



*Universidad Nacional Autónoma  
de México*

FACULTAD DE INGENIERIA

Métodos para Identificar Contacto Agua-Hidrocarburos  
y Distribución de Fluidos en Yacimientos Petroleros

**DESCARTE**

**TRABAJO ESCRITO**

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE  
INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A:

*José Luis Roldán Cortés*



Universidad Nacional  
Autónoma de México



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

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

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

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

A mis padres:

Félix Roldán Rosales  
Sofía Cortés de Roldán

Con infinito agradecimiento por  
el esfuerzo que realizarón para  
lograr mi formación profesional .

A mis hermanos

Lucia

Teresa

Imelda

Rosa

Arturo

Sara

Y en especial a mis hermanos  
Enrique, Pedro y Nati que -  
con su ejemplo y ayuda logre  
salir adelante.

En memoria de  
mi hermana  
Lidia

A un gran amigo  
Jorge Garibey Sosa

A mi sobrino  
Angel Parra Roldán y  
a Rodolfo Uribe R.  
Como algo a Superar

A la Sra. Elsa Hernández  
por su valiosa colaboración

**A RAMOS:**

**Con admiración y cariño  
por su motivación durante  
mi carrera y elaboración -  
de este trabajo.**

A la  
UNAM.

A la  
Facultad de Ingeniería

En reconocimiento al

Ing. Manuel Villamar V.

Director de este trabajo

# I N D I C E

	Pág.
RESUMEN	1
INTRODUCCION	2
1.- METODOS CUALITATIVOS	
1.1.- Determinación cualitativa del contacto agua-hidrocarburos con registros eléctricos.	3
2.- METODOS CUANTITATIVOS	
2.1.- Determinación del contacto agua-hidrocarburos mediante pruebas de formación o producción y balance de presiones.	9
a).- Método que requiere datos de presión en zonas de aceite.	9
b).- Método que requiere datos de presión en zonas de aceite y de agua.	17
2.2.- Determinación del contacto agua-hidrocarburos mediante el análisis cuantitativo de los registros eléctricos.	21
2.3.- Determinación estadística de la profundidad del contacto agua-hidrocarburos, utilizando registros geofísicos.	27
2.4.- Determinación del contacto agua-hidrocarburos mediante datos de presión capilar.	45
NOMENCLATURA	65
REFERENCIAS	68

## R E S U M E N

En este trabajo se presentan algunos métodos para determinar la posición y profundidad del contacto agua - hidrocarburos en los yacimientos petroleros.

Los métodos presentados se apoyan en la información disponible de los pozos del yacimiento obtenida durante su perforación, así como en datos de laboratorio obtenidos de muestras de roca y fluidos del yacimiento.

A excepción del método cualitativo, de determinar el contacto agua - hidrocarburos mediante registros eléctricos, se presenta en cada método el desarrollo matemático para establecer la profundidad del mismo. También se presenta un ejemplo de aplicación de cada método.

## INTRODUCCION

En los estudios de evaluación de campos petroleros en los que se apoyan las predicciones de comportamiento primario y secundario de los mismos, es necesario conocer con detalle la distribución de fluidos y zonas porosas y permeables en los yacimientos del campo, así como también conocer su forma, tamaño y geometría.

Para conocer la geometría de un yacimiento es necesario definir previamente sus límites, tanto horizontal como verticalmente, esta definición algunas veces resulta difícil de establecer, debido a que se encuentran íntimamente ligados aspectos estructurales, estratigráficos y medios originales de depósito de las rocas; aspectos que suelen definir la distribución de fluidos y zonas porosas y permeables en los yacimientos.

El límite vertical de un yacimiento puede definirse mediante la distribución de fluidos con la profundidad, determinando el contacto agua - hidrocarburos, objetivo principal de este trabajo.

## I.- METODOS CUALITATIVOS

### I.1.- DETERMINACION CUALITATIVA DEL CONTACTO AGUA-HIDROCARBUROS CON REGISTROS ELECTRICOS

De los registros geofísicos tomados durante la perforación de los pozos el registro eléctrico es el que con mayor frecuencia se toma en casi toda la columna estratigráfica que atraviesa el pozo y por ende constituye una de las herramientas más valiosas en la evaluación de los campos petroleros.

Si se cuenta con este tipo de registros de un pozo, que durante su perforación penetró la zona productora de hidrocarburos y la zona de agua, la determinación cualitativa del contacto agua - hidrocarburos (contacto A/H) se establecerá mediante la observación de las formas que presenten las curvas del registro eléctrico, Fig. No. 1, es decir de las formas de la curva de potencial espontáneo, SP, y las formas de las curvas de resistividad (Normal Larga, Normal Corta y Amplificada).

Se recordará que para que existan acumulaciones de fluidos es necesario que la roca almacenadora sea porosa y permeable, la determinación de estas zonas porosas y permeables se puede realizar mediante la observación de las deflexiones que presenta la curva de potencial espontáneo, SP.

Generalmente la curva SP presenta deflexiones negativas, a partir de la línea base de lutitas, en zonas porosas y permeables Fig. -- No. 2, por lo que se pueden identificar cualitativamente de esta manera. El tipo de fluido que pueda contener la formación porosa, se podrá identificar -- cualitativamente por la observación de las deflexiones que presenten las curvas de resistividad (Normal Larga y Normal Corta).

Al analizar las características que presentan las curvas de resistividad en diferentes medios, se recordara que en la naturaleza existen materiales conductores y no conductores de la electricidad, ó bien de baja y -- alta resistividad respectivamente. De análisis de laboratorio y experiencias de campo se ha podido establecer que tanto los hidrocarburos y rocas densas pertenecen al grupo de los materiales altamente resistivos, no así el agua de formación que pertenece al grupo de materiales poco resistivos.

Basados en estos principios y propiedades eléctricas de los fluidos que pueda tener la formación, se podrá identificar cualitativamente qué tipo de fluido está presente en la formación.

Identificados que tipos de fluidos están presentes en la formación y si la porosidad es homogénea, los fluidos tendrán una cierta distribución y las curvas de resistividad tendrán su mayor deflexión en la parte superior de la formación, debido a la máxima saturación de hidrocarburos en esta -- parte. A medida que se aproxime al contacto A/H y al aumentar la saturación

de agua ( $S_w$ ), los valores de resistividad disminuirán en forma proporcional, - creándose un cierto gradiente de resistividad con la profundidad (G. R.) entre la zona de hidrocarburos y la zona de agua, como se muestra en la Fig. No. 3. Al entrar en la zona de agua la curva de resistividad indicará un valor relativa mente bajo y constante en comparación con la resistividad de la zona de hidrocarburos, en esta forma se podrá determinar el contacto A/H de manera cuali- tativa. La Fig. No. 3 muestra un ejemplo de la determinación del contacto - A/H mediante este método, utilizando el registro eléctrico del pozo Tupilco - No. 38.

En muchos casos la curva de resistividad presenta un gra- diente con la profundidad pero no debido a la variación de saturación de agua sino debido a variaciones litológicas; por lo que es necesaria la observación de la curva de potencial espontaneo, SP, para verificar que el gradiente es debi- do al tipo de fluido que se encuentra en la formación, y no debido a los cam- bios litológicos.

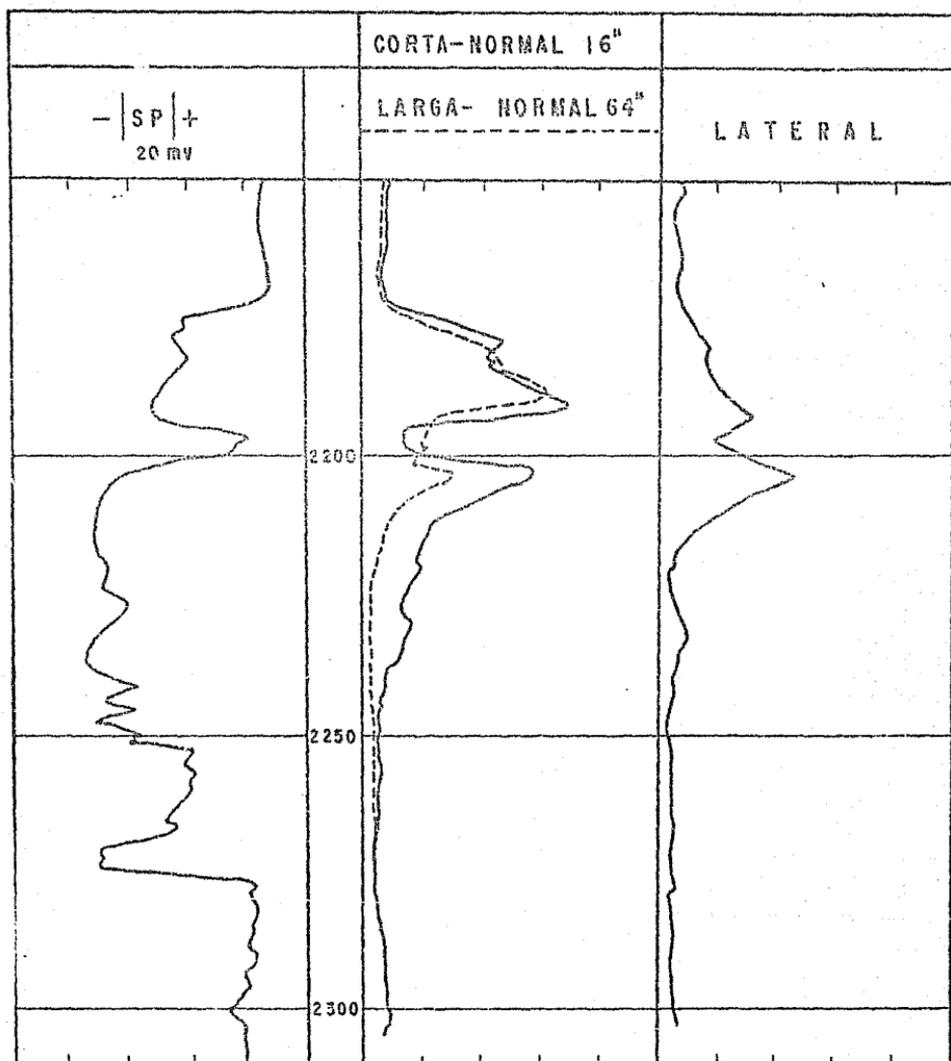


Fig. N<sup>o</sup> 1 .- CURVAS DEL REGISTRO ELECTRICO CONVENCIONAL.

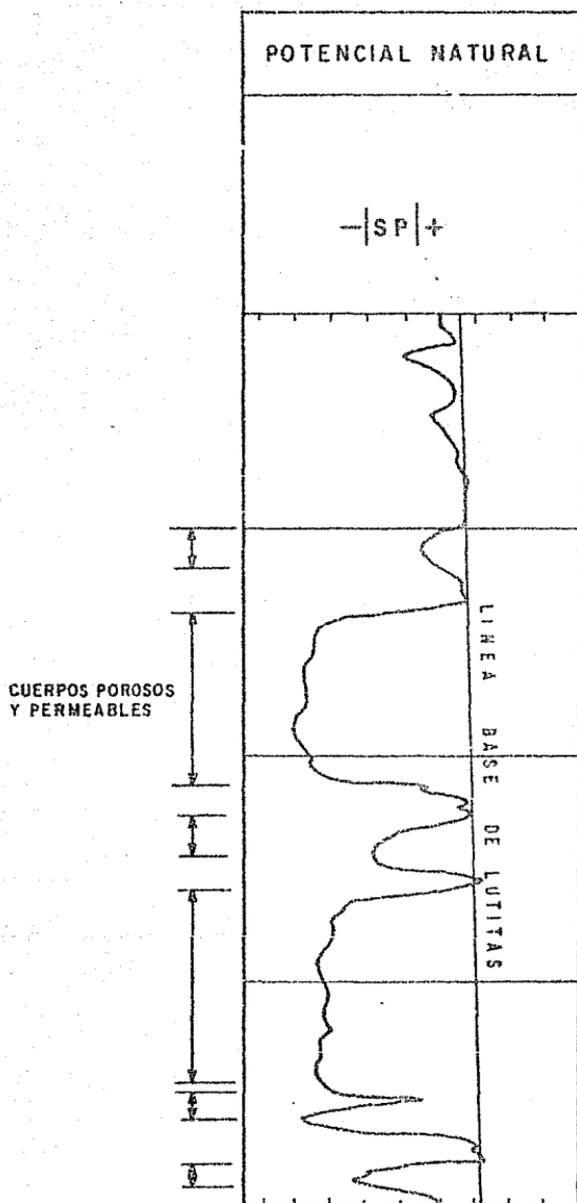


Fig N<sup>o</sup> 2 .- IDENTIFICACION DE CUERPOS POROSOS Y PERMEABLES POR MEDIO DE LA CURVA SP.

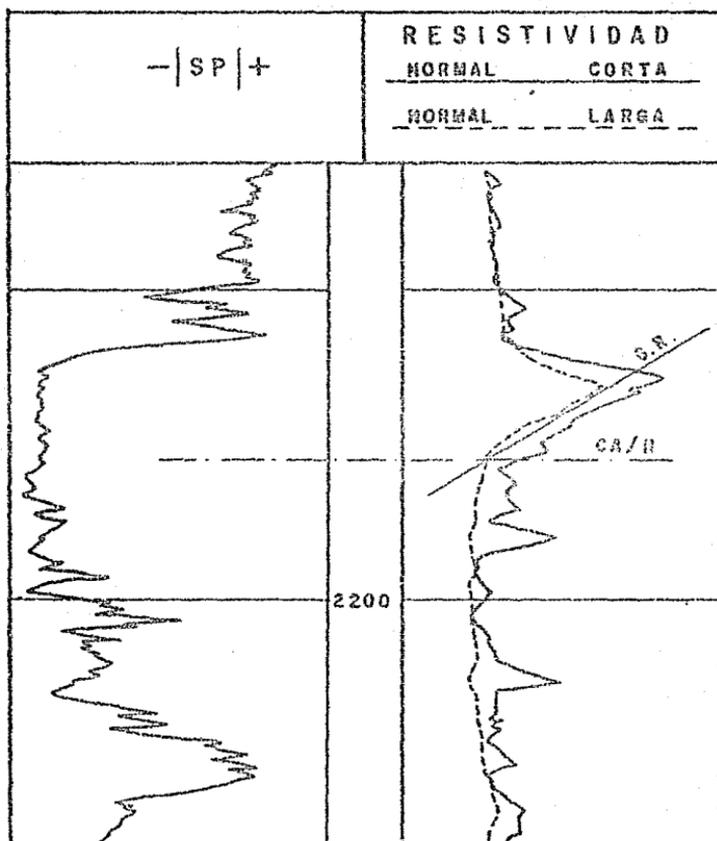


Fig. N<sup>o</sup> 3 .- EJEMPLO DE GRADIENTE DE RESISTIVIDAD (GR) Y DETERMINACION CUALITATIVA DEL CONTACTO AGUA-HIDROCARBUROS, MEDIANTE REGISTROS ELECTRICOS. POZO TUPILCO N<sup>o</sup> 38 .

