

1
622.18
J.37

ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA

DEL LITORAL

INGRESADO A INVENTARIO CON
ORD. No. 211

TESIS DE GRADO

ESTUDIO DE LA PRESION CAPILAR EN ROCAS
DE ACUMULACION, SU DETERMINACION Y
APLICACION EN INGENIERIA DE YACIMIENTOS
HIDROCARBURIFEROS

POR:

Rubén J. Jaramillo Chávez

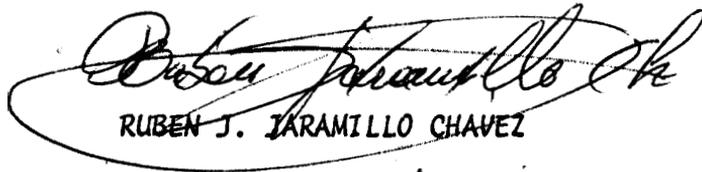
Para el Título de:

INGENIERO DE PETROLEOS

GUAYAQUIL-ECUADOR

:-: 1974 :-

DECLARO QUE: HECHOS, IDEAS Y PROCEDIMIENTOS
EXPUES- TOS EN ESTA TESIS DE GRADO SON
DE MI EXCLUSIVA RESPONSABILIDAD Y QUE
EL PATRIMONIO INTELECTUAL DE LA MISMA
CORRESPONDE A LA ESCUELA SUPERIOR POLI
TECNICA DEL AZÚCAR.



RUBEN J. JARAMILLO CHAVEZ

CON INFINITO AGRADECIMIENTO
A MIS QUERIDOS PADRES.

*Manuel Jaramillo Avila
Angela Chávez de Jaramillo*

*"Quienes con su innegable y sacrificados
esfuerzos hicieron posible mi formación
profesional".*

A MI AMANTISIMA ESPOSA

Eneyda Vargas de Jaramillo

"Por su constante apoyo moral"

A MIS HERMANOS

*Oswaldo
Yolanda
Sonia
Manuel
Cecilia
Jacinto*

A MI ABUELITA

A MIS PRIMOS

AGRADECIMIENTO

A LA ESCUELA SUPERIOR
POLITECNICA DEL LITORAL

AL INGENIERO RICARDO GALLEGOS O.

*"Por su valiosa colaboración en
la Dirección de esta Tesis"*

A TODOS LOS PROFESORES Y
QUIENES DE UNA MANERA U OTRA
CONTRIBUYERON INTELECTUAL Y
MORALMENTE CON MZ EDUCACION

A MIS COMPANEROS
DE PROMOCION

RECONOCIMIENTO

EL AUTOR DESEA EXPRESAR SUS SINCEROS AGRAPECZMZEMUS A LOS INGENIEROS GUSTAVO SOLIS Y RAMON MORALES, ASI COMO A TODOS AQUELLOS PROFESIONALES QUIENES INTEGRAN EL DEPARTAMENTO DE INGENIERIA DE YACIMIENTOS DEL INSTITUTO MEXICANO DEL PETROLEO, POR SU VALIOSA Y DESINTERESADAS ENSEÑANZAS EN ASPECTOS DE LABORATORIOS DE PETROFISICA Y DE INGENIERIA DE YACIMIENTOS EN GENERAL.

I N D I C E

	Págs.
INTRODUCCION	..
RESUMEN	
I. CONSIDERACIONES TEORICAS	6
1. Fundamentos de Fuerzas Capilares y Superficiales.	6
Tensión Superficial - Interfacial.	6
Diferencia de Presiones a través de una superficie curva.	7
Tensión de adhesión - mojabilidad.	10
Subida de líquidos en tubos capilares.	12
Presión en tubos capilares.	13
2. Fuerzas Capilares y Superficiales, Originales, en rocas de yacimiento hidrocarbúfero.	16
Generalidades.	16
Fuerzas que retienen los fluidos en las superficies sólidas de los granos - Equilibrio capilar.	18
Relación entre presión capilar, Curvatura Interfacial, y su posición vertical en el yacimiento.	20
Estados de Saturación de fluidos en función de la mojabilidad de la roca.	24
3. Fenómenos Capilares en desplazamiento de fluidos de yacimientos hidrocarbúferos.	27

Fuerzas naturales de drenaje y alteración del equilibrio capilar.	27
Distribución de fluídos en yacimientos parcialmente agotados.	29
Presión de desplazamiento.	30
Influencia de las fuerzas capilares y superficiales en procesos de recuperación secundaria,	31
Efecto de fuerzas capilares en arenas heterogéneas.	33
II. ESTUDIO DE LABORATORIO DE LA CURVA DE PRESION CAPILAR.	37
1. Generalidades y Objetivos	37
2. Operaciones Preliminares	39
Consideraciones básicas para la selección de muestras.	39
Preparación de las muestras.	40
Medición de la permeabilidad. Permeámetro de gas con orificio calibrado. Descripción, funcionamiento, teoría que utiliza.	42
Medición de la porosidad, Porosímetro de presión constante. Descripción, funcionamiento, teoría que utiliza.	50

	Págs ■
3. Determinación de las curvas de presión capilar ■	56
Método de Inyección de Mercurio. Generalidades. Descripción del Equipo, descripción de la prueba, procesamiento de datos obtenidos.	57
4. Determinaciones petrofísicas a partir de los datos de presión capilar.	67
Altura sobre el contacto agua - petróleo.	71
Radio de entrada de los capilares.	72
Superficie específica.	73
Permeabilidad relativa al agua, petróleo y gas.	75
Otras aplicaciones.	77
5. Información que se obtiene en base del análisis y correlación de las curvas de presión capilar con otros parámetros petrofísicos.	83
Distribución vertical de fluidos - zona de transición.	83
Correlación saturación de fluidos - permeabilidades relativas.	85
Correlación agua connata irreductible - permeabilidad de la roca.	86
Correlación agua connata irreductible - porosidad de la roca,	87

Págs .

Correlación saturación de agua - radio de entrada de poros - porcentaje de la porosidad.	87
Correlación superficie específica - saturación de fluidos.	88
Discusión de Resultados.	90
Conclusiones.	93
Recomendaciones.	96
Nomenclaturas.	101
Referencias.	145
Lista de Tablas.	106
Lista de Figuras.	118
Lista de Apéndices.	132

I N T R O D U C C I O N

Los estudios que se llevan a **cabo** en el campo de la Ingeniería de yacimientos, requieren del conocimiento de ciertas características de la roca depósito de yacimientos hidrocarburíferos, tales como: porosidad, permeabilidad efectiva y relativa a cada una de las fases presentes, saturación de agua irreductible, saturación crítica y de equilibrio, distribución y tamaño de los poros, variación del agua congénita en la zona de transición, etc.

Algunas de estas variables se pueden calcular en forma indirecta en etapas más o menos avanzadas de la explotación de un campo, a partir de datos de producción de petróleo, agua y gas, así como de registros eléctricos y radioactivos. Sin embargo, muchas veces no se disponen de todos los elementos necesarios para llegar a resultados satisfactorios. Es entonces cuando las técnicas de laboratorio de análisis petrofísico y análisis PVT de fluidos del yacimiento, cobran enorme importancia y se hacen necesarias las determinaciones básicas por este medio.

Por esta razón, la importancia y objetivo de este trabajo reside fundamentalmente, a más de tratar de explicar **como** se presentan los fenómenos capilares en la

roca de depósito, en exponer en forma sencilla y clara, el camino a seguirse en este tipo de determinaciones, - indicando la **técnica**, procesos de operación y aspectos teóricos básicos que intervienen en la obtención de los parámetros citados.

Es evidente, que de aplicarse sistemáticamente los procedimientos de análisis de laboratorio, a muestras extraídas de formaciones petrolíferas de nuestro "Oriente Ecuatoriano", por parte de las Compañías que laboran en el Ecuador, conducirá a un mayor conocimiento de las características y mecánicas de cada uno de los yacimientos, en beneficio de una explotación más eficiente y - provechosa.

R E S U M E N

Los fluídos que se encuentran en un yacimiento hidrocarburífero están sometidos a la acción de fuerzas naturales que desplazan al petróleo, gas y agua, hasta los pozos de producción o retienen a los mismos dentro del yacimiento en variados porcentajes.

Algunas de estas fuerzas naturales son originadas por los fenómenos capilares y superficiales, cuyo efecto se manifiesta desde las épocas de migración y acumulación del petróleo en las rocas de depósito. Luego de un lento intercambio de fluídos por acción de la gravedad y un diferencial capilar, se producirá una condición de equilibrio capilar estático entre las rocas y los fluídos que contiene. A continuación se produce un desequilibrio por acción de los diferenciales de presión entre diversos puntos del yacimiento, debido a la perforación de pozos a través de la formación productiva; y finalmente, se establece un equilibrio entre fuerzas expulsivas y capilares cuando se ha agotado todo esfuerzo primario para levantar el petróleo hacia la superficie. Desde este momento, los fenómenos de capilaridad gobiernan la eficiencia de los procesos de recobro de petróleo residual por inyección de agua o gas,

Este trabajo sintetiza en su capítulo primero, la forma en que las fuerzas capilares junto con las de gra-

vedad controlan el equilibrio estático, **así** como los efectos que produce en los procesos de desplazamientos de fluidos durante la vida primaria y secundaria de un yacimiento.

En la segunda parte y de principal importancia, se presenta un estudio de la curva de presión capilar obtenida en laboratorio. Se revelan cuatro facetas definidas:

- ✓ 1.- Se discuten factores tales como selección y preparación de las muestras, los cuales están directamente relacionados con el éxito del análisis **así** como de la confiabilidad de los resultados.
- ✓ 2.- Se determinan porosidades, permeabilidades y curvas de presión capilar; para lo cual se hace una descripción completa de los equipos **así** como de su técnica operacional y teoría en que se basan, además se incluyen diagramas de los equipos utilizados.
- ✓ 3.- Se presentan una a una las aplicaciones o parámetros petrofísicos que se pueden derivar, haciendo uso de los datos de presión capilar y relaciones entre propiedades físicas de la roca de depósito.
- ✓ 4.- Finalmente **se** hace un estudio de las curvas originadas por medio de las relaciones mencionadas anterior

mente **y** se expone el **tipo** de información que se puede **lo** g^{ra}r de las correlaciones de ciertas propiedades físicas de la roca en estudio, lo que en definitiva conduce **o** proporciona al Ingeniero un mayor conocimiento de las **ca** racterísticas **y** condiciones del yacimiento.

CONSIDERACIONES TEORICAS

1. FUNDAMENTOS DE FUERZAS CAPILARES Y SUPERFICIALES

1.1. Tensión Superficial - Interfacial.¹ - Se ha establecido que en las moléculas se ejercen fuerzas atractivas en proporción directa al producto de sus masas e inversa al cuadrado de las distancias entre ellas. Así, una molécula que se encuentra en el punto B, a corta distancia de la superficie libre del líquido (Fig. 1.1), estará sometida a una atracción igual en cada una de las direcciones por las moléculas vecinas, cuya resultante es igual a cero. Sin embargo, una molécula que se encuentra en el punto A, que está en contacto con el aire, gas o con el vapor del líquido, estará sujeta a una fuerza resultante que trata de llevarla hacia el seno del líquido y tiende a reducir el área de la superficie a un mínimo. Evidentemente, la contracción espontánea de la superficie indica

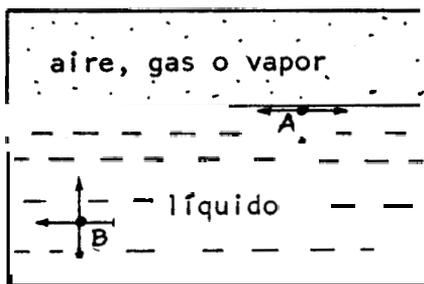


Fig. 1.1. Fuerzas intermoleculares cerca a una superficie líquida.

que se necesita una fuerza para extender nuevamente la superficie contraída. A esta fuerza en diagonales, actuando sobre 1 cm. de longitud, se la denomina "Tensión Superficial".

De la misma forma, es necesario realizar un trabajo en ergios para extender o crear un cm^2 . de nueva área superficial, fenómeno que se lo denomina "Energía de Superficie" .

Un análisis dimensional muestra que la tensión superficial en dinas/cm. es equivalente a la energía superficial en ergios/ cm^2 .; por lo tanto, serán numéricamente iguales.

Si la superficie que separa las fases se encuentra entre dos líquidos o entre un líquido y un sólido, el término empleado es "Tensión Interfacial", en dinas/cm.

La tensión superficial ha sido determinada por varios métodos. Uno de los más exactos es aquel que consiste en medir la altura que alcanza un líquido cuando se eleva dentro de un tubo capilar. En la sección 1.4 se desarrolla el método propuesto.

1.2. Diferencia de Presiones a Través de una Superficie Curvada¹.- Una superficie esférica se origina cuando se introduce aceite en un medio acuoso o cuando se esparce agua en el aire. Este fenómeno, producto de la existencia de una fuerza resultante normal a la superficie (tensión superficial), debe requerir de una fuerza igual y opuesta en el seno del líquido para que prevalezca el equilibrio estático. Por lo tanto, debe existir una presión interna de tal magni-

tud para contrarrestar la fuerza debida a la atracción molécular desbalanceada.

Si la superficie en cuestión fuera tan grande como un plano, la magnitud de la intensidad de presión no solo sería muy pequeña sino también imposible de medir directamente. Pero si la superficie se hace cada vez más curva, o lo que es lo mismo, el radio de curvatura se hace más pequeño, la intensidad de presión será perceptible y capaz de medirse. En otras palabras, la presencia de la curvatura interfacial es la causa del cambio de presión adicional y constituye el medio de su evaluación.

Considerando por ejemplo, la interfase esférica gas - líquido, como se muestra esquemáticamente en la Fig. 1.2, se puede hacer el siguiente análisis: la superficie $(\Delta S)^2$ estará representada por la energía de superficie $G \times (\Delta S)^2$ siendo G , la energía de superficie. Si la superficie se desplaza la distancia radial Δr , el área se incrementará ligeramente y la energía superficial al finalizar el desplazamiento será: $G \times (\Delta S + \Delta S \frac{\Delta r}{r})^2$. Si el trabajo contra las fuerzas intermoleculares es realizado únicamente por la fuerza radial $\Delta P \times (\Delta S)^2$ debido a la diferencia en intensidad de presión entre el lado cóncavo y convexo de la interfase, se tiene que:

$$\Delta P \times (\Delta S)^2 \times \Delta r = G \times (\Delta S + \frac{\Delta S}{r} \Delta r)^2 - G \times (\Delta S)^2$$

(1)

Si se divide cada término por $(\Delta s)^2 \times \Delta r$ y se aproxima (Δr) a cero, se encontrará que la intensidad de presión o diferencia de presión a través de la superficie esférica es proporcional a la relación entre energía superficial (tensión superficial) y el radio de curvatura de la interfase σ sea:

$$\Delta P = \frac{2 \sigma}{r} \quad (2)$$

Según la derivación realizada, se puede notar que la intensidad de presión es más alta sobre el lado cóncavo de la interfase.

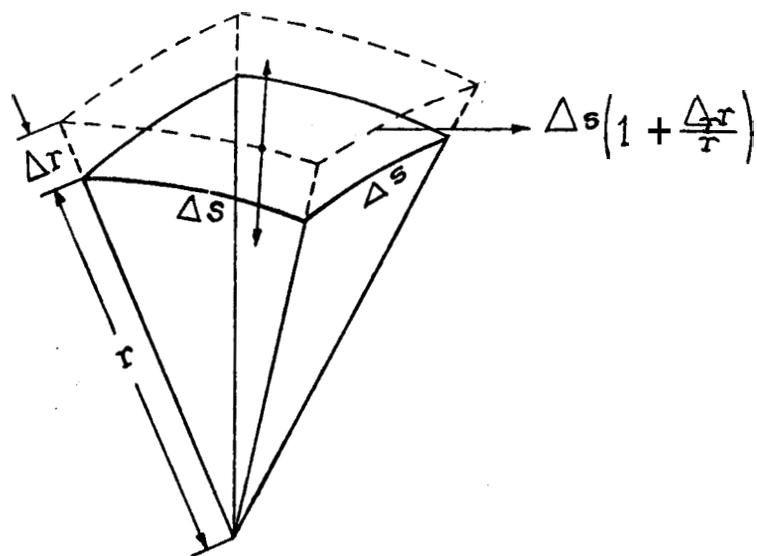


Fig. 1.2. Desplazamiento radial de una interfase curva.

1.3. Tensión de Adhesión - Humectabilidad. - El concepto de tensión superficial y/o interfacial, si es considerado como una variable única para definir fuerzas capilares resultará insuficiente, debido a que estos caracterizan únicamente el contacto entre dos fluidos. Por lo tanto, es necesario conocer la forma en que los fluidos se comportan cuando se ponen en contacto con una superficie sólida.^{2,3,4}

La variable extra, necesaria para describir este comportamiento, es la "Tensión de adhesión", la cual es función directa de las tensiones interfaciales presentes.

Cuando dos líquidos o un líquido y un sólido están en contacto, las moléculas superficiales de cada sustancia son atraídas unas a otras a través de la interfase.

Esta atracción ha sido denominada "Energía de Adhesión"; mientras mayor sea la tensión interfacial menor será la energía de adhesión; lo contrario, una baja tensión interfacial significa que las fases son relativamente fáciles de juntar y muy difícil de separarlas, debido a la alta energía adhesiva. Un ejemplo simple se puede apreciar en la **tensión interfacial entre vidrio y agua**.

La tensión interfacial es baja y resultará en una **difusión** rápida de una delgada película de agua sobre la **su**

perficie del vidrio, la cual se adhiere fuertemente; sólo podrá ser removida por calentamiento del vidrio o evaporando el agua, esto es, usando una fuerza exterior.

A este fenómeno se lo ha denominado "Humectabilidad"; y se dice que un líquido moja una superficie sólida cuando éste se expande fácilmente sobre dicha superficie. En el caso del vidrio y agua, se dice que el 'aguamoja el vidrio

Fenómeno contrario ocurre cuando el mercurio está en contacto con el vidrio; la alta tensión interfacial no permite la adherencia del mercurio, por lo tanto, éste no moja el vidrio.

Un factor que es igualmente importante para decidir - la humectabilidad de un líquido es el ángulo de contacto (θ) que se forma entre la superficie sólida y la fase más densa de los fluidos. Fig. 1.3

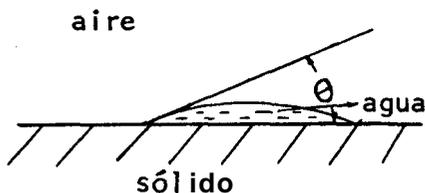


Fig. 1.3. Condiciones de humectabilidad de un sistema dado.

Un fluido moja una superficie sólida cuando el ángulo de contacto (θ) es menor que 90° . En el caso del vidrio y agua, se forma un ángulo muy pequeño, aproximadamente igual a 0° . Si el ángulo es mayor que 90° , el líquido no moja la superficie sólida

En el caso del vidrio y mercurio, el ángulo que se forma es aproximadamente de 180° .

El ángulo de contacto de un sistema dado es función de la naturaleza de los materiales presentes y de otros agentes externos,

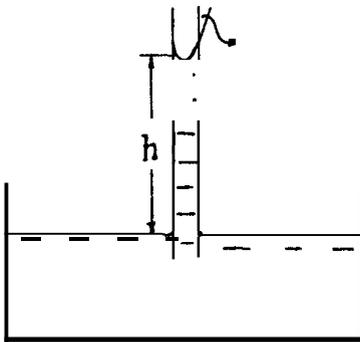
1.4. Subida de Líquidos en Tubos Capilares.- Anteriormente se mencionaba que una de las formas de determinar la tensión superficial es considerando la condición estática de un líquido sostenido a una cierta altura h , dentro de un tubo capilar ^{2,3,4}

Para efecto de evaluación se utiliza un tubo capilar de radio r , introducido en un recipiente lleno de líquido de densidad ρ (Fig. 1.4.).

Si el líquido moja las paredes del tubo, inmediatamente ascenderá una altura h por el capilar sobre la superficie libre del líquido en el vaso. La expansión del líquido hacia arriba continúa hasta que la fuerza de adhesión sea balanceada por el peso de la columna de líquido soportada en el tubo. Cuando se obtiene esta condición de equilibrio, significa que la fuerza hacia arriba $2 \pi r G \cos \theta$, es igual a la fuerza ejercida por la gravedad $-\pi r^2 h \rho g$, de donde se obtiene que:

$$G = \frac{\rho \times g \times h \times r}{2 \cos \theta} \quad (3)$$

Si se observa ecuación (3), se concluye que es posible calcular la tensión interfacial G , ya que todos los factores pueden ser medidos.



$$\rho \times g \times r$$

Esta ecuación permite ver cl ✓

1.5. Presión en Tubos Capilares.- En la sección 1.2. se demostró que existe una diferencia de presiones cuando hay una discontinuidad de fases separadas por una superficie curvada.

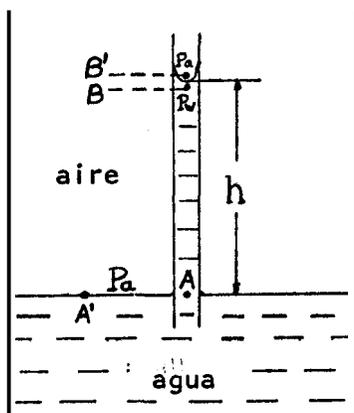
Si se considera la interfase curva que se origina dentro de un tubo capilar como resultado de la fuerza de atracción entre el líquido y las paredes sólidas del tubo (Fig. 1.4), es igualmente posible encontrar una diferencia de presiones a través de la interfase aire-líquido.^{2,3,4}

Un análisis de presiones en el sistema de la Fig. 1.5, es como sigue: El agua por condiciones de humedad sube una cierta altura h , dentro del capilar;

En el punto A, dentro del capilar, la presión será igual a aquella en el punto A', o sea la presión atmosférica (P_a). En el punto B, justo bajo el menisco, dentro del capilar, la presión será igual a aquella en A menos la presión ejercida por la columna de agua, luego la presión en B será:

$$P_w = P_a - \rho \times g \times h \quad (5)$$

En el punto B', justo sobre el menisco dentro del capilar, la presión es la atmosférica (P_a). Se asigna este valor de presión, debido a que la densidad del aire, es muy pequeña y la columna de aire h puede ser despreciada.



Si la diferencia de presiones entre el lado cóncavo y convexo de la interfase se denomina "Presión Capilar" (P_c), se tendrá:

$$P_c = P_a - P_w \quad (6)$$

Fig. 1.5. Método de ascenso capilar para evaluar la presión capilar.

Reemplazando el valor de P_w en ecuación (6) se obtiene:

$$P_c = \rho \times g \times h \quad (7)$$

Si en la ecuación (7) se sustituye el valor de la altura (h), se obtiene una segunda forma de expresión para la presión capilar:

$$P_c = \frac{2G \cos \theta}{r} \quad (8)$$

Cuando el sistema está formado por dos líquidos inmiscibles se debe tomar en cuenta la columna de líquido (h) por fuera del capilar.

Según ecuaciones derivadas para P_c , se puede notar que es función directa de la tensión superficial G , e inversamente proporcional al radio del capilar (r). Consecuentemente, está en relación directa con la altura (h) que asciende el líquido. Las siguientes conclusiones pueden deducirse:

- a) Mientras mayor sea la afinidad de la fase más densa por la superficie sólida, mayor será la diferencia de presiones a través de la interfase para un capilar de tamaño dado.
- b) Cuando las características de humectabilidad se mantienen constantes, mayor será la presión capilar mientras más pequeño sea el radio del tubo capilar y,
- c) La fase que moja el capilar siempre tendrá la presión más baja.

