



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. 528-83-90 514-44-02

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: panorámica,
Infrarrojo 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-80 Mat. XB-XAX	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-MOI y NOO	2 Niveles automáticos Wild NAX-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 MKK-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 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. Obrero Mundial Num. 338 esq. con Pestalozzi.
Teléfonos: 43-38-33 con tres líneas directas y 19-87-45.
Cable: AEROFOTO, MEXICO. MEXICO 12, D. F.
Servicios Aéreos: Ave. Santos Dumont Num. 212.

Schlumberger

SCHLUMBERGER SURENCO, S. A.

AGENCIA EN MEXICO

Av. Morelos 98, Desp. 306

Tel. 566-81-22

MEXICO 6, D. F.

**GEOFISICOS CONSULTORES PARA
PETROLEOS MEXICANOS**



***Seismograph Service Corporation
of Mexico***

**AVE. JUAREZ 95 - 207 • MEXICO 1, 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

C A A , S. A.

EXPLORACION

Y

PERFORACION

Bruselas No. 10 3^{er}. Piso

Tel. 5 46-63-75

MEXICO 6, D. F.

BOLETIN

de la

Asociación Mexicana de Geofísicos de Exploración

S U M A R I O

Detección directa de hidrocarburos
Mediante Información Sísmica

Por: Kevin M. Barry *

Thomas R. Shugart **

Traducido por : Ing. Antonio C. Limón **

ASOCIACION MEXICANA DE GEOFISICOS DE EXPLORACION

MESA DIRECTIVA PARA EL PERIODO 1974-1976

Presidente: Ing. Raúl Silva Acosta
Vicepresidente: Ing. Felipe Nerí 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. Héctor Palafox R.

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

DETECCION DIRECTA DE HIDROCARBUROS MEDIANTE INFORMACION SISMICA

Por: Kevin M. Barry*
Thomas R. Shugart*

Traducido por: Ing. Antonio C. Limón**

INTRODUCCION.

Actualmente el uso del método sísmico de reflexión para la detección directa de hidrocarburos, está siendo ampliamente aplicado e investigado. Este artículo discutirá y mostrará ejemplos de las diferentes indicaciones de hidrocarburos que pueden ser obtenidas de la información sísmica, una incorrecta interpretación de estas indicaciones o una inadecuada aplicación del método, puede conducir a conclusiones erróneas; se muestran también ilustraciones de tales fenómenos.

En adición a los ejemplos reales de información, la aplicación de modelos típicos de detección de hidrocarburos es revisada y se presentan los resultados de varios patrones estudiados.

INDICACIONES DE HIDROCARBUROS.

Las indicaciones de hidrocarburos derivados de la información sísmica, son precisamente eso: indicaciones. Puede argumen-

* TELEDYNE EXPLORATION CO.

**INSTITUTO MEXICANO DEL PETROLEO.

mentarse que a menos de que realmente pudiéramos emplear nuestros -
, sentidos en la interpretación de las secciones sísmicas, entonces en realidad tendríamos un método directo de detección.

Ciertamente la teoría de propagación de ondas sísmicas nos dice que podríamos esperar a ver varias indicaciones de hidrocarburos -
provenientes de las propias condiciones geológicas existentes.

Si una o más de las indicaciones son observadas en nuestra información y, aún más importante, si podemos correlacionar éstas con información real subterránea, donde la acumulación del petróleo se sabe que existe, entonces las probabilidades de éxito en la predicción referente al área inmediata, es significativamente mayor.

Las indicaciones de hidrocarburos más ampliamente usadas son:

- 1.- Amplitud.
- 2.- Contacto de fluídos.
- 3.- Velocidad.
- 4.- Pseudo estructuras.
- 5.- Interferencia
- 6.- Inversiones de polaridad.

Para discutir cada uno de estos en detalle, recurriremos a varios ejemplos reales. La figura 1, designada como línea A, muestra -
una parte de una sección sísmica grabada en el Golfo de México, sobre un

campo conocido como productor de gas.

LINEA A

línea B

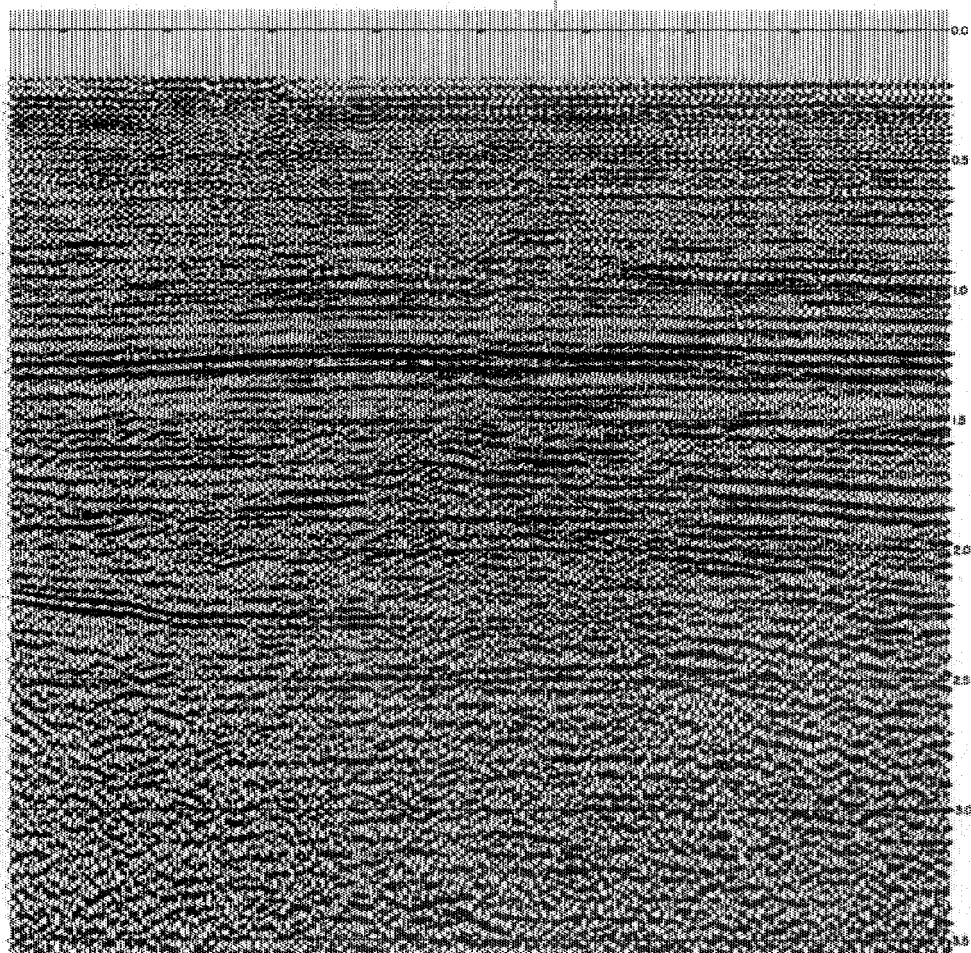


FIGURA 1

Esta sección es el resultado de lo que se considera una técnica de procesamiento normal.

La figura 2, es derivada de la misma información de campo,

pero ha tenido diferentes procedimientos de proceso aplicados.

LINEA A

Línea B

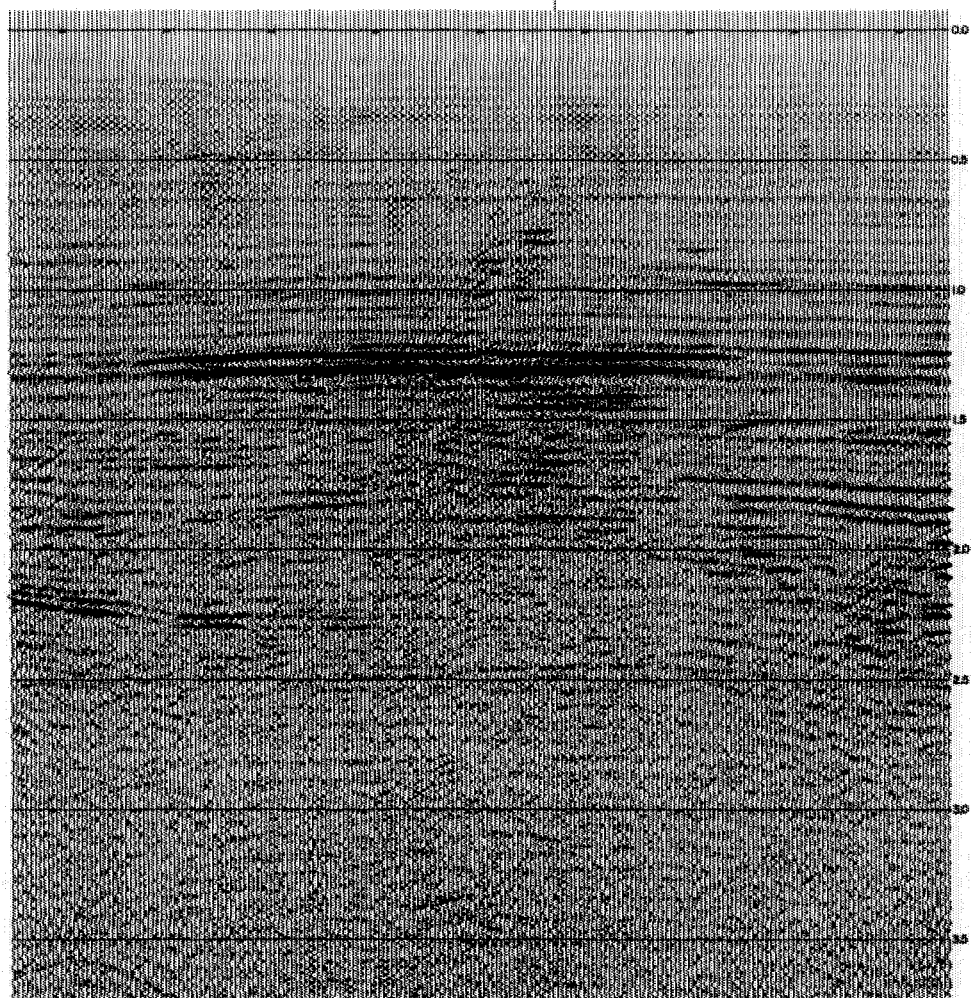


FIGURA 2.

Esta discusión no está dirigida a cómo son los métodos de -
proceso, sino a cuáles son las indicaciones observadas. Baste decir que
las variaciones de procesamiento entre la figura 1 y 2, involucran cambios
en la recuperación de amplitud, normalización, deconvolución y filtrado.

Permitásenos examinar primero la situación geológica y los parámetros de yacimiento de este campo. La figura 3, llamada línea B, intercepta a la línea A en un ángulo recto.

