



UNIVERSIDAD NACIONAL  
AUTÓNOMA DE MÉXICO

---

---

FACULTAD DE INGENIERÍA

*MÉTODOS PARA DETERMINAR LA  
SATURACIÓN DE AGUA  
IRREDUCTIBLE ( $S_{wi}$ ) EN  
YACIMIENTOS PETROLEROS*

**T E S I S**

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE  
INGENIERA PETROLERA

P R E S E N T A :  
LIZBETH PORTILLA SAN AGUSTIN



**DIRECTOR: ING. MANUEL VILLAMAR VIGUERAS**

MÉXICO, D. F., CD. UNIVERSITARIA FEBRERO DEL 2007



Universidad Nacional  
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

**Biblioteca Central**



**UNAM – Dirección General de Bibliotecas**  
**Tesis Digitales**  
**Restricciones de uso**

**DERECHOS RESERVADOS ©**  
**PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

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

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

A mi familia

Por estar siempre a mi lado y darme su apoyo en todo momento, a mis padres por su cariño y enseñanza, a mi hermana por su comprensión, a mis tíos por su amistad; mis primas por su paciencia

.

A mis amigos y compañeros

Por compartir los grandes momentos, durante todo este largo aprendizaje.

A mis profesores

Por su dedicación y apoyo en todo momento. Al compartir sus conocimientos nos hacen ser mejores seres humanos cada día.

## ***INDICE***

### ***RESUMEN***

### ***INTRODUCCIÓN***

## ***CAPÍTULO I. DEFINICIONES Y CONCEPTOS BÁSICOS***

- .1 POROSIDAD ( $\phi$ )**
- I.2 PERMEABILIDAD(K)**
- I.3 SATURACIÓN DE FLUIDOS ( $S_f$ )**
- I.4 MOJABILIDAD (W)**
- I.5 SUPERFICIE ESPECIFICA ( $S_s$ )**
- I.6 RESISTIVIDAD ELÉCTRICA (R)**
- I.7 PRESIÓN CAPILAR ( $P_c$ )**
- I.8 CONVERSIÓN DE DATOS DE PRESIÓN CAPILAR DE CONDICIONES DE LABORATORIO A CONDICIONES DE YACIMIENTO**
- I.9 ZONAS DE AGUA IRREDUCTIBLE Y DE TRANSICIÓN DE FLUIDOS EN UN YACIMIENTO PETROLERO**

## ***CAPITULO II. DETERMINACIÓN DE LA $S_{wi}$ A PARTIR DE ANÁLISIS DE NÚCLEOS EN LABORATORIO***

- II.1 PRUEBAS DE PRESIÓN CAPILAR EN DIFERENTES SISTEMAS ROCA-FLUIDOS**
  - II.1.1 Método de la membrana semipermeable**
  - II.1.2 Método de inyección de mercurio**
  - II.1.3 Método de la centrífuga**
- II.2 PRUEBAS DE DESPLAZAMIENTO DE FLUIDOS**
- II.3 MÉTODO DE LA RETORTA A PRESIÓN ATMOSFÉRICA**

## ***CAPÍTULO III. DETERMINACIÓN DE LA $S_{wi}$ A PARTIR DEL ANÁLISIS DE REGISTROS GEOFÍSICOS DE POZOS***

### **III.1 REGISTROS DE LITOLOGÍA**

**III.1.1 Registro SP**

**III.1.2 Registro de rayos gama (RG o GR)**

### **III.2 REGISTROS DE POROSIDAD**

**III.2.1 Registro sónico compensado (BHC)**

**III.2.2 Registro densidad compensado (FDC)**

**III.2.3 Registro neutrón compensado (CNL)**

### **III.3 REGISTROS ELECTRICOS**

**III.3.1 Registros Convencionales**

**III.3.2 Registro de Corriente Enfocada**

**III.3.3 Registro de Inducción**

### **III.4 DETERMINACIÓN DE LA $S_{wi}$**

**III.4.1 Determinación cualitativa**

**III.4.2 Determinación cuantitativa**

## ***CAPITULO IV. CORRELACIÓN DE LA $S_{wi}$ CON PARÁMETROS PETROFÍSICOS***

**IV.1 CORRELACIONES ESTABLECIDAS PARA ARENAS**

**IV.2 CORRELACIONES ESTABLECIDAS PARA ARENISCAS**

**IV.3 CORRELACIONES ESTABLECIDAS PARA CARBONATOS**

## ***CAPITULO V. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES***

## ***REFERENCIAS Y BIBLIOGRAFÍA***

## ***RESUMEN***

Los aspectos que abarca esta Tesis se presentan en cinco Capítulos.

El Capítulo I se refiere a las propiedades de la roca y del sistema roca-fluidos relacionadas con la saturación de agua irreductible (también llamada irreducible), que se tiene en los yacimientos de hidrocarburos.

En los Capítulos II y III se describen los procedimientos más comunes para determinar la saturación de agua irreductible a partir de pruebas de laboratorio sobre muestras de roca y por medio de las interpretaciones cualitativa y cuantitativa de los registros geofísicos que se toman en los pozos.

Se realizó una amplia investigación bibliográfica y se obtuvo información muy valiosa resultante de variadas pruebas experimentales llevadas a cabo en el laboratorio, sobre muestras de las rocas que contienen hidrocarburos. Con esta información se presentaron correlaciones de parámetros petrofísicos con la saturación de agua irreductible. Estos aspectos se presentan en el Capítulo IV.

Finalmente, en el Capítulo V se comentan las conclusiones alcanzadas en esta Tesis y se indican algunas recomendaciones sobre el tema.

## *INTRODUCCIÓN*

En los yacimientos petroleros, los hidrocarburos (aceite y/o gas) siempre comparten el espacio poroso de las rocas con agua. Para las condiciones originales de tales yacimientos, es decir al momento de ser descubiertos y sin haber extraído hidrocarburos, la cantidad de agua presente varía desde volúmenes que ocupan totalmente los huecos existentes en las formaciones, originando las máximas saturaciones de agua ( $S_w=100\%$ ), hasta volúmenes que solo saturan una pequeña parte del sistema poroso. Si este volumen de agua es el mínimo que contiene el sistema roca-fluidos en particular (tipo de formación saturada con los fluidos del yacimiento), entonces se considera que se tiene la saturación de agua irreductible ( $S_{wi}$ ), siempre y cuando el agua sea el fluido mojante. El volumen de agua irreductible, volumen de agua que no puede ser disminuido en el medio poroso, es el resultado del proceso natural de desplazamiento de agua por hidrocarburos en el espacio hueco de la roca del yacimiento a través del tiempo. Este volumen de agua no puede moverse bajo un gradiente de presión, permanece estático en los poros o huecos, por lo que se podría considerar como volumen sólido en los procesos de flujo de fluidos.

De acuerdo con lo anterior, en un yacimiento de hidrocarburos se puede tener variación de saturación de agua, desde la máxima ( $S_w=100\%$ ) hasta la mínima ( $S_{wi}$ ). Este cambio en la saturación de agua origina, por consiguiente, variación en la saturación de hidrocarburos.

El flujo de fluidos en un yacimiento depende de las características del sistema poroso, de las propiedades de los fluidos saturantes (agua, aceite y/o gas), de las condiciones de presión y temperatura y del grado de saturación de los fluidos, de tal manera que en algunas partes del yacimiento fluirán exclusivamente agua, en otras agua e hidrocarburos y en otras, donde se tenga la  $S_{wi}$ , sólo fluirán hidrocarburos.

Para la explotación de un yacimiento petrolero es importante conocer el valor de la saturación de agua irreductible ya que ayudaría notablemente, entre otros aspectos, en la determinación de las partes o intervalos en los que se tendría exclusivamente flujo de hidrocarburos.

La Tesis que se presenta tiene como objetivo mostrar diversos aspectos importantes relacionados a la saturación de agua irreductible existente en los yacimientos petroleros.

## ***CAPÍTULO I. DEFINICIONES Y CONCEPTOS BÁSICOS***

### **I.1 POROSIDAD ( $\phi$ )**

La porosidad de una roca se define como la relación del espacio vacío en la roca al volumen total de ella. Esto es, como el volumen de poros por unidad volumétrica de roca o como la fracción del volumen total de una muestra de roca ocupada por poros o huecos. Siendo así una medida del espacio vacío en la roca, expresado como fracción o por ciento del total de la roca misma.

Esta relación se puede expresar como sigue:

$$\phi = \frac{\text{volumen del espacio total de poros}}{\text{volumen de la roca}} \quad \text{I.1}$$

Normalmente se consideran varios tipos de porosidad, algunos de ellos se señalan a continuación.

**Porosidad Primaria ( $\phi_1$ ).** También es conocida como intergranular (ver Figura I.5), es aquella que depende en gran parte de las características de empaquetamiento de los granos o clastos y de la variación en la forma y tamaño de los granos, inherente al origen de la roca misma. Se tienen tres principales tipos:

1. Porosidad intergranular. Esta porosidad ocurre entre los espacios de los granos. Esta es una porosidad importante ya que existe inicialmente en todas las rocas sedimentarias. La porosidad intergranular se reduce progresivamente por la diagénesis, pero es el tipo de porosidad dominante en areniscas.
2. Porosidad intrapartícula. Particularmente en sedimentos carbonatados, con restos fósiles, encontrándose la porosidad dentro de los granos o detritos.
3. Porosidad intercristalina. Ocurre entre los cristales individuales de una roca cristalina, es del tipo de porosidad en rocas ígneas y metamórficas, pero sin embargo, ésta es una característica de los carbonatos, los cuales han sufrido la cristalización, particularmente en dolomías recrystalizadas.

**Porosidad Secundaria ( $\phi_2$ ).** Es aquella que resulta de cualquier tipo de actividad geológica (disolución, fracturamiento, etc.) después de que los sedimentos han sido convertidos en roca. La porosidad secundaria o de post-depósito es más diversa en morfología y su génesis es más compleja que la primaria, teniéndose los principales tipos:

1. Porosidad fenestral. Típica de carbonatos, esto ocurre en fragmentos de arenas carbonatadas, donde se gradúa en porosidad primaria, pero es más característico en lodos con pellets, laminillas de alga y lodos homogéneos de origen intermarea y lagunar. La deshidratación contemporánea, litificación y la generación de gas



biogénico puede causar laminación y generar poros fenestrales subhorizontales entre las láminas.

2. Porosidad vugular. Los vúgulos son de tipo secundario, formados por disolución, encontrándose entre los carbonatos. Dicha disolución se lleva a cabo por las corrientes subterráneas de agua, disolviendo la roca y originando los vúgulos.
3. Porosidad de fracturas y fisuras. Se origina en rocas duras pero quebradizas. Las fracturas pueden permanecer abiertas después de su formación, por lo que da lugar a la porosidad de fracturas. Este tipo de porosidad caracteriza a las rocas compactas y es, por consiguiente, formada después de las otras variedades de porosidad. Su origen puede deberse principalmente a las siguientes causas: plegamientos, fallas, o tectonismo. Las fracturas son sumamente importantes, ya que no tienen gran influencia en el aumento de porosidad de la roca, pero sí en el aumento de su permeabilidad.

**Porosidad absoluta ( $\phi_a$ ).** También llamada total ( $\phi_t$ ), es el volumen total de espacios, llámese poros, canales, fisuras o cavernas, comunicadas o no, que existen entre los elementos minerales de la roca, relacionado al volumen bruto de la roca.

$$\phi_t = \frac{V_{pt}}{V_r} \quad \text{I.2}$$

donde:

$V_{pt}$  es el volumen total de espacios vacíos

$V_r$  es el volumen total de roca.

Por lo que la porosidad total o absoluta se puede expresar como:

$$\phi_t = \phi_1 + \phi_2 \quad \text{I.3}$$

donde:

$\phi_1$  es la porosidad primaria

$\phi_2$  es la porosidad secundaria

**Porosidad efectiva ( $\phi_e$ ).** Es el porcentaje de espacio poroso intercomunicado con respecto al volumen total de la roca. Por consiguiente, es una indicación de la conductividad de fluidos. La porosidad efectiva es una función de muchos factores litológicos. Los más importantes son: tamaño de los granos, empaque de los granos, cementación, cantidad y clases de arcilla, etc.

## I.2 PERMEABILIDAD (K)

La permeabilidad es una propiedad del medio poroso, o de una roca, que permite el paso de fluidos a través de ella. La forma de representar la permeabilidad es mediante la ecuación de Darcy (ver Figura I.1).

La ecuación general de Darcy para flujo viscoso de fluidos a través de un medio poroso es:

$$V_s = \frac{-K}{\mu} \left( \left( \frac{dP}{ds} \right) - \rho g \left( \frac{dz}{ds} \right) \right)^{(1)} \quad \text{I.4}$$

donde:

s es la distancia a lo largo de la muestra en la dirección al flujo /es la longitud de la muestra

Vs es el ritmo de flujo a través de un área unitaria del medio poroso en la unidad de tiempo  $\left( V_s = \frac{q}{A} \right)$

z es la coordenada vertical, dirigida hacia abajo

$\rho$  es la densidad del fluido

g es la aceleración de la gravedad

$\left( \frac{dP}{ds} \right)$  es el gradiente de presión a lo largo de s, en el punto al que se refiere Vs

$\left( \frac{dz}{ds} \right)$  es  $\text{sen}(\theta)$ , siendo  $\theta$  el ángulo de la dirección de flujo con respecto a la horizontal.

$\mu$  es la viscosidad del fluido, K es la permeabilidad del medio poroso

Si se utilizan las siguientes unidades: s(cm), Vs(cm/seg), z(cm),  $\rho(\text{g/cm}^3)$ ,  $g(\text{cm/seg}^2)$ ,  $\frac{dP}{ds}$  (atm/cm) y  $\mu(\text{cp})$ , entonces K(D), quedando la ecuación como sigue:

$$V_s = \left( \frac{-K}{\mu} \right) \left( \left( \frac{dp}{ds} \right) - \frac{\rho g}{1.0133 \times 10^6} \left( \frac{dz}{ds} \right) \right) \quad \text{I.5}$$

En la Figura I.1 se puede observar el flujo horizontal, isotérmico de un fluido incompresible en una sección transversal de medio poroso. La ecuación de Darcy resultante es:

$$K_f = \frac{\overline{q_f} \mu_f L}{A \Delta P} \quad \text{I.6}$$

donde :

$K_f$  es la permeabilidad al fluido que circula en la roca (D)

$\overline{q_f}$  es el gasto de fluido que circula, medido a presión media de flujo ( $\text{cm}^3/\text{seg}$ )

$\mu_f$  es la viscosidad del fluido (cp)

<sup>(1)</sup>Referencias al final

$A$  es el área de la roca, transversal al flujo ( $\text{cm}^2$ )

$L$  es la longitud de la roca (cm)

$\Delta P$  es la diferencia de presión en  $L$ , ( $P_1 - P_2$ ), (atm)

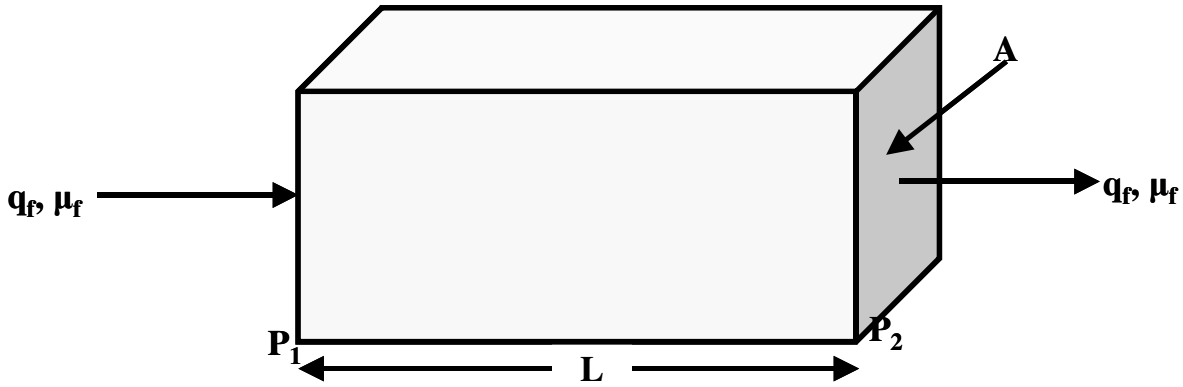


Figura I.1 Flujo horizontal en una sección transversal

La permeabilidad se expresa en darcys (D). Un medio poroso tiene la permeabilidad de un darcy cuando un fluido con viscosidad de un centipoise, fluye con un gasto de un centímetro cúbico por segundo por una sección transversal de un centímetro cuadrado del medio poroso bajo una caída de presión de una atmósfera por centímetro de longitud.

En estudios de yacimientos petroleros se consideran varios tipos de permeabilidad, siendo cinco de ellos los siguientes:

1. **Permeabilidad absoluta ( $K_a$ ).** Indica la facilidad de flujo de un fluido a través de un medio poroso. Esta permeabilidad depende exclusivamente de las características físicas de la estructura porosa.
2. **Permeabilidad a un fluido ( $K_f$ ).** Indica la facilidad con que un fluido puede moverse a través de un medio poroso cuando está saturado 100% con tal fluido. Puede tenerse  $K_g$ ,  $K_o$  y  $K_w$  en el laboratorio pero solo  $K_w$  en un yacimiento petrolero.

$$K_g = \frac{\overline{q_g \mu_g L}}{A \Delta P} \quad \text{I.7}$$

$$K_o = \frac{\overline{q_o \mu_o L}}{A \Delta P} \quad \text{I.8}$$

$$K_w = \frac{\overline{q_w \mu_w L}}{A \Delta P} \quad \text{I.9}$$

donde:

$K_g$ ,  $K_o$ ,  $K_w$  son las permeabilidades al gas, aceite y al agua

$\bar{q}_g, \bar{q}_o, \bar{q}_w$  son los gastos de gas, aceite y agua a condiciones medias de flujo

$\mu_g, \mu_o, \mu_w$  son las viscosidades del gas, aceite y agua

$L$  es la longitud de la muestra

$A$  es el área transversal de la muestra

$\Delta P$  es la caída de presión en la longitud ( $L$ )

3. **Permeabilidad al líquido ( $K_L$ )**. Es la permeabilidad de un medio poroso obtenida con el método de Klinkenberg y está dada por la siguiente ecuación:

$$K_L = K_g - m \frac{1}{P_m} \quad \text{I.10}$$

donde:

$K_L$  es la permeabilidad al líquido

$K_g$  es la permeabilidad al gas

$m$  es la pendiente de la gráfica de  $\frac{1}{P_m}$  vs  $K_g$

$P_m$  es la presión media de flujo

El valor de la  $K_L$  es prácticamente igual al de  $K_a$ .

4. **Permeabilidad efectiva a un fluido ( $K_{ef}$ )**. Esta permeabilidad indica la facilidad con la que un fluido puede moverse a través de un medio poroso cuando no lo satura al 100%.

$$K_{ef} = \frac{\bar{q}_f \mu_f L}{A \Delta P}, \quad \text{si } S_f < 100\% \quad \text{I.11}$$

Se pueden tener diversos tipos de permeabilidad efectiva: permeabilidad efectiva al gas ( $K_{eg}$ ), permeabilidad efectiva al aceite ( $K_{eo}$ ) y permeabilidad efectiva al agua ( $K_{ew}$ ).

5. **Permeabilidad relativa a un fluido ( $K_{rf}$ )**. Es la relación de la permeabilidad efectiva a tal fluido entre la permeabilidad absoluta o la permeabilidad al líquido del medio poroso.

$$K_{rf} = \frac{K_{ef}}{K_a} \quad \text{I.12}$$

Se tiene permeabilidad relativa al gas, permeabilidad relativa al aceite y permeabilidad relativa al agua, las cuales son:

$$K_{rg} = \frac{K_{eg}}{K_a} \quad \text{I.13}$$

$$K_{ro} = \frac{K_{eo}}{K_a} \quad \text{I.14}$$

$$K_{rw} = \frac{K_{ew}}{K_a} \tag{I.15}$$

La permeabilidad relativa depende de las características tanto del medio poroso como de los fluidos que lo saturan, así como del grado de saturación de los fluidos. Este tipo de permeabilidad se expresa en por ciento o fracción de la permeabilidad absoluta y es muy común representarla en función de la saturación de algún fluido. En la Figura I.2 se muestra una gráfica de  $K_{rw}$  y  $K_{ro}$  contra  $S_w$ .

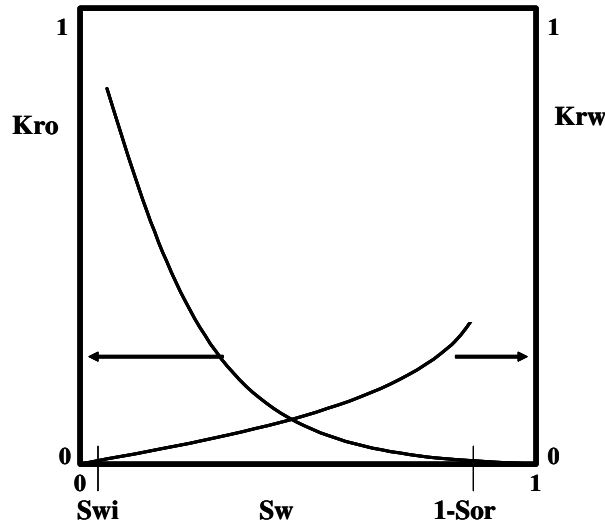


Figura I.2 Permeabilidad relativa al agua y al aceite contra la saturación de agua

### I.3 SATURACIÓN DE FLUIDOS ( $S_f$ )

La saturación de fluidos es la fracción del volumen de poros de una roca que se encuentra ocupada por algún fluido, ya sea aceite, agua o gas. Se obtiene al dividir el volumen del fluido ( $V_f$ ) a condiciones del medio poroso, entre el volumen de huecos o espacios intercomunicados del medio poroso, es decir:

$$S_f = \frac{V_f}{V_p} \tag{I.16}$$

donde:

$V_f$  : es el volumen del fluido (aceite, gas o agua) a condiciones del medio poroso

$V_p$  : es el volumen de espacios comunicados del medio poroso

Los poros en un yacimiento siempre están saturados de fluidos, nunca habrá poros vacíos; de este modo, la suma de todas las saturaciones de fluidos de una roca de un yacimiento debe ser igual al 100% o a 1, si se manejan fracciones.

$$\sum S_f = 1$$

$$S_w = 1$$

$$\begin{aligned} S_o + S_w &= 1 \\ S_g + S_w &= 1 \\ S_o + S_g + S_w &= 1 \end{aligned} \quad \text{I.17}$$

Al igual que para la porosidad y la permeabilidad, para la saturación de fluidos se manejan varios tipos, siendo los siguientes algunos de ellos.

**Saturación de agua irreductible ( $S_{wi}$ ).** Es la cantidad de agua que ya no se puede desalojar del espacio poroso bajo un determinado proceso, relacionada al volumen de poros. Este concepto es el enfoque de esta tesis.

**Saturación de agua crítica ( $S_{wc}$ ).** Es la saturación de agua a la cual este fluido comienza a moverse dentro del medio poroso bajo un gradiente de presión.

**Saturación de agua libre y ligada ( $S_{wf}$  y  $S_{wb}$ ).** En formaciones arcillosas se tiene saturación de agua libre en el espacio poroso que es función del volumen de agua que puede moverse y saturación de agua ligada a las arcillas que es un volumen de agua que no se mueve, ya que está fuertemente adherida al material arcilloso.

**Saturación de aceite residual ( $S_{or}$ ).** Durante un proceso de desplazamiento de aceite en un medio poroso por inyección de agua, se tendrá aceite remanente, el cual no podrá ser desalojado. Este valor de saturación es llamado saturación de aceite residual. El término residual es usualmente asociado con la fase no mojante.

**Saturación de aceite crítica, ( $S_{oc}$ ).** Es la saturación de aceite a la cual este fluido comienza a moverse dentro de la roca bajo un gradiente de presión.

**Saturación de aceite movable ( $S_{om}$ ).** La saturación de aceite movable es otra saturación de interés y es definida como la fracción de volumen poroso ocupado por aceite movable, como expresa la siguiente ecuación, cuando se tiene  $S_{wi}$ .

$$S_{om} = 1 - S_{or} - S_{wi} \quad \text{I.18}$$

donde:

$S_{om}$  = saturación de aceite movable

$S_{or}$  = saturación de aceite residual

$S_{wi}$  = saturación de agua irreductible

Igualmente, para el gas se tendrá saturación de gas residual ( $S_{gr}$ ), saturación de gas crítica ( $S_{gc}$ ) y saturación de gas movable ( $S_{gm}$ ). La saturación de hidrocarburos, aceite o gas, en un yacimiento puede variar desde la residual hasta la máxima, cuando en la roca se tiene la  $S_{wi}$ . A su vez, la saturación de agua puede variar, desde un valor mínimo ( $S_{wi}$ ) hasta un valor máximo igual a 100%.

## I.4 MOJABILIDAD (W)

La mojabilidad es una propiedad del sistema roca-fluidos ampliamente utilizada por su importancia en la explotación de hidrocarburos. Puede definirse como la tendencia de un

fluido a extenderse o adherirse sobre una superficie sólida en presencia de otros fluidos inmiscibles. En otras palabras la mojabilidad indica la facilidad de un fluido para extenderse sobre la superficie de un sólido.

En la aplicación de esta propiedad a la ingeniería de yacimientos, la superficie sólida es la roca del yacimiento frecuentemente formada por un material detrítico de cuarzo, caliza o dolomía y un cementante. Los fluidos que existen en los espacios o poros de la roca son: aceite, agua y gas.

Considere en una forma idealizada un típico sistema agua-aceite-sólido, como se muestra en la Figura I.3.

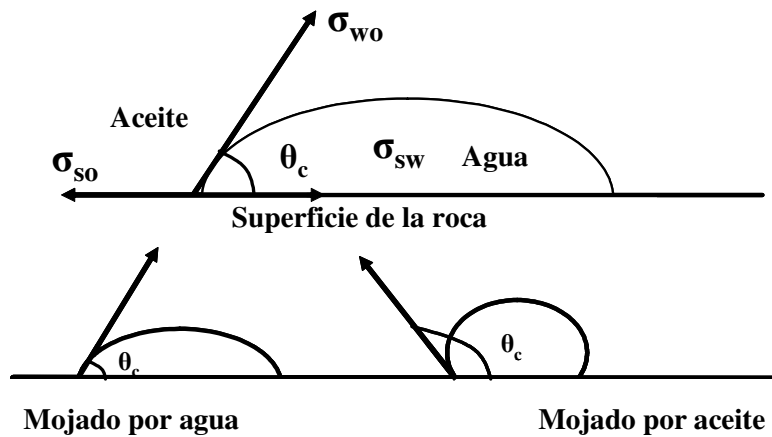


Figura I.3 Mojabilidad en un sistema aceite-agua-sólido<sup>(2)</sup>

Las energías de superficie en un sistema de este tipo se relacionan mediante la ecuación de Young-Dupre, en la forma siguiente:

$$\sigma_{so} - \sigma_{ws} = \sigma_{wo} \cos \theta_c \quad \text{I.19}$$

donde:

$\sigma_{so}$  es la energía interfacial (tensión interfacial) entre el aceite y el sólido, *dina/cm*

$\sigma_{sw}$  es la energía interfacial entre el agua y el sólido, *dina/cm*

$\sigma_{wo}$  es la energía interfacial entre el aceite y el agua, *dina/cm*

$\theta_c$  es el ángulo de interfase aceite-agua con respecto al sólido, medido a través del agua, *grados*

Ninguna de las energías interfaciales, aceite-sólido o agua-sólido pueden medirse directamente. Sin embargo, los términos equivalentes (la tensión interfacial aceite-agua y el ángulo de contacto) pueden determinarse independientemente en el laboratorio.

El ángulo de contacto  $\theta_c$  ha alcanzado importancia como medida de la mojabilidad. Como se ilustra en la Figura I.4, el valor del ángulo de contacto puede variar desde  $0^\circ$  hasta  $180^\circ$ , como límites. Los ángulos de contacto de menos de  $90^\circ$ , medidos a través de la fase de agua, indican condiciones de mojabilidad preferentemente por agua, mientras que los

ángulos de contacto mayores de  $90^\circ$ , indican condiciones de mojabilidad preferentemente por aceite. Un ángulo de contacto igual a  $90^\circ$  indicaría que la superficie de la roca tiene igual preferencia de ser mojada por el agua o por el aceite.

También han aparecido referencias a la mojabilidad en un sentido cualitativo. En la literatura técnica, aparecen los términos “fuertemente mojados por agua”, “fuertemente mojados por aceite” o “mojabilidad intermedia”.

El gas natural es no mojante, el aceite es mojante cuando se compara con el gas y no mojante cuando se compara con el agua. Dependiendo del tipo de roca en el yacimiento la capacidad de mojabilidad varía. El fluido mojante cubrirá por completo la superficie de la roca y estará ubicado en los espacios porosos más pequeños, debido a la acción de la capilaridad. La fase no mojante tenderá a congregarse en grandes espacios porosos, o en el centro de éstos.

Rara vez se indican los límites cuantitativos de estos términos cualitativos de mojabilidad. Sin embargo, a veces se usan los límites aproximados siguientes: los ángulos de contacto cercanos a  $0^\circ$  y a  $180^\circ$  se consideran respectivamente como fuertemente mojados por agua o por aceite. Los ángulos de contacto cercanos a  $90^\circ$  tienen una moderada preferencia de mojabilidad y cubren la gama llamada “mojabilidad intermedia” (ver Figura I.4).

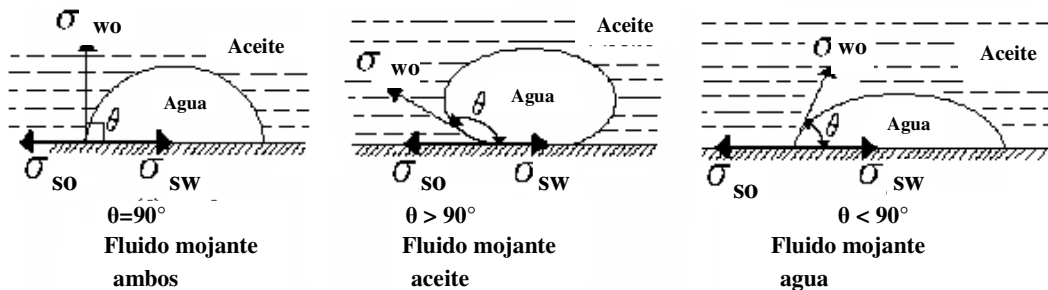


Figura I.4 Ángulos de contacto de la interfase, referidos al grado de mojabilidad <sup>(2)</sup>

## I.5 SUPERFICIE ESPECIFICA ( $S_s$ )

La superficie específica es otra propiedad importante de los medios poroso, como son las rocas sedimentarias. Esta propiedad, también llamada área interna específica, se define como la superficie de los sólidos expuesta a los poros o a los fluidos que los saturan, por unidad de masa o de volumen del medio poroso. En otras palabras, es el área interna del medio poroso por unidad de masa o volumen de ese medio.

Muchas propiedades físicas y químicas de las rocas sedimentarias están relacionadas a la superficie específica. Propiedades tan importantes de las rocas de los yacimientos petroleros, como la retención de agua y la capacidad de intercambio catiónico dependen de la superficie específica.



La superficie específica de las rocas sedimentarias es función de las características de los granos, partículas o clastos que las componen, como son: la forma, la variedad de tamaño y el acomodo que tienen en el espacio. Es decir, la superficie específica depende de las mismas características que establecen la porosidad y la permeabilidad absoluta de las rocas sedimentarias, por lo que existe una relación estrecha entre estas tres de sus propiedades ( $\phi$ ,  $K_a$ ,  $S_s$ ).

Con el propósito de visualizar cómo varía la magnitud de la superficie específica con respecto a las características de los granos de un medio poroso, se hace al análisis que se indica a continuación, bajo las siguientes consideraciones.

- Forma de grano: esferas en todos los casos.
- Variedad de tamaño de grano: un solo tamaño en cada caso.
- Acomodo espacial de los granos: empaquetamiento cúbico en todos los casos. Un empaquetamiento cúbico es aquel en el que al unir los centros de ocho esferas en contacto forman un cubo.
- Superficie específica: superficie interna del medio poroso con respecto a un volumen unitario del medio.
- Volumen unitario: un centímetro cúbico.

Para una esfera con 0.5 cm (5 mm) de diámetro, la superficie es:

$$S_e = 4\pi r^2 \quad \text{I.20}$$

$$S_e = 4\pi(2.5)^2 = 78.54 \text{ mm}^2 \quad \text{I.21}$$

En un volumen de  $1 \text{ cm}^3$  (volumen unitario de medio poroso), se tienen ocho esferas de 5 mm de diámetro en empaquetamiento cúbico, según se observa en la Figura I.5.

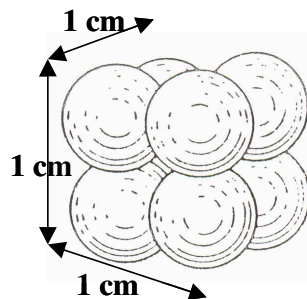


Figura I.5 Empaquetamiento cúbico de ocho esferas

De acuerdo a lo anterior, el conjunto de ocho esferas tiene una superficie de  $628.3 \text{ mm}^2$  por centímetro cúbico de medio poroso, es decir  $6.28 \text{ cm}^2$  por  $\text{cm}^3$ . Como es una relación entre área y volumen, la superficie específica se puede expresar en  $\text{cm}^2/\text{cm}^3$  o en  $\text{cm}^{-1}$ .

Realizando el mismo análisis para tamaños de esfera más pequeños, se tienen los resultados que se presentan en la Tabla I.1 y en la Figura I.6. Como son esferas, los contactos entre ellas son puntos por lo que no reducen la superficie interna.

Diámetro		Número de esferas	Superficie específica	
cm	mm		$\text{mm}^2/\text{cm}^3$	$\text{cm}^2/\text{cm}^3$
0.5	5	8	628.32	6.28
0.25	2.5	64	1256.64	12.57
0.1	1	1000	3141.6	31.42
0.05	0.5	8000	6283.2	62.83
0.01	0.1	100000	31416	314.16
0.005	0.05	800000	62832	628.32
0.001	0.01	1E+09	314160	3141.60

Tabla I.1 Relación entre el diámetro de esferas y superficie específica de un medio poroso

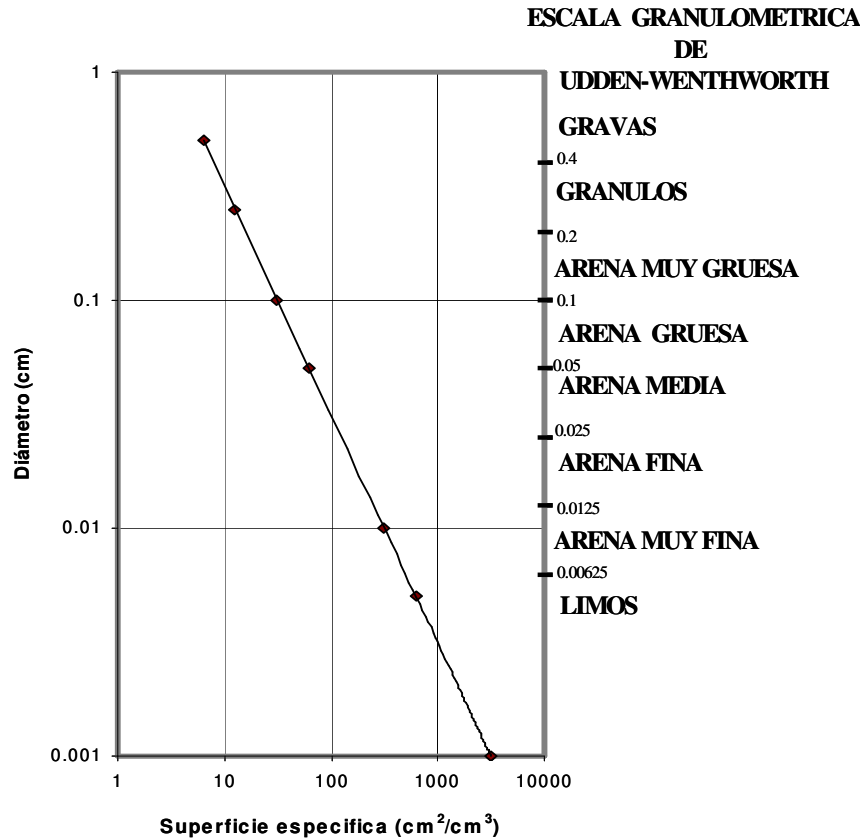


Figura I.6 Relación gráfica entre el diámetro de esferas y la superficie específica de un medio poroso

Este análisis permite conocer que en medios porosos compuestos por granos esféricos del mismo tamaño, con arreglo cúbico, la superficie interna de los sólidos por centímetro cúbico de medio poroso varía desde  $6.28 \text{ cm}^2$  para tamaño de grano con diámetro de 5mm (gravas) hasta  $3141.6 \text{ cm}^2$  para granos con diámetro de 0.01mm (limos), según se aprecia en la Figura I.6.

Otro aspecto importante de los medios porosos es el correspondiente al número de contactos entre las partículas. Para el modelo utilizado en la determinación de la superficie específica se tienen los siguientes contactos por unidad de volumen de roca, de acuerdo al tamaño del grano esférico.

Como se indicó con anterioridad en  $1 \text{ cm}^3$  de medio poroso se tienen 8 esferas de 0.5cm (5 mm) de diámetro en empacamiento cúbico. En este caso se tienen 12 contactos entre esferas.

Realizando el mismo análisis para los distintos tamaños de esferas se obtuvieron los resultados que se presentan en la Tabla I.2 y en la Figura I.7.

Diámetro		Número de esferas	Número de contactos
cm	mm		
0.5	5	8	12
0.25	2.5	64	96
0.1	1	1000	1710
0.05	0.5	8000	14820
0.01	0.1	100000	1970100
0.005	0.05	800000	15880200
0.001	0.01	1E+09	1997001000

Tabla I.2 Diámetro de esferas y número de contactos entre ellas en un  $\text{cm}^3$  de medio poroso

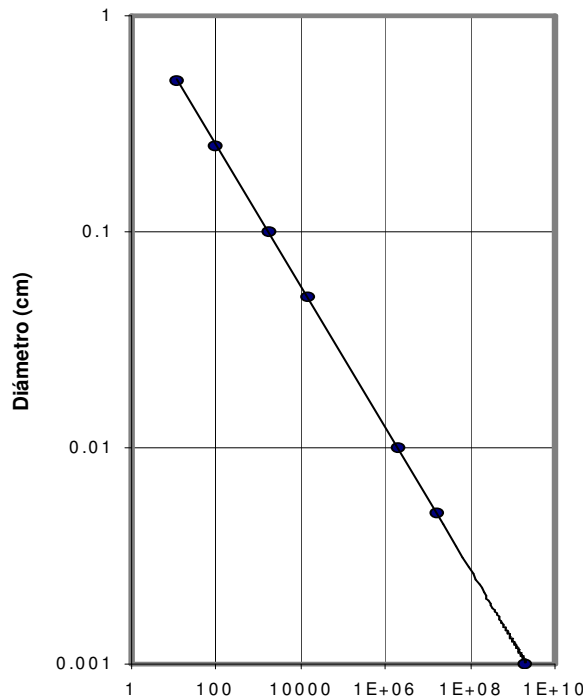


Figura I.7 Relación gráfica entre el diámetro de esferas y el número de contactos entre ellas en un  $\text{cm}^3$  de medio poroso

## I.6 RESISTIVIDAD ELECTRICA (R)

Se define como la resistencia que opone un volumen unitario de medio poroso al paso de una corriente eléctrica. La resistividad eléctrica de un conductor se expresa de la siguiente manera:

$$R = \frac{rA}{L} \quad \text{I.22}$$

donde:

R es la resistividad eléctrica del conductor [ohms-m]

r es la resistencia eléctrica del conductor [ohms]

A es la sección transversal del conductor [ $m^2$ ]

L es la longitud del conductor [m]

Además, la resistividad eléctrica es el recíproco de la conductividad eléctrica (C)

$$R = \frac{1}{C} \quad \text{I.23}$$

Las rocas de un yacimiento petrolero están compuestas por sólidos y espacios (poros, huecos, cavernas). Los espacios están saturados por agua o por agua e hidrocarburos (aceite y/o gas). Los sólidos normalmente no son conductores de corriente eléctrica, tampoco los hidrocarburos; en cambio, el agua sí lo es, ya que tiene sales en solución que la convierten en un conductor tipo electrolítico. En ocasiones, la roca de un yacimiento tiene materiales que ayudan al paso de la corriente eléctrica, como son las arcillas cuando están en contacto con agua.

La magnitud del espacio poroso y su geometría influyen notablemente en la resistividad o conductividad eléctrica de la roca. Otros factores que influyen son: la cantidad de agua salada (salmuera) en los poros, la salinidad de la salmuera, la mojabilidad, así como las condiciones de temperatura y presión a las que se encuentra el sistema roca-fluidos.

El agua salada se presenta saturando la roca de un yacimiento petrolero desde valores mínimos, correspondientes a las saturaciones irreductibles, hasta valores máximos, cuando satura 100% a la roca, por lo que en un yacimiento se tiene un amplio rango de valores de resistividad o conductividad eléctrica.

El agua es un buen conductor de corriente eléctrica cuando contiene sales disueltas. A mayor cantidad de sales disueltas mayor facilidad para el paso de la corriente eléctrica o sea mayor conductividad y menor resistividad.

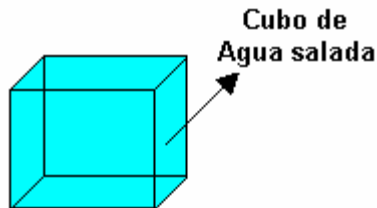
Para una cierta concentración de sales disueltas, a mayor temperatura mayor conductividad. En un medio poroso y permeable, a mayor cantidad de fluido conductor mayor conductividad o menor resistividad.

## Tipos de Resistividad

- En análisis de núcleos se consideran las siguientes resistividades
  - $R_w$  resistividad del agua
  - $R_o$  resistividad de la roca cuando  $S_w = 100\%$
  - $R_t$  resistividad de la roca cuando  $S_w < 100\%$

## Factores que afectan a la resistividad eléctrica del conductor (salmuera)

### Resistividad del agua salada ( $R_w$ )



Si la salinidad del agua aumenta, la resistividad del agua disminuye ( $Sal \uparrow \rightarrow R_w \downarrow$ )

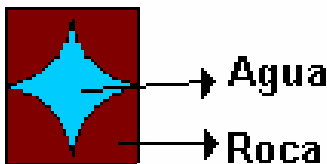
$$T \uparrow \rightarrow R_w \downarrow$$

$$P \uparrow \rightarrow R_w \uparrow$$

donde:  
 P es la presión  
 T es la temperatura

## Factores que afectan a la resistividad eléctrica de la roca

### Resistividad de la roca cuando la $S_w = 100\%$ ( $R_o$ )



$$Sal \uparrow \rightarrow R_o \downarrow$$

$$\phi \uparrow \rightarrow R_o \downarrow$$

$$T \uparrow \rightarrow R_o \downarrow$$

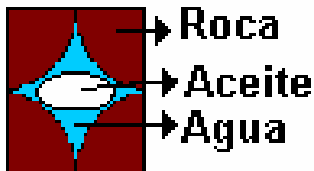
$$K_a \uparrow \rightarrow R_o \downarrow$$

$$P \uparrow \rightarrow R_o \uparrow$$

$$\tau \uparrow \rightarrow R_o \uparrow$$

donde  $\tau$  es la tortuosidad

### Resistividad de la roca cuando la $S_w < 100\%$ ( $R_t$ )



$$Sal \uparrow \rightarrow R_t \downarrow$$

$$\phi \uparrow \rightarrow R_t \downarrow \quad S_w \uparrow \rightarrow R_t \downarrow$$

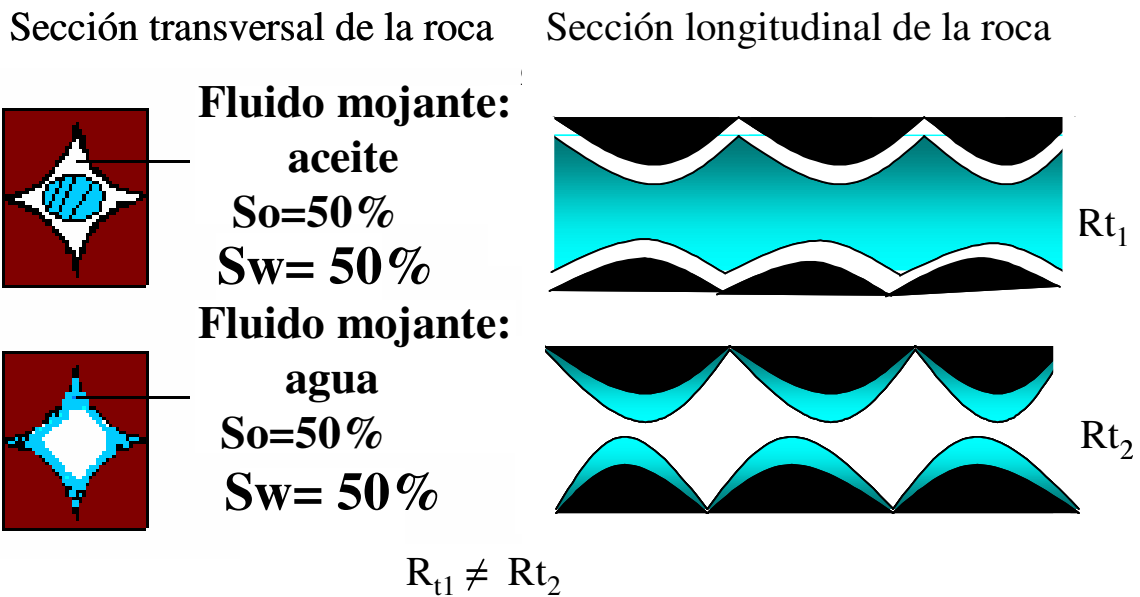
$$P \uparrow \rightarrow R_t \uparrow$$

$$K_a \uparrow \rightarrow R_t \downarrow$$

$$T \uparrow \rightarrow R_t \downarrow$$

$$\tau \uparrow \rightarrow R_t \uparrow$$

Resistividad de la roca para una cierta  $S_w < 100\%$  constante pero en la que cambia la mojabilidad



### Medición en laboratorio de la resistividad eléctrica a muestras de roca

La medición de la resistividad de las rocas porosas saturadas con agua y con hidrocarburos es de mucha importancia en la explotación petrolera para varios aspectos, entre los que se pueden citar: la interpretación de registros geofísicos y la evaluación de parámetros fundamentales de las rocas. Asimismo, se ha tratado de correlacionar la resistividad de las rocas con varios parámetros petrofísicos, como la porosidad y la permeabilidad. Debido a tal importancia, se han desarrollado varios métodos para medir la resistividad de las rocas, los cuales difieren entre sí tanto en la forma de preparar las muestras como en la instrumentación empleada. Cada uno de los métodos tiene ventajas y desventajas.

Para obtener la resistividad de una roca se utiliza un aparato (llamado resistivímetro) que mide la resistencia eléctrica ( $r$ ) de una muestra de roca con geometría regular (cilindro, paralelepípedo) saturada parcial o totalmente con un fluido conductor (salmuera). El aparato se basa en la ley de Ohm, expresada según la siguiente ecuación:

$$r = \frac{E}{I} \tag{I.24}$$

donde:

$r$  es la resistencia eléctrica del conductor [ohms]

$E$  es la caída de potencial entre dos puntos del conductor [volts]

$I$  es la intensidad de corriente que pasa por el conductor [amperes]

Se pasa corriente eléctrica ( $I$ ) a través de la muestra y se mide o determina la resistencia entre dos puntos. Con este dato y las dimensiones de la muestra se obtiene la resistividad.

$$r_{1-2} = \frac{E_{1-2}}{I} \quad \text{I.25}$$

$$R = \frac{r_{1-2} A}{L_{1-2}} \quad \text{I.26}$$

donde:

$r_{1-2}$  es la resistencia entre los puntos 1 y 2 de la muestra de roca

$E_{1-2}$  es la caída de potencial entre los puntos 1 y 2 de la muestra

$A$  es el área transversal de la muestra de roca

$L_{1-2}$  es la longitud entre los puntos 1 y 2 de la muestra

En la Figura I.8 se presenta un esquema del flujo de corriente eléctrica en una muestra de roca y en la Figura I.9 se presenta una fotografía de un resistivímetro.

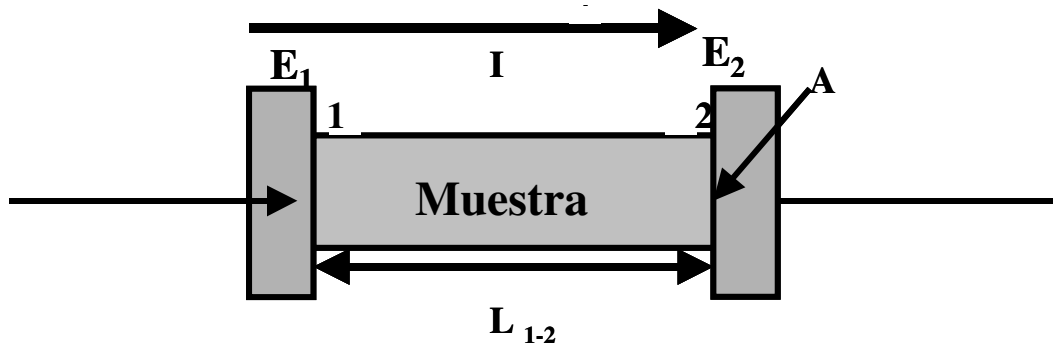


Figura I.8. Representación del flujo de corriente eléctrica a través de la muestra.

