



D-10284

CIB

622.3382
L257
C.2



BIBLIOTECA



ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL
Facultad de Ciencias de la Tierra



**"DETERMINACION DE LAS CONSTANTES DE
ARCHIE PARA LA FORMACION NAPO"**

TESIS DE GRADO

**Previa la obtención del Título de
INGENIERO EN PETROLEOS**

Presentada por:

Rodolfo V. Landívar Noriega

1.990



AGRADECIMIENTO

Al Ingeniero HEINZ TERAN, Director de Tesis, por su gran ayuda para la culminación de esta Tesis.

A mis padres que con su apoyo se han hecho coparticipes de esta meta cumplida.

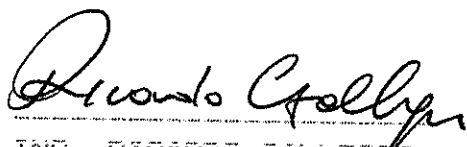
A LA ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL que me acogió en sus aulas.

DEDICATORIA

A mi familia a la que debo todo lo que soy y lo que en el futuro lograré en la vida.

Al ECUADOR por permitirme una educación de gran calidad, cuyos conocimientos adquiridos espero devolver en trabajos buenos y eficientes para el beneficio del País.

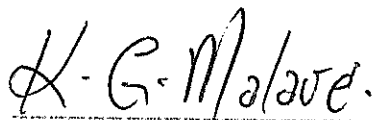
MIEMBROS DEL TRIBUNAL



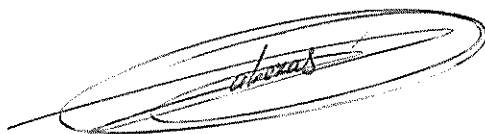
ING. RICARDO GALLESOS
Presidente del Tribunal



ING. HEINZ TERAN NITE
Director de Tesis



ING. KLEBER MALAVE
Miembro del Tribunal



ING. JOSE CABEZAS
Miembro del Tribunal

DECLARACION EXPRESA

" La responsabilidad por los hechos, ideas y doctrinas expuestas en este Trabajo de Tesis, me corresponden exclusivamente, y el patrimonio intelectual de la misma, a la ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL "

(Reglamento de Exámenes y Títulos profesionales
de la ESPOL)



RODOLFO LANDIVAR NORIEGA

RESUMEN

El objetivo de este trabajo es determinar en base a análisis de registros de pozos y de laboratorio los valores de las constantes de las ecuaciones de Archie para las arenas U-Superior, U-Inferior y Y de la formación Napo.

Para este trabajo se realizó inicialmente una recolección de datos en el Departamento de Yacimientos de la Superintendencia de Producción de la Región Amazónica, Campamento Guarumo en el Oriente Ecuatoriano. Posteriormente se realizaron gráficas de resistividad de la formación contra porosidad para cada una de las arenas mencionadas anteriormente, obteniéndose en base a las rectas resultantes los valores de las constantes de cementación, atenuación y de saturación. Posteriormente se realizaron gráficas de isovalores de cada una de estas constantes, observándose tendencias claramente definidas.

Con el fin de ver que tan preciso resulta el registro de Potencial Espontáneo para la determinación de la resistividad del agua de formación en comparación con el valor obtenido en el laboratorio, se determinó la resistividad de agua de la formación para todos los pozos estudiados.

Los pozos analizados fueron trece, todos del campo Libertador, no se procedió al análisis de más pozos, por presentar estos, datos incompletos.

Resultados, recomendaciones y conclusiones al estudio realizados son presentados, sirviendo estos como referencia para un estudio posterior más profundo que desee realizar PETROECUADOR o alguna otra institución o persona interesada.

INDICE GENERAL

	Pág.
RESUMEN	VI
INDICE GENERAL	IX
INDICE DE FIGURAS	XII
INDICE DE TABLAS	XV
INTRODUCCION	16
CAPITULO I	
FUNDAMENTOS TEORICOS	18
1.1. Registros Eléctricos Relacionados	18
1.1.1. Consideraciones Generales	18
1.1.2. Registro de Potencial Espontáneo	19
1.1.3. Registro Laterolog	23
1.1.4. Registro de Inducción	24
1.1.5. Microperfiles	27
1.1.5.1. Registro Micro-enfocado	27
1.1.5.2. Registro Microeléctrico	28
1.2. Registros Radioactivos Relacionados	29
1.2.1. Registro Gamma Ray	30
1.2.2. Registro Densidad	32
1.2.3. Registro de Neutron	33
1.2.4. Confiabilidad de los diferentes registros	34

	Pág.
1.3. Registro Sónico de Onda Elástica	35
1.3.1. Registro Sónico de Porosidad	35
1.4. Correlaciones entre Registros	37
1.5. Confiabilidad de los Diferentes Registros	38
1.6. Parámetros Petrofísicos	39
1.6.1. Permeabilidad	40
1.6.2. Porosidad	41
1.6.3. Constante de Cementación	44
1.6.4. Constante de Atenuación	46
1.7. Principales Registros y Análisis Petrofísicos realizados en el Oriente Ecuatoriano	46
 CAPITULO II	
ESTUDIO DE LAS ECUACIONES DE ARCHIE	47
2.1. Ecuaciones de Archie	47
2.2. Descripción de los Diferentes términos de las Ecuaciones de Archie	60
2.3. Análisis de los Parámetros que regulan la Segunda Ecuación de Archie	63
2.4. Métodos para la determinación de la resistividad del Agua de Formación	64
2.5. Métodos para obtener los parámetros de Atenuación y Cementación	67
2.5.1. Asunciones	68
2.5.2. Desarrollo de los Métodos	72
 CAPITULO III	
DEDUCCION DE LOS PARAMETROS DE CEMENTACION Y ATENUACION QUE CORRESPONDEN A LAS ARENAS U-SUPERIOR, U-INFERIOR Y T DE LA FORMACION NAPO	77

	Pág.
3.1. Procedimiento para la Determinación de los Parámetros de Cementación y Atenuación de la Segunda Ecuación de Archie	77
3.2. Confiabilidad del Procedimiento	83
3.3. Análisis de los Resultados Obtenidos	84
CAPITULO IV	
COMPARACION ENTRE LOS DATOS OBTENIDOS A PARTIR DE LOS REGISTROS DE POZOS Y LOS DATOS DE LABORATORIO	88
4.1. Asumciones para la Comparación	88
4.2. Comparación de la Saturación de Agua Obtenida en el Laboratorio con la Obtenida usando la ecuación de Archie	89
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	91
BIBLIOGRAFIA	95

INDICE DE FIGURAS

No.	Página
1. ESQUEMA DEL REGISTRO SP	25
2. ZONAS AFECTADAS POR EL LODO DE PERFORACION	25
3. ESQUEMA DEL REGISTRO LATEROLOG	25
4. ESQUEMA DEL REGISTRO DE INDUCCION	25
5. ESQUEMA DEL REGISTRO MICROENFOCADO	31
6. ESQUEMA DEL REGISTRO MICROELECTRICO	31
7. ESQUEMA DEL REGISTRO GAMMA RAY	31
8. ESQUEMA DEL REGISTRO DE DENSIDAD	36
9. ESQUEMA DEL REGISTRO NEUTRON	36
10. ESQUEMA DEL REGISTRO SONICO	36
11. RESISTENCIA DE UN CONDUCTOR	51
12. CONDUCTIVIDAD IONICA	51
13. RELACION ENTRE TEMPERATURA, RESISTIVIDAD Y CONCENTRACION	51
14. POROS EN LA ARENA	51
15. TIPOS DE POROS	58
16. RESISTIVIDAD DE UN MODELO CUBICO	58
17. RESISTIVIDAD DE UN MODELO CUBICO DE ROCA SATURADA CON AGUA	58

No.	Pag.
18. RELACION ENTRE SATURACION DE AGUA, INDICE DE RESISTIVIDAD Y EXPONENTE DE SATURACION	58
19. CAMPO LIBERTADOR-HUBICACION DE LOS POZOS ESTUDIADOS	97
20. ARENA U-SUPERIOR: ISOVALORES DE "A"	98
21. ARENA U-SUPERIOR: ISOVALORES DE "M"	99
22. ARENA U-SUPERIOR: ISOVALORES DE "N"	100
23. ARENA U-INFERIOR: ISOVALORES DE "A"	100
24. ARENA U-INFERIOR: ISOVALORES DE "M"	102
25. ARENA U-INFERIOR: ISOVALORES DE "N"	103
26. ARENA T: ISOVALORES DE "A"	105
27. ARENA T: ISOVALORES DE "M"	105
28. ARENA T: ISOVALORES DE "N"	106
29. POZO SHUARA 1: RESISTIVIDAD VS POROSIDAD	107
30. POZO SHUARA 2: RESISTIVIDAD VS POROSIDAD	108
31. POZO SHUARA 4: RESISTIVIDAD VS POROSIDAD	109
32. POZO SHUARA 6: RESISTIVIDAD VS POROSIDAD	110
33. POZO SHUSHUQUI 1: RESISTIVIDAD VS POROSIDAD	111
34. POZO SHUSHUQUI 2: RESISTIVIDAD VS POROSIDAD	112
35. POZO SHUSHUQUI 12: RESISTIVIDAD VS POROSIDAD	113
36. POZO SECOYA 1: RESISTIVIDAD VS POROSIDAD	114
37. POZO SECOYA 2: RESISTIVIDAD VS POROSIDAD	115
38. POZO SECOYA 3: RESISTIVIDAD VS POROSIDAD	116

No.	Pág.
39. POZO SEDOYA 4: RESISTIVIDAD VS POROSIDAD	117
40. POZO SEDOYA 6: RESISTIVIDAD VS POROSIDAD	118
41. POZO SEDOYA 9: RESISTIVIDAD VS POROSIDAD	119

INDICE DE TABLAS

No.	Pag.
1. DATOS DEL POZO SHUARA 1	120
2. DATOS DEL POZO SHUARA 2	123
3. DATOS DEL POZO SHUARA 4	125
4. DATOS DEL POZO SHUARA 6	127
5. DATOS DEL POZO SEDOYA 1	129
6. DATOS DEL POZO SEDOYA 2	131
7. DATOS DEL POZO SEDOYA 3	133
8. DATOS DEL POZO SEDOYA 4	135
9. DATOS DEL POZO SEDOYA 8	137
10. DATOS DEL POZO SEDOYA 9	139
11. DATOS DEL POZO SHUSHUCUI 1	141
12. DATOS DEL POZO SHUSHUCUI 2	144
13. DATOS DEL POZO SHUSHUCUI 12	146
14. COMPARACION DE LA RESISTIVIDAD DEL AGUA OBTENIDA DEL LABORATORIO CON LA OBTENIDA DEL REGISTRO DE POTENCIAL ESPONTANEO	148
15. COMPARACION DE LA SATURACION DE AGUA DEL LABORATORIO CON LA OBTENIDA USANDO LOS VALORES CALCULADOS Y LOS ESTANDARES DE "A", "M" Y "N"	149
16. VALORES DE "A", "M" Y "N" PARA LOS POZOS ESTUDIADOS	150

INTRODUCCION

La evaluación de una formación requiere de un buen conocimiento de la misma en cuanto a su conformación, por ello la correcta determinación de las constantes de las ecuaciones de Archie permitirán obtener resultados más confiables cuando estas sean utilizadas.

El investigador G. E. Archie publicó un documento en 1942 en los Transactions de la American Institute of Mining, Metallurgical and Petroleum Engineers (AIME) titulado "The Electrical Resistivity Log as an Aid in Determining Some Reservoir Characteristics", las relaciones empíricas que él presentó entonces son ampliamente usadas en la actualidad pero la determinación de la saturación de petróleo, parámetro vital en la evaluación de un pozo y en general del yacimiento.

En la actualidad cuando se realiza la



evaluación de una formación las constantes de Archie que se utilizan son valores fijos dependiendo única y exclusivamente de que tipo de roca tenemos en la formación, calizas, dolomitas o areniscas.

En el caso de las areniscas y calizas los valores de las constantes de cementación y saturación es 2 en ambos casos, mientras que el valor de la constante de atenuación es de 0.81 y 1 para arenas y calizas respectivamente, todos estos valores son promedios dados por la experiencia. Este trabajo pretende determinar los valores más reales que en definitiva permitirán una evaluación más precisa de nuestro yacimiento.

Los simuladores que se utilizan en evaluación de formaciones tienen los valores de las constantes de Archie fijos, si los valores reales son introducidos pueden en un momento dado determinar el desarrollo o no de un yacimiento de acuerdo a los valores de saturación de petróleo que se estimen usando esos valores.

CAPITULO I

FUNDAMENTOS TEORICOS

1.1. REGISTROS ELECTRICOS RELACIONADOS

Los registros eléctricos son aquellos que miden parámetros eléctricos, tales como voltaje y corriente, todos estos registros están relacionados en cuanto a lo que miden, lo único que varía es la forma de hacerlo, en cuanto al número y colocación de los electrodos de corriente y de voltaje en la herramienta que toma el registro en el pozo.

1.1.1. Consideraciones Generales

Las herramientas de registro eléctrico miden el potencial natural y las corrientes de la formación inducidas o inyectadas a propósito a la formación.

La resistividad de la formación es uno de los parámetros más importantes determinados por los registros eléctricos. La resistividad de una roca

puede ser definida como la manifestación con la cual la roca y los fluidos que se encuentran en el espacio poroso resisten el flujo de una corriente eléctrica.

1.1.2. Registro de Potencial Espontáneo.

Este registro mide los cambios que se producen en el potencial del lodo de perforación debido a corrientes iónicas, esto se lo hace a través de la diferencia de potencial entre un electrodo móvil en el hueco y un electrodo fijo en superficie, esta diferencia de potencial no es causada de ninguna forma por la herramienta en el pozo, de allí que el potencial que mide se llama potencial espontáneo (fig. 1).

El registro de Potencial Espontáneo es usado para detectar capas permeables, localizar límites de las capas y permitir correlaciones entre pozos, determinar los valores de resistividad del agua de la formación y dar una indicación cualitativa de la arcillosidad de las capas.

La resistividad del agua de formación puede ser considerada como la piedra angular en el análisis de evaluación de una formación, un pequeño error en la resistividad del agua de la

formación hará variar el valor de la saturación obtenida a través de las ecuaciones de Archie, dando finalmente un análisis erróneo. La resistividad del agua de formación es obtenida usando un instrumento llamado resistivímetro, como una alternativa la resistividad del agua puede ser obtenida por interpolación a través de conocimiento estadístico local en un campo que ha sido bien desarrollado. Si ninguna de estas fuentes están disponibles, la mejor alternativa es obtener el valor de la resistividad del agua de la formación a través del registro de Potencial Espontáneo. El valor del Potencial Espontáneo Estático (PSE) es el máximo valor que se puede obtener de la curva del registro de Potencial Espontáneo frente a la formación, este potencial es la suma de los diferentes tipos de potenciales espontáneos que ocurren en la formación, estos son el potencial de contacto, de membrana y de costra. El potencial de contacto se produce cuando el fluido de perforación al encontrarse frente a una formación permeable y porosa, bajo la acción de una presión hidrostática del lodo mayor que la presión de la formación. La diferencia origina que el lodo sea presionado contra la pared de la formación causando que el lodo se separe en dos fases, una sólida formada por los elementos sólidos que

constituyen el lodo que generalmente son arcillas las cuales formarán una costra sobre la pared de la formación permeable y porosa, por otro lado una fase líquida que se la llama filtrado de lodo, este filtrado entra a la formación y desplaza a los fluidos que inicialmente se encontraban en ella, produciéndose en el pozo varias zonas como son: zona barrida, zona de transición y zona virgen (fig.2).

La zona que ha sido saturada con el filtrado de lodo se la llama zona barrida, luego viene una zona de transición y por último una zona a la que no ha llegado el filtrado del lodo por lo que se la llama zona virgen, esta zona contiene todos los fluidos que originalmente se hallaban en la formación. Cuando el filtrado de lodo se pone en contacto con el agua de formación y cuando tienen diferentes concentraciones se produce una migración de iones de la zona que tiene mayor concentración a la zona de menor concentración; esto genera una variación de potencial muy pequeña que se conoce como potencial de contacto. Aparte de esto también se produce un contacto entre fluidos de la formación permeable y porosa con los fluidos existentes en la formación vecina que generalmente son capas de lutita, generando una variación de potencial también pequeño que

se lo llama potencial de membrana o de arcilla. Existe además otro cambio de potencial, pequeño, debido a la presencia de la costra de lodo, según la costra sea ácida o básica se sumaría o restaría respectivamente de los potenciales anteriores. En el potencial de contacto los iones que migran son los de cloro y en el potencial de arcilla los iones que migran son los de sodio, esto debido a que el agua que generalmente se encuentra en el espacio poroso es salada, es decir contiene sales de cloruro de sodio. Si las condiciones de la formación fuerán óptimas, es decir gran espesor y que el agua de la formación sea salada, entonces la ecuación (1) sería válida. En esta ecuación el subíndice "e" indica la equivalencia de la resistividad de las sales en el filtrado de lodo y en el agua de la formación con la concentración que habría si las sales fuerán de cloruro de sodio.

$$SSP = - 70.7 \left(\frac{460 + T_f}{460 + T_e} \right) \log(R_{afe}/R_{we}) \quad (1)$$

El valor de Potencial Espontáneo Estático es corregido para obtener un valor más preciso. Los factores que afectan principalmente a este registro son el espesor de la formación, diámetro del hueco, resistividad del lodo, costra,



filtrado, zona virgen y zona barrida, además de la resistividad de la zona vecina estudiada, por último también es afectada por la resistividad del agua de la formación. El método para determinar esta resistividad será descrito posteriormente(5,6).

1.1.3. Registro Laterolog

Es un registro eléctrico que emite una cierta intensidad de corriente eléctrica la cual es aplicada a la formación de una manera enfocada por la propia herramienta, que consta de un electrodo de medida de corriente central y de varios electrodos arriba y abajo de este que aplican corriente a la formación de tal manera que esta corriente del electrodo central se enfoca hacia la formación que se encuentra en frente (fig. 3).

Este tipo de registro presenta una característica importante y es la que no es afectado por la resistividad del lodo. Dependiendo de la distancia entre los electrodos transmisores de corriente y con el electrodo de medida se podrá obtener la resistividad de la formación en la zona virgen, en la zona de transición o en la zona barrida.

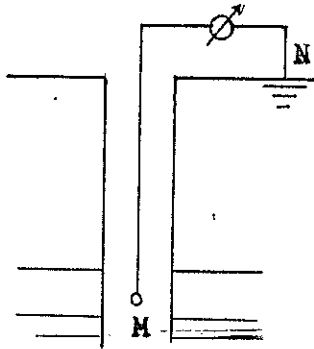
El objetivo principal de este registro es obtener la resistividad verdadera de la formación, límite de las capas, estimación cualitativa de la profundidad de la invasión del filtrado del lodo.

Mediante el uso de este tipo de registro se manejan resistividades que pueden ir desde decimas hasta miles de ohm-m (unidad de resistividad). Los factores que lo afectan principalmente son: tipo de fluidos existentes en la formación que se estudia y de su zona vecina.

El valor de resistividad obtenido de este tipo de registro debe ser corregido para evitar incluir errores; estas correcciones se las hace a través de cartas de interpretación emitidas por las empresas que toman registros en los pozos (2,4,5,6).

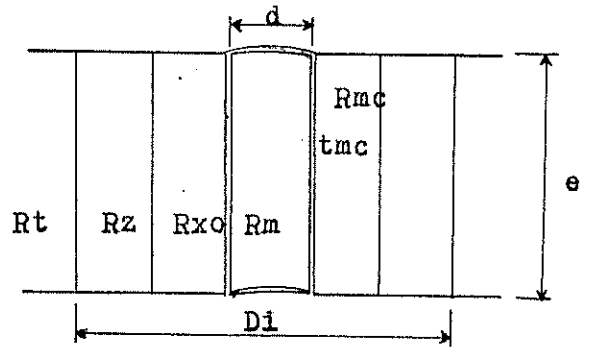
1.1.4. Registro de Inducción

Este es un registro que mide la electricidad que es inducida a la formación a través de los campos magnéticos generados artificialmente, este es un registro a hueco abierto el cual envuelve el uso de principios de inducción electromagnética. Su objetivo principal es el obtener el valor de



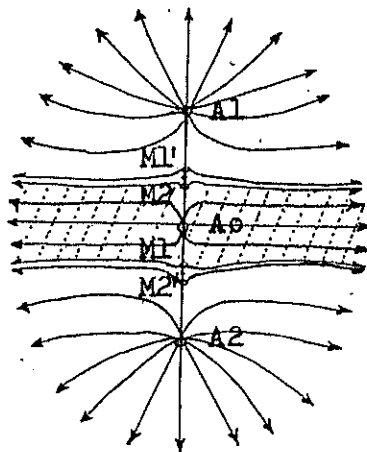
ESQUEMA DEL REGISTRO SP

FIG. 1



ZONAS AFECTADAS POR EL LODO DE PERFORACION DE PERFORACION

FIG. 2

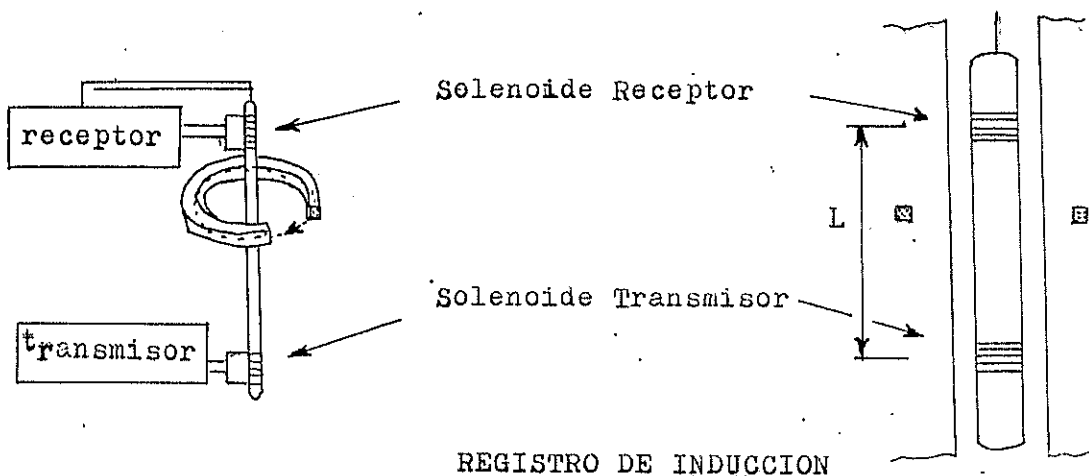


ESQUEMA DEL REGISTRO LATEROLOG

FIG. 3

Donde:

- Rmc: Resistividad de la costra
- Rm: Resistividad del lodo
- Rxo: Resist. de la zona barrida
- Rz: Resist. de la zona de transición
- Rt: Resist. de la zona virgen
- e: espesor de la formación
- tmc: espesor de la costra de lodo
- d: diametro del hueco
- Di: diametro de invasión del filtrado.



REGISTRO DE INDUCCION

FIG. 4

la resistividad de la formación, la herramienta usada para este tipo de registro presenta ventajas cuando se usa fluidos no conductivos en el pozo (aire, petróleo o gas) en donde los otros registros eléctricos no pueden ser usados.

Este tipo de registro presenta buenos resultados con lodos no salados, la distancia entre los generadores del campo magnético y el medidor de la corriente inducida determina la profundidad de investigación. Este registro es muy preciso para valores de resistividad menores de 50 ohm-m (4,6).

El principal uso de esta herramienta son para la determinación de la resistividad de la formación, para definir los límites de las capas y proveer correlaciones de catos de varios pozos. La herramienta que toma el registro de inducción se caracteriza por tener varios solenoides en su interior, unos son usados para recibir una corriente que se hace pasar a través de ellos y generar un campo magnético que influye a la formación y crea una corriente inducida en esta.

Las corrientes inducidas crean a su vez un campo magnético inducido que afecta a varios solenoides de la herramienta, en los solenoides el campo magnético es transformado en una corriente que es

medida por la herramienta y así podremos obtener el valor de las resistividades en las formaciones que atraviesa la herramienta (fig. 4).

1.1.5. Microperfiles

Este tipo de registros tratan de obtener información acerca de las zonas cercanas a la pared del pozo tales como la resistividad de la formación en la zona barrida, así como los valores de resistividad de la costra del lodo (R_{mc}), del filtrado de lodo (R_{mf}); ayuda a determinar la cantidad de hidrocarburos que han sido desplazados, en conjunto con otros registros se puede estimar la profundidad de invasión y la existencia de capas prospectivas.

Estos registros constan de un calíper que es una herramienta que sirve para medir el diámetro del hueco, el espesor de la costra del lodo y por otro lado permite estimar que tan permeable y porosa es la formación. Entre los más importantes:

1.1.5.1. Registro Microenfocado.

Este registro es parecido al laterolog, su única diferencia es la profundidad de

investigación que es muy corta, solo pocas pulgadas detrás de la pared del pozo. Para obtener este registro se utiliza una herramienta cuyos electrodos de medida y de emisión de corriente se encuentran en un patin que esta en contacto con la pared del pozo y de esta manera se evita la interferencia en la medida de la resistividad que podria tener la costra del lodo(4,6). Fig. 5

i.1.5.2. Registro Microeléctrico.

