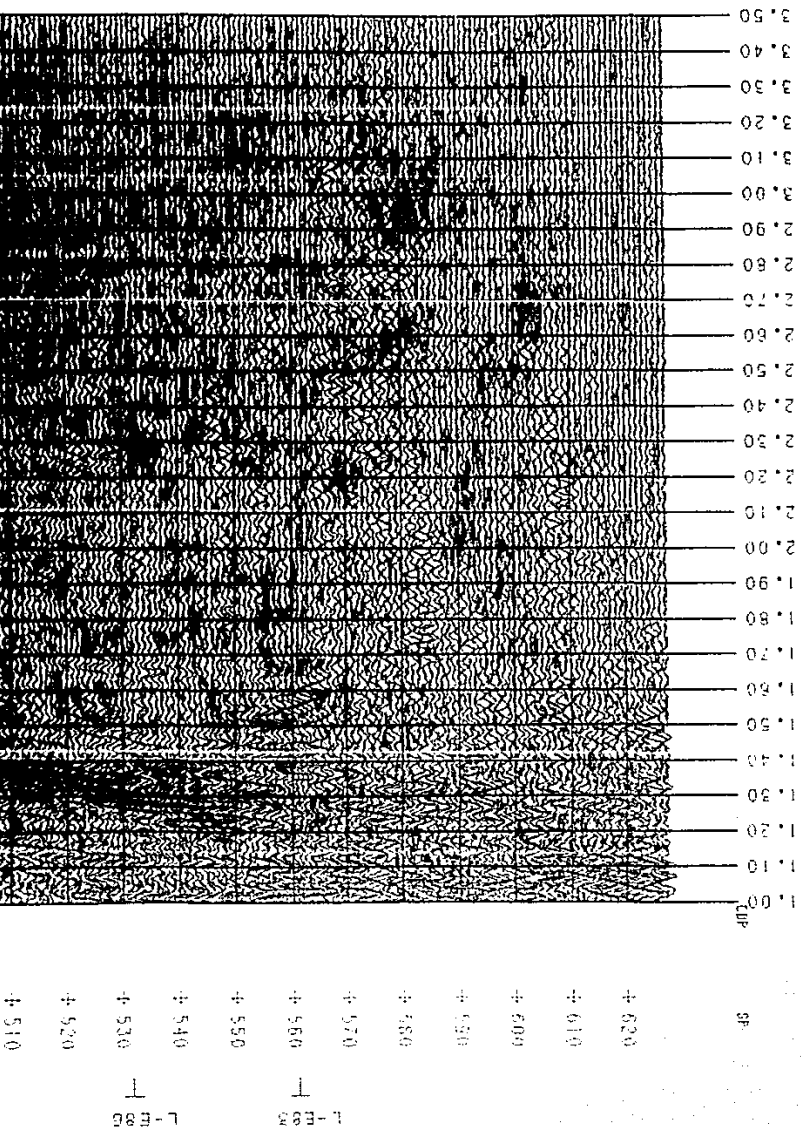
SUR RIO BRAVO
SR. MELCHOR

VALOR BASE - 0
 POLARIDAD DE LA TRAZA - NORMAL
 ESCALA DE AMPLITUD - VALOR MAX. EN LA TRAZA
 TRAZAS POR PULGADA - -49.00
 % DE MEZCLADO - 10
 FECHA - 20-9-88



FRECUENCIA INST.
PROMEDIO EN HZ.

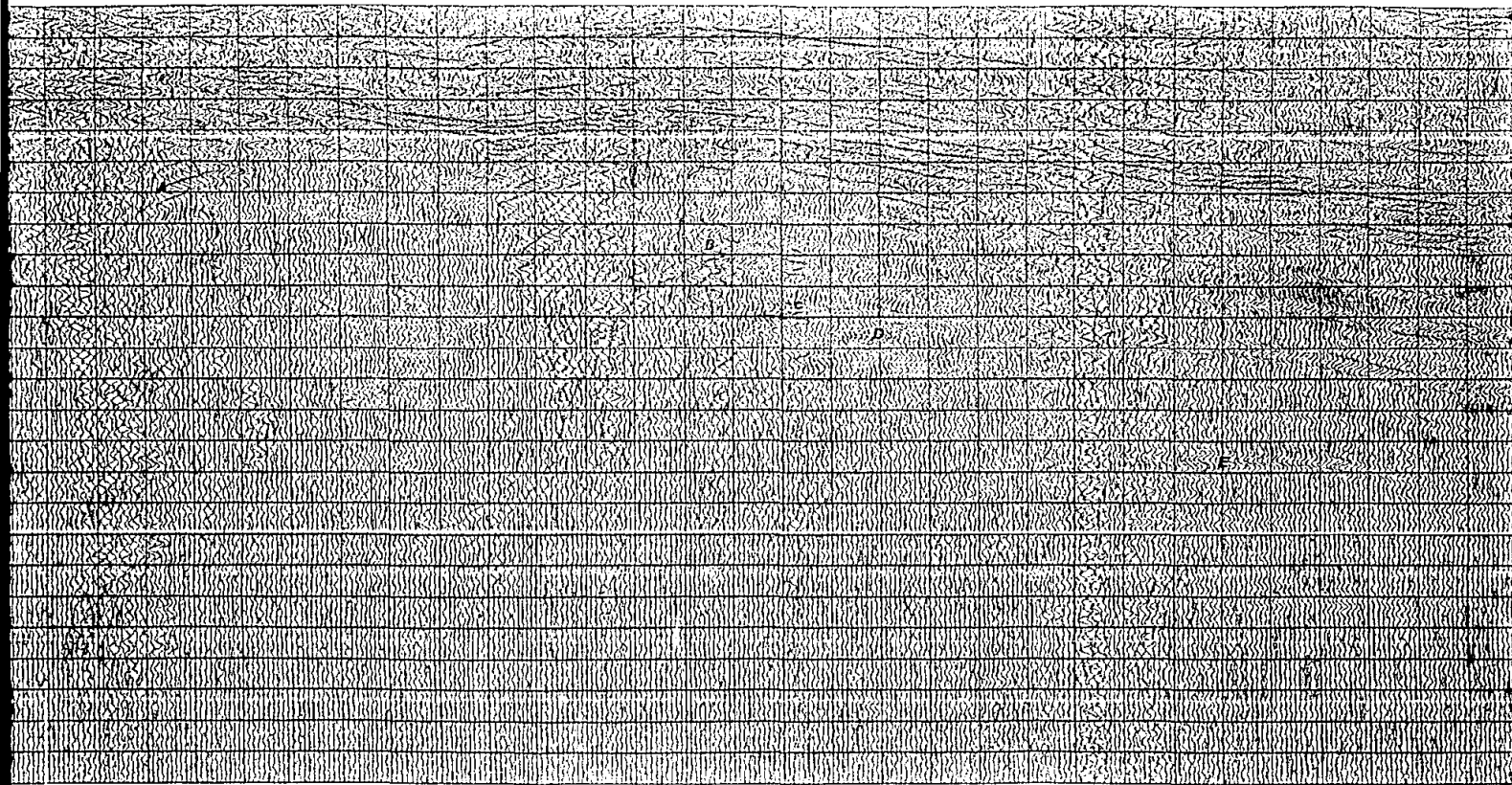
TIEMPO (SEG)



+ 620
 + 610
 + 600
 + 590
 + 580
 + 570
 + 560
 + 550
 + 540
 + 530
 + 520
 + 510

