



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.

COMPAÑIA MEXICANA AEROFOTO, S. A.



ESPECIALIDADES

Cartografía
Catastro urbano y rural.
Cálculo electrónico.
Diseño fotogramétrico electrónico de obras de Ingeniería.
Estudios preliminares
Fotointerpretación.
Fotografía aérea: panchromática, infrarroja y a color.
Fotografía comercial aérea
Fotomurales
Levantamientos fotogramétricos
Localización de obras.
Mosaicos fotográficos
Programación electrónica.
Topografía

132 empleados especializados.

EQUIPO

1 Avion Queen Air A-80 Mat. XB-XAK	4 Cámaras de Reproducción
1 Avion Riley Rocket. Mat. XB-SAR	3 Unidades de Telurómetro MRA-3
1 Avion Beech Craft Mat. XB-VIG	4 Teodolitos Wild T-2
2 Aviones Piper Aztec Mat. XB-MOI y NOO	2 Niveles automáticos Wild NAK-2
1 Avion Cessna 185 Mat. XB-TIS	4 Camionetas doble tracción
Unidad Central de Proceso IBM. 1131	2 Autógrafo Wild A-7 con Registradora de coordenadas
Lectora-perforadora de tarjetas IBM. 1442	1 Estéreo cartógrafo Wild A-8
Unidad Impresora IBM. 1132	1 Autógrafo Wild A-9
1 Cámara Fotogramétrica Zeiss MRK A	4 Aviogramas Wild B-8
1 Cámara Fotogramétrica Wild RC-9	1 Balplex 760, de 7 proyectores
1 Cámara Fotogramétrica Wild RC-8	2 Kelsh K-5, de 4 proyectores c.u.
1 Cámara Fotogramétrica Wild RC-5	3 Kelsh K-1, de 2 proyectores c.u.
3 Cámaras Fairchild	2 Multiplex de 8 proyectores c.u.
4 Cámaras para fotografía oblicua	
6 Cámaras Rectificadoras	

DIRECCION

Av. Obregón Mundial Num. 338 esq. con Pestalozzi.
Teléfonos 41-38-38 con tres líneas directas y 19-87-45
Cable AEROFOTO MEXICO 12, D. F.
Servicios Aéreos Ave. Santos Dumont Num. 212.

Schlumberger

SCHLUMBERGER SURENCO, S. A.

AGENCIA EN MEXICO

Av. Morelos 98, Desp. 306

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

MEXICO 6, D. F.

GEOFISICOS CONSULTORES PARA
PETROLEOS MEXICANOS



*Seismograph Service Corporation
of Mexico*

AVE. JUAREZ 95 - 207 • MEXICO I, D.F.
TELEFONOS : 18-27-25 • 18-56-33

SUBSIDIARIA DE
SEISMOGRAPH SERVICE CORPORATION
6200 East 41st St. • Box 1590 • Tulsa, Oklahoma, U.S.A.

ESPECIALIZADOS EN :

**SERVICIO DE
GEOFISICA**

- Levantamientos :
- Sismológicos
 - Gravimétricos
 - Magnetométricos
 - Procesado de Datos Magnéticos
 - LORAC - Levantamiento Electrónico

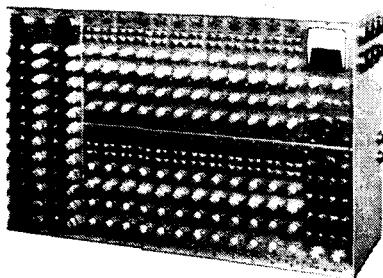
**SERVICIO DE
REGISTRO DE POZOS**

- Registros para Evaluación de Formaciones
- Registros de Pozos de Producción
- Servicio de Terminación Permanente
- Registro Continuo de Velocidad

INSTRUMENTAL

GEOFISICO

DA MEJOR
RENDIMIENTO,
MAYOR DURACION
Y A UN COSTO MENOR



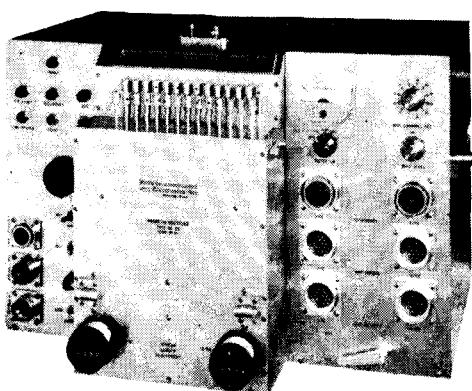
FORTUNE T-1. SISTEMA DE AMPLIFICADORES SISMICOS TRANSISTORIZADOS PARA TRABAJOS DE REFLEXION Y REFRACTION.

BAJO COSTO — El modelo T-1 es el amplificador transistorizado más barato en el mercado.

POCO PESO Y TAMAÑO REDUCIDO — El equipo T-1 de 24 canales, completo, pesa únicamente 73 libras (33.1 Kgs.) y está contenido en una sola caja, cuyas dimensiones son: 25 3/8" de largo, 15 3/4" de alto y 8" de fondo.

ALTA SENSIBILIDAD — Como el ruido propio del equipo es muy bajo, es posible operarlo con altas ganancias. La relación de señal a ruido, en los amplificadores, es de 20 db a 0.5 microvolts de entrada.

POTENCIA REQUERIDA — 2 amperes, a 12 voltas de corriente directa.



FORTUNE DC-2B. SISTEMA DIRECTO DE GRABACION Y REPRODUCCION COMPLETAMENTE TRANSISTORIZADO

El equipo DC-2B es capaz de aplicar, simultáneamente, correcciones estáticas y dinámicas a 24 trazos, empleando cintas normales de 6 1/2 ó 7" de ancho. Las correcciones dinámicas se aplican mediante una leva acoplada a la flecha del tambor y puede ser referida a él. También es posible obtener levas previamente calibradas y ajustadas a determinada función analítica.

SE AJUSTA A CUALQUIER SISTEMA DE TIRO — importa el sistema de tiro empleado, ya que mediante una barra universal de tendidos y gráscas a didores ajustables (calibrados en por ciento), es posible aplicar a cada traza la corrección dinámica cuadrada.

ESPECIFICACIONES DEL MODELO DC-2B.

Transportador de la cinta. Mediante tambor, cuyo Número de canales. 24 sismicos, 2 ó 4 auxiliares. Tamaño de la cinta. 6 1/2 ó 7" de ancho por 24

de la Distancia entre pistas. 1/4" (de centro a cer. Velocidad de la cinta. 3.59"/seg.)

Tiempo útil de grabación. 6 seg. (el tambor da vuelta completa en 6.6 s) Corrección dinámica máxima. 150 milímetros.

Característica del motor. De histéresis de 400 c. Acoplado al tambor.

Corrección máxima. 700 miliseg/seg.)

Rango de corrección estática. ± 50 milímetros.

Polarización (bias). 8 miliamperes a 11 Kiloc.

Respuesta. De 5 a 200 milímetros.

Relación de señal a ruido. 50 db RMS a 1000 cps.

Distorsión armónica total (a 100% el nivel de g. ción).

Alimentación cruzada (cross feed). — 36 a 1000 cps.

Grado de exactitud del sistema de tiempo. ± 1 milímetro.

Necesidades de entrada (a 100% el nivel de g. ción). 50 milivoltios a través de 40 ohmios.

Salida (a 100% el nivel de grabación). 100 microvolts.

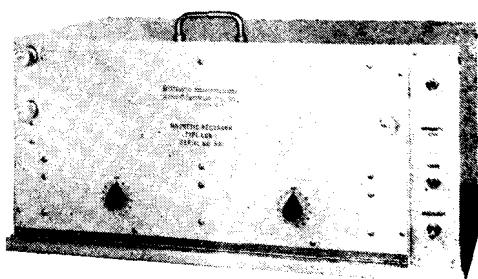
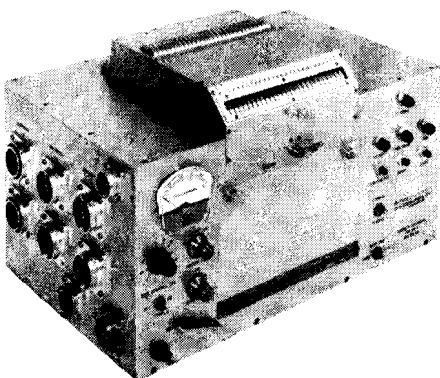
Conexión. 50 ohmios.

Potencia requerida. 0.5 amper en vacío y 14 amperios.

Tamaño del transportador de la cinta. 15 X 18 X 90 libras (40.823 kg.).

* Al ordenar un equipo, las necesidades de entrega pueden ser cambiadas al gusto del cliente. Esto se hace sin cambiar las demás especificaciones.

...DE "FORTUNE ELECTRONICS"



FORTUNE SR-5. SISTEMA DE GRABACION DIRECTA EN UNA UNIDAD "BUFFERLESS" (DE MENOR AMORTIGUAMIENTO).

TOTALMENTE TRANSISTORIZADO — La grabadora SR - 5 ofrece los últimos adelantos en sencillez de manejo, presentando características iguales a las de sistemas más costosos y complicados.

PRECISION Y SENCILLEZ — Durante el proceso de grabación, las cabezas magnéticas están giradas desde la salida de los amplificadores unicos. Para las reproducciones, las cabezas están conectadas directamente a la entrada de los amplificadores. La reproducción queda compensada mediante una red pasiva. La ventaja de todo este tipo de operación es que se obtienen resultados con un mínimo de complicaciones y conexiones.

UN SISTEMA COMPLETO — El modelo SR - 5 está equipado con sistemas Fortune de polarización y manejo, los cuales han sido probados cientos de veces en diferentes partes del Mundo. La unidad contiene los amplificadores necesarios para abar instantes de explosión, tiempo vertical y estela de tiempo. Tiene conexiones exteriores para varios circuitos, tales como la acción de la susmisión a partir del instante de tiro, el arranque de la cámara, etc., todo ello a base de levas. Para acoplar el SR - 5 a un equipo convencional, lo único que se requiere es un juego de cables incomunicadores.

ESPECIFICACIONES DEL MODELO SR-5.

Transporte de la cinta. Mediante tambor, cuyo diámetro es de 7.5". Ancho de canales. 24 sísmicos y 2 ó 4 auxiliares. Ancho de la cinta. 6 1/2 ó 7" de ancho por 24 1/2" de largo. Velocidad de la cinta. 3.59"/segundo. Tiempo útil de grabación. 6 seg. (el tambor da una vuelta completa en 6.6 seg.) Características del motor. De histéresis de 400 ciclos. Acoplado al tambor. Polarización (bias). 8 miliamperes a 6 kilociclos. Impedancia de la bobina. De 5 a 200 cps. Tensiones estáticas (opcional) ± 100 miliseg. Acción de señal a ruido. 50 db RMS. Distorsión armónica total. (A 100% el nivel de grabación). 2.5% Polarización cruzada. (Cross feed). Con entrada de 100%. -36 db a 10 cps. de grabación. 50 milivoltios a través de 40 ohms. Tensión requerida. 0.5 amper en vacío y 6.5 amperes con carga. Dimensiones del transportador de la cinta. 11 X 18 1/2 X 11 1/4". Peso. 53 libras (24.040 kgs.).

FORTUNE — LDR.

MICROPISTA - 1 (UNIDAD DE DOS TAMBORES)

PARA USARSE EN OFICINAS O EN EL CAMPO La serie LDR se obtiene en uno, dos o tres tambores. También existe el tipo de un solo tambor ancho, con 54 cabezas de micropista, capaz de manejar, simultáneamente, una cinta ancha o dos cintas angostas.

Cada cabeza de micropista graba sobre un ancho de 0.006", teniendo para su control lateral hasta 20 posiciones, en forma manual o automática.

Actualmente los modelos LDR llevan 15, 12 y 6 pasos, pudiendo instalarles cabezas de doble micropista, para grabación simple o doble.

Si se desean combinar los resultados de diferentes pozos de tiro, para puntos de reflexión común (common depth point), es posible agregarle al equipo conexiones programadas y amplificadores de transcripción.

Para el sistema anterior (de punto común) o trabajos de caídas de peso (weight drop), pueden combinarse los modelos LDR-1 y DC-2B, obteniendo así un equipo sísmico completísimo.

Fortune
Electronics, Inc.
H. H. HAPPEL -- H. H. HAPPEL, Jr.
2505 SOUTH BOULEVARD, HOUSTON, TEXAS
Representante en Europa:
Techmation
113 Rue Lamarck, París, Francia.

Carlos Alemán A.

EXPLORACION

y

PERFORACION

Iturbide No. 36 Desp. 201. Tel. 10-15-64

MEXICO 1, D. F.

BOLETIN

de la

Asociación Mexicana de Geofísicos de Exploración

S U M A R I O

Historia Geofísica y Productiva del Campo "18 de Marzo" en el Noreste de México, por el Ing. *Miguel Salmón Herrera.*

Explicación del Sistema de Registro Acústico Tridimensional para Pozos Profundos, por el Ing. *James M Bird.*

Construcción de Horizontes de Refracción en Caso de Trayectorias Curvilíneas, por el Ing. *Vladimir A. Olhovich.*

ASOCIACION MEXICANA DE GEOFISICOS DE EXPLORACION

MESA DIRECTIVA PARA EL PERIODO 1965-1966

Presidente: Alfonso Cornejo Toledo.

Vice-Presidente: Armando Eguía Huerta.

Vice-Presidente Especial: José Coffin Otero.

Secretario: Jorge Lázaro Nájera Villa.

Tesorero: Roberto Oñate Espinosa.

Vocal de Minas: Jorge Suárez Rodríguez.

Vocal de Petróleo: Antonio Cordero Limón.

Vocal de Ingeniería: Mariano Hernández Moedano.

Editor: Daniel Gutiérrez Gutiérrez.

Presidente Saliente: Guillermo Hernández Moedano.

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

El precio de suscripción 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, suscripciones, descuentos especiales a bibliotecas públicas o de Universidades, publicaciones, anuncios, etc., dirigirse a:

ING. DANIEL GUTIERREZ GUTIERREZ

Av. Juárez No. 97, Despacho 302.

Teléfonos 18.41-41 y 12-89-70

México 1, D. F.

HISTORIA GEOFISICA Y PRODUCTIVA DEL CAMPO "18 DE MARZO"
EN EL NORESTE DE MEXICO *

Por el Ing. MIGUEL SALMON HERRERA **

R E S U M E N

El Campo Petrolero "18 de Marzo", productor de gas principalmente, se encuentra ubicado en la Planicie Costera del Golfo de México en una región cubierta por materiales cuaternarios y recientes. En el presente artículo se describen, en orden cronológico, los estudios gravimétricos y sismológicos que se realizaron en la etapa inicial de la exploración y que condujeron al descubrimiento del campo en cuestión, así como los trabajos de detalle e interpretaciones posteriores que han servido de base para desarrollarlo hasta su extensión actual.

Finalmente, se exponen las posibilidades de incrementar el área productora del Campo "18 de Marzo" basándose en la integración de los datos geofísicos y geológicos del subsuelo de ese campo y de otros cercanos.

INTRODUCCION

Dependiente de la Gerencia de Exploración de Petróleos Mexicanos, el Distrito Noreste de México comprende a los Estados de: Tamaulipas (al N. del Río Soto la Marina), Nuevo León, Coahuila y Chihuahua.

* Trabajo presentado en la III Convención de la Asociación Mexicana de Geofísicos de Exploración, Octubre 26-30, 1965, Monterrey, México.

** Gerencia de Exploración, Petróleos Mexicanos.

En dichas entidades se han efectuado por parte de nuestra empresa exploraciones geológicas y geofísicas, con mayor o menor intensidad desde 1942 hasta la fecha (1965). A través de los 23 años de actividad exploratoria en este distrito, los conocimientos generales adquiridos nos indican, que la búsqueda de hidrocarburos en el subsuelo debe, de momento, limitarse a los sedimentos Terciarios y Mesozoicos, puesto que la producción básica actual proviene principalmente de los primeros, mientras que, de los segundos se han obtenido manifestaciones tan importantes, que en el futuro se obtendrá de ellos producción en gran escala, como lo demuestra el descubrimiento reciente del Campo Cadena situado en la faja del Cretácico-Jurásico. Considerando entonces a la edad de los sedimentos, dividimos al distrito en dos zonas de capital importancia limitadas políticamente al N por el Río Bravo: la del Terciario —marcada en la Figura No. 1— que comprende desde la costa del Golfo de México hasta una línea que une a Nuevo Laredo con la desembocadura del Río Soto la Marina; y la zona del Cretácico-Jurásico situada inmediatamente al W de esa línea divisoria.

En la Figura No. 2 podemos apreciar el panorama general de campos productores logrados hasta la fecha en el Distrito Noreste de México.

Con anterioridad a 1938 y mediante algunas exploraciones geológicas y geofísicas, las Compañías Petroleras perforaron unos cuantos pozos de prueba a profundidades relativamente cortas; que dieron origen al descubrimiento de cuatro pequeños campos de gas natural denominados:

1.—La Presa (1931)

2.—Rancherías (1933)

3.—Lajitas (1934)

4.—Laredo (1934)

El último de los cuales quedó fuera de la Figura No. 2, y los tres restantes se marcan dentro de un polígono cerrado en la región superior izquierda, acercándose a la línea divisoria mencionada con anterioridad, y al W de la cual se observa el Campo Cadena.

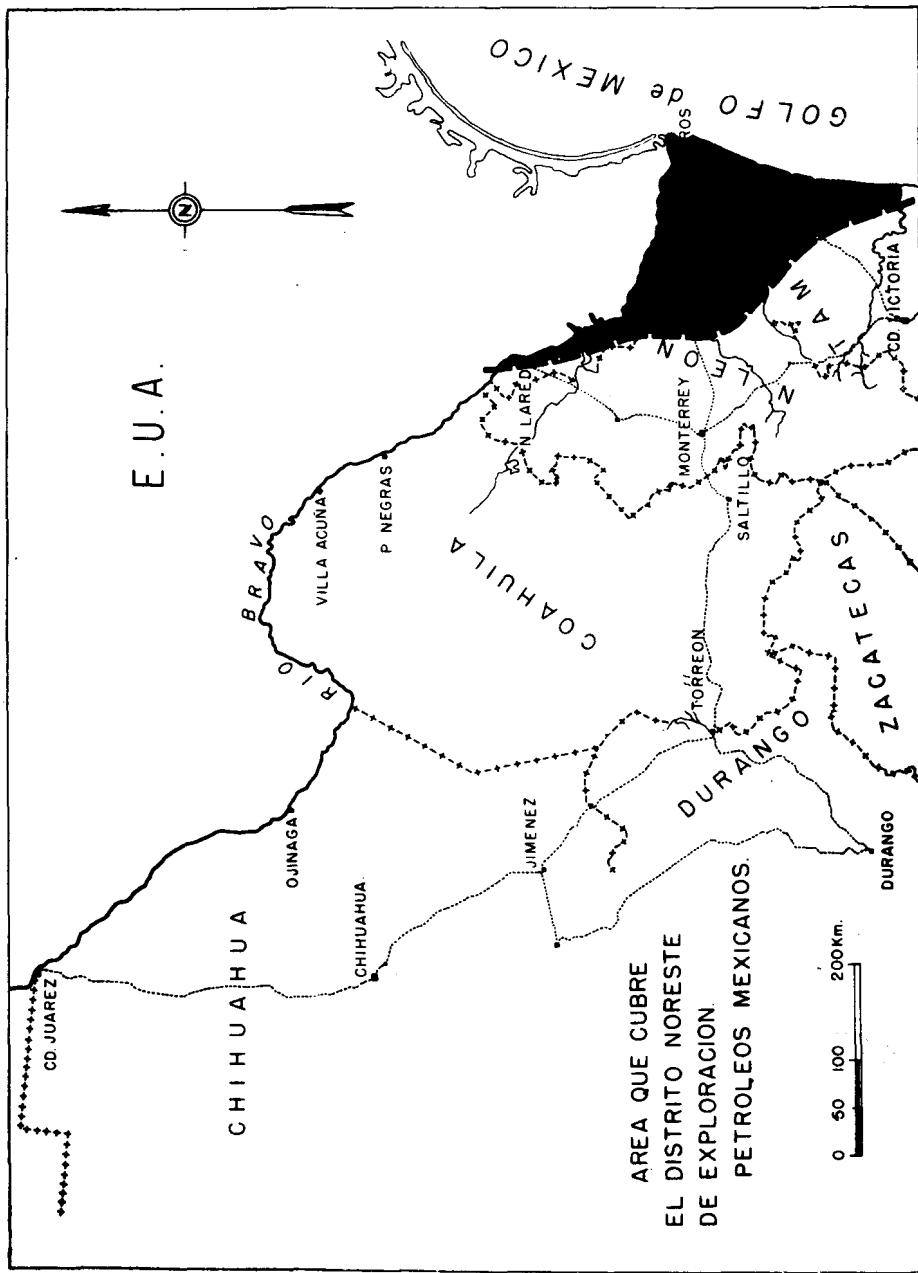


FIGURA No. 1.—MOSTRANDO LA ZONA DEL TERCARIO Y EL AREA RESTANTE QUE CORRESPONDE AL DISTRITO NORESTE DE EXPLORACION PARA PETROLEOS MEXICANOS

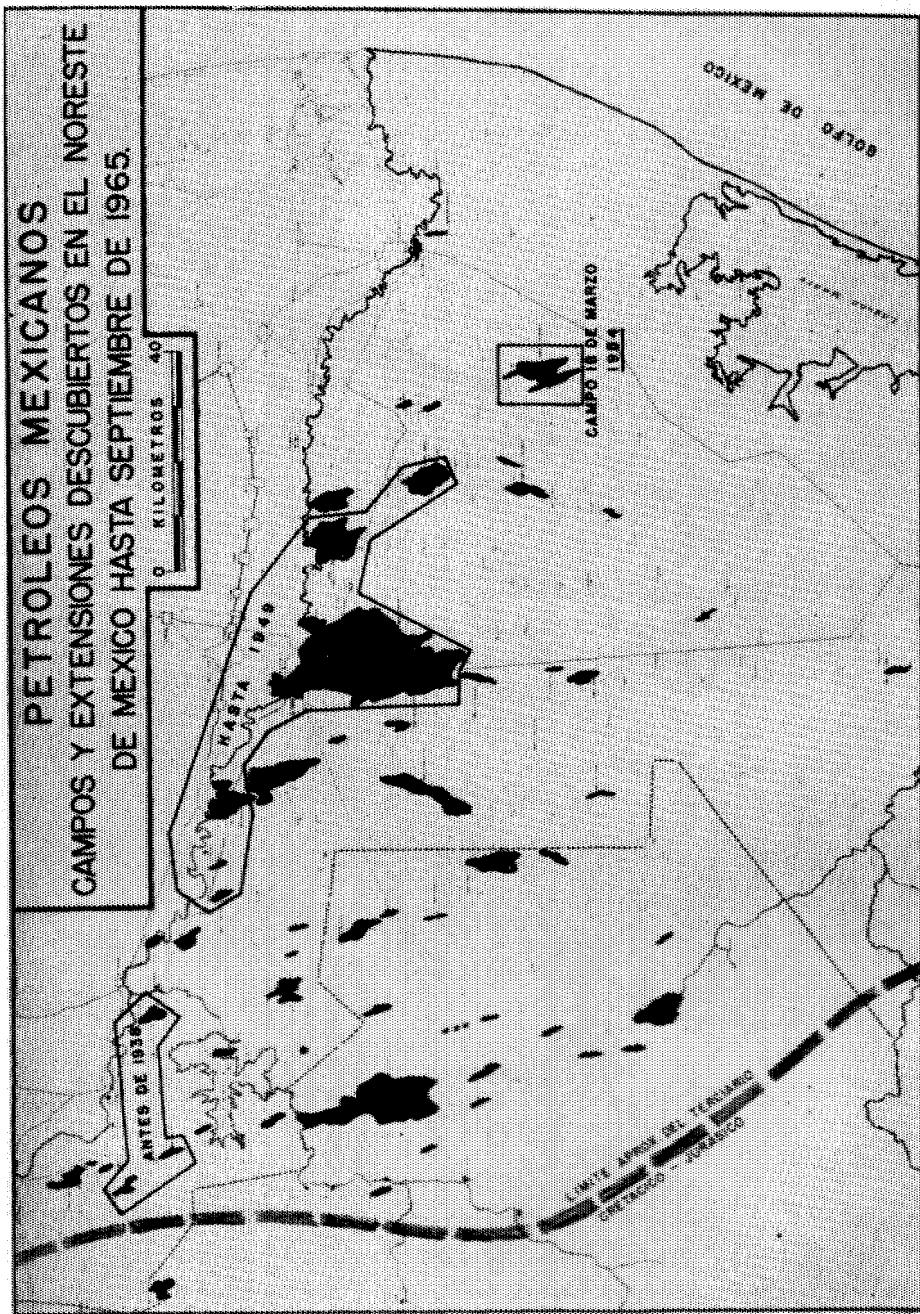


FIGURA No. 2.—CAMPOS PRODUCTORES DESCUBIERTOS EN EL NORESTE DE MEXICO HASTA SEPTIEMBRE DE 1965

En el transcurso de 1945 a 1949 fueron descubiertos por parte de Petróleos Mexicanos, los campos productores que con sus extensiones actuales, se encierran con el polígono destacado en la parte superior-central de la Figura No. 2.

