



CONSULTORES Y CONTRATISTAS DE EXPLORACIONES GEOFISICAS

•

PETROLEO

MINERALES

AGUA SUBTERRANEA

Y

APLICACION A LA INGENIERIA CIVIL

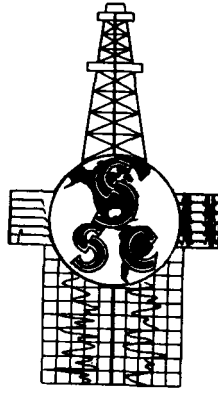
•

SERVICIOS GEOFISICOS, S. A. DE C. V.

AV. JUAREZ 97 DESPACHO 302

TELS. - 18-41-41 Y 12-89-70

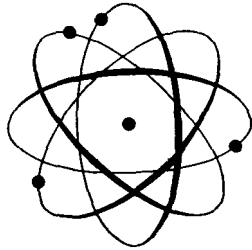
MEXICO 1, D. F.



Seismograph Service Corporation of México

AL SERVICIO DE
PETROLEOS MEXICANOS

AV. JUAREZ 95 - 207
MEXICO D. F.



REPRESENTACIONES

Una Sociedad Industrial Escamilla Establecida en 1953.

Servicio de Registros Eléctricos, Rayos Gama, Diámetro, Temperatura y Verticalidad en pozos hasta 1,000 metros de profundidad.

Alquiler y Venta de sismógrafos marca SIE, de equipos para registros eléctricos marca GEO LOGGER.

DISTRIBUIDORES INDUSTRIALES, S. A.

Una Sociedad Industrial Escamilla Establecida en 1959.

Proveedores de Equipo para la Exploración de Agua, Petróleo y Minerales.

Equipo para Registros Eléctricos marca Geo-Logger.

Refacciones para sismógrafos, sondas eléctricas.

Oficina:

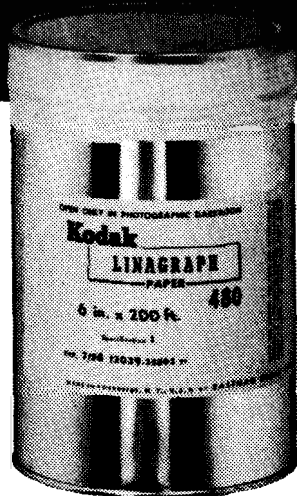
LAFRAGUA No. 13, Despacho 201 Teléfono: 35-24-07

MEXICO..1, D. F.

Fábrica:

CARRETERA CIRCUNVALACION No. 12
Fraccionamiento Industrial San Nicolás
TLALNEPANTLA, Edo. de México.

Kodak
PAPER & FILM



PAPEL KODAK LINAGRAPH 480

Empacado especialmente para proporcionar resultados seguros, positivos, donde usted se encuentre . . .

En cualquier lugar del mundo, usted puede confiar en que el papel Kodak Linagraph 480 le llegará con toda su extraordinaria calidad, como si acabara de salir de la fábrica. Su envase metálico, sellado a prueba de humedad, ha sido diseñado especialmente para soportar el rudo manejo que puede recibir durante su travesía o en el mismo campo de trabajo.

Usted obtendrá trazos limpios y negros siempre, debido a que su velocidad es tanta, que registra la más ligera desviación. Linagraph 480 es también sorprendente en su proceso de revelado, aún en condiciones difíciles usted obtendrá gráficas de excelente calidad usando el revelador a temperaturas de 60 a 120° F. Este proceso es tan sencillo como rápido, porque las sustancias químicas Kodak Linagraph vienen en forma de polvo, al que tan solo hay que mezclarlo con agua.

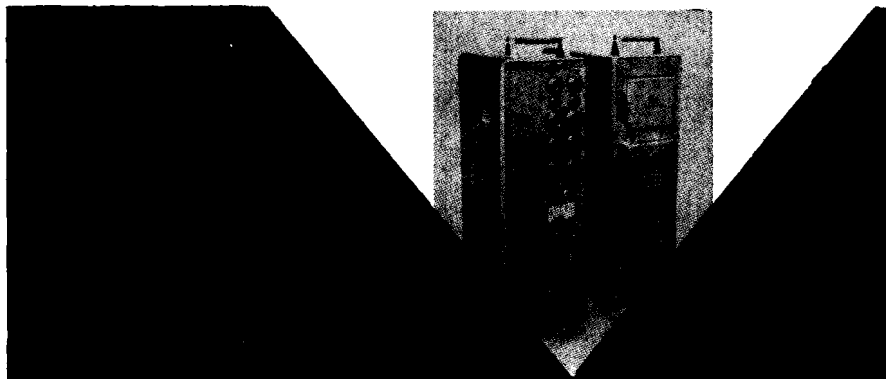
Use el manuable envase metálico para almacenar o enviar sus gráficas —la etiqueta tiene suficiente espacio para ser rotulada y pegarle los timbres postales.

Para recibir rápidamente sus órdenes de Papel Kodak Linagraph 480, cuando y donde usted lo necesite, vea a su Distribuidor Kodak.

KODAK MEXICANA, LTD.
Londres 16 - México 6, D. F.

PMR-20

SISTEMA FM DE REGISTRO MAGNETICO



ESPECIFICACIONES CONDENSADAS

EL REGISTRO DE FM CON EL PMR-20 PROPORCIONA RELACION SEÑAL RUIDO EXCEPCIONALMENTE ALTA Y RESPUESTA DE AMPLIA FRECUENCIA ASEGURANDO EN EL MAXIMO DE REPRODUCCION — FIDELIDAD COMPARATIVAMENTE MEJOR A CUALQUIER OTRO METODO DE REGISTRO. LA FM — TAMBIEN ELIMINA LOS EFECTOS DE IMPERFECCIONES E IRREGULARIDADES DE LAS CINTAS. EN EL PMR-20, TODO EL BAJO NIVEL DE RUIDO, BAJA DISTORSION, GRAN APROXIMACION EN LA MEDICION DEL TIEMPO. CARACTERISTICAS DEL SISTEMA MR-4 PRUBADO EN EL CAMPO, ESTAN COMBINADAS CON PROPIEDADES ADICIONALES PARA PRODUCIR UN SISTEMA LIGERO, PORTATIL, DE BAJO CONSUMO DE POTENCIA, SIMPLE, EN EL QUE SE PUEDE — TENER ABSOLUTA CONFIANZA EN EL CAMPO

EL MR-20 CONTIENE EN DEPARTAMENTOS, EL TAMBOR DE REGISTRO, EL SISTEMA DE MOVIMIENTO Y LAS CABEZAS REGISTRADORAS. LOS MODULADORES, DEMODULADORES Y CIRCUITOS ELECTRONICOS AUXILIARES ESTAN EN LA UNIDAD MAESTRA MU-20. CADA UNIDAD CONTIENE SU PROPIA FUENTE DE PODER TRANSISTORIZADA. ADENAS DE LOS 24 CANALES SISMICOS SE INCLUYEN CANALES PARA CORTE DE TIEMPO (TIME BREAK), SISMO DE POZO, CANCELACION DE RUIDO Y MEDIDOR DE TIEMPO DE 100 c.p.s. LOS NIVELES DE MODULACION DE REGISTRO Y REPRODUCCION (PLAYBACK) SE LEEN DIRECTAMENTE EN UN TABLERO DE MEDICION SITUADO EN LA PARTE FRONTAL. TODAS LAS FUNCIONES DE INTERRUPCION DE REGISTRO Y REPRODUCCION ESTAN REUNIDAS EN UN SOLO INTERRUPTOR EN EL TABLERO FRONTAL. LAS CABEZAS, MOVIBLES O FIJAS, PUEDEN PROPORCIONARSE COMO SE DESEE. LOS AJUSTES SE AGREGAN A LAS CINTAS EN "PLAYBACK" A TRAVES DE LOS AMPLIFICADORES SISMICOS O DIRECTAMENTE A TRAVES DE SUS TRANSFORMADORES DE SALIDA.

CANALES:	24 SISMOLOGICOS 4 AUXILIARES (CORTE DE TIEMPO, SISMO DE POZO, 100 cps. Y CANCELACION DE RUIDO).											
FRECUENCIA DE RESPUESTA:	1 cps a 300 cps CON 1db; 3db ABAJO A — 500 cps.											
RELACION SEÑAL — RUIDO:	60 db (rms), 1 a 500 cps. CON CANCELACION DE RUIDO 54 db (rms), 20 a 200 cps. SIN CANCELACION DE RUIDO.											
DISTORSION ARMONICA; INTERFERENCIA:	MENOS DE 1 % ABAJO DEL NIVEL DE RUIDO DEL SISTEMA DE REGISTRO											
APROXIMACION RELATIVA MEDICION TIEMPO: POTENCIA NECESARIA	± 0.25 ms <table><tr><th></th><th>EN ESPERA</th><th>OPERANDO</th></tr><tr><td>REGISTRO</td><td>1.5 AMP.</td><td>7 AMP.</td></tr><tr><td>"PLAYBACK"</td><td>1.0 AMP.</td><td>5.5 AMP.</td></tr></table>				EN ESPERA	OPERANDO	REGISTRO	1.5 AMP.	7 AMP.	"PLAYBACK"	1.0 AMP.	5.5 AMP.
	EN ESPERA	OPERANDO										
REGISTRO	1.5 AMP.	7 AMP.										
"PLAYBACK"	1.0 AMP.	5.5 AMP.										
DIMENSIONES	MR-20 REGISTRADOR ANCHO 21 cm. ALTO: 62.2 cm. FONDO: 38.1 cm. MU-20 UNIDAD MAESTRA ANCHO 21 cm. ALTO: 62.2 cm. FONDO: 26.7 cm. MR-20 REGISTRADOR: 30.420 kg MU-20 UNIDAD MAESTRA: 18.160 kg											
P E S O:												

Escriba para folletos gratis

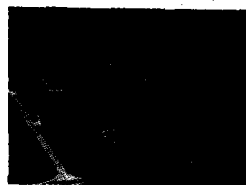


SOUTHWESTERN INDUSTRIAL ELECTRONICS CO.
A DIVISION OF DRESSER INDUSTRIES, INC.
10201 Westheimer • P. O. Box 22187 • Houston 27, Texas • HO mestead 5-3471
CABLE: SIECO HOUSTON TWX: HO-1188

MEXICO
SIE México
L.0 Freixas No 13-201
Mexico 1, D.F.
Tel.: 21-57-87
26-45-20

CANADA
Southwestern Industrial Electronics (Canada) Limited
3511 Third Street S.E., Calgary, Alberta, Canada
Phone: CNA 361-132, 3-0927, 3-0964, 3-6922

EUROPE
SIE Division of Dresser AG
Mühlbachstrasse 43, Zurich, Switzerland
Telephone: 37 84 87 89 • Telex: 32 6 83
Cables: Dresserzur Zurich



Carlos Alemán A.

EXPLORACION

y

PERFORACION

Avenida Juárez No. 100-209. Tel. 10-15-64

MEXICO 1, D. F.

BOLETIN

de la

Asociación Mexicana de Geofísicos de Exploración

S U M A R I O

La Geofísica y el Descubrimiento de Nuevos Campos Petroleros en la Zona Sur. Por el Ing. *A. Cornejo Toledo*.

Fundamentos de la Exploración Sísmica por el Método de Reflexión. Por el Ing. *F. Van Coor*.

“FORO ABIERTO”

Comentarios sobre el Uso de Filtros. Por el Ing. *V. A. Olhovich*.

Un Criterio a Seguir al Determinar las Velocidades de Intervalo. Por el Ing. *F. Neri España*.

Nuevos Socios.

ASOCIACION MEXICANA DE GEOFISICOS DE EXPLORACION

MESA DIRECTIVA PARA EL PERIODO 1961-1962

Presidente: Santos Figueroa Huerta.

Vice-Presidente: Guillermo Hernández Moedano.

Secretario: Alfonso Cornejo Toledo.

Tesorero: Thomas Ortiz.

Vocal de Petróleo: Jesús Basurto García.

Vocal de Minas: Guillermo P. Salas.

Vocal de Ingeniería Civil: Juventino Islas Leal.

Editor: Vladimir A. Olhovich.

Coeditores: Armando Eguía Huerta y Antonio Cordero Limón.

Presidente Directivo Anterior: Antonio García Rojas.

Este Boletín se publica cada tres meses y se distribuye gratuitamente a los socios.

El precio de subscripción para no socios es de \$ 150.00 m/n al año y
de \$ 50.00 m/n número suelto.

Para todo asunto relacionado con el Boletín: manuscritos, asuntos editoriales, subscripciones, descuentos especiales a bibliotecas públicas o de Universidades, publicaciones, anuncios, etc., dirigirse a:

ING. VLADIMIR A. OLHOVICH

Av. Juárez No. 97 Despacho 302.

Teléfonos 18-41-41 y 12-89-70

México 1, D. F.

Impreso por Abastecedora de Impresos, S. A. — Dr. Jiménez No. 352 — México 7, D. F.
Teléfono 19-56-75 con 3 líneas.

LA GEOFISICA Y EL DESCUBRIMIENTO DE NUEVOS CAMPOS PETROLEROS EN LA ZONA SUR *

Por el Ing. A. CORNEJO TOLEDO **

RESUMEN

El mayor número de campos petroleros descubiertos por Petróleos Mexicanos en la Zona Sur, se debe a la exploración Geofísica. En este artículo se presenta un panorama general de dichos trabajos y se hace una breve exposición de la situación que existía en la Zona en el año de 1938. Como resultado de las exploraciones y de los pozos perforados en busca de nuevos campos, algunos conceptos geológicos que han prevalecido por 30 años, tales como la existencia del “Macizo de Jalpa” y los límites de la “Cuenca Salina” deben modificarse.

TRABAJOS DE EXPLORACION ANTES DE 1938

Antes de tratar sobre los trabajos de exploración Geofísica efectuados por Petróleos Mexicanos en la Zona Sur y sus resultados, es conveniente tener una idea de cuál era la situación en la Zona en el año de 1938.

En la Fig. No. 1 aparecen los campos que se habían descubierto hasta el año de 1938. Estos campos tienen en común, el que todos ellos están asociados a estructuras o trampas debidas a levantamientos salinos. Su descubri-

* Trabajo presentado en la Primera Convención Nacional de Ingenieros y Técnicos en Exploración y Explotación de Petróleo. Noviembre 1961.

** Gerencia de Exploración, Petróleos Mexicanos.

miento se debió en el caso de Soledad, Tecuanapa, Ixhuatlán, Filisiola y San Carlos a la existencia de manifestaciones superficiales (chapopoteras); los de San Cristóbal, Concepción, Teapa, y Cuichapa a trabajos de geología superficial y, finalmente los campos de Tonalá, El Burro y El Plan a trabajos combinados de geología y geofísica, usando esta última la balanza de torsión, instrumento que se empleó por primera vez en la exploración petrolera de México en el año de 1926 por recomendación del Dr. E. DeGolyer (consultor de la Compañía Mexicana de Petróleo El Aguila en aquel tiempo), después de comprobarse su eficacia en la búsqueda de domos salinos en los E. U. A.

De los campos mencionados la producción se obtuvo del Cap-Rock en San Cristóbal, Soledad, Tecuanapa y San Carlos y en los demás, de una o varias formaciones del Mioceno.

La exploración geológica se extendió al Estado de Tabasco, en donde se midieron solamente algunos echados en el flanco oriental de lo que ahora es el campo de La Venta. Hacia el Este, se tuvo que usar casi exclusivamente la exploración geofísica debido a la falta de afloramientos y solo en la región de Macuspana, se delineó el anticlinal de Belem, en el que se perforaron varios pozos sin encontrar producción comercial de hidrocarburos. Fue así que las compañías continuaron la exploración con balanza de torsión, de la parte occidental y central del Estado, hasta la región de Villahermosa y Macuspana. (Ver Fig. No. 2).

Se hicieron además algunos trabajos aislados de sismología, tanto en el área de producción ya conocida, como en el Estado de Tabasco. Entre estos últimos mencionaremos el efectuado en el área de Zanapa, en donde se observaron varios abanicos con vistas a encontrar una mejor posición estructural que aquella en la que se perforó el pozo Huimanguillo No. 1 localizado en el flanco oriental de la estructura de El Plan. Otro de los trabajos, fue la observación de una línea de refracción denominada San Felipe-Cruz Verde, con el fin de investigar la naturaleza del mínimo gravimétrico regional que se extiende desde La Central, hasta las proximidades de Comalcalco, Tab., el resultado, fue, un sinclinal en coincidencia con el eje de dicha anomalía.

TRABAJOS GEOFISICOS REALIZADOS POR PETROLEOS MEXICANOS

Petróleos Mexicanos continuó la exploración geofísica de la Zona, usando los métodos gravimétricos y sismológicos, con un número de brigadas que ha variado de uno a dos grupos de gravimetría y de dos a cuatro de sismología.