L-EE88

L-EE89

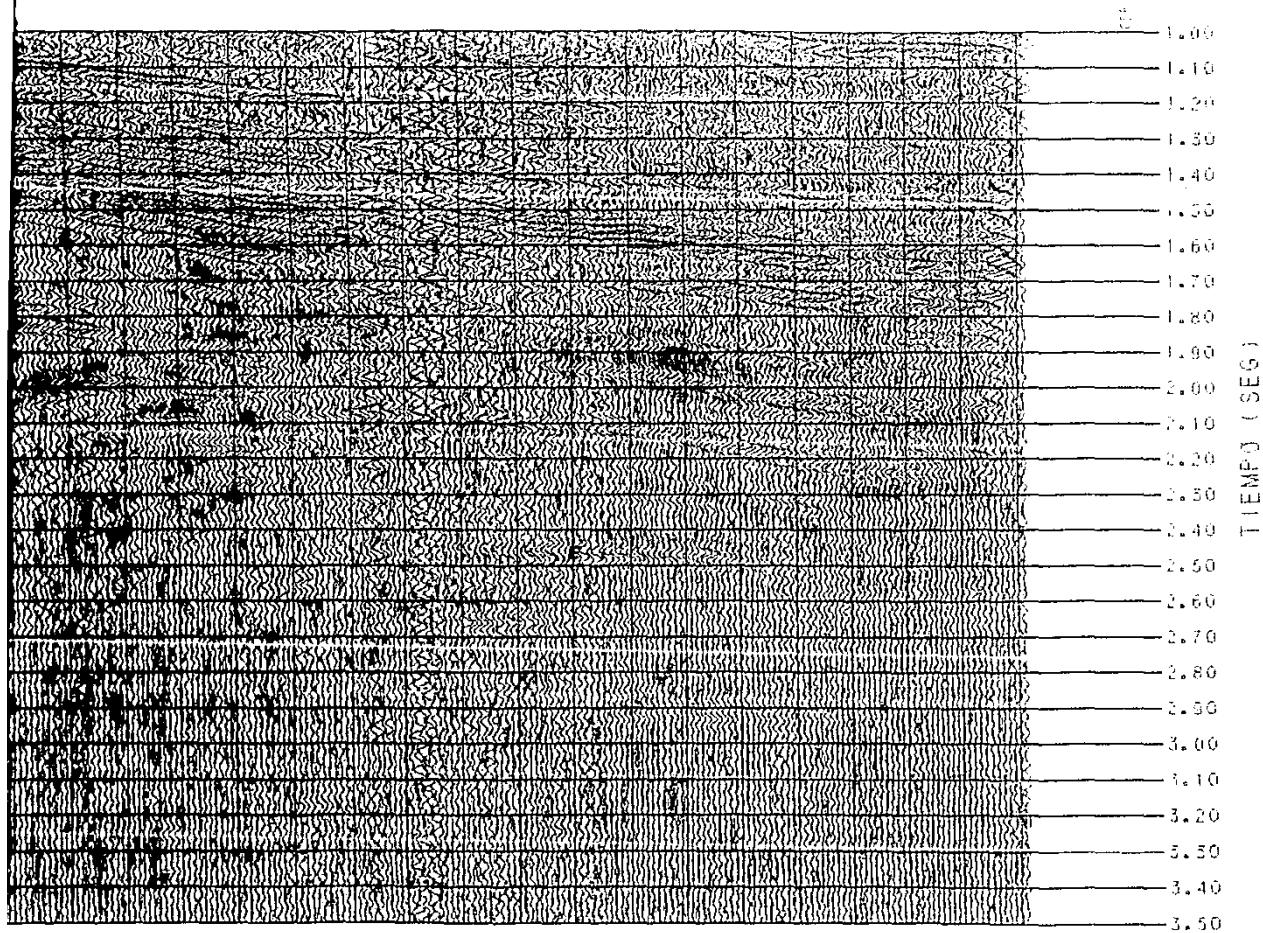


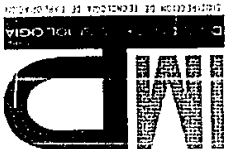
L-E07

L-E101

L-E105

+ 440 + 450 + 460 + 470 + 480
 T T T T T
 + 490 + 500 + 510 + 520 + 530 + 540 + 550 + 560 + 570 + 580 + 590 + 600

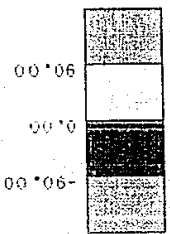




L-N30 SECC. DE 'FASE INSTANTANEA'

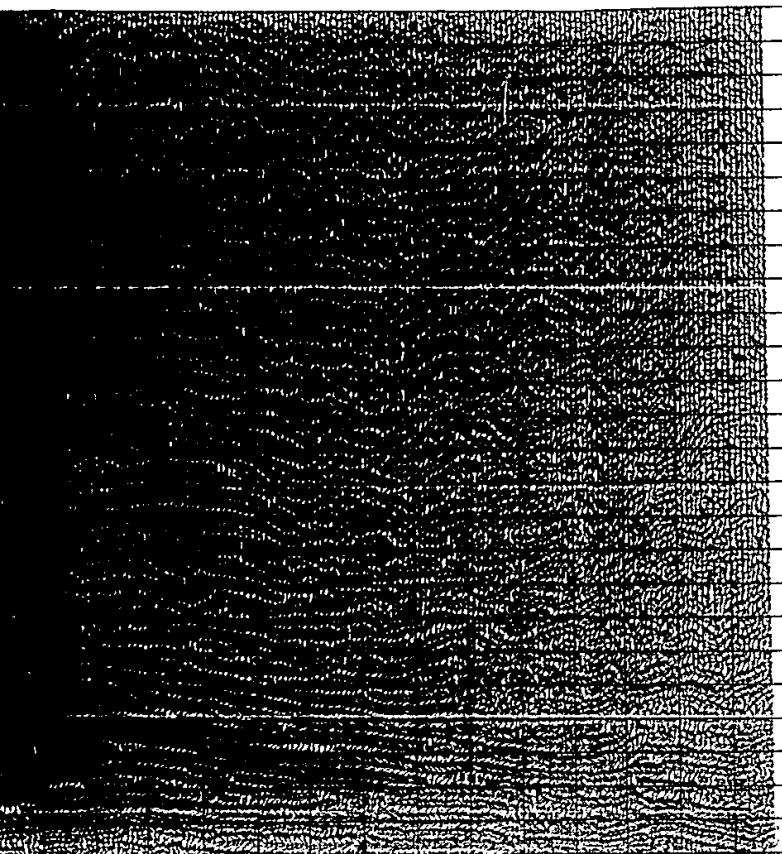
SUR RIO BRAVO
SN. MELCHOR

VALOR BASE - 0
POLARIDAD DE LA TRAZA- NORMAL
ESCALA DE AMPLITUD- VALOR MAX. EN LA TRAZA
TRAZAS POR PULGADA - -48.00
% DE VEZCLADO - 10
FECHA - 20- 9-88



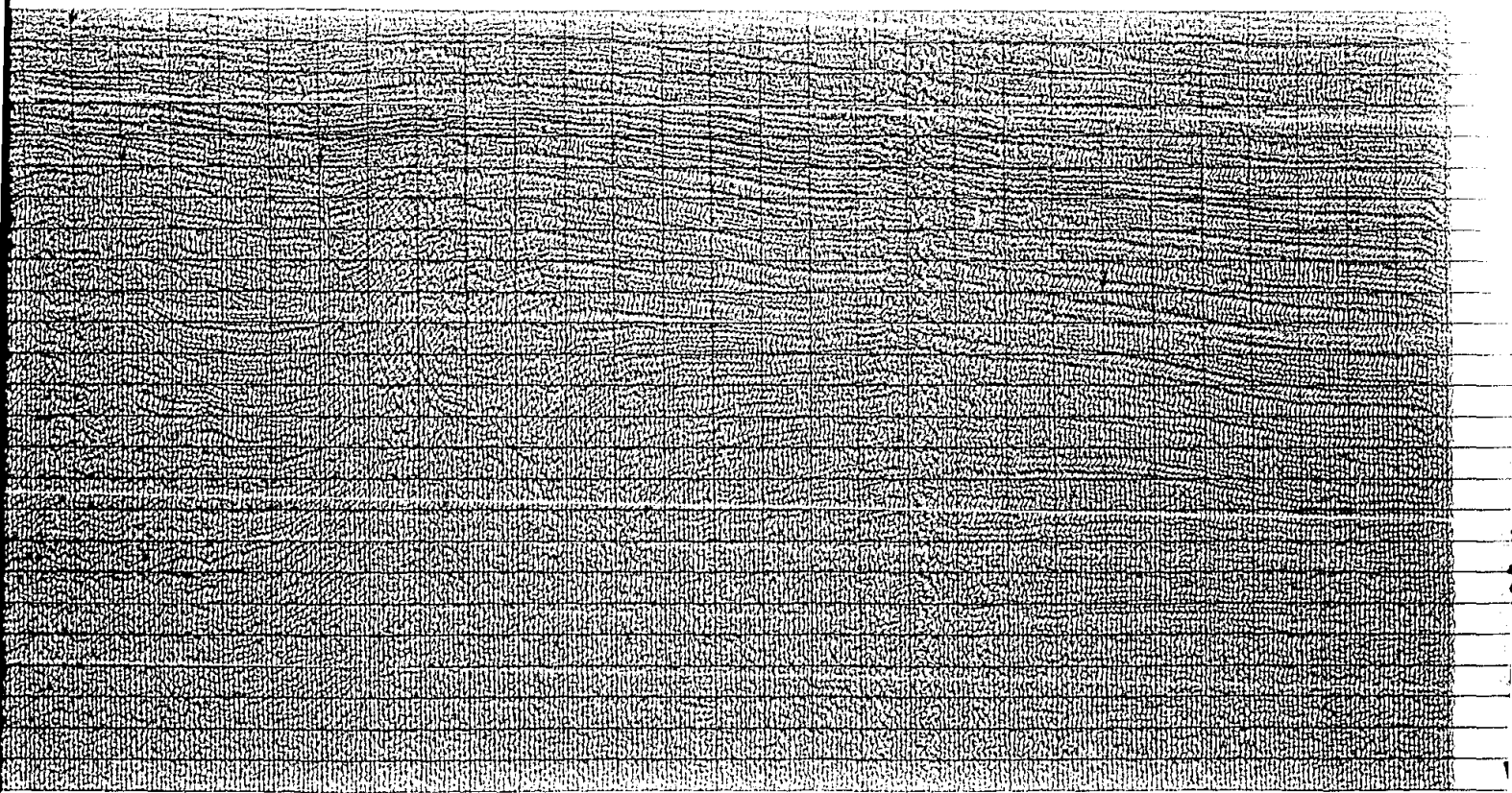
TIEMPO (SEG)