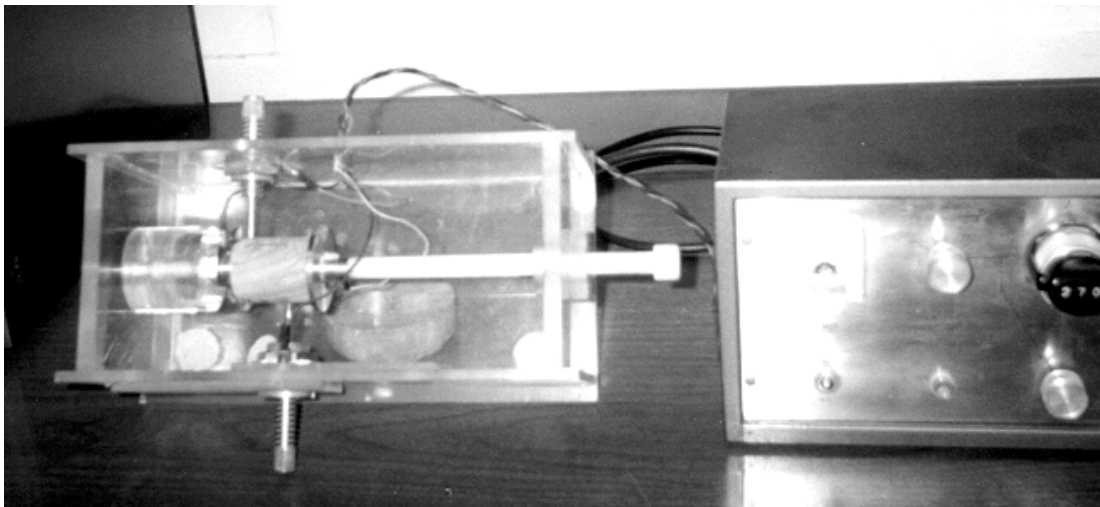
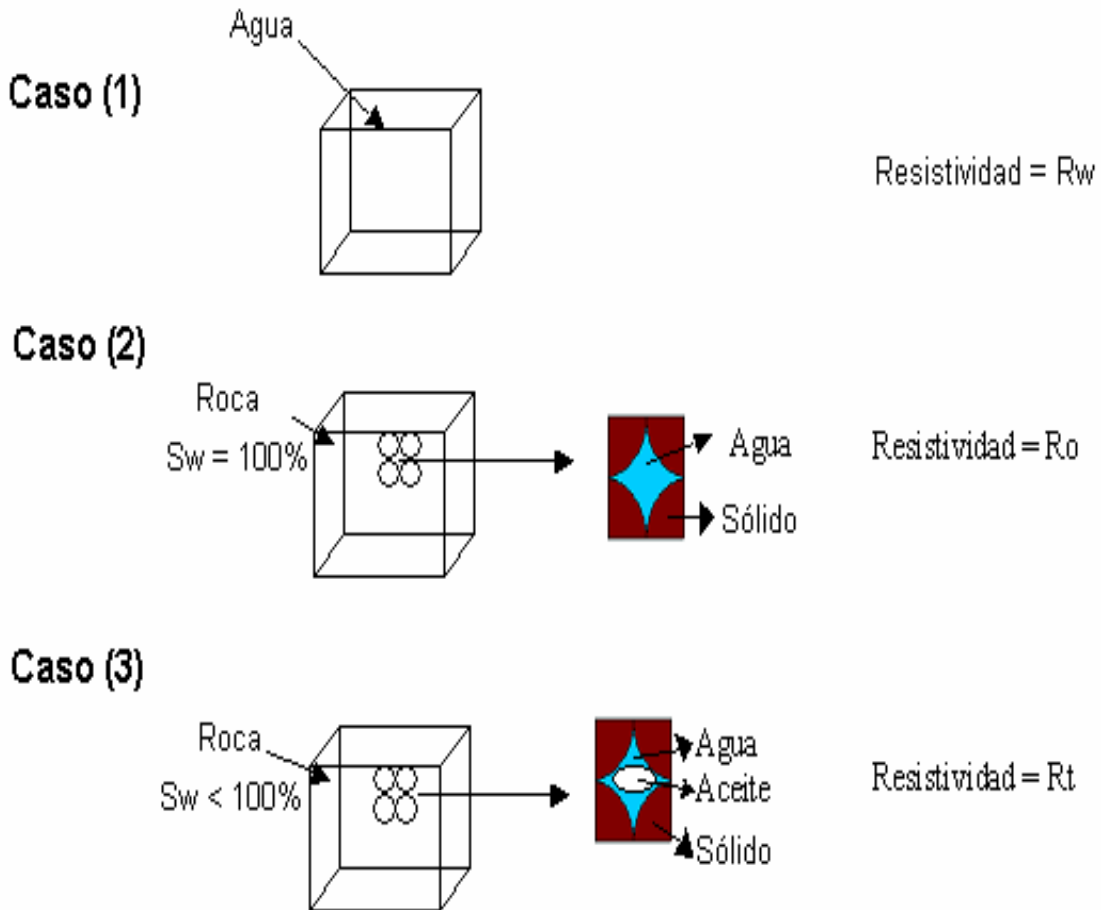


Figura I.9 Equipo de laboratorio para medir la resistencia eléctrica a muestras de roca (resistivímetro) <sup>(3)</sup>

**Relación entre las propiedades eléctricas de una roca con otras de sus propiedades físicas.**

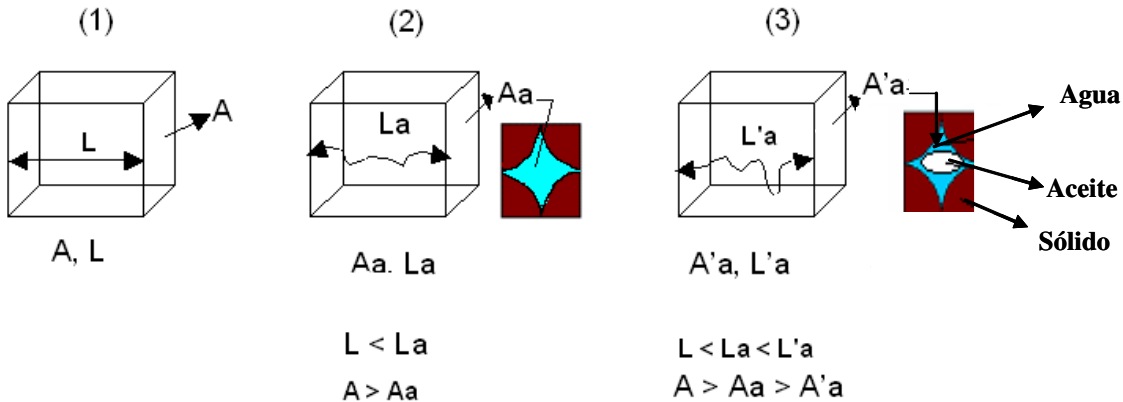
Considérese un cubo de agua ( agua con resistividad  $R_w$ ) de 1m de lado y dos cubos de roca porosa, exactamente iguales en la geometría de los poros, también de 1m de lado, saturado uno de ellos 100% con agua de resistividad  $R_w$  y el otro con saturación parcial de agua, también con resistividad  $R_w$ .



Se tiene la misma resistividad de agua ( $R_w$ ) en los tres casos.



La geometría del fluido conductor en los tres casos es la siguiente:



Si se pasa corriente eléctrica en los tres cubos:

**Caso (1).** Para el cubo de agua, la resistencia será:

$$r = \frac{R_w L^{(4)}}{A} \quad \text{I.27}$$

**Caso (2).** Para el cubo de roca con  $S_w = 100\%$ , si los sólidos no son conductores de corriente eléctrica, ésta pasará solo por el agua o sea por un área  $A_a$  y recorrerá un longitud  $L_a$ , la resistencia de este espacio porosos saturado 100% de agua será:

$$r_1 = \frac{R_w L_a}{A_a} \quad \text{I.28}$$

De acuerdo con la definición de Archie para formaciones limpias,  $R_o$  es la resistividad de una roca cuando  $S_w = 100\%$ , por lo tanto:

$$R_o = \frac{r_1 A}{L} \quad \text{I.29}$$

sustituyendo  $r_1$  en (I.29):

$$R_o = \frac{R_w L_a A}{L A_a} \quad \text{I.30}$$

Archie definió al factor de formación,  $F$ , como la relación entre la resistividad de la roca 100% saturada con agua salada y la resistividad del agua saturante.

$$F = \frac{R_o}{R_w} \quad \text{I.31}$$

Sustituyendo las ecuaciones I.27 y I.30 en la I.31, queda:

$$F = \frac{R_w L_a A}{R_w L A_a} = \frac{L_a / L}{A_a / A} \quad \text{I.32}$$

o bien

$$F = \frac{\tau^{(4)}}{A_a / A} \quad \text{I.33}$$

Además, para algunos casos  $\frac{Aa}{A} = \phi$ , por lo que quedaría finalmente

$$F = \frac{\tau}{\phi} \quad \text{I.34}$$

**Caso (3).** Para el cubo de roca con  $S_w < 100\%$ , la resistencia del conductor será:

$$r_2 = \frac{R_w L' a}{A' a} \quad \text{I.35}$$

La resistividad de una roca parcialmente saturada con agua se define como:

$$R_t = \frac{r_2 A}{L} \quad \text{I.36}$$

sustituyendo  $r_2$  se tiene:

$$R_t = \frac{R_w L' a A}{L A' a} \quad \text{I.37}$$

El índice de resistividad ( $I$ ), otro concepto fundamental establecido por Archie para formaciones limpias, se define como:

$$I = \frac{R_t}{R_o} \quad \text{I.38}$$

por lo tanto: 
$$I = \frac{Aa / A' a}{La / L' a} \quad \text{I.39}$$

lo cual se puede expresar como:

$$I = \frac{L' a}{La} \frac{Aa}{A' a} = \frac{L' a}{La} \frac{1}{\frac{A' a}{Aa}} \quad \text{I.40}$$

pero como  $\frac{A' a}{Aa} = S_w$

entonces se tiene que:

$$I = \frac{L' a}{La S_w} \quad \text{I.41}$$

finalmente:

$$I = \frac{C'}{S_w} \quad \text{I.42}$$

Empíricamente, Archie estableció las siguientes ecuaciones para formaciones limpias:

$$F = \frac{1}{\phi^2} \quad \text{I.43}$$

$$I = \frac{1}{S_w^2} \quad \text{I.44}$$

Con base en mayor investigación se han establecido las siguientes ecuaciones generales para formaciones limpias:

$$F = a \phi^{-m} \quad \text{I.45}$$

$$F = AK^{-M} \quad \text{I.46}$$

$$I = S_w^{-n} \quad \text{I.47}$$

donde:  $a$ ,  $m$ ,  $A$ ,  $M$ , y  $n$  son parámetros geométricos del espacio poroso de la roca

**Obtención de los parámetros  $F$ ,  $a$ ,  $m$ ,  $A$ ,  $M$ ,  $I$  y  $n$  a partir de mediciones de resistividad a núcleos en laboratorio.**

1. Cortar y limpiar muestras de roca de los núcleos. Las muestras deben ser de geometría regular, de preferencia cilíndrica.
2. Medir la porosidad y permeabilidad de las muestras, utilizando gas.
3. Pesar las muestras secas en una balanza analítica.
4. Saturar las muestras 100% con la salmuera apropiada en un equipo de saturación de presión alta.
5. Pesar las muestras saturadas en una balanza analítica.
6. Determinar el grado de saturación de los núcleos comparando el volumen de agua inyectada en cada núcleo con el correspondiente volumen de poros medido con gas en un porosímetro tipo Boyle. Estos volúmenes deben ser iguales para tener  $S_w=100\%$ .
7. Medir la resistividad de las muestras en un resistivímetro. Como los núcleos están saturados 100% con salmuera, la resistividad medida será la  $R_o$ .
8. Desaturar un poco los núcleos por medio de inyección de gas o con algún otro procedimiento. Pesar las muestras para determinar el grado de saturación de salmuera con el que quedan, la cual deberá ser menor que 100%.
9. Medir la resistividad de las muestras. Como tienen saturación de salmuera menor que 100%, la resistividad será la  $R_t$ .
10. Repetir los pasos 8 a 9 varias veces para tener valores de  $R_t$  a distintas saturaciones de agua.
11. Calcular el valor de  $F$  para cada muestra ( $F=R_o/R_w$ ). En caso necesario medir  $R_w$  en el resistivímetro.
12. Para cada núcleo calcular los valores de  $I$  correspondientes a las distintas saturaciones ( $I=R_t/R_o$ ).
13. Con los datos de las muestras preparar la gráfica de  $F$  vs  $\phi$  en papel doble logarítmico. La gráfica resultante será una recta. Determinar las constantes  $m$  y  $a$  (pendiente de la recta y ordenada al origen) y obtener la ecuación de la recta.

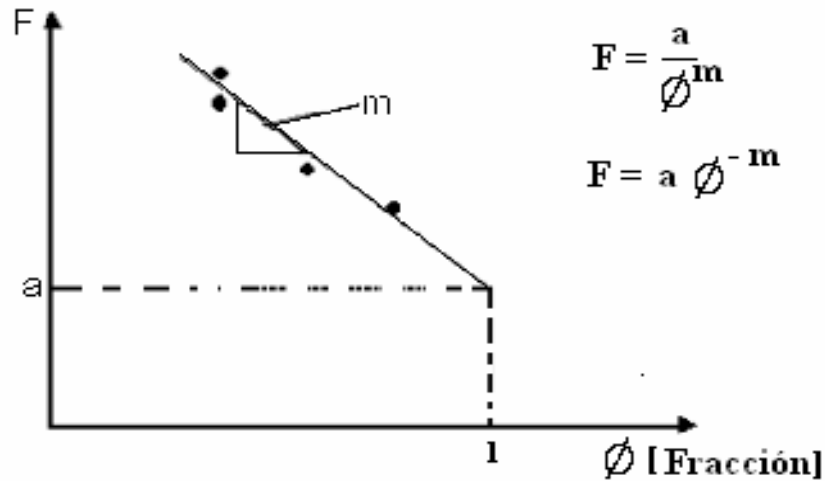


Figura I.10 Gráfica de  $F$  vs  $\phi$  en papel doble logarítmico

14. Con los datos de las muestras preparar la gráfica de  $F$  vs  $K$  en papel doble logarítmico. La gráfica también será una recta. Determinar las constantes  $M$  y  $A$  (pendiente de la recta y ordenada al origen) y obtener la ecuación de la recta.

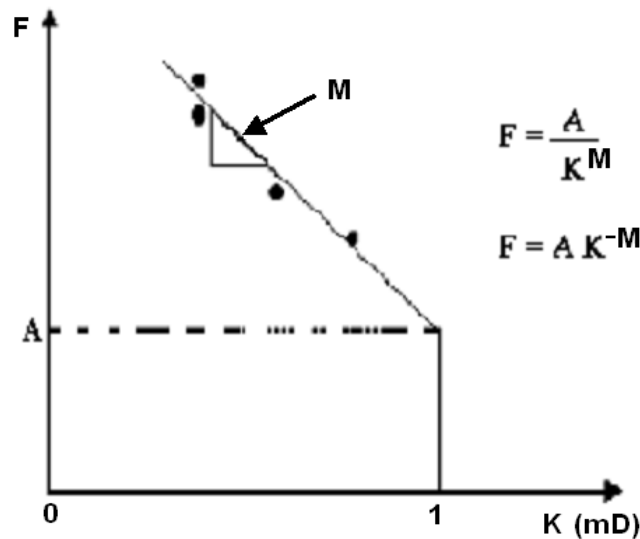


Figura I.11 Gráfica de  $F$  vs  $K$  en papel doble logarítmico

15. Preparar la gráfica de  $I$  vs  $S_w$  en papel doble logarítmico. Como en los casos anteriores la gráfica será una recta. Determinar el valor de  $n$  (pendiente de la recta) y establecer la ecuación de la recta.

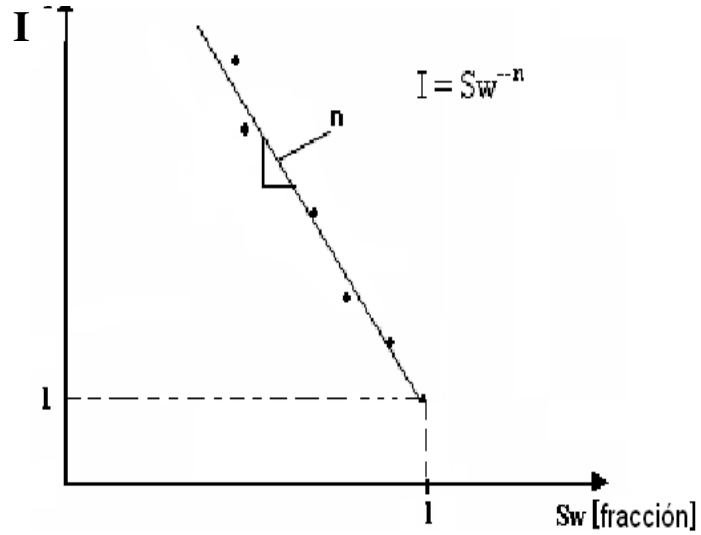


Figura I.12 Gráfica de  $I$  vs  $S_w$  en papel doble logarítmico

Cuando  $R_t$  alcanza el valor de  $R_o$ , es decir, cuando se tiene una saturación de 100% en la muestra el valor de  $I = 1$ .

A continuación se muestran las gráficas de factor de formación contra porosidad y permeabilidad, al igual que índice de resistividad contra saturación de agua para varios campos de California, Texas y Lousiana.

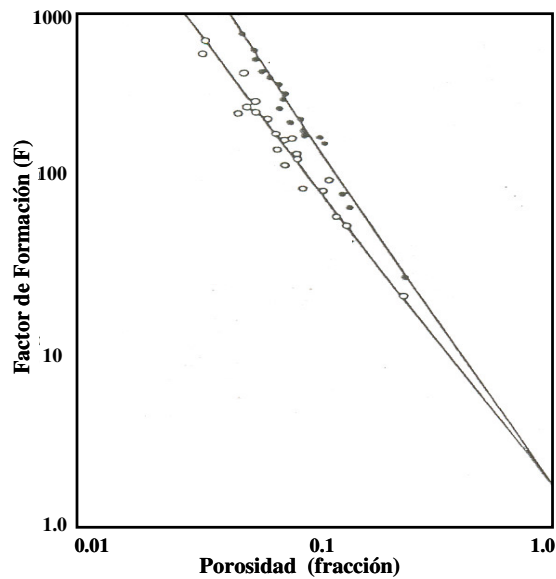


Figura I.13 Gráfica de  $F$  vs  $\phi$ , en papel doble logarítmico, para arenas

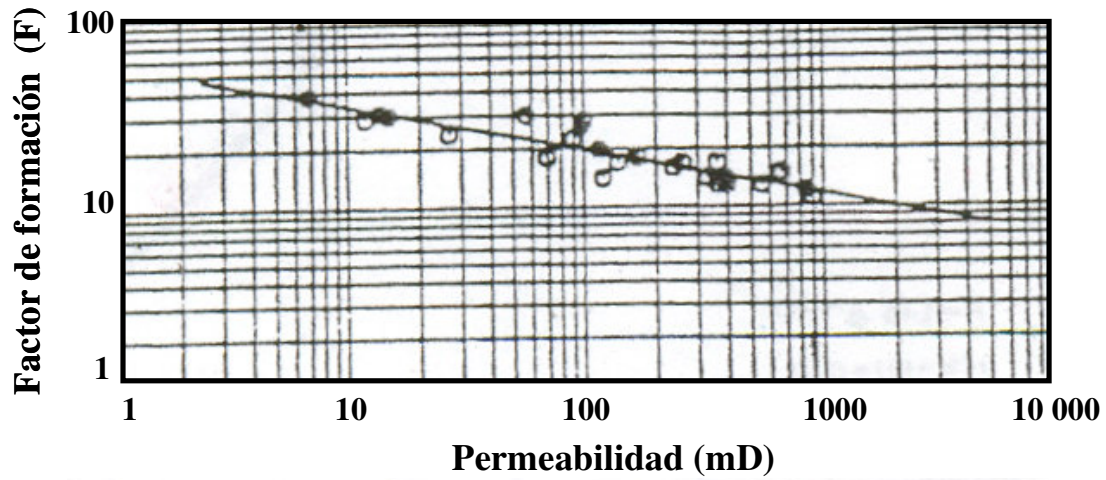


Figura I.14 Gráfica de F vs K, en papel doble logarítmico, para arenas

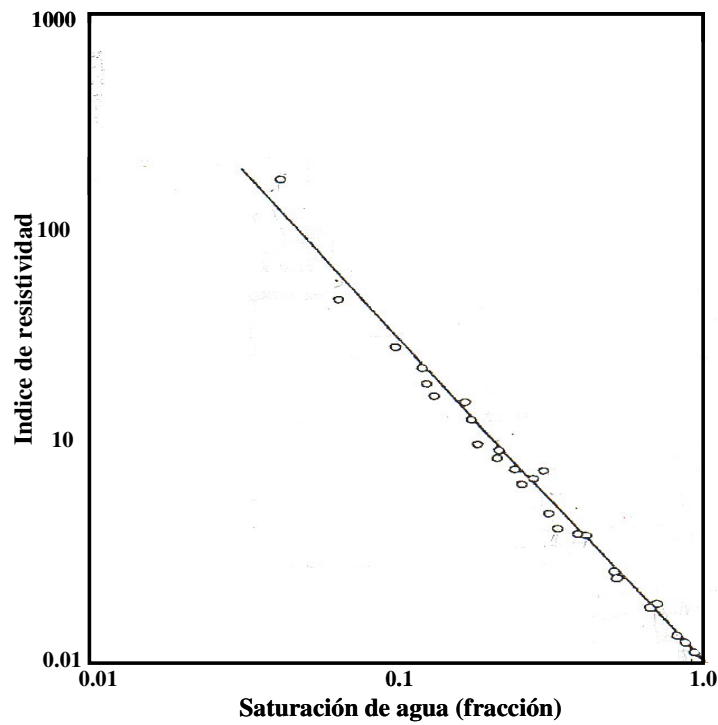


Figura I.15 Gráfica de I vs  $S_w$  en papel doble logarítmico, para arenas

Como se realizaron mediciones de resistividad a las muestras con distintos grados de saturación de agua, se pueden preparar gráficas con estos dos parámetros en papel doble logarítmico. En la Figura I.16 A se presenta un ejemplo de tal gráfica para una muestra de roca. La gráfica resultante es una recta. Los valores límites de la resistividad serán: máximo valor de  $R_t$  para cuando se tenga en la roca la saturación de agua irreductible ( $S_{wi}$ ) y mínimo valor  $R_t=R_o$  cuando se tenga  $S_w = 100\%$ .

Si los datos de  $R_t$  y de  $S_w$  se grafican en papel normal definirán una tendencia curva, similar a las graficas que representan la variación vertical de fluidos en un pozo, Figura I.16 B.

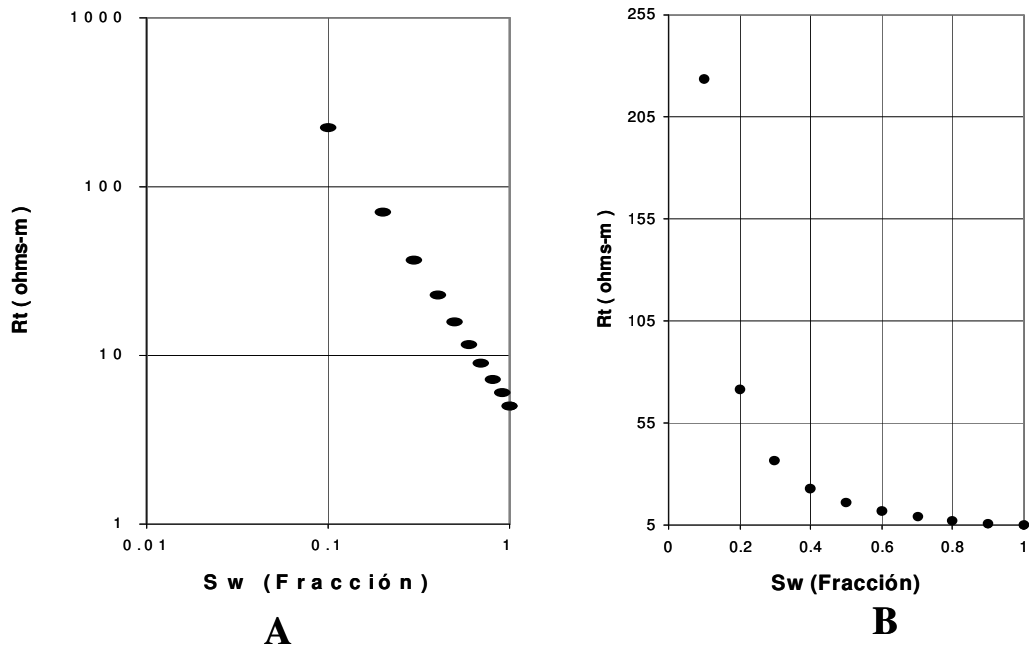


Figura I.16 Relación resistividad-saturación de agua en dos tipos de papel

## I.7 PRESIÓN CAPILAR ( $P_c$ )

La capilaridad es un fenómeno que se presenta en materiales que contienen espacios muy pequeños (tubos capilares, poros), debido a las fuerzas de superficie (tensiones superficiales, fuerzas de adhesión, mojabilidad) que se generan cuando se ponen en contacto con fluidos.

Un yacimiento petrolero es un sistema sólido-fluidos (roca-fluidos) con espacios porosos capilares. Los contactos entre los sólidos y los fluidos, generan propiedades de superficie como la tensión de adhesión, la tensión interfacial y la mojabilidad. Si los fluidos están contenidos en espacios capilares se presenta el fenómeno de capilaridad.

Si dos fluidos no miscibles entre sí saturan un medio poroso capilar, por ejemplo una roca sedimentaria saturada con agua y aceite, se genera entre ellos una interfase curva. Normalmente, solo uno de los fluidos moja la superficie de los granos y el otro, el no mojante, esta contenido dentro del mojante, ya sea como fase continua, o como fase discontinua (gotas).

La presión que existe en la fase no mojante, inmediata a la interfase, es mayor que la presión en la fase mojante, también inmediata a la interfase. A esta diferencia de presión se le conoce como presión capilar ( $P_c$ ).

$$P_c = P_{f_{nm}} - P_{f_m} \quad (4) \quad \text{I.48}$$

donde:

$P_c$  es la presión capilar

$P_{f_{nm}}$  es la presión en la fase no mojante

$P_{f_m}$  es la presión en la fase mojante

En los yacimientos petrolíferos, generalmente el fluido mojante es el agua, por lo que la  $P_c$  para un yacimiento de aceite bajosaturado es:

$$(P_c)_{o/w} = P_o - P_w \quad \text{I.49}$$

y para uno de gas:

$$(P_c)_{g/w} = P_g - P_w \quad \text{I.50}$$

donde:

los subíndices g, o y w significan gas, aceite y agua, respectivamente.



Ecuaciones para determinar la presión capilar.

a) Considérese que se introduce el extremo de un tubo capilar de vidrio en un recipiente con agua, como se indica en la Figura I. 17. Debido a que el agua es el fluido mojante, se eleva el nivel de éste dentro del tubo hasta una altura  $h$  y se forma una interfase, por lo que la presión capilar es:

$$P_c = P_a - P_w \tag{I.51}$$

donde :

$P_c$  es la presión capilar

$P_a$  es la presión atmosférica

$P_w$  es la presión en el agua en el punto inmediato a la interfase

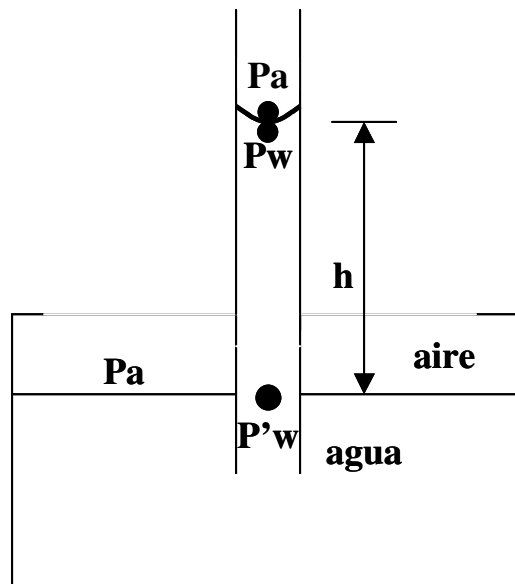


Figura I.17 Relación de presiones en tubos capilares

Despreciando el peso de la columna  $h$  de aire y considerando el peso de la columna  $h$  de agua, se tiene:

$$P_w = P'w - \rho_w gh \tag{I.52}$$

Pero  $P'w = P_a$ , por lo que sustituyendo  $P'w$  en la ecuación anterior queda:

$$P_w = P_a - \rho_w gh \tag{I.53}$$

Sustituyendo  $P_w$  en la ecuación (I.51) y simplificando queda:

$$(P_c)_{alw} = \rho_w gh \tag{I.54}$$

donde:

$(Pc)_{a/w}$  es la presión capilar en el sistema sólido-aire-agua (dinas/cm<sup>2</sup>)

$\rho_w$  es la densidad del agua (g/cm<sup>3</sup>)

$g$  es la aceleración de la gravedad (cm./seg<sup>2</sup>)

$h$  es la altura a la que llega el agua en el tubo (cm.)

Si el sistema es sólido-aceite-agua, la ecuación queda:

$$(Pc)_{o/w} = (\rho_w - \rho_o)gh \quad I.55$$

siendo  $\rho_o$  es la densidad del aceite

Generalizando se tiene que

$$Pc = \Delta\rho gh \quad I.56$$

donde:  $\Delta\rho$  es la diferencia de densidades entre el fluidos

b) Considérese nuevamente el sistema sólido-agua-aire del caso a, representado ahora en la Figura I.18. El agua (fluido mojante) se elevará dentro del tubo capilar debido a las fuerzas de atracción (tensión de adhesión) que se generan entre el sólido y el agua. El nivel de agua se elevará hasta que la tensión de adhesión (fuerza ascendente) sea equilibrada por el peso del agua dentro del tubo (fuerza descendente). Las ecuaciones de ambas fuerzas son las siguientes:

$$\text{Fuerza ascendente: } F = 2\pi r A_T \quad I.57$$

$$\text{Fuerza descendente: } F' = \pi r^2 h \rho_w g \quad I.58$$

donde:

$A_T$  es la tensión de adhesión (dinas/cm.)

$r$  es el radio del tubo capilar (cm.)

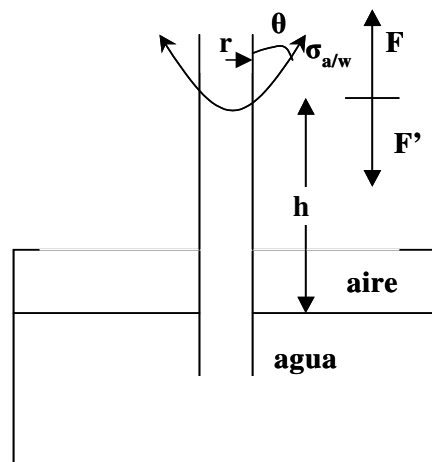


Figura I.18 Relación de presiones en tubos capilares

Igualando estas fuerzas y despejando  $h$  se tiene la siguiente ecuación:

$$h = \frac{2A_T}{rg\rho_w} \quad \text{I.59}$$

Sustituyendo la ecuación (I.59) en la ecuación (I. 54) y simplificando se tiene:

$$(Pc)_{a/w} = \frac{2A_T}{r} \quad \text{I.60}$$

Por otro lado, la tensión de adhesión puede expresarse en la siguiente forma:

$$A_T = \sigma_{a/w} \cos\theta_{a/w} \quad \text{I.61}$$

donde:

$\sigma_{a/w}$  es la tensión superficial aire-agua (dinas/cm.)

$\cos\theta_{a/w}$  es el coseno del ángulo de contacto

Sustituyendo la ecuación (I.61) en (I.60) y generalizando se tiene:

$$Pc = \frac{2\sigma \cos\theta}{r} \quad \text{I.62}$$

c) Para empacamientos de esferas se ha propuesto la siguiente ecuación.

$$Pc = \sigma \left( \frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} \right) \quad \text{I.63}$$

donde:

$\sigma$  es la tensión interfacial correspondiente a los fluidos del sistema (dinas/cm.)

$R_1$  y  $R_2$  son los radios principales de curvatura de la interfase, como se indica en la Figura I.19

Los radios de curvatura se miden en planos perpendiculares. Si se introduce el concepto de radio medio ( $R_m$ ) en la siguiente forma:

$$\frac{1}{R_m} = \left( \frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} \right) \quad \text{I.64}$$

la ecuación (I.63) queda:

$$Pc = \sigma \left( \frac{1}{R_m} \right) \quad \text{I.65}$$

o sea que según la ecuación (1.62)

$$\frac{1}{Rm} = \frac{2 \cos \theta}{r} \quad \text{I.66}$$

y según la ecuación (I.56)

$$\frac{1}{Rm} = \Delta \rho g h \quad \text{I.67}$$

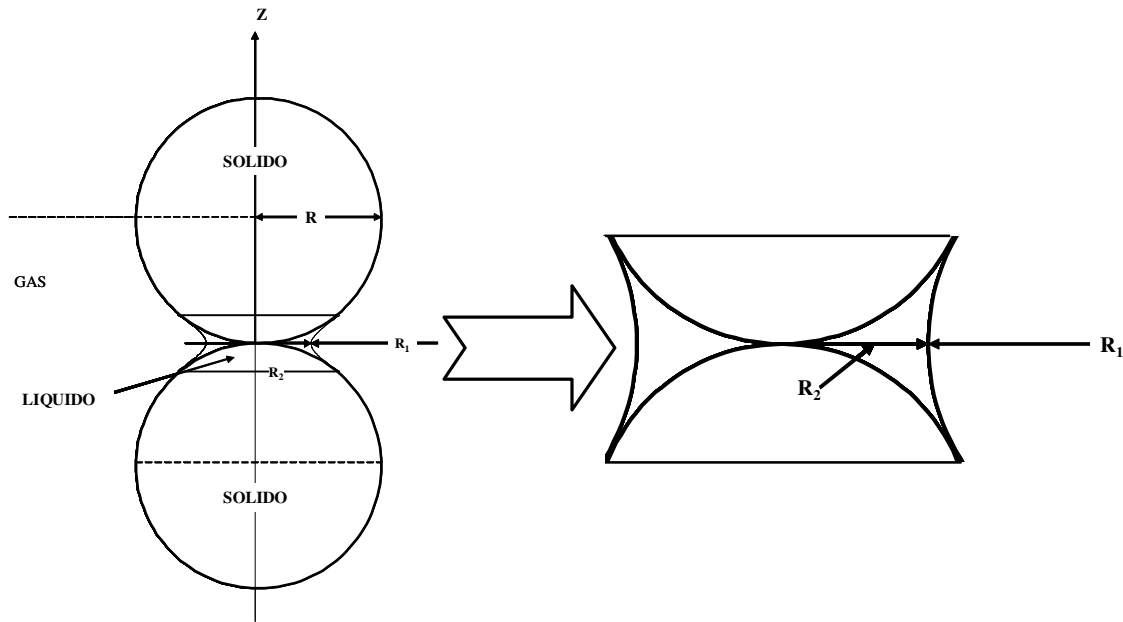


Figura I.19 Radios principales de curvatura<sup>(4)</sup>

De acuerdo con las ecuaciones anteriores la presión capilar es función de las densidades de los fluidos que se encuentran en un capilar, de la altura a la que se eleva el fluido mojante dentro del capilar con respecto a la superficie libre de ese fluido y de la aceleración de la gravedad (ecuación I.55); también es función de la tensión interfacial del par de fluidos del sistema roca-fluidos, del ángulo que forma tal tensión interfacial con el sólido, medido dentro del fluido más denso, y del tamaño de capilar (ecuación I.62) y para un medio poroso la presión capilar en función de la tensión interfacial correspondiente a los fluidos que saturan al medio y del radio medio de curvatura (ecuación I.65).

En un medio poroso, el radio medio de curvatura también se relaciona a la saturación de fluido mojante, como se aprecia en la Figura I.19. Si el fluido mojante es el agua, entonces tal radio medio se relaciona a la saturación de agua.

Se han propuesto varios procedimientos de laboratorio para determinar el comportamiento capilar de un medio poroso o roca. En tales procedimientos se mide la presión capilar que existe en el medio poroso a distintas saturaciones de fluidos mojante y no mojante.

Son tres los métodos que más se utilizan en el laboratorio para obtener la presión capilar en muestras pequeñas de roca, sus fundamentos son los siguientes.

- a) Desplazamiento del fluido mojante o del no mojante existente en la muestra de roca, en un equipo con membrana semipermeable.
- b) Desaturación de núcleo por medio de una centrífuga
- c) Saturación de la muestra de roca con mercurio

Los fluidos que se utilizan en tales pruebas experimentales son: agua, aceite, gas y mercurio (Hg) de tal manera que se forman y analizan los cuatro sistemas roca-fluidos siguientes:

SISTEMA ROCA-FLUIDOS	FLUIDO MOJANTE	FLUIDO NO MOJANTE
ROCA-AGUA-GAS	AGUA	GAS
ROCA-AGUA-ACEITE	AGUA	ACEITE
ROCA-ACEITE-GAS	ACEITE	GAS
ROCA-Hg-GAS	GAS	Hg

De los cuatro sistemas mencionados, los más utilizados son: roca-agua-gas y roca-Hg-gas. El que muy poco se analiza es el roca-aceite-gas.

Los resultados de las pruebas de comportamiento capilar en cualquiera de los sistemas roca-fluidos se presentan en gráficas de presión capilar contra la saturación de alguno de los fluidos saturantes. Por lo regular se preparan las curvas de presión capilar en función del fluido mojante. En la Figura I.20 se presenta un ejemplo.

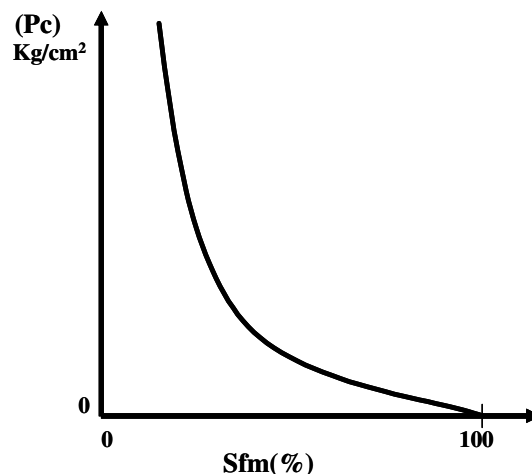


Figura I.20 Gráfica de presión capilar

## I.8 CONVERSIÓN DE DATOS DE PRESIÓN CAPILAR DE CONDICIONES DE LABORATORIO A CONDICIONES DE YACIMIENTO

Como se ha indicado, en el laboratorio se efectúan pruebas de presión capilar en muestras de roca utilizando las siguientes combinaciones de fluidos: gas-agua o mercurio-gas. Estos sistemas roca-fluidos, por lo regular, no representan los sistemas que existen en los yacimientos; además, normalmente las pruebas de presión capilar se realizan a condiciones de presión y temperatura muy diferentes a las del subsuelo, por lo que es necesario efectuar las conversiones de condiciones de laboratorio a condiciones de yacimiento.

Considérese que en el laboratorio se llevaron a cabo pruebas de presión capilar en muestras de roca de un yacimiento utilizando un sistema de fluidos gas-agua. Considérese que el yacimiento es bajosaturado, por lo que el sistema de fluidos es aceite-agua. Tanto en el yacimiento como en el laboratorio el fluido mojante es el agua.

La ecuación I.62 para condiciones de laboratorio (L) queda:

$$P_{cL} = \frac{2\sigma_L \cos \theta_L}{r_L} \quad \text{I.68}$$

Considerando el sistema roca-gas-agua, la ecuación anterior queda:

$$(P_{c_{gw}})_L = \frac{2(\sigma_{gw})_L (\cos \theta_{gw})_L}{r_L} \quad \text{I.69}$$

para el sistema roca-aceite-agua del yacimiento (Y), se tiene:

$$(P_{c_{ow}})_Y = \frac{2(\sigma_{ow})_Y (\cos \theta_{ow})_Y}{r_Y} \quad \text{I.70}$$

Si se considera que tanto en el laboratorio como en el yacimiento se tiene:

- a) el mismo capilar, es decir:  $r_L = r_Y$
  - b) completa mojabilidad del agua, o sea  $\theta_L = \theta_Y = 0^\circ$  y por lo tanto  $\cos \theta = 1$
- entonces, sustituyendo lo anterior en las ecuaciones I.69 y I.70 y simplificando se tiene:

$$(P_{c_{ow}})_Y = \frac{(\sigma_{ow})_Y}{(\sigma_{gw})_L} (P_{c_{gw}})_L \quad \text{I.71}$$

Por medio de esta ecuación se convierten los datos de presión capilar, de condiciones de laboratorio a condiciones de yacimiento.

Es muy común utilizar el sistema roca-mercurio-gas en el laboratorio por ser rápido el proceso de análisis. En este caso, es necesario establecer, para la formación en estudio, un factor de proporcionalidad ( $f$ ), con el que se pasa del sistema roca-mercurio-gas al sistema roca-gas-agua, también a condiciones de laboratorio. Esto se logra realizando en la misma muestra de roca pruebas de presión capilar para los dos sistemas de fluidos mencionados, llevando a cabo primero las pruebas para el sistema roca-gas-agua y posteriormente para el roca-mercurio-gas.

Se relacionan los datos obtenidos y se obtiene el factor de proporcionalidad,  $f$ , que queda de la siguiente forma:

$$f = \frac{(Pc_{Hgg})_L}{(Pc_{gw})_L} \quad I.72$$

por lo tanto

$$(Pc_{gw})_L = \frac{(Pc_{Hgg})_L}{f} \quad I.73$$

Sustituyendo en la ecuación I.71 se tiene:

$$(Pc_{ow})_Y = \frac{(\sigma_{ow})_Y (Pc_{Hgg})_L}{(\sigma_{gw})_L \cdot f} \quad I.74$$

Con esta ecuación se convierten los datos de presión capilar, del sistema roca-mercurio-gas a condiciones de laboratorio al sistema roca-aceite-agua a condiciones de yacimiento.

### **Obtención de curvas de altura sobre contacto agua-aceite (h)**

Partiendo de la ecuación I.55 y considerando condiciones de yacimiento de aceite bajosaturado:

$$(Pc_{ow})_Y = (\rho_w - \rho_o)_Y g(h)_Y \quad I.75$$

despejando a  $(h)_Y$  y sustituyendo  $(Pc_{ow})_Y$  por la ecuación I.74, se obtiene:

$$(h)_Y = \frac{(\sigma_{ow})_Y (Pc_{Hgg})_L}{(\sigma_{gw})_L f (\rho_w - \rho_o)_Y g} \quad I.76$$

donde las variables tienen las siguientes unidades:

h	(cm.)
Pc	(dinas/cm <sup>2</sup> )
$\sigma$	(dinas/cm.)
$\rho_w, \rho_o$	(g/cm <sup>3</sup> )
g	(cm./seg <sup>2</sup> )
f	(adimensional)

La ecuación I.76, expresada en unidades prácticas, queda de la siguiente forma:

$$(h)_y = \frac{10(Pc_{Hg})_L (\sigma_{ow})_Y}{(\sigma_{gw})_L f(\rho_w - \rho_o)_Y} \quad I.77$$

donde las variables tienen las siguientes unidades:

- h (m)
- Pc (Kg./cm<sup>2</sup>)
- $\sigma$  (dinas/cm.)
- $\rho_w, \rho_o$  (g./cm<sup>3</sup>)
- f (adimensional)

Con esta ecuación se obtiene la distribución vertical de fluidos en un yacimiento bajosaturado, a partir de pruebas de presión capilar realizadas en el laboratorio para el sistema roca-Hg-gas. Para cada porosidad o permeabilidad se obtiene una curva de h vs. Sw

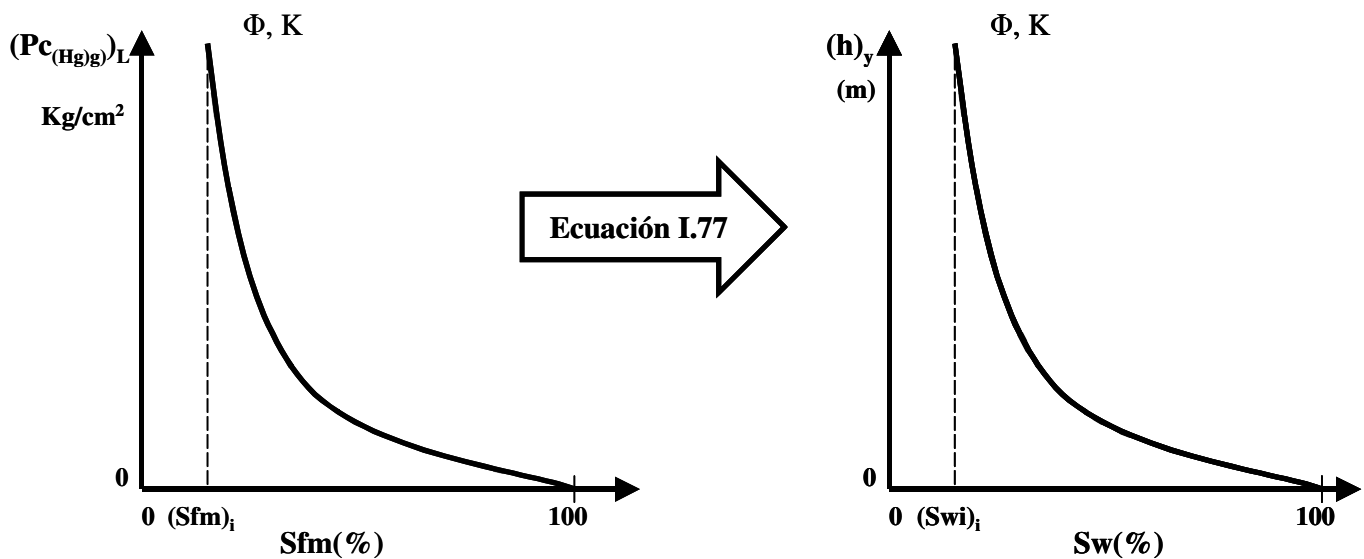


Figura I.21 Distribución vertical de fluidos en un yacimiento bajosaturado para una  $\phi$  y una K.

### I.9 ZONAS DE AGUA IRREDUCTIBLE Y DE TRANSICIÓN DE FLUIDOS EN UN YACIMIENTO PETROLERO

Los datos obtenidos por medio de las pruebas de presión capilar, después de ser convertidos a condiciones de yacimiento, pueden ser expresados en función de la profundidad o como altura sobre el contacto agua-aceite. Esto es de gran utilidad pues se tiene una idea de la distribución vertical original de los fluidos en el yacimiento, con lo que se puede, de manera indirecta, obtener el espesor de las zonas saturadas con determinados fluidos.

En estas curvas de distribución original de fluidos se pueden definir con claridad dos intervalos (Figura I.22): a) intervalo con saturación de agua irreductible ( $S_{wi}$ ), en



el que inicialmente se tiene la mínima saturación de agua y la máxima de aceite, y b) intervalo en el que cambian las saturaciones de fluidos, llamado zona de transición de saturación de fluidos, que empieza en la parte baja del intervalo con  $S_{wi}$  y termina en la profundidad del contacto agua-aceite, o sea cuando se tiene  $S_w=100\%$

Al igual que el agua, en la roca del yacimiento también se tiene un intervalo con saturación de aceite que no puede reducirse, llamada saturación residual de aceite ( $S_{or}$ ), el cual se ubica inmediatamente arriba del contacto agua-aceite. El volumen de aceite residual no puede producirse (ver Figura I.22).

De acuerdo con lo anterior, es común considerar en los yacimientos un intervalo o zona de transición de fluidos desde el punto de vista de producción. Esta zona de transición está limitada, en la parte superior por la parte baja de la zona con  $S_{wi}$  y en la parte inferior por la profundidad a la cual se tiene saturación de aceite residual ( $S_{or}$ ), ver Figura I.22.

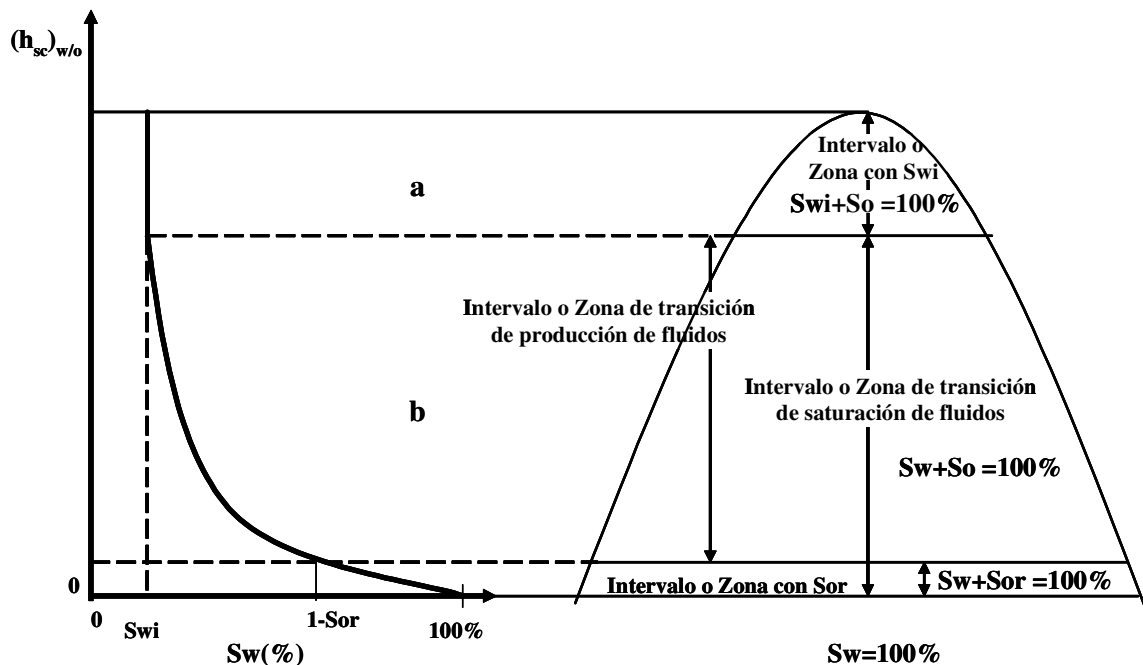


Figura I.22 Distribución original de fluidos en el yacimiento

Los espesores de estas dos zonas de transición dependen de las características de la roca, principalmente de la variación del tamaño de los granos o de los poros, del tipo de hidrocarburos que saturan la roca y de las características del sistema roca-fluidos. En general, a mayor variación de tamaño de poros en la roca y mayor densidad de los hidrocarburos se tendrá mayor espesor en la zona de transición de fluidos y a menor variación de tamaño de poro y menor densidad de los hidrocarburos, se tendrá un espesor menor de tal zona de transición.

La combinación de una roca con muy poca variación de tamaño de poros saturada con gas (yacimiento de gas en una roca relativamente homogénea en su granulometría) generará una zona de transición de fluidos de poco espesor.

En la Figura I.23 se indican los fluidos que se producirían de cada intervalo o zona vertical de un yacimiento de aceite bajosaturado.

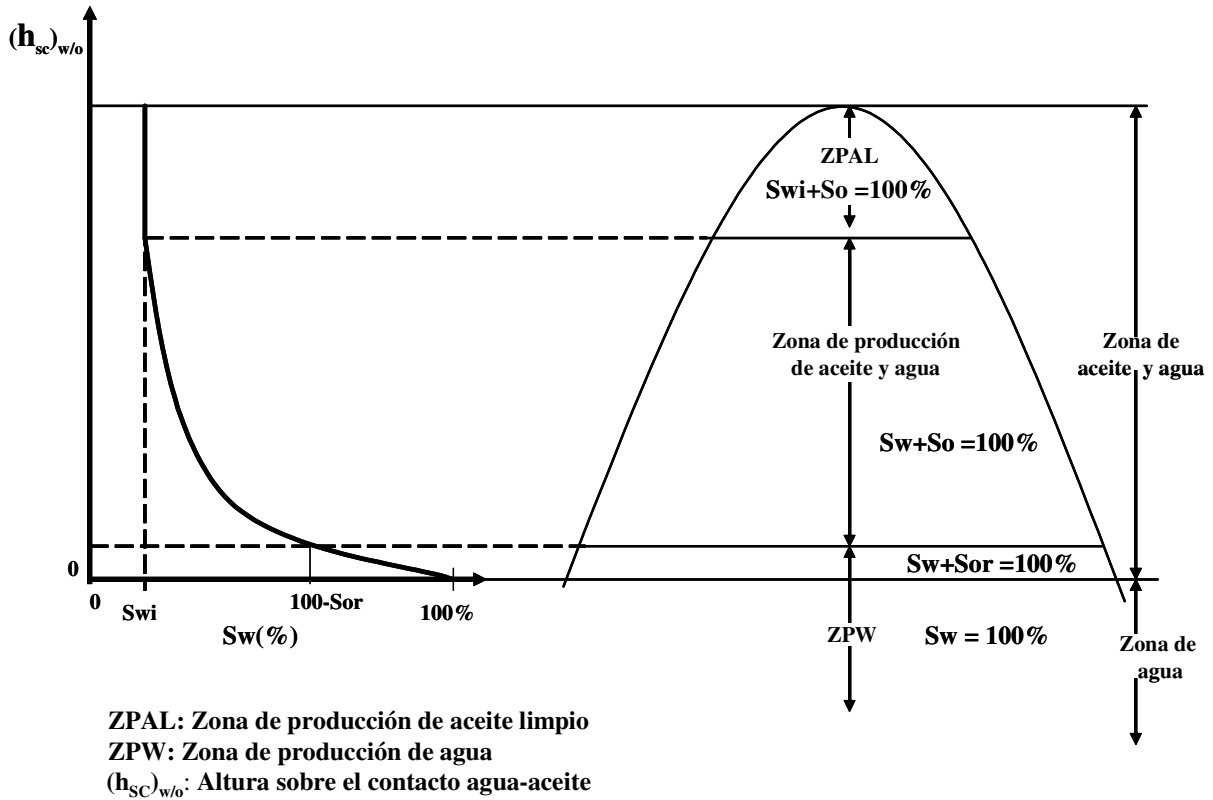


Figura I.23 Distribución original de fluidos en un yacimiento homogéneo de aceite bajosaturado y zonas de producción de fluidos

En los yacimientos o en los pozos petroleros no siempre se tiene la completa variación vertical original de fluidos, como la presentada en la Figura I.22. Para tener tal variación completa se requiere de una formación gruesa o no muy gruesa, ambas plegadas (anticlinal) o de una formación delgada con un echado alto (homoclinal), que puede ser un acúñamiento o estar relacionada a un afallamiento.

