

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA



APLICACION DEL MULTIPROBADOR DE FORMACIONES Y  
PRESIONES (RFT) EN EL CAMPO CANTARELL DE AREA  
MARINA DE CAMPECHE

## TESIS PROFESIONAL

Que para obtener el Título de

**INGENIERO PETROLERO**

P r e s e n t a

**EDGAR LOPEZ GUTIERREZ**



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.

## TEMA DE TESIS

**Aplicación del Multiprobador de Formaciones y Presiones (RFT)  
en el campo Cantarell del Area Marina de Campeche.**

**I.- Introducción**

**II.- Descripción y funcionamiento de la herramienta.**

**III.- Información necesaria para seleccionar los intervalos  
donde puede ser utilizado el RFT.**

**IV.- Información obtenida y sus Aplicaciones.**

**(a) Presiones observadas.**

**(b) Aplicación de las medidas de presión**

**(c) Evaluación de la permeabilidad.**

**V. Aplicaciones del registro RFT en el pozo Cantarell-2239.**

**(a) Características geológicas del campo Cantarell.**

**(b) Historia del pozo.**

**1. Antecedentes y datos generales.**

**2. Tipo de formaciones perforadas.**

**3. Estado mecánico del pozo.**

**4. Registros geofísicos tomados.**

**5. Análisis de núcleos.**

**6. Aparejo de producción.**

**(c) Información obtenida y aplicaciones.**

**Conclusiones**

**Recomendación**

**Nomenclatura**

**Referencias**

## I INTRODUCCION

El Multiprobador de Formaciones (RFT) es una herramienta que se utiliza para medir presiones de formación y tomar -- muestras de fluido, con lo que se obtiene información vital para el estudio de los yacimientos. 1,2 \*

Esta herramienta ha sido diseñada para obtener la siguiente información en cada corrida que se efectúe en el pozo.

1.- Mediciones de presión hidrostática de la columna de lodo, presión de formación y estimaciones de permeabilidad a diferentes profundidades.

2.- Dos muestras de fluido separadas o una sola muestra segregada (se tienen dos barriles muestreadores; al segundo barril que se llena se le da el nombre de barril segregado) y además, las presiones observadas.

3.- Con una prueba preliminar se puede determinar la eficiencia del sello de la herramienta con la formación y además, saber si su permeabilidad es suficiente para obtener las muestras de fluido.

4.- Con las presiones registradas es posible determinar los contactos de fluido; a partir de los gradientes de presión.

\*Referencias al final.-

El RFT. tiene las siguientes características:

(a) Puede ser colocado y retirado repetidas veces

(b) Cada proceso de colocación incluye automáticamente una prueba preliminar y una grabación de presión de alta precisión.

Con el comportamiento de la presión durante la prueba preliminar determina la eficiencia y la permeabilidad de la formación.

Por lo tanto, las probabilidades de éxito para obtener una muestra de flujo de la formación se conocen aún antes de efectuar la operación de muestreo.

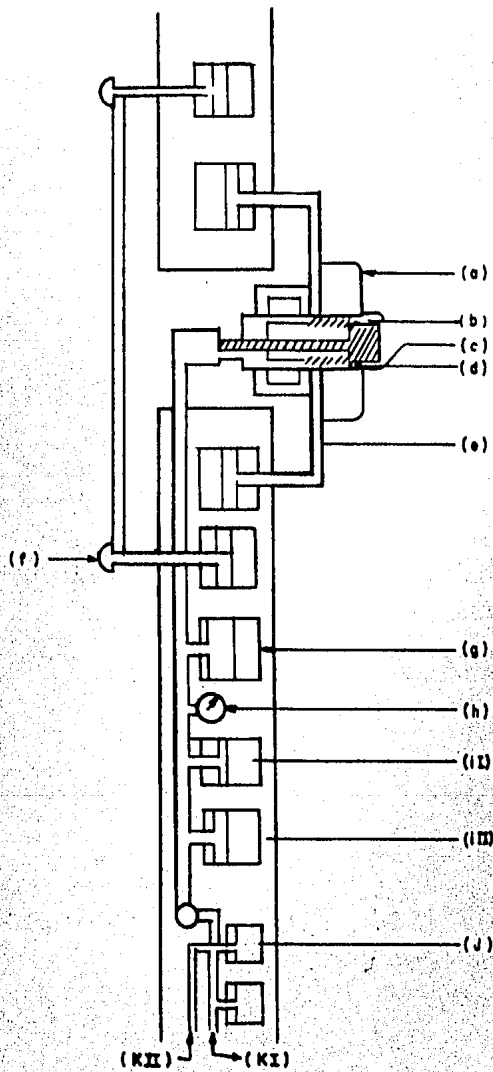
(c) Es posible llenar dos cámaras de muestra sucesivamente durante una colocación, y un número ilimitado de registros de presión en las formaciones en un solo viaje dentro del pozo.

## DESCRIPCION Y FUNCIONAMIENTO DE LA HERRAMIENTA

En la Fig. 11.1. Se muestran las partes importantes del Multiprobador de Formaciones y Presiones (R.F.T.). Estas partes son:

- a).- Empacador: Es un hule que sirve para aislar hidráulicamente el fluido de prueba de la formación con los fluidos que existen en el pozo.
- b).- Filtro Ranurado: Algunas formaciones en las que se efectúa la prueba no son consolidadas por lo que se arrastran partículas de arena que irían a parar a la herramienta sino incluyera este filtro.
- c).- Vástago de Prueba: Es un tubo pequeño de 2 cm. de diámetro y 6 cm. de largo, el cual se mueve hacia la formación al ser operada la herramienta.
- d).- Válvula del Filtro: Es una válvula que se abre para dar entrada al fluido al incrustarse el vástago de prueba en la formación.
- e).- Patín del Empacador: Es un brazo que tiene la herramienta; se encuentra del lado del vástago de prueba y sirve para fijar mejor dicha herramienta; la fuerza con que se fija es de 5 toneladas.
- f).- Zapata de Apoyo: Está en el lado opuesto del vástago de prueba y también sirve para fijar la herramienta.
- g).- Válvula Igualadora: Es una válvula que permite la comunicación entre la columna del lodo y el interior de la herramienta.

FIG 11.1: DIAGRAMA DEL MULTIPROBADOR DE FORMACIONES Y PRESIONES



- h).- **Manómetro:** En el Multiprobador de Formaciones y Presiones (RFT) se usa un manómetro del tipo medidor de formación y sus rangos de presiones son 0 - 5,000; - - - 0 - 10,000 y 0 - 20,000 lb/plg<sup>2</sup>.
- i).- **Cámara de Pruebas Preliminares I y II:** Estas cámaras sirven para verificar el sello de la herramienta con la formación, por medio del análisis de las caídas de presión involucradas.
- j).- **Válvulas de Sello:** Son esencialmente para cerrar las cámaras de muestreo.
- k).- **Cámaras de Muestreo:** Son dos cámaras independientes de la herramienta, cuyas capacidades son 3.8 y 10.4 lts.- ( pueden variar según la herramienta.)
- K I Primera Cámara de Muestreo.
- K II Segunda Cámara de Muestreo.

El funcionamiento de la herramienta consta de 4 etapas: **Asentamiento, Prueba Preliminar, Muestreo de Fluidos y Desaguentamiento;** éstas son efectuadas por un sistema electrohidráulico que es controlado desde la superficie.

Al llevarse a cabo las operaciones en la superficie se registran las presiones en forma digital y analógica y también en cinta magnética ( Fig.11.2. ). En esta figura se muestran en el carril izquierdo, lecturas de presiones a una escala mayor, lo cual dificulta una buena lectura; en el carril derecho se presentan las mismas lecturas de presiones, pero a una escala menor, donde se nota cualquier variación pequeña.



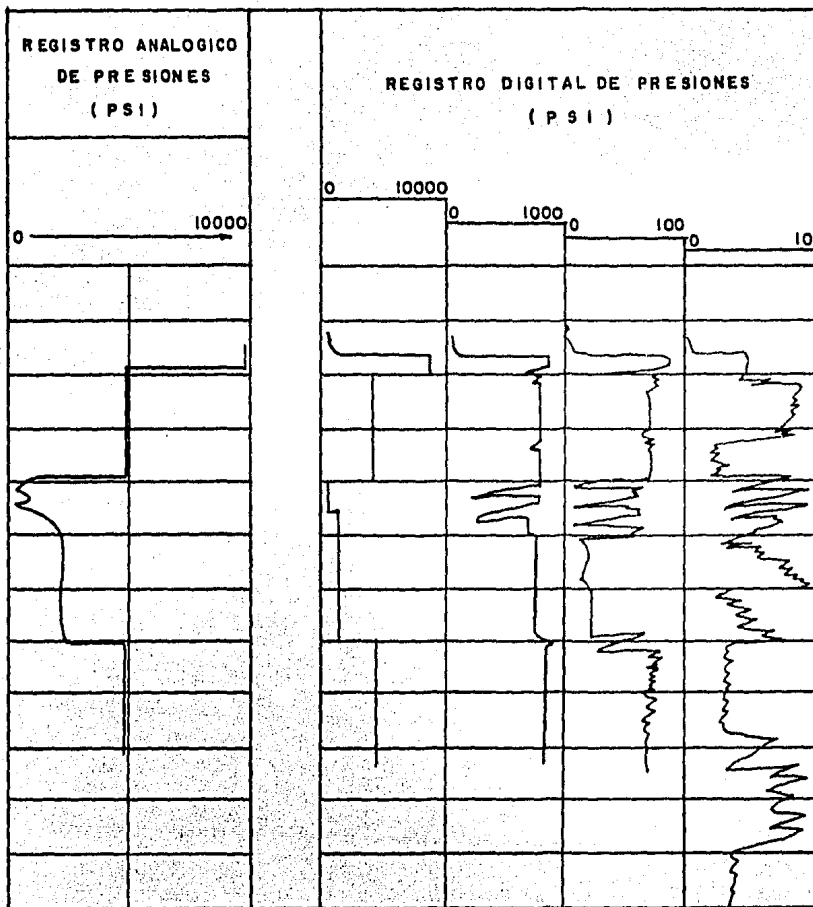


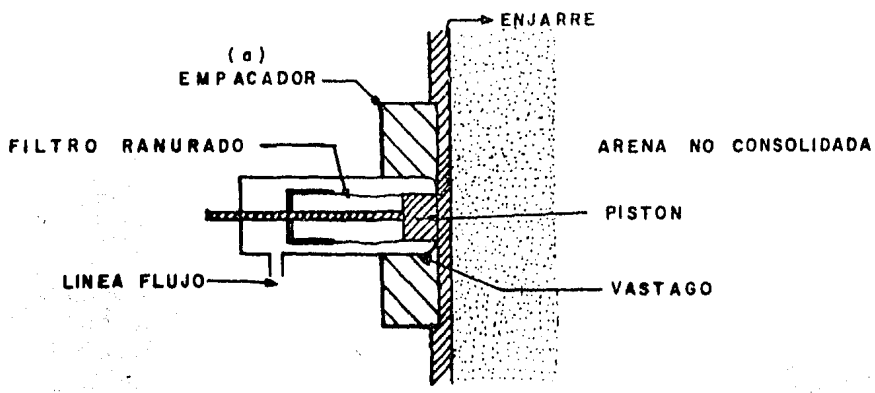
FIG II 2: PRESENTACION DE LAS PRESIONES REGISTRADAS

## PROCEDIMIENTO PARA INSTALAR Y HACER FUNCIONAR LA HERRAMIENTA

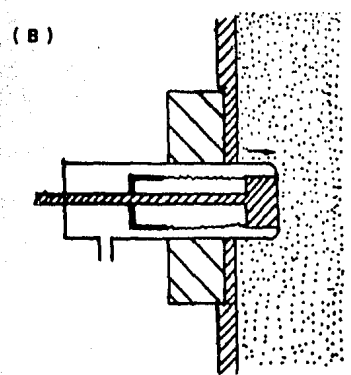
- 1).- Colocar la herramienta en la formación adecuada (este se elige mediante otros registros); antes de anclarla en la formación se lee la presión hidrostática del lodo.
- 2).- Se expande el patrón con el empacador y la zapata de apoyo para adherir la herramienta a la formación y así aislar el efecto de presión hidrostática del lodo.
- 3).- Se cierra la válvula igualadora.
- 4).- Se expande el vástago de prueba ( Fig.11.3.) incrustándose en la formación; se abre la válvula del filtro y se desplaza el pistón para que el fluido pueda entrar.
- 5).- Se desplaza el pistón de la cámara de prueba preliminar # 1, permitiendo la entrada del fluido a esta. En el registro se observa una caída de presión , Fig.#1 que es proporcional a la viscosidad del fluido e inversamente proporcional a la permeabilidad.
- 6).- Cuando esté desplazado totalmente el pistón de la cámara 1, comienza a desplazarse el pistón de la cámara # 2 y esta es llenada a una velocidad 2.5 veces mayor que la # 1, manteniendo la misma presión diferencial.

En las operaciones anteriores se van observando y registrando las caídas de presiones, en forma digital y analógica ( Fig.11.2.). Observando las presiones de la prueba preliminar se puede determinar si la herramienta ha tenido un buen sello con la formación y si los fluidos están entrando a las cámaras de la prueba preliminar.

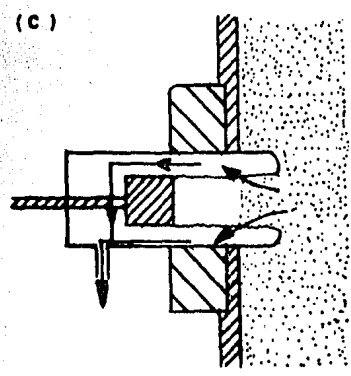
La caída de presión cuando se están llenando las muestras está en función de la viscosidad y la compresibilidad-



VASTAGO DE PRUEBA CERRADO INICIALMENTE



VASTAGO DE PRUEBA AVANZA HACIA LA FORMACION



VASTAGO DE PRUEBA ABIERTO ENTRADA DE FLUIDO

FIG. II.3 OPERACION DEL VASTAGO DE PRUEBA

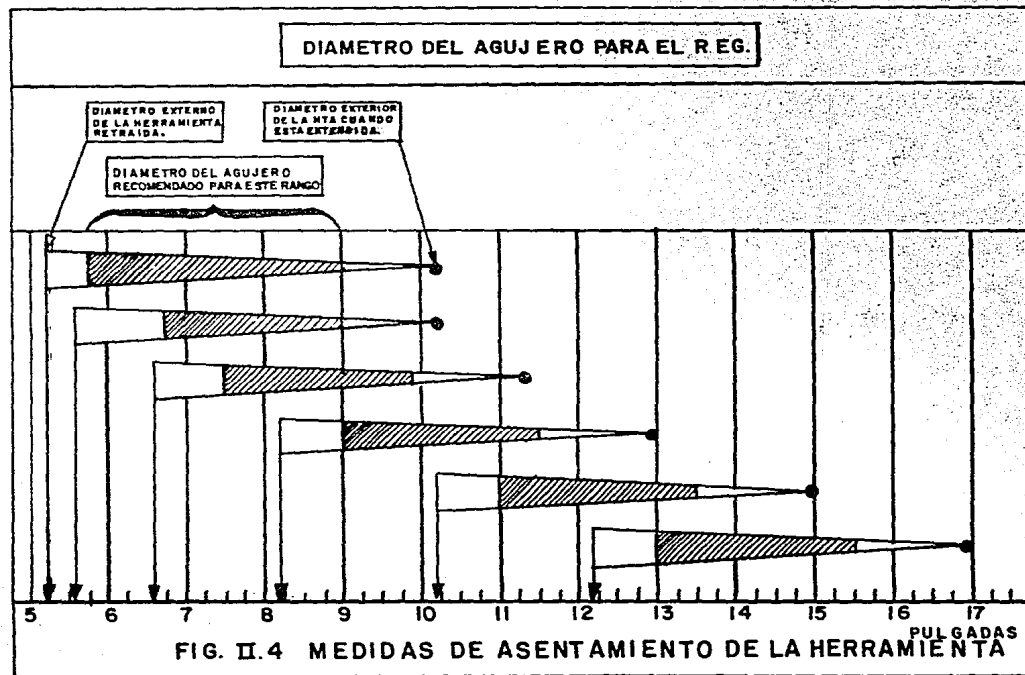
del fluido y la permeabilidad de la formación.

Después de haber registrado las caídas de presión y haber tomado las muestras de fluido, se hace lo siguiente.