3.50
3.40
3.30
3.20
3.10
3.00
2.90
2.80
2.70
2.60
2.50
2.40
2.30
2.20
2.10
2.00
1.90
1.80
1.70
1.60
1.50
1.40
1.30
1.20
1.10
1.00



4 620
4 610
4 600
4 590
4 580
4 570
4 560
4 550
4 540
4 530
4 520
4 510
4 500
4 490

1-887
1-886
1-885
1-884
1-883

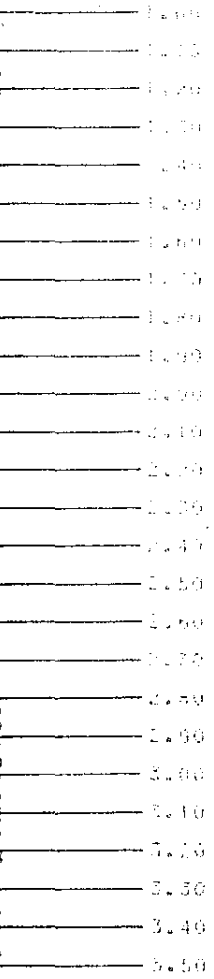
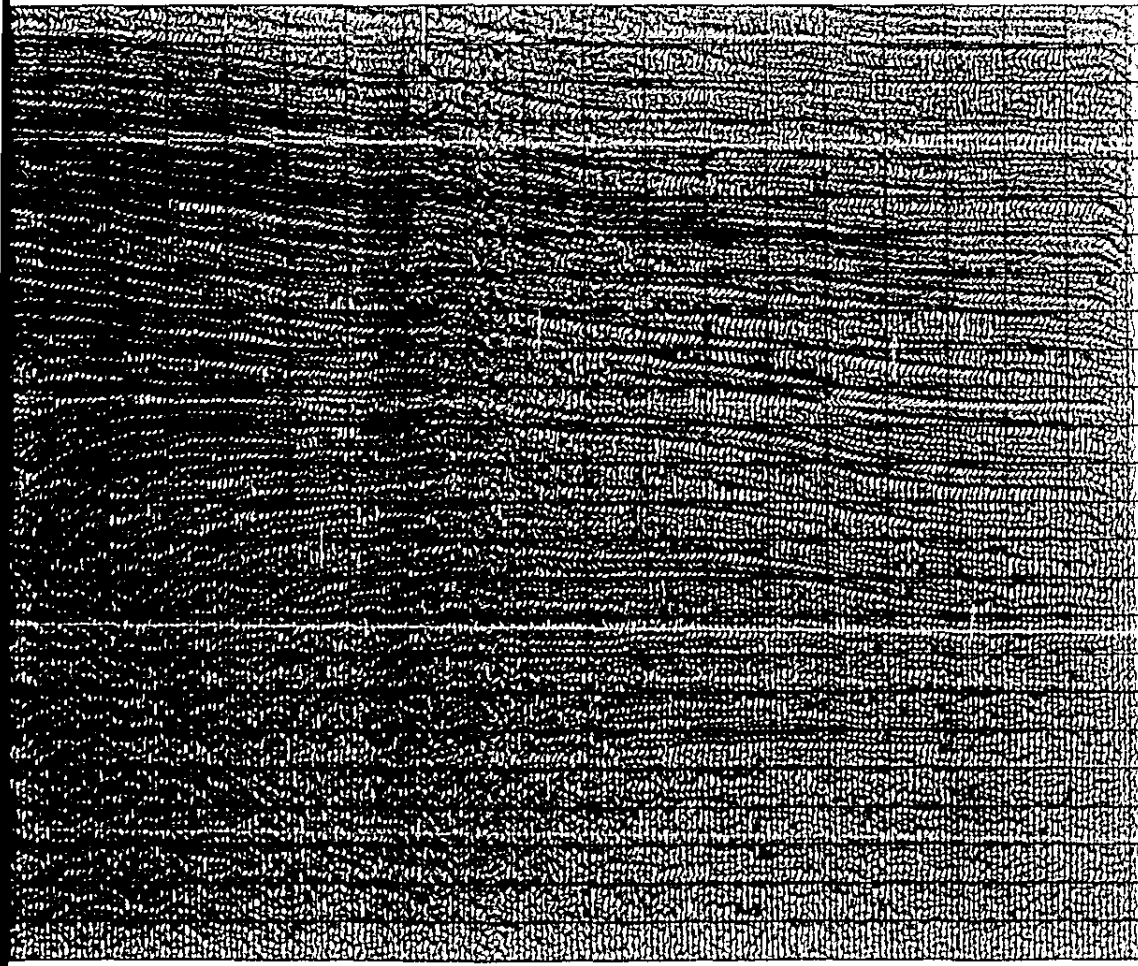