## 2.- METODOS CUANTITATIVOS

### 2.1.- DETERMINACION DEL CONTACTO AGUA-HIDROCARBUROS MEDIANTE PRUEBAS DE FORMACION O PRODUCCION Y - BALANCE DE PRESIONES.

a).- Método que requiere datos de presión en la zona de aceite.

No siempre es posible determinar el contacto A/H en un pozo petrolero por métodos convencionales (Registros Geofísicos, Análisis de Núcleos etc.), debido a que el pozo podría estar terminado en la parte alta de la estructura, como muestra la Fig. No. 4. Pero si se cuenta con -- datos de presión y análisis de fluidos del pozo, obtenidos éstos durante pruebas de formación o producción, la aplicación de un método consistente en -- considerar un punto de control referido al contacto A/H podría proporcionar -- la profundidad de éste.

El método requiere de datos de presión en la zona de hidrocarburos,  $P_x$ , así como también de análisis del agua de la formación -- para obtener la presión hidrostática a la profundidad de prueba  $X_0$ . Este dato de análisis de agua puede ser obtenido de un pozo vecino productor de la mis ma formación o bien por interpolación en planos de salinidad de agua del cam po.

A continuación se presenta la obtención de las ecua-- ciones que determinan el contacto A/H en un pozo, basándose en la Fig. No.

4, que presenta un pozo terminado en la parte alta de la estructura.

La presión hidrostática a una cierta profundidad se --  
obtiene tomando en cuenta la densidad del agua.

De acuerdo con la posición del pozo en el yacimiento  
mostrado en la Fig. No. 4, la presión hidrostática,  $P_{wx}$ , a la profundidad  
de prueba  $X$ , sera :

$$P_{wx} = P_z - \rho_w d \quad \dots \dots \dots (1)$$

donde:

$P_z$  = Presión existente en el contacto A/H.

$\rho_w$  = Densidad del agua a las condiciones de presión y tempe-  
ratura existentes a la profundidad  $X$ . Este dato puede --  
obtenerse del análisis de agua del pozo ó de pozos veci-  
nos que produzcan de la misma formación o también a --  
partir de registros geofísicos.

$d$  = Distancia del punto de prueba  $X$  al contacto A/H supues-  
to.

$\rho_w d$  = Presión ejercida por la columna  $d$  de agua de formación.

La presión medida o registrada en el pozo a la profundi-  
dad,  $X$ , o sea la presión real en este punto sera :

$$P_x = P_z - \rho_f d \quad \dots \dots \dots (2)$$

donde:

$\rho_f$  = Densidad del fluido a las condiciones de presión y tem-  
peratura existentes a la profundidad  $X$ . Este dato se pue-  
de obtener del análisis PVT del fluido.

$\rho_f d$  = Presión ejercida por la columna d de fluido,  $\rho_f$  a las condiciones  $P_x$  y  $T_x$ .

De la ecuación (1) la presión en el contacto - - -

agua - hidrocarburos, sera :

$$P_z = P_{wx} + \rho_w d \dots\dots\dots (3)$$

De la ecuación (2) la presión en el contacto - - -

agua - hidrocarburos, sera :

$$P_z = P_x + \rho_f d \dots\dots\dots (4)$$

Iguando las ecuaciones (3) y (4):

$$P_{wx} + \rho_w d = P_x + \rho_f d$$

Agrupando:

$$\rho_w d - \rho_f d = P_x - P_{wx}$$

$$d (\rho_w - \rho_f) = P_x - P_{wx}$$

Por lo tanto:

$$d = \frac{P_x - P_{wx}}{\rho_w - \rho_f} \dots\dots\dots (5)$$

Ahora, si  $P_x$  y  $P_{wx}$  estan en  $(\text{Kg/cm}^2)$  y

$\rho_w$  y  $\rho_f$  estan en  $(\text{gr/cm}^3)$ .

La distancia d en (m) estara dada por:

$$d = \frac{10 (P_x - P_{wx})}{\rho_w - \rho_f} \dots\dots\dots (6)$$

Usando gradientes de presión del agua de formación y del fluido en  $(\text{Kg/cm}^2/\text{m})$  y  $P_x$  y  $P_{wx}$  en  $(\text{Kg/cm}^2)$ .

La distancia  $d$  en (m) estará dada por:

$$d = \frac{P_x - P_{wx}}{G_w - G_f} \dots \dots \dots (7)$$

donde:

$G_w$  = Gradiente de presión del agua.

$G_f$  = Gradiente de presión del fluido.

De esta manera la profundidad, en m, del contacto A/H quedara definido como:

$$Z = X + d \dots \dots \dots (8)$$

$$Z = X + \frac{10(P_x - P_{wx})}{\rho_w - \rho_f} \dots \dots \dots (9)$$

$$Z = X + \frac{P_x - P_{wx}}{G_w - G_f} \dots \dots \dots (10)$$

donde:

$Z$  = Profundidad del contacto A/H en un pozo, en m.

Ejemplo de aplicación ( 1 ).- Considerando como densidad del fluido,  $\rho_f$ , la correspondiente al aceite a las condiciones de presión y temperatura de la profundidad X.

Pozo: Sitio Grande 101

Profundidad X = 4140 (m.b.m.r.)

$$P_x = 449 \text{ Kg/cm}^2$$

$$\rho_w = 1.08 \text{ gr/cm}^3$$

$$\rho_f = 0.473 \text{ gr/cm}^3$$

$$G_w = 0.108 \text{ Kg/cm}^2/\text{m}$$

$$G_f = 0.0473 \text{ Kg/cm}^2/\text{m}$$

La densidad  $\rho_w$  resultado de considerar una salinidad de 100000 ppm.

$$P_{wx} = 4140 \times 0.108 = 447 \text{ Kg/cm}^2$$

Aplicando la ecuación ( 9 ).

$$d = \frac{10 (P_x - P_{wx})}{\rho_w - \rho_f}$$

$$d = \frac{10 (449 - 447)}{1.08 - 0.473}$$

$$d = 33\text{m}$$

La profundidad del contacto A/H es:

$$Z = X + d$$

$$Z = 4140 + 33$$

$$Z = 4173 \text{ (m.b.m.r.)}$$

Ejemplo de aplicación ( 1 ).- Considerando una densidad promedio entre la densidad del agua de formación y la densidad del fluido a las condiciones de presión y temperatura de la profundidad X.

Pozo: Sitio Grande 101

Profundidad X = 4140 (m. b. m. r.)

$$P_x = 449 \text{ Kg/cm}^2$$

$$\rho_w = 1.08 \text{ gr/cm}^3$$

$$\rho_f = 0.473 \text{ gr/cm}^3$$

$$G_w = 0.108 \text{ Kg/cm}^2/\text{m}$$

$$G_f = 0.0473 \text{ Kg/cm}^2/\text{m}$$

$$P_{wx} = 447 \text{ Kg/cm}^2$$

$$\text{Densidad promedio del fluido, } f_p = \frac{\rho_f + \rho_w}{2}$$

es decir considerando que dentro de la distancia d existe una saturación de agua ( $S_w$ ) del 50% y una saturación de aceite ( $S_o$ ) del 50% .

$$f_p = \frac{1.08 + 0.473}{2}$$

$$f_p = 0.776 \text{ gr/cm}^3$$

Aplicando la ecuación ( 9 ).

$$d = \frac{10(P_x - P_{wx})}{\rho_w - \rho_{fp}}$$

$$f = f_p$$

$$d = \frac{10(449 - 447)}{1.08 - 0.776}$$

$$d = 66\text{m}$$

La profundidad del contacto A/H es:

$$Z = X + d$$

$$Z = 4140 + 66$$

$$Z = 4206 \text{ (m.b.m.r.)}$$

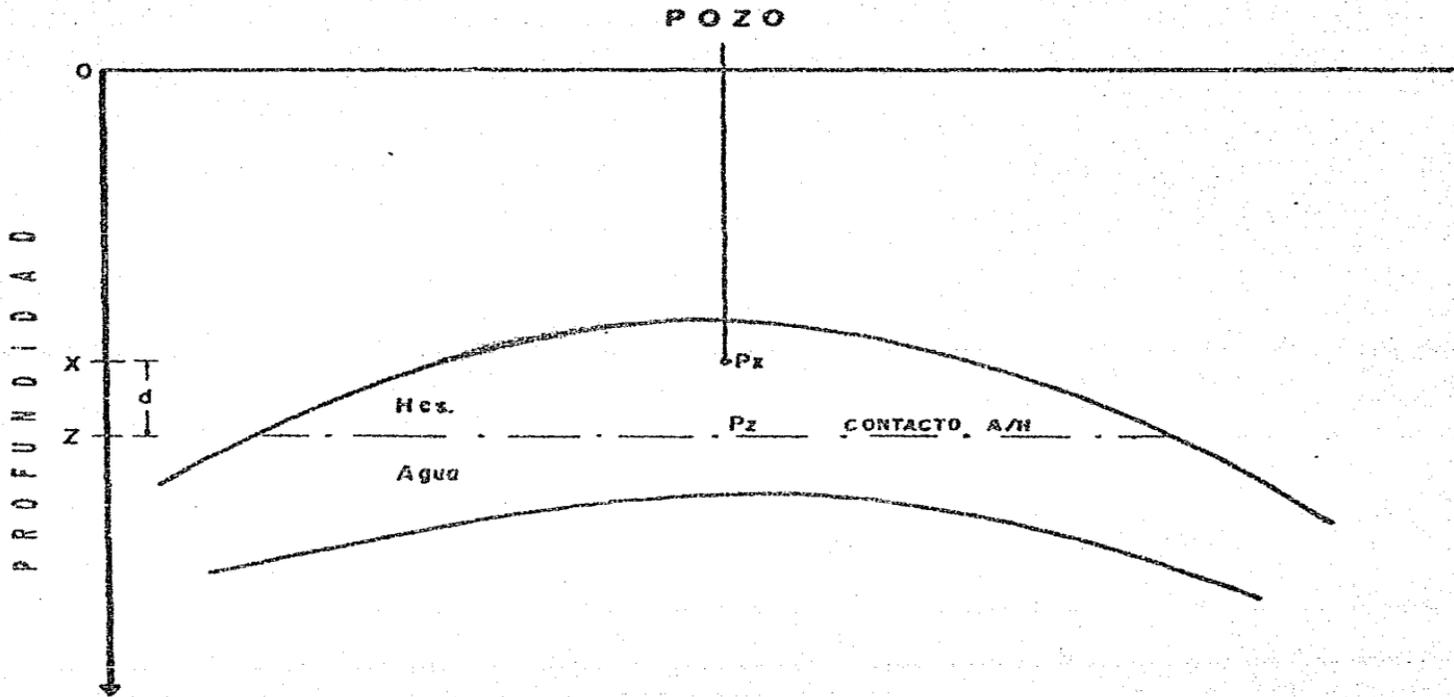


FIG. No. 4 .- DATOS CONSIDERADOS PARA DETERMINAR CONTACTO A/H CUANDO EL POZO ESTA TERMINADO EN LA PARTE SUPERIOR DEL YACIMIENTO.

b).- Método que requiere datos de presión en zonas de aceite y agua.

Aprovechando la información de presión y de análisis de fluidos de las zonas de agua y aceite de un pozo, el contacto agua-hidrocarburos puede ser determinado cuantitativamente, considerando también un punto de control referido al contacto agua-hidrocarburos y un balance de presiones.

El método requiere de por lo menos dos lecturas de presión en la zona de aceite y una en la zona de agua, así como del análisis de los fluidos de dichas zonas. Los datos de presión y análisis de fluidos se podrán tener de pruebas de formación efectuadas en el pozo durante su perforación.

La obtención de las ecuaciones que determinan la posición del contacto A/H, según las consideraciones anteriores, se explican a continuación utilizando la Fig. No. 5.

Partiendo del punto en donde se registró una presión  $P_f$ , en la zona de aceite, la presión en el contacto A/H,  $P_z$ , será:

$$P_z = P_f + d_3 G_f \dots\dots\dots (11)$$

Partiendo del punto en donde se registró una presión  $P_w$ , en la zona de agua, la presión en el contacto A/H,  $P_z$ , será:

$$P_z = P_w - d_1 G_w \dots\dots\dots (12)$$

donde:

$P_z$  = Presión en el contacto agua-hidrocarburos

$P_w$  = Presión registrada en la zona de agua

$P_f$  = Presión registrada en la zona de hidrocarburos

$G_w$  = Gradiente de presión del agua

$G_f$  = Gradiente de presión del fluido en la zona de hidrocarburos.

$d_1$  = Distancia del punto en donde se registró  $P_w$  al contacto A/H.

$d_3$  = Distancia del punto en donde se registró  $P_f$  al contacto A/H.

Iguatando las ecuaciones (11) y (12)

$$P_f + d_3 G_f = P_w - d_1 G_w \dots\dots\dots (13)$$

De las pruebas de formación se puede conocer  $d_f$  que es la distancia de la prueba en la zona de agua a la prueba en la zona de -- hidrocarburos; es decir:

$$d_f = d_1 + d_3 \dots\dots\dots (14)$$

De donde:

$$d_1 = d_f - d_3$$

Sustituyendo el valor de  $d_1$  en la ecuación (13)

$$P_f + d_3 G_f = P_w - (d_f - d_3) G_w \dots\dots\dots (15)$$

$$P_f + d_3 G_f = P_w - d_f G_w + d_3 G_w$$

Por lo tanto:

$$d_3 = \frac{P_f - P_w + d_t G_w}{G_w - G_f} \dots\dots\dots (16)$$

Si se denomina X, a la profundidad de prueba en donde se registro  $P_f$ , la profundidad del contacto A/H, Z, sera:

$$Z = X + d_3$$

$$Z = X + \frac{P_f - P_w + d_t G_w}{G_w - G_f} \dots\dots\dots (17)$$

Una presión  $P_f$ , registrada también en la zona de hidrocarburos se utilizará para obtener el gradiente de presión del fluido,  $G_f$ , de la siguiente manera.

$$G_f = \frac{P_f^1 - P_f}{d_2} \dots\dots\dots (18)$$

donde:

$d_2$  = Distancia entre las presiones  $P_f^1$  y  $P_f$

Este gradiente podría considerarse como promedio en la zona de hidrocarburos.

