



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-80 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 Anac Mat. XB-MOI 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 MKK-A | 4 Autógrafos Wild B-8 |
| 1 Cámara Fotogramétrica Wild RC-9 | 1 Baplex 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 | |
| 5 Cámaras Rectificadoras | |

DIRECCION

11 de Abril N° 338 esquina con Pestalozzi, Col 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

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. 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

EXPLORACION SISMICA ESTRATIGRAFICA

Por: John D. Marr*

Traducido por: Ing. Alfonso Muriedas
Pavón.

PARTE I

El problema básico a resolver en la exploración estratigráfica ha sido siempre el mismo: El perfeccionamiento y uso de técnicas prácticas que tengan la capacidad de encontrar grandes reservas de hidrocarburos en trampas estratigráficas y que sean económicas. Si la industria petrolera ha de encontrar en las áreas domésticas de los Estados Unidos las enormes reservas que obviamente se requerirán en el futuro, se tendrá que aceptar que la exploración sísmica estratigráfica jugará un papel importante en los descubrimientos. Por lo tanto, esta exploración deberá plantearse de tal manera que los directores de la industria puedan visualizarla como práctica y económicamente conveniente, con logros ya probados, con importantes nuevas aptitudes aún no aplicadas, con un gran potencial futuro.

La capacidad de la exploración sísmica estratigráfica en el pasado, que con herramientas burdas localizó grandes cantidades de petróleo entre 1938 y 1962, queda evidente con las tres historias sismológicas, que se refieren a : la probable detección directa de arenas saturadas de hidrocarburos, el descubrimiento de arenas lenticulares saturadas sobre una antigua estructura basculada y la definición de una típica trampa estratigráfica de flanco. En el próximo número de Geophysics se presentarán tres historias sismológicas adicionales.

* Geophysics, Vol. 36, No. 2, (Abril 1971)

PROPOSICION

¿Cómo se debe llevar a cabo una exploración sísmica estratigráfica? Si la industria petrolera quiere descubrir una parte importante de las enormes reservas requeridas en el futuro, debe aceptar las siguientes proposiciones:

- 1.- La exploración sísmica estratigráfica debe jugar un papel de la mayor importancia en el descubrimiento de las reservas petroleras futuras.
- 2.- El patrón actual de la exploración sísmica estratigráfica tiene un nuevo y gran potencial. Consiste de una nueva tecnología de alta resolución sísmica desarrollada sobre una estructura sólida de las ciencias básicas y la experiencia obtenida con el patrón anterior a 1963 cuya eficiencia fué significativa y contribuyó al descubrimiento de grandes cantidades de petróleo "estratigráfico". El patrón actual ha incrementado grandemente su eficiencia con respecto a la antigua exploración sísmica estratigráfica en virtud de que puede utilizar técnicas exploratorias que no existían en el pasado. Se prevee que en el futuro esta eficiencia será incrementada.
- 3.- El proceso de la exploración debe ser enfocado hacia las trampas estratigráficas que pueden constituir campos petroleros grandes de más de 100 millones de barriles, campos superqigantes de más de 1,000 millones de barriles y campos colosales de más de 10,000 millones de barriles. Los campos pequeños deberán encontrarse a lo largo del proceso exploratorio.

Para acelerar la amplia aceptación de la exploración estratigráfica por la industria, es importante que todos los que la manejan; gerentes,

geólogos y geofísicos, tengan un mejor conocimiento de las posibilidades actuales y del potencial futuro de la exploración sísmica estratigráfica y comprendan que éste es un proceso práctico y potencialmente económico.

El propósito de este trabajo es examinar la exploración estratigráfica de acuerdo con sus pasados logros, sus posibilidades actuales y lo que se espera en el futuro, con énfasis en el método sísmico de reflexión.

DEFINICIONES

TRAMPA ESTRATIGRAFICA

Para evitar confusiones y de acuerdo con el propósito de este trabajo, a continuación se definen los términos "Trampa Estratigráfica" y "Trampa Estructural" en la forma que aquí se usarán.

Una "Trampa Estructural" es aquella en la cual las rocas sedimentarias han sido plegadas y posiblemente afalladas para producir un cierre de forma cómica o anticlinal, que independientemente de su tamaño, sea capaz de almacenar hidrocarburos en un estrato poroso arqueado sobre la cima del levantamiento.

"Trampas Estratigráficas" son todas aquellas masas de rocas porosas del subsuelo que pueden almacenar hidrocarburos y que no son trampas estructurales, como las que se citan a continuación.

- 1.- Estratos porosos que terminan o se acuñan contra los flancos de masas emergidas, levantamientos por falla, anticlinales, domos o diapiros.
- 2.- Estratos porosos que terminan por transición lateral en estratos no porosos.
- 3.- Estratos porosos interrumpidos por barreras de todas clases, como per

meabilidad, presión, mineralización, secuencia, etc.

4.- Líneas antiguas de clásticos o calizas y

5.- Arrecifes, topografías sepultadas, lentes, barras, etc.

EXPLORACION ESTRATIGRAFICA

Nuestro patrón actual de exploración estratigráfica es un procedimiento extremadamente complejo y sofisticado que tiene como propósito la definición de rocas porosas del subsuelo que den lugar a yacimientos petroleros del tipo estratigráfico. Este procedimiento incluye todas las facetas de investigación en geología sedimentaria, geofísica, matemáticas, física, ciencia de la computación y su aplicación al procesamiento digital, exploración geológica y geofísica y ciencias económicas y administrativas.

La exploración estratigráfica comparada con la estructural, es mucho más compleja, sofisticada y sutil, porque la localización de las rocas del subsuelo depende de un número limitado de observaciones y hay una crítica dependencia entre estas y las deducciones inseguras que nos permiten establecer la existencia de ellas, sus dimensiones y posición. El estudio de estas masas rocosas no solo depende de la configuración tectónica del complejo estratigráfico, sino más bien de lo siguiente:

- 1.- Datos abajo de la formación sobre las cuales basan el estudio de la historia geológica predeposicional el que pudo haber creado un ambiente favorable para la formación de la roca; datos para construir isopacas inferiores e información de velocidades.
- 2.- Observaciones pertinentes a las propiedades físicas de las rocas, incluyendo porosidad y sustancias que las saturan.

Estas observaciones se interpretan no solamente con relación a la roca

misma, sino con relación a la distorsión que produce abajo de ella.

- 3.- Información deposicional concurrente que pueda detectar la roca directamente o que pueda indicar compactación diferencial lateral o cambios laterales de las propiedades físicas, que puedan interpretarse como indicios de la terminación lateral de la masa rocosa en cuestión.
- 4.- Datos posdeposicionales que proporcionen planos de referencia someros de isopacas e información que pueda ser indicativa de condiciones de depósito variables a poca profundidad y de compactación diferencial que afecte tanto a la roca que se investiga como a los depósitos más recientes.

HISTORIA Y DESARROLLO DE LA EXPLORACION ESTRATIGRAFICA

Desde hace varios años es bien conocida la geología de los diferentes tipos de trampas estratigráficas. El problema que existía y que aún persiste es el perfeccionamiento y ejecución de técnicas prácticas de exploración que tengan la capacidad de encontrar petróleo "estratigráfico" en forma económica.

En los días de la geología superficial de hace 40 a 55 años, los primeros geólogos petroleros practicaban con éxito el arte de la exploración estratigráfica. Configuraban sutiles plegamientos de compactación en la superficie y de su configuración y magnitud deducían la existencia de masas finitas de rocas incompresibles en el subsuelo. Así, encontraron arrecifes, altos de calizas sepultados, barras y lentes de arena y depósitos de arena en canales.

Alrededor de 1930, casi todas las anomalías superficiales tanto de trampas estratigráficas como estructurales habían sido descubiertas y eva--

luadas. En la misma época el método sísmico de reflexión había alcanzado tal grado de desarrollo que lo hacia el método de exploración estructural del subsuelo más práctico, pero que no tenía entonces suficiente poder de resolución para la exploración estratigráfica.

Por 1940, algunos geofísicos habían encontrado la manera de descubrir importantes campos petroleros estratigráficos. Esta capacidad aumentó con los años, junto con el incremento del poder resolutivo del método sísmico. Se sospecha sin embargo, que la industria exploratoria no valoró completamente la capacidad de este método estratigráfico o su importancia hacia el futuro, cuando en 1963, terminó la era del método convencional analógico.

Muchos millones de barriles fueron descubiertos con el patrón de exploración sísmica estratigráfica anterior a 1963. No es posible decir exactamente cuanto, pero, además del que fué descubierto con las exploraciones estratigráficas programadas en trampas de flanco, arrecifes, etc., grandes cantidades de petróleo estratigráfico se encontraron con exploraciones en busca de estructuras. Estos descubrimientos accidentales ocurrieron por que no se obtienen con el método sísmico profundidad y distancia sino otros parámetros físicos tales como el tiempo de recorrido, los que son simplemente anomalías geofísicas que no definen necesariamente la estructura. Muchas de las anomalías se obtuvieron de las rocas del subsuelo que constituían trampas estratigráficas, como las del arrecife de Scurry County, Texas, y permitieron el descubrimiento de grandes reservas estratigráficas, pero es obvio que solo se registraron las anomalías más conspicuas.

