

**ESCUELA SUPERIOR  
POLITECNICA DEL LITORAL**

Departamento de Ingeniería Geológica,  
Minas y Petróleos

**Tesis de Grado**

**Previa a la Obtención del Título de  
INGENIERO DE PETROLEOS**

**PRESENTADA POR:**

**César Eduardo Lalama Fernández**

**Tema:**

**“Determinación y Análisis de la Porosidad y Permeabilidad de Areniscas Consolidadas de un Pozo del Oriente Ecuatoriano”**

**Guayaquil - Ecuador  
1980**

DETERMINACION Y ANALISIS DE LA POROSIDAD Y PERMEABILIDAD DE  
ARENISCAS CONSOLIDADAS DE UN POZO DEL ORIENTE ECUATORIANO

DIRECTOR DE TESIS

AUTOR

ING. LUIS ALBAN G.

CESAR EDUARDO LALAMA FERNANDEZ

## DECLARACION EXPRESA

DECLARO QUE: Hechos, ideas y doctrinas expuestos en esta tesis son de mi exclusiva responsabilidad y - que el patrimonio intelectual de la misma corresponde a la ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL.

(Reglamento de Exámenes y Títulos profesionales de la ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL).

DEDICATORIA

*A mis padres*

LUIS EDUARDO y FANNY MAGDALENA  
por su constante apoyo en todas  
las etapas de mi formación.

*A mi esposa*

NELLY ARGENTINA  
por su perenne aliento  
para culminar esta etapa  
de mi existencia.

*A la razón de mi vida*

*mis hijos*

KAROLYN PAMELA

y

JOSE LUIS

*A mis hermanos*

LUIS HERNANDO

GERMAN RAMIRO

MILTON ALBERTO

JENNY ELIZABETH

OSCAR ALEJANDRO

*A mis compañeros de  
Promoción.*

"MIS AMIGOS DE SIEMPRE"

## RECONOCIMIENTO

A la ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL, y en forma especial al Personal Docente del Departamento de Ingeniería de Geología, Minas y Petróleo por los conocimientos que me prodigaron.

Al Ing. LUIS ALBAN G., por su acertada dirección en el desarrollo del presente trabajo.

## AGRADECIMIENTO

A la CORPORACION ESTATAL PETROLERA ECUATORIANA (CEPE), por las facilidades brindadas en la obtención de la información y núcleos requeridos para la elaboración del presente trabajo.

" DETERMINACION Y ANALISIS DE LA POROSIDAD Y PERMEABILIDAD DE  
ARENISCAS CONSOLIDADAS DE UN POZO DEL ORIENTE ECUATORIANO".

CONTENIDO

	Página
CAPITULO I.....	1
INTRODUCCION.....	1
CAPITULO II.....	3
REVISION DE LITERATURA.....	3
CAPITULO III.....	13
ANALISIS PETROGRAFICO DE LAS MUESTRAS Y FACTORES QUE AFECTAN A LOS PARAMETROS PETROFISICOS CONSIDERADOS.....	13
3.1 Identificación del Cemento.....	13
3.2 Color de la roca.....	14
3.3 Orientación y empaquetamiento de los granos.....	14
3.4 Tamaño de los granos.....	14
3.5 Composición mineralógica.....	15
3.6 Esfericidad y redondez.....	15
3.7 Clasificación de la roca.....	15
CAPITULO IV.....	16
APARATOS: DESCRIPCION Y FUNCIONAMIENTO.....	16
4.1 Materiales.....	16
4.2 Fluídos.....	16
4.3 Equipos.....	16
4.3.a Medio poroso.....	17
4.3.b Cortador de núcleos.....	17
4.3.c Extractor Soxhlet.....	18



4.3.d	Calentador.....	19
4.3.e	Bombas.....	19
4.3.f	Horno eléctrico.....	20
4.3.g	Desecador.....	20
4.3.h	Viscosímetro Ostwald.....	21
4.3.i	Balanza analítica.....	22
4.3.j	Porosímetro.....	23
4.3.k	Permeámetro.....	25
4.4	Procedimiento y Resultados de las pruebas realizadas.....	27
CAPITULO V.....		35
ANALISIS DE RESULTADOS.....		35
CAPITULO VI.....		38
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....		38
TABLAS.....		40
GRAFICOS.....		55
NOMENCLATURA.....		76
BIBLIOGRAFIA.....		77

\*\*\*\*

## CAPITULO I

### INTRODUCCION

La presente investigación concierne con la determinación de los parámetros petrofísicos: porosidad y permeabilidad en muestras de areniscas consolidadas provenientes del Oriente Ecuatoriano.

El análisis de núcleos es la técnica básica para obtener una información directa y confiable de las muestras analizadas. Siendo entre otras, la porosidad y la permeabilidad, las propiedades más importantes de un yacimiento hidrocarburiífero, son ellas las que determinan la capacidad de almacenamiento y la habilidad de un medio poroso en permitir el flujo de fluidos.

La porosidad conjuntamente con otras propiedades físicas del yacimiento es utilizada por ejemplo en el cálculo de reservas, mientras que la permeabilidad como función de la saturación está relacionada con la movilidad de los fluidos permitiendo de esta manera seleccionar efectivamente el mecanismo de producción de las mismas.

Siendo la permeabilidad una función indirecta de la porosidad, exis  
ten medios porosos que estando saturados de petróleo no presentan -  
condiciones favorables para su producción, debido a que carecen de  
permeabilidad, lo que involucra la utilización de métodos, tales co  
mo acidificantes o fracturantes, entre otros, con la finalidad de -  
recuperar o mejorar la producción de petróleo de los yacimientos.

La importancia y objetivo de este trabajo radica fundamentalmente ,  
en exponer en forma correcta la obtención de estos parámetros, indi  
cando la técnica, procesos de operación y aspectos técnicos básicos  
utilizados.

## CAPITULO II

## REVISION DE LITERATURA

Collins (1) define la porosidad cuantitativamente, como la relación de volumen poroso de roca al volumen total de la misma.

Fraser (2) y Comber (3) la clasificaron de acuerdo a su origen en original y secundaria. La porosidad original es una propiedad inherente determinada en la etapa de formación de la roca. Las rocas sedimentarias que presentan este tipo de porosidad son las areniscas y calizas carbonáticas, formando empaques de forma cúbica u ortorrómbico.

La porosidad secundaria es aquella que se formó por un proceso geológico posterior a la deposición del material de la roca, pudiendo por lo tanto aumentar o disminuir la porosidad original, tales cambios incluyen entre otros, la cementación y la fracturación.

Pyle y Sherbone (4), de acuerdo a la capacidad de almacenamiento la clasificaron en total y efectiva, estando la porosidad efectiva representada por el porcentaje del espacio poroso intercomunicado con respecto al volumen total de la roca.

Tickell, Meclen y McCurdy (5) determinaron que la porosidad es función de factores litológicos, tales como: tamaño de los granos, cementación, grado de compactación y clase de arcillas.

Rosenfeld (6) y Taylor (7) investigaron estos factores concluyendo que la cementación es el agente que ejerce mayor efecto sobre la porosidad original, afectando al tamaño, forma y continuidad de los poros intercomunicados, debido posiblemente a una deposición de cuarzo secundario, calcita, dolomita o combinación de éstos.

Slichter (8) determinó que la uniformidad del tamaño de los granos generan valores altos de porosidad. Granos de arena, medianamente redondeados, dan como resultado valores de porosidad del 30 al 40%; sin embargo en formaciones cuyos granos difieren radicalmente en su tamaño, los más pequeños se acumulan en los espacios existentes entre los granos de mayor tamaño, reduciendo considerablemente tanto la porosidad efectiva como la absoluta.

La estructura de la roca es otro de los factores que afecta a la porosidad efectiva y absoluta. Craton y Fraser (2) en su trabajo de investigación concerniente con el empaquetamiento de los granos concluyeron que para el caso de un empaquetamiento cúbico la porosidad absoluta alcanza valores de hasta un 47.6%, mientras que, para un empaquetamiento rombohédrico el valor máximo es del 25.96%.

Con relación al efecto de las arcillas, Guillemot (9) determinó que la caolinita, illita y montmorillonita sufren un hinchamiento en presencia del agua, especialmente si es agua dulce, lo cual origina una disminución de la porosidad efectiva.

Siendo la compactación el efecto de la compresión provocada por el peso de la roca superyacente al yacimiento, Abgrall (10) demostró que este efecto en las areniscas reduce la porosidad efectiva de manera muy insignificante i.e. del orden de  $3 \times 10^{-7}$  del espacio poroso por l p c, no obstante el pequeño cambio que existe en la porosidad, no es reversible al dejar de actuar dicha presión.

Con la finalidad de determinar el valor de la porosidad de formaciones consolidadas existen diferentes métodos, que se las puede agrupar en dos categorías:

1. Métodos directos o de laboratorio
2. Métodos indirectos, obtenidos por interpretación de registros eléctricos.

Entre los de la primera categoría tenemos el utilizado para determinar la porosidad absoluta. Este método consiste en medir el volumen total y luego por diferencia con el volumen triturado se obtiene el valor de la porosidad absoluta (11).

Washburn y Bunting (12) modelaron el método de expansión de gas para la determinación de la porosidad efectiva. En el cual la muestra de volumen conocida es colocada en un recipiente de volumen - previamente determinado, el que se encuentra bajo una presión establecida de aire o gas. El recipiente se lo conecta a otro de volumen conocido al mismo que, previamente se le ha evacuado, determinándose el volumen poroso por observación en el cambio de presión - utilizando la ley de Boyle-Marriott.

Horner (13) concibió el método de inyección de mercurio utilizado para determinar la porosidad efectiva, el mismo que permite determinar directamente el volumen total y poroso de la muestra.

Otro de los métodos utilizados para la determinación de la porosidad efectiva es el de inhibición (1) utilizado directamente en el lugar de trabajo. El fundamento del método radica en la saturación completa con agua, de la muestra previamente evacuada, para luego obtener el volumen poroso por diferencia entre la saturada y la no saturada.

Los métodos indirectos (9) realizados por medio de registros eléctricos tales como el sónico, densidad y neutrón proporcionan un conocimiento más completo de las características de la formación -

atravesado por el registro.

Una correlación de la porosidad y la permeabilidad fue desarrollada por Sheffield (14) en la que se consideraron factores conocidos a partir de areniscas hidrófilas, tales como el factor de formación y la saturación de agua intersticial.

Smith (11) define a la permeabilidad como la conductividad del fluido en un medio poroso.

Plumber (15) investigó la incidencia del tamaño de los poros intercomunicados en la permeabilidad concluyendo que, mientras mayor capacidad tengan, mayor será la permeabilidad.

Johnson y Hughes (16) investigaron la variación de la permeabilidad con relación al plano de estratificación concluyendo que la permeabilidad es anisótropa, pues siempre es mayor cuando es determinada en dirección horizontal con relación a la medida vertical en una misma muestra.

Engelhardt y Pitter (17) estudiaron la influencia del empaquetamiento de los granos en la permeabilidad concluyendo que los empaquetamientos que proporcionan mayor porosidad proporcionan a su vez mayor permeabilidad.



Falt y Davis (18) realizaron un estudio para observar el efecto que podría tener sobre la permeabilidad la presión provocada por la roca superyacente al yacimiento, concluyendo que, la permeabilidad de las areniscas disminuye con el incremento de la presión de sobrecarga, la mayor parte de la disminución tiene lugar en el rango de 0.0 a 3000.0 lpc.

Los resultados obtenidos fueron solamente de significación cualitativa debido a la dificultad de reproducir en el laboratorio condiciones físicas en la roca, cuando ésta se encuentra en el subsuelo.

Eldon Dunlop (19) investigó la influencia del agua connata en la permeabilidad de areniscas, concluyendo que, cuando la saturación de agua en arenas no consolidadas es aproximadamente el 15% del volumen poroso, la permeabilidad decrece rápidamente. Es posible que arenas no consolidadas que contienen petróleo con saturación de agua muy alta como el 50% podrían producir 100% de petróleo.

Siendo las partículas, constituyentes principales de un agregado sedimentario, sus propiedades tales como: tamaño, esfericidad, redondez, textura superficial, orientación y composición mineralógica, inciden notoriamente sobre los parámetros petrofísicos de la porosidad y permeabilidad (20).

El término "intercepción" es empleado para expresar el tamaño de las partículas, que constituye el factor más utilizado en la clasificación de las rocas sedimentarias. Resultando ser la dimensión mayor la intercepción máxima y las menores las intercepciones intermedia y corta respectivamente.

Concerniente con la clasificación del tamaño de las partículas Went worth (21) lo establece de la siguiente manera:

TAMANO (mm )	PARTICULA
256.0	Canto rodado
64.0	Guijarro
4.0	Chinas
2.0	Arena gruesa
1/16	Arena
1/256	Lina
	Arcilla

Wadell (22) define a la esfericidad como el grado de aproximación de una partícula a su forma ideal, lo que significa a la de una esfera, por lo que:

$$\text{Esfericidad Verdadera} = \frac{\text{Área de la superficie de la partícula}}{\text{Área de la superficie de una esfera de igual Volumen.}}$$

Como la medición de la esfericidad verdadera de una partícula irregular, no es posible de realizarla, el mismo autor propone una definición práctica la cual es expresada en la forma siguiente:

$$\text{Esfericidad de operación} = \frac{\text{Volumen de la partícula}}{\text{Volumen de la esfera circunscrita}}$$

La redondez de las partículas es expresada en forma bidimensional-colocándolas sobre un portaobjetos; si se golpea éste ligeramente, los granos tienden a colocarse de manera que presenten su intercepción menor aproximadamente vertical y la mayor e intermedia visibles desde arriba, de esta manera los granos pueden ser fotografiados o dibujados, obteniéndose imágenes que pueden ser medidas. Los radios de curvatura de las esquinas y bordes se comparan luego con el radio del círculo máximo inscrito en la imagen (20).

La definición de redondez de acuerdo a Wadell es como fracción del radio del círculo inscrito y es expresada de la siguiente manera:

$$\text{Redondez} = \frac{\text{Radio medio de esquinas y bordes}}{\text{Radio del círculo inscrito máximo}}$$

obteniéndose una redondez baja cuando las esquinas y bordes son agudas y su radio medio pequeño; mientras que, cuando el radio medio de las esquinas se acerca al círculo inscrito, el valor de la redondez se aproxima a la unidad.

La Figura N<sup>o</sup> 1 muestra una combinación de la redondez y la esfericidad, para granos de diferentes diámetros, en donde la esfericidad está relacionada con las dimensiones de los granos y la redondez por la curvatura de los bordes de las figuras.

Kahn (23) define el empaquetamiento de los granos como las relaciones espaciales existentes entre ellos, estableciendo dos definiciones prácticas para su medición. La primera es la proximidad de empaque, que es una medida del número de granos que se encuentran en contacto, obteniéndose un grado de empaquetamiento mayor, mientras mayor sea esta proporción. Y la segunda es la densidad de empaque, que es una medida del grado en el que ocupan los granos el volumen total de la roca, en contraste con los espacios existentes entre ellos.

Dappler y Raminger (24) definen la orientación de los granos mediante dos ángulos, donde uno de ellos es el rumbo o ángulo acimutal medido entre un eje del grano y el norte, mientras que el otro es la inclinación o buzamiento de este eje, es decir, el ángulo en

tre el eje del grano y el plano horizontal.

Otra de las características principales de las partículas sedimentarias resulta ser la composición mineralógica de los granos.

Los minerales de las rocas sedimentarias pueden clasificarse como detríticas y químicas.

Entre los principales minerales detríticos se pueden citar, entre otros, el cuarzo, el feldespato y las micas; y en los químicos los carbonatos siendo la calcita y la dolomita las presentes en mayor proporción.

## CAPITULO III

ANALISIS PETROGRAFICO DE LAS MUESTRAS Y FACTORES QUE AFECTAN A LOS PARAMETROS PETROFISICOS CONSIDERADOS.

El análisis en el laboratorio, de la petrografía de la roca sedimentaria se realizó a partir de núcleos y de láminas delgadas en base de las cuales se hicieron observaciones directas con la ayuda de un microscopio stereo\* y de un microscopio polarizante \*\* respectivamente.

El primero tiene como finalidad observar la muestra en tres dimensiones, mientras que el segundo es utilizado para determinar las propiedades ópticas de los cristales individuales o agregados, interpretación de texturas y relaciones varias de sustancias naturales o artificiales.

Los resultados de este análisis en base a la combinación de ambos métodos puede resumirse como:

### 3.1 Identificación del Cemento

La roca de la cual se han obtenido los núcleos es una roca coherente cementada parcialmente.

\* BAUSCH-LOMB 45 Aumentos

\*\* VICKERS-INSTRUMENTS

El material cementante es el sílice.

### 3.2 Color de la Roca

Las muestras después del proceso de extracción de los fluidos con el uso del extractor "Soxhlet" presentan una coloración gris uniforme.

### 3.3 Orientación y empaquetamiento de los Granos

No se observan orientaciones preferenciales los granos por lo que, su empaque resulta ser homogéneo. La homogeneidad es favorecida por el tamaño uniforme de los granos.

### 3.4 Tamaño de los Granos

En los microscopio polarizante los granos se midieron a lo largo de las intercepciones máxima y media, y el tamaño de los mismos varía en el rango de 0.1 a 0.3 mm por lo que granulométricamente la roca es una arenisca de grano fino medio.

Es de recalcar que el rango de tamaño es limitado, lo que significa que ha existido un buen seleccionamiento. Esta condición especial, aumenta el grado de porosidad y permeabilidad de la roca. No existen materiales detríticas finas que obstruyan los poros.