LINEA B

línea A

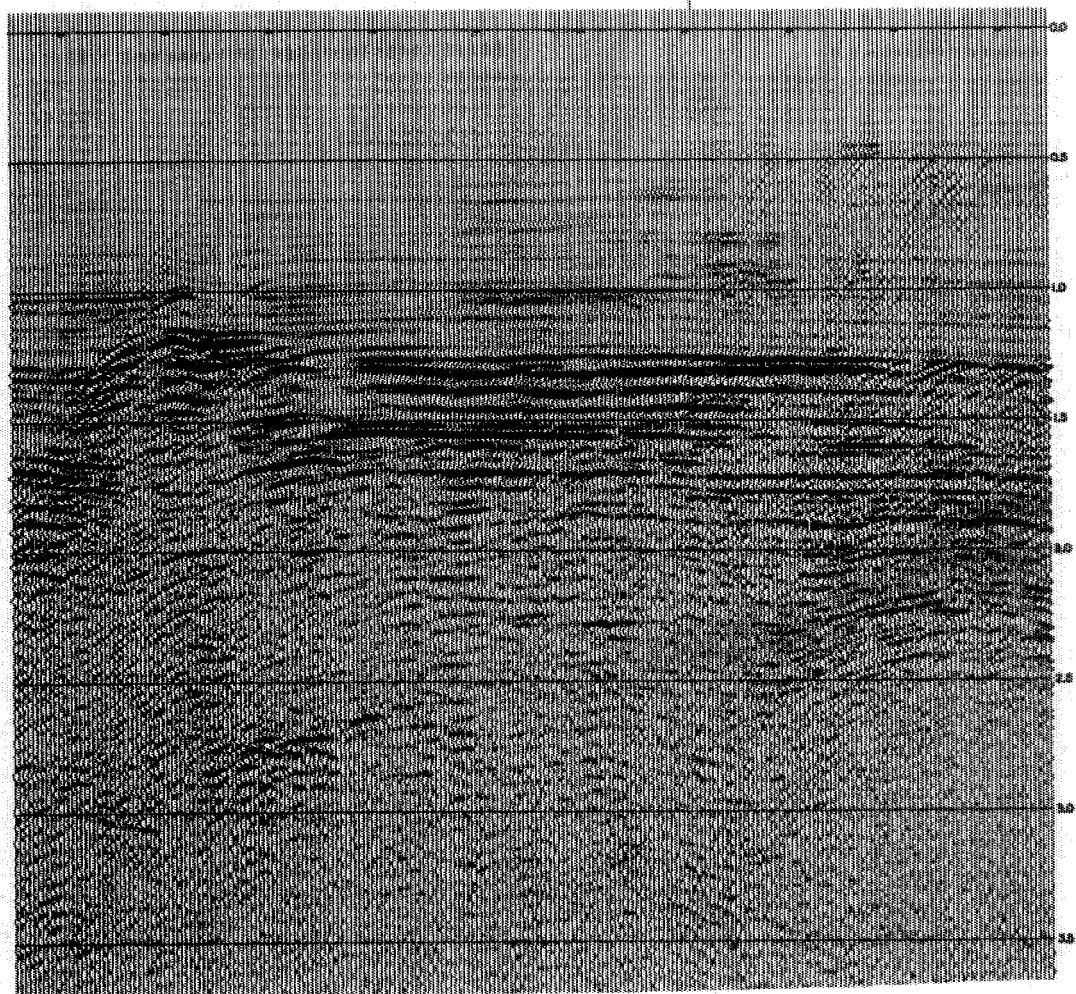


FIGURA 3.

La cima del estrato arenoso ocurre a una profundidad aproximada de 3,800' ó a un tiempo de doble viaje sísmico de 1.3 seg. El espe-

El gas en la arena alcanza un máximo de 140'. La máxima producción neta es de 130' de gas con 32% de porosidad. Esencialmente no hay presencia de aceite en el yacimiento. El mecanismo de entrapamiento resulta de un leve movimiento y un afallamiento, como puede verse en la parte izquierda de la línea B. La lutita se encuentra tanto sobre como bajo la arena. Hay algunas arenas gaseosas abajo de 5,000' pero son más delgadas y menos atractivas comercialmente. La indicación obvia de hidrocarburos, es la fuerte amplitud que se manifiesta asociada con los espesores arenosos. Esto es causado por los cambios de velocidad y densidad en la lutita y las interfaces, arena impregnada de gas y agua salada respectivamente. El registro de pozo da valores de 7,000'/seg. y 2.05 gr./cm³ para la velocidad y densidad respectivamente del recubrimiento de la lutita; 5,500'/seg y 2.05 gr./cm³ para las arenas impregnadas de gas; 6,900'/seg. y 2.05 gr./cm³, para el agua salada y finalmente 7,600'/seg. y 2.20 gr./cm³ para la base de la lutita. Usando la ecuación de incidencia normal relativa a velocidad y densidades, da valores del coeficiente de reflexión de: - 0.12 para la cima de la arena, + 0.12 para el contacto agua-gas y + 0.08 para la base de la arena. Estos coeficientes son de una magnitud tal que dan origen a amplitudes comparativamente fuertes y la conclusión de que la presencia de gas está indicada por dichas amplitudes, es razonablemente justificada para este caso.

Estudios de otros yacimientos conocidos han dado mediciones de velocidad tan bajas como de 4,000'/seg. para los depósitos de gas. Aún así, resultarían grandes valores de coeficiente de reflexión y por lo tanto

fuertes amplitudes. El aceite en cuerpos arenosos también puede dar lugar a anomalías en la amplitud. Sin embargo, los contrastes de velocidad de arenas impregnadas de aceite y lutitas o agua salada, normalmente no son tan grandes como con arenas saturadas de gas.

La figura 4 es un ejemplo en el que se muestran algunos eventos de amplitud fuerte, que resultan interesantes por estar asociados a producción de gas en el Golfo de México.

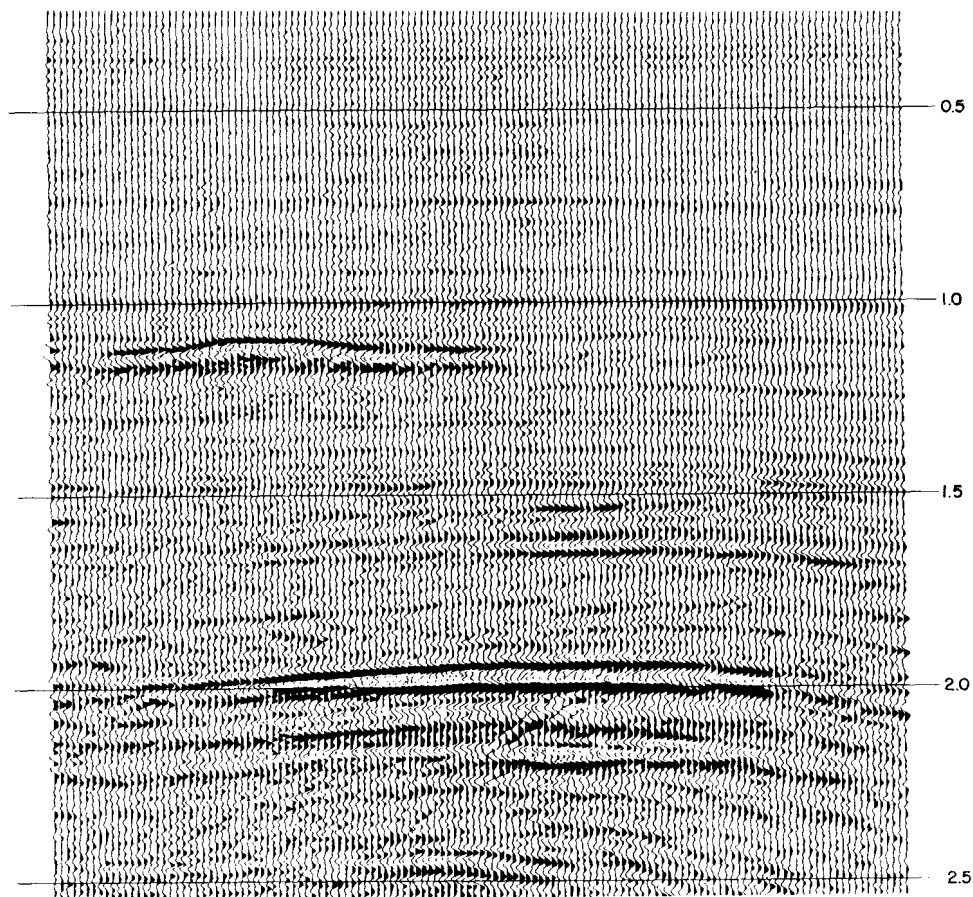


FIGURA 4.

Es importante hacer notar que bajo ciertas condiciones geológicas una débil amplitud de reflexión o punto difuso, puede también indicar la presencia de hidrocarburos. Tal caso se puede ver en la figura 5.

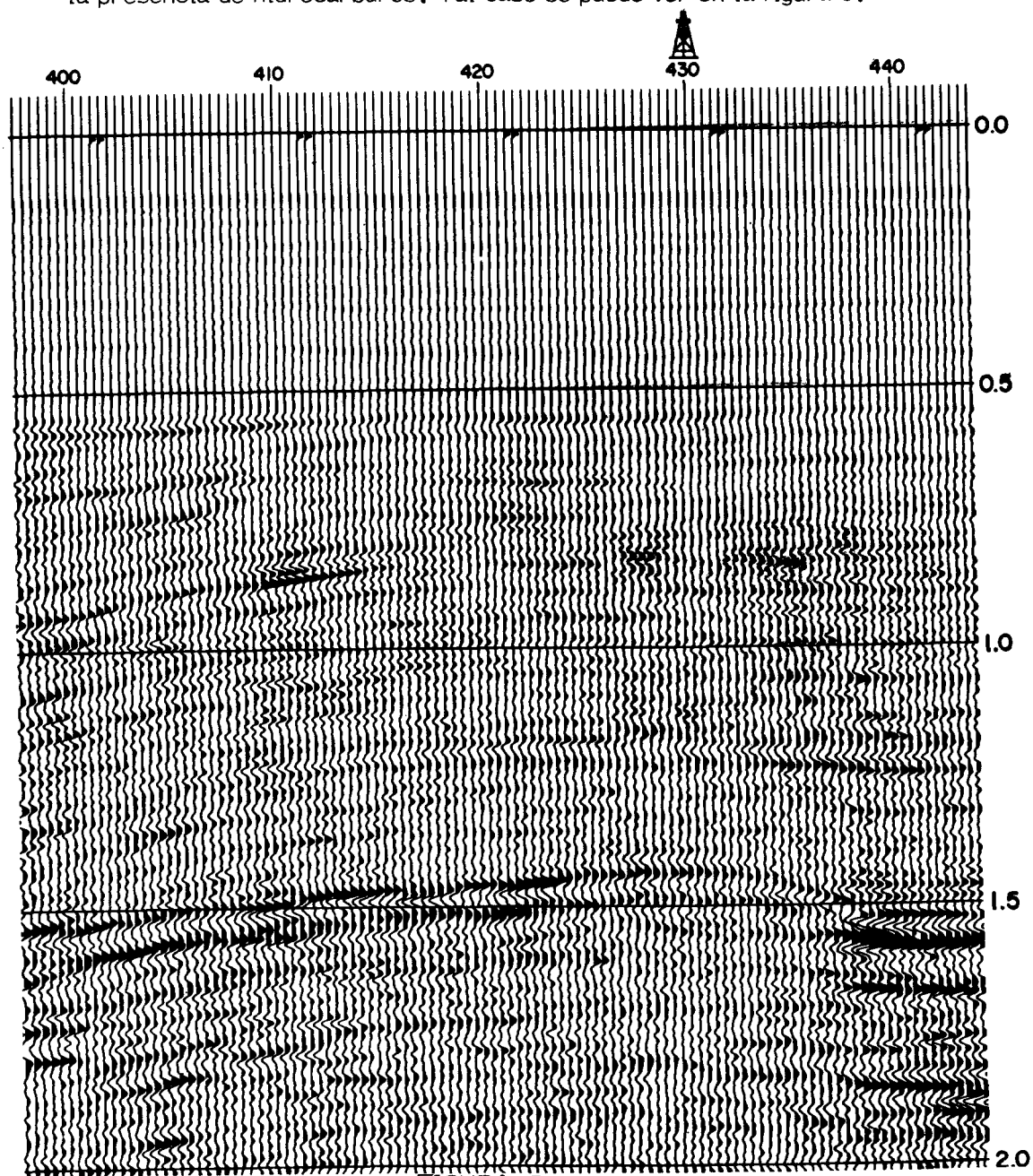


FIGURA 5.

Los datos fueron grabados cerca de las costas en otra parte del mundo. Las reflexiones sobre el alto estructural, aproximadamente a 1.4 seg., están asociadas con carbonato poroso y sedimentos consistentes en intercalaciones de arena y lutita. Un pozo localizado cerca del punto de tiro 430, ha encontrado gas comercial en la zona carbonatada. El punto de interés es que hay un notable decrecimiento en la amplitud sobre la cresta de la estructura.

No obstante la carencia de pozos de control adicionales, impiden una respuesta definitiva; es de creerse que hay un bajo coeficiente de reflexión asociado con la parte productora de gas de la estructura, que los que están asociados a los flancos de la porción no productora.

Veremos ahora otras indicaciones. La figura 6, es un ejemplo que muestra el contacto fluido real entre gas y agua, en una formación arenosa.

El contacto es el evento plano a un tiempo de aproximadamente de 1.3 seg. en la cercanía del punto de tiro 212. Este tipo de indicio es considerado por algunos como el más significativo y realista indicador, - aún más que las variaciones de amplitud.