PROFUNDIDAD

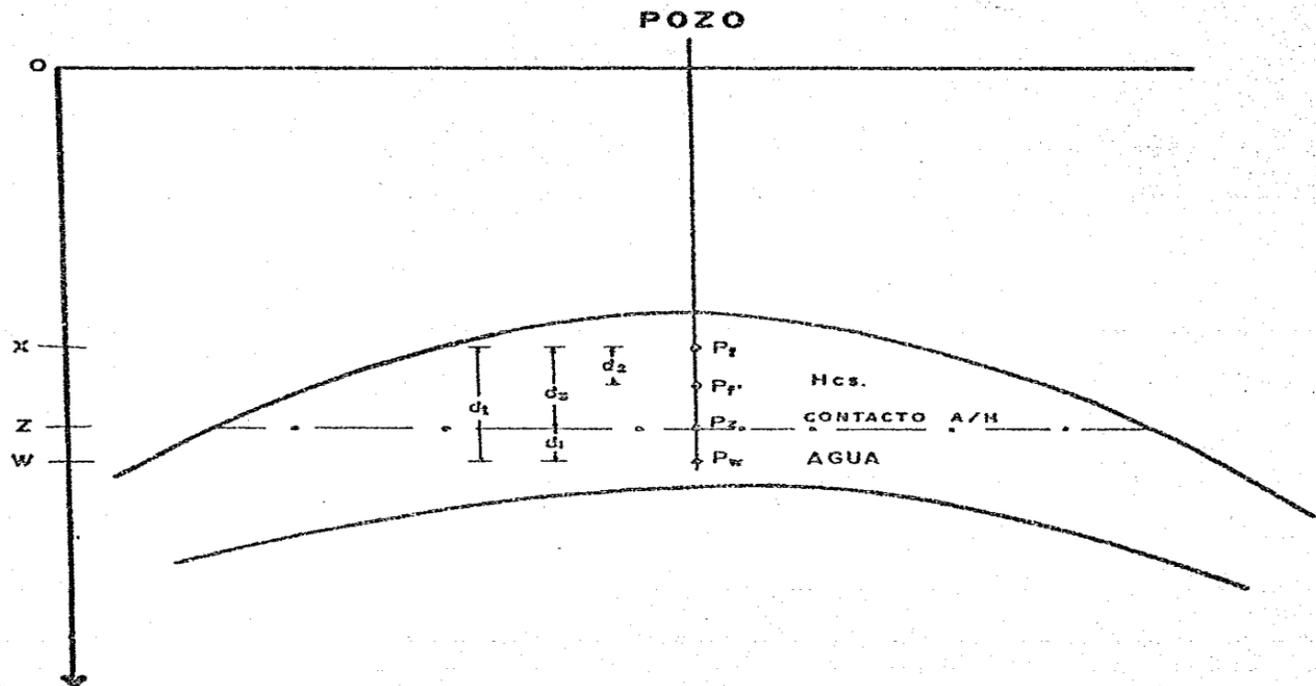


FIG. No. 5. — DATOS CONSIDERADOS PARA DETERMINAR CONTACTO A/H, CON INFORMACION EN ZONA DE AGUA E HIDROCARBUROS.

## 2.2.- DETERMINACION DEL CONTACTO AGUA-HIDROCARBUROS MEDIANTE EL ANALISIS CUANTITATIVO DE LOS REGISTROS ELECTRICOS .

Varias teorías petrofísicas han demostrado que la mayor parte de las propiedades de las rocas de acumulación (rocas en las cuales estan contenidos los hidrocarburos) se reflejan en las diferentes curvas de los registros eléctricos.

En Ingeniería de Yacimientos la interpretación cuantitativa de registros eléctricos ayuda en la determinación de:

- a).- Saturación de agua ( $S_w$ )
- b).- Porosidad ( $\beta$ )
- c).- Permeabilidad (K)
- d).- Litología de las formaciones
- e).- Zonas netas productivas
- f).- Productividad del pozo
- g).- Recuperación de los fluidos

Para determinar el contacto A/H mediante la interpretación cuantitativa de los registros eléctricos, la saturación de agua,  $S_w$ , es la información más importante que se puede obtener de dicha interpretación.

Para el cálculo de la saturación de agua,  $S_w$ , se han desarrollado varios métodos basados en la información aportada por las diferentes curvas de los registros eléctricos, dos de los métodos con mayor aplicación en Ingeniería de Yacimientos, son los métodos de Archie<sup>(1)\*</sup> y el método propuesto por Poupon<sup>(2)</sup>.

### Método de Archie

La saturación de agua,  $S_w$ , por este método se puede calcular de la siguiente manera

$$S_w = R_0/R_t \dots\dots\dots(19)$$

cuando la resistividad de la roca 100% saturada de agua,  $R_0$ , puede determinarse del registro eléctrico y la litología de ésta zona es igual a la de la zona de producción.

$R_t$  = Resistividad verdadera de la formación o sea la resistividad en la zona no alterada (ohm-m), Fig. No. 6.

$n$  = Exponente de saturación.

Cuando la resistividad de la roca 100% saturada de agua,  $R_0$ , no puede calcularse mediante el registro eléctrico, la saturación de agua  $S_w$ , podrá determinarse mediante la siguiente ecuación.

$$S_w = \frac{R_w \rho^{m-n}}{R_t} \dots\dots\dots(20)$$

\* Referencias al final.

De esta manera la resistividad de agua de formación  $R_{Wf}$ , puede determinarse de análisis químicos a muestras de agua del pozo, la porosidad ( $\beta$ ) puede calcularse de núcleos ó bien de registros geofísicos, que midan esta propiedad física de la roca, y el factor de cementación  $m$ , se seleccionara de acuerdo a la descripción litológica del yacimiento.

Muchas veces los factores de formación se pueden determinar en el laboratorio, de muestras representativas de la formación de interés con los valores de porosidad y factores de cementación, la saturación de agua  $S_{Wf}$ , se puede obtener como sigue:

$$S_{Wf} = \frac{R_{Wf} F}{R_f} \dots\dots\dots (21)$$

donde:

F = Factor de formación.

El método anterior (Archie) se aplica con frecuencia en formaciones limpias, es decir de poco o ningún contenido arcilloso. La presencia de arcillas en las formaciones complica el cálculo de saturación de agua  $S_{Wf}$ . Un método que toma en consideración la presencia de arcilla y que se ha considerado como uno de los más adecuados para determinar la porosidad ( $\beta$ ) y la saturación de agua  $S_{Wf}$ , en formaciones arcillosas es el método propuesto por Poupon<sup>(2)</sup>.

Las ecuaciones para el cálculo de saturación de agua  $S_{Wf}$ , propuestas por Poupon<sup>(2)</sup> son.

$$PSP = -K \log \frac{R_{xo}}{R_f} - 2 K \log \frac{S_{xo}}{S_w} \dots\dots\dots(22)$$

$$S_w = S_{xo}^5 \dots\dots\dots(23)$$

Combinando las ecuaciones anteriores, la ecuación para calcular la saturación de agua  $S_w$ , resultara ( ).

$$S_w = \frac{i}{\text{Antilog} \left[ - \frac{PSP + K \log \frac{R_{xo}}{R_f}}{2 K \alpha} \right]^{1.25}} \dots\dots(24)$$

donde:

PSP = Potencial espontáneo pseudoestático, o sea el SP, frente a una arena arcillosa ( $\mu$ ).

K = Factor litológico del potencial espontaneo.

$R_{xo}$  = Resistividad de la zona lavada por la invasión del fluido del lodo (ohm-m), obtenida del registro microlog o de la curva normal ( $R_{16}$ ) del registro eléctrico convencional.

$R_f$  = Resistividad total de la zona no alterada (ohm-m) - tomada de la curva lateral ó normal larga del registro de inducción.

$\alpha$  = Factor de reducción del potencial espontáneo, SP, -- en arenas arcillosas y es igual a  $\frac{PSP}{SSP}$ , donde -- SSP es el potencial estático o sea el SP frente a una arena limpia, gruesa e invadida de agua.

El cálculo de la saturación de agua,  $S_w$ , en intervalos de la formación de interés aplicando uno de los métodos anteriores proporciona la distribución de fluidos en el yacimiento, distribución que definirá el contacto agua-hidrocarburos, es decir, saturación de agua  $S_w = 100\%$ .

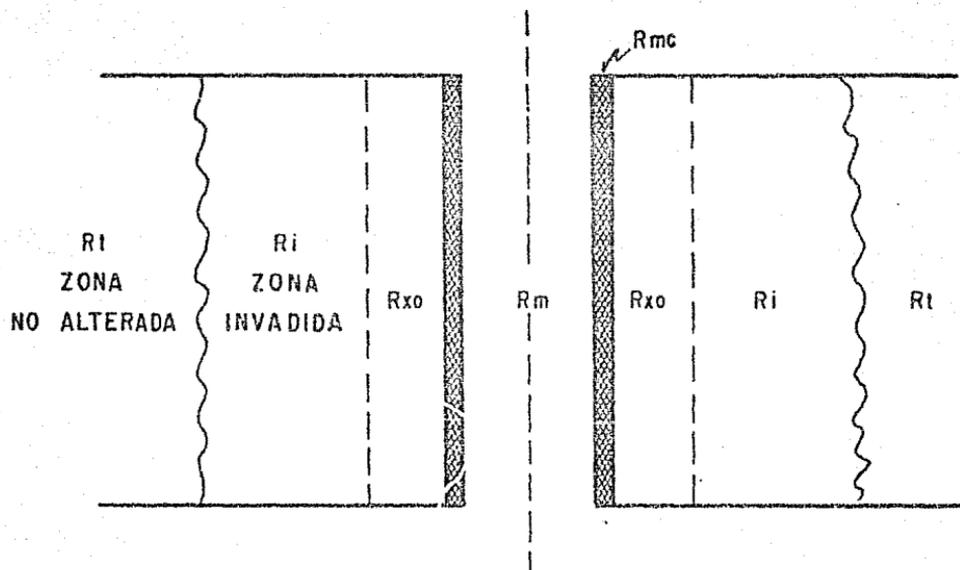


FIG. No. 6.- VARIACION DE LA RESITIVIDAD EN LA VECINDAD DEL POZO.

### 2.3.- DETERMINACION ESTADISTICA DE LA PROFUNDIDAD DEL CONTACTO AGUA-HIDROCARBUROS, UTILIZANDO REGISTROS GEOFISICOS .

La manera de conocer la variación de fluidos con la - profundidad en un yacimiento petrolero, es mediante el cálculo de la saturación de agua  $S_w$ , en diferentes intervalos del mismo. Para el cálculo de la saturación de agua  $S_w$ , se ha desarrollado un método estadístico, basado en la interpretación cuantitativa de registros geofísicos (3).

El método consiste en la definición de un parámetro - estadístico P en función de la resistividad de la formación  $R_f$ , y en función de la respuesta de un registro de porosidad (sónico, densidad, neutrón). El - método no requiere el cálculo de la resistividad del agua  $R_w$ , muchas veces - difícil de determinar en una formación, y el cual interviene en la aplicación de métodos convencionales.

#### Determinación del parámetro P.

Partiendo de las relaciones básicas en el análisis cuantitativo de los registros geofísicos, tales como:

$$S_w = I^{-1/n} \dots\dots\dots (25)$$

$$I = \frac{R_f}{R_o} = \frac{R_f}{F R_w} \dots\dots\dots (26)$$

$$F = \beta^{-m} \dots\dots\dots (27)$$

donde:

$S_w$  = Saturación de agua (fracción)

$I$  = Índice de resistividad

$R_t$  = Resistividad verdadera de la formación (ohm-m)

$R_o$  = Resistividad de la roca 100% saturada de agua (ohm-m)

$F$  = Factor de formación

$n$  = Exponente de saturación

$m$  = Exponente de cementación

El parámetro  $P$  se ha llegado a determinar usando el registro sísmico de porosidad de la siguiente manera:

Combinando las ecuaciones (26) y (27), el índice de resistividad se define como:

$$I = \frac{R_t}{R_w} \beta^m \dots \dots \dots (28)$$

Se ha encontrado también que la respuesta del registro sísmico es a menudo una función lineal de la porosidad, expresada por la ecuación (29).

$$\Delta t = \Delta t_m + B \beta \dots \dots \dots (29)$$

donde:

$\Delta t$  = Respuesta del registro sísmico ( $\mu$ seg/pie)

$\Delta t_m$  = Respuesta del registro sísmico en la matriz ( $\mu$ seg/pie)

$\beta$  = Porosidad (fracción)

$B$  = Pendiente de la relación lineal de la respuesta del registro sísmico y la porosidad.

De la ecuación (29) se puede obtener la porosidad.

$$\phi = \frac{\Delta t - \Delta t_m}{B} \dots \dots \dots (30)$$

Sustituyendo el valor de  $\phi$  en la ecuación (28) el índice de resistividad  $I$ , quedara definido como:

$$I = \frac{R_f}{R_w} \left( \frac{\Delta t - \Delta t_m}{B} \right)^m \dots \dots \dots (31)$$

Esta ecuación se puede escribir como :

$$I R_w B^m = R_f (\Delta t - \Delta t_m)^m \dots \dots \dots (32)$$

De esta manera el parámetro  $P$  queda establecido - -  
como :

$$P = R_f (\Delta t - \Delta t_m)^m \dots \dots \dots (33)$$

Por lo tanto

$$P^{1/2} = \left[ R_f (\Delta t - \Delta t_m)^m \right]^{1/2} \dots \dots \dots (34)$$

El parámetro  $P$  quedará definido por medio de un registro de densidad con tratamientos similares a los seguidos para un registro -  
sónico de porosidad de la siguiente manera.