### 3.5 Composición Mineralógica

La presencia de un 98% de cuarzo en el volumen total de la muestra en estudio es indicador que la arenisca es detrítica. El 2% restante son minerales pesados, especialmente óxidos de hierro.

### 3.6 Esfericidad y Redondez

Observando la forma predominante de los granos en las láminas delgadas y comparándolos con la Figura N°2, se establece que son subredondeados y subesféricos, lo que demuestra que las partículas han sufrido efecto de absorción bastante prolongado.

### 3.7 Clasificación de la Roca

Por el tamaño de los granos, la roca es una arenisca de grano fino, y en base a su composición mineralógica se lo ubica dentro de la categoría de los cuarzo areniscas según FOLK (25) u ortocuarcita según KRYNINE (26).



## CAPITULO IV

## APARATOS: DESCRIPCION Y FUNCIONAMIENTO

4.1 Materiales

Muestras de la formación Napo, del yacimiento Karol, entre 7968 a 7979 pies de profundidad, fueron utilizadas como el medio poroso en el presente trabajo.

4.2 Fluídos

La determinación de la permeabilidad al gas fue realizada utilizando nitrógeno ( $N_2$ ) como fluido desplazante.

Para la determinación de la permeabilidad al líquido se utilizaron: agua, Kerex y soluciones de cloruro de sodio de 40.000, 80.000 y 120.000 p.p.m. como fluido desplazante.

Los fluidos utilizados en el presente estudio y sus principales propiedades físicas están indicadas en la Tabla N°1.

4.3 Equipos

Esquemas de los equipos utilizados en este trabajo se encuentran en las Figuras N°3-8.

La descripción de cada componente es la siguiente:

#### 4.3.A Medio poroso

El medio poroso está constituido de areniscas obtenidas de la formación Napo.

Estas muestras se obtuvieron a partir de los pozos y cortados en el laboratorio con el uso del cortador de núcleos Ruska diseñado para este propósito. A las muestras se les extrajo los fluidos presentes por medio de un extractor Soxhlet en el cual se utilizó tolueno como solvente.

Las dimensiones de las muestras porosas se encuentran indicadas en la Tabla N°3.

#### 4.3.B Cortador de Núcleos\*

Consiste de un eje de múltiple uso, al que se instala en uno de sus extremos en tubo rotatorio, el cual al aplicársele una velocidad entre 2.300 a 2.500 rpm, corta al núcleo proveniente del pozo, obteniéndose en su interior la muestra a la que se determinará el parámetro petrofísico deseado.

\* RUSKA CORE CRINDERS AND CORE DRILLS.- MANUAL

En la parte central del mismo se encuentra ubicada una sierra circular, lo que sirve para cortar la muestra a la longitud conveniente; y, en el otro extremo un esmeril que permite eliminar las asperezas presentes en las muestras.

Durante la operación es necesario hacer uso de un líquido refrigerante que en el presente caso fue el agua. Si el refrigerante se calienta o la generación de vapor se hace presente, es indicación de que el tubo rotatorio está siendo forzado a cortar la muestra porosa sobre su capacidad, procediéndose en este caso a disminuir la presión del tubo rotatorio sobre el núcleo, hasta que la circulación del refrigerante sea normal, para luego continuar con el ciclo de corte.

Este cortador Ruska está implementado de un juego de tubos rotatorios, los que permiten obtener muestras de 1,27 cm. a 2,54 cm. de diámetro.

#### 4.3.C Extractor Soxhlet\*

Consta de tres secciones:

##### 1. Cámara de Condensación

Sirve para condensar los vapores del solvente, uti-

\* FISHER SCIENTIFIC CO.

lizado para la extracción de los fluidos presentes en la muestra.

## 2. Cámara de Reflujo

Esta sección consta de un tubo portamuestras y dispone de dos conductos, uno para la entrada del solvente en estado de vapor y otro para la salida del mismo en estado líquido.

## 3. Depósito del Solvente

Consiste en un balón de vidrio. Para realizar el proceso de extracción, las muestras se deben colocar en dedales de papel filtro con la finalidad de prevenir la erosión de granos débilmente cementadas.

### 4.3.D Calentador

La utilización del extractor Soxhlet involucra el uso de un calentador eléctrico tipo Corning\* por medio del cual se consiguen temperaturas de hasta 510°C.

### 4.3.E Bombas

Las operaciones de calibración del porosímetro, así como la de saturación de las muestras consolidadas para-

\* CORNING GLASS WORKS

la determinación de la permeabilidad, se las realizó utilizando una bomba de vacío Direct-Torr\*\* portátil, cuyo mecanismo proporciona una elevada evacuación del sistema.

Un valor de 0.050 mm. de Hg fue obtenido durante la operación, lo cual justifica la exactitud de los datos en el presente estudio.

#### 4.3.F Horno Eléctrico

Terminado el proceso de extracción de los fluidos presentes en las muestras utilizando el extractor Soxhlet, las muestras que se consideran limpias se las colocan en un horno tipo THELCO\* hasta una temperatura máxima de 105°C y un tiempo máximo de tres horas. Las muestras que contienen arcilla y yeso deben ser secadas a temperaturas inferiores, pues la deshidratación de las mismas puede ocasionar daños en la porosidad y permeabilidad.

#### 4.3.G Desecador

La muestra proveniente del horno es colocada en un desecador, en cuya parte inferior existe un material absorbente de la humedad del medio ambiente, siendo el

\*\* SARGENT-WELCH DIRECT-TORR VACUUM PUMPS. Operation y Maintenance Manual.

\* THELCO MECHANICAL AND GRAVITY CONCEPTION OVENS

cloruro de calcio el utilizado en el presente trabajo.

La muestra se la mantiene en este recipiente hasta ser utilizado en la determinación de los parámetros petrofísicos.

#### 4.3.H Viscosímetro OSTWALD

Se basa en la Ley de Poiseuille y consiste de un tubo capilar en forma de U, Figura N°8 cuyos ramales poseen diámetros diferentes. Por el de mayor diámetro se introduce un volumen determinado de líquido, el mismo - que es succionado hasta que su nivel esté por arriba - de la marca superior (A) ubicada en el ramal de menor diámetro. Luego se permite que el líquido fluye a través del capilar registrando el tiempo en segundos, que el mismo toma en pasar de la marca superior (A) a la inferior (B). En estas condiciones puede demostrarse - que para un líquido estandard de viscosidad conocida y un líquido de viscosidad desconocida la siguiente relación es válida:

$$\frac{\mu_2}{\mu_1} = \frac{\rho_2 t_2}{\rho_1 t_1}$$

donde:

$\mu_2$  = viscosidad del líquido desconocido, cps.

$\mu_1$  = viscosidad del líquido estandard, cps.

$\rho_2$  = densidad del líquido desconocido gm/cc.

$\rho_1$  = densidad del líquido estandard gm/cc.

$t_2$  = tiempo de flujo del líquido desconocido, segundos.

$t_1$  = tiempo de flujo del líquido estandard, segundos.

Con la finalidad de determinar la viscosidad de diferentes fluidos, existen viscosímetros de este tipo con tubos capilares de diferentes diámetros. La selección de cualquier viscosímetro a utilizarse dependerá del tiempo de flujo que pueda determinarse razonablemente. Un tiempo de flujo de 100 segundos fue usado como medida selectiva del viscosímetro apropiado.

#### 4.3.1 Balanza Analítica

La densidad de los diferentes líquidos utilizados en la presente investigación fue obtenida por medio de la relación:

$$\rho = \frac{P}{V}$$

donde:

$\rho$  = densidad del líquido, gr/cc.

P = peso del líquido, gr.

V = volumen del líquido, cc.

El peso se lo obtiene utilizando picnómetros de vidrio de capacidad conocida, para lo cual en una balanza analítica del tipo SARTORIUS<sup>\*</sup> se determina primero el peso del picnómetro vacío y posteriormente lleno del líquido cuya gravedad específica se desea conocer, resultando por diferencia, el peso del líquido desconocido.

#### 4.3.J Porosímetro

El aparato utilizado en el presente estudio fue el porosímetro universal Ruska \*\*, el cual es un instrumento versátil y exacto para la determinación de la porosidad efectiva de rocas porosas consolidadas.

El porosímetro consta de las siguientes partes:

- 1) Picnómetro de acero inoxidable, con una cámara de aproximadamente 50 c.c. de capacidad que puede admitir núcleos de hasta 3.18 cm. de longitud por 3.81 cm. de diámetro.

\* DIVISION OF BRINKMANN INSTRUMENTS INC.

\*\* RUSKA UNIVERSAL POROMETER. MANUAL



- 2) Manómetro de precisión de 0.0-60.0 lpcm con su respectiva válvula de control.
  - 2a) Manómetro de precisión de 0.0-1000.0 lpcm, con la finalidad de obtener el volumen poroso de la muestra en base a la presión referencial de 750.0 lpcm.
- 3) Bomba volumétrica de mercurio de 100 c.c. de capacidad.
- 4) Escala de volumen, ubicada a la derecha del aparato con graduaciones decrecientes. Utilizada para las mediciones del volumen maciso.
  - 4a) Escala de porosidad, a la izquierda del aparato con graduaciones crecientes para medir el volumen poroso.
- 5) Un manubrio, el cual sirve para desplazar el pistón de la bomba.
- 6) Tapa del picnómetro

- 7) En la parte superior de la cubierta del picnómetro existe una válvula de aguja, la cual sirve para observar la presencia de mercurio.
- 8) Válvula de llenado de la bomba volumétrica de mercurio.

Un esquema del porosímetro se muestra en la Figura N°3.

#### 4.3.K Permeámetro

El permeámetro universal Ruska\* fue utilizado para la determinación de la permeabilidad absoluta de muestras porosas consolidadas. El permeámetro consta de dos secciones, una que nos permite medir la permeabilidad al gas, el cual puede ser nitrógeno ( $N_2$ ) ó aire seco y la otra que permite determinar la permeabilidad al líquido.

El permeámetro de gas consta de:

- 1) Portamuestra con termómetro
- 2) Medidores de flujo, de rango triple con válvula selectora.

\* RUSKA UNIVERSAL PERMEAMETER MANUAL.

- 3) Manómetro de precisión
- 4) Válvula reguladora de presión
- 5) Conexión para la entrada de gas
- 6) Válvula para drenado de fluido

Los medidores de flujo presentan escalas graduales con 150 divisiones y en su base descansa un flotador, el mismo que, al paso del gas a través de la muestra, se eleva dando una lectura que correlacionándola con la curva de calibración del aparato es transformada en caudal  $Q$ , cc/seg., Figura N°9.

Para la determinación de la temperatura a la que se realiza la prueba, en la parte superior del porta muestra está instalado un termómetro, con cuya lectura y la curva de calibración del aparato obtenemos la viscosidad del gas, Figura N°11.

El permeámetro de líquidos consta de las siguientes partes:

- 1) Portamuestra con termómetro

- 2) Conexión para el llenado
- 3) Válvula de cierre
- 4) Tubo de descarga
- 5) Bureta de 5, 10 ó 50 c.c. de capacidad
- 6) Válvula de carga y descarga
- 7) Regulador de presión
- 8) Conexión para el gas
- 9) Manómetro
- 10) Embudo para el llenado

#### 4.4 Procedimiento y resultado de las pruebas realizadas

Los resultados de porosidad absoluta obtenidos en la presente investigación e indicadas en la Tabla N°2 fueron obtenidos en base al procedimiento utilizado por Galo Balda S. (27).

Para la determinación de la permeabilidad al gas, las muestras fueron cortadas en forma cilíndrica, con la finalidad de medir fácilmente la longitud y el diámetro de las mismas, luego con la ayuda de la Figura N°10 se obtiene el área de la sección transversal al flujo de gas. La muestra completamente limpia fue introducida en un tapón ahusado de caucho

blando y provisto de un agujero liso en el centro del mismo , cuyo diámetro resulta ser un poco más pequeño que el diámetro del núcleo con el fin de que, cualquier gas que entre a la muestra porosa pueda escapar a la atmósfera únicamente después de haber fluído a través del mencionado núcleo.

Luego la válvula selectora del medidor de flujo es colocada en la posición de "large", "medium" ó "small" dependiendo de la ubicación del flotador en cada uno de los fluómetros, lo que se consigue con el uso de la válvula reguladora para colocar la presión en 0.25, 0.50 ó 1 atmósfera respectivamente.

Lecturas del flotador entre 20 y 140 divisiones fueron registradas y los datos están reportados en la Tabla N°3.

La fórmula que se utilizó en los cálculos de la permeabilidad está basada en la Ley de Darcy.

$$K_g = \frac{u \times Q \times L}{A \times \Delta P}$$

donde:

$K_g$  = permeabilidad de la muestra, Darcys

$u$  = viscosidad del gas, cps

$Q$  = tasa promedio de flujo, c.c/seg.

$L$  = longitud de la muestra, cm.

- $A$  = área de la sección transversal de la muestra,  $\text{cm}^2$ .  
 $\Delta P$  = gradiente de presión, atmósferas

Antes de realizar las pruebas de las permeabilidades al líquido, con los diferentes fluidos de prueba, la determinación de sus viscosidades fueron realizados con el uso del viscosímetro OSTWALD, al cual se lo sumergió en un baño de aceite a temperatura constante.

Es necesario recalcar que el valor de la viscosidad de los fluidos debe ser medido a la misma temperatura a la cual se va a efectuar la determinación de la permeabilidad al líquido. En el presente estudio la temperatura de las pruebas experimentales fue de  $28^{\circ}\text{C}$  y los valores obtenidos se encuentran indicados en la Tabla N<sup>o</sup>1.

Previo a la determinación de la permeabilidad al líquido, las muestras fueron saturadas con el respectivo líquido de prueba.

Para la saturación, la muestra limpia y seca se la coloca en un matraz que posee dos conexiones, una para la bomba de vacío y otra para la bureta del líquido saturante.

Luego de la evacuación del sistema se cierra la válvula que conecta al matraz con la bomba y se abre la que comunica a la bureta, permitiendo el paso del líquido que satura la muestra. Fallas en la saturación de las muestras, generarán valores erróneos de permeabilidad.

Conocidas todas las propiedades del líquido, con el cual se va a realizar la determinación de la permeabilidad, la muestra completamente saturada se la coloca en un tapón ahusado semejante al utilizado en la determinación de la permeabilidad al gas.

Para la operación, la válvula del portamuestra (3) es abierta y la de carga-descarga (6) es cerrada, lo que significa que el fluido saturante por diferencia de presión alcanza la marca superior de la bureta de capacidad conocida, cerrando la válvula (3).

Luego se procede a estabilizar la presión en el manómetro por medio del regulador (7); la válvula de carga-descarga es abierta, para permitir que el gas force al líquido a pasar a través de la muestra.

El tiempo que transcurre desde que el nivel del líquido pasa desde la marca superior hasta la inferior en la bureta, es registrada con el uso de un cronómetro.

La fórmula utilizada para el cálculo de la permeabilidad al líquido es:

$$K_L = \frac{u \times V \times L}{A \times \Delta P \times t}$$

donde:

$K_L$  = permeabilidad, darcys

$u$  = viscosidad del líquido, cps

$V$  = volumen del líquido, c.c.

$t$  = tiempo, segundos

$\Delta P$  = gradiente de presión, atmósferas

$A$  = área transversal de la muestra,  $\text{cm}^2$

Previo a la determinación de la permeabilidad de las muestras correspondientes al intervalo analizado 7968-7979 pies, se realizó un estudio sobre la optimización de la capacidad de las buretas a utilizarse con la finalidad de obtener valores correctos y valederos.



Para lo cual se utilizaron como medio poroso tres muestras a las que se procedió a determinar su permeabilidad al gas, con el propósito de establecer un valor referencial, los mismos que fueron: 520, 1070 y 2338 milidarcys respectivamente.

Al determinar la permeabilidad al líquido utilizando las buretas de 5 y 10 c.c. de capacidad, cuyos valores están indicados en las Tablas N°4-9, se observó que las mismas no concordaban con aquellas obtenidas al encontrar su permeabilidad al gas, lo cual se atribuye a que el tiempo de flujo era difícil de cronometrarlo, ya que debido a la elevada permeabilidad de las muestras y la pequeña capacidad de las buretas, el flujo de líquido era casi instantáneo.

Estas discrepancias fueron obviadas con el uso de la bureta de 50 c.c. de capacidad, cuyos valores de permeabilidad fueron inferiores a los referenciales, y están registrados en las Tablas N°10-12.

De este análisis se concluyó que en muestras porosas de baja permeabilidad, las buretas de menor capacidad son favorables para su determinación, mientras que la de 50 c.c. de capacidad, para muestras de alta permeabilidad, como en el presente estudio en que ninguno es menor de 460 milidarcys.

Otro parámetro analizado en este estudio fue el gradiente de presión a utilizarse en esta determinación. Para lo cual se hizo variar este factor en incrementos constantes de 0.25 atmósferas hasta el máximo permitido por el manómetro el cual es de 2 atmósferas. Analizando los resultados se observó - que los valores del tiempo de flujo a una misma presión para un determinado líquido saturado no concordaban con aquellos valores obtenidos cuando se utilizaba el mismo gradiente de presión con los diferentes líquidos utilizados.

Al aumentar el gradiente de presión su convergencia a un valor casi constante fue observado, optándose por trabajar con un gradiente de 2 atmósferas.

Si consideramos este valor constante en la ecuación

$$K_L = \frac{u \times V \times L}{A \times \Delta P \times t}$$

el único parámetro variable resulta ser la viscosidad por lo que, la permeabilidad al líquido será función directa de este factor.

