



ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL  
DEPARTAMENTO DE INGENIERIA DE GEOLOGIA, MINAS Y PETROLEOS

"CALCULOS DE LOS PARAMETROS T, Rmf, Rmc, Rw Y  
POROSIDAD USANDO LA COMPUTADORA DIGITAL 1130  
Y EN BASE A LOS REGISTROS ELECTRICOS"

TESIS DE GRADO

PREVIA A LA OBTENCION DEL TITULO DE  
INGENIERO DE PETROLEO

Por:

PABLO GUERRERO ZAPATA

GUAYAQUIL-ECUADOR

SEPTIEMBRE, 1.976



D-94013

CIB

"CALCULOS DE LOS PARAMETROS T, R<sub>MF</sub>, R<sub>MC</sub>, T<sub>w</sub> Y  
POROSIDAD USANDO LA COMPUTADORA DIGITAL 1130  
Y EN BASE A LOS REGISTROS ELECTRICOS"

DIRECTOR DE TESIS

A U T O R

  
ING. HEINZ TERAN MITE

  
PABLO GUERRERO ZAPATA

DECLARACION EXPRESA:

DECLARO QUE: Hechos, ideas y doctri  
nas expuestos en esta tesis son de  
mi exclusiva responsabilidad y que  
el patrimonio intelectual de la mis  
ma corresponde a la ESCUELA SUPE-  
RIOR POLITECNICA DEL LITORAL.

(Reglamento de Exámenes y Títulos  
Profesionales de la ESCUELA SUPE-  
RIOR POLITECNICA DEL LITORAL).

## AGRADECIMIENTO

A la ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA  
DEL LITORAL

Al Señor Ing. HEINZ TERAN M.,  
"Por su valiosa colaboración  
en la dirección de esta Tesis

A todos MIS PROFESORES  
Por el cúmulo de experienci  
cias que me legaron durante  
te mi formación Profesional".

## DEDICATORIA

A *Mis Padres:*

PABLO GUERRERO QUIROZ

ZOILA ZAPATA RAMIREZ

A *mis hermanos:*

CARLOS

CARMEN

JORGE

BETTY

CLAUDIO

FRANCISCO

ESPERANZA

A *mi esposa:*

CARMEN

A *mis hijos:*

JESSICA y PABLO

A la EMPRESA ESTATAL PETROLEOS  
DEL PERU (PETROPERU) por la  
colaboración prestada durante  
mis Prácticas pre-profesiona-  
les llevadas a cabo en esa  
Dependencia, lo cual me ha ser-  
vido para la realización de  
este trabajo.



# INDICE

	Pág.
RESUMEN	
INTRODUCCION	
CAPITULO I. GRADIENTES GEOTERMICOS	
Generalidades	6
Utilización de los Gradientes de Temperatura	8
Base matemática para la obtención de la Temperatura de Formación en base de los Gradientes Geotérmicos.	13
Resolución de la Expresión de Temperatura.	14
CAPITULO II. RESISTIVIDAD DEL LODO, FILTRADO Y COSTRA DE LODO.	
Generalidades	16
Determinación de $R_{mf}$ , $R_{mc}$	16
Utilización de $R_m$ :	18
1) Correcciones de las lecturas de perfiles tales como el Lateroperfil 8 y Normal Corta de 16" para obtener $R_x$ .	18
2) Corregir las lecturas de resistividad del Lateroperfil 3 y 7 para obtener $R_t$ .	19
3) Corregir las lecturas del Registro de Inducción para obtener $R_t$ .	20
Utilización de $R_{mc}$ :	20
- Corregir las lecturas del Microlateroperfil para obtener $R_x$ .	21
- Corregir las lecturas del perfil de proximidad para obtener $R_x$ .	22

	Pág.
Base matemática para la obtención de $R_{mf}$ y $R_{mc}$ en base a $R_m$ .	22
Procedimiento de obtención.	23
Ecuaciones de obtención de $R_{mf}$ en base de $R_m$ .	24
Ecuaciones de obtención de $R_{mc}$ en base de $R_m$ .	26
CAPITULO III. RESISTIVIDAD DEL AGUA DE FORMACION.	
Determinación de la Resistividad del Agua de Formación:	29
1) Medidas directas de una muestra representativa.	30
2) Lecturas de $R_w$ de un Catálogo de Aguas de Formación de un determinado campo de petróleo y de una determinada Formación.	30
3) Determinación de $R_w$ por el método de Análisis Químico.	30
4) Cálculo de $R_w$ a partir de la Curva de Potencial Espontáneo.	32
5) Evaluación de $R_w$ por el método de la razón $R_{xo}/R_t$ , formaciones limpias y $SP_{+}$ constante.	33
6) Evaluación de $R_w$ mediante el gráfico de interrelación $1/\sqrt{R_t}$ contra $\rho_B$ , $\phi_N$ , $\Delta T$ .	35
7) Evaluación de $R_w$ por el método de $R_{wa}$ .	35
Cálculo de $R_w$ a partir de la curva de Potencial Espontáneo.	36
A) Determinación del SSP o Potencial Espontáneo.	36



	Pág.
B) Determinación de la Fórmula de Potencial Espontáneo.	39
Base matemática para obtener $E_w$ en base del potencial espontáneo, $R_m f$ y $\bar{L}_a$ Temperatura.	43
CAPITULO IV. POROSIDAD	
Generalidades	46
Definición	46
Porosidad primaria	46
Factores que afectan la Porosidad primaria	48
Porosidad Secundaria	49
Comportamiento de la Porosidad	51
Medidas de Porosidad	52
Medidas indirectas de porosidad	52
Estimación de la porosidad por medidas de resistividad.	54
4.1. Obtención de la Porosidad a base del factor de Formación y diferentes valores de Cementación.	56
Teoría sobre el Factor de Formación.	56
Concepto.	56
El Factor de Formación en la zona no alterada.	57
Factor de Formación en la zona lavada.	59
Dependencia del Factor de Formación con Porosidad y litología.	61
Ecuación de porosidad de Archie	62
Ecuación de Porosidad de Humble	
Base matemática para la obtención de la porosidad en base a F y diferentes valores de m.	63
Litología y Factor de Cementación.	66

	Pág.
4.2. Registro Sónico	67
Objetivo	67
Teoría	67
Instrumentación	69
Registro Sónico compensado por efecto del agujero (B.H.C.)	72
Presentación del Perfil.	73
Factores que afectan la respuesta del Registro Sónico.	74
Base matemática de obtención de la <u>po</u> rosidad por el Registro Sónico.	78
Ecuación de porosidad para Dolomitas	83
Ecuación de porosidad para Calizas.	84
Ecuación de porosidad para Arenas.	84
4.3. El Perfil de Densidad de Formación	
Objetivos	86
Fundamentos	86
Equipo	87
Presentación del Perfil	88
Unidad de medida	90
Factores que afectan la lectura del <u>per</u> fil de Densidad.	90
Determinación de la Porosidad por el <u>Re</u> gistro de Densidad.	91
Base matemática para la obtención de la porosidad por el Registro de Densidad.	93
Densidad de matriz de los Minerales más comunes.	96
Densidad de los <u>flu</u> ídos más comunes.	96
Ecuaciones de porosidad para arenas ( $\rho_f = 1.0$ )	97

	Pág.
Ecuación de porosidad para calizas ( $\rho_f = 1.0$ )	97
Ecuación de porosidad para dolomitas ( $\rho_f = 1.0$ ).	97
Ecuación de porosidad para arenas ( $\rho_f = 1.1$ ).	98
Ecuación de porosidad para calizas ( $\rho_f = 1.1$ )	99
Ecuación de porosidad para dolomitas ( $\rho_f = 1.1$ ).	99
APENDICE "A"	
Diagrama de flujo para la obtención de la Temperatura de Formación en base a los Gra dientes Geotérmicos.	101
APENDICE "B"	
Diagrama de flujo para la obtención de $R_mf$ y $R_{mc}$ en base a $R_m$ y el peso de Lodo.	107
APENDICE "C"	
Diagrama de flujo para la obtención de $R_w$ en base al SP, T y $R_mf$	112
APENDICE "D"	
Diagrama de flujo para la obtención de po rosidad en base al factor de formación.	134
APENDICE "E"	
Diagrama de flujo para la obtención de po rosidad en base al Registro Sónico.	142
APENDICE "F" y "G"	
Diagrama de flujo para la obtención de la porosidad en base al Registro de Densidad ( $\rho_f = 1$ y $\rho_f = 1.1$ )	148
FIGURAS	160
CONCLUSIONES	179
RECOMENDACIONES	180
BIBLIOGRAFIA	182



## INTRODUCCION

Los registros eléctricos que se llevan a efecto en los pozos de petróleo, tienen como propósito fundamental dar una información complementaria de la geología de las Formaciones atravezadas por la perforación así como también determinar ciertas características petrofísicas importantes para definir dichas Formaciones.

En la actualidad, la interpretación de estos registros se lleva a cabo por cartas y abacos que han sido elaborados por compañías tales como la Schlumberger, Wellex, etc. en donde la primera de las nombradas está en mayor relación con nuestro medio geológico, razón por la cual muchos de sus avances al respecto serán tomados como principal referencia en este estudio.

Bajo estas condiciones y tomando en consideración la gran importancia de las características de las Formaciones en los cálculos de Ingeniería de Reservorio y la manera como estos parámetros están siendo calculados hasta la presente es que se ofrece este estudio con la intención de resumir los pasos en la obtención de dichos valores ganando además con esta obtención mayor precisión.

Los parámetros inherentes a las Formaciones y que se estudian en esta tesis son:

Temperatura de Formación

Resistividad del Filtrado de Lodo

Resistividad de la Costra de lodo

Resistividad del agua de Formación

Porosidad de las Formaciones

Cabe anotar que un estudio paralelo está hecho por la Compañía Schlumberger y lo presenta en su libro de cartas "Log Interpretation Charts" con la denominación Gen 6, - Gen 7, SP-1, SP-2, Por-1, Por-3, Por-5.



## RESUMEN

El presente trabajo comprende dos partes:

- Teoría básica
- Desarrollos

### TEORIA BASICA

Son capítulos de introducción donde se condiciona a todos los parámetros objeto de esta tesis en sus diferentes propiedades y principios físicos para llegar a funciones matemáticas que representarán las características de las Formaciones en estudio.

### DESARROLLOS

Aquí se muestran los resultados, sintetizados en tablas de fácil aplicación. La obtención de cada una de estas se lo hace a través de los siguientes principios:

#### 1. Obtención de la Temperatura

Se parte del concepto mismo de temperatura de Formación para derivar las expresiones que definen la temperatura a la profundidad, donde el parámetro variable es el gradiente geotérmico y como constante la Temperatura de su superficie.

#### 2. Obtención de la Resistividad del Filtrado y Costra de

lodo.

Referencia: Carta Gen-7 del Libro de Cartas de la Schlumberger.

Para cada una de las rectas que aparecen en esta carta y que definen las relaciones entre  $R_{mf}-R_m$  y  $R_{mc}-R_m$  en un determinado peso de lodo se hallan sus ecuaciones. Las mismas que quedan expresadas en términos de  $R_m$ . que luego puede hacérselo variar para obtener los correspondientes  $R_{mf}$  y  $R_{mc}$  para el peso de lodo deseado.

### 3. Obtención de la Resistividad del Agua de Formación.

Referencia: Cartas SP y SP-2 del Libro de Cartas de la Schlumberger.

Usando un método de interpolación lineal se ajustan las curvas de las cartas SP-1 y SP-2 en ecuaciones donde haciendo variar el SP se obtiene su correspondiente  $R_w$  a la temperatura y  $R_{mf}$  deseado.

### 4. Obtención de la Porosidad

#### a) De datos del factor de Formación

Se usan las expresiones empíricas que relacionan porosidad-Factor de Formación y diferentes valores del factor de cementación.

b) De datos del Registro Sónico

Se usa el principio de medición de la porosidad por el Registro Sónico para determinar las ecuaciones que resuelven la porosidad en los varios tipos de Formaciones.

c) De datos del Registro de Densidad

Se usa el principio de medición de la porosidad por el Registro de Densidad para determinar las ecuaciones que resuelven la porosidad en los varios tipos de Formaciones.



## GRADIENTES GEOTERMICOS

### GENERALIDADES

La temperatura en las rocas en profundidad, particularmente donde no han ocurrido perturbaciones se conoce como la Temperatura de Formación.

La variación de la temperatura con la profundidad, bajo condiciones de equilibrio térmico se conoce como Gradiente Geotérmico o Gradiente de Temperatura.

Normalmente hay un aumento de temperatura al aumentar la profundidad y el promedio de aumento en muchos lugares varía de  $(1^{\circ}\text{F})$   $0.55^{\circ}\text{C}$  por cada 20 metros (60 pies) a  $(1^{\circ}\text{F})$   $0.55^{\circ}\text{C}$  por cada 90 metros (100 pies).

Puesto que algunos minerales y algunas rocas son mejores conductores del calor que otros, se infiere que el gradiente promedio de la temperatura en las rocas variará de una región a otra.

La temperatura promedio en las rocas en la superficie varía con las estaciones climáticas aún cuando estas variaciones no se extienden a una profundidad mayor de 100 pies

y mas aún estas variaciones ocurren con variaciones de la titud.

Los Gradientes Geotérmicos que se usan son gradientes promedio que se aplican a profundidades de cientos y a veces de miles de metros de profundidad. Para ello se supone que la misma cantidad de calor total que fluye del interior de la tierra hacia la superficie es igual en cada milla cuadrada de la superficie terrestre. En tales condiciones de igualdad de flujo total el gradiente geotérmico en determinada comarca debería ser realmente una serie de segmentos lineales unidos, correspondientes al espesor y conductividad térmica de cada estrato rocoso en el interior de la localización. (Ver gráfico 1).

Por lo general el gradiente de temperatura se lo expresa en °F/100 pies y para muchos lugares, ha sido establecido la siguiente expresión, para calcular la temperatura a profundidad.

$$T = T_0 + h.g$$

Donde:  $T_0$  = Temperatura promedio en la superficie (°F)  
 $h$  = Profundidad a la temperatura  $T$  (pies)  
 $g$  = Gradiente de temperatura (°F/100 pies)

**Ejemplo:**

Area: Talara  
 Pozo: 5863  
 Pool: Medamo  
 País: Perú

Se desea encontrar la temperatura de una Formación A. 6000 pies de profundidad con un gradiente geotérmico de  $1.5^{\circ}\text{F}/100$  pies y cuya temperatura ambiente es  $74^{\circ}\text{F}$ .

Solución:  $T_0 = 74^{\circ}\text{F}$   
 $h = 6000$  pies  
 $g = 1.5^{\circ}\text{F}/100$  pies  
 $T =$  Temperatura a 600 pies

Cálculos:  $T = T_0 + hg$   
 $T = 74 + 6000 \times 1.5/100$   
 $T = 74 + 90$   
 $T = 164^{\circ}\text{F}$  a 6000 pies

#### UTILIZACION DE LOS GRADIENTES DE TEMPERATURA

En los análisis a partir del uso de los registros eléctricos, resulta de vital importancia en la actualidad un buen conocimiento de los gradientes de temperatura o la temperatura de Formación para las correcciones en los cálculos.

los de resistividad, los cuales redundarán en la obtención de valores de saturación mucho más reales, tal como se puede apreciar en los ejemplos siguientes. -

En la actualidad la Cía. Schlumberger hace resaltar la importancia de la temperatura a través del gráfico Gen-9 - mediante el cual se corrigen los valores de  $R_w$ ,  $R_{mf}$  y  $R_{mc}$  por efectos de temperatura.

#### EJEMPLO:

Una arena a 6000 pies de profundidad con un espesor neto de 100 pies con las siguientes características:

$T = 145^{\circ}\text{F}$  a 6000 pies

$SP = 50$  mv (del registro de potencial espontáneo)

$R_t = 45$  ohm (del Registro de Inducción)

$R_m = 1.29$  ohm a  $88^{\circ}\text{F}$

$R_{mf} = 0.75$  ohm a  $88^{\circ}\text{F}$

$R_{mc} = 1.82$  ohm a  $88^{\circ}\text{F}$

$F = 30$  del Registro de Densidad

$d = 8''$

Cálculos con la temperatura Real.

$T = 145^{\circ}\text{F}$  a 6000 pies

1.  $R_{mf}$  corregido a  $145^{\circ}\text{F}$

$$R_{mf} = 0.44 \text{ (Gráfico Gen-9 Schlumberger)}$$

2.  $R_w$  a  $145^{\circ}\text{F}$

$$R_w = 0.095 \text{ ohm-m (carta SP-1 y SP-2 Schlumberger)}$$

3. Cálculo de la saturación de agua con la fórmula de Archie.

$$F = 30$$

$$R_w = 0.095$$

$$R_t = 45$$

$$S_w = \sqrt{\frac{F R_w}{R_t}}$$

$$S_w = 25\%$$

$$S_i \quad S_g = 0$$

$$S_o = 1 - S_w$$

$$S_o = 75\%$$

Cálculos con la Temperatura menor que la Real

$$T = 100^{\circ}\text{F}$$

1.  $R_{mf}$  corregido a  $100^{\circ}\text{F}$  (Gráfico Gen-9 Schlumberger)

$$R_{mf} = 0.68$$

2.  $R_w$  a  $100^{\circ}\text{F}$  (Gráfico Gen-9 Schlumberger)

$$R_w = 0.14 \text{ ohm-m}$$

3. Cálculo de la saturación de agua con la Fórmula de Archie  
( $n = 2$ )

$$F = 30$$

$$R_w = 0.14$$

$$R_t = 45$$

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

$$S_w = 31\%$$

$$S_i \quad S_g = 0$$

$$S_o = 1 - S_w$$

$$S_o = 69\%$$

Cuando la Temperatura es mayor que la real.

$$T = 200^\circ F$$

1.  $R_{mf}$  a  $200^\circ F$  (Ver gráfico Gen-9 Schlumberger)

$$R_{mf} = 0.33 \text{ ohm-m}$$

3.  $R_w$  a  $200^\circ F$

$$R_w = 0.07$$

3. Cálculo de la saturación de agua con la Fórmula de Archie ( $n = 2$ ).

$$F = 30$$

$$R_w = 0.07$$

$$R_t = 45$$

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

$$S_w = 21.6\%$$

$$S_i = S_g = 0$$

$$S_o = 1 - S_w$$

$$S_o = 80\%$$

#### CUADRO SINTETICO DE LOS RESULTADOS

$T < T_{real}$	$S_w = 31\%$
$T_{real}$	$S_w = 25\%$
$T > T_{real}$	$S_w = 21.6\%$

De lo anterior podemos ver:

- A. Cuando la temperatura es más alta que la real,  $R_w$  estará disminuido, por consiguiente  $S_w$  será bajo, lo que dará aparentemente saturaciones altas de petróleo.
- B. Cuando la temperatura es más baja que la real,  $R_w$  será alto y  $S_w$  grande, lo que dará aparentemente bajas satu-

raciones de petróleo.

BASE MATEMATICA PARA OBTENER LA TEMPERATURA DE FORMACION  
EN BASE A LOS GRADIENTES GEO TERMICOS.

La deducción de la ecuación de temperatura con los gradientes geotérmicos será a base de la ecuación de transmisión de calor de Fourier sobre un conductor, la cual escrito en su forma más simple es como sigue:

$$\frac{dT}{dy} = K \quad (1)$$

Donde:  $dT$  = Cambio de temperatura  
 $dy$  = Cambio de longitud  
 $K$  = Constante o gradiente geotérmico

Esta ecuación será integrada bajo los siguientes límites:

$$T = T \quad y = y$$

$$T = T_0 \quad y = 0$$

Donde:  $T$  = Temperatura a la profundidad  $y$   
 $T_0$  = Temperatura a la superficie  $y = 0$

$$\int_{T_0}^T dT = K \int_0^y dy$$



$$T - T_0 = Ky$$

$$T = T_0 + Ky \quad (2)$$

La ecuación (2) representa la expresión general para calcular la temperatura a cualquier punto bajo la superficie conociendo los gradientes geotermicos y es la ecuación similar utilizada en la resolución de la carta Gen-6 sin el término  $T_0$  - Ver Fig. 1.

#### RESOLUCION DE LA EXPRESIÓN DE TEMPERATURA

##### CONSIDERACIONES:

- a) La ecuación (2) se resolverá teniendo como parametros fijos  $T_0 = 80^\circ\text{F}$  correspondientes a la temperatura media sobre la superficie en el Ecuador.
- b) El valor de  $K$  o gradiente de temperatura por experiencia de campo será tomado entre 1.1, 1.2 y 1.3  $^\circ\text{F}/100\text{Ft}$ . válido para los campos de Ecuador.

1. Cuando  $K = 1.1$   $^\circ\text{F}/100$  pies

$$T = T_0 + Ky$$

$$T = 80 + \frac{1.1}{100} y$$

2. Cuando  $K = 1.2$   $^\circ\text{F}/100$  pies

$$T = 80 + \frac{1.2}{100} y$$

3. Cuando  $K = 1.3 \text{ } ^\circ\text{F}/100 \text{ pies}$

$$T = 80 + \frac{1.3}{100} y$$

# PESISTIVIDAD DEL LODO, FILTRADO Y COSTPA DE LODO



## GENERALIDADES

Durante la perforación de un pozo de petróleo, el fluido de perforación (el cual es un medio homogéneo de resistividad  $R_m$ ), es preparado en forma tal que la presión hidrostática ejercida por la columna de lodo es mayor que la presión de las Formaciones atravesadas y es a consecuencia de esta diferencia de presión que ocurrirá la invasión de fluido hacia las Formaciones; de esta manera ocurre que:

1. La parte líquida obligada a penetrar a las Formaciones se mezcla con los fluidos existentes estableciéndose una resistividad de fluidos  $R_{mf}$ .
2. Las partículas sólidas del lodo que no penetran a la Formación se depositan en la pared del pozo formando una costra (revoque o enjarre) de resistividad  $R_{mc}$ . Esta costra tiene generalmente muy baja permeabilidad por lo que reduce el proceso de invasión a medida que se va formando el revoque. (Ver gráfico 2 )

## DETERMINACION DE $R_m$ , $R_{mf}$ y $R_{mc}$

$R_m$  es obtenido por mediciones directas en una muestra

de lodo. Las mediciones de  $R_{mc}$  y  $R_{mf}$  pueden ser hechas por medio de un aparato similar al prensa filtro usado en la industria para investigar las propiedades de pérdida de agua en los lodos: una muestra de lodo es forzada a filtrarse a través de un diafragma permeable, el filtrado y la costra de lodo así separados son recobrados y sus respectivas resistividades son medidas por medio de un medidor de resistividad convencional.

#### IMPORTANCIA DE $R_m$ , $R_{mf}$ y $R_{mc}$

$R_m$ ,  $R_{mf}$  y  $R_{mc}$  son importantes ya que sirven para:

1. Corregir la resistividad de la zona lavada ( $R_{xo}$ ), y de la zona virgen ( $R_t$ ).
2. Intervenir en los cálculos de las saturaciones de la zona lavada ( $S_{xo}$ ), y de la zona virgen ( $S_w$ ).

En base a la ecuación de Archie:

$$S_{xo}^2 = \frac{F R_{mf}}{R_{xo}} \quad ; \quad S_w^2 = \frac{F R_w}{R_t}$$

- Las resistividades corregidas para efecto de lodo y costra podrán ser mejor utilizadas para:
  - Cálculos confiables de saturaciones.

- Cálculos exactos de movilidad de hidrocarburos (Sw/Sxo).

Que en definitiva son unos de los principales propósitos en el análisis de Registros Eléctricos.

#### UTILIZACION DE Rm

1. Determinación de Rmf y Rmc de cartas basadas en datos experimentales en función de la temperatura. (Fig. 3)
2. Corrección en las lecturas de Resistividad de perfiles tales como lateroperfil 8 y Normal corta de 16" para obtener Rxo. (Fig. 4)

NOTA: En formaciones muy invadidas la curva lateroperfil 8 y aún la Normal corta de 16" pueden dar valores razonablemente exactos de Rxo. Ninguna de estas dos curvas es registrada con herramientas provistas de almohadillas (patines) que hacen contacto con la pared del pozo, de manera que las mediciones, especialmente de la normal corta de 16", es naturalmente mucho menor que para aquellas hechas con el microlateroperfil o perfil de proximidad. En vista de lo expuesto no se recomienda usar ni la curva lateroperfil 8 ni

la normal corta de 16" para la determinación de Rxo. Su uso debe quedar circunscrito a los casos en que no se disponga de herramientas provista de almohadillas (patines) de contacto con la pared del pozo.

Es de interés notar que, sin embargo, ambas curvas encuentran aplicación cualitativa en métodos de interpretación "rápido" para confirmar la presencia de hidrocarburos y proporcionar datos sobre el frente y la extensión de la invasión del filtrado de lodo en la Formación.

3. Corregir las lecturas de Resistividad del lateroperfil 3 y 7 para obtener Rt. (Fig. 5)

Como el lodo, la zona invadida y la zona virgen están en serie para las corrientes del laterolog, la ecuación de Resistividad aparente registrada por el laterolog, es como sigue:

$$R_{LL} = R_m \cdot J_m + R_{xo} \cdot J_{xo} + R_t \cdot J_t$$

Donde: "J" es el factor pseudo geométrico y es función del diámetro de invasión. "J" se obtiene del gráfico Rcor-~~2~~ del libro de cartas de la Schlumberger.

$$- J_m + J_{xo} + J_t = 1$$

Para mediana invasión  $J_{xo} = 0$

y la ecuación anterior queda:

$$R_{LL} = J_m R_m + J_t R_t$$

Una solución de esta ecuación son las cartas Rcor-1 para el LL3 y LL7.

#### 4. Corregir las lecturas del Inducción Log para obtener $R_t$ . (Fig. 6)

Es de importancia notar que las mediciones de  $R_t$  con el Inducción Log son exactas cuando estas no exceden de 120 a 150 ohm-m y cuando las formaciones tengan más de 6 pies de espesor.

En casos de pozos de gran diámetro que ocasionan el efecto de luz ("stand-off") el  $R_m$  a temperatura de formación es muy necesario para conseguir las lecturas del registro de inducción para dicho efecto.

#### UTILIZACION DE $R_{mc}$

Bajo ciertas condiciones los sólidos del lodo de perforación forman en la pared del pozo una costra (revoque, en jarre) lo cual es un medio anisotrópico (la resistividad medida en forma paralela a la pared del pozo ( $R_v$ ) es menor

que la medida en sentido perpendicular ( $R_h$ ), atravesando el revoque. Dispositivos tales como microlog, microlaterolog, proximitylog diseñados para medir  $R_{xo}$ , que tienen un radio de investigación corto, en presencia de dicha costra leen resistividades comprendidas entre  $R_h$  y  $R_v$ , dependiendo ello de  $R_{mc}$  y  $t_{mc}$ , por ello se hace necesario un buen conocimiento de  $R_{mc}$  a la temperatura de formación para corregir las resistividades de los registros antes mencionados.

Por otro lado, perfiles de inducción y lateroperfiles de investigación profunda leen  $R_t$  por lo que su lectura no está influenciada por  $R_{mc}$ .

#### CORRECCIONES DE $R_{mc}$ PARA EL MICROLATEROLOG

La exactitud en la determinación de  $R_{xo}$  a partir de microlaterolog es buena para espesor efectivo de costra de hasta 1/2" en donde la influencia de costra se mantiene pequeña y donde puede corregirse con buena exactitud mientras  $R_{MLL} / R_{mc}$  se mantiene por debajo de 25; para revoques más gruesos y/o valores de  $R_{MLL} / R_{mc}$  mayores, la corrección comienza a ser grande y menos efectiva. (Fig. 7)



## CORRECCIONES DE $R_{mc}$ PARA EL PERFIL DE PROXIMIDAD

El diseño del proximity log es tal que revoques de hasta  $3/8''$  tienen un efecto pequeño sobre las mediciones de  $R_x$ ; de acuerdo a esto, el perfil de proximidad es superior a microlaterolog cuando los revoques son más gruesos de  $3/8''$ .

Cuando existen costras de mucho espesor, se hace necesario corregir la lectura del perfil de proximidad, la fig. 7<sup>3e</sup> presenta el gráfico correspondiente para el caso de costras isotropicas.

En presencia de costras de poco espesor el perfil de proximidad da directamente el valor de  $R_x$  sea o no anisotropico la costra de lodo.

## BASE MATEMATICA PARA OBTENER $R_{mc}$ y $R_{mf}$ EN BASE DE $R_m$

Si mediciones directas de  $R_{mc}$  y  $R_{mf}$  no son disponibles, valores aproximados pueden ser obtenidos de datos estadísticos promedios determinados en el laboratorio sobre numerosas muestras de lodo con características variables.

En efecto estas mediciones de laboratorio han mostrado que las relaciones  $R_{mc}/R_m$  y  $R_{mf}/R_m$  no son constantes para un valor dado de  $R_m$ , pero las variaciones si bien apreciiables parecen estar confinadas entre límites las cuales no están demasiado separadas, excepto para lodos de emulsión de aceite.

En todos los casos dados, la probable desviación del valor verdadero de  $R_{mc}/R_m$  y  $R_{mf}/R_m$  del valor estadístico promedio son suficientemente pequeño que no ocasionan excesivos errores en la determinación de porosidad. No obstante es más preferible por necesidades de exactitud hacer mediciones directas de  $R_{mc}$  y  $R_{mf}$  cuando sea posible.

Con este criterio de valores estadísticos promedios se establecieron relaciones logarítmicas entre  $R_m$ - $R_{mf}$  y  $R_m$ - $R_{mc}$  a base de ploteos de muestras de lodos con pesos predeterminados. Las mismas que están representadas en la Carta Gen-7 del libro de Cartas de la Schlumberger y servirán para obtener  $R_{mf}$  y  $R_{mc}$  en base a  $R_m$ .

#### PROCEDIMIENTO DE OBTENCION

Para resolver ~~la~~ carta Gen-7 se aplicará el método analítico de obtención de la ecuación de una línea recta

en base de dos puntos. Se seguirá el siguiente procedimiento para cualquiera de las rectas de peso de lodo predeterminado.

- 1) Se leerán dos puntos  $P_1$  ( $Lnx_1, Lny_1$ ) y  $P_2$  ( $Lnx_2, Lny_2$ ).  
Donde  $X = Rm_f$  ó  $Rm_c$  y  $y = Rm$ .
- 2) Se calculará su pendiente  $m$ , con la relación analítica conocida de  $m$ .

$$m = \frac{Lny_2 - Lny_1}{Lnx_2 - Lnx_1}$$

- 3) Se utilizará la ecuación de una línea recta.

$$Lny - Lny_1 = m (Lnx - Lnx_1)$$

Resolviendo para  $x$ :

$$Lnx = \frac{Lny - Lny_1}{m} + Lnx_1$$

$$x = e^{\frac{Lny - Lny_1}{m} + Lnx_1}$$

ECUACIONES DE OBTENCION DE  $Rm_f$  EN BASE

A  $Rm$

A) Peso del lodo igual a 10 #/gal.

1) Puntos tomados

$$P_1 = (0.15, 0.2)$$

$$P_2 = (0.02, 0.03)$$

2) Pendiente (m)

$$m = \frac{\ln 0.2 - \ln 0.03}{\ln 0.15 - \ln 0.02}$$

$$m = 0.9415$$

$$x = e^{\frac{\ln y - \ln y_1}{m} + \ln x_1}$$

3) Ecuación de la recta

$$x = e^{\frac{\ln y + 1.6094}{0.9415} - 1.8971}$$

B) Peso del Lodo igual a 11 #/gal

1) Puntos tomados

$$P_1 = (0.7, 1.0)$$

$$P_2 = (0.015, 0.0275)$$

2) Pendiente de la recta (m)

$$m = 0.9415$$

Por ser paralela a la recta de peso de lodo de 10#/gal.

3) Ecuación de la recta

$$x = e^{\frac{\text{Lny}}{0.9415} - 0.3566}$$

C) Peso del lodo igual a 12 #/gal

1) Puntos tomados

$$P_1 = (0.5, 0.887)$$

$$P_2 = (0.05, 0.1)$$

2) Pendiente de la recta

$$m = 0.9415$$

Por ser paralela con las rectas de peso de lodo de 10 y 11 #/gal.

$$\frac{\text{Lny} + 0.1278333}{0.9415} - 0.6931471$$

3)  $x = e$

ECUACIONES DE OBTENCION DE Rmc EN BASE A Rm

A) Peso del lodo igual a 10 #/gal.

1) Puntos tomados

$$P_1 = (0.9, 1.0)$$

$$P_2 = (0.06, 0.047)$$

2) Pendiente (m)

$$m = \frac{\text{Lny}_1 - \text{Lny}_2}{\text{Lnx}_1 - \text{Lnx}_2} = 1.1290$$

3) Ecuación de la recta

$$x = e^{\frac{\text{Lny}}{1.1290} - 0.1053605}$$

B) Peso del lodo igual a 11 #/gal.

1) Puntos tomados

$$P_1 = (0.07, 0.04)$$

$$P_2 = (0.03, 0.015)$$

2) Pendiente. m.

$$m = 1.1290$$

Por ser paralela con la recta de peso de 10 #/gal.

$$3) \quad x = e^{\frac{\text{Lny} + 3.218876}{1.1290} - 2.65926}$$

C) Peso del lodo igual a 12 #/gal

1) Puntos tomados

$$P_1 = (0.5, 0.25)$$

$$P_2 = (0.1, 0.04)$$

2) Pendiente  $m$

$$m = 1.1290$$

Por ser paralela con la recta de peso de lodo de 10 y 11 #/gal.

$$3) \quad x = e^{\frac{\ln y + 1.386295}{1.1290} - 0.6931471}$$



## RESISTIVIDAD DE AGUA DE FORMACION

La resistividad de agua de formación  $R_w$ , es un parámetro importante para la interpretación de registros, pues se lo necesita para determinar la saturación de agua en base a la ecuación de Archie.

$$S_w^2 = \frac{FR_w}{R_t} \quad (1)$$

### DETERMINACION DE LA RESISTIVIDAD DE AGUA DE FORMACION

#### 1. Medidas Directas en una muestra representativa

El éxito para obtener valores fidedignos de la Resistividad de las aguas de formación consiste en obtener muestras representativas de dichas aguas. Los métodos para tomar muestras representativas se presentan a continuación en orden de veracidad.

- a) Muestra obtenida de la línea de flujo de un pozo de bombeo que produce con una relación alta de agua-petróleo.
- b) Muestra obtenida del separador de un pozo fluyente que produce con una relación alta de agua-petróleo.
- c) Muestra obtenida de la tubería de producción o de perforación en pruebas de producción. En este caso se recomienda tomar varias muestras a diferentes intervalos de la



sarta, aunque generalmente las muestras más próximas a los obturadores son las más representativas.

Las muestras de aguas de formación tomadas de la siguiente clase de pozos no son representativas en la mayoría de los casos:

- a. Pozos fluyentes con una relación alta de gas-petróleo.
- b. Pozos de gas y de destilado.
- c. Pozos con escapes en la tubería de revestimiento
- d. Muestras tomadas del fondo de los tanques de almacenamiento o de producción.

La medida de resistividad de agua de formación se hace directamente en el laboratorio a una temperatura standard (68°F) por medio de una pila de conductividad de inmersión obteniéndose los resultados directamente en ohmios metro.

2. Lectura de  $R_w$  de un Catálogo de Aguas de Formación de un determinado campo de Petróleo y de una determinada Formación.

Estos catálogos han sido recopilados por muchas sociedades geológicas, debe consultárselos para verificar los valores de  $R_w$  obtenidos a partir del SP o por método de resistividad.

3. Cálculo de  $R_w$  con el método de Análisis Químico del Agua de

### Formación.-

Usar gráficos Gen-8 y Gen-9 de las Cartas de Schlumberger. Cuando no se pueden realizar medidas directas de resistividad en una muestra, ni se disponen de catálogos de aguas pero existen análisis químicos de las aguas representativas de las formaciones, se puede obtener el valor de la resistividad del agua con bastante exactitud si gran parte de la salinidad del agua consiste en cloruro de sodio. Usar gráfico Gen-9.

Sin embargo, los valores de resistividad obtenidos por medio del diagrama de salinidad puede estar en un error - cuando las aguas de formación contienen muchas sales cuyos iones tienen movilidades muy diferentes a las de Sodio y Cloro, especialmente si contienen iones de Carbonato, Sulfato y Magnesio. En este caso, se debe reducir la composición química a una composición equivalente de Cloruro de Sodio.

Un método desarrollado por "The Atlantic Refining Company" es muy práctico y eficaz para tal propósito. En un análisis químico se determinan las partes por millón (p.p.m.) de cada ión y se reducen a una salinidad equivalente de cloruro de sodio por medio de factores de conversión in-

cluidos en la tabla

Factores de conversión para reducir la salinidad en partes por millón de diferentes iones a la salinidad equivalente de Cloruro de Sodio (Atlantic Ref. Co.)

Iones	Factor
Na <sup>+</sup>	1.0000
K <sup>+</sup>	1.0000
Ca <sup>++</sup>	0.9500
Mg <sup>++</sup>	2.0000
SO <sub>4</sub> <sup>--</sup>	0.5000
Cl <sup>-</sup>	1.0000
HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	0.2700
CO <sub>3</sub> <sup>--</sup>	1.2600

Para obtener la salinidad de agua equivalente, las partes por millón de cada ión se multiplican por el factor de conversión y los productos obtenidos se suman. La salinidad obtenida de esta forma se emplea en el diagrama de salinidad Gen-9 de las cartas de Schlumberger y corrigiéndola por el efecto de temperatura se obtiene la resistividad correcta del agua.

#### 4. Cálculo de $R_w$ a partir de la Curva de potencia espontáneo.

Este desarrollo será visto en todos sus detalles en una sección posterior.

5. Evaluación de  $R_w$  con el método de la razón  $R_{xo}/R_t$ . Formaciones limpias y SPI constante.

$$S_w = \frac{F R_w}{R_t} \quad (3)$$

$$S_{xo} = \frac{F R_{mf}}{R_{xo}} \quad (4)$$

$$\frac{R_{xo}}{R_t} = \left( \frac{S_w}{S_{xo}} \right)^2 \frac{R_{mf}}{R_w} \quad (4-a)$$

Entonces:

$$R_w = R_{mf} \frac{R_t}{R_{xo}} \left( \frac{S_w}{S_{xo}} \right)^2 \quad (5)$$

El valor de  $R_{xo}/R_t$  es máximo en zonas acuíferas donde

$$S_w = S_{xo} = 1$$

En zonas que contienen hidrocarburos  $S_w/S_{xo} \neq 1$ ; entonces al graficar  $R_{xo}/R_t$  sobre un intervalo que contiene arenas acuíferas limpias invadidas se puede encontrar al menos algunos de los puntos que corresponden a la formación saturada. 100% de agua y en donde  $R_{xo}/R_t$  es máximo (=  $R_{mf}/R_w$ ). Luego al conocerse  $R_{mf}$  se puede determinar  $R_w$ .

Nota: Este máximo valor de  $R_{xo}/R_t$  puede ser menor que  $R_{mf}/R_w$  en los casos siguientes:

- a) Todas las formaciones contienen hidrocarburos móviles;
- b) Todas las formaciones son arcillosas;
- c) Si hay invasión profunda, los valores de  $R_t$  pueden ser mas elevados que el real.
- d) Si hay invasión muy poco profunda, los valores de  $R_{xo}$  usados pueden ser demasiado bajos.

Un resultado similar puede obtenerse mediante un gráfico de interrelación de valores de un perfil de  $R_{xo}$  (que mide la zona lavada) tal como un perfil microlaterolog o un perfil de proximidad contra los valores correspondientes dados por un perfil de Resistividad de investigación profunda (Inducción) a través de un intervalo que contenga arenas xulferas. De la ecuación anterior ( $S_w = S_{xo}$ )

$$\frac{R_{xo}}{R_t} = \left( \frac{S_w}{S_{xo}} \right)^2 \frac{R_{mf}}{R_w} \quad (4-b)$$

La ecuación (4.b) muestra que para  $R_w$  y  $R_{mf}$  constante  $R_{xo}$  es proporcional a  $R_t$ . Para enfatizar esta proporcionalidad entre  $R_{xo}$  y  $R_t$  la ecuación (4.a) puede ser presentada de la siguiente manera

$$R_{xo} = R_t \frac{R_{mf}}{R_w} \left( \frac{S_w}{S_{xo}} \right)^2 \quad (6)$$

y como  $S_w = S_{xo} = 1$

$$R_{xo} = R_t \frac{R_m \delta}{R_w} \left(\frac{1}{1}\right)^2 \quad (7)$$

y cuando graficamos varios puntos de  $R_{xo}$  versus  $R_t$  los puntos más al noreste del gráfico caerán en una línea recta dada por

$$R_{xo} = R_t \frac{R_m \delta}{R_w} \quad (8)$$

donde  $\frac{R_m \delta}{R_w}$  es la pendiente de dicha recta.

Para cualquier nivel de interés y con los valores de  $R_{xo}$  y  $R_t$  se tiene:

$$\frac{R_{xo}}{R_t} = m \quad (9)$$

y como  $m = \frac{R_m \delta}{R_w}$

y cuando se conoce  $R_m \delta$  es fácil calcular  $R_w$ .

6. Evaluación de  $R_w$  mediante el gráfico de interrelación  $\frac{1}{\sqrt{R_t}}$  contra  $\rho_B$ ,  $\phi_M$  o  $\Delta t$ .

Descripción: Donde  $S_w = 100\%$  los puntos caen sobre una línea recta que pasa por los puntos  $\rho_B = \rho_{ma}$  o  $\phi_M = \phi_{N ma}$  o  $\Delta t = \Delta t_{ma}$  y el punto  $R_t = \alpha$

$R_w = R_o/F$ : se toma el punto  $F = 100$  y el valor  $R_o$  correspondiente.

7. Evaluación de  $R_w$  con el método  $R_{wa}$  (Resistividad aparente de

agua de formación)

$$R_{wa} = \frac{R_t}{F} \quad (10)$$

Se calcula  $R_{wa}$  en muchos niveles limpios;  $R_t$  de un perfil de resistividad profundo  $IL$  o  $LL$  y  $F$  de un perfil de porosidad.

Los valores mínimos de  $R_w$  se acercan al valor de  $R_w$ .

#### CALCULO DE $R_w$ a PARTIR DE LA CURVA DE POTENCIAL ESPONTANEO

##### HISTORIA

En los primeros años de los registros eléctricos, la curva de SP fue usada exclusivamente como una herramienta de localización de estratos permeables y la definición de sus límites. Después de la introducción de métodos de análisis cuantitativos, atención fue demandada para la posibilidad de derivar del Registro de SP alguna información sobre la Resistividad del Agua de Formación  $R_w$ , la cual constituye un elemento esencial para la computación de la saturación de agua  $S_w$  de los datos de Registros.

##### 1. DETERMINACION DEL SSP o POTENCIAL ESPONTANEO

El valor del SSP puede determinarse directamente de la

curva de SP si, en una zona dada, hay suficientes capas acuíferas limpias y gruesas. En ese caso se traza una línea por los máximos valores del SP (negativo) frente a las capas permeables gruesas y otra línea (línea base de arcilla) se traza por el SP frente a las arcillas adyacentes que generalmente es paralela a la línea de arenas por lo menos sobre apreciables porciones del perfil. La Fig. 8 muestra un ejemplo típico de una línea de arcilla a través de una Formación constituida por arenas y arcillas.

La diferencia en milivoltios entre estas dos líneas se toma como el SSP y es muy probable en todas las capas donde los picos de SP alcanzan la línea de arena que:

- a. La resistividad del agua de Formación sea prácticamente la misma.
- b. Que las capas sean virtualmente libres de material arcilloso.

Para las demás capas, las amplitudes de las deflexiones contadas a partir de la línea de arcilla son menores que la diferencia entre las lecturas en la línea de las arenas y en las arcillas (o sea que el SP estático). Esto puede ser debido al efecto de la geometría y resistividad del medio ubicado en el recorrido de las corrientes de S.P. (Efecto de espesor de capa, diámetro de Pozo, invasión).



