

**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO**  
**FACULTAD DE INGENIERIA**



**INTERPRETACION GEOLOGICA Y DESARROLLO  
DEL CAMPO BACAL BASADA EN REGISTROS  
GEOFISICOS**

**T E S I S**

**QUE PARA OBTENER EL TITULO DE  
INGENIERO GEOFISICO  
P R E S E N T A N**

**ARMANDO MORENO GARIBAY  
ANTONIO MORENO GARIBAY**

**México, D. F.**

**1979**

*2ci  
19*



Universidad Nacional  
Autónoma de México



**UNAM – Dirección General de Bibliotecas**  
**Tesis Digitales**  
**Restricciones de uso**

**DERECHOS RESERVADOS ©**  
**PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

## R E S U M E N

El estudio geológico que se presenta del Campo Bacal fué -- elaborado exclusivamente a partir de la información obtenida de la interpretación de registros geofísicos de pozos. Con esta información se determinó la geometría de la estructura, se calcularon valores de porosidad, saturación de agua y se limitó el área de estudio.

Además se configuraron planos estructurales de la Cima y de Isopacas de la arena Filisola, que es la de importancia en este estudio, ya que es la arena productora. La geometría de este cuerpo de arenas se obtuvo a partir de 17 secciones transversales estratigráficas, utilizando registros geofísicos como son el de Inducción, Microrregistros, Radioactivos, etc., describiéndose los fundamentos físicos de estos registros.

Se realizaron estimaciones del volumen original de hidrocarburos por los métodos de Isopacas e Isohidrocarburos, y se toca brevemente el apoyo geofísico utilizado en el desarrollo de este Campo, que consistió en Gravimetría y Sismología.

Las interpretaciones que se presentan en el desarrollo de este trabajo están supeditadas a la información utilizada a la fecha de su elaboración, por tal motivo la información recuperada en los próximos pozos de desarrollo pueden modificar dichas interpretaciones.

## C A P I T U L O I

### INTRODUCCION

El Campo Bacal se localiza en el Estado de Tabasco, a 19 -- kms. al SE de las Chospas, Ver., (Fig. No. I), a 17°47' de latitud-Norte y 93°55' de longitud Oeste.

Geológicamente está situado en la Cuenca Salina del Istmo, -- cuya característica más importante es la intrusión de grandes masas de Sal que han afectado sedimentos del Jurásico al Mioceno Superior. El Campo Bacal se encuentra limitado en la parte Sur-Oriental por -- una falla normal producida por dicha intrusión (Fig. No. 21), en la parte Norte por lutitas y en las partes restantes por el Contacto -- Agua-Aceite.

Los trabajos geofísicos que dieron lugar al descubrimiento -- de éste Campo fueron realizados en diferentes etapas. En el año de 1964 se finalizó un levantamiento gravimétrico, el cual permitió -- afirmar la existencia de una estructura cómica y a la vez permitió -- inferir la presencia de una intrusión salina de forma alargada.

En 1970 se concluyó un levantamiento de Sismología de re -- flexión que definió mucho mejor el carácter estructural y precisó -- la forma cómica de la intrusión salina con su eje mayor orientado -- en dirección SW-NE.

La presencia de hidrocarburos se confirmó con la perfora -- ción del pozo "Bacal No. I", iniciada el 3 de Septiembre de 1975 y -- finalizada el 4 de Febrero de 1976, alcanzando una profundidad de --

3760 mbar.

La arena productora se localiza en éste pozo a una profundidad media de 3417.0 mbar, perteneciente a la formación "Filisola" - del Mioceno. Este pozo atravesó completamente la formación arenosa y de acuerdo a la interpretación de los registros geofísicos que se tomaron presentó un espesor de impregnación de aceite de 60 m. - el cual se extiende lateralmente hacia el norte de la estructura.

La formación "Filisola" está compuesta por sedimentos terrígenos de edad Mioceno Superior; ésta se formó al depositarse dichos sedimentos en la fosa tectónica que se originó con las intrusiones salinas en ésta área. Estas arenas están constituidas por granos de tamaño fino a medio, de color gris, con delgadas intercalaciones de arenisca de grano fino y lutita de color gris oscuro a verdoso y - con material cementante de tipo calcáreo.

El Campo Bacal pertenece al Distrito "El Plan", el cual se describe a continuación:

### I.1 LOCALIZACION

El Distrito El Plan se encuentra localizado dentro de la -- Cuenca Salina del Istmo, en la parte sureste del estado de Veracruz y en la región suroeste del estado de Tabasco. Geográficamente se localiza entre los paralelos 17°00' y 18°04' latitud Norte y entre los meridianos 93°41' y 94°21' de longitud Oeste; teniendo como límites convencionales los siguientes; al Norte, con el Distrito de Agua Dulce; al Sur, con la Sierra Madre del Sur; al Este, con el -

Distrito de Comacalco y al Oeste, con el Distrito de Nanchital, Ver., (Fig. No. I).

## I.2 FISIOGRAFIA

El área que ocupa este Distrito está localizado en dos provincias fisiográficas: la Llanura Costera del Golfo y la Sierra Madre del Sur.

La llanura costera del Golfo ocupa la mayor parte de la región, caracterizándose su porción norte por algunas zonas pantanosas y elevaciones que no exceden de 30 m; al Sur la topografía es más agcidentada, mostrando elevaciones hasta de 100 msnm; éstos accidentes no cambian de aspecto conforme se acercan a las primeras estribaciones de la Sierra, sino que únicamente van cambiando de altura.

La Sierra Madre del Sur se caracteriza por una serie de elevaciones de NW - SE, cuyo relieve está en estrecha relación tanto en la litología como en las estructuras geológicas. En efecto, existen áreas en donde las areniscas, conglomerados y calizas expuestas forman cordilleras con una altura de 600 msnm.

La flora está formada por vegetación típica de pantano en algunas áreas, plantaciones de frutas tropicales y pastizales para ganado en otras y selva en las estribaciones de la Sierra Madre del Sur.

## I.3 HIDROGRAFIA

El área del Distrito El Plan está irrigada por 4 grandes ríos con sus respectivos afluentes, todos ellos pertenecientes a la

vertiente del Golfo de México y éstos son: "Uxpanapa", "Playas", "Pedregal" y "Zanapa".

#### I.4 CLIMATOLOGIA

El clima es cálido y húmedo con abundantes lluvias; los vientos dominantes son del NE y en época de estío predominan los del SE.

#### I.5 VIAS DE COMUNICACION

Terrestres.- El Distrito se encuentra comunicado al exterior por carreteras pavimentadas que entroncan en dos puntos con la carretera Federal Costera del Golfo, del tramo Coatzacoalcos - Villahermosa.

Otro medio disponible de comunicación es el Ferrocarril del Sureste que atraviesa el Distrito, con acceso al mismo, en las estaciones Tancochapa y Cuichapa (K - 24 + 400).

## C A P I T U L O    I I

### OBJETIVO Y DESARROLLO DEL ESTUDIO

El objetivo de este estudio es obtener información que sirva para seguir el desarrollo del Campo Bacal, la terminación de los pozos propuestos, determinación del comportamiento Primario del yacimiento así como para la selección futura de algún procedimiento de recuperación secundaria de hidrocarburos.

En esta parte se menciona también la secuela seguida para la realización del estudio:

#### II.1.- SECCIONES GEOLOGICAS

Se contruyeron 17 secciones estructurales a escala horizontal y vertical 1:2 000, de las cuales 5 se encuentran orientadas con rumbo N-S, 5 con rumbo E - W y 5 con rumbo NE - SW. Las 2 secciones restantes son auxiliares y su orientación es combinada (E-W y NE - SW). Aquí se presentan las 3 secciones más importantes (Figs. 17 a 19).

La correlación estratigráfica se realizó tomando como base los registros de Inducción de los pozos perforados, tomándose como tipo los registros de los pozos 1, 2 y 3 principalmente, en los cuales se identificaron ciertas marcas eléctricas con características bien definidas que sirvieron para diferenciar "paquetes" arenosos y que constituyeron los horizontes de correlación.

Dentro de éstas marcas eléctricas destacan las correspondientes a los intervalos Superior de la formación "Paraje Solo" --

que se encuentra impregnado (paquete de arenas identificado por la marca eléctrica 25) y a la arena principal (Arena 30) perteneciente a la formación "Filisola", la cual se encuentra en la base de la -- formación "Paraje Solo".

Para la identificación de esas marcas eléctricas características, en ciertas ocasiones se utilizaron comparaciones de formas -- de registros eléctricos de algunos pozos con patrones establecidos, así como para determinar el probable origen de los sedimentos.

En la figura No. 14 se presenta un plano de localización de los pozos del Campo Bacal y de las secciones estructurales cons- -- truidas.

## II.2.- PLANOS DE CONFIGURACION

Los planos construidos corresponden a los 2 elementos lito-estratigráficos más importantes que se reconocieron a partir de la información obtenida de las secciones transversales.

Estos elementos son los siguientes:

### a).- Descripción del paquete de arenas de la marca eléctrica 25.

En la parte superior de la formación "Paraje Solo", se recogió un paquete de arenas intercaladas con pequeños espesores de -- arcilla, el cual presenta impregnación de hidrocarburos. Este paquete se identifica por la marca eléctrica 25, y su espesor medio es -- de 11.9 m, cuya cima se localiza a una profundidad promedio de -- 2824,4 mbnm.

b).- Descripción de la arena "Filisola".

En la base de la formación Paraje Solo se localiza un cuerpo arenoso impregnado de hidrocarburos, el cual se designó como "Arena Filisola" ó "Arena 30" considerada como la arena más importante en este trabajo.

Esta arena tiene un espesor promedio de 81,16 m, la cual presenta una amplia distribución horizontal. Esta arena, además marca la cima de la formación "Filisola", que se encuentra a una profundidad promedio de 3344 mbnm. Más adelante se proporcionan detalles más precisos sobre ésta.

El nivel agua - aceite se encuentra a 3441 mbnm.

Los planos de configuración mencionados anteriormente son los siguientes:

2.1).- Cima del paquete de arenas de la marca 25.

En este plano se presentan las características estructurales de la cima del paquete de arenas identificado por la marca eléctrica 25, el cual presentó algunas dificultades para su correlación por tratarse de arenas que pasan lateralmente a una facie arcillosa. Aunque la calidad de los registros geofísicos de los pozos es buena, se tuvieron ciertas limitaciones para la interpretación debido al tipo de depósito en que los espesores no están bien definidos, lo cual sucede generalmente en zonas con corrientes de turbidez. (no se incluye plano).

## 2.2).- Cima de la "Arena Filisola".

Este plano presenta la cima de la arena principal, donde se refleja el carácter estructural de dicho cuerpo estratigráfico; además refleja la geometría del yacimiento, así como la posición de las fallas que afectan a la estructura (Fig. No. 21). La configuración de la cima está supeditada a la interpretación de los registros de los pozos que faltan por perforar, así como la posición de las fallas que afectan al campo.

## 2.3).- Isopacas del paquete de arenas identificado por la marca 25.

En este plano de configuración se consideran sólo los espesores arenosos promedio, ya que fué difícil establecer cuantitativamente el contenido arcilloso de las arenas, debido a la dificultad que se presenta para definir los espesores como se mencionó anteriormente, lo cual sucede comúnmente en rocas cuyos sedimentos fueron depositados por corrientes de turbidez, para formar posteriormente las rocas turbiditas (no se incluye plano).

## 2.4).- Isopacas de la "Arena Filisola".

En este plano, se consideraron sólo los espesores arenosos netos, diferenciándose del caso anterior en que las dificultades fueron menores por tratarse de una arena con mejor desarrollo y casi limpia. Observe la Fig. No. 22.

De acuerdo a la interpretación de los registros, esta arena presenta un acuñamiento hacia el sur, y un aumento de espesor hacia el norte del campo, mostrando su máximo espesor en el área del pozo

Bacal N° 81.

## 2.5).- Indice de Hidrocarburos.

En este plano se configuraron todos los índices de hidrocarburos calculados para cada pozo. Para el cálculo de estos valores - se utilizaron los espesores netos porosos, así como las porosidades y saturaciones de agua correspondientes, los cuales, se tomaron como base para el cálculo del volumen original de hidrocarburos, que fué de  $58.51 \times 10^6 \text{ m}^3$  de hcs. a C.Y.

La variación de los índices de hidrocarburos se muestran en la tabla No. 1 y su valor promedio es igual a 13.91.

## II.3.- ANALISIS CUANTITATIVO DE LOS REGISTROS GEOFISICOS

Las determinaciones de porosidad ( $\phi$ ) y saturación de agua ( $S_w$ ) en las arenas de la formación Filisola se realizaron en su totalidad, mediante el análisis cuantitativo de los registros geofísicos de pozos.

Para la determinación de la porosidad se utilizaron los registros Gamma - Néutro y Sísmico de porosidad. También haciendo uso de las gráficas Schlumberger, ayudándose con los parámetros obtenidos del registro de Inducción.

La porosidad promedio de la arena Filisola es del orden del 21%. En la tabla No. 1 se muestran los valores de porosidad para cada pozo.

Para el cálculo de la saturación de agua ( $S_w$ ) se aplicó la fórmula de Archie  $S_w^n = \frac{R_o}{R_t}$ , donde los valores de  $R_o$  y  $R_t$  (re-

sistividad de la roca cien por ciento saturada con agua y resistividad verdadera de la formación, respectivamente) se obtuvieron del análisis cuantitativo de los registros. También se puede calcular utilizando una de las gráficas Schlumberger, ayudándose del registro de Inducción de donde se obtiene  $R_t$ .

En la tabla No. 1 se muestran los valores de saturación de agua para cada pozo. El valor promedio de la saturación de agua de la arena Filosola es:  $S_w = 0.2338$ .

## C A P I T U L O    I I I

### FUNDAMENTOS DE REGISTROS

#### GEOFISICOS DE POZOS

**"Registro de un pozo".-** Es la representación gráfica de una característica de cada una de las formaciones atravesadas por un pozo en función de la profundidad.

La finalidad de la mayoría de los registros es determinar si las formaciones atravesadas contienen hidrocarburos; así como las características litológicas de las formaciones que los contienen.

El origen de los registros fué probablemente en la primera década del presente siglo, pero hasta 1927 se realizaron algunos registros de experimento por los hermanos Schlumberger en la búsqueda de formaciones productoras de hidrocarburos. Más adelante se descubrió la presencia de potenciales naturales eléctricos en los pozos, que tenían relación con la existencia de capas permeables. La combinación de registros de resistividad y la curva de potencial, dió origen a uno de los registros más usados.

#### III. I.- CLASIFICACION DE LOS REGISTROS.

Los registros se pueden clasificar en dos grandes grupos:

A) Los que registran propiedades naturales de las rocas o generadas al llevarse a cabo la perforación del pozo.

B) Los que obtienen indirectamente ciertas propiedades de

las rocas midiendo el nivel de energía producido al enviar una determinada señal a través de la formación. Esta energía puede ser propia o transformarse al recorrer cierta distancia.

Los tipos de registro geofísico que se pueden tener son -- los siguientes:

Rayos Gamma naturales

Potencial natural

Registros de resistividad

Registros acusticos

Registros de densidad

Registros de neutrones

Registros de medición de echados, etc.

Los dos primeros registros son ejemplos del inciso A) en la clasificación anterior y los registros subsecuentes son ejemplos del inciso B).

Todos estos registros se obtienen introduciendo una sonda al pozo mediante un cable conductor aislado a través del cual reciben las señales en el equipo registrador que está en la superficie.

Dentro de esta misma clasificación podríamos tener un grupo mas de registros de pozos:

C) Los que se utilizan como complemento al interpretar los registros de los incisos A) y B) ó que son de utilidad para otros diversos usos. Como ejemplos de los primeros en este grupo son los registros de diámetro del agujero y como ejemplo de los segundos -

los registros de producción.

Se puede dar otra clasificación de los registros, según el volúmen de roca, cuya propiedad registra la sonda y esta es:

1) Aquellos que registran volúmenes grandes de roca ó también llamados "globales".

2) Aquellos que registran volúmenes pequeños de roca ó conocidos también como "microvolumétricos".

1.- Globales.- El emisor y el receptor de la sonda de medición van sobre un mismo eje, que por lo general coincide con el del pozo; mide un volúmen de formación relativamente grande, la forma de dicho volúmen es la de un sólido de revolución el cual tiene como eje el mismo de la sonda. En la fig. 2a, el esquema muestra que el volúmen de roca, cuyas propiedades inspecciona el registro es de forma esférica. Puede ser, sonda de inducción, lateral ó normal.

2.- Microvolumétricos.- Son ciertos dispositivos que generalmente se colocan sobre un patín, el cual se mantiene en contacto con la pared del agujero. Nos sirven para medir las propiedades de un volúmen de formación muy reducido que se encuentra cercano al agujero. Dentro de estos tenemos el "Microlog" y "Microlaterolog".

El microlog se encarga de medir la resistividad de un volúmen de formación de forma esférica cuyo radio es de pocos centímetros (fig. 26).

El Macrolaterolog también mide la resistividad de un volú-

men de formación que toma la forma aproximadamente de una trompeta, que es por lo que se diferencia del anterior.