- 7).- Desde la superficie, mediante un sistema electrohidráulico, se sellan las cámaras de muestreo.
- 8).- Se cierran el patín con el empacador, la zapata de apoyo y el vástago de prueba.
- 9).- Se abre la válvula igualadora de presiones.
- 10).- Se cierran las cámaras de prueba preliminar y los fluidos son expulsados al agujero.
- 11).- La herramienta es desanclada, pudiéndose colocar a cualquier otra profundidad.

#### ALCANCE Y ESPECIFICACIONES DE LA HERRAMIENTA

- Diámetro del pozo al cual opera la herramienta (únicamente en agujero abierto):  $5 \frac{2}{8}'' - 15 \frac{1}{2}''$  ( Fig. II 4 )
- Máximo diámetro externo del instrumento  $5.2''$
- Máxima presión del lodo 20,000 Psi.
- Presión diferencial de 3,500 Psi.
- Volumen de las cámaras.  
Cámara 1 y 2 de pruebas preliminares: 10 C.C.  
Cámara superior de muestreo 1 Gal.  
Cámara inferior de muestreo  $2 \frac{3}{4}''$  Gal.
- El instrumento durante la prueba debe de estar centrado en el pozo.
- La longitud de la herramienta ( cámara inferior opcional,-



adaptador de amerada opcional, la herramienta RFT, cartucho eléctrico, cartucho rayos gamma y cable ) es de 9.30 m.

### III.- INFORMACION NECESARIA PARA SELECCIONAR LOS INTERVALOS DONDE PUEDEN SER UTILIZADO EL RFT.

Para el buen funcionamiento del probador y para obtener la mejor información se hace uso de los siguientes registros:

- a).- De calibración
- b).- De potencial espontáneo ( SP )
- c).- De Rayos Gamma ( RG )
- d).- De Inducción ( ISF )
- e).- De Densidad ( FDL )

#### a).- REGISTRO DE CALIBRACION:

Este registro es uno de los más importantes para poder usar el RFT con mayor eficiencia.

El calibrador puede ser corrido en pozos adermados o en pozos con agujero descubierto; la información que se obtiene es el perfil del diámetro del pozo.

En la Fig. III.1. se muestra la herramienta la cual consta de 3 brazos conectados a una resistencia variable; estos brazos son flexibles y se encuentran unidas a una varilla móvil en su parte inferior. La posición de la varilla depende del diámetro del agujero o tubería; al moverse dicha varilla hace variar la resistencia y esto se registra en la superficie; las escalas de este registro depende del agujero del pozo y son de 2" - 12" ó de 6" - 16"; la resistencia a la temperatura es de 350° F y a la presión de 10,000 Psi.

#### b).- REGISTRO DEL SP.

La curva del potencial espontáneo SP es un registro -

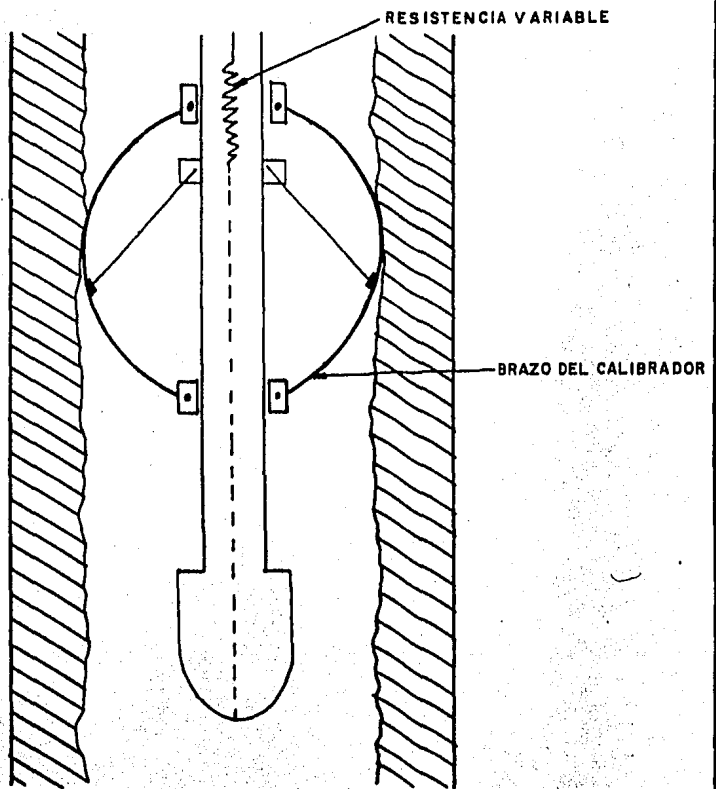


FIG III.1 REGISTRO DE CALIBRACION



de la diferencia de potencial de un electrodo móvil en el -  
pozo, y un potencial fijo de un electrodo de superficie, en  
función de la profundidad ( Fig. III.2 )

La curva del SP sirve para:

- 1.- Detectar capas permeables.
- 2.- Ubicar los límites de estas capas y permitir la correla  
ción entre pozos.
- 3.- Determinar valores de la resistividad del agua de la for  
mación.
- 4.- Dar valores cualitativos del contenido arcilloso de una  
capa.

El SP se registra generalmente en la pista 1 ( se lo  
caliza a la izquierda ) del registro; usualmente lo acompa  
ñan curvas de resistividad en la pista 2.

El SP casi en su totalidad se encuentran en el carril  
izquierdo de los registros ( ISF BHC; DLL/CNL etc. ) para  
auxiliar en las correlaciones.

Como se muestra en la Fig. III.3. el comportamiento -  
del SP frente a formaciones arcillosas permanece constante  
o sea las lecturas tenderán a seguir una línea recta, llama  
da línea de base de las lutitas; con cambio, en formación -  
de areniscas la curva del SP se desplaza ya sea a la izquier  
da o a la derecha de la línea de lutitas, dependiendo de --  
las salinidades del fluido de perforación con la salinidad-  
del fluido de la formación;\* a veces se forma también la lí  
nea de arenisca.

Este desplazamiento de las curvas da en forma cualita  
tiva, la invasión que ha tenido dicha formación y a su vez-  
esto dá una idea cualitativa de que tan permeable es la for  
mación.

\* Ver manenclatura.

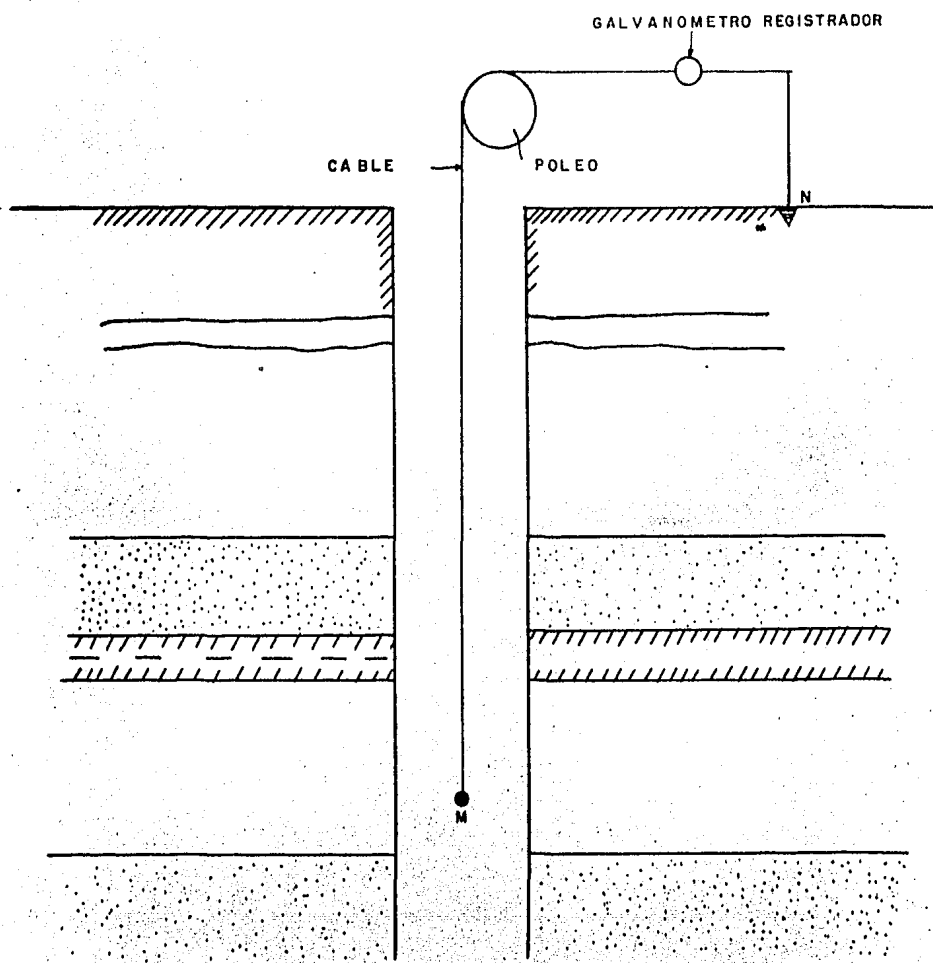
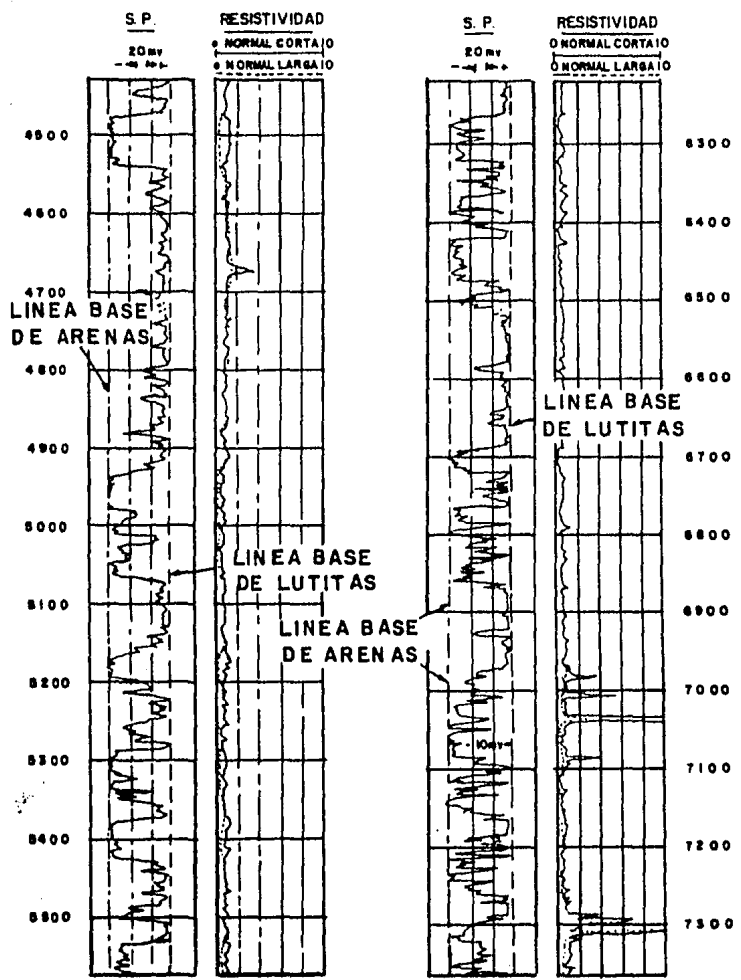


FIG III 2 OBTENCION DEL REGISTRO DEL POTENCIAL ESPONTANEO (SP)

FIG. III 3. EJEMPLO DE REGISTRO DE SP EN REGIONES DE ARENA-LUTITA



Rm-0.95 a Tmax; d-8-5/8"

La posición de la línea de arcillas en el registro no tiene un significado útil para la interpretación. El Ingeniero que corre el registro elige la escala de sensibilidad del SP y la posición de la línea es de tal forma que las desviaciones permanecen en la pista del SP.

El SP no se puede registrar en pozos llenos de lodos no conductivos, porque tales lodos no forman una conexión eléctrica entre el electrodo del SP y la formación. Además, si las resistividades del filtrado del lodo y del agua de la formación son del mismo valor, las desviaciones del SP serán pequeñas y la curva será achatada sin variaciones apreciables.

#### c).- REGISTRO DE RAYOS GAMMA:

El registro de rayos gamma de la medida de radioactividad natural de las formaciones y por lo tanto es útil en la detección y evaluación de minerales radioactivos como el potasio y el uranio.

En formaciones sedimentarias, el registro de rayos gamma refleja el contenido de lutita de las formaciones; esto es porque los elementos radioactivos tienden a concentrarse en arcillas y lutitas Fig. ( III.4.)

En formaciones limpias tienen usualmente un nivel bajo de radioactividad ( calizas y arenas ), a menos que estén contaminadas de cenizas volcánicas o rodados graníticos radioactivos o cuando las aguas de formación contienen sales de potasio disueltas.

El perfil de rayos gamma puede ser registrado en pozos entubados, lo que lo hace muy útil en operación de terminación y reacondicionamiento. Es frecuentemente usado como sustituto de SP en los pozos entubados donde es -

RAYOS GAMMA DEL POZO CHUC 2

RAYOS GAMMA DEL POZO CANTARELL 97

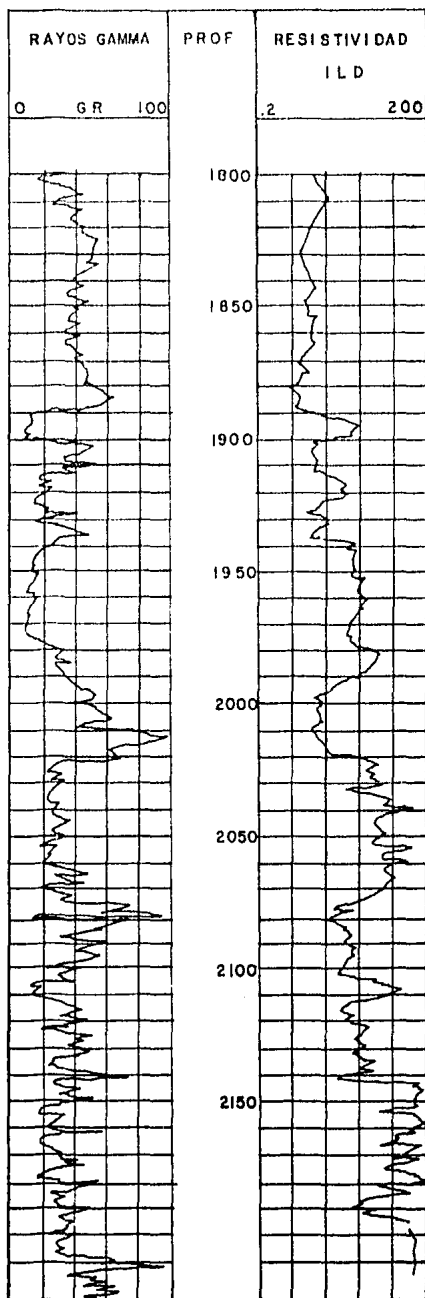
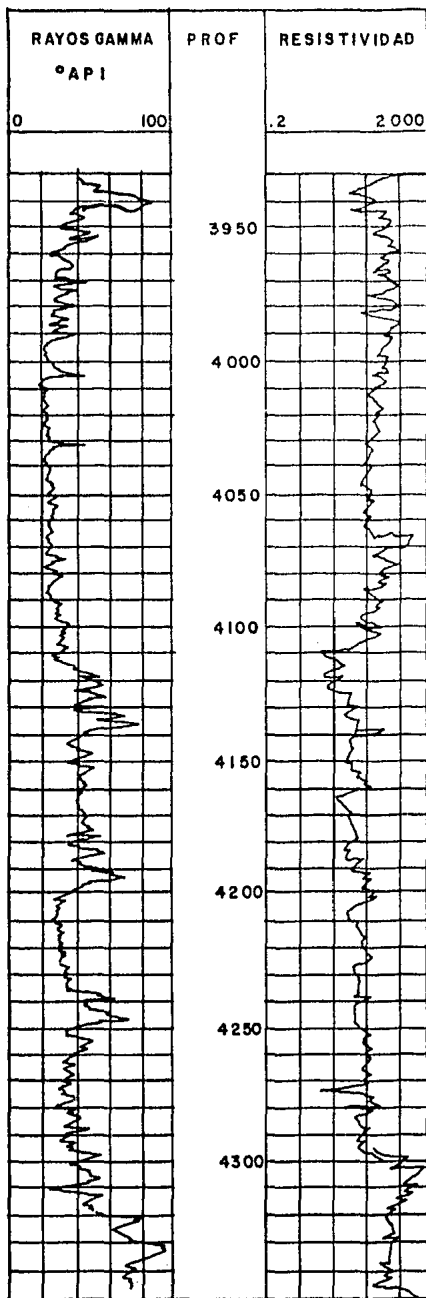


FIG III. 4 REGISTRO DE RAYOS GAMMA

imposible obtener el SP o en pozos abiertos cuando el SP no es satisfactorio. En ambos casos es útil en la ubicación de capas no arcillosas y para correlaciones. Se puede decir entonces que es un registro que puede dar la litología de las formaciones perforadas.