2. FUERZAS CAPILARES Y SUPERFICIALES ORIGINALES EN ROCAS DE YACIMIENTOS HIDROCARBURIFEROS.

2.1. Generalidades. - Cuando se habla de un yacimiento de hidrocarburos, de inmediato se asocia en la mente, un sistema formado por rocas de acumulación (**sólidos**), agua, petróleo y/o gas.

Los fluídos mencionados, normalmete se encuentran encerrados en espacios porosos que dejan las partículas **sólidas** de la roca, cuyo tamaño se los considera menores que 0.5 mm. de diámetro. Es indudable, que en aquel sistema capilar complejo, se originarán interfases entre gas - líquido, líquido - líquido y sólido - líquido; y por consecuencia, fenómenos tales como: tensión interfacial, energía de superficie, absorción, fuerzas adhesivas y de humectabilidad, ocurrirán en cada una de las interfases originadas. De la misma forma, debido a que tales interfases se encuentran en huecos de tamaño capilar, adquirirán una forma curva, constituyéndose en la propiedad más significativa del sistema, desde el punto de vista de comportamiento capilar.⁵

Todos estos fenómenos están ligados a las fuerzas de atracción molecular de los materiales presentes y dependen de la naturaleza de cada uno de ellos. Por otra parte, se ha logrado descubrir algunos agentes que afectan las tensiones interfaciales entre el petróleo crudo y las aguas de yacimiento.⁶ Así por ejemplo:

✓ **Temperatura:** Un incremento en la temperatura, disminuye el valor de la tensión interfacial.

✓ **Presión:** Aumentos de presión provocan incrementos en la tensión interfacial.

Gas en solución en el Petróleo y el Agua: Mientras mayor sea el gas en solución sobre la presión del punto de burbujeo, menor será la tensión interfacial: ✓ mientras mayor sea el gas en solución bajo la presión del punto de burbujeo, más alta será la tensión interfacial. ✓

✓ **Gravedad Específica:** Una disminución en diferencia de gravedad específica entre petróleo y agua, generalmente resulta en una disminución de la tensión interfacial.

Agentes Activos de Superficie: Una concentración de agentes activos de superficie, ya sea en el agua o en el petróleo, disminuirá la tensión interfacial. En algunos casos en forma marcada.

Experimentos de laboratorio han logrado determinar valores de tensiones superficiales de las aguas de yacimiento, cuyo rango es entre 60 y 75 dinas/cm., dependiendo de la cantidad y naturaleza de las sales que contiene en solución. Las tensiones superficiales del petróleo crudo varía entre 24 y 38 dinas/cm., en función de la densidad que posean.

La tensión interfacial media entre agua y petróleo, a temperatura normal, es del orden de las 30 dinas/cm.; el rango varía entre 15 y 35 dinas/cm.

2.2. Fuerzas que retienen los fluídos en las Superficies sólidas de los granos - equilibrio capilar.

Los estratos sedimentarios que se originaron por la acumulación de fragmentos minerales y orgánicos bajo el agua presentan espacios porosos llenos de agua salobres, ya que la mayoría de los depósitos de petróleo son de origen marino. Este hecho ha servido para atribuir las características de humectantes, a las aguas de yacimiento. En general, se piensa que la mayoría de las partículas que conforman la roca de acumulación, son preferencialmente mojadas por agua por haber sido el primer fluido que estuvo en contacto con las superficies sólidas. Además contribuye el hecho de que las rocas carbonatadas y el cuarzo, en su estado natural, son mojados por agua^{5,6}

Mas tarde cuando el aceite migró y se acumuló en estas rocas de depósito, el agua sufrió un desplazamiento lento y parcial. Pero, debido a la mayor atracción ejercida sobre las moléculas de agua, una parte de la original se quedó en los intersticios más pequeños en forma de una película muy delgada que cubrió las superficies de los granos: mientras que el petróleo se acumuló en las zonas de mayor porosidad, formando luego una fase continua a través de toda la capa.

Sin embargo, pruebas de laboratorio han demostrado que la humectabilidad natural de las rocas de yacimiento dependen de la ausencia o presencia de componentes polares existentes en pequeñas cantidades en el petróleo, así como también de sales disueltas en el agua y compuestos de hidrocarburos complejos, que contienen metales como el Zn, Cu, Ni, Va, Ca y Mg, encontrados en cenizas de petróleo y agua de yacimiento,

Estos compuestos constituyen agentes activos de superficie, cuyo efecto es formar una mezcla más íntima de dos líquidos inmiscibles tales como agua y petróleo, o también incrementar la tensión de adhesión entre un líquido y un sólido, tal como el petróleo sobre las superficies de las partículas sólidas de las rocas. Por lo tanto, es de esperarse que parte de las superficies estén mojadas por petróleo.

Si se toma en cuenta todas estas situaciones complejas, físico - químicas, que se suscitan en el sistema sólidos - fluídos de un yacimiento, así como la variedad - infinita de formas y tamaño de los espacios porosos, se hace difícil visualizar el comportamiento capilar. Solamente podemos imaginar, que durante el tiempo geológico, las fuerzas capilares entre sólidos y fluidos del yacimiento, alcanzan una condición de equilibrio después de un lento intercambio de fluídos entre diversas porciones del depósito como resultado de la acción conjunta de la gravedad y la diferencial capilar.

Se han realizado varias pruebas de laboratorio para determinar la humectabilidad de las rocas de yacimiento.

Un ejemplo se muestra en la Fig. 2.1, en donde se presenta una superficie de sílice y otra de calcita, rodeadas de agua e isoctano.

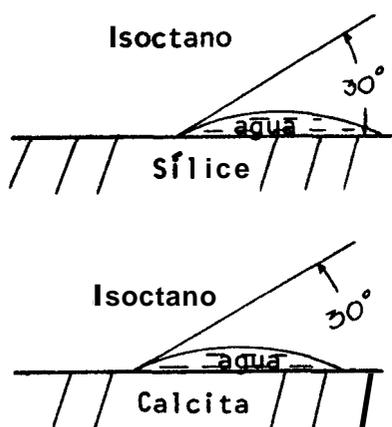


Fig. 2.1 Determinación de humectabilidad para el sistema mostrado según el ángulo de contacto.

Se puede observar que el ángulo de contacto en los dos casos es de 30° ; por lo tanto, ambas superficies serán mojadas por agua.

En la Fig. 2.2., se presenta el mismo sistema, pero esta vez se ha añadido un 60% de isoquinolina. Se puede apreciar, que la superficie de sílice muestra un ángulo de

contacto de 83° , es decir, que prácticamente la superficie presenta igual afinidad para ambos fluidos; mientras que en la superficie de calcita, el ángulo se incrementa a 48° , pero todavía sigue mostrando preferencia por el agua.

2.3. Relación entre Presión Capilar, Curvatura Interfacial y su posición vertical, en el yacimiento. ?

Un examen visual de una roca de yacimiento mostrará que por lo menos una mezcla de dos fluidos coexisten, que el

límite interfacial entre dos fluidos es curvado y que la angulosidad de la curvatura depende del tamaño de los espacios intergranulares, así como de las proporciones de los fluidos presentes. Además como se mencionó antes, los fluidos se encuentran en equilibrio capilar estático.

Todos estos factores, constituyeron la base para establecer relaciones entre la presión capilar y la saturación de agua en el yacimiento.

Dos expresiones se han derivado relacionando la presión capilar, curvatura interfacial y la posición vertical en el yacimiento. Plateau en el siglo pasado encontró que:

$$P_c = \gamma \left(\frac{1}{r_1} - \frac{1}{r_2} \right) \quad (9)$$

donde γ , es la tensión interfacial entre fluidos y, r_1 y r_2 , son los radios de curvatura de la interfase, medidos en planos perpendiculares entre si. Por su parte, Leverett⁷ en 1940, derivó otra expresión considerando la altura h , desde un nivel de agua libre, donde la presión capilar es igual a cero:

$$P_c = \Delta \rho_{w,o} \times g \times h \quad (10)$$

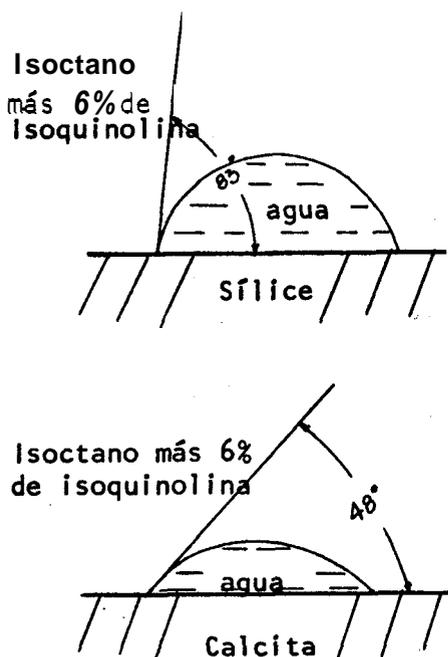


Fig. 2.2. Determinación de la Humectabilidad para el sistema mostrado según el ángulo de contacto.

donde $\Delta\rho_{w,o}$, es la diferencia de densidades entre el agua y petróleo, y g , la aceleración de la gravedad.

Acogiendo la idea generalizada, de que la superficie de los granos de la roca de yacimiento es preferencialmente mojada por agua, se puede realizar el siguiente análisis: La Fig. 2.3. representa dos granos esféricos en contacto mojados por agua. Cuando la saturación de agua es alta, la interfase agua - petróleo se la puede representar en la posición (1). Se aprecia claramente que la curvatura de la interfase es pequeña, por lo tanto, los radios r_1 y r_2 serán grandes y la presión capilar según (9), será pequeña. Posteriormente se elimina agua del sistema e incrementa la saturación del petróleo provocándose el desplazamiento de la interfase a una posición (2). Evidentemente, los radios de curvatura r_1 y r_2 de-

crecerán y la presión capilar aumentará su valor. De este pequeño análisis se deduce que la curvatura interfacial (r_1 y r_2) expresa la cantidad de fluido contenido en aquel contacto, o lo que es lo mismo, la saturación del fluido humectante (agua), si un gran número de tales contactos son considerados. Consecuentemente, la ecuación (9) establece, que la presión capilar es una

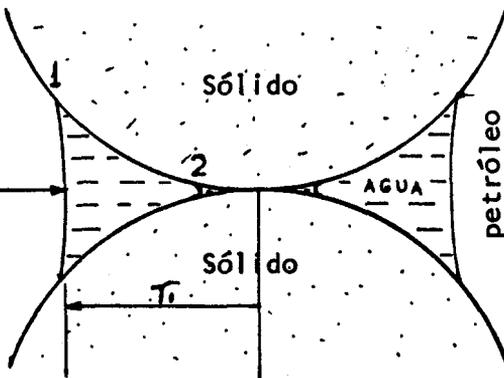


Fig. 2.3. Contacto idealizado entre el fluido humectante y dos granos esféricos.

función inversa de la saturación de la fase fluida que moja a la roca de yacimiento.

Por otro lado, la ecuación (10) dice, que la presión capilar aumenta a medida que la altura h se aleja del nivel de agua libre. Cuando la presión capilar es cero, - significa que la interfase agua - petróleo tiene una curvatura cero. Si el nivel de agua libre se lo representa por esta superficie de curvatura cero, donde la saturación de agua es 100%, es evidente que la altura h será - igual a cero y la presión capilar nula. Según la distribución de fluidos en un yacimiento (original), a medida que se sube de este nivel, la saturación de agua disminuye y por lo tanto los valores de presión capilar aumentarán.

✓ Como consecuencia general, se puede decir que el -, efecto principal de la presión capilar, es el control - que ejerce sobre la distribución de fluidos en un yacimiento virgen.

Se ha encontrado, que para una tensión interfacial agua - petróleo de 30 dinas/cm., las fuerzas de presión capilar alcanzan los siguientes valores:

arenas muy gruesas	($r = 0.020$ cm)	3000 dinas/cm ² .
arenas gruesas	($r = 0,010$ cm)	6000 dinas/cm ² .
arenas medias	($r = 0.005$ cm)	12000 dinas/cm ² .

arenas finas	($r = 0.002$ cm)	30000 dinas/cm ² .
arenas muy finas	($r = 0.001$ cm)	60000 dinas/cm ² .

donde r , es el radio promedio de los capilares.

2.4. Estados de Saturación de Fluidos en función de la humectabilidad de la roca^a..- Dependiendo de

las características de humectabilidad de la roca de acumulación y de la cantidad de fluido presente, se puede distinguir tres tipos de saturaciones de fluidos, entre los límites de 0 y 100%. La Fig. 2.4 representa la distribución de fluidos en el sistema poroso de un yacimiento virgen, preferencialmente mojados por agua. En esta etapa la saturación de

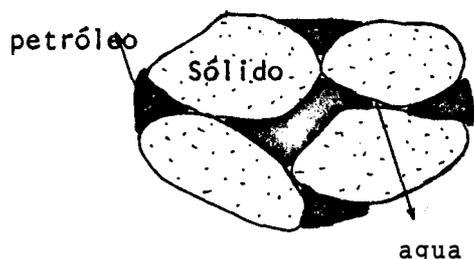


Fig. 2.4. Saturación pendular de agua y saturación funicular de petróleo.

agua es baja, se encuentra formando círculos alrededor de los puntos de contacto de los granos en forma de anillos, razón por la cual se la ha denominado "Saturación Pendular"; es tan baja la saturación, que los círculos no están en contacto entre sí, ni en comunicación con otros adyacentes a excepción de una capa de espesor molecular que posiblemente rodea a los granos.

Si el yacimiento es perforado, el diferencial de presión que se origina no es transmitido a través del agua, por lo tanto no será producida.

A medida que la producción de petróleo aumenta, disminuye su saturación y los capilares desocupados son invadidos por el agua de fondo que asciende por capilaridad. Los péndulos ya se comunican hasta formar una red continua de agua, dando inicio a la etapa de "Saturación

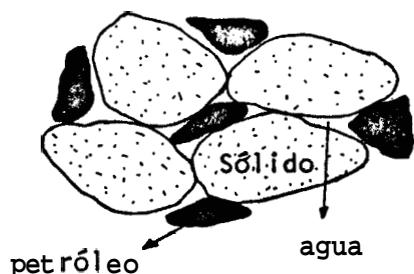


Fig. 2.5. Saturación funicular de agua y de petróleo.

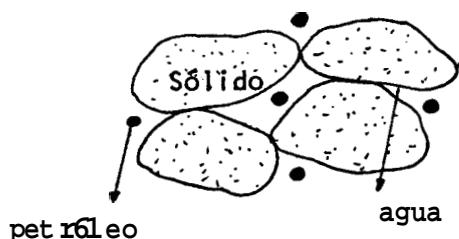


Fig. 2.6. Saturación funicular de agua y saturación insular de petróleo.

Funicular" (Fig. 2.5). A partir de este momento ya se transmiten las presiones lo que originará el flujo de agua; Por consiguiente, la permeabilidad se hace presente para el fluido humectante aunque es inferior comparada con la del petróleo, la causa de las diferencias en permeabilidades, es debido a que el fluido no humectante fluye sobre una membrana de agua, mientras que ésta, lo hace sobre las superficies ásperas y tortuosas de los granos sólidos,

A medida que la producción continúa, llega el instante en el cual el fluido no humectante pierde su calidad de fase continua y se dispersa en forma de glóbulos que se localizan en los espacios porosos de mayor tamaño; se dice entonces, que el petróleo se encuentra en estado de "Saturación Insular" (Fig, 2.6) ■

Si la saturación de agua sigue incrementándose llegará el momento en el cual, los glóbulos de acaite no podrán ser desplazados por más que aumente la saturación de agua, será necesario entonces, aplicar una fuerza externa mayor para obligarlos a pasar a través de los capilares. En cuanto a las permeabilidades, la de la fase humectante será máxima, mientras que la de la fase no humectante se hace mínima.

Según el análisis realizado, se puede concluir que los estados de saturación de fluidos y su humectabilidad, están estrechamente relacionados con las permeabilidades efectivas de los fluidos y consecuentemente, con la forma de las curvas de permeabilidades relativas.

3. FENOMENOS CAPILARES EN DESPLAZAMIENTOS DE FLUIDOS DE YACIMIENTOS HIDROCARBURIFEROS,

3.1. Energías Naturales de drenaje y alteración del equilibrio capilar.- Cuando se establecen diferencias de presión entre distintas porciones del yacimiento, como consecuencia de la perforación, se ponen en libertad o en actividad, las fuerzas expulsivas naturales que están latentes dentro del yacimiento. La condición de equilibrio estática que existía, ahora se convierte en un sistema dinámico, donde los fluidos son obligados a fluir a través de los espacios porosos de las rocas hacia los pozos de producción.

A partir de este momento, se producirán cambios substanciales en los porcentajes de saturación de las fases de agua, petróleo y/o gas, en las diferentes zonas del yacimiento. Consecuentemente, los valores de tensiones interfaciales y de presión capilar serán alterados hasta al canzar un nuevo equilibrio.

Así por ejemplo, cuando se trata de un yacimiento con empuje de agua de fondo, se desarrollará un proceso de imbibición y ocurrirá aproximadamente lo explicado en la sección 2.4. Si el yacimiento **es oleófilo, el proceso** será de drenaje y el aceite residual quedará adherido a las superficies de los granos.

En yacimientos con expansión de un casquete de gas libre, el proceso es de drenaje, debido a que el petróleo moja más fácilmente las superficies sólidas. El petróleo residual se concentrará en las áreas inferiores del depósito, o será arrastrado por las aberturas capilares más pequeñas; mientras que el gas, ocupará las zonas permeables y porosas de las rocas.

Cuando se trata de yacimientos con empuje de gas en solución, la reducción de presión en el depósito, alrededor de la boca del pozo, permite el desplazamiento de parte del gas disuelto en el petróleo. A medida que la presión continúa disminuyendo, bajo el punto de saturación, las burbujas de gas incrementan su volumen y a la vez el de los fluidos en general. Si el volumen poroso es constante, es evidente que los fluidos así presionados, buscarán zonas de más baja presión, provocando de esta manera el flujo hacia los pozos de producción. Este proceso continúa hasta cuando el gas ha sido liberado suficientemente, como para formar una fase continua y fluir como una fase independiente. Consecuentemente, el petróleo libre de gas, no tendrá energía suficiente para desplazarse y quedará confinado en los intersticios capilares más pequeños con altos valores de presión capilar, lo que hace más difícil el proceso de recuperación secundaria.

I

Es evidente que los mecanismos mencionados pueden actuar simultáneamente, aunque alguno de ellos sea el dominante. Por otro lado, se considera que la gravedad, antes de actuar como un mecanismo de producción independiente, constituye un factor importante que influye en la operación de las fuerzas expulsivas anotadas. Uno de los papeles más importantes es el de segregación de los fluidos, así como de contrarrestar, en parte, las fuerzas capilares de atracción.

3.2. Distribución de fluidos en yacimientos parcialmente asotados⁹ .- Una vez que se ha llegado al

momento en el cual ni la fuerza de bombeo es capaz de llevar petróleo hacia los pozos de producción, es evidente que en la vecindad de los pozos, el petróleo de libre flujo se ha agotado. Sin embargo, en zonas más alejadas, se pueden encontrar rocas, lentes esquistosas y arenas de grano fino, relativamente saturadas con hidrocarburos y agua nativa, debido a las fuerzas capilares y adhesivas que retienen una gran cantidad de éstos.

En un yacimiento con estas características, es indudable que las fuerzas expulsivas naturales están completamente equilibradas por las fuerzas retentivas y no ocurrirán nuevos desplazamientos a menos que de alguna forma se alteren las condiciones de equilibrio que rodean al sistema. Son los métodos de recuperación secundaria, o fuerzas externas del yacimiento, que pueden reotaurar los mecanismos de desplazamiento y continuar la producción de

fluidos residuales.

3.3 , - Presión de Desplazamiento⁴ .- Cuando se tiene un medio poroso completamente saturado con un fluido humectante, éste no podrá ser desplazado a menos que se aplique una presión mínima necesaria igual a:

$$P_d = \frac{2 G \cos \theta}{r} \quad (11)$$

donde:

P_d = Presión de desplazamiento

G = Tensión interfacial agua - petróleo

r = Radio de la abertura porosa de mayor tamaño

En el instante en que la presión de desplazamiento (P_d), sea igual a la presión capilar (P_c) de la abertura porosa de mayor radio, se iniciará el ingreso de la fase no humectante al medio poroso (Fig. 3.1). El valor de la

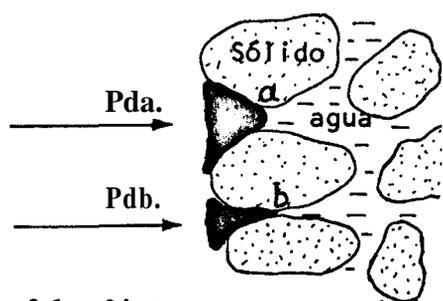


Fig. 3.1. Sistema poroso mojado por agua.

$$r_a > r_b \therefore P_{da} < P_{db}$$

P_{da} = Presión de desplazamiento del sistema.

presión de desplazamiento es una medida del grado de humectabilidad de la roca, de la tensión interfacial y del diámetro de los poros de la roca; una alta P_d , indica un fuerte grado de humectabilidad o espacios porosos muy pequeños.

Cuando la fase humectante sa-

... ; inicialmente al medio poroso, a la presión de desplazamiento se la denomina "Presión Inicial" (Threshold Pressure).

3.4. Influencia de las Fuerzas Capilares y Superficiales en procesos de recuperación secundaria

Se mencionaba que cuando la energía natural de los yacimientos se había disipado, era necesario utilizar procedimientos de recuperación secundaria para continuar con la recuperación de los hidrocarburos residuales.

Sin embargo, antes de tratar de aplicar cualquiera de los métodos, principalmente el de inyección de agua, se deben realizar estudios completos de las condiciones en las que se encuentra el yacimiento.

El conocimiento de los efectos capilares y de tensión entre fases líquidos - líquidos y líquidos - sólidos, constituyen uno de los factores más importantes que tienen relación con el resultado final de un proyecto de recuperación secundaria.

En métodos de inyección de agua, el comportamiento del agua invasora variará dependiendo de si las superficies son mojadas por agua o son mojadas por petróleo. Si las superficies minerales de los granos están mojadas preferencialmente por petróleo, el agua inyectada será la fase interior del sistema fluido. El petróleo se encontrará adherido a las superficies y ocupará además gran parte de los intersticios capilares, lo que dificulta

enormemente el efecto de barrido del agua invasora. la presión impuesta sobre el agua debe ser suficiente para vencer la presión capilar del sistema poroso y de esta manera ir acumulando petróleo delante del frente de avance de agua en forma de un banco de petróleo. La mayor parte de petróleo que forma el banco ha sido desalojado de los canales capilares; mientras que aquel retenido por adherencia ha sido desplazado parcialmente, quedando atrapado detrás del frente de agua, una cantidad considerable del mismo. Es entonces cuando se hace necesaria la utilización de ciertos reactivos químicos, como carbonatos de sodio, cuyo efecto es reducir la tensión entre las fases sílice - agua o petróleo - agua, favoreciendo la acción de barrido del agua por desprendimiento del petróleo adherido. Los mismos efectos causan ciertos tipos de bacterias llamadas "Desulfovibrio", que tienen la facultad de desprender petróleo adheridos a superficies silíceas y cálcicas; también se utilizan aminas grasas, jabones, sulfatos de alquilo y ciertos detergentes sintéticos que tienen propiedades de acción superficial.