La reducción de la deflexión también puede reflejar la presencia de una cantidad apreciable de arcilla intersticial dentro de la arena.

La anomalía en el SP, si existen deben notarse u corregirse lo que se lleva a cabo por gráficos simplificados.

Muchas veces, sin embargo, resulta difícil encontrar capas invadidas permeables gruesos y limpios en las zonas de estudio. Cuando las capas son delgadas el SP debe corregirse para llegar al valor de SSP (o SPcorr). Cuando un pico de SP, después de la corrección por estos factores es apreciablemente menor que el potencial espontáneo estático, significa que el estrato es una arena arcillosa (un efecto similar puede ser producido por un cambio en la salinidad del agua de formación, pero esto es mas bien raro). la amplitud del pico de SP después de la corrección, si es necesaria, da el valor del SP pseudo estático (PSP) de la arena arcillosa. (Fig. 8)

La experiencia de campo demuestra que en las formaciones de resistividad moderadas, tales como series de arena arcillosa, la corrección es muy pequeña y puede ser ignorada para la obtención de una primera aproximación cuando es el pesor de la capa excede los 5 o 6 pies.

En formaciones compactas, el espesor límite puede ser mucho menor, sin embargo, dicho espesor incluye las rocas compactas que pueden separar una capa permeable de las lutitas o arcillas adyacentes más próximas. Por consiguiente, las capas permeables pueden ser sumamente delgadas y el SP estático puede aún ser obtenido, siempre que el espesor total entre las arcillas limitantes sean suficientemente grandes.

Correcciones para el efecto de espesor de capa y/o invasión son dadas en el gráfico SP-3 Schlumberger.

#### B. DETERMINACION DE LA FORMULA DE SP

Sobre la base de pruebas de laboratorio y consideraciones teoricas, Willie en 1948 publicó la siguiente ecuación del SP para soluciones de cloruro de sodio.

$$S_p = - K \log \frac{(A)_w}{(A)_{mf}} \quad (11)$$

Donde  $K = 71$  a  $75^\circ\text{F}$ . con  $A_w$  y  $A_{mf}$  siendo las actividades de los electrolitos.

Consideraciones: 1) El componente electroquímico es aproximadamente al SP estático y está relacionado con las actividades del agua de formación y filtrado ( $A_w$   $A_{mf}$ ). (Fig. 9)

2) El componente electrocinético se considera despreciable.

Esta fórmula es comunmente usada para interpretaciones del registro del SP bajo una forma mas correcta la cual consiste en reemplazar la razón de actividad para la razón de resistividad. La ecuación se convierte:

$$Sp = - 71 \log \frac{Rmf}{Rw} \quad (12)$$

La interpretación cuantitativa basada en la ecuación (2) ha sido utilizada con éxito a través de los años, sin embargo han sido numerosos los casos en donde la aplicación de esta ecuación ha fallado al dar un valor de  $Rw$ :

- Aguas de formación frescas ( $Rw > 0.3$  a  $75^{\circ}F$ )
- Lodos conteniendo apreciables cantidades de sales solubles de calcio: yeso y cloruro de calcio.
- Aguas de formación muy saladas ( $Rw < 0.08$  a  $75^{\circ}F$ )

Para soluciones puras de Cloruro de Sodio no demasiado concentradas, las resistividades son inversamente proporcionales a las actividades (Fig. 2), sin embargo esta proporcionalidad inversa no se mantiene exacta para altas concentraciones ni para todos los tipos de agua. Para resolver este problema, los conceptos de resistividad equivalente del agua de formación se introducen.

En lugar de la expresión de SP en términos de activida-

des tal como (11) se puede expresar el SP en forma similar a la ecuación (12) pero donde las resistividades  $R_m f$  y  $R_w$  son reemplazadas por resistividades equivalentes  $R_{mfe}$  y  $R_{we}$  tal como:

$$\frac{R_{mfe}}{R_{we}} = \frac{A_w}{A_w f} \quad (13)$$

Las resistividades equivalentes son por lo tanto proporcionales al recíproco de las actividades.

$$R_{we} = A/A_w \quad (14)$$

En donde el factor de proporcionalidad  $A$  es elegido de tal manera que  $R_{we} = R_w$  para soluciones puras de cloruro de Sodio mayores de aproximadamente 0.3 ohm-m.

Para aguas frescas conteniendo otras sales de Cloruro de Sodio,  $R_{we}$  es diferente de  $R_w$ . En este caso, la resistividad equivalente del agua corresponde a la resistividad de una solución pura de Cloruro de Sodio teniendo la misma actividad, como el agua en cuestión por esta definición.

$$S_p = -K \log \frac{R_{mfe}}{R_{we}} \quad (15)$$

y por su puesto

$$SP = -K \log \frac{R_m f}{R_{we}} \quad (16)$$

si el filtrado de lodo es una solución pura de  $ClNa$ .

La ecuación (15) está resuelta por el gráfico SP-1 del libro de Carta de la Schlumberger. En esta ecuación el parámetro variable es el SP.

Después de encontrar  $R_{mf}/R_{we}$  del gráfico SP-2, se determina  $R_{mf}$  según se detallará en la subsección siguiente y se lo emplea para determinar  $R_{we}$ . Después de eso puede determinarse  $R_w$  usando el gráfico del texto SP-2 de la Schlumberger.

El gráfico SP-2 puede usarse en ambos pasos:

El gráfico SP-2 relaciona valores de  $R_{we}$  con valores de  $R_w$ . Las partes llenas de las curvas fueron halladas en base a datos de laboratorio para soluciones puras de cloruro de Sodio. Estas curvas solidas se usan para valores de  $R_w$  y  $R_{we}$  menores que 0.1 ohm-m. En la suposición de que en aguas de esta salinidad el cloruro de sodio será la sal predominante. Las curvas a rayas derivan de estudios para un gran número de agua de formación relativamente frescas provenientes de zonas petroleras del Hemisferio occidental.

El valor de  $K$  para cloruro de sodio todavía se aplica aquí puesto que se supone que el ión cloro es el ión predominante.

BASE MATEMATICA PARA OBTENER  $R_w$  EN BASE AL POTENCIAL ESPONTANEO,  
 $R_{mf}$  Y LA TEMPERATURA

Los fundamentos para la obtención de la resistividad del agua de Formación  $R_w$ , serán las cartas SP-1 y SP-2 del libro de interpretación de la Schlumberger.

Para ello se seguirá el siguiente procedimiento.

A. Carta SP-1

1. Aplicando fórmulas analíticas se obtendrán las ecuaciones de las rectas presentes en la tabla SP-1 correspondientes a una temperatura determinada.

a. La Tabla SP-1 está en sistema Semi-Log por lo que los puntos tomados serán de la forma:

$$(SP1, \ln Y1) \quad (SP2, \ln Y2)$$

$$\text{Donde } Y = R_{mf}/R_m$$

Además se tomará para propósitos de facilidad el punto  $SP1 = 0$ .

$$Y1 = 1 \quad (\ln 1 = 0)$$

b. Y la pendiente  $m$  es por lo tanto

$$m = \frac{\ln Y2}{SP2}$$

c. Y la ecuación de la recta por lo tanto es

$$\ln Y - \ln Y1 = m(X - X1)$$

$$\text{como: } Y1 = 1 \quad \ln 1 = 0$$

$$X1 = 0$$

Entonces:  $\text{Ln}Y = m(X)$

$$\text{Ln}Y = \frac{\text{Ln}Y_2}{\text{SP}2} (X)$$

(U) es la ecuación general que calcula  $R_{mfe}/R_{we}=Y$  en base a la temperatura y al potencial espontáneo.

2. Las ecuaciones anteriores serán resueltas para valores de SP (52 - 100) por ser los valores más comunes.
3. Resolviendo  $R_{mfe}/R_{we}$  para valores de  $R_{mfe}$  (= 0.85  $R_{mf}$ ) se obtendrán valores de  $R_{we}$ .

#### B. Carta SP - 2

Por aplicación del teorema de interpolación de Lagrange se resolverán las curvas de la carta SP-2 ( $R_w - R_{we}$ ). Para ello se escogerán  $n$  puntos de cada punto que conforman un polinomio  $P_n(X)$  de la siguiente manera.

$$\begin{aligned}
 P_n(X) = & y_0 \frac{(X-X_1) (X-X_2) (X-X_3) \dots\dots\dots (X-X_n)}{(X_0-X_1) (X_0-X_2) (X_0-X_3) \dots\dots\dots (X_0-X_n)} + \\
 & + y_1 \frac{(X-X_0) (X-X_2) (X-X_3) \dots\dots (X-X_n)}{(X_1-X_0) (X_1-X_2) (X_1-X_3) \dots\dots (X_1-X_n)} \\
 & + y_2 \frac{(X-X_0) (X-X_1) (X-X_3) \dots\dots\dots (X-X_n)}{(X_2-X_0) (X_2-X_1) (X_2-X_3) \dots\dots\dots (X_2-X_n)} \\
 & + \dots \\
 & \dots \\
 & \dots \\
 & \dots
 \end{aligned}$$

$$+ y_n \frac{(X-X_0) (X-X_1) \dots \dots \dots (X-X_{n-1})}{(X_n-X_0) (X_n-X_1) (X_n-X_2) \dots \dots (X_n-X_{n-1})}$$

Donde  $X = Rwe$

$y = Rw$

Con el valor de  $X (= Rwe)$  hallado en 3 de la subsección anterior se entra al programa de interpolación (X INT) y se encuentra  $Rw$ .



## POROSIDAD

### GENERALIDADES

Desde el punto de vista de la Ingeniería de Reservorio, una de las más importantes propiedades de las rocas, es la Porosidad. Ella determina el volumen de fluido que una roca puede contener. Por consiguiente: todo recobro y cálculo de reservas están basados sobre este valor.

De esta forma, el volumen total de petróleo, gas o agua contenidos en los poros e intersticios de un volumen de arena, dolomita, caliza, pedernal, tiza o de cualquier otro tipo de roca depende sobre todo de la porosidad de esa roca, luego:

La porosidad es un indicativo de la capacidad de almacenaje de esa roca.

### DEFINICION

La porosidad en su forma más simple puede ser definida como la porción de la roca disponible para ser ocupada por fluidos y es expresada como porcentaje decimal o fracción.

La definición matemática de porosidad puede ser expresada como sigue:

$$\text{Porosidad: } \frac{\text{Volumen vacío}}{\text{Volumen total}} \times 100$$

$$\text{Porosidad} = \frac{\text{Volumen total} - \text{Volumen de granos}}{\text{Volumen total}} \times 100$$

$$\text{Porosidad} = \frac{\text{Volumen vacío}}{\text{Volumen vacío} + \text{Volumen de granos}} \times 100$$

Dos tipos de porosidades pueden ser distinguidas:

1. Porosidad Efectiva.- Es la razón del volumen de los espacios vacíos interconectados al volumen total de la roca.
2. Porosidad Total.- Es la razón del volumen de espacios va  
cíos, ya sea que estén o no interconectados, al volumen total de la roca.

Actualmente la porosidad efectiva es la más importante - propiedad porque los Ingenieros de Reservorios están por lo general interesados con aquellos fluídos que están libre pa  
ra fluir a la pared del pozo. Por consiguiente el uso de la palabra porosidad sin otro requisito puede ser interpretada como refiriéndose a la porosidad efectiva.

La porosidad también ~~puede~~ ser clasificada de acuerdo al modo de origen de las Formaciones:

Porosidad Primaria

Porosidad Secundaria

### Porosidad Primaria

La porosidad primaria o intergranular es aquella formada durante la deposición de los sedimentos. El espacio vacío es el espacio abierto entre los granos de los sedimentos depositados y que son alterados a medida que procesos de compactación y cementación van teniendo lugar. Arenas, calizas intergranulares u oolíticas y conglomerados típicos contienen sólo porosidad primaria.

#### FACTORES QUE AFECTAN LA POROSIDAD PRIMARIA

Mediciones físicas en las rocas muestran que la porosidad primaria está afectada por muchos factores incluidos los siguientes:

1. Mezclas heterogéneas que contienen partículas tales como arcillas o silt; presentan por lo general baja porosidad. Este es el caso de las arenas arcillosas.
2. La mayor angularidad de las partículas reduce también la porosidad. Granos angulosos son también típicos de arenas sucias o muchas lutitas.

3. La depositación de agentes cementantes son causantes del mayor cambio en la naturaleza de la porosidad original. Ella afecta a la medida, inclinación y continuidad de los canales porosos.
4. La compactación reduce la porosidad debido a la sobrecarga de los sedimentos supradyacentes. Ello causa que las partículas se empaqueten más efectivamente y tiendan a reducir la porosidad.

### Porosidad Secundaria

La porosidad secundaria está formada después que el proceso depositacional ha sido completado, por lo tanto, la naturaleza del espacio vacío resultante no puede llevar a relacionar:

El tipo de estructura y el material sedimentario original. Materiales con porosidad secundaria tienen a menudo una más compleja configuración de poros, y en efecto, dos o más sistemas de aberturas de poros podrían ocurrir en tales rocas.

La porosidad secundaria es típica de rocas carbonatadas, aunque delgadas arenas, siltstone y a menudo algunas luti-

tas tienen de común buen desarrollo de fracturas. El rango que gobierna el funcionamiento en este sistema es una baja porosidad de matriz la cual contiene la mayoría de los hidrocarburos y un sistema de fracturas secundarias el cual conduce la mayoría del flujo hacia el hueco del pozo.

Pequeños flujos de fluidos se producen como resultado de flujo directo a través de la matriz de la roca (la cual contiene aberturas uniformemente pequeñas resultantes de su estructura cristalina) que a su vez alimenta fluido dentro de las fracturas a través del cual es movido hacia el pozo productor.

La porosidad secundaria resulta:

1. Lixiviación por filtraciones superficiales y subsuperficiales de aguas cuyo resultado es la formación de cavidades de solución o vugs.
2. Fracturamiento y fisuramiento por debilitamientos estructurales bajo varios tipos de carga, impuestos por plegamientos y fallamientos.
3. Dolomitización en la cual la caliza  $\text{CO}_3\text{Ca}$ , es convertida en dolomita  $\text{Ca Mg}(\text{CO}_3)_2$ , debido a los efectos de solución o filtraciones de agua.

Rocas carbonatadas tienen una menor porosidad que las rocas de porosidad primaria, su rango varía entre 5 al 15 por ciento.

### COMPORTAMIENTO DE LA POROSIDAD

Rocas con porosidad primaria tienen características más consistentes y son más fáciles de evaluar que las rocas de porosidad secundaria y es así que:

1. Cuando el sistema de porosidad primaria domina el comportamiento de flujo y proporciona la más grande porción para almacenaje total en la roca, la evaluación de las propiedades es confiable y los análisis de muestras o rípios o los registros de pozos son suficientes para obtener un valor realista de la porosidad.
2. Sin embargo, cuando la porosidad secundaria domina el comportamiento de flujo y proporciona la más grande porción para almacenaje en las rocas, a veces los registros de pozos no dan un valor real de la porosidad. Aquí, la porosidad promedio únicamente puede ser evaluada sobre la base de muestras y pruebas de flujo. En este caso los procedimientos para estimar porosidad re-

quieran juicios cuidadosos.

## MEDIDA DE POROSIDAD

La porosidad puede ser estimada por medidas directas e indirectas.

### Medidas Directas de Porosidad

Las medidas directas son las que se llevan a cabo en el laboratorio sobre los núcleos o muestras de la Formación.

Por no ser objeto de esta tesis no serán mencionados.

### Medidas Indirectas de Porosidad

La determinación de porosidad usando los registros de Pozos son las medidas indirectas; de esta manera la porosidad puede ser calculada usando:

- Registros Eléctricos: Microlog  
   Microlaterolog  
   Proximity Log  
   Induccion Log
- Registros Radioactivos: Densidad\*  
   Sónico\*  
   Neutrón

\* Serán tratados únicamente registros de Densidad y Sónico.

La determinación de porosidad por el Registro Neutrón en la actualidad ya es directa por lo que no será tratada.

Por otra parte cuando no se dispone de ningún Perfil radioactivo se puede hacer su estimación basada en las lecturas de los Perfiles de Resistividad en Formaciones limpias y acuíferas:

- a) Si la zona bajo investigación es acuífera en su parte inferior o si hay una Formación acuífera en las proximidades que se conoce como poseedora de una porosidad similar, se puede derivar un valor de porosidad de las relaciones apropiadas  $F = 1/\phi^2$  y de las fórmulas  $F = R_o/R_w$  ó  $F = R_{xo}/R_{mf}$ .
- b) Cuando lo dictan las circunstancias, puede obtenerse una porosidad aproximada usando lecturas de la zona lavada la que en Formaciones con hidrocarburos se la obtiene en base a la fórmula  $F = S_{xo}^2 R_{xo}/R_{mf}$ .

Para este caso debe estimarse  $S_{xo}$ . Puede suponerse un valor entre 0.6 a 1.0 ó usarse la relación  $S_{xo} = 1 - R_{os}$ . Esta suposición generalmente conduce a un valor razonable de porosidad.



## ESTIMACION DE LA POROSIDAD POR MEDIDAS DE RESISTIVIDAD

1. Para la obtención de  $R_{xo}$  de mediciones Microresistivas, por supuesto es necesario que la invasión sea suficientemente grande para que no esté afectada por la resistividad de la formación mas allá de la zona lavada ( $R_t$ ) Demasiado espesor de costra puede también limitar la exactitud de la determinación de  $R_{xo}$ .
2. Para confiables determinaciones de porosidad de datos del Microlog, la porosidad tendría que ser más grande - de 12 a 13 por ciento.
3. En una arena petrolífera, la saturación residual de petróleo, (ROS), podría ser supuesto para el uso de la ecuación  $S_{xo} = 1 - ROS$ . Teniendo un valor de 20 por ciento para el ROS no podría ocasionar grandes errores en muchos casos, al menos en formaciones con porosidad intergranular y con contenido de petróleo ligero.
4. Formaciones gasíferas también parecen mostrar altas saturaciones de gas residual en la Zona Lavada si la permeabilidad es grande a causa del efecto de Segregación debido a fuerzas de gravedad y capilaridad.

5. Un método de aproximación usado en Formaciones duras es basado sobre el valor de  $R_i$ , la resistividad verdadera de la Zona Invasada,  $R_i$ , estimada de las lecturas del Short Normal. Este procedimiento ha justificado valores en muchos casos.

OBTENCION DE LA POROSIDAD A BASE DEL FACTOR DE FORMACION Y DIFERENTES VALORES DE CEMENTACION.

Teoría sobre el Factor de Formación

CONCEPTO.- El factor de Formación  $F$  es la razón de la resistividad de una Formación completamente saturada con un electrolito a la resistividad del Electrolito. Esta razón es una constante cualquiera que sea la Resistividad del Electrolito, con tal que la Formación no contenga sólidos conductivos.

A. El Factor de Formación en la Zona no alterada

Cuando  $R_o$  es la Resistividad de una Formación limpia, esto es, una Formación que no contiene arcilla en cantidad apreciable, y se encuentra completamente saturada con agua de Resistividad  $R_w$ , se cumple que:

- 1) La relación  $R_o/R_w$  es una constante la cual depende principalmente de la litología de la Formación y no de la Resistividad  $R_w$ .
- 2)  $R_o$  es proporcional a la resistividad de la solución salina con la cual está saturada.

$$R_o \sim R_w$$

En ambos casos, la constante de proporcionalidad es llamado Factor de Resistividad de Formación, comunmente llamado Factor de Formación, designado por  $F$  y definido por la Ecuación:

$$F = \frac{R_o}{R_w} \quad (1)$$

$$R_o = F R_w \quad (2)$$

#### B. Factor de Formación en la Zona lavada

Cuando la Formación está saturada de agua, se puede asumir que en la Zona Lavada el agua de Formación es enteramente reemplazada por el filtrado de lodo. El factor de Formación es por lo tanto igual a:

$$F = R_{xo}/R_{mf} \quad (3)$$

Donde  $R_{mf}$  es la Resistividad del filtrado de lodo y  $R_{xo}$  es dado por el Microlaterolog o Perfil de Proximidad.

En los casos de Formaciones saturadas con aceite, hay una cierta cantidad de aceite residual en los poros de la Zona lavada. El valor de  $R_{xo}$  es por ello más grande que el valor que podría ser obtenido si los poros estu-

viesen llenos con filtrado de lodo unicamente. La razón  $R_{x0}/R_{mf}$  es entonces más grande que el factor de Formación y el valor de  $F$  utilizado para calcular la saturación de agua es mas grande que el valor verdadero.

Una corrección podría ser fácilmente introducir si la cantidad de aceite residual fuera conocida exactamente. Desafortunadamente este no es el caso. La saturación residual de aceite es una función compleja de numerosos factores: característica de la Formación (porosidad, permeabilidad, formas de los poros...), característica del aceite (densidad, viscosidad, ....), etc. Una estimación aproximada de este valor puede ser derivado del análisis de muestras.

También es posible aproximar la cantidad de aceite residual en la zona lavada de la manera siguiente:

$$S_{x0} = 1 - R_{os} \quad (4)$$

$$F = \frac{R_{x0}}{R_{mf}} S_{x0}^2 \quad (5)$$

Y por supuesto

$$F = \frac{R_{x0}}{R_{mf}} (1 - R_{os})^2 \quad (6)$$

Donde:

$R_{os}$  = Saturación residual de aceite

$S_{xo}$  = Saturación de fluidos en la zona lavada.

La Ecuación (6) podría ser utilizada para Formaciones saturadas con aceite.

#### DEPENDENCIA DEL FACTOR DE FORMACION CON POROSIDAD Y LITOLOGIA

Si los espacios vacíos dentro de una Formación consisten de canales cilíndricos paralelos, completamente saturados con agua de Formación,  $R_o$  podría ser referido como inversamente proporcional a la porosidad  $\phi$

$$R_o \sim \frac{1}{\phi} \quad (7)$$

Por ser la porosidad el factor principal que controla el volumen de fluidos por medio de la cual puede fluir electricidad.

Sin embargo a causa de los diferentes tamaños y forma de los granos minerales, distribución de estos granos y presencia de material cementante, que ocasionan la dure-

za de la roca, una corriente eléctrica que atravieze la Formación, tendrá que obligadamente atravesar múltiples senderos tortuosos; y en donde un corte transversal de estos senderos podrían mostrar variaciones de valores comparativamente grandes en los poros a pequeños valores en los enlaces de dichos poros, unos con otros. Este efecto de tortuosidad propio de toda roca reservorio, sumado junto con las otras características de las rocas (dureza, distribución de granos, etc.) dan lugar a que la relación (7) no sea válida, y por lo contrario para que sea mantenida esta ecuación será menester buscar nuevas soluciones.

Es así, que para arribar a una pronta solución que satisfaga convenientemente la relación  $R - \phi$ , se las podría dividir en varias relaciones correspondientes cada una a un tipo de litología. Bajo estas condiciones es ya posible introducir los parámetros característicos inherentes a cada relación individual  $R - \phi$ .

Por otra parte por miles de determinaciones de laboratorio que han sido hechas en miles de muestras se llegó a una mejor relación de los parámetros anteriores, al relacionar  $F - R - \phi$  y para propósitos de interpretación cuantitativa  $F - \phi$ .

Esta última solución se hace mediante una simple fórmula empírica de la forma

$$F = \frac{a}{\phi^m} \quad (8)$$

Luego por (2)

$$R_o = F R_w$$

Reemplazando el valor de F

$$R_o = \frac{a}{\phi^m} R_w \quad (9)$$

a y m son dos parámetros que dependen de la naturaleza de la Formación.

#### ECUACION DE POROSIDAD DE ARCHIE

La Ecuación (8) es denominada la Ecuación de Porosidad de Archie.

En ella el exponente a es una constante empírica que por experiencia ha sido tomado en algunos casos como 0.81 y en otros como 1.0 dependiendo del tipo de Formación.

El exponente m o Factor de Cementación varía de acuer-



do al grado de consolidación de las rocas tal como se indica en la tabla 3-2.

Esta tabla permite obtener de la descripción litológica de la roca en estudio el valor apropiado de  $m$ .

Cuando  $a = 0.81$

$m = 2$

$a = 1.0$

$m = 2$

$$F = \frac{0.81}{\phi^2} \quad (10)$$

$$F = \frac{1.0}{\phi^2} \quad (11)$$

la ecuación (10) da resultados satisfactorios en arenas y la ecuación (11) en Formaciones compactas (calizas, dolomitas).

#### ECUACION DE POROSIDAD DE HUMBLE

$$F = \frac{0.62}{\phi^{2.15}} \quad (12)$$

La ecuación (12) o Ecuación de Porosidad de Humble para la evaluación del Factor de Formación tiene la ventaja que no requiere la selección del valor de  $m$  e incluye la observación empírica que rocas con alta porosidad tienen un valor bajo de  $m$  y las de baja porosidad tienen un valor alto de  $m$ .

La Ecuación (12) es satisfactoria para rocas con porosidad intergranular de tipo arenisca.

BASE MATEMATICA PARA LA OBTENCION DE LA POROSIDAD  
 $\phi$ , EN BASE AL FACTOR DE FORMACION F Y DIFERENTES  
 VALORES DE m

Para la obtención de la porosidad en base a F y m se tomará como base de desarrollo las ecuaciones 10, 11 y 12 y para lo cual se seguirá el procedimiento siguiente:

1. El sistema de ejes coordenados bajo el cual será tratado las relaciones 10, 11 y 12 es de la Forma  $\phi - F$ .
2. En las ecuaciones 10, 11 y 12 la porosidad debe ser expresada en terminos del factor de cementación m.
3. Para la ecuación de porosidad de Archie en arenas, la expresión (10) debe ser escrita así:

$$F = \frac{0.81}{\phi^2}$$

$$\phi^2 = \frac{0.81}{F}$$

$$\phi = \left( \frac{0.81}{F} \right)^{0.5}$$

4. Para la ecuación de Porosidad de Archie, en Formaciones compactas, la ecuación (11) puede ser escrita así:

$$F = \frac{1}{\phi^2}$$

$$\phi^2 = \frac{1}{F}$$

$$\phi = \left(\frac{1}{F}\right)^{0.5}$$

5. Para la ecuación de Humble, la expresión (12) puede ser escrita así:

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

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

$$\phi = \left(\frac{0.62}{F}\right)^{\frac{1}{2.15}}$$

6. Las ecuaciones (10), (11) y (12) serán las expresiones utilizadas en los programas de obtención de  $\phi$  a partir de F y m.

## LITOLOGIA Y FACTOR DE CEMENTACION (m)

Rocas no consolidadas (arenas flojas, calizas oolíticas)	1.3
Rocas escasamente cementada	1.4 - 1.5
Rocas ligeramente cementadas (la mayoría de las arenas con una porosidad de 20% o más).	1.6 - 1.7
Rocas moderadamente cementadas (arenas altamente consolidadas con una porosidad de 15% o menos).	1.8 - 1.9
Rocas altamente cementadas (arenas de Baja porosidad, caliza, dolomita).	2.0 - 2.2

TABLA 3-2

## REGISTRO SONICO



## OBJETIVO

1. Determinación de porosidad.
2. Determinación de litología en combinación con otros registros.

## TEORIA

El Registro Sónico es un registro de la profundidad ver sus  $\Delta t$ , tiempo requerido por una onda compresional de sonido para recorrer un pie de Formación.  $\Delta t$  conocido también como el "tiempo de tránsito" es el valor recíproco de la velocidad de una onda compresional de sonido.

Estos tiempos de recorrido se registran en microsegundos por pie en forma continua en un rollo de película (igual que en los registros de resistividad o nucleares) a medida que la sonda va subiendo desde el fondo del pozo.

Se toma como unidad de distancia el pie:

$$v = \frac{e}{t} \quad t = \frac{e}{v}$$

$$e = 1 \text{ pie}$$

$$t = \frac{1}{v}$$

$$1 \text{ seg.} = 10^6 \text{ microsegundos}$$

$$t = \frac{10^6}{v} = \Delta t = \text{tiempo de tránsito}$$

La velocidad del sonido depende primariamente de la velocidad del sonido a través de la matriz de la roca, la cantidad de porosidad y la velocidad del sonido a través del fluido contenido en la Formación (saturación de fluido en la roca reservorio).

La velocidad del sonido a través de la matriz depende de sus propiedades elásticas. El rango normal de velocidad de matriz para varios tipos de rocas sedimentarias es dada en la tabla.

ROCAS	VELOCIDAD SONICA V (pies/seg)	TIEMPO DE RECORRIDO (microseg./pie) $10^6/v$
Sal	1500	67
Shale	6000 - 16000	167 - 63
Anhidrita	20000	50
Caliza	21000 - 23000	44
Dolomita	24500	41
Arena	Sobre los 18000	56

La velocidad del sonido en varios tipos de flúidos depende de su densidad y compresibilidad. Rangos normales de velocidad de flúidos en Formaciones sedimentarias están dadas en la Tabla

Agua	5000-5500	Depende de la salinidad
Petróleo	4000-4900	Depende de su contenido de gas en solución.
Gas	1100-200	Depende de su presión y <u>temperatura</u> .

## INSTRUMENTACION

El aparato más simple consta de un generador de sonido y de un receptor ubicado a cierta distancia del generador. El cuerpo de la sonda entre el generador y el receptor es de un material en la que el sonido tiene siempre baja velocidad, de manera que retarda la recepción de energía que atraviesa la sonda misma hasta después que se recibe el impulso sónico que ha atravesado la Formación. (Fig. 10).

El generador emite un impulso sónico que pasa a través del lodo o enjarre y entra a la Formación siguiendo de allí en todas direcciones. De acuerdo al recorrido de tiempo mínimo las primeras porciones de impulso que llegan al recep



tor han atravesado la Formación cerca de la pared del pozo; su frente refractado a través del lodo y enjarre hacen que el receptor genere una señal una décima o centésima de segundo más tarde las energías sónicas que han atravesado el lodo, enjarre y el cuerpo de la sonda para alcanzar el receptor, el que ya para ese entonces está insensibilizado - por medio de un circuito apropiado y por lo mismo esta señal no es registrada. (Fig. 11)

El tiempo total  $T_1$  entre la emisión del impulso por el generador y su recepción incluye el doble de tiempo de propagación a través del lodo y la costra lo que limita la efectividad del registro.

$$T_1 = T_l + T_c + T_f + T_c + T_l$$

Donde:

- $T_1$  = Tiempo total de tránsito
- $T_l$  = Tiempo de tránsito a través del lodo.
- $T_c$  = Tiempo de tránsito a través de la costra.
- $T_f$  = Tiempo de tránsito a través de la Formación

La ecuación anterior puede también ser escrita así:

$$T_1 = 2T_l + 2T_c + T_f$$

Para evitar estos dos tiempos adicionales la Compañía

Schlumberger utilizó en años pasados una sonda con dos receptores los cuales estaban a un espaciamiento de 1 o 3 pies.

En la práctica es registrada la diferencia de tiempo entre la recepción del impulso sónico entre los dos receptores con lo que los tiempos adicionales se eliminan, y el tiempo total será el correspondiente al recorrido en 1 o 3 pies de Formación. Luego:

$$T = T_{b1} - T_{b2}$$

Donde:

$T_{b1}$  = Tiempo al receptor N° 1

$T_{b2}$  = Tiempo al receptor N° 2

La ventaja de esta sonda es:

1. Los tiempos de propagación en el lodo y el enjarre se anulan recíprocamente siempre que el hueco del pozo sea de diámetro uniforme y que la sonda este paralela a la pared de la Formación.
2. Únicamente la Formación situada entre los dos receptores afecta la señal, entonces el efecto de capas adyacentes puede ser eliminado para capas menores de 1 pie.

REGISTRO SONICO COMPENSADO PARA EFECTOS DEL AGUJERO  
(B.H.C.)

La sonda anteriormente vista elimina los efectos de lodo y el enjarre y un poco solamente el efecto de las irregularidades de la pared del hueco. Cuando las cavidades son grandes aumenta o disminuye el tiempo de tránsito del sonido a través de las Formaciones. (Figs 12 y 13)

Para evitar estos efectos es que se tiene el B.H.C. Sonic Log. Esta sonda tiene dos transmisores, uno superior y otro inferior y dos receptores para cada transmisor.

Los transmisores trabajan simultáneamente pero los receptores del transmisor superior retienen la señal hasta que los receptores del transmisor inferior reciban la señal de este. De las dos señales se obtiene un promedio que es la que se registra en superficie y está compensada por los efectos de agujero.

## PRESENTACION DEL PERFIL

La velocidad del sonido en las litologías comunes de las Formaciones varía en alrededor de 18000 a 26000 pies/seg. Se registra el valor recíproco de la velocidad en microsegundos/pies (u seg./pie) para evitar el uso de fracciones decimales pequeñas. La gamma del registro varía desde unos 43 u seg/pie en dolomitas densas de porosidad cero, hasta unos 200 u seg/pie para agua.

El tiempo de tránsito,  $t$ , es registrada en forma lineal en las pistas 2 y 3 del perfil (Fig.13A). Una curva de calibrador de 3 brazos y una curva de Rayos Gamma pueden ser registradas simultáneamente en la pista 1. Una curva de SP puede ser registrada en los Rayos Gamma, pero debido a la proximidad del metal de la sonda al electrodo del SP los valores obtenidos solo sirven para correlación.

El tiempo de tránsito integrado se lo presenta por una serie de "marcas" (pips) registradas en el margen izquierdo de la pista 2. Cada "marca" pequeña indica un aumento de un milisegundo del tiempo de tránsito total; una "marca" grande es registrada cada 10 milisegundos. El tiempo de tránsito entre dos profundidades se lo obtiene contando simplemente las "marcas" registradas. Este tiempo

de tránsito integrado es útil en estudios sísmicos.

### FACTORES QUE AFECTAN LA RESPUESTA DEL REGISTRO SONICO

El tiempo que demora el sonido en viajar a través de una Formación depende de su contenido (matriz y fluido) y si ésta es compacta o no.

Correcciones por falta de Compactación:

1. En Formaciones compactas el sonido viaja más rápido que en Formaciones no compactas, por esto es que en estas últimas el valor de la porosidad puede resultar un tanto elevada.

Las correcciones por compactación se hacen en el caso que las arcillas manifiesten en el registro un tiempo mayor de 100. En estos casos se utilizan los valores menores de  $V_{ma}$  para caliza y dolomita para calcular su porosidad porque son menores.

En arenas no consolidadas el uso directo de la fórmula de Wyllie da valores demasiado altos de porosidad. Estas arenas no compactadas se presentan comunmente en Formaciones geológicamente más recientes y especialmente a

poca profundidad. Sin embargo, aún en Formaciones profundas estas arenas recientes no están compactadas en los casos en que la diferencia entre la presión de las capas superpuestas y la del fluido en la Formación es menor de 4000 a 5000 psi. Cuando las Formaciones no están suficientemente compactas los valores de  $\Delta t$  serán mayores de los que corresponderían a su porosidad de acuerdo a la fórmula de Wyllie, sin embargo la relación entre  $\phi$  vs  $\Delta t$  se mantendrá aproximadamente lineal. Una corrección empírica es propuesta en la cual se utiliza el valor de  $\Delta t$  lutita.

La ecuación de porosidad es así modificada para dar un valor de porosidad corregida  $(\phi s)_{co}$ .

$$(\phi s)_{co} = \frac{\Delta T_{log} - \Delta T_{ma}}{\Delta T_f - \Delta T_{ma}} \frac{1}{c_p}$$

$$(\phi s)_{co} = \phi s \frac{1}{c_p}$$

$$c_p = \frac{c \Delta t_{sh}}{100}$$

Donde:

- $c_p$  = corrección sónica por falta de compactación
- $c$  = coeficiente de compactación de las arcillas
- $\Delta t_{sh}$  = tiempo de tránsito promedio de las lutitas adyacentes en la capa analizadas.

Según Tixier la determinación más precisa de  $c \Delta tsh$  es posible mediante la inversión del proceso en una Formación limpia acuífera cuya porosidad sea conocida por un perfil de resistividad:

$F = R_{xo}/R_{mf}$  y con la relación  $\phi$  vs  $F$  se obtiene  $\phi$

$$\phi_s = \frac{\Delta t_{log} - \Delta t_{ma}}{\Delta t_f - \Delta t_{ma}}$$

$$\phi = \phi_s \frac{1}{c_p}, \quad c_p = \frac{\phi_s}{\phi}$$

$$c_p = \frac{c \Delta tsh}{100} = \frac{\phi_s}{\phi}$$

En la práctica se asume  $c = 1$  y se entra en la tabla Por - 3 directamente con el valor de  $c_p$ .

## 2. Corrección por el contenido de arcilla

Las arcillas aumentan el  $\Delta t$  y por tanto los valores de porosidad de la formación. Cuando se dispone de una curva de SP la corrección se hace mediante la siguiente relación:

$$\phi = \frac{\phi_{co}}{2 - \alpha}$$

Donde:

$\phi_c$  = Porosidad sónica corregida por falta de compactación si es necesario.

$\alpha$  = Factor de reducción de SP; es igual  $\frac{PSP}{SSP}$ .

En una arena arcillosa que contiene hidrocarburos luego de corregir la porosidad por arcillosidad no hace falta corregir para los hidrocarburos residuales porque el SP también está afectado por los hidrocarburos.

### 3. Corrección por hidrocarburos residuales

Los hidrocarburos residuales también aumentan el  $\Delta t$  y la porosidad de la Formación. Para esta corrección se emplean las relaciones.

$$\phi = 0.9 \phi_c \text{ Formaciones petrolíferas}$$

$$\phi = 0.7 \phi_c \text{ Formaciones gasíferas}$$

$\phi_c$  Porosidad del sónico corregida por compactación si es necesario.

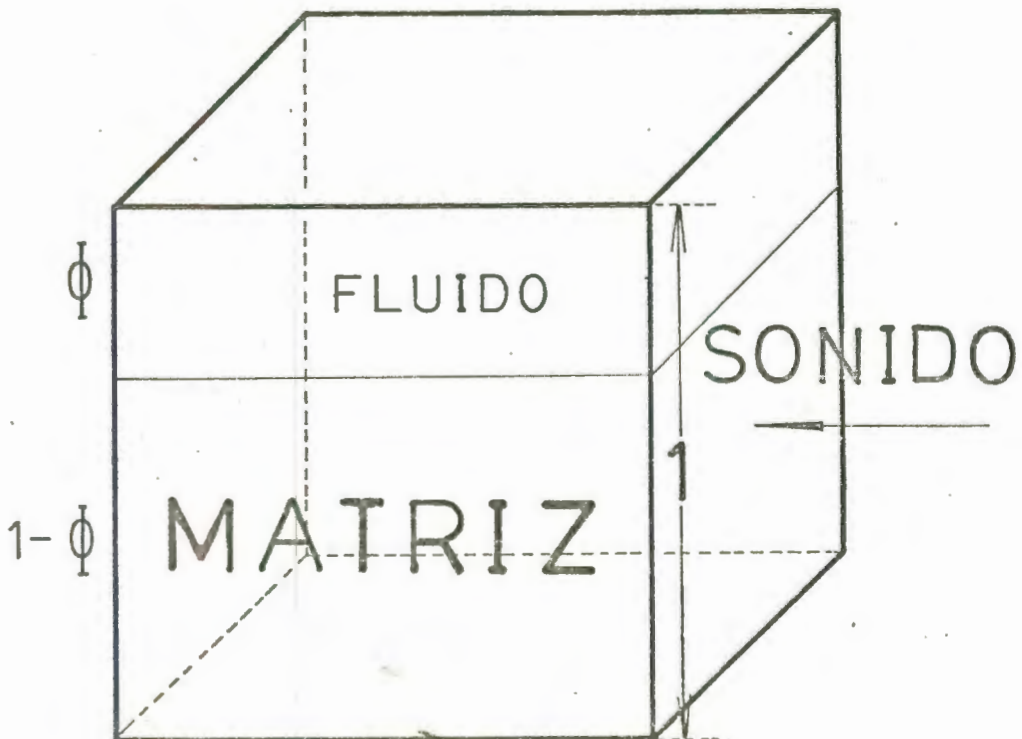
Cuando las Formaciones son de baja porosidad ( $\phi \leq 13\%$ ) o son profundas ( $> 6000$  pies), la naturaleza de los flujos no afectan la respuesta del registro sónico y por lo tanto no son necesarias hacer las correcciones para hidrocarburos residuales.



## BASE MATEMATICA

Las bases teóricas de conversión del tiempo de tránsito (del sónico) a porosidad estarán de acuerdo a los estudios efectuados por M.R. J. Wyllie, quien experimentó al respecto en areniscas consolidadas y compactadas.

El representó su modelo de formación como se indica en la figura:



De estos estudios concluyó:

- Existe una relación lineal entre la porosidad y el tiempo de tránsito.
- La velocidad de propagación del sonido a través del fluido y matriz están en paralelo a la propagación de la onda sonora sobre la Formación.

De acuerdo a lo anterior:

$$\frac{1}{V_{log}} = \frac{1}{\frac{V_f}{\phi}} + \frac{1}{\frac{V_{ma}}{1-\phi}}$$

o

$$\frac{1}{V_{log}} = \frac{\phi}{V_f} + \frac{1-\phi}{V_{ma}}$$

Donde:

$V_{log}$  = Velocidad del sonido en la Formación y obtenido del registro.

$V_f$  = Velocidad del sonido a través del espacio poroso lleno de fluido.

$V_{ma}$  = Velocidad del sonido a través de la matriz

$\phi$  = Porosidad

Además de la ecuación

$$\Delta t = \frac{10^6}{v} \quad \text{Tiempo de tránsito}$$

luego

$$v = \frac{10^6}{\Delta t} \text{ milisegundos/pie}$$

Reemplazando en:

$$\frac{\Delta T_{log}}{10^6} = \frac{\phi \Delta t_f}{10^6} + \frac{(1 - \phi) \Delta t_{ma}}{10^6}$$

Eliminando y resolviendo para  $\phi$

$$\Delta T_{log} = \phi \Delta t_f + \Delta t_{ma} - \phi \Delta t_{ma}$$

$$\phi = \frac{\Delta T_{log} - \Delta t_{ma}}{\Delta t_f - \Delta t_{ma}} \quad (1)$$

que es la ecuación de tiempo promedio de Wyllie y es resuelta por la carta Por-3 de la Schlumberger.

