



**CONSULTORES Y CONTRATISTAS
DE
GEOLOGIA Y GEOFISICA**

Compañía Mexicana de Exploraciones, S. A.

RIO BALSAS 101 8º. PISO APDO. POSTAL 5-255

MEXICO 5, D. F.

TELS. 533-62-46

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: pancromática,
Infrarroja y a color.
Fotografía comercial aérea
Fotomurales.
Levantamientos fotogramétricos.
Localización de obras.
Mosaicos fotográficos.
Programación electrónica.
Topografía

132 empleados especializados.

EQUIPO

1 Avión Queen Air A-40 Mat. XB-XAK	4 Cámaras de Reproducción
1 Avión Riley Rocket. Mat. XB-SAR	3 Unidades de Telurómetro MRA-3
1 Avión Beech Craft Mat. XB-VIG	4 Teodolitos Wild T-2
2 Aviones Piper Astec Mat. XB-MOJ y NOO	2 Niveles automáticos Wild NAK-2
1 Avión Cessna 185 Mat. XB-TIS	4 Camionetas doble tracción
Unidad Central de Proceso IBM, 1131	2 Autógrafos 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 Autógrafos Wild B-8
1 Cámara Fotogramétrica Wild RC-9	1 Balplex 760, de 7 proyectores
1 Cámara Fotogramétrica Wild RC-8	2 Kelish K-5, de 4 proyectores c.u.
1 Cámara Fotogramétrica Wild RC-5	3 Kelish 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

11 de Abril N° 338 esquina con Pestalozzi Cal Escandón
Teléfono 516-07-40
Cable: AEROFOTO, MEXICO MEXICO 18, D.F.
Servicios Aereos Ave Santos Dumont N° 212

Schlumberger

SCHLUMBERGER SURENCO, S. A.

AGENCIA EN MEXICO

Bahia de San Hipólito 56-Desp. 302

Tel. 250-62-11

MEXICO 17, D.F.

**GEOFISICOS CONSULTORES PARA
PETROLEOS MEXICANOS**



***Seismograph Service Corporation
of Mexico***

**RIO TIBER 50-101 MEXICO 5, D.F.
TELEFONOS : 514-47-94 514-47-96**

**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

C A A , S. A.

EXPLORACION

Y

PERFORACION

Bruselas No. 10 3^{er}. Piso

Tel. 546-63-77

MEXICO 6, D. F.

BOLETIN

de la

Asociación Mexicana de Geofísicos de Exploración

S U M A R I O

Exploración Sísmica Estratigráfica

III Parte

Por: John D. Marr

ASOCIACION MEXICANA DE GEOFISICOS DE EXPLORACION

MESA DIRECTIVA PARA EL PERIODO 1974-1976

Presidente: Ing. Raúl Silva Acosta
Vicepresidente: Ing. Felipe Neri España
Secretario: Ing. Andrés Ramírez Barrera
Tesorero: Ing. David Juárez T.
Editor: Ing. Antonio Deza Suárez
Vocales: Ing. Fabián C. Chavira
Ing. Raymundo Aguilera
Ing. Rafael Chávez Bravo
Ing. Luis Madrigal U.
Ing. Rodolfo Marín Campos

Presidente saliente: Ing. Antonio C. Limón

Este boletín no se hace responsable de las ideas emitidas en los artículos que se publiquen, sino sus respectivos autores.

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

Cuota anual para miembros de la AMGE	\$ 200.00
Subscripción anual (no socios)	\$ 250.00
Números sueltos	\$ 75.00

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

ING. ANTONIO DEZA S .
Apdo. Postal 53-077
México 17, D.F.

Imprenta VERDIGUEL
Mar de Japón 39-A
México 17, D.F.
Tel. 527-42-68

EXPLORACION SISMICA ESTRATIGRAFICA

Por: John D. Marr*

Traducido por: M.C. Ricardo Díaz Navarro

PARTE III

Repasando los trabajos de investigación y desarrollo en sismología, se encuentra disponible para 1971 una nueva tecnología, madura y sofisticada. Esta tecnología, cuando se agrega a los fundamentos de la ciencia básica y experiencia adquirida anterior a 1963 del modelado sísmico de exploración estratigráfica, produce una capacidad que puede descubrir en el futuro petróleo proveniente de trampas estratigráficas.

Actualmente existen varios procedimientos para obtener una resolución sísmica alta, que no están suficientemente difundidos. Se muestra en este trabajo la aplicación de nuestros conceptos de alta resolución a exploración estratigráfica, incluyendo la detección directa de hidrocarburos en arenas saturadas. A fin de estudiar diferentes tipos de situaciones donde sea razonable buscar reservas en trampas estratigráficas grandes, se analiza a la provincia costera del Golfo. Esta provincia posee una gran cuenca carbonatada y una colosal cuenca clástica, las cuales pueden tener un tremendo potencial desde el punto de vista de exploración estratigráfica. Se enfatiza nuevamente que el proceso de exploración estratigráfica se lleve a cabo por un personal integrado por gerencia, geólogos y geofísicos.

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

Las partes primera y segunda de este trabajo fueron publicadas en
* Geophysics, Vol. 36, No. 4 (Agosto 1971)

Abril y Junio de 1971 en la revista Geophysics. En estos ejemplares el lector encontrará el material introductorio, los cuales delinean el desarrollo de la exploración estratigráfica y casos históricos que ilustran la capacidad anterior a 1963 en la interpretación de 6 tipos diferentes de exploración estratigráfica. La tercera parte presenta la exploración estratigráfica del futuro, incluyendo un nuevo método para detección directa de hidrocarburos en arenas saturadas.

RESUMEN DE LOS ALCANCES EN EL PASADO PARA LA EXPLORACION ESTRATIGRAFICA.

Los casos históricos de las partes I y II de este artículo muestran que se tenía, aún con los métodos analógicos de cubierta simple y baja resolución, la capacidad de interpretación en exploración estratigráfica sísmica. Adicionalmente a estos casos históricos, se tienen reportes conteniendo interpretación estratigráfica de horizontes calcáreos, líneas de tendencia (para estudios de isopacas) y diferentes tipos de arrecifes (Pallister 1965).

Los logros alcanzados y la tecnología antigua son importantes en 1971 solamente si se utilizan con fundamentos científicos firmes y experiencia, y entonces se construye una nueva capacidad más poderosa en exploración estratigráfica que aprovecha la tecnología sísmica de alta resolución, la cual se desarrolla hasta su madurez prácticamente durante el período 1967-1969, y que hoy en día está disponible a la industria.

CAPACIDAD EN EXPLORACION ESTRATIGRAFICA SISMICA EN 1971.

Resumen del equipo de registro y del procesado de datos.

Durante el período comprendido entre 1963 - 1968, se aplicó exhaustivamente la etapa inicial de los nuevos métodos sísmicos, tanto de inter-

pretación como de equipo de registro, en áreas de grandes estructuras, como es el caso de la exploración marina y de las cuencas profundas, en las cuales se tenía puesta toda la atención y cuya interpretación estructural se podía obtener con una tecnología de más bajo orden. Esto le dió oportunidad a la nueva ciencia en pleno desarrollo de crecer y madurar.

Los métodos que se desarrollaron en 1971, que están disponibles para exploración estratigráfica y considerados como la base para un futuro proceso de exploración estratigráfica, forman un juicioso y sofisticado sistema de registro digital y de procesamiento de datos.

La investigación básica ha sido publicada en su mayoría en las revistas Geophysics y Geophysical Prospecting y es bien conocida por el personal de investigación de la industria, sin embargo, la exploración estratigráfica es un nuevo juego comparado con las aplicaciones estructurales de las técnicas actuales y se deben investigar ciertas facetas del proceso.

Hoy en día, se cuenta con excelentes sistemas de registro con amplificadores de ganancia binaria, por otra parte, a fin de tener control en la resolución de los datos de entrada al sistema de registro, se debe examinar la técnica de campo empleada para obtener dicha información. El procesamiento de datos lo ofrecen muchas compañías. El grado de resolución que se puede obtener y el costo del procesamiento estarán controlados por la secuencia de los procesos que se apliquen. La resolución más alta generalmente se puede lograr minimizando la distorsión y las muchas clases de errores estáticos antes de aplicar el proceso del apilamiento. El procesamiento requiere también atenuar las reflexiones múltiples. Posiblemente la única faceta que debe enfatizarse es la gran cantidad de datos con que cuenta el intérprete, que incluye planos de isocronas, isopacas y planos estruc-

turales; secciones sísmicas en tiempo y profundidad, secciones sísmicas corregidas al nivel de referencia y secciones mostrando el espesor de las capas. Secciones sísmicas corregidas a un nivel de referencia, como la que se muestra en la Fig. 50, son importantes en exploración estratigráfica para la aplicación de los programas automáticos de correcciones estáticas.

El diseño de la técnica de campo a seguir para obtener la información es función de la geología regional y de la razón de crecimiento de la velocidad con la profundidad. En estudios estratigráficos, se necesita críticamente la información somera en la aplicación del programa de estáticas para los estudios de secciones de isocronas e isopacas. También se necesitan las reflexiones profundas para contar con la mayor información geológica posible y tendidos largos para determinar las reflexiones profundas, las cuales dan la información de entrada para la determinación de las velocidades sísmicas. En muchos casos se requiere contar con sistemas de grabación con 48 canales que son capaces de registrar la información somera y profunda simultáneamente.