Aunque las primeras dos perforaciones de exploración en el campo productor "18 de Marzo" —objeto de este tema—, se realizaron en el año de 1949, fue hasta el año de 1954 cuando se reanudó su perforación con tres pozos más (3, 4 y 5); el primero de los cuales constituye, a la fecha, el pozo más profundo (—3586 m.) llevado a cabo en la culminación de la estructura sismológica, y además, el pozo descubridor que proporcionó la primera producción comercial de gas en este campo.

Es pertinente anticipar que una gran porción de la zona del Terciario, desierta desde el principio, se encuentra cubierta por depósitos recientes que ocultan totalmente a la estructura del subsuelo donde, además, existen discordancias angulares entre los sedimentos someros y los profundos, impidiendo y dificultando el estudio de la geología superficial en forma creciente, a medida que nos acercamos hacia la costa del Golfo de México.

En tales circunstancias, al apreciarse dichos problemas geológicos desde la iniciación de los trabajos exploratorios, se vio la indispensabilidad de recurrir a la exploración indirecta, es decir, a los Métodos de Exploración Geofísica como arma indispensable para estudiar la actitud del subsuelo y programar después las perforaciones adecuadas, que han dado origen a los campos productores descubiertos en tal forma, y desarrollados posteriormente con base en los resultados progresivos hasta la obtención de campos y sus extensiones actuales mostrados en la Figura No. 2.

GRAVIMETRIA

A fines de 1942 se inició el levantamiento gravimétrico regional, que para el año de 1945 había cubierto el reconocimiento de una faja de terreno con unos 80 Kms. de ancho hacia el S del Río Bravo; con su extremo W en la estación ferrocarrilera de Los Herrera, N. L.; y con su extensión E hasta la costa del Golfo de México, pero salvando a la porción N involucrada de la Laguna Madre. Este reconocimiento se extendió después rumbo al S hasta llegar a C. Victoria. Tamps.. a mediados de 1948, continuando posteriormente rumbo al NW.

En la Figura No. 3 se presenta una configuración simplificada de las Anomalías de Bouguer, resultante de dichos estudios gravimétricos realizados por personal de Petróleos Mexicanos en la porción oriental del Distrito Noreste de México.

Con límite al N en el Río Bravo, se ha destacado encerrada por la curva isoanómala de —300 U.G., una región de mínimos gravimétricos, dentro de la cual quedan ubicados la mayor parte de los campos productores que enseña la Figura No. 2. Si se trazara en este mapa el eje dominante del conjunto de anomalías negativas, podría apreciarse su continuidad enfilando rumbo a la desembocadura del Río Soto la Marina, dejando hacia la región SW al gran máximo representativo de las Sierras de Cruillas y San Carlos.

Observando a la región inmediata al E —encerrada en un cuadro—, cercana a Matamoros, Tamps.; a simple vista, solamente se aprecia un gradiente regional ascendente rumbo a la costa e incrementándose en seguida; pero un examen más detenido sobre esa porción, nos permite apreciar ligeras dispersiones de las curvas isoanómicas en las regiones central y NW del cuadro marcado. Por tratarse de una porción de área relativamente reducida, fue posible efectuar después en ella, correcciones para eliminar el “Efecto Regional” y obtener localmente, las Anomalías Residuales de la Figura No. 4.

En ella se aprecian predominantemente dos ejes gravimétricos residuales: el de Máximos —denominado Brasil— internándose ascendente al NE. rumbo a la región SE del Estado de Texas, EE. UU., cuyo Distrito No. 4 constituye una de sus mejores fuentes de producción de hidrocarburos; y el de Mínimos —denominado “18 de Marzo”—, descendente hacia el S-SSE y con tendencia a prolongarse en esa dirección. Este estudio corresponde parcialmente a los resultados logrados en distintos sectores seleccionados de la Figura No. 3, mediante la interpretación realizada por nuestras Oficinas Centrales de México, D. F., en el año de 1948.

Esa revisión encaminó a los estudios sismológicos que se estaban ya realizando en otros lugares, para enfocarlos hacia esta región y efectuar enseguida los reconocimientos iniciales; de esos estudios sismológicos posteriores, se anticipa esquemáticamente en la Figura No. 5, una relación comparativa entre la figura anterior y las estructuras sismológicas descubiertas después, a las que se denominaron con los nombres respectivos de Brasil y 18 de Marzo, aplicados a los ejes residuales gravimétricos previamente deducidos. Dichas

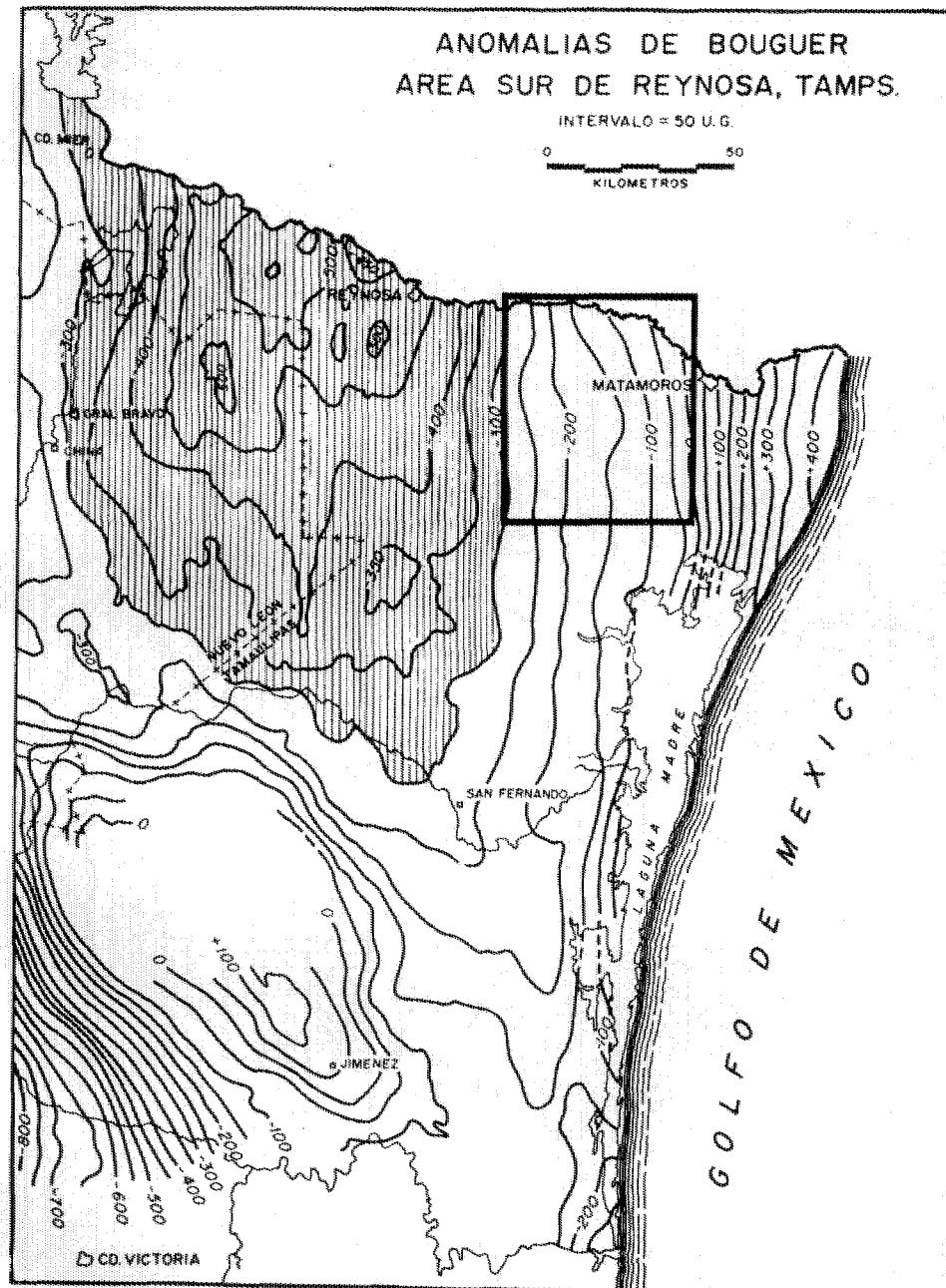


FIGURA No. 3.—CONFIGURACION GRAVIMETRICA DE BOUGUER SIMPLIFICADA EN LA REGION ORIENTAL DEL DISTRITO NORESTE DE MEXICO RECONOCIDA DE 1942 A 1948

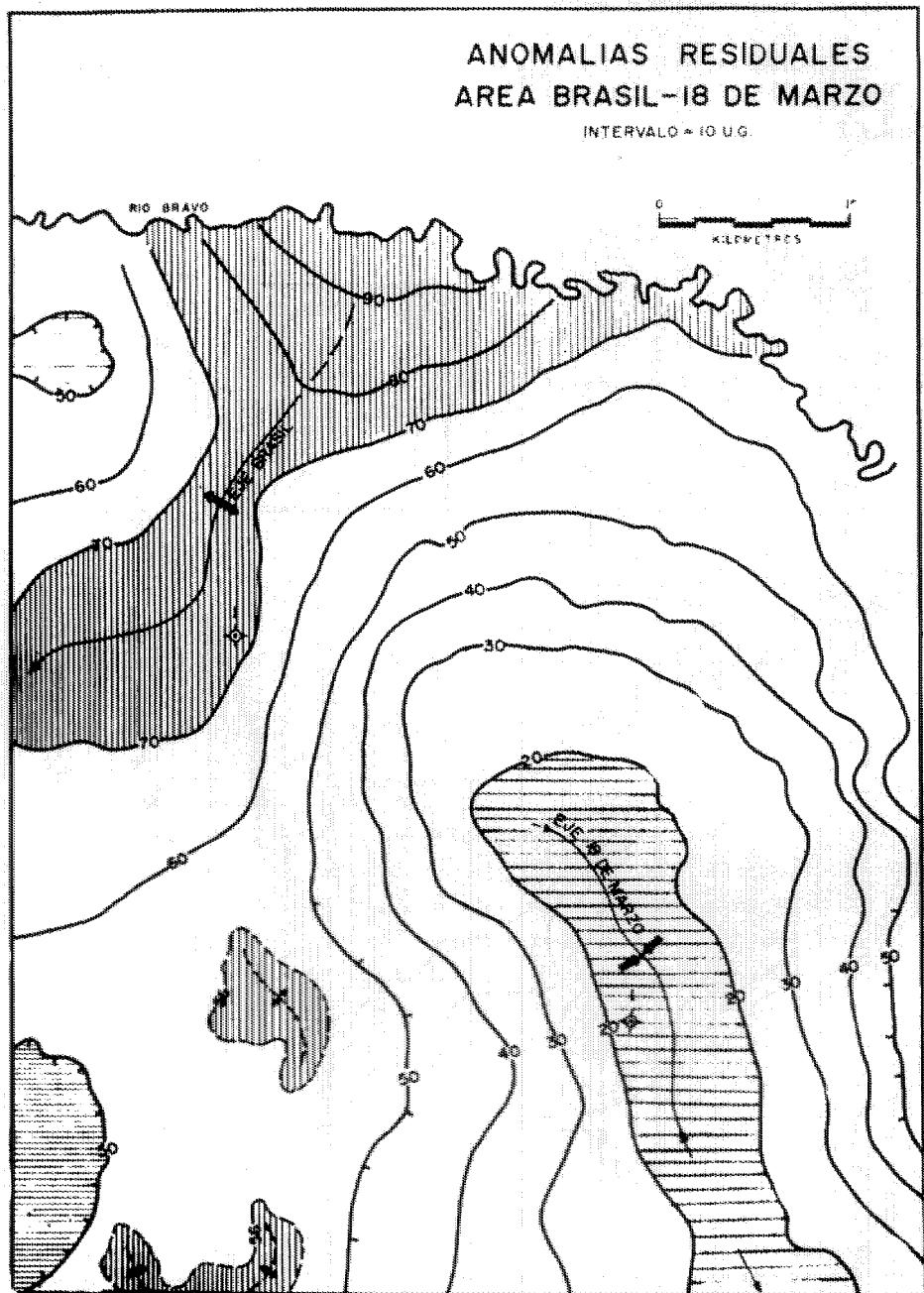


FIGURA N°. 4.—ANOMALIAS RESIDUALES CALCULADAS EN 1948 PARA LA PORCIÓN ENCERRADA EN UN CUADRO DE LA FIGURA ANTERIOR

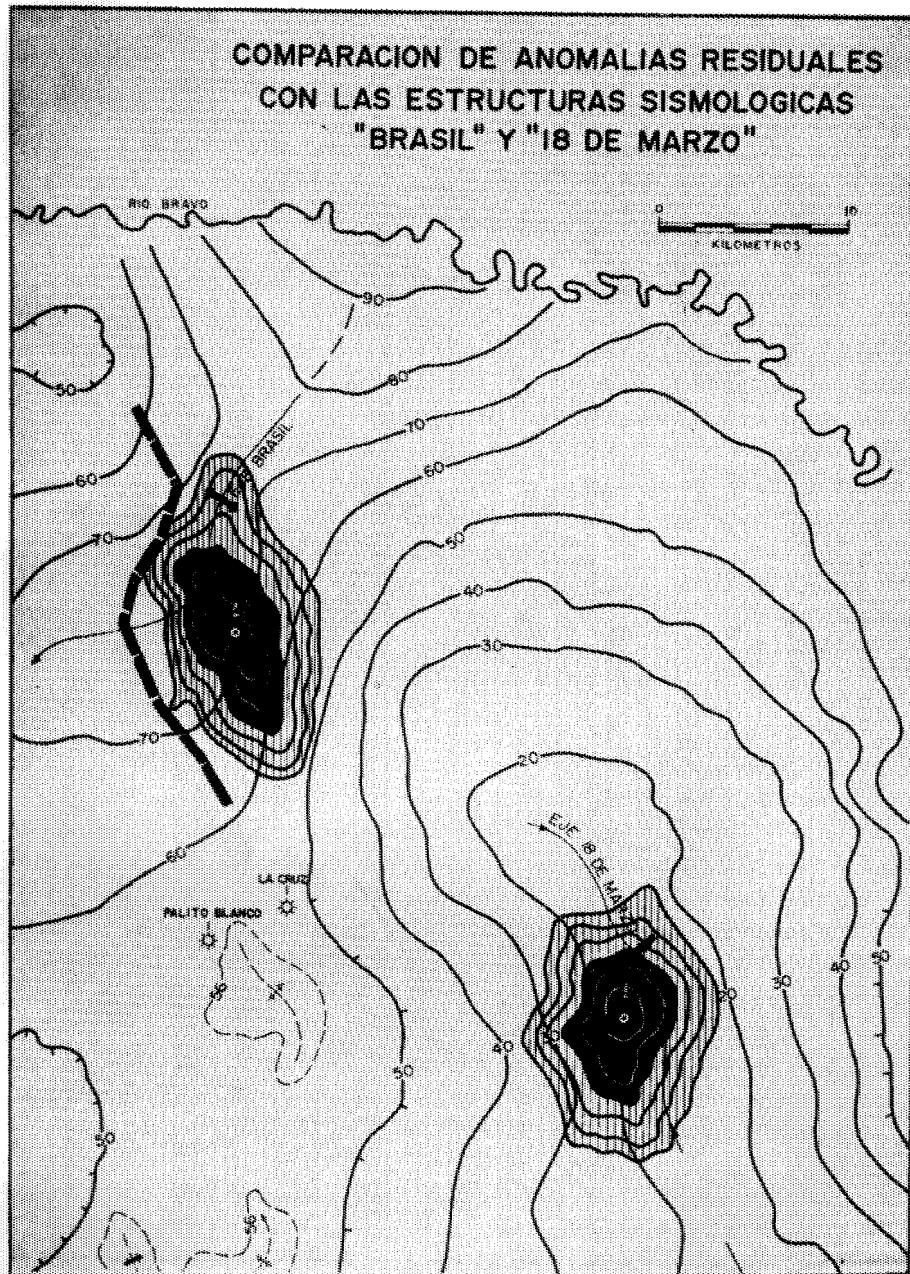


FIGURA No. 5.—COMPARACION ENTRE LAS ANOMALIAS RESIDUALES
PREVISTAS Y LAS ESTRUCTURAS SISMOLÓGICAS
PRINCIPALES OBTENIDAS POSTERIORMENTE

estructuras sismológicas corresponden a los resultados de mayor prominencia, obtenidos en el primer reconocimiento en cada caso, siendo apreciables a partir de distintos niveles y hacia abajo en las secciones sismológicas.

Aunque los pozos Brasil No. 1 y 18 de Marzo No. 1 fueron perforados hasta el siguiente año (1949), se han marcado sus ubicaciones respectivas con el propósito de correlacionarlas con las de figuras subsecuentes.

En vista de que la configuración gravimétrica residual se presenta simplificada a intervalos de 10 U.G., en la región SW se anexan dos anomalías de máximos con menor cierre (56 U.G.), en la cercanía de una de las cuales se sitúa a los pozos Palito Blanco No. 1 y La Cruz No. 1 que respectivamente han proporcionado reciente producción de gas, como pozos descubridores de nuevos campos; la localización de estos pozos se acredita a estudios sismológicos debidamente revisados, pero no debemos perder de vista, y de acuerdo con esta figura, el mérito gravimétrico correspondiente por una parte, y por la otra, la tendencia del alineamiento de anomalías positivas menores hacia el S del Campo Brasil.

SISMOLOGIA Y PERFORACION

El primer reconocimiento sismológico del área 18 de Marzo se inició en Octubre de 1945, terminándose a mediados de 1946; en el informe respectivo se configuraron dos horizontes sismológicos con una separación media de 500 m. En la Figura 6 se ha elegido al menos profundo, que parcialmente se esquematizó en la Figura No. 5; con un cierre de 125 m. y apoyada al W por una marcada depresión lateral, destaca la estructura sismológica principal denominada "18 de Marzo"; el ligero aterrazamiento central-norte con leve cierre se denominó Parritas.

La perforación inicial localizada en la culminación de la estructura principal, o sea, la del pozo 18 de Marzo No. 1, fue terminada como improductiva (comercialmente hablando), en el año de 1949.

Durante la perforación de este pozo se efectuaron 17 pruebas de formación (Halliburton), 13 de las cuales mostraron flujo de hidrocarburos en el intervalo probado de —2486 a —3083 m.; 8 de las 17 pruebas se concentraron dentro del corto tramo comprendido entre —2546 y —2549 m. Una desviación del pozo motivó dificultades mecánicas, que aunadas a la falta de flujos frances del gas y el destilado manifiestos en las pruebas, influyeron en su taponamiento.

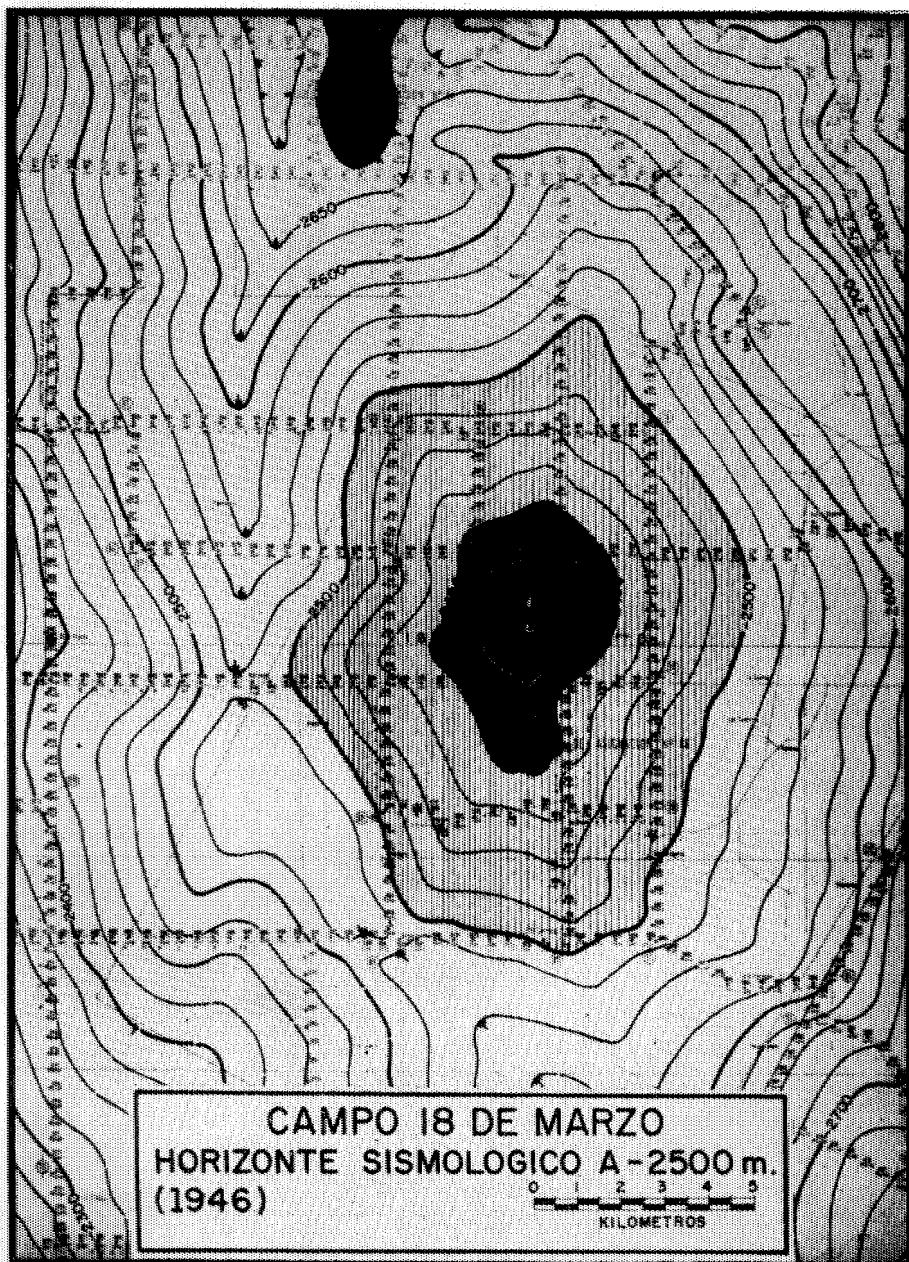


FIGURA No. 6.—ESTRUCTURA SISMOLÓGICA 18 DE MARZO OBTENIDA EN EL PRIMER RECONOCIMIENTO DE 1946

miento al alcanzar la profundidad de —3089 m. Debe recalcarse que a profundidades menores de —2486 m. no se efectuaron pruebas de producción en este pozo, es decir, en el rango en que posteriormente se descubrió la producción de este campo.

Los resultados hasta aquí obtenidos, dieron pie a la perforación del segundo pozo —18 de Marzo No. 2—, distante 1600 m. al S del primero y que alcanzó una profundidad total de —2875 m., sin haberse efectuado ninguna prueba de formación; este pozo se taponó como seco en el mismo año de 1949.

Tres años después —1952— cuando se observaron cuatro líneas adicionales de detalle sobre la estructura prevista, se obtuvo la configuración expuesta en la Figura No. 7. Fundamentalmente la interpretación mostrada, es bastante parecida a la de la Figura No. 6 incluyendo la profundidad del horizonte sismológico aquí configurado; pero por primera vez se sitúa a los posibles afallamientos, el principal de los cuales —marcado como zona— es coincidente con el eje de la depresión occidental.

El desplazamiento al SW que sufrió el cierre culminante, dio lugar para que hasta el año de 1954 se efectuara la tercera perforación, mediante el pozo 18 de Marzo No. 3 que aparte de considerarse como el pozo “descubridor” del campo, es el que a la fecha ha alcanzado la mayor profundidad total (—3536 m.). Este pozo proporcionó una producción inicial de gas de 110.000 m³/día, en una arena con cima a —2146 m. que se estima incluida en la parte superior de la formación Frío No Marino del Oligoceno, situada en un rango de profundidad no probado en las dos perforaciones anteriores del año 1949.