La ecuación se resolverá en coordenadas cartesianas con la porosidad en el eje de las ordenadas y el tiempo de tránsito en el eje de las abscisas con el siguiente procedimiento:

### 1. Intercepciones

a) Cuando  $\phi = 0\%$

$$\text{De (1)} \quad 0 = \frac{\Delta T_{log} - \Delta T_{ma}}{\Delta T_f - \Delta T_{ma}}$$

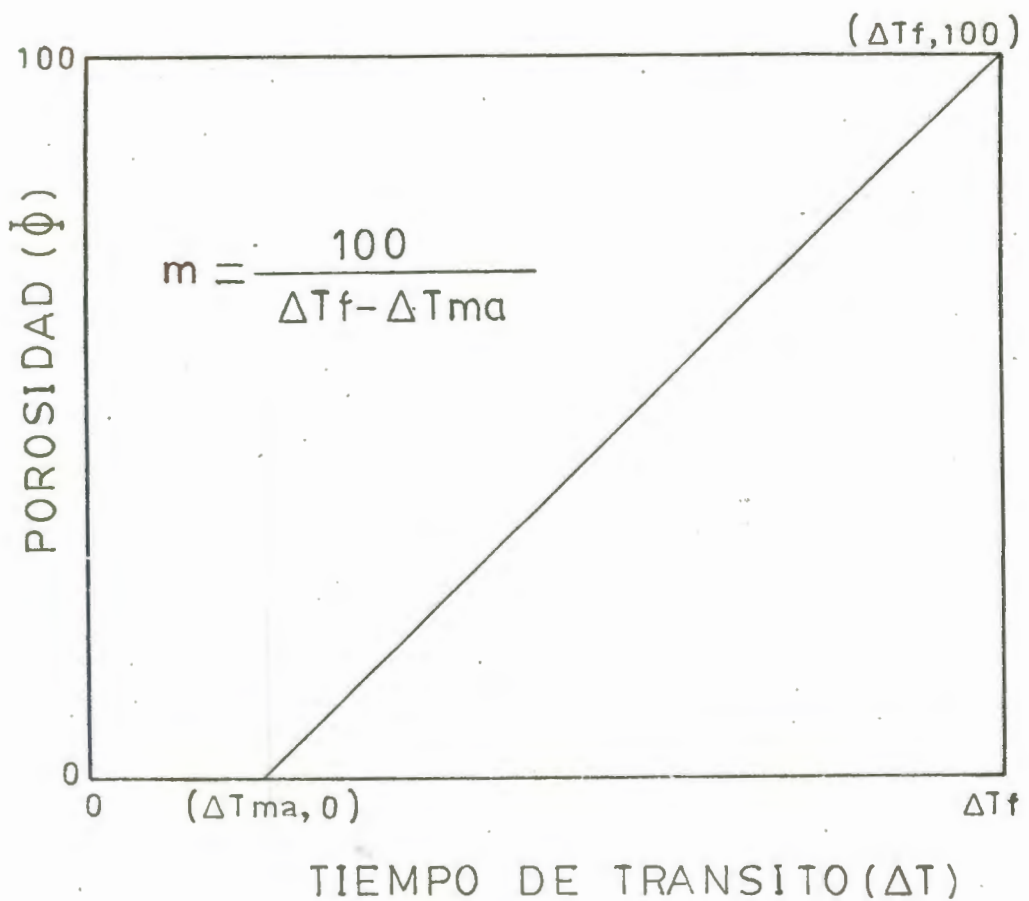
$$\Delta T_{log} = \Delta T_{ma}$$

b) Cuando  $\phi = 100\%$

$$\text{De (1)} \quad 1 = \frac{\Delta T_{log} - \Delta T_{ma}}{\Delta T_f - \Delta T_{ma}}$$

$$\Delta T_f - \Delta T_{ma} = \Delta T_{log} - \Delta T_{ma}$$

$$\Delta T_{log} = \Delta T_f$$



2. Los puntos anteriores resuelven la pendiente de fórmula general.

$$m = \frac{100}{T_f - T_{ma}}$$

3. Con los datos anteriores es posible derivar una expresión lineal que represente la variación de porosidad - con el tiempo de tránsito.

Esta expresión es de la forma

$$y - y_1 = m(x - x_1)$$

o

$$\phi - \phi_1 = m(T - T_1)$$

4. Reemplazando el valor de m en

$$\phi - \phi_1 = \frac{100}{T_f - T_{ma}} (T - T_1)$$

Para mayor facilidad de resolución de esta ecuación se escogerá un punto donde  $\phi_1 = 0\%$  y  $T_1 = T_{ma}$

Luego:

$$\phi = \frac{100}{T_f - T_{ma}} (T - T_{ma})$$

5. Se tomará  $T_f$  igual a  $189$  microseg/pie correspondiente al tiempo de tránsito del filtrado de lodo por la cor

ta investigación del Registro Sónico.

$$\phi = \frac{.100}{189 - T_{ma}} (T - T_{ma})$$

La ecuación representa la expresión general de porosidad - tiempo de tránsito básica para todos los desarrollos siguientes

### 1. Ecuaciones de Porosidad para Dolomita

a)  $V_{ma} = 26000$  pies/seg.

$$\Delta T_{ma} = \frac{10^6}{26.000} = 38.5 \text{ } \mu \text{ seg/pie}$$

$$\phi = \frac{100}{189 - \Delta T_{ma}} = (\Delta T - \Delta T_{ma})$$

Resolviendo para  $\Delta T_{ma} = 38.5$

$$\phi = \frac{100}{189 - 38.5} (\Delta T - 38.5)$$

$$\phi = \frac{100}{150.5} (\Delta T - 38.5)$$

b)  $V_{ma} = 23.000$  pies/seg.

$$\Delta T_{ma} = \frac{10^6}{23.000} = 43.5 \text{ } \mu \text{ seg/pie}$$

Resolviendo para  $T_{ma} = 43.5$

$$\phi = \frac{100}{189 - 43.5} (\Delta T - 43.5)$$

$$\phi = \frac{100}{145.5} (\Delta T - 43.5)$$

## 2. Ecuaciones de Porosidad para Caliza

a)  $V_{ma} = 21000$  Pies/seg

$$\Delta T_{ma} = \frac{10^6}{21000} = 47.6 \quad \mu \text{ seg/pie}$$

$$\phi = \frac{100}{189 - \Delta T_{ma}} (\Delta T - \Delta T_{ma})$$

Resolviendo para  $\Delta T_{ma} = 47.6$

$$\phi = \frac{100}{189 - 47.6} (\Delta T - 47.6)$$

$$\phi = \frac{100}{141.4} (\Delta T - 47.6)$$

## 3. Ecuaciones de Porosidad para Arenas

a)  $V_{ma} = 19500$  pies/seg.

$$\Delta T_{ma} = \frac{10^6}{19500} = 51.28 \quad \mu \text{ seg/pie}$$

$$\phi = \frac{100}{189 - T_{ma}} (\Delta T - T_{ma})$$

Resolviendo para  $\Delta T_{ma} = 51.28$

$$\phi = \frac{100}{189 - 51.28} (\Delta T - 51.28)$$

$$\phi = \frac{100}{137.72} (\Delta T - 51.28)$$

b)  $V_{ma} = 18.000$  pies/seg.

$$\Delta T_{ma} = \frac{10^6}{18.000} = 55.6 \quad \mu \text{ seg/pie}$$

$$\phi = \frac{100}{189 - 55.6} (\Delta T - 55.6)$$

$$\phi = \frac{100}{133.4} (\Delta T - 55.6)$$



## EL PERFIL DE DENSIDAD DE LA FORMACION

### OBJETIVO

*Medir la densidad de las Formaciones.*

*Medir la porosidad*

### FUNDAMENTO

Una fuente radioactiva colocada en una almohadilla blindada es colocada contra la pared del pozo. Esta fuente emite hacia la Formación rayos gamma de mediana energía. Los rayos gamma pueden ser considerados como partículas de alta velocidad que chocan contra los electrones de la Formación. En cada choque el rayo gamma cede algo de su energía cinética al electrón y continúa su trayectoria con menor velocidad. Este tipo de interacción se conoce como efecto Compton. La fuente y el detector de la herramienta Schlumberger están diseñadas de manera que su respuesta es debida en mayor parte a los rayos gamma del efecto Compton. Los rayos así desacelerados llegan a un detector colocado a una distancia fija de la fuente y son detectados y evaluados como una medida de la densidad de la Formación ya que el número de rayos gamma del efecto Compton está directamente relacionado con el número de electrones en la Formación.

De este modo la medición de la herramienta de densidad

está relacionada esencialmente con la densidad de electrones (número de electrones por centímetro cúbico) de la Formación. Por otra parte, la densidad de electrones está relacionada con la densidad total en  $\text{gr/cm}^3$ , de la Formación. Esta última a su vez depende de la densidad de la matriz de la roca, de su porosidad y de la densidad del fluido que ocupa los poros.

#### EQUIPO

Para disminuir el efecto de la columna de lodo tanto la fuente como el detector están montados en una almohadilla blindada. Se aplica la abertura en el blindaje contra la pared del pozo mediante un brazo excéntrico. La fuerza ejercida por el brazo es mayor que en el caso de las microsondas y el patín tiene una forma tal que le permite cortar el revoque cuando es blando, caso común en pequeñas y medianas profundidades. En zonas de revoques más consistentes algo del mismo lodo puede quedar interpuesto entre el patín y la Formación. En este caso, el revoque es "visto" por la herramienta como si fuera Formación y por lo tanto su influencia debe ser tenida en cuenta. (Fig. 14)

Debido a lo anterior, cuando el contacto entre la almohadilla y la Formación no es perfecta (revoque interpues

to o rugosidad de la pared) se debe aplicar una corrección a la lectura que puede ser bastante grande. En caso de tener un solo detector la corrección es difícil, puesto que depende tanto del espesor y densidad como de la composición del revoque o lodo interpuesto.

En la herramienta de "densidad compensado", FDC, se utilizan dos detectores tal como se ven en la figura 14. El detector de espaciamento corto es particularmente sensitivo al material adjunto a la almohadilla: costra o irregularidades de la pared. El detector de espaciamento largo es particularmente sensitivo a la densidad de la Formación. La respuesta de los dos detectores son combinadas mediante una computadora que existe en el panel de superficie para dar automáticamente una corrección por efecto de costra y tamaño del hueco.

#### PRESENTACION DEL PERFIL

El perfil se presente como lo demuestra la figura 15. La curva de Densidad de Formación, compensada, queda registrada en las pistas 2 y 3 en una escala lineal de densidad, en  $\text{gr/cm}^3$ . La curva de ~~AOB~~ (que muestra en cuanto se corrige la curva de densidad por efecto de la rugosidad y la cos-

tra del pozo) está registrada en la pista 3. El calibre que da registrada en la pista 1. También se puede registrar si multáneamente a la anterior, en la pista 1, una curva de rayos gamma. (Fig. 15).

## UNIDADES DE MEDIDA

Son las mismas que para el Registro de Rayos Gamma pero en el Registro aparece los valores de Pb directamente en gr/cc. y en los registros modernos aparece una escala de porosidad.

## FACTORES QUE AFECTAN LA LECTURA

### 1. Tamaño del agujero

Los registros de densidad trabajan a su máxima capacidad en agujeros de 6 a 9 pulgadas; para diámetros mayores son necesarias ciertas correcciones lo que se hace con un gráfico 16-4 presentado en el libro de J. Pirson, Handbook of Well Log Analysis.

### 2. Costra

Este efecto ha sido eliminado por el F.D.C.

### 3. Densidad de las Formaciones

#### a) Densidad de la Matriz

Cuando la litología consta de un solo elemento mineral la  $\rho_{ma} = \rho_{\text{mineral}}$

Cuando la roca tiene un material cementante hay que encontrar la  $\rho_{ma}$  efectiva.

$$\rho_{ma(\text{efectiva})} = \rho_c (A) + (1 - A) \rho_{ma}$$

$A$  = Volumen en porcentaje del material cementante

$\rho_c$  = Densidad del material cementante.

b) Densidad del fluido

Los fluidos que pueden ocupar los poros son

1.b) Filtrado de lodo: Dulce = 1.0

Salado = 1.1

1.b) Hidrocarburos residuales

$$\phi = \phi_{corr} \times 0.9 \quad \text{Formaciones petrolíferas}$$

$$\phi = \phi_{corr} \times 0.7 \quad \text{Formaciones gasíferas}$$

$\phi_{corr}$  a partir de  $\rho_{log}$  y corregida por material cementante si es necesario.

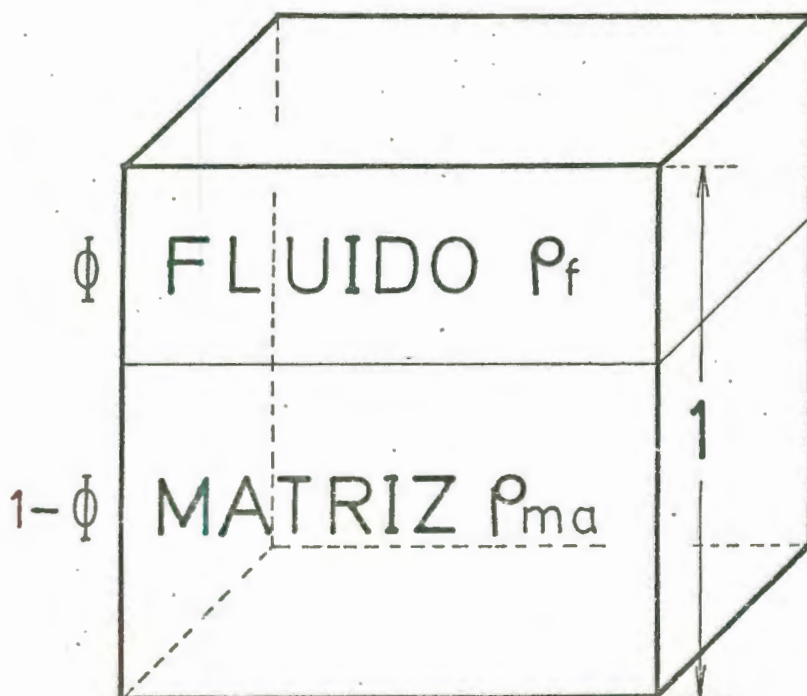
#### DETERMINACION DE LA POROSIDAD

La densidad que mide el registro depende principalmente:

1. Densidad de la matriz
2. Porosidad de la roca.
3. Densidad del fluido que ocupa los poros de la roca.

Wyllie ha proporcionado una fórmula para obtener la porosidad en una Formación de densidad de matriz  $\rho_m$  conocida,

también de porosidad  $\phi$  y saturada con un fluido de densidad promedio  $\rho_f$ .



a) Si las rocas no tienen porosidad

$$\rho_B = \rho_{ma} \quad (1)$$

En zonas de sal y calizas masivas.

b) Si la roca tiene porosidad, la densidad que indica el registro va a ser igual

$$\rho_B = \text{fluido en los pozos} \times \% \text{ de fluido en los poros} + \rho_{matriz} \times \% \rho_{matriz} \text{ en la roca.}$$

$$\rho_B = \rho_f \phi + \rho_{ma} (1 - \phi) \quad (2)$$

$$\rho_B = \rho_f \phi + \rho_{ma} - \rho_{ma} \phi$$

$$\rho_B - \rho_{ma} = \rho_f \phi - \rho_{ma} \phi$$

$$\rho_B - \rho_{ma} = \phi (\rho_f - \rho_{ma})$$

$$\phi = \frac{\rho_B - \rho_{ma}}{\rho_f - \rho_{ma}} \quad \begin{array}{l} \text{Ecuación de Densidad-} \\ \text{Porosidad de Wyllie.} \end{array} \quad (3)$$

### BASE MATEMATICA

La ecuación (3) se resolverá en coordenadas cartesianas con la porosidad en el eje de las ordenadas y la densidad total en las abscisas con el siguiente procedimiento:

#### 1. Intercepciones

a) Cuando  $\phi = 0\%$

Reemplazando en (3)

$$0 = \frac{\rho_B - \rho_{ma}}{\rho_f - \rho_{ma}} \quad (4)$$

$$\rho_B = \rho_{ma} \quad (4.a)$$

$$\text{y se define el punto } (\rho_{ma}, 0) \quad (4.b)$$



b) Cuando  $\phi = 100\%$

$$1 = \frac{\rho_B - \rho_{ma}}{\rho_f - \rho_{ma}} \quad (5)$$

$$\rho_f - \rho_{ma} = \rho_B - \rho_{ma}$$

$$\rho_B = \rho_f \quad (5.a)$$

y se define el punto  $(\rho_f, 100)$  (5.b)

2. Los puntos anteriores (4.b, 5b) resuelven la pendiente de fórmula: (Ver fig. )

$$m = \frac{-100}{\rho_{ma} - \rho_f} \quad (6)$$

3. Con los datos anteriores es posible derivar una expresión lineal que representa la variación de porosidad - con la densidad de la roca.

Esta expresión es de la forma:

$$y - y_1 = m(x - x_1)$$

$$\phi - \phi_1 = m(\rho_B - \rho_{B1}) \quad (7)$$

4. Reemplazando el valor de  $m$  en

$$\phi - \phi_1 = \frac{-100}{\rho_{ma} - \rho_f} (\rho_B - \rho_{B1}) \quad (8)$$

Para mayor facilidad de resolución de la ecuación (8), se escogerá un punto donde:

$$\phi_1 = 0 \quad \rho_{B1} = \rho_{ma}$$

Luego

$$\phi = \frac{-100}{\rho_{ma} - \rho_f} (\rho_B - \rho_{ma}) \quad (9)$$

5. Se tomará  $\rho_f = 1.0$  gr/cc correspondiente a la densidad de un filtrado dulce.

$$\phi = \frac{-100}{\rho_{ma} - 1.0} (\rho_B - \rho_{ma}) \quad (10)$$

6. La ecuación (10) representa la expresión general porosidad-densidad, básica para todos los desarrollos siguientes. (Fig. 16)

NOTA: Para casos de filtrados salados se tomará  $\rho_f = 1.1$  gr/cc manteniéndose invariable los otros parámetros. Ver tabla de densidad de matriz y fluidos de los minerales y fluidos más comunes.

DENSIDAD DE MATRIZ ( $\rho_{ma}$ ) DE LOS MINERALES  
MAS COMUNES

Cuarzo (arenisca)	2.65 gr/cc
Calcita (Caliza)	2.71
Dolomita	2.87
Anhidrita	2.96
Yeso	2.32
Sal	2.16
Arenisca   Calizas	2.68
Calcareas   Arenosas	
Lutitas	2.6 - 2.2

DENSIDAD DE FLUIDO ( $\rho_f$ )

Aire	0.00129 gr/cc
Agua dulce	1.00 "
Agua de mar	1.026 "
Agua salada (200.000 p-p.m)	1.146 "
Petróleo	0.85 "
Gas natural (3000 psi 180°F)	0.146 "
Gas natural (Cond. stand)	0.00078 "

ECUACIONES POROSIDAD - DENSIDAD

A. Filtrado dulce ( $\rho_f = 1.0$ )

$$\phi = \frac{-100}{\rho_{ma} - \rho_f} (\rho_B - \rho_{ma})$$

### 1. ARENAS

$$a) \rho_{ma} = 2.65$$

$$\phi = \frac{-100}{2.65 - 1} (\rho_B - 2.65)$$

$$\phi = \frac{-100}{1.65} (\rho_B - 2.65) \quad (11)$$

$$b) \rho_{ma} = 2.68$$

$$\phi = \frac{-100}{2.68 - 1} (\rho_B - 2.68)$$

$$\phi = \frac{100}{1.68} (\rho_B - 2.68) \quad (12)$$

### 2. CALIZAS

$$\rho_{ma} = 2.71$$

$$\phi = \frac{-100}{2.71 - 1} (\rho_B - 2.71)$$

$$\phi = \frac{100}{1.71} (\rho_B - 2.71) \quad (13)$$

### 3. DOLOMITAS

$$\rho_{ma} = 2.83$$

$$\phi = \frac{-100}{\rho_{ma} - \rho_f} (\rho_B - \rho_{ma})$$

$$\phi = \frac{-100}{2.83 - 1.0} (\rho_B - 2.83)$$

$$\phi = \frac{100}{1.83} (\rho_B - 2.83) \quad (14)$$

$$3a) \rho_{ma} = 2.87$$

$$\phi = \frac{-100}{2.87 - 1} (\rho_B - 2.87)$$

$$\phi = \frac{-100}{1.87} (\rho_B - 2.87) \quad (15)$$

B. Filtrado Salado  $\rho_f = 1.1 \text{ gr/cc}$

### 1. ARENAS

$$a) \rho_{ma} = 2.65$$

$$\phi = \frac{-100}{\rho_{ma} - \rho_f} (\rho_B - \rho_{ma})$$

$$\phi = \frac{-100}{2.65 - 1.1} (\rho_B - 2.65) \quad (16)$$

$$b) \rho_{ma} = 2.68$$

$$\phi = \frac{-100}{2.68 - 1.1} (\rho_B - 2.68)$$

$$\phi = \frac{-100}{1.58} (\rho_B - 2.68) \quad (17)$$

## 2. CALIZAS

$$\rho_{ma} = 2.71$$

$$\phi = \frac{-100}{2.71 - 1.1} (\rho_B - 2.71)$$

$$\phi = \frac{-100}{1.61} (\rho_B - 2.71) \quad (18)$$

## 3. DOLOMITAS.

$$a) \rho_{ma} = 2.83$$

$$\phi = \frac{-100}{2.83 - 1.1} (\rho_B - 2.83)$$

$$\phi = \frac{-100}{1.73} (\rho_B - 2.83) \quad (19)$$

$$b) \rho_{ma} = 2.87$$

$$\phi = \frac{-100}{2.87 - 1.1} (\rho_B - 2.87)$$

$$\phi = \frac{-100}{1.77} \quad (\rho_B - 2.87) \quad (20)$$

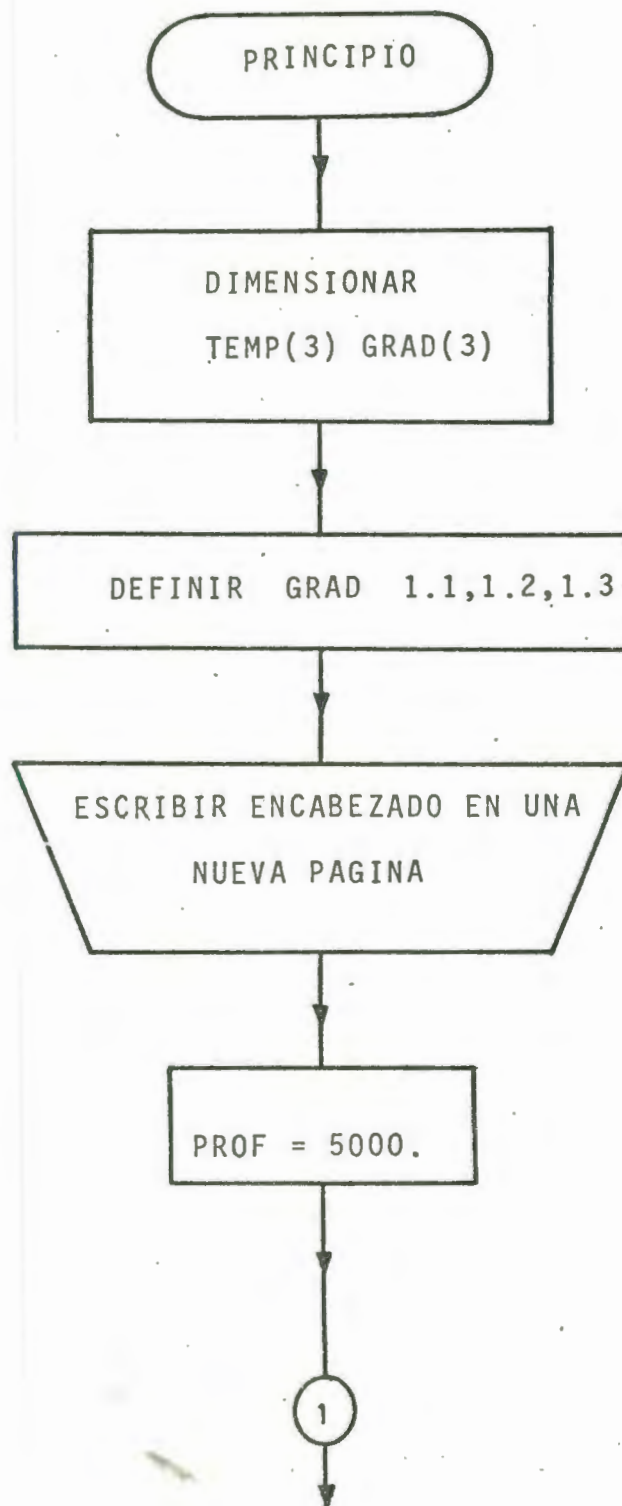
Las Ecuaciones (11), (12), (13), (14), (15), (16), (17), (18), (19) y (20) serán resueltas por un programa de computadora.

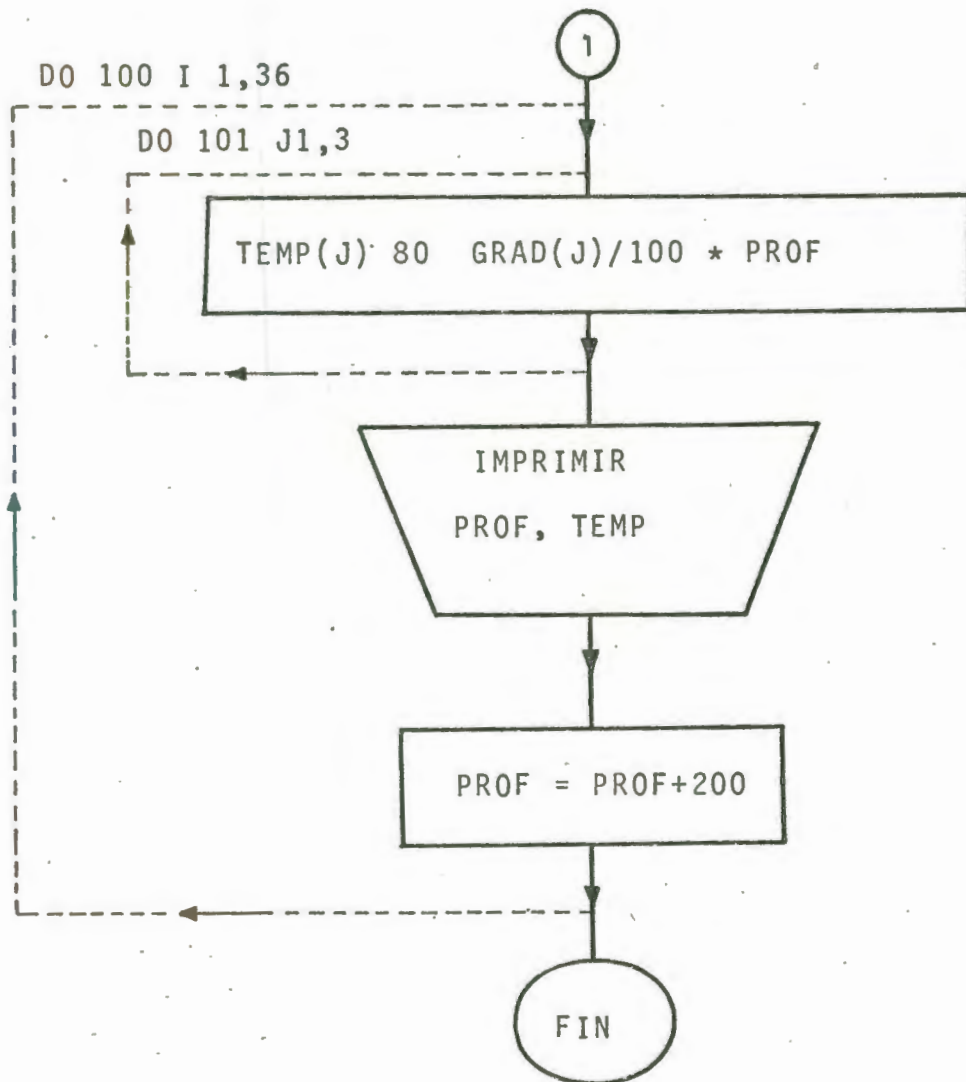
## APENDICE "A"

PROGRAMA PARA CALCULAR LA TEMPERATURA DE  
FORMACION

```
// FOR
*ONE WORD INTEGERS
*IOCS(CARD,1132 PRINTER)
*LIST SOURCE PROGRAM
    DIMENSION TEMP(3),GRAD(3)
    DATA GRAD/1.1,1.2,1.3/
    WRITE (3,102)
102 FORMAT(1H1,'PROFUNDIDAD TEMPERATURA TEMPERATURA TEMPE
IRATURA',//,13X,'GRAD.=1.1/100.GRAD.=1.2/100 GRAD.1.3/100',//
    PROF=5000
    DO 100 I=1,54
    DO 101 J=1,3
101 TEMP(J) = 80.+GRAD(J)/100.*PROF
    WRITE (3,103) PROF,TEMP
103 FORMAT (F9.0,7X,3(F6.1,8X),/)
100 PROF=PROF+100.
    CALL EXIT
    END
```







## NOMENCLATURA

TEMP = *Temperatura de Formación a profundidad.*

GRAD = *Gradientes Geotérmicos.*

PROF = *Profundidad.*

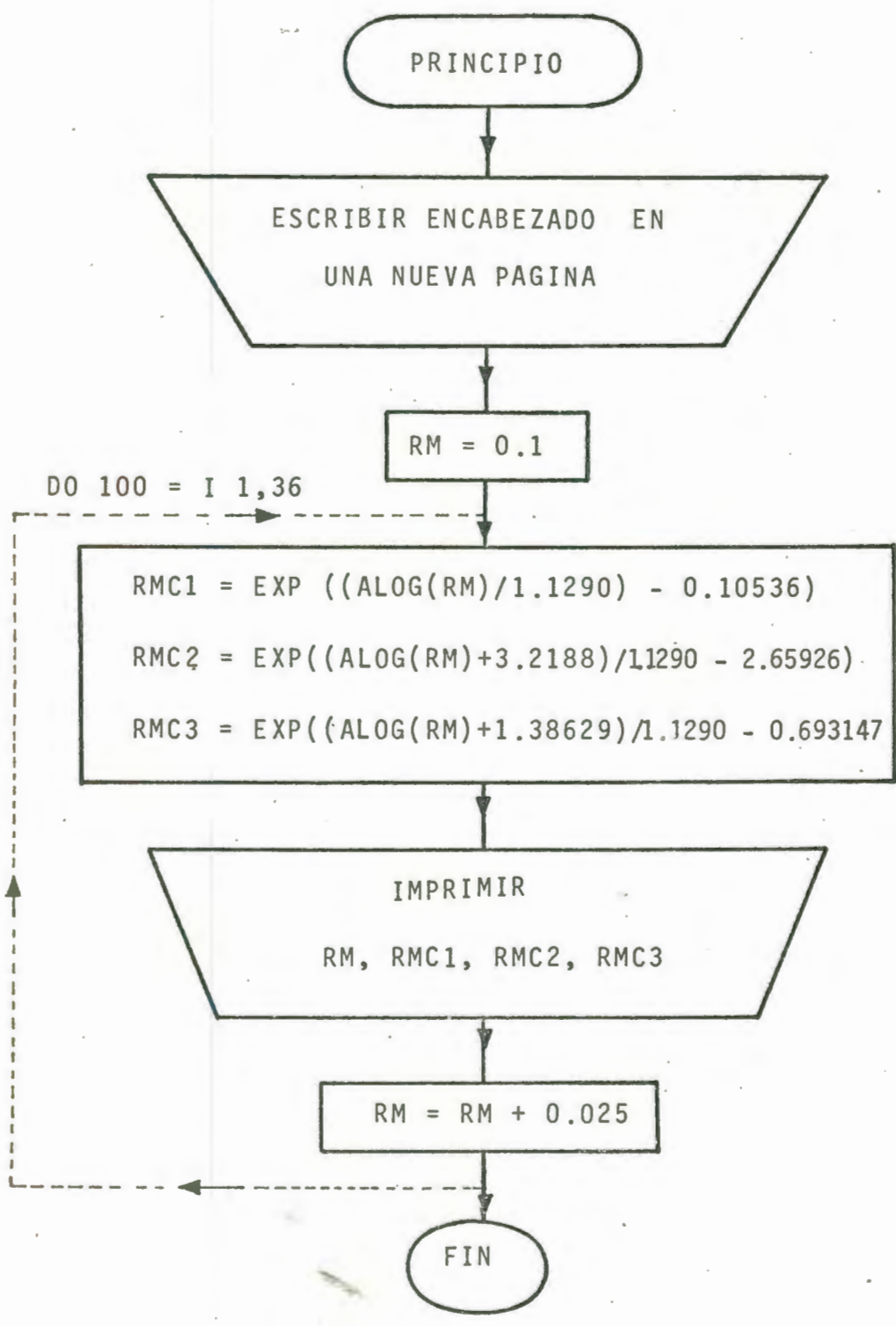
PROFUNDIDAD	TEMPERATURA GRAD.=1.1/100.	TEMPERATURA GRAD.=1.2/100.	TEMPERATURA GRAD. 1.3/100.
5000.	135.0	140.0	145.0
5100.	136.1	141.2	146.3
5200.	137.2	142.3	147.6
5300.	138.3	143.6	148.9
5400.	139.4	144.8	150.2
5500.	140.5	146.0	151.5
5600.	141.6	147.2	152.8
5700.	142.7	148.3	154.1
5800.	143.8	149.6	155.4
5900.	144.9	150.8	156.7
6000.	146.0	152.0	158.0
6100.	147.1	153.2	159.3
6200.	148.2	154.3	160.6
6300.	149.3	155.6	161.9
6400.	150.3	156.7	164.2
6500.	151.5	158.0	164.5
6600.	152.6	159.2	165.8
6700.	153.7	160.3	167.1
6800.	154.8	161.6	168.4
6900.	155.8	162.7	169.7
7000.	157.0	164.0	171.0
7100.	158.1	165.2	172.3
7200.	159.2	166.3	173.6
7300.	160.3	167.6	174.9
7400.	161.3	168.7	176.2
7500.	162.5	170.0	177.5
7600.	163.6	171.2	178.8
7700.	164.7	172.3	180.1

7800.	165.8	173.6	181.4
7900.	166.8	174.7	182.7
8000.	168.0	176.0	184.0
8100.	169.1	177.2	185.3
8200.	170.2	178.3	186.6
8300.	171.3	179.6	187.9
8400.	172.3	180.7	189.2
8500.	173.5	182.0	190.5
8600.	174.6	183.2	191.8
8700.	175.7	184.3	193.1
8800.	176.8	185.6	194.4
8900.	177.8	186.7	195.7
9000.	179.0	188.0	197.0
9100.	180.1	189.2	198.3
9200.	181.3	190.3	199.6
9300.	182.3	191.6	200.9
9400.	183.3	192.7	202.2
9500.	184.5	194.0	203.5
9600.	185.6	195.1	204.8
9700.	186.7	196.3	206.1
9800.	187.8	197.6	207.4
9900.	188.8	198.7	208.7
10000.	190.0	200.0	210.0
10100.	191.1	201.1	211.3
10200.	192.2	202.3	212.6
10300.	193.3	203.6	213.9

// XfQ

APENDICE "B"  
PROGRAMA PARA CALCULAR RMC

```
//FOR
*ONE WORD INTEGERS
*LIST SOURCE PROGRAM
*IOCS(CARD,1132 PRINTER)
    WRITE (3,101)
101 FORMAT (1H1,2X,'RM',8X,3('RMF',7X),//10X,'10 LB/GAL
111 LB/GAL 12 LB/GAL',/)
    RM=0.1
    DO 100 I=1,50
        RMC1= EXP((ALOG(RM)/1.1290)-0.10536)
        RMC2= EXP((ALOG(RM)+3.2188)/1.1290-2.65926)
        RMC3= EXP((ALOG(RM)+1.38629)/1.1290-0.693147)
        WRITE (3,102)RM,RMC1,RMC2,RMC3
102 FORMAT (F7.3,4X,4X,4(F7.5,3X),/)
100 RM=RM+0.015
    CALL EXIT
END
```



RMC	RMC 10 LB/GAL	RMC 11 LB/GAL	RMC 12 LB/GAL
0.100	0.11708	0.15759	0.22207
0.114	0.13251	0.17836	0.25133
0.129	0.14771	0.19882	0.28016
0.144	0.16271	0.21901	0.30862
0.159	0.17754	0.23896	0.33673
0.174	0.19220	0.25870	0.36455
0.180	0.20673	0.27825	0.39210
0.204	0.22112	0.29762	0.41940
0.219	0.23539	0.31683	0.44647
0.234	0.24955	0.33589	0.47333
0.249	0.26361	0.35482	0.49999
0.264	0.27758	0.37361	0.52648
0.279	0.29145	0.39228	0.55279
0.294	0.30524	0.41084	0.57894
0.309	0.31894	0.42929	0.60494
0.324	0.33258	0.44764	0.63080
0.339	0.34614	0.46589	0.65652
0.354	0.35963	0.48405	0.68211
0.369	0.37306	0.50213	0.70758
0.384	0.38642	0.52012	0.73293
0.399	0.39973	0.53803	0.75816
0.414	0.41298	0.55586	0.78329
0.429	0.42617	0.57362	0.80832
0.444	0.43932	0.59131	0.83324
0.459	0.45241	0.60893	0.85808
0.474	0.46545	0.62649	0.88281
0.489	0.47845	0.64398	0.90746
0.504	0.49140	0.66141	0.93202
0.519	0.50430	0.67878	0.95650
0.534	0.51717	0.69609	0.98090
0.549	0.52999	0.71335	1.00522
0.564	0.54277	0.73056	1.02947
0.579	0.55552	0.74771	1.05364
0.594	0.56822	0.76482	1.07774
0.609	0.58089	0.78187	1.10177
0.624	0.59353	0.79888	1.12574
0.629	0.60613	0.81584	1.14964
0.654	0.61870	0.83275	1.17347
0.669	0.63123	0.84962	1.19724
0.684	0.64373	0.86645	1.22095
0.699	0.65620	0.88323	1.24461



0.714	0.66864	0.89997	1.26820
0.729	0.68105	0.91668	1.29174
0.744	0.69343	0.93334	1.31522
0.759	0.70578	0.94997	1.33865
0.774	0.71811	0.96656	1.38202
0.789	0.73040	0.98311	1.38535
0.804	0.74268	0.99962	1.40862
0.819	0.75492	1.01611	1.43185
0.834	0.76714	1.03255	1.45502

## NOMENCLATURA

- RM = Resistividad del lodo de perforación.
- RMC1 = Resistividad de la costra con peso de lo  
do de 10.0 # /gal.
- RMC2 = Resistividad de la costra con peso de lo  
do de 11.0 #/gal.
- RMC3 = Resistividad de la costra con peso de lo  
do de 12.0 #/gal.

APENDICE "B1"

112

PROGRAMA PARA CALCULAR RMF

II FOR

\*ONE WORD INTEGERS

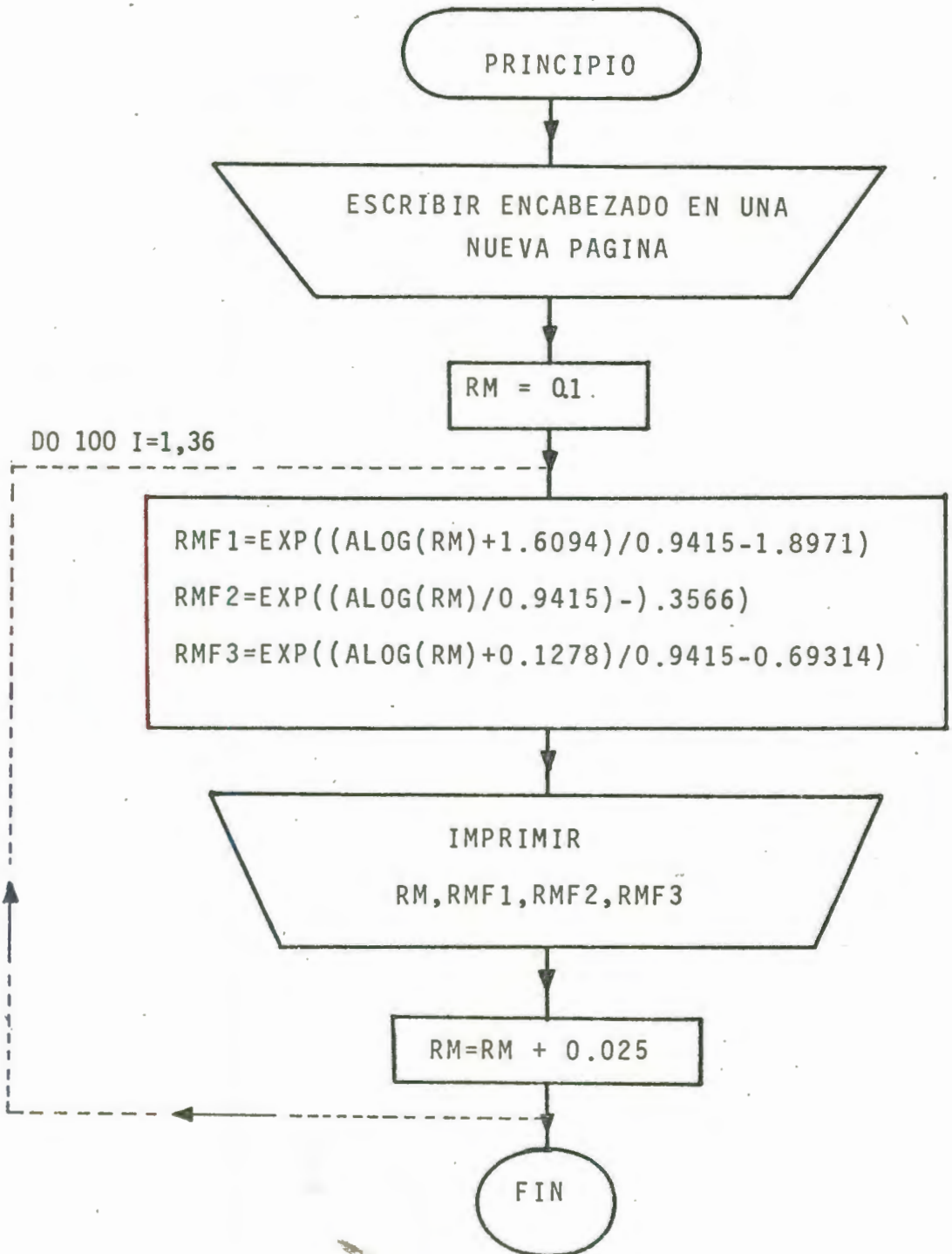
\*IOCS (CARD,1132 PRINTER)

\*LIST SOURCE PROGRAM

```

WRITE (3,101)
101 FORMAT (1H1,2X,'RM',8X,3('RMF',7X),//10X,'10 LB/GAL
111 LB/GAL 12 LB/GAL',/)
RM=0.1
DO 100 I=1,50
RMF1= EXP((ALOG(RM)+1.6094)/0.9415-1.8971)
RMF2= EXP((ALOG(RM)/0.9415)-0.3566)
RMF3= EXP((ALOG(RM)+0.1278)/0.9415-0.69314)
WRITE (3,102)RMF1,RMF2,RMF3
102 FORMAT (F7.3,4X,4(F7.5,3X),/)
100 RM=RM+0.015
CALL EXIT
END

```



RM	RMF 10 LB/GAL	RMF 11 LB/GAL	RMF 12 LB/GAL
0.100	0.07133	0.06067	0.04963
0.114	0.08333	0.07038	0.05757
0.129	0.09492	0.08017	0.06558
0.144	0.10659	0.09003	0.07365
0.159	0.11834	0.09995	0.08176
0.174	0.13016	0.10993	0.08993
0.189	0.14204	0.11996	0.09814
0.204	0.15398	0.13005	0.10639
0.219	0.16597	0.14018	0.11468
0.234	0.17802	0.15035	0.12300
0.249	0.19011	0.16056	0.13135
0.264	0.20225	0.17082	0.13974
0.279	0.21443	0.18110	0.14816
0.294	0.22665	0.19142	0.15660
0.309	0.23891	0.20178	0.16507
0.324	0.25120	0.21217	0.17357
0.339	0.26354	0.22258	0.18209
0.354	0.27590	0.23303	0.19063
0.369	0.28830	0.24350	0.19920
0.384	0.30073	0.25400	0.20779
0.399	0.31319	0.26452	0.21640
0.414	0.32568	0.27507	0.22502
0.429	0.33820	0.28564	0.23367
0.444	0.35074	0.29623	0.24234
0.459	0.36331	0.30685	0.25103
0.474	0.37591	0.31749	0.25973
0.489	0.38853	0.32815	0.26845
0.504	0.40117	0.33883	0.27719
0.519	0.41384	0.34953	0.28594
0.534	0.42653	0.36025	0.29471
0.549	0.43925	0.37098	0.30349
0.564	0.45198	0.38174	0.31229
0.579	0.46474	0.39251	0.32110
0.594	0.47751	0.40330	0.32993
0.609	0.49031	0.41411	0.33877
0.624	0.50312	0.42493	0.34763
0.639	0.51596	0.43577	0.35650
0.654	0.52881	0.44663	0.36538
0.669	0.54168	0.45750	0.37427

0.684	0.55457	0.46839	0.38318
0.699	0.56748	0.47929	0.39210
0.714	0.58041	0.49021	0.40103
0.729	0.59335	0.50114	0.40997
0.744	0.60631	0.51208	0.41892
0.759	0.61928	0.52304	0.42789
0.774	0.63227	0.53401	0.43686
0.789	0.64528	0.54499	0.44585
0.804	0.65830	0.55599	0.45484
0.819	0.67133	0.56700	0.46385
0.834	0.68438	0.57803	0.47287

## NOMENCLATURA

- RM = Resistividad del lodo de perforación.
- RMF1 = Resistividad del filtrado con peso de lodo de 10.0 #/gal.
- RMF2 = Resistividad del filtrado con peso de lodo de 11.0 #/gal.
- RMF3 = Resistividad del filtrado con peso de lodo de 12.0 #/gal.