Cuando las superficies minerales de los granos de la roca son mojadas por agua, el agua invasora tendrá relativamente poca dificultad de atravesar los canales y superficies rodeadas de una película de agua. El agua nativa se une a la de inyección y se convertirá en parte de ella; mientras que el petróleo residual se encontrará en los espacios porosos en forma de pequeños gló-

bulos aislados rodeados de una película de agua. La presión que se imponga debe ser suficiente para deformar los glóbulos de petróleo y obligarlos a pasar a través de los canales capilares. Si embargo, debido a la movilidad del agua y fácil acceso por las porciones más permeables de la roca de depósito, gran parte del petróleo que se encuentra en las zonas menos permeables no será afectado por la invasión y quedará retenido disminuyendo la efectividad del desplazamiento. Será necesario entonces la utilización de agentes reactivos de superficie para disminuir la tensión interfacial agua - petróleo y de esta forma recuperar una apreciable cantidad del petróleo residual.

✓ 3.6.- Efecto de Fuerzas Capilares en Arenas Heterogéneas.- Los efectos de capilaridad son más notables en la producción de yacimientos por empuje de agua, conteniendo arenas intercomunicadas de permeabilidades variadas.¹⁰

En un yacimiento natural, todos los grados de heterogeneidad se pueden encontrar, habrán rocas de diferentes textura y tamaño, zonas de alta y baja permeabilidad, lentes dentro de una arena continua que pueden ser pequeños y tan numerosos como para constituir una capa de propiedades muy irregulares. Además, antes de iniciar la producción, se ha dicho que se encuentran en estado de equilibrio, que la saturación de agua a través de todo el yacimiento varía, e incluso, a un mismo nivel, -

será mayor para arenas de grano más fino, menos permeable.

Cuando se inicia la producción, el nivel de presión capilar igual a cero ($P_c = 0$) sube, creando zonas de mayor saturación a través del yacimiento; de tal forma, - que las arenas de grano más fino siempre tendrán la saturación de agua más alta a un mismo nivel. En tipos de yacimientos donde la complejidad es tal, es bastante difícil formular expresiones cuantitativas que relacionen eficiencias de flujo con ritmo de producción u otras variables pertinentes: sin embargo, es posible dar una idea cualitativa de estos factores.

Así por ejemplo en la Fig. 3.2a, se presenta una arena de grano fino enclavada en una de grano grueso, a una cierta altura sobre el nivel de agua libre, donde todavía prevalece el equilibrio estático; o sea es un yacimiento virgen. Si luego se inicia la producción a un ritmo tal, que la mesa de agua sube suficientemente lento como para permitir que el equilibrio capilar se mantenga, la saturación de agua de la arena gruesa aumentará simultáneamente con la subida del nivel de agua libre; por su parte, la arena de grano fino imbibirá agua y expulsará petróleo a través de toda la superficie del lente, tendiendo siempre a mantener una saturación de agua más alta que la arena gruesa. En este caso, es evidente que la arena de grano más fino, será más rápidamente lavada y se agotará, mientras que la arena de -

grano grueso, todavía estará siendo lavada a niveles más bajos y aumentando gradualmente en saturación de agua (Fig. 3.2b).

Si el ritmo de producción es alto, el avance de la mesa de agua será irregular y rápidamente invadirá las zonas de alta permeabilidad (arena de grano grueso), adquiriendo valores de alta saturación de agua. Bajo tales condiciones, las arenas de grano fino no tendrán oportunidad de imbibir agua a partir del inicio de la producción y repentinamente se verán rodeadas por las zonas de alta saturación de agua. El petróleo producido por imbibición de agua es bajo y parcial; y parte del mismo, se quedará retenido detrás del frente de invasión de agua en la arena gruesa. Por otro lado, dentro del lente de arena fina, se formará un frente secundario aproximadamente de la forma presentada en Fig. 3.2c.; durante el tiempo que lleve la fase de producción, el lente continuará expulsando petróleo, pero así mismo quedará atrapado en la arena de grano grueso.

Debido a que el recobro de un yacimiento, como un todo, depende de la eficiencia con que todas las partes de la arena sean drenadas, es evidente que mientras más bajo sea el ritmo de avance del nivel de agua libre, más alto será el recobro de petróleo, cuya magnitud depende principalmente del grado y naturaleza de las irregularidades de la arena y de la viscosidad del petróleo.

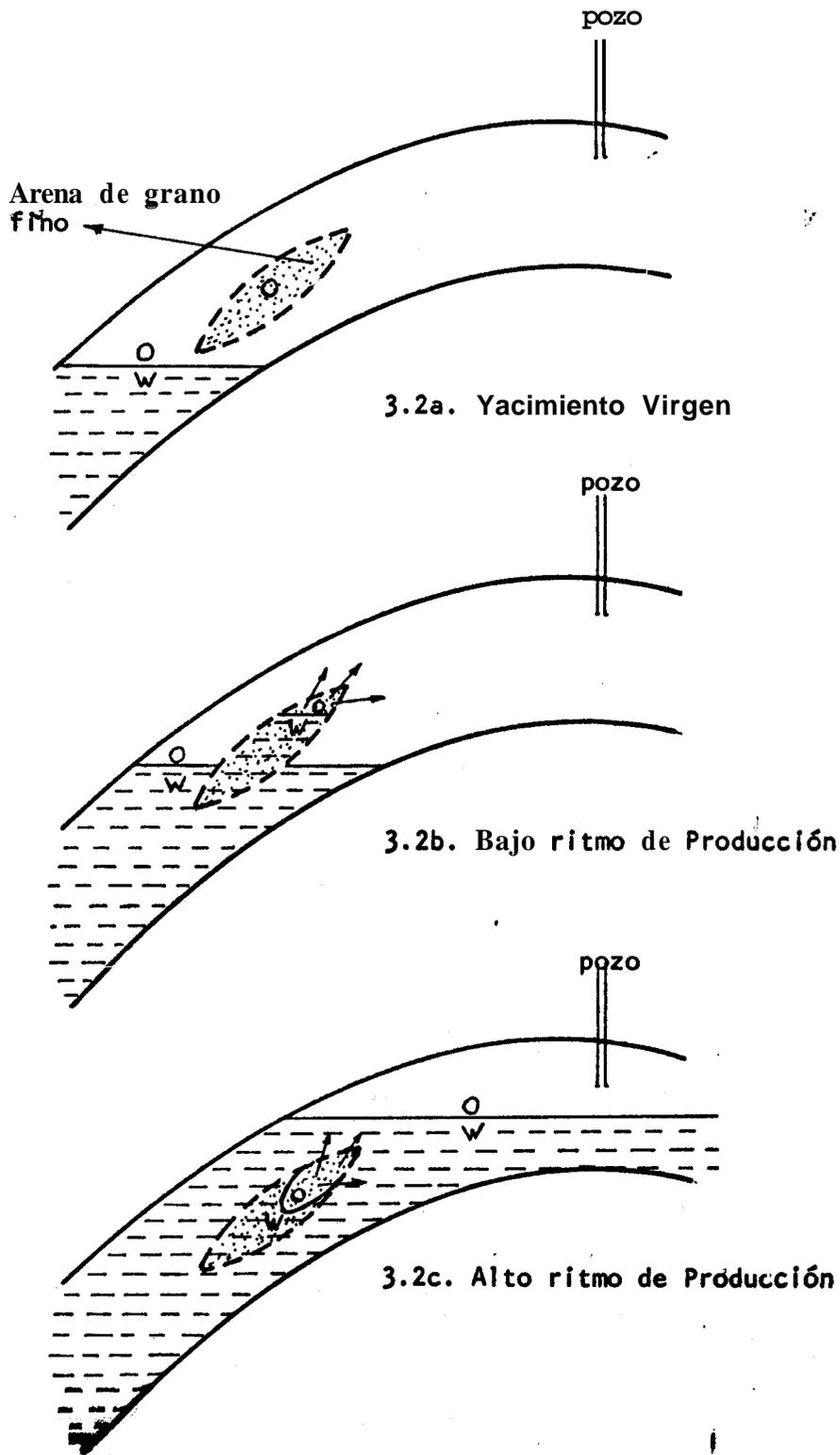


Fig. 3.2. Efecto del ritmo de Producción en arenas heterogéneas.

C A P I T U L O II

ESTUDIO DE LABORATORIO DE LA CURVA DE PRESION CAPILAR

1. GENERALIDADES Y OBJETIVOS

Durante algunos años se han venido realizando estudios e investigaciones, en laboratorio, respecto a la utilidad y aplicación que tiene la presión capilar de las rocas de depósito, en la interpretación y correlación con otros parámetros petrofísicos, así como en la evaluación de reservas de un yacimiento hidrocarburífero.

Como se vió en el capítulo anterior, el principal efecto de la presión capilar es sobre la distribución de fluidos a través de la zona de transición y por ende, de la distribución del tamaño de poros. Los procedimientos de laboratorio se han valido de este hecho para encontrar una relación entre la presión capilar y la saturación de agua congénita de la roca de yacimiento.

Métodos tales como del "diagrama poroso de alta y baja presión", de la "centrífuga" y de "inyección de mercurio", han sido los de mayor utilización en la industria petrolera para la obtención de las curvas de presión capilar. En el presente trabajo se utiliza al ~~taxax máxax~~ método citado, porque resulta ser el más rápido y confiable, además que refleja en forma adecuada la distribución de la fase mojante en la roca de yacimiento.

Es evidente que para hacer uso de la curva de presión capilar por el método propuesto, es necesario considerar que las siguientes suposiciones son válidas:

- ✓ a) Que el yacimiento fue originalmente saturado de agua;
- ✓ b) Que esta agua fue desplazada por el petróleo, el cual se acumuló en la roca de depósito;
- ✓ c) El desplazamiento del agua no fue completo y una cantidad suficiente fue retenida para satisfacer las fuerzas capilares:
- ✓ d) En el descubrimiento del yacimiento, hubo cantidades de agua y petróleo suficiente e iguales a aquellas requeridas para que exista equilibrio entre fuerzas gravitacionales y capilares. En otras palabras, se dice que la distribución de agua congénita original en un yacimiento virgen es equivalente a aquella mostrada por la curva de presión capilar.

Previo a la obtención de las curvas de presión capilar, es necesario determinar las permeabilidades absolutas y porosidades efectivas de las rocas; por lo tanto, en términos generales se puede decir, que es imprescindible un análisis petrofísico de núcleos para la obtención de ciertas propiedades básicas de la roca y fluidos de yacimientos, tales como: permeabilidades relativas a cada una de las fases, tamaño y distribución de poros, contacto agua - petróleo, superficies específicas, saturación de agua irreductible, etc.

2. OPERACIONES PRELIMINARES.

2.1. Consideraciones Básicas Para la Selección de Muestras.

II
 Todos los procedimientos de extracción de núcleos usados en la actualidad alteran el algún grado las características naturales de La roca yacimiento, principalmente durante el proceso de corte; por esta razón, a medida que los núcleos se van extrayendo del muestreador, deberán ser colocados en recipientes marcados y con el debido orden y orientación. Se deben anotar las pérdidas de núcleos y el intervalo a que pertenecen, con la mayor precisión posible para evitar errores de información.

Se aconseja que lo más conveniente es seleccionar núcleos completos; caso contrario, se recomienda seleccionar muestras de 10 a 15 cm. de longitud, a intervalos no mayores de 30 cm, además se debe tomar en consideración la profundidad y el sentido en que se efectuará el análisis, con respecto a su posición en el yacimiento.

Debe verificarse además que las muestras vayan acompañadas de toda la información pertinente, necesaria para la interpretación de los datos que se obtengan. Así mismo, servirá para decidir si se realizan análisis adicionales, o bién, si se suprimen algunos que no proporcionarán datos significativos, lo que en definitiva redundará en la obtención de datos más representativos y útiles, en el menor tiempo y con el menor costo.

La informacibn que debe acompakar a la muestra es la sfguiente:

- 1.- Pozo
- 2.- Yacimiento
- 3.- Formación
- 4.- Campo o Zona
- 5.- Elevación de la mesa rotatoria
- 6.- Tipo de extracción utilizada
- 7.- Fecha de extracción
- 8.- Fecha de embarque de las muestras
- 9.- Vía de embarque
- 10.- Densidad del petróleo (estimada y medida)
- 11.- Salinidad del agua de formación
- 12.- Descripción litológica del núcleo y,
- 13.- Un juego de registros geofísicos (eléctricos, ra
dioactivos y sónicos).

Por último es importante chequear que las muestras recibidas concuerden con las reportadas en la documentación que las acompafia.

2.2. Preparación de las Muestras.- Una vez que las -
muestras han sido
seleccionadas, se abre un expediente para cada una, donde
se anotarán todos los datos pertinentes al análisis propia
mente dicho.

En seguida se procede a cortar las muestras cuyo ta-
maño y forma apropiadas son de 3/4 a 1-1/2" de diámetro -

por 1 a 1-1/2" de longitud, cilíndricas. Generalmente se cortan dos muestras adyacentes, una horizontal y otra vertical, a intervalos de 30 a 40 cm.

La operación de corte puede provocar deshidratación y fusión de ciertos minerales, alterando principalmente la permeabilidad de la muestra como consecuencia del calentamiento ocasionado por la fricción con la sierra. Se recomienda utilizar agua, kerosene o aire, como agentes refrigerantes y removedores de los recortes.

El siguiente paso consiste en lavar la muestra, para lo cual se pueden utilizar varios tipos de solventes, como son: acetona, benceno, tetracloruro de carbono, metil alcohol - benceno, cloroformo, dicloruro de etileno, hexano, nafta, tetra cloro etileno, tolueno, tricloro etileno y xilol. El solvente que se escoja no debe atacar, alterar o destruir la estructura de la muestra. Cuando los solventes son inflamables, se deben usar calentadores eléctricos sellados, así como agentes de seguridad (ventilación adecuada del laboratorio, extinguidores de fuego, etc.).

Cuando las muestras contienen sales en su estructura, se las puede remover con alcohol metílico principalmente, para evitar cambios de porosidad y permeabilidad de las muestras.

En cuanto a los equipos de lavado, estos pueden ser extractor soxhlet o por centrifugas. El segundo es el más utilizado en la actualidad por ser el más rápido, eficiente y confiable.

Una vez que se consideran limpias las muestras, se secan en hornos de temperatura controlada a la temperatura máxima a que se deben someter es de 115°C . y un tiempo mínimo de 2 horas.

Las muestras que contienen arcillas y yeso no se deben deshidratar durante su preparación, por lo que es necesario a temperaturas inferiores para evitar daños de permeabilidad y porosidad.

Para cerciorarse que la muestra está seca, se deben hacer pesadas sucesivas hasta comprobar que los valores se muestren constantes.

Inmediatamente después que se considera bien seca la muestra, se la introduce a un desecador, en donde permanecerán hasta que se las requiera para las determinaciones respectivas. El producto químico que generalmente se utiliza como desecador es el cloruro de calcio.

2.3. Medición de la Permeabilidad, Generalidades y Objetivos. - La permeabilidad de una roca de depósito puede definirse como una medida de la capacidad del medio poroso para permitir el pa

so de fluídos a través de los capilares interconectados.

Se han ideado una serie de aparatos para determinar la permeabilidad en muestras de roca de la formación **pro**ductora, los cuales utilizan el mismo principio teórico básico (Ley de Darcy). En cuanto al diseño y construcción, varían según el fluído saturante que utilice (líquido o gas).

La experiencia ha demostrado que las mediciones **rea**lizadas con líquidos no se las puede considerar rutinarias debido a factores tales como reacción entre el líqui do y constituyentes de la roca y el control de la acción bacterial. Mientras que un gas, es generalmente más **usa**do por dos razones principales:

- a) Las tasas de flujo de gas a través de la muestra se estabilizan rápidamente, debido **à** la baja viscosidad del gas y,
- b) La saturación 100% de la muestra es fácilmente obtenida con un gas (nitrógeno).

Sinembargo, KLINKEMBERG reportó, que cuando un gas fluye a lo largo de tubos capilares y el trayecto libre medio de las moléculas se aproxima al diámetro de los **ca**pilares, ocurrirá un fenómeno de resbalamiento. Si tal trayecto libre medio es función del tamaño molecular y de la energía cinética del gas, es evidente que el fenómeno de resbalamiento es función del gas utilizado. **L**uego gra

ficó las permeabilidades medidas al gas - vs - el inverso de las presiones medias utilizadas para cada prueba; encontró que para cada gas se obtenía una línea recta 'y que aquella de mayor pendiente correspondía al gas de menor peso molecular, lo que indicaba un mayor efecto de - resbalamiento, Extrapolando las rectas hasta el eje de las permeabilidades, o sea hasta una presión media infinita ($1/P_m = 0$), observó que todas se cortaban en un - punto común. Este hecho lo llevó a la conclusión de que aquel punto correspondía a la permeabilidad del medio poroso con respecto a un líquido no reactivo (K_L).

La relación lineal que encuentro para hallar K_L , fue como sigue:

$$K_L = \frac{K_g}{1 + (b/P_m)} \quad (12)$$

Donde b , depende del trayecto libre medio de las moléculas y del tamaño de los capilares del medio poroso, cuyo valor se determina de la pendiente de la recta entre la permeabilidad al gas (K_g) y $1/P_m$.

En el presente trabajo se utilizó un permeámetro de gas con orificio calibrado, cuya eficiencia radica precisamente en los orificios, los cuales evitan posibles - errores de lecturas de volumen y tiempo a partir de gasómetros y cronómetros respectivamente, ya que no son uti-

lizados en este equipo. Para efectos de cálculo de permeabilidad al gas se requiere únicamente de los datos de presión de entrada y salida de la muestra.

2.3.1. Descripción del Equipo.- El equipo consta de los siguientes elementos (Fig. 12):

1- Un portamuestra tipo Hassler, instalado en posición vertical. Su función es sujetar firmemente la muestra por medio de una manga de caucho, presionada de tal manera, para que el flujo de gas sea exclusivamente a través de la sección transversal de la muestra y no se produzca flujo a lo largo de las paredes laterales de la misma.

2- Tres placas de sección circular de material poroso y permeable, que se empaquetan en tubos de vidrio de diferentes diámetros, los cuales poseen permeabilidades diferentes, según las necesidades de un mayor o menor caudal de gas a través de la muestra. Se los denomina "Orificios" y presentan un valor específico o "Constante de Orificio" (C), determinados luego de su fabricación.

3- Un manómetro de Bourdon y otro tipo U con mercurio, para medir presión de entrada a la muestra. Un manómetro de Bourdon y uno tipo U con agua, para medir presión de salida de la muestra.

4.- Dos válvulas reguladoras de flujo de rango alto y bajo, según se necesita presiones altas o bajas.

5.- Una fuente de gas (nitrógeno), para suministrar presión al sistema,

6.- Finalmente se utiliza una serie de válvulas colocadas estratégicamente para que el equipo funcione con mayor rapidez y seguridad,

2.3.2. Técnica de Operación. - La prueba consiste de los siguientes pasos:

1,- Se coloca la muestra seca entre las paredes de la manga y se la apreta fuertemente con los sellos superior e inferior del portamuestra,

2.- Se proporciona presión a la manga por medio de la válvula (3). La muestra quedará aprisionada entre las paredes (15 Kg/cm²), asegurándose luego de que no haya fugas hacia el exterior por mal sellamiento de las tapas,

3,- Se cierra válvula (3) para mantener aislada y presionada la sección respectiva.

4,- Se abre válvula (4) y se deja escapar el gas (N) hasta que el manómetro Bourdon marque 0 Kg/cm².

A partir de este momento comienza la prueba propiamente dicha y la posición de todas las válvulas del equipo deben estar así:

Válvula	(1)	cerrada
Válvula	(2)	cerrada
Válvula	(3)	cerrada (permanentemente)
Válvula	(4)	cerrada (permanentemente)
Válvula	(5)	cerrada
Válvula	(6)	abierta
Válvula	(7)	abierta
Válvula	(8)	abierta

De entre las válvulas (9), (10) y (11), se abrirá - aquella que se comuniqué con el orificio que se vaya a utilizar durante toda la prueba, Las otras permanecerán, cerradas.

5.- Se abre válvula (1) y luego lentamente (2), hasta obtener una presión de 10 6 15 Kg/cm²., según criterio del operador.

6.- Se manipula válvula (5) para fijar la presión - de entrada a la muestra. Generalmente en pulgadas de mercurio.

7.- El manómetro con agua, marcará la presión de salida de la muestra y por consiguiente la presión de entrada al orificio (la misma), El manómetro de Bourdon prác

ticamente no marca la presión mencionada, debido a su rango más elevado. Se lo utiliza en pruebas de altas presiones.

8.- Se anotan las presiones obtenidas después de haber comprobado que se ha regularizado el flujo y consecuentemente las presiones de entrada y salida.

9.- Se repiten los pasos 6, 7, y 8, a diferentes rangos de presiones. Generalmente se hacen de cuatro a seis pruebas para cada muestra.

10.- Habiendo concluido las mediciones para todas las muestras, se cierra válvula (1) y se abre (4), para depresionar el sistema del equipo.

11.- Luego de que el manómetro (A) marca 0 Kg/cm². se cierra válvula (5) y se abre (3), para depresionar la manga y poder retirar la muestra.

2.3.3. Teoría del Equipo para computar la permeabilidad al gas.

La bien conocida Ley de Darcy establece, que la velocidad de un fluido homogéneo es proporcional a la movilidad del fluido (K/U) y el gradiente de presión ($\Delta P / L$).

$$v = \frac{K}{U} \frac{\Delta P}{L} \quad (13)$$

Tomando como base esta Ley, se dedujo una ecuación para computar la permeabilidad al gas; además se incluye la constante del orificio (C). La derivación de la ecuación se presenta en el apéndice (A): y su forma es la siguiente:

$$K_g = \frac{C_1 \times C \times P_{sm}(P_{sm} + 2P_a)}{(P_{em} - P_{sm})(P_{em} + P_{sm} + 2P_a)} \quad (14)$$

donde:

K_g	-	Permeabilidad al gas, md.
C_1	-	L/A = longitud de la muestra/sección transversal. cm/cm ² .
C	-	Constante del Orificio
P_{sm}	-	Presión de salida de la muestra, atm.
P_{em}	-	Presión de entrada a la muestra, atm.
P_a	-	Presión atmosférica, atm.

La ecuación (14) dice que la permeabilidad al gas va ría de acuerdo al cambio de presiones de entrada y salida, ya que C_1 , C y P_a , son valores constantes. Además se pue de observar que en la ecuación no se incluye factores - tales como volumen de gas que fluye a través de la muestra ni el tiempo empleado en atravesar la misma (rata de flujo),

Obtenidos los valores de permeabilidad al gas para cada muestra, de 4 a 6, se los grafica -vs- $1/P_m$ para deter

minar la permeabilidad equivalente a un líquido (Método de Klinkenberg). Esta corrección se hace necesaria cuando las muestras son de baja permeabilidad (menos que 1.0 md.), ya que la permeabilidad a un gas puede ser mayor - hasta un 50% que la permeabilidad equivalente a un líquido .

2.4. Medición de la Porosidad Generalidades y Objetivos.

tivos.- La porosidad es una propiedad intrínseca de las rocas de yacimiento. La cantidad de espacio vacío que puede estar ocupado por los - hidrocarburos o agua, en un yacimiento, debe ser conocido para la planeación inteligente del aspecto económico - en la producción de petróleo y/o gas.

La mejor forma de estudiar la porosidad de una roca depósito de un yacimiento petrolífero, es por medio de - muestras o testigos obtenidos durante la perforación de pozos exploratorios y de explotación. El procedimiento usual es cortar pequeñas muestras de las originales y medir su porosidad utilizando métodos y equipos ideados, según la precisión con que se deseen determinar.