La estimación de las reservas estratigráficas totales descubiertas

por la industria petrolera de los Estados Unidos es, a lo más, una mera - aproximación, pero con miras al futuro, se considera conveniente dar algunas cifras. Las reservas estimadas por la API en 1968 (en barriles de petróleo crudo), son como sigue:

Estructural	Estratigráfico
73,838,308,00	41,211,255,000

La API incluye bajo los descubrimientos estructurales los domos salinos y otras trampas de flanco. Se estima que había 7,280 millones de barriles en trampas de flanco de domos salinos y 6,560 millones en otros tipos de trampas de flanco. Si estas cantidades se restan de las reservas estructurales, las reservas descubiertas de acuerdo con las definiciones de este trabajo, que darían en la siguiente forma:

Estructural	Estratigráfico
60,000 millones	55,000 millones

En 1963 comenzó la aplicación práctica de la nueva tecnología sísmica: P.R.C., grabación digital, procesado digital, la que había sido lentamente desarrollada por investigaciones realizadas durante los previos cinco años. De 1963 a 1968 hubo un rapidísimo desarrollo y maduración de la nueva tecnología sísmica, hasta el punto de que, en 1971, se cuenta ya con una poderosa herramienta para la exploración estratigráfica. El sistema sísmico actual es esencialmente un paquete completo que satisface los requerimientos de exactitud de la exploración estratigráfica, pero la nueva tecnología es frecuentemente tan sofisticada y teóricamente complicada, que el geofísico medio tropieza con dificultades para comprenderla con plenitud o para aplicar su alta resolución.

Para conocer lo que se ha obtenido en la exploración estratigráfica durante los últimos 30 años y para estimar lo que razonablemente se puede obtener en el futuro, estudiaremos algunas historias sísmicas estratigráficas y después intentaremos visualizar lo que podemos obtener con nuestra nueva tecnología, que se encuentra muy por encima de los conocimientos anteriores a 1963.

HISTORIAS SISMICAS-ESTRATIGRAFICAS. 1938 A 1962

PRELUDIO

Para ilustrar las posibilidades de la exploración estratigráfica anterior a 1963, se presentan tres historias cortas de exploraciones de este tipo, realizadas en el período de 1938 a 1962. La Fig. 1 es un plano índice de las áreas que se analizan en este trabajo.

AREA FAIRBANKS-NORTH HOUSTON, HARRIS COUNTY, TEXAS.

GENESIS.- La génesis de este caso fué un reflejo de gran amplitud, aparentemente relacionada con una arena saturada de hidrocarburos, de manera que si tales reflejos se encontraran en otro lado sugerirían un método para la definición directa de ciertas trampas estratigráficas. El reflejo se observó durante un trabajo sísmico del área indicada, realizado por Seismic Exploration, Inc. de Houston, Tex. bajo la dirección de Johnson y Marr, por cuenta de la Union Producing, Co., durante el período de julio a octubre de 1937. La información se registró con amplificadores de ganancia programada y con voltaje mínimo.

El área se localiza en la parte central norte del Condado de Harris, a unas cuantas millas de los límites de la Cd. de Houston. Las arenas saturadas se encuentran en la formación Yegua Superior, cerca de la cima de la

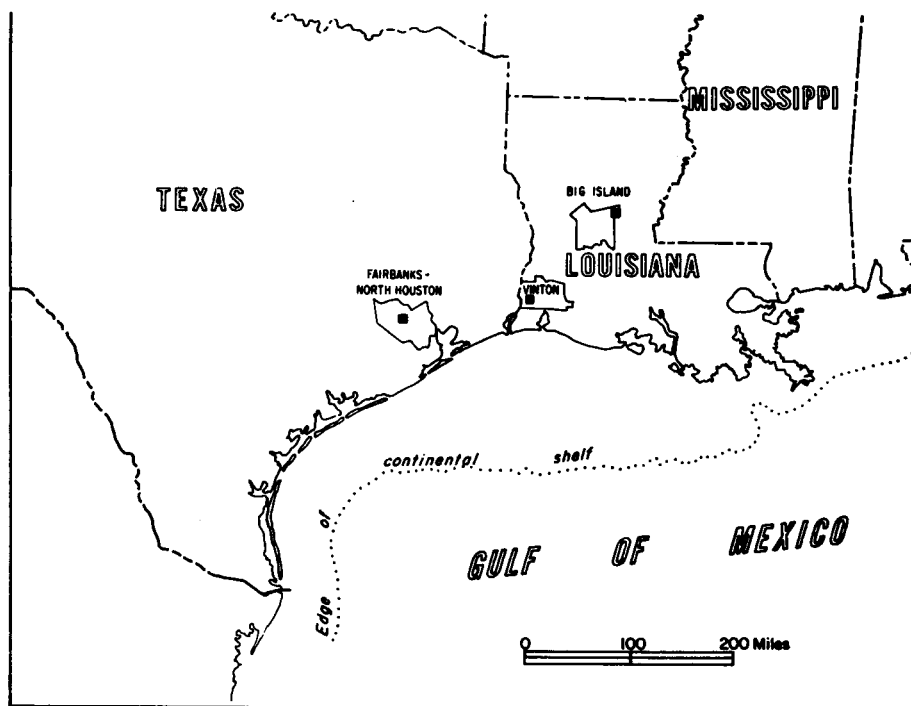


Fig. 1.- Localización de áreas de casos históricos.

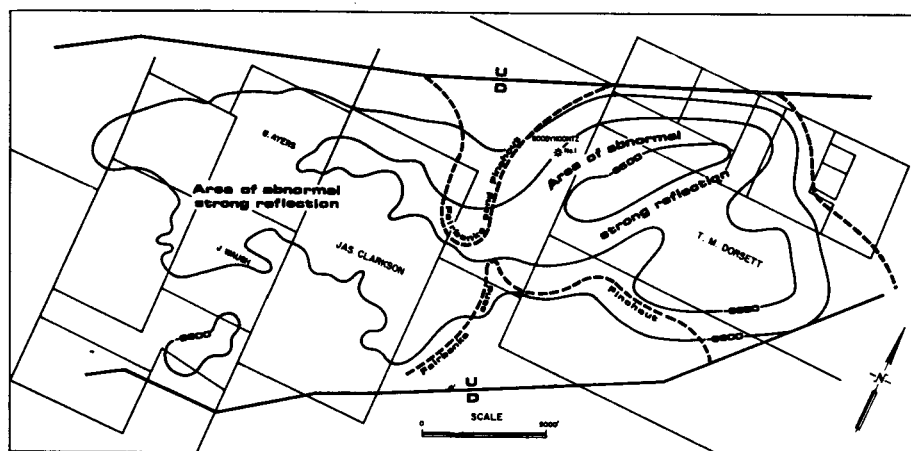


Fig. 2.- Bosquejo de la ocurrencia de las arenas Fairbanks y área de reflexiones anormalmente fuertes en la estructura - Houston Norte.

Claiborne del Eoceno-Terciario (Ver Fig. 5).

Datos observados y conclusiones (1938).- Se observó en ciertas partes del área un reflejo anormalmente fuerte, muy correlacionable, proveniente del Yegua Superior. Se dedujo que este reflejo está confinado al área del cierre estructural y que era débil o inexistente en otras partes de la estructura e inexistente fuera de ella, alrededor de un pozo seco en la formación Yegua con buenas arenas Fairbanks.

La Union Producing Company terminó su pozo Goodykoontz No. 1 en junio de 1938. Uno de los horizontes productores fué una arena de la formación Yegua Superior, que posteriormente se denominó Fairbanks. Aparentemente el reflejo provenía de esta cuenca, pero ni los datos de velocidades ni los de registros eléctricos de 1938, tenían el suficiente poder de resolución para explicar este fenómeno.

Uno de los pozos perforados en la estructura quedó localizado donde el fuerte reflejo de la arena Fairbanks no apareció. Este pozo reveló que la arena Fairbanks no existía en esa localización, estableciéndose la siguiente situación: Un fuerte reflejo en donde había arenas Fairbanks con buena saturación y ausencia de reflejo en donde esta arena no existía. Tampoco se obtuvieron reflejos cerca de un pozo localizado fuera de la estructura, en donde sí apareció la arena Fairbanks, pero saturado de agua salada. Se dedujo que el gas en solución es de alguna manera la causa de que exista una velocidad de intervalo anormalmente baja dentro de la arena y que esta baja velocidad sea el origen del reflejo de gran intensidad. - La figura 2 muestra la disposición de la arena Fairbanks en la estructura.

Análisis y Conclusiones (1971).- Desde 1950 se han publicado tra

bajos de investigación muy objetivos sobre el efecto de la saturación de hidrocarburos en la velocidad de intervalo de medios porosos (Hicks y Berry, 1956; Gardner y otros, 1968, etc.). Estas investigaciones muestran que la saturación de hidrocarburos en una arena Cenozoica podría reducir notablemente la velocidad de intervalo. Esta reducción, en nuestro caso, haría que la velocidad en la arena fuera esencialmente la misma que la velocidad normal de una lutita. Según esto, se hace necesario otra aplicación del "reflejo".