PROGRAMA PARA CALCULAR RW

// FOR

\*ONE WORD INTEGERS

\*LIST SOURCE PROGRAM

\*EXTENDED PRECISION

```

SUBROUTINE RW(X,Y,XIN,YIN)
DIMENSION X(23),Y(23)
XIN=EXP(XIN)
DO 4 JI=3,22
IF(XIN-X(JI))6,5,4
4 CONTINUE
5 YIN=Y(JI)
GO TO 7
6 X1=X(JI-2)
X2=X(JI-1)
X3=X(JI)
X4=X(JI+1)
Y1=Y(JI-2)
Y2=Y(JI-1)
Y3=Y(JI)
Y4=Y(JI+1)
S1=(XIN-X2)*(XIN-X3)*(XIN-X4)/((X1-X2)*(X1-X3)*(X1-X4))
S2=(XIN-X1)*(XIN-X2)*(XIN-X4)/((X2-X1)*(X2-X3)*(X2-X4))
S3=(XIN-X1)*(XIN-X2)*(XIN-X4)/((X3-X1)*(X3-X2)*(X3-X4))
S4=(XIN-X1)*(XIN-X2)*(XIN-X3)/((X4-X1)*(X4-X2)*(X4-X3))
YIN=S1*Y1+S2*Y2+S3*Y3+S4*Y4
7 XIN=XPROX(ALOG(XIN),6)
YIN=XPROX(ALOG(YIN),6)
RETURN
END
    
```





## II FOR

\*ONE WORD INTEGERS

\*LIST SOURCE PROGRAM

\*EXTENDED PRECISION

\*IOCS (CARD,1132 PRINTER)

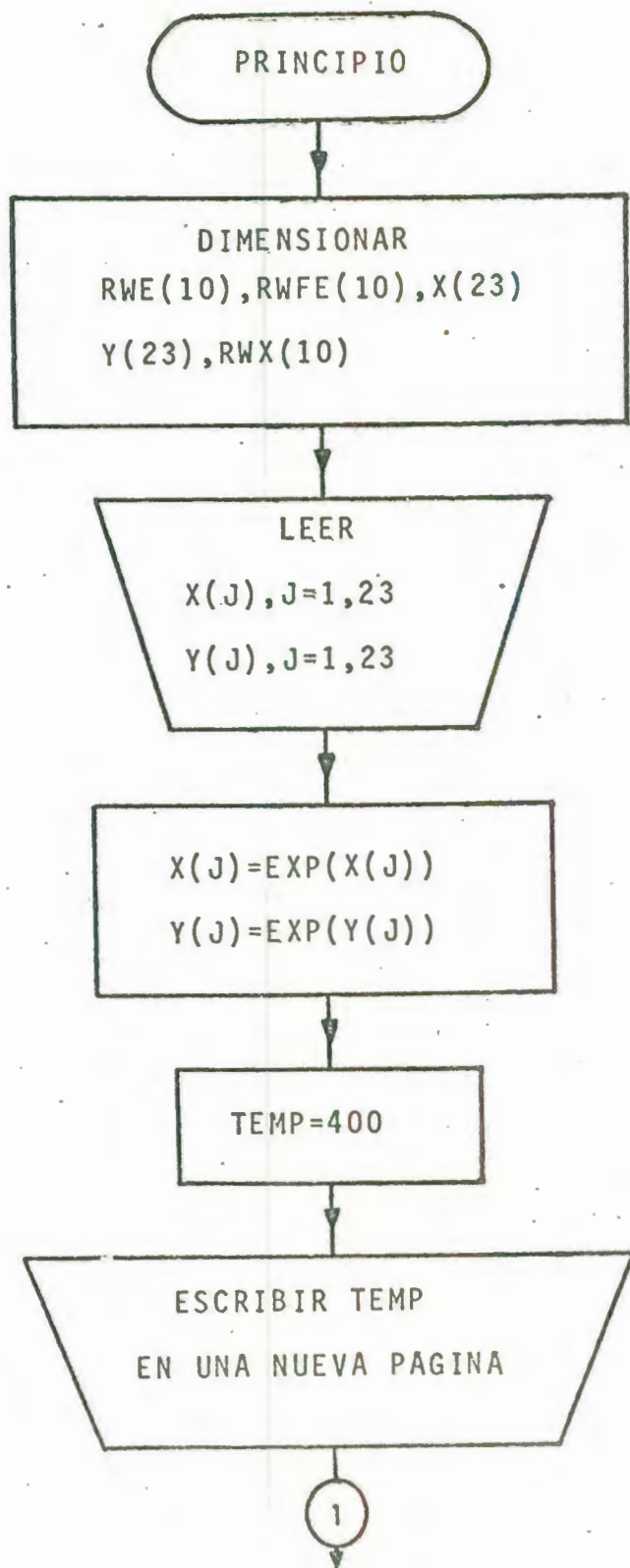
```

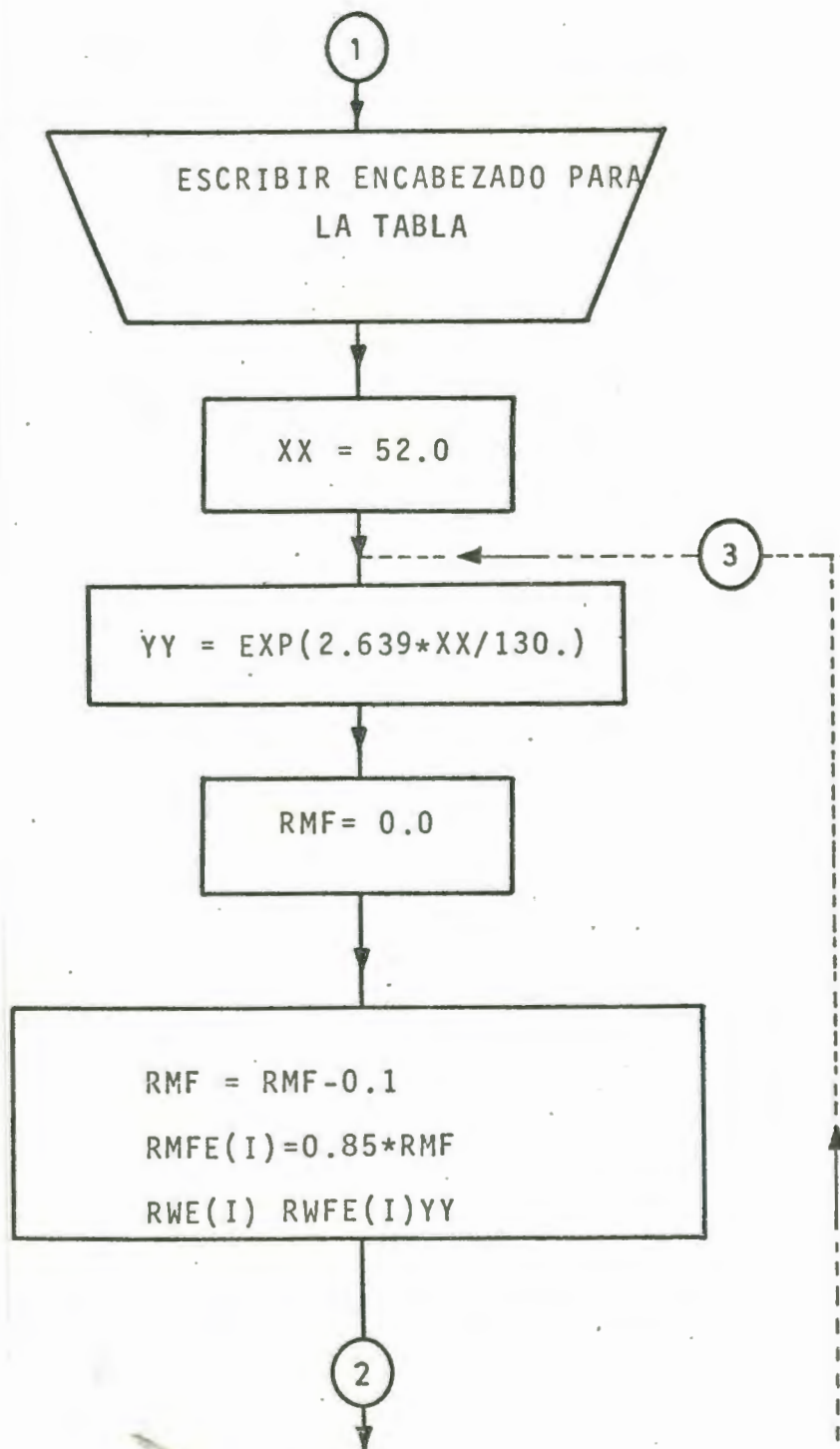
·DIMENSION X1(18),Y1(18),X2(22),Y2(22),RWE(10),RRW(10),RMFE(10),
1ZZ(10),QQ(10),P(10),W(10),TTZ(8), RWX1(10),RWX2(10)
  READ (2,88) TTZ
88 FORMAT(F10.0)
  READ (2,99) (X1(J),J=1,18)
  READ (2,99) (Y1(J),J=1,18)
99 FORMAT (5F10.0)
  READ (2,100) (X2(J),J=1,22)
  READ (2,100) (X2(J),J=1,22)
100 FORMAT (5F10.0)
  DO 888 J=1,18
  X1(J) = EXP(X1(J))
888 Y1(J) = EXP(Y1(J))
  DO 999 J=1,22
  X2(J) = EXP (X2(J))
999 Y2(J) = EXP(Y2(J))
  DO 4 ITTZ=1,8
  TT=TTZ(ITTZ)
  TEMP =TT
  WRITE(3,5)TEMP
5 FORMAT('1',/' TEMPERATURA = 'F6.2' F.')
```

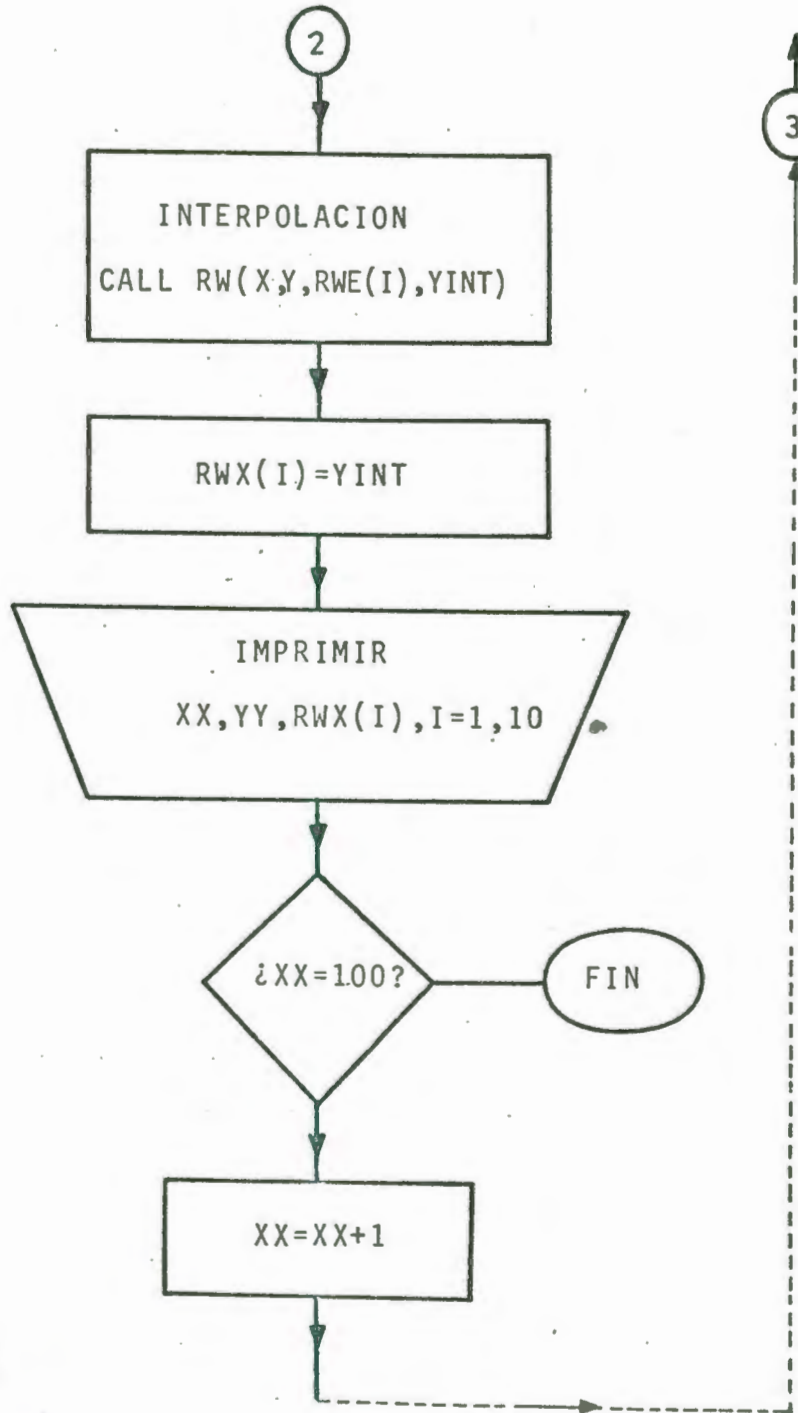
```

  WRITE(3,499)
499 FORMAT(6X,'SP',7X,'RMFF',7X,'RMF',7X,'RMF',7X'RMF',7X'RMF',7X'RMF',7X,
1'RMF',7X'RMF',7X'RMF',7X'RMF',7X'RMF',7X'RMF',/15X,'----',/
216X,'RWE',7X,'0.1',7X,'0.2',7X,'0.3',7X,'0.4',7X,'0.5',7X,'0.6',
37X,'0.7',7X,'0.8',7X,'0.9',7X,'1.0',//26X,'RW',8X,'RW',8X,'RW',
48X,'RW',8X,'RW',8X,'RW',8X,'RW',8X,'RW',8X,'RW',8X'RW',//)
```

```
T100 = A
A = -0.0312
T200 = U
U = -0.0264
R = -0.000048
B = TT-99
S = A-(B-1.)*R
XX = -52.
7 YY = EXP(S*XX)
RMF = 0.0
DO 1 I=1.10
RMF = RMF+0.1
RMFE(I)=0.85*RMF
RWE(I)=RMFE(I)/YY
CALL RW(X1,Y1,RWE(I),Y1INT)
RWX1(I)=Y1INT
Z = Y1INT
ZZ(I) = ALOG(Z)
CALL RW(X2,Y2,RWE(I),Y2INT)
RWX2(I)=Y2INT
Q = Y2INT
QQ(I) = ALOG(Q)
P(I) = (ZZ(I)-QQ(I))/100.*(TT-100.)
W(I) = ZZ(I)-P(I)
RRW(I) = EXP(W(I))
1 CONTINUE
WRITE(3,2) XX,YY,(RRW(I),I=1,10)
2 FORMAT(12F10.4)
XY = -100.
IF(XX-XY)4,4,3
3 XX = XX-1.
GO TO 7
4 CONTINUE
CALL EXIT
END
```







		0.1	0.2	0.3	0.4	0.5	0.6	0.7	0.8	0.9	1.0
		RW	RW	RW	RW	RW	RW	RW	RW	RW	RW
-50.0000	5.0652	0.0372	0.0518	0.0673	0.0824	0.0972	0.1151	0.1356	0.1566	0.1758	0.1896
-51.0000	5.2257	0.0347	0.0509	0.0657	0.0805	0.0949	0.1115	0.1311	0.1515	0.1710	0.1854
-52.0000	5.3013	0.0363	0.0502	0.0642	0.0789	0.0927	0.1081	0.1267	0.1465	0.1658	0.1813
-53.0000	5.3822	0.0360	0.0494	0.0627	0.0772	0.0906	0.1049	0.1226	0.1416	0.1606	0.1773
-54.0000	5.4705	0.0356	0.0486	0.0613	0.0755	0.0885	0.1019	0.1186	0.1369	0.1555	0.1729
-55.0000	5.5602	0.0353	0.0478	0.0599	0.0738	0.0865	0.0992	0.1148	0.1323	0.1504	0.1677
-56.0000	5.6520	0.0350	0.0470	0.0586	0.0722	0.0846	0.0968	0.1113	0.1279	0.1454	0.1626
-57.0000	5.7465	0.0347	0.0462	0.0574	0.0707	0.0827	0.0945	0.1079	0.1237	0.1406	0.1574
-58.0000	5.8417	0.0345	0.0455	0.0563	0.0691	0.0809	0.0924	0.1047	0.1197	0.1359	0.1523
-59.0000	5.9372	0.0342	0.0448	0.0553	0.0676	0.0792	0.0902	0.1017	0.1159	0.1313	0.1473
-60.0000	6.0319	0.0340	0.0440	0.0544	0.0660	0.0774	0.0882	0.0990	0.1122	0.1270	0.1424
-61.0000	6.1291	0.0337	0.0434	0.0535	0.0645	0.0757	0.0862	0.0967	0.1088	0.1228	0.1376
-62.0000	6.2254	0.0335	0.0427	0.0526	0.0630	0.0741	0.0843	0.0944	0.1056	0.1188	0.1330
-63.0000	6.3208	0.0332	0.0421	0.0518	0.0616	0.0725	0.0824	0.0922	0.1025	0.1150	0.1286
-64.0000	6.4164	0.0330	0.0414	0.0509	0.0602	0.0709	0.0806	0.0901	0.0997	0.1114	0.1244
-65.0000	6.5121	0.0328	0.0408	0.0502	0.0589	0.0694	0.0789	0.0881	0.0973	0.1081	0.1203
-66.0000	6.6077	0.0325	0.0403	0.0494	0.0577	0.0678	0.0772	0.0861	0.0950	0.1049	0.1164
-67.0000	6.7032	0.0323	0.0397	0.0486	0.0565	0.0663	0.0755	0.0842	0.0928	0.1019	0.1120
-68.0000	6.7987	0.0321	0.0392	0.0478	0.0555	0.0647	0.0738	0.0823	0.0907	0.0992	0.1093
-69.0000	6.8932	0.0319	0.0387	0.0470	0.0546	0.0632	0.0722	0.0805	0.0886	0.0968	0.1061
-70.0000	6.9876	0.0317	0.0382	0.0462	0.0537	0.0618	0.0707	0.0788	0.0866	0.0945	0.1030
-71.0000	7.0819	0.0315	0.0377	0.0455	0.0528	0.0604	0.0691	0.0771	0.0847	0.0923	0.1001
-72.0000	7.1762	0.0313	0.0373	0.0448	0.0519	0.0591	0.0676	0.0754	0.0828	0.0902	0.0977
-73.0000	7.2705	0.0311	0.0368	0.0440	0.0511	0.0578	0.0660	0.0737	0.0810	0.0882	0.0954
-74.0000	7.3648	0.0309	0.0364	0.0434	0.0503	0.0567	0.0645	0.0721	0.0793	0.0862	0.0932
-75.0000	7.4591	0.0307	0.0360	0.0427	0.0496	0.0557	0.0630	0.0706	0.0775	0.0843	0.0910
-76.0000	7.5534	0.0306	0.0357	0.0421	0.0488	0.0547	0.0616	0.0690	0.0759	0.0824	0.0889
-77.0000	7.6477	0.0304	0.0354	0.0414	0.0480	0.0538	0.0602	0.0675	0.0742	0.0806	0.0869
-78.0000	7.7420	0.0303	0.0351	0.0408	0.0472	0.0529	0.0589	0.0659	0.0726	0.0789	0.0850
-79.0000	7.8363	0.0301	0.0348	0.0403	0.0464	0.0521	0.0577	0.0644	0.0710	0.0771	0.0831
-80.0000	7.9306	0.0300	0.0345	0.0397	0.0456	0.0513	0.0565	0.0629	0.0694	0.0755	0.0813
-81.0000	8.0249	0.0299	0.0343	0.0392	0.0449	0.0505	0.0555	0.0615	0.0679	0.0738	0.0795
-82.0000	8.1192	0.0298	0.0340	0.0387	0.0442	0.0497	0.0546	0.0601	0.0664	0.0722	0.0778
-83.0000	8.2135	0.0296	0.0338	0.0382	0.0435	0.0489	0.0537	0.0588	0.0648	0.0706	0.0761
-84.0000	8.3078	0.0295	0.0335	0.0377	0.0428	0.0481	0.0528	0.0576	0.0633	0.0691	0.0744
-85.0000	8.4021	0.0295	0.0333	0.0373	0.0422	0.0473	0.0519	0.0565	0.0619	0.0676	0.0728
-86.0000	8.4964	0.0294	0.0331	0.0368	0.0416	0.0465	0.0511	0.0554	0.0605	0.0660	0.0712
-87.0000	8.5907	0.0293	0.0328	0.0364	0.0410	0.0458	0.0503	0.0545	0.0592	0.0645	0.0697
-88.0000	8.6850	0.0292	0.0326	0.0360	0.0404	0.0450	0.0496	0.0536	0.0579	0.0630	0.0682
-89.0000	8.7793	0.0291	0.0324	0.0357	0.0398	0.0443	0.0488	0.0527	0.0567	0.0616	0.0660
-90.0000	8.8736	0.0291	0.0322	0.0354	0.0393	0.0436	0.0480	0.0519	0.0557	0.0602	0.0651
-91.0000	8.9679	0.0290	0.0319	0.0351	0.0388	0.0429	0.0472	0.0511	0.0548	0.0589	0.0633
-92.0000	9.0622	0.0290	0.0317	0.0348	0.0383	0.0423	0.0464	0.0503	0.0539	0.0576	0.0621
-93.0000	9.1565	0.0289	0.0315	0.0345	0.0378	0.0417	0.0456	0.0495	0.0530	0.0565	0.0607
-94.0000	9.2508	0.0289	0.0313	0.0343	0.0374	0.0411	0.0449	0.0487	0.0521	0.0555	0.0594
-95.0000	9.3451	0.0288	0.0311	0.0340	0.0369	0.0405	0.0442	0.0479	0.0513	0.0546	0.0581
-96.0000	9.4394	0.0288	0.0309	0.0338	0.0365	0.0399	0.0435	0.0471	0.0505	0.0536	0.0569
-97.0000	9.5337	0.0287	0.0308	0.0335	0.0361	0.0384	0.0422	0.0454	0.0487	0.0518	0.0550

		0.1	0.2	0.3	0.4	0.5	0.6	0.7	0.8	0.9	1.0
		RW	RW	RW	RW	RW	RW	RW	RW	RW	RW
-52.0000	4.9105	0.0349	0.0503	0.0660	0.0830	0.0999	0.1202	0.1417	0.1543	0.1823	0.2124
-53.0000	4.9665	0.0344	0.0494	0.0644	0.0811	0.0972	0.1165	0.1371	0.1589	0.1816	0.2053
-54.0000	5.1190	0.0340	0.0485	0.0630	0.0792	0.0948	0.1129	0.1327	0.1536	0.1752	0.1983
-55.0000	5.2761	0.0336	0.0477	0.0616	0.0773	0.0924	0.1094	0.1285	0.1486	0.1694	0.1915
-56.0000	5.4301	0.0332	0.0468	0.0603	0.0755	0.0902	0.1061	0.1244	0.1437	0.1638	0.1848
-57.0000	5.6051	0.0329	0.0460	0.0590	0.0737	0.0880	0.1030	0.1206	0.1390	0.1583	0.1783
-58.0000	5.7772	0.0325	0.0453	0.0579	0.0719	0.0859	0.1000	0.1168	0.1345	0.1531	0.1722
-59.0000	5.9545	0.0322	0.0445	0.0567	0.0702	0.0838	0.0973	0.1133	0.1302	0.1480	0.1665
-60.0000	6.1272	0.0319	0.0438	0.0556	0.0684	0.0818	0.0949	0.1098	0.1261	0.1432	0.1609
-61.0000	6.3252	0.0316	0.0430	0.0546	0.0668	0.0799	0.0925	0.1064	0.1222	0.1385	0.1556
-62.0000	6.5200	0.0313	0.0423	0.0535	0.0652	0.0780	0.0902	0.1033	0.1184	0.1341	0.1504
-63.0000	6.7202	0.0310	0.0416	0.0525	0.0637	0.0762	0.0880	0.1003	0.1147	0.1298	0.1455
-64.0000	6.9265	0.0308	0.0410	0.0516	0.0623	0.0744	0.0859	0.0976	0.1112	0.1257	0.1403
-65.0000	7.1391	0.0305	0.0403	0.0506	0.0609	0.0726	0.0839	0.0951	0.1078	0.1217	0.1352
-66.0000	7.3582	0.0302	0.0397	0.0497	0.0597	0.0708	0.0819	0.0927	0.1045	0.1160	0.1276
-67.0000	7.5942	0.0300	0.0391	0.0488	0.0585	0.0691	0.0799	0.0904	0.1015	0.1124	0.1236
-68.0000	7.8171	0.0299	0.0385	0.0480	0.0573	0.0674	0.0781	0.0882	0.0986	0.1088	0.1190
-69.0000	8.0571	0.0295	0.0379	0.0472	0.0562	0.0658	0.0762	0.0861	0.0961	0.1074	0.1170
-70.0000	8.3045	0.0293	0.0373	0.0464	0.0551	0.0643	0.0744	0.0841	0.0937	0.1042	0.1141
-71.0000	8.5504	0.0291	0.0368	0.0456	0.0541	0.0628	0.0727	0.0821	0.0914	0.1012	0.1112
-72.0000	8.8222	0.0289	0.0363	0.0448	0.0531	0.0614	0.0709	0.0801	0.0891	0.0983	0.1091
-73.0000	9.0921	0.0287	0.0358	0.0441	0.0521	0.0601	0.0691	0.0782	0.0870	0.0958	0.1058
-74.0000	9.3722	0.0285	0.0353	0.0433	0.0511	0.0589	0.0675	0.0764	0.0849	0.0934	0.1026
-75.0000	9.6600	0.0283	0.0348	0.0426	0.0502	0.0577	0.0659	0.0746	0.0829	0.0911	0.0997
-76.0000	9.9565	0.0281	0.0344	0.0419	0.0493	0.0566	0.0643	0.0728	0.0809	0.0889	0.0970
-77.0000	10.2622	0.0279	0.0340	0.0413	0.0484	0.0555	0.0629	0.0710	0.0790	0.0868	0.0946
-78.0000	10.5774	0.0277	0.0336	0.0406	0.0476	0.0545	0.0615	0.0693	0.0772	0.0847	0.0922
-79.0000	10.9021	0.0275	0.0332	0.0400	0.0468	0.0534	0.0602	0.0676	0.0753	0.0827	0.0900
-80.0000	11.2362	0.0274	0.0328	0.0393	0.0460	0.0524	0.0589	0.0660	0.0736	0.0807	0.0873
-81.0000	11.5810	0.0272	0.0325	0.0387	0.0452	0.0518	0.0578	0.0645	0.0718	0.0788	0.0857
-82.0000	11.9374	0.0270	0.0322	0.0381	0.0444	0.0505	0.0566	0.0630	0.0700	0.0770	0.0835
-83.0000	12.3070	0.0269	0.0319	0.0376	0.0437	0.0496	0.0555	0.0616	0.0683	0.0752	0.0817
-84.0000	12.6891	0.0267	0.0316	0.0370	0.0430	0.0487	0.0545	0.0603	0.0667	0.0734	0.0797
-85.0000	13.0710	0.0265	0.0313	0.0365	0.0423	0.0479	0.0535	0.0591	0.0651	0.0716	0.0779
-86.0000	13.4722	0.0264	0.0310	0.0360	0.0416	0.0471	0.0525	0.0579	0.0636	0.0698	0.0750
-87.0000	13.8959	0.0263	0.0307	0.0355	0.0409	0.0463	0.0515	0.0567	0.0622	0.0681	0.0742
-88.0000	14.3122	0.0262	0.0305	0.0350	0.0403	0.0455	0.0506	0.0557	0.0608	0.0665	0.0725
-89.0000	14.7517	0.0260	0.0302	0.0346	0.0397	0.0447	0.0497	0.0546	0.0596	0.0649	0.0707
-90.0000	15.2046	0.0259	0.0300	0.0341	0.0390	0.0440	0.0488	0.0536	0.0584	0.0634	0.0690
-91.0000	15.6714	0.0258	0.0298	0.0337	0.0384	0.0432	0.0479	0.0526	0.0572	0.0620	0.0673
-92.0000	16.1525	0.0257	0.0295	0.0333	0.0379	0.0425	0.0471	0.0516	0.0561	0.0607	0.0657
-93.0000	16.6484	0.0256	0.0293	0.0330	0.0373	0.0419	0.0463	0.0507	0.0550	0.0594	0.0642
-94.0000	17.1594	0.0255	0.0291	0.0326	0.0368	0.0412	0.0455	0.0497	0.0540	0.0582	0.0627
-95.0000	17.6864	0.0254	0.0289	0.0323	0.0362	0.0405	0.0447	0.0489	0.0530	0.0571	0.0613
-96.0000	18.2294	0.0253	0.0286	0.0320	0.0357	0.0399	0.0440	0.0480	0.0520	0.0560	0.0601
-97.0000	18.7891	0.0252	0.0284	0.0317	0.0353	0.0393	0.0433	0.0472	0.0510	0.0549	0.0588
-98.0000	19.3660	0.0251	0.0282	0.0314	0.0348	0.0387	0.0426	0.0464	0.0501	0.0539	0.0576
-99.0000	19.9605	0.0250	0.0281	0.0311	0.0344	0.0381	0.0419	0.0456	0.0492	0.0529	0.0565

TEMPERATURA = 100.00 F.  
 SP

RMF	RMF	RMF	RMF	RMF	RMF	RMF	RMF	RMF	RMF	RMF	RMF
0.0	0.1	0.2	0.3	0.4	0.5	0.6	0.7	0.8	0.9	1.0	
RW	RW	RW	RW	RW	RW	RW	RW	RW	RW	RW	

-52.0000	4.6398	0.0338	0.0497	0.0656	0.0836	0.1018	0.1228	0.1449	0.1690	0.1981	0.2279
-53.0000	4.9417	0.0334	0.0487	0.0639	0.0815	0.0988	0.1191	0.1403	0.1631	0.1901	0.2193
-54.0000	4.9997	0.0330	0.0478	0.0624	0.0796	0.0962	0.1155	0.1358	0.1576	0.1822	0.2108
-55.0000	5.1286	0.0325	0.0469	0.0610	0.0776	0.0937	0.1120	0.1315	0.1523	0.1748	0.2025
-56.0000	5.2929	0.0322	0.0461	0.0597	0.0757	0.0913	0.1086	0.1274	0.1473	0.1687	0.1944
-57.0000	5.4528	0.0318	0.0453	0.0585	0.0739	0.0890	0.1053	0.1235	0.1425	0.1629	0.1864
-58.0000	5.6185	0.0314	0.0445	0.0574	0.0721	0.0868	0.1021	0.1198	0.1379	0.1574	0.1786
-59.0000	5.7882	0.0311	0.0437	0.0563	0.0702	0.0846	0.0992	0.1161	0.1336	0.1521	0.1720
-60.0000	5.9621	0.0307	0.0430	0.0553	0.0694	0.0825	0.0965	0.1127	0.1294	0.1471	0.1660
-61.0000	6.1402	0.0304	0.0422	0.0543	0.0667	0.0805	0.0940	0.1092	0.1254	0.1423	0.1603
-62.0000	6.3228	0.0301	0.0415	0.0533	0.0650	0.0786	0.0916	0.1058	0.1216	0.1377	0.1549
-63.0000	6.5100	0.0298	0.0409	0.0523	0.0634	0.0767	0.0893	0.1027	0.1179	0.1334	0.1498
-64.0000	6.7019	0.0295	0.0402	0.0513	0.0619	0.0748	0.0870	0.0997	0.1144	0.1292	0.1449
-65.0000	6.8983	0.0293	0.0396	0.0503	0.0605	0.0730	0.0849	0.0969	0.1109	0.1252	0.1402
-66.0000	7.1000	0.0290	0.0389	0.0493	0.0593	0.0712	0.0828	0.0944	0.1075	0.1214	0.1357
-67.0000	7.3067	0.0288	0.0383	0.0484	0.0581	0.0693	0.0808	0.0920	0.1042	0.1177	0.1314
-68.0000	7.5181	0.0285	0.0377	0.0475	0.0570	0.0675	0.0788	0.0897	0.1011	0.1142	0.1274
-69.0000	7.7346	0.0283	0.0371	0.0466	0.0559	0.0658	0.0769	0.0874	0.0982	0.1107	0.1235
-70.0000	7.9561	0.0280	0.0365	0.0458	0.0549	0.0642	0.0750	0.0853	0.0955	0.1073	0.1197
-71.0000	8.1826	0.0278	0.0360	0.0450	0.0539	0.0626	0.0732	0.0832	0.0932	0.1041	0.1161
-72.0000	8.4140	0.0276	0.0355	0.0442	0.0530	0.0617	0.0714	0.0811	0.0908	0.1010	0.1126
-73.0000	8.6503	0.0274	0.0349	0.0434	0.0519	0.0599	0.0696	0.0792	0.0885	0.0981	0.1091
-74.0000	8.8915	0.0272	0.0344	0.0427	0.0509	0.0587	0.0678	0.0773	0.0863	0.0955	0.1058
-75.0000	9.1376	0.0270	0.0340	0.0420	0.0500	0.0576	0.0660	0.0754	0.0842	0.0931	0.1026
-76.0000	9.3886	0.0268	0.0335	0.0413	0.0490	0.0565	0.0644	0.0735	0.0821	0.0907	0.0997
-77.0000	9.6445	0.0266	0.0331	0.0406	0.0481	0.0554	0.0628	0.0717	0.0801	0.0884	0.0969
-78.0000	9.9053	0.0264	0.0327	0.0400	0.0472	0.0544	0.0614	0.0699	0.0782	0.0862	0.0944
-79.0000	10.1710	0.0262	0.0323	0.0393	0.0463	0.0534	0.0601	0.0681	0.0763	0.0841	0.0920
-80.0000	10.4417	0.0261	0.0319	0.0387	0.0455	0.0524	0.0588	0.0663	0.0744	0.0820	0.0896
-81.0000	10.7174	0.0259	0.0315	0.0381	0.0447	0.0514	0.0577	0.0647	0.0726	0.0800	0.0874
-82.0000	11.0000	0.0257	0.0312	0.0375	0.0439	0.0504	0.0566	0.0631	0.0708	0.0781	0.0852
-83.0000	11.2886	0.0255	0.0308	0.0369	0.0432	0.0495	0.0556	0.0616	0.0690	0.0762	0.0832
-84.0000	11.5821	0.0254	0.0305	0.0363	0.0425	0.0485	0.0545	0.0603	0.0672	0.0744	0.0811
-85.0000	11.8806	0.0253	0.0302	0.0358	0.0417	0.0476	0.0536	0.0591	0.0655	0.0725	0.0791
-86.0000	12.1840	0.0251	0.0299	0.0353	0.0411	0.0468	0.0526	0.0579	0.0639	0.0707	0.0772
-87.0000	12.4923	0.0249	0.0295	0.0348	0.0404	0.0459	0.0516	0.0568	0.0623	0.0689	0.0753
-88.0000	12.8055	0.0248	0.0294	0.0343	0.0397	0.0451	0.0506	0.0557	0.0609	0.0671	0.0735
-89.0000	13.1236	0.0246	0.0291	0.0338	0.0391	0.0443	0.0496	0.0547	0.0597	0.0654	0.0717
-90.0000	13.4467	0.0245	0.0288	0.0334	0.0385	0.0436	0.0487	0.0537	0.0585	0.0638	0.0699
-91.0000	13.7748	0.0244	0.0286	0.0332	0.0379	0.0428	0.0478	0.0527	0.0573	0.0623	0.0681
-92.0000	14.1079	0.0242	0.0283	0.0325	0.0373	0.0421	0.0469	0.0517	0.0563	0.0609	0.0663
-93.0000	14.4460	0.0241	0.0281	0.0321	0.0367	0.0414	0.0460	0.0507	0.0552	0.0596	0.0647
-94.0000	14.7891	0.0240	0.0279	0.0317	0.0361	0.0407	0.0452	0.0498	0.0542	0.0584	0.0631
-95.0000	15.1372	0.0238	0.0277	0.0314	0.0356	0.0401	0.0444	0.0488	0.0532	0.0573	0.0616
-96.0000	15.4903	0.0238	0.0274	0.0310	0.0351	0.0394	0.0436	0.0479	0.0522	0.0562	0.0603
-97.0000	15.8484	0.0237	0.0272	0.0307	0.0346	0.0388	0.0429	0.0470	0.0512	0.0552	0.0590



TEMPERATURA = 140.00 F.  
 SD RME

-----  
 RME 0.1 0.2 0.3 0.4 0.5 0.6 0.7 0.8 0.9 1.0  
 RW RW PW RW RW RW RW RW RW RW

-52.0000	4.5839	0.0329	0.0492	0.0653	0.0843	0.1038	0.1255	0.1483	0.1744	0.2107	0.2470
-53.0000	4.7201	0.0324	0.0492	0.0636	0.0822	0.1007	0.1217	0.1435	0.1681	0.2011	0.2362
-54.0000	4.8603	0.0320	0.0473	0.0620	0.0801	0.0978	0.1181	0.1389	0.1621	0.1918	0.2263
-55.0000	5.0048	0.0316	0.0464	0.0605	0.0781	0.0952	0.1147	0.1346	0.1565	0.1826	0.2165
-56.0000	5.1535	0.0312	0.0455	0.0591	0.0761	0.0926	0.1112	0.1305	0.1512	0.1746	0.2068
-57.0000	5.3064	0.0309	0.0446	0.0579	0.0742	0.0902	0.1078	0.1265	0.1462	0.1682	0.1973
-58.0000	5.4644	0.0304	0.0438	0.0568	0.0724	0.0879	0.1045	0.1227	0.1415	0.1622	0.1881
-59.0000	5.6264	0.0300	0.0430	0.0558	0.0706	0.0856	0.1014	0.1191	0.1370	0.1566	0.1791
-60.0000	5.7939	0.0297	0.0422	0.0548	0.0687	0.0835	0.0984	0.1156	0.1328	0.1513	0.1720
-61.0000	5.9650	0.0294	0.0415	0.0539	0.0668	0.0814	0.0957	0.1122	0.1287	0.1463	0.1657
-62.0000	6.1402	0.0290	0.0408	0.0529	0.0650	0.0793	0.0932	0.1087	0.1248	0.1416	0.1599
-63.0000	6.3258	0.0287	0.0401	0.0520	0.0633	0.0774	0.0907	0.1054	0.1211	0.1371	0.1544
-64.0000	6.5137	0.0285	0.0395	0.0511	0.0617	0.0754	0.0884	0.1022	0.1175	0.1328	0.1493
-65.0000	6.7079	0.0282	0.0388	0.0500	0.0602	0.0735	0.0862	0.0992	0.1141	0.1288	0.1444
-66.0000	6.9065	0.0279	0.0382	0.0491	0.0589	0.0717	0.0840	0.0964	0.1106	0.1249	0.1398
-67.0000	7.1119	0.0276	0.0376	0.0481	0.0577	0.0699	0.0818	0.0939	0.1072	0.1212	0.1354
-68.0000	7.3231	0.0274	0.0370	0.0471	0.0566	0.0679	0.0798	0.0914	0.1040	0.1176	0.1312
-69.0000	7.5407	0.0271	0.0364	0.0462	0.0556	0.0661	0.0778	0.0890	0.1009	0.1142	0.1272
-70.0000	7.7647	0.0269	0.0358	0.0453	0.0547	0.0644	0.0759	0.0867	0.0980	0.1107	0.1234
-71.0000	7.9955	0.0266	0.0352	0.0445	0.0537	0.0627	0.0740	0.0845	0.0953	0.1073	0.1197
-72.0000	8.2330	0.0264	0.0347	0.0436	0.0528	0.0611	0.0721	0.0824	0.0928	0.1041	0.1162
-73.0000	8.4777	0.0262	0.0342	0.0429	0.0519	0.0597	0.0703	0.0803	0.0903	0.1010	0.1128
-74.0000	8.7294	0.0260	0.0337	0.0421	0.0509	0.0584	0.0684	0.0783	0.0880	0.0980	0.1093
-75.0000	8.9899	0.0258	0.0332	0.0414	0.0499	0.0573	0.0665	0.0764	0.0858	0.0953	0.1060
-76.0000	9.2560	0.0256	0.0327	0.0407	0.0489	0.0563	0.0647	0.0745	0.0836	0.0928	0.1023
-77.0000	9.5210	0.0254	0.0322	0.0400	0.0479	0.0553	0.0631	0.0726	0.0815	0.0904	0.0998
-78.0000	9.7912	0.0252	0.0318	0.0394	0.0470	0.0543	0.0615	0.0708	0.0794	0.0881	0.0969
-79.0000	10.1059	0.0251	0.0314	0.0387	0.0461	0.0534	0.0600	0.0689	0.0775	0.0858	0.0943
-80.0000	10.4061	0.0249	0.0310	0.0381	0.0452	0.0524	0.0587	0.0670	0.0755	0.0836	0.0918
-81.0000	10.7153	0.0247	0.0306	0.0375	0.0443	0.0515	0.0576	0.0652	0.0736	0.0815	0.0894
-82.0000	11.0337	0.0245	0.0303	0.0369	0.0435	0.0505	0.0565	0.0635	0.0718	0.0795	0.0871
-83.0000	11.3516	0.0244	0.0299	0.0363	0.0427	0.0495	0.0555	0.0619	0.0700	0.0775	0.0849
-84.0000	11.6991	0.0242	0.0296	0.0357	0.0420	0.0485	0.0545	0.0604	0.0680	0.0756	0.0828
-85.0000	12.0469	0.0240	0.0293	0.0352	0.0413	0.0476	0.0536	0.0590	0.0662	0.0737	0.0807
-86.0000	12.4047	0.0239	0.0289	0.0346	0.0406	0.0466	0.0527	0.0579	0.0644	0.0718	0.0787
-87.0000	12.7733	0.0237	0.0286	0.0341	0.0399	0.0457	0.0517	0.0568	0.0628	0.0700	0.0767
-88.0000	13.1529	0.0235	0.0284	0.0336	0.0393	0.0449	0.0507	0.0557	0.0612	0.0681	0.0748
-89.0000	13.5436	0.0234	0.0281	0.0331	0.0386	0.0440	0.0497	0.0548	0.0593	0.0662	0.0729
-90.0000	13.9461	0.0232	0.0278	0.0326	0.0380	0.0432	0.0487	0.0538	0.0585	0.0645	0.0711
-91.0000	14.3604	0.0231	0.0275	0.0322	0.0374	0.0424	0.0478	0.0529	0.0574	0.0628	0.0692
-92.0000	14.7871	0.0229	0.0273	0.0318	0.0368	0.0417	0.0468	0.0520	0.0563	0.0612	0.0673
-93.0000	15.2265	0.0228	0.0270	0.0314	0.0362	0.0410	0.0459	0.0510	0.0553	0.0598	0.0655
-94.0000	15.6789	0.0227	0.0268	0.0310	0.0356	0.0403	0.0451	0.0500	0.0543	0.0585	0.0638
-95.0000	16.1448	0.0225	0.0266	0.0306	0.0351	0.0397	0.0442	0.0490	0.0534	0.0574	0.0622
-96.0000	16.6245	0.0224	0.0263	0.0302	0.0345	0.0390	0.0434	0.0480	0.0525	0.0563	0.0600
-97.0000	17.1185	0.0223	0.0261	0.0299	0.0340	0.0384	0.0426	0.0471	0.0516	0.0553	0.0593

TEMPERATURA = 150.00 F.  
SD RMFE

RMF RMF RMF RMF RMF RMF RMF RMF RMF RMF RMF RMF  
RMF 0.1 0.2 0.3 0.4 0.5 0.6 0.7 0.8 0.9 1.0  
RW RW RW RW RW RW RW RW RW RW RW

