

21

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA



CRITERIOS PARA LA SELECCION DEL METODO OPTIMO
EN EL CALCULO DE LA SW EN YACIMIENTOS
CARBONATADOS.

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE
INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A :
ERASMO LOPEZ DAVILA



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.

C O N T E N I D O

Pag.

I.- RESUMEN	1
II.- INTRODUCCION	3
III.- PROPIÉDADES PETROFISICAS MAS IMPORTANTES DE LAS ROCAS	5
III.1.- POROSIDAD	
III.2.- PERMEABILIDAD	
III.3.- SATURACION DE FLUIDOS	
IV.- METODOS DE ANALISIS DE REGISTROS GEOFISICOS DE POZOS PARA CALCULAR LA SATURACION DE AGUA	25
IV.1.- METODO DE ARCHIE	
IV.1.1.- DESCRIPCION DE LA SECUENCIA DE PASOS PARA EL CALCULO DE LA SATURACION DE AGUA	
IV.2.- METODO DE AGUILERA	
IV.2.1.- DESCRIPCION DE LA SECUENCIA DE PASOS PARA EL CALCULO DE LA SATURACION DE AGUA	
V.- APLICACIONES DE LOS METODOS A POZOS PERFO- RADOS EN FORMACIONES CARBONATADAS	58
V.1.- APLICACION DEL METODO DE ARCHIE EN LOS POZOS SELECCIONADOS	
V.2.- APLICACION DEL METODO DE AGUILERA EN LOS POZOS SELECCIONADOS	

V.3.- APLICACION DE LAS ECUACIONES
DETERMINADAS A PARTIR DEL A-
NALISIS DE NUCLEOS DE LOS PO
ZOS SELECCIONADOS

VI.- COMPARACION DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS CON LOS METODOS APLICADOS99
VII.- CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES107
VIII.- NOMENCLATURA109
IX.- REFERENCIAS	113

I. - R E S U M E N .

Para la realización de este trabajo se seleccionaron los pozos Cacho López N° 42, Muspac N° 1 y Comoapa N° 1-A que cuentan con análisis petrofísicos así como el registro de resistividad (DLL), a la profundidad de donde se recuperaron los núcleos.

En el capítulo IV, se explica con detalle las técnicas de Archie y Aguilera para el cálculo de saturación de agua, técnicas utilizadas ampliamente para la evaluación de formaciones.

En el capítulo V, se realizó la aplicación de las técnicas mencionadas anteriormente, con las cuales se procesaron los pozos Cacho López N° 42, Muspac N° 1 y Comoapa N° 1-A, los resultados obtenidos se compararon con las saturaciones determinadas por medio de ecuaciones obtenidas de análisis petrofísicos de dichos pozos, con el fin de seleccionar el método óptimo para evaluar las formaciones carbonatadas.

Del trabajo realizado se concluyó que el método de Aguilera para el cálculo de saturación de agua es el más representativo para formaciones carbonatadas con baja porosidad ($\leq 10\%$) y el método de Archie es el recomendable para formaciones carbonatadas con porosidad alta ($> 10\%$).

II.- I N T R O D U C C I O N .

Los parámetros físicos más importantes que intervienen en la evaluación de formaciones son: Porosidad, ϕ , saturación de agua, S_w , saturación de aceite S_o , espesor impregnado con hidrocarburos, permeabilidad, K , ect. Ya que mediante la cuantificación de dichos parámetros podemos entre otros aspectos evaluar el volumen original de hidrocarburos de un yacimiento y determinar las posibilidades de explotarlo si dicho volumen resulta comercialmente de interés.

Conocer la saturación de agua, uno de los parámetros mencionados anteriormente es importante, porque a partir de su cuantificación podemos calcular la saturación de aceite y conocer la distribución de fluidos en el yacimiento. Calcular la saturación de aceite, es útil ya que nos ayuda a evaluar el volumen original de hidrocarburos así como también nos sirve de apoyo en programas de Recuperación Secundaria.

Se aplicarán los métodos Archie y de Aguilera en pozos perforados en formaciones carbonatadas del sureste que disponen de suficiente información para seleccionar el método óptimo, en el cálculo de la saturación de agua en dichas formaciones, utilizando como punto de comparación las ecuaciones determinadas a partir de análisis petrofísicos de núcleos representativos de la formación atravezada por los pozos Cacho López N° 42, Muspac N° 1 y Comoapa N° 1-A.

Los métodos de Archie y Aguilera son los métodos utilizados más ampliamente para calcular la saturación de agua en formaciones carbonatadas y de areniscas.

III.- PROPIEDADES PETROFISICAS MAS IMPORTANTES
DE LAS ROCAS.

III.1 POROSIDAD.

La porosidad, que es una de las propiedades más importantes de la roca puede ser definida como: La razón de los espacios o huecos contenidos en una roca al volúmen total de dicha roca.

Matemáticamente la porosidad es expresada como:

$$\varnothing = \frac{V_b - V_s}{V_b} = \frac{V_p}{V_b} \dots \dots \dots (1)$$

De donde: \varnothing = porosidad (Fracción).

V_b = Volúmen bruto o total de la roca.

V_s = Volúmen ocupado por sólidos.

V_p = Volúmen de poros.

Geológicamente la porosidad es clasificada en primaria y secundaria, considerando los procesos sedimentarios, diagenéticos y estructurales que intervienen en la formación de una roca.

III.1.1.- Porosidad Primaria.

La porosidad primaria u original ^{(6)*}, es la genera da simultaneamente con la depositación de los sedimentos. Como ejemplo se tienen rocas sedimentarias clásticas tales como las areniscas, arcillas, algunas calizas, etc., que tienen este tipo de porosidad.

La porosidad primaria depende de varios factores litológicos como: El arreglo, la distribución y forma de los granos, la compactación y la cementación.

*Referencias al final.

En la figura N° 1, se presentan arreglos de empacamiento de esferas uniformes, con el fin de ilustrar la variación de la porosidad con respecto al tipo de arreglo y compactación⁽²⁾.

I.1.2.- Porosidad Secundaria.

La porosidad secundaria también conocida como porosidad inducida⁽⁶⁾, resulta de procesos geológicos -- posteriores a la depositación de una roca. Tiene relación directa con el tipo de roca, espesor, fragilidad, posición estructural, cementación, litología, etc.

En general, la formación de la porosidad secundaria es debida a disolución de calizas o dolomías por soluciones circulantes y a las fracturas por tensión. En algunos casos estas fracturas no son rellenadas y por lo tanto las formaciones presentarán buena porosidad.

El proceso de dolomitización, donde el calcio es reemplazado por el magnesio (Caliza por dolomía), incrementa la porosidad intercrystalina (Porosidad absoluta, no la efectiva) y aumenta la susceptibilidad al fracturamiento, por tal razón de acuerdo a la estructura, la dolomía puede presentar mayor porosidad secundaria.

Por último cabe mencionar que la mayoría de los yacimientos comercialmente más importantes en nuestro país, se encuentran en formaciones carbonatadas (Caliza, dolomía) donde predomina la porosidad secundaria.

Dentro del campo de ingeniería petrolera, concre-

tamente en el estudio de flujo de fluidos en medios porosos se distinguen dos tipos de porosidad; absoluta y efectiva.

III.1.3.- Porosidad Absoluta.

La porosidad absoluta es definida como la razón - del espacio poroso total al volúmen total de la roca, sin considerar si los poros están comunicados entre sí.

Matemáticamente puede ser expresada como:

$$\varnothing_{ABS} = \frac{V_p \text{ (Poros comunicados y no comunicados)}}{V_b}$$

en donde \varnothing_{ABS} = Porosidad absoluta (Fracción).

V_p = Volúmen de poros comunicados y no comunicados.

V_b = Volúmen total de la roca.

III.1.4.- Porosidad Efectiva.

La porosidad efectiva es definida como la razón - del espacio poroso intercomunicado al volúmen total de la roca.

Matemáticamente puede ser expresada como:

$$\varnothing_{EFEC} = \frac{V_p \text{ (Poros intercomunicados)}}{V_b}$$

en donde \varnothing_{EFEC} = Porosidad efectiva. (Fracción)

V_p = Volúmen de poros intercomunicados.

V_b = Volúmen total de roca.

Con el fin de ilustrar la variación de la porosidad por efecto del material cementante en una muestra, se presenta la figura N° 2.

Es importante comentar que la porosidad efectiva será la que interese al Ingeniero Petrolero debido a - que es la que contribuye a la producción de fluidos, - ya que podemos encontrar hidrocarburos almacenados en - espacios porosos aislados y éstos por consecuencia no podrán ser recuperados.

III.1.5.- Métodos para determinar la porosidad.

Existen dos métodos básicos para determinar la porosidad; directo e indirecto.

III.1.5.1.- Método Directo.

La porosidad es cuantificada en el laboratorio a partir de pruebas en muestras representativas de la -- formación mediante técnicas establecidas⁽⁶⁾.

III.1.5.2.- Método Indirecto.

A partir del análisis de registros geofísicos de pozos que midan el índice de porosidad, la porosidad - es cuantificada.

Los registros que miden al índice de porosidad son:

- Registro Neutrón Compensado, CNL.
- Registro de Densidad Compensado, FDC.
- Registro Epitermal, SNP.
- Registro Sónico de Porosidad, BHC.
- Registro Rayos Gamma Neutrón, RGN.

III.2.- PERMEABILIDAD.

La permeabilidad es otra de las propiedades petrofísicas más importantes que debe determinarse en un yacimiento, ya que nos indica la habilidad para permitir el flujo de fluidos a través del medio poroso de ese yacimiento.

La expresión que nos permite cuantificar la permeabilidad es conocida como la Ley de Darcy⁽²⁾.

Ley de Darcy.-

Henry Darcy en 1856, como resultado de estudios experimentales de flujo de agua a través de filtros de arena no consolidada dedujo; que la velocidad de un fluido Homogéneo en un medio poroso es proporcional al gradiente de presión e inversamente proporcional a la viscosidad del fluido.

Matemáticamente la Ley de Darcy es expresada como:

$$v = \frac{K}{\mu} \frac{dp}{ds} \dots \dots \dots (1)$$

de donde: V = Velocidad aparente (cm/seg)

μ = Viscosidad del fluido (Centipoises).

$\frac{dp}{ds}$ = Gradiente de presión (Atm/cm).

K = Permeabilidad (Darcy).

Debido a que solo una pequeña porción de los yacimientos impregnados con hidrocarburos tiene una permeabilidad promedio de 1 Darcy, la unidad usual de permeabilidad de la roca es el milidarcy (md) ⁽⁵⁾.

Se dice que una arenisca tiene una permeabilidad igual a 1 Darcy, si ésta permite por cada segundo el paso de 1cm^3 de fluido de viscosidad de 1 C.P. (Viscosidad del agua a 20°C) a través de la muestra que tiene una longitud de 1 cm y una área de 1 cm con una caída de presión de 1 atmósfera, ⁽⁵⁾ como se muestra en la figura N° 3.

III.2.1.- Relación Entre la Porosidad y Permeabilidad.

Así como la porosidad es condicionada principalmente por la forma y arreglo de los granos, la cantidad -- presente de material cementante y otros factores litológicos; la permeabilidad además de las propiedades del fluido, dependerá también de factores litológicos como: Cantidad de poros intercomunicados y del grado y tipo -- de cementación entre los granos. De aquí que algunas -- formaciones muestran una correlación entre la porosidad y permeabilidad ⁽⁵⁾.

En las figuras N° 4, 5 y 6 se muestran variaciones de la permeabilidad debido a factores litológicos.

En general, a una mayor porosidad interconectada - corresponde una mayor permeabilidad pero no así con la porosidad formada por espacios porosos no intercomunicados, que no constituyen porosidad efectiva y por tanto no contribuyen a la permeabilidad de la formación ⁽¹⁾.

Por otro lado, algunas arenas de grano fino pueden tener porosidad efectiva pero a la vez los poros a través de los cuales debe desplazarse el fluido, pueden -- ser estrechos y tortuosos tendiendo a disminuir la permeabilidad. Por consiguiente, la permeabilidad de arenas de grano fino puede ser muy baja ⁽¹⁾.

En cambio, otras formaciones como las carbonatadas pueden estar compuestas de roca densa con porosidad secundaria. Para este caso aunque la porosidad sea baja, la permeabilidad puede ser muy alta debido a los canales, fracturas, etc. (Porosidad secundaria) que tienen menos material cementante que impida el flujo de fluidos ⁽⁵⁾.

III.2.2.- Tipos de Permeabilidad.

Dentro de la Ingeniería de Yacimientos, concretamente en estudios relativos a la explotación, es importante cuantificar los siguientes tipos de permeabilidad: Absoluta, Efectiva y Relativa.

III.2.2.1.- Permeabilidad Absoluta.

La permeabilidad absoluta, K , de una roca es la de terminada cuando la roca se encuentra saturada al 100% de un fluido homogéneo igual al que se usa como fluido

desplazante. Esta permeabilidad debe ser la misma para cualquier líquido que no reaccione con el material de la roca y que la sature al 100%; sin embargo, esta condición no se cumple con los gases y esto es atribuible a un efecto de resbalamiento o deslizamiento molecular (2).

Brevemente, se puede decir que Klinkenberg observó este fenómeno de deslizamiento molecular al encontrar diferencias entre las permeabilidades medidas con gas o aire y las medidas con líquidos. Y esto debido a que -- los líquidos tienen velocidad nula en la superficie de los granos mientras que los gases muestran velocidad finita en el mismo medio, provocando un gasto mayor para una misma caída de presión, además de no reaccionar con el medio poroso (2).

En general, se utiliza aire o gas inerte como fluido de medición que al hacer las correcciones debidas por efecto de deslizamiento molecular se obtiene finalmente la permeabilidad absoluta al líquido (2).

III.2.2.2.- Permeabilidad Efectiva.

La permeabilidad efectiva de una roca es la determinada cuando la roca se encuentra parcialmente saturada de un fluido en particular (1). Por lo que en una -- prueba se pueden determinar:

K_o = Permeabilidad Efectiva al Aceite.

K_g = Permeabilidad Efectiva al Gas.

K_w = Permeabilidad Efectiva al Agua.

El rango de variación de la Permeabilidad Efectiva es:

$$0 \leq K_o, K_w = K, \text{ donde } K \leq \text{Permeabilidad Absoluta}^{(1)}.$$

III.2.2.3.- Permeabilidad Relativa.

La permeabilidad relativa de una roca es determinar a partir de la cuantificación de las permeabilidades absoluta y efectiva ⁽¹⁾.

De aquí que si tenemos un sistema aceite-agua, -- las permeabilidades relativas a los fluidos se calcula con las siguientes expresiones ⁽¹⁾:

$$K_{ro} = \text{Permeabilidad Relativa al Aceite} = K_o/K \text{ .(2)}$$

$$K_{rw} = \text{Permeabilidad Relativa al Agua} = K_w/K \text{ .(3)}$$

El rango de variación de la permeabilidad relativa es:

$0 \leq K_{ro}, K_{rw} \leq 1.0$, y generalmente esta permeabilidad es expresada como un porcentaje ⁽¹⁾.

La figura N° 7, muestra las curvas de las permeabilidades relativas al aceite y al agua, que varían con la saturación para una formación mojada por agua en un sistema aceite-agua. Las curvas infieren que a alta saturación de aceite, K_{ro} es grande y K_{rw} es pequeño; -- por lo que el aceite fluirá más fácilmente que el agua ⁽¹⁾.

Por el contrario, cuando tenemos altas saturaciones de agua, el K_{ro} es pequeño y K_{rw} es grande, por lo que el agua fluirá más fácilmente que el aceite ⁽¹⁾.

En general, la forma de las curvas de permeabilidad relativa depende de las características de la formación, porosidad y de los fluidos presentes (1).

III.2.2.4.- Métodos para determinar la permeabilidad.

Existen dos métodos básicos para determinar la permeabilidad, Directo e Indirecto.

III.2.2.4.1.- Método Directo.

Las permeabilidades son determinadas en el laboratorio a partir de pruebas en muestras extraídas de la formación, mediante técnicas ya establecidas (2).

III.2.2.4.2.- Método Indirecto.

Las permeabilidades son determinadas a partir de:

- Análisis de pruebas de presión (Incremento, decremento, etc.) registradas en el pozo.
- Gradientes de Resistividad⁽¹³⁾.
- Método Willie y Rose⁽¹³⁾.

III.3 SATURACION DE FLUIDOS.

La saturación de fluidos es definida como la fracción del espacio poroso ocupado por un fluido a condiciones de Yacimiento.

En base a la definición y como los valores de saturación están relacionados a volúmenes de poros y no a volúmenes de roca; podemos expresar la saturación de aceite, saturación de gas y la saturación de agua, como (2).

$$S_o = \frac{V_o @ C. Y.}{V_p} \dots \dots \dots (1)$$

$$S_g = \frac{V_g @ C. Y.}{V_p} \dots \dots \dots (2)$$

$$S_w = \frac{V_w @ C. Y.}{V_p} \dots \dots \dots (3)$$

$$S_o + S_g + S_w = 1 \dots \dots \dots (4)$$

en donde: S_o = Saturación de aceite (Fracción).

S_g = Saturación de gas (Fracción).

S_w = Saturación de agua (Fracción).

$V_o @ C.Y.$ = Volúmen de aceite a condiciones de yacimiento.

$V_g @ C.Y.$ = Volúmen de gas a condiciones de yacimiento.

$V_a @ C.Y.$ = Volúmen de agua a condiciones de yacimiento.

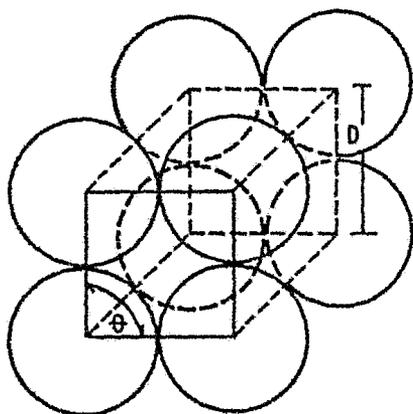
V_p = Volúmen de poros.

En la actualidad, se ha aceptado que inicialmente los espacios porosos fueron llenados con agua de mar en su totalidad, además que los hidrocarburos más ligeros se movieron por gravedad hacia la parte más alta estructuralmente hasta alcanzar posiciones de equilibrio hidrostático y dinámico desplazando en su recorrido el agua de los intersticios hasta tener una saturación mínima -

llamada saturación de agua congénita, de aquí que cuando un yacimiento es localizado y explotado éste puede - contener más de un fluido (Agua — aceite — gas)⁽²⁾.

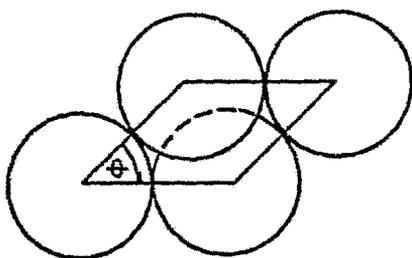
Finalmente, conocer la saturación de los fluidos - en un sistema agua-hidrocarburos es importante en:

- a) La determinación del contacto agua-hidro - carburos como límite inferior del yacimiento.
- B) Definición del intervalo a explotar.
- c) Cálculo del volúmen original de Hidrocarburos.



$$\begin{aligned}\theta &= 90^\circ \\ V_b &= D^3 \\ V_s &= \pi D^3 / 6 \\ \phi &= \frac{D^3 (1 - \pi / 6)}{D^3} \\ \phi &= 0.476 = 47.6\%\end{aligned}$$

EMPACAMIENTO CUBICO
COMPACTACION MINIMA



$$\begin{aligned}\theta &= 45^\circ \\ V_b &= D^2 \times D \operatorname{sen} \theta \\ &= D^3 / \sqrt{2} \\ V_s &= 11 D^3 / 6 \\ \phi &= \frac{D^3 (1 / 1.41 - \pi / 6)}{D^3 / 1.41} \\ \phi &= 0.259 = 25.9\%\end{aligned}$$

EMPACAMIENTO ROMBOEDRICO
COMPACTACION MAXIMA

FIGURA. No. 1.-VARIACION DE LA POROSIDAD CON RESPECTO AL TIPO DE ARREGLO Y COMPACTACION.

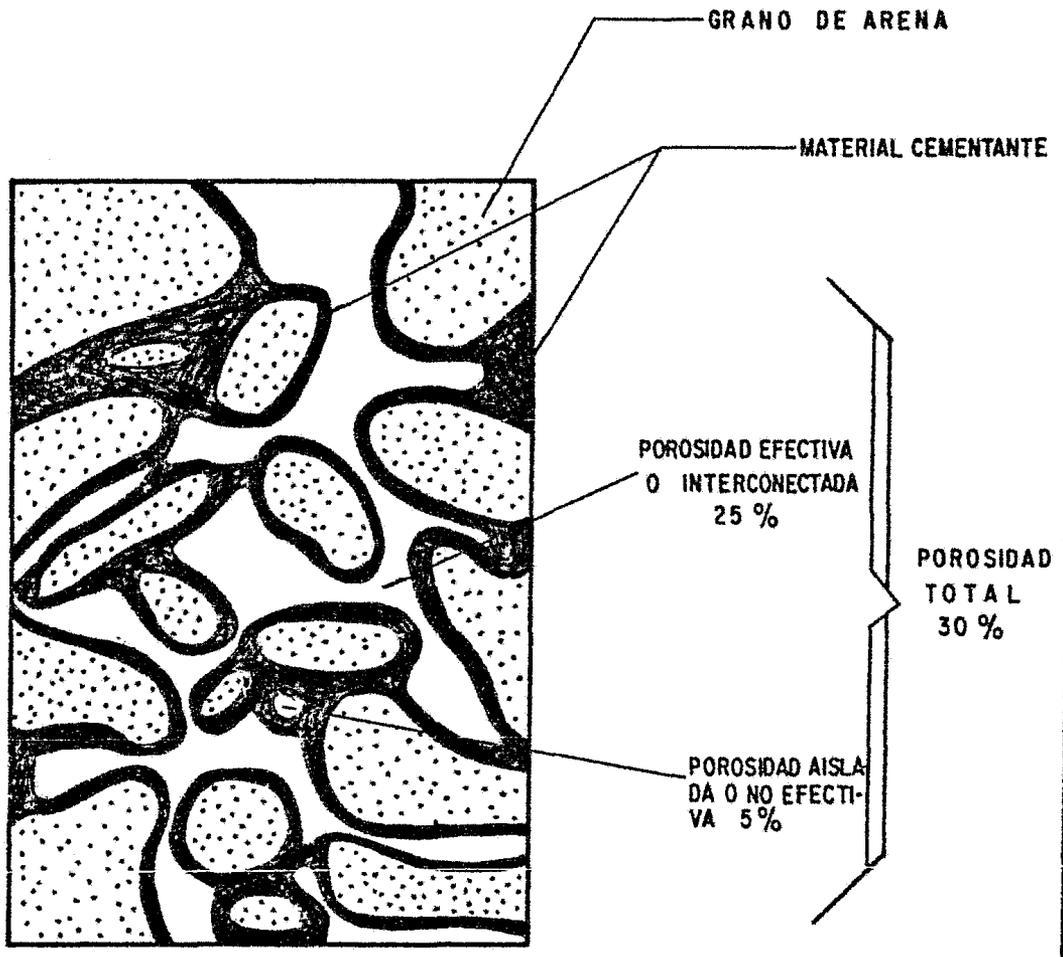


FIGURA No. 2.- EFECTO DEL MATERIAL CEMENTANTE EN LA POROSIDAD EFECTIVA.

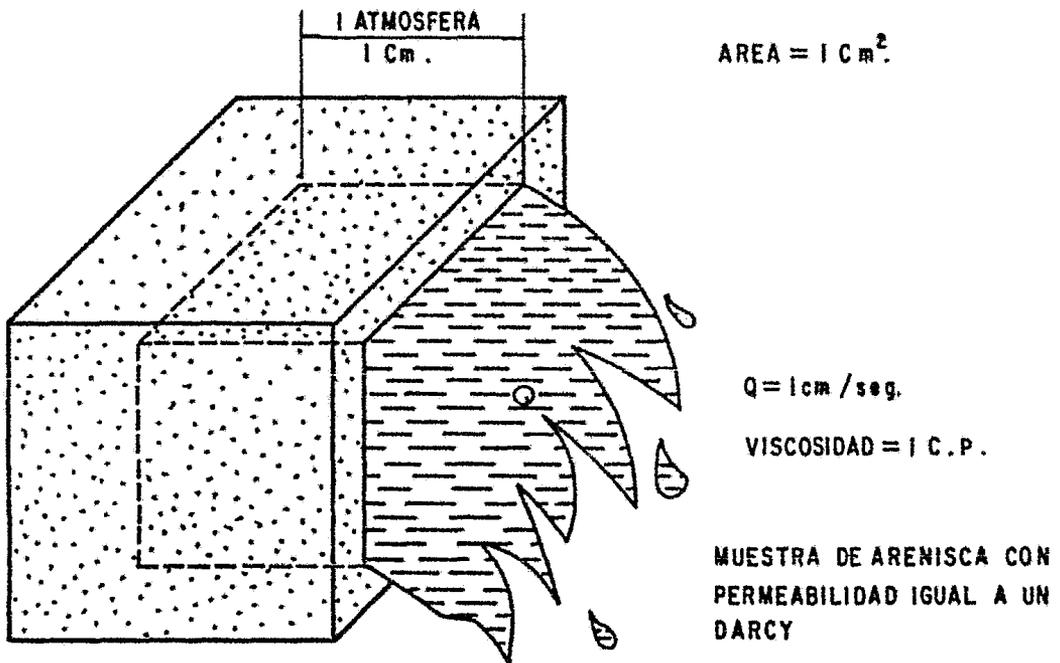
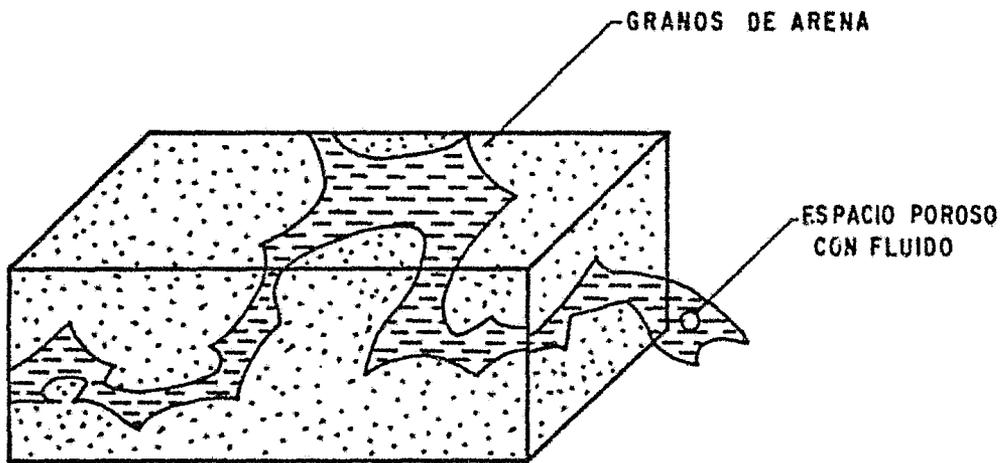
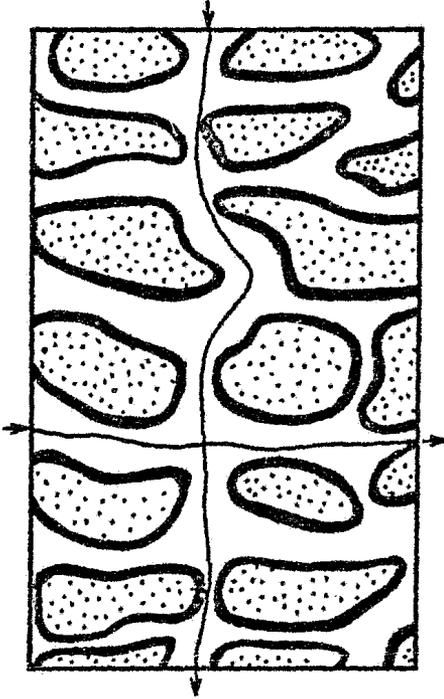


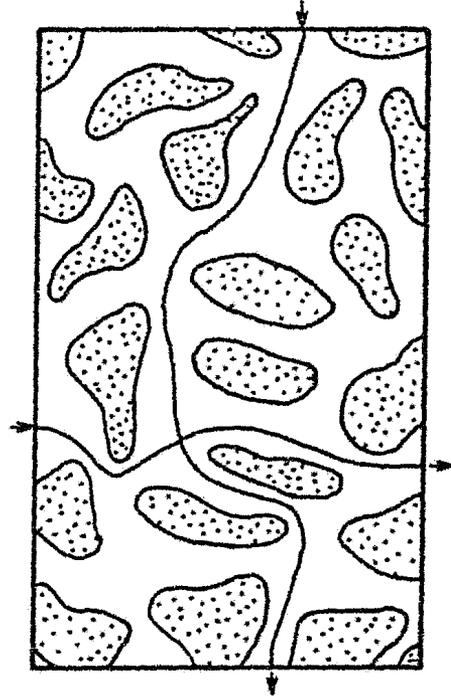
FIGURA No.3 - FLUJO DE FLUIDOS EN UNA ARENA PERMEABLE

PERMEABILIDAD HORIZONTAL 800 MD
PERMEABILIDAD VERTICAL 500 MD.