L-1007

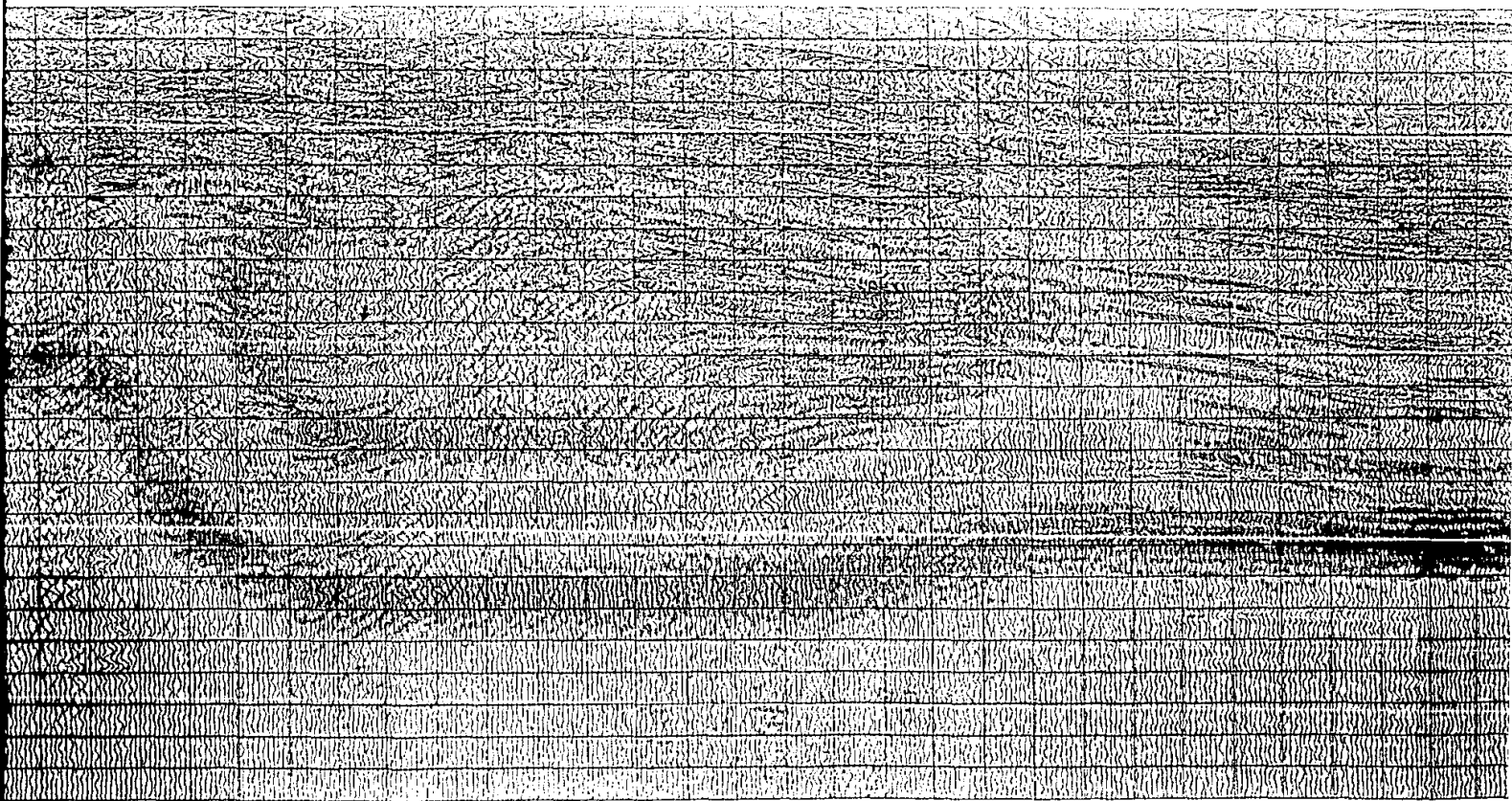
L-1007

L-1007

+ 250
+ 240
+ 230
+ 220
+ 210
+ 200
+ 190
+ 180
+ 170
+ 160
+ 150
+ 140
+ 130
+ 120
+ 110
+ 100
+ 90
+ 80
+ 70
+ 60
+ 50
+ 40
+ 30
+ 20
+ 10
+ 0
- 10
- 20
- 30
- 40
- 50
- 60
- 70
- 80
- 90
- 100
- 110
- 120
- 130
- 140
- 150
- 160
- 170
- 180
- 190
- 200
- 210
- 220
- 230
- 240
- 250



TIEMPO (SEG)



L-N26 SECC. DE 'ENV. DE AMPLITUD'