-52.0000	4.4709	0.0320	0.0498	0.0653	0.0852	0.1061	0.1282	0.1521	0.1822	0.2262	0.2690
-53.0000	4.4014	0.0315	0.0478	0.0635	0.0830	0.1029	0.1244	0.1470	0.1738	0.2151	0.2568
-54.0000	4.7360	0.0311	0.0469	0.0617	0.0808	0.0998	0.1208	0.1423	0.1672	0.2041	0.2448
-55.0000	4.8744	0.0306	0.0459	0.0601	0.0797	0.0969	0.1173	0.1378	0.1611	0.1935	0.2336
-56.0000	5.0160	0.0302	0.0450	0.0596	0.0767	0.0942	0.1139	0.1336	0.1555	0.1832	0.2224
-57.0000	5.1634	0.0299	0.0441	0.0573	0.0748	0.0917	0.1106	0.1295	0.1502	0.1744	0.2113
-58.0000	5.3149	0.0294	0.0432	0.0552	0.0728	0.0892	0.1072	0.1257	0.1452	0.1678	0.2005
-59.0000	5.4695	0.0291	0.0423	0.0552	0.0709	0.0869	0.1039	0.1220	0.1406	0.1617	0.1899
-60.0000	5.6283	0.0287	0.0415	0.0543	0.0691	0.0846	0.1008	0.1185	0.1362	0.1560	0.1797
-61.0000	5.7928	0.0284	0.0408	0.0534	0.0672	0.0824	0.0978	0.1151	0.1321	0.1507	0.1721
-62.0000	5.9631	0.0281	0.0401	0.0525	0.0653	0.0803	0.0951	0.1118	0.1281	0.1457	0.1657
-63.0000	6.1373	0.0277	0.0394	0.0517	0.0634	0.0782	0.0925	0.1083	0.1244	0.1410	0.1597
-64.0000	6.3167	0.0274	0.0388	0.0509	0.0617	0.0762	0.0900	0.1050	0.1207	0.1366	0.1541
-65.0000	6.5012	0.0271	0.0392	0.0499	0.0601	0.0743	0.0876	0.1019	0.1173	0.1324	0.1489
-66.0000	6.6912	0.0268	0.0375	0.0489	0.0586	0.0724	0.0853	0.0989	0.1139	0.1285	0.1441
-67.0000	6.8867	0.0266	0.0369	0.0479	0.0573	0.0705	0.0831	0.0960	0.1105	0.1247	0.1395
-68.0000	7.0879	0.0263	0.0363	0.0469	0.0562	0.0686	0.0810	0.0934	0.1071	0.1211	0.1352
-69.0000	7.2950	0.0260	0.0357	0.0460	0.0552	0.0667	0.0789	0.0909	0.1039	0.1176	0.1311
-70.0000	7.5082	0.0258	0.0352	0.0450	0.0543	0.0648	0.0769	0.0885	0.1008	0.1142	0.1272
-71.0000	7.7276	0.0255	0.0346	0.0441	0.0534	0.0630	0.0749	0.0861	0.0978	0.1108	0.1234
-72.0000	7.9534	0.0253	0.0340	0.0432	0.0525	0.0613	0.0730	0.0839	0.0951	0.1074	0.1199
-73.0000	8.1857	0.0251	0.0335	0.0424	0.0517	0.0597	0.0711	0.0817	0.0925	0.1041	0.1164
-74.0000	8.4249	0.0249	0.0330	0.0416	0.0509	0.0583	0.0692	0.0796	0.0900	0.1010	0.1131
-75.0000	8.6711	0.0247	0.0325	0.0409	0.0499	0.0570	0.0673	0.0776	0.0876	0.0981	0.1097
-76.0000	8.9244	0.0245	0.0320	0.0402	0.0489	0.0560	0.0654	0.0756	0.0853	0.0953	0.1053
-77.0000	9.1857	0.0243	0.0315	0.0395	0.0479	0.0550	0.0636	0.0737	0.0831	0.0927	0.1031
-78.0000	9.4534	0.0241	0.0311	0.0389	0.0469	0.0541	0.0619	0.0718	0.0810	0.0902	0.1000
-79.0000	9.7298	0.0239	0.0307	0.0382	0.0460	0.0532	0.0607	0.0699	0.0789	0.0878	0.0971
-80.0000	10.0141	0.0238	0.0302	0.0376	0.0450	0.0523	0.0587	0.0680	0.0769	0.0855	0.0944
-81.0000	10.3067	0.0236	0.0299	0.0370	0.0441	0.0515	0.0574	0.0661	0.0749	0.0833	0.0916
-82.0000	10.6079	0.0234	0.0295	0.0364	0.0432	0.0506	0.0563	0.0642	0.0730	0.0812	0.0894
-83.0000	10.9178	0.0233	0.0291	0.0359	0.0424	0.0496	0.0553	0.0625	0.0711	0.0791	0.0870
-84.0000	11.2368	0.0231	0.0287	0.0352	0.0416	0.0486	0.0544	0.0608	0.0692	0.0770	0.0848
-85.0000	11.5651	0.0229	0.0284	0.0346	0.0409	0.0476	0.0535	0.0592	0.0673	0.0751	0.0828
-86.0000	11.9031	0.0228	0.0281	0.0341	0.0402	0.0467	0.0526	0.0578	0.0654	0.0731	0.0804
-87.0000	12.2500	0.0226	0.0278	0.0335	0.0395	0.0457	0.0518	0.0567	0.0636	0.0712	0.0784
-88.0000	12.6088	0.0224	0.0275	0.0330	0.0389	0.0448	0.0509	0.0557	0.0618	0.0694	0.0764
-89.0000	12.9777	0.0223	0.0272	0.0325	0.0382	0.0439	0.0500	0.0547	0.0602	0.0675	0.0744
-90.0000	13.3564	0.0221	0.0269	0.0320	0.0376	0.0430	0.0490	0.0538	0.0587	0.0656	0.0725
-91.0000	13.7467	0.0219	0.0266	0.0316	0.0370	0.0422	0.0480	0.0529	0.0574	0.0637	0.0706
-92.0000	14.1483	0.0218	0.0263	0.0311	0.0364	0.0414	0.0470	0.0521	0.0563	0.0620	0.0688
-93.0000	14.5617	0.0216	0.0261	0.0307	0.0359	0.0407	0.0460	0.0512	0.0553	0.0604	0.0668
-94.0000	14.9872	0.0215	0.0258	0.0303	0.0352	0.0400	0.0451	0.0503	0.0544	0.0588	0.0649
-95.0000	15.4251	0.0213	0.0256	0.0299	0.0346	0.0393	0.0442	0.0493	0.0535	0.0575	0.0631
-96.0000	15.8759	0.0212	0.0253	0.0295	0.0341	0.0387	0.0433	0.0483	0.0526	0.0564	0.0614
-97.0000	16.3397	0.0211	0.0251	0.0291	0.0335	0.0380	0.0425	0.0473	0.0517	0.0554	0.0598
-98.0000	16.8171	0.0209	0.0249	0.0288	0.0330	0.0374	0.0417	0.0464	0.0509	0.0544	0.0584

	RWF	RWF	RWF	RWF	RWF	RWF	RWF	RWF	RWF	RWF	RWF
	0.1	0.2	0.3	0.4	0.5	0.6	0.7	0.8	0.9	1.0	
	RW	RW	RW	RW	RW	RW	RW	RW	RW	RW	
-22.0000	4.2407	0.0311	0.0495	0.0655	0.0862	0.1085	0.1309	0.1562	0.1935	0.2448	0.2937
-21.0000	4.4959	0.0306	0.0475	0.0635	0.0839	0.1052	0.1271	0.1508	0.1820	0.2321	0.2806
-20.0000	4.6148	0.0302	0.0465	0.0617	0.0817	0.1020	0.1235	0.1458	0.1734	0.2196	0.2672
-19.0000	4.7474	0.0298	0.0455	0.0600	0.0795	0.0990	0.1200	0.1412	0.1666	0.2073	0.2540
-18.0000	4.8927	0.0294	0.0446	0.0584	0.0775	0.0960	0.1166	0.1368	0.1604	0.1953	0.2413
-17.0000	5.0240	0.0290	0.0436	0.0569	0.0754	0.0934	0.1133	0.1327	0.1547	0.1838	0.2286
-16.0000	5.1482	0.0284	0.0427	0.0557	0.0734	0.0908	0.1100	0.1288	0.1494	0.1745	0.2161
-15.0000	5.2162	0.0279	0.0418	0.0546	0.0715	0.0883	0.1066	0.1251	0.1445	0.1676	0.2039
-14.0000	5.2695	0.0273	0.0410	0.0537	0.0696	0.0859	0.1034	0.1215	0.1399	0.1613	0.1921
-13.0000	5.2665	0.0275	0.0402	0.0529	0.0677	0.0836	0.1003	0.1181	0.1356	0.1555	0.1807
-12.0000	5.2082	0.0271	0.0395	0.0521	0.0658	0.0814	0.0973	0.1148	0.1315	0.1502	0.1725
-11.0000	5.0945	0.0269	0.0388	0.0513	0.0638	0.0793	0.0945	0.1116	0.1277	0.1452	0.1650
-10.0000	4.9254	0.0265	0.0381	0.0505	0.0620	0.0772	0.0919	0.1081	0.1240	0.1406	0.1597
-9.0000	4.7016	0.0262	0.0375	0.0497	0.0602	0.0752	0.0894	0.1048	0.1205	0.1363	0.1540
-8.0000	4.4225	0.0259	0.0369	0.0488	0.0586	0.0732	0.0869	0.1016	0.1171	0.1322	0.1498
-7.0000	4.0988	0.0256	0.0363	0.0478	0.0571	0.0713	0.0846	0.0986	0.1139	0.1283	0.1439
-6.0000	3.7402	0.0253	0.0357	0.0468	0.0558	0.0694	0.0824	0.0957	0.1106	0.1246	0.1393
-5.0000	3.3574	0.0251	0.0351	0.0458	0.0548	0.0675	0.0802	0.0930	0.1071	0.1211	0.1351
-4.0000	2.9601	0.0248	0.0346	0.0449	0.0539	0.0655	0.0781	0.0905	0.1039	0.1177	0.1311
-3.0000	2.5596	0.0245	0.0340	0.0439	0.0530	0.0636	0.0761	0.0880	0.1008	0.1144	0.1272
-2.0000	2.1432	0.0243	0.0334	0.0430	0.0522	0.0618	0.0741	0.0857	0.0978	0.1111	0.1236
-1.0000	1.7030	0.0241	0.0329	0.0421	0.0514	0.0600	0.0721	0.0834	0.0949	0.1077	0.1201
0.0000	1.2309	0.0238	0.0323	0.0413	0.0506	0.0584	0.0702	0.0812	0.0923	0.1044	0.1167
1.0000	0.7345	0.0236	0.0318	0.0404	0.0499	0.0569	0.0683	0.0790	0.0898	0.1012	0.1135
2.0000	0.2247	0.0234	0.0313	0.0397	0.0490	0.0557	0.0664	0.0770	0.0873	0.0982	0.1101
3.0000	0.2810	0.0232	0.0309	0.0390	0.0480	0.0547	0.0644	0.0749	0.0850	0.0954	0.1067
4.0000	0.1062	0.0231	0.0304	0.0383	0.0470	0.0538	0.0626	0.0730	0.0827	0.0927	0.1035
5.0000	0.2478	0.0229	0.0300	0.0377	0.0460	0.0529	0.0608	0.0710	0.0806	0.0902	0.1004
6.0000	0.4249	0.0227	0.0296	0.0371	0.0450	0.0521	0.0591	0.0691	0.0784	0.0877	0.0974
7.0000	0.6137	0.0225	0.0291	0.0365	0.0441	0.0513	0.0576	0.0673	0.0764	0.0854	0.0946
8.0000	0.8104	0.0224	0.0288	0.0359	0.0431	0.0505	0.0562	0.0653	0.0744	0.0831	0.0920
9.0000	1.0191	0.0222	0.0284	0.0353	0.0423	0.0498	0.0551	0.0634	0.0724	0.0809	0.0895
10.0000	1.2398	0.0220	0.0280	0.0347	0.0414	0.0489	0.0542	0.0616	0.0705	0.0788	0.0870
11.0000	1.4728	0.0219	0.0276	0.0342	0.0406	0.0479	0.0533	0.0598	0.0686	0.0767	0.0847
12.0000	1.7177	0.0217	0.0273	0.0336	0.0398	0.0469	0.0524	0.0582	0.0667	0.0747	0.0825
13.0000	1.9749	0.0216	0.0270	0.0330	0.0391	0.0459	0.0517	0.0568	0.0647	0.0727	0.0803
14.0000	2.2373	0.0214	0.0267	0.0325	0.0385	0.0449	0.0509	0.0556	0.0628	0.0708	0.0782
15.0000	2.5045	0.0212	0.0263	0.0320	0.0378	0.0440	0.0501	0.0546	0.0611	0.0689	0.0761
16.0000	2.7791	0.0211	0.0260	0.0315	0.0372	0.0430	0.0493	0.0537	0.0594	0.0670	0.0741
17.0000	3.0591	0.0209	0.0257	0.0310	0.0366	0.0421	0.0483	0.0528	0.0578	0.0650	0.0722
18.0000	3.3437	0.0207	0.0255	0.0306	0.0360	0.0413	0.0473	0.0520	0.0564	0.0631	0.0703
19.0000	3.6320	0.0206	0.0252	0.0301	0.0354	0.0405	0.0463	0.0512	0.0553	0.0613	0.0684
20.0000	3.9240	0.0204	0.0249	0.0297	0.0348	0.0397	0.0453	0.0504	0.0543	0.0596	0.0665
21.0000	4.2205	0.0202	0.0247	0.0293	0.0343	0.0390	0.0444	0.0497	0.0534	0.0581	0.0645
22.0000	4.5209	0.0201	0.0244	0.0289	0.0337	0.0384	0.0434	0.0487	0.0526	0.0566	0.0626
23.0000	4.8243	0.0199	0.0242	0.0285	0.0331	0.0377	0.0425	0.0477	0.0518	0.0554	0.0608
24.0000	5.1307	0.0197	0.0240	0.0281	0.0325	0.0371	0.0417	0.0467	0.0510	0.0545	0.0592

TEMPERATURA = 120.00 F.  
 SP DVEE

	RWF	RWF	RWF	RWF	RWF	RWF	RWF	RWF	RWF	RWF
	0.1	0.2	0.3	0.4	0.5	0.6	0.7	0.8	0.9	1.0
RWF	RW	RW	RW	RW	RW	RW	RW	RW	RW	RW

-52.0000	4.2532	0.0303	0.0492	0.0658	0.0874	0.1111	0.1338	0.1610	0.2076	0.2668	0.3211
-53.0000	4.3732	0.0399	0.0472	0.0638	0.0850	0.1077	0.1299	0.1552	0.1945	0.2526	0.3073
-54.0000	4.4967	0.0294	0.0467	0.0619	0.0827	0.1044	0.1262	0.1498	0.1820	0.2384	0.2929
-55.0000	4.6227	0.0290	0.0452	0.0600	0.0805	0.1012	0.1227	0.1448	0.1731	0.2244	0.2783
-56.0000	4.7542	0.0295	0.0442	0.0583	0.0784	0.0982	0.1193	0.1402	0.1661	0.2107	0.2638
-57.0000	4.8904	0.0281	0.0433	0.0567	0.0762	0.0953	0.1160	0.1359	0.1598	0.1975	0.2495
-58.0000	5.0264	0.0278	0.0423	0.0552	0.0742	0.0926	0.1128	0.1319	0.1540	0.1848	0.2354
-59.0000	5.1682	0.0274	0.0414	0.0541	0.0722	0.0900	0.1096	0.1281	0.1487	0.1748	0.2214
-60.0000	5.3142	0.0270	0.0406	0.0531	0.0703	0.0875	0.1062	0.1245	0.1438	0.1677	0.2078
-61.0000	5.4642	0.0267	0.0397	0.0523	0.0693	0.0851	0.1030	0.1211	0.1393	0.1612	0.1947
-62.0000	5.6184	0.0262	0.0389	0.0515	0.0665	0.0828	0.0999	0.1178	0.1351	0.1553	0.1821
-63.0000	5.7772	0.0260	0.0382	0.0508	0.0645	0.0805	0.0969	0.1145	0.1311	0.1499	0.1732
-64.0000	5.9402	0.0257	0.0375	0.0501	0.0625	0.0784	0.0941	0.1114	0.1274	0.1449	0.1662
-65.0000	6.1072	0.0252	0.0369	0.0494	0.0606	0.0763	0.0914	0.1080	0.1238	0.1403	0.1599
-66.0000	6.2784	0.0250	0.0363	0.0486	0.0599	0.0742	0.0888	0.1047	0.1204	0.1361	0.1541
-67.0000	6.4577	0.0247	0.0357	0.0478	0.0572	0.0727	0.0864	0.1015	0.1171	0.1320	0.1488
-68.0000	6.6400	0.0244	0.0351	0.0468	0.0557	0.0703	0.0840	0.0985	0.1139	0.1282	0.1439
-69.0000	6.8275	0.0242	0.0346	0.0458	0.0544	0.0684	0.0818	0.0956	0.1107	0.1246	0.1394
-70.0000	7.0202	0.0239	0.0340	0.0448	0.0534	0.0665	0.0796	0.0928	0.1073	0.1212	0.1352
-71.0000	7.2184	0.0236	0.0334	0.0438	0.0526	0.0645	0.0774	0.0902	0.1040	0.1178	0.1312
-72.0000	7.4222	0.0234	0.0329	0.0429	0.0518	0.0625	0.0753	0.0877	0.1009	0.1146	0.1274
-73.0000	7.6317	0.0231	0.0323	0.0419	0.0510	0.0607	0.0733	0.0853	0.0979	0.1115	0.1239
-74.0000	7.8472	0.0229	0.0318	0.0411	0.0503	0.0589	0.0713	0.0830	0.0950	0.1081	0.1205
-75.0000	8.0687	0.0227	0.0313	0.0402	0.0496	0.0572	0.0694	0.0807	0.0923	0.1048	0.1171
-76.0000	8.2965	0.0225	0.0308	0.0394	0.0489	0.0557	0.0675	0.0786	0.0897	0.1016	0.1139
-77.0000	8.5307	0.0222	0.0303	0.0386	0.0481	0.0544	0.0656	0.0765	0.0872	0.0985	0.1108
-78.0000	8.7716	0.0221	0.0298	0.0379	0.0471	0.0534	0.0636	0.0744	0.0848	0.0956	0.1073
-79.0000	9.0192	0.0219	0.0294	0.0373	0.0461	0.0526	0.0617	0.0724	0.0825	0.0929	0.1041
-80.0000	9.2738	0.0217	0.0289	0.0365	0.0451	0.0518	0.0598	0.0705	0.0803	0.0903	0.1009
-81.0000	9.5354	0.0216	0.0285	0.0360	0.0442	0.0510	0.0581	0.0685	0.0781	0.0877	0.0979
-82.0000	9.8048	0.0214	0.0281	0.0355	0.0432	0.0500	0.0565	0.0667	0.0760	0.0853	0.0950
-83.0000	10.0816	0.0212	0.0277	0.0349	0.0423	0.0496	0.0551	0.0647	0.0740	0.0830	0.0923
-84.0000	10.3662	0.0211	0.0273	0.0343	0.0413	0.0489	0.0540	0.0627	0.0720	0.0808	0.0897
-85.0000	10.6589	0.0209	0.0270	0.0337	0.0405	0.0481	0.0530	0.0608	0.0701	0.0786	0.0872
-86.0000	10.9598	0.0208	0.0266	0.0332	0.0396	0.0471	0.0522	0.0590	0.0681	0.0765	0.0848
-87.0000	11.2692	0.0206	0.0262	0.0326	0.0388	0.0461	0.0514	0.0574	0.0663	0.0745	0.0825
-88.0000	11.5874	0.0204	0.0260	0.0321	0.0381	0.0452	0.0507	0.0559	0.0643	0.0725	0.0803
-89.0000	11.9145	0.0202	0.0256	0.0316	0.0375	0.0442	0.0500	0.0545	0.0623	0.0705	0.0782
-90.0000	12.2509	0.0201	0.0253	0.0310	0.0369	0.0432	0.0493	0.0535	0.0604	0.0686	0.0761
-91.0000	12.5967	0.0199	0.0250	0.0305	0.0362	0.0423	0.0486	0.0526	0.0597	0.0667	0.0740
-92.0000	12.9522	0.0198	0.0247	0.0301	0.0356	0.0414	0.0477	0.0518	0.0571	0.0647	0.0720
-93.0000	13.3180	0.0196	0.0244	0.0296	0.0351	0.0405	0.0467	0.0511	0.0555	0.0627	0.0701
-94.0000	13.6947	0.0194	0.0241	0.0292	0.0345	0.0396	0.0457	0.0504	0.0543	0.0609	0.0682
-95.0000	14.0806	0.0192	0.0239	0.0287	0.0339	0.0388	0.0447	0.0497	0.0533	0.0591	0.0663
-96.0000	14.4781	0.0191	0.0236	0.0283	0.0334	0.0381	0.0437	0.0490	0.0525	0.0574	0.0643



TEMPERATURA = 100.00 F.  
 SP

RWF 0.1 0.2 0.3 0.4 0.5 0.6 0.7 0.8 0.9 1.0  
 RW RW RW RW RW RW RW RW RW RW

-52.0000	4.0441	0.0249	0.0471	0.0667	0.0905	0.1158	0.1399	0.1734	0.2460	0.3221	0.3654
-53.0000	4.1563	0.0294	0.0465	0.0648	0.0879	0.1128	0.1357	0.1661	0.2292	0.3049	0.3609
-54.0000	4.2495	0.0290	0.0459	0.0629	0.0854	0.1098	0.1318	0.1595	0.2130	0.2873	0.3536
-55.0000	4.3859	0.0275	0.0449	0.0608	0.0830	0.1064	0.1282	0.1535	0.1974	0.2699	0.3376
-56.0000	4.5054	0.0271	0.0439	0.0598	0.0807	0.1032	0.1247	0.1481	0.1827	0.2526	0.3208
-57.0000	4.6281	0.0267	0.0429	0.0570	0.0784	0.1000	0.1214	0.1433	0.1732	0.2356	0.3035
-58.0000	4.7542	0.0263	0.0419	0.0553	0.0762	0.0970	0.1183	0.1388	0.1659	0.2191	0.2859
-59.0000	4.8837	0.0259	0.0410	0.0537	0.0741	0.0941	0.1152	0.1347	0.1593	0.2032	0.2685
-60.0000	5.0169	0.0255	0.0400	0.0522	0.0720	0.0914	0.1122	0.1308	0.1533	0.1882	0.2512
-61.0000	5.1535	0.0252	0.0391	0.0511	0.0700	0.0887	0.1090	0.1272	0.1480	0.1762	0.2342
-62.0000	5.2939	0.0248	0.0382	0.0503	0.0680	0.0861	0.1057	0.1238	0.1431	0.1686	0.2178
-63.0000	5.4381	0.0245	0.0374	0.0496	0.0661	0.0837	0.1025	0.1206	0.1387	0.1617	0.2020
-64.0000	5.5863	0.0242	0.0366	0.0489	0.0642	0.0813	0.0994	0.1174	0.1345	0.1555	0.1870
-65.0000	5.7385	0.0238	0.0358	0.0483	0.0622	0.0791	0.0964	0.1144	0.1307	0.1500	0.1756
-66.0000	5.8948	0.0235	0.0352	0.0478	0.0602	0.0769	0.0935	0.1114	0.1271	0.1449	0.1680
-67.0000	6.0554	0.0232	0.0346	0.0472	0.0583	0.0747	0.0908	0.1081	0.1237	0.1403	0.1612
-68.0000	6.2204	0.0229	0.0341	0.0466	0.0564	0.0726	0.0881	0.1048	0.1205	0.1361	0.1551
-69.0000	6.3899	0.0226	0.0335	0.0459	0.0549	0.0706	0.0856	0.1017	0.1173	0.1321	0.1495
-70.0000	6.5639	0.0223	0.0330	0.0450	0.0532	0.0686	0.0832	0.0986	0.1143	0.1285	0.1445
-71.0000	6.7428	0.0220	0.0324	0.0440	0.0519	0.0667	0.0809	0.0956	0.1113	0.1250	0.1400
-72.0000	6.9265	0.0218	0.0319	0.0430	0.0508	0.0648	0.0786	0.0928	0.1080	0.1217	0.1358
-73.0000	7.1152	0.0215	0.0314	0.0420	0.0501	0.0629	0.0764	0.0901	0.1047	0.1185	0.1318
-74.0000	7.3090	0.0212	0.0309	0.0410	0.0494	0.0608	0.0743	0.0874	0.1015	0.1154	0.1282
-75.0000	7.5082	0.0210	0.0303	0.0401	0.0488	0.0598	0.0722	0.0849	0.0985	0.1124	0.1247
-76.0000	7.7127	0.0208	0.0298	0.0392	0.0482	0.0570	0.0702	0.0825	0.0955	0.1093	0.1214
-77.0000	7.9229	0.0206	0.0293	0.0383	0.0476	0.0553	0.0682	0.0802	0.0927	0.1060	0.1183
-78.0000	8.1387	0.0203	0.0288	0.0374	0.0470	0.0537	0.0663	0.0780	0.0900	0.1027	0.1152
-79.0000	8.3605	0.0201	0.0283	0.0366	0.0464	0.0522	0.0644	0.0758	0.0874	0.0996	0.1122
-80.0000	8.5882	0.0199	0.0279	0.0359	0.0457	0.0511	0.0624	0.0737	0.0849	0.0966	0.1091
-81.0000	8.8222	0.0198	0.0274	0.0353	0.0447	0.0503	0.0604	0.0717	0.0825	0.0938	0.1057
-82.0000	9.0626	0.0196	0.0270	0.0347	0.0443	0.0496	0.0584	0.0697	0.0802	0.0910	0.1025
-83.0000	9.3095	0.0195	0.0266	0.0341	0.0427	0.0489	0.0566	0.0677	0.0779	0.0883	0.0994
-84.0000	9.5631	0.0193	0.0262	0.0335	0.0417	0.0483	0.0549	0.0658	0.0759	0.0858	0.0964
-85.0000	9.8237	0.0192	0.0258	0.0330	0.0407	0.0478	0.0534	0.0639	0.0737	0.0834	0.0935
-86.0000	10.0913	0.0190	0.0255	0.0325	0.0398	0.0472	0.0520	0.0619	0.0716	0.0810	0.0908
-87.0000	10.3652	0.0189	0.0251	0.0319	0.0389	0.0466	0.0509	0.0598	0.0696	0.0788	0.0881
-88.0000	10.6487	0.0187	0.0248	0.0314	0.0380	0.0459	0.0501	0.0579	0.0676	0.0766	0.0856
-89.0000	10.9389	0.0186	0.0244	0.0309	0.0372	0.0450	0.0494	0.0561	0.0657	0.0744	0.0832
-90.0000	11.2368	0.0184	0.0241	0.0304	0.0364	0.0440	0.0488	0.0545	0.0639	0.0724	0.0809
-91.0000	11.5420	0.0182	0.0238	0.0299	0.0357	0.0430	0.0482	0.0530	0.0618	0.0703	0.0786
-92.0000	11.8574	0.0181	0.0234	0.0293	0.0351	0.0420	0.0476	0.0516	0.0598	0.0684	0.0764
-93.0000	12.1805	0.0179	0.0231	0.0289	0.0345	0.0410	0.0471	0.0507	0.0579	0.0664	0.0743
-94.0000	12.5123	0.0178	0.0228	0.0284	0.0339	0.0401	0.0465	0.0499	0.0561	0.0645	0.0722
-95.0000	12.8532	0.0176	0.0225	0.0279	0.0333	0.0392	0.0457	0.0493	0.0544	0.0626	0.0702
-96.0000	13.2034	0.0174	0.0222	0.0275	0.0329	0.0383	0.0448	0.0486	0.0529	0.0605	0.0682
-97.0000	13.5631	0.0173	0.0220	0.0270	0.0323	0.0374	0.0438	0.0481	0.0516	0.0580	0.0653

TEMPERATURA = 200.00 F. RWF

RWF	RWF	RWF	RWF	RWF	RWF	RWF	RWF	RWF	RWF	RWF
0.1	0.2	0.3	0.4	0.5	0.6	0.7	0.8	0.9	1.0	
RW	RW	RW	RW	RW	RW	RW	RW	RW	RW	

-52.0000	3.9462	0.0283	0.0465	0.0673	0.0924	0.1182	0.1435	0.1829	0.2710	0.3548	0.3855
-52.0000	4.0519	0.0279	0.0460	0.0653	0.0897	0.1152	0.1390	0.1732	0.2522	0.3368	0.3829
-54.0000	4.1603	0.0273	0.0454	0.0634	0.0870	0.1123	0.1349	0.1657	0.2339	0.3180	0.3791
-55.0000	4.2716	0.0269	0.0448	0.0615	0.0845	0.1093	0.1311	0.1590	0.2163	0.2989	0.3718
-56.0000	4.3859	0.0264	0.0438	0.0594	0.0821	0.1059	0.1275	0.1530	0.1995	0.2798	0.3547
-57.0000	4.5032	0.0260	0.0428	0.0575	0.0797	0.1027	0.1242	0.1476	0.1839	0.2508	0.3366
-57.0000	4.5237	0.0256	0.0418	0.0556	0.0775	0.0996	0.1210	0.1427	0.1737	0.2423	0.3178
-57.0000	4.7474	0.0252	0.0409	0.0539	0.0753	0.0966	0.1179	0.1383	0.1661	0.2243	0.2987
-60.0000	4.8744	0.0249	0.0399	0.0523	0.0732	0.0937	0.1149	0.1343	0.1593	0.2071	0.2796
-61.0000	5.0048	0.0245	0.0389	0.0509	0.0711	0.0909	0.1120	0.1305	0.1533	0.1909	0.2607
-62.0000	5.1386	0.0242	0.0380	0.0497	0.0691	0.0882	0.1090	0.1270	0.1479	0.1775	0.2421
-63.0000	5.2741	0.0239	0.0371	0.0490	0.0671	0.0856	0.1056	0.1237	0.1430	0.1695	0.2242
-64.0000	5.4117	0.0235	0.0363	0.0483	0.0651	0.0832	0.1024	0.1205	0.1386	0.1624	0.2070
-65.0000	5.5522	0.0232	0.0355	0.0477	0.0633	0.0808	0.0993	0.1174	0.1345	0.1560	0.1908
-66.0000	5.7110	0.0229	0.0348	0.0472	0.0613	0.0785	0.0963	0.1145	0.1307	0.1503	0.1774
-67.0000	5.8789	0.0225	0.0342	0.0467	0.0592	0.0763	0.0934	0.1116	0.1272	0.1452	0.1694
-68.0000	6.0570	0.0222	0.0336	0.0461	0.0573	0.0741	0.0907	0.1084	0.1238	0.1406	0.1623
-69.0000	6.1817	0.0219	0.0330	0.0456	0.0554	0.0720	0.0880	0.1051	0.1207	0.1363	0.1560
-70.0000	6.3471	0.0216	0.0325	0.0450	0.0537	0.0700	0.0854	0.1019	0.1176	0.1324	0.1503
-71.0000	6.5169	0.0213	0.0320	0.0442	0.0522	0.0680	0.0829	0.0988	0.1146	0.1288	0.1452
-72.0000	6.6912	0.0210	0.0314	0.0432	0.0507	0.0660	0.0806	0.0959	0.1117	0.1254	0.1405
-73.0000	6.8702	0.0208	0.0309	0.0422	0.0496	0.0641	0.0783	0.0930	0.1086	0.1221	0.1353
-74.0000	7.0540	0.0205	0.0304	0.0412	0.0489	0.0622	0.0761	0.0902	0.1053	0.1190	0.1324
-75.0000	7.2427	0.0203	0.0299	0.0402	0.0482	0.0602	0.0739	0.0875	0.1021	0.1160	0.1287
-76.0000	7.4364	0.0200	0.0294	0.0393	0.0477	0.0581	0.0718	0.0850	0.0990	0.1130	0.1253
-77.0000	7.6354	0.0198	0.0289	0.0384	0.0471	0.0562	0.0698	0.0826	0.0960	0.1102	0.1221
-78.0000	7.8396	0.0196	0.0284	0.0375	0.0466	0.0545	0.0678	0.0802	0.0932	0.1068	0.1190
-79.0000	8.0494	0.0194	0.0279	0.0366	0.0461	0.0528	0.0658	0.0779	0.0904	0.1036	0.1150
-80.0000	8.2647	0.0192	0.0274	0.0358	0.0456	0.0514	0.0639	0.0757	0.0877	0.1004	0.1130
-81.0000	8.4859	0.0190	0.0270	0.0350	0.0450	0.0500	0.0621	0.0736	0.0851	0.0974	0.1101
-82.0000	8.7129	0.0188	0.0266	0.0344	0.0440	0.0492	0.0600	0.0715	0.0827	0.0945	0.1068
-83.0000	8.9459	0.0186	0.0261	0.0333	0.0431	0.0485	0.0580	0.0695	0.0803	0.0917	0.1033
-84.0000	9.1852	0.0185	0.0257	0.0332	0.0421	0.0479	0.0561	0.0675	0.0781	0.0889	0.1004
-85.0000	9.4309	0.0184	0.0253	0.0327	0.0411	0.0474	0.0543	0.0655	0.0759	0.0863	0.0974
-86.0000	9.6832	0.0182	0.0250	0.0321	0.0401	0.0468	0.0527	0.0636	0.0737	0.0838	0.0945
-87.0000	9.9423	0.0181	0.0246	0.0316	0.0392	0.0463	0.0512	0.0617	0.0716	0.0814	0.0916
-88.0000	10.2082	0.0179	0.0242	0.0311	0.0383	0.0458	0.0499	0.0596	0.0696	0.0791	0.0889
-89.0000	10.4812	0.0178	0.0239	0.0306	0.0374	0.0453	0.0491	0.0576	0.0676	0.0769	0.0863
-90.0000	10.7617	0.0176	0.0236	0.0301	0.0365	0.0445	0.0485	0.0558	0.0657	0.0747	0.0838
-91.0000	11.0496	0.0175	0.0233	0.0296	0.0357	0.0435	0.0479	0.0540	0.0637	0.0726	0.0814
-92.0000	11.3452	0.0173	0.0229	0.0291	0.0349	0.0425	0.0473	0.0524	0.0619	0.0705	0.0791
-93.0000	11.6487	0.0172	0.0226	0.0286	0.0343	0.0415	0.0468	0.0510	0.0598	0.0685	0.0768
-94.0000	11.9602	0.0170	0.0223	0.0281	0.0337	0.0406	0.0463	0.0498	0.0577	0.0665	0.0747
-95.0000	12.2802	0.0169	0.0220	0.0276	0.0332	0.0396	0.0457	0.0490	0.0559	0.0646	0.0726
-96.0000	12.6089	0.0167	0.0217	0.0271	0.0326	0.0387	0.0452	0.0484	0.0541	0.0627	0.0705
-97.0000	12.9461	0.0166	0.0214	0.0267	0.0321	0.0378	0.0444	0.0478	0.0525	0.0607	0.0685

## NOMENCLATURA USADA EN EL PROGRAMA

Rwe:	Resistividad equivalente de agua de Formación
Rmf:	Resistividad equivalente de filtrado de lodo.
X:	Valores de Rwe tomados del gráfico SP-2
Y:	Valores de Rw tomados del Gráfico SP-2
Rwx:	Resistividad de agua de Formación
XX:	Potencial espontáneo
YY:	Razón de Rmf/Rwe
Rmf:	Resistividad del lodo
Rwe(I):	Valor de Rwe que entra a interpolarse
Y INT:	Valor de Rw interpolado



## APENDICE "D"

### PROGRAMA PARA CALCULAR LA POROSIDAD EN BASE AL FACTOR DE CEMENTACION

II FOR

\*ONE WORD INTEGERS

\*LIST SOURCE PROGRAM

\*EXTENDED PRECISION

\*IOCS (CARD,1132 PRINTER)

DIMENSION F(200),FI1(200),FI2(200),FI3(200)

RN1=0.62

RN2=0.81

RN3=1.0

EX1=0.4651

EX2=0.50

DO 100 I=1,200

F(I) = I

FI1(I)=100.\*((RN1/F(I))\*\*EX1)

FI2(I)=100.\*((RN2/F(I))\*\*EX2)

FI3(I)=100.\*((RN3/F(I))\*\*EX2)

100 CONTINUE

DO 101 J=1,5

WRITE(3,200)

200 FORMAT(1H1,3X,'F.FORMACION',14X,'POROSIDAD=',14X,'POROS

114X,'POROSIDAD=',/,25X,'(0.62/F)\*\*0.4651',

210X,'(0.81/F)\*\*0.5',10X,'(1.00/F)\*\*0.5'/)

I2=J\*40

I1=12-39

DO 102 I=I1,I2

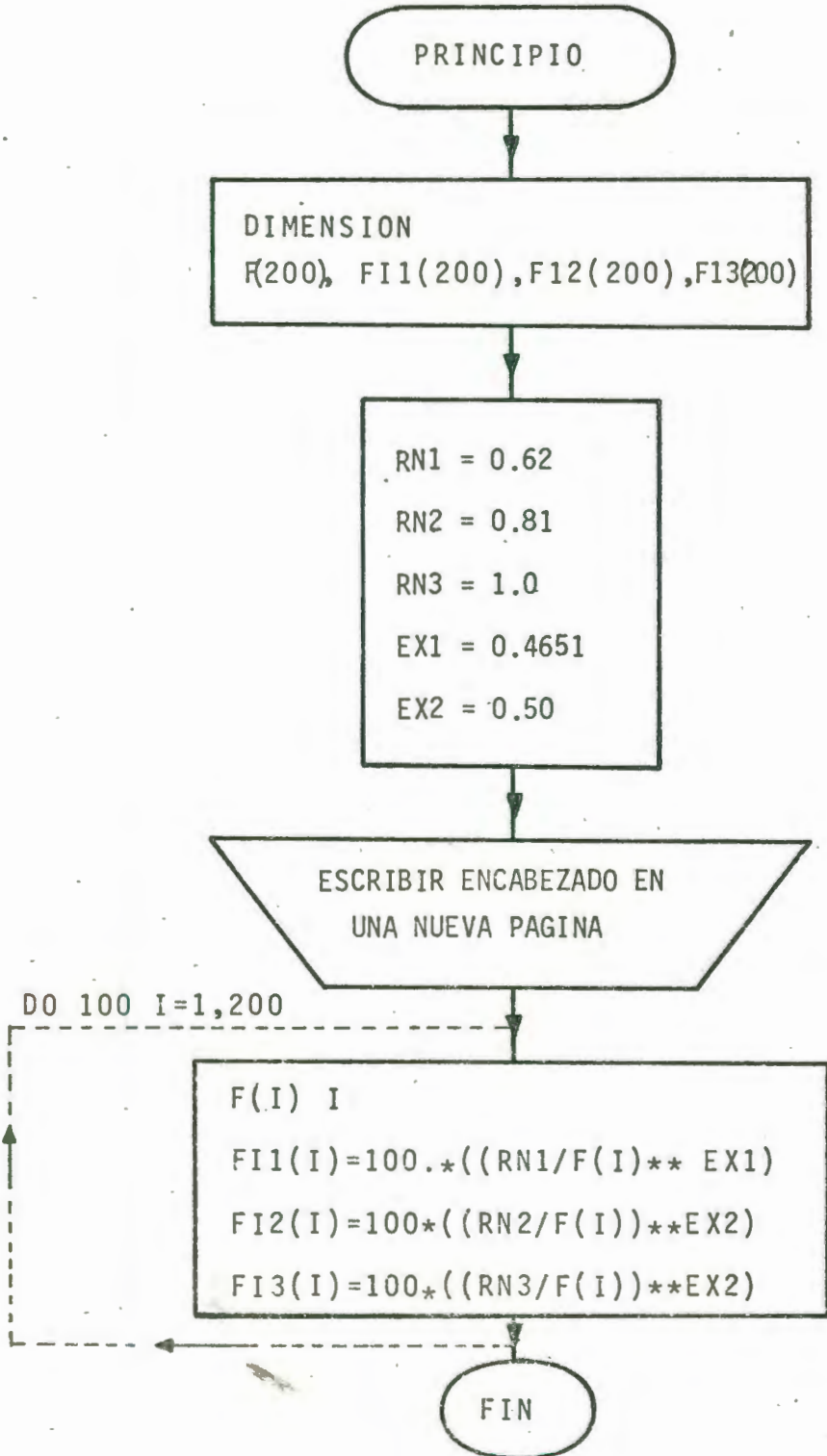
102 WRITE (3,300)F(I),FI1(I),FI2(I),FI3(I)

300 FORMAT(4X,E7,3,18,F6.3,20X,F6.3,15X,F7.3)

101 CONTINUE

CALL EXIT

END



F. FORMACION

POROSIDAD=  
(0.67/F)\*\*0.4561POROSIDAD=  
(0.81/F)\*\*0.5POROSIDAD=  
(1.00/F)\*\*0.5

F. FORMACION	POROSIDAD= (0.67/F)**0.4561	POROSIDAD= (0.81/F)**0.5	POROSIDAD= (1.00/F)**0.5
1.000	80.764	90.000	100.000
2.000	59.000	63.639	70.710
3.000	48.092	51.961	57.735
4.000	42.015	45.000	50.000
5.000	37.974	40.249	44.721
6.000	34.795	36.742	40.824
7.000	32.398	34.016	37.796
8.000	30.427	31.919	35.355
9.000	29.815	29.929	33.233
10.000	27.427	28.460	31.622
11.000	26.247	27.136	30.151
12.000	25.206	25.980	28.967
13.000	24.285	24.961	27.735
14.000	23.462	24.053	26.726
15.000	22.721	23.237	25.919
16.000	22.049	22.500	25.000
17.000	21.436	21.829	24.253
18.000	20.874	21.212	23.570
19.000	20.356	20.647	22.941
20.000	19.876	20.124	22.360
21.000	19.429	19.639	21.821
22.000	19.014	19.188	21.320
23.000	18.625	18.766	20.851
24.000	18.260	18.371	20.412
25.000	17.916	17.999	19.999
26.000	17.592	17.650	19.611
27.000	17.286	17.320	19.245
28.000	16.996	17.008	18.898
29.000	16.721	16.712	18.569
30.000	16.460	16.431	18.257
31.000	16.210	16.164	17.960
32.000	15.973	15.909	17.677
33.000	15.744	15.666	17.407
34.000	15.520	15.434	17.149
35.000	15.301	15.212	16.903
36.000	15.121	14.999	16.666
37.000	14.920	14.795	16.439
38.000	14.744	14.599	16.222
39.000	14.569	14.411	16.012
40.000	14.408	14.230	15.811

FORMACION

POROSIDAD=  
(0.62/F)\*\*0.4561

POROSIDAD=  
(0.81/F)\*\*0.5

POROSIDAD=  
(1.00/F)\*\*0.5

41.000	14.234	14.055	15.617
42.000	14.075	13.887	15.430
43.000	13.922	13.724	15.249
44.000	13.774	13.568	15.075
45.000	13.631	13.416	14.907
46.000	13.492	13.269	14.744
47.000	13.358	13.127	14.586
48.000	13.228	12.990	14.433
49.000	13.101	12.857	14.285
50.000	12.979	12.727	14.142
51.000	12.860	12.602	14.002
52.000	12.744	12.480	13.867
53.000	12.632	12.362	13.736
54.000	12.522	12.247	13.609
55.000	12.416	12.135	13.483
56.000	12.312	12.026	13.363
57.000	12.211	11.920	13.245
58.000	12.113	11.817	13.130
59.000	12.017	11.717	13.018
60.000	11.924	11.618	12.909
61.000	11.832	11.523	12.803
62.000	11.743	11.430	12.700
63.000	11.656	11.338	12.599
64.000	11.571	11.249	12.499
65.000	11.489	11.163	12.403
66.000	11.407	11.078	12.309
67.000	11.327	10.995	12.216
68.000	11.249	10.914	12.126
69.000	11.173	10.834	12.038
70.000	11.099	10.757	11.952
71.000	11.026	10.681	11.867
72.000	10.954	10.606	11.785
73.000	10.884	10.533	11.704
74.000	10.815	10.462	11.624
75.000	10.748	10.392	11.547
76.000	10.682	10.323	11.470
77.000	10.617	10.256	11.396
78.000	10.554	10.190	11.322
79.000	10.491	10.125	11.250
80.000	10.430	10.062	11.180

