



# UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

---

---

RASGOS PETROFISICOS DE LOS YACIMIENTOS  
DE LA SONDA DE CAMPECHE CON  
DATOS DE REGISTROS GEOFISICOS DE POZO.

COMUNICACIONALES **T E S I S**  
QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:  
**INGENIERO GEOLOGO**  
P R E S E N T A  
*Oscar López Salinas*



Universidad Nacional  
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

**Biblioteca Central**



**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.

# TESIS CON FALLA DE ORIGEN

## I N D I C E

INTRODUCCION	-----	1
I. - GENERALIDADES GEOLOGICAS	-----	4
a) Localización del área	-----	4
b) Antecedentes	-----	4
c) Geología	-----	8
Estratigrafía	-----	8
Tectónica	-----	15
Geología Histórica	-----	19
Geología Económica	-----	20
II. - REGISTROS GEOFISICOS DE POZOS	-----	22
a) Fundamentos de interpretación de registros	-----	22
b) Inducción y Doble Eléctrico Enfocado ( ISF y DLL )	-----	25
c) Perfil de Rayos Gamma (GR)	-----	33
d) Perfil de Densidad de Formación ( FDC )	-----	35
e) Neutrón Compensado ( CNL )	-----	41
f) Sónico de Porosidad ( BHC )	-----	45
g) Perfil de Litodensidad ( LDT )	-----	52
h) Espectroscopia de Rayos Gamma ( NGT )	-----	64
III. - HERRAMIENTAS MECANICAS	-----	73
a) Probador de Formación (RFT)	-----	73
b) Muestreador continuo de núcleos de pared ( CST )	-----	82

IV. - INTERPRETACION DE DATOS PETRO FISICOS.	-----	86
a) Porosidad ( $\emptyset$ )	-----	87
b) Permeabilidad ( K )	-----	90
c) Saturación (Sw o So )	-----	91
d) Presiones Anormales	-----	92
e) Comentarios sobre registros del área Marina de Campe - che.	-----	105
V. - INTEGRACION DE DATOS	-----	111
a) Configuración de cima de la - Brecha del Paleoceno	-----	111
b) Espesor de la Brecha del Pa- loceno	-----	114
c) Comentarios sobre las seccio- ne -	-----	114
d) Registros Computados	-----	119
VI. - CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	-----	126
VII. - GLOSARIO DE TERMINOS	-----	129
VIII. - BIBLIOGRAFIA	-----	132

## INTRODUCCION

En la actualidad, de todos es sabido la importancia que tienen los hidrocarburos debido a la gran variedad de usos, de ahí su gran demanda, tanto es así que juegan un papel importante en la vida económica y política de un país. Es por esto que para su búsqueda se han desarrollado técnicas más precisas para localizar estos yacimientos y evaluar su potencialidad.

Los diferentes métodos de exploración geofísicos y geológicos nos han permitido obtener datos más confiables del subsuelo, tanto por registros como el muestreo continuo de recortes, núcleos y análisis de lodo para determinar la presencia de hidrocarburos.

Este trabajo está enfocado principalmente a observar la importancia que tienen hoy en día los perfiles geofísicos de pozos para apoyar a los trabajos geológicos; este método está basado en la medición de las propiedades físicas de las rocas y minerales en forma indirecta. Los datos que nos proporcionan estas herramientas deben de ser transformados a valores que nos den una razón cuantitativa y determinante para saber que tipo de rocas y características petrofísicas representan para decidir el programa de un pozo.

Dada la importancia actual de los energéticos y con el fin de

incrementar substancialmente sus reservas petroleras, Pemex ha tenido que desarrollar un gran esfuerzo por localizar áreas que con ciertas características estructurales, petrológicas y petrofísicas sean favorables para la acumulación de hidrocarburos.

Los trabajos geológicos efectuados en tierra en 1960, cerca del poblado de Xicalango en Campeche, ya indicaban la posibilidad de una continuación estructural hacia el mar.

Con la información geológica obtenida de los pozos perforados en la península de Yucatán, Campeche y Tabasco; así como con el conocimiento de la geología regional y el análisis de la información sísmológica del área se procedió a la elaboración de mapas paleogeográficos principalmente del Jurásico y del Cretácico; dichos mapas indicaron que en la "Sonda de Campeche" debían de existir condiciones sedimentológicas y estructurales similares a las terrestres productoras en el área mesozoica de "Chiapas-Tabasco." Todo el estudio, aunado con la presencia de una importante manifestación de hidrocarburos en aguas de la Sonda de Campeche, aproximadamente a 70 km. al Norte de Cd. del Carmen, Camp.: dió lugar a que se considerara como un área promisoría, con el objeto de confirmar la existencia de hidrocarburos se procedió a perforar un pozo en el área de estudio.

Con la perforación de los pozos Chac- I, Akal- I y Bacab I se descubrieron los primeros tres campos productores. La continuación de los trabajos exploratorios ha permitido encontrar nuevos campos productores, -

confirmando así la potencialidad de las estructuras localizadas en el área

Con el desarrollo actual de esta zona se ha logrado alcanzar una producción de más de 1,500,000 barriles diarios de crudo, lo que representa más del 50% de la producción nacional.

Por todo lo anterior se comprueba la gran magnitud de las estructuras productoras que hacen de la "Sonda de Campeche" uno de los descubrimientos más importantes del mundo.



## I. -GENERALIDADES GEOLOGICAS

### a) LOCALIZACION DEL AREA.

La "Sonda de Campeche" se encuentra ubicada en el Golfo de México, al Occidente de la Península de Yucatán y al Norte de las costas de los Estados de Tabasco y Campeche.

El área explorada con mayor detalle está comprendida en una superficie de aproximadamente 6000 km<sup>2</sup>, cuya zona se localiza geográficamente a 19° 15' de latitud norte y 92° 10' de longitud oeste del meridiano de Greenwich (Fig. 1 - 1).

### Vías de acceso.

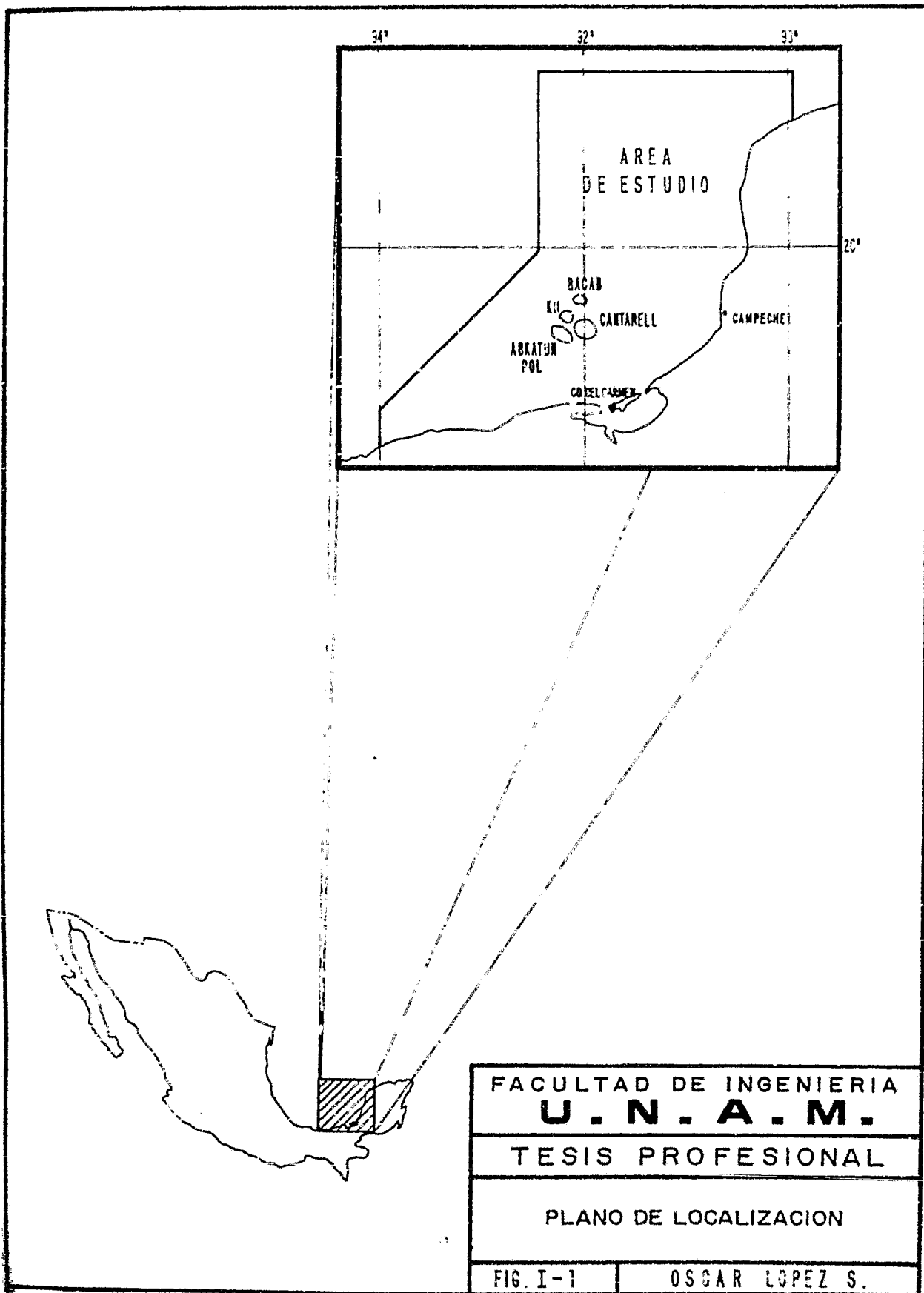
Al área de trabajo se llega por vía marítima y por vía aérea, existiendo un Departamento de Logística que coordina los accesos y movimientos de material y de personal a las plataformas.

### Población.

El centro de operaciones técnicas y administrativas se encuentra en Cd. del Carmen, Camp. cuenta con una población de aproximadamente 120,000 habitantes, ésta se ha incrementado considerablemente debido al gran desarrollo que presenta actualmente la "Sonda de Campeche".

### b) ANTECEDENTES

Durante los años 1972 a 1973, se llevaron a cabo trabajos de-








exploración sísmológica en la plataforma continental del Golfo de México, - tanto de reflexión y refracción así como también gravimetría y magnetometría simultáneamente.

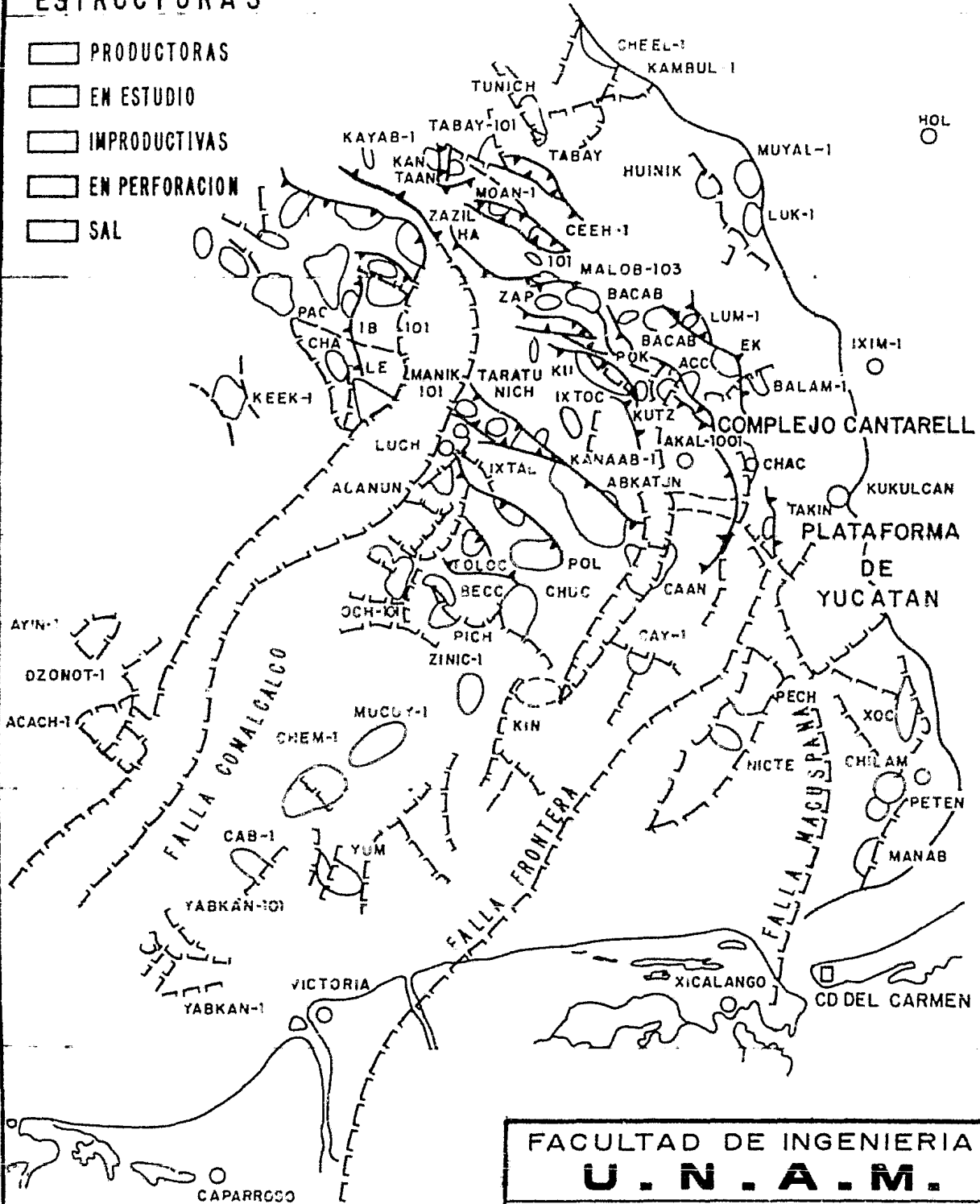
Los análisis de velocidad permitieron diferenciar los sedimentos terrígenos terciarios (1200-1600 m/seg.) de una sección de rocas de alta velocidad (4000 - 5600 m/seg.) correspondiendo éstas últimas a rocas calcáreas mesozoicas situadas de 2000 - 3500 m. de profundidad. Estos trabajos cubrieron a detalle un área de 8000 km<sup>2</sup> aunque actualmente se cubre aproximadamente 20,000 km<sup>2</sup> y de acuerdo a la interpretación se ha delineado un número considerable de estructuras ( Fig. I - 2 ).

Con el fin de complementar el estudio sísmológico, y corroborar la potencialidad del área se propusieron dos localizaciones exploratorias en dos de las estructuras detectadas, denominándolas Chac I y Kukulcán I, cuyos objetivos eran fundamentalmente estratigráficos.

De las estructuras mencionadas la de Chac I presentaba mejores características y cierre, por lo que el 10. de junio se inició su perforación con la barcaza "Reforma" alcanzando una profundidad de 4935 m., - habiendo penetrado hasta sedimentos de rocas Jurásicas del Oxfordiano de 4,650 - 4,935 a mediados de 1975 se terminó como productor de aceite y gas en una brecha calcárea del Paleoceno en el intervalo 3,545 - 3,567m. de la que se obtuvo por prueba de producción un gasto de 1000 bls/d. Los resultados satisfactorios del pozo Chac I dieron origen a nuevas localiza -

# ESTRUCTURAS

-  PRODUCTORAS
-  EN ESTUDIO
-  IMPRODUCTIVAS
-  EN PERFORACION
-  SAL



FACULTAD DE INGENIERIA <b style="font-size: 1.2em;">U. N. A. M.</b>	
TESIS PROFESIONAL	
PLANO SISMOLOGICO REGIONAL	
FIG I-2	OSCAR LOPEZ S.

ciones para el año de 1976, y en 1977 se terminaron los pozos Akal I y Bacab I, resultando productores de aceite y gas a una profundidad de 1260 y - 3380 m. respectivamente.

Posteriormente se perforó el pozo Kukulcán I, resultando invadido por agua salada, le siguieron los pozos Chilam I y Tanich I, en donde se observó por registros que no existían cuerpos con impregnación de aceite en el primero e invadido por agua en el segundo.

Con el fin de comprobar la extensión del yacimiento donde se localizó el pozo Chac I, se perforó el pozo Chac 2 que confirmaba la acumulación en una estructura integrada por los campos Akal, Nohoch y Chac, que vienen a constituir el gigantesco Complejo Cantarell.

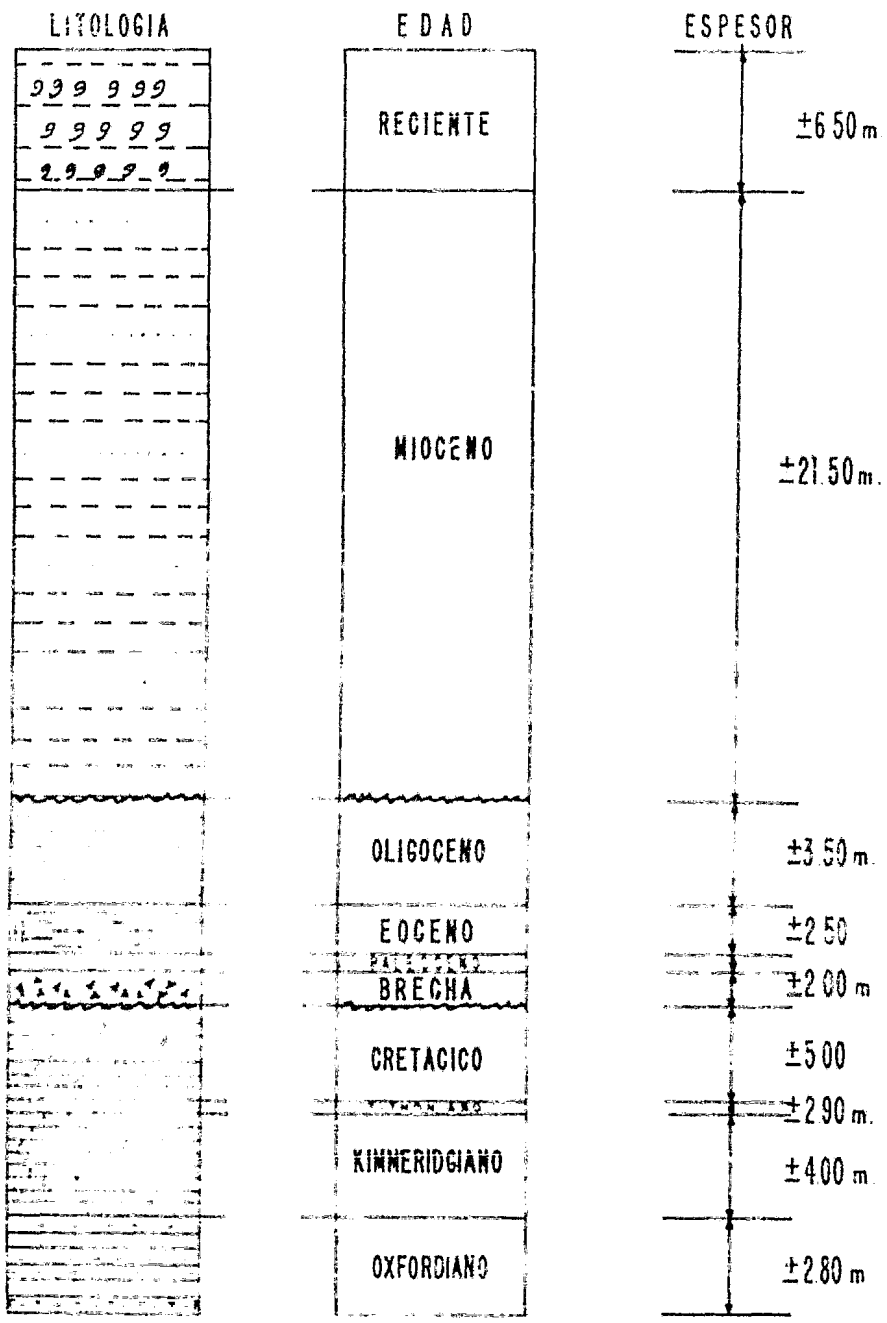
Actualmente se encuentran además los campos productores -- Abkatún, Ek, Ha, Ich, Istoc, 'Ku, Kutz, Maloob y Pol.

Se tienen 22 nuevas localizaciones por perforarse, por el momento se perforan 4 nuevas estructuras, que se esperan que resulten productoras lo cual vendría a confirmar la continuidad de los yacimientos del área Chiapas - Tabasco con los marinos de la Sonda de Campeche, estos -- nuevos campos son : Kinil I, Yum I, Acach I y Pich I.

### c) GEOLOGIA

#### Estratigrafía.

En la Fig. 1 - 3 se puede ver una columna generalizada que -



FACULTAD DE INGENIERIA  
**U. N. A. M.**  
 TESIS PROFESIONAL  
 COLUMNA GEOLOGICA TIPO EN LA  
 PLATAFORMA MARINA DE CAMPECHE.  
 FIGURA I-3 OSCAR LOPEZ SALINAS

atraviesan los pozos en ésta área.

### Mesozoico.

Las rocas de ésta edad son las de mayor importancia petrolera en nuestro país, porque son las principales productoras de hidrocarburos. Los ambientes de sedimentación de las rocas depositadas durante el Mesozoico en el área, varían desde los propios de zonas de eufancia - sea a los de paríctimo de mar abierto.

Durante el Jurásico se depositaron en las plataformas y en las cuencas someras, calizas y dolomías, en tanto que en las cuencas se depositaban sedimentos arcillosos.

En el Cretácico se depositaron en las plataformas y en las cuencas someras, calizas y dolomías, en tanto que en las cuencas se depositaban sedimentos arcillosos. En la parte inferior se perforaron 50 m. de arenas de ambiente de litoral impregnado de aceite ligero.

La aparición de cuerpos arenosos interestratificados en parte de la columna podría indicar un aumento de clásticos arenosos a lo largo de antiguas costas que pueden constituir importantes rocas almacenadoras de aceite.

Durante el Jurásico se depositaron alrededor de las plataformas, en general someras, calizas y dolomías, en tanto que en las cuencas se depositaban sedimentos arcillosos.

La base del Kimmeridgiano, presenta un cuerpo formado por limolitas grises, en la parte media tiene interestratificaciones de calizas y en su parte superior se constituye por un potente cuerpo de dolomías. Esta secuencia es de ambiente lagunar con partes de supramarea, en la Fig. I-4 se muestra la hipótesis de la paleogeografía.

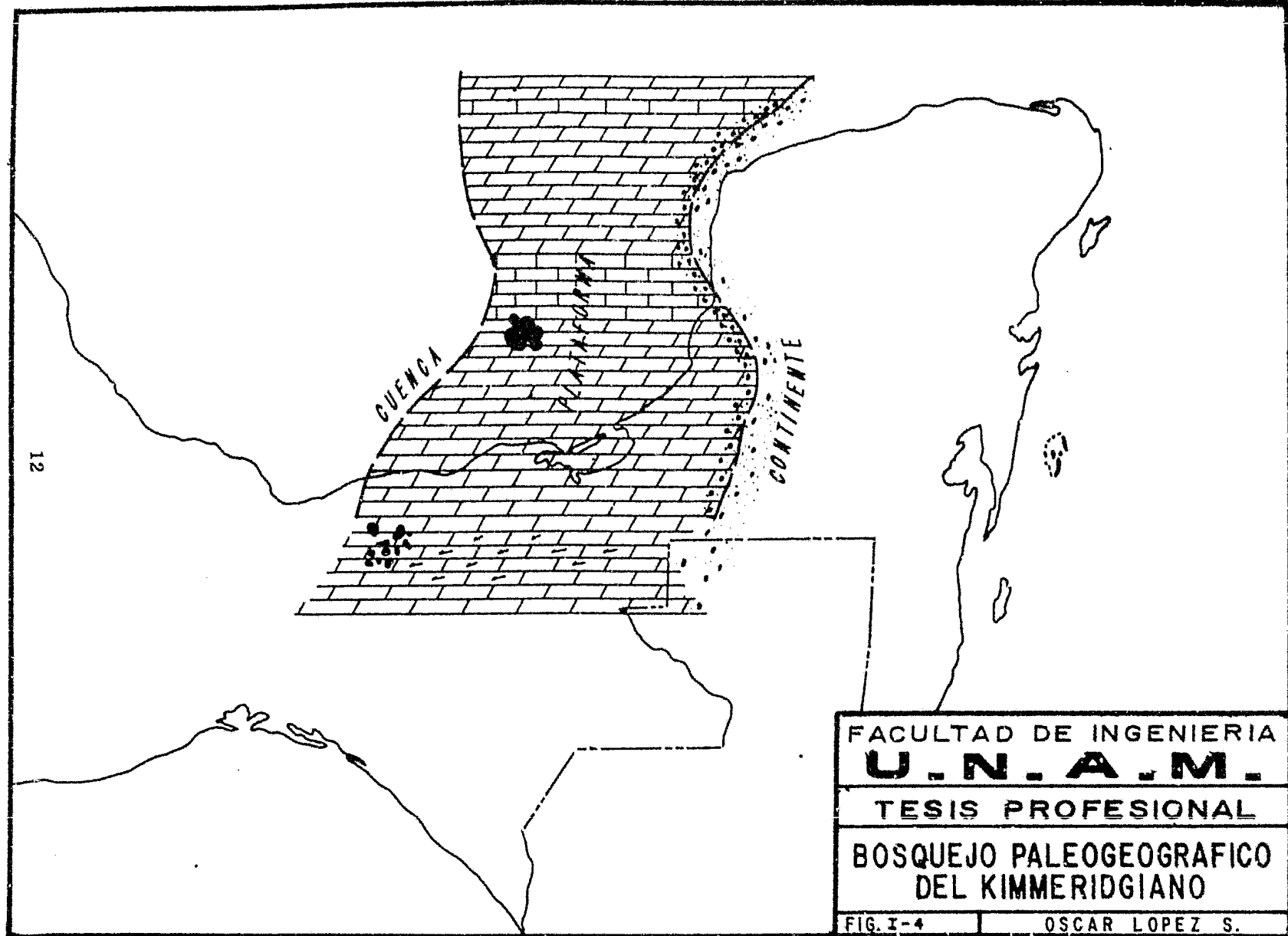
Los campos de Akal y Nohoch producen en dolomías Jurásicas así como también en el área de Reforma.

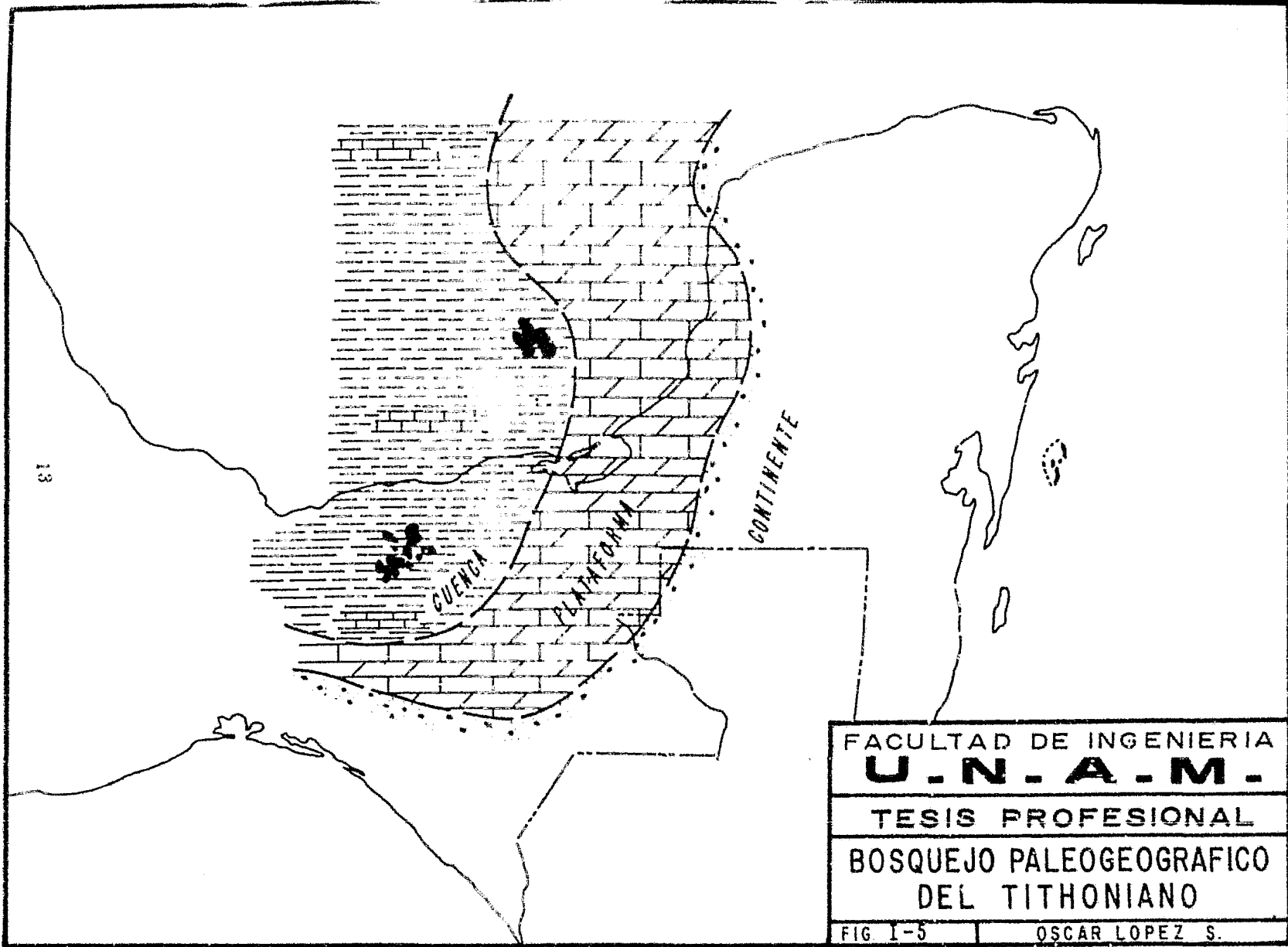
El Titomano representa una transgresión de los mares Jurásicos que culmina con el depósito de sedimentos arcillosos con un alto contenido de materia orgánica y escasas intercalaciones de calizas, tiene importancia económica por considerarse generador de hidrocarburos en el área tanto terrestre como marina. (Ver Fig. I - 5 ).

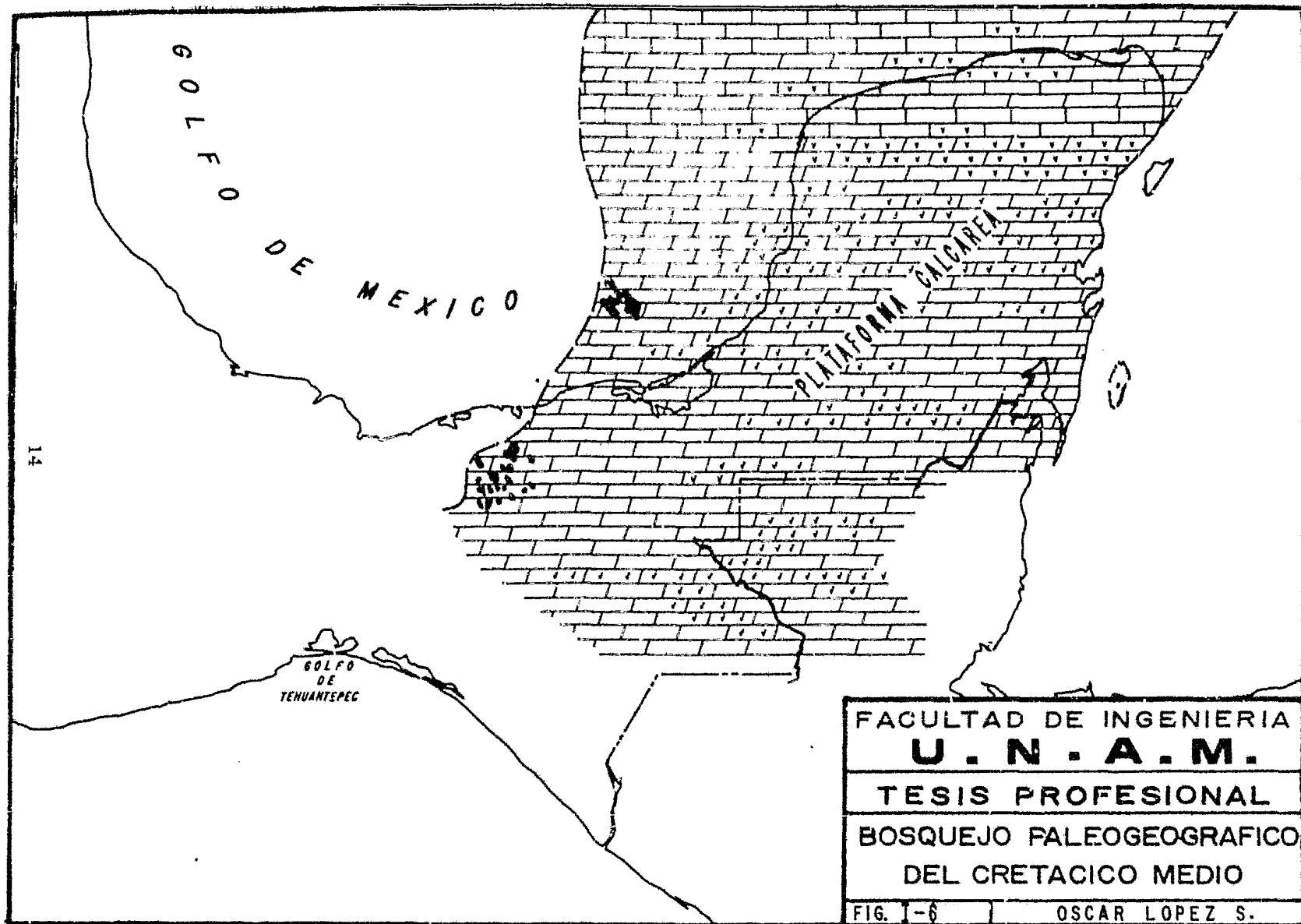
Cretácico. El fenómeno de dolomitización ha alterado las características originales de las rocas, sobre todo en el área de Akal, dificultando la identificación de la fauna. Los pozos perforados recientemente han permitido delimitar al Cretácico en : Superior, Medio e Inferior y con la ayuda de los registros geofísicos de pozos se ha encontrado correlación entre pozos.

Con la información obtenida del área, se define que durante el Cretácico prevalecieron condiciones someras de una plataforma interna que originaron el depósito de grandes espesores de rocas calcáreas con intercalaciones de cuerpos de evaporitas como lo confirma el pozo Tunich I, que sobreyacen a las calizas ( Mudstone y Wackestone ), dolomías de ambiente de mar abierto. ( Fig. I - 6 ).









Estas rocas graníticas la debieron formar, al fracturarse, en algunos lugares al desarrollo de cavidades de disolución hechas un buen receptáculo de hidrocarburos. El espesor para el área que comprende el Complejo Cantarell es del orden de 500 - 700 m.

### Cenozoico.

Terciario.- El paleoceno está representado en su parte inferior por fragmentos de carbonatos derivados de rocas preterciarias y que constituyen una brecha, la cual se conserva en discordancia con la cabecera del Cretácico. La brecha revela que las brechas fueron depositadas en un ambiente poco profundo. (Fig. I - 74).

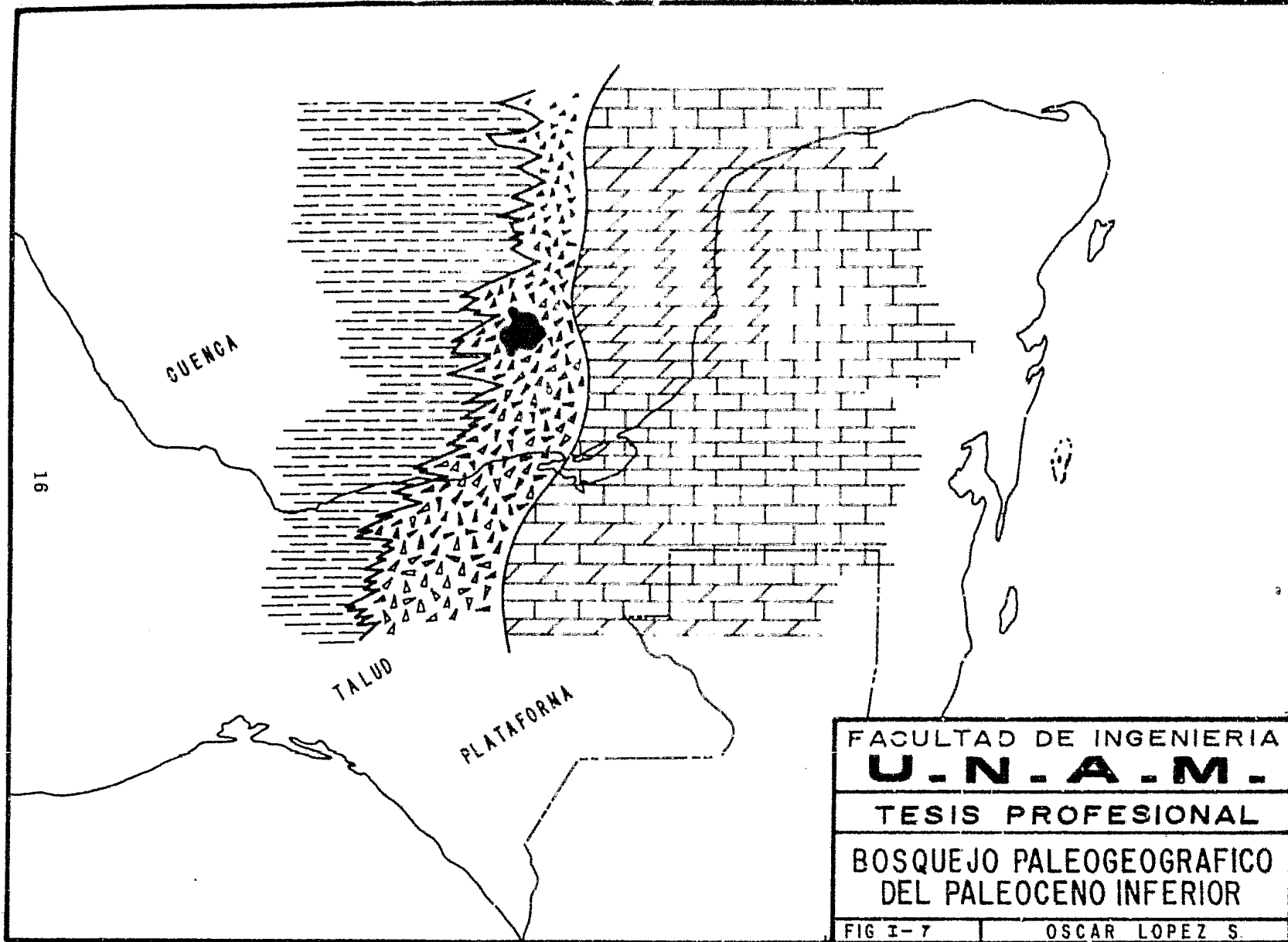
Las brechas tienen una amplia distribución y constituyen un importante yacimiento de hidrocarburos.

Los sedimentos del Terciario, con excepción de las brechas del Paleoceno y del cuerpo de calcarenita del Mioceno, está compuesto por lutitas con intercalaciones de arenas. El ambiente de depósito a partir del Paleoceno hasta la base del Mioceno Superior, es marino de profundidades batiales.

Además de la discordancia mencionada entre el Cretácico y el Paleoceno, se observa otro de relevancia entre el Oligoceno y el Mioceno.

### Tectónica.

Los elementos tectónicos de esta zona se relacionan con el sistema de



Plataforma de Yucatán, la cuenca de Macuspana, la cuenca de Comalcalco y el alineamiento de estructuras del Area Marina de Campeche (Fig. I-8).