### III.2.- USOS DE LOS REGISTROS.

#### Análisis Cualitativo.

El análisis cualitativo de los registros que disponemos en determinado momento, y con la demás información aportada por el pozo, podremos determinar lo siguiente:

- 1) Definir la existencia de hidrocarburos.
- 2) La cantidad de horizontes con hidrocarburos.
- 3) Si son o no permeables las formaciones con probabilidades de producir hidrocarburos.
- 4) Limitar las formaciones, en base a las variaciones de sus espesores.
- 5) Correlaciones de pozos para elaborar planos estructurales.
- 6) Identificar fallas estructurales.
- 7) Definir si el pozo producirá aceite ó gas, correlacionando este con los registros de otros pozos.
- 8) Posibilidad de nuevos horizontes productores a una profundidad mayor.

#### Análisis Cuantitativo.

El análisis cuantitativo permite la determinación de la porosidad y la saturación de fluidos de los yacimientos.

El conjunto de estudios Cualitativos y Cuantitativos asi-

como información adicional de los yacimientos (nucleos, registros de H.C. (ROTENCO), análisis P.V.T., etc.), nos sirve para determinar lo siguiente:

- 1) Cantidad de hidrocarburos existente en los diferentes yacimientos localizados por el pozo.
- 2) Cantidad recuperable de hidrocarburos en el yacimiento.
- 3) Profundidad a que se encuentra el yacimiento.
- 4) Intervalo(s) que su explotación es costeable.

### III.3.- BASES DE INTERPRETACION DE LOS REGISTROS GEOFISICOS DE - EXPLORACION.

Formaciones arcillosas.- Las formaciones arcillosas que contienen algún electrolito (agua salada) son buenas conductoras de la corriente eléctrica, sin embargo, cuando la arcilla de la formación se encuentra seca, no serán conductoras de la corriente eléctrica.

Formaciones no arcillosas.- En formaciones no arcillosas la parte sólida de la roca no es conductora de la corriente eléctrica y la parte que contiene agua es buena conductora de la corriente eléctrica ( fig, 12).



- (1) Roca ( no conductora de la C.E.).
- (2) Agua intersticial (conductora de la C.E.).

### III.4.- CARACTERISTICAS A DETERMINAR EN UN YACIMIENTO.

Las características principales a determinar en un yacimiento son Porosidad, Saturación de agua, Saturación de hidrocarburos, de fluidos en general, eventualmente la permeabilidad y espesor.

Porosidad.- Esta característica se identifica por el símbolo ( $\beta$ ).

$$\beta = \frac{V_p}{V_t} \quad (\text{en fracción ó por ciento}).$$

\* corriente eléctrica:

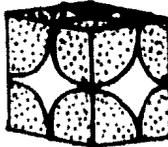
La porosidad puede ser efectiva ó absoluta; dependiendo - del tipo de registro que se corra en un pozo. puede ser una u otra la que se determina.

Porosidad efectiva ( $\beta_e$ ).- Se define como la razón que se obtiene al dividir el volúmen total de poros comunicados ( $V_{pc}$ ), entre el volúmen total de roca ( $V_{tr}$ ).

$$\beta_e = \frac{V_{pc}}{V_{tr}}$$

Porosidad absoluta.- Se define como la razón que se obtiene al dividir el volúmen total de poros ( $V_p$ ) y el volúmen total de roca ( $V_{tr}$ ).

$$\beta_a = \frac{V_p}{V_{tr}}$$



donde  $V_p$  = poros comunicados + no comunicados.

La porosidad de una roca varía de acuerdo a los distintos arreglos de los granos que la constituyen: teóricamente se tiene un valor de 47.6 % para un arreglo cúbico y 25.96 % si el arreglo es hexagonal, sin embargo, en la realidad estos valores se modifican debido a varios factores, siendo los principales la diferente forma de grano y el cementante.

Saturación de agua.- La saturación de agua de una roca ( $S_w$ ), es la razón que se obtiene al dividir el volumen poroso ocupado por agua ( $V_w$ ) y el volumen total de poros ( $V_p$ ):

$$S_w = \frac{V_w}{V_p} \quad (\text{En fracción o por ciento}).$$

El valor de la saturación de agua de una roca varía desde 0 a 1.0 (en fracción).

Saturación de hidrocarburos.- Es la parte del volumen poroso ocupado por hidrocarburos (aceite/y/o gas), y es igual al cociente que resulta de dividir " $V_{hc}$ " entre " $V_p$ ".

$$S_o = \frac{V_{hc}}{V_p} = (1 - S_w)$$

donde:  $V_{hc}$  = volumen de hidrocarburos y " $S_o$ " nos representa la saturación de hidrocarburos, que se puede expresar en por ciento ó en fracción.

### III.5.- CONCEPTO DE RESISTIVIDAD.

Resistividad de las formaciones.- Es la resistencia que o-

frece una sustancia o material, cuyas dimensiones de área y longitud son unitarias, al paso de la corriente eléctrica.

$$\text{Unidad de resistividad} = \text{ohms} \frac{\text{m}^2}{\text{m}} = \text{ohms} - \text{m}$$

Características de la resistividad. - Esta característica es muy utilizada en la interpretación de los registros y nos ayuda a determinar otros parámetros, como son saturación de fluidos y porosidad. Las rocas con respecto a la resistividad presenta las siguientes características:

- a).- Las rocas secas son no conductores de la corriente eléctrica, al igual que los hidrocarburos.
- b).- Las rocas sedimentarias que contienen agua con minerales ó sales (agua salada), permiten el flujo de la corriente eléctrica.
- c).- La resistividad de una formación, depende de las características del agua que contiene estas son:
  - 1).- La resistividad del agua que contiene.
  - 2).- La cantidad de agua que contiene.
  - 3).- La distribución del agua que contiene.
- d).- Si se trata de formaciones que contienen arcilla, -- su resistividad también dependerá de la cantidad y distribución de esas arcillas dentro de la formación.

**Promedios generales de los valores de resistividad  
en las formaciones.**

**Lutitas:** Para las lutitas varía entre 1 y 10 ohms - m.

**Arenas invadidas de agua salada:** En arenas invadidas la - resistividad varía entre 0.5 y 10 ohm - m.

**Arenas impregnadas de aceite:** En las arenas con impregna- ción la resistividad varía de 2 a 100 ohms - m.

**Calizas con impregnación:** En este caso la resistividad va ría de 10 a 500 ohms - m o más.

**Características del agua que contienen las formaciones.**

Las aguas de las formaciones contienen generalmente los si guientes iones:

	<u>CACIONES</u>		<u>ANIONES</u>
SODIO	Na+	CLORO	Cl-
POTASIO	K+	SULFATOS	SO4=
CALCIO	Ca++	CARBONATOS	CO3=
MAGNESIO	Mg++	BICARBONATOS	HCO3-

**Variación de la salinidad en las aguas de las formaciones.-**

La salinidad de las aguas de formación, generalmente aumenta con la profundidad. No se conoce hasta ahora una ley de dicha variación, - la cual será característica de cada área de trabajo. La resistivi dad del agua está sujeta a la salinidad de esta misma, la cual, va

ría desde 100 partes por millón (ppm), hasta 300 000 (ppm), que es la concentración de saturación del agua.

La resistividad, salinidad y temperatura guardan una relación entre sí:

La resistividad varía de acuerdo con las sales disueltas-- en el agua, o sea, que la resistividad varía inversamente proporcional a la concentración de sales en el agua. Si la concentración aumenta, la resistividad disminuye y viceversa, mientras la temperatura permanezca constante.

#### Naturaleza de las sales que contiene el agua.

El cloro ( $\text{Cl}^-$ ) y el Sodio ( $\text{Na}^+$ ) son los iones que predominan en las aguas de formaciones.

Al analizar los registros acostumbramos utilizar resistividad del agua de formación correspondientes a una concentración equivalente de  $\text{Na Cl}$ . Sin embargo, en dichas aguas existen otras sales y para encontrar su equivalente en  $\text{Na Cl}$  aplicamos el "método de Dunlop".

Método de Dunlop.- Para la aplicación de este método se han determinado ciertos factores de las diferentes sales, los cuales son necesarios para encontrar su concentración equivalente de cloruro de sodio ( $\text{Na}+\text{Cl}$ ).

Estos factores son los siguientes:

SODIO	Na+	=	1.00
CALCIO	Ca++	=	0.95
MAGNESIO	Mg++	=	2.00
CLORO	Cl-	=	1.00
SULFATOS	SO4=	=	0.50
CARBONATOS	CO3=	=	1.26
BICARBONATOS	HCO3-	=	0.27

Una vez conocida la composición de una solución, se multiplica la concentración de cada uno de los Iones por su factor respectivo, se efectúa la suma y será la concentración equivalente de cloruro de sodio (Na-Cl), de la solución analizada, la cual se expresa generalmente en "partes por millón" (ppm), es decir, microgramos de soluto por gramo de solución.

Cuando en el análisis del agua se reporta la concentración en p.p.m de Cl-, para convertir esta concentración a su equivalente en p.p.m. de Na+Cl-, se hace lo siguiente:

Se divide el peso molecular del NaCl (58.5) entre el peso molecular del Cl (35.5); el resultado de este cociente (1.65), se multiplica por la concentración en p.p.m. de Cl reportadas y este resultado será el equivalente en p.p.m. de NaCl, el cual se aproxima bastante al resultado anterior.

La resistividad de un electrolito disminuye al aumentar la temperatura, mientras la composición y concentración permanescan - constantes.

En un pozo podemos considerar como electrolitos el agua de la formación, el lodo y el filtrado del lodo general y supondremos que su resistividad corresponde a una solución equivalente de NaCl.

### III.6.- FACTOR DE FORMACION.

Este factor ("F") tiene como definición la siguiente expresión:

$$F = \frac{R_o}{R_w}$$

En donde:

$R_o$  = Resistividad de la roca cien por ciento saturada con agua salada.

$R_w$  = Resistividad del agua que satura a la roca.

$F$  = Es un factor constante para una roca determinada.

La medición de  $R_o$  y  $R_w$  se lleva a cabo a la misma temperatura, la cual se efectúa en el laboratorio, saturando un núcleo -- con agua salada, se mide la resistividad del mismo y se divide entre la resistividad del agua de la roca por estudiar.

Ecuación de Archie. - La ecuación de archie nos sirve para calcular también el factor de formación y esta es la siguiente:

$$F = \frac{1}{\rho}$$

Esta ecuación es idealizada, ya que para su deducción se tuvieron que suponer condiciones ideales; una de ellas es considerar que los poros del material tienen forma geométrica regular, lo

cual no sucede en la realidad.

Como se observa, esta ecuación relaciona el factor de formación "F" con la porosidad ( $\phi$ ) y para aplicarla en la práctica, - se han agregado los dos factores siguientes: "a" y "m".

Así pues, la fórmula práctica es la siguiente:

$$F = \frac{a}{\phi^m} \quad \text{Ecuación práctica de Archie.}$$

Donde:

m = Factor de cementación.

a = Coeficiente numérico propio de cada tipo de roca.

Se han encontrado otras expresiones similares también experimentalmente, una de las más usuales es la de "Humble", obtenida por Winsauer y esta es la siguiente:

$$F = \frac{0.62}{\phi^{2.15}}$$

En donde:

a = 0.62

m = 2.15

m, Varía desde 1.5 hasta 2.5

a, Varía desde valores cercanos a cero hasta mayores de la unidad.

En formaciones suaves (poco compactas) se utilizan generalmente los siguientes valores:

a = 0.8

m = 2.0

En formaciones duras los valores hasta ahora utilizados generalmente han sido:

$$a = 1.0$$

$$n = 2.0 \text{ o mayores de } 2.0$$

En cuanto a "F" diremos lo siguiente:

En rocas no consolidadas (arenas) el factor "F" varía entre 4 y 10; si las rocas están poco consolidadas el valor varía entre los 10 y 30; y de 30 o más para rocas muy consolidadas (calizas).

### III.7.- INVASION DE FORMACIONES.

Zona barrida.- La zona barrida por el filtrado del lodo ( $R_{xo}$ ) es la zona en donde ocurre el máximo de invasión de agua del filtrado del lodo; en consecuencia es la zona en donde ocurre desplazamiento más efectivo de los fluidos que contiene la formación por el filtrado del lodo. Con  $R_{xo}$  se designa la resistividad de esta zona.

Zona invadida.- Es la zona comprendida entre la pared del pozo y el límite de la zona en donde ya no existe invasión por el filtrado del lodo; la resistividad de esta zona se designa por el símbolo " $R_i$ ".

Zona no invadida.- También se le llama zona no contaminada y es a partir de donde termina la zona invadida. Se designa por el

símbolo "Ro" a la resistividad de esta zona.

De acuerdo a estos nuevos valores de resistividad, se puede expresar el factor de formación (F) de la siguiente manera:

$$F = \frac{R_{xo}}{R_{mf}}$$

donde:

R<sub>xo</sub> = Resistividad de la zona barrida.

R<sub>mf</sub> = Resistividad del filtrado del lodo.

Además de las zonas barrida, invadida y no invadida se distinguen otras dos que les anteceden: la primera zona la constituyen el lodo de perforación de resistividad R<sub>m</sub>, a continuación se tiene otra zona formada por el "enjarre" con resistividad R<sub>mc</sub>.

Durante la perforación, el lodo es preparado de tal forma que la presión hidrostática ejercida por este sea mayor que la presión de las formaciones. La presión diferencial obliga a la fase líquida del lodo a penetrar dentro de la formación formando el -- "filtrado del lodo", mientras que las partículas sólidas del lodo se van quedando en la pared del pozo formando una película de lodo ó "costra" llamada "enjarre". Al ir aumentando el espesor del enjarre va disminuyendo el proceso de invasión.

Muy cerca de la pared del pozo toda el agua de formación y parte de los hidrocarburos si es que están presentes, es desplazada por el filtrado del lodo.

Cuando la zona barrida contiene hidrocarburos residuales -

designados por "Rxt" a su resistividad. Cuando la zona no invadida contiene hidrocarburos se designa por "Rt" a su resistividad y es la que se conoce como resistividad verdadera de la formación con hidrocarburos.

La saturación del agua del filtrado del lodo en la zona barrida de una formación con hidrocarburos está definida por:

$$S_{xo} = R_{xo}/R_{xt}$$

donde  $R_{xo} = F_{mf}$

La saturación de agua de la zona contaminada ( $S_w$ ) se expresa como sigue:

$$S_w = R_o/R_t$$

### III.8.- POTENCIAL ESPONTANEO (SP)

Es la diferencia de potencial producida por dos electrodos uno colocado en la superficie del suelo en un medio húmedo y otro móvil colocado dentro del pozo en el lodo de perforación (fig. No. 4).

#### Curva de potencial espontáneo.

Con lodos ordinarios la curva de potencial espontáneo permite la localización de zonas permeables, sin que necesariamente dé el valor de la permeabilidad.

Además permite las siguientes determinaciones:

a).- Interfases de fluidos.

b).- Correlación de capas.

c).- La resistividad del agua de la formación.

### Lodos ordinarios.

Lodos ordinarios son los que tienen una resistividad mayor que la resistividad del agua que contiene la formación.

El criterio que se sigue para saber cuando un lodo se considera dulce ó salado es el siguiente:

#### Lodo salado

Lodo salado es aquel que tenga una resistividad menor de tres veces la resistividad del agua de la formación.

Frente a las arcillas la curva del potencial espontáneo es más ó menos constante y tiende a seguir una línea recta, llamada línea base de lutitas.

Frente a formaciones permeables la curva del potencial espontáneo se aparta de la línea base de arcillas.

En capas de suficiente espesor alcanza desviaciones constantes definiendo una línea de arenas.

La desviación puede ser hacia la izquierda (negativa) ó hacia la derecha (positiva), dependiendo de las salinidades relativas del agua de formación y del lodo (filtrado del lodo).

El potencial espontáneo no se puede registrar en pozos llenos de lodos no conductores, porque tales lodos no forman una conexión eléctrica, entre el electrodo que se encuentra en la superficie y el electrodo que se corre dentro del pozo, además cuando las

actividades del filtrado del lodo y la del agua de formación son - el mismo valor, las variaciones del potencial espontáneo serán inreciables.

### Componentes de la curva de potencial espontáneo.

La curva de potencial espontáneo es el resultado de la acción electroquímica entre dos electrolitos de diferentes concentración, nuestro caso se trata, del filtrado del lodo y el agua de la formación.

El potencial espontáneo se debe a dos efectos principales uno electroquímico y el otro electrocinético ó de electrofiltra--ción. El potencial generado por el efecto de electrofiltración, - en general es despreciable y solo diremos que se presenta cuando - se perforan pozos con lodos de densidad muy alta.

Potencial Electroquímico.- Es la diferencia de potencial- que se produce al ponerse en contacto dos soluciones de distinta - concentración, la cual se observa en el límite de separación de estas.

En los pozos petroleros estas diferentes soluciones son el agua de las formaciones y el agua del filtrado del lodo y tienen - distinta concentración, ya que por lo general, el agua de las formaciones es más salada que el agua del filtrado del lodo.

La expresión del potencia espontáneo es:

$$SSP = -K \text{ Log } \frac{R_{mf}}{R_w}$$

donde:

$K$  = Constante que depende de la temperatura de la formación.