Se consideró la posibilidad de la existencia de un "cap rock" del campo petrolero, pensándose que podría haber una alteración química o mineralización de la lutita encima de la arena, que junto con la saturación de ésta, podría cambiar el coeficiente de reflexión, originando el fuerte reflejo. No se encontró literatura publicada sobre la existencia de "cap rock" en campos petroleros, con excepción de los que se encuentran en domos salinos, pero al investigar con algunos amigos, el autor supo que se habían encontrado en muchos casos dificultades de perforación o fenómenos de "cap rock", al perforar formaciones descansando inmediatamente arriba de arenas saturadas de hidrocarburos. El departamento de producción de una gran compañía, informó que había observado el fenómeno en la mayoría de los casos en que los sedimentos eran del Eoceno o más antiguos. En comunicación verbal del Sr. Pennebaker, en 1969, informó que había encontrado capas delgadas y duras frecuentemente de anhidrita, inmediatamente sobre las arenas saturadas del Frío-Oligoceno, del Sur de Texas. El "cap rock" puede detectarse en los micrologs. En las publicaciones de exploración geoquímica (Rosaire, 1938; Horvitz, 1939), se insiste en que debe haber una capa impermeable de alguna clase sobre los yacimientos petroleros

para explicar una aureola (halo pattern) en la exploración geoquímica superficial.

La Union Producing Company, perforó un nuevo pozo en 1967, el - - Goodykoontz No. 6, a 500 pies al SE del No. 1, descubridor del campo, en el que se corrieron modernos registros eléctricos, incluyendo el de densidad promedio pero no el registro sónico. El registro de densidad muestra que ésta es muy alta en una capa de 34 pies de espesor inmediatamente arriba de la arena saturada Fairbanks. No se sacaron núcleos. La Fig. No. 3 muestra los registros eléctricos de densidad del pozo Goodykoontz No. 6 y el registro sónico de un pozo cercano, el No. A-2. En este último pozo la arena no está bien desarrollada. El registro indica una velocidad de intervalo de 8,150 pies/seg. y una densidad de 2.12 gm/cm^3 para la arena Fairbanks saturada.

Esta información sugiere que a 6,720 pies existe un cap rock arriba de la arena saturada. La sección de alta velocidad arriba y abajo de la arena de baja densidad y baja velocidad podría producir el reflejo de gran intensidad. Este es esencialmente el mismo caso presentado por J.P. Woods (1956), excepto en que las relaciones de densidad incrementan los coeficientes de reflexión para dar lugar a un reflejo más fuerte. Donde el reflejo de la arena Fairbanks era más intenso, el espesor de ésta variaba de 40 a 70 pies. La Fig. 4, presentada por Woods (1956), muestra como los reflejos de la parte superior y del fondo de la capa se suman para producir un reflejo fuerte.

Significación de la Exploración Sísmica.- Se estima que en el fu turo podrán registrarse en algunos casos, reflejos discretos de arenas sa-

turadas de hidrocarburos del mismo modo que en el caso de Fairbanks-North Houston y que la observación de estos reflejos puede ser una técnica perfectamente legítima para la detección directa de hidrocarburos y para la localización de trampas estratigráficas aisladas de varias clases. Actualmente en 1971, se puede calcular con mayor precisión la amplitud de los reflejos procesando la información obtenida con control binario de ganancia. - Fig. 4.

Area Big Island, Rapides Parish, Louisiana.

Génesis.- La génesis de esta historia sísmica fué, al principio, un nuevo concepto de la exploración que dió por resultado el descubrimiento de un número de campos petroleros estratigráficos. Este concepto fué desarrollado durante 1940-41 en el curso de una extensa exploración sísmica realizada por Seismic Explorations, Inc. a lo largo de una faja productora del Wilcox Superior, en la Louisiana Central. Durante estas exploraciones la información se presentó en la forma de mapas estructurales correspondientes a los horizontes Moody's Branch Marl, Sparta, Cima del Wilcox Medio del Eoceno, los yesos del Cretácico Superior y, en donde fué posible, un horizonte reflector correspondiente al Cretácico Inferior. También se presentaron mapas de isopacas del Moody's Branch Marl o de Sparta, con la Cima del Wilcox, el Wilcox Medio el Cretácico Superior y el Cretácico Inferior.

La Figura 5 muestra una sección generalizada que identifica las rocas citadas en el texto de Big Island. La sección Cenozoica se aplica también al área de Vinton, al SW de Louisiana.

Las margas del miembro Moody y el Cockfield son formaciones del-

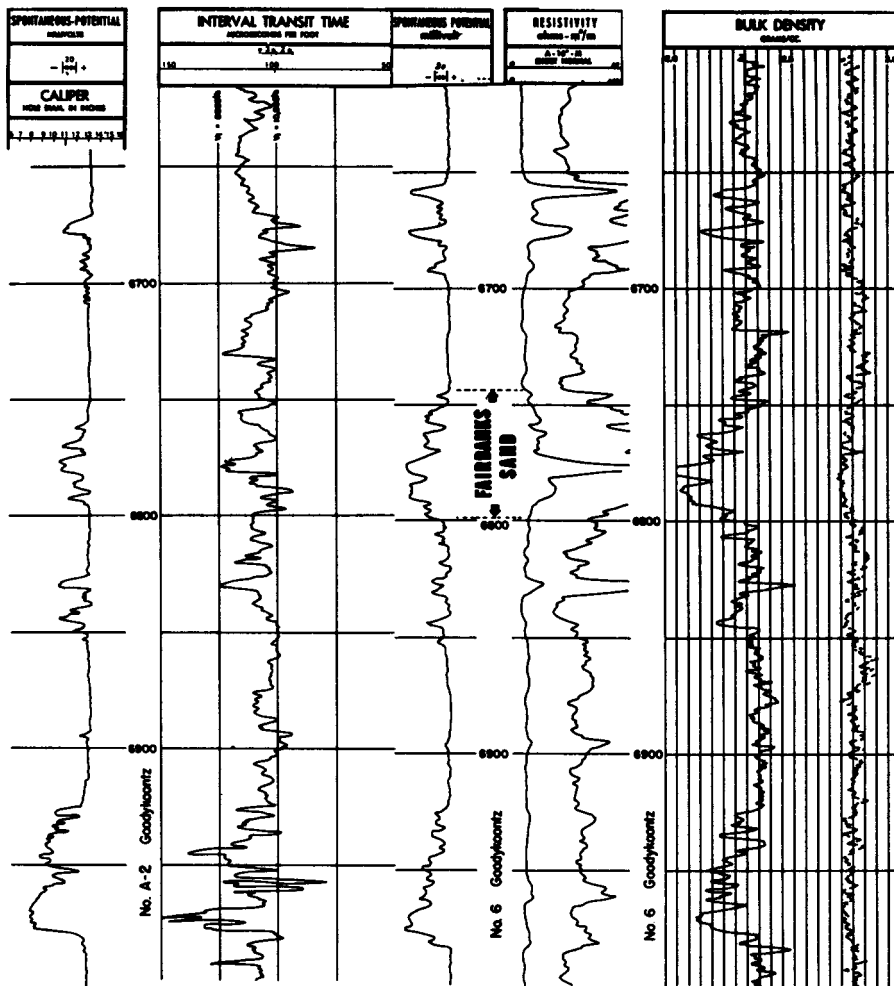


Fig. 3.- Registros eléctrico y de densidad del Pozo Goodykoontz No. 6 y registro sónico del No. A-2, que muestran el potencial del reflejo arenoso del Fairbanks.

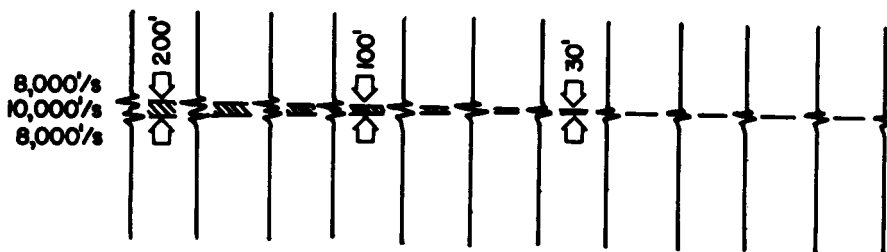


Fig. 4.- Reflejo de un modelo acústico, similar al caso de la arena Fairbanks, adaptado de Woods (1956)

gadas en la cima del Claiborne del Eoceno. El Wilcox Medio es una lutita negra en la cima del Marthaville. Los yesos del Cretácico Superior son variables en una gran área a lo largo del alineamiento, debido a que el grupo Taylor cambia de un complejo de carbonatos llamados yesos Selma, el este de Louisiana, mientras que los yesos Austin cambian a formaciones clásicas hacia el Este. En este caso, el nivel de referencia es la cima del Taylor.

A medida que la exploración progresaba, se hizo evidente que además de las estructuras cerradas en la formación Wilcox existían numerosas áreas en donde habían poca o ninguna evidencia de plegamentos en el Wilcox Medio, pero se observó la presencia de anomalías positivas en las isopacas entre las margas del Moody's Branch y el Wilcox Medio y entre aquellas y los yesos del Cretácico Superior.

Al avanzar la perforación después de la exploración sísmica, se demostró que la producción estratigráfica del Wilcox Medio podía localizarse en áreas aisladas definidas por las anomalías de isopacas. Llegamos a la conclusión de que había dos tipos posibles de acumulación estratigráfica en el Wilcox Medio. El primer tipo aparecía en donde había existido una estructura cerrada abajo de la Moody's Branch Marl, en el Wilcox Medio, que había sido basculada y destruída por la subsecuente inclinación regional hacia el sur, pero en donde quedaron acumulaciones residuales atrapadas en lentículas de arenas sobre el área de la estructura original. El segundo tipo de acumulación estratigráfica se pensó que eran acumulaciones en barras arenosas, que se depositaron en el Wilcox Medio, en plegamentos de menos compactación en la cima de antiguos altos del Cretácico, posiblemente altos topográficos. El Sr. R.R. Rosenkrans, de Shreveport, fué el

que hizo una mayor contribución al desarrollo de este concepto de la exploración.