Finalmente se analizó las condiciones de estabilidad del fluido desplazante, esto es, el efecto de reacción con los componentes mineralógicos de la muestra.

Al analizar los resultados se observa que el valor de permeabilidad que más se aproxima al valor referencial, o sea al valor de la permeabilidad al gas, fue el obtenido utilizando Kerex como fluido saturante; mientras que, las permeabilidades determinadas al utilizar soluciones de cloruro de sodio a - 120.000, 80.000, 40.000 p.p.m. y agua destilada disminuye progresivamente con respecto al valor de referencia, lo cual puede atribuirse al proceso del hinchamiento de las arcillas al encontrarse en contacto con el agua destilada.

Los resultados obtenidos, utilizando la bureta de 50 c.c., un gradiente de presión de 2 atmósferas y Kerex como fluido saturante se encuentran registrados en la Tabla N°13.

## CAPITULO V

## ANALISIS DE RESULTADOS

El principal objetivo de la presente investigación fue la determinación de la porosidad efectiva y Permeabilidad absoluta de muestras de areniscas consolidadas provenientes del Oriente Ecuatoriano.

Cincuenta y cinco pruebas experimentales fueron efectivadas, para determinar la porosidad efectiva del intervalo analizado. El método utilizado fue el de inyección de mercurio y los resultados obtenidos se encuentran indicados en la Tabla N°2; en la cual también aparece un valor de porosidad efectiva promedio para cada pie de profundidad, que fue establecido mediante el promedio aritmético utilizando la siguiente fórmula:

$$\phi_m = \frac{\sum_{i=1}^n \phi_i}{n}$$

Los resultados indican, que la arena analizada es altamente porosa y por lo tanto presenta condiciones favorables para la acumulación de hidrocarburos.

Veinte y dos pruebas se realizaron para determinar la permeabilidad absoluta al gas, estando los valores indicados en la Tabla N°3. Analizando los resultados, se observa que la arenisca es anisótropa, obteniéndose valores mayores a 460 milidarcys lo cual favorece a la producción de hidrocarburos.

Para la determinación de la permeabilidad al líquido, previamente se investigaron las condiciones óptimas del gradiente de presión, capacidad de las buretas y el efecto de reacción de los componentes mineralógicos de las muestras con diferentes fluidos, utilizándose para este propósito tres núcleos, los que fueron sometidos a las pruebas experimentales.

Los resultados de la investigación están registrados en las Tablas N°4-12, observándose que al utilizar las buretas de 5 y 10 c.c. de capacidad, los valores de permeabilidad al líquido para cada una de las tres muestras, son mayores que los valores referenciales de 520, 1070 y 2338 milidarcys respectivamente, valores que fueron determinados utilizando el permeámetro de gas. Más aún al graficar, el tiempo de flujo versus el gradiente de presión para una misma muestra con diferentes fluidos saturantes (figuras N°12-15), las curvas no muestran una tendencia determinada, sino que se interceptan indistintamente en varios puntos, lo que se atribuye a la alta permeabilidad de las muestras, mayores de 520 milidarcys, y a la baja ca-

pacidad de las buretas. Lo que implica en este caso, que el tiempo de flujo desde el punto de vista operacional fue difícil de registrar, afectando a los cálculos de permeabilidad.

Por otro lado, al utilizar la bureta de 50 c.c. de capacidad, los resultados son menores que los valores referenciales y al graficar, el tiempo de flujo versus el gradiente de presión (figuras N°16-18), las curvas presentan una misma tendencia, lo que significa que el procedimiento para su determinación es correcta.

Las figuras N°19-21 muestran las correlaciones de permeabilidad al líquido versus el gradiente de presión, observándose que a medida que se incrementa el gradiente de presión, el valor de la permeabilidad al líquido aumenta, siendo el gradiente de presión óptimo el de dos atmósferas.

Determinadas las condiciones óptimas a partir de las tres muestras antes mencionadas, se procedió a determinar la permeabilidad al líquido a aquellas muestras que se les determinó previamente la permeabilidad al gas. Los valores indicados en la Tabla N°13, corroboran las conclusiones enunciadas anteriormente.

## CAPITULO VI

## CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

1. El equipo utilizado para la determinación de la porosidad y permeabilidad es fácilmente operable y los valores que se obtienen de su empleo son de gran exactitud  $\pm 1.5 \%$ .
2. La arena analizada por tener una porosidad efectiva promedio de  $24.21 \%$  y una permeabilidad absoluta promedio de  $0.779$  darcys, presenta condiciones muy favorables para la acumulación y producción de hidrocarburos.
3. El sílice es el material cementante de la arena.
4. Por su composición mineralógica la arena se la clasifica como cuarzo arenita.
5. Al incrementar la salinidad del agua de  $40.000$  p.p.m. a  $80.000$  p.p.m y de  $80.000$  p.p.m. a  $120.000$  p.p.m. la permeabilidad al líquido aumenta en un  $2\%$  en cada caso.
6. De los líquidos utilizados para la determinación de la permeabilidad el que menos reaccionó con los constituyentes mineraló

gicos de la muestra fue el Kerex.

7. En muestras en las cuales la permeabilidad al gas sean menores de 200 milidarcys se recomienda usar las buretas de 5 y 10 c.c. de capacidad, en caso contrario deberá utilizarse la de 50 c.c.
8. Se recomienda utilizar un gradiente de presión de dos atmósferas para la determinación de la permeabilidad al líquido en muestras de areniscas consolidadas.



TABLA N<sup>o</sup> 1  
PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS

LIQUIDO	DENSIDAD gr/cc	VISCOSIDAD cps
Agua	0.987	0.8360
Solución de cloruro de sodio a 40.000 p.p.m.	1.0117	0.9539
Solución de cloruro de sodio a 80.000 p.p.m.	1.065	1.0142
Solución de cloruro de sodio a 120.000 p.p.m.	1.0759	1.1797
Kerex	0.802	1.548

TABLA N°2  
ANALISIS DE POROSIDAD EN EL LABORATORIO

PROFUNDI- DAD (pies)	PRUEBA #1 $\phi$ 1	PRUEBA #2 $\phi$ 2	PRUEBA #3 $\phi$ 3	PRUEBA #4 $\phi$ 4	PRUEBA #5 $\phi$ 5	PROMEDIO $\phi$ m
7968-7969	22.80	22.86	23.90	23.12	22.97	23.13
7969-7970	21.82	21.59	20.63	19.95	22.46	21.29
7970-7971	23.66	22.93	24.24	24.88	25.43	24.23
7971-7972	23.78	24.06	25.81	24.17	23.57	23.88
7972-7973	26.61	24.95	25.44	26.89	26.38	26.05
7973-7974	27.07	28.59	26.93	27.47	28.14	27.64
7974-7975	24.28	23.26	22.93	23.36	24.71	23.71
7975-7976	26.20	25.31	23.92	25.86	25.49	25.36
7976-7977	24.30	23.73	24.63	23.05	24.47	24.03
7977-7978	21.90	23.13	22.51	22.88	23.09	22.70
7978-7979	25.26	23.73	23.89	24.54	24.02	24.29

TABLA N°3  
PERMEABILIDAD AL GAS

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
PROFUNDIDAD (pies)	LONGI - TUD. (cm)	DIAMETRO cm	AREA cm <sup>2</sup>	LECTURA FLUOME- TRO.	Q, gas cc/seg.	T, gas °C	u, gas cps	PRESION atm	K DARCYS	K (PROMEDIO) DARCYS
7968-7969	3.20	1.63	2.087	30	10.6	27	0.01775	0.25	1.153	1.106
7968-7969	2.00	1.60	2.011	4.1	15	27	0.01775	0.25	1.059	
7969-7970	3.25	1.60	2.011	2.5	8.5	27	0.01775	0.25	0.975	1.074
7969-7970	3.36	1.585	1.973	2.8	9.7	27	0.01775	0.25	1.173	
7970-7971	2.44	1.635	2.100	3.6	13.1	27	0.01775	0.25	1.081	1.059
7970-7971	2.28	1.610	2.036	3.5	12.5	27	0.01775	0.25	1.038	
7971-7972	3.71	1.580	1.961	8.5	7.3	26.5	0.01773	0.50	0.490	0.476
7971-7972	3.55	1.580	1.961	8.3	7.2	26.5	0.01773	0.50	0.462	
7972-7973	1.86	1.62	2.061	2.5	8.4	26.5	0.01773	0.25	0.538	0.531
7972-7973	2.06	1.61	2.036	2.2	7.3	26.5	0.01773	0.25	0.524	
7973-7974	1.91	1.60	2.011	2.3	7.6	26.5	0.01773	0.25	0.512	0.507.5
7973-7974	1.90	1.61	2.036	2.3	7.6	26.5	0.01773	0.25	0.503	
7974-7975	1.90	1.61	2.036	2.7	9.6	25.5	0.0177	0.25	0.634	0.656
7974-7975	1.80	1.60	2.011	3.0	10.7	25.5	0.0177	0.25	0.678	

7975-7976	1.77	1.60	2.011	3.35	12	25.5	0.0177	0.25	0.748	0.744
7975-7976	2.765	1.60	2.011	2.3	7.6	25.5	0.0177	0.25	0.740	
7976-7977	1.90	1.60	2.011	4.0	15	25.5	0.0177	0.25	1.003	0.944
7976-7977	1.965	1.62	2.061	3.6	13.1	25.5	0.0177	0.25	0.885	
7977-7978	2.83	1.61	2.036	2.65	9.0	29.5	0.01788	0.25	0.894	0.807
7977-7978	2.81	1.60	2.011	2.2	7.2	29.5	0.01788	0.25	0.720	
7978-7979	1.885	1.64	2.112	2.4	8.0	29.5	0.01788	0.25	0.511	0.593
7978-7979	1.835	1.62	2.061	3.0	10.6	29.5	0.01788	0.25	0.675	

TABLA N° 4  
 PERMEABILIDAD AL LIQUIDO  
 MUESTRA 1 (Kg=520 md.)

LONGITUD: 2.575 cm.

VOLUMEN: 5 cc

AREA: 2.63 cm<sup>2</sup>

PRESION (atm)	A G U A		ClNa (40.000 p.p.m.)		ClNa (80.000 p.p.m.)		ClNa (120.000 ppm)		K E R E X	
	TIEMPO (seg)	PERMEA- BILIDAD (md)	TIEMPO (seg)	PERMEA- BILIDAD (md)	TIEMPO (seg)	PERMEA- BILIDAD (md)	TIEMPO (seg)	PERMEA- BILIDAD (md)	TIEMPO (seg)	PERMEA- BILIDAD (md)
0.25	17.05	960	16.65	1122	22.22	893	22.89	1009	30.84	983
0.50	9.70	843	7.89	1184	10.96	905	8.70	1328	18.97	799
0.75	5.03	1085	6.05	1029	7.91	836	8.59	897	8.26	1224
1.00	3.64	1123	4.74	985	4.04	1229	6.07	953	7.32	1036
1.25	3.70	884	3.45	971	3.58	1107	4.10	1127	6.00	1011
1.50	2.97	919	2.49	1083	2.79	993	3.05	1262	6.00	842
1.75	1.98	1182	2.44	1248	3.14	1187	2.77	1194	4.36	993
2.00	2.08	981	1.68	1092	2.90	904	3.40	849	3.92	967

TABLA N°5.  
 PERMEABILIDAD AL LIQUIDO  
 MUESTRA 2 (Kg=1.070 md.)

LONGITUD: 2.55 cm.

VOLUMEN: 5 cc.

AREA: 2.379 cm<sup>2</sup>

PRESION (atm)	A G U A		CENa (40.000 p.p.m.)		CENa (80.000 p.p.m.)		CENa (120.000 ppm)		K E R E X	
	TIEMPO (seg)	PERMEA- BILIDAD (md)	TIEMPO (seg)	PERMEA- BILIDAD (md)	TIEMPO (seg)	PERMEA- BILIDAD (md)	TIEMPO (seg)	PERMEA- BILIDAD (md)	TIEMPO (seg)	PERMEA- BILIDAD (md)
0.25	10.86	1651	10.92	1872	12.42	1750	11.93	2119	14.38	2307
0.50	4.65	1928	7.03	1453	5.65	1925	5.36	2358	7.83	2119
0.75	4.43	1347	3.43	1487	5.07	1432	5.78	1457	7.18	1541
1.00	2.20	2033	2.53	2019	3.65	1489	3.54	1783	4.54	1783
1.25	1.93	1856	2.22	1839	1.92	2263	3.89	1301	3.48	1622
1.50	2.39	1249	2.32	1466	1.82	2002	2.23	1888	2.90	1908
1.75	1.43	1793	1.72	1698	1.97	1581	2.24	1615	4.09	1159
2.00	1.33	1684	1.86	1537	1.47	1846	1.51	2094	2.02	2058

TABLA N° 6  
 PERMEABILIDAD AL LIQUIDO  
 MUESTRA 3 (Kg=2.338 md.)

LONGITUD: 3.625 cm.

VOLUMEN: 5 cc.

AREA: 2.379 cm<sup>2</sup>

PRESION (atm)	A G U A		CLNa (40.000 p.p.m.)		CLNa (80.000 p.p.m.)		CLNa (120.000 ppm)		K E R E X	
	TIEMPO (seg)	PERMEA- BILIDAD <sup>1</sup> (md)	TIEMPO (seg)	PERMEA- BILIDAD (md)	TIEMPO (seg)	PERMEA- BILIDAD (md)	TIEMPO (seg)	PERMEA- BILIDAD (md)	TIEMPO (seg)	PERMEA- BILIDAD (md)
0.25	9.83	2592	8.28	3512	7.49	4128	12.52	2871	11.03	4276
0.50	4.29	2973	4.84	3007	5.17	2992	5.25	3426	6.68	3529
0.75	2.99	2845	3.57	2714	3.23	3583	3.02	3967	5.39	2915
1.00	1.72	3709	1.84	3948	2.43	3187	2.44	3685	3.12	3773
1.25	1.29	3957	1.81	3217	2.28	2708	2.75	2619	2.91	3241
1.50	1.50	2824	1.34	3629	1.28	4026	2.05	2927	2.71	4136
1.75	1.08	3379	1.43	2896	1.14	3870	1.45	3542	1.90	2896
2.00	0.91	3481	1.24	2933	1.19	3258	1.43	3134	1.46	3547

TABLA N°7  
 PERMEABILIDAD AL LIQUIDO  
 - MUESTRA 1 (Kg=520 md.)

LONGITUD: 2.575 cm.

VOLUMEN: 10 cc.

AREA: 2.63 cm<sup>2</sup>

PRESION (atm)	A G U A		CaNa (40.000 p.p.m.)		CaNa (80.000 p.p.m.)		CaNa (120.000 ppm)		K E R E X	
	TIEMPO (seg)	PERMEA- BILIDAD (md)	TIEMPO (seg)	PERMEA- BILIDAD (md)	TIEMPO (seg)	PERMEA- BILIDAD (md)	TIEMPO (seg)	PERMEA- BILIDAD (md)	TIEMPO (seg)	PERMEA- BILIDAD (md)
0.25	36.46	898	38.75	964	45.03	882	47.38	975	62.94	851
0.50	17.01	963	20.17	926	22.14	897	21.23	1088	28.22	949
0.75	11.91	917	11.07	1125	13.03	1016	13.40	1149	16.42	1087
1.00	7.15	1145	9.05	1032	8.08	1144	14.05	822	14.75	908
1.25	8.10	809	9.17	815	8.34	953	7.42	1245	8.44	1269
1.50	5.03	1086	6.58	947	8.00	828	8.00	963	7.84	1138
1.75	3.75	1249	4.31	1238	5.19	1094	6.64	994	8.35	916
2.00	3.95	1038	4.37	1068	4.42	1123	5.41	1067	6.75	992



TABLA N° 8  
 PERMEABILIDAD AL LIQUIDO  
 MUESTRA 2 (Kg=1010 md.)

LONGITUD: 2.55 cm.

VOLUMEN: 10 cc.

AREA: 2.379 cm<sup>2</sup>

PRESION (atm)	A G U A		ClNa (40.000 p.p.m.)		ClNa (80.000 p.p.m.)		ClNa (120.000 ppm)		K E R E X	
	TIEMPO (seg)	PERMEA- BILIDAD (md)	TIEMPO (seg)	PERMEA- BILIDAD (md)	TIEMPO (seg)	PERMEA- BILIDAD (md)	TIEMPO (seg)	PERMEA- BILIDAD (md)	TIEMPO (seg)	PERMEA- BILIDAD (md)
0.25	24.50	1463	18.85	2170	29.80	1459	25.74	1965	36.21	1833
0.50	10.04	1785	13.38	1528	11.83	1838	12.20	2072	16.98	1954
0.75	6.56	1821	7.73	1763	8.11	1786	8.73	1930	12.79	1730
1.00	5.45	1644	5.25	1945	4.86	2237	6.85	1846	7.66	2166
1.25	3.64	1968	5.92	1382	4.89	1778	5.14	1968	6.37	2085
1.50	3.70	1616	3.21	2124	3.75	1932	4.37	1843	6.15	1798
1.75	2.63	1947	3.08	1898	4.28	1450	3.65	1980	4.87	1947
2.00	2.22	2019	2.38	2147	2.51	2165	2.79	2262	3.84	2158

TABLA N<sup>o</sup>9  
 PERMEABILIDAD AL LIQUIDO  
 MUESTRA 3 (Kg=2.338 md.)

LONGITUD: 3.625 cm.

VOLUMEN: 10 cc.