$K = 60 + 0.13 T$  ( $T$  = Temperatura en °F).

$K = 64 + 0.23 T$  ( $T$  = Temperatura en °C).

Determinación de límites de capas por medio del potencial espontáneo y algunas características.

Cuando queremos encontrar el límite de separación entre una capa de arena y una lutita, basta con localizar el punto de inflexión de la curva del "SP".

El potencial en la arena delgada es menor debido a que el área de la sección transversal vertical presenta más resistencia al flujo de corriente, que el área de una arena de espesor grande.

Cuando aparecen intercalaciones delgadas de lutita en una arena, sucede algo semejante al caso de las arenas delgadas, o sea, se tiene considerable caída de potencial, por ser el flujo de la corriente eléctrica en la lutita del circuito lodo - arena - lutita. Como consecuencia tenemos que la curva del SP no alcanza la línea base de lutitas en este tramo.

Potencial Espontáneo Pseudoestático (PSP). - Es el que se genera en las arenas arcillosas y su curva resulta más aplanada -- que la del potencial espontáneo estático.

Factor de reducción de potencial espontáneo ( ):

$$= \frac{\text{PSP}}{\text{SSP}} = \frac{\text{Potencial Pseudoestático.}}{\text{Potencial Espontáneo Estático.}}$$

### Determinación de la resistividad del agua intersticial de las formaciones.

La determinación de la "Rw" se puede efectuar a partir del potencial espontáneo mediante la fórmula de Nernst.

Este parámetro es uno de los más importantes en la interpretación cuantitativa de los registros geofísicos de Explotación, junto con la resistividad del lodo (Rm), resistividad del filtrado del lodo (Rmf), resistividad del enjarre del lodo (Rmc), resistividad de la zona barrida (Rxo) y la resistividad verdadera de la formación (Ro o Rt).

La resistividad del agua de formación queda expresada como sigue:

$$R_w = \frac{R_{mf}}{10 \frac{SP}{K}}$$

Los parámetros Rm, Rmf y Rmc se pueden hacer por mediciones directas, mediante un resistivímetro de que va provisto o por métodos indirectos.

### III.9.- REGISTROS QUE SE CORREN EN POZOS EN EL DESARROLLO DEL CAMPO BACAL.

Los registros que con frecuencia se utilizan en el desarrollo del campo bacal son los siguientes:

Registro de Inducción (I-ES).

Registro Microlog (ML).

Registro Gamma-Neutron (GN).

Registro Sónico de Porosidad (SL).

### III.9.1.- Registro Microlog.

El registro Microlog trabaja con dos dispositivos de espaciamiento de diferente profundidad de investigación y mide la resistividad de un volumen de formación muy pequeño adyacente al pozo.

#### Principios básicos.

Este registro está constituido por un patín de goma que es presionado contra la formación por medio de unos brazos y resortes. En la cara del patín están insertos tres pequeños electrodos en línea, espaciados una pulgada entre sí, que permitan registrar simultáneamente las curvas microinversas de 1" x 1" (R1" x 1"), y la micronormal de 2" (R2"), Fig. No. 6b.

Consecuentemente, frente a una formación invadida, la curva micronormal 2" (5 cm.) que tiene una profundidad de investigación mayor que la microinversa de 1" x 1" (2,5 cm. x 2.5 cm.), es menos influenciada por el enjarre y lee por lo tanto una resistividad mayor que la microinversa (separación positiva). Como ambos dispositivos son afectados por la baja resistividad del enjarre, registran resistividades del orden de 2 a 10 veces "Rm".

Puesto que los radios de investigación de la micronormal y la microinversa son diferentes, las dos curvas de resistividad que

se obtienen también son diferentes.

A esta diferencia de resistividades aparentes entre las dos curvas se llama "Separación", característica que se utiliza en la interpretación cualitativa de este registro.

Si la resistividad de la microinversa es menor que la resistividad de la micronormal, la "Separación", es positiva. En caso contrario es negativa; también puede ser nula.

### Interpretación cualitativa.

#### Formaciones porosas y permeables.

a) Arena invadida de agua salada con invasión moderada del filtrado del lodo.- Cuando se tiene invasión moderada del filtrado del lodo en la zona barrida y no existe saturación residual de hidrocarburos, la resistividad varía como se observa en la figura No. 7a.

En este caso la "Separación", es positiva debido a que el radio de investigación de la microinversa es menor que el de la micronormal, las cuales son influenciadas por el enjarre del lodo y por la zona invadida respectivamente, o sea, que  $R_1 < R_2$ .

b) Arena invadida de agua salada con invasión pequeña del filtrado del lodo.- Cuando se tiene invasión pequeña la microinversa está más influenciada por el filtrado del lodo y la micronormal por la zona no invadida de baja resistividad, obteniéndose una "Separación" negativa, como se observa en la figura No. 7b.

c) Arena con Hidrocarburos.- Cuando se tiene el caso de arenas con hidrocarburos es semejante al caso del inciso a), con la única diferencia de que las resistividades son mayores, a causa de la presencia de hidrocarburos residuales en la zona barrida por el filtrado del lodo, además, la resistividad en la zona barrida es menor que la resistividad en la zona no invadida.

#### Formaciones impermeables.

a) Formaciones Impermeables de Baja Resistividad.- Dentro de este grupo tenemos las lutitas, en las cuales, si la pared del agujero es regular (sin demasiados derrumbes) las dos curvas - micronormal y microinversa deben registrar el mismo valor de resistividad y por consiguiente, la "separación" debe ser nula (Fig. No. 7c).

En este caso como no hay enjarre ni zona de invasión, la sonda hace buen contacto con la pared del agujero.

Sin embargo, en la práctica se presentan los casos de pequeña separación: Positiva y Negativa que se explican a continuación:

Separación negativa. Es la que generalmente se presenta y se debe a que la sonda de Microlog calibrada en un medio homogéneo su separación debe ser nula, pero esto no se cumple en las lutitas puesto que en ella la corriente tiende a fluir mejor paralelamente a los planos de estratificación que transversalmente (fenómeno conocido como anisotropía de las lutitas).

Separación positiva. La separación positiva se presenta -

cuando al hidratarse las lutitas terminan por derrumbarse, provocando cavidades, y obteniéndose diferentes valores de resistividad en las curvas del registro.

En cavernas medianas puede quedar lodo frente al patín provocando el efecto de enjarre y como consecuencia, separación positiva, aunque también pueda existir separación positiva cuando las lutitas son alteradas por el filtrado, sin que necesariamente se forme un enjarre.

En cavernas muy grandes puede suceder que el patín no haga contacto con la formación y registrar lecturas muy aproximadas a la resistividad del lodo "Ra".

La curva de calibración del agujero permite interpretar estos casos con mucha facilidad y con un alto grado de confiabilidad.

Una caverna (derrumbe de lutita) queda indicada por el aumento de la lectura del calibrador (Fig. No. 6a.).

b) Formaciones Impermeables de Alta Resistividad.- A este grupo pertenecen todas las formaciones duras ó compactas. La resistividad de este tipo de formaciones es alta y no se tiene filtrado y enjarre.

La separación de la micronormal y la microinversa es nula. Sin embargo, hay ocasiones en que se presenta una separación ligeramente positiva, que sucede cuando existen cavidades producidas al quebrarse las formaciones duras a causa de su poca elasticidad y entonces la resistividad de la microinversa es más influenciada por el lodo de separación entre el patín y la formación, ó sea, que el-

patín no hace buen contacto con la pared del pozo.

### Interpretación cuantitativa.

a) Resistividad de la Zona Barrida (Rxo).- En las zonas porosas y permeables es donde interesa el cálculo de Rxo, donde se clasifican los intervalos de valores bajos y Separación positiva.

No se toman altas resistividades porque generalmente se deben a intercalaciones de material duro e impermeable. La clasificación de los intervalos se efectúa auxiliándose en la curva de potencial natural o de rayos gamma.

Así pues en la zona de interés se leen varios valores de  $R_1'' \times l''$ , Microinversa dividiendo cada uno de ellos entre Rmc, lo mismo se hace con los valores de la curva de R2'' micronormal.

Haciendo las lecturas simultáneamente a la misma profundidad, posteriormente a partir de estos valores se entra en la gráfica Schlumberger, Rxo-1 (año/72) con el valor de  $R_1'' \times l''/R_{mc}$  en las abscisas.

Encontrando simultáneamente con Rxo un valor teórico del espesor del enjarre y si este valor es muy diferente al registrado en el calibrador, se procede a mover el punto graficado, conforme a una línea de 45° hasta cruzar una curva de espesor que se considere correcto, según el registro del calibrador.

Se lee Rxo/Rmc para este nuevo punto y  $R_2''/R_{mc}$  en las abscisas. De acuerdo a  $R_2''/R_{mc}$  se obtiene Rmc y por último, partiendo de Rxo/Rmc se obtiene "Rxo".

b) Resistivida del lodo (Rm).- Se puede determinar por medición directa en una muestra del lodo en el pozo mediante un resistivimetro o por medio del registro microlog con la sonda en posición cerrada y preferentemente frente a lutitas ó formaciones duras, las que se identifican con la curva de calibración del agujero. De los valores bajos de la microinversa, se obtiene el promedio y es el valor de "Rm".

c) Resistividad del filtrado del lodo (Rmf) y del enjarre (Rmc).- Su medición directa también se debe determinar de preferencia en muestras tomadas en el mismo sitio del pozo.

En los casos en que no sea posible la medición directa de Rmf y Rmc, se obtendrán por medio de las gráficas A-4 (Gráficas -- Schulumberger 1966) o bien a partir de la gráfica GEN- 7 (Gráficas Schlumberger/72) a partir de Rm en el primer caso y de Rm y densidad del lodo en el segundo.

Finalmente se hacen correcciones por temperatura, pasando dichos valores (Rm, Rmf y Rmc) de temperatura de superficie (ambiente) a la temperatura de formación, o sea a la profundidad a la cual se encuentre el yacimiento en estudio, por medio del nomograma que resuelve las ecuaciones:

$$P1 (T1^{\circ}c + 21.538) = P2 ( T2^{\circ}c + 21.538)$$

$$P1 (T1^{\circ}f + 6.77 ) = P2 ( T2^{\circ}f + 6.77 )$$

o bien de la ecuación:

$$R2 = R \frac{T1 + 22}{T2 + 22}$$

### III.9.2.- Registro de Inducción.

El registro de inducción consiste de un sistema de varias bobinas transmisoras y receptoras (generalmente son seis). Para ejemplificar se considera una sonda con solo una bobina transmisora y receptora (ver fig. NO. 8)., y las cuatro bobinas adicionales solo se usan para enfocar la corriente a la formación, lo cual ayuda a obtener en el registro una respuesta mejor y cuyos valores, en muchos casos, no es necesario corregir.

Se envía corriente alterna de intensidad constante y de alta frecuencia, cuya circulación genera un campo electromagnético - el cual induce corrientes eléctricas que circulan coaxialmente con respecto a la sonda; estas corrientes generan un nuevo campo magnético que a su vez, produce una fuerza electromotriz induciéndola - en la bobina receptora y su intensidad es proporcional a la conductividad y consecuentemente a la resistividad de la formación.

El registro de inducción ofrece gran ventaja sobre el registro convencional de resistividad, tanto para lodos no conductores como para lodos conductores, ya que, en el primer caso no es necesario transmitir corriente a la formación por los electrodos de la sonda y en el segundo, como se dijo anteriormente, mejora la respuesta del registro aún con la presencia de capas delgadas y que en muchas ocasiones no es necesario corregir el efecto producido por estas.

Presentación y Escalas.- La presentación del registro de inducción es de 3 pistas que contienen las curvas de potencial natural o rayos gamma, resistividad y conductividad. Este registro puede presentarse con la curva de potencial natural en la pista "uno", cuya escala es en milivolts (mv), generalmente 20 mv por división, aunque puede variar a 15, 10, etc, ó también puede presentarse con la curva de rayos gamma en la pista uno.

En la pista dos se registran la normal corta 16" (0.40 m,) y la recíproca de la curva de inducción en la escala de resistividad normal convencional; además se corre una curva "la normal ampliada" cuya escala es de 0 a 4 ohm-m y se lee de izquierda a derecha, lo mismo que la normal corta y la recíproca de la curva de inducción.

Debido a que la curva de inducción generalmente se obtiene en valores de milimhos (mmhos), se hace uso de un reciprocador -- electrónico para obtener la curva de resistividad en ohms-m.

En la pista No. 3 se registra la curva de conductividad, cuya escala es lineal, en milimhos por metro (mmhos-m) y aumenta hacia la izquierda; la escala es variable para areniscas y calizas. En areniscas es común utilizar la escala de cero a 2000 ó 2000 a - 4000 mmhos-m y se cubre perfectamente el rango de resistividad de las mismas. En calizas la escala que se utiliza es de cero a cien (0-100) mmhos-m ó 0-500 mmhos-m.

En carbonatos no es recomendable este registro, ya que se cuenta con el registro doble laterolog, el cual tiene un rango muy amplio

en su escala de resistividad desde 0.2 hasta 10 000 ohm-m.

La precisión del registro de inducción es muy buena cuando se trata de resistividades de unos cuantos ohm-m a 50 ohm-m, pero -- no es buena para resistividades mayores de 200 ohm-m.

### Interpretación cuantitativa.

#### Determinación de la Resistividad Verdadera de la Formación

(Rt).- La lectura de Rt del registro de inducción se vé afectada en mayor ó menor grado por:

- a) Efecto del pozo
- b) Efecto de capas adyacentes a la capa de interés.
- c) Efecto de la zona invadida.

por consiguiente, la curva de inducción se debe corregir.

a) Corrección del efecto del pozo.- El efecto del pozo se corrige mediante la gráfica B-16 (del documento de gráficas para la interpretación de registros 1966) y tiene por objeto la corrección de la curva de inducción por la influencia de la señal proveniente del pozo. Para realizar esta la., corrección la información que se necesita es:

Tipo de curva de inducción 6FF40

Diámetro del pozo 8 1/2"

Distancia mínima de la sonda a la pared del pozo  $1 \frac{1}{2}$  ".

Resistividad del lodo (Rm) a la temperatura de la formación

. Procedimiento: Se entra con el diámetro del pozo en las -

abcisas y se levanta una vertical hasta la curva correspondiente a la distancia entre la sonda y la pared del pozo, según el dispositivo utilizado (5FF40, 6FF40, etc). A partir del punto de intersección se traza una horizontal a la vertical correspondiente a un -- diámetro de pozo de 12 pulgadas. Desde este punto se pasa una recta por el valor de  $R_m$  (a temperatura de formación) hasta la escala de conductividad. El valor de conductividad así obtenido debe restarse de la lectura de la curva de conductividad del registro antes de hacer otra corrección. Esta corrección será válida para todas las formaciones atravesadas por el pozo, siempre que el diámetro de este sea el mismo.

b) Corrección del efecto de las capas adyacentes. - Esta corrección deberá efectuarse después de la corrección por la señal del pozo (cuando esta sea necesaria) y se hace aplicando la gráfica B-18 (Gráficos Schlumberger 1966), donde el registro es del tipo 6FF40.

Información requerida:

$R_m$  = Lectura de la curva 6FF40 (corregida por la señal del pozo, si es necesario).

$R_a$  = Resistividad de las capas adyacentes.

$e$  = Espesor de la capa (en pies o en metros).

Procedimiento:

Se escoge el cuadro apropiado según el valor de  $R_m$  (en la gráfica B-18, documento 1966) leído en el registro de inducción.

Se entra en las abscisas con el valor del espesor de la capa levantando una vertical hasta la curva correspondiente al valor de  $R_a$ .

El valor de  $R$  corregido: Cuando  $R_s$  del registro no coincide con ninguno de los cuatro valores indicados en los cuadros (gráfica B-18 referida), se deberá escoger el cuadro cuyo valor de  $R_s$  se aproxime más al valor obtenido del registro.

c) Corrección del efecto de la zona invadida. - La gráfica B-20 (Gráficas Schumberger 1966) sirve para determinar la influencia de la zona invadida sobre las curvas de resistividad y -- conductividad. La corrección correspondiente debe ser hecha después de haber corregido por efecto del pozo de las formaciones adyacentes, si fuese necesario y en este mismo orden.

Una vez determinado el factor geométrico (de la gráfica -- B-20) en función del diámetro de invasión del filtrado del lodo - (diámetro de invasión determinado del gráfico B-8, gráficos Schumberger 1966), se aplica la siguiente ecuación que permite obtener el valor de  $R_t$  (resistividad verdadera de la formación):

$$1/R_a = \frac{FG}{R_{xo}} + \frac{(1-FG)}{R_t}$$

En donde;

$R_a$  = Resistividad leída del registro

$FG$  = Factor geométrico obtenido de la gráfica.

$R_{xo}$  = Resistividad de la zona invadida.

$R_t$  = Resistividad verdadera de la formación.

**Información requerida:**

Tipo de resistividad o conductividad.

Diámetro de invasión, en pulgadas (experiencia o gráfico--

B-8 Schlumberger 1966)

RKO = Resistividad de la zona barrida (leída del microlog-  
o microlaterolog).