POROSIDAD 15%

PERMEABILIDAD HORIZONTAL 1500 MD.
PERMEABILIDAD VERTICAL 1000 MD.



POROSIDAD 40%

FIGURA .No. 4.-VARIACIONES DE LA POROSIDAD Y PERMEABILIDAD EN UNA ARENA CON DIFERENTE ARREGLO DE SUS GRANOS

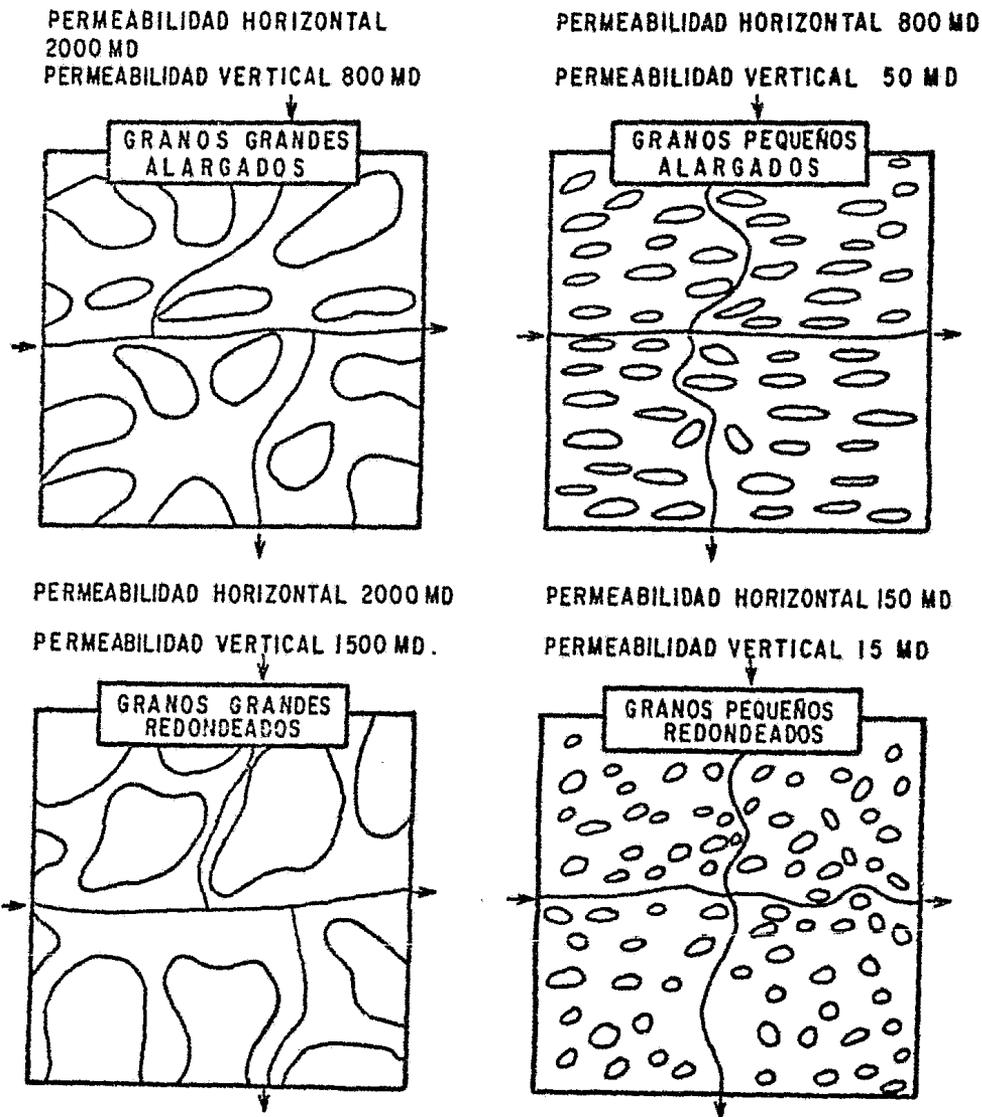


FIGURA No.5.-EFECTOS DE LA FORMA Y TAMAÑO DEL GRANO EN LA PERMEABILIDAD.

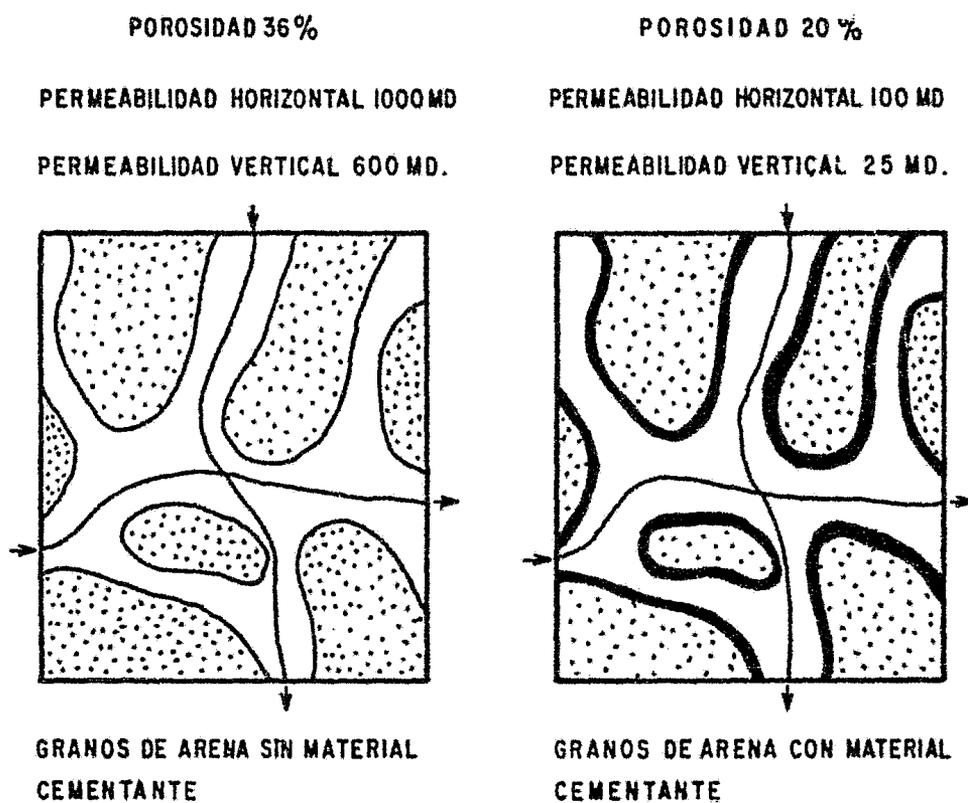


FIGURA No.6.—EFECTOS DEL MATERIAL CEMENTANTE EN LA POROSIDAD Y PERMEABILIDAD.

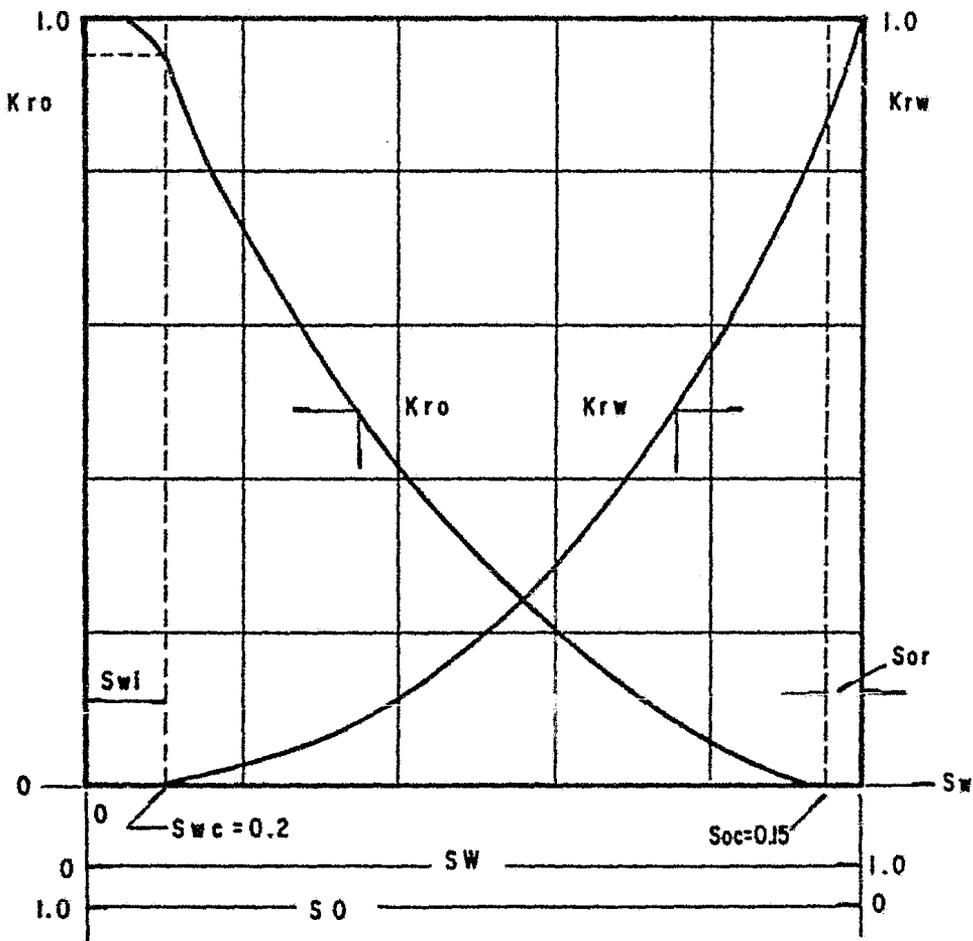


FIGURA.No.7.-PERMEABILIDAD RELATIVA CONTRA SATURACION DE AGUA (CURVAS ILUSTRATIVAS)

IV. METODOS DE ANALISIS DE REGISTROS GEOFISICOS
DE POZOS PARA CALCULAR LA SATURACION
DE AGUA.

IV. 1.- METODO DE ARCHIE EN EL CALCULO DE LA SATURACION DE AGUA, A PARTIR DEL ANALISIS DE REGISTROS GEOFISICOS DE POZOS.

Las siguientes ecuaciones básicas que son generalmente aceptadas para la evaluación de formaciones a partir de registros geofísicos de pozos son:

Para el cálculo de la saturación de agua es:

$$S_w = \sqrt{\frac{R_w F}{R_t}} \dots \dots \dots (1)$$

en donde: S_w = Saturación de agua de formación (Fracción).

R_w = Resistividad del agua de formación (ohm-m).

R_t = Resistividad de la roca saturada parcialmente con agua (ohm-m).

F = Factor de resistividad de la formación o factor de formación (Adimensional).

Para el cálculo del factor de resistividad de la formación en función de la porosidad y el factor de cementación es:

$$F = \varnothing^{-m} \dots \dots \dots (2)$$

en donde: \varnothing = Porosidad (Fracción)

m = Factor de cementación (Adimensional).

Para el cálculo del factor de resistividad de la formación en función de la relación de resistividades es:

$$F = R_o/R_w \dots \dots \dots (3)$$

en donde: R_o = Resistividad de la roca 100% saturada --
con agua (ohm-m)

Las ecuaciones anteriores fueron proporcionadas -- por Archie en base a estudios de laboratorio y en lo si guiente se darán los principios físicos por los cuales llega a ellas.

Apoyado en trabajos previos, Archie dedujo que la porosidad es el factor que controla el paso de la co -- rriente e implícitamente controla el volúmen de fluido por el cual fluye dicha corriente y a la vez controla -- la cementación de la roca. Por otro lado, la distribu -- ción del tamaño de grano controla el tamaño de los poros interconectados ⁽³⁾.

De pruebas en el laboratorio y estudios sobre la -- variación de las propiedades físicas de las rocas se ob -- servó que existen factores litológicos que inducen a -- esta variación. Esto es debido a que la estructura mine -- ralógica de la mayoría de las rocas sedimentarias y es -- pecialmente rocas limpias no son conductoras de electri -- cidad. Sin embargo, la misma roca saturada con agua de formación se transforma en conductora, debido a la sali -- nidad y volúmen del agua contenida en sus poros ⁽⁴⁾.

A partir de estas consideraciones físicas, Archie llegó a la ecuación 2, donde relaciona el factor de resistividad de la formación, F , a los factores litológicos como son la porosidad, ϕ , y el factor de cementación, m . Aunque primeramente observó la diferencia que se ma -- nifestaba al medir la resistividad de una muestra de a -- gua de formación y al medir la resistividad de una mues -- tra de roca saturada 100% con agua, por ello dedujo que la resistividad de la roca saturada 100% con agua era F

veces la resistividad del agua. Por lo que, relacionando esta resistividad encontró la ecuación 3, y finalmente llega a la ecuación 2.

Para llegar a estas conclusiones tuvo que realizar trabajos en el laboratorio donde determinó diferentes valores de R_o/R_w y diferentes valores de porosidad, \emptyset , (10 a 40%) para cada muestra saturada al 100% con agua; utilizando agua con salinidad del orden de 20,000 a --- 100,000 miligramos de NaCl. Estos valores son graficados en un papel doble logarítmico resultando una gráfica -- cruzada de $\log R_o/R_w$ contra $\log \emptyset$, en donde se observó la alineación de estos puntos graficados. Siguiendo la tendencia de los puntos graficados se trazó una línea -- recta, resultando con pendiente negativa, la cual es re presentada por la siguiente ecuación.

$$\log R_o/R_w = -m \log \emptyset + \log B \dots \dots \dots (4)$$

$$R_o/R_w = \emptyset^{-m} \dots \dots \dots (5)$$

sacando antilogaritmo a la ecuación 4, se llega a la ecuación 5, en donde se supone que el valor de B, es igual a 1, siempre y cuando R_o sea igual a R_w y la porosidad sea igual a 1, figura N^o 8.

Para estas diferentes muestras de arenas consolidadas y saturadas al 100% con agua de formación encontró que los factores de cementación, m , variaron entre 1,8 y 2,0. En el caso de arenas no consolidadas se encontró que el valor de m , era cercano a 1,3.⁽³⁾

Análisis similar realizó sobre los diferentes tipos litológicos, aquellos que aparecen más frecuentemente -- en formaciones productoras, concluyendo que los factores de cementación, m , varían de acuerdo al grado de --

consolidación de las rocas, tabla N° 1 y figura N° 9.

De aquí, que para calcular el factor de resistividad de la formación, F , con la técnica de Archie, sólo necesitamos conocer el tipo de litología y porosidad, ϕ de la muestra analizada.

La porosidad, ϕ , se obtiene de núcleos o a partir de cualquier registro que mida el índice de porosidad - de la formación tales como:

- Registro Neutrón Compensado, CNL.
- Registro Sónico de Porosidad, BHC.
- Registro Epitermal, SNP.
- Registro de Densidad Compensado, FDC.
- Registro Gamma Neutrón, RGN.

Al igual que otros investigadores⁽⁴⁾ Archie, a -- partir de procesos de desaturación de núcleos en el laboratorio, estudió la variación de la resistividad tanto en arenas consolidadas como en arenas no consolidadas cuando la fase mojante es agua y cuando dicha fase mojante son hidrocarburos; con el fin de encontrar una relación que le permitiera calcular la saturación de agua.

El estudio lo inicia con el proceso de desaturación que parte con la medición de la resistividad cuando la muestra está 100% saturada con agua, R_o , disminuyendo - posteriormente en etapas la saturación del agua, sw , al ser ésta desplazada por un fluido no conductor (Hidro - carburos) y repitiendo las mediciones de resistividad -

de la muestra parcialmente saturada con agua, R_t , en cada etapa. Como el fluido no conductor fué un hidrocarburo, observó que las resistividades de la muestra parcialmente saturada con agua, R_t , eran mayores que la resistividad, R_o , medida inicialmente cuando la muestra estaba 100% saturada con agua y esta diferencia era debido a que en cada etapa de desaturación existe menos volumen de agua disponible a permitir el paso de la corriente - en dicha muestra.

Los valores R_t/R_o (Índice de resistividad) obtenidos en el proceso anterior son graficados en una gráfica cruzada sobre papel doble logarítmico. Se configuraron datos de muestras de arenas consolidadas y no consolidadas en donde la fase mojante era agua, dando como resultado las curvas 1 y 2 de la figura N° 10, de donde sus pendientes, n , calculadas resultaron 1.8 y 2.0 respectivamente. Cuando la fase mojante era hidrocarburos resultó la curva 3 de la figura N° 10, en donde su pendiente, n , varía de punto a punto.

A partir del análisis de la gráfica cruzada de --- R_t/R_o contra S_w se llega a la ecuación siguiente:

$$S_w = (R_t/R_o)^{-1/n} \dots \dots \dots (6)$$

en donde n = Coeficiente de saturación.

Por otro lado, observando que los valores del coeficiente de saturación para arenas consolidadas y arenas no consolidadas varía entre 1.8 y 2.0 se considera generalmente $n = 2.0$ y la ecuación 6, se transforma en:

$$S_w = \sqrt{\frac{R_o}{R_t}} \dots \dots \dots (7)$$

Finalmente, manipulando la ecuación 7 y despejando R_o de la ecuación 3, se llega a la ecuación 1:

$$S_w = \sqrt{\frac{R_w F}{R_t}} \dots \dots \dots (1)$$

En donde la resistividad de la roca parcialmente saturada con agua, R_t , puede ser obtenida a partir de un registro de investigación profunda (DLL, IL, RI, ILL, etc.), la resistividad del agua R_w , puede ser medida directamente en una muestra de agua en el laboratorio o -- puede ser calculada por medio del registro de potencial natural, SP, el factor de resistividad de la formación es calculado a partir de la expresión $F = 1/\phi^m$, en donde la porosidad se obtiene de núcleos o de un registro de índice de porosidad y el factor de cementación, m , -- se obtiene de la tabla N° 1, o figura N° 9, teniendo un conocimiento de la litología de la formación o de la -- muestra analizada,

IV.1.- Algoritmo para el cálculo de la saturación de agua.

La información necesaria para aplicar el método de Archie en el cálculo de la saturación de agua, S_w , es:

IV.1.1.- El índice de porosidad, que se obtiene a partir de --- cualquiera de los siguientes registros geofísicos:

- Registro Neutrón compensado, CNL.
- Registro Epidermal, SNP
- Registro Sónico de porosidad, BHC.
- Registro de Densidad compensado, FDC.
- Registro de Rayos Gamma Neutrón, RGN.

IV.1.2.- Valores de resistividades leídas directamente de un registro geofísico de investigación profunda:

- Registro doble lateroperfil, DLL.
- Registro de inducción, RI.
- Etc.

IV.1.3.- Tipo de litología y grado de consolidación.

IV.1.4.- Resistividad del agua, que se obtiene a partir de:

- Registro de potencial natural, SP, medido en zonal limpias para arenas.
- Registro de Rayos Gamma Neutrón, RGN, combinado con un registro de resistividad de investigación profunda, DLL, para carbonatos.
- Análisis de agua de formación.

IV.2.- Ejemplo de aplicación.

Información recopilada.- Es una formación de carbonatos moderadamente compacta, con agua de formación

de una salinidad igual a 200,000 ppm de NaCl, El índice de porosidad y resistividades son presentados en las columnas 2 y 3 respectivamente, tabla N°2

Paso N° 1.- El factor de cementación, m , es obtenido de la tabla N° 1, a partir del conocimiento del tipo de litología y su grado de consolidación, que en nuestro ejemplo resultó igual a 1,85.

Paso N° 2.- Con el factor de cementación, m , obtenido anteriormente y el índice de porosidad leída de un registro, columna 3, tabla N° 2, se entra a la figura N° 9 para calcular el factor de resistividad de la formación, F , o mediante la expresión, $F=1/q^m$.

En forma analítica para el primer punto analizado se tiene:

$$F=1/(0,292)^{1,85}=690,30, \text{ columna 6, tabla N° 2.}$$

Paso N° 3.- Si no se tiene la resistividad del agua, R_w , determinada directamente de una muestra de agua de formación, se obtiene a partir del registro de potencial natural, SP.

En este caso $R_w=0.0145$, calculado con la gráfica Gen-9 de las tablas Schlumberger a partir de la salinidad de la formación igual a 200000 ppm de NaCl y una temperatura del punto analizado de 250,13°F, columna 5, tabla N° 2.

Paso N° 4.- El valor de la resistividad verdadera de la formación, R_t , se obtiene de un registro de resistividad de investigación profunda (DLL, RI, etc.), columna 4, tabla N° 2.

Paso N° 5.- Finalmente, en la ecuación 1, capítulo IV, son substituidos los valores de resistividad del agua, R_w , factor de resistividad de la formación, F , y la resistividad verdadera de la formación, R_t , con lo cual se calculó la saturación de agua, S_w , para cada intervalo analizado, columna 7, tabla N° 2.

Para el primer punto analizado se tiene:

$$S_w = \frac{(.145) (690.30)}{48} = 0.456$$

Esta información es presentada en la columna 7, tabla N° 2.

IV.2.- METODO DE AGUILERA PARA DETERMINAR LA SATURACION A PARTIR DE REGISTROS GEOFISICOS DE POZOS.

Las ecuaciones básicas en evaluación de formaciones a partir de Registros Geofísicos de pozos son:

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

$$I = \frac{R_t}{FR_w} = \frac{R_t}{R_o} \dots \dots \dots (2)$$

$$F = \rho^{-m} = \frac{R_o}{R_w} \dots \dots \dots (3)$$

Manipulando las ecuaciones 2 y 3 tenemos:

$$F = \frac{R_t}{IR_w} \dots \dots \dots (4)$$

$$\frac{R_t}{I R_w} = \emptyset^{-m} \dots \dots \dots (5)$$

$$R_t = I R_w \emptyset^{-m} \dots \dots \dots (6)$$

Expresando la ecuación 6 en forma logarítmica se tiene:

$$\text{Log } R_t = \text{Log } I + \text{Log } R_w - m \text{Log } \emptyset \dots \dots (7)$$

En donde la ecuación 7 indica que una gráfica de $-\text{Log } R_t$ contra $\text{Log } \emptyset$ nos dará como resultado una línea recta con pendiente m , para zonas con R_w e I constantes. Como se puede ver en la figura N° 11, la recta de la gráfica es válida únicamente para zonas 100% saturadas con agua.

Porter, Pickett y Whitman⁽¹¹⁾ indicaron que un análisis similar realizado para cualquier tipo de Registro de índice de porosidad por gráficas cruzadas.

- Para el Registro Neutrón Compensado, CNL
Log \emptyset CNL contra Log R_t .
- Para el registro Epitermal, SMP
Log \emptyset SNP contra Log R_t .
- Para el registro Sónico de Porosidad BHC
Log $(A_t - A_{tm})$ contra Log R_t .
- Para el registro de Densidad Compensado, FDC
Log $(P_m - P_{reg})$ contra Log R_t .
- Para el registro de Rayos Gamma Neutrón, RGN
unidades API (En escala lineal) contra Log R_t .

Las gráficas generadas con los registros de índice

de porosidad anteriores, darán una línea recta para zonas 100% saturadas con agua, de igual forma la gráfica mostrada en la figura N° 11, para la ecuación 7.

En base a las gráficas anteriores se calcula el exponente de cementación, m , el cual es prácticamente igual al exponente de saturación, n , de acuerdo a experiencias obtenidas en laboratorio por algunos autores⁽¹⁰⁾.

En las gráficas referidas no es necesario utilizar valores de resistividad verdadera, R_t , ya que las resistividades leídas directamente de los registros, R_a , pueden ser utilizadas debido a que éstos son proporcionales a las resistividades verdaderas de la formación.