Puede ser posible para otras situaciones geológicas que un - contacto fluido, dé lugar a un patrón similar de datos sísmicos, sin embargo las posibilidades son remotas.

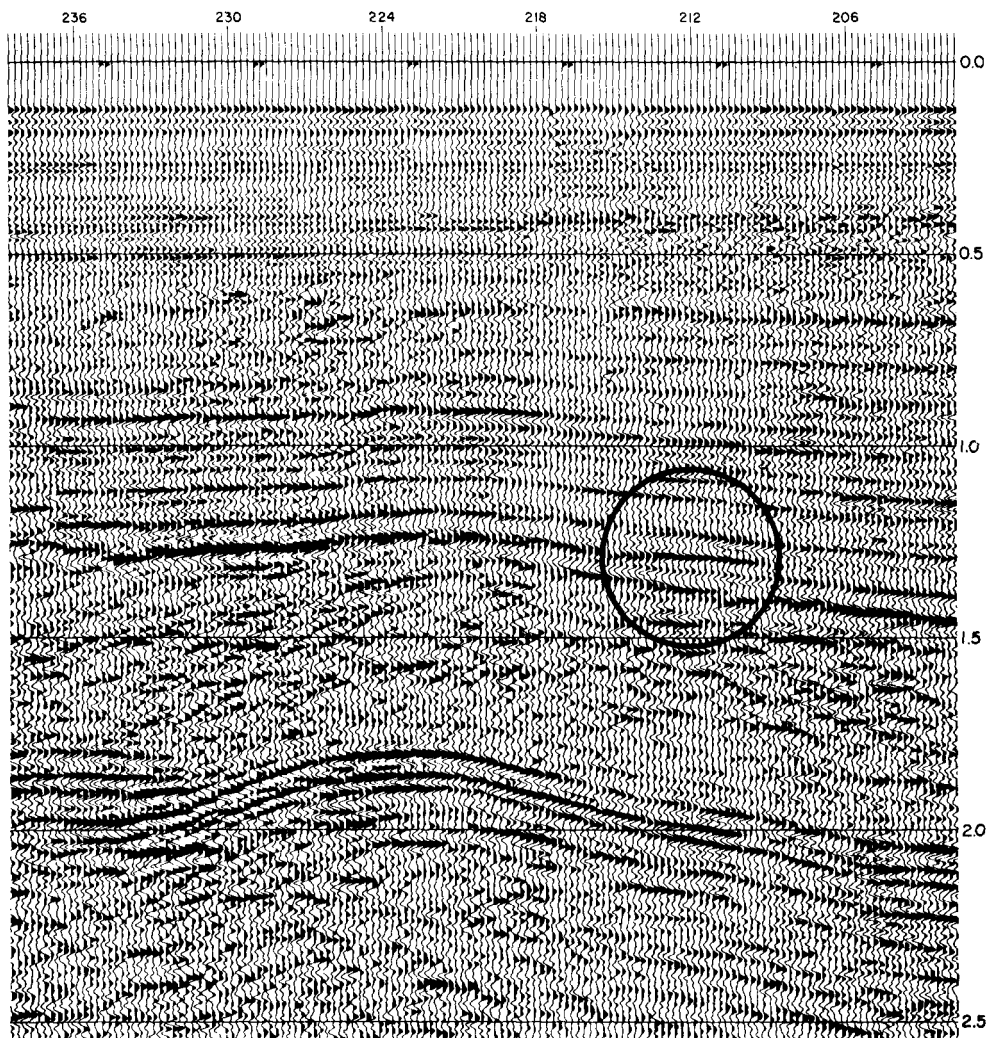


FIGURA 6.

Mientras más grueso es el espesor de la capa que contiene el contacto, mayor es la probabilidad de observar esta anomalía. Esto está relacionado con el poder resolutivo de las ondas sísmicas y es una de las razones para tender al uso de filtros de paso de banda ancha en el

proceso de amplitud verdadera y para persistir en grabar los datos, usando un intervalo de muestreo menor de 4 ms. Igualmente otros factores pueden tener más probabilidades de observación de un contacto, si se incrementa el poder resolutivo.

Otro efecto interesante se muestra en la figura 7.

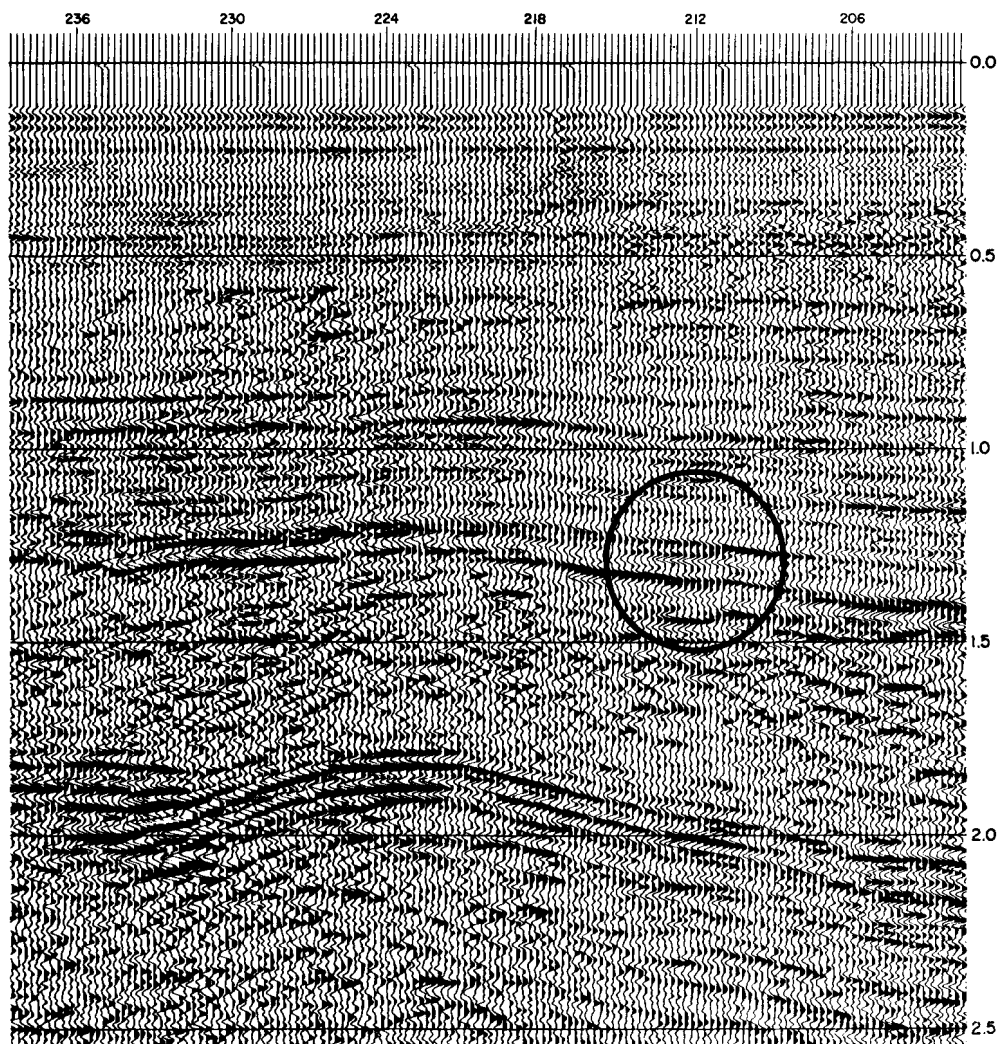


FIGURA No. 7

Estos son los mismos datos de la figura 6, pero la polaridad

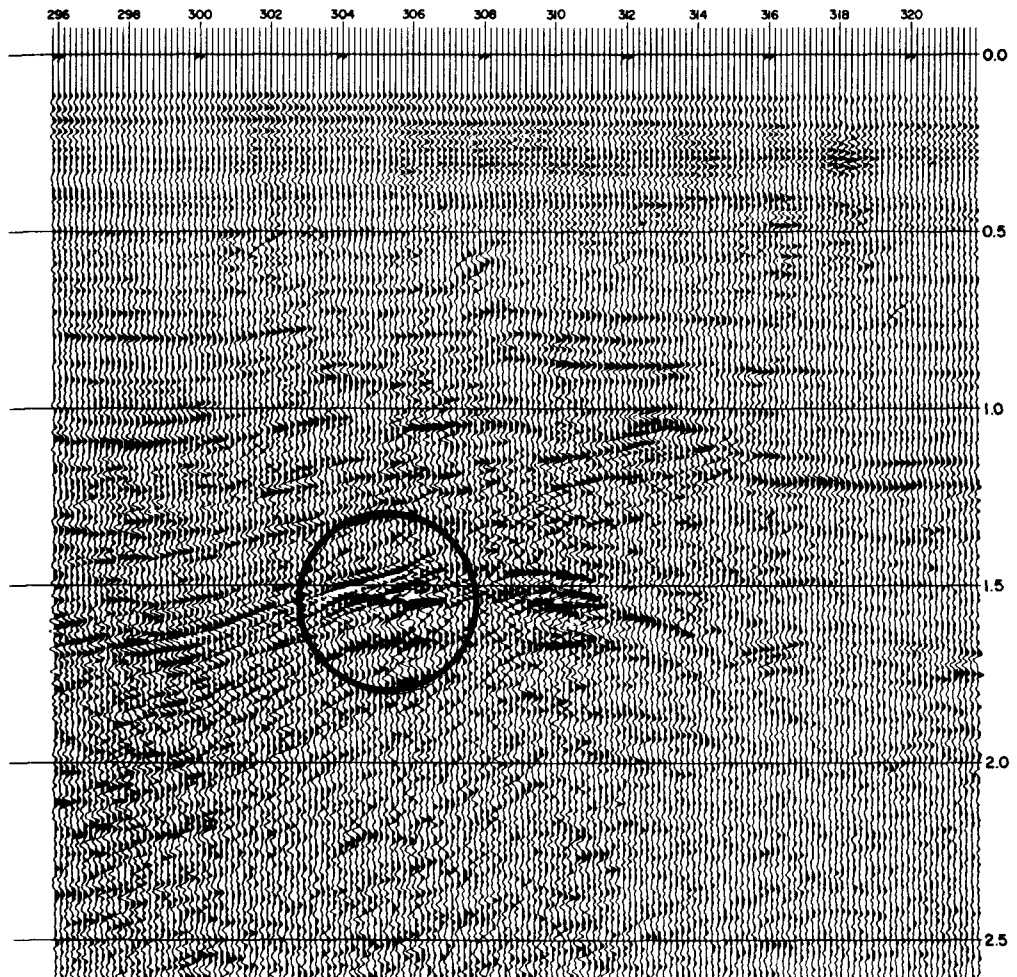


FIGURA No. 8

El contacto siendo casi horizontal, será mostrado en su debida localización pero, si manifiesta un echado apreciable como el de este ejemplo, será necesario migrar los datos a su posición correcta entre -

contacto y formaciones. La figura No.9 muestra los resultados de la aplicación de la migración en la línea mostrada en la fig. 8