**Procedimiento:**

Se entra con el valor del diámetro de invasión en las abci-  
sas y se levanta una vertical hasta la curva correspondiente al -  
dispositivo usado; de este punto de intersección se traza una ho-  
rizontal a la ordenada para obtener el factor geométrico.

Este valor indica la contribución de la zona invadida a la  
lectura de resistividad aparente del registro y corresponde al sím-  
bolo FG en la fórmula anterior.

**III.9.3.- Registro Sónico de Porosidad.**

Para obtener el registro sónico de porosidad se utiliza ac-  
tualmente un dispositivo constituido por una sonda de material ais-  
lante acústico, la cual, se encuentra en el extremo de un cable, -  
como se observa en la figura No. 9. Está provisto de 2 transmisio-  
res de ondas acústicas (Superior e inferior) y cuatro receptores--  
(R).

Este registro es el tipo común BHC, de 3 5/8 pulgadas de -  
diámetro. La distancia entre cada par respectivo de receptores nor-  
malmente es de 0.60 m (2 pies). La profundidad de investigación -

de la sonda es aproximadamente de 0.30 m. La distancia entre el transmisor y el primer receptor es de 0.90 m (3 pies), aproximadamente y este es el espaciamento de la sonda. Si se hiciera variar la distancia entre receptores sucedería lo siguiente: entre más corta fuera esta, mayor sería el detalle de la curva registrada. Estas distancias son constantes en un mismo registro.

El registro sónico o acústico de porosidad es un registro que mide el tiempo (AT) que tarda la onda acústica en recorrer, en la formación, una distancia igual a la separación entre receptores conocidos también como "Tiempo de tránsito"; también se puede decir que es el valor recíproco de la velocidad de una onda comprensional de sonido.

El tiempo de tránsito en una formación dada depende de su litología, porosidad y del tipo de fluidos que almacena.

Presentación y escalas del registro. - La presentación de este registro es de 3 pistas, en las que se registran las curvas de calibración de diámetro del agujero (potencial natural ó rayos gamma) y el tiempo de recorrido de las ondas acústicas.

Es decir, en la primera pista se puede registrar la curva de calibración de diámetro del agujero, potencial natural ó rayos gamma.

La curva del tiempo recorrido de las ondas acústicas (AT) se registre en las pistas dos o tres, en escala rectilínea, en milisegundos por pie ( m seg/pie). En la pista 2 en la parte izquier

da se registra la comunmente conocida como curva de tiempo total -- o integrado, la cual se caracteriza por una serie de marcas (picos) pequeños que representan 1 milisegundo en tiempo y marcas grandes que representan 10 milisegundos.

Partiendo de los datos de tiempo de tránsito, también se puede obtener simultáneamente una curva de porosidad computada, aplicando la fórmula  $\beta = \frac{At - At_{ma}}{At_f - At_{ma}}$ , mediante el uso de un mecanismo automático de que está provisto el equipo.

Velocidad de Compresión de Materiales no porosos. -- En los materiales sólidos no porosos, las ondas acústicas alcanzan velocidades de acuerdo a la composición química o mineralógica de estos; estas velocidades casi no se ven afectadas por la presión y la temperatura.

Ahora, la velocidad es influenciada por la porosidad cuando se trata de un material poroso y además por la naturaleza de los fluidos que contiene.

A continuación se dan algunos valores de velocidades de compresión y tiempo de tránsito correspondiente a diferentes tipos de material no poroso; así mismo se enuncian los valores de tiempo de tránsito que generalmente se usan en la práctica.

MATERIAL	Vma (Pies/Seg)	Atma (Mseg/pie)	Atma (Mseg/ - Pie) Generalmente usados.
Areniscas	18000 - 21000	55.6-46.7	55.0 y 51.0
Calizas	21000 - 23000	46.7-43.5	47.5
Dolomitas	23000	43.5	43.5
Anhidrita	20000	50.0	50.0
Sal	15000	67.0	67.0
Tubería (fierro)	17500	57.0	57.0

La velocidad de compresión en los sólidos es mayor que en los líquidos y gases; asimismo, esta velocidad es mayor en los líquidos que en los gases. En los líquidos la velocidad es influenciada un poco por la temperatura, salinidad y presión, pero más que nada por el tipo de líquido. En los gases, ésta velocidad es también influenciada por el tipo de gas y un poco por la presión.

A continuación se enuncian tipos de líquidos con sus correspondientes valores de velocidad de compresión y tiempo de tránsito.

FLUIDO	VELOCIDAD (Pies/Seg)	AT(Mseg/pie)
Agua (lodo)	5 000 - 5 300	190 - 200
Aceite	4 300	232
Metano	1 417	706

Salto de Ciclo.- El salto de ciclo se produce cuando la amplitud de la onda acústica (rayo de interés) del primer receptor llega al segundo receptor con un valor mayor que el nivel mínimo -

de energía.

Al suceder esto, funciona el mecanismo automático de tiempo el cual se encuentra originalmente abierto y se conserva así -- si la amplitud de la onda se atenúa a menos del nivel mínimo de energía, pero se cierra el mecanismo de tiempo en el segundo receptor cuando la amplitud rebasa dicho nivel. Observe la fig. No. 10a.

**Factores que pueden producir el Salto de Ciclo.-** Los factores que influyen para atenuar la energía que causa el salto de ciclo pueden ser los siguientes:

a) **Características de la formación:** Cuando la formación contiene aperturas llenas de fluidos, entonces se puede provocar gran pérdida de energía acústica ya sea, por reflexión, dispersión o difracción; éstas aperturas pueden ser: cavernas, fracturas, juntas y fisuras y más, si estas son horizontales.

b) **Condiciones del Agujero:** Si el agujero presenta cavidades muy grandes frente a los receptores, entonces la onda acústica tiene que recorrer una distancia muy grande y por consiguiente la atenuación de esta onda, provocando un salto de ciclo.

Otra causa de atenuación de la onda puede ser por falta de acoplamiento acústico con la formación debido a una baja presión hidrostática del lodo; esto sucede en profundidades someras ( 500 ó 600 metros).

c) **El equipo y su operación:** Si el nivel mínimo de energía de los receptores presenta algún desajuste se pueden registrar

valores falsos ó saltos de ciclo.

### Interpretación.

El registro sónico de porosidad se utiliza para obtener la porosidad de una formación. También sirve para determinar la litología (cuando esta es compleja), zonas de gas, zonas de presiones-anormales, solo que para estos casos, se trabaja en combinación con otros registros.

En la interpretación de este registro, las formaciones se pueden clasificar en consolidadas y poco consolidadas.

**Formaciones Consolidadas.-** La porosidad de las formaciones consolidadas ó muy compactas se determina aplicando la fórmula (J) ó haciendo uso de la gráfica.

**Formaciones Compactas.-** Si se conoce  $R_0$  y  $R_w$  se puede aplicar la fórmula de Archie, con  $M=2$ :  $\frac{R_0}{R_w} = \frac{1}{\phi^2}$ , para determinar la porosidad.

Willie realizó numerosos experimentos en el laboratorio - y llegó a la conclusión de que en formaciones limpias y consolidadas, con pequeños poros distribuidos uniformemente, existe una relación lineal entre la porosidad y el tiempo de tránsito, concluyendo con la fórmula:

$$\phi = \frac{At - At_m}{At_f - At_m} \text{-----} (J)$$

donde:

$\phi$  = Porosidad

$A_t$  = Tiempo de tránsito leído en el registro sónico en --  
Mseg/pie.

$A_{tma}$  = Tiempo de tránsito de la roca matriz.

$A_{tf}$  = Tiempo de Tránsito del fluido contenido en la roca.

Se utiliza un valor de 190 Mseg/pie aproximadamente,  
o sea,  $v_f = 5\ 3000$  pies/seg.

Si en las areniscas existen láminas de lutita, la porosidad aparente del registro sónico se verá aumentada por una cantidad proporcional a la fracción de lutita. Los valores de  $A_t$  aumentarán debido a que  $A_{tsh}$  (de la lutita) generalmente es mayor que  $A_{tma}$  de la arenisca. En este caso se debe aplicar una corrección aplicando la siguiente expresión:

$$\phi = \frac{1}{2 - \alpha} \frac{A_t - A_{tma}}{A_{tf} - A_{tma}}$$

donde:  $\alpha = \frac{RSP}{SSP}$

Otra forma de obtener la porosidad es haciendo uso de la gráfica.

Cuando se trata de carbonatos que tienen porosidad inagranular, la fórmula anterior (de Willie) sigue siendo aplicable, -- Sin embargo, en algunas ocasiones la estructura y distribución de los poros es diferente de lo que es en las areniscas. Con frecuencia existe porosidad secundaria, debido a cavernas Y/O fracturas de dimensiones mucho mayores que los poros encontrados en la poro-

sidad primaria.

Por lo tanto, para la interpretación cuantitativa de zonas de carbonatos se recomienda correr registros de Densidad y Neutron compensado y obtener la porosidad por la combinación de la densidad obtenida del registro Gama - Gama y la porosidad obtenida del CNL. mediante el uso de la gráfica de la fig. No. 10b.

Formaciones poco consolidadas.- Para determinar la porosidad en las formaciones poco consolidadas ó poco compactadas se puede aplicar también la fórmula (J), pero hay que efectuar una corrección mediante la siguiente fórmula:

$$\beta = \frac{100 (At - Atma)}{CATsh (Atf - Atma)}$$

donde:

Atsh = Tiempo de tránsito de las lutitas adyacentes.

c = 0.8 a 1.2 aproximadamente. Este factor de corrección depende de la provincia geológica.

100 = Valor máximo de Atsh. Si este valor es rebasado, no es aplicable la ecuación (J).

Corrección por efecto de hidrocarburos.- Algunos autores dicen que los hidrocarburos se presentan en arenas limpias cuando no están compactadas, es decir  $C_p = 1$ , donde  $C_p = \frac{c \text{ Atsh}}{100}$ . Después de corregir por computación, se aplica un factor de corrección de 0.5 si la arena contiene gas ó un factor de 0.8 a 0.9 si contiene aceites.

Cuando se trata de arenas arcillosas, el PSP y el valor de

X se reducen con la presencia de hidrocarburos, por lo cual, aplicando la ecuación  $\phi = \frac{1}{2 - \alpha} \frac{At - Atma}{Atf - Atma}$ , se corrige por -- contenido de hidrocarburos, así como de lutita.

Por medio de la gráfica SW - 8 (Gráfica schlumberger 1972), se pueden determinar la porosidad y la saturación de agua congénita, usando los registros sónicos y de inducción en arenas no consolidadas ó arcillosas. También se puede utilizar para arenas limpias.

La gráfica es válida para valores de  $V_{ma} = 18\ 000$  pies/seg. y  $V_f = 5\ 300$  pies/seg. y para la ecuación de Humble:

$$F = 0.62/\phi^{2.15} \quad \phi = \frac{0.80}{F^{0.465}}$$

#### III.9.4.- Registro Gama - Neutrón.

El registro gama - neutrón es un registro radioactivo, formado por la combinación del registro de rayos gama naturales y del registro de neutrones. Fig. NO. 10c.

El berilio y un elemento emisor de rayos alfa son los componentes de las fuentes emisoras de neutrones más genrales. Estos elementos van muy ligados, de tal manera, que constituyan una mezcla, debido a que la penetración de los rayos alfa es pequeña. La composición de las fuentes más generales es de Americio y Berilio. Otras están compuestas por berilio - radio, berilio - plutonio y de berilio - polonio. El diseño de estas fuentes es para producir neutrones rápidos.

Cuando el neutrón choca con átomos de núcleo muy pesado, - se produce una colisión, o sea, el neutrón rebota casi con la misma energía de incidencia, contra los átomos de la formación. Si la colisión es centrada y contra átomos casi del mismo peso que el del neutrón, se dice que se produce una colisión inelástica, donde el neutrón transmite prácticamente toda su energía a los átomos con los cuales choca.

Al producirse la colisión de un neutrón contra un átomo, el neutrón vá perdiendo energía, llegando su velocidad a un valor mínimo, aunque por efecto de la temperatura, se mantiene aún en movimiento, hasta que un átomo de la formación lo captura y en este preciso instante se dice que se tiene un neutrón térmico, o sea, que este ha alcanzado su nivel térmico de energía.

Se dice que el registro neutrón - gama es un registro de rayos gama de captura, ya que, en el momento en que el neutrón es capturado, el elemento de captura emite uno o varios rayos gama. llamados rayos gama de captura.

Con respecto al registro de neutrón, los elementos de captura presentan las dos características siguientes: su energía de liga con los neutrones y su sección transversal de absorción. En el agua de las formaciones es muy común encontrar cloro; este elemento tiene una capacidad bastante alta de absorción de neutrones.

La concentración de los átomos de hidrógeno en la formación y las reflexiones de las curvas neutrón de este registro, son proporcionales.

En el registro gama - neutrón se detecta la variación de intensidad de los rayos gama de captura.

Unidades de medida y calibración.- Antiguamente los registros se realizaban en pulsos/segundos, pero en la actualidad las unidades usadas son API.

Esta unidad API se define como la milésima parte de la diferencia de lecturas entre la observada en la sonda sin fuente de neutrones, y la lectura observada cuando se le introduce en un pozo artificial de calibración que existe en la universidad de Houston, Texas.

Para la conservación a unidades API según la herramienta - Schlumberger usada, los factores de conversión son:

TIPO DE SONDA	F A C T O R
	<u>Unidad API</u> Pulsos/seg.
GNT-F, H (15.5". Ra-Ba)	1.3
GNT-G (15.5", Ra-Ba)	1.3
GNT-J, K (16", Ra-Ba)	2.5

Radio de Investigación.- El radio de investigación varía inversamente con la porosidad, en una formación con un mismo tipo de fluido.

El radio de investigación variará si varía el espaciamiento entre fuente y detector, o también, si varía la potencia de la fuente emisora de neutrones. La investigación vertical de la son-

da y la distancia entre la fuente y el detector son aproximadamente iguales.

La gráfica de la fig. No. 11 muestra la relación de investigación de la curva neutrón y la porosidad, con respecto a porosidades de 0 a 30% y agujeros de 6" de diámetro. En las abscisas se tiene la porosidad y en las ordenadas la distancia media desde el agujero, dentro de la cual ocurre el 90% de la radiación total.

#### Factores que afectan la respuesta del registro.

Efecto del Agujero.- Cuando aumenta el diámetro del agujero disminuye la cantidad de neutrones que entran a la formación; - al suceder esto provoca disminución de la señal del detector, en - agujero abierto y lleno de lodo. Aquí se combinan los efectos del diámetro del agujero y el del fluido que llena el pozo.

Efecto de la Tubería de Revestimiento.- También se reduce la señal de la sonda, dependiendo del espesor del cemento (hidratado) y del enjarre del lodo conjuntamente con la tubería de revestimiento.

Presentación del Registro.- La presentación del registro-gama - neutrón es de 3 pistas. El registro gama naturales se presenta en la pista uno; la curva del registro neutrón se presenta en las pistas dos o tres.

### Interpretación cualitativa.

Con respecto a la cantidad de hidrógeno que contienen las formaciones, al presentarse un contraste en los valores de la curva neutrón combinada con la de rayos gama indica generalmente un -- cambio en la litología. Es decir, indica la interfase o límite en tre lutitas y arenas.

Una formación mientras más arcillosa sea, la reflexión de la curva neutrón será menor y viceversa, siempre y cuando sea la -- misma porosidad y concentración de hidrógeno.

Cuando la formación contiene agua salada o aceite, la curva del registro neutrón - gama no presenta diferencia de importancia, debido a que el agua y el aceite en una formación tienen aproximadamente la misma cantidad de hidrógeno.

Si una formación es contenedora de gas tendrá menor concentración de hidrógeno que la anterior, por lo tanto, se registrará un valor mayor de la curva neutrón - gama.

Cuando las reflexiones de la curva neutrón son grandes indicarán porosidades bajas y si las deflexiones son bajas indicarán porosidades altas.

### Interpretación cuantitativa.

Porosidad. - Para determinar la porosidad se hace uso de -- las gráficas 11- 10, 11-11, 11-12, 11-13 y 11-14 del libro Regis-- tros de Pozos de Orlando Gómez Rivero, o bién, de las gráficas Por

9-a, por 9b, por 11-a por 11-b y para corrección por litología por 13-a.

Uso de la gráfica por 9-a: Se entra en las abcisas con el valor del diámetro del agujero y se levanta una línea paralela a las diagonales hasta cruzar con la línea horizontal trazada desde las ordenadas con el valor de la densidad del lodo, se levanta desde este punto una línea vertical hasta la porosidad de cero según escala de las ordenadas, posteriormente se traza una línea paralela a las diagonales de la gráfica hasta cruzar con la línea vertical, trazada de la siguiente forma:

Se entra en las abcisas parte superior con el valor de la lectura del registro (en  $\Delta$ API) bajando verticalmente hasta cruzar la línea horizontal trazada desde las ordenadas (escala de temperaturas). Del cruce de estas líneas se traza una línea paralela a las diagonales de la gráfica hasta la temperatura de 70°F, de este punto se baja una línea verticalmente hasta cruzar con la diagonal correspondiente a la zona de escala de porosidades en las ordenadas. A partir del cruce de estas líneas se traza una horizontal y se lee en la escala de porosidades (ordenadas).