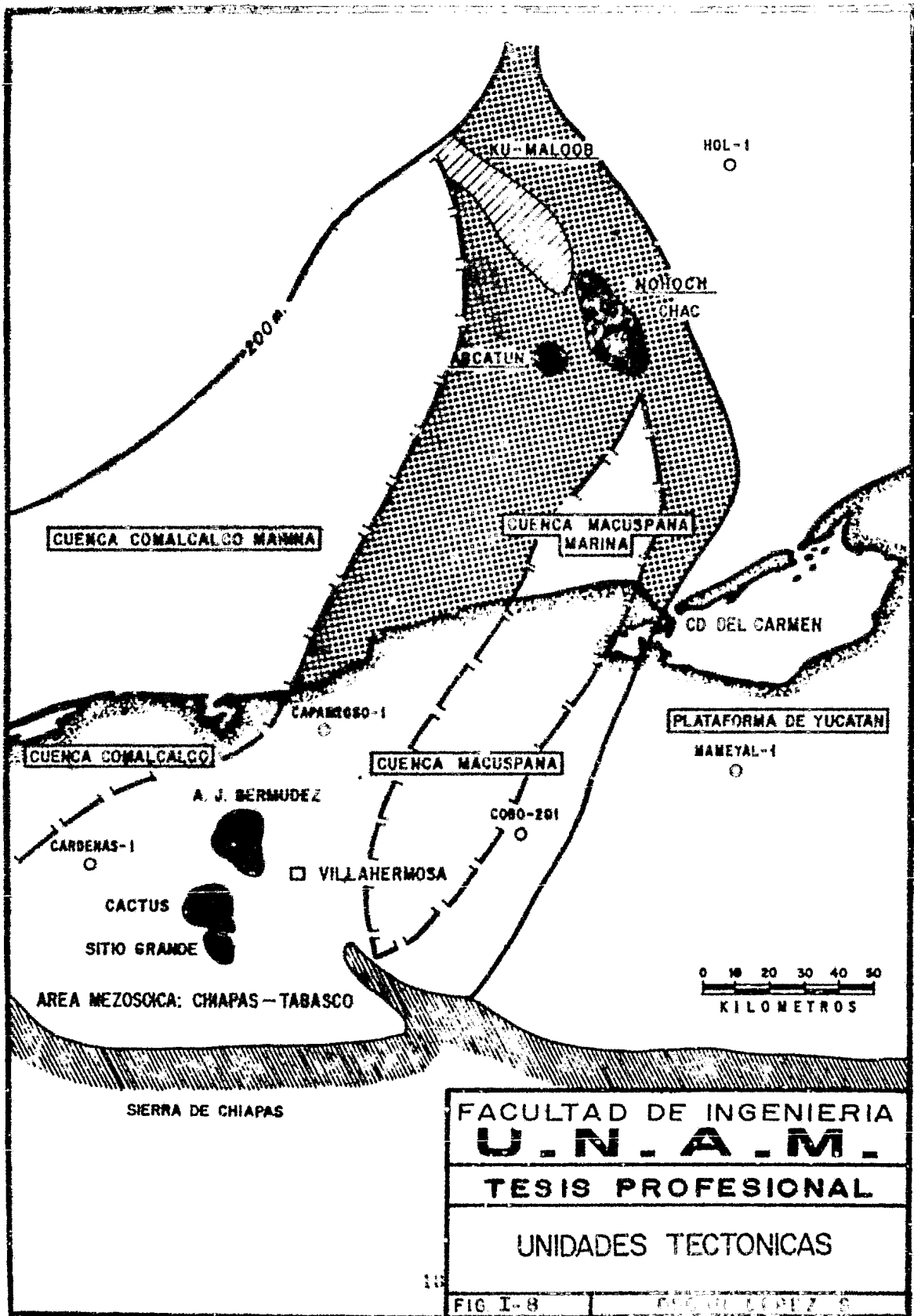
La plataforma de Yucatán es un elemento rígido formado por rocas calcáreas Mesozoicas y Cenozoicas. Esta plataforma en su mayor parte carece de relieve estructural, solo en su borde occidental se perciben algunos plegamientos. En el mar está marcado por un talud bastante al poniente, sobre la cual se acunan rocas del Oligoceno, del Mioceno Inferior y Medio.

La cuenca de Macuspana es una fosa Tectónica con una etapa de subsidencia durante el Mioceno, seguida de movimientos diastroficos de deformación, está limitada por fallas normales y se encuentra constituida por sedimentos terrígenos del Terciario.

La cuenca del Comalcalco está limitada al SE por una falla normal de caracter regional, que se extiende desde la zona de domos salinos hasta confundirse con el actual talud continental o escarpe de Campeche.

Los alineamientos de estructuras es denominada así por Pemex a la franja plegada que limita al oriente con el talud de la plataforma de Yucatán, al oeste con la falla de Comalcalco y por el sureste con la cuenca de Macuspana.

Esta franja tiene una tectónica muy complicada, caracterizándose por fallas normales e inversas, discordancias angulares y plegamientos compresionales. La tendencia estructural de los alineamientos es NW - SE.



## Geología Histórica.

En el Jurásico, lo que es actualmente la Península de Yucatán prevalecieron condiciones continentales parecidas a las del Triásico. Los terrígenos fueron acarreados hacia los litorales que bordeaban este continente mientras que en las amplias plataformas, se depositaban sedimentos arcillosos.

Al final del Jurásico principalmente el Titosiano, está caracterizado por una transgresión de las mareas, profundizándose esta hasta el Cretácico inferior; dando lugar a que la plataforma de Yucatán quedara sumergida, empezándose a depositar sedimentos carbonatados. En el Cretácico Medio y Superior se originan movimientos ascendentes y descendentes de carácter regional, que hacen variar las condiciones de la zona. En el Cretácico Superior es cuando comienza a manifestarse los efectos de la "Revolución Laramide" y se inician los plegamientos de la Sierra Madre de Chiapas y del Area Marina, resultando como consecuencia el depósito de Brechas de edad Paleoceno Inferior; posteriormente a principios del Mioceno se sometió a nuevos esfuerzos de compresión producto de la "Orogenia Cascadiana", emergiendo la mayor parte de la Sierra Madre de Chiapas y el Area Marina se profundiza constituyendo una gran cuenca.

En el Plio-Pleistoceno se produce un levantamiento regional, las profundidades disminuyen, hasta emerger y formar las actuales costas del Golfo de México.



### Geología Económica.

La producción de los campos marinos provienen de las dolomías y calizas Jurásicas y Cretácicas que están afectadas por un fuerte - - fracturamiento, pero son las Brechas del Paleoceno las que constituyen el yacimiento principal del área.

La cima de los yacimientos es variable, mientras que en Cantarell está más o menos 1,200 m. en los demás campos están a una profundidad promedio de 3,200 m. El espesor saturado de hidrocarburos está en un rango de 300 a 1000 m., presentando valores de porosidad del orden de 4 a 8% con una permeabilidad promedio de 2 a 3 Darcys, es por esto que se ha logrado obtener una gran producción. El área que está actualmente en desarrollo comprende una superficie de 700 km<sup>2</sup>.

Las areniscas de Oxfordiano atravezadas por el pozo Chac I puede llegar a constituir importantes yacimientos, así como también las calcarenitas del Eoceno característicos en el campo Ku y en algunas partes de Cantarell.

Otra característica importante es el tipo de aceite que se explota, observándose que en los campos que se localizan al Sureste del área (Abkatún, Pol) se produce aceite ligero del orden de 30 a 35° API y los que están al Noreste (Cantarell y Ku) se obtiene aceite pesado de una densidad de 22° API.

La perforación se está llevando a cabo con 4 plataformas autoelevables, 2 barcazas y 17 plataformas fijas. Se siguen haciendo estudios sismológicos adicionales y se tienen nuevos campos por perforarse.

Los estudios geológicos y geofísicos nos hacen considerar que la Sonda de Campeche es una importante provincia petrolera de gran magnitud.

## 11.- REGISTROS GEOFISICOS DE POZOS




### a).- FUNDAMENTOS DE INTERPRETACION DE REGISTROS.

En las rocas de los yacimientos petrolíferos los minerales que componen la "matriz" no conducen corrientes eléctricas, por lo tanto el flujo de corriente en las rocas sedimentarias está asociado con la cantidad de poros y con el agua contenida en los mismos. Casi todas las aguas en los poros contienen algo de cloruro de sodio (Na Cl) en solución, por lo consiguiente la conductividad es también proporcional a la concentración de la sal en el agua.

La función del lodo de perforación es importante porque elimina los cortes que efectúa la barrena, además de ejercer una presión hidrostática superior a la presión de las formaciones. La presión diferencial obliga al filtrado del lodo a penetrar dentro de las formaciones permeables, de esta forma se evita que los fluidos de las formaciones penetren en el pozo y se produzca un "reventón".

La fig. 11 - 1, es un corte vertical de un pozo, en donde se distinguen varias zonas que se originan por la invasión del lodo en una sección permeable; primeramente se tiene el agujero con lodo cuya resistividad es  $R_m$ , las partículas sólidas del lodo se depositan en la pared del pozo formando un enjarre de resistividad  $R_{mc}$ , luego sigue la zona lavada cuya resistividad es  $R_{xo}$ , después la zona transicional de resistividad  $R_i$  y finalmente la-

# SIMBOLOS USADOS EN LA INTERPRETACION DE REGISTROS

-  SATURACION DEL AGUA EN LA ZONA
-  RESISTIVIDAD DE LA ZONA
-  RESISTIVIDAD DEL AGUA EN LA ZONA

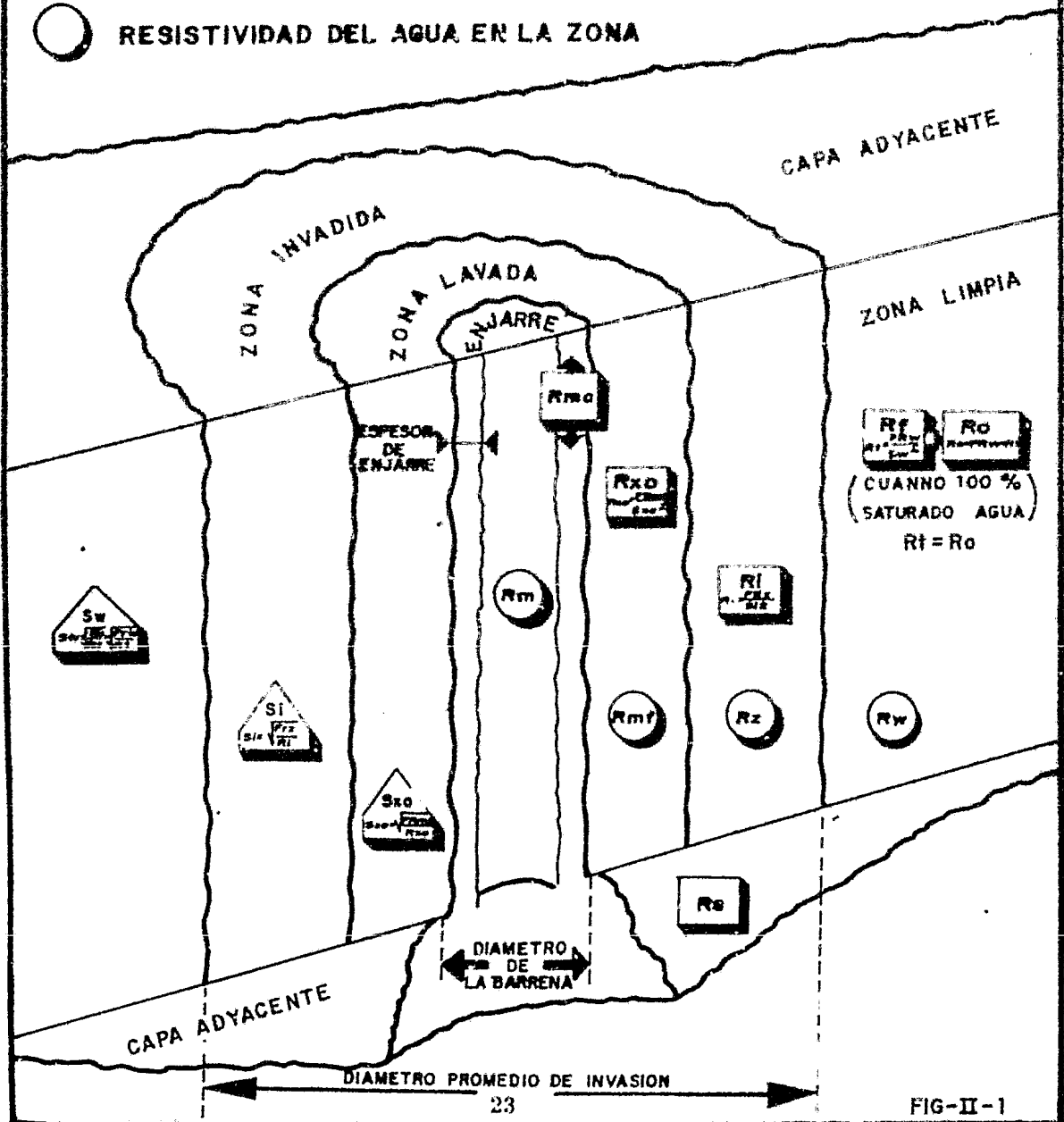


FIG-II-1

zona no invadida o zona no contaminada cuya resistividad es  $R_t$ .

El parámetro  $R_t$  está relacionado con la saturación de hidrocarburos, la comparación de  $R_{xo}$  y  $R_t$  nos dará una idea de la movilidad del mismo.

La resistividad,  $R_{xo}$ , de la zona invadida se da por la relación de Archie :

$$R_{xo} = \frac{FR_{mf}}{S_{xo}^2}$$

Y la resistividad,  $R_t$ , de la zona limpia se da en la relación

$$R_t = \frac{F \times R_w}{S_w^2}$$

- F = Factor de formación
- $R_{mf}$  = Resistividad del filtrado
- $S_{xo}$  = Saturación de filtrado
- $S_{xo}$  = ( 1 -  $S_{hr}$  )
- $S_{hr}$  = Saturación de hidrocarburos residuales en la zona invadida
- $R_w$  = Resistividad del agua de formación
- $S_w$  = Saturación de agua
- $S_w$  = ( 1 -  $S_o$  )
- $S_o$  = Saturación de hidrocarburos totales.

La relación  $R_o/R_w$  es una constante de proporcionalidad que recibe el nombre de Factor de resistividad de la formación ( F ) por lo tanto :

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

$R_o$  = Resistividad de la formación 100% saturada con agua.

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

El factor de formación es una función de la porosidad. Archie propuso la siguiente fórmula :  $F = \frac{a}{\phi m}$

$a$  = Factor de tortuosidad (Se determina en forma empírica)

$m$  = Factor de cementación.

Generalmente se obtiene buenos resultados con :

$$F = \frac{81}{\phi^2} \quad \text{en arenas}$$

$$F = \frac{1}{\phi^2} \quad \text{en formaciones bien consolidadas.}$$

#### bi. - REGISTRO DE INDUCCIÓN Y DOBLE ELECTRICO ENFOCADO.

El registro de inducción es una buena herramienta para la determinación de  $R_t$  siendo confiable los datos en formaciones de media a baja resistividad (0.2 - 150 Ohm - m ), puede operarse en todos no conductores, sin embargo sus respuestas dejan de ser confiables en cuerpos de resistividades mayores de 150 Ohm-m y no se obtiene respuesta cuando dicho parámetro excede de 200 Ohm-m.

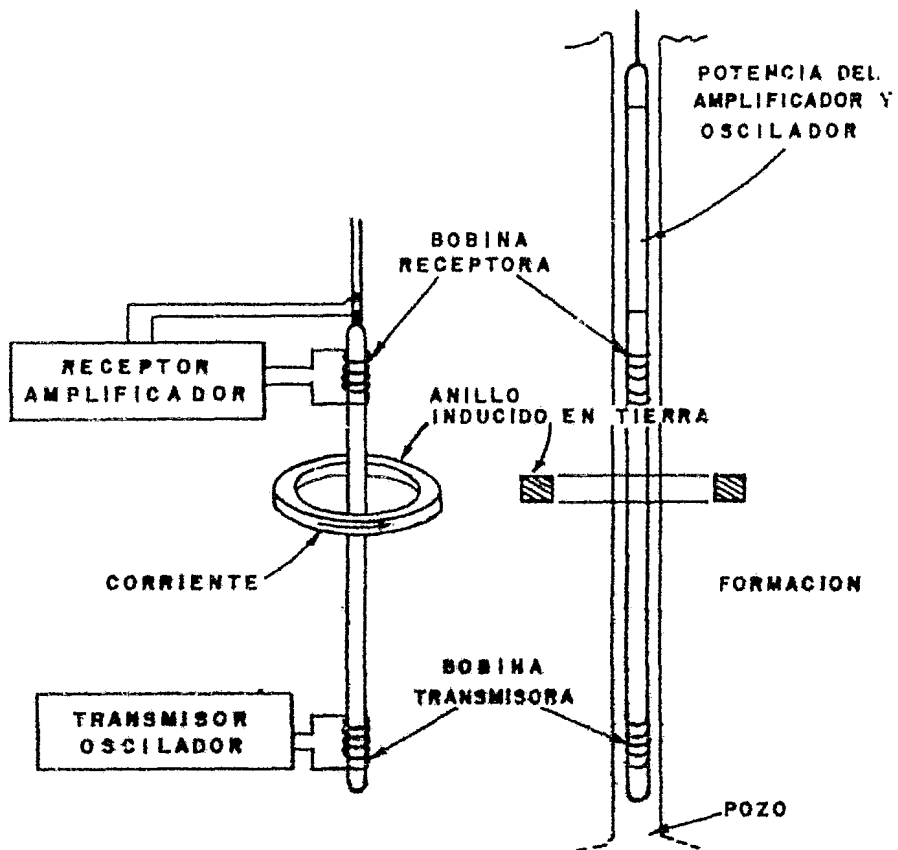
Dicho perfil trabaja perfectamente bien con todos conductivos, siempre que este no sea muy salado o que la formación no sea demasiado -

resistiva y que el diámetro del pozo no sea demasiado grande.

Los dispositivos de inducción están enfocados a fin de minimizar la influencia del pozo y de las formaciones adyacentes. También se han diseñado para investigaciones profundas y la reducción de la influencia de zonas invadidas.

La sonda de inducción consiste de varias bobinas: transmisora, receptora y de enfoque. Simplificando el principio consideraremos una sonda con una bobina transmisora y una receptora. (fig. II - 2 ). La bobina transmisora recibe una corriente alterna de 30 kilociclos de frecuencia para producir un campo magnético que induce líneas (señales) de corriente en la formación. Estas líneas se mueven en forma circular teniendo como centro el eje de la sonda. De esta manera la formación funciona como una gran bobina que al paso de la corriente crea campos magnéticos, con una frecuencia similar al primero, induciendo a su vez una Fem. (fuerza electromotriz) en la bobina receptora proporcional a la conductividad en la formación.

El espaciamiento de la sonda se define por el espaciamiento de las bobinas emisora y receptora. Las cuales tienen espaciamiento de 1.0 m. ( 40" ), pero se han tomado registros con espaciamiento de 0.68m. (27"). Simultáneamente con la curva de inducción se registra una normal corta de 0.40 m. (16"). En el área de estudio se utiliza la herramienta combinada de Inducción - SFL esta fué diseñada por tener una mejor resolución que la curva normal de 16". El SFL utiliza electrodos de enfoque para imprimir una



SISTEMA BASICO DE INDUCCION DE DOS BOBINAS.

FACULTAD DE INGENIERIA
<b>U - N - A - M -</b>
TESIS PROFESIONAL
SONDA DE INDUCCION



corriente de forma aproximadamente esférica a las superficies equipotenciales en una amplia gama de variables del pozo. Virtualmente se elimina el efecto del pozo cuando  $d \leq 10''$ . En casi todos los casos el mayor efecto proviene de la zona invadida.

Las herramientas de medición de resistividades que utiliza el principio de electrodos enfocados resuelven mejor ciertas exigencias del perfilaje que otros aparatos.

Factor Geométrico ( G ) : Es la fracción, del total de la señal recibida, con que contribuye una sección de formación de cierta conductividad. Así la señal total medida por el aparato es la suma de estos productos para todos los volúmenes a su alcance.

$$C_{1L} = C_1 G_1 + C_2 G_2 + \dots + C_n G_n$$

Efecto Pelicular : Sucede cuando una formación es altamente conductora generándose grandes campos magnéticos que inducen fuerza -- electromotriz en otros campos magnéticos causando reducción en la señal de conductividad registrada por el perfil. Este efecto es corregido electrónicamente por los aparatos inductivos.

Hay formaciones que por su litología y porosidad presentan valores muy altos de resistividad, observándose lo que se denomina saturación de registro.

El perfil de inducción es más eficiente en pozos con lodos --

moderadamente conductores, con lodos no conductores y en pozos vacíos.

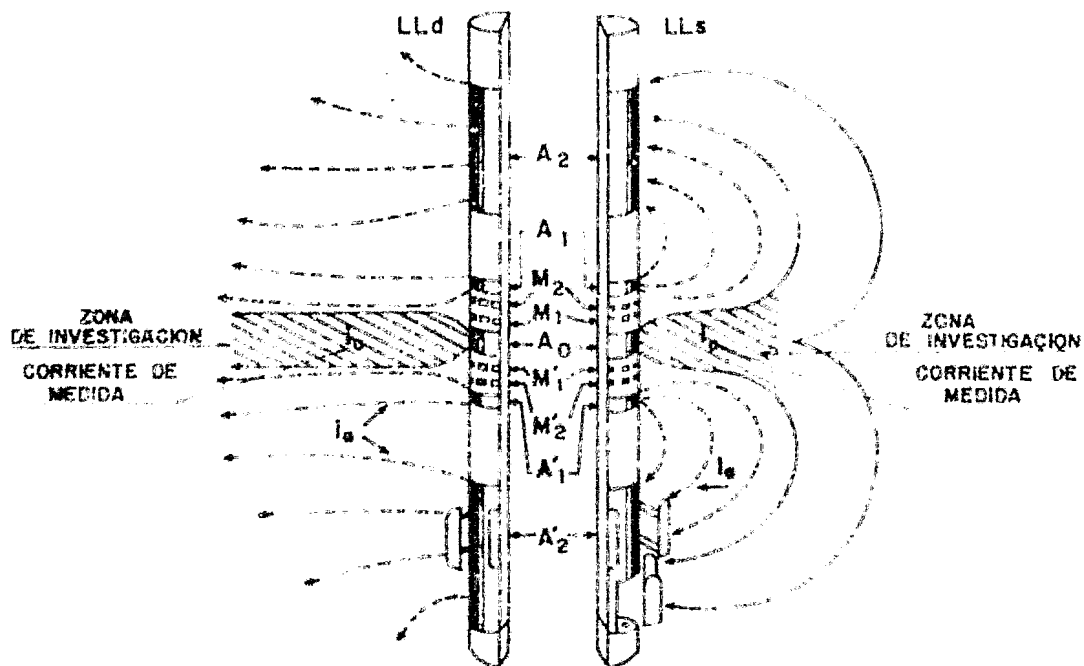
Cuando los lodos son salados y el diámetro del agujero no excede de 8" la señal del pozo es mínima. Si la sonda no está centrada, o bien el diámetro del pozo es mayor de 8", la señal se vuelve importante en lodos salados.

El enfoque vertical es bueno, permitiendo una evaluación segura en capas de hasta 1.50 m. de espesor.

**DOBLE ELECTRICO ENFOCADO.** La corriente de medición de todo Eléctrico Enfocado debe atravesar el lodo y la zona invadida para llegar a la zona virgen (no contaminada) de tal manera que lo medido es una combinación de varios efectos. Al haber una sola medición de resistividad, se deben conocer el perfil de invasión y el Rxo para calcular el Rt. El hecho de hacer una segunda medición con diferente profundidad de investigación dió origen al Doble Laterolog-Rayos Gamma el cual registra simultáneamente dos curvas de laterolog (eléctrico enfocado) (RLLD, RLLS) y una de rayos Gamma. Para obtener información sobre Rxo, se ha añadido una curva MSFL.

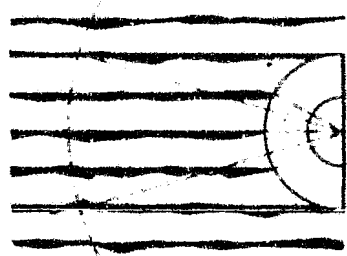
En la fig. II-3 muestra la disposición de los electrodos para el Laterolog profundo (LLD) y el somero (LLS) e indica los patrones de corriente.

El doble laterolog tiene una resolución vertical de 0.61 mts. para lograr que la profundidad de investigación del LLS sea relativamente somera, se hace que la corriente de enfocamiento regrese por los electrodo-

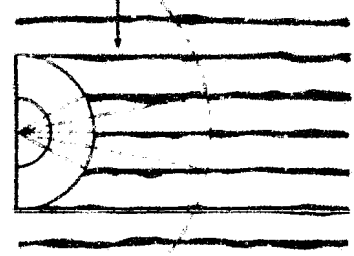


**FRACTURAS VERTICALES**

ANGULO EFECTIVO DE LECTURA PARA EL LLD (EN UN SISTEMA HOMOGENEO DE 360°)



ANGULO EFECTIVO DE LECTURA PARA EL LLS (EN UN SISTEMA HOMOGENEO DE 360°)



EL LLS MUESTRA MENOS RESISTIVIDAD QUE EL LLD PORQUE SU ANGULO EFECTIVO ES MAYOR

FACULTAD DE INGENIERIA  
**U. N. A. M.**  
 TESIS PROFESIONAL  
 EFECTO DE LAS FRACTURAS VERTICALES EN EL D.L.L.  
 el "enfocamiento" afecta proporcionalmente más al Largo Perfil Profundo.  
 FIGURA II-3 OSCAR LOPEZ SALINAS

cercanos, de esta manera la corriente de medida diverge más rápidamente y reduce su penetración dentro de la formación.

#### Usos del Doble Laterolog.

Nos ayuda a tomar mediciones que determinan el valor de  $R_t$  en condiciones en que las herramientas de inducción no son apropiadas; por ejemplo valores de  $R_t$  mayores de 150 Ohm-m y/o resistividades del lodo iguales o menores que las del agua de formación.

Facilitar correlaciones y determinar el valor de  $R_{xo}$ , tener dispositivos de diferentes profundidades de investigación para corregir  $R_t$ . -  
Determinación del diámetro de invasión.

Si  $R_m$  y  $R_w$  son del mismo orden y la invasión es moderada o somera, el desplazamiento de hidrocarburos por el filtrado de lodo hará que:  $R_{xo} < R_i < R_t$ , lo cual se refleja en el registro como  $RMSFI < RLIS < RLLD$ , si las condiciones son similares pero no se ha movido nada de hidrocarburos, las tres curvas darán aproximadamente el mismo valor de resistividad en el registro.

#### Interpretación del Doble Laterolog.

De la interpretación cuantitativa se obtiene principalmente el valor de  $R_t$ , se puede usar el valor de  $R_{xo}$  en la aplicación de los métodos usuales para calcular  $S_{xo}$ .

Si la invasión es profunda, los valores de  $R_{xo}$  son importantes,

pero si es somera se puede prescindir de este valor, y reconstruir este a partir de los datos de porosidad, filtrado de lodo, y el probable contenido de arcilla y después usar las gráficas de corrección correspondientes.

Características del Doble Laterolog.

Diámetro exterior	-----	3 - 5/8"
Peso	-----	474 lbs (215 Kg)
Presión Máxima	-----	20 000 Psi (1,400 Kg/cm <sup>2</sup> )
Temperatura Máxima	-----	350 <sup>o</sup> F (175 <sup>o</sup> C)
Punto de Medida	-----	14' 7" ( 4.40 m ) a partir del extremo inferior del equipo.
Capacidad	-----	Mide resistividades de 1 a 4 000 Ohmios con 1% de precisión, 0.2 a 40 000 Ohmios con 3% de precisión.
Combinable	-----	Con rayos Gamma, MSFI, y el calibrador.

Limitaciones del Doble Laterolog.

No puede ser corrido en lodos no conductores.

Resolución Vertical ----- 2 pies

Diámetro máximo del agujero - 16"

Diámetro mínimo del agujero - 4 3/4 "

### c). - PERFIL DE RAYOS GAMMA

El perfil de rayos gamma mide la radioactividad natural de las formaciones. En rocas sedimentarias generalmente refleja el contenido de arcillosidad por ser donde se encuentran los elementos radioactivos, formaciones limpias (libres de arcilla) tienen siempre un nivel bajo de radioactividad, a menos que las aguas de formación contengan sales de Potasio disueltas.

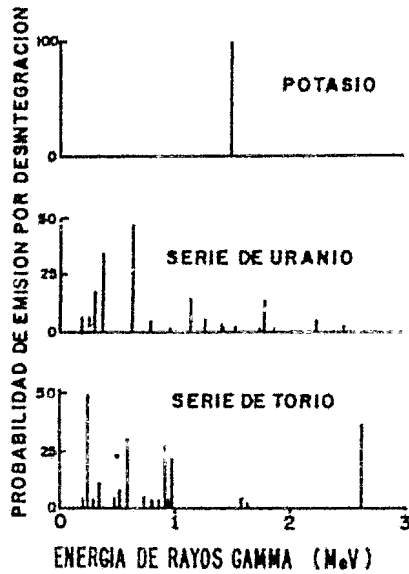
Casi toda la radiación gamma en la tierra es emitida por el isótopo radioactivo del Potasio de peso atómico 40 y por elementos radioactivos de la serie Uranio y Torio. Cada uno de estos elementos emite rayos gamma cuyo número y energía son distintivos de cada elemento. (Fig. I I - 4 ).

Al pasar por la formación los rayos gamma son gradualmente absorbidos y su energía degradada. El grado de absorción varía con la densidad de la formación, estas variaciones son debidas a cambios en la porosidad o cambios litológicos ordinarios.

La desviación de la curva de rayos gamma no es solamente en función de la radioactividad y densidad de las formaciones sino también de las condiciones del pozo (diámetro, tubería de revestimiento, peso del lodo). La deflexión de la curva hacia la derecha nos indicará un aumento en la radioactividad, como la lutita es la roca sedimentaria más comunmente radioactiva por lo regular siempre se podrá trazar una línea base de lutitas que nos servirán de referencia.

La sonda de rayos gamma contiene un detector para medir la

# ENERGIA DE RAYOS GAMMA (MeV)



FACULTAD DE INGENIERIA  
**U. N. A. M.**

TESIS PROFESIONAL

ESPECTROS DE EMISION DE  
RAYOS GAMMA

radiación originada en el volumen de formación cercano a la sonda. El perfil de rayos gamma se puede correr en combinación con muchos perfiles.

Usos del perfil rayos gamma :

- Es un indicador del contenido de arcilla
- Sirve para hacer correlaciones entre pozos
- En combinación con la curva de detector de coples nos sirve para delimitar los intervalos de disparos.
- Es usado en ocasiones para detectar zonas de pérdidas, conocido como trazador radioactivo.

d). - PERFIL DE DENSIDAD DE LA FORMACION.

Este perfil se utiliza principalmente para determinar la porosidad, la medición de la densidad de la formación tiene también aplicación en la identificación de minerales principalmente en depósitos de evaporitas; determinación de la densidad de hidrocarburos, determinación del rendimiento de lutitas petrolíferas, evaluación de arenas arcillosas y litologías complejas.

Una fuente radioactiva colocada en una almohadilla blindada (patín), es aplicada contra la pared del pozo, emitiendo hacia la formación rayos Gamma, que chocan contra los electrones de la formación, cediendo en cada choque algo de energía cinética al electrón, continuando su trayectoria con menor energía. Este tipo de interacción se conoce como efecto Compton de dispersión.



Los rayos Gamma desacelerados llegar a un detector colocado a una distancia fija de la fuente y son evaluados como una medida de la densidad de formación ya que el número de rayos Gamma de efecto Compton - está directamente relacionado con el número de electrones en la formación.

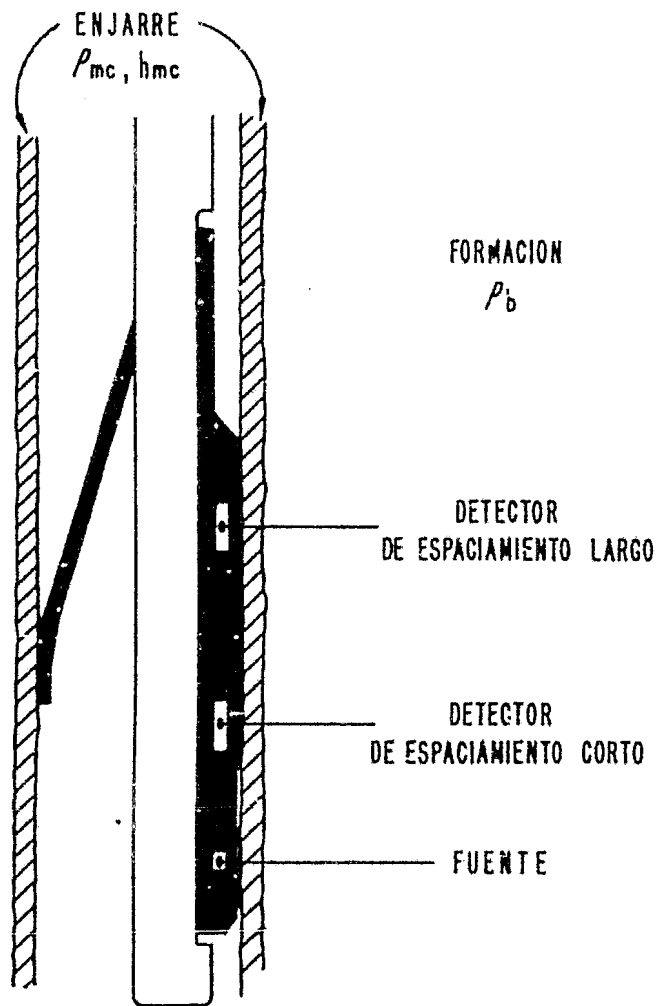
Por otra parte, la densidad de electrones está relacionada con la densidad total,  $\rho$  en  $\text{gr/cm}^3$ , de la formación. Esta última a su vez depende de la densidad de la matriz de la roca, de su porosidad y de la densidad de los fluidos contenidos en ella.

En la herramienta de densidad compensada, (FDC), se utilizan dos detectores tal como se ve en la fig. I I - 5.

La distancia entre la cara de la almohadilla y el extremo del brazo excéntrico es registrado al mismo tiempo como perfil de calibración del agujero del que es posible determinar la calidad del contacto entre la almohadilla y formación. La velocidad máxima de registro recomendable es de 1200 pies/hr. ( 550 m/h ).

La densidad total de una roca ( $\rho_b$ ) será función de la matriz - ( $\rho_{ma}$ ), de su porosidad y de la densidad de los fluidos contenidos en ella - ( $\rho_f$ ); la densidad de la matriz de la roca dependerá de su composición mineralógica.

La densidad total de una formación es la relación entre su masa ( peso ) y su volumen. La unidad es en gramos por centímetros cúbicos. En-



FACULTAD DE INGENIERIA	
<b>U . N . A . M .</b>	
TESIS PROFESIONAL	
CUADRO ESQUEMATICO DEL DISPOSITIVO DE PERFILAJE DE DENSIDAD DE LA FORMACION DE DOBLE ESPACIAMIENTO.	
FIG. II-5	OSCAR LOPEZ S.

las formaciones con densidad baja ( alta porosidad ) la mayor parte de los rayos Gamma producidos por la fuente llegan hasta el receptor y pueden ser contados; a medida que aumenta la densidad ( disminuye la porosidad ), menor será el número de rayos que llegan al receptor.

Para una formación limpia con densidad de matriz  $\rho_{ma}$  conocida y que tiene una porosidad  $\phi$  y está saturada con un fluido de densidad promedio  $\rho_f$ , la densidad total de la formación  $\rho_b$  será rigurosamente,

$$\rho_b = \rho_{ma} (1 - \phi) + \phi \rho_f$$

Para los fluidos que generalmente saturan los poros (excepto gas e hidrocarburos livianos) y para las matrices de los minerales comunes, la diferencia entre la densidad aparente  $\rho_a$  leída por el aparato y la densidad  $\rho_b$  es despreciable, de manera que despejando :

$$\phi = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f} \text{ ----- } 1$$

Donde :  $\rho_b = \rho_a$

$\phi$  = Porosidad

$\rho_b$  = Densidad total, obtenida del registro

$\rho_f$  = Densidad del fluido que satura la roca

$\rho_{ma}$  = Densidad de los granos o matriz

Puesto que se conoce la mayoría de las densidades de los minerales de las rocas sedimentarias, así como la de los fluidos en los poros, la relación entre la densidad de la formación y la porosidad puede expresar

se mediante la fórmula matemática " 1 ".

La cual nos ayuda a determinar la  $\phi$  efectiva por medio del registro de densidad en una formación no arcillosa.

En la tabla II - 1 se dan algunos valores comunes de  $\rho$  ma:

Efecto de los Hidrocarburos. De acuerdo a su diseño, el registro de densidad, mide la densidad total de la zona invadida por el filtrado del lodo, en el caso de formaciones porosas. Cuando la saturación de hidrocarburos residuales es relativamente alta, los valores calculados para la porosidad pueden ser mayores que los verdaderos; por lo tanto, debe introducirse una corrección para este efecto en la ecuación " 1 ".

Para fines prácticos y puesto que la densidad del filtrado del lodo y la del agua de formación son muy similares, se considerará que en la zona invadida existen únicamente hidrocarburos residuales ( $\rho_h$ ) y filtrado del lodo; por lo tanto por definición :

$$\rho_f = S_{xo} \cdot \rho_{mf} + (1 - S_{xo}) \rho_h \text{ ----- " 2 "}$$

en donde :  $S_{xo}$  = saturación de agua filtrado en la zona invadida, igual a  $(1 - S_{rh})$ .

$\rho_{mf}$  = Densidad del filtrado

$\rho_h$  = Densidad de los hidrocarburos a las condiciones de la formación.

Puesto que  $\rho_{mf}$  es aproximadamente igual a 1, la ecuación 2 se convierte en :

COMPONENTE	FORMULA	DENSIDAD REAL $\rho_b$	$\frac{2 \pm Z'S}{\text{Peso Mol.}}$	$\rho_s(\text{Eq. 8-1})$	$\rho_d(\text{Eq. 8-2})$ VISTO POR DISPOSITIVO.
Duarzo	SiO <sub>2</sub>	2.654	0.9985	2.650	2.648
Calcita	CaCO <sub>3</sub>	2.710	0.9991	2.708	2.710
Dolomita.	CaCO <sub>3</sub> MgCO <sub>3</sub>	2.870	0.9977	2.863	2.876
Anhidrita	CaSO <sub>4</sub>	2.960	0.9990	2.957	2.977
Silvita.	KCl	1.984	0.9657	1.916	1.863
Halita	NaCl	2.165	0.9581	2.074	2.032
Yeso	CaSO <sub>4</sub> 2H <sub>2</sub> O	2.320	1.0222	2.372	2.351
Carbón		1.400	1.030	1.442	1.355
Antracita		1.800		1.852	1.796
Carbón		1.200	1.060	1.272	1.173
Bituminoso		1.500		1.590	1.514
Agua Dulce	H <sub>2</sub> O	1.000	1.1101	1.110	1.00
Agua Salada	200,000ppm	1.146	1.0797	1.237	1.135
Petróleo	n(CH) <sub>2</sub>	0.850	1.1407	0.970	0.850
Metano	CH <sub>4</sub>	$\rho_{\text{meth}}$	1.247	1.247 $\rho_{\text{meth}}$	1.335 $\rho_{\text{meth}}$ -0.188
Gas	C <sub>1.1</sub> H <sub>4.2</sub>	$\rho_g$	1.238	1.238 $\rho_g$	1.325 $\rho_g$ -0.188

Tipo de Matriz	Densidad (Gr/cm <sup>3</sup> )
Para arenas, ars., cuarcitas -----	2.65
Para arenas calcareas, calizas arenosas -----	2.68
Para calizas -----	2.71
Para dolomias -----	2.87

FACULTAD DE INGENIERIA  
**U. N. A. M.**

TESIS PROFESIONAL

TABLA COMPARATIVA DE DENSIDADES DE LOS MINERALES MAS COMUNES.

$$\rho_f = S_{xo} + (1 - S_{xo}) \rho_h \text{ ----- " 3 "}$$

sustituyendo " 3 " en " 1 "

$$\phi = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - [S_{xo} + (1 - S_{xo}) \rho_h]}$$

Factores que afectan el Registro de Densidad.

I.- Diámetro del agujero. - Para registros que se toman en pozos vacíos o llenos de lodo con diámetros de 15 a 23 cm. ( 6" a 9" ), este no tiene influencia sobre el registro de densidad. Cuando el diámetro es mayor de 9" hay una corrección adicional a los valores de  $\rho_b$  obtenidos en el registro.

II.- Enjarre. El patín de la sonda va pegada a la pared del pozo, entonces el enjarre residual queda entre el patín y la formación, siendo este muy delgado; pocas veces se encuentran valores que estén fuera del límite del computador analógico que efectúa el cálculo de la corrección.

#### e) NEUTRON COMPENSADO

Es un registro radioactivo, su uso principal es la determinación indirecta de la porosidad de las formaciones, de acuerdo a la cantidad de hidrógeno presente en la formación, de tal manera que en formaciones limpias saturadas con agua o hidrocarburos, el registro nos da el valor aproximado del espacio poroso que satura el poro.

La combinación del registro de neutrón con uno o dos regis -

tros de porosidad, da valores más exactos de porosidad y puede dar la identificación litológica, así como la evaluación del contenido de arcilla. Este perfil se registra con la curva de rayos Gamma y se puede correr en agujero descubierto como en agujero entubado obteniéndose valores de porosidad bastante confiables.

Los neutrones son partículas eléctricamente neutras cuya masa es idéntica a la del átomo de hidrógeno, están en una fuente radioactiva colocada en la sonda que emite continuamente neutrones de alta energía.

La pérdida de energía ( velocidad ), por un neutrón en cada colisión depende de la masa relativa del núcleo con el cual choca, de esta forma la pérdida de velocidad dependerá principalmente de la cantidad de hidrógeno en la formación.

A los pocos microsegundos los neutrones llegan a su estado "termal", dispersándose sin orden, hasta ser capturados por núcleos de átomos tales como el cloro, sílice e hidrógeno, etc., estos se excitan y originan una emisión de rayos Gamma de alta energía denominado rayos Gamma de captura. A una mayor lectura corresponde una menor concentración de hidrógeno y viceversa.