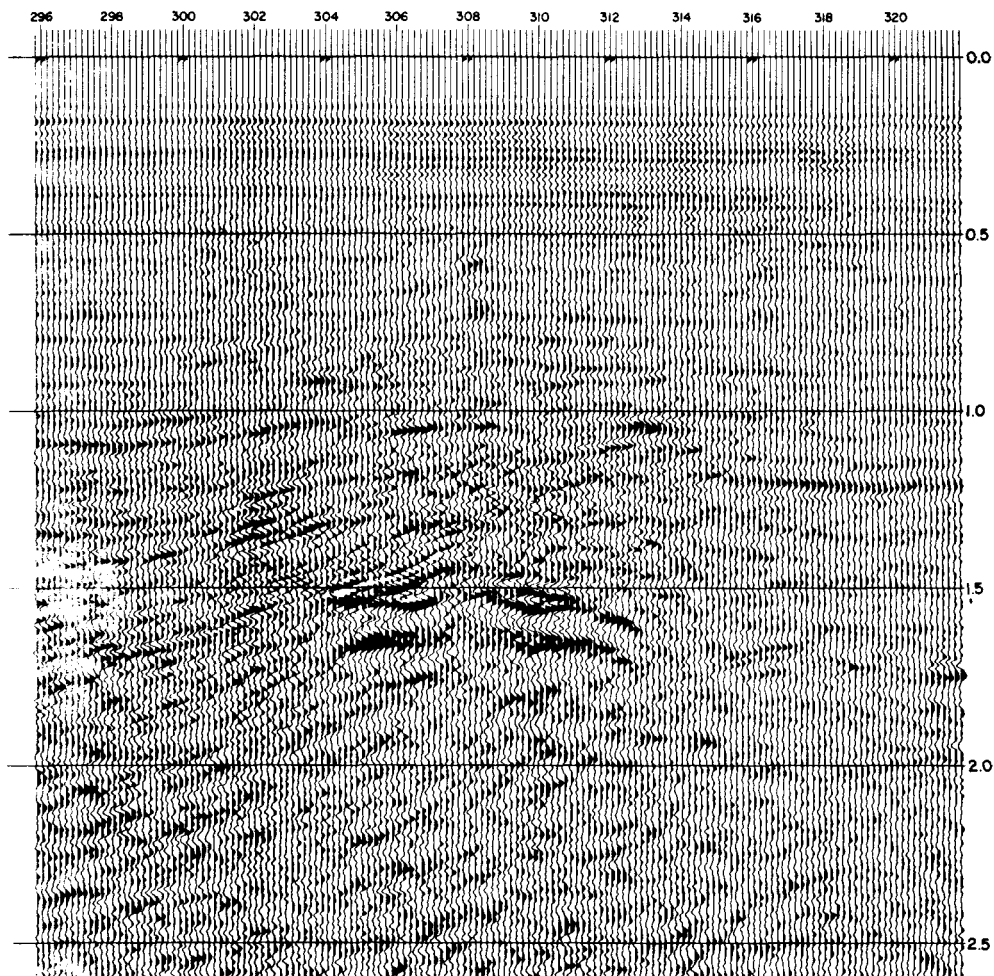


FIGURA No. 9

Nuestra tercera indicación —la velocidad— nos proporciona otra herramienta para el reconocimiento de los depósitos petroleros. La figura No. 10 es una línea sobre un área donde la producción de hidrocarburos ha sido establecida.

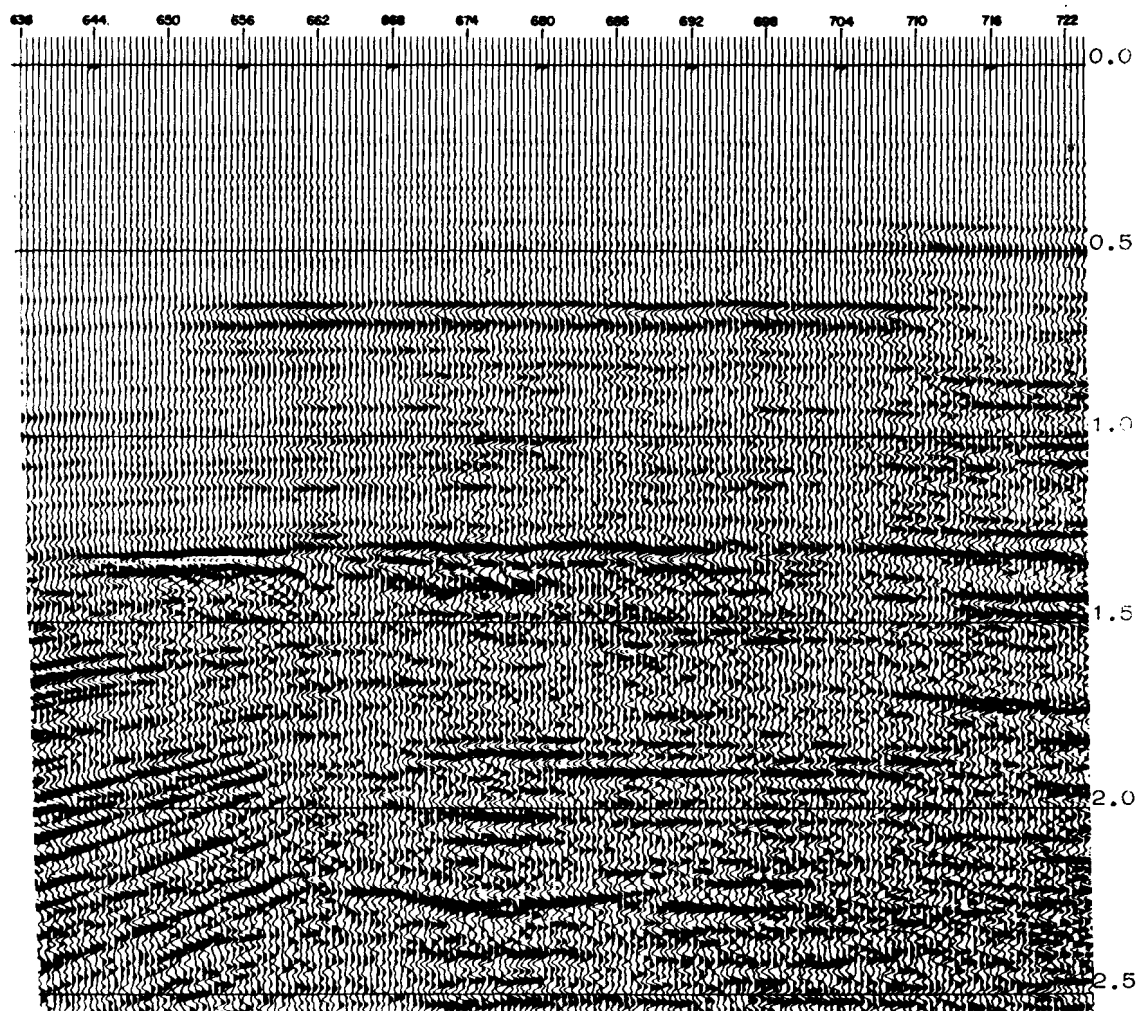


FIGURA No. 10

Se hizo un estudio del análisis de velocidades constantes de los datos sísmicos y se generó una gráfica de isovelocidades, como se ve en la fig. 11

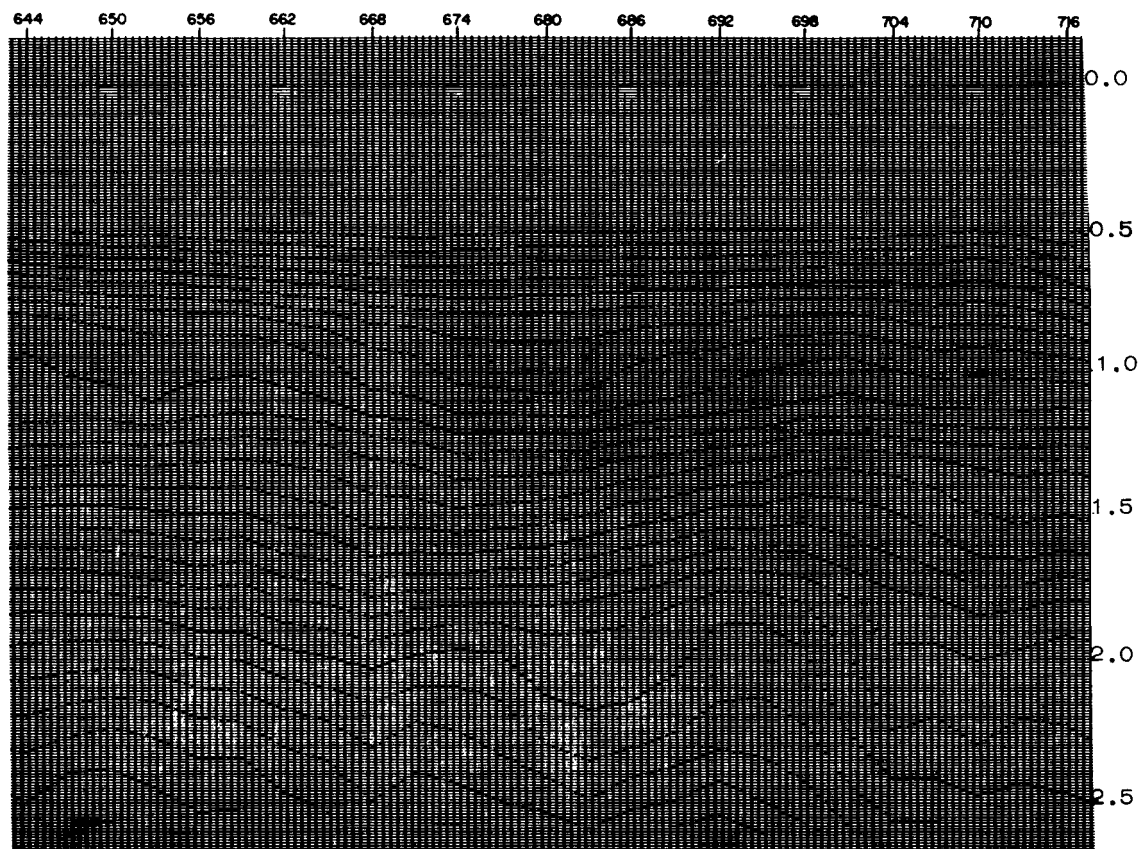


FIGURA No. 11

Sería de esperarse que si las capas del yacimiento tienen suficiente espesor y sus velocidades de intervalo asociadas decrecen con la presencia de hidrocarburos, se observaría dicho decrecimiento en - nuestra gráfica de isovelocidades.

La producción más prolífica está asociada con los eventos

de fuerte amplitud, entre los puntos de tiro 662 y 698 y a una profundidad entre 1.3 y 2.1 seg. Las curvas de isovelocidad manifiestan claramente el decrecimiento de la velocidad en esta zona, particularmente en las cercanías del punto de tiro 686. En este caso es razonable considerar que -- existe una relación entre el decrecimiento de la velocidad y la producción.

La indicación de una pseudo-estructura está inherentemente ligada a esta indicación de velocidad, así como la falsa estructura o efecto de flexión hacia abajo por velocidad, es el resultado del incremento en el tiempo de viaje a través de los materiales depositados. La figura No. 10 muestra un reflejo aproximadamente a 2.2 seg. y centrada en el punto de tiro 680, el cual es característico del indicador de pseudo-estructura. El empuje hacia abajo por velocidad, es totalmente aparente.

La precaución que debe observarse en los indicadores de -- pseudo-estructuras, es bajo la suposición usualmente hecha, de que la posición real de los horizontes es hacia abajo. Esto es, si se observa un empuje hacia abajo, puede concluirse que hay hidrocarburos arriba de los -- eventos, y en realidad no existen, aún cuando la estructura convexa esté presente.

En referencia a la figura 10 es oportuno señalar un ejemplo de falsos indicadores de hidrocarburos. La fuerte amplitud del reflejo a 0.7 seg., parecería indicar una buena posibilidad para hidrocarburos. -- Hay presencia de gas, sin embargo la presión es baja y el potencial eco-

nómico poco satisfactorio. Las arenas tienen aproximadamente 15' de espesor de los cuales 10' tienen impregnación de gas.

La fig. 12 es otro ejemplo de falsas indicaciones.

