

Universidad Nacional Autónoma de México

FACULTAD DE INGENIERIA



PRUEBAS DE PRESION CAPILAR SOBRE
EMPACAMIENTOS DE ARENA EN SISTEMA
AGUA - AIRE

T E S I S
QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:
INGENIERA PETROLERA
P R E S E N T A:

ELOISA BERMUDEZ PINEDA



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

C O N T E N I D O

R E S U M E N

INTRODUCCION

1.- CONCEPTOS Y DEFINICIONES BASICAS

2.- TRABAJO EXPERIMENTAL REALIZADO

2.1 CARACTERISTICAS DE LAS MUESTRAS ANALIZADAS

2.2 PROCEDIMIENTO DE LAVADO Y LIMPIEZA

2.3 SEPARACION DE LAS ARENAS

2.4 APARATO Y OPERACION PARA DETERMINAR LA CURVA DE PRESION
CAPILAR POR EL METODO DE MEMBRANA SEMIPERMEABLE EN SIS-
TEMA AGUA-AIRE.

2.5 PRUEBAS REALIZADAS

3.- ANALISIS DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS

4.- CONCLUSIONES

5.- APLICACIONES

6.- REFERENCIAS

P E S U M E N

Se presenta la relación que se obtuvo en pruebas de laboratorio sobre material empacado (arena Ottawa) entre el tamaño medio de los granos con la Presión Capilar, porosidad, permeabilidad y las saturaciones irreductibles de agua. Se hace una descripción del equipo utilizado.

Además de proporcionar los resultados, en forma tabular y gráfica, se hacen comentarios en los que se analiza la influencia que tienen las características de los granos sobre las propiedades petrofísicas antes mencionadas, enunciando algunas de las aplicaciones prácticas derivadas del conocimiento de las mismas.

INTRODUCCION

Los estudios que se llevan a cabo en el campo de la Ingeniería - de Yacimientos requieren del conocimiento de las propiedades -- del sistema roca-fluidos, tales como la porosidad, permeabilidad saturaciones de agua congénita en la zona de transición¹ y saturaciones críticas de los fluidos, las cuales están ligadas a - cuatro características básicas de la roca que son: tamaño, forma empacamiento y orientación de los granos; tales propiedades tienen influencia muy marcada en el comportamiento de los sistemas- como por ejemplo, en la forma en que se distribuyen los hidrocarburos y el agua, cuando se encuentran juntos ocupando un espacio intergranular, así como el volumen de alguno de los fluidos mencionados que queda en la roca cuando uno de ellos es desplazado por el otro? Asimismo, se considera que las propiedades básicas- están íntimamente ligadas al medio ambiente de depositación de los sedimentos.³

Algunas de estas propiedades se pueden calcular en forma indirecta, a partir de los datos de producciones de aceite, gas y agua; de las presiones a pozo cerrado y fluyendo, principalmente de los registros geofísicos, siempre y cuando estos últimos hayan sido calibrados con valores medidos en núcleos.

En el presente trabajo, debido a la premura del tiempo y a la carencia de material, únicamente se determinó en forma experimen--

¹Referencias al final.

tal la influencia del tamaño del grano en los fenómenos de capilaridad, porosidad, saturación de agua irreductible y permeabilidad; se vio la conveniencia de utilizar para esos estudios Arena Ottawa ya que por su uniformidad es posible tener un control de su comportamiento.

Como complemento del estudio se indica la técnica, proceso de operación y aspectos teóricos fundamentales que intervienen en la obtención de curvas de presión capilar, y porosidad. Los valores de permeabilidad se tomaron de un trabajo previo.

1.- CONCEPTOS Y DEFINICIONES BASICAS

PRESION CAPILAR (P_c)

Se tienen varias maneras de definirla:

Se le ha denominado presión capilar a "la diferencia de presiones que se observa entre ambos lados de la interfase", la presión en la parte cóncava del menisco es mayor que en la convexa.

En el caso de un tubo capilar, esta presión queda dada por la que ejerce la columna hidrostática de líquido que asciende hasta la altura h (siempre y cuando el líquido moje las paredes del tubo):⁵

$$P_c = h \rho g = \frac{2 \delta \cos \theta}{r} \times \rho g$$

por lo tanto

$$P_c = \frac{2 \delta \cos \theta}{r} \quad 1$$

en donde

h = altura sobre la superficie libre del fluido,

δ = tensión interfacial o, si uno de los fluidos es aire, tensión superficial.

g = aceleración de la gravedad

θ = ángulo de contacto

r = radio del capilar

Otra manera de definirla es "la atracción molecular en la superficie de un líquido". Para que exista P_c es necesario que exista una superficie de interfase, es decir, que se tengan dos fluidos inmiscibles, uno mojante y uno no mojante.

TENSION INTERFACIAL

Cuando en un medio poroso se ponen en contacto dos fluidos no miscibles, éstos adoptan una interfase curva como consecuencia de la tensión interfacial. Esta tensión es originada por un desequilibrio en las fuerzas de atracción molecular en la capa exterior de moléculas en cada una de las fases. Una molécula de uno de los fluidos, en la interfase, se encuentra sujeta a fuerzas de atracción molecular diferentes a las que obran en una molécula colocada en el seno de ese fluido. La magnitud de la curvatura depende del tamaño de los espacios intergranulares y de la proporción y distribución de los fluidos presentes.

Cuando uno de los fluidos es el aire, a la tensión interfacial se le denomina tensión superficial.

TENSION SUPERFICIAL EN UN TUBO CAPILAR

La tensión superficial en un tubo capilar queda expresada por la siguiente fórmula:

$$\delta = \frac{h \rho \text{ gr}}{2 \cos \theta} \quad ; \quad h = \frac{2\delta \cos \theta}{\rho \text{ gr}} \quad 2$$

POROSIDAD (\emptyset)

En yacimientos de hidrocarburos la porosidad representa la fracción del espacio total, que es capaz de contener cualquier líquido o gas. Determina la capacidad de almacenamien-

to del yacimiento y se expresa generalmente como fracción de la unidad.

PORO

El poro se puede definir como: el hueco o abertura entre las porciones sólidas de una roca. Las rocas presentan dos tipos de poros: poros aislados y poros intercomunicados; el volumen total de poros (Vp) se expresa:

$$V_p = V_{p_a} + V_{p_i} \dots 3$$

en donde:

V_{p_a} = Volumen de poros aislados.

V_{p_i} = Volumen de poros intercomunicados.

POROSIDAD EFECTIVA (θ_e)

En un medio poroso real existe una saturación inmóvil (S_{wi}), correspondiente a la fase que moja a la roca, sostenida en contacto con los granos en forma pendular, esta saturación considerada como parte integrante de la roca, conduce a estimar una nueva porosidad, denominada porosidad efectiva.

$$\theta_e = \theta (1 - S_{wi})$$

También se conoce como porosidad efectiva a la porosidad que considera sólo los poros intercomunicados.

$$\theta_e = \frac{V_{p_i}}{V_b} \dots 4$$

en donde:

V_b = Volumen bruto de la muestra.

POROSIDAD ABSOLUTA (θ_a)

Es la relación del Volumen ocupado por el espacio poroso al - -

volumen total de la roca considerada, se expresa como frac -
ción de la unidad sin importar la interconexión de los poros

$$\phi_a = \frac{V_{pa} + V_{pi}}{V_b} \dots \dots 5$$

Geológicamente, la porosidad también puede ser clasificada -
en dos tipos, de acuerdo con el tiempo de formación.

POROSIDAD PRIMARIA (intergranular).- Es la porosidad formada si--
multáneamente con el depósito de los sedimentos. Los huecos-
contribuyentes a este tipo, son los espacios entre granos in
dividuales de los sedimentos. Las rocas clásticas o detríti-
cas tienen este tipo de porosidad, como son: areniscas, con-
glomerado, caliza, etc.

POROSIDAD SECUNDARIA.- Está constituida por cavernas, fisuras, -
fracturas, juntas, etc., formadas después de que los sedimen
tos fueron depositados por agentes tales como soluciones cir
culantes, dolomitización, movimientos tectónicos, etc.

Las rocas sedimentarias no clásticas, tienen este tipo de po
rosidad, como son: calizas, dolomías.

VOLUMEN TOTAL DE ROCA (V_b)

Se define como el volumen de los sólidos (V_s) mas el volumen
de espacios porosos.

$$V_b = V_{pa} + V_{pi} + V_s \dots \dots 6$$

DISTRIBUCION DEL TAMAÑO DE POROS

Permeabilidad, porosidad, presión capilar y permeabilidades-relativas son parámetros petrofísicos dependientes de la distribución del tamaño de poros en la roca, y expresan cuantitativamente las características productivas de dicha roca. - Una roca con alta porosidad será poco permeable si posee poros muy pequeños, inversamente se presentarán permeabilidades mayores en una roca de baja porosidad, cuando en la distribución del tamaño de poros en la roca predominen los poros grandes sobre los pequeños.

La saturación de agua irreductible está además íntimamente ligada con la distribución del tamaño de los poros, ya que esta saturación se presenta mojando el área expuesta por la superficie de los granos que forman la roca. La saturación de agua irreductible (S_{wi}) aumentará en formaciones que presenten mayor superficie específica (área total expuesta dentro del espacio poroso por unidad de volumen de roca).

Se desprende por lo tanto que existe una liga entre la saturación de agua irreductible, la porosidad y la permeabilidad!

En general es siempre posible correlacionar la porosidad o la permeabilidad con la saturación de agua irreductible para una formación. Las Figs. 16 y 17 muestran la distribución de la saturación de agua irreductible (S_{wi}) con la porosidad y permeabilidad en tipos de arena Ottawa.

PERMEABILIDAD

En 1865, el hidrólogo francés HENRY DARCY, observó experimentalmente que el gasto del fluido que escurre a través de una muestra es directamente proporcional al área de la sección transversal por donde escurre el fluido y la diferencia de presiones, e inversamente proporcional a la longitud de la muestra y a la viscosidad del fluido empleado. A la constante de proporcionalidad se le designa con el nombre de permeabilidad (K).

$$q = K \frac{A (P_e - P_s)}{L \mu} ; K = \frac{Q \mu L}{A(P_e - P_s)} \dots\dots\dots (7)$$

cuando:

$$q \left(\frac{\text{cm}^3}{\text{seg}} \right) ; A (\text{cm}^2) ; (P_e - P_s) (\text{ATm}) ; L (\text{cm}) ;$$

$$\mu (\text{c.p}) ; K (\text{Darcy}).$$

en donde:

- q = gasto
- μ = viscosidad del fluido
- L = longitud de la muestra
- A = área
- P_e = presión a la entrada de la muestra.
- P_s = presión a la salida de la muestra

La ley de Darcy puede expresarse en varios sistemas de unidades. Dimensionalmente la unidad de la permeabilidad es de -- una longitud al cuadrado (L²). La permeabilidad se define co

mo la propiedad de un medio poroso que indica la capacidad con que un fluido puede escurrir a través de dicho medio.

PERMEABILIDAD ABSOLUTA (K)

Es la conductividad de un sistema poroso a un fluido homogéneo y mojante, cuando la saturación en el material sea de -- 100% de ese fluido. El valor numérico de la permeabilidad absoluta es constante e independiente del fluido usado en la medición, a menos que dicho fluido altere la naturaleza y estructura de la roca.

PERMEABILIDAD EFECTIVA

Se define como la capacidad de un material poroso para conducir un fluido dado, cuando hay una saturación parcial de dicho fluido.

El medio poroso tiene una permeabilidad efectiva determinada para cada una de las fases fluidas presentes. Es una función del porcentaje de saturación y de la distribución en cada fase en el medio. La permeabilidad efectiva es siempre menor -- que la absoluta y se expresa en las mismas unidades que ésta

PERMEABILIDAD RELATIVA

La permeabilidad relativa de un medio poroso a una de las fases existentes en el medio, se define como la razón de la -- permeabilidad efectiva a la permeabilidad absoluta.

Como la permeabilidad relativa es una relación, es adimensional y varía de 0 a 1.

PERMEABILIDAD EQUIVALENTE

Es la permeabilidad que debería tener un medio homogéneo para que con los mismos espesores, abatimiento de presión y fluido se comportara desde el punto de vista del escurrimiento igual que el medio real, por lo general heterogéneo.