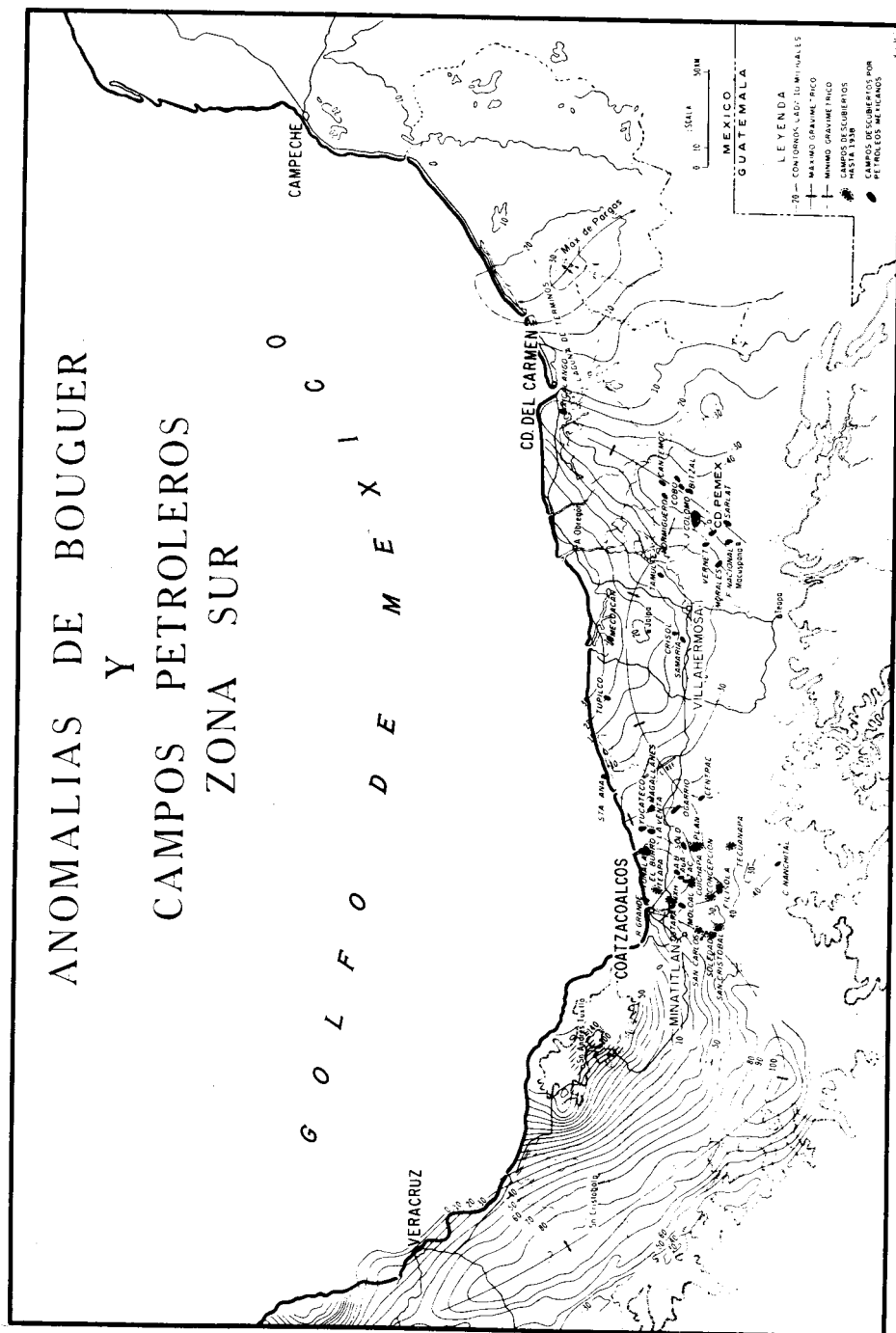


Figura No. 2

Una brigada gravimétrica inició su trabajo en el año de 1943 y se encargó de ligar todos los trabajos aislados de balanza de torsión efectuados por las compañías y continuó las exploraciones hacia el oriente de Villahermosa, hasta cubrir toda el área que se muestra en la Figura No. 2, la cual se ha completado, con el trabajo gravimétrico desarrollado también por Petróleos Mexicanos en la Zona de Veracruz.

La exploración sismológica principió en el año de 1939 y prácticamente se ha cubierto toda el área explorada por el método gravimétrico. Para una exposición clara de los resultados, no seguiré un orden cronológico de estos trabajos, sino por áreas.

En la región de los campos, ya conocidos en el año de 1938 (ver Fig. No. 2), mediante trabajos de refracción y reflexión, se descubrió el campo Los Soldados y en combinación con exploración geológica superficial los campos de: Moloacán, Ostapa y Tortuguero. En la misma área, con trabajos geológicos se descubrieron los campos de Arroyo Blanco, Tacuilalapa, Agata, Acalapa y en fecha reciente el de Cerro Nanchital, hacia el frente de la sierra.

Nuevas exploraciones geológicas en el área de Macuspana, permitieron encontrar producción comercial de aceite en Sarlat, Fortuna Nacional (antes Belem) y en Morales.

Por lo que respecta a las exploraciones sismológicas en el Estado de Tabasco, éstas se guiaron por la información gravimétrica. Debemos de tener en cuenta que el trabajo gravimétrico fue de reconocimiento, por lo que únicamente se muestran las anomalías que por su extensión, adquieren el carácter de regionales y solo en casos aislados en que las líneas observadas quedaron bien localizadas, es posible relacionarlas con condiciones geológicas locales. A continuación se muestran algunos ejemplos, de cómo la información gravimétrica ayudó a la selección de las áreas a las que debía darse preferencia.

Entre los trabajos sismológicos iniciales, que sirvieron también para entrenamiento de personal mexicano, destacan por sus resultados, los efectuados en las áreas de La Venta y Zanapa, en la porción occidental del Estado de Tabasco.

En la primera de las áreas mencionadas, al investigar con trabajos de refracción y de reflexión el significado de un mínimo gravimétrico, no bien definido por falta de observaciones, descubrió Petróleos Mexicanos el primer domo salino, pero no se encontró producción en los pozos perforados con base en estos trabajos.

En el área de Zanapa, después de una revisión del trabajo de balanza, se vió claramente la existencia de un máximo local, indicativo de sal a poca profundidad; se decidió observar varias líneas de refracción descubriéndose así el domo del mismo nombre con la sal a escasos 100 metros de profundidad, como lo comprobó el pozo Zanapa No. 1. En esta área las compañías hicieron también tiros en abanico como ya se mencionó antes, y es seguro que cruzaron el domo aunque no en la posición más favorable. Las trayectorias que mostraron tiempos mínimos fueron atribuidos entonces a la presencia de sal del domo de El Plan.

Nuevas exploraciones en el área de La Venta con instrumentos y técnica de interpretación modernos, descubrieron el campo del mismo nombre y extensiones de los trabajos, tanto hacia el Norte como hacia el Sur, dieron lugar al descubrimiento de los campos de: Magallanes, Yucateco, Ogarrio y recientemente el de La Central. Nótese en la Fig. No. 2 (anomalías Bouguer) que todos los campos mencionados quedan localizados a lo largo de un mínimo regional.

Las exploraciones en la parte Norte y Central de Tabasco, llevaron a la localización de un gran número de estructuras. Al ser probadas las de Peluzal, El Alemán, La Encrucijada, Aldama y Comalcalco, situadas sobre el mínimo gravimétrico regional que va desde La Central a Comalcalco, confirmaron el significado de dicha anomalía gravimétrica, en el sentido de que se trata de una zona en que los sedimentos tienen un gran desarrollo, como se mencionó antes al tratar de los trabajos efectuados por las compañías.

Sin embargo, hacia el Norte de dicha anomalía, se ha encontrado producción en las estructuras de Tupilco y Mecoacán, así como al Sur de Jalpa, en las estructuras de Samaria y Crisol y más hacia el Oriente en Tamulte, esta última descubierta por geología superficial.

En la parte oriental de Tabasco y occidental de Campeche, la presencia del mínimo gravimétrico que se extiende desde el campo Fortuna Nacional (antes Belem) cercano a Macuspana hasta el campo de Gas de Xicalango (en las proximidades de Ciudad del Carmen, Campeche), fue el factor decisivo para proyectar una exploración sismológica intensiva del área cubierta por la anomalía gravimétrica; ya desde el año de 1950, se le daba gran importancia desde el punto de vista petrolero a dicha área (1), lo cual fue comprobado con el descubrimiento de los campos: José Colomo (1951), Cantemóc y Vernet (1953), Bitzal (1955), Hormiguero y Cobo (1959) localizados en estructuras alineadas a lo largo de dicho mínimo gravimétrico, y es lógico esperar que las estructuras que no han sido probadas por la barrena y situadas

en posición semejante a aquellas, presenten también condiciones favorables para la acumulación de hidrocarburos.

En el área cercana a Xicalango y antes del descubrimiento del campo en el año de 1950, se observaron varias líneas con magnetómetro aéreo (como demostración del método por una compañía contratista), el resultado fue una depresión del basamento, en coincidencia con el eje de la anomalía gravimétrica, es decir, que en el área, las formaciones sedimentarias tienen un gran espesor.

Por lo que respecta a las exploraciones sismológicas marinas en la Plataforma Continental, frente a las costas de los Estados de Veracruz y Tabasco, se descubrieron los campos de Rabón Grande y Santa Ana.

NUEVOS CONCEPTOS SOBRE LOS LIMITES DE LA CUENCA SALINA

Los métodos geofísicos han ayudado también al establecimiento de hipótesis sobre los principales accidentes tectónicos en el área.

El Dr. H. J. Tschopp, Geólogo de la Cía. Mexicana de Petróleo El Aguila, en un informe (2) escrito en el año de 1931 considera que un levantamiento del basamento, bajo los pliegues de calizas cretácicas en el Norte de Chiapas (Teapa-Tapijulapa) se prolonga hacia el Noroeste hasta Jalpa en donde se manifiesta claramente un máximo gravimétrico. Supone el Dr. Tschopp que este levantamiento del basamento (macizo de Jalpa) y el de San Andrés, existían ya durante el Mesozoico, y que ambos pertenecían a un levantamiento continuo, que actuando como barrera limitaba hacia el Sur el avance de los mares Mesozoicos. Asentamientos y fallas en esta cordillera, hacia el Norte de lo que hoy es la costa de parte de los Estados de Veracruz y Tabasco, permitieron la entrada del mar inundando las tierras interiores hasta el frente de la sierra. La entrada de agua del mar, tuvo que ser periódica, para permitir la evaporación completa durante el tiempo que la cuenca permanecía cerrada, dando lugar a los depósitos de sal.

En la actualidad, esta teoría ya no se sostiene debido a que las exploraciones en busca de nuevos campos han demostrado que existe sal en localidades fuera del límite oriental supuesto por el Dr. Tschopp. En la Fig. No. 3 se han marcado con número para su identificación todas las estructuras en que los pozos de exploración llegaron a la sal, en el Estado de Tabasco y que son:

1.—La Venta. 2.—Zanapa. 3.—Yucateco. 4.—Ogarrio. 5.—Paylebot. 6.—Magallanes. 7.—Santa Ana. 8.—El Rosario. 9.—El Dorado. 10.—Jalupa. 11.—Medellín.

Puede observarse que el domo de Jalupa (10) queda localizado precisamente sobre el Macizo de Jalpa, es decir que cuando se depositó la sal durante el Jurásico o Triásico (edad que se atribuye a la sal) las condiciones en el área eran las de aguas someras y por lo tanto no existía en esa edad tal macizo, que limitara hacia el oriente la Cuenca Salina, debiendo ocurrir en tal caso el levantamiento en épocas posteriores. Desde el año de 1951 de acuerdo con la información geofísica, se esperaba encontrar sal en la estructura de Medellín en el Distrito de Macuspana (3), lo que se comprobó al perforar el pozo Medellín No. 1 en el año de 1953.

Por lo antes expuesto, considero que el concepto de dos cuencas, la salina del Istmo y la de Macuspana, separadas por el macizo de Jalpa, debe modificarse y que sería más apropiado en la actualidad, considerar regionalmente como Cuenca Salina, toda el área de la planicie costera que se extiende desde los domos de Jaltipan (límite occidental de los domos conocidos hasta ahora), hasta el máximo gravimétrico de Pargos, anomalía gravimétrica muy intensa (hacia el Sureste de la Laguna de Términos, en el Estado de Campeche) que se estima debida a rocas ígneas o del basamento. La cordillera sepultada en aguas del Golfo de México y siguiendo la idea del Dr. Tschopp se prolongaría hacia el Oriente hasta el macizo de Pargos (?)

Desde el punto de vista paleontológico, tampoco hay razón para considerar dos cuencas; a este respecto, el Ing. Hugo Contreras en su artículo (4) "Resumen de la Geología de la Parte Media del Estado de Tabasco y Norte del Estado de Chiapas", en la página 201 a la letra dice:

"...El Mioceno Inferior que es la parte más importante de la columna desde el punto de vista petrolero, se divide casi exclusivamente a base del estudio de foraminíferos; así se identifican las llamadas formaciones de la cuenca salina del Istmo y las de la cuenca de Macuspana.

El Amate Superior y el Concepción tienen la misma fauna, por lo tanto, es indiferente ponerle dentro de un pozo, cualquiera de estos nombres, a la formación atravesada, pero con el Amate Inferior, la situación es más complicada, puesto que no es posible averiguar si falta o no una parte de esta formación al encontrar después de la fauna del Concepción Superior o Amate Superior, ya la fauna completa del Encanto o de la parte Inferior del Concepción Inferior.

Debido a todo lo anterior, las columnas dadas para los diferentes pozos, tienen divisiones de la cuenca salina, en un caso, o divisiones de la cuenca de Macuspana, en otro; como por ejemplo Guerrero, donde es posible a base de foraminíferos establecer las condiciones ístmicas con facilidad. En caso semejante se encuentran los pozos Tecominoacán y Cárdenas, no así los pozos que se hallan más al Occidente, como son el Peluzal, el Alemán y Encrucijada, en donde se ha adoptado la nomenclatura de la Cuenca de Macuspana a pesar de hallarse evidentemente fuera de ella.

En realidad lo que pasa es que es más fácil establecer menos divisiones, como las de la Cuenca Salina para el Mioceno Medio Superior (3 formaciones contra 5 de la Cuenca de Macuspana), y asimismo, es más fácil establecer dos divisiones del Mioceno Inferior de la Cuenca de Macuspana, que tres de la Cuenca Salina del Istmo, aunque la nomenclatura usada para el Mioceno Inferior en un pozo determinado, refleja aproximadamente la distribución de foraminíferos dentro de ese pozo, sea que se acerque a la Cuenca Salina o a la de Macuspana. Es fácil comprender las dificultades que se han tenido, puesto que las condiciones de sedimentación en las dos cuencas deben haber sido muy semejantes y en ocasiones idénticas, además de que estando relativamente cerca una de otra, no existe una diferencia fundamental en la distribución de foraminíferos”.

Los pozos de Medellín, Palizada y Corinto, perforados en sendas estructuras sismológicas, hacia el Oriente del mínimo gravimétrico Macuspana-Xicalango, cortaron calizas identificadas por paleontología como pertenecientes al Oligoceno, lo que parece confirmar la hipótesis sobre el nuevo límite Oriental de la Cuenca Salina, marcado en la Figura No. 3.

En la misma figura, se postula la posibilidad de que los Mínimos Gravimétricos Regionales de Veracruz y Macuspana-Xicalango, se unan.

POSIBILIDADES DE PRODUCCION Y TRABAJOS ADICIONALES

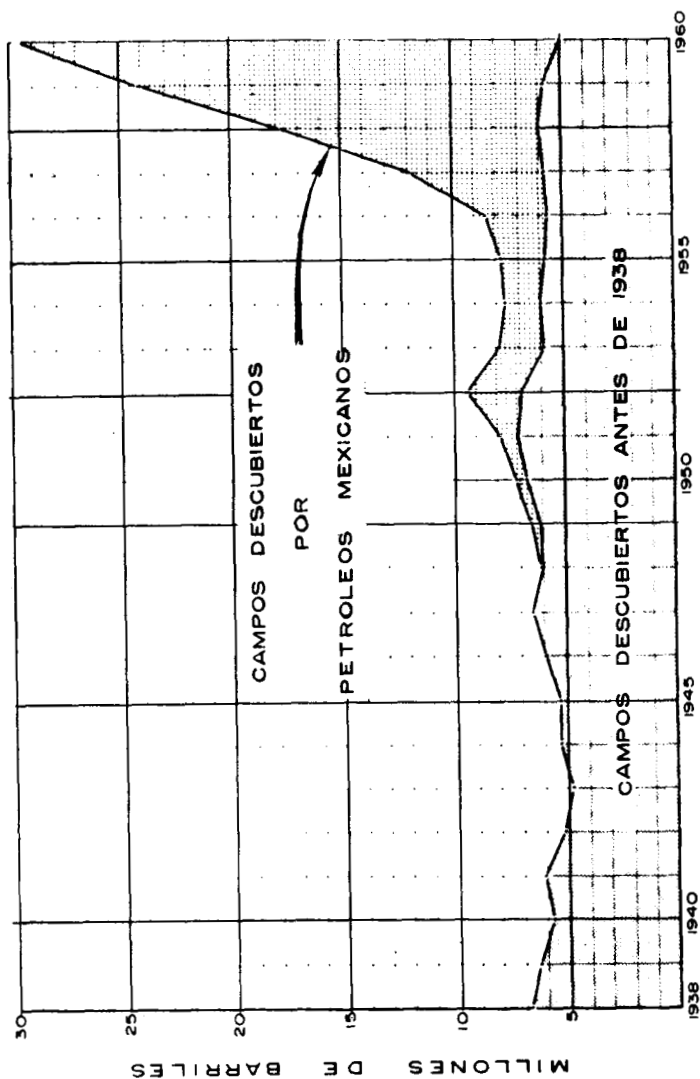
Han sido muchos los prospectos perforados en los que no se ha encontrado producción de hidrocarburos debido a múltiples causas, como son: la falta de arenas, que éstas estén invadidas de agua, porque no hubo acumulación, etc., condiciones que no son atribuibles a la exploración geofísica, ya que los métodos empleados hasta la fecha, miden solamente algunas propiedades de las rocas que permiten conocer si en el subsuelo existen condiciones geológicas favorables para la acumulación de hidrocarburos, pero que nunca

miden características propias del aceite, que nos indiquen de una manera directa su existencia en el subsuelo.

En otros prospectos, estimamos que las condiciones estructurales no han quedado definidas y que uno o dos pozos perforados no son suficientes para probar una estructura. Al extenderse la Cuenca Salina como hemos visto, es lógico esperar que gran número de estructuras resulten de origen salino y sabemos por las numerosas historias de campos de este tipo en los E. U. A. que encontrar aceite en ellas no es empresa fácil, pero es alentador saber que han llegado a la conclusión de que prácticamente no hay domo salino estéril desde el punto de vista petrolero y que al final, se paga cualquier inversión que se haga.