Aguilera, basado en trabajos previos⁽¹¹⁾ utiliza el parámetro P , para determinar las zonas con hidrocarburos y agua, éste parámetro está en función de la resistividad y la respuesta de un registro de índice de porosidad. P , es definida por la siguiente ecuación para el registro Sónico de Porosidad.

$$P = R_t (A_t - A_{tm})^m = R_w B^m I \dots \dots \dots (8)$$

En la ecuación 8, se puede ver que R_w , B , M e I son constantes, las cuales son colocadas en un lado de la ecuación. Consecuentemente P , seña constante para zonas 100% saturadas con agua si los parámetros R_t y A_t son conocidos y si los valores de R_w , B , M y A_{tm} son constantes.

El parámetro P , fué investigado⁽¹¹⁾ y se encontró que la raíz cuadrada de P tiene una distribución normal para zonas 100% saturadas de agua. Este parámetro se calcula dependiendo del tipo de registro con las siguientes ecuaciones:

— Registro Neutrón Compensado, CNL.

$$P^{1/2} = Rt \varnothing_{CNL}^m \quad (9)$$

— Registro Sónico de Porosidad, BHC.

$$P^{1/2} = Rt (At - Atm)^m \quad (10)$$

— Registro de Densidad Compensado, FDC.

$$P^{1/2} = Rt (pm - preg)^m \quad (11)$$

Como $P^{1/2}$ tiene una distribución normal para zonas con saturación de agua del 100%, si graficamos sobre -- papel probabilístico la $P^{1/2}$ obtenida a partir de cualquiera de las ecuaciones anteriores contra la frecuencia acumulativa (Que incluye el número total de datos -- para valores de $P^{1/2}$ en zonas saturadas 100% con agua -- así como zonas con saturaciones menores), debe resultar una línea recta para zonas 100% saturadas con agua. Las zonas con hidrocarburos se desviarán de esa línea recta siguiendo la tendencia de la serie de puntos, que se -- desvían, se trata de trazar otra línea recta que intercepte a la primera.

El punto de intercepción nos mostrará claramente -- donde termina la zona de agua y empieza la zona de hidrocarburos y al ser proyectado el punto hasta el eje de -- las $P^{1/2}$ se obtiene el valor máximo de P para zonas de agua, figura N° 12.

Una tercera gráfica importante es la que se obtiene al graficar $P^{1/2}$ de las zonas de agua exclusivamente contra las frecuencias acumulativas calculadas. Recordando que el comportamiento de la $P^{1/2}$ para zonas de --

agua es identificado por una distribución normal, por lo que al graficarlo en papel probabilístico su comportamiento será el de una línea recta. El objetivo de esta gráfica es obtener el valor medio de P a una frecuencia acumulativa del 50%, figura N° 13.

Un criterio práctico para calcular el valor medio de P, es trazar una línea recta sobre los puntos contenidos en la gráfica y a partir del valor del 50% del eje de la frecuencia acumulativa, trazar una vertical -- que intercepte a la recta anterior, hasta el eje de $P^{1/2}$ y se calcula el valor medio de P a la frecuencia acumulativa del 50%.

Con la información obtenida anteriormente se calcula el índice de resistividad, I, de la expresión:

$$I = \frac{PH}{P_{100}} \dots \dots \dots (12)$$

En donde PH es el valor de P para zonas con y sin hidrocarburos y P_{100} es el valor medio de P determinado para cuando se tienen zonas 100% saturadas con agua a una frecuencia acumulativa del 50%.

Debe tenerse muy en cuenta que la ecuación 12 está expresada en función de P y no de $P^{1/2}$, consecuentemente todos los valores calculados de $P^{1/2}$ deben ser elevados al cuadrado para poder ser utilizados en la ecuación 12.

Con el valor de índice de Resistividad ya determinado se procede a calcular la saturación de agua por medio de la ecuación:

$$S_w = I^{-1/n} \dots \dots \dots (13)$$

Recordando que el valor de n de la ecuación 13, es prácticamente igual al exponente de cementación, m , determinado en una gráfica similar a la de la figura N° 10.

IV.2.1.- Descripción de la Secuencia de pasos para el cálculo de Saturación de agua.

La información necesaria para aplicar el método de Aguilera en el cálculo de la saturación de agua, S_w , es:

A) El índice de porosidad que se obtiene a partir de las lecturas hechas de cualquiera de los siguientes registros geofísicos:

- Registro Neutrón Compensado, CNL.
- Registro Epitermal, SNP.
- Registro Sónico de Porosidad, BHC.
- Registro de Densidad Compensado, FDC.
- Registro de Rayos Gamma Neutrón, RGN.

b) Valores de resistividades, leídas directamente de un registro geofísico de investigación profunda:

- Registro de Inducción, RI.
- Registro doble Lateroperfil, DLL.
- Etc.

Estos valores tanto de índice de porosidad como de resistividad son obtenidos de lecturas que se realizan tratando siempre de apegarse lo más posible a las variaciones de las curvas o de los registros.

Con el fin de ilustrar el procedimiento del cálculo de la saturación de agua, S_w , con el método de Aguilera, se presenta la información en la tabla N° 3, obtenida a partir del registro sónico de porosidad y de un registro de investigación profunda (14).

Paso N° 1.- En papel doble logarítmico se grafican los valores de R_t contra los de $A_t - A_{tm}$ de la tabla N° 3, figura N° 14.

Paso N° 2.- En la figura N° 14 se traza una línea recta siguiendo la tendencia de los puntos donde la pendiente de dicha recta es el exponente de cementación, m , el cual es calculado con la siguiente ecuación:

$$m = \frac{\log X_2 - \log X_1}{\log Y_2 - \log Y_1} \dots \dots \dots (14)$$

El eje de las X contiene los valores de $\log R_t$ y el de las Y, corresponde a los valores de $\log (A_t - A_{tm})$, por lo que:

$$m = \frac{\log 320 - \log 1}{\log 46 - \log 1} = 1.5$$

Paso N° 3.- Utilizando la ecuación 10, y substituyendo los valores de la columna 3 y 4, tabla N° 3 y el valor del exponente de cementación, m , del paso anterior en dicha ecuación son calculadas la $P_{\frac{1}{2}}$ de cada zona columna 5, tabla N° 3.

Cálculo de la $P_{\frac{1}{2}}$ para la zona N° 1:

$$P_{\frac{1}{2}} = (55 (3.0)^{1.5})^{\frac{1}{2}} = 16.91$$

Paso N° 4.- A partir del análisis de la $P_{\frac{1}{2}}$ calculadas de cada zona, son seleccionados los rangos de va-

riación o intervalos de clase de las $P \frac{1}{2}$ columna 6, tabla N° 3.

Paso N° 5.- Analizando nuevamente las $P \frac{1}{2}$ calculadas se encuentran las $P \frac{1}{2}$ contenidas en cada intervalo de clase o rango de variación generando la columna 7, - tabla N° 3.

Ejemplo: La $P \frac{1}{2} = 16,91$ estará contenida en - el rango de variación 16 - 17 y analizando el resto de las $P \frac{1}{2}$, observamos que solo hay una.

Al término de este paso se obtiene el número total de muestras.

Paso N° 6.- La frecuencia es calculada efectuando el cociente de cada número de muestras entre el número total de muestras, columna 8, tabla N° 3.

Ejemplo: $\frac{\text{Primer número de muestras}}{\text{Total de muestras}} \frac{1}{11} = 0.091$

Paso N° 7.- La frecuencia acumulativa es calculada a partir de la suma de las frecuencias.

Ejemplo: Para el primero tendremos:

$$0,091 = 0,091$$

Para el segundo;

$$0,091 + 0,182 = 0,273$$

Etc., y así obtenemos la columna 9. tabla N° 3.

Paso N° 8.- En papel probabilístico se grafican -- los intervalos de clase o rangos de variación de $P \frac{1}{2}$ --

contra las frecuencias acumulativas (Columnas 6 y 9 respectivamente tabla N° 3), figura N° 15.

Paso N° 9.- Siguiendo la tendencia de los puntos más cercanos al eje de las frecuencias acumulativas, se traza una línea recta que pase sobre la mayoría de los puntos graficados. Como se observará, hay puntos que se encuentran fuera de esa recta, sobre esos puntos que -- también siguen una tendencia, se intenta trazar otra línea que intercepte a la primera, figura N° 15.

El punto donde se intercepten las dos líneas rectas, debe ser proyectado hasta el eje de intervalos de clase de $P\frac{1}{2}$ y encontrar el máximo rango de variación de $P\frac{1}{2}$, que resultó igual a 20, figura N° 15.

Paso N° 10.- A partir de los rangos de variación de $P\frac{1}{2}$ contenidos en la columna 6 de la tabla N° 1, se genera la tabla N° 3. Sólo serán considerados desde el primer rango hasta el rango de variación de $P\frac{1}{2}$ calculado graficamente en el paso anterior, con el procedimiento descrito en los pasos N° 5, 6 y 7.

Paso N° 11.- En papel probabilístico se graficarán los rangos de variación de $P\frac{1}{2}$ contra las frecuencias acumulativas contenidos en las columnas 1 y 4 respectivamente de la tabla N° 4. Cabe recordar que estos valores contenidos en la tabla N° 4 son de las zonas exclusivamente de agua, gráfica N° 16.

Paso N° 12.- Igualmente como en el paso N° 9, se traza una línea recta que pase sobre la mayoría de puntos graficados. A diferencia del paso anterior, a partir de la frecuencia acumulativa del 50% se traza una línea

recta que intercepte a la primera y a partir del punto de intersección es trazada una línea recta que intercepte al eje de los rangos de variación de $P_{\frac{1}{2}}$, resultando para este caso aproximadamente igual a 18.0, gráfica -- N° 16. El valor encontrado en este paso es elevado al cuadrado para obtener la P_{100} que es el valor buscado - el cual resultó igual a 324.0

Paso N° 13.- La PH para cada zona es calculada al elevar al cuadrado cada una de las $P_{\frac{1}{2}}$ contenidas en la columna 5, tabla N° 3, dicha información se presenta en la columna 7, tabla N° 4.

Paso N° 14.- Con la P_{100} calculada en el paso N° 12 y la PH calculada en el paso N° 13, procedemos a calcular el índice de resistividad para cada zona, substituyendo los valores descritos en la ecuación 12.

Ejemplo: Zona N° 1

Como $P_{\frac{1}{2}} = 16.91$ por tanto $PH = 285.95$
y conocida la $P_{\frac{1}{2}}$ media = 324.0

$$I = \frac{285.95}{324.0} = 0.8825$$

esta información se presenta en la columna 8, tabla N° 4.

Paso N° 15.- Recordando que el coeficiente de cementación, m , es prácticamente igual al coeficiente de saturación, n , aplicamos la ecuación 13, substituyendo el índice de resistividad calculado anteriormente y obtenemos finalmente la saturación de agua, Sw , para cada zona analizada.

Ejemplo: Zona N° 1.

$$\text{si } I = 0.8825 \text{ y } m = 1.5 = n$$

por tanto - 1/1.5

$$Sw = (0.8825) = 1.000 = 100\%$$

esta información se presenta en la columna 9, tabla N° 4.

DESCRIPCION DE LA ROCA		VALORES DE m*
Rocas no consolidadas:	<ul style="list-style-type: none"> — Arenas deleznales — Calizas oolíticas — etc. 	1.3
Rocas muy ligeramente cementadas:	— Arenas típicas de la costa del Golfo, excepto Wilcox.	1.4 - 1.5
Rocas ligeramente cementadas:	— La mayoría de las arenas con porosidades del 20% o más.	1.6 - 1.7
Rocas moderadamente cementadas:	— Arenas altamente consolidadas con porosidad del 15% o menos.	1.8 - 1.9
Rocas altamente cementadas:	<ul style="list-style-type: none"> — Arenas con baja porosidad — Cuarzita — Caliza — Dolimita con porosidad intergranular — Cretas 	2.0 - 2.2

*Calculados a partir de pruebas en el laboratorio de muestras de diferente litología, ver punto V.1.

Tabla N° 1.- Variación del factor de cementación, m, debida a la variación del grado de consolidación de la Roca.

(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	
Profundidad (mb MR)	No. de inter- valos	Porosidad ϕ (Fracción)	Resistividad de Registro R_t (ohm-m)	Resistividad del agua, R_w (ohm-m) *	Factor de Resistividad de la forma- ción (F)	Saturación de agua (Fracción)	OBSERVACIONES
4521.0	1	0.0292	48.0	0.0145	690.30	0.456	Tipo de litología.- caliza-dolomía, moderadamente consolidada. Salinidad del agua de formación 200,000ppm de NaCl. Temperatura en la superficie=27°C Temperatura máxima de fondo = 127°C Profundidad total = 4800 *Resistividad calculada con la gráfi- ca Gen-9 de las tablas Schlumberger, Ed-1979. El exponente de cementación, m, se determinó de la tabla N° 1 e igual a 1.85.
4521.8	2	0.0400	110.0	0.0145	305.64	0.225	
4522.5	3	0.0600	30.0	0.0145	182.14	0.296	
4523.0	4	0.0734	55.0	0.0145	125.44	0.162	
4524.0	5	0.0758	10.0	0.0145	118.19	0.414	
4525.1	6	0.0586	7.8	0.0145	190.27	0.594	
4526.0	7	0.0329	14.0	0.0145	553.59	0.757	
4526.8	8	0.0300	20.0	0.0145	656.63	0.689	
4527.5	9	0.0258	15.0	0.0145	667.96	0.916	
4528.2	10	0.0241	18.0	0.0145	984.61	0.890	

Tabla N° 2.- Cálculo de la saturación de agua
del ejemplo aplicando el método
Archie.

(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)
Zona Número	Δt del Registro	$(\Delta t - \Delta t_m)$ $t_m = 55$	Rt del Registro	$P1/2$ *	Rango de variación de $P1/2$	Número de muestras	Frecuen- cia	Frecuen- cia acumu- lativa
1	58.0	3.0	55	16.91	16-17	1	0.091	0.091
2	60.0	5.0	27	17.37	17-18	2	0.182	0.273
3	64.2	9.2	11	17.52	18-19	3	0.273	0.546
4	61.0	6.0	29	20.64	19-20	2	0.182	0.728
5	59.0	4.0	49	19.80	20-21	1	0.091	0.819
6	60.0	5.0	35	19.78	46-47	1	0.091	0.910
7	61.0	6.0	23	18.39	47-48	1	0.091	1.001
8	62.0	7.0	19	18.76		11		
9	63.0	8.0	15	18.42				
10	63.0	8.0	100	47.57				
11	62.0	7.0	115	46.15				

* $m = 1.5$

Tabla N^o 3

(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)
Rango de variación de P1/2 P/zonas de agua	Número de Muestras	Frecuencia	Frecuencia acumulativa	Zona Número	P1/2	PH = (P1/2) ²	I = $\frac{ph}{P_{100}}$	Sw = I - 1/n
16-17	1	0.111	0.111	1	16.91	285.94	0.8825	1.000
17-18	2	0.222	0.333	2	17.37	301.71	0.9312	1.000
18-19	3	0.333	0.666	3	17.52	306.95	0.9473	1.000
19-10	2	0.222	0.888	4	20.64	426.00	1.3148	0.833
20-21	1	0.111	0.999	5	19.80	392.04	1.2100	0.880
	9			6	19.78	391.23	1.2075	0.881
				7	18.39	338.19	1.0437	0.972
				8	18.76	351.94	1.0862	0.946
				9	18.42	339.29	1.0472	0.969
				10	47.57	2262.90	6.9800	0.270
				11	46.15	2169.82	6.5700	0.290

$P_{100} = 324.0$ determinado en la figura N° 6

$n = 1.5$

Tabla N° 4

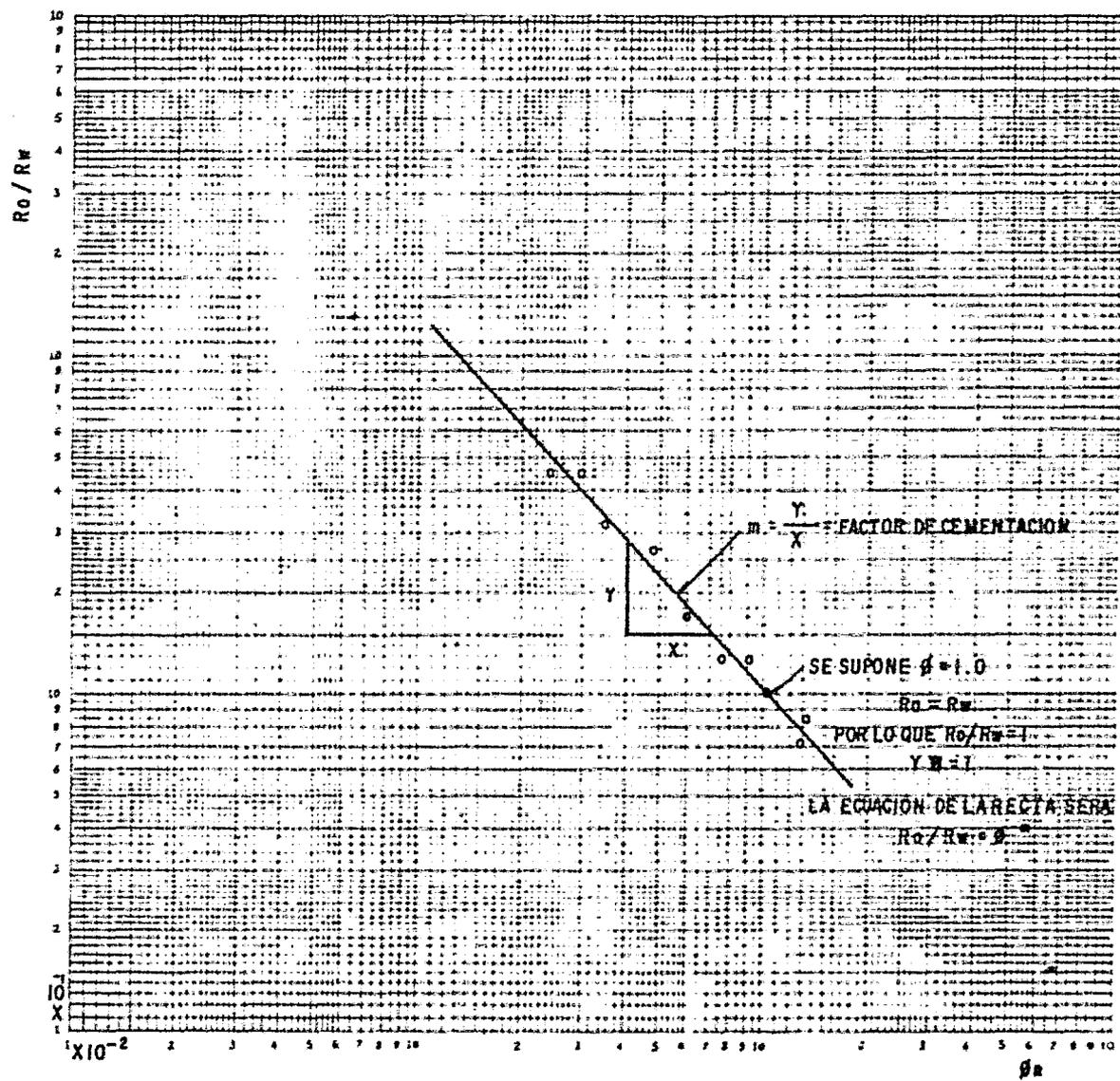


FIGURA No.8.- VALORES DE R_o/R_w Y ϕ_n DETERMINADAS A PARTIR DE MUESTRAS SATURADAS AL 100% CON AGUA DE SALINIDAD DEL ORDEN DE 20000 A 100 000 MILIGRAMOS DE NaCl, PARA ENCONTRAR LA ECUACION QUE RELACIONA R_o/R_w A LA ϕ_n .

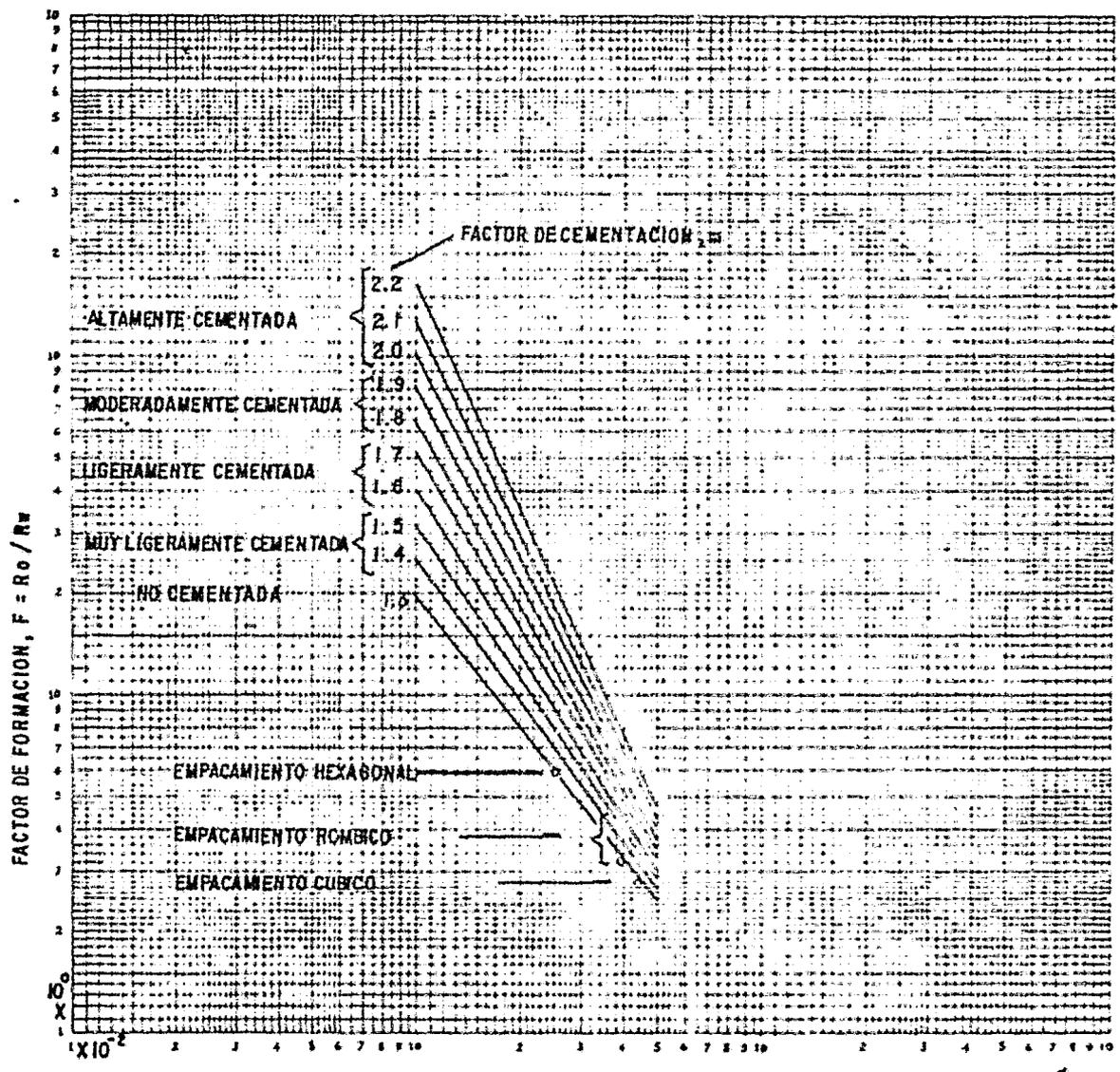


FIGURA No.9 - VARIACION DEL FACTOR DE CEMENTACION, m , DEBIDO A LA VARIACION DEL GRADO DE CONSOLIDACION DE LA ROCA.

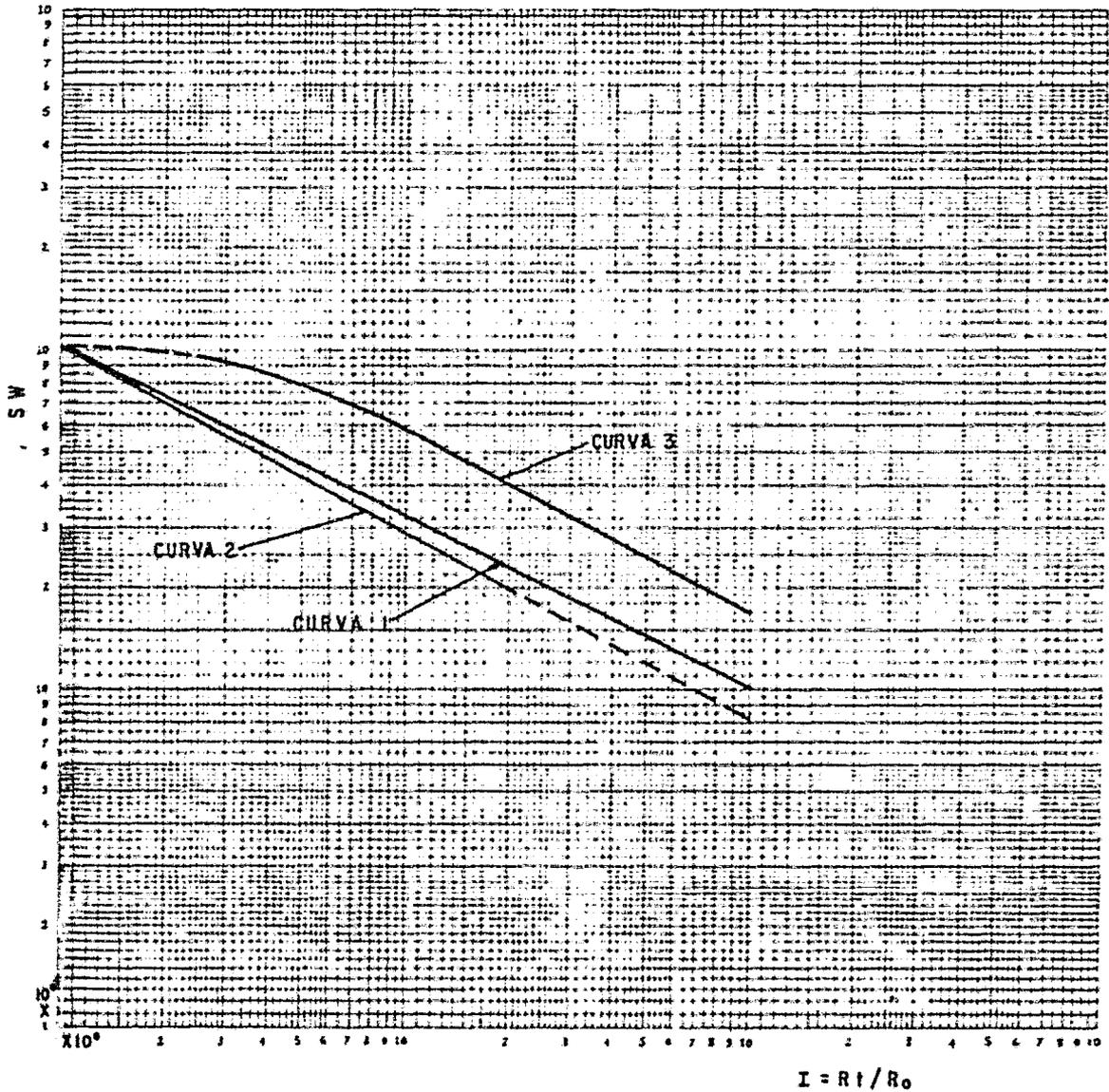


FIGURA No.10.—LAS CURVAS 1Y2 CORRESPONDEN A MUESTRAS MOJADAS POR -
 AGUA Y LA CURVA 3 ES PARA MUESTRAS MOJADAS POR HIDRO-
 CARBUROS .