DIFERENTES TIPOS DE SATURACION DE FLUIDOS

Según han observado varios autores, se presentan tres tipos de ocurrencia de agua o regiones de saturación en sólidos porosos (rocas mojables preferentemente por agua). Estos son, usando la nomenclatura de Verluys:

- 1.- Región de saturación total
- 2.- Región de saturación pendular
- 3.- Región de saturación funicular

La primera se refiere a la zona en que los poros se encuentran 100% saturados de agua.

La segunda se refiere a la zona de saturación de agua más baja. El agua se presenta en anillos alrededor de los contactos entre grano y grano y el resto de la superficie de los granos se encuentra cubierta por una película muy fina de agua.

La región funicular es la zona de saturación de agua intermedia. En esta región los anillos de agua de los puntos de contacto entre grano y grano se unen, formando una red de agua. En este caso es posible pasar de una posición a otra dentro del fluido, a través de una trayectoria tortuosa.

El término "Saturación de Fluidos" es utilizado para indicar la presencia de los fluidos en la formación. La saturación de fluidos se define como: "La fracción o porcentaje del espacio poroso ocupado por un fluido particular a condiciones del yacimiento.

Saturación de agua congénita u original (S_{wo}). - Es el agua que satura la roca en las condiciones originales del yacimiento.

Saturación de agua irreductible (S_{wi}). - Es la mínima saturación de agua que puede existir para un cierto medio poroso en un determinado proceso de desplazamiento.

Saturación de agua crítica (S_{wc}). - Es el grado de saturación que al ser alcanzado permite el inicio del flujo de agua a través de un medio poroso.

PRESION DE DESPLAZAMIENTO

Es la diferencia de presiones mínima suficiente para desplazar un fluido por otro fluido, en una roca 100% saturada del primer fluido. Cuando la saturación del fluido inicialmente en la roca es parcial, a la presión de desplazamiento se le

llama presión "inicial".

MOJABILIDAD

La mojabilidad es un término que indica la tendencia de un fluido para adherirse a una superficie sólida en presencia de otro fluido no miscible.

Todos los trabajos técnicos que se han publicado hasta la fecha coinciden en evaluar cuantitativamente la mojabilidad de una roca a través del ángulo de contacto que se forma en la interfase aceite-agua-sólido. (Fig. 1).

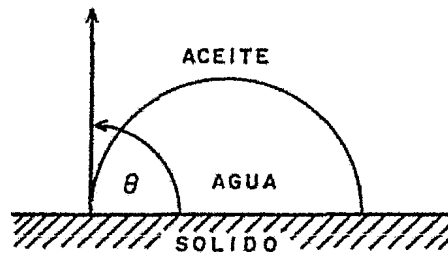


Fig. 1

El ángulo de contacto (θ) puede variar de 0 a 180°. Cuando el ángulo θ es menor de 90° (medido a través de la fase más densa), la roca es preferentemente mojable por agua (Fig. 2) cuando θ es mayor de 90° el aceite es el que está mojando a la roca (Fig. 3).

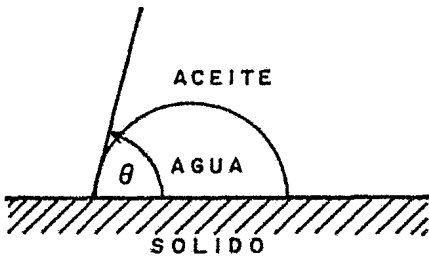


Fig. 2

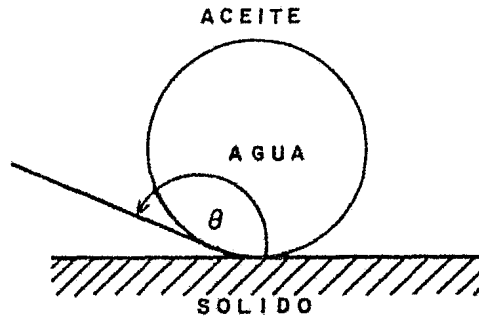


Fig. 3

El grado de mojabilidad de una roca por agua o por aceite - es otro de los factores que influyen en la recuperación total de aceite en un proceso de desplazamiento. Se ha comprobado experimentalmente que es más efectivo un desplazamiento de aceite por agua cuando la roca es preferentemente mojable por agua, que cuando lo es por aceite.

2.- TRABAJO EXPERIMENTAL REALIZADO

2.1 CARACTERISTICAS DE LAS MUESTRAS ANALIZADAS

Se utilizó arena Ottawa constituida exclusivamente de granos de cuarzo. De la arena original se separaron diferentes tamaños de grano, los cuales sirvieron de base para la preparación de las muestras utilizadas en las pruebas de laboratorio.

2.2 PROCEDIMIENTO DE LAVADO Y LIMPIEZA DE LAS ARENAS A TRATAR.

El objetivo principal es eliminar toda la substancia extraña al material útil para el experimento.

Se lava con ácido clorhídrico (HCl), al 10%, dado que el material es cuarzo (SiO_2), y no es atacado por tal ácido y en cambio disuelve sustancias adheridas como: carbonatos y sales.

Después del tratamiento con ácido clorhídrico se somete a lavado con agua destilada para eliminar sustancias y partículas muy finas que no fueron disueltas por dicho ácido. Esta operación consiste en poner las arenas en contacto con el agua destilada, agitar y decantar, repitiéndose este procedimiento hasta que el agua queda transparente, limpia y cristalina.

Las arenas ya limpias se llevan al horno. El tiempo re-

querido de secado es variable dependiendo de la temperatura a que se someta y el volumen de arena que se tenga

2.3 SEPARACION DE LAS ARENAS

La separación de la arena se efectuó con un juego de 10 mallas de la US Standard Sieve Series. Las mallas utilizadas y su tamaño equivalente en unidades ϕ y en mm se indican en la Tabla I; también se hace la clasificación de tamaño de arena según Wentworth.

Una malla se define como: una retícula con un determinado número de hilos por pulgada cuadrada.

Como puede observarse el material utilizado estuvo compuesto por arena mediana fina y muy fina.

Los diferentes tamaños de grano, se observaron al microscopio; notándose que para un cierto tamaño tanto la redondez, como la esfericidad de los granos son bastante uniformes, pero disminuyen a medida que los granos son más pequeños.

2.4 APARATO Y OPERACION PARA DETERMINAR LA CURVA DE PRESION-CAPILAR POR EL METODO DE MEMBRANA SEMIPERMEABLE EN SISTEMA AGUA-AIRE.

DESCRIPCION:- La Fig. 5 muestra un diagrama esquemático de este equipo que consta principalmente de un porta muestra, una pipeta, una cinta metálica graduada de 2.0

TABLA I

TAMAÑO DE LOS GRANOS UTILIZADOS EN LOS EMPACAMIENTOS

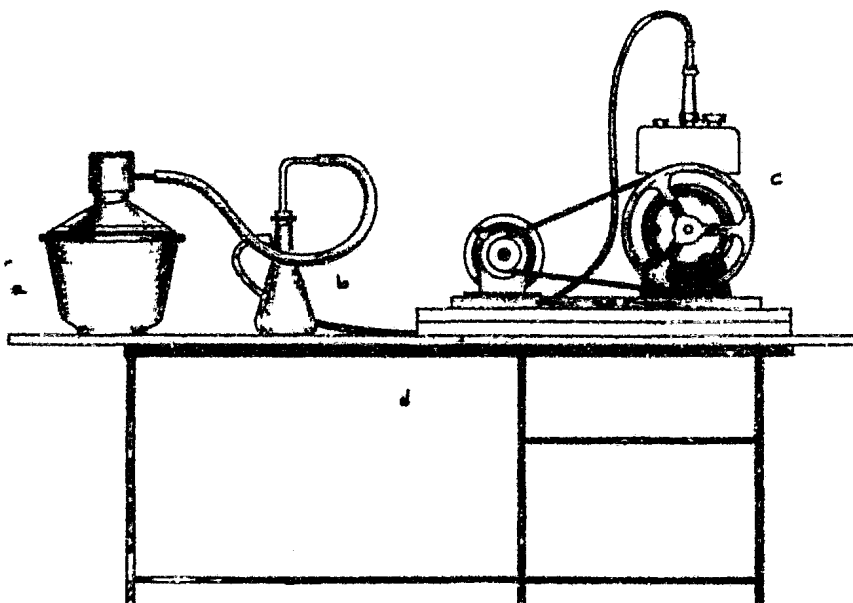
MUESTRA	NUMERO DE MALLA	ϕ	MILIMETROS	CLASE DE TAMAÑO
A	40	1.25	.42	Medio
		a 1.50	a .35	
B	60	2.0	.25	Fino
		a 2.25	a .21	
C	80	2.5	.177	Fino
		a 2.75	a .149	
D	200	3.75	.074	Muy fino
		a 4.0	a .0625	

m, un sistema auxiliar de soporte, vaso de precipitado, una válvula de 3 pasos y líneas de unión que comunican; a través de la válvula, a la pipeta con el portamuestra. El portamuestra tiene en la parte inferior una placa -- permeable para sostener el material que se empaque, esta placa permeable debe de tener un tamaño de grano más fino que la arena utilizada.

Al aparato se le adaptó una escala fija, con el fin de establecer un nivel de referencia, para determinar directamente la presión capilar.

OPERACION:- En la Fig. 6 se muestra el diagrama esquemático del sistema de deaeración que consta de: recipiente para agua, un matraz (trampa), bomba de vacío. Se -- utiliza agua destilada deaerada. Con ayuda de la bomba de vacío se llena de agua la bureta y el conducto que -- da al portamuestra, eliminando por circulación las burbujas de aire que hayan quedado entrampadas, ya que si esto sucede alterará las mediciones de presión capilar; se remueve el exceso de agua que se encuentre sobre la membrana subiendo la pipeta y purgando hasta que quede completamente saturada la membrana; esto es para asegurar una buena continuidad de la fase acuosa. Finalmente se hacen coincidir los niveles de agua de la bureta y -- del portamuestras con la altura de la placa permeable y se coloca el menisco de la columna de agua en el cero -

FIG. 6.- ESQUEMA DEL SISTEMA DE DEAREACION



- a) RECIPIENTE DE AGUA
- b) MATRAZ (TRAMPA)
- c) BOMBA DE VACIO
- d) SOPORTE

de la escala de la pipeta.

Con lo realizado anteriormente. se tiene el equipo listo para efectuar las pruebas, se empieza a formar el empacamiento suministrando poco a poco la arena, permitiendo al mismo tiempo la entrada de agua, proveniente de la pipeta y manteniendo el nivel de ésta a la misma altura del empacamiento que se va formando, para obtener una completa saturación de los espacios que se van formando.

El volumen de agua que se extrajo de la pipeta y que sirvió para saturar el empacamiento se considera igual al volumen de poros en la muestra, por lo que es necesario medir ese volumen. Conociendo las dimensiones de la muestra y el volumen de poros se obtiene la porosidad.

Los valores de la permeabilidad correspondiente a cada uno de los diferentes empacamientos debido a la premura de tiempo y a la falta de disponibilidad del equipo fueron tomadas del trabajo indicado en la referencia (4).

La operación para obtener el comportamiento capilar consiste en aplicar un incremento de presión al fluido desplazante, este incremento se mantiene constante durante todo el tiempo necesario hasta alcanzar un equilibrio capilar, que se manifiesta cuando se mantiene constante el nivel de agua en el tubo de cristal.

Se continúa con los incrementos de presión y se anotan los volúmenes del fluido desplazado. Con los datos anteriores se obtiene la curva de presión capilar -Vs- saturación de agua, hasta cuando se obtienen valores de saturación de agua irreductible (S_{wi}).

Los datos obtenidos se indican en las Tablas II-VI y graficados en las Figs. 7-11.

2.5 PRUEBAS REALIZADAS

Para cada una de las cuatro muestras seleccionadas se realizaron dos pruebas completas de presión capilar, los resultados se presentan en las Tablas II-VI

De las dos pruebas efectuadas en cada una de las muestras se consideró la segunda como la más confiable, ya que al realizar por segunda vez el procedimiento, se procuró evitar los errores cometidos en la manipulación de los aparatos y muestras durante el primer intento, y los datos se presentan en forma gráfica en las figuras 7-10.

En la Fig. 11 se presentan juntas las cuatro curvas completas.