Lo anterior hace ver la conveniencia de revisar toda la información sobre esta clase de estructuras a fin de proyectar en la Zona trabajos exploratorios adicionales en combinación con pozos de exploración. Por lo que respecta a prospectos en vías de probarse, se recomienda contar con equipos de la capacidad apropiada, para profundizar los pozos que alcanzando su objetivo resulten secos si se sospecha que existe sal a mayor profundidad, por la información que pueda obtenerse y por la posibilidad de encontrar producción en el Cap-Rock.

Entre otros domos que no producen en la Zona, pueden citarse los de Pajaritos (P) y Tuzandepetl (T1), cercanos a Coatzacoalcos (ver Figura No. 3) y es curioso observar que se ha obtenido producción en los domos de Teapa (T), Ixhuatlán (I) y Moloacán (M), a corta distancia hacia el Oriente de los anteriores, e inclusive en el pozo Ostapa perforado entre las dos series de domos. La explicación de este caso puede ser, que las 5 culminaciones formen parte de una misma masa salina y es posible que debido al peso de los sedimentos en el área del mínimo gravimétrico cuyo eje pasa hacia el Occidente de Coatzacoalcos, la sal fluyó por zonas de debilitamiento (fallas) o por el menor peso de la columna estratigráfica, formándose primero, los domos de Teapa, Ixhuatlán y Moloacán, hacia los cuales emigró la mayor parte del aceite. El pozo profundo Tuzandepetl No. 5 que se llevó a los 3,000 mts. (del que se sacaron núcleos de sal con planos de escurrimiento de casi 90°) atravesó formaciones arenosas y se tuvo un brote repentino de gas. No es aventurado suponer que este pozo haya quedado localizado cerca de la pared Occidental casi vertical del domo o en una zona de fallas. Otra razón por la cual no se ha encontrado producción, puede ser el reducido número de pozos perforados.



PRODUCCION ANUAL DE ACEITE CAMPOS ZONA SUR

Otra área interesante en la que consideramos debe hacerse trabajo adicional, es la de los campos viejos de Tecuanapa (Ta) y Filisola (F), por considerar factible encontrar condiciones de acumulación de hidrocarburos en trampas estratigráficas semejantes a la del último campo nombrado.

Como ejemplo de lo que pueden significar trabajos adicionales en un prospecto, con nuevas técnicas e instrumentos modernos, podemos citar el caso de La Venta, actualmente uno de los mejores campos de la Zona, descubierto después de la perforación de 6 pozos secos. Sobre el domo de Zanapa, con trabajo sismológico adicional al de su descubrimiento, aprovechando los pozos perforados se determinó su forma recumbente en su parte Oriental. La situación de este domo, entre campos productores sigue siendo atractiva para nuevos pozos de exploración.

Para finalizar, en la Figura No. 4 se muestra la producción anual de aceite de los campos de la Zona Sur, a partir de 1938. Vemos que:

- a).—la producción de los campos viejos, se ha mantenido prácticamente constante durante 23 años. Esto es debido a extensiones de estos campos desarrolladas por Petróleos Mexicanos y a un régimen de exploración adecuado.
- b).—que la producción debida a nuevos campos, va en aumento sin considerar la gran producción de gas en el Distrito de Macuspán, que dió lugar al nacimiento de Ciudad Pemex y la construcción del gasoducto a la Ciudad de México.

No debemos de olvidar sin embargo, que el consumo de hidrocarburos en el país es cada día mayor y que a medida que pasa el tiempo será más difícil y costoso descubrir nuevos campos al irse agotando las áreas con mayores posibilidades petroleras, por lo que será necesario mantener un nivel de exploración adecuado con instrumentos modernos y nuevas técnicas de interpretación.

R E F E R E N C I A S

- (1) Anomalías Gravimétricas en la Zona Sur, por Alfonso Hernández Osuna y Alfonso Cornejo T.—Primera Convención Técnica Petrolera Mexicana, 1950. Boletín de la Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros. Volumen II No. 7 de 1950.
- (2) The Isthmian Saline Basin by H. J. Tschopp. Nov. de 1931. (Archivo Gerencia de Exploración).
- (3) Anomalías Gravimétricas de la Zona Sur por Alfonso Cornejo T. Boletín de la Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros. Volumen III, 1951. Nos. 3 y 4. Marzo y Abril.
- (4) Resumen de la Geología de la Parte Media del Estado de Tabasco y Norte del Estado de Chiapas. Boletín de la Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros. Marzo y Abril de 1958.

Archivo. Gerencia de Exploración, Petróleos Mexicanos.

Datos de Producción. Depto. de Estadística. Petróleos Mexicanos.

FUNDAMENTOS DE LA EXPLORACION SISMOLOGICA

POR EL METODO DE REFLEXION

Por el Ing. F. van Goor *

ABSTRACTO

No es el propósito de este artículo presentar un tratado matemático extensivo de la teoría de la propagación de onda. Esto difícilmente pudiera ser hecho en un artículo o serie de artículos. Más bien se intenta dar énfasis a aquellos principios bien conocidos, pero que frecuentemente se olvidan en la rutina diaria de una exploración sísmológica, los que, sin embargo, si no se toman en consideración, pueden seriamente estorbar al intérprete más experimentado.

Deseo expresar mi agradecimiento al gerente de Servicios Geofísicos, S. A. de C. V., por permitirme el uso de material obtenido a través de sus jefes de brigada y observadores de campo.

C A P I T U L O I

INTRODUCCION

Cuando en los comienzos de los años mil novecientos veintes, fue introducido como un medio geofísico de exploración el método de refracción, éste se basó sobre la teoría simple de los temblores de tierra. Pareció lógico re-

* Geofísico: Calgary, Canadá.

emplazar al temblor terrestre por una explosión de dinamita como generador de energía.

Es posible que diez años después o sea cuando hizo su aparición el método de reflexión, se haya seguido empleando por fuerza de costumbre a la explosión de dinamita como generador de energía. Si así sucedió esto fue un golpe de suerte, ya que en ese tiempo por lo menos algunos sismólogos realizaban la importancia de una explosión como generador de señales en tiros de reflexión.

REQUISITOS DE UNA SEÑAL SISMICA

En una señal primaria para tiros de reflexión deben ser satisfechas cuando menos las tres condiciones siguientes:

1).—La señal debe tener suficiente poder de penetración para alcanzar profundidades adecuadas y todavía regresar a la superficie con intensidad suficiente para ser registrada sobre el prevaleciente nivel de ruido.

2).—Debe ser “característica” en el sentido de que el sismólogo pueda reconocerla al menos tanto como lo permitan los métodos visuales de interpretación usados.

3).—Debe ser de corta duración, ya que la habilidad de distinguir entre sucesivas señales reflejadas determina el poder de resolución del método. Podrán reconocerse espesores más delgados a medida que sea más pequeño el intervalo de tiempo entre las dos señales reflejadas (por ejemplo lentes arenosas y acuñamientos).

El primer tipo de señal que generalmente viene a la mente, es la senoide, probablemente por su extenso uso tanto en la teoría eléctrica como en las matemáticas y su principal ventaja consiste en su tratamiento matemático simple. Sin embargo, una senoide no es de duración corta por ser una función periódica y por lo tanto no satisface la condición No. 3.

Otra función que se nos puede ocurrir, es la de una senoide amortiguada del tipo:

$$A e^{-kt} \sin \omega t$$

pero tal función, sobre un registro que consiste de oscilaciones de una sola frecuencia, difícilmente puede considerarse como característica y por lo tanto no satisface la condición No. 2.

Como lo anterior se ha sugerido que la solución al problema es la explosión como generador de señales. Analizemos que sucede con tal señal.

LA SEÑAL SISMICA

Al efectuarse la explosión de dinamita en el pozo de tiro, la expansión resultante de los gases transmite un impulso al material circunvecino. Esto causa que las partículas de la tierra se muevan y este movimiento es transmitido a un detector plantado sobre el terreno, el cual a su vez lo transforma en un impulso eléctrico que puede ser amplificado y registrado. Esto es el principio del sismógrafo comúnmente empleado.

La explosión también causa variaciones de presión en la tierra lo cual podría también ser medido por instrumentos adecuados y transformarse en señal eléctrica. Este método no trabaja bien en los sólidos, debido principalmente a la dificultad para efectuar un contacto adecuado entre la tierra sólida y los instrumentos. Este método se usa exitosamente en los líquidos y sobre este principio están basados los hidrófonos, los cuales se usan extensamente en trabajos sobre agua.

Se puede admitir que la señal eléctrica inducida ya sea en un detector o un hidrófono, no es una reproducción fiel de la señal "real" generada por la explosión porque se sobre entiende que tiene lugar a una cierta distancia. La forma de la señal "real" es más bien pura especulación, ya que en realidad no conocemos cómo sería ésta sin distorsión. Todo lo que podemos saber es cómo aparece en los sismogramas la señal de explosión y puesto que un sismograma registra lo que el sismómetro realmente "ve", no hay razón para preocuparnos demasiado acerca de una señal sísmica "real".

La figura No. 1 muestra los resultados obtenidos, al explotar una carga de dinamita en un pozo de 39.0 metros de profundidad. Los detectores indicados se colocaron lo más cerca posible al pozo de tiro, para lograr que las trayectorias fueran lo más vertical posible. Para evitar posibles distorsiones, un detector "A" se ha enterrado hasta pasar la capa intemperizada y las conexiones se han hecho directamente al galvanómetro. Como una comprobación a la distorsión debida a las condiciones de planteo de los detectores, se

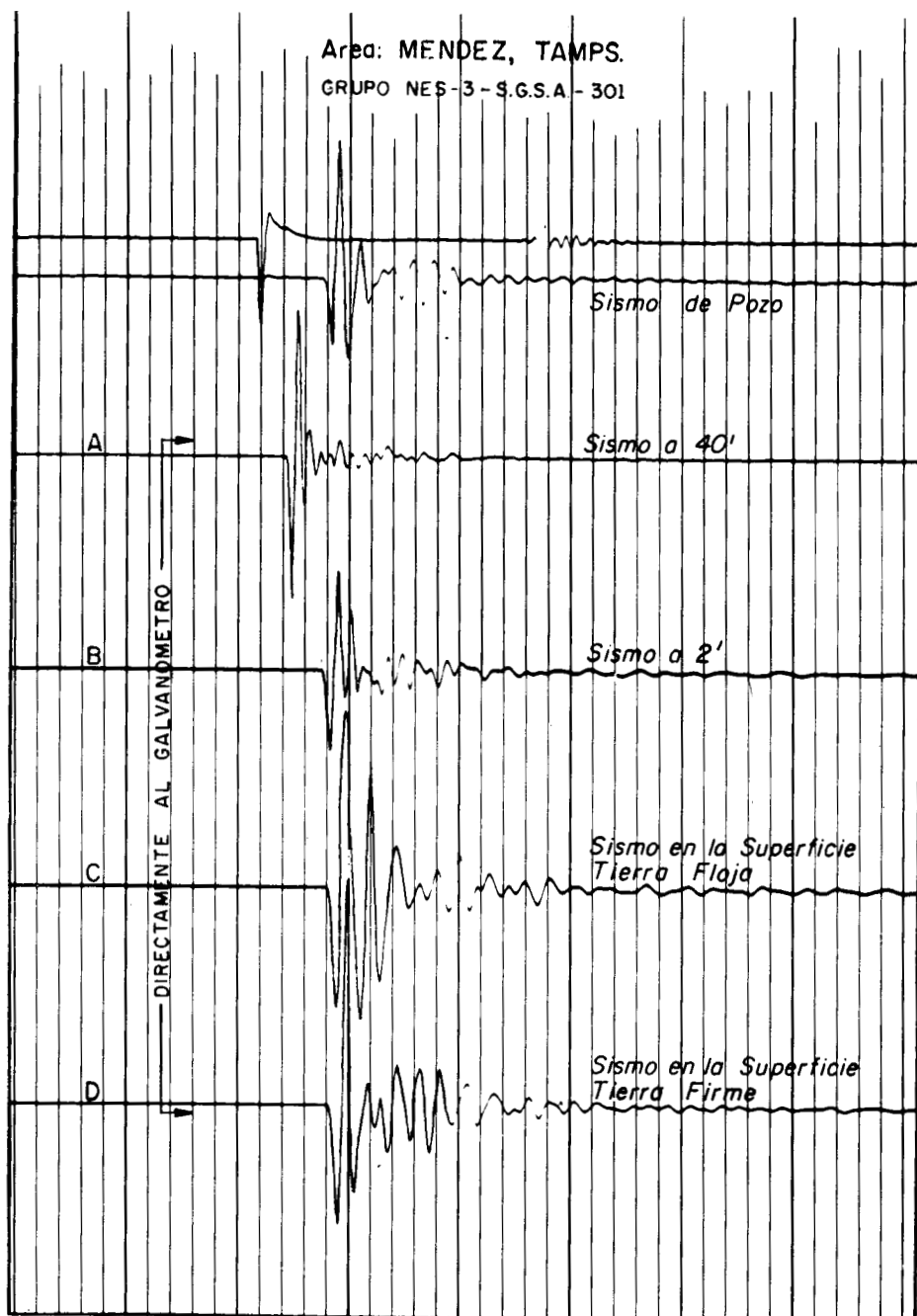


Fig. No. 1

ha registrado simultáneamente con: un detector a 1 metro de profundidad, otro sobre tierra firme y el último sobre tierra floja.

En la figura No. 1-A. se puede notar que la señal principalmente consiste de un valle agudo, seguido de un pico de aproximadamente de igual amplitud mientras los picos siguientes han reducido notablemente su amplitud. Por lo que concierne a una señal sísmica, únicamente debe considerarse a la parte principal del evento que tiene una duración aproximadamente de 15 milisegundos, ya que las perturbancias siguientes son de un tamaño menor y de naturaleza no muy clara y por consiguiente pueden ser despreciadas.

Es útil comparar esta señal con las formas de onda registradas por otros sismómetros A, C y D. Uno enterrado a 0.61 m. registra la señal fielmente. Notamos luego que los desplazamientos relativos de valle-pico-valle son casi idénticos en ambos casos. Solamente el siguiente pico en B es relativamente más largo que en A. La duración de las cuatro partes principales del impulso es solo ligeramente aumentada (cerca de 2 milisegundos) en B en comparación con A.

En las figuras C y D se ve que la señal tiene un tiempo considerablemente mayor y que los desplazamientos relativos de los picos y valles están completamente cambiados. Es probable que la distorsión causada, se deba a las ondas superficiales, ya que los detectores están plantados sobre la superficie, donde según la teoría se forman tal tipo de ondas.

En el detector B, la distorsión es menor por lo que para obtener una mejor reproducción de la señal, los detectores deben ser enterrados.

EL ESPECTRO DE UN IMPULSO O TRANSITORIO

En analogía con la teoría ondulatoria de la luz, se supone generalmente que un transitorio como el producido por una explosión, está compuesto por un número *infinito* de senoides, y por consiguiente, consiste de un número *infinito* de frecuencias de diferente intensidad. Esto puede o no corresponder a la realidad física.

El "infinito" (positivo y negativo) es un concepto curioso de la mente humana; en matemáticas se usa para restaurar continuidad de un fenómeno que ha sido analizado de una manera discontinua. Es factible imaginarse a una distancia o a un tiempo dividido en partes más y más pequeñas hasta

llegar al infinito. Esto no significa que el principio pueda aplicarse exitosamente al mundo físico. Por ejemplo no puede aplicarse a la materia o energía y esta es la razón por qué nuestras teorías cuando se aplican a dichas entidades son de un carácter atómico.

El concepto de un número infinito de frecuencias está basado principalmente sobre un artificio matemático: las series infinitas. Este teorema establece que cualquier función arbitraria puede ser aproximada por una serie infinita de simples términos matemáticos, que pueden ser fácilmente diferenciados. Los términos armónicos tales como el seno y el coseno son ideales, pero también podrían usarse las exponenciales o combinación de ambos.

Un proceso matemático aun más simple y familiar, es la determinación de una área limitada por una curva; para efectuar este cálculo el área se subdivide en pequeños cuadros de área $dx dy$, y si la operación se hace siguiendo las reglas del Cálculo se llegará a un valor correcto del área. Pero ni matemáticamente ni físicamente, se podrá concluir que dicha área o cualquier otra limitada por una curva consista de cuadritos como entidades físicas.

Por esta razón la analogía entre las teorías ondulatorias de la luz y la de una señal sísmica no debe llevarse muy lejos. Por ejemplo en sismología no tenemos el equivalente del prisma en óptica, que permite la separación de las varias frecuencias o colores que componen la luz blanca. Dicha separación es posible debido a que la velocidad de la luz en un medio ambiente depende de su frecuencia, el fenómeno que se conoce con el nombre de dispersión. Los métodos presentes usados en la exploración sísmológica, serían invalidados si ocurriera una notable dispersión de las ondas sísmicas.

No se desea menospreciar el valor de una disciplina matemática en el estudio del fenómeno físico, pero antes de seguir con nuestra discusión, se debe establecer claramente que el concepto de frecuencia interviene raramente en problemas de exploración y su introducción nos conduce frecuentemente al error y la confusión.

Veamos que podemos aprender cuando se usa el concepto de frecuencia.

Como se mencionó anteriormente se supone al transitorio consistiendo de un número infinito de frecuencias y con intensidades variables o en otras palabras, de un espectro continuo, tal que contiene frecuencias como: 20, 21, 22 pero también $20 \frac{1}{2}$, $20 \frac{2}{3}$, $20 \frac{1}{4}$ $20 \frac{1}{78}$, $20 \frac{1}{79}$ $20 \frac{1}{169}$, $20 \frac{1}{170}$... etc. Esto parece ser un poco confuso pero en realidad confieso no saber de cómo tal espectro podría ser medido.

El problema se puede atacar del lado opuesto, es decir, construir la señal de un gran número de senoides. Consideremos al espectro de frecuencias de igual intensidad; la fórmula que expresa la intensidad (1) de una senoide es bien conocida y es:

$$I = C A^2 f^2 \text{ --- (1)}$$

en donde C es una constante, A es la amplitud de la senoide y f su frecuencia.

En nuestro caso, suponiendo que todas las frecuencias son de la misma intensidad se tiene

$$A \cdot f = C_1 \text{ --- (2)}$$

o sea, que el producto de la frecuencia por la amplitud debe ser constante para cada senoide. Este gráficamente se puede representar por las figuras No. 2 y No. 3.