Las fuentes radioactivas usadas por los aparatos neutrónicos son de Plutonio - Berilio ( Pu - Be ) o de Americio - Berilio ( Am-Be ).

En la fuente van montados dos detectores de neutrones térmicos a 0.37 m y 0.63 m. de la fuente. la sonda lleva un flete que mantiene la herramienta contra la pared del agujero. cuando este es de diámetro menor de 0.15 m. o está entubado la sonda no lleva flete (fig. 11 - 6 ).

El CNI es un aparato diseñado en diámetros 3-3 6" y 1-11 16" y puede ser corrido en combinación con otros registros, además es un instrumento de detección de neutrones térmicos. cuando se espaciamientos se registra la profundidad de investigación al incrementar la distancia entre la fuente y los detectores.

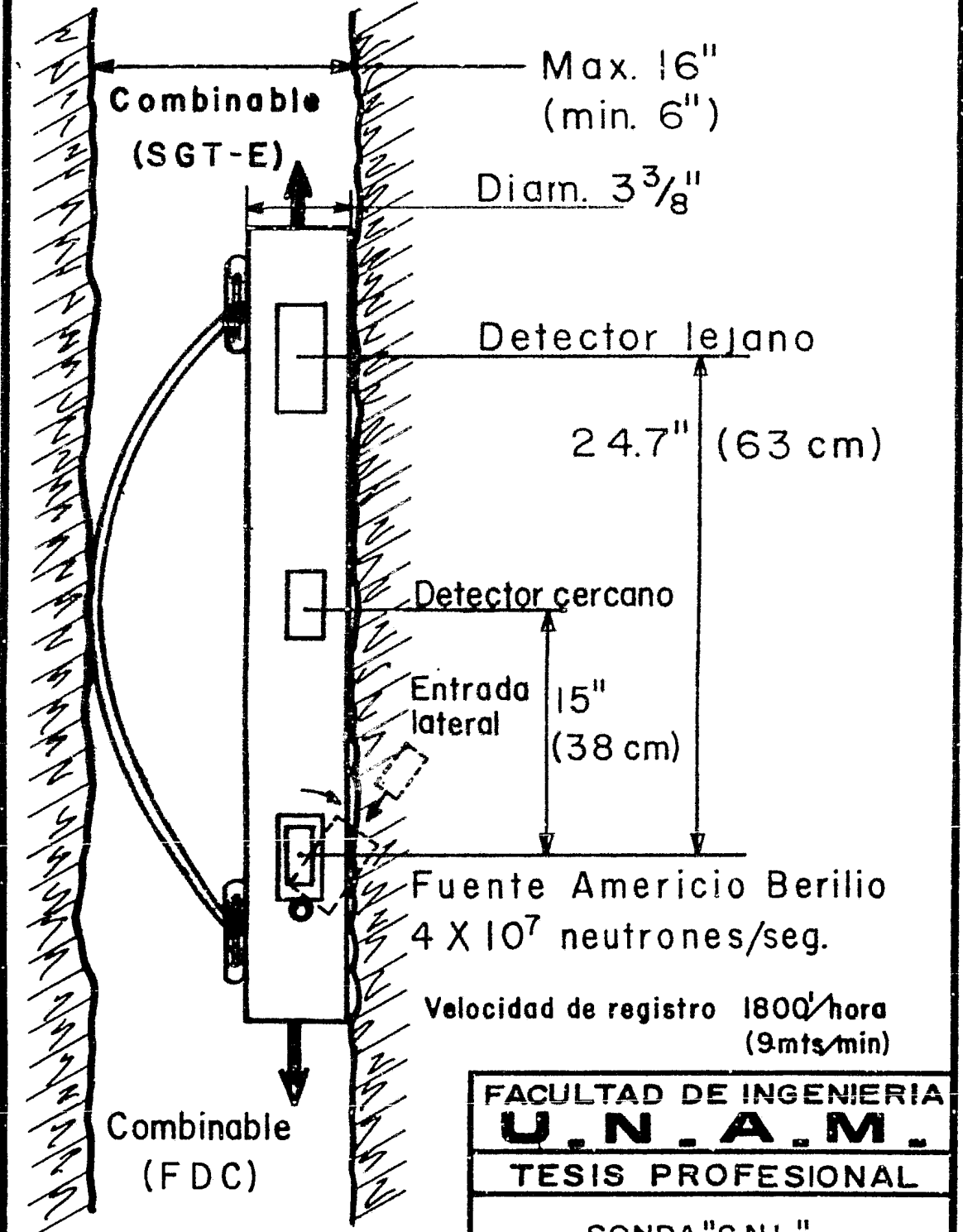
Esta sonda y registro puede ser utilizado en pozos llenos de líquidos con o sin tubería de revestimiento pero no en pozos llenos de gas, debido a que nos registraría una porosidad irreal muy baja; cuando se corre en pozo entubado se registra los coples de la tubería de revestimiento.

El registro se presenta en una escala de porosidad para matriz de caliza, cuando es tomado en una matriz distinta a la que está calibrada, se puede corregir por medio de un gráfico.

Reduce al mínimo los efectos del diámetro de pozo y el empuje; cuando se combina con el FDC, se hace uso del calibre para suministrar una corrección automática por el diámetro del pozo. Con este tipo de combinación se obtiene por superposición una interpretación cualitativa de porosidad y litología o una determinación de la presencia de gas.



# NEUTRON COMPENSADO



FACULTAD DE INGENIERIA  
**U.N.A.M.**  
TESIS PROFESIONAL  
SONDA "CNL"

Condiciones normales en las que se calibra el C N I.

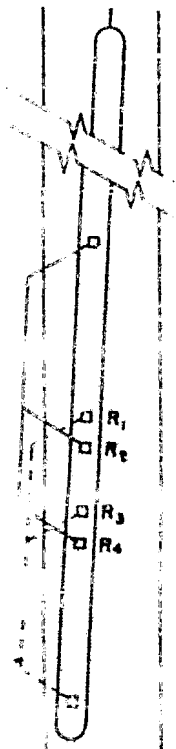
- Diámetro del pozo de 7.7/8"
- Agua dulce en el agujero y en la formación
- No hay enjarre de lodo
- Temperatura de 24<sup>o</sup> C
- Presión Atmosférica
- Herramienta excéntrica en el agujero

f). - SONICO DE POROSIDAD ( BHC )

El perfil sónico es un registro de la profundidad contra  $\Delta t$  - - (tiempo de tránsito), que es el tiempo requerido por una onda compresional para recorrer un pie de formación. El tiempo de tránsito de una formación determinada depende de sus características litológicas y de su porosidad.

Las herramientas actualmente usadas eliminan los efectos debidos a cambios en el diámetro del pozo y los errores producidos por la inclinación de la sonda.

El sistema utiliza un transmisor encima y otro debajo de dos - pares de receptores ( fig. I I - 7 ). Cuando un transmisor es activado eléctricamente emite una sucesión de ondas compresionales que se propagan en todas direcciones las cuales penetran a la formación. Se mide el tiempo -



TRANSMISOR SUPERIOR

TRANSMISOR INFERIOR

FACULTAD DE INGENIERIA  
**U. N. A. M.**

TESIS PROFESIONAL

SONDA "B.H.C." QUE MUESTRA LOS  
PASOS DE LOS RAYOS PARA LOS  
DOS CONJUNTOS DE TRANSMISOR -  
Y RECEPTOR

13

FIGURA II -7 | OSCAR LOPEZ SALINAS.

transcurrido entre la detección del primer arribo a los dos receptores correspondientes.

La velocidad del sonido en la sonda y en el lodo de perforación es menor que en la formación, consecuentemente los primeros arribos de energía acústica son los que viajan a través de la formación.

Lo que se mide es el tiempo  $\Delta t$  que tarda la onda acústica en recorrer, en la formación una distancia igual a la separación entre receptores.

Los valores de  $\Delta t$  son leídos en pares alternados de receptores y promediados automáticamente por un computador en la superficie. La unidad es el microsegundo por pie.

En formaciones sedimentarias la velocidad del sonido depende de muchos factores principalmente del componente de la roca matriz (areniscas, caliza, dolomita, ...) y de la porosidad distribuida. Los valores del registro varían desde unos 44  $\mu$  seg/pie para dolomitas densas de porosidad cero hasta unos 190  $\mu$  seg/pie para agua.

Relación de tiempo de Tránsito - Porosidad. Después de varios experimentos Wyllie encontró la relación lineal entre el tiempo de tránsito y la porosidad. La relación matemática es :

$$\Delta t_{BHC} = \Delta t_{\text{fluido}} \times \phi + \Delta t_{\text{matriz}} (1 - \phi) \text{-----A}$$

$$\phi = \frac{\Delta t_{BHC} - \Delta t_{ma}}{\Delta t_{\text{fluido}} - \Delta t_{ma}}$$

El viaje total en el fluido es proporcional a la porosidad (aproximadamente).

La expresión en "A" recibe el nombre de fórmula del tiempo promedio, la cual es utilizada para calcular la porosidad por medio del registro sísmico en formaciones limpias invadidas.

Normalmente la porosidad secundaria, es decir aquella que existe en fracturas o cavidades, no se registra pues el sonido tiene una trayectoria directa en la matriz de la formación. Sin embargo la presencia de lutitas ( o minerales de arcilla ) aumenta el tiempo de recorrido con lo cual se obtienen valores de porosidad demasiado elevados en relación a la lutita o arcilla presente, la  $\phi$  calculada con el sísmico se compara con la obtenida en el registro de densidad, a fin de obtener una estimación de la porosidad secundaria o del volumen de lutitas.

Evaluación de la Porosidad en areniscas consolidadas y compactas. En estas formaciones la lectura del perfil parece ser independiente del contenido de los poros; agua, petróleo, gas o lutita diseminada. Si en las areniscas existen láminas de lutitas, la porosidad aparente del registro se verá aumentada. Los valores de  $\Delta t$  aumentaran debido a que  $\Delta t$  de la lutita generalmente es mayor que  $\Delta t$  ma. de la arenisca.

Arenas no compactas. Haciendo uso directo de la fórmula de Wyllie se obtendrá valores de porosidad demasiados altos en formaciones geológicamente más recientes. La falta de compactación puede quedar indi

cada en lutitas adyacentes cuando estas muestran valores de  $\Delta t$  mayores de  $100 \mu \text{ seg/ pie}$ .

**Carbonatos.** En carbonatos que tienen porosidad intercristalina, la fórmula de Wylie sigue siendo correcta, pero con frecuencia existe porosidad secundaria, debido a cavernas y/o fracturas de dimensiones mucho mayores que los poros encontrados en la porosidad primaria.

Wylie concluye que en formaciones que contienen cavernas la velocidad del sonido depende principalmente de la porosidad primaria.

La fórmula del tiempo promedio:  $\Delta t = A + B \sqrt{1 - \phi}$  es útil en carbonatos para demostrar la relación entre  $\Delta t$  y  $\phi$  los coeficientes A y B tienen que ser determinados empíricamente para cada formación o intervalo del yacimiento en estudio.

Factores que afectan el registro sísmico.

I) Condiciones del agujero. En donde el agujero es grande - puede llegar a ocurrir saltos de ciclo.

II) Características de las formaciones y fluidos que contiene. - El valor de  $\Delta t$  depende de la composición mineral de la roca. En la tabla II - 2 se incluye las velocidades de algunas formaciones.

El valor de  $\Delta t$  en formaciones porosas se obtiene en la zona invadida por el filtrado del lodo y por el agua congénita en los poros, esto depende de la temperatura, salinidad y presión.

	Vma. (Pies/seg)	$\Delta t_{ma}$ ( $\mu$ seg/pies)	$\Delta t_{ma}$ ( $\mu$ seg/pies) (usado comunmente)
ARENISCAS	18 000 - 19 500	55.5 - 51.0	55.5 - 51.0
CALIZAS	21 000 - 23 000	47.6 - 43.5	47.5
DOLOMIAS	23 000	43.5	43.5
ANHIDRITA	20 000	50.0	50.0
SAL	15 000	66.7	67.0
TUBERIA (hierro)	17 000	57.0	57.0

FACULTAD DE INGENIERIA

**U. N. A. M.**

TESIS PROFESIONAL

TABLA DE Vma y  $\Delta t_{ma}$ .

Para un mismo tipo y contenido de fluidos y tipo de roca determinada, mientras mayor sea la porosidad de la roca mayor será el tiempo de tránsito del intervalo.

Cuando la roca está compacta, hay un mejor acoplamiento - - acústico entre los elementos que forman su matriz. Por lo que se puede decir que la velocidad del sonido en una roca porosa aumenta conforme aumenta la diferencia de presión entre la presión que ejerce la carga de los sedimentos y la presión de los fluidos confinantes en el espacio poroso.

Además de que la velocidad del sonido nos sirve para determinar la porosidad de la formación, también nos ayuda para obtener medidas y auxiliarnos en la interpretación de estudios sísmicos.

#### I Medidas de Porosidad

II Tiempo de Tránsito Integrado para corregir la velocidad - promedio del sonido de secciones importantes del pozo.

#### III Determinación de Litología

#### IV Determinación de fracturas en Pozo Abierto

La atenuación de la amplitud de la primera onda (onda compresional) y las ondas laterales se pueden usar a veces para dar una indicación de fracturas.

#### Limitaciones.

Presión Máxima ----- 20 000 lbs/pulg<sup>2</sup>



Temperatura Máxima ----- 350° F  
 Velocidad Máxima de Reg. ----- 1 500 a 40 000 pies/hora  
 ( 20 mts. min. )

Cuando las formaciones no están compactas, la presencia de hidrocarburos y especialmente gas, trae como consecuencia un aumento en el  $\Delta t$ .

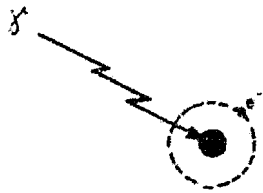
**g).- PERFIL DE LITODENSIDAD ( L. D. T. )**

La herramienta LDT ( LYTHO-DENSITY TOOL. ) fue diseñada para obtener información de la litología y de la densidad volumétrica de las formaciones. Esta herramienta mide simultáneamente la densidad electrónica (  $\rho_e$  ) y el índice de captura fotoeléctrica (  $Pe$  ), o factor fotoeléctrico de la formación. Dicho factor depende fundamentalmente de la litología y está poco afectado por la porosidad y los fluidos.

A continuación se mencionan las tres principales interacciones entre rayos Gamma (fotones de alta energía) y la materia, (Fig. II-8), en donde se indica la probabilidad de ocurrencia (  $\sigma$  ) de cada uno de los fenómenos en función del número atómico del elemento, para una determinada energía.

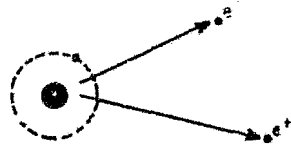
Efecto de producción de pares. (electrón+positrón ). Se presenta solamente cuando la energía del rayo Gamma es mayor de 1.02 MeV. que colisiona con un núcleo transformándose en la masa del electrón y del positrón, y en su energía cinética.

PRODUCCION DE PARES

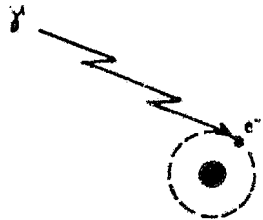


ATOMO DE NUMERO ATOMICO Z

$$\gamma \text{ ATOMO } \sim Z^2$$

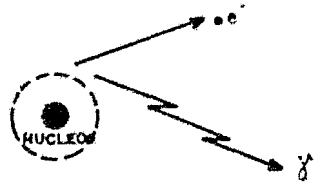


EFFECTO COMPTON

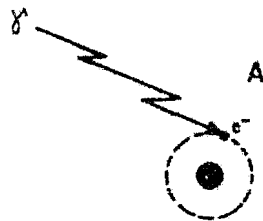


ATOMO DE NUMERO ATOMICO Z

$$\gamma \text{ ATOMO } \sim Z$$

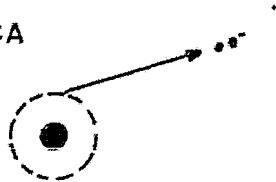


ABSORCION FOTOELECTRICA



ATOMO DE NUMERO ATOMICO Z

$$\gamma \text{ ATOMO } \sim Z^{4.5}$$



FACULTAD DE INGENIERIA  
U. N. A. M.

TESIS PROFESIONAL

INTERACCIONES DE RAYOS  
GAMMA Y LA MATERIA

Efecto de Compton. Si la energía del rayo Gamma está entre 75 KeV y 2 Mev, al interactuar con un electrón del átomo le transfiere parte de su energía en forma de energía cinética. ( 1 Electrón-Volt Es la energía que adquiere un electrón al aplicarle una diferencia de potencial de 1 - Volts. )

Efecto Fotoeléctrico. Este efecto ocurre cuando un rayo Gamma es de energía menor a 100 KeV. El fotón incidente desaparece y transmite su energía a un electrón del átomo en forma energía cinética, esta interacción es la base del registro de litología.

La sección de captura fotoeléctrica es la medida de la probabilidad de que el fenómeno fotoeléctrico ocurra entre un electrón del átomo y el Rayo Gamma.

$\sigma_a$  = Sección de captura fotoeléctrica del átomo, es una propiedad microscópica. (material, energía ).

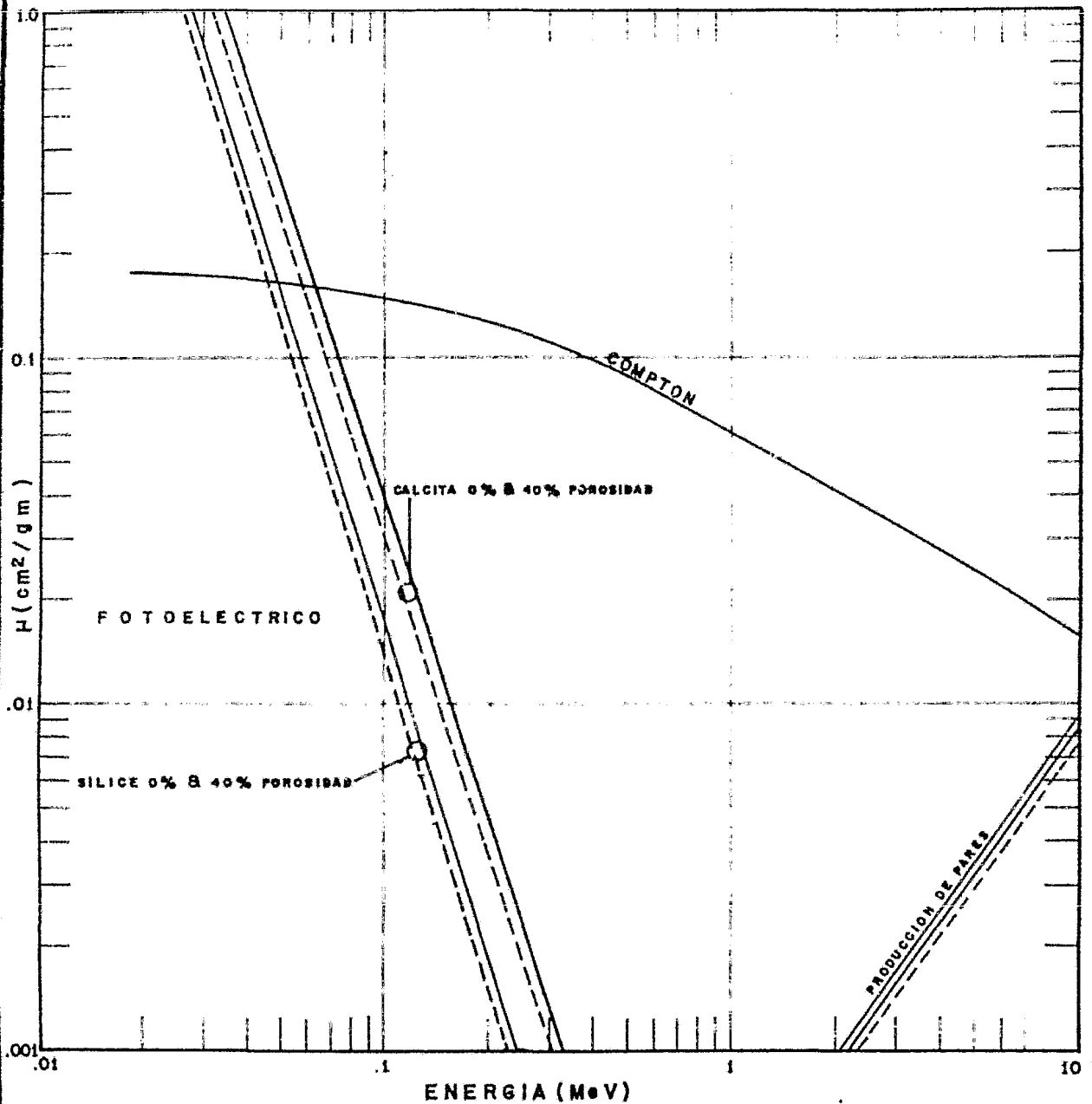
$\Sigma$  = Sección de captura fotoeléctrica por unidad de volumen, es una propiedad macroscópica.

$\mu_f$  = Sección de captura fotoeléctrica por unidad de masa, es una propiedad macroscópica.

$$\Sigma = \mu_f \cdot \rho_{form} = g \quad (\text{material, energía}).$$

Las secciones  $\Sigma$  y  $\mu_f$ , están relacionadas con los valores de  $\sigma_a$ . La fig. II-9 muestra la variación de los coeficientes de absor --

# COEFICIENTES DE ABSORCION POR UNIDAD DE MASA



FACULTAD DE INGENIERIA  
**U. N. A. M.**

TESIS PROFESIONAL

COEFICIENTE DE ABSORCION  
POR UNIDAD DE MASA

FIG. II-9

OSCAR LOPEZ S.

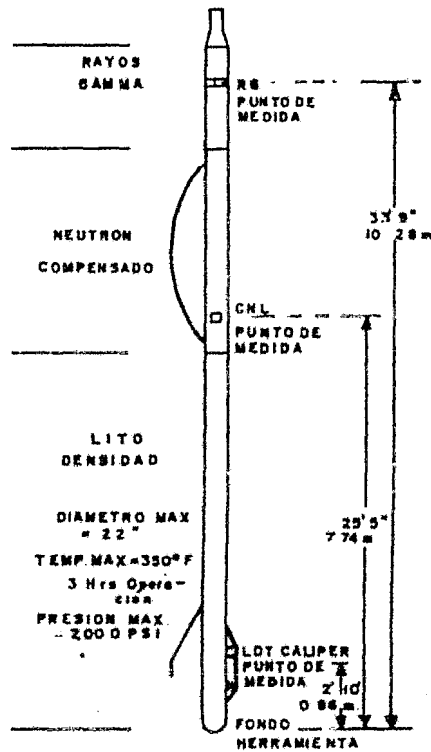
ción para los efectos fotoeléctricos, Compton y producción de pares en función de la energía del rayo Gamma incidente.

La herramienta de Lito-Densidad se puede correr en combinación con el perfil de Neutrón Compensado, CNL, y rayos Gamma, RG, como se indica en la Fig. I I - 10. Esta presentación se utiliza principalmente para evaluar formaciones gasíferas, litologías complejas y en aquellos intervalos donde se detectan minerales pesados.

Sobre el patín va montado una fuente radioactiva de Cesio 137, que emite rayos Gamma de 661 Kev y dos detectores. El patín hace que sea presionado a la formación por un brazo activado hidráulicamente. Los rayos Gamma generados por la fuente se difunden en la formación, que al chocar con los electrones pierden parte de su energía ( efecto Compton ) y otros desaparecen luego de interactuar con un electrón de un átomo, transfiriéndole toda su energía ( efecto fotoeléctrico ). El efecto fotoeléctrico es importante a bajas energías por lo que los rayos Gamma de baja energía -- que llegan a los detectores no solo dependen de los choques recibidos sino también de las características de absorción fotoeléctrica de la formación.

La densidad esta calibrada en función de un índice (  $\rho_e$  ) proporcional a la densidad electrónica la cual es convertida en la densidad aparente (  $\rho_b$  ) que es muy similar a la densidad real de la formación y se expresa con la fórmula :

$$\rho_b = 1.0704 \rho_e - 0.1883 \text{ ----- ( 4 )}$$



FACULTAD DE INGENIERIA  
U. N. A. M.

TESIS PROFESIONAL

HERRAMIENTA LDT - CNL - RG

Esta fórmula da valores de densidad correctos para formaciones calcáreas acuíferas, y valores aproximados en el resto de las formaciones en el rango normal de densidades. La medida de litología está calibrada en función de un índice proporcional a la relación entre  $\Sigma$  y  $\rho_e$ , denominado factor fotoeléctrico (  $Pe$  ), de donde :  $Pe = (\Sigma / \rho_e) \times (\text{constante de unidades})$ .

El Factor Fotoeléctrico  $Pe$  casi no es afectado por variaciones de porosidad, pero es muy sensible a cambios de Litología. Para interpretaciones cuantitativas definiremos :

$U$  = índice de absorción transversal de captura fotoeléctrica por unidad de volumen :  $\Sigma$  ( 4 )

$$U = Pe \cdot \rho_e \left[ \frac{\text{barns}}{\text{elect}} \cdot \frac{\text{elect}}{\text{cm}^3} \right] = \frac{\text{barns}}{\text{cm}^3} \quad \text{----- ( 5 )}$$

En una mezcla de minerales se cumple :

$$U = U_1 \cdot V_1 + U_2 \cdot V_2 \quad \text{----- ( 6 )}$$

donde  $V_1$  es la fracción volumétrica del componente 1 y  $U_1$  su índice de sección de captura por unidad de volumen.

La curva de absorción fotoeléctrica  $U$  es representativa de la litología, excepto con lodos con alto porcentaje de barita.

Correcciones por efecto de Enjarre. ( Fig. II-11 ). Si graficamos los conteos del detector lejano y cercano en una formación sin enjarre, obtendremos una recta como se muestra en la fig. II-11a, sobre la recta tendremos una escala de densidad. Si agregamos un enjarre de  $\rho_{mc}$

1.5 gr/cm<sup>3</sup>, se obtendrá una gráfica como en la fig. II-11b, se aprecia -- que después de un espesor de emjarre (hmc) mayor 3/4" la curva tiende hacia la recta; esto nos indica que estamos midiendo sólo la densidad del emjarre. La gráfica de la fig. II-11c se obtiene si variamos la  $\rho_b$  y permanecemos constante  $\rho_{mc} = 1.5$ ; en la fig. II-11d tendremos la gráfica después de variar la  $\rho_{mc} = 1, 5, 2, 3$  gr/cc y no cambiar el valor de  $\rho_b = 1.5$  gr/cc.

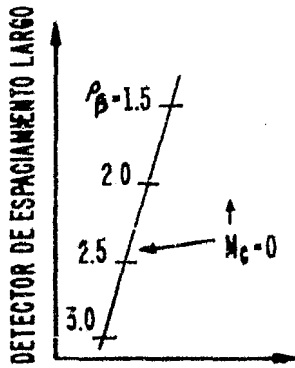
Aplicaciones en litologías Complejas: Hasta ahora el método de interpretación más usado para resolver litologías complejas es el gráfico M-N. El factor  $P_e$  nos ayuda para un mejor análisis de litologías complejas por medio de un gráfico de litología que se obtiene a partir de la combinación LDT-CNL.

La tabla II-3 nos muestra los valores de  $P_e$ ,  $\rho_b$  y  $U$  en minerales típicos.

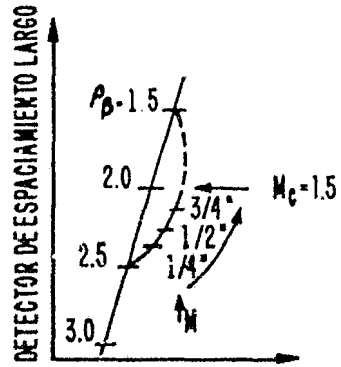
Formaciones Gasíferas. - Las variaciones en la separación entre el perfil de densidad y la porosidad neutrónica se puede atribuir a cambios en la litología o arcillosidad o a cambios en la densidad del fluido. En otras palabras cuando una variación en la separación de los perfiles de densidad-neutrón no está acompañada por un cambio de la curva fotoeléctrica ( $P_e$ ) podemos decir que existe gas o cambios en la densidad del fluido de formación.

Detección Minerales Pesados. - Cuando la formación contiene minerales pesados la curva  $P_e$  aumenta considerablemente. Por ejemplo un 1% en peso de zircón (Z) en la formación origina más de una deflexión en la presentación del factor fotoeléctrico ( $P_e$ ), vemos que la relación de  $P_e$

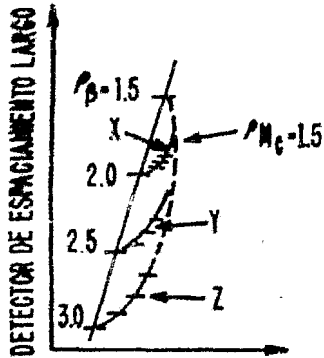




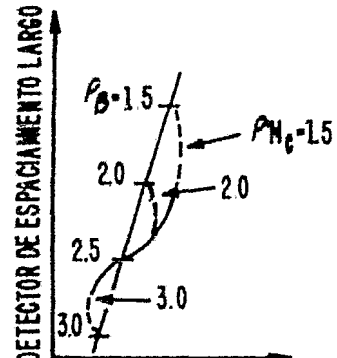
a) DETECTOR DE ESPACIAMIENTO CORTO



b) DETECTOR DE ESPACIAMIENTO CORTO



c) DETECTOR DE ESPACIAMIENTO CORTO



d) DETECTOR DE ESPACIAMIENTO CORTO

FACULTAD DE INGENIERIA

**U. N. A. M.**

TESIS PROFESIONAL

CORRECCIONES POR ENJARRE

	$P_e$ Factor Fotoelectrico	$P_e$ Indice de densidad electronica	$U(P_e X P_e)$ Indice de seccion de captura Fotoelectrica por unidad de volumen	$P_b$ (g/cm <sup>3</sup> ) Densidad aparente leida por la herramienta	$P_{form}$ (g/cm <sup>3</sup> ) Densidad de la formacion
Cuarzo	1.81	2.650	4.80	2.648	2.654
Calcita	5.08	2.708	13.76	2.710	2.710
Dolomita	3.14	2.863	8.99	2.876	2.870
Feldespatos (Promedio aproximado)	2.86	2.56	7.32	2.55	2.58
Anhidrita	5.05	2.957	14.93	2.977	2.96
Sel (ClNa)	4.65	2.074	9.64	2.032	2.165
Agua dulce	.35	1.110	.39	1.000	1.000
Hidrocarburos	$\leq 1.2$	$\leq 1.1$	$\leq 1.3$	$\leq 1.1$	$\leq 1.1$
Agua salada 200,000 ppm	1.2	1.237	1.48	1.135	1.146

con el peso atómico (  $Z$  ) está en función de  $Z^4$  y el peso de los minerales en función de (  $Z$  ). Esto explica su sensibilidad a la presencia de minerales pesados en la formación.

**Detección de Fracturas.** - Si tenemos lodo con barita y fracturas en la formación, se puede detectar por el número atómico alto de la barita ( 267 ), que implica que la sección fotoeléctrica sea muy grande. Al introducirse el lodo en las fracturas origina un aumento en el valor de Pe registrado por la herramienta.

**Formaciones de Baja Porosidad.** - Las variaciones estadísticas del registro de densidad son críticas cuando se evalúan formaciones de baja porosidad. El registro LDT posee dos detectores de ioduro de sodio, una fuente radioactiva enfocada y una selección electrónica de apropiadas "ventanas" de energía, características que le permiten detectar una cantidad de rayos Gamma cinco veces mayor que los registros convencionales de densidad y un sistema compensador por temperatura disminuye más aún las variaciones estadísticas.

**Detección de Minerales Arcillosos.** - Combinando la información de un registro de Espectroscopia de rayos Gamma naturales con la curva Pe se puede evaluar el tipo de arcillas ( Tabla II-4 ).

Las evaluaciones cuantitativas se basan en la fórmula promedio ( fórmula No. 6 ). Esta fórmula se simplifica si solamente se considera matriz y fluido:

TIPO DE ARCILLA	FACTOR FOTOELECTRICO
CAOLINITA	1,83 — 1,84
CLORITA	6,30 — 6,33
ILLITA	3,45 — 3,55
MONTMORILLONITA	2,04 — 2,3

$$U = U_{ma} (1 - \phi) + U_f \cdot \phi \text{ ----- (7)}$$

En la tabla II-3 se observa que  $U_f \ll U_{ma}$ , por lo que se puede eliminar sin mayor error el término  $(U_f \cdot \phi)$ .

combinando la ecuación (7) con la (5) nos da :

$$U_{ma} \approx \frac{P_e \cdot \rho_p}{1 - \phi} \text{ ----- (8)}$$

El valor de  $\rho_e$  se obtiene del perfil de densidad ( $\rho_b$ ) con la fórmula (4). Para evaluaciones rápidas se puede considerar el rango de valores de las formaciones  $\rho_e \approx \rho_b$  y  $\phi \approx \phi_{ND}$ ; se define la sección de captura aparente de la matriz como :

$$U_{maa} = \frac{P_e \cdot \rho_b}{1 - \phi_{ND}} \text{ ----- (9)}$$

$P_e$  = Factor fotoeléctrico (de la densidad de perfil)

$\rho_b$  = Densidad aparente (de la densidad de perfil)

$\phi_{ND}$  = Porosidad leída del perfil de densidad y neutrón.

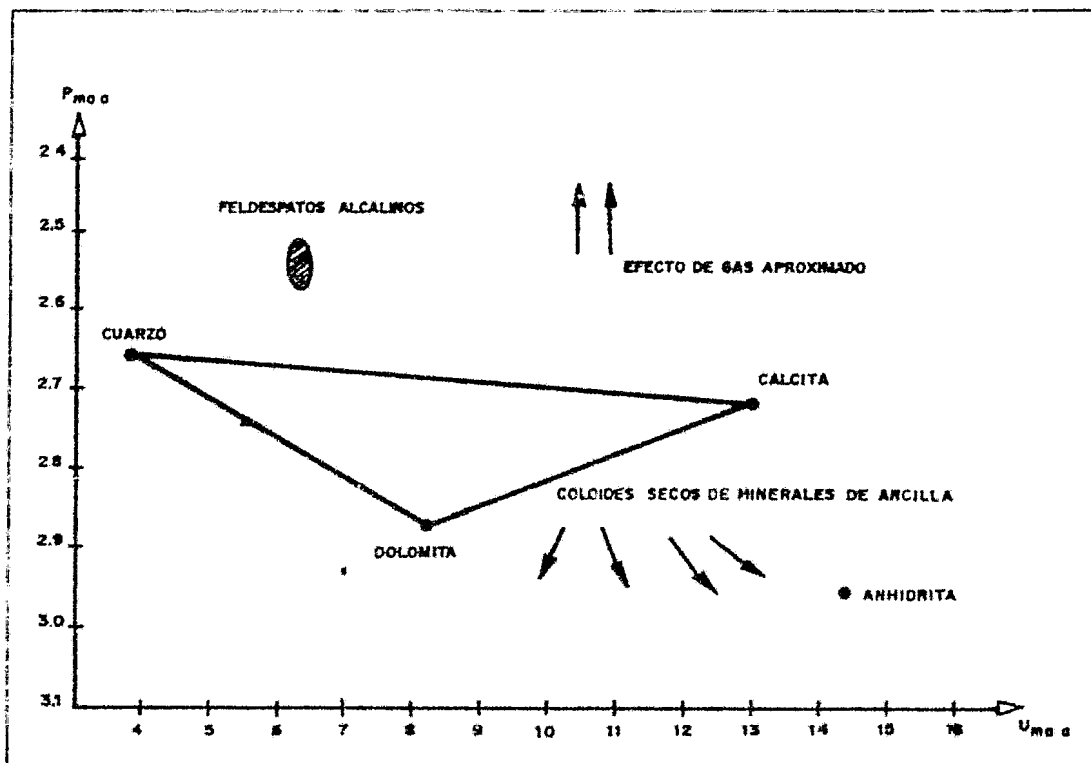
Las cartas de interpretación básicas para la combinación I-DT-CN es el gráfico de densidad-neutrón. La Fig. II-12 combina la información para resolver problemas complejos de litología; el valor  $U_{maa}$  (en abscisas) representa el índice de sección fotoeléctrica aparente de la matriz por unidad de volumen y se obtiene con la fórmula (9),  $\rho_{maa}$  (en ordenadas) que es la densidad aparente de la matriz y se obtiene extrapolando el valor de la densidad de la matriz para  $\phi = 0$ .

#### h). - ESPECTROSCOPIA DE RAYOS GAMMA (NGT)

Los perfiles de rayos gamma, tienen aplicaciones importantes-

# GRAFICO LITOLOGICO

Agua dulce en los poros



FACULTAD DE INGENIERIA  
**U.N.A.M.**  
TESIS PROFESIONAL

GRAFICO LITOLOGICO

como : control de profundidad, correlación entre pozos y estimaciones del contenido de arcilla en las formaciones. Las lutitas contienen mayor cantidad de material radioactivo que las arenas, areniscas y calizas; por lo tanto los perfiles de rayos Gamma responden a la radioactividad producida por el decaimiento de tres elementos: Torio, Uranio y Potasio, pero no determinan la proporción relativa de cada uno de los elementos. La herramienta NGT ha sido diseñada para obtener las cantidades de los tres elementos radioactivos en la formación.

Las rocas sedimentarias en particular contienen elementos radioactivos variables. Los únicos isótopos inestables que por su degradación producen una cantidad apreciable de rayos Gamma y cuya vida media es suficientemente larga son :

A) Potasio 40 vida media de  $1.3 \times 10^9$  años

B) Uranio 238 vida media de  $4.4 \times 10^9$  años

C) Torio 232 vida media de  $1.4 \times 10^{10}$  años

Estos tres isótopos en su degradación hacia isótopos estables son los que originan la radioactividad natural de las formaciones. El potasio 40 decae directamente en Argon 40 que es estable; el proceso origina la emisión de rayos Gamma de 1.46 MeV de energía. El proceso es más complejo para el Uranio 238 y el Torio 232 pues generan una serie de isótopos intermedios inestables antes de llegar al isótopo estable final.

Los espectros presentados en la Fig. II-4 asumen que las se-

ries de Torio y Uranio están en equilibrio secular. Una serie radioactiva - se encuentra en equilibrio secular cuando todos los elementos "hijos" intermedios decaen a la misma velocidad con la cual son producidos por los isótopos "padres".

En la tabla II-5 se pueden observar las propiedades químicas del U.K. y Th, como pueden ser transportados y en que tipo de sedimentos abundan.

Entre las características más notables se puede citar que el - Torio es insoluble por lo que su concentración es característica de la deposición. El Potasio y algunos componentes de la serie del Uranio son solu - bles, por lo que su concentración no es necesariamente característica de - la deposición, ya que puede haber sido transportados por las aguas de for - mación.

El Ion  $\text{Th}^4$  se encuentra absorbido en los minerales arcillosos debido a su gran radio atómico.

Las altas concentraciones de Uranio en las arcillas pueden indicar alto contenido de materia orgánica, dado que el Ion Uranio es fijado - por carbón orgánico en ambientes reductores.

Las concentraciones de Potasio en las arcillas están más relacionadas con la mineralogía. La degradación de los silicatos (feldespatos y



	PROPIEDADES QUIMICAS	TRANSPORTE	OCURRENCIA
K	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Valencia <math>1^+</math></li> <li>- Es soluble</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- En solución (grandes distancias)</li> <li>- Feldspatos y minerales micáceos en suspensión</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Sedimentos detríticos</li> <li>- En sedimentos inmaduros (feldspatos, micas),</li> <li>- En arcillas en general (adsorción)</li> <li>- En arcillas micáceas (estructuralmente)</li> <li>- Sedimentos químicos</li> <li>- En evaporitos</li> <li>- En calizas originadas en algas</li> </ul>
Th	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Valencia <math>4^+</math></li> <li>- Insoluble</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Únicamente en suspensión</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Solamente en sedimentos detríticos.</li> <li>- En minerales arcillosos (por adsorción)</li> <li>- En minerales pesados (monazita, allanite)</li> <li>- En cenizas volcánicas</li> <li>- En sedimentos residuales que quedan luego que K y U son eliminados por erosión</li> </ul>
U	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Valencias <math>4^+</math> y <math>6^+</math></li> <li>- <math>U^{4+}</math> es insoluble</li> <li>- <math>U^{6+}</math> es soluble en la forma de un ión complejo <math>UO_2^{2+}</math></li> </ul> <p>Dependiendo del pH y Eh, el ión <math>UO_2^{2+}</math> se combina con sulfatos, carbonatos o materiales orgánicos  <math>UO_2^{2+}</math> se precipita con fosfatos</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- En solución</li> <li>- En suspensión</li> <li>- En animales que fijan uranio</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Sedimentos detríticos:</li> <li>- En minerales arcillosos (adsorción)</li> <li>- En minerales pesados (Xenotima, Zircon)</li> <li>- En cenizas volcánicas.</li> <li>- Sedimentos químicos</li> <li>- En carbonatos</li> <li>- En fosfatos</li> <li>- En materia orgánica.</li> </ul>

FACULTAD DE INGENIERIA  
**U. N. A. M.**

TESIS PROFESIONAL

PROPIEDADES QUIMICAS DEL U, K y Th,  
 MODO DE TRANSPORTE Y OCURRENCIA.

micas) hay diferentes etapas en el proceso de meteorización, obteniéndose Illita ( o Montmorillonita ) en la primera etapa y Caolinita en la segunda.