AREA: 2.379 cm<sup>2</sup>

PRESION (atm)	A G U A		ClNa (40.000 p.p.m.)		ClNa (80.000 p.p.m.)		ClNa (120.000 ppm)		K E R E X	
	TIEMPO (seg)	PERMEA- BILIDAD (md)	TIEMPO (seg)	PERMEA- BILIDAD (md)	TIEMPO (seg)	PERMEA- BILIDAD (md)	TIEMPO (seg)	PERMEA- BILIDAD (md)	TIEMPO (seg)	PERMEA- BILIDAD (md)
0.25	20.28	2513	18.95	3068	17.36	3560	18.72	3841	24.22	3896
0.50	9.29	2744	9.10	3194	9.37	3297	12.30	2923	15.01	3144
0.75	5.70	2981	5.81	3339	8.50	2423	8.03	2985	8.91	3531
1.00	4.06	3140	5.11	2845	4.05	3816	4.48	4011	7.92	2980
1.25	2.71	3758	3.61	3223	4.23	2919	4.58	3139	6.65	2838
1.50	2.84	2995	3.24	2992	2.56	4030	4.16	2882	5.13	3065
1.75	2.04	3576	2.64	3147	2.98	2965	3.47	2957	4.17	3233
2.00	2.17	2937	2.36	3084	2.63	2938	2.35	3824	4.06	2908

TABLA N° 10  
 PERMEABILIDAD AL LIQUIDO  
 MUESTRA 1 (Kg= 520 md.)

LONGITUD: 2.575 cm.

VOLUMEN: 50 cc.

AREA: 2.63 cm<sup>2</sup>

PRESION (atm)	A G U A		ClNa (40.000 p.p.m.)		ClNa (80.000 p.p.m.)		ClNa (120.000 ppm)		K E R E X	
	TIEMPO (seg)	PERMEA- BILIDAD (md)	TIEMPO (seg)	PERMEA- BILIDAD (md)	TIEMPO (seg)	PERMEA- BILIDAD (md)	TIEMPO (seg)	PERMEA- BILIDAD (md)	TIEMPO (seg)	PERMEA- BILIDAD (md)
0.25	485.82	337	546.20	342	565.81	351	645.25	358	830.47	365
0.50	237.97	344	266.86	350	276.60	359	315.57	366	407.42	372
0.75	155.48	351	173.44	359	180.38	367	206.43	373	266.60	379
1.00	114.65	357	128.30	364	133.47	372	152.37	379	196.36	386
1.25	90.45	362	101.52	368	105.08	378	120.00	385	153.87	394
1.50	73.75	370	82.58	377	85.97	385	98.21	392	125.99	401
1.75	62.20	376	69.31	385	72.38	392	82.71	399	105.10	412
2.00	53.16	385	58.91	396	61.42	404	69.75	414	88.94	426

TABLA N° 11  
 PERMEABILIDAD AL LIQUIDO  
 MUESTRA 2 (Kg=1.070 md.)

LONGITUD: 2.55 cm.

VOLUMEN: 50 cc.

AREA: 2.379 cm<sup>2</sup>

PRESION (atm)	A G U A		ClNa (40.000 p.p.m.)		ClNa (80.000 p.p.m.)		ClNa (120.000 ppm)		K E R E X	
	TIEMPO (seg)	PERMEA- BILIDAD (md)	TIEMPO (seg)	PERMEA- BILIDAD (md)	TIEMPO (seg)	PERMEA- BILIDAD (md)	TIEMPO (seg)	PERMEA- BILIDAD (md)	TIEMPO (seg)	PERMEA- BILIDAD (md)
0.25	258.59	693	291.70	701	302.36	719	347.36	728	451.48	735
0.50	126.38	709	142.59	717	149.31	728	172.50	733	223.91	741
0.75	83.66	714	94.40	722	99.00	732	113.91	740	147.68	749
1.00	61.96	723	70.03	730	77.35	741	84.41	749	109.59	757
1.25	49.03	731	55.34	739	58.21	747	67.08	754	87.10	762
1.50	40.14	744	45.56	748	47.99	755	55.31	762	71.73	771
1.75	33.46	765	37.64	776	39.66	783	45.67	791	59.04	803
2.00	28.64	782	31.44	813	32.90	826	37.86	835	48.92	848

51

TABLA N° 12  
 PERMEABILIDAD AL LIQUIDO  
 MUESTRA 3 (Kg=2.338 md.)

LONGITUD: 3.625 cm.

VOLUMEN: 50 cc.

AREA: 2.379 cm<sup>2</sup>

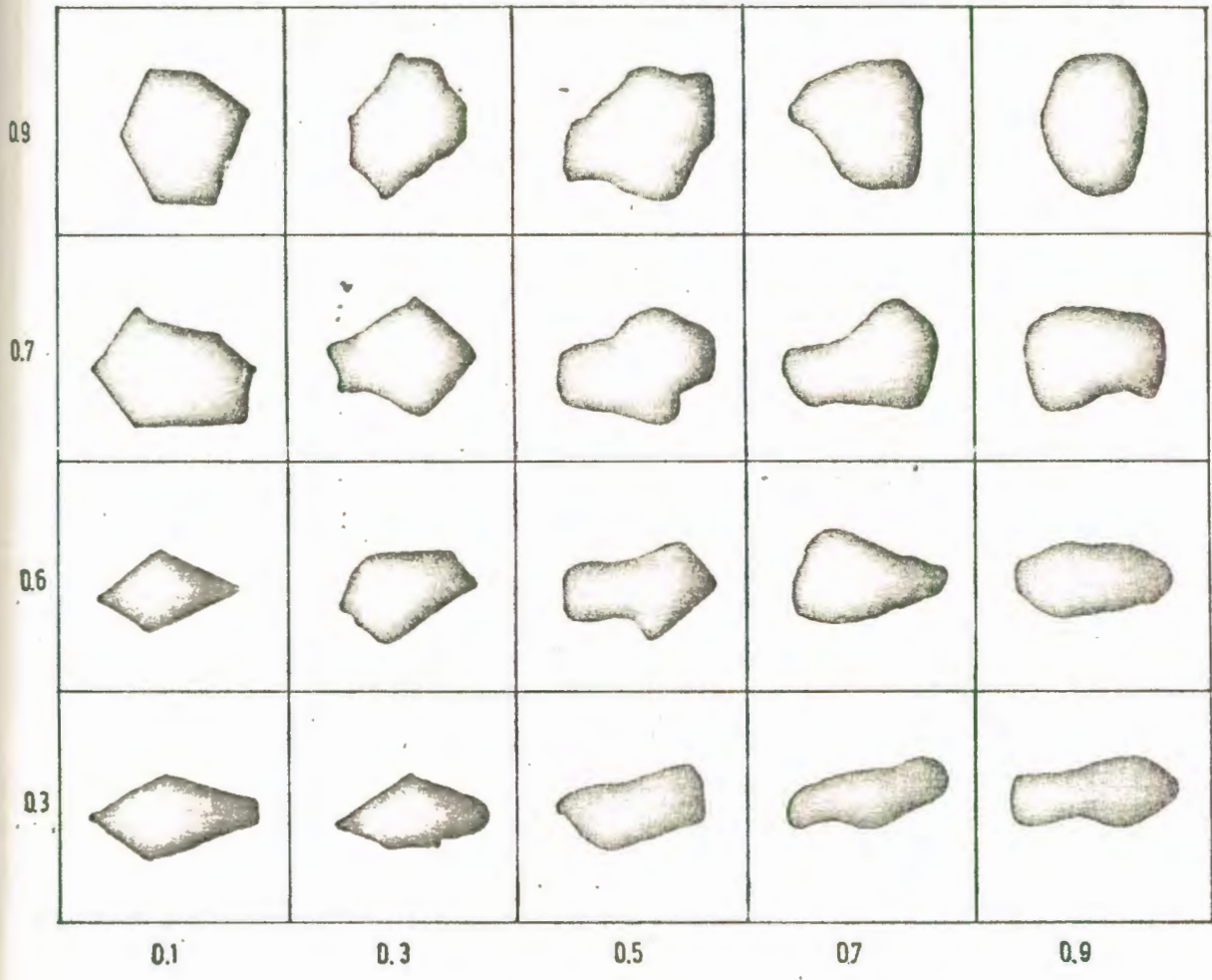
PRESION (atm)	A G U A		ClNa (40.000 p.p.m.)		ClNa (80.000 p.p.m.)		ClNa (120.000 ppm)		K E R E X	
	TIEMPO (seg)	PERMEA- BILIDAD (md)	TIEMPO (seg)	PERMEA- BILIDAD (md)	TIEMPO (seg)	PERMEA- BILIDAD (md)	TIEMPO (seg)	PERMEA- BILIDAD (md)	TIEMPO (seg)	PERMEA- BILIDAD (md)
0.25	165.32	1541	184.00	1580	193.66	1596	223.72	1607	292.66	1612
0.50	75.15	1695	85.11	1708	89.80	1721	103.67	1734	137.88	1736
0.75	47.60	1783	53.81	1801	56.64	1819	65.38	1833	85.42	1841
1.00	35.40	1799	39.96	1819	42.29	1827	48.87	1839	63.96	1844
1.25	28.09	1814	31.72	1833	33.41	1850	38.51	1867	50.05	1885
1.50	26.58	1917	28.17	1922	30.64	1934	33.71	1941	39.58	1989
1.75	18.42	1976	20.90	1987	22.10	1998	25.53	2012	33.25	2027
2.00	15.60	2042	17.43	2085	18.47	2098	21.34	2106	27.45	2148

TABLA N°13  
PERMEABILIDAD AL LIQUIDO

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
PROFUNDIDAD (pies)	LONGITUD (cm)	DIAME - TRO. (cm)	AREA (cm <sup>2</sup> )	VISCOSI - DAD FLUI- DO. (cps)	TIEMPO FLUJO (seg)	VOLUMEN LIQUIDO c.c.	PRESTON (atm)	°T FLUI- DO. °C	K DARCYS	K (PROMEDIO)
7968-7969	3.20	1.63	2.087	1.548	55.8	50	2.00	28	1.063	1,052
7968-7969	2.00	1.60	2.011	1.548	36.97	50	2.00	28	1.041	
7969-7970	3.25	1.60	2.011	1.548	72.00	50	2.00	28	0.869	0,968
7969-7970	3.36	1.585	1.973	1.548	62.4	50	2.00	28	1.069	
7970-7971	2.44	1.635	2.100	1.548	42.62	50	2.00	28	1.055	1,036,5
7970-7971	2.28	1.610	2.036	1.548	42.57	50	2.00	28	1.018	
7971-7972	3.71	1.580	1.961	1.548	178.8	50	2.00	28	0.409	0,424,5
7971-7972	3.55	1.580	1.961	1.548	159.22	50	2.00	28	0.440	
7972-7973	1.86	1.62	2.061	1.548	84.0	50	2.00	28	0.416	0,420
7972-7973	2.06	1.61	2.036	1.548	92.4	50	2.00	28	0.424	
7973-7974	1.91	1.60	2.011	1.548	76.42	50	2.00	28	0.481	0,479
7973-7974	1.90	1.61	2.036	1.548	75.71	50	2.00	28	0.477	
7974-7975	1.90	1.61	2.036	1.548	65.4	50	2.00	28	0.552	0,564,5
7974-7975	1.80	1.60	2.011	1.548	60.0	50	2.00	28	0.577	

(continuación de Tabla N° 13 )

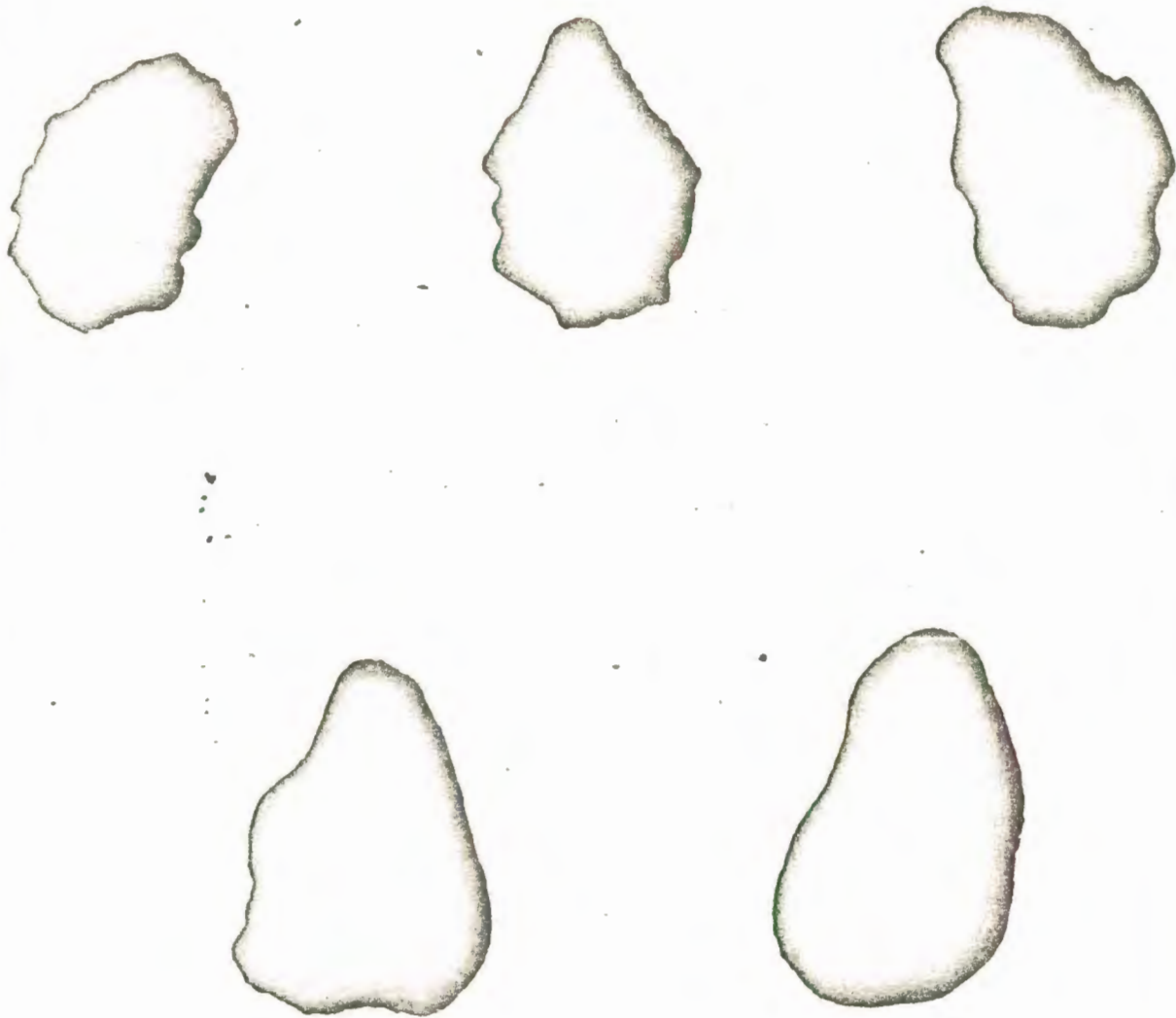
7975-7976	1.77	1.60	2.011	1.548	48.52	50	2.00	28	0.702	0,689
7975-7976	2.765	1.60	2.011	1.548	78.71	50	2.00	28	0.676	
7976-7977	1.90	1.60	2.011	1.548	39.6	50	2.00	28	0.923	0,858,5
7976-7977	1.965	1.62	2.061	1.548	46.47	50	2.00	28	0.794	
7977-7978	2.83	1.61	2.036	1.548	67.58	50	2.00	28	0.796	0,717,5
7977-7978	2.81	1.60	2.011	1.548	84.6	50	2.00	28	0.639	
7978-7979	1.885	1.64	2.112	1.548	71.22	50	2.00	28	0.485	0,552,5
7978-7979	1.835	1.62	2.061	1.548	55.88	50	2.00	28	0.620	