Principalmente la radioactividad se define como la desintegración de átomos acompañada por la emisión de radiación.

La utilización de los dos registros anteriores ( SP y RG ) es importante para saber a que profundidad se ancla la herramienta, (RFT);, esto se hace donde el SP se desplaza hacia la izquierda, y los rayos gamma sean de baja intensidad, lo cual sucede en formaciones permeables y con bajo contenido de material radioactivo.

#### d).- REGISTRO DE INDUCCION: (ISF)

Es un registro de gran importancia porque puede funcionar en lodos que sean de baja conductividad ( en el caso de, otros registros de resistividad, para un buen funcionamiento deben de tener un fluido que sea conductor de la corriente) ; además con este registro se lee directamente la conductividad de la formación, la cual puede ser transformada a resistividad, sabiendo que:

$$R = \frac{1}{C}$$

Como se muestra en la Fig. III.3. el registro se presenta de la siguiente manera: en el carril izquierdo aparece la curva SP y/o RG \* ; del lado derecho ( carril derecho ) aparece la curva de conductividad, ( CILD ), la resistividad ( RILD y RSFL ).

\* Ver nomenclatura.

Las unidades son las siguientes:

SP ( milivolts ) ( Potencial Espontáneo )

RG ( API ) 0 - 100 ( Rayos Gamma )

CILD (mmhos)\*0 - 2000 ( Conductividad )

RILD RSFL ( ohms - m<sup>2</sup>/m escala logarítmica 0.2 - 20; - - -  
20 - 2000.

El fundamento del registro de inducción consiste en tener un transmisor y un receptor de corriente; esta crea un campo magnético, el cual induce una corriente en la formación.

Esta corriente inducida crea un segundo campo magnético, que es captado por el receptor; así se mide la conductividad de la formación.

Este registro es completo y muy útil para poder situar la herramienta ( RFT ) en la formación, porque contiene cinco curvas ( SP, RG, RILD, RSFL, CLLD ) que proporcionan un buen criterio para ello.

Se acostumbra tener en el perfil de inducción ( ISF ) un perfil sísmico ( BHC ) en el cual se tiene el tiempo de tránsito ( tiempo en el cual se transmite una onda de compresión en la formación ( en micro - seg/ft; de este perfil es posible calcular la porosidad: ref. 5.

$$\phi = \frac{\Delta t_{reg} - \Delta t_m}{\Delta t_f - \Delta t_m}$$

Donde:

$\Delta t_{reg}$  = es el tiempo de tránsito leído en el registro.

$\Delta t_m$  = es el tiempo de tránsito en la roca matriz.

$\Delta t_f$  = es el tiempo en el cual se transmite una onda de compresión en el fluido 189 micro-seg/ft.

\* Ver nomenclatura.

El valor de  $\phi$  es importante tenerlo, porque en las ecuaciones de cálculo de la permeabilidad ( capítulo IV.C )- se incluye este parámetro.

A continuación se presentan los registros de densidad compensada ( FDC ) y el neutrón ( CNL ) con este se puede obtener también el valor de la porosidad (  $\phi$  ).

#### e).- REGISTRO DE DENSIDAD - NEUTRON ( FDL/CNL ):

El registro de densidad es un registro radioactivo, - el cual se puede tomar en agujeros llenos de lodo o vacíos. El perfil de densidad de la formación se utiliza principalmente como perfil de porosidad. La medición de la densidad de la formación tiene también aplicación con ayuda de otros registros\* para determinar zonas productoras de Gas, evaluación de arenas arcillosas y litologías complejas en la - determinación del rendimiento de arcillas petrolíferas.

El registro de Densidad Compensado ( FDC ) consta de una fuente emisora de rayos gamma colocada en la parte inferior de la sonda y dos detectores de rayos gamma colocados a distancias diferentes de la fuente; estos tres elementos van montados en un patín blindado que se aplica contra la pared del pozo.

Esta fuente emite hacia la formación rayos gamma de mediana energía. Los rayos gamma pueden ser considerados como partículas de alta velocidad que chocan contra los -- electrones de la formación; en cada choque el rayo gamma - cede algo de su energía cinética al electrón, y continúa - su trayectoria con \* menor velocidad. Este tipo de interacción se conoce como efecto Compton.

La fuente y el detector de la herramienta están diseñados\* ( ISF, RG, SP ).



ñados de manera que su repuesta es debida en mayor parte a los rayos gamma del efecto Compton. Las partículas con menor velocidad llegan al detector colocado a una distancia fija de la fuente y son detectadas y evaluadas como una medida de la densidad de la formación, ya que el número de rayos gamma de efecto Compton está directamente relacionado con el número de electrones en la formación.

De este modo la medición de la herramienta de densidad está relacionada esencialmente con la densidad de electrones ( número de el electrón por  $\text{Cm}^3$  ) de la formación. Por otra parte, la densidad de electrones está relacionada con la densidad total,  $\rho_b$  ( $\text{g}/\text{Cm}^3$ .) de la formación. Esta última a su vez depende de la densidad de la matriz de la roca, de su porosidad y la densidad del fluido que ocupan los poros.

Con los datos que proporciona el registro FDC se puede calcular la porosidad de la siguiente manera Ref. 5;

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

Donde:

- |          |  |  |
|----------|--|--|
| $\rho_m$ | = Densidad de la matriz                        | 2.65 para arenas, areniscas cuarzitas.         |
| $\rho_b$ | = Densidad leída en el registro.               | 2.68 para arenas calcáreas o calizas arenosas. |
| $\rho_f$ | = Densidad del fluido que contienen los poros. | 2.71 para calizas.<br>2.87 para dolomitas.     |

#### IV.- INFORMACION OBTENIDA DEL REGISTRO RFT Y SUS APLICACIONES.

##### a).- Presiones observadas:

Antes de describir las principales aplicaciones de la información obtenida, se presentan los tipos de presiones en forma analógica, según la secuencia registrada ( Fig. IV.1 )  
\* 1

**Presión hidrostática:** La presión hidrostática corresponde a la columna del lodo a la profundidad en la cual esté asentada la herramienta. A veces el gradiente de presiones en la parte inferior corresponde a un lodo con mayor densidad, pero no es así sino que el lodo ha tenido un asentamiento.

**Presión de cierre:** Es la presión que se obtiene al finalizar el ciclo de pruebas preliminares; esta tiende a ser la presión estática verdadera de la formación.

**Presión durante la prueba preliminar:** Como ya se indicó anteriormente, las disminuciones de presión respecto a la presión estática (  $AP_1$ ,  $AP_2$  ) son proporcionales a la viscosidad del fluido e inversamente proporcionales a la permeabilidad o la caída de presión (  $AP_2$  ) es mayor (  $AP_1$  ) por los diferentes gastos a los cuales se llenan las cámaras.

Esta nos muestra un esquema de perfil de presiones típico en el cual la presión inicial es la presión hidrostática debido al lodo ( a ); cuando el Empacador se incrusta en el enjarre existen aumento en la presión debido a la compresión del lodo, seguido por un decremento de presión debido a la retracción del pistón ( b ); después existe un pequeño aumento en la presión debido a que el pistón está retraído totalmente, pero sorpresivamente cae otra vez la presión --

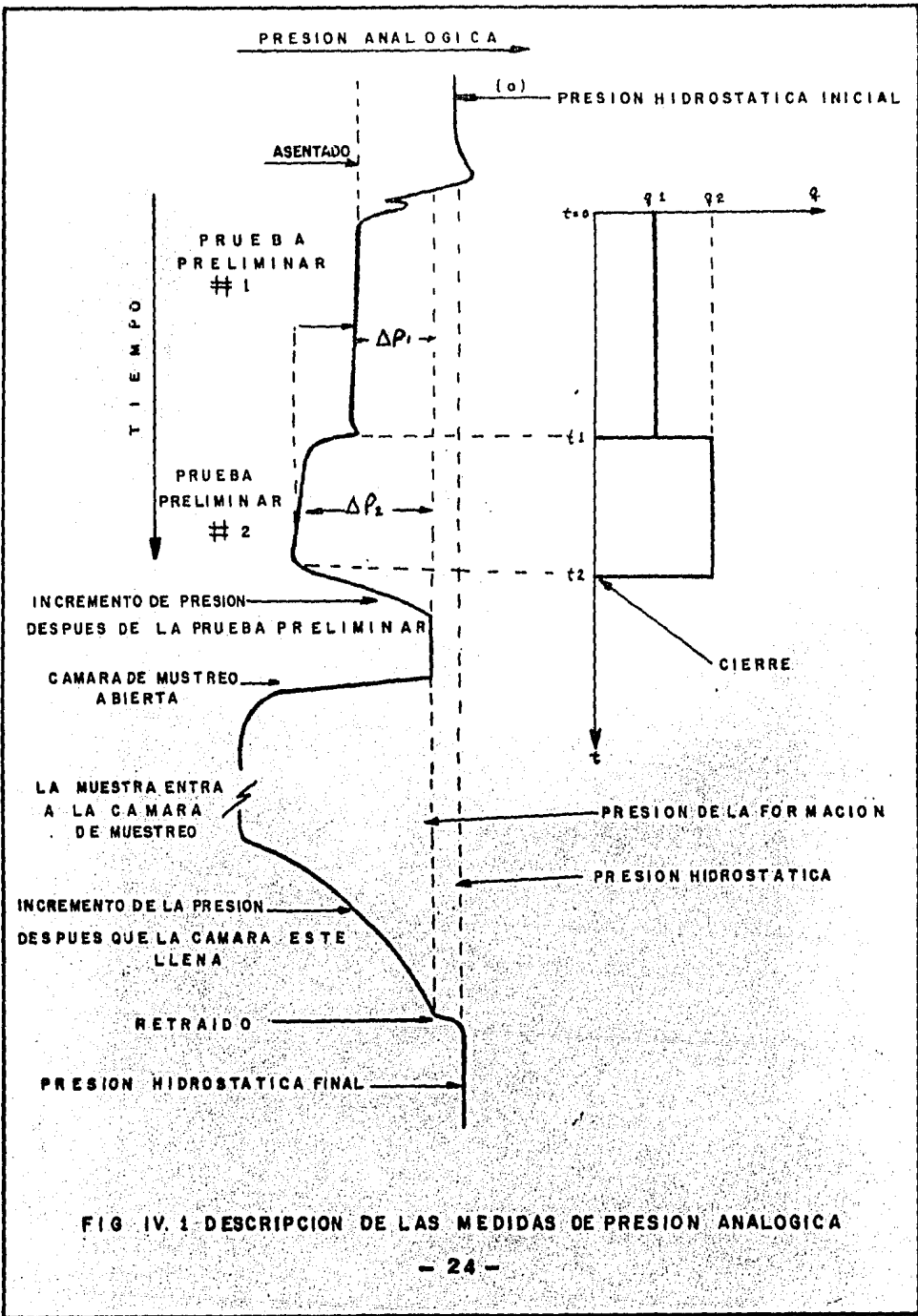


FIG. IV. 1 DESCRIPCION DE LAS MEDIDAS DE PRESION ANALOGICA

cuando se inician las pruebas preliminares. En el tiempo  $t_1$  ( Fig. (IV.1) el pistón de la cámara preliminar # 1 está completamente retraído ( fuera ) y se inicia la primer prueba preliminar teniendo una caída de presión (  $\Delta P_1$  ) -  $\Delta P_1$  - cuando se inicia la segunda prueba preliminar tenemos una caída de presión más grande ( $\Delta P_2$ ) debido a un flujo mayor.

En el tiempo  $t_2$  el pistón de la cámara # 2 está completamente fuera y la presión tiende a estabilizarse e igualarse a la presión de formación. Después se abre las cámaras de muestreo y existe una caída de presión la cual al terminar de llenarse se cierra y la presión se vuelve a estabilizar a la presión de formación.

Incremento de Presión: Como se observa en la Fig. IV.1, el incremento de presión al término de las pruebas preliminares se debe principalmente a la compresibilidad y viscosidad del fluido, a la porosidad y la permeabilidad de la formación, además de las barreras de permeabilidad. ( ver Ref. 2 ).

#### (b) Aplicación de las medidas de presión.

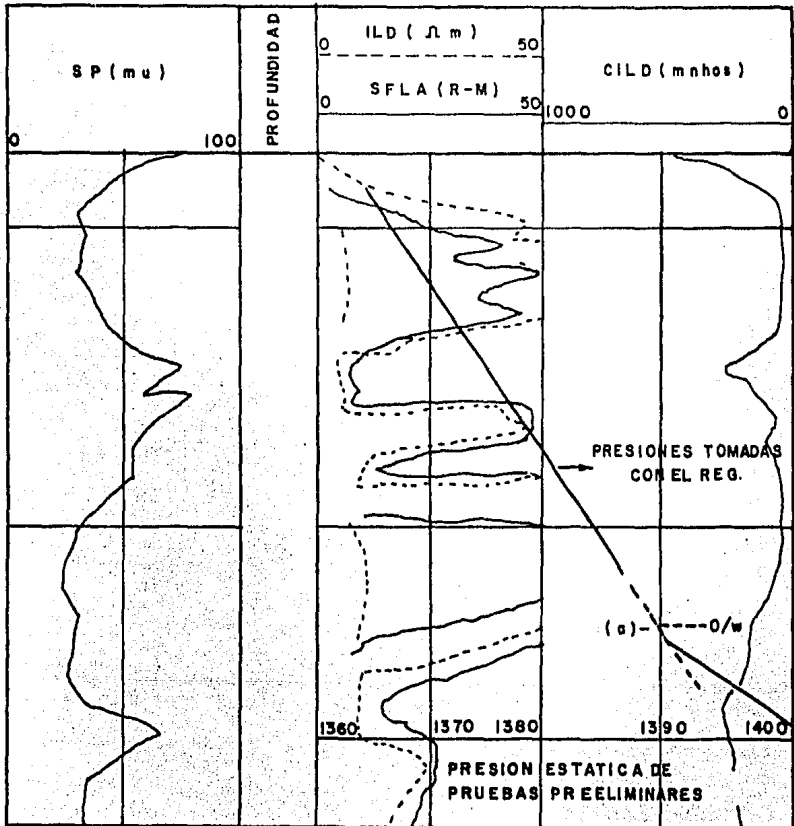
La información obtenida anteriormente es muy importante, porque con ella se pueden obtener gradientes de presión los cuales son útiles para:

(b.1.) Determinar que tipo de fluido se encuentra en la formación ( gas, petróleo o agua )

(b.2.) Determinar los contactos aceite/agua, gas/aceite.

En la Fig. IV.2 se muestra un ejemplo de la determinación del tipo de fluido y el contacto aceite/agua; se adjunta el perfil de resistividad para la verificación de los da

FIG IV. 2 GRADIENTE DE PRESIONES, DETERMINACION DEL CONTACTO ACEITE-AGUA, SE TIENE CUANDO EXISTEN DIFERENTES GRADIENTES DE PRESIONES (a).



tos de gradientes de presión obtenidas del RFT; el gradiente de presiones obtenidos en la zona de aceite descarta la presencia de gas.

En el caso de la Fig. IV. 3, se indica claramente un contacto gas/agua a 3915 m; por el valor de gradiente =  $-0.036 \text{ Kg/cm}^2/\text{m}$ . se trata de un gas pesado (rico en hidrocarburos); un caso más claro lo tenemos en la Fig. IV. 4

(b.3.) Reconocer zonas de alta o baja presión.

Como se muestra en la Fig. IV.5. se tiene la representación de dos gradientes de presión; uno corresponde al lodo ( $0.51 \text{ lbs/plg}^2/\text{pie}$ ) y el otro al de la formación ( $0.44 \text{ lbs/plg}^2/\text{pie}$ ), que corresponde al gradiente de agua dulce; se observa que en los puntos 1 y 2 existe una presión más alta que lo normal, o sea existe una presión anormal alta en la formación y en los demás puntos se ve que existe una tendencia normal en el gradiente de presiones tanto en la formación como en el lodo.

(b.4.) Verificar la continuidad vertical hidráulica en el yacimiento.