Los resultados que se obtienen por los métodos hasta ahora usados no corresponden exactamente a las condiciones in situ, debido a posibles relajamientos de las - muestras al cesar las presiones de las rocas y de los flui - dos, así como por las acciones hidráulicas y mecánicas -

en los procesos de extracción. Para el presente trabajo se utilizó el porosímetro de presión constante (Ley de Boyle), porque presenta mayores ventajas y además, porque lleva adicionado un sistema de electrodos y separador diferencial de presiones, que permiten un control más riguroso de los cambios de presión en el sistema dándole una mayor eficiencia y confiabilidad a los resultados. A continuación se presenta una descripción detallada del equipo.

2.4.1 Porosímetro de Presión Constante Descripción del Equipo (Fig. 13).

El equipo consta principalmente de una bomba de mercurio de 100 cc. a la cual se le adjunta un picnómetro calibrado para determinar el volumen total de la roca. El émbolo de la bomba permite desplazar mercurio, el cual acciona la escala así como un dial micrométrico, cuyas graduaciones dan lecturas de hasta 0.01 cc.

Un manómetro para establecer la presión de prueba, cuyo rango es de 0 a 100 Kg/cm². Generalmente se trabaja entre 50 y 80 Kg/cm².

Una celda portamuestra, previamente calibrada, donde se realiza la operación propiamente dicha. Se encuentra comunicada con la atmósfera en su parte superior: y por medio de una válvula de tres pasos con una cámara de represión en su parte inferior. En el interior de la cá

para se debe mantener la interfase mercurio - nitrógeno la cual hace de pistón para represionar el nitrógeno ex pandido.

La válvula de tres pasos, en posición cerrada, per mite flujo hacia la cámara de represión; mientras que - abierta, permite flujo en dos direcciones.

De principal importancia es el sistema eléctrico - constituido por los electrodos I y II, los cuales se en cuentran comunicados con los focos A y B respectivamente y con una fuente de energía eléctrica. El electrodo I, † se encuentra insertado en el separador diferencial de - presiones haciendo contacto con el diafragma separador, cuya función es indicar pequeños cambios de presión que se produzcan durante toda la prueba. El electrodo II, - se encuentra en el interior de la cámara de represión a una cierta altura de la parte inferior (1/3), cuya función es indicar la altura de la interfase Hg - N. Si el nivel de mercurio está sobre el electrodo, el foco B - permanecerá encendido. Generalmente se recomienda al o- perador mantenerlo encendido.

Un tanque de presión controlada, suministra gas y presión al sistema del equipo.

Por último, se utilizan una serie de válvulas neces rias para la seguridad de la prueba y del equipo.

2.4.2. Descripción de la prueba.- Consta de los siguientes pasos:

1.- Comprobar que el nivel de mercurio se encuentra sobre la punta del electrodo II.

2.- Introducir la muestra en la celda portamuestra, la cual debe estar en contacto con la atmósfera por medio de la válvula (6).

3.- Antes de pasar presión al sistema las válvulas deben estar así:

Válvula	(1)	cerrada
Válvula	(2)	abierta
Válvula	(3)	abierta
Válvula	(4)	cerrada
Válvula	(5)	cerrada
Válvula	(6)	abierta
Válvula	(7)	abierta
Válvula	(8)	cerrada

4.- Abrir válvula (5) y luego (1), de tal forma que se obtenga un flujo de gas lento y constante hasta que el manómetro marque 50 Kg/cm².

5.- Cerrar válvulas (1) y (5) respectivamente y -

luego cerrar válvula (6). Evidentemente, la celda portamuestra contiene aire a la presión atmosférica.

6.- Mover el electrodo I, hasta que toque ligeramente el diafragma separador de presiones, de tal forma que se cierre el circuito eléctrico y se encienda el foco A.

7.- Cerrar válvula (3). Esto permite separar o aislar la sección entre válvula (3) y el lado izquierdo del diafragma a una presión de 50 Kg/cm².

8.- Anotar la lectura inicial que marca la escala de la bomba de mercurio. Para evitar errores de lectura se aconseja empezar desde 0.0 cc.

9.- Abrir ligeramente la válvula (4), de tal forma que se produzca un flujo diferencial de gas hacia la celda portamuestra. En este momento hay una caída de presión en el sistema (aproximadamente 0.05 Kg/cm²). Se pierde contacto entre el separador y el electrodo debido al flexionamiento que sufre el diafragma al soportar una carga mayor sobre el lado izquierdo. Evidentemente se ha apagado el foco A.

10.- Se represiona el sistema desplazando mercurio hasta que se encienda el foco A. Por consiguiente se han igualado nuevamente las presiones a través del diafragma separador.

11.- Se repiten los pasos 9 y 10, hasta que la presión en la celda portamuestra sea igual a la del sistema. Se lo comprueba abriendo completamente la válvula (4). Se notará que el foco A permanece encendido.

12.- Se toma la lectura final en la escala de la bomba (cc.) .

13.- Se mueve electrodo I para desligar contacto, Se apaga foco A.

14.- Se abre válvula (3).

15.- Se extrae el mercurio inyectado hasta la lectura inicial.

16.- Se abre lentamente válvula (6) para depresionar el sistema y luego válvula (1) para depresionar la línea entre válvulas (1) y (5).

17.- Se desconectan circuitos eléctricos .

2.4.3. Teoría del Equipo para computar la porosidad efectiva.- El método se basa en la Ley de -

Boyle ($P_1 V_1 = P_2 V_2$) para determinar el volumen de sólidos de la muestra. El volumen de aire contenido en la celda portamuestra a la presión

atmosférica, es reducido a un volumen V_2 , a la presión de prueba utilizada (50 Kg/cm²). La ecuación final es aquella mostrada en (15) y la derivación se presenta en el apéndice (B) .

$$V_s = V_{cp} - \frac{(50 + P_a)V_{Hg}}{50} \quad (15)$$

donde :

V_s = Volumen de sólidos de la muestra, cc.

V_{cp} = Volumen de la celda portamuestra, cc.

V_{Hg} = Volumen de mercurio inyectado, cc.

P_a = Presión atmosférica, Kg/cm².

Una vez que se ha determinado el volumen de sólidos de la muestra, se aplica la conocida relación de volúmenes y se calcula la porosidad efectiva $(\phi)_e$.

$$\phi_e = \frac{\text{Volumen total de la muestra} - \text{Volumen de Sólidos}}{\text{Volumen total de la muestra}}$$

El volumen total de la muestra se lo puede determinar por mediciones directa de sus lados, si es una muestra regular, o por desplazamientos de mercurio.

3. DETERMINACION DE LAS CURVAS DE PRESION CAPILAR.

3.1. Método de Inyección de Mercurio Generalidades

En la obtención de las curvas de presión capilar se emplean generalmente métodos tales como, el de la "Membrana Semipermeable", "Centrífuga" y el de "Inyección de Mercurio". El primero parece que presenta más ventaja debido a que puede utilizar un sistema aceite - agua, acercándose bastante a las condiciones mojantes del yacimiento. Además se puede determinar curvas de drenaje e imbibición con mayor precisión. La desventaja primordial que hace reducir el uso rutinario, es por el tiempo que necesita, normalmente de varias semanas, dependiendo de la permeabilidad de la muestra. En cuanto al segundo método es poco utilizado, aunque es bastante rápido. Se presenta algo complicado y sujeto a errores cuando se somete a la muestra a una serie de saturación y pesadas, para luego determinar las presiones capilares por un proceso de drenaje ocasionado por la aceleración de la gravedad, la cual se ha multiplicado algunas veces por la fuerza centrífuga a que está sujeta. El tercer método se lo ha considerado rutinario por:

- a) La facilidad de operación
- b) Porque se pueden convertir los datos obtenidos y reproducir la curva para otro sistema y,
- c) Principalmente, porque se puede determinar en corto tiempo (de 1 a 2 horas) una curva completa para valores de presión capilar hasta de 2000 -

Psi, lo que equivale aproximadamente a 350 Psi en el sistema agua - aceite,

Purcell¹² demostró, que en rocas completamente mojadas por agua, las curvas originadas por inyección de mercurio revelan datos que son valiosos para definir: - interconexión, tamaño, número y distribución del tamaño de poros, así como distribución de fluidos en el yacimiento, Por otro lado, S. H. Rockwood¹³ demostró, - que los datos de presión capilar por inyección de mercurio, son un medio de relacionar la porosidad y saturación de agua connata en rocas carbonatadas; los cuales a su vez permiten delinear espesores netos productivos.

En el presente trabajo se utilizó éste método, el cual consiste en inyectar mercurio a presión al sistema poroso de una muestra, a la que previamente se le ha hecho el vacío, hasta el momento que se produzcan incrementos apreciables de presión con inyecciones muy pequeñas de mercurio. El equipo presenta una forma y funcionamiento similar a los de la casa Ruska, con la única excepción en la forma de detectar la marca de referencia del nivel de mercurio. En el presente equipo se utiliza un electrodo que hace contacto con el mercurio para indicar el nivel de referencia y no la ventana que normalmente presenta el picnómetro adjunto a la bomba de mercurio: por esta razón, se considera más exacto el equipo utilizado. A continuación se presenta la descrip

ción y funcionamiento del mismo.

3.1.1. Descripción del aparato de Inyección de Mercurio.- El equipo consta de los siguientes elementos (Fig. 14):

Una bomba volumétrica de inyección de mercurio, a la cual se ha adjuntado un picnómetro. La escala de la bomba y la esfera del micrómetro, permiten lecturas directas de hasta 0.001 cc., cuando el picnómetro se carga o descarga de mercurio,

El picnómetro o celda portamuestra, previamente calibrado, permite muestra de 1-3/4" de diámetro por 2" de longitud. Además sirve para medir el volumen total de la muestra por desplazamiento de Hg. La tapa lleva insertada un electrodo I, cuya función es indicar el momento en el cual el nivel de mercurio llega el nivel de referencia; así como también preveer el paso de mercurio hacia las líneas del sistema y de esta forma evitar problemas de repetición de pruebas y limpieza del equipo,

Una serie de 4 manómetros cuyos rangos varían desde las pulgadas de mercurio en el de tipo U, hasta los 100 Kg/cm². en los manómetros de Bourdon. La finalidad de éstos es proporcionar los valores de Pc. según la cantidad de mercurio inyectado a la muestra!

Un tanque de presión controlada que suministra gas (N) y presión al sistema del equipo.

El electrodo I se encuentra en comunicación con el foco A y a una fuente de energía eléctrica. El encendido del foco indicará el momento en el cual el nivel de Hg llega al nivel de referencia.

Una serie de válvulas colocadas estratégicamente para mayor seguridad de la prueba y del equipo.

Como elemento auxiliar se requiere de una bomba de vacío.

3.1.2. Descripción de la prueba.- Los pasos a seguir se son los siguientes:

tes:

1.- Se desplaza mercurio hacia el interior del picnómetro (sin muestra) hasta que encienda foco A.

2.- Se toma lectura en la escala de la bomba y se descarga nuevamente la celda.

3.- Se levanta la tapa del picnómetro y se introduce la muestra, asegurándose luego que el cierre sea hermético para evitar fugas.

4.- Se desplaza nuevamente mercurio hasta que se encienda el foco A.

5.- Se toma lectura que marca la escala de la bomba y se vuelve a descargar la celda.

Todos los pasos anteriores se realizan a la presión atmosférica.

6.- La diferencia de lecturas anteriores, da el volumen total de la muestra.

7.- Antes de proceder a hacer el vacío en el sistema y en la muestra, las válvulas deben estar de la siguiente manera:

Válvula	(1)	cerrada
Válvula	(2)	abierta
Válvula	(3)	abierta
Válvula	(4)	abierta
Válvula	(5)	abierta
Válvula	(6)	abierta
Válvula	(7)	abierta
Válvula	(8)	abierta

8.- Se conecta entonces la bomba de vacío por medio de válvula (7) y se evacúa el sistema por unos 30 ó 40 minutos,

9.- Se cierran válvulas (2) y (7) y se desconectan bomba de vacío.

10.- Se desplaza mercurio hasta nivel de referencia (se enciende el foco A).

11.- Se toma lectura en la escala de la bomba (cc.), es el dato que sirve como volumen de partida para posteriores cálculos de incrementos de mercurio inyectado a la muestra.

12.- A partir de este momento se inicia el proceso de drenaje en la muestra por los incrementos sucesivos de presión que se aplicarán sobre la fase no mojante (Hg). Para ello es necesario abrir válvula (1) y luego lentamente válvula (2), hasta fijar una presión en el manómetro con mercurio. Posiblemente el foco A no se apague, lo que significa que no ha habido introducción de mercurio en los poros de la muestra; esto es, todavía no se ha llegado a la presión de desplazamiento de la muestra.

13.- Se cierra válvula (3) para aislar el manómetro de presiones mayores sucesivas.

14.- Se fija una nueva presión con el manómetro de rango inmediatamente superior (0 a 5 Kg/cm²). Generalmente se toman 4 Kg/cm². Dependiendo del radio de los capilares de mayor tamaño, es posible o no, que se haya so-

brepasado la presión de desplazamiento. Normalmente el fdco A se apaga, pero si no se ha sobrepasado la presión de desplazamiento, el descenso del nivel de mercurio es debido al acomodamiento que se produce en las rugosidades de las paredes de la muestra.

15.- Cualquiera sea la causa del descenso del nivel de mercurio, se recupera nuevamente el nivel de referencia y se toma lectura en la escala de la bomba.

16.- Se repiten los pasos 14 y 15, para presiones ma yores. Generalmente se utilizan 9, 14, 19, 29, 39, 49, y 59 Kg/cm².

17.- Concluidos los pasos anteriores se cierra válvula (1) y se abre lentamente (7) para depresionar el sis tema. Se debe verificar que todos los manómetros marquen 0 Kg/cm².

18.- Se levanta la tapa de la celda y se retira la muestra, la que evidentemente se encuentra saturada de mercurio y por lo tanto no sirve para pruebas adicionales.

Cabe señalar que antes de realizar la prueba, es necesario correr una curva presión - volumen sin utilizar la muestra. La razón es la siguiente: Se ha demostrado que las líneas y celda que forman el equipo no son totalmente rígidos ya que el volumen de éstos varía con la -

presión que se le aplique. Por lo tanto, es necesario calbrar dicho sistema con respecto a la presión para evaluar el volumen verdadero de mercurio que se inyecta a la muestra durante la prueba de presión capilar.

Los pasos que se siguen son esencialmente los mismos que se anotaron anteriormente, pero con la celda por muestra vacía (sin muestra). La curva que se obtiene se la ha denominado "curva de calibración".

3.1.3. Procesamiento de datos obtenidos.- Una vez que se han obtenido los datos de presión y volumen de mercurio inyectado se procede de la siguiente manera:

1.- Curva de calibración.- A una presión inicial P_i , aproximadamente igual al vacío, se tiene una lectura inicial (L_i). Luego a las presiones $P_1, P_2, P_3, P_4, \dots, P_n$, se tendrá volúmenes $V_1, V_2, V_3, V_4, \dots, V_n$, cuyas lecturas son $L_1, L_2, L_3, L_4, \dots, L_n$. Si se denomina ΔV al incremento de volumen inyectado y V al incremento acumulativo en cada incremento de presión, se tendrá que:

$$\Delta v_n = L_n - L_{n-1} \quad (16)$$

$$v_n = \Delta v_n + v_{n-1} \quad (17)$$

Para mejor visualización de los valores obtenidos, es necesario agruparlos en la siguiente tabla:

(1)	(2)	(3)	(4)	(5)
P manométrica	P. absoluta	L_n	Δv_n	v_n
(Kg/cm ²)	(Kg/cm ² .)	(cc.)	(cc.)	(cc.)

Luego se grafican las comunas (2) vs (5) y se obtiene la curva de calibración.

2- Curva de presión capilar.- Para calcular los incrementos de volumen inyectados en la muestra se utilizan las ecuaciones (16) y (17). Luego el volumen inyectado verdadero será igual a:

$$V_{i,v} = V_{n,Pc} - V_{n,Cc} \quad (18)$$

donde :

$V_{i,v}$ = Incremento de volumen inyectado verdadero a la muestra, acumulativo, cc.

$V_{n,Pc}$ = Incremento de volumen inyectado aparente a la muestra, acumulativo, cc.

$V_{n,Cc}$ = Incremento de volumen inyectado para la curva de calibración, acumulativo, cc.

Luego se determina la saturación de la fase no mo-
jante (Hg):

$$S_{Hg} = \frac{V_{i,v}}{V_{poros}} \quad (19)$$

donde:

V_{poros} = Volumen de poros de la muestra

Finalmente se calcula la saturación de la fase mo-
jante (aire)

$$S_{aire} = 1.0 - S_{Hg} \quad (20)$$

De la misma forma se tabulan los valores calculados:

(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)
P.man	P.abs.	AV_n	V_n, Pc	V_n, Cc	$v_{i,v}$	S_{Hg}	S_{aire}
(Kg/cm ²)	(Kg/cm ²)	(cc.)	(cc.)	(cc.)	(cc.)	(%)	(%)

Se grafican los valores de las columnas (2) vs (8),
obteniéndose la curva de presión capilar.

4, DETERMINACIONES PETROFISICAS A PARTIR DE LOS DATOS DE PRESION CAPILAR.

Antes de iniciar el cálculo de otros parámetros petrofísicos a partir de los datos de presión capilar, se cree conveniente describir en forma sintetizada el procedimiento llevado a cabo con las muestras que se utilizaron para el análisis correspondiente.

Como se vió en la parte anterior, lo primero que se debe realizar sobre una muestra, es la selección y preparación de la misma. Para el presente caso, se cortaron 90 muestras, las cuales quedaron reducidas a 66 por efectos de selección y fallas producidas en los cortes. Las dimensiones de las muestras fueron de 1-1/2 pulgadas de longitud por 1-7/16 pulgadas de diámetro, cilíndricas, luego fueron lavadas por el método de la centrífuga, utilizando como solvente, tetra cloruro de carbono. A continuación fueron evaporadas en hornos de temperatura controlada, a 100°C, durante 24 horas, Finalmente se las introdujo en un desecador para evitar que absorban la humedad del medio.

Una vez que las muestras se encontraban listas para el análisis propiamente dicho, se les midió la permeabilidad al gas, utilizando el método descrito anteriormente (Permeámetro al gas con orificio calibrado). Luego se-

· corrigió la permeabilidad al gas de cada una de las muestras por el método de Klinkenberg, para obtener la permeabilidad equivalente a un líquido. Los resultados finales se muestran en la tabla # 1.

La porosidad efectiva se determinó al mismo número de muestras, utilizando el método ya conocido (Porosímetro de presión constante - Ley de Boyle). Los resultados finales se presentan en la tabla # 1.

De las 66 muestras analizadas se seleccionaron 13, de tal forma, que cubrían todos los rangos de permeabilidad y porosidad medidos, a las cuales se les corrió curva de presión capilar por el método de inyección de mercurio. Previamente se determinó la curva de calibración para las correcciones respectivas.

En la tabla # 1, se presentan los valores de saturación irreductible de la fase mojante (S_{wi}), tomados a una presión capilar igual a 70 Kg/cm².

Con el fin de ilustrar las fórmulas y cuadros de la sección 3.1.3., en la tabla # 2 se presentan los resultados obtenidos para la curva de calibración; y en la tabla (3), se presentan los resultados obtenidos para la curva de presión capilar de la muestra # 17, la cual posee mayor permeabilidad y porosidad ($\phi_e = 23\%$ y $K_L = 3.68$ md.).

Concluídas las operaciones de prueba en cada una de las muestras se calculó una porosidad y permeabilidad promedias, así como una curva de presión capilar promedio, a partir de las cuales se realizaron los cálculos de otros parámetros petrofísicos.

Cálculo de la porosidad y permeabilidad promedias.- En la tabla (1) se pueden apreciar los valores de porosidad y permeabilidad medidos y la profundidad a que fueron tomadas las muestras. De la longitud nucleada total, se escogieron 8 tramos que presentaban valores aproximados de porosidad y permeabilidad. Para cada uno de estas tramos se calculó un valor promedio (ver tabla # 4), y finalmente se determinó una promedia total aplicando las fórmulas siguientes:

$$K_P = \frac{\sum_{i=1}^n K_i \times h_i}{\sum_{i=1}^n h_i} \quad (21)$$

$$\phi_{e_p} = \frac{\sum_{i=1}^n \phi_{e_i} \times h_i}{\sum_{i=1}^n h_i} \quad (22)$$

donde :

K_p = Permeabilidad promedio total, md.

K_i = Permeabilidad promedio de cada tramo, md.

h_i = Altura o espesor de cada tramo, m.

ϕ_{e_p} = Porosidad promedio total

ϕ_{e_i} = Porosidad promedio de cada tramo.

Los valores resultantes fueron: $K_p = 19$ md. y $\phi_{e_p} = 17\%$.

Obtención de la curva de presión capilar promedio.-
A partir de las 13 muestras, a las cuales se les corrió curva de presión capilar, se escogieron 4 que representaban aproximadamente los rangos de porosidad y permeabilidad medidos (muestras # 17, $\phi_e = 23\%$ y $K = 3.68$ md.; muestra # 34, $\phi_e = 18.2\%$ y $K = 2.19$ md.; muestra # 44, $\phi_e = 15.4\%$ y $K = 0.83$ md.; muestra # 3, $\phi_e = 8.1\%$ y $K = 0.10$ md.), Luego se graficaron las curvas correspondientes (Fig. #1); para cada valor de presión capilar se toman lecturas de permeabilidad y saturación de agua correspondientes, que graficadas en un papel similog., se obtienen una serie de líneas rectas (Fig, # 2). Luego trazando una recta por la ordenada $K = 19$ md., se ob-

tienen valores de presión capilar y saturación de agua, cuya graficación origina la curva de presión capilar - promedia (Fig. # 3). La figura # 3, constituye la base para las determinaciones que se realizarán a continuación y fundamentalmente, representa de una forma aproximada, la distribución de fluidos en el yacimiento en la zona de transición del agua,

4.1. Altura sobre el contacto agua - petróleo.- Se había mencionado que el principal efecto que ejerce la presión capilar en la roca de un yacimiento petrolífero es sobre la distribución original de fluidos y más directamente sobre la saturación de la fase mojante (agua).

La variación de la saturación de agua connata (sw) con la altura sobre el contacto agua - petróleo, viene dado por la ecuación (10). Si se despeja la altura h , se tiene:

$$h = \frac{P_{c_w} - 0}{g \times \Delta \rho_w - 0} \quad (23)$$

De la forma como se presenta ecuación (23) es imposible calcular el valor de h , puesto que los datos de presión capilar que se poseen son para un sistema mercurio - aire. Por lo tanto, es necesario realizar una serie de conversiones para poder utilizarlos directamente;

En el apéndice (C), se demuestra la derivación final para calcular h , cuya ecuación es la siguiente:

$$h = 3,266 \times P_{C_{Hg}} \quad (24)$$

donde :

h , está dado en metros.

Reemplazando los datos de presión capilar se obtienen los respectivos de h , cuyos valores se tabulan en tabla (6). Luego graficando Sw vs h . se obtiene la figura 4, la cual demuestra la distribución de agua connata en la zona de transición a partir de un contacto agua - petróleo donde la saturación de agua $Sw = 100\%$, hasta una altura de unos 170 m. donde la saturación de agua es irreductible, $Sw_i = 8\%$. Posteriormente se analizará la curva con un poco más de detalle,

4.2. Radio de entrada de los Capilares.- Aún cuando la forma de los espacios intergranulares en las rocas de yacimientos es completamente irregular, es conveniente calcular el tamaño de esos poros a partir de la ecuación (8). Por lo tanto, al calcular el radio de entrada de los poros con la ecuación mencionada, lo que se obtiene es un valor equivalente para cada presión capilar; o lo que es lo mismo, la fracción del agua total contenida en aque-

llos capilares, cuya curvatura interfacial presenta un radio de entrada determinado.