NOMENCLATURA UTILIZADA EN LAS TABLAS II A LA V

Pc	=	Presión capilar
h	=	Altura sobre el nivel de referencia
Lect-Pip	=	Lectura de agua en la pipeta
Vw ext	=	Volumen de agua extraído de la muestra
Vwm	=	Volumen de agua dentro de la muestra
Sw	=	Saturación de agua en la muestra

TABLA II

DATOS REGISTRADOS PARA OBTENER LAS CURVAS DE PRESION CAPILAR EN UN SISTEMA AGUA-AIRE MUESTRA "A" (PRIMERA PRUEBA).

$h^*(\text{cm})$	$P_c^*(h_1-h_2)$	Lect-pip* cm^3	Vwext* cm^3	Vwm* cm^3	Sw* (%)
169.05	0	3.69	0	3.69	100
168.4	.65	3.68	.01	3.68	99
167.6	1.45	3.65	.04	3.65	99
167.2	1.85	3.65	.04	3.65	99
166	3.05	3.65	.04	3.65	99
165.6	3.45	3.65	.04	3.65	99
164.3	4.75	3.65	.04	3.65	99
163.0	6.05	3.65	.04	3.65	99
161.7	7.35	3.65	.05	3.65	98.6
160.6	8.45	3.6	.09	3.6	98
159.6	9.45	3.59	.1	3.59	97
159.0	10.5	3.5	.19	3.5	95
158.2	10.85	3.25	.44	3.25	88
157.7	11.35	2.94	.75	2.94	80
157.4	11.65	2.74	.95	2.74	74

* Nomenclatura utilizada, en la hoja anterior.

TABLA II (CONT.)

h (cm)	P _c (h ₁ -h ₂)	Lect-Pip cm ³	V _{wext} cm ³	V _{wm} cm ³	Sw (%)
157.25	11.7	2.42	1.27	2.42	66
157.25	11.8	2.3	1.39	2.3	62
157.4	11.65	2.28	1.41	2.28	61.7
157.3	11.75	2.18	1.51	2.18	54.4
157.15	11.9	2.01	1.68	2.01	54.4
156.95	12.1	1.88	1.81	1.88	50.9
156.8	12.25	1.75	1.94	1.75	47.4
156.7	12.35	1.6	2.09	1.6	43.3
156.6	12.45	1.6	2.09	1.6	43.3
156.2	12.85	1.4	2.29	1.4	37.9
156	13.05	1.22	2.47	1.22	33.0
155.8	13.25	1.1	2.59	1.1	30.0
155.4	13.65	.98	2.71	.98	26.5
155.1	13.95	.88	2.81	.88	23.8
154.85	14.2	.80	2.89	.80	21.6
154.3	14.75	.62	3.07	.62	16.8
154.1	14.95	.60	3.09	.60	16.2
153.8	15.25	.55	3.14	.59	14.9
153.4	15.65	.5	3.19	.5	13.5

TABLA II (CONT.)

h (cm)	P _c (h ₁ -h ₂)	Lect-Pip cm ³	V _{wext} cm ³	V _{wm} cm ³	Sw (%)
151.1	15.95	.49	3.2	.49	13.2
152.8	16.25	.41	3.28	.41	11
151.2	17.85	.41	3.28	.41	11
150.2	18.85	.41	3.28	.41	11
147.7	21.35	.41	3.28	.41	11
144.5	24.55	.41	3.28	.41	11
141.9	27.15	.41	3.28	.41	11
138	30.15	.41	3.28	.41	11

TABLA II

DATOS REGISTRADOS PARA OBTENER LAS CURVAS DE PRESION CAPILAR EN-
UN SISTEMA AGUA-AIRE. MUESTRA "A" (SEGUNDA PRUEBA).

h (cm)	P _c (h ₁ -h ₂)	Lect-Pip ^o cm ³	V _{wext} cm ³	V _{wm} cm ³	S _w (%)
171.15	0	4	0	4	100
169.8	1.35	3.9	0.1	3.9	97.5
168.6	2.55	3.9	0.1	3.9	97.5
168.15	3	3.9	0.1	3.9	97.5
167.35	3.8	3.9	0.1	3.9	97.5
166.4	4.75	3.9	0.1	3.9	97.5
164.9	6.25	3.9	0.1	3.9	97.5
163.4	7.75	3.87	0.03	3.87	96.7
162	9.15	3.85	0.15	3.85	96.
161.25	9.9	3.81	0.19	3.81	95.
159.25	11.9	3.6	0.4	3.6	90
158.7	12.45	3.45	0.55	3.45	86.2
158.5	12.65	3.11	0.89	3.11	77.7
157.9	13.25	2.55	1.45	2.55	63.7
157.7	13.47	2.2	1.8	2.2	55

TABLA II (CONT.)

h (cm)	P _C (h ₁ -h ₂)	Lect-Pip cm ³	Vwext cm ³	Vwm cm ³	Sw (%)
156.9	14.25	2	2	2	50
155.9	15.25	1.17	2.83	1.17	29
155.5	15.65	1.0	3.0	1.0	25
155	16.15	0.9	3.1	0.9	22
154	17.15	0.85	3.15	0.85	21
153.5	17.6	0.8	3.2	0.8	20
152.9	18.2	0.78	3.22	0.78	19.5
152.3	18.8	0.72	3.28	0.72	18
151.4	19.75	0.7	3.3	0.7	17.5
150.4	20.75	0.65	3.35	0.65	16.2
149.5	21.65	0.65	3.39	0.61	15.2
148.5	22.65	0.6	3.4	0.06	15
145	26.15	0.59	3.41	0.59	14.75
142.7	28.45	0.58	3.42	0.58	14.5
141.2	29.95	0.55	3.45	0.55	13.75
137.6	33.55	0.55	3.45	0.55	11.00
135.2	35.95	0.55	3.45	0.55	11.00
133	38.15	0.55	3.45	0.55	11.00
130	41.15	0.55	3.45	0.55	11.00

TABLA III

DATOS REGISTRADOS PARA OBTENER LAS CURVAS DE PRESION CAPILAR EN UN SISTEMA AGUA-AIRE, MUESTRA "B" (PRIMERA PRUEBA).

h (cm)	P_c (h_1-h_2)	Lect- ^{Dip} cm^3	V_{wext} cm^3	V_{wm} cm^3	S_w (%)
159.0	0.0	4.7	0	4.7	100
159.0	0.0	4.7	0	4.7	100
158.0	1.0	4.7	0	4.7	100
157.0	2.0	4.7	0	4.7	100
156.0	3.0	4.66	0.04	4.66	99.1
155.4	3.6	4.65	0.05	4.65	98.9
154.6	4.4	4.6	0.1	4.6	97.8
153.65	5.55	4.55	0.15	4.55	96.8
153.5	6.5	4.45	0.25	4.45	94.6
151.7	7.3	4.3	0.4	4.3	91.4
151.0	8	4.2	0.5	4.2	89.3
150.5	8.5	4	0.7	4.0	85
150.01	8.99	3.7	1.0	3.7	78.7
149.8	9.2	3.58	1.12	3.58	76.1
149.4	9.6	3.3	1.4	3.3	70.2
148.9	10.1	3.1	1.6	3.1	65.9

TABLA III (CONT.)

h (cm)	P _C (h ₁ -h ₂)	Lect-Pip cm ³	V _{vext} cm ³	V _{wm} cm ³	Sw (%)
148.8	10.2	2.85	1.85	2.85	60.6
148.3	10.7	2.7	2.0	2.7	57
148.0	11.0	2.5	2.2	2.5	53
147.95	11.05	2.35	2.35	2.35	50
147.7	11.3	2.2	2.5	2.2	46.8
147.2	11.8	2.0	2.7	2.0	42.5
146.3	12.7	1.8	2.9	1.8	38.2
144.5	14.5	1.5	3.2	1.5	31.9
143.5	15.5	1.4	3.3	1.4	29.7
142.7	16.3	1.35	3.35	1.35	28.7
141.7	17.3	1.25	3.45	1.25	26.5
140.8	18.2	1.2	3.5	1.2	25.5
139.6	19.4	1.25	3.55	1.15	24.4
138.5	20.5	1.1	3.6	1.1	23.4
136.5	21.6	1.05	3.65	1.05	22.3
136.5	22.5	1.0	3.7	1.0	21.2
135.0	24	1.0	3.7	1.0	21.2
133.0	26	1.0	3.7	1.0	21.2

TABLA III (CONT.)

h (cm)	P_C (h ₁ -h ₂)	Lect-Pip cm ³	Vwext cm ³	Vwm cm ³	Sw (%)
131.0	28	0.95	3.75	0.95	20.2
129.8	29.2	0.95	3.75	0.95	20.2
127.5	31.15	0.19	3.8	0.9	19.1
136.5	32.5	0.9	3.8	0.9	19.1
125.0	34	0.9	3.8	0.9	19.1
124.0	35	0.9	3.8	0.9	19.1
124.0	35	0.9	3.8	0.9	19.1

TABLA III

DATOS REGISTRADOS PARA OBTENER LAS CURVAS DE PRESION CAPILAR EN UN SISTEMA AGUA-AIRE. MUESTRA "B" (SEGUNDA PRUEBA)

h (cm)	P _c (h ₁ -h ₂)	Lect-pip cm ³	V _{wext} cm ³	V _{wm} cm ³	Sw (%)
171	0	3.8	0.0	3.8	100
169	2	3.8	0.0	3.8	100
167	4	3.8	0.0	3.8	100
165	6	3.8	0.0	3.8	100
163	8	3.8	0.0	3.8	100
161	10	3.8	0.0	3.8	100
159	12	3.75	0.05	3.75	98.6
157	14	3.72	.08	3.72	97.8
155	16	3.7	0.1	3.7	97.3
153	18	3.7	0.1	3.7	97.3
151.2	19.8	3.63	0.17	3.63	95.5
150	21	3.6	0.2	3.6	94.7
149	22	3.5	0.3	3.5	92
148	23	3.35	0.45	3.35	88
147.3	23.7	3.2	0.60	3.2	84

TABLE III (CONT.)

h (cm)	P _c (h ₁ -h ₂)	Lect-Pip cm ³	V _{wext} cm ³	V _{wm} cm ³	S _w (%)
146.4	24.6	3		3	78.9
145.5	25.5	2.7		2.7	71.0
145	26	2.4		2.4	63
144.5	26.5	2		2	52
144	27	1.7		1.7	44.7
143.5	27.5	1.4		1.4	36.8
143	28	1		1	26
142	29	.8		.8	21
140.5	30.5	.7		18	18
139.2	31.8	.6		.6	15.6
137	34	.55		.55	14.4
136	35	.5		.5	13
134	37	.5		.5	13
132	39	.5		.5	13
130	41	.5		.5	13
128	41	.5		15	13

TABLA IV

DATOS REGISTRADOS PARA OBTENER LAS CURVAS DE PRESION CAPILAR EN-
UN SISTEMA AGUA-AIRE, MUESTRA "C" (PRIMERA PRUEBA)

h (cm)	P _c (h ₁ -h ₂)	Lect-Pip cm ³	V _{wext} cm ³	V _{wm} cm ³	Sw (%)
173.1	0	4.3	0.0	4.3	100
161.8	1.3	4.3	0.0	4.3	100
170.5	2.6	4.3	0.0	4.3	100
169.2	3.9	4.3	0.0	4.3	100
168	5.1	4.3	0.0	4.3	100
166.8	6.3	4.3	0.0	4.3	100
166	7.1	4.3	0.0	4.3	100
165	8.1	4.3	0.0	4.3	100
161.5	11.6	4.3	0.0	4.3	100
160	13.1	4.28	0.02	4.28	99.5
157.2	15.9	4.25	0.05	4.25	98.8
154.0	19.1	4.25	0.05	4.25	98.8
152.3	20.8	4.2	0.1	4.2	97.6
151	32.1	4.2	0.1	4.2	97.6
150	23.1	4.18	0.12	4.18	97

TABLA IV (CONT.)