En yacimientos que no han sido explotados, los fluidos se encuentran en equilibrio vertical; las lecturas de presiones Vs. profundidad siguen una tendencia lineal. Para analizar la continuidad es necesario observar dos pozos perforados en el mismo yacimiento y hacer un gradiente de presiones obtenidas del RFT en ambos pozos (Fig. IV.6); todos los puntos correspondientes a los dos pozos se alinean, por lo cual existe continuidad hidráulica en el yaci-

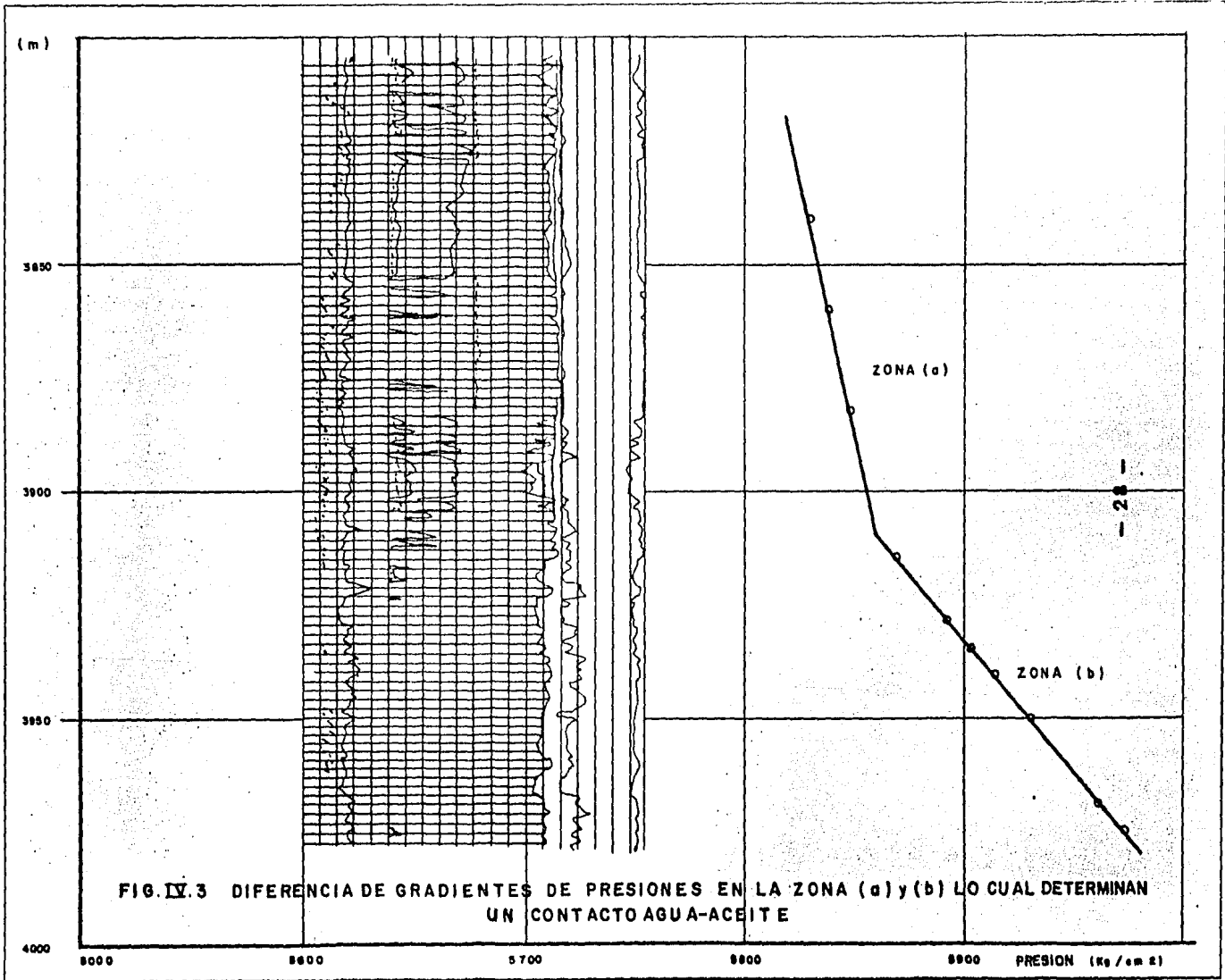
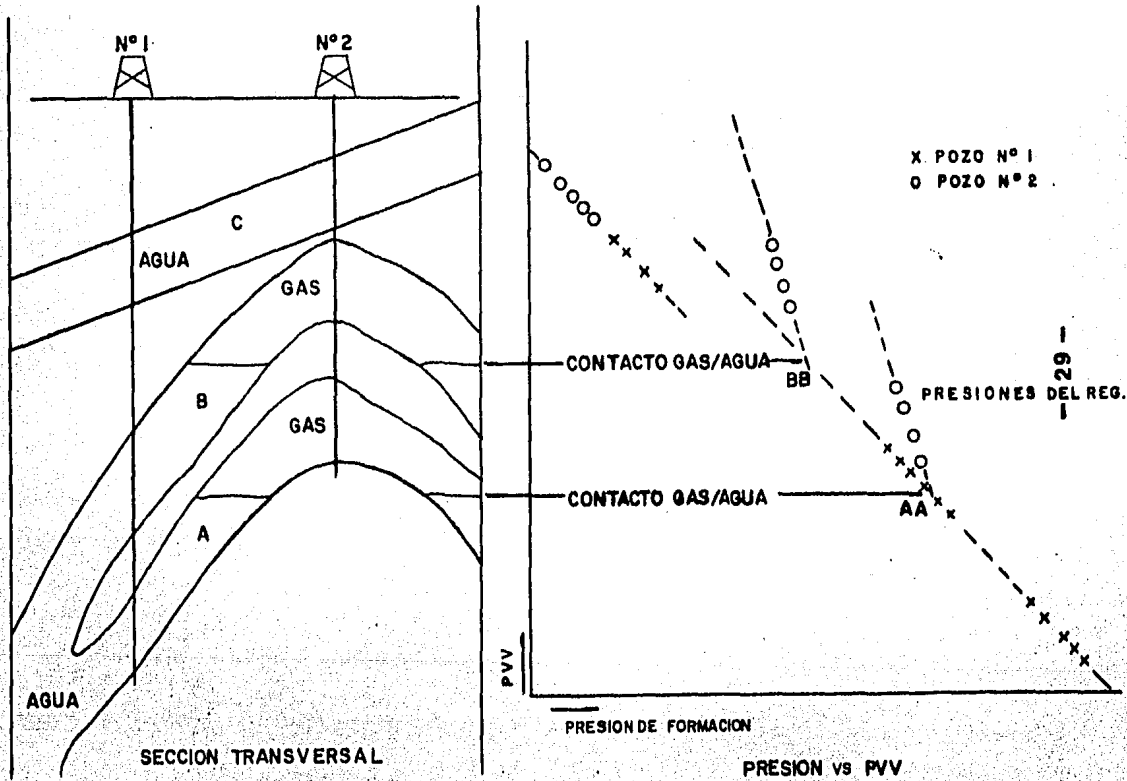


FIG. IV.3 DIFERENCIA DE GRADIENTES DE PRESIONES EN LA ZONA (a) y (b) LO CUAL DETERMINAN UN CONTACTO AGUA-ACEITE



SECCION TRANSVERSAL

PRESION DE FORMACION

PRESION vs PVV

FIG IV. 4

IV. 4

LAS DIFERENTES PENDIENTES DE LOS GRADIENTES DE PRESIONES (BB),(AA) NOS DAN LOS CONTACTOS GAS-AGUA



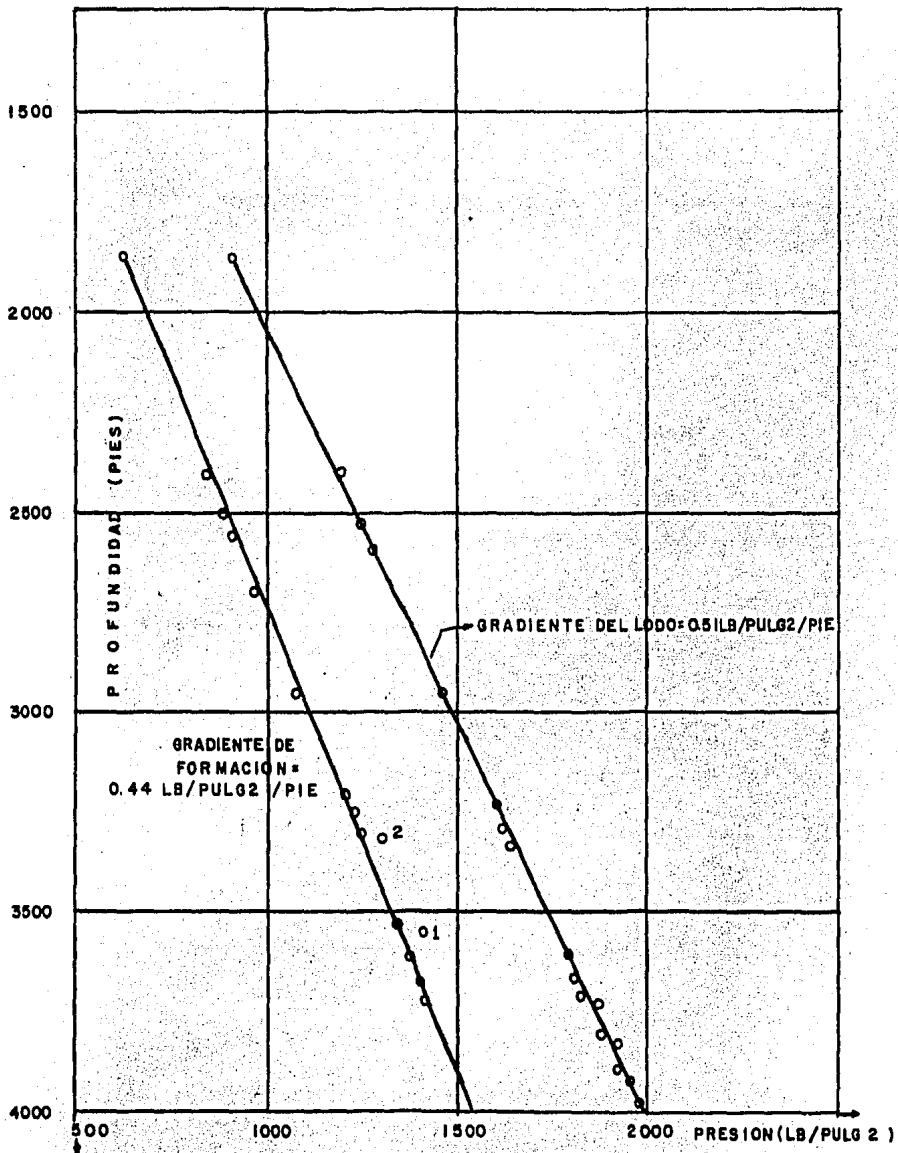


FIG IV. 5 DETERMINACION DE GRADIENTES DE PRESION

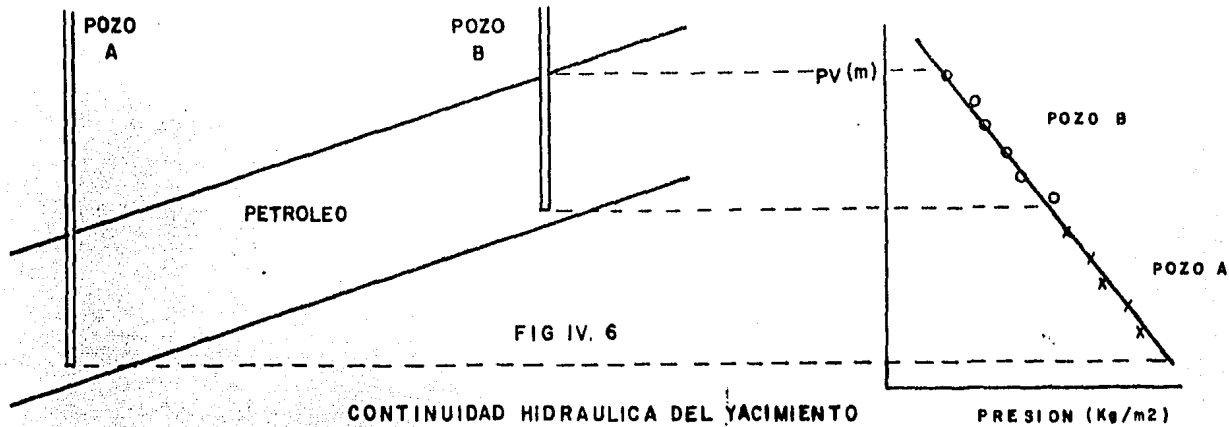


FIG IV. 6

CONTINUIDAD HIDRAULICA DEL YACIMIENTO

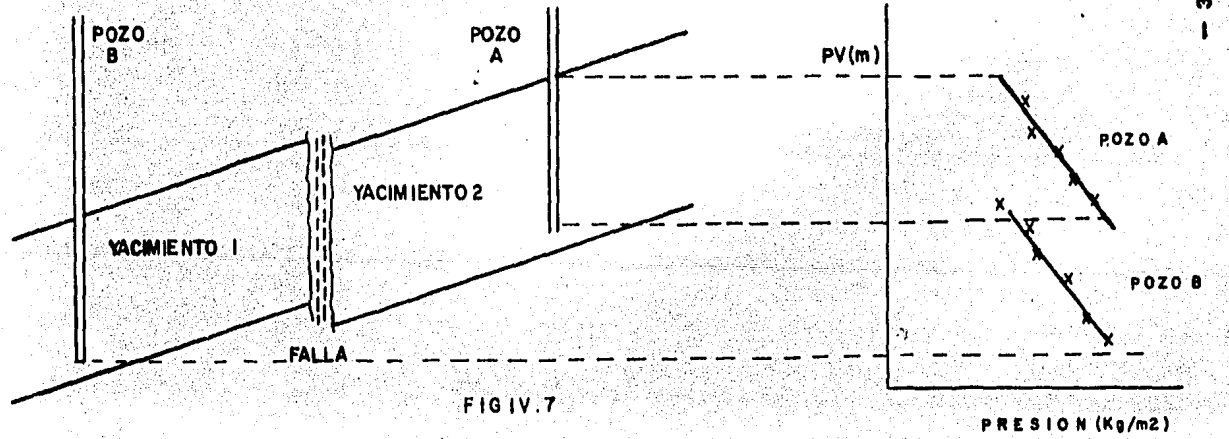


FIG IV. 7

DISCONTINUIDAD HIDRAULICA DEL YACIMIENTO

miento.

En el caso de la Fig. IV. 7; se observa que al graficar las presiones de los dos pozos, estas no quedan alineadas, por lo cual no existe continuidad hidráulica; se trata de dos yacimientos en este caso.

c).- Evaluación de la Permeabilidad.

La permeabilidad de la formación se puede estimar en base al decremento de presión en las pruebas preliminares, ( ver Ref 4 ).

En la Fig. IV.8. se muestran las caídas de presión para formaciones con diferente permeabilidad; a mayor permeabilidad más rápido se estabilizan las presiones porque tenemos una mayor aportación de flujo o sea después del asentamiento muy rápidamente se llenan las cámaras de prueba preliminar cuando mayor es la caída de presión que se tenga menor va hacer la permeabilidad.

En este caso de disminución de presión, para calcular la permeabilidad se supone un flujo semiesférico e isotrópico en la formación ( Ref 3 ).

$$k = \frac{Fq\mu}{2\pi r \Delta p} \text{ - - - - - ( IV. 1 )}$$

Donde:

- k = Permeabilidad absoluta ( m.d. )
- q = Gasto de producción hacia las cámaras de prueba (cm<sup>3</sup>/5)
- r = Radio de vástago de prueba = 0.25 in = 0.533 cm.
- μ = Viscosidad del fluido, ( cp ) o ( m Pa.s ).
- Δp = Caída de presión; ( lb/plg<sup>2</sup>); ( MPa )
- F = Factor que depende del tipo de flujo.