En las Figuras I.24 a I.26 se muestran algunos ejemplos sobre el tema en yacimientos homogéneos de aceite bajosaturado. Se ubican algunos pozos, indicándose si encuentran toda o parte de la variación vertical de fluidos.

a) Formación plegada de espesor grande

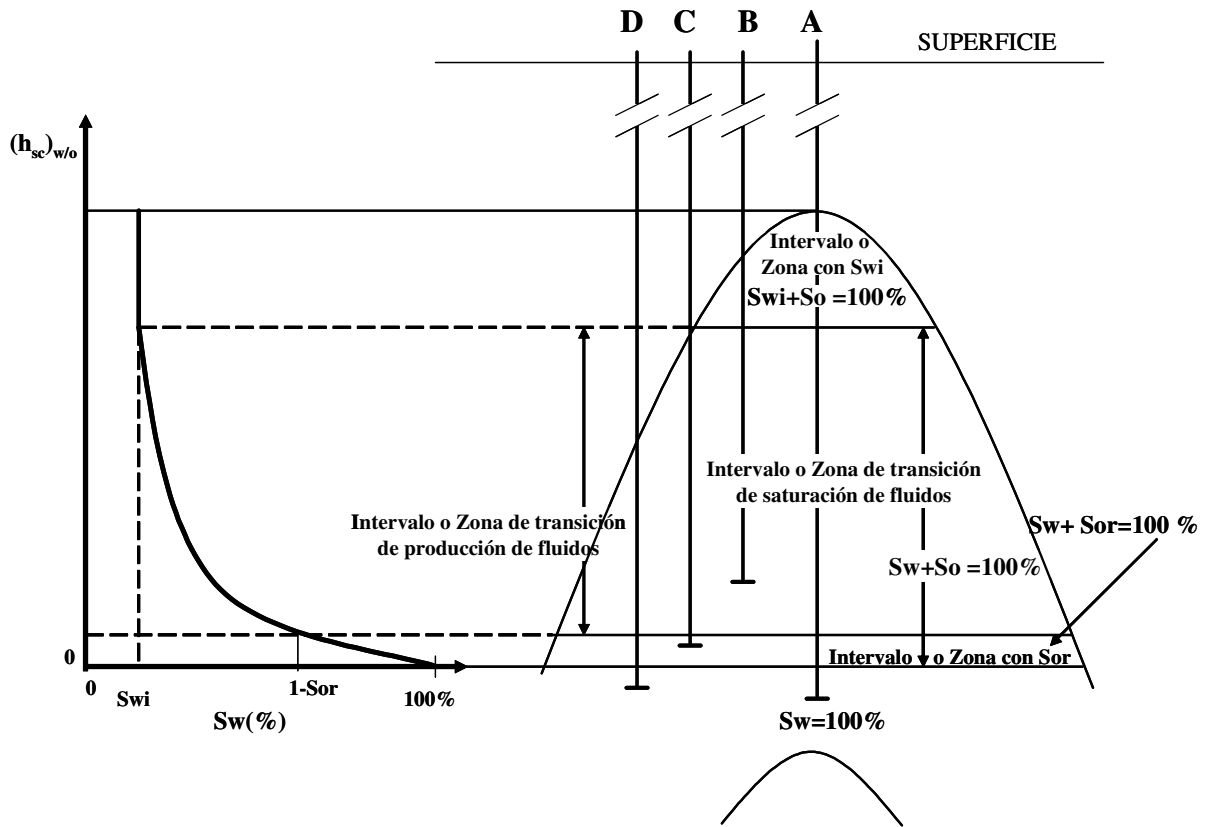


Figura I.24 Distribución vertical de fluidos en un yacimiento homogéneo de aceite bajosaturado

En la la Figura I.24 se observa la distribución de fluidos que encuentran cuatro pozos al penetrar el yacimiento. El pozo A entra en la cima del yacimiento, atraviesa toda la zona de saturación de agua irreducible, pasa por toda la zona de transición de saturación de fluidos, y por la de saturación de aceite residual y entra en la zona de saturación de agua, es decir abarca completamente la variación vertical de fluidos en el yacimiento. El pozo B atraviesa una parte de la zona de saturación de agua irreducible y abarca una parte de la zona de transición de fluidos. El pozo C no pasa por la zona de saturación de agua irreducible, pasa por toda la zona de transición de fluidos y abarca una parte de la zona de saturación de aceite residual. El pozo D perfora una parte de la zona de transición de fluidos, toda la zona de saturación de aceite residual y perfora un poco la zona saturación de agua.

b) Formación plegada de espesor no muy grande

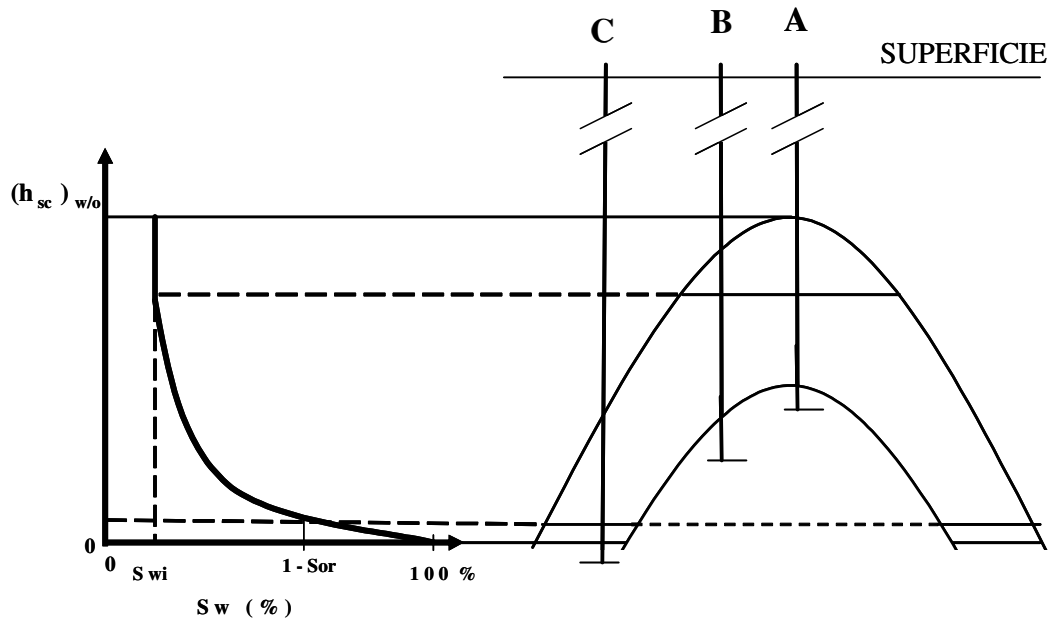


Figura I.25 Distribución vertical de fluidos en un yacimiento homogéneo de aceite bajosaturado

En la Figura I.25 se observa la distribución de fluidos que encuentran tres pozos al perforar el yacimiento. El pozo A perfora toda la zona de saturación de agua irreducible y la parte superior de la zona de transición de saturación de fluidos. El pozo B atraviesa una parte de la zona de saturación de agua irreducible y abarca la parte superior (igual que el pozo A) de la zona de transición de fluidos. El pozo C entra al yacimiento en la parte inferior de la zona de transición de fluidos, perfora el intervalo con aceite residual y entra al acuífero ( $S_w=100\%$ ).

- c) Formación de poco espesor con echado grande, relacionada a un afallamiento

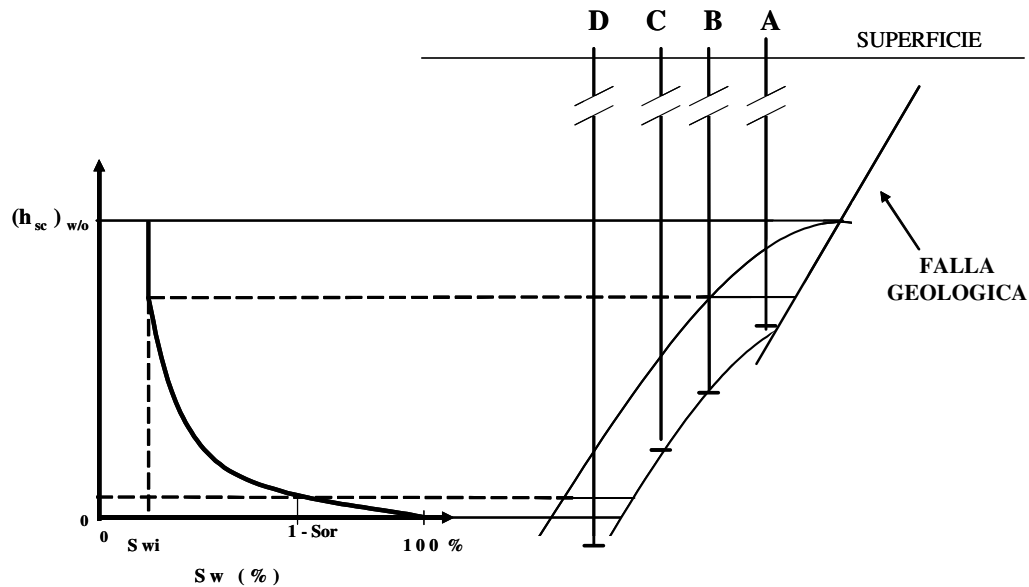


Figura I.26 Distribución vertical de fluidos en un yacimiento homogéneo de aceite bajosaturado

En la la Figura I.26 se observa la distribución de fluidos que encuentran cuatro pozos al penetrar el yacimiento. El pozo A pasa una parte de la zona de saturación de agua irreducible y llega al inicio de la zona de transición de saturación de fluidos. El pozo B no toca la zona de saturación de agua irreducible y abarca un poco mas de la zona de transición de fluidos que el pozo A. El pozo C entra en el yacimiento en la zona de transición de fluidos más abajo que el pozo A y la parte baja del intervalo del pozo B. El pozo D entra al yacimiento en la parte más baja de la zona de transición de fluidos, perfora la zona de aceite residual y llega a la zona de  $S_w=100\%$  (acuífero).

## ***CAPITULO II. DETERMINACIÓN DE LA $S_{wi}$ A PARTIR DE ANÁLISIS DE NÚCLEOS EN LABORATORIO***

### **II.1 PRUEBAS DE PRESIÓN CAPILAR EN DIFERENTES SISTEMAS ROCA-FLUIDOS**

El comportamiento capilar de un medio poroso, representado por las curvas de presión capilar, es usualmente medido a condiciones de superficie y posteriormente llevado a condiciones de yacimiento. Los métodos más comunes para medir la presión capilar en el laboratorio incluyen el método de la membrana semipermeable, el de la centrífuga y el de inyección de mercurio.

En el laboratorio se utilizan cuatro sistemas sólido-fluidos para determinar el comportamiento capilar de un medio poroso.

<b>Sistema</b>	<b>Fluido Mojante</b>	<b>Fluido No Mojante</b>
Roca-agua-gas	agua	gas
Roca-agua-aceite	agua	aceite
Roca-gas-aceite	aceite	gas
Roca-Hg-gas	gas	Hg.

#### **II.1.1 Método de la membrana semipermeable**

Se considera que el método de la membrana semipermeable, llamado frecuentemente como método de la membrana, es el más representativo del comportamiento capilar en el yacimiento, ya que utiliza muestras de roca del yacimiento en combinación con agua y aceite o agua y gas.

El método de la membrana, mide directamente las curvas de presión capilar en tiempos mucho mayores que con otros métodos.

Para explicar la forma de obtener el comportamiento capilar de un medio poroso en el laboratorio se considerará un equipo de baja presión con membrana semipermeable, para un sistema de empacamiento de arena suelta-agua-aire.

##### ➤ Descripción del equipo

El equipo consta de una pipeta graduada unida por medio de una manguera flexible a un recipiente cilíndrico de vidrio, en el cual se encuentra montada una membrana permeable y en donde se colocará el empacamiento de arena suelta. Se requiere también una regla graduada. En la Figura II.1 se muestra esquemáticamente el equipo.

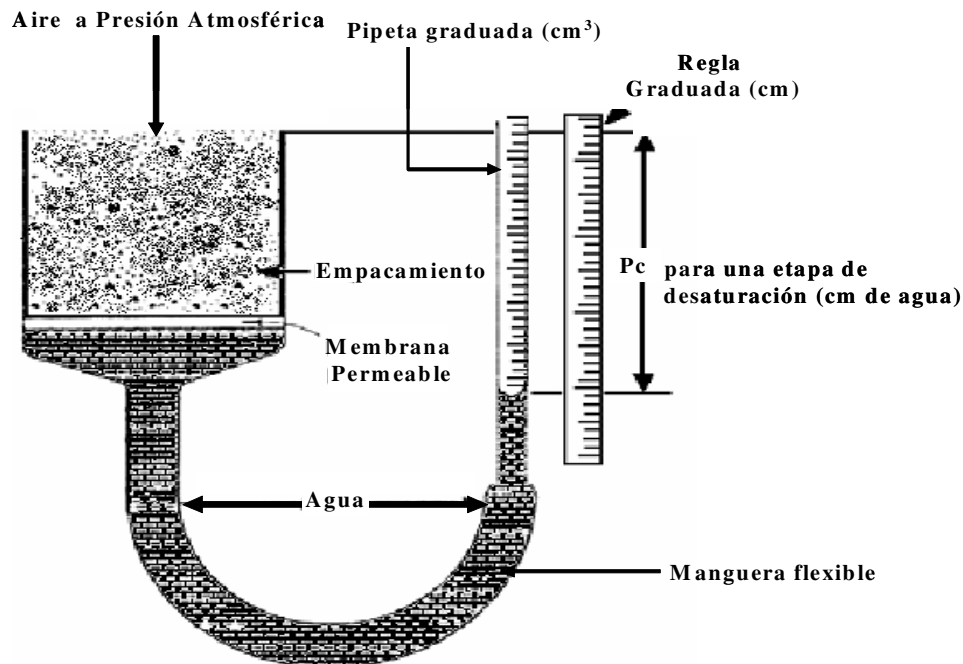


Figura II.1 Equipo de baja presión con membrana semipermeable para obtener la presión capilar de un sistema empacamiento-agua-gas <sup>(5)</sup>

### Descripción del procedimiento de análisis.

- 1- Con el equipo montado debidamente (Fig. II.1), llenar con agua el sistema pipeta-manguera hasta cierta altura dentro de la pipeta. El nivel de agua debe llegar exactamente hasta la cara superior de la membrana, la cual se encuentra previamente saturada 100% con agua.
- 2- Tomar la lectura del nivel de agua en la pipeta (lectura inicial)
- 3- Vaciar lentamente arena dentro del recipiente de vidrio, permitiendo que el agua por imbibición sature el empacamiento de arena que se va formando.
- 4- Continuar vaciando la arena hasta que el empacamiento alcance una altura apropiada. Esperar el tiempo suficiente hasta que el nivel del agua alcance la parte superior de dicho empacamiento, con lo cual se consigue saturarlo al 100% con agua.
- 5- Tomar la lectura del nivel agua dentro de la pipeta (lectura final). La diferencia de lecturas registradas en los pasos 2 y 5 es el volumen de poros del empacamiento.
- 6- Medir con una regla graduada la longitud y el diámetro del empacamiento.
- 7- Definir el nivel de referencia (puede ser la cubierta de la mesa donde se encuentra montado el equipo), y medir con una regla graduada la posición del nivel de agua de la pipeta y la posición del empacamiento, con respecto al nivel de referencia (N.R.)

- 8- La determinación de la  $P_c$  por drene (fluido no mojante desplaza al fluido mojante) se hace bajando un poco la pipeta con respecto al NR, esperando que el nivel de agua en la pipeta se estabilice. Al bajar la pipeta, se disminuye la presión en el agua dentro del medio poroso por lo que el aire, que está a presión atmosférica, entra al medio y desplaza un cierto volumen de agua que satura este medio, agua que saldrá por la membrana hacia la pipeta.
- 9- Tomar lectura del nuevo nivel de agua dentro de la pipeta y su posición con respecto al NR. La diferencia de posiciones entre la parte superior del empacamiento y del nivel de agua en la pipeta es la presión capilar en cm. La diferencia de lecturas del nivel de agua en la pipeta registradas en los pasos 5 y 9 es el volumen de agua desalojada del empacamiento, con lo cual se puede determinar la nueva saturación en el empacamiento.
- 10- Repetir los pasos 8 y 9 hasta que se observe que al bajar la pipeta la lectura del nivel de agua en la pipeta no cambia.
- 11- La determinación de la  $P_c$  por el método de imbibición (fluido mojante desplaza al fluido no mojante) se hace a continuación del método de drene, subiendo la pipeta por etapas y registrando las mismas lecturas, hasta que la posición del nivel de agua de la pipeta alcance la misma que la del empacamiento.
- 12- Graficar en papel normal los valores de  $P_c$  (cm. de agua) contra los valores de saturación de agua correspondientes de cada etapa, obtenidos por ambos métodos. Figura II. 2

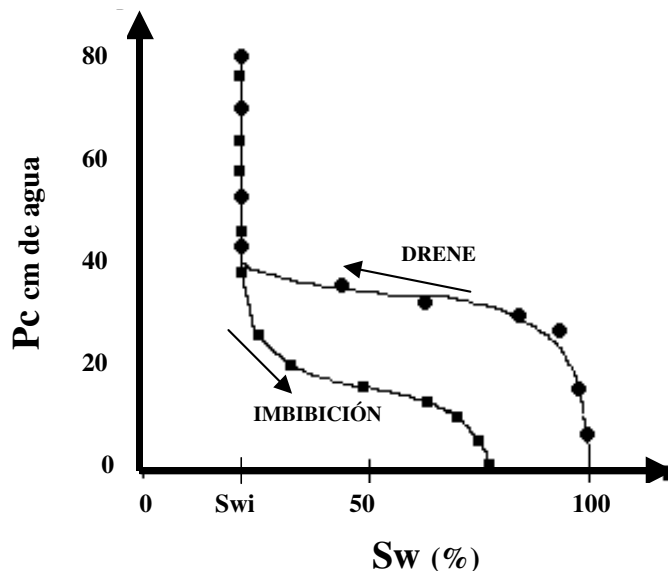


Figura II.2 Curvas de presión capilar para un sistema arena suelta (malla 20-40)-agua-aceite @ c.a.

En las siguientes figuras se muestran algunos equipos que se utilizan para obtener, a presiones media o altas, la presión capilar en muestras de roca, para los pares de fluidos agua-gas y agua-aceite.



Las pruebas de laboratorio se realizan en forma similar a la descrita. Las muestras se saturan 100% con agua en equipo especial. Las presiones se miden en manómetros. En estos equipos solo se pueden obtener las curvas de presión capilar por drene.

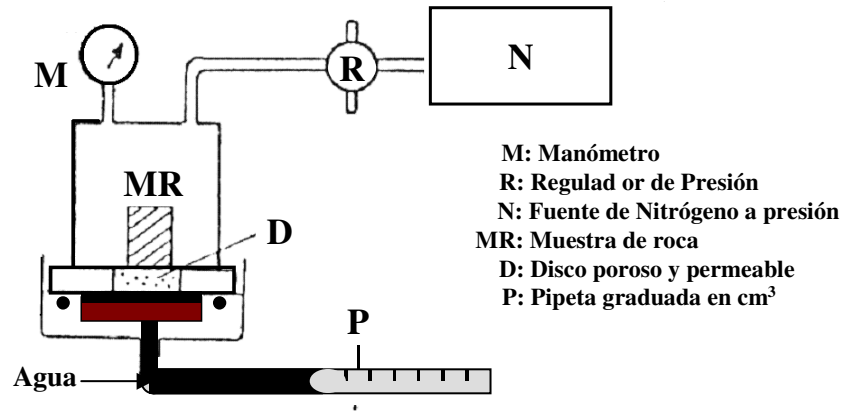


Figura II.3 Equipo con membrana semipermeable para obtener la presión capilar en un sistema roca-agua-gas a presión media o alta <sup>(5)</sup>

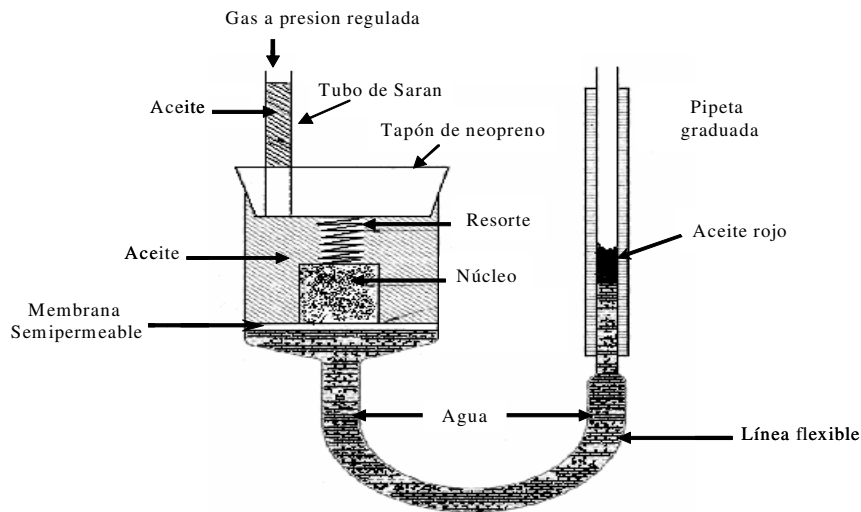


Figura II.4 Equipo con membrana semipermeable para obtener la presión capilar en un sistema roca-agua-aceite a baja o media presión. <sup>(5)</sup>

### II.1.2 Método de inyección de mercurio

La desventaja del método de inyección de mercurio es que se utiliza un sistema de fluido diferente al que se tiene en el yacimiento. Se utilizan muestras pequeñas de núcleos y se obtiene la saturación irreductible de la fase mojanante por altas presiones capilares comparadas con otros métodos. Por otra parte la inyección de mercurio tiene la ventaja que puede ser usada en muestras de forma irregulares semejantes a los recortes de perforación.

➤ Descripción del equipo

El aparato usado para determinar la presión capilar utilizando mercurio, es mostrado en la Figura II.5, el cual fue desarrollado en 1949 por Purcell. Los componentes esenciales, son:

- Una bomba de desplazamiento de mercurio (A)
- Un porta muestra (B)
- Un sistema de suministro de gas a presión controlada (C)

Con el sistema de suministro de gas, la presión puede ser variada desde valores absolutos de unas cuantas pulgadas de agua (alto vacío) hasta cerca de  $135 \text{ kg/cm}^2$ . La bomba de mercurio consiste de un arreglo pistón-cilindro. El pistón es movido por medio de un tornillo maquinado con gran precisión, de tal manera que una vuelta completa de éste, moverá al pistón una distancia suficiente para desplazar un  $\text{cm}^3$  de mercurio. El volumen de líquido desplazado en la bomba es determinado por medio de lecturas sucesivas en la escala de la bomba, (ver Figura II.5) y en el vernier, el cual está colocado en el centro de la manivela del tornillo de desplazamiento.

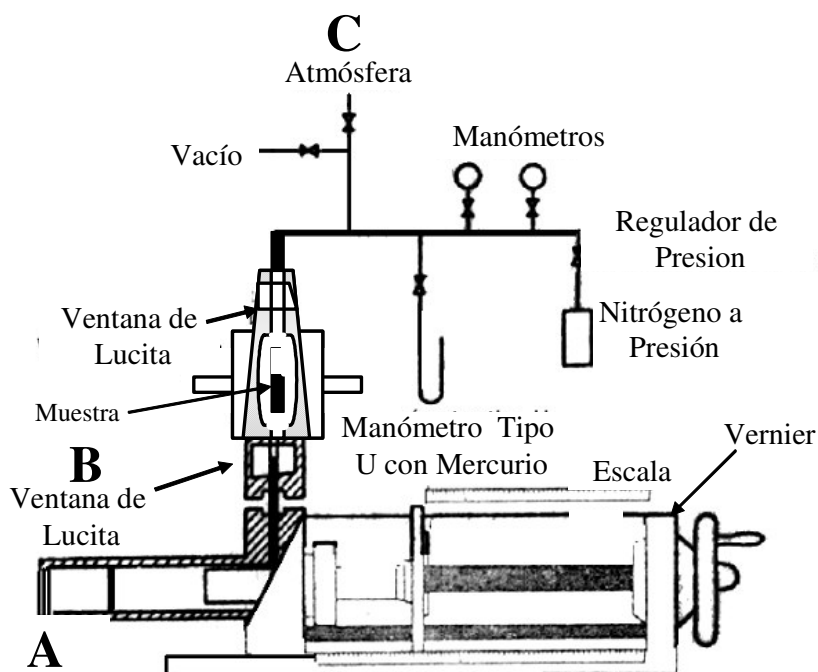


Figura II.5 Equipo para inyección de mercurio a alta presión en un sistema roca-mercurio-aire<sup>(5)</sup>

El portamuestras consta de dos partes, las cuales tienen, cada una de ellas, una ventana de lucita, de gran resistencia, unida rígidamente al cuerpo del porta muestra. El portamuestra está conectado a la bomba de mercurio y al sistema de suministro de gas por medio de dos ductos tubulares transparentes. Estos conductos tienen unas marcas de referencia, aproximadamente a la mitad de la ventana del porta muestras.

El sistema de suministro de gas se conecta a un sistema de vacío y a un cilindro de nitrógeno a alta presión ( $135 \text{ kg/cm}^2$ ). Tal sistema está conectado, también, a un regulador que permite mediciones de baja presión, de unos cuantos milímetros de mercurio absolutos y a un par de manómetros que permiten mediciones hasta el rango de  $135 \text{ kg/cm}^2$ .

**Procedimiento para determinar la presión capilar mediante la inyección de mercurio:**

1. Se coloca el núcleo (se pueden colocar recortes de perforación), limpio y seco, del cual se conoce previamente su volumen de poros. El volumen del núcleo será determinado durante el experimento. Se cierra, posteriormente, el porta muestras mediante las arandelas de empaque superior, que proporcionan un sello resistente.
2. Con el nivel del mercurio un poco de bajo de la línea de referencia en la ventana inferior del porta muestras, se provoca vacío con el sistema hasta tener una presión absoluta de  $0.005 \text{ mm}$  de mercurio y de ser posible menor.
3. El nivel de mercurio debe ser ubicado con exactitud en la marca de referencia inferior girando la manivela del tornillo de desplazamiento de la bomba de mercurio
4. Posteriormente, las escalas de la bomba deben ser calibradas a cero
5. Con las escalas en cero, se hace avanzar el pistón girando la manivela hasta que el menisco del mercurio alcance la marca de referencia en la ventana superior
6. Con el menisco en esta marca, se hace la lectura en la escala de la bomba. La distancia que ha recorrido la escala indica el volumen de mercurio para llenar la celda con el núcleo en su interior. El volumen conocido de la celda vacía, definido entre las marcas de referencia, menos el volumen de mercurio, leído en la escala, proporciona el volumen total de la muestra
7. Se aísla la bomba de vacío del sistema de suministro de gas mediante una válvula y se permite la entrada del gas en ligeros incrementos a través de una válvula de regulación, incrementando con ello la presión sobre el mercurio que rodea a la muestra. La entrada del mercurio al interior de los poros del núcleo se aprecia como una baja en la interfase mercurio-aceite en la marca de referencia antes citada.
8. El volumen de mercurio que penetra en los poros es determinado haciendo que el pistón de la bomba avance hasta que el menisco del fluido regrese a la marca de referencia antes citada.
9. El procedimiento de elevar la presión para ocasionar una baja en el menisco y el movimiento del pistón para retornar éste a la marca de referencia debe ser repetido hasta alcanzar la presión máxima que se tenga programada, determinando en cada incremento, el volumen de mercurio inyectado

Para determinar con precisión las mediciones de presión capilar, es necesario establecer con anticipación una curva de presión-volumen del aparato, denominada como prueba de calibración. Esta curva funcionará como curva de corrección. La curva se elabora con el procedimiento antes descrito pero sin una muestra en la celda. Las lecturas de volumen obtenidas al someter las muestras al procedimiento de inyección de mercurio mencionado, son corregidas al sustraer el volumen determinado durante la prueba de calibración a las presiones correspondientes. Esta curva de presión-volumen refleja directamente los cambios de volumen que sufre el mercurio en función a la presión aplicada. La presión en el mercurio que entra a la muestra es la suma de la presión en el manómetro más la presión

debida a la carga hidrostática de la columna de mercurio entre la línea de referencia superior y el punto medio de la muestra. Esta carga hidrostática es determinada mediante medición directa. Se prepara una gráfica de presión capilar contra saturación de fluido mojante ( $1-S_{Hg}$ ).

Con este método la saturación de equilibrio es alcanzada muy rápido para cualquier presión en particular, por lo que puede determinarse una curva completa en un tiempo de 30 a 60 minutos. Las fluctuaciones de temperatura, en este periodo tan corto, son despreciables por lo que no requieren, generalmente, correcciones por expansión o contracción térmica.

El método de inyección de mercurio ofrece las ventajas de la rapidez del experimento, además de que las presiones investigadas pueden ser mucho mayores que con el método de la membrana. La desventaja se encuentra en que se tiene una diferencia entre las propiedades de mojabilidad del sistema con respecto al yacimiento y también en la pérdida permanente del núcleo, ya que el mercurio no podrá ser removido por completo de los poros de la muestra.

### II.1.3 Método de la centrífuga

Hassler y Brunner (1945) presentaron un método más rápido, aunque más complicado, para medir presiones capilares. En principio, el núcleo saturado se somete a un efecto de drene por gravedad, en donde la aceleración de gravedad  $g$  se ha multiplicado mediante una centrífuga de alta velocidad.

Para poder medir la presión capilar es necesario ocupar el aparato mostrado en la Figura II.6. Para las mediciones de la presión capilar con la centrífuga se requiere de movimiento en un plano liso aún cuando este fuera de balance, por lo que el aparato consta de un rotor central, uno suspendido en el eje que sea flexible y bastante inclinado para que el rotor tome el centro que requiere el líquido al moverse constantemente.

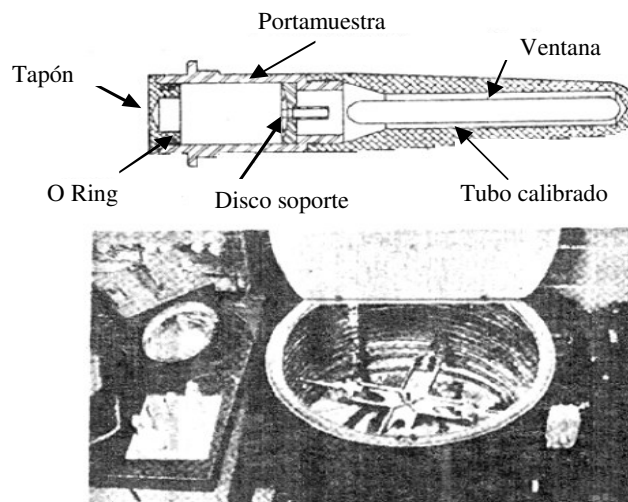


Figura II.6 Centrífuga para pruebas de presión capilar en sistemas roca-agua-aceite y roca-agua-gas, presión baja a alta. <sup>(5)</sup>

Después de un periodo de tiempo se mide el volumen de líquido recuperado en las pipetas. Cuando se alcanza el equilibrio, lo que toma desde unos minutos hasta una hora o más, la cantidad de líquido recuperado en cada una de las pipetas se lee.

### Procedimiento

- Para medir presiones capilares, se toma un núcleo limpio de fluido y seco, se le mide la porosidad, la permeabilidad absoluta.
- Después es pesado y se satura 100% con agua (fluido mojante)
- Posterior a la saturación se vuelve a pesar para ser colocado en el retenedor de núcleo.
- La centrífuga se pone en marcha y se opera a varios niveles de velocidad angular, o sea a varios valores de revoluciones por minuto, que van incrementándose a tiempos constantes para desaturar la muestra
- Para cada etapa de desaturación se determina la saturación de agua que tiene la muestra con base en el volumen de tal fluido recuperado en la probeta y el volumen inicial de agua en la muestra.

La presión capilar se obtiene con la siguiente ecuación:

$$P_c = Cw^2\Delta\rho(r_1^2 - r_2^2) \quad \text{II.1}$$

donde:

- $P_c$  es la presión capilar
- $C$  es la constante de la centrífuga
- $w$  es la velocidad rotacional de la centrífuga
- $\Delta\rho$  es la diferencia de densidades.
- $r_1$  es el radio exterior de rotación
- $r_2$  es el radio interno de rotación

Con los datos de presión capilar y de saturación correspondientes se prepara una curva de presión capilar en papel normal.

La medición de la presión capilar mediante el método de la centrífuga tiene la ventaja de que una curva de presión capilar se puede obtener en cuestión de horas, mientras que con el método de la membrana semipermeable para realizar la misma curva de presión capilar se requerirían varios días.

Los tres procedimientos descritos son los más utilizados en el laboratorio para determinar el comportamiento capilar (curvas de presión capilar) en muestras de roca. Los métodos de membrana y de inyección de Hg son considerados como métodos estáticos, ya que el núcleo no tiene movimiento durante las pruebas, en cambio, en el método de la centrífuga a las muestras de roca se les somete a movimientos de traslación, por lo que se considera como método dinámico.

Todas las pruebas mencionadas se suspenden, en caso de ser de drene, cuando se observa que para tres o cuatro etapas sucesivas de presión (tres o cuatro incrementos de presión) ya no se desaloja más fluido mojante de la muestra o sea cuando la curva de presión capilar se hace asintótica al eje de presiones, Figura II.7. Para esta condición se tendrá la saturación irreductible de fluido mojante en la muestra. Para los sistemas roca-agua-aceite y roca-agua-gas se tendrá la  $S_{wi}$  y para el sistema roca-Hg-gas se tendrá la  $S_{gi}$ , que en este caso será equivalente a la  $S_{wi}$ , ya que el Hg es el fluido no mojante.

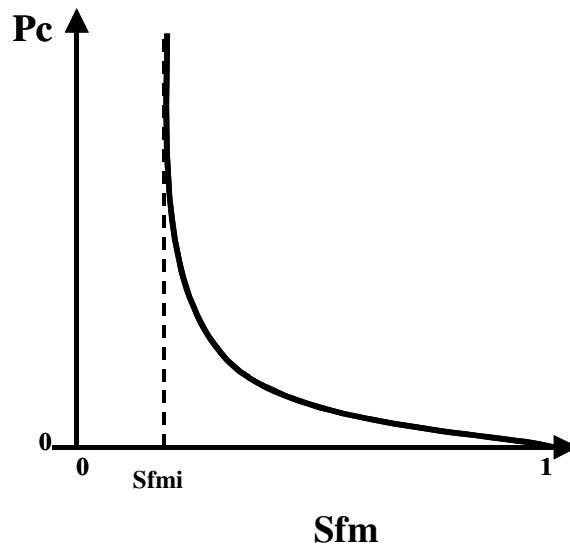


Figura II.7 Curva de presión capilar

## II.2 PRUEBAS DE DESPLAZAMIENTO DE FLUIDOS

Las pruebas de desplazamiento de fluidos que se llevan a cabo en el laboratorio tienen como objetivo principal obtener información necesaria para implantar un proceso de recuperación secundaria de hidrocarburos en un yacimiento. Como su nombre lo indica, en estas pruebas un fluido que se encuentra dentro del medio poroso es desplazado por inyección de otro fluido. Normalmente el fluido que se desplaza es aceite (fluido desplazado) y el fluido que se introduce a presión al medio (fluido desplazante) puede ser gas o agua.

Por medio de tales pruebas de laboratorio que se llevan a cabo en muestras de roca cortadas en los yacimientos petroleros, se obtienen muy diversos datos de la roca y del sistema roca-fluidos. En las diferentes etapas de las pruebas se miden o se determinan parámetros como: porosidad efectiva, permeabilidad absoluta, permeabilidades efectivas, permeabilidades relativas, saturaciones irreductibles de fase mojante y saturaciones residuales de fase no mojante, así como factores de recuperación del fluido desplazado.

Las pruebas de desplazamiento de fluidos se clasifican como pruebas de flujo en régimen variable ya que la saturación de los fluidos en el medio poroso cambia a medida que se desarrolla el experimento.

Como se indicó anteriormente, el aceite que se encuentra en el medio poroso (roca) es desplazado por inyección de gas o agua a presión y temperatura constante. En ambos casos, el desplazamiento de aceite se inicia conteniendo la roca una saturación de agua igual a la irreductible ( $S_{wi}$ ), saturación que se mantendrá constante si se inyecta gas o que se incrementará paulatinamente en caso de inyectarse agua, hasta alcanzar un valor máximo, cuando en la roca se logre reducir la saturación de aceite hasta su nivel residual.

Durante toda la prueba se miden los volúmenes de fluidos que salen de la roca y se relacionan a los tiempos correspondientes. Con esta información y con datos propios de la roca y de los fluidos utilizados se obtiene la información señalada en párrafos anteriores mediante las ecuaciones apropiadas.

Como ejemplo de información del sistema roca-fluidos que se obtiene con la prueba de flujo de fluidos bajo régimen variable, descrita en forma resumida, se presentan las gráficas de permeabilidades relativas al aceite ( $K_{ro}$ ) y al agua ( $K_{rw}$ ) en función de la saturación de agua (Figura II.8). Estas curvas resultan de una prueba en la que el aceite es desplazado por agua.

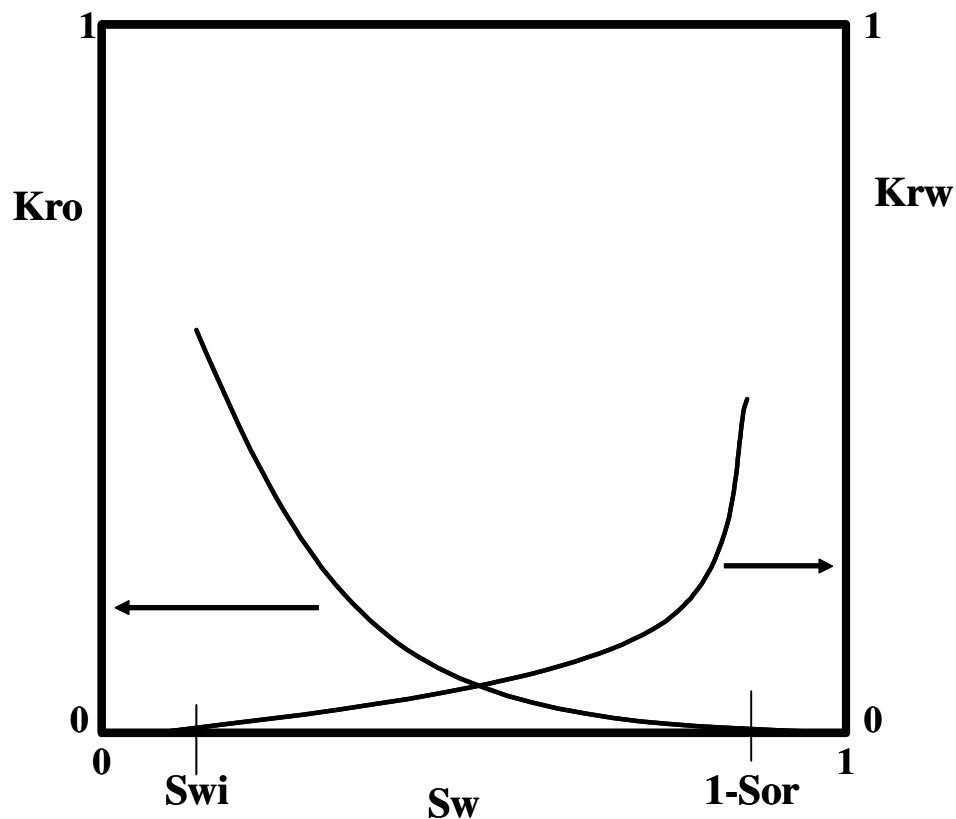


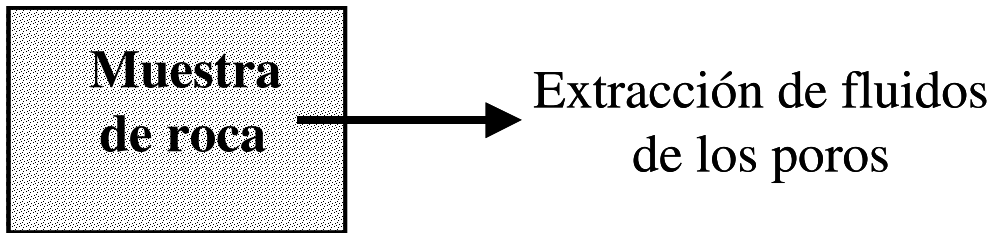
Figura II.8 Permeabilidades relativas

De acuerdo al objetivo de esta tesis, sólo se considerará la etapa de preparación de las muestras de roca a las que se les desplazará aceite con gas o con agua. Esta etapa de preparación se describe brevemente en la siguiente secuencia de trabajos.

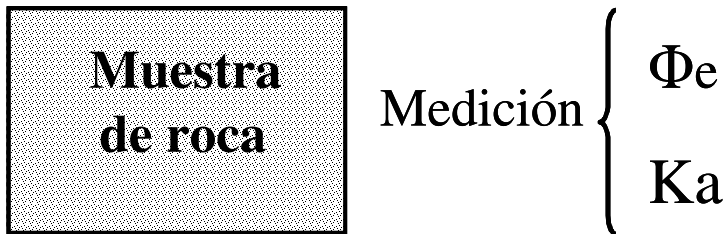
- a. Se corta una muestra de roca con forma cilíndrica



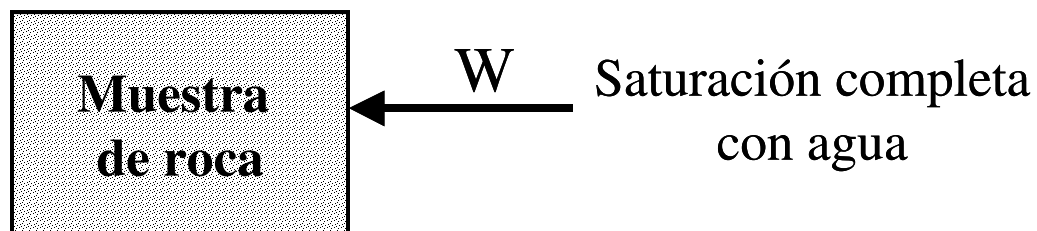
- b. Se extraen todos los fluidos que tengan los poros de la muestra, quedando ésta saturada solo con aire



- c. Se mide la porosidad efectiva ( $\phi_e$ ) y la permeabilidad absoluta de la muestra, utilizando gas ( $K_L=K_a$ )



- d. Se satura la muestra 100% con agua, de preferencia similar a la que existe en el yacimiento de donde se sacó la muestra de roca. El volumen de agua necesario para lograr una  $S_w=100\%$  será igual al volumen de poros comunicados





- e. Se coloca la muestra con  $S_w=100\%$  en un equipo de desplazamiento de fluidos y se circula agua, igual a la saturante, a través del medio poroso para obtener la permeabilidad al agua, que será prácticamente igual a la permeabilidad absoluta obtenida con gas ( $K_L$ ). En la Figura II.9 se muestra un equipo de desplazamiento.

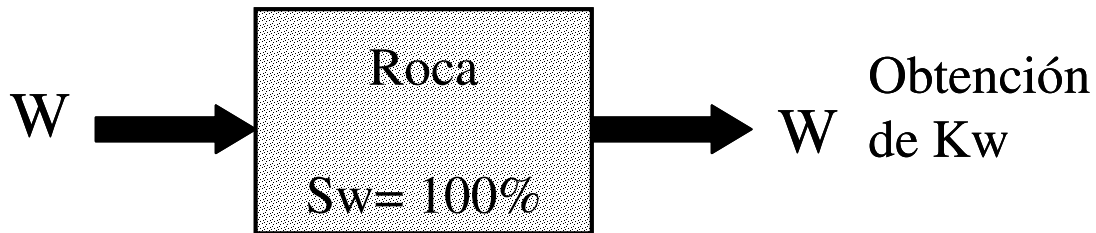
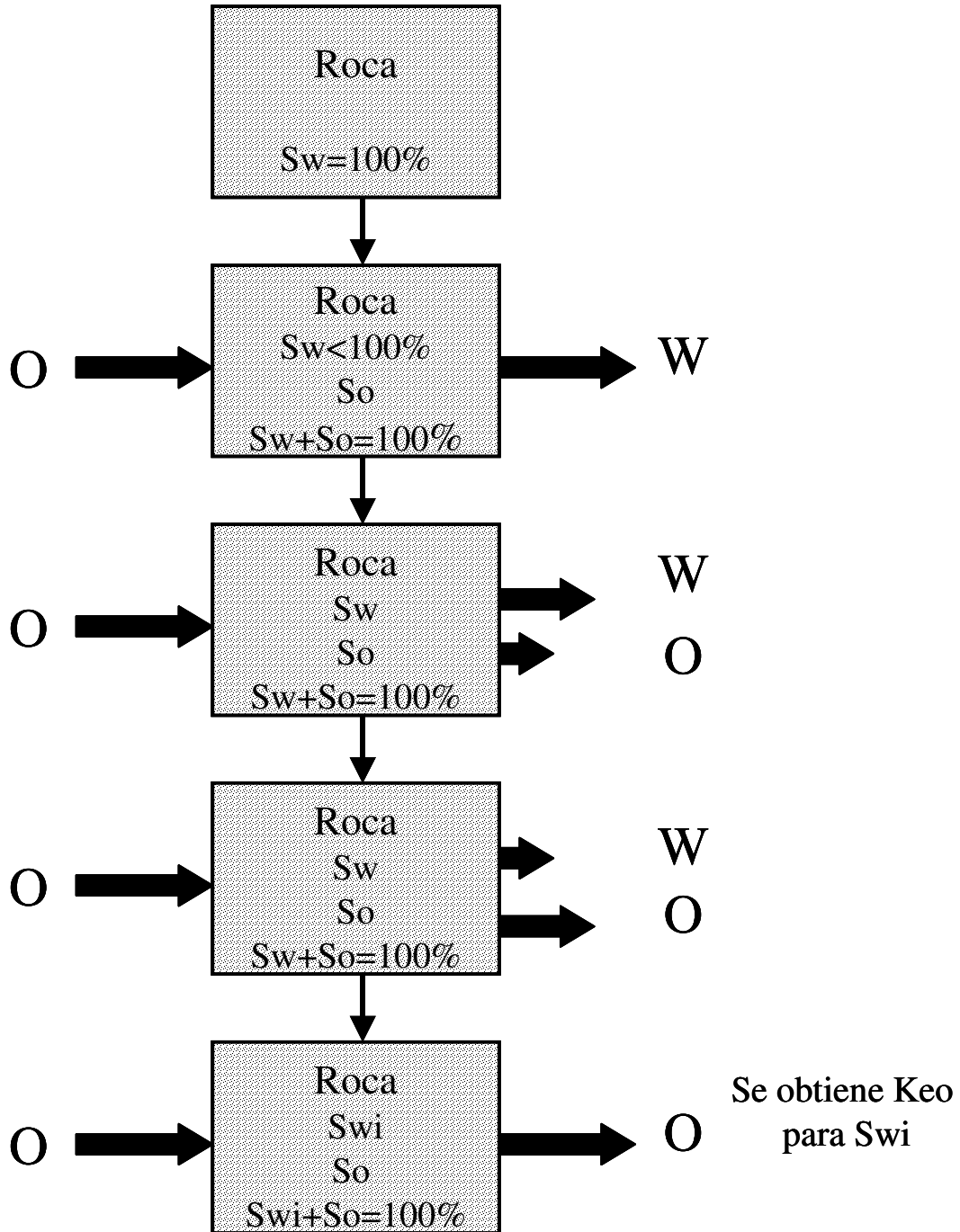


Figura II.9 Fotografía del equipo para desplazamientos de fluidos en régimen variable <sup>(4)</sup>

- f. En el equipo de desplazamiento se inyecta aceite a la muestra, a presión y temperatura constante, durante el tiempo necesario hasta que ya no salga agua de la muestra. Para estas condiciones se obtiene la permeabilidad efectiva al aceite para la saturación de agua irreductible. Posteriormente se suspende la inyección de aceite. El volumen total de agua desplazado de la muestra se resta del volumen de agua inicial en la muestra, cuando se tenía  $S_w=100\%$ , para obtener el agua que quedó en la muestra o sea el volumen de agua irreductible. Este volumen se relaciona al volumen inicial de agua en la muestra ( $V_{w\text{inicial}}=V_p$ ) para obtener la saturación de agua irreductible ( $S_{wi}$ ).



Con el procedimiento descrito es posible obtener la saturación de agua irreductible de las rocas de los yacimientos petroleros por medio de pruebas de desplazamiento de fluidos en laboratorio.

Al terminar esta etapa de preparación, la muestra está lista para que se lleve a cabo el desplazamiento de aceite por gas o por agua, aspecto que no se tratará por no estar contemplado en el tema de esta tesis.

### II.3 MÉTODO DE LA RETORTA A PRESIÓN ATMOSFÉRICA

En análisis convencionales de núcleos, los líquidos saturantes pueden extraerse de ellos por destilación a presión atmosférica. Este proceso se conoce como método de la retorta. En las Figuras II.10 y II.11 se muestran dos ejemplos de equipos de laboratorio llamados retortas. En la Figura II.12 se muestra un corte del equipo retorta.

Los líquidos de la muestra son vaporizados en la cámara de calentamiento, los vapores pasan a un condensador y ya en forma líquida son recuperados en tubos o probetas calibrados. En este método se emplean muestras representativas con pesos entre 100 y 175gr.

En los recipientes calibrados se miden los volúmenes de aceite y de agua que se sacaron de los poros de las muestras de roca. Estos volúmenes se relacionan al volumen de poros para obtener las correspondientes saturaciones.