La segunda parte de la génesis de esta historia geológica fué una exploración sísmica de reflexión que dió por resultado el descubrimiento del campo de Big Island, localizado por la Seismic Exploration, Inc., bajo la dirección de Gardner y Marr, por cuenta de un cliente no especificado.

Exploración Sísmica.- La exploración se limitó a un reconocimiento sismológico de reflexión, desarrollado entre julio 30 a agosto 23 de 1941. Se obtuvieron sismogramas de buena calidad sobre la mayor parte del área, con reflejos fuertes y fácilmente correlacionables, correspondientes a Moody's Marl, Sparta, Wilcox Medio, Yesos del Cretácico Superior y un horizonte no identificado del Cretácico Inferior, pero que se cree corresponda al Paluxy. Además se obtuvieron reflejos de pobres a regulares de la cima del Wilcox.

La información sísmica se interpretó y se presentó en la forma de planos de configuración estructural correspondientes a las formaciones - - Margas del Moody's Branch, Sparta, Wilcox Medio, Yesos del Cretácico Superior y Paluxy del Cretácico Inferior. Se prepararon seis planos de isopacas para mostrar la información entre los intervalos de estas formaciones.

Las Figuras 6, 7 y 8 muestran, respectivamente los planos sísmicos estructurales de las formaciones Wilcox Medio, Yesos del Cretácico Superior y Paluxy del Cretácico Inferior. Las Figuras 9, 10 y 11 muestran los planos de isopacas entre Moody's Branch y Wilcox Medio, Sparta y Cretácico Superior y Sparta y Cretácico Inferior. La Figura 9 es el mapa clave.

A continuación se transcribe textualmente parte del Informe Sis-

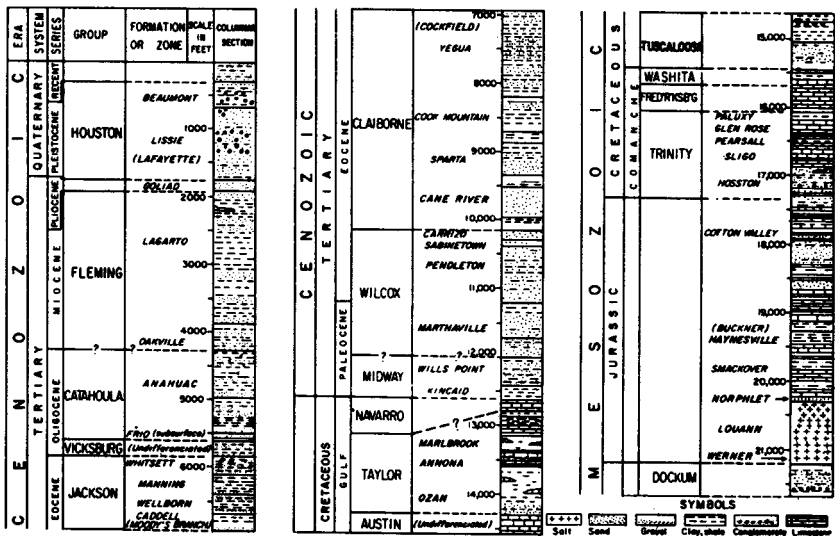


Fig. 5.- Area Big Island. Sección columnar generalizada adaptada por la Universidad de Texas del mapa estructural de Texas, 1946, modificada de acuerdo con el grupo Rainwater.

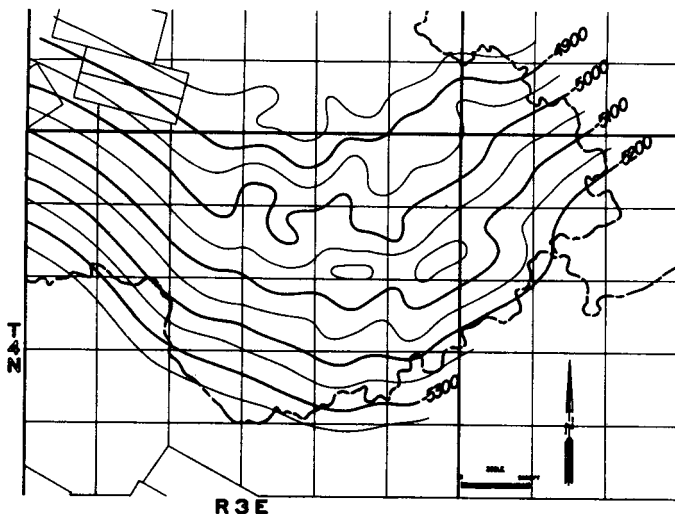


Fig. 6.- Area Big Island, mapa sísmico 1941, estructura de Wilcox Medio.

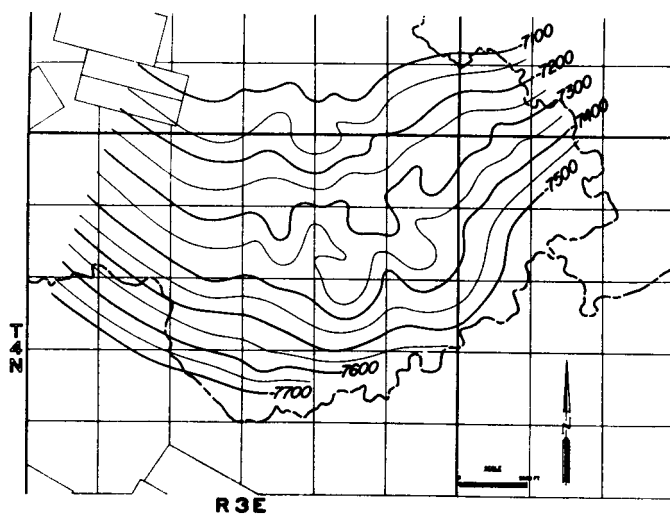


Fig. 7.- Area Big Island; mapa sismológico de 1941, estructura del Yeso-Cretácico Superior.

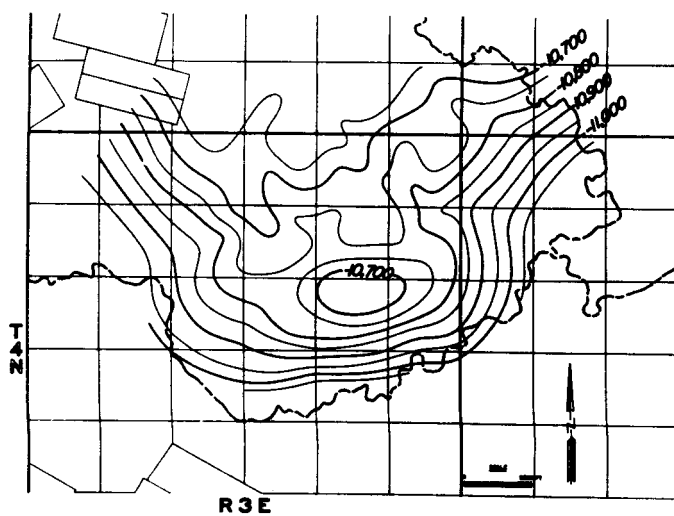


Fig. 8.- Area Big Island; mapa sismológico de 1941; estructura del Paluxy-Cretácico Inferior.

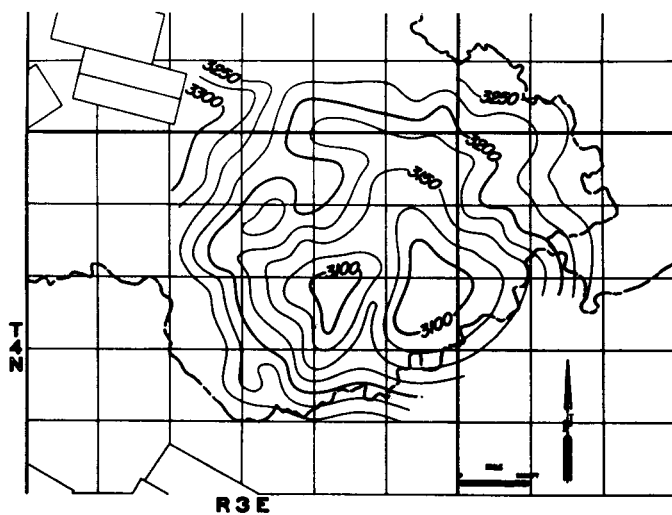


Fig. 9.- Area Big Island; mapa sísmológico de 1941;
isopaca Moody's Branch al Wilcox Medio.