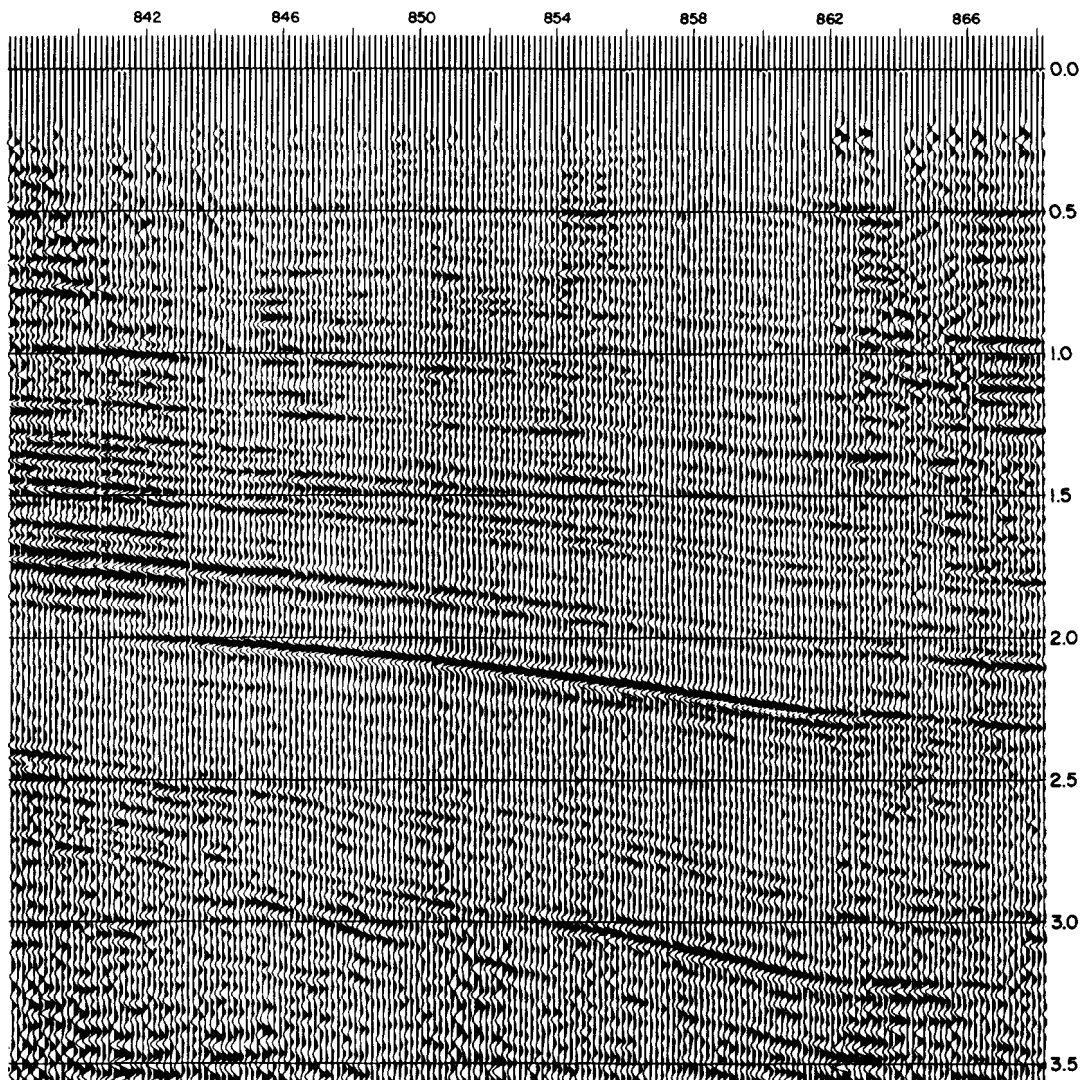


FIGURA No. 12

La reflexión prominente comienza en las cercanías del punto de tiro 842, a un tiempo de 2.0 seg. y con buzamiento a la derecha, lo cual parecería ser una buena indicación para una alta amplitud asociada con la presencia de hidrocarburos. El echado superior decrece en amplitud, lo que podría ser el resultado de un acunamiento o cambio de facies - de arena a calizas, ambas podrían formar una trampa. Existe un buen control de pozos en el área y la reflexión mencionada está formada con heterostegina o zona carbonatada de la formación Anáhuac. Esta no es productiva en el área, siendo una capa de alta velocidad dentro de una comparativamente baja velocidad del contacto arena-lutita, lo que genera un evento de fuerte amplitud.

Los indicadores de interferencia y de polaridad inversa, están relacionados íntimamente y son el punto de discusión más frecuente. El coeficiente de reflexión asociado con la cima de arena y gas, normalmente tendrá una polaridad negativa, mientras que el coeficiente del contacto agua-gas, o el estrato entre arena y gas y capas subyacentes, en ambos casos son positivas, lo cual es de esperarse dadas las propias condiciones geológicas, observándose una interferencia destructiva de cierto tipo de ondas. Esto causaría un decrecimiento en amplitud de varias trazas, inclusive la posibilidad de la desaparición de un evento.

La figura 13 nos muestra un buen ejemplo de este fenómeno.

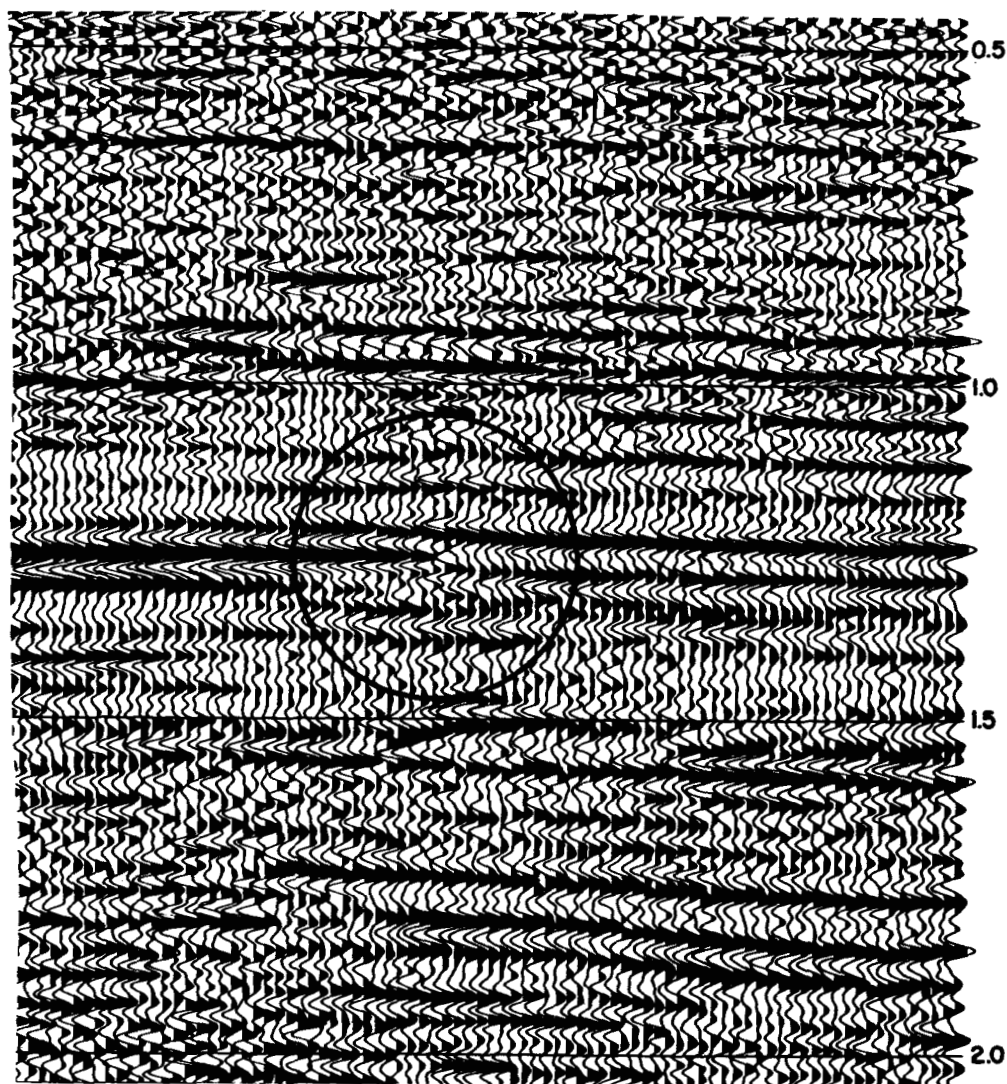


FIGURA No. 13

Esta es la porción derecha de la línea mostrada en las figuras 1 y 2. En el área del círculo, hay una reflexión prominente a un tiempo de aproximadamente 1.25 seg. (la zona más oscura de las ondas

de área variable), la cual termina abruptamente. Este es el límite de la zona de gas y está interpretado como un cambio de gas a agua o bien como un posible desarrollo arenoso. En ambos casos se produciría un efecto de cancelación o interferencia destructiva.

Si se conoce la información acerca de la polaridad tanto en el sistema de grabación como en el de proceso, será posible inferir la polaridad de los coeficientes de reflexión y los correspondientes incrementos o decrementos de velocidad a través del estrato.

Este indicador de polaridad será discutido en detalle al analizar los modelos sísmicos.

Otras indicaciones aparte de las ya mencionadas, probablemente serán desarrolladas a medida que se gane mayor experiencia y conocimiento de esta técnica.

Las difracciones asociadas con la terminación de horizontes productivos causados por pérdida de transmisión, ha tenido ya algunas aplicaciones limitadas.

MODELOS SISMICOS.

Las siguientes ilustraciones son ejemplos de secciones sísmicas simuladas, producidas digitalmente de relativamente sencillas condiciones estimadas o imaginarias del subsuelo.

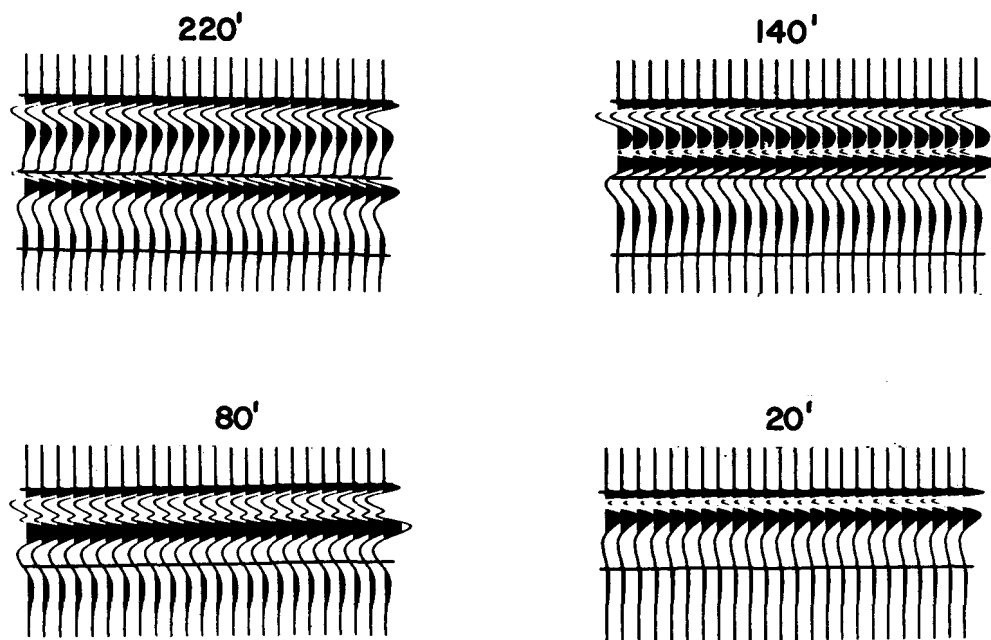
Los datos de entrada incluyen una descripción de las condi-

ciones de reflexión en términos del doble tiempo de viaje y su situación horizontal. También son funciones de entrada las velocidades de intervalo y las densidades arriba y abajo de cada estrato. De estos datos, los coeficientes de reflexión son calculados para cada condición que se describe. Las ondas de reflexión, las amplitudes apropiadas, las polaridades y las frecuencias, son entonces generadas y se graba una sección que representa los reflejos en sus tiempos apropiados. La sección simulada en forma digital puede entonces ser graficada y presentada en la misma forma que una sección sísmica normal.

Puede entonces establecerse una comparación entre información real e información simulada, pudiendo determinarse espesores del yacimiento, contenido de fluidos, contacto de fluidos, etc., en lo que sería la información real.

La figura 14 ilustra un simple estudio del efecto del espesor de arenas, pudiendo tener en el patrón de reflexión la generación de dos estratos, uno de ellos en la cima y otro en la base. El contenido de frecuencias de las ondas, es de banda ancha y corresponde aproximadamente al de una observación real en los datos sísmicos del Golfo de México, los cuales han sido "deconvolucionados" usando la unidad de distancia predictiva.

Las ondas tienen un mínimo defasamiento, característico de los datos de una fuente impulsiva.



ESTUDIO DE ESPESORES DE ARENAS
CON ONDAS DE ALTA RESOLUCION

FIGURA No. 14

Observando primero el patrón correspondiente a 220' de espesor, puede verse que la reflexión del estrato superior (cima de la arena), comienza con una brusca deflexión de la traza hacia la derecha.