El análisis de las cantidades de Th y K en las arcillas ayudan a identificar el tipo de arcilla, mientras que análisis del contenido de Uranio puede facilitar el reconocimiento de rocas generadoras.

La herramienta detecta los rayos Gamma emitidos espontáneamente por la formación. Los elementos que emiten los rayos Gamma sufren numerosos choques con los electrones de la formación ( efecto Compton ) antes de llegar al detector. El espectro que " ve " la herramienta es similar al indicado en la fig. II-13. Se divide el espectro en 5 ventanas de energía ( W1, .... W5 ) y se cuentan los pulsos por segundo en cada una de esas ventanas.

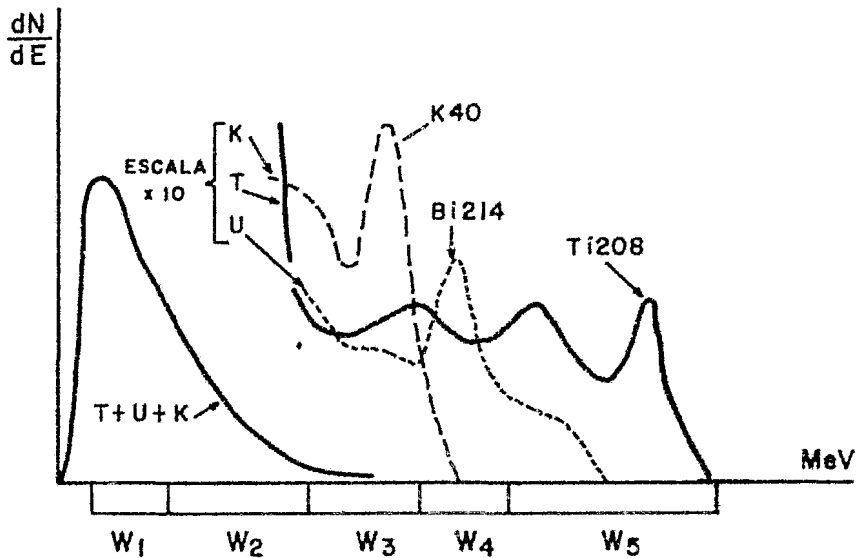
En la fig. II-14 se muestra un esquema de la herramienta, la máxima velocidad de registro recomendada es de 900 pies/hora debida a las variaciones estadísticas de las lecturas.

Esta herramienta se puede correr en combinación con otros equipos como el de FDC-CNL, ISF-BHC si se utiliza una unidad computarizada para registrar los perfiles en el pozo.

La aplicación no sólo se encuentra en la evaluación de parámetros petrofísicos sino también en estudios geológicos.

A) Evaluación del volumen de arcilla en presencia de componente radioactivo no arcilloso.

# CURVAS DE RESPUESTA DE POTASIO TORIO Y URANIO



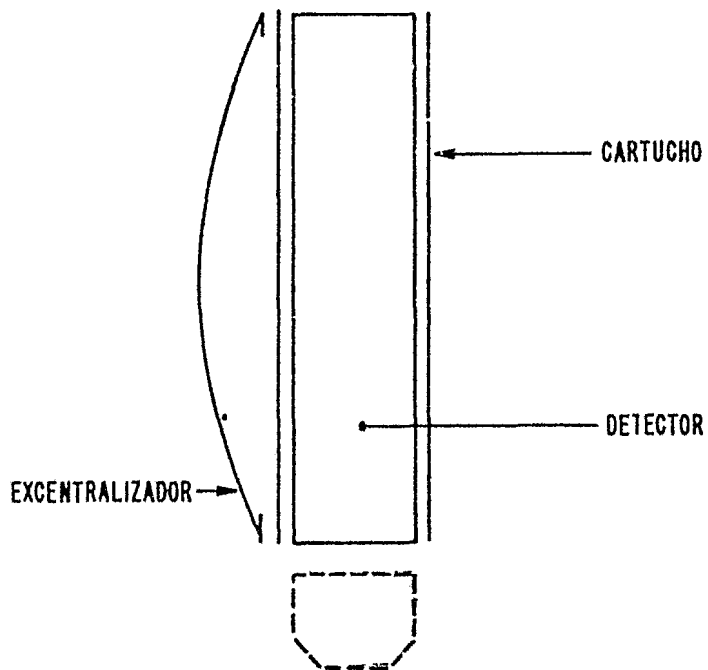
FACULTAD DE INGENIERIA  
**U. N. A. M.**

TESIS PROFESIONAL

ESPECTRO "VISTO" POR  
EL N. G. T.

FIG. II-13

OSCAR LOPEZ S.



PRESION MAXIMA 20 000 PSI  
 TEMPERATURA MAXIMA 300 F  
 VELOCIDAD MAXIMA PERFILAJE 900 PIES HORA

FACULTAD DE INGENIERIA  
**U - N - A - M.**

TESIS PROFESIONAL

HERRAMIENTA NGT.

Las arenas feldespáticas y las micas contienen potasio en su fórmula química y por lo tanto el perfil de rayos Gamma convencional no es buen indicador de arcillosidad.

La concentración de potasio en los carbonatos es casi nula - - mientras que la concentración de Uranio puede variar debido a la precipitación de sales durante la circulación de aguas. Si se resta a la curva de rayos Gamma la contribución del Uranio, se obtiene un buen indicador de arcillosidad en zonas con carbonatos radioactivos.

B) Análisis del tipo de arcilla. Los porcentajes de Th y K en arcillas dependen del tipo de ésta.

C) Evaluación del contenido de potasio en evaporitas

D) Correlación entre Pozos, el perfil de NGT es de gran ayuda en esos casos pues permite la correlación entre pozos de cada una de las curvas de Th, K ó U.

E) Detección de minerales pesados. El Th y U se encuentran - relacionados con minerales pesados (zircón, monazita ...).

### I I I . - HERRAMIENTAS MECANICAS.

La información directa que utilizan los ingenieros geólogos y petroleros en Petróleos Mexicanos para sus observaciones paleontológicas, litológicas, petrográficas, petrofísicas, contenido de fluidos y de producción son obtenidos principalmente de los "recortes o muestras de canal" recuperados durante la perforación del pozo, de los núcleos de fondo cortados ya sea por haberse presentado manifestaciones de hidrocarburos o por requerirse para información estratigráfica y finalmente de las pruebas de producción efectuada al finalizar el pozo.

Sin embargo, existen en la actualidad otras formas de obtener información directa para los mismos objetivos que los mencionados anteriormente, por métodos mecánicos a menor tiempo de operación y a mucho menor costo. Estas herramientas son el "probador repetitivo de formaciones" (RFT) y el sacamuestras de pared o muestreador continuo de núcleos (CST).

#### a). - PROBADOR DE FORMACION (RFT).

El probador de formación RFT es una herramienta que nos sirve para medir presiones y tomar muestras de fluido que son extraídas de la formación. Además nos da la alternativa de investigar las características estáticas y dinámicas del fluido.

El RFT permite obtener en cada bajada en el pozo :

- Un serie de mediciones de presión hidrostática de la columna de lodo, presión de formación y estimaciones de permeabilidad.

- Dos muestras de fluidos operadas y la estimación de la permeabilidad a partir de presiones de prueba.

El preprobador de RFT y el sistema de muestreo se ilustra en la fig. III-1.

Se utiliza una curva de raso gamma para correlacionar, y por lo tanto la herramienta en profundidad posteriormente se efectúa la siguiente secuencia:

- El patín con empujadura de goma y el zapato de soporte son - expandidos para fijar la herramienta contra la formación.

- Se cierra la válvula equalizadora.

- Se expande la punta de prueba y se abre la válvula de filtro.

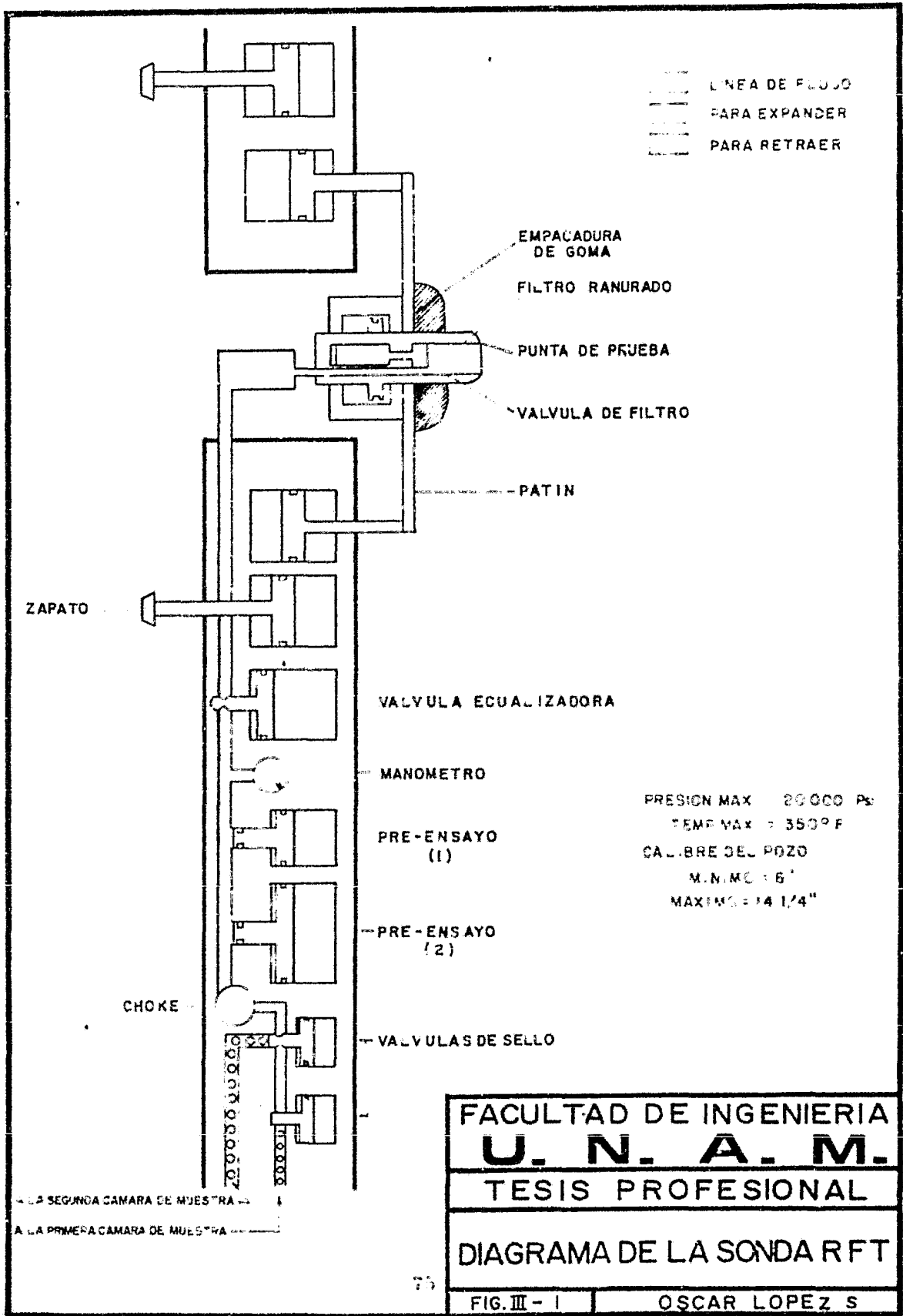
- Se desplaza el pistón de la cámara de pre-ensayo (1) entrando fluido en la cámara.

- Igual en la cámara de pre-ensayo (2). El volumen de las cámaras de pre-ensayo es de 10 cm<sup>3</sup>. cada una. El flujo ocurre bajo diferencial de presión aproximadamente constante.

Una vez que la secuencia de pre-ensayos y muestras de fluidos han concluido.

- Se sellan las cámaras de muestra.

- El patín con empujadura de goma, el zapato de soporte y la punta de prueba se cierran.





- Se abre la válvula ecualizadora de presiones.

- Se cierran las cámaras de preensayo y los fluidos son expulsados al hueco.

Las únicas partes en contacto con la formación son el patín con empacadura de goma y el zapato de soporte, el resto de la herramienta no hace contacto con la formación para evitar el riesgo de que quede adherido, debido al diferencial de presión entre el pozo y la formación.

El RFT usa un manómetro del tipo medidor de deformación colocado en la línea de flujo (ver fig. III-1).

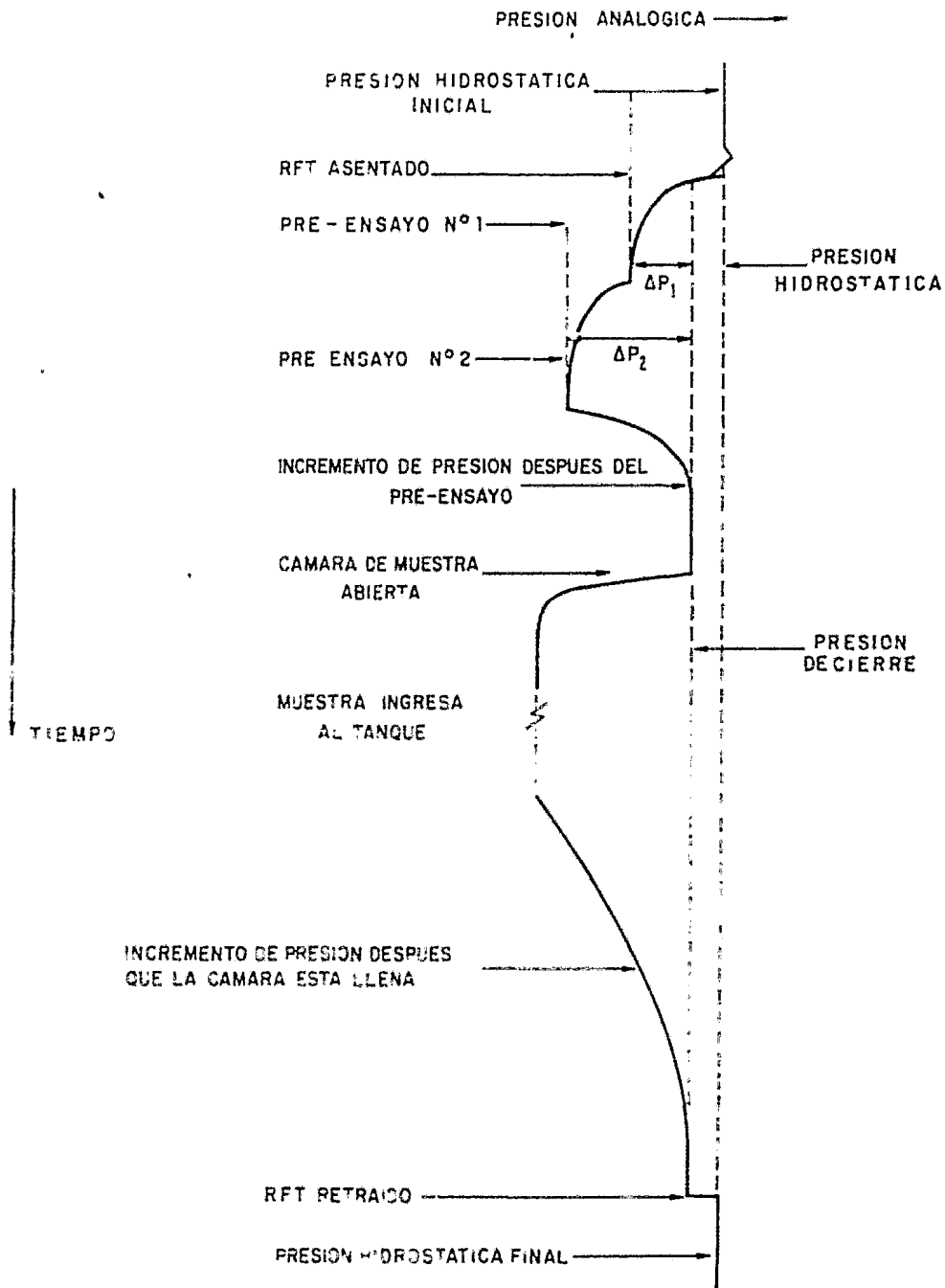
En la fig. III-2 se muestra un perfil típico de presión.

- Presión hidrostática. - Corresponde a la columna de lodo hasta esa profundidad.

- Presión de cierre. La curva de presión que se obtiene al finalizar el ciclo de preensayo tiende hacia la presión estática verdadera de la formación.

- Presiones durante el preensayo. Las disminuciones de presiones respecto a la presión estática ( $\Delta P_1$ ,  $\Delta P_2$ ) son proporcionales a la viscosidad del fluido e inversamente proporcionales a la permeabilidad. La caída de presión  $\Delta P_2$  es mayor que  $\Delta P_1$ , porque el caudal es mayor cuando se llena la segunda cámara de preensayo.

- Incremento de presión ( build-up ). La forma de la curva de -



FACULTAD DE INGENIERIA

**U . N . A . M .**

TESIS PROFESIONAL

DESCRIPCION DE LAS MEDIDAS

DE PRESION

FIG. III-2

OSCAR LOPEZ S.

presión al final del preensayo, es función de la viscosidad y compresibilidad del fluido, de la permeabilidad y porosidad de la formación.

- Indicaciones de permeabilidad.

La permeabilidad de la formación se puede estimar en base a la disminución de presión en el preensayo ( draw-down ).

En la fig. III-3A nos indica una permeabilidad excelente de - - aproximadamente 100 md., se asemeja a una línea recta parecido a la prueba de lodo. Sin embargo la presión final de la prueba, es diferente de la hidrostática y es representativa de la presión de formación. En la fig. III-3B, tenemos también una prueba con indicaciones de buena permeabilidad del - orden de 10 md. y en la prueba de la fig. III-3C de aproximadamente 10 md.

El flujo durante el preensayo se asume hemisférico y en - - esas condiciones se puede estimar la permeabilidad, dentro del radio de investigación de la punta de prueba, por medio de la siguiente fórmula ( aplicable a puntas de prueba standard ).

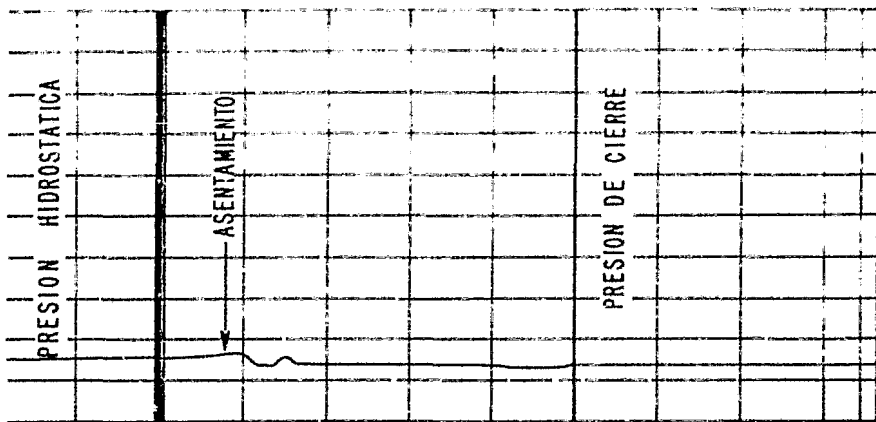
$$K = 5.660 \frac{q \cdot \mu}{\Delta P} \text{ ----- ( 1 )}$$

donde : permeabilidad = K ( md )

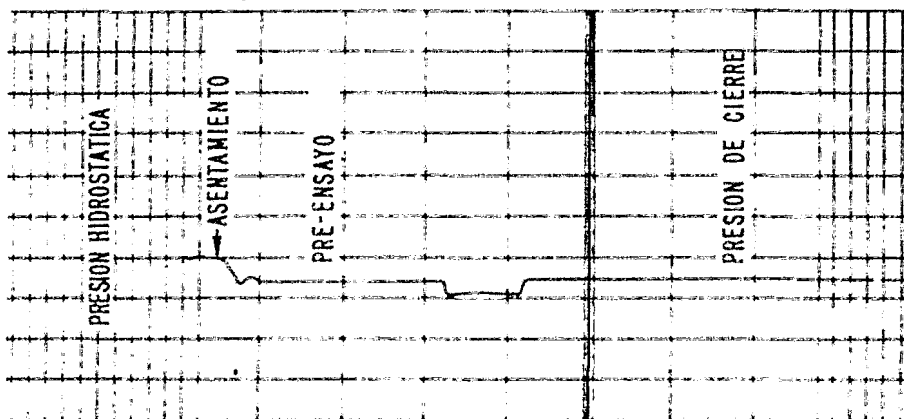
gasto = q ( cm<sup>3</sup>/seg )

Disminución de presión ΔP ( P si )

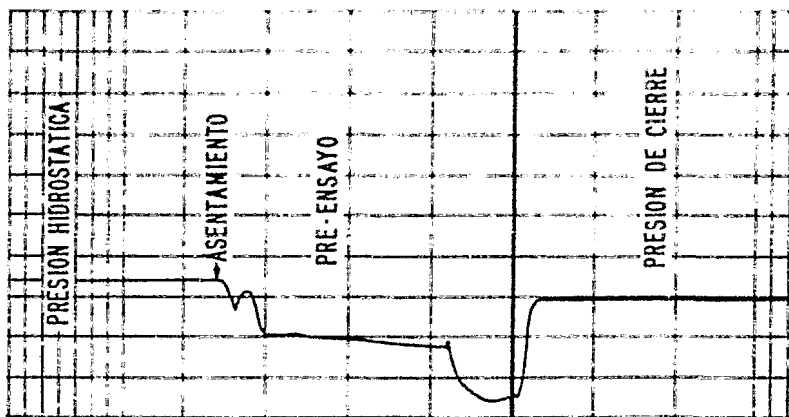
Viscosidad = μ ( Cp )



A) ALREDEDOR DE 100 MD



B) ALREDEDOR DE 10 MD



C) ALREDEDOR DE 1 MD

FACULTAD DE INGENIERIA  
 U . N . A . M .  
 TESIS PROFESIONAL

ESTIMACIONES DE LA PERMEABILIDAD EN BASE A  
 LA DISMINUCION.

FIG. III - 3

OSCAR LOPEZ S.

El valor  $\Delta P$  es la diferencia de presiones entre el pre-ensayo y la presión estática de formación. Durante el pre-ensayo se llenan dos cámaras con diferentes caudales,  $Q_1$  y  $Q_2$ , se puede aplicar la fórmula para ambos regímenes leyendo  $\Delta P_1$  y  $\Delta P_2$  fig. III-2. Estas son las cantidades en que la presión de formación disminuye por la extracción de fluidos durante el pre-ensayo, puesto que hay dos relaciones de abatimiento durante el pre-ensayo, la permeabilidad puede ser evaluada en cada una.

#### Incrementos de Permeabilidad.

Cuando la presión del pre-ensayo es menor a la presión de formación puede ser usada como una técnica para la permeabilidad usando la técnica de incremento o el método de Hooper.

La aproximación de permeabilidad requiere que el IPI permanezca fijo hasta que la presión indicada en la escala 0 - 10 psi se registre cesando los cambios o en el último de los canales hasta tener una curva significativa. También es más apreciable grabar el pre-ensayo en una escala del orden de 25" para tener los datos más legibles. El modelo de flujo usado en el análisis de incremento es cilíndrico.

La ecuación básica de incrementos de presión, en unidades conveniente al RFT es :

$$P_{ws} - P_i = 88.4 \frac{q\mu}{Kh} \log_{10} \left( \frac{\tau + \Delta\tau}{\Delta\tau} \right)$$

Donde:  $P_{ws}$  = Presión de la sonda después del cierre, en Psi.

$P_i$  = Presión de la formación en Psi.

$\mu$  = Viscosidad del fluido de la formación en Psi.

$K$  = Permeabilidad en md.

$\tau$  = Longitud del periodo de abatimiento en seg.

$h$  = Espesor de la formación en pies.

$\Delta\tau$  = Tiempo transcurrido despues del cierre en seg.

$q$  = Gasto del pre-ensayo en  $\text{cm}^3/\text{seg}$ .

Cuando la presión proporcionada por la sonda es graficada contra  $\frac{\tau + \Delta\tau}{\Delta\tau}$  en papel semi-logarítmico, la gráfica resultante es parecida a una línea recta que tiene una pendiente  $m$  que es igual a :

$$m = 38.4 \frac{q\mu}{Kh}$$

Resultando la permeabilidad por lo consiguiente :

$$K = 38.4 \frac{q\mu}{mh}$$

Donde  $m$  es la pendiente medida de la gráfica de Horner en Psi/ciclo.

Los terminos  $\mu$  y  $h$ , son realmente desconocidos pero frecuentemente se toman como 0.5 cps. y 0.5 pies, como un arreglo estandar. Nótese en la ecuación que si  $h$  aumenta la permeabilidad disminuye y si la  $\mu$  se incrementa la medida de permeabilidad tenderá a incrementarse.

Medida de Permeabilidad.

Mientras la presión es una medida básica y usada, combinada

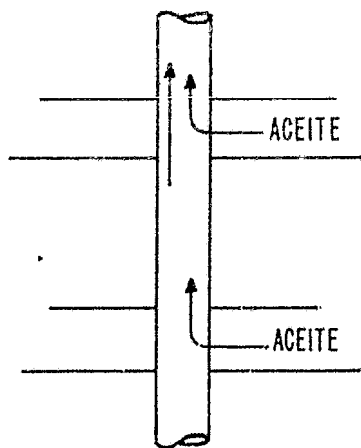
cor. La permeabilidad determina la historia de productividad. Se sabe que una alta permeabilidad y suficiente presión puede transportar el fluido fuera del pozo. Sin embargo si se presentan dos zonas o más presionadas independientemente y cada una tiene permeabilidad significativa, hay peligro que pueda estar relacionada de tal manera que una zona pueda estar produciendo, y la otra no produzca. Esta situación se aprecia en la fig. III-4.

Las posibilidades de la fig. III-4b y 4c indican que solo una zona producirá inicialmente. Este puede ser el caso para modificar la terminación del pozo ó correr registros de producción para manejar adecuadamente la presión y producción del pozo después de su terminación.

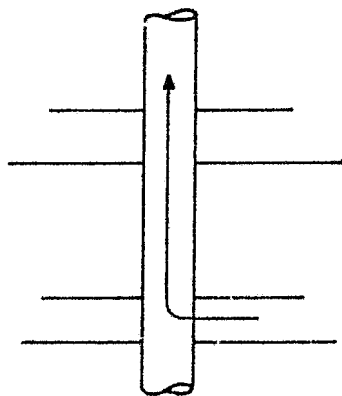
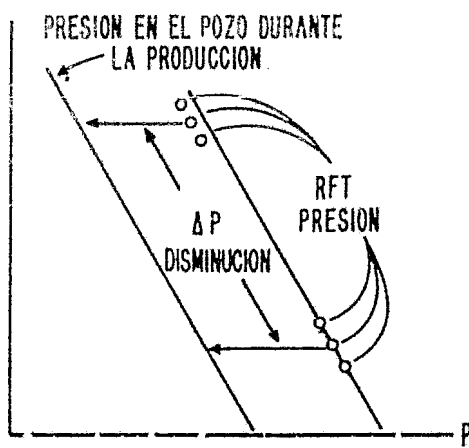
Las medidas de permeabilidad si se efectúan frecuentemente sobre un intervalo, puede darnos un perfil de permeabilidad y una total apreciación de la permeabilidad de la formación. Esta información puede ser utilizada en la planeación y evaluación económica de proyectos de recuperación secundaria tales como desplazamiento con agua o miscibles. La permeabilidad puede ser relacionada a la presión para obtener una magnífica evalua-ción del índice de productividad de la formación.

#### b). - MUESTREADOR CONTINUO DE NUCLEOS DE PARED (TESTIGOS) CST

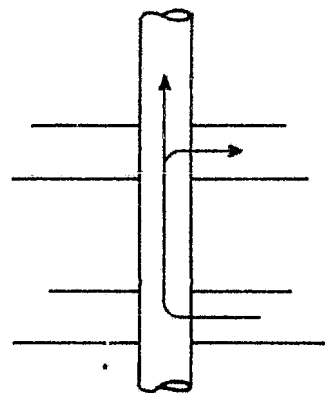
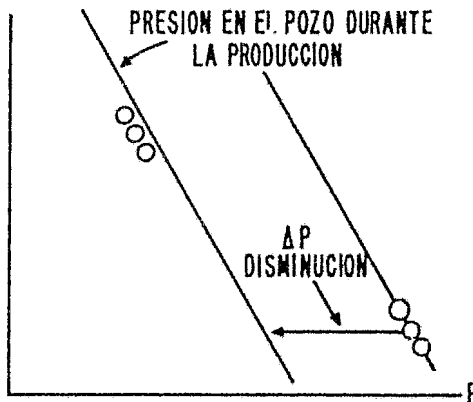
Es conveniente tomar testigos laterales de todos los intervalos potencialmente productores, especialmente en pozos exploratorios. Esto no solo completará la información del pozo bajo el punto de vista de los registros geofísicos sino también bajo el punto de vista estratigráfico y petrofísico.



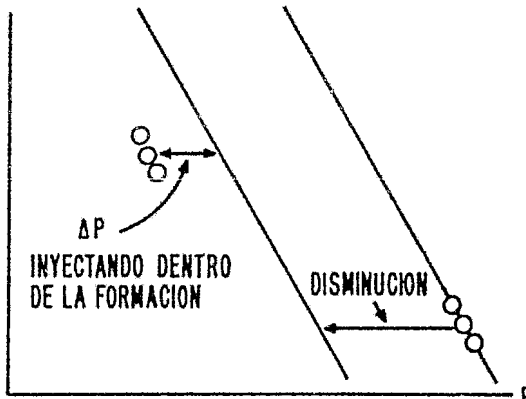
(A) AMBAS ZONAS PRODUCIENDO



(B) UNA ZONA PRODUCIENDO



(C) UNA ZONA ADMITIENDO Y OTRA PRODUCIENDO



FACULTAD DE INGENIERIA

**U. N. A. M.**

TESIS PROFESIONAL

MEDIDAS DE PERMEABILIDAD

FIG III-4

OSCAR LOPEZ S



Consiste en disparar hacia la formación, por medio de ignición eléctrica de pólvora, balas-cilíndricas vacías " que sirven como tubos sacamuestras ". La bala permanece sujeta al cañón por medio de alambres, con los cuales se puede recuperar.

La herramienta saca testigos laterales cortiere varias balas. - Cada bala es disparada separadamente a un intervalo predeterminado. fig. III-5.

Existen varios modelos de dispositivos para extraer las muestras.

a) El saca testigos grande de 30 disparos. El diámetro y largo máximo de los testigos son respectivamente  $1\frac{3}{16}$ " y  $2\frac{1}{4}$ " para formaciones blandas y duras. El diámetro mínimo en el cual se puede utilizar es de  $7\frac{1}{2}$ ".

b) El mediano es de 24 tiros, Este instrumento toma muestras de 1" y de  $1\frac{3}{16}$ " para formaciones blandas y duras.

c) El saca testigos pequeño: de 6 y 18 disparos, para formaciones blandas solamente. Las muestras son de  $\frac{3}{4}$ " de diámetro y pueden ser hasta  $2\frac{1}{4}$ " de largo.

Las muestras de pared son tomadas en pozos en los cuales ya se efectuaron perfiles eléctricos y/o radioactivos. Estos perfiles nos indicarán las zonas interesantes no muestreadas y zonas en donde se desee mayor información.



En muchas formaciones de la zona grande se recuperan muestras que son suficientemente grandes para la determinación cuantitativa de porosidad, permeabilidad, contenido de fluidos y otros datos obtenidos usualmente por el análisis de las muestras convencionales. En otros casos, la información obtenida de las muestras es esencialmente cualitativa.

- Los tomadores de muestras de pared se utilizan para confirmar y aclarar las interpretaciones de los registros Geofísicos de pozo, particularmente con respecto a la existencia de zonas petrolíferas, gasíferas o acuíferas.

- En formaciones suficientemente blandas el tomador de muestras grandes suministra los testigos para un análisis completo de laboratorio, para litología, paleontología, contenido coloidal y saturación de fluidos. En el caso de formaciones duras, la información suministrada por las muestras, no es tan completa por ser generalmente más pequeñas; y también por que este tipo de formación no es en general suficientemente homogénea para permitir una extrapolación de datos petrofísicos.

#### IV. - INTERPRETACION DE DATOS PETROFISICOS.

Prácticamente todos los yacimientos de hidrocarburos se encuentran localizados en el espacio poroso de las rocas sedimentarias.

Las rocas sedimentarias se clasifican en : Rocas detríticas o clásticas y rocas de origen químico.

Las primeras son formadas por la desintegración de rocas preexistentes, se depositan en cuencas marinas junto con fragmentos de origen orgánico. El tamaño de las partículas varía, el término arena se denota para un agregado de minerales que va de  $1/16$  mm. a 2 mm. de diámetro, el limo entre  $1/16$  mm. y  $1/256$  mm. de diámetro y la arcilla menores de  $1/256$  mm.; hay otras rocas clásticas productivas, tales como los conglomerados y las brechas.

La presencia de arcilla o lutita en las arenas de un yacimiento clástico es un parámetro muy importante en la evaluación del yacimiento, ya que afecta tanto las características petrofísicas de la formación como en la respuesta de las herramientas de registros.

Las rocas de origen químico son el resultado de la precipitación de una solución mediante agentes químicos o biológicos, su acumulación tiene lugar en el sitio mismo de la precipitación o muy cerca de él.

Este grupo incluye también a los minerales antigénicos, formados en el sedimento después de la depositación.

Los sedimentos no clásticos más importantes son la caliza y dolomía. Otros menos comunes, son las evaporitas ( yeso, sal, anhidrita). Se han identificado diversas variedades, dependiendo de su textura o de las condiciones en que se han originado. La caliza autóctona que se forma en su lugar de acumulación por restos orgánicos o por precipitación química, y la caliza alóctona que representa una acumulación de fragmentos fósiles, rombos de calcita o conchas transportadas.

La mayor parte de la dolomía representa una alteración de la caliza posterior a la depositación. La dolomitización es un proceso de reemplazamiento acompañado casi siempre de recristalización, que produce una roca en la que se han perdido algunas de las estructuras y texturas originales de la caliza. Cualquier caliza puede experimentar el proceso de dolomitización, aún cuando algunos sean más susceptibles que otros a estos cambios.

La evaluación de las rocas productoras consiste básicamente en conocer los principales parámetros físicos, que son : Porosidad, Permeabilidad, Saturación de hidrocarburos, espesor permeable de la formación y la litología.

a).- POROSIDAD (  $\phi$  ).

Por definición, la porosidad es el volumen de huecos dividido por el volumen total de roca.

$$\phi = \frac{\text{Vol. de huecos}}{\text{Vol. Total}}$$

Se consideran 3 tipos de porosidad.

**Porosidad Primaria:** Se forma por los espacios vacíos entre los fragmentos o partículas después de su acumulación como sedimento, depende de:

**Empaquetamiento:** Es el espaciamiento o densidad de los elementos de la fábrica. Cualquier cambio en el empaque que incrementa la porosidad, incrementará la permeabilidad.

**Cemento.** - Es la sustancia que mantiene unidos los diversos granos o partículas. Comúnmente el cemento es cuarzo o caliza. Básicamente una roca bien cementada tiene una porosidad menor que aquella mal cementada.

**Selección.** - Es la variación en el tamaño y forma de las partículas. Una roca "bien seleccionada" sus partículas ( granos ) son de tamaño y forma uniforme y obviamente tendrá una porosidad mayor que una mal seleccionada.

**Compactación.** - Es el grado de alteración del tamaño y forma de los poros debido a la presión de las rocas suprayacentes. La porosidad parece ser una función de la profundidad de sepultamiento de acuerdo con la

siguiente expresión :

$$\phi = \phi_p (e^{-bx})$$

$\phi$  = Porosidad

$\phi_p$  = Porosidad Promedio

b = Constante

x = Profundidad de sepultamiento

Las arcillas reducen su porosidad desde un 30% hasta un 10%.

Las areniscas tienen una porosidad promedio de 15% a 20%.

**Forma y redondez :** Nos decifran la historia del depósito, junto con el empaquetamiento y selección afectan la porosidad debido al entrelazamiento de los granos así como el relleno de los espacios vacíos.

**Porosidad Secundaria.** - se forma por consecuencia de agentes geológicos tales como lixiviación, fracturamiento y fisuramiento de la roca durante el proceso de deformación. La disolución en calizas o dolomías por corrientes subterráneas en un proceso de lixiviación que produce cavidades o cavernas.

La productividad de hidrocarburos en rocas tanto clásicas como carbonatos proviene de porosidad primaria; sin embargo, frecuentemente la producción en carbonatos es consecuencia de porosidad secundaria la cual es variable.

Los perfiles que nos determinan la porosidad son : sónico, den

sidad de formación, neutrón y litodensidad.

El perfil sónico tiende a ignorar la porosidad secundaria, las lutitas y las fracturas complican su lectura de porosidad como también lo hace la presencia de gas.

$$\phi = \frac{\Delta t - \Delta T_{ma}}{\Delta t_f - \Delta T_{ma}}$$

En el perfil de densidad la porosidad se deriva de la densidad total de formaciones limpias y llenas de fluido cuando la densidad de la matriz  $\rho_{ma}$ , y la densidad del fluido,  $\rho_f$ , son conocidas usando la siguiente expresión.

$$\phi = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f}$$

El perfil de neutrón responde a la presencia de átomos de hidrógeno. Si la formación está lleno de fluido la respuesta de la herramienta es una medida de la porosidad.

La porosidad con el perfil de litodensidad se obtiene con el mismo principio del perfil de densidad.

#### b).- PERMEABILIDAD ( K )

Es la propiedad de la roca que permite el paso de fluidos sin alterar su estructura ni alguna otra de sus partes.

La permeabilidad se mide en Darcys, se dice que un cuerpo --



tiene una permeabilidad de un Darcy cuando a través de una sección de  $1 \text{ cm}^2$  y longitud de  $1 \text{ cm.}$ , bajo una presión de  $1 \text{ atmósfera/cm}^2$  pasa en un seg. un  $\text{cm}^3$  de fluido de viscosidad de 1 centipoise.

El flujo aumenta con la presión en el fluido, pero disminuye con el aumento en la viscosidad. Por ejemplo el gas fluye más fácilmente que el agua y esta más fácilmente que el petróleo.

c) SATURACION (  $S_w$  o  $S_o$  ).

La saturación de fluidos en una roca es la relación entre el volumen de fluidos en la porosidad y el volumen total de la porosidad.

$S_w$  - es la fracción del espacio poroso ocupado por agua de formación.

(  $1 - S_w = S_o$  ) es la fracción de volumen poroso ocupado por hidrocarburos.

Archie determinó que la  $S_w$  en formaciones limpias puede ser expresada en términos de su resistividad verdadera,  $R_t$  como :

$$S_w^n = \frac{F \cdot R_w}{R_t} \dots\dots\dots (1)$$

De la ecuación ( 1 ),  $R_t = R_o$ , cuando la formación está saturada en un 100% con agua de resistividad  $R_w$ , quedando la expresión como sigue :

$$S_w = \sqrt{\frac{R_o}{R_t}}$$

La relación  $\frac{R_o}{R_t}$  se denomina "índice de resistividad".

Las saturaciones se expresan en porcentajes del volumen de los poros. En un yacimiento de hidrocarburos se pueden encontrar simultáneamente agua, petróleo y gas.

Parte de los fluidos de un yacimiento no pueden extraerse; esta parte de los fluidos se denomina saturación residual ( $S_r$ ), en ocasiones las saturaciones residuales de hidrocarburos puede extraerse mediante los métodos de recuperación secundaria.

#### d). - PRESIONES ANORMALES.

Las presiones anormales tienen su origen en las características petrofísicas de las rocas y la historia geológica del área en estudio. Las rocas pueden ser separadas en dos componentes: La parte sólida y seca llamada matriz y la parte no sólida o fluidos como agua, hidrocarburos o gas que llenan el espacio intergranular o porosidad.

Este concepto generalizado para formaciones permeables también puede utilizarse para formaciones impermeables tales como las lutitas; solamente las distribuciones de los fluidos son diferentes ya que están embebidos en los minerales secos de arcilla.

Esta distinción entre parte sólida y parte de fluidos permite distribuir las fuerzas ( o presiones ) aplicadas a las rocas por las formaciones superiores en dos componentes :

1) Carga de matriz  $\sigma$  normalmente transmitida a través de contactos intergranulares o intercristalinos.

2) Presiones de fluidos Pf en el espacio poroso.

La presión de sobrecarga total " S " soportada debido al peso de la columna de rocas por encima de la roca estudiada se puede expresar como sigue :  $S = \sigma + Pf.$

Las variaciones de Pf ( presión de fluido ), es el factor que afecta la perforación. Bajo condiciones normales, Pf es igual a la presión de una columna hidrostática de una salinidad determinada desde el nivel de referencia hasta la profundidad estudiada, asumiendo que hay comunicación hidráulica. Pero si no existe esta comunicación y hay un sello en algún lugar, entonces la presión del fluido es independiente de la presión de la columna hidrostática y es principalmente una función del peso de la sobrecarga, pudiendo existir presiones anormales en la formación.