VALOR BASE

- 0

SUR RIO BRAVO
 SN. MELCHOR

POLARIDAD DE LA TRAZA- NORMAL

ESCALA DE AMPLITUD- VALOR MAX. EN LA TRAZA

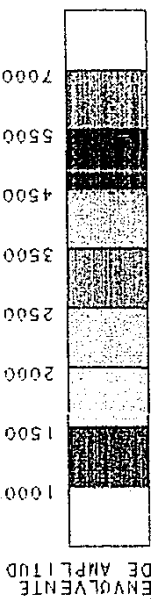
TRAZAS POR PULGADA - -48,00

% DE MEZCLADO

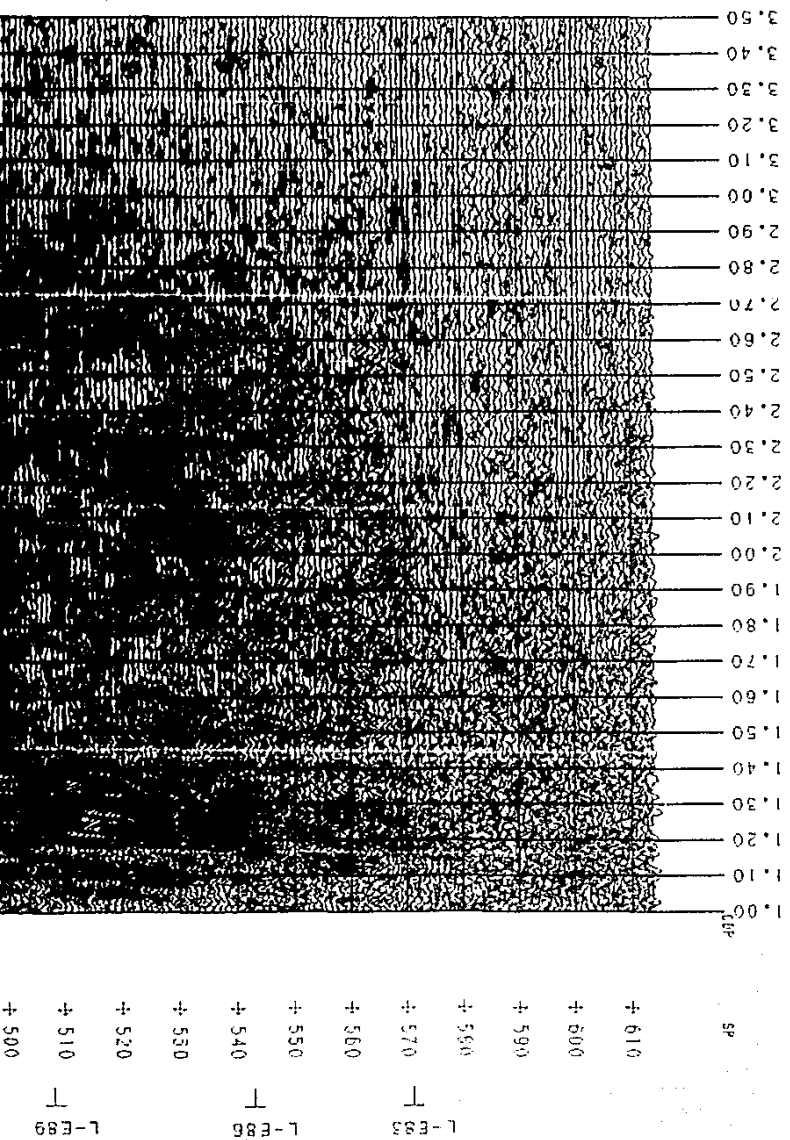
- 10

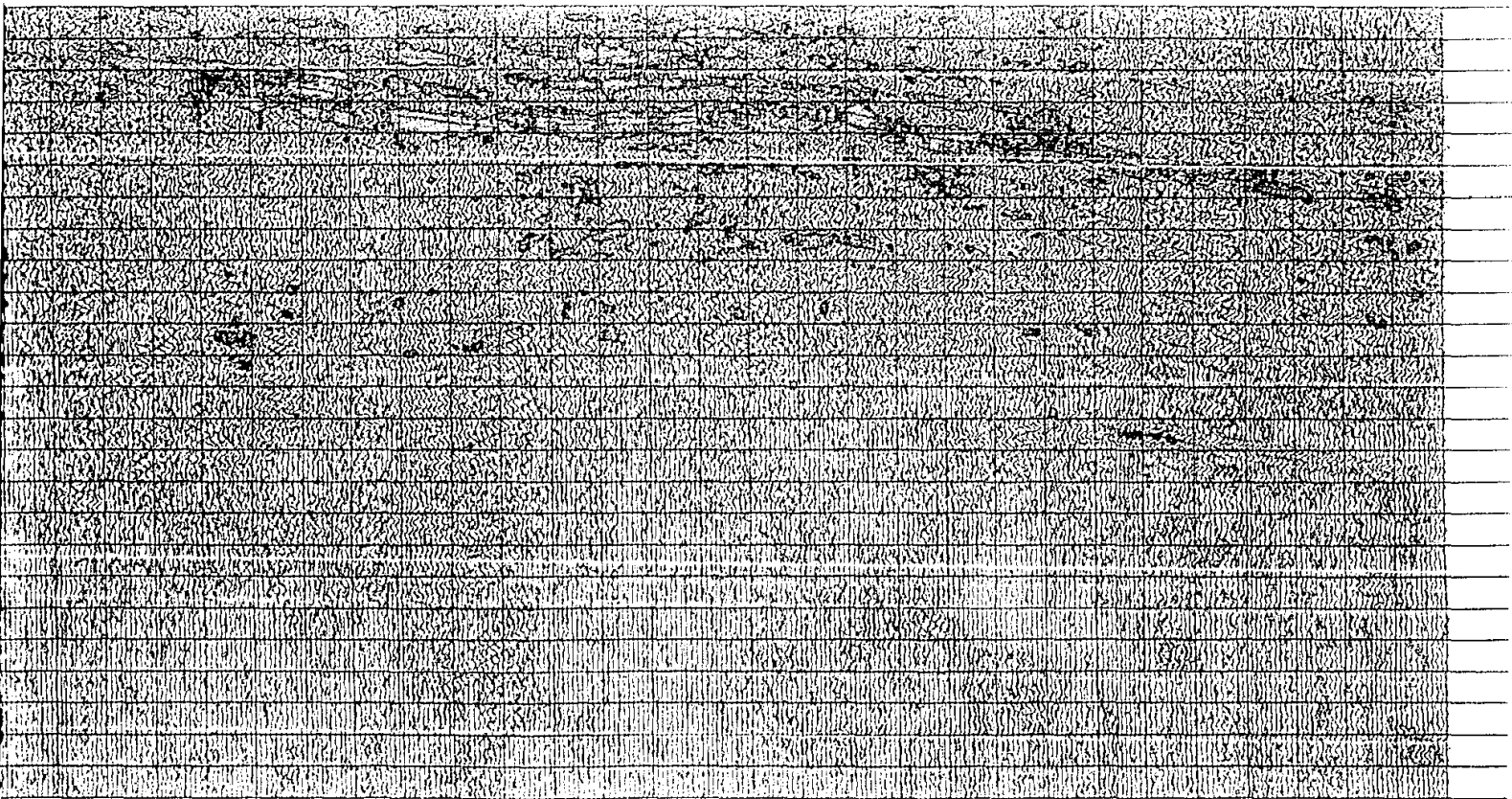
FECHA

- 20- 9-88



TIEMPO (SEG.)





L-283

L-297

L-310

L-315

+ 460

+ 460

+ 450

+ 440

+ 430

+ 420

+ 410

+ 400

+ 390

+ 380

+ 370

+ 360

+ 350

+ 340

+ 330

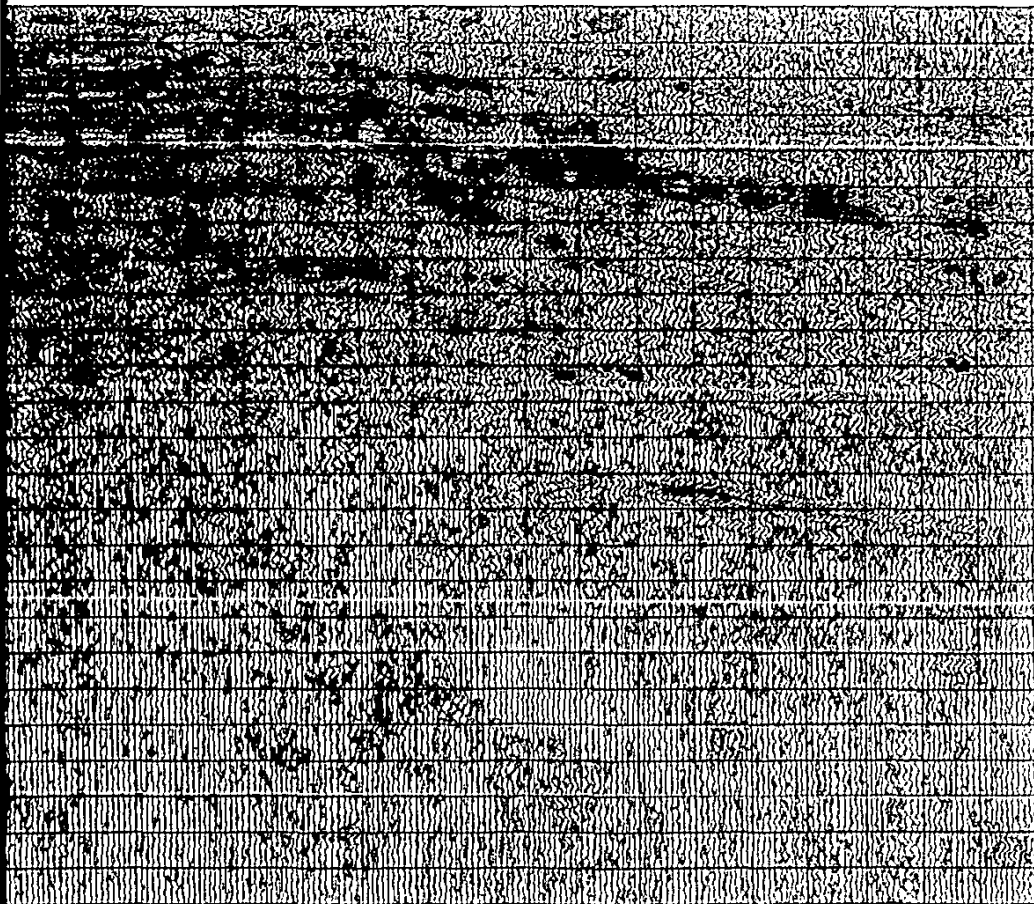
+ 320

+ 310

+ 300

+ 290

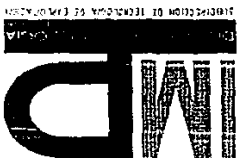
5



5

1.00
1.10
1.20
1.30
1.40
1.50
1.60
1.70
1.80
1.90
2.00
2.10
2.20
2.30
2.40
2.50
2.60
2.70
2.80
2.90
3.00
3.10
3.20
3.30
3.40
3.50

TIEMPO (SEG)

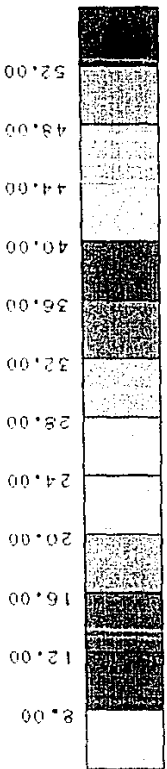


DIRECCION DE TECNOLOGIA DE EMPRESAS

L-N26 SECC. DE 'FRECUENCIA INST.'

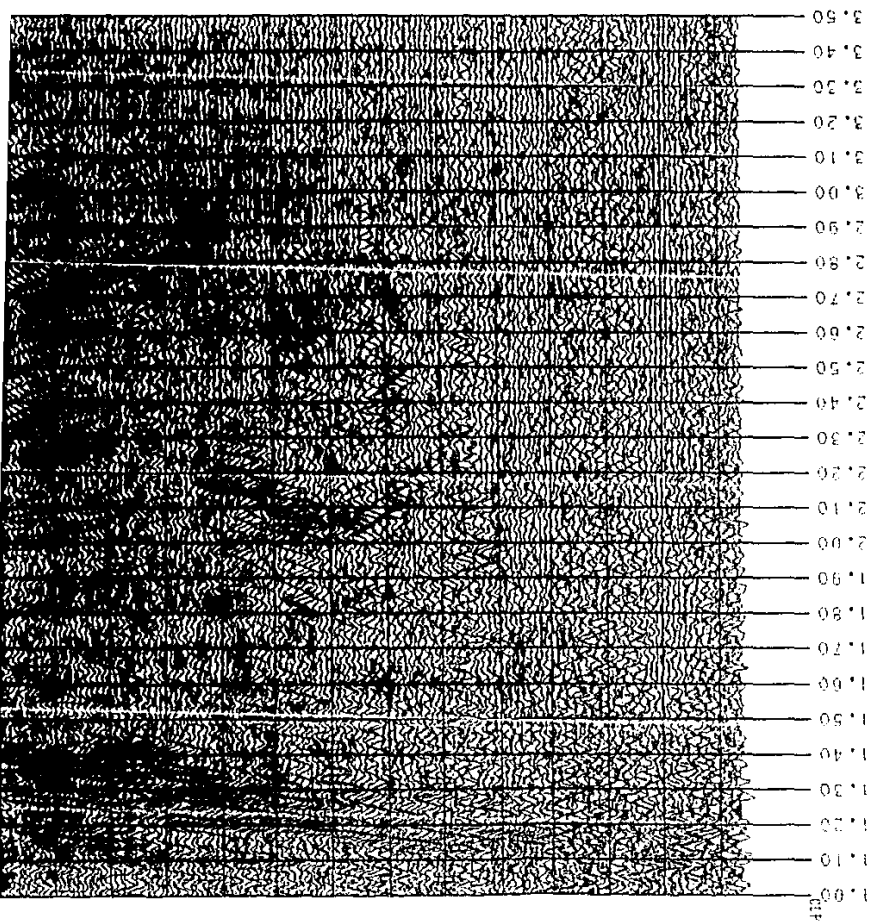
SUR RIO BRAVO
SR. MELCHOR

VALOR BASE - 0
POLARIDAD DE LA TRAZA - NORMAL
ESCALA DE AMPLITUD - VALOR MAX. EN LA TRAZA
TRAZAS POR PULGADA - - 48.00
% DE MEZCLADO - 10
FECHA - 20-9-88