## F. FORMACION

POROSIDAD=  
(0.62/F)\*\*0.4561POROSIDAD=  
(0.81/F)\*\*0.5POROSIDAD=  
(1.00/F)\*\*0.5

F. FORMACION	POROSIDAD= (0.62/F)**0.4561	POROSIDAD= (0.81/F)**0.5	POROSIDAD= (1.00/F)**0.5
81.000	10.370	9.999	11.111
82.000	10.311	9.938	11.043
83.000	10.253	9.878	10.976
84.000	10.196	9.819	10.910
85.000	10.140	9.761	10.846
86.000	10.085	9.704	10.783
87.000	10.031	9.649	10.721
88.000	9.978	9.594	10.660
89.000	9.926	9.539	10.599
90.000	9.874	9.486	10.540
91.000	9.824	9.434	10.482
92.000	9.774	9.383	10.425
93.000	9.725	9.332	10.369
94.000	9.676	9.282	10.314
95.000	9.629	9.233	10.259
96.000	9.582	9.185	10.206
97.000	9.536	9.138	10.153
98.000	9.491	9.091	10.101
99.000	9.446	9.045	10.050
100.000	9.402	8.999	9.999
101.000	9.359	8.955	9.950
102.000	9.316	8.911	9.901
103.000	9.274	8.867	9.853
104.000	9.232	8.825	9.805
105.000	9.191	8.783	9.759
106.000	9.151	8.741	9.712
107.000	9.111	8.700	9.667
108.000	9.071	8.660	9.622
109.000	9.033	8.620	9.578
110.000	8.994	8.581	9.534
111.000	8.956	8.542	9.491
112.000	8.919	8.504	9.449
113.000	8.882	8.466	9.407
114.000	8.846	8.429	9.365
115.000	8.810	8.392	9.325
116.000	8.775	8.356	9.284
117.000	8.740	8.320	9.245
118.000	8.705	8.285	9.205
119.000	8.671	8.250	9.166
120.000	8.638	8.215	9.128

F. FORMACION

POROSIDAD=  
(0.62/F)\*\*0.4561

POROSIDAD=  
(0.81/F)\*\*0.5

POROSIDAD=  
(1.00/F)\*\*0.5

F. FORMACION	POROSIDAD= (0.62/F)**0.4561	POROSIDAD= (0.81/F)**0.5	POROSIDAD= (1.00/F)**0.5
121.000	8.604	8.181	9.090
122.000	8.571	8.148	9.053
123.000	8.539	8.115	9.016
124.000	8.507	8.082	8.980
125.000	8.475	8.049	8.944
126.000	8.444	8.017	8.908
127.000	8.413	7.986	8.873
128.000	8.382	7.954	8.838
129.000	8.352	7.924	8.804
130.000	8.322	7.893	8.770
131.000	8.292	7.863	8.737
132.000	8.263	7.833	8.703
133.000	8.234	7.803	8.671
134.000	8.205	7.774	8.638
135.000	8.177	7.745	8.606
136.000	8.149	7.717	8.574
137.000	8.121	7.689	8.543
138.000	8.094	7.661	8.512
139.000	8.067	7.633	8.481
140.000	8.040	7.606	8.451
141.000	8.013	7.579	8.421
142.000	7.987	7.552	8.391
143.000	7.961	7.526	8.362
144.000	7.935	7.499	8.333
145.000	7.910	7.474	8.304
146.000	7.884	7.448	8.276
147.000	7.859	7.423	8.247
148.000	7.835	7.397	8.219
149.000	7.810	7.373	8.192
150.000	7.786	7.348	8.164
151.000	7.762	7.324	8.137
152.000	7.738	7.299	8.111
153.000	7.715	7.276	8.084
154.000	7.691	7.252	8.058
155.000	7.668	7.228	8.032
156.000	7.645	7.205	8.006
157.000	7.623	7.182	7.980
158.000	7.600	7.160	7.955
159.000	7.578	7.137	7.930
160.000	7.556	7.115	7.905

F. FORMACIÓN

POROSIDAD=  
(0.67/F)\*\*0.4561

POROSIDAD=  
(0.81/F)\*\*0.5

POROSIDAD=  
(1.00/F)\*\*0.5

161.000	7.534	7.092	7.881
162.000	7.512	7.071	7.856
163.000	7.491	7.049	7.832
164.000	7.469	7.027	7.808
165.000	7.449	7.006	7.784
166.000	7.427	6.985	7.761
167.000	7.407	6.964	7.738
168.000	7.386	6.943	7.715
169.000	7.366	6.923	7.692
170.000	7.345	6.902	7.669
171.000	7.326	6.882	7.647
172.000	7.306	6.862	7.624
173.000	7.286	6.842	7.602
174.000	7.267	6.822	7.580
175.000	7.247	6.803	7.559
176.000	7.229	6.784	7.537
177.000	7.209	6.764	7.516
178.000	7.190	6.745	7.495
179.000	7.171	6.726	7.474
180.000	7.153	6.708	7.453
181.000	7.135	6.689	7.432
182.000	7.116	6.671	7.412
183.000	7.098	6.652	7.392
184.000	7.080	6.634	7.372
185.000	7.062	6.616	7.352
186.000	7.045	6.599	7.332
187.000	7.027	6.581	7.312
188.000	7.010	6.563	7.293
189.000	6.992	6.546	7.273
190.000	6.975	6.529	7.254
191.000	6.958	6.512	7.235
192.000	6.941	6.495	7.216
193.000	6.925	6.479	7.198
194.000	6.908	6.461	7.179
195.000	6.892	6.445	7.161
196.000	6.875	6.428	7.142
197.000	6.859	6.412	7.124
198.000	6.843	6.396	7.106
199.000	6.827	6.379	7.088
200.000	6.811	6.363	7.071

## NOMENCLATURA

- FI1 = Función que calcula la porosidad según Humble
- FI2 = Función que calcula la porosidad según Archie en arenas.
- FI3 = Función que calcula la porosidad según Archie en Formaciones compactas.
- RN1 = Numerador de la Ecuación de Humble
- RN2 = Numerador de la Ecuación de Archie en Arenas
- RN3 = Numerador de la ecuación de Archie en Formaciones compactas.
- EX1 =  $1/2.15 = 0.4651$
- EX2 =  $1/2 = 0.5$



## APENDICE "E"

## PROGRAMA PARA CALCULAR POROSIDAD EN BASE AL REGISTRO

## SONICO

// JOB

LOG DRIVE	CART SPEC	CART AVAIL	PHY DRIVE
0000	0001	0001	0000

V2 M10 ACTUAL 8K CONFIG 8 K

II FOR

\*ONE WORD INTEGERS

\*IOCS (CARD,1132 PRINTER)

\*LIST SOURCE PROGRAM

```

    DIMENSION X(200),Y(200),X1(200),Y1(200),X2(200),Y2(200),
    A Y3(200),X4(200),Y4(200)

```

WRITE(3,1)

1 FORMAT(1H1)

WRITE (3,3)

3 FORMAT(6X,'VMA=26.000',13X,'VMA=23.000',14X,'VMA=21.000

1'VMA=19.500',14X,'VMA=18.000',//2X,'ITT',4X,'POROSIDAD

2'ITT',4X,'POROSIDAD = ',6X,'ITT,4X,'POROSIDAD=',6X,'IT

3'POROSIDAD = ',6X,'ITT',4X.'POROSIDAD = '/')

DO 4 I=39,120

X(I) = I

Y(I) = 0.66666\*(X(I)-38.5)

K=I+5

X1(K)=K

Y1(K)=0.68493\*(X1(K)-43.5)

M=K+5

X2(M)=M

Y2(M)=0.70754\*(X2(M)-47.6)

N=M+4

X3(N)=N

Y3(N)=0.72165\*(X3(N)-51.2)

J=N+5

X4(J)=J

Y4(J)=0.74666\*(X4(J)-55.5)

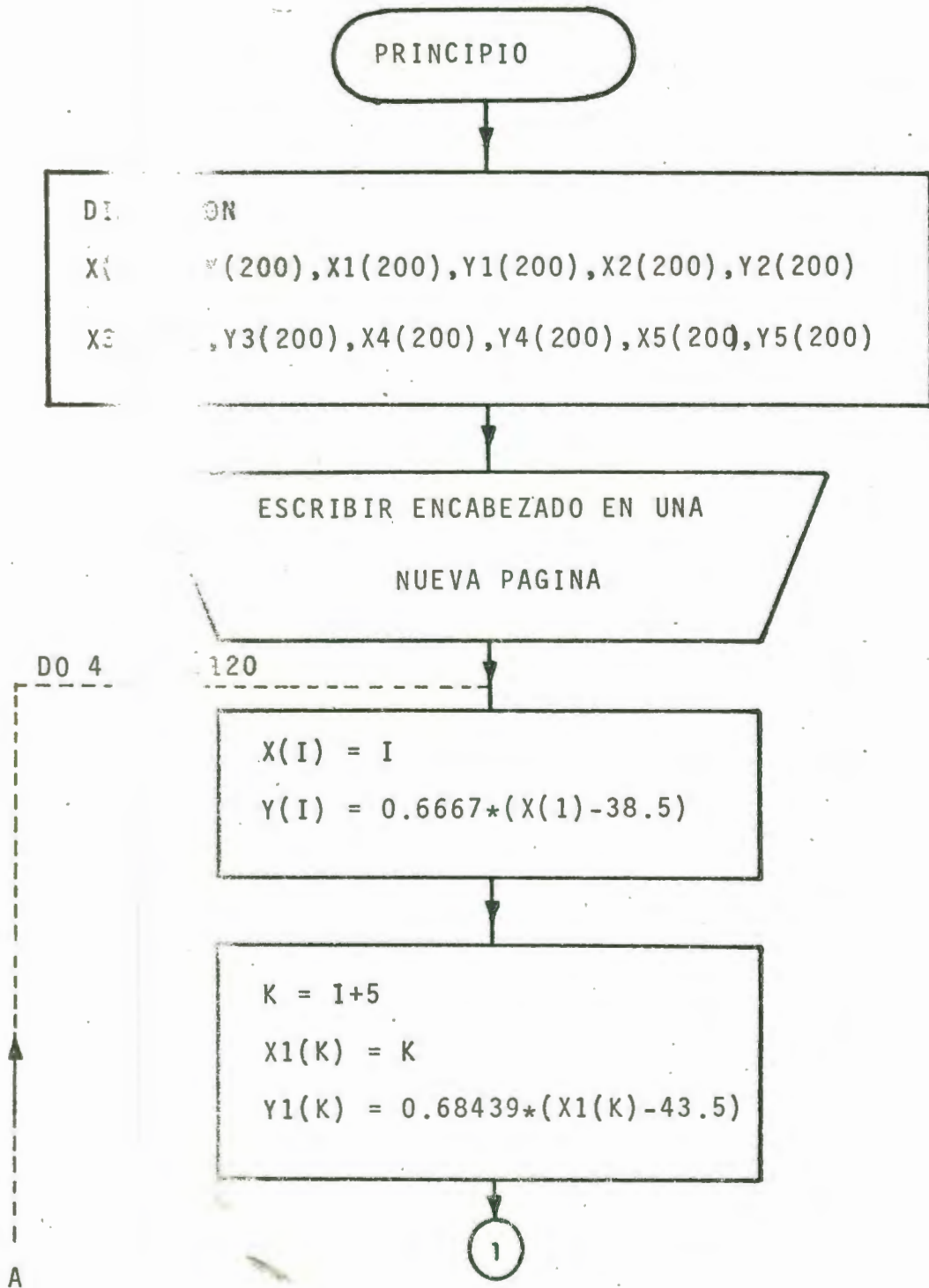
WRITE(3,2)X(I),Y(I),X1(K),Y1(K),X2(M),Y2(M),X3(N),Y3(N),

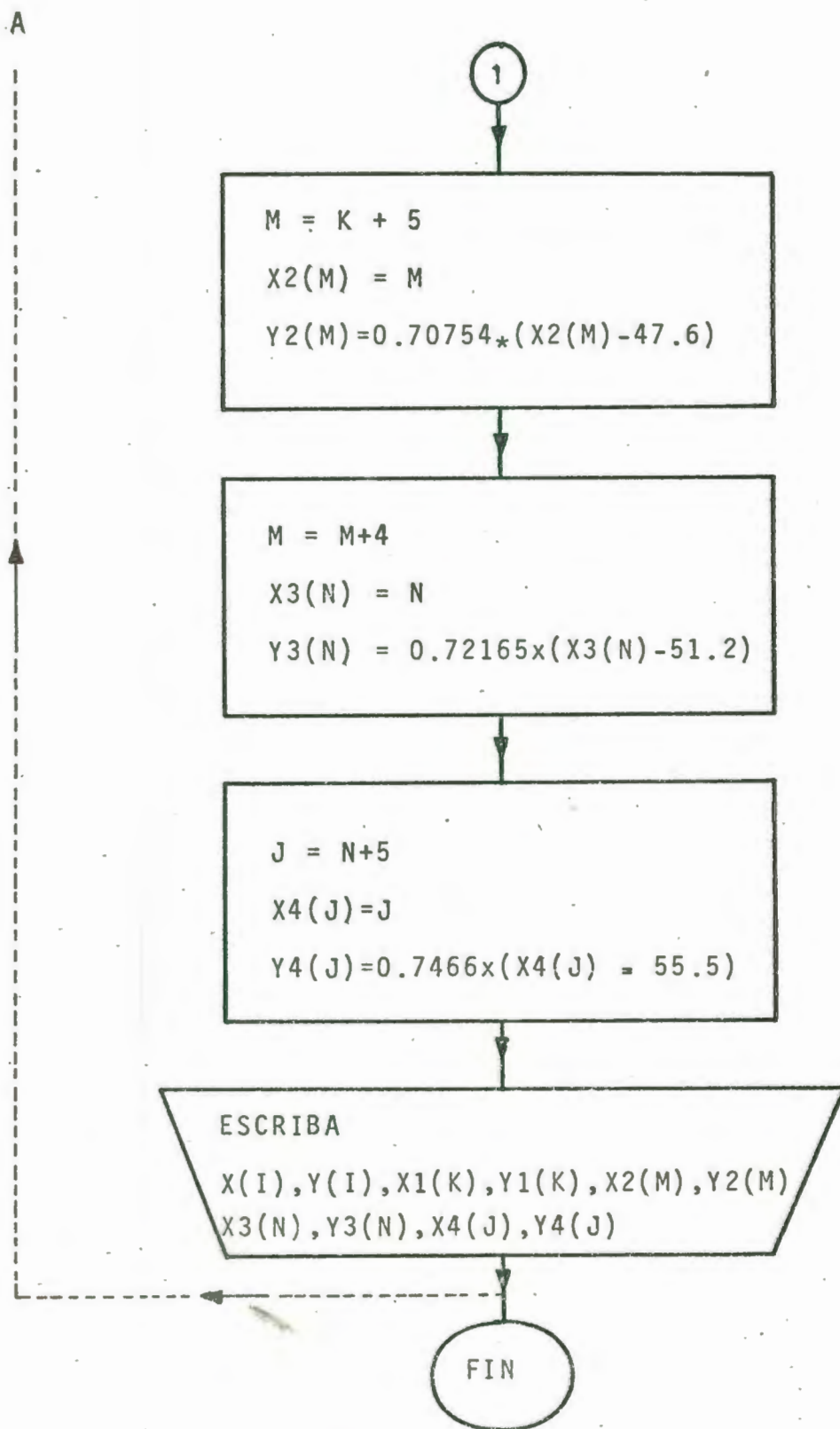
2Y4(J)

2 FORMAT(F6.1,F12.4;F11.1,F12.4,12.1,F12.4F.12.1,F12.4,F12.4)

4 CONTINUE

CALL EXIT





ITT	POROSIDAD	ITT	POROSIDAD	ITT	POROSIDAD	ITT	POROSIDAD	ITT	POROSIDAD
39.0	0.3333	44.0	0.3424	49.0	0.9905	53.0	1.2989	58.0	1.8666
40.0	0.0000	45.0	1.0273	50.0	1.6980	54.0	2.0206	59.0	2.6133
41.0	1.6666	46.0	1.7123	51.0	2.4056	55.0	2.7422	60.0	3.3599
42.0	2.3333	47.0	2.3972	52.0	3.1131	56.0	3.4639	61.0	4.1066
43.0	3.0000	48.0	3.0821	53.0	3.8207	57.0	4.1855	62.0	4.8532
44.0	3.6666	49.0	3.7671	54.0	4.5282	58.0	4.9072	63.0	5.5999
45.0	4.3333	50.0	4.4520	55.0	5.2357	59.0	5.6288	64.0	6.3466
46.0	4.0000	51.0	5.1369	56.0	5.9433	60.0	6.3505	65.0	7.0932
47.0	5.6666	52.0	5.8219	57.0	6.6508	61.0	7.0721	66.0	7.8399
48.0	6.3333	53.0	6.5068	58.0	7.3584	62.0	7.7938	67.0	8.5865
49.0	6.0000	54.0	7.1917	59.0	8.0659	63.0	8.5154	68.0	9.3332
50.0	7.6666	55.0	7.8766	60.0	8.7734	64.0	9.2371	69.0	10.0799
51.0	8.3333	56.0	8.5616	61.0	9.4810	65.0	9.9587	70.0	10.8265
52.0	9.0000	57.0	9.2465	62.0	10.1885	66.0	10.6804	71.0	11.5732
53.0	9.6666	58.0	9.9314	63.0	10.8961	67.0	11.4020	72.0	12.3198
54.0	10.3333	59.0	10.6164	64.0	11.6036	68.0	12.1237	73.0	13.0665
55.0	10.0000	60.0	11.3013	65.0	12.3111	69.0	12.8453	74.0	13.8132
56.0	11.6666	61.0	11.9862	66.0	13.0187	70.0	13.5670	75.0	14.5599
57.0	12.3333	62.0	12.6712	67.0	13.7262	71.0	14.2886	76.0	15.3065
58.0	12.0000	63.0	13.3561	68.0	14.4338	72.0	15.0103	77.0	16.0532
59.0	13.6666	64.0	14.0410	69.0	15.1413	73.0	15.7319	78.0	16.7998
60.0	14.3333	65.0	14.7259	70.0	15.8488	74.0	16.4536	79.0	17.5465
61.0	14.0000	66.0	15.4109	71.0	16.5564	75.0	17.1752	80.0	18.2931
62.0	15.6666	67.0	16.0958	72.0	17.2639	76.0	17.8969	81.0	19.0398
63.0	16.3333	68.0	16.7807	73.0	17.9715	77.0	18.6185	82.0	19.7864
64.0	16.0000	69.0	17.4657	74.0	18.6790	78.0	19.3402	83.0	20.5331
65.0	17.6666	70.0	18.1506	75.0	19.3865	79.0	20.0618	84.0	21.2798
66.0	18.3333	71.0	18.8355	76.0	20.0941	80.0	20.7835	85.0	22.0264
67.0	18.0000	72.0	19.5205	77.0	20.8016	81.0	21.5051	86.0	22.7731
68.0	19.6666	73.0	20.2054	78.0	21.5092	82.0	22.2268	87.0	23.5197
69.0	20.3333	74.0	20.8903	79.0	22.2167	83.0	22.9484	88.0	24.2664
70.0	20.0000	75.0	21.5752	80.0	22.9242	84.0	23.6701	89.0	25.0131
71.0	21.6666	76.0	22.2602	81.0	23.6318	85.0	24.3917	90.0	25.7597
72.0	22.3333	77.0	22.9451	82.0	24.3393	86.0	25.1134	91.0	26.5064
73.0	22.0000	78.0	23.6300	83.0	25.0469	87.0	25.8350	92.0	27.2530
74.0	23.6666	79.0	24.3150	84.0	25.7544	88.0	26.5567	93.0	27.9997
75.0	24.3333	80.0	24.9999	85.0	26.4619	89.0	27.2783	94.0	28.7464
76.0	24.0000	81.0	25.6848	86.0	27.1695	90.0	28.0000	95.0	29.4930
77.0	25.6666	82.0	26.3698	87.0	27.8770	91.0	28.7216	96.0	30.2397
78.0	26.3333	83.0	27.0547	88.0	28.5846	92.0	29.4433	97.0	30.9863
79.0	26.0000	84.0	27.7396	89.0	29.2921	93.0	30.1649	98.0	31.7330
80.0	27.6666	85.0	28.4245	90.0	29.9996	94.0	30.8866	99.0	32.4797
81.0	28.3333	86.0	29.1095	91.0	30.7072	95.0	31.6082	100.0	33.2263
82.0	28.0000	87.0	29.7944	92.0	31.4147	96.0	32.3299	101.0	33.9730
83.0	29.6666	88.0	30.4793	93.0	32.1222	97.0	33.0515	102.0	34.7196
84.0	30.3333	89.0	31.1642	94.0	32.8298	98.0	33.7732	103.0	35.4663
85.0	30.0000	90.0	31.8492	95.0	33.5373	99.0	34.4948	104.0	36.2130
86.0	31.6666	91.0	32.5341	96.0	34.2448	100.0	35.2165	105.0	36.9596
87.0	32.3333	92.0	33.2191	97.0	34.9524	101.0	35.9381	106.0	37.7063
88.0	32.0000	93.0	33.9040	98.0	35.6600	102.0	36.6598	107.0	38.4529
89.0	33.6666	94.0	34.5889	99.0	36.3675	103.0	37.3814	108.0	39.1996

94.0	34.0004	99.0	39.0136	104.0	39.9052	108.0	40.9897	113.0	42.9329
95.0	37.4642	100.0	39.6985	105.0	40.6127	109.0	41.7113	114.0	43.6796
96.0	39.3320	101.0	39.3834	106.0	41.3203	110.0	42.4330	115.0	44.4262
97.0	39.0096	102.0	40.0694	107.0	42.0278	111.0	43.1546	116.0	45.1729
98.0	39.6652	103.0	40.7533	108.0	42.7354	112.0	43.8763	117.0	45.9195
99.0	40.3229	104.0	41.4382	109.0	43.4429	113.0	44.5979	118.0	46.6662
100.0	40.9905	105.0	42.1231	110.0	44.1504	114.0	45.3196	119.0	47.4129
101.0	41.6662	106.0	42.8081	111.0	44.8580	115.0	46.0412	120.0	48.1595
102.0	42.3320	107.0	43.4930	112.0	45.5655	116.0	46.7629	121.0	48.9062
103.0	42.9976	108.0	44.1779	113.0	46.2731	117.0	47.4845	122.0	49.6528
104.0	43.6662	109.0	44.8629	114.0	46.9806	118.0	48.2062	123.0	50.3995
105.0	44.3329	110.0	45.5478	115.0	47.6881	119.0	48.9278	124.0	51.1462
106.0	44.9995	111.0	46.2327	116.0	48.3957	120.0	49.6495	125.0	51.8928
107.0	45.6652	112.0	46.9177	117.0	49.1032	121.0	50.3711	126.0	52.6395
108.0	46.3320	113.0	47.6026	118.0	49.8108	122.0	51.0928	127.0	53.3861
109.0	46.9995	114.0	48.2875	119.0	50.5183	123.0	51.8144	128.0	54.1328
110.0	47.6661	115.0	48.9724	120.0	51.2258	124.0	52.5361	129.0	54.8795
111.0	48.3329	116.0	49.6574	121.0	51.9334	125.0	53.2577	130.0	55.6261
112.0	48.9995	117.0	50.3423	122.0	52.6409	126.0	53.9794	131.0	56.3728
113.0	49.6661	118.0	51.0272	123.0	53.3485	127.0	54.7010	132.0	57.1194
114.0	50.3329	119.0	51.7122	124.0	54.0560	128.0	55.4227	133.0	57.8661
115.0	50.9994	120.0	52.3971	125.0	54.7635	129.0	56.1443	134.0	58.6128
116.0	51.6661	121.0	53.0920	126.0	55.4711	130.0	56.8660	135.0	59.3594
117.0	52.3329	122.0	53.7670	127.0	56.1786	131.0	57.5876	136.0	60.1061
118.0	52.9994	123.0	54.4519	128.0	56.8862	132.0	58.3093	137.0	60.8527
119.0	53.6661	124.0	55.1368	129.0	57.5937	133.0	59.0309	138.0	61.5994
120.0	54.3327	125.0	55.8217	130.0	58.3012	134.0	59.7526	139.0	62.3461

## NOMENCLATURA

- $Y(I)$  = Función que calcula la porosidad sónica para  
VMA = 26.000
- $Y1(K)$  = Función que calcula la porosidad sónica para  
VMA = 23.000
- $Y2(M)$  = Función que calcula la porosidad Sónica para  
VMA = 21.000
- $Y3(N)$  = Función que calcula la porosidad Sónica para  
VMA = 19.500.
- $Y4(J)$  = Función que calcula la porosidad Sónica para  
VMA=18.000
- $I$  = Valor inicial = 39 para  $Y(I)$
- $K$  = Valor inicial =  $I+5 = 44$  para  $Y1(K)$
- $M$  = Valor inicial =  $K+5 = 49$  para  $Y2(M)$
- $N$  = Valor inicial =  $M+4 = 53$  para  $Y3(N)$
- $J$  = Valor inicial =  $N+5 = 58$  para  $Y4(J)$

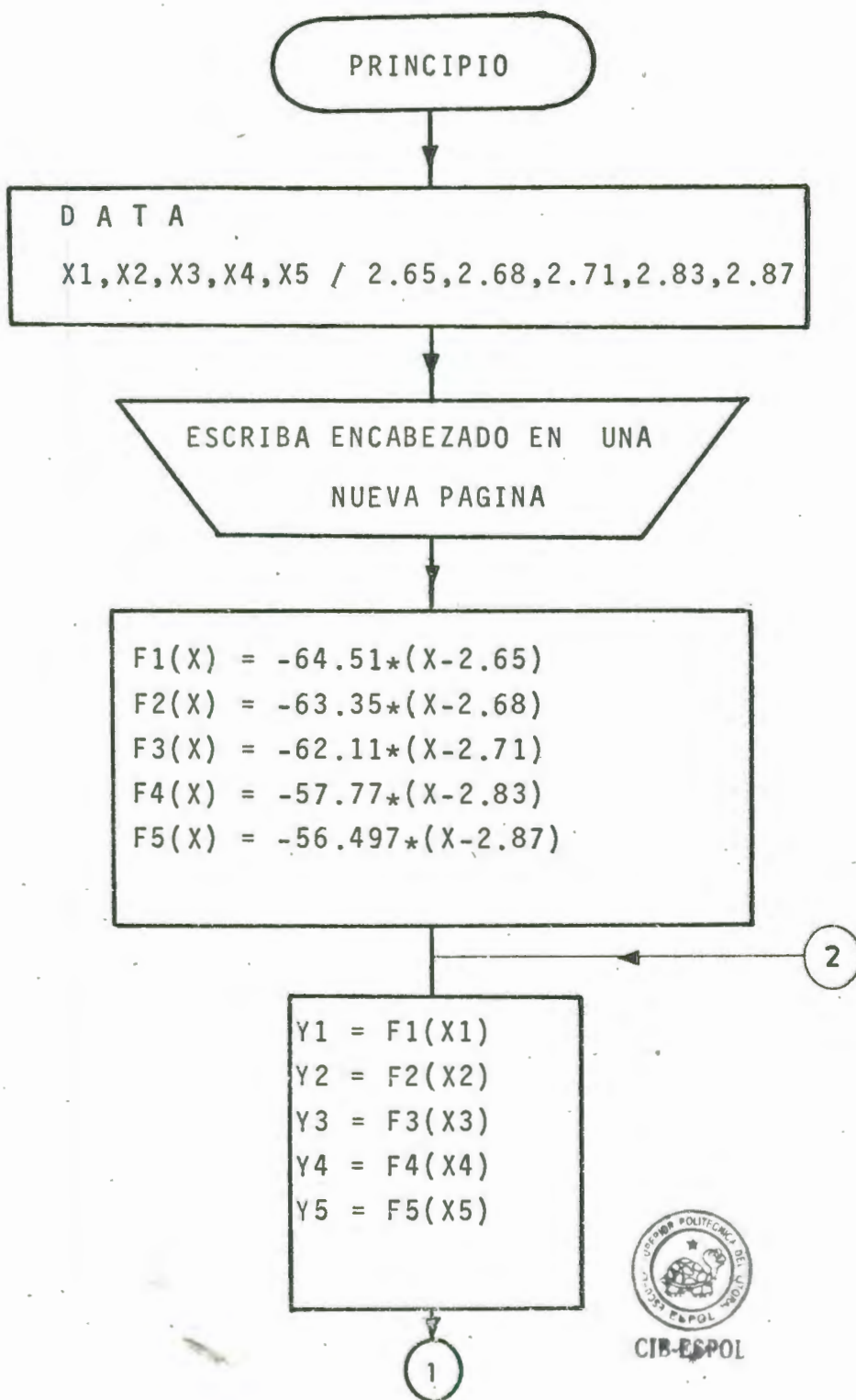
## APENDICE "F"

### PROGRAMA PARA CALCULAR POROSIDAD EN BASE AL REGISTRO DE DENSIDAD (AGUA SALADA)

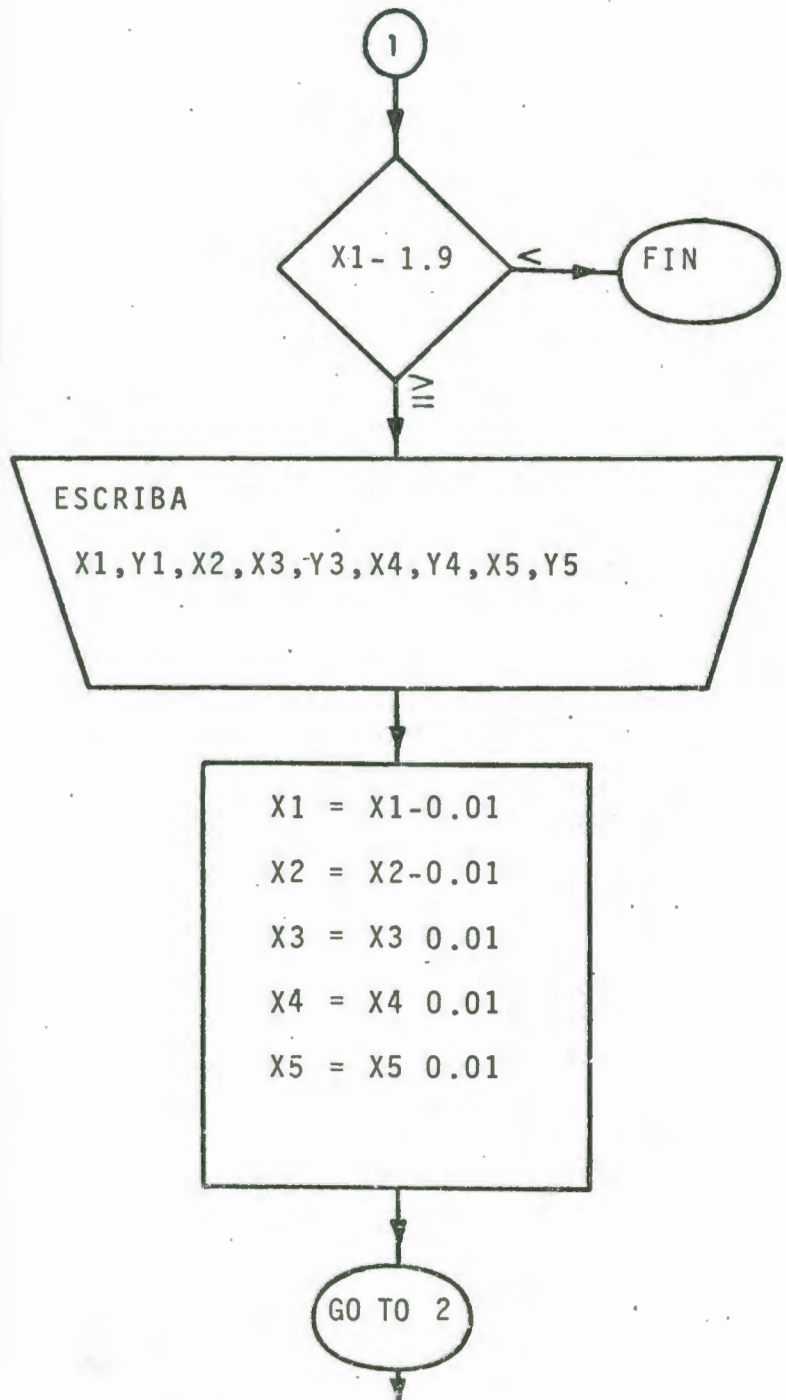
```

// FOR.
*LIST SOURCE PROGRAM.
*ONE WORD INTEGERS
*EXTENDED PRECISION
*IOCS (CARD,1132 PRINTER)
  DATA X1,X2,X3,X4,X5 /2.65,2.68,2.71,2.83,2.87/
  F1(X)=-64.51*(X-2.65)
  F2(X)=-63.35*(X-2.68)
  F3(X)=-62.11*(X-2.71)
  F4(X)=-57.77*(X-2.83)
  F5(X)=-56.497*(X-2.87)
  WRITE (3,4).
4  FORMAT(1H1,6X,('D.T.',8X,'PORO',8X),'D.T.',8X,'PORO',II)
1  Y1=F1(X1)
   Y2=F2(X2)
   Y3=F3(X3)
   Y4=F4(X4)
   Y5=F5(X5)
   I F(X1-1.9)5,2,2
2  WRITE(3,3)X1,Y1,X2,Y2,X3,Y3,X4,Y4,X5,Y5
3  FORMAT(10F12.4)
   X1=X1-0.01
   X2=X2-0.01
   X3=X3-0.01
   X4=X4-0.01
   X5=X5-0.01
   GO TO 1
5  CALL EXIT
  END

```







2.4500	0.0000	2.4900	0.0000	2.7100	0.0000	2.9300	0.0000	2.8700	0.0000
2.4600	0.4450	2.5000	0.4394	2.7000	0.6210	2.9200	0.5770	2.8600	0.5649
2.4700	1.2901	2.5100	1.2860	2.6900	1.2421	2.9100	1.1553	2.8500	1.1299
2.4800	1.0352	2.5200	1.0304	2.6800	1.8632	2.9000	1.7330	2.8400	1.6949
2.4900	2.5302	2.5300	2.5229	2.6700	2.4842	2.8900	2.3107	2.8300	2.2593
2.5000	3.2754	2.5400	3.1674	2.6600	3.1054	2.8800	2.8884	2.8200	2.8248
2.5100	3.9205	2.5500	3.8009	2.6500	3.7265	2.8700	3.4661	2.8100	3.3898
2.5200	4.5155	2.5600	4.4344	2.6400	4.3475	2.8600	4.0438	2.8000	3.9547
2.5300	5.1607	2.5700	5.0679	2.6300	4.9687	2.8500	4.6215	2.7900	4.5197
2.5400	5.8058	2.5800	5.7014	2.6200	5.5898	2.8400	5.1992	2.7800	5.0847
2.5500	6.4509	2.5900	6.3349	2.6100	6.2109	2.8300	5.7769	2.7700	5.6496
2.5600	7.0960	2.6000	6.9684	2.6000	6.8320	2.8200	6.3546	2.7600	6.2146
2.5700	7.7411	2.6100	7.6019	2.5900	7.4531	2.8100	6.9323	2.7500	6.7795
2.5800	8.3862	2.6200	8.2354	2.5800	8.0742	2.8000	7.5100	2.7400	7.3445
2.5900	9.0313	2.6300	8.8689	2.5700	8.6953	2.7900	8.0877	2.7300	7.9095
2.6000	9.6764	2.6400	9.5024	2.5600	9.3164	2.7800	8.6654	2.7200	8.4745
2.6100	10.3215	2.6500	10.1359	2.5500	9.9375	2.6700	9.2431	2.7100	9.0395
2.6200	10.9666	2.6600	10.7694	2.5400	10.5586	2.6600	9.8208	2.7000	9.6044
2.6300	11.6117	2.6700	11.4029	2.5300	11.1797	2.6500	10.3985	2.6900	10.1694
2.6400	12.2568	2.6800	12.0364	2.5200	11.8008	2.6400	10.9762	2.6800	10.7344
2.6500	12.9019	2.6900	12.6699	2.5100	12.4219	2.6300	11.5539	2.6700	11.2993
2.6600	13.5470	2.7000	13.3034	2.5000	13.0430	2.6200	12.1316	2.6600	11.8643
2.6700	14.1921	2.7100	13.9369	2.4900	13.6641	2.6100	12.7093	2.6500	12.4293
2.6800	14.8372	2.7200	14.5704	2.4800	14.2852	2.6000	13.2870	2.6400	12.9943
2.6900	15.4823	2.7300	15.2039	2.4700	14.9063	2.5900	13.8647	2.6300	13.5592
2.7000	16.1274	2.7400	15.8374	2.4600	15.5274	2.5800	14.4424	2.6200	14.1242
2.7100	16.7725	2.7500	16.4709	2.4500	16.1485	2.5700	15.0201	2.6100	14.6892
2.7200	17.4176	2.7600	17.1044	2.4400	16.7696	2.5600	15.5978	2.6000	15.2541
2.7300	18.0627	2.7700	17.7379	2.4300	17.3907	2.5500	16.1755	2.5900	15.8191
2.7400	18.7078	2.7800	18.3714	2.4200	18.0118	2.5400	16.7532	2.5800	16.3841
2.7500	19.3529	2.7900	19.0049	2.4100	18.6329	2.5300	17.3309	2.5700	16.9490
2.7600	19.9980	2.8000	19.6384	2.4000	19.2540	2.5200	17.9086	2.5600	17.5140
2.7700	20.6431	2.8100	20.2719	2.3900	19.8751	2.5100	18.4863	2.5500	18.0790
2.7800	21.2882	2.8200	20.9054	2.3800	20.4962	2.5000	19.0640	2.5400	18.6440
2.7900	21.9333	2.8300	21.5389	2.3700	21.1173	2.4900	19.6417	2.5300	19.2089
2.8000	22.5784	2.8400	22.1724	2.3600	21.7384	2.4800	20.2194	2.5200	19.7739
2.8100	23.2235	2.8500	22.8059	2.3500	22.3595	2.4700	20.7971	2.5100	20.3389
2.8200	23.8686	2.8600	23.4394	2.3400	22.9806	2.4600	21.3748	2.5000	20.9039
2.8300	24.5137	2.8700	24.0729	2.3300	23.6017	2.4500	21.9525	2.4900	21.4689
2.8400	25.1588	2.8800	24.7064	2.3200	24.2228	2.4400	22.5302	2.4800	22.0339
2.8500	25.8039	2.8900	25.3399	2.3100	24.8439	2.4300	23.1079	2.4700	22.5989
2.8600	26.4490	2.9000	25.9734	2.3000	25.4650	2.4200	23.6856	2.4600	23.1639
2.8700	27.0941	2.9100	26.6069	2.2900	26.0861	2.4100	24.2633	2.4500	23.7289
2.8800	27.7392	2.9200	27.2404	2.2800	26.7072	2.4000	24.8410	2.4400	24.2939
2.8900	28.3843	2.9300	27.8739	2.2700	27.3283	2.3900	25.4187	2.4300	24.8589
2.9000	29.0294	2.9400	28.5074	2.2600	27.9494	2.3800	25.9964	2.4200	25.4239
2.9100	29.6745	2.9500	29.1409	2.2500	28.5705	2.3700	26.5741	2.4100	25.9889
2.9200	30.3196	2.9600	29.7744	2.2400	29.1916	2.3600	27.1518	2.4000	26.5539
2.9300	30.9647	2.9700	30.4079	2.2300	29.8127	2.3500	27.7295	2.3900	27.1189
2.9400	31.6098	2.9800	31.0414	2.2200	30.4338	2.3400	28.3072	2.3800	27.6839
2.9500	32.2549	2.9900	31.6749	2.2100	31.0549	2.3300	28.8849	2.3700	28.2489
2.9600	32.9000	3.0000	32.3084	2.2000	31.6760	2.3200	29.4626	2.3600	28.8139
2.9700	33.5451	3.0100	32.9419	2.1900	32.2971	2.3100	30.0403	2.3500	29.3789

2.0600	38.7600	2.0700	39.7225	2.1800	38.0237	2.2500	33.8045	2.3900	28.7400
2.0500	38.7050	2.0800	39.7364	2.1700	38.5444	2.2400	34.0242	2.3800	28.7400
2.0400	38.6510	2.0900	39.7500	2.1600	37.2659	2.2300	34.2439	2.3700	28.7400
2.0300	38.5961	2.1000	39.7634	2.1500	37.8870	2.2200	34.4619	2.2700	33.3981
2.0200	38.5412	2.1100	39.7769	2.1400	35.5061	2.2100	35.2396	2.2600	34.4631
2.0100	38.4863	2.1200	39.7904	2.1300	39.1297	2.2000	35.8173	2.2500	35.0281
2.0000	38.4314	2.1300	39.8039	2.1200	39.7503	2.1900	36.3950	2.2400	35.5931
1.9900	38.3765	2.1400	39.8174	2.1100	40.3714	2.1800	36.9727	2.2300	36.1580
1.9800	38.3216	2.1500	39.8309	2.1000	40.9925	2.1700	37.5504	2.2200	36.7230
1.9700	38.2667	2.1600	39.8444	2.0900	41.6134	2.1600	38.1281	2.2100	37.2880
1.9600	38.2118	2.1700	39.8579	2.0800	42.2347	2.1500	38.7058	2.2000	37.8529
1.9500	38.1569	2.1800	39.8714	2.0700	42.8559	2.1400	39.2835	2.1900	38.4179
1.9400	38.1020	2.1900	39.8849	2.0600	43.4769	2.1300	39.8612	2.1800	38.9829
1.9300	38.0471	2.2000	39.8984	2.0500	44.0980	2.1200	40.4389	2.1700	39.5479
1.9200	37.9922	2.2100	39.9119	2.0400	44.7191	2.1100	41.0166	2.1600	40.1129
1.9100	37.9373	2.2200	39.9254	2.0300	45.3402	2.1000	41.5943	2.1500	40.6778
1.9000	37.8824	2.2300	39.9389	2.0200	45.9613	2.0900	42.1720	2.1400	41.2428
		2.2400	39.9524	2.0100	46.5824	2.0800	42.7497	2.1300	41.8077
							43.3274	2.1200	42.3727

## NOMENCLATURA

- F1(X) = Función para calcular la porosidad en arenas.
- F2(X) = Función para calcular la porosidad en arenas más compactas.
- F3(X) = Función para calcular la porosidad en calizas
- F4(X) = Función para calcular la porosidad en calizas más compactas.
- F5(X) = Función para calcular la porosidad en dolomitas.
- X1 = Valor inicial de densidad de las Arenas.
- X2 = Valor inicial de la densidad de las arenas más compactas.
- X3 = Valor inicial de la densidad de las calizas.
- X4 = Valor inicial de la densidad de las calizas más compactas.
- X5 = Valor inicial de la densidad de las dolomitas.