Del registro de densidad, la porosidad queda definida como:

$$\phi = \frac{\rho_s - \rho_B}{\rho_s - \rho_f} \dots \dots \dots (35)$$

donde:

$$\rho_s = \text{Densidad de grano (gr/cm}^3\text{)}$$

$$\rho_B = \text{Densidad total de la formación (gr/cm}^3\text{)}$$

$$\rho_f = \text{Densidad del fluido contenido en la formación (gr/cm}^3\text{)}$$

Sustituyendo el valor de  $\beta$  de la ecuación (35) en la ecuación (28), el índice de resistividad  $I$ , quedara definido como:

$$I = \frac{R_f}{R_w} \left( \frac{\rho_s - \rho_B}{\rho_s - \rho_f} \right)^m \dots \dots \dots (36)$$

Rearreglando esta ecuación queda:

$$I R_w (\rho_s - \rho_f)^m = R_f (\rho_s - \rho_B)^m$$

Por lo tanto, el parámetro  $P$  quedará definido como:

$$P = R_f (\rho_s - \rho_B)^m \dots \dots \dots (37)$$

Y por lo tanto:

$$P^{1/2} = \left[ R_f (\rho_s - \rho_B)^m \right]^{1/2} \dots \dots \dots (38)$$

Como se puede observar en las ecuaciones (34) y (38) el parámetro  $P$  está en función de la resistividad verdadera de la formación  $R_f$ , y de la respuesta de un registro de porosidad.

Cálculo de saturación de agua  $S_w$ .

De acuerdo con este método estadístico <sup>(4)</sup> para el cálculo de saturación de agua en una zona de interés, ésta se dividirá en el mayor número de intervalos para definir las zonas de aceite y las zonas de agua, para determinar el valor promedio de  $P$  en la zona de agua o sea  $\bar{P}$  y para obtener con detalle la variación de la saturación de agua  $S_w$  en la zona de aceite. La saturación de agua se calculará mediante la ecuación (25).

$$S_w = 1 - 1/n$$

En donde el índice de resistividad  $I$ , quedará definido como:

$$I = \frac{P \text{ (zona de hidrocarburos)}}{\bar{P} \text{ (zona de agua)}}$$

donde:

$P$  = Valor de  $P$  en cada uno de los intervalos en la zona de hidrocarburos.

$\bar{P}$  = Valor de  $P$  promedio de la zona de agua. Constante en todos los intervalos de hidrocarburos para el cálculo de  $S_w$ .

Pickett y Porter <sup>(4)</sup> en sus estudios realizados en un gran número de campos petroleros obtuvieron que  $P^{1/2}$  tiene una distribución normal para zonas 100% saturadas de agua, Fig. No. 7 y que para zonas con hidrocarburos  $P^{1/2}$  tiene una distribución diferente a la normal. Por lo que el valor de  $\bar{P}^{1/2}$  sería el valor máximo de la distribución de  $P^{1/2}$ , es decir la moda de la distribución, Fig. No. 7.

Por otro lado Aguilera <sup>(5)</sup> estableció que, al graficar los valores de  $p^{1/2}$  en zonas de agua contra su frecuencia acumulativa en papel de probabilidades se define una recta con una cierta pendiente y para zonas con hidrocarburos se define también una recta pero con pendiente diferente, Fig. No. 8 .

De esta manera el valor de  $\bar{p}^{1/2}$  quedará definido a una frecuencia acumulativa del 50% para el conjunto de datos de zonas de agua, Fig. No. 9 y el valor de  $\bar{p}$  sera:

$$\bar{p} = (\bar{p}^{1/2})^2$$

Los valores de  $p^{1/2}$  se obtienen con las ecuaciones (34) ó (38).

Obtenidos los valores de  $p$  en zonas de hidrocarburos y el valor de  $\bar{p}$  en zonas de agua, el índice de resistividad  $I_i$  se calculara para cada uno de los intervalos de la zona de interés de la siguiente manera:

$$I_1 = \frac{p_1}{\bar{p}}$$

$$I_2 = \frac{p_2}{\bar{p}}$$

·  
·  
·

$$I_K = \frac{p_K}{\bar{p}}$$

y la saturación de agua  $S_w$ , en los mismos intervalos se calculará con los índices de resistividad calculados por  $I = \frac{PK}{P}$  de la siguiente manera:

$$S_{w1} = I_1^{-1/n} = \left( \frac{P_1}{P} \right)^{-1/n}$$

$$S_{w2} = I_2^{-1/n} = \left( \frac{P_2}{P} \right)^{-1/n}$$

.

.

.

$$S_{wK} = I_K^{-1/n} = \left( \frac{PK}{P} \right)^{-1/n}$$

#### Determinación del contacto agua-hidrocarburos.

Debido a que el método proporciona la variación de la saturación de agua,  $S_w$ , con la profundidad en zonas de interés, la posición del contacto agua-hidrocarburos se determinará a la profundidad que se obtenga una saturación de agua del 100% en la zona de interés con la aplicación de este método. La Fig. No. 12, correspondiente a la variación de la saturación de agua,  $S_w$ , en una zona de interés del pozo Sitio Grande No. 63 -- muestra un ejemplo en la determinación del contacto agua-hidrocarburos mediante este método.

Ejemplo de aplicación.- Aplicación del método estadístico para determinar el contacto agua-hidrocarburos y la variación de la saturación de agua,  $S_w$ , en la zona de interés (4108 - 4300 mbmr) del pozo Sitio - Grande No. 63<sup>(6)</sup>.

El intervalo de interés se dividió en 20 zonas para el cálculo de  $p^{1/2}$  con el fin de determinar la variación de la saturación de agua. El método se aplicó tomando en consideración el registro sónico de porosidad y el registro de inducción.

En la siguiente tabla se presentan los datos obtenidos de los registros y los valores de  $p^{1/2}$  obtenidos.

En la siguiente tabla se presentan las frecuencias de  $P^{1/2}$  para --  
 obtener una gráfica similar a la de la figura No. 8 que permita definir las zonas de agua --  
 y zonas de hidrocarburos Fig. No. 10.

INTERVALO DE FRECUENCIA DE $p^{1/2}$	Z O N A Nº	FRECUENCIA	FRECUENCIA RELATIVA DE $p^{1/2}$	FRECUENCIA ACUMULATIVA DE $p^{1/2}$
0 - 4.99	20	1	0.05	0.05
5 - 9.99	18, 19	2	0.10	0.15
10 - 14.99	8, 14, 15, 17	4	0.20	0.35
15 - 19.99	2, 16	2	0.10	0.45
20 - 24.99	6, 13	2	0.10	0.55
25 - 29.99	7, 12	2	0.10	0.65
30 - 34.99	10, 11	2	0.10	0.75
35 - 39.99	4, 5, 9	3	0.15	0.90
40 - 44.99	1	1	0.05	0.95
45 - 49.99	3	1	0.05	1.00

En la siguiente tabla se presentan los datos obtenidos de los regis

tros y los valores de  $p^{1/2}$  obtenidos.

Z O N A		h (m.)	$\Delta t_m$ ( $\mu$ seg/pie)	$\Delta t$ ( $\mu$ seg/pie)	$R_t$ (ohm-m)	$p^{1/2}$
N <sup>o</sup>	PROFUNDIDAD (m. b. m. r.)					
1	4108 - 4110	2	47.3	57	150	42.73
2	4110 - 4120	10	47.3	48	350	15.38
3	4120 - 4130	10	47.3	53	350	48.73
4	4130 - 4140	10	47.3	52	275	38.84
5	4140 - 4150	10	47.3	51	325	37.02
6	4150 - 4160	10	47.3	49	250	21.17
7	4160 - 4170	10	47.3	50	225	25.90
8	4170 - 4180	10	47.3	48	250	12.99
9	4180 - 4190	10	47.3	53	175	35.44
10	4190 - 4200	10	47.3	53	150	31.90
11	4200 - 4210	10	47.3	53	160	32.95
12	4210 - 4220	10	47.3	52	160	29.63
13	4220 - 4230	10	48.5	52	140	23.57
14	4230 - 4240	10	48.5	58	14	12.91
15	4240 - 4250	10	48.5	54	17	11.74
16	4250 - 4260	10	48.5	53	40	16.47
17	4260 - 4270	10	48.5	52	40	12.60
18	4270 - 4280	10	48.5	51	25	8.28
19	4280 - 4290	10	48.5	50	50	8.84
20	4290 - 4300	10	48.5	49	50	4.83

Las zonas de agua identificadas mediante las tendencias en la gráfica de la Fig. No. 10 reciben tratamiento similar al aplicado a todas las zonas en conjunto es decir:

Zonas de agua:

Intervalo de Frecuencia de $p_{1/2}$	Zona No.	Frecuencia	Frecuencia Relativa de $p_{1/2}$	Frecuencia acumulativa de $p_{1/2}$
0 - 4.99	20	1	0.143	0.143
5 - 9.99	18, 19	2	0.286	0.429
10 - 14.99	8, 14, 15, 17	4	0.571	1.00

La determinación de  $\bar{P}$  se presenta en la gráfica de la Fig. No. II a una frecuencia acumulativa del 50% .

En la tabla siguiente se presenta el resumen de los datos calculados, incluyendo la saturación de agua.

Zona	P	$\bar{P}$	l	$S_w$
1	1825.85	67.24	27.15	0.050
2	236.54	"	3.53	0.319
3	2374.61	"	35.32	0.039
4	1508.54	"	22.44	0.059
5	1370.48	"	20.38	0.065
6	448.17	"	6.67	0.178
7	670.81	"	9.98	0.124
8	168.74	"	2.51	0.433
9	1255.99	"	18.68	0.070
10	1077.61	"	15.13	0.085
11	1085.70	"	16.15	0.080
12	877.93	"	13.06	0.097
13	555.54	"	8.26	0.147
14	166.67	"	2.48	0.438
15	137.83	"	2.05	0.521
16	271.26	"	4.03	0.281
17	158.76	"	2.36	0.458
18	68.56	"	1.02	0.982
19	78.14	"	1.16	0.872
20	23.32	"	1.00	1.00

El índice de resistividad (l) se calculo mediante

$$l = \frac{P}{\bar{P}}$$

y la saturación de agua ( $S_w$ ) se calculo mediante.

$$S_w = 1 - \frac{l}{n}$$

La distribución de fluidos y determinación de fluidos se presenta en la Fig. No. 12.

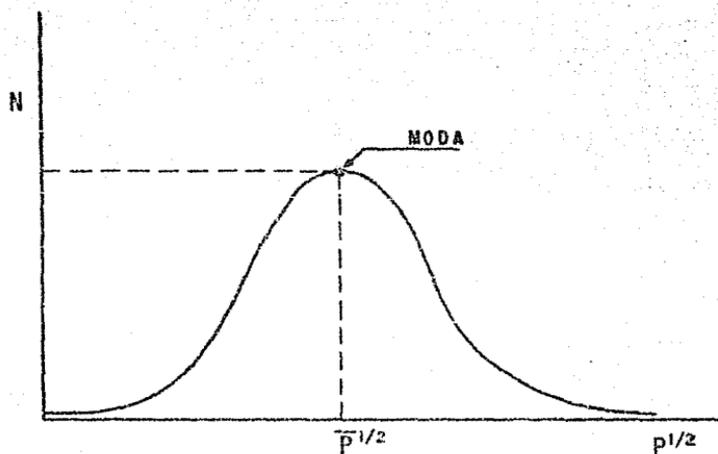


Fig. N<sup>o</sup> 7 - DISTRIBUCION NORMAL DE  $p^{1/2}$  EN ZONAS DE AGUA ENCONTRADA POR PORTER Y PICKETT .

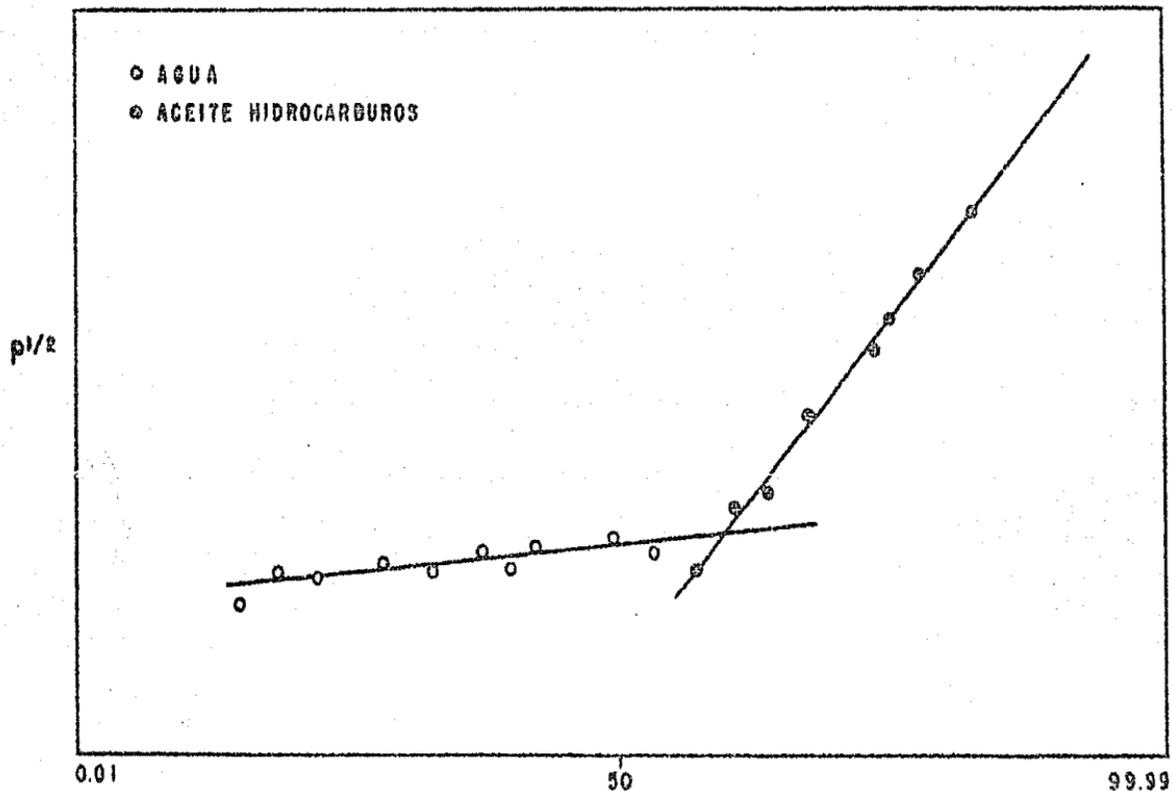


Fig. N<sup>o</sup> 6 -TENDENCIAS DE  $P^{1/2}$  EN ZONAS DE AGUA Y DE HIDROCARBUROS.