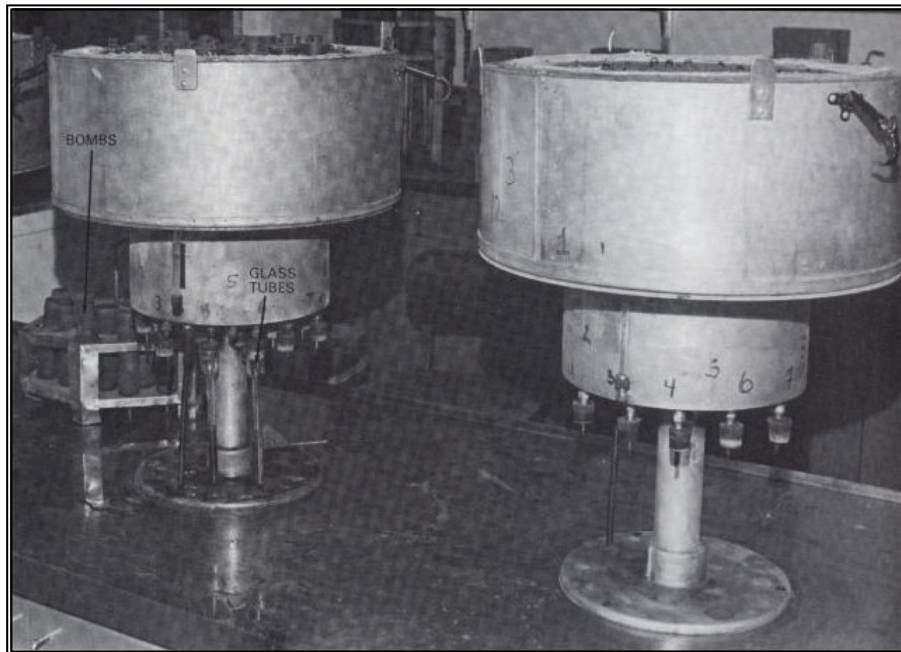


Figura II.10 Retorta <sup>(4)</sup>

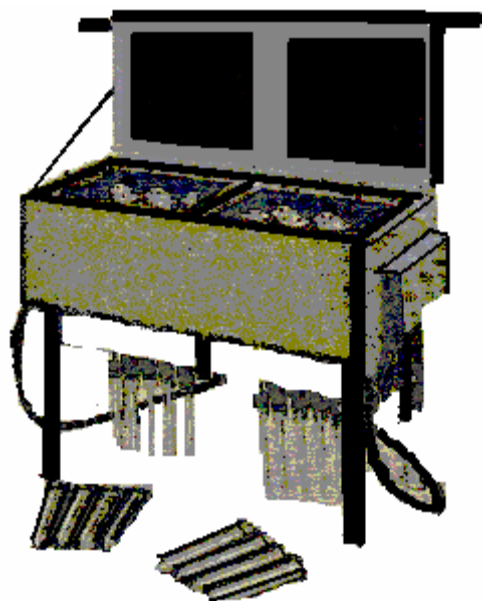


Figura II.11. Retorta <sup>(4)</sup>

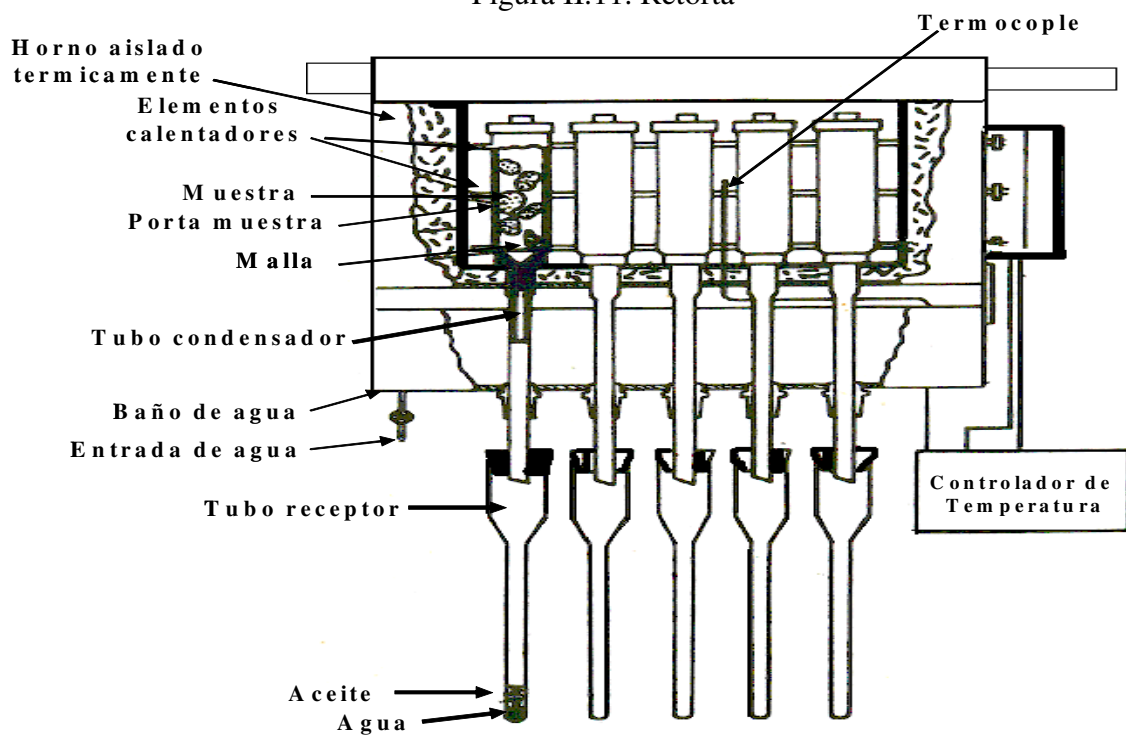
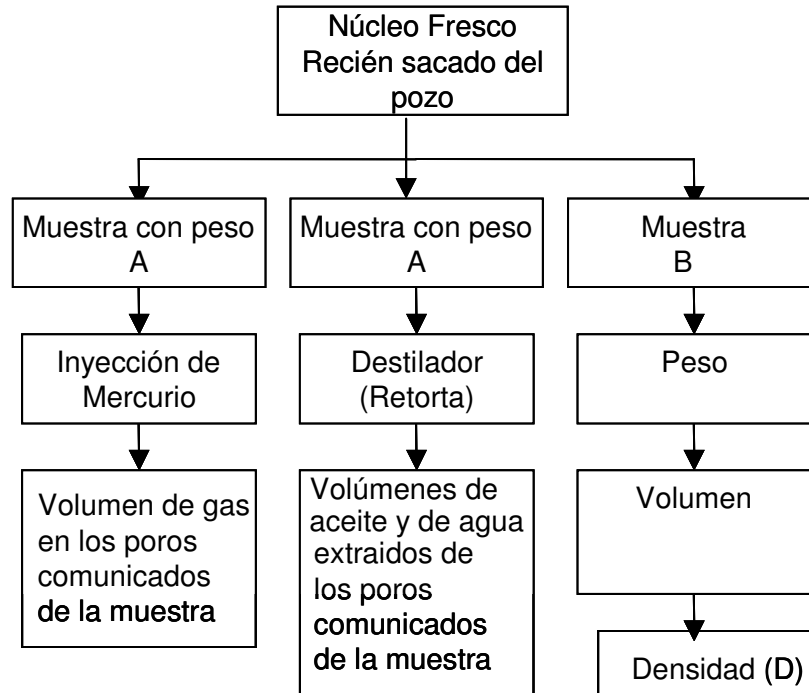


Figura II.12. Retorta (corte esquemático) <sup>(4)</sup>

A continuación se muestra un diagrama de flujo para la obtención de la saturación de fluidos y de la porosidad por medio de la retorta.



El volumen de poros en la muestra con peso A ( $P_A$ ) será igual a la suma del volumen de Hg inyectado a la muestra, que es el volumen de gas ( $V_g$ ), y los volúmenes de aceite ( $V_o$ ) y de agua ( $V_w$ ) recuperados de la retorta.

$$V_p = V_g + V_o + V_w \quad \text{II.2}$$

Con este volumen de poros se puede obtener la saturación de los tres fluidos:

$$S_g = \frac{V_g}{V_p}, \quad S_o = \frac{V_o}{V_p}, \quad S_w = \frac{V_w}{V_p} \quad \text{II.3}$$

Con otra muestra (B) se obtiene la densidad de la roca (D) saturada con todos los fluidos originales. Con esta densidad se determina el volumen de la muestra con peso A ( $V_A$ ).

$$V_A = \frac{P_A}{D} \quad \text{II.4}$$

Con este volumen y el volumen de poros resultante para tal roca ( $V_p$ ) se obtiene el valor de su porosidad.

$$\phi = \frac{V_p}{V_A} \quad \text{II.5}$$

Los volúmenes de aceite y de agua recuperados en los recipientes calibrados deben corregirse para obtener los volúmenes originales en la muestra, es decir los volúmenes de ambos fluidos que saturaban a la roca antes de introducirla a la retorta. Con base en corridas de calibración se determina la pérdida de aceite por carbonización y el posible volumen de agua extraído de las arcillas. Con base en estas corridas, al volumen de aceite recuperado se le aumenta el correspondiente a la pérdida y al de agua se le disminuye el que haya salido de las arcillas.

Con este procedimiento de laboratorio se determina la saturación de agua que tiene una roca extraída del yacimiento. Es conveniente indicar que solo en los casos en que la roca analizada en la retorta contenga agua irreductible, se podrá obtener la saturación de agua irreductible.

### ***CAPÍTULO III. DETERMINACIÓN DE LA $S_{wi}$ A PARTIR DEL ANÁLISIS DE REGISTROS GEOFÍSICOS DE POZOS***

Como se ha mencionado en capítulos anteriores de esta Tesis, la saturación de agua de una formación acumuladora de hidrocarburos puede variar de un valor de 100%, en el contacto agua-hidrocarburos ubicado en la parte baja del yacimiento, hasta un valor mínimo de saturación de agua ( $S_{wi}$ ), localizado en la parte alta del yacimiento, que no puede disminuirse debido a la mojabilidad y a las fuerzas capilares, fenómenos responsables de que el agua (fluido mojante) se adhiera a la superficie de los sólidos y se ubique en espacios muy pequeños de la estructura porosa. La variación de la saturación de agua de 100% ( $S_{hcs}=0$ ) hasta la irreductible (máxima  $S_{hcs}$ ) es gradual, generando la zona de transición de fluidos. Por lo general, mientras más baja sea la permeabilidad de la roca (más bajo el tamaño medio de grano) mayor será la zona de transición de fluidos en el yacimiento. Por el contrario, si la zona de transición es pequeña, la permeabilidad de la formación será alta (mayor tamaño medio de grano). También se ha comentado que si un intervalo del yacimiento tiene  $S_{wi}$  producirá hidrocarburos libres de agua. De un intervalo dentro de la zona de transición se tendrá producción de hidrocarburos y de agua, la cantidad de agua aumenta al parejo de la saturación de agua. De la profundidad a la cual se tiene la saturación residual de hidrocarburos hacia abajo se tendrá producción exclusivamente de agua.

Por lo anterior, es necesario tener ciertas fuentes de información para poder conocer la saturación de agua en cualquier parte del yacimiento. Una de esas fuentes la forman los registros geofísicos de pozos, los cuales tradicionalmente se han definido como la representación digital o analógica de una propiedad física que se mide contra la profundidad. La ventaja de utilizar los registros geofísicos de pozos respecto a los núcleos y muestras de canal es que se obtiene una información continua, in-situ, localizándose más fácilmente los contactos entre los diferentes tipos de rocas y determinándose varias de sus propiedades.

Los registros geofísicos de pozos miden propiedades físicas y químicas de un cierto volumen de roca, por lo general existen algunas discrepancias con las descripciones geológicas. Es por ello necesario conocer además del tipo de roca, su comportamiento, el fluido de perforación que se utilizó para evaluar los efectos que se producirán en la vecindad del pozo y los disturbios causados por la perforación. Los instrumentos de medición son conocidos con el nombre de sondas, las cuales son cilindros de metal que tienen en su parte interior circuitos electrónicos muy complejos.

Actualmente existe una variedad grande de tipos de registros geofísicos de pozos. Tales registros se pueden agrupar en:

- a) Registros de litología que, como su nombre lo indica, están diseñados para determinar aspectos litológicos de las columnas geológicas perforadas por los pozos. Los registros de litología mas comunes son: el de potencial espontáneo (SP) y el de rayos gama (RG o GR).

- b) Registros de porosidad, diseñados principalmente para determinar la porosidad de las formaciones; los más comunes son: el sónico compensado (BHC), el de densidad compensado (FDC) y el neutrón compensado (CNL).
- c) Registros eléctricos. Con estos registros se puede determinar el grado de saturación de agua o de hidrocarburos que tienen las formaciones. De este tipo de registro se tienen muchos modelos, enfocados a medir la resistividad o conductividad eléctrica de las rocas en zonas cercanas al agujero o ubicadas a distancias medias o grandes de la perforación.

### III.1 REGISTROS DE LITOLOGÍA

#### III.1.1 Registro SP

La curva de SP indica la diferencia de potencial eléctrico entre el potencial que tiene un electrodo dentro del pozo producido por la interacción del agua de formación, el fluido de perforación conductivo y ciertas rocas selectivas de iones (lutitas) y el potencial que tiene un electrodo ubicado en la superficie. Dos clases de reacciones ocurren cuando el agua dulce del lodo entra en contacto con la formación geológica: una reacción con la estructura mineral de las rocas y la otra con los fluidos contenidos en las rocas, las cuales causan potenciales eléctricos.

Generalmente la curva de SP se representa en la pista 1 (pista izquierda) del registro (Figura III.1). Por lo general, se mide conjuntamente con algún otro registro, como el de resistividad o porosidad. En la actualidad casi cada registro incluye la curva de SP y/o GR.

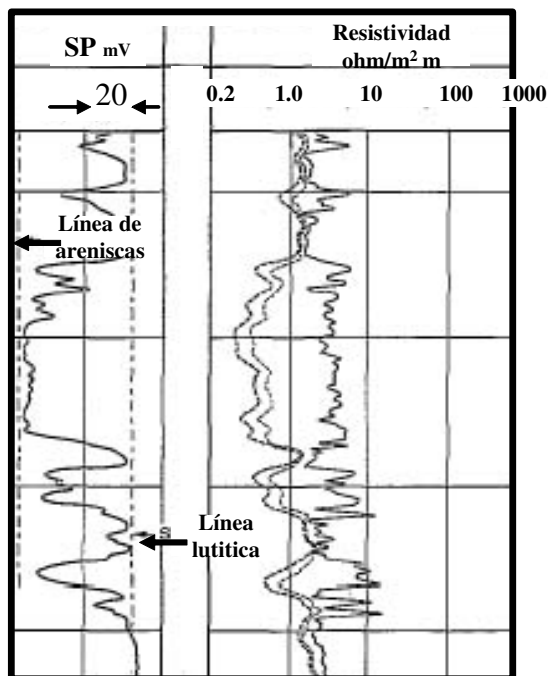


Figura III.1 Curva del SP en una serie arenas-lutitas <sup>(6)</sup>



Las deflexiones del SP son básicamente mediciones de la reactividad del filtrado del lodo con las rocas. Frente a las lutitas las lecturas de la curva del SP son más o menos consistentes y tienden a seguir una línea recta en el registro, llamada línea base de lutitas. Frente a formaciones permeables la curva del SP se aparta de la línea base de lutitas. En capas de suficiente espesor tiende a alcanzar una desviación consistente definiendo una línea de arenas. La desviación puede ser hacia la izquierda (negativa) o hacia la derecha (positiva) dependiendo de las salinidades relativas del agua de formación y del filtrado del lodo.

El SP no se puede registrar en pozos llenos de lodos no conductores, porque tales lodos no forman una conexión eléctrica entre el electrodo del SP y la formación. Además, si las salinidades del filtrado del lodo y del agua de formación son del mismo valor, las desviaciones del SP serán pequeñas y la curva será achatada sin variaciones apreciables.

La polaridad de los datos de SP con respecto a la línea base de lutitas es principalmente función del contraste de salinidad entre el fluido en el pozo y el agua de formación. Usando lodos comunes a base de agua dulce, las deflexiones del SP en formaciones que contienen agua dulce son positivas, mientras que en formaciones que contienen aguas saladas son negativas.

La presencia de deflexiones en el SP indican generalmente contrastes en salinidad; por lo tanto, no ocurrirán deflexiones respecto a la línea base de lutitas si no existe un contraste entre la salinidad del filtrado del lodo y el agua de formación. Para obtener contrastes en la salinidad deben existir formaciones porosas con aguas saladas o dulces. Una deflexión del SP es una indicación (no una medida) de existencia de permeabilidad en la formación.

La magnitud de las deflexiones del SP es afectada por muchos factores; sin embargo, en un pozo de condiciones estables los siguientes factores son los más influyentes: espesor relativo de las capas y resistividades de los fluidos en el pozo y de las rocas alrededor del punto de observación.

#### Principales aplicaciones del SP

- Diferenciar rocas permeables y porosas (areniscas, caliza, dolomía) potencialmente productoras de hidrocarburos, de arcillas y lutitas no permeables
- Definir los límites de las capas y permitir la correlación entre las capas
- Determinar valores de la resistividad del agua de formación,  $R_w$ .
- Estimar el contenido arcilloso de una capa.

### **III.1.2 Registro de rayos gama o gamma (RG o GR)**

Los registros de rayos gama obtenidos de los pozos dependen de la radioactividad que se genera por la desintegración espontánea de elementos químicamente inestables que se encuentran en las formaciones geológicas. La mayoría de los elementos radioactivos pertenecen a tres series diferentes que son: uranio, potasio y torio. El registro GR mide la radioactividad natural de las formaciones, es por lo tanto útil en el estudio de

las formaciones sedimentarias. Generalmente refleja el contenido de lutita; esto es porque los elementos radioactivos tienden a concentrarse en arcillas y lutitas. Formaciones limpias tienen normalmente un nivel bajo de radioactividad, a menos que estén contaminadas de cenizas volcánicas o cuando las aguas de formación contienen sales disueltas de potasio.

El registro GR puede ser tomado en pozos entubados, lo que lo hace muy útil en operaciones de terminación y reacondicionamiento de pozos. Es frecuentemente usado como sustituto del SP en los pozos entubados, en donde es imposible obtener el SP, o en pozos abiertos cuando el SP no es satisfactorio.

Los registros de Rayos Gama miden impulsos de ondas electromagnéticas de alta energía que son emitidas espontáneamente por algunos elementos radioactivos. Casi toda la radiación gama en la tierra es emitida por el isótopo radioactivo del potasio de peso atómico 40 y por elementos radioactivos de la serie del uranio y torio. Cada uno de estos elementos emite rayos gama, cuyo número y energía son distintivos de cada elemento.

La respuesta del registro de GR, después de las correcciones apropiadas para el pozo, tubería de revestimiento entre otras, es proporcional a la concentración en peso del material radioactivo en la formación.

En formaciones sedimentarias, la profundidad de investigación del registro RG es de cerca de 1 pie (30 cm.). La sonda de rayos gama contiene un detector para medir la radiación originada en el volumen de formación cercano a la sonda. La deflexión del registro GR es función no solo de la radioactividad y densidad de las formaciones sino también de las condiciones del agujero (diámetro, peso del lodo, tamaño y posición de la herramienta), ya que el material interpuesto entre el contador y la formación absorbe rayos gama. Por esas razones es necesario realizar correcciones por condiciones del pozo. En la Figura III.2 se presenta un ejemplo del registro GR.

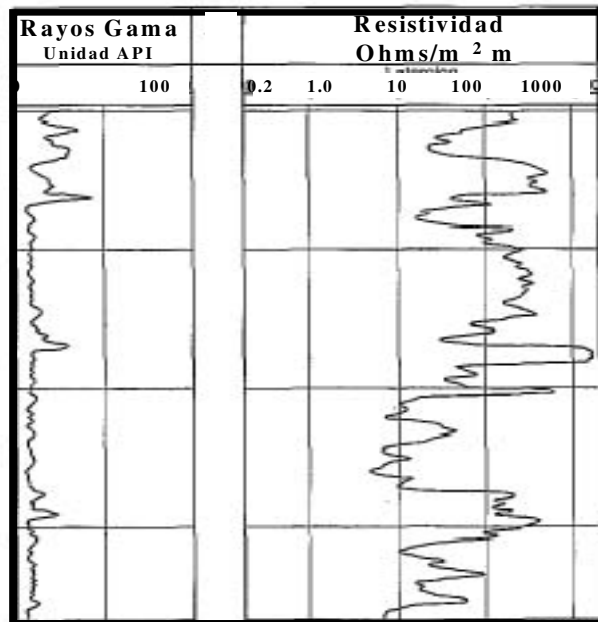


Figura III.2 Representación del registro RG <sup>(6)</sup>

### Aplicaciones más comunes del registro de RG

- El registro de rayos gama es particularmente útil para definir estratos de lutita cuando la curva del potencial espontáneo está redondeada (en formaciones muy resistivas) o aplanadas ( $R_{mf} \cong R_w$ ), o cuando no se puede registrar la curva del SP debido a lodos no conductivos, pozos entubados o vacíos.
- El registro refleja la proporción de lutita y, en algunas regiones, puede ser usado cuantitativamente como un indicador del contenido de lutita
- El registro se emplea para la detección y, evaluación de minerales radioactivos, como el uranio, el potasio y el torio. Así como para delinear minerales no radioactivos.

## III.2 REGISTROS DE POROSIDAD

### III.2.1 Registro sónico compensado (BHC)

El registro sónico es una medición continua del tiempo requerido por una onda compresional de sonido para recorrer un pie de formación. Conocido también como “tiempo de tránsito” ( $\Delta t$ ), es el valor recíproco de la velocidad de una onda compresional de sonido. El tiempo de tránsito de una formación depende de su litología y su porosidad. La dependencia de la porosidad, conocida la litología, hace que el registro sónico sirva como registro de porosidad. El tiempo de tránsito sónico integrado es muy útil en la interpretación de registros sísmicos. Los aparatos actualmente usados para obtener registros sónicos son del tipo BHC (Bore Hole Compensated). Este tipo de sonda elimina substancialmente los efectos debidos a cambios en el diámetro del pozo, como también los producidos por la inclinación de la sonda.

Como se puede ver en la Figura III.3, el sistema BHC usa un transmisor encima y otro debajo de dos pares de receptores. Cuando un transmisor es activado por un pulso, este genera una onda de sonido que penetra la formación. Se mide el tiempo transcurrido entre la detección del primer arribo a los dos receptores correspondientes.

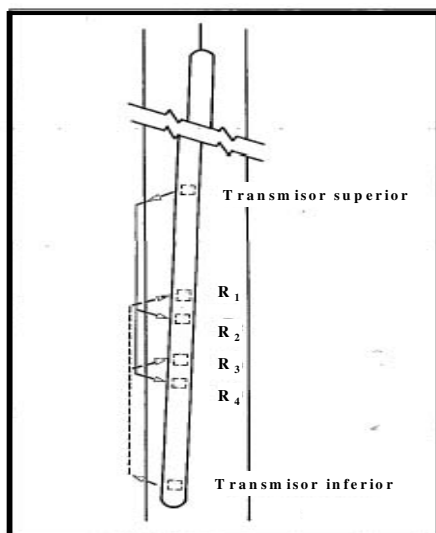


Figura III.3 Esquema de la sonda BHC <sup>(6)</sup>

La velocidad del sonido en la sonda sónica y en el lodo de perforación es menor que en la formación. Consecuentemente, los primeros arribos de energía acústica a los receptores corresponden a recorridos del sonido dentro de la formación cerca de la pared del pozo. Los transmisores de la sonda del tipo BHC son activados alternativamente y los valores de  $\Delta t$  son leídos en pares alternos de receptores. Los valores de  $\Delta t$  son promediados automáticamente por una computadora en superficie, la cual integra los tiempos de tránsito para obtener el tiempo total de tránsito. En la Figura III.4 se presenta un ejemplo de registro BHC.

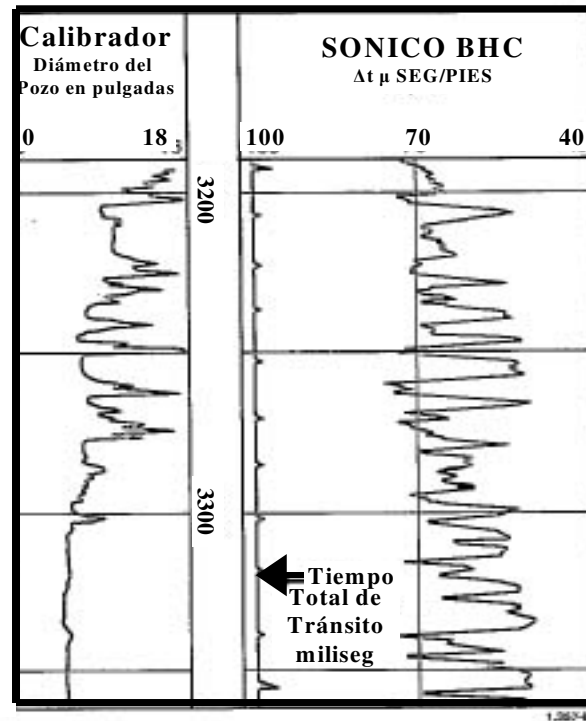


Figura III.4 Registro sónico BHC <sup>(6)</sup>

Las sondas de BHC más comunes son de  $3\frac{5}{8}$  pulgadas de diámetro, pero existen otras como son los de  $3\frac{3}{8}$  y  $1\frac{11}{16}$  pulgadas de diámetro.

Luego de numerosos experimentos en laboratorio, M.R.J. Wyllie llegó a la conclusión de que en formaciones limpias y consolidadas con pequeños poros distribuidos uniformemente, existe una relación lineal entre la porosidad y el tiempo de tránsito por lo que se puede determinar la porosidad a partir del registro sónico.

Para formaciones limpias

$$\Delta t_{reg} = \phi \Delta t_{fluido} + (1 - \phi) \Delta t_{matriz} \quad \text{III.1}$$

despejando  $\phi$  queda:

$$\phi = \frac{\Delta t_{reg} - \Delta t_{matriz}}{\Delta t_{fluido} - \Delta t_{matriz}} \quad \text{III.2}$$

donde:

$\phi$  es la porosidad (fracción)

$\Delta t_{reg}$  es lectura del registro sónico en micro segundo /pie

$\Delta t_{matriz}$  es el tiempo de tránsito en la matriz de la roca,  $\phi=0$  ( $\mu\text{seg/pie}$ )

$\Delta t_{fluido}$  es el tiempo de tránsito en el fluido saturante ( $\mu\text{seg/pie}$ )

Alrededor de 189 ( $\mu\text{ seg /pie}$ ) corresponde al tiempo de tránsito del sonido en el fluido para velocidades en el fluido de mas o menos 5,300 (pie/seg)

Wyllie concluyó que en formaciones que contienen cavernas la velocidad del sonido depende principalmente de la porosidad primaria. Por lo tanto, los valores obtenidos del registro sónico tienden a ser demasiado bajos por una cantidad equivalente a la porosidad secundaria.

Aplicaciones comunes de registro sónico

- Al tomar el registro sónico se obtiene un  $\Delta t$  y al relacionarlo con la fórmula de Wyllie se obtiene la porosidad en formaciones que tienen porosidad intergranular
- Ayuda a correlacionar datos donde otros registros fueron deficientes en tipos de litología identificados por la magnitud de la lectura del  $\Delta t$
- El tiempo de tránsito es útil para la interpretación de registros geofísicos de pozos
- Ayuda a interpretar los datos sísmicos

### III.2.2 Registro densidad compensado (FDC)

En el registro de densidad, una fuente de radiación emite rayos gama hacia el interior de la formación donde son absorbidos o dispersados según la densidad promedio del medio. Algunos de los rayos dispersados llegan al detector donde son registrados. El detector registra en esta forma el efecto de atenuación de las formaciones sobre los rayos gama. Este efecto es función de la densidad de electrones presentes en la formación (electrones/cm<sup>3</sup>) y no necesariamente de la clase de átomos presentes. Ya que la abundancia de electrones es proporcional a la densidad total de las formaciones (g/cm<sup>3</sup>), la curva de este registro se emplea para determinar las zonas porosas y las no porosas. La densidad total depende de la densidad de la matriz de la roca, de su porosidad y de la densidad de los fluidos que ocupan los poros.

En el registro de densidad, mientras más baja sea la densidad del medio, mayor será la radiación de rayos gama registrada en el detector. Este registro investiga con mayor exactitud las formaciones de alta porosidad que las de baja porosidad.

Una fuente radioactiva se coloca en la sonda (patín) que corre adherida a la pared del pozo. Esta fuente emite hacia la formación rayos gamma de alta velocidad. En la Figura III.5 se presenta un esquema de una sonda para registrar la densidad de las formaciones.

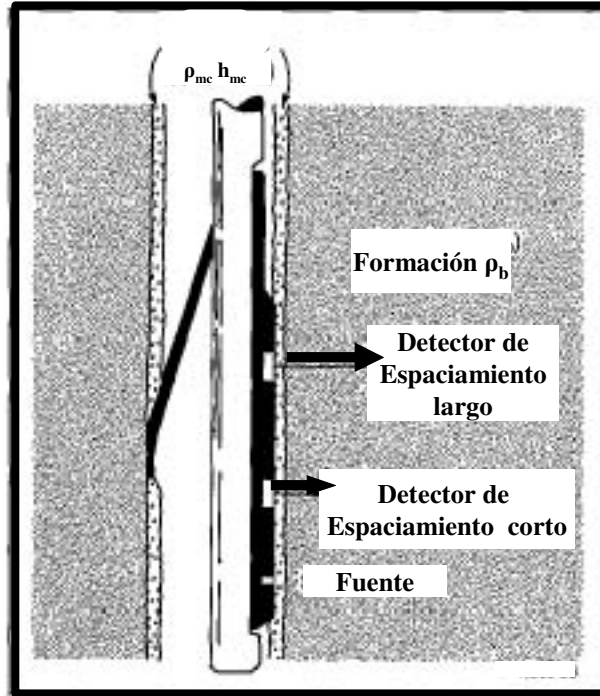


Figura III.5 Sonda del registro de densidad <sup>(6)</sup>

La curva de densidad total se registra en las pista 2 y 3 con una escala de densidad lineal en gramos por centímetro cúbico. También puede registrarse una curva opcional de porosidad en las pistas 2 y 3, ésta es una solución continua de la de la ecuación siguiente, utilizando valores preseleccionados de  $\rho_{ma}$  y  $\rho_f$  de acuerdo con las condiciones existentes:

$$\phi = \frac{\rho_{matriz} - \rho_b}{\rho_{matriz} - \rho_{fluido}} \quad \text{III.3}$$

donde:

$\rho_b = \rho_{reg}$  es lectura del registro densidad compensado

La curva  $\Delta\rho$  (que muestra cuánto se corrige la curva de densidad por efecto del enjarre y rugosidad del pozo) se registra en la pista 3 y las curvas de calibración de agujero y de RG se colocan en la pista 1, como lo muestra la Figura III.6.

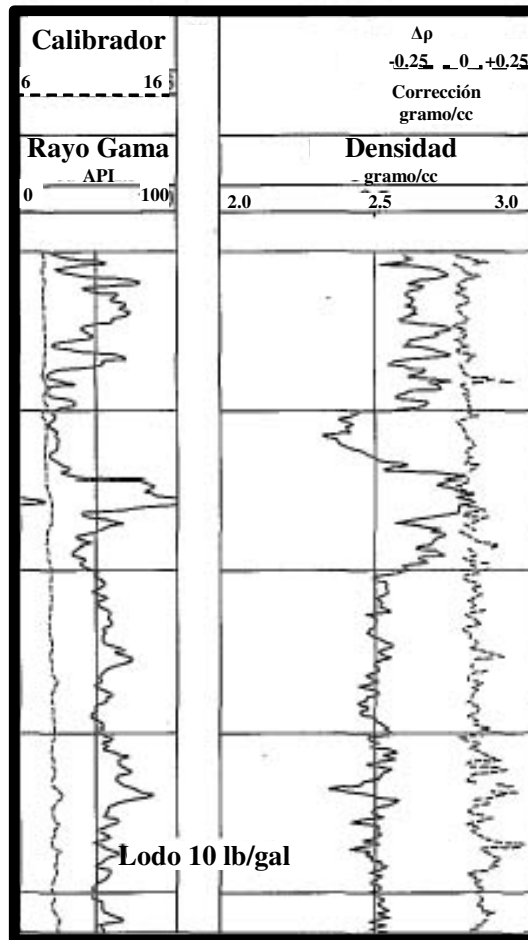


Figura III.6 Registro de densidad

En una formación limpia con una matriz de densidad conocida,  $\rho_{matriz}$ , que tenga una porosidad,  $\phi$ , que contenga un líquido de densidad promedio,  $\rho_{fluido}$ , la densidad total de la formación ( $\rho_b$ ) será:

$$\rho_b = \phi\rho_{fluido} + (1 - \phi)\rho_{matriz} \quad \text{III.4}$$

Para los fluidos que generalmente saturan los poros (excepto gas e hidrocarburos ligeros) y para matrices de los minerales comunes la diferencia entre la densidad aparente ( $\rho_a$ ) y la total es despreciable de manera que despejando la ecuación queda:

$$\phi = \frac{\rho_{matriz} - \rho_b}{\rho_{matriz} - \rho_{fluido}} \quad \text{III.5}$$

donde  $\rho_b = \rho_a$

El fluido que satura los poros de las formaciones permeables, en vista de la pequeña profundidad de investigación que tiene el aparato (alrededor de 6 pulgadas), es mayormente filtrado de lodo. Este filtrado puede tener una densidad que va desde menos de 1 hasta más de 1.1 ( $\text{g}/\text{cm}^3$ ), dependiendo este valor de su salinidad, temperatura y presión.

Aplicaciones comunes de registro de densidad

- Poder evaluar la formación en la búsqueda de hidrocarburos
- Para correlacionar con la profundidad
- Se obtiene directamente la densidad de la formación
- Se puede obtener la porosidad

### III.2.3 Registro neutrón compensado (CNL)

Los registros neutrón son usados principalmente para detectar formaciones porosas y determinar su porosidad. Ellos responden, en primer lugar, a la cantidad de hidrógeno presente en la formación. Así, en formaciones limpias cuyos poros están llenos de agua o petróleo, el registro neutrón da el valor real del espacio poroso lleno de fluidos. Esta herramienta se puede correr en agujeros llenos de fluido, revestidos o abiertos.

Las zonas gasíferas pueden frecuentemente identificarse comparando el registro neutrón con otro de porosidad o con los valores de porosidad obtenidos de núcleos; también proporciona información del contenido de lutita en la formación.

Los neutrones son partículas eléctricamente neutras, cada una tiene una masa casi idéntica a la masa de un átomo de hidrogeno. Una fuente radioactiva en la sonda emite constantemente neutrones de alta energía (rápidos). Estos neutrones chocan con los núcleos de los materiales de la formación, lo que podría considerarse como colisiones elásticas, y en cada una de éstas el neutrón pierde algo de su energía.

La cantidad de energía perdida por colisión depende de la masa relativa del núcleo con el que choca el neutrón. La mayor pérdida de energía ocurre cuando el neutrón golpea un núcleo con una masa prácticamente igual a la de él, es decir un núcleo de hidrógeno. Las colisiones con núcleos pesados no desaceleran mucho al neutrón. Por lo tanto, la desaceleración de neutrones depende en gran parte de la cantidad de hidrógeno en la formación.

Debido a las colisiones sucesivas, en unos cuantos microsegundos los neutrones habrán disminuido su velocidad a velocidades térmicas. Entonces se difunden aleatoriamente, sin perder más energía, hasta que son capturados por los núcleos de átomos tales como cloro, hidrógeno, sílice, etc..

El núcleo que captura al neutrón se excita intensamente y emite un rayo gama de captura de alta energía. Dependiendo del tipo de herramienta del registro neutrón, un detector en la sonda registra estos rayos gama de captura o los neutrones mismos.



Cuando la concentración de hidrógeno del material que rodea a la fuente de neutrones es alta, la mayoría de éstos son desacelerados y capturados a una corta distancia de la fuente. Por el contrario, si hay poca concentración de hidrógeno, los neutrones se alejan de la fuente antes de ser capturados. De acuerdo con esto, el ritmo de conteo en el detector aumenta para bajas concentraciones de hidrógeno y viceversa.

La herramienta CNL es del tipo mandril y está especialmente diseñada para combinarse con cualquier otra herramienta para proporcionar un registro de neutrones simultáneo. La herramienta CNL es un instrumento de detección de neutrones térmicos de doble espaciado. El equipo de superficie mide los promedios de los ritmos de conteo de los dos detectores para producir un registro, en una escala lineal, del índice de porosidad de la formación, con base en el conteo de neutrones. En la Figura III.7 se presenta un esquema de la sonda del registro CNL.

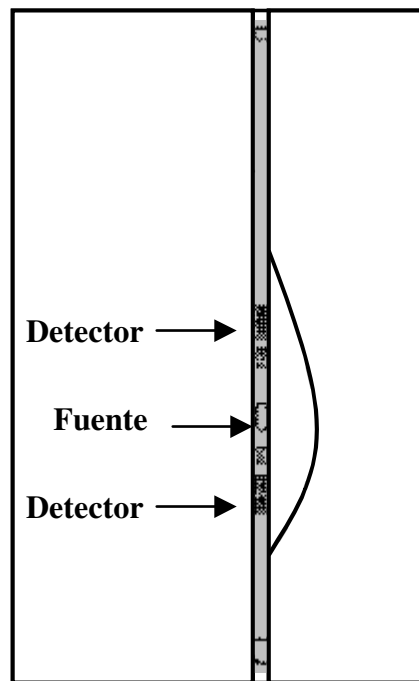


Figura III.7 Sonda del registro neutrón <sup>(6)</sup>

Los valores de porosidad se registran linealmente en las pistas 2 y 3 (Fig. III.8). Los registros CNL se graban en unidades lineales de porosidad para una matriz de litología en particular. Cuando la herramienta CNL se corre en combinación con otra herramienta de porosidad, todas las curvas deben registrarse en la misma escala de porosidad. Esta superposición permite una interpretación visual cualitativa de la porosidad, de la litología y la presencia de gas saturante.

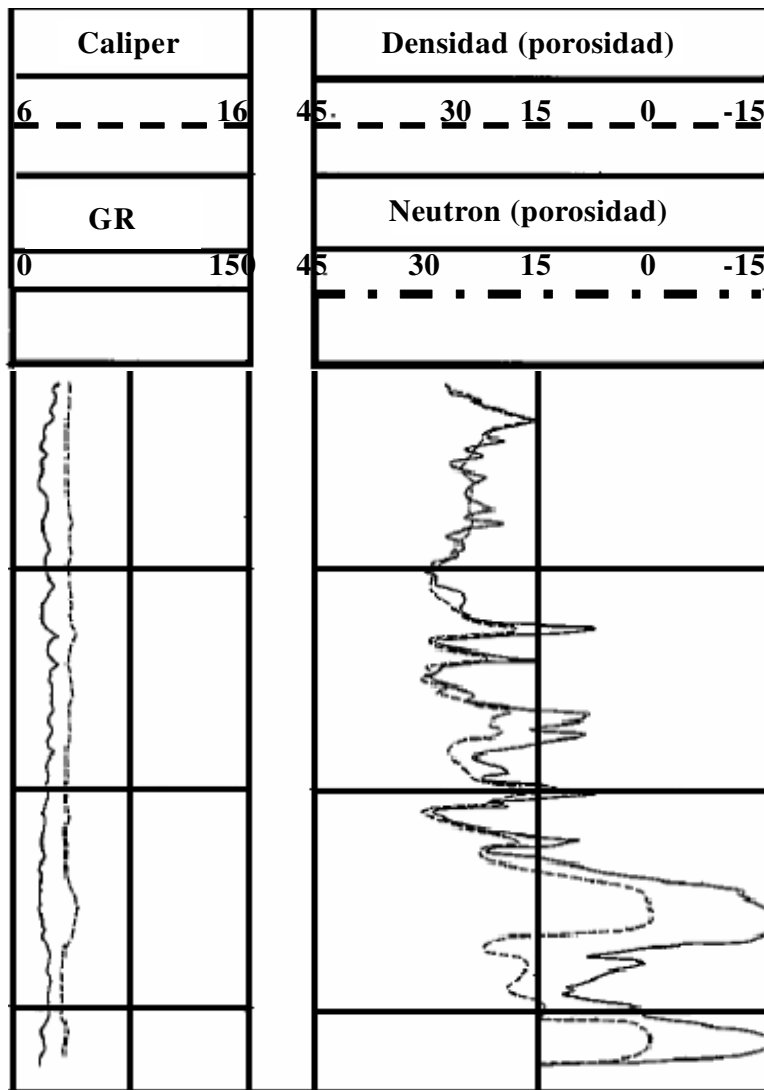


Figura III.8 Registro neutrón junto con uno de densidad <sup>(6)</sup>

Como el petróleo y el agua contienen prácticamente la misma cantidad de hidrógeno por unidad de volumen, las respuestas reflejan la porosidad en formaciones limpias saturadas de líquido. Sin embargo, la herramienta responde a todos los átomos de hidrógeno en la formación, incluyendo aquellos combinados químicamente en los minerales de la matriz de la formación. Los dispositivos neutrónicos detectan toda el agua presente en la formación, aún aquella que no corresponde a porosidad alguna, por ejemplo el agua asociada con las lutitas.

Los hidrocarburos líquidos tienen índices de hidrógeno cercanos al del agua. En cambio, el gas tiene una concentración de hidrógeno mucho menor, que varía con la temperatura y la presión. Como consecuencia, cuando existe gas dentro de la zona de investigación, el registro neutrón dará una lectura de porosidad demasiado baja. Esta característica permite que el registro sea usado para detectar zonas de gas. En una formación de porosidad uniforme el registro neutrón sólo indica, muchas veces claramente,

contactos de gas-liquido. La combinación del registro neutrón y el de densidad dará un valor más exacto de las porosidades y también la existencia de saturación de gas.

De esta manera la lectura de los neutrones depende en su mayor parte del índice de hidrógeno en la formación, que es proporcional a la cantidad de hidrógeno por unidad de volumen, tomando como unidad el índice de hidrógeno del agua dulce a las condiciones de superficie.

En los registros corridos en pozos abiertos, las formaciones están generalmente invadidas y se considera que el agua, en zonas hasta donde llega la investigación de los registros, tiene la misma salinidad que el fluido que llena el pozo. Para pozos entubados la zona invadida usualmente desaparece con el tiempo y la salinidad del agua es aquella del agua de formación.

Se determina la porosidad a partir del registro neutrónico, el cual puede proporcionar valores de porosidad aparente, siempre que se tomen en cuenta algunas suposiciones y correcciones; sin embargo, solamente se pueden reconocer y corregir ciertos efectos, como son: la litología, contenido de arcilla y cantidad y tipo de hidrocarburos cuando exista información adicional de los registros de densidad o sónico.

#### Aplicaciones comunes del registro CNL

- Una de las aplicaciones más importantes es la determinación de la porosidad
- Puede detectar zonas gasíferas al interpretarse en combinación con otro registro de porosidad, como el de densidad
- Los dispositivos neutrónicos detectan todas las aguas presentes en la formación aun aquellas que no corresponden a porosidad alguna, por ejemplo el agua irreductible asociada con las lutitas.

### III.3 REGISTROS ELECTRICOS

En términos generales, un registro eléctrico mide la dificultad o facilidad con la que una corriente eléctrica pasa a través de las formaciones del subsuelo. En diversas formas se introduce una corriente eléctrica en la columna geológica perforada por un pozo y se determina la resistividad o la conductividad de las formaciones, o sea la dificultad o facilidad con la que fluye la electricidad en el medio poroso de las rocas.

En el punto I. del Capítulo I de esta Tesis, se hacen comentarios acerca de la resistividad de las rocas porosas y permeables saturadas con agua o con agua e hidrocarburos. Los sólidos de las rocas están constituidos por minerales que son aislantes. Es importante señalar que las arcillas o lutitas, son materiales que por su composición y propiedades, pueden conducir corriente eléctrica. El espacio poroso de las rocas contiene agua con salinidad variable (fluido conductor de corriente eléctrica) ocupando completamente tal espacio o compartiéndolo con hidrocarburos (fluidos no conductores de electricidad, es decir dieléctricos).

A la fecha, se dispone de sondas con una variedad muy grande de diseños para medir las resistividades que tienen las formaciones a distintas distancias del pozo, debido a que durante la perforación tradicional de un pozo (presión del lodo de perforación mayor que la presión de los fluidos de las formaciones) el filtrado de lodo invade la formación alterando la saturación de fluidos. A corta distancia del pozo la formación está lavada por el filtrado y su resistividad se conoce como  $R_{xo}$ , a distancia media, el filtrado altera la formación y tiene una  $R_i$  y a mayor distancia no tiene efecto alguno el filtrado y la formación tendrá la resistividad original  $R_t$ .

Los registros eléctricos que se toman en los pozos se pueden clasificar de la siguiente manera:

- A. Convencionales
- B. Corriente enfocada
- C. Inducción

### III.3.1 Registros Convencionales

Actualmente, este tipo de registros prácticamente ya no se toman pero son importantes ya que son los únicos disponibles en un número muy grande de pozos petroleros. Algunas de las características de los diseños son las siguientes:

Requieren fluido conductor de corriente eléctrica en el pozo

#### A.1 Diseño Normal

- Normal corta. El espaciamiento entre electrodos es de 16" (0.41m). El radio de investigación es de 2.6ft (0.79m)
- Normal larga. El espaciamiento entre electrodos es de 64" (1.63m). El radio de investigación es de 10ft (3.05m)

#### A.2 Diseño Lateral

- El espaciamiento entre electrodos es de 18ft (5.49m). El radio de investigación es de 19ft (5.79m)

#### A.3 Micro Registro

Existen dos diseños:

- Normal corta (micro normal). Que tiene un radio de investigación de 4" (0.1016m)
- Normal larga (micro inverso). Que tiene un radio de investigación de 1.5" (0.0381m)

La información registrada se presenta en la pista 2 o en las 2 y 3, en escala normal.

### III.3.2 Registro de Corriente Enfocada

Requieren fluido conductor de corriente eléctrica en el pozo. Se induce una corriente eléctrica a la formación, forzándola a que fluya en una franja plana y perpendicular al eje de la sonda. El espesor de la franja define la resolución vertical. La información registrada se grafica en escala logarítmica para abarcar un amplio rango de resistividades.

Los principales diseños son los siguientes:

#### B.1 Laterolog 3 (LL3)

- Tiene 3 electrodos de tamaño grande. El espesor de la franja es de 1ft (0.3048m) aproximadamente, por lo que tiene muy buena resolución vertical. Detecta capas delgadas. Inconveniencia: demasiada masa de metal en la sonda ocasionando distorsión en algunas mediciones.

#### B.2 Laterolog 7 (LL7)

- Tiene 7 electrodos de tamaño pequeño, elimina la inconveniencia del LL3. El espesor de la franja de corriente es normalmente de 32”( 0.8128m).

#### B.3 Laterolog 8 (LL8)

- Tiene 8 electrodos de tamaño pequeño. Mide la resistividad de zonas cercanas al agujero. Su medición está afectada principalmente por la zona invadida.

#### B.4 Dual Laterolog (DLL)

- Tiene 9 electrodos. La sonda emite dos diferentes franjas de corriente por lo que mide simultáneamente dos resistividades: una correspondiente a zona alejada o profunda del pozo (LLd) y otra a zona cercana o somera (LLs). Ambas sondas tienen la misma resolución vertical.

#### B.5 Microdiseño de corriente enfocada (MLL)

- Tiene 4 electrodos colocados en un patín. Mide resistividades de zonas muy cercanas al agujero. Muchas veces mide  $R_{xo}$ .

### III.3.3 Registro de Inducción

No requieren fluido conductor de corriente eléctrica en el pozo, ni contacto directo de los electrodos con la formación. Tiene un principio de medición diferente. Utiliza bobinas emisoras y receptoras en vez de electrodos. Minimizan los efectos del agujero, de la zona invadida y de las capas vecinas sobre las mediciones. Se grafica en escala normal o logarítmica la resistividad. En ocasiones también se grafica la conductividad en escala normal.

Los principales diseños son los siguientes:

C.1 Doble inducción (DIL)

- Sonda que mide simultáneamente resistividades de zonas alejadas del pozo (ILd) y a distancia media al pozo (ILm). Ambas tienen la misma resolución vertical. El radio de investigación del diseño ILd es el doble del ILm. Se acostumbra correr junto con el DIL un diseño para medir resistividades de zonas muy cercanas al pozo, como el LL8.

En las figuras III.9A, III.9B y III.9C se presentan esquemas de cinco diseños de sondas de registro eléctrico y en la III.9D se muestra un ejemplo de registro eléctrico (resistividad de inducción profundo y enfocado) junto con otros registros.

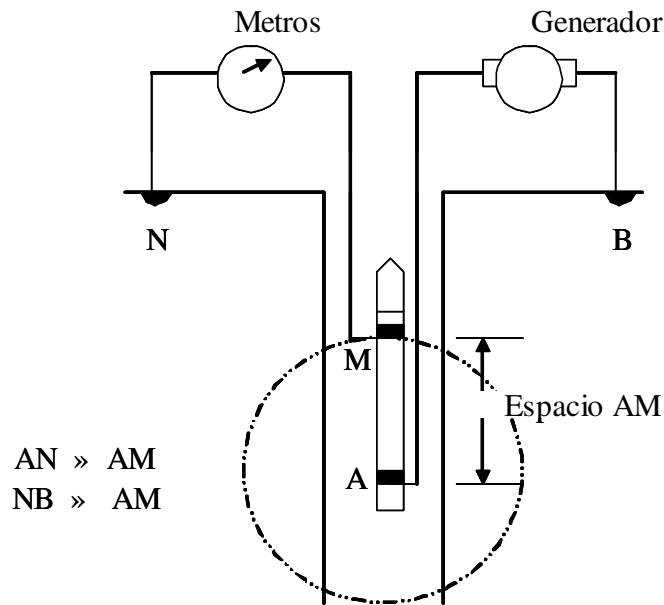


Figura III.9A Sonda del registro eléctrico <sup>(4)</sup>

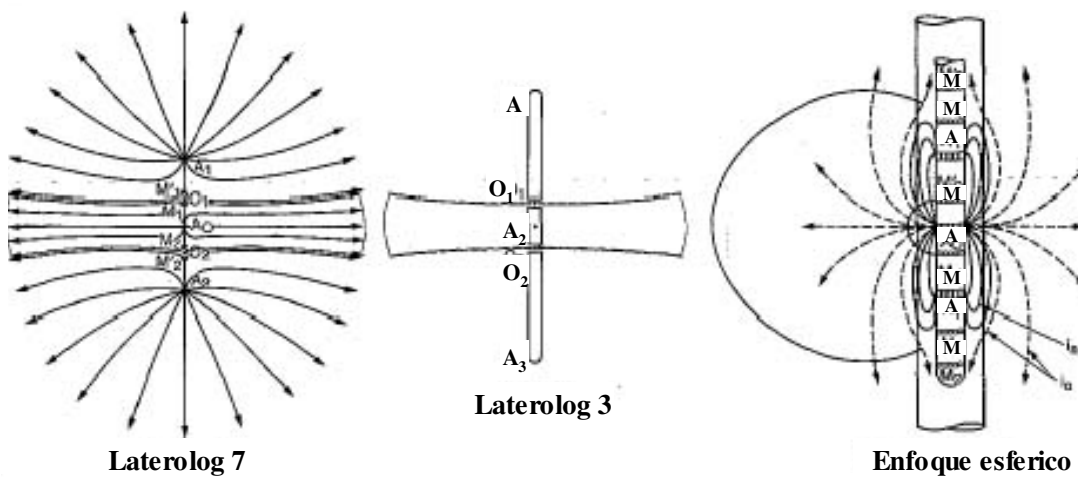


Figura III.9B Esquema de los tipos de sondas de registro eléctrico con bobinas de corriente enfocada <sup>(4)</sup>

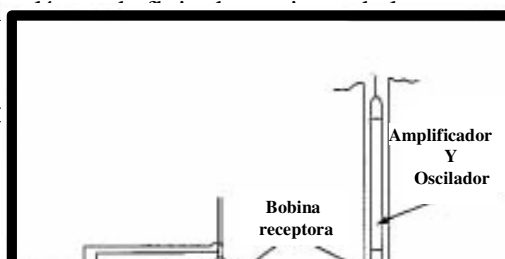


Figura III.9C Sistema básico del registro de inducción <sup>(4)</sup>

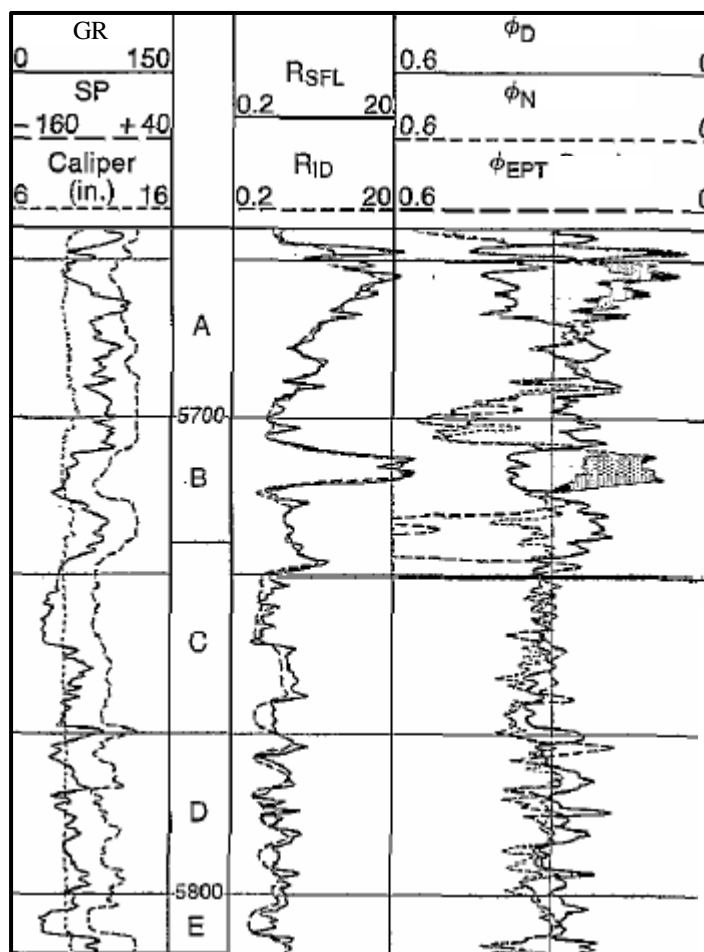


Figura III.9D Registros eléctrico,  $R_{SFL}$  y  $R_{ID}$ , junto con varios registros <sup>(4)</sup>  
 Aplicaciones principales de los registros eléctricos

- Para determinar la existencia de fluido ya sea agua o hidrocarburo
- Determinar los parámetros  $R_t$ ,  $R_{xo}$  y  $R_i$
- Determinar la saturación de agua

Para determinar de manera completa y confiable, características y propiedades de las formaciones a través de registro geofísicos de pozos, se requiere disponer de un pozo cuando menos tres registros: uno de litología (SP o RG), uno de porosidad (BHC, CNL o FDC) y uno de resistividad, éste preferentemente de largo alcance para conocer la  $R_t$  (LLd o ILd, por ejemplo). En la Figura III.9E se presenta un juego completo (mínimo) de registros geofísicos de un pozo (SP, Eléctrico y Sónico)

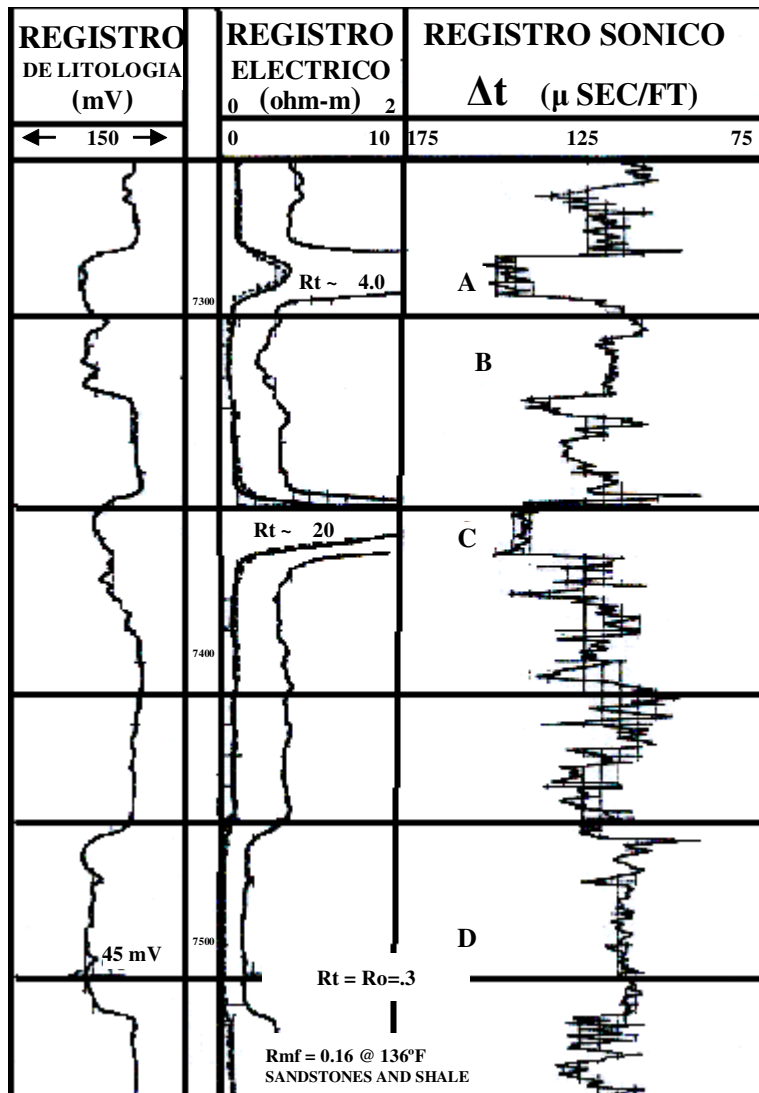


Figura III.9E Juego mínimo de registros geofísicos de pozo para caracterizar una formación <sup>(4)</sup>



### III.4 DETERMINACIÓN DE LA $S_{wi}$

#### III.4.1 Determinación cualitativa

Como se mencionó en la parte I.9 de esta Tesis, la saturación de agua en un yacimiento petrolero varía verticalmente de valores mínimos ( $S_{wi}$ ) en la parte superior del yacimiento hasta valores máximos ( $S_w=100\%$ ) en la parte baja del yacimiento, a la profundidad del contacto agua-hidrocarburos. Esta variación es gradual y se presenta completa en un pozo si el intervalo perforado es lo suficientemente grande. Puesto que la resistividad de la formación depende, entre otros aspectos, de la saturación de agua, se tendrá también una variación gradual de la resistividad en sentido vertical: máxima resistividad en la zona de  $S_{wi}$  y mínima resistividad en la zona con  $S_w=100\%$ .