En este registro, la corriente si bien es emitida hacia la formación, esta emisión no es afectada, consta de tres electrodos, uno de estos electrodos emite corriente y los otros dos son de medida(fig.6). El funcionamiento de esta herramienta es como sigue: mientras el electrodo de corriente transmite hacia la formación una corriente eléctrica, crea líneas equipotenciales alrededor de esta, a través de los otros dos electrodos se mide el potencial a diferentes distancias del electrodo emisor de corriente, si se relaciona la medida del electrodo de corriente con el

electrodo de potencial más lejano los valores obtenidos forman una curva llamada micronormal, en cambio si se utilizan las lecturas con respecto al punto medio entre ambos electrodos de potencial, la curva resultante se llama microlateral. Este registro en especial se lo utiliza para determinar zonas permeables y porosas, además para correlacionar datos entre pozos. Si relacionamos la curva micronormal y la microlateral se verán fácilmente denotadas las zonas porosas, esto es aquellas zonas en que la curva microlateral supera o tiene un mayor valor que la curva micronormal(2,4,5,6).

1.2. REGISTROS RADIOACTIVOS RELACIONADOS

Un registro radioactivo es aquel que mide la radioactividad natural o inducida en la formación.

Generalmente se utilizan fuentes de energía radioactiva que van colocadas en la herramienta. La mayoría de estos registros se los utiliza para obtener valores de porosidad de la formación. Entre los principales registros radioactivos tenemos los siguientes:

1.2.1. Registro Gamma Ray

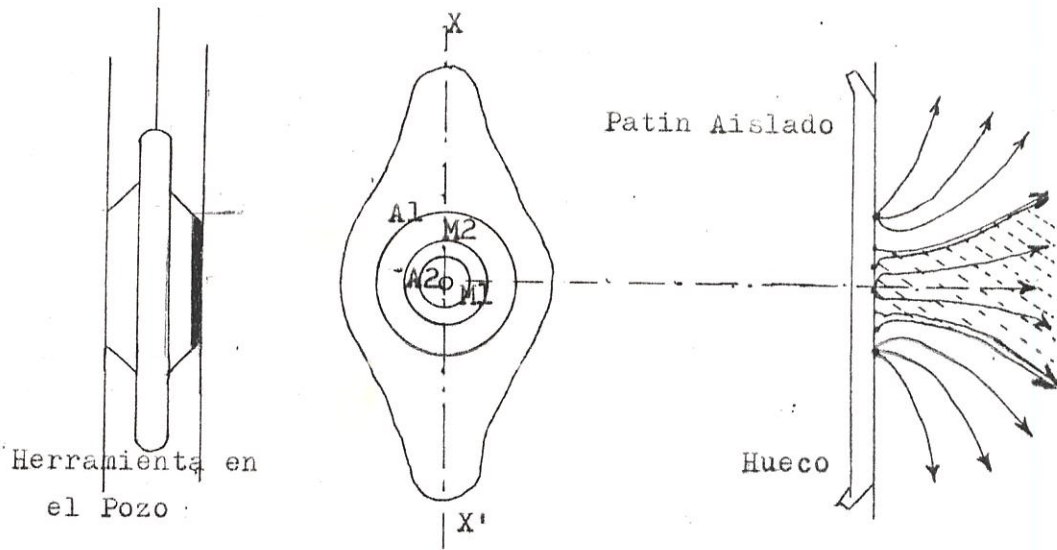
Todas las rocas contienen algunos minerales radioactivos, los cuales emiten rayos gamma. La emisión es natural y ocurre aún cuando la herramienta registradora no está en el hueco (fig.7).

El objetivo principal para obtener los valores de rayos gamma naturales de las formaciones es para determinar formaciones permeables y porosas, para establecer aproximadamente el espesor efectivo de pago, para correlaciones geológicas y para estudios especiales como son pruebas de cemento y de inyección de fluidos.

El origen de esta radioactividad es la emisión de rayos gamma de los minerales de potasio, torio, uranio, entre otros, estos se encuentran principalmente en las lutitas.

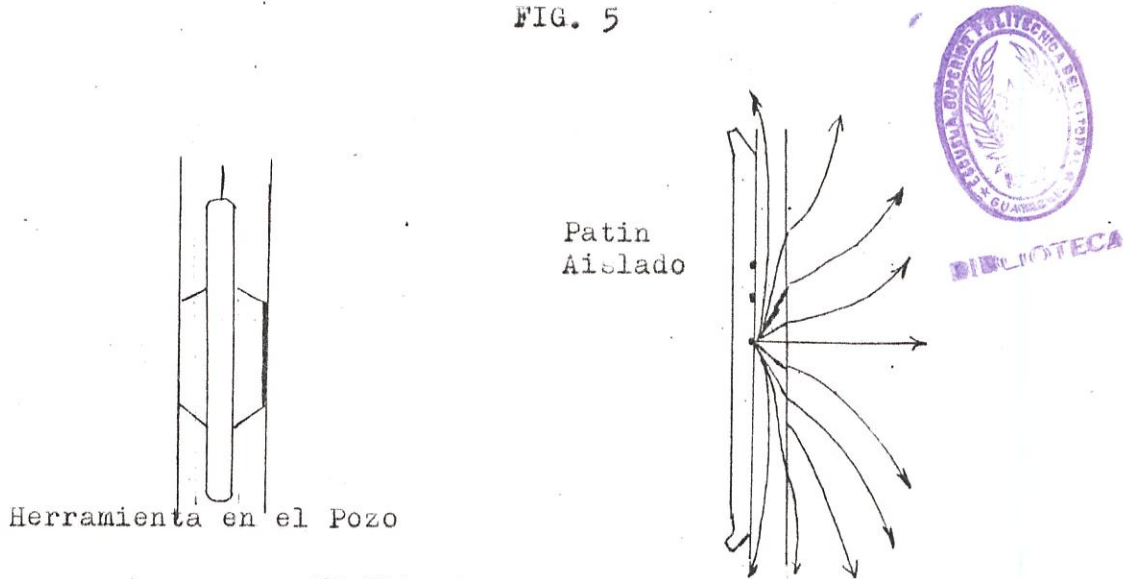
Su unidad de medida es el microgramo de radio equivalente (ugReq/ton), otra unidad de medida son los grados API de radioactividad. La equivalencia entre las dos medidas anteriores es $1 \text{ ugReq/ton} = 16 \text{ API de radioactividad}$.

Las rocas contienen minerales de alta y baja radioactividad por lo que la formación presentara



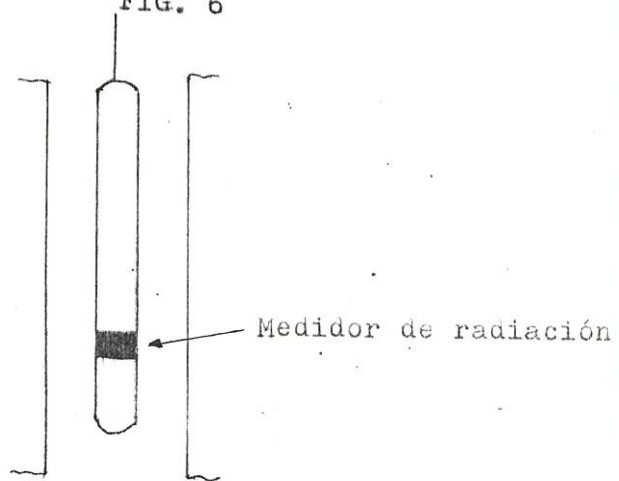
ESQUEMA DEL REGISTRO MICROENFOCADO

FIG. 5



ESQUEMA DEL REGISTRO MICROELECTRICO

FIG. 6



ESQUEMA DEL REGISTRO GAMMA RAY

FIG. 7

una radioactividad promedio, también si el fluido en los poros de la roca es radioactivo, la roca será más radioactiva(4,5,6).

1.2.2. Registro de Densidad

El registro de densidad mide la densidad de los electrones en la formación mediante una fuente química de rayos gamma y dos receptores sellados de dichos rayos. Todo el instrumento esta montado en una almonadilla (fig. 8).

La cantidad de rayos gamma que puede transmitirse de la fuente a los receptores es proporcional a la densidad de los electrones que ha su vez es proporcional a la densidad de la formación.

La unidad de medida de este registro es el gramo por centimetro cubico (g/cc). En las formaciones con baja densidad la mayor parte de los rayos gamma producidos por la fuente llegan hasta el receptor y pueden ser detectados, a medida que aumenta la densidad, menos y menos rayos gamma llegan al receptor.

El registro de densidad se lo utiliza principalmente con los siguientes objetivos: la determinación de la porosidad de la formación, en

comparación con el registro sónico o el neutron se puede establecer el valor de arcillosidad de la formación es decir cuál es el porcentaje de arcilla; además en unión al registro de neutron podemos determinar zonas en las que hay presencia de gas(4).

La siguiente expresión nos muestra la relación entre los valores de densidad obtenidos en este registro y la porosidad:

$$\varnothing = (D_m - D_b) / (D_m - D_f) \quad (2)$$

Donde: D_m : densidad de la matriz de la roca (g/cc)
 D_b : densidad leída del registro (g/cc)
 D_f : densidad del fluido (g/cc)
 \varnothing : porosidad (fracción)

Generalmente la fuente de energía es el Cesio-137

1.2.3. Registro de Neutron.

Este registro se basa en la emisión de radioactividad, específicamente radiaciones gamma de alta frecuencia que van a generar partículas de neutrones, que al chocar con los átomos de hidrógeno pierden casi toda su energía y no alcanzan a regresar a la herramienta, es decir a mayor cantidad de hidrógeno en la formación,

menor será la cantidad de neutrones recibidos por la herramienta.

Este registro se lo utiliza principalmente para determinar la porosidad de la formación y para detectar zonas con presencia de gas, esto último se lo hace por comparación con el registro de densidad (fig.9) .

Cuando la formación contiene gas entonces habrá presencia de poca cantidad de hidrógeno lo cuál causa que muchos neutrones sean detectados por la herramienta lo cuál implica una porosidad baja(2.5.6).

1.2.4. Confiabilidad de los Diferentes Registros.

La confiabilidad de uno u otro registro depende principalmente de la confiabilidad de los medidores que tienen cada uno. La comparación de los diferentes registros radioactivos nos dará una mejor idea de los datos más representativos, ya que como en el caso del registro de neutrones ofrece muchas dudas acerca de su veracidad debido a que se altera mucho su valor cuando la formación atravesada contiene gas. Entre los registros radioactivos los más confiables son el densidad y el gamma ray.

1.3. REGISTRO SONICO DE ONDA ELASTICA

1.3.1. Registro Sónico de Porosidad

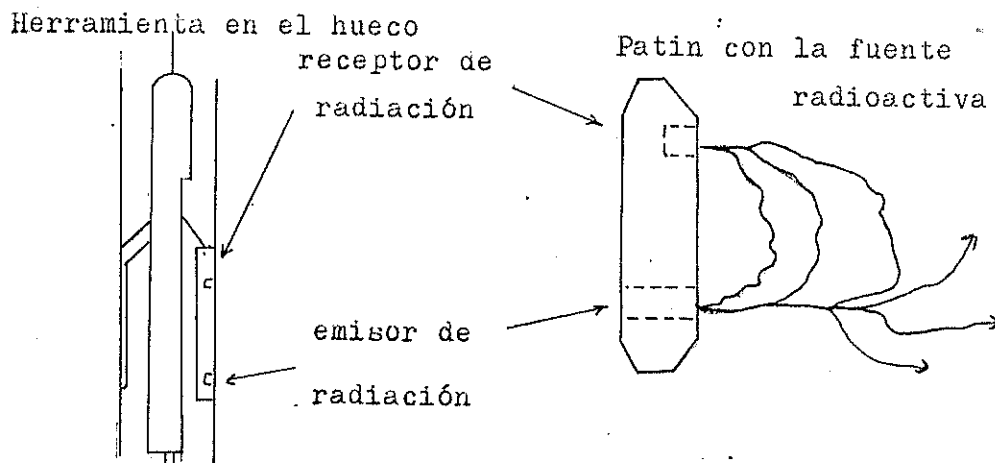
Este registro esta basado en una fuente de sónicos que son enviados hacia la formación y en receptores que miden el tiempo que tarda este sonido en regresar a la sonda. En base a este tiempo podemos determinar si la formación es porosa y en que grado esto se lo hace a través de la siguiente ecuación:

$$\alpha = (\Delta_{mat} - \Delta_{reg}) / (\Delta_{mat} - \Delta_{fl}) \quad (3)$$

Donde: Δ_{mat} : tiempo de transito a través de la matriz
 Δ_{reg} : tiempo de transito a través de la formación, medida por la herramienta
 Δ_{fl} : tiempo de transito a través del fluido del filtrado.

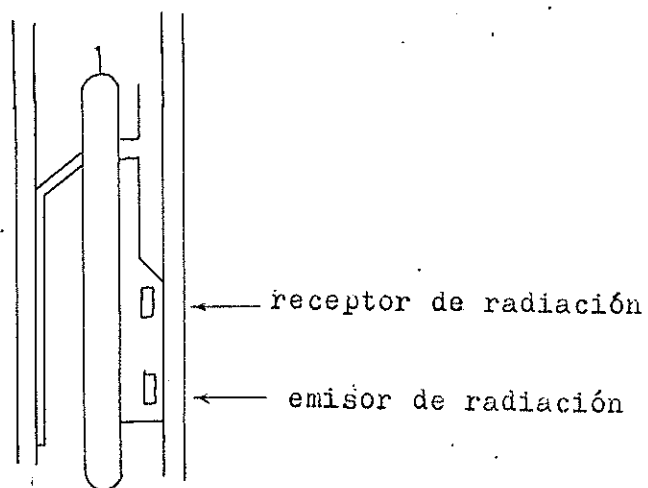
La porosidad obtenida de este registro es muy confiable en comparación con la obtenida en el laboratorio.

La unidad de medida de esta herramienta es el microsegundo por pie (useg/pie). Se lo utiliza para determinar la porosidad de la formación, formaciones no compactadas, formaciones con arcilla laminar ya que estas aumentan



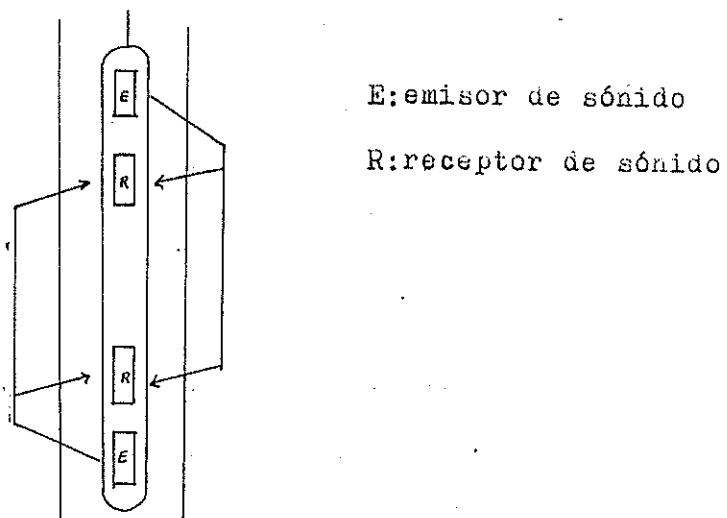
ESQUEMA DEL REGISTRO DE DENSIDAD

FIG. 8



ESQUEMA DEL REGISTRO NEUTRON

FIG. 9



ESQUEMA DEL REGISTRO SONICO

FIG. 10

considerablemente el valor del tiempo y por último en comparación con el registro de densidad permite establecer el valor de la arcuosidad así:

$$q = (\varphi_s - \varphi_d) / \varphi_s \quad (4)$$

Donde:

φ_s : Porosidad leída del registro sónico
 φ_d : porosidad del registro de densidad
 q : arcuosidad de la formación

La herramienta consta de un juego de emisores de sonidos colocados algunos en el extremos superior y otros en el inferior de la herramienta, mientras que en la parte central se encuentran un juego de receptores colocados de tal forma que los que están arriba receptan el sonido emitido por la fuente inferior y los que están abajo receptan el sonido emitido por la fuente de arriba. De esta manera se obtienen dos valores de tiempo los cuales se promedian y se evita así cualquier error producido por la inclinación de la herramienta o por falta de algún receptor(4,6). Ver fig. 10.

1.4. CORRELACIONES ENTRE REGISTROS

Los registros pueden ser combinados unos con otros para

obtener buenos resultados, entre las principales combinaciones tenemos: Potencial Espontáneo, Inducción Eléctrica de corto y largo alcance, Microeléctrico y Sónico es la mejor, aunque la combinación de Inducción con Laterolog nos daría una mayor precisión en la determinación de la resistividad de la formación. Por otro lado la combinación entre Densidad y Neutron nos daría buenos resultados para obtener valores precisos de porosidad y de zonas con contenido de gas.

1.5. CONFIABILIDAD DE LOS DIFERENTES REGISTROS

Todos los registros que hemos visto, tanto los eléctricos, radioactivos y el sónico tienen entre todos sus usos uno para el cual superan a los otros registros, así, para localizar límites entre capas los registros más confiables son Potencial Espontáneo, Microeléctrico y Caliper. Como indicadores de zonas permeables y porosas se usa la comparación entre varios registros, entre ellos, el Sónico, Densidad, Potencial Espontáneo y Microeléctrico, para ver si estas zonas contienen hidrocarburos se usa una combinación entre los registros resistividad de corto y largo alcance. Las zonas de gas son muy confiablemente detectadas usando la comparación entre los registros de Densidad y Neutron.

El valor más apropiado de porosidad total es obtenido en base al registro sónico. El porcentaje de arcillosidad

se la obtiene principalmente relacionando el registro neutron y densidad mediante la expresión:

$$Q = (\bar{V}_n - \bar{V}_d) / \bar{V}_n \quad (5)$$

Para esto también ofrece buenos resultados el registro de Potencial Espontáneo, así:

$$Q = (SSP - SPreg) / SSP \quad (6)$$

1.6. PARAMETROS PETROFISICOS

Los parámetros petrofísicos son aquellos que tienen que ver directamente con la roca y la caracterizan, entre los más importantes tenemos: Permeabilidad, Porosidad, constante de Cementación y constante de Atenuación.

Cada uno de estos parámetros caracterizan la formación y varía de punto a punto dependiendo de la anisotropía de la formación, que es una propiedad que denota el grado de variabilidad que en todos los aspectos presenta un punto de la formación con otro, la importancia de estos parámetros radica en que con la información que dan ellos, se puede determinar si una formación presenta las condiciones necesarias para contener hidrocarburos y de ser así, si la cantidad de los mismos es suficiente para justificar su explotación(9).

1.6.1. Permeabilidad

El francés Henry Darcy en 1865 ideó un método para cuantificar la permeabilidad de una formación.

La permeabilidad es 1 Darcy cuando 1 centímetro cuadrado de roca deja pasar 1 centímetro cúbico de un fluido de viscosidad 1 centipoise en un tiempo de 1 seg, bajo un gradiente de presión de 1 atmósfera por centímetro.

El valor de un Darcy es muy grande por eso se usa una medida más pequeña que es el milidarcy (md), la equivalencia con el Darcy (D) es: $1 \text{ md} = 0.001 \text{ D}$. La permeabilidad de una formación se la define como la facilidad que presenta esta para dejar pasar fluido a través de ella, la permeabilidad absoluta es aquella permeabilidad medida cuando la formación está completamente saturada con fluido, la permeabilidad absoluta no varía por el tipo de fluido que este saturando la roca, permanece constante. La permeabilidad efectiva es aquella permeabilidad medida cuando el fluido (que es el que atraviesa la roca) no satura completamente la roca, este valor es dependiente del tipo de fluido utilizado en la medida. Otro concepto importante es el de permeabilidad

relativa, que es la relación entre el valor de la permeabilidad efectiva a la permeabilidad absoluta.

Las fracturas naturales o causadas a propósito aumentan la permeabilidad, experimentalmente se ha encontrado que es una función del espesor de la fractura:

$$K = 50000 \frac{Z}{W}$$

Donde: K: permeabilidad (Darcy)
W: ancho de la fractura (cm)

Si hay fracturas presentes en la formación estas controlan el flujo, mientras que no ejercen mucha influencia sobre la porosidad.

1.6.2. Porosidad.

La porosidad se la define como la relación entre el volumen vacío de la roca a el volumen total de la roca. Hay varios tipos de porosidades: la porosidad primaria que es aquella que tiene la roca producto de los procesos que le dieron origen, mientras que la porosidad secundaria es aquella que la roca adquiere en el transcurso del tiempo, después de haberse formado. También tenemos la porosidad efectiva que es la relación

entre el volumen de poros interconectados al volumen total de la roca y la porosidad absoluta es la relación entre el volumen de poros interconectados o no, al volumen total de la roca.

Las fracturas contribuyen muy poco a la porosidad, se estima que esta influencia llega apenas del 0.5% al 1.5%.

Los factores que afectan a la porosidad son entre otros los siguientes; variación del tamaño de grano, tamaño de grano, empaquetamiento, cementación y angularidad de los granos. Todos estos factores controlan la mayor o menor porosidad de una formación, la diferencia en el tamaño de grano hace que la porosidad también varíe, para tener buenas porosidades es preferible tener granos del mismo tamaño, el tipo de empaquetamiento también es muy importante, así si tuvieramos granos esféricos y de igual tamaño en un empaquetamiento cúbico, la porosidad sería del 47.6 % pero si el empaquetamiento fuera rombo la porosidad variaría a 25.9 %, el tipo de cemento que generalmente se encuentra entre los granos es el sílice y la calcita.

En general podemos decir que una formación que

esa porosa no necesariamente es permeable y viceversa. Las arenas generalmente tienen una buena porosidad pero muy mala permeabilidad, los carbonatos en el caso de ser fracturados presentan buenas condiciones de permeabilidad pero la porosidad no es muy considerable.

Establecer cuando una formación es buena es muy difícil porque para ello se tienen que tomar muy en cuenta muchos factores, entre los más importantes tenemos: presión de la formación, cantidad de hidrocarburos en la formación y los valores de permeabilidad y porosidad. En general se puede considerar un buena permeabilidad cuando es mayor a 50 md y una porosidad es buena cuando sobrepasa los 15%. Si la porosidad es menor que 7% en arenas con presencia de gas u 8% en arenas con presencia de petróleo entonces la permeabilidad es tan baja que nada hará producir la formación. Si las arenas tienen un alto contenido de arcillas deben hacerse correcciones a los cálculos de porosidad y saturaciones de agua para obtener valores más reales.

Hay arenas que producen bajo el límite comercial pero son usualmente fracturadas. Un valor límite para el corte de agua que generalmente se usa en las arenas es de 60%, después de este límite el

agua será producida en tan grandes cantidades que no harán la producción económicamente comercial.

En los carbonatos la porosidad presenta valores bajos. Cuando una porosidad de 6% o más grande es encontrada en rocas carbonatadas ellas pueden ser libremente producidas.

La relación entre saturación y porosidad para carbonatos productivos es considerablemente más variable que en arenas, una saturación de agua del 50% es usualmente aceptada como el límite del corte de agua. Sin embargo algunos carbonatos pueden producir hidrocarburos en 70% de saturación de agua, mientras que otros producen agua a solo el 30% de saturación de agua.

Un estudio particular para cada formación es necesario para establecer el corte de agua límite para que el yacimiento sea comercialmente explotable.

1.6.3. Constante de Cementación.

Como su nombre lo indica la constante de cementación nos indica el grado de cementación que tienen los granos unos con otros, su símbolo es "m" y su valor puede variar de 1.3 a 2.2 para



rocas con granos no cementados y rocas con alto grado de cementación respectivamente.

IBU

Los poros y su forma son controlados por el valor de esta constante de cementación. Maxwell et al, han calculado el valor de esta constante para un conjunto de esferas de igual diámetro y resulto un valor de 1.34; este factor de cementación tiene gran influencia sobre el factor de resistividad de la formación, así al aumentar el grado de cementación en una formación, aumenta también el factor de resistividad de la formación para una formación de igual porosidad.

En el caso de los carbonatos el valor de "m" aumenta a medida que aumentan los espacios vacíos producidos ya sea por disolución de los carbonatos o por fracturamiento. Si estos espacios vacíos no están conectados el valor de "m" se hace muy alto. Si los espacios vacíos se interconectan disminuye el valor de "m"; Douglas Hilchie observó al estudiar los datos de registros que la constante de cementación varía de 2 a 7 y en los carbonatos el valor de "m" es muy alto.

Si el valor de la constante de cementación aumenta entonces el valor del factor de

resistividad de la formación también aumenta y por ende el valor de la resistividad de la formación también aumenta.

Un estudio realizado por la empresa SHELL con respecto a las formaciones carbonatadas encontro una expresión que la relacionaba la porosidad con la constante de cementación, así:

$$m = 1.87 + 0.019/\phi \quad (9)$$

1.6.4. Constante de Atenuación.

Es una constante que depende de la geometría del poro; de acuerdo a estudios realizados en arenas y carbonatos se ha encontrado que su valor varía entre 0.62 y 1.

Por experiencia la industria petrolera cuando se realizan evaluación de formaciones asume el valor de esta constante como igual a 1.

1.7. PRINCIPALES REGISTROS Y ANALISIS PETROFISICOS REALIZADOS EN EL ORIENTE ECUATORIANO.

PETROECUADOR acostumbra a tomar los registros de las formaciones indirectamente, esto es a través de compañías especializadas para ello. Los registros que se

corren son generalmente los siguientes: Potencial Espontáneo, Inducción Eléctrica, Laterolog, Densidad, Neutron, Sónico, Caliper, Microesférico y Microeléctrico. El objeto de tomar tantos registros es para tener una visión general más exacta de la formación.