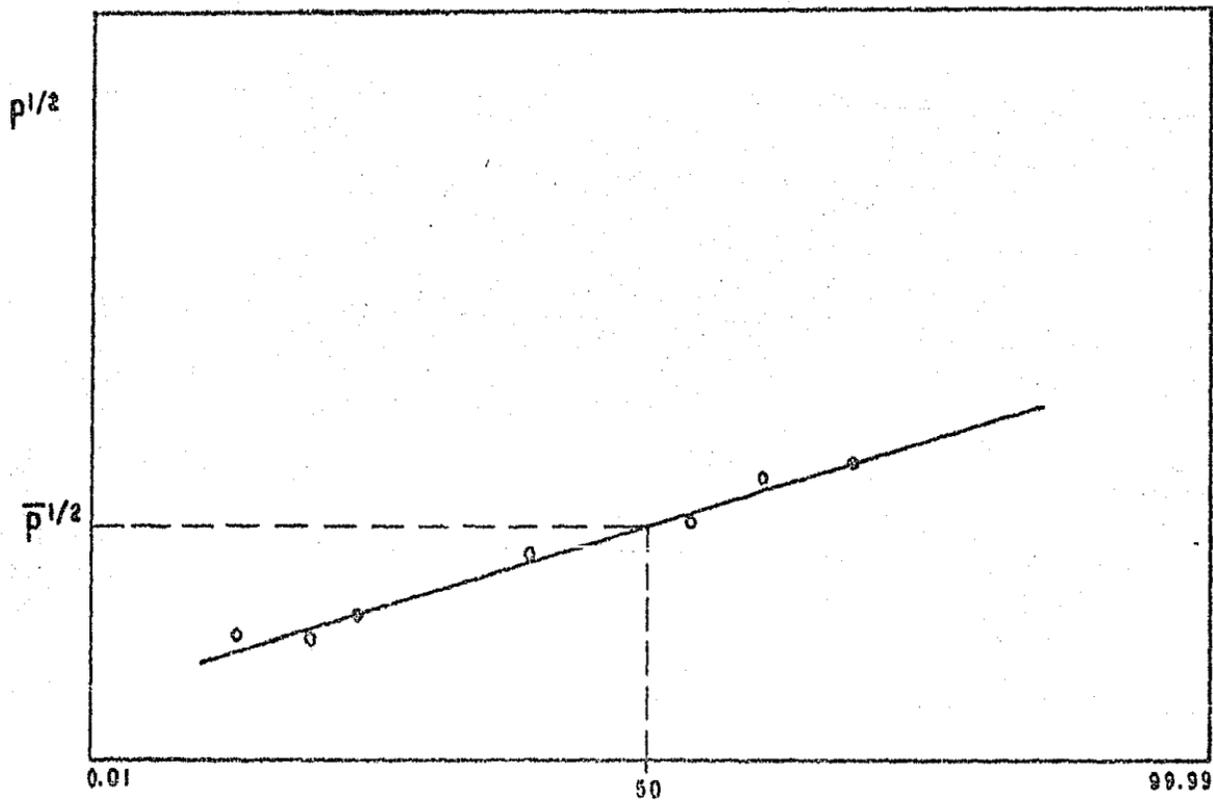


Fig. Nº 9 - DETERMINACION DE  $\bar{p}^{1/2}$  EN ZONAS DE AGUA.  
 $\bar{p} = (\bar{p}^{1/2})^2$

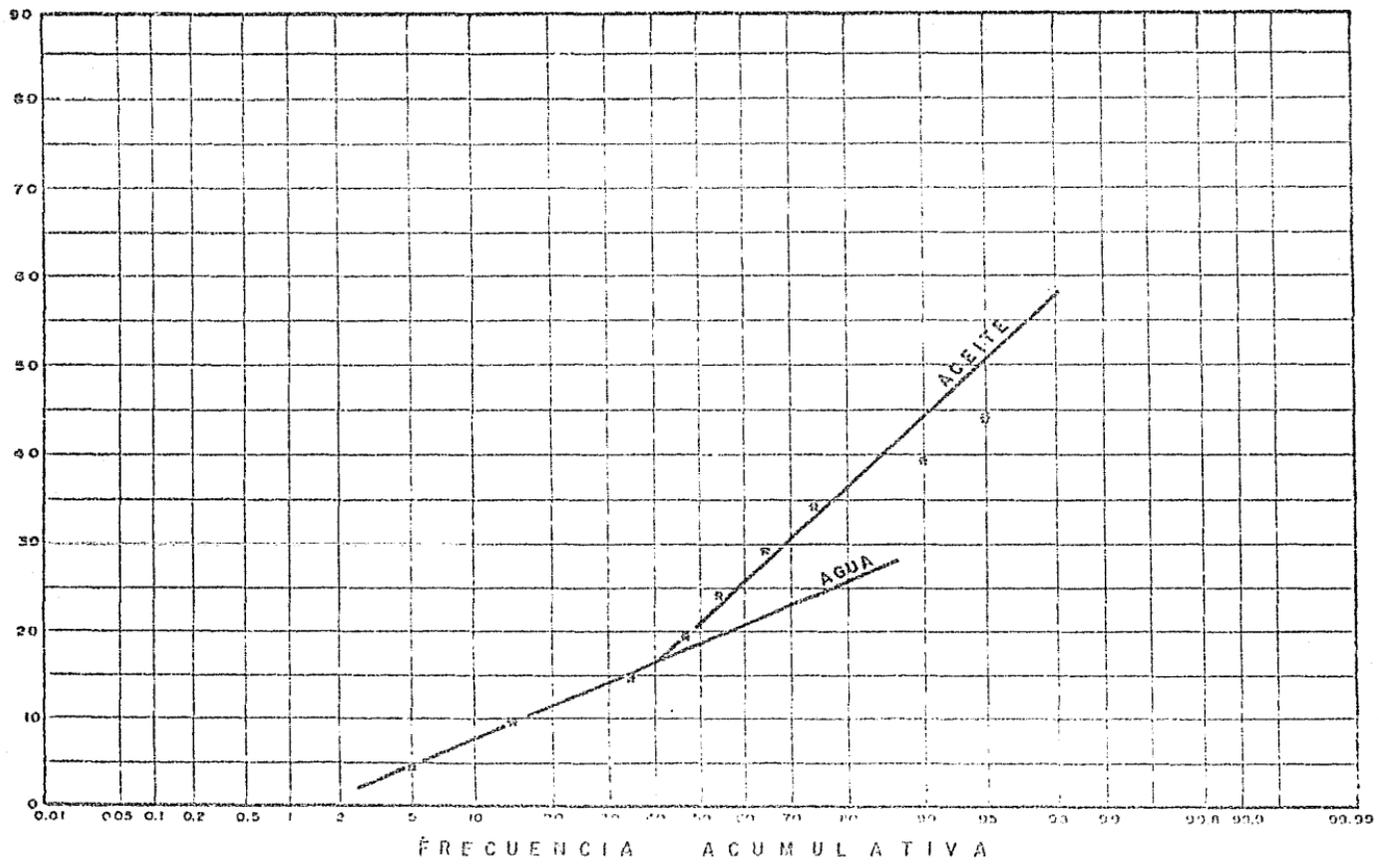


FIG. No. 10.- DEFINICION DE ZONAS DE AGUA E HIDROCARBUROS POZO SITIO GRANDE 63.

$P^{1/2}$ 

43

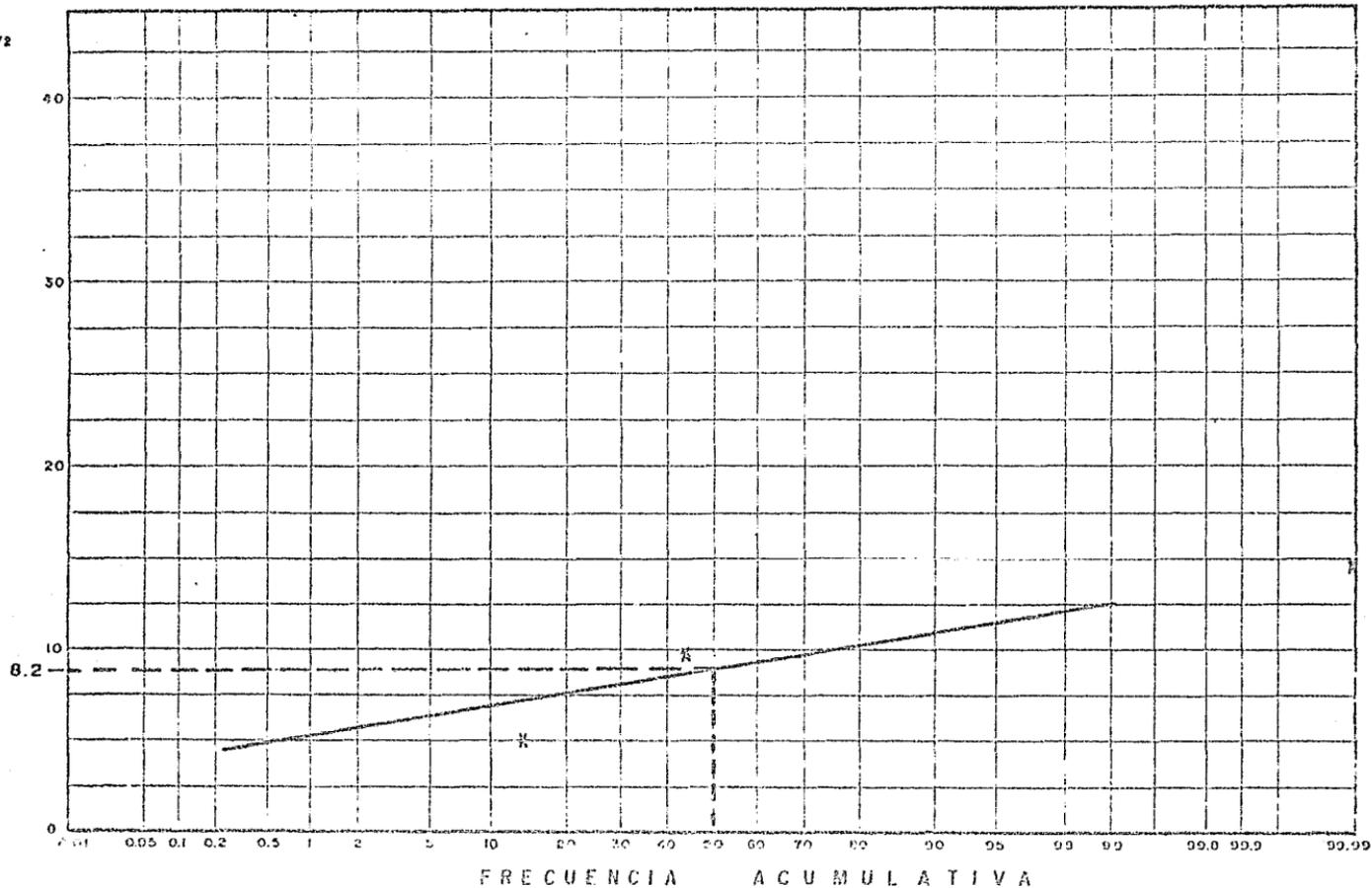


FIG. No. 11.-OBTENCION DE  $\bar{P}^{1/2}$  PARA EL POZO SITIO GRANDE 63.

S<sub>w</sub> (%)

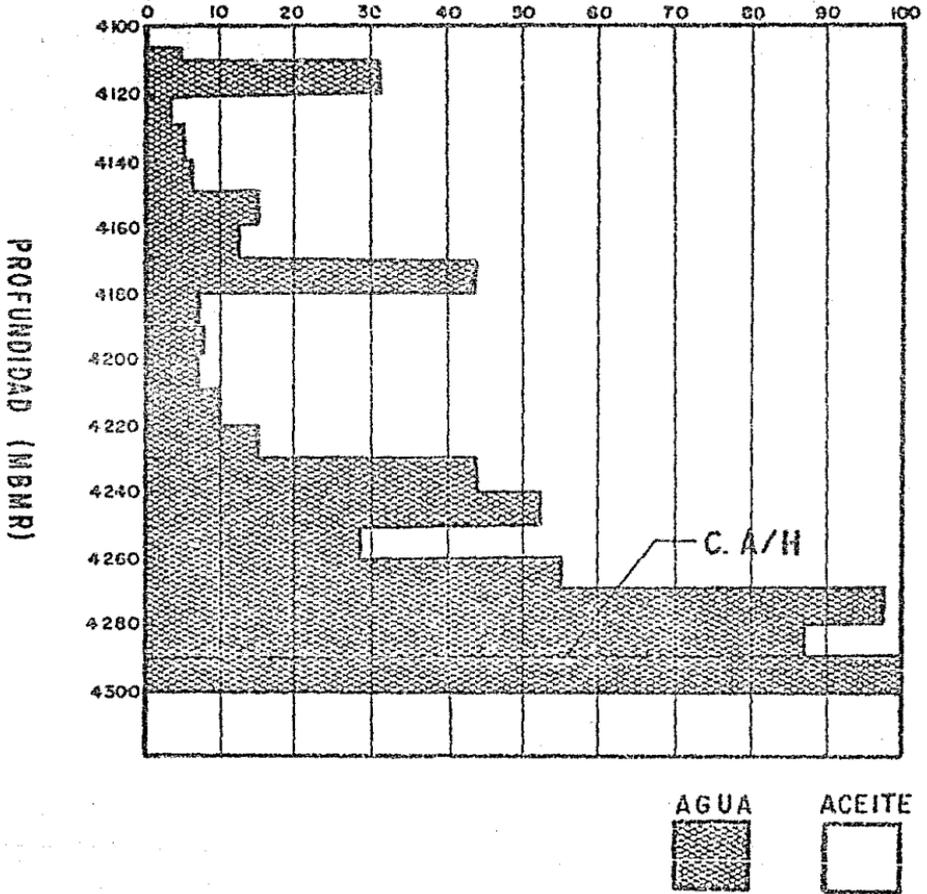


FIG. No.12.- DISTRIBUCION DE FLUIDOS Y POSICION DEL CONTACTO AGUA-HIDROCARBUROS POZO SITIO GRANDE No. 63.