Cuando se desea obtener información de alta resolución usando la técnica del punto de reflejo común (P.R.C.) usando tendidos largos se debe examinar cuidadosamente el arreglo de detectores. La situación ideal sería la de tener un solo detector por canal. Para fines prácticos se debe experimentar en cada área para reducir al mínimo el arreglo de detectores y si es necesario aumentar la multiplicidad en el sistema de punto de reflejo común. El arreglo de detectores es equivalente al proceso de apilamiento, sin tomar en cuenta las correcciones estáticas y dinámicas y la distorsión de la forma de onda. En las trazas alejadas, un arreglo grande de detectores producen distorsiones serias en la forma de onda y atenuación debido a las co-

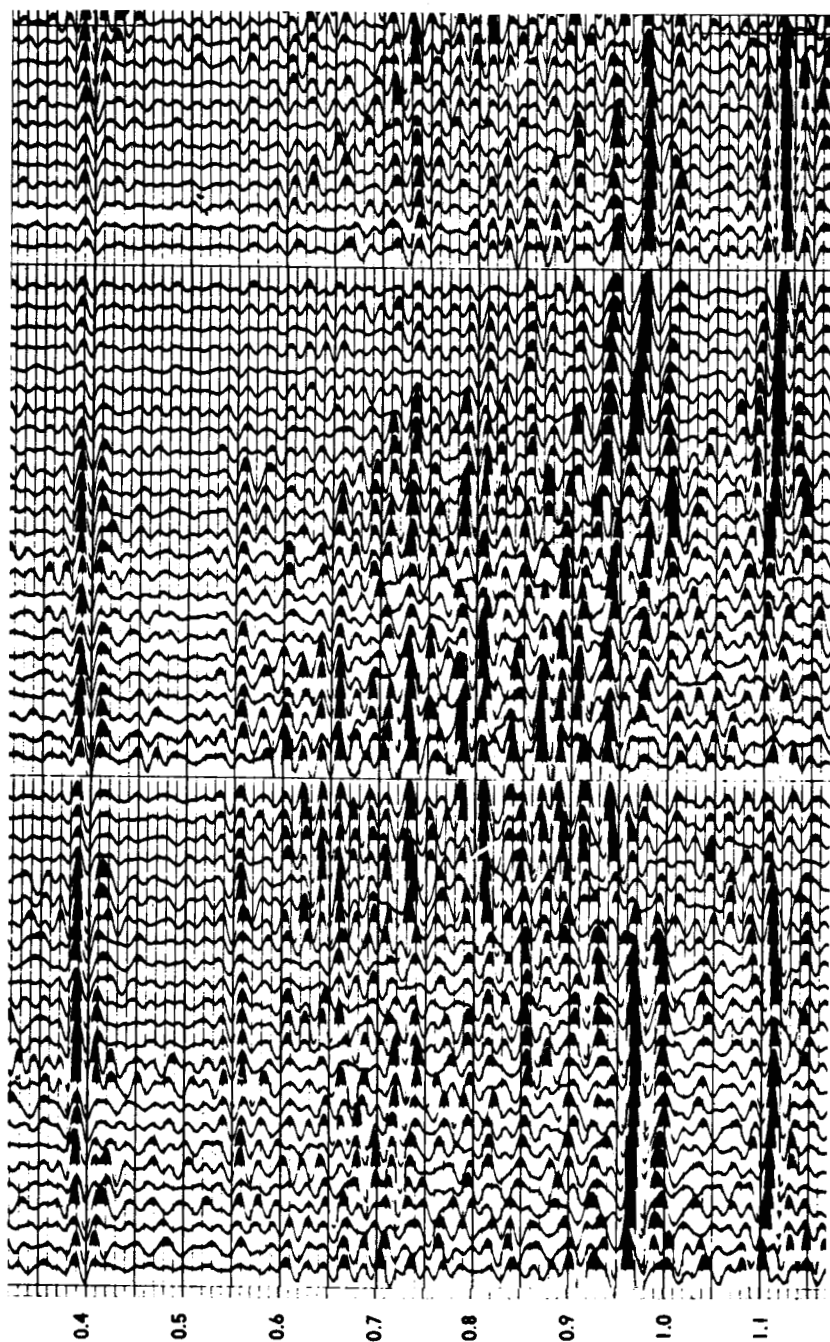


Fig.50.- Reflexiones someras corregidas estáticamente para producir una sección de isopacas.

correcciones dinámicas, como se muestra en la Figura 51.

Existen varios procesos, ampliamente conocidos en procesamiento de datos para la determinación de la velocidad promedio y de intervalo a partir de los datos P.R.C., sin embargo, la determinación de la velocidad es tan importante en exploración estratigráfica, que este tópico se examinará con más detalle posteriormente.

Determinación de las velocidades de intervalo sísmicas a partir de datos de P.R.C.

Se han desarrollado y publicado varios procesos digitales para la determinación de las velocidades sísmicas. Deseamos enfatizar que los datos de entrada mediante los diferentes programas son la información básica de campo; en consecuencia, todos los programas de determinación de velocidades son absolutamente dependientes de la fidelidad de los datos de campo; a partir de estos se calculan las diferencias de tiempo (ΔT) entre las diferentes trazas de P.R.C. A fin de obtener correcciones de tiempo adecuadamente correctas es necesario usar tendidos largos y en el caso de información profunda o aumento gradual pequeño de la velocidad con respecto a la profundidad, será necesario el empleo de tendidos mucho más largos, probablemente del orden de 12 000 pies.

Se muestra en la figura 52, una determinación de velocidades con datos provenientes del Golfo de México, en la cual se usó un tendido corto, en este caso las reflexiones múltiples enmascaran completamente a las reflexiones primarias profundas, en consecuencia, este análisis no debe usarse para aplicaciones estratigráficas.

A fin de obtener una velocidad más adecuadamente correcta, se de-

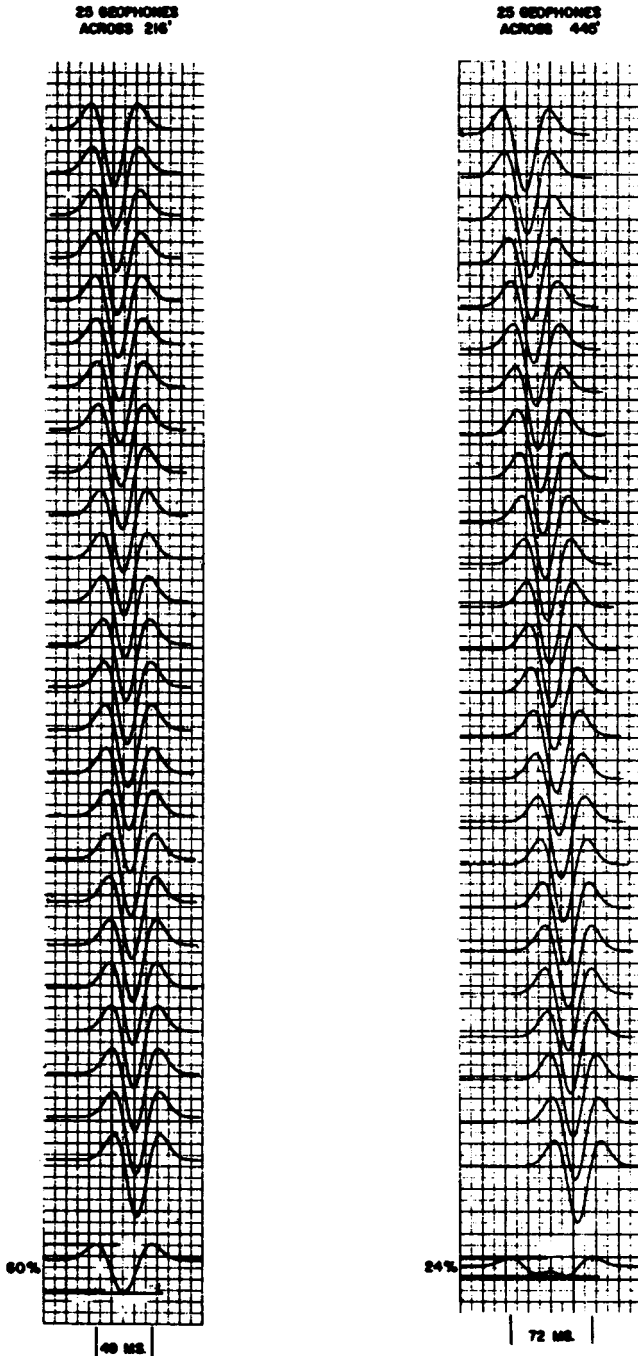


Fig.51.- Ilustración de la atenuación y distorsión que sufren las reflexiones en las trazas de P.R.C. alejadas, como resultado de usar arreglos de detectores extensos.

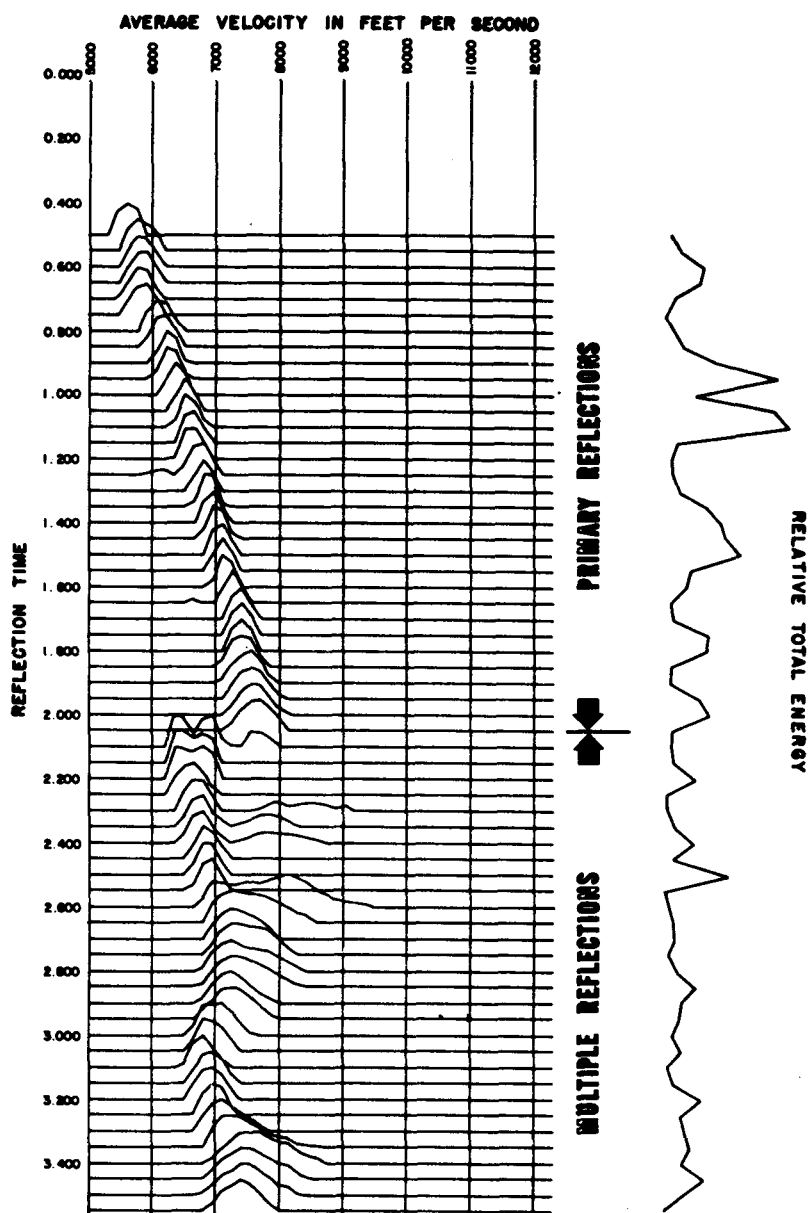


Fig.52.- Determinación típica de velocidades P.R.C. en el Golfo de México, donde las reflexiones múltiples enmascaran a las reflexiones primarias profundas. Los múltiples deben de atenuarse para aplicaciones estratigráficas.

ben de atenuar las reflexiones múltiples antes de la aplicación del programa de velocidades. Esta atenuación se puede lograr utilizando la información proveniente de tendidos largos, aplicando filtros digitales variables con el tiempo y si es necesario aplicar el proceso de apilamiento antes del programa de velocidades.