En el oriente ecuatoriano PETROECUADOR tiene un laboratorio de análisis petrofísicos y de análisis PVT, otro laboratorio también está en Quito, en estos laboratorios se toman las siguientes pruebas: en cuanto a análisis petrofísicos se los realiza en núcleos sacados de la formación que se desea analizar. Entre los principales estudios tenemos la determinación de la porosidad por varios métodos: Retorta, Porosímetro de Helio y Porosímetro de Mercurio; la saturación de agua y de petróleo también se las obtiene en base a estudios por el método de la retorta. En cuanto a la permeabilidad existen dos métodos, el Permeámetro de Líquidos y/o el Permeámetro de Gases. Además de estos análisis también se hacen otros para la determinación de la Saturación de Agua Irreductible y Saturación de Petróleo Residual, esto se lo hace a través de la elaboración de curvas de presión capilar.

Se realizan además estudios de densidad, descripción litológica, permeabilidad efectiva, tanto al agua como al petróleo, análisis de permeabilidad relativa,

compresibilidad de la roca y análisis de resistividades. Esto último se lo hace para obtener en el laboratorio el valor del factor de resistividad de la formación y el índice de resistividad. Un estudio muy importante es el de Presión -Volumen-Temperatura(PVT), análisis de gases, análisis de crudos y análisis de agua.

Cuando se perfora un pozo, lo más conveniente es tomar una muestra de núcleo de la formación. PETROEQUADOR en general toma estos núcleos en los pozos exploratorios y en pozos de desarrollo cuando es posible.

CAPITULO II

ESTUDIO DE LAS ECUACIONES DE ARCHIE

2.1. ECUACIONES DE ARCHIE

Las ecuaciones de Archie fueron obtenidas por experimentos realizados por el investigador G. E. Archie. Antes de hablar directamente de ellas veamos algunos aspectos importantes que fueron considerados para su deducción. La resistividad de un material es una característica de como permite el flujo de corriente, es una propiedad física de los materiales, independiente de su forma y tamaño.

La resistencia de un conductor (r) es proporcional al largo de la trayectoria (L) de la corriente e inversamente proporcional al area transversal que atraviesa (A). La constante de proporcionalidad es la resistividad (R) de el material. Así:

$$r = R \cdot L/A \quad (6)$$

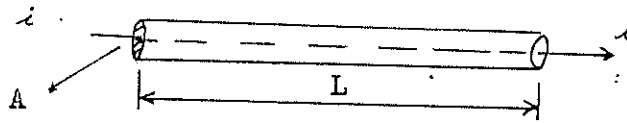
La unidad de resistividad es el ohm-m y la de

resistencia es el ohm. La mayoría de las rocas sedimentaria están formadas con minerales que son muy malos conductores de la electricidad, muchas investigaciones se han realizado que prueban que la corriente fluye a través de una roca, por intermedio del agua que se encuentra en los poros y no a través del material rocoso. Por lo tanto nosotros necesitamos examinar la manera en la cual la corriente fluye a través del agua.

El agua no es buen conductor de la electricidad, sin embargo, si se le añade sales, la solución se hace conductiva especialmente si estas sales son de cloruro de sodio.

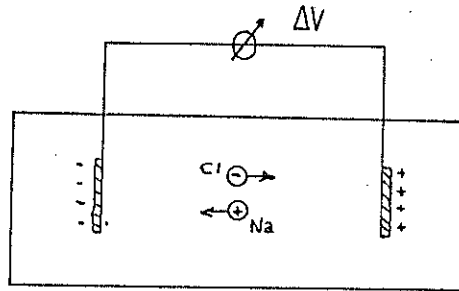
La corriente es conducida a través del agua por los iones que se generán de la sal que se disuelve en el agua, los iones positivos migran hacia el electrodo negativo y los iones negativos migran hacia el electrodo positivo, esto en un sistema como el mostrado en la fig. (12). Mientras más iones tenga el agua de una formación mayor será su conductividad.

La temperatura tiene un efecto en la viscosidad del agua, mientras más aumenta la temperatura más disminuye la viscosidad y así mismo más facilmente pueden los iones moverse. El aumento de temperatura de una solución salina hace que se haga más conductiva. (fig.13).



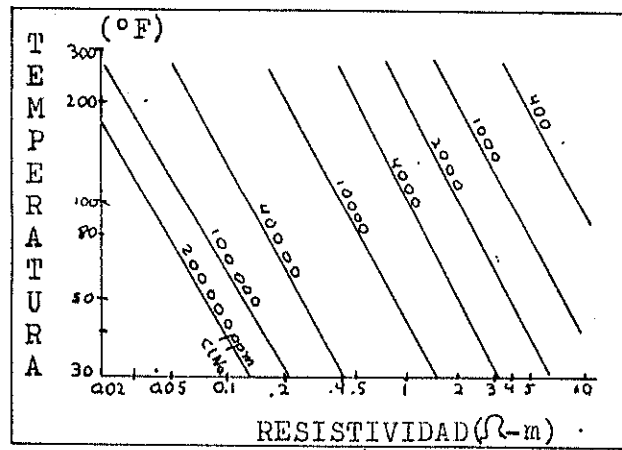
RESISTENCIA DE UN CONDUCTOR

FIG. 11



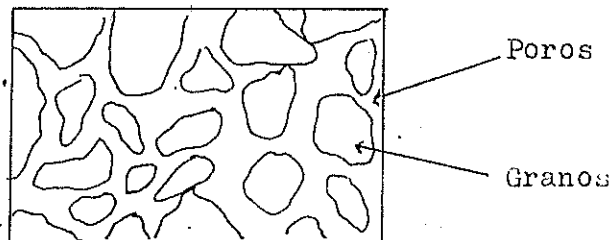
CONDUCTIVIDAD IONICA

FIG. 12



RELACION ENTRE CONCENTRACION-TEMPERATURA Y RESISTIVIDAD

FIG. 13



POROS EN LA ARENA

FIG. 14

Para entender como los sistemas de registros responden a varios tipos de rocas, necesitamos visualizar como los poros en la roca están interconectados. Probablemente el más simple sistema para visualizar los poros es una arena consolidada. Figura 14. Los granos pueden o no ser uniformes en forma y tamaño, el empaquetamiento de los granos puede ser uniforme o irregular, el material cementante mantiene las partículas juntas. Todas estas condiciones podrían afectar el sistema de poros. La distribución de poros en varios tipos de rocas no es uniforme, pero depende de el origen de la roca y los subsecuentes cambios geológicos a los que han sido sometidos. Ver figura 15.

Si tuvieramos un cubo de agua de 1 metro cúbico en el cual se hace fluir una corriente a través de dos caras paralelas (fig. 16), en este caso la ecuación 6 quedaría así:

$$r = R_w \cdot L/A = R_w \quad (7)$$

Vemos que la resistencia de 1 metro cúbico de agua es numericamente igual a la resistividad del agua, esto es verdad para todos los materiales o combinación de materiales y no restringido solo para agua. (fig.17).

Consideremos ahora un metro cúbico pero de una mezcla entre roca y agua de tal manera que ésta satura en un

100% la roca, es decir todo el espacio poroso está ocupado por agua. La resistencia de este cubo puede ser escrita en términos similares al cubo descrito anteriormente, así:

$$R_o = R_w \cdot L_e l / A \quad (8)$$

Donde 'R_o' es la resistencia del cubo de roca saturado con agua completamente. Siendo el área a través de la cual pasa la corriente equivalente al área porosa del cubo de roca y como tiene 1 metro cuadrado de área, entonces el área porosa transversal al flujo de la corriente sería:

$$A = l \cdot l$$

La resistividad de la trayectoria es 'R_w'; la longitud de la trayectoria es un mínimo de 1, probablemente más grande 'L_el' y es proporcional al área transversal. Por lo tanto vemos que la resistividad de una roca que es saturada completamente con agua es una función de la resistividad del agua, porosidad y el tipo de roca (9).

El concepto de factor de resistividad de la formación es uno de los más importantes en la interpretación de registros, se lo define como la relación entre la resistividad de una roca saturada un 100% con agua (R_o) a la resistividad del agua de la formación (R_w). Así:

$$F = R_0/R_w \quad (9)$$

En el caso de que se trate de un cubo rocoso saturado con agua tendremos:

$$F = (R_w \cdot L_e1) / (\varnothing \cdot R_w) = L_e1 / \varnothing \quad (10)$$

Vemos que el factor de formación es relacionado a la porosidad y al tipo de roca. Consideremos ahora el caso de un cubo de roca saturada con agua e hidrocarburos, denominemos 'Rt' a la resistividad del cubo de roca saturada con agua e hidrocarburos, así:

$$R_t = (R_w \cdot L_e2) / (\varnothing \cdot S_w) \quad (11)$$

Vemos que la resistividad de la roca es una función de la resistividad del agua, porosidad, saturación de agua y del camino libre medio de los poros 'Le2'.

Otro concepto importante en la interpretación de registros es el índice de resistividad (IR), que se lo define como la relación entre resistividad de la roca (Rt) a la resistividad de la roca saturada con 100% de agua (R0).

$$IR = R_t/R_0 \quad (12)$$

Usando el concepto de cubo rocoso que ya desarrollamos tenemos:

$$IR = \left(\frac{R_w \cdot L_{e2}}{\phi \cdot S_w} \right) \left(\frac{\phi}{R_w \cdot L_{e1}} \right)$$

de aquí:

$$IR = \frac{L_{e2}}{S_w \cdot L_{e1}} \quad (13)$$

Vemos que el índice de resistividad es función de la saturación de agua y del camino libre medio de los poros. L_{e2} y L_{e1} son las longitudes de las trayectorias de las corrientes iónicas efectiva para las dos diferentes condiciones de saturación de agua ya explicadas y no hay forma de medirlos con certeza.

Muchos trabajos han sido hechos para encontrar teóricamente la relación de resistividad del agua, porosidad y saturación de agua, de estos los más importantes son los presentados por el investigador B. Archie quien publicó un documento en 1942 en las Transactions de la American Institute of Mining, Metallurgical and Petroleum Engineers (AIME), titulado 'The Electrical Resistivity Log as an Aid in Determining some Reservoir Characteristics'. Las relaciones empíricas que él presentó entonces son ampliamente usadas en la actualidad y son referidas como las

ecuaciones de Archie (8).

Primero presentó mediante análisis de núcleos que el factor de resistividad de la formación (F), la resistividad del agua de la formación (Rw) y la resistividad de la roca son relacionados por la ecuación:

$$F = R_o/R_w \quad (14)$$

Esto es válido para un amplio rango de porosidades y salinidades de agua.

Segundo, que las medidas de porosidades y factor de resistividad están relacionadas por la expresión general:

$$F = a/(\phi)^m \quad (15)$$

La ecuación anterior es válida para un amplio rango de porosidades y de rocas.

El exponente 'm' es referido al factor de cementación o exponente de cementación, dependiendo del valor de 'm' podemos ver que tan importante es el grado de cementación; la constante 'a' es referida a la geometría del poro y se la conoce también como constante de textura de la roca o de atenuación.

Finalmente, Archie presento que la saturación de agua está relacionada a la resistividad de la roca (fig.18), por la expresión:

$$S_w = (R_o/R_t)^{1/n} \quad (16)$$

El exponente 'n' es referido como el exponente de la saturación y se lo considera generalmente con un valor de 2. En la fig. 18 se presenta una relación entre saturación de agua, índice de resistividad y exponente de saturación para varios valores de 'n'.

En conclusión las ecuaciones de Archie son:

$$F = R_o/R_w$$

$$F = a / (\phi)^m$$

$$S_w = R_o/R_t$$

Estas ecuaciones son la base de los métodos de interpretación de la mayoría de los registros de resistividad usados hoy en día.

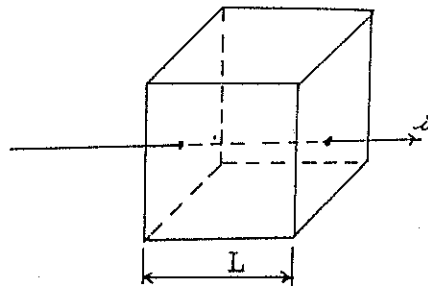
W.O. Winsauer, H.M. Shearin, Jr., P.H. Masson y M. Williams realizaron estudios para encontrar una relación entre 'F' y 'φ' para lo cual analizaron diferentes areniscas, este estudio fue publicado en 1952 en el





TIPOS DE POROS

FIG. 15



RESISTIVIDAD DE UN MODELO CUBICO

FIG. 16

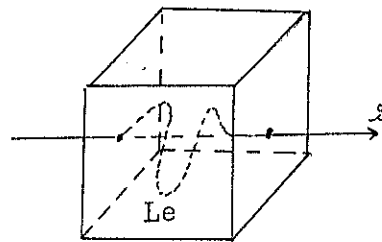


FIG. 17

RESISTIVIDAD DE UN MODELO CUBICO
DE ROCA SATURADA CON AGUA

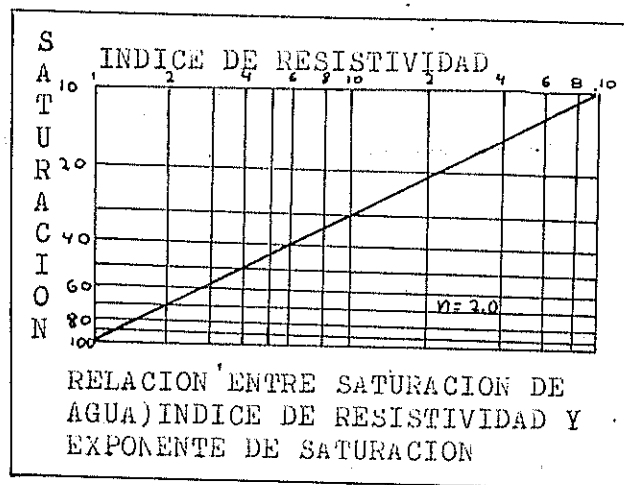


FIG. 18

boletín de la American Association of Petroleum Geologists (AAPG) en un documento titulado 'Resistivity of Brine Saturated Sands in Relation to Pore Geometry'. Ellos concluyeron que para las rocas estudiadas, la ecuación (15) describía correctamente sus datos experimentales, así:

$$F = 0.62 / (\phi)^{2.15} \quad (17)$$

Esta ecuación es denominada, ecuación de Winsauer y es ampliamente usada en la evaluación de areniscas con registros resistivos (1).

Las ecuaciones de Archie de la manera como las hemos expuesto se refieren a la zona virgen de la formación, es decir una zona que no ha sido afectada por el filtrado de lodo. Estas ecuaciones también pueden ser ampliadas a la zona barrida. Así por analogía podemos exponer las siguientes ecuaciones:

$$F = (R_{xo}/R_{mf}) (1 - S_{hr})^n \quad (14a)$$

$$F = a / (\phi)^m \quad (15a)$$

$$(S_{xo})^n = (1 - S_{hr})^n = F \cdot R_{mf} / R_{xo} \quad (16a)$$

Donde la ecuación 14a ha sido corregida por el efecto de la saturación de petróleo residual (S_{hr}), además los

valores de $'a'$, $'m'$ y $'n'$ usados en las ecuaciones anteriores son los mismos que los usados en la zona virgen. El término $'R_{xo}'$ se refiere a la resistividad de la formación en la zona barrida, $'R_{mf}'$ es la resistividad del filtrado del lodo y $'S_{xo}'$ es la saturación de agua (filtrado más agua de la formación) en la zona barrida.

Estas ecuaciones pueden servir como se verá posteriormente, para determinar los valores de $'a'$, $'m'$ y $'n'$, usando los datos de registros.

Todo lo expuesto anteriormente nos dará una idea sobre la importancia de las ecuaciones de Archie, que analizaremos mejor más adelante.

2.2. DESCRIPCIÓN DE LOS DIFERENTES TÉRMINOS DE LAS ECUACIONES DE ARCHIE

A continuación se describirán cada uno de los términos y la forma práctica de obtenerlos. Así, los valores de resistividad de la formación (R_t) son leídos directamente de los registros de largo alcance, aunque un valor más exacto puede ser obtenido en el laboratorio con equipos especiales y utilizando núcleos sacados de la formación, entre los registros resistivos el que más seguridad brinda para obtener valores de resistividad son el inducción y el laterolog de largo alcance. El

valor de ' R_o ' resistividad de la formación saturada completamente con agua de la propia formación, es un valor que puede ser estimado en base a los registros resistivos mencionados anteriormente, pero teniendo en cuenta de que esta medida se haga en la zona saturada completamente con agua.

En cuanto a la resistividad del agua está se la puede medir en el laboratorio con una muestra representativa del agua de la formación o indirectamente a través del registro de Potencial Espontáneo del cual se puede obtener valores muy aproximados a los valores obtenidos en el laboratorio, estos métodos para determinar la resistividad del agua de formación los analizaremos mas adelante.

El valor del factor de resistividad de la formación (F) se lo puede obtener simplemente dividiendo el valor de ' R_{xo} ', sacado del registro o del laboratorio, para el valor de ' R_w '. En cuanto a la porosidad de la formación se la puede obtener a través de registros de densidad, neutron y sónico, de estos el más exacto es el registro de densidad y el sónico, por otro lado la porosidad se la puede obtener en el laboratorio a través de núcleos, por varios métodos, de los cuales el más preciso es el porosímetro de helio, siguiéndolo en precisión el método del porosímetro de mercurio y después el método de la retorta.

Haciendo un gráfico en papel log-log del factor de resistividad de la formación contra la porosidad se puede obtener los valores de las constantes de cementación y la constante de textura de la roca particulares para esa formación.

La saturación de agua se la puede obtener mediante análisis del laboratorio a través del método de la retorta, con el valor de la saturación de agua versus el índice de resistividad, se los gráfica en papel log-log dando una recta cuya pendiente es el inverso del valor de la constante de saturación (n).

El valor de saturación de agua en la zona barrida (S_{xo}) puede ser obtenido mediante análisis de presión capilar y permeabilidad relativa tanto al agua como al petróleo, donde vamos a encontrar la saturación de agua irreducible y la saturación de petróleo residual. S_{xo} es igual a:

$$S_{xo} = 1 - S_{or}$$

Por consiguiente la saturación de petróleo residual (S_{or}) puede ser encontrada de la ecuación anterior.

El valor de resistividad del filtrado del todo se lo obtiene con un resistivímetro con muestras de filtrado obtenido utilizando un filtro prensa.

En la determinación en laboratorio de todos estos parámetros debemos tomar muy en cuenta las condiciones de presión y temperatura a la que son realizados y luego pasarlas a condiciones de yacimiento esto es a presión y temperatura de la formación que se estudia.

2.3. ANALISIS DE LOS PARAMETROS QUE REGULAN LA SEGUNDA ECUACION DE ARCHIE

Los factores que regulan la segunda ecuación de Archie son la resistividad de la formación, la porosidad, la cementación de los granos y la geometría del poro. Todos ellos están muy relacionados unos con otros, así, si tenemos una porosidad buena pero un grado de cementación alto significará que entre los poros no habrá una buena conexión lo cual causará que la permeabilidad sea baja no permitiendo que los hidrocarburos, de tenerlos la formación, sean extraídos; en cambio si la cementación es de baja a media las condiciones de producción serían mejores. La constante de textura de la roca si bien se la relaciona con la geometría del poro, esta afirmación es netamente empírica, generalmente el valor que se asume tanto para 'a' como para 'm' son según Humble 0.62 y 2.15 respectivamente.

$$F = 0.62 / (Z)^{2.15} \quad (15b)$$

Para arenas, la industria acostumbra a utilizar como

norma en caso de no tener datos particulares para una arena la expresión:

$$F = 0.81/(\phi)^2 \quad (15c)$$

y para carbonatos (en formaciones compactadas):

$$F = 1/(\phi)^2 \quad (15d)$$

En el caso de los carbonatos de baja porosidad (no fracturados) se suele usar la expresión obtenida por la SHELL

$$F = 1/(\phi)^m \quad (15e)$$

donde 'm' viene dado por:

$$m = 1.87 + 0.019/(\phi)$$

En lo que se refiere al exponente de saturación generalmente se lo toma como 2, todas estas expresiones valores han sido obtenidos en base a muestras tanto de arenas y carbonatos y se las toma como estandares en la evaluación de formaciones.

2.4. METODOS PARA LA DETERMINACION DE LA RESISTIVIDAD DEL AGUA DE LA FORMACION

La resistividad del agua de la formación es un parámetro

importante, ya que un pequeño error en esta se propagara geométricamente. En nuestro estudio tomaremos todas las medidas tendientes a minimizar el error en lo posible. Primeramente se debe tratar de que la muestra de agua de la formación sea tomada de la manera más segura posible, existen dos métodos con los que se obtiene el valor de resistividad del agua de la formación.

El método más preciso es el que se obtiene en base a la toma de fluidos de fondo, aunque en algunos casos también se acostumbra tomar muestras de agua de formación que se acumulan en los tanques pero esto debe practicarse en el caso de que una muestra de fondo no pueda ser obtenida.

El otro método para la determinación de la resistividad de agua de la formación es usando los registros, para lo cual el potencial espontáneo nos brinda resultados que en algunos casos son muy cercanos a valores reales.

En el caso de nuestro trabajo los estudios que he realizado en las arenas U-Superior, U-Inferior y T de la formación Napo, en 15 pozos del Campo Libertador muestran como se verá posteriormente que el registro de Potencial Espontáneo presenta un error de apenas el 10% en la determinación de R_w comparandola con el valor obtenido del laboratorio.

El procedimiento para obtener el valor de 'Rw' a través del registro de Potencial Espontáneo es como sigue: Existe una relación encontrada experimentalmente, ecuación 1.

$$SSP = -70.7 \left(\frac{460 + T_f}{460 + T_s} \right) \log(R_{mfe}/R_{we}) \quad (1)$$

donde SSP es el valor más alto de la curva SP al frente de la formación y corregido por los efectos del pozo, esta expresión fue obtenida de tal manera que la resistividad del filtrado y del agua de formación se tomen de muestras que tengan solo concentraciones de cloruro de sodio, pero en la práctica las muestras recogidas tanto de filtrado como de agua tienen concentraciones de varios tipos de sales es por eso que en la ecuación anterior se pone 'R_{mfe}' y 'R_{we}' en vez de R_{mf} y R_w respectivamente, siendo el subíndice 'e' indicador de esa equivalencia entre una solución con concentraciones de varias sales a una con concentración solo de cloruro de sodio.

De la ecuación 1 se conoce todo excepto 'R_{we}' el que se lo determina simplemente despejando, luego mediante una gráfica especial (3) se corrige el valor de 'R_{we}' y se establece 'R_w'. Estas gráficas que relacionan 'R_{we}' con 'R_w' son realizadas por las empresas especializadas en toma de registros. De igual manera también hay gráficas que relacionan 'R_{mfe}' con 'R_{mf}'.

2.5. METODOS PARA OBTENER LOS PARAMETROS DE ATENUACION Y CEMENTACION

Metodos para determinar los parametros de la segunda ecuacion de Archie, hay varios, todos tienen asunciones que se relacionan principalmente a los datos que se usen, por eso a continuacion describiremos las principales asunciones y su incidencia real en la exactitud de los resultados.

2.5.1. Asunciones.

Las asunciones principales que tenemos que realizar son: En el caso de la porosidad está se la mide en superficie, pero por efecto de las presiones existentes en el yacimiento este valor difiere de la porosidad in-situ, para estudiar esta diferencia se han realizado varios estudios.

En el tercer Congreso Andino de la Industria del Petróleo se presentó por parte de PETROPERU a través del Ing. Fidel Huerta P. un trabajo titulado 'Importancia de los Parametros Petrofisicos en la Evaluación de Formaciones', aquí se presentaron resultados de un estudio realizado en núcleos, a los cuales se les midió la porosidad a diferentes presiones tratando de simular las presiones a las que se ven sometidas



BIBLIOTECA

las formaciones a diferentes profundidades, luego se realizaron gráficos de porosidad contra presión para varias muestras y así se pudo establecer una relación entre la porosidad in situ y la porosidad en superficie, para el caso particular de las arenas estudiadas la relación encontrada fue:

$$w_{in-situ} = (0.937)w_{lab} - 0.0003 \quad (18)$$

Como muestra la ecuación anterior la porosidad si bien es afectada por la presión de sobrecarga esta variación no es muy considerable, apenas en un 5% aproximadamente. Es decir que si asumimos una porosidad de laboratorio igual a la porosidad in situ no introduciremos mucho error al análisis. Claro está que si obtuviéramos el valor de la porosidad a condiciones de yacimiento sería mucho mejor (7).

En el caso de la saturación de agua irreductible esta es obtenida en base a los análisis de presión capilar y de permeabilidad relativa, con los cuales se obtiene el valor de saturación de petróleo residual. En cuanto al valor de saturación de agua y de Petróleo, estos son obtenidos en el laboratorio a condiciones de superficie, por ende hay que corregir estos

valores a través de un simple análisis de dilatación de líquidos, de esta manera obtendremos los verdaderos valores de saturación existentes en la formación. El coeficiente de dilatación se lo obtiene del análisis PVT. Otra asunción es el que se hace con el valor de resistividad de la formación, que por falta de equipos de laboratorio se hace necesario obtenerla en base a los registros de resistividad de largo alcance; de éstos el que más exactitud provee, al menos para resistividades de hasta 50 ohm-m es el registro de inducción, pero para valores de resistividad mayores es preferible utilizar el registro laterolog, teniendo cuidado de que el valor leído como R_t sea en verdad representativo. Se lo puede corregir utilizando las tablas establecidas por las diferentes empresas que toman registros, las cuales son hechas tanto para diámetro de hueco como para espesor de la formación y para efecto del lodo. Por otro lado la temperatura varía con la profundidad y las formaciones son en general de varias decenas de pies; la temperatura en uno y otro punto puede variar y la expresión que se utiliza es:

$$T_f = T_o + B(D) \quad (19)$$

Donde T_f es la temperatura de la formación, T_o es

la temperatura en superficie, G es el gradiente de temperatura y D es la profundidad. Si tuvieramos una formación de 50 pies en una zona con un gradiente de 1 F cada 100 pies, la diferencia de temperatura entre el topo y la base sería de 0.5 F es decir es despreciable, la variación de temperatura es muy pequeña, por lo que en una formación se podría considerar su temperatura como constante sin introducir mucho error.