## 2.4. - DETERMINACION DEL CONTACTO AGUA-HIDROCARBUROS MEDIANTE DATOS DE PRESION CAPILAR

La distribución de los fluidos en los yacimientos petroleros, Fig. No. 13, es afectada por los cambios de porosidad y permeabilidad en las rocas almacenadoras. Estos cambios son atribuidos a diferentes causas, -- siendo una de las principales los diferentes medios de depósito (Marino, Fluvial, Terrestre) de los sedimentos que dieron origen a las rocas del yacimiento.

Un procedimiento cuantitativo para conocer la distribución de los fluidos y el contacto agua-hidrocarburos en un yacimiento, es por medio del cálculo y análisis de curvas de presión capilar, que toman en consideración los cambios de porosidad, las propiedades humectativas de la roca y las propiedades de los fluidos (Tensión Superficial, Tensión Interfacial, Densidad, etc.) contenidos en los espacios porosos de ellas<sup>(7)</sup>.

La Fig. No. 14 muestra los efectos que causan los cambios del diámetro de los capilares sobre la altura de los fluidos dentro de ellos. Los cambios de diámetro en los capilares podrían representar los cambios de porosidad en la roca de un yacimiento, ocasionando una cierta distribución de fluidos en los mismos.

La presión capilar en un poro puede ser expresada cuantitativamente mediante :

$$P_c = \frac{2\sigma \cos \theta}{r} \dots \dots \dots (39)$$

donde:

$P_c$  = Presión capilar en un poro.

$\sigma$  = Tensión interfacial de los fluidos en contacto en el poro de la roca y que se define como la fuerza que tiende a contraer a los fluidos en contacto en los espacios porosos de la roca (agua-hidrocarburos en un yacimiento petrolero).

$\theta$  = Angulo de contacto de la interfase entre fluidos con el sólido, medido dentro del fluido más denso (agua en los yacimientos petroleros).

$r$  = Radio de curvatura del poro.

La presión capilar puede definirse también como la diferencia de presión existente entre dos fluidos no miscibles (agua-hidrocarburos en un yacimiento petrolero) que se encuentran en contacto en los espacios porosos de la roca y queda establecida cuantitativamente por:

$$P_c = \rho_w gh - \rho_o gh = gh(\rho_w - \rho_o) = \Delta \rho gh \dots \dots (40)$$

donde:

$\rho_w$  = Densidad del agua de formación.

$\rho_o$  = Densidad del aceite.

$g$  = Aceleración de la gravedad.

$h$  = Altura por encima de la superficie de agua libre.

Ahora bien analizando los factores que intervienen en la ecuación (39) en el cálculo de la presión capilar ( $P_c$ ), se hace notar que para un radio constante de poro (porosidad constante en el yacimiento) y una cierta tensión interfacial de los fluidos en contacto, la presión capilar variará en función del valor que tome el ángulo de contacto ( $\theta$ ), que estará en función de la saturación de fluido que contenga el poro. Por esta razón a cada presión capilar le corresponde determinada saturación de fluido mojante en el poro de la roca, para una porosidad y tensión interfacial constantes, Fig. No. 15.

Basándose en el análisis de la ecuación (39) la manera de obtener en el laboratorio la información de presión capilar de núcleos representativos del yacimiento, es por medio de la inyección de un fluido en el núcleo para obtener determinada saturación de fluido mojante (agua en los yacimientos petroleros). Con los datos de presión capilar y saturación de fluido mojante se construyen las curvas de presión capilar para el rango de porosidad existente en el yacimiento que proporcionarán la distribución de fluidos y la posición del contacto agua-hidrocarburos en el yacimiento, Fig. No. 15.

Generalmente las pruebas de presión capilar se determinan en el laboratorio con fluidos distintos a los existentes en el yacimiento, por lo que es necesario corregir las presiones capilares de laboratorio para que sean representativas de las condiciones del yacimiento. La corrección se puede lograr mediante la ecuación:

$$P_{cy} = P_{cl} \frac{\sigma_y}{\sigma_L} \dots \dots \dots (41)$$

donde:

$P_{cy}$  = Presión capilar a condiciones del yacimiento.

$P_{cl}$  = Presión capilar obtenida en el laboratorio con fluidos distintos a los del yacimiento.

$\sigma_y$  = Tensión interfacial de los fluidos existentes en el yacimiento (agua-hidrocarburos).

$\sigma_l$  = Tensión interfacial de los fluidos utilizados en el laboratorio.

Para obtener con mayor aproximación la distribución de fluidos y la posición del contacto agua-hidrocarburos en el yacimiento las presiones capilares corregidas deberán convertirse a alturas sobre el contacto agua-hidrocarburos mediante la ecuación (42) que resulta de despejar  $h$  de la ecuación (40).

$$h = \frac{P_c}{\rho_w - \rho_o} \dots \dots \dots (42)$$

Para obtener el juego de curvas de alturas sobre el contacto agua-hidrocarburos ( $h$ ) contra saturaciones de agua ( $S_w$ ), se toma como base la curva de porosidad máxima con la que se definió el nivel al cual se tiene una altura  $h$  sobre el contacto  $A/H$  igual a cero o sea para una saturación de agua de 100%. A partir de este nivel se determinan las alturas sobre el contacto de las curvas de menor porosidad Fig. No. 16.

La profundidad del contacto agua-hidrocarburos mediante este método en un pozo, se determinará con la información de porosidad ( $\beta$ ),

saturación de agua ( $S_w$ ) y profundidad de un intervalo productor del pozo, así como del conocimiento de una altura sobre el contacto agua-hidrocarburos del intervalo productor, obtenido gráficamente de las curvas de  $h$  vs  $S_w$  Fig. -- No. 17.

De esta manera la profundidad del contacto agua-hidrocarburos ( $Z$ ), se establecerá sumando a la profundidad del intervalo productor ( $Z_{ip}$ ), la altura sobre el contacto agua-hidrocarburos ( $h$ ) determinada gráficamente.

$$\text{es decir: } Z = Z_{ip} + h$$

La porosidad del intervalo productor se determinara mediante un registro de porosidad (Sónico, Densidad, Neutrón), registros eléctricos ó bien mediante análisis petrofísicos de núcleos del intervalo, en tanto que la saturación de agua se podrá conocer de la interpretación de registros -- eléctricos o análisis petrofísicos de núcleos. La altura sobre el contacto -- agua-hidrocarburos ( $h$ ) del intervalo productor se establece gráficamente de la manera siguiente.

Con el valor de saturación de agua ( $S_w$ ) del intervalo productor, localizado en el eje respectivo de las curvas de  $h$  contra  $S_w$  se -- levantará una vertical hasta cortar la curva de porosidad respectiva del intervalo, dando de esta manera una altura sobre el contacto agua-hidrocarburos como muestra la Fig. No. 17

El contacto agua-hidrocarburos así obtenido en un pozo podrá obtenerse en los pozos del yacimiento, si se cuenta con la información antes mencionada, pudiéndose establecer la posición del contacto en el yacimiento y poder delimitarlo en sentido vertical.

Ejemplo de aplicación: El siguiente ejemplo muestra la manera de construir las curvas de presión capilar y la determinación del contacto agua-hidrocarburos en un pozo con datos de saturación de agua ( $S_w$ ), porosidad ( $\phi$ ) y profundidad del intervalo productor del pozo.

De muestras de roca con porosidades representativas de la formación productora se obtuvieron curvas de presión capilar contra saturación de fluidos por inyección de mercurio, cuyos datos para su construcción se presentan en la tabla siguiente, y en la Fig. No. 18 se presentan las curvas correspondientes.

$(1-S_{Hg})^*$ (%)	PRESION CAPILAR MERCURIO-AIRE (kg/cm <sup>2</sup> )		
	$\phi = 24\%$	$\phi = 20\%$	$\phi = 10\%$
16	56.91		
20	35.10	56.91	
30	11.90	31.62	
40	5.27	19.68	
50	2.63	12.56	
52			56.91
60	1.67	8.22	35.78
70	1.67	5.75	22.14
80	1.67	4.25	14.09
90	1.67	3.29	9.27
100	1.67	2.92	6.43

\* Equivalente a saturación de agua.

En las tablas siguientes se presentan las presiones capilares de los sistemas agua-aire ( $P_{c_{w-a}}$ ) y agua-aceite ( $P_{c_{w-o}}$ ) obtenidas a partir de las presiones capilares del sistema mercurio-aire ( $P_{c_{Hg-a}}$ ) y en las Figs. Nos. 19 y 20 se presentan sus curvas respectivas.

SATURACION DE AGUA (%)	PRESION CAPILAR AGUA-AIRE (kg/cm <sup>2</sup> )		
	$\phi = 24\%$	$\phi = 20\%$	$\phi = 10\%$
16	18.24		
20	11.25	18.24	
30	3.81	10.13	
40	1.69	6.31	
50	0.84	4.03	
52			18.24
60	0.54	2.63	11.47
70	0.54	1.84	7.10
80	0.54	1.36	4.52
90	0.54	1.05	2.97
100	0.54	0.94	2.06

SATURACION DE AGUA (%)	PRESION CAPILAR AGUA-ACEITE (kg/cm <sup>2</sup> )		
	$\phi = 24\%$	$\phi = 20\%$	$\phi = 10\%$
16	8.21		
20	5.06	8.21	
30	1.71	4.56	
40	0.76	2.84	
50	0.38	1.81	
52			8.21
60	0.24	1.18	5.16
70	0.24	0.83	3.20
80	0.24	0.61	2.03
90	0.24	0.47	1.34
100	0.24	0.42	0.93

Las presiones capilares del sistema agua-aire se obtuvieron a partir de las presiones capilares del sistema mercurio-aire utilizando un factor de proporcionalidad\* entre estos sistemas de 3.12, es decir.

$$P_{cHg-a} = 3.12 P_{cW-a}$$

Las presiones capilares del sistema agua-aceite se obtuvieron a partir de las presiones del sistema agua-aire aplicando la ecuación -- 41 es decir.

$$P_{cY} = P_{cL} \frac{\sigma_Y}{\sigma_L}$$

Que para este caso resulta como sigue:

$$P_{cW-o} = P_{cW-a} \frac{\sigma_{W-o}}{\sigma_{W-a}}$$

$$\sigma_{W-o} = 31.5 \text{ dinas/cm}$$

$$\sigma_{W-a} = 70.0 \text{ dinas/cm}$$

Por lo tanto:

$$P_{cW-o} = 2.22 P_{cW-a}$$

Las alturas sobre el contacto agua-hidrocarburos se obtuvieron a partir de las presiones capilares del sistema agua-aceite mediante la ecuación 42 basándose en la curva de  $P_c$  de mayor porosidad.

$$h = \frac{P_c}{\rho_w - \rho_o} \dots \dots \dots (42)$$

\*Purcell (1948)

Que para este caso resulta.

$$h = \frac{10 (P_{c_{w-o}})}{w - o}$$

$$P_w = 1.063 \text{ (gr/cm}^3\text{)}$$

$$P_o = 0.654 \text{ (gr/cm}^3\text{)}$$

Por lo tanto

$$h = 24.45 P_{c_{w-o}}$$

Las curvas de alturas sobre el contacto agua-hidrocarburos contra saturaciones de agua se presentan en la Fig. No. 21 y cuyos datos para su construcción se presentan en la tabla siguiente.

SATURACION DE AGUA (%)	ALTURAS SOBRE EL CONTACTO A/H(m)		
	$\phi = 24\%$	$\phi = 20\%$	$\phi = 10\%$
16	195.3		
20	118.5	195.3	
30	36.7	106.2	
40	13.3	64.1	
50	4.0	39.0	
52			195.3
60	0.6	23.7	120.9
70	0.0	15.0	72.8
80	0.0	9.7	44.4
90	0.0	6.3	27.4
100	0.0	5.0	17.4

Para establecer la profundidad del contacto agua-hidrocarburos se determinó una altura sobre dicho contacto utilizando las curvas respectivas como muestra la Fig. No. 22 con los siguientes datos.

Profundidad media del -  
intervalo productor ( $Z_{ip}$ ) = 3043 mbmr

Saturación de agua del -  
intervalo = 30%

Porosidad del intervalo = 18%

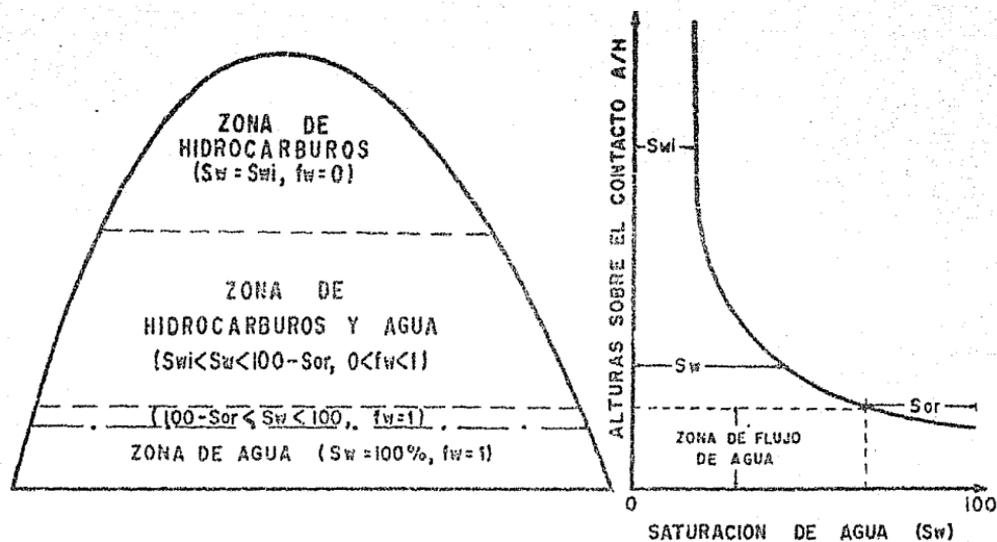
Altura sobre el contacto agua-hidrocarburos ( $h$ ) determinada de la gráfica de la Fig. No. 21 = 150 m.