Si de ecuación (8) se despeja el valor de r , se tendrá:

$$r = \frac{2 \times G_{w-a} \times \cos \theta}{P_{c_{w-a}}} \quad (25)$$

La ecuación (25) debe ser corregida para calcular r en micras, así como para reemplazar directamente los valores de presión capilar del sistema utilizado. En el apéndice (D) se demuestra la derivación de la ecuación final y su forma es la siguiente:

$$r = \frac{8.213}{P_{c_{Hg}}} \quad (26)$$

Reemplazando valores de presión capilar se obtienen los respectivos de r , cuyos valores se presentan en la tabla (6), los cuales fluctúan entre 0.1 y 1.0 micras principalmente.

4.3. Superficie Específica.- Se conoce que la superficie específica de un material poroso es el área superficial expuesta dentro del espacio poroso interconectado por unidad de volumen de roca.

Es evidente, que en el volumen poroso considerado, habrá una superficie específica expuesta al agua y otra al petróleo según varíe la saturación de cada uno de estos así como el radio de entrada de los capilares. En general se cumple, que a medida que el radio de los capilares disminuye el área superficial expuesta aumenta y viceversa.

Wyllie y Spangler demostraron que la superficie específica de un material poroso en base al volumen del bloque, puede ser determinado por la siguiente ecuación:

$$S_{e_w} = \frac{\phi_e}{G} \int_{S_{wi}}^{S_w} P_c \times dS_w \quad (27)$$

donde :

S_{e_w} = Superficie específica expuesta al agua, cm^2/cm^3 .

ϕ_e = Porosidad efectiva del medio poroso, %

G = Tensión interfacial agua - aire, dinas/cm.

P_c = Presión capilar para sistema agua - aire, dinas/
cm².

dS_w = Cambio de saturación de agua, %

Para hacer aplicable la ecuación, es necesario realizar las conversiones pertinentes de unidades. En el apéndice (E), se demuestra la derivación de la ecuación definitiva, cuya forma es la siguiente:

$$Se_w = 4.13 \times 10^2 \int_{Sw_i}^{Sw} P_{c_{Hg}} \times dSw \quad (28)$$

Para calcular el integral, se halla el área bajo la curva de la figura # 3. Los valores calculados de Se_w , así como de Se_o , se presentan en la tabla (6).

4.4. Permeabilidades relativas al agua, petróleo y gas.- En los años recientes, el cálculos de las permeabilidades relativas por consideraciones petrofísicas, han dado como resultado en la publicación de un gran número de relaciones que permiten el cálculo más o menos aceptable de los parámetros citados, sin tener que determinarlos de análisis de laboratorio caros y consumidores de tiempo.

Wyllie y Gardner, a partir de consideraciones teóricas sobre un nuevo modelo capilar poroso, a base de principios estadísticos y de cálculo de probabilidades en lo referente a la interconexión de unos poros con otros, y, a la disponibilidad de las áreas de flujo, encontraron

ecuaciones que dan la permeabilidad relativa al gas, petróleo y agua; estas son:

$$K_{r_w} = \left(\frac{S_w - S_{w_i}}{1 - S_{w_i}} \right)^2 \frac{S_w \frac{dS_w}{P_c^2}}{S_{w_i} \frac{dS_w}{P_c^2}} \quad (29)$$

$$K_{r_o} = \left(\frac{S_o}{1 - S_{w_i}} \right)^2 \frac{S_{w_i} \frac{dS_w}{P_c^2}}{S_{w_i} \frac{dS_w}{P_c^2}} \quad (30)$$

$$K_{r_g} = \left(\frac{S_g}{1 - S_{w_i}} \right)^2 \frac{S_{w_i} \frac{dS_w}{P_c^2}}{S_{w_i} \frac{dS_w}{P_c^2}} \quad (31)$$

donde :

K_{r_w} = Permeabilidad relativa al agua, fracción

K_{r_o} = Permeabilidad relativa al aceite, fracción

K_{rg} - Permeabilidad relativa al gas, fracción.

S_l - Saturación total de líquidos, porcentaje

El cálculo de los integrales se lo hace gráficamente, para lo cual se construyó la Fig, 5, que relaciona s_w vs $1/P_c^2$.

Las tablas (7), (8) y (9), muestran los valores calculados de K_{rg} , K_{r_o} y K_{r_w} , respectivamente.

4.5. Otras aplicaciones.- Los datos de presión capilar también se los utiliza para calcular permeabilidad absoluta de la muestra, profundidad del contacto agua - petróleo y saturación de agua promedia en la zona de petróleo. En el presente trabajo se los considera secundarios debido a la falta de información y/o por las suposiciones arbitrarias que se hacen,

1.- Permeabilidad de la roca de yacimiento. Purcell reportó una ecuación para calcular la permeabilidad de una roca de yacimiento haciendo uso de los datos de presión capilar que obtuvo por el método de inyección de mercurio. El utilizó el concepto de distribución del tamaño de poros y los aplicó directamente para computar la permeabilidad. La ecuación presenta un factor de litología (λ) para corregir la geometría simple que utilizó -

con respecto a las mostradas por un medio poroso real; además Purcell supuso que el ángulo de contacto para el mercurio era de 140° y que la tensión interfacial del mercurio fue de **480** dinas/cm. La ecuación final que presentó es como sigue:

$$K = 14260 \times \phi \times \lambda \int_0^{1.0} \frac{dS_w}{P_c^2} \quad (32)$$

Para evaluar el integral es necesario construir una curva como aquella de Fig. 5 y hallar el área bajo la curva.

El valor del factor de litología lo dedujo promediando aquellos obtenidos para muestras de dos formaciones diferentes, y cuyo valor fue de 0.216,

Reemplazando valores respectivos en ecuación (32), se tiene:

$$K = 14260 \times 0.17 \times 0.216 \times 5.768 \times 10^{-3}$$

$$K = 3.0 \text{ md,}$$

Si se compara el valor promedio obtenido por mediciones en laboratorio ($k = 1.9$ md), con el calculado por ecuación (32), se nota una diferencia de 1.1 md.

Si nos ponemos a analizar las causas de tal diferencia, la primera que salta a la vista es por el factor de litología. Según tabla presentada por Purcell, para muestras con permeabilidades menores que 10 md., el valor del factor de litología es menor que 0.1. Sin embargo, la permeabilidad calculada por (32), cae dentro del rango de las muestras analizadas.

✓
2- Determinación de la profundidad del contacto original agua - petróleo.- Se considera como contacto agua - petróleo, el nivel a partir del cual, la parte más porosa de la formación está totalmente saturada de agua.

Para determinar tal contacto, además de contar con datos de porosidad, permeabilidad, saturación de agua y gráficas de distribución de fluidos, es necesario conocer datos de producción inicial de agua y profundidades media de los intervalos disparados (el primero en cada pozo) .

Así mismo, se debe contar con registros de porosidad y resistividad para obtener datos de porosidad y saturación de agua a los intervalos mencionados. Lamentablemente no se posee la información requerida completa. razón por la cual solamente se mencionará la mecánica o pasoe para hallar el contacto mencionado:

- a) Se construyen gráficas similares a aquellas mostradas en Fig. # 1, pero en vez de tomar rangos de permeabilidad, se toman muestras que cubran todo el rango de porosidades.

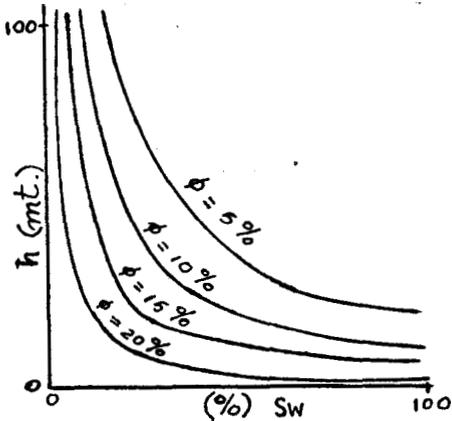


Fig. A. curvas de distribución de fluidos sobre el contacto w-o, para diferentes rangos de porosidades.

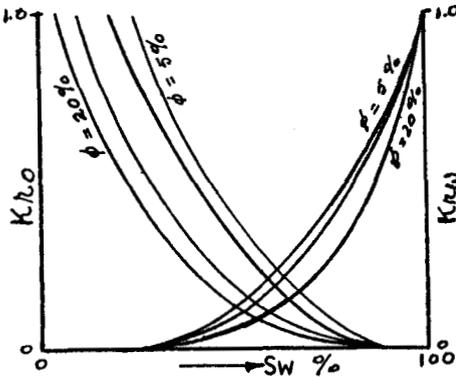


Fig. B. curvas de permeabilidades relativas para diferentes rangos de porosidades.

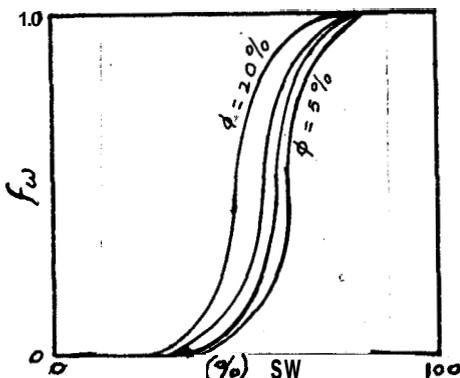


Fig. C. Curvas de f_w para diferentes rangos de porosidades.

de permeabilidad, se toman muestras que cubran todo el rango de porosidades.

- b) Se calculan alturas sobre el contacto agua - petróleo, aplicando fórmula (24), y luego se construyen las curvas correspondientes para cada valor de porosidad. La forma de las curvas será más o menos como aquella mostrada por Fig. A.

- c) Se calculan las permeabilidades relativas al agua y petróleo, según ecuaciones (29) y (30); y se obtienen curvas de permeabilidades relativas al agua y al aceite, para cada valor de porosidad Fig. B.

- d) Por medio de ecuación simplificada de flujo fraccional de agua, se halla f_w , y se obtienen las cur

vas correspondientes para cada valor de porosidad Fig. C. Si se cuenta con suficientes datos de porosidad y saturación de agua, tomados a los intervalos disparados, es aconsejable tratar de establecer el juego de curvas de flujo fraccional de agua con todos estos datos.

- e) De la figura anterior, se toman lecturas de saturación de agua y porosidad para un determinado valor de flujo fraccional, Generalmente se cubre todo el rango (de 0.1 a 1.0). Si se grafican los datos de Sw vs ϕ , en la Fig. A, se obtienen curvas para cada valor de flujo fraccional, como se muestra en la Fig. D.

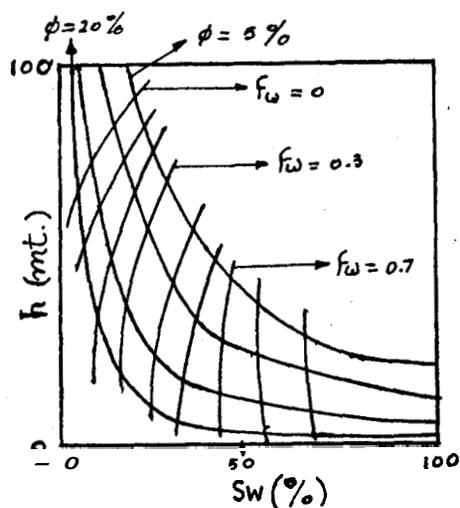


Fig. D. curvas de f_w según altura sobre el contacto $w = 0$.

- f) La profundidad original del contacto agua - petróleo se obtiene sumando a la profundidad media del intervalo disparado, la altura sobre el contacto que proporciona la Fig. D localizando en ella la porosidad y saturación de agua o, la porosidad y el flujo fraccional de agua, del intervalo considerado.

- g) Finalmente, teniendo un plano de corte estructural de los pozos se unen las profundidades calculadas y se obtiene la forma original del contac

to agua - petróleo.

3.- Saturación de agua promedia en la zona de petróleo.- Un método para calcular la saturación de agua promedia es a partir de la curva de distribución de fluídos en el yacimiento (Fig, 4). Paul Westbrook y W. J. Lee¹⁴, dedujeron una ecuación para yacimientos estratificados, cuya forma es la siguiente:

$$S_{w_p} = \frac{\int_{C_{g-o}}^{C_{w-o}} S_w \times dh}{C_{w-o} - C_{g-o}} \quad (33)$$

donde:

S_{w_p} - Saturación de agua promedio, fracción

C_{w-o} = Contacto agua petróleo, m.

C_{g-o} - Contacto gas - petróleo, m.

dh = Cambio de altura sobre el contacto agua - petróleo, m.

Si se supone que el contacto gas - petróleo, se encuentra a 199.72 m. sobre el contacto agua - petróleo, el integral bajo la curva de la Fig. 4 resulta igual a 68 metros. Reemplazando valores en ecuación (33), se tiene que $S_{w_p} = 34\%$.

5. INFORMACION QUE SE OBTIENE EN BASE DEL ANALISIS Y CORRELACION DE LAS CURVAS DE PRESION CAPILAR CON OTROS PARAMETROS PETROFISICOS.

Las propiedades físicas de la roca de yacimiento hidrocarburoso son de gran interés para el ingeniero de petróleo al momento de realizar evaluaciones del potencial y comportamiento de una formación productiva.

La determinación de tales propiedades (porosidad, permeabilidad, presión capilar y resistividad de la roca) constituyen la base para deducir o predecir otras características físicas por medio de correlaciones matemáticas y gráficas.

5.1. Distribución vertical de fluidos-zona de transición.- La relación entre saturación de agua, en algún punto dentro de un cuerpo poroso, y la presión capilar en aquel punto, es conocida más frecuentemente como la curva de presión capilar.

El concepto de distribución de agua connata en un yacimiento en descubrimiento, es usado en la tecnología de petróleo para explicar varias observaciones. Así por ejemplo, revela claramente la condición de que no existe una línea definida de demarcación entre las zonas agua - petróleo y gas - petróleo. Refiriéndose a la Fig. 4, se

puede apreciar que existe un intervalo dentro del cual el cambio de saturación de agua es marcado, mientras que en otro es gradual. La zona que va desde el punto donde la saturación de agua es máxima (100%), hasta una determinada altura donde la saturación de agua es inmóvil (8%), se la ha denominado como "La zona de transición del agua". Por otro lado, una arena de buena a alta porosidad y/o permeabilidad (efectivas), presentará una desaturación violenta de la fase mojante en pequeños intervalos de presión capilar y por consiguiente, la saturación inmóvil se encontrará a poca distancia del nivel de agua libre; mientras que en arenas apretadas o de baja porosidad y permeabilidad, ocurrirá todo lo contrario. (ver Fig. # 1).

La utilidad que presentan las curvas de distribución de fluidos se pone de manifiesto cuando se desea predecir la profundidad a la cual se deben realizar disparos en las paredes de los pozos, así como para cementar ciertas zonas con el fin de prevenir producciones violentas de agua. Sin embargo, debido a que la mayoría de los yacimientos no son uniformes en cuanto a la estructura del medio poroso y por lo tanto, las propiedades capilares como lo muestra la Fig. 4 no son aplicables ciento por ciento, es evidente que la profundidad del contacto agua petróleo y la zona de transición en espesor, pueden variar a través de todo el yacimiento. En vista de estas dificultades, es práctica común localizar el contacto y computar espesores de zona de transición a partir de aquel

punto, dando un margen suficiente de seguridad para evitar producciones de la zona de transición.

5.2. Correlación saturación de fluidos.- Permeabilidades relativas.- Las curvas de permeabilidades relativas (saturación de fluidos vs permeabilidades relativas a cada una de las fases) demuestran graficamente el comportamiento de flujo de fluidos en un medio poroso. En ellas se puede apreciar tres características importantes:

- a) El punto de saturación de equilibrio, cuyo valor nos dice la cantidad de fluido de la fase no mojante necesaria para iniciar el proceso de flujo, debajo de la cual, existirá en forma de glóbulos aislados ocupando los capilares de mayor tamaño ($S_{ge} = 13\%$; $S_{oc} = 25\%$ Fig. 6 y 7 respectivamente) .
- b) El punto de saturación crítica; a partir de cuyo valor, la fase mojante se ha convertido en una fase continua, pasando de una saturación pendular a funicular, empezando por lo tanto, el proceso de flujo de la misma. Por esta razón, muchos ingenieros y geólogos definen el contacto agua - petróleo, como el nivel más bajo a partir del cual se puede obtener producción de petróleo exclusivamente. ($S_{LC} = 34\%$ t $S_{wc} = 36\%$ Fig, 6 y 7 respectivamente) y.

c) La tercera característica general muestra que la permeabilidad relativa a la fase no mojante alcanza un valor máximo (1.0), a saturaciones menores del 100% de la fase no mojante. Esto indica que una porción del espacio poroso efectivo interconectado, contribuye muy poco al flujo de fluidos ($S_{wi} = 8\%$).

5.3. Correlación agua connata irreductible - permeabilidad de la roca.- La experiencia ha demostrado que las rocas de yacimientos petrolíferos a menudo muestran aumentos en saturación irreductible de agua, a medida que la permeabilidad de la roca disminuye, Pero esta relación, más que un concepto definido, se lo puede catalogar como una tendencia.

Las determinaciones de las curvas de presión capilar sobre muestras de permeabilidades variadas, permiten evaluar saturaciones de agua irreductible para cada una de estas. Es práctica común graficar datos de S_{wi} vs K , y se ha generalizado que el agua irreductible aumentará proporcionalmente a la disminución en el logaritmo de K , la figura 8 muestra aproximadamente tal correlación, aunque para confirmarlo plenamente, sería necesario contar con más datos de S_{wi} .

5.4. Correlación agua connata irreductible - porosidad de la roca.- Idénticos efectos se han observado entre las porosidades efectivas de la roca y la saturación agua irreductible.

La Fig. 9 muestra de una forma aproximada el incremento que sufre la S_{wi} a medida que la porosidad disminuye. Experimentos de laboratorio han demostrado que es la heterogeneidad de la estructura porosa, antes que el tamaño absoluto o grado de intercomunicación de los poros, lo que causa la variación de S_{wi} .

5.5. Correlación saturación de agua - radio de entrada de poros por ciento de la porosidad.- En la Fig. # 10-a, se graficaron los valores calculados del radio de entrada de poros (r) vs saturación de agua (S_w). En ella se puede apreciar claramente la disminución constante de agua, en mayor o menor grado, a medida que el tamaño de los poros disminuye. Según la distribución estadística del tamaño de los capilares en el espacio poroso total (Fig. 10-b), se puede notar que el 52% del espacio poroso presenta un radio de entrada entre 0.4 y 0.8 micras, rango en el cual el agua es fácilmente desplazada: esto significa que con pequeños incrementos en la presión de desplazamiento, se producen desalojos considerables -

de la fase mojante (agua). A partir de este momento, la fase no humectante **confinará** al agua en los capilares de menor tamaño, hasta el punto de aislarla completamente - y hacerle perder la condición de fase continua; y, según Fig. 10-a, aproximadamente desde un radio de entrada de los capilares entre 0.07 μ hacia abajo, estarán saturados del agua irreductible ($S_{wi} = 8\%$).

Es importante señalar que a pesar de que las rocas tienen una buena porosidad (17%), la permeabilidad es **bastante** baja (1.9 md.), cuya causa se atribuye principalmente a los radios de entrada de los poros que poseen valores menores a 1.0 micra. Por lo tanto, es posible **clasificar** los granos de la roca en la categoría de los muy finos.

5.6. Correlación saturación de fluidos - Superficie específica.- Los valores calculados para S_{e_w} y S_{e_o} , fueron graficados vs las saturaciones respectivas y se obtuvieron curvas de la forma presentada en Fig. # 11. En ella se puede apreciar que la saturación de cada uno de los fluidos es **directamente** proporcional a la superficie específica del medio poroso.

En cierta forma, las curvas de Fig. # 11, reflejan la capacidad de flujo de agua y petróleo. Así por ejemplo, cuando la saturación de agua es 20% ($S_o = 80\%$), se)

se ve claramente que el petróleo dispone de 4410 cm²/cm³ de roca; mientras que el agua, ocupando los capilares más pequeños dispone de solamente 2170 cm²/cm³ de roca. Por lo tanto, es evidente que el petróleo estará más habilitado para fluír; o lo que es lo mismo, tiene una permeabilidad relativa mayor que la del agua.

C A P I T U L O I I I

1. DISCUSION DE RESULTADOS.

El conocimiento y comprensión de los fenómenos capilares y superficiales que se presentan en el sistema roca fluidos de un yacimiento hidrocarburífero, han servido oportunamente para desarrollar un sinnúmero de trabajos de investigación en laboratorio con el fin de establecer relaciones entre los diferentes parámetros petrofísicos que caracterizan la roca de yacimiento, así como también, con los fluidos contenidos en los capilares de la roca.

Hasta la fecha, se han inventado una serie de métodos y equipos de laboratorio para medir las características físicas básicas de la roca y la interdependencia o correlaciones con los fluidos presentes: agua, petróleo y gas.

La interpretación de los datos obtenidos en las mediciones, así como la que se otorgue a los resultados que se originan en cada uno de los cálculos o utilidades realizadas para estudios de Ingeniería de Yacimiento, están sujetos a los siguientes factores:

1.- Un hecho que hasta el momento no puede ser variado y que siempre debe ser mantenido en mente de quién interpreta o utiliza los resultados, es aquello de que los equipos y métodos hasta ahora utilizados, no reflejan las condiciones propias de un yacimiento.

2- Representatividad de las muestras de las condiciones in situ.- Conócido es que los procedimientos de extracción, en su mayoría alteran en algún grado la geometría y contenidos de fluídos de la roca de yacimiento. Cuando el fluído de perforación es lanzado contra la formación, la muestra tomada, ha estado sometida a la acción desplazante del filtrado de lodo alterando el contenido inicial de fluídos y posiblemente la permeabilidad original debido a reacciones químicas con los minerales expuestos en las áreas superficiales del medio poroso. Por lo tanto, el reconocimiento de que las muestras han estado sujetas a tales efectos, extraños a las condiciones naturales del yacimiento, son esenciales en la interpretación apropiada de los datos de análisis de muestras.

3- Precisión y exactitud del método (equipo).- Estos factores están estrechamente relacionados con la economía de la empresa, dependiendo de la mayor o menor exactitud con que se desee los resultados. Si la empresa cuenta con suficiente capital, podrá exigir algún grado de exactitud; pero en la mayoría de los casos, no requieren altos grados de exactitud, por varias razones:

- a) El costo del análisis petrofísico es elevado, principalmente por la extracción de las muestras.
- b) Las pruebas son generalmente destructivas y,
- c) No hay necesidad de esforzarse para obtener resultados de gran precisión con determinados paráme-

2.- Representatividad de las muestras de las condiciones in situ.- Conócido es que los procedimientos de extracción, en su mayoría alteran en algún grado la geometría y contenidos de fluídos de la roca de yacimiento. Cuando el fluído de perforación es lanzado contra la formación, la muestra tomada, ha estado sometida a la acción desplazante del filtrado de lodo alterando el contenido inicial de fluídos y posiblemente la permeabilidad original debido a reacciones químicas con los minerales expuestos en las áreas superficiales del medio poroso. Por lo tanto, el reconocimiento de que las muestras han estado sujetas a tales efectos, extraños a las condiciones naturales del yacimiento, son esenciales en la interpretación apropiada de los datos de análisis de muestras.

3.- Precisión y exactitud del método (equipo).- Estos factores están estrechamente relacionados con la economía de la empresa, dependiendo de la mayor o menor exactitud con que se desee los resultados, Si la empresa cuenta con suficiente capital, podrá exigir algún grado de exactitud; pero en la mayoría de los casos, no requieren altos grados de exactitud, por varias razones:

- a) El costo del análisis petrofísico es elevado, principalmente por la extracción de las muestras.
- b) Las pruebas son generalmente destructivas y,
- c) No hay necesidad de esforzarse para obtener resultados de gran precisión con determinados paráme-

tros, cuando otros igualmente necesarios para predicción de comportamiento de yacimiento y cálculo de reserva, se determinan también en forma aproximada. Sin embargo, para estudios de investigación, es necesario que los aparatos sean diseñados de tal forma, que los resultados obtenidos sean consistentes y exactos.