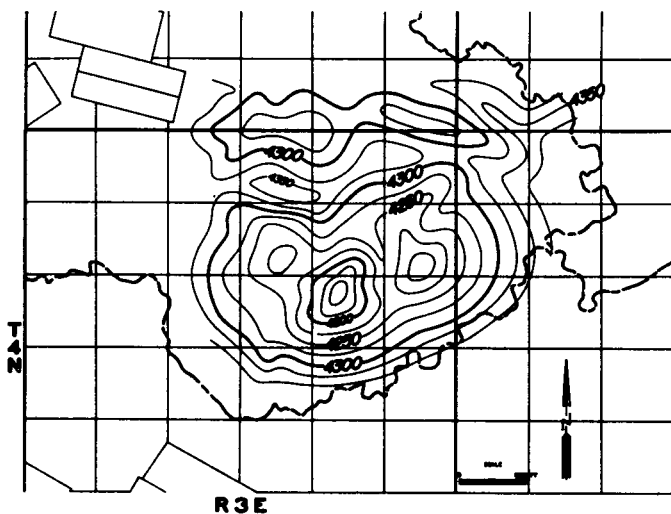


Fig.10.- Area Big Island; mapa sísmológico de 1941;
isopaca Sparta al Yeso-Cretácico Superior.

mológico original, fechado el 27 de Agosto de 1941:

"La nariz estructural y el pequeño cierre en el Wilcox Medio son muy semejantes con las estructuras de este tipo que ya están produciendo petróleo en esta región, en donde la acumulación se controla por condiciones estructurales similares combinada con arenas lenticulares. Además, hasta donde se sabe, el cierre de isopacas es mucho más grande que los asociados con otras áreas productoras cercanas".

"Era lógico suponer que había acumulaciones de aceite y gas en las arenas del Wilcox Medio cuando existió la estructura y que todavía debe haber acumulación residual en arenas lenticulares en la nariz actual".

"Se recomienda la perforación de un pozo de prueba al Wilcox, que se localice en el Cuarto Suroeste (SW 1/4) del Cuarto Sureste (SE 1/4) de la Sección 11, T4N, R3E. Si este pozo resultara seco, se recomienda la perforación de un segundo pozo en el Cuarto Noreste (NE 1/4) de la misma sección".

Información geológica.- La Fig. 12 corresponde a un mapa índice de la parte central de Louisiana en donde se muestra el área de Big Island. Además del campo de este nombre, se han desarrollado grandes áreas de acumulación estratigráfica en el Wilcox Medio durante el período de 1941 a 1970 en la parte oriental de Louisiana y al SW de Mississippi. El área de Big Island está situada en el arco de La Salle, que es una amplia nariz buzante al sur que cubre una extensa porción de Louisiana Central y Oriental. Los principales horizontes productores corresponden al Wilcox Medio y consisten de un gran número de relativamente delgadas lenticulas de arenas.

La Fig. 13 muestra el límite de producción del campo de Big Island,

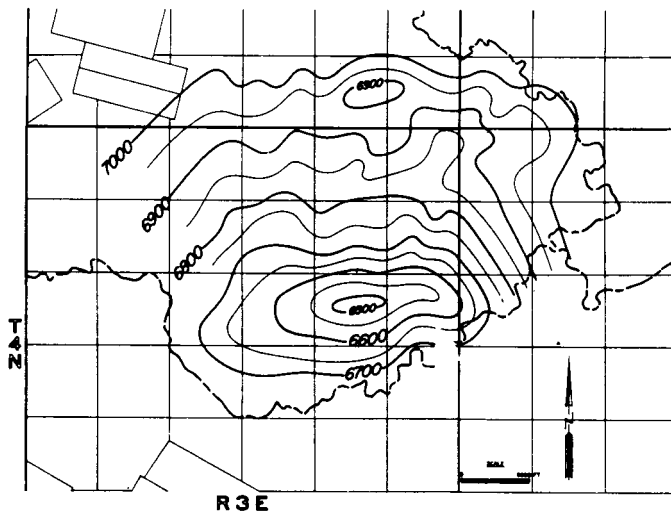


Fig.11.- Area Big Island; mapa sismológico 1941;
isopaca Sparta al Paluxy-Cretácico Inferior.

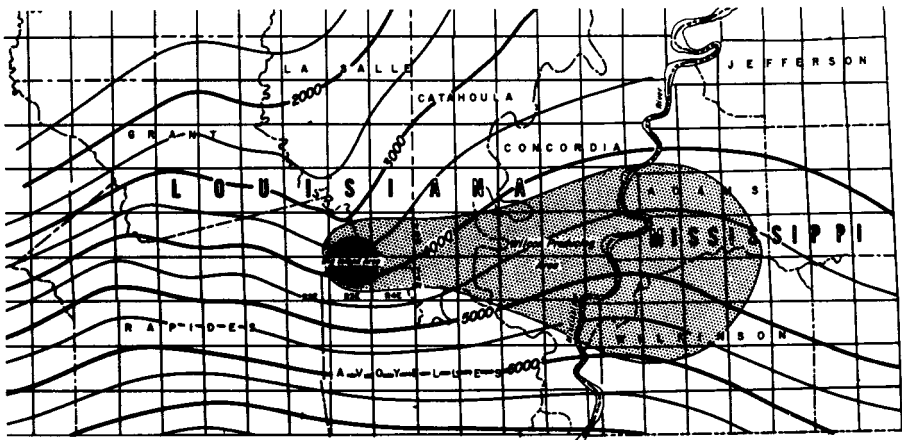


Fig.12.- Mapa índice de Louisiana Central. Locali-
zación del área Big Island, estructura re-
gional del Wilcox y bosquejo regional de
la producción estratigráfica del Wilcox.

que se encuentra en su mayor parte entre T⁴N, R3E y una gran área hacia el Norte, en T5N y R3E. El mapa de junio 9 de 1967 muestra los pozos productores y un gran número de pozos secos alrededor de ellos, que se perforaron desde 1942. Todavía se sigue desarrollando el área, pero en la actualidad, estos trabajos se realizan hacia el Norte, en T5N y R3E, donde los límites del campo no habían sido bien definidos hasta 1969.

La Fig. 14 muestra la estructura del área de Big Island en la base de la lutita negra del Wilcox Medio, apoyada en registros eléctricos seleccionados dentro del campo y en sus alrededores. La Fig. 15 corresponde a un mapa de isopacas de registros eléctricos entre la Moody's Branch Marl y el Wilcox Medio y la Fig. 16 a un mapa entre aquella formación y los Yesos Austin del Cretácico Superior.

Interpretación de la Exploración Sísmica.- La configuración resultante de la exploración sísmica se confirmó y dió lugar a un gran descubrimiento estratigráfico. El presente caso demuestra que es posible descubrir importantes reservas petroleras en arenas lenticulares relativamente delgadas sin que sean definidas directamente por sismología.

FLANCO NORTE DEL DOMO VINTON, CALCASIEU PARISH, LOUISIANA

Génesis.- La génesis de este caso fué la convicción de que los geólogos y geofísicos, para convencer a los directores de arriesgar capital en una exploración estratigráfica que se juzga razonable y económicamente conveniente, deben ser capaces de presentar ejemplos que comprueben que este tipo de exploración se ha efectuado con éxito tanto en el pasado como en el presente y que igualmente podría hacerse en el futuro. Se cree que una manera de demostrarlo sería usar los yacimientos de flanco de mu-

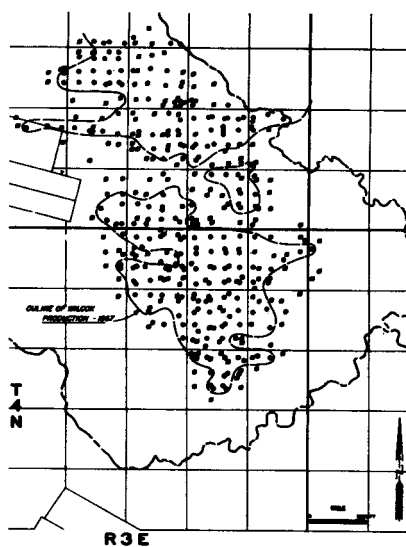


Fig.13.- Campo Big Island. Producción del Wilcox, 1967.

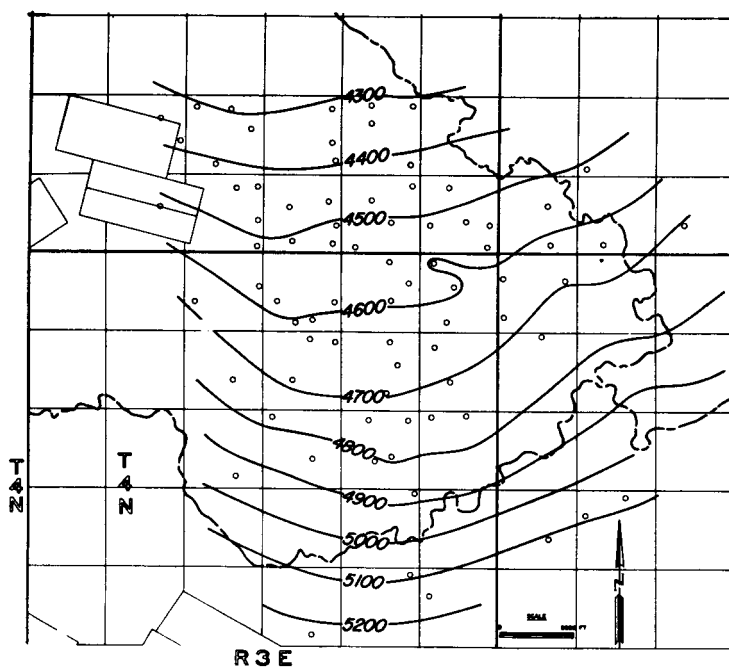


Fig.14.- Area Big Island, mapa de registros eléctricos 1969, estructura del Wilcox Medio.

chos de los diapiros de la Costa del Golfo como ejemplo.