## C A P I T U L O    I V

### APOYO GEOFISICO EN EL DESARROLLO DEL CAMPO BACAL

El desarrollo del campo Bacal se inició tomando como apoyo-geofísico los estudios gravimétrico y sismológico realizados durante los años 1942 a 1964 y 1967 a 1970, respectivamente. A continuación se describe en forma general dichos estudios:

#### A).- ESTUDIO GRAVIMETRICO.

El primero de los métodos de prospección geofísica utilizado en el área de estudio fue gravimetría, lo cual sirvió para determinar lugares de interés y trabajarse posteriormente con sismología de reflexión y refracción.

Del análisis cualitativo de las anomalías de Bouguer se observa un eje de mínimos bien definido con orientación NE-SW. Se aprecia perfectamente el "Mínimo" regional que va desde Tecuanapa, Chamigua y la Central hasta perderse a la altura de las estructuras Encrucijada y Arroyo Hondo.

La información geológica obtenida se encuentra enmascarada debido a que dentro del "Mínimo" regional se tiene presencia de sal somera (Zanapa), y presencia de sal más profunda (Ogarrio) y también se tienen espesores potentes de sedimentos como lo demuestran los pozos Central y el pozo Chamigua 1.

Nota: El método de Magnetometría no se ha utilizado en el área en estudio.

## B).- ESTUDIO SISMOLOGICO

El estudio sismológico se efectuó durante los años de 1967- a 1970, de una área denominada "La Central", a la cual pertenece - éste Campo, utilizando el método de reflexión y sistema de Punto de Reflejo Común (P.R.C.) Con éste estudio fué posible conocer con - - cierta precisión el comportamiento de las capas geológicas de ésta- zona, la determinación de posibles trampas contra falla y acumula- mientos contra la sal de domos ya conocidos de Zanapa, ogarrio, Ro- sario y el de Laguna Nueva. Esta área está limitada al norte con -- los campos El Plan, Zanapa y ogarrio; al sur con los Domos Salinos- de San Pedro y Pedregal; al Este con los campos Arroyo Prieto y Ro- sario y al Oeste por las estructuras de Zanapa, Bodegas y Palomar.

Esta área se caracterizó por una gran depresión situado en- tre las fallas f - I, f - II y f - III (nomenclatura de Pemex) de - la Fig. No. 13, demostrado por los grandes espesores del Mioceno-Pa- raje Solo (MPS) y Mioceno -Filisola, según los pozos Chamigua I, Po- mela I, Laguna Nueva I, Central Paso de la Mina I, Rosario y Arro- yo Prieto.

El plano de la fig. No. 13 presenta la configuración del Ho- rizonte Mioceno-Filisola, el cual indica un sistema de fallas consi- deradas regionales por su magnitud.

### 1.- Mioceno - Filisola.

La falla f -I se controló a través de las secciones sismoló- gicas de las líneas B, G, H, J y K mostradas en la fig. No. 13 y --

los pozos Chamigua I, Central I, 3, 4 y 201, Pomela I y Laguna Nueva I. En la parte baja de la falla se tienen grandes espesores de Mioceno Paraje Solo y menores espesores en la parte alta.

La falla f - II está controlada por las secciones sismológicas de las líneas B, H, así como por los pozos Ogarrío y Tucán 201 - que presentan espesores menores del Mioceno Superior con respecto a los espesores presentados en los pozos Chamigua I y Central.

En los límites de la parte alta de ésta falla hacia el SW de la zona en estudio, se presentan nuevamente espesores reducidos muy semejantes a los anteriores, de acuerdo a la información de los pozos Plan 800 y Palomar I.

Al efectuar la correlación de la formación Mioceno-Filisola de los pozos la Central con los pozos Paso de la Mina I y Arroyo - Prieto, se encontró una reducción considerable de ésta formación, -- por lo cual optó por conservar el espesor de los pozos la Central números 1, 3, 4 y 201 al efectuar la interpretación, basándose en lo siguiente:

a).- El conjunto de fallas, de acuerdo a las secciones sismológicas para el Horizonte de la formación Mioceno Concepción Superior, que es además, una marca eléctrica bien definida, logró correlacionar perfectamente los pozos ya mencionados que se encuentran en ésta formación, por lo cual se tomó la decisión de conservar ésta solución para el Horizonte Superior.

b).- La Cima del Mioceno-Filisola se consideraba dudosa, según los registros eléctricos de los pozos Paso de la Mina I y Arroyo

Prieto, aunque el cuerpo del Mioceno Paraje Solo se presentaba muy-uniforme.

c).- El sistema de fallas no fué más complicado según las - secciones sísmológicas.

Al correlacionar los pozos Palomar I y Plan 800 de acuerdo a las marcas eléctricas presentadas por éste Horizonte y la buena - información sísmológica logró hacerse una regular correlación entre éstos dos pozos, lo cual permitió la proposición de la falla f - II; con la ayuda de la falla f - III se logra la correlación de los pozos situados en la parte baja de ésta con los pozos mencionados y - el control de las secciones sísmológicas obtenidas de las líneas B, C y H.

En la parte Sur del Campo ogarrío se efectuó una interpretación de acuerdo a los datos de sísmología, de Geología del Subsuelo y de Registros eléctricos, haciendo pequeños cambios en algunos pozos, logrando determinar la Cima del Horizonte Mioceno-Filisola y - logrando así una mejor correlación de las secciones sísmológicas.

Algunas fallas pequeñas no se mencionan, pero para efectuar el cierre de los polígonos fueron necesarias.

La falla f - III está controlada por la sección sísmológica obtenida de la línea que une los pozos Palomar I y Plan 800. Hacia el SW de ésta zona, en los límites de la parte alta de la falla, se presentan nuevamente espesores reducidos semejantes a los anteriores.

Al efectuar la interpretación de la sección sísmológica que

une los pozos Central 1 y 201 (L-F) se presentó una zona muy estable, por lo que se decidió eliminar una gran falla que aparecía anteriormente entre estos pozos.

Así pues, con la interpretación de las secciones sísmológicas de las líneas utilizadas en esta zona se logró efectuar una configuración del horizonte Mioceno-Filisola (Fig. No. 13), el cual se manifiesta sísmológicamente con echados de diferentes gradientes, - y se definen mejor los anticlinales y sinclinales.

La determinación de las fallas principales se efectuó de acuerdo a las secciones sísmológicas, buscándoles los pasos de fallas adecuados y correlacionando con las marcas eléctricas de los pozos perforados. Al realizar el cierre del polígono e investigando los pasos de falla mejor definidos en las secciones sísmológicas, - se determinaron también las fallas secundarias.

#### PROPOSICION DEL POZO BACAL I

La localización Bacal I se propuso en un alto estructural, - cuyo eje va del pozo Chamigua 1 al Pomela 1. En la línea H se muestra el paso de este eje estructural.

Se propuso perforar esta localización a 2675 m a N 51° 50' - W del pozo Pomela 1.

El objetivo de esta perforación es explorar las áreas del - Mioceno-Paraje Solo y Mioceno-Filisola.

Al encontrar resultados positivos al correr registros eléctricos en el pozo, queda descubierto el campo y se procede a planear su desarrollo y explotación.

## 2.- Mioceno-Paraje Solo.

El horizonte Mioceno-Paraje Solo presenta el mismo sistema de fallas y una concordancia con el horizonte Mioceno-Filisola.

En esta formación, los ejes estructurales se encuentran mejor definidos, como se muestra en el eje de altos estructurales -- que une el alto obtenido por este estudio en donde se encuentran las localizaciones Icacó I y Cocoyoll, la estructura "La Central" y el Campo Ogarrio. También las localizaciones de Bacal 1, Navidad 1 y Jague 1 se encuentran en buena posición estructural dentro de esta formación.

Este horizonte se controló por las secciones sísmológicas y las marcas eléctricas de los pozos del campo Arroyo Prieto, paso de la Mina 1, Tucán 201, Ogarrio, Central, Plan 800 y Palomar 1.

De acuerdo a las secciones sísmológicas y a la correlación efectuada entre los pozos chichón No. 1 y palomar 1 se trazó la falla precisamente por este último, cumpliéndose también en las formaciones suprayacentes.

Se nota el cambio de espesores existente en la zona entre las fallas f-I y f-II, observándose que el espesor de estas aumenta.

### C).- VELOCIDADES SISMICAS UTILIZADAS EN EL ESTUDIO SISMOLOGICO.

Utilizando pruebas de líneas cortas de refracción y de tiempos verticales se determinaron las velocidades sísmicas cuyos valores fueron los siguientes.

Velocidades de la capa de intemperismo 500 y 700 m/seg.

Velocidades de la capa de sub-intemperismo 1700 y 1850 m/seg.

Las correcciones estáticas se efectuaron utilizando los métodos de tiempo vertical y primeras entradas, en el sistema punto - de reflejo común.

**D).- PARAMETROS DE OPERACION UTILIZADOS.**

- 1.- Sistema de tiro empleado: punto de reflejo común.
- 2.- Distribución de las estaciones de registro: estación tipo lateral.
- 3.- Longitud total del tendido: 0-40-960 (distancia en metros del - P.T. al centro de la traza No. 24).
- 4.- Distancia entre P.T.: 800 m.
- 5.- Distancia entre trazaras: 40 m.
- 6.- Sismodetectores adyacentes: uno en la boca del pozo de tiro, pa  
ra leer la lectura del tiempo vertical.
- 7.- Distribución de sismodetectores: en línea sobre la brecha.
- 8.- Espaciamiento entre detectores: 3 m.
- 9.- Número de detectores por grupo: 12.
- 10.- Carga optima: 5, 7 y 12.5 kg.
- 11.- Profundidad optima: 21 m.
- 12.- Tipo de perforación: equipo portátil (de maneral)
- 13.- Tipo de equipo Sismológico: Explorar "8000" Texas Inst. Analó-  
gico.

## C A P I T U L O V

### INTERPRETACION GEOLOGICA

#### V.1.- TIPO DE TRAMPA.

El tipo de trampa que almacena los hidrocarburos de la formación Filisola es esencialmente estructural con aspecto dómico, la cual fué originada por el flanco de un anticlinal a fallado buzando hacia el Norte.

De acuerdo a la interpretación realizada, se determinó la falla f- (Fig. No. 21) orientada en dirección NE-SW y echado hacia S-SE, la cual constituye el control de la acumulación. El rumbo de la falla es N 65°E, con un echado aparente igual a 61° SE; esta se encuentra a una profundidad media de 3300 msnm y tiene un salto de 200 m, aproximadamente.

#### V.2.- ROCA ALMACENANTE.

De acuerdo al análisis cualitativo de los registros geofísicos y los datos obtenidos en forma directa, se ha podido definir el tipo de las rocas almacenantes como arenas que varían de semiconsolidadas a consolidadas, de grano medio y fino con poco contenido arcilloso, es decir está clasificada como una Arena limpia.

#### V.3.- ROCA SELLO.

La roca sello que evita el desplazamiento ascendente verticalmente de los fluidos que contiene la formación Filisola está constituida por capas de lutita, cuyo espesor es variable.

#### V.4.- LIMITE MARGINAL.

Los hidrocarburos contenidos en la arena Filisola están limitados en su parte superior por lutitas (roca sello), en el flanco S-SE por la falla estructural f y en la parte inferior por el contacto agua - hidrocarburos, el cual, se determinó de análisis cualitativos y cuantitativos de los registros geofísicos de los pozos.

#### V.5.- CARACTERES ESTRATIGRAFICOS.

De acuerdo a la interpretación cualitativa de los registros geofísicos se identificaron 30 marcas eléctricas muy características a partir de la 1ª marca de interés desde el punto de vista petrolero.

La marca eléctrica 25 que identifica el contacto entre una lutita y una arena, la cual se encuentra impregnada de hidrocarburos se localiza a una profundidad promedio de 2824.4 mbm.

La marca eléctrica 30 corresponde a la arena Filisola, que es la productora, es considerada como una arena limpia, la cual, está constituida por grano medio y fino, fácilmente identificable en los registros por ser un cuerpo más continuo.

Así pues, el campo presenta intercalaciones de arcillas muy consistentes, identificadas en los registros geofísicos de los pozos y que sirvieron para realizar la correlación, como se observa en las figuras 17 a 19.

El espesor de la arena Filisola (Productora) tiene un espesor aproximado de 270 m. y el espesor de las capas de lutita que se

intercalas es muy variable.

#### V.6.- CARACTERES ESTRUCTURALES DE IMPORTANCIA.

La estructura del campo Bacal está situada al S-SE de la -- Cuenca Salina del Istmo y forma parte del Graben regional, cuya -- orientación es NE-SW, el cual fué provocado por la falla "La Cen- -- tral", como se observa en la Fig. No. 13 (obtenido del estudio Sismológico).

El cuerpo de arenas de la marca eléctrica 30 es un depósito de la formación "Filisola", el cual se efectuó sobre una estructura dómica formado por el movimiento ascendente de la Sal. Este movimiento fué muy activo durante el Mioceno Medio, al que pertenece esta formación que es la productora. Un rasgo estructural importante de esta formación es el aspecto de anticlinal asimétrico con su eje mayor orientado en dirección NE-SW y con buzamiento hacia el N.

La parte superior de la formación Filisola está formada por arenas de grano fino a medio intercaladas con lutitas de espesores pequeños, originadas por corrientes de turbidez, formando las turbiditas. Esta parte pertenece a la formación Paraje Solo en donde se identifica la marca eléctrica 25, la cual es importante por presentar también impregnación de hidrocarburos como se observa en los registros de inducción de las figuras 17 a 19. Además del análisis cualitativo de los registros de los pozos que se utilizó por determinar las turbiditas, en ocasiones hubo necesidad de hacer comparaciones de un patrón hipotético para depósitos de turbiditas con la forma de las curvas de los registros eléctricos de los pozos de --

de este campo.

En base al análisis cualitativo de los registros geofísicos de los pozos se determinó la falla f (Fig. No. 21) asociada a la intrusión Salina. Para la correlación entre los registros se construyeron 17 secciones estratigráficas, de las cuales aquí se presentan las 5 principales, mostradas en las figuras 17 a 19.

Esta falla f se localiza en la parte Sur y flanco SE de la estructura, con dirección NE-SW, echado hacia el SE y un salto aproximado de 200 m. Esta falla es de mucha importancia ya que sirve de trampa estructural del yacimiento.

#### V.7.- VOLUMEN ORIGINAL DE HIDROCARBUROS.

La determinación del volumen original de hidrocarburos se realizó por los métodos de isopacas y de isohidrocarburos.

En el lar. método, se utilizaron el espesor neto poroso impregnado de hidrocarburos, los valores medios de porosidad y de saturación de agua calculados por separado, tanto para las arenas pertenecientes a la marca eléctrica 25 como para la arena Filisola - - (marca eléctrica 30). Para el cálculo por el método de isohidrocarburos se dispuso de registros radioactivos con los que se calculó la porosidad y registros eléctricos para determinar valores de saturación de agua.

Volumen original de hidrocarburos

(Obtenido por el método de isopacas)

=64.36 x 10<sup>6</sup> m<sup>3</sup> a C.Y.

Volumen original de hidrocarburos

=  $58.5 \times 10^6 \text{ m}^3$  a c.

(Obtenido por el método de isohidrocarburos)

En la tabla No. 1 se encuentran registrados los valores de porosidad, saturación de agua, índice de hidrocarburos y espesor neto poroso de cada pozo.

## C A P I T U L O   V I

### CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

1.- El Campo Bacal está comprendido dentro del área La Central en el bloque bajo del Graben Regional, según su origen tectónico y estratigrafía.

2.- La Cima de la formación Mioceno - Filisola es la arena de mayor producción; las arenas de la formación Paraje - Solo también son productoras pero en menor escala.

3.- En el bloque bajo de la falla, de acuerdo a la información de los pozos exploratorios se continúa evaluando las posibilidades de producción.

4.- Es recomendable perforar a bastante profundidad la localización Bacal 63, prosiguiendo en su desarrollo y búsqueda de yacimientos a mayor profundidad.

5.- El uso de los Registros Geofísicos de Pozos es la mejor herramienta existente para el descubrimiento y desarrollo de un Campo Petrolero, aún sin contar con la información obtenida por el análisis petrofísico y mineralógico.