Del estudio realizado sismológicamente en el área Laguna Grande situada al W. se extendieron al E cuatro líneas regionales abiertas hasta involucrar a la estructura en cuestión; las dos centrales repitieron porciones previamente observadas y proporcionaron leve mejoría en la calidad de la información, las dos restantes constituyen información adicional hacia los extremos N y S de la estructura 18 de Marzo.

Aprovechando esta nueva información y combinándola con la de estudios anteriores, el Ing. Daniel Gutiérrez G. realizó en 1954 una revisión de conjunto, donde presentó configuraciones de dos horizontes sismológicos del orden de —2000 y —2100 m.

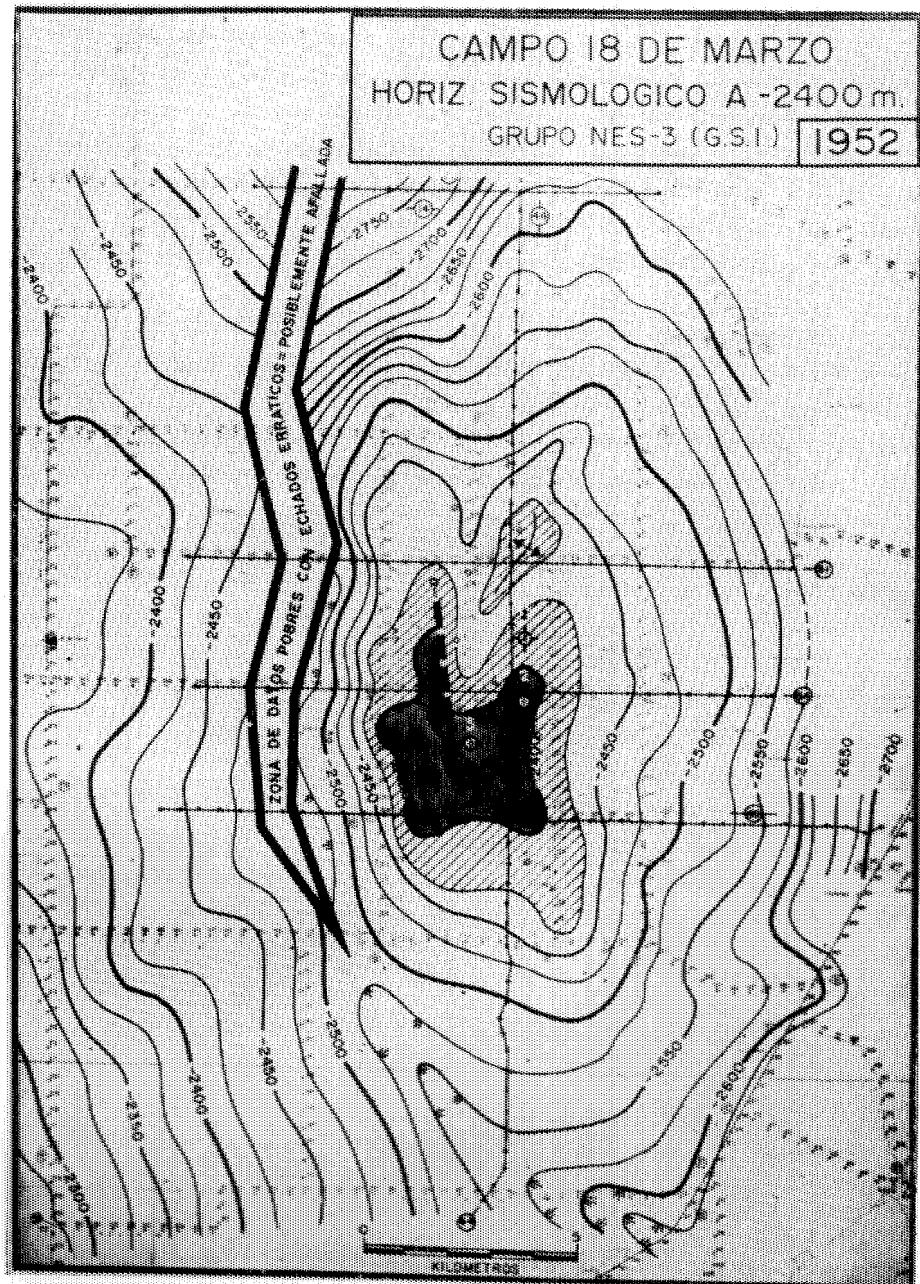


FIGURA N° 7.—ESTRUCTURA SISMOLÓGICA 18 DE MARZO MODIFICADA EN 1952 MEDIANTE CUATRO LINEAS ADICIONALES DE DETALLE

Por su acercamiento a la cima productora del pozo 18 de Marzo No. 3, se ha seleccionado y reducido en la Figura No. 8 al menos profundo. En esta ocasión, además del afallamiento de rumbo situado en la depresión occidental, presentado con menor afectación lateral que el caso anterior, se presenta otro secundario central, dividiendo longitudinalmente en dos a la cresta de la estructura principal. La culminación que en la figura anterior encerraba a los pozos Nos. 2 y 3, aparece ahora separada en dos cierres individuales, en el mayor de los cuales se encontraba ya en perforación el pozo de extensión No. 4.

En el mismo año de 1954 se perforó el pozo 18 de Marzo No. 4 a una profundidad total de —2623 m., resultando con producción inicial de gas igual a 104,330 m³/día en una arena con cima a —2133 m.

Como nota laudatoria a la revisión representada mediante esta figura, es pertinente mencionar que en la actualidad, todos los pozos productores del campo 18 de Marzo se encuentran situados dentro de las zonas sombreadas a ambos lados de la falla secundaria, como se podrá apreciar posteriormente.

También en el año de 1954 se terminó la perforación de extensión del pozo seco No. 5, a una profundidad total de —2571 m. Se efectuaron en él solamente dos pruebas de formación a —2178 y a —2194 m., sin fluir en la primera y mostrando ligero soplo en la segunda.

Durante 1955 se perforaron los pozos Nos. 6, 7 y 9, cuyas producciones iniciales de gas logradas se enlistan en seguida, junto con las cimas de producción y las profundidades totales alcanzadas, referidas al nivel del mar:

POZOS 18 DE MARZO PERFORADOS EN 1955

POZO NUMERO	PROD. INIC. M ³ /DIA	CIMA AR. PRODUC.	PROF. TOTAL
6	90,000	—2143 m	—2695 m
7	78,000	—2147 m	—2674 m
9	83,500	—2137 m	—2383 m

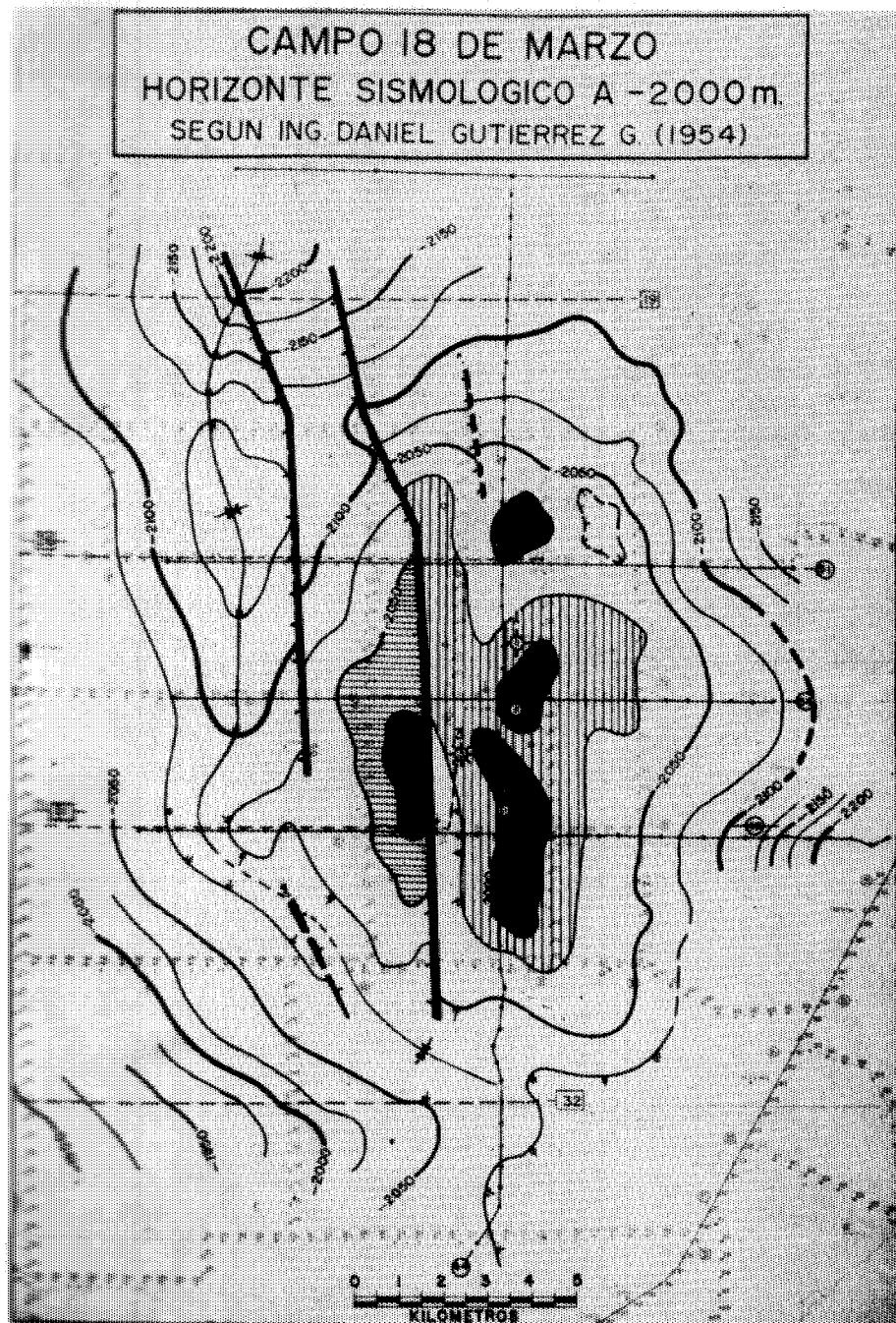


FIGURA N° 6.—HORIZONTE SISMOLOGICO INTERPRETADO POR EL ING.
DANIEL GUTIERREZ G. EN 1954 AL ADICIONARSE CINCO
LINEAS REGIONALES DESDE EL AREA NOPALOSO

En el transcurso de 1956 se perforaron cinco pozos de extensión más con base en los resultados anteriores, tanto sismológicos como en la información geológica de subsuelo obtenida hasta el año próximo anterior. En forma similar a la de los tres pozos anteriores se simplifican en la lista siguiente los resultados de dichos pozos:

POZOS 18 DE MARZO PERFORADOS EN 1956

POZO NUMERO	PROD. INIC. M ³ /DIA	CIMA AR. PRODUC.	PROF. TOTAL
10	103,277	—2121 m	
	JUNTOS	—2137 m	—2583 m
11	100,900	—2120 m	
	JUNTOS	—2154 m	
	3.2 . . .	DESTILADO	—3261 m
12	68,600	—2107 m	
	103,000	—2134 m	—2985 m
13	36,000	—2153 m	
	(?) . . .	DESTILADO	—2194 m
16	SECO	-----	—2224 m

En el último pozo (No. 16) —único improductivo de la lista— se efectuaron tres pruebas de producción en arenas seleccionadas con cimas a —2149, —2162 y —2170 m.; sin fluir en la primera y recuperándose agua salada en las dos restantes. Sin embargo, de acuerdo con una interpretación del autor que veremos más adelante, la profundidad total de este pozo (—2224) no alcanzó los niveles de producción conocidos del campo, según el incremento de pendientes sismológicos en dirección al N. en cuya posición extrema queda situado actualmente dicho pozo.

En los trabajos sismológicos descritos anteriormente, tuvo que recurrirse en las conversiones de horizontes a profundidades, a la ley disponible y traída a distancia desde el pozo Shell Yturria No. 1; por tal motivo, a fines de 1955 se efectuó la determinación de velocidades en el pozo No. 3 que alcanzó la mayor profundidad en este campo.

Durante 1956, las exploraciones sismológicas de detalle que realizaba al E el grupo NES-4 (Pemex), llegaron a cubrir parcialmente a los bordes E y S de la estructura, como se muestra en la Figura No. 9; sin ligar directamente ninguno de los pozos existentes en esa fecha y que se marcan encerrados dentro del polígono central. El horizonte elegido de esos trabajos y traído de lugares distantes, es del orden de —1750 m., es decir, configurado a menores profundidades que las mostradas en figuras anteriores; sin embargo, ya se expresan aquí los mismos rasgos de flanco previstos.

En el transcurso de 1957 a 1963, las perforaciones de extensión del campo se realizaron con menor intensidad y como se anota en los resultados principales de la lista siguiente:

POZOS 18 DE MARZO PERFORADOS DE 1957 A 1963

POZO NO. (AÑO)	PROD. INIC. M ³ /DIA	CIMA AR. PRODUCT.	PROF. TOTAL
17 (1957)	86,800	—2157 m	—2183 m
20 (1962)	SECO	—	—3486 m
21 (1962)	SECO	—	—3191 m
22 (1963)	170,900	—2131 m	
	DOBLE	—2164 m	
	28.8 . . . ACEITE		—3485 m
23 (1963)	SECO	—	—2246 m
24 (1963)	100,200	—2109 m	
	114,700	—2145 m	—2710 m

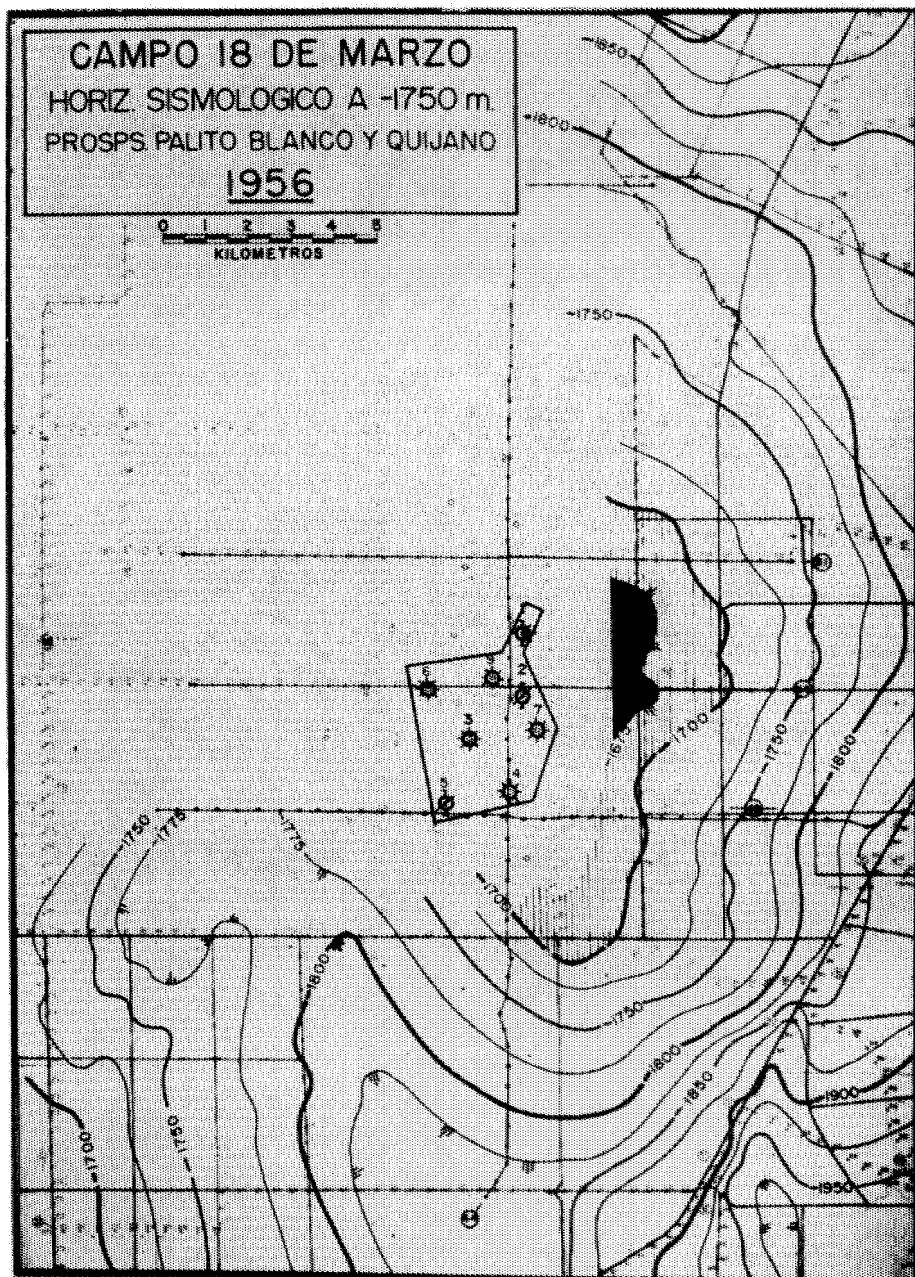


FIGURA No. 9.—DETALLES SISMOLÓGICOS DE 1956 EN LOS FLANOS E Y S DE LA ESTRUCTURA 18 DE MARZO

En el pozo improductivo No. 20, anotado en segundo lugar como seco, se probaron 12 arenas CON CABLE, exceptuándose a la No. 3-D —objetivo inicial—, que de acuerdo con las pendientes sismológicas del flanco S, correlaciona dentro del intervalo que incluye a los cuatro niveles de producción, que en la actualidad se postulan para el Campo 18 de Marzo.

El pozo improductivo No. 21 enlistado en tercer lugar, se perforó lateralmente (distante 340 m.) al pozo No. 1. Sus pruebas de formación (14) se realizaron CON CABLE (Schlumberger), en las arenas más atractivas situadas entre —2301 y —2878 m. de profundidad, reportándose obtención de agua con baja salinidad en casi todas ellas. Se puede apreciar que como en el caso del pozo improductivo cercano No. 1, no se realizaron pruebas de formación o de producción en niveles situados hacia arriba de —2300 m., es decir, en rangos de profundidad del intervalo —2120 a —2160 m. dentro del cual se obtuvo producción en los pozos Nos. 9, 10 y 11 más cercanos.

El pozo seco No. 23, enlistado en penúltimo lugar, alcanzó una profundidad total de —2246 m. sin haberse efectuado ninguna prueba de producción. Las correlaciones eléctricas indican para este pozo, una situación estructural más baja que para los pozos No. 6 y No. 22 situados respectivamente hacia el SE y hacia el SW; este hundimiento central que se incrementa a profundidad, constituye una arma valiosa para justificar el paso de una falla secundaria central, postulada sismológicamente por el autor mediante el horizonte de la Figura No. 10 que se verá en seguida, y donde, además, podrá apreciarse que la profundidad total (—2246 m.) del pozo en cuestión (No. 23), no alcanzó el nivel de —2300 m. mostrado junto a él en esta configuración sismológica.

La revisión efectuada a fines de 1963 por el autor y representada con el horizonte de esta figura (10), llevaba el doble objetivo de, por una parte, buscar nuevas posibilidades de extensión productiva del campo 18 de Marzo y sus vecindades, y por la otra, aprovechar dicho estudio que se prolongó al N (fuera de la figura), hasta las márgenes del Río Bravo, para delinear las posibilidades y necesidades de programar debidamente, nuevos trabajos de detalle indispensables para afinar, ratificar o rectificar los rasgos que resultasen interesantes o pobremente apoyados.

Este horizonte se arrancó a partir de la cima productora del pozo No. 9, situado estratégicamente junto al cruzamiento de las líneas de detalle 44 y 54; pero al efectuarse la liga sismológica con el pozo Elizondo No. 1 hacia el NE, aplicando por primera vez la ley de velocidades de $V_z = 2200 + 0.52 Z$ de-

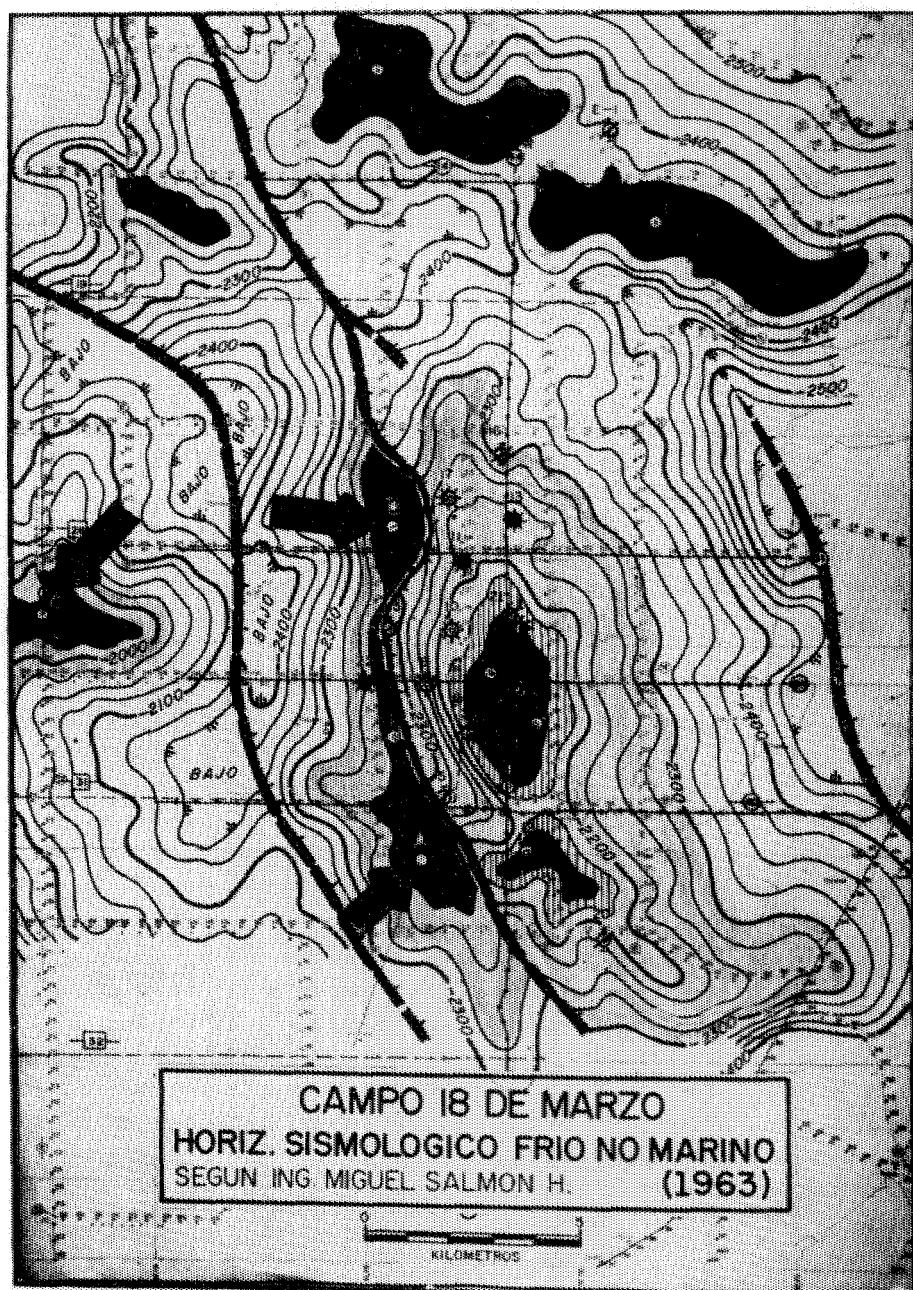


FIGURA No. 10.—REVISION SISMOLÓGICA DE CONJUNTO REALIZADA EN 1963
POR EL AUTOR EN LA ESTRUCTURA 18 DE MARZO Y SUS VECINADES

ducida del pozo 18 de Marzo No. 3, se encontró coincidiendo con la cima de la formación Frío No Marino, interpretada por Geología de Subsuelo en la columna de dicho pozo; en consecuencia, de ahí se deriva el nombre dado al horizonte mostrado y aplicable de momento al bloque oriental.

Por su mayor desplazamiento o potencia, se considera a la falla occidental como principal, y hacia la cual convergen distintos buzamientos que le producen depresiones laterales alineándose a lo largo de ella.

Para determinar su posible desplazamiento, fue indispensable traer mediante varias líneas sismológicas escalonadas a la cima del Frío No Marino desde el pozo Laguna Grande No. 1, distante unos 20 Kms. al SW. Por otra parte, en la identificación del bloque central con carencia de líneas N-S de ligas, se aplicó primero una correlación eléctrica individual entre los pozos No. 6 y No. 22 separados por la falla central, y después, para la porción NW de ese bloque, se trajo la cima de la misma formación mediante líneas sismológicas diversas, desde los pozos del Campo Brasil situado en esa dirección.