La primera figura muestra que la intensidad es la misma para todas las frecuencias. La segunda figura representa una hypérbola que muestra una amplitud variable para frecuencia variable.

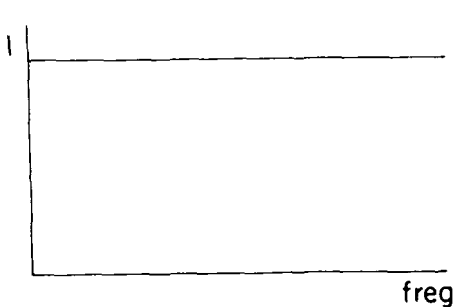


Fig. No. 2

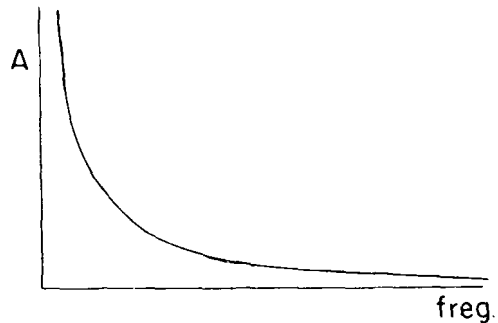


Fig. No. 3

Generalmente se acostumbra usar escalas logarítmicas con objeto de dar mayor legibilidad en el rango bajo de frecuencias. Tales gráficas se pue-

den deducir de las ecuaciones (1) y (2) y se muestran en las figuras No. 4 y No. 5, de la ecuación (2):

$$\log A + \log f = C_2 \text{ --- (3)}$$

o, si queremos trazar A en función de $\log f$, también tenemos

$$\begin{aligned} A &= \frac{C_1}{f} = \frac{C_1}{10^{\log f}} = \\ &= C_1 10^{-\log f} \text{ --- (4)} \end{aligned}$$

Esta forma es exponencial y se presenta en la fig. No. 5.

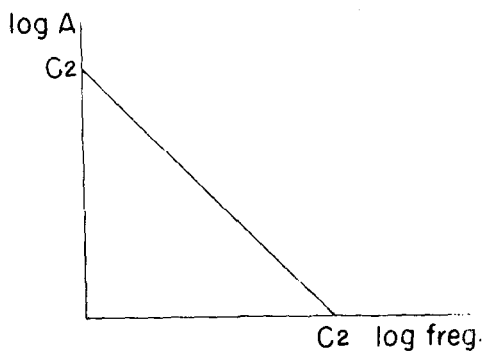


Fig. No. 4

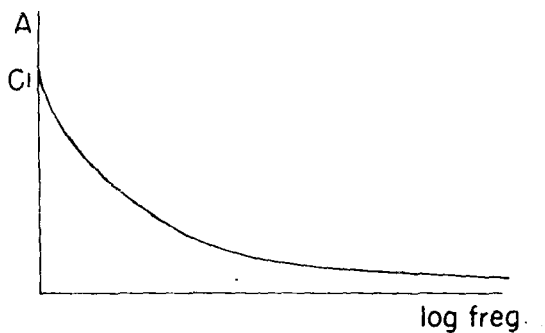


Fig. No. 5

Puesto que prácticamente no es posible construir un número infinito de senoides, se hizo un análisis gráfico de senoides cuyas frecuencias fueron: 20, 25, 30, 35, hasta 120 c.p.s.; dándole una amplitud arbitraria a la primer senoide y a las siguientes un valor tal que satisficiera la ecuación No. 2.

La suma gráfica se muestra en la figura No. 6 y se hizo en tres etapas: de 20 a 50, de 20 a 90 y de 20 a 120 c.p.s. La suma de la primera etapa se muestra a su escala real y a una escala reducida (10 veces en amplitud y 2 veces en tiempo); la tercer etapa se muestra únicamente en escala reducida.

Se notará que el primer pico tiene un desplazamiento muy grande y que éste aumenta con el ancho de la banda de frecuencias empleadas. Abriendo la banda de frecuencias, el punto de mayor desplazamiento se hace más agudo y se desplaza hacia adelante sobre el eje de los tiempos. Creemos que con este ejemplo, los principios involucrados han sido lo bastante ilustrados y si no se empleó un ancho de banda mayor a los 120 c.p.s. fue por considerar que tal proceso sería demasiado elaborado.

En la figura No. 6 se notará que el intervalo de tiempo entre picos sucesivos aumenta con el tiempo, por lo que *no podemos hablar de un período o frecuencia de una señal sísmica*; tampoco podrá asignársele una frecuencia fundamental, simplemente al observar la señal tal como se hace con un tono musical.

Por ejemplo, si se tocan dos instrumentos musicales diferentes a un tono C a la mitad de la escala (256 c.p.s.) y si por algún medio hacemos visibles las oscilaciones, se obtendrán formas similares a las mostradas en las figuras Nos. 7 y 8.

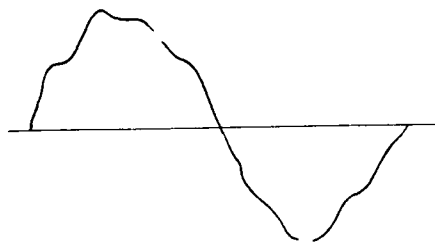


Fig. No. 7

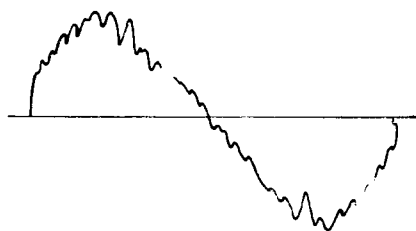


Fig. No. 8

Es decir aunque los sonidos son completamente diferentes, el oído musical reconoce el tono FUNDAMENTAL de 256 c.p.s., así como lo hace tam-

bién la interpretación visual. El oído reconoce también ciertas armónicas de la frecuencia fundamental y debido a que la intensidad de dichas armónicas no es la misma para todos los instrumentos hace posible reconocer al instrumento musical del cual proviene la nota dada. Pero no existe persona alguna que pueda distinguir el tono fundamental de una explosión.

Una vez más repetiremos que una señal sísmica no es periódica, no tiene frecuencia fundamental, no existen armónicas; estos conceptos provienen de la teoría de las funciones periódicas y solamente resulta error y confusión cuando se usan en conexión con la señal sísmica.

Varios autores han reportado sus investigaciones acerca del espectro de una señal sísmica y la mayoría ha usado el teorema de Fourier para la determinación del espectro. El teorema de Fourier fue desarrollado como un método para aproximar una curva arbitraria por medio de una serie de términos matemáticos los cuales pueden dar resultados suficientemente precisos para el problema de que se trate. Frecuentemente unos pocos términos son suficientes para producir una buena semejanza entre la curva "actual" y la matemática (compare figura No. 9); esta aproximación puede ser útil para muchos propósitos prácticos, pero no para un análisis espectral. La aplicación de tal método resultará en una línea espectral de un número limitado de frecuencias, es decir, una fundamental más un número de armónicas.

La suposición de los autores es de que las amplitudes de las armónicas usadas en el cálculo deben tener la misma magnitud de las armónicas más próximas, mientras las amplitudes son cero.

Si se usa otra fundamental resultaría un espectro completamente diferente en distribución de amplitudes.

En el espectro de 20 ciclos, la amplitud máxima ocurre a los 120 ciclos; un máximo secundario a los 40 ciclos y evidentemente más allá de los 240 ciclos la amplitud es cero.

El espectro de 40 ciclos tiene su máxima amplitud a los 160 ciclos, otros secundarios a 360 y 440 ciclos y solamente después de los 520 la amplitud es cero.

Por supuesto que cambiando ya sea la fundamental o el número de términos se obtendrían otros resultados. La misma señal puede contener o no altas frecuencias dependiendo de términos usados en el cálculo.

Es evidente que cualquier ley derivada de este aspecto, será completamente artificial y sin bases físicas adecuadas.

Como se ha visto, el análisis de una señal sísmica no presenta una cosa fácil para el sismólogo. Y como un resumen se puede establecer que la agudeza y la amplitud del primer pico o valle, son las características principales de una señal sísmica y las cuales indican la presencia de altas frecuencias. A este respecto volveremos más tarde al referirnos a “filtros”, pero antes de fijar nuestra atención en los instrumentos, quisiéramos hacer unas cuantas observaciones más. Hasta ahora hemos considerado un tipo de ondas, la onda longitudinal. Bajo condiciones físicas reales los fenómenos son mucho más complicados.

Al romperse las condiciones de equilibrio de la tierra que rodea al centro de la explosión resultan los siguientes tipos de onda cuando menos:

a).—*Ondas longitudinales o de compresión*, en las cuales las partículas del medio vibran en la dirección de la propagación de onda.

b).—*Ondas transversales o de corte*, en las cuales las partículas del medio vibran perpendicularmente a la dirección de propagación de la onda.

c).—*Ondas superficiales*, son de varios tipos en los cuales el movimiento de las partículas es elíptico y las que probablemente viajan sobre la superficie o a lo largo de contactos geológicos.

Los detectores responden en general mejor a lo largo de su eje vertical, por lo que ayudan a disminuir la intensidad de las ondas transversales las cuales ya tienen en general menor intensidad que las ondas longitudinales. Lo anterior también se aplica a las ondas superficiales las cuales pueden reducirse aún más enterrando los detectores.

El hecho de que los tipos de onda mencionados tengan diferentes velocidades de propagación permite eliminar a las más molestas, por medio de separaciones adecuadas entre detectores. El filtrado también puede usarse para este propósito.

Puesto que las ondas longitudinales son las que tienen mayor velocidad, serán las primeras en llegar al detector y son las que se usan para la interpretación, lo cual no significa que los otros tipos de onda no ocurran en el sismograma.

CAPITULO II

INSTRUMENTOS SISMICOS

El instrumento sísmico de reflexión puede subdividirse en los 4 sistemas siguientes:

- 1).—Sistema detector que convierte el movimiento terrestre en señales eléctricas.
- 2).—Sistema amplificador el cual se encarga de amplificar las señales que le envíe el detector.
- 3).—Sistema de filtros que sirve para reducir algunas ondas disturbantes.
- 4).—Sistema registrador el cual usa combinación de cámara y galvanómetro, con o sin registro de cinta magnética.

Dependiendo de la naturaleza de la investigación por efectuarse, así varían tanto la calidad requerida como las características instrumentales del sistema. Por ejemplo, detectores que corten frecuencias bajas de 2 a 38 c.p.s.; galvanómetros que puedan cortar frecuencias arriba de los 100 c.p.s. (para instrumentos de refracción pequeña), o que puedan registrar frecuencias hasta los 500 c. p. s. El equipo sísmico bueno ha sido diseñado para obtener una reproducción con la más alta fidelidad posible, de manera que las señales originales puedan ser registradas con la menor distorsión posible.

Sin embargo, a pesar de todas las precauciones para asegurar la mayor fidelidad posible, el propio instrumento incluye sistemas de filtros eléctricos, los que por su propia naturaleza destruyen el diseño cuidadoso de alta fidelidad. Estos filtros son incluidos para permitir de un modo barato, la eliminación o reducción de ondas indeseables, pero, el filtrado eléctrico no es el único medio para eliminar ondas indeseables de un sismograma. Aunque el filtrado cuando se usa adecuadamente, es un método legítimo, la introducción de más y más combinaciones de filtros en instrumentos sísmicos, ha resultado en extensivo abuso del método de filtrado.

RUIDO

Antes de empezar la discusión referente a filtros, trataremos de aclarar algunos términos que frecuentemente son mal usados por los sismólogos.

Puesto que el sismólogo busca reflexiones sobre el sismograma, las demás ondas que no lo son, son referidos usualmente como ruido. Sin embargo existen varios tipos de ruido que pueden aparecer sobre el sismograma y son:

1).—*Ruidos del amplificador* el cual es causado por los bulbos y otras partes del sistema amplificador. Si el amplificador está en buenas condiciones, este ruido aparece solamente cerca del nivel de máxima amplificación y todo lo que se necesita hacer es reducir la ganancia a un nivel tal que éste no aparezca sobre el sismograma

2).—*Ruido ambiente*, causado por: tráfico en las carreteras cercanas, el viento, oleaje cerca de las costas, etc.

Una de las reglas generales que debe darse para el trabajo sísmico es: la ganancia debe ser reducida hasta que la amplitud del ruido ambiente en el sismograma no exceda de un milímetro. Con frecuencia uno no se atiene a esta regla, lo que puede causar dificultades considerables en la interpretación de los sismogramas. Por consiguiente, sería buena costumbre producir un corto registro del ruido antes de cada tiro con el mismo filtro empleado en registro de tiro de reflexión para que el sismólogo pueda por lo menos formarse una idea de los disturbios que aparecen en el sismograma y decidir dónde termina el registro del tiro y dónde aparece el puro ruido.

Muchos operadores usan filtro para reducir este ruido, pero esto no es aconsejable. El ruido generalmente consiste de ancha banda de frecuencias. Filtrando las altas frecuencias, éste pierde su carácter y resulta difícil distinguirlo del ruido del pozo al final del sismograma.

3).—*Inducción eléctrica*. Generalmente debido a líneas de alta tensión de 50 ó 60 c.p.s. Para eliminarlo puede usarse un filtro especial que corte la banda angosta de los 50 ó 60 c.p.s.; este filtro por supuesto no es el mismo que se usa en reflexión para eliminar los 50 ó 60 c.p.s.

4).—*Ruido de Pozo*. Este ruido puede ser descrito como consistiendo de todas las ondas producidas por la explosión y que no son reflejos. Algunas pueden reconocerse fácilmente tal como: ondas superficiales conocidas como "oleaje" (ground roll), el sonido de la explosión propagado por el aire, algunas ondas reflejo-refractadas, pero la mayor parte no está aún bien comprendida.

Evidentemente este es el único ruido que debería aparecer sobre un sismograma bien tirado, y a este ruido se refiere el sismólogo cuando habla de relación señal-ruido.

REDUCCION DEL RUIDO DE POZO

El ruido de pozo es por supuesto inevitable cuando la intensidad de ondas reflejadas es insuficientemente alta en relación con la intensidad del ruido de pozo, el problema es grave.

Dificultades empiezan cuando las intensidades son casi iguales o cuando la señal de reflexión es más débil. Entonces el objetivo será de reducir el ruido de pozo en relación con la señal de reflexión. Existen varios modos de hacerlo y que a continuación se citan.

1).—Conservando la carga justamente a un mínimo, tal que asegure suficiente penetración a las profundidades requeridas. La sobrecarga es nociva, ya que aumenta la intensidad del ruido en mayor grado que la intensidad de reflexión. Desde la introducción del AGC, la sobrecarga se ha convertido prácticamente en un hábito, lo cual es por supuesto antieconómico.

2).—Gran parte del ruido parece consistir de ondas superficiales lo cual sugiere enterrar los detectores como un medio para reducir al ruido de pozo. Esto incidentalmente también reduce el ruido de viento, lo cual permitirá usar mayor ganancia en el amplificador y por lo tanto una disminución de la carga explosiva.

3).—Puesto que las ondas superficiales tienen una velocidad de propagación relativamente menor que las ondas longitudinales, el punto de tiro puede colocarse a una distancia de los detectores tal que las ondas reflejadas se registren antes de que lleguen las superficiales a los detectores.

4).—Ondas superficiales de baja frecuencia o “oleaje” (ground roll), que son particularmente molestas, pueden ser reducidas por espaciamiento conveniente entre detectores y mezclando su entrada. El “ground roll” se elimina o al menos se reduce grandemente, cuando el espaciamiento entre detectores es la mitad de longitud onda de dicho ruido.

5).—Debido a que la onda reflejada llega a todos los detectores del grupo casi al mismo tiempo, y la ondas extraviadas no, pueden emplearse detectores o pozos múltiples para reforzar la señal reflejada y anular las extraviadas.

6).—El método más ampliamente usado es el probar diversos filtros lo cual generalmente termina en un exceso de filtrado. Algunas veces los reflejos sobreviven a este método.

Se notará que los 5 primeros métodos antes mencionados, tienen poco efecto distorsional sobre las señales reflejadas. El uso de filtros, sin embargo, siempre causa distorsión de señales de reflexión. A continuación se expone con un poco de más detalle al filtro eléctrico.

EL SISTEMA DE FILTRO

Los filtros eléctricos empleados en los instrumentos sísmicos, consisten de combinaciones de inductancias (L), condensador (C) y resistencias (R). En las figuras Nos. 10 y 11 se muestran dos disposiciones típicas.

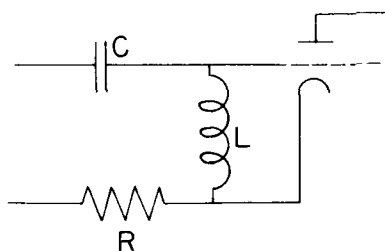


Fig. No. 10

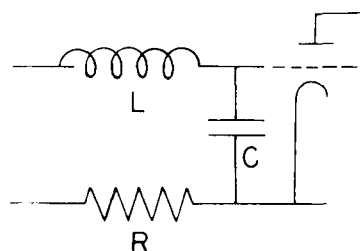


Fig. No. 11

Tales filtros pueden ser comparados a un potenciómetro variable, en el cual su posición varía con la frecuencia. Para frecuencias bajas, el condensador representa una alta reactancia, mientras que la inductancia representa una baja impedancia, de modo que en la figura 12 una pequeña parte de la señal de entrada de baja frecuencia pasa al tubo amplificador.

Para las frecuencias más altas, el condensador representa una reactancia relativamente pequeña, mientras que la inductancia representa una impedancia relativamente grande, de modo que una relativamente gran parte de la señal de entrada de alta frecuencia pasa al amplificador. En la figura 13 la situación es invertida.

Ambos tipos de filtro se combinan en los instrumentos sísmicos y la situación parece ser muy simple y satisfactoria; sin embargo existen complicaciones.