En procesamiento de datos, es importante eliminar todos los posibles errores antes del proceso, se deben aplicar las correcciones estáticas que resultan debido a la elevación, capa de intemperismo, cambios estratigráficos superficiales, saturación de gas cerca de la superficie, etc., otros errores se deben a distorsión de fase relacionada con las reverberaciones y reflexiones fantasmas, reflexiones múltiples, y ruido. El efecto que producen los errores en la determinación con exactitud de las velocidades de intervalo es mucho más crítica que el efecto sobre la determinación de las velocidades promedio. Debido a que los datos de velocidades de intervalo son una faceta importante para la exploración estratigráfica futura, es esencial que se logre la más alta exactitud posible. Shugart (1969), demuestra en su excelente artículo, el efecto que producen los errores en la determinación de las velocidades promedio y de intervalo. Se muestra en la Figura - 53, tomada del artículo de Shugart, las variaciones en la exactitud de las velocidades promedio y de intervalo como función del error en la determinación de las velocidades y de la longitud del tendido P.R.C. en una área del Golfo de México y de la cuenca Delaware del oeste de Texas. Se observa que la exactitud en las velocidades de intervalo se puede aumentar substancialmente si los cálculos se efectúan con intervalos mayores.

Es esencial tener una exactitud alta en las siguientes tres aplicaciones de exploración estratigráfica:

1.- Ingeniería Petrolera.

2.- Delineación de los cambios de litología en el subsuelo, tales como transiciones de carbonatos a clásticos, arenas a lutitas, etc.

3.- La detección directa de hidrocarburos en arenas.

Datos de velocidad sísmica de intervalo.- Ingeniería petrolera y evaluación de las propiedades petroleras.

La aplicación de los datos de las velocidades de intervalo a la Ingeniería petrolera se discute en un excelente trabajo por E.S. Pennebaker (1969).

Pennebaker muestra como los datos de velocidades de intervalo pueden ayudar en el diseño de los programas de perforación indicando el tipo de sedimentos que se van a encontrar, las presiones subsuperficiales, el lodo necesario para la perforación, y el programa de tubería en ademe.

Los datos de las velocidades de intervalo pueden ser un factor importante en la evaluación de las propiedades petroleras potenciales. Se tienen presiones anormalmente altas en lutitas y algunas veces en secuencias arenas - lutitas como resultado de la supersaturación con el agua. Esta supersaturación se refleja en una velocidad de intervalo anormalmente baja a través de formación de alta presión; la velocidad baja puede indicar la base de la formación potencialmente productora.

Datos de velocidades sísmicas de intervalo - Estratigrafía.

Faust (1951) analizó 500 perfiles de velocidad provenientes de diferentes áreas del Canadá y Estados Unidos pertenecientes a la compañía -

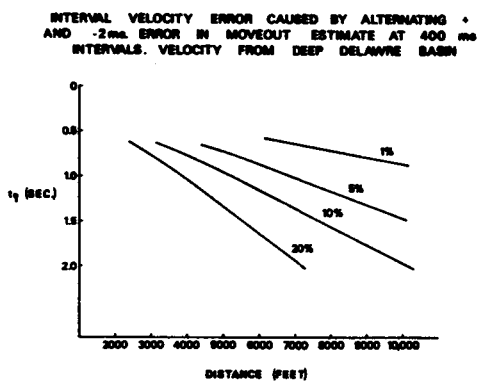
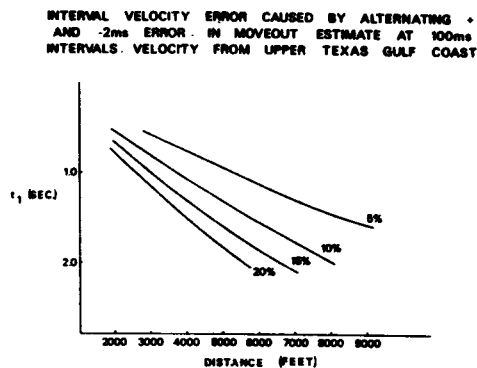
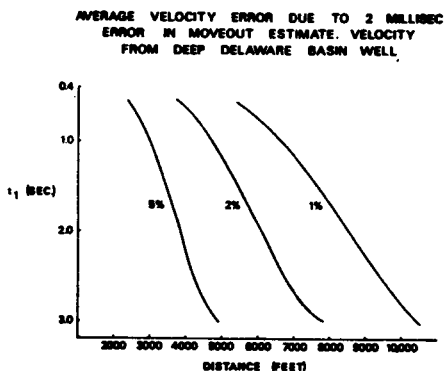
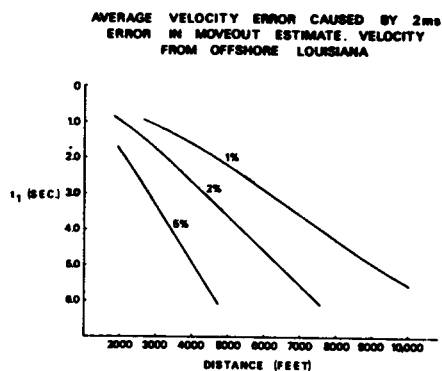


Fig.53.- Errores que se obtienen en las velocidades promedio y de intervalo como función del tendido y del error cometido en la corrección dinámica (Shugart, 1969).

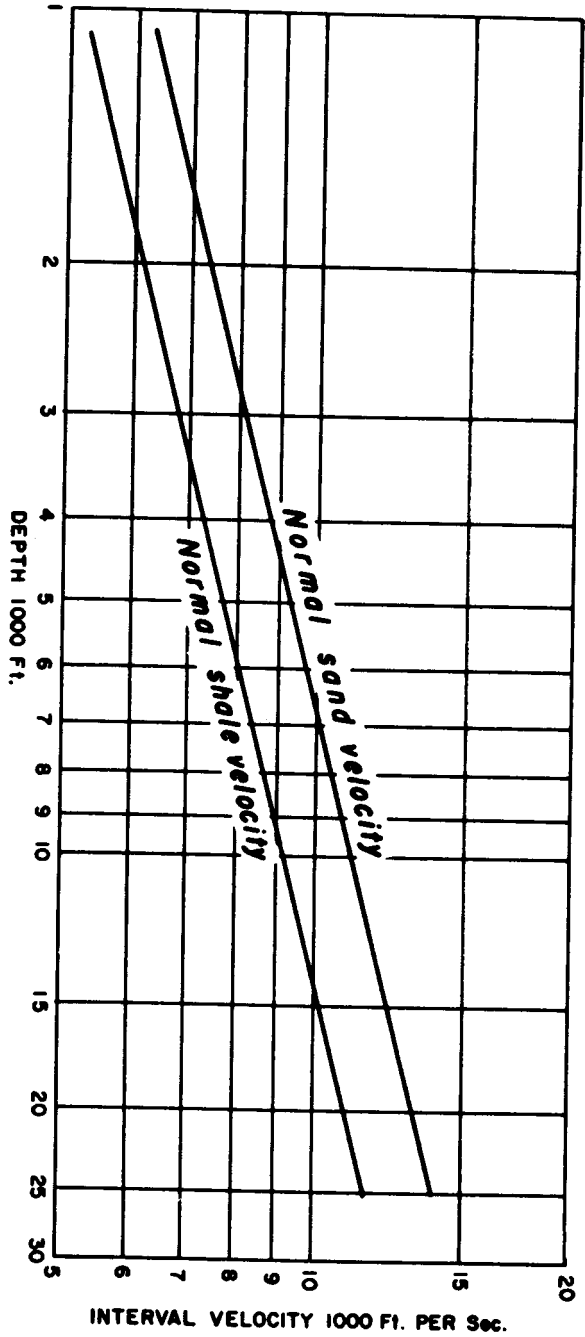


Fig. 54.- Gráfica logarítmica $V_i = kz^{1/n}$, obtenida considerando presión subsuperficial normal y una sola edad geológica dando como resultado una familia de líneas rectas paralelas, cada una de ellas representa la velocidad de intervalo normal para cada tipo de capa sedimentaria.

Amerada Petroleum Corporation.

Pennebeker (1969) analizó 350 en Estados Unidos pertenecientes a la Humble Oil and Refining Company. Ambos investigadores concluyeron que la velocidad de intervalo varía exponencialmente con la velocidad de acuerdo con la ecuación.

$$V_i = K Z^{1/n}$$

La constante K varía en función de la edad geológica o compactación, la presión de los poros, y la litología. Si se grafica en papel logarítmico la fórmula $V = K Z^{1/n}$ resulta una familia de rectas paralelas. Suponiendo presión subsuperficial normal y edad geológica conocida, la única variable es la litología y las líneas rectas representan velocidades de intervalo normales para lutitas, arenas, calizas, etc. de una área en particular como la mostrada en la Fig. 54. Colocando estos resultados que caracterizan a una área encima de otras gráficas logarítmicas más locales puede ayudar convenientemente en el análisis de cambios horizontales y verticales en la estratigrafía.

Datos de velocidades sísmicas de intervalo.- Detección directa de saturación de hidrocarburos.

La presencia de saturación de hidrocarburos en arenas porosas puede reducir drásticamente la velocidad de intervalo a través de medios porosos. Se sugiere tomar en cuenta este efecto como una técnica de exploración. En esta trayectoria, debemos enfatizar que la velocidad a través de un medio poroso depende de muchas variables. De estas, la profundidad y el tipo de saturación son las más importantes. A profundidad somera la reducción de la velocidad debido a la saturación del gas, tal como se muestra en el tra

bajo de Gardner (1968) es mucho mayor que la reducción que hubiera ocurrido debido a saturación de aceite. A profundidades mayores posiblemente de - 6000 a 9000 pies (Hicks y Berry, 1956), la reducción debido al gas es solamente un poco mayor que la reducción debida a saturación de aceite, pero cualquiera de ellas es grande si se compara con la saturación de agua salada y cualquiera de ellas es importante en exploración.

Se han observado velocidades anormalmente bajas debido a saturación de gas en arenas someras en sismología de reflexión durante 30 años.

Algunas velocidades bajas debidas a saturación de gas provienen de arenas lenticulares de 100 a 600 pies de profundidad, algunas otras sobre cierres someros de grandes estructuras. Se han observado estas velocidades bajas en el norte y sur de Louisiana y a lo largo de la costa de Texas. En varios casos, se concluyó que era el mismo tipo de anomalía a profundidades de 5000 a 7000 pies, ya que buenos datos sísmicos correlacionables no hubieran tenido una interpretación geológica aceptable. Finalmente en 1953, se observaron dos casos de anomalías de baja velocidad relacionada con saturación de hidrocarburos a profundidades entre 3000 y 6000 pies.