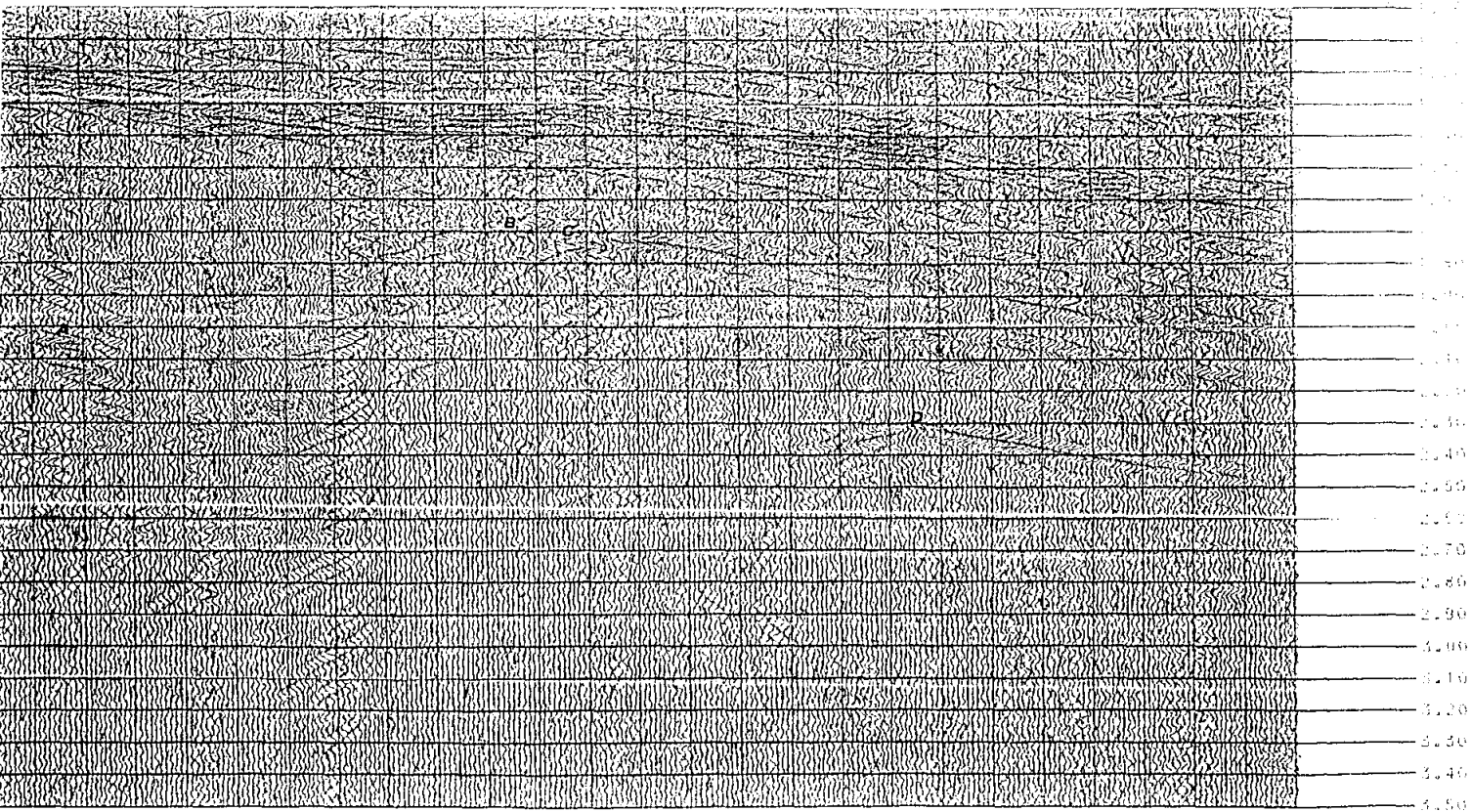
FRECUENCIA INST.
PROMEDIO EN HZ.

TIEMPO (SEG.)



490
500
510
520
530
540
550
560
570
580
590
600
610

L-E89
L-E88
L-E85



+ 450
+ 440
+ 430
+ 420
+ 410
+ 400
+ 390
+ 380
+ 370
+ 360
+ 350
+ 340
+ 330
+ 320
+ 310
+ 300
+ 290

L-E97

T

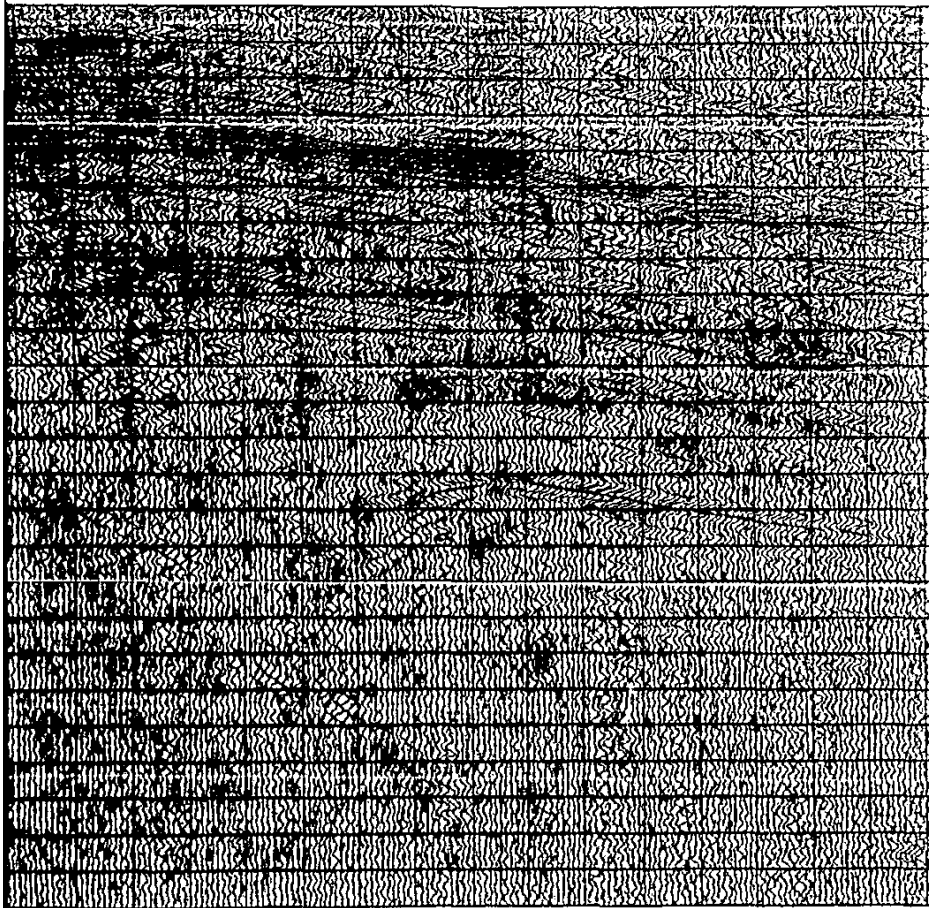
L-E101

T

L-E105

T

SP



1.00

1.10

1.20

1.30

1.40

1.50

1.60

1.70

1.80

1.90

2.00

2.10

2.20

2.30

2.40

2.50

2.60

2.70

2.80

2.90

3.00

3.10

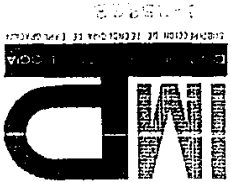
3.20

3.30

3.40

3.50

TIEMPO (SEG)