La falla oriental que se aprecia limitando a la estructura 18 de Marzo en esa dirección, tiene evidencias sismológicas hacia el S, y la tendencia de hundirse por abajo de este horizonte, para separar a mayores profundidades a las estructuras secundarias Elizondo y Parritas, separadas al N por regiones ligeramente depresivas.

Mediante las posibilidades de extensión productiva que la configuración de este horizonte representa, y considerando además, la escasez de pruebas y profundidades ya descritos para casos aparentemente negativos (Ejem., pozos Nos. 16 y 20) del bloque oriental; se han marcado a doble círculo, tres localidades de interés inmediato con las letras A, B y C, que indican su orden de importancia, constituyendo las dos primeras, localizaciones de extensión al S y al N de los pozos Nos. 24 y 22 respectivamente, en el bloque W de la estructura principal; la tercera marcada con C en el extremo central —W, requiere de líneas adicionales de detalle, que seccionen y liguen a las ya existentes. Las ubicaciones que se dan a las dos primeras son las siguientes:

LOC. "A".—1600 m. al S 20°W del pozo No. 5

LOC. "B".—1500 m. al S 62°W del pozo No. 17

El trabajo anteriormente descrito, dio además origen a la programación del Prospecto Timones, realizado como trabajo de detalle en 1964 y represen-

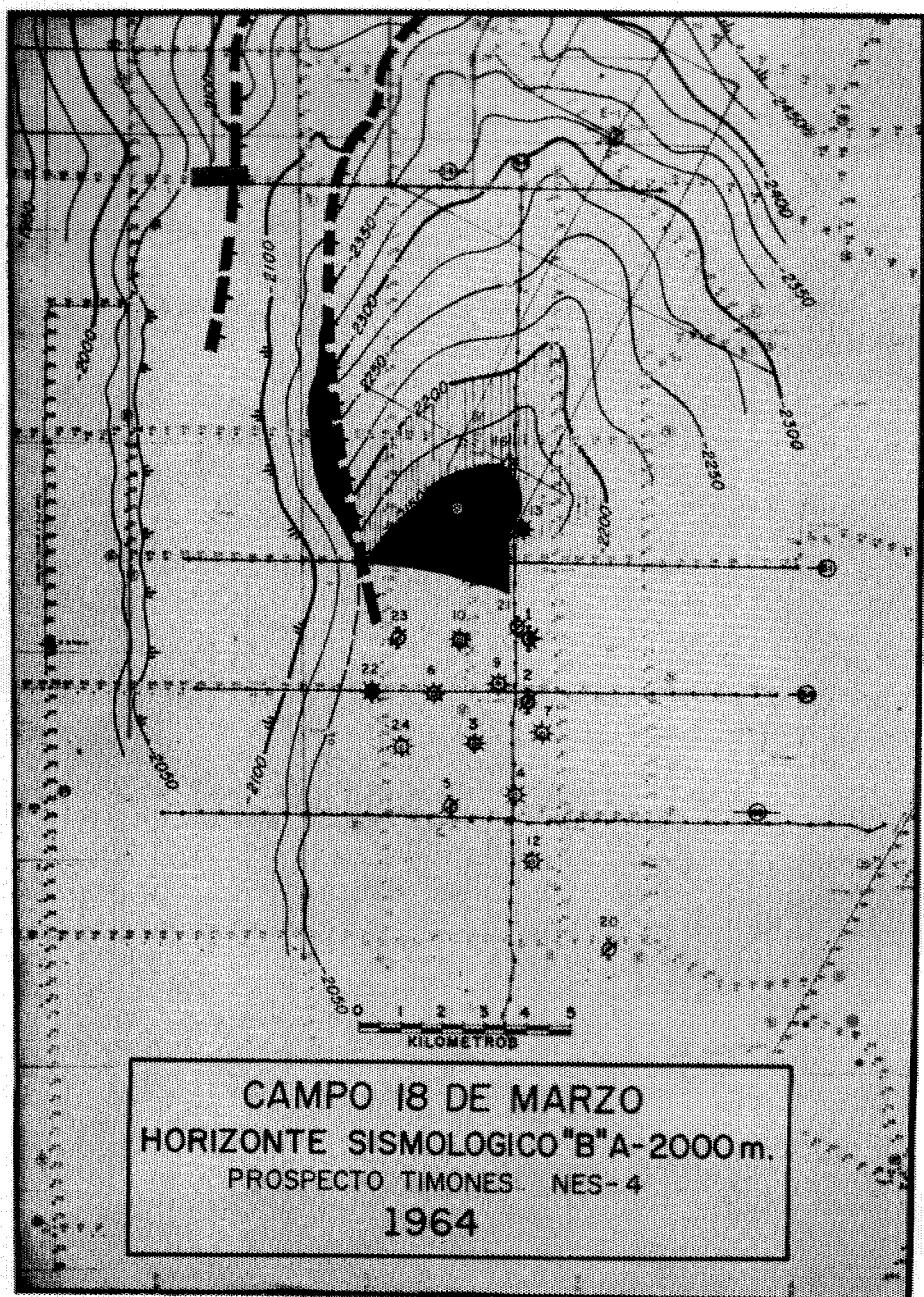


FIGURA No. 11.—ESTUDIO SISMOLÓGICO EN EL FLANCO N DE LA ESTRUCTURA 18 DE MARZO REALIZADO EN 1964 MEDIANTE EL PROSPECTO TIMONES

tado parcialmente al N con el horizonte sismológico de la Figura No. 11; esta configuración es de menor profundidad (150 m.) a la presentada en la Figura No. 10. Principalmente se aprecia aquí el buzamiento N de la estructura y ligero cambio en la interpretación de las fallas, que tentativamente se prolongaron hacia el sur.

CORRELACION ELECTRICA Y FALLAS SISMOLOGICAS

En las tres figuras que se exponen a continuación, se han empleado determinaciones de contactos eléctricos efectuados a principios de 1964 por el Ing. Francisco Mariel en su "Interpretación Geológica de Subsuelo para el Campo 18 de Marzo", realizada a través de un estudio minucioso de los Registros Eléctricos de los pozos comprendidos entre los números 1 y 24 del campo mencionado. Debe advertirse que las configuraciones respectivas han sido modificadas ligeramente, al incluirse en forma combinada las fallas interpretadas por el autor, vistas en la Figura No. 10.

En la Figura No. 12, donde se presenta a la CIMA de la formación ANAHUAC, se marcan cuatro vectores radiales a la estructura principal; se considera que los vectores extremos, buzantes al N y SE respectivamente, son principalmente "estructurales", y que, los dos centrales marcados a partir de los pozos Nos. 3 y 10 en direcciones respectivas a los pozos secos Nos. 5 y 23, están además influenciados por la falla secundaria que parte a la estructura en dos, como previamente se expuso, y que ahora se refuerza con el notable hundimiento de los pozos Nos. 5 y 23.

Aunque el pozo 18 de Marzo No. 25 se perforó posteriormente, en el bloque W se ha marcado la pendiente occidental que proporcionó después una correlación eléctrica particular a escasos 50 m. abajo del horizonte representado en esta figura y a partir del pozo No. 24 doblemente productor. Este hecho demuestra la continuidad de la estructura partida hacia el bloque W que contiene a los pozos Nos. 22 y 24, donde se han obtenido producciones dobles y de mayor rango que en la mayoría de los pozos de este campo. A partir de esto, podemos estimar las grandes posibilidades de extensión productiva que existen, hacia el N y hacia el S de los dos pozos productores mencionados.

En la Figura No. 13 y en forma similar que en el caso anterior, se presenta configurada a la BASE de la formación ANAHUAC; los caracteres de esta configuración son semejantes a los de la figura anterior, pero con apre-

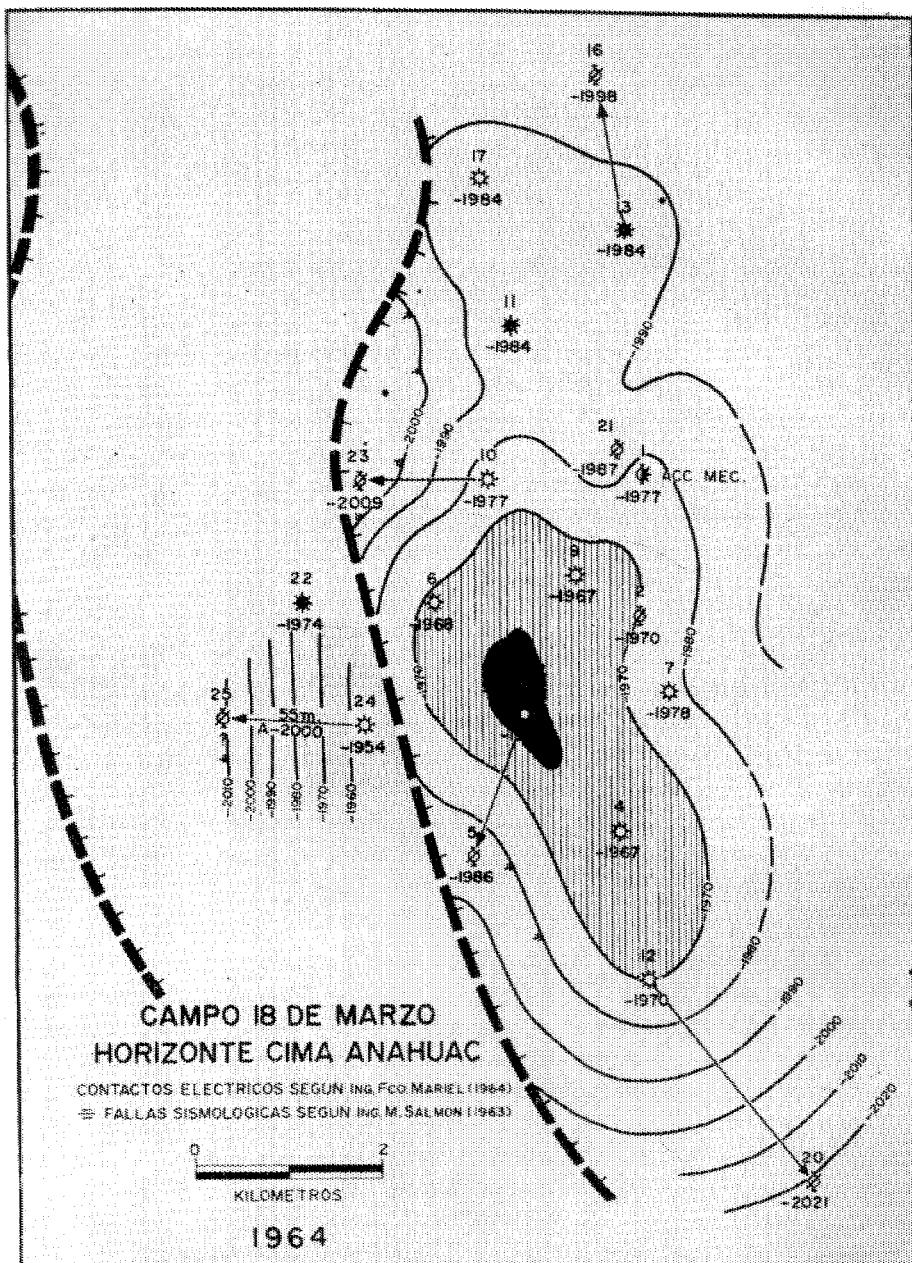


FIGURA N°. 12.—HORIZONTE CIMA ANAHUAC CONFIGURADO POR EL AUTOR EN 1964 — COMBINANDO DETERMINACIONES ELECTRICAS DEL ING. FRANCISCO MARIEL L. Y LAS FALLAS SISMOLÓGICAS DE LA FIGURA N°. 10

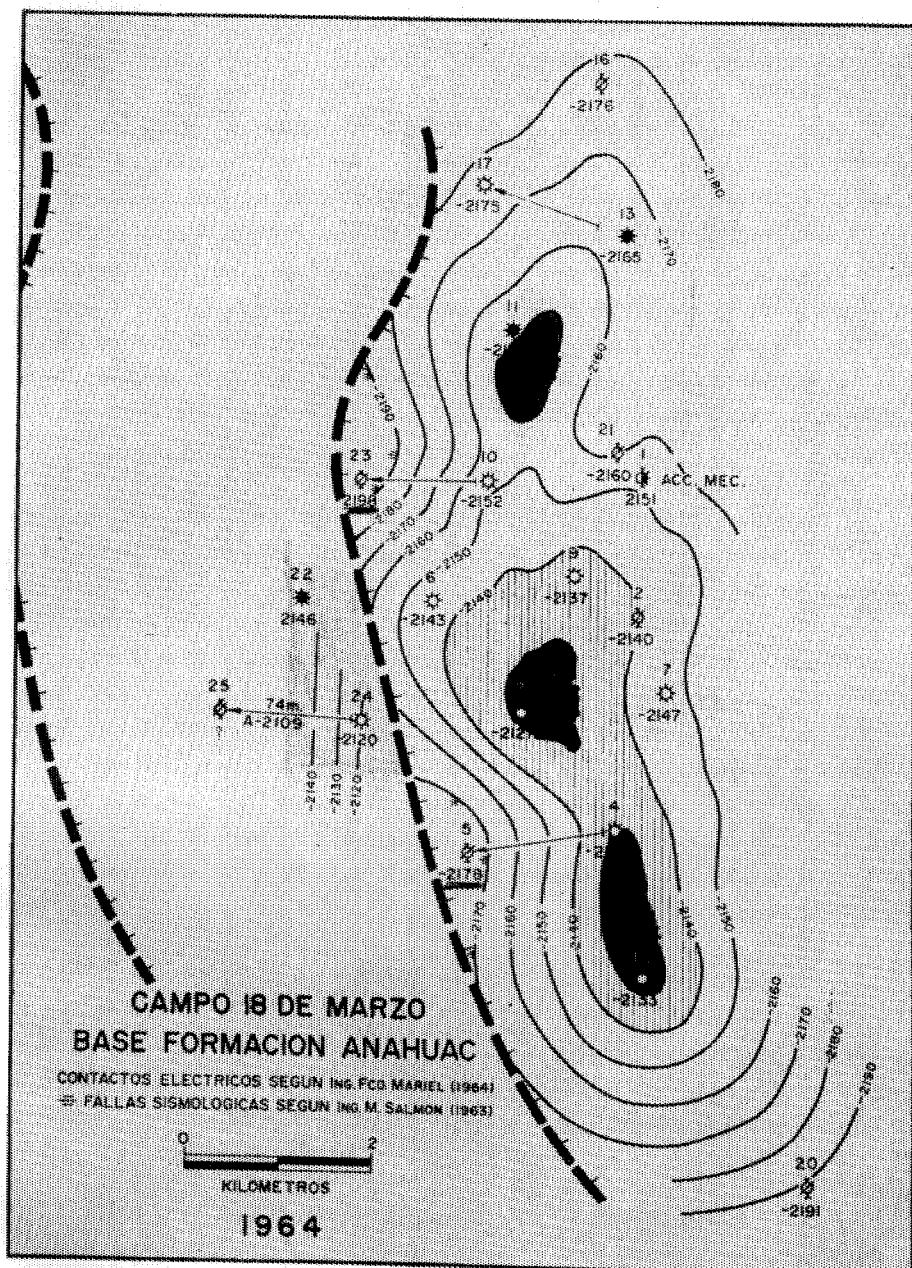


FIGURA N°. 13.—HORIZONTE BASE ANAHUAC CONFIGURADO POR EL AUTOR EN 1964 — COMBINANDO DETERMINACIONES ELECTRICAS DEL ING. FRANCISCO MARIEL L. Y LAS FALLAS SISMOLÓGICAS DE LA FIGURA N°. 10
OBSERVENSE LAS PENDIENTES W HACIA LOS POZOS NUMEROS 5 Y 23

ciable incremento de pendientes hacia el W. La descripción general dada para la figura antecedente es válida también para ésta.

Como relación entre las dos figuras anteriores, en la Figura No. 14 se muestra, con base en los mismos fundamentos, a una configuración en ISOPACAS de la formación ANAHUAC del Oligoceno, correspondiente a la actitud de los pozos 18 de Marzo perforados entre los Nos. 1 y 24. En este caso, en lugar de cada 10 m., se ha configurado a intervalos de 2 m. con el propósito de destacar a los engrosamientos que ocurren en dirección a la falla central, en cuyas cercanías los pozos Nos. 5, 23 y 17 muestran sus valores más altos (mayor engrosamiento) que cualquier otro pozo de este campo, reforzando de nuevo a la interpretación de dicha falla y las posibilidades de extensión en el bloque W.

El último de los pozos de extensión perforado para este campo, es el pozo seco No. 25 anticipado en las tres figuras antecedentes; su perforación concluyó en Septiembre del presente año (1965), a una profundidad total de —2234 m.; mostrando una situación estructural más baja que la del No. 24 e incrementándose su diferencia con el aumento de profundidades. De las tres pruebas de producción programadas para este pozo a —2176 m., —2201 m. y —2183 m., falló la primera con abatimiento de lodo, no logró efectuarse la segunda y no fluyó en la tercera, donde se recuperó agua lodoso gasificada. Por otra parte, considerando a las pendientes sismológicas previstas en la Figura No. 10, confirman también la situación estructural más baja de este pozo, respecto a la de los pozos doblemente productores Nos. 22 y 24 en la fracción W de la estructura 18 de Marzo.

Aunque las producciones iniciales logradas en el Campo 18 de Marzo ya se han descrito individualmente en el desarrollo de este trabajo, en el mapa de la Figura No. 15 se han englobado, con el propósito de cuantificarlas objetivamente con respecto a la cantidad de pozos improductivos, llegando a la muy importante conclusión de que este campo arroja a la fecha:

UN PORCENTAJE DE ACIERTOS = 60 %

Es decir, que de un total de 20 pozos perforados en el campo 18 de Marzo, han resultado 12 productores.



FIGURA No. 14.—ISOPACAS ANAHUAC CONFIGURADAS POR EL AUTOR EN 1964 — CON LAS DETERMINACIONES ELECTRICAS DEL ING. FRANCISCO MARIEL Y ANEXANDO LAS FALLAS DE LA FIGURA No. 10. OBSERVENSE LOS ENGROSAMIENTOS SUBRAYADOS EN LOS POZOS Nos. 5, 23 Y 17.

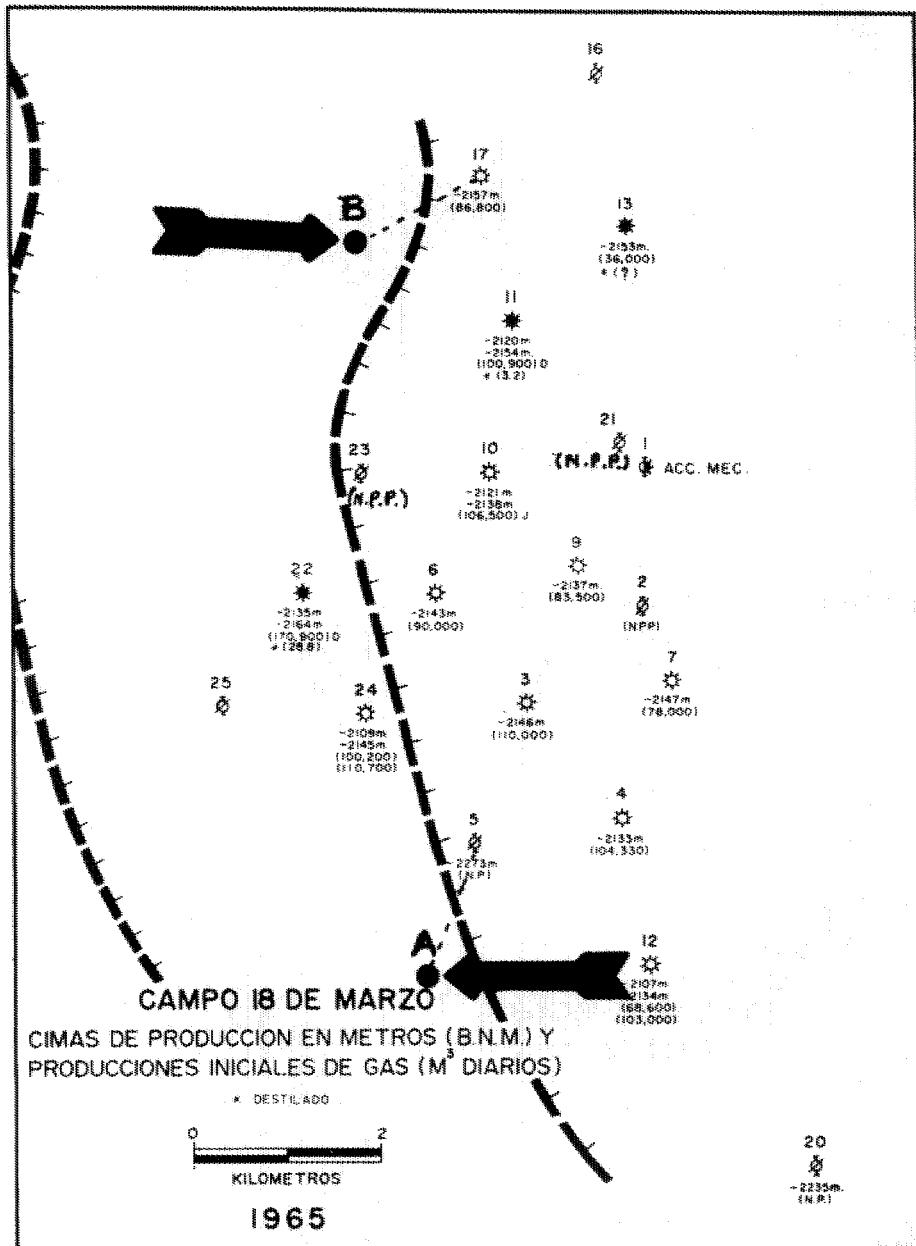


FIGURA No. 15.—PRODUCCIONES INICIALES Y CIMAS DE PRODUCCION EN EL CAMPO 18 DE MARZO HASTA OCTUBRE DE 1965 — COMPARESE EL INCREMENTO DE PRODUCCION DE LOS POZOS NUMEROS 22 y 24 DEL BLOQUE W CON LOS RESTANTES

N.P. == NO PROBADA

N.P.P. == NINGUNA PRUEBA DE PRODUCCION

PRODUCCION ACUMULADA DE GAS NO ASOCIADO

Considerando en seguida, que a pesar de que las perforaciones en este campo se han realizado a un ritmo bastante irregular entre los años de 1949 a 1965, no obstante, nos ha proporcionado acumulativamente desde 1954 hasta la fecha una producción superior a:

500 MILLONES DE M³ DE GAS NO ASOCIADO

Para fines de 1959, la producción anual acumulada de gas no asociado era apenas de unos cuantos millones de m³.; continuando dicha cantidad hasta fines de 1961 con interrupción de tres años, y a fines de 1962 se multiplicó más de 60 VECES al incorporarse las producciones de los pozos comprendidos entre los números 3 y 17. de los existentes en esa fecha.

En resumen, mediante los pozos productores anteriores y la anexión de los pozos Nos. 22 y 24 perforados en 1963 sobre el bloque occidental de la estructura 18 de Marzo, la producción anual acumulada, prácticamente aumentó 6 veces en el lapso de 1963 hasta el momento.

R E S E R V A S

Finalmente debemos tomar en cuenta que mediante los pozos perforados en este campo, se han calculado para principios de este año de 1965 las reservas siguientes:

130,178 MILLONES DE PIES CUBICOS DE GAS SECO

724,000 BARRILES DE HIDROCARBUROS LIQUIDOS

De acuerdo con las posibilidades de extensiones principalmente laterales, expuestas durante el desarrollo de este trabajo; debe hacerse hincapié, que al relacionarse horizontes someros con horizontes profundos de mayores pendientes sismológicas, existen otras posibilidades también laterales pero de extensión vertical presumiendo posibles entrampamientos estratigráficos profundos de flanco.