Los métodos para predecir la existencia de zonas de presión anormal y cuantificación de los mismos están basados en la información sísmológica, de perforación y de registros geofísicos.

La determinación de zonas geopresionadas nos proporcionarán ventajas tales como :

A ) Determinación de la profundidad óptima de asentamiento de las tuberías de revestimiento.

B ) La adecuada programación de las densidades del lodo, con la consecuente reducción de los tiempos de perforación.

C ) La disminución de la probabilidad de descontrol de un pozo - por flujo y/o pérdidas de circulación

Mencionaremos antes las presiones encontradas durante la perforación de pozos petroleros así como sus definiciones.

#### Presión Hidrostática :

Es la presión ejercida por una columna de fluido, la cual es - - afectada por la concentración de sólidos disueltos ( sales ) en el fluido y por variaciones con los gradientes de temperatura.

La presión hidrostática se determina por medio de la ecuación :

$$Ph = \frac{h}{10} \times Pe$$

$Ph =$  Presión hidrostática ( Kgs/cm<sup>2</sup> )  
 $h =$  Altura ( m )  
 $Pe =$  Peso específico ( gr/cm<sup>3</sup> ).

#### Presión de sobrecarga :

Es el peso combinado de la matriz de la formación ( roca ) y de los fluidos contenidos ( agua, hidrocarburos, etc. ) ejercido sobre un punto de una determinada formación. Su cálculo se efectúa con la siguiente expresión.

$$Ps = ( 1 - \phi ) ( \rho_m ) h + \phi ( \rho_a ) h$$

Donde:

$$Ps = \text{Presión de sobrecarga ( gr/cm}^2 \text{ )}.$$

- $\phi$  = Porosidad (%)
- $\rho_m$  = Densidad promedio de la matriz de la formación (gr/cm<sup>3</sup>)
- $\rho_f$  = Densidad promedio del fluido (gr/cm<sup>3</sup>)
- h = Profundidad o altura (cm)

**Presión de formación :**

Es la presión ejercida por los fluidos (agua, hidrocarburos) al quedar confinados en los espacios porosos de una determinada formación.

**Presión de fractura :**

Es la fuerza por unidad de área necesaria para vencer la presión de formación y la resistencia de la roca.

**Se tienen diferentes tipos de presiones de formación :**

**1) Presión de formación normal :**

En la práctica se acostumbra tomar como presión normal la - - ejercida por una columna de agua salada de 80,000 PPM. de cloruro de sodio y una densidad aproximada de 1.053 gr/cm<sup>3</sup>. Sin embargo es conveniente señalar que la presión normal es función de la salinidad, la cual es variable en - un rango que puede ser de 30,000 a 200,000 PPM, dependiendo del área que - se está estudiando. Cuando en una determinada formación se encuentra una - presión mayor o menor que la normal se considerará como una presión anormal.

## II ) Presión de formación anormalmente baja o subnormal.

Es la que tiene un gradiente menor que el gradiente normal de formación.

Existen varias teorías para explicar la existencia de presiones subnormales, una de estas teorías considera que una determinada capa litológica al sufrir un movimiento tectónico, pasa de una posición a otra más alta, las formaciones superficiales serán erosionadas y por lo tanto se verán liberadas de las fuerzas de compresión y así la estructura matricial ( granular ) de la roca se expande aumentando sus espacios porosos lo que origina que la presión de los fluidos existentes en sus poros disminuya. Otra de las causas es debido a la extracción de fluidos del yacimiento, es decir por la producción excesiva en la formación productora, y si no existe un empuje hidráulico fuerte que compense esta producción, las reducciones de presión de formación se manifiestan por la subsidencia de la superficie del terreno.

## III. - Presión de formación anormalmente alta :

Es cuando tiene un gradiente mayor que el gradiente normal de formación.

Se presenta cuando los fluidos de la roca soportan el peso de la sobrecarga y la matriz únicamente transmite los esfuerzos de compresión. Watts consideró que a medida que la lutita va soportando esfuerzos de sobrecarga va expulsando el agua intersticial, pero si no existe forma de que esta salga, el sobrepeso es soportado por los fluidos dando origen a presiones -

anormalmente altas. Fig. IV-1.

Fertl y Timko en 1972 presentaron un estudio más completo sobre el origen de las presiones anormales y afirman que intervienen muchos factores que depende de los parámetros petrofísicos y geoquímicos relacionados a la estratigrafía, estructura y tectónica de un área.

Las presiones anormalmente altas se originan debido a :

A ) Rápidos ritmos de sedimentación : La formación fue sellada con una deposición muy rápida sin permitir que el fluido escapara.

B ) Actividad tectónica : fallas, intrusiones diapíricas o de lutitas.

C ) Represionamiento de yacimientos someros : debido a comunicación con yacimientos más profundos causados por fallas o canalización de pozos.

D ) Depósitos de sal: los cuales impiden la expulsión de agua debido a su baja permeabilidad.

E ) Diagénesis de las cenizas volcánicas; ya que originan tres productos que son :

Minerales Arcillosos

Metano

Bióxido de Carbono

YACIMIENTO

NOMBRE DEL YACIMIENTO

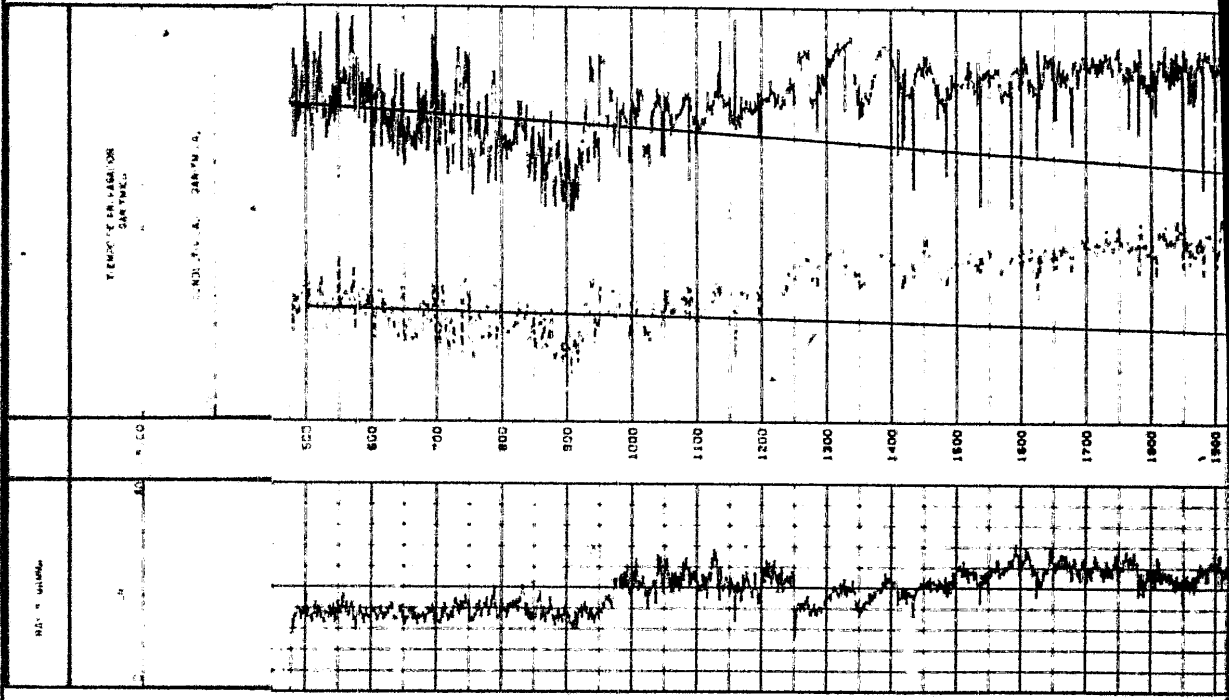
---

PAIS YACIMIENTO POZO COMPANIA	COMPANIA: <b>PRSA</b> POZO: <b>ARATA</b> YACIMIENTO: <b>ARATA</b> PAIS: <b>MEXICO</b> PROVINCIA: <b>CAMERON</b> Ubicación: <b>ESTACION ARATA - A</b> <b>X: 107 500 000</b> <b>Y: 2 500 000 000</b> Otros Secciones: <b>N. Ref. 201 202</b>
--	--

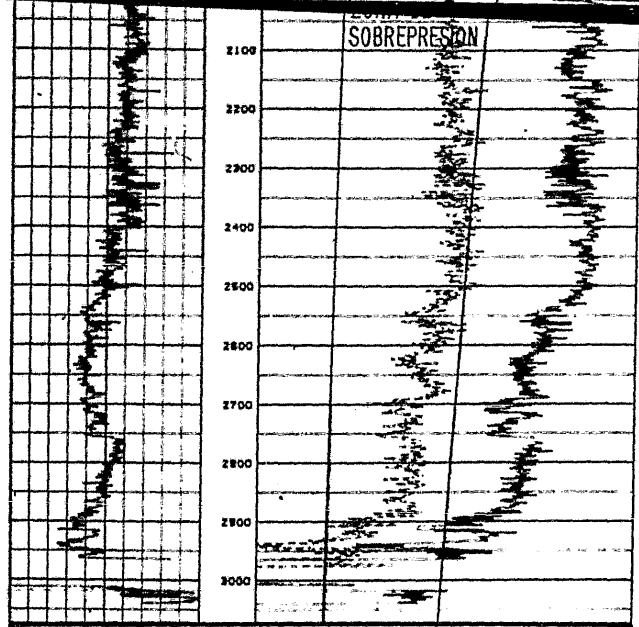
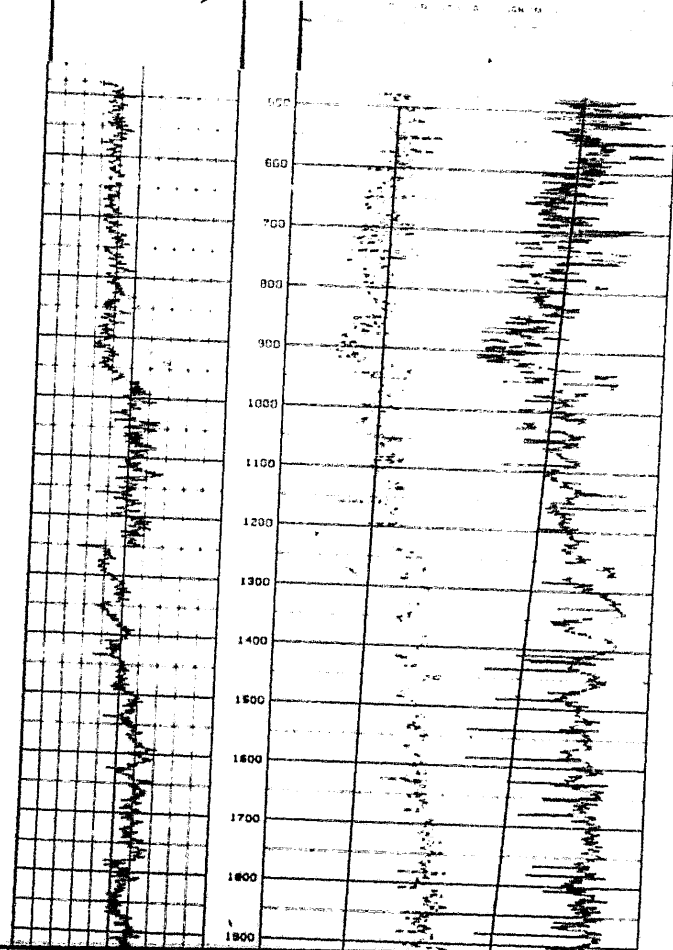
Datos permanentes Perfil medido desde: <b>21.2.60</b> Por perforación medido desde: <b>21.2.60</b>	Elevación en metros en arriba del nivel en arriba del primer	Elevación en metros M.R. 27 P.T. K.B. M.T.
--	--	--

Cuerpo N°	201	202	203	204	205	206	207	208	209	210
Fecha	21.2.60	21.2.60	21.2.60	21.2.60	21.2.60	21.2.60	21.2.60	21.2.60	21.2.60	21.2.60
Primer lectura	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
Ultima lectura	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
Intervalo medido	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
Tubería Schlick	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
Tubería Perforador	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
Prof. perforador	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
Fuente Perforador	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
Tubo de Lodo	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
Clase de Vaso	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
Revoluciones	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
Revol. f. f. c.	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
PH. Agua libre	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
Clase de Aluzo	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
Ring	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
Diametro metra	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
Diametro f. c.	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
Tiempo Operación	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
Comando	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
Medida hecha por	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
Tiempo	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000

ESTACION ARATA - A  
 X: 107 500 000  
 Y: 2 500 000 000  
 N. Ref. 201 202







FACULTAD DE INGENIERIA  
**U . N . A . M .**  
 TESIS PROFESIONAL  
 DETECCION DE ZONAS DE SOBREPRESION CON PERFILES DE RESISTIVIDAD Y SONICO  
 FIG.IV-1      OSCAR LOPEZ S.

Los cuales afectan la presión de poro.

F ) Nivel de fluido piezométrico ( comunicación con zonas geográficas de mayor elevación ).

G ) Fenómeno osmótico ( flujo a través de una membrana ).

H ) Rehidratación de la Anhidrita. Este fenómeno origina un aumento hasta el 40% en volumen de la roca completamente hidratada, originando grandes presiones en sistemas cerrados.

I ) Avance compresional : causado por los terremotos que originan compresiones elásticas en las formaciones superficiales, como los acuíferos, los cuales van a ser sobrepresionados.

Predicciones de presiones de formación. - La historia de la compactación de la roca es de fundamental importancia para la existencia de presiones anormales. La compactación es diferente para cada tipo de litología, arenas cuarzosas sufren compactación elástica cuando están sometidas a presión. Esta compactación es parcialmente reversible si la carga es removida. Las lutitas sufren deformaciones plásticas que generalmente son irreversibles y ocasionan pérdida permanente de porosidad y permeabilidad.

En condiciones normales cuando aumenta la sobrecarga se aumentan las presiones sobre la matriz, reduciendo el espacio intergranular y

expulsando los fluidos. En estos casos la compactación aumenta regularmente con la profundidad a una relación que ha sido determinada igual a una función logarítmica. Pero el ritmo de compactación es gobernada no solo por la carga sino también por otros factores tales como la relación según la cual los fluidos son expulsados a través de la roca.

Es así que zonas sobrepresurizadas tienen un contenido de fluido anormalmente alto en relación a su profundidad y responden como formaciones no compactadas. Las indicaciones de la existencia de sobrepresión en una zona son :

1) Una reducción de la fortaleza mecánica de la roca que puede ser notada por un incremento de la velocidad de penetración de la barrena. - El factor de compactación afecta el perfil sísmico.

2) Un aumento de volumen de fluido ( generalmente agua ) en la formación con el consecuente aumento de porosidad. Esto afecta todos los perfiles de porosidad y resistividad.

El uso de registros geofísicos de pozos es de gran ayuda para determinar la presión de poro. A partir de datos obtenidos de conductividad, resistividad y  $\Delta t$  se grafican contra la profundidad para establecer una tendencia que corresponda a una presión normal, la cual se conoce como tendencia normal y se extrapola dentro de una zona de presión anormal.

Del registro de inducción obtenemos valores de las curvas de :

Resistividad.- La resistividad decrece al atravesar zonas de alta presión, debido al aumento de agua por incremento de la porosidad.

Conductividad.- Es inversa de la resistividad, por lo que al atravesar una zona de presión anormalmente alta, la conductividad deberá aumentar por la razón arriba señalada.

Potencial Espontáneo ( SP ).- En esta curva se logran observar las variaciones de salinidad que sufre una formación determinada y de este modo nos puede indicar zonas de presión anormal.

Del Registro sísmico obtenemos la curva de :

Tiempo de Tránsito (  $\Delta t$  ).- La cual se ha determinado que al atravesar zonas geopresionadas esta curva aumenta debido al incremento de la porosidad de dicha zona.

Del Registro de Densidad se obtiene valores de :

Curva de Densidad.- La cual nos determina una zona de presión anormal. Una disminución en la densidad de la lutita, nos indica zonas geopresionadas.

### Evaluación de Presiones Anormales.

C.E. Hotman y R.M. Johnson, en 1965, determinaron que las presiones de poro de lutitas pueden ser determinadas a partir de registros acústicos y de resistividad. Este método incluye el establecimiento de las relaciones entre el tiempo de tránsito o de resistividad contra la profundidad, la tendencia será lineal para gradientes de presión normal y no lineal para gradientes anormales ( Fig. IV-3 ).

### Método de Factor de Formación de Lutitas.

Se basa en datos obtenidos a partir de los registros sónico, densidad e inducción y relaciona el factor de formación. El factor de formación es una relación empírica obtenida por Archie como resultado de la determinación de la resistividad en muestras saturadas 100% con agua salada.

Se representa con la siguiente expresión :

$$F_f = \frac{R_o}{R_w} \quad \text{ó} \quad F_f = \frac{1}{\phi^m}$$

Donde :

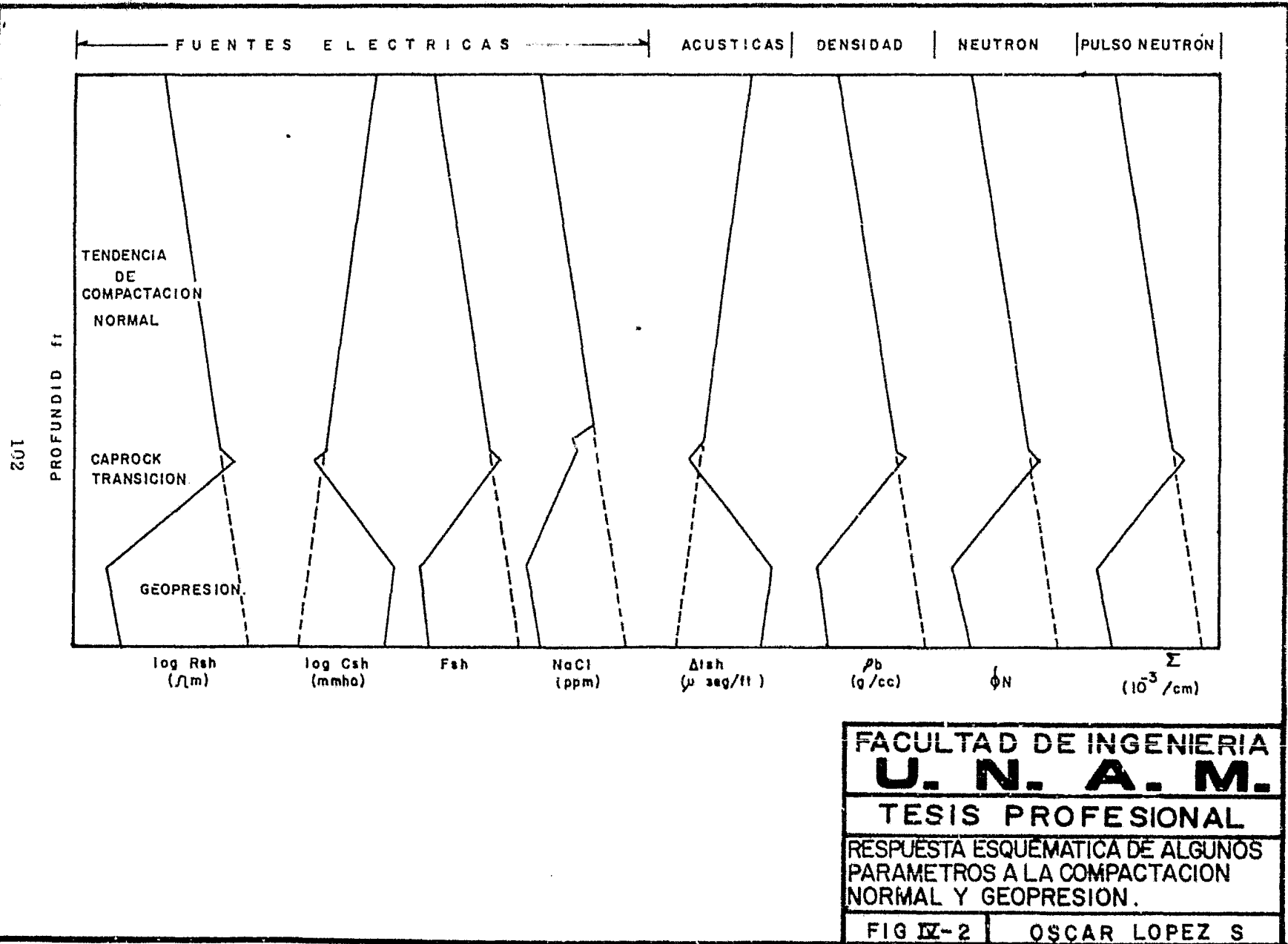
$F_f$  = Factor de formación

$R_w$  = Resistividad del agua salada que satura la formación

$R_o$  = Resistividad de la formación saturada 100% de agua salada

$\phi$  = Porosidad

$m$  = Exponente de cementación de las partículas



Aplicando el método de Factor de Formación a las lutitas se tendrá que :

$$F_f = \frac{R_{sn}}{R_w}$$

$R_{sh}$  = Resistividad de la lutita para

$R_w$  = Resistividad del agua de la arena más cercana

Las ecuaciones descritas por Ben A. Eaton, para determinar la magnitud de la Geopresión son las que se expresan a continuación :

$$\text{Resistividad : } \frac{P}{D} = \frac{S}{D} \left[ \frac{S - \left( \frac{P}{D} \right)}{\left( \frac{P}{D} \right)_n} \right] \left( \frac{R_o}{R_n} \right)^{1.2} \dots \dots \dots A$$

$$\text{Conductividad : } \frac{P}{D} = \frac{S}{D} \left[ \frac{S - \left( \frac{P}{D} \right)}{\left( \frac{P}{D} \right)_n} \right] \left( \frac{C_n}{C_o} \right)^{1.2} \dots \dots \dots B$$

$$\text{Tiempo de Tránsito : } \frac{P}{D} = \frac{S}{D} \left[ \frac{S - \left( \frac{P}{D} \right)}{\left( \frac{P}{D} \right)_n} \right] \left( \frac{\Delta T_n}{\Delta T_o} \right)^{3.0} \dots \dots \dots C$$

Donde :

$\frac{P}{D}$  = Gradiente de presión de formación (Psi/ft)

$\frac{S}{D}$  = Gradiente del esfuerzo de sobrecarga ( Psi/ft )

$\left( \frac{P}{D} \right)_n$  = Gradiente normal de la presión de formación ( Psi/ft )

$R_o$  = Resistividad de la lutita ( Ohms-M ), en la zona estudiada.

$R_n$  = Resistividad de la lutita a partir de la línea normal, ( Ohms-M ), ( o su extrapolación ).

$C_n$  = Conductividad normal de la lutita. (Milimhos )

$C_o$  = Conductividad de la lutita en el punto estudiado (Milimhos).

$\Delta T_n$  = Tiempo Normal de tránsito en la lutita (Micro-Seg/Pie ).

$\Delta T_o$  = Tiempo de Tránsito en la lutita en el punto estudiado - ( Micro-Seg/Pie).

El procedimiento a seguir para la detección y evaluación de zonas con presión normal o anormal a partir de los registros son los siguientes:

1) Evaluar los registros de Inducción y Sónico desde la cima hasta el fondo, tomar lecturas de las curvas en lutitas limpias con un espesor mínimo de 6 Mts. y graficar los valores en logaritmos de resistividad, conductividad y tiempo de tránsito respectivamente contra la profundidad.

2 ) Obtener la tendencia de compactación normal para cada curva mencionada.

3 ) Calcular valores de  $\frac{R_o}{R_n}$ ,  $\frac{C_n}{C_o}$  y  $\frac{\Delta T_n}{\Delta T_o}$  en la profundidad a la que se quiera conocer la presión de formación.

4 ) Determinar el gradiente de presión normal  $\frac{P}{D}$  conocido o bien a partir de datos de salinidad del agua de formación.

5 ) Determinar el gradiente de esfuerzo de sobrecarga  $\frac{S}{D}$  en base a la información del registro de densidad.



6 ) A partir de las ecuaciones A, B, C, determinar el valor del -  
gradiente de presión de formación.

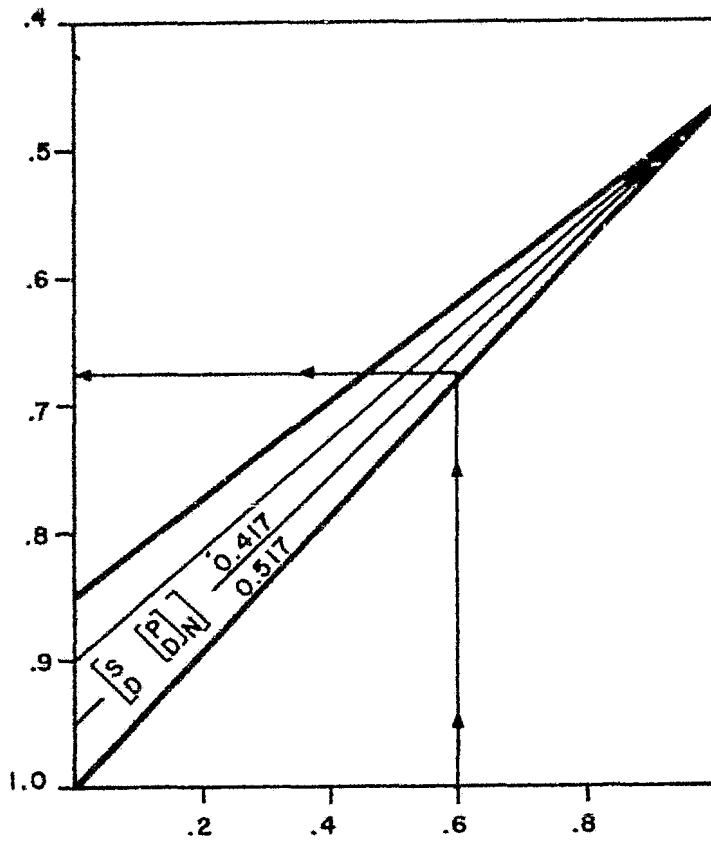
Para determinación de los valores del gradiente de presión de -  
formación al aplicar las ecuaciones de Eaton se han considerado valores de -  
gradiente de esfuerzo de sobrecarga de 1.0 Psi/ft ( 0.23 Kg/cm<sup>2</sup>/m ) y del -  
gradiente normal de la presión de 0.465 Psi/ft. Los cuales se han utilizado -  
en el Golfo de México y Luisiana E.U.A. En la figura IV-3 se indica la solu -  
ción de las ecuaciones de Eaton.

Es conveniente aclarar que estos valores no son constantes, que  
varían con la profundidad y pueden ser diferentes para cada campo. En el -  
campo Cantarell, Pol y Abkatún se ha encontrado una zona de presión anor -  
malmente alta, dicha sección geopresionada, varia desde los 650 hasta 1,300  
m. verticales.

#### e) COMENTARIOS SOBRE REGISTROS DEL AREA MARINA DE CAMPECHE.

En las figuras IV-4 y IV-5 se presentan los registros: Doble -  
eléctrico enfocado, Sónico de Porosidad, Litodensidad y el de espectroscopia  
de rayos gamma de un pozo del área en discusión, particularmente del campo  
Abkatún.

Iniciando por el registro doble eléctrico enfocado tenemos en el  
carril izquierdo las curvas de potencial natural ( SP ) en trazado discontinuo -  
y la de rayos gamma ( GR ) en trazado continuo, ambas en escalas lineales. -



$$\left[ \frac{R_o}{R_n} \right] \circ \left[ \frac{\Delta C_n}{\Delta C_o} \right] \circ \left[ \frac{T_n}{T_o} \right] \circ \left[ \frac{dco}{dcn} \right]$$

FACULTAD DE INGENIERIA  
**U.N.A.M.**  
 TESIS PROFESIONAL  
 SOLUCION GRAFICA A LA ECUACION DE B.A. EATON.  
 FIG. IV-3 | OSCAR LOPEZ S.

En el carril derecho en escalas logarítmicas se presentan las curvas LLD - ( eléctrico enfocado profundo ) y LLS ( eléctrico enfocado somero ).

La curva de rayos gamma en el doble laterolog toma un valor - promedio de 30 unidades API, desde la entrada del yacimiento 3414 m ( Brechas del Paleoceno ) hasta el fondo, que comprenden rocas de edad Cretácica, en este mismo intervalo las curvas LLD y LLS aumentan alcanzando valores de 10 a 600 Ohms en ellas se observa que ambas curvas permanecen juntas, - lo cual nos puede indicar que no hay presencia de agua ya que si así fuera la - curva LLD tomaría un valor menor que la curva LLS, esto nos haría dudar de que en el fondo pudiera haber hidrocarburos, esto se corroboraría con el cálculo de SW pero si vemos que LLD (  $R_t$  ) es menor lógicamente nos daría un - valor alto de saturación de agua. Más directamente se comprobaría con un - muestreo de fondo.

Los pequeños cuellos arcillosos que se aprecian se ven influen - ciados por la presencia de minerales radioactivos, la curva de rayos gamma naturales es corregida por la presencia del mineral Uranio como se ve en el registro de espectroscopia de rayos gamma ( Fig. IV-5 ), en dicha curva se - aprecia la entrada de la Brecha del Paleoceno a 3407 m. variando  $\pm$  7 m. - con respecto a la primera curva citada anteriormente, también se observa el cambio en la curva del índice del factor fotoeléctrico con el perfil de Litoden sidad.

El perfil sónico presenta en el carril izquierdo dos curvas de -

rayos gamma; una natural con trazo continuo ( SGR ) y otra corregida ( CGR ), en el carril derecho se presenta tambien dos curvas; una continua ( $\Delta \uparrow$ ) y otra discontinua ( $\emptyset s$ ).

En este registro se obtiene una porosidad promedio de 7 a 5% en el intervalo 3414-3483 (Brechas del Paleoceno ), de 3483 al fondo corresponde a rocas de edad Cretácicas y presenta una porosidad de 7 a 5% en los cuellos arcillosos, pero en el intervalo 3525-3608 su porosidad es de 3% como tambien lo confirma la  $\emptyset N$  en el perfil LDT. En el intervalo 3630-3875 adquiere valores de porosidad negativa, lo cual sabemos que no existe; pero analizando el perfil de Litodensidad vemos que la porosidad es de 2 a 3 % indicando con ello el grado de compactación que presentan estas rocas.

En los cuellos arcillosos se nota un incremento de  $\Delta \uparrow$  debido a los valores altos de porosidad, dichas zonas son excluidas para el calculo del yacimiento.

Por lo que se refiere al perfil de litodensidad presenta en el carril izquierdo tres curvas: una de ellas discontinua de forma vertical llamada diametro de la barrena ( BS ), otra discontinua de forma irregular que nos de nota el calibre del pozo (Cali), éstas dos curvas están dadas en pulgadas; y la otra curva es de rayos gamma.

En el carril derecho se indican cuatro curvas, estas son: la curva del factor fotoeléctrico en el extremo izquierdo del carril y su unidad es el barns, la curva de  $\emptyset N$  dada en %, la  $\rho_b$  en gr/c. c. y la curva de correc -

ción  $\Delta \rho$  en gr/c. c.

Analizando ambos carriles vemos que en el intervalo 3407-3500 m. y 3575-3600 m. se observa la dolomitización de las rocas de edad Paleoceno y Cretácicas por las lecturas medidas por el factor fotoeléctrico siendo este de 3.14 barns en dolomias y 5 barns para las calizas, si vemos también los valores de  $\rho$  b comprobaremos estos cambios.

Si comparamos el diametro de la barrena con el calibre vemos que este último toma valores bastante alto a excepción del intervalo 3475-3570; estos cambios se deberá al fracturamiento o a las grietas de disolución.

Por ultimo analizaremos el perfil de espectroscopia de rayos gamma el cual presenta en el carril izquierdo la curva de rayos gamma naturales ( SGR ) y la corregida ( CGR ), ésta ultima nos indica la limpieza de los intervalos de interes.

En el carril derecho se muestran cinco curvas, de la mitad de este carril a la izquierda se indican las concentraciones de U, Th y K que originan los rayos gamma detectados; la primera esta denotada en % y las dos últimas en partes por millon ( PPM ); a la derecha del carril se indican los cocientes de Th/K y Th/U en escalas logarítmicas, los cuales son útiles para la identificación del tipo de arcillas

En los intervalos 3407-3480 y 3500-3575 nos muestra la limpieza de estas zonas ( ver fig. IV-5 ), la alta radioactividad es ocasionada por

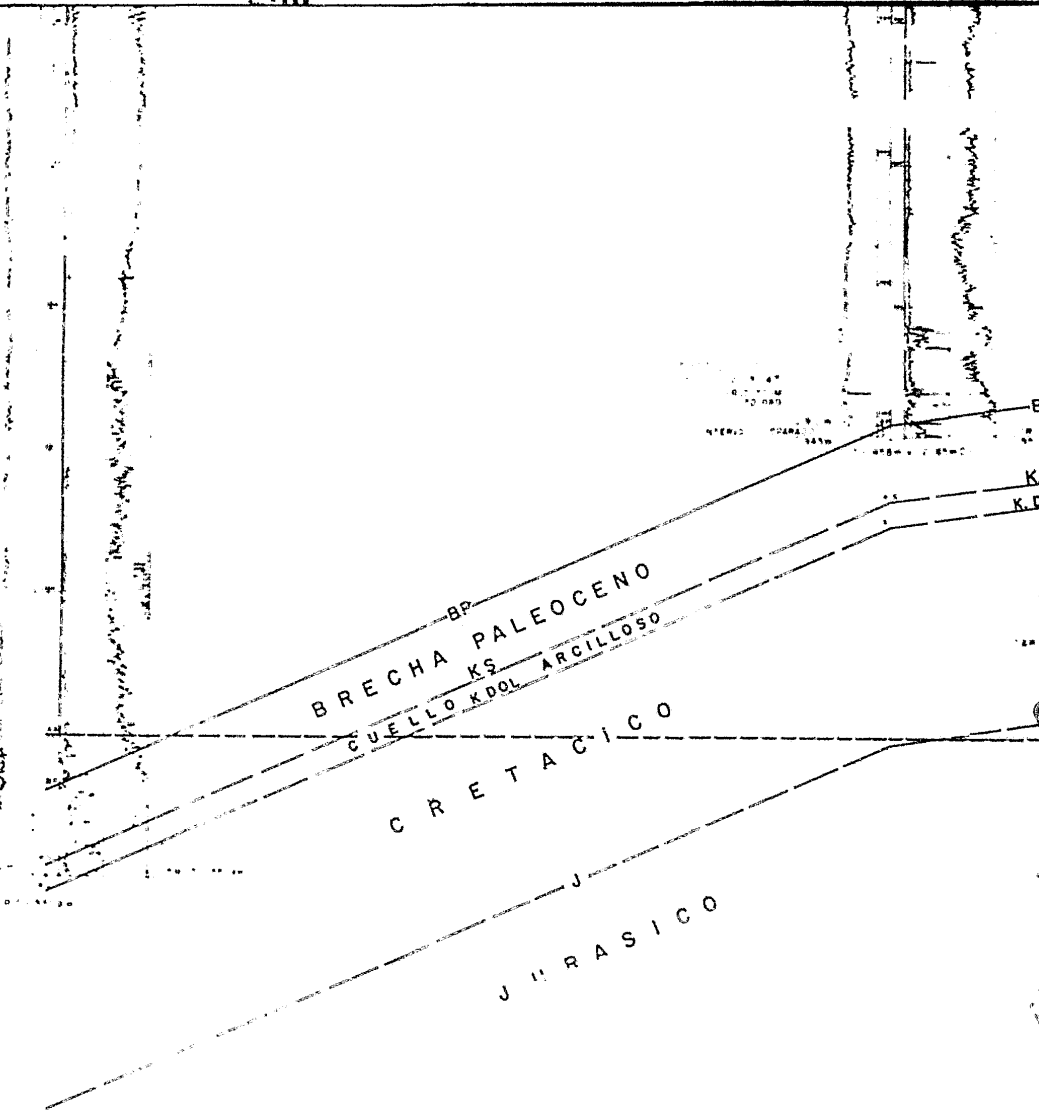
la presencia del alto porcentaje de Uranio. Tambien se aprecia cambios en las curvas de Torio y Potasio, cuando la arcillosidad aumenta se produce un efecto de imagen de espejo.

Con los perfiles se intenta conseguir evaluaciones rápidas como se ha descrito en los capítulos anteriores, además de definir un programa de registros mínimos de perfilaje que sea adecuado para cada etapa de desarrollo y explotación del yacimiento.