La impedancia total de tales circuitos está dada por la siguiente fórmula:

$$Z = \sqrt{R^2 + \left(2 \pi f \cdot L - \frac{1}{2 \pi f \cdot C} \right)^2}$$

Nótese que la impedancia del circuito varía con la frecuencia, lo cual es por supuesto la misión del filtro.

Para una frecuencia de valor:

$$f = \frac{1}{2 \pi \sqrt{L C}}$$

la impedancia tiene un valor mínimo e igual a la resistencia óhmica R . Si el valor de R es pequeño el sistema se convierte en un filtro fuertemente selectivo. Pero esto también significa que si se aplica un voltaje súbito a la entrada del sistema, cualquier corriente seguirá circulando largo tiempo a través del sistema a frecuencia favorecida o frecuencia de resonancia; es decir, el filtro tiene poco amortiguamiento.

En la figura No. 12 se ilustra lo que sucede cuando se aplica un impulso eléctrico a un filtro. El impulso se produce al abrir y cerrar el interruptor del circuito formado por una batería de 1 ½ volts y un potenciómetro.

En la figura No. 12 a se tiene el impulso conectado directamente al galvanómetro, obteniendo una función escalonada en la que la "ruptura" no es instantánea sino que muestra un retraso de dos milisegundos.

En la figura No. 12 b se ha introducido una parte más del instrumento; el transformador de acoplamiento al galvanómetro. En esta figura se notará que la señal casi permanece igual, pero que el galvanómetro no regresa inmediatamente a su posición de reposo sino que lo hace muy lentamente debido a la histerisis del núcleo del transformador.

En la próxima etapa, o sea la figura No. 12 c, la señal se ha enviado a través del amplificador. Se notará que la ruptura hacia abajo aún se asemeja bastante a la señal original, pero ahora está seguida de una "cola" o barrido largo y lento que se retrasa hasta 125 milisegundos. Como se ve, esta

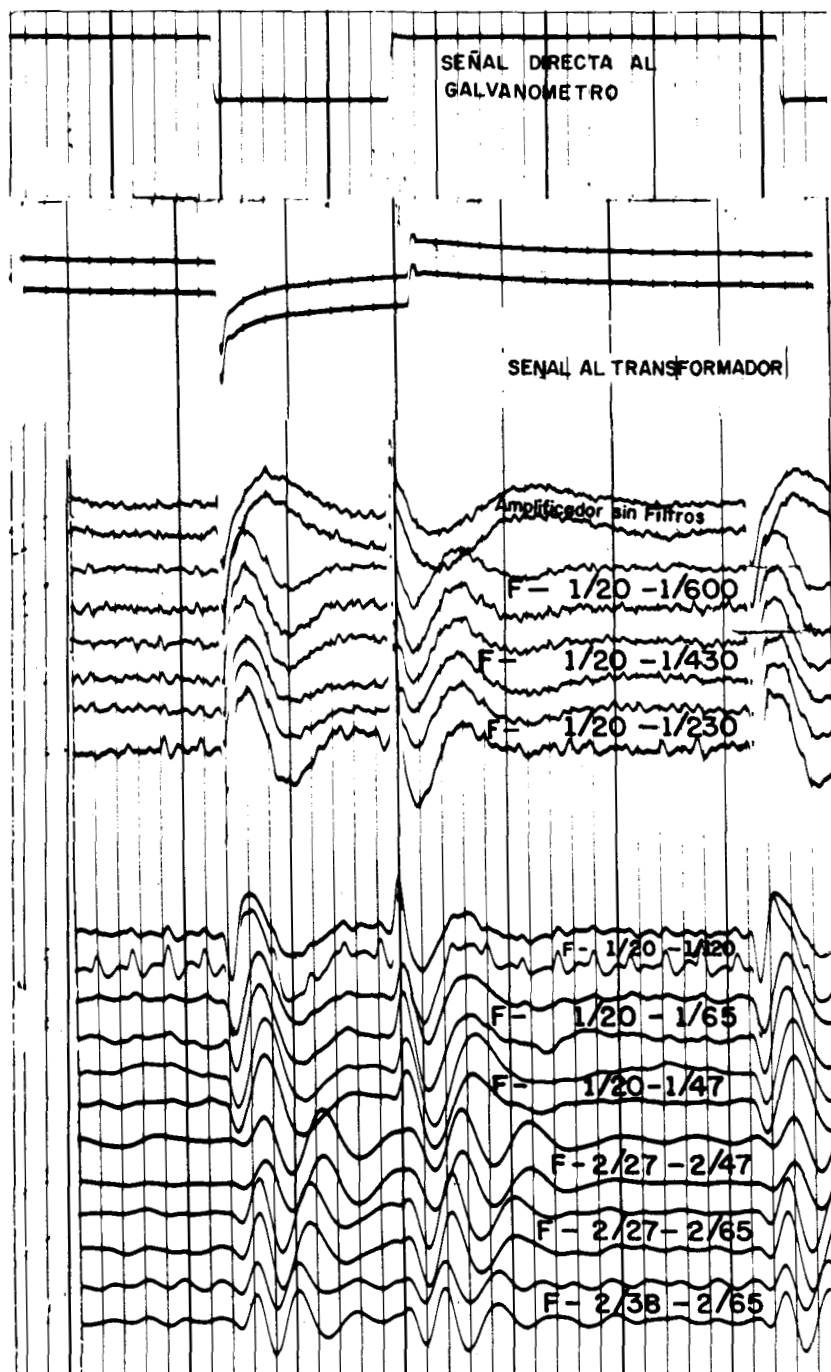


Fig. No. 12

“cola” no es parte de la señal original, sino que ha sido causada por el transformador y otras partes del amplificador.

En la figura No. 12 d se ha aplicado un ligero filtrado eliminando frecuencias abajo de 20 ciclos y arriba y 600 ciclos; en las figuras 12 e y 12 f se muestran otras combinaciones de filtro eliminando frecuencias arriba de 430 y 230 ciclos respectivamente. Se notará que las “colas” son más complicadas y que no existe un cambio notable entre *d* y *e*, pero que en *f* ya existe un ligero cambio en que el valle se ha retrasado $1\frac{1}{2}$ milisegundos. Esto es interesante; el registro fue hecho con un galvanómetro que muestra una rápida disminución en la respuesta a frecuencias mayores de 200 ciclos. Por consiguiente, por cuanto las frecuencias mayores de 200 c/s deberían tener muy poca influencia sobre el registro, sin embargo se observa un claro cambio en la señal, que se manifiesta en una retardación del primer valle, cuando se cortan las altas frecuencias. De esta manera se observa que aun frecuencias débiles mayores de 200 c/s ejercen una influencia definitiva sobre la forma de la señal.

En las figuras 12 g, h, i se ha ido aumentando gradualmente el filtrado, observándose también un aumento en la retardación del primer valle, así como una reducción en la amplitud de la parte de señal. El primer valle es más retardado más y más, y los siguientes picos y valles de la “cola” aun todavía más. Pero por lo menos la señal queda reconocible. En las figuras 12 f, k y l, el filtrado se aumentó aún más todavía, y se notará que la iniciación de la señal y el primer valle, se vuelve prácticamente inconocible. En otras palabras: la señal, la cual tiene una duración de 2 milisegundos, ahora ha desaparecido y en su lugar permanece una “cola” de una duración de cerca de 70 milisegundos. También debe notarse que al mayor filtrado le corresponde mayor “cola”.

En resumen puede establecerse que un sismograma fuertemente filtrado no contiene señal original sino solamente “colas” de filtro.

Esto siempre me ha recordado a mi gato que cuando quería jugar con una lagartija tal como ellos acostumbran, siempre se quedaba con la cola, mientras la lagartija se escapaba. Siempre he pensado a qué conclusión llegó el gato con respecto a la naturaleza de las lagartijas.

Un sismograma es un registro acústico y tiene mucha semejanza con el registro eléctrico de Schlumberger. Imagínese la situación si el ingeniero tendría que agregar a cada pico y valle una cola de 4 a 5 veces más de duración que tales señales.

Ahora que se ha investigado la influencia del filtro con una señal artificial, veamos qué sucede con una explosión real. Figura No. 13. La señal registrada cuando un detector es conectado directamente al galvanómetro es algo débil, pero de las ilustraciones previas sabemos cómo se parece. Abajo se muestran resultados después que esta señal ha pasado a través del amplificador y varios filtros. El registro fue hecho con el instrumento SIE-G-33.

Se aconseja al lector estudiar cuidadosamente la figura No. 13. El criterio para juzgar estas señales es una leal reproducción de la señal original y su duración. Las consideraciones personales estéticas no es un criterio.

De dicha figura No. 13 se puede resumir:

1).—La duración de la señal original en este ejemplo es alrededor de 15 milisegundos. La señal consiste principalmente de dos valles y un pico. Solamente los filtros de la más ancha banda muestran dicha semejanza con la señal original.

2).—A medida que aumenta el filtrado, la agudeza del primer impulso se reduce; la amplitud decrece mientras la “cola” se alarga tanto en magnitud como en tiempo. Aún con el filtrado más ancho la duración de la señal aumenta a 18 milisegundos mientras que con el filtro más angosto es de 60 milisegundos.

3).—La señal obtenida con el filtro $1/20 \cdot 1/600$ y aún con el $1/27 \cdot 1/165$ es más corta en tiempo que las obtenidas con el filtro $1/53 \cdot 1/230$. Es decir, no se necesita eliminar las bajas frecuencias para mejorar el poder de resolución del instrumento; las frecuencias altas y bajas son igualmente importantes.

4).—El filtrado retarda los primeros impulsos de los valles y picos de la señal original. La retardación relativa aumenta con cada pico y valle sucesivos. Por consiguiente, no se podrá determinar una “corrección por filtro” sin saber la “pierna” de que se trata.

5).—La mejor aproximación a la señal de la explosión puede ser obtenida con el sismo de pozo, por lo que se aconseja con ciertas precauciones un estudio regular de esta señal.

6).—El uso del filtro siempre perjudica a la señal sísmica, por lo que el sismólogo debe considerar muy cuidadosamente cuánto daño puede ser aceptado con respecto a las ventajas obtenidas y según el problema por resol-

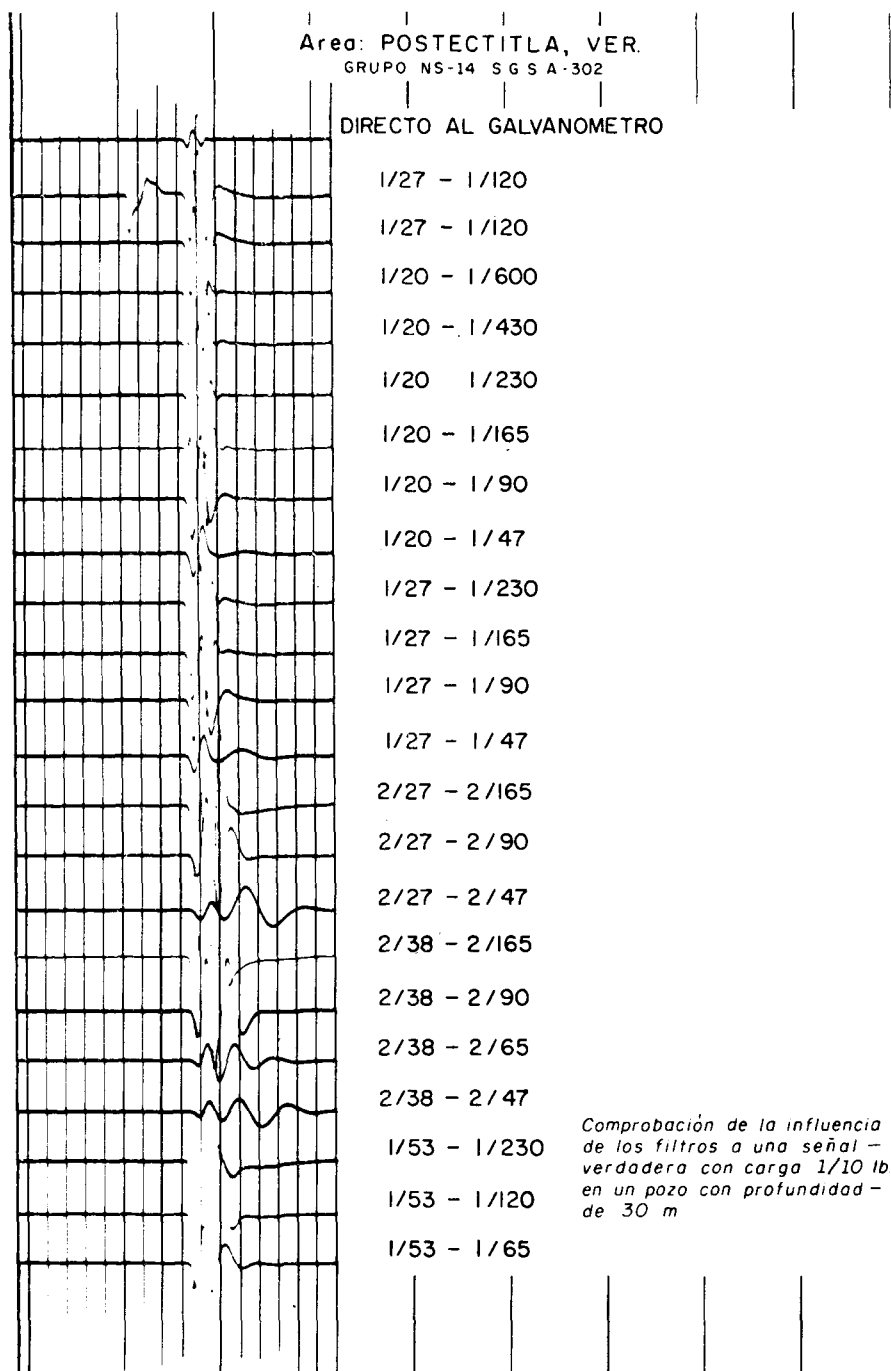


Fig. No. 13

ver. Es evidente que para estar en posición de juzgarlo es necesario tener primero un sismograma con filtro de banda ancha y luego decidir sobre el filtrado conveniente.

El uso incorrecto del filtro puede eliminar completamente aun a fuertes reflexiones correlacionables en zonas grandes. Un ejemplo notable se muestra en las láminas I y II las cuales representan a una misma sección pero con diferente filtro. El primer tiro se hizo con banda ancha $1/27 - 1/230$ y el segundo tiro con banda angosta $2/38 - 2/65$. En este ejemplo, el evento correlacionable representa la cima de la formación Vicksburg.

Algunas veces uno piensa, cuántos eventos correlacionables habrán sido perdidos en áreas tiradas exclusivamente con filtro de banda angosta, además de otros detalles perdidos que pudieran conducir a conclusiones importantes.

Otro ejemplo útil aunque menos extremoso que el anterior, es el mostrado por la lámina III que consiste de 5 sismogramas, pertenecientes a la misma localidad bajo idénticas condiciones, pero empleando diferentes filtros. Se observará que el 4o. sismograma con el filtro $2/38 - 2/65$ presenta una buena apariencia y posiblemente sea preferido por muchos sismólogos.

La secuencia de los eventos A, B y C es característica de toda el área y puede ser reconocida aún en sismogramas de pobre calidad que es debida al grueso e irregular intemperismo o a la topografía accidentada. (Las elevaciones varían rápidamente de 100 a 500 mts.).

Los eventos B y C pueden ser fácilmente reconocidos en los sismogramas No. 3 y No. 5 que tienen banda ancha ($1/20 - 1/65$ y $1/20 - 1/230$) y aun sobre el sismograma No. 2 ($1/20 - 1/65$); pero en el sismograma No. 4 de banda angosta ($2/38 - 2/65$) los eventos B y C se confunden. Si no existiera el sismograma de banda ancha, el intérprete no tendría medios de conocer que se trata de dos eventos claramente separados y característicos.

Se notará también que en los sismogramas de banda ancha, el intérprete no tiene dificultades al seleccionar la "pierna" que debe tomarse, en contraste con el sismograma No. 4 donde una serie de alineamientos puede escogerse. Esta única selección es de gran ventaja, puesto que la "pierna" representa la señal real y no la cola, como lo hemos visto antes. Esto permite reanudar la correlación en la sección en el caso de que la continuidad del reflejo haya sido interrumpida debido a uno o más sismogramas malos, dando la impresión de que se trata de una interferencia de dos eventos contemporáneos próximos pero con diferente echado, lo cual podría conducir a una

conclusión importante; sin embargo el sismograma de banda ancha indica que ese no es el caso.

El evento E puede corresponder al jurásico o la cima de la roca metamórfica. Los alineamientos más profundos parecen muy sospechosos en los sismogramas de banda ancha y posteriormente se comprobó con un perfil de velocidades que en realidad tales alineamientos no eran reflexiones verdaderas.

Esto no podría ser tan evidente en el sismograma No. 4.

Es evidente que si tracemos en la sección tales reflejos “falsos” que aparecen en el sismograma No. 4, nos dará indicaciones erróneas de la probable profundidad del basamento de la cuenca sedimentaria.

CAPITULO III

ANALISIS E INTERPRETACION DEL SISMOGRAMA DE REFLEXION

Cuando un geólogo hace sus observaciones de campo, esencialmente hace dos cosas:

- 1).—Identifica la formación de afloramiento.
- 2).—Determina el echado o el ángulo que la formación hace con la horizontal.

Si cuenta con la suficiente información, ésta lo capacita para: hacer una sección geológica, determinar el espesor de las formaciones y aún decidir en dónde pueden ocurrir fallas, no obstante que no observe la traza actual de la falla.

El sismólogo de exploración hace exactamente lo mismo, pero con la ventaja que no necesita que las formaciones afloren.

Identificación cae en dos categorías en cuanto atañe al sismólogo:

- a).—El puede seguir una o más reflexiones a lo largo de una sección o aun de una área grande.

b).—Luego puede identificar estas reflexiones con formaciones geológicas específicas ya sea a través de un pozo profundo o de afloramientos.

La correlación de un evento sísmico no siempre es fácil, ya que los reflejos generalmente se parecen mucho unos a otros, especialmente en sismogramas fuertemente filtrados.