4.- De mucha Importancia.- Se debe tener presente que la mayoría de las ecuaciones y relaciones establecidas, se han originado a base de estudios en modelos que generalmente utilizan capilares rectos cilíndricos, ya sea en empaquetamientos uniformes o cortando secciones y agrupándolas al azar. Otros investigadores, han escogido configuraciones porosas de partículas uniformes esféricas, de tamaño definido, o sea, una arena consolidada. Como se puede apreciar, todos estos modelos no representan las condiciones geométricas tortuosas y complejas de las rocas de yacimiento. Sin embargo, hasta la fecha se continúan utilizando tales relaciones; y si son bien comprendidas y manejadas, los informes que proporcionan son de mucha ayuda para los propósitos mencionados.

5.- Composición mineralógica de la muestra.- Esta condición se presenta importante desde el momento de preparación de la muestra hasta finalizar el análisis de la mis

ma. La generalidad de las pruebas de laboratorio utilizan fluidos tales como, soluciones acuosas, "aceites, solventes y gases, que de una forma u otra pueden alterar - la permeabilidad y por consiguiente la distribución geométrica de los espacios porosos, dando como consecuencia resultados erróneos .

Por otro lado, se debe tener cuidado de utilizar - ecuaciones o relaciones de acuerdo al tipo de roca o configuración geométrica para la cual fue derivada; esto es, si se trata de una caliza, una arenisca, o muestras arcillosas, etc, se debe usar a toda costa, una ecuación para aquel determinado tipo de roca. Así mismo, si se trata - de modelos de granos esféricos, angulares, capilares etc.

Sin embargo, a pesar de todos los factores adversos - mencionados, los análisis en muestras de roca de yacimiento continuarán siendo utilizados, puesto que proporcionan una medición directa de las propiedades básicas de la roca y sus resultados deben tratar de obtenerse en mayor número con la mejor garantía y confiabilidad posibles.

2. CONCLUSIONES.

El comportamiento capilar de una roca de depósito según el análisis teórico realizado, muestra claramente, que estos fenómenos juegan un papel importante en cada una de las etapas de vida de un yacimiento hidrocarburífero.

Se considera que el procedimiento seguido en la presión capilar, se acerca mucho al proceso de desplazamiento del agua nativa de la roca de depósito al sufrir la invasión del petróleo. Que el contenido de agua residual en la muestra, estará de acuerdo con el de la roca de depósito. Por esta razón, la prueba de presión capilar por drenaje se la ha denominado como del "estado resultante" .

Cuando el procedimiento es por imbibición, se considera que la curva de presión capilar representa la etapa de producción del yacimiento. Siendo ahora el agua el líquido que ocupará paulatinamente los vacíos que va dejando el petróleo. Por esta razón, la prueba de presión capilar por imbibición se la ha denominado como del "estado restaurado".

Las dos conclusiones anteriores suponen que el agua es la fase mojante y que la distribución de fluidos que representa la curva, es la de la zona de transición del agua.

Dada la importancia y el gran número de aplicaciones que tienen las curvas de presión capilar, es necesario realizar las operaciones de laboratorio:

i

- a) En muestras provenientes de todas las formaciones tomando en consideración las variaciones estratigráficas; y,

- b) Con la mayor rapidez y precisión posibles, para evitar gastos de operación muy costosos y consumidores de tiempo.

Para el análisis se seleccionaron 66 muestras y se les midió la permeabilidad y porosidad efectiva, cuyos valores promedios son:

$$K_P = 1.9 \text{ md.} \quad \text{y} \quad \phi_e = 17\%$$

Se seleccionaron 13 muestras para correr curvas de presión capilar, a partir de las cuales se determinó una promedia para los cálculos respectivos, cuyos resultados fueron:

- a) La curva de presión capilar indica que la saturación de agua irreductible resultó, $S_{wi} = 8\%$.
- b) La saturación de agua crítica según curvas de permeabilidades relativas fueron de 35% y corresponde a una altura de 60 mts. sobre el contacto agua - petróleo.
- c) Las características de permeabilidad, porosidad y S_{wi} , quedan definidos por la distribución del tamaño de poros (Fig. 10). Se aprecia además que el tamaño de los capilares varía entre 0.1 y 1.0 micras, lo que explica la baja permeabilidad de la roca.
- d) Se correlacionó la saturación de agua irreducti

ble con la permeabilidad y porosidad (Fig. 8 y 9), las cuales indican la tendencia generalizada de aumentar la S_{wi} a medida que la K y ϕ , disminuyen,

- e) Se calcularon superficies específicas al agua y petróleo, que graficadas vs las saturaciones respectivas (Fig. 11), dan una idea de la capacidad de flujo del fluido de acuerdo a la cantidad del mismo en el medio poroso.
- f) Se calculó un valor de saturación de agua promedio ($S_{wP} = 34\%$).
- g) Se determinó un valor de permeabilidad absoluta utilizando la ecuación de Purcell, cuyo valor, $K = 3.0$ md., está dentro del rango de las permeabilidades medidas en laboratorio.

Por último se puede decir, que dependiendo de la habilidad del ingeniero encargado de manejar toda esta información, podrá sacarle el máximo provecho en programas de explotación y correlaciones pertinentes, lo que en definitiva redunda en beneficio de la industria petrolera.

✓ 3. RECOMENDACIONES

Antes que nada, se deja sentado que cualquier opinión o recomendación proporcionada, estarán encaminadas en beneficio de nuestra industria petrolera ecuatoriana,

precisamente ahora que se encuentra en etapa de desarrollo.
116.

Como hemos podido observar, es tal la importancia de la investigación y análisis en muestras de roca de yacimiento, así como también lo son la de análisis de fluidos contenidos en el medio poroso, que se hace imperante la necesidad de contar con un laboratorio de Ingeniería de Yacimientos.

Dependiendo de la Institución u Organismo que tenga relación directa con la Ingeniería de Yacimientos Petrolíferos, la necesidad de contar con un laboratorio de análisis o investigación, caen en tres categorías principales:

- 1.- Aquellos que se dedican a la Ingeniería de Yacimiento del campo propiamente dicho.
- 2.- Aquellos quienes se dedican a la investigación científica, para producir nuevas teorías o informaciones.
- 3.- Aquellos que se dedican a impartir conocimientos sobre la materia a futuros profesionales.

Para el primer caso, se necesita un laboratorio que tenga los equipos indispensables para determinar las pro

piedades básicas de la roca y de los fluidos (Petrofísica, Análisis PVT y Desplazamiento de fluidos). Además deben ser sencillos y rápidos en su operación, así como poseer cierto grado de precisión. Para la operación de estos equipos, se recomienda entrenar un personal sub-profesional, ya que en definitiva son trabajos de rutina; Por lo tanto, el entrenamiento y capacitación de este personal dará oportunidad no solo de abreviar estos trabajos, sino que también brindará un tiempo adicional al ingeniero para realizar un estudio más detallado de los resultados obtenidos.

La naturaleza de trabajo para el segundo caso, hace indispensable contar con un equipo de laboratorio de ingeniería de yacimientos completo. Secciones de petrofísica, análisis PVT, recuperación secundaria, desplazamiento de fluidos, producción, de gas natural, etc., deben estar compuesta de equipos que presenten la mayor precisión posible en sus resultados. Lo más importante consiste en tratar de mejorar o inventar equipos, de tal forma, que cada vez reproduzcan más cercanamente las condiciones físico-químicas del yacimiento.

Para este tipo de trabajo es necesario contar con un personal de profesionales permanentes y dedicados únicamente a la labor de investigación teórica y experimental.

Un laboratorio de esta naturaleza, puede ser montado y mantenido por una Institución completamente independiente; por ejemplo, un "Instituto de Investigaciones Petroleras". Una segunda Institución, sería en un centro de estudios superiores, sea ésta una Politécnica o Universidad, pero donde solo tengan cavida el personal especializado o egresados y profesionales con inquietudes de investigación.

Por último, en centros de estudios superiores, es necesario tener un pequeño laboratorio, en el cual, el estudiante pueda realizar trabajos de aprendizaje técnico, así como para que adquiriera un mejor conocimiento y comprensión de los fenómenos que ocurren en el sistema roca fluidos - de un yacimiento. El laboratorio debe tener equipos sencillos y de menor costo para evitar que el costo de mantenimiento sea muy elevado, por daños y pérdidas que son - frecuentes en principiantes.

En cuanto al tema de Tesis propiamente dicho, durante las tres últimas décadas se han hecho investigaciones con el fin de establecer conceptos que clarifiquen los - vagos o pocos conocimientos que se tenía sobre el comportamiento capilar de las rocas de yacimiento.

La aplicación de los efectos capilares a menudo son omitidos o mal usados en evaluación de formaciones, debido a que no se los considera importantes o los conceptos son pobremente comprendidos o definidos por el evaluador.

Por esta razón se considera indispensable:

- a) Que se proporcione una información más apropiada o amplia, por parte del encargado de dar a conocer estos conceptos.
- b) Crear un ambiente de inquietud en profesionales y estudiantes, para que exista interés sobre estos temas y,
- c) De contar con los equipos necesarios, se inicie una etapa de investigación, cuyo entendimiento cabal, nos conducirá a realizar evaluaciones de reservas correctas y hacer predicciones de comportamiento sobre bases más sólidas y confiables.

Finalmente, debido a que en los próximos meses el Departamento de Geología, Minas y Petróleos de nuestra Institución, adquirirá equipos de laboratorio de Ingeniería de Yacimientos, se recomienda como un posible tema de Tesis: "Montaje de un Laboratorio de Ingeniería de Yacimientos" .

N O M E N C L A T U R A

<u>Simbolos</u>	<u>Significado</u>	<u>Dimensiones</u>
A	área	L^2
b	constante	
C	constante del orificio	L^3
f_w	flujo fraccional de agua	
g	aceleración de la gravedad	L/t^2
h	altura sobre el contacto agua-petróleo	L
K	permeabilidad absoluta	L^2
K_L	permeabilidad al líquido	L^2
K_g	permeabilidad al gas	L^2
K_p	permeabilidad promedio	L^2
K_{rg}	permeabilidad relativa al gas	
K_{ro}	permeabilidad relativa al petróleo	
K_{rw}	permeabilidad relativa al agua	
L	Longitud	L
P	presión	m/Lt^2
Pa	presión atmosférica	m/Lt^2
Pc	presión capilar	m/Lt^2
Pd	presión de desplazamiento	m/Lt^2
Pm	presión media	m/Lt^2
Po	presión del aceite	m/Lt^2

<u>Símbolos</u>	<u>Significado</u>	<u>Dimensiones</u>
Pw	presión al agua	m/Lt^2
Psm	presión de salida de la muestra	m/Lt^2
Pem	presión de entrada a la muestra	m/Lt^2
Peo	presión de entrada al orificio	m/Lt^2
Pso	presión de salida del orificio	m/Lt^2
dP	diferencial de presión	m/Lt^2
qm	rata de flujo de gas en la muestra	L^3/t
qmo	rata de flujo de gas a través del orificio	L^3/t
r	radio de entrada de los capilares	L
S	saturación	
Sg	saturación de gas	
so	saturación de petróleo	
sw	saturación de agua	
sw _i	saturación de agua irreductible	
S _{Hg}	saturación de mercurio	
S _L	saturación del líquido	
dSw	diferencial de saturación de agua	
	superficie específica al agua	L^2/L^3
Se _o	superficie específica al petróleo	L^2/L^3
U	viscosidad	m/Lt
V	volumen	L^3

<u>Símbolos</u>	<u>Significado</u>	<u>Dimensiones</u>
v_s	volumen de sólidos de la muestra	L^3
V_{cp}	volumen de la celda portamuestra	L^3
V_{Hg}	volumen de mercurio inyectado a la muestra	L^3
V_n	incremento acumulativo de volumen inyectado a la muestra	L^3

<u>Letras griegas</u>	<u>Significado</u>	<u>Dimensiones</u>
Δ delta	diferencia	
λ lambda	factor de litología	
ρ ro	densidad	m/L^3
ρ_o ro	densidad del petróleo	m/L^3
ρ_w ro	densidad del agua	m/L^3
σ sigma	tensión superficial, tensión interfacial	m/t^2
θ theta	ángulo de contacto	
ϕ fi	porosidad	
ϕ_e fi	porosidad efectiva	
ϕ_t fi	porosidad total	

<u>Subíndices</u>	<u>Significado</u>
a	atmósfera
c	capilar, crítica, celda
d	desplazamiento
e	efectiva, específica, entrada
g	gas
Hg	mercurio
i	irreductible
L	líquido
m	media, muestra
mo	media del orificio
o	petróleo
p	promedia
r	relativa
t	total
s	sólidos
w	agua

REFERENCIAS

- 1.- Hunter Rouse: "Elementary Mechanics of fluids ". 1.962.
- 2.- Calhoun, J.C., Jr.: "Capillary Forces " Surface Tension", Fundamentals of Reservoirs Engineering. The U. of Oklahoma Press, Norman " (1.960).
- 3.- Amix, J.W.; Bass, D.M. y Whiting, R.L.: " Properties of porous media containing multiple fluid saturations", Petroleum Reservoirs Engineering. 1.960.
- 4.- Kurt, H.A. : " Fenómenos capilares y superficiales en recuperación secundaria". API.
- 5.- Guillemot, J.: " Geología de Petróleo". 1.971. Los Fluídos en Yacimientos Petroliferos " Las Migraciones .Parte IV y V
- 6.- Levorsen, A.I.: " Geology of Petroleum". 1.956. Reservoir Mechanics, Capítulo 10.
- 7.- Leverett, M.C.: " Capillary Behavior in porous Solids", Member - AIME, 1.941.
- 8.- Pirson, S.J.: " Propiedades Físicas de las Rocas de Acumulación" , Ingeniería de Yacimientos Petroliferos, 1.965.
- 9.- Lester Charles Uren " Recuperación Secundaria " Capítulo 9, Ingeniería de Producción de Petróleo.
- 10.- S.E. Buckley, M.C. Leverett. " Mecanismos de Desplazamientos de Fluídos en Arenas "; Actas del AIME, Vol. 146.

- 11.- Pérez Rosales, C.: " Procedimientos de Operación para Análisis de Núcleos", IMP , México D.F..
- 12.- Purcell , W.R. : Capillary Pressure - Their Measurement Using Mercury and Calculation of Permeability Therefrom". Trans. AIME, 1.949.
- 13.- Rockwood, S.H.: Reservoir Volumetric Parameters Denined by Capillary Pressure Studies " . Member AIME, 1.957.
- 14.- Westbrook, P. y Lee. W.J.: Average Water Saturation From Capillary Pressure Data ". Mississippi State University, 1.971.

T A B L A # 1

RESUMEN DE LAS DETERMINACIONES PETROFISICAS

muestra	Profundidad	Porosidad	Permeabilidad al líquido	Saturación de agua irreducti ble
(#)	(mBMR)	(%)	(md)	(%)
1	1871	7.4	0.13	
2	1872	7.2	0.07	28.4
3	1872	8.1	0.10	29.6
4	1872	7.6	0.05	
5	1873	7.1	0.26	
6	1873	8.6	0.06	
7	1874	18.8	3.05	
8	1874	17.8	1.31	4.9
9	1874	15.0	0.69	
10	1875	18.2	1.81	5.7
11	1875	19.6	2.12	
12	1875	19.0	2.42	4.1
13	1876	21.9	3.23	
14	1877	16.6	3.81	
15	1878	17.3	1.67	
16	1878	18.2	1.54	

cont.

muestra	Profundidad	Porosidad	Permeabilidad al líquido	Saturación de agua irre- ductible
(#)	(mBMR)	(%)	(md)	(%)
17	1878	23.0	3.68	3.3
18	1879	17.0	2.59	
19	879	18.8	2.59	5.6
20	879	18.5	2.06	
21	881	20.5	2.43	5.5
22	881	21.0	2.43	
23	1882	19.4	1.74	
24	1883	21.1	3.05	3.5
25	1883	22.2	2.71	
26	1884	16.4	1.57	
27	1884	19.2	1.97	
28	1889	18.5	2.49	
29	1890	12.4	0.36	10.3
30	1890	15.4	0.83	
31	1891	11.8	1.62	
32	1897	15.0	1.13	12.8
33	1897	15.3	1.25	
34	1898	18.2	2.19	5.3
35	1898	18.3	2.15	

cont.

muestra	Profundidad	Porosidad	Permeabilidad al líquido	Saturación de agua irre- ductible
(#)	(mBMR)	(%)	(md)	(%)
36	1899	18.5	1.97	
37	1899	17.9	1.66	
38	1903	19.7	2.18	
39	1904	17.5	1.61	
40	1904	17.3	1.70	
41	1904	17.5	1.70	
42	1905	16.4	1.56	
43	1905	16.7	1.57	
44	1906	15.4	0.83	14.9'
45	1907	19.7	2.38	
46	1907	20.1	2.54	
47	1914	6.8	0.09	
48	1915	7.7	0.08	
49	1915	7.5	0.09	
50	1916	6.4	0.05	
51	1920	18.2	1.87	
52	1921	24.3	3.72	
53	1922	16.7	2.26	
54	1923	21.9	2.75	
55	1923	17.7	1.26	

cont.

muestra	Profundidad	Porosidad	Permeabilidad al líquido	Saturación de agua irre- ductible
(#)	(mBMR)	(%)	(md)	(%)
56	1927	13.5	0.98	
57	1927	14.5	1.18	
58	1930	15.7	2.43	
59	1930	13.2	1.67	
60	1931	13.8	2.86	
61	1935	11.1	0.74	
62	1935	15.7	1.91	
63	1937	13.6	0.90	
64	1937	17.1	2.04	
65	1938	9.5	1.51	
66	1940	14.6	1.58	

TABLA # 2

DATOS PARA LA CURVA DE CALIBRACION

P.manométrica	P.absoluta	Lectura en la escala de la bomba	Incremento de mercurio inyectado	Incremento acumulativo
(Kg/cm ²)	(Kg/cm ²)	L _n (cc.)	V _n (cc.)	V _n (cc.)
vacío	0	78.300	0	0
0	1	78.510	0.210	0.210
4	5	78.600	0.090	0.300
9	10	78.650	0.050	0.350
14	15	78.690	0.040	0.390
19	20	78.731	0.041	0.431
29	30	78.785	0.054	0.485
39	40	78.829	0.044	0.529
49	50	-	-	-
59	60	78.902	0.073	0.602

Volumen de la celda portamuestra,

$$V_{cp} = 78.300 \text{ cc.}$$

T A B L A # 3

CURVA DE PRESION CAPILAR - MUESTRR # 17

(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)
P. manométrica	P. absoluta	Incremento de mercurio iny. a la muestra	Incremento acumulativo iny. muestr.	Incremento acumulativo curva calib.	Incremento acumulativo iny. verd.	Saturacido de mercurio	Saturacido de las fase mojante
(Kg/cm ²)	(Kg/cm ²)	V _n (cc.)	V _{n,Pc} (cc.)	V _{n,Cc} (cc.)	V _{l,v.} (cc.)	S _{Hg} (cc.)	S _{aire} (%)
vacio	0	0	0	0	0	0	100.00
0	1	0.227	0.227	0.210	0.017	0.20	99.80
4	5	0.123	0.350	0.300	0.050	0.54	99.46
9	10	4.980	5.330	0.350	4.980	53.30	46.70
14	15	2.498	7.828	0.390	7.438	79.60	20.40
19	20	0.822	8.650	0.431	8.219	87.90	12.10
29	30	0.538	9.188	0.485	8.703	93.10	6.90
39	40	0.219	9.407	0.529	8.878	95.00	5.00
49	50	-	-	-	-	-	-
59	60	0.229	9.636	0.602	9.034	96.70	3.30

Volumen de poros de la muestra, v_p = 9.31 cc.

T A B L A # 4

Profundidad	Porosidad promedia	Permeabilidad promedia
(mBMR)	(%)	(md)
1871 - 1873	7.6	0.110
1874 - 1879	18.2	2.360
1880 - 1889	20.0	2.300
1890 - 1897	15.0	1.140
1898 - 1912	18.0	1.840
1913 - 1916	7.1	0.077
1920 - 1924	20.0	2.770
1927 - 1940	13.5	1.650

Porosidad efectiva promedio = 17.0%

Permeabilidad promedio = 1.90 md.

T A B L A # 5

DATOS PARA LAS RECTAS K VS Sw

Pc →	15 Kg/ cm ²	20 Kg/ cm ²	30 Kg/ cm ²	40 Kg/ cm ²	50 Kg/ cm	60 Kg/ cm ²
K	sw	sw	sw	Sw	sw	Sw
(md)	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)
0.10	-	93.5	61.0	46.0	37.0	30.0
0.83	71.0	48.0	29.0	21.0	17.0	14.7
2.12	41.0	27.0	15.0	9.8	7.0	5.2
3.68	21.5	12.0	7.2	5.1	4.0	3.3

T A B L A # 6

PARAMETROS PETROFISICOS CALCULADOS A PARTIR DE LOS DATOS DE Pc.