Para un yacimiento homogéneo ( $\phi$  y  $K$  constantes), de espesor grande, de aceite bajosaturado y con el mismo tipo de agua de formación, se tendrán las siguientes variaciones de saturación de agua y de resistividad.

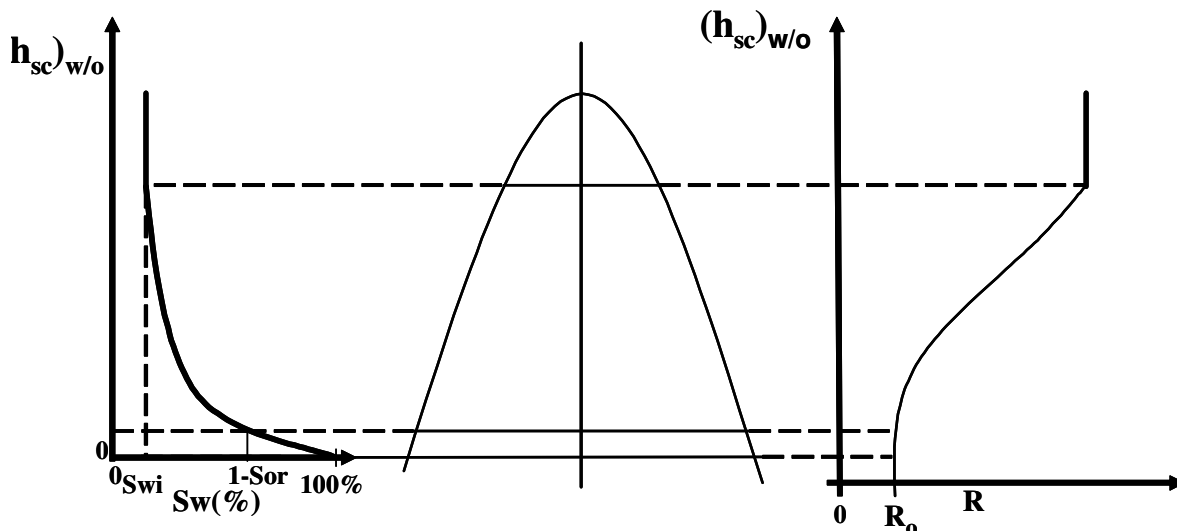


Figura III.10 Variación de la saturación de agua y de la resistividad en un yacimiento homogéneo con  $\phi$  y  $K$  constante

En este caso, la resistividad de la formación se mantendrá constante, en su máximo valor, en el intervalo o zona con  $S_{wi}$ , a mayor profundidad el valor de la resistividad disminuirá gradualmente conforme aumenta la saturación de agua hasta la profundidad a la que se tenga la saturación de aceite residual ( $S_{or}$ ), en el intervalo con  $S_{or}$  la resistividad permanecerá prácticamente constante, a la profundidad del contacto agua-aceite ( $S_w=100\%$ ) la resistividad disminuirá un poco más ( $R_o$ ) y se mantendrá constante este valor mínimo dentro de acuífero.

Ejemplos sobre este comportamiento de la resistividad de la formación se presentan en las Figuras III.11A, III.11B y III.12 Estos ejemplos se obtuvieron de la literatura técnica revisada. Como complemento se trazan de manera cualitativa las curvas de variación

vertical de saturación de agua. En el primer caso (Figura III.11A) se considera que la porosidad y la permeabilidad son constantes en el intervalo por lo que la variación de la resistividad en la zona de transición es lineal; en cambio, en los otros dos casos (Figura III.11B y Figura III.12) se tiene variación de porosidad y de permeabilidad, lo cual se manifiesta con cambios en los valores de resistividad al pasar de la zona con  $S_{wi}$  a la de  $S_w=100\%$ .

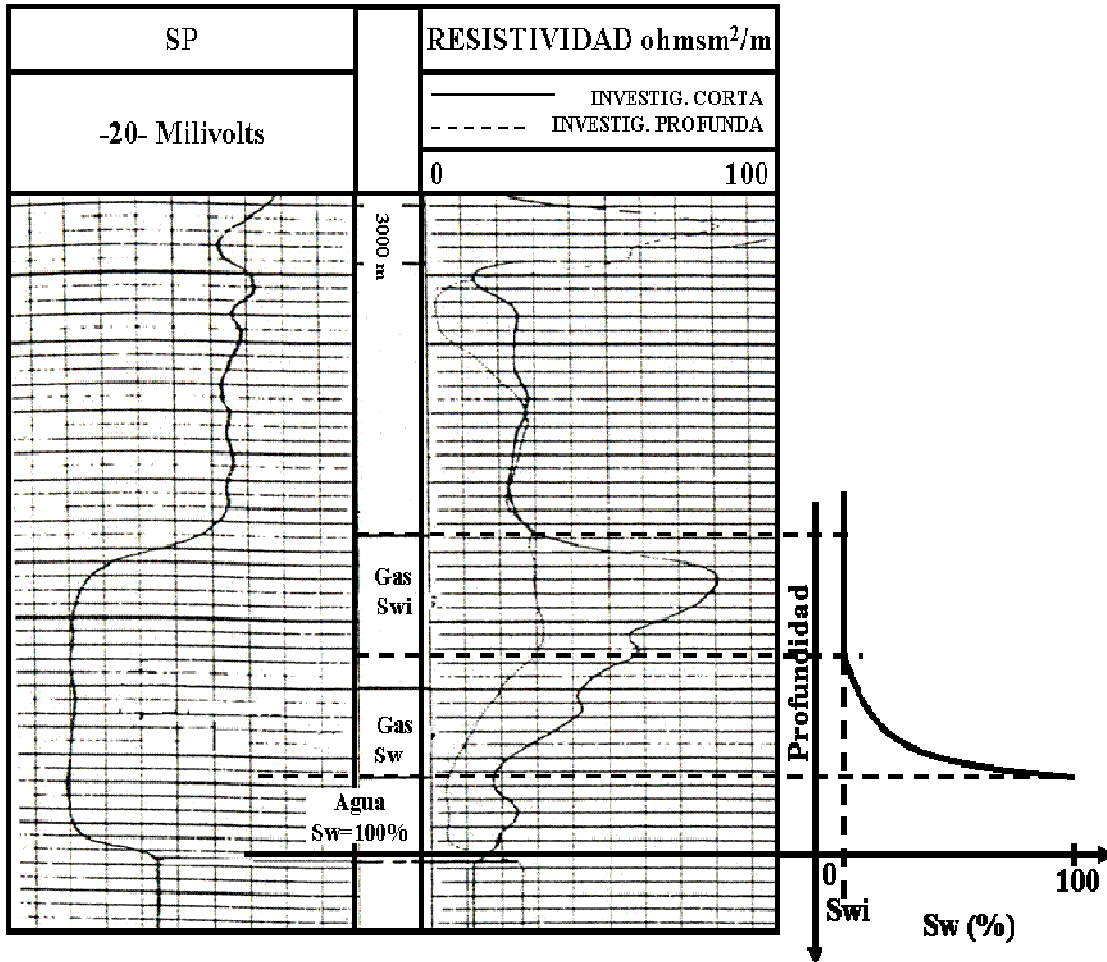


Figura III.11A Variación de la saturación de agua y de la resistividad en el yacimiento<sup>(4)</sup>

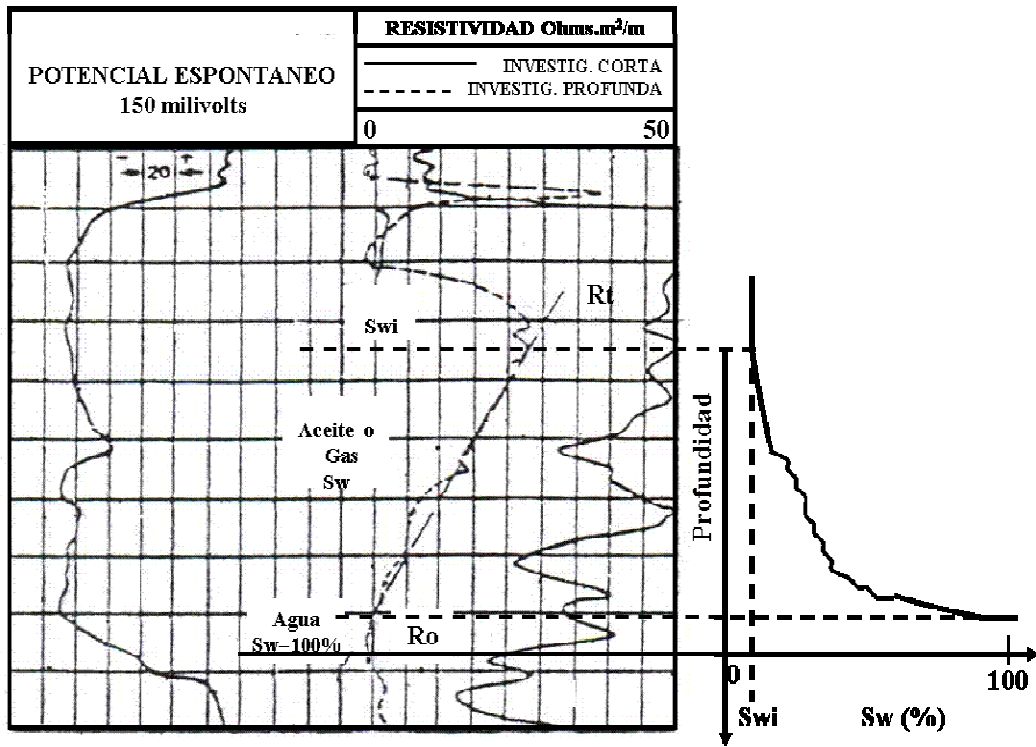


Figura III.11B Variación de la saturación de agua y de la resistividad en el yacimiento, con variación de porosidad y permeabilidad <sup>(6)</sup>

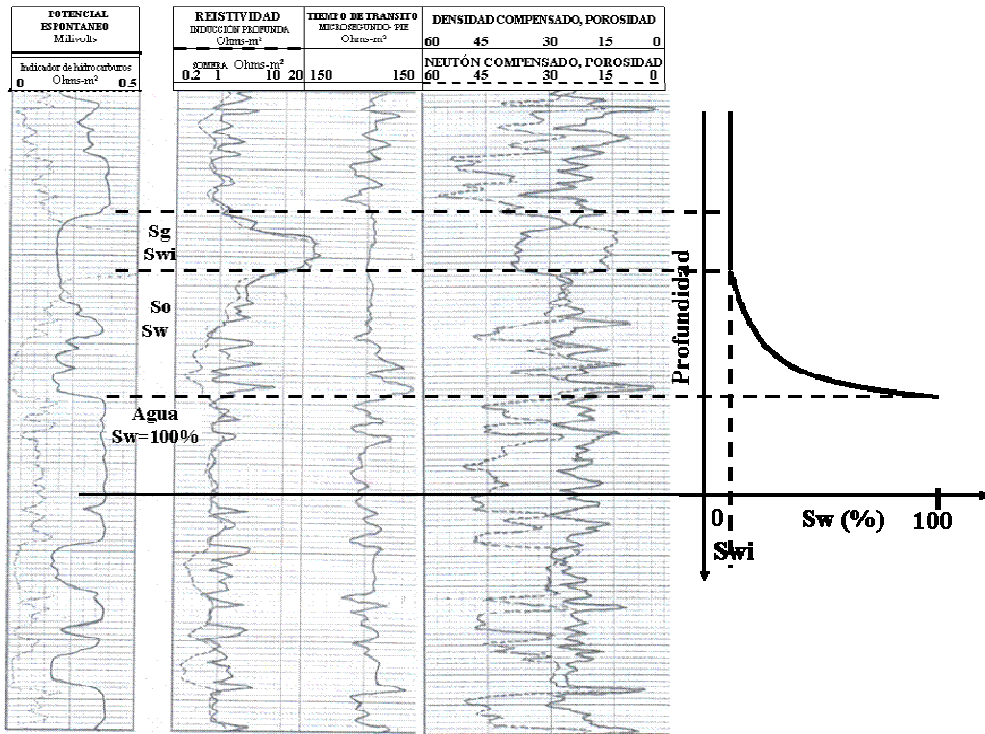


Figura II.12 Variación saturación de agua y de la resistividad en el yacimiento, con variación de porosidad y permeabilidad <sup>(4)</sup>

Cuando no se tengan en un pozo las tres zonas de saturación de agua ( $S_{wi}$ ,  $S_w < 100\%$  y  $S_w = 100\%$ ), sólo podría considerarse que se tiene la  $S_{wi}$  si se sabe por estudios geológicos que el intervalo en cuestión se localiza en la parte más alta de la estructura, como en el caso del pozo A de la Figura I.26.

En todas las interpretaciones cualitativas sólo se determina si en algún intervalo se tiene la  $S_{wi}$ ; para conocer su valor se requiere hacer la interpretación cuantitativa de los registros geofísicos.

### III.4.2 DETERMINACIÓN CUANTITATIVA

La saturación de agua congénita es la información más importante que se puede obtener del registro eléctrico, ya que por medio de esta información se puede determinar si una formación de interés contiene o no hidrocarburos y el grado de saturación de éstos.

Se han propuesto varios métodos para interpretar cuantitativamente los registros de pozos y determinar el valor de la  $S_w$  de un estrato y por consiguiente la saturación de hidrocarburos. Los métodos se han establecido para formaciones limpias (menos de 5% de material arcilloso en su composición mineralógica) y para formaciones arcillosas

#### a) Formaciones limpias

Mediante el método de Archie. Dos situaciones se pueden presentar en la interpretación de registros:

1. La resistividad  $R_o$  de una zona porosa saturada 100% de agua congénita se puede determinar de un registro y la litología de esta zona puede considerarse esencialmente igual a la zona de producción que va evaluarse.

Cuando las condiciones estipuladas se satisfacen, la saturación de agua de formación (agua congénita) se puede obtener directamente de la relación de Archie:

$$S_w = \sqrt[n]{\frac{R_o}{R_t}} \quad \text{III.6}$$

donde:

$S_w$  es la saturación de agua

$R_o$  es la resistividad cuando la roca está saturada 100%

$R_t$  es la resistividad verdadera

$n$  es el exponente de saturación

Este procedimiento tiene la ventaja de eliminar errores que pueden surgir debido a la incertidumbre en los valores de  $R_o$  y de los factores de formación. En la práctica el valor de  $n$  se toma igual a 2.0. Anteriormente se acostumbraba cambiar el valor  $n$  de acuerdo con la descripción geológica de la roca del yacimiento, pero esta práctica ha ido desapareciendo con la introducción del método para arenas lutíticas. En arenas oleófilas (mojadas por

aceite) el valor  $n$  puede ser mayor de 2, mientras que en calizas se considera más práctico emplear un valor inferior a 2.0.

2. La resistividad  $R_o$  no se puede obtener del registro. En este caso  $R_o$  se debe calcular a partir de

$$R_o = R_w \phi^{-m} \quad \text{III.7}$$

La resistividad del agua congénita se puede determinar de una muestra de agua, de su análisis químico o por interpolación en un atlas de salinidad. La porosidad se puede obtener de núcleos, recortes o de registros. El factor apropiado de cementación (consolidación),  $m$ , se debe seleccionar con base en la descripción litológica de la roca del yacimiento.

La saturación de agua congénita se puede calcular entonces por medio de la ecuación de Archie:

$$S_w = \sqrt[n]{\frac{R_w \phi^{-m}}{R_t}} \quad \text{III.8}$$

donde:

- $\phi$  es porosidad.
- $R_w$  es resistividad del agua de la formación
- $n$  es exponente de saturación
- $m$  es exponente de cementación
- $R_t$  es resistividad de la zona no invadida por el filtrado de lodo

Muchas veces la ecuación de Humble se usa para determinar el factor de formación y en esta forma se evita el problema de seleccionar un valor para  $m$  de acuerdo con las condiciones litológicas.

Los factores de formación se pueden determinar en el laboratorio de muestras representativas de las formaciones de interés o de sondas con corta investigación. En esta forma los valores de saturación de agua se puede obtener de:

$$S_w = \sqrt[n]{\frac{R_w F}{R_t}} \quad \text{III.9}$$

donde:  $F$  es el factor de formación

### **b) Formaciones arcillosas**

Se han propuesto muchas ecuaciones para determinar la saturación de agua en formaciones arcillosas, éstas se basan principalmente en la forma como están distribuidas las arcillas en la roca y en las propiedades del material arcilloso.

Todas las ecuaciones parten de la propuesta por Archie para formaciones limpias.

Según Archie, la saturación de agua en formaciones limpias se obtiene de la ecuación siguiente:

$$S_w = \sqrt[n]{\frac{aR_w}{\phi^m R_t}} \quad \text{III.10}$$

la cual se puede expresar como:

$$S_w^n = \frac{FR_w}{R_t} \quad \text{III.11}$$

en términos de conductividad ( $C = \frac{1}{R}$ ) se tiene

$$S_w^n = \frac{FC_t}{C_w} \quad \text{III.12}$$

donde:  $C_t$  es la conductividad de la formación no invadida.  
 $C_w$  es la conductividad del agua en el espacio poroso.

Para formaciones arcillosas, despejando  $C_t$ :

$$C_t = \frac{C_w}{F} S_w^n + x \quad \text{III.13}$$

donde:  $x$  es el termino que indica la conductividad adicional a la del agua en los poros, por la presencia de arcillas.

En este trabajo sólo se proporcionan detalles de método conocido como Indonesia.

Para determinar la saturación de agua de una formación arcillosa, de acuerdo al modelo Indonesia se utiliza una fórmula que expresa la relación entre la resistividad verdadera ( $R_t$ ) y los parámetros de la formación que afectan esta resistividad. Éstos incluyen la resistividad del agua ( $R_w$ ), la resistividad de la arcilla ( $R_{arcilla}$ ), la porosidad ( $\phi$ ), el contenido de arcilla ( $V_{arcilla}$ ), y la saturación de agua ( $S_w$ ). Resultados satisfactorios son normalmente obtenidos con la fórmula:

$$\frac{1}{R_t} = \frac{(V_{arcillas})^c S_w}{R_{arcilla}} + \frac{\phi^m S_w^2}{aR_w} \quad \text{III.14}$$

donde el exponente "  $c$  " normalmente se toma igual a 1, pero a veces se usan valores mayores a 2.

De la ecuación anterior se despeja la saturación de agua para obtener su valor.

La arcilla afecta la conductividad de la formación y depende de la resistividad y cantidad de arcilla, así como de la saturación de agua. De la calidad, y en menor grado de la cantidad de los parámetros o variables ( $R_t$ , ( $R_{arc}$ ,  $V_{ar}$ ,...)) depende la confiabilidad del valor de saturación de agua. Estos parámetros no son bien conocidos, existiendo generalmente incertidumbre en su valor. Esta incertidumbre varía de un parámetro a otro, lo que ocasiona que el error con el que contribuyen algunas variables afecte más el resultado final de saturación de agua.

Al realizar la interpretación cuantitativa de los registros geofísicos de un pozo que haya perforado una formación, limpia o arcillosa, de espesor grande, de tal manera que contenga la variación vertical completa de la saturación de agua, se pueden tener dos casos.

- a) Si el yacimiento es homogéneo o prácticamente homogéneo ( $\phi$ ,  $K$  con muy poca variación), se tendrá una curva de variación vertical de la saturación de agua, como se ha mostrado en figuras anteriores, (ver Figura III.13)

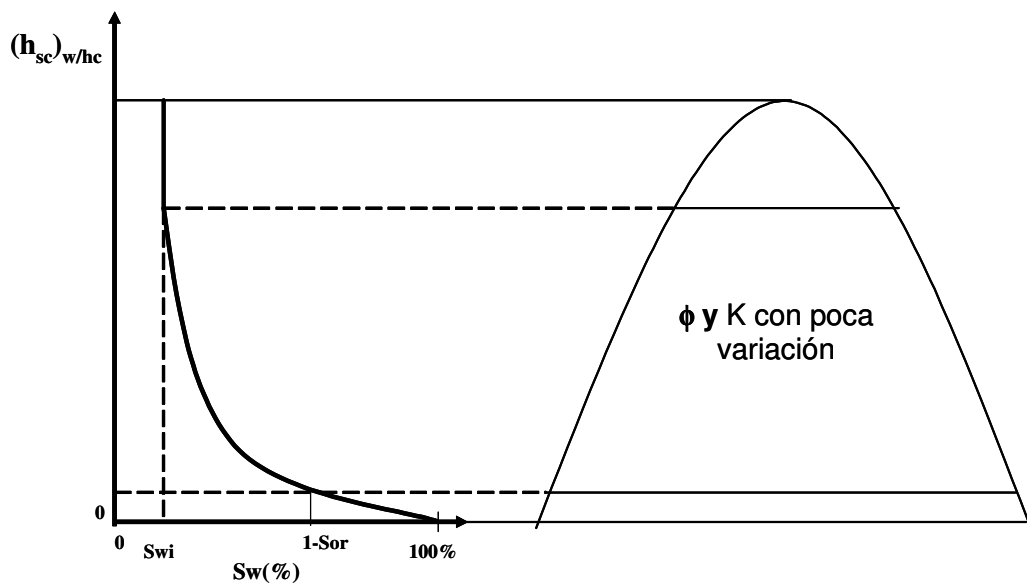


Figura III.13 Variación de la saturación de agua en un yacimiento prácticamente homogéneo

- b) Si el yacimiento es heterogéneo (variaciones de  $\phi$  y de  $K$ ) se tendrá una franja de variación vertical de saturación de agua, Figura III.14 La anchura de la franja será función de los rangos de variación de la  $\phi$  y de la  $K$ .

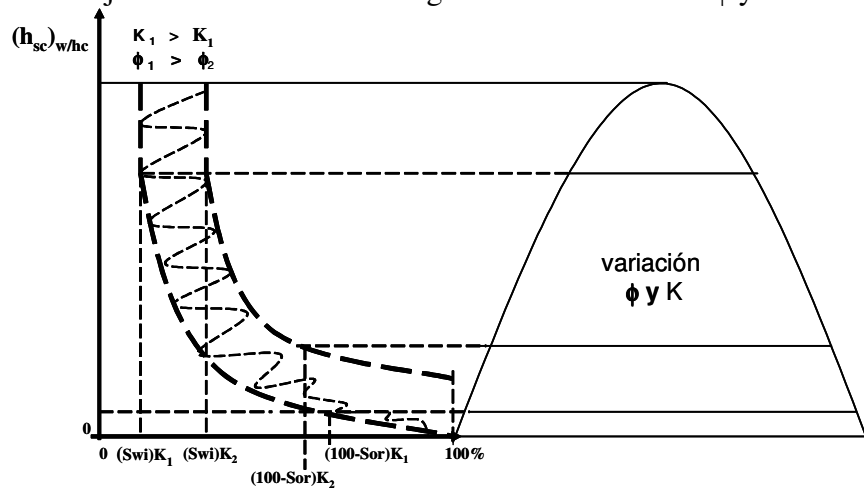


Figura III.14 Variación de la saturación de agua en un yacimiento heterogéneo

Para el caso a) se tendrá un solo valor de  $S_{wi}$ ; en cambio para el b) se tendrán varias  $S_{wi}$ ; las cuales dependerán de los valores de  $\phi$  y de  $K$ .

Para la zona con  $S_{wi}$  del caso b) se puede establecer la gráfica de  $\phi$  contra  $S_w$  para determinar la curva que representa la constante  $C = \phi S_w$ , ver Figura III.15. En esta gráfica se introducen los valores de  $K$ .

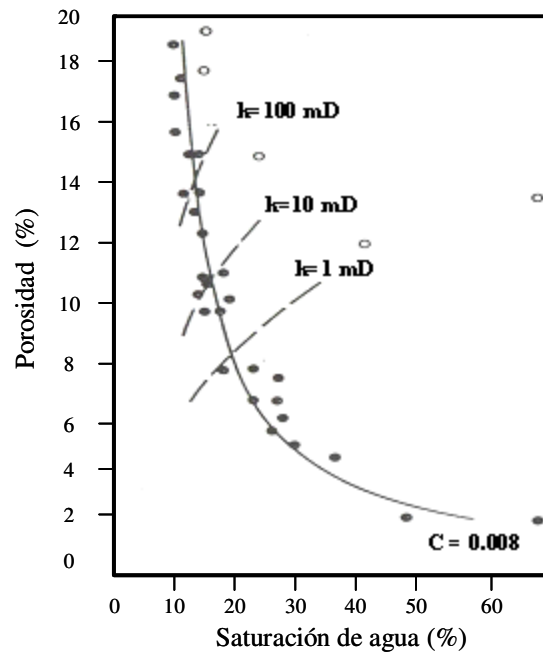


Figura III.15 Gráfica de saturación de agua contra porosidad



Si el intervalo al cual se le realizó la interpretación cuantitativa de registros para conocer la  $S_w$  es de poco espesor, se podrá determinar si pertenece a la zona de agua irreducible con alguna de las siguientes formas:

- A. El intervalo estará en la zona de  $S_{wi}$ , si se sabe que se ubica en la parte más alta de la estructura, siendo la formación de espesor grande, Figura I.24 o delgado, Figuras I.25 y I.26. Se tendrá una pequeña variación de la  $S_{wi}$  en caso de ser una formación prácticamente homogénea.
- B. Si se tiene construida la gráfica  $\phi$  contra  $S_w$  y establecida la curva  $\phi S_w = C$  para el yacimiento al que pertenece el intervalo, ubicar en tal gráfica los datos de  $\phi$  y  $S_w$  de varias profundidades dentro del intervalo en cuestión, si los puntos quedan sobre la curva con constante  $C$  o muy cercanos a ella, el intervalo está en la zona con  $S_{wi}$ . También se pueden realizar los productos  $\phi S_w$  para las profundidades escogidas y si resultan iguales o muy cercanos al valor de  $C$ , entonces el intervalo es parte de la zona con  $S_{wi}$ .
- C. Si no se dispone de la gráfica  $\phi$  contra  $S_w$  y, por lo tanto, tampoco de la curva con constante  $C$  para el yacimiento al que pertenece el intervalo, tomar datos de  $\phi$  y  $S_w$  dentro de tal intervalo y construir la mencionada gráfica. Si los puntos se alinean y se puede trazar la curva  $C = \phi S_w$ , el intervalo forma parte de la zona con  $S_{wi}$ , en caso contrario, si hay dispersión de puntos, el intervalo está en la zona de transición.

## CAPITULO IV. CORRELACIÓN DE LA $S_{wi}$ CON PARÁMETROS PETROFISICOS

Se han publicado algunas gráficas de tipo general en las que se relaciona a la  $S_{wi}$  con algunos parámetros petrofísicos. Por medio de estas correlaciones se puede estimar el valor de la saturación de agua irreducible en los yacimientos petroleros.

Una de esas correlaciones es la que se presenta en la Figura IV.1. Según esta figura, la  $S_{wi}$  es función de la permeabilidad y de la porosidad de la roca y del tipo de hidrocarburos que la satura. En tal figura se presentan curvas para diferentes productos  $\phi S_w$ . El producto  $\phi S_w$  se mantiene constante si el intervalo considerado de un yacimiento tiene la  $S_{wi}$ .

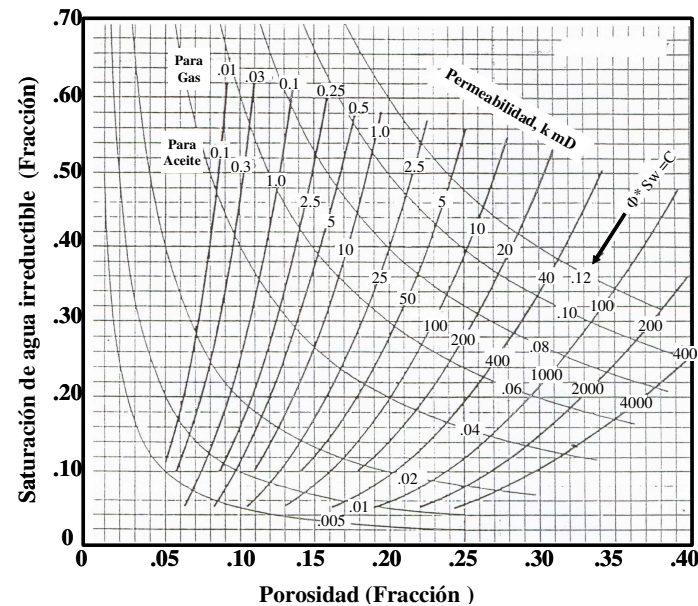


Figura IV.1 Correlación  $\phi, K$  y  $S_{wi}$ <sup>(6)</sup>

Las ecuaciones correspondientes a la correlación de la Figura IV.1 son las siguientes:

$$K = 62500 \left( \frac{\phi^6}{S_{wi}^2} \right) \quad \text{para aceite} \quad \text{IV.1}$$

$$K = 6250 \left( \frac{\phi^6}{S_{wi}^2} \right) \quad \text{para gas} \quad \text{IV.2}$$

donde: K es la permeabilidad en mD

$\phi$  es la porosidad en forma decimal

$S_{wi}$  es la saturación de agua irreductible en forma decimal

Al despejar  $S_{wi}$  de las ecuaciones IV.1 y IV.2 se tiene lo siguiente:

$$S_{wi} = \sqrt{\frac{62500\phi^6}{K}} \quad \text{para aceite} \quad \text{IV.3}$$

$$S_{wi} = \sqrt{\frac{6250\phi^6}{K}} \quad \text{para gas} \quad \text{IV.4}$$

Un ejemplo de correlación similar a la presentada en la Figura IV.1 pero obtenida para una formación en particular (arena Wyoming) se presenta en la Figura IV.2. Como es una correlación particular sólo presenta una curva de constante igual a 0.078. Puntos como los indicados en la gráfica tienen producto  $\phi S_w$  del orden de 0.078 y se tomaron como base para trazar la curva para  $C=0.078$ . Si de un intervalo perteneciente al yacimiento para el cual se estableció la gráfica anterior, se conoce su porosidad o su permeabilidad y la saturación de agua que contiene y se ubican esos datos en la gráfica, el intervalo tiene saturación de agua

irreductible sólo si el punto correspondiente se ubica sobre o muy cerca de la curva  $C=0.078$ . Un intervalo que tenga un producto  $\phi S_w > 0.078$  y esté a mayor profundidad que el anterior, estará en la zona de transición de fluidos.

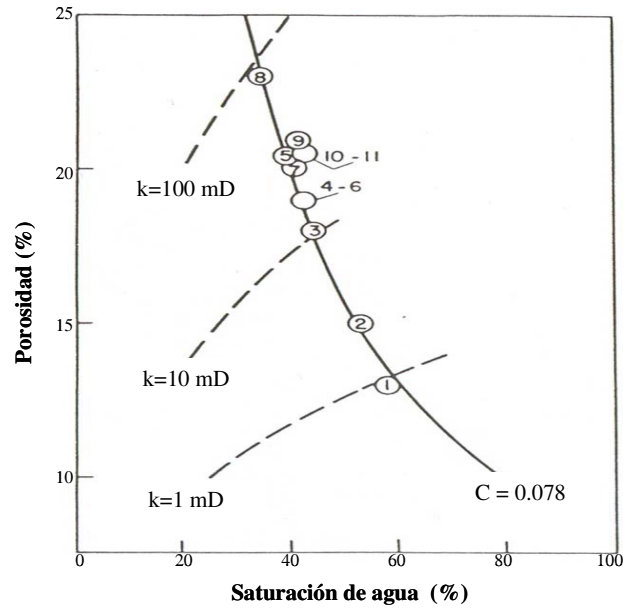


Figura IV.2 Correlación  $\phi$ , K y  $S_{wi}$  para la arena Wyoming <sup>(7)</sup>

En el Capítulo II de esta Tesis se describen algunos procedimientos de laboratorio para determinar experimentalmente la mínima saturación de fluido mojante, generalmente mínima saturación de agua, que pueden llegar a tener los medios porosos relacionados a los yacimientos de hidrocarburos.

Con el propósito de definir la relación que pudiera existir entre los resultados que arrojan tales procedimientos, se realizó una investigación bibliográfica sobre el tema. Se revisaron libros y revistas técnicas especializadas y se obtuvo la información que se

presenta en las Tablas IV.1 a IV.8 Además, se recabó información directamente de un laboratorio de análisis petrofísico, la cual también se incluye en las tablas anteriormente citadas.

Se recopiló información correspondiente a arenas, areniscas y carbonatos. Los datos comprenden la permeabilidad absoluta de todas las muestras de roca estudiadas y la porosidad efectiva de algunas de ellas, así como los métodos de laboratorio aplicados y los sistemas de fluidos utilizados para obtener la saturación de agua irreductible. Para algunas muestras se determinó la  $S_{wi}$  con dos métodos y/o dos sistemas de fluidos diferentes. Los métodos de laboratorio y sistemas de fluidos utilizados se presentan a continuación.

<b>MÉTODO</b>		<b>SISTEMA DE FLUIDOS</b>
<b>ESTÁTICO (Muestra de roca sin movimiento)</b>	<b>DINÁMICO (Muestra de roca con movimiento)</b>	
Membrana semipermeable		Agua-gas Agua-aceite
Inyección de Mercurio		Mercurio-gas
Desplazamiento de Fluidos		Agua-gas Agua-aceite
Retorta		Agua-aceite
	Centrífuga	Agua-gas Agua-aceite Aceite-gas

Cuadro IV.1 Métodos y sistemas de fluidos utilizados en la información recopilada

En las Tablas IV.1 a IV.8 se proporciona con detalle toda esta información y se indican los nombres de los investigadores que realizaron las pruebas de laboratorio o la fuente de información.

Con los datos recopilados se prepararon gráficas de permeabilidad absoluta contra la saturación de agua irreductible y, para algunos casos, de porosidad efectiva contra saturación de agua irreductible. Estas gráficas se prepararon por litología y por método de laboratorio, presentándose en dos tipos de escala: normal-logarítmica (semi-log) y doble logarítmica (doble log), Figuras IV.3 a IV.29. Con la información de las muestras que fueron analizadas con dos procedimientos o sistemas de fluidos diferentes, se prepararon gráficas de  $S_{wi}$  obtenida con un método o sistema de fluidos contra la  $S_{wi}$  determinada con el otro método o sistema de fluidos. En las gráficas, además de la información de los ejes de coordenadas, se identifican los datos utilizando diferentes símbolos, para indicar métodos, sistemas de fluidos o rangos de  $K$  y de  $\phi$ .

**TABLA IV.1 DATOS DE POROSIDAD, PERMEABILIDAD Y SATURACIÓN DE AGUA**

**IRREDUCTIBLE OBTENIDOS EN LABORATORIO (LITERATURA TÉCNICA)**

**TIPO DE ROCA: ARENA**

**CONDICIONES : LABORATORIO**

AUTOR	POROSIDAD (%)	PERMEABILIDAD (mD)	SATURACION DE AGUA IRREDUCTIBLE (%)	MÉTODO	SISTEMA
NORDTVEDT <sup>(8)</sup>	22,0	2541	11,0	CENTRIFUGA	AGUA-ACEITE
MODERN <sup>(9)</sup>	27,0	2400	10,0	MEMBRANA	AGUA-GAS
	24,0	140	30,0		
ZUWA <sup>(10)</sup>	24,0	1780	15,0	CENTRIFUGA	AGUA-ACEITE
	24,0	1780	12,0	MEMBRANA	AGUA-GAS
AMYX <sup>(5)</sup>	28,0	1430	6,0	MEMBRANA	AGUA-GAS
	28,0	1430	5,0	INY. Hg	Hg-GAS
	20,0	1150	10,0	MEMBRANA	AGUA-GAS
	20,0	1150	6,0	INY. Hg	Hg-GAS
	22,0	430	22,0	MEMBRANA	AGUA-GAS
	22,0	430	17,0	INY. Hg	Hg-GAS
	26,0	170	37,0	MEMBRANA	AGUA-GAS
	26,0	170	42,0	INY. Hg	Hg-GAS
	16,0	43	20,0	MEMBRANA	AGUA-GAS
	16,0	43	18,0	INY. Hg	Hg-GAS
	23,0	23	61,0	MEMBRANA	AGUA-GAS
	23,0	23	60,0	INY. Hg	Hg-GAS
ANDERSON <sup>(11)</sup>	21,8	648	22,0	MEMBRANA	AGUA-ACEITE
	21,8	648	12,0		
		28,2	37,0		
FORREST <sup>(3)</sup>	29,0	423	30,0	INY. Hg	Hg-GAS
		185	38,0		
CHRISTOFFERSEN <sup>(12)</sup>	20,0	313	32,8	CENTRIFUGA	ACEITE-GAS
	21,0	313	34,1		
INTERCEN <sup>(13)</sup>	23,6	250	30,0	MEMBRANA	AGUA-GAS
LONGERON <sup>(14)</sup>	21	136	27,0	MEMBRANA	AGUA-GAS
	22	136	25,0	INY. Hg	Hg-GAS
BENTSEN <sup>(15)</sup>	24,0	429	30,0	CENTRIFUGA	AGUA-ACEITE
	20,0	400	29,0		
	22,0	255	36,0		
	22,0	253	26,0		
	19,0	146	30,0		
	16,0	30,0	56,0		

Nota: En la mayor parte de las tablas aparece coma en ves de punto en los datos en listados.

**TABLA IV.1 (CONTINUACIÓN)**

AUTOR	POROSIDAD (%)	PERMEABILIDAD (md)	SATURACIÓN DE AGUA IRREDUCTIBLE (%)	METODO	SISTEMA
THORNTON <sup>(18)</sup>	27,0	2556	28,0	MEMBRANA	AGUA-GAS
	30,0	2238	26,0		
	28,0	1960	34,0		
	31,0	1830	19,0		
	33,0	1730	24,0		
	27,0	1490	38,0		
	31,0	1120	30,0		
	31,0	1118	24,0		
	29,0	1048	25,0		
	27,0	550	40,0		
	28,0	540	27,0		
	28,0	518	33,0		
	27,0	410	35,0		
	22,0	382	37,0		
	26,0	319	27,0		
	30,0	312	23,0		
	23,0	250	38,0		
	16,0	63	61,0		
	17,0	29	74,0		
20,0	23	59,0			



**TABLA IV.2 DATOS DE POROSIDAD, PERMEABILIDAD Y SATURACIÓN DE AGUA**

**IRREDUCTIBLE OBTENIDOS EN LABORATORIO (LITERATURA TÉCNICA)**

**TIPO DE ROCA: ARENA      METODOS: CENTRIFUGA Y MEMBRANA**

**CONDICIONES : LABORATORIO**

AUTOR	POROSIDAD (%)	PERMEABILIDAD (mD)	SATURACIÓN DE AGUA IRREDUCTIBLE (%)		
			CENTRIFUGA		MEMBRANA
			AGUA-GAS	SISTEMA	SISTEMA
			AGUA-GAS	AGUA-ACEITE	AGUA-GAS
SLOBODIN		3100	9,0		5,0
		2710	7,0		5,0
		2500	11,0		11,0
		2400	11,0		7,0
		2318	6,0		6,0
		2230	7,0		6,0
		2210	8,0		6,0
		2100	11,0		10,0
		1800	12,0	12,0	10,0
		1700	13,0	15,0	10,0
		1600	15,0	14,8	11,0
		1540	16,0		15,0
		1400	15,0		14,0
		1350	20,0		13,0
		1300	13,0		11,0
		1140	16,0		14,0
	24,90	1030	12,0	17,0	11,0
		975	19,0		17,0
		954	11,0		11,0
		926	12,0		11,0
		885	14,0	14,0	14,0
		680	22,0		21,0
		680	19,0		18,0
		679	15,0		13,0
		570	20,0	18,0	11,0
		525	23,0		20,0
		500	20,0		19,0
	22,50	494	17,0		16,0
		470	10,0	11,0	10,0
		460	22,0	20,0	21,0
		458	36,0	31,0	32,0
		453	9,0		9,0
		360	29,0		26,0
		351	22,0		21,0
		345	36,0	24,0	38,0
		316	20,0		19,0
		315	29,0		25,0
		237	15,0		14,0
		227	15,0		13,0
	24,30	225	24,0		35,0
		204	23,0		27,0
		203	23,0		21,0
		140	32,0		31,0
		138	27,0		26,0
		89,0	22,0		19,0
	84,0	27,0	25,0	45,0	

TABLA IV.2 (CONTINUACIÓN)

AUTOR	POROSIDAD (%)	PERMEABILIDAD (mD)	SATURACION DE AGUA IRREDUCTIBLE (%)		
			CENTRIFUGA		MEMBRANA
			AGUA-GAS	SISTEMA AGUA-ACEITE	SISTEMA AGUA-GAS
SLOBOD <sup>(1)</sup>		84,0	32,0	22,0	44,0
		67,0	30,0	25,0	40,0
		46,0	32,0		33,0
		38,0	35,0		38,0
		27,0	40,0	36,0	51,0
		22,0	53,0	34,0	55,0
		16,0	44,0	31,0	36,0
		12,4	83,0		93,0
		5,40	50,0	29,0	18,0
		4,40	58,0		74,0
		4,30	55,0	33,0	66,0
		3,80	57,0		79,0
		3,60	80,0		82,0
		3,50	83,0	29,8	89,0
		3,10	48,0	28,0	40,0
		2,70	52,0	30,0	75,0
		2,70	68,0	34,0	66,0
		2,70	82,0		73,0
		2,70	47,0	28,0	49,0
		2,40	48,0	34,0	80,0
		2,30	88,0		98,0
		2,20	51,0		62,0
		2,20	49,0	30,0	51,0
		2,10	80,0	58,0	80,0
		2,10	57,0	30,0	73,0
		2,00	84,0	68,0	77,0
		1,90	84,0		98,0
		1,80	84,0		86,0
		1,40	67,0		73,0
		1,30	67,0	40,0	58,0
		1,00	80,0	47,0	76,0
		1,00	73,0		79,0
		1,00	70,0		69,0
		0,90	88,0		90,0
		0,80	67,0		80,0
		0,70	90,0		73,0
		0,60	78,0	42,0	97,0
		0,60	54,0		50,0
		0,50	68,0		88,0
		0,50	65,0		71,0
		0,40	84,0		91,0
		0,30	95,0	77,0	96,0
	0,30	95,0	41,0	91,0	
	0,20	77,0		76,0	
	0,20	70,0		78,0	
	0,20	63,0		77,0	

**TABLA IV.3 DATOS DE POROSIDAD, PERMEABILIDAD Y SATURACIÓN DE AGUA  
IRREDUCTIBLE OBTENIDOS EN LABORATORIO (LITERATURA TÉCNICA)  
TIPO DE ROCA: ARENA      METODO: DESPLAZAMIENTO DE FLUIDOS  
CONDICIONES : LABORATORIO**

<b>AUTOR</b>	<b>POROSIDAD (%)</b>	<b>PERMEABILIDAD (mD)</b>	<b>SATURACIÓN DE AGUA IRREDUCTIBLE (%)</b>	<b>SISTEMA</b>
BROWN <sup>(18)</sup>	15	159	12	AGUA-ACEITE
	17	131	10	
	20	117	15	
	25	70	16	
	13	28	16	
	15	20	16	
	18,5	7	24	
	14	5	13	
	13	3	16	
MORSE <sup>(19)</sup>	36	4200	20	AGUA-GAS
	36	4200	20	AGUA-ACEITE
	11	151	30	AGUA-GAS
	11	151	28	AGUA-ACEITE
	20	93	40	AGUA-GAS
	20	93	37	AGUA-ACEITE

**TABLA IV.4 DATOS DE POROSIDAD, PERMEABILIDAD Y SATURACIÓN DE AGUA**

**IRREDUCTIBLE OBTENIDOS EN LABORATORIO (LITERATURA TÉCNICA)**

**TIPO DE ROCA: ARENA      METODO: RETORTA      SISTEMA: AGUA-ACEITE**

AUTOR	PERMEABILIDAD (md)	SATURACION DE AGUA IRREDUCTIBLE (%)	FLUIDO MOJANTE
ANDERSON <sup>[20]</sup>	1200	10,0	AGUA
	1150	18,0	
	1150	10,0	
	1050	18,0	
	1000	16,0	
	1000	17,0	
	920	15,0	
	910	14,0	
	900	8,0	
	900	6,0	
	900	11,0	
	850	12,0	
	790	19,0	
	780	14,0	
	770	14,0	
	750	14,0	
	745	17,0	
	740	26,0	
	700	24,0	
	700	30,0	
	690	25,0	
	550	27,0	
	500	19,0	
	490	23,0	
	450	18,0	
	450	28,0	
	150	29,0	
	150	35,0	
	80,0	37,0	
	65,0	10,0	
	60,0	38,0	
	60,0	57,0	
	95,0	25,0	
55,0	53,0		
50,0	56,0		
40,0	40,0		
35,0	24,0		
25,0	50,0		
20,0	58,0		
9,0	50,0		

**TABLA IV.5 DATOS DE POROSIDAD, PERMEABILIDAD Y SATURACIÓN DE AGUA  
IRREDUCTIBLE OBTENIDOS EN LABORATORIO (LITERATURA TÉCNICA)  
TIPO DE ROCA: ARENA METODO: RETORTA SISTEMA: AGUA-ACEITE  
CONDICIONES : LABORATORIO**

AUTOR	PERMEABILIDAD (mD)	SATURACIÓN DE AGUA IRREDUCTIBLE (%)	FLUIDO MOJANTE
ANDERSON <sup>(20)</sup>	95.0	4.0	ACEITE
	90.0	3.0	
	80.0	3.0	
	75.0	3.0	
	70.0	5.0	
	65.0	5.0	
	60.0	4.0	
	55.0	4.0	
	50.0	4.0	
	45.0	5.0	
	40.0	3.0	
	36.0	7.0	
	35.0	6.0	
	35.0	4.0	
	34.0	5.0	
	30.0	4.0	
	20.0	5.0	
	20.0	6.0	
	10.0	6.0	
	10.0	6.5	
	9.7	7.0	
	9.6	7.0	
	9.5	9.0	
	9.5	2.0	
	9.0	6.0	
	8.8	9.0	
	8.8	6.0	
	8.5	5.0	
	8.0	6.0	
	8.0	9.0	
	7.0	5.0	
	6.7	6.0	
	6.5	7.0	
	5.7	9.0	
	5.5	6.0	
5.5	7.0		
4.5	4.0		
4.0	8.0		
3.0	8.0		
2.0	8.0		

**TABLA IV.6 DATOS DE POROSIDAD, PERMEABILIDAD Y SATURACIÓN DE AGUA IRREDUCTIBLE, OBTENIDOS EN LABORATORIO (DATOS DEL DISTRITO POZA RICA, VER.)<sup>(21)</sup>**  
**TIPO DE ROCA: ARENISCAS MÉTODO: INYECCION DE Hg SISTEMAHg-GAS**  
**CONDICIONES :LABORATORIO**

POZO	POROSIDAD	PERMEABILIDAD	SATURACION DE AGUA IRREDUCTIBLE
	%	(md)	%
TAJIN 341	14.00	27.00	8.00
	11.30	8.00	10.00
	8.40	7.00	11.00
	7.40	4.00	16.00
	5.00	1.50	37.00
	5.70	1.20	55.00
	6.00	1.00	87.00
	5.00	1.00	92.00
TAJIN 691	12.0	79.8	5.0
	9.0	33.0	5.0
	10.6	11.3	8.0
	10.9	9.0	10.0
	7.9	0.9	29.0
	6.7	0.7	87.0
	5.7	0.6	93.0
	8.5	0.6	39.0
	7.7	0.5	74.0
	6.5	0.5	57.0
	8.8	0.4	75.0
6.5	0.4	65.0	
SOLEDAD 140	8.10	0.32	30.00
	4.40	0.26	34.00
	7.80	0.08	40.00
	4.60	0.05	73.00
	5.50	0.04	69.00
	4.30	0.04	55.00
	1.60	0.02	94.00
SOLEDAD 628	16.00	18.00	16.00
	28.00	16.00	12.00
	15.00	13.00	13.00
	14.00	11.00	19.00
	14.00	9.00	14.00
	13.00	4.50	27.00
	8.00	0.39	86.50
	7.00	0.13	99.00
SOLEDAD 708	13.00	0.50	34.00
	12.00	0.40	63.00
	14.00	0.30	61.00
	6.60	0.11	49.00
	6.30	0.06	33.00
AGUA FRIA 767	10.00	3.00	46.00
	9.00	2.00	46.00
	5.00	2.00	76.00
	3.00	0.20	55.00
AGUA FRIA 801	16.00	8.00	23.00
	10.00	5.00	42.00
	2.00	4.00	28.00
	10.00	4.00	37.00
	10.00	4.00	37.00

**TABLA IV.7**

**DATOS DE POROSIDAD, PERMEABILIDAD Y SATURACIÓN DE AGUA  
IRREDUCTIBLE, OBTENIDOS EN LABORATORIO  
(DATOS DEL DISTRITO POZA RICA, VER.)<sup>(21)</sup>  
TIPO DE ROCA: CARBONATO      MÉTODO: INYECCIÓN DE Hg  
SISTEMA: Hg-GAS      CONDICIONES : LABORATORIO**

POZO	POROSIDAD	PERMEABILIDAD	SATURACIÓN DE
	%	(mD)	AGUA IRREDUCTIBLE %
POZA RICA 217	9.00	18.00	19.00
	3.60	3.00	43.00
	14.60	2.00	3.00
	14.50	2.00	3.00
	7.10	2.00	9.00
	5.60	1.00	17.00
	10.00	0.80	8.00
	4.00	0.20	55.00
	9.00	0.18	11.00
	6.00	0.18	9.00
	1.80	0.01	2.00
POZA RICA 220	8.00	25.00	4.00
	11.00	5.00	5.00
	17.00	3.00	3.00
	14.00	2.50	2.00
	15.50	2.50	5.00
	15.00	2.50	6.00
	10.00	2.00	18.00
	10.00	1.00	3.00
	2.50	0.29	42.00
	4.00	0.28	67.00
	5.50	0.18	74.00
6.00	0.90	3.00	
4.50	0.07	22.00	
POZA RICA 319	9.0	18.0	19.0
	4.0	3.0	43.0
POZA RICA 358	4.0	4.0	52.0
	16.0	3.0	11.0
	15.0	2.0	20.0
	14.0	2.0	19.0
	5.0	2.0	61.0
	16.0	1.5	10.0
	17.0	1.3	18.0
	15.0	1.3	7.0
	13.0	1.3	6.0
	5.0	1.2	38.0
	9.0	0.9	34.0
	10.0	0.5	13.0
	19.0	0.5	19.0
8.3	0.5	25.0	
POZA RICA 362	16.00	2.00	11.00
	13.00	1.50	5.00
	10.00	1.50	31.00
	11.00	1.00	4.00
	12.00	1.00	5.00
	9.00	1.00	45.00
	13.00	0.50	12.00
POZA RICA 374	19.30	16.00	15.00
	21.00	10.00	10.00
	18.80	7.00	17.00
POZARICA 389	9.50	2.00	20.00
	9.00	1.50	7.00
	4.00	0.55	3.00
	2.30	0.26	27.00
	8.00	0.18	6.00
	13.00	0.17	132.00

**TABLA IV.8**

**DATOS DE POROSIDAD, PERMEABILIDAD Y SATURACIÓN DE AGUA IRREDUCTIBLE  
OBTENIDOS EN LABORATORIO (LITERATURA TÉCNICA)  
TIPO DE ROCA: CARBONATO    CONDICIONES : LABORATORIO**

<b>AUTOR</b>	<b>POROSIDAD (%)</b>	<b>PERMEABILIDAD</b>	<b>SATURACIÓN DE AGUA IRREDUCTIBLE (%)</b>	<b>MÉTODO</b>	<b>SISTEMA</b>
ANDERSON <sup>(20)</sup>	22,0	1030	10,0	CENTRIFUGA	AGUA-ACEITE
	20,0	494	15,0		AGUA-GAS
	22,0	225	25,0		AGUA-GAS
	25,0	1030	13,0	MEMBRANA	AGUA-ACEITE
	21,0	494	18,0		AGUA-GAS
	24,0	225	33,0		AGUA-GAS
LONGERON <sup>(14)</sup>	27,5	57,0	36,0	MEMBRANA	AGUA-ACEITE
	28,0	54,0	39,0	INY. Hg	Hg-GAS
NORDTVEDT <sup>(8)</sup>	16,0	34,0	11,0	CENTRIFUGA	AGUA-GAS
	22,0	5,0	95,0	MEMBRANA	AGUA-ACEITE
AMYX <sup>(5)</sup>	19,0	35,0	4,0	MEMBRANA	AGUA-GAS
	23,0	3,36	19,0		
	19,0	35,0	5,0	INY. Hg	Hg-GAS
	23,0	3,36	17,0		



## IV.I CORRELACIONES ESTABLECIDAS PARA ARENAS

En las Fig. IV.3 a IV.17 se presentan las correlaciones que se lograron establecer para arenas.