La resistividad del filtrado de lodo medida en superficie se la corrige por temperatura a través de una ecuación obtenida por las empresas que realizan estudios y corren registros de pozos, esta expresión es:

$$R_2 = R_1 \left(\frac{6.77 + T_1}{6.77 + T_2} \right) \quad (20)$$

Donde la temperatura se la da en F. La resistividad del agua de formación se la puede obtener de varias formas como ya hemos mencionado, pero independientemente de como se halle su valor, debemos realizarle una corrección por temperatura, ya que como sabemos la resistividad es afectada por la temperatura.

Los valores de 'Rxo' son obtenidos en base a los

registros de corto alcance, por suerte en PETROEQUADOR se acostumbra utilizar varios tipos de registros de corto alcance lo que nos permite tener una visión mucho mayor acerca del valor más correcto como resistividad de la formación en la zona barrida.

En definitiva podemos decir que las principales asunciones realizadas son:

- Se toma la porosidad de laboratorio igual a la porosidad in-situ (sin tomar en cuenta el efecto de la presión sobre la formación).
 - El método de la retorta es el más exacto para determinar S_w y S_o .
 - Las curvas de presión capilar y permeabilidad relativa son reales y por ende los valores de S_{or} y S_{wi} obtenidos de ellas son reales.
 - Los valores de resistividad obtenidos de los registros son reales.
 - La variación de la temperatura con la profundidad esta dada por la ecuación 19.
 - La variación de resistividad con la temperatura esta dada por la ecuación 20.
 - Los errores producidos por los equipos son despreciables.
 - Los errores de apreciación de las medidas son despreciables.
-

- La temperatura de toda la formación permanece constante.
- Las cartas de interpretación de 'Rwe' y 'Rw' son reales.

2.5.2. Desarrollo de los Métodos.

La segunda ecuación de Archie como ya mencionamos anteriormente, establece una relación entre el factor de resistividad de la formación y la porosidad de la misma(10).

En nuestro País en el laboratorio que tiene PETROECUADOR para análisis petrofísicos no se cuenta con el aparato para poder obtener el valor de 'Ro' por lo tanto se hace complicada la obtención del valor 'F', que a su vez nos permita obtener el gráfico de 'F' vs ' $\frac{V}{V}$ ' y los valores de 'a' y 'm'. esta dificultad se puede obviar si relacionamos la zona virgen y la zona barrida, ya que el valor de 'F' no varía en ninguna de las zonas, es decir permanece igual. Así en la zona barrida, la ecuación 14a es válida, mientras que en la zona virgen la ecuación 16 es válida, los valores de 'F' usados en la ecuación 14a y 16 son iguales y si en ambas ecuaciones despejamos 'F' obtenemos la siguiente igualdad:

$$\left(\frac{R_t}{R_w}\right)^n S_w = \left(\frac{R_{ko}}{R_{mf}}\right) (1 - S_{or})^n \quad (21)$$

De la ecuación anterior, despejando 'n' obtenemos:

$$n = \frac{\log(R_{ko} \cdot R_w / (R_{mf} \cdot R_t))}{\log(S_w / (1 - S_{or}))} \quad (22)$$

Una vez obtenido el valor de 'n' de la ecuación 22 y conociendo todos los términos de la ecuación 14a podemos hallar el valor de 'F' fácilmente. Por otro lado podemos graficar 'F' vs ' ϕ ' y obtener fácilmente los valores de 'a' y 'm', constantes de la segunda ecuación de Archie. El gráfico se lo realiza en papel log-log, resultando una recta cuya pendiente es el valor de 'm' y cuya intercepción con el eje de 'F' es 'a'.

$$F = a / (\phi)^m$$

Aplicando logaritmo a ambos lados de la ecuación

$$\log(F) = \log(a) - m \log(\phi)$$

Otro camino para obtener los valores de 'a' y 'm' es graficando 'RT' vs ' ϕ ' en un papel log-log, la

línea obtenida es una recta, la cual se extrapola hasta una $\phi=100\%$ de aquí se lee el valor de la resistividad, el cual será igual a:

$$R = a \cdot R_w / (\phi^n)$$

De aquí y conociendo ' R_w ' y ' ϕ ' podemos obtener el valor de ' a ', el valor de ' n ' se lo obtiene simplemente con el inverso de la pendiente de la recta obtenida.

Las afirmaciones anteriores se justifican por el siguiente análisis: aplicando logaritmo a ambos lados de la ecuación lo tenemos:

$$n \cdot \log(\phi) = \log(F) + \log(R_w) - \log(R_t) \quad (23)$$

Por otro lado introduciendo la ecuación (15) en (23) y despejando ' R_t '

$$\log(R_t) = -n \log(\phi) + \log(a \cdot R_w / \phi^n)$$

Aquí podemos ver fácilmente que si graficamos ' R_t ' vs ' ϕ^n ', obtenemos una recta cuyo inverso de la pendiente será ' n '. En el punto en que la porosidad es 100% tenemos:

$$\log(\phi^n) = \log(1) = 0$$

Por lo tanto para $\theta=100\%$ el valor correspondiente de resistividad será:

$$R = a \cdot R_w / (S_w)^n \quad (24)$$

De aquí fácilmente se obtiene 'a'.

Esta última forma de obtener los parámetros de 'a', y 'n' es mucho más fácil y por la menor cantidad de términos que intervienen entonces en el resultado se introducen menos errores, dando un análisis más real.

Para que la recta resultante de graficar ' R_t ' vs ' θ ' sea válida, los puntos de la formación donde fueron tomadas estas medidas deben tener la misma saturación de agua, como esto en la práctica es muy difícil, para efectos de este trabajo de tesis tomé un rango de saturación de más o menos 5% del valor promedio de saturación en la formación, sin tomar en cuenta en el gráfico los puntos con valores de ' S_w ' fuera de este rango. Este valor promedio de ' S_w ' es el que se introduce en las ecuaciones 22 y 24.

En definitiva sea cual sea el camino que un investigador elija para realizar este tipo de

análisis la precisión de las respuestas dependerán básicamente de la precisión de los datos introducidos a cualquiera de las ecuaciones ya estudiadas.

CAPITULO III

DEDUCCION DE LOS PARAMETROS DE CEMENTACION Y ATENUACION QUE CORRESPONDEN A LA FORMACION NAPO

3.1. PROCEDIMIENTO PARA LA DETERMINACION DE LOS PARAMETROS DE CEMENTACION Y ATENUACION DE LA SEGUNDA ECUACION DE ARCHIE

Como ya vimos en la sección 2.5.2, el mejor método para obtener los valores de 'a' y 'm' es mediante la gráfica de 'Rt' vs 'Z' en papel log-log, mientras que el valor de 'n' se lo obtiene a través de la ecuación 22. Del gráfico se obtiene una recta cuya pendiente es 'm', además el valor de la resistividad correspondiente a una porosidad del 100% se la iguala a la siguiente expresión:

$$R = a \cdot R_w / (S_w)^n$$

De aquí se obtiene 'a', 'n' se lo saca de la ecuación 22. Esto está explicado más ampliamente en la sección 2.5.2.

En el trabajo de tesis se tuvo tres fases principales, la primera que consistió en la búsqueda y recolección de los datos de campo tanto de laboratorio como de registros, además de información bibliográfica, esto se realizó durante 2 meses en la División de Yacimientos del Campamento Guarumo en el Oriente Ecuatoriano, en una segunda fase se hizo un análisis práctico del método para ver si los resultados obtenidos tenían válidos, la tercera y última fase consistió en la obtención de los parámetros de h_a , h_m y h_n para todos los pozos de los que se tomó datos.

De todos los campos del Oriente Ecuatoriano, el que mejores características proporcionaba es el LIBERTADOR debido a la gran cantidad de pozos existentes y a la cantidad de estudios realizados a estos. Este campo es manejado por PETROEQUADOR y su producción es considerable.

Las principales arenas productoras de este campo son U-Superior, U-Inferior y T, aunque en ciertas zonas se produce de las arenas M-1 y M-2, pero su producción es ínfima. De estas la principal arena productora es la U-Inferior que produce la mayor parte del petróleo del campo. De aquí la gran importancia de conocer los valores más reales para los diferentes pozos del campo.

La principal aplicación de estos datos es en la

evaluación de formaciones, la cual puede en un momento determinado llevar a una errónea apreciación con respecto a la cantidad de petróleo del yacimiento, es decir tiene implicaciones económicas directas.

A continuación se describirá detalladamente todos los pasos dados en cada una de las fases mencionadas anteriormente; en la recolección de datos lo importante es decidir cuales son o no representativos, así por ejemplo para obtener el valor de porosidad de una formación dada se tuvo que comparar la confiabilidad y eficiencia de los métodos y equipos usados para su determinación, resultando el mejor método de determinación de la porosidad el del Porosímetro de Helio, tal como se lo expone en la sección 2.5.1. De igual forma para datos de S_w , S_o , S_{hr} , S_{wi} , R_{mf} , R_o y h , se analizaron las diferentes metodologías y se escogió la más eficiente. El problema principal que se tuvo con los datos de laboratorio es que no en todos los pozos del campo LIBERTADOR se les ha sacado núcleos, sino a 2 ó 3 pozos de cada subcampo (SHUARA, SHUSHUQUI, SECORA, PICHINCHA Y CARABOBO) del campo LIBERTADOR, en definitiva los pozos que cumplían con esta condición de tener núcleos fueron 13 pozos, 6 del campo Secora, 4 del campo Shuara y 3 del campo Shushuqui. Con respecto a los datos de registros de pozos se presentaron algunas dificultades tales como que había pozos a los que no se les hizo un set de registros completos, es decir

registros de resistividad de corto y largo alcance, registros de porosidad, en otros casos los registros eran de mala calidad no permitiendo una lectura correcta de los datos, en otros casos los pozos no atraviesan las formaciones objeto haciendo imposible su análisis, había casos de pozos en que los valores dados por los registros se diferenciaban mucho de los valores obtenidos en los pozos vecinos dificultando la interpretación de estos pozos. Todos estos datos de registros se los corrigió a través de cartas de evaluación de formaciones de las compañías HALLIBURTON Y WELLEX, esto fue debido principalmente a que todos los registros de los pozos escogidos fueron realizados por esta compañía.

Los registros por sus propias características particulares ofrecen un amplio rango de valores que permiten hallar el más representativo para una formación dada.

Con respecto a la bibliografía existe una pequeña pero selecta cantidad de libros que tratan sobre las ecuaciones de Archie, los cuales ayudan a comprender mejor lo que quieren significar físicamente las ecuaciones de Archie.

El investigador Archie presentó un trabajo de investigación en los tratados de la AIME en 1942,

teniendo una gran acogida en el ambiente petrolero mundial, tanto así que sus ecuaciones siguen siendo usadas hoy en día en la industria petrolera.

La bibliografía fue conseguida básicamente en la División de Yacimientos de PETROECUADOR, además de libros y cartas proporcionados por la compañía HALLIBURTON y libros conseguidos en la biblioteca de la ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL (ESPOL).

Como ya mencionamos anteriormente se hizo una aplicación práctica del método (ya explicado anteriormente) a un pozo para ver si los resultados obtenidos eran coherentes, es así como se eligió el pozo SHUARA-6, esto lo podemos ver en la tabla 4 y en la figura 31, los resultados obtenidos fueron satisfactorios. La mayor dificultad encontrada al aplicar el método de graficar 'Rt' vs 'U' fue que los valores de porosidad resultaron ser muy cercanos entre sí, esto debido lógicamente a que se trata de la misma formación, a ser homogéneas, por otro lado los valores de resistividad presentaron los mismos problemas.

Esto se solucionó básicamente agrupando los valores más cercanos y poniendo un solo punto que los represente, es así como de muchos puntos graficables quedaron solo algunos pocos (como se ve en las tablas de datos). Esto facilita en gran medida la determinación de la mejor

recta posible ya que los puntos tenderán a alinearse pudiendo así evitar en un porcentaje razonable errores humanos en la determinación de la mejor recta posible para esos puntos.

Luego de los buenos resultados obtenidos en pozo SHUARÁ-é, se extendió el análisis a todos los otros pozos del campo LIBERTADOR que podían ser estudiados, esto para las arenas U-Superior, U-Inferior y T. Las diferentes

Las diferentes tablas y gráficas resultantes del análisis están expuestas al final de este trabajo.

Para efectos de graficación de las rectas resultantes de la relación de R_t vs $\frac{1}{\alpha}$, no se colocarán en estos gráficos los puntos, sino solamente la recta resultante. Como manera de ejemplo se mantuvo estos puntos en el primer pozo analizado (SHUARÁ-é). En las tablas de la 1 a la 13 constan los valores de los puntos que sirvieron para la graficación de las rectas de las figuras 29 a 4. Además cada recta fue realizada considerando un valor de S_w promedio, para cada arena, este fue obtenido así: de todos los valores de S_w existentes en la arena (obtenidos de núcleos) se sacó un promedio, de este valor se tomó un rango de más o menos 5% y todos los puntos que caían en ese rango de saturación se los utilizó para elaborar las rectas resultantes de la relación R_t vs $\frac{1}{\alpha}$.

Estos valores de S_w promedios, constan en la tabla 15, como S_w de laboratorio. Este valor es el que se introduce en las ecuaciones 22 y 24 para encontrar ' m ' y ' a ', respectivamente. Esto hace que al utilizar el método de graficar ' Rt ' vs ' U ' se introduzca un error máximo de 5%, pero resulta conveniente porque de no hacerlo así el error introducido sería muy superior.

Una vez conocidos todos los valores de ' a ', ' m ' y ' n ' de los 13 pozos seleccionados, se procedió a elaborar mapas de los valores, tanto para ' a ', ' m ' y ' n ', en cada arena estudiada, de esta manera se podrá sin necesidad de volver a repetir el procedimiento anterior, conocer cuales son los valores más convenientes de ' a ', ' m ' y ' n ' para cualquier pozo que se perfora en el área estudiada.

3.2. CONFIABILIDAD DEL PROCEDIMIENTO.

Como vimos en las secciones 1.5 y 2.5.1 donde se habla de la confiabilidad y asunciones hechas a este trabajo, los errores producidos serán en el peor de los casos de aproximadamente el 10%, además es importante decir que el método tiene una confiabilidad variable dependiendo de la precisión de los datos tanto de registros como de laboratorio. Por todo esto podemos decir que los valores obtenidos pozo a pozo son muy confiables y serían muy útiles usándolos en las determinaciones de campo ya que

hará mucho mejor la evaluación de las formaciones.

Principal atención debemos poner en los valores como resistividad del agua de la formación y porosidad ya que son los que más errores introducen al cálculo de las constantes de Archie.

3.3. ANALISIS DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS

Los resultados de este trabajo de tesis constan en las figuras de la 20 a la 28. En la zona del campo Shushuqui vemos que en las arenas U-Superior y T la tendencia es que los valores de $'a'$ y $'n'$ tiendan a aumentar hacia el norte, en cambio $'m'$ tiende a aumentar hacia el oeste en las tres arenas. En las arenas U-Inferior y T los valores de $'a'$ y $'n'$ varían suavemente y $'m'$ varía bruscamente en su valor, esto en las tres arenas.

En la zona del campo Secoya vemos que en las arenas U-Superior y U-Inferior tienden a aumentar los valores de $'a'$ y $'n'$ hacia el sur, mientras que en la arena T, $'m'$ y $'n'$ aumentan al norte y $'a'$ al centro. El valor de $'a'$ y $'m'$ varía bruscamente entre los pozos Secoya-1-4 y 2 y suavemente hacia el pozo Secoya-8. Por otro lado el valor de $'n'$ varía suavemente en las 3 zonas.

En la zona del campo Shuara en las arenas U-Superior y T tienden a aumentar hacia el norte los valores de $'a'$ y

'm', lo mismo sucede en U-Inferior con los valores de 'm' y 'n'. Por otro lado 'n' tiende a aumentar hacia el centro del campo en las arenas U-Superior y T. El valor de 'a' varía suavemente en todas las arenas, mientras el valor de 'm' varía bruscamente entre los pozos Shuana-4 y 6 y suavemente entre los pozos Shuana 1 y 2, en las arenas U-Superior y T. 'n' varía suavemente en todas las arenas.

Tal como se analizo en la sección 2.6.3. los valores de 'm' aumentan a medida que se incrementa el grado de cementación de los granos, por ende y analizando las figuras de isovalores de 'm' para varias formaciones vemos que en la zona del pozo Secoya-3 y 1 existe un alto grado de cementación entre los granos, lo cual reduce la porosidad, es por esto que se nota porosidades muy bajas en algunos casos en U-S, U-I y T.

Un aspecto que sobresale de los resultados obtenidos es la comparación entre el valor de R_w obtenida tanto del laboratorio como del registro SP (ver la tabla 14), vemos que la diferencia entre ambos valores es muy pequeña llegando en el peor de los casos a un 10% aproximadamente, lo cual nos dice que el registro SP puede ser usado como un buen indicador de la resistividad del agua de la formación, cuando no tengamos una muestra representativa de esta.

En la arena U-Superior, en la zona del pozo Secoya 9 (ver tabla 8) no se pudieron obtener los valores de α , m y n debido a que el valor de saturación de hidrocarburo residual no fue obtenido en el laboratorio. Esto implica que la ecuación 22 no pueda ser usada para encontrar el valor de n .

En el caso de la determinación de m en esta arena el problema fue que los puntos de la relación de Rt vs α estaban muy juntos y no se pudo trazar una recta representativa de estos, y como m se obtiene en base al valor de la pendiente de la recta su valor no pudo ser encontrado, de igual forma ocurrió con la determinación de α , ya que sin la recta su obtención no es posible.

Existen pozos en los cuales el valor de S_{hr} no ha sido obtenido por el laboratorio, en estos casos lo que se hace generalmente es en base a los valores de S_{hr} en los pozos vecinos ponerle un valor estimado de S_{hr} al pozo en cuestión. Por otro lado hay varios pozos en que el valor de S_{hr} es constante en varios o todos los puntos del set de puntos, esto generalmente se debe a que en la toma de núcleos de los 30 pies muestreados, solo a unos pocos se les hace un análisis de S_{hr} esto por fallas sea en el laboratorio o por una mala muestra. Un ejemplo de esto lo podemos observar en los pozos Secoya 6 y 7 entre otros.

La obtención de las gráficas de isovalores de 'a', 'm' y 'n' para las arenas U-Superior, U-Inferior y T nos permiten realizar una mejor evaluación de las formaciones que si utilizamos los valores estándares de 1,2 y 2 para 'a', 'm' y 'n', respectivamente. Esto hará la evaluación más real y esto tiene una implicación económica muy importante, ya que darán estimaciones más exactas.

CAPITULO IV

COMPARACION DE LOS DATOS ENCONTRADOS A PARTIR DE LA EQUACION DE ARCHIE Y LA OBTENIDA CON LOS DATOS DE LABORATORIO

4.1. ASUNCIONES PARA LA COMPARACION

Las asunciones para poder realizar esta comparación son varias, entre estas tenemos las descritas en la sección 2.5.1, a las que podemos agregar las siguientes:

- Los valores de $'a'$, $'m'$ y $'n'$ para cada arena se los asume representativos.
 - Los errores en la determinación de la recta del gráfico de $'Rt'$ vs $'V'$ son despreciables.
 - Los errores de apreciación y de exactitud de los equipos son despreciables.
 - La saturación de agua obtenida en el laboratorio, corregida por presión y temperatura, es igual a la saturación in situ.
-

4.2. COMPARACION DE LA SATURACION DE AGUA OBTENIDA EN EL LABORATORIO CON LA OBTENIDA USANDO LA ECUACION DE ARCHIE

En la tabla 15 podemos observar los valores de saturación de agua obtenida de la ecuación siguiente con valores de 'a', 'm' y 'n' obtenidos a través de este análisis.

$$(S_w)^n = R_w \cdot a / ((\phi)^2 \cdot R_t) \quad (25)$$

Esta ecuación fue aplicada para todas las formaciones estudiadas, en cada pozo. Por otro lado se aplicó la ecuación de Archie con los valores convencionales de sus constantes:

$$(S_w)^2 = (R_w / (\phi)^2) / R_t \quad (26)$$

Además la tabla mencionada presenta los valores de saturación de agua obtenida en el laboratorio.

Vemos que los valores encontrados en base a la ecuación de Archie con los valores de 'a', 'm' y 'n' calculados se acerca mucho más a los valores de labores que si usamos los valores estandares de las constantes de Archie.

Por todo esto podemos decir que es mucho más preciso utilizar valores calculados de las constantes de Archie

que los valores estándares, además el obtener estos valores si bien toma su tiempo vale la pena por la mayor exactitud en la evaluación de una formación.

Una vez obtenido el valor de saturación de agua para una formación es sencillo obtener la saturación de hidrocarburos a través de la ecuación:

$$S_w = 1 - S_h$$

Desde el punto de vista económico resulta muy conveniente realizar este tipo de análisis, ya que además de darnos un conocimiento más cabal de la formación que se estudia no implica un mayor gasto del que normalmente se realiza en obtención de registros y análisis de núcleos.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES:

- 1: Los valores de resistividad del agua de la formación obtenidos a partir del registro de Potencial Espontáneo pueden ser tomados como aproximaciones buenas a el valor real, esto en el campo LIBERTADOR que es donde se han realizado los estudios, esto puede variar en otros campos debido a las diferencias geológicas existentes.
 - 2: Los valores más apropiados para las constantes de Archie $'a'$, $'m'$ y $'n'$ están expuestos en la tabla 16, para las formaciones U-Superior, U-Inferior y T.
 - 3: El método más exacto para determinar la porosidad en el laboratorio es el porosímetro de Helio, esta porosidad tiene una diferencia mínima con el valor real de porosidad in situ.
 - 4: La saturación de agua obtenida en base a la ecuación de Archie con los parámetros encontrados a través de este análisis es más real que la obtenida en base a la
-

ecuación de Archie con los valores de 'a', 'm' y 'n' estandares.

5: El análisis realizado a las formaciones U-Superior, U-Inferior y T es válido, por ende los valores obtenidos para cada pozo y arena son los más convenientes para ser usados en evaluación de formaciones.

6: Desde el punto de vista económico resulta más conveniente la evaluación de una formación con este análisis para conocer el valor más exacto de cantidad de hidrocarburos en el yacimiento.

7: Las figuras, de la 20 a la 28 pueden servir como referencia para la determinación rápida de los valores de 'a', 'm' y 'n' para cualquier pozo nuevo que se perfora en la zona estudiada. Esto, siempre y cuando no se pueda realizar un análisis a dicho pozo nuevo.