Estos yacimientos de flanco de la Costa del Golfo y del Golfo de México proporcionan un gran número de modelos de yacimientos típicos de - trampas estratigráficas, tanto desde el punto de vista geológico como del de la exploración. Son ejemplos pasados y presentes de campos productores grandes y gigantes. Los diapiros del Golfo de México en la Plataforma Continental de Louisiana y Texas, pueden constituir en el futuro campos petroleros super gigantes de arenas de flanco.

La exploración de este tipo de yacimientos alrededor de diapiros es un proceso geofísico, excepto en la fase de la investigación geológica básica. Muy pocos estarán en desacuerdo con nosotros cuando decimos que para la exploración de esos yacimientos puede necesitarse uno de los más difíciles, complejos y sofisticados procedimientos de exploración de trampas estratigráficas. Estos yacimientos de flanco nunca han sido descubiertos por perforaciones en la cima de una estructura. Hasta el advenimiento del Método sísmico de reflexión se encontraron perforando al azar, de lo cual el Domo de Vinton es un perfecto ejemplo. Está localizado en la parte SW de Louisiana, a 7 millas al NE de Orange, Texas. Para identificar las formaciones citadas, refiéranse a la Fig. 5.

El Domo de Vinton fué explorado por pequeñas y grandes compañías por medio de perforaciones al azar en una área de menos de dos millas cuadradas, durante un período de 40 años; a pesar de la gran cantidad de pozos perforados, solamente se descubrieron la mitad de las reservas conocidas. al presente, de 120 millones de barriles. Finalmente fué necesario que los geofísicos intervinieran en el asunto para integrar un grupo de directores geólogos-geofísicos con imaginación y agresividad para la exploración estratigráfica.

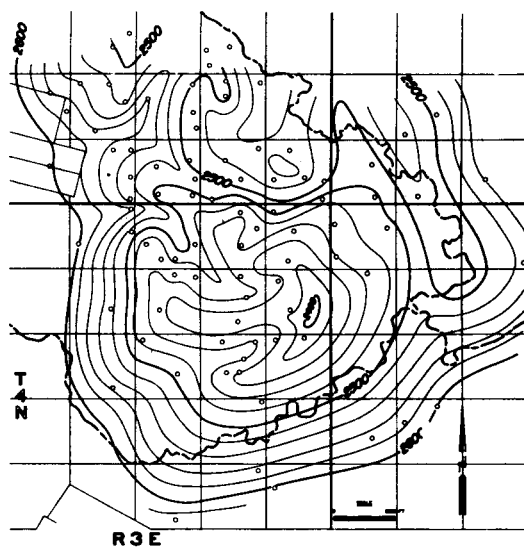


Fig.15.- Area Big Island; mapa de registros eléctricos 1969, isopaca Moody's Branch a Wilcox Medio.

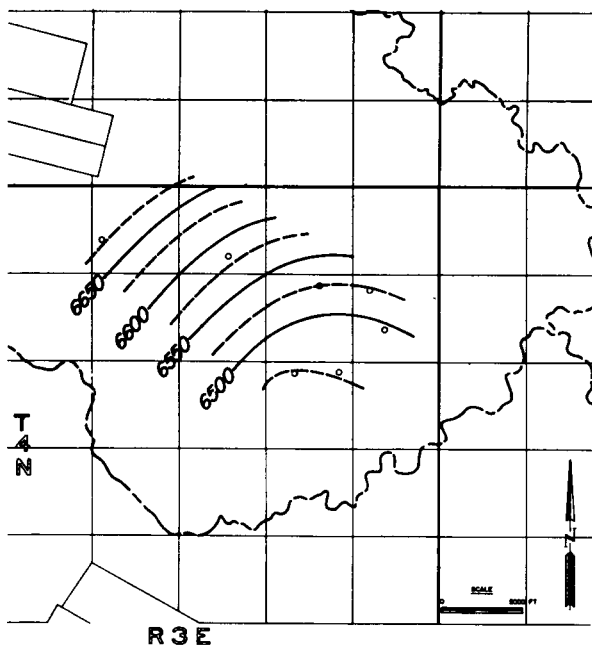


Fig.16.- Area Big Island; mapa de registros eléctricos 1969, isopaca Moody's Branch Marl a Ye

tigráfica. Juntos completaron el descubrimiento de la otra mitad de las reservas, que alcanzó cerca de 60 millones de barriles en una área de 300 acres.

Otra razón para presentar este caso es que se cree que es un ejemplo clásico de la contribución de la sismología al éxito de una exploración estratigráfica. La exploración sísmica del Domo de Vinton (flanco norte), se realizó bajo la dirección de Christensen y Marr, de la Seismic Explorations, Inc., por cuenta de la Union Oil Company de California, entre Noviembre 16 de 1942 y Enero 3 de 1943. La compañía estaba tratando de localizar una gruesa sección de arenas que pensaban que se acuñaba contra el flanco del ya conocido núcleo salino. La Union Co. tenía un pozo exploratorio localizado en un pequeño terreno aislado, productor en un yacimiento virgen, indefinido en cuanto a forma, tamaño, posición, etc., pero que constituyó el objetivo potencial. El grupo geofísico se abocó al asunto en un intento de definir la estructura del subsuelo sobre la sección de arena.

Historia Geológica anterior a 1942 y Desarrollo.- El de Vinton fué el primer domo salino de la Costa del Golfo en el cual se encontró aceite "estratigráfico" en los flancos arenosos. En 1901 se encontró pequeña producción a poca profundidad. Las arenas productoras estaban a profundidades de 1900 a 3400 pies, en el Mioceno Basal y el Oligoceno. No se han encontrado mapas estructurales de esta primera época. La Figura 17, (de Thompson y Eichelberger, 1928), muestra la configuración del núcleo salino y el área de producción en el flanco oriental. La Figura 18 (idem), muestra una sección este-oeste B-B'. En la etapa de 1942 resultó importante la lutita intrusiva Jackson que se indica.

Exploración Sísmica e Información Geológica Posterior a 1942.-

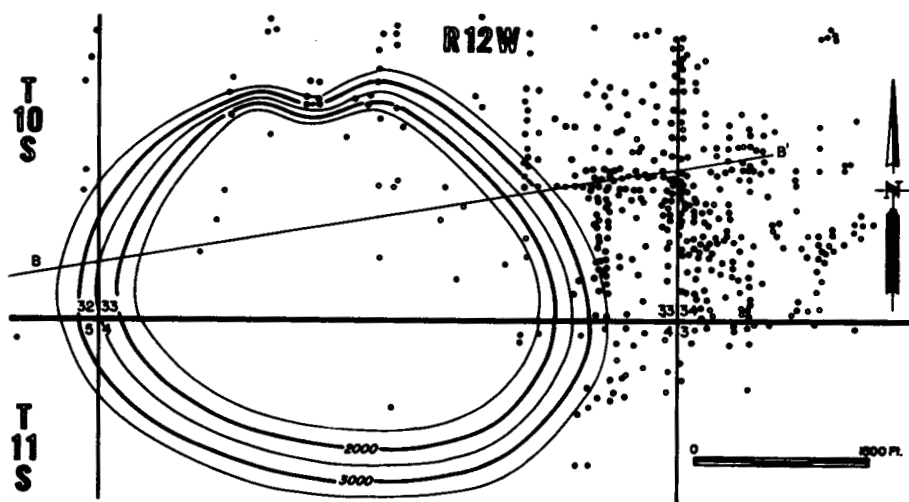


Fig.17.- Contornos del domo salino Vinton y área productora, después de Thompson y Eichelberger (1928).

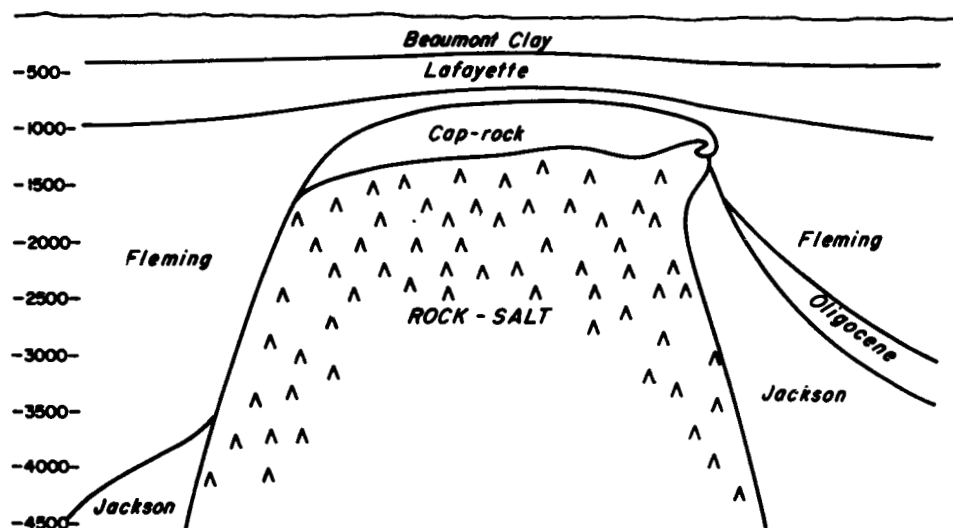


Fig.18.- Sección Este-Oeste del domo Vinton, después de Thompson y Eichelberger (1928)

Cuando se inició la exploración geofísica, la Union Oil Company de California había perforado ya el pozo seco Gray No. G-2, en el flanco NW, cerca del centro de la Sección 32, que quedó al Norte de la lutita intrusiva, habiendo encontrado una sección normal del Frío-Oligoceno. El pozo Gray No. G-3 encontró un yacimiento virgen en el Frío, aproximadamente 900 pies más alto que en el G-2. Este pozo se consideró como un descubridor de importancia potencial, pero estaba localizado en un pequeño predio aislado y el área que eventualmente llegó a ser el campo principal, no estaba bajo arrendamiento. La exploración sísmica tuvo como objetivo delinear la estructura en el Frío, en el flanco Norte del domo, como guía para la obtención de concesiones.