En la Fig. IV.3 se muestra la relación entre la permeabilidad absoluta ( $K$ ) y la saturación de agua irreductible ( $S_{wi}$ ) obtenida por el método de membrana semipermeable utilizando el sistema de fluidos agua-gas. El rango aproximado de variación de la  $K$  es de 0.1 a 5,000 mD y el  $S_{wi}$  es de 5 a casi 100%. Se observa en términos generales que a menor  $K$  se tiene mayor  $S_{wi}$ . Aún cuando los datos presentan una amplia dispersión, se observa mejor correlación en la gráfica log-log. Esta es una correlación para arenas, por lo que es lógico que a menor  $K$ , definida por menor tamaño medio de grano y de poro, se tenga mayor  $S_{wi}$ , ya que se incrementarán los efectos capilares y aumentará la superficie específica, efectos que hacen que se retenga más agua en el espacio poroso. Se considera que la dispersión de puntos en las gráficas es debido a factores geométricos del espacio poroso, aspectos que no se analizaron por falta de información. Sólo de algunas muestras se reportó la porosidad, la cual se consideró en otras gráficas.

En la Fig. IV.4 se presenta la correlación  $K$ - $S_{wi}$  establecida para arenas con datos obtenidos por inyección de Hg, utilizando el sistema Hg (fluido no mojante) – gas (fluido mojante). Los rangos aproximados de variación son: para la  $K$  de 15 a 1200 mD y para la  $S_{wi}$  de 5 a 60%. A pesar de tener poca información se observa que a menor  $K$  se tiene mayor  $S_{wi}$ ; asimismo, se aprecia dispersión de datos. Las observaciones hechas para la correlación de la Fig. IV.3 son válidas para la correspondiente a la Fig. IV.4.

En la Fig. IV.5 se muestra la correlación  $K$ - $S_{wi}$  preparada para arenas con información resultante de pruebas de desplazamiento de fluidos en laboratorio, utilizando dos sistemas de fluidos. Se presentan datos de desplazamiento de agua por gas (sistema agua-gas) y de agua por aceite (sistema agua-aceite). Los rangos aproximados de variación son: para la  $K$  de 5 a 6000 mD y para la  $S_{wi}$  de 10 a 40%. Como en las correlaciones anteriores, se observa, en términos generales, que a menor  $K$  mayor  $S_{wi}$ . Si se toma todo el conjunto de datos se aprecia amplia dispersión de puntos; sin embargo, al identificar los datos por sistema de fluidos se nota que los del sistema agua-aceite indican menor  $S_{wi}$  que los de sistema agua-gas. Se considera que el desplazamiento de agua por aceite es más efectivo que el desplazamiento de agua por gas, ya que deja menor cantidad de agua irreductible en el medio poroso, es decir menor  $S_{wi}$ .

En la Fig. IV.6 se proporciona la correlación  $K$ - $S_{wi}$  que se pudo establecer para arenas con datos obtenidos con el método de la retorta para el sistema de fluidos agua-aceite. Como se explicó en el Capítulo II de esta Tesis, en el método de la retorta se introducen las muestras saturadas con fluidos y por temperatura se extraen éstos y se miden sus volúmenes. Los datos presentados

corresponden a dos conjuntos de muestras, uno en el que el fluido mojante era el agua y las muestras tenían la mínima saturación de agua ( $S_{wi}$ ) y otro en el que el fluido mojante era el aceite y las muestras contenían la mínima saturación de agua ( $S_{wi}$ , que por no ser el agua el fluido mojante sería en realidad la saturación de agua residual  $S_{wr}$ ). Los resultados de los dos conjuntos están muy bien separados. El grupo de muestras mojadas por agua tienen un rango aproximado de variación de  $K$  entre 10 y 1000 mD y de  $S_{wi}$  entre 5 y 60%, en tanto que para las muestras mojadas por aceite, los rangos aproximados de variación son: para la  $K$  entre 2 y 100 mD y para la  $S_{wi}$  entre 2 y 10%. Ambos conjuntos de resultados muestran, como en las correlaciones anteriores, que a menor  $K$  se tiene mayor  $S_{wi}$  o mayor  $S_{wr}$ , según sea el caso. Asimismo se aprecia dispersión de puntos generada por aspectos geométricos del espacio poroso de las rocas. En esta grafica se aprecia muy bien el efecto de la mojabilidad sobre la  $S_{wi}$ . Considerando un valor de  $K$ , por ejemplo 100 mD, se tiene más  $S_{wi}$  para el caso en que los sólidos son mojados por agua que para cuando son mojados por aceite. Si el fluido mojante es el agua, estará alojada inmediata a la superficie de los sólidos y por lo tanto ocupa los espacios más pequeños, reteniendo el medio poroso mayor volumen de agua irreductible, o sea se tiene mayor  $S_{wi}$ . Si el fluido mojante es el aceite, el agua ocupará los espacios más grandes de la estructura porosa, reteniendo ésta menor volumen de agua irreductible (residual), o sea se tiene menor  $S_{wi}$  ( $S_{wr}$ ).

En las Fig. IV.7 y IV.8 se presentan las correlaciones  $K$ - $S_{wi}$  establecidas con datos obtenidos en laboratorio por medio del método dinámico de centrifugación. En la Fig. IV.7 se grafican los resultados para el sistema de fluidos agua-gas y en la Fig. IV.8 para el sistema agua-aceite. Como en todos los casos anteriores, en general, a menor  $K$  se tiene mayor  $S_{wi}$  en los dos sistemas de fluidos. Se observan buenas correlaciones, sobre todo en las graficas log-log. La dispersión de puntos se incrementa en el rango de permeabilidades bajas, considerándose que esto es debido a que en ese rango de  $K$  tienen más efecto sobre la  $S_{wi}$  los factores geométricos del espacio poroso. Este aspecto se aprecia mejor en las graficas semi-log.

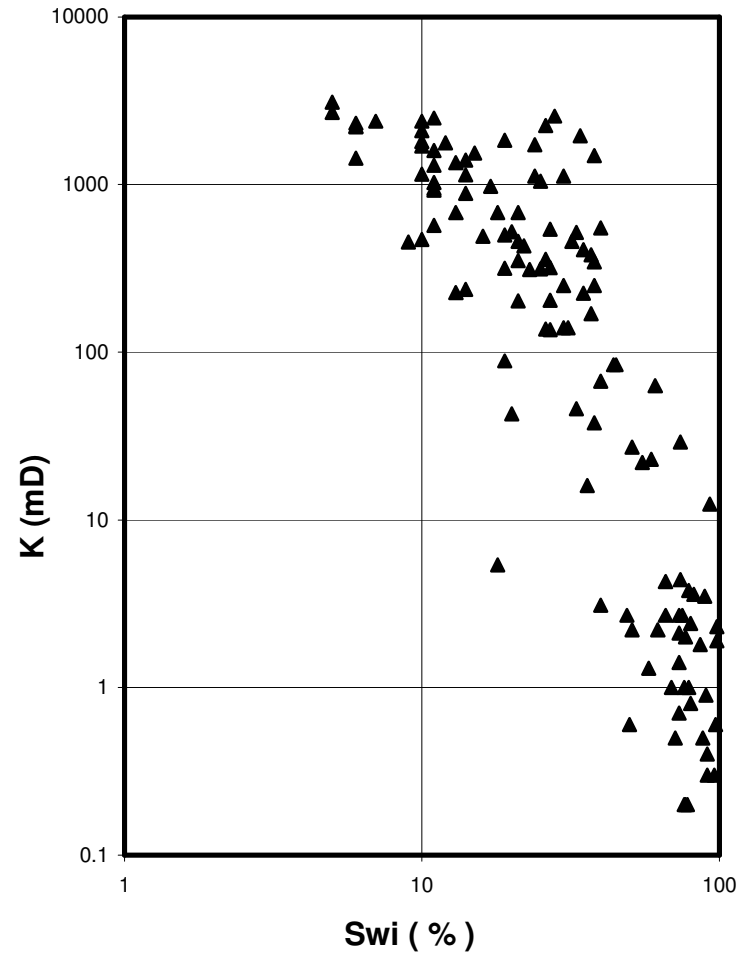
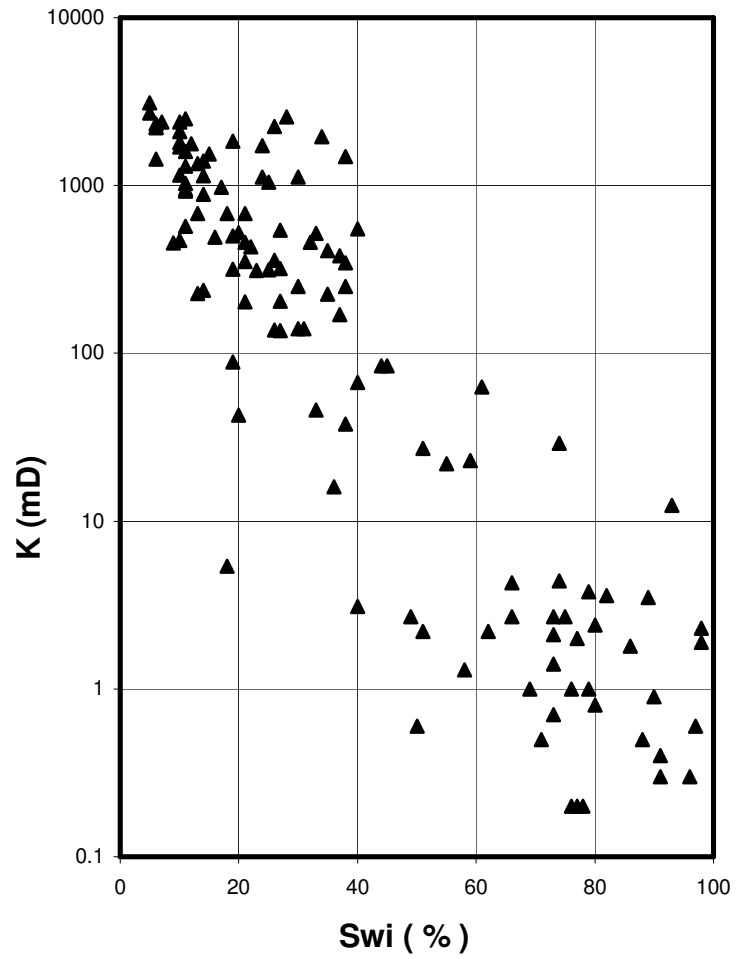
En la Fig. IV.9 se muestra la correlación  $K$ - $S_{wi}$  preparada con todos los datos obtenidos para arenas, con los que se prepararon las graficas IV.3 a IV.8. Los rangos aproximados de variación de valores son: para  $K$  entre 0.15 y 6000 mD y para la  $S_{wi}$  entre 2 y casi 100%. Como en todas las graficas anteriores, se observa que a menor  $K$  se tiene mayor  $S_{wi}$ . Los datos quedan comprendidos en una franja de dispersión relativamente amplia, aumentando la dispersión hacia rangos bajos de  $K$  (ver la grafica en papel semi-log). La mayoría de los datos se obtuvieron con experimentos en que el fluido mojante era el agua, quedando ubicados en la franja de dispersión. Los datos obtenidos en pruebas en que el fluido mojante era aceite se ubican a la izquierda, fuera de la franja de dispersión.

Para algunas muestras se obtuvo la  $S_{wi}$  con dos métodos de laboratorio, los resultados se presentan en las Fig. IV.10 y IV.11. En la Fig. IV.10 se muestra la correlación de valores de  $S_{wi}$  obtenidos con los métodos membrana (sistema agua-gas) y de inyección Hg (sistema Hg-gas). Los puntos se clasifican de acuerdo a la  $K$  de las muestras. Se observa que prácticamente se alcanzan los mismos

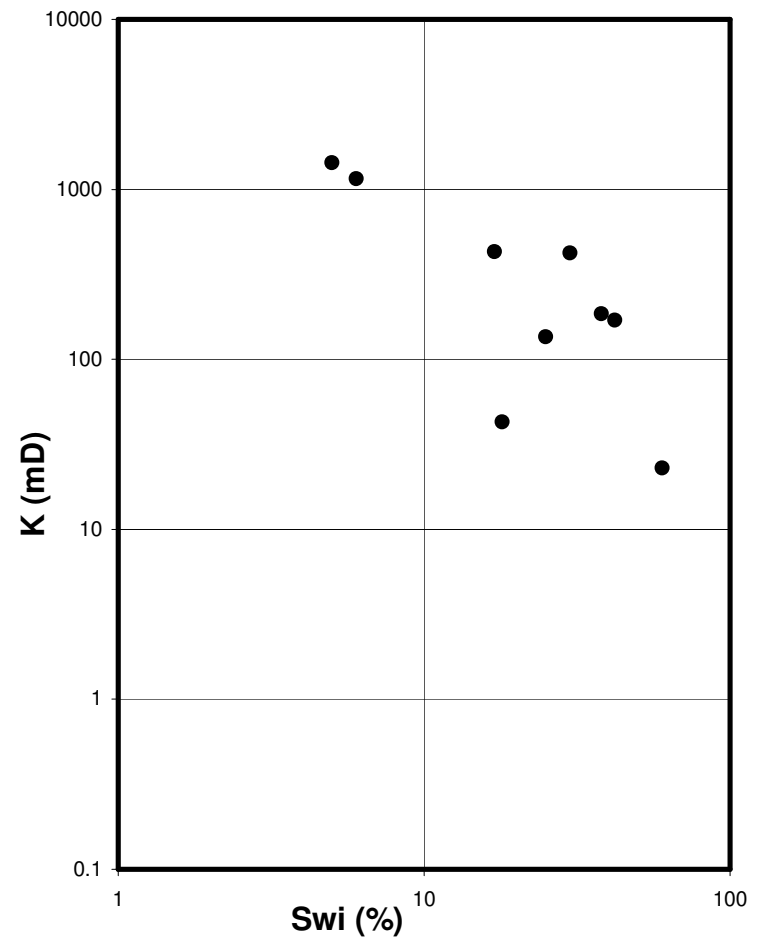
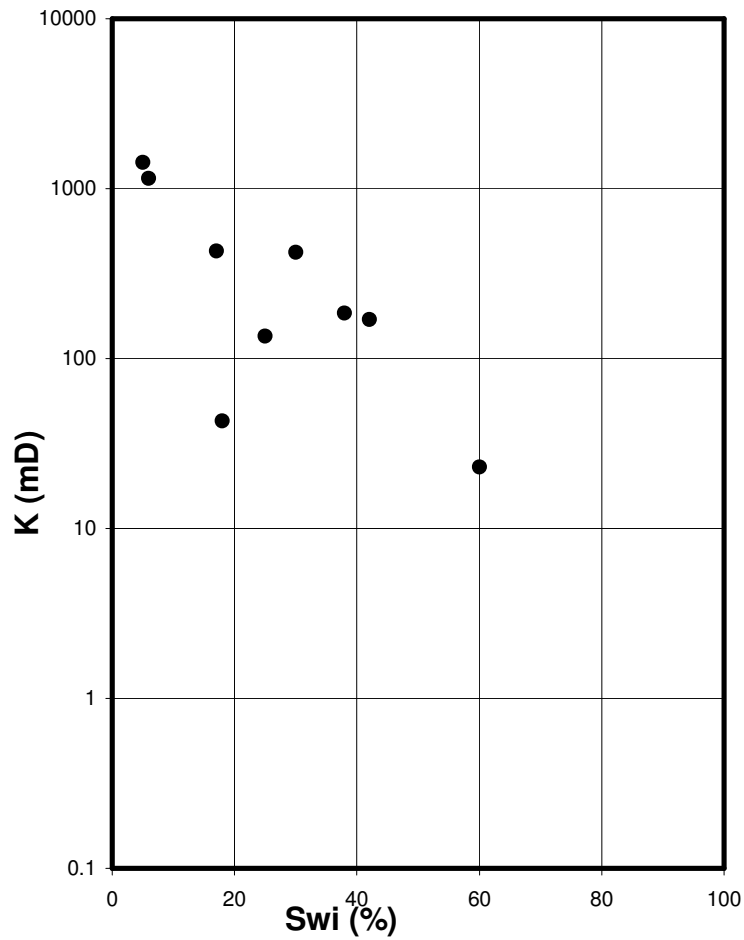
valores de  $S_{wi}$  con ambos métodos; sin embargo, se aprecia que para valores altos de  $K$  la  $S_{wi}$  con el método de membrana es un poco mayor que con el método de inyección de Hg. En la Fig. IV.11 se muestra la correlación de valores  $S_{wi}$  obtenidos con los métodos de membrana y de centrifugación, ambos para el sistema agua-gas. En una gráfica se señalan los rangos de  $K$  de las muestras. Según esta correlación prácticamente se tienen los mismos valores de  $S_{wi}$  para valores altos de  $K$ . Para valores medios y bajos de  $K$  se tiene dispersión de puntos y se observa que los valores de  $S_{wi}$  obtenidos con el método de la centrifuga son más bajos que los correspondientes obtenidos con el método de la membrana. Se considera que la dispersión de datos se debe a los efectos de los factores geométricos del espacio poroso, que tienen más influencia en valores bajos de  $K$ . Respecto a la diferencia de valores de  $S_{wi}$ , se estima que con el método de la centrifuga se saca más agua de las muestras por ser un método dinámico, en el que las muestras se someten a velocidades angulares altas, en tanto que en el método de la membrana las muestras están estáticas, sin movimiento, y el agua es sacada de la muestra por desplazamiento con gas.

En otras muestras se obtuvo la  $S_{wi}$  con un método de laboratorio, pero utilizando dos sistemas de fluidos. En la Fig. IV.12 se presentan los resultados obtenidos de  $S_{wi}$  con el método de centrifugación para los sistemas de fluidos: agua-gas y agua-aceite. Se observa que solo para permeabilidades altas prácticamente se obtienen los mismos resultados para los dos sistemas de fluidos. Para permeabilidades medias y bajas, los valores de  $S_{wi}$  resultantes para el sistema agua-aceite son más bajos que para el sistema agua-gas. Se considera que esto se debe a que durante la centrifugación en el sistema agua-aceite, el aceite desplaza al agua, y en el sistema agua-gas, el gas es el fluido desplazante. El desplazamiento de agua por aceite es más efectivo que el desplazamiento de agua por gas, por lo que el primero dejará menor  $S_{wi}$  que el segundo.

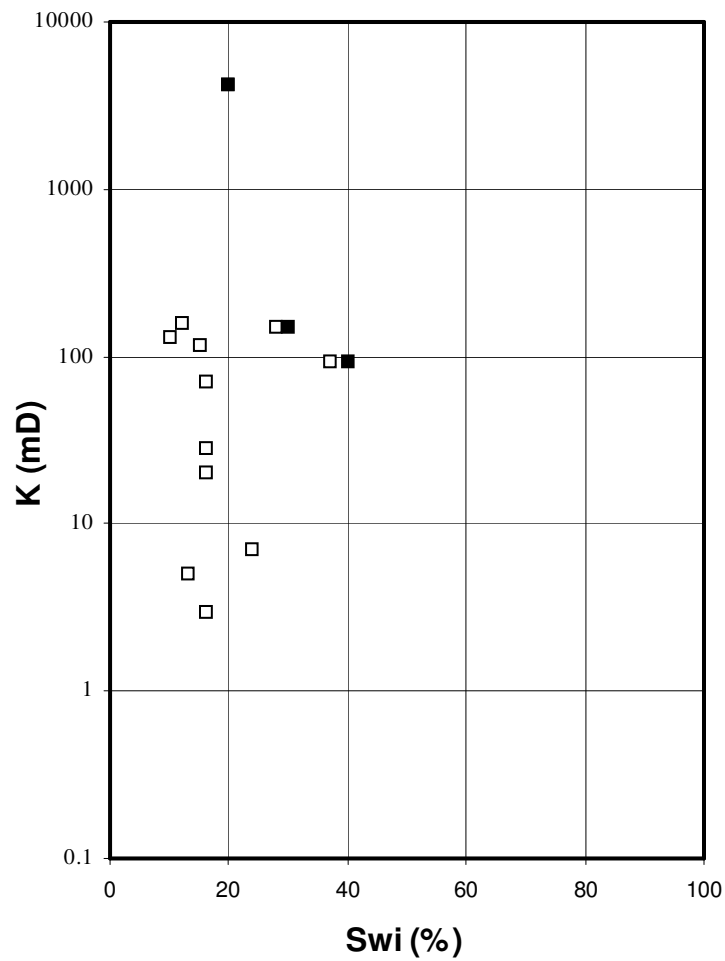
Para algunas muestras de arena se midió la porosidad ( $\phi$ ). Este parámetro se consideró en gráficas de  $K$  contra  $S_{wi}$  de las Fig. IV.13 a IV.16. Únicamente en las Fig. IV.13 (método de la membrana) y IV.16 (método de la centrífuga) se aprecia que se tienen valores de  $S_{wi}$  altos para valores bajos de porosidad. En la Fig. IV.14 (método de inyección de Hg) y IV.15 (método de desplazamiento) no se definen tendencias que indiquen que a valores bajos de  $\phi$  se tengan valores altos de  $S_{wi}$ . En la Fig. IV.17 se presenta la correlación entre  $\phi$  y  $S_{wi}$  preparada con datos de todas las muestras a las que se les midió la  $\phi$  y considerando los valores de  $S_{wi}$  obtenidos con los diferentes métodos de laboratorio utilizados. El rango de variación de la  $\phi$  es relativamente limitado (15-32%) por lo que no se puede establecer una tendencia bien definida que indique que a menor  $\phi$  se tenga mayor  $S_{wi}$ ; sin embargo, sí se pueden apreciar agrupamientos de puntos en función de la  $K$ . Estos grupos indican, en general, que a menor  $K$  se tiene mayor  $S_{wi}$ .



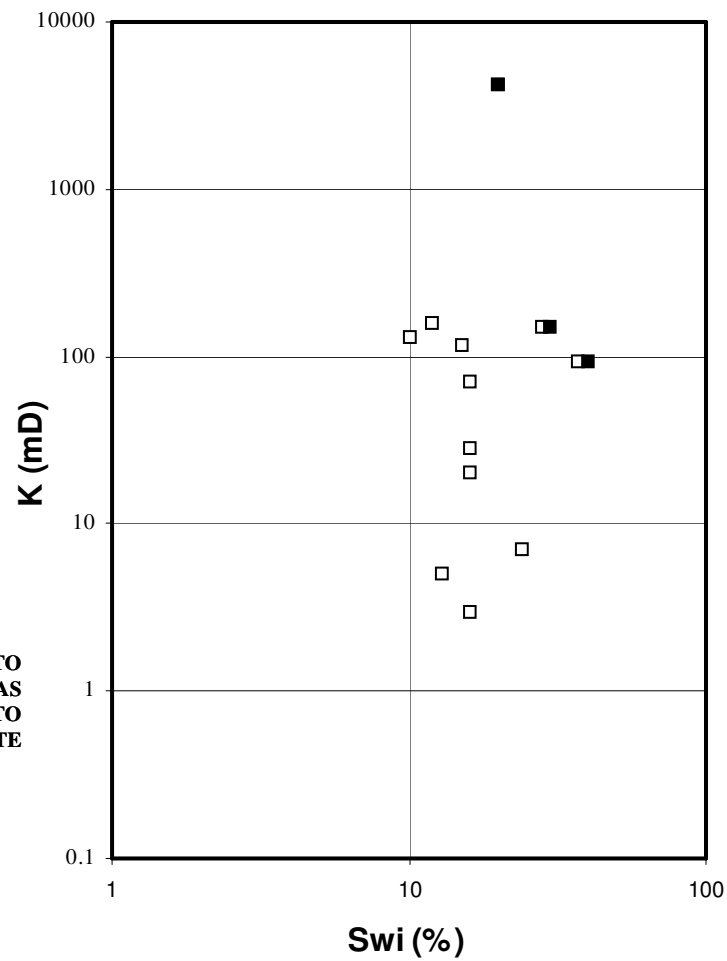
**FIG. IV.3 CORRELACIÓN PERMEABILIDAD-SATURACIÓN DE AGUA IRREDUCTIBLE**  
**TIPO DE ROCA: ARENA      MÉTODO: MEMBRANA      SISTEMA: AGUA-GAS**



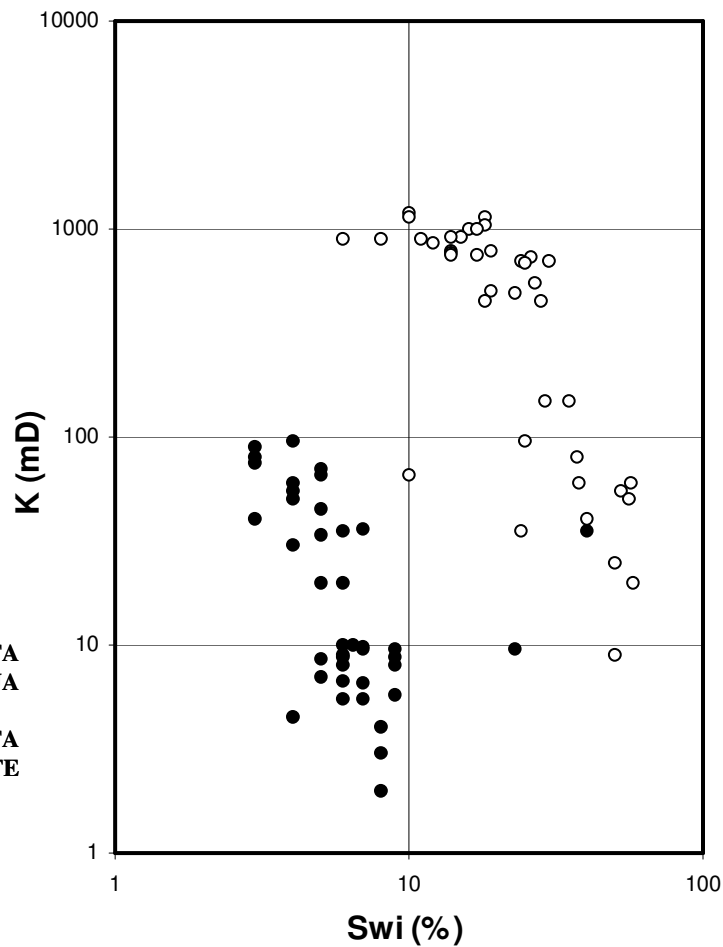
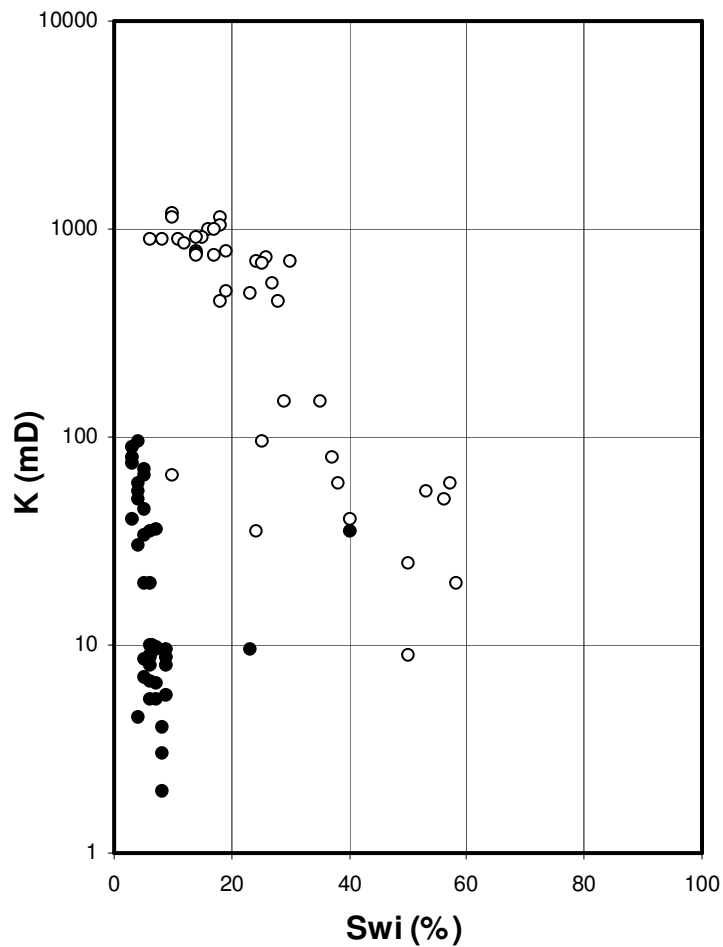
**FIG. IV.4 CORRELACIÓN PERMEABILIDAD-SATURACIÓN DE AGUA IRREDUCTIBLE**  
**TIPO DE ROCA: ARENA      MÉTODO: INYECCIÓN DE Hg      SISTEMA: Hg-GAS**



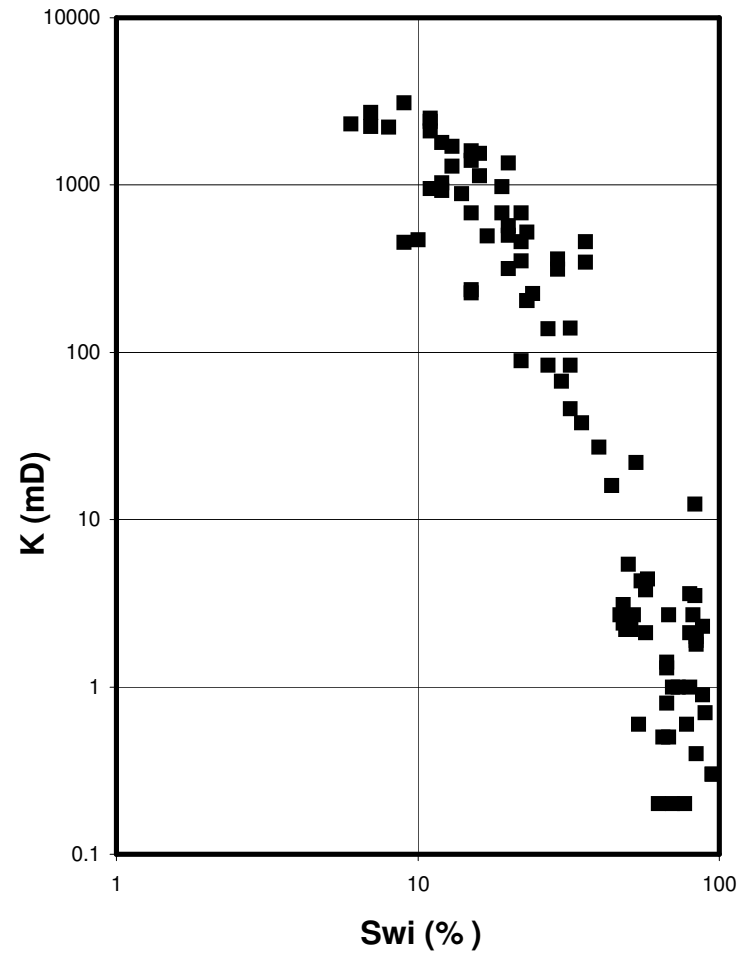
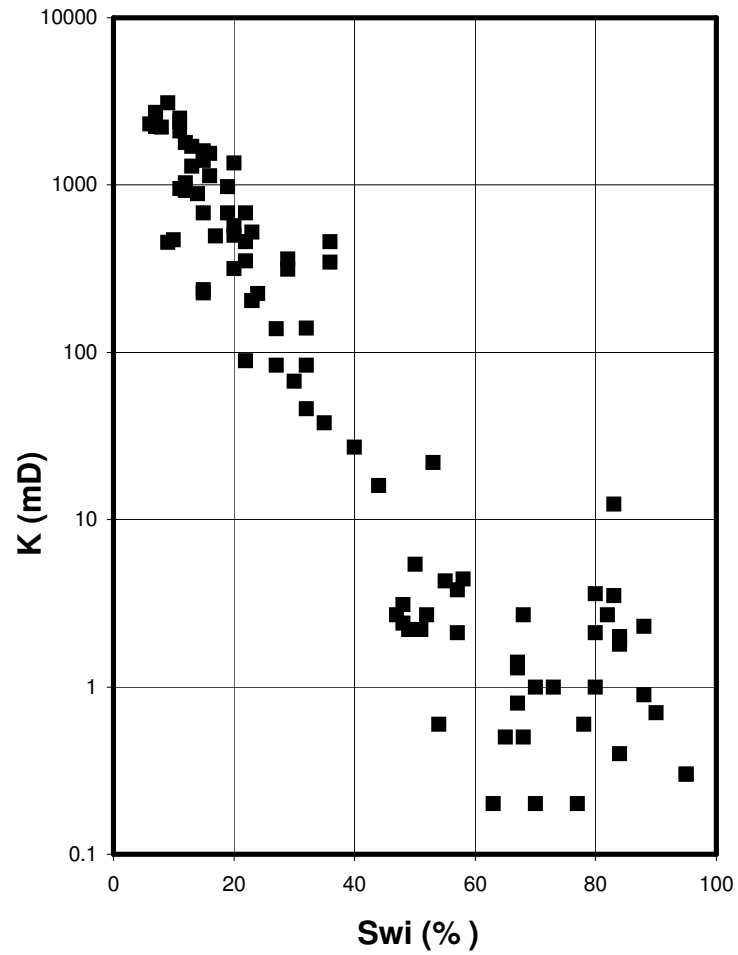
■ DESPLAZAMIENTO  
 AGUA-GAS  
 □ DESPLAZAMIENTO  
 AGUA-ACEITE



**FIG. IV.5 CORRELACIÓN PERMEABILIDAD-SATURACIÓN DE AGUA IRREDUCTIBLE**  
**TIPO DE ROCA: ARENA MÉTODO: DESPLAZAMIENTO DE FLUIDOS SISTEMAS: AGUA-GAS Y AGUA-ACEITE**

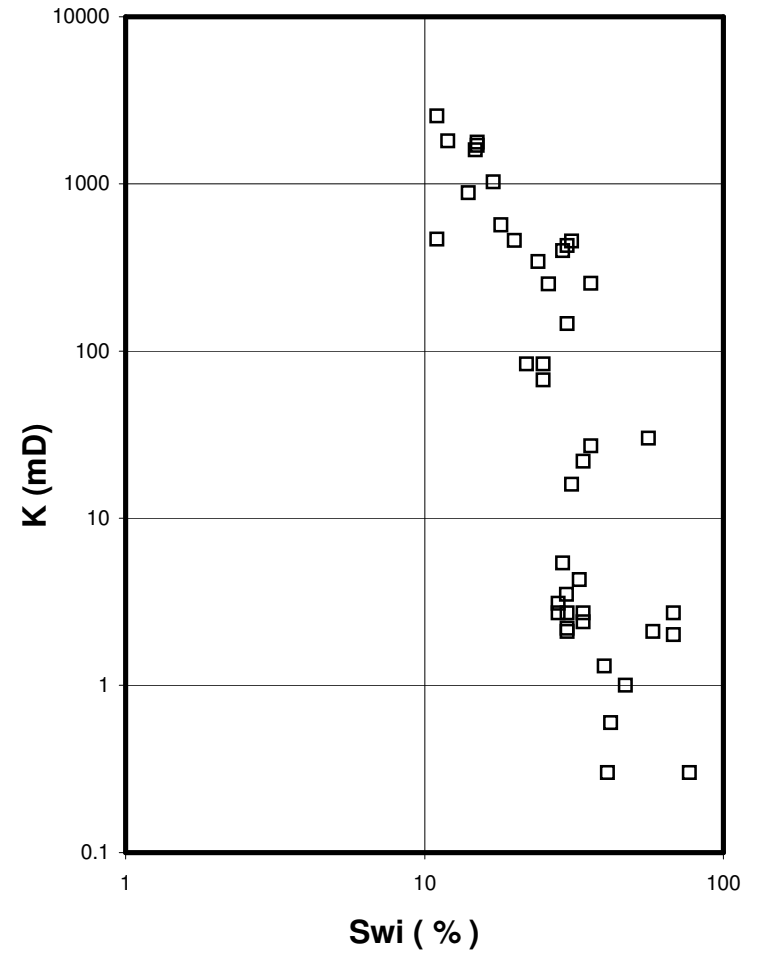
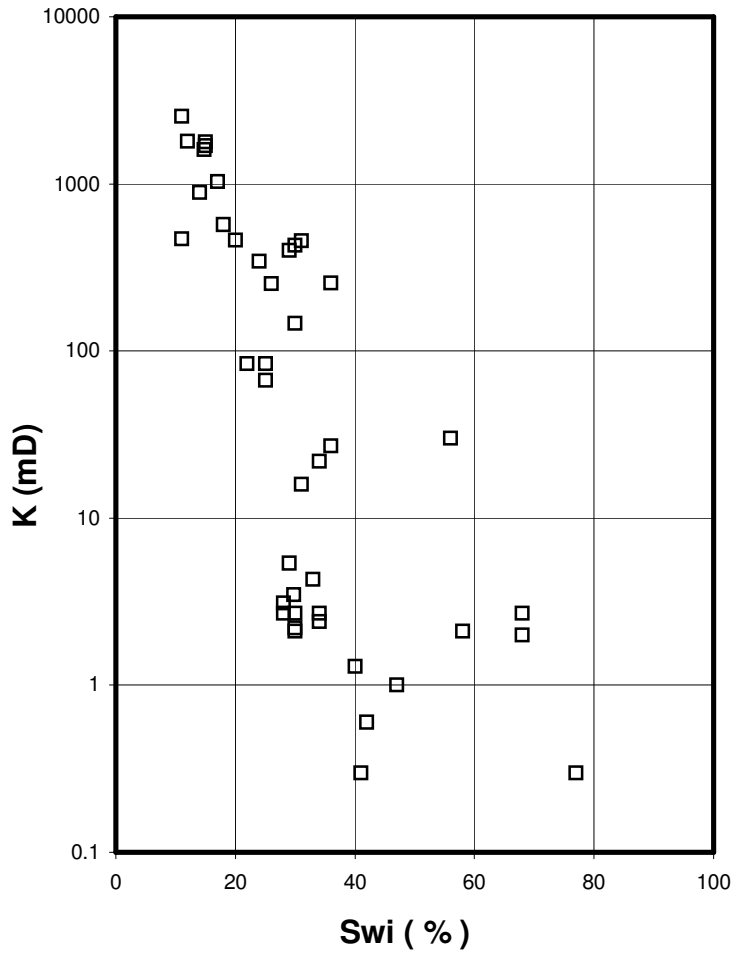


**FIG. IV.6 CORRELACIÓN PERMEABILIDAD-SATURACIÓN DE AGUA IRREDUCTIBLE**  
**TIPO DE ROCA: ARENA      MÉTODO: RETORTA      SISTEMA: ACEITE-AGUA**



**FIG. IV.7 CORRELACIÓN PERMEABILIDAD-SATURACIÓN DE AGUA IRREDUCTIBLE**  
**TIPO DE ROCA: ARENA MÉTODO: CENTRIFUGA SISTEMA: AGUA-GAS**





**FIG. IV.8 CORRELACIÓN PERMEABILIDAD-SATURACIÓN DE AGUA IRREDUCTIBLE**  
**TIPO DE ROCA: ARENA      MÉTODO: CENTRIFUGA SISTEMA: AGUA-ACEITE**

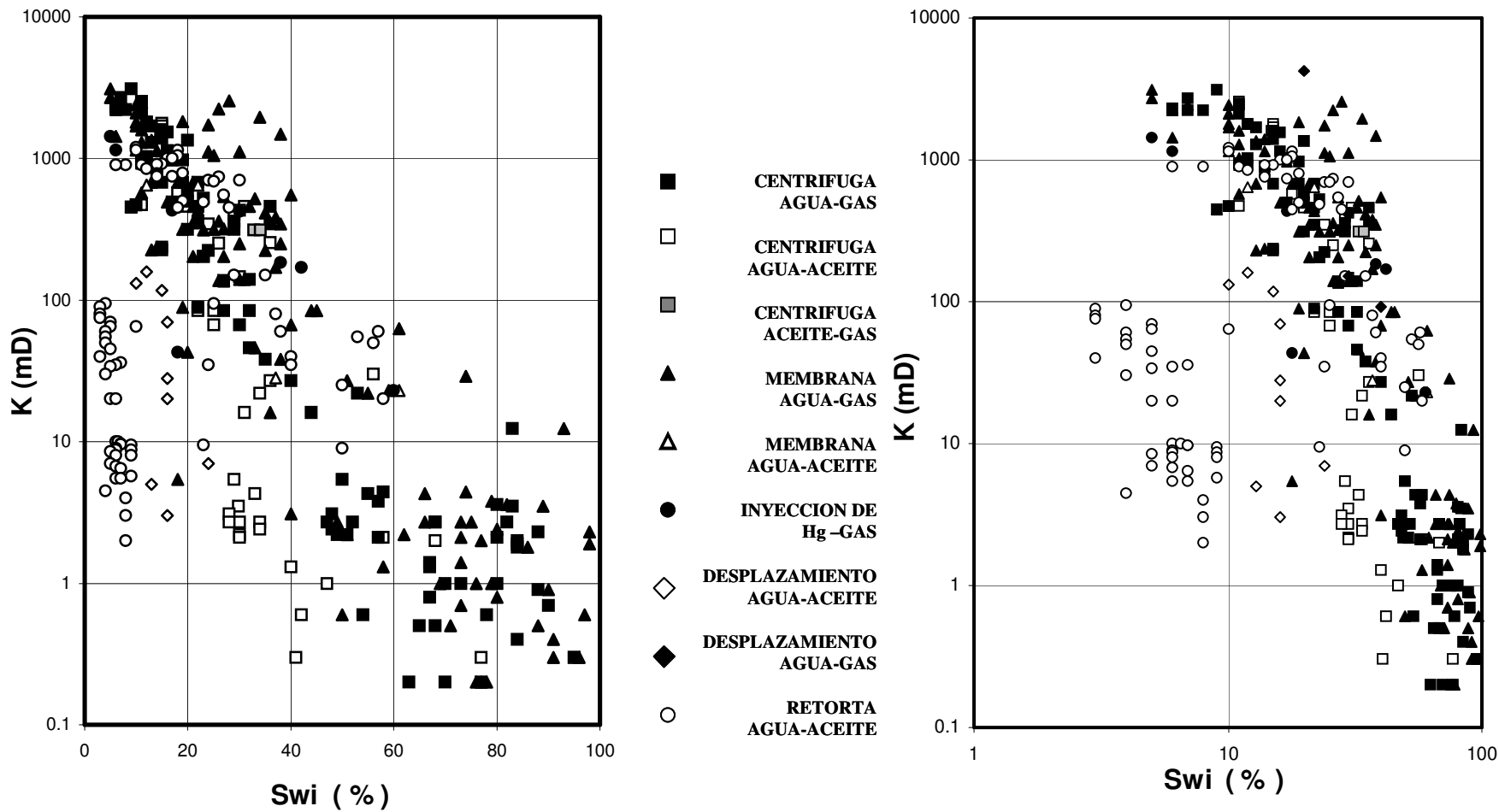


FIG.IV.9 CORRELACIÓN K-Swi EN ARENAS, DATOS OBTENIDOS CON DIFERENTES MÉTODOS

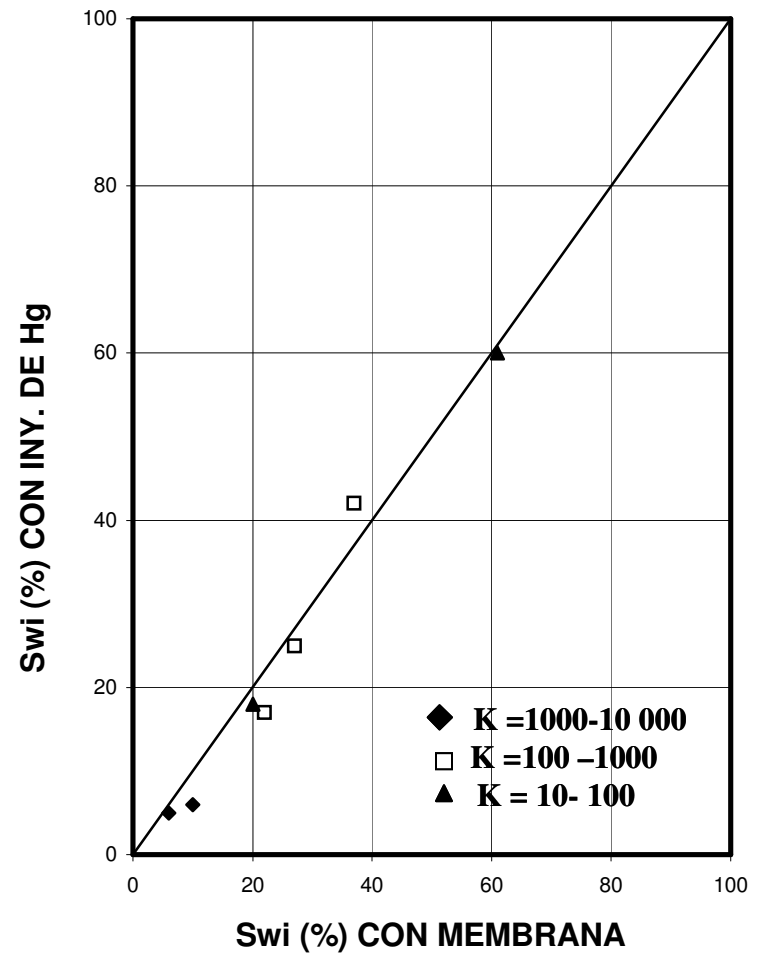
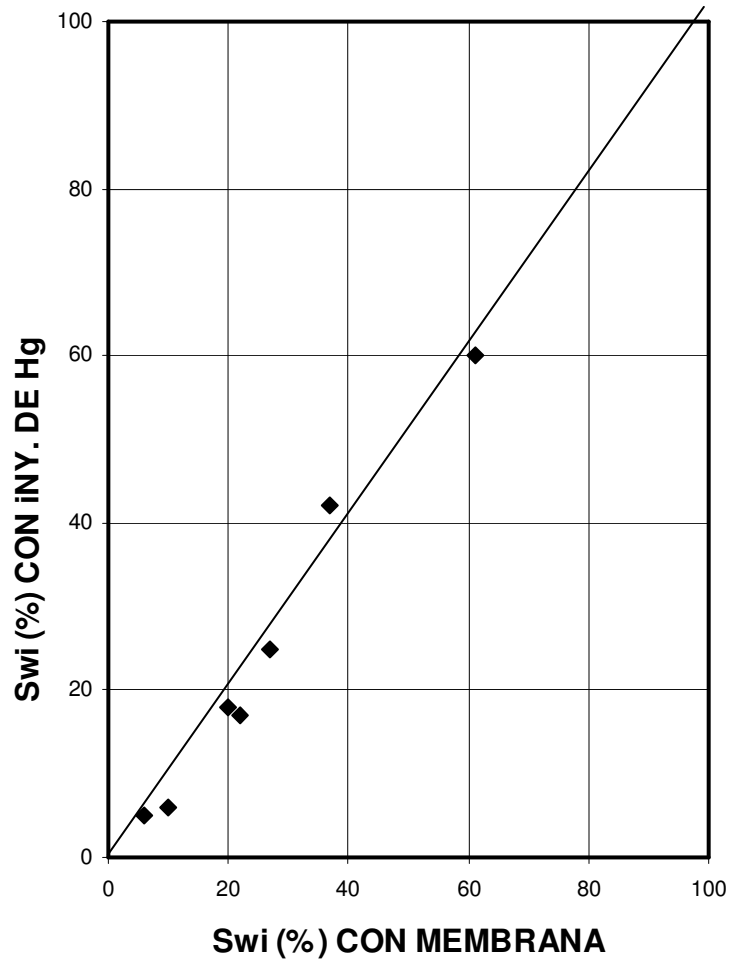
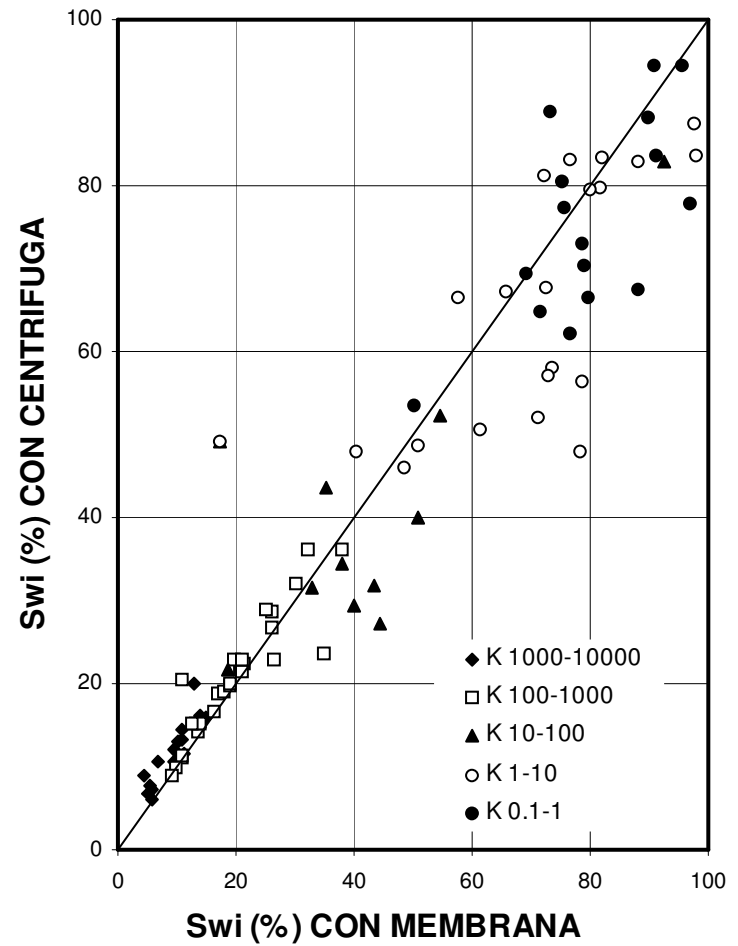
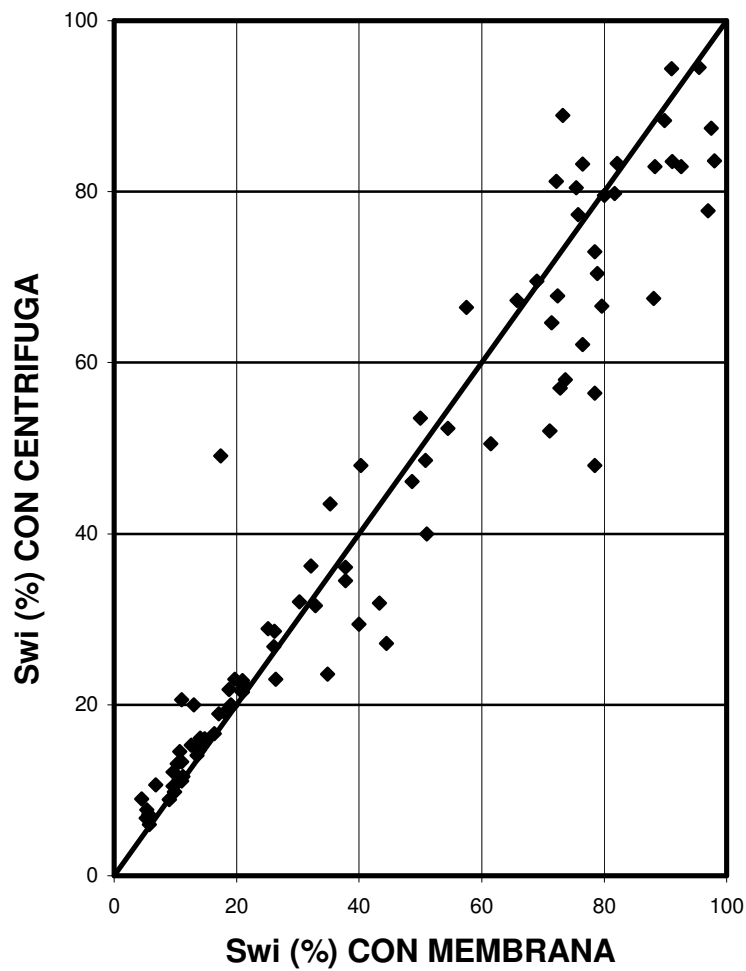
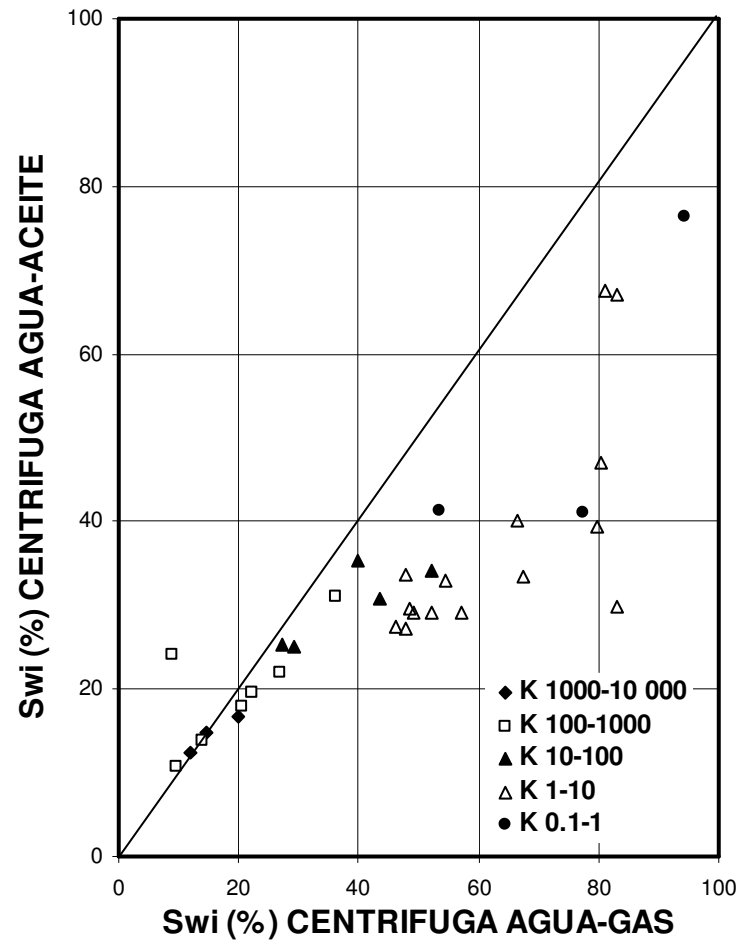
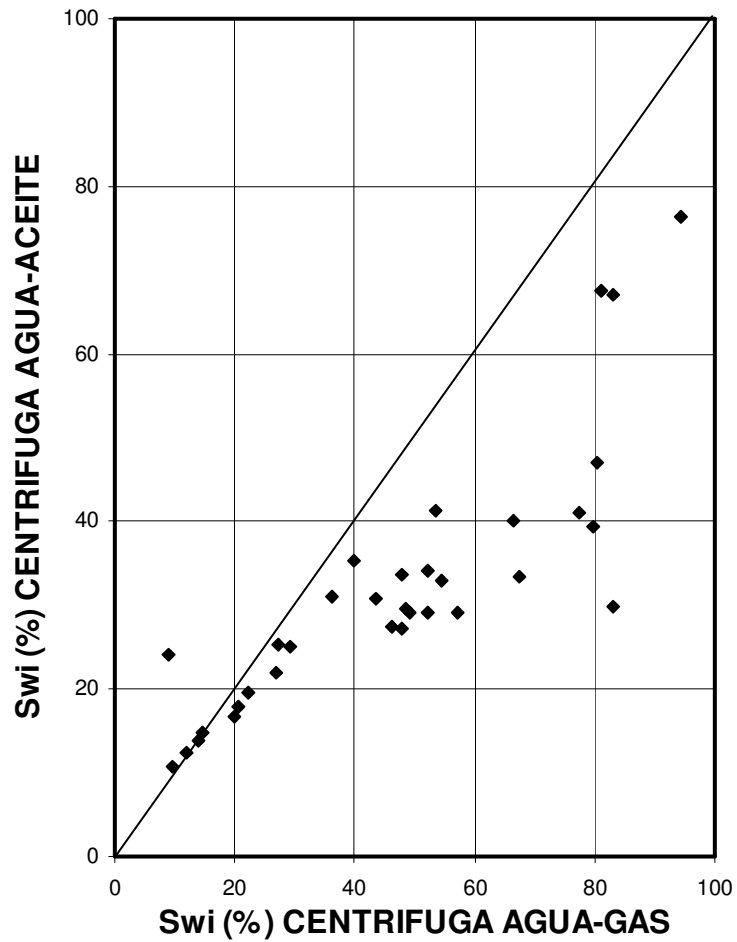