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

- ING. ANTONIO GARCIA ROJAS.—Exploración petrolera en la República Mexicana de 1938 a 1950.
- ING. JOSE COFFIN OTERO.—Levantamiento Gravimétrico en el Noreste de México. Inf. NE-M.68 de 1948.
- B. A. HARRIS.—Estudio Sismológico del área 18 de Marzo. Inf. NE-M.166 de 1949.
- F. A. MOORE.—Reporte Sismológico Suplementario del área 18 de Marzo. Inf. NE-M.479 de 1953.
- THOMAS ORTIZ.—Determinación de Velocidades en el pozo 18 de Marzo No. 3. Inf. NE-M.577 de 1954.
- ING. DANIEL GUTIERREZ G.—Reinterpretación de la estructura 18 de Marzo. Inf. NE-M.600 de 1954.
- ING. MIGUEL SALMON HERRERA.—Exploración Sismológica en el área Matamoros. Inf. NE-M.669 de 1956.
- ING. FABIAN CASTILLO CHAVIRA.—Exploración Sismológica en el área de Matamoros. Inf. NE-M.688 de 1956.
- ING. MIGUEL SALMON HERRERA.—Revisión Sismológica en las áreas 18 de Marzo y Timones. Inédita de 1963.
- ING. LAURO A. YZAGUIRRE S.—Informes Finales de Pozos en el Noreste de México. Varios.
- ING. FRANCISCO MARIEL LEZAMA.—Interpretación de Subsuelo en el Campo 18 de Marzo. Reporte de 1964.
- ING. RAFAEL CHAVEZ BRAVO.—Exploración Sismológica en el área de Matamoros (Timones). Inf. NE-M.964 de 1965.
- ING. MIGUEL SALMON HERRERA.—Algunas consideraciones personales del autor. 1965.
- INGENIERIA PETROLERA.—Distrito Frontera Noreste. Inf. Mensual Enero 1965.

EXPLICACION DEL SISTEMA DE REGISTRO ACUSTICO TRIDIMENSIONAL PARA POZOS PROFUNDOS *

Por el Ing. JAMES M. BIRD **

R E S U M E N

Los métodos de registros de pozo que se usan para estimar la productividad de la sección estratigráfica caen generalmente en cuatro grupos, es decir: los registros eléctricos, radioactivos, de temperatura y acústicos. El registro tridimensional (3-D) cae en el último grupo mencionado, y es, en realidad, un nuevo método para registrar los tres modos de propagación de las ondas acústicas que son: longitudinales, transversales y de frontera (boundary waves) ***. Este artículo describe y explica algunos fenómenos que han sido notados en los registros de "3-D", y se hace la sugerión de que las medidas hechas por medio de estos registros pueden ayudar a la solución de algunos problemas geofísicos. Se incluyen unos ejemplos de registros "3-D" que demuestran los distintos fenómenos.

Durante los 35 años en que se han hecho registros de pozos, se han producido abundantes herramientas y servicios diseñados para satisfacer diversas necesidades de la Industria Petrolera, entre las cuales se encuentra la evaluación de las formaciones.

*Trabajo presentado en la III Convención de la Asociación Mexicana de Geofísicos de Exploración, Octubre 26-30, Monterrey, México.

**De la división BIRDWELL, de la Seismograph Service Corporation.

***Ondas que viajan por la superficie de separación entre dos sólidos, llamadas también ondas de Stoneley.

La evaluación de formaciones es la técnica de obtener e interpretar información del pozo con el propósito de mejorar el entendimiento y conocimiento de las formaciones descubiertas por la barrena. Si se examina el conjunto de servicios diseñados específicamente para la evaluación de formaciones, encontramos que se puede dividir en cuatro grupos. El primero y más antiguo es el grupo de resistividad, el segundo es el nuclear, el tercero es el de temperatura y el cuarto es el grupo acústico. Este trabajo trata solamente de este último grupo, refiriéndose específicamente a un nuevo método de obtener un registro acústico.

El registro acústico se presentó a la Industria Petrolera en forma comercial por primera vez en 1953. Los primeros pasos de su desarrollo consistían en medir el tiempo necesario para que la onda de presión pasara del transmisor a un receptor que estaba colocado a una distancia fija en el pozo. En un intento para eliminar el tiempo de viaje por el lodo, se desarrolló un doble receptor que pudo medir el tiempo de viaje de la onda mientras ésta recorría la distancia entre los dos receptores. Ultimamente el diseño se modificó para incluir dos transmisores y dos receptores, en un intento más para eliminar los efectos del pozo. En la primera publicación sobre este tema (Summers y Broding, 1952), se dijo textualmente: "debe notarse que marcando automáticamente los primeros ímpetus de la onda compresional, se pierden cualesquiera arribos posteriores, y con ellos la información que podrían contener. Puede ser que los sistemas de sondeo futuros puedan registrar esa información tan importante". Hasta el desarrollo del sistema de registro llamado 3-D por la Seismograph Service, no existía una técnica práctica para el registro de la señal acústica completa en forma continua. Con este equipo, es posible registrar los primeros arribos de las diversas ondas componentes, con su frecuencia y amplitud.

El grupo de personas a quienes está dirigida esta información está compuesto en su mayoría por geofísicos que usan el método sísmico para la exploración del petróleo. El sistema sísmico consiste en la transmisión y detección de energía elástica, generada casi siempre por la explosión de una carga de dinamita, propagada a través de la tierra hasta un grupo de detectores. El propósito de los detectores es medir la respuesta de la tierra al impulso elástico creado por la explosión. En un registro acústico, nosotros movemos una fuente de energía, a la cual denominaremos transmisor, verticalmente en el pozo, junto con uno o varios receptores. El propósito de los receptores es también en este caso medir la respuesta de la tierra a las descargas periódicas de energía elástica. Vemos pues que el registro acústico de pozos es un campo de interés común tanto para los geofísicos como para los petrole-

ros. En opinión del autor, puede ser muy fructífero para los sismólogos considerar los registros de 3-D como un experimento de laboratorio. De esta manera se puede obtener una mejor comprensión de la manera como responde la tierra a una conmoción elástica.

La Figura 1 muestra los componentes esenciales de un aparato para sondeo acústico en el interior de un pozo. En su forma más simple, una sonda para registro acústico consiste de un transmisor situado a cierta distancia de su receptor. Cuando se usa el sistema de registro 3-D, esta distancia se puede variar desde 3 hasta 100 pies según sea el propósito del registro. El transmisor es un elemento electromecánico que usa el principio de la magneto-estricción para crear periódicamente, de 10 a 15 veces por segundo, una onda de presión en el fluido que llena el pozo. Esta onda de presión viaja del transmisor hacia la pared del pozo. En el contacto entre el fluido y la roca de la pared del pozo ocurre un fenómeno muy interesante; la energía llega a este contacto en forma de una onda de presión, pero una parte de esta energía se gasta en la creación de cuando menos dos formas más de ondas elásticas. Una de estas formas es la onda transversal y la otra es la onda de frontera ("boundary wave"), la cual ha sido llamada también de Stoneley, de Rayleigh, cónica y onda de tubo.

En este trabajo no se discuten las diferencias entre estas cuatro ondas, pero en uno de los registros que se presentan adelante se pueden distinguir fácilmente dos tipos de este grupo, el de alta y el de baja frecuencia.

Entonces se inician tres grupos diferentes de ondas en un punto de la pared opuesta al transmisor. Estas ondas viajan en todas direcciones; una de ellas va hacia abajo del pozo o sea rumbo al receptor. Las ondas elásticas se propagan en un medio por el movimiento de las moléculas que la forman. No puede haber ningún movimiento mecánico en la pared del pozo sin causar alguna onda de presión en el fluido que llena al pozo. Por lo tanto, el movimiento de cualquiera de estas ondas elásticas por la pared del pozo causa la iniciación de una onda de presión en el fluido del pozo, y es la energía de esta onda de presión la que permite al receptor registrar el paso de la onda elástica.

En la Figura 2 podemos ver los resultados de un intento de visualizar el fenómeno de la presión del pozo a que el receptor está sujeto en condiciones normales. Esta ilustración es la reproducción de la respuesta del receptor en el osciloscopio. Es trazada por el rayo del osciloscopio al moverse de izquierda a derecha linealmente con el tiempo. Cada vez que el transmisor emite energía, el rayo empieza en la parte izquierda y se mueve a través de la pantalla. La

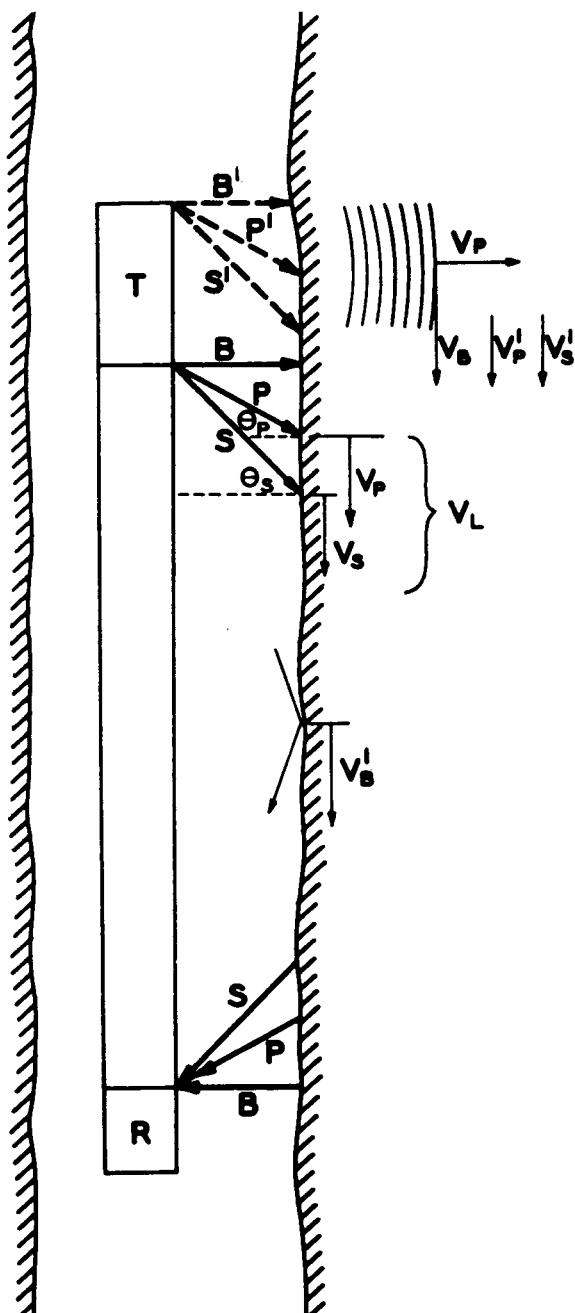


FIGURA 1

SONDA ACUSTICA EN EL INTERIOR DE UN POZO

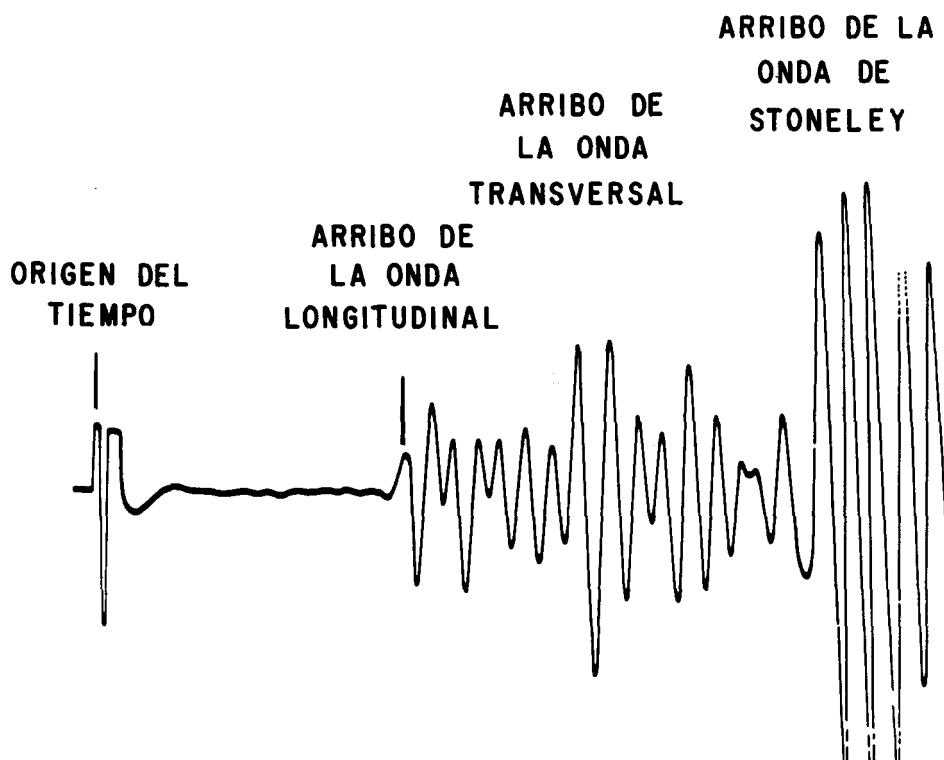


FIGURA 2

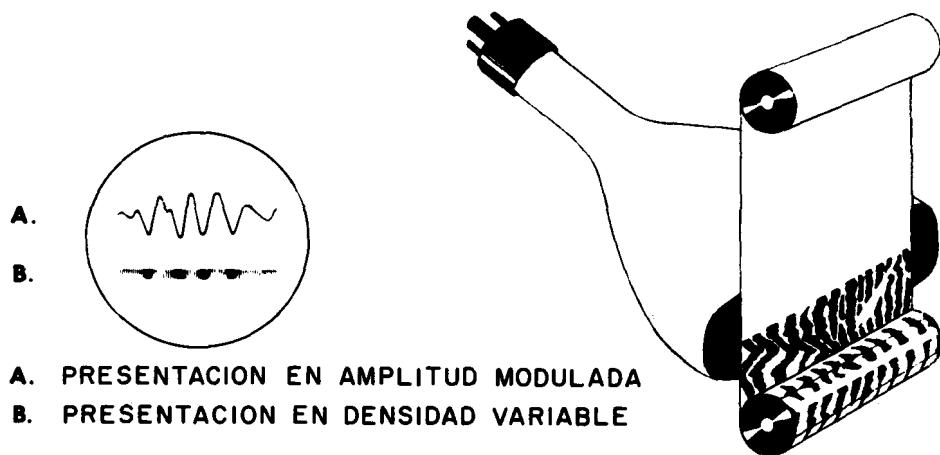
IMAGEN OSCILOMETRICA DE LOS CAMBIOS DE PRESION EN EL POZO
DETECTADOS POR EL RECEPTOR ACUSTICO

existencia de una presión más alta que la normal en el pozo, hace que el cristal del receptor se comprima, y esta compresión del cristal, con la ayuda de un circuito electrónico apropiado, produce un movimiento vertical del rayo. Cuando el receptor está sujeto a presiones menores que la presión normal en el pozo, el rayo se mueve hacia abajo del nivel normal o nivel de señal cero. De esta manera se forma en el osciloscopio una onda aproximadamente senoidal como resultado del paso de la primera forma de energía, la cual es la onda de presión o longitudinal. Esta energía generalmente alcanza un máximo y luego disminuye antes del arribo de la segunda forma de energía de onda elástica, que es la onda transversal. El tiempo disponible para que la onda crezca a su máximo y decaiga es proporcional al espaciamiento entre transmisor y receptor. El arribo de la onda transversal se indica en la Figura 2, y es de mayor amplitud que la onda longitudinal. De una manera semejante, la onda transversal alcanza su máximo y decae antes del arribo de la onda de frontera o de Stoneley. En esta figura se ha intentado mantener la amplitud comparativa de estas ondas como si fueran recibidas de rocas receptáculo de los tipos que normalmente se encuentran en los yacimientos petroleros. En rocas duras o competentes, las ondas transversales se propagan con menor atenuación que las ondas longitudinales u ondas de presión.

La Figura 3 muestra el método usado para hacer el registro 3-D. La parte izquierda de la figura es un osciloscopio donde se ha dibujado una onda de forma senoidal marcada con la letra "A". En el sistema de registro 3-D, se usa una manera diferente de presentar este tipo de onda. En vez de aplicar la señal recibida al eje vertical del osciloscopio, se aplica en el eje "Z", siendo la dirección del eje "Z" normal a la superficie del osciloscopio. La posición en este eje se indica por la brillantez del rayo. En esta forma de modulación, cuando el cristal es comprimido en el pozo, la señal resultante de los amplificadores de la sonda se usa para incrementar la intensidad o brillantez del rayo de electrones, mientras éste se mueve de izquierda a derecha sobre la cara del osciloscopio. Inversamente, cuando el cristal está sujeto a una presión menor que la normal del pozo, la señal se usa para reducir la intensidad del rayo osciloscópico. La existencia de la presión normal del pozo en el receptor, se registra como un tono gris en el nivel de intensidad. En "B" hemos intentado representar la forma que tomaría la onda senoidal si fuera mostrada como una señal de intensidad modulada.

Este método de modulación se aplica al tubo mostrado en la parte derecha de la Figura 3. Hemos representado aquí un tubo de rayos catódicos del tipo de fibras ópticas ("fiber optics"), el cual se usa para reducir al mínimo la pérdida de luz a través de la cubierta de vidrio. Esto hace mínima

SISTEMA DE REGISTRO EN DENSIDAD VARIABLE



Birdwell
3-D VELOCITY LOG

FIGURA 3

REGISTRO TRIDIMENSIONAL DE VELOCIDADES

cualquier distorsión que podría ocurrir en un sistema óptico del tipo de lentes, y también presenta la ventaja de hacer más eficiente al sistema desde el punto de vista de la transmisión de luz. Cada vez que el transmisor actúa, un rayo de electrones barre, de izquierda a derecha y a razón de 10 a 15 veces por segundo, la película fotográfica que se halla presionada contra el tubo de fibras ópticas, dejándola expuesta. Las señales presentes, aunque sean muy débiles, quedan registradas en la emulsión fotográfica de la película. La película es puesta en movimiento por un sistema "Selsyn", de tal manera que la dimensión vertical de la película puede ser graduada directamente en profundidad.

La dimensión horizontal de la película puede ser graduada directamente en tiempo medido a partir del tiempo cero, siendo éste el instante en que actúa el transmisor. La tercera dimensión está representada por la intensidad del rayo de luz, siendo conveniente pensar que esta dimensión está medida normalmente a la cara de la película. La fuerza de la señal acústica puede medirse por la variación de la intensidad de la película cuando las distintas ondas de presión pasan por el receptor.

La Figura 4 es una ilustración de un registro producido por un sistema 3-D de registro de velocidades. La profundidad en el pozo aumenta desde la parte superior de la figura 4 hacia la parte inferior; el tiempo aumenta de izquierda a derecha y está marcado a intervalos de 100 microsegundos por las líneas verticales. La primera señal generada por la modulación de la intensidad del rayo, es esencialmente un registro de velocidades con un sólo receptor. Estas débiles bandas negras son causadas por la llegada de la primera señal, la cual es la onda longitudinal. Su arribo se indica con la letra P en la parte inferior de la figura 4.

La llegada subsecuente de la onda transversal se indica con la letra S en el centro de la parte inferior de la figura. El arribo de la onda transversal puede distinguirse en otras porciones de más alta velocidad presentes en el registro, por la diferencia entre la pendiente de su señal y la pendiente de la señal de la onda de presión que la antecede. Con el espaciamiento usado al tomar este registro, la onda de presión no ha tenido tiempo de extinguirse antes del arribo de la onda transversal. Un poco abajo de la mitad de la figura, el fenómeno de la onda de frontera se identifica con dos flechas marcadas con C y B. En C se ve una onda de frontera de alta frecuencia y en B se identifica un evento de mucho menor frecuencia. Se ha notado que este fenómeno de alta frecuencia se presenta usualmente donde no hay onda transversal. Un fenómeno de onda de frontera de mucho menor frecuencia, identificado como "B" se presenta usualmente donde hay onda transversal. La frecuencia exacta

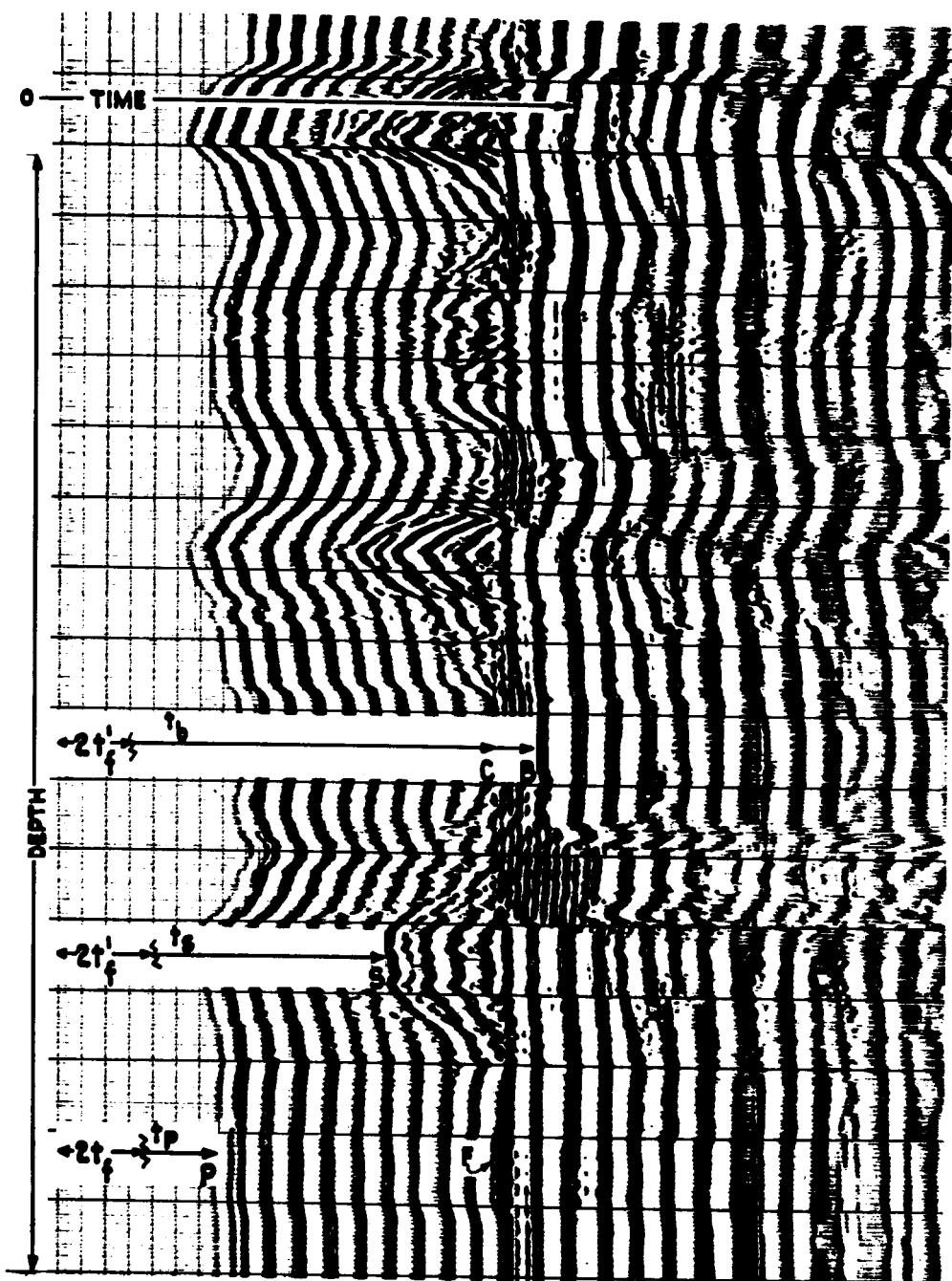


FIGURA 4

de una señal puede determinarse contando el número de ciclos que ocurren en un intervalo dado. (Las marcas del tiempo representan intervalos de 100 microsegundos).

En la Figura 4, las velocidades de los tres tipos de ondas aparecen en el orden en que normalmente se suceden. Esto no siempre pasa, como se muestra en la Figura 5. Aquí la onda de presión está identificada como P2 y llega antes que la onda de frontera, la cual está señalada como Cl. Podemos ver, sin embargo, una circunstancia poco usual, donde la onda transversal, identificada como S2 en la figura, llega con posterioridad respecto a los eventos de la onda de frontera. Esta figura es una ilustración acerca de las amplias variaciones que puede haber entre la velocidad de la onda de presión y la onda transversal.

Estas velocidades proporcionan datos interesantes acerca de la índole del material que forma la pared del pozo.

Habiendo sido determinadas las velocidades de las ondas longitudinal y transversal y la densidad de la roca por medio de un registro de densidades gamma-gamma, el Sr. Dean Christensen (Ref. 2), ha demostrado que es posible determinar todas las propiedades elásticas de la roca. Los valores de las velocidades y densidades pueden ser digitalizados, y mediante un programa ser llevados a una computadora que dé como resultado los valores de la relación de Poisson, el módulo de Young, el módulo volumétrico y el módulo de corte, para cualquier incremento de profundidad que se desee. Durante los últimos tres años, esta información ha sido usada de manera efectiva por la Comisión de Energía Atómica, en sus pruebas de dispositivos nucleares bajo tierra. Es también una valiosa ayuda para los Físicos de Mecánica de Rocas, en la evaluación de los materiales del subsuelo para construcciones subterráneas, cimentaciones, presas y túneles.