## APENDICE "G"

### PROGRAMA PARA CALCULAR POROSIDAD EN BASE AL REGISTRO DE DENSIDAD (AGUA FRESCA)

II FOR

\*ONE WORD INTEGERS

\*IOCS (CARD,1132 PRINTER)

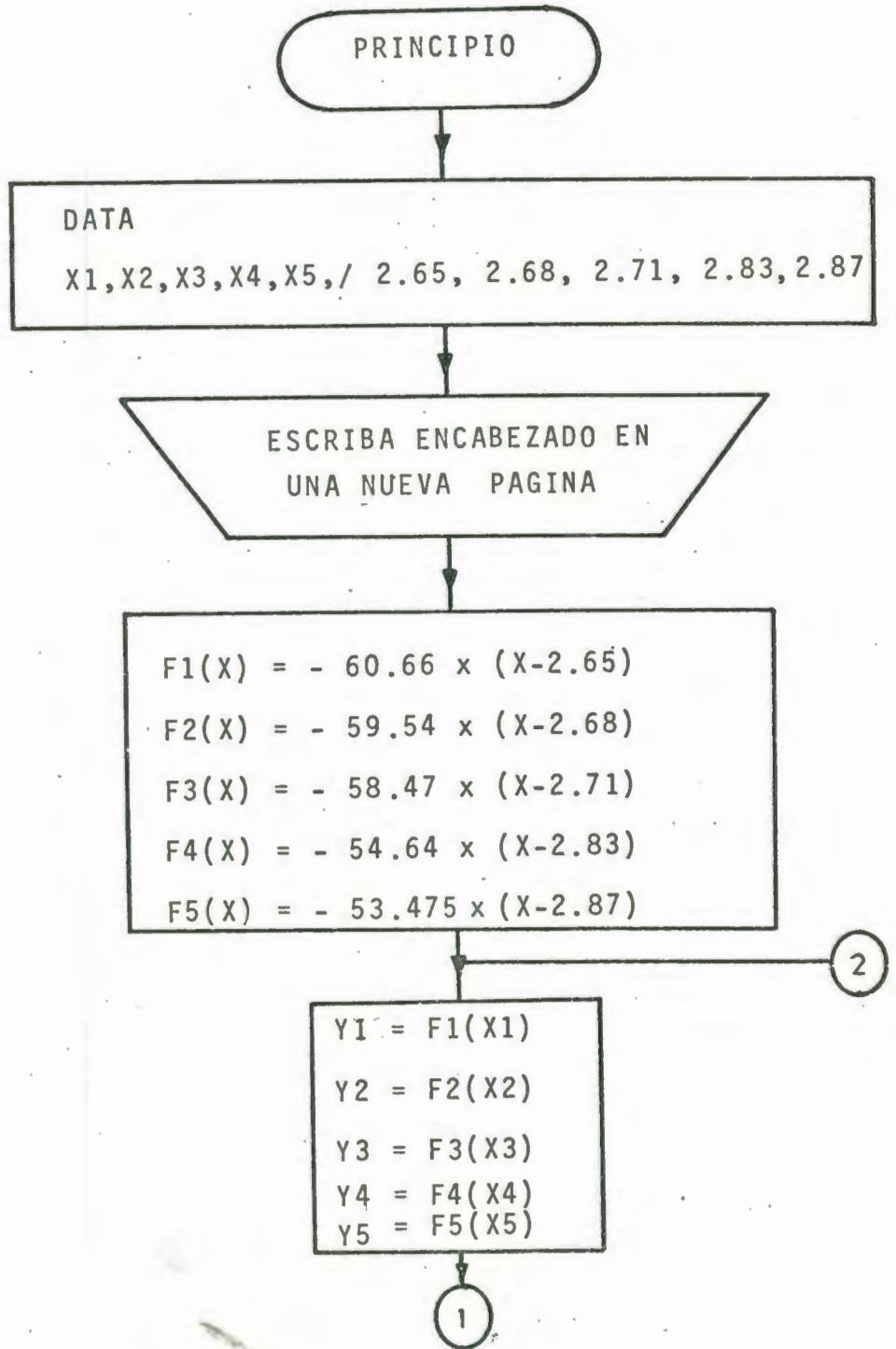
\*LIST SOURCE PROGRAM

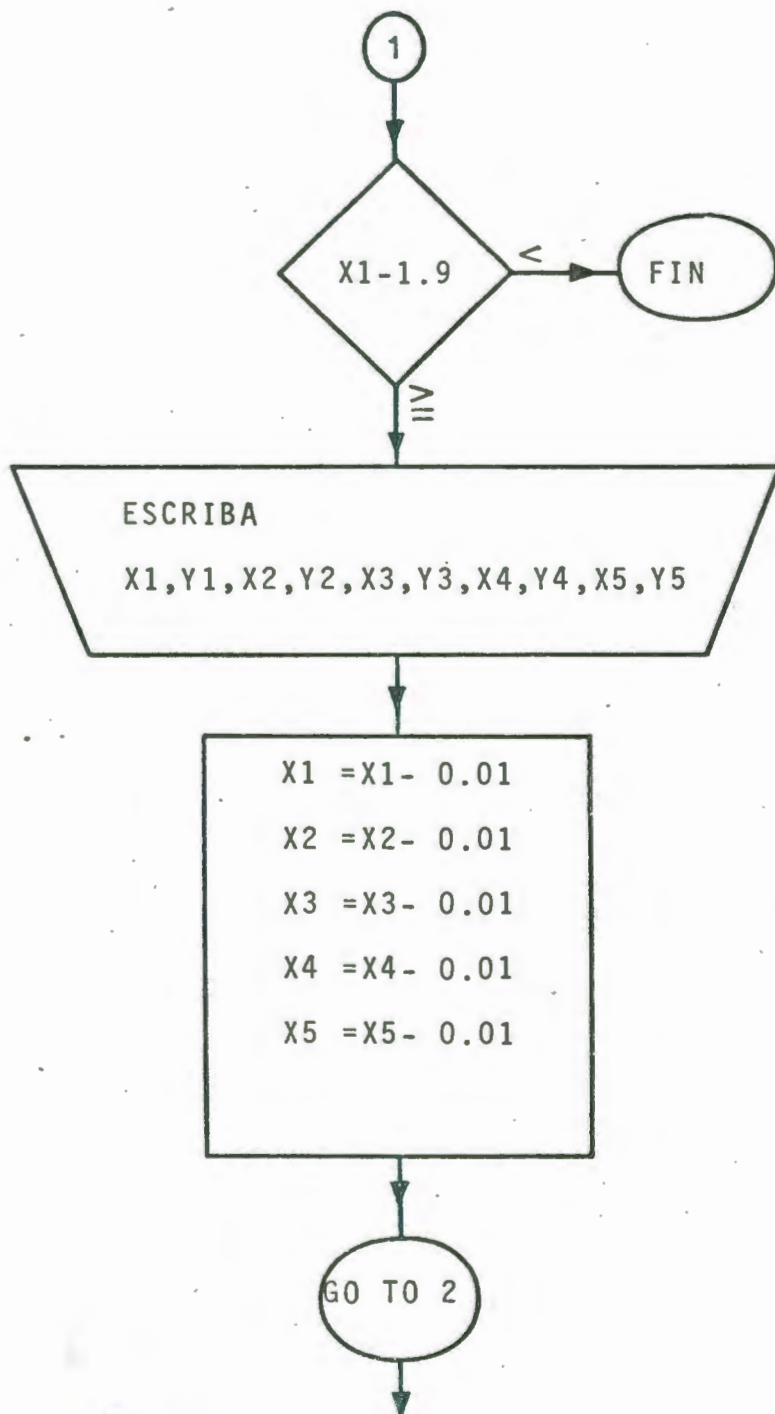
\*EXTENDED PRECISION

```

DATA X1,X2,X3,X4,X5 /2.65,2.68,2.71,2.83,2.87/
F1(X)=-60.66*(X-2.65)
F2(X)=-59.54*(X-2.68)
F3(X)=-58.47*(X-2.71)
F4(X)=-54.64*(X-2.83)
F5(X)=-53.475*(X-2.87)
WRITE(3,4)
4 FORMAT(1H1,6X,4('D.T.',8X,'PORO',8X),'D.T.',8X,'PORO
1 Y1=F1(X1)
  Y2=F2(X2)
  Y3=F3(X3)
  Y4=F4(X4)
  Y5=F5(X5)
  IF(X1-1.9)5,2,2
2 WRITE(3,3)X1,Y1,X2,Y2,X3,Y3,X4,Y4,X5,Y5
3 FORMAT(10F12.4)
  X1=X1-0.01
  X2=X2-0.01
  X3=X3-0.01
  X4=X4-0.01
  X5=X5-0.01
  GO TO 1
5 CALL EXIT
END

```





2.6500	0.0000	2.6800	0.0000	2.7100	0.0000	2.7300	0.0000	2.7500	0.0000
2.6400	0.6055	2.6700	0.5953	2.7000	0.5846	2.7200	0.5463	2.7400	0.5347
2.6300	1.2131	2.6600	1.1907	2.6900	1.1693	2.7100	1.0927	2.7300	1.0694
2.6200	1.8197	2.6500	1.7861	2.6800	1.7540	2.7000	1.6391	2.7200	1.6042
2.6100	2.4263	2.6400	2.3815	2.6700	2.3387	2.7900	2.1855	2.7100	2.1389
2.6000	3.0329	2.6300	2.9769	2.6600	2.9234	2.7800	2.7319	2.8200	2.6737
2.5900	3.6395	2.6200	3.5723	2.6500	3.5091	2.7700	3.2783	2.8100	3.2084
2.5800	4.2461	2.6100	4.1677	2.6400	4.0928	2.7600	3.8247	2.8000	3.7432
2.5700	4.8527	2.6000	4.7631	2.6300	4.6775	2.7500	4.3711	2.7900	4.2779
2.5600	5.4593	2.5900	5.3585	2.6200	5.2622	2.7400	4.9175	2.7800	4.8127
2.5500	6.0659	2.5800	5.9539	2.6100	5.8439	2.7300	5.4639	2.7700	5.3474
2.5400	6.6725	2.5700	6.5493	2.6000	6.4316	2.7200	6.0103	2.7600	5.8822
2.5300	7.2791	2.5600	7.1447	2.5900	7.0163	2.7100	6.5567	2.7500	6.4169
2.5200	7.8857	2.5500	7.7401	2.5800	7.6010	2.7000	7.1031	2.7400	6.9517
2.5100	8.4923	2.5400	8.3355	2.5700	8.1857	2.6900	7.6495	2.7300	7.4864
2.5000	9.0989	2.5300	8.9309	2.5600	8.7704	2.6800	8.1959	2.7200	8.0212
2.4900	9.7055	2.5200	9.5263	2.5500	9.3551	2.6700	8.7423	2.7100	8.5559
2.4800	10.3121	2.5100	10.1217	2.5400	9.9398	2.6600	9.2887	2.7000	9.0907
2.4700	10.9187	2.5000	10.7171	2.5300	10.5245	2.6500	9.8351	2.6900	9.6254
2.4600	11.5253	2.4900	11.3125	2.5200	11.1092	2.6400	10.3815	2.6800	10.1602
2.4500	12.1319	2.4800	11.9079	2.5100	11.6939	2.6300	10.9279	2.6700	10.6949
2.4400	12.7385	2.4700	12.5033	2.5000	12.2786	2.6200	11.4743	2.6600	11.2297
2.4300	13.3451	2.4600	13.0987	2.4900	12.8633	2.6100	12.0207	2.6500	11.7644
2.4200	13.9517	2.4500	13.6941	2.4800	13.4480	2.6000	12.5671	2.6400	12.2992
2.4100	14.5583	2.4400	14.2895	2.4700	14.0327	2.5900	13.1135	2.6300	12.8339
2.4000	15.1649	2.4300	14.8849	2.4600	14.6174	2.5800	13.6599	2.6200	13.3687
2.3900	15.7715	2.4200	15.4803	2.4500	15.2021	2.5700	14.2063	2.6100	13.9034
2.3800	16.3781	2.4100	16.0757	2.4400	15.7868	2.5600	14.7527	2.6000	14.4382
2.3700	16.9847	2.4000	16.6711	2.4300	16.3715	2.5500	15.2991	2.5900	14.9729
2.3600	17.5913	2.3900	17.2665	2.4200	16.9562	2.5400	15.8455	2.5800	15.5077
2.3500	18.1979	2.3800	17.8619	2.4100	17.5409	2.5300	16.3919	2.5700	16.0424
2.3400	18.8045	2.3700	18.4573	2.4000	18.1256	2.5200	16.9383	2.5600	16.5772
2.3300	19.4111	2.3600	19.0527	2.3900	18.7103	2.5100	17.4847	2.5500	17.1119
2.3200	20.0177	2.3500	19.6481	2.3800	19.2950	2.5000	18.0311	2.5400	17.6467
2.3100	20.6243	2.3400	20.2435	2.3700	19.8797	2.4900	18.5775	2.5300	18.1814
2.3000	21.2309	2.3300	20.8389	2.3600	20.4644	2.4800	19.1239	2.5200	18.7162
2.2900	21.8375	2.3200	21.4343	2.3500	21.0491	2.4700	19.6703	2.5100	19.2509
2.2800	22.4441	2.3100	22.0297	2.3400	21.6338	2.4600	20.2167	2.5000	19.7857
2.2700	23.0507	2.3000	22.6251	2.3300	22.2185	2.4500	20.7631	2.4900	20.3204
2.2600	23.6573	2.2900	23.2205	2.3200	22.8032	2.4400	21.3095	2.4800	20.8552
2.2500	24.2639	2.2800	23.8159	2.3100	23.3879	2.4300	21.8559	2.4700	21.3900
2.2400	24.8705	2.2700	24.4113	2.3000	23.9726	2.4200	22.4023	2.4600	21.9247
2.2300	25.4771	2.2600	25.0067	2.2900	24.5573	2.4100	22.9487	2.4500	22.4594
2.2200	26.0837	2.2500	25.6021	2.2800	25.1420	2.4000	23.4951	2.4400	22.9942
2.2100	26.6903	2.2400	26.1975	2.2700	25.7267	2.3900	24.0415	2.4300	23.5289
2.2000	27.2969	2.2300	26.7929	2.2600	26.3114	2.3800	24.5879	2.4200	24.0637
2.1900	27.9035	2.2200	27.3883	2.2500	26.8961	2.3700	25.1343	2.4100	24.5984
2.1800	28.5101	2.2100	27.9837	2.2400	27.4808	2.3600	25.6807	2.4000	25.1332
2.1700	29.1167	2.2000	28.5791	2.2300	28.0655	2.3500	26.2271	2.3900	25.6679
2.1600	29.7233	2.1900	29.1745	2.2200	28.6502	2.3400	26.7735	2.3800	26.2027
2.1500	30.3299	2.1800	29.7699	2.2100	29.2349	2.3300	27.3199	2.3700	26.7374
2.1400	30.9365	2.1700	30.3653	2.2000	29.8196	2.3200	27.8663	2.3600	27.2722
2.1300	31.5431	2.1600	30.9607	2.1900	30.4043	2.3100	28.4127	2.3500	27.8069



# AGUA FRESCA

2.7000	34.5761	2.1100	33.9377	2.1400	33.3278	2.2600	31.1447	2.3000	30.4807
2.7700	35.1927	2.1000	34.5331	2.1300	33.9125	2.2500	31.6911	2.2900	31.0154
2.8400	35.7902	2.0900	35.1285	2.1200	34.4972	2.2400	32.2375	2.2800	31.5502
2.9100	36.3759	2.0800	35.7239	2.1100	35.0819	2.2300	32.7839	2.2700	32.0849
2.9800	37.0025	2.0700	36.3193	2.1000	35.6666	2.2200	33.3303	2.2600	32.6197
2.0300	37.6091	2.0600	35.9147	2.0900	36.2513	2.2100	33.8767	2.2500	33.1544
2.0200	38.2157	2.0500	37.5101	2.0800	36.8360	2.2000	34.4231	2.2400	33.6892
2.0100	38.8223	2.0400	38.1055	2.0700	37.4207	2.1900	34.9695	2.2300	34.2239
2.0000	39.4289	2.0300	38.7009	2.0600	38.0054	2.1800	35.5159	2.2200	34.7587
1.9900	40.0355	2.0200	39.2963	2.0500	38.5901	2.1700	36.0623	2.2100	35.2934
1.9800	40.6421	2.0100	39.8917	2.0400	39.1748	2.1600	36.6087	2.2000	35.8282
1.9700	41.2487	2.0000	40.4871	2.0300	39.7595	2.1500	37.1551	2.1900	36.3629
1.9600	41.8553	1.9900	41.0825	2.0200	40.3442	2.1400	37.7015	2.1800	36.8977
1.9500	42.4619	1.9800	41.6779	2.0100	40.9289	2.1300	38.2479	2.1700	37.4324
1.9400	43.0685	1.9700	42.2733	2.0000	41.5136	2.1200	38.7943	2.1600	37.9672
1.9300	43.6751	1.9600	42.8687	1.9900	42.0983	2.1100	39.3407	2.1500	38.5019
1.9200	44.2817	1.9500	43.4641	1.9800	42.6830	2.1000	39.8871	2.1400	39.0367
1.9100	44.8883	1.9400	44.0595	1.9700	43.2677	2.0900	40.4335	2.1300	39.5714
1.9000	45.4949	1.9300	44.6549	1.9600	43.8524	2.0800	40.9799	2.1200	40.1062

## NOMENCLATURA

- $F1(X)$  = *Función para calcular la porosidad en arenas.*
- $F2(X)$  = *Función para calcular la porosidad en arenas más compactas.*
- $F3(X)$  = *Función para calcular la porosidad en calizas.*
- $F4(X)$  = *Función para calcular la porosidad en calizas más compactas.*
- $F5(X)$  = *Función para calcular la porosidad en dolomitas.*
- $X1$  = *Valor inicial de densidad de las Arenas.*
- $X2$  = *Valor inicial de la densidad de las arenas más compactas.*
- $X3$  = *Valor inicial de la densidad de las calizas.*
- $X4$  = *Valor inicial de la densidad de las calizas más compactas.*
- $X5$  = *Valor inicial de la densidad de las dolomitas.*

FIGURAS

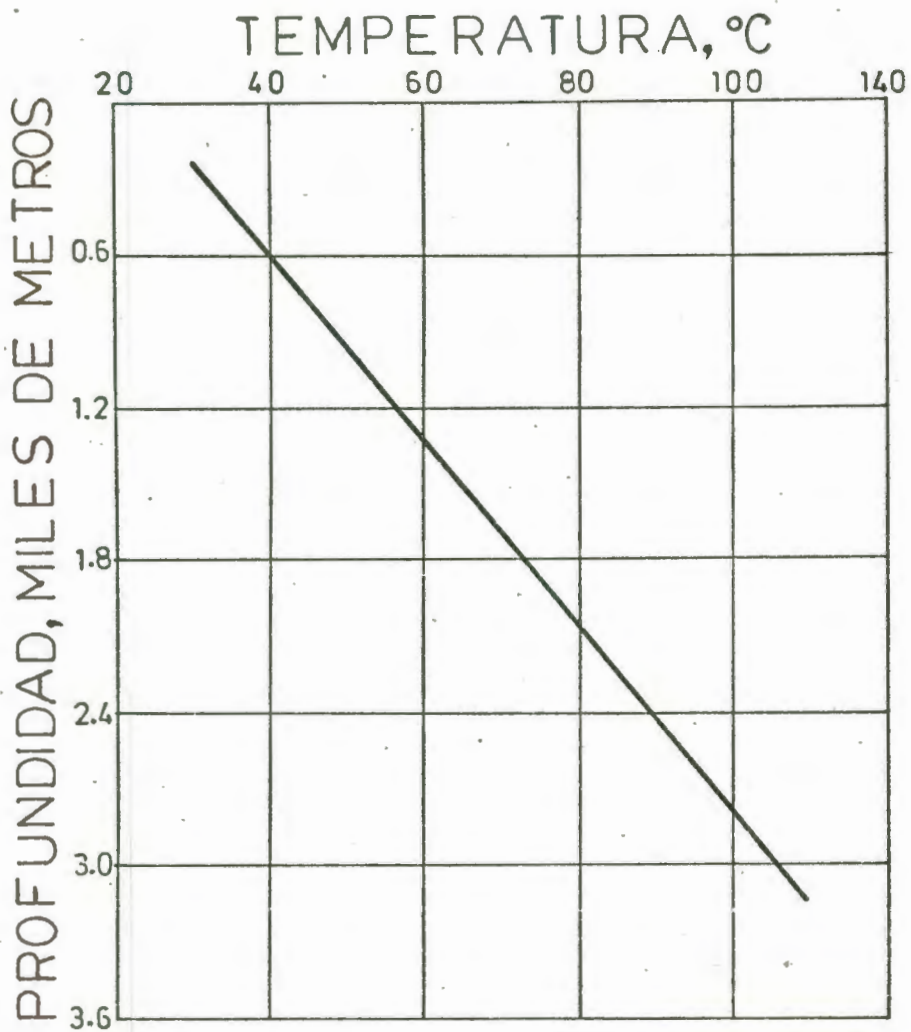


FIGURA Nº1

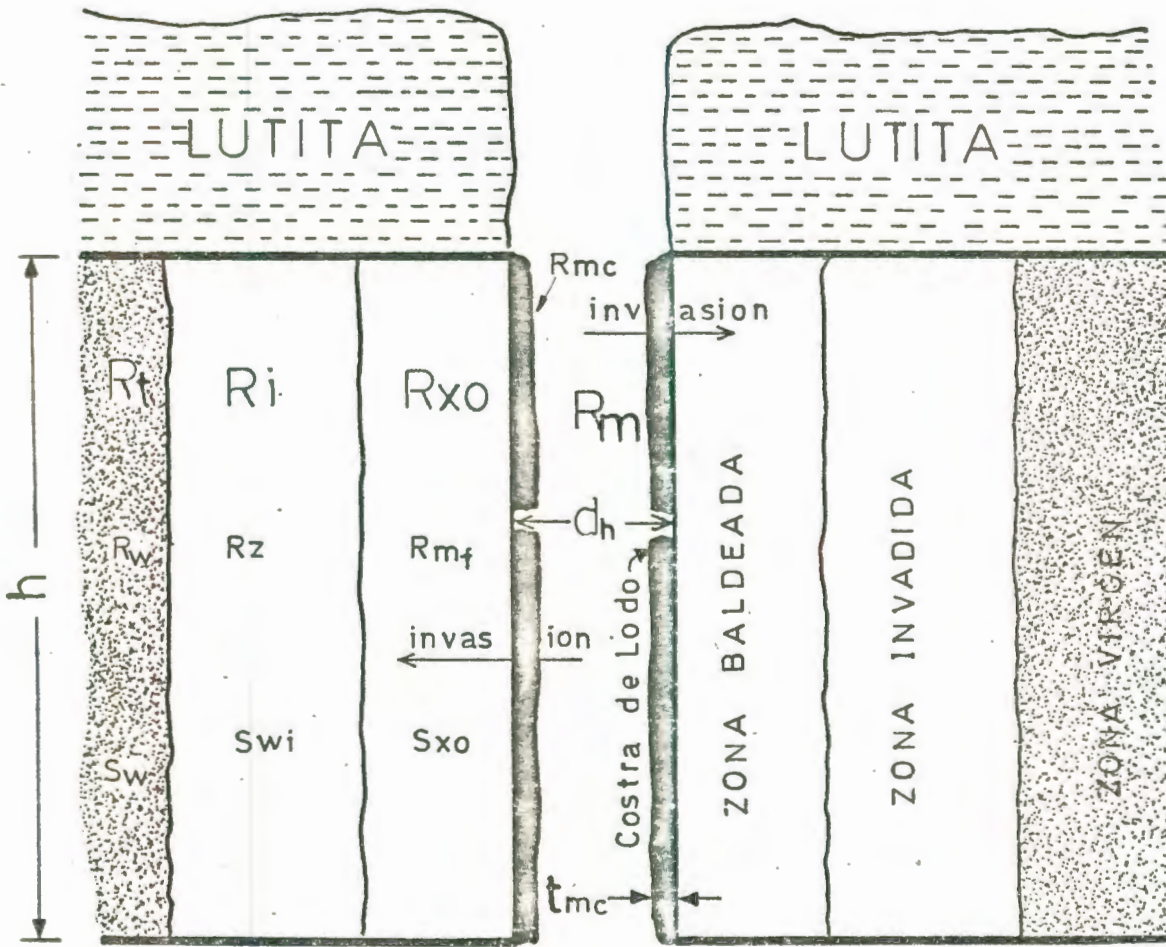


FIGURA N°2

DETERMINACION DE  $R_{mf}$  y  $R_{mc}$  EN BASE A  $R_M$  y  $T$

$R_m$  a TEMPERATURA DE FORMACION

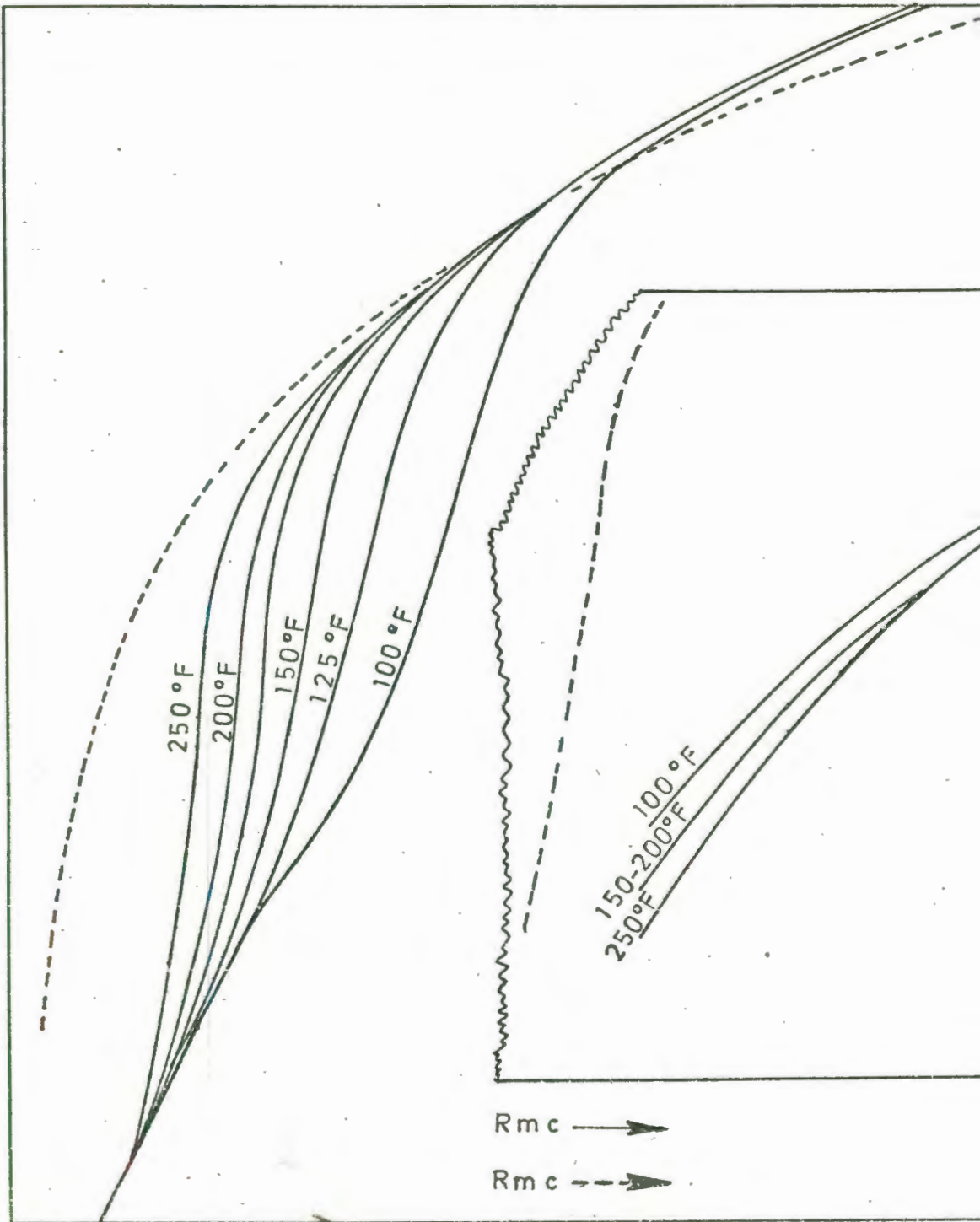


FIG. N° 3

NORMAL CORTA DE 16"

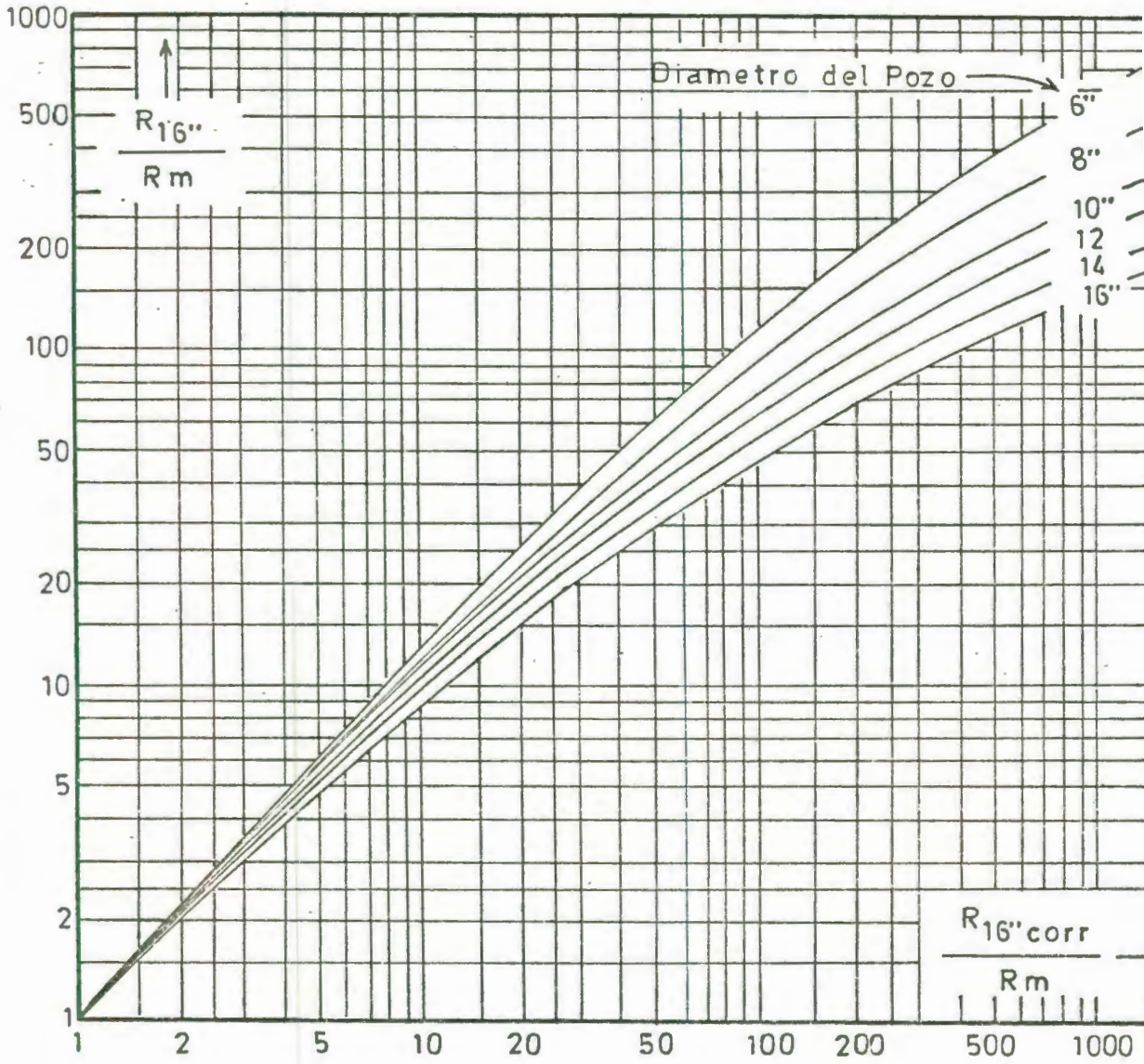


FIG. N° 4

# LATEROLOG 8

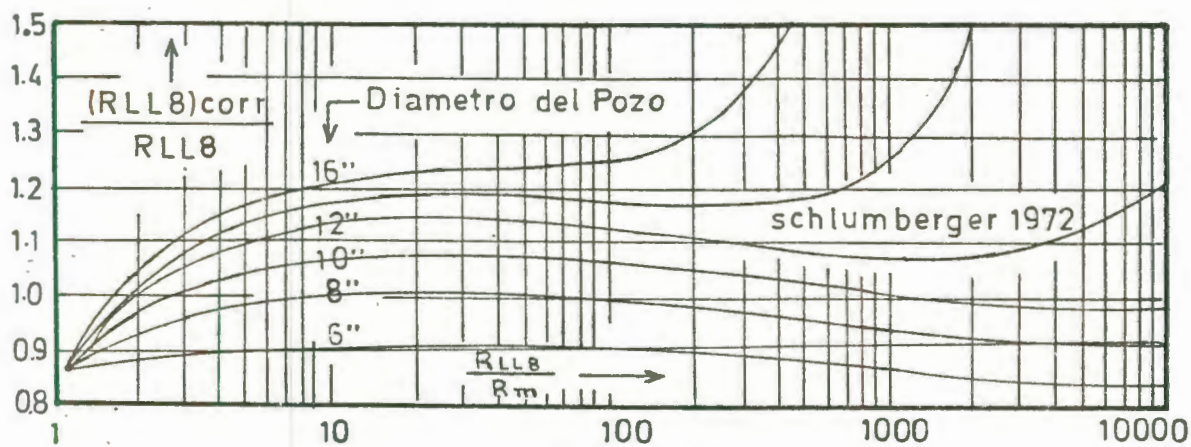


FIG. N° 4

# LATEROLOG 7

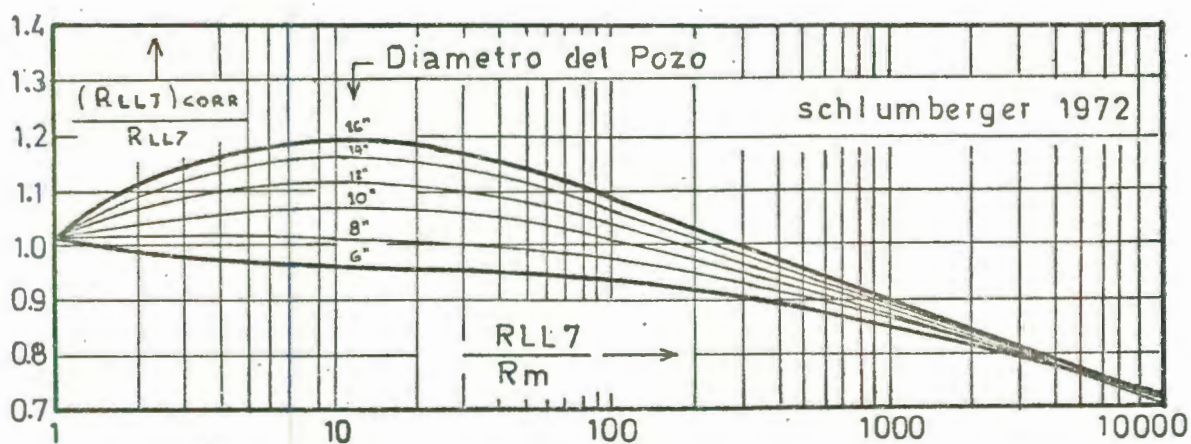


FIG. N° 5

# LATEROLOG 3

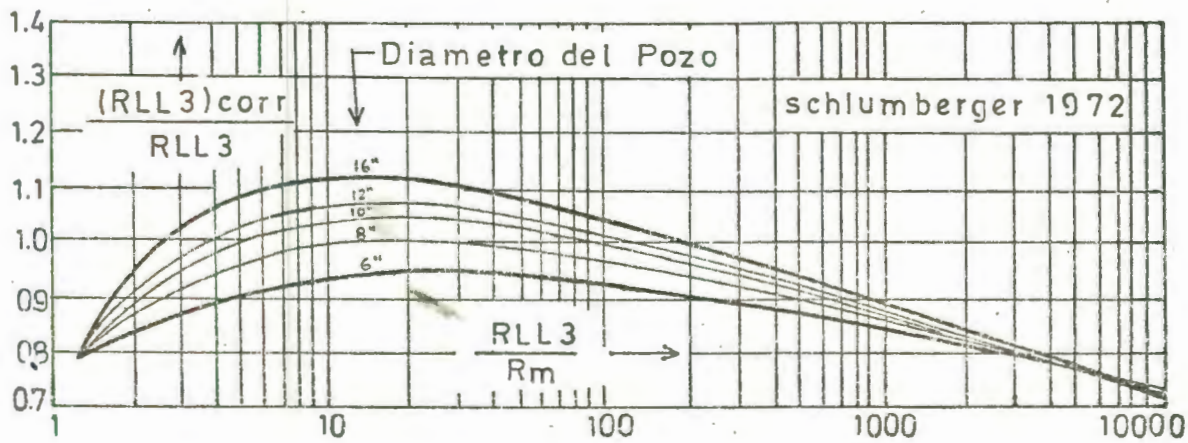
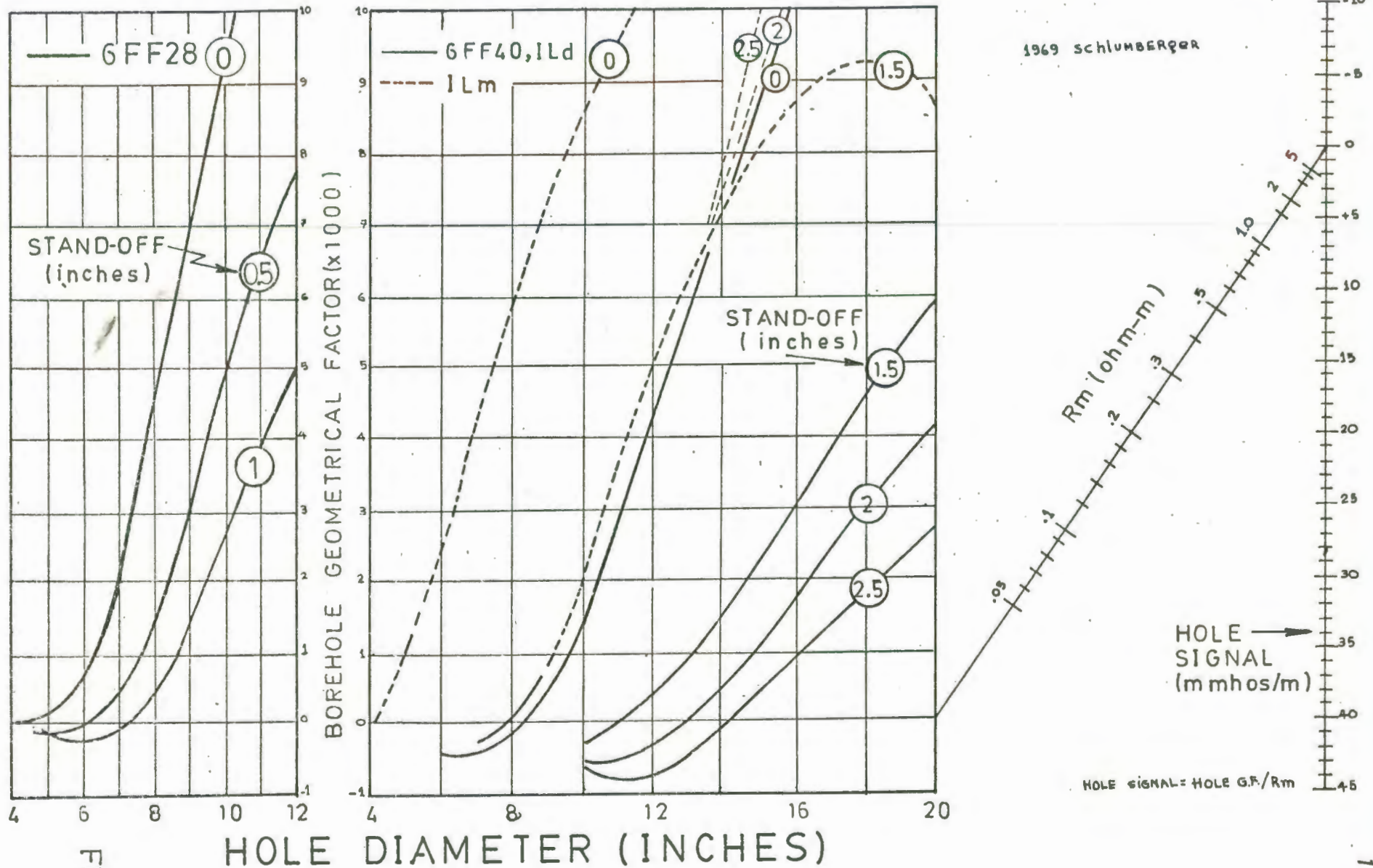