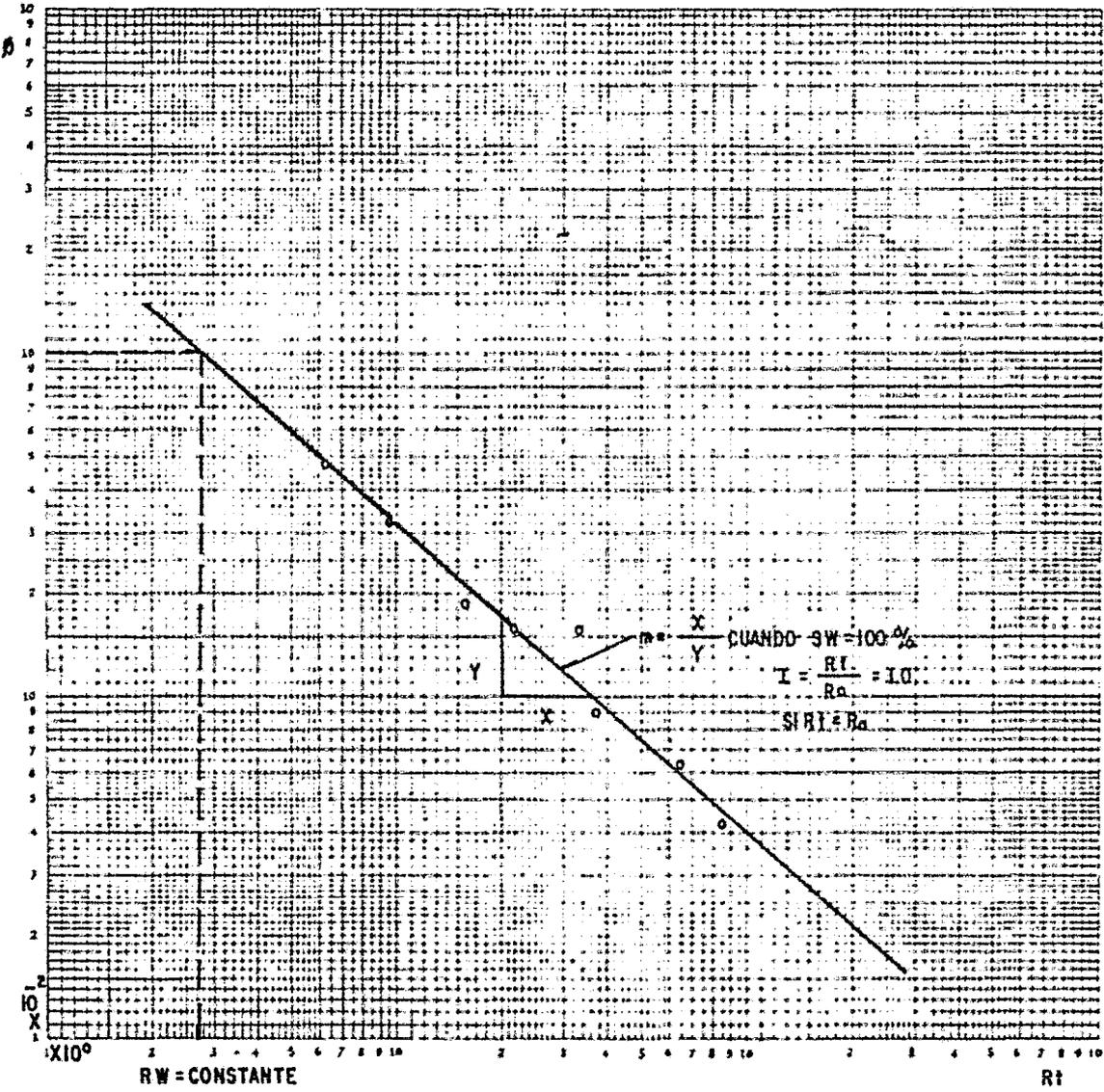
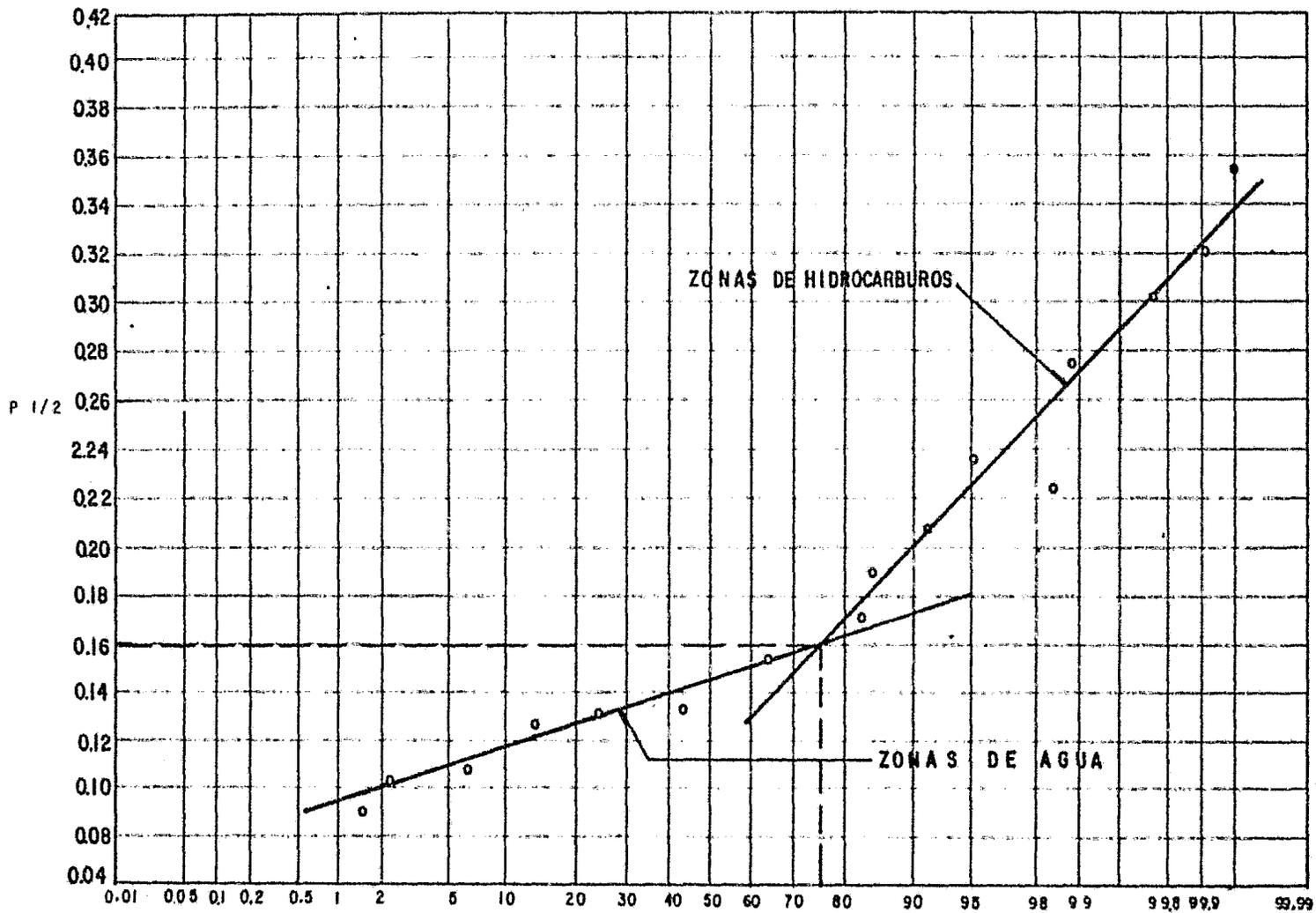
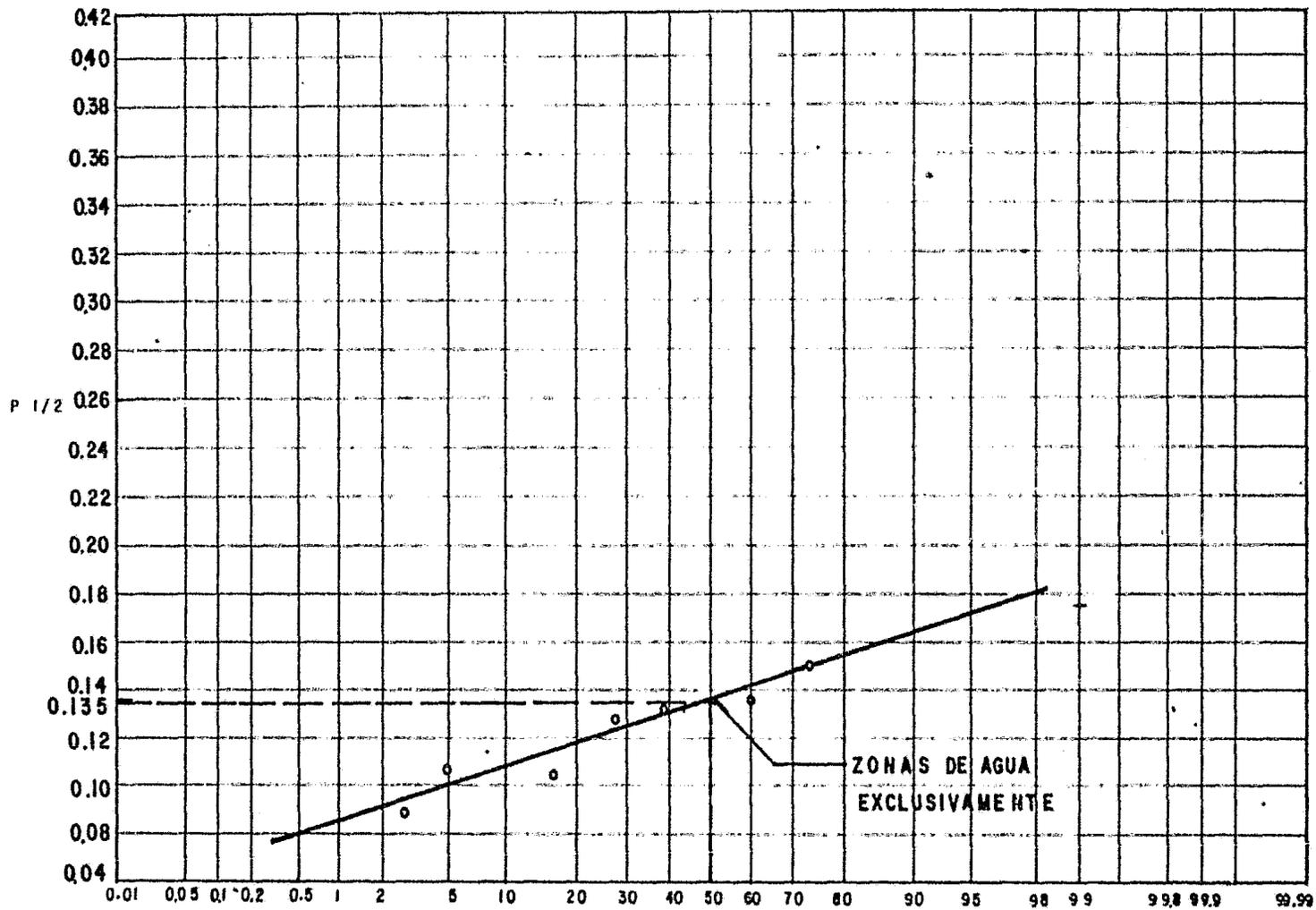


FIGURA No. II—CALCULO DEL EXPONENTE DE CEMENTACION



FRECUCENCIA ACUMULATIVA
FIGURA No.12.-CALCULO DE LA $P_{1/2}$ MAXIMA PARA ZONAS DE AGUA A PARTIR DEL CUAL SE DISTINGUEN LAS ZONAS DE AGUA Y ZONAS DE HIDROCARBUROS.



F R E C U E N C I A A C U M U L A T I V A

FIGURA.Nº.13.— CALCULO DE LA $P_{1/2}$ MEDIA A UNA FRECUENCIA ACUMULATIVA DEL 50% PARA ZONAS DE AGUA.

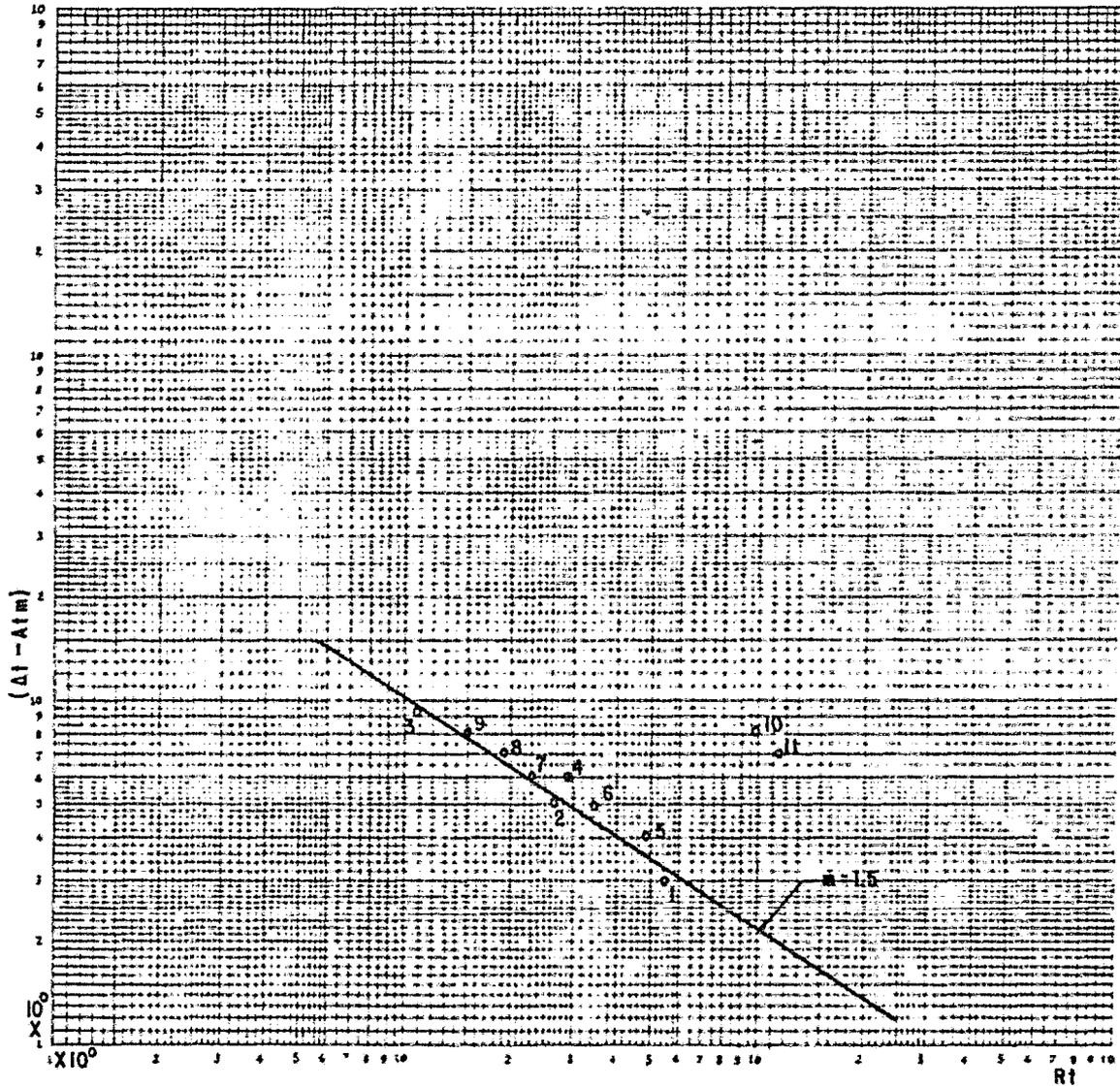
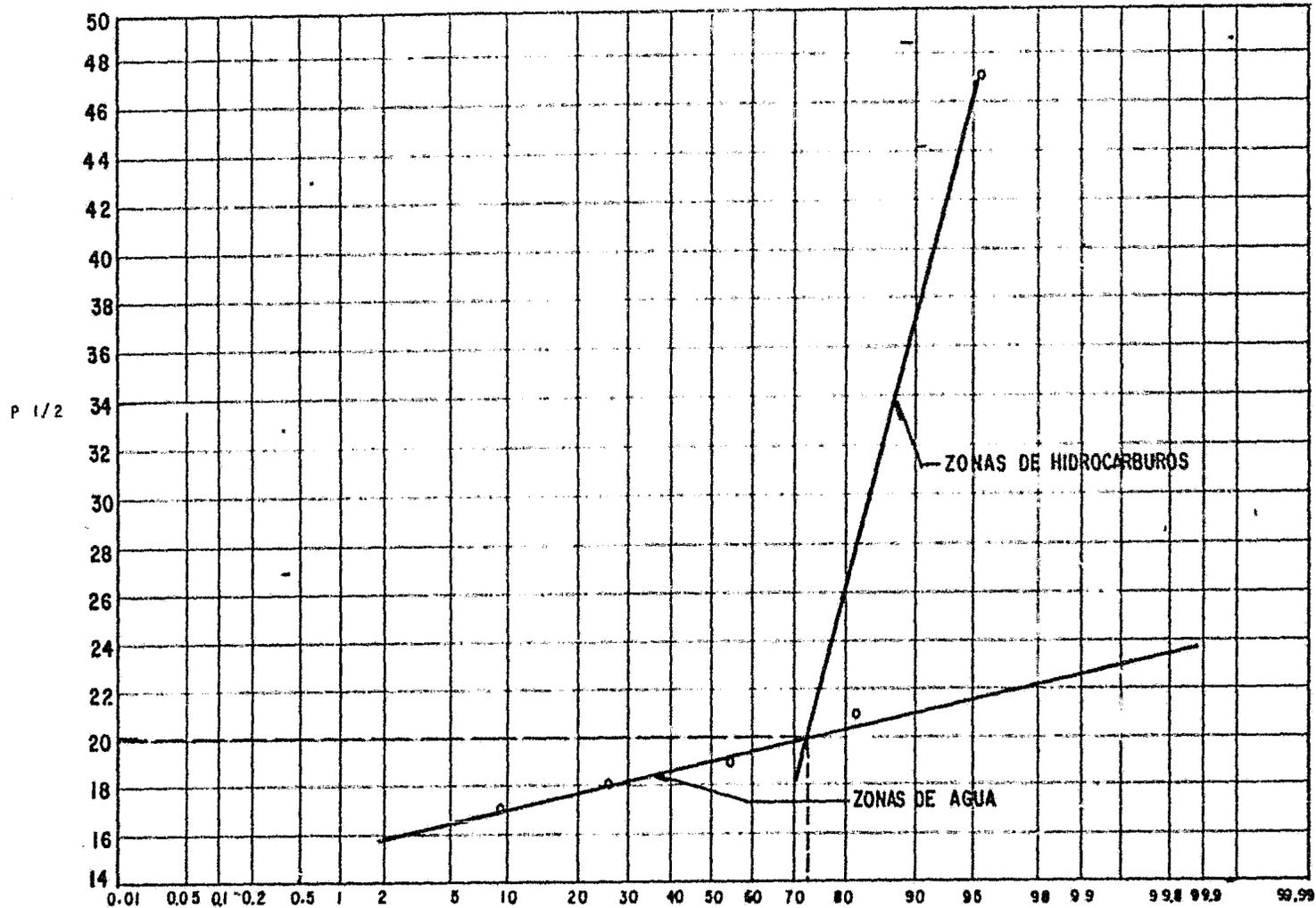


FIGURA No.14.-CALCULO DEL EXPONENTE DE CEMENTACION, m , DEL INTERVALO ANALIZADO DEL EJEMPLO.



FRECUENCIA ACUMULATIVA

FIGURA No.15.- CALCULO DE LA P1/2 MAXIMA PARA ZONAS DE AGUA DEL INTERVALO ANALIZADO DEL EJEMPLO A PARTIR DEL CUAL SE DISTINGUEN LAS ZONAS DE AGUA Y ZONAS DE HIDROCARBUROS.

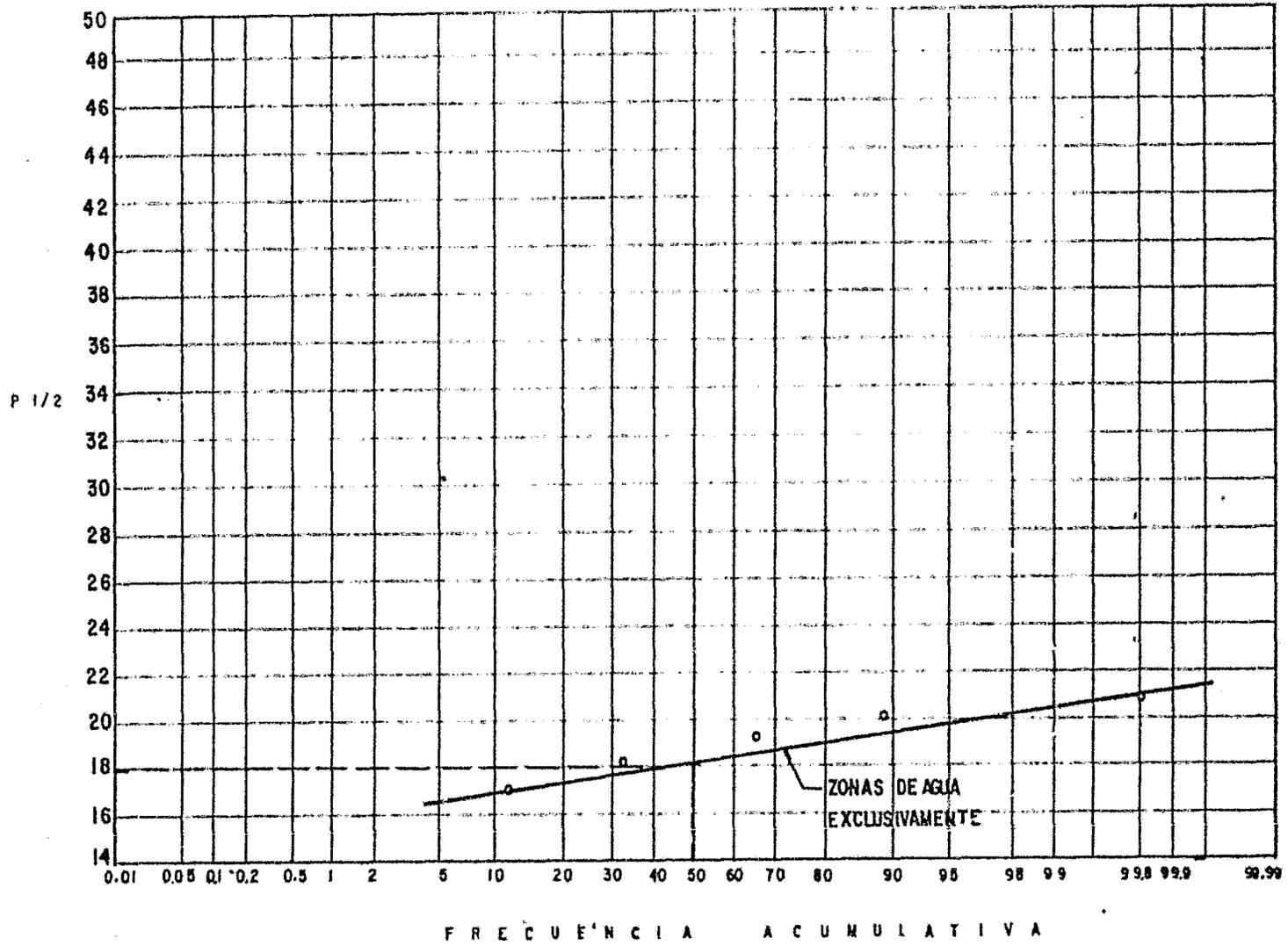


FIGURA. No. 16.—CALCULO DE P1/2 MEDIA A UNA FRECUENCIA ACUMULATIVA DEL 50% PARA ZONAS DE AGUA DEL INTERVALO ANALIZADO DEL EJEMPLO.

V.- APLICACIONES DE LOS METODOS A POZOS
PERFORADOS EN FORMACIONES
CARBONATADAS

En este capítulo, se aplican los métodos de Archie y Aguñlera como así, las ecuaciones determinadas a partir del análisis de núcleos; para calcular la saturación de agua de los intervalos analizados de los siguientes pozos que fueron perforados en formaciones carbonatadas de la zona sur:

- Cacho López N° 42
- Muspac N° 1
- Comoapa N° 1-A

la información necesaria para aplicar los métodos mencionados se encuentra contenida en las tablas N° 5, 6 y 7, respectivamente.

V.1.- RECOPIACION Y PRESENTACION DE LA INFORMACION.

La porosidad, ϕ , y la resistividad del agua, R_w , que se encuentra en las columnas 3 y 5 respectivamente, de las tablas 5, 6 y 7, fueron tomadas de los análisis petrofísicos de cada pozo, convirtiendo la R_w a condiciones de formación. Por otro lado, los valores de resistividad verdadera de la formación, R^* , fueron obtenidos a partir de un registro de investigación profunda, DLL, con excepción del pozo COMOAPA N° 1-A, que se obtuvieron de un registro de inducción, columna 4, tabla N° 7.

Las figuras N° 17, 18 y 19 contienen los perfiles de resistividad verdadera, únicamente del intervalo analizado donde aparecen los puntos muestreados y de los cuales se obtuvieron los valores de R_t .

V.2.- APLICACION DEL METODO DE ARCHIE.

V.2.1.- Pozo Cacho López N° 42.

La saturación de agua, S_w , calculada de cada punto analizado aplicando el método de Archie, se encuentra contenida en la columna 7, tabla N° 13.