La Figura 6 muestra una situación muy especial, en donde la velocidad de la onda de presión es menor que la velocidad de la onda frontera. El primer arribo de la onda de presión está señalado con P2. Siguiendo esta fase de la señal hacia arriba, puede verse dónde la onda de presión queda atrás de la señal debida a la onda de frontera, esta última identificada con V_b . Por primera vez y con la ayuda de este sistema de registro, es posible determinar velocidades de la onda de presión con valores menores que la del sonido en el agua. Esto da oportunidad a los geofísicos de poder determinar las velocidades de la onda de presión en materiales cercanos a la superficie, tales como el aluvión.

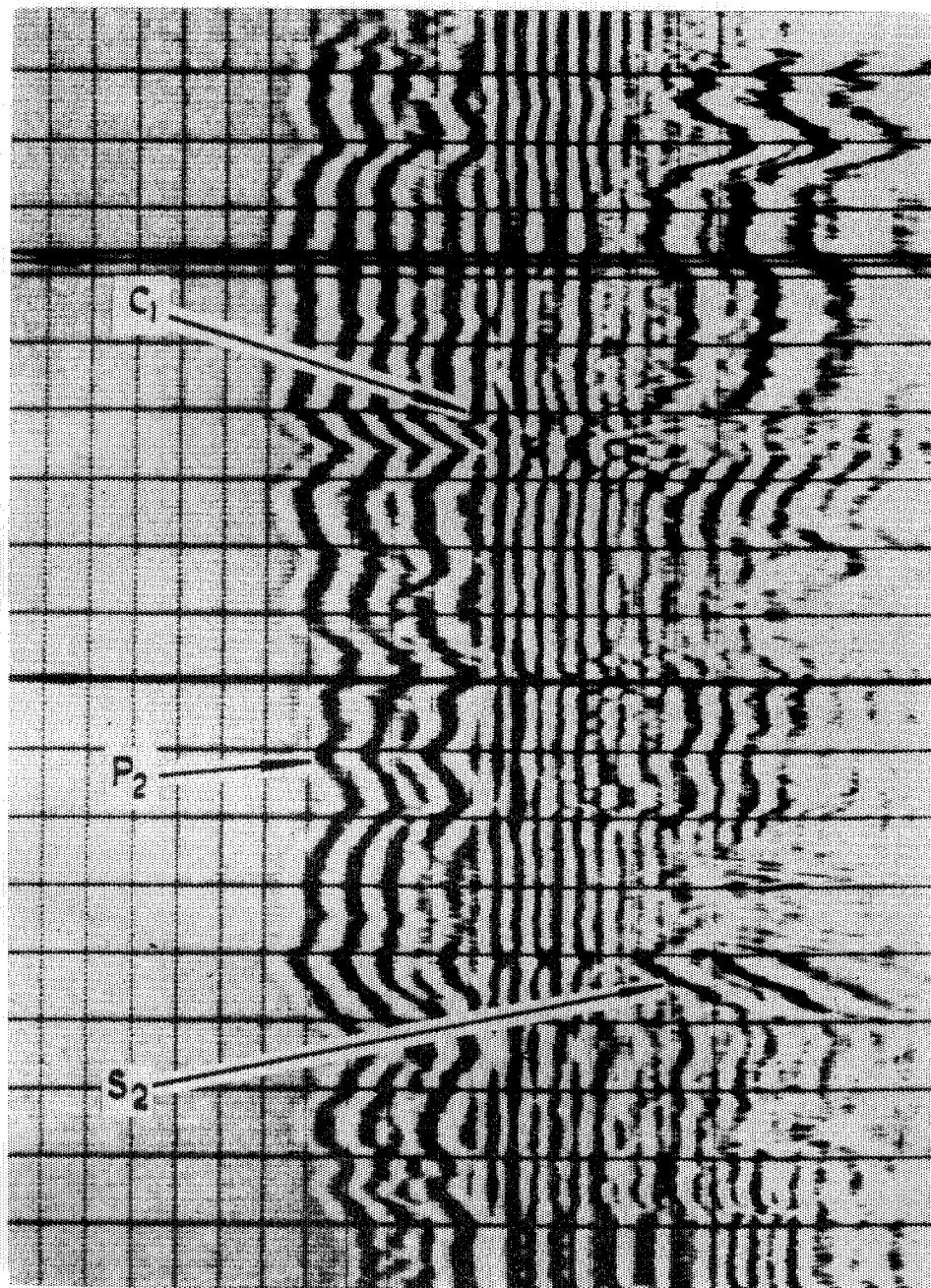


FIGURA 5

Ejemplo de $V_s < V_b < V_p$

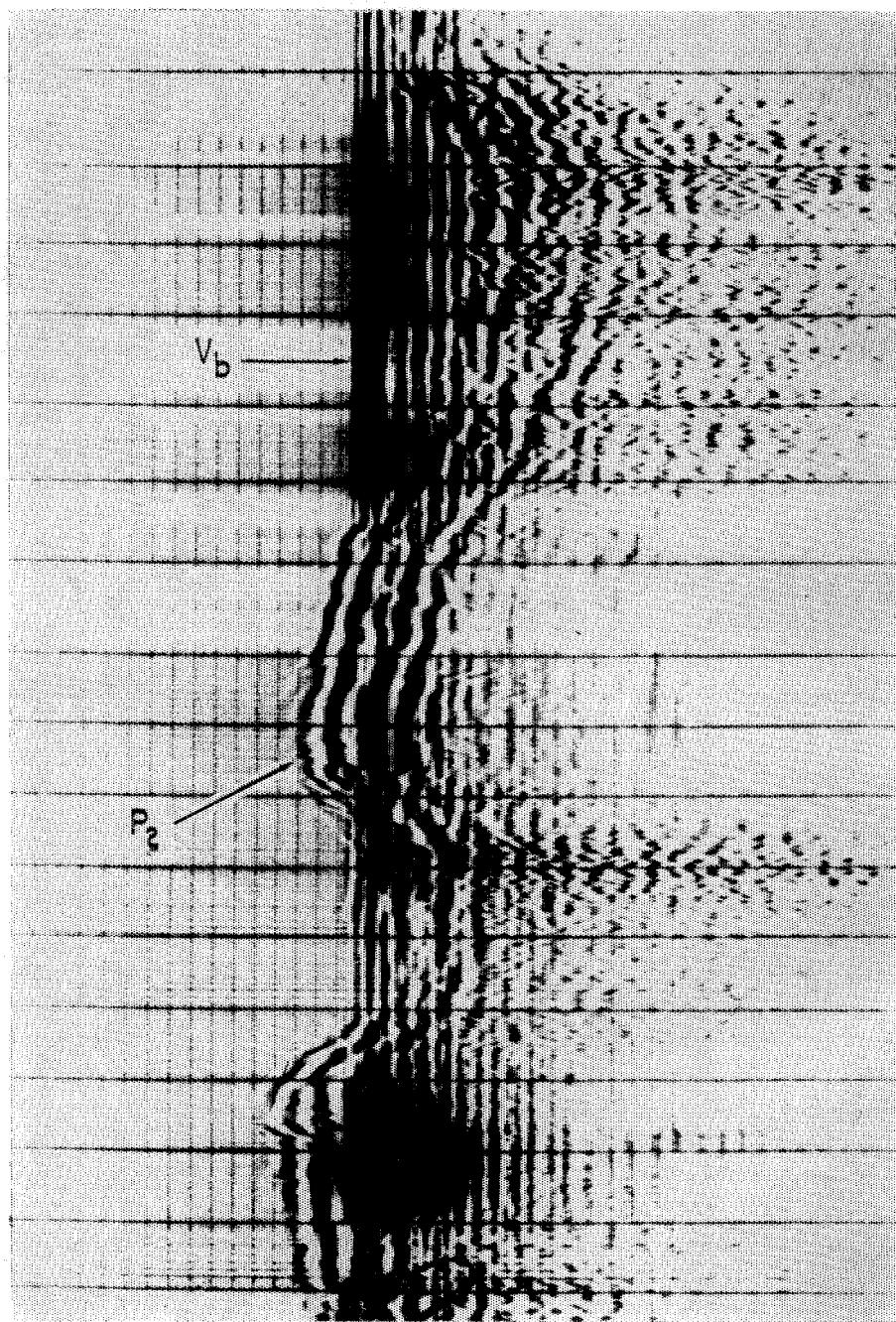


FIGURA 6
Ejemplo de $V_b < V_p$ y $V_p < V_b$

En la parte derecha de la Figura 7, podemos ver seis juegos de líneas inclinadas que ilustran un fenómeno que se presenta en muchos de los registros de 3-D. Este fenómeno sólo puede ser visto cuando la escala de tiempo de los registros 3-D es grande en comparación con la distancia entre el transmisor y el receptor. La parte izquierda de esta misma figura es un diagrama que ilustra cómo se generan estas líneas. Pueden verse el transmisor y el receptor colocados a una cierta distancia por debajo de un contraste de velocidad, el cual está indicado por la línea V1-V2. Como se dijo antes, los disturbios elásticos generados por el transmisor se propagan en todas direcciones; una de ellas es hacia arriba del pozo. Cuando esta onda de presión incide sobre la discontinuidad de velocidad o de densidad representada por V1-V2, una parte de ella es reflejada hacia abajo a lo largo de la pared del pozo, donde es recibida por el receptor. A este tipo de señal lo designaremos como una refracción reflejada.

El tiempo de tránsito necesario para que esta señal arribe al receptor, depende de las distancias a que se encuentran transmisor y receptor respecto de la discontinuidad y de las velocidades de las formaciones que intervienen. Si la velocidad de la formación permanece constante, se deduce que si se mueven el transmisor y el receptor la mitad de la distancia que originalmente tenían a la discontinuidad, el incremento de tiempo deberá ser reducido a la mitad. De esto resultará el arribo de este evento, en la escala del tiempo en el punto que hemos marcado como 2P. Cuando el transmisor se acerca al contraste de velocidades, el tiempo de arribo de esta refracción reflejada deberá aproximarse al tiempo que toma la onda de presión en ir del transmisor al receptor. Al pasar el transmisor y el receptor desde una posición por debajo del contraste de velocidades a otra por encima, se generará la línea indicada como 1P-3P. Cuando la sonda ha pasado los límites del punto donde el receptor está a una corta distancia arriba del contraste de velocidades, entonces hay una refracción reflejada que se mueve del transmisor hacia abajo hasta la discontinuidad y regresa al receptor. Esto origina el punto marcado como 4P. A medida que asciende la sonda con respecto a la discontinuidad, se genera la parte contraria de la línea 1P-3P, identificada como la línea 4P-6P. De una manera semejante, se generan dos refracciones reflejadas para el caso de la onda transversal, que se han marcado como 1S-3S y 4S-6S. Debido a que la onda de frontera se propaga con atenuación menor que la de presión o la transversal, la refracción reflejada que ocurre más comúnmente, es la de la onda de frontera que aquí hemos marcado como la línea de puntos 2B, 3B, 4B y 5B. La pendiente de la línea de puntos, o sea la línea de onda de frontera,

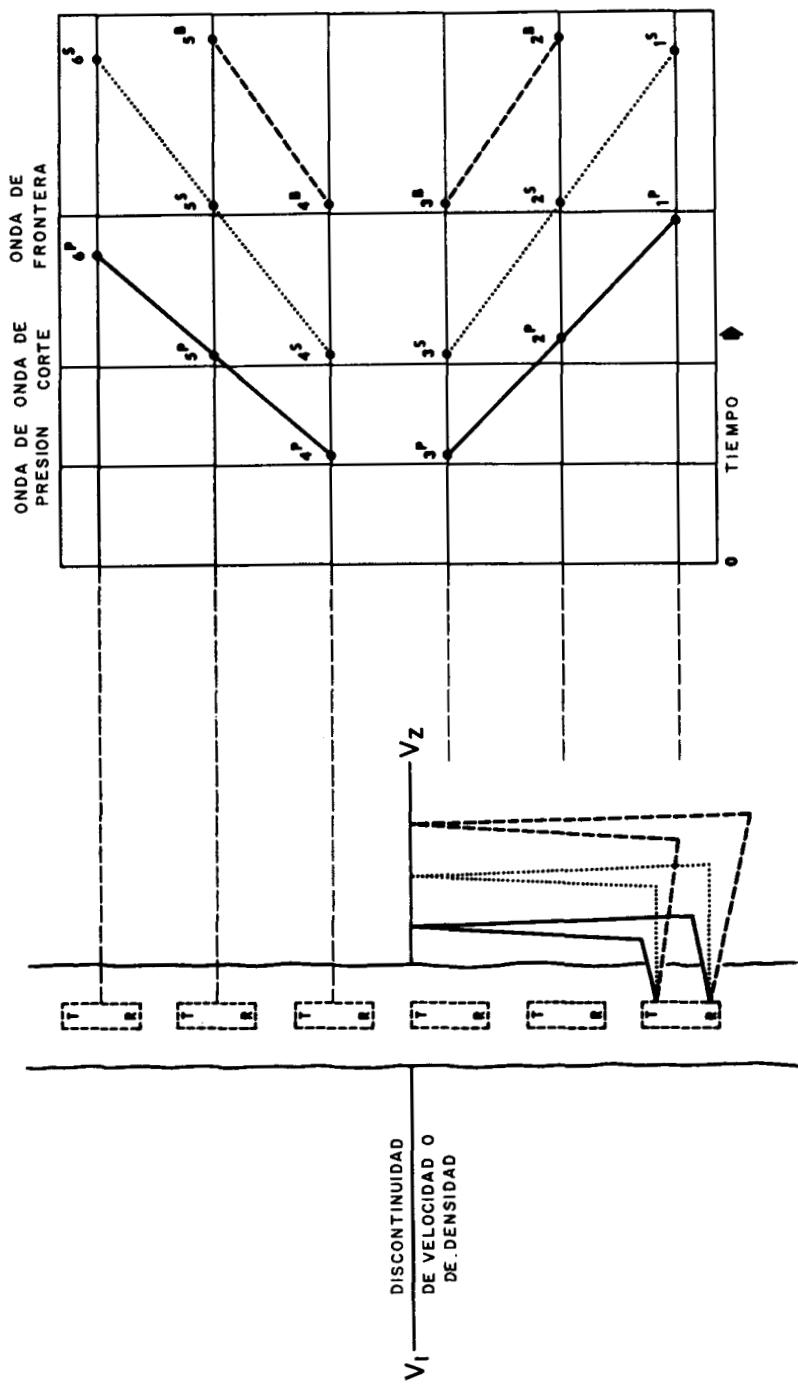


FIGURA 7

será siempre menor que las pendientes de las líneas que representan a la onda transversal y la de presión. Esto es cierto, ya que la onda de frontera tarda mayor tiempo en viajar la misma distancia.

La Figura 8 es un registro que muestra este fenómeno. Las dos líneas que hemos marcado con las letras 1B representan un par de reflexiones refractadas que han sido propagadas a velocidades de onda de frontera. La inferior representa el tiempo de arribo de las reflexiones, al aproximarse la sonda a la discontinuidad. La mitad superior del par, muestra el tiempo de arribo de la refracción reflejada cuando la sonda se mueve hacia arriba y se aleja de la discontinuidad. Otros dos juegos de refracciones reflejadas han sido identificados como 2B y 3B. Estos eventos desaparecen cuando se aproximan al tiempo de la primera onda de frontera. Estas refracciones no se presentan durante el tiempo en que la discontinuidad queda comprendida entre el transmisor y el receptor.

La Figura 9 es un registro donde se ha aumentado grandemente la escala del tiempo y muestra muchos pares de refracciones reflejadas en el pozo.

Cuando la discontinuidad de velocidades queda situada entre el transmisor y el receptor, ocurre un fenómeno diferente. Este se ilustra en la Figura 10, donde se ha marcado con la letra "H". Esta manifestación toma la forma de una letra "X", donde la dimensión vertical equivale al espacio entre el transmisor y el receptor y la dimensión horizontal queda determinada por los límites de tiempo de las dos ondas elásticas que producen este fenómeno particular. El caso ilustrado por las "X" de la Figura 10, trata de una "X" generada entre la onda de presión y la onda transversal. Por lo tanto, el margen izquierdo de la "X" es el tiempo de arribo de la onda de presión. La "X" está limitada a la derecha por la onda transversal. La razón de esto se aclarará después de estudiar la Figura 11, donde se ilustra el modo cómo se forman estas "X".

El diagrama marcado con "A" en la parte izquierda de la Figura 11, muestra la posición del transmisor y el receptor cuando el transmisor se mueve arriba de la discontinuidad, marcada por la línea V1-V2. La línea de trazo lleno que aparece en la parte izquierda de la figura "A" conectando al transmisor con el contraste de velocidades, representa una onda de presión que salió del transmisor y se refractó hacia abajo por la pared del pozo, aproximándose a la discontinuidad. En este punto tiene lugar una transformación de energía y se genera una onda transversal. En este mismo punto del tiempo y del espacio se genera una onda de frontera. Por el momento, sólo consideraremos