FIG. N° 5



# INDUCTION LOG BOREHOLE CORRECTION



FIG

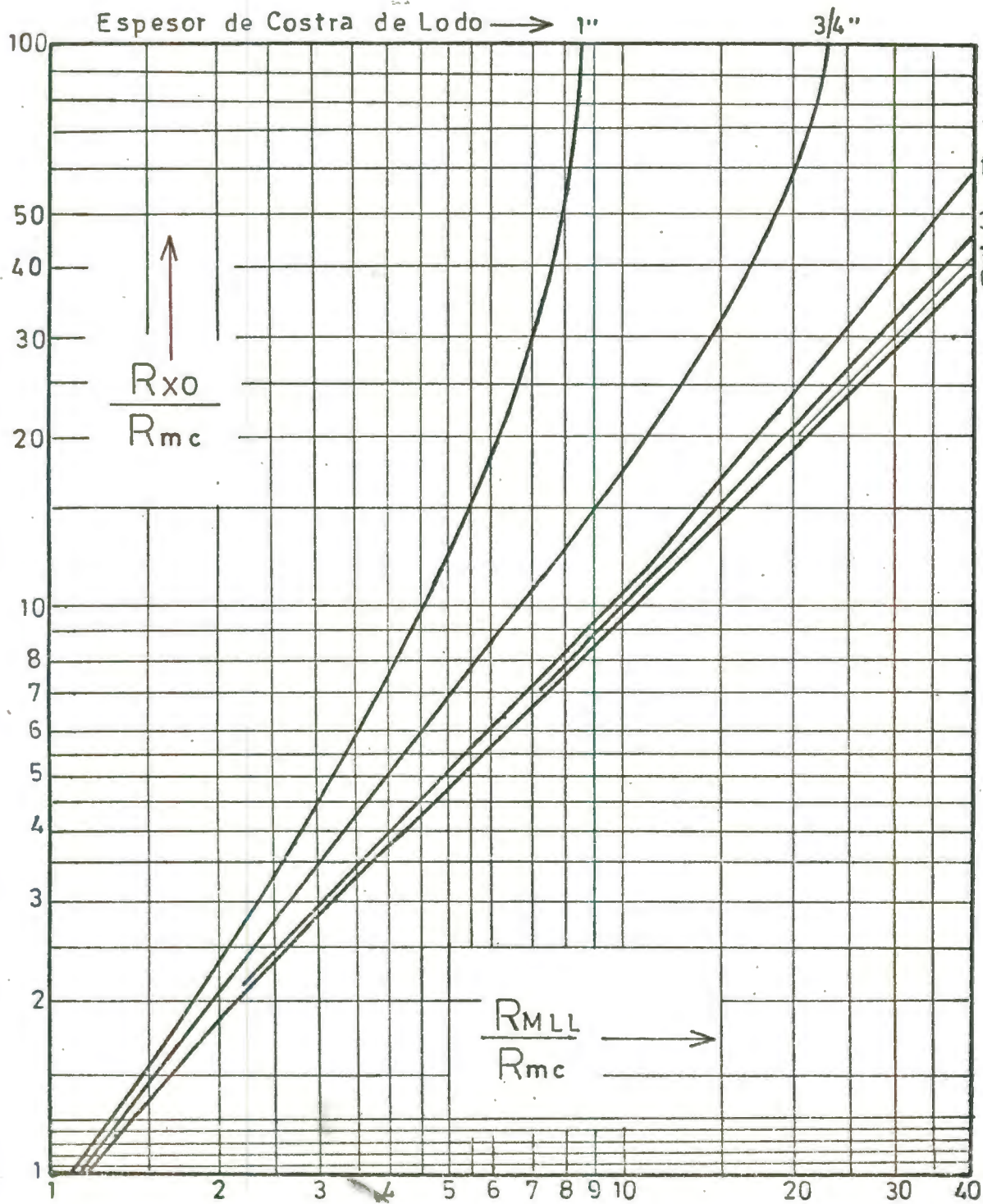


FIG. N° 7

SP

RESISTIVIDAD

20 mv

0 NORMAL CORTA 10

0 NORMAL LARGA 10

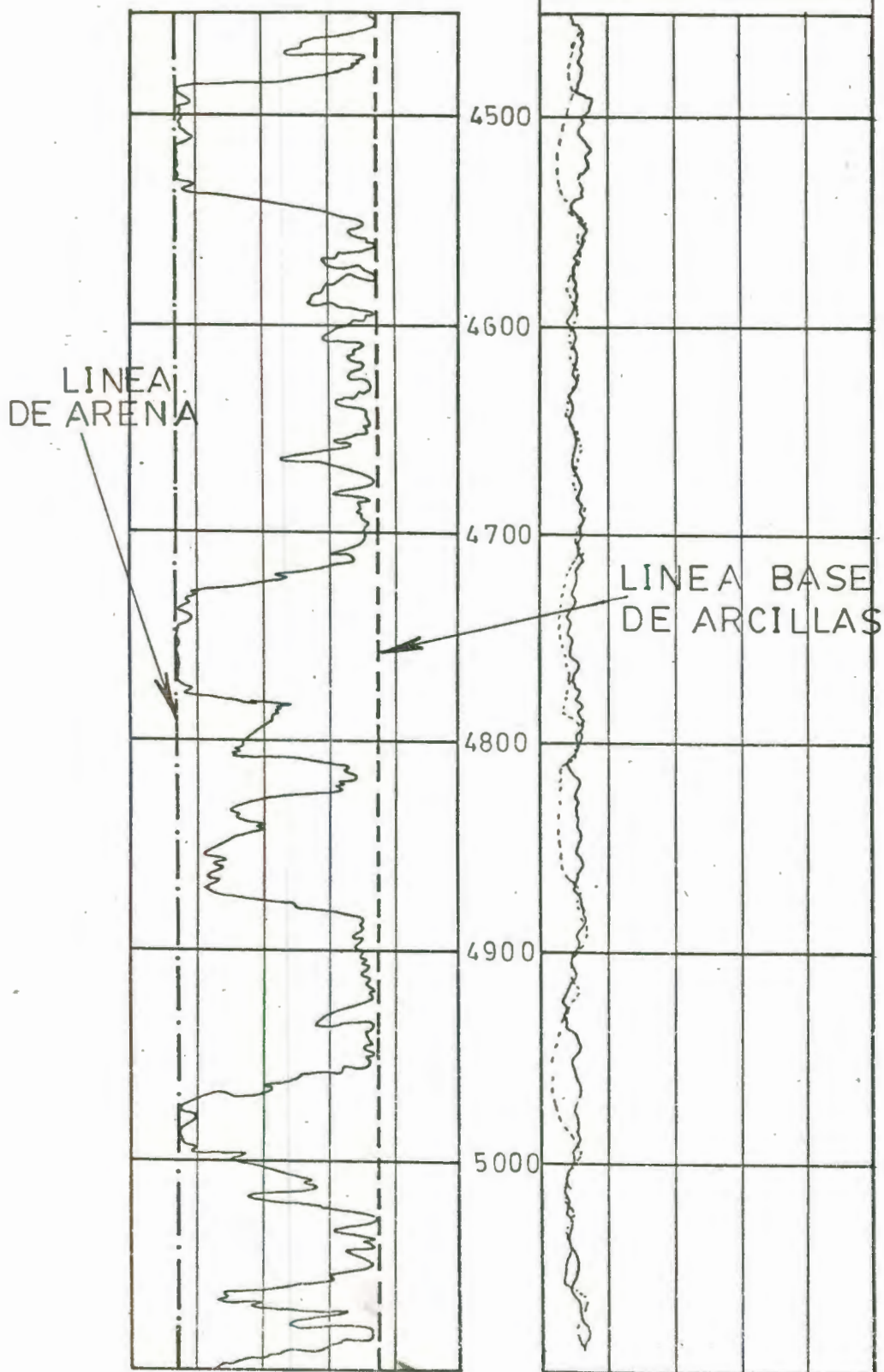


FIG. 8

RESISTIVIDAD DEL NaCl vs  
ACTIVIDAD DE IONES Na<sup>+</sup> (T=75°F)

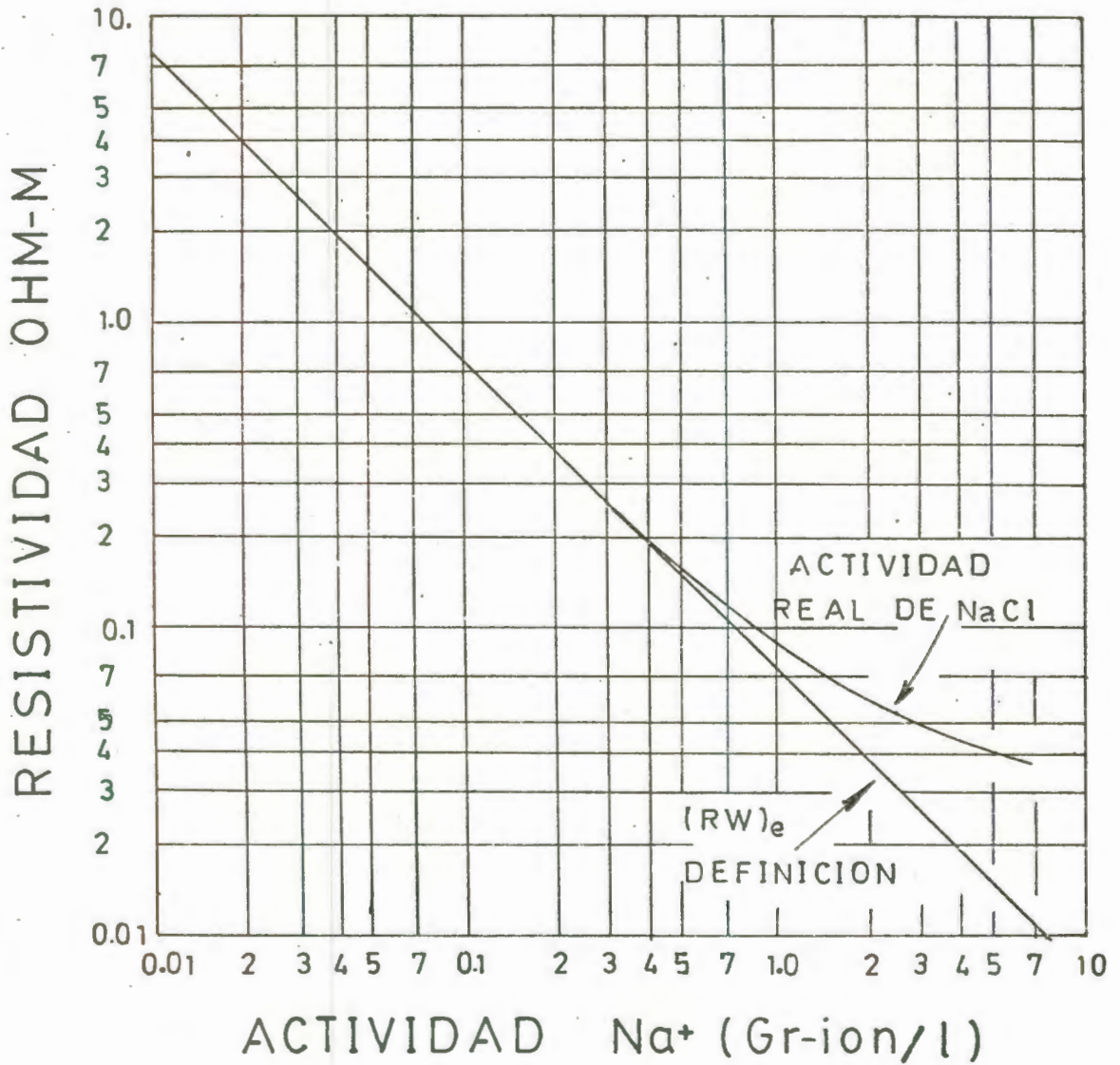


FIG. N° 9

FIGURA Nº 10

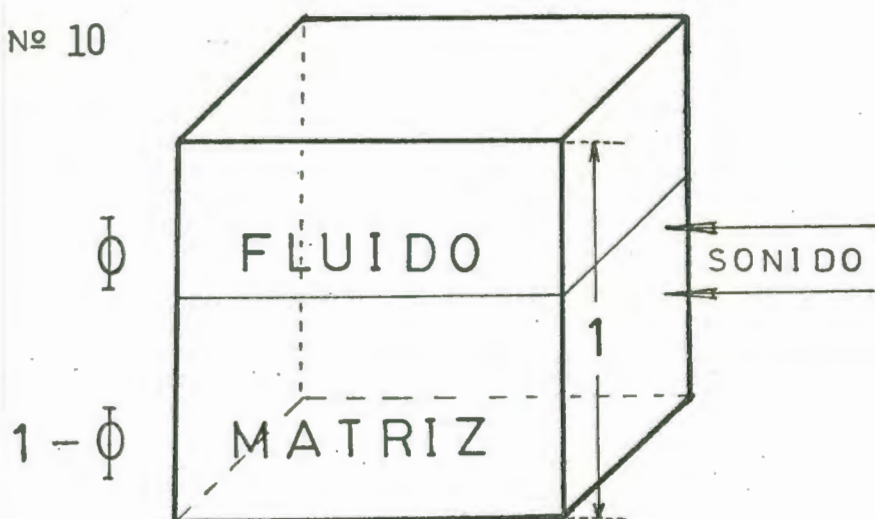
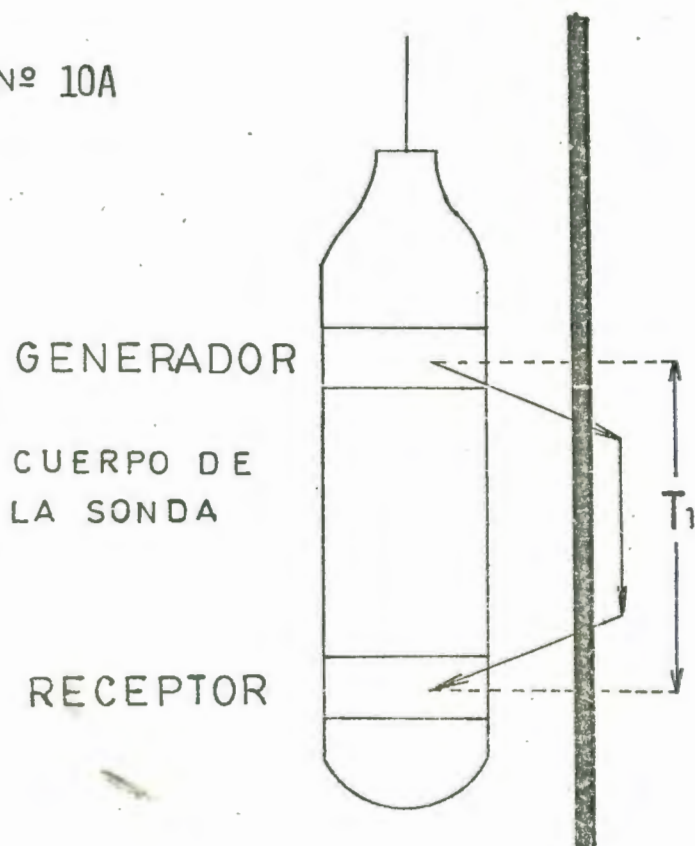


FIGURA Nº 10A



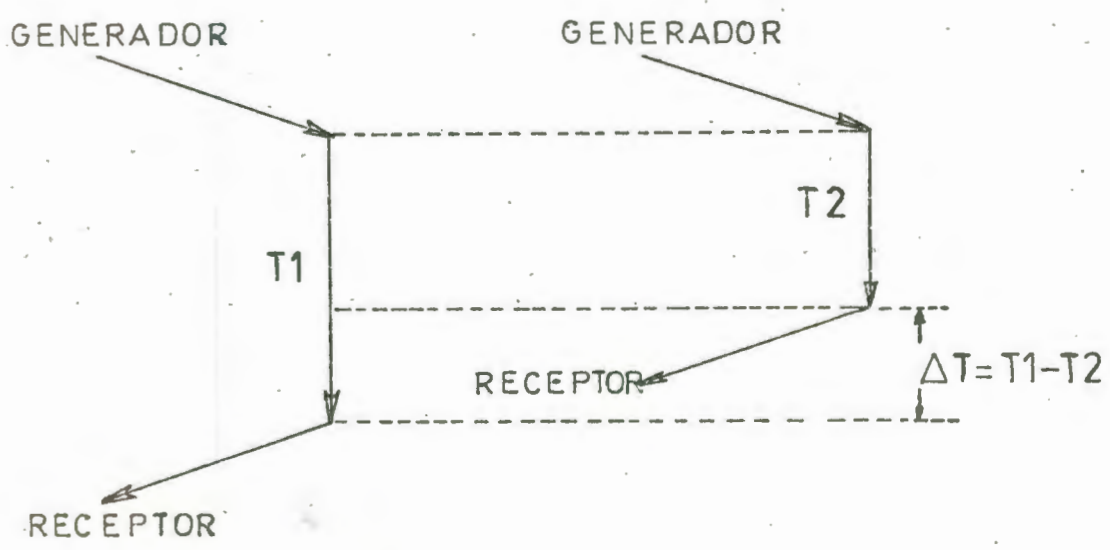
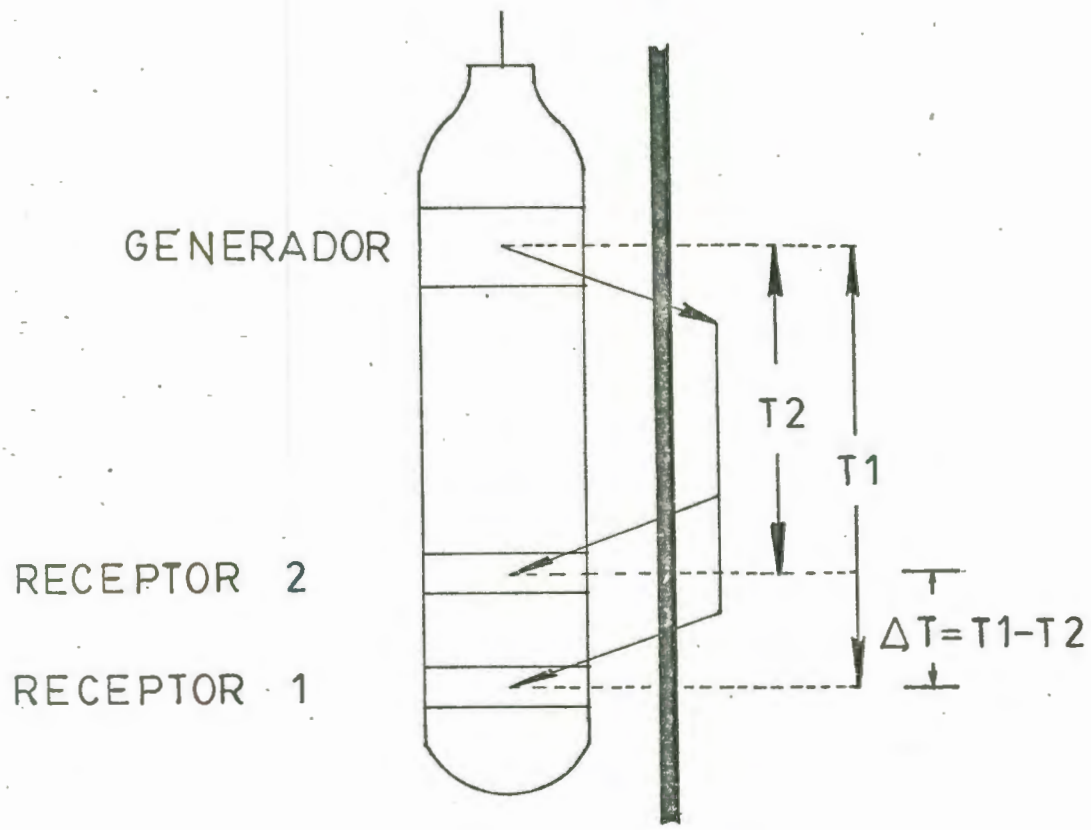


FIGURA Nº 11

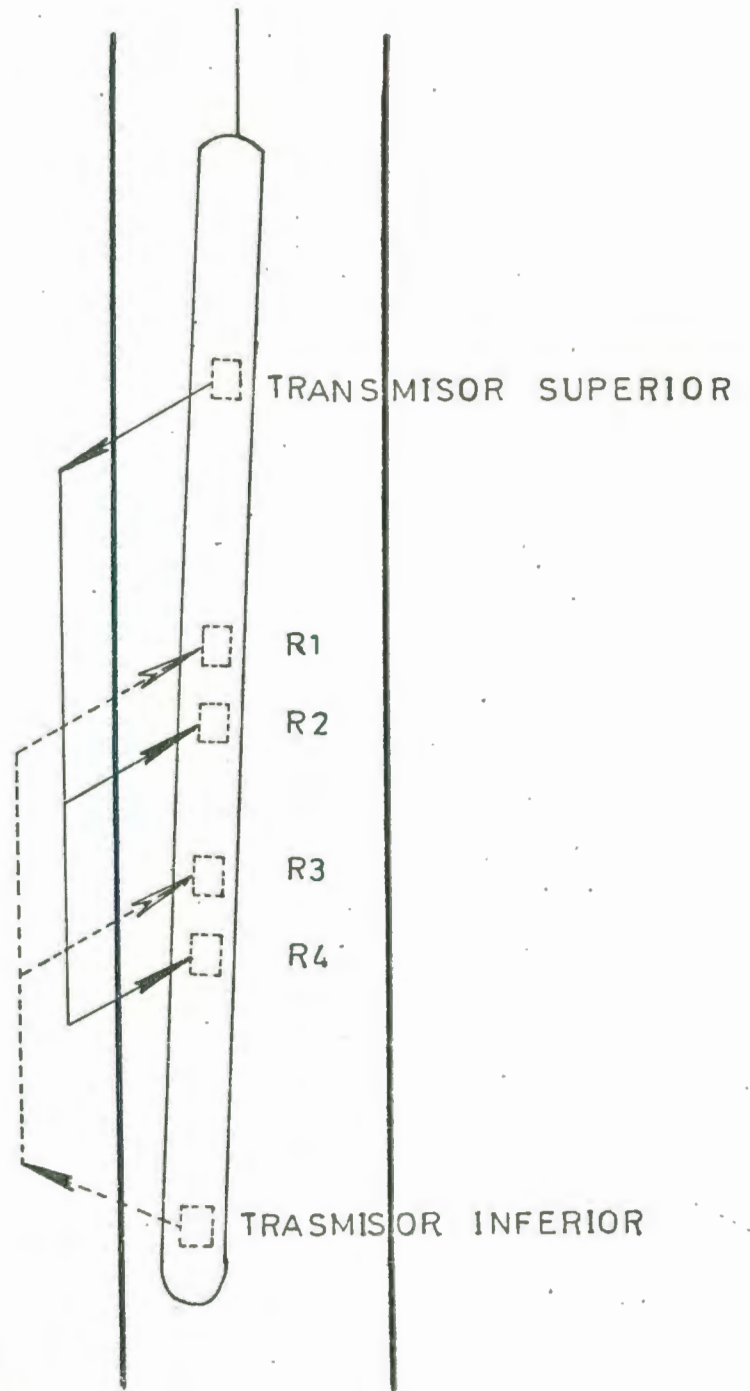


FIGURA N° 12

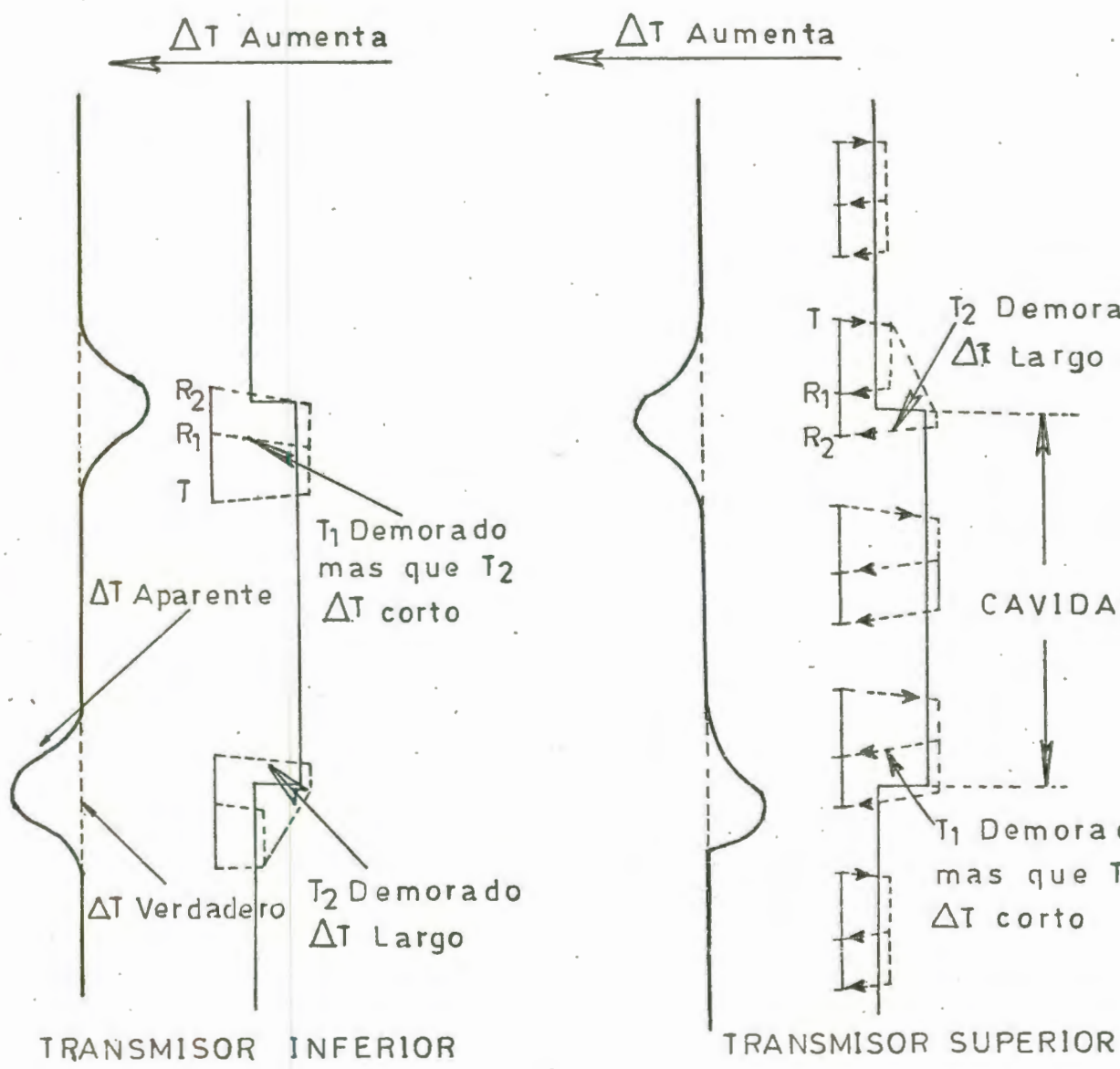


FIGURA N° 13



# DISPOSITIVO DE DENSIDAD COMPENSADO ( FDC )

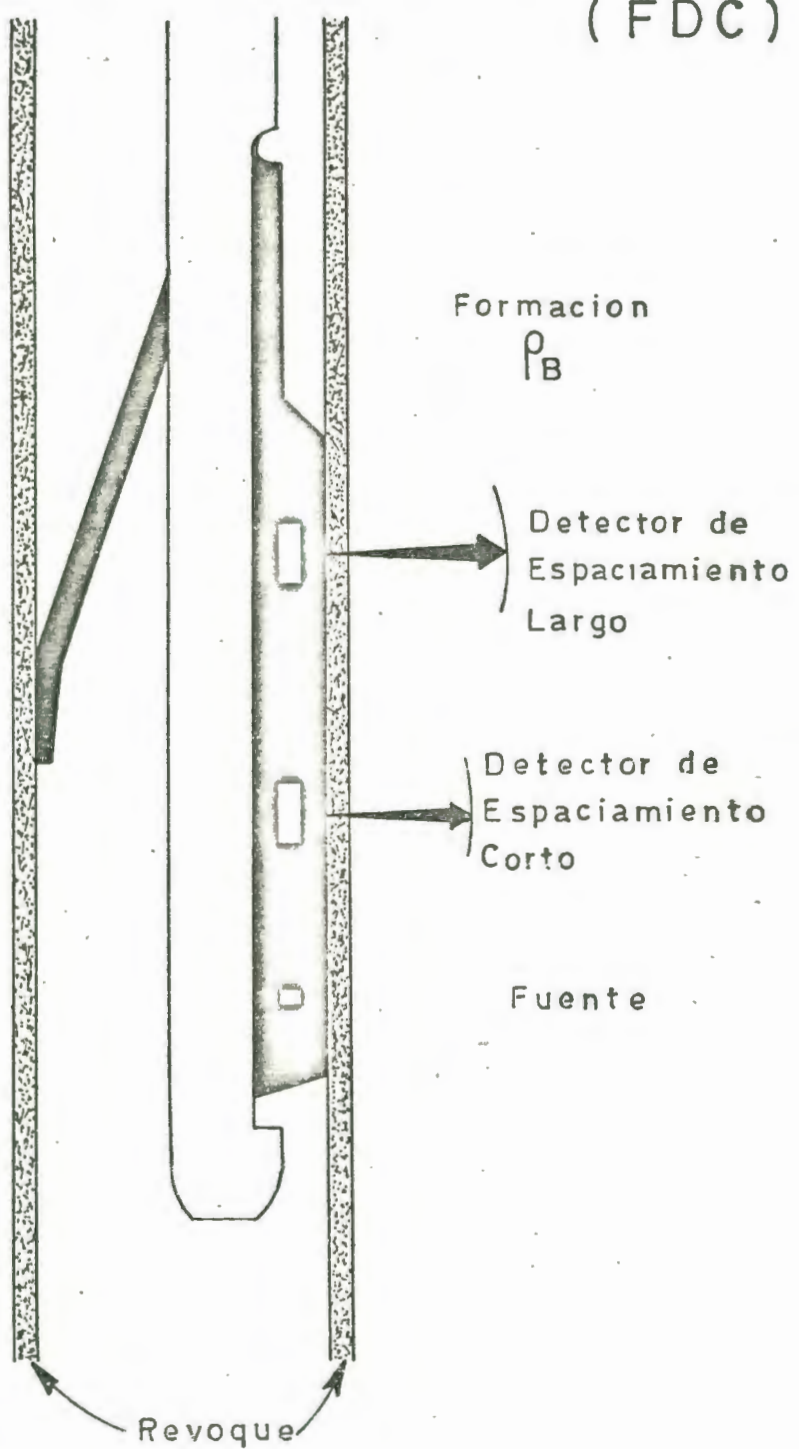
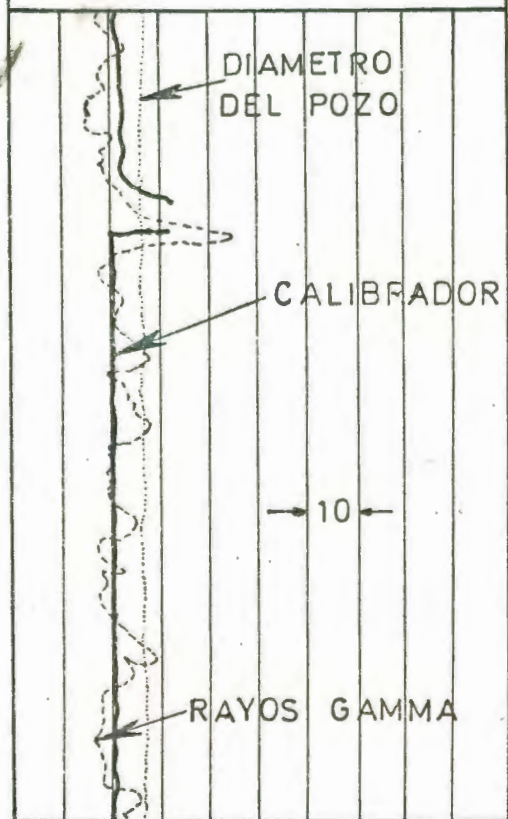
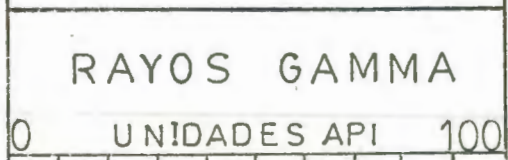
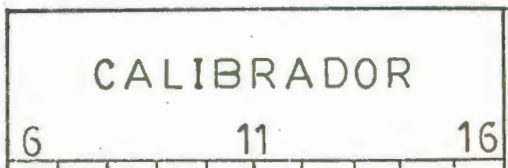


FIGURA N° 14



PROFUNDIDAD

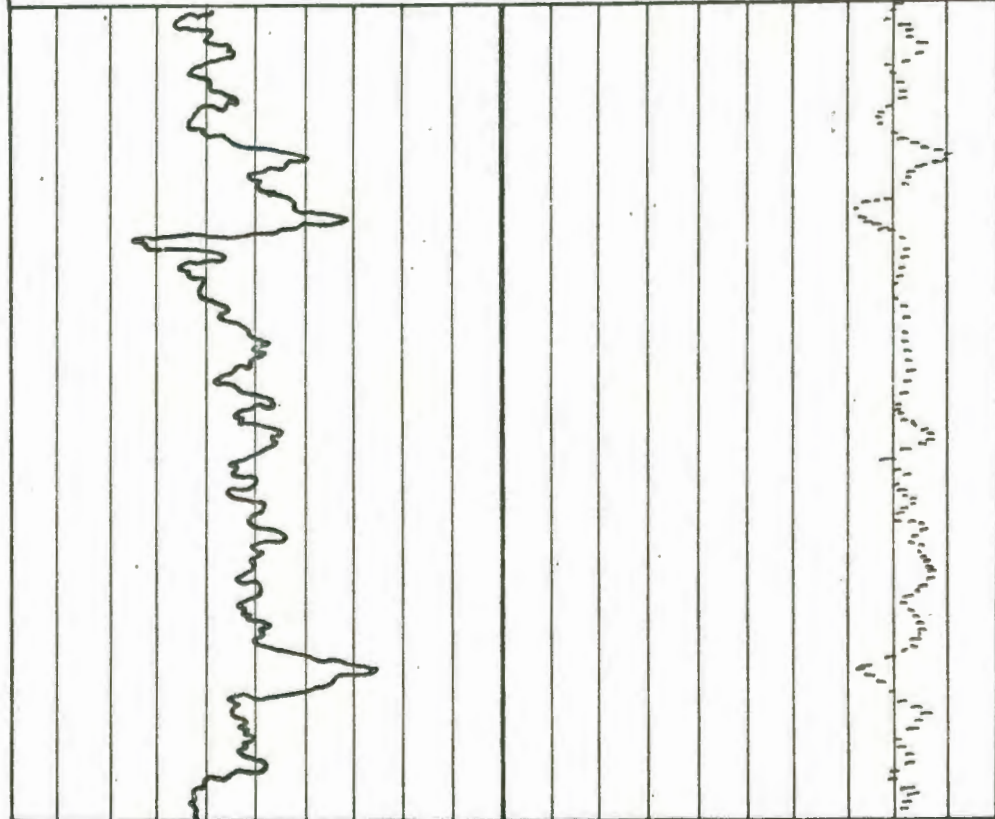
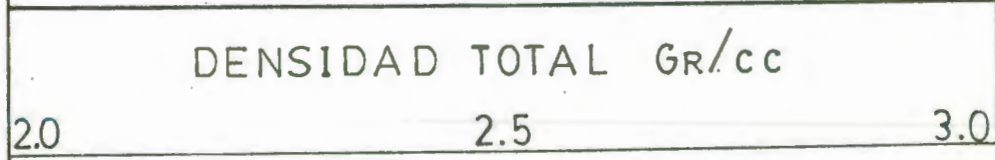
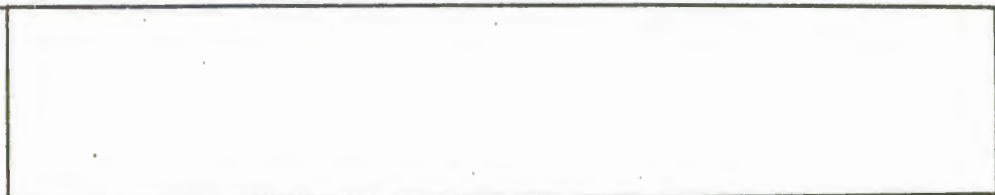


FIGURA N° 15

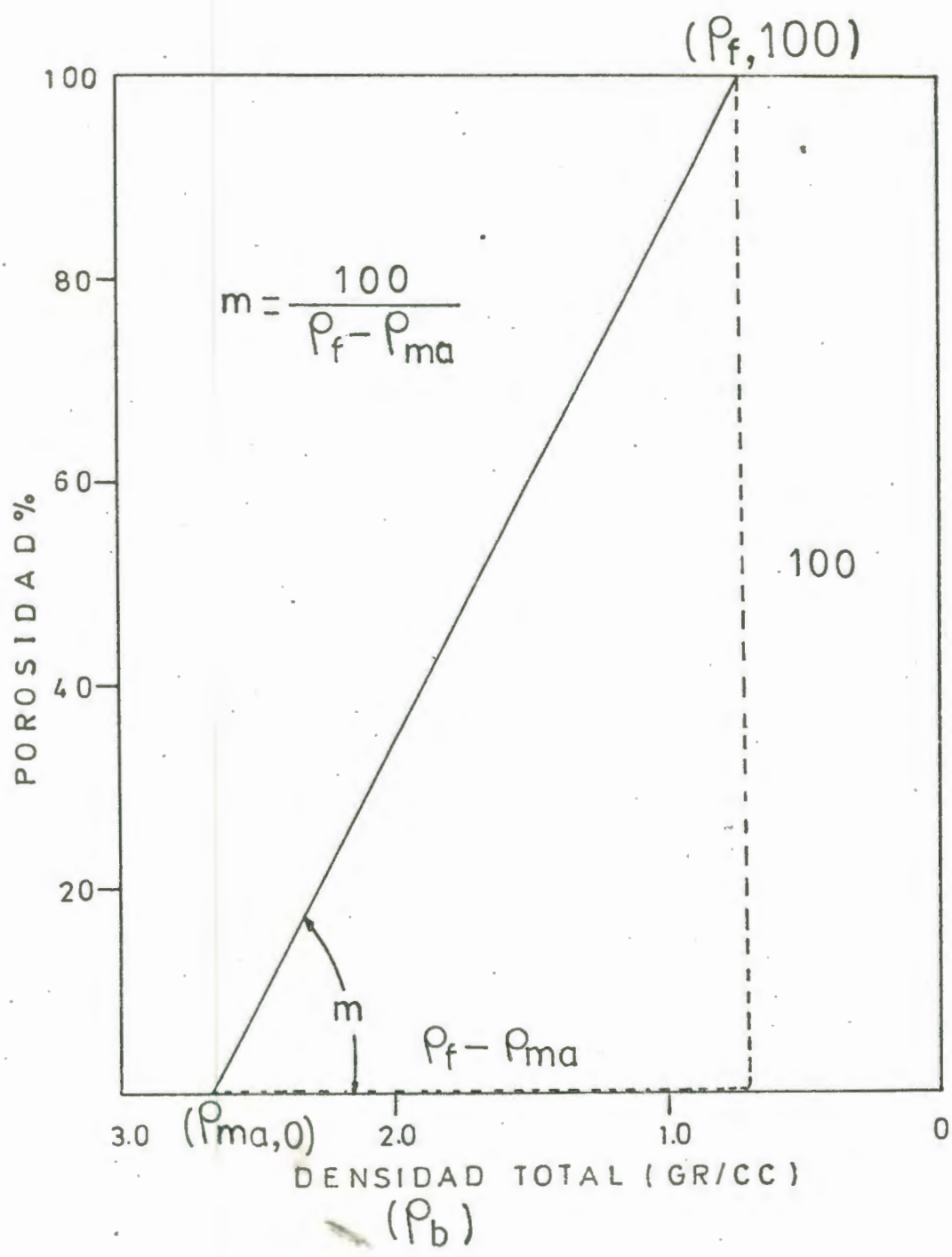


FIGURA N° 16

## CONCLUSIONES

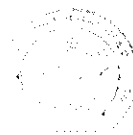
1. La temperatura de Formación que se presenta en este estudio tiene la ventaja en relación al presentado por la Compañía Schlumberger en su carta Gen-6 en que este parámetro está calculado para ser usado en forma directa ya que incluye para su cálculo datos promedios de Temperatura ambiente y Gradientes Geotérmicos que se han observado como más común en el Oriente Ecuatoriano. En relación a la exactitud de estos valores por ser obtenidos de la Fórmula de Temperatura de Formación a Profundidad está garantizada su uso para desarrollos confiables que necesitan de este valor.
2. Los valores de  $R_{mf}$  y  $R_{mc}$  obtenidos en base al peso del lodo y  $R_m$  ofrecen con este estudio la ventaja no sólo de ser obtenidos de una manera fácil sino que pueden ser encontrados sin mayores errores numéricos, puesto que la presentación original en la Carta Gen-7 del libro de Cartas de Cía. Schlumberger que da estos valores incluye papel Log-Log, lo que ya en sí hace difícil la evaluación de dichos parámetros.
3. Obtención de  $R_w$ .  
Es posible que este sea el parámetro que irá a ofrecer mayores ventajas a los Ingenieros y Estudiantes de Inge-

niería de Petróleos tanto por su presentación y la manera fácil de obtención, ya que con pocos datos SP, Rmf y T se llega a un valor bastante exacto de Rw. De esta manera se evitará el uso del sistema clásico y largo que ofrecen las cartas SP-1 y SP-2 de la Cla. Schlumberger para calcular Rw. Además ambas cartas tienen la desventaja de estar en papel logarítmico lo que hace necesario trabajar con mucha precaución y lentitud.

4. La obtención de valores de Porosidad en base al Factor de Formación y diferentes valores del Factor de Cementación tienen aquí en este trabajo una precisión normal ya que se los ha obtenido de sus fórmulas empíricas originales que los relacionan esto es Archie y Humble. Se ha trabajado con estos parámetros con el fin de dar al Ingeniero la facilidad para la obtención con mayor rapidez y seguridad.
5. La exactitud de los datos de porosidad en base al registro de densidad, para las diferentes clases de formaciones se presentan en esta tesis con la misma exactitud - que las cartas POR-5 y POR-6 del libro de cartas de la Schlumberger. La ventaja que se quiere incluir con este estudio es una nueva presentación a la obtención de la porosidad vs la densidad. Lo que se traduce en una mayor facilidad para realizar análisis de espesores grandes de formaciones

en donde se hace necesario lecturas de  $\rho_B$  cada 2, 3 o 4 Ft. Lo que implica hacer lecturas de porosidad de varias decenas; transformando estos métodos de evaluación de zonas comerciales en algo confiable y rápido.

6. La anterior también es aplicado al registro sónico pero este caso se compara con la tabla POR-3 del libro de Cartas de la Schlumberger.

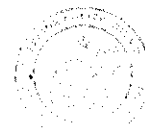


1954  
1954

## RECOMENDACIONES

Por todo lo expuesto en lo anterior, yo recomiendo este trabajo, no solo al Ingeniero de Campo sino también al Ingeniero que hace su trabajo en la oficina y los estudiantes que han usado los métodos convencionales, por las siguientes razones:

1. Ofrece métodos rápidos y precisos para obtener  $T$ ,  $R_m f$ ,  $R_m c$ ,  $R_w$ , y  $^{\circ}S$  y  $^{\circ}D$ .
2. La seguridad en la obtención de cualquier parámetro arriba señalado.
3. Las tablas obtenidas pueden ser usadas sin ninguna dificultad.



ESTADÍSTICA Y CENSO  
ESTADÍSTICA Y CENSO

## NOMENCLATURA

- $a_w$  : Actividad química del agua de formación  
 $a_{mf}$  : Actividad química del filtrado de lodo  
 $c$  : Coeficiente de compactación de las arcillas  
 $c_p$  : Compactación sónica por falta de compactación  
 $dt$  : Cambio de temperatura  $T - T_0$   
 $dy$  : Cambio de profundidad  $Y - Y_0$   
 $F$  : Factor de formación  
 $g$  : Gradiente de temperatura  
 $K$  : Constante o gradiente de temperatura  
 $K_L$  : Coeficiente proporcional a la temperatura absoluta.  
 $\ln$  : Logaritmo natural  
 $m$  : Pendiente de la recta  
 $PSP$  : Potencial espontáneo pseudo-estático. El SP hallado en una arena lutítica de baja porosidad.  
 $R_{mfe}$  : Resistividad equivalente del filtrado de lodo.  
 $R_{we}$  : Resistividad equivalente del agua de formación  
 $R_m$  : Resistividad del fluido de perforación  
 $R_{mf}$  : Resistividad del filtrado de lodo  
 $R_{mc}$  : Resistividad de la costra de lodo  
 $R_0$  : Resistividad de la formación cuando está saturada en un 100% de agua de resistividad  $R_w$ .  
 $R_t$  : Resistividad de la zona virgen



ROS	:	Saturación residual de petróleo en porcentaje del espacio poroso.
Rxo	:	Resistividad de la zona virgen
Rw	:	Resistividad del agua de formación.
SP	:	Potencial espontáneo
SSP	:	Potencial espontáneo estático. El máximo posible para un valor determinado de $R_mf/R_w$ .
Sw	:	Saturación de agua en la zona virgen
Sxo	:	Saturación de agua en la zona lavada.
T	:	Temperatura a profundidad
To	:	Temperatura promedio en la superficie
tmc	:	Espesor de la costra de lodo
Vlog	:	Velocidad del sonido en la formación y obtenida del registro.
Vf	:	Velocidad del sonido a través del espacio poroso.
Vma	:	Velocidad del sonido a través de la matriz.
Tlog	:	Tiempo de tránsito promedio registrada en el registro.
Tma	:	Tiempo de tránsito en la matriz.
Tf	:	Tiempo de tránsito promedio en el fluido de la formación.
Tsh	:	Tiempo de tránsito promedio en las lutitas adyacentes.
$\phi$	:	Porosidad
$\phi_s$	:	Porosidad obtenida del registro sínico
$\phi_d$	:	Porosidad obtenida del registro de densidad.
$\phi_{sc}$	:	Porosidad sínica corregida.

## BIBLIOGRAFIA

1. WELL LOGGING N° 1. Printed by the Society of Petroleum Engineering of AIME. Edition 1971. Part I. Pag: 7-117.
2. Handbook of WELL LOG ANALYSIS. Sylvain J. Pirson. Prentice Hall, Inc. Englewood Cliffs, N.J. 1963. Capítulos 5, 6 y 16.
3. INTRODUCTION TO SCHLUMBERGER WELL LOGGING.
  - a) Schlumberger Document... Number 8 (1958)
  - b) Schlumberger Document (1968)
  - c) Schlumberger Document (1969)
  - d) Schlumberger Document (1970)
  - e) Log Interpretation Charts (1972)
4. INGENIERIA DE YACIMIENTOS PETROLIFEROS. Sylvain J. Pirson. Ediciones Omega S.A., Barcelona, 1965. Capítulo 4.
5. TECNOLOGIA DE LA PERFORACION DE POZOS PETROLEROS. Arthur W. Macray y Frank W. Cole. Compañía Editorial Continental, S.A. 1970. Capítulo 5. 3ª Edición.
6. PETROLEUM RESERVOIR ENGINEERING. Amyx, Bass y Whiting. Mc Graw Hill Book Company, Inc. 1960. Capítulo 6.
7. EL PERFIL DE DENSIDAD CON COMPENSACION (F.D.C.). J.S. Wahl - J. Tittman - C.W. John Stone Schlumberger Well Surveying Corp. (1965).
8. PROGRESOS EN EL PERFILAJE SONICO Y OTRAS PREDICCIONES ACUSTICAS. F.P. Rokesh - R.J. Schwartz - W.B. Wall R. L. Morris. Schlumberger Well Logging Surveying Corp. (1966).