h (cm)	P _c (h ₁ -h ₂)	Lect-Pip cm ³	V _{wext} cm ³	V _{wm} cm ³	Sw (%)
148.3	24.8	4.1	0.2	4.1	95
146.8	26.3	4.0	0.3	4.0	93
145.8	27.3	3.9	0.4	3.9	90
144.1	29.0	3.6	0.7	3.6	83.7
143	30.1	3.1	1.2	3.1	72
142.3	30.8	2.7	1.6	2.7	63
141.9	31.2	2.6	1.7	2.6	60
141.5	31.6	2.2	2.1	2.2	51
140.6	32.5	1.5	2.8	1.5	34.8
140.2	32.9	1.5	2.8	1.5	34.8
139.8	33.3	1.3	3.0	1.3	30
138.8	34.3	1.1	3.2	1.1	25.6
137.5	35.6	1.0	3.3	1.0	23
136.8	36.3	0.9	3.4	0.9	21
135.8	37.3	0.8	3.4	0.9	19
134.7	38.4	0.75	3.55	0.75	17.4
132.7	40.4	0.7	.7	3.0	16

TABLA IV (CONT.)

h (cm)	P _c (h ₁ - h ₂)	Lect-Pip cm ³	V _{wext} cm ³	V _{wm} cm ³	Sw (%)
131.6	41.5	0.6	3.7	.6	14
130.5	42.6	0.6	3.7	.6	14
128.5	44.6	0.6	3.7	.6	14
125	48.1	0.6	3.7	.6	14
123	50.1	0.6	3.7	0.6	14
120	53.1	0.6	3.7	0.6	14

TABLA IV

DATOS REGISTRADOS PARA OBTENER LAS CURVAS DE PRESION CAPILAR EN-
UN SISTEMA AGUA-AIRE, MUESTRA "C", (SEGUNDA PRUEBA),

h (cm)	P _c (h ₁ -h ₂)	Lect-Pip cm ³	V _{wext} cm ³	V _{wm} cm ³	Sw (%)
170	0	3.9	0	3.9	100
169	1	3.9	0	3.9	100
167	3	3.9	0	3.9	100
164	6	3.9	0	3.9	100
161.5	8.5	3.9	0	3.9	100
160	10	3.9	0	3.9	100
157	13	3.9	0	3.9	100
155	15	3.9	0	3.9	100
152	18	3.88	0.02	3.88	99
151	19	3.85	0.05	3.85	98
149	21	3.8	0.1	3.8	97
143.8	26.2	3.75	0.15	3.75	96
141.8	28.2	3.65	0.25	3.65	93
140.3	27.7	3.5	0.4	3.5	89
139.2	30.8	3.35	0.55	3.35	85
138	32	3.2	0.7	3.2	82

TABLA IV (CONT.)

h (cm)	P _c (h ₁ -h ₂)	Lect-Pip cm ³	Vwext cm ³	Vw _m cm ³	Sw (%)
137	33	2.5	1.4	2.5	64
135.5	34.5	2	1.9	2	51
134	36	1.8	2.1	1.8	46
132.7	37.3	1.6	2.1	1.6	41
132.4	37.6	1.4	2.5	1.4	36
131.5	38.5	1.1	2.8	1.1	38
130.5	39.5	.9	3.0	.9	23
128	42	.9	3.2	0.7	17
127	43.0	.6	3.3	0.6	15
126	44	.5	3.4	0.5	14
124	46	.5	3.4	0.5	14
122	48	.5	3.4	.5	14
120	50	.5	3.4	.5	14
118	52	.5	3.4	.5	14
116	54	.5	3.4	.5	14

TABLA V

DATOS REGISTRADOS PARA OBTENER LAS CURVAS DE PRESION CAPILAR EN-
UN SISTEMA AGUA-AIRE, MUESTRA "D" (PRIMERA PRUEBA),

h (cm)	P _c (h ₁ -h ₂)	Lect-Pip cm ³	V _{wext} cm ³	V _{wm} cm ³	Sw (%)
168.6	0	4.1	0.0	0.0	100
158.3	10.3	4.1	0.0	0.0	100
157.5	11.1	4.1	0.0	0.0	100
156.5	12.1	4.1	0.0	0.0	100
155	13.6	4.1	0.0	0.0	100
154	14.6	4.1	0.0	0.0	100
153	15.5	4.05	0.05	4.05	98.7
152	16.6	4.03	0.07	4.03	98
151	17.6	4	0.01	4.0	97.5
150	18.6	4	0.01	4.0	97.5
149	19.6	3.98	0.12	3.98	97
148	20.6	3.95	0.15	3.95	96
147	21.6	3.9	0.2	3.9	95
146	22.6	3.9	0.2	3.9	95
145	23.6	3.85	0.25	3.85	93.9
143.1	25.5	3.8	0.3	3.8	92.6

TABLA V (CONT.)

h (cm)	P _c (h ₁ -h ₂)	Lect ^{-Dip} cm ³	V _{wext} cm ³	V _{wm} cm ³	Sw (%)
141.9	26.7	3.74	0.36	3.74	91.2
141	27.6	3.7	0.4	3.7	90.2
140	28.6	3.68	0.42	3.68	89
138.8	29.8	3.6	0.5	3.6	87.8
137	31.6	3.55	0.55	3.55	86.5
135.5	33.1	3.5	0.55	3.5	85
135	33.6	3.4	0.7	3.4	83
133.5	35.1	3.3	0.8	3.3	80
132	36.6	3.2	0.9	3.2	78
130.08	38.52	3.05	1.05	3.05	74
129.8	38.8	2.9	1.2	2.9	70
128.3	40.3	2.72	1.38	2.72	66
127.3	41.3	2.6	1.5	2.6	63
126	42.6	2.45	1.65	2.45	59.7
124.5	44.1	2.3	1.8	2.3	56
123.5	45.1	2.2	1.9	2.2	53.6
121.8	46.8	2.02	2.08	2.02	49
120.2	48.4	1.9	2.2	1.9	46

TABLA V (CONT.)

h (cm)	P _C (h ₁ -h ₂)	Lect ^{-Pip} cm ³	V _{wext} cm ³	V _{wm} cm ³	Sw (%)
118.8	49.8	1.8	2.3	1.8	43.9
117.3	51.3	1.65	2.45	1.65	40.2
116	52.6	1.55	2.55	1.55	37.8
114.8	53.8	1.5	2.6	1.5	36.58
113.2	55.4	1.4	2.7	1.4	34
111.2	57.4	1.3	2.8	1.3	31
109.8	58.8	1.25	2.85	1.25	30
108.3	60.3	1.2	2.9	1.2	29
106.8	61.8	1.15	2.95	1.15	28
106	62.6	1.1	3.0	1.1	26.8
104.9	63.7	1.05	3.05	1.05	25.6
104	64.6	1.0	3.1	1.0	24.3
102	66.6	1.0	3.1	1.0	24.3
101	67.6	0.95	3.15	0.95	23
99.1	69.5	0.9	3.2	0.9	21.9
95.8	72.8	0.85	3.25	0.85	20.7
94	74.6	0.8	3.3	0.8	19.5
92	76.6	0.75	3.35	0.75	18.3

TABLA V (CONT.)

h (cm)	P _c (h ₁ -h ₂)	Lect-Pip cm ³	V _{wext} cm ³	V _{wm} cm ³	Sw (%)
90	78.6	0.7	3.35	0.75	17
88	80.6	0.7		0.7	17
86	82.6	0.7		0.7	17
84	84.6	0.7		0.7	17
82	86.6	0.7		0.7	17

TABLA V

DATOS REGISTRADOS PARA OBTENER LAS CURVAS DE PRESION CAPILAR EN UN SISTEMA AGUA-AIRE. MUESTRA "D" (SEGUNDA PRUEBA),

h (cm)	P _c (h ₁ -h ₂)	Lect-Pip cm ³	V _{wext} cm ³	V _{wm} cm ³	Sw (%)
169	0	4.4	0	4.4	100
167	2	4.4	0	4.4	100
164.5	4.5	4.4	0	4.4	100
162	7	4.4	0	4.4	100
160	9	4.4	0	4.4	100
158	11	4.4	0	4.4	100
156	13	4.4	0	4.4	100
154	15	4.4	0	4.4	100
152	17	4.38	0.02	4.38	99.5
150	19	4.36	0.04	4.36	99
146.5	22.5	4.35	0.05	4.35	98.8
144	25	4.33	0.07	4.33	98.5
141.8	27.2	4.3	0.1	4.3	97.7
140	29	4.3	0.1	4.3	97.7
137	32	4.3	0.1	4.3	97.7
134.5	34.5	4.28	0.12	4.28	97

TABLA V (CONT.)

h (cm)	P _c (h ₁ -h ₂)	Lect-pip cm ³	Vwext cm ³	Vwm cm ³	Sw (%)
132	37	4.25	0.15	4.25	96
130	39	4.2	0.2	4.2	95
128	41	4.1	0.3	4.1	93
126.7	42.3	4	0.4	4.0	90.9
126.3	42.7	3.8	0.6	3.8	86
125.4	43.6	3.6	0.8	3.6	81.8
124.3	44.7	3.3	1.1	3.3	75
123.2	45.8	3.1	1.3	3.1	70
122.5	46.5	2.8	1.6	2.8	63
121.3	47.7	2.6	1.8	2.6	59
120.5	48.5	2.4	2.0	2.4	54
119.3	49.7	2.25	2.15	2.25	51
118.5	50.5	2.1	2.3	2.1	47.7
117	52	2.0	2.4	2.0	45
115.5	53.5	1.9	2.5	1.9	43
114.3	54.7	1.8	2.6	1.8	40.9
113	56	1.7	2.7	1.7	38.6

TABLA V (CONT.)

h (cm)	Pc (h1-h2)	Lect-Pip cm ³	Vwext cm ³	Vwm cm ³	Sw (%)
111	58	1.6	2.8	1.6	36
110	59	1.5	2.9	1.5	34
108	61	1.4	3.0	1.4	31.8
106	63	1.3	3.1	1.3	29.5
104.5	64.5	1.2	3.2	1.2	27
102.8	66.2	1.15	3.25	1.15	26
101	68	1.1	3.3	1.1	25
100	69	1	3.4	1.0	22.7
99	70	1	3.4	1.0	22.7
97	72	0.95	3.45	0.95	21.59
95	74	0.9	3.5	0.9	20
92	77	0.9	3.5	0.9	20
90	78	0.90	3.5	0.90	20
88	79	0.90	3.5	0.90	20
96	79	0.90	3.5	0.90	20

TABLA VI

RESULTADOS DE LAS PRUEBAS

MUES TRA	MALLA	MILIME TROS	PORO- SIDAD	PERMEA* BILIDAD (Percys)	SATURACION DE AGUA IRRE DUCTIBLE (%)	PRESION DE DESPLAZA - MIENTO
A	40	.42 a .35	41	26.5	11	13
B	60	.25 a .21	43.1	18.2	13	27.5
C	80	.177 a .149	43.6	13.2	14	30
D	200	.074 a .0625	44.7	9	20	43

* Referencia⁴

PRUEBA DE PRESION CAPILAR EMPACAMIENTO DE ARENA OTTAWA

TAMAÑO DE GRANOS :

MALLA 40
Ø 1.25 a 1.50
42 a 35 m.m.