CANTARELL  
2207

POZO  
CANTARELL  
86

100  
100  
100



B  
K  
K.D

J  
JURASICO

CRETACICO

BRECHA PALEOCENO  
K S  
CUELLO K DOL ARCILLOSO

POZO

POZO

POZO

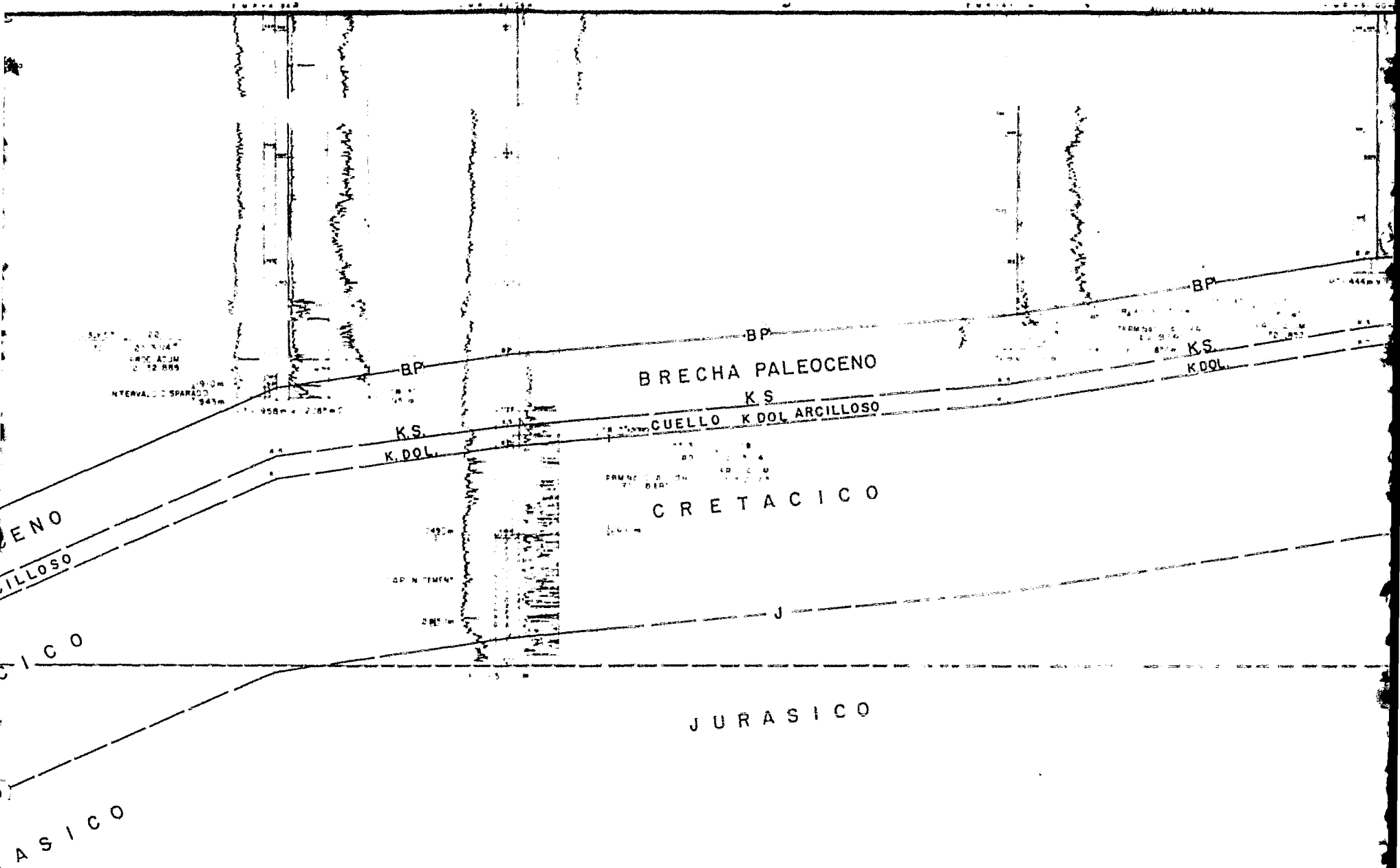
POZO

CANTARELL  
86

CANTARELL  
86-A

CANTARELL  
24

CANTARELL  
14





POZO

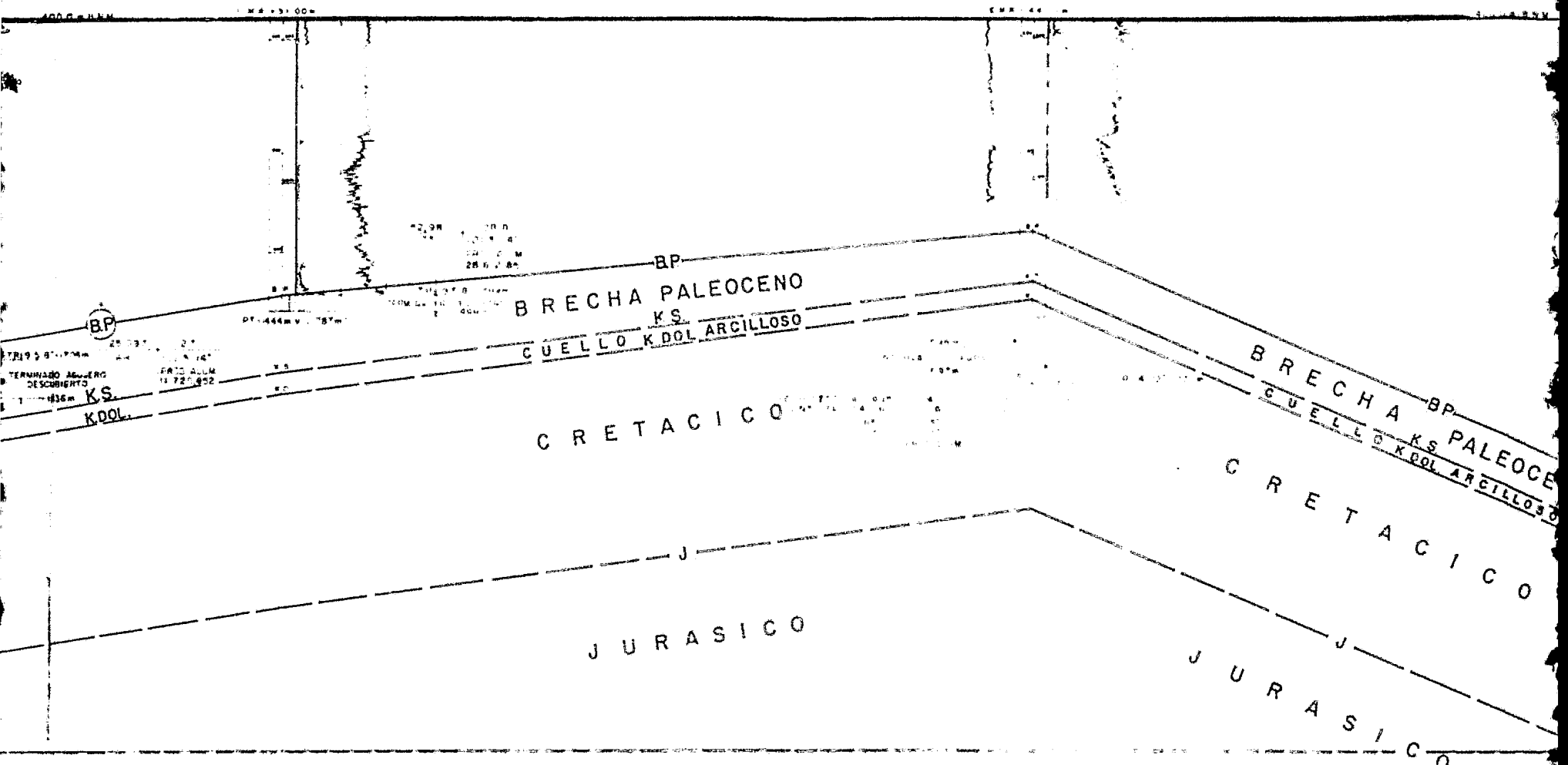
CANTARELL

14

POZO

CANTARELL

71



BP

BRECHA PALEOCENO  
KS  
CUELLO K DOL ARCILLOSO

CRETACICO

JURASICO

BRECHA BP  
KS PALEOCENO  
CUELLO K DOL ARCILLOSO

CRETACICO

JURASICO



OF. GEN.  
 DE INGENIERIA  
 Y ARQUITECTURA  
 DEPARTAMENTO  
 DE GEOMECANICA  
 Y GEOTECNICA  
 A. T. G.  
 1971

INSTITUTO VENEZOLANO  
 DE INVESTIGACIONES CIENTIFICAS  
 Y TECNICAS  
 CAROLINA DE LA CRUZ  
 1013 PARRAGUÉ PERAL, DEPTO

POZO

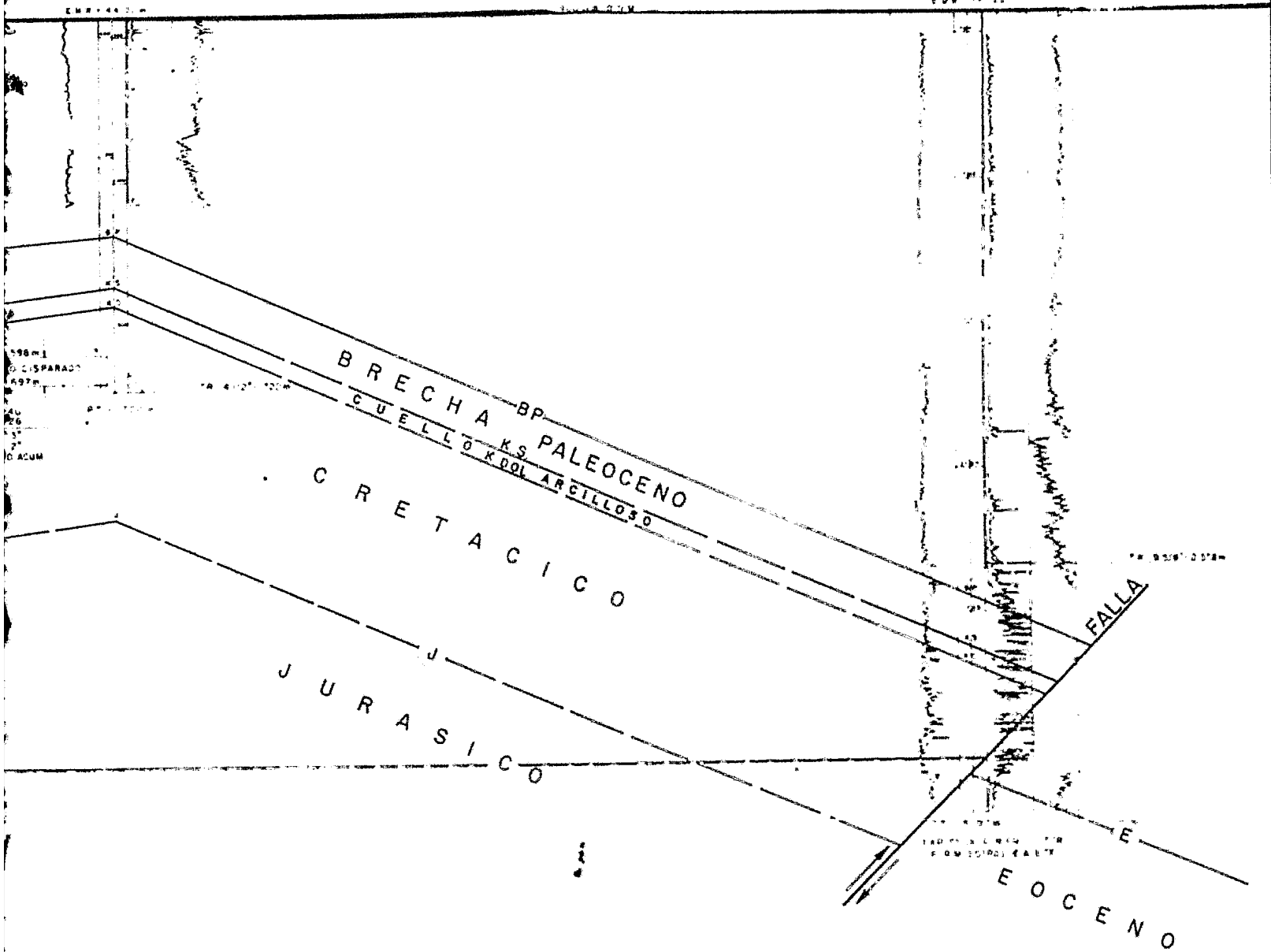
CANTARELL

71

POZO

"ICH"

1

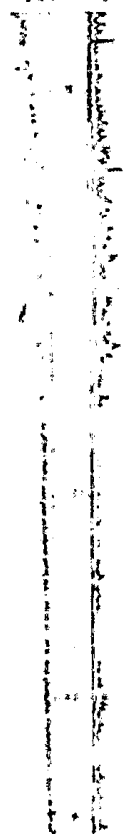


FACULTAD DE INGENIERIA  
**U.N.A.M.**  
TESIS PROFESIONAL  
SECCION ESTRUCTURAL  
PLZ. S-2007 86 PEA-24 IN-ICH-1  
CAMPO CANTARELL  
FIG. V-5

AKAL-1501  
POZO

CANTARELL  
2275

EMPAQUE



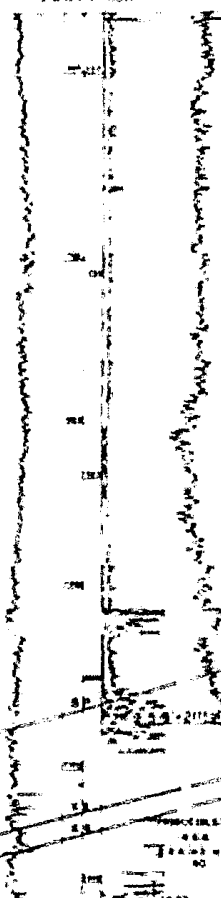
PT-2550m

1000m

POZO

CANTARELL  
88

EMPAQUE



PT-2550m - 1500m B1

RP  
BRECHA PALEOCENO  
KS  
CUELLO Kool ARGILOSO

CRETACICO

CONTACTO A A 3000m

JURASICO

PROYECTO DE INVESTIGACION Y DESARROLLO  
COMPAÑIA NACIONAL PETROLERA  
BOGOTÁ - COLOMBIA  
1964

POZO

CANTARELL  
88

POZO -

CANTARELL  
66-A

POZO

CANTARELL  
22

POZO

CANTARELL  
1-A

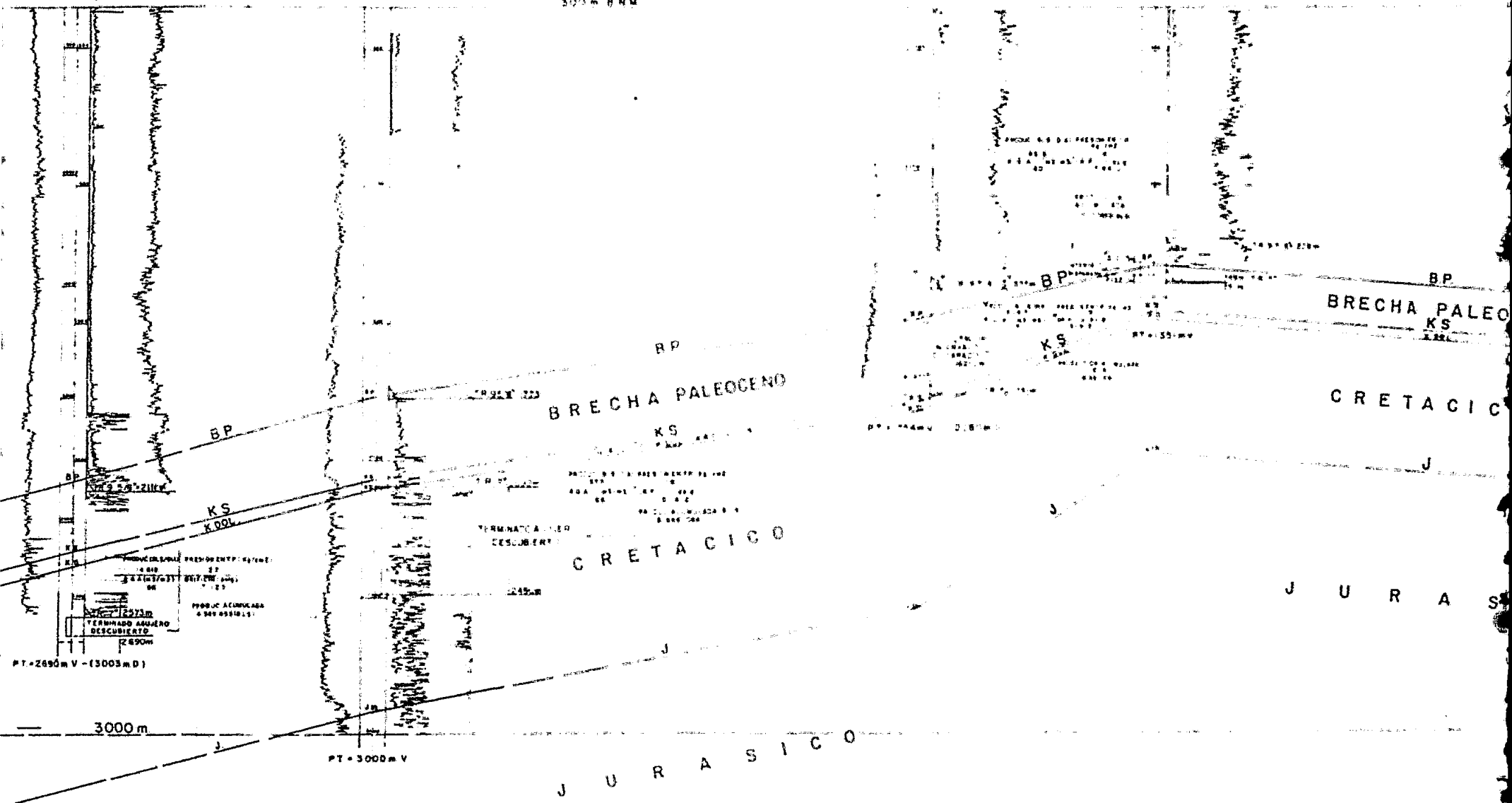
EM 441 80m

EM 442 80m

300 m 8 NM

EM 443 80m

EM 440 80m



POZO

CANTARELL  
35

AKAL-3  
POZO

CANTARELL  
57-A

POZO

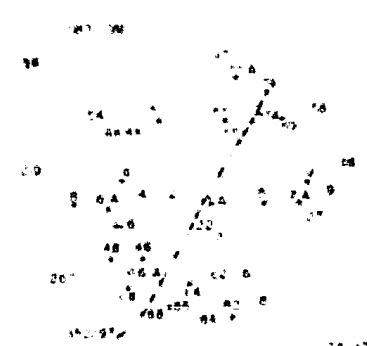
CANTARELL  
79

B.P.  
BRECHA PALEOCENO  
K.S.

CRETACICO

J  
JURASICO

CONTACTO A A = 3000 m

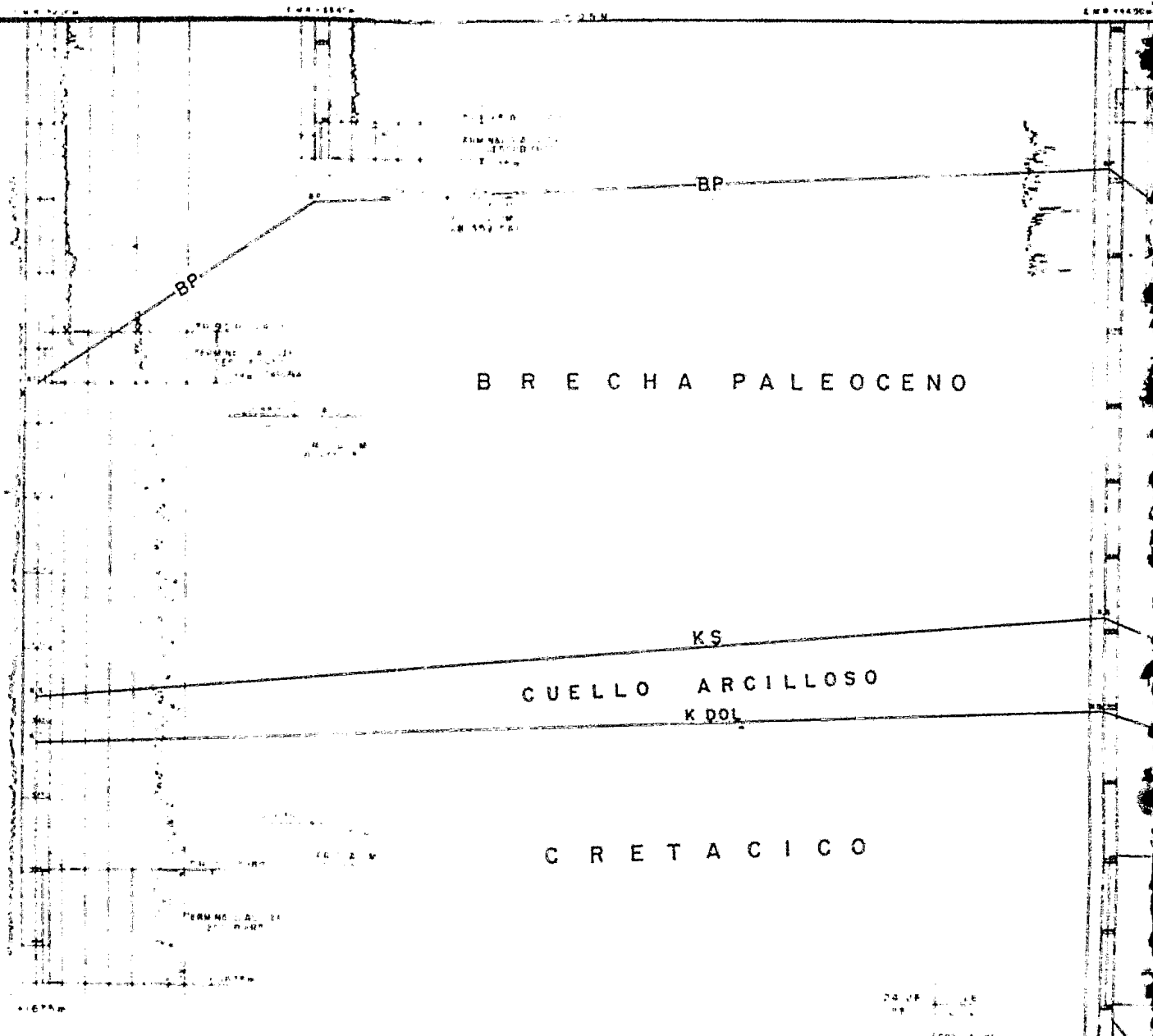


INSTITUCION  
FACULTAD DE INGENIERIA  
**U.N.A.M.**  
TESIS PROFESIONAL  
SECCION ESTRUCTURAL  
D. 204-2275.88.E6 A.22.1-A.35.57-A.79  
CAMPO CANTARELL  
FEB V-6 LUIS ARLOPEZ S

POZO  
●  
CANTARELL  
94

POZO  
●  
CANTARELL  
74

POZO  
●  
CANTARELL  
71



B R E C H A P A L E O C E N O

K S  
C U E L L O A R C I L L O S O  
K D O L

C R E T A C I C O

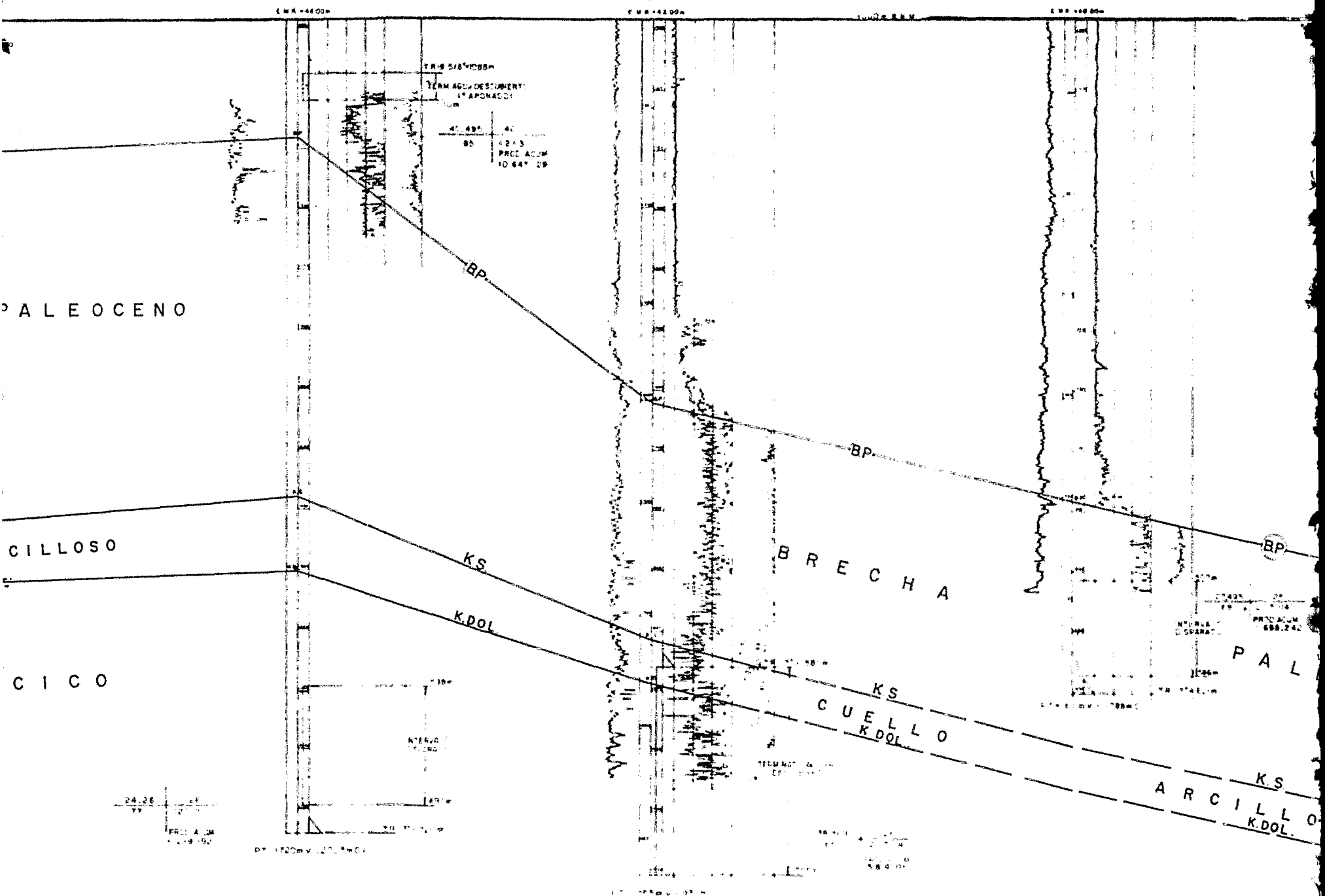
DA VE  
100 M

PT. 1720m x 10

POZO  
CANTARELL  
71

POZO  
CANTARELL  
53

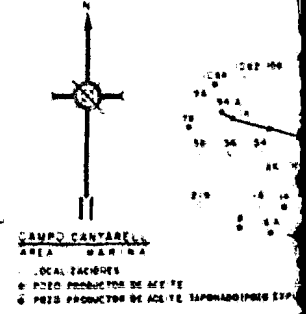
POZO  
CANTARELL  
35



24.26  
77  
FRI. A. M.  
1.1.19.192

PT. 1720mV. 20. 1901

ENCUENTRO DE OILY WATER  
EN EL POZO  
CANTARELL 71  
EN EL POZO  
CANTARELL 53  
EN EL POZO  
CANTARELL 35



POZO  
CANTARELL  
35

POZO  
CANTARELL  
17

POZO  
CANTARELL  
19

1000 m. E.M.M.

E.M.M. +48 00m

E.M.M. +26 40m

E.M.M. +36 00m

BP

ECH A

BP

INTERVALA  
DISPARAL

PALEOCENO

K.S.  
UE LLO  
K.DOL

K.S.  
ARCILLOSO  
K.DOL

FALLA

TERMINAL  
A 100  
M. 074

26  
121 3 14"  
PROD. ACUM.  
13 014 86'

PRODUCCION PRIN EN TP  
1977-78  
13 014 86'

PRODUCCION ACUM.  
HASTA EL 30 DE  
ABRIL 1982

CAMPO CANTARELL  
AREA MARINA

LOCALIZACIONES  
● POZO PRODUCTOR DE ACEITE  
○ POZO PRODUCTOR DE ACEITE TAPABARRIDOS EXPLORATORIO

LOCALIZACION  
100 M. 074

FACULTAD DE INGENIERIA  
**U-N-A-M-**  
TESIS PROFESIONAL

SECCION ESTRUCTURAL  
POZOS 94 74 71-53-35-17-19  
CAMPO CANTARELL

FIG V-7

OSCAR LOPEZ S



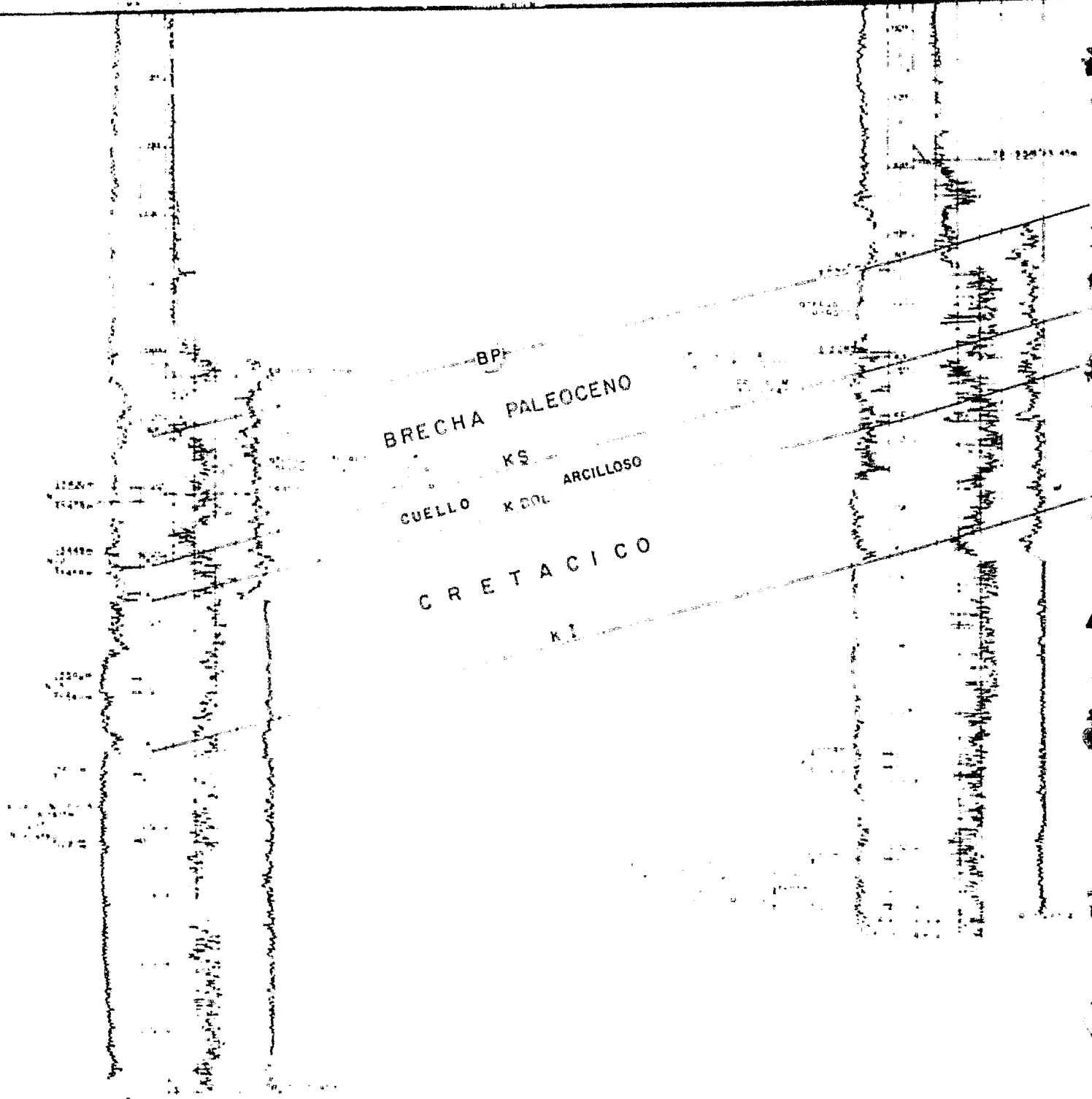
ABKATUN

74

POZO

ABKATUN

91



POZO

ABKATUN

91

E.M.A. - SC. OC.

POZO

ABKATUN

93-A

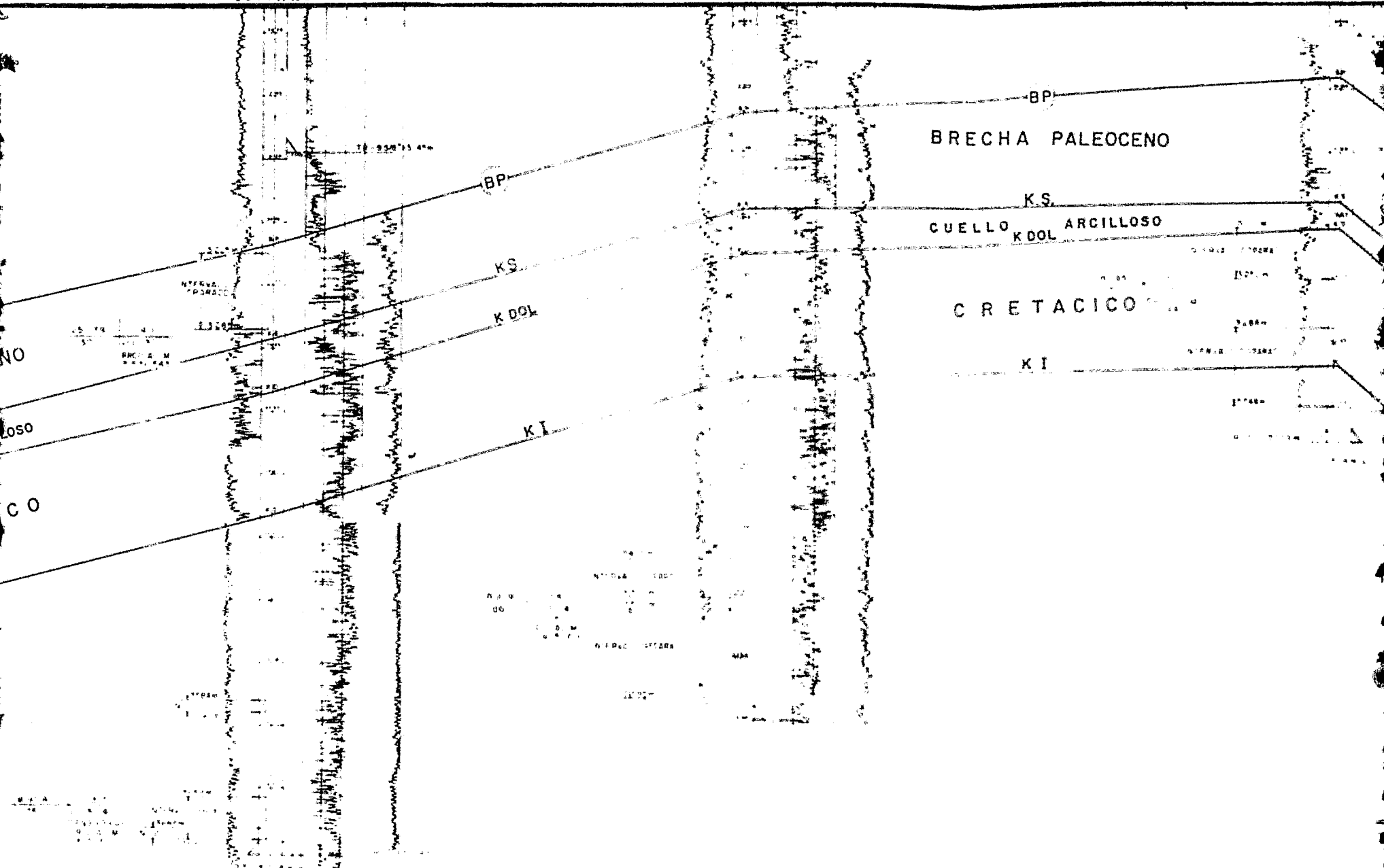
E.M.A. - SC. OC.

POZO

ABKATUN

1-B

E.M.A. - SC. OC.



POZO

ABKATUN

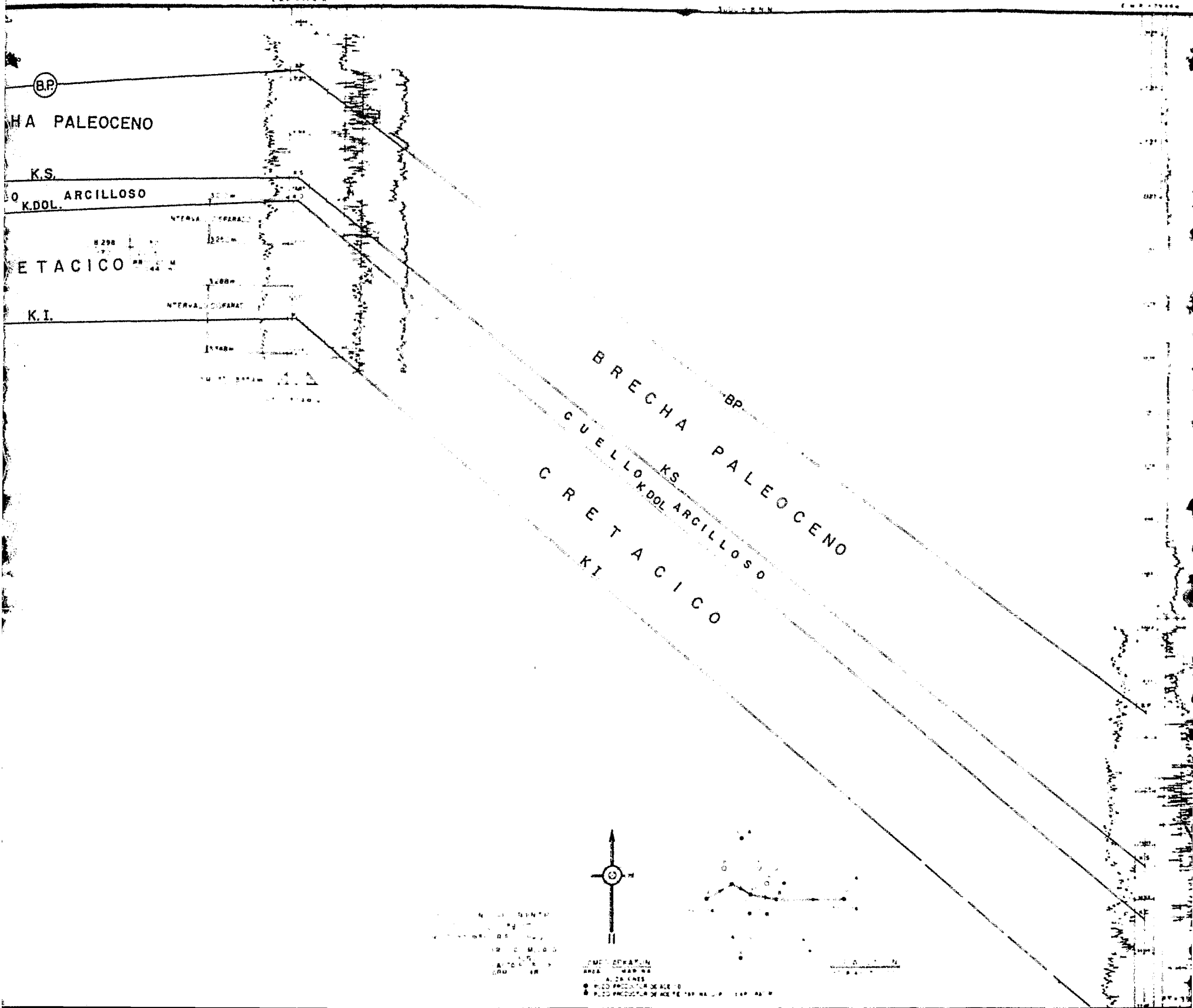
1-B

POZO

EXP. 176

ABKATUN

176



POZO  
ABKATUN  
176

3000 + N.N.M.

RECHA PALEOCENO  
LOKS. DOLO. ARCILLOSO  
TACICO

(BP)

ABKATUN  
MARINA  
SECCIONES DE ACEITE  
PRODUCTOR DE ACEITE "AFUNADO" (CIELO EN LA MAR)

ABKATUN

FACULTAD DE INGENIERIA  
**U.N.A.M.**  
TESIS PROFESIONAL  
SECCION ESTRUCTURAL  
1976  
CAMPO ABKATUN





POZO

POL

1

3.247 60  
226  
PROD ACUM  
6 768 227  
3.684m

PALEOCENO SUPERIOR

MINADO MUJERO  
DESCUBIERTO

BRECHA PALEOCENO  
KS

CUELLO K DOL. ARCILLOSO

CRETACICO

TERMINADO ABJERL  
DESCUBIERTO

INTERVALO PROBADO  
EN POL 75

γ = 3 Kg/cm<sup>2</sup>

Δ = 0.856 gr/cc

T = 29°C

Pres Fondo = 433 Kgr/cm<sup>2</sup>  
A 4050m

PRODUCCION PRESION EN T  
BLN) (Kgr/cm<sup>2</sup>)  
P & A (m) (ms) (gr/cc) (P & A)

PR. CACION AC.  
MULADA BLN  
HASTA EL 31 DE  
ABRIL 1982

EMP. D. D.  
AREA MAR SA

0 LOCAL CACION  
B POZO PRODUCTOR DE ACEITE  
S POZO PRODUCTOR DE ACEITE - PAR. HAZO. P. D. EXP. P. A. Y. W. C.

FACULTAD DE INGENIERIA  
**U-N-A-M-**

TESIS PROFESIONAL

SECCION ESTRUCTURAL

DISEÑO DE 75 75

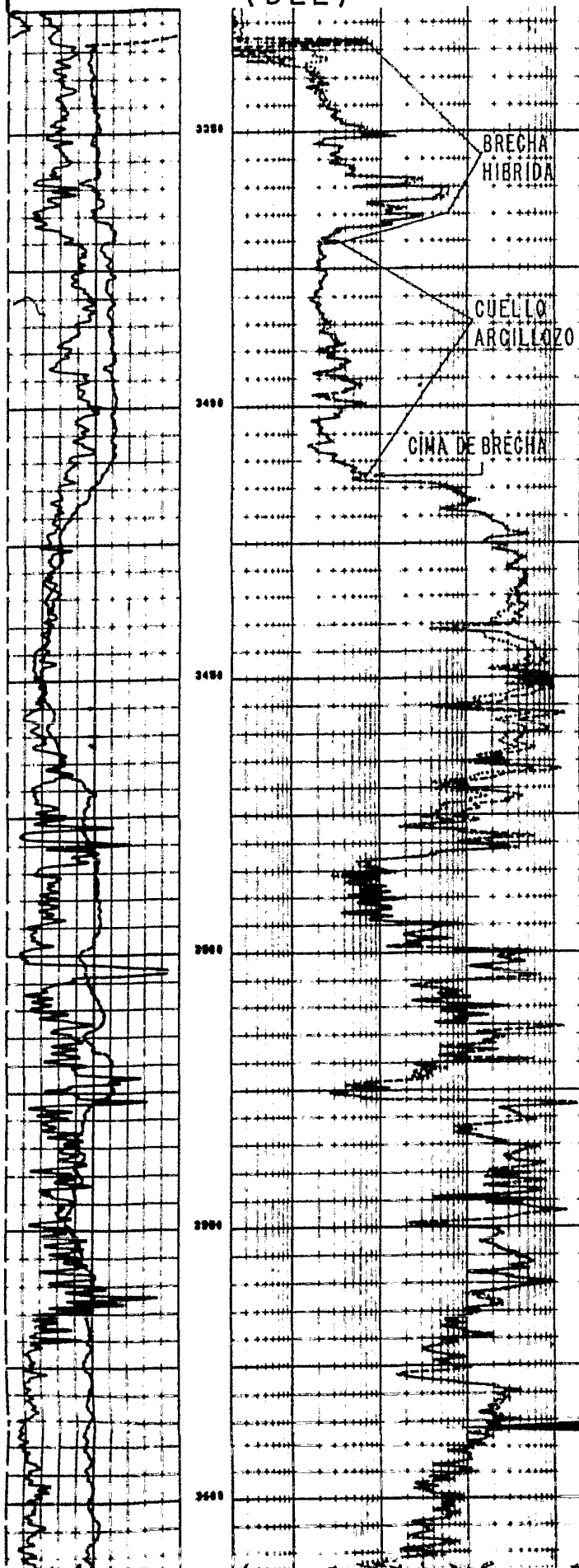
CAMPO POL

PR V-9

DES. DR. ROPEZ S.