Se muestra en la Figura 55 los datos de reflexión de una de las observaciones realizadas en 1953 en Texas Central correspondientes a la formación Frío - Oligoceno.

Se muestra la correlación de los registros eléctricos de los pozos A y B en línea continua. Aparentemente no se tiene una anomalía en la velocidad arriba de los 3000 pies debido a que los tiempos sísmicos (líneas quebradas) coinciden con los de los registros eléctricos (líneas continuas).- Abajo de los 3000 pies, en la dirección de A y B, la anomalía en la veloci-

dad aumenta gradualmente a medida que se tiene mas espesor en las arenas - arriba del contacto aceite - agua y hacia el centro de la estructura, donde se desarrolla el casquete de gas. Se tiene en la estación No. 7 un corrimiento de 11 mseg a los 3500 pies, esto es, una reducción de 50% en la velocidad de intervalo a través de los 95 pies de arena con gas. El corrimiento máximo de 44 mseg debido a la saturación ocurre en la estación No. 9, donde la velocidad de intervalo entre las reflexiones a 3000 pies y 5700 pies es de 7600 pies/seg comparada a los 8135 pies/seg en la estación No. 1. En el pozo B, se tiene un corrimiento de 30 mseg entre las reflexiones a 4300 pies y a 5700 pies; en este intervalo se tienen 285 pies de arena saturada. Si usamos la velocidad de intervalo para las arenas dadas por el registro eléctrico del pozo A, se obtiene una reducción del 43% en la velocidad de intervalo a través de las arenas saturadas en el pozo B. Esta reducción posiblemente indique que hay también saturación de gas en las lutitas areniscas y en las lutitas. No se cuentan con perfiles de velocidad cercanos que indiquen cual es la función de velocidad para una área sin saturación de hidrocarburos, pero un perfil antiguo, localizado a 10 millas del rumbo muestra una velocidad de intervalo de 8520 pies/seg entre las arenas a 3000 pies y las arenas a 6000 pies comparadas con la velocidad de intervalo de 8135 - pies/seg en el pozo A.

Desde 1953, el autor de este trabajo, se ha convencido que las anomalías de baja velocidad de esta clase pueden usarse como una técnica de exploración para la detección directa de saturación de hidrocarburos en ciertos casos, ya que la industria geofísica puede determinar velocidades de intervalo a partir de mediciones en la superficie a bajo costo.

En 1968, con la ayuda de las computadoras digitales, procesado de

datos digitales, y técnicas de P.R.C. de alta resolución, la industria sísmica finalmente desarrolló la capacidad de hacer determinaciones de velocidades de intervalo razonablemente precisas a cualquier intervalo deseado a lo largo de las líneas sísmicas.

Con el método de las velocidades de intervalo sísmicas para la detección directa de saturación de hidrocarburos, se investigan corrimientos de tiempo con la profundidad, lo cual, es exactamente lo contrario a lo que se busca en exploración estructural. En un monoclinal o flanco estructural, la anomalía aparecerá como un corrimiento en el tiempo o engrosamiento en la dirección del echado hacia arriba.

Estas anomalías serán más notorias en secciones que coincidan con el rumbo.

En el caso de lentes arenosos, se tendrá un corrimiento abajo del lente. Es fácil distinguir este corrimiento y el de una falla debido a que será un corrimiento constante y aparece como un desplazamiento vertical en todas las reflexiones abajo del lente. El peligro mayor de una interpretación errónea se deberá a que la velocidad de intervalo a través de las arenas saturadas, particularmente de gas, serán más bajas que la velocidad normal de las lutitas y pueda tomarse por una velocidad de intervalo de lutitas a presiones altas. En el estudio para determinar las velocidades de intervalo a través de arenas saturadas, se analizan los datos de la misma manera que para estudios estratigráficos, pero la filosofía tiene que ser diferente.

Datos sísmicos de reflexión. Delineación directa de arenas saturadas de hidrocarburos.

El uso potencial de las reflexiones sísmicas para detectar y delinear arenas saturadas de hidrocarburos se mostró en la primera parte en la sección titulada "Caso Histórico del Area Fairbanks - North Houston, Harris County, Texas". Es suficiente decir aquí que la técnica empleada debe usarse como una parte integral del proceso de exploración estratigráfica y será necesario usar datos de la más alta calidad posible.

¿ DONDE SE ENCUENTRA EL PETROLEO DE TRAMPAS ESTRATIGRAFICAS DEL FUTURO ?

Obviamente una sola persona no puede dar una respuesta comprensiva a esta pregunta, pero, basado en observaciones anteriores y algo de imaginación, ofrecemos algunas sugerencias.

CUENCAS CARBONATADAS.

La gran cuenca carbonatada del Cretácico Inferior- Jurásico, descrita en la segunda parte por la Figura 38, de la provincia costera del Golfo, que se extiende 1300 millas a lo largo de los Estados de Texas, Louisiana, Mississippi, Alabama, Florida y la parte Noreste del Golfo de México, puede considerarse esencialmente inexplorada desde el punto de vista estratigráfico. Hasta ahora, la cuenca ha contribuido relativamente poco al petróleo proveniente de trampas, excepto por pequeños arrecifes locales y los arrecifes James (de edad Pearsall) en Fairway, Texas Oriental y Black Lake en Louisiana Norte, ambos son campos petroleros gigantes. Podemos decir que los datos geológicos y geofísicos acumulados en los pasados 15 años dan un marco de trabajo razonable para empezar una campaña gigante en exploración estratigráfica. Los datos hasta ahora publicados prueban la existencia de masas calizas arrecifales en rocas de edad Glen Rose, Pearsall, Sligo y -

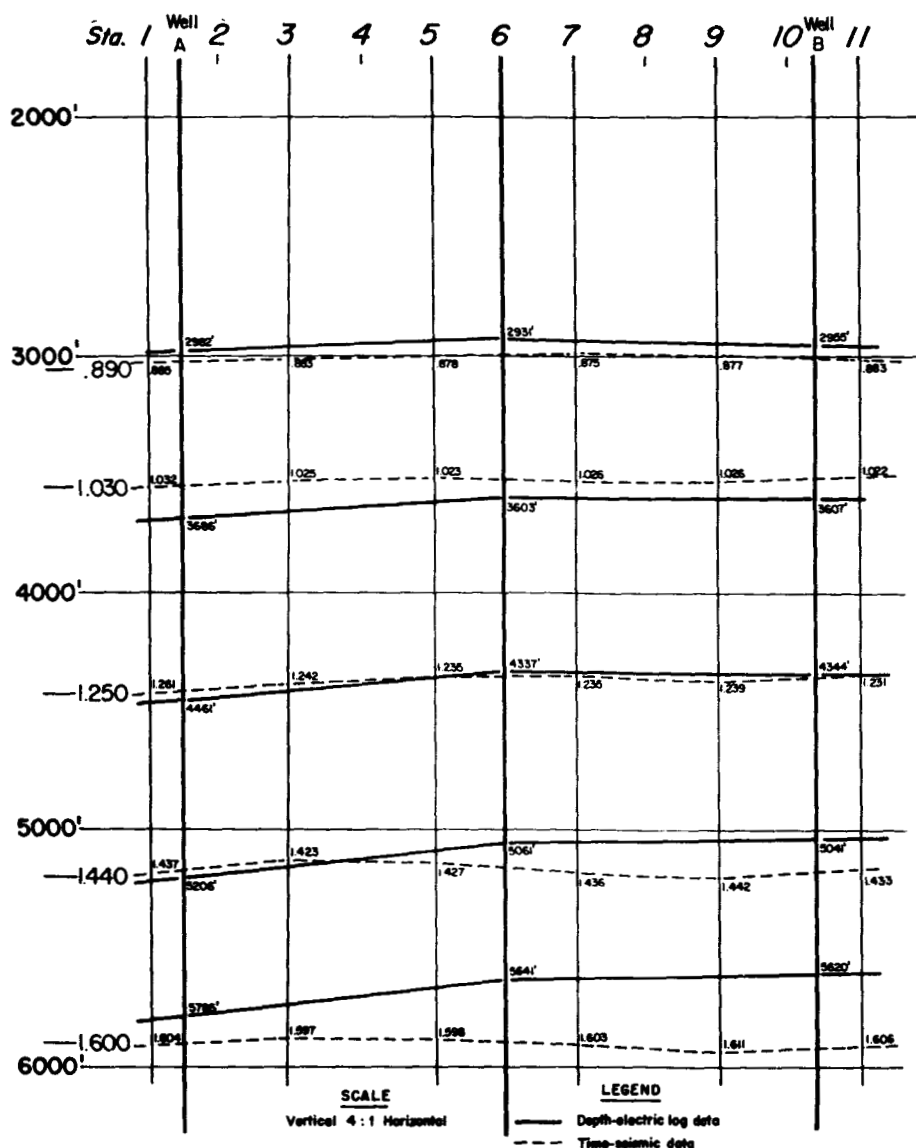


Fig.55.- Una anomalía en velocidades con datos del año 1953, debida a una velocidad de intervalo anormalmente baja a través de las arenas con saturación de hidrocarburos. Los eventos sísmicos se muestran en línea punteada y las profundidades calculadas a partir de los registros eléctricos en línea continua. La velocidad de intervalo en arenas se reduce hasta un 50% debido a la saturación del gas.