Por convención usada en la figura, esto corresponde a un coeficiente de reflexión negativo. El reflejo correspondiente a la base de la arena comienza aproximadamente 100 ms. después, con una brusca de-

flexión a la izquierda, y representa un coeficiente de reflexión positivo. El tiempo de retraso entre la primera y la segunda reflexión, corresponde a una velocidad de intervalo de 4,500'/seg. Para este considerable tiempo de separación, los 2 reflejos no se interfieren y son claramente resueltos. En datos reales, si la polaridad del sistema de grabación de campo es conocida, el signo del coeficiente de reflexión puede algunas veces ser determinado.

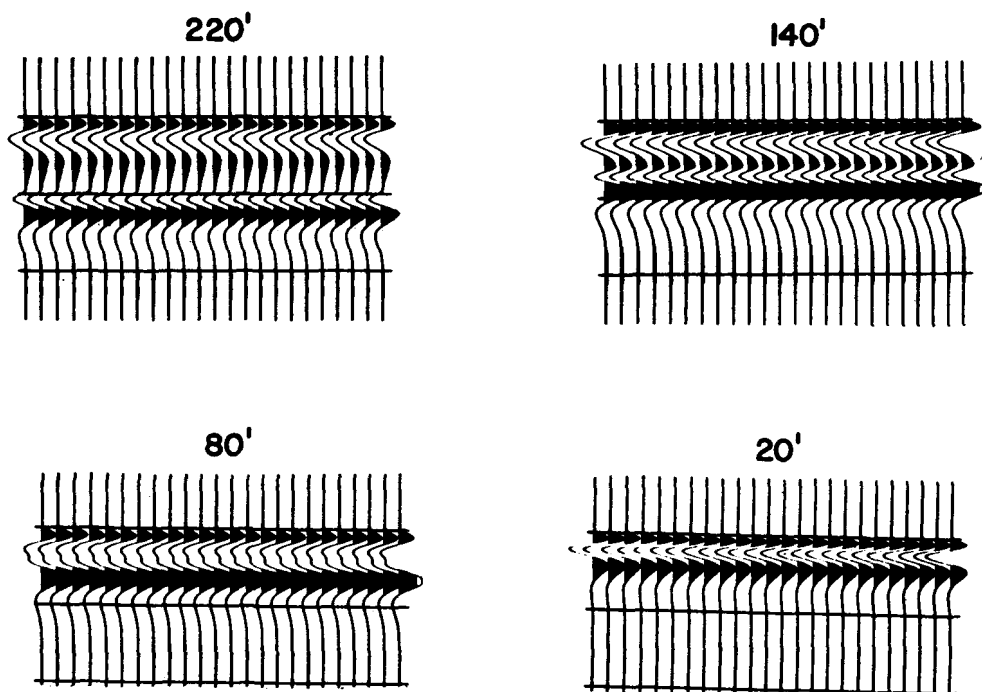
Consideremos ahora un espesor de 140'. La 1a. reflexión muestra los mismos 2 primeros ciclos como anteriormente, pero en este caso el 3er. medio ciclo es interrumpido por el arribo del 2° reflejo, el cual nuevamente produce una brusca deflexión hacia la izquierda. Los 2 reflejos no están totalmente separados, pero el arribo del 2°, puede ser claramente observado.

Moviéndolo ahora a 80', puede verse nuevamente que el comienzo de la primera reflexión es igual que antes, pero durante su 2° ciclo, arriba el 2° reflejo, produciendo nuevamente una deflexión hacia la izquierda. Esto se observa solamente como un cambio de fase de alta frecuencia, en el 2° medio ciclo del primer reflejo. Este patrón de interferencia puede así orientarnos sobre el espesor de la formación.

Para el caso de 20', las 2 reflexiones son completamente irresolubles. Es posiblemente notorio, que no obstante la tendencia de 2 ondas a cancelar otra, la amplitud del patrón de interferencia es relativa

mente alta.

La figura 15 es igual a la figura 14, con la excepción de que la onda de reflexión usada, es de baja frecuencia y de banda angosta. Pueden observarse aún todas las características descritas para la Fig. 14, - pero el cambio de fase en el segundo medio ciclo para el caso de 80', es más oscuro.

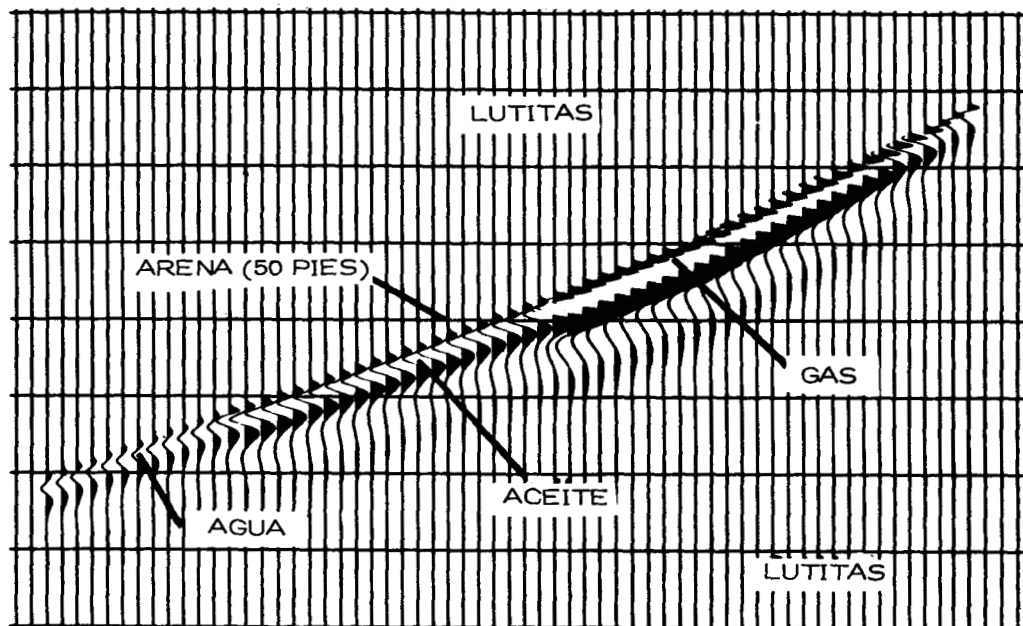


ESTUDIO DE ESPESORES DE ARENAS CON ONDAS
DE RESOLUCION MEDIA

FIGURA No. 15

La figura 16 fue hecha para describir una arena invadida en lutita. El espesor de la arena es de 50' en la parte izquierda y que corresponde

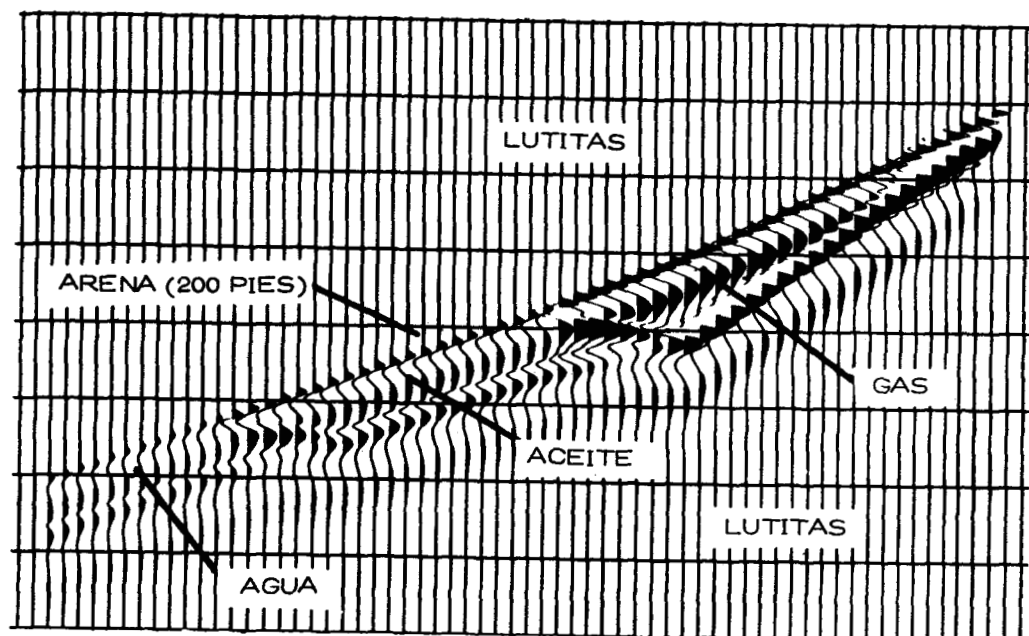
ponde a las dos terceras partes del modelo, y va disminuyendo hacia cero en la última tercera parte de la derecha. El lado izquierdo contiene agua, la parte central, aceite y el acuífero contiene gas. Las velocidades y densidades usadas fueron arbitrarias y no son necesariamente las típicas de un área en particular. Como se vió en las figuras anteriores, la habilidad para encontrar la cima y la base de las reflexiones en un espesor de 50', será de esperarse que fuese marginal y ciertamente no podríamos hacer tal cosa en esta figura. Pueden verse los cambios de amplitud donde ocurre el contacto fluido y donde termina el acuífero de arenas.



ECHADO Y ACUÑAMIENTO

FIGURA No. 16

En contraste con esto, el caso de 200' que la figura 17 muestra entre la cima y la base de la arena, las reflexiones claramente se muestran, excep-
to cerca del acuífamento. El evento de difracción en el contacto gas-acei-
te, de hecho no es una difracción sino una reflexión de un contacto horizon-
tal fluído. El arribo de tiempo es "empujado hacia abajo" y hacia la dere-
cha, debido al patrón de baja velocidad a través de las arenas impregna-
das de gas.



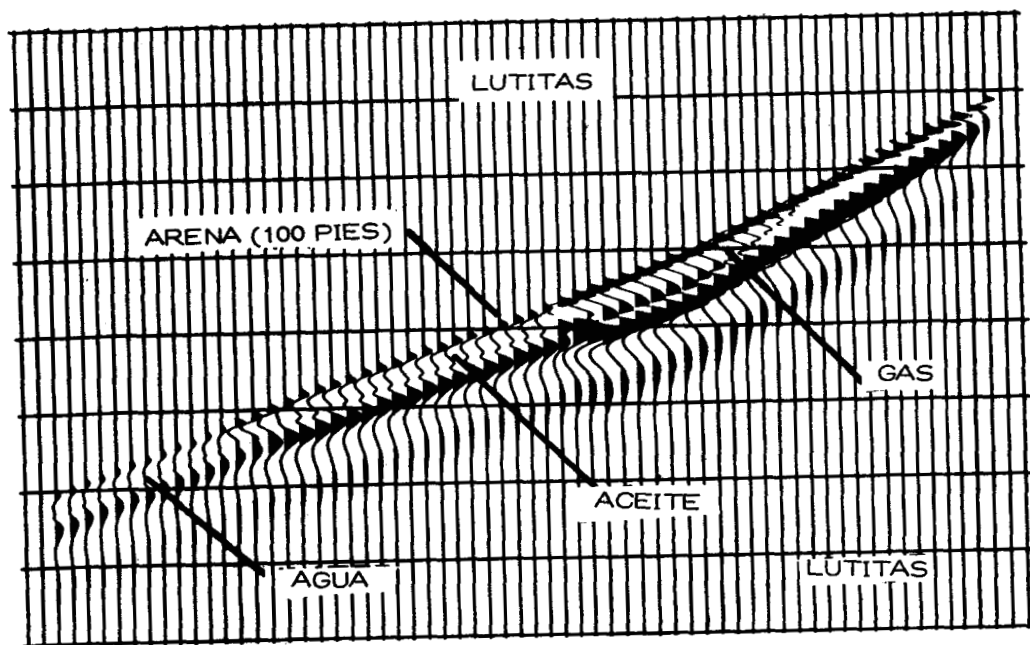
ECHADO Y ACUÑAMIENTO

FIGURA No. 17

Podemos esperar que para todas las arenas impregnadas de gas que tengan un mínimo de 200' de espesor, pueden observarse facilmen-
te en información sísmica.

Vamos a ver ahora lo que ocurre con un espesor de 100'.