L-N26 SECC. DE 'FASE INSTANTANEA'

VALOR BASE - 0

POLARIDAD DE LA TRAZA- NORMAL

ESCALA DE AMPLITUD- VALOR MAX. EN LA TRAZA

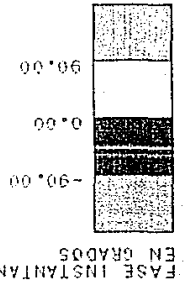
TRAZAS POR PULGADA - -48,00

% DE MEZCLADO - 10

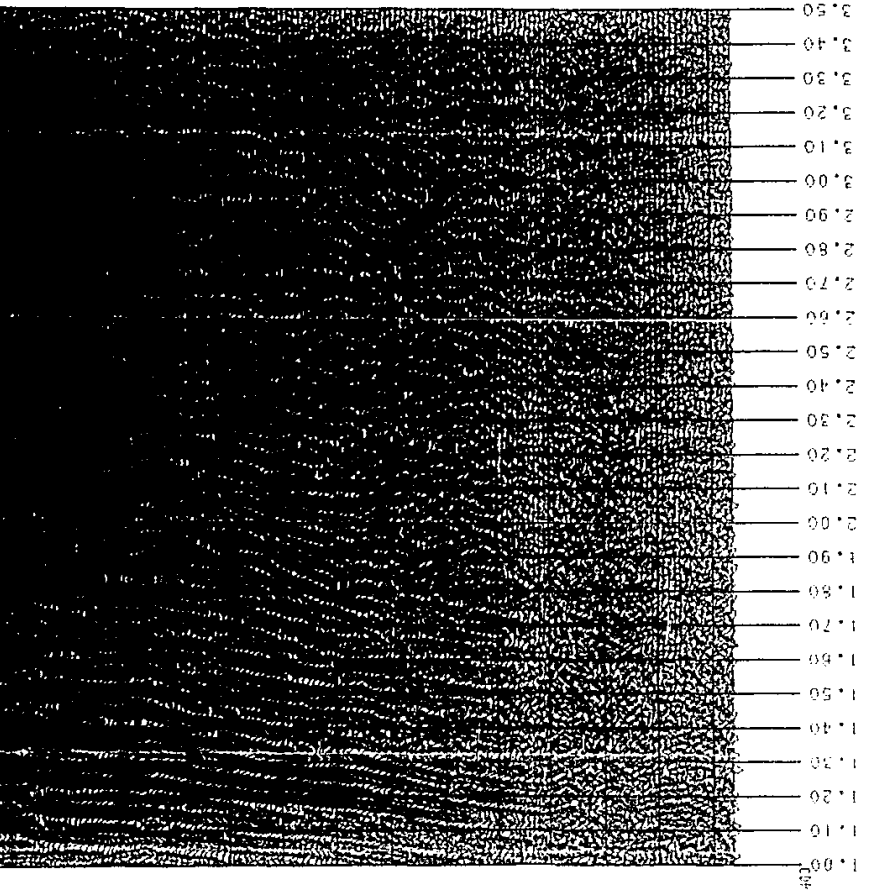
FECHA - 20- 9-66

SUR. RIO BRAVO

SN. MELCHOR



TIEMPO (SEG)