Sin embargo algunas veces ciertas reflexiones se destacan sobre grandes áreas (lámina I),* mientras que otras veces cierta secuencia puede ser característica (lámina III). Aunque tales eventos no pueden inmediatamente identificarse con formaciones geológicas específicas, sin embargo, su trazado puede revelar fallas y otros detalles.

DETERMINACION DEL ECHADO

¿Mide realmente el sismólogo en el sismograma el echado de las formaciones? La contestación es decididamente NO.

¿Qué es entonces lo que él mide?

El sismograma usual se obtiene a través de un pozo de tiro con los detectores colocados simétricamente y en línea cerca de la superficie (figura No. 14). Cada traza del sismograma corresponde a uno o a un grupo de detectores.

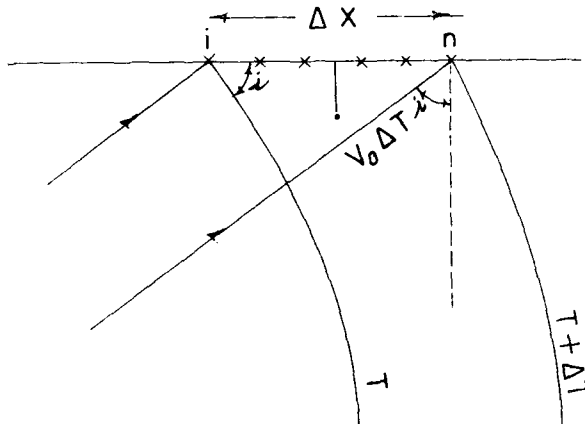


Fig. No. 14

* "Usos y Peligros de los Filtros de Paso de Banda Angosta", por el Ing. F. Nery España, B.A.M.G.E. Vol. II, No. 3 ("Foro Abierto")

Con excepción de la parte inicial, el sismograma de reflexión contiene solamente la energía reflectora en alguna forma.

El sismólogo puede reconocer en el sismograma, las trazas que claramente pertenecen a un mismo frente de onda. El mide el tiempo T transcurrido desde el momento de la explosión hasta que el frente de onda alcance los detectores 1, 2, 3 ..., n . También él puede determinar el tiempo ΔT necesario para que el frente de onda pase del detector No. 1 al detector No. n colocado a una distancia ΔX del detector No. 1.

El cociente $\Delta X / \Delta T$ tiene dimensiones de velocidad y se le llama *velocidad aparente* y su valor puede variar desde V_o para ondas que viajan horizontalmente sobre la superficie, hasta un valor infinito para ondas arribando verticalmente.

Suponiendo plana (en realidad es circular) la parte del frente de onda que llega al tendido de detectores, por geometría simple, de la figura No. 16, se tiene:

$$\text{sen } i = \frac{V_o \Delta T}{\Delta X}$$

o:

$$i = \text{arc sen } \frac{V_o \Delta T}{\Delta X}$$

que es el ángulo que el frente de onda hace con la superficie.

De otra manera también se puede decir: El sismólogo determina el ángulo que el rayo (trayectoria) hace con la vertical.

Si se conoce la variación de la velocidad con la profundidad, podrá aplicarse la ley de Snell o el principio de Huygens, lo cual permite reconstruir la trayectoria que ha seguido el rayo. Puesto que el tiempo total de la trayectoria ha sido medido, y si la velocidad de la propagación se conoce en cada punto de la trayectoria, es posible determinar en qué punto el rayo ha sido reflejado. El echado del horizonte reflector en dirección de la sección se determina sabiendo que el rayo y el reflector deben ser perpendiculares entre sí.

Lo anterior parece bastante simple; pero para que tal cosa sea válida, se han supuesto implícitamente varias hipótesis que a continuación se citan y que en la rutina diaria del trabajo se olvidan frecuentemente:

1).—El espesor de la capa intemperizada no debe ser demasiado irregular.

2).—Las diferencias de elevaciones entre los detectores no deben ser demasiado fuertes.

3).—Las formaciones deben ser isotrópicas.

4).—La velocidad no debe cambiar apreciablemente a lo largo de una sección.

5).—No debe ocurrir refracción “crítica” a lo largo de una trayectoria.

6).—Los echados de las formaciones deben ser pequeños.

7).—El evento sísmico debe reflejarse una sola vez.

A continuación se considera en detalle cada uno de los puntos anteriores:

1).—Intemperismo. La zona intemperizada es una capa superficial de baja velocidad que generalmente es de forma completamente irregular.

Debido a su baja velocidad dicha zona no puede ser incluida en la distribución de velocidades y por lo tanto es necesario hacer una corrección llamada “corrección por intemperismo”. Esta corrección se hace determinando su espesor para cada posición del detector, lo cual generalmente se hace empleando la forma simple del método de refracción, utilizando las primeras entradas del sismograma de reflexión.

Algunas veces el espesor de esta capa intemperizada puede ser gruesa e irregular y tener más de una velocidad; en tales casos la solución llega a ser difícil y laboriosa. Si tal condición se combina con grandes diferencias de elevación, entonces el caso puede ser insoluble.

La suficiencia de las correcciones a los datos observados, se puede frecuentemente comprobar trazando en una sección todas las trazas de un horizonte somero correlacionables en varios sismogramas. Si el trazado del horizonte resulta regular, entonces puede suponerse que las correcciones calculadas

son adecuadas; en el caso contrario, los "echados" aislados determinados de un solo sismograma no pueden considerarse como representativos de echados verdaderos de la formación.

2).—Elevación. Si se propone determinar el ángulo que el frente de onda hace con la horizontal, es natural que deben corregirse las diferencias por elevación. No se presentan problemas mientras la velocidad de corrección vertical pueda determinarse de los pozos de tiro; pero si las diferencias de elevación exceden a las profundidades de los pozos, la velocidad vertical de corrección ya no es medible. En este caso puede haber varios errores.

Si la velocidad de corrección usada en los cálculos es mayor que la velocidad real, el resultado será que un alto topográfico se refleje en el subsuelo como un bajo y un bajo topográfico como alto.

En cambio, si la velocidad de corrección usada en el cálculo es menor que la real un alto topográfico producirá un alto en el subsuelo.

Es evidente que en tales circunstancias, se le debe dar atención especial a las velocidades de corrección vertical, ya que de otro modo, los echados sísmicos no tendrán relación con los echados reales o pueden indicar una situación inversa a la real.

3).—Isotropía. Esto significa que las velocidades de propagación deben ser iguales en todas direcciones, independientemente de la dirección vertical, oblicua u horizontal, en la cual el rayo atraviesa las formaciones. Solamente cuando el medio es isotrópico pueden aplicarse el principio de Huygens y la Ley de Snell y es cuando los frentes de onda son circulares y perpendiculares a las trayectorias.

Actualmente esta condición es satisfactoria raramente y las diferencias son a menudo grandes. La anisotropía de las formaciones geológicas es usualmente la razón del por qué es difícil obtener concordancia entre los resultados de refracción y reflexión.

Solamente cuando los rayos viajan perpendicularmente a través de las formaciones, pueden usarse los frentes de onda o los métodos convencionales de cálculo.

4).—La velocidad no debe cambiar apreciablemente a lo largo de una sección. Prácticamente siempre ocurren ligeras variaciones de velocidad aún

en la cuenca sedimentaria más simple. Si esto ocurre de una manera gradual, entonces es fácil hacer los ajustes necesarios.

Cerca de las zonas de falla o en áreas intensamente legadas, suelen ocurrir cambios bruscos en la velocidad; si éste es el caso, entonces los "echados" calculados no tienen significación alguna.

Si se logra una cierta cantidad de correlación de un evento sísmico y tomando en consideración toda la información geológica superficial y profunda, como también la información sobre la velocidad de formaciones, entonces una interpretación acertada es posible.

Puesto que en un trabajo sísmico ocurren toda clase de ondas y trayectorias de forma extraña, se hace indispensable un análisis cuidadoso de cada evento sísmico, para lo cual son necesarias las secciones de tiempos de sismogramas. Tal tarea no debe estimarse a la ligera ya que requiere una gran experiencia y un buen entendimiento de la geología estructural.

5).—No debe ocurrir refracción crítica a lo largo de la trayectoria.

Esto se refiere a que en una trayectoria dada no debe ocurrir refracción al ángulo crítico ya que una onda reflejo-refractada no sigue una trayectoria circular tal como se representa en las gráficas de frentes de onda, las cuales se construyen basándose en la suposición de una distribución continua de velocidad. Además tal onda puede haber viajado completamente fuera del plano de la sección.

Alguna discontinuidad en el refractor puede causar el retorno de la onda. Tal discontinuidad puede ser de carácter tectónico, por ejemplo una falla; en este caso las ondas pueden tener un valor interpretativo si son *tratadas correctamente*.

Sin embargo, las ondas reflejo-refractadas también pueden resultar de alguna discontinuidad en la superficie, debido a que generalmente viajan a profundidades relativamente someras. Los agentes que producen este tipo de onda reflejo-refractada, pueden ser: lomeríos, carreteras, vías de ferrocarril, casas, arroyos, etc., y en este caso, tales ondas no tienen ningún valor para la interpretación.

En la mayoría de las áreas existen buenas capas refractoras, por ejemplo, la base de la capa de intemperismo es frecuentemente tal refractor. Por esto no es sorprendente que la onda reflejo-refractada ocurra frecuentemente.

Estos eventos usualmente tienen fuerte energía y se destacan notablemente en el sismograma.

Es normalmente difícil reconocer su naturaleza sobre un sólo sismograma, pero en general pueden ser fácilmente notados en secciones reducidas. Estos eventos no muestran curvatura como lo haría una reflexión normal. Cuando se usan cargas grandes de dinamita, se aumenta la probabilidad de ocurrencia de estas ondas.

6).—Los echados deben ser pequeños.

En áreas de fuertes deformaciones tectónicas, la velocidad está apta para variar rápidamente (vea 4) y los rayos pueden no viajar perpendicularmente al plano de estratificación (vea 3); además las trayectorias pueden estar completamente fuera del plano de la sección.

7).—El reflejo debe ser reflejado una sola vez.

Esta condición es más bien obvia, puesto que al trazar el reflejo se supone que la trayectoria hacia abajo y la de retorno son idénticas. Si la reflexión se produce más de una vez, esta identidad no se cumple.

Ejemplos bien conocidos de eventos que se reflejan más de una vez, son los llamados “múltiplos”, de los cuales se muestran unos ejemplos en la figura No. 15.

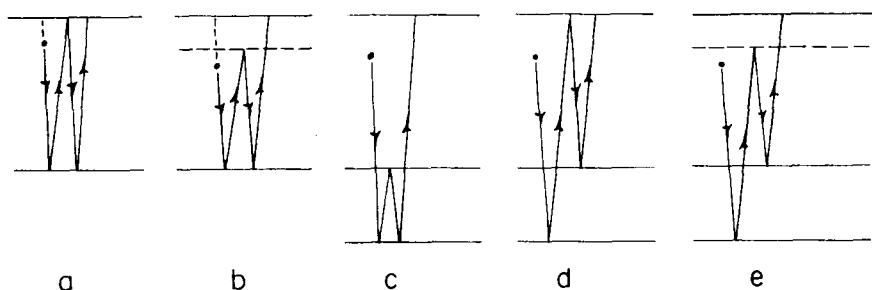


Fig. No. 15

En trabajos marinos, puesto que la columna de agua entre la superficie y el fondo, actúa de una manera similar a un tubo de órgano, los “múltiplos” ocurren en gran abundancia. En trabajos sobre la tierra los “múltiplos” son

generalmente considerados como escasos y sin peligro para la interpretación, posiblemente porque son raramente reconocidos y aún si se sospecha, resulta difícil demostrar su naturaleza.

Comúnmente se piensa que es improbable que los múltiplos sean eventos que se destaquen en el sismograma y que deben ser débiles puesto que solamente llega una pequeña parte de la energía incidente. Pero tal razonamiento es incorrecto.

Una reflexión se destaca por su amplitud, no porque su intensidad sea grande, sino porque tiene la intensidad grande en comparación con el ruido ambiente, o porque tiene una relación señal-ruido favorable. Un reflejo múltiple puede tener su intensidad reducida por un factor, digamos, de 10^{-3} del valor original, pero si el ruido se reduce por un factor de 10^{-4} ó 10^{-5} , entonces el evento múltiple debido a su relación señal-ruido favorable destaca mejor que la reflexión original.

He visto sismogramas, en los cuales una capa de carbón del terciario, a una profundidad de 600 m, se registró cuando menos cinco veces en la forma ilustrada en la figura No. 15 a. Esta repetición puede haber sido mayor, pero los sismogramas fueron cortados después de los 3.5 segundos.

Otro caso sobresaliente de reflejos múltiples (tipo *d* y *e*) se reportó en el área de Zaragoza, al Noreste de México. Dos reflectores, la superficie y la base de intemperismo, fueron involucrados. En esta localización se tiró un perfil de velocidad, el cual dió una buena comprobación de velocidades. Para uno de los supuestos múltiplos, el tiempo de viaje fue correcto y para el otro hubo una diferencia de un milisegundo. Las velocidades medias de las trayectorias múltiples y las obtenidas de la curvatura concordaron con un error de $1\frac{1}{2}\%$, y la diferencia de tiempo de llegada entre los dos eventos correspondió exactamente con el tiempo necesario para el segundo evento de atravesar dos veces la capa superficial de baja velocidad.

Aunque esta coincidencia no constituye una prueba absoluta de que ambos reflejos sean realmente múltiplos, sí aumenta enormemente las probabilidades de que lo sean. Incidentalmente en este caso los eventos múltiples fueron los más sobresalientes en el sismograma.

Tales múltiplos no son inocuos. Cuando un múltiplo cruza más de una vez la capa intemperizada, la corrección por intemperismo debe aplicarse también más de una vez, ya que de otro modo las irregularidades de la capa intemperizada se proyectaran en el subsuelo, creando estructuras no existentes.

Trazando los reflejos punto por punto, los supuestos múltiples algunas veces se pueden reconocer, debido a que su alineamiento todavía mostrará la forma de corrección de intemperismo.

Un tipo común de evento reflejado dos veces puede ocurrir cerca de de las zonas de falla tal como se muestra en la figura No. 16.

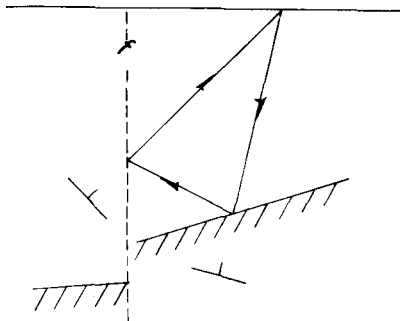


Fig. No. 16

Esta figura muestra cómo dos eventos siguiendo idéntica trayectoria, pero en direcciones opuestas, producen echados anómalos completamente diferentes y donde ninguno de los dos corresponde al echado de las formaciones.

Resumiendo puede establecerse que el análisis de un sismograma no consiste en marcar el mayor número posible de probables alineamientos; los cuales después se pasan a la sección como si fueran realmente reflejos representativos de las formaciones geológicas. Es muy común trazar un "horizonte fantasma" o "horizonte de echados" a cierta profundidad y considerarlos como una representación de las condiciones estructurales del área investigada. Tal procedimiento es muy pobre bajo la mejor de las circunstancias y raramente justifica el alto costo de una exploración sísmológica.

Tales métodos pueden a veces tener éxito en cuencas sedimentarias extremadamente simples, pero estas condiciones es más la excepción de la regla.

Los efectos de tales procedimientos resultan en confundir al geólogo del subsuelo, y si éste muestra poca fe en los mapas sísmológicos, el hecho puede considerarse como un signo inequívoco de que existe un serio error en la interpretación geofísica.

El uso de un "horizonte de echados" es por supuesto completamente inadmisible en la presencia de fallamientos significantes, ya que en tales casos un alto dado por "el fantasma" no necesariamente corresponde con un alto del subsuelo, dando lugar a que automáticamente pasen desapercibidas trampas estratigráficas.

Las fallas generalmente son difíciles de localizar sísmicamente, pero con algún esfuerzo un sismólogo experimentado puede determinarlas con bastante precisión. Para el geólogo director es de suma importancia conocer el tipo y dirección de las fallas aunque no todas pueden ser trazadas.

Con objeto de determinar fallas, inconformidades y otros importantes fenómenos geológicos, el sismólogo debe estudiar más bien los echados anómalos que los normales. Los últimos sirven como una base, mientras que el reconocimientos y explicación de eventos anormales pueden suministrar la clave para lo irregular o anormal, lo cual, después de todo, es el propósito de la exploración.

Pocas reglas podrán darse para una investigación sismológica, todo dependerá del esfuerzo e ingenio del intérprete sísmico y de su entendimiento de las bases simples de la sismología y geología.