Por lo que la profundidad del contacto A/H resultó de 3193 mbmr como sigue :

$$Z = Z_{ip} + h$$

$$Z = 3043 + 150$$

$$Z = 3193 \text{ mbmr}$$



$S_w$  SATURACION DE AGUA  
 $S_{wi}$  SATURACION DE AGUA IRREDUCTIBLE  
 $S_{or}$  SATURACION DE ACEITE RESIDUAL  
 $f_w$  FLUJO FRACCIONAL DE AGUA

FIG. No. 13.- DISTRIBUCION DE FLUIDOS EN UN YACIMIENTO PETROLERO.

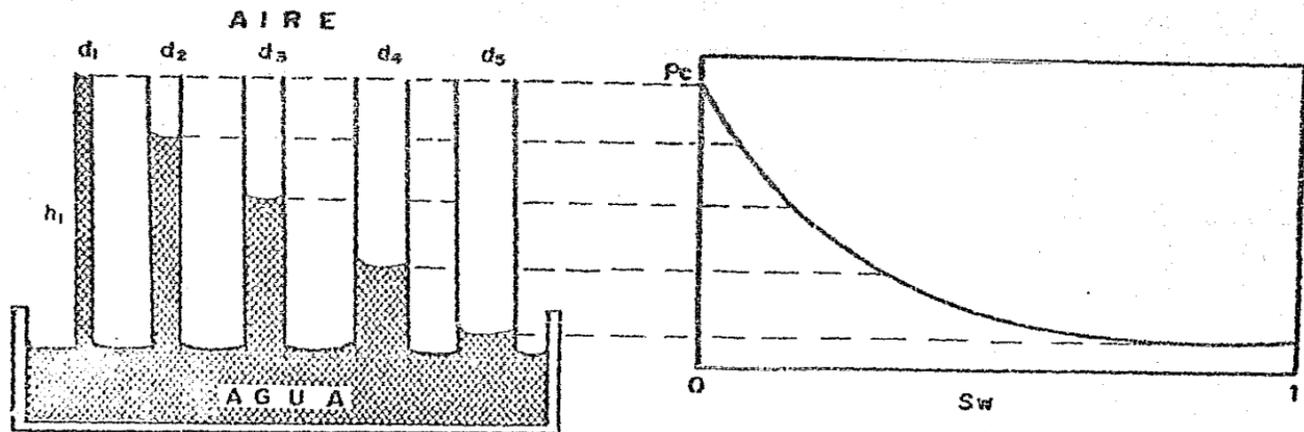


FIG. No. 14.— VARIACION DE LA ALTURA DE LA COLUMNA DE LIQUIDO DEBIDO A CAMBIOS DEL DIAMETRO DE LOS CAPILARES.

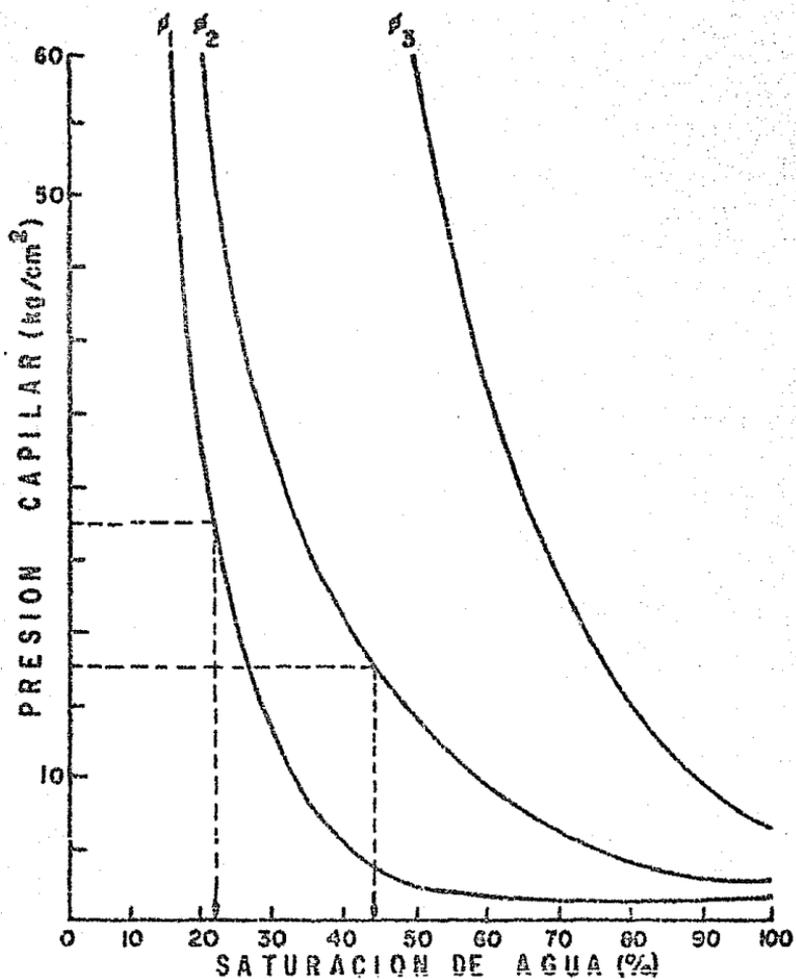


Fig. N<sup>o</sup> 15.—PRESION CAPILAR CONTRA SATURACIONES DE AGUA.

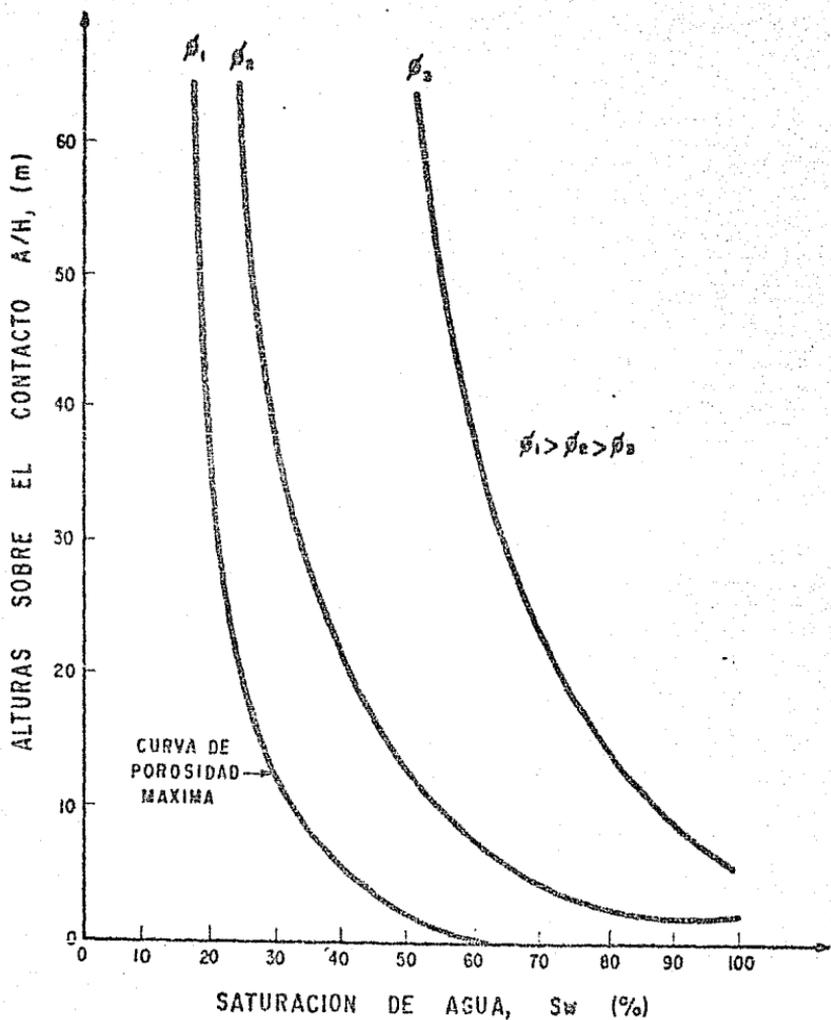


FIG. No.16.— CURVAS DE ALTURAS SOBRE EL CONTACTO A/H VS  $S_w$ , CONSIDERANDO LA CURVA DE POROSIDAD MAXIMA.

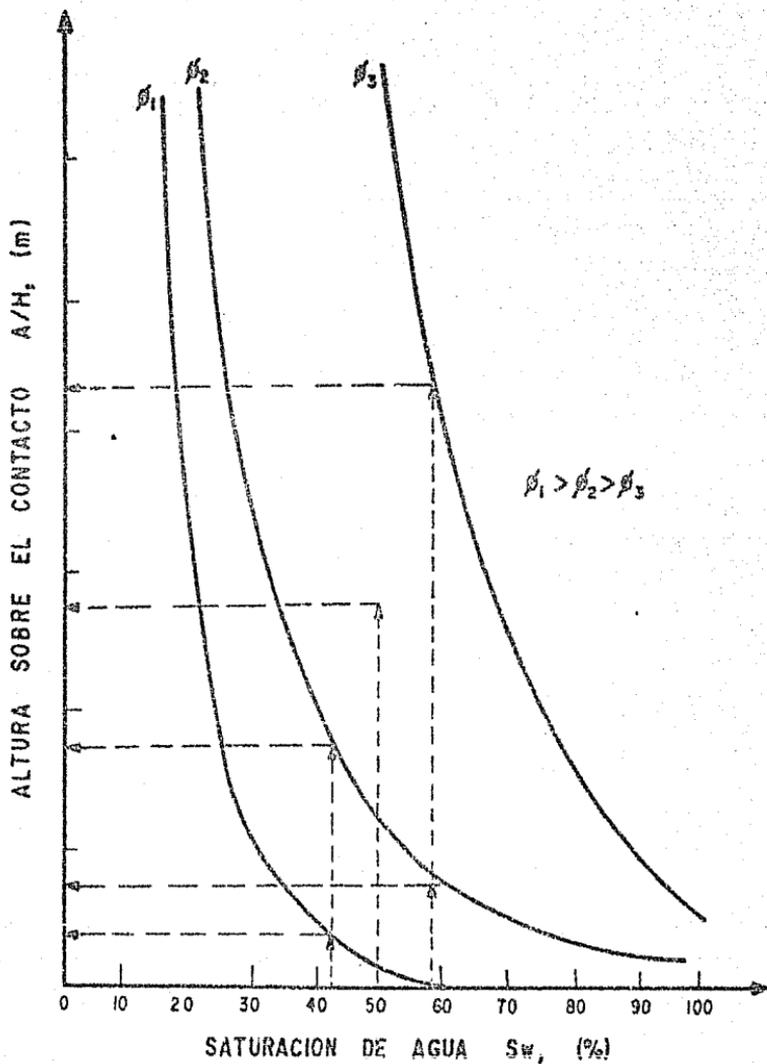


FIG. No. 17. — DETERMINACION DE ALTURAS SOBRE EL CONTACTO AGUA-HIDROCARBUROS.

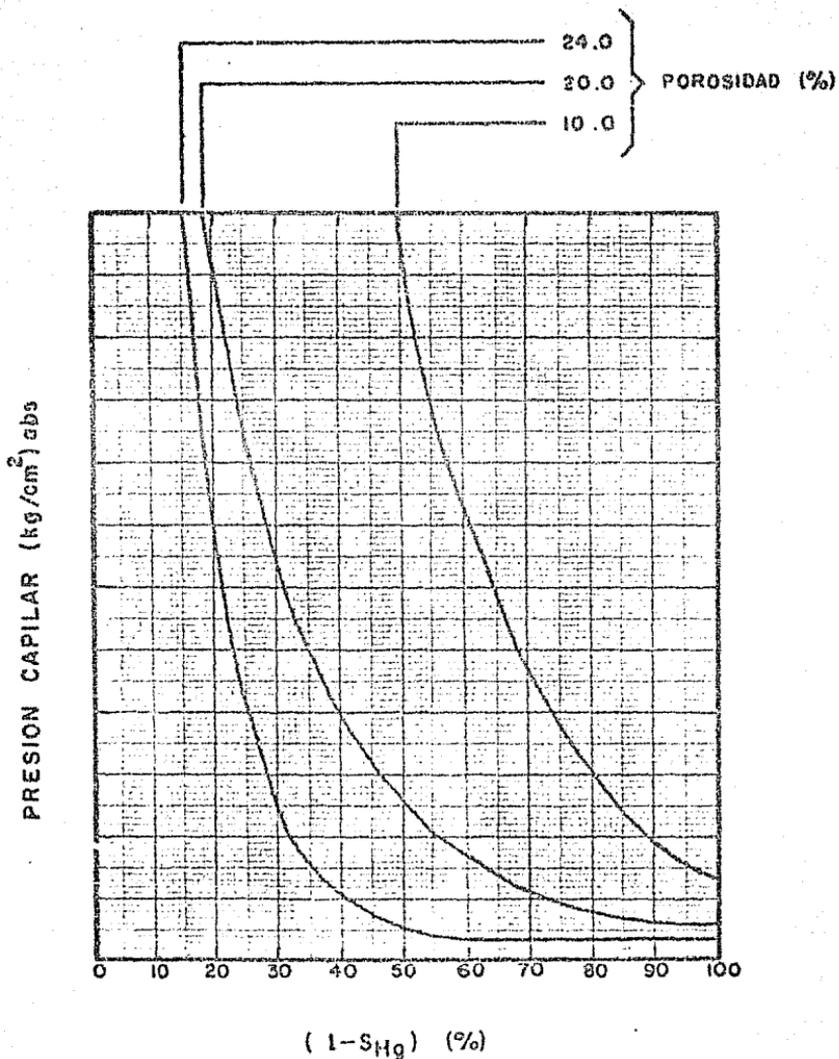


FIG. No. 18.- PRESION CAPILAR MERCURIO-AIRE CONTRA  $(1 - S_{Hg})$ , EQUIVALENTE A SATURACION DE AGUA.