La exploración se efectuó por el método de perfil continuo, con puntos de tiro cada 500 pies. Se tiraron líneas radiales y polígonos cerrados, obteniéndose información de buena calidad, con un reflejo muy bueno del Mioceno y uno pobre pero correlacionable del Frío Superior.

La Figura 19 muestra el plano de configuración estructural del reflejo del Mioceno, correspondiente al trabajo sísmico de 1942 y la Figura 20 el plano correspondiente al horizonte Frío Superior. La Figura 21 corresponde al plano estructural de registros eléctricos del Frío Superior, construido en 1963. La Fig. 22 es una sección basada en registros eléctricos, que pasa por el pozo Gray G-3, de la Union Oil Co.

Significación de la Exploración Sísmica.- Hay una excelente concordancia entre la información sísmica de 1942 y la información de registros eléctricos de 1963. Los datos sísmicos eran burdos e inadecuados si se comparan con los que se pueden obtener en la actualidad, pero permitieron a la Union Oil Company alquilar los terrenos de la trampa estratigrá-

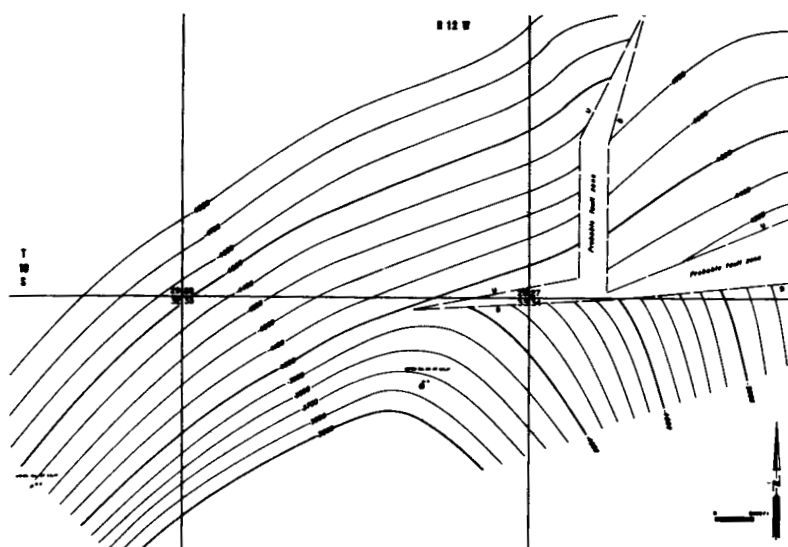


Fig.19.- Flanco norte del domo Vinton; mapa sísmológico de 1942, estructura del Mioceno.

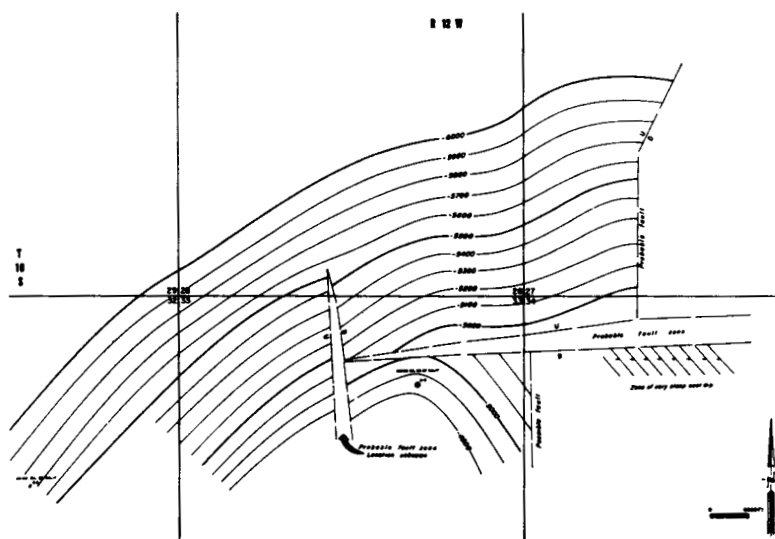


Fig.20.- Flanco norte del domo Vinton, mapa sísmológico de 1942, estructura del Frío Superior.

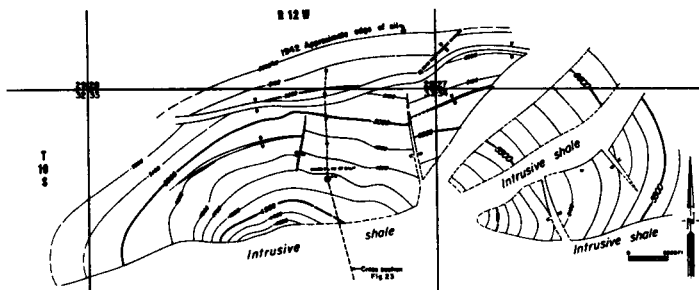


Fig. 21.- Flanco norte del domo Vinton; mapa de registros eléctricos de 1963; estructura del Frío Superior por la Union Oil Company de California.

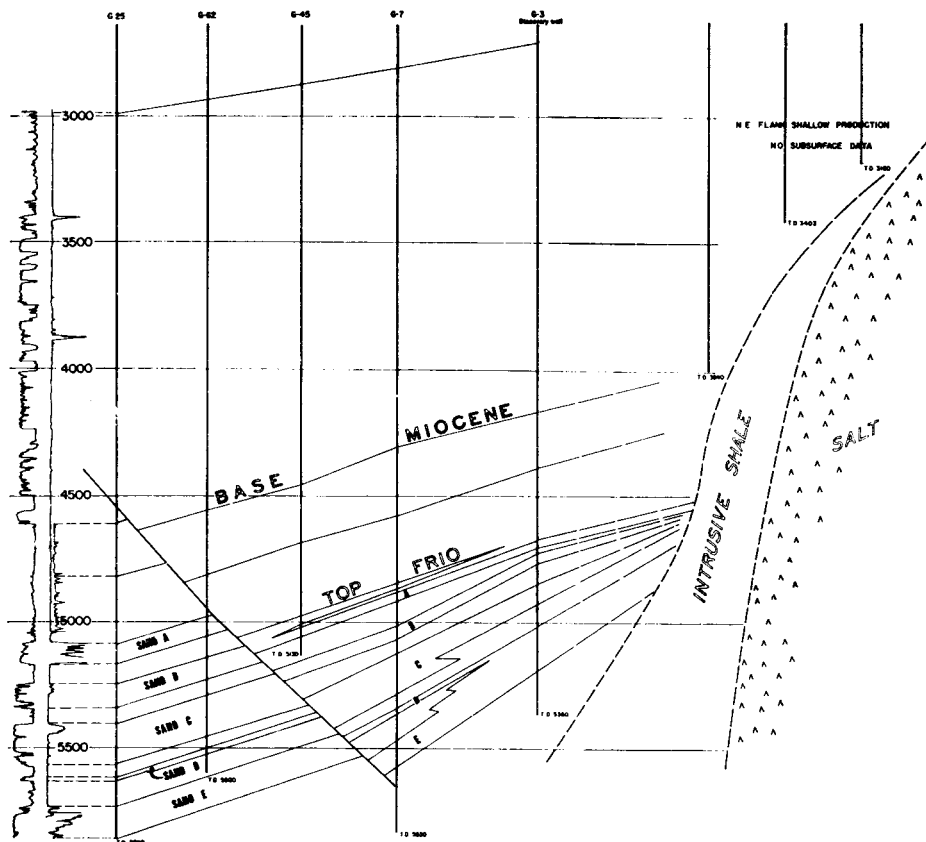


Fig. 22.- Flanco norte del domo Vinton, sección de registros eléctricos de 1969.

fica y evitar la perforación de pozos secos. Se reconoce que este es un caso que presenta un problema relativamente simple y que se partió con una amplia información geológica básica; no obstante, se hace evidente que si se cuenta con un grupo de directivos, geólogos y geofísicos con afán creativo, es posible realizar un programa exploratorio como el expuesto y encontrar campos petroleros con un razonable grado de precisión, con resultados económicos altamente positivos.

Aún más, si podemos determinar la política económica de este tipo de exploración de trampas estratigráficas, podremos fijar con seguridad esta política en los casos menos aventurados. Los métodos de exploración y la filosofía requerida para delinear el tipo de trampas estratigráficas de flanco son esencialmente las mismas para todos los casos, ya sea el flanco norte del Domo de Vinton, el campo East Texas sobre el flanco occidental de la gigantesca estructura llamada el Levantamiento de Sabine, o un inominado campo super gigante deslizamiento de lutita diapírica en el Golfo de México. La única diferencia es el tamaño, que puede requerir algunos nuevos conceptos, pero que, con seguridad, haría más fácil encontrar una gran trampa.