La información que aparece en las columnas 1, 2, 3 y 5 de la misma tabla, fué tomada de la tabla N° 5.

El factor de resistividad de la formación, F , se calculó mediante la ecuación 2, capítulo IV.1, donde el exponente de cementación, m , se consideró igual a 2.1, obtenido de la tabla N° 1 a partir de considerar que -- los valores de porosidad, ϕ_n , son menores al 10% y que la formación atravesada está compuesta principalmente por caliza y dolomía compactas.

Los valores de R_t , leídos del registro DLL, como -- así la R_w calculada a condiciones de formación se presentan en las columnas 5 y 6 respectivamente de la tabla N° 13.

La ecuación 1, capítulo IV.1, fué la utilizada en el cálculo de la saturación de agua, S_w . Analizando las saturaciones de agua, S_w , contenidas en la columna 7, -- tabla N° 13, observamos que predominan saturaciones altas (40 - 100%).

V.2.2.- Pozo Muspac N° 1.

La saturación de agua, S_w , calculada de cada punto analizado aplicando el método de Archie, se encuentra -- contenida en la columna 7, tabla N° 12.

La información que aparece en las columnas 1, 2, 3 y 5 de la tabla mencionada anteriormente, fué tomada de la tabla N° 6.

El factor de resistividad de la formación, F , se calculó mediante la ecuación 2, capítulo IV.1, donde el exponente de cementación, m , se consideró igual a 1.65, obtenido de la tabla N° 1 a partir de considerar que -- los valores de porosidad, ϕ_n , son en promedio arriba del 20% y que la formación atravesada por el pozo está compuesta principalmente por caliza y dolomía ligeramente compactas.

Los valores de R_t , leídos del registro DLL, como -- así la R_w calculada a condiciones de formación considerando una salinidad de 50,000 ppm de NaCl, se presentan en las columnas 5 y 6 respectivamente de la tabla N° 12

Para el cálculo de las saturaciones de agua, S_w , -- se utilizó la ecuación 1, capítulo IV.1. Analizando las saturaciones de agua, S_w , contenidas en la columna 7, -- tabla N° 12, observamos que predominan saturaciones menores del 10%, lo que nos indica que el intervalo analizado tiene buena impregnación de hidrocarburos.

V.2.3.- Pozo Comoapa N° 1-A.

La saturación de agua, S_w , calculada para cada pun -- to analizado aplicando el método de Archie, se encuen -- tra contenida en la columna 7, tabla N° 11.

La información contenida en las columnas 1, 2, 3 y 5 de la tabla referida, fué tomada de la tabla N° 7.

El factor de resistividad de la formación, F , se -- calculó mediante la ecuación 2, capítulo IV.1, donde el exponente de cementación, m , se consideró igual a 2.1, obtenida de la tabla N° 1 a partir de considerar que -- los valores de porosidad, ϕ_n , son menores del 10% y que la formación atravesada está compuesta principalmente --

por caliza y dolomía compactas.

Los valores de R_t , leídos del registro RI, como -- así la R_w calculada a condiciones de formación se presentan en las columnas 5 y 6 respectivamente de la tabla N° 11.

Para el cálculo de las saturaciones de agua, Sw , se utilizó la ecuación 1, capítulo IV.1. Por otro lado, analizando las saturaciones contenidas en la columna 7, tabla N° 11, observamos que predominan saturaciones altas (80-100%).

V.3.- APLICACION DEL METODO DE AGUILERA.

V.3.1.- Pozo Cacho López N° 42.

La saturación de agua, Sw , calculada de cada punto analizado aplicando el método de Aguilera están contenidas en la columna 16, tabla N° 8.

La información contenida en las columnas 1, 2, 3 y 4, tabla N° 8, fué tomada de la tabla N° 5, el resto de la información es el resultado de aplicar el procedimiento descrito según la técnica de Aguilera.

El exponente de cementación, m , considerado para calcular la $P_{1/2}$ de cada punto mediante la ecuación 9, capítulo IV.2, se calculó en la gráfica N° 20 resultando igual a 1.55.

Con las frecuencias acumulativas calculadas según el procedimiento descrito ampliamente en los pasos N° 4, 5, 6 y 7, capítulo IV.2.1, y los rangos de variación de $P_{1/2}$, columnas 9 y 6 respectivamente se obtuvo la figura N° 21, en donde se calculó la $P_{1/2}$ máxima para zonas de agua que resultó igual a 0.3528.

En la figura N° 22, se calculó la $P_{1/2}$ media a una frecuencia acumulativa del 50% resultando igual a 0.2577, que elevada al cuadrado obtuvimos la P_{100} igual a 0.0664 necesaria en el cálculo del índice de resistividad.

El índice de resistividad, I , columna 15, tabla N°8 se calculó a partir de los valores de P_H contenidos en la columna 14 de la misma tabla y el valor de P_{100} calculado en la figura N° 22, mediante la ecuación 12, capítulo IV.2.

Finalmente, para el cálculo de la saturación de agua utilizando la ecuación 1, capítulo IV.1 de cada punto analizado se consideró un exponente de saturación, n , igual a 1.55. Los valores de saturación obtenidos resultaron mayores del 20%, predominando saturaciones ligeramente altas (20-70%).

V.3.2.- Pozo Muspac N° 1.

La saturación de agua, Sw , calculada de cada punto analizado aplicando el método de Aguilera están contenidas en la columna 16, tabla N° 9.

La información contenida en las columnas 1, 2, 3 y 4, tabla N° 9, fué tomada de la tabla N° 6, el resto de la información es el resultado de aplicar el procedimiento descrito según la técnica de Aguilera.

El exponente de cementación m , considerado para calcular la $P_{1/2}$ de cada punto mediante la ecuación 9, capítulo IV.2, se calculó en la figura N° 23 resultando igual a 1.39.

Con las frecuencias acumulativas calculadas según el procedimiento descrito ampliamente en los pasos N° 4,

5, 6 y 7, capítulo IV.2.1, y los rangos de variación de $P_{1/2}$ columnas 9 y 6 respectivamente se obtuvo la figura N° 24, en donde se calculó la $P_{1/2}$ máxima para zonas de agua que resultó igual a 4.2266.

En la figura, N° 25, se calculó la $P_{1/2}$ media a una frecuencia acumulativa del 50% resultando igual a -- 1.3777, que elevada al cuadrado obtuvimos una P_{100} igual a 1.8980 necesaria en el cálculo del índice de resistividad.

El índice de resistividad, I , columna 15, tabla N° 9 se calculó a partir de los valores de P_H contenidos en la columna 14 de la misma tabla y el valor de P_{100} calculado en la figura N° 25, mediante la ecuación 12, capítulo IV.2.

Por último, para el cálculo de la saturación de agua, Sw , utilizando la ecuación 1, capítulo IV.1 de cada punto analizado se consideró un exponente de saturación, n , igual a 1.39. Los valores de saturación obtenidos resultaron menores del 50%, predominando saturaciones bajas (10-30%).

V.3.3.- Pozo Comoapa N° 1-A.

La saturación de agua, Sw , calculada de cada punto analizado aplicando el método de Aguilera, están contenidas en la columna 16, tabla N° 10,

Igualmente como en los pozos tratados anteriormente, la información contenida en las columnas 1, 2, 3 y 4, tabla N° 10, fué tomada de la tabla N° 7, el resto de la información contenida en la tabla N° 10 es el resultado de aplicar el procedimiento descrito según la técnica de Aguilera.

fueron determinadas las ecuaciones que en este trabajo se utilizaron para calcular la saturación de agua, S_w , en los intervalos analizados de los pozos:

- Cacho López N° 42
- Muspac N° 1
- Comoapa N° 1-A

El factor de resistividad de la formación, F , fué calculado mediante la expresión que relaciona a F , con la ϕ_n , determinada, expresión tomada de cada análisis petrofísico para cada pozo analizado^(7,8,9). La ecuación utilizada en el cálculo es:

$$F = a \phi_n^{-m}$$

en donde F = Factor de resistividad de la formación.
 m = Pendiente de la recta.
 a = Ordenada al origen.
 ϕ_n = Porosidad determinada en el núcleo (Fracción)

El exponente de saturación, n , se calculó a partir de las figuras N° 29, 30 y 31 de índice de resistividad, I , contra saturación de agua, S_w , parámetros determinados para cada pozo en el laboratorio.

La ecuación utilizada donde se relaciona el índice de resistividad, I , a la saturación de agua, S_w , obtenida en las figuras N° 29, 30 y 31, a partir de datos obtenidos del análisis petrofísico es:

$$I = S_w^{-n}$$

en donde n = Pendiente de la recta
 I = Índice de resistividad (ohm-m)
 S_w = Saturación de agua

fueron determinadas las ecuaciones que en este trabajo se utilizaron para calcular la saturación de agua, S_w , en los intervalos analizados de los pozos:

- Cacho López N° 42
- Muspac N° 1
- Comoapa N° 1-A

El factor de resistividad de la formación, F , fué calculado mediante la expresión que relaciona a F , con la ϕ_n , determinada, expresión tomada de cada análisis petrofísico para cada pozo analizado^(7,8,9). La ecuación utilizada en el cálculo es:

$$F = a \phi_n^{-m}$$

en donde F = Factor de resistividad de la formación.
 m = Pendiente de la recta.
 a = Ordenada al origen.
 ϕ_n = Porosidad determinada en el núcleo (Fracción)

El exponente de saturación, n , se calculó a partir de las figuras N° 29, 30 y 31 de índice de resistividad, I , contra saturación de agua, S_w , parámetros determinados para cada pozo en el laboratorio.

La ecuación utilizada donde se relaciona el índice de resistividad, I , a la saturación de agua, S_w , obtenida en las figuras N° 29, 30 y 31, a partir de datos obtenidos del análisis petrofísico es:

$$I = S_w^{-n}$$

en donde n = Pendiente de la recta
 I = Índice de resistividad (ohm-m)
 S_w = Saturación de agua

Manipulando la ecuación anterior y recordando que:

$$I = \frac{R_t}{R_o}$$

$R_o = FR_w$ llegamos a la ecuación de Archie donde a diferencia de ésta el exponente de saturación es calculado y diferente en cada pozo.

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

La resistividad verdadera de la formación, R_t , en este trabajo, es el único dato que no es obtenido del análisis petrofísico sino de un registro de investigación profunda, DLL.

V.4.1.- Pozo Cacho López N° 42.

La saturación de agua, S_w , calculada para cada punto analizado aplicando las ecuaciones determinadas a partir del análisis de núcleos, se encuentra contenida en la columna 7, tabla N° 15.

El factor de resistividad de la formación, F , se calculó con la ecuación tomada del análisis petrofísico (8) del pozo:

$$F = 1.40062 (\phi_n^{-1.23698})$$

La información se presenta en la columna 5 tabla N° 15.

Los valores de R_t , leídos en el registro DLL, como así la R_w calculada a condiciones de formación se presentan en las columnas 4 y 5 respectivamente, tabla N°15.

El exponente de saturación, n , se calculó en la figura N° 31, resultando igual a -1.57909 y a partir del cual se obtuvo la ecuación que relaciona al índice de resistividad, I , a la saturación de agua, Sw :

$$I = Sw^{-1.57909}$$

Las saturaciones de agua, Sw , calculadas resultaron menores que 60%, por lo que predominan saturaciones ligeramente bajas (12 - 60%).

V.4.2.- Pozo Muspac N° 1.

La saturación de agua, Sw , calculada para cada punto analizado aplicando las ecuaciones determinadas a partir del análisis de núcleos, se encuentra contenida en la columna 7, tabla N° 16.

El factor de resistividad de la formación, F , se calculó con la ecuación tomada del análisis petrofísico (7) del pozo:

$$F = 1.67 (\phi_n^{-1.93})$$

La información se presenta en la columna 5, tabla N° 16.

Los valores de R_t leídos en el registro DLL, como así la R_w calculada a condiciones de formación se presentan en las columnas 4 y 6 respectivamente, tabla N°16.

El exponente de saturación, n , se calculó en la figura N° 30 resultando igual a -1.17111 y a partir del cual se obtuvo la ecuación que relaciona el índice de resistividad, I , a la saturación de agua, Sw :

$$I = Sw^{-1.17111}$$

Las saturaciones de agua, S_w , calculadas resultaron muy bajas (1 - 5%).

V.4.3.- Pozo Comoapa N° 1-A.

La saturación de agua, S_w , calculada para cada punto analizado aplicando las ecuaciones determinadas a partir del análisis de núcleos, se encuentra contenida en la columna 7, tabla N° 14.

El factor de resistividad de la formación, F , se calculó con la ecuación tomada del análisis petrofísico (9) del pozo:

$$F = 0.47675 (\rho_n^{-1.74569})$$

Los valores de R_t leídos en el registro RI, como así la R_w calculada a condiciones de formación se presentan en las columnas 4 y 6 respectivamente, tabla N° 14.

El exponente de saturación, n , se calculó en la figura N° 29 resultando igual a -1.0648 y a partir del cual se obtuvo la ecuación que relaciona el índice de resistividad, I , a la saturación de agua, S_w :

$$I = S_w^{-1.0648}$$

Se observan saturaciones de agua, S_w , menores que 60%, predominando saturaciones ligeramente altas (15 - 60%).

(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	POZO CACHO LOPEZ N° 42
Profundidad (mbMR)	Número de intervalo	Porosidad ϕ_n (Fracción)	Resistividad de Reg. (ohm-m)	Resistividad R_w (ohm-m) *	OBSERVACIONES
4522.0	1	0.0576	125.0	0.0553	Tipo de litología.- caliza-dolomía, compacta. Salinidad del agua de formación= 228,000 ppm de NaCl. Obtenida del pozo CACHO -- LOPEZ N° 2 Temperatura en la superficie = 27°C. Temperatura máxima de fondo= 123°C. Profundidad total= 4530.0 Temperatura a la cual fué determinada la $R_w=122.8^\circ\text{C}$.
4523.0	2	0.0734	55.0	0.0553	
4523.5	3	0.0777	35.0	0.0553	
4524.0	4	0.0758	10.0	0.0553	
4524.5	5	0.0794	16.5	0.0553	
4525.0	6	0.0586	8.5	0.0553	
4525.5	7	0.0958	7.5	0.0553	
4526.0	8	0.0329	11.0	0.0553	
4527.0	9	0.0280	17.5	0.0553	
4527.5	10	0.0258	17.0	0.0553	
4528.0	11	0.0241	18.0	0.0553	
4528.5	12	0.0284	25.0	0.0553	
4529.0	13	0.0328	90.0	0.0553	

* Resistividad calculada a condiciones de formación y a partir de la resistividad del agua, tomada del análisis petrofísico.

$$R_w = 0.16498 \frac{27+21.5}{123+21.5} = 0.0553$$

Tabla N° 5

(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	POZO MUSPAC N° 1
Profundidad (mb. mr.)	Numero de intervalo	Porosidad de núcleos (Frac)	Resistividad de Reg. (ohm-m)	Resistividad Agua (ohm-m)*	OBSERVACIONES
3010.0	1	0.112	210.0	0.049	Tipo de litología.- Caliza-dolomía, ligeramente compacta. Salinidad del agua de formación = 50000 PPM de NaCl. del intervalo 3069-3077 mb MR. Temperatura máxima de fondo = 111.1° C. Temperatura en la superficie = 27° C. Profundidad total = 3450.0 Temperatura a la cual fué determinada la $R_w = 100.37^\circ C$.
3011.0	2	0.237	150.0	0.049	
3011.5	3	0.199	95.0	0.049	
3012.0	4	0.274	96.0	0.049	
3012.0	5	0.250	96.0	0.049	
3012.5	6	0.264	115.0	0.049	
3012.5	7	0.260	115.0	0.049	
3013.0	8	0.210	175.0	0.049	
3013.5	9	0.245	195.0	0.049	
3014.0	10	0.232	160.0	0.049	

* Calculado con la gráfica Gen-9 de las tablas schlumberger, ed. 1979 a partir de la salinidad del agua y temperatura del punto analizado.

Tabla N° 6

(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	POZO COMOAPA N° 1-A
Profundidad (mb. mr.)	Número de intervalo	Porosidad de núcleo (Frac)	Resistividad de Reg. (ohm.m)	Resistividad agua (ohm.m)*	OBSERVACIONES
4591.5	1	0.0292	34.0	0.0879	Tipo de litología.- Caliza-dolomía, compacta. Salinidad del agua de formación = 300000 PPM de NaCl. Obtenida del pozo Mundo Nuevo 2-A. Temperatura en la superficie = 27°C. Temperatura máxima de fondo = 127°C. Profundidad total = 4800.0 Temperatura a la que se determinó $R_w = 122.6^\circ\text{C}$.
4591.5	2	0.0401	34.0	0.0879	
4592.5	3	0.0178	25.0	0.0879	
4592.5	4	0.0397	25.0	0.0879	
4593.5	5	0.0746	30.0	0.0879	
4593.5	6	0.0750	30.0	0.0879	
4594.0	7	0.0564	32.5	0.0879	
4594.0	8	0.0632	32.5	0.0879	
4594.0	9	0.0699	32.5	0.0879	
4594.5	10	0.0437	37.0	0.0879	

* Resistividad calculada a condiciones de formación y a partir de la resistividad del agua, tomada del -- análisis petrofísico $P_{w_{cf}} = 0.2693$

$$R_w = \frac{27 + 21.5}{127 + 21.5} = 0.0879$$

Tabla N° 7

(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)	(14)	(15)	(16)
Profundidad (mbMR)	Nº de intervalo	ϕ_n (Frac.)	Rt (ohm-m)	$P1/2$ $m=1.55^*$	Rangos variación $P1/2$	Núm. de datos	Frec. de cuencia.	Frec. acumulativa	Col. 6 de Zonas de agua	Núm. de datos	Frec. de cuencia	Frec. acumulativa	$PH = (P1/2)^2$	$I = \frac{PH}{P_{100}} (1)$	$Sw = I^{-1/n}$ (Fracción)
4522.0	1	0.576	125.0	1.2240	23-.24	2	.1538	.1538	23-.24	2	0.3333	0.3333	1.4921	22.558	0.134
4523.0	2	0.0734	55.0	.9797	24-.25	1	.0769	.2307	24-.25	1	0.1666	0.4999	0.9598	14.452	0.178
4523.5	3	0.0777	35.0	.8168	26-.27	1	.0769	.3076	26-.27	1	0.1666	0.6665	.6671	10.045	0.226
4524.0	4	0.0758	10.0	.4283	31-.32	1	.0769	.3845	31-.32	1	0.1666	0.8331	.1834	2.761	0.519
4524.5	5	0.0794	16.5	.5703	32-.33	1	.0769	.4614	32-.33	1	0.1666	0.9998	.3252	4.896	0.358
4525.0	6	0.0586	8.5	.3235	42-.43	1	.0769	.5383		6			.1046	1.575	0.746
4525.5	7	0.0958	7.5	.4447	44-.45	1	.0769	.6152					.1977	2.977	0.495
4526.0	8	0.0329	11.0	.2352	57-.58	1	.0769	.6921					.0553	.832	1.000
4527.0	9	0.0280	17.5	.2618	68-.68	1	.0769	.7690					.0685	1.279	0.853
4527.5	10	0.0258	17.0	.2422	81-.82	1	.0769	.8459					.0586	.882	1.000
4528.0	11	0.0241	18.0	.2364	97-.98	1	.0769	.9228					.0553	.840	1.000
4528.5	12	0.0284	25.0	.3164	122-123	1	.0769	.9999					.1001	1.507	0.767
4529.0	13	0.0328	90.0	.6713		13							.4506	6.785	0.290

* Calculado en la figura N° 20

(1) Calculado en la figura N° 22

Considerando $P_{100} = (.2577)^2 = 0.0664$

El exponente de saturación $n=m=1.55$

Tabla N° 8.- Cálculo de la saturación de agua del intervalo analizado del pozo CACHO LOPEZ N° 42, con el método de Aquilera.

(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)
Profundidad (mbMR)	Núm de inter- valo	ϕ (Frac)	Rt (Ohm-m)	$p^{1/2}$ P/zonas de agua e Hcs $m=1.39^*$	Rangos de variación de $p^{1/2}$	Nº de da- tos	Frecuen- cia.	Frecuen- cia acu- mulativa
3010.0	1	0.112	210.0	3.1640	.80-1.2	4	0.2666	0.2666
3011.0	2	0.237	150.0	4.5029	1.2-1.6	1	0.0666	0.3332
3011.5	3	0.199	95.0	3.1736	2.8-3.2	2	0.1333	0.4665
3012.0	4	0.274	96.0	3.9844	3.6-4.0	2	0.1333	0.5998
3012.0	5	0.250	96.0	3.7385	4.0-4.4	2	0.1333	0.7331
3012.5	6	0.264	115.0	4.2497	4.4-4.8	3	0.2000	0.9331
3012.5	7	0.260	115.0	4.2049	5.2-5.6	1	0.0666	0.9997
3013.0	8	0.210	175.0	4.4715		15		
3013.5	9	0.245	195.0	5.2539				
3014.0	10	0.232	160.0	4.5822				
3098.0	11	0.149	25.0	1.3314				
3099.0	12	0.175	11.0	0.9876				
3100.0	13	0.172	10.5	0.9534				
3101.0	14	0.171	11.5	0.9937				
3102.0	15	0.110	14.0	0.8069				

*Calculada en la figura N° 23

Tabla N° 9.-Cálculo de la saturación de --
agua de cada punto analizado --
del pozo MUSPAC N° 1, con el mé-
todo de Aguilera, considerando --
una zona 100% saturada de agua --
cerca del intervalo.

(10)	(11)	(12)	(13)	(14)	(15)	(16)	
Rangos de variación de P1/2 P/zonas de agua	Nº de datos	Frecuencia	Frecuencia acumulativa	$PH=(P1/2)^2$	Indice de resistividad $I = \frac{PH}{P_{100}}(1)$	Saturación de agua $S_w=I^{-1/n}$ (Fracción)	
.80-1.2	4	0.4444	0.4444	10.0108	5.2943	0.301	Zona parcialmente saturada de agua
1.2-1.6	1	0.1111	0.5555	20.2760	10.6628	0.182	
2.8-3.2	2	0.2222	0.7777	10.0717	5.3064	0.300	
3.6-4.0	2	0.2222	0.9999	15.8754	8.3642	0.216	
	9			13.9763	7.3636	0.237	
				18.0599	9.5188	0.197	
				17.6811	9.3156	0.200	
				19.9943	10.5344	0.183	
				27.6034	14.5434	0.145	
				20.9965	11.0624	0.177	
				1.7726	0.9339	1.000	Zona 100% saturada de agua
				0.9753	0.5138	1.000	
				0.9089	0.4736	1.000	
				0.9874	0.5202	1.000	
				0.6510	0.3429	1.000	

(1) Calculado en la figura N° 25, considerando $P_{100}=(1.3777)^{-1.39}=1.8980$
El exponente de cementación, $n= m=1.39$

Continuación Tabla N° 9

(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)
Profundidad (mbMR)	Núm. de inter- valo	\emptyset (Frac.)	Rt (ohm-m)	P1/2 P/zonas de agua e hcs. m=2.09*	Rangos de variación de P1/2	Nº de da- tos	Frecuen- cia	Frecuen- cia acu- mulativa
4330.0	1	0.010	15.0	0.0315	.03-.05	2	0.1052	0.1052
4331.0	2	0.010	18.5	0.0349	.07-.09	1	0.0526	0.1578
4332.0	3	0.080	17.5	0.2987	.09-.11	1	0.0526	0.2105
4333.0	4	0.040	17.5	0.1448	.13-.15	2	0.1052	0.3158
4334.0	5	0.070	18.0	0.2635	.15-.17	2	0.1052	0.4210
4335.0	6	0.052	13.5	0.1672	.17-.19	1	0.0526	0.4736
4336.0	7	0.058	16.5	0.2073	.19-.21	2	0.1052	0.5789
4337.0	8	0.050	6.0	0.1070	.23-.25	1	0.0526	0.6315
4338.0	9	0.052	11.0	0.1510	.25-.27	1	0.0526	0.6842
4591.5	10	0.029	34.0	0.1452	.27-.29	1	0.0526	0.7368
4591.5	11	0.040	34.0	0.2023	.29-.31	1	0.0526	0.7894
4592.5	12	0.018	25.0	0.0742	.33-.35	1	0.0526	0.8421
4592.5	13	0.039	25.0	0.1717	.35-.37	3	0.1579	0.9999
4593.5	14	0.074	30.0	0.3635				
4593.5	15	0.075	30.0	0.3656				
4594.0	16	0.056	32.5	0.2825				
4594.0	17	0.068	32.5	0.3445				
4594.0	18	0.069	32.5	0.3535				
4594.5	19	0.043	37.0	0.2309				

*Calculado en la figura N° 26.

Tabla N° 10.- Cálculo de la saturación de agua de cada punto analizado del pozo COMOAPA N° 1-A con el método de Aguilera considerando una zona 100% saturada de agua cerca del intervalo.

(10)	(11)	(12)	(13)	(14)	(15)	(16)	
Rangos de variación de P/2 P/zonas de agua	Nº de datos	Frecuencia	Frecuencia acumulativa	$PH=(P1/2)^2$	$I=\frac{PH}{P_{100}(1)}$	$Sw=I^{-1/n}$ (Fracción)	
.03-.05	2	0.3333	0.3333	0.00099	0.1222	1.000	Zona 100% saturada de agua
.07-.09	1	0.1666	0.4999	0.00122	0.1506	1.000	
.09-.11	1	0.1666	0.6665	0.08922	11.0148	0.317	
.13-.15	2	0.3333	0.9998	0.2093	2.5839	0.634	
	6			0.0694	8.5704	0.357	
				0.0279	3.3541	0.552	
				0.0429	5.3024	0.450	
				0.0114	1.4135	0.847	
				0.0228	2.8135	0.609	
				0.0211	2.6012	0.632	
				0.0409	5.0518	0.460	Zona parcialmente saturada de agua
				0.0055	0.6802	1.000	
				0.0295	3.6382	0.539	
				0.1322	16.3179	0.262	
				0.1336	16.5012	0.261	
				0.0798	9.8530	0.334	
				0.1137	14.6543	0.276	
				0.1249	15.4296	0.270	
				0.0533	6.5814	0.406	

(1) Calculado en la figura N° 28 considerando $P_{100} = (.09)^2 = 0.0081$

El exponente de saturación $n = m = 2.09$

Continuación Tabla N° 10

(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	
Profundidad (mb MR)	No. de inter- valo	Porosidad ϕ_n (Fracción)	Factor de resistividad de la forma- ción (F)	Resistividad de Registro, Rt. (ohm-m)	Resistividad del agua, Rw. (ohm-m)	Saturación de agua (Fracción)	OBSERVACIONES
4591.5	1	0.0292	1669.9	34.0	0.0879	1.000	<p>El factor de resistividad de la formación fué calculado mediante la expresión:</p> $F = \frac{1}{\phi m}$ <p>donde m fué determinado de la -- Tabla N° 1 e igual a 2.1</p>
4591.5	2	0.0410	818.7	32.0	0.0879	1.000	
4592.5	3	0.0178	4721.9	25.0	0.0879	1.000	
4592.5	4	0.0397	876.0	25.0	0.0879	1.000	
4593.5	5	0.0746	232.9	30.0	0.0879	0.826	
4593.5	6	0.0750	230.3	30.0	0.0879	0.821	
4594.0	7	0.0564	419.0	32.5	0.0879	1.000	
4594.0	8	0.0682	281.2	32.5	0.0879	0.872	
4594.0	9	0.0699	267.0	32.5	0.0879	0.849	
4594.5	10	0.0437	716.1	37.0	0.0879	1.000	

Tabla N° 11.- Calculo de la saturación de agua de cada punto analizado del POZO COMOAPA N° 1-A, aplicando - el método de Archie.