RECOMENDACIONES:

- 1: Se debe tener especial cuidado en la lectura y corrección de los valores de resistividad obtenida de los registros, ya que son la principal fuente de errores.
 - 2: Realizar con la mayor exactitud las medidas de resistividad del agua de la formación, resistividad del lodo y de su filtrado, además de la medida de porosidad de la formación.
 - 3: Graficar con el mayor cuidado los valores de R_t y $\frac{R}{R_0}$, de tal manera que se obtengan valores de a , m y n lo más exactos posibles para cada pozo.
 - 4: Obtener los valores de a , m y n para cada arena productora en todo pozo perforado.
 - 5: En el caso de tener formaciones saturadas un 100% de agua no se podrá obtener el valor de la constante de saturación debido a la propiada forma de la ecuación 22 por eso se recomienda en estos casos obtener únicamente
-

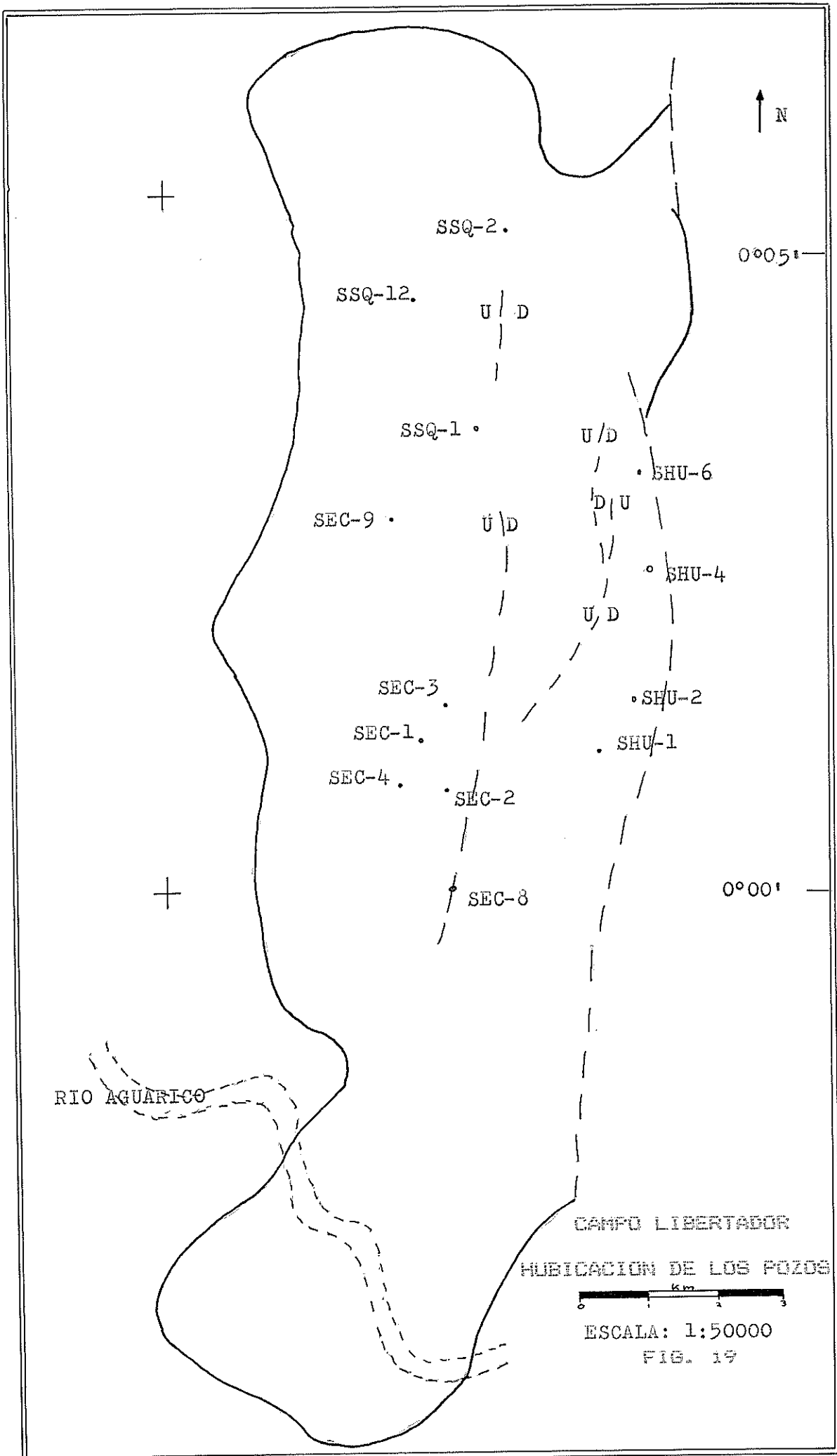
valores de ρ_a y ρ_m .

- 6: En caso de tener formaciones homogéneas, es decir con características similares en todos sus puntos se hará imposible poder realizar un análisis de esta formación ya que en el gráfico de Rt vs $\frac{\rho}{\rho_m}$ sólo obtendríamos un punto y en el mejor de los casos varios puntos juntos.
- 7: Realizar los cálculos de evaluación de formaciones en base a datos de $\frac{\rho}{\rho_m}$ y S_w obtenidos del laboratorio y ecuación de Archie respectivamente.
- 8: Hacer en cada caso de análisis un estudio especial acerca de la exactitud del valor de resistividad del agua de la formación obtenida tanto del registro de Potencial Espontáneo como del laboratorio, para así tener un F_w más confiable en los casos de pozos nuevos en los que no se pueda obtener una muestra representativa del agua de la formación.

BIBLIOGRAFIA

1. Boletín de la American Association of Petroleum Geologist. Octubre. Resistivity of Brine Saturated Sands in Relation to Pore Geometry. USA. 1952.
2. ESPOL. Diccionario de Términos Petroleros. Guayaquil, Ecuador. 1988, pp. 3,7,38,40,60,63,77,80,97,103.
3. Go Service. Formation Evaluation Chart Book. Texas, USA. 1983, pp. Ben-1-Res-9
4. Go Service. Well Service Systems, Texas, USA. 1983, pp. A-1-B-1.
5. Halliburton Training Program. Moderns Practice of Well Completion. Texas, USA. 1987, pp. 1-43
6. Hilchie W. Fundamentals of Log Interpretation. Tomo I. Texas, USA. 1982, pp. 1-180.
7. Society of Professional Well Log Analysis. Glossary of Terms & Expressions used in Well Logging. USA. 1975, pp. 8-25,34-36,38-61.
8. SAIP. Tercer Congreso Andino de la Industria del

- Swirelzo, Jairo I. Duito, Ecuador, 1990, pp. 507-523.
9. Transactions of the American Institute of Mining, Metallurgical and Petroleum Engineers. The Electrical Resistivity Log as an Aid in Determining Some reservoir Characteristics. USA, 1942.
 10. Kellogg Training Program. Fundamentals of Electric Log Interpretation. Texas, USA, 1975, pp. 1-20
-



MAPA DE ISOVALORES 'A'. ARENA U-SUPERIOR. FORMACION NAPO

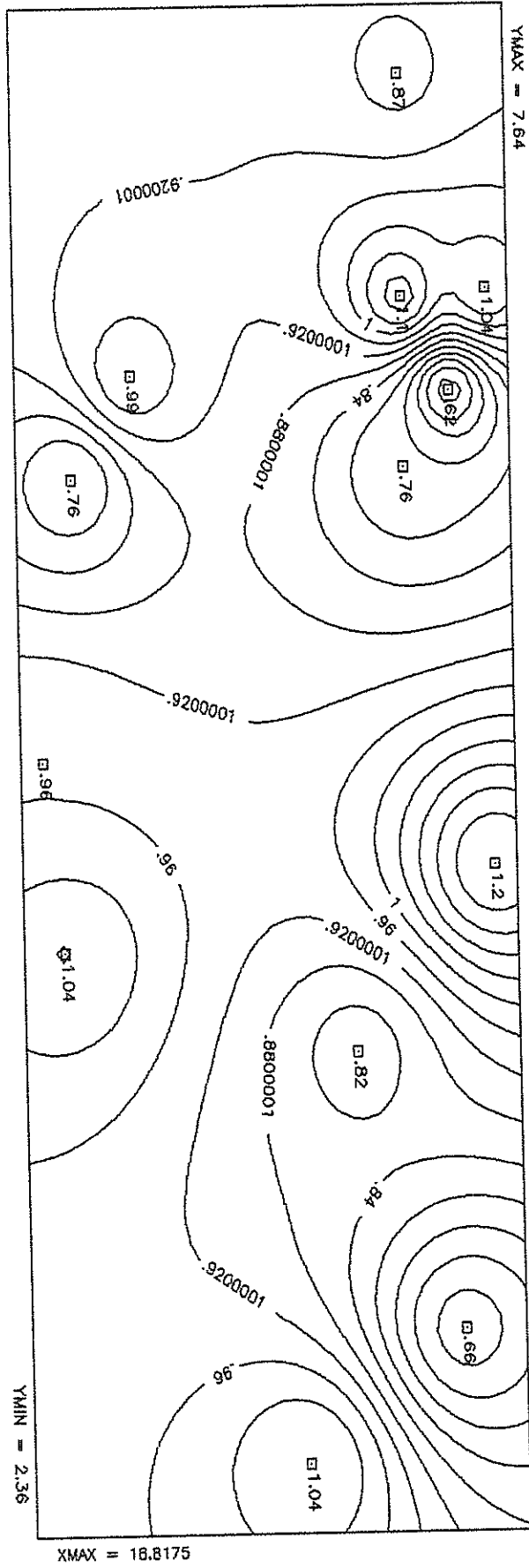


FIG. 20

3

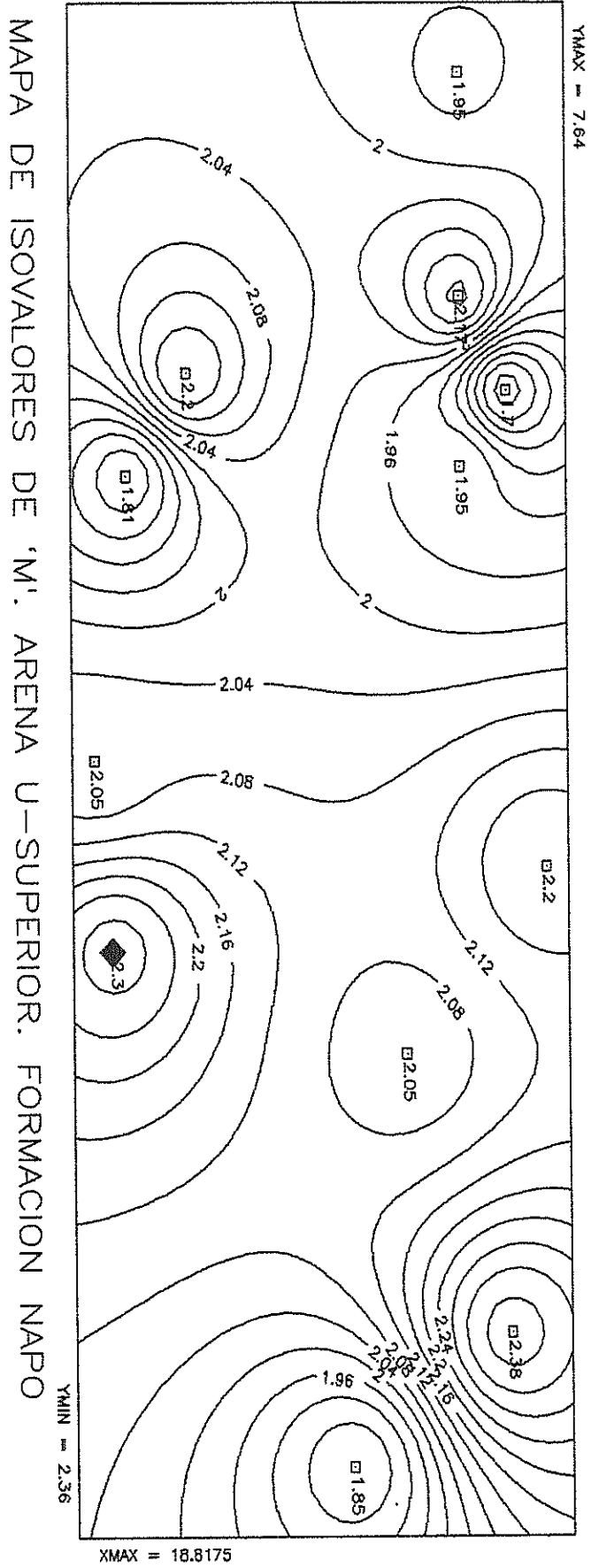
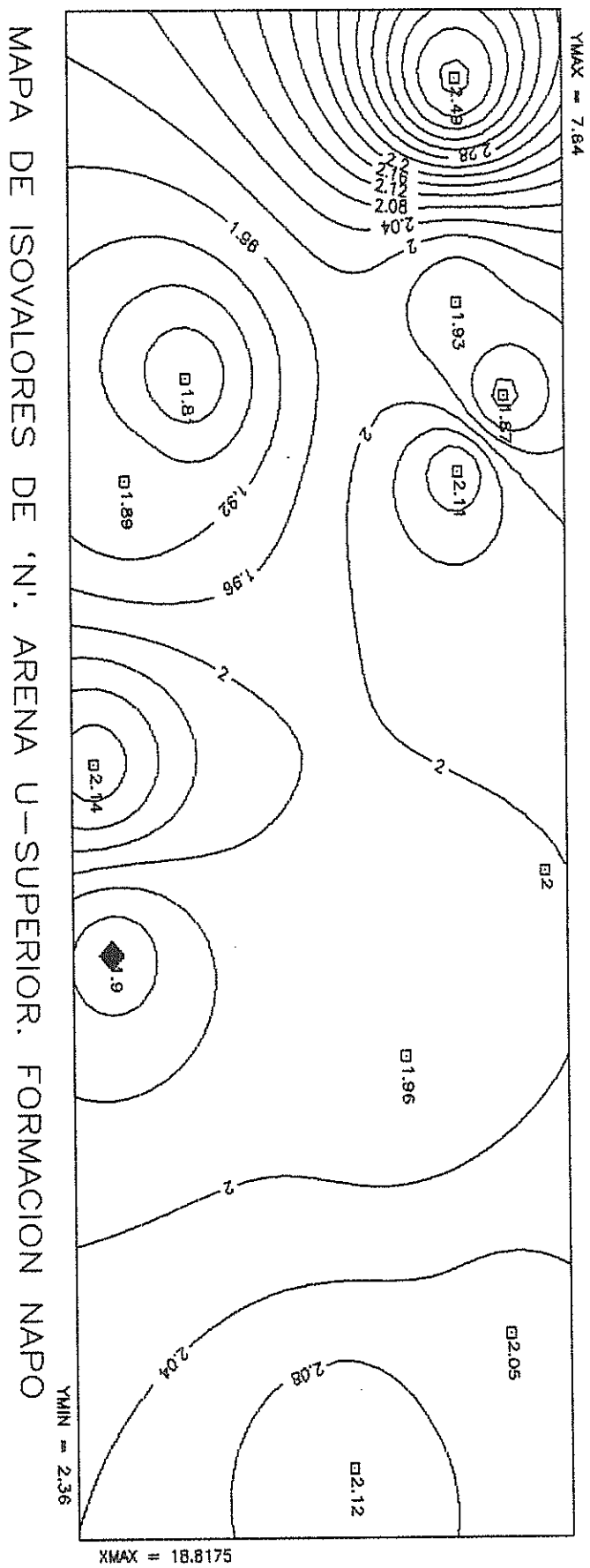


FIG. 21



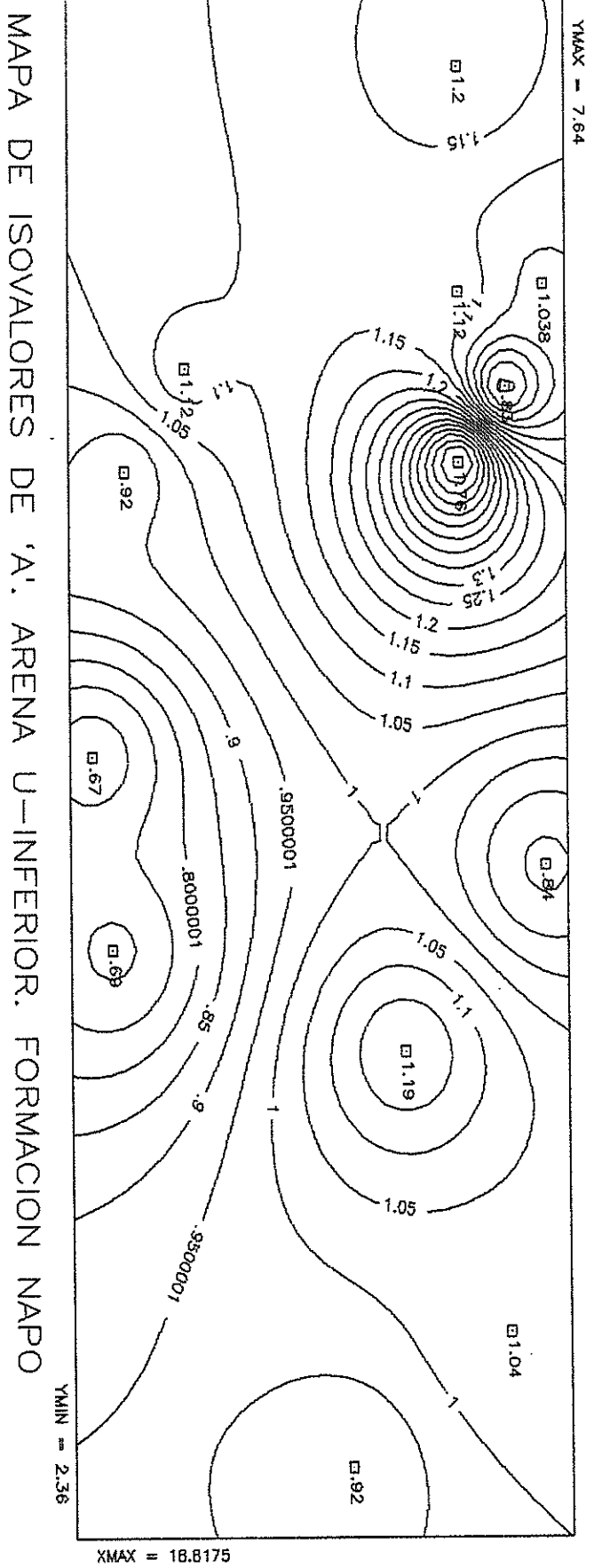


FIG. 23

MAPA DE ISOVALORES DE 'M'. ARENA U-INFERIOR. FORMACION NAPO

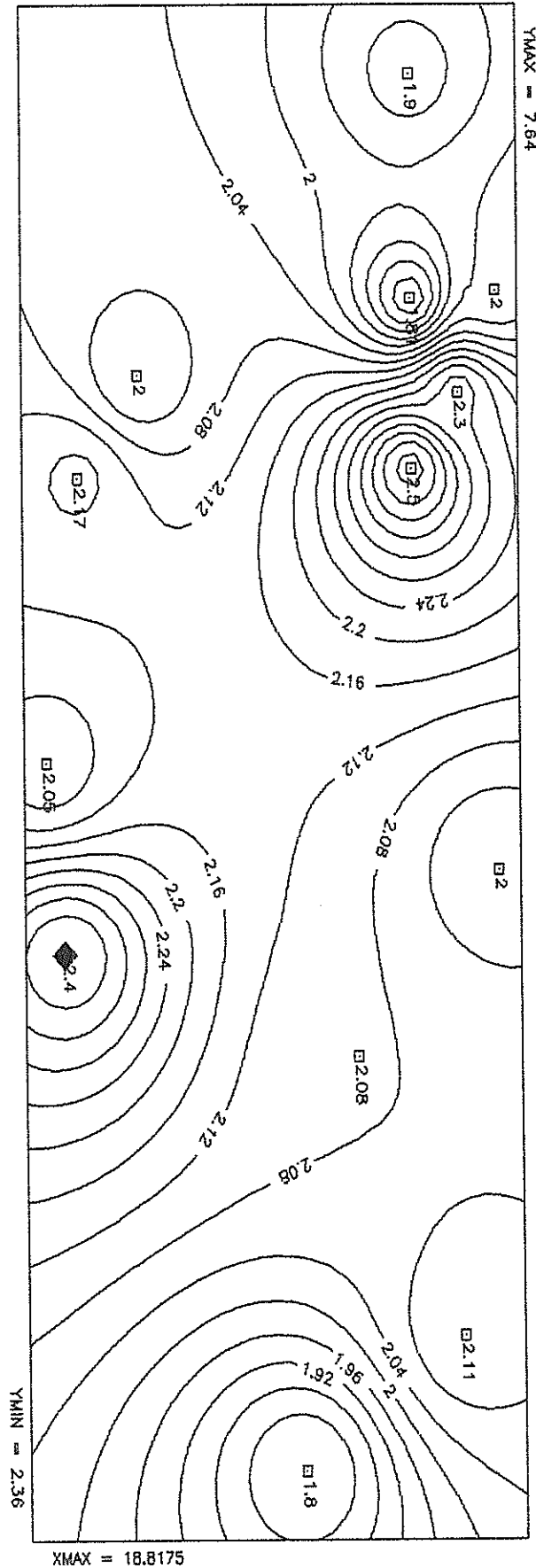


FIG. 24

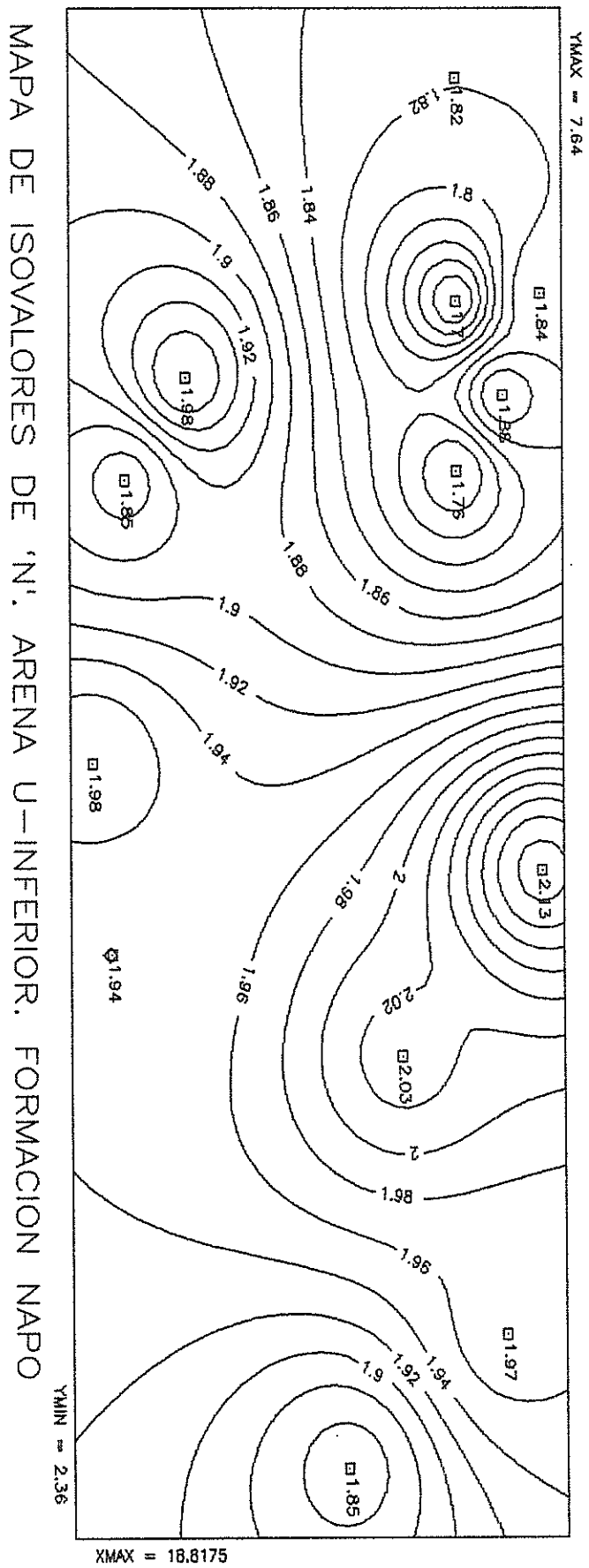
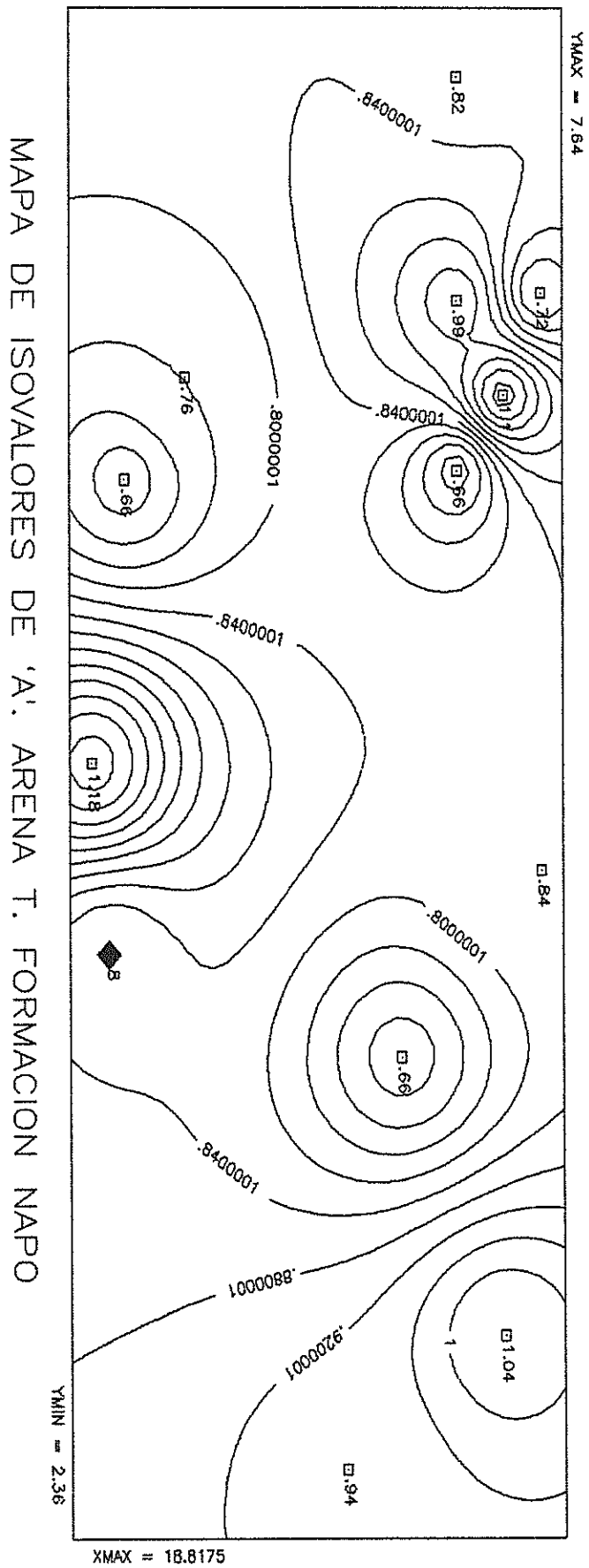