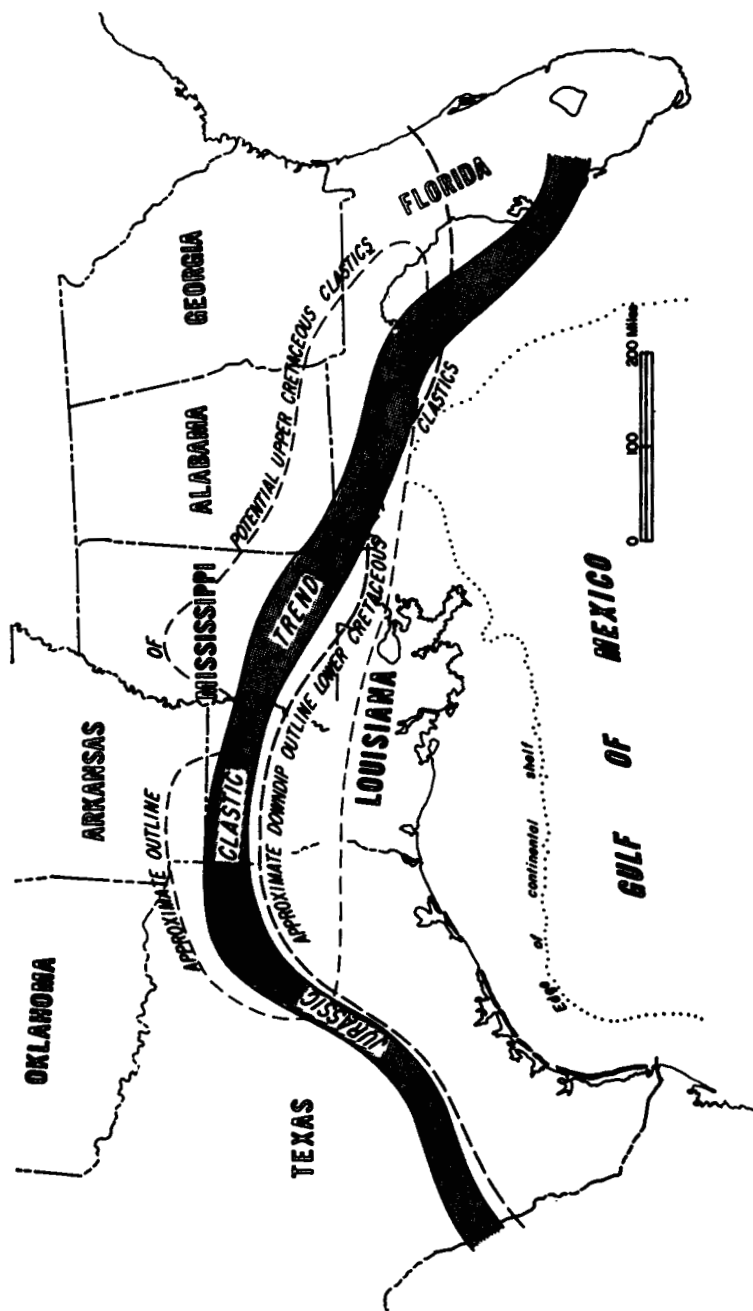


Fig. 56.- Tendencia de clásticos pertenecientes al Jurásico, Cretácico Inferior y Cretácico Superior en la Provincia Costera del Golfo.

Smackover a lo largo del flanco Oeste de la misma cuenca en México, rocas de la misma edad que las del arrecife Glen Rose Edwards Barrier, está el tren arrecifal o atolón de la Faja de Oro con reservas supergigantes de petróleo arrecifal.

En el otro extremo del arco en el sur de Florida, se tiene una producción de origen arrecifal. Los datos del caso histórico Word-Hallettsville ilustran la presencia del arrecife Rose-Edwards Barrier, que indica la probable presencia del arrecife Sligo Barrier subyacente, e implica la existencia de otro arrecife de barrera de edad Jurásica. Se puede delinear el potencial de las trampas estratigráficas por medio de las técnicas en exploración estratigráfica conocidas en 1971.

Posiblemente en el Canadá Occidental, donde el 90% de las reservas son estratigráficas, se puede usar estas técnicas para reevaluar las reservas del Paleozóico en el arco gigante que viene del sur de Canadá hacia la parte Central del Continente, y luego hacia el este a lo largo del lado -- Oeste del sinclinal de los Apalaches y de regreso a la frontera Canadiense.

Gran parte de este arco han sido exploradas extensivamente, pero otras partes pueden ser exploradas bajo el punto de vista de la exploración estratigráfica moderna.

CUENCAS CLASTICAS.

La provincia costera del Golfo contiene una cuenca colosal de clásticos con gran producción estratigráfica en arenas de todas las edades de Jurásico a Pleistoceno.

Se muestra en la Figura 56 las áreas productoras del Jurásico, Cre

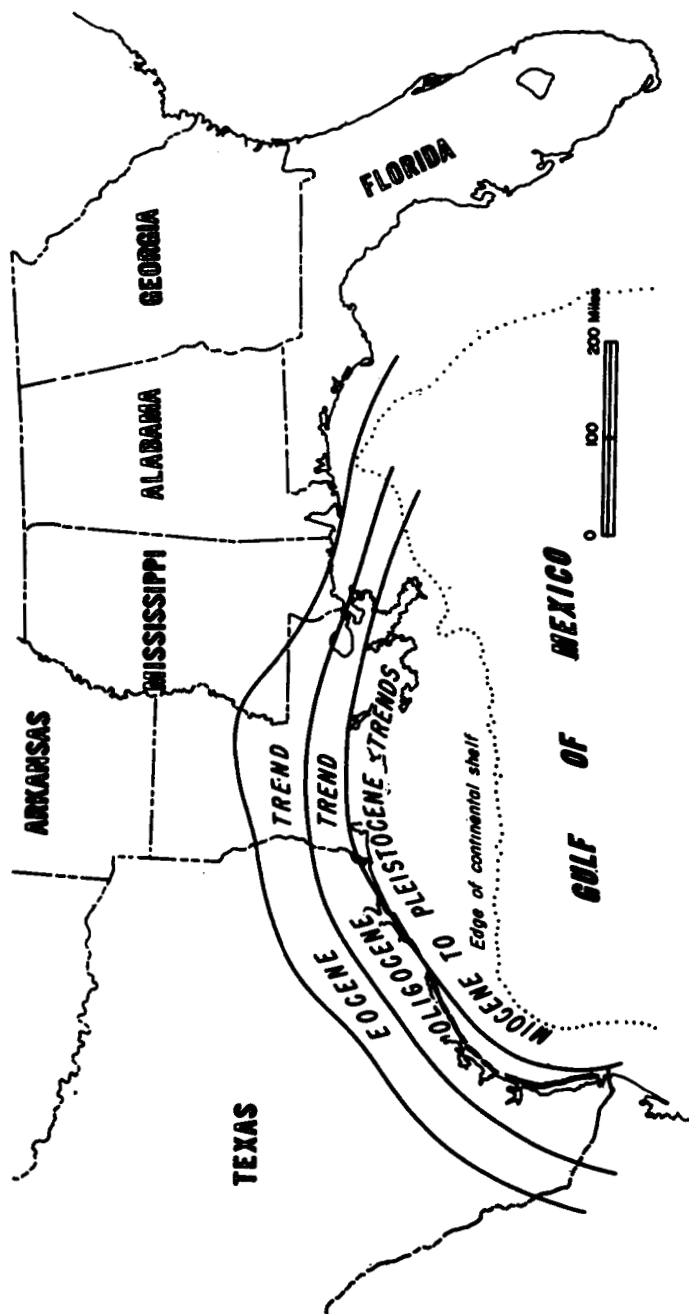


Fig.57.r Tendencia de clásticos en la Provincia costera del Golfo.

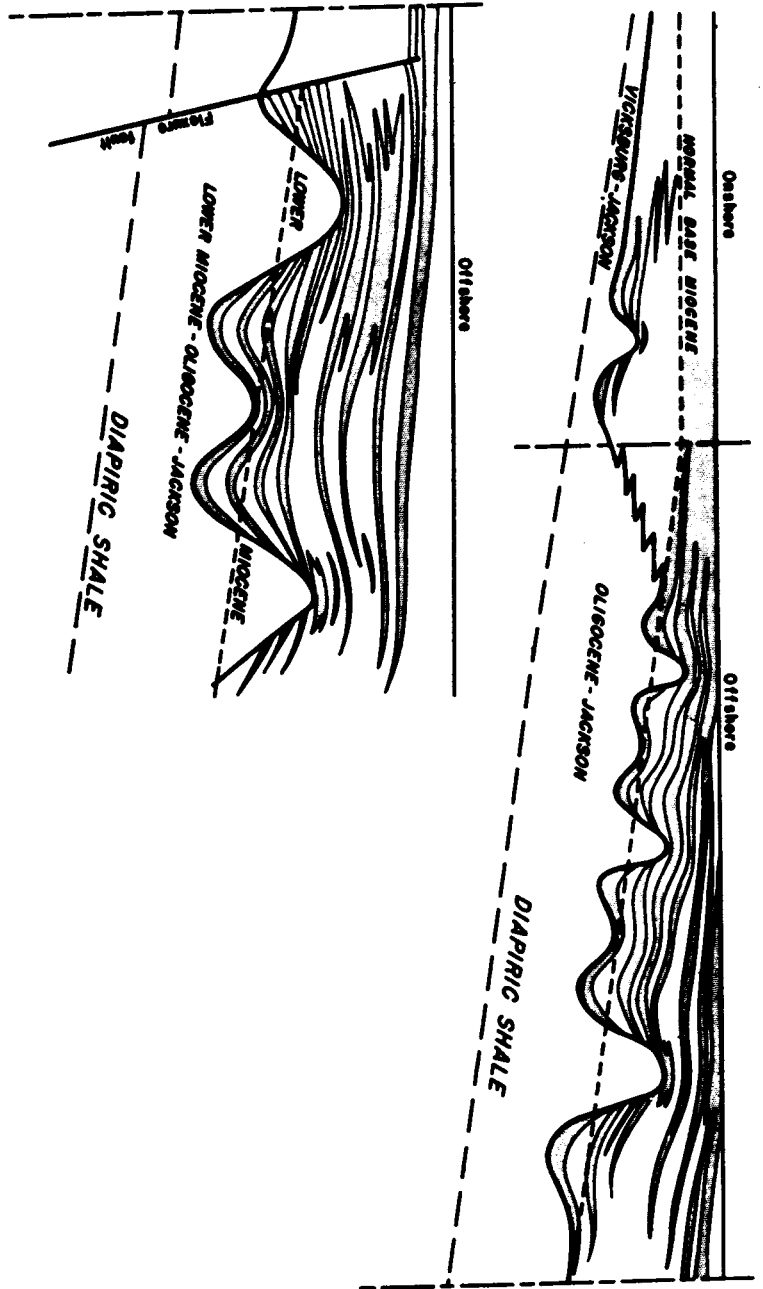


Fig. 58.- Sección transversal que combina los patrones de deposición terrestre y marino de la formación Frío con la protuberancia diapírica de lutitas en la parte marina.

tácico Inferior y Superior. Cada una de las tendencias tiene todavía un futuro potencial estratigráfico importante.

Se muestra en la Figura 57 las tendencias productoras del Terciario-Eoceno, Oligoceno, Mioceno y Pleistoceno. Estos clásticos jóvenes producen gran cantidad de petróleo a partir de todas las clases conocidas de trampas estratigráficas.

El potencial futuro más grande de campos gigantes y aún de campos supergigantes parece que se encontrará en las tendencias del Mioceno-Pleistoceno del Golfo de México, donde se tienen grandes diapiros de sal y lutitas, en muchos casos, se tienen millares de pies de sedimentos acuñándose contra los flancos.

Existen diapiros de lutitas en la costa terrestre correspondientes al Eoceno Superior y Oligoceno Inferior, pero inmediatamente fuera de la costa, todo el Oligoceno contiene lutitas marinas y más lejos en el Golfo, probablemente el Mioceno Inferior se convierte en diapiros de lutitas.