(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	
Profundidad (mb MR)	No. de inter- valo	Porosidad σ_n (Fracción)	Factor de Resistividad de la forma- ción (F)	Resistividad de Registro, R_t (ohm-m)	Resistividad del agua, R_w (ohm-m)	Saturación de agua (Fracción)	OBSERVACIONES
3010.0	1	0.112	37.05	210.0	0.049	0.092	<p>El factor de resistividad de la formación fué calculado mediante la expresión:</p> $F = \frac{1}{\sigma_n m}$ <p>donde m, fué determinado de la - Tabla N° 1 e igual a 1.65</p>
3011.0	2	0.237	10.75	150.0	0.049	0.059	
3011.5	3	0.199	14.35	95.0	0.049	0.066	
3012.0	4	0.274	6.46	96.0	0.049	0.065	
3012.0	5	0.250	9.65	96.0	0.049	0.071	
3012.5	6	0.264	9.00	115.0	0.049	0.062	
3012.5	7	0.260	9.23	115.0	0.049	0.062	
3015.0	8	0.210	13.13	175.0	0.049	0.060	
3013.5	9	0.245	10.16	195.0	0.049	0.050	
3014.0	10	0.232	11.14	160.0	0.049	0.056	

Tabla N° 12.- Cálculo de la saturación de agua de cada punto analizado del POZO MUSPAC N° 1, aplicando el método de Archie.

(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	
Profundidad (mbMRO)	Nº de intervalo	Porosidad ϕ_n (Fracción)	Factor de Resistividad de la Formación (F)	Resistividad de Registro, R_t (ohm-m)	Resistividad del agua, R_w (ohm-m)	Saturación de agua (Fracción)	OBSERVACIONES
4522.0	1	0.0576	400.97	125.0	0.0553	0.421	<p>El factor de resistividad de la formación fué calculado mediante la expresión:</p> $F = \frac{1}{\phi^m}$ <p>donde, m, fué determinado de la Tabla N° 1 e igual a 2.1</p>
4523.0	2	0.0734	241.01	55.0	0.0553	0.464	
4523.5	3	0.0777	213.85	35.0	0.0553	0.501	
4524.0	4	0.0758	225.26	10.0	0.0553	1.000	
4524.5	5	0.0794	204.35	16.5	0.0553	0.827	
4525.0	6	0.0586	386.73	8.5	0.0553	1.000	
4525.5	7	0.0958	137.76	7.5	0.0553	1.000	
4526.0	8	0.0329	1299.83	11.0	0.0553	1.000	
4527.0	9	0.0280	1823.76	17.5	0.0553	1.000	
4527.5	10	0.0258	2165.70	17.0	0.0553	1.000	
4528.0	11	0.0241	2498.98	18.0	0.0553	1.000	
4528.5	12	0.0284	1770.23	25.0	0.0553	1.000	
4529.0	13	0.0328	1308.17	90.0	0.0553	0.896	

Tabla N° 13.- Cálculo de la saturación de agua de cada punto analizado del Pozo CACHO LOPEZ N° 42, aplicando el método de Archie.

(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	
Profundidad (mb mr)	Nº de inter- valos	Porosidad ϕ_n (Fracción)	Resistividad Rt del Reg. (ohm.m.)	Factor de resistividad de la forma- ción (F)	Resistividad del agua, Rw. (ohm.m.)	Saturación de agua, Sw (Fracción)	OBSERVACIONES
4591.5	1	0.0292	34.0	227.64	0.0879	0.607	<p>El factor de resistividad de la formación se calculó con la ecuación:</p> $F = 0.47675 \phi_n^{-1.74569}$ <p>Obtenida a partir del análisis de núcleos⁽⁹⁾.</p> <p>El exponente de saturación, se calculó en la figura Nº 29 e igual a 1.06480, de donde la ecuación -- que relaciona el índice de resistividad, I, y la saturación de agua, Sw, resultó:</p> $I = Sw^{-1.06480}$
4591.5	2	0.0410	34.0	125.87	0.0879	0.348	
4592.5	3	0.0178	25.0	540.15	0.0879	1.000	
4592.5	4	0.0397	25.0	133.15	0.0879	0.490	
4593.5	5	0.0746	30.0	44.27	0.0879	0.146	
4593.5	6	0.0750	30.0	43.86	0.0879	0.145	
4594.0	7	0.0564	32.5	72.14	0.0879	0.215	
4594.0	8	0.0682	32.5	51.77	0.0879	0.157	
4594.0	9	0.0699	32.5	49.60	0.0879	0.151	
4594.5	10	0.0437	37.0	112.61	0.0879	0.289	

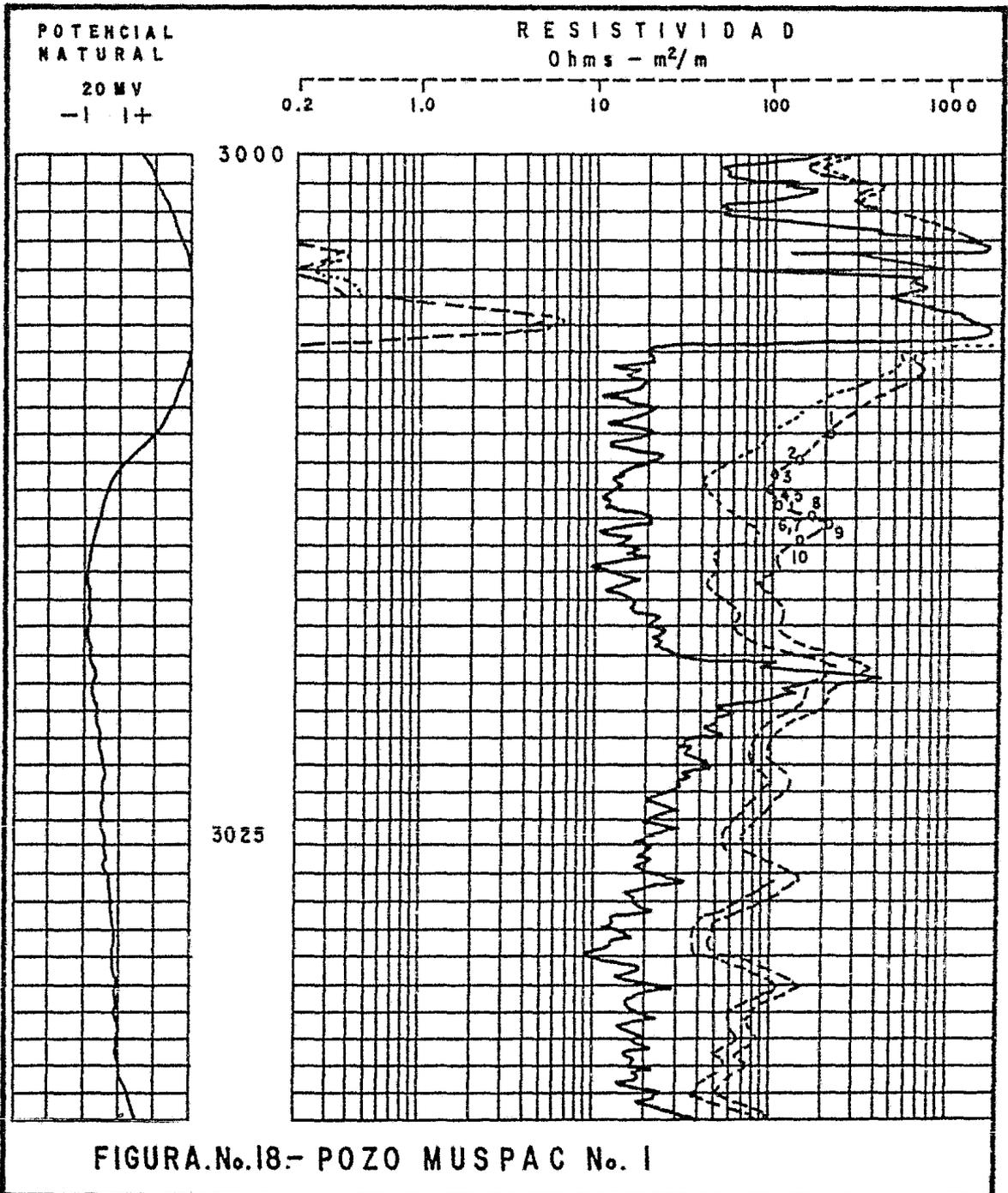
Tabla Nº 14.- Cálculo de la saturación de agua de cada punto analizado, con las ecuaciones determinadas a -- partir del análisis de núcleos del POZO COMOAPA Nº 1-A.

(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	
Profundidad (mbMR)	Nº de intervalo	Porosidad ϕ_n (Fracción)	Resistividad Rt del registro (ohm-m)	Factor de Resistividad de la formación F	Resistividad del agua, Rw (ohm-m)	Resistividad del agua, Rw (ohm-m)	OBSERVACIONES
4522.0	1	0.0576	125.0	47.82	0.0553	0.0870	<p>El factor de resistividad de la formación se calculó con la Ec:</p> $F = 1.40062 (\phi_n^{-1.23698})$ <p>obtenida a partir del análisis de núcleos⁽⁸⁾.</p> <p>El exponente de saturación, n, se calculó en la figura Nº 31 e igual a -1.57909, de donde la ecuación que relaciona el índice de resistividad, I, a la saturación de agua, Sw, resultó:</p> $I = S_w^{-1.57909}$
4523.0	2	0.0734	55.0	35.43	0.0553	0.1210	
4523.5	3	0.0777	35.0	33.03	0.0553	0.1541	
4524.0	4	0.0758	10.0	34.05	0.0553	0.3473	
4524.5	5	0.0794	16.5	32.15	0.0553	0.2439	
4525.0	6	0.0586	8.5	46.81	0.0553	0.4709	
4525.5	7	0.058	7.5	25.49	0.0553	0.3469	
4526.0	8	0.0329	11.0	96.61	0.0553	0.6288	
4527.0	9	0.0280	17.5	116.72	0.0553	0.5317	
4527.5	10	0.0258	17.0	129.16	0.0553	0.5774	
4528.0	11	0.0241	18.0	140.52	0.0553	0.5874	
4528.5	12	0.0284	25.0	114.69	0.0553	0.4195	
4529.0	13	0.0328	90.0	95.97	0.0553	0.1665	

Tabla Nº 15.- Cálculo de la saturación de agua de cada punto muestreado, con las ecuaciones determinadas a partir de análisis de núcleos del pozo CACHO - LÓPEZ Nº 42.

(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	
Profundidad (mb MR)	No. de inter- valos	Porosidad ϕ_n (Fracción)	Resistividad del registro R_t (ohm-m)	Factor de resistividad de la forma- ción, F	Resistividad del agua R_w (ohm-m)	Saturación de agua, S_w (Fracción)	OBSERVACIONES
3010.0	1	0.112	210.0	114.22	0.049	0.0452	<p>El factor de resistividad de la formación se calculó con la ecuación:</p> $F = 1.67 (\phi_n^{-1.93})$ <p>obtenida a partir del análisis de núcleos (7).</p> <p>El exponente de saturación, n, se calculó en la figura N° 30 e igual a -1.17111, de donde la ecuación que relaciona el índice de resistividad, I, y la saturación de agua, S_w, resultó:</p> $I = S_w^{-1.17111}$
3011.0	2	0.237	150.0	26.80	0.049	0.0175	
3011.5	3	0.199	95.0	37.06	0.049	0.0194	
3012.0	4	0.274	96.0	20.32	0.049	0.0202	
3012.0	5	0.250	96.0	24.25	0.049	0.0235	
3012.5	6	0.264	115.0	21.83	0.049	0.0184	
3012.5	7	0.260	115.0	22.48	0.049	0.0180	
3013.0	8	0.210	175.0	33.95	0.049	0.0187	
3013.0	9	0.245	195.0	25.21	0.049	0.0132	
3014.0	10	0.232	160.0	28.01	0.049	0.0171	

Tabla N° 16.- Cálculo de la saturación de agua de cada punto analizado, con las ecuaciones determinadas a partir del análisis de núcleos del POZO MUSPAC N°-1.



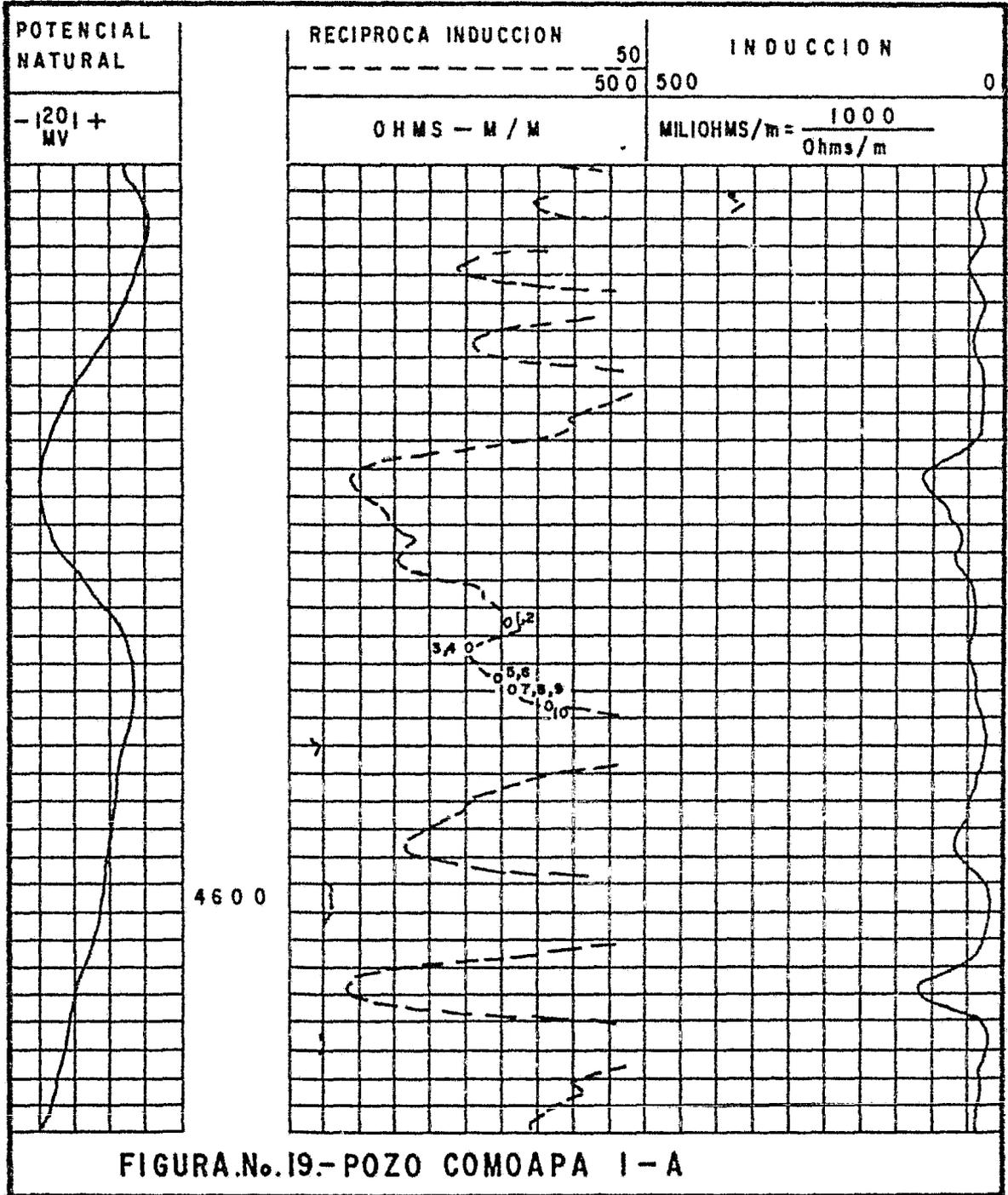


FIGURA No. 19.- POZO COMOAPA I-A

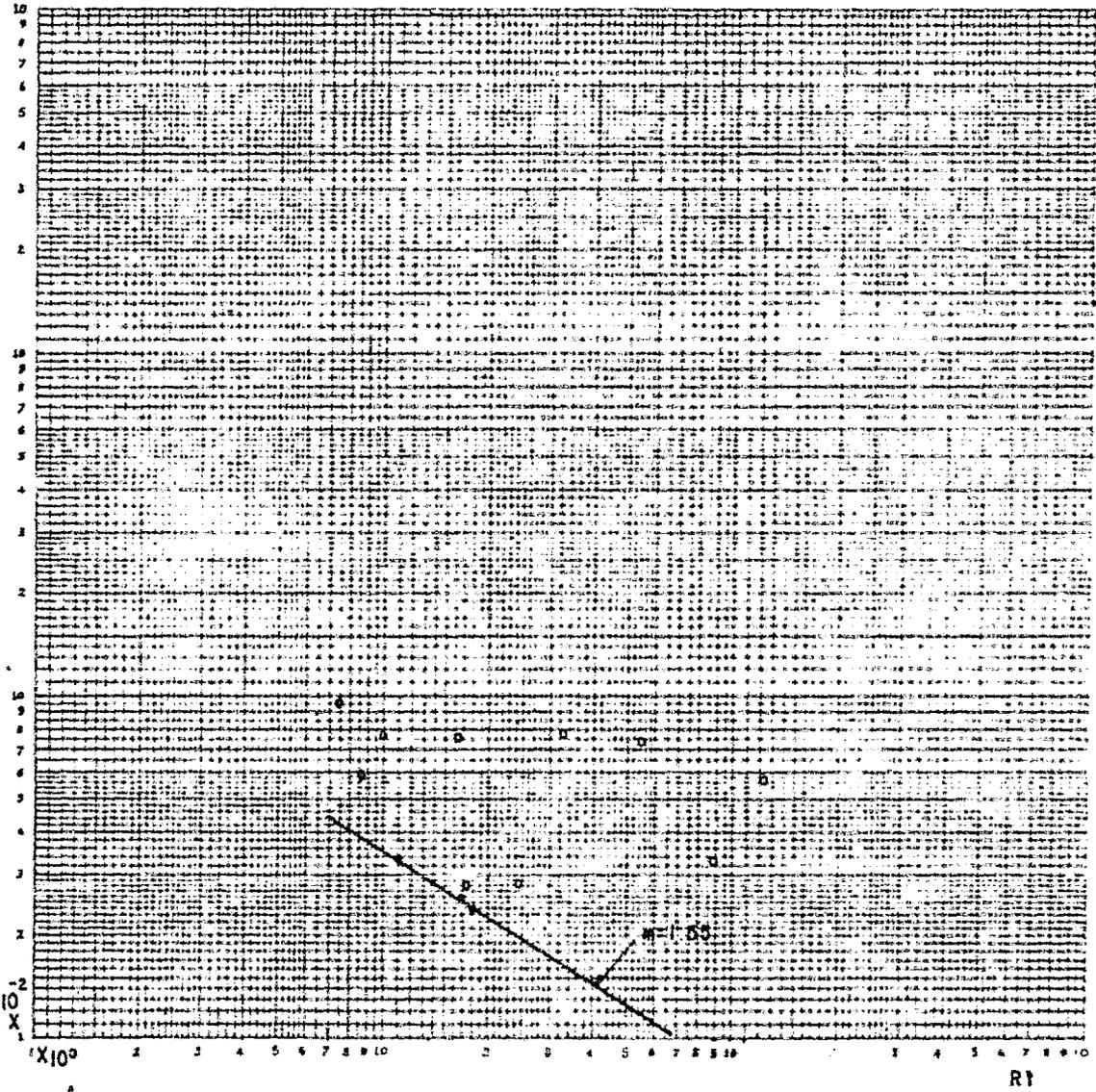


FIGURA.N. 20.-CALCULO DEL EXPONENTE DE CEMENTACION, m , DEL INTERVALO ANALIZADO DEL POZO CACHO LOPEZ N. 42, SEGUN LA TECNICA DE AGUILERA.

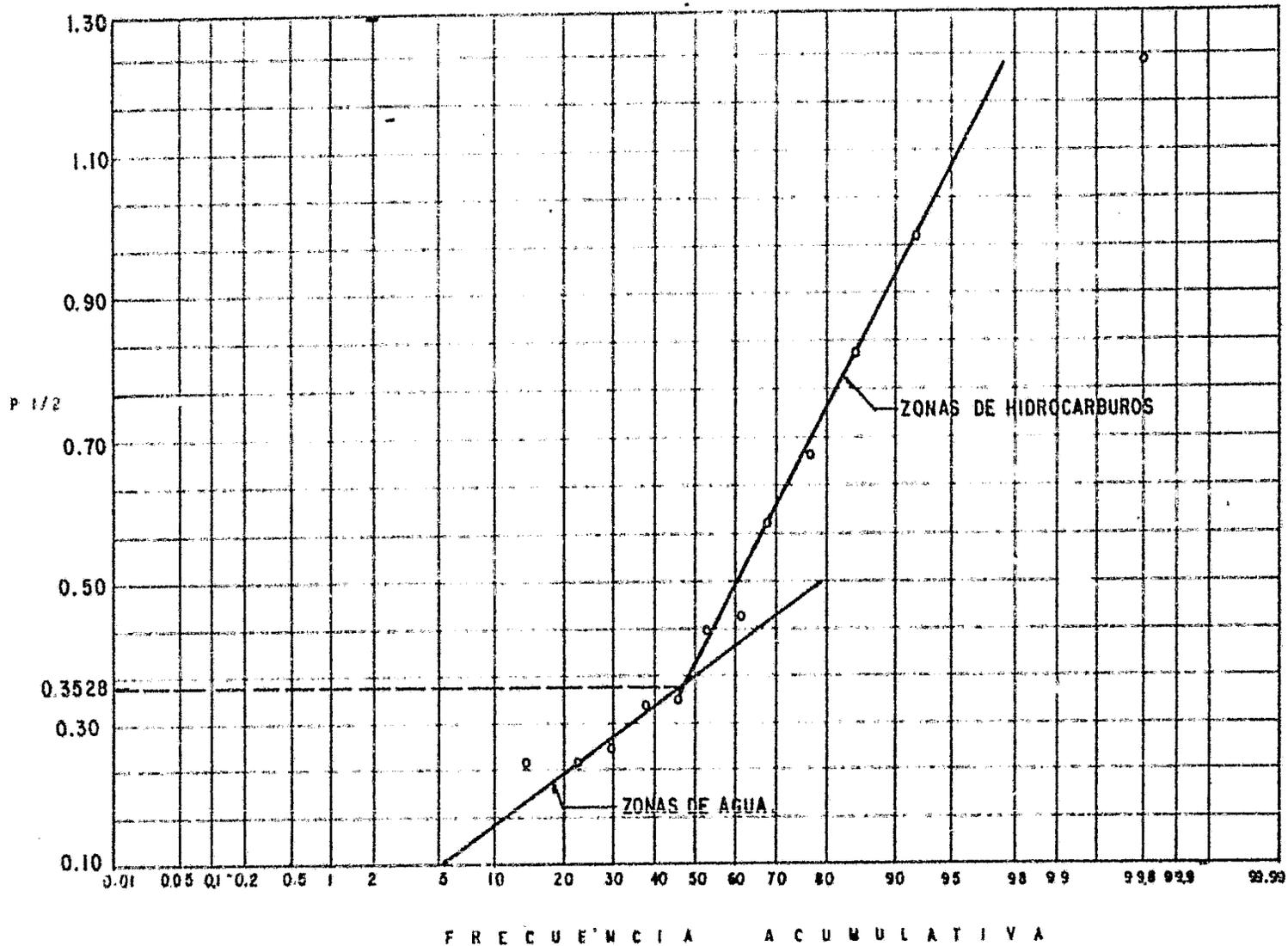


FIGURA No. 21.—CALCULO DE $P_{1/2}$ MAXIMA PARA ZONAS DE AGUA DEL INTERVALO ANALIZADO DEL POZO CACHO LOPEZ No. 42, A PARTIR DEL CUAL SE DISTINGUEN ZONAS DE AGUA Y ZONAS DE HIDROCARBUROS.