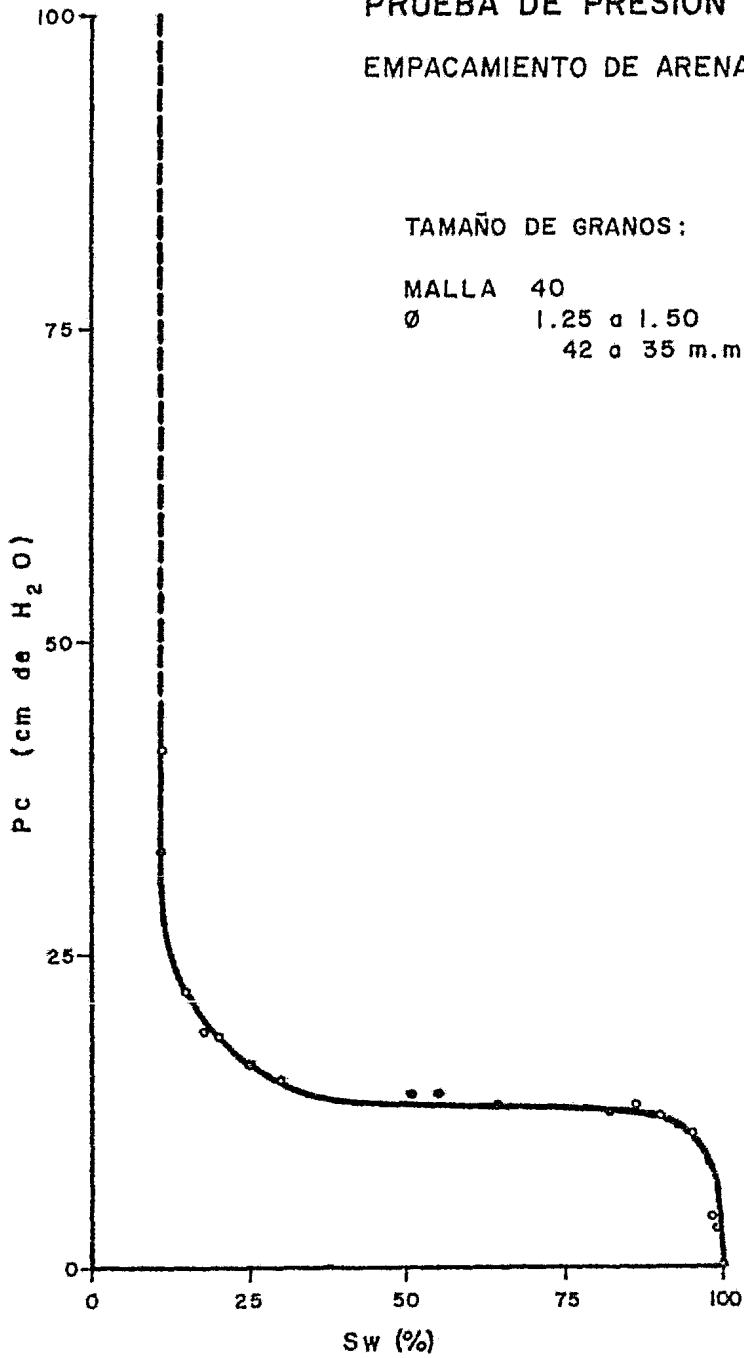


FIG. 7

PRUEBA DE PRESION CAPILAR EMPACAMIENTO DE ARENA OTTAWA

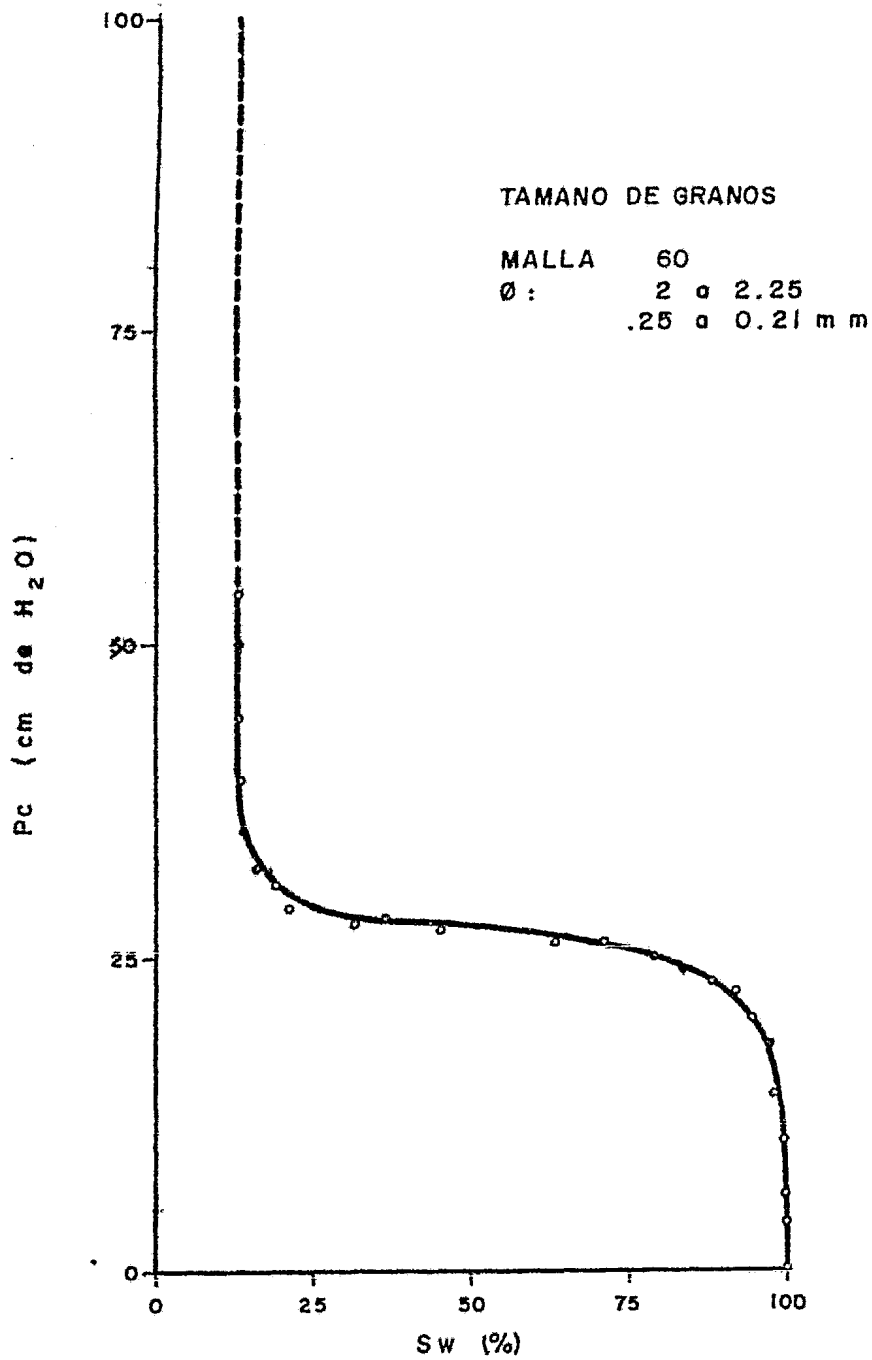


FIG. 8

PRUEBA DE PRESION CAPILAR

EMPACAMIENTO DE ARENA OTTAWA

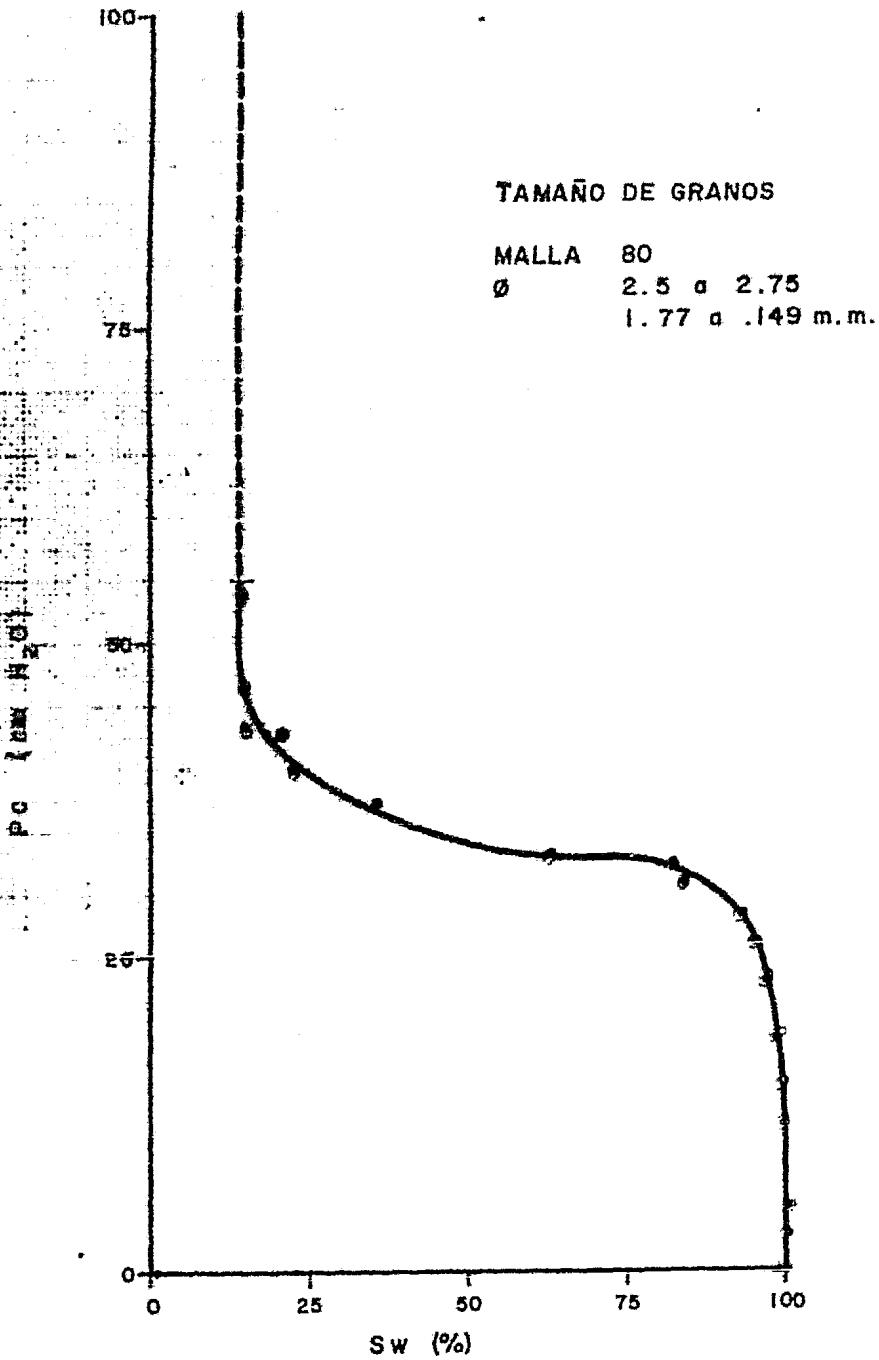


FIG. 9

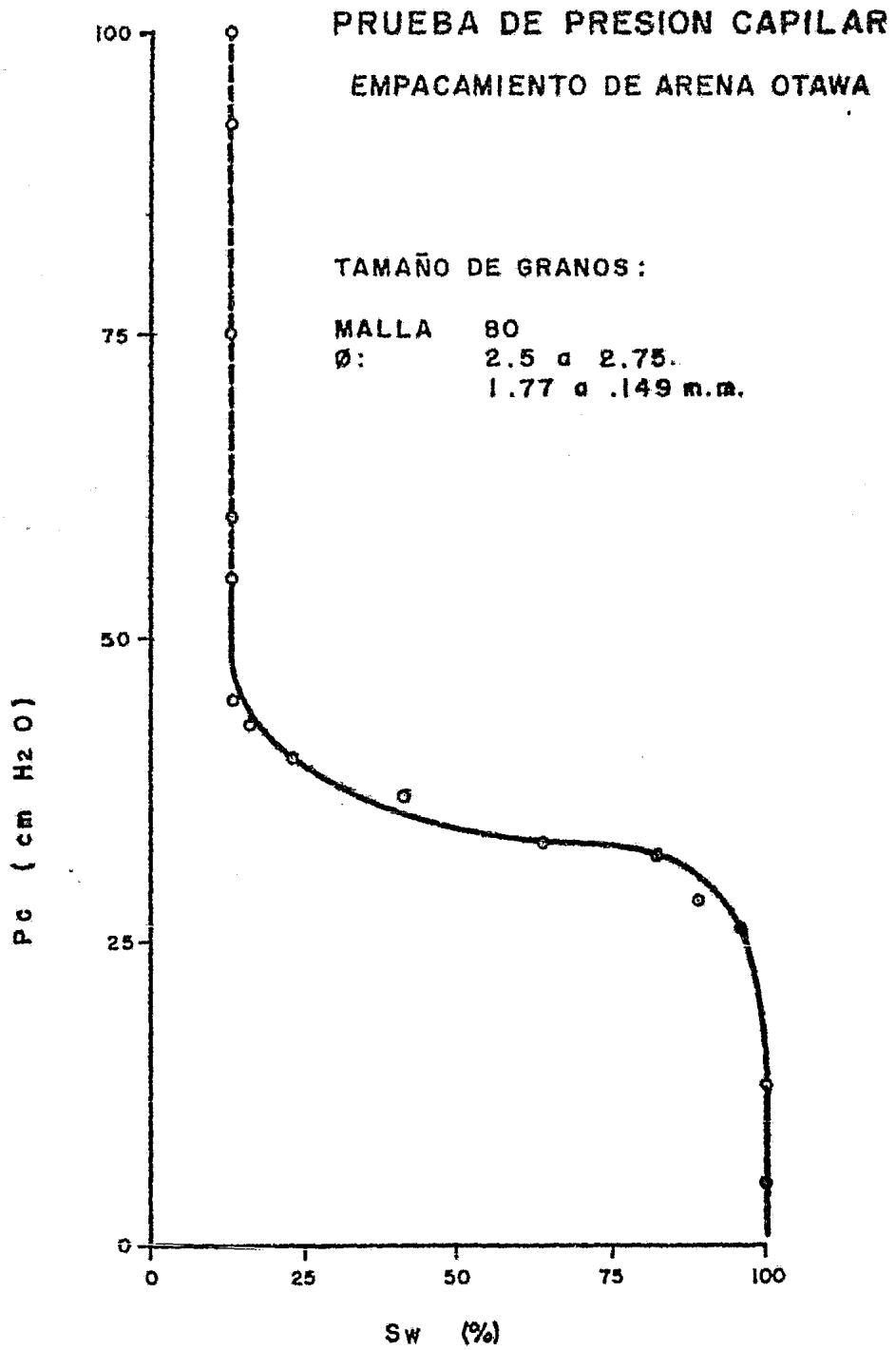