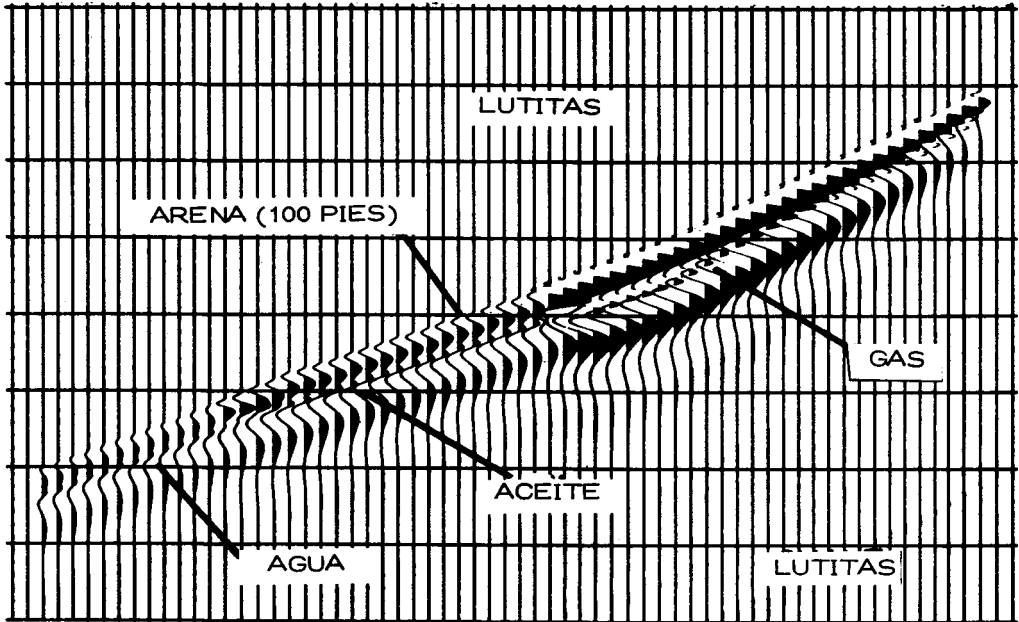
En la figura No. 18 podemos ver un claro indicio de contacto gas-aceite y un ligero empuje hacia abajo. Teniendo como referencia el caso de los 200' de espesor, es más fácil interpretar debidamente este último.



ECHADO Y ACUÑAMIENTO

FIGURA No. 18

En la figura No. 19 se muestra nuevamente el caso de los 100', pero graficado con polaridad inversa a la de la figura 18. El aspecto más importante a observar, es que la anomalía producida por el contacto del fluido, no es tan claro en ésta como en la anterior, sin embargo el efecto de empuje hacia abajo en el contacto gas-aceite, es aún evidente.



ECHADO Y ACUÑAMIENTO

FIGURA No. 19

La figura No. 20 representa la relación entre amplitud de reflexión y polaridad para arenas impregnadas de gas, considerando que la ecuación de Wyllie es válida. En este caso, los espesores de la arena se han considerado constantes.

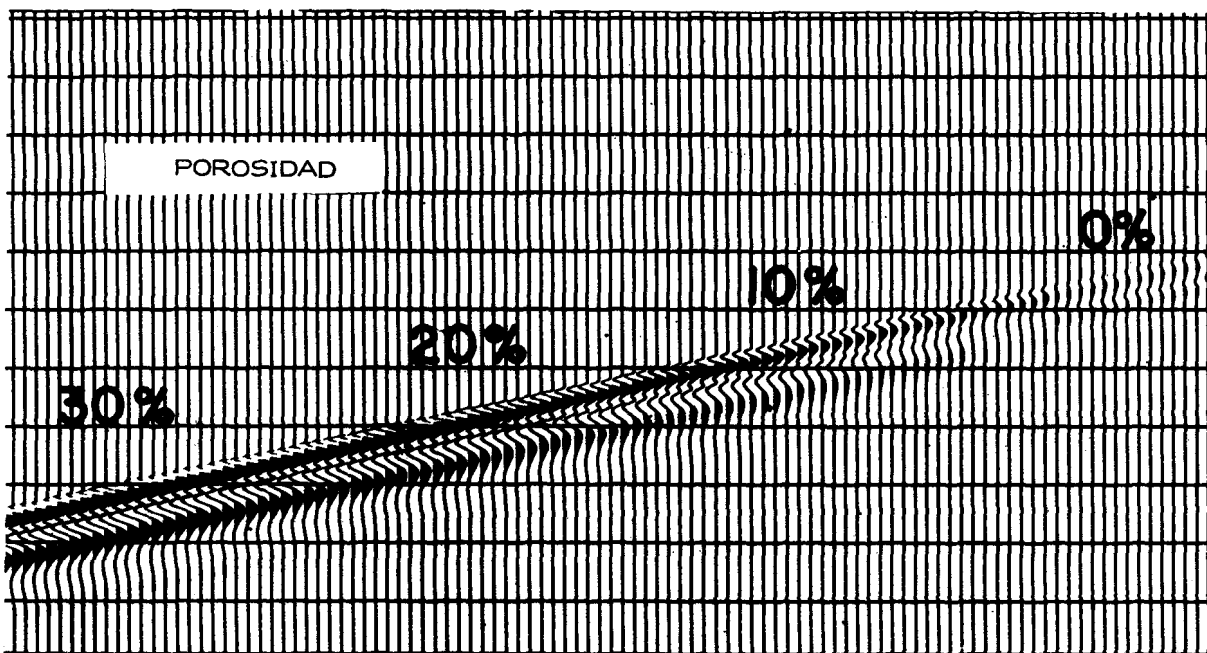


FIGURA No. 20

La figura No. 21 representa arenas impregnadas de gas sobre una anticlinal, con afallamiento al lado derecho. Los contactos fluídos se observan a la izquierda y también a la izquierda de la falla donde existen contactos agua-gas.

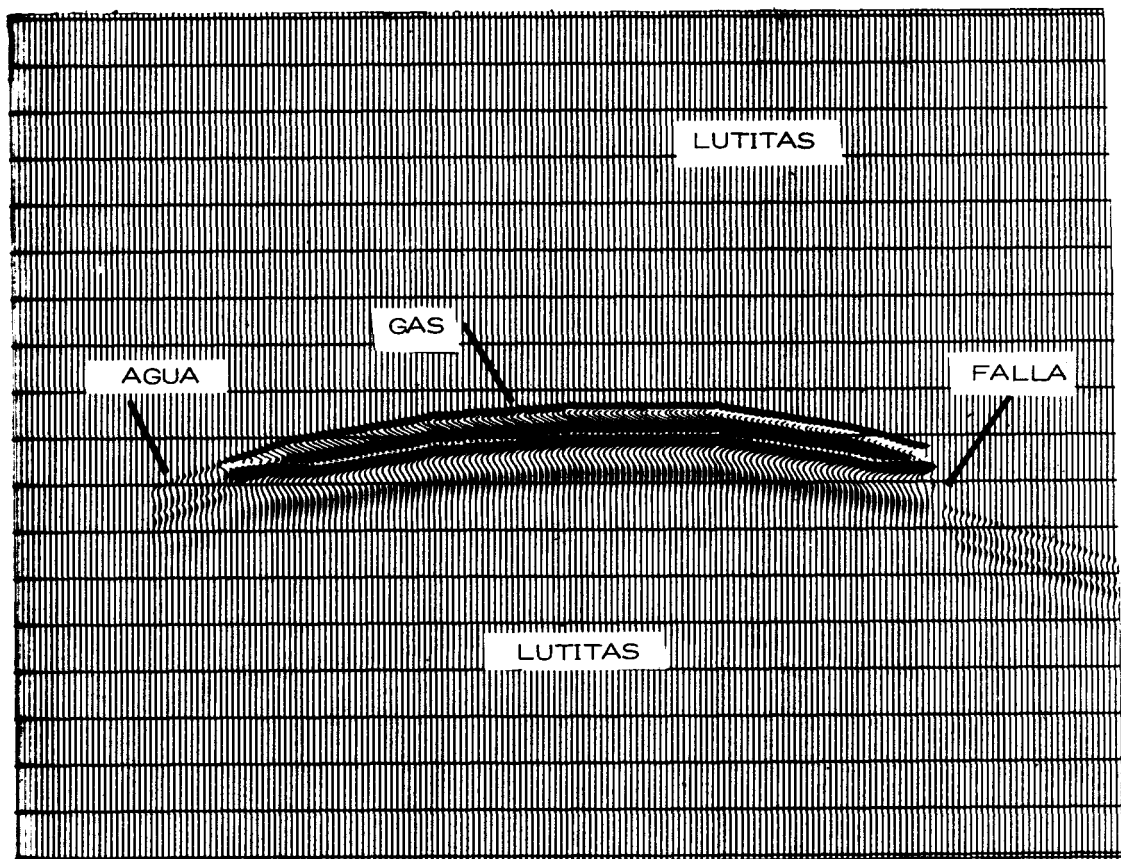


FIGURA No. 21

Este modelo representa posiciones reales del subsuelo y los eventos que podrían ser migrados en información real; en tal caso las difracciones serán eliminadas y el echado de los eventos, llevado a su verdada

dera posición.

La figura No. 22 es el mismo modelo procesado, incluyendo difracciones y mostrando la sección antes de ser migrada. La localización precisa de la falla y el acunamiento del contacto fluído, se define mucho - menos que en la figura anterior. Esto sugiere la conveniencia de migrar la información sísmica cuando se buscan indicaciones directas de localización de hidrocarburos.

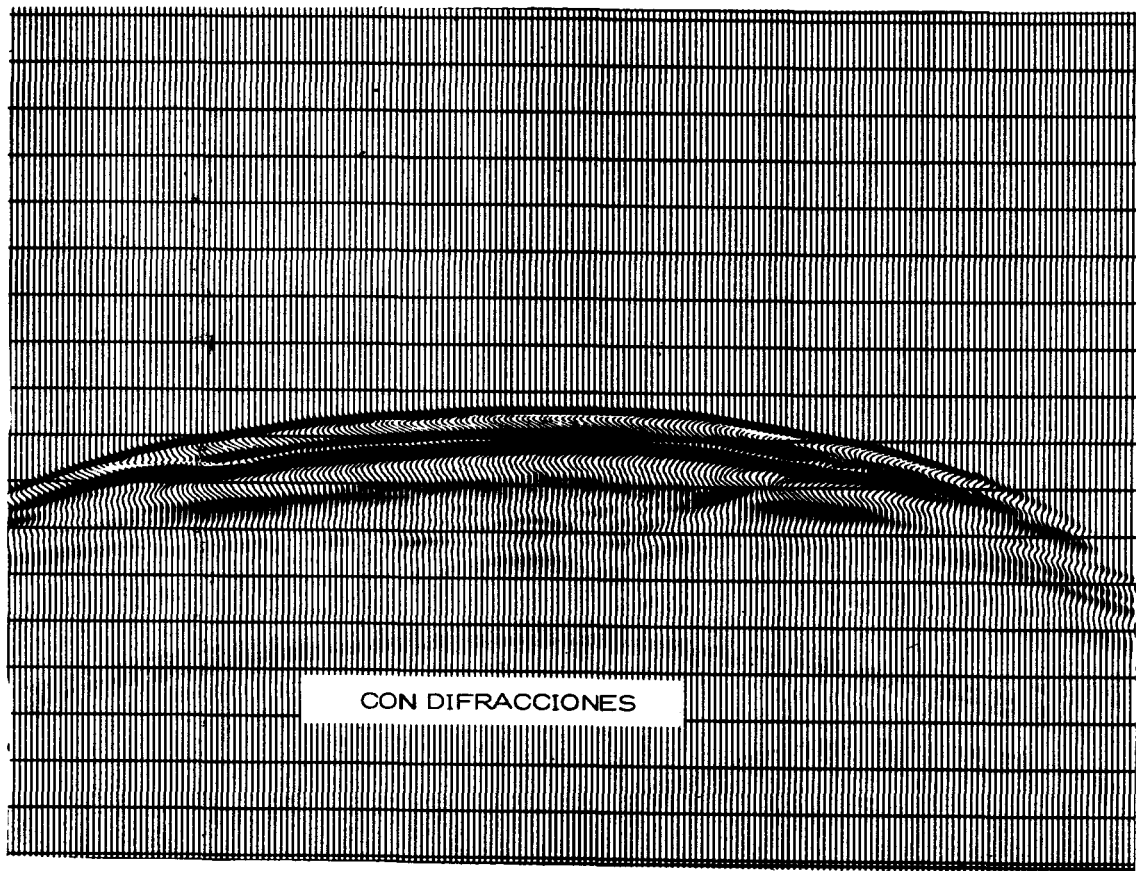


FIGURA No. 22



**ANTONIO GARCIA
ROJAS**

**UNA CITACION
PARA EL MIEMBRO HONORARIO
ANTONIO GARCIA ROJAS
SOCIETY OF EXPLORATION GEOPHYSICISTS**

La Asociación Mexicana de Geofísicos de Exploración tiene el gusto de presentar al Ingeniero Antonio García Rojas. Aunque Antonio es conocido por la mayoría de los geofísicos de exploración, nos complace agregar algunas referencias de su labor profesional en la aplicación progresista de la ciencia geofísica.