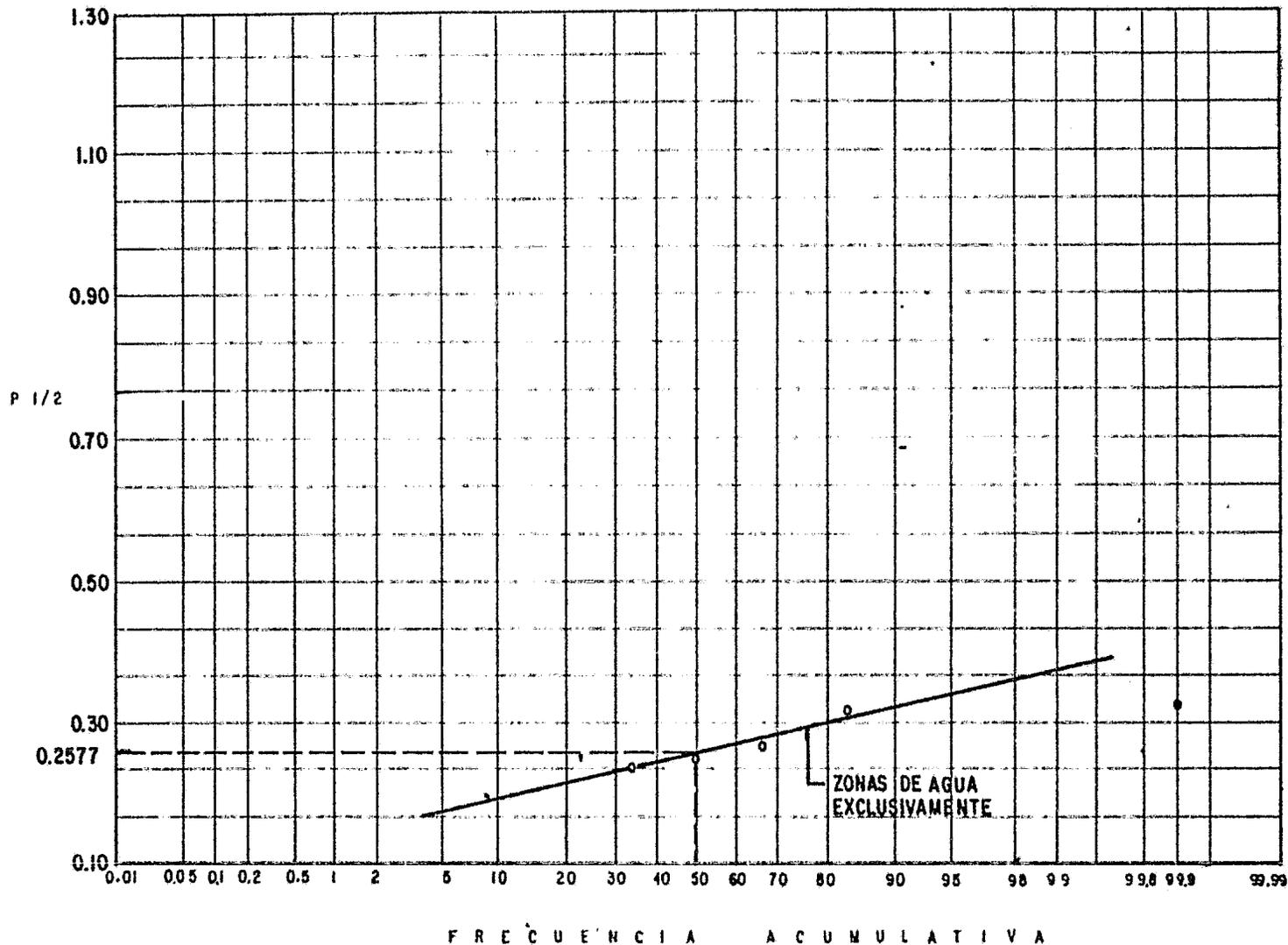


FIGURA No. 22.—CALCULO DE P1/2 MEDIA A UNA FRECUENCIA ACUMULATIVA DEL 50% PARA ZONAS DE AGUA DEL INTERVALO ANALIZADO DEL POZO CACHO LOPEZ No. 4 2 .

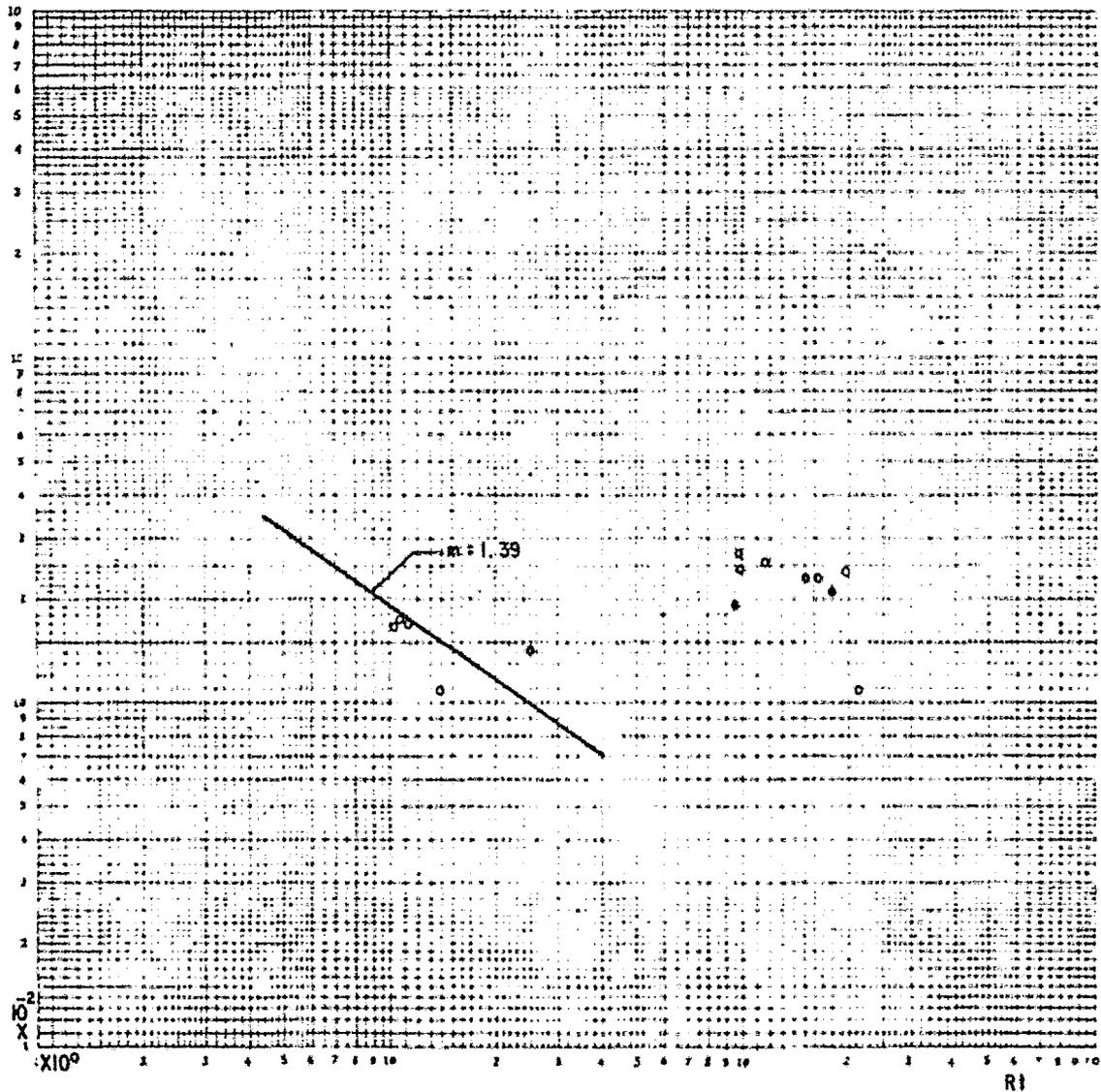


FIGURA. N.º 23.-CALCULO DEL EXPONENTE DE CEMENTACION, m , DEL INTERVALO ANALIZADO DEL POZO MUSPAC N.º 1, SEGUN LA TECNICA DE AGUILERA .

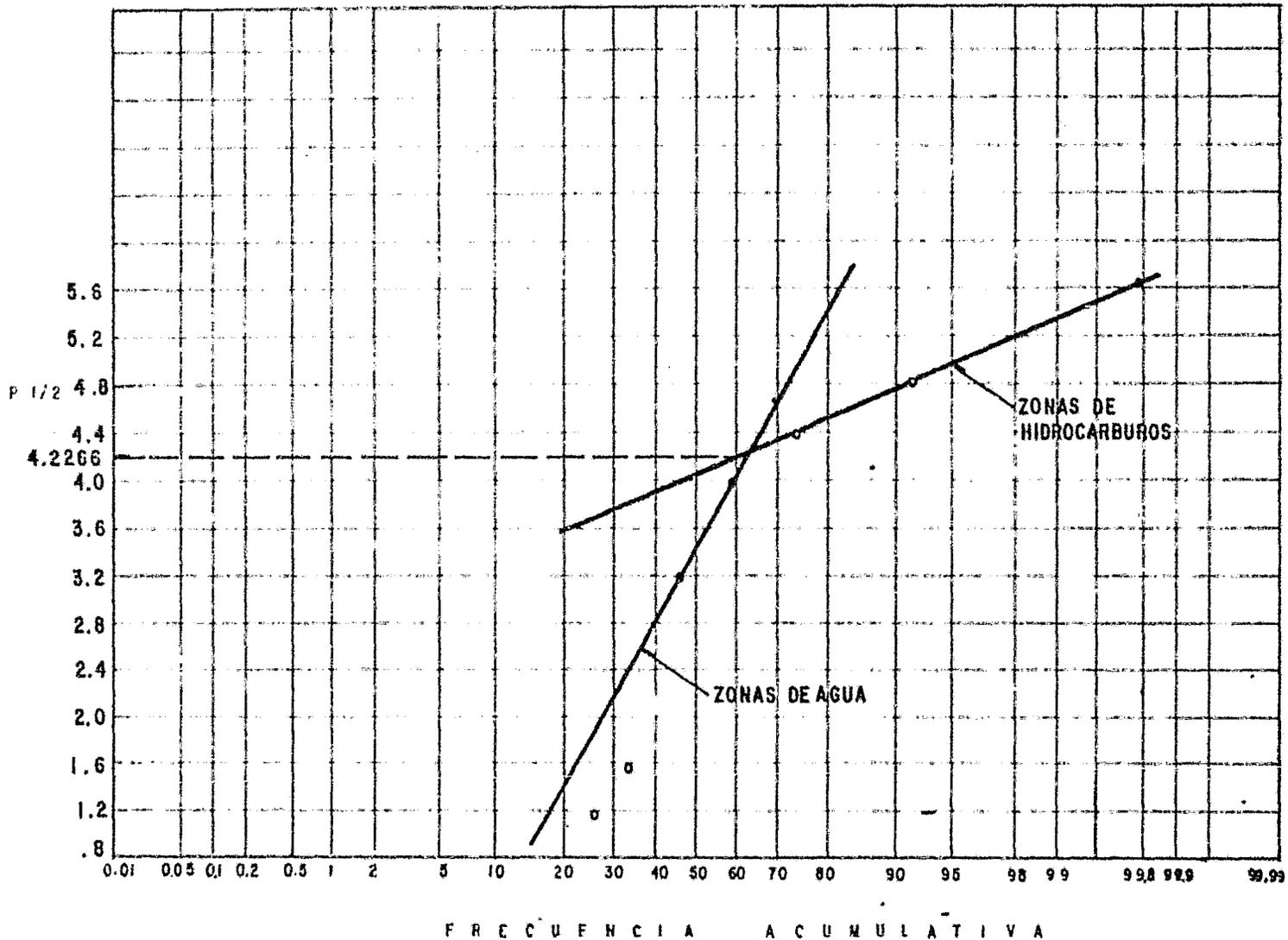
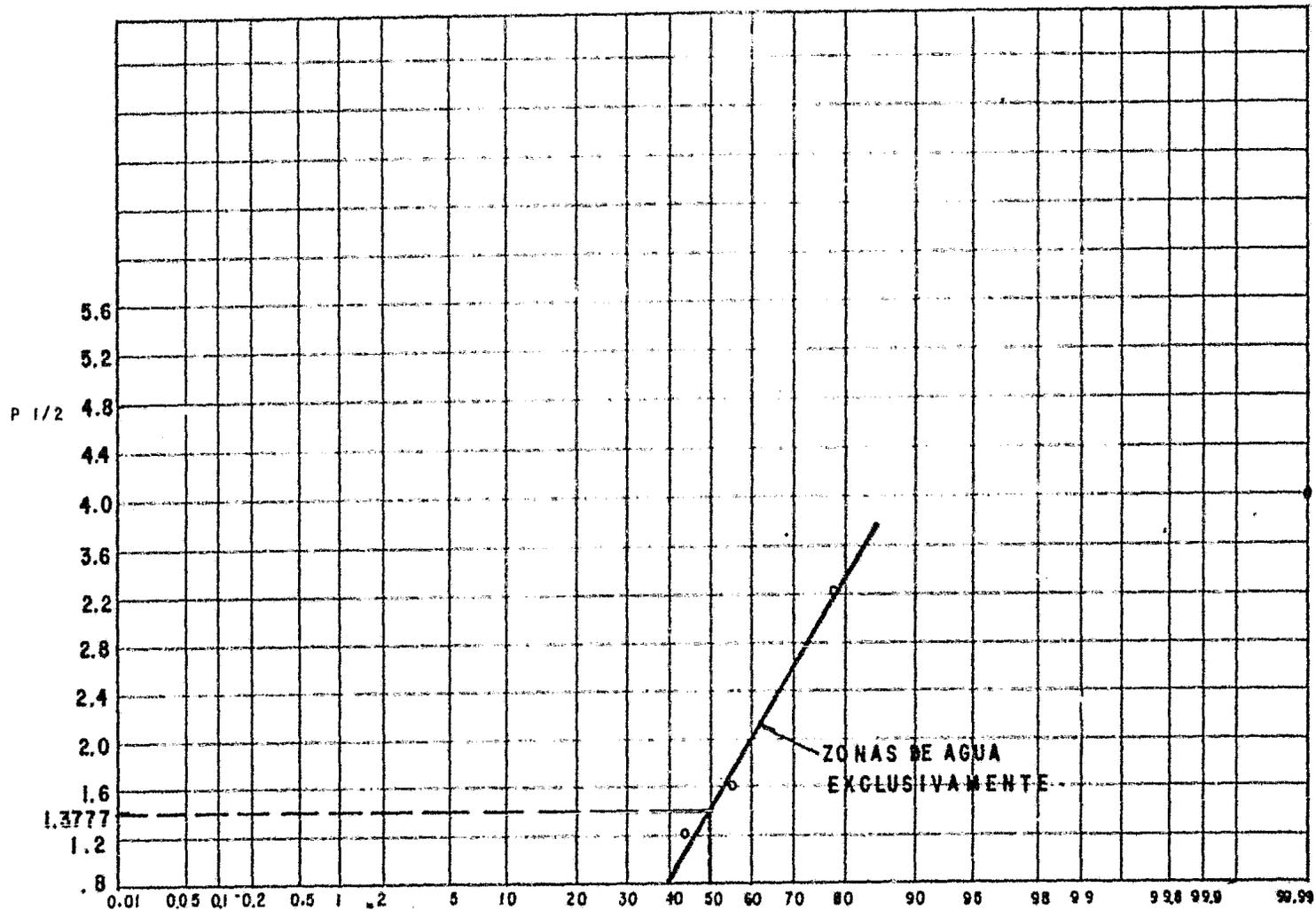


FIGURA No. 24.—CALCULO DE LA $P_{1/2}$ MAXIMA PARA ZONAS DE AGUA DEL INTERVALO ANALIZADO DEL POZO MUSPAC No.1.



FRECUENCIA ACUMULATIVA
FIGURA No. 25.— CALCULO DE LA P1/2 MEDIA A UNA FRECUENCIA ACUMULATIVA DEL 50% PARA ZONAS DE AGUA DEL INTERVALO ANALIZADO DEL POZO MUSPAC No. 1.

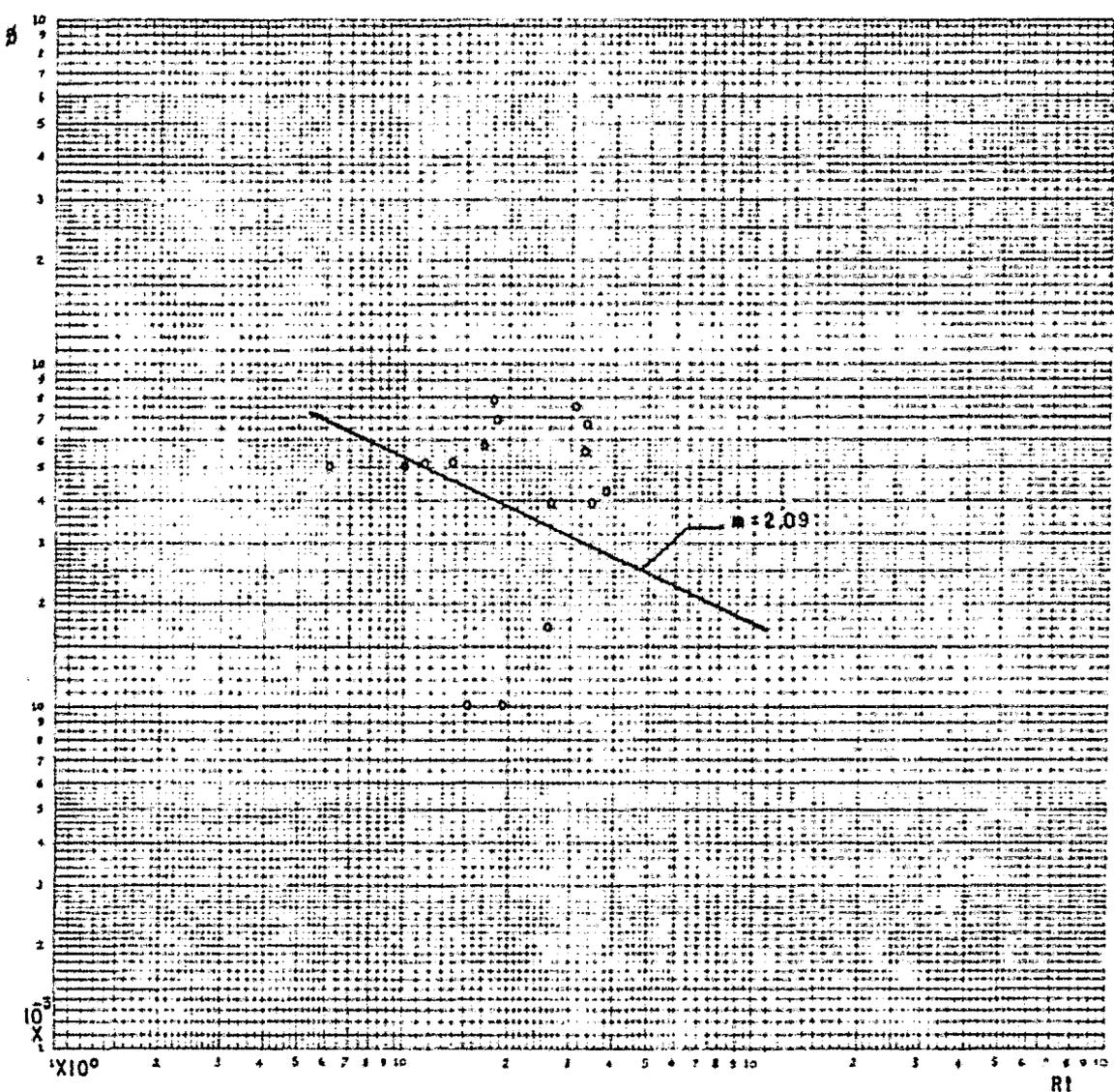
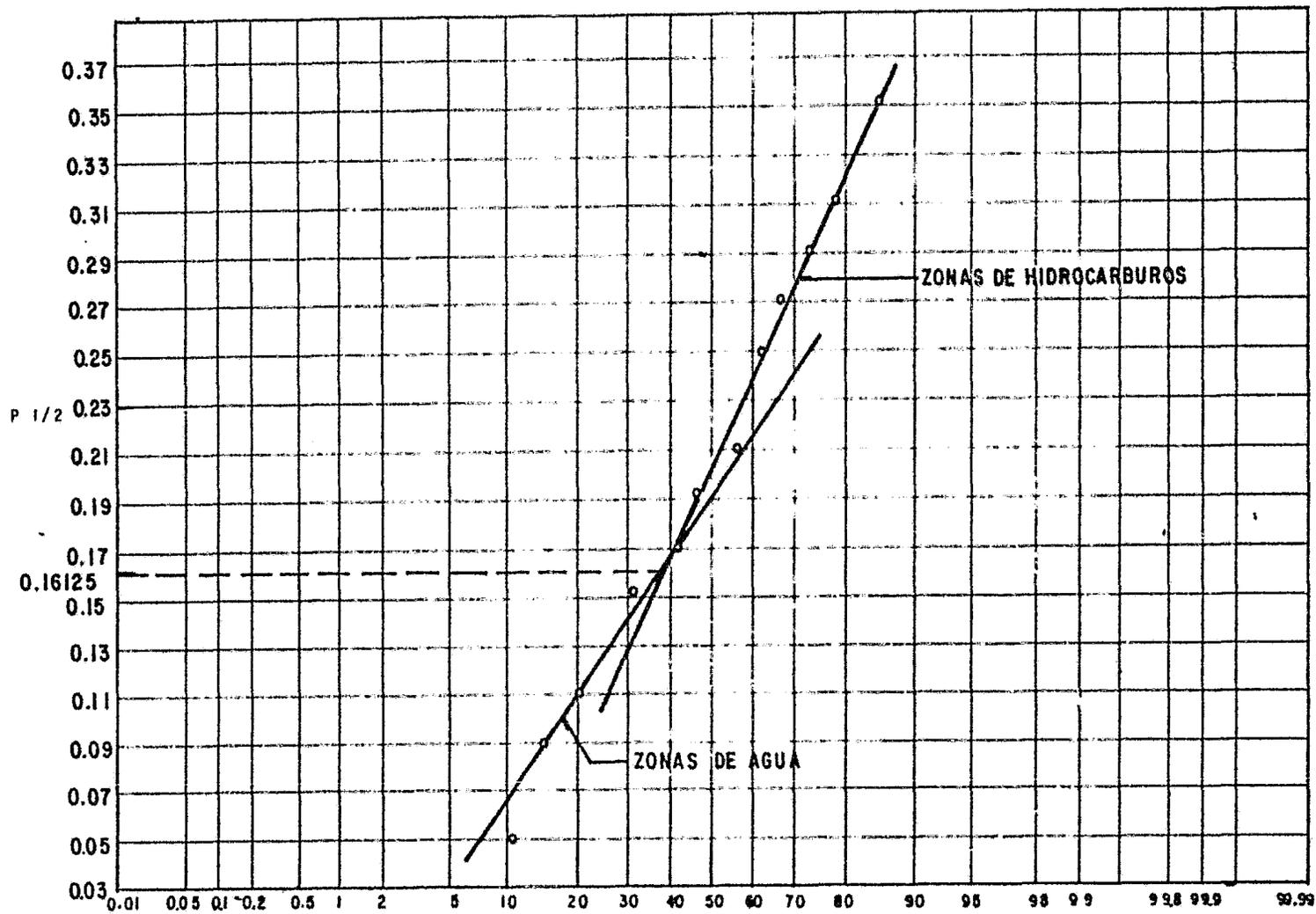


FIGURA No. 26.— CALCULO DEL EXPONENTE DE CEMENTACION, m , DEL INTERVALO ANALIZADO DEL POZO COMOAPA No. 1-A, SEGUN LA TECNICA DE AGUILERA



FRECUENCIA ACUMULATIVA
 FIGURA.No.27.-CALCULO DE LA $P_{1/2}$ MAXIMA PARA ZONAS DE AGUA DEL INTERVALO ANALIZADO DEL POZO COMOAPA No. 1-A.

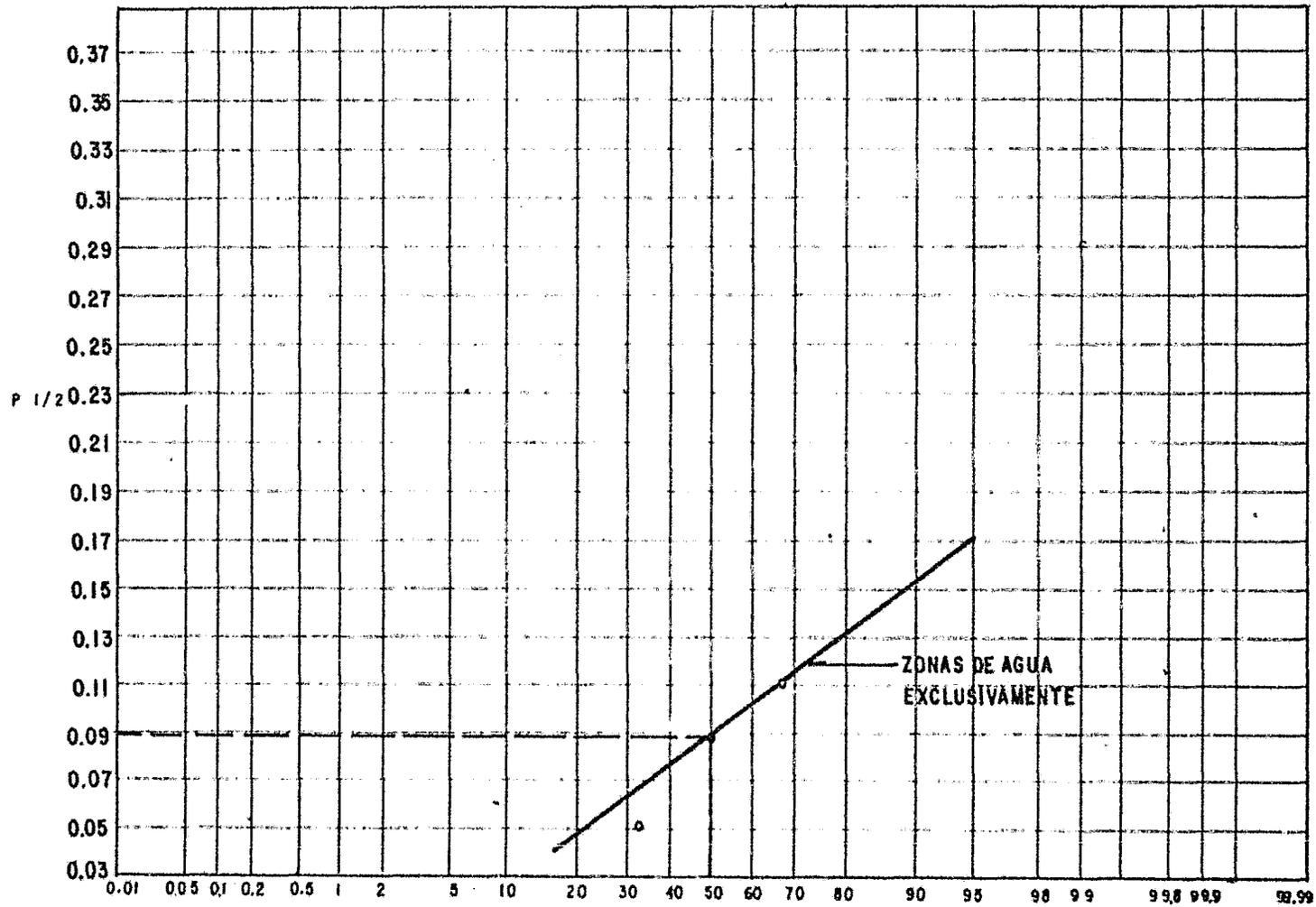
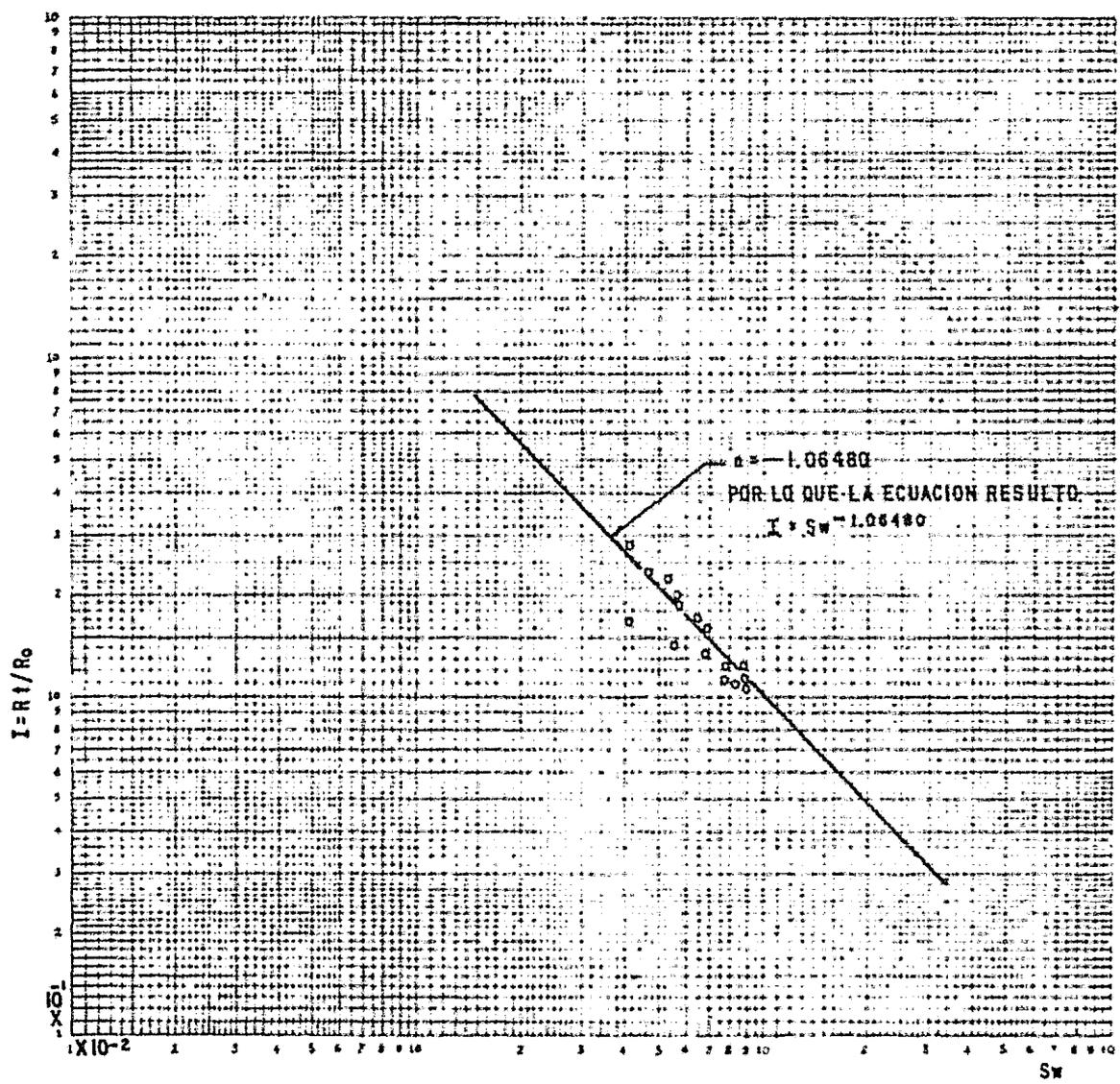


FIGURA. N.º. 28.— CALCULO DE LA $P_{1/2}$ MEDIA A UNA FRECUENCIA ACUMULATIVA DEL 50% PARA ZONAS DE AGUA DEL INTERVALO ANALIZADO DEL POZO COMOAPA N.º. 1-A.