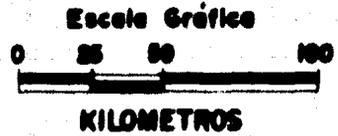
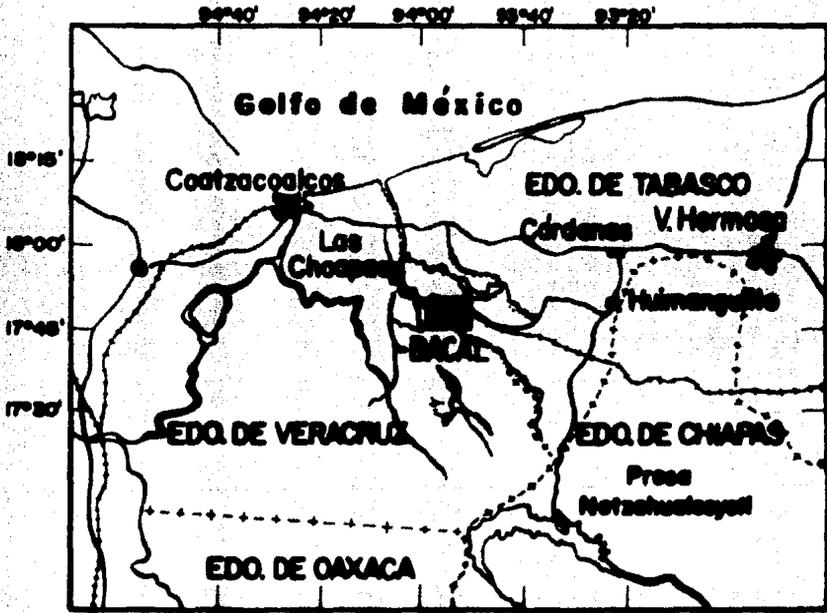
6.- Este Campo es muy importante en el Distrito por la presencia de sedimentos profundos, probablemente productores de hidrocarburos y por la producción actual.

## BIBLIOGRAFIA

- 1.- Log Interpretation Charts.  
Schlumberger Doll Research Center, 1968.
- 2.- Registros de Pozos.  
Parte I. Teoría e interpretación.  
Gómez Rivero Orlando. 1975.
- 3.- Estudio del Campo Bacal - Evaluación de la Formación.  
(Primer reporte).  
Proyecto D - 537 A  
I.M.P. 1978
- 4.- Notas Sobre Procedimientos Para Identificar El Origen De Los --  
Cuerpos Arenosos.  
Proyecto D - 523 0  
I.M.P. 1976
- 5.- Informe Geofísico del Campo Bacal. Archivo de Pámex. 1970.  
Sánchez O. Benjamín.
- 6.- Gráficas para la Interpretación de Perfiles Schlumberger.

**PROMEDIOS ARITMETICOS DE SW, S, h Y h  
DE LA ARENA FILIBOLA DEL CAMPO SACAL**

POZO No.	CIMA (mbrm)	PROFUNDIDAD MEDIA DE LA ARENA (mbrm)	SR	PROP. MEDIA DE LA ARENA (mbrm)	h	Ih	S	SW
1	3383	3417.0	9.0	3426.0	64.0	8.53	0.1950	0.3125
2	3377	3410.5	9.0	3419.0	65.6	12.82	0.2500	0.2200
3	3354	3397.3	10.0	3407.5	84.5	13.59	0.2100	0.2400
5	3389	3412.2	14.0	3426.5	46.0	9.66	0.2625	0.1950
25	3383	3410.8	16.0	3426.5	50.0	7.21	0.1975	0.2800
27	3407	3421.8	19.0	3440.5	22.5	3.53	0.2233	0.3033
41	3303	3368.8	11.0	3379.5	94.0	18.32	0.2414	0.1814
44	3378	3406.6	10.0	3416.5	56.0	8.39	0.2000	0.2700
45	3368	3404.6	17.0	3421.5	66.0	12.15	0.2320	0.2160
61	3275	3339.3	12.0	3351.0	125.5	17.84	0.1840	0.2580
81	3208	3276.1	16.0	3292.5	127.0	20.39	0.1960	0.1860
85	3316	3376.8	22.0	3399.0	121.5	16.54	0.1771	0.2871
47	3394	3387.0	18.0	3400.5	76.9	12.41	0.2140	0.2460
87	3391	3412.4	20.0	3432.5	41.5	5.48	0.1866	0.2966
23	3352	3394.5	11.0	3405.5	80.0	13.85	0.2060	0.1560
21	3344	3387.0	11.0	3398.0	83.5	13.68	0.2025	0.1920
63	3291	3360.9	14.0	3374.5	126.0	22.57	0.2120	0.1975
42	3322	3384.6	10.0	3394.5	125.0	19.44	0.2000	0.2262
65	3343	3387.0	17.0	3404.0	84.5	14.68	0.2120	0.2000
62	3305	3353.0	9.0	3362.0	92.0	14.69	0.2033	0.2133
	<b>PROM.</b>	<b>PROM.</b>		<b>PROM.</b>	<b>PROM.</b>	<b>PROM.</b>	<b>PROM.</b>	<b>PROM.</b>
	3344	3385.5		3398.88	81.6	13.31	0.2103	0.2338



PLANO DE LOCALIZACION

FIG. No. 1

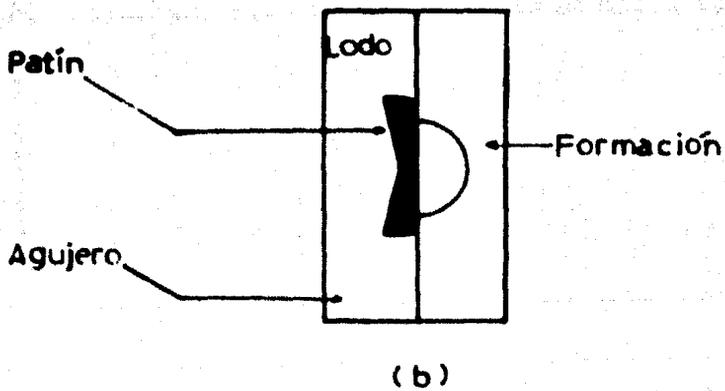
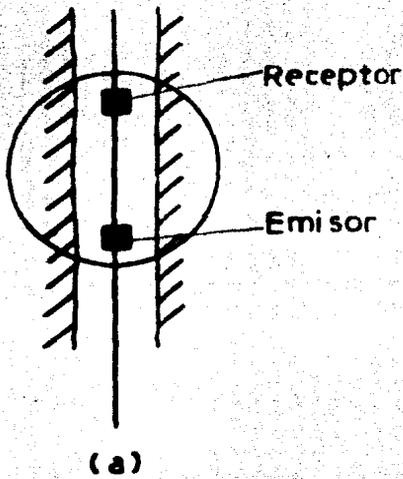


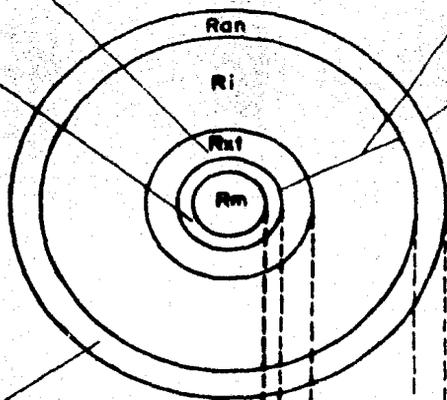
FIG. No. 2

Z. Barrida

Z. Invasida

Enjarre

Z. no Invasida



Anillo

Eje del pozo

Hcs.

Pared del pozo



$R_{ci}$

$R_m$

Agua de Formación ( $R_w$ )

$R_i$

$R_{co}$

$R_i$

$R_{in}$

Zona Invasida

FIG. No. 3

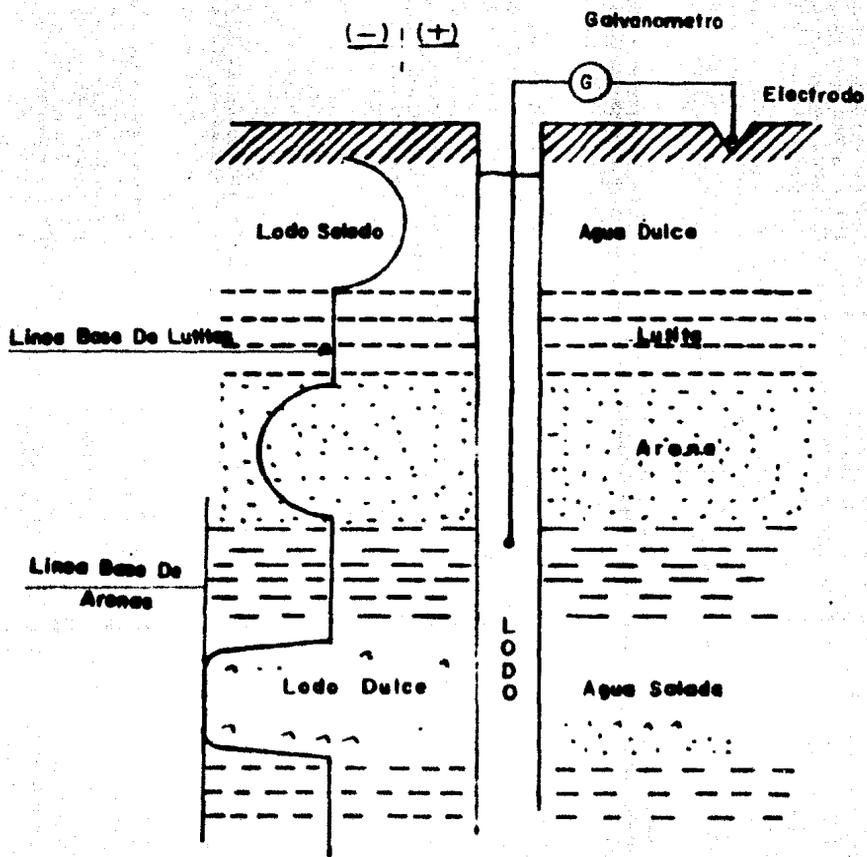


FIG. No. 4

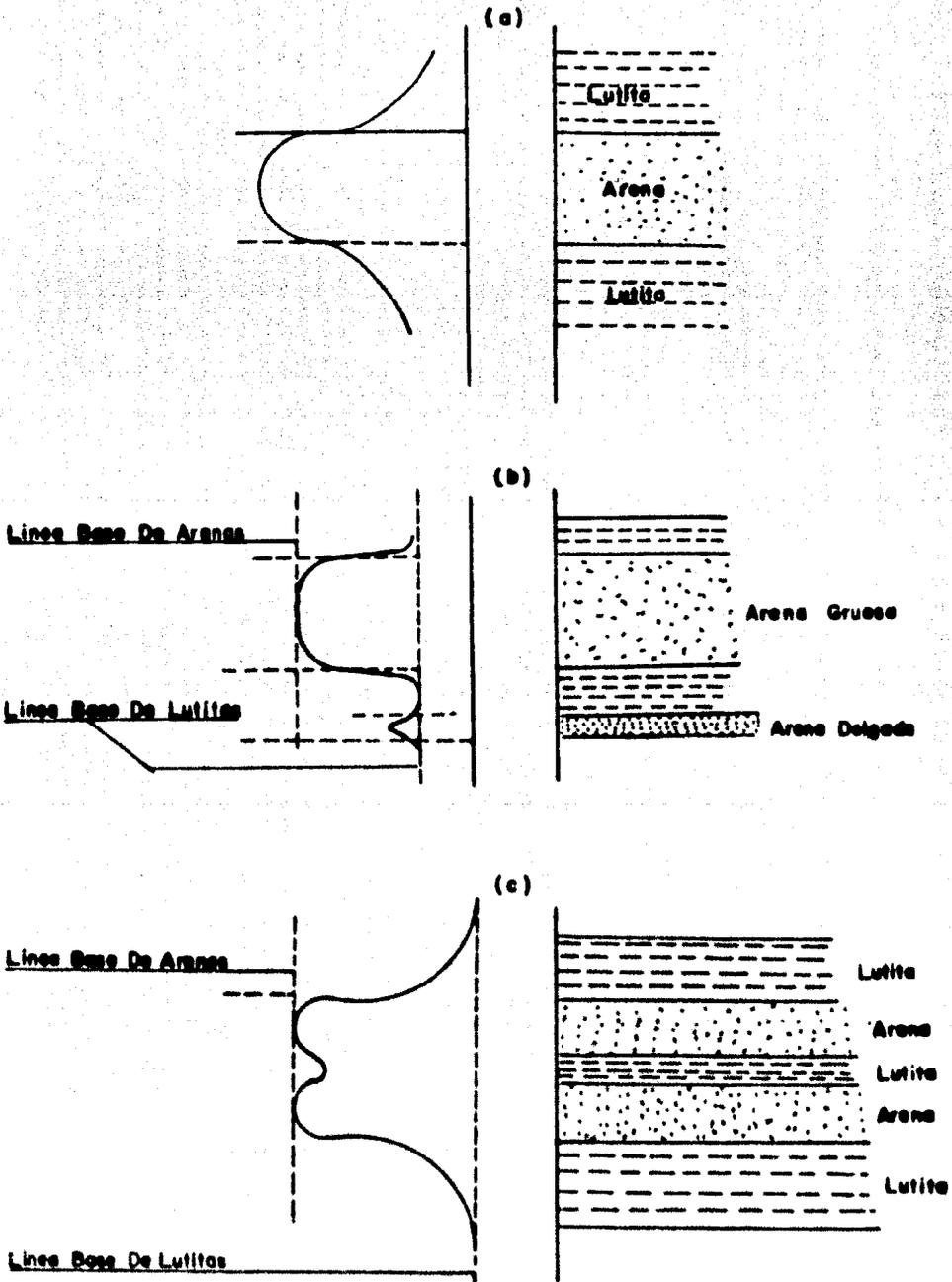


FIG. No. 5

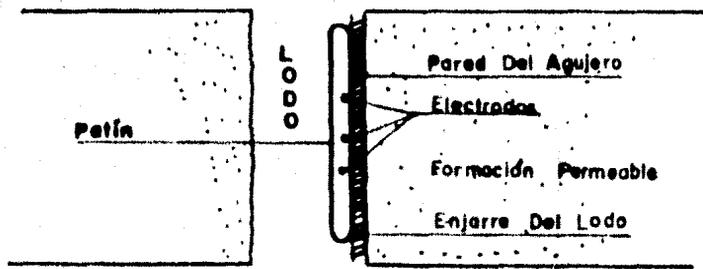
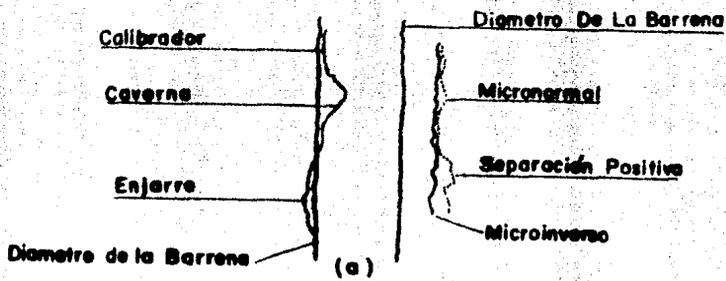
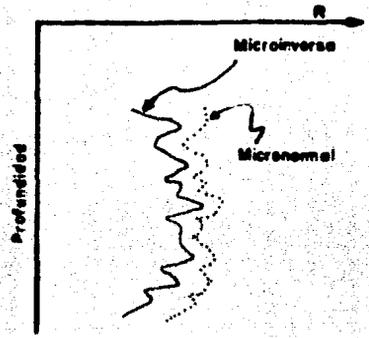
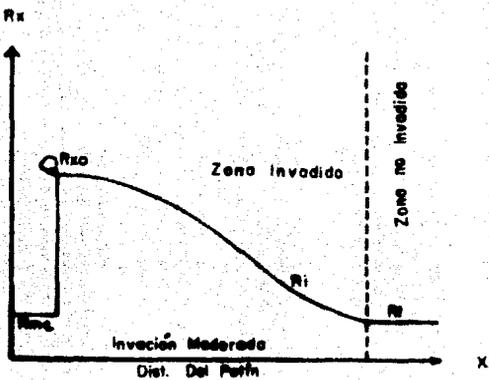
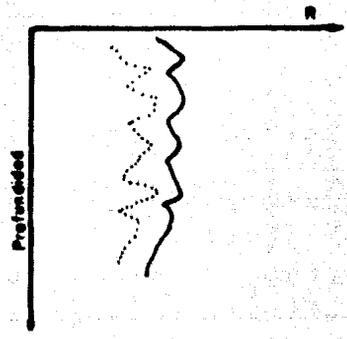
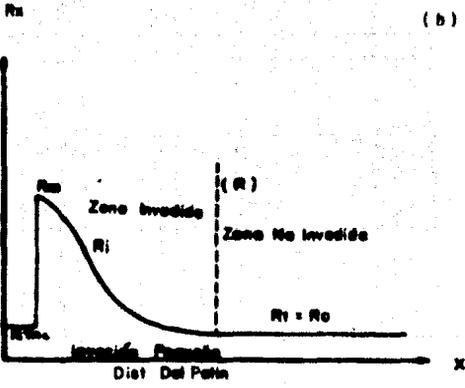


FIG. No. 6

(a)



(b)



(c)

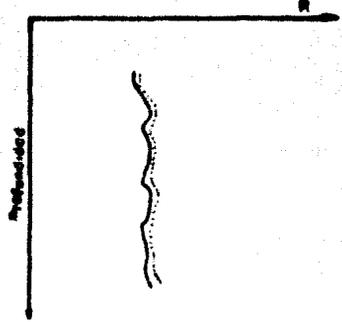
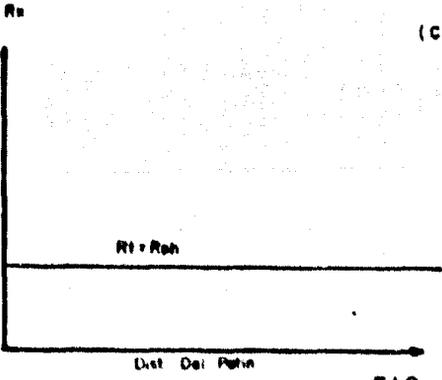