Presión capilar	Saturación de agua	Altura so- bre contac to $w = 0$	Radio de entrada capilar	Superficie específica al agua, m.	Superficie específica al petróleo
(Kg/cm ²)	(%)	(mts.)	(micras)	(cm ² / cm ³)	(cm ² / cm ³)
60.0	8.0	199.72	0.1365	0	6580
46.7	10.0	152.50	0.1760	421	6159
27.2	20.0	89.00	0.3020	2170	4410
19.5	30.0	63.80	0.4210	3130	3450
15.5	40.0	50.30	0.5300	3850	2730
13.0	50.0	42.50	0.6310	4430	2150
11.5	60.0	37.50	0.7150	4940	1640
10.5	70.0	34.40	0.7820	5400	1180
10.1	80.0	33.00	0.8120	5810	770
10.0	90.0	32.62	0.8213	6220	360
0.0	100.0	0.0	1.0000	6580	0

T A B L A # 7

DATOS DE PERMEABILIDAD RELATIVA AL GAS

Saturación del líquido (S_L)	Valor del integral bajo la curva	Saturación de gas (S_g)	Permeabilidad relativa al gas (Kr_g)
ti	$1/(Kg/cm^2)^2$	(%)	(frac.) $\times 10^{-2}$
100	0	0	0
90	0.001250	10.	0.256
80	0.002250	20	1.841
70	0.003175	30	5.850
60	0.003995	40	13.100
50	0.004602	50	23.500
40	0.005092	60	37.500
30	0.005472	70	55.000
20	0.005671	80	74.300
10	0.005762	90	95.500
a	0.005768	92	100.000

P

i

T A B L A # 8

DATOS DE PERMEABILIDAD RELATIVA AL PETROLEO

Saturación de gas (S _g) (%)	Saturación del líquido (S _L) (%)	Saturación de petróleo (S _o) (%)	Valor del integral bajo la curva 1/(Kgcm ²) ²	Permeabilidad relativa al petróleo (K _{r_o}) (frac.) x 10 ⁻²
92.	8	0	0	0
90	10	2	0.000007	0.000057
80	20	12	0.000098	0.028800
70	30	22	0.000297	0.295000
60	40	32.	0.000677	1.420000
50	50	42	0.001 167	4.220000
40	60	52	0.001774	10.000000
30	70	62	0.002594	20.500000
20	80	72	0.0035 19	37.400000
10	90	82	0.004519	62.200000
00	100	92	0.005768	100.000000

T A B L A # 9
 DATOS DE PERMEABILIDAD RELATIVA AL AGUA

Saturación de agua (Sw)	Valor del integral bajo la curva	Permeabilidad relativa al agua (K _{r_w})
(%)	(1/Kg/cm ²) ²	(frac.) x 10 ⁻²
100	0.005768	100.0000
90	0.004519	62.2000
80	0.003519	37.4000
70	0.002594	20.5000
60	0.001774	10.0000
50	0.001167	4.2200
40	0.000677	1.4200
30	0.000297	0.2950
20	0.000098	0.0288
10	0.000007	0.00006
8	0	0