Se tiene entonces, la situación donde existe una secuencia de arena-lutita de 10,000 a 20,000 pies de espesor, flotando en una lámina de lutitas en forma de diapiro con 10,000 pies o más de espesor y probablemente con más de 5,000 pies de sal Jurásica.

Muchos campos gigantes se pueden encontrar en las trampas de los flancos alrededor de los domos salinos y diapiros salinos, pero lo fabuloso de esta situación se halla en el potencial de los campos gigantescos de los flancos de grandes diapiros de lutitas que parecen estar presentes en la costa de Texas.

El mecanismo del desarrollo de las protuberancias diapíricas se muestra en el trabajo de Rosenkrans y Marr (1967) con datos sísmicos de la Cuenca Salina Jurásica en el este de Texas. La depositación de las arenas de la formación Frío a lo largo de la costa en Texas se ilustra en secciones transversales por Boyd, Dyer (1964) y otros.

Si el patrón de depositación de las arenas en la costa terrestre se sobreponen a los patrones de depositación de los diapiros marinos, el resultado que se obtiene puede parecerse a los que se muestran en la Figura 58, donde aparecen todos los tipos de trampas estratigráficas.

Se muestra en la Figura 59 una línea registrada digitalmente al 600% de apilamiento fuera de la costa de Texas Central (1967). Los datos sísmicos indican que se tienen por lo menos 15,000 pies de una secuencia litológica arena-lutita. El extremo norte de la línea está en el lado de abajo de una falla de 2,500 pies de desplazamiento y los horizontes reflectores que buzan hacia arriba disminuyen su espesor rápidamente hacia el sur, lo que puede dar lugar a una trampa estratigráfica importante.

Se muestra en la Figura 60 otra línea de Texas que cruza probablemente un diapiro de lutitas. Los datos sísmicos indican una secuencia gruesa de lutitas-arenas que dan lugar a reflexiones abajo de 15,000 pies.

Este es un diapiro grande y puede tener trampas estratigráficas en sus flancos.

Las dimensiones enormes son típicas de lo que se debe esperar de un diapiro con una sección gruesa de lutitas.

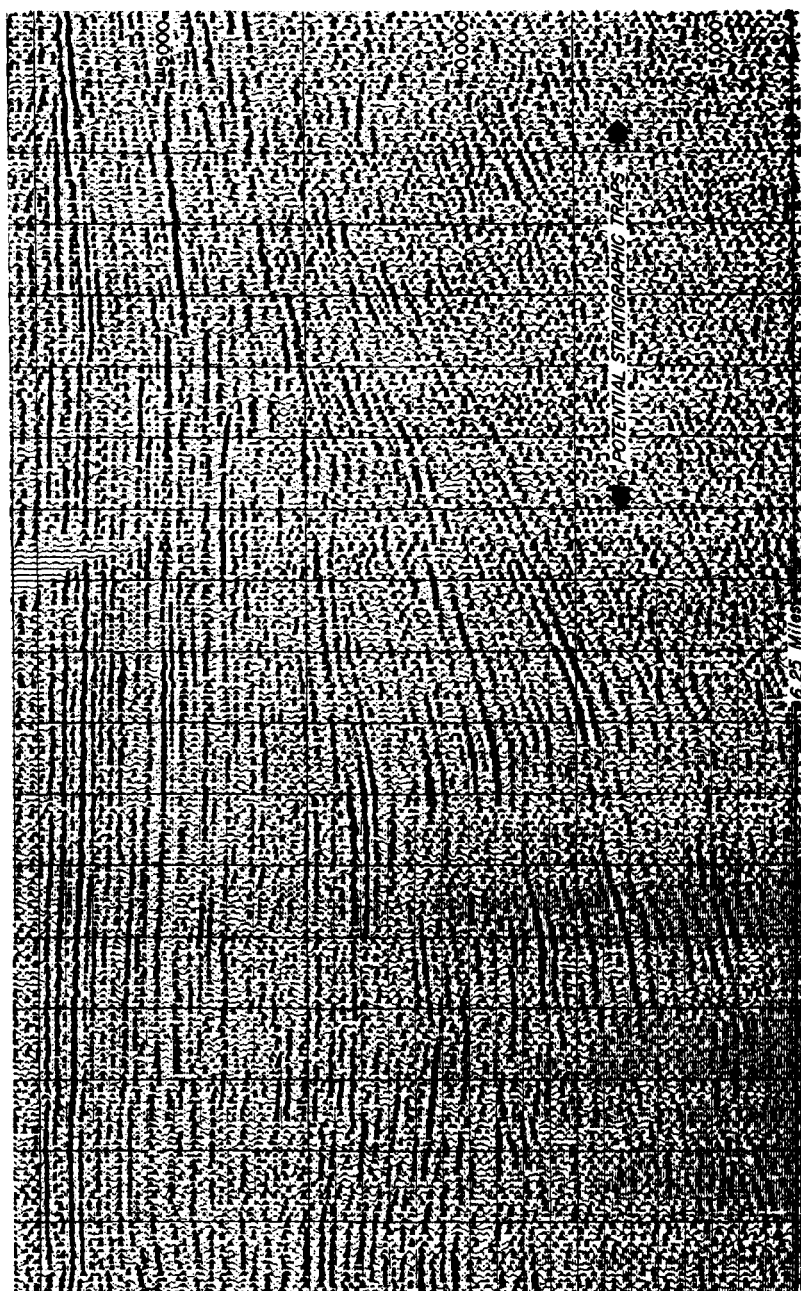


Fig.59.- Sección sísmica marina que muestra una pérdida de espesor hacia el Sur sobre el flanco norte de un gran plegamiento diapírico, creando un potencial de trampas estratigráficas.

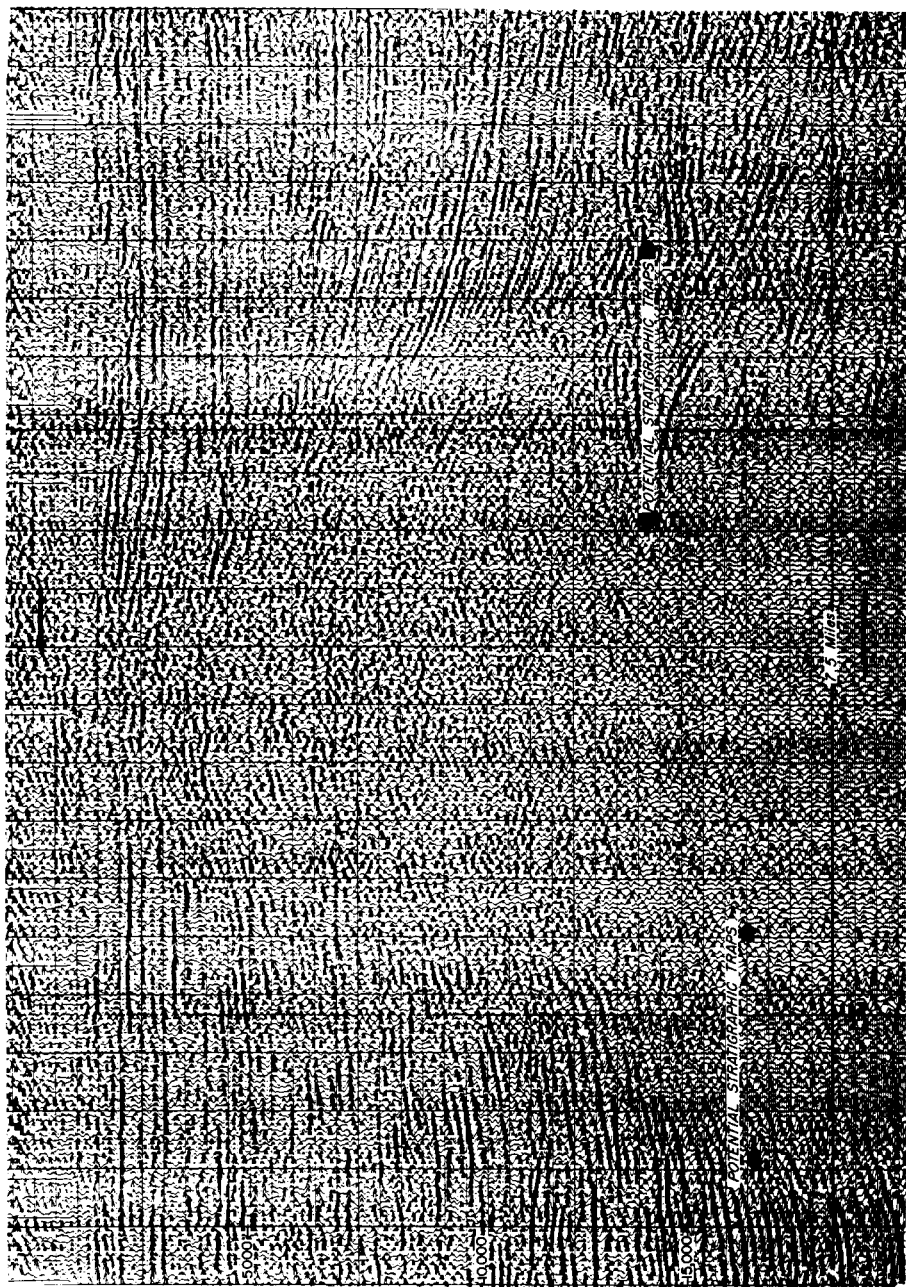


Fig.60.- Sección sísmica marina que muestra un probable diapiro de lutitas y un flanco potencial de trampas estratigráficas.

CONCLUSIONES.

Los modelos para exploración sísmica estratigráfica anterior a 1963, tuvieron una capacidad significativa, contribuyendo al descubrimiento de gran cantidad de petróleo estratigráfico, y dieron el fundamento sólido de la ciencia básica y la experiencia para empezar a construir hacia el futuro. El modelo actual para exploración sísmica estratigráfica se compone de una nueva y sofisticada tecnología de alta resolución construida con fundamentos anteriores a 1963 y tiene una capacidad mayor que la exploración estratigráfica empleada anteriormente con facetas imposibles de obtenerse en el pasado. En el futuro próximo, habrá sin duda avances importantes adicionales de una tecnología que cada vez mejora y que aumenta debido a la experiencia de los geofísicos de exploración de la industria.

Está claro que el éxito para los programas de exploración estratigráfica en el futuro próximo dependerá de un personal técnico integrado por gerentes, geólogos y geofísicos con motivación, imaginación y cualidades técnicas adecuadas. Estos equipos de trabajo no solo desarrollarán la función de exploradores sino también analizarán la economía y el contenido de los proyectos de exploración para poder interesar a los gerentes ejecutivos de las Compañías Petroleras en la inversión de capital con altas posibilidades de recuperarlo con creces. El proceso requerirá imaginación e inteligencia para poder satisfacer las necesidades de hidrocarburos en el futuro. La gran mayoría de los campos estratigráficos obviamente se encontrarán en las cuencas no exploradas o en las partes no exploradas de provincias productoras, como es el caso de las rocas carbonatadas de la costa del Golfo de México.