ESTIMACION VISUAL DE LA REDONDEZ Y ESFERICIDAD DE DIFERENTES TIPOS DE GRANOS DE ARENA

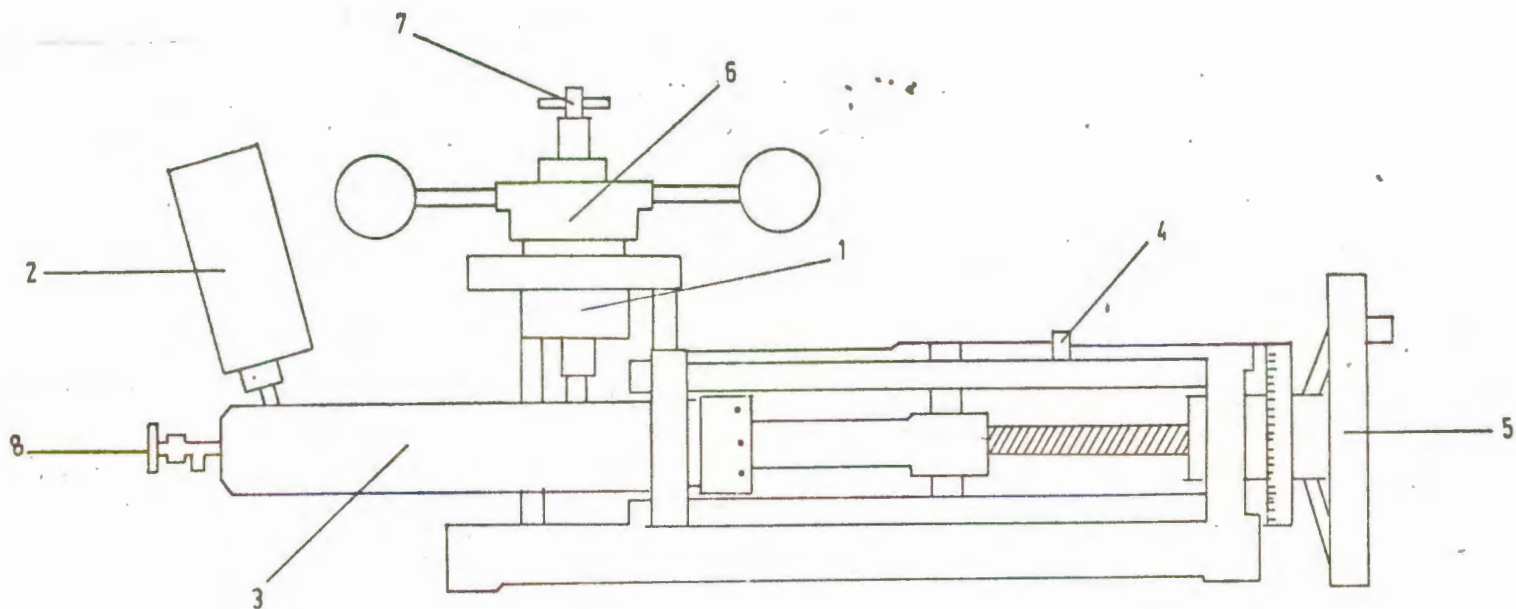
FIGURA N°1





CLASES DE REDONDEZ: A ANGULOSA  
B SUBANGULOSA  
C SUBREDONDEADA  
D REDONDEADA  
E BIEN REDONDEADA

FIGURA Nº 2



- 1 PICNOMETRO
- 2 MANOMETROS
- 3 BOMBA DE MERCURIO
- 4 ESCALA DE POROSIDAD VOLUMETRICA

- 5 MANUBRIO CON DIAL
- 6 TAPA DEL PICNOMETRO
- 7 VALVULAS DE AGUJA
- 8 VALVULA DE LLENADO

FIGURA Nº 3, POROSIMETRO UNIVERSAL RUSKA

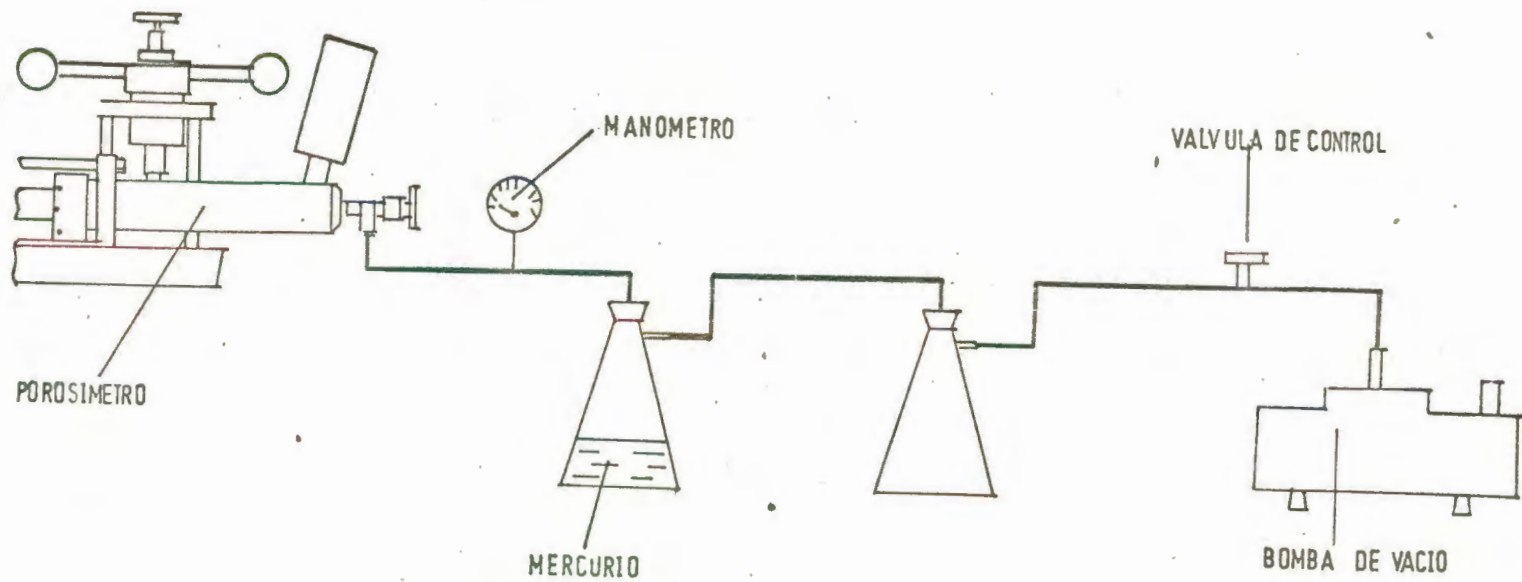


FIGURA Nº4. SISTEMA PARA EVACUACION DEL POROSIMETRO

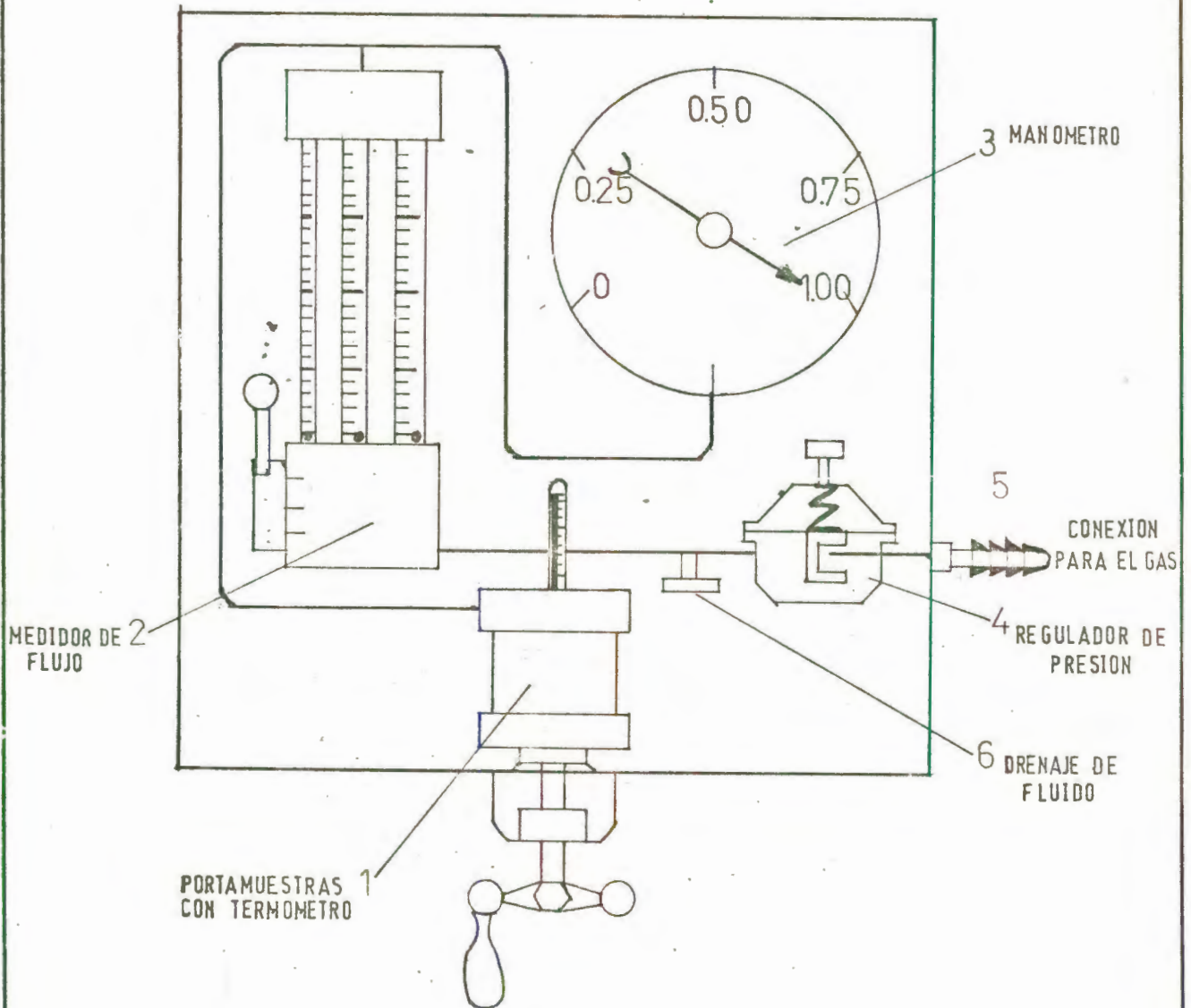


FIGURA Nº5. PERMEAMETRO DE GAS

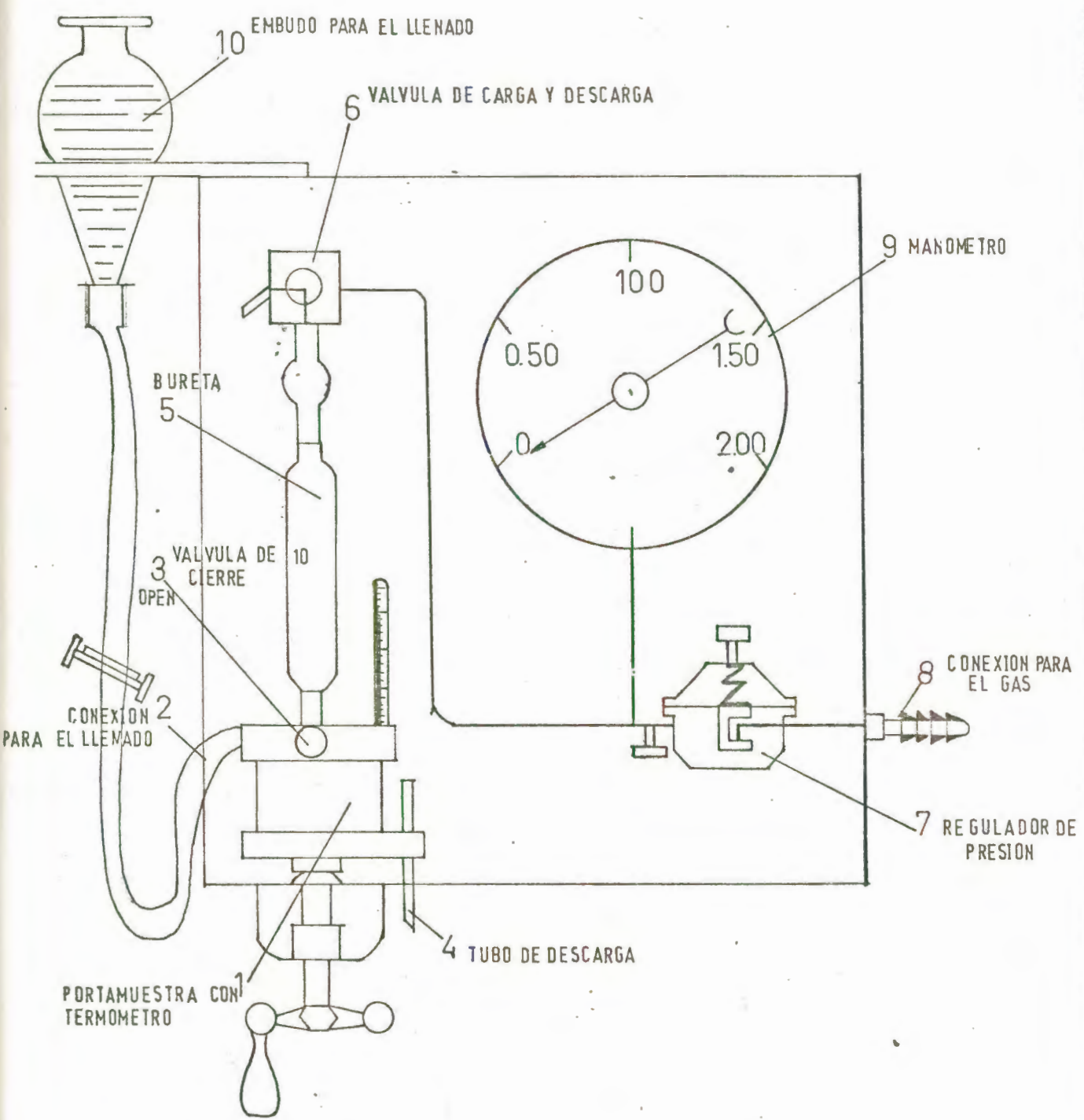


FIGURA Nº6. PERMEAMETRO DE LIQUIDO

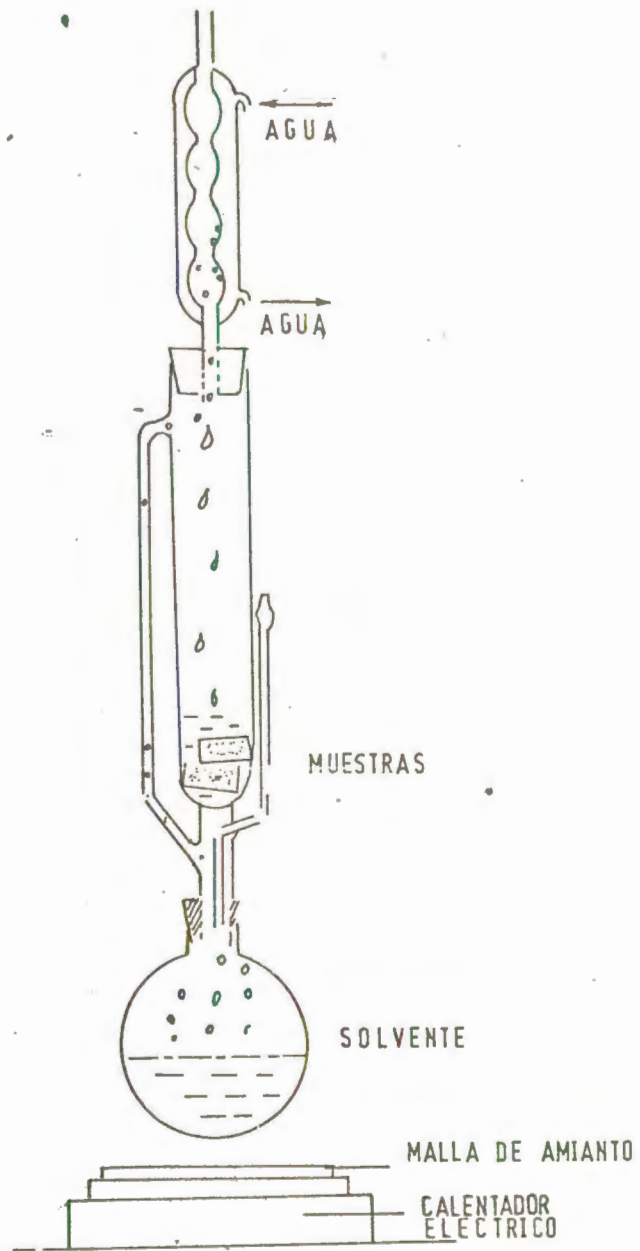


FIGURA Nº 7. EXTRACTOR SOXHLET

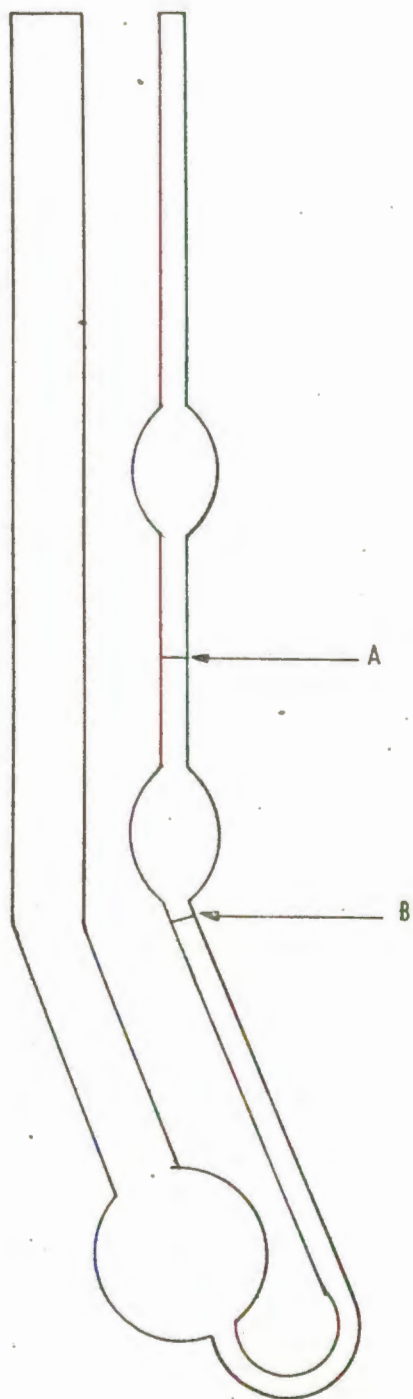
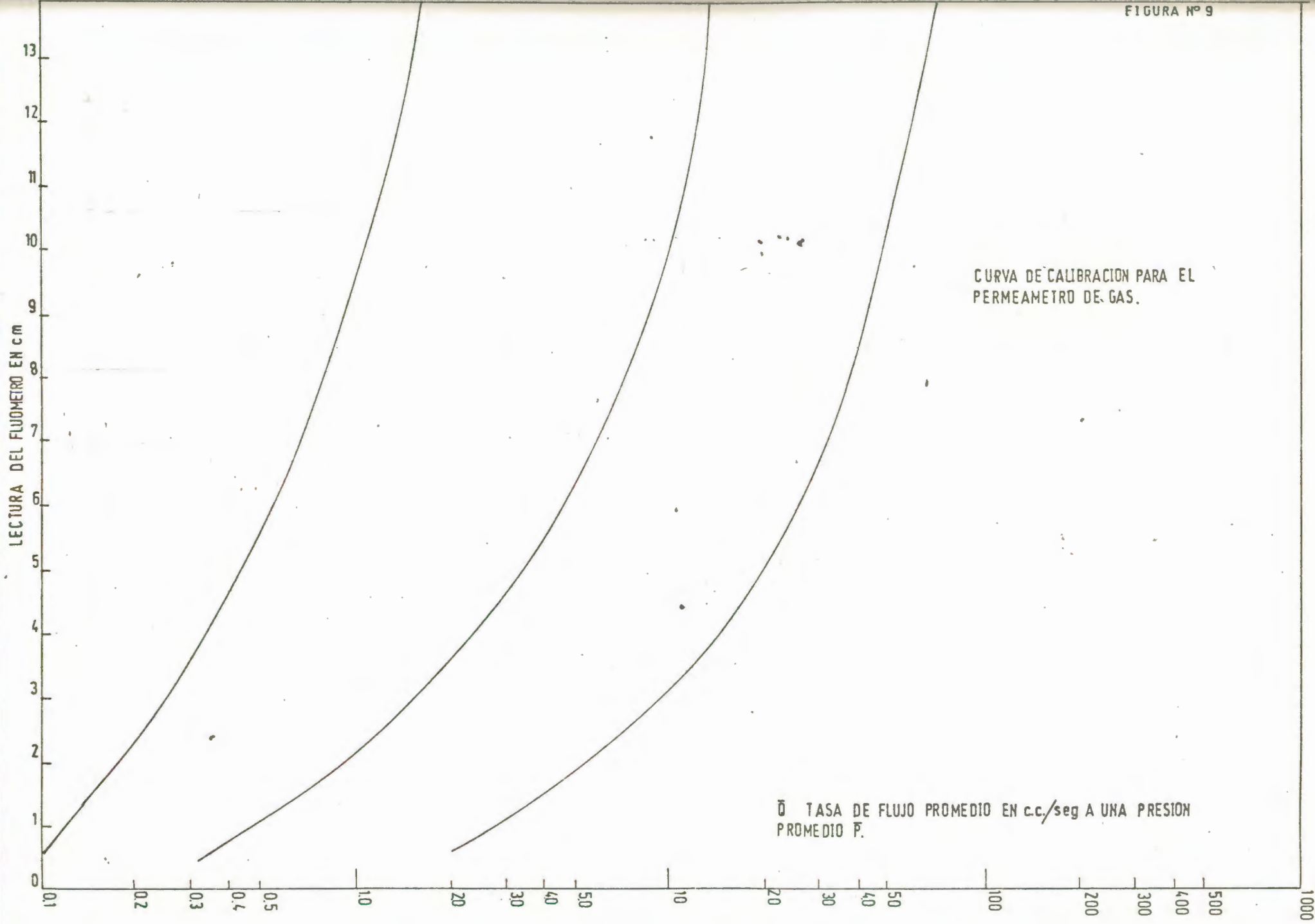
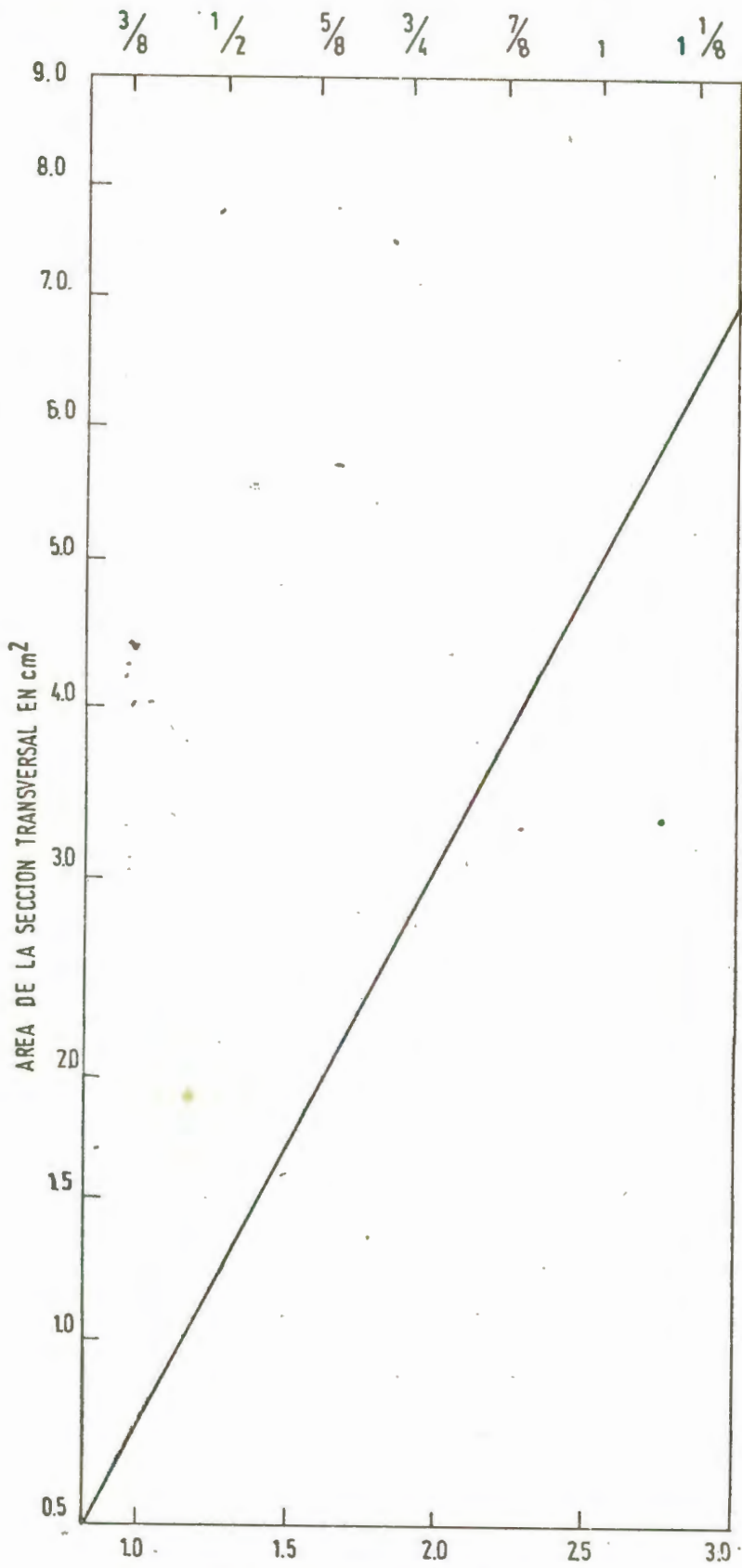


FIGURA Nº 8. VISCOSIMETRO OSTWALD.