FIG. 25



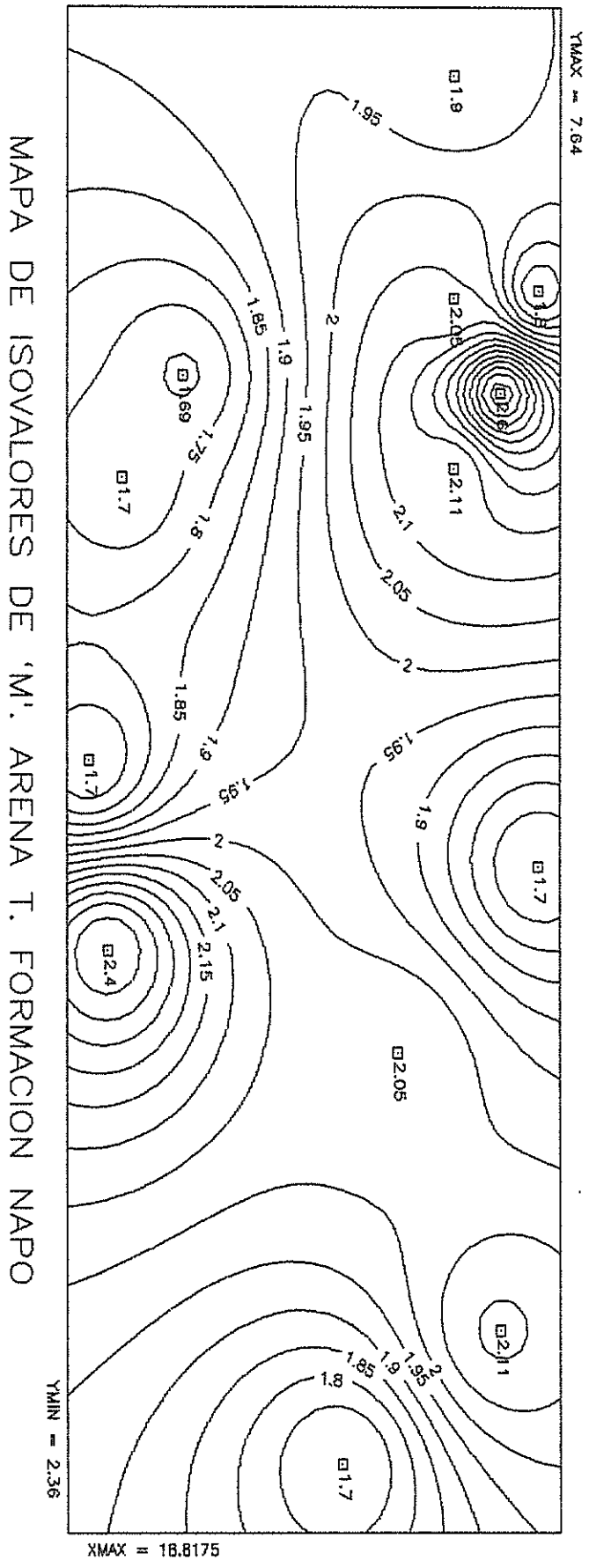


FIG. 27

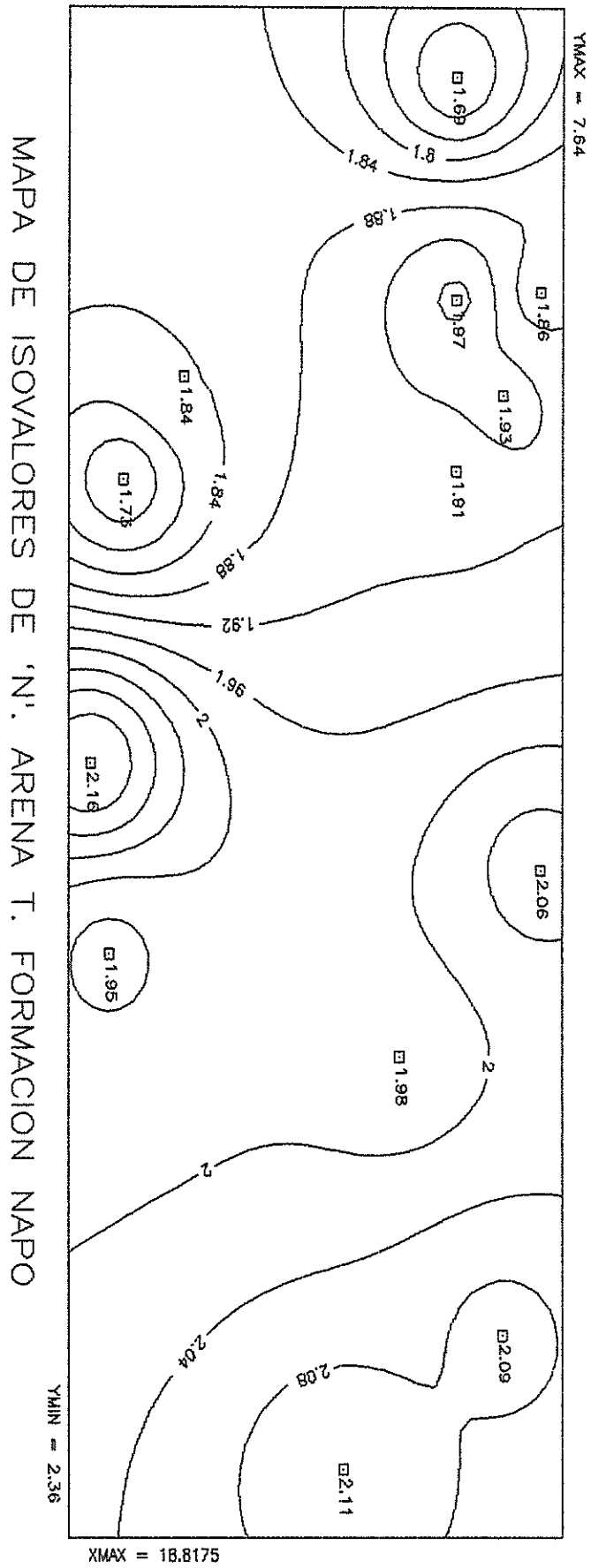
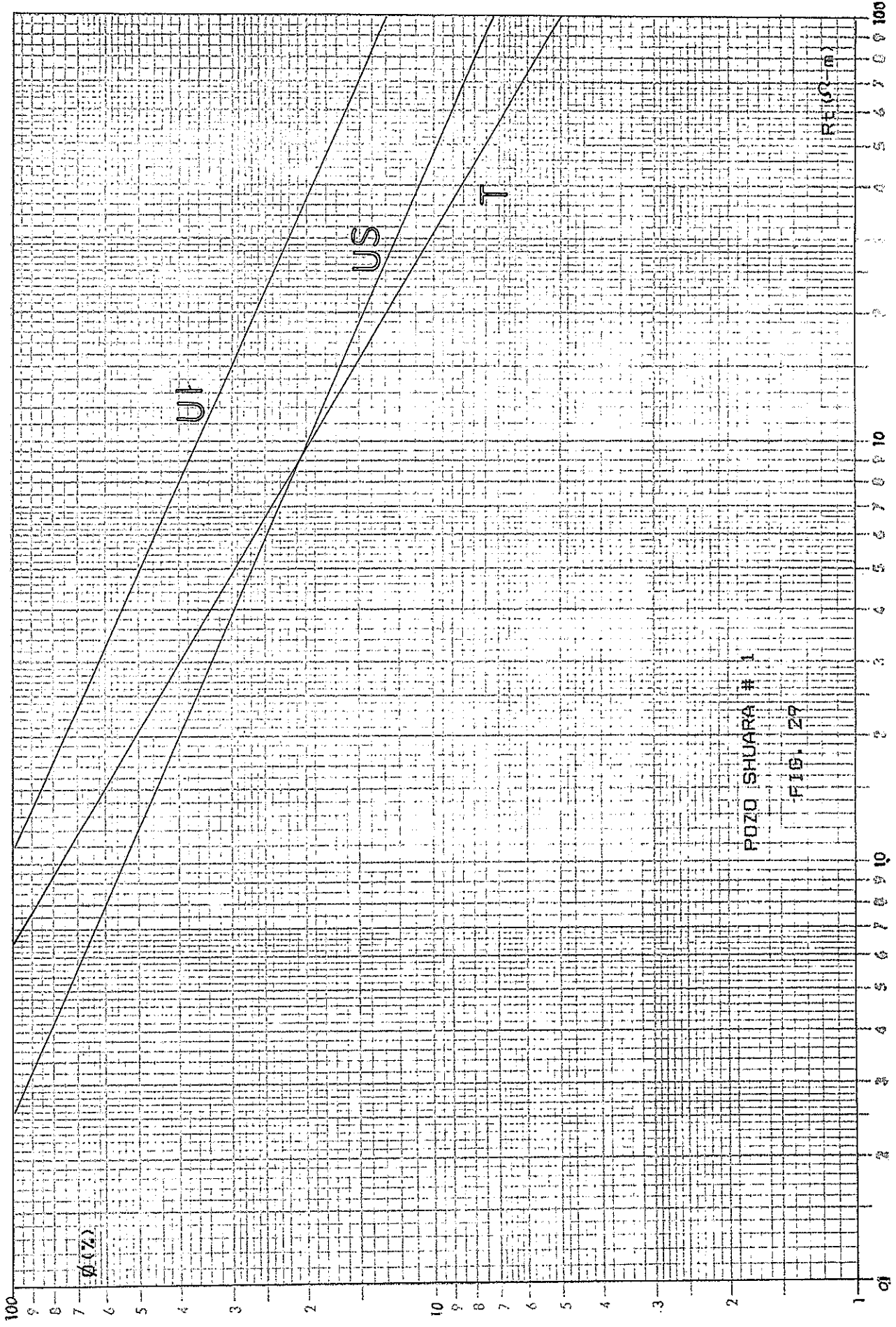
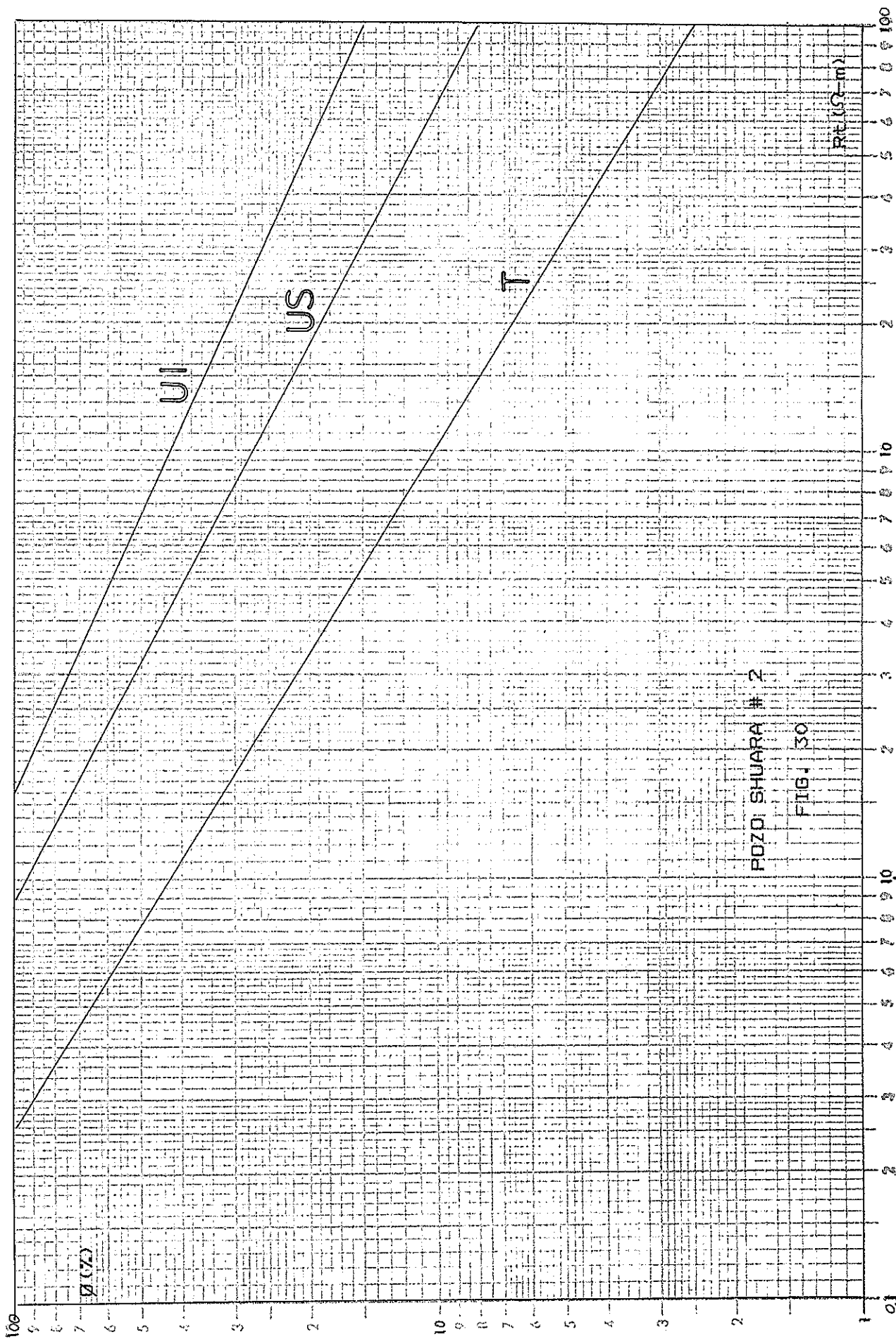