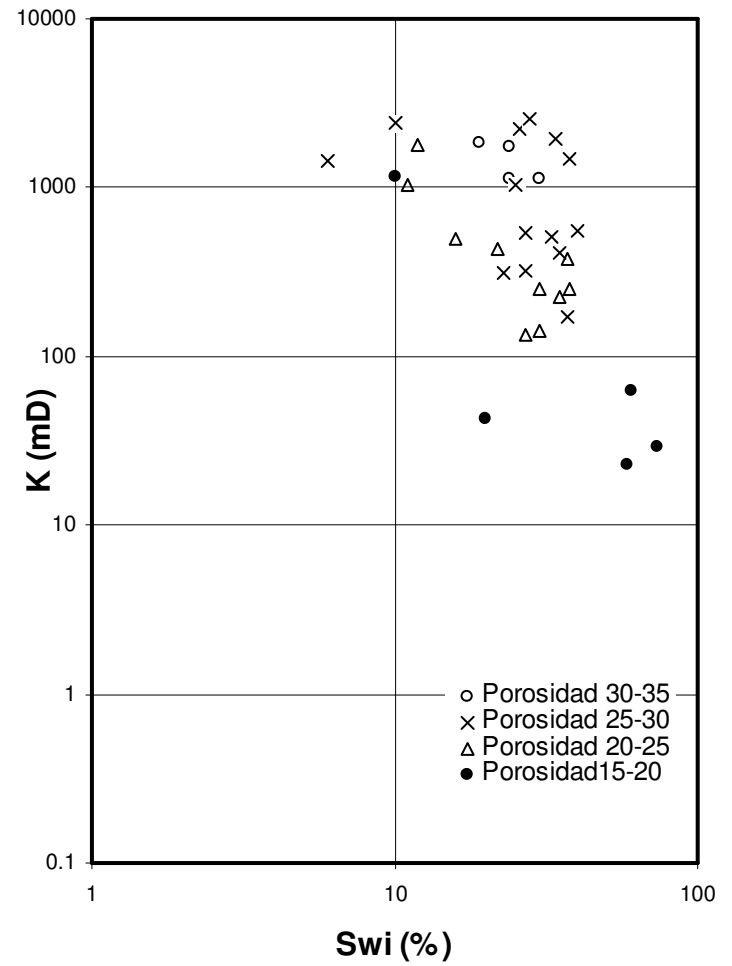
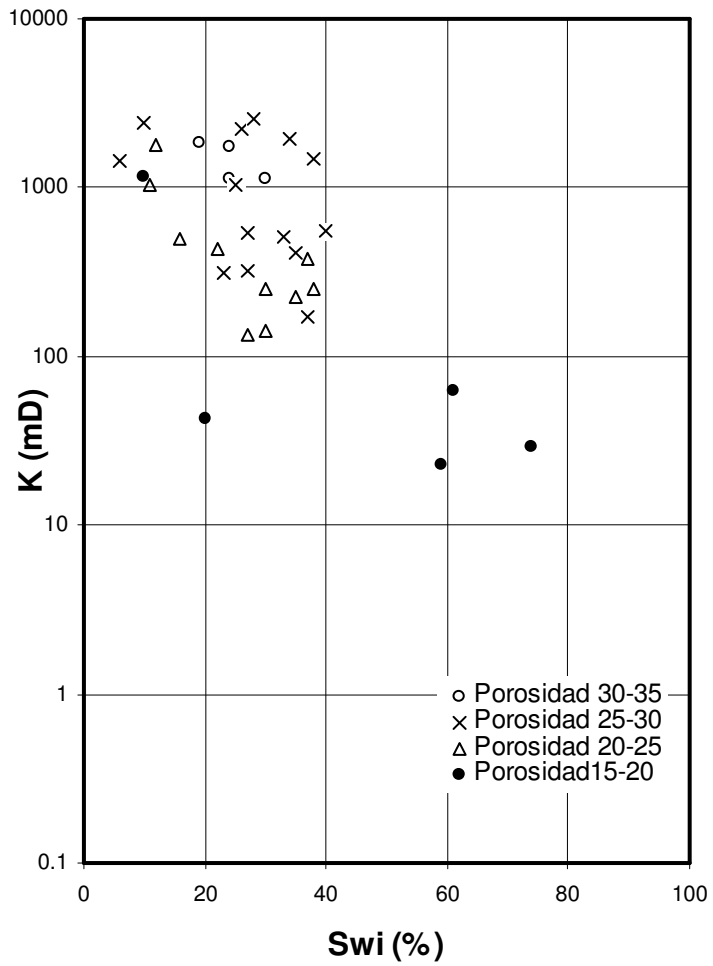
FIG. IV.10 CORRELACIÓN DE VALORES DE Swi OBTENIDOS CON DOS MÉTODOS DE LABORATORIO  
 TIPO DE ROCA: ARENA  
 SISTEMAS: AGUA-GAS Y Hg-GAS



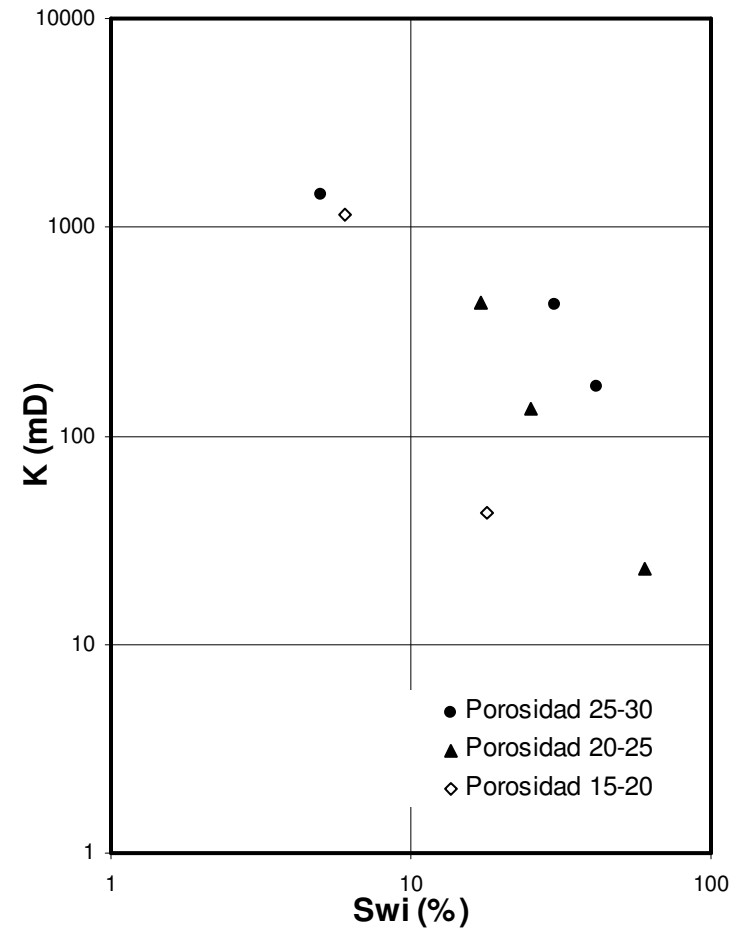
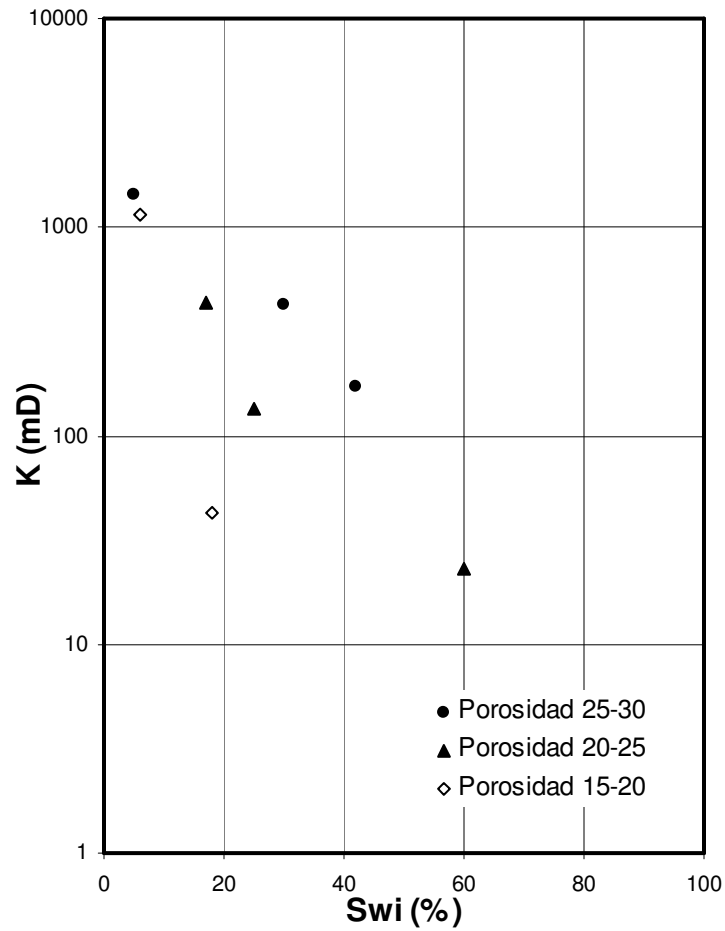
**FIG. IV.11 CORRELACIÓN DE VALORES DE Swi OBTENIDOS CON DOS MÉTODOS DE LABORATORIO  
 TIPO DE ROCA: ARENA MÉTODOS: MEMBRANA Y CENTRIFUGA SISTEMA: AGUA-GAS**



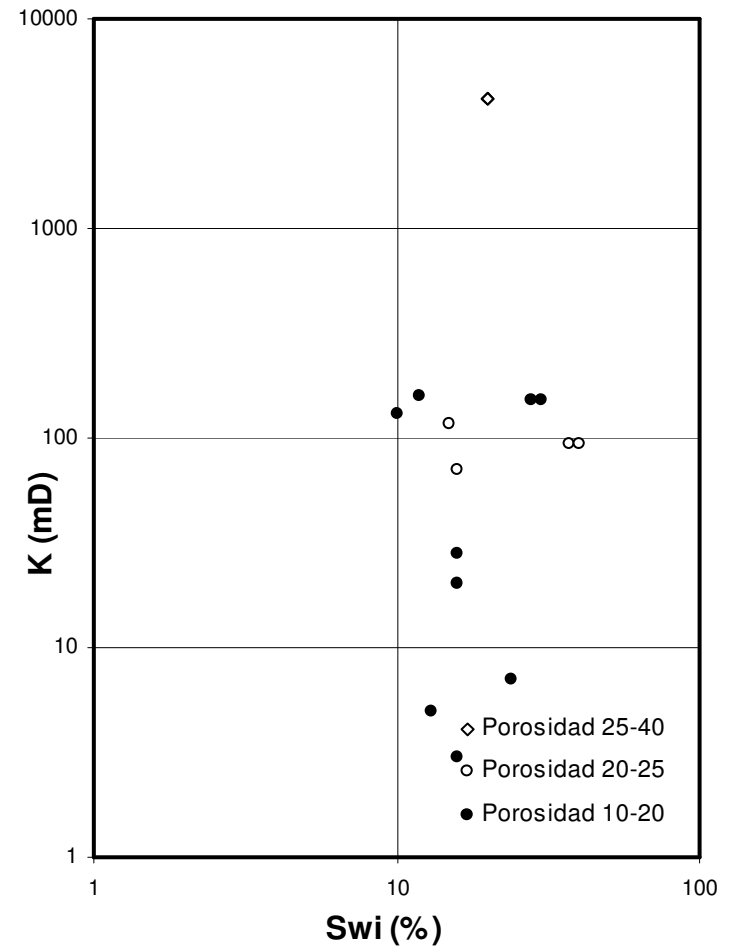
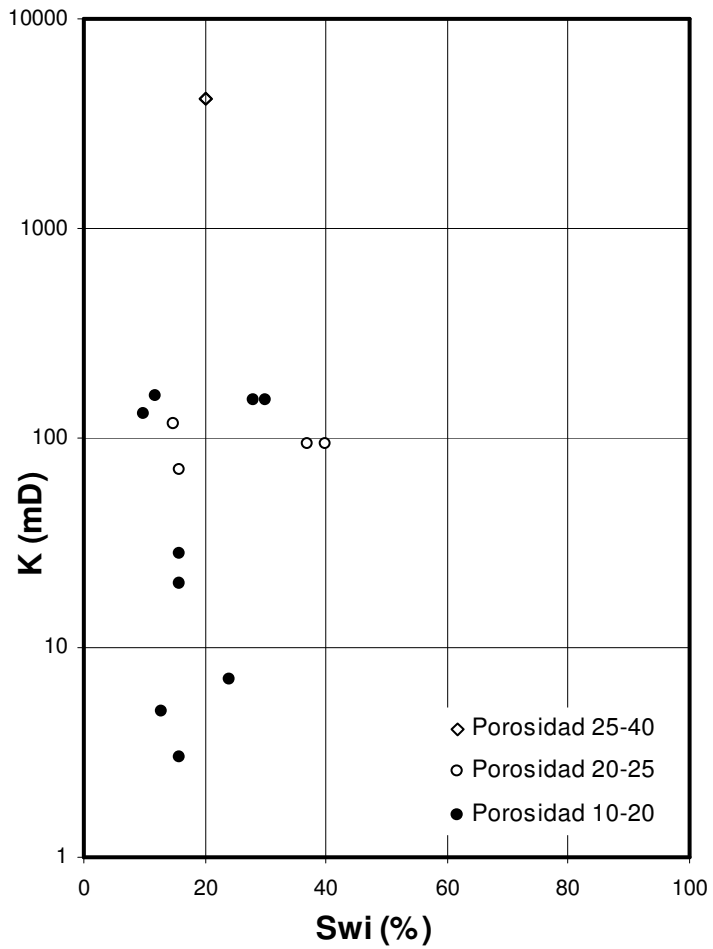
**FIG. IV.12 CORRELACIÓN DE VALORES DE Swi OBTENIDOS CON UN MÉTODO Y DOS SISTEMAS DE FLUIDOS  
TIPO DE ROCA: ARENA MÉTODO: CENTRIFUGA SISTEMAS: AGUA-GAS Y AGUA-ACEITE**



**FIG. IV.13 CORRELACIÓN PERMEABILIDAD-SATURACIÓN DE AGUA IRREDUCTIBLE**  
**TIPO DE ROCA: ARENA                      MÉTODO: MEMBRANA                      SISTEMAS: AGUA-GAS**

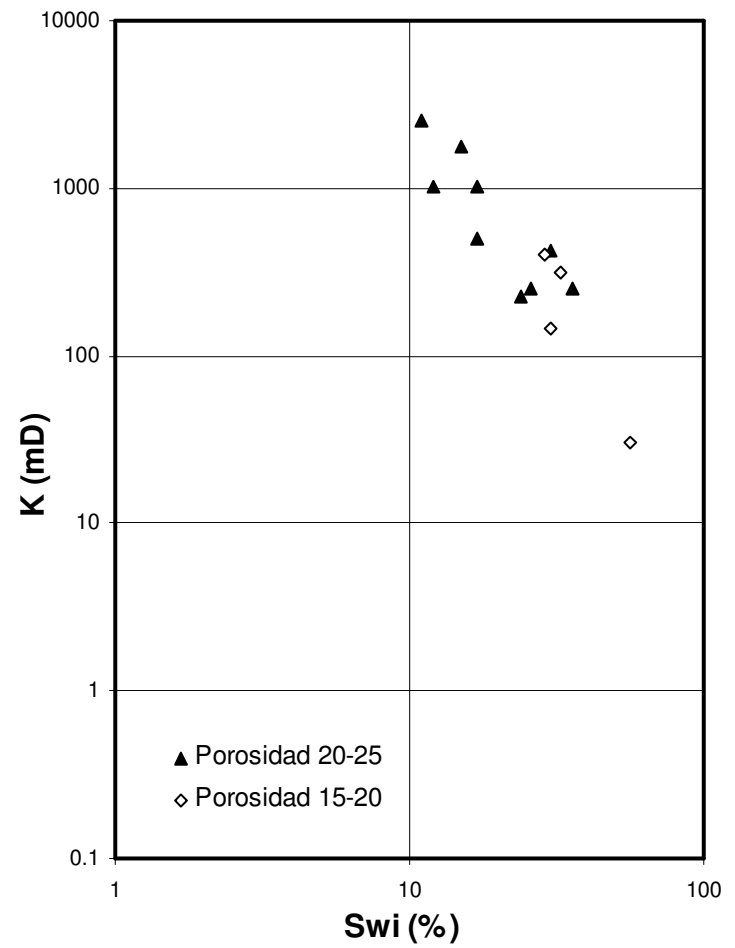
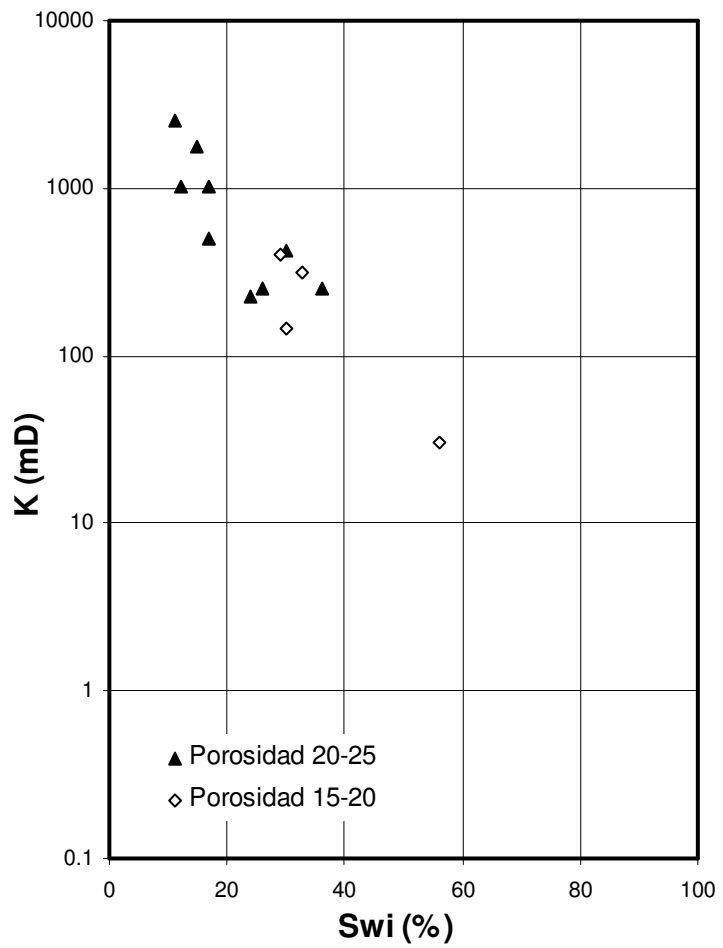


**FIG. IV.14 CORRELACIÓN PERMEABILIDAD-SATURACIÓN DE AGUA IRREDUCTIBLE**  
**TIPO DE ROCA: ARENA MÉTODO: INYECCION DE Hg SISTEMAS: Hg-GAS**



**FIG. IV.15 CORRELACIÓN PERMEABILIDAD-SATURACIÓN DE AGUA IRREDUCTIBLE  
TIPO DE ROCA: ARENA MÉTODO: DESPLAZAMIENTO SISTEMAS: AGUA-GAS Y AGUA-ACEITE**





**FIG. IV.16 CORRELACIÓN PERMEABILIDAD-SATURACIÓN DE AGUA IRREDUCTIBLE**  
**TIPO DE ROCA: ARENA      MÉTODO: CENTRIFUGA    SISTEMAS: AGUA-GAS, AGUA-ACEITE Y ACEITE-GAS**

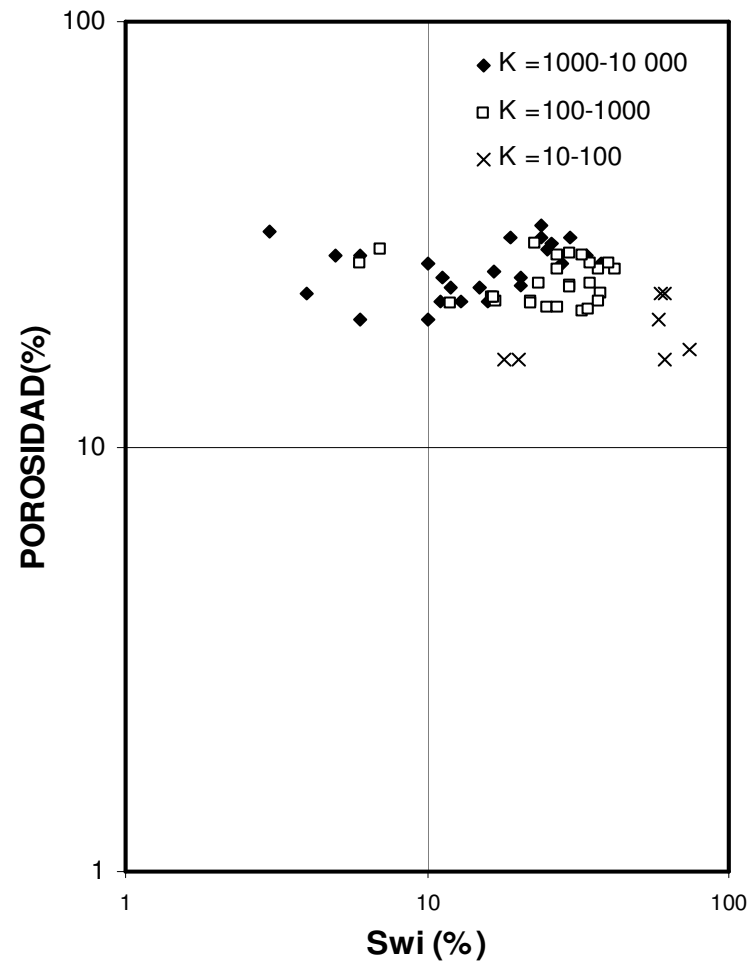
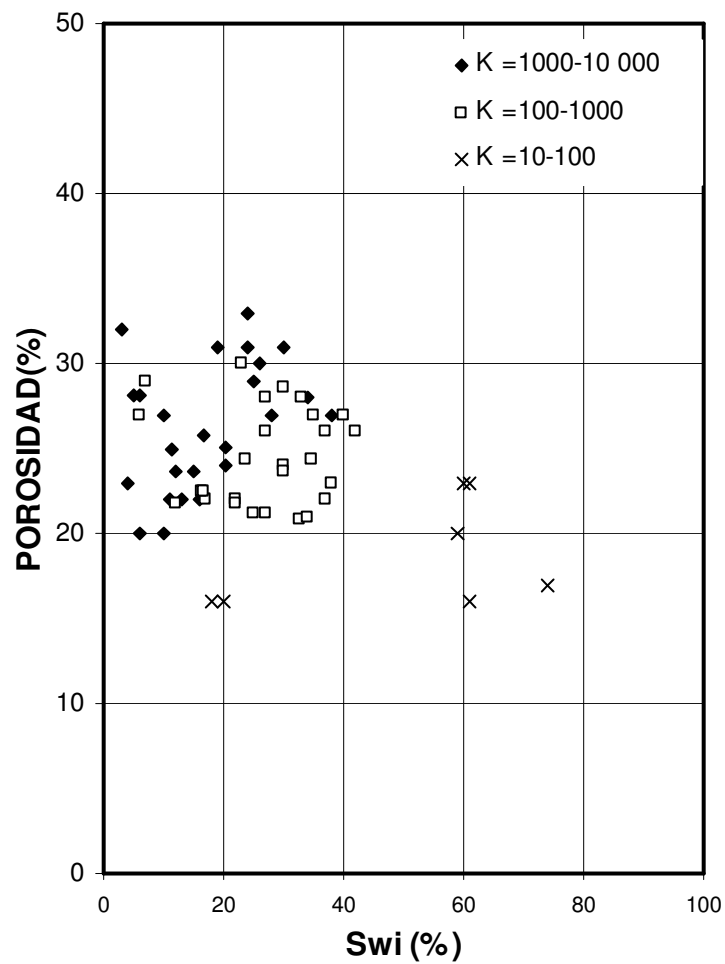


FIG. IV.17 CORRELACIÓN  $\phi$ -Swi EN ARENAS, DATOS OBTENIDOS CON DIFERENTES MÉTODOS

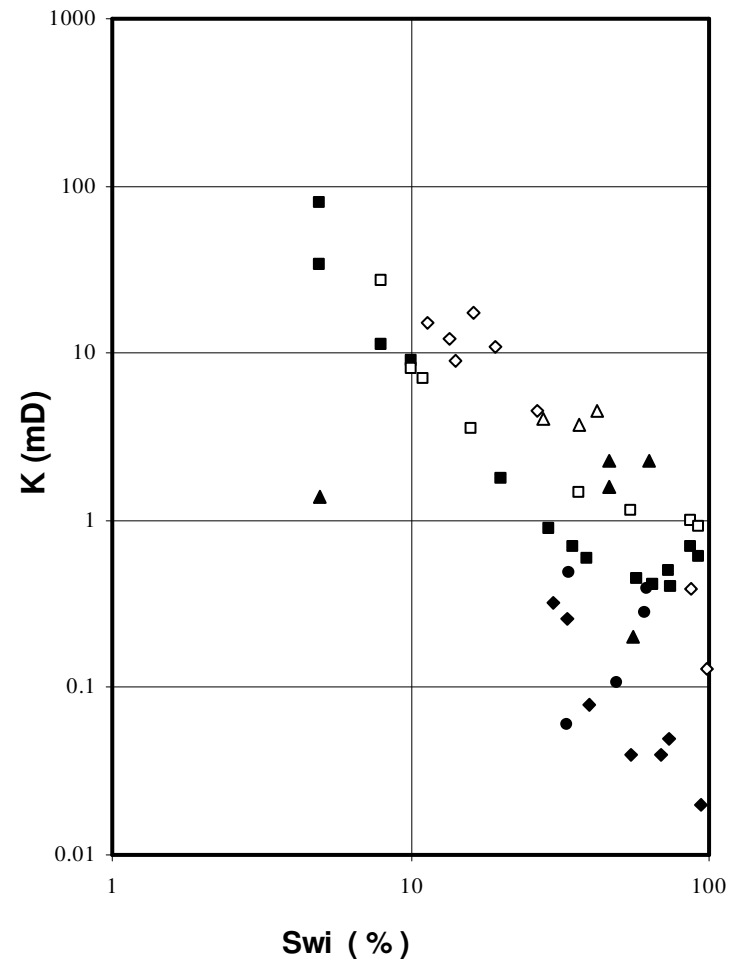
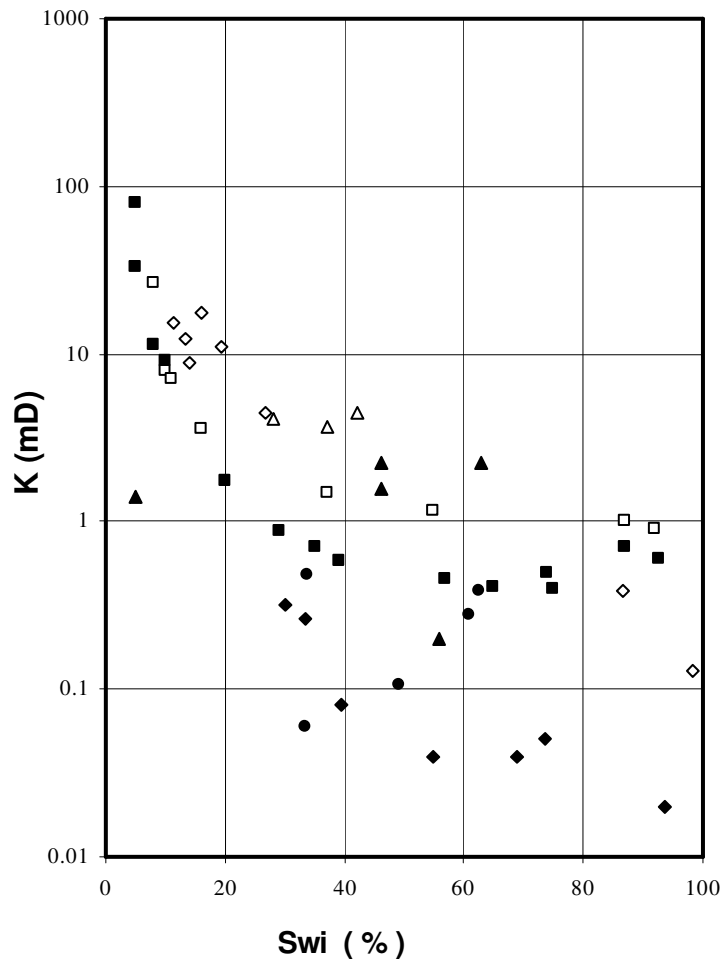
## IV.2 CORRELACIONES ESTABLECIDAS PARA ARENISCAS

La información referente a areniscas se obtuvo del Laboratorio de Yacimientos de Petróleos Mexicanos en Poza Rica, Ver. Los datos de  $\phi$ , K y Swi corresponden a núcleos de la Formación Chicontepec, cortados durante la perforación de dos pozos Tajín, tres pozos Soledad y dos Agua Fría. Todas las muestras analizadas en el laboratorio, después de medirles la  $\phi$  y K, se sometieron a pruebas de inyección de Hg (sistema Hg-gas) para determinar la Swi. El rango aproximado de variación de K es de 0.02 a 80 mD y el  $\phi$  es de 1 a 30%. Toda esta información se presenta con detalle en la Tabla IV.6.

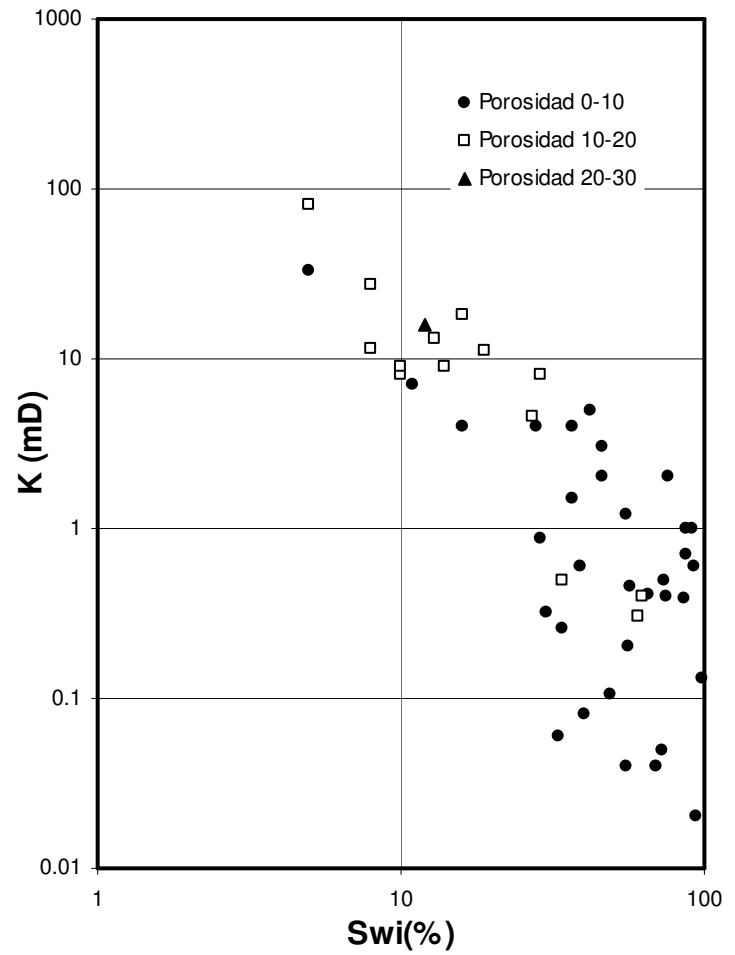
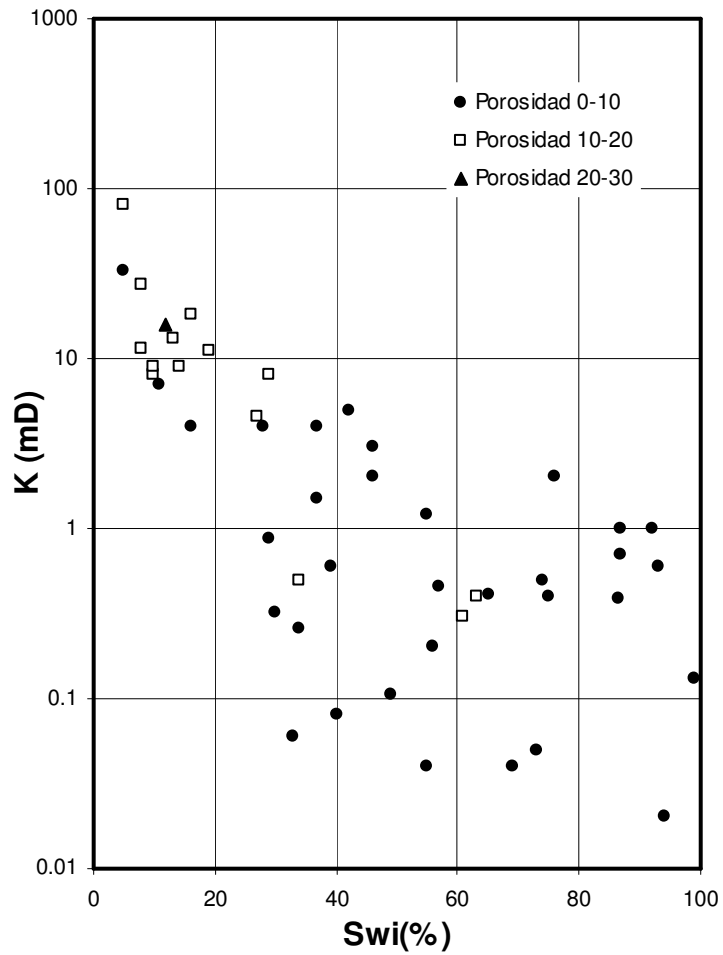
En las Fig. IV.18 y IV.19 se presentan las correlaciones entre la K y la Swi que se establecieron con los datos de las areniscas. En la Fig. IV.18 se identifican los puntos por pozo, observándose agrupamientos y tendencias bien definidas para los pozos de las tres áreas mencionadas. En la Fig. IV.19 se clasifican los datos por rangos de porosidad, notándose también agrupamientos que indican que a menor porosidad se tiene mayor Swi.

Tanto en la Fig. IV.18 como en la IV.19 claramente se observa que a menor K se tiene mayor Swi, cuyo rango de variación es del orden de 5 hasta casi 100%. Se tiene dispersión de datos, aumentando hacia valores bajos de K. Como se ha comentado con anterioridad, la dispersión de datos se considera que resulta por variación de la geometría del espacio poroso.

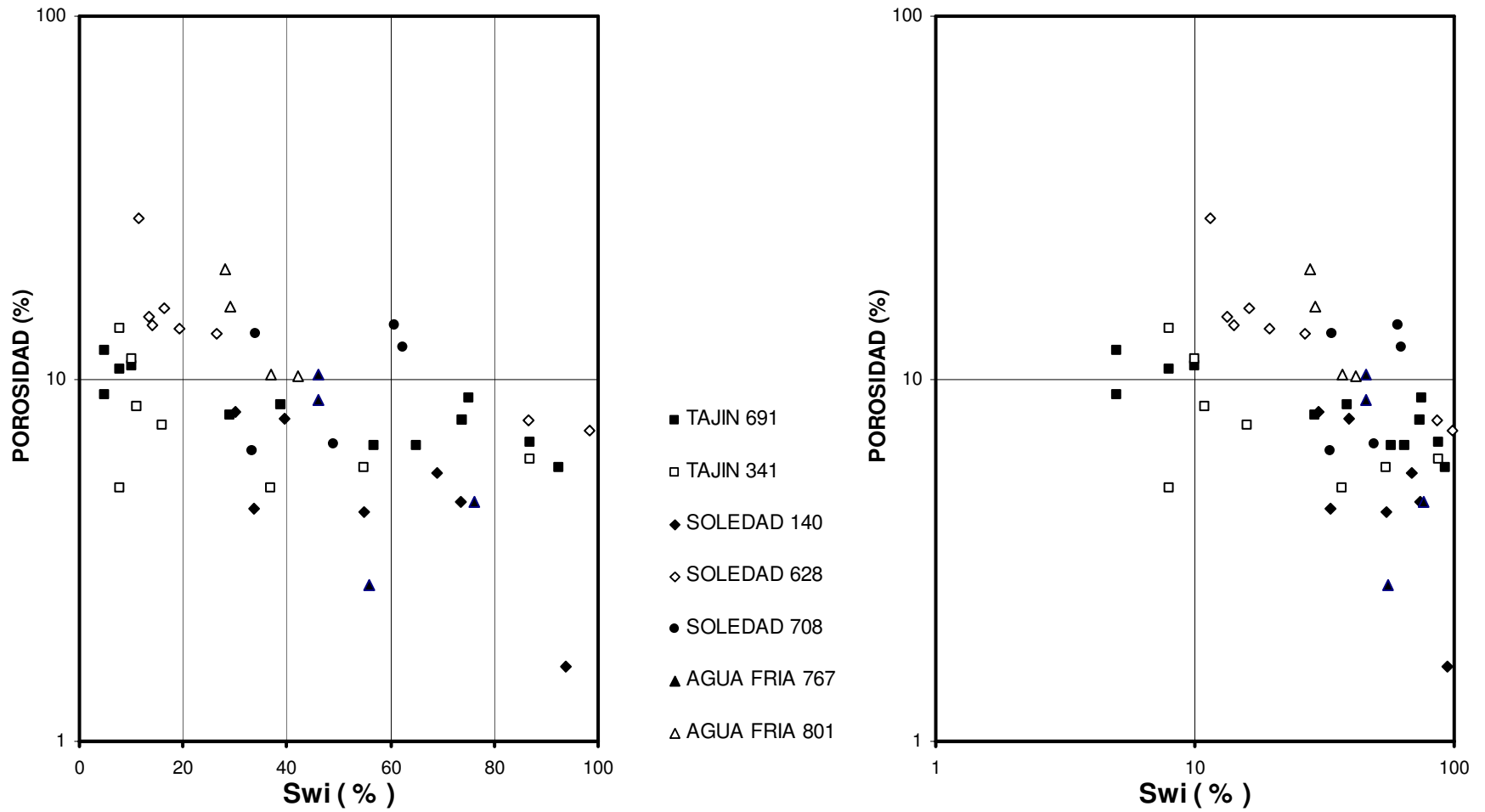
En las Fig. IV.20 y IV.21 se presentan las correlaciones que se establecieron entre la  $\phi$  y la Swi. En la Fig. IV.20 se identifican los puntos por pozo en tanto que en la IV.21, por rangos de permeabilidad. A pesar de que se tiene amplia dispersión de puntos, en estas dos figuras se observa que a menor  $\phi$  se tiene mayor Swi. En la Fig. IV.21 se aprecia que los datos se agrupan por rangos de K y que aunque se traslapan estos grupos, en general, se define que a menor  $\phi$  se tiene mayor Swi.



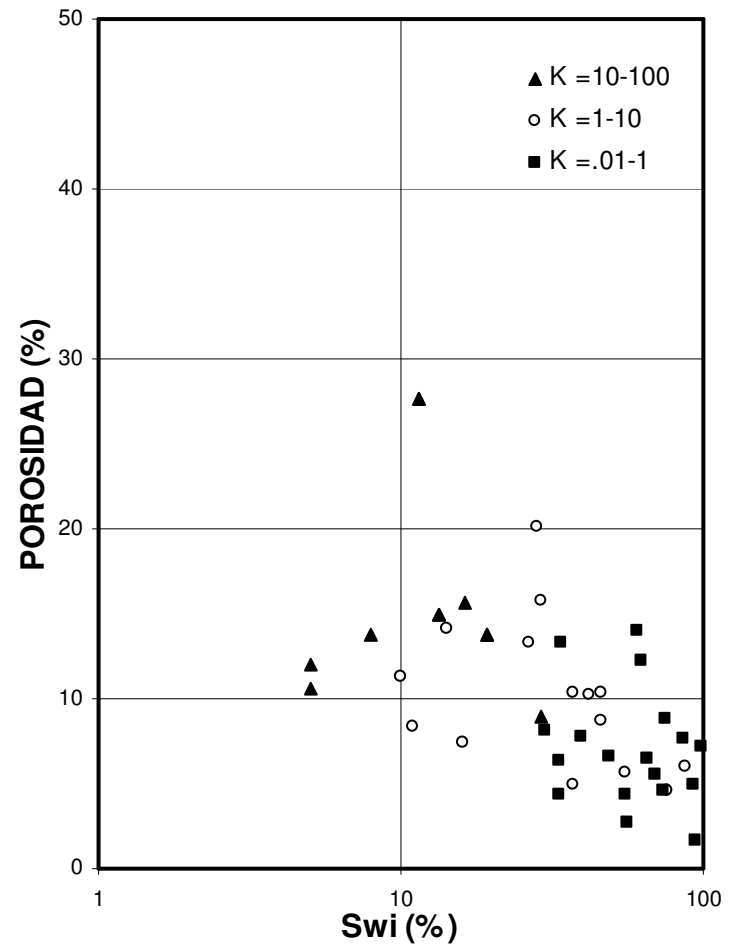
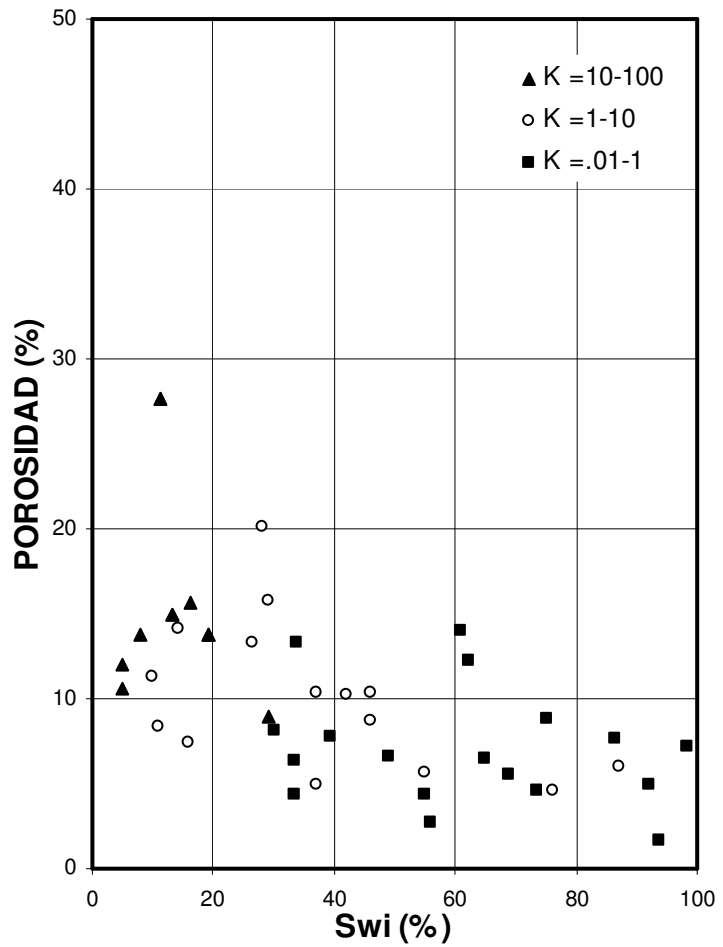
**FIG. IV.18 CORRELACIÓN PERMEABILIDAD-SATURACIÓN DE AGUA IRREDUCTIBLE**  
**TIPO DE ROCA: ARENISCA      MÉTODO: INYECCIÓN DE Hg      SISTEMA: Hg-GAS**



**FIG. IV.19 CORRELACIÓN PERMEABILIDAD-SATURACIÓN DE AGUA IRREDUCTIBLE**  
**TIPO DE ROCA: ARENISCA      MÉTODO: INYECCIÓN DE Hg      SISTEMA: Hg-GAS**



**FIG. IV.20 CORRELACIÓN POROSIDAD-SATURACIÓN DE AGUA IRREDUCTIBLE**  
**TIPO DE ROCA: ARENISCA      MÉTODO: INYECCIÓN DE Hg      SISTEMA: Hg-GAS**



**FIG. IV.21 CORRELACIÓN POROSIDAD-SATURACIÓN DE AGUA IRREDUCTIBLE**  
**TIPO DE ROCA: ARENISCA      MÉTODO: INYECCIÓN DE Hg      SISTEMA: Hg-GAS**

### V.3 CORRELACIONES ESTABLECIDAS PARA CARBONATOS

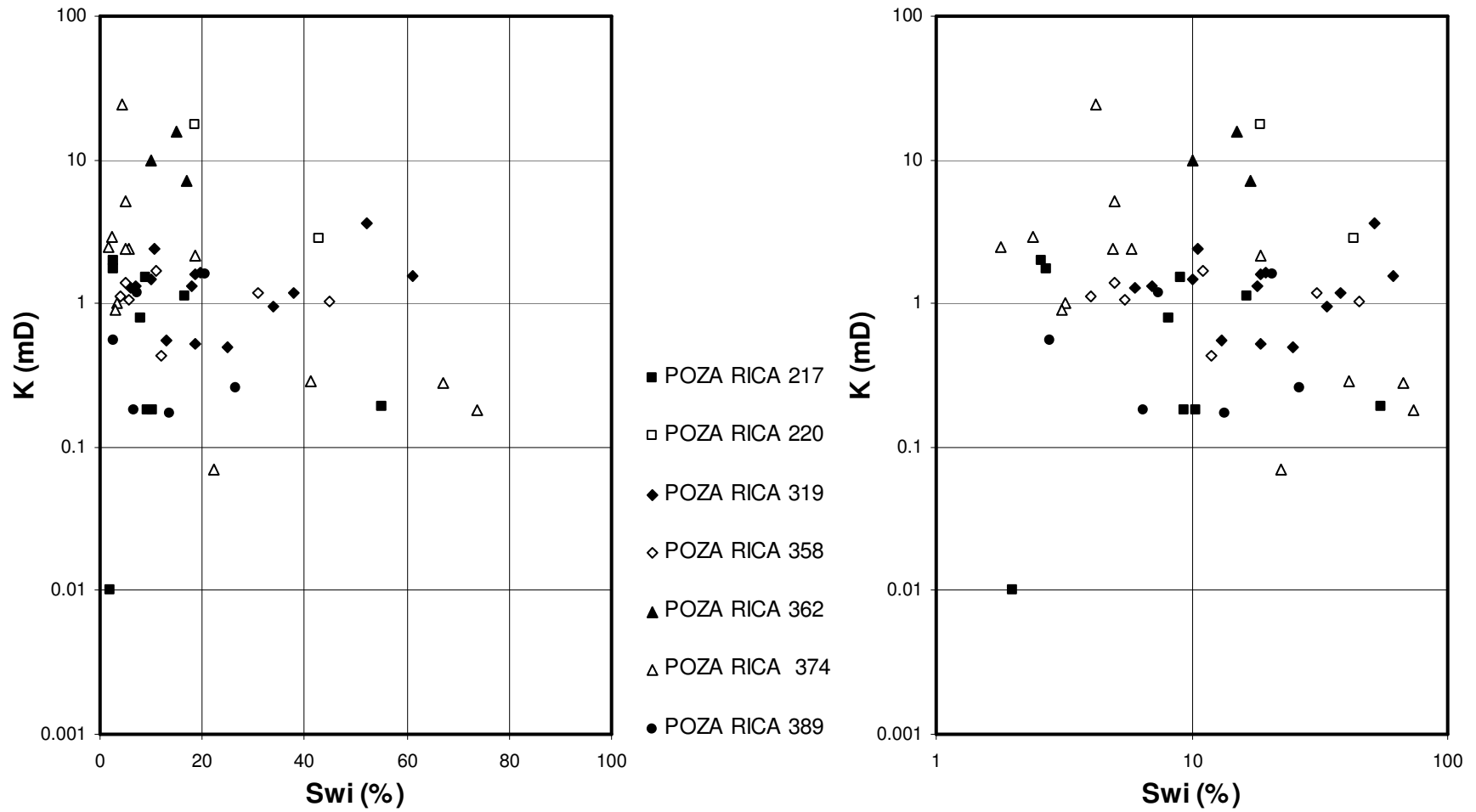
La información de carbonatos se obtuvo de dos fuentes. La mayor parte se recopiló en el Laboratorio de Yacimientos de Petróleos Mexicanos de Poza Rica, Ver. (Tabla IV.7). Los datos de  $\phi$ ,  $K$  y  $S_{wi}$  corresponden a muestras de caliza de la Formación Tamabra recuperadas durante la perforación de 7 pozos Poza Rica. La  $S_{wi}$  se obtuvo por inyección de mercurio a las muestras. El rango aproximado de variación de  $K$  es de 0.01 a 25 mD y el de  $\phi$  es de 2 a 21%. También se obtuvieron datos de la revisión bibliográfica (Tabla IV.8). Los rangos aproximados de variación de  $K$  y  $\phi$  son: 3 a 1030 mD y de 16 a 28%, respectivamente. La  $S_{wi}$  se obtuvo por medio de diferentes métodos de laboratorio, utilizando varios sistemas de fluidos.