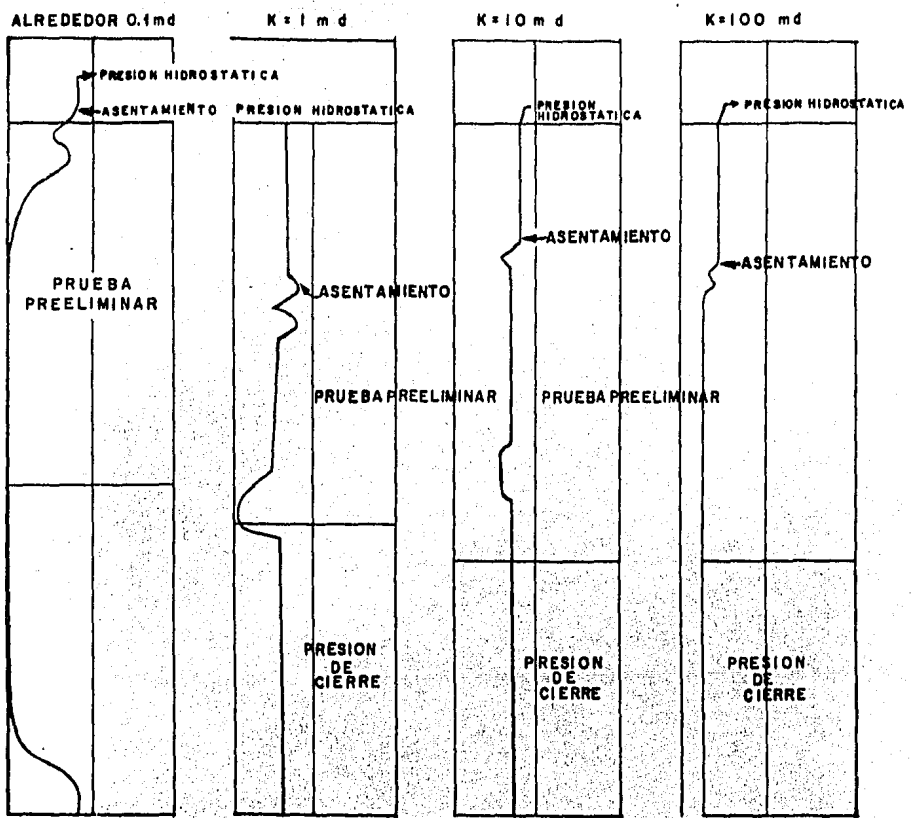


FIG IV.8 ESTIMACION RAPIDA DE LA PERMEABILIDAD MEDIANTE EL DECREMENTO DE PRESION

F= 1 Para flujo semi-esférico.

F= 0.75 Para flujo casi esférico.

F= 0.5 Para flujo esférico.

En la figura IV. 9; se muestra esquemáticamente el factor F debido al tipo de flujo.

Dependiendo de las unidades la Ec. IV.1 quedará de la siguiente forma ( suponiendo flujo semi-esférico donde F=1- y considerando que r = 0.533 cm):

$$k = 5\ 660 \frac{q\ \mu}{A_p} \text{ --- ( IV. 2 )}$$

Donde:

k , md.

q , cm<sup>3</sup>/S.

μ , c p

A<sub>p</sub> , lb/plg<sup>2</sup>

o bien ;

$$k = 22.75 \frac{q\ u}{A_p} \text{ --- ( IV. 3 )}$$

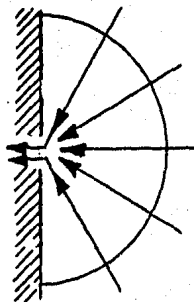
k , md.

u , c p

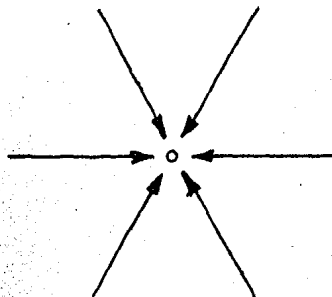
q , cm<sup>3</sup>/S =  $\left( \frac{V}{t} \right)$

A<sub>p</sub> , M Pa

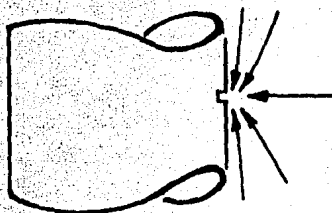
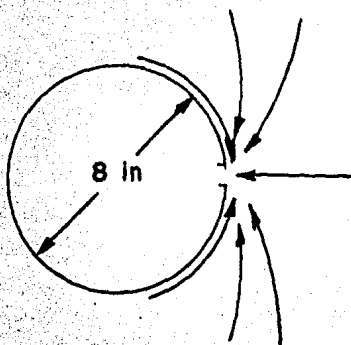
( El valor de A<sub>p</sub> es la diferencia de presiones entre la presión de prueba y la presión estática de la formación ). - Para el caso de que se tenga una formación con una alta permeabilidad ( Fig. IV.10 ), las lecturas de las caídas de presión son las siguientes:



FLUJO SEMI-ESFERICO



FLUJO ESFERICO



FLUJO CORREGIDO POR LA FORMA DEL AGUJERO

FIG-IV-9-TIPOS DE FLUJO Y SU FACTOR DE FORMA "F"

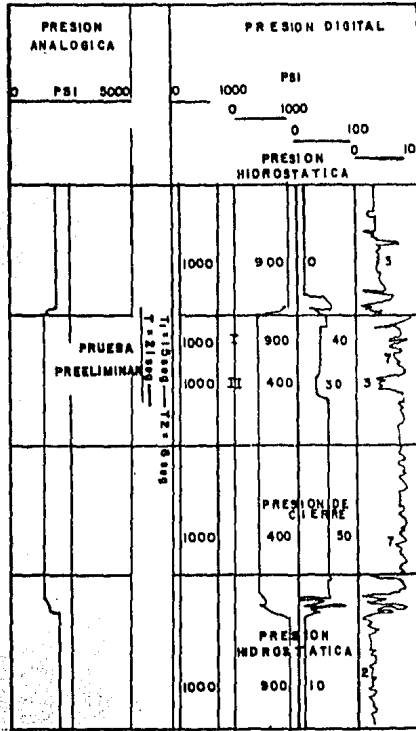


FIG. IV-10 EJEMPLO DE ALTA "K"

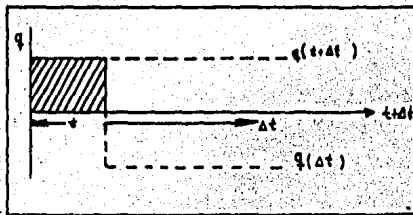


FIG. IV-11 EFECTO DE SUPERPOSICION DE FLUJOS

$\Delta p_1 = P \text{ cierre} - P \text{ pruebas preliminar.}$

$$\Delta p_1 = ( 1457 \text{ lb/plg}^2 - 1447 \text{ lb/plg}^2 ) = 10 \text{ lb/plg}^2$$

$$\Delta p_2 = ( 1457 \text{ lb/plg}^2 - 1433 \text{ lb/plg}^2 ) = 24 \text{ lb/plg}^2$$

El valor de  $1457 \text{ lb/plg}^2$  es la presión de cierre o la presión en la cual se terminó la prueba preliminar y se lee en el carril derecho de la figura ( presión digital ).

Los valores de  $1457$  y  $1433 \text{ lb/plg}^2$  son las presiones a las cuales entre el fluido en la cámara de pruebas preliminares # 1 y 2 respectivamente.

El gasto  $q$  se obtiene dividiendo el volumen de la cámara ( $10 \text{ cm}^3$ ) que es constante, entre el tiempo de llenado.

$$q = \frac{V}{t}$$

$$q_1 = \frac{10 \text{ cm}^3}{15 \text{ seg}} = 0.67 \text{ cm}^3/5 \quad T_1 = 15 \text{ seg}$$

$$q_2 = \frac{10 \text{ cm}^3}{6} = 1.67 \text{ cm}^3/5 \quad T_2 = 6 \text{ seg}$$

$$\mu = 0.5 \text{ c p.}$$

∴ reemplazando se tiene

$$k_1 = \frac{5 \ 660 (0.67) (0.5)}{10} = 189.6 \text{ md.}$$

$$k_2 = \frac{5 \ 660 (1.67) (0.5)}{24} = 197 \text{ md.}$$

Es importante hacer notar que los cálculos de permeabilidades anteriores, a partir del decremento de presión, están afectadas por el radio de invasión y por el impacto del vástago de prueba contra la formación ( el radio de investi



gación es de 1" dentro de la formación ). Independientemente de lo anterior, los valores obtenidos de permeabilidad son confiables.

Cuando existan formaciones de baja permeabilidad ( 5 md o menos ) es recomendable usar la curva de incremento de presión ( Ref 3 )

Con el método de incremento de presión se tiene una profundidad de investigación de 1 m.

La forma teórica de la curva de presión estática después del cierre de las cámaras de prueba preliminar se deduce -- aplicando el principio de superposición ( Fig. IV.11 ). Un flujo que durante un tiempo  $t$  y luego  $q=0$  a partir de  $t$ ; -- se puede considerar como la superposición del flujo; un flujo más que durante  $( t + \Delta t )$  y un flujo menos que a partir de  $\Delta t$ , siendo  $\Delta t$  el tiempo a partir del instante en que finaliza la prueba preliminar.

Teniendo en cuenta la superposición de flujos, se comprende porque la ecuación para la presión en función del -- tiempo, para diferentes condiciones geométricas, tiene la -- siguiente forma:

$$P ( \Delta T ) = P_s - m f ( t + \Delta t ; \Delta t ) \text{ - - - - - IV. 4}$$

Donde:

$P_s$  = Presión de fondo cerrado, la cual puede llegar hacer igual a la presión estática.

$P(\Delta t)$  = Presión al tiempo  $\Delta t$ .

$m$  ; es la función del gasto, permeabilidad, viscosidad, y -- de factores geométricas.

$(t+\Delta t; \Delta t)$  Esta función depende de las condiciones geométricas. - 38 -

La forma de aplicarla Ec. IV. 4 es graficándola ( presiones Vs ( t + Δt, Δt ).

Donde m = pendiente; de aquí se obtiene el valor de -- permeabilidad ( al final se ilustra con un ejemplo ).

En la Fig IV.12 muestra como se propagan las presiones desde el vástago de prueba a la formación; en partes cerca nas al vástago de prueba se tiene una propagación esférica y si existen barrenas de permeabilidad, la propagación se convierte en cilíndrica; esto indica que el radio de inves tigation en propagación esférica es menor que cuando existe propagación cilíndrica ( existe cuando la distancia entre las barrenas de permeabilidad es pequeña ).

Se tienen dos tipos de ecuaciones, dependiendo del mo delo de propagación ( esférico o cilíndrico ) Ref 3 :

(a) Propagación Esférica

$$P(\Delta t) = P_s - m \operatorname{erfc} \left( \frac{1}{\sqrt{kt}} - \frac{1}{\sqrt{k(t + \Delta t)}} \right) \quad \text{--- IV.5}$$

$$m \operatorname{erfc} = 8 \times 10^4 \left( \frac{\mu}{k} \right)^{3/2} \cdot q \cdot \sqrt{\phi \cdot C} \quad \text{--- IV.6}$$

Para propagación cilíndrica

$$P(\Delta t) = P_s - m_{\text{cil}} \log \frac{t + \Delta t}{\Delta t} \quad \text{--- IV.7}$$

$$m_{\text{cil}} = 88.4 \frac{q \mu}{k h} \quad \text{--- IV.8}$$

P(Δt) = Presión medida ( lb/plg<sup>2</sup> )

P<sub>s</sub> = Presión estática de formación ( lb/plg<sup>2</sup> )

φ = Porosidad  $\frac{m^3 p}{m^3 r}$

C = Comprensibilidad del fluido ( 1 lb/plg<sup>2</sup> )

t = Tiempo de flujo durante la prueba preliminar --

- $\Delta t$  = Tiempo a partir del cierre de la 2a. cámara de prueba preliminar.
- $k$  = Permeabilidad, ( md )
- $\mu$  = Viscosidad, ( c p )
- $h$  = Espesor de la capa o distancia entre barrenas de permeabilidad ( pres )
- $\bar{q}$  = Gasto promedio durante la prueba preliminar  $\text{cm}^3/\text{s}$

A continuación se presenta un ejemplo de los cálculos que se realizan para una curva de incremento.

En la tabla IV. 1 se muestran los valores de presiones obtenidos en función de  $\Delta t$  ( columnas 1 y 2 de la tabla ).

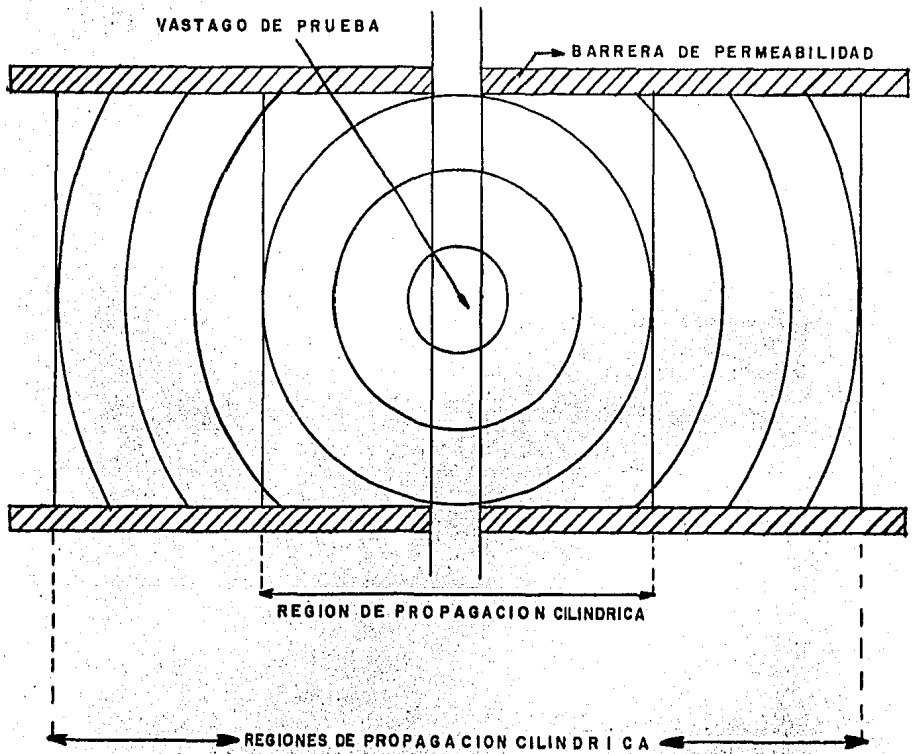
Después se hace el cálculo de la función  $( t + \Delta t ; - \Delta t )$  para un modelo de propagación tanto esférico como cilíndrico.

Posteriormente se grafican los valores de  $( t + \Delta t ; \Delta t )$  Vs presión, con lo que se obtiene la Fig IV.13. En esta se puede apreciar que la presión es una función lineal en el modelo esférico al comienzo, en tanto que en el modelo cilíndrico la variación lineal.

La conclusión que se puede sacar de la gráfica es que - próximas a la profundidad de la prueba hay barrenas horizontales de permeabilidad.

En la Fig. IV.14, se muestran los registros de pozo -- abierto a la profundidad de la prueba; como se observa en el registro, existen formaciones de baja permeabilidad que se señalan con una flecha ( esto se nota por la separación del ISF - MSFL y el  $\beta_g - \phi_n$  ).- Calculando la permeabilidad con el incremento de presión se corrobora esta aseveración.