FIG. No. 7

Sistema Básico De Inducción De Dos Bobinas

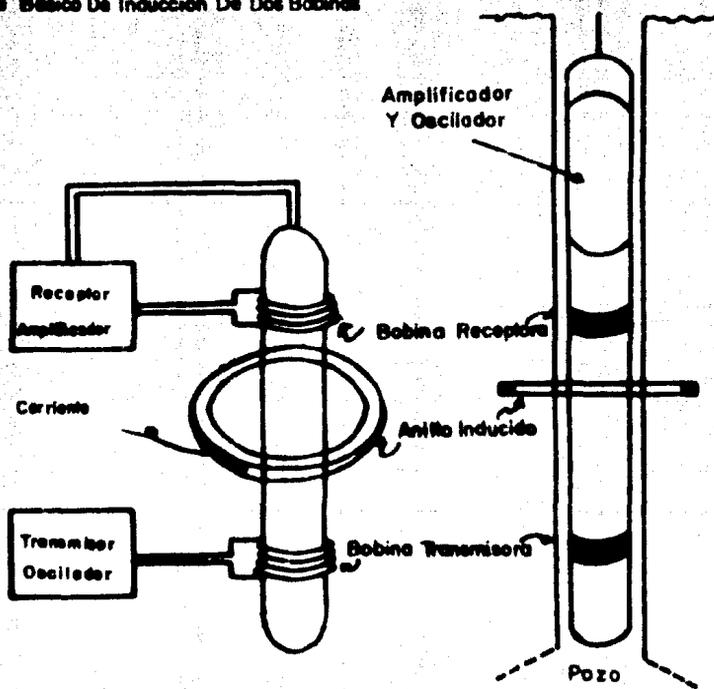


FIG. No. 8

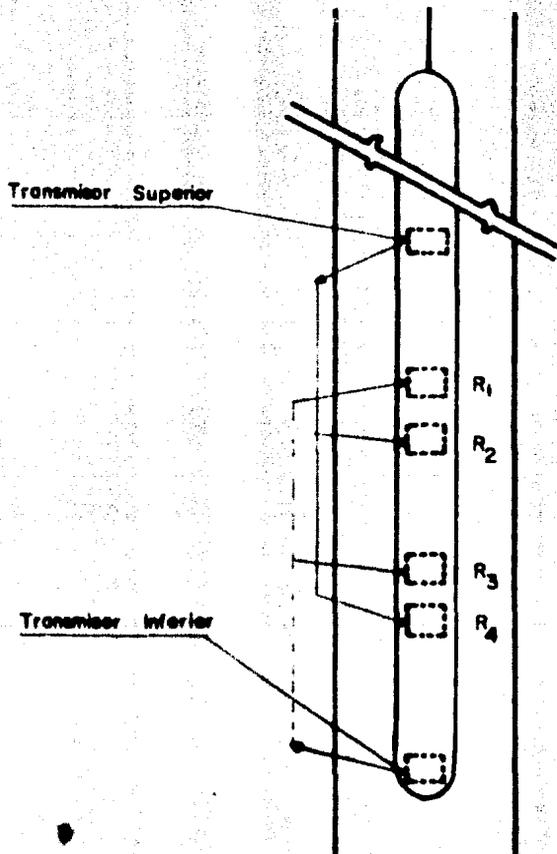


FIG. No. 9

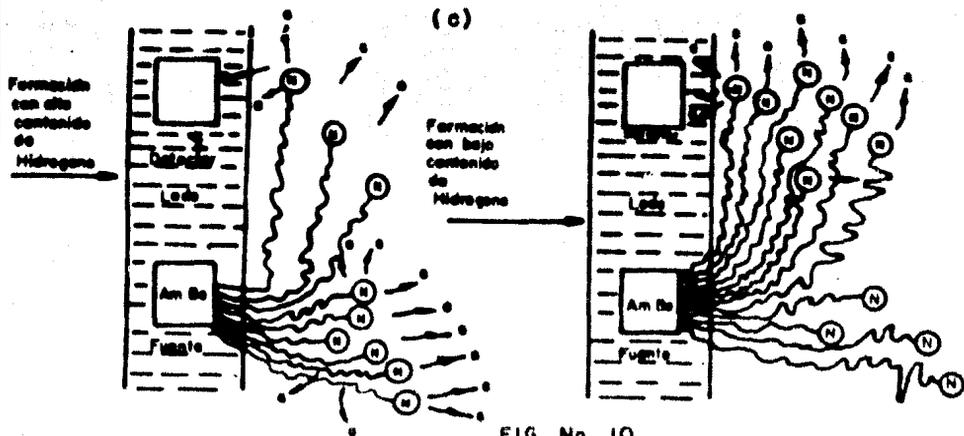
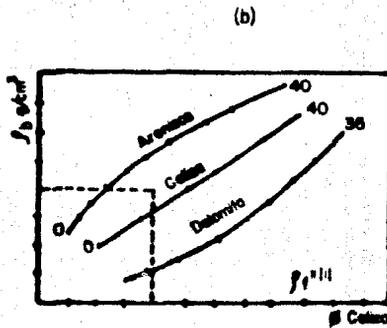
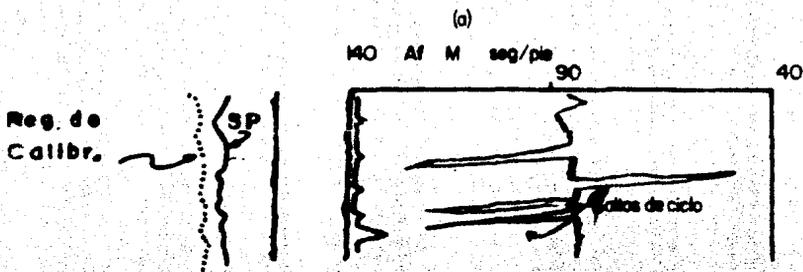


FIG. No. 10

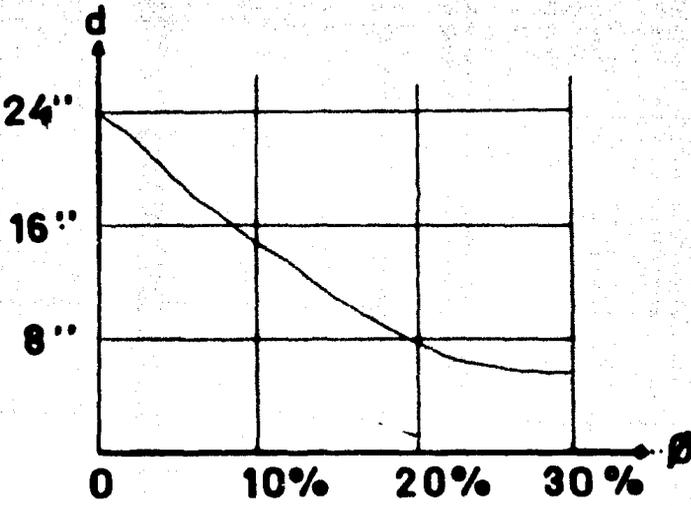


Fig. No.11

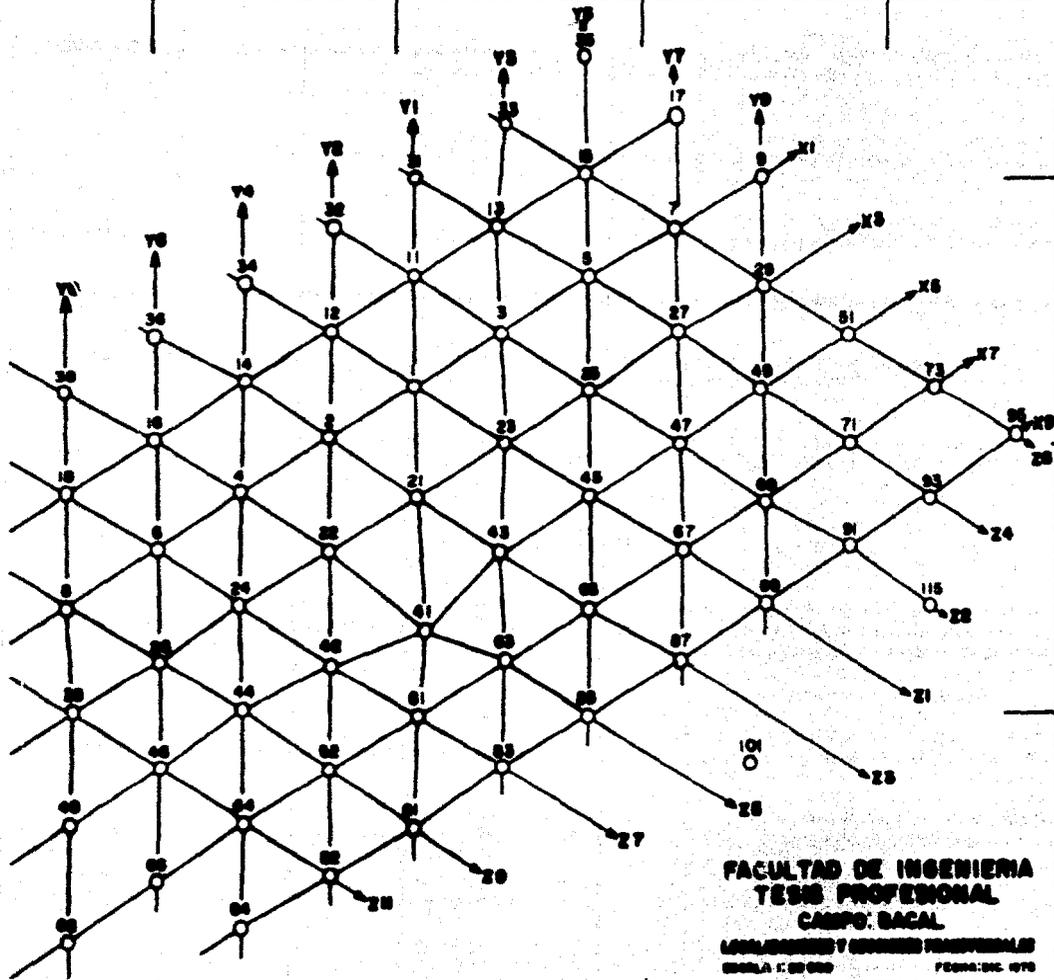


FIG. No. 14

**FACULTAD DE INGENIERIA**  
**TESIS PROFESIONAL**  
**CARRERA: SACAL**  
**LEONARDO Y EDUARDO FERRERIAS**  
ESCUELA N. 20000      FECHA: DIC. 1978  
**APUNDO MONTE CARREY**  
**ALFONSO MONTE CARREY**

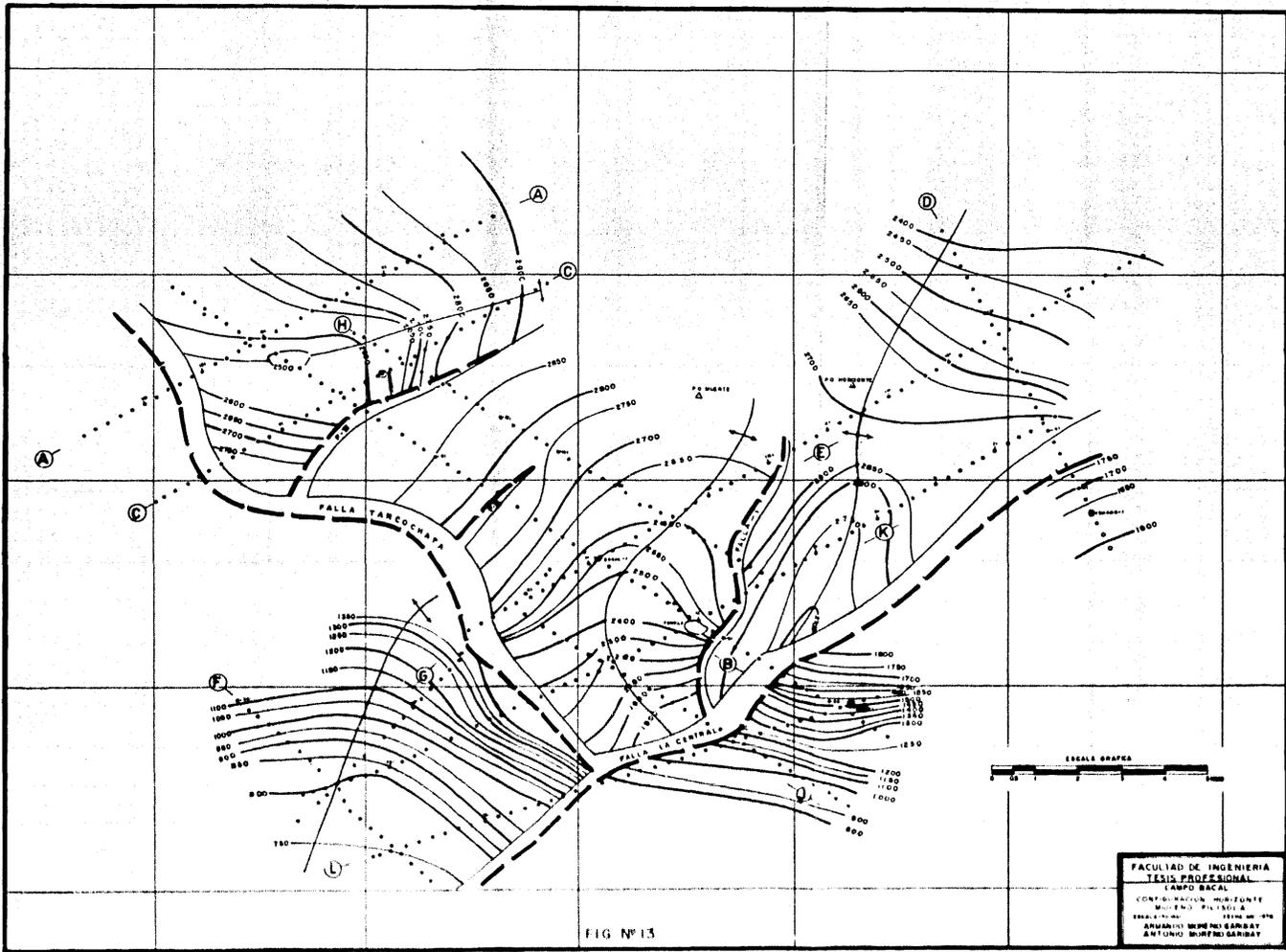


FIG Nº 13

1  
M.R. 9.078 m.



23  
M.R. 10.965 m.



45  
M.R. 16.665 m.



67  
M.R. 19.515 m.



89  
M.R. 20.172 m.

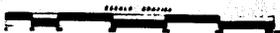
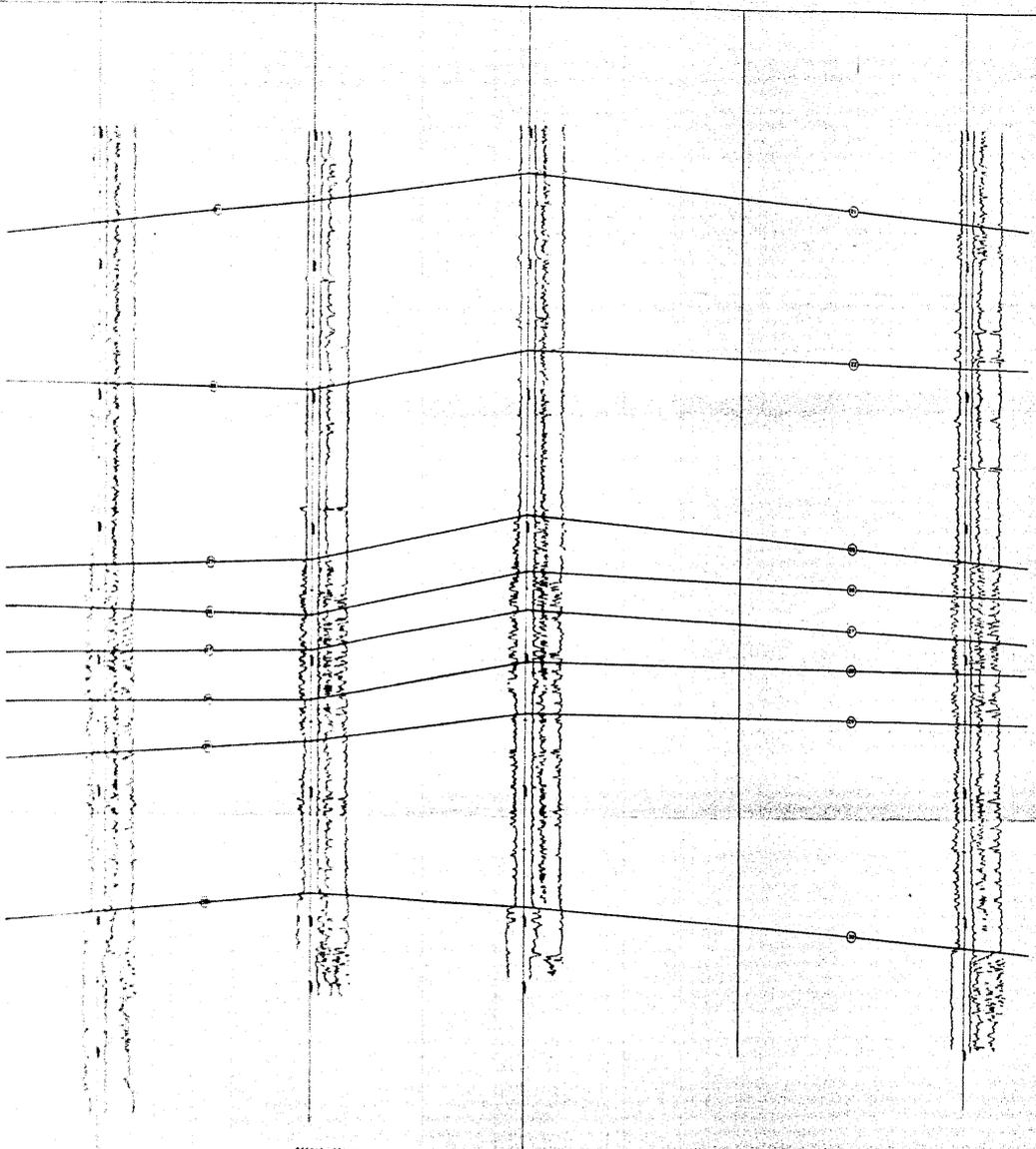