Con óptima aplicación, el actual modelo para exploración estratigráfica tiene el potencial para delinear toda clase de trampas estratigráficas que posean fronteras físicas.

Además, se tiene un potencial en el uso de velocidades sísmicas de intervalo para resolver problemas de ingeniería petrolera, en estudios de trampas estratigráficas para la detección directa de hidrocarburos en arenas saturadas.

AGRADECIMIENTOS.

Estoy profundamente agradecido con un gran número de colegas de - Seismic Exploration, Inc. (desde 1962, parte de Ray Geophysical Division of Mandrel Industries), los cuales participaron en adquirir e interpretar los datos sísmicos.

Estoy en deuda con muchas compañías por el permiso de publicar su información sísmica. Sin su cooperación hubiera sido imposible publicar este trabajo. Ellas son las siguientes:

- 1.- Pennzoil - United Inc. (Union Producing Company) por:
 - a).- El área Fairbanks- Norte de Houston, el Condado Harris, Texas y el área World- Hallettsville, Condado Lavaca, Texas.
- 2.- Cliente de Compañía no identificada por el área Big Island, Rapides Parish, Louisiana.
- 3.- Union Oil Company de California, por el área del Domo Vinton (flanco norte), Calcasieu Parish, Louisiana.
- 4.- Compañía Monsanto (Lion Oil Company) por el área Diamond "M", Condado Scurry, Texas.

- 5.- Southwest Gas, Producing Co. por el área South Downsville, Lincoln y Union Parishes, Louisiana.
- 6.- Cliente de Compañía no identificada por los datos de la anomalía en velocidades, Fig. 55.
- 7.- Cabot Corporation por la Figura 50.
- 8.- Cabot Corporation, Colorado Oil Company, J.M. Huber y Pennzoil-United, Inc., por la Figura 59.
- 9.- Cabot Corporation Anadarko Production Co., Crown Central Petroleum Corporation, Occidental Petroleum Corporation y Texas Gas Exploration Corporation, por la Figura 60.
- 10.- Union Texas Petroleum, a Division of Allied Chemical Corporation, por la Figura 52.
- 11.- Ray Geophysical Division de Mendrel Industries, Inc., por las Figuras 39, 40 y 41.

Estoy en deuda también con:

- 1.- Pennzoil - United, Inc., Moran Utilities, y O.G. Lunstrom por el uso de sus registros eléctricos.
- 2.- Ray Geophysical Division de Mendrel Industries, Inc., por el reproceso gratis, Figuras 45 y 46.
- 3.- R.R. Rosenkrans, por su ayuda en la preparación de los mapas subsuperficiales del área Big Island.
- 4.- Al boletín de la American Association of Petroleum Geologists por el permiso en reproducir las Figuras 17 y 18 de Thompson y Eichelberger (1928) y Figuras 24 y 25 de Van Siclen (1958).
- 5.- Al Geophysics, The Society of Exploration Geophysicists por el permiso de reproducir la Figura 4 de Woods (1956) y Figura

51 de Marr y Zagst (1967).

- 6.- Gulf Coast Association of Geological Societies and Barney F. Pate (1963) por el permiso de reproducir datos geológicos del área South Downsville y E.H. Rainwater por el permiso de reproducir la Figura 34.
- 7.- Joseph L. Adler y J. Ben Carsey por la revisión del manuscrito y sus útiles sugerencias.
- 8.- J.P. Holters, por el trabajo de dibujo.

- Boyd, D.R. and Dyer, B.F., 1964, Frio barrier bar system of South Texas:
Gulf Coast Assoc. of Geol. Soc. Trans., v.14 p. 309 - 322.
- Faust, L.Y., 1951, Seismic velocity as a function of depth and geologic time:
Geophysics, v.16, p. 192 - 206.
- Gardner, G.H.F., Gardner, L.W., and Gregory, A.R., 1968, Formation velocity
and density. The diagnostic basics for stratigraphic
traps: Preprint presented at SEG 38th Annual International
Meeting.
- Hicks, W.G., and Berry, J.E., 1956, Application of continuous velocity logs
to determination of fluid saturation of reservoir rocks:
Geophysics, v. 21, p. 739 - 754.
- Marr, J.D., and Zagst, E.F., 1967, Exploration horizons from new seismic
concepts of CDP and digital processing: Geophysics,
v. 32, p. 207 - 224.
- Pallister, A.E., 1965, Application of seismic techniques to reef traps:
Geophysics for geologists course, University of Alberta,
Calgary, Canada, Division of Continuing Education.
- Pennebaker, E.S., 1969, An engineering interpretation of seismic data:
Preprint of Amer. Inst. of Min., Metall., and Petrol,
Eng., Inc. paper No. SPE 2165, presented at the Geophysical
Soc. of Houston Symposium Velocity, its measurement
and use.
- Rosenkrans, R.R., and Marr, J.D., 1967, Modern seismic exploration of the
Gulf Coast Smackover trend: Geophysics, v.32, p. 184- 206
- Shugart, T.R., 1969, A critique of delta-T velocity determinations and a
method of automating them: Geophysical Society of Houston
Symposium; Velocity, its measurement and use.

CURICULUM VITAE del Fis. Ricardo Díaz Navarro, traductor de la parte III del artículo "Seismic Stratigraphic Exploration" por John D. Marr publicado en el Vol. XVII, No. 4 de este Boletín.

El Físico Ricardo Díaz Navarro obtuvo el título de Lic. en Física y Matemáticas en el Instituto Politécnico Nacional en 1965.

En 1971 obtuvo la Maestría en Ciencias, especialidad Geofísica, en Colorado School of Mines, U.S.A.

Ha trabajado en distintos departamentos de la División de Geofísica, dependiente de la Subdirección de Tecnología de Exploración del Instituto Mexicano del Petróleo desde 1967 a la fecha, en donde ha realizado estudios sobre la aplicación de técnicas digitales a la información geofísica, publicando algunos artículos relacionados con este tema.

Actualmente trabaja en el Depto. de Investigación del Centro de Procesamiento Geofísico del I.M.P.

Es profesor titular de la materia de Geofísica en el Instituto Politécnico Nacional y socio de la SEG y de la AMGE.

CURRICULUM VITAE del Ing. Alfonso Muriedas Pavón, traductor de las partes I y II del artículo "Seismic Stratigraphic Exploration" por John D.-Marr, publicadas en los Nos. 2 y 3, Vol. XVII, de este Boletín.

El Ing. en Comunicaciones Eléctricas, Alfonso Muriedas Pavón terminó sus estudios en 1943 en la Escuela Superior de Ingeniería Mecánica y Eléctrica del Instituto Politécnico Nacional.

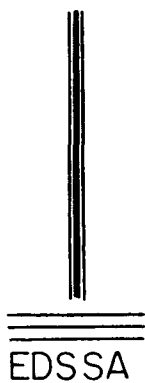
Ingresó a Petróleos Mexicanos en 1944, en donde desempeñó los cargos de Observador, Calculista, Jefe de Brigada, Supervisor y Jefe de Geofísica en la Zona Norte.

Fué profesor de las materias de Electrónica, Electricidad, Alumbrado y Fotometría en el Tecnológico Regional de Cd. Madero, Tamps., durante 11 años.

Ha realizado diversos trabajos geofísicos, los cuales ha presentado en las Convenciones de la AMGE en las ciudades de Monterrey, Tampico y la Cd. de México.

Es miembro fundador de la Asociación de Egresados del Politécnico en Tampico y fué Presidente de la misma. Es también miembro de la Asociación Mexicana de Ingenieros Mecánicos y Electricistas (AMIME), de la Asociación Mexicana de Geofísicos de Exploración (AMGE) y de la Asociación de Ingenieros Petroleros de México (AIPM).

EXPLORACIONES DEL SUBSUELO, S.A.



- OCEANOGRAFIA
- GEOFISICA
- GEOLOGIA
- PERFORACIONES
- REPRESENTANTE EN MEXICO DE
DECCA SURVEY (LATIN AMERICA) INC.

PASEO DE LA REFORMA 393 - 401
MEXICO 5, D.F. TEL. 511-27-66

SOCIOS PATROCINADORES

PETROLEOS MEXICANOS

COMPañIA MEXICANA DE EXPLORACIONES, S.A.

C A A S A

D U P O N T

SERCEL INC.

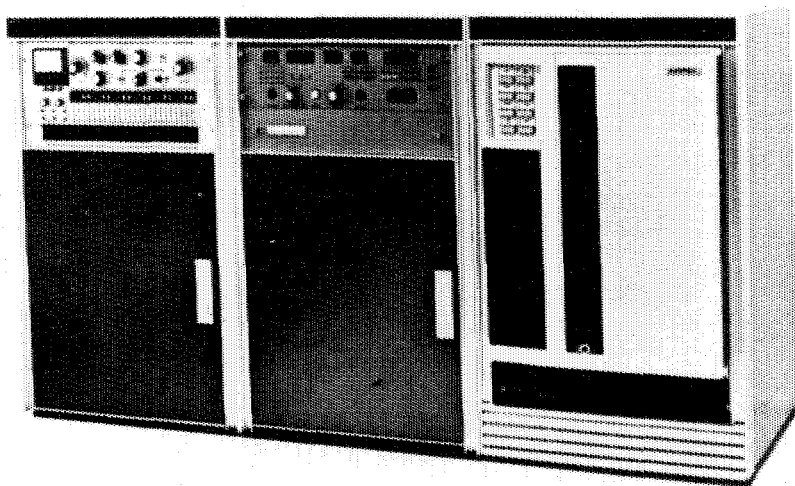
WESTERN GEOPHYSICAL

GEOPHYSICAL SERVICE DE MEXICO, S.A. DE C.V.

PETTY GEOPHYSICAL ENGINEERING DE MEXICO

El equipo digital de campo SUM-IT VII es un sistema completo para emplearse en el registro sísmico de datos con cualquier técnica de campo: Vibroseis, Dinoseis, Dinamita y - otros generadores de energía.
El formato empleado es SEG-A de 9 pistas -- en cinta de $\frac{1}{2}$ ".