FIG IV.12 MODELO DE PROPAGACION DE PRESIONES



PRESION	$\Delta t$	$f_{est.} = \frac{1}{\sqrt{\Delta t}} - \frac{1}{\sqrt{T+\Delta t}}$	$f_{cil.} = \log \frac{T+\Delta t}{\Delta t}$
1403	14	.0958	.3854
1456	20	.0885	.3010
1458	26	.0867	.2478
1464	32	.0861	.2109
1471	38	.0809	.1858
1476	44	.0858	.1627
1481	50	.0819	.1461
1483	56	.0169	.1328
1487	62	.0188	.1214
1489	68	.0147	.1120
1491	74	.0131	.1039
1493	80	.0119	.0969
1495	82	.0098	.0854
1497	98	.0090	.0807
1499	110	.0076	.0728
1501	121	.0060	.0680
1503	132	.0044	.0608
1506	216	.0028	.0388
1511	428	.0010	.0200

$T = 20 \text{ seg};$

$q = 1 \text{ cm}^3/\text{seg};$

$\phi = 23;$

$C = 3 \times 10^{-8} \text{ psi}^{-1};$

$\mu = .5 \text{ cp}$

TABLA IX.1

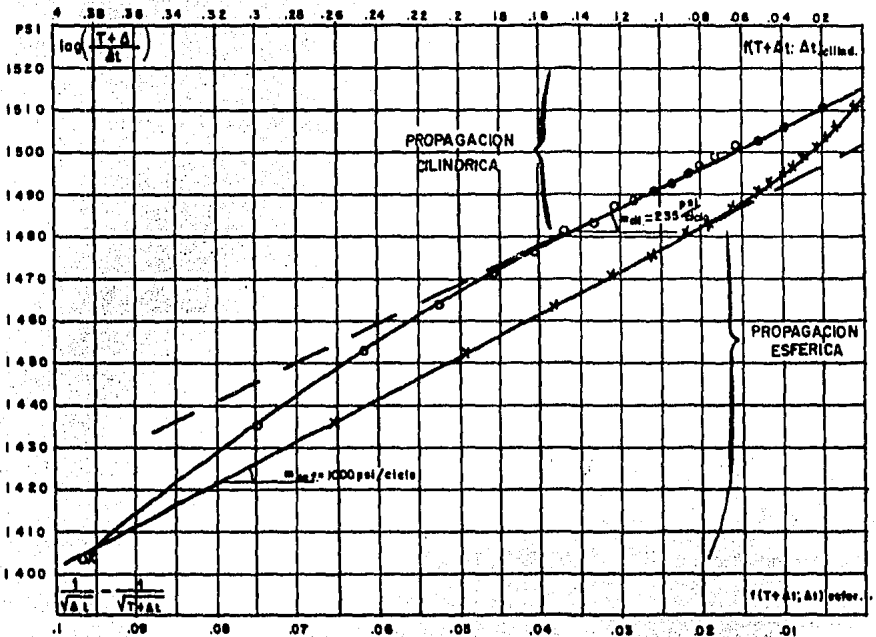
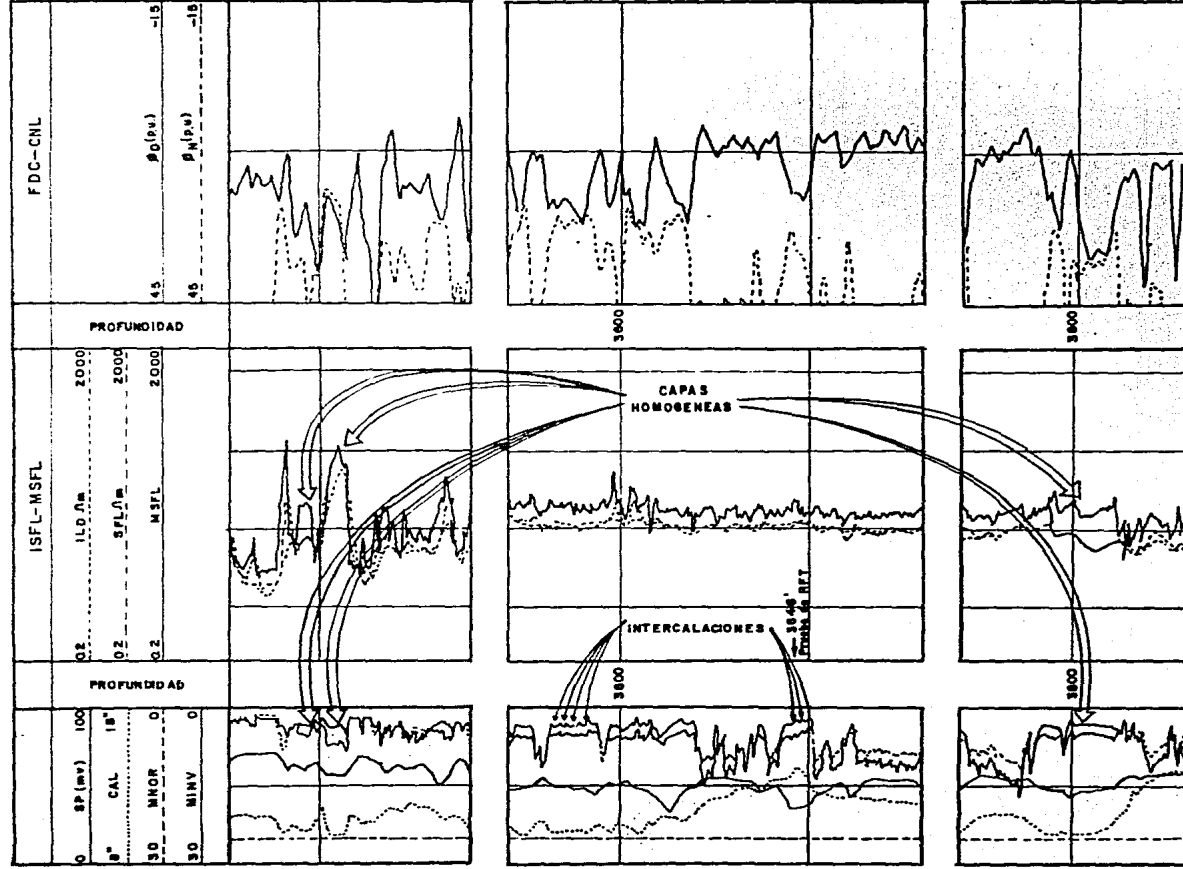


FIG IV.13 INCREMENTO DE PRESIONES DE UNA FORMACION DE BAJA-PERMEABILIDAD CON BARRERA CERCANA HORIZONTAL DE PERMEABILIDAD

FIG IV.14: REGISTROS EN EL POZO DEL EJEMPLO DE LA FIGURA IV.12



Un análisis detallado de las curvas de mayor resolución vertical ( MSFL, ML sintético \*1 ) hace sospechar la presencia de finas capas cada 1 ó 2 pds. aproximadamente. Esta información confirma lo indicado por el incremento de presión que muestra que al principio se presenta una propagación esférica hasta llegar a la barreras de permeabilidad y se propaga cilíndricamente a partir de allí.

A continuación se calculará la permeabilidad por el incremento de presión.- A partir del registro el valor de porosidad es 0.23 y suponiendo una capa acuffera se tiene - -  $C = 3 \times 10^{-6} ( \text{lb/plg}^2 )^{-1}$  y  $u = 0.5 \text{ cp.}$

$$q = \frac{V}{t} \quad V = 20 \text{ cm}^3. \quad t = 20 \text{ seg.}$$

$$\therefore q = \frac{20 \text{ cm}^3}{20 \text{ seg}} \quad q = 1 \text{ cm}^3.$$

El valor de la pendiente, según la propagación esférica.

Es:

$$m \text{ esf} = 1 \text{ 000 psi/ciclo};$$

despejando k de la Ec IV. 6 ( propagación esférica )

$$m \text{ esf} = 8 \times 10^4 \left( \frac{\mu}{k} \right)^{3/2} \cdot q \cdot \sqrt{\phi \cdot C} \text{ ----- (a)}$$

$$\frac{m \text{ esf}}{(q \cdot \sqrt{\phi \cdot C}) (8 \times 10^4)} = \left( \frac{\mu}{k} \right)^{3/2} \text{ ----- (b)}$$

$$\left( \frac{m \text{ esf}}{(q \sqrt{\phi \cdot C}) (8 \times 10^4)} \right)^{2/3} = \frac{\mu}{k} \text{ ----- (c)}$$

$$k = \mu \left( \frac{(q \sqrt{\phi \cdot C}) (8 \times 10^4)}{M \text{ esf}} \right)^{2/3} \text{ ----- (d)}$$

$$k = 1860 \cdot u \cdot \left( \frac{q}{m \text{ es}} \right)^{2/3} \cdot (\phi \cdot C)^{1/3} \text{ ----- (e)}$$

\* Son registros geofísicos MSFL= Micro esférico y ML = Micro Laterolog. - 44 -

$$k = (1860.) (0.5) \left( \frac{1}{1000} \right)^{2/3} \left[ (0.23)(3 \times 10^{-6}) \right]^{1/3} \dots (f)$$

$$k = 0.082$$

Este valor de permeabilidad confirma lo que habia observado del registro ( que se tiene bajo permeabilidad ).

Para verificar la presencia de capas delgadas se analiza la pendiente de la propagación cilíndrica del incremento de presión:

Despejando h de la Ec IV. 8:

$$mcil = 88.4 \frac{q \cdot u}{k \cdot h} \dots (a)$$

$$h = \frac{88.4 q \cdot u}{k \cdot mcil} \dots (b)$$

La pendiente de la propagación cilíndrica es:

$$mcil = 235 \text{ psi/ciclo}$$

$$\therefore h = \frac{(88.4) (1) (0.5)}{(0.082) (235)}$$

$$h = 2.3 \text{ pies}$$

Este valor confirma lo observado en el registro de micro-resistividad.



## V. Aplicaciones del registro RFT en el pozo Cantarell 2239

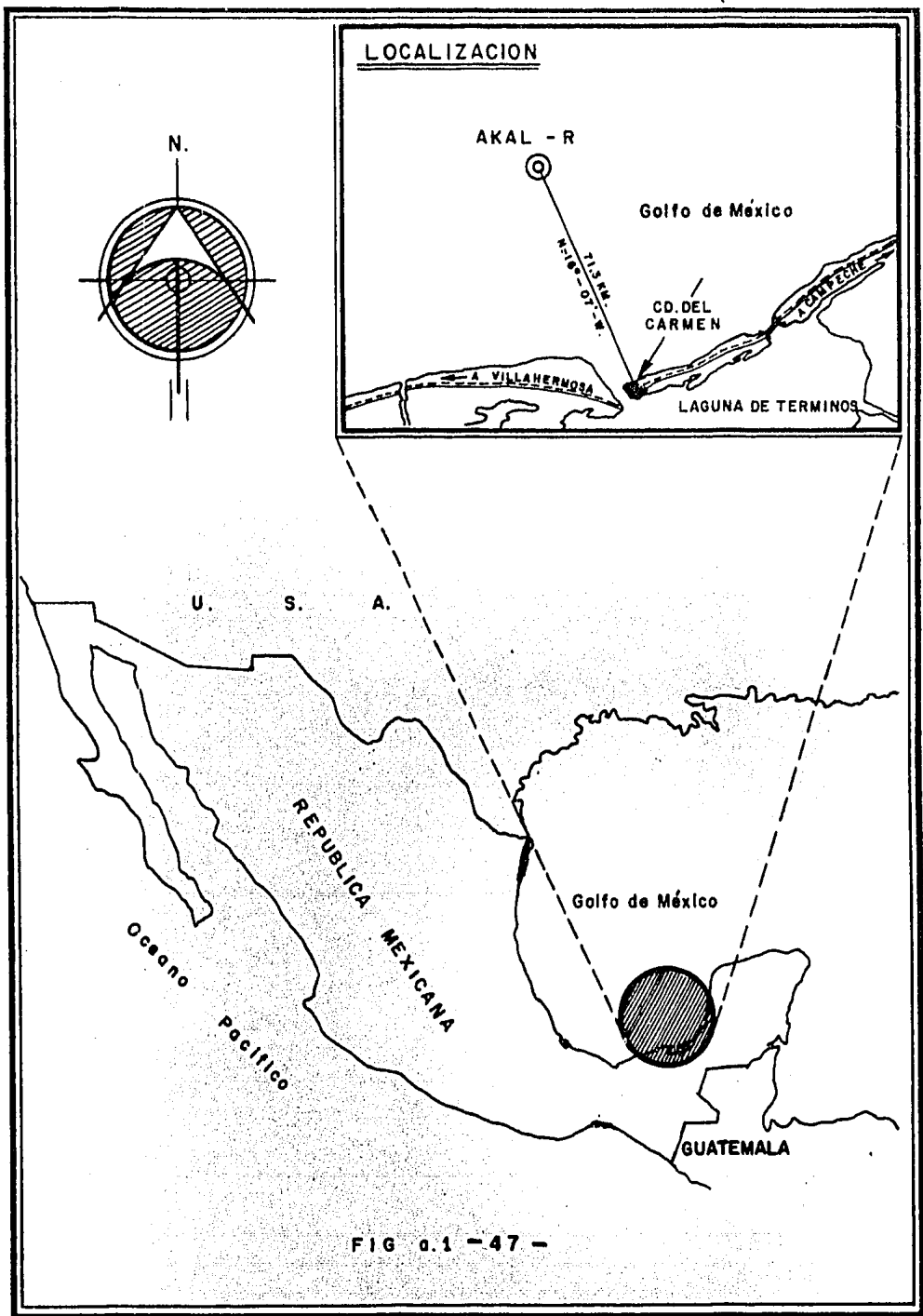
### a).- Características del Campo Cantarell ubicado en la Sonda de Campeche.

El Area Marina de Campeche, representa una de las cuatro zonas principales con las que cuenta México para el desarrollo de sus recursos petroleros, cuyas estructuras se detectaron por métodos geofísicos, principalmente por sismología. Se tiene localizado un gran número de estructuras, - cinco de las cuales han resultado ser yacimientos importantes de crudo:

1.- Akal ( Cantarell )	Productor
2.- Abkatún	Productor
3.- Pol	Productor
4.- KU	Productor
5.- Chac	Productor
6.- Ixtoc	En Exploración
7.- Caan	En Exploración

La Sonda de Campeche es parte de un borde de plataforma cretácica que se extiende 700 km<sup>2</sup>. aproximadamente, paralelo a las costas del Golfo de México y de las cuales se encuentran las estructuras anteriores; cuya producción proviene de las brechas calcáreas dolomíticas del Eoceno Inferior, Paleoceno, del Cretácico Superior, Medio e Inferior - y del Jurásico Superior, de características petrológicas semejantes a las del área productora de Chiapas, Tabasco, situada a 180 Km. al Suroeste. Fig. 4.1

El Campo Cantarell es una estructura anticlinal situada al N-E de la Sonda de Campeche, delimitada por una falla --



normal y otra inversa, al E. y W. respectivamente, como lo muestra el plano estructural que se adjunta al final de esta tesis. Fig. A.2

Otras características son las siguientes:

- $\phi = 9 \%$
- $h = 800 \text{ m.}$
- $A_c = 185.9 \text{ Km}^2.$
- $C_o = 9.25 \times 10^{-6} \text{ (plg}^2/\text{lb.)}$
- $P_y = 246 \text{ kg/cm}^2.$
- $P_s = 150 \text{ kg/cm}^2.$
- $S_o = 0.8 \text{ g/cm}^3.$
- $T_y = 105^\circ \text{ C.}$
- $\text{Prof.} = 2,000 \text{ m.b.n.m.}$
- $R = 5,000 \text{ m.d. en Brecha del Paleoceno y } 1000 \text{ m.d. en Cretácico Inferior.}$
- $G = 0.92$
- $N_o = 3 \text{ c.p. a.c.y.}$
- $M_o = 200 \text{ a.c.s.}$

Estos datos son los resultados de los estudios hechos en otros pozos de ese mismo campo Cantarell.

Estructura	Plataforma de Perforación Akal R.
Colocada por	Barco Grúa Tolteca.
Peso Estructural	732 Toneladas.
Fecha de Instalación	25/abril/1980
Sistema de Coordenadas utilizadas.	Geográficas y U.T.M. *
Obtenidas mediante	Sistema de transportación con satélites topográficos.

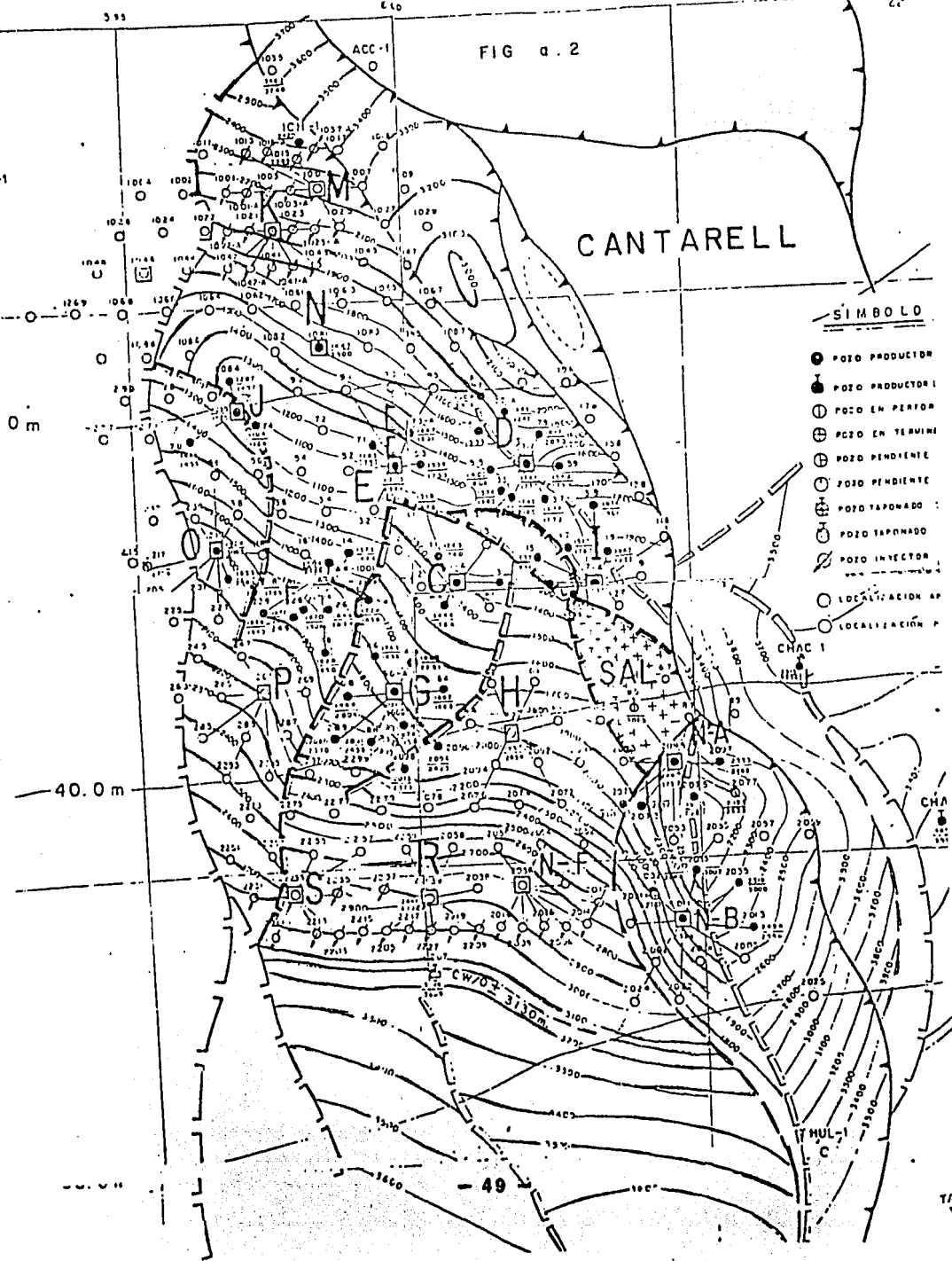
\* Unidades Universal transversal Mercator.