DIAMETRO DEL NUCLEO EN cm  
CURVA DE CALIBRACION PARA EL AREA DE SECCION TRANSVERSAL

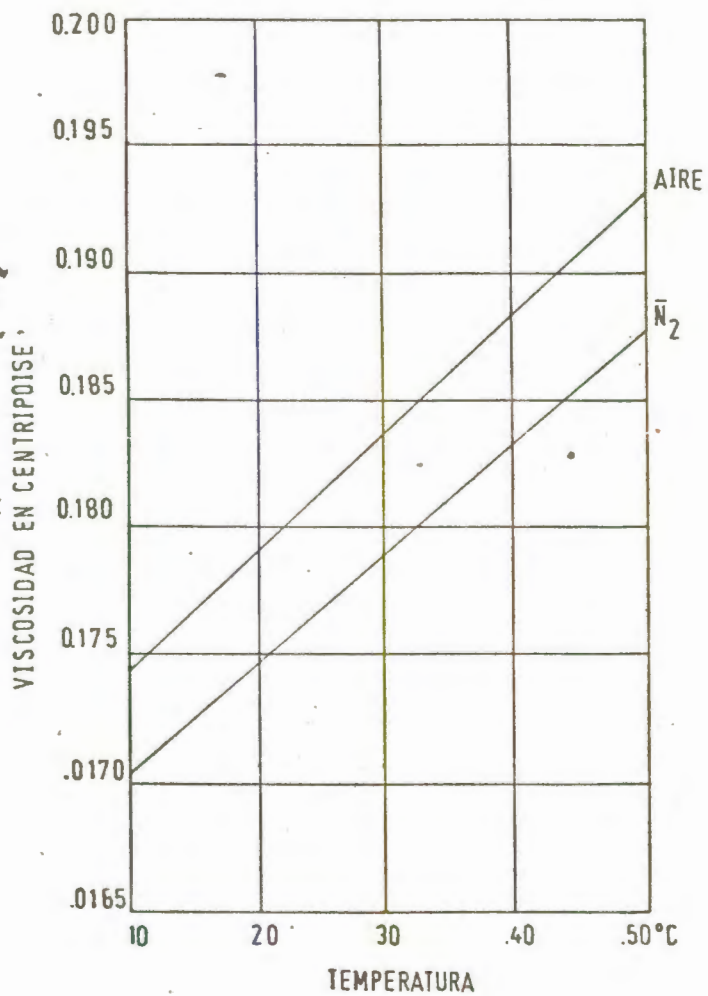


FIGURA Nº11 CURVA DE CALIBRACION DE VISCOSIDAD

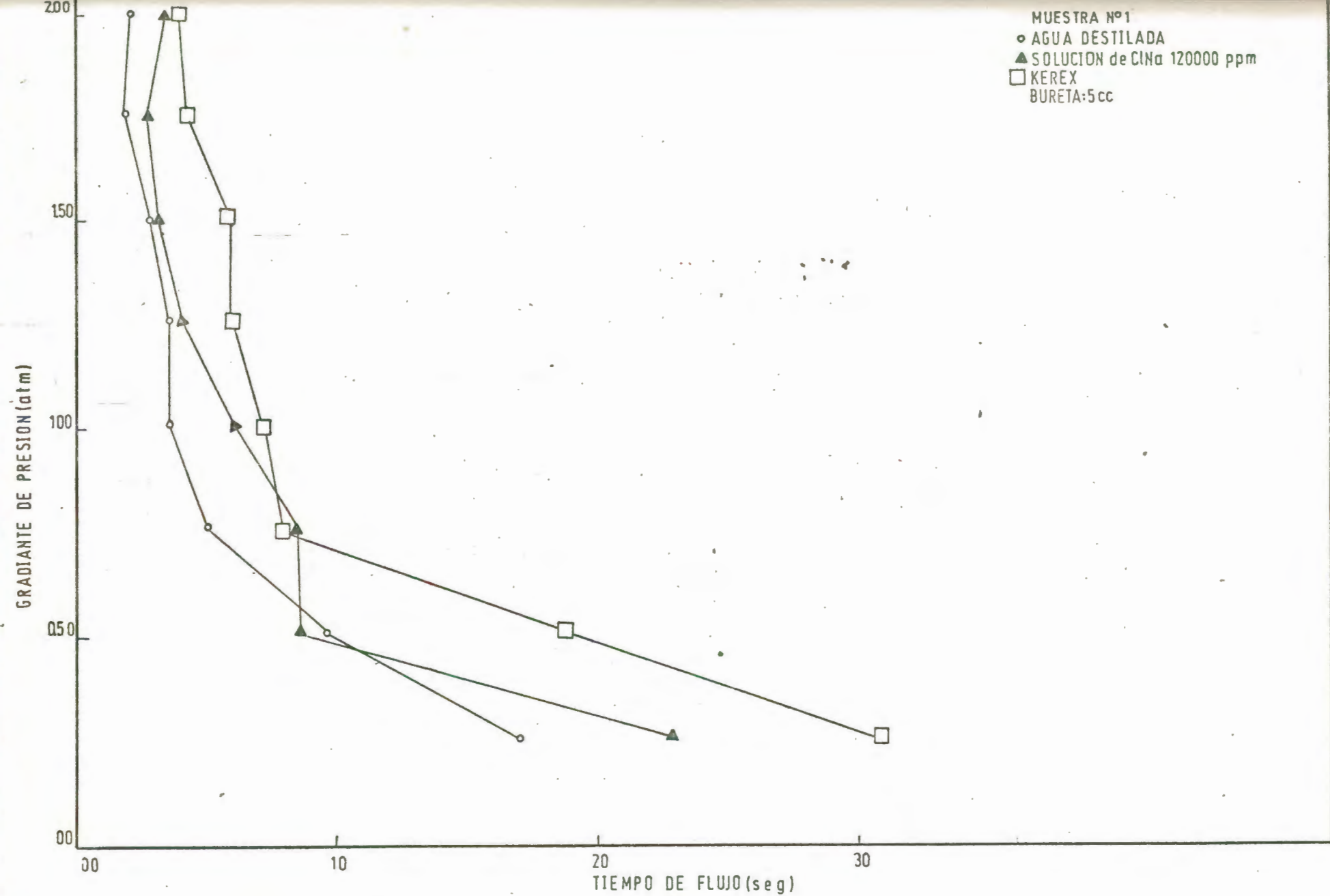


FIGURA N°12. VARIACION DEL TIEMPO DE FLUJO CON LOS FLUIDOS SATURANTES

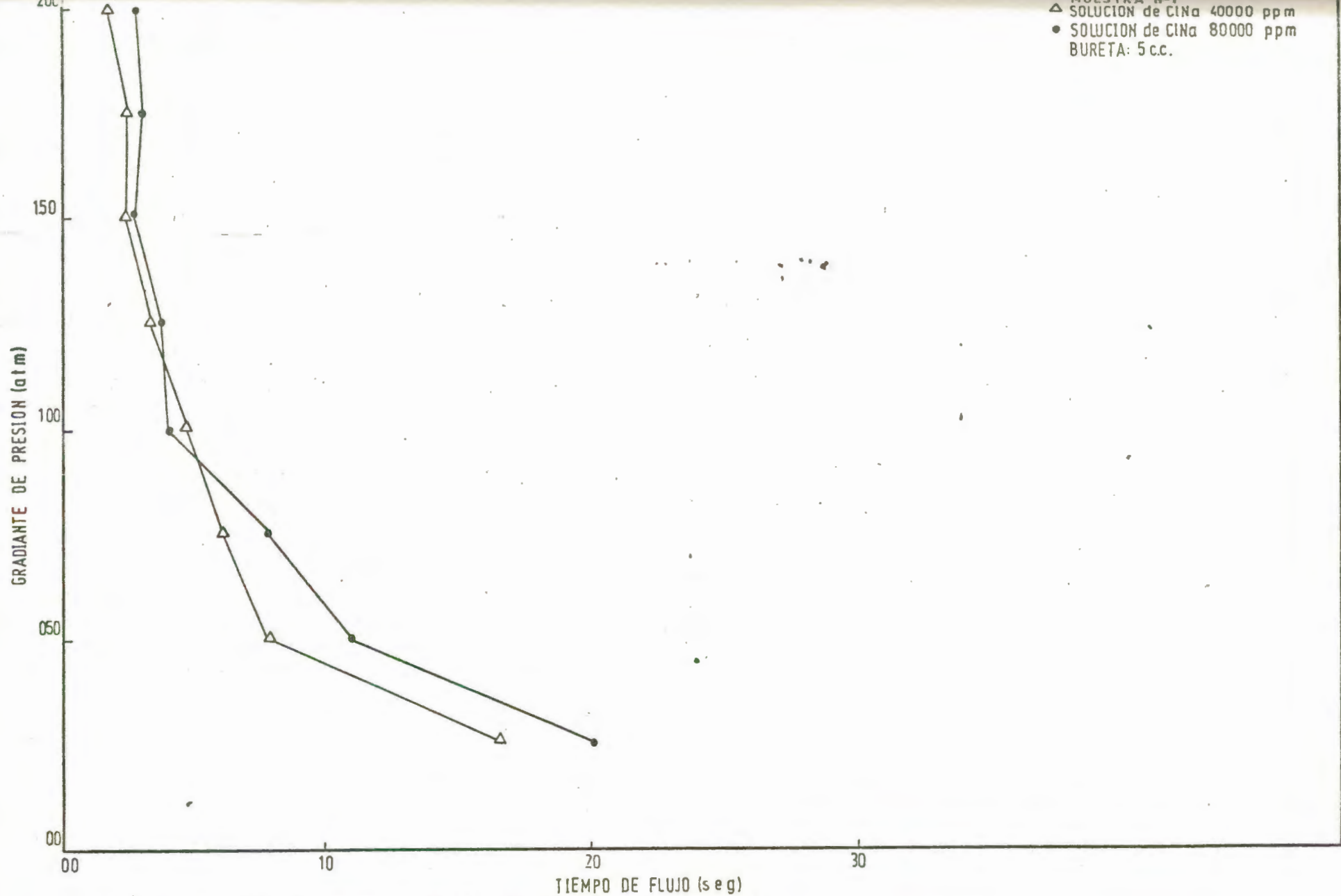


FIGURA Nº13 VARIACION DEL TIEMPO DE FLUJO CON LOS FLUIDOS SATURANTES

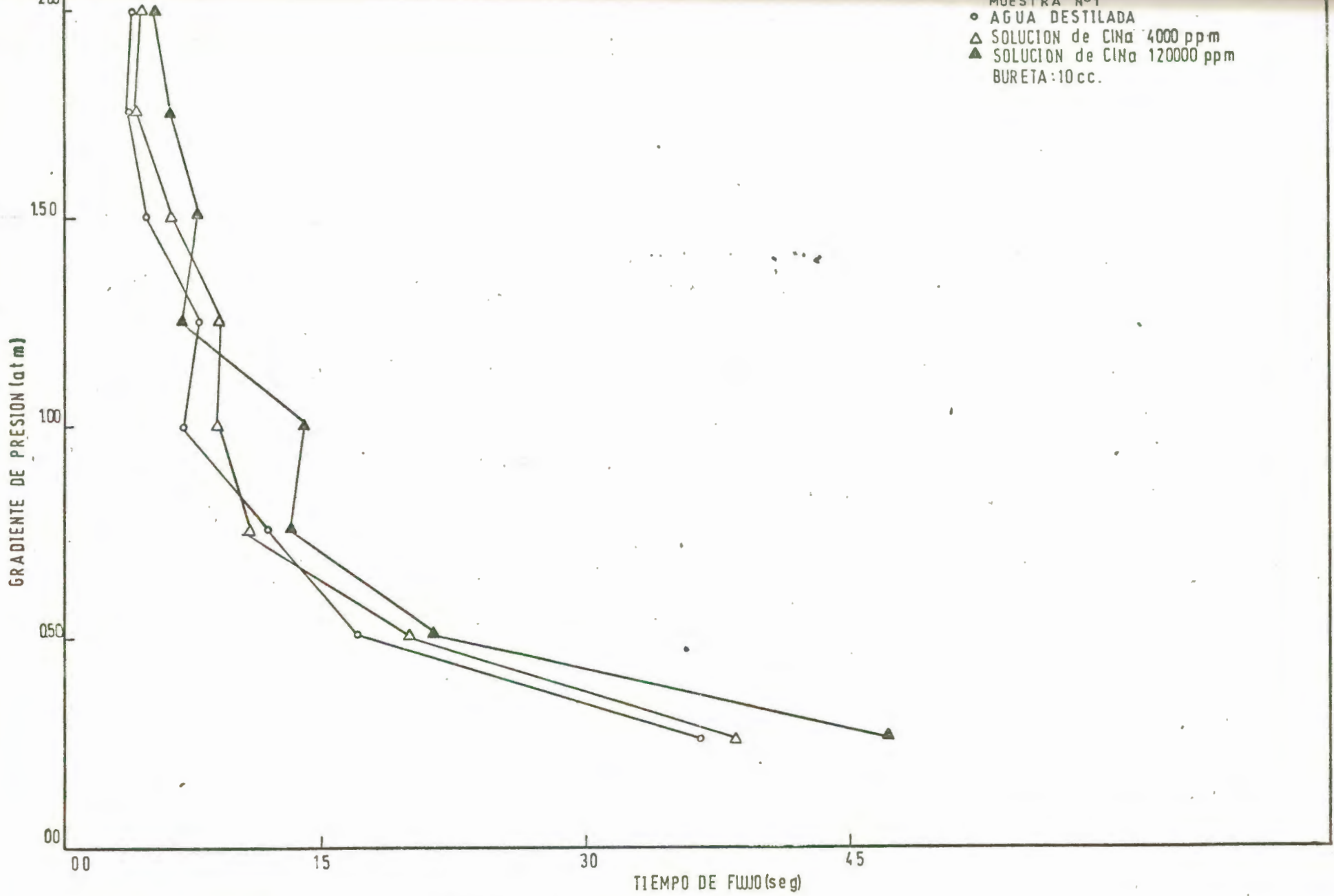


FIGURA N°14. VARIACION DEL TIEMPO DE FLUJO CON LOS FLUIDOS SATURANTES

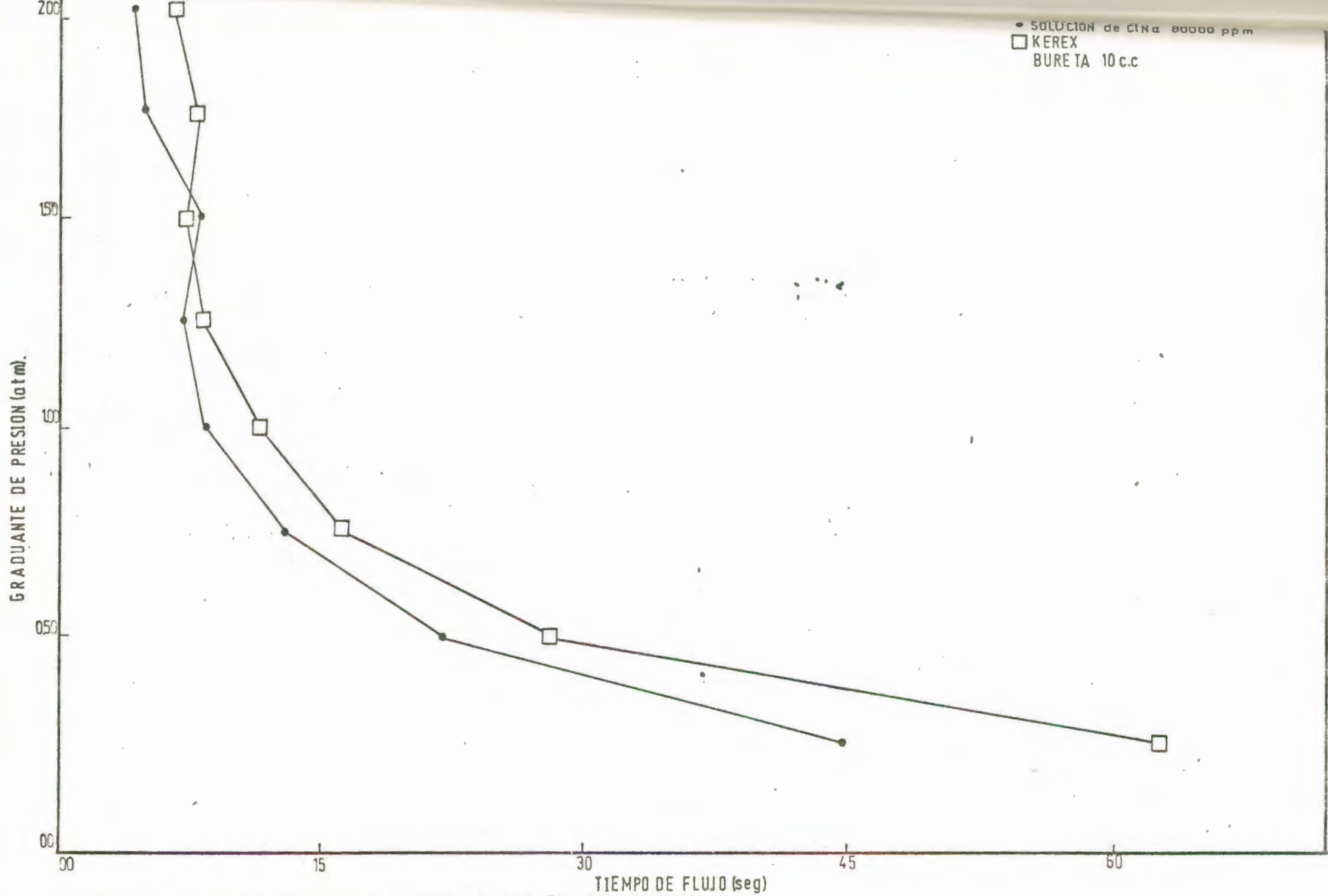


FIGURA Nº 15. VARIACION DEL TIEMPO DE FLUJO CON LOS FLUIDOS SATURANTES

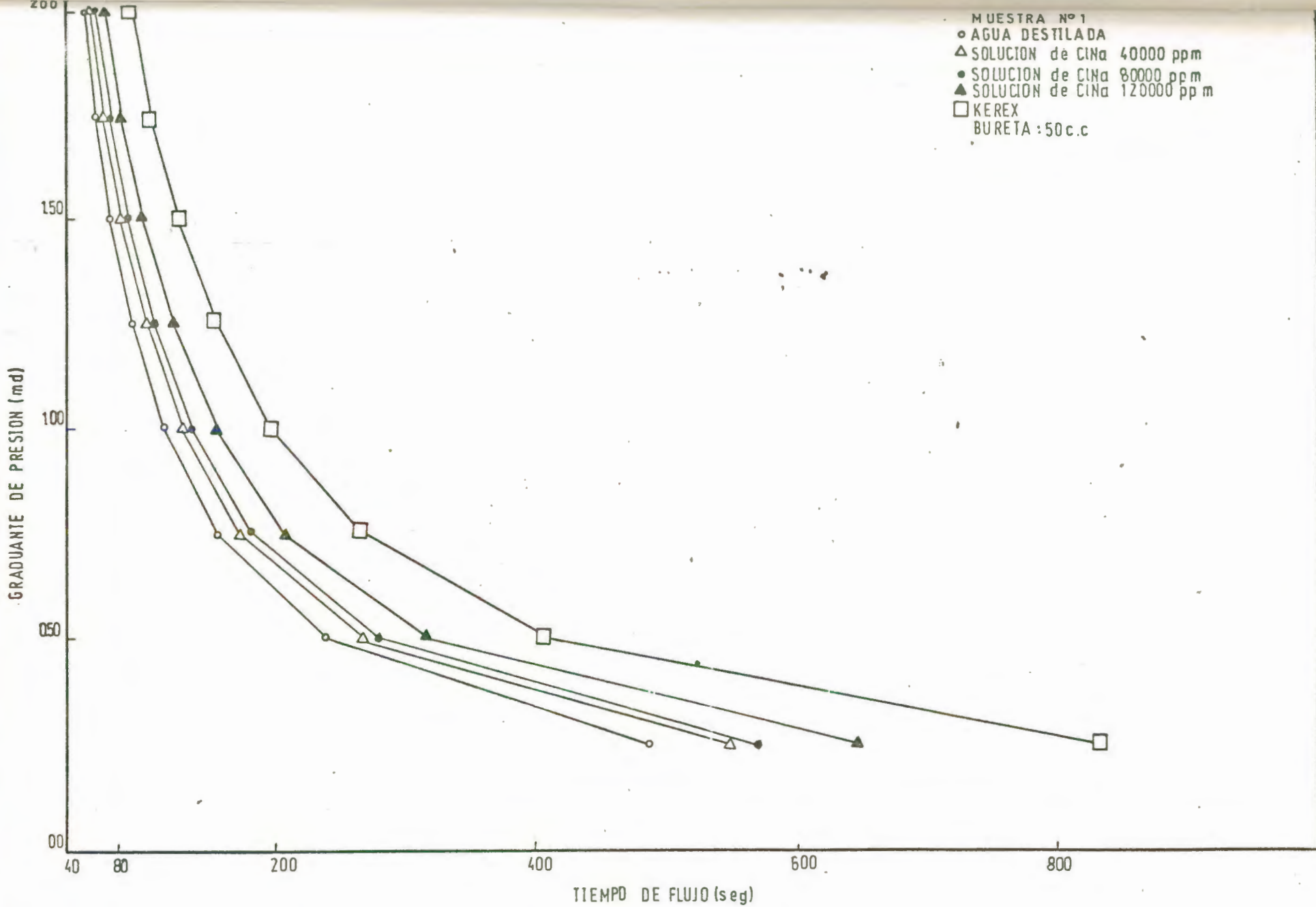


FIGURA Nº16. VARIACION DEL TIEMPO CON LOS FLUIDOS SATURANTES

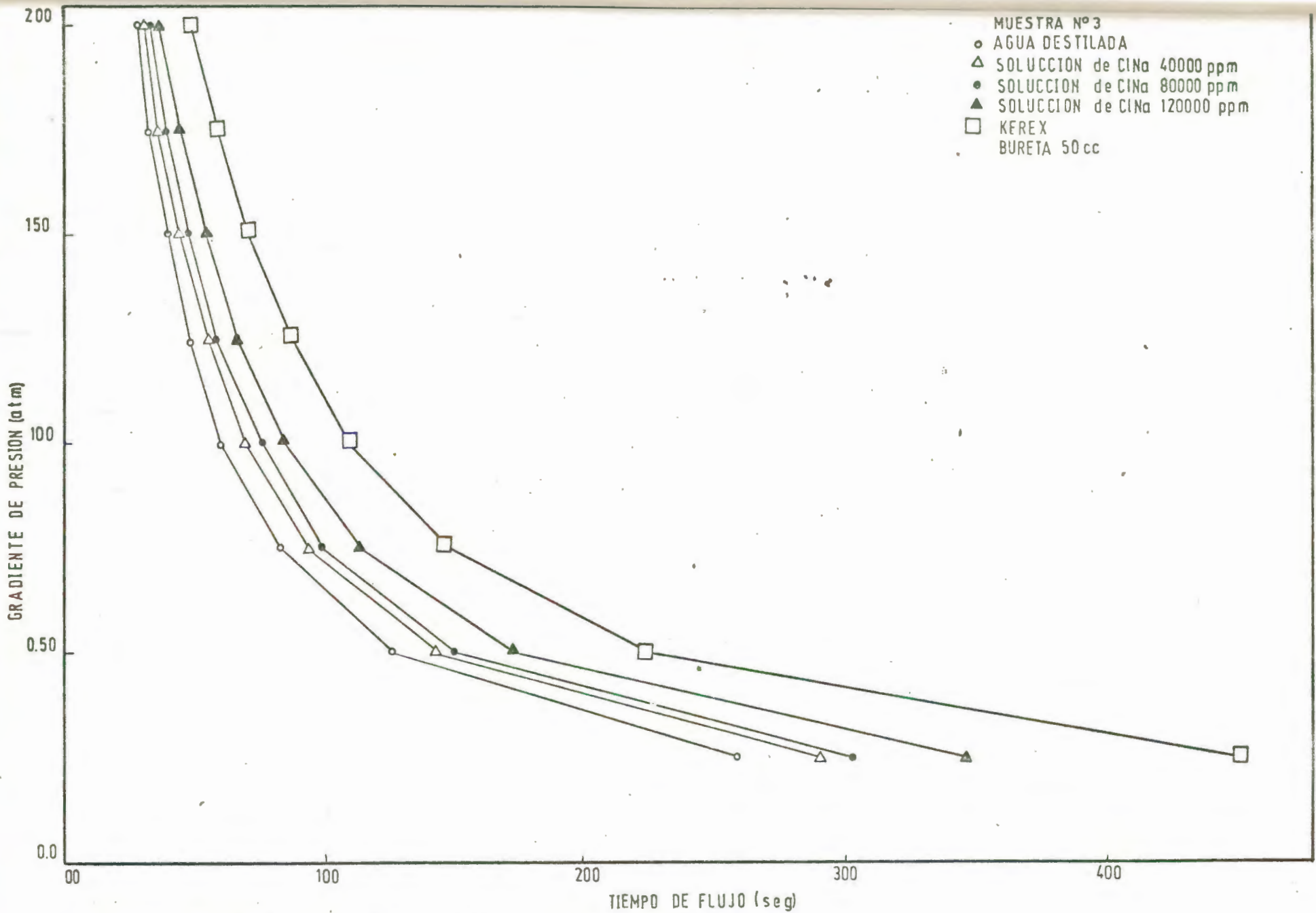


FIGURA Nº 17. VARIACION DEL TIEMPO DE FLUJO CON LOS FLUIDOS SATURANTES



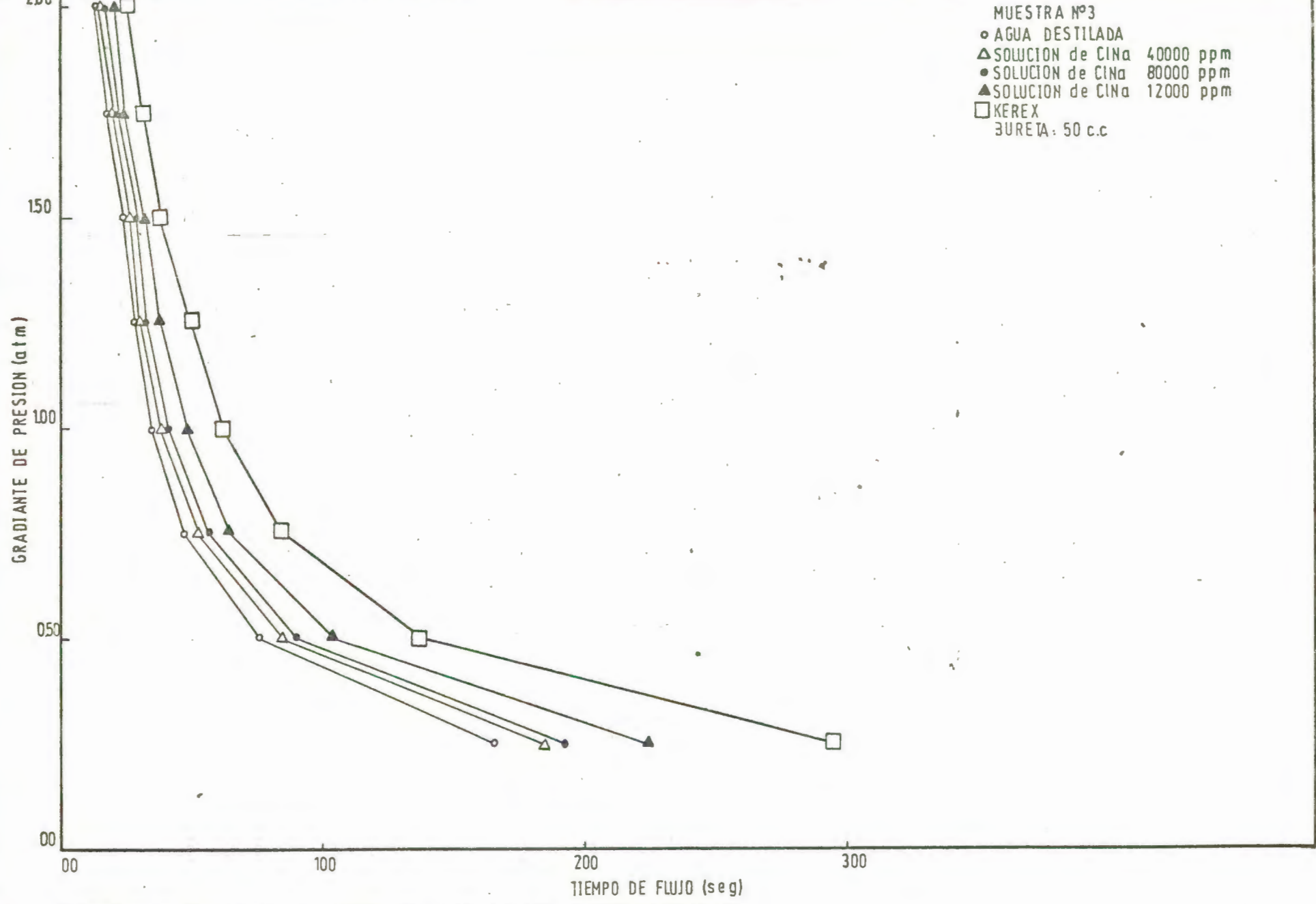


FIGURA Nº 18. VARIACION DEL TIEMPO DE FLUJO CON LOS FLUIDOS SATURANTES

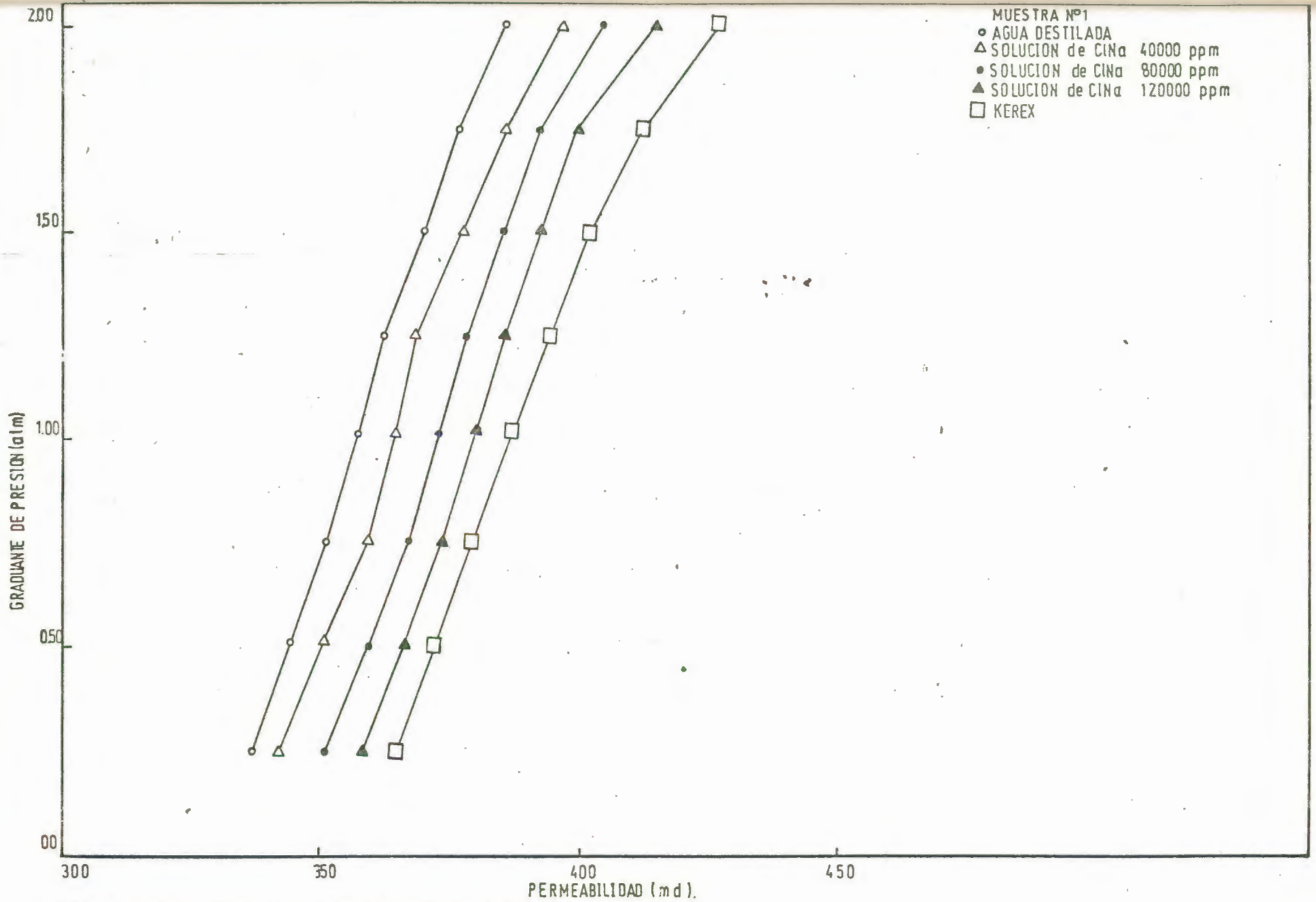


FIGURA Nº19. VARIACION DE LA PERMEABILIDAD CON LOS FLUIDOS SATURANTES

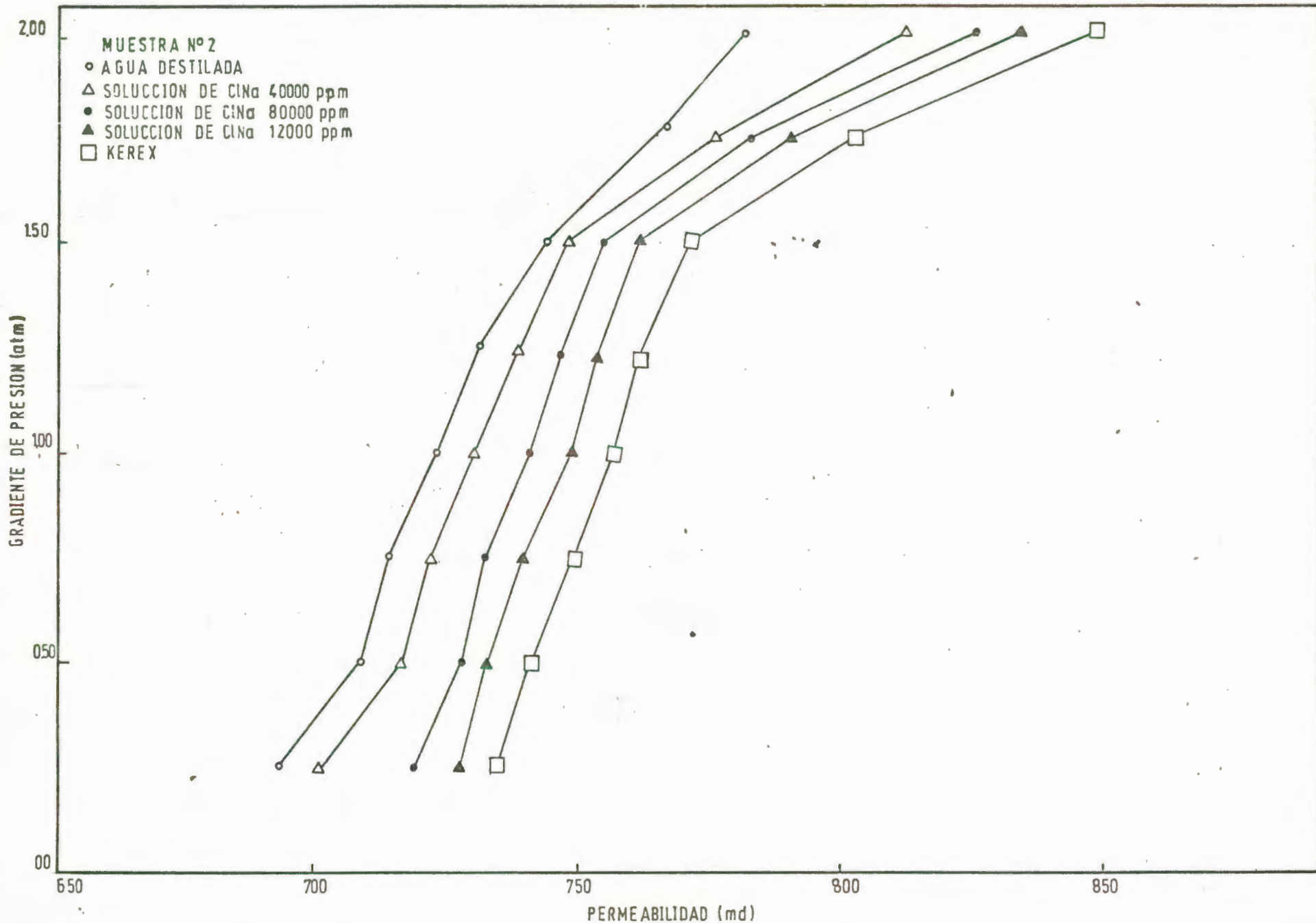


FIGURA N°20. VARIACION CON LOS FLUIDOS SATURANTES

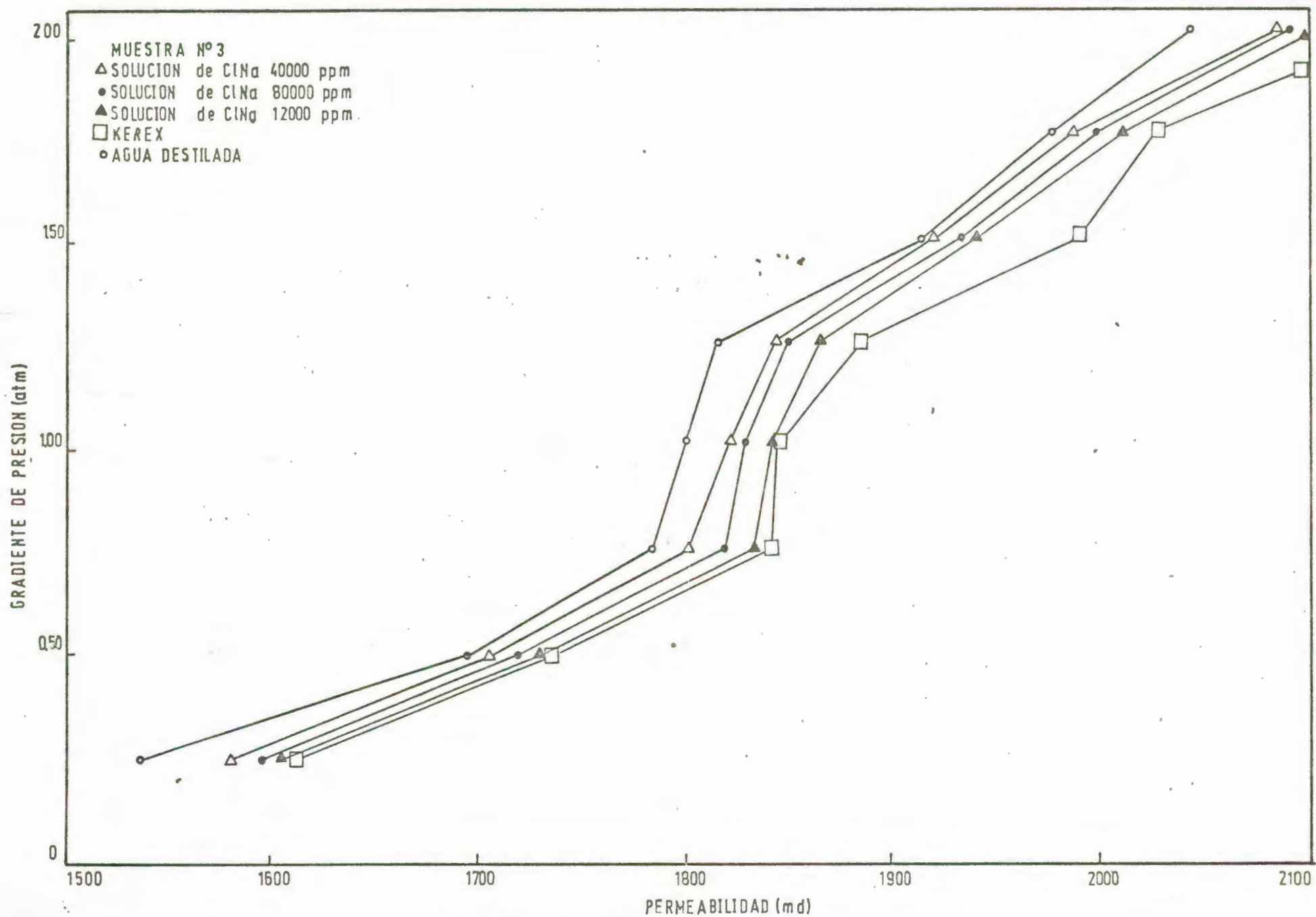


FIGURA Nº 21. VARIACION DE LA PERMEALIDAD CON LOS FLIDOS SATURANTES

## NOMENCLATURA

<u>SIMBOLO</u>	<u>DESCRIPCION</u>	<u>DIMENSIONES</u>
A	Area	$L^2$
Kg	Permeabilidad al gas	$L^2$
$K_L$	Permeabilidad al líquido	$L^2$
L	Longitud	L
P	Peso	M
P	Gradiente de presión	$M/LT^2$