FIG. 9-a

PRUEBA DE PRESION CAPILAR EMPACAMIENTO DE ARENA OTTAWA

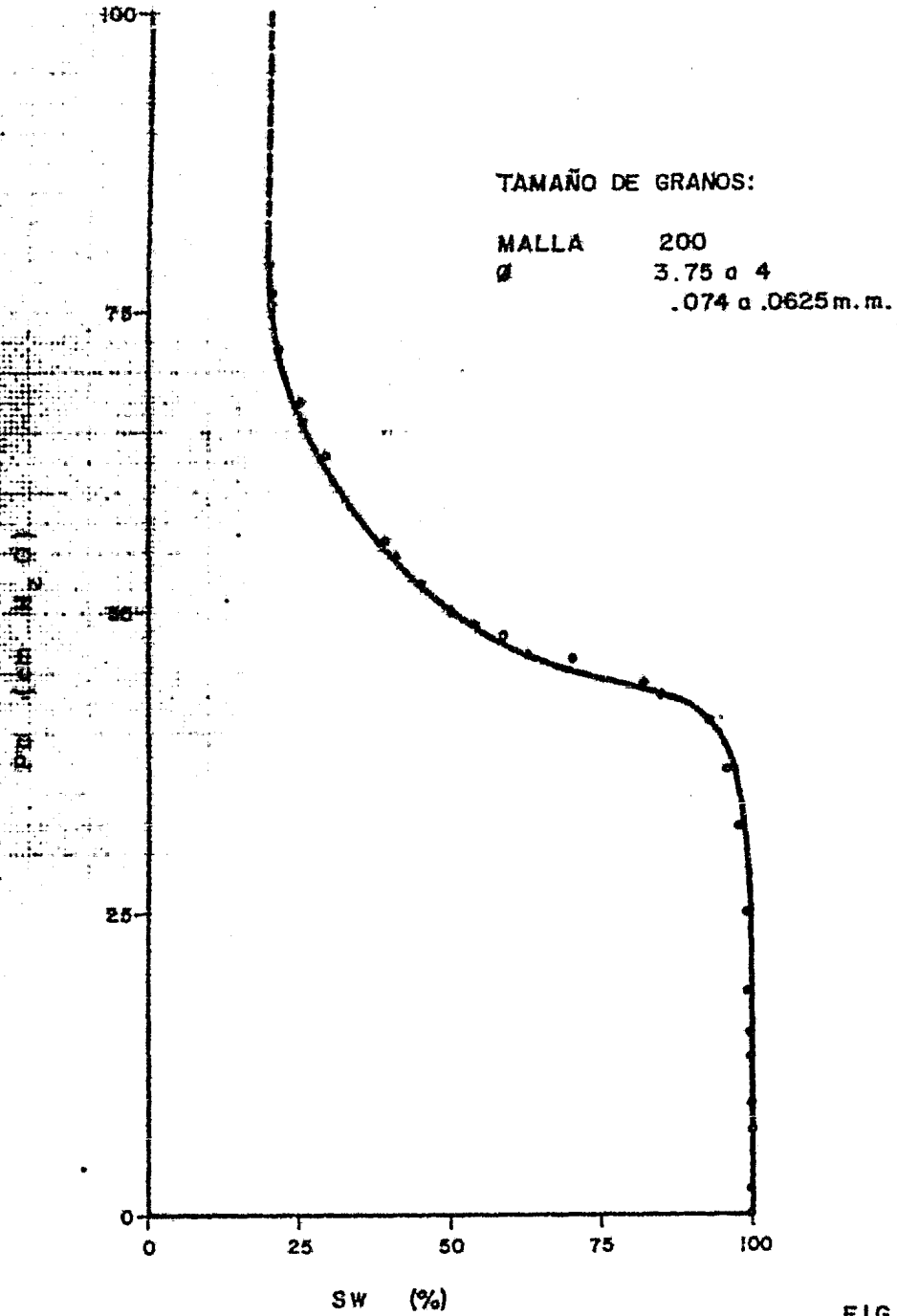


FIG. 10

PRUEBA DE PRESION CAPILAR EMPACAMIENTO DE ARENA OTTAWA

Tamaño de granos:

Malla 40 (•)
Ø: 1.25 a 1.50
 .42 a .35 mm.

Malla 60 (x)
Ø: 2 a 2.25
 .25 a 0.21 mm.