FIG a.2

CANTARELL

SÍMBOLO

- POZO PRODUCTOR
- ⊙ POZO PRODUCTOR I
- ⊕ POZO EN TERMINI
- ⊗ POZO PENDIENTE
- ⊖ POZO PENDIENTE
- ⊙ POZO TAPADO
- ⊗ POZO TAPADO
- ⊖ POZO INYECTOR
- LOCALIZACIÓN AP
- LOCALIZACIÓN P



## Constantes de Transformación

Datun	Norteamericano 1927
Elipsorte	Clarke 1866
	27 - 157 - 183
Zona	15
Meridiano Central	93° 00' 00" W.

### b).- Historia del Pozo.

#### b.1. Antecedentes y Datos Generales.

El pozo Cantarell 2239 de la Plataforma Akal R se encuentra en la parte Sur de la estructura Cantarell, cuyas coordenadas en el sistema C.U.T.M. (del conductor 4) son las siguientes: (Proyección universal transversa de Mercator C.U.T.M.).

$$X = 600,122.19$$

$$Y = 2,139,958.38$$

Su ubicación está sobre el plano Sur del bloque principal delimitado por un sistema de fallas al N. SE. y W. de la localización.

El objetivo de la perforación del pozo Cantarell 2239 fue el de inyectar agua en la Brecha del Paleoceno y Cretá--

cico.

Se inició la perforación el 14 de agosto de 1982, terminándose el 14 de abril de 1983.

El estado actual del pozo (1984) está pendiente para introducción del aparejo de inyección de agua para una recuperación secundaria del campo Cantarell

b.2. Descripción litológica de las formaciones perforadas.

Casi todos los pozos que se perforan en la Sonda de Campeche son direccionales. El pozo Cantarell 2239 es vertical, porque es un pozo exploratorio; debido a esto, las coordenadas del conductor y del yacimiento ( B.P. ) son las mismas.

A continuación mencionaremos la columna geológica así como sus profundidades verticales.

Formación	Profundidad Vertical Real
Rec. Pleistoceno	F.M. (Fondo Marino)
M.S.	525
M.M.	1240
M.I.	1955
O.S.	2220
O.M.	AUSENTE
O.I.	2390
E.S.	2440
E.M.	2500
E.I.	2550
P.S.	2805
P.I.	2890

B.P.	2912
K.S.	3150
K.D.	3240
K.I.	3350
J.T.	4000
J. OXF.	4120
P.T.	4776

Las profundidades anteriores están referidas a la base de la mesa rotatoria; además se tienen los datos siguientes.

- Elevación de mesa rotatoria sobre fondo marino e.m.r.s.f.m. 89 m.
- Elevación de mesa rotatoria sobre el nivel del mar e.m.r.-s. n.m. 62 m.
- Tirante de agua = 27 m.

**Programa de Lodos:**

El programa de lodos estuvo de acuerdo a los problemas — que se presentaron.

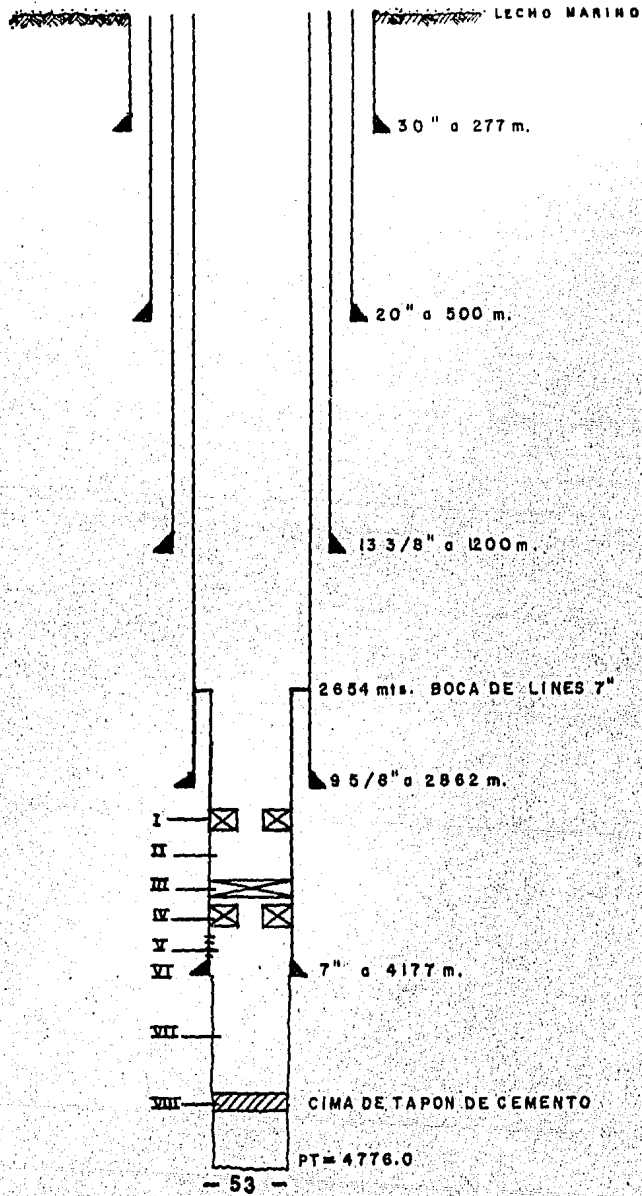
Profundidad (m.b.m.r.)	Densidades (g/cm <sup>3</sup> .)
0.0 - 150	1.00 - 1.05
150.0 - 500	1.05 - 1.09
500.0 - 1200	1.09 - 1.1
1200.0 - 2550	1.2 - 1.7
2550.0 - 3300	1.09 -
3300.0 - 4776	1.09 -

I.- Empacador a 3900 m.

II.- Intervalo de prueba: 4000 - 3960 m. sin manifestar 60% -

(b.3) ESTADO MECANICO DEL POZO

SE PRESENTO EN LA FIGURA EL ESTADO MECANICO DEL POZO CANTARELL 2239.





diesel 10 % agua, 30 % sedimentos PH=9, salinidad - -  
200,000 p.p.m. recuperó muestra 3480, Sed. 1 %, agua-  
89 %, Emul.= 10 %, salinidad= 95,000 p.p.m. PH=8.

III.- Tapón mecánico ( M-K ) 4028 m.

IV.- Empacador 7" a 4170.9 m.

V.- Intervalo disparado: 4177 - 4190 m. se efectuó prueba  
de admisión con  $445 \text{ kg/cm}^2$ . registro estático a 4188  
m. P 4188=  $426 \text{ kg/cm}^2$ . P<sub>sup.</sub>=  $84 \text{ kg/cm}^2$ . estimuló con  
 $50 \text{ m}^3$ . de HCL al 15 % P. máx. iny.=  $401 \text{ kg/cm}^2$ .

Efectuó fracturamiento con  $75 \text{ m}^3$ . de HCL al 28 % - --  
P.máx.=  $370 \text{ kg/cm}^2$ . Q= 8.4 bls/min.

El resultado de las pruebas anteriores fue producción  
de agua salada.

VI.- Zapata de tubería corta.

VII.- Tapón de cemento.

### b.3. Registros Geofísicos tomados.

#### En Agujero Descubierto:

- 1.- FDC ( Densidad ) de 500 - 1200 m.
- 2.- ISF ( Inducción ) de 1200 - 2147 m; 2650 - 2896 m.
- 3.- RFT ( Multiprobador de formaciones ) 2965. - 2959 m. --  
3194 - 3200; 3179 - 3156; 3267 - 3275 m.
- 4.- DLL ( Doble Laterolog ) 3037 - 4115 m. 4177 - 4774 m.
- 5.- CNL ( Neutron ) 3350 - 3200 m. 3727 - 3250 m.
- 6.- BHC ( Sónico de Porosidad ) 3390 - 2862 m.
- 7.- LDT/CNL ( Lito Densidad con Neutrón ) 3390 - 2362 m.

#### En Agujero Ademado:

- 1.- HRT ( Temperatura ) 0.0 - 455 m.

2.- CBL ( Sónico de Cementación ) (100-2853);(2654-4172)m.

y además se tomó el BGT ( Geometría del pozo ) de 500 - 126 m. 498 - 1200 m.

#### b.4. Análisis de Núcleos:

- N-1: Es arcilla " Mudstone " a " Wackstone " de color gris clara a oscuro, criptocristalino con ligera impregnación de aceite, con esporádicas fracturas; no presenta sabor salado.  
 $\phi = 3 \%$                        $S_w = 86 \%$                        $S_o = 1.9 \%$
- N-2 Dolomía en partes brechoide color gris y blanco cremoso, microcristalina de aspecto sacaroide con cavernas y fracturas selladas por cristales de dolomita con aceite.  
 $\phi = 2 \%$                        $S_w = 51 \%$                        $S_o = 44 \%$
- N-3 Brecha constituida por fragmentos sub-arredondados de dolomía microcristalina dura y compacta y de mudstone dolomítica presentando fracturas y cavidades de disolución, rellenas por cristales de dolomía, no presenta sabor salado.  
 $\phi = 3 \%$                        $S_o = 35 \%$                        $S_w = 38 \%$
- N-4 " Mudstone " gris claro a verde claro duro y compacto con intercalaciones hasta 5 cm. de bentonita.  
 $\phi = 5.4 \%$                        $S_o = 6 \%$                        $S_w = 80 \%$
- N-5 Dolomía microcristalina de aspecto sacaroide - no presenta sabor salado.  
 $\phi = 6.4 \%$                        $S_o = 15 \%$                        $S_w = 61 \%$

N-6 Dolomía microcristalina de aspecto sacaroide -  
(3300-3307) con algunas microcavernas de disolución.

$\phi = 3 \%$                        $S_o = 30 \%$                        $S_w = 39 \%$

N-7 Dolomía gris obscuro, microcristalina sacaroide  
(3400-3404) de con nódulos de pedernal.

$\phi = 2 \%$                        $S_w = 53 \%$                        $S_o = 29 \%$

N-8 Brecha dolomítica con fragmentos de mudstone -  
(3550-3559) arcilloso de aspecto bituminoso.

$\phi = 2.6 \%$                        $S_w = 59 \%$                        $S_o = 21 \%$

N-9 Dolomía café claro y café crema cristalina a -  
(3609-3613) microcristalina.

$\phi = 2 \%$                        $S_w = 63 \%$                        $S_o = 16 \%$

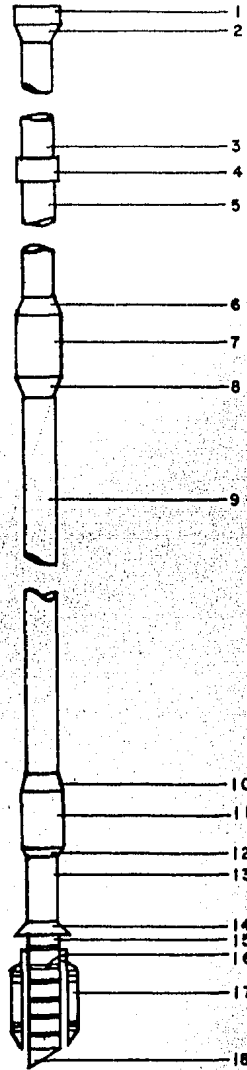
N-10 Dolomía microcristalina dura, textura sacaroide  
(3831-3840) de muy fracturada.

$\phi = 2 \%$                        $S_w = 67 \%$                        $S_o = 3 \%$

Estos núcleos fueron los que se tomaron al perforar -  
el pozo.

- 1.- Bola colgadora.
- 2.- Combinación  $4\frac{1}{2}$ " doble piñón FGDSS x HDCS.
- 3.- 13 Tramos de TP.  $3\frac{1}{2}$ " C-75 9.3 lb/pie FGDSS.
- 4.- Niple X Otis.
- 5.- 3 Tramos TP.  $3\frac{1}{2}$ " C-75 9.3 lb/pie FGDSS.
- 6.- Combinación  $3\frac{1}{2}$ " C. FGDSS - P. HDCS.
- 7.- Válvula de tormenta DL.  $3\frac{1}{2}$ " HDCS.
- 8.- Combinación  $3\frac{1}{2}$ " C. HDCS - P. FGDSS.
- 9.- 329 Tramos TP.  $3\frac{1}{2}$ " C-75 9.3 lb/p. FGDSS
- 10.- Combinación  $3\frac{1}{2}$ " C. FGDSS - P. FGDSS.
- 11.- Camisa "XA"  $3\frac{1}{2}$ " HDCS.
- 12.- Combinación  $3\frac{1}{2}$ " C. HDCS - P. HDCS.
- 13.- 1 Tramo TP.  $3\frac{1}{2}$ " C-75 C-75 93.7 lb/pie FGDSS.

b.6 APAREJO DE PRODUCCION PARA UN POZO INYECTOR  
POZO CANTARELL 2239



(ESTE APAREJO ESTA PENDIENTE POR INTRODUCIR)

- 14.- Combinación  $3\frac{1}{2}$ " C. - FGDSS - P. HDCS.
- 15.- Combinación C. HDCS - P. 8 hrr.
- 16.- 19 Unidades de sello multi "V" 80 - 40 8 hrr.
- 17.- Empacador Otis.
- 18.- Zapata gufa 8 hrr.

c).- RFT Aplicado en el pozo Cantarell 2239

c.1.) Características de la herramienta.

Los rangos a los cuales puede operar la herramienta, - son las siguientes:

Presión hasta 20,000 lb/plg<sup>2</sup>.

Temperatura hasta 350° F.

Tamaño mínimo del pozo  $5\frac{1}{2}$ " plg. ( Ver Fig. 11.4 )

Tamaño máximo del pozo  $15\frac{1}{2}$  plg. ( Ver Fig. 11.4 )

Tamaño de la cámara de muestreo 1 -  $2\frac{3}{4}$ " gal. 3.8 - 10.4 l.

Se toma solamente en pozo sin ademar.

c.2.) Descripción del registro ( RFT ) tomado en el pozo Cantarell 2239.

La prueba se efectuó a una profundidad de 3269.19 m. el diámetro de la barrena es de  $8\frac{3}{8}$ " y, como se observa en el registro de rayos gamma, la formación es una caliza un poco -- arcillosa con  $R_t = 40$  ( R-M )  $\phi = 9\%$  y  $\rho_b = 2.7$  g/cm<sup>2</sup>. ( Fig.- V.1.), corresponde a la formación Cretácico Medio ( K.M.)

Con respecto al registro ( RFT ) se muestra lo siguiente ( Fig. V.2 ).

En el carril izquierdo están graficadas en forma analógica las presiones ( hidrostática; pruebas preliminares I, II, - de la formación y así como las caídas de presión al llenarse las cámaras de muestreo ), con escala de 0 - 10,000 lb/plg<sup>2</sup>.

En el carril central se tiene las lecturas de las presiones en forma digital y en el carril derecho se tienen -- las lecturas de presiones en forma analógica pero a diferentes escalas de las 4 secciones 0 - 10,000 lb/plg<sup>2</sup>.; - - - - 0 - 1,000 lb/plg<sup>2</sup>.; 0 - 100 lb/plg<sup>2</sup>.; 0 - 10 lb/plg<sup>2</sup>.

Las lecturas del tiempo son las divisiones horizontales a cada división o renglón corresponden 6 seg. Las demás características del registro ya se explicaron en el capítulo IV.