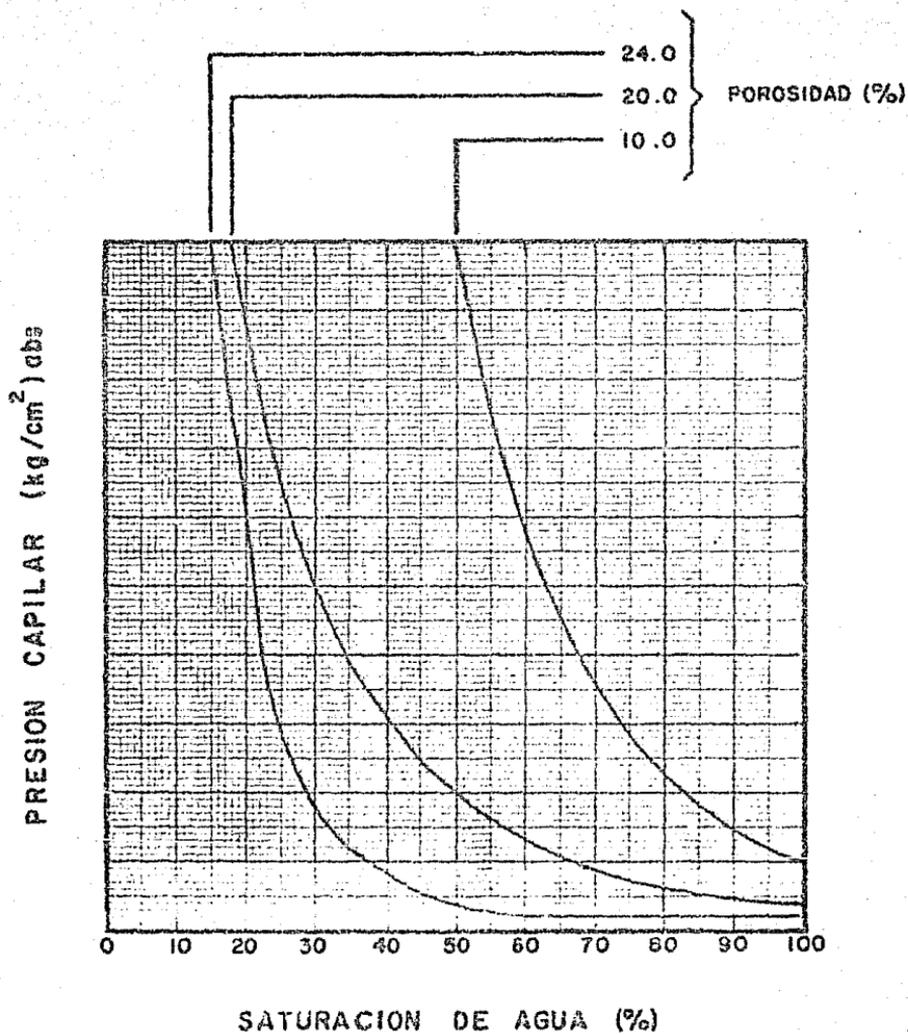


FIG. No. 19.- PRESION CAPILAR AGUA-AIRE CONTRA SATURACION DE AGUA

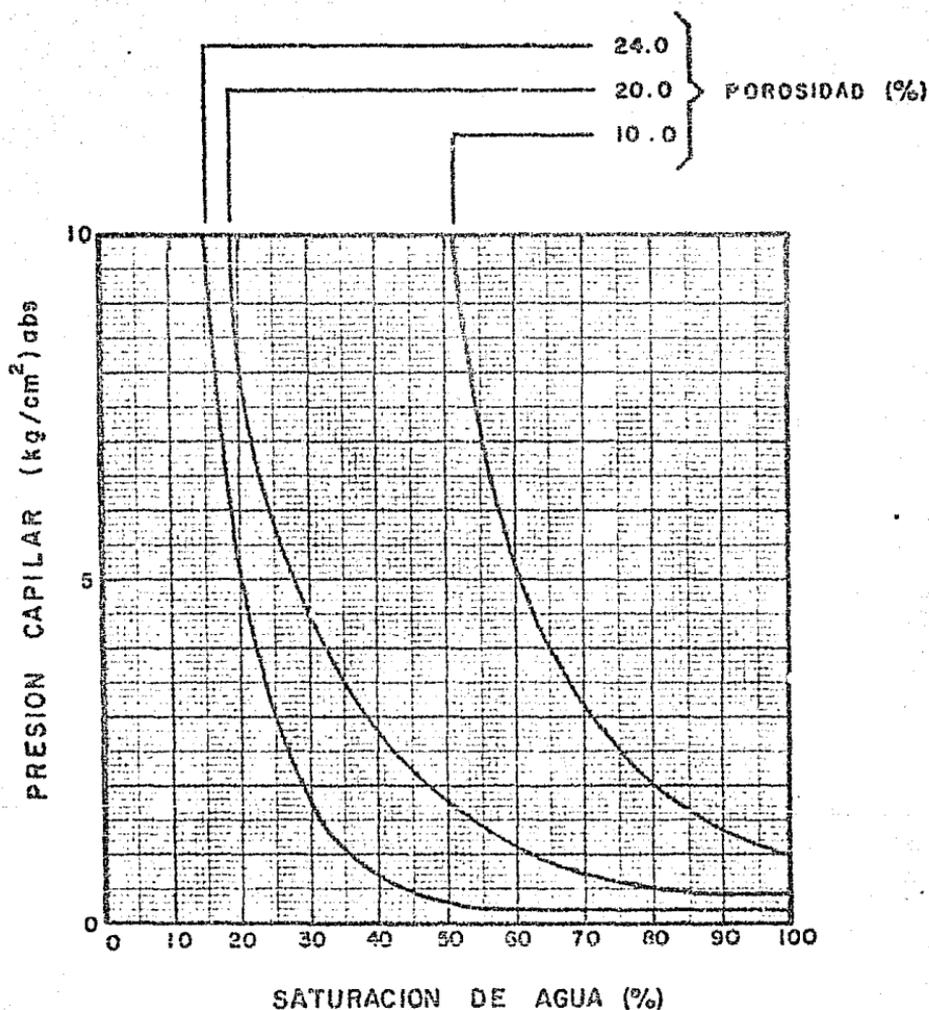


FIG. No. 20.- PRESION CAPILAR AGUA-ACEITE CONTRA SATURACION DE AGUA

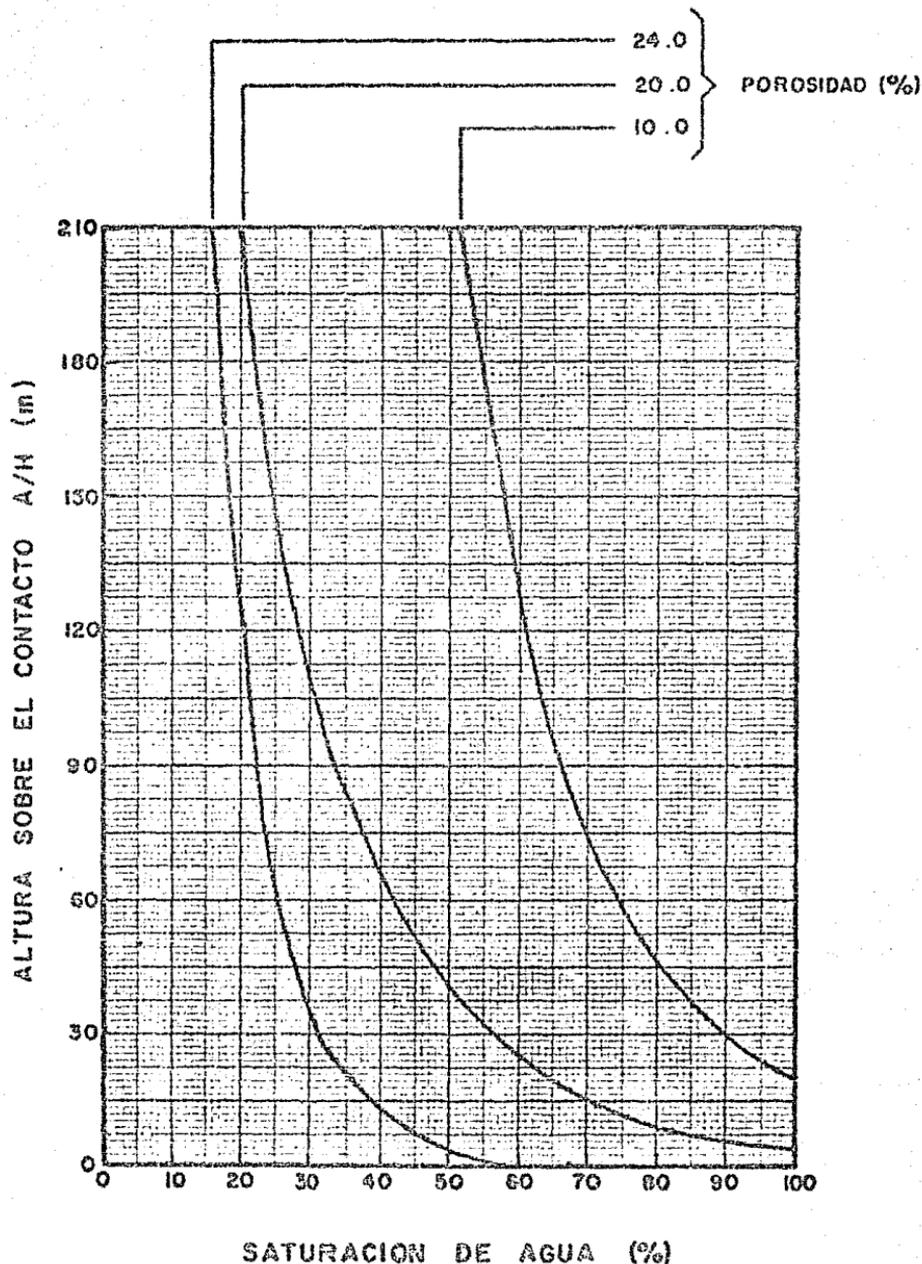


FIG. No. 21.- ALTURAS SOBRE EL CONTACTO AGUA-HIDROCARBUROS CONTRA SATURACIONES DE AGUA

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

B	Pendiente de la relación lineal de la respuesta del registro sónico y la porosidad.
C A/H	Contacto agua-hidrocarburos.
d	Distancia del punto de prueba X al contacto A/H.
d <sub>1</sub>	Distancia del punto donde se registro P <sub>w</sub> al contacto A/H.
d <sub>3</sub>	Distancia del punto donde se registro P <sub>f</sub> al contacto A/H.
d <sub>t</sub>	Distancia total d <sub>1</sub> + d <sub>3</sub> .
F	Factor de formación.
f <sub>w</sub>	Flujo fraccional de agua.
g	Aceleración de la gravedad.
G <sub>f</sub>	Gradiente de presión de flujo.
G <sub>w</sub>	Gradiente de presión de agua de formación.
h	Altura sobre el contacto agua-hidrocarburos.
I	Índice de resistividad.
K	Factor litológico del potencial espontáneo.
m	Exponente de cementación.
n	Exponente de saturación.
P	Parámetro estadístico.
$\bar{P}$	Parámetro estadístico promedio en zonas de agua.
P <sub>c</sub>	Presión capilar.

$P_{cHg-a}$	Presión capilar del sistema mercurio-aire.
$P_{cL}$	Presión capilar a condiciones de laboratorio.
$P_{cW-a}$	Presión capilar del sistema agua-aire.
$P_{cW-o}$	Presión capilar del sistema agua-aceite.
$P_{cy}$	Presión capilar a condiciones de yacimiento.
$P_f$	Presión registrada en la zona hidrocarburos.
PSP	Potencial espontáneo pseudoestático.
$P_w$	Presión registrada en la zona de agua.
$P_{wx}$	Presión hidrostática a la profundidad X.
$P_x$	Presión en la zona de hidrocarburos.
$P_z$	Presión existente en el contacto A/H.
r	Radio de curvatura.
$R_o$	Resistividad de la roca 100% saturada de agua.
$R_f$	Resistividad verdadera de la formación.
$R_{xo}$	Resistividad de la zona lavada por la invasión del fluido de perforación.
$R_w$	Resistividad del agua de formación.
$S_o$	Saturación de aceite.
$S_{or}$	Saturación residual de aceite.
$S_w$	Saturación de agua.
X	Profundidad de prueba.
Z	Profundidad del contacto agua-hidrocarburos.
$Z_{ip}$	Profundidad del intervalo productor.

## Simbología Griega

$\alpha$	Factor de reducción del potencial espontaneo.
$\Delta t$	Tiempo de tránsito en un medio poroso.
$\Delta t_m$	Tiempo de tránsito de la matriz.
$\beta$	Porosidad.
$\rho_B$	Densidad de la formación.
$\rho_f$	Densidad de fluido (agua-aceite).
$\rho_o$	Densidad del aceite.
$\rho_s$	Densidad de grano.
$\rho_w$	Densidad del agua de formación.
$\sigma_{cL}$	Tensión interfacial a condiciones de laboratorio.
$\sigma_{cy}$	Tensión interfacial a condiciones de yacimiento.
$\sigma_{w-a}$	Tensión interfacial del sistema agua-aire.
$\sigma_{w-o}$	Tensión interfacial del sistema agua-aceite.

## REFERENCIAS

- 1.- Archie, G. E.- "The Electrical Resistivity Log as an Aid in Determining some Reservoir Characteristics". Trans AIME (1942) vol. 146.
- 2.- Poupon, A., Loy M.E. and Tixier, M.P.- "A Contribution to Electrical log Interpretation in shaly Sands". Trans AIME (1954), vol. 201.
- 3.- Pirson, J.- "Hand book of Well Log Analysis". Englew Ood Cliefs, - Prentice - Hall - Inc.
- 4.- Porter, C. R., Pickett, G. R. and Whitman, W.W.- "A statical method for determination of water saturation from logs". Paper presented at Tenth Annual Meeting of SPWLA, Boston, may 25-28, 1969.
- 5.- Aguilera, R.- "Analysis of Naturally Fractured Reservoirs from Sonic and Resistivity logs." J. Pet. Tech. Nov 1924.
- 6.- Estudio del Campo Sitio Grande, Proyecto D-5300, División de Evaluación de Formaciones, Subdirección de Tecnología de Explotación, IMP.
- 7.- Amyx, J. W., Bass, D. M. and Whit-in G. R.L. 1960.- "Petroleum Reservoir Enginneering". New York Mc. Graw, Hill Book Company.