FIG. No. 17

UNIVERSIDAD NACIONAL  
CENTRO DE INVESTIGACIONES  
GEOLOGICAS Y MINERARIAS  
CAMPO: SACAL  
SECCION: Z-1  
Escala: 1:2000  
1957

85  
M.R. 12,250 M.

65  
M.R. 14,000 M.

45  
M.R. 16,000 M.

25  
M.R. 17,750 M.

5  
M.R. 18,500 M.

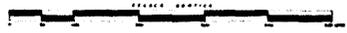
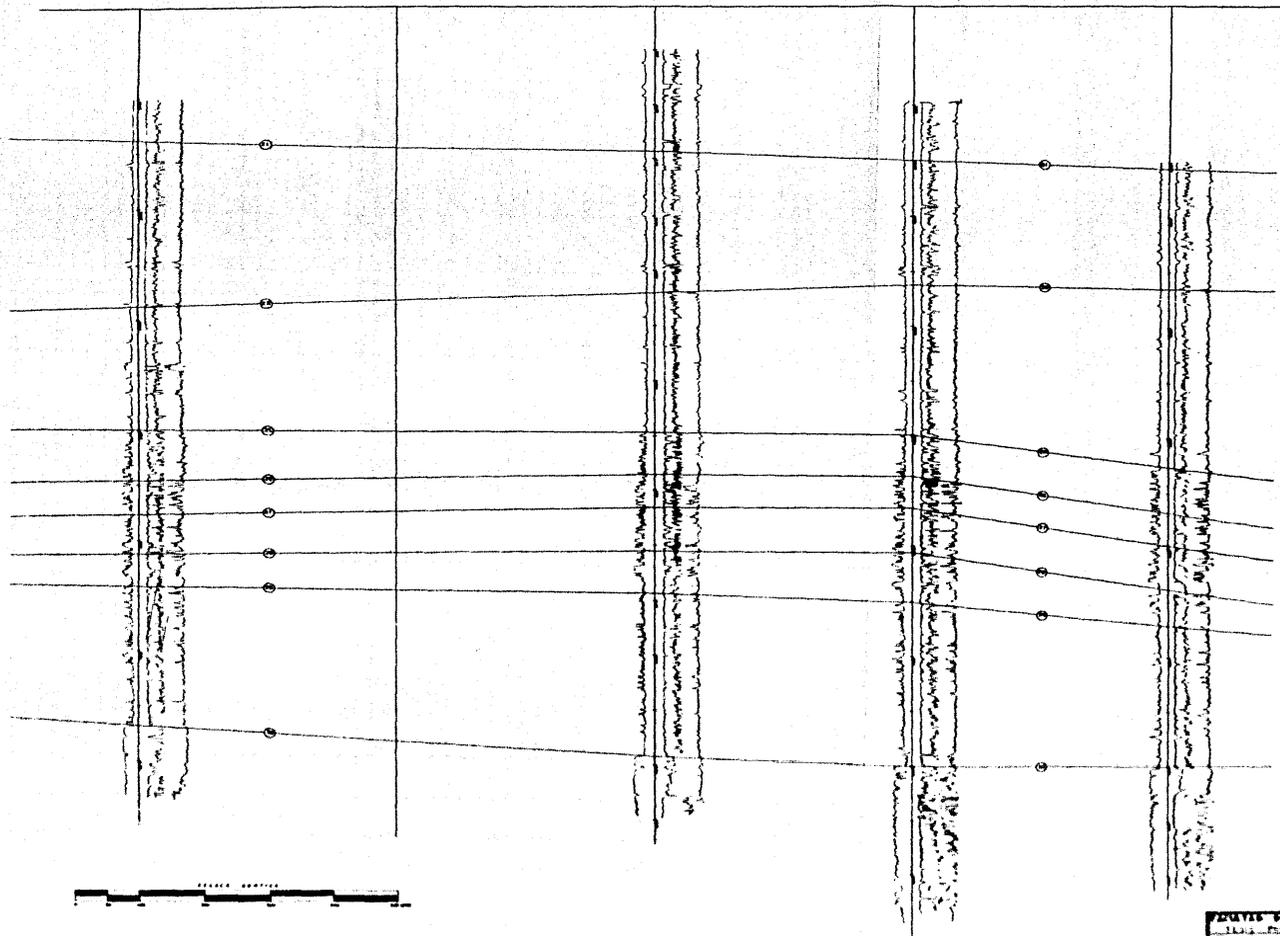


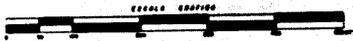
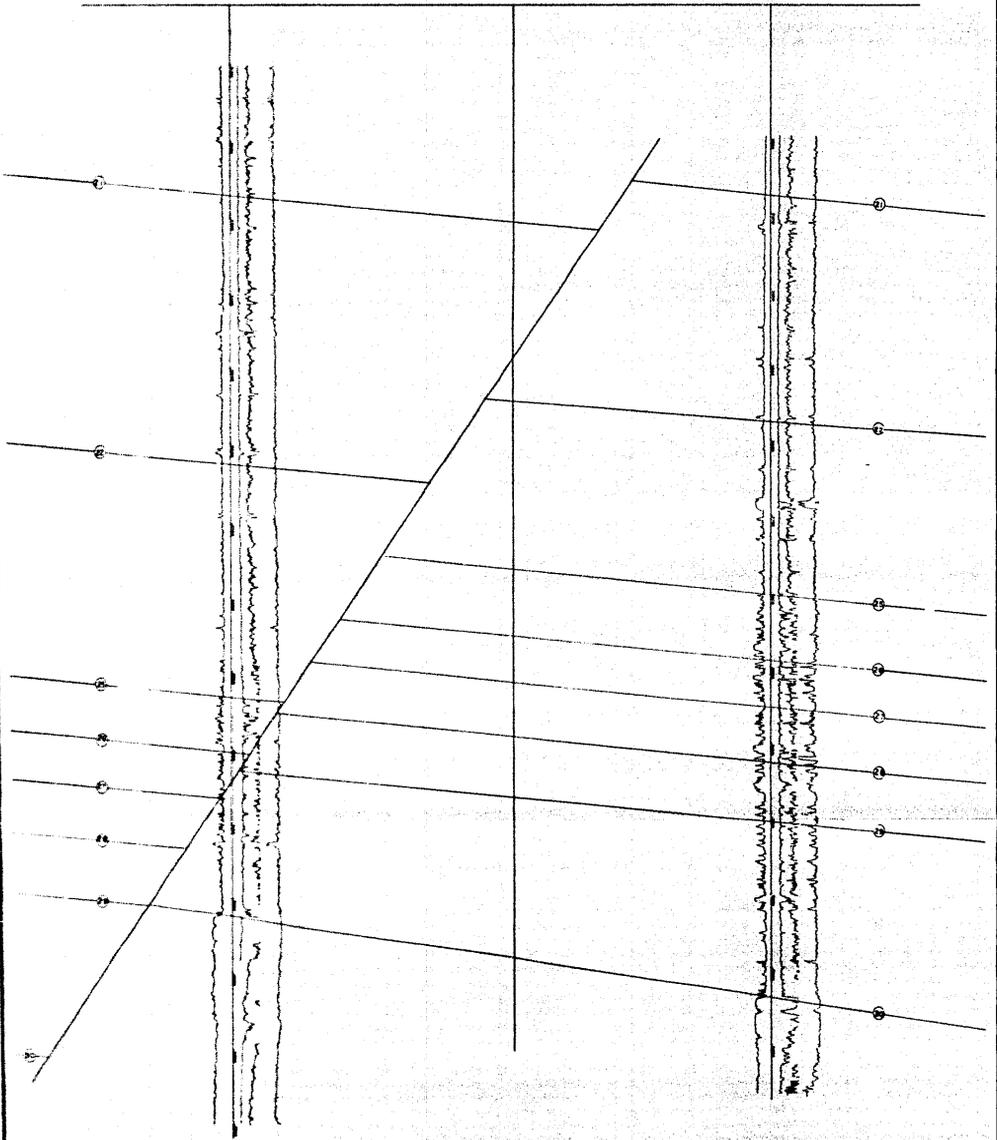
FIG No 18

JOYAL N. BERRY  
 CAMPD. SACAL  
 SECTION 2  
 11.12.50

81  
MR. 16445 m.

83  
○

85  
MR. 22234 m.



INGENIERO EN INGENIERIA  
TÉCNICO PROFESIONAL  
CAMPO: BACAL  
SECCIÓN 3-1-1-A  
ESCALA 1:1000  
1970

FIG. No 10

- PISO PAVIMENTADO
- PISO DE PERSPECTIVA
- PISO PISO VENTILADO
- PISO INYECTOR
- PISO INYECTOR REFORZADO

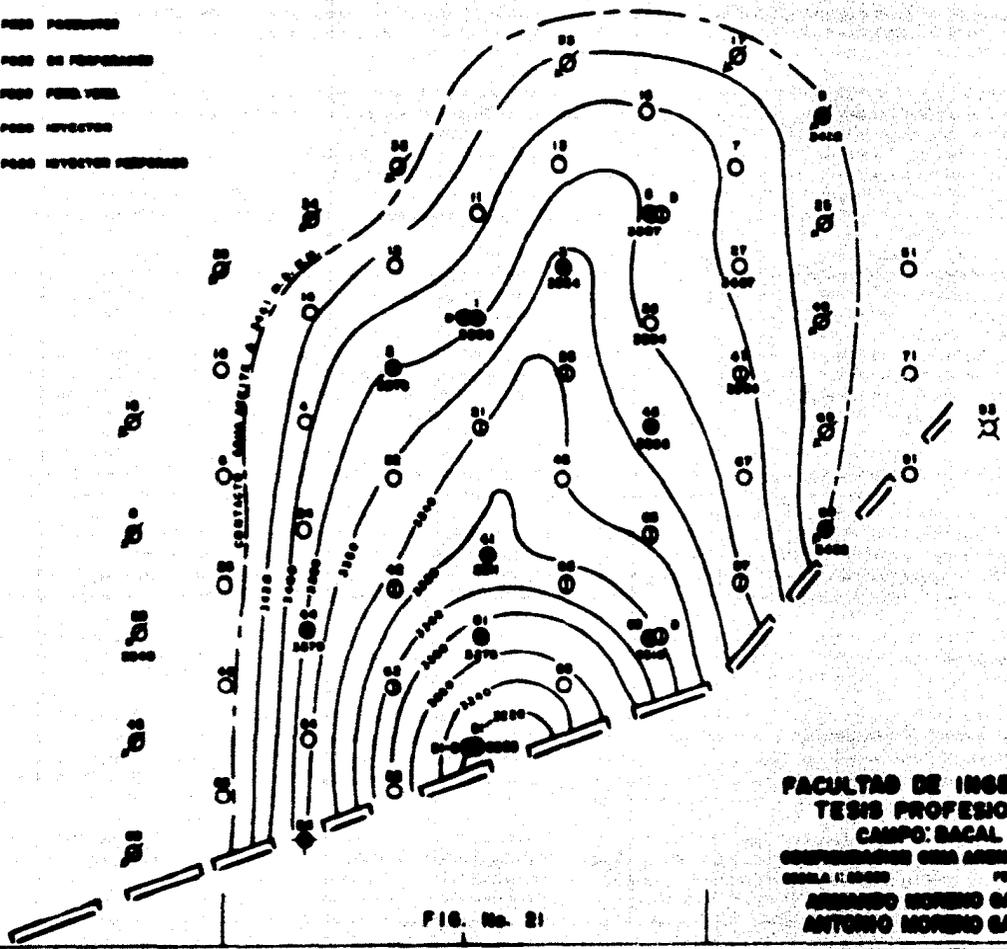


FIG. No. 21

**FACULTAD DE INGENIERIA**  
**TESIS PROFESIONAL**  
**CAMPO: SACAL**  
 CONFERENCIAS CON AMBA FLEJOLA  
 ESCALA 1:20000      FORMA DE: 1070  
**ANTONIO MORENO GARCIA**  
**ANTONIO MORENO GARCIA**

- PISO PROYECTOR
- PISO DE REFERENCIA
- PISO PARA TEND.
- PISO INYECTOR
- PISO INYECTOR REFERENC.

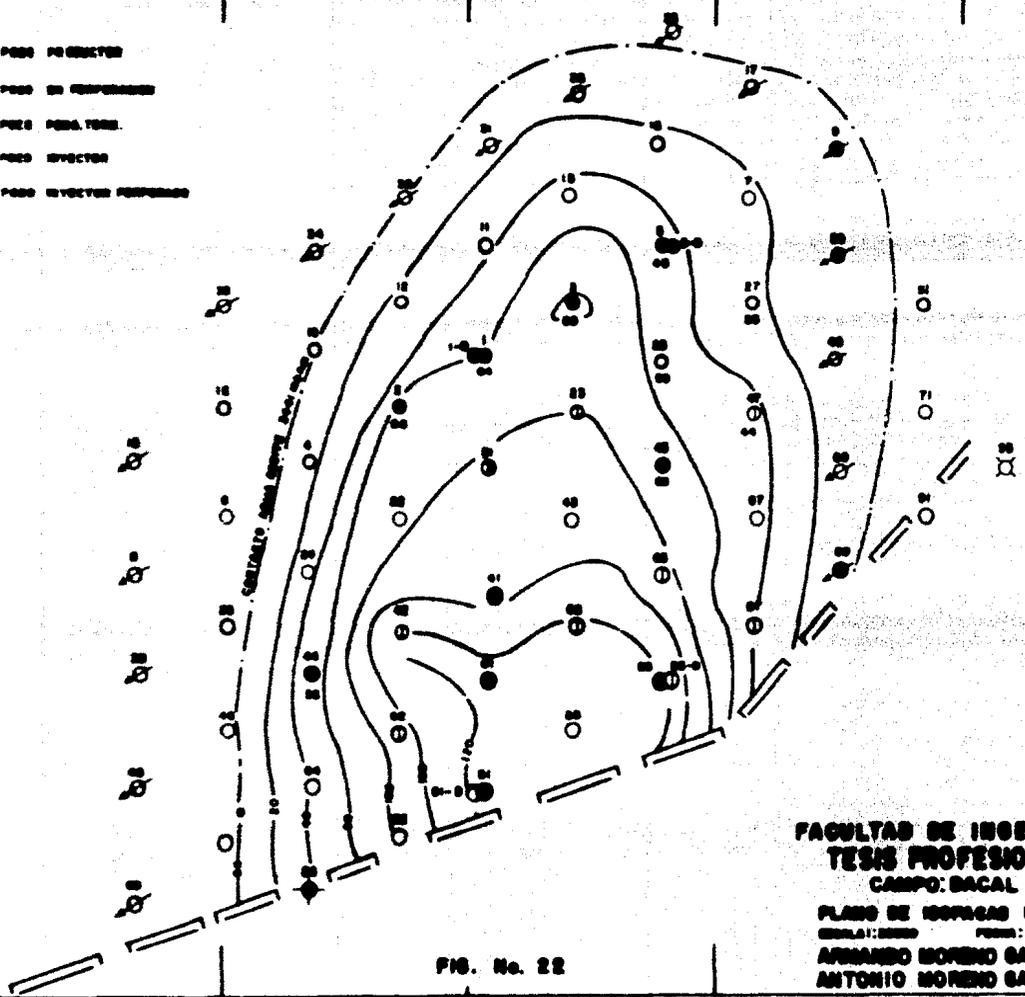


FIG. No. 22

FACULTAD DE INGENIERIA  
**TESIS PROFESIONAL**  
 CAMPO: BACAL

PLANO DE ISOPHACAS NETAS  
 ESCALA: 1:2000 PUNTO: 04.10.1970  
 ARMANDO MORENO GARIBAY  
 ANTONIO MORENO GARIBAY