FIGURAN.29.- DETERMINACION DE LA ECUACION QUE RELACIONA LA SATURACION DE AGUA, S_w , Y EL INDICE DE RESISTIVIDAD, I , A PARTIR DE VALORES OBTENIDOS DEL ANALISIS DE NUCLEOS DEL POZO COMOAPA N.1-A.

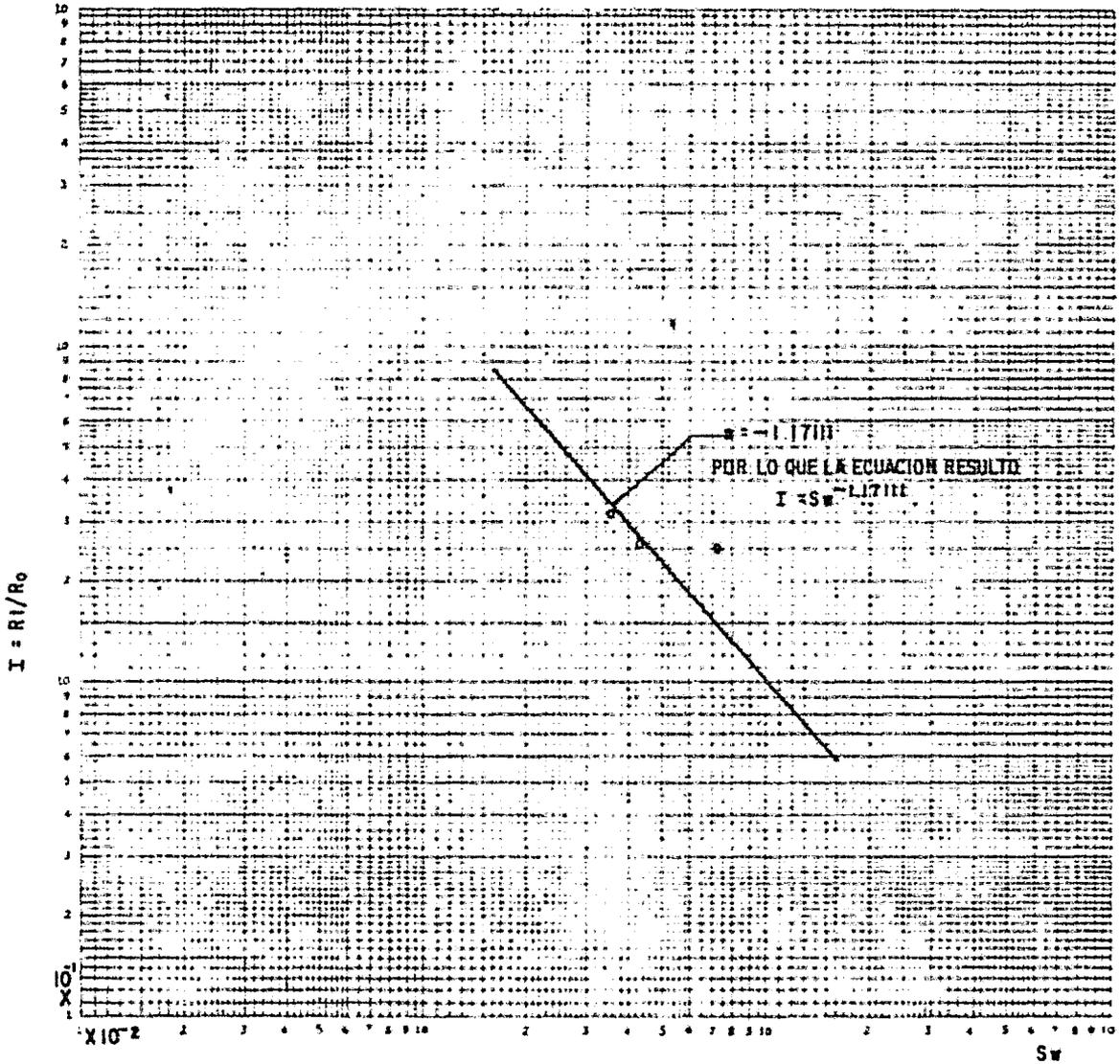


FIGURA N.º.30.- DETERMINACION DE LA ECUACION QUE RELACIONA LA SATURACION DE AGUA, S_w , Y EL INDICE DE RESISTIVIDAD, I , A PARTIR DE VALORES OBTENIDOS DEL ANALISIS DE NUCLEOS DEL POZO MUSPAC N.º. 1.

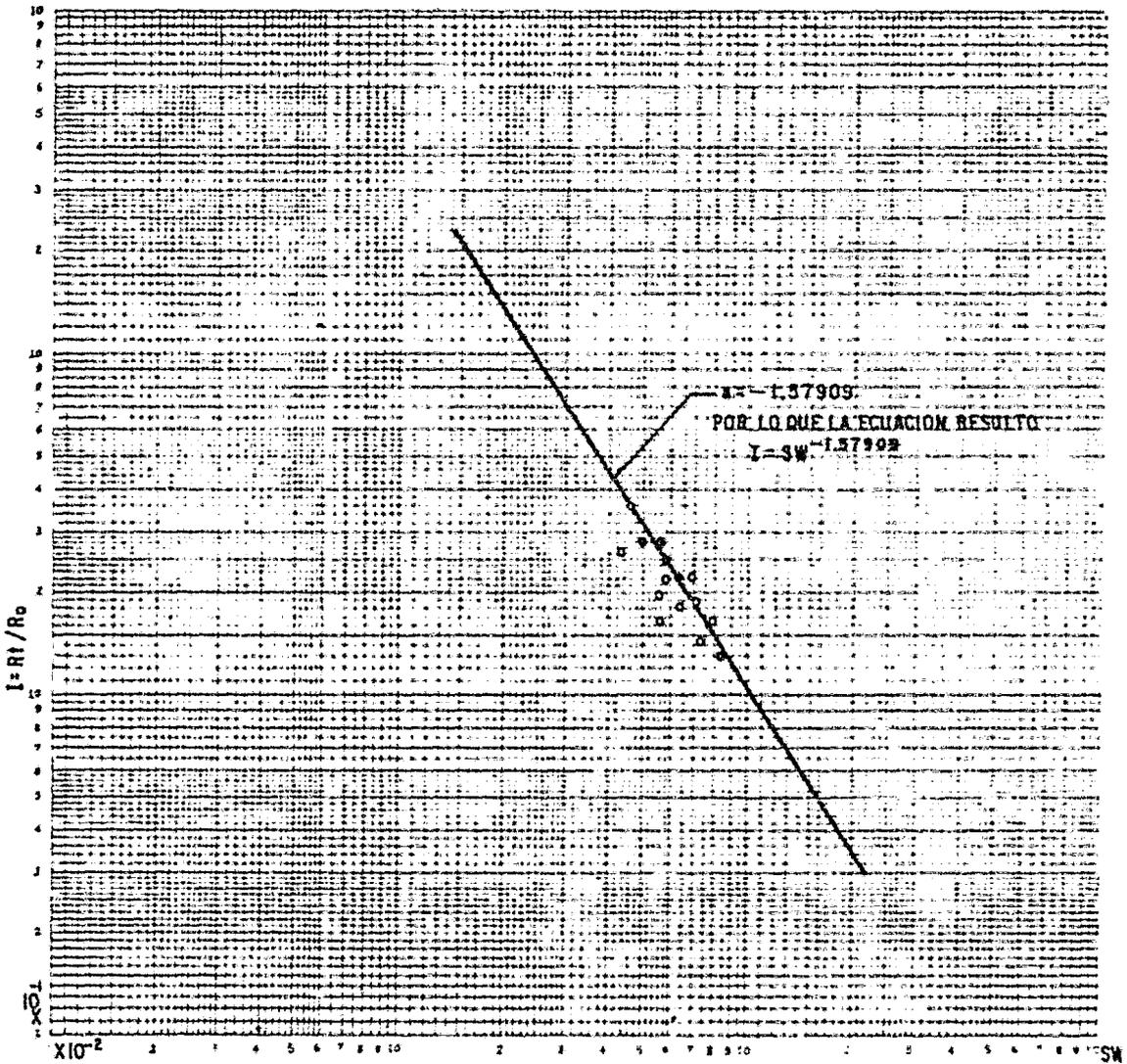


FIGURA N.º 31.- DETERMINACION DE LA ECUACION QUE RELACIONA LA SATURACION DE AGUA, SW, Y EL INDICE DE RESISTIVIDAD, I, A PARTIR DE VALORES OBTENIDOS DEL ANALISIS DE NUCLEOS DEL POZO CACHO LOPEZ N.º 42.

VI.- COMPARACION DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS CON
LOS METODOS APLICADOS.

VI.1.- CONSIDERACIONES.

Las saturaciones contenidas en la columna 5, tablas N° 17, 18 y 19, se consideraron como puntos de comparación, debido a que los parámetros petrofísicos como la ϕ , Sw, Ro, Rw, etc., involucrados en el cálculo, fueron determinados directamente y con precisión a partir del análisis de núcleos representativos de la formación mediante técnicas de laboratorio (7, 8 y 9). Por otro lado, las saturaciones de agua, Sw, calculadas de los puntos muestreados de cada pozo analizado mediante la aplicación de las siguientes técnicas o métodos:

- Archie
- Aguilera
- Ecuaciones determinadas a partir del análisis de núcleos, son presentadas en las columnas 3, 4 y 5, tablas N° 17, 18 y 19 respectivamente.

VI.1.1.- POZO COMOAPA N° 1-A.

En base a la consideración referida, se observa -- que las saturaciones de agua, Sw, calculadas aplicando método de Archie columna 3, tabla N° 17, donde $m = 2.1$ y $n = 2.0$, resultaron muy superiores a las contenidas en la columna 5, tabla N° 17, con diferencias arriba -- del 100%.

También se observa que las saturaciones de agua, Sw, calculadas aplicando el método de Aguilera columna 4, tabla N° 17, donde $m = n = 2.09$, en comparación con las contenidas en la columna 5, tabla N° 17, resultaron muy cercanas.

En función de las saturaciones de agua, Sw, obtenidas se concluye que la aplicación del método de Aguilera es al más aceptable.

VI.1.2.- POZO CACHO LOPEZ N° 42.

En base a la consideración mencionada en el inicio del capítulo VI, se observa que las saturaciones de agua, S_w , calculadas aplicando el método de Archie columna 3, tabla N° 18, donde $m = 2.1$ y $n = 2.0$ resultaron muy superiores a las contenidas en la columna 5, tabla N° 18, encontrándose diferencias arriba del 100%.

Por otro lado, se observa que las saturaciones de agua, S_w , calculadas aplicando el método de Aguilera columna 4, tabla N° 18, donde $m = n = 1.55$, en comparación con las contenidas en la columna 5, tabla N° 18, resultaron superiores con una diferencia aproximada promedio del 65%, y menores en un 100% con las contenidas en la columna 3.

Se puede concluir por tanto que, el método de Aguilera resultó más aceptable que el método de Archie, en función de los valores de saturación de agua, S_w , obtenidos.

VI.1.3.- POZO MUSPAC N° 1.

En base a la consideración mencionada en el inicio del capítulo VI, se observa que las saturaciones de agua, S_w , calculadas aplicando el método de Archie columna 3, tabla N° 19, donde $m = 1.65$ y $n = 2.0$, resultaron cercanas a las contenidas en la columna 5, tabla N° 19.

Por otro lado, las saturaciones de agua, S_w , calculadas aplicando el método de Aguilera columna 4, tabla N° 19, donde $m = n = 1.39$, en comparación con las contenidas en la columna 5, tabla N° 19, resultaron muy superiores, arriba de un 100%, igualmente en comparación -- con las saturaciones calculadas con el método Archie, - columna 3.

Si el criterio en la aceptación de algún método está en función de los valores obtenidos puede en este caso concluirse que el método de Archie, es el más aceptable, debido a los valores altos de porosidad.

(1)	(2)	(3)	(4)	(5)
Profundidad (mbMR)	Nº de inter- valo	Método de Archie Si $m=2.1$ $n=2.0$ (Fracción)	Método de Aguilera Si $m=2.09$ $n=2.09$ (Fracción)	Ecuciones determi- nadas del análisis de núcleos. Si $m=-1.74569$ $n=-1.06080$ (Fracción)
4591.5	1	1.000	0.632	0.607
4591.5	2	1.000	0.460	0.348
4592.5	3	1.000	1.000	1.000
4592.5	4	1.000	0.539	0.490
4593.5	5	0.826	0.262	0.146
4593.5	5	0.821	0.261	0.145
4594.5	7	1.000	0.334	0.215
4594.5	8	0.872	0.275	0.157
4594.5	9	0.849	0.270	0.151
4594.5	10	1.000	0.406	0.289

Tabla N^o 17.- Comparación de las saturaciones calculadas por tres diferentes técnicas en cada punto analizado del pozo COMOAPA N^o 1-A.

(1)	(2)	(3)	(4)	(5)
Profundidad (mbMR)	Nº de inter- valo	Método de Archie Si $m=2.1$ $n=2.0$ (Fracción)	Método de Aguilera Si $m=1.55$ $n=1.55$ (Fracción)	Ecuaciones determi- nadas del análisis de núcleos. Si $m = -1.23698$ $n = -1.57909$ (Fracción)
4522.0	1	0.4210	0.1340	0.0870
4523.0	2	0.4640	0.1780	0.1210
4523.5	3	0.5810	0.2260	0.1541
4524.0	4	1.0000	0.5190	0.3473
4524.5	5	0.8270	0.3580	0.2439
4525.0	6	1.0000	0.7460	0.4709
4525.5	7	0.0000	0.4950	0.3469
4526.0	8	1.0000	1.0000	0.6288
4527.0	9	1.0000	0.8530	0.5317
4527.5	10	1.0000	1.0000	0.5774
4528.0	11	1.0000	1.0000	0.5874
4528.5	12	1.0000	0.7670	0.4195
4529.0	13	0.8960	0.2900	0.1665

Tabla N° 13.- Comparación de las saturaciones de agua, S_w , calculadas por tres diferentes técnicas en cada punto analizado del pozo CACHO LOPEZ N- 42.

(1)	(2)	(3)	(4)	(5)
Profundidad (mbMR)	No. de inter valo	Método de Archie Si $m=1.65$ $n=2.0$ (Fracción)	Método de Aguilera Si $m=1.39$ $n=1.39$ (Fracción)	Ecuaciones determi- nadas del análisis de núcleos Si $m = -1.93$ $n = -1.17111$ (Fracción)
3010.0	1	0.0920	0.301	0.0452
3011.0	2	0.0590	0.182	0.0175
3011.5	3	0.0860	0.300	0.0194
3012.0	4	0.0650	0.216	0.0202
3012.0	5	0.0710	0.237	0.0235
3012.5	6	0.0620	0.197	0.0184
3012.5	7	0.0620	0.200	0.0188
3013.0	8	0.0600	0.183	0.0187
3013.5	9	0.0500	0.145	0.0132
3014.0	10	0.0580	0.177	0.0171

Tabla N° 19.- Comparación de las saturaciones de agua, S_w , calculadas por tres diferentes técnicas en cada punto analizado del Pozo MUSPAC N° 1.

VII.- CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Como se puede observar en las tablas N^o 17 y 18, - capítulo VI, las saturaciones de agua, S_w , calculadas - aplicando el método de Aguilera resultan más cercanas a las saturaciones calculadas con el uso de las ecuaciones determinadas a partir del análisis de núcleos de -- los Pozos Comoapa N^o 1-A y Cacho López N^o 42. Sin embargo la saturaciones de agua, S_w , calculadas del Pozo Muspac N^o 1 aplicando el método de Archie, contenidas en - la tabla N^o 19, capítulo VI, resultaron cercanas a las contenidas en la columna 5, de la misma tabla, no así las calculadas con el método de Aguilera.

Si observamos la información contenida en las ta - blas N^o 5, 6 y 7, que es la necesaria para aplicar cualquiera de los métodos descritos en este trabajo, vemos que en la tabla N^o 6, correspondiente al Pozo Muspac -- N^o 1, la porosidad en esta formación carbonatada, es alta, con valores mayores del 20%.

Se tomó como punto de comparación el método donde se utilizaron las ecuaciones determinadas a partir del análisis de núcleos, debido a la precisión en las determinaciones de los parámetros como porosidad, ϕ , saturación de agua, S_w , resistividad del agua, R_w , etc., ya - que estas determinaciones se efectúan directamente en - núcleos representativos de la formación en estudio.

Del trabajo realizado se concluye que el método de Aguilera es el método óptimo para el cálculo de saturación de agua, S_w , en formaciones carbonatadas con porosidades menores del 10%. En las formaciones carbonatadas que tengan esta característica se recomienda utilizar el método de Aguilera para el cálculo de la saturación de agua.

Debido a que el método de Aguilera es un método estadístico, es necesario para su aplicación, considerar

una zona 100% saturada con agua cercana al intervalo -- por analizar. La razón de esta consideración es justificada cuando pretendemos calcular la $P_{1/2}$ máxima para zonas de agua, en una gráfica de $P_{1/2}$ contra Frecuencia Acumulativa a partir del cual se deben distinguir las zonas de agua y las zonas de hidrocarburos.

El método de Archie es recomendable utilizarlo --- cuando tengamos formaciones carbonatadas con porosidades mayores del 10% independientemente si existe una zona 100% saturada de agua, cercana al intervalo por analizar.

Se recomienda calibrar los métodos utilizados en el cálculo de la saturación de agua, S_w , con análisis petrofísicos si se cuenta con ellos, para obtener una saturación de agua más representativa de la formación.

VIII.- NOMENCLATURA.

SIMBOLO		UNIDAD
B	Ordenada al origen	-----
BHC	Registro Sónico de Porosidad	microseg/pie
°C	Grados centígrados	-----
CNL	Registro Neutrón compensado	%
CP	Centipoises	-----
$\frac{dp}{ds}$	Gradiente de Presión	Atm/cm
DLL	Registro doble lateroperfil	ohm-m
F	Factor de resistividad de la formación o factor de formación	-----
FDC	Registro de Densidad Compensado	gr/cm ³
I	Índice de Resistividad	-----
K	Permeabilidad	Darcy
Kg	Permeabilidad efectiva al gas	Darcy
Ko	Permeabilidad efectiva al aceite	Darcy
Kro	Permeabilidad relativa al aceite	%
Krw	Permeabilidad relativa al agua	%
Kw	Permeabilidad efectiva al agua	Darcy
m	Factor de cementación o exponente de cementación	-----
md	Milidarcy	-----
n	Exponente de Saturación	-----
NaCl	Cloruro de Sodio (Sal)	-----
P	Parámetro definido por Aguilera y que está en función de ϕ y R_t	-----

SIMBOLO		UNIDAD
PH	Valor de P para zonas con y sin hidrocarburos	-----
PPM	Partes por millón	-----
P1/2	Raíz cuadrada del parámetro P	-----
P100	Valor medio de P determinado a una frecuencia Acumulativa del 50%	-----
Ra	Resistividad aparente de la formación	ohm-m
RGN	Registro de Rayos Gamma Neutrón	Unidades API
RI	Registro de Inducción	ohm-m
Ro	Resistividad de la roca 100% saturada con agua	ohm-m
Rt	Resistividad verdadera de la formación	ohm-m
Rw	Resistividad del agua de formación	ohm-m
Sg	Saturación de gas	Fracción
SNP	Registro Epidermal	%
So	Saturación de aceite	Fracción
Sw	Saturación de agua	Fracción
V	Velocidad aparente	cm/reg
Vb	Volumen bruto o total de la roca	m ³
Vg	Volumen de gas	m ³
Vo	Volumen de aceite	m ³
Vp	Volumen de poros	m ³
Vs	Volumen ocupado por sólidos	m ³
Vw	Volumen de agua	m ³
@ C.Y.	Medido a condiciones de yacimiento	-----

SIMBOLO		UNIDAD
@ C.S.	Medido a condiciones estandar o superficiales	-----
ϕ_{ABS}	Porosidad absoluta	%
ϕ_{EFEC}	Porosidad efectiva	%
ϕ	Porosidad	%
ϕ_n	Porosidad determinada a partir de núcleos	%
ρ_m	Densidad de la matriz	gr/cm ³
ρ_{reg}	Densidad leída en el registro FDC	gr/cm ³
Δt	Tiempo de tránsito, inverso de la velocidad de la onda compresional	microseg/pie
Δt_m	Tiempo de tránsito de la matriz	microseg/pie

IX.- R E F E R E N C I A S.

- 1.- Schlumberger: "Interpretación de perfiles". Volumen I Fundamentos, Schlumberger Sureenco, S.A. 1972.
- 2.- Escobar Rosas, José y Fredd: "Apuntes de la clase de principios de Mecánica de yacimientos". Facultad de Ingeniería, U.N.A.M.
- 3.- Sylvain J. Pirson: "Handbook of well log analysis, -- for oil and gas formation evaluation". Chapter 3, Prentice-Hall, INC. 1963.
- 4.- G.E. Archie: "The Electrical Resistivity log as an aid in determining some Reservoir characteristics". Petroleum Technology, January, 1942.
- 5.- Doherty, Henry L. series: "Elements of Petroleum Reservoirs". Chapter 2, Society of petroleum engineers of - AIME, April 1960.
- 6.- Amyx, Bass and Whiting: "Petroleum Reservoir engineering, physical properties". Chapter 2, Mc Graw-Hill -- Book company, 1960.
- 7.- Chiñas A. M.G., Peregrino R.H.: "Determinaciones petrofísicas pozo Muspac N° 1, Formación Cretácico Superior". Depto. de Ingeniería de Yacimientos zona sureste, PEMEX, julio, 1962.
- 8.- Rodríguez G.J. Antonio: "Análisis Petrofísico, pozo Cacho López 42, informe". División de Yacimientos de la Subdirección de Tecnología de Explotación, IMP., mayo, 1982.
- 9.- Rodríguez G.J. Antonio: "Análisis Petrofísico, pozo Coamoapa 1-A, informe". División de Yacimientos de la Subdirección de Tecnología de Explotación, IMP., mayo, -- 1982.

- 10.- R. Aguilera: "Analysis of naturally fractured reservoirs from conventional well logs", Journal of Petroleum Technology, July, 1976.
- 11.- C.R. Porter, G.R. Pickett and W.W. Whitman: "A Statistical Method for determination of water saturation -- from logs". SPWLA TENTH ANNUAL LOGGING SYMPOSIUM, may, 25-28, 1969.
- 12.- R. Aguilera: "Analysis of naturally fractured reservoirs from sonic and resistivity logs", Journal of -- petroleum technology, november, 1974.
- 14.- Schlumberger: "Log interpretation charts". Schlumberger well surveying corporation, 1979.
- 14.- R.Aguilera: "Naturally fractures reservoirs ". page 198. Penwell Publishing Co.