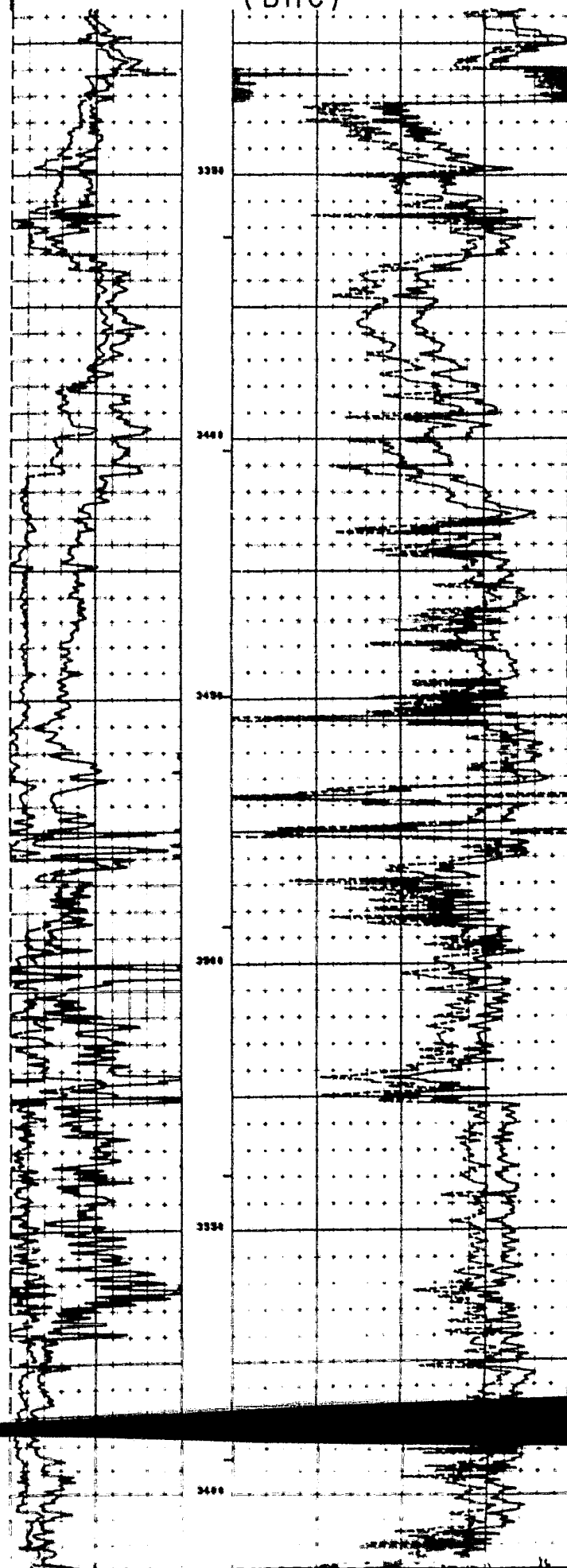
GE (RMP)	100.0
SP (RMP)	100.0
LLR (RMP)	20000
LLR (RMP)	20000
LLR (RMP)	20000
LLR (RMP)	20000
LLR (RMP)	20000
LLR (RMP)	20000

### DOBLE ELECTRICO ENFOCADO (DLL)

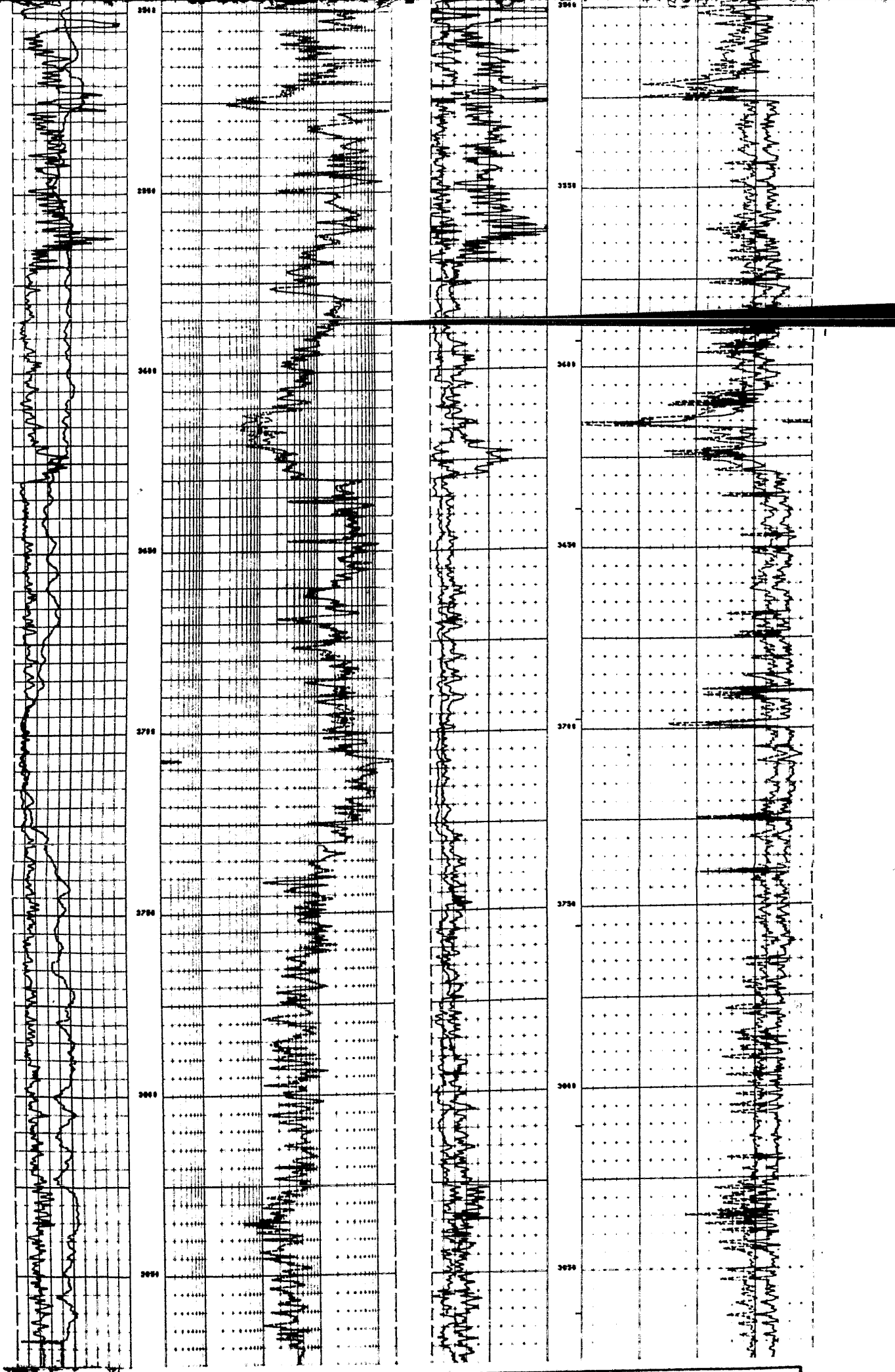


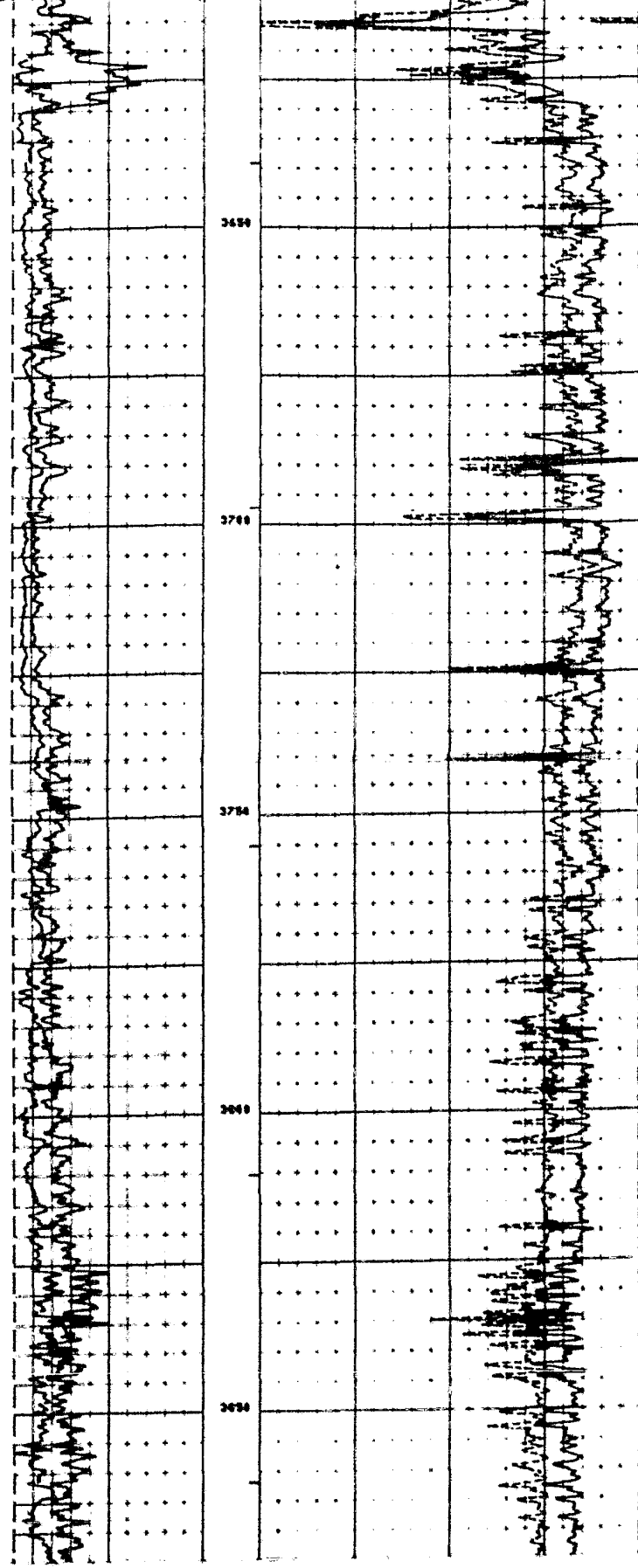
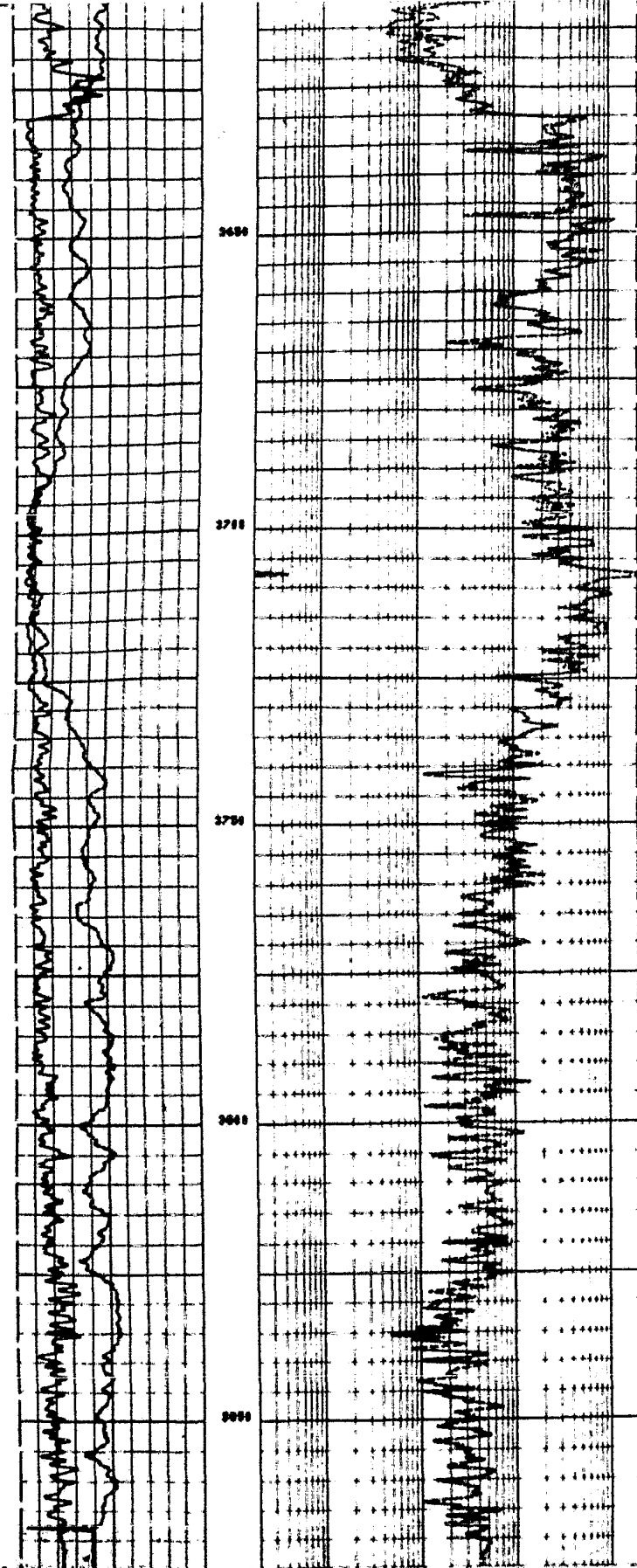
GE (RMP)	100.0	EPHIC	2
SP (RMP)	100.0	0.4000	-0.100
LLR (RMP)	20000	100.0	BT (SURF)
LLR (RMP)	20000	100.0	60.00

### SONICO DE POROSIDAD (BHC)









FACULTAD DE INGENIERIA  
**U. N. A. M.**

TESIS PROFESIONAL

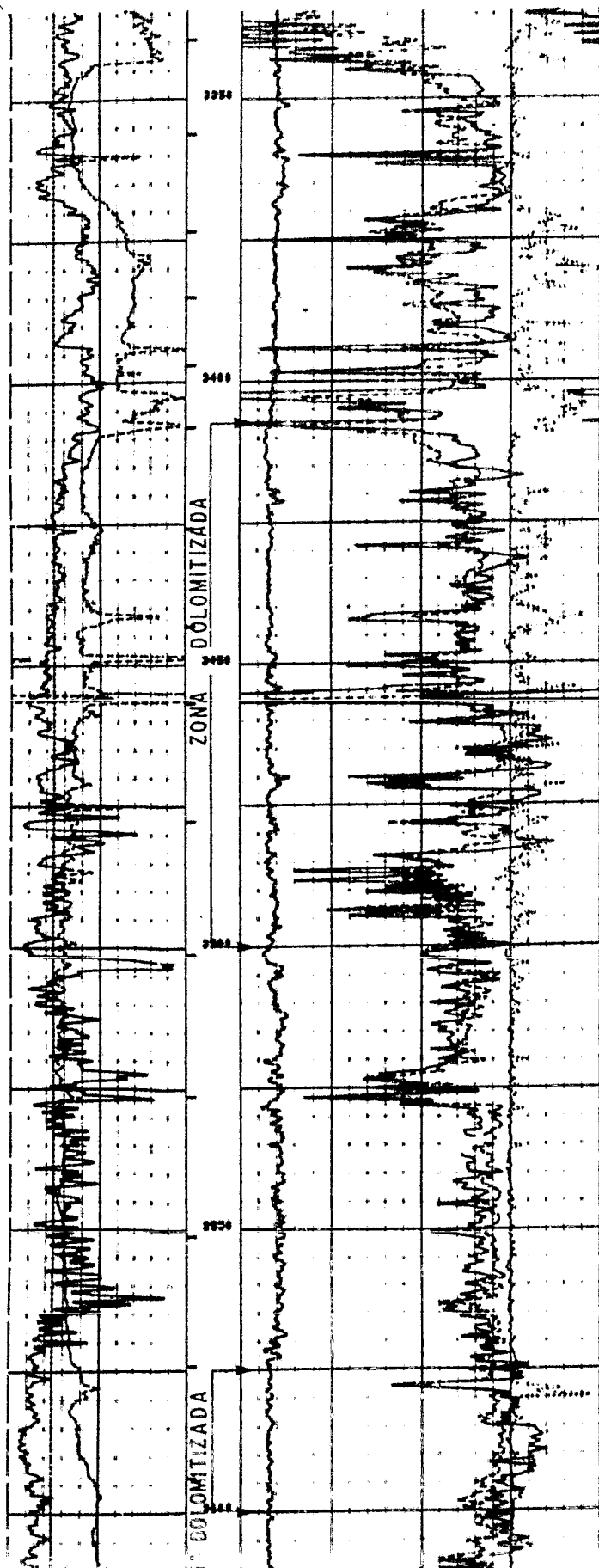
REGISTROS DOBLE ELECTRICO ENFO-  
CADO Y SONICO DE POROSIDAD.

FIG-IV-4

OSCAR LOPEZ S.

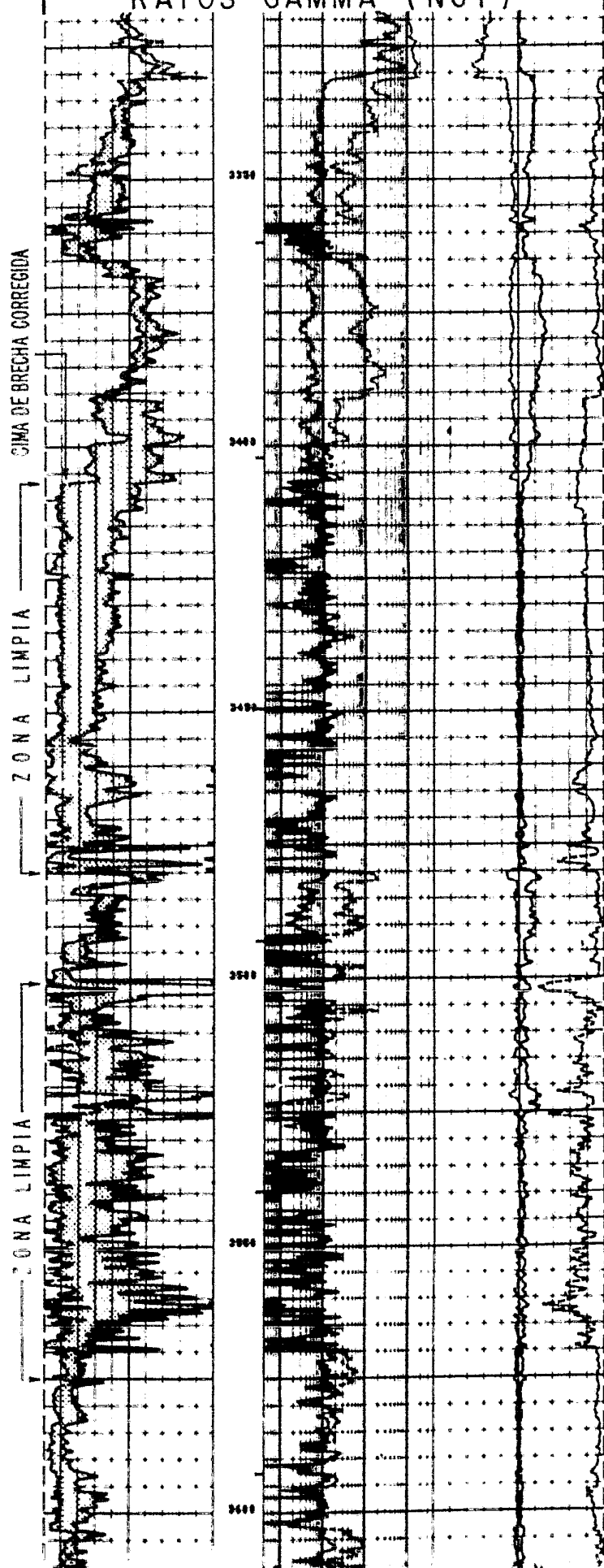
20 (IN )	10.00	0.0	PCF ( )	20.00	-0.000	RHO(C/G)	0.0000
0.000	COLIM ( )	10.00	0.4000	INPHIC	2		-0.100
0.0	00 (RPT)	100.0	1.000	RHO(C/G)			0.000

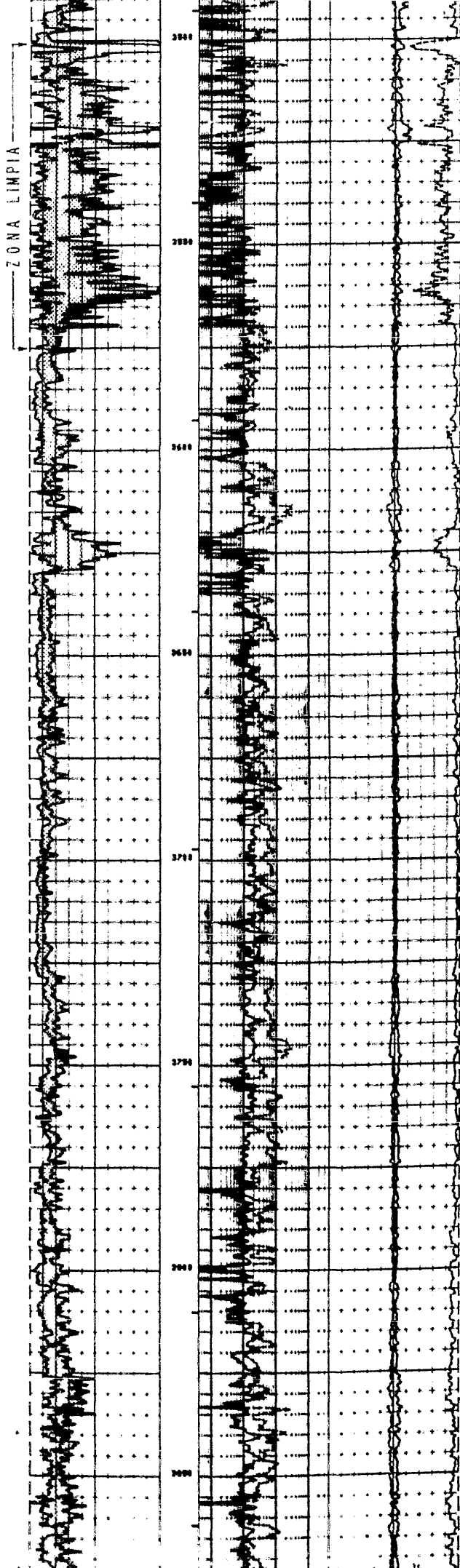
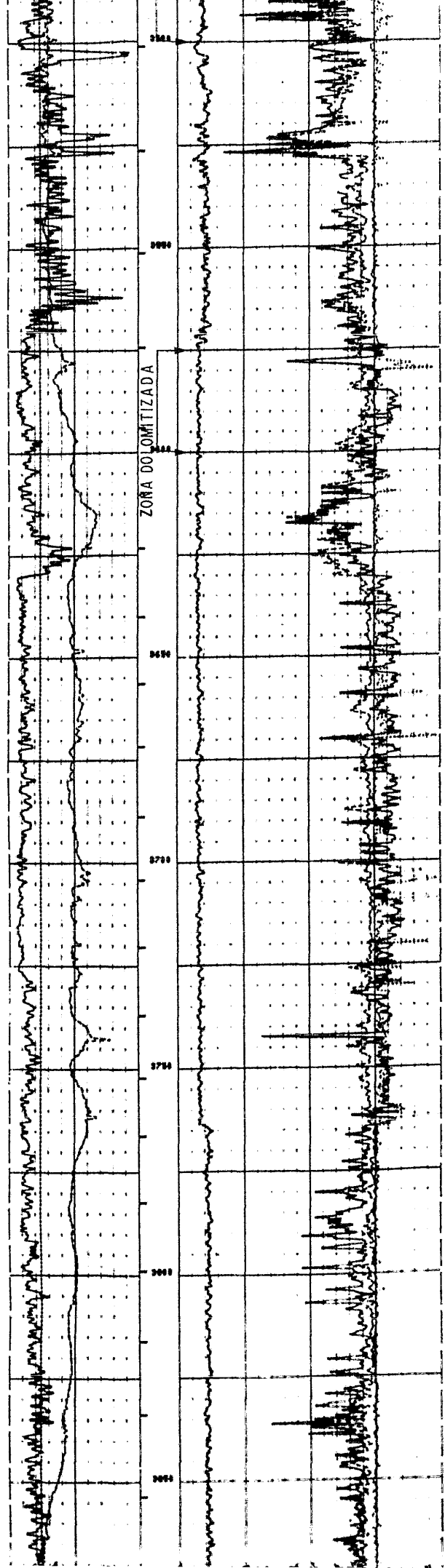
### LITODENSIDAD (LDT)

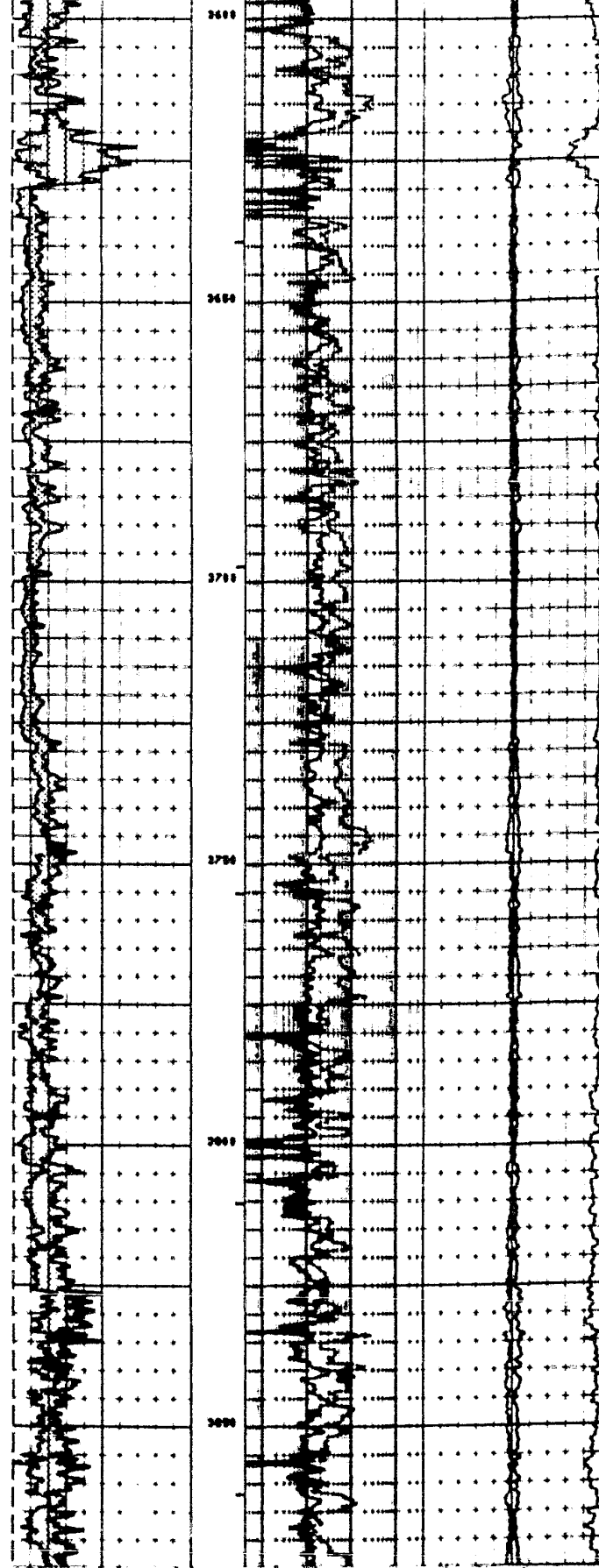
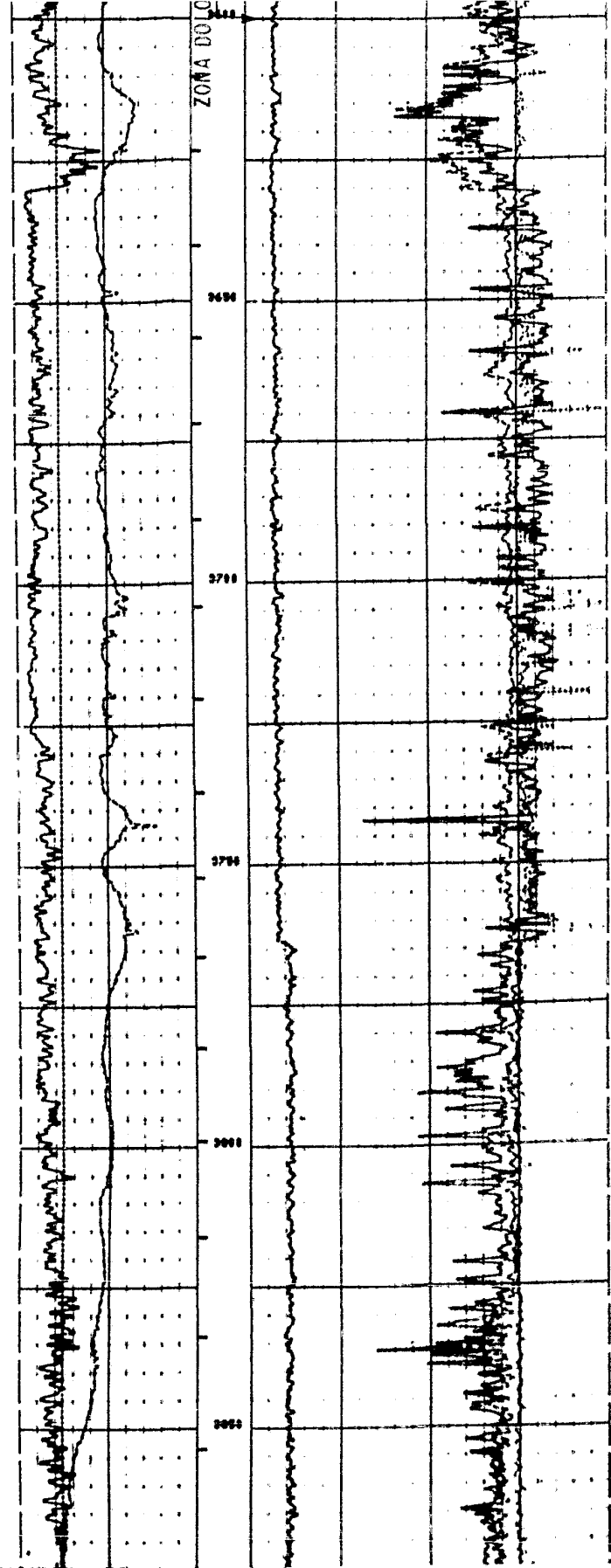


0.0	00 (RPT)	100.0	0.0100	TPAC	2	0.100	0.1000
0.0	00 (RPT)	100.0	0.0100	TPAC	2	0.100	0.1000
0.0	00 (RPT)	100.0	0.0100	TPAC	2	0.100	0.1000

### ESPECTROSCOPIA DE RAYOS GAMMA (NGT)







FACULTAD DE INGENIERIA  
**U . N . A . M .**

TESIS PROFESIONAL

REGISTROS DE LITODENSIDAD Y ESPEC-  
TROSCOPIA DE RAYOS GAMMA.

FIG.IV-5

OSCAR LOPEZ S.

## V. - INTEGRACION DE DATOS.

### a). - CONFIGURACION DE CIMA DE LA BRECHA DEL PALEOCENO

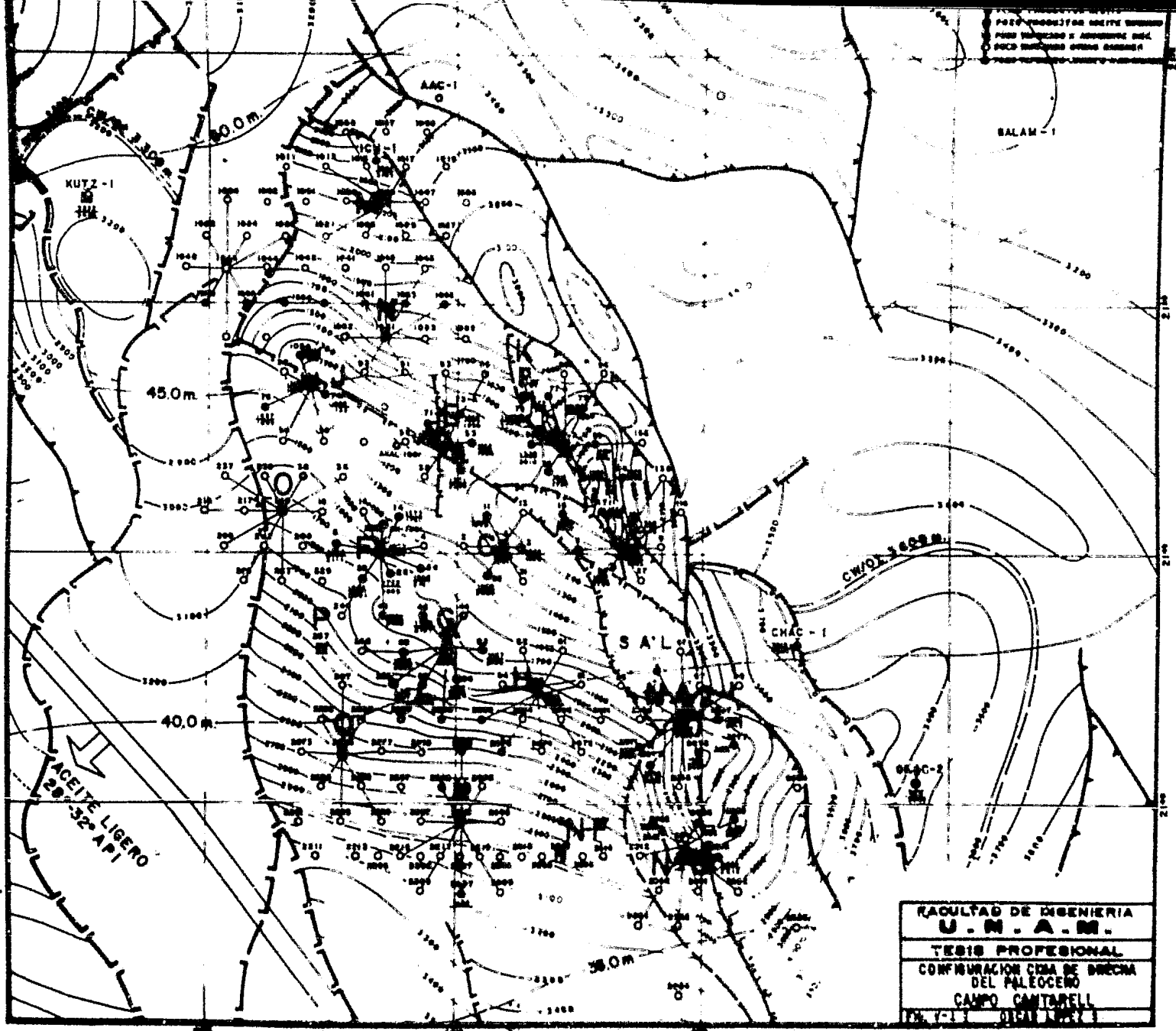
En las figuras V-1, V-2 y V-3 se muestran las configuraciones estructurales de la cima del yacimiento ( brechas del Paleoceno ) de los campos Cantarell, Abkatún y Pol respectivamente, estos están basados en datos sísmológicos, geológicos y de registros geofísicos de pozo obtenidos hasta el momento.

Haciendo una descripción somera de cada campo se puede observar que en el área de Cantarell ( fig. V-1 ), la cima tiene una tendencia a levantarse hacia su porción Este-Central, su configuración se ve afectada por numerosas fallas y por la influencia ascendente de sal como lo confirman los pozos Cantarell 85 y Cantarell 25 es por ello que se delinean bloques en donde se observan flancos de anticlinales, narices estructurales, etc. La presencia de estos elementos estructurales han servido como trampas de hidrocarburos que se encuentran acumulados a profundidades que van de 1200 a 2600 m., y en algunos casos a profundidades mayores.

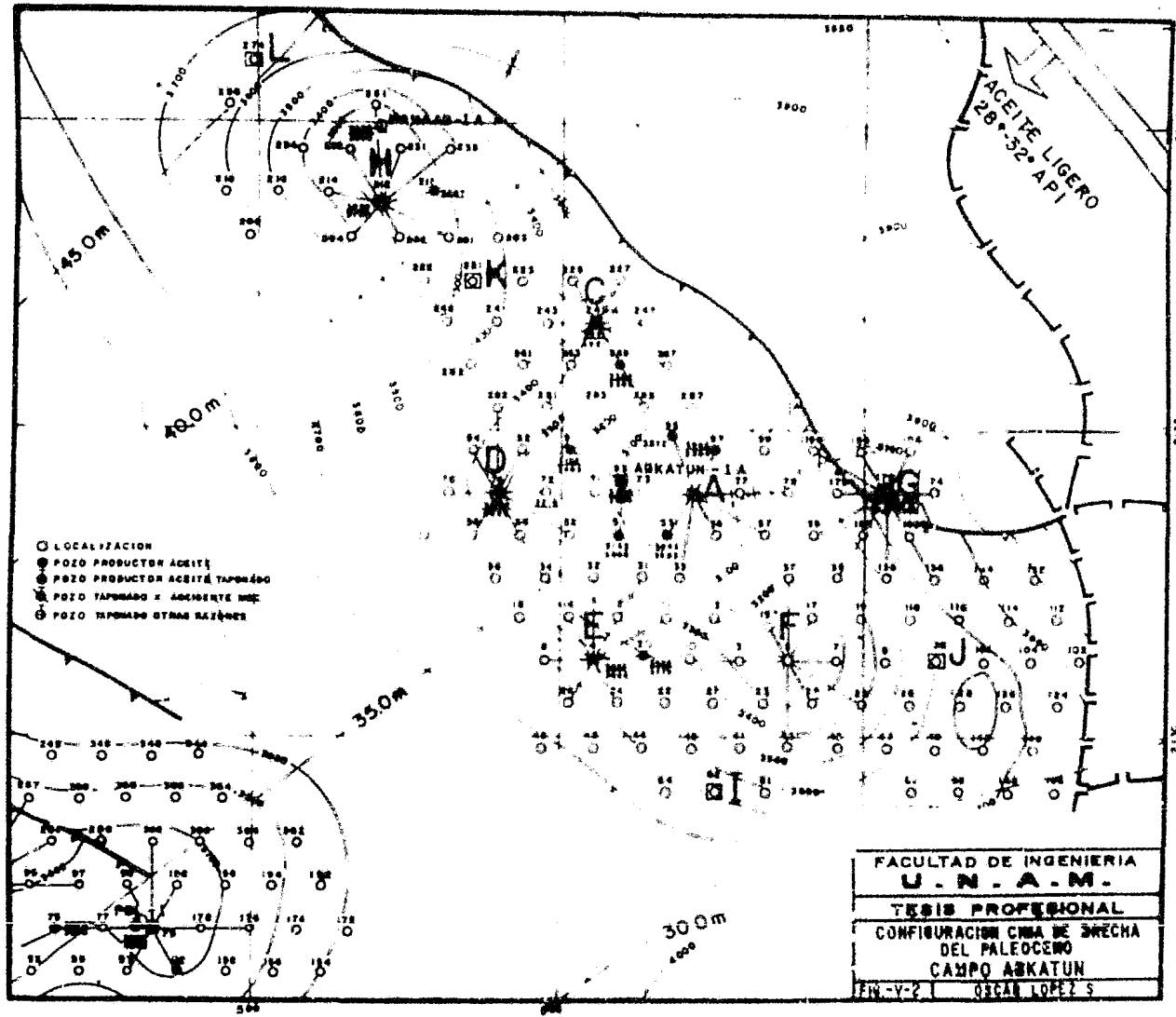
El campo Abkatún-Kanaab ( fig. V-2 ) tiene una forma de anticlinal alargado, con dos altos estructurales con orientación casi NW-SE, presenta un buen cierre estructural y está limitado al NE por una falla inversa y al E por una falla normal. Como podrá notarse la cima del yacimiento se encuentra a profundidades que van de 3000 a 3650 m., esto nos da una idea de -

PUNTO DE OBSERVACION  
 PUNTO DE OBSERVACION  
 PUNTO DE OBSERVACION

112



FACULTAD DE INGENIERIA  
**U. N. A. M.**  
 TESIS PROFESIONAL  
 CONFIGURACION CIEBA DE BURENA  
 DEL PALEOCENO  
 CAMPO CANTARELL  
 T. N. V. - 11





la tendencia estructural del área ( fig. I-8 ), si vemos que en el campo Cantarell es menos profundo.

Por lo que respecta al campo Pol ( fig. V-3 ) presenta una forma de anticlinal alargado con orientación E-W, delimitada por fallas inversas con orientación NW-SE. La cima en este campo alcanza profundidades de 3600 a 3700 m.

#### b).- ESPESOR DE LA BRECHA DEL PALEOCENO.

En la fig. V-4 se presenta la configuración del espesor de la Brecha, en ella se observa que la tendencia general sobre el aumento o disminución esta orientada de NW-SE presentando un máximo hacia el área KU-HA, lo cual concuerda con el estudio paleogeográfico en donde el borde de plataforma esta situado al oriente limitada por el plano. Se está llevando a cabo trabajos en configuraciones de valores de porosidad en los cuales se presentan valores relativamente bajos; esto quizá se deba a que la formación productora presenta diferentes zonas o secciones de porosidad, ya que estos valores oscilan desde 4 a 18%.