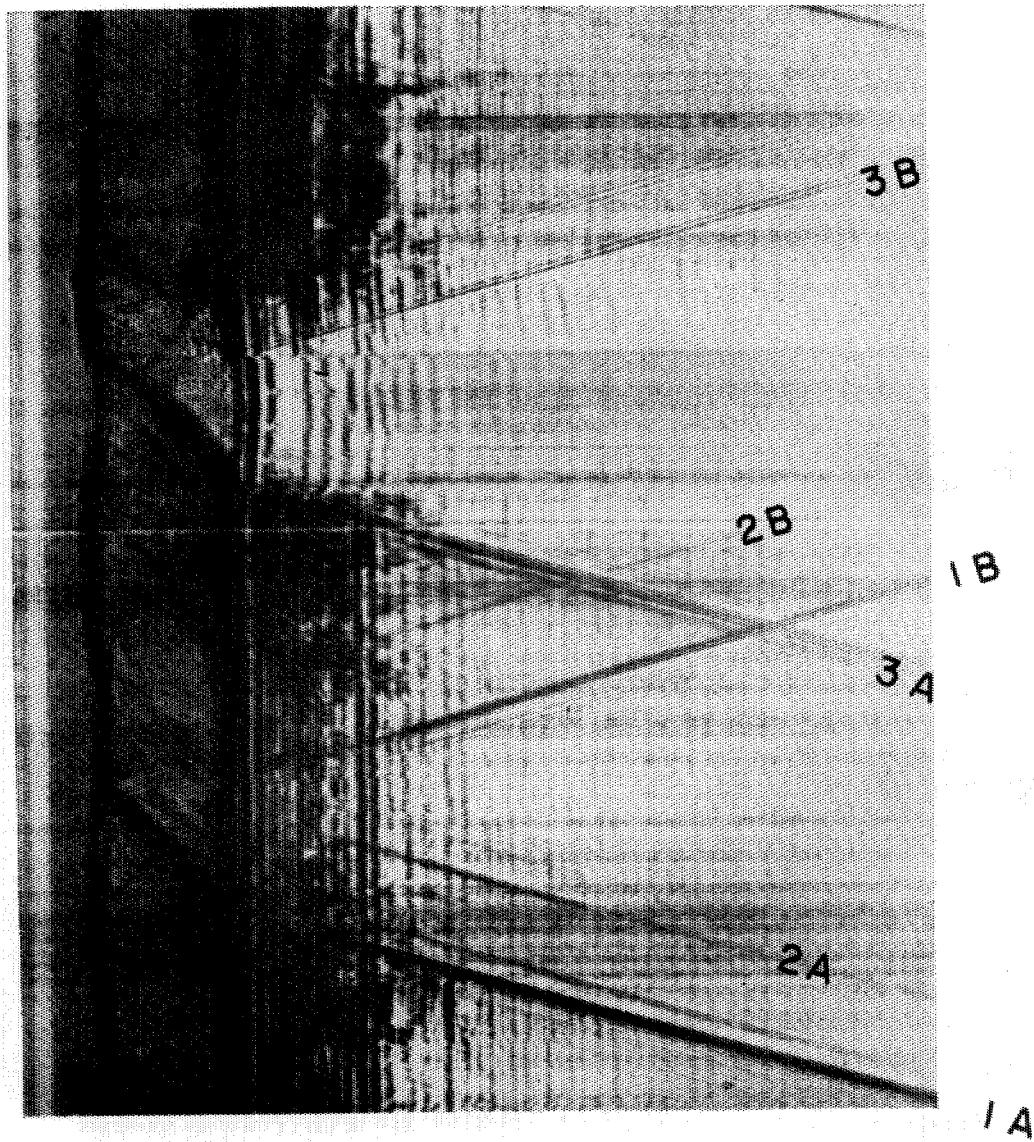


FIGURA 8

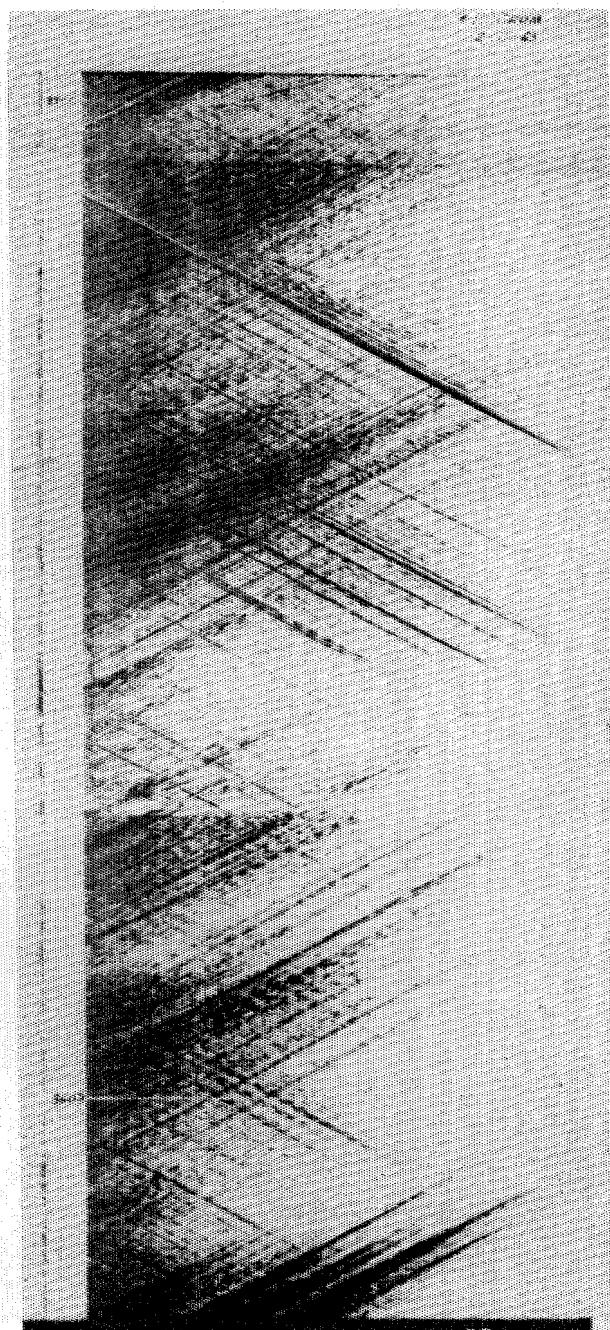


FIGURA 9

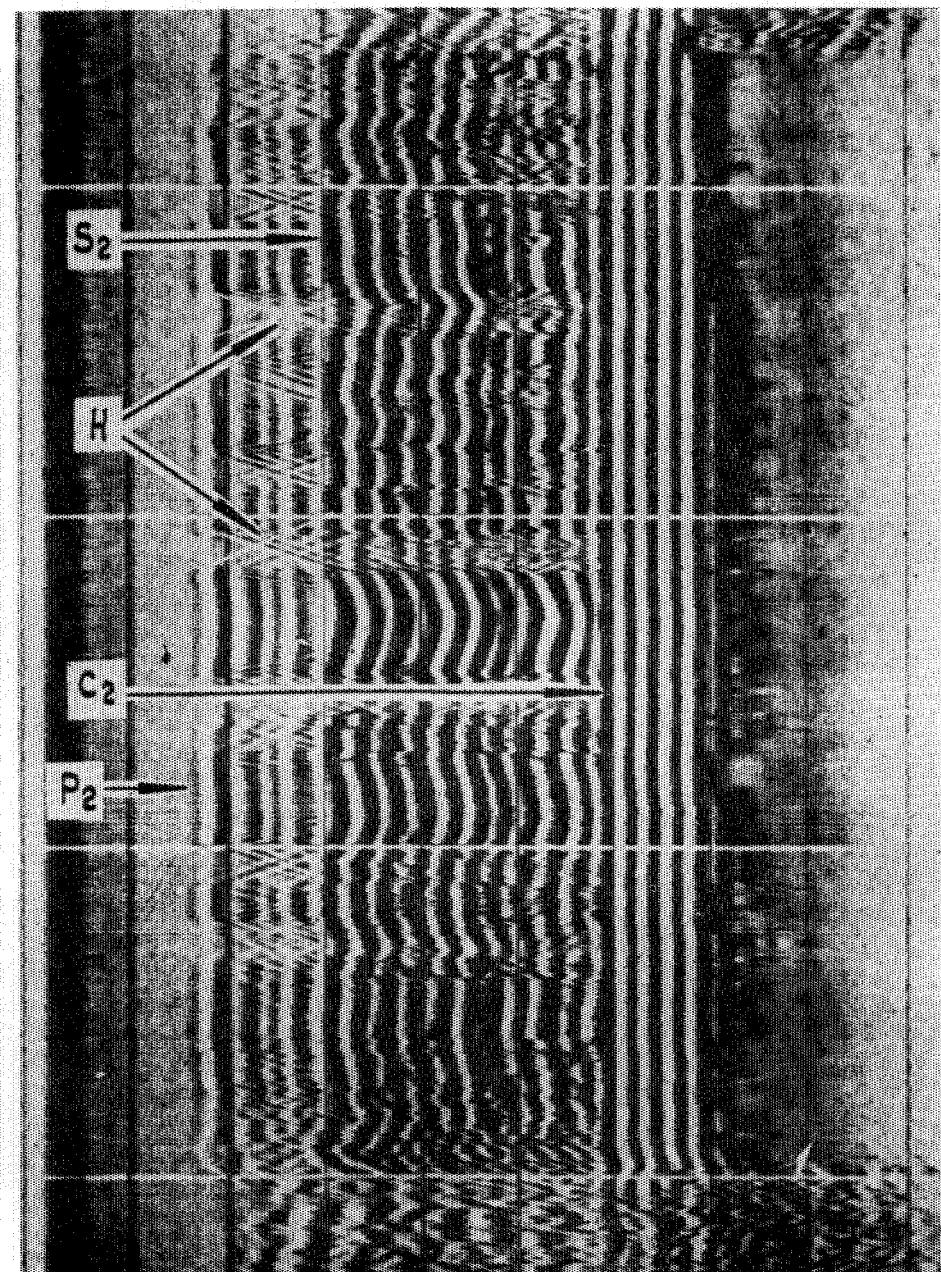


FIGURA 10

la trayectoria de la onda transversal que se muestra como una línea punteada desde el contraste de velocidades hasta el receptor. En esta posición, la mayor parte de la distancia entre el transmisor y el receptor queda cubierta por un disturbio elástico que viaja con la velocidad de la onda transversal. El tiempo de arriba de este evento al receptor será entonces un poco menor que el evento normal directo de la onda transversal. Hemos ilustrado esto por medio de un punto colocado frente al número 1. El diagrama "B" ilustra el caso cuando el contraste de velocidades está situado a la mitad entre el transmisor y el receptor. En la parte izquierda de la sonda, para esta posición, se muestra una línea llena que va del transmisor a la discontinuidad, donde la onda de presión se convierte en la onda transversal ilustrada por una línea punteada para el resto de la distancia hasta el receptor. En esta posición, la mitad de la distancia es recorrida a la velocidad de la onda de presión, y la otra mitad a la velocidad de la onda transversal. El tiempo de arriba de este evento debe ser entonces el promedio de los tiempos entre las ondas de presión y transversal. Hemos ilustrado esto como punto 2 en el diagrama a la derecha de la Figura 11. Cuando la sonda sube hasta la posición "C", la mayor parte de la distancia entre el transmisor y el receptor es recorrida a la velocidad de la onda de presión, y el arriba es registrado con un tiempo cercano al marcado con el punto 3.

Regresando a la posición "A" de la sonda, en la parte derecha de la figura se muestra una onda transversal que ha salido del transmisor y se ha desplazado hasta la discontinuidad de velocidad o de densidad, viajando con la velocidad de la onda transversal. En este punto se convierte en una onda de presión, y recorre la mayor parte de la distancia al receptor con la velocidad de la onda de presión. Su arriba al receptor debe corresponder a un punto que tiene un tiempo ligeramente mayor que el primer arriba de la onda de presión. Este tiempo está ilustrado por el punto 4.

Cuando el transmisor se mueve hacia arriba (posición B), y la discontinuidad de velocidades queda al centro del transmisor y el receptor, la trayectoria de la onda transversal es igual a la trayectoria de la onda de presión. Por lo tanto, el tiempo de arriba debe coincidir con el tiempo marcado por el punto 2.

En la posición "C", una gran parte de la distancia entre el transmisor y el receptor es recorrida con la velocidad de la onda transversal y una pequeña porción con la velocidad de la onda de presión. El arriba de este evento al receptor corresponderá con el tiempo indicado por el punto 6. Luego entonces cuando la sonda se mueve hacia arriba del pozo, y la posición relativa

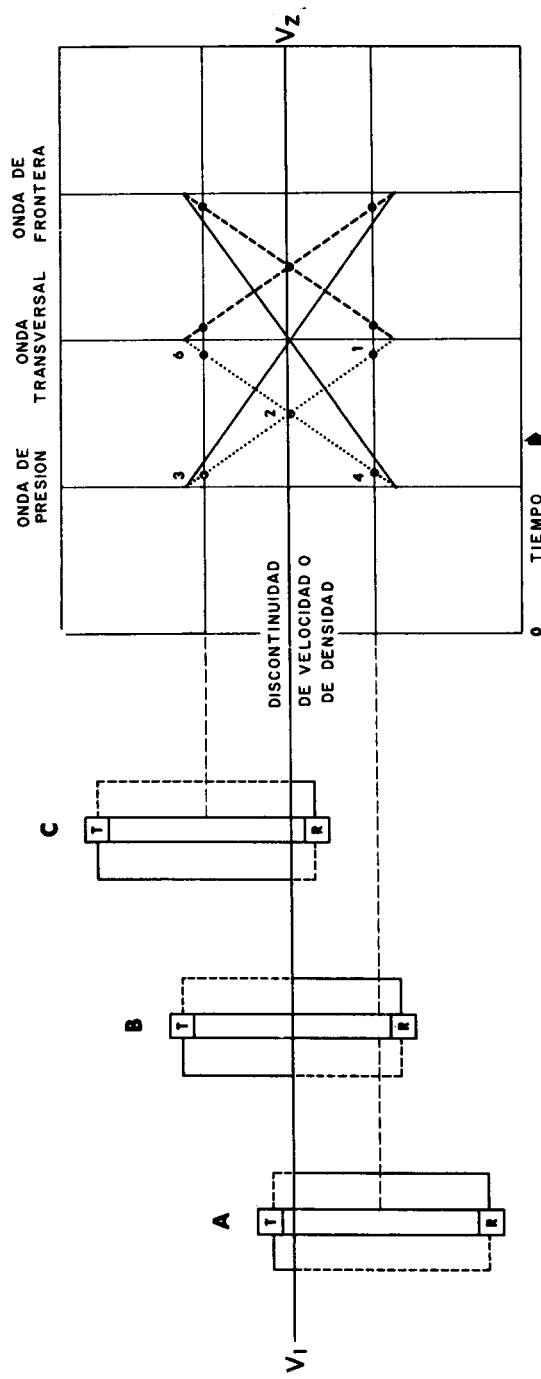


FIGURA 11

de la discontinuidad de densidades se desplaza desde la parte superior a la inferior del grupo transmisor y receptor, se generan dos líneas cuyas pendientes se oponen, cruzándose una a la otra. El punto de cruce ocurre cuando la discontinuidad está a la mitad del camino entre transmisor y receptor. Estas trayectorias se ilustran por medio de las líneas 1-3 y 4-6.

Hemos discutido aquí el intercambio de energía, en la discontinuidad, desde la forma de onda de presión a la forma de onda transversal y viceversa. Como se mencionó al principio, la onda de presión genera, en la discontinuidad no solamente la onda transversal, sino también una onda de frontera. Además una onda de frontera que sale del transmisor y baja hacia la discontinuidad, genera en este punto tanto una onda transversal como una de presión.

De un modo semejante al ya ilustrado, la conversión de la onda transversal en onda de frontera genera una "X" que está contenida entre los límites del primer arribo de la onda transversal y el de la onda de frontera. La conversión de la onda de presión a onda de frontera produce una "X" semejante, contenida entre los primeros arribos de las ondas de presión y de frontera.

En principio entonces, cada discontinuidad de densidad o de velocidad genera 3 juegos de "equis" cada vez que el sistema transmisor-receptor abarca una discontinuidad.

Es opinión del autor que el fenómeno ilustrado por estos registros puede tener significación para los Geofísicos de Exploración. Se ha demostrado en estos registros que la onda transversal se propaga en las formaciones de rocas duras con tanta eficacia como la onda de presión. Hemos demostrado también la conversión de ondas de presión en ondas transversales, y de ondas transversales en ondas de presión en los contrastes de velocidades. Si el concepto que tienen los Geofísicos de Exploración acerca de las reflexiones múltiples ha de ser completo, creemos que deberán incluir la posibilidad de la conversión del tipo de energía en cada contacto, lo que da como resultado la producción de una onda transversal que, viajando a la velocidad de las ondas transversales hasta otro contacto, se convertiría de nuevo en onda de presión en su viaje de regreso a la superficie.

Los registros de 3-D demuestran que las ondas transversales son altamente atenuadas en los medios arcillosos. Por esta razón, la trayectoria de la onda transversal deberá normalmente quedar restringida a las rocas calizas o areniscas. Aún cuando las ondas transversales mismas no se hallaran presentes en la superficie, sí pueden exhibir manifestaciones de sus efectos, causando confusión a los Geofísicos. La construcción de sismogramas sintéticos usando las velocidades de las ondas transversales obtenidas a través de los registros de 3-D, podrían resultar beneficiosos para los Geofísicos.

Hasta este punto, este trabajo se ha referido estrictamente a las ondas confinadas en la inmediata vecindad del pozo. Se mencionó al principio que el sacudimiento elástico generado por el transmisor viaja en todas direcciones. La Figura 12 ilustra el proceso por el cual la energía ha viajado horizontalmente alejándose del pozo y se ha reflejado en alguna discontinuidad situada a cierta distancia del mismo. Las fuertes reflexiones que se presentan en la parte derecha de la Figura 12, representan una trayectoria de reflexión, ida y vuelta, que varía desde aproximadamente 100 pies en la base del registro, hasta 150 pies en la parte superior del mismo. Estos registros se hicieron en una sección masiva de sal y se cree que representan a un gran sistema de fracturas cuya distancia al pozo aumenta conforme la sonda asciende por el pozo. La Figura 13 es una ilustración de eventos reflejados similares, en el caso de una secuencia de estratos arenosos, arcillosos y calcáreos. Los fuertes eventos que se mueven a través del registro con inclinación aproximadamente de 15° respecto a la horizontal, son refracciones reflejadas del tipo discutido antes. Estos se han propagado a la velocidad de las ondas de frontera. Los eventos más cercanos a la vertical, marcados como "A-A" y "B-B", no pueden explicarse como ondas que se hubieran propagado verticalmente en el pozo. Para hacerlo, sería necesario suponer velocidades del orden de 15,000 a 22,500 m/s. La señal en cuestión es generada por energía que se ha movido horizontalmente alejándose del pozo y regresado a éste después de haberse reflejado en alguna discontinuidad situada a cierta distancia del pozo.

Este pozo está perforado en un área donde se cree que hay considerable afallamiento vertical en "echelon". Una falla que se localizara en la parte derecha del pozo y cuya distancia al mismo decreciera con la profundidad, haría que el tiempo de viaje de ida y vuelta al plano de falla aumentara cuando la

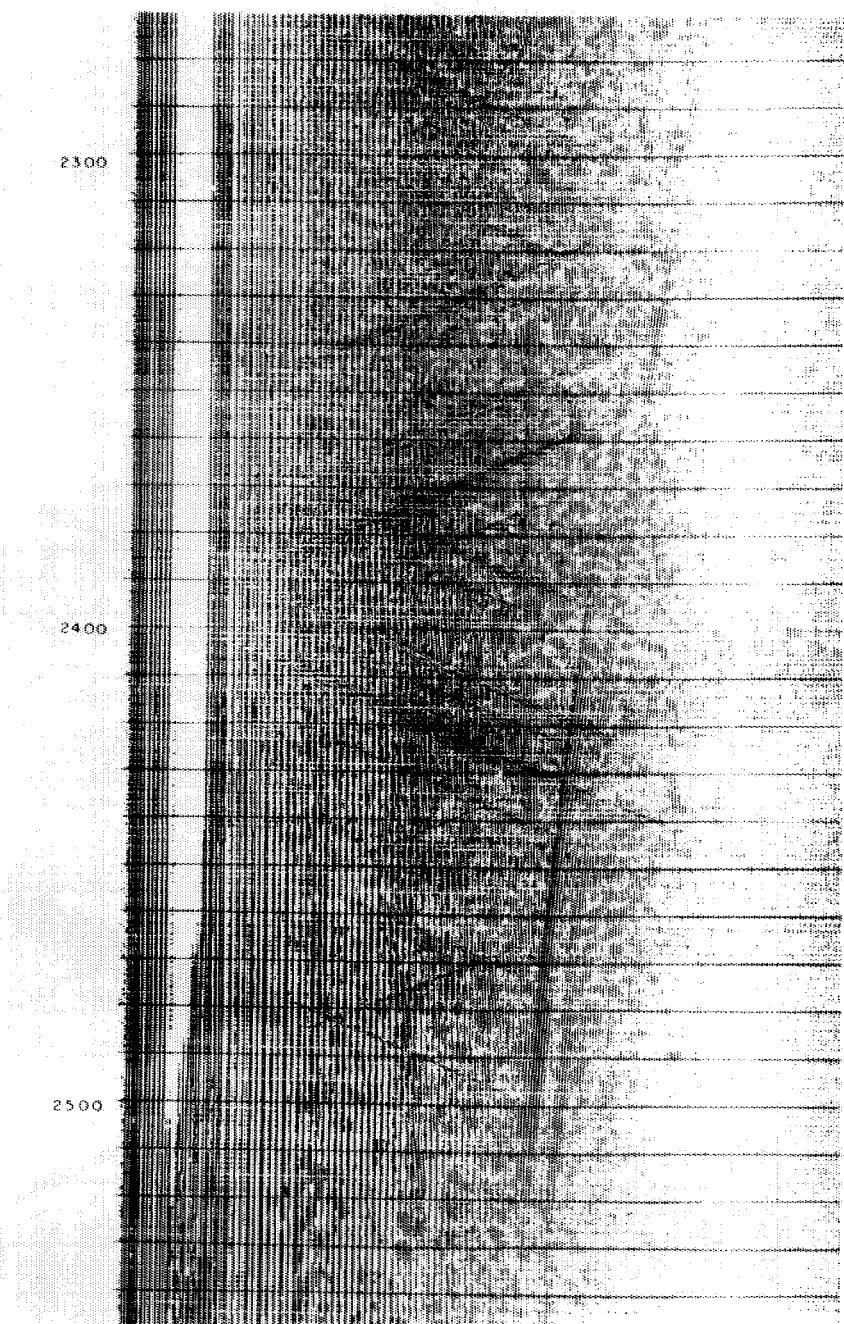


FIGURA 12

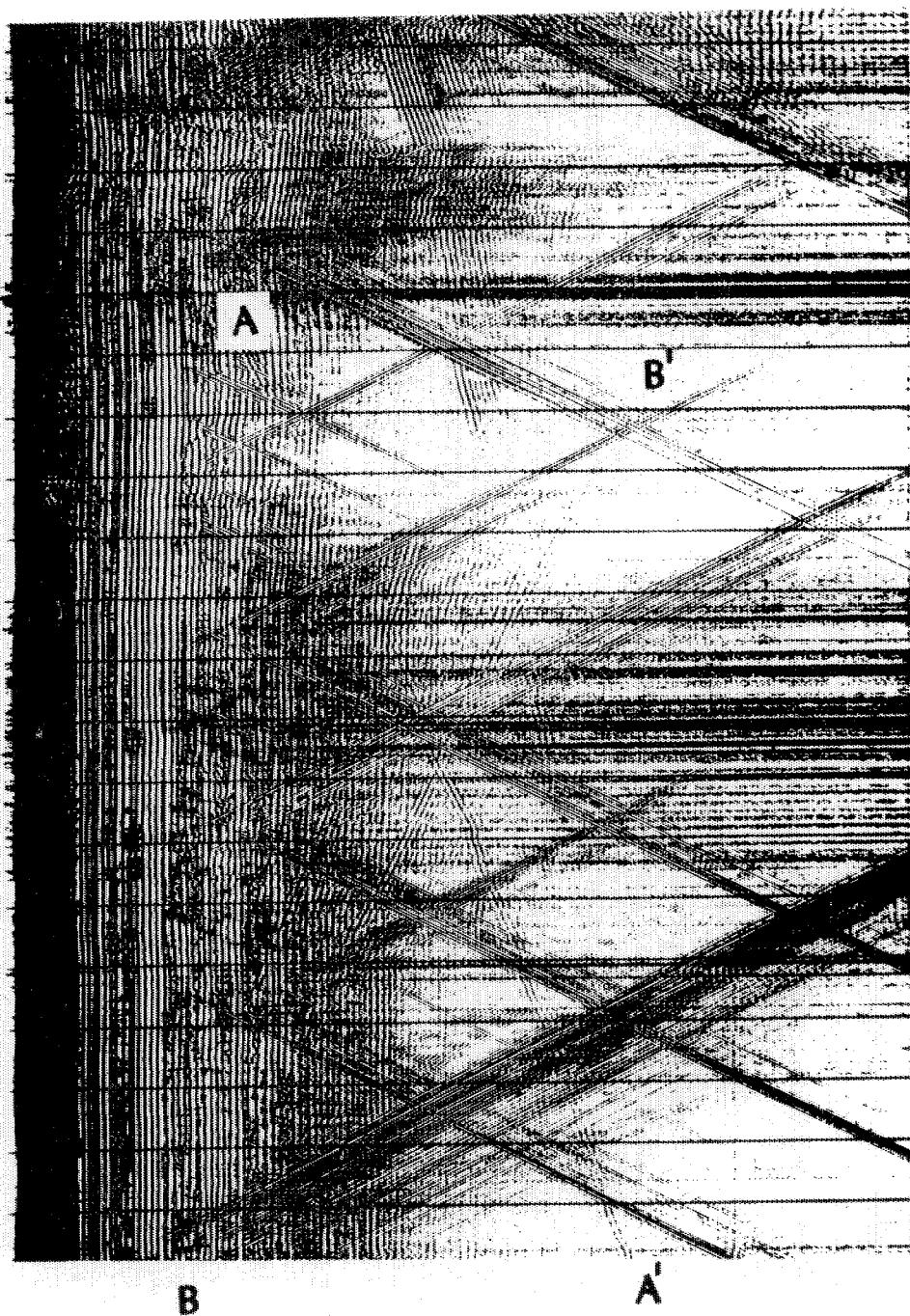


FIGURA 13

sonda se desplazara hacia arriba del pozo, y produciría un evento en el registro semejante al marcado con B-B'.

Si se postulara un plano de falla con una pendiente similar, pero situado en la zona a la izquierda del pozo, el tiempo de viaje doble debería disminuir cuando la sonda ascendiera por el pozo. La falla a la izquierda del pozo produciría un evento reflejado semejante al marcado con A-A'. Dado que las velocidades de las distintas formaciones son conocidas y que los tiempos de arriba también son conocidos, es posible construir una sección migrada de los planos de falla en la inmediata vecindad del pozo. Esta aptitud por parte del sistema de registro 3-D de comportarse como un sistema de reflexión sísmico de alta resolución, hace posible explorar el material circundante al pozo hasta una distancia de varios centenares de pies.

C O N C L U S I O N

El sistema de registro acústico 3-D, en su estado actual de desarrollo, ofrece a la Industria Petrolera cuatro importantes posibilidades que antes no existían:

La primera es la capacidad del sistema para registrar, en forma continua, el tiempo de tránsito, la frecuencia y la amplitud de las ondas de presión, transversal y de frontera. Aquí nos referimos solamente a ondas que han viajado por la trayectoria directa entre el transmisor y el receptor, es decir, a las ondas que investigan la zona más cercana del transmisor. A ello se agrega la aptitud del sistema 3-D para registrar señales muy débiles en una zona de alto nivel de ruido ambiente, lo cual ha aumentado por lo menos en 10 veces la distancia en que tales ondas pueden ser registradas.

Segunda.—La naturaleza del sistema de registro 3-D, permite el reconocimiento y análisis de los modos de conversión de energía que tienen lugar en las discontinuidades que se hallan presentes en la pared del pozo, entre el transmisor y el receptor. Para el Geofísico, eso tiene consecuencias significativas en la aplicación de los sismogramas sintéticos.

Tercera.—Las fuentes secundarias de energía que son excitadas fuera del sistema transmisor-receptor, pero que están confinadas en el pozo, pueden ser reconocidas y analizadas.

Cuarta.—Las fuentes secundarias de energía que están alejadas de la inmediata vecindad del pozo se pueden reconocer y analizar. Este proceso es una extensión natural del método de reflexión usado comúnmente por el Geofísico de Exploración.

R E F E R E N C I A S :

- 1.—Summers, G. C. and Broding, R. A. "Continous Velocity Logging". Geophysics, Vol. 17, No. 3, Julio 1952.
- 2.—Christensen, Dean M. "The 3-D Sonic Velocity Log" An Evaluation and Analysis on System Accuracy and Reliability, Lawrence, Radiation Laboratory, Mercury, Nevada 1963.

CONSTRUCCION DE HORIZONTES DE REFRACTION EN CASO DE TRAYECTORIAS CURVILINEAS

Por el Ing. V. A. OLHOVICH

S U M A R I O :

En la mayoría de los casos, cuando se comparan los horizontes trazados por el método de reflexión con los horizontes de refracción, estos en general, no coinciden. Esta discrepancia puede atribuirse al distinto criterio para el tratamiento de velocidades intermedias que se aplica en los dos métodos. Para que la coincidencia sea posible es necesario interpretar los datos de refracción con la misma ley de velocidades que se usó en la reflexión, es decir, considerando trayectorias curvilíneas. La solución puede llevarse a cabo valiéndose del principio de Fermat y usando el mismo nomograma de reflexión. Se describe el método práctico y exacto para el trazo de horizontes de refracción.

Para la mayor exactitud de interpretaciones sismológicas y para la identificación correcta de distintos horizontes sísmicos y su correlación con estratos geológicos, es necesario complementar los trabajos de reflexión con los de refracción.

Sin embargo, en la mayoría de los casos, cuando se comparan los horizontes trazados por el método de reflexión con los horizontes de refracción, se descubre que, en general, estos no coinciden. Una de las causas de tal discrepancia es, sin duda, el distinto criterio para el tratamiento de velocidades intermedias. En los trabajos de reflexión casi siempre se supone que las velocidades varían en el sentido vertical según cierta ley, casi siempre lineal, determinada de los pozos profundos o de perfiles de reflexión. En refracción, las velocidades de diferentes capas se obtienen durante el proceso de interpretación o, en el peor de los casos, de las curvas tiempo-distancia.

Ahora, como se sabe, la refracción tiene dos limitaciones importantes: 1a. no todas las capas son registradas en el perfil tiempo-distancia y, 2a. las capas de velocidad menor a las superyacentes no pueden ser observadas nunca. Estas limitaciones causan un error indeterminable en las profundidades si se sigue el método común de determinar las capas de refracción únicamente según los datos de observación. Para obtener la configuración y las profundidades de una capa subyacente a otra, se toma la velocidad de ésta para todo el espesor entre ambas capas, lo que puede no ser verdad, porque pudiera haber entre las dos capas otras de menor velocidad; o de mayor velocidad pero de poco espesor, de manera que ninguna sea registrada en las curvas tiempo-distancia. Sin embargo, el tiempo total en función de la profundidad está correctamente representado por la ley de variación de velocidades según la cual se trazan los horizontes de reflexión.

Por consiguiente, es evidente y lógico usar para el trazo de horizontes refractores la misma ley de velocidades que se usa para la reflexión, si se quiere lograr una coincidencia entre ambos métodos.