Q	Tasa promedio de flujo	$L^3/T$
t	Tiempo	T
V	Volumen	$L^3$
$\rho$	Densidad	$M/L^3$
$\mu$	Viscosidad	$M/LT$
$\phi$	Porosidad	

## BIBLIOGRAFIA

1. COLLINS, R.E. "Flow of Fluids through porous materials", 1961
2. FRASER H.J. "Experimental study of the porosity and permeability of elastic sediments", *Journal Geol.* 1935.
3. CAMMBER S.E. "The porosity of reservoirs rocks", *Science of Petroleum* [1938] Vol. 1.
4. HOWARD PYLE y JOHN SHERBOME. *Core analysis*, trans. AIME. 1939.
5. TICKELL, MECHEM y Mc CURDY. "Some studies on the porosity and permeability of rocks". *Trans AIME.* 1933.
6. ROSENFELD. "Some aspects of porosity and cementation", *producers, monthly*, marzo 1949.
- 7 TAYLOR. "Pore space reduction in sandstone"; *Bull. am Assoc. Petroleum geology.* [1950].
8. SHICHTER'S. "Investigation of the motion of ground waters"; *U.S. Geol. Survey 19th. Ann. Rept.* 1899.
9. GUILLEMOT. *Geología del Petróleo.*

10. ABGRALL E.. Etude du compartement du milieu poreux en température et sous contrainte; Revista del Instituto Francés del Petróleo. Julio-Agosto 1971.
11. SMITH. "Mechanics of Secondary recovery".
12. WASHBURN E. W. and BUNTING E.N.. "The determination of the porosity of highly vitrified bodies". *Jul. Amer. Ceramic Soc.* 1922.
13. HORNER W.L.. Method of determining porosity. U.S. Patent. 2'345.535.
14. SHEFFIELD M.. Unpublished Master's thesis the university of Texas. 1956.
15. PLUMMER. "Experiments on the flow of fluids through sands". *Trans. AIME.* 1937.