A continuación se presenta un cálculo de permeabilidad por el método de decremento de presión: Ver Fig V.3

Del registro:

$$P_1 = \text{Presión de cierre} - \text{presión de prueba preliminar \#1} \\ 4290 - 4256 = 34 \text{ lb/plg}^2.$$

$$P_2 = \text{Presión de cierre} - \text{presión de prueba preliminar \#2} \\ 4290 - 4158 = 132 \text{ lb/plg}^2.$$

Utilizando la Ec. IV.2

$$k = 5\,660 \frac{q_1 \mu}{\Delta P} \quad 1$$

$$k_1 = 5\,660 \frac{q_1 \mu}{\Delta P_1} = \frac{5\,660 (0.28) (0.5)}{34} = 23.3 \text{ m.d. ....2}$$

$$k_2 = 5\,660 \frac{q_2 \mu}{\Delta P_2} = \frac{5\,660 (0.83) (0.5)}{132} = 17.8 \text{ m.d. ....3}$$

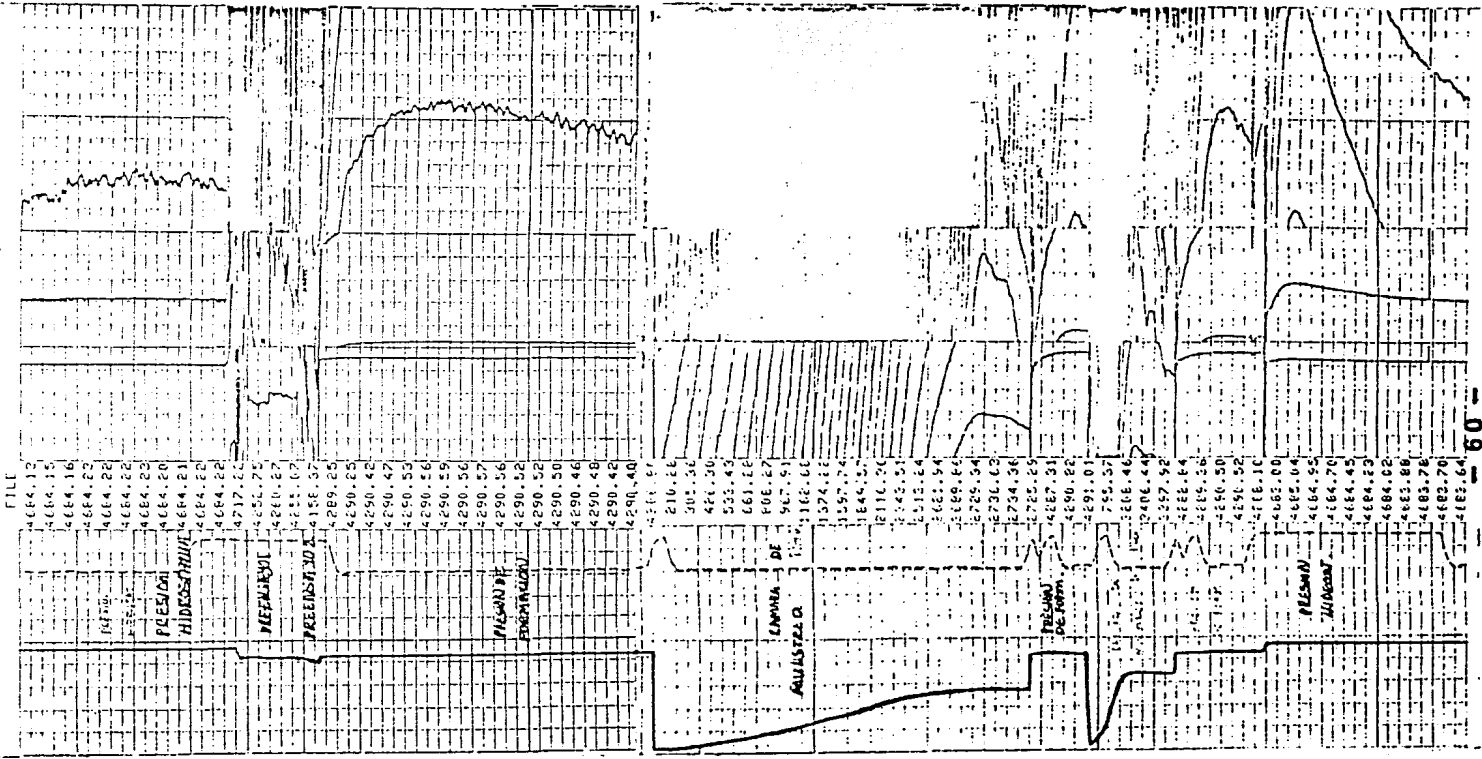
Los Tiempos son:

$$T_1 = 36 \text{ seg.} \quad T_2 = 12 \text{ seg.} \quad y$$

$$q_1 = \frac{10 \text{ cm}^3}{36 \text{ seg.}} = 0.28 \text{ cm}^3/\text{seg.}$$

$$q_2 = \frac{10 \text{ cm}^3}{12 \text{ seg.}} = 0.83 \text{ cm}^3/\text{seg.}$$

FIG. 2. GRÁFICA DE PRESIONES DEL MUDRIMBERGO  
 SUPERFICIE



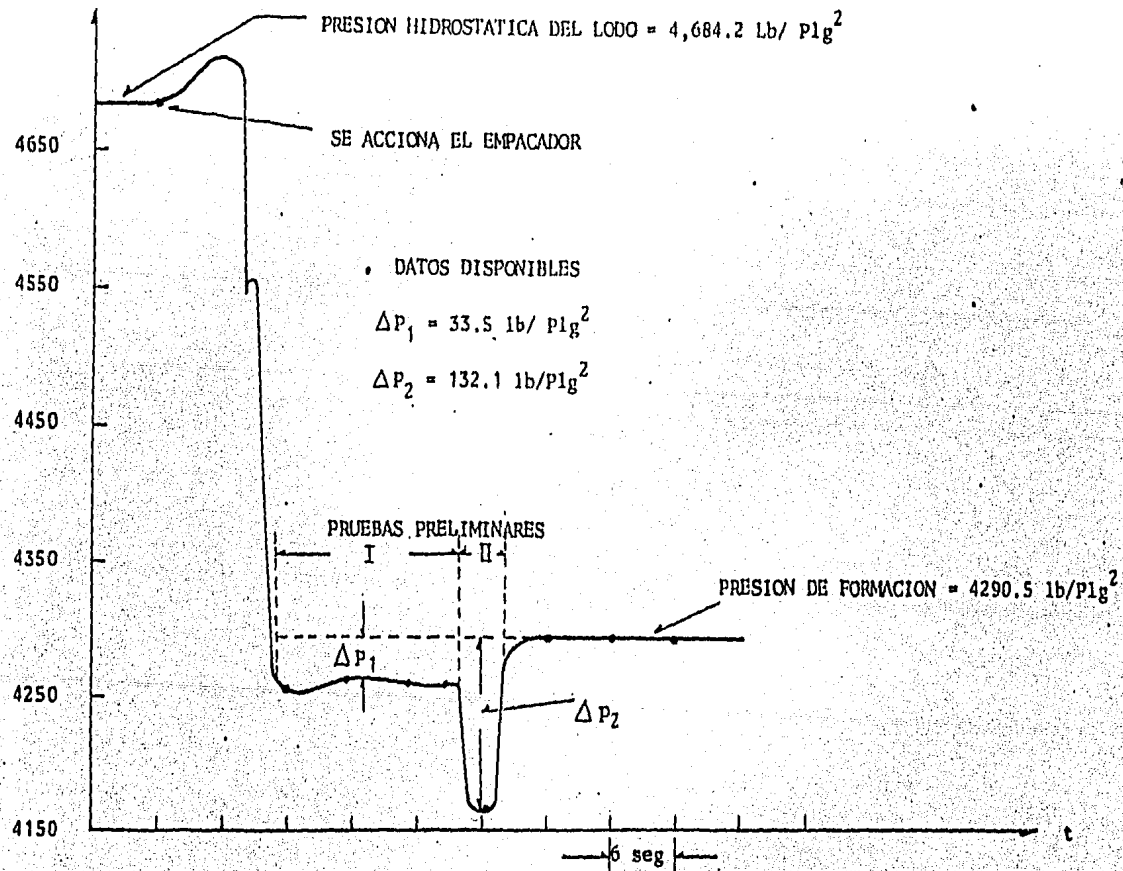


FIG. 3 COMPORTAMIENTO DE LA PRESION EN LAS PRUEBAS PRELIMINARES



### c.3.) Análisis de las Presiones Anormales altas.

Se sabe que las presiones anormales altas se encuentran en aquellas formaciones cuya K es nula o muy pobre, generalmente se encuentran en las arcillas ( lutitas ); debido a que al soportar las sobrecargas ejercidas por las capas subyacentes, el fluido ( agua salada ) que se encuentra en los poros no tiene la forma de desplazarse lo cual queda atrapada y esta soporta la presión ejercida por dichas formaciones.

Hay varios métodos para saber en donde se encuentran estas presiones.

a).- Por medio de registros de resistividad en el cual la conductividad aumenta por la gran concentración de sales que está represionada.

b).- Por medio del multiprobador de formaciones en el cual nos da directamente las lecturas de presiones y así se da una cuenta que presión está fuera del gradiente de presiones normales.

## CONCLUSIONES :

Como se puede observar en el trabajo presentado, el RFT ( Multiprobador de Formaciones y Presiones ) es una herramienta más para poder obtener información de las presiones de los fluidos que se encuentran en los yacimientos, así como muestras que son de gran utilidad para conocer las características P.V.T. de estos fluidos ( las muestras de los fluidos son llevados a la superficie en una cámara sellada).

En el caso del trabajo no se hizo análisis P.V.T. porque las muestras fueron agua salada, con el conocimiento de las caídas de presión es posible calcular la permeabilidad; además dependiendo del espesor de la capa analizada, se puede saber si se desarrolla un flujo cilíndrico o esférico.

Una de las ventajas principales de esta herramienta es que en un mismo viaje dentro del pozo se pueden obtener un gran número de lecturas de presiones y dos muestras de los fluidos, a diferentes profundidades.

La colocación y asentamiento preciso del RFT. se establece a través de las correlaciones de las curvas de los registros SP, Rayos Gamma, Densidad y Neutrón Compensado; para las operaciones en pozo abierto.

Las grabaciones ( de presión hidrostática de pruebas preliminares de incremento y de formación) se registran y se observan en la superficie tanto en forma analógica como digital.

Otra aplicación de la herramienta RFT. en los Campos de la Sonda de Campeche, es la de observar en que formaciones y a que profundidad podemos encontrar presiones anormales; el conocimiento de estas es de gran importancia para el programa de las densidades del lodo con el cual se va a

perforar para saber a donde van a ir las tuberías de revestimiento.

Todo lo del trabajo se puede resumir en los siguientes puntos:

1.- El multiprobador de formaciones proporciona datos confiables sobre la presión de las formaciones permeables que son probadas. Además, con su aplicación es posible obtener hasta dos muestras de fluidos por cada viaje de la herramienta al interior del pozo.

2.- Del análisis de las muestras recuperadas y de las presiones observadas es posible establecer con un alto grado de certidumbre, si una formación almacenadora de hidrocarburos es comercialmente explotable.

3.- Las permeabilidades calculadas de la porción de la formación que se encuentra a 3,269.2 m. de profundidad en el pozo Cantarell 2239, a partir de los datos de las pruebas preeliminares, concuerdan entre si, dando mayor nivel de confianza a estos resultados.

4.- La explicación más probable del mayor valor de permeabilidad obtenido de la prueba en la que se recolectó la muestra de 10.4 litros, en la formación a la misma profundidad de 3,269.2 m. es que se trata de un volumen mayor de me-

dio poroso en comparación con el de las pruebas preelimi--  
nares, que puede estar menos afectado por el filtrado del fluj  
do de perforación.

5.- Los valores de permeabilidad, calculados con --  
los datos de las pruebas de formación descritas en este tra-  
bajo, son muy pequeños (281,233 y 54 MD ) en relación con el  
valor promedio de 1,000 MD de la formación del cretácico en-  
que se hicieron las pruebas. Esta situación puede ser expli-  
cada en términos de una o varias de las siguientes causas:

a).- Formación dañada en la vecindad del vástago de  
prueba del RFT.

b).- Región probada que no se encuentra con daño, -  
pero que tiene realmente baja permeabilidad.

c).- Formación probada que tiene algún grado de ani-  
sotropía, la cual no se toma en cuenta en el modelo del flu-  
jo utilizado.

## RECOMENDACIONES:

Se recomienda que esta herramienta ( RFT ) se use con más frecuencia en pozos donde se tengan formaciones de interés, para conocer sus presiones ( que pueden ser anormales), su contenido de fluidos y su permeabilidad.

# N O M E N C L A T U R A

AT =	Area Total - - - - -	$\text{Km}^2$ .
BGT =	Registro de Diámetro del Agujero - - - -	plg.
BHC =	Registro Sónico de Porosidad - - - - -	$\frac{\text{m}^3 \text{r.}}{\text{m}^3 \text{d}}$
C =	Comprensibilidad - - - - -	$(\text{lb/plg}^2)^{-1}$
C =	Conductividad - - - - -	mmhos
Co =	Comprensibilidad del aceite - - - - -	$\text{plg}^2/\text{lb.}$
CNL =	Registro Neutrón Compensado - - - - -	
CUTM =	Proyección Universal transversal de Mercato	
DLL =	Registro de Doble Laterolog - - - - -	ohm-m.
h =	Espesor de la capa - - - - -	pies, m.
ISF =	Registro de Inducción Esférico - - - -	mmhos.
R =	Permeabilidad. - - - - -	md.
$k_o$ =	Permeabilidad del aceite - - - - -	
m.b.m.r. =	Metros bajo mesa rotaria - - - - -	m.
mcil =	Es la pendiente que tiene la recta en un flujo cilíndrico.	
mesf =	Es la pendiente que tiene la recta en un flujo esférico.	
M-K =	Mercury - K ( Empacador ) - - - - -	plg.
Nr =	Nivel de referencia - - - - -	m.
AP <sub>1</sub> =	Cafda de presión en la prueba preliminar I - - - - -	$\text{lb/plg}^2$ .
AP <sub>2</sub> =	Cafda de presión en la prueba preliminar II - - - - -	$\text{lb/plg}^2$ .
P(AT) =	Presión medida en el registro - - - - -	$\text{lb/plg}^2$ .
Pi =	Presión inicial - - - - -	$\text{Kg/m}^2$ .
Ps =	Presión estático - - - - -	$\text{Kg/m}^2$ .
Py =	Presión de yacimiento - - - - -	$\text{kg/m}^2$ .
q =	Gasto - - - - -	$\text{Cm}^3/\text{s.}$
R =	Resistividad - - - - -	$\Omega\text{-M.}$
Rild =	Resistividad sacado del registro de con	

	ductividad. - - - - -	$\Omega$ -M.
Rm =	Resistividad del lodo - - - - -	$\Omega$ -M.
So =	Saturación de aceite - - - - -	$\frac{m^3_o}{m^3_p}$
Sw =	Saturación de agua - - - - -	$\frac{m^3_w}{m^3_p}$
T.máx =	Temperatura Máxima - - - - -	$^{\circ}$ F
Ty =	Temperatura de Yacimiento - - - - -	$^{\circ}$ C
t =	Tiempo - - - - -	seg.
v =	Volumen - - - - -	cm <sup>3</sup> .
$\mu$ =	Viscosidad - - - - -	cp.
$\rho_o$ =	Densidad del aceite - - - - -	g/cm <sup>3</sup> .
$\rho_{rg}$ =	Densidad relativa del gas - - - - -	
$\rho_b$ =	Densidad de la roca - - - - -	g/cm <sup>2</sup> .

## REFERENCIAS

- 1.- Schultz, A.L.; Bell, W.T. and Urbanos K. y H. U: - - -  
" Advancements in Uncased - Hole, Wireline Formation -  
tester Techniques ", H of Pet. tech. ( nov. 1975 )
- 2.- Schlumberger, " Aplicaciones del Multiprobador de For-  
maciones ", ( México, 3 noviembre 1982.)
- 3.- Felder, B: " Evaluación de Formaciones en Venezuela ",  
( Venezuela 1980 )
- 4.- Smolen, J.J. and Litsey, L.R.: " Formation Evaluation  
Using Wireline Formation Tester Pressure Data " J.of.  
Pet. Tech ( Jen. 1979 ).
- 5.- Schlumberger " Fundamentos de la interpretación de Re-  
gistros " ( Ene., 1980 ).