DESARROLLO SEGUN "FOURIER"
DE UNA SEÑAL SISMICA

GRAFICA X-F80 (—)
X-F40 (---)

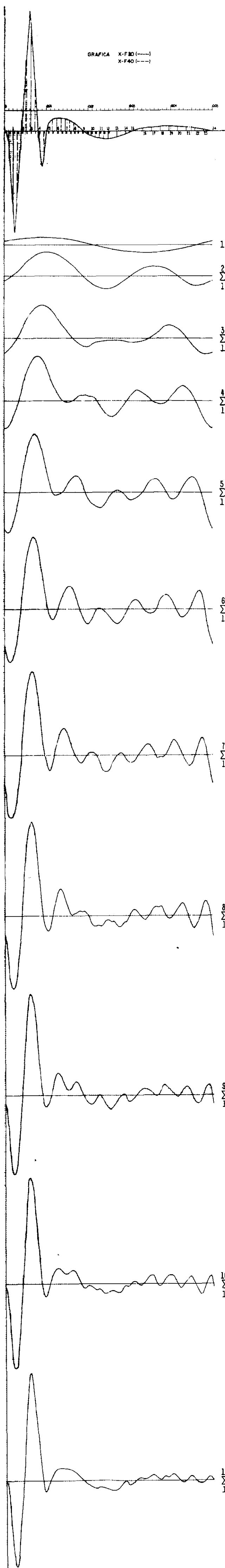
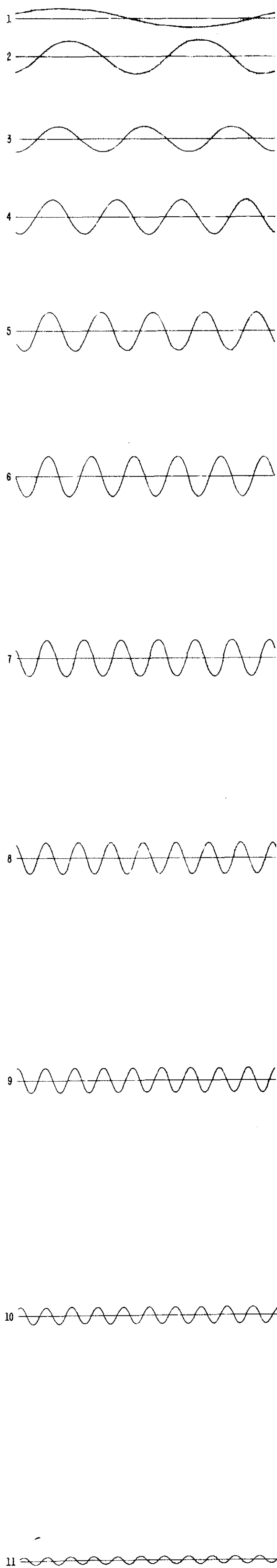
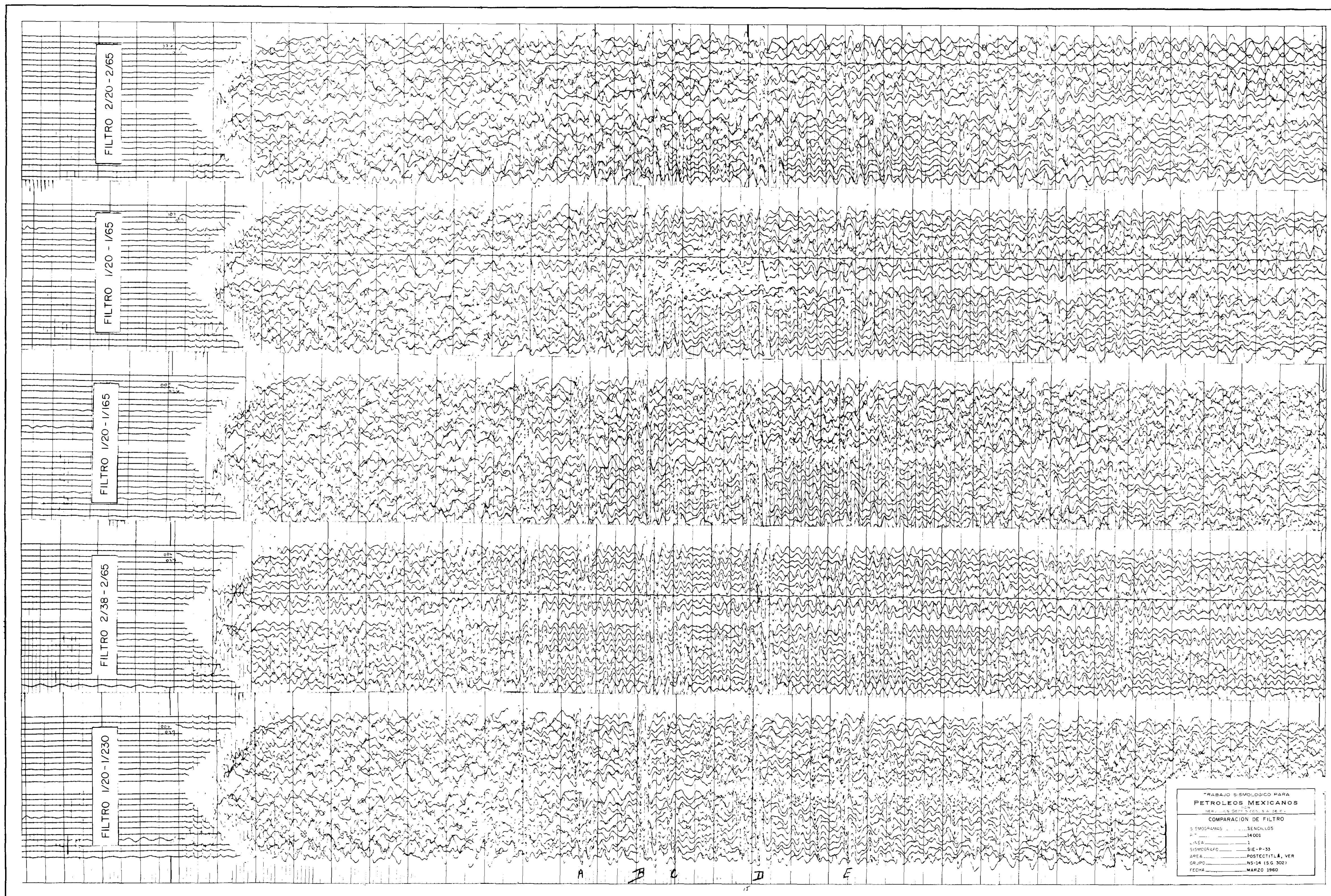


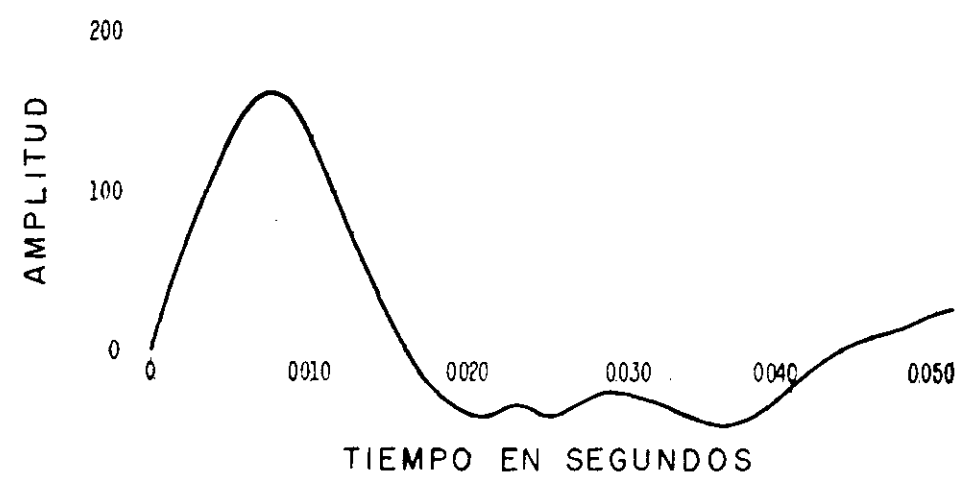
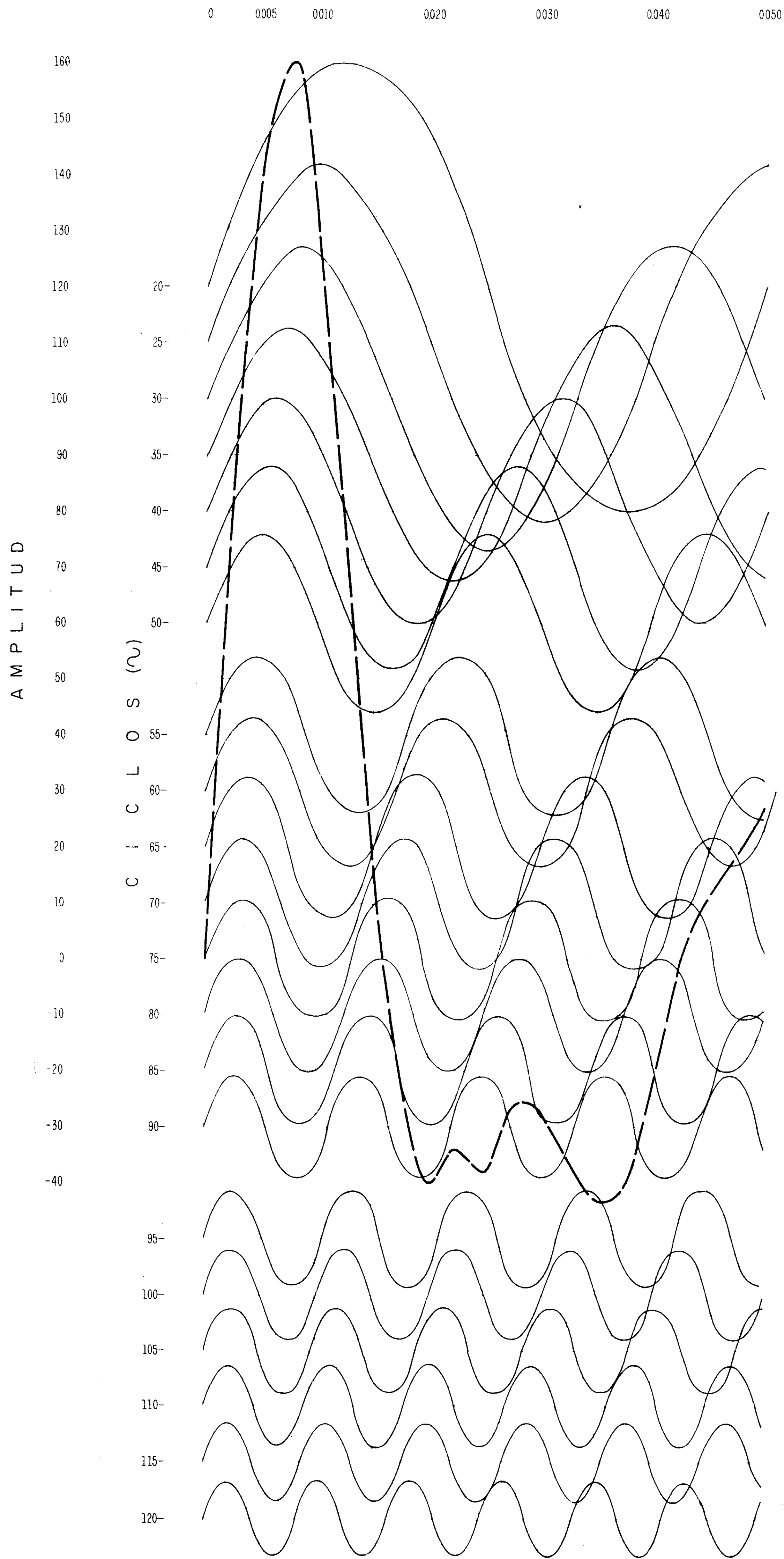
Fig. No 9



TRABAJO SISMOLOGICO PARA
PETROLEOS MEXICANOS
 S.E. - LOS REYES, S.A. DE C.V.
 COMPARACION DE FILTRO
 SISMOGRAMAS SENCILLOS
 P. N. 14001
 LINEA 1
 SIEMOGRAFO SIE-P-33
 AREA POSTECTITLA, VER.
 GRUPO NS-34 (SG 302)
 FECHA MARZO 1960

CONSTRUCCION DE UNA SEÑAL CONSISTIENDO EN UN "ESPECTRO"
DE FRECUENCIAS (20-120 c.p.s.) DE INTENSIDAD CONSTANTE

TIEMPO EN SEGUNDOS



“FORO ABIERTO”

COMENTARIOS SOBRE EL USO DE FILTROS

Por el Ing. V. A. OLHOVICH

En números anteriores del presente “BOLETIN” han aparecido varios artículos sobre el uso de filtros en trabajos sismológicos. En algunos de estos artículos sus autores trataban de probar (con razonamientos y ejemplos) que deben usarse siempre los filtros de banda ancha (la más ancha — mejor), mientras que los autores de otros artículos alegaban, también con razonamientos y ejemplos reales, que mejores resultados se obtienen con los filtros de banda angosta.

Pero ¿qué es lo que se entiende por “mejores resultados”? En términos generales, los mejores sismogramas son aquellos en los cuales aparecen con mayor claridad e intensidad las ondas de reflexión o refracción. Sin embargo, esto no quiere decir que el mejor sismograma es aquel donde los reflejos se vean más abundantes; en primer lugar, porque algunos de los reflejos pueden no ser reflejos auténticos, y en segundo lugar, porque la mayoría de estos reflejos pueden ser reflejos esporádicos que ofusquen los rasgos principales del subsuelo dificultando de esta manera la interpretación.

Con la idea de “mejores resultados” está ligado íntimamente el concepto de qué es lo que se quiere aclarar o qué es lo que se busca. De aquí, que en ciertas condiciones, el filtro de banda ancha puede ser más adecuado, y en otras circunstancias el filtro de banda angosta puede corresponder mejor a las condiciones existentes. Por consiguiente, el factor humano, la experiencia del sismólogo es de importancia decisiva para escoger el filtro necesario

con la idea clara de qué es lo que se pretende encontrar. El empleo inteligente y razonable del filtro ayuda al sismólogo a obtener óptimos resultados en su caso particular, mientras que el empleo de una banda de filtro preconcebida, sin experimentación y sin la idea clara de lo que se busca, puede dañar el poder resolutivo del método sismológico.

El "carácter" de un reflejo se conserva mejor cuando se emplea el filtro de banda ancha; por consiguiente, cuando la correlación se basa en el carácter de los reflejos y es de importancia decisiva, debe usarse la banda ancha. En cambio, si existen disturbios de cualquier clase de alta frecuencia, por ejemplo, producidos por el viento y el movimiento de árboles, es preferible usar la banda angosta para eliminar estas altas frecuencias. Es más difícil, y a veces imposible, distinguir la iniciación de un reflejo en el sismograma de filtro angosto, lo que los partidarios de la banda ancha señalan a su favor.

Sin embargo, si la profundidad exacta de un contacto no es de importancia decisiva, y si en cambio, usando la banda angosta, los reflejos aparecen más claros, puede usarse esta última con mayor ventaja. Lo mismo puede decirse con respecto a la "cola" de los reflejos: es sabido que un filtro excesivo produce una "cola" más o menos larga y, naturalmente, puede oscurecer o dañar completamente el reflejo próximo que sigue; pero si los reflejos son espaciados en intervalos más grandes que las extensiones en "colas", éstas no tienen gran importancia.

Por otro lado, la intensidad de reflexión depende de la relación entre el espesor de la capa reflectora y la longitud de la onda. La longitud de la onda es inversamente proporcional a la frecuencia, de manera que variando el filtro se disminuye o se intensifica la intensidad de los reflejos en relación con el espesor de las capas: con la banda ancha la reflexión de las capas delgadas aumenta, mientras que con la banda angosta la cantidad de reflejos de las capas delgadas disminuye y solamente se obtienen reflejos de las capas más importantes de mayor espesor. En el último caso, el sismograma es menos confuso y la correlación es más segura.

Pero si se quiere obtener reflejos de mayor número de capas para poder trazar los horizontes fantasmas en ausencia de la correlación, es necesario

usar el filtro abierto. Es también de gran importancia que si la superficie de la capa reflectora es irregular, es más probable que se obtengan reflejos de tal capa, con el filtro angosto que con el filtro de banda ancha. Un basamento cristalino, por ejemplo, puede ser observado mejor con la banda angosta.

El mismo fenómeno se observa en la refracción. Si la longitud de la onda es mayor que el espesor de la capa refractora, la energía de refracción es pequeña y la mayor parte de la energía total pasa a través de la capa. Por consiguiente, el empleo del filtro de banda angosta conduce a que solamente las capas principales, de gran espesor sean observadas, lo que facilita la interpretación. En cambio, en trabajos de refracción muy detallados, con el objeto de observar todas las capas refractantes sería necesario emplear la banda ancha.

Por último, hay que tomar en cuenta que la frecuencia observada de las ondas de reflexión y refracción depende de la profundidad del contacto. A medida que se extiende la onda, la frecuencia cambia, por lo que el uso de filtros debe ser diferente dependiendo de la profundidad.

La frecuencia es mayor para profundidades menores y para distancias cortas. El uso incorrecto de filtros puede cancelar los reflejos.

Por lo expuesto, se ve que no se puede dar reglas fijas para el uso de filtros y cada caso debe estudiarse separadamente por un sismólogo con experiencia y con sentido práctico.

UN CRITERIO A SEGUIR AL DETERMINAR LAS VELOCIDADES DE INTERVALO

Por el Ing. F. NERI ESPAÑA *

Cuando se investigan las condiciones del subsuelo, una de las tantas incógnitas que se pretende resolver es la velocidad con que las ondas sísmicas se propagan a través de las diferentes formaciones geológicas, ya que conociendo dicha velocidad puede suponerse (por analogía) la naturaleza de la formación.

El gran poder resolutivo de esas velocidades hace que, frecuentemente, los sismólogos las establezcan entre ciertos límites, designándolas como velocidades de intervalo.

Sin embargo, al calcular las multicitadas velocidades de intervalo se corre el riesgo de exagerar los errores inherentes a cualquier medición, obteniendo así resultados falsos y absurdos. Es por ello que, tratando de normar un criterio, el presente artículo recomienda no sólo aplicar fórmulas teóricas y determinar incógnitas, sino también (en los problemas con datos prácticos) analizar la cuantía del posible error.

Los conceptos anteriores quedan ilustrados mediante el siguiente ejemplo:

Supongamos que se ha observado un perfil de velocidades mediante el clásico método de reflexión.

* Servicios Geofísicos.

Sabemos que la velocidad de intervalo V_i obedece a la relación

$$V_i = \frac{V_{m1} T_{o1} - V_{m2} T_{o2}}{T_{o1} - T_{o2}} \dots\dots\dots (1)$$

en donde

V_{m1} , V_{m2} son las velocidades medias desde el nivel de referencia hasta los límites del intervalo.

T_{o1} , T_{o2} son los tiempos que tarda la onda sísmica en recorrer las trayectorias verticales a los límites ya mencionados.

Pero tanto las velocidades como los tiempos están afectados de cierto error, que puede ser en más o en menos. Es decir cada observación estará formada de un valor teóricamente correcto y de un error inevitable.