SUM-IT VII



Para mayor información dirigirse a : Electro -
Technical Labs Div., Mandrel Industries, Inc.
P. O. Box 36306, Houston, Texas 77036

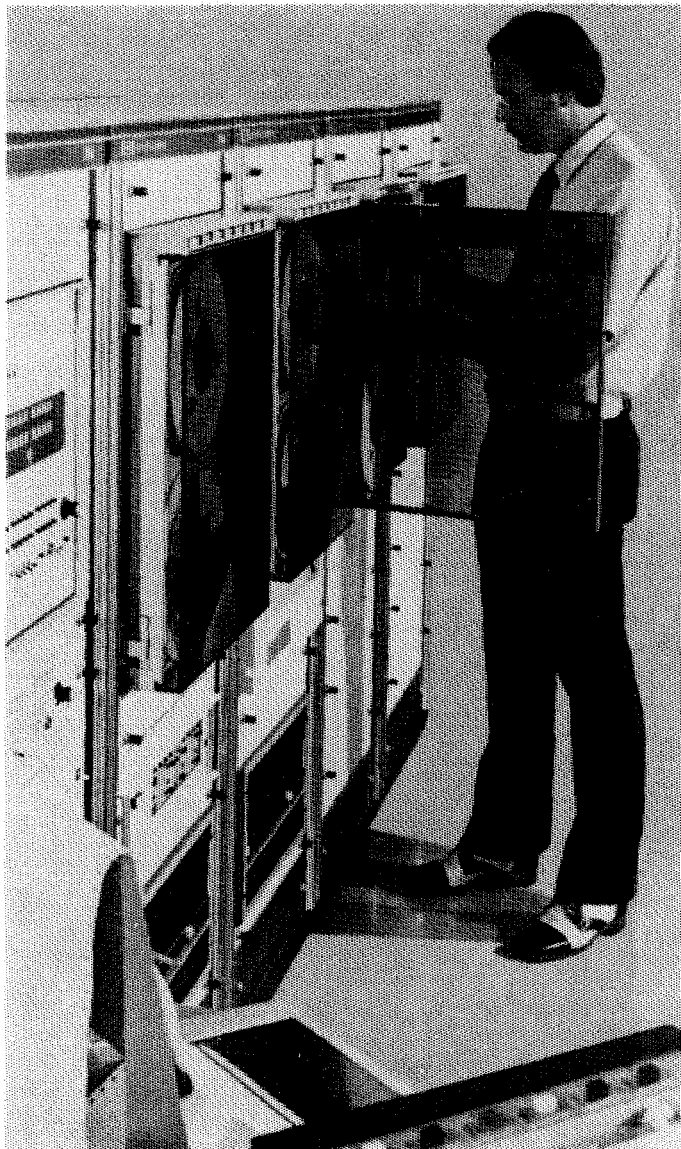


ELECTRO-TECHNICAL LABS

Com*Mand, LO MAXIMO !

TANTO EN ASISTENCIA PARA CENTROS DE PROCESADO.

COMO LA GRAN AYUDA INMEDIATA EN EL CAMPO.



EL SISTEMA Com*Mand ES DE FACIL INSTALACION EN EL CAMPO O COMO UNA EXTENSION DE UN CENTRO DE PROCESADO ESTABLECIDO. DUEBDO A SU POCA SENSIBILIDAD A LAS CONDICIONES CLIMATOLOGICAS, EL SISTEMA Com*Mand PUEDE SER INSTALADO EN TRAILERS, CAMPOS PORTATILES O EN UNIDADES MOBILES AUTONOMAS. EL SISTEMA Com*Mand PROPORCIONA UNA CAPACIDAD TOTAL DE PROCESADO A COSTOS LO SUFICIENTEMENTE BAJOS COMO PARA SER ASIGNADO A UNA SOLA BRIGADA. LA RAPIDEZ DEL PROCESADO PERMITE QUE LA CALIDAD DE LOS REGISTROS Y LAS TECNICAS DE REGISTRO DE CAMPO PUEDAN SER EVALUADAS INMEDIATAMENTE Y, DE SER NECESARIO, QUE SEAN MODIFICADAS SIN COSTOSAS DEMORAS. EN EL CAMPO O COMO EXTENSION DE UN CENTRO DE PROCESADO, EL SISTEMA Com*Mand ES UN INSTRUMENTO DE GEOFISICA CON UNA PROPORCION DE COSTOS A RESULTADOS SIMPLEMENTE INIGUALABLE.

Para mayor información comuníquese a:

Petty-Ray

Petty-Ray Geophysical, Inc.

P.O. BOX 36306

HOUSTON, TEXAS

TEL. 713-774-7581

Petty-Ray

Petty-Ray Geophysical, Inc.

De México, S.A. de C.V.

AV. JUAREZ 97, DESP. 408

MEXICO 1, D.F.

TEL. 821-08-34



WESTERN **en Mexico**

La exploración geofísica, encuentra la riqueza del subsuelo para el desarrollo del país, sin destruir la belleza del paisaje.



Litton

WESTERN GEOPHYSICAL

Post Office Box 2469

Houston, Texas 77001, E.E.U.U.

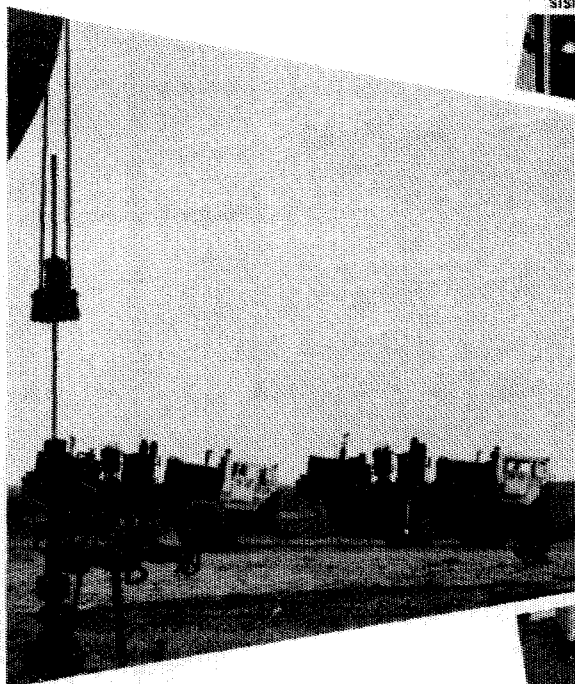


EN EL TRABAJO

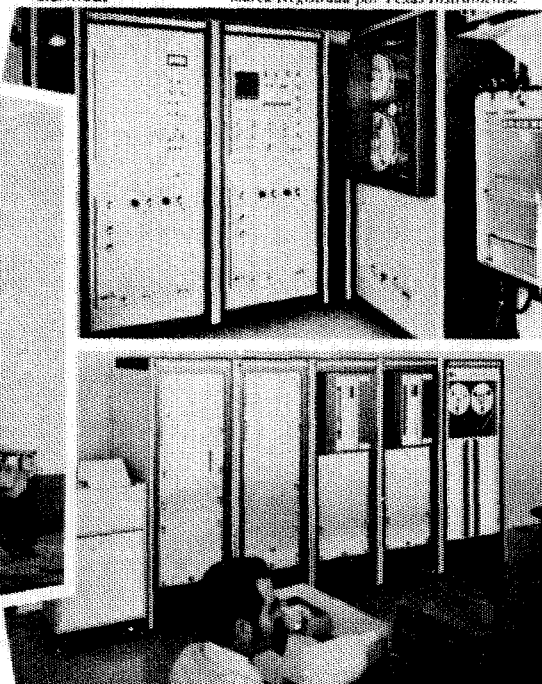
*... para ayudar a resolver sus
problemas en exploración sísmica*

Sistema de registrado digital (DFS-IV*) montado
en camión usado por GSI para reunir la información
sísmica.

**Marca Registrada por Texas Instruments.*



Los vibradores GSI combinan potencia
y frecuencia para proveer información
sísmica de alta relación señal-ruido.



Los programas de procesamiento de GSI
combinados con Texas Instruments
Multiple Applications Processor (TIMAP*)
producen información sísmica muy
efectiva en costo, rapidez y alta fidelidad.

Para mayores informes comuníquese a GSI de
Mexico, S. A. de C. V., Av. Juárez 119, Despacho
42, Mexico 1, D. F. Telefono 566-92-44.

GSI de MEXICO, S.A. de C.V.

SUBSIDIARIA DE

TEXAS INSTRUMENTS
INCORPORATED





MARCA REGISTRADA

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

Morelos N° 98-5° Piso
México 6, D.F. Tel. 546-90-20

DEPARTAMENTO DE EXPLOSIVOS

**Fábrica Ubicada en:
DINAMITA DURANGO**

**DINAMITAS
GEOMEX* 60% (Gelatina Sismográfica)
SUPER MEXAMON*
TOVEX* EXTRA
DETOMEX*
FULMINANTES
ESTOPINES ELECTRICOS
ESTOPINES SISMOGRAFICOS "SSS"**

ACCESORIOS DEL RAMO

OFICINAS EN: TORREON, COAH.
Edificio Banco de México Desp. 305 Tel. 2 09 55

REPRESENTANTE EN: GUADALAJARA, JAL
Juan Manuel No. 1184 Tels: 25 56 82 y 25 56 08

♦ MARCA REGISTRADA DE DU PONT



THOMPSON BUILDING
TULSA, OKLAHOMA 74103

CONSULTORES INTERNACIONALES DE
GEOLOGIA Y GEOFISICA

Ben. F. Rummerfield.- Presidente

Norman S. Morrissey.- Vice-Presidente

John Rice.- Jefe de Geofisicos

Operación con unidades Vibroseis*

Aplicada a la tecnología de campo

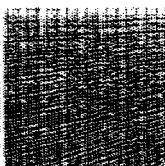


- Diseño de vehículo adaptado al terreno.
- Correlación digital de campo.
- Diseño específico de campo.

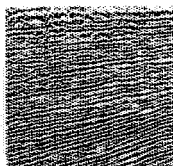
Adecuada para el proceso de datos

TVAC

Normal correlation and deconvolution



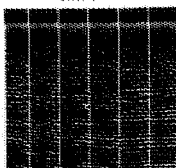
Adaptive correlation



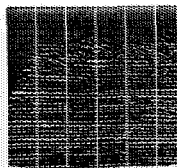
- Técnica de pulsos compresionales para el contenido de información traza por traza.
- Deconvolución apropiada a la mezcla de fases, característica del Vibroseis.
- Apilamiento vertical con la consiguiente supresión de ruido de gran amplitud.

ANSAC

computed statics



ANSAC statics



Esta técnica está diseñada para determinar y aplicar correcciones estáticas inherentes al sistema CDP basada en las siguientes consideraciones.

- Correcciones por fuente de energía.
- Correcciones por detección
- Echado
- Dinámicas residuales

La técnica de Vibroseis requiere de una continua evaluación de los parámetros de campo y su relación con una cuidadosa planeación del proceso de datos. Esta es la función del Seiscom/Delta en

las operaciones Vibroseis. Eficiencia en el trabajo de campo, calidad en el centro de proceso. Mayor información con el representante Seiscom/Delta.



Seismic Computing Corp

P. O. Box 36789



Delta Exploration Company Inc

Houston, Texas 77036 713/785-4060

*Registered trademark and service mark of Continental Oil Company