Su campo de acción fué la República Mexicana. Inició su actividad en 1934 con la compañía mexicana de petróleo El Aguila (Royal Dutch Shell). Eran los tiempos en que terminaba la primera etapa geofísica de experimentación en la planicie costera del Golfo de México. La sismología de reflexión substituía a la refracción, y el gravímetro a la balanza de torsión. Los resultados eran mas especulativos que científicos, la enseñanza y el aprendizaje de la geofísica estaban vedados, por razón del interés económico que despertaron las nuevas herramientas de exploración. En estas circunstancias el medio no era fértil para que en México surgieran geofísicos de alta preparación, sin embargo los rasgos personales de Antonio hicieron posible que fuera el pionero calificado que creara una generación de geofísicos.

Trabajador incansable, con talento y viveza naturales, bien preparado académicamente, humilde en su trato, nervioso y huido, con la inquietud propia del

investigador, Antonio resultó fuerza productiva incontenible. Por fortuna para la exploración petrolera de México, se contó oportunamente con una personalidad de estas características, pues apenas se iniciaba Antonio como líder en geofísica, dos sucesos pusieron a prueba su capacidad: la nacionalización del petróleo mexicano en 1938, y el principio de la segunda guerra europea en 1939.

Con absoluto conocimiento de los fundamentos teóricos, se aplicaron los métodos geofísicos con toda objetividad, se reconstruyeron y mejoraron los instrumentos obsoletos de que se disponía, y se realizó un programa de exploración con conciencia técnica y económica, pero sobre todo, se entrenó personal de alta calificación profesional. Cuando al terminar la guerra fué posible comprar instrumentos y servicios, había ya un grupo de especialistas bien preparados para dirigir y controlar las actividades geofísicas.

Ahora, por estas fechas, la geofísica mexicana de exploración está segura de haber servido con dignidad a su país y por otra parte, de haber acompañado en el camino de superación profesional a tantos geofísicos distinguidos que han puesto su esfuerzo en esta rama. Es justo reconocer el mérito de nuestro buen amigo Antonio García Rojas.

SOCIOS PATROCINADORES

PETROLEOS MEXICANOS

COMPañIA MEXICANA DE EXPLORACIONES, S. A.

C A A S A

D U P O N T

WESTERN GEOPHYSICAL

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

PETTY GEOPHYSICAL ENGINEERING DE MEXICO

Deseamos hacer una atenta invitación a nuestros socios, para que colaboren con el boletín de la ASOCIACION MEXICANA DE GEOFISICOS DE EXPLORACION, presentando artículos para su publicación.

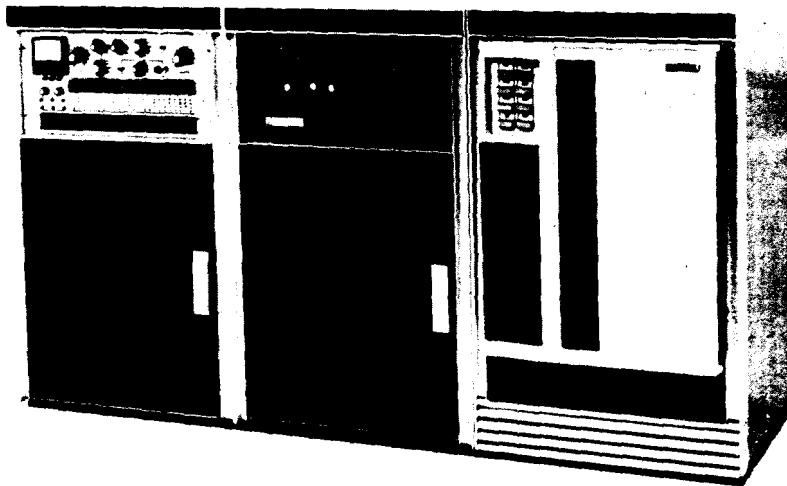
ATENTAMENTE

LA MESA DIRECTIVA

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

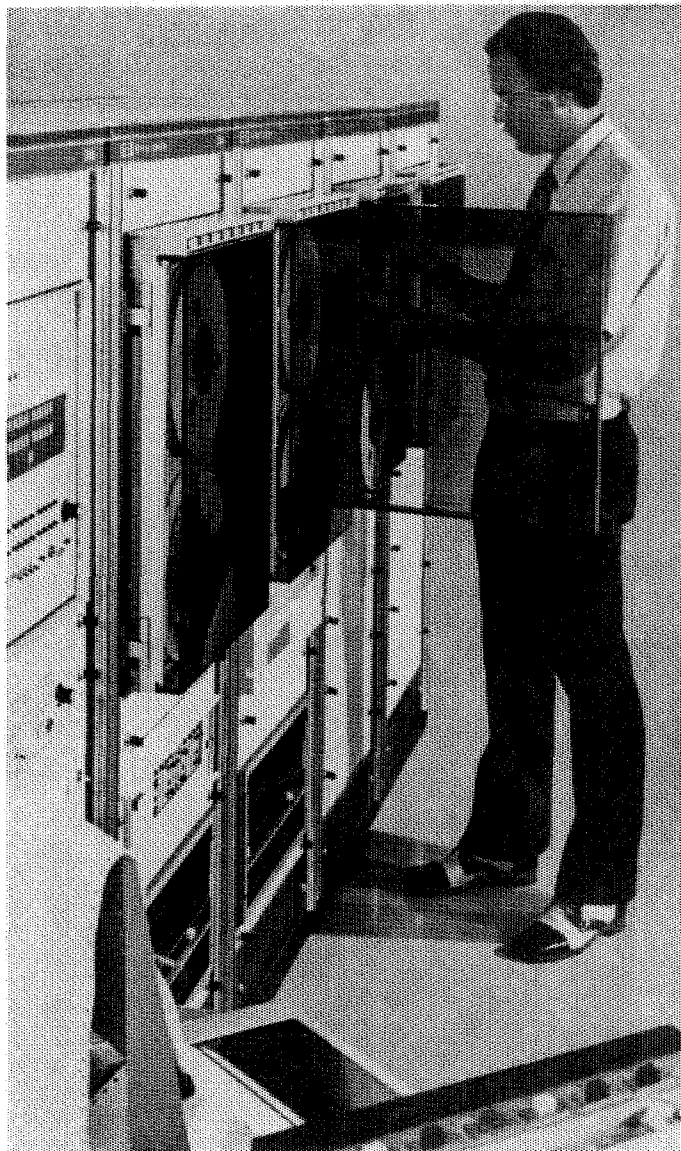


ELECTRO-TECHNICAL LABS

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. DESIDO 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 38308
HOUSTON, TEXAS TEL. 713-774-7561

Petty-Ray

Petty-Ray Geophysical, Inc.

De México, S.A. de C.V.

AV. JUAREZ 97, DESP. 406
MEXICO 1, D.F. TEL. 521-08-84



WESTERN en Mexico

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



WESTERN GEOPHYSICAL

Post Office Box 2469

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

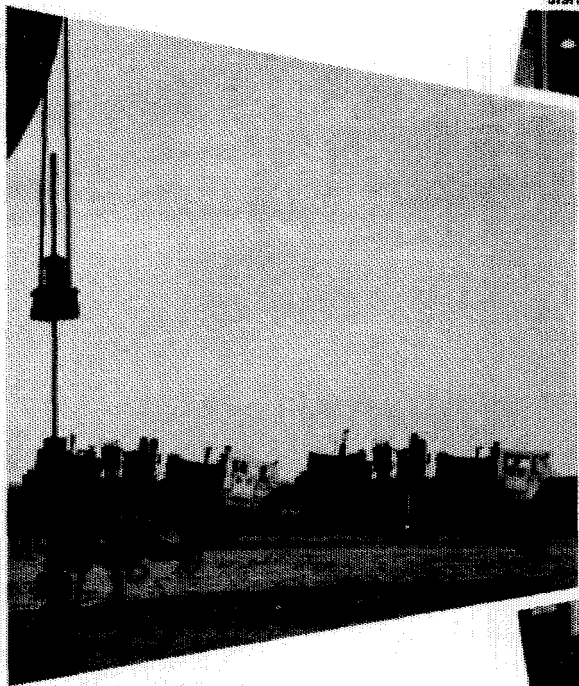


EN EL TRABAJO

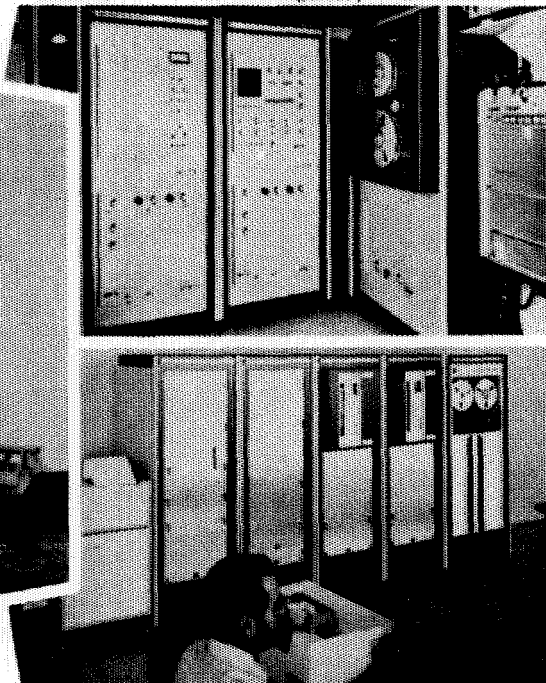
*... para ayudar a resolver sus
problemas en exploración sísmica*

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





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

Av. Juárez No. 117-5o. Piso
México 1, D. F. Tel. 5 46 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

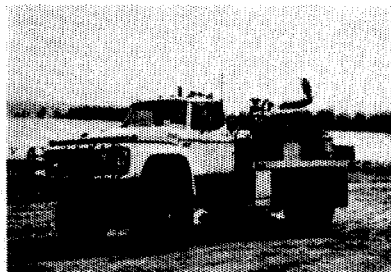
Ben. F. Rummerfield.- Presidente

Norman S. Morrissey.- Vice-Presidente

John Rice.- Jefe de Geofisicos

Operación con unidades Vibroseis*

Aplicada a la tecnología de campo

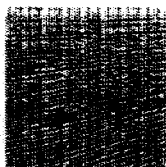


- Diseño de vehículo adaptado al terreno.
- Correlación digital de campo.
- Diseño específico de campo.

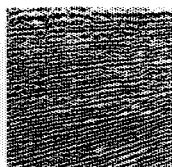
Adecuada para el proceso de datos

TVAC

Normal correlation
and deconvolution



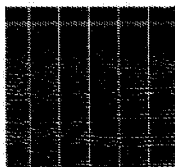
Adaptive
correlation



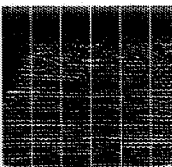
- Técnica de pulsos compresionales para el contenido de información traza por traza.
- Deconvolución apropiada a la mezcla de fases, característica del Vibroseis.
- Apilamiento vertical con la consiguiente supresión de ruido de gran amplitud.

ANSAC

computed
statics



ANSAC statics



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. Y esta es la función del Seiscom/Delta en

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

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



Delta Exploration Company Inc

P. O. Box 36789 Houston, Texas 77036 713/785-4060

*Registered trademark and service mark of Continental Oil Company