16. JOHNSON W.E. y A.V. HUGHES. "Directional permeability measurements and their significance", 12th Ann. Tech. Meeting, Penn. State University.
17. ENGELHARDT W. y PITZER H. . *Über die Zusammenhänge zwischen Porosität, Permeabilität und Korngröße bei Sanden und Sandsteinen.* Heidelberg beits Min. Petrog. 1951.
18. FATT y DAVIS. "Reduction in permeability with overburden pressure". 1957.

19. E. DUNLOP. "Influence of connate water on Permeability of sands to oil". 1938.
20. KRUMBERN y SLASS. *Estratigrafía y Sedimentación*.
21. WENWARTH C.K. ." A scale of grade and class terms for elastic sediments"; *Jour. Geol.* 1922.
22. WADELL HAKON. Volume, shape and roundness of rocks particles. *J. Geol.* 1932.
23. KAHN J.S.. The analysis and distribution of the properties of packing in sand-size sediments, *Jour. Geolog.* 1956.
24. DAPPLER E.C. y RAMINGER J.E.. "Orientation analysis of fine-grained elastic sediments; a report of progress"; *Jour. Geol.* 1945.
25. FALK, R. ." The distinction between grain size and mineral composition in sedimentary rock nomenclature"; *Jour. Geol.* 1954.
26. KRYNINE, P.D. , "The megascopic study and field classification of sedimentary rocks"; *Jour. Geol.* 1948.
27. GALO X. BALDA S. ."Análisis comparativo de la porosidad y saturación de fluidos a partir de muestras de areniscas consolidadas y de registros eléctricos de un pozo del Oriente Ecuatoriano". 1979.
28. JOHN PERRY. *Manual del Ingeniero Químico. Tomo 1.*