#### c).- COMENTARIOS SOBRE LAS SECCIONES.

A continuación se presentan 5 secciones construidas con información litológica, paleontológica y registros geofísicos de pozos. Estas secciones bosquejan el comportamiento estructural del área, sin llegar al detalle de la delineación de pasos de fallas por carecerse de información sísmica. Dichas secciones fueron hechas en base a datos obtenidos en el De -

2130

2125

- LOCALIZACION
- POZO PRODUCTOR ACEITE
- POZO PRODUCTOR ACEITE TAPONADO
- ⊕ POZO TAPONADO X ACCIDENTE MEC.
- ⊕ POZO TAPONADO OTRAS RAZONES

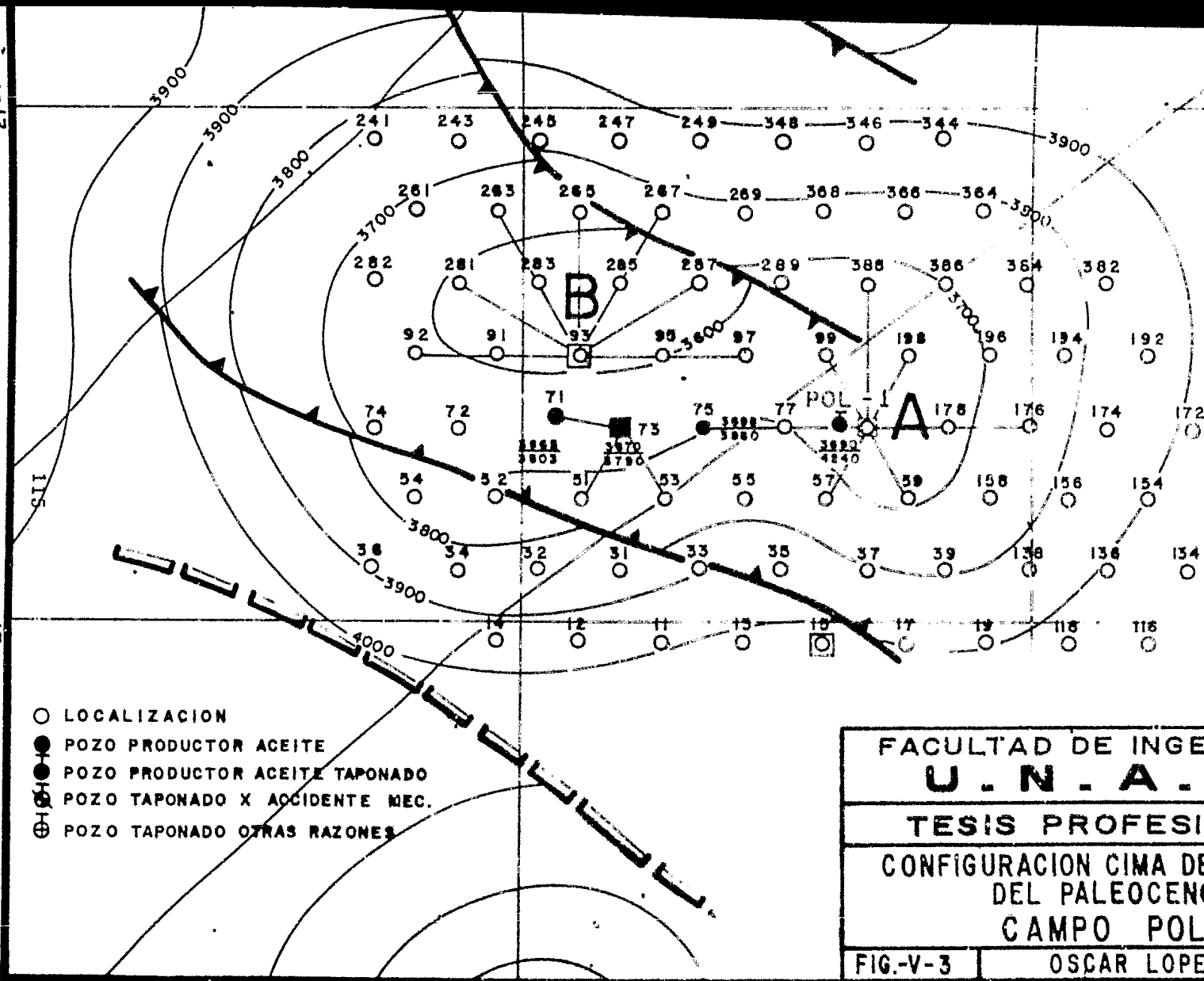
FACULTAD DE INGENIERIA  
**U. N. A. M.**

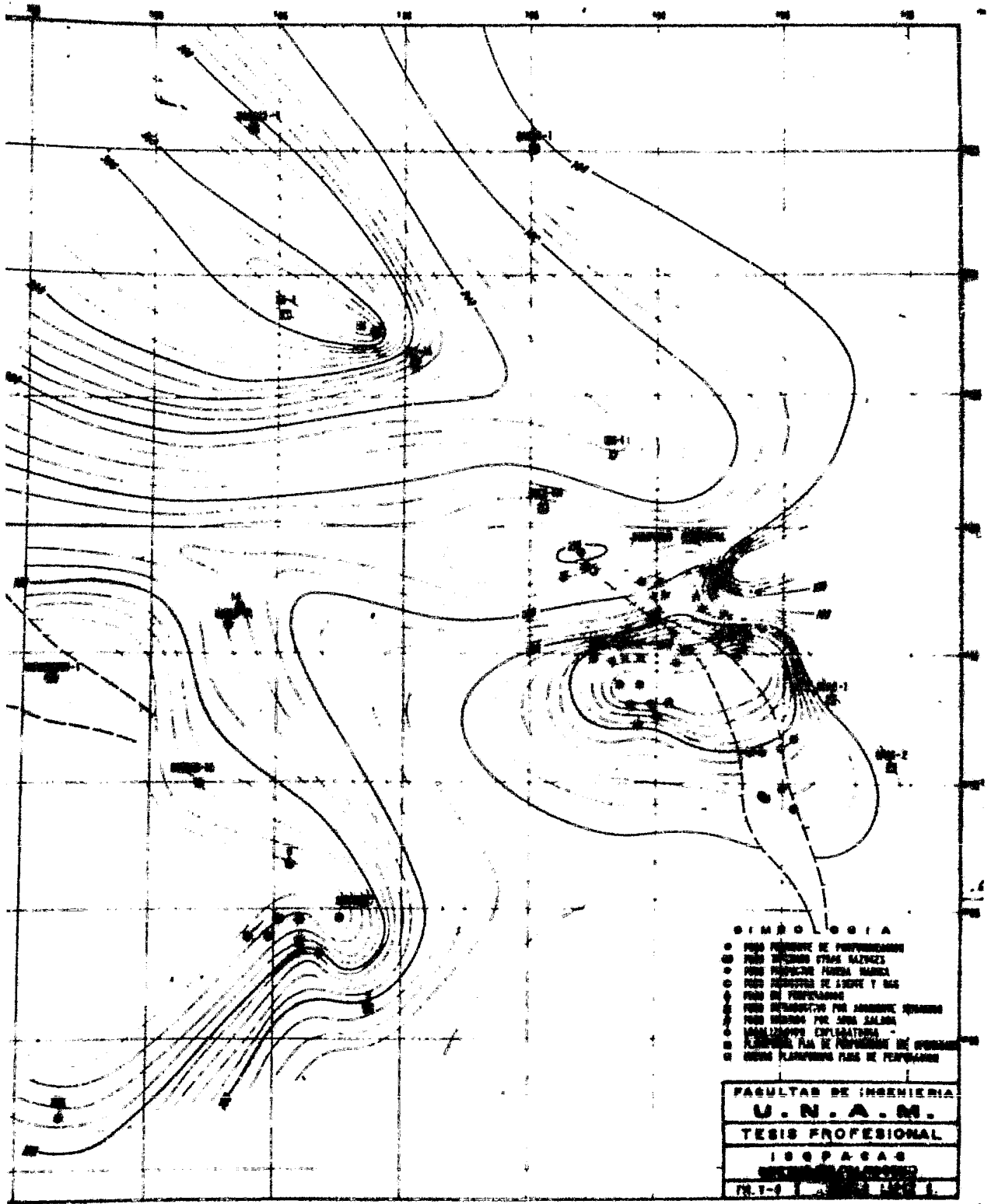
TESIS PROFESIONAL

CONFIGURACION CIMA DE BRECHA  
DEL PALEOCENO  
CAMPO POL

FIG-V-3

OSCAR LOPEZ-S.





**SIMBOLOGIA**

- PUNTO DE OBSERVACION
- ◉ PUNTO DE OBSERVACION EN SALIDA
- ◐ PUNTO DE OBSERVACION EN SALIDA
- ◑ PUNTO DE OBSERVACION EN SALIDA
- ◒ PUNTO DE OBSERVACION EN SALIDA
- ◓ PUNTO DE OBSERVACION EN SALIDA
- ◔ PUNTO DE OBSERVACION EN SALIDA
- ◕ PUNTO DE OBSERVACION EN SALIDA
- ◖ PUNTO DE OBSERVACION EN SALIDA
- ◗ PUNTO DE OBSERVACION EN SALIDA
- ◘ PUNTO DE OBSERVACION EN SALIDA
- ◙ PUNTO DE OBSERVACION EN SALIDA
- ◚ PUNTO DE OBSERVACION EN SALIDA
- ◛ PUNTO DE OBSERVACION EN SALIDA
- ◜ PUNTO DE OBSERVACION EN SALIDA
- ◝ PUNTO DE OBSERVACION EN SALIDA
- ◞ PUNTO DE OBSERVACION EN SALIDA
- ◟ PUNTO DE OBSERVACION EN SALIDA
- ◠ PUNTO DE OBSERVACION EN SALIDA
- ◡ PUNTO DE OBSERVACION EN SALIDA
- ◢ PUNTO DE OBSERVACION EN SALIDA
- ◣ PUNTO DE OBSERVACION EN SALIDA
- ◤ PUNTO DE OBSERVACION EN SALIDA
- ◥ PUNTO DE OBSERVACION EN SALIDA
- PUNTO DE OBSERVACION EN SALIDA

**FACULTAD DE INGENIERIA**  
**U. N. A. M.**  
**TESIS PROFESIONAL**  
**ISOPACAS**  
**CONTRUCCION**  
**PL. 1-0**

Departamento de Ingeniería Petrolera. Los registros utilizados son las curvas de rayos gamma, resistividad y la curva de porosidad neutrónica, ésta última principalmente en el yacimiento

La fig. V-5 corresponde a la sección que comprende los pozos Cantarell 2207, 36, 66-A, 24, 14, 71 e Ich-1; teniendo una tendencia N-S y alcanzando un máximo estructural en los pozos Cantarell 14 y 71. El espesor se conserva a lo largo de toda la sección. El contacto agua-aceite (C.A.A.) está delimitado tentativamente en base a los datos obtenidos por el pozo Cantarell 2207, el cual resultó improductivo.

La sección de la fig. V-6 está comprendida por los pozos Cantarell 2275, 38, 66-A, 22, 1-A; 35, 57-A y 79 su orientación es SW-NE, pudiéndose apreciar su cima máxima en el pozo Cantarell 35.

En la fig. V-7 se observa una sección orientada de NW-SE y lo constituyen los pozos Cantarell 94, 74, 71, 53, 35, 17 y 19 respectivamente, la cima estructural máxima lo comprenden los pozos Cantarell 71 y Cantarell 74 confirmando así lo antes dicho en la Sección de la fig. V-5, el espesor es irregular influenciado tal vez por una posible falla entre los pozos Cantarell 71 y Cantarell 53.

La fig. V-8 corresponde al Campo Abkatún, siendo una sección construida por los pozos Abkatún 74, 91, 93-A, 1-B y 176 teniendo una orientación E-W, su cima estructural más relevante se observa en los pozos Abkatún 91, 93-A y 1-B.

Como se puede ver el comportamiento de las curvas de rayos gamma y resistividad al registrar las secciones del Mioceno, Oligoceno y Eoceno presentan una tendencia casi recta, pero al entrar en rocas del Paleoceno Superior se observan marcas características donde se encuentra una pequeña brecha híbrida en la que los valores de resistividad aumentan de .5 a 2 Ohms y la curva de rayos gamma disminuye al tomar valores de 20 a 30 unidades API, posteriormente ambas curvas disminuyen lo que se ha denominado como un "cuello arcilloso" que es común en toda el área de estudio (ver fig. V-8 y V-9), indicándonos, con ello que a pocos metros se encuentra la Brecha productora del Paleoceno; esto sucede cuando se atraviesa normalmente la columna geológica. Dentro del yacimiento la curva de rayos gamma toma valores mínimos y la de resistividad máximos, denotando ambas curvas el tipo de roca y grado de limpieza de la misma.

En la sección de la fig. V-9 se observan los pozos Pol 71, 73, 75 y 1 respectivamente, su orientación es de E-W. Todos los pozos mencionados se encuentran en la cima de la estructura, los espesores se conservan a lo largo de la sección.

Hay que tomar en cuenta al hacer la correlación la similitud de marcas y la conservación de los espesores. Si se ve afectado esto último o hay cambios bruscos en la profundidad del yacimiento, seguramente se deba a la presencia de discordancias o fallas, esto se corrobora al tomar un registro de echados, el cual es importante dado que el área se encuentra muy afectada estructuralmente.

#### d). - REGISTROS COMPUTADOS.

La toma de decisiones que se hacen al evaluar las posibilidades de producción de hidrocarburos en un determinado pozo o campo depende en gran parte de la interpretación de los registros geofísicos de pozos.

El análisis e interpretación de los registros se hacía anteriormente efectuando cálculos en forma manual, auxiliándose de gráficos y calculadoras; actualmente se han introducido métodos de computación que hacen más rápida y confiable la información obtenida. Estos análisis, son procesados y presentados como computaciones sinérgicas o registros CFI (proceso de interpretación por computadora), con resultados optimizados, los cuales nos ayudan a evaluar todos los intervalos de interés en un tiempo mínimo que nos permite tomar decisiones inmediatas, que reducen los costos de operación.

Casi todos los registros tomados en un pozo son grabados en cintas magnéticas que pueden ser procesadas en la Unidad Cibernética (CSU) - en el mismo lugar de trabajo, con ello se obtienen resultados preliminares inmediatos para poder decidir el programa del pozo, estos registros reciben el nombre de Cyberlook, Emop, Cyberdip. Estos se transmiten al centro de cómputo en México para elaborar un CPI. Todos los perfiles obtenidos deben ser corregidos por efectos ambientales del pozo como temperatura, presión, tipo de lodo, diámetro del agujero, densidad de hidrocarburos, etc., para que con estos datos el analista seleccione los parámetros adecuados de interpretación.

Dentro de los principales programas computarizados para agudeo de descubrimiento están : Coriband, Saraband y el Global. El que más se utiliza en la Sonda de Campeche es el CORIBAND y en ocasiones el GLOBAL, - esto se debe a que cada presentación o método está diseñado para diferentes tipos de litología y conocimiento sobre densidad de hidrocarburos.

El CORIBAND se utiliza para litologías complejas, es decir en litologías que son mezclas de caliza, dolomía y areniscas permitiendo tomar en cuenta minerales especiales, conociendo la densidad de hidrocarburos.

El SARABAND es para litologías constantes como secuencias de arenas y arcilla con porosidades medias a altas y se determina la densidad de hidrocarburos.

EL GLOBAL utiliza un sistema matemático de solución a varias incógnitas, y puede ser usado para litologías bastante complejas, con hasta 3 minerales especiales. Este método toma toda la información disponible y selecciona el modelo de interpretación que mejor se adapta a las condiciones de la formación o intervalo que se evalúa, además hace estimaciones cuantitativas de cada perfil nivel por nivel con un factor de calidad llamado "Función de Incoherencia".

En este trabajo solo se menciona dos de las presentaciones - - más utilizadas, una es el Cyberlook el cual nos da una información rápida en el mismo pozo y otro es el Coriband el cual utiliza métodos más complicados que tienen que ser procesados en el centro de computo de la Ciudad de México debido al gran número de datos y consideraciones que tiene que tomar en-

cuenta, cosa que en la cabina que se utiliza en el campo no es posible.

CYBERLOOK.- Es una evaluación de un juego de perfiles para proporcionarnos datos de porosidad, densidad de matriz, contenido de arcilla, saturaciones de agua, movilidad de hidrocarburos e indicadores de gas, con los datos originales de los registros tomados en el pozo mismo.

Los indicadores de arcilla ( SI ) se calculan de los perfiles GR

y  $\theta_N$  como:

$$SI_{GR} = \frac{GR - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}}$$

$$SI_{\theta_N} = \frac{\theta - \theta_{min}}{\theta_{max} - \theta_{min}}$$

En cada uno de los casos los valores mínimos son obtenidos en las zonas limpias, no arcillosas, mientras que los valores máximos representan los valores en las zonas más arcillosas.

CORIBAND.- Es un programa que proporciona datos continuos de parámetros del yacimiento desde el principio hasta el fin de una zona con litologías complejas. Este método ha sido desarrollado para la interpretación de formaciones en litologías que son mezclas de areniscas, caliza, dolomita, anhidrita y arcilla, o que sean mezclas de otros minerales y arcilla.- El método toma en cuenta los efectos sobre los perfiles, tanto de arcillosidad como de hidrocarburos.

Las computaciones son efectuadas nivel por nivel, el contenido de arcillas es valuado para cada nivel y también se hacen las correcciones -



de los efectos del contenido de la arcilla e hidrocarburos. Para la corrección de hidrocarburos, se usa un valor de densidad-hidrocarburo basado en información de campo, estudio de diagramas de interrelación. Los valores de densidad de matriz aparente y saturación de agua también son computados.

Los resultados son presentados sobre una película codificada para una fácil identificación. Una lista computada proporciona una tabulación completa de los parámetros del yacimiento.

El programa Coriband puede ser corrido usando un registro de resistividad profunda, un registro de microresistividad, un registro densidad neutrón y un registro sísmico de porosidad, se usa el SP o RG en combinación con los registros antes mencionados.

#### Información de Entrada.

- 1.- Perfiles de resistividad apropiados. - Para la obtención de  $R_t$  de un pozo en particular y condiciones de invasión ( Reg. Doble Inducción, o Reg. Doble laterolog ).
- 2.- Perfil de proximidad, Microlaterolog, o MSFL para proporcionar datos de  $R_{xo}$ , corrección de  $R_t$ , corrección de porosidad por efecto de hidrocarburos ligeros.
- 3.- Perfiles de Densidad, Neutrón y Sísmico para calcular la porosidad, la porosidad secundaria y las curvas de correlación litológica.

4.- Las curvas Rayos Gamma, SP nos ayudan en la evaluación del contenido de arcilla, y el calibre nos indica la cavidad o condiciones de rugosidad del agujero.

Como información general se requiere, diámetro de la barrena, temperatura de fondo del pozo,  $R_{mf}$  a la temperatura calculada,  $R_w$  ( si se conoce ) a la temperatura de la formación y la densidad de hidrocarburos ( si se conoce ).

#### Computaciones de Pre-Interpretación

Normalmente se hacen correcciones a las lecturas del perfil antes de la interpretación ( correcciones ambientales ). Se ajustan a la misma profundidad todos los datos del registro, corrige los efectos de agujero y en jarre, usa y produce cálculos preliminares de porosidad (  $\phi$  ), resistividad de formación (  $R_t$  ), diámetro de invasión (  $d_i$  ), resistividad de agua aparente (  $R_{wa}$  ), resistividad del filtrado aparente (  $R_{mfa}$  ). Los perfiles de micro resistividad, MIL o PL, son promediados para que den la misma resolución vertical que los perfiles de densidad y neutrón. Esta preinterpretación puede producir cross-plots (gráficos de interrelación) que son usados para determinar los parámetros necesarios para la interpretación, ejemplo: Modelo litológico, características de arcilla. Con la adición del perfil sónico nos ayuda a determinar la litología, la gráfica M-N ( litoprosidad ) es útil, y puede ser usado para aclarar la determinación de muchos problemas de litología, evalúa la porosidad secundaria y proporciona un valor limitado de poro

sidad en las formaciones libre de arcilla.

Presentación gráfica. ( Fig. V-10 )

De izquierda a derecha se describen cada una de las pistas.

Pista 1. - Características de la formación.

Curva de Índice de Porosidad Secundaria (  $SPI = \phi_{ND} - \phi_S$  )

La respuesta del sónico es la porosidad primaria mientras el - densidad-neutrón responden a la porosidad total.

Densidad Promedio de los Granos en gr/c. c. (  $\rho_{mav}$  ).

Representa la densidad promedio de todos los sólidos y la arcilla incluida. Las curvas indican la litología en caso de una matriz limpia de arcilla o de un solo mineral. Ejemplo : Caliza 2.71 gr/c. c. Para una matriz limpia de dos minerales la proporción de dos constituyentes pueden ser compensados si está bien definido el agujero.

Pista 2. - Saturación de agua

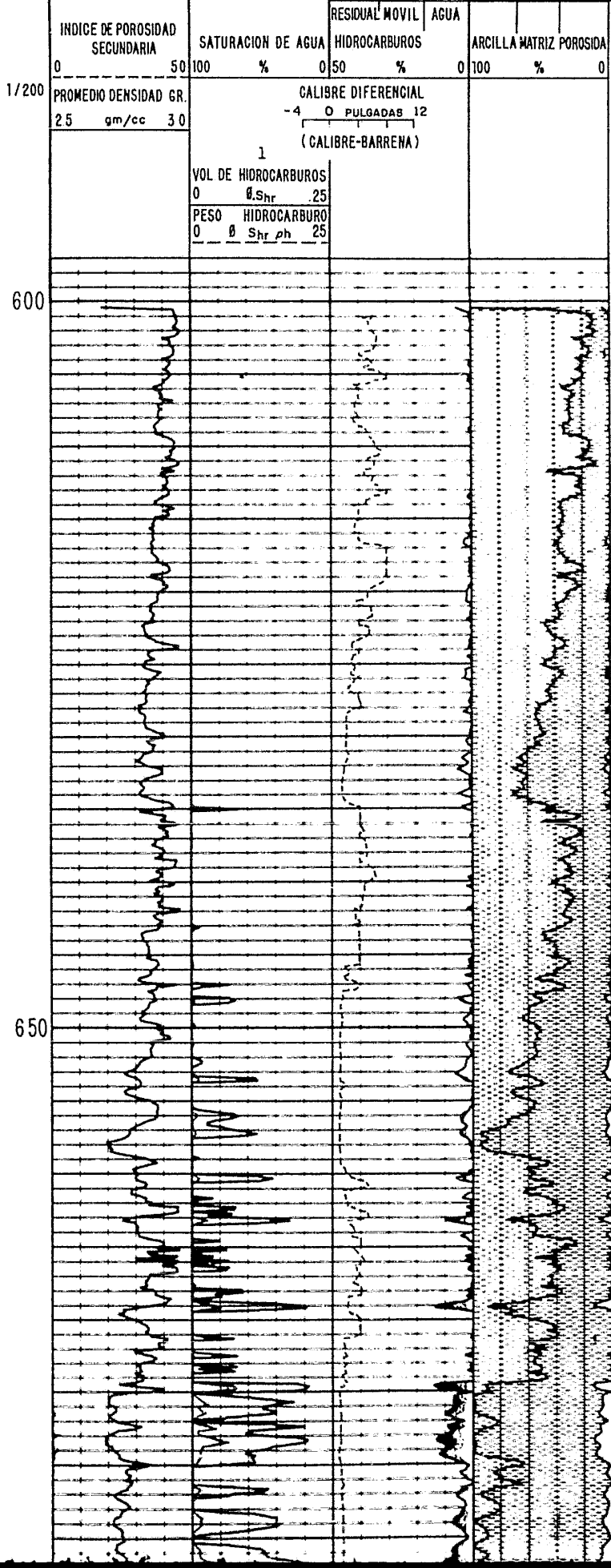
$S_w$  = Saturación de agua en la zona no contaminada

$\phi_{Shr}$  = Volumen de hidrocarburos

$\phi_{Shr} \cdot \rho_h$  = Peso de hidrocarburos

En la pista 2 y 3 hay una curva de la diferencia de calibre indicando variaciones en el diámetro del agujero.

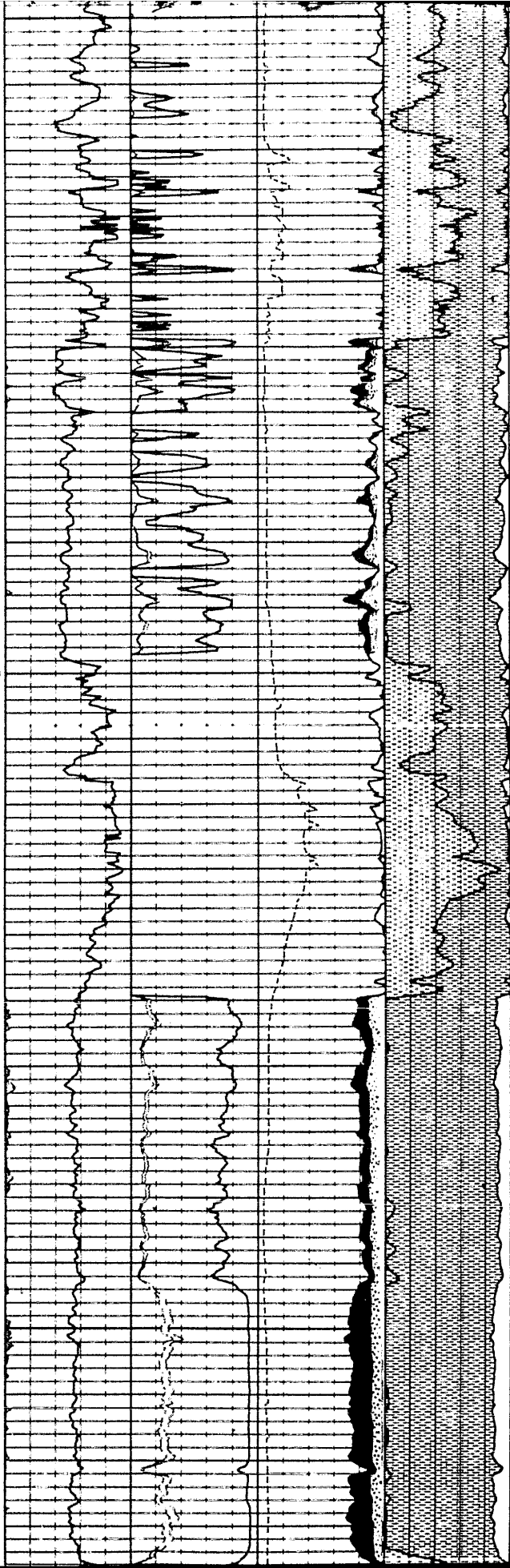
Pista 3. - Análisis de volumen de fluido.



650

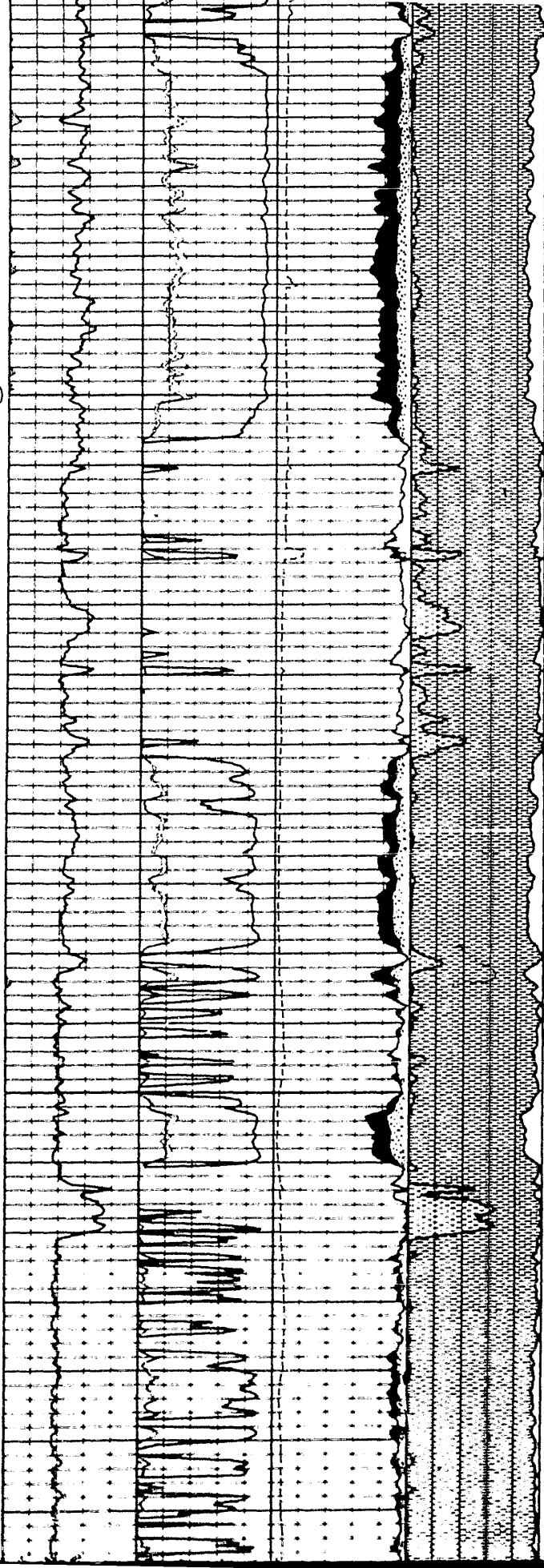
700

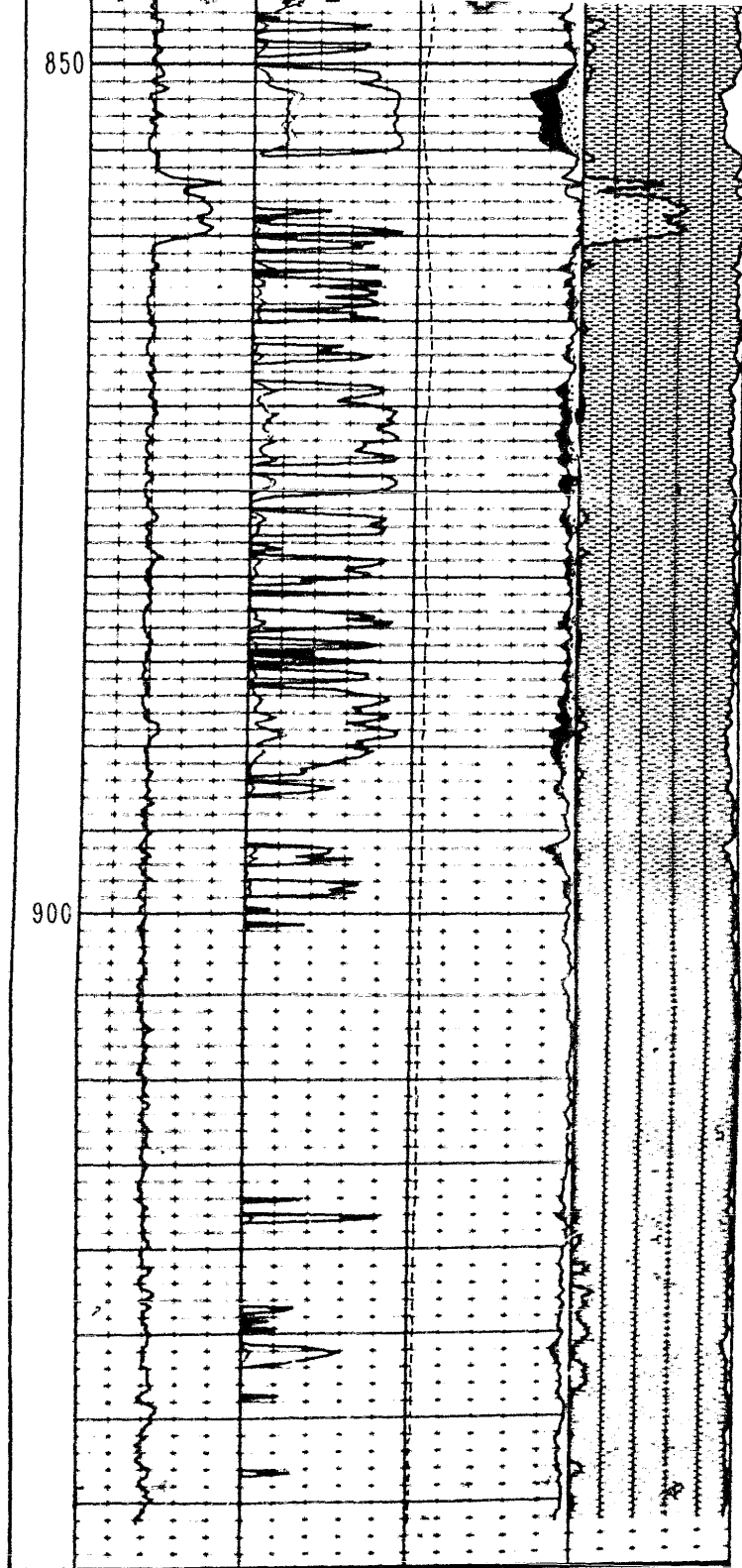
750



800

850





FACULTAD DE INGENIERIA  
**U . N . A . M .**

TESIS PROFESIONAL

EJEMPLO DE CORIBAND

FIG.V-10

OSCAR LOPEZ S.

$\phi$  = Porosidad de formación corregida por efecto de hidrocarburos y arcilla

$\phi \cdot S_{xo}$  = La porosidad ocupada por el filtrado en la zona invadida

$\phi \cdot S_w$  = Porosidad ocupada por el agua en la zona no contaminada.

El área entre  $\phi \cdot S_{xo} - \phi S_w$  nos representa el volumen de hidrocarburos móviles.

El área entre  $\phi - \phi \cdot S_w$  nos representa el total de hidrocarburos.

Pista 4. - Análisis de Formación por Volumen.

La magnitud del volumen total está dividido en :  $\phi$  ( porosidad ),  
V arc. ( porcentaje de arcilla ); V matriz ( porcentaje no arcillas ).



## VI. - CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

La columna geológica comunmente atravesada en la "Sonda de -- Campeche " está representado por sedimentos que van del Plio-Pleistoceno - al Jurásico.

Los sedimentos del terciario están constituídos principalmente por una secuencia de areniscas y lutitas, en ocasiones con algunos cuerpos - de calcarenitas en el Eoceno. Hacia la base del Paleoceno Inferior se encuetra una brecha compuesta de clastos de caliza en una matriz arcillo-arerosa, que constituye el primbr cuerpo productor del área.

El Cretácico está representado por calizas, en partes fosilífe- ras; mudstone dolomitizado y dolomias de color blanco, en partes sacaroides. Gracias al fracturamiento, desarrollo de cavidades de disolución y a la dolomitización de estas rocas se ha podido obtener una gran producción de hidrocarburos. Básicamente son las rocas mas almacenadoras en el área.

El tipo de aceite que se produce varia en sus características, - ya que se ha encontrado aceite pesado ( Maya ) en los campos Cantarell y Ku, mientras que en los campos de Abkatún y Pol sor productores de aceite ligero ( Istmo ). Esta separación del aceite quizá se deba a la tendencia estructural del área.

Hay que hacer notar que los registros geofísicos de pozos han tenido una gran influencia en el desarrollo del área ya que con los datos obtenidos indirectamente se han podido delimitar alternativas para programar o terminar con éxito los pozos.

Se ha visto que la combinación de los perfiles nos proporcionan características e identificación de litología, así como la determinación de una porosidad más real. El uso de nuevas herramientas, en este caso el perfil de Litodensidad y el de Espectroscopia de Rayos Gamma, nos ha permitido, el primero a identificar cambios formacionales y litológicos con la curva Pe ( Factor fotoeléctrico ), que tiene una mejor resolución que otros perfiles de densidad y el segundo nos proporciona la ventaja de identificar minerales radioactivos que podrían confundirse como zonas arcillosas. La ventaja también de combinar perfiles, es de que nos reduce el tiempo de operación y costos del mismo, lógicamente el tiempo que permanecerá estático el pozo será menor.

Con los trabajos de interpretación sísmológica y geológica se siguen configurando nuevas estructuras y todo parece indicar que la superficie con atractivo económico aumentará.

Es recomendable tomar todos los registros aquí mencionados en las zonas de interés, ya que por medio de ellos podremos llevar un control de los parámetros que influyen en la explotación del yacimiento, además

se tendrá datos suficientes para posteriormente programar los pozos inyectoriales de agua para recuperación secundaria.

También es necesario recomendar, profundizar más los pozos - tanto los que están perforándose como algunos que están en explotación, los que ultimamente han tenido un alto RGA ( relación gas aceite ) debido a que se terminaron a muy pocos metros de profundidad. La profundización de los pozos no solo nos solucionaría este problema, sino que además nos daría la posibilidad de conocer mejor las formaciones más antiguas (Cretácica y Jurásicas ) que pudieran tener condiciones sedimentológicas favorables a la acumulación de hidrocarburos y tendríamos la oportunidad con la ayuda de los registros geofísicos o de núcleos de fondo a delimitar el contacto agua-aceite.

Para tener datos más confiables tanto de espesor de formación, porosidad y permeabilidad es recomendable correr un registro de desviación continua desde la superficie hasta la profundidad programada, así como la curva de calibración el cual nos dará una idea del diámetro y condición del agujero.

En la evaluación de formaciones es conveniente tomar en cuenta el contenido de arcilla, puesto que afecta a todos los registros en cierto grado, consecuentemente a la evaluación cuantitativa, además se debe considerar la salinidad del agua de formación de cada campo para una mejor interpretación.

## VII . - GLOSARIO DE TERMINOS

### S I M B O L O S

- C = Conductividad; Factor de Comprensibilidad del Fluído.
- Cp= Factor de Compactación .
- F = Factor de Formación.
- K = Permeabilidad.
- P = Presión.
- Pe= Factor Fotoeléctrico.
- q = Gasto.
- R = Resistividad.
- S = Saturación de Fluídos; Sobrecarga.
- U = Índice de Absorción Fotoeléctrica de Captura por Unidad de Volumen.
- V = Fracción de Volumen; Velocidad.
- $\Delta t$  = Tiempo de Transito por Unidad de Longitud. ( Sonido ).
- $\emptyset$  = Porosidad.
- $\rho$  = Densidad.
- $\mu$  = Viscosidad; Coeficiente de Absorción de Rayos Gamma por Unidad de Masa.
- $\bar{V}$  = Desviación Estandar; Carga de Matriz.
- $\neq$  = Sección de Captura Efectiva de Neutrones Termale.

### S U B I N D I C E S

- q = Aparente.

c = Corregida.  
 cl = Arcilla.  
 f = Fluido; Formación.  
 g = Gas.  
 H,h = Hidrocarburos.  
 m = Lodo.  
 ma = Matriz.  
 max = Máximo.  
 mc = Enjarre.  
 mf = Filtrado.  
 min = Mínimo.  
 N = del Perfil de Neutrón.  
 S = del Perfil Sónico.  
 Sh = Lutita.  
 T = Total; Tiempo de Flujo.  
 W,w = Agua de Formación.  
 Xo = Zona Invasada.

#### A B R E V I A C I O N E S

BGT = Herramienta de Geometría del Pozo.  
 BHC = Sónico Compensado.  
 CCL = Localizador de Coples.  
 CNL = Perfil de Neutrón Compensado.  
 CPI = Proceso de Interpretación por Computadora.

- CSU = Unidad de Servicio Cibernética.
- DLL = Doble Eléctrico Enfocado.
- FDC = Perfil de Densidad Compensado.
- GR = Perfil o Herramienta de Rayos Gamma.
- ILD = Inducción Profunda.
- ISF = Inducción - Perfil de Focalización Esférica.
- LDT = Perfil o Herramienta de Litodensidad.
- LLD = Eléctrico Enfocado Profundo.
- LIS = Eléctrico Enfocado Somero.
- MSFL = Micro SFL.
- NGT = Herramienta de Espectroscopia de Rayos Gamma.
- RFT = Probador Repetitivo de Formación.
- SFL = Perfil de Focalización Esférica.
- SPI = Índice de Porosidad Secundaria.

Se agradece a la Co. Schlumberger las facilidades proporcionadas para el uso de gráficas, esquemas y literatura sobre las herramientas y técnicas para la elaboración de este trabajo.



- Martell Andrade B. EVALUACION DE FORMACIONES EN POZOS PETROLEROS MEDIANTE REGISTROS GEOFISICOS.  
Revista Ingeniería Petrolera, 1978.
- Martell Andrade B. METODO Y EVALUACION DE FORMACIONES PARA COMPUTADORA UTILIZADO POR PETROLEOS MEXICANOS.  
Revista Ingeniería Petrolera, 1982.
- Palomo Martinez R. TEORIA DE PRESIONES ANORMALES APLICADAS AL CAMPO PAREDON DEL AREA CRETACICA.  
Tesis profesional, 1978.
- Prieto de la Rocha B. DETERMINACION DE LA ZONA DE PRESION ANORMAL DEL CAMPO CANTARELL EN LA SONDA DE CAMPECHE.  
Tesis Profesional, 1980.
- Reyes Nuñez Jorge. INTERPRETACION DE DATOS SISMICOS EN LA ESTRUCTURA AKAL - NOHOCH DEL GOLFO DE CAMPECHE.  
Congreso Panamericano de Ingeniería del Petróleo.



Sanches Montes de Oca R.

GEOLOGIA DEL AREA MARINA DE  
CAMPECHE.

XVII Congreso Nacional A.I.P.M.  
Cancún, Mex. 1979.

Schlumberger.

INTERPRETACION DE PERFILES.  
Fundamentos, Vol. I.

Schlumberger.

EVALUACION DE FORMACIONES EN  
VENEZUELA. 1980.

S P W L A.

APPLICATIONS OF THE CORIBAND  
TECHNIQUE TO COMPLEX LITHO -  
LOGIES.  
Twelfth Annual Loggins Symposium.

Wellex

INTRODUCCION AL ANALISIS DE -  
LOS REGISTROS DE POZOS.