Malla 80 (△)
Ø: 2.5 a 2.75
 1.77 a .149

Malla 200 (◊)
Ø: 3.75 a 4
 .074 a .0625

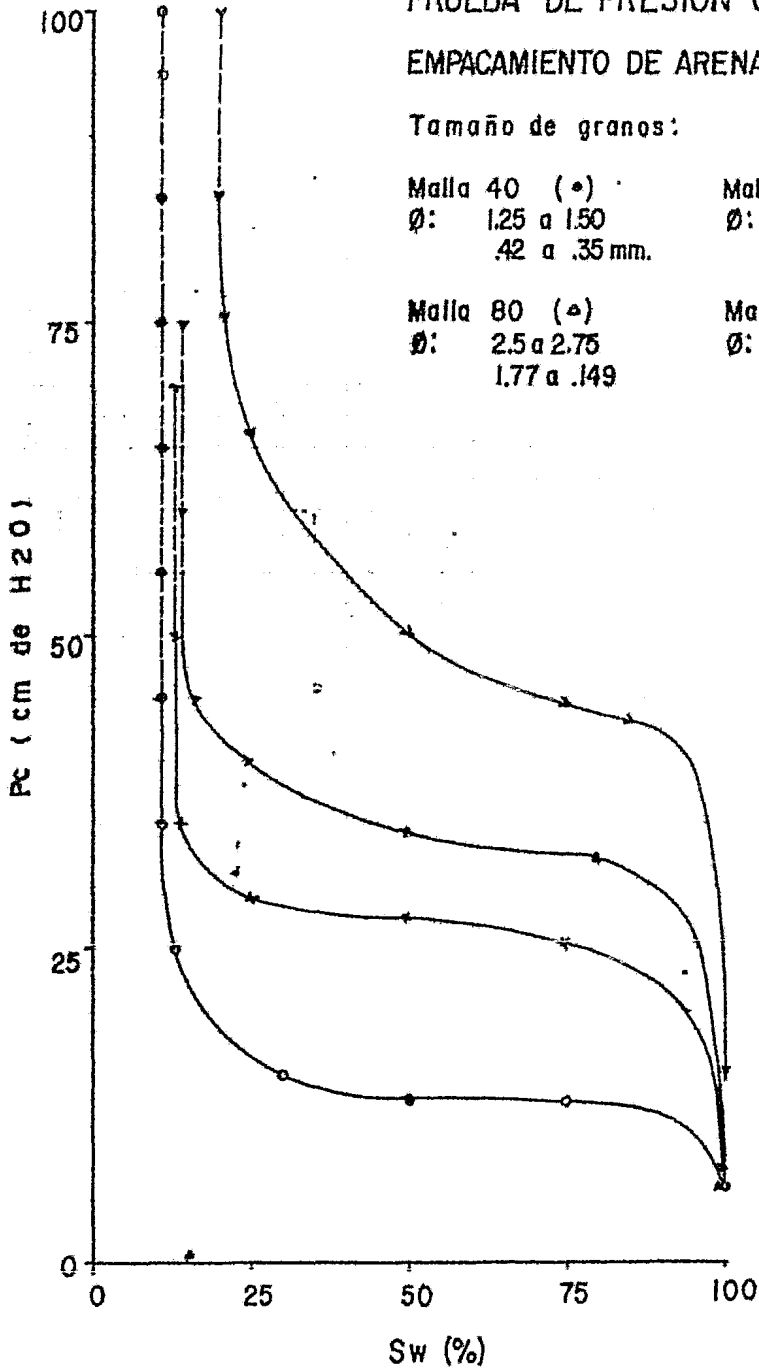


Fig. 11

FIG. 12.-VARIACION DE LA POROSIDAD EN FUNCION DEL TAMAÑO DE GRANO

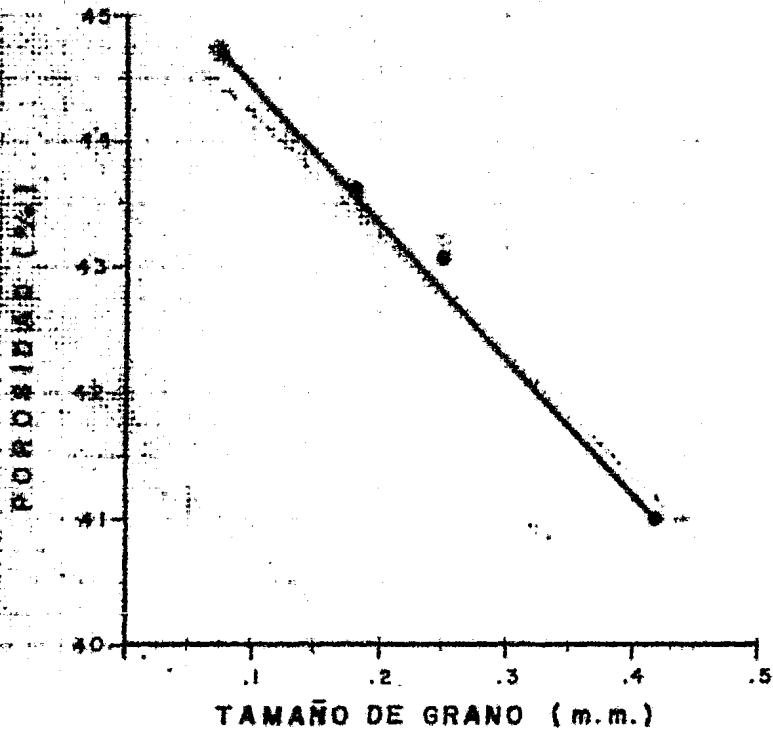


FIG. 13.-VARIACION DE LA PERMEABILIDAD EN FUNCION DEL TAMAÑO DE GRANO

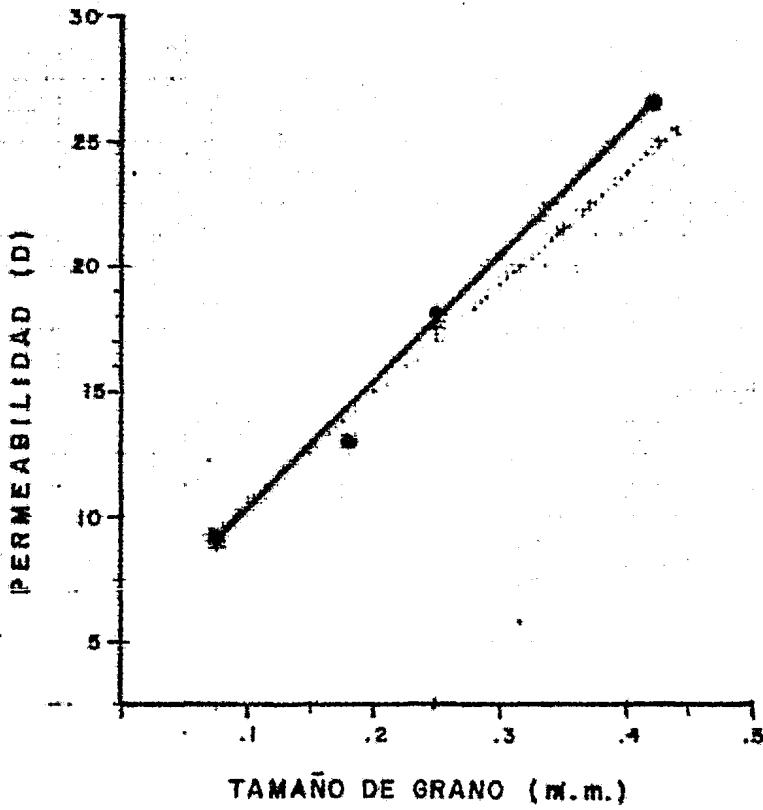


FIG. 14.- RELACION ENTRE LA POROSIDAD Y LA PERMEABILIDAD

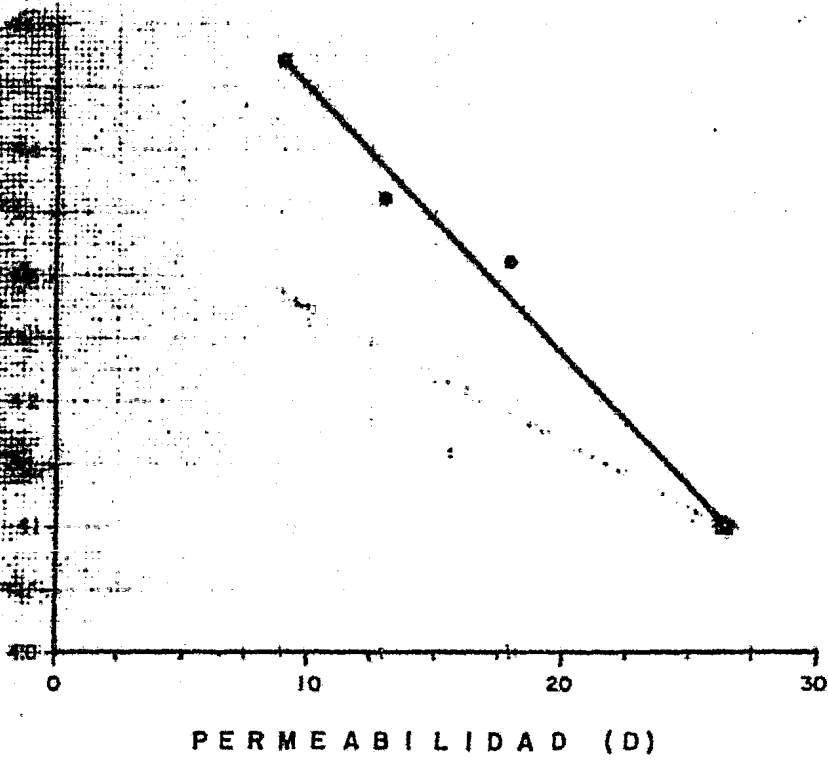


FIG. 15.- VARIACION DE LA SATURACION DE AGUA IRREDUCTIBLE EN FUNCION DEL TAMAÑO DE GRANO

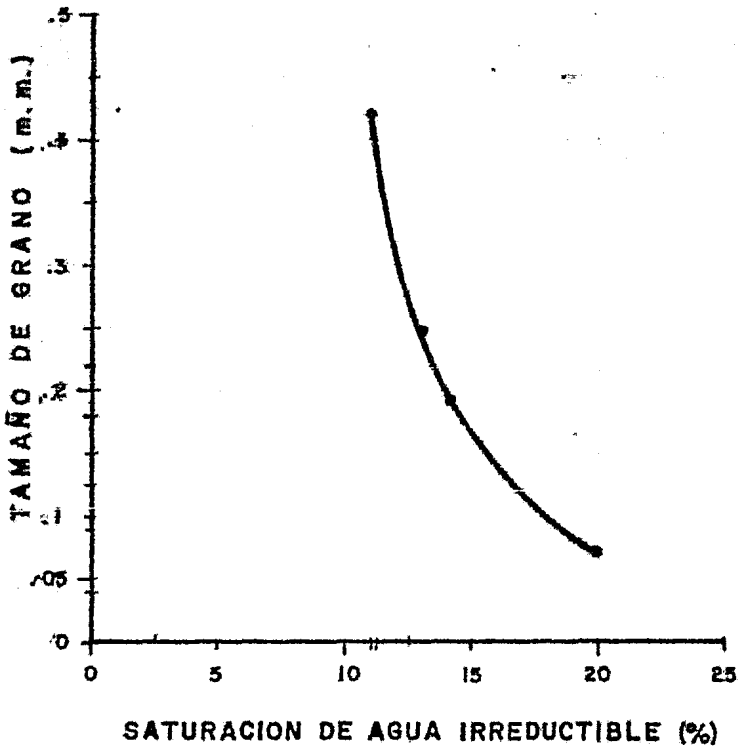


FIG. 16.- VARIACION DE LA SATURACION DE AGUA IRREDUCTIBLE EN FUNCION DE LA POROSIDAD

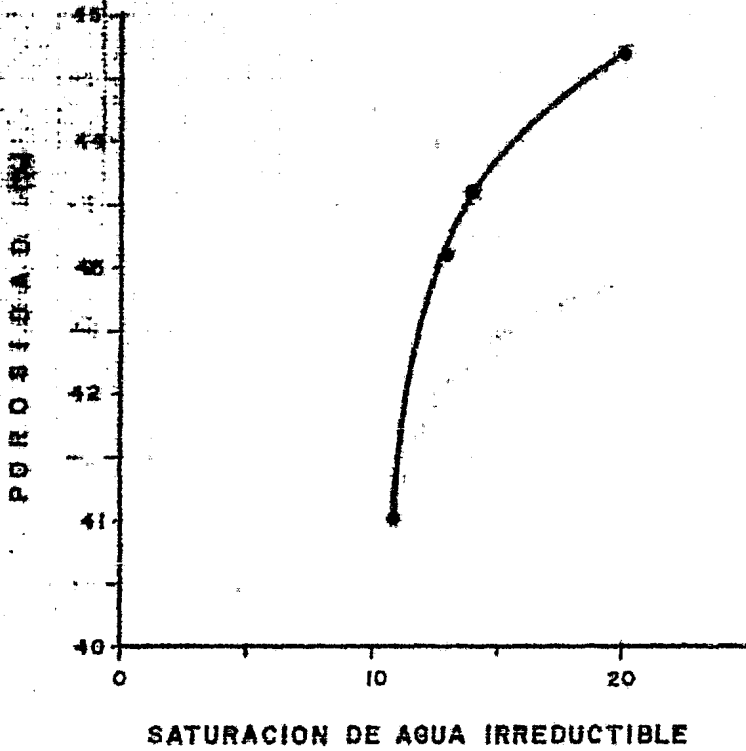


FIG.17.- VARIACION DE LA SATURACION DE AGUA IRREDUCTIBLE EN FUNCION DE LA PERMEABILIDAD

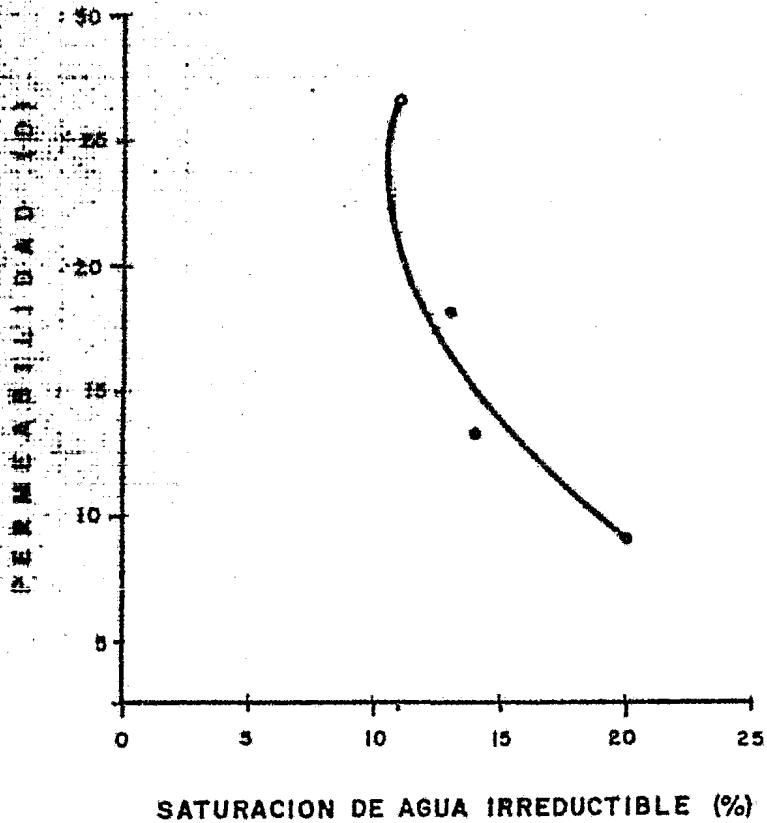


FIG. 18.-VARIACION DE LA SATURACION DE AGUA IRREDUCTIBLE EN FUNCION DE LA PRESION DE DESPLAZAMIENTO

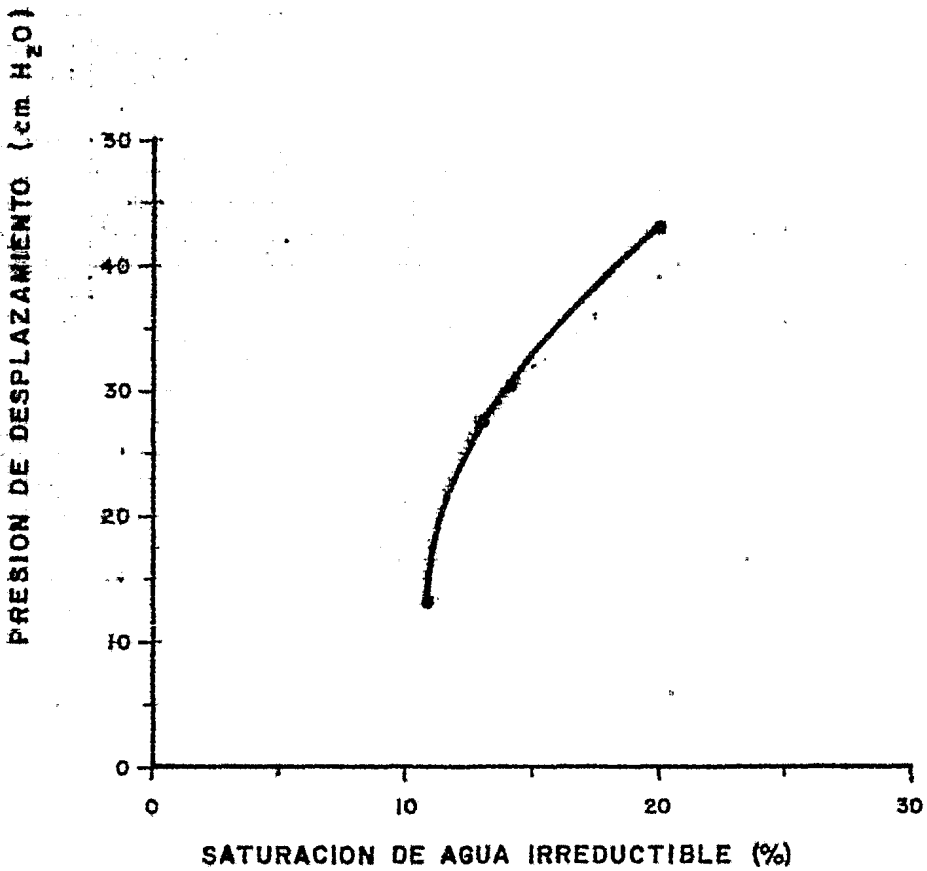


FIG. 19.-VARIACION DE LA PRESION DE DESPLAZAMIENTO EN FUNCION DEL TAMAÑO DE GRANO

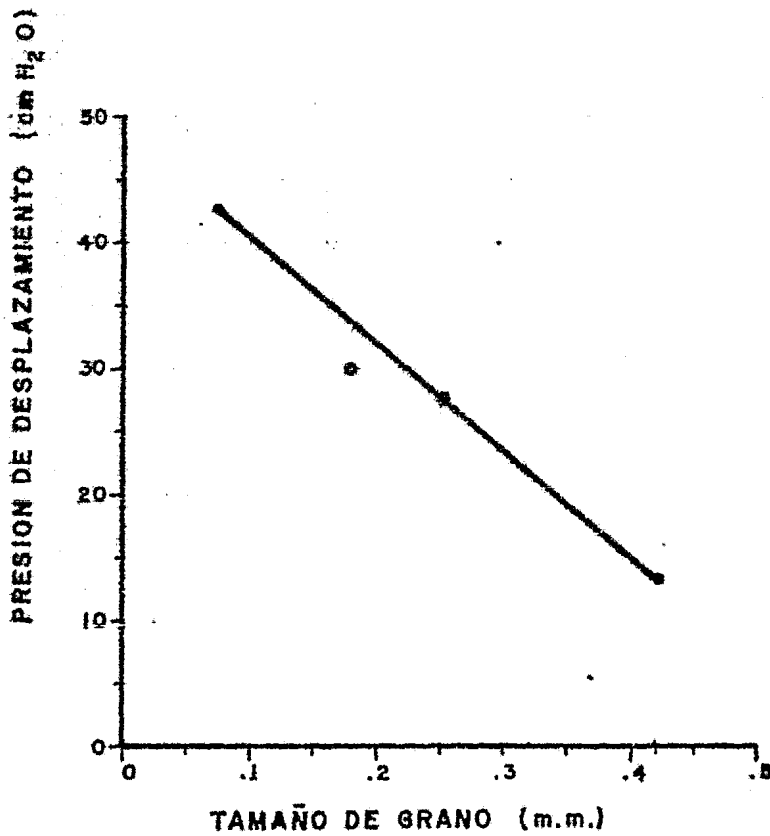


FIG. 20. -VARIACION DE LA PRESION DE DESPLAZAMIENTO EN FUNCION DE LA POROSIDAD

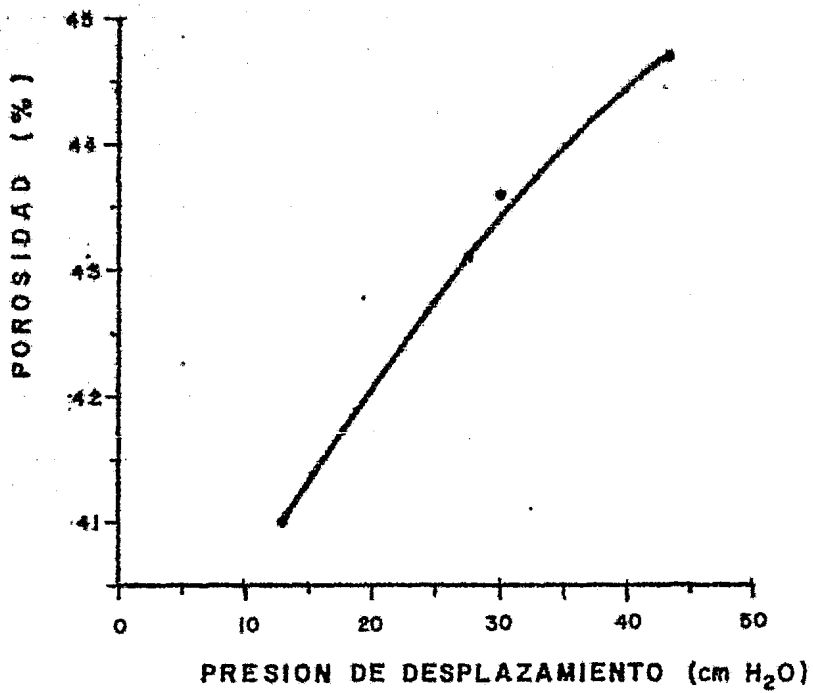
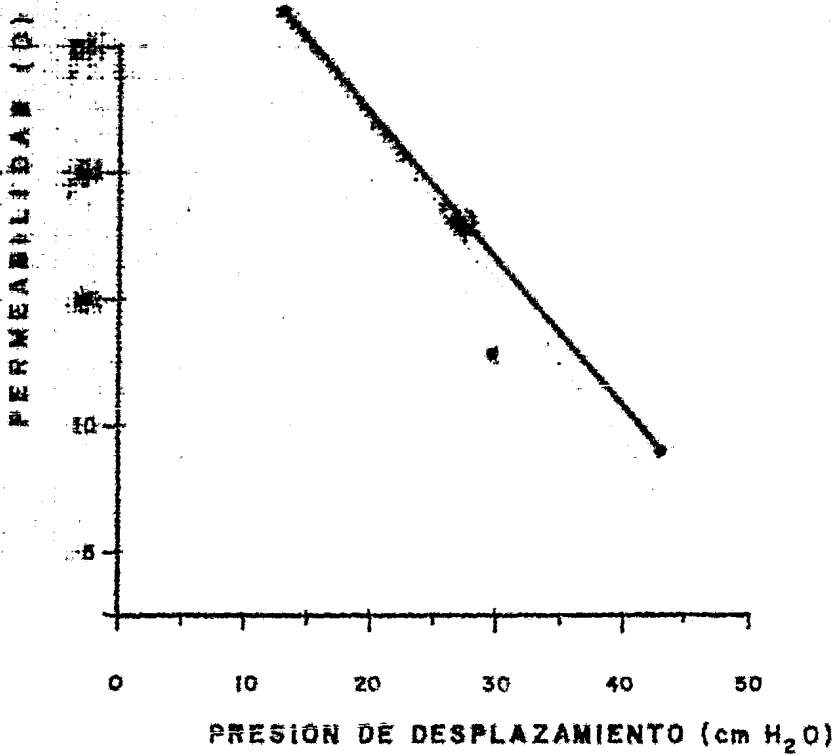


FIG.21.- VARIACION DE LA PRESION DE DESPLAZAMIENTO EN FUNCION DE LA PERMEABILIDAD



3.- ANALISIS DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS

Con los resultados obtenidos para los diferentes experimentos durante las pruebas realizadas y de la referencia (4), fue posible establecer correlaciones, mismas que se muestran en las figuras 12 a la 21.

De la observación de estas correlaciones se deduce:

Fig. 12.- Los valores de porosidad varían en forma inversa al tamaño de grano.

Fig. 13.- El valor de la permeabilidad varía en función directa al tamaño de grano.

Fig. 14.- De los dos incisos anteriores confirmando con la gráfica de correlación de porosidad -Vs- permeabilidad, se tiene que ambos valores varían inversamente uno con respecto al otro.

Fig. 15.- Se deduce que el valor de la saturación de agua irreductible se incrementa a medida que el tamaño de grano disminuye.

Fig. 16.- A medida que los valores de porosidad aumentan, los valores de saturación de agua irreductible también se incrementan.

Fig. 17.- Los valores de permeabilidad varían en forma inversa a la saturación de agua irreductible.

Fig. 18.- La presión de desplazamiento y la saturación de -

agua irreductible varían en función directa.

Fig. 19.- La variación de la presión de desplazamiento se comporta en forma inversa al tamaño de grano.

Fig. 20.- La presión de desplazamiento varía en forma directa a la porosidad.

Fig. 21.- La presión de desplazamiento varía en función inversa a los valores de permeabilidad.

4.- C O N C L U S I O N E S

De acuerdo con los resultados obtenidos se puede concluir que el aparato utilizado, aunque es muy sencillo, permite determinar parámetros petrofísicos con cierta confiabilidad en empacamientos de arena en sistemas agua-aire. De las dos pruebas realizadas para la misma muestra se obtuvieron prácticamente los mismos resultados como puede verse en las Figs. 9 y 9a; las pequeñas diferencias pueden ser debidas a la aproximación de los elementos de medida o a que no se reproduce completamente el mismo arreglo de granos al repetir el empacamiento.

Otra razón por la cual se considera que proporciona buenos resultados es que se lograron establecer correlaciones lógicas entre parámetros petrofísicos, se considera que si el aparato y la técnica no proporcionaran valores confiables se hubieran obtenido dispersiones no correlacionables.