En las Fig. IV.22 a IV.25 se presentan correlaciones preparadas con datos de caliza de los pozos Poza Rica. En las Fig. IV.22 y IV.23 se muestran correlaciones entre  $K$  y  $S_{wi}$ ; en la primera se identifican los datos por pozo y en la segunda por rangos de  $\phi$ . En las Fig. IV.24 y IV.25 se presentan las correlaciones entre  $\phi$  y  $S_{wi}$ , identificándose los datos por pozo en la IV.24 y por rangos de  $K$  en la IV.25. En estas cuatro figuras se observa una amplia dispersión de puntos, resultado de la heterogeneidad existente en las rocas carbonatadas. No obstante la dispersión de puntos se aprecia un aumento de  $S_{wi}$  al disminuir la  $K$  y la  $\phi$ .

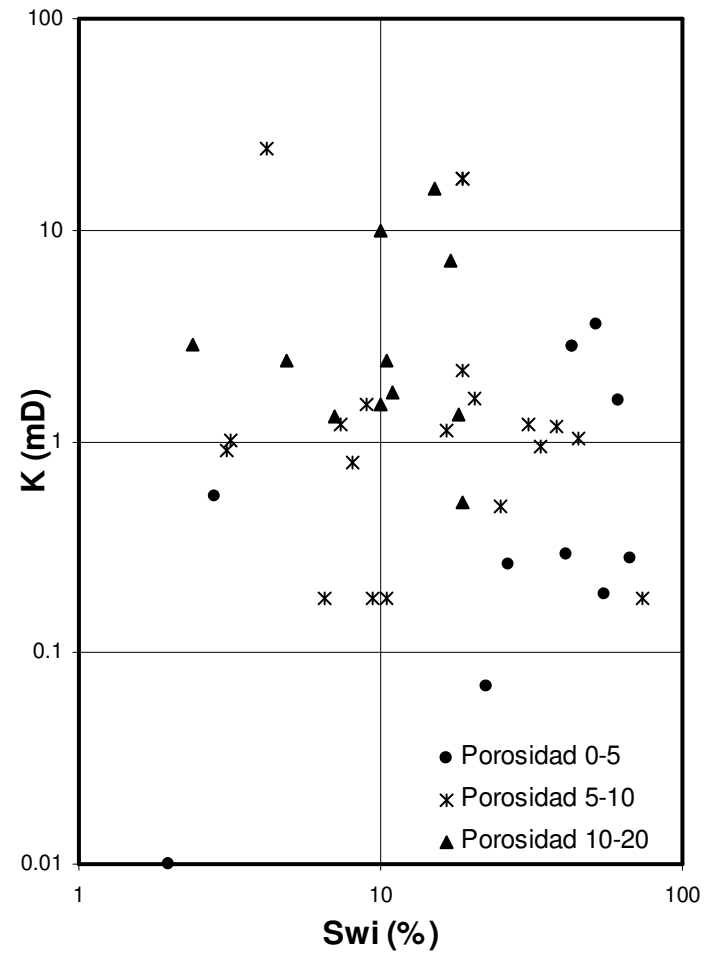
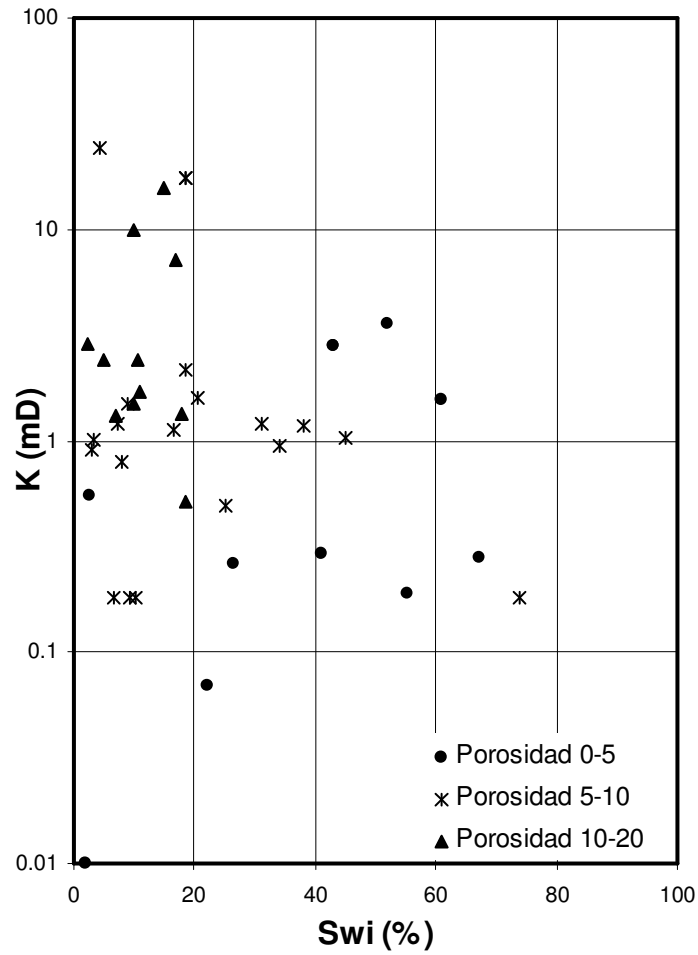
En las Fig. IV.26 a IV.29 se presentan correlaciones elaboradas con datos obtenidos de literatura técnica. En las Fig. IV.26 y IV.27 se muestran correlaciones entre  $K$  y  $S_{wi}$ , en la primera se identifican los puntos de acuerdo a los métodos de laboratorio y sistemas de fluidos utilizados para determinar la  $S_{wi}$ , en tanto que en la segunda se identifican los datos de acuerdo a rangos de porosidad. En la Fig. IV.28 se presenta la correlación  $\phi$ - $S_{wi}$ , identificándose los puntos por rangos de  $K$ . En las gráficas de estas tres figuras se observa amplia dispersión de puntos, como en los casos correspondientes a los pozos Poza Rica. Se aprecia poca tendencia de aumento de  $S_{wi}$  al disminuir la  $K$  y la  $\phi$ .

En la Fig. IV.29 se presentan dos correlaciones de valores de  $S_{wi}$  obtenidos por diferentes métodos en las mismas muestras de roca. En la correlación de valores de  $S_{wi}$  determinados por los métodos de membrana y de inyección de mercurio, los dos estáticos, se nota que con ambos métodos se obtuvieron los mismos valores de  $S_{wi}$  para las tres muestras analizadas. En la correlación de valores de  $S_{wi}$  determinados con los métodos de membrana (estático) y centrifuga (dinámico), se observa que para las tres muestras analizadas se tienen menor  $S_{wi}$  con el método dinámico (centrifuga) que con el método estático (membrana).

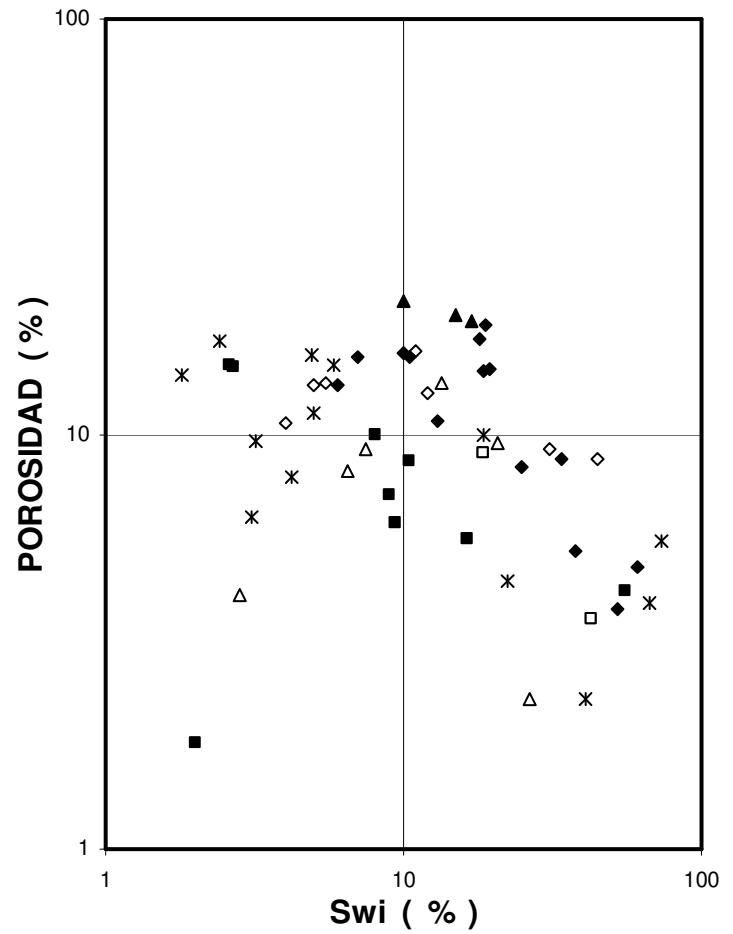
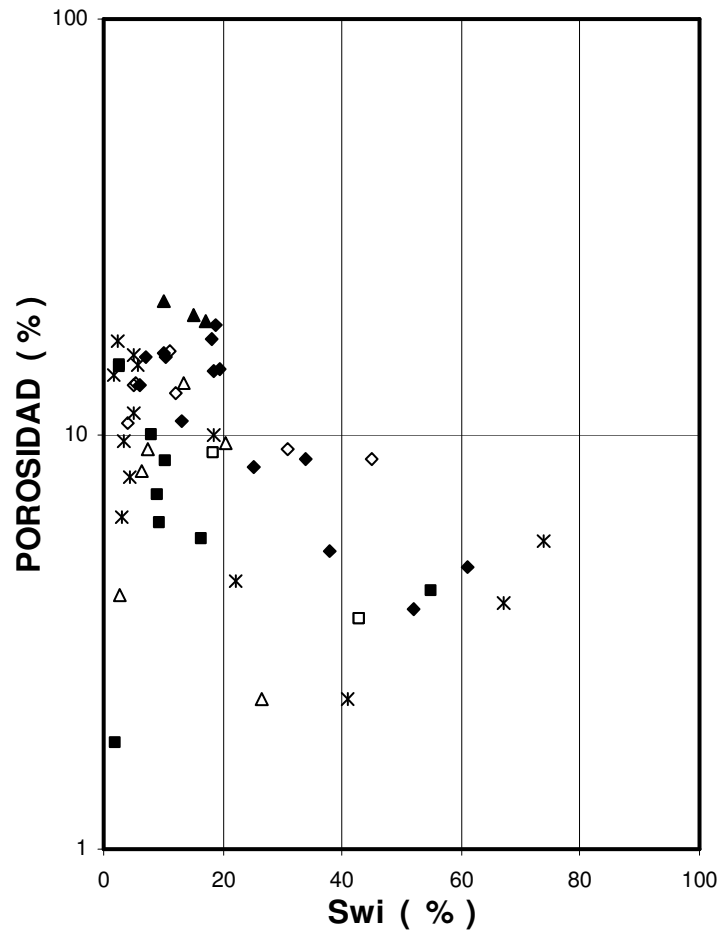




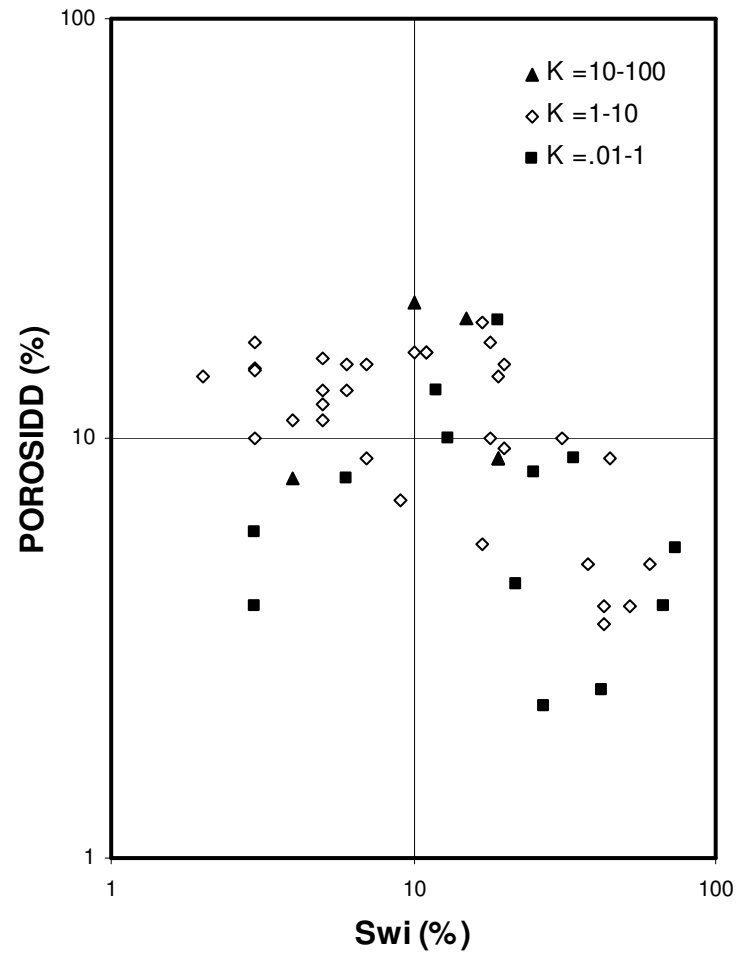
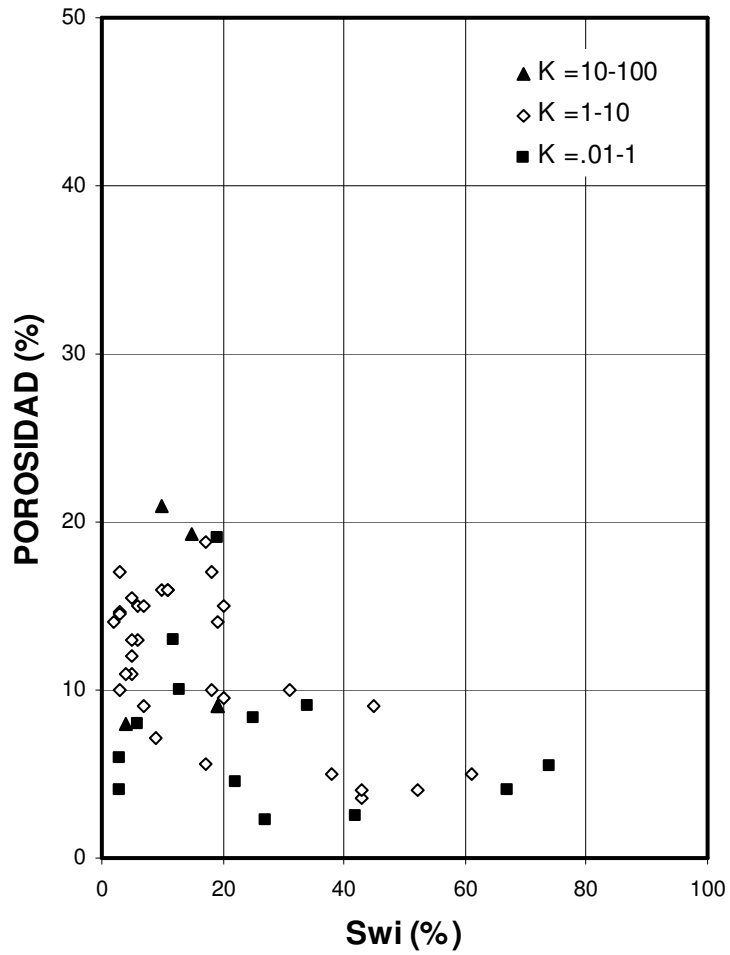
**FIG. IV.22 CORRELACIÓN PERMEABILIDAD-SATURACIÓN DE AGUA IRREDUCTIBLE**  
**TIPO DE ROCA: CARBONATO      MÉTODO: INYECCIÓN DE Hg      SISTEMA: Hg-GAS**



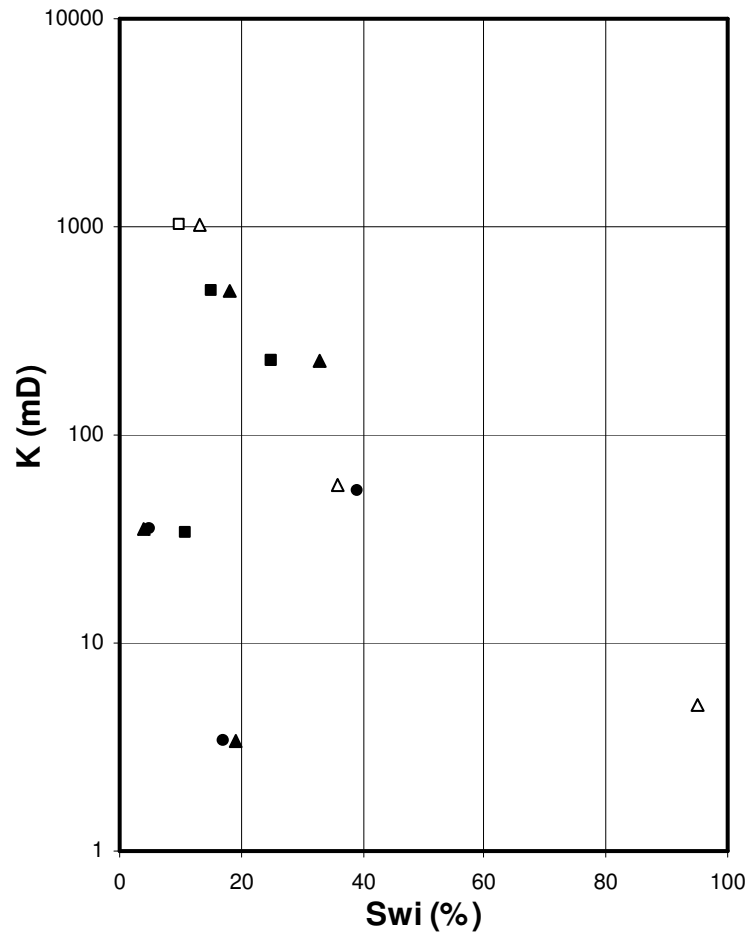
**FIG. IV.23 CORRELACIÓN PERMEABILIDAD-SATURACIÓN DE AGUA IRREDUCTIBLE**  
**TIPO DE ROCA: CARBONATO      MÉTODO: INYECCIÓN DE Hg      SISTEMA: Hg-GAS**



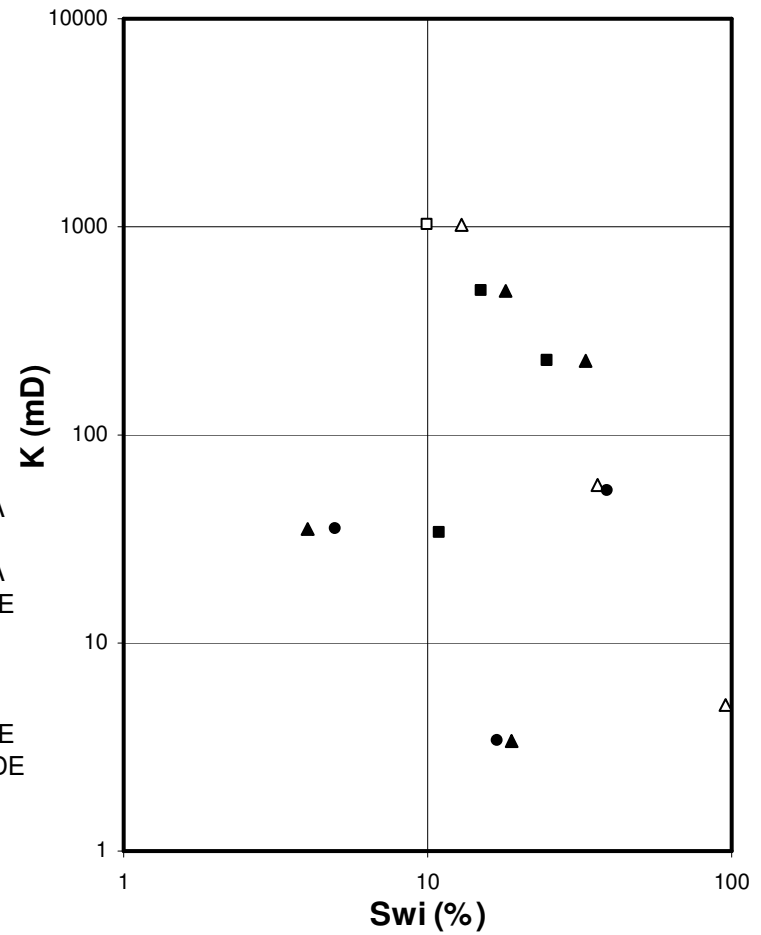
**FIG. IV.24 CORRELACIÓN POROSIDAD-SATURACIÓN DE AGUA IRREDUCTIBLE**  
**TIPO DE ROCA: CARBONATO      MÉTODO: INYECCIÓN DE Hg      SISTEMA: Hg-GAS**



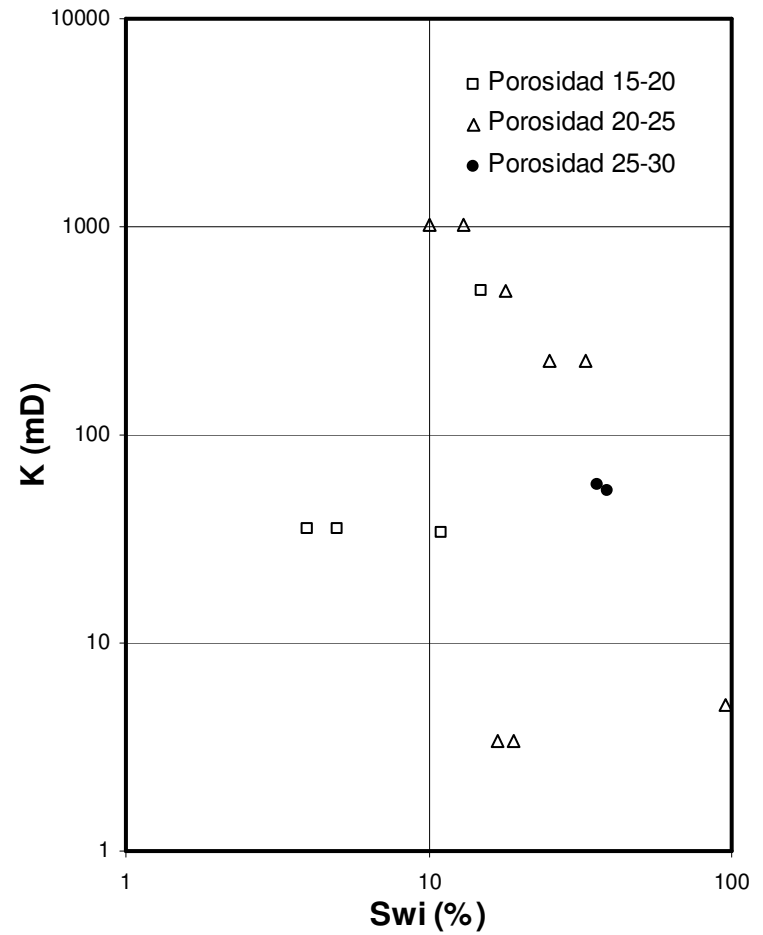
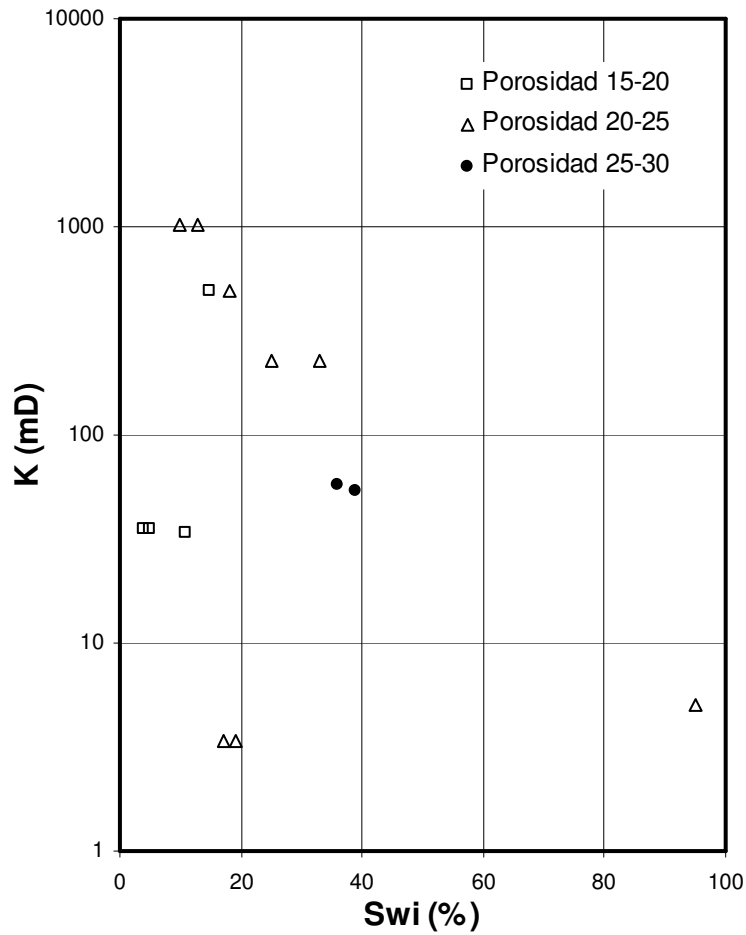
**FIG. IV.25 CORRELACIÓN POROSIDAD-SATURACIÓN DE AGUA IRREDUCTIBLE**  
**TIPO DE ROCA: CARBONATO      MÉTODO: INYECCIÓN DE Hg      SISTEMA: Hg-GAS**



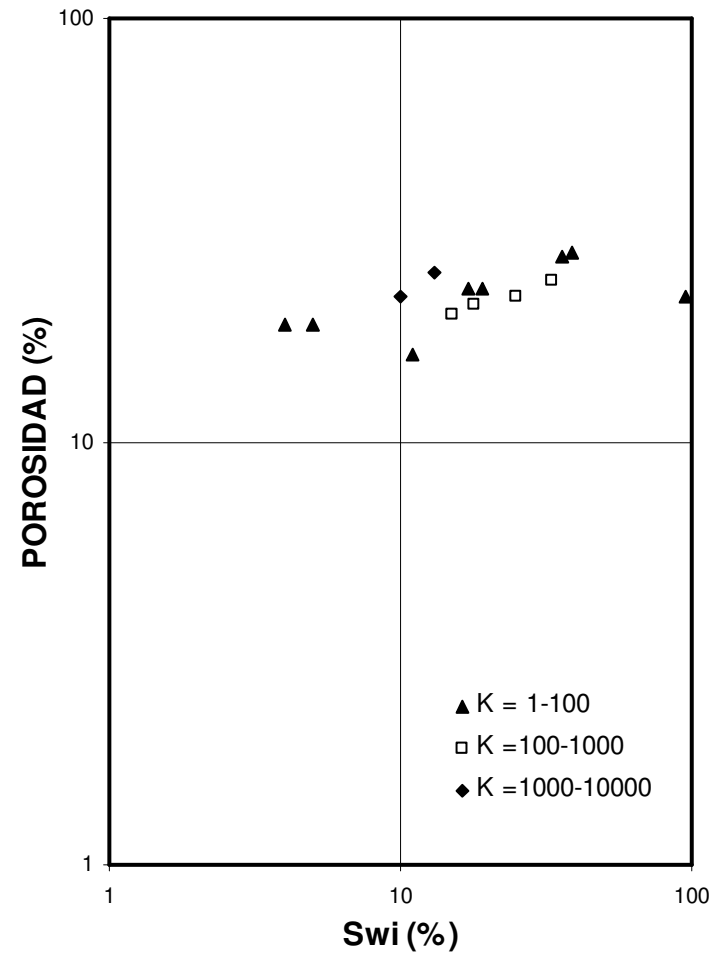
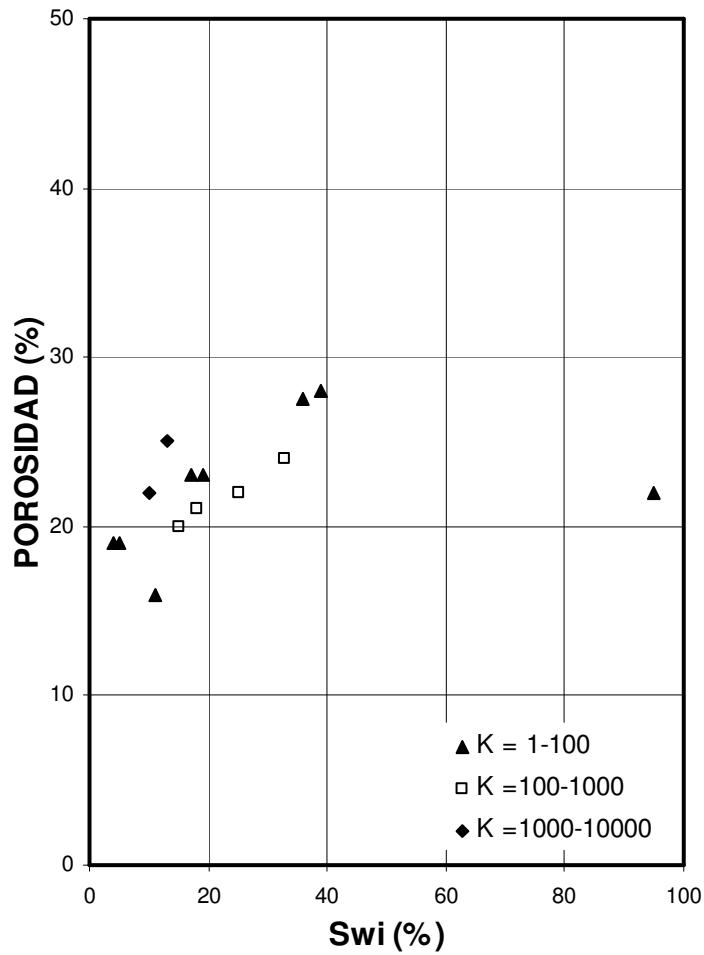
- CENTRIFUGA AGUA-GAS
- CENTRIFUGA AGUA-ACEITE
- ▲ MEMBRANA AGUA-GAS
- △ MEMBRANA AGUA-ACEITE
- INYECCIÓN DE Hg-GAS



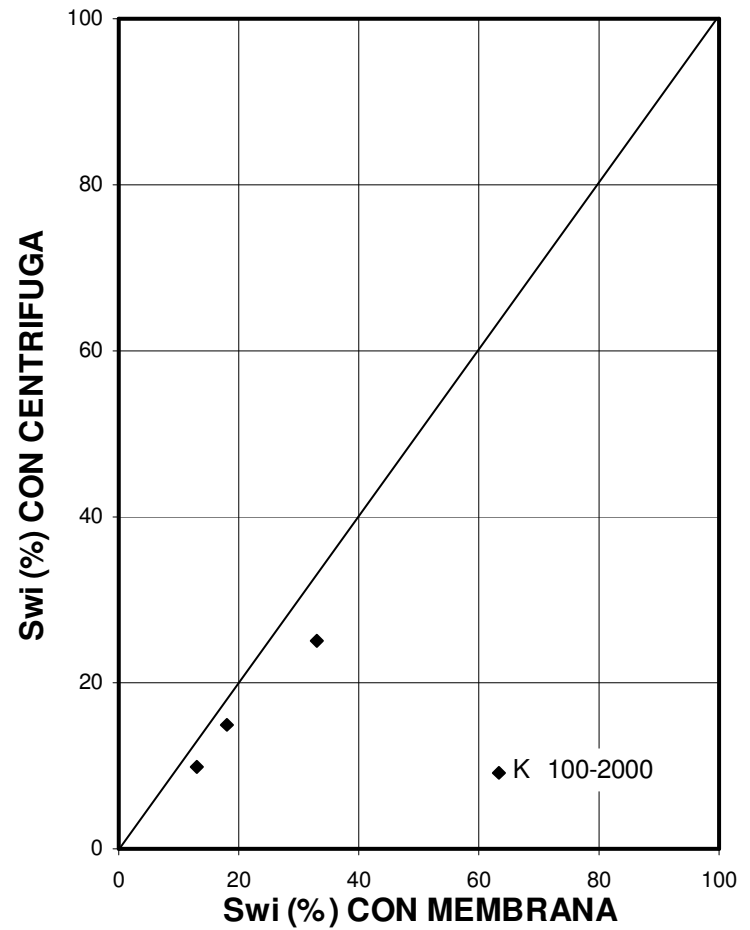
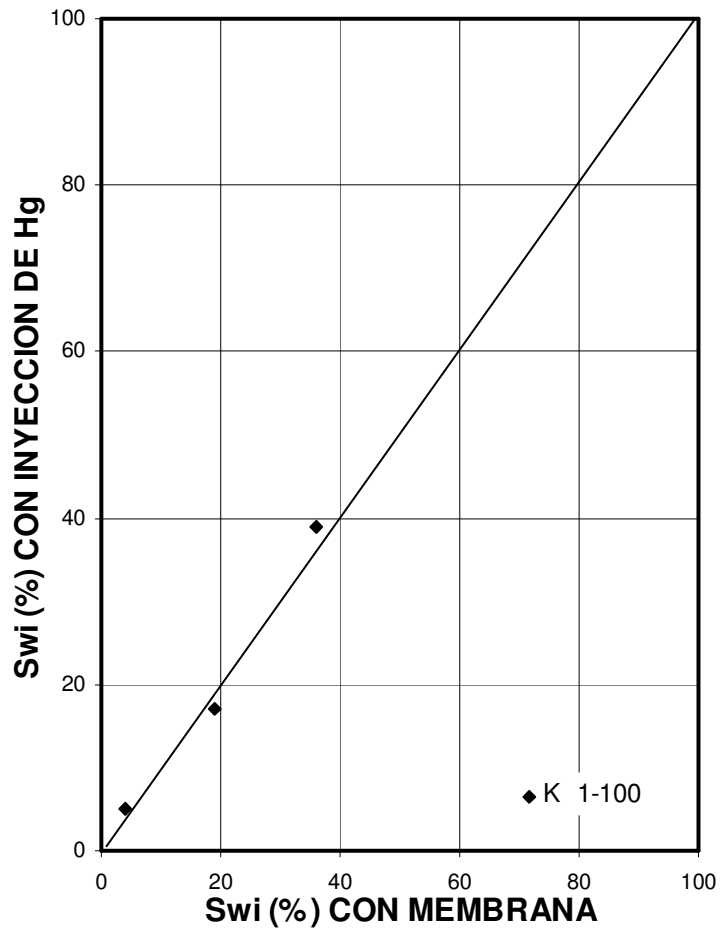
**FIG. IV.26 CORRELACIÓN PERMEABILIDAD-SATURACIÓN DE AGUA IRREDUCTIBLE**  
**TIPO DE ROCA: CARBONATO                      DIFERENTES MÉTODOS                      DIFERENTES SISTEMAS DE FLUIDOS**



**FIG. IV.27 CORRELACIÓN PERMEABILIDAD-SATURACIÓN DE AGUA IRREDUCTIBLE**  
**TIPO DE ROCA: CARBONATO      DIFERENTES MÉTODOS      DIFERENTES SISTEMAS DE FLUIDOS**



**FIG. IV.28 CORRELACIÓN POROSIDAD-SATURACIÓN DE AGUA IRREDUCTIBLE**  
**TIPO DE ROCA: CARBONATO      DIFERENTES MÉTODOS      DIFERENTES SISTEMAS DE FLUIDOS**



**FIG. IV.29 CORRELACIONES DE VALORES DE Swi OBTENIDOS CON DIFERENTES METODOS**  
**TIPO DE ROCA: CARBONATO SISTEMAS DE FLUIDOS: AGUA-GAS; AGUA-ACEITE, Hg-GAS**







## ***CAPITULO V. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES***

### CONCLUSIONES

- Los cinco métodos de laboratorio, considerados en esta Tesis, para determinar la  $S_{wi}$  en rocas de Yacimientos Petroleros son relativamente sencillos de aplicar y proporcionan resultados aceptables.
- Los resultados de  $S_{wi}$  obtenidos por dos métodos estáticos, como son el de membrana (sistema agua-gas) y el de inyección de Hg (sistema Hg-gas), son prácticamente iguales, tanto para arenas como para calizas.
- Los valores de  $S_{wi}$  obtenidos por el método de la centrífuga (dinámico) comparados con los que resultaron con el método de membrana (estático), ambos con el mismo sistema de fluidos agua-gas, son prácticamente iguales para valores de K altos (poca dispersión de puntos) pero más bajos para valores de K bajos (alta dispersión de puntos). Este comportamiento se observa tanto para arenas como para calizas.
- En pruebas con centrífuga sobre arenas, utilizando los sistemas de fluidos agua-gas y agua-aceite, se obtienen menores valores de  $S_{wi}$  para el sistema agua-aceite.
- En pruebas de desplazamiento sobre arenas se tienen valores de  $S_{wi}$  más bajos cuando se desplaza agua con aceite, que cuando se desplaza agua con gas.
- Tanto en las pruebas con centrífuga como en las pruebas de desplazamiento, el agua es desplazada por gas (sistema agua-gas) o por aceite (sistema agua-aceite); puesto que el desplazamiento por aceite es más efectivo que el desplazamiento por gas, en las muestras de roca queda menor  $S_{wi}$  en aquél que en éste.
- En todas las correlaciones K- $S_{wi}$  y  $\phi$ - $S_{wi}$  establecidas para arenas y areniscas se tiene dispersión de puntos; sin embargo, se definen tendencias que indican, en general, que a menor K y menor  $\phi$  se tiene mayor  $S_{wi}$ .
- En las rocas clásticas (arenas y areniscas), la geometría del espacio poroso depende principalmente de las características de los granos o clastos, como lo son la forma de los granos, la variación de tamaño y acomodo de los mismos, así como del grado de cementación. En términos generales, a menor tamaño de grano se tiene menor permeabilidad y además se incrementan los efectos capilares y la superficie específica por lo que se tiene mayor retención de agua, es decir a menor K el medio poroso observa mayor  $S_{wi}$ . Este aspecto no se observa en rocas carbonatadas ya que por lo general no están compuestas de conjuntos de granos, como las clásticas o terrígenas.
- En las correlaciones K- $S_{wi}$  y  $\phi$ - $S_{wi}$  correspondientes a carbonatos se tiene amplia dispersión de puntos, mayor a la observada en las correlaciones para arenas y

areniscas, de tal manera que no se aprecian tendencias que indiquen que a menor  $K$  y menor  $\phi$  se tenga mayor  $S_{wi}$ .

- Aún cuando las rocas clásticas no son homogéneas en la geometría del espacio poroso, ya que presentan variaciones de  $K$  y  $\phi$ , son menos heterogéneas que las carbonatadas, por lo que en arenas y areniscas se tiene menor dispersión de puntos en las correlaciones  $K-S_{wi}$  y  $\phi-S_{wi}$  que en las rocas carbonatadas.
- La mojabilidad influye en la  $S_{wi}$ . Rocas mojadas por agua tienen mayor  $S_{wi}$  que las mojadas por aceite, ya que en el primer caso el agua ocupa los espacios más pequeños del medio poroso y se adhiere a la superficie de los sólidos, en tanto que en el segundo el agua se presenta en los espacios más grandes y es menor la cantidad de agua que se retiene.
- Con registros geofísicos de pozos se puede conocer cualitativamente si un intervalo tiene  $S_{wi}$  solo si se tiene un valor alto y constante de resistividad arriba del gradiente de resistividad que indica variación de saturación de agua (zona de transición de fluidos). La resistividad debe tomarse de un registro eléctrico de investigación profunda.
- Si por geología se sabe que un intervalo de interés está estructuralmente alto, se podría conocer si tiene  $S_{wi}$  cuando el registro de resistividad de investigación profunda indica resistividades altas y constantes.
- Cuantitativamente podrían determinarse intervalos con  $S_{wi}$  a partir de la interpretación de registros en la siguiente manera. Con un registro de porosidad se calcula ésta y con base en un registro eléctrico de investigación profunda se estima la saturación de agua del intervalo en cuestión y se realizan los productos  $\phi Sw$ . En papel normal se grafican los datos  $\phi$  y  $Sw$  para los intervalos considerados y se identifican los puntos por el producto  $\phi Sw$ . Los puntos que tengan menor producto  $\phi Sw$  sirven de base para trazar una curva que señalará los intervalos con  $S_{wi}$ . Puntos que tengan productos  $\phi Sw$  mayores estarán en la zona de transición de fluidos, es decir por debajo de la zona con  $S_{wi}$ .

### ***RECOMENDACIONES***

- Para cada yacimiento se recomienda establecer correlaciones  $K-S_{wi}$  y  $\phi-S_{wi}$  con base en análisis de muestras en laboratorio, con lo que se tendrán valores de  $S_{wi}$  más representativos.
- Utilizar con reserva las correlaciones de tipo general que se han propuesto y solo cuando no se disponga de información propia del yacimiento en estudio.

- La saturación de agua irreductible es importante para calcular el volumen original de hidrocarburos en un yacimiento, ya que este dato influye notablemente en la estimación de las reservas. El impacto que tiene el volumen de hidrocarburos en el cálculo de las reservas se determina con un estudio de sensibilidad, por medio del cual también se define la información apropiada para realizar los cálculos mencionados en forma óptima. Por lo tanto, para un yacimiento en particular se recomienda conocer la influencia de la  $S_{wi}$  en la cuantificación de las reservas y determinar tal saturación de agua lo más preciso posible.
- Como se ha mencionado, la saturación de agua irreductible es una propiedad muy importante en la Ingeniería de Yacimientos, por lo que se recomienda continuar con el análisis de núcleos en el Laboratorio de Yacimientos de la Facultad de Ingeniería.

## ***REFERENCIAS***

1. Rodríguez Nieto Rafael, “Apuntes de Principios de Mecánica de Yacimientos”, Facultad de Ingeniería, UNAM 2002.
2. Álvarez Caballero M. Ángel y Larios González Jaime, Tesis “Caracterización estática de Yacimientos petroleros a partir de análisis de muestras de roca”, 2004.
3. Forrest F. Craig Jr., “Aspectos de Ingeniería de la Inyección de Agua”, Ingeniería Petrolífera Amoco Intl. Oil, 1982.
4. Villamar V. M. "Apuntes de Caracterización de Formaciones", UNAM., 2003.
5. Amyx, J, "Petroleum Reservoir Engineering". Mac Graw-Hill, USA, 1989
6. Libro publicado por Schlumberger. "Interpretación de Perfiles". Volumen I, Fundamentos.
7. Pirson, S. J., “Elements of Oil Reservoir Engineering”, Mac Graw Hill Book Co
8. J.E. Nordtvedt, Gerardo Mejia, Pin-Huel Yang and A.T. Watson, “Estimation of Capillary Pressure and Relative Permeability Functions From Centrifuge Experiments”, SPE 20805, Noviembre de 1993.
9. Modern John D., “Capillary Pressure Investigations”, American Petroleum Corp.
10. Zuwa S. Omoregle, “Factors Affecting the equivalency of Different Capillary Pressure Measurement Techniques”, SPE, Marzo de 1988.
11. Anderson William G., “Wettability Literature Survey- Part 2: Effects of Wettability on Capillary Pressure”, Journal of Petroleum Technology, Oct. 1986
12. K.R. Christoffersen, Whitson, “Gas-Oil Capillary Pressure of Chalk at Elevated Pressures”, Norwegian Inst. Of Technology. SPE 26673, Octubre de 1993.

13. Intercen Owens, "Capillary Behavior in Porous Solids", Prod. Monthly, Transactions AIME, 1956.
14. Longeron, "Measurements of Capillary", Transactions AIME, 1962.
15. R. G. Bentsen, "Using Parameter Estimation Techniques to Convert Centrifuge Data Into a Capillary-Pressure Curve", SPE 5026, Febrero 1977.
16. F. Thornton and D.L. Marshall, "Estimating Interstitial Water by the Capillary Pressure Method", Trans. AIME, 1946.
17. R.L. Slobod, Adele Chambers and W.L. Prehn, Jr., "Use of Centrifuge for Determining Connate Water, Residual Oil, and Capillary Pressure Curves of Small Core Samples", Texas 1951.
18. Brown W. Harry, "Capillary Pressure Investigations", Humble Oil and Refining, Houston, Tex. Petroleum Transactions AIME, 1951.
19. Morse P.L., Terwilliger and T. Yuster. "Relative Permeability Measurements on Small Core Samples", August 1947.
20. Anderson William G., "Wettability Literature Survey- Part 4: Effects of Wettability on Capillary Pressure", Journal of Petroleum Technology, Oct. 1987.
21. Laboratorio de Petróleos Mexicanos en Poza Rica, Veracruz, a cargo de la Ing. Eloisa Bermúdez Pineda.

## ***BIBLIOGRAFIA***

1. Álvarez Caballero M. Ángel y Larios González Jaime, Tesis “Caracterización estática de Yacimientos petroleros a partir de análisis de muestras de roca”, 2004.
2. Amyx, J, "Petroleum Reservoir Engineering". Mac Graw-Hill, USA, 1989
3. Anderson William G., “Wettability Literature Survey- Part 2: Wettability Measurement”, Journal of Petroleum Technology, Octubre 1986.
4. Anderson William G., “Wettability Literature Survey- Part 2: Effects of Wettability on Capillary Pressure”, Journal of Petroleum Technology, Oct. 1986.
5. Anderson William G., “Wettability Literature Survey- Part 4: Effects of Wettability on Capillary Pressure”, Journal of Petroleum Technology, Oct. 1987.
6. Brown W. Harry, “Capillary Pressure Investigations”, Humble Oil and Refining, Houston, Tex. Petroleum Transactions AIME, 1951.
7. E. H. Timmerman, “Practical Reservoir Engineering”, Transactions AIME, 1962.
8. Forrest F. Craig Jr., “Aspectos de Ingeniería de la Inyección de Agua”, Ingeniería Petrolífera Amoco Intl. Oil, 1982.
9. F. Thornton and D.L. Marshall, “Estimating Interstitial Water by the Capillary Pressure Method”, Trans., AIME. 1946.
10. Intercen Owens, “Capillary Behavior in Porous Solids”, Prod. Monthly, Transactions AIME, 1956.
11. J.D. Wells and J.C. Amaefule, “Capillary Pressure and Permeability Relationships in Tight Gas Sands”, Petrophysical Services.
12. J.E. Nordtvedt, Gerardo Mejia, Pin-Huel Yang and A.T. Watson, “Estimation of Capillary Pressure and Relative Permeability Functions From Centrifuge Experiments”, SPE 20805, Noviembre de 1993.



13. K.R. Christoffersen, Whitson, "Gas-Oil Capillary Pressure of Chalk at Elevated Pressures", Norwegian Inst. Of Technology. SPE 26673, Octubre de 1993.
14. Longeron, "Measurements of Capillary", Transactions AIME, 1962.
15. Informes técnicos. Laboratorio de Petróleos Mexicanos en Poza Rica, Veracruz, a cargo de la Ing. Eloisa Bermúdez Pineda.
16. Morse P.L., Terwillige and T. Yuster. "Relative Permeability Measurements on Small Core Samples", August 1947.
17. Modern John D., "Capillary Pressure Investigations", American Petroleum Corp.
18. Perez Bolivar, "Interpretación de  $P_c$  y su Aplicación en Caracterización de Yacimientos Petroleros", Tesis 2002
19. Pirson, S. J., "Elements of Oil Reservoir Engineering", Mac Graw Hill Book Co.
20. R. G. Bentsent, "Using Parameter Estimation Techniques to Convert Centrifuge Data Into a Capillary-Pressure Curve", SPE 5026, Febrero 1977.
21. R.L. Slobod, Adele Chambers and W.L. Prehn, Jr., "Use of Centrifuge for Determining Connate Water, Residual Oil, and Capillary Pressure Curves of Small Core Samples", Texas 1951.
22. Rodríguez Nieto Rafael, "Apuntes de Principios de Mecánica de Yacimientos", Facultad de Ingeniería, UNAM 2002.
23. Libro publicado por Schlumberger. "Interpretación de Perfiles". Volumen I, Fundamentos.
24. Villamar V. M. "Apuntes de Caracterización de Formaciones", UNAM., 2003.
25. Villamar V. M. "Apuntes de Caracterización de Yacimientos", UNAM., 2004.
26. Zuwa S. Omoregle, "Factors Affecting the equivalency of Different Capillary Pressure Measurement Techniques", SPE Marzo de 1988.