FIG. 28



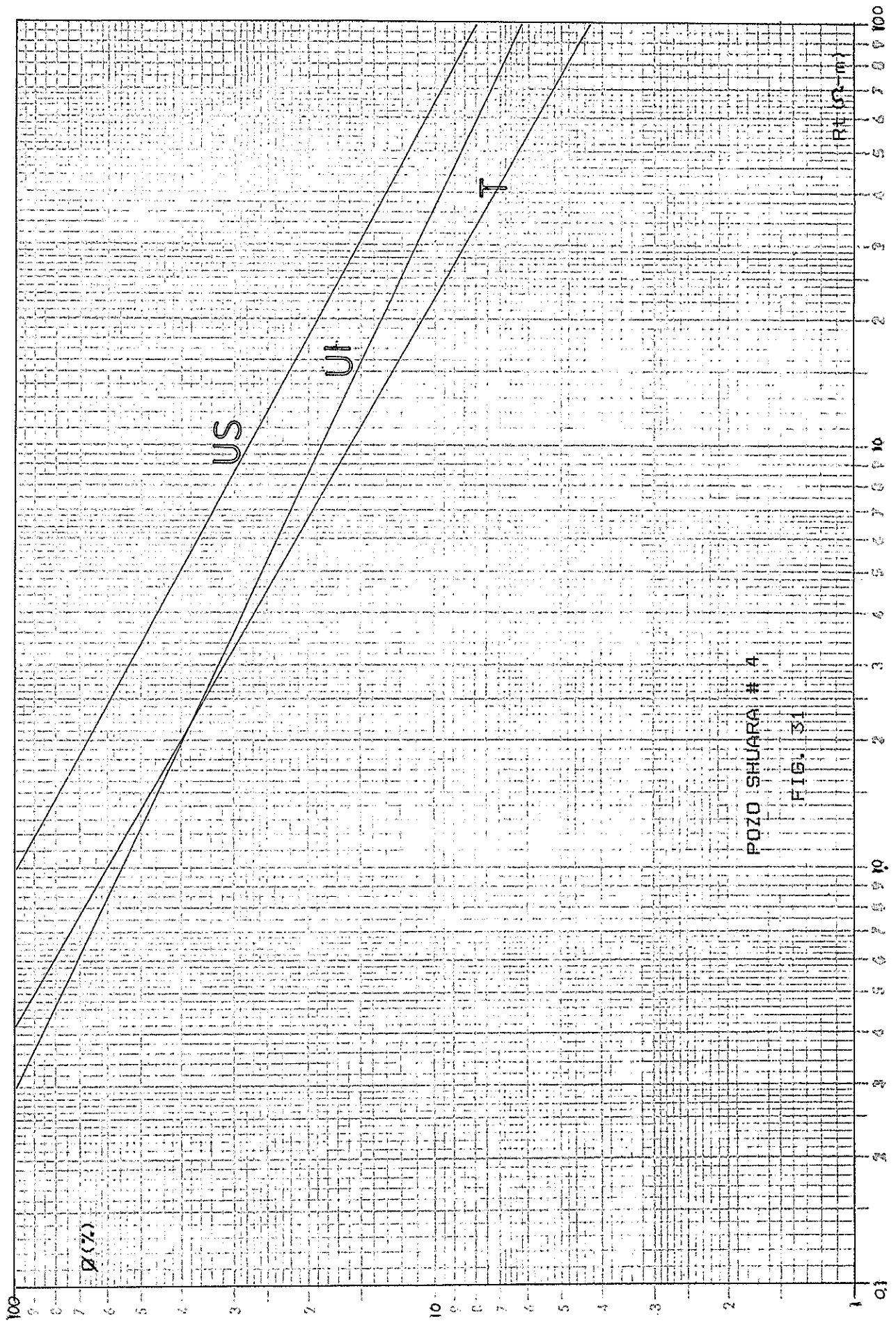
POZO SHUARA # 1

FIG. 27

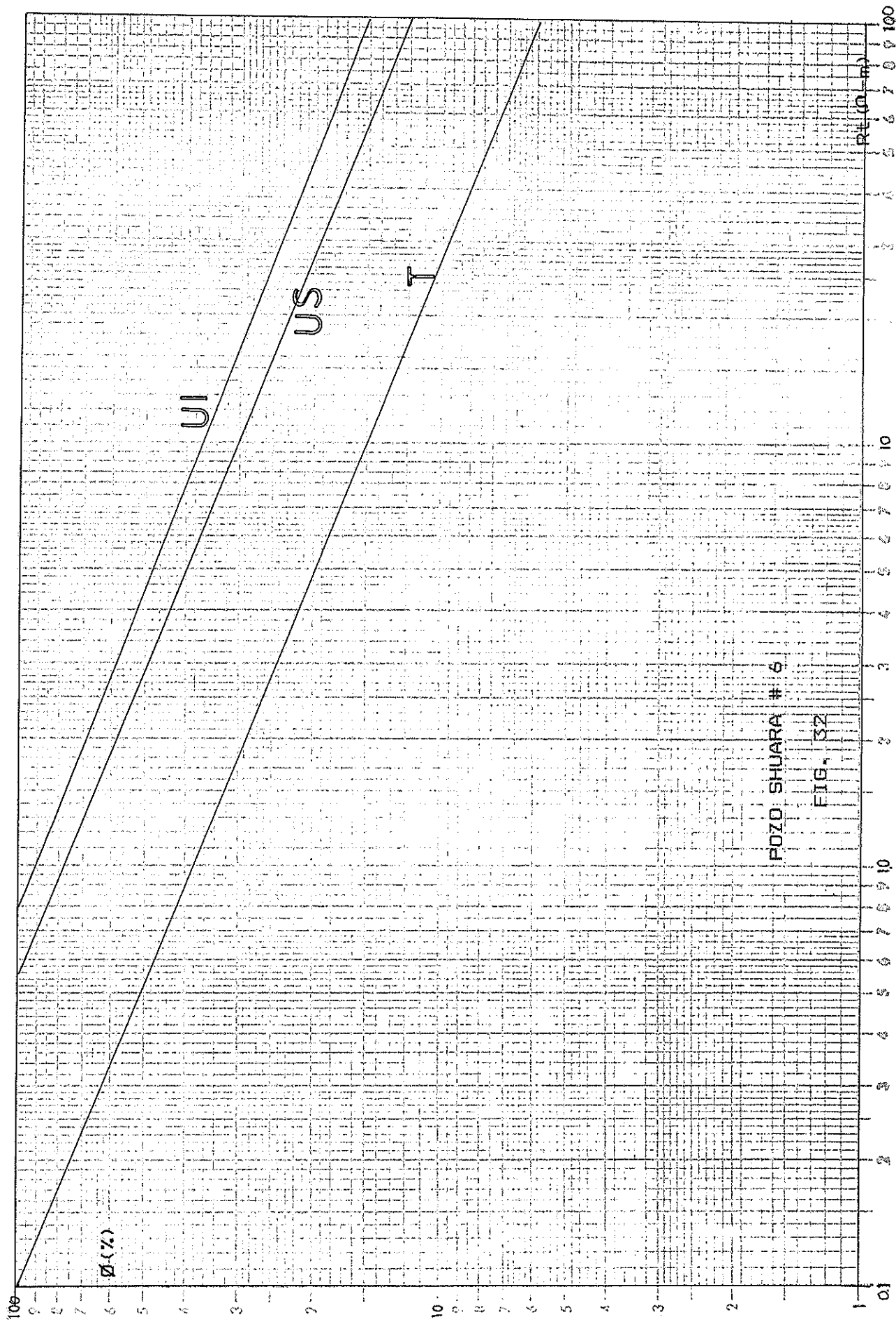


POZO: SHUARA # 2

FIG. 30

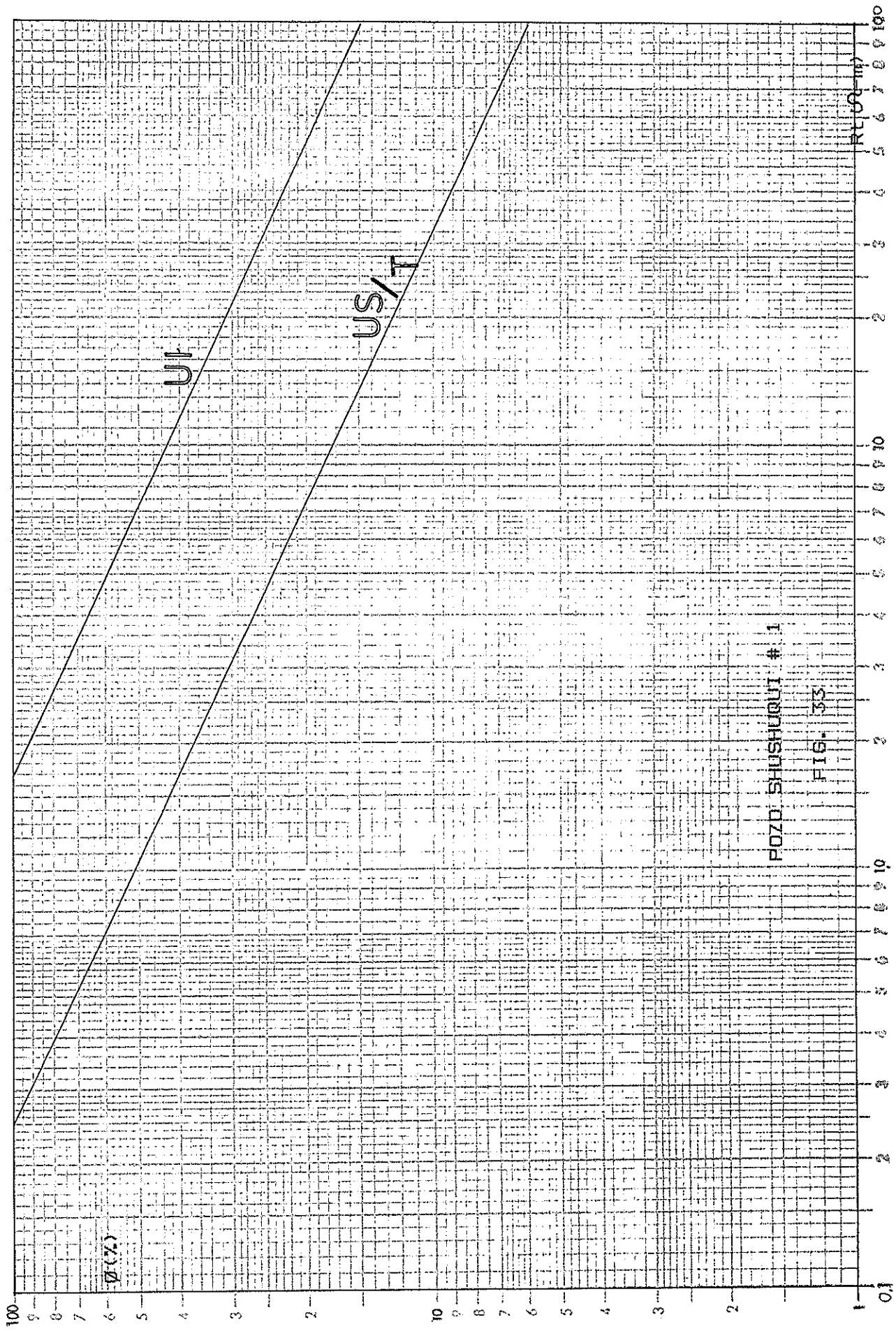


POZO SHUARA # 4
FIG. 31



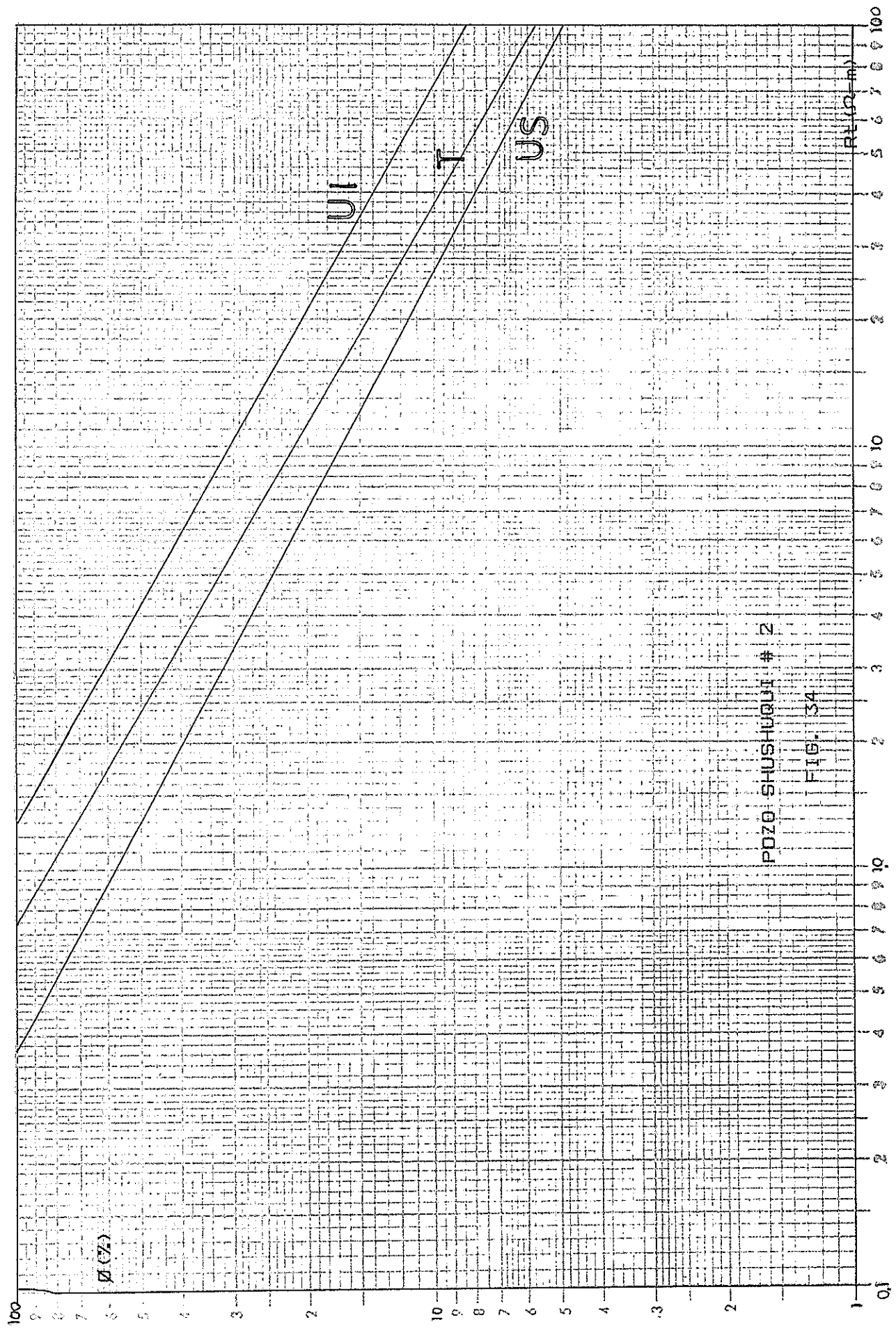
POZO SHUARA # 6

FIG. 32



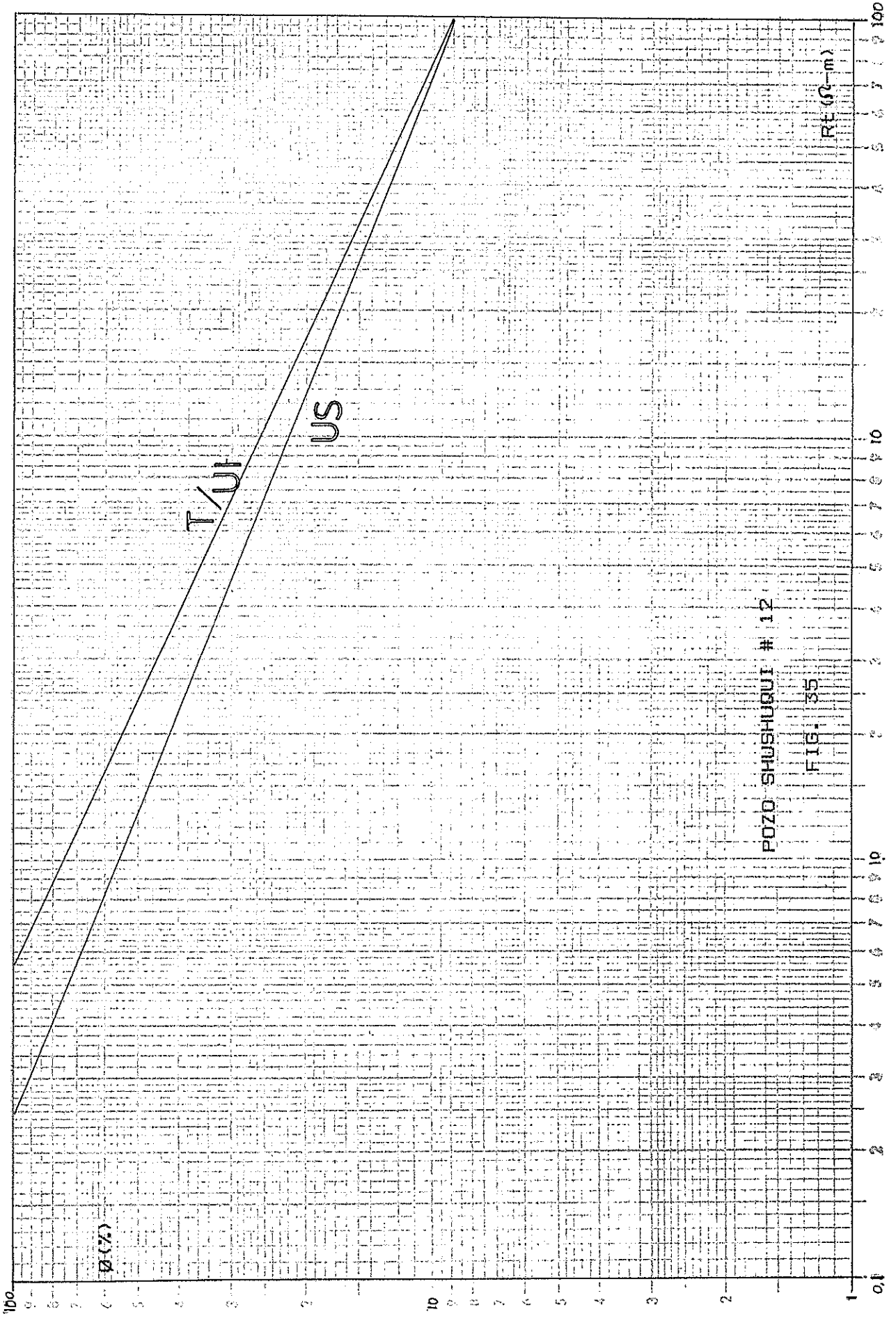
POZO SHOSHUKUJI # 1

FIG. 33



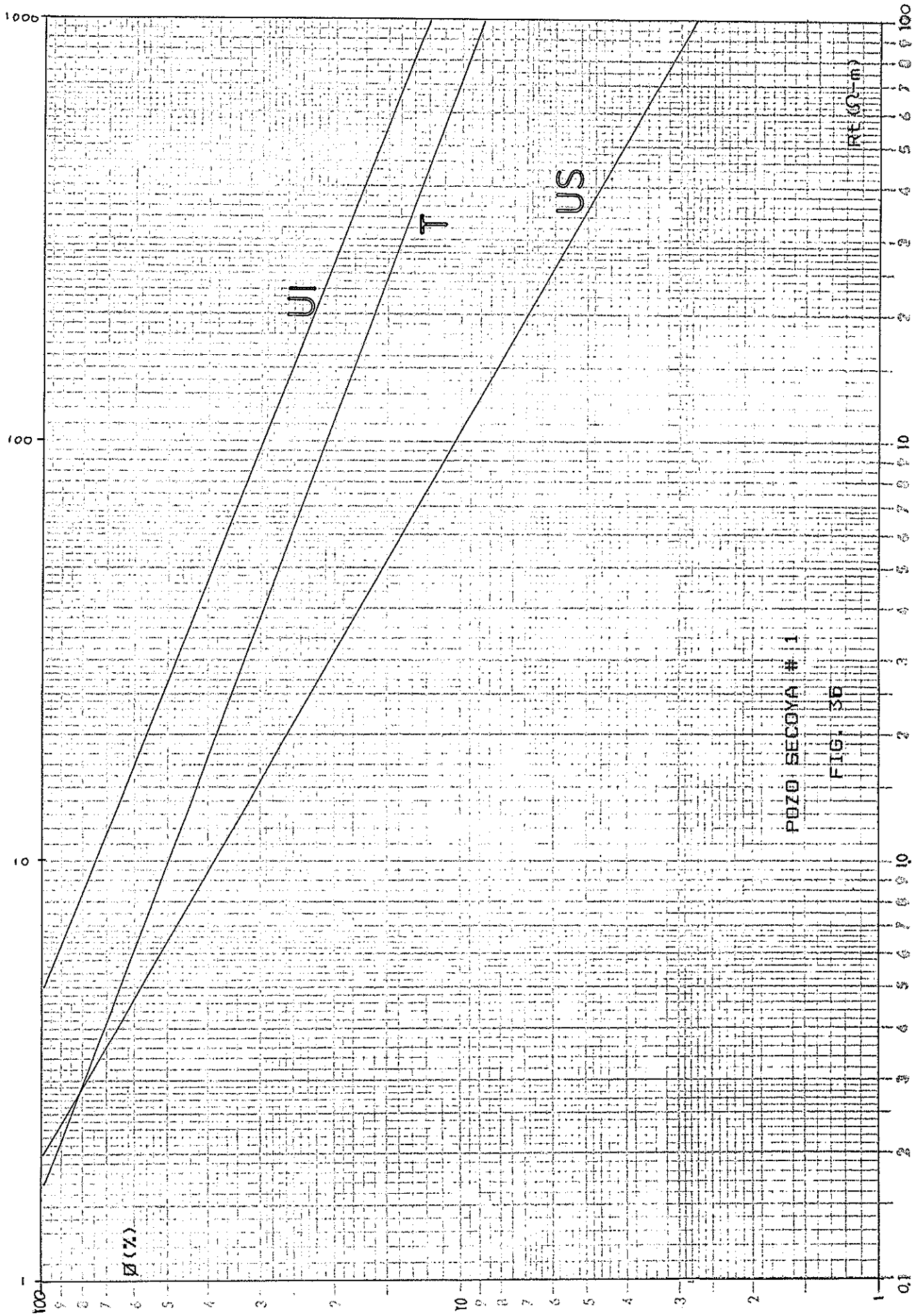
POZO SHUSHUQUI # 2

FIG. 34



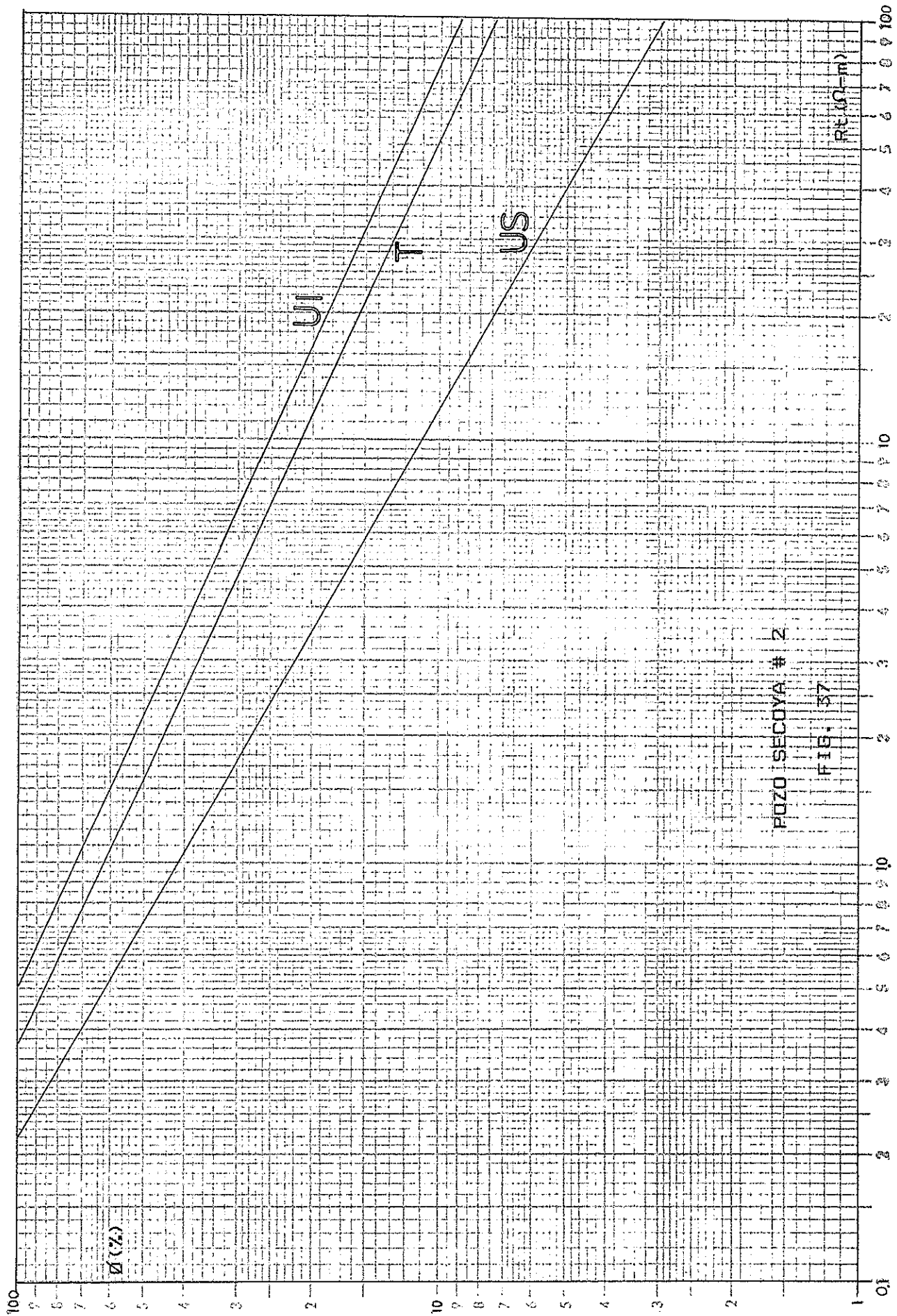
POZO SHUSHUQUI # 12

FIG. 35



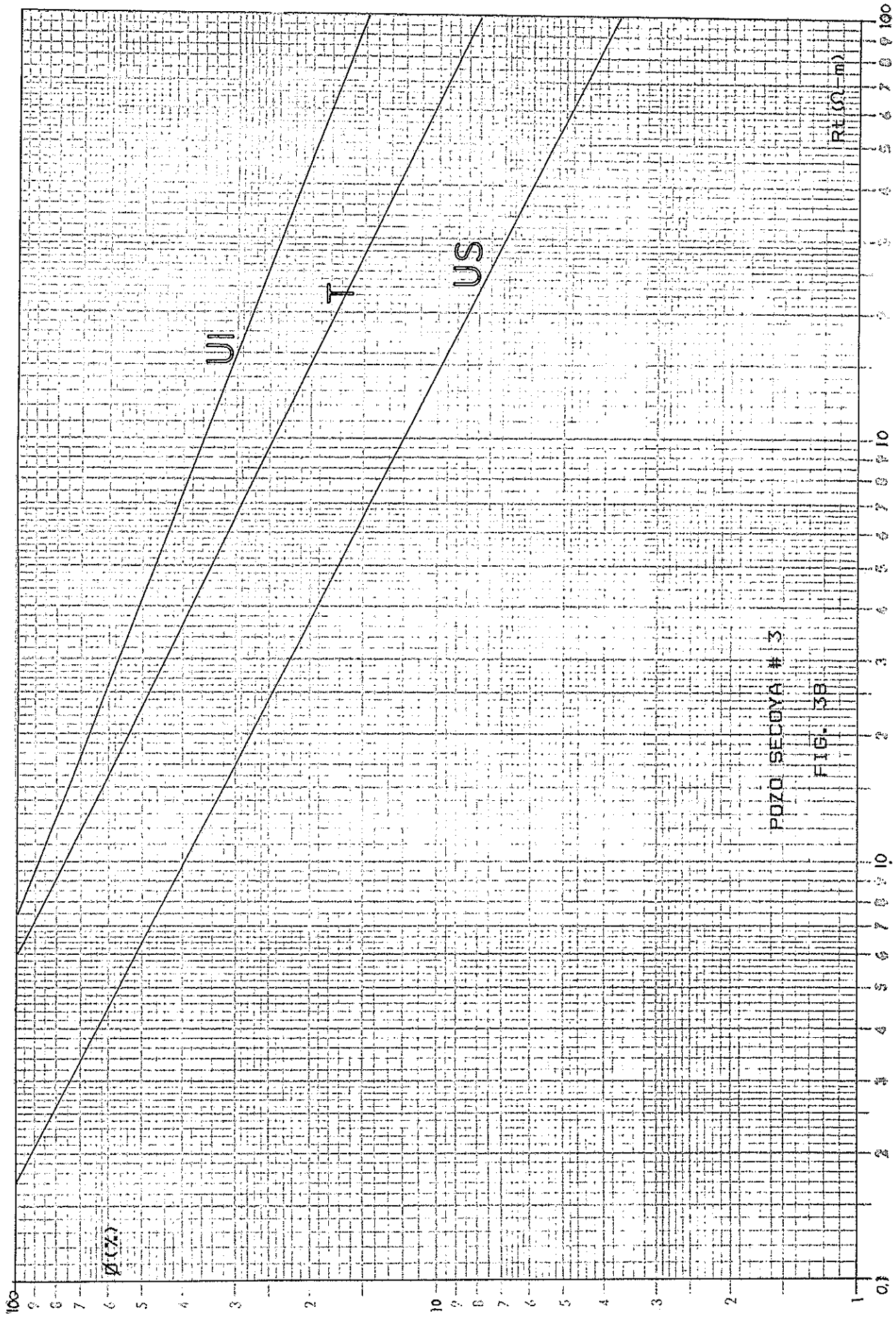
POZO SECOYA # 1

FIG. 3B



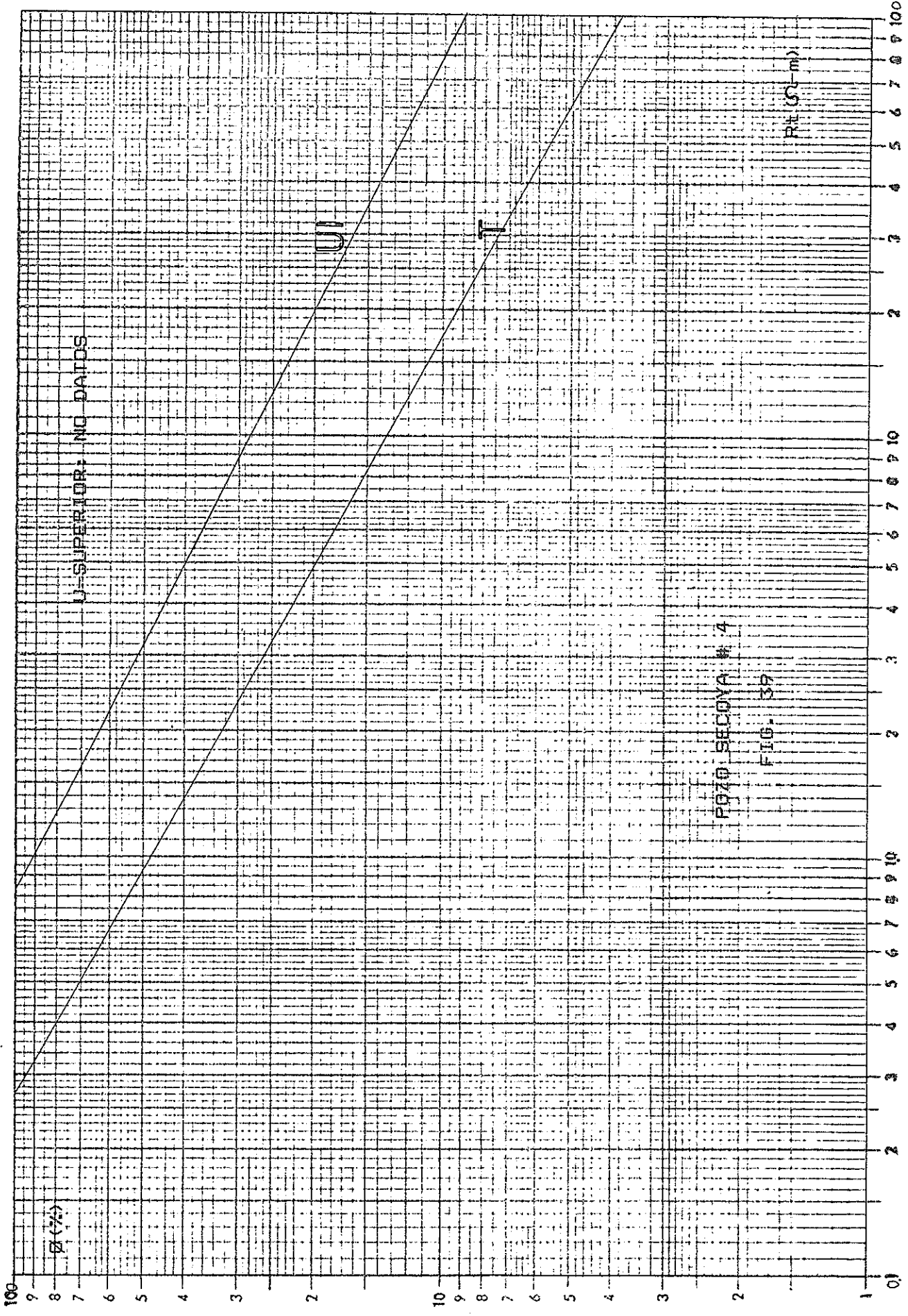
POZO SECDOYA # 2

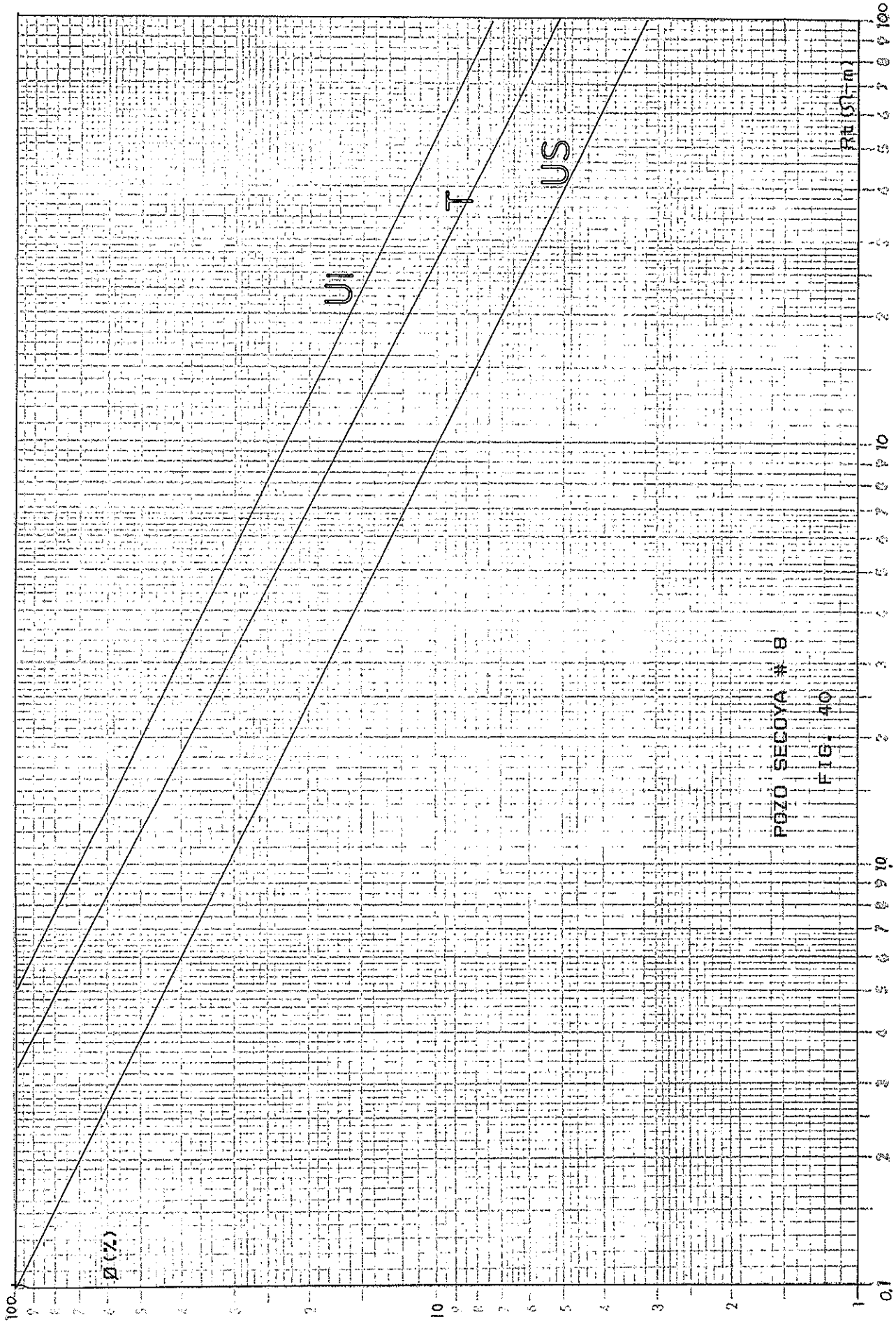
FIG. 57



POZO ISECOVA # 3

FIG. 3B





POZO SECDOYA # 8

FIG. 40

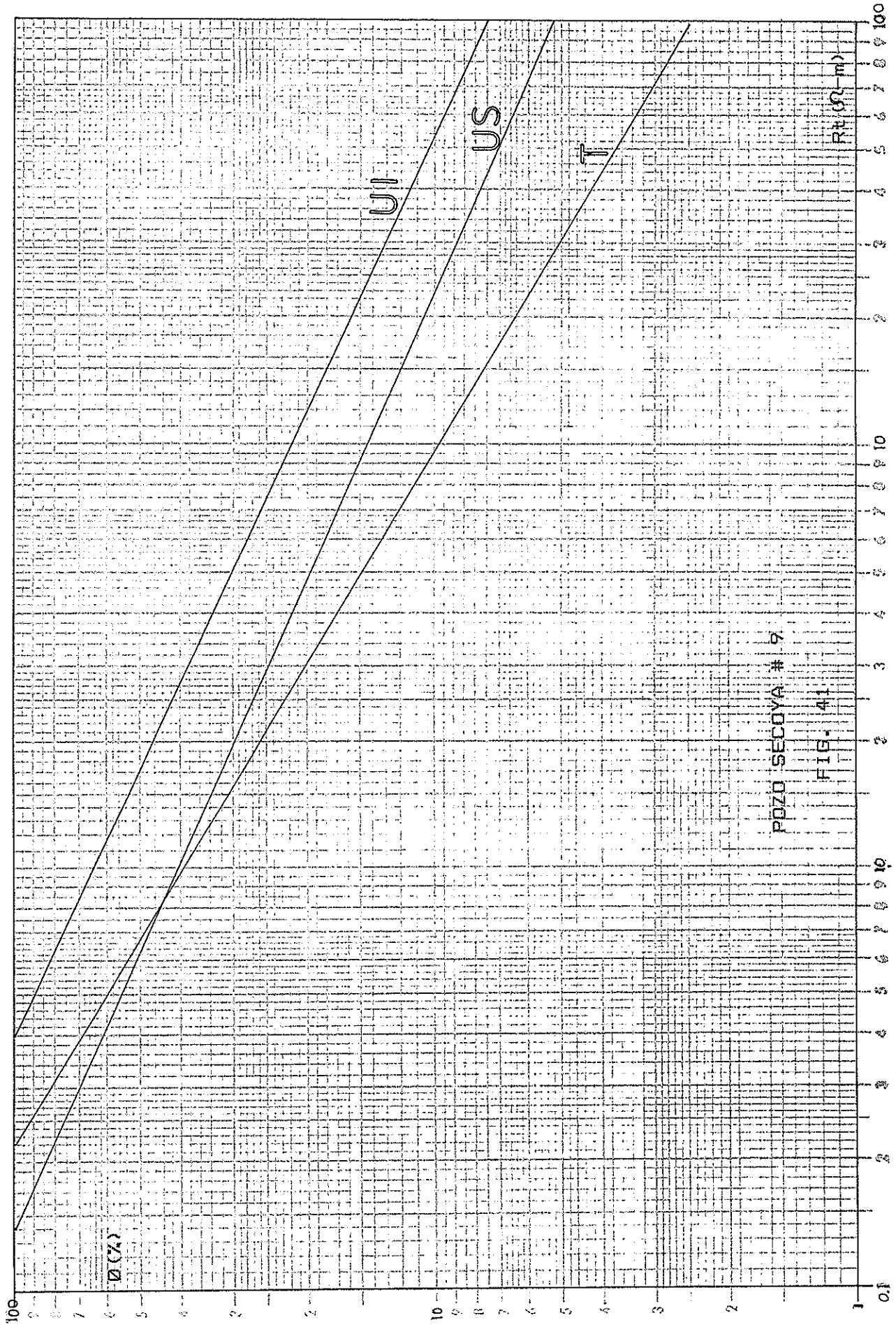


TABELA # 2

POZD SHUARA 2

ARENA U-SUPERIOR 'A': 0.76 'N': 1.81 'W': 1.89

RTD	15.5	40	37.5	37	32	30	10
RxD	6	12	11.5	16	15	9.5	25
Ø	18	12	12.5	15	15	15	20
SM	18	15	16	17	18	15	16
SHR	6.5	8	6.5	6.5	6.5	6	4.

ARENA U-INFERIOR 'A': 0.73 'N': 2.17 'W': 1.85

RT	60	50	120	55	35	69	86	45	75	77	75	100	80	100	100	48	75	
RxD	30	20	50	40	10	5	30	30	20	25	30	33	38	32	31	23	24	32
Ø	15	22	21	18	18	16	18	22.5	14	14	12.5	15	15	13	19	20	17	
SM	18	16	17	16	18.5	20	18	15	15	15	15	15	15	15	18	18	16	16
SHr	15	15	16	18	18	17	17	17	17	18	17	17	19	18	17	14	13	13

TABELA # 2 (CONT.)

ARENA T 'A':0.66 'M':1.7 'N':1.73

ARENA T

RT	8	8	7.5	7.5	9	12	14	15	25	15	13	20
RxD	8	7.5	8	8	10	14	16	20	45	20	20	23
Ø	8.5	13	11	14.5	16	14	7.5	6	7.5	8.5	9	7
SW	45	---	---	---	46	---	45.5	46.4	43	45	45	45
SHR	10	---	---	---	10	---	10	12	10	10	13	10

ARENA T (CONT.)

RT	32.5	45	27	30	45	90	15	30	18	23	40	---	40	45	10	50	50
RxD	33	48	40	37	52	100	15.5	43	28	28.5	50	---	---	---	12	40	55
Ø	8.4	8	9	8.5	8	10.5	12	17.5	15	16.8	22	22	19	18	9	15	22.5
SW	42	40	40	40	42.5	40	45	45	45	45	45	45	45	45	40	40	48
SHR	6	12	12.5	10.5	5	8	8	9	9	10	6.5	9	13.5	10.8	9	10	10

TABLA # 3

DATOS DEL POZO SHUARA 4

ARENA U-SUPERIOR 'A': 0.96 'N': 2.05 'N': 2.14

Rt	50	60	55	20	80	35	45	60	45	65	60	58	42	38	24	35	32
Rmd	50	55	40	11	70	15	26	30	34	30	40	39	23	25	18	25	40
Ø	12	13.5	13	18	13.6	12.9	11.3	11.9	12.6	10.4	11.5	13.8	12.5	14.1	13.3	10.5	14.3
SW	22	20	18	20	21.5	21.5	21.4	18.9	19.8	22.1	20.8	22.6	21.7	22.3	20	22.5	23.5
SHF	12	12.5	13	12.5	13	11	14	17.5	16	15	14.5	15	14.5	15	12	13	11

ARENA U-INFERIOR 'A': 0.67 'N': 2.05 'N': 1.98

Rt	20	30	40	65	30	20	20	18	25	40	47	40	30	60	80	90.5	60	18
Rmd	12	40	17	60	45	80	35	18	50	60	98	40	80	80	125	120	120	20
Ø	18	15	9	12	14	16	13.8	16.4	12.5	9	8	6.8	11	5.7	7.5	7.3	13	13
SW	--	34	30	36	36.7	34.5	32.1	36.6	38.9	33.3	37.3	39.8	37.3	32	39.8	35.1	30.2	32.4
SHF	--	13	11.5	10.5	8	--	15	12	10	10	10	10	14	16	17	17	18	17

TABLA # 4

DATOS DEL POZO SHUARA 6

ARENA U-SUPERIOR 'A': 1.04 'M': 2.30 'N': 1.90

Rt	40	38	34	55	41	30	32	42	50	40	40
R _{MO}	54.5	50.6	46	64.5	64	44	46	48.6	80	60	88
Ø	18	18.5	19	15	18	19	18.5	16	16	19	17
Sw	25.8	28.7	29	26	26	29	29	28	29	28	28
Shr	10	12.5	10	9	8	9	16	13	14	10	10

ARENA U-INFERIOR 'A': 0.69 'M': 2.40 'N': 1.94

Rt	70	60	45	55	82	80	80	50	85	60	75	80	92.5	100	80	85.5	95	87	60	60	55
R _{MO}	14	8	13	21	43	41	48	25	43	31	25	27	18	17	16	13	16	16	10	10	8
Ø	19	19	20	19	18	15.5	16.4	19	16	19.4	17	16	17	15.3	16	15	16	16	17.5	16	20
Sw	15.3	16	18	18	17	18	16	15	17	16	16	17	17	18	16	16	16	16	15	15	16
Shr	14	15	17	15	15	15	18.5	15	15	15	15	13	12	14	13	15	10	120	10	10	10

TABLA # 4 (CONT)

'A':0.80 'N':2.40 'N':1.95

ARENA T

RT	10	13	12	11	11	12	14	14	15	25	26	25	21	20	13	13	18	40
RxD	75	75	85	65	83	72	90	125	98	120	130	25	25	15	13	9	12	30
∅	15	11	12.5	12	13.5	12.5	13.5	12.8	16.5	13.8	10	10.5	12	10	13	13.6	12	9
SW	51	56	51	51	52.7	48.2	45.7	48	45.8	53.7	54	55	54.4	52	53	46	53	53.2
SHR	10	15	10	10	10	10	15	10	15	15	16	11	17	10	15	13	15	10

ARENA T (CONT.)

RT	40	30	30	40	30	8	7	11	13	13	12
RxD	32	21.6	30	40	14	5	5	9	12.3	13	12
∅	9	10	10	9.5	11.5	15	16.5	15	14	15	15
SW	51.5	52	52	52	53	54.5	52	51	53	53.7	53.8
SHR	18	12	17	16	14	11	7	11	10	13	10

TABLA # 5

DATOS DEL PUZO SECVOYA 1

ARENA U-SUPERIOR 'A': 0.62 'M': 1.70 'N': 1.87

RT	5	3	5	4	2	2.5	6.5	10	10
Rxo	7	7	10	6	3	3	10	13	13
Z	17.9	18.7	10.6	18.6	18	22.8	13	13	10.6
SW	40.4	40.4	40.4	40.4	40.4	40.4	40.4	40.4	40.4
Shr	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5

ARENA U-INFERIOR 'A': 0.83 'M': 2.30 'N': 1.88

Rt	60	45	45	40	45	47	48	49	50	55	70	80	70	45	35	28	28	29	29	30	36	30	27
Rxo	42.5	42.5	42.5	45	45	47	47	47	47	47	47	47	44	40	40	38	38	37	37	36	36	36	36
Z	6.21	7.6	4.5	17.6	14.5	18	17.2	16.5	15	14.6	18	19.9	11.3	19	19.5	10.9	18.3	21	21.5	20.9	17.5	18.9	19
SW	32.5	15.9	49.3	43.4	25	29	27.8	29.6	29	29	29	29	29	32.1	25.4	27	28	29	35	23	---	---	---
Shr	---	---	10	10	14	11	18	10	10	10	10	10	---	---	---	10	10	10	10	10	10	---	---



TABLA # 5

DATOS DEL POZO SECDOYA 2

ARENA U-SUPERIOR 'A': 1.10 'M': 2.17 'N': 1.93

RT	10	60	7	10	7	7	12	12.5	10
RXD	25	130	20	20	18	15	14.5	28	21
Ø	15	6	18	11	9	10.5	15	9	11.5
SW	40	41	37	40	44	38	40	40	40
Shr	10	15	10	10	10	10	10	10	10

ARENA U-INFERIOR 'A': 1.12 'M': 1.81 'N': 1.70

RT	60	35	31	23	25	50	100	80	60	85	120	200	200	100	60	60
RXD	70	35	30	25	27	50	100	70	65	90	120	200	230	100	70	72
Ø	15	15.5	17	18	12.4	12.4	12.4	12	20	11	12.4	12.6	12.6	12	12	11.5
SW	30.4	31	32	31	34	36	31	32.7	32.8	33	33.8	34.8	34.8	34.3	34.9	34
Shr	10	10	10	10	10	10	15	10	10	15	10	10	12	12	12	12

TABLA # 8

DATOS DEL POZO SECDOYA 4

ARENA U-SUPERIOR: 'A', 'W' y 'N' no se pudieron sacar por datos no compatibles con el método de cálculo

Rt	5	4.5	3.4	3	3.2	5
Rxo	10	10	4	4.5	5	4
Ø	10	9	13.5	13.5	12	13.5
Sw	100	100	100	100	100	100
Shr	--	--	--	--	--	--

ARENA U-INFERIOR 'A': 1.038 'N': 2.00 'N': 1.84

Rt	20	40	22	18	13	11	12	17	25	30	30	30	28	25	20	18	17	30	32	38	34
Rxo	18	39	35	25	22	17	18	20	30	55	55	60	50	45	35	30	30	60	64	76	68
Ø	13.5	13.5	15	18	24	33	33	24	24	21	22	21	21	18	18	18	18	17	17	15.5	15
Sw	100	80	100	100	100	100	100	100	92	25	22	23	25	25	30	80	36	21	22	22	22
Shr	--	--	--	--	--	--	--	--	--	8	8	9	9	8	9	7	1	4	10	10	10

TABLA # 8 (CONT)

ARENA T 'A':0.72 'H':1.80 'N':1.86

ARENA T

RT	22	30	38	36	30	25	28	48	43	50	40	60	10	10	6	5	7	20	30	18	15
RND	9	15	16	19	17	8	8	20	20	15	10	3	2.5	2	1.3	1.5	2.2	3	2.8	1.7	
Ø	19	15	17	17.5	15	10	9	15	15	13	18	21	18	12	18	16	21	10	15	18	24
SW	23	23	25	22.8	23	23	23	24	24	23	23	23	22	18	18	22	20	21.5	19	21.2	21.3
SHF	11	16.5	10	7	7.5	7	12.5	12	9.5	9	7	8	9	12	9	8	9	10	9	9	9.5

TABLA # 9

DATOS DEL POZO SEDOYA 8

'N': 2.49

'M': 1.75

'A': 0.87

ARENA U-SUPERIOR

RT	7	4	3	3	3	3	2.8	3.7	4.2	2.2	5	0.8	1	1.8	4	6	12
RND	36	24	17	20	28	22	18	30	35	14	40	1.8	2	4	6	6.5	28
Ø	12.4	14	17	17	18	17	20	23.5	15	12	12	17	16	18	15	9.3	18