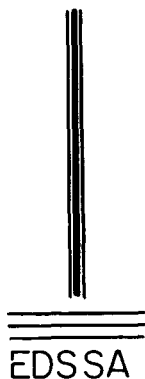
REFERENCIAS

- 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.
- Horvitz, L., 1939, On geochemical prospecting: Geophysics, v. 4, p. 210-228.
- Levorsen, A.I., 1964. Big geology for big needs: Amer. Assoc. of Petrol. Geol. Bull, v. 48, p. 141-156.
- Rosaire. E.E., 1938, Shallow stratigraphic variations: Geophysics, v.3 p. 96-121.
- Thompson, S.A., and Eichelberger, O.H., 1928, Vinton salt dome, Calcasieu Parish, Louisiana: Amer. Assoc. of Petrol. Geol. Bull., v.12, p. 385-394.
- Woods, J.P., 1956, The composition of reflections: Geophysics, v.21, p. 261-276.

RELACION DE NUEVOS SOCIOS DE LA A.M.G.E. DE ABRIL DE 1974 A AGOSTO DE 1976

NOMBRE	LUGAR DE TRABAJO	FECHA DE INGRESO
ESCALANTE MONTEALEGRE ALFONSO MARIO	U.S.A.	JUNIO 1976
SANCHEZ ALVAREZ VICTORIANO	MEXICO	JULIO 1976
BELLO NAVARRO MARCO ANTONIO	"	"
ROVEGLIA MOCTEZUMA LUZ MA.	"	"
PEREZ CRUZ GUILLERMO ALEJANDRO	"	AGOSTO 1976
GARCIA MOLINA GORGONIO	REYNOSA	"
VIVO LAURENT JORGE JULIO	"	"
OLIVAS RAMIREZ MOISES	MEXICO	"
ZWANZIGER JESUS W. ALFONSO	R.S.A.	"
GRANADOS FRAIRE JAIME	"	"
TOVAR RODRIGUEZ JORGE	"	"

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

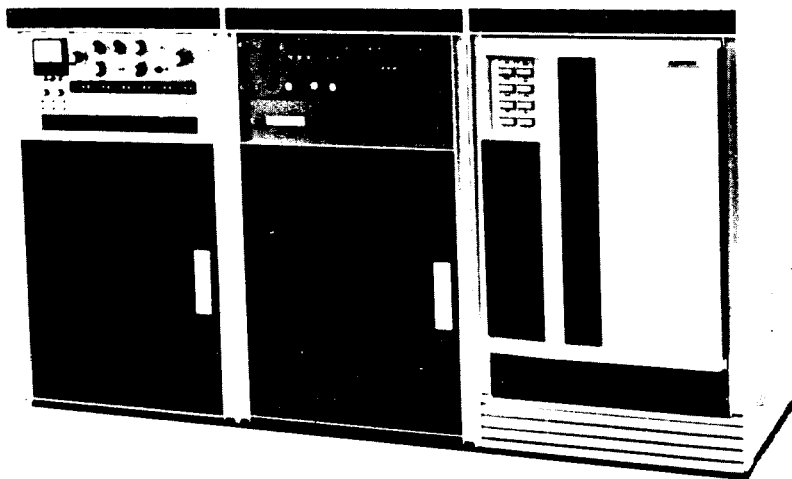
GEOPHYSICAL SERVICE DE MEXICO, S.A. DE C.V.

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

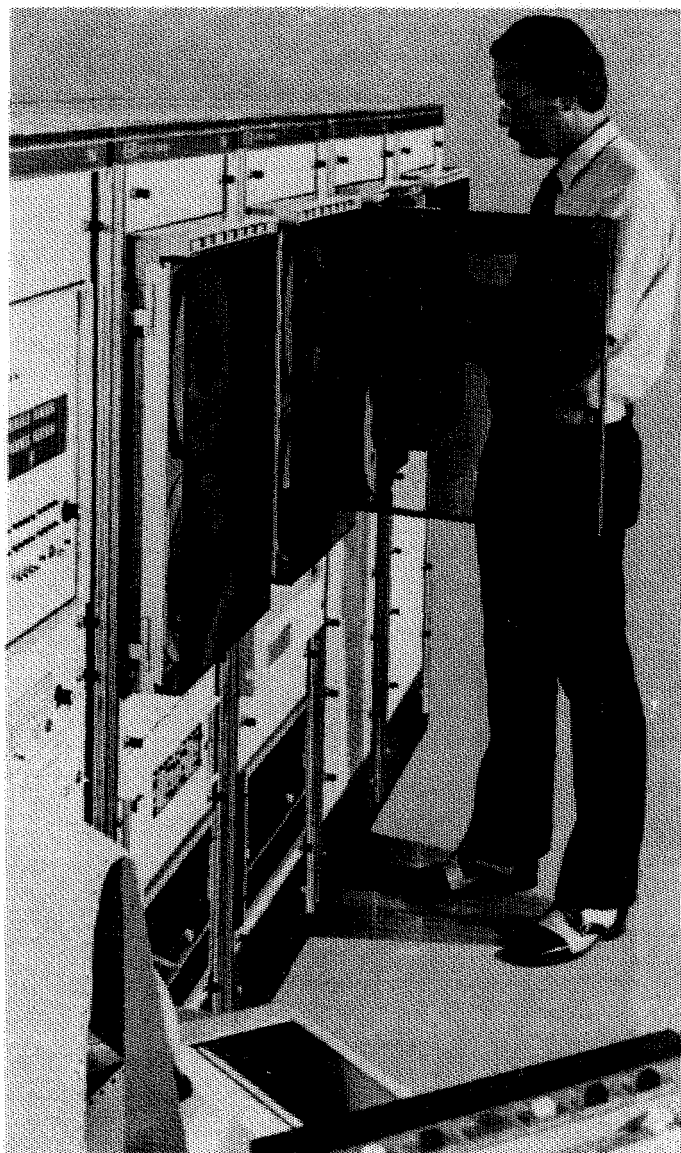


ELECTRO-TECHNICAL LABS

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. DEBIDO 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 36308
HOUSTON, TEXAS TEL. 713-774-7961

Petty-Ray

Petty-Ray Geophysical, Inc.

De México, S.A. de C.V.

AV. JUAREZ 97, DESP. 408
MEXICO 1, D.F. TEL. 521-06-34



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.

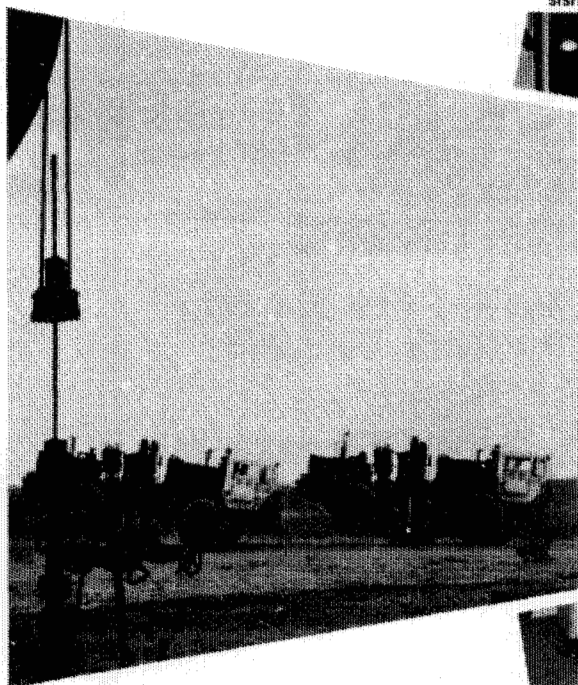


EN EL TRABAJO

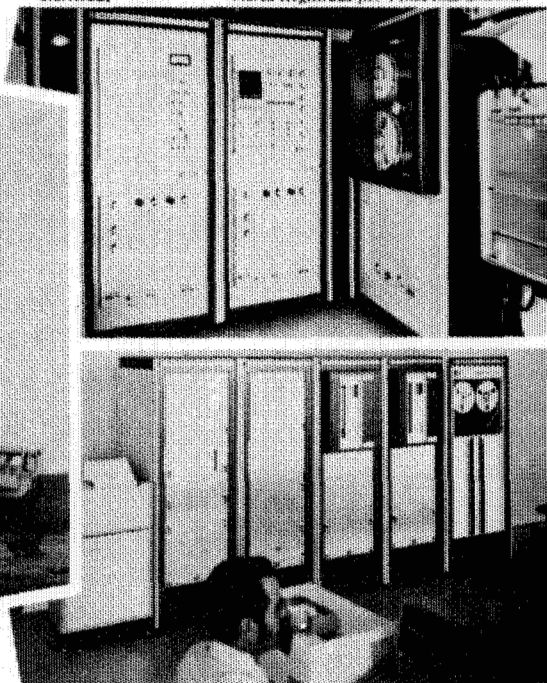
*... para ayudar a resolver sus
problemas en exploración sísmica*

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° 98-52 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



CORPORATION

**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*

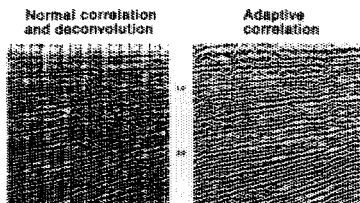
Aplicada a la tecnología de campo



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

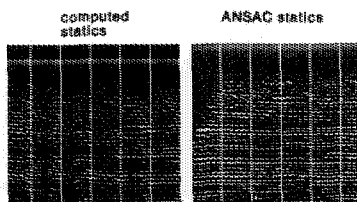
Adecuada para el proceso de datos

TVAC



- 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



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. Y 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.



Delta Exploration Company Inc.

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

*Registered trademark and service mark of Continental Oil Company