Si designamos por V_1 , V_2 , T_1 , T_2 los valores teóricos y por u_1 , u_2 , t_1 , t_2 sus respectivos errores incontrolables, resultará el sistema siguiente:

$$\left. \begin{array}{l} V_{m1} = V_1 \pm u_1 \\ V_{m2} = V_2 \pm u_2 \\ T_{o1} = T_1 \pm t_1 \\ T_{o2} = T_2 \pm t_2 \end{array} \right\} \dots\dots\dots (2)$$

Sustituyendo (2) en (1)

$$\begin{aligned}
 V_i &= \frac{(V_1 \pm u_1) (T_1 \pm t_1) - (V_2 \pm u_2) (T_2 \pm t_2)}{T_1 \pm t_1 - T_2 \mp t_2} = \\
 &= \frac{V_1 T_1 \pm V_1 t_1 \pm u_1 T_1 \pm u_1 t_1 - (V_2 T_2 \pm V_2 t_2 \pm u_2 T_2 \pm u_2 t_2)}{T_1 \pm t_1 - T_2 \mp t_2} = \\
 &= \frac{V_1 T_1 - V_2 T_2 \pm V_1 t_1 \mp V_2 t_2 \pm u_1 T_1 \mp u_2 T_2 \pm u_1 t_1 \mp u_2 t_2}{T_1 - T_2 \pm t_1 \mp t_2}
 \end{aligned}$$

Pero los productos $u_1 t_1$, $u_2 t_2$ son despreciables, por ser de segundo orden. Asimismo, los errores t_1 , t_2 son pequeños en relación a los tiempos teóricos, de manera que también el denominador admite simplificación.

Entonces:

$$u_1 t_1 , u_2 t_2 \ll V T$$

$$T_1 - T_2 \pm t_1 \mp t_2 \simeq T_1 - T_2$$

$$V_i \simeq \frac{V_1 T_1 - V_2 T_2 \pm V_1 t_1 \mp V_2 t_2 \pm u_1 T_1 \mp u_2 T_2}{T_1 - T_2} =$$

$$V_i = \frac{V_1 T_1 - V_2 T_2}{T_1 - T_2} + \frac{\mp V_1 t_1 \mp V_2 t_2 \pm u_1 T_1 \mp u_2 T_2}{T_1 - T_2} \dots\dots\dots (3)$$

El valor V_i , teóricamente correcto, de la velocidad de intervalo, se logra no considerando los errores inevitables, es decir:

$$V_i = \frac{V_1 T_1 - V_2 T_2}{T_1 - T_2} \dots\dots\dots (4)$$

El error E , que afecta a la velocidad de intervalo, será la diferencia que exista entre el valor práctico de la fórmula (3) y su correspondiente valor teórico V_t

$$E = V_i - V_t = \frac{V_1 T_1 - V_2 T_2}{T_1 - T_2} + \frac{\pm V_1 t_1 \mp V_2 t_2 \pm u_1 T_1 \mp u_2 T_2}{T_1 - T_2} - \frac{V_1 T_1 - V_2 T_2}{T_1 - T_2}$$

$$E = \frac{\pm V_1 t_1 \mp V_2 t_2 \pm u_1 T_1 \mp u_2 T_2}{T_1 - T_2} \dots \dots \dots (5)$$

El porcentaje de error, según la propia definición será:

$$e = 100 \frac{E}{V_i} \dots \dots \dots (6)$$

Consideremos ahora 2 casos; el primero, excepcional, con errores de observación nulos y el segundo normal, con errores de 2% para las velocidades medias y de 2 milisegundos para los tiempos.

En el primero caso: $u_1, u_2, t_1, t_2, = 0$
de manera que, según fórmulas (5) y (6):

$$E = \frac{0}{T_1 - T_2} = 0$$

$$e = 100 \frac{0}{V_i} = 0$$

ó sea que no existe error al determinar las velocidades de intervalo.

En el segundo caso (por cierto, cuidadosamente trabajado):

$$u_1 = \frac{2}{100} V_1$$

$$u_2 = \frac{2}{100} V_2$$

$$t_1 = 0.002$$

$$t_2 = 0.002$$

Entonces

$$\begin{aligned}
 E &= \frac{\pm V_1 0.002 \mp V_2 0.002 \pm 0.02 V_1 T_1 \mp 0.02 V_2 T_2}{T_1 - T_2} = \\
 &= \frac{(\pm 0.002 \pm 0.02 T_1) V_1 + (\mp 0.002 \mp 0.02 T_2) V_2}{T_1 - T_2} = \\
 E &= \frac{(\pm 1 \pm 10 T_1) V_1 + (\mp 1 \mp 10 T_2) V_2}{500 (T_1 - T_2)} \dots\dots\dots (7)
 \end{aligned}$$

Dentro del caso normal, el mínimo error ocurrirá cuando los diversos errores tiendan a compensarse (teniendo signos contrarios) y el máximo error ocurrirá al ser del mismo signo los diversos errores (con tendencia a sumarse).

$$E_{min} = \frac{(1 + 10 T_1) V_1 - (1 + 10 T_2) V_2}{500 (T_1 - T_2)} \dots\dots\dots (8)$$

$$E_{m\acute{a}x} = \frac{(1 + 10 T_1) V_1 + (1 + 10 T_2) V_2}{500 (T_1 - T_2)} \dots\dots\dots (9)$$

Para mayor claridad, a continuaci3n se reporta el c3lculo de los errores m3nimo y m3ximo de trabajos pr3cticos efectuados en el Estado de Tamaulipas.

En efecto, al observar 2 perfiles de velocidades se obtuvo la siguiente informaci3n:

Perfil No. 1.

$$V_1 = 2\,733 \text{ m/s.}$$

$$V_2 = 2\,730 \text{ m/s.}$$

$$T_1 = 1.826 \text{ seg.}$$

$$T_2 = 1.729 \text{ seg.}$$

Seg3n f3rmulas (6), (8) y (9):

$$E_{m\acute{i}n} = \frac{(1 + 18.26) 2733 - (1 + 17.29) 2730}{500 (1.826 - 1.729)} =$$

$$= \frac{2705.88}{48.5} = 55.7 \text{ m/s.}$$

$$e_{m\acute{i}n} = 100 \frac{55.7}{2782} = 2\%$$

$$E_{m\acute{a}x} = \frac{(1 + 18.26) 2733 + (1 + 17.29) 2730}{500 (1.826 - 1.729)} =$$

$$= \frac{102569.28}{48.5} = 2\,114.8 \text{ m/s.}$$

$$e_{m\acute{a}x} = 100 \frac{2114.8}{2782} = 76\%$$

Perfil No. 2.

$$V_1 = 2\,605 \text{ m/s.}$$

$$V_2 = 2\,569 \text{ m/s.}$$

$$T_1 = 2.094 \text{ seg.}$$

$$T_2 = 1.992 \text{ seg.}$$

Aplicando las mismas fórmulas (6), (8) y (9):

$$E_{m\acute{i}n} = \frac{(1 + 20.94) 2605 - (1 + 19.92) 2569}{500 (2.094 - 1.992)} =$$

$$= \frac{3410.22}{51} = 66.8 \text{ m/s.}$$

$$e_{m\acute{i}n} = 100 \frac{66.8}{2610} = 2.6\%$$

$$E_{m\acute{a}x} = \frac{(1 + 20.94) 2605 + (1 + 19.92) 2569}{500 (2.094 - 1.992)} =$$

$$= \frac{100897.18}{51} = 1\,978.3 \text{ m/s.}$$

$$e_{m\acute{a}x} = 100 \frac{1978.3}{2610} = 75.8\%$$

Es decir, al determinar las velocidades de intervalo pueden cometerse errores gravísimos, fuera de todo control. En los 2 ejemplos antes reportados, el intervalo analizado es de 100 milisegundos y existe la posibilidad de que los resultados estén equivocados hasta en un 75%.

En otras palabras, el pequeño error de 2%, que sufren las velocidades medias, es capaz de amplificarse cerca de 40 veces al calcular las velocidades de intervalo y sólo en el mejor de los casos es del mismo orden.

Desde luego, en ocasiones los errores serán tolerables pero a veces serán tan grandes que la información resultará peligrosamente falsa y no se tiene ningún método para controlar dichos errores.

Esta situación explica muchos de los cambios bruscos que muestran las determinaciones de velocidades de intervalo y hace comprender la extrema sensibilidad con que responden los cálculos a cualquier pequeña variación.

Sintetizando: el análisis de los posibles errores que se cometen al determinar, mediante perfiles, las velocidades de intervalo nos indica que los valores de esas velocidades no deben tomarse en cuenta, sirviendo únicamente como referencias, para afinar el cálculo de las velocidades medias.

NUEVOS SOCIOS

Ing. Rubén Arreguín Vargas.

Calle Berlioz No. 105-A.

México, D. F.

Ing. Henry Happel.

2505 South Blvd.

Houston 6, Texas.

U. S. A.

Ing. Hal J. Jones.

350 Tynebrook Lane.

Houston, Texas.

U. S. A.

Ing. Jorge Reyes Núñez.

José Dolores Pérez No. 8.

Zacatlán, Pue.

INDICE GENERAL

VOLUMEN III 1962

Los Principios, Diseño y Operación de un Magnetómetro de Libre Precesión del Protón.

Por *W. E. Bell* y *J. M. Drake* (traducido del inglés por el Ing. *Enrique del Valle T.*).

Pág. 3

Principios que se utilizan en el Magnetómetro de Precesión Libre Nuclear.

Por el Ing. *Enrique del Valle T.*

Pág. 25

La Difracción como Medio de Interpretación Sismológica.

Por el Ing. *Armando Eguía H.* y el Ing. *J. L. A. Orozco.*

Pág. 45

Desventajas en el Empleo de Filtros de Paso de Banda Ancha.

Por el Ing. *Antonio C. Limón.*

Pág. 61

Notas sobre el Empleo de Sismo-Detectores Múltiples.

Por el Ing. *Antonio García Rojas.*

Pág. 85

Aplicación de Sismos Múltiples en Areas Dificiles de la Zona Noreste.

Por el Ing. *José Coffin Otero.*

Pág. 115

El Método de los Mínimos Cuadrados.

Por el Ing. *F. Neri España.*

Pág. 129

Trampas Estratigráficas y sus Manifestaciones desde el punto de vista Sismológico.

Por el Ing. *Alfonso Muriedas Pavón* y el
Ing. *David Juárez Temoltzin.*

Pág. 143

Importancia de los Horizontes en Echado Discordante Detectados Sismológicamente dentro del Terciario en el Noreste de México.

Por el Ing. *Miguel Salmón Herrera.*

Pág. 161

Distancia Real Observada sobre el Horizonte Reflejante en las Secciones Migradas.

Por el Ing. *Martín A. Cordero Baca.*

Pág. 189

La Geofísica y el Descubrimiento de Nuevos Campos Petroleros en la Zona Sur.

Por el Ing. *A. Cornejo Toledo.*

Pág. 201

Fundamentos de la Exploración Sísmica por el Método de Reflexión.

Por el Ing. *F. van Goor.*

Pág. 215

Comentarios sobre el uso de Filtros.

Por el Ing. *V. A. Olhovich.*

Pág. 247

Un Criterio a Seguir, al Determinar las Velocidades de Intervalo.

Por el Ing. *F. Neri España.*

Pág. 251

Estimado Socio:

Agradeceremos a Ud. su cooperación enviándonos Artículos para nuestro Boletín, o bien Comentarios o Sugerencias que nos permitan seguir adelante con nuestra publicación.

SCHLUMBERGER SURENCO - S. A.

AGENCIA EN MEXICO

Av. Morelos 98, Desp. 201

MEXICO 1, D. F.

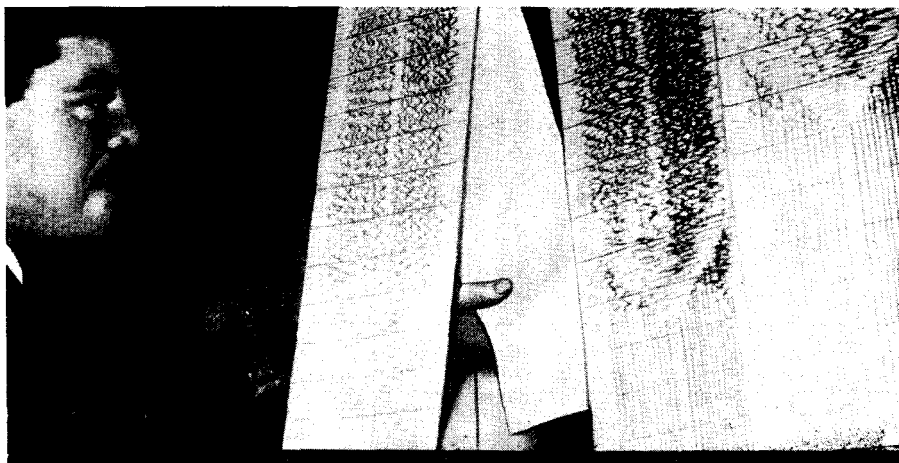
Tels.: 46-85-25 y 46-13-85

La exploración sísmológica se acelera con . . .

Seismo-Writ

Du Pont

**Papel foto-registrador
de mayor rapidez y mejor contraste**



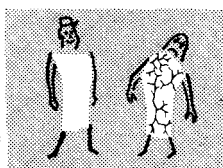
Ahora, las brigadas de exploración emplean menos tiempo en cada registro . . . exploran áreas mayores y obtienen registros más claros y precisos, gracias a los adelantos que ofrece el papel foto-registrador Seismo-Writ, de Du Pont:



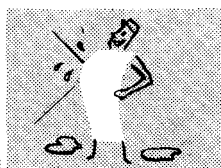
**MAYOR RAPIDEZ DE
EXPOSICION Y REVELADO.**



**RESISTENCIA AL CALOR
Y LA HUMEDAD.**



**INDEFORMABLE.
NO SE ABRIETA.**



**NO TIENE
MANCHAS.**

Además, el papel foto-registrador Seismo-Writ de Du Pont, viene en prácticos cilindros protegidos por una bolsa impermeable, de polietileno, que asegura el buen estado del papel aún en adversas condiciones de calor o humedad.

Para mayores informes dirijase a:

Du Pont, S. A., de C. V.

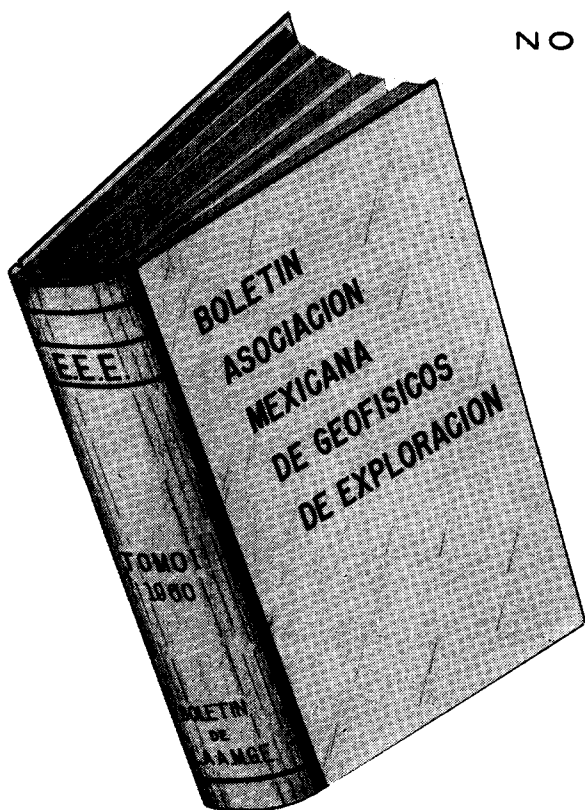
Av. Juárez 117

México 1, D. F.



**Cosas mejores para vivir mejor
. . . gracias a la Química**

DGPH-1



SOCIOS

\$100.00

NO SOCIOS

\$150.00

ADQUIERA UD. SU VOLUMEN CON
LOS 4 BOLETINES DEL AÑO 1960,
EMPASTADO EN KERATOL, CON SUS
INICIALES GRABADAS EN ORO

PEDIDOS A LA
ASOC. MEX. DE GEOF. DE EXPL.

GEOEXPLORACIONES, S. A.

SERVICIOS:

GEOFISICOS

GEOLOGICOS

RADIACTIVOS

TOPOGRAFICOS

FOTOGEOLOGICOS

AVE. JUAREZ 117 - 502 TEL. 46 - 11 - 81

APDO. 20902

MEXICO 1. D. F.

EXPLORACIONES, S. A.

AVE. JUAREZ 100

DESP. 315

TEL. 10 - 15 - 64

MEXICO 1, D. F.

PERFORACIONES, S. A.

Av. Juárez 119 Desp. 53 Tel. 21-36-42

México I. D.F.

"ROTENCO"

ROTARY ENGINEERING DE MEXICO, S. A.

AL SERVICIO DE PETROLEOS MEXICANOS

Av. Juárez 119 Desp. 31-32

Tels. 46-44-19
21-58-36

México I. D.F.

...SISMOLOGIA... GRAVIMETRIA... GEOQUIMICA... MAGNETOMETRIA...

...SUE*

...PROCESADO DE DATOS

MAE**

AREAS:—Grandes o pequeñas, marinas o terrestres.

PROBLEMAS:—Técnicos u operacionales.

INFORMACION:—Superficial o profunda.

FORMA:—Utilizando los métodos y equipos más modernos
compatibles con áreas y presupuestos.

GEOPHYSICAL

SERVICE

INCORPORATED

Exchange Bank Bldg.,
100 Exchange Park North,
DALLAS 35, TEXAS.
Tel. FLeetwood 7-4311

Avenida Juárez No. 119,
Despacho 42,
Tels. 46-37-20 - 21-74-67
MEXICO 1, D. F.

* Seismic Underwater Exploder

** Multiple Analyzer Eliminator.

CURSO DE SISMOLOGIA APLICADA

Por el Ing. V. A. OLHOVICH



En las principales librerías
o directamente en la

ASOCIACION MEXICANA DE GEOFISICOS DE EXPLORACION

Av. Juárez 97. Desp. 302.

México 1, D. F.