SW	61.6	57	58	63	64.8	65.2	60	64.7	60	59.5	10	100	100	100	100	100	100
Shr	5	6	3.5	5.5	8.5	7.5	8	10	10	10	10	---	---	---	---	---	---

ARENA U-SUPERIOR (CONT.)

Rt	12	12.5	10
RND	27	40	50
Ø	15	16	18
SW	23.3	22	24
Shr	10	10	10

TABLA # 9 (CONT.)

'A': 1.20 'M': 1.90 'N': 1.69

ARENA U-INFERIOR

RT	15	20	20	26	33	31	26	31	13	5	2.1	2.1	3.5	20	18	10	9	17	16	4.5	58	55	
RMD	30	36	36	37	47	47	50	46	18	4.3	4	3	3.5	40	36	20	20	29	30	10	70	65	
Ø	18	18	15	13	12	14	16	--	17	--	--	--	--	12.6	19	24	22	18.5	25	24	9	10	
SW	37	37	35	39	35	36	34	31	28	--	--	--	--	34.3	35	34	34	34	34	35	36	34	34
SHR	12	13	10	8.5	10	8.5	10	14	8	8	--	--	--	13	15	13	20	18	14	9	10	10	

'A': 0.82 'M': 1.9 'N': 1.69

ARENA T

RT	18	18.5	19	18.5	27.8	18	20	26	22	13	16	20	23	23	20	15	8.5	9	8.6	10
RMD	22	11	17	13	10	13	13	40	36	20	20	30	25	20	24	15	8.5	12	13	12
Ø	10	12	14	13.4	11.4	12	13	10	15	15	13	13	12	10	14	18	18	16	17	17
SW	57	--	--	--	--	--	--	57	63	57	55	57	56	50	55	50	55	52	60	56
SHR	10	--	--	--	--	--	5	12.5	5	6	8	5	4	7	2	1.5	3	1.5	6.5	

TABLA # 10

DATOS DEL POZO SECOYA 9

ARENA U-SUPERIOR 'A': 1.20 'N': 2.20 'N': 2.00

Rt	7.5	6	8	5	11.5	10	8	5
Rxo	22	30	50	35	60	48	39.5	30
Ø	15	19	18	18	16	14.5	16.5	22
Sw	60	65	60	63	65	65.5	65	60
Shr	9	8.5	9.4	8.3	9.7	9.5	9.8	8.3

ARENA U-INFERIOR

'A': 0.84 'M': 2.00 'N': 2.13

Rt	25	37	37	35	22.5	17	15	16.5	19	21	25	30	35	15	10	7	12.5	42.5	52.5	33.5	34	12	11
Rxo	120	150	--	140	32	28	30	140	50	47	40	43	--	10	30	40	25	35	35	50	30	34	34
Ø	15	14.8	12	12	13	21	14	16	18	16.5	16.5	18	12	12	--	--	--	12	12	13.5	15	18.8	18
Sw	55	56	--	--	56	54	--	54	57	58	54	53	58	53	56	58	57	58	58	58	57	58	58
Shr	5	12	12	16	17	3	--	4	9	10	12	15	19	15	3	2	2.5	5	6	5	7	6	7



BIBLIOTECA

TABLA # 11

DATOS DEL POZO SHUSHUEUI 1

ARENA U-SUPERIOR 'A': 0.82 'M': 2.05 'N': 1.96

Rt	28	28	22	15	7	7	7	7	7.5	8	10	12	17	22	28	27	22.5	21	20	20
Rvd	--	--	30	22	15	8	5	3	5	9	8	15	24	30	40	35	28	35	35	26
Ø	--	--	11.4	16.9	15	19.1	17.8	16	17.3	18.3	17.4	14.2	--	--	--	9.8	13.9	15	11.6	12
Sw	--	--	23.8	23.9	28.7	26	26	29	29.5	26.4	26.8	28.4	27.7	24.4	29.2	26.9	26.1	29.8	26.6	26.4
Shr	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10

ARENA U-SUPERIOR (CONT.)

Rt	24.5	23	18	13	11	12	13.5	14	14
Rvd	17	12	13	8	7	12	18	20	20
Ø	12	12	17.5	17.1	17	10.7	14	14.66	14
Sw	24.8	24.3	27	26.5	26	29.9	26.5	26.4	26.5
Shr	10	10	10	10	10	10	10	10	10

TABLA # 11 (CONT.)

ARENA T 'A': 0.66 'W': 2.05 'W': 1.98

RT	13	11	9	8	11	20	20	14	13	14	14	14	15	15	10	9	10	15	18	20
RAD	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--
Ø	17.4	14.8	16	13	15	13	--	--	14	19	17	15	--	--	16	15	15	15	13	13
SW	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--
SHR	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--

ARENA T (CONT.)

RT	25	25	26	12.5	21	25	12.6	10.5	10	7.5	5	12.5	15	12.5	13.5
RXD	--	--	--	180	--	--	130	120	80	75	80	180	180	180	145
Ø	12	19	12	15	16	--	19	17	18	20	20	15	16	15	15
SW	--	--	--	34.4	--	--	34	32	38	34	33	30	34.7	35.4	36.4
SHR	--	--	--	10	--	--	10	10	10	10	10	10	10	10	10

TABLA # 12 (CONT)

ARENA T 'A':0.94 'N':1.70 'N':2.11

RT	38	100	40	18	40	80	85	30	18	20	25	32	40	45	50	50	40	65	48	62	75	85
Rw	3	10	10	2	21	40	50	45	40	18	23	30	20	50	55	70	30	23	16	15	14	12
M	10	6.3	10	15	9.6	6.5	6.5	10.5	16.4	18.2	13.5	10.5	10.5	10.5	8.2	10.5	10.5	6.4	10.5	8.8	4.7	8.2
Sw	41.7	42	42	42	44.2	44.2	44.2	44.2	44.2	44.2	44.2	44.2	44.2	44.2	44.2	44.2	44.2	44.2	44.2	44.2	44.2	44.2
SHr	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10

TABLA # 13

DATOS DEL POZO SHEKHOU 12

ARENA U-SUPERIOR 'A': 0.66 'N': 2.38 'N': 2.05

Rt	25	20	20	18	19	15	16
Rx0	37	25	20	30	40	50	45
W	15.5	6.9	19.3	18.7	17	14.6	14.6
Sw	30	27	29	32	30	33	32
Shr	20	20	20	20	20	20	20

ARENA U-INFERIOR 'A': 1.04 'N': 2.11 'N': 1.97

Rt	40	45	20	16	30	90	150	75	60	50	25	40	80	85	100	20	30	28	20	30	60	40	
Rx0	100	120	60	50	30	20	30	15	30	26	25	25	20	60	20	20	90	60	20	20	20	20	20
W	14.1	13	—	—	16.2	10	12.5	11.2	13.4	14	17	14	10.6	7.5	9	18	17	15	18	15	12	17	
Sw	50	54	50	42	46	44	51	51.6	43	49	48	45	—	47	45	47	49	48	52	49	49	46	
Shr	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	

ARENA:	U-SUPERIOR		U-INFERIOR		T	
	RwLab.	RwSP	RwLab.	RwSP	RwLab.	RwSP.
POZO						
SHUARA-1	0.040	0.042	0.055	0.052	0.14	0.10
SHUARA-2	0.045	0.047	0.067	0.067	0.10	0.13
SHUARA-4	0.033	0.032	0.053	0.054	0.065	0.11
SHUARA-6	0.029	0.026	0.060	0.059	0.17	0.15
SECOYA-1	0.040	0.036	0.058	0.055	0.14	0.17
SECOYA-2	0.034	0.030	0.059	0.057	0.18	0.16
SECOYA-3	0.043	0.038	0.060	0.063	0.12	0.15
SECOYA-4	0.030	0.037	0.030	0.029	0.15	0.15
SECOYA-8	0.028	0.035	0.060	0.060	0.18	0.18
SECOYA-9	0.035	0.032	0.050	0.052	0.22	0.21
SHUSHUQUI-1	0.022	0.032	0.040	0.041	0.15	0.18
SHUSHUQUI-2	0.040	0.038	0.030	0.037	0.14	0.16
SHUSHUQUI-12	0.032	0.030	0.050	0.053	0.13	0.17

COMPARACION DE RW DEL LABORATORIO CON LA OBTENIDA DEL REGISTRO SP

TABLA 14

POZO	Swlab.			Sw'			Sw''		
	U-S	U-I	T	U-S	U-I	T	U-S	U-I	T
SHUARA-1	37	23.3	37.5	36	17	39	39.5	16.2	33.5
SHUARA-2	17.6	18	45	20	19.3	42	15.6	16.4	50
SHUARA-4	20	34	46	19	35	49	17	29.7	43
SHUARA-6	28	16.4	50	27	14	50	24.2	19	48.7
SECDOYA-1	40.4	29	31	43	28	33	42.2	27	31
SECDOYA-2	40	32.5	70	44	26.8	72	36.3	39	60
SECDOYA-3	45	24.2	34.7	39	21.1	36	45	15	39
SECDOYA-4	100	25	20	--	25	17	89	17	16
SECDOYA-8	60	34	56	55	35	54	50	28	73
SECDOYA-9	62	57	100	66	57	99	55	57	100
SHUSHUQUI-1	26	22	35	21	24	34	24	22	36
SHUSHUQUI-2	35.7	12.5	44.2	29	17	41	32	10	41
SHUSHUQUI-12	30	50	60	27	53	64	24	48	56

NOTA: Sw': Saturación de agua obtenida con los valores nuevos de 'a', 'm' y 'n' respectivos para cada pozo.

Sw'': Saturación de agua obtenida con los valores estandares de 'a', 'm' y 'n'.

COMPARACION DE LA SATURACION DE AGUA DEL LABORATORIO CON LA OBTENIDA USANDO LOS VALORES CALCULADOS Y LOS ESTANDARES DE 'A', 'M' Y 'N'

TABLA 15

POZO	U-SUPERIOR				U-INFERIOR				T			
	'A'	'M'	'N'	'A'	'M'	'N'	'A'	'M'	'N'	'A'	'M'	'N'
SHUARA-1	0.99	2.20	1.81	1.12	2.00	1.98	0.76	1.69	1.84			
SHUARA-2	0.76	1.81	1.89	0.73	2.17	1.85	0.66	1.70	1.73			
SHUARA-4	0.96	2.05	2.14	0.67	2.05	1.98	1.18	1.70	2.16			
SHUARA-6	1.04	2.30	1.90	0.69	2.40	1.94	0.80	2.40	1.95			
SECOYA-1	0.62	1.70	1.87	0.83	2.30	1.88	1.10	2.60	1.82			
SECOYA-2	1.10	2.17	1.93	1.12	1.81	1.70	0.99	2.05	1.97			
SECOYA-3	0.76	1.95	2.11	1.03	2.50	1.76	0.07	2.11	1.91			
SECOYA-4	---	---	---	1.04	2.00	1.84	0.72	1.80	1.86			
SECOYA-8	0.87	1.95	2.49	1.20	1.90	1.82	0.82	1.90	1.69			
SECOYA-9	1.20	2.20	2.00	0.84	2.00	2.13	0.84	1.70	2.06			
SHUSHUQUI-1	0.82	2.05	1.96	1.19	2.08	2.03	0.66	2.05	1.98			
SHUSHUQUI-2	1.04	1.85	2.12	0.92	1.80	1.85	0.94	1.70	2.11			
SHUSHUQUI-12	0.66	2.38	2.05	1.04	2.11	1.97	1.04	2.11	2.09			

VALORES DE 'A', 'M' Y 'N' PARA LOS POZOS ESTUDIADOS

TABLA 16