Sin embargo, el problema es mucho más difícil para la interpretación de los datos de refracción que para la reflexión por razones obvias para personas familiarizadas con ambos métodos. Una manera de hacerlo es por medio de frentes de onda u otros métodos tratados antes.*

A continuación se presenta otro método exacto suficientemente rápido y sencillo en el cual se usa el mismo nomograma de reflexión, por lo que no se requiere preparación de ninguna otra gráfica o nomograma adicional, ni tampoco alguna construcción gráfica de trayectorias.

Partimos del hecho de que para cualquier punto del perfil de refracción los únicos datos conocidos son: el tiempo de intercepción y las dos velocidades aparentes en sentidos opuestos, los cuales varían de un punto al otro. La velocidad del refractor que llamaremos W , no es conocida ni es necesario su conocimiento para la interpretación.

De los datos de observación se hace la separación de los diferentes refractores según el principio de reciprocidad, paralelismo y coincidencia del tiempo de intercepción, y se construyen curvas de tiempo de intercepción para cada refractor.**

* V. A. Olhovich. "Curso de Sismología Aplicada", págs. 189 y 193.

** Op. cit. págs. 174 y 181.

Consideremos un punto P cualquiera del perfil (Figura 1) y supongamos que la variación de velocidad para toda la columna de estratos es de forma continua según cierta ley, y es la misma que se usó en la reflexión. Entonces las trayectorias PD y PC son curvas y se definen por los ángulos iniciales de acuerdo con las velocidades aparentes en el punto P :

$$\operatorname{sen} i_o = \frac{V_o}{U} \quad \text{y} \quad \operatorname{sen} i'_o = \frac{V_o}{U'}$$

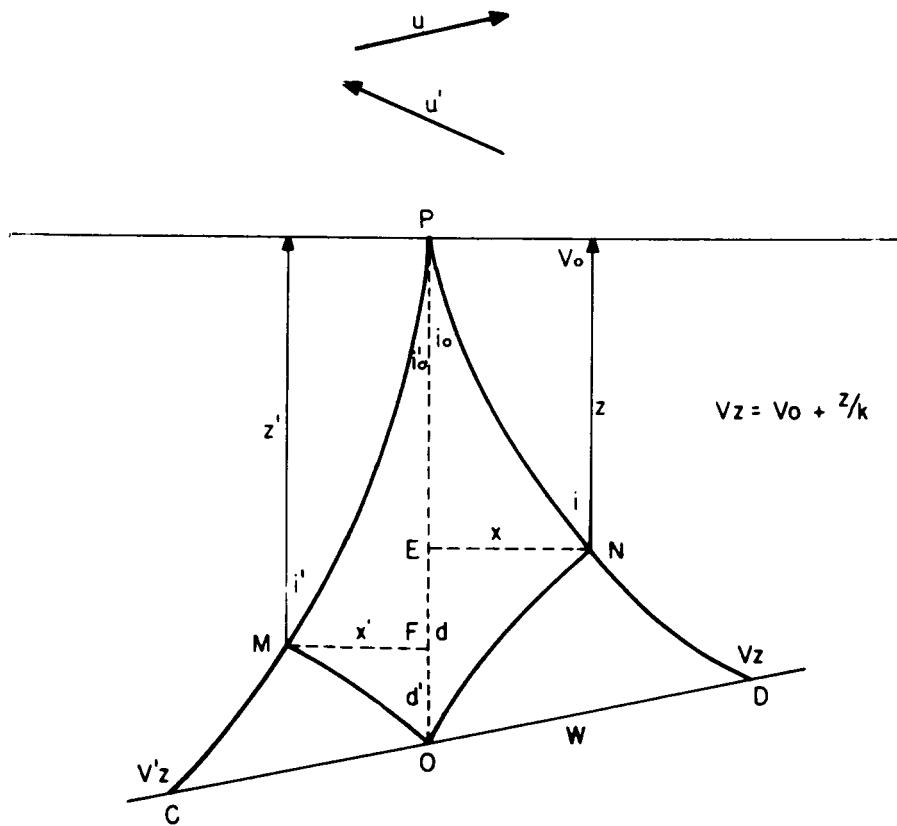


Fig. 1

El tiempo de intercepción $T(V)$ en el punto P es leído de la curva $T(V)$ y es por definición

$$T(V) = t_{PD} + t_{PC} - t_{CD} \quad (1)$$

Sea O un punto sobre el refractor directamente debajo del punto P . Sobre la trayectoria PD existe un cierto punto N , cuya posición se desconoce, tal que, de acuerdo con el principio de Fermat, el tiempo de D a N es igual al tiempo de D a O ; igualmente, sobre la trayectoria PC se encuentra un punto M , también desconocido, tal que, el tiempo de C a M es igual al tiempo de C a O . La onda recorre el camino de D a N y de C a M según la velocidad variable, cuya ley conocemos, y el camino de D a O y de C a O con la velocidad constante del refractor W . Entonces, la expresión para el tiempo de intercepción se reduce a

$$T(V) = t_{PN} + t_{PM} \quad (2)$$

Aunque las profundidades de los puntos N y M son desconocidas, la profundidad Z del punto O del refractor se determinará si se cumple la igualdad

$$z + d = z' + d' \quad (3)$$

Las profundidades d y d' son determinadas de las trayectorias curvas inversas ON y OM , siendo $d = EO$ y $d' = FO$.

Si la onda originada en P llega al punto N , de coordenadas z y x , con el ángulo i de la trayectoria, la trayectoria ON por la ley de Fermat tendrá en el punto N el ángulo $90^\circ - i = J$. Por consiguiente, si se conocen z , x e i , se puede determinar el ángulo inicial J_0 de la trayectoria ON , como también el tiempo de O a N y, por consiguiente, la profundidad d . De la misma manera se obtiene la profundidad d' . La profundidad total Z , la única posible, debajo del punto de tiro (real o imaginario) se obtiene correctamente al cumplirse la igualdad (3).

Si la distribución de velocidades es de tipo lineal, las expresiones para z , x e i son *

$$z = kV_o \left[\frac{1}{(1 - \cos i_o) \operatorname{senh}(t/k) + e^{-t/k}} - 1 \right] \quad (4)$$

$$x = kV_o \frac{\operatorname{sen} i_o}{\operatorname{ctgh}(t/k) - \cos i_o} \quad (5)$$

$$i = \operatorname{tg}^{-1} \left[\frac{2 e^{t/k} \cdot \operatorname{tg}(i_o/2)}{1 - e^{2t/k} \cdot \operatorname{tg}^2(i_o/2)} \right] \quad (6)$$

donde t es el tiempo de P a N ; y las mismas expresiones son aplicables para z' , x' e i' al sustituir t por t' , que es el tiempo de P a M , siendo

$$T(V) = t + t'$$

En estas expresiones

$$i_o = \operatorname{sen}^{-1} \frac{V_o}{U}$$

y

$$U = \frac{\Delta x}{\Delta T}$$

* Op. cit. pág. 230.

Las velocidades aparentes U y U' son leídas directamente sobre el punto P de las curvas correspondientes de tiempo-distancia. Del nomograma correspondiente entrando con i y $\frac{x}{k V_o}$ se determina la nueva Δt , y luego el tiempo τ de la trayectoria inversa se obtiene de la fórmula

$$\tau = k \log \frac{\operatorname{tg} J/2}{\operatorname{tg} J_o/2} \quad \text{donde } J_o = \operatorname{sen}^{-1} \frac{V_o \Delta t}{\Delta x} .$$

Así se obtienen las profundidades d y d' de la fórmula (4), para las trayectorias inversas.

Prácticamente, la mejor manera de proceder es usar el nomograma de reflexión que puede ser universal para cualesquiera constantes k y V_o , como el que se adjunta. El procedimiento será como sigue:

Como el primer paso, se toma la mitad del tiempo de intercepción observado y, con la correspondiente

$$\Delta T = \frac{\Delta x}{U} ,$$

se leen del nomograma los valores de z , x e i ; los valores de i y x , determinan la Δt de la trayectoria inversa; entrando con esta Δt y $90^\circ - i = J$ al nomograma de los ángulos, se obtiene el tiempo τ de O a N y, luego, del nomograma de profundidades el valor de d . Lo mismo se hace para la otra trayectoria.

Puesto que se tomaron tiempos iguales para ambas trayectorias, la igualdad (3) no se cumple si existe un echado en el refractor; pero, para echados pequeños, el promedio de $z + d$ y $z' + d'$ da la profundidad muy próxima a la verdadera y puede tomarse como tal para todos los fines prácticos.

Sin embargo, si se desea obtener el valor exacto, se toma el tiempo algo mayor o menor (según el caso) de la mitad del tiempo de intercepción observado y se procede como antes hasta que se cumpla la igualdad (3).

EJEMPLO: Sea $T(V) = 3.000$ seg., $U = 5000$ m/s, $U' = 6250$ m/s y $x = 500$ mts. La ley de la variación de la velocidad es lineal, con $k = 2.0$ y $V_o = 2000$ m/s. Entonces, tomando la mitad de $T(V)$, se tiene:

$$\begin{array}{ll}
 z = 3390 & z' = 3760 \\
 x = 2430 & x' = 2040 \\
 i = 48^\circ 10' & i' = 38^\circ 40' \\
 \Delta t = 0.083 & \Delta t' = 0.1225 \\
 \tau = 1.60 & \tau' = 1.20 \\
 d = 4000 & d' = 2340 \\
 z + d = 7390 & z' + d' = 5100 \\
 Z = 6745 \text{ mts.} &
 \end{array}$$

Tomando ahora $t = 1.45$ y $t' = 1.55$ se obtiene $Z = 6730$ mts.

Finalmente, para $t = 1.43$ y $t' = 1.57$ se tiene $Z = 6710$ mts.

Ningún ajuste más mejorará la profundidad media obtenida de 6710 mts. que es correcta. Se ve que al tomar la mitad de $T(V)$ y promediando las profundidades obtenidas se comete un error de 0.55% que es insignificante para todos los fines prácticos.

Suponiendo un echado exagerado $U = 3030$ m/s y $U' = 9091$ m/s para $T(V) = 1.60$ seg. y la misma distribución de velocidades, pongamos:

$t = 0.63$ y $t' = 0.97$ se obtiene

$$z + d = 2799 \text{ y } z' + d' = 2708 \text{ mts.}$$

$$Z = 2754 \text{ mts.}$$

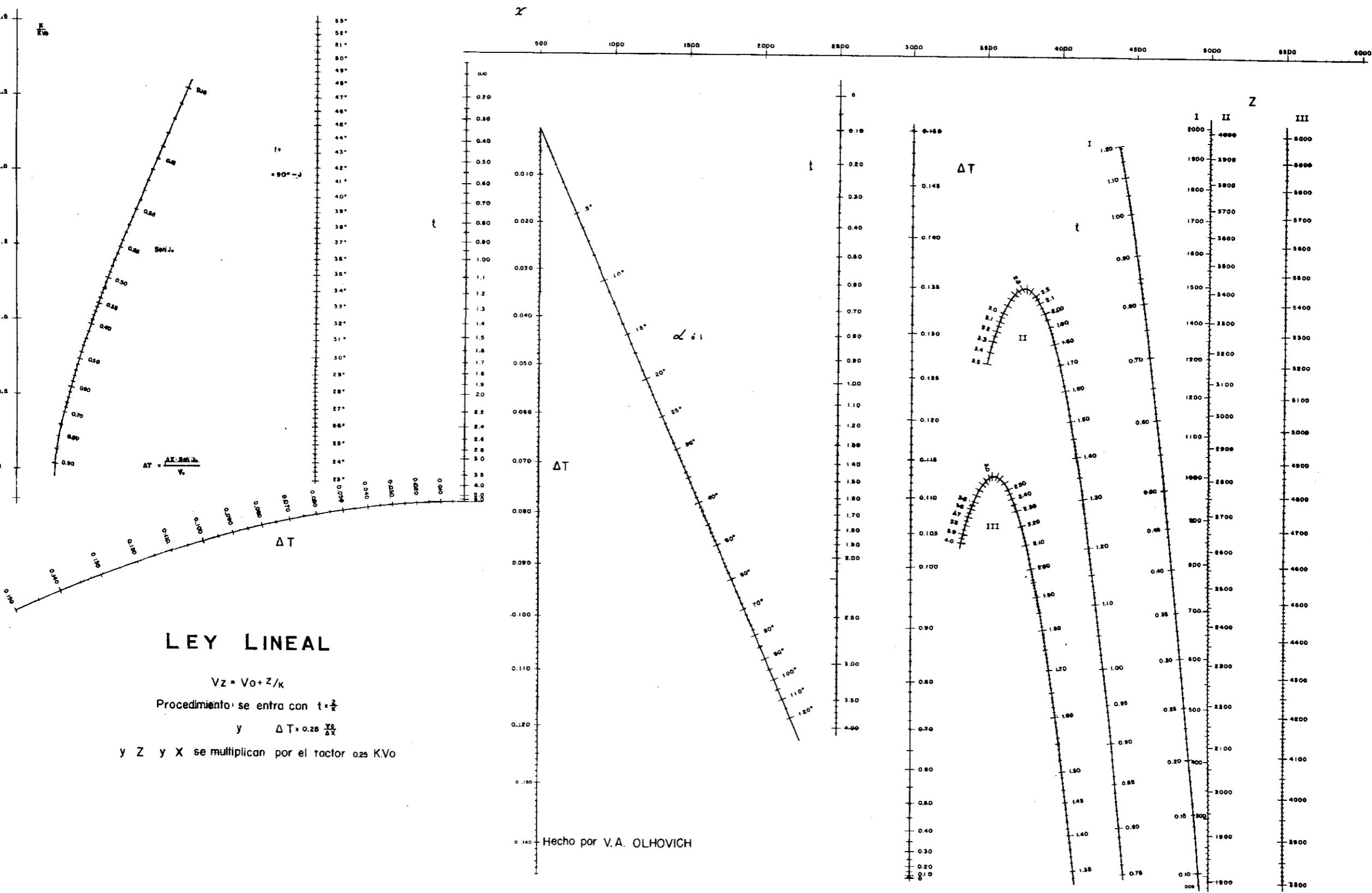
Así se procede para todos los puntos del perfil y se traza el horizonte refractor uniendo las profundidades obtenidas. La velocidad del refractor, cuyo conocimiento no es necesario para los cálculos, se determina después para toda su extensión o para sus diferentes partes, si hay razones para suponer que su velocidad no es la misma en todo el trayecto, lo que ocurre con frecuencia*.

Para otros refractores más profundos se procede de la misma manera, siempre considerando la misma ley de variación de la velocidad.

De esta manera se obtiene una mejor coincidencia entre horizontes de reflexión y de refracción.

Si la ley de variación de velocidades no es lineal, se pueden construir nomogramas correspondientes que servirán tanto para la reflexión como para la refracción. Se han preparado nomogramas universales para la ley parabólica que pueden emplearse con la misma facilidad.

* Op. cit. pág. 192.



*El Instituto Nacional de la Investigación Científica
a través de la
Gerencia del Consejo de Recursos Naturales no Renovables,
nos envía para su publicación lo siguiente:*

C O N V O C A T O R I A

El Instituto Nacional de la Investigación Científica ofrece BECAS para graduados que deseen especializarse, en instituciones del país o del extranjero, en las diversas ramas de las ciencias naturales y físico-matemáticas.

Las solicitudes que se refieran a cursos que se inicien en otoño del presente año, deberán ser presentadas antes del 20 de mayo, y las relativas a cursos que den comienzo en los primeros meses de 1967, en un plazo que vencerá el 30 de Septiembre de 1966.

Para mayores informes, los interesados deberán dirigirse a las Oficinas del Instituto, ubicadas en las calles de Enrico Martínez número 24 de esta ciudad, con Teléfono 13 - 55 - 50.

México, D. F., Febrero de 1966

LA CONVENCION DE LA "SOCIETY OF EXPLORATION GEOPHYSICISTS"
SERA DEL 6 AL 10 DE NOVIEMBRE DE 1966.

La 36a. Convención Anual Internacional de la "Society of Exploration Geophysicists" tendrá verificativo en el Hotel "Shamrock Hilton" de la ciudad de Houston, del 6 al 10 de Noviembre de 1966, en lugar del 13 al 17 de Noviembre del mismo año, como se había venido anunciando.

El Comité Organizador quedó constituido en la forma siguiente:

Presidente General, Chester Sappington, Vice-Presidente de Ray Geophysical Division of Mandrel.

Finanzas y Vice-Presidente, Ben R. Howard, Mobil Oil Co.

Investigación, Dr. F. A. Van Melle, Shell Development Co.

Programas, Dr. Franklyn K. Levin, Humble Oil & Refining Co.

Programas de Minas, H. V. W. Donohoo, Texas Gulf Sulphur Co.

Exhibidores, Robert C. Herron, Gulf Oil Corp.

Alojamiento, T. P. Ellsworth, Consultor.

Publicidad, Robert B. Baum, Seismograph Service Corp. and Bettye Athanasiou. Geo Space Corp.

Publicaciones, Jack C. Weyand, Sidney Schafer and Co.

Registro, Bird G. Swan, Continental Oil Co.

Recepción, H. L. Richardson, Chevron Oil Co., Geophysical Division.

Eventos Especiales, Curtis C. Bratt, Phillips Petroleum Co.

Festejos, C. Hugh Broussard, Independent Exploration Co.

Programa de Damas, Mrs. Vernal D. Clark.

Para mayor información por favor sírvase dirigirse a:

Bettye Athanasiou-Co., Presidente de Publicidad
Geo Space Corporation
5803 Glenmont Drive
Houston, Texas 77036
MO 6-1611

EXPLORACIONES:

GEOHIDROLOGICAS

PETROLERAS

GEOFISICAS

MINERAS

ESTUDIOS:

CORROSION SUBTERRANEA

MECANICA DE SUELOS

AGUA SUBTERRANEA

REG. ELEC. EN POZOS

TOPOGRAFICOS



FABRICACION Y VENTA DE EQUIPOS:

RELACION DE CAIDAS DE POTENCIALES

REGISTROS ELECTRICOS DE POZOS

RESISTIVIDAD ELECTRICA

POLARIZACION INDUCIDA

SOLICITE INFORMES A: SAN JUAN DE LETRAN 475-B-103

CIUDAD TLATELOLCO — MEXICO 3, D. F.

PERFORACIONES, S. A.

**CONTRATISTA DE PERFORACION
EXPLORATORIA DESDE 1950 PARA**

PETROLEOS MEXICANOS

SECRETARIA DE MARINA

CONSTRUCTORA MALTA, S. A.

NATIONAL SOIL SERVICES, CO.

**CIA. FUNDIDORA DE FIERRO Y
ACERO DE MONTERREY, S. A.**

Y PARTICULARES

AVENIDA JUAREZ No. 119 - 5o. PISO

Teléfonos: 21-37-25 y 21-36-42

MEXICO 1, D. F.

EXPLORACIONES,

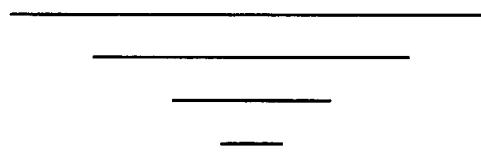
S. A.



Iturbide No. 36 Desp. 201

Tel. 10-15-64

MEXICO, D. F.



S O C I O S

\$ 100.00

N O S O C I O S

\$ 150.00



ADQUIERA UD. LOS VOLUMENES NUMEROS I - II - III -
IV - V Y VI CORRESPONDIENTES A LOS AÑOS DE 1960 -
1961 - 1962 - 1963 - 1964 Y 1965 EMPASTADOS EN KERATOL
CON SUS INICIALES GRABADAS EN ORO.

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

CURSO DE SISMOLOGIA APLICADA

Por el Ing. V. A. OLHOVICH



En las principales librerías

o directamente en la

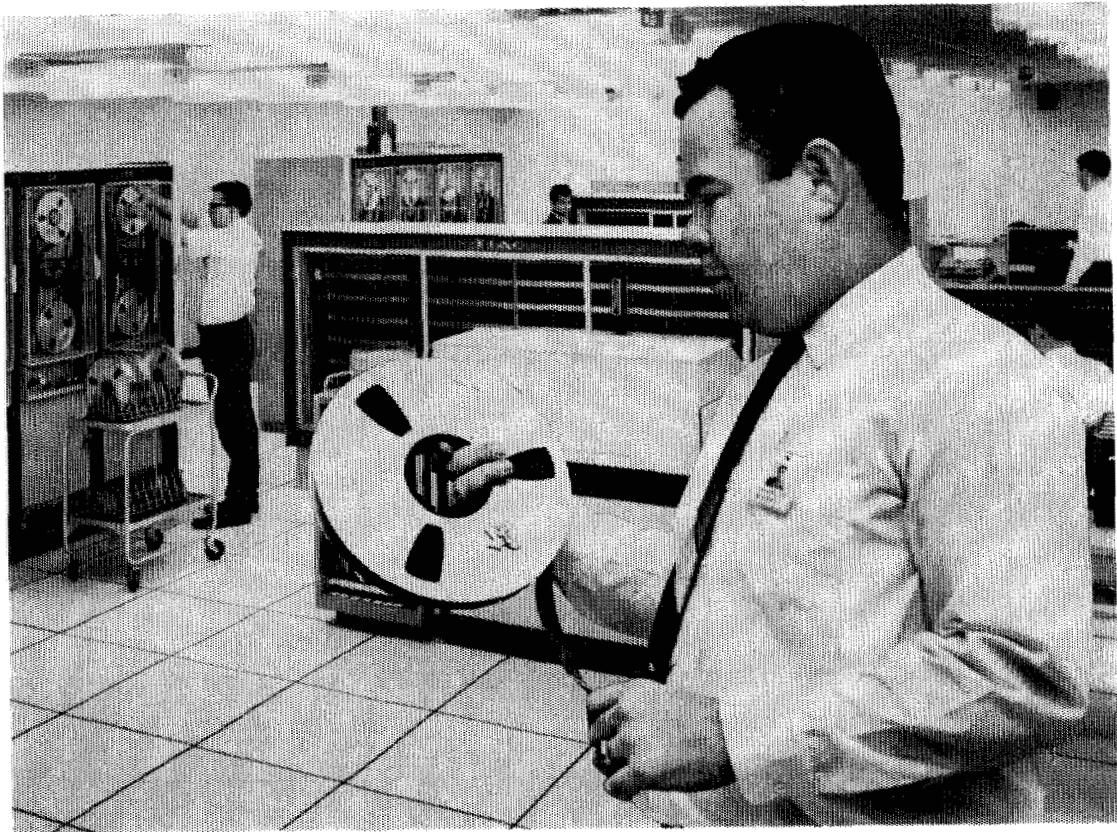
ASOCIACION MEXICANA DE GEOFISICOS DE EXPLORACION

Av. Juárez 97. Desp. 302.

México 1. D. F.

Estimado Socio:

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



Su trabajo: PRODUCCION SISMICA! Procesos solicitados: PROGRAMAS AEN-0, DCN-1, DPG-0

La cinta que Carlos Bissell se prepara a montar en un centro GSI de procesamiento, contiene registros de una de las líneas principales de su levantamiento marino. La oficina de interpretación necesita una sección después de que los sismogramas han sido editados (eliminadas trazas ruidosas, cambio de polaridad, etc.), corregidos por desplazamiento horizontal, desconvueltos y reunidas las trazas de profundidad común. Usted tiene prisa por ver los resultados en el informe semanal. Ahora es el momento en que Carlos tiene que producir.

¿Qué le ayuda a Carlos a producir? Primero, él conoce su trabajo. Ha sido entrenado para ello y tiene más de cinco años de experiencia en producción sísmica, 12 meses de esta aquí mismo, en este centro. Segundo, trabaja con equipo digital de alta velocidad, probado en producción y específicamente diseñado para procesar datos sísmicos. Tercero, tiene a su mando una biblioteca completa de alta eficiencia, programas de producción para aprovechar la potencia elaboradora del TIAC. Sobre todo, él está respaldado por hombres de la mayor, experiencia digital en producción sísmica—

Programadores, geofísicos de área, sísmólogos, investigadores y gerentes de operaciones.

Con todo este apoyo, Carlos tiene que producir. Es su levantamiento y Ud. quiere su información geofísica libre de ruido y múltiples, y desconvuelta.

GSI está entregando producción sísmica digital en todo el mundo. Carlos podría hacer este mismo trabajo al igual que otros en centros de procesación sísmica digital pertenecientes a GSI en Dallas, Nueva Orleans, Midland, Houston, Londres, Calgary y en otros que se abrirán próximamente.

GSI significa producción geofísica, sísmica digital o analógica, gravimetría, magnetometría, acumulación de datos de campo, procesamiento e interpretación.

Estamos obligados a ello. Es nuestro trabajo.

GSI

de Mexico S. A. de C. V.

AVENIDA JUAREZ 119, DESPACHO 42.

MEXICO CITY, I, D.F.