610

600

590

580

570

560

550

540

530

520

510

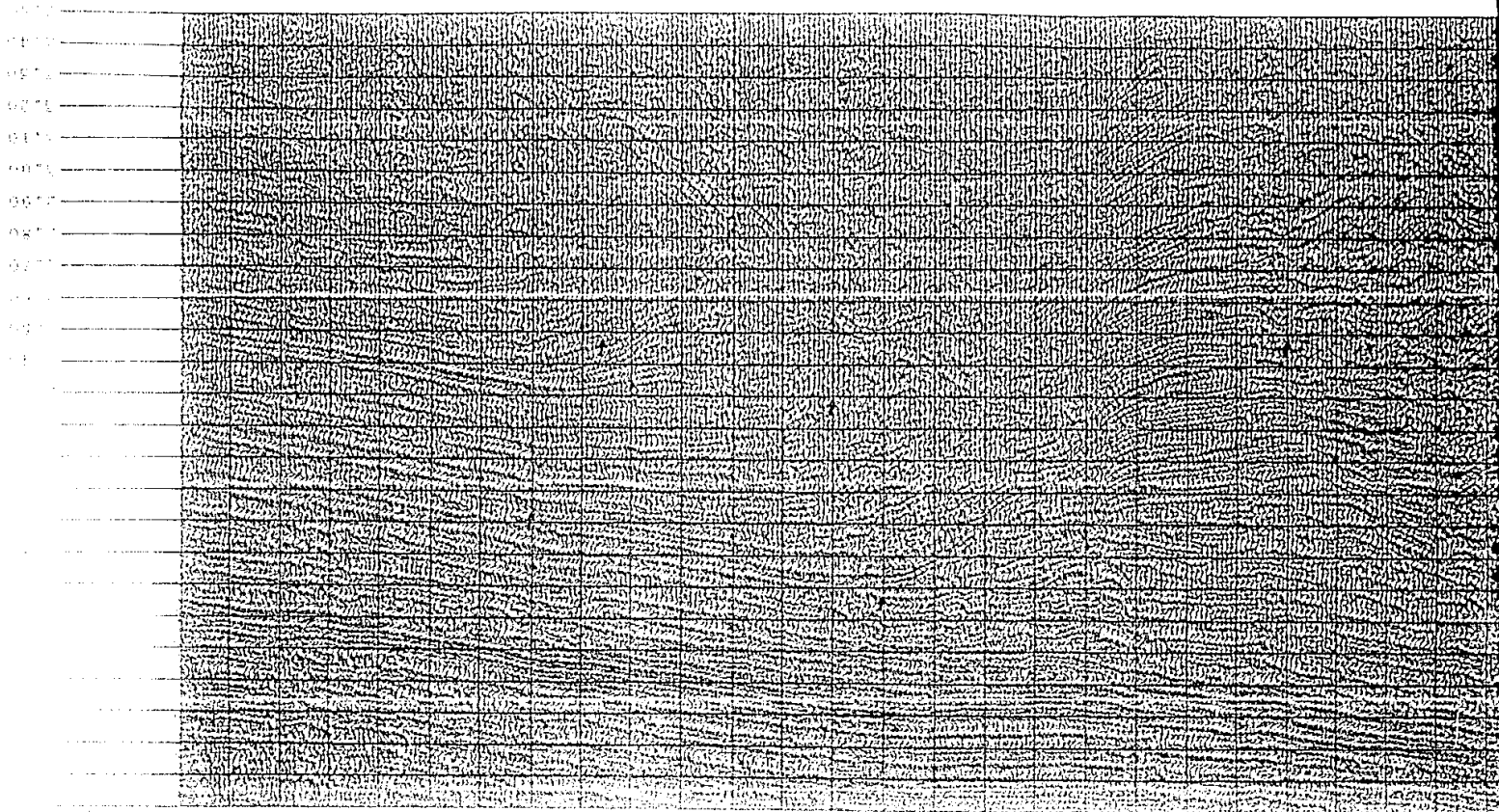
500

490

480

1-E89

1-E88



L-897

L-101

L-8105

T

T

T

+ 440

+ 450

+ 420

+ 415

+ 460

+ 390

+ 430

+ 370

+ 360

+ 350

+ 340

+ 330

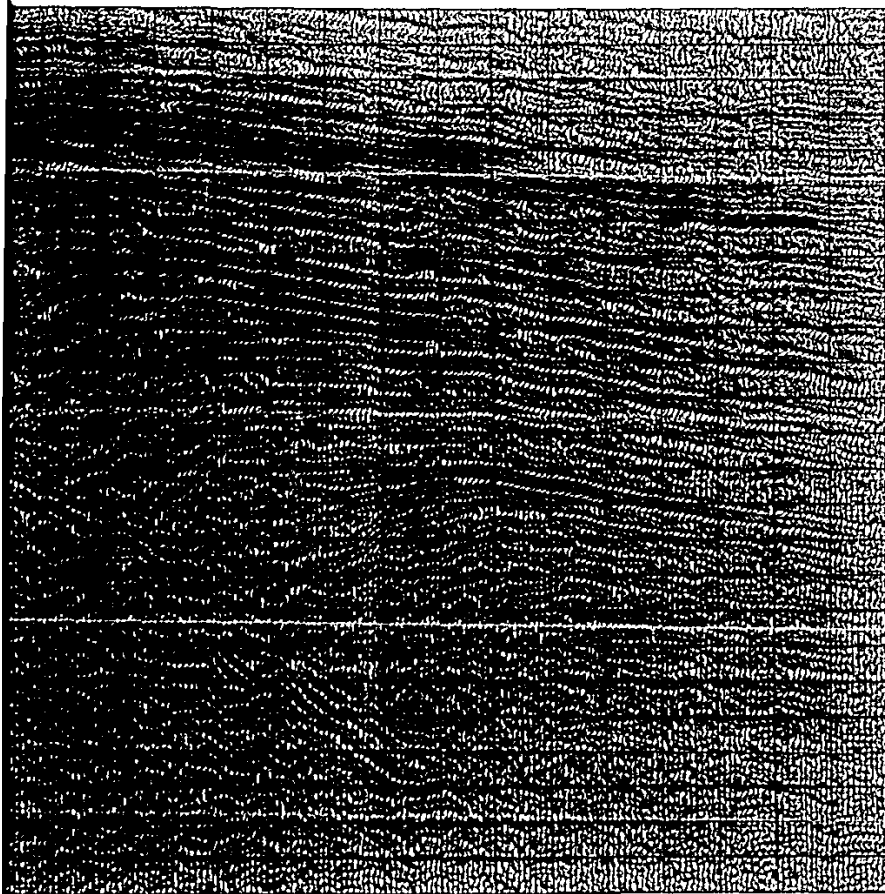
+ 320

+ 310

+ 300

+ 290

SP



SP

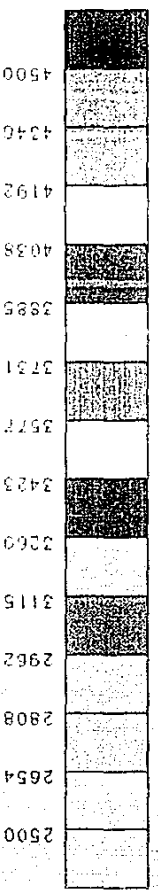
1.00
1.10
1.20
1.30
1.40
1.50
1.60
1.70
1.80
1.90
2.00
2.10
2.20
2.30
2.40
2.50
2.60
2.70
2.80
2.90
3.00
3.10
3.20
3.30
3.40
3.50

TIEMPO (SEG)

L-N26 SECC. DE 'PSEUDOVELOCIDADES'

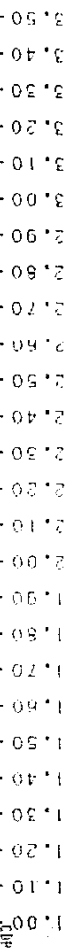
VALDR BASE - 2000
 ESCALA DE LA GRAFICA - 5000 UNIDADES/PULGADA
 TRAZAS POR PULGADA - 48,00
 % DE MEZCLADO - 30
 FECHA - 20-9-88

SUR RIO BRAVO
 SNE MELCHOR



VALDR DE ATRIBUTO
 VEL. DE INT. (M/S)

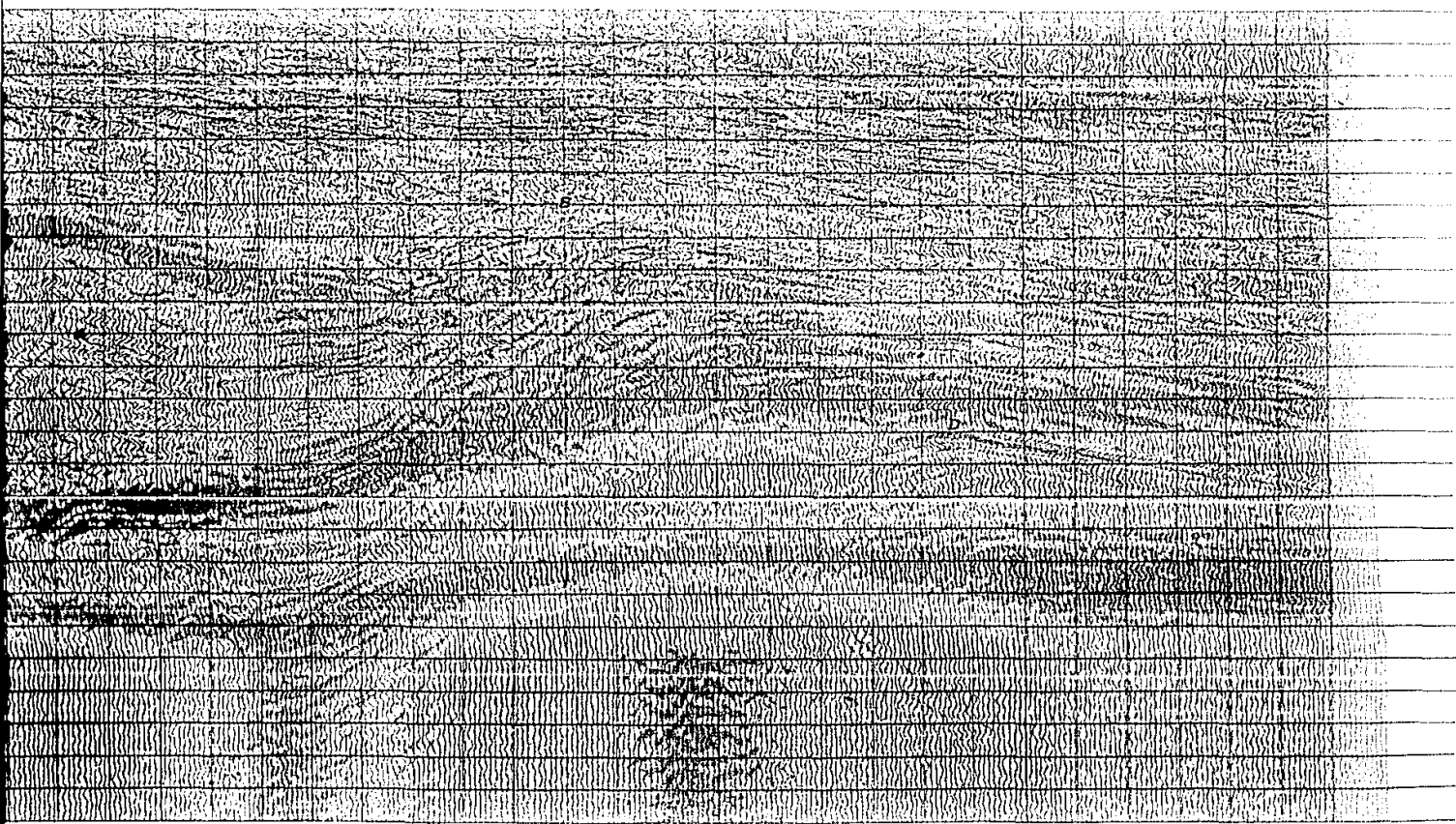
TIEMPO (SEG.)



SN



+ 610
 L-E86
 + 600
 L-E83
 + 580
 + 590
 + 550
 L-E86
 + 540
 + 530
 L-E89
 + 520
 + 510
 + 500
 + 490



L-E97

L-E101

L-E105

T

T

T

+ 420

+ 410

+ 400

+ 390

+ 380

+ 370

+ 360

+ 350

+ 340

+ 330

+ 320

+ 310

+ 300

+ 290

SP

OFF

1.00
1.10
1.20
1.30
1.40
1.50
1.60
1.70
1.80
1.90
2.00
2.10
2.20
2.30
2.40
2.50
2.60
2.70
2.80
2.90
3.00
3.10
3.20
3.30
3.40
3.50

TIEMPO (SEG)