Lógicamente tanto el aparato como la técnica de análisis podrían ser mejoradas y en todo caso se obtendrían valores más confiables.

5.- APLICACIONES

Se expondrán a continuación algunas de las aplicaciones que se pueden hacer con los datos obtenidos.

Se pueden obtener los parámetros petrofísicos considerados siempre y cuando se conozca aquel o aquellos con los que se ha establecido una correlación.

Por ejemplo se puede obtener la permeabilidad de un empacamiento de Arena Ottawa si se conoce el tamaño de grano (Fig. 13), o si se conoce la porosidad (Fig.14). Además se puede obtener la Presión de Desplazamiento y/o la Saturación de Agua Irreductible, si se conoce su Porosidad, Permeabilidad o tamaño de grano.

Si estas correlaciones se establecen para rocas cortadas en los yacimientos petrolíferos se podrían obtener con la misma facilidad las propiedades petrofísicas consideradas. Por supuesto establecer estas correlaciones en rocas de los yacimientos, como lo son areniscas o calizas, requiere el uso de equipos especiales de alta presión.

DISTRIBUCION VERTICAL DE FLUIDOS EN LA ZONA DE TRANSICION

El procedimiento para determinar la distribución de la saturación de agua congénita es el siguiente:

Se determina la profundidad del contacto agua-aceite, o sea la superficie más próxima a la cima bajo la cual no hay contenido-

de hidrocarburos. La profundidad de este contacto se obtiene directamente de los núcleos tomados en ese lugar.

Se seleccionan las muestras necesarias para cubrir el rango de porosidades y permeabilidades encontradas en la formación.

Se les determina sus curvas de presión capilar para el sistema-agua-aceite a condiciones del yacimiento, con lo que se obtienen además sus saturaciones de agua irreductible.

Se correlaciona la saturación de agua irreductible con la porosidad o la permeabilidad. Normalmente la S_{wi} se correlaciona mejor con la permeabilidad en formaciones en donde la porosidad es relativamente homogénea.

La parte baja de la zona de transición no debe determinarse a partir de los registros eléctricos o pruebas de producción, a menos que se conozcan a fondo las propiedades y comportamiento de la roca.

Una vez establecida la relación anterior, se determina la distribución vertical de la saturación de agua congénita en el pozo nucleado, esta información se emplea para estimar el volumen original de hidrocarburos y calibración de registros eléctricos.

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

- 1.- DETERMINACIONES PETROFISICAS A PARTIR DE LA CURVA DE PRESTION CAPILAR Y APLICACIONES EN NUCLEOS DEL POZO SAN ANDRES No.89. Ings. Celestino Pérez R. y Francisco Garaicochea. Depto. de Ingenieria de Yacimientos, Poza Rica, Ver. Julio de 1959.
- 2.- PÉTROLEUM RESERVOIR ENGINEERING. Amyx, J.W., Bass, D.M. Jr. - and Whiting, R.L. Mc Graw Hill Book Co. 1960.
- 3.- GRAIN SIZE DISTRIBUTIONS AND DEPOSITATIONAL PROCESSES, Visher G.S. Jour Sedimentary Petrology, Vol. 39 No. 3. Pág. 1074, - 1106, 1969.
- 4.- CORRELACIONES ENTRE PARAMETROS ESTADISTICOS Y PROPIEDADES PETROFISICAS. Ings. Raúl León Ventura y Manuel Villamar V.- Instituto Mexicano del Petróleo. Subdirección de Tecnología de la Exploración.- Depto. de Evaluación de Formaciones. México, D.F. 1974.
- 5.- APUNTES DE "PRINCIPIOS DE MECANICA DE YACIMIENTOS".- Hnos. Escobar Rosas. Págs. 23 y 33-36. México, D.F. 1975.
- 6.- THRESHOLD PRESSURE PHENOMENA IN POROUS MEDIA.- L.K.Thomas, D. L. Katz, M.R. Tek. Society of Petroleum Engineers Journal. - June 1968. Págs. 174-184.
- 7.- CAPILLARY BEHAVIOR IN POROUS SOLIDS.- Leverett, M.C.- A.I.M. E. (1941). Vol. 142, 152-169.
- 8.- CAPILLARY PRESSURE INVESTIGATIONS.- Harry W. Brown, Humble Oil and Refinins Co., Houston, Tex. Petroleum Transactions, A.I.M. E. Vol. 192, 1951. Págs. 67-70.