**CURVAS DE PRESION CAPILAR, MERCURIO-AIRE.
PERMEABILIDAD COMO PARAMETRO DE CORRECCION**

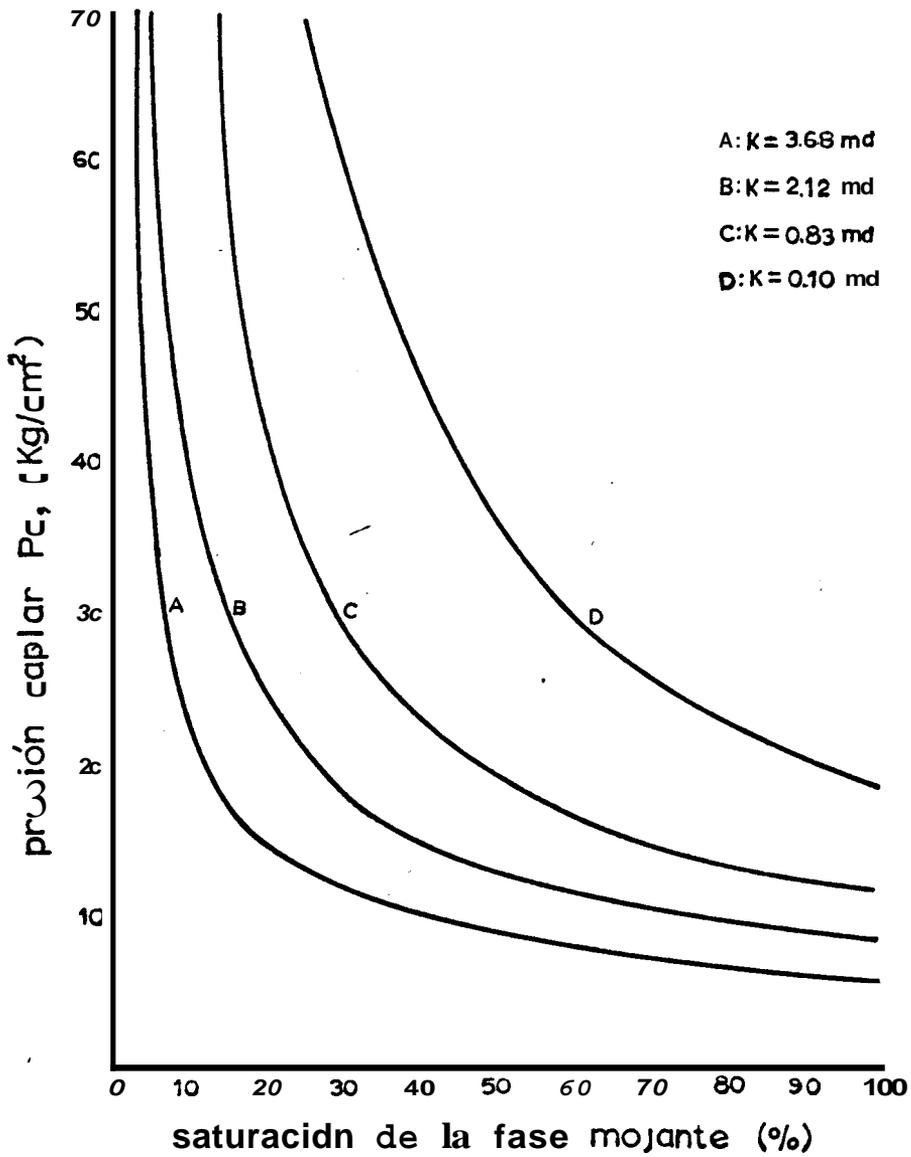


FIG. N° 1

VARIACION DE LA FASE MOJANTE CON PERMEABILIDAD
A UNA PRESION CAPILAR DETERMINADA

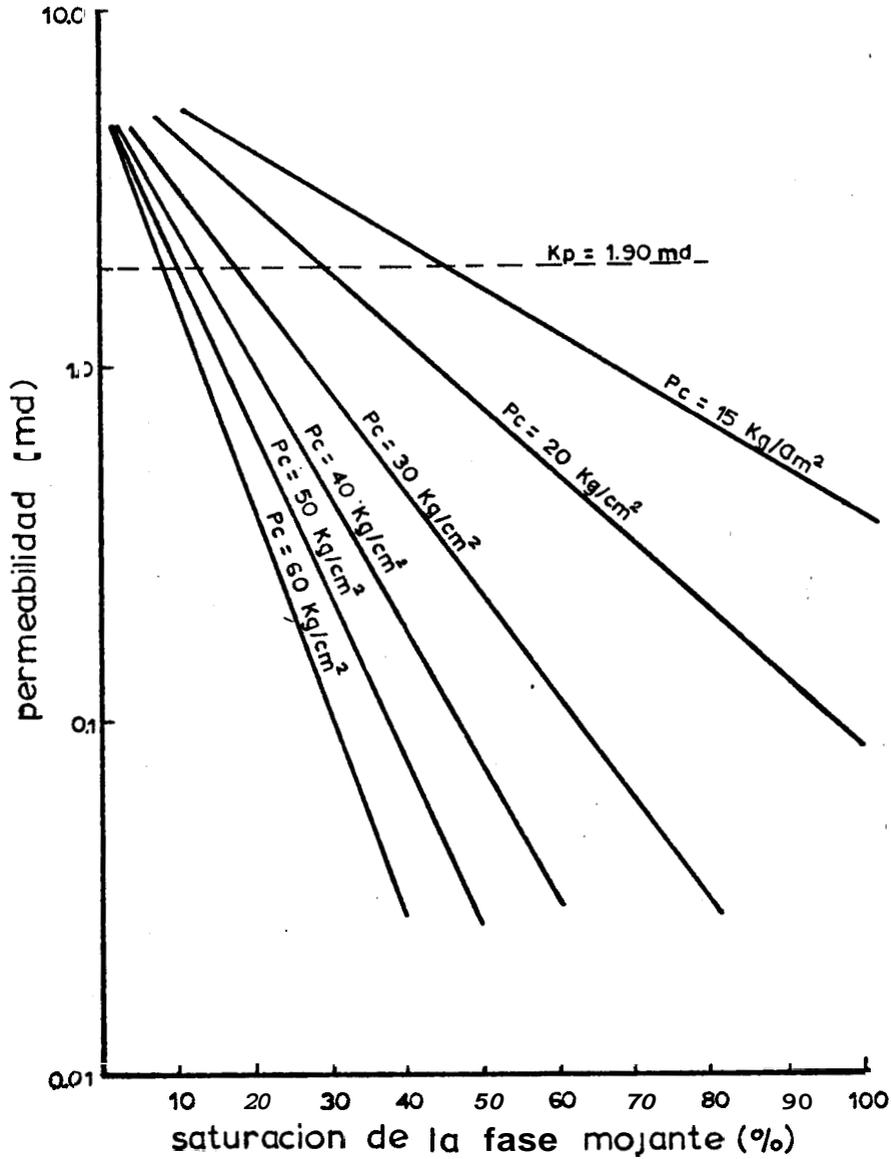


FIG Nº 2

CURVA DE PRESION CAPILAR PROMEDIO SISTEMA MERCURIO-AIRE

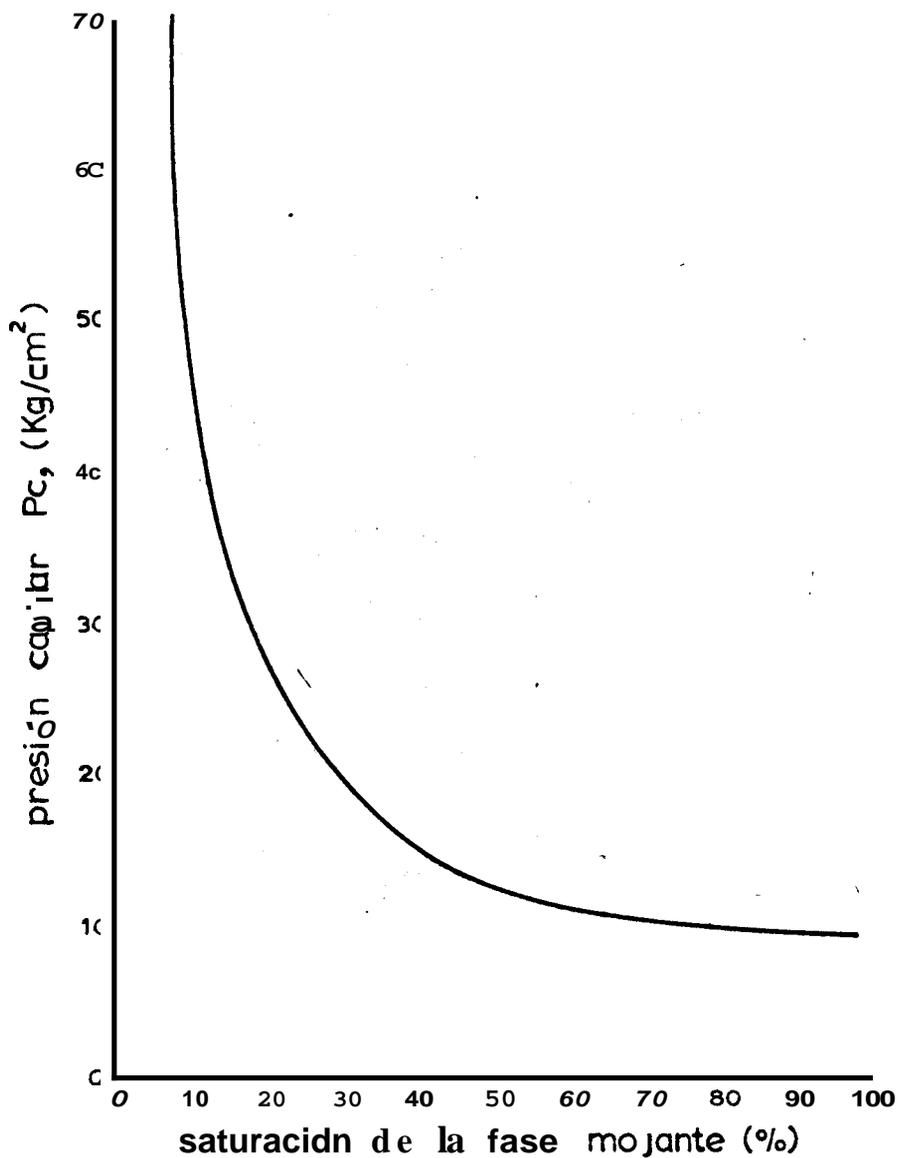


FIG. Nº 3

DISTRIBUCION VERTICAL DE FLUIDOS ZONA DE TRANSICION DEL AGUA

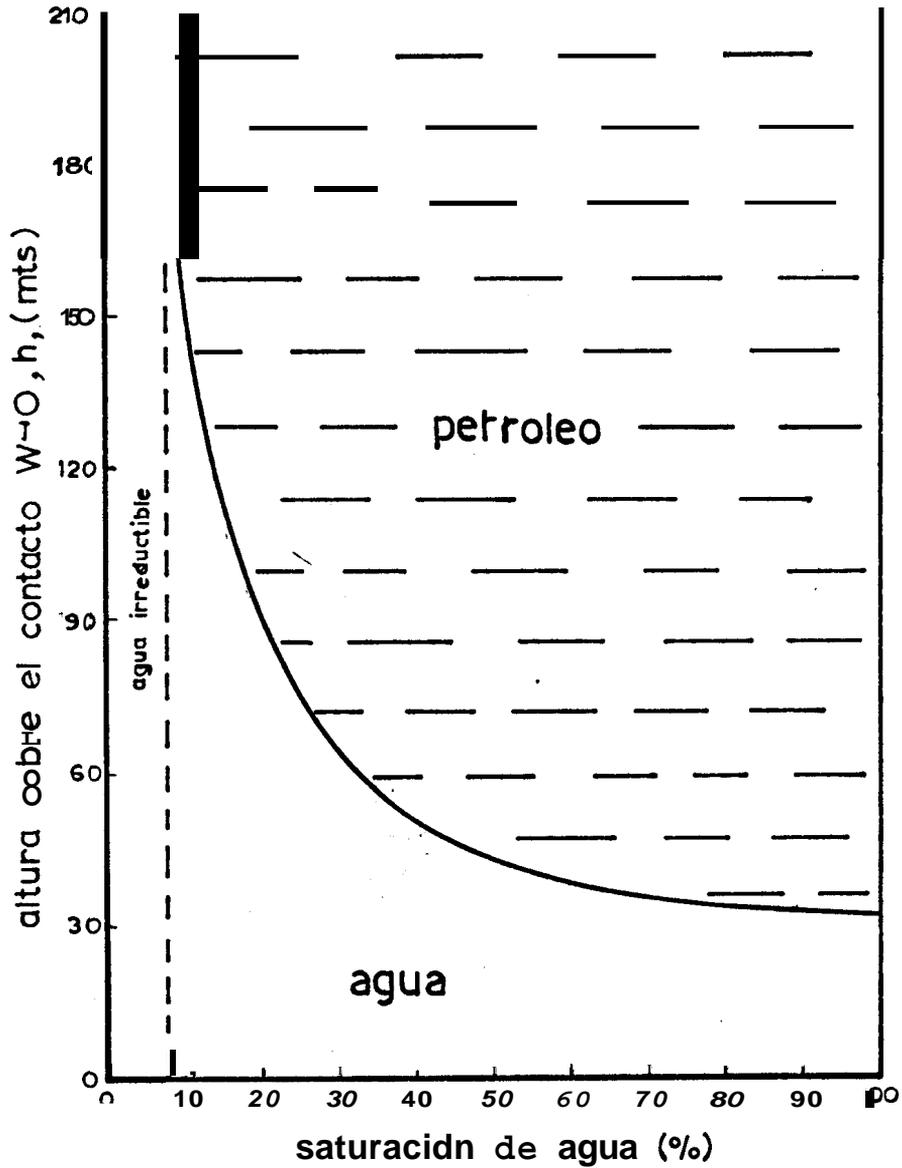


FIG NQ4

PRESENTACION GRAFICA DE $\frac{1}{P_c^2}$ vs S_w

PARA CALCULAR $\int_{S_{wi}}^{S_w} \frac{dS_w}{P_c^2}$

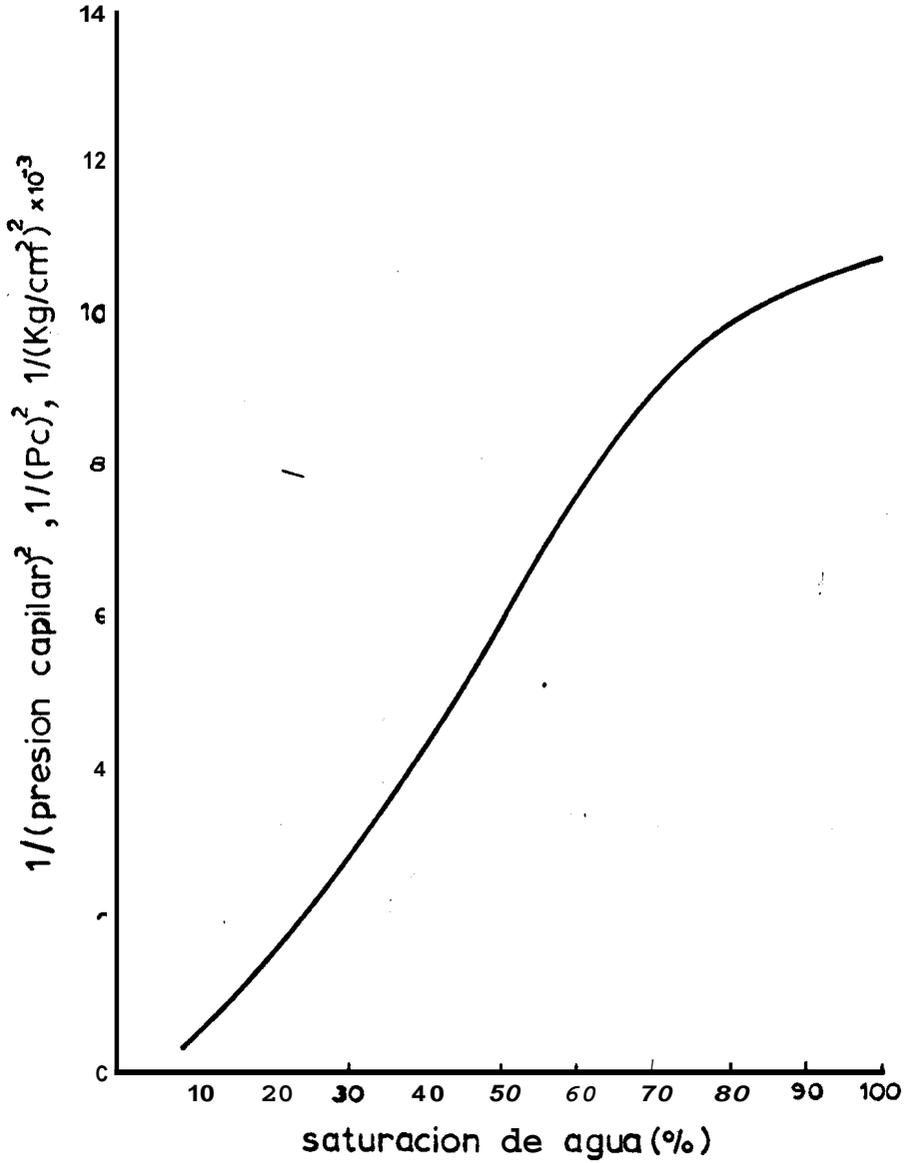


FIG. Nº 5

CURVAS DE PERMEABILIDADES RELATIVAS GAS-ACEITE

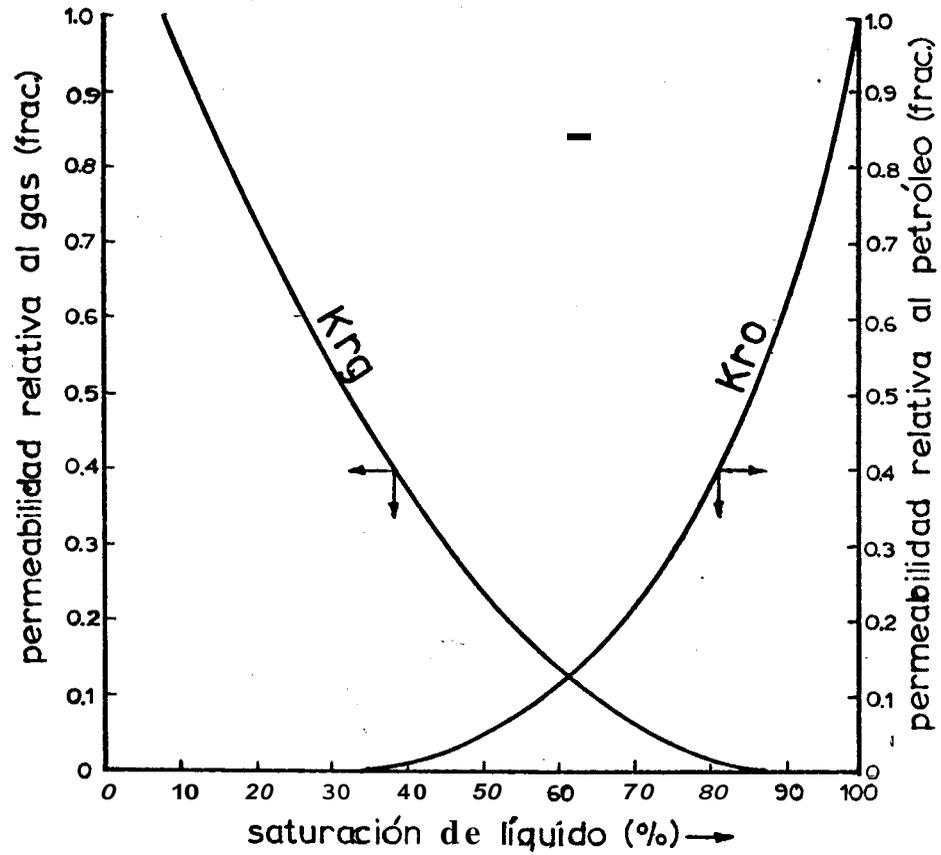


FIG N°6

CURVAS DE PERMEABILIDADES RELATIVAS AGUA-ACEITE

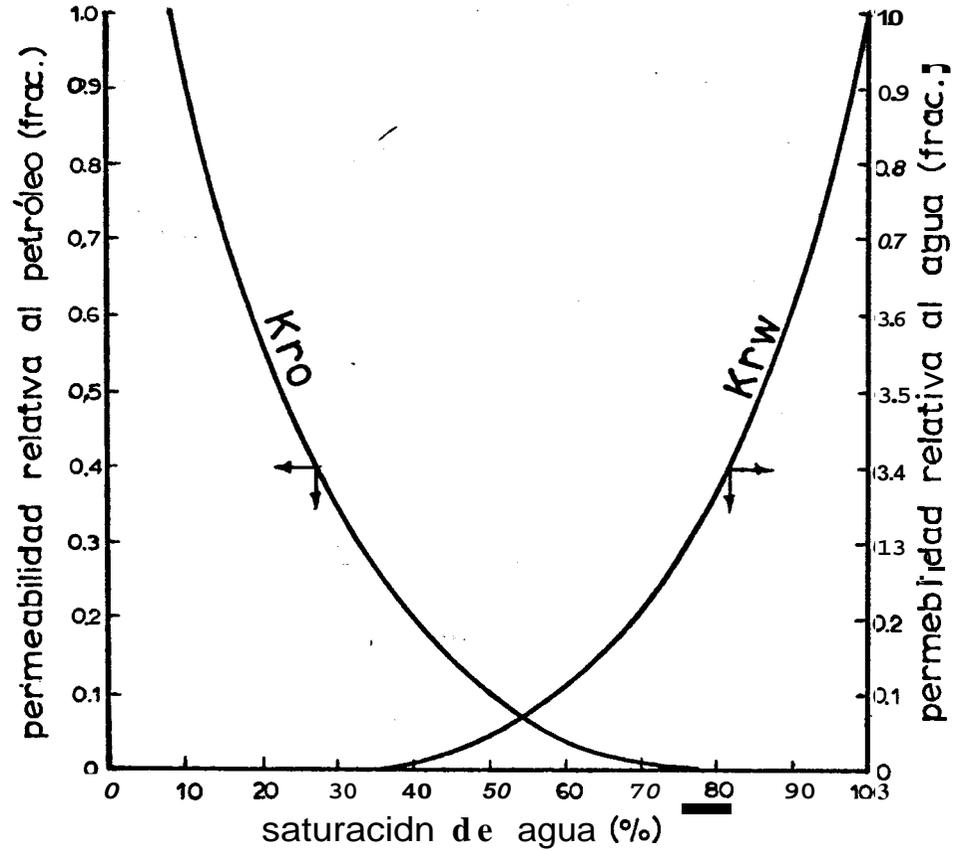


FIG Nº 7

VARIACION DE LA SATURACION DE AGUA IRREDUCTIBLE CON PERMEABILIDAD

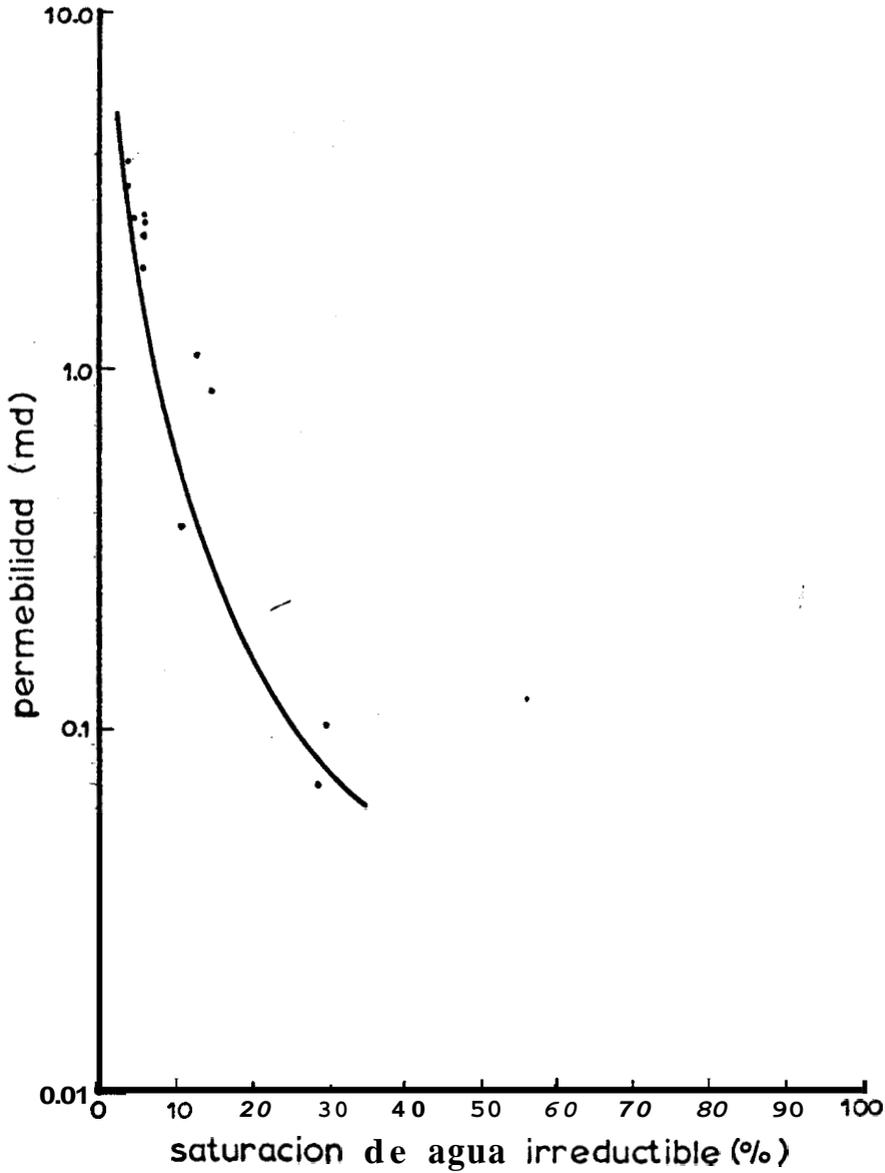


FIG N°8

VARIACION DE LA SATURACION DE AGUA IRREDUCTIBLE CON POROSIDAD

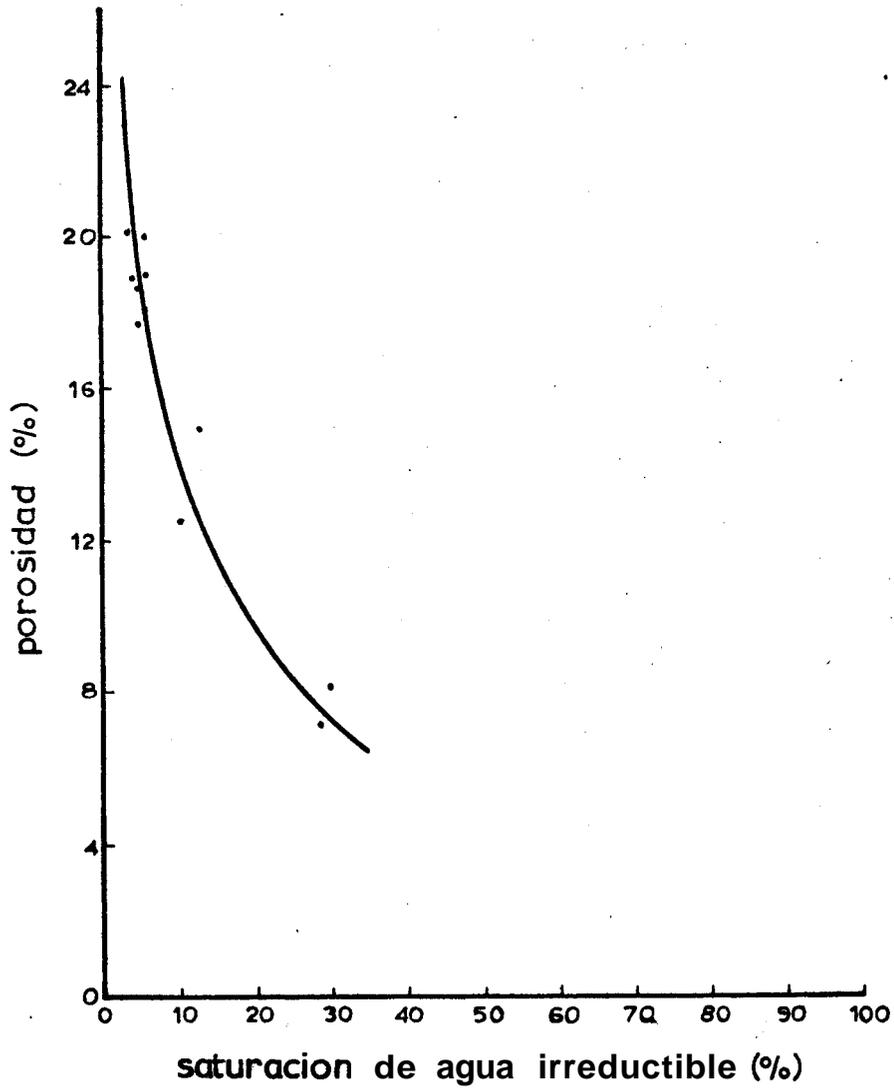


FIG N°9

DISTRIBUCION DEL TAMAÑO DE POROS

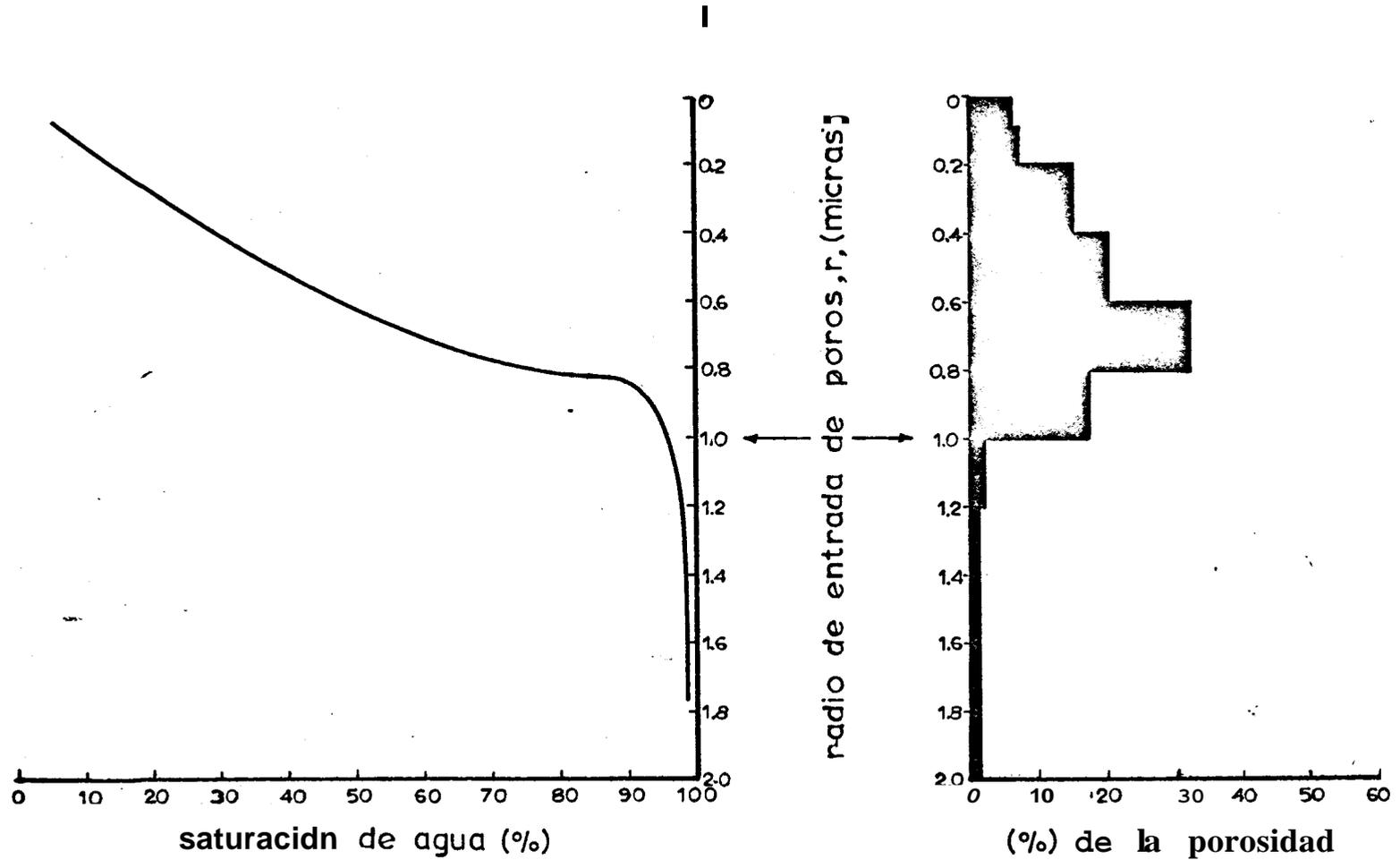


FIG No 10 a

FIG No 10 b

VARIACION DEL AREA SUPERFICIAL EXPUESTA AL AGUA Y PETROLEO'

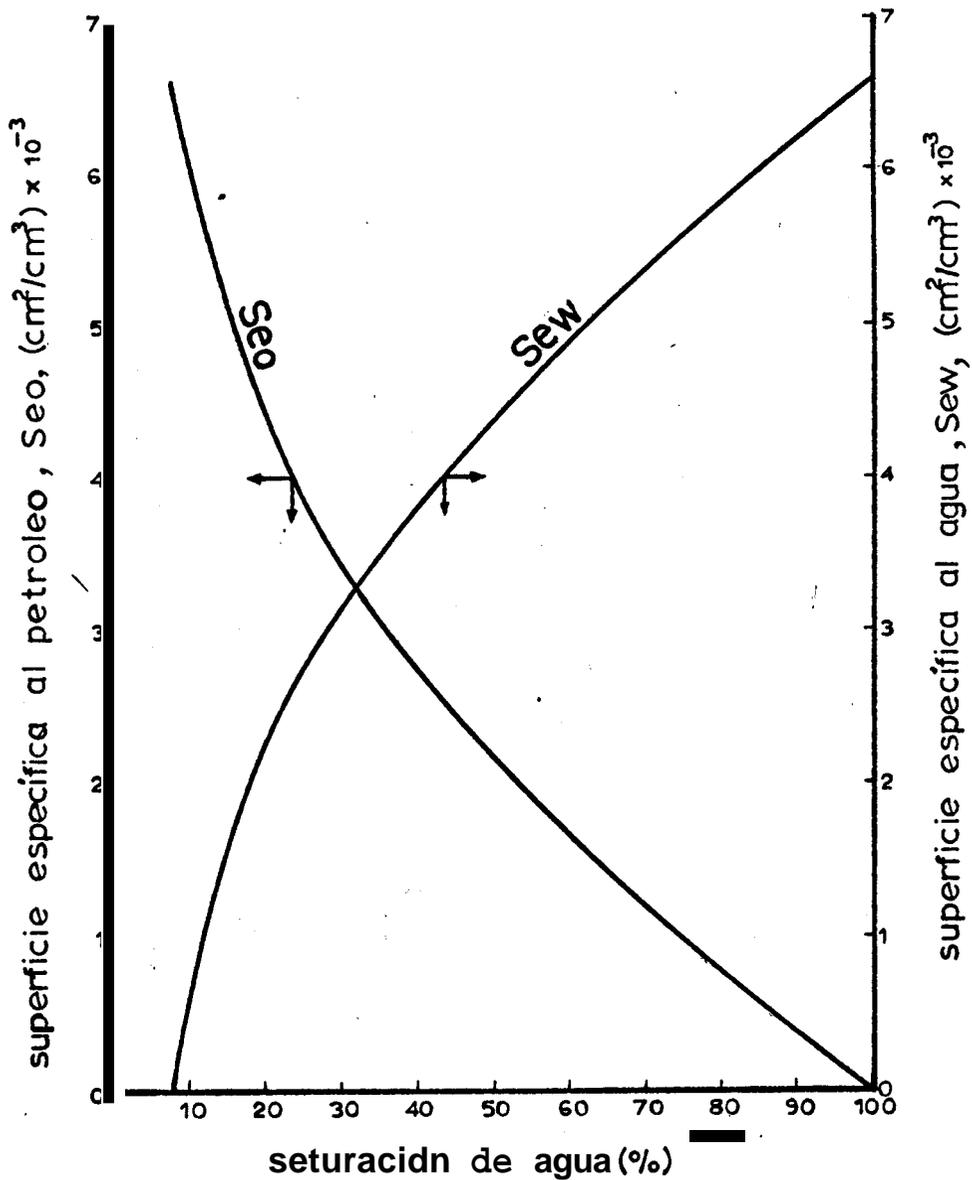


FIG N°11

PERMEAMETRO DE GAS CON ORIFICIO CALIBRADO

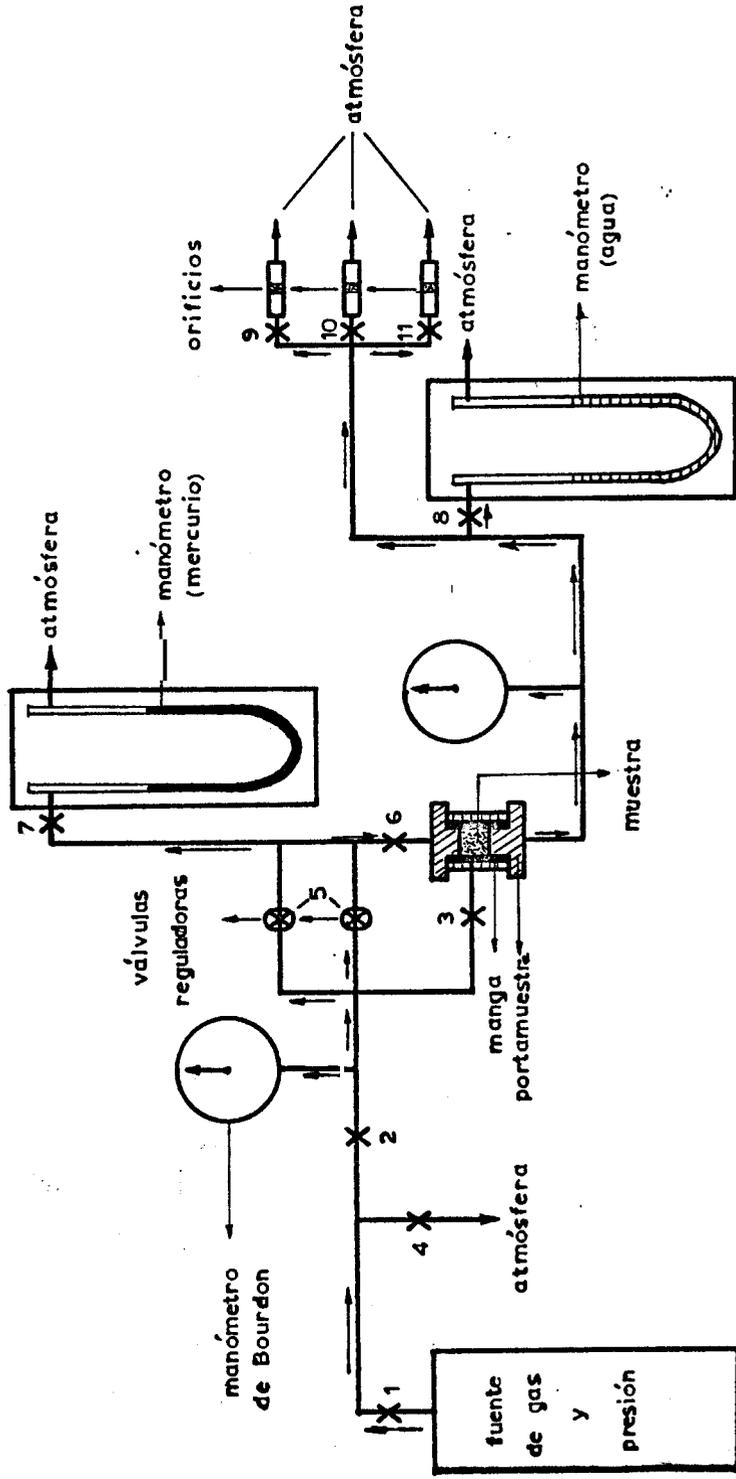


FIG Nº12

APARATO DE INYECCION DE MERCURIO

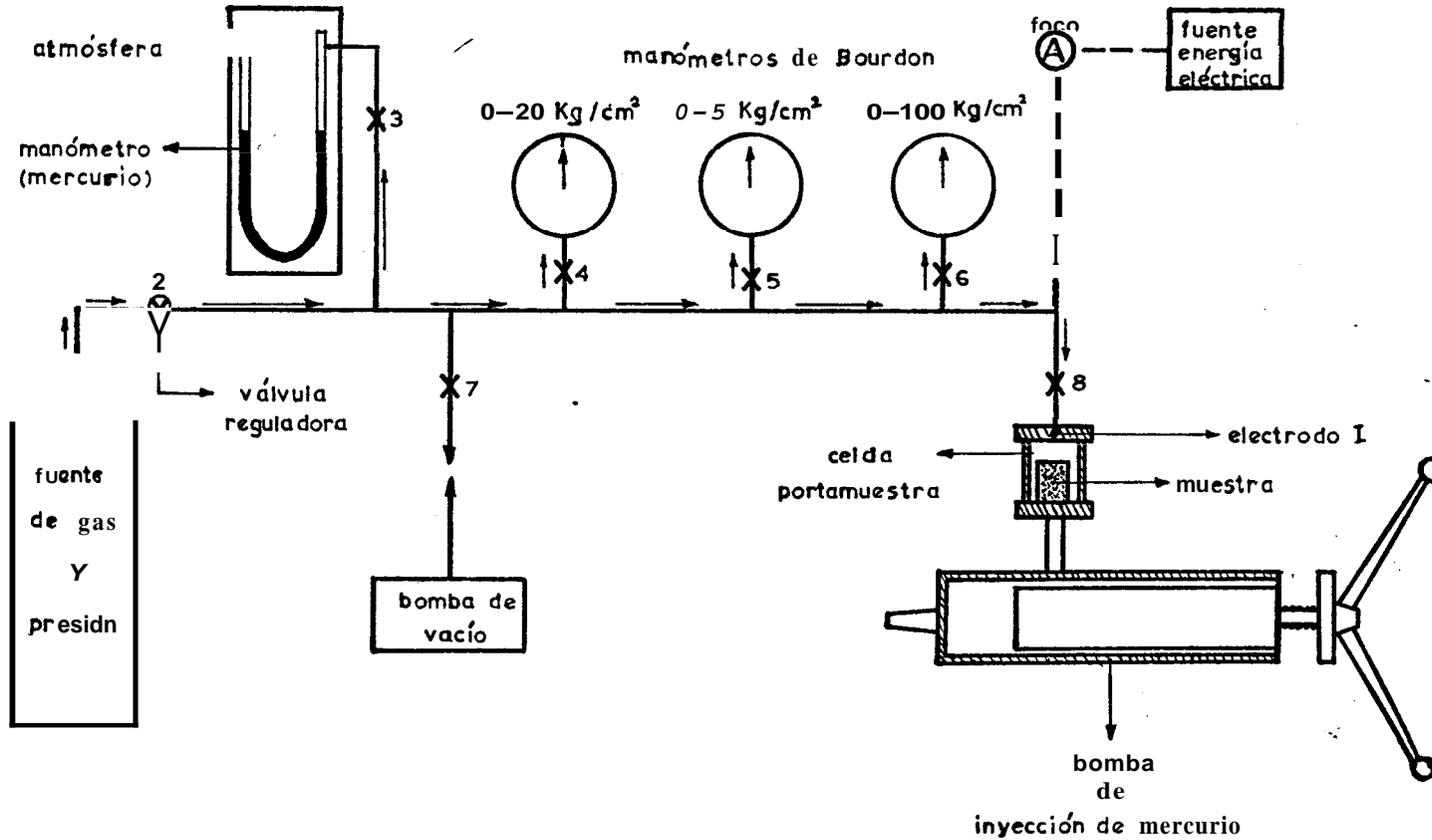


FIG Nº 14

A P E N D I C E (A)

DESARROLLO DE LA ECUACION PARA HALLAR LA PERMEABILIDAD AL GAS

(PERMEAMETRO DE GAS CON ORIFICIO CALIBRADO)

La ley de Darcy para flujo lineal de gases es la misma que para líquidos, siempre y cuando que la tasa de flujo de gas se exprese a condiciones de presión media (P_m):

$$q_m = \frac{K \times A (P_1 - P_2)}{U \times L} \quad (1)$$

Para calcular la permeabilidad al gas de una muestra de roca de yacimiento, se aplica la misma ecuación cuyos factores se identifican de la siguiente manera:

P_1 = presión de entrada a la muestra = P_{em}

P_2 = presión de salida de la muestra = P_{sm}

K = permeabilidad al gas = K_g

L/A = longitud de la muestra/área transversal de la muestra = C_1

por lo tanto, la ecuación (1) queda de la siguiente forma:

$$q_m = \frac{K_g (P_{em} - P_{sm})}{U \times C_1} \quad (2)$$

El gasto a condiciones medias de la placa de sección circular (orificio), será:

$$q_{mo} = \frac{C \times (P_{eo} - P_{so})}{U} \quad (3)$$

donde :

q_{mo} = tasa de flujo a través del orificio, cc/seg.

P_{eo} = presión de entrada al orificio, atm.

P_{so} = presión de salida del orificio, atm.

U = viscosidad del gas, cp.

C = permeabilidad al gas/longitud de la placa/área transver-

sal de la placa = $K_g/L_o/A_o$ = "constante del orificio!"

El gas sale del orificio a la presión atmosférica (Pa); por lo tanto, la presión manométrica de salida del orificio (P_{so}), es igual a, cero. Luego la ecuación (3) queda:

$$q_{mo} = \frac{C \times P_{eo}}{U} \quad (4)$$

Según la ley de Boyle:

$$q_m = q_{mo} \frac{P_{mo}}{P_m} \quad (5)$$

donde :

$$P_m = \text{presión media absoluta de la muestra} = \frac{P_{em} + P_{sm}}{2} \text{ Pa}$$

$$P_{mo} = \text{presión media absoluta del orificio} = \frac{P_{eo}}{2} \text{ Pa}$$

reemplazando valores respectivos en ecuación (5), se tiene:

$$\frac{K_g (P_{em} - P_{sm})}{U \times C_1} = \frac{P_{eo} \times C (P_{eo} + 2Pa)}{U (P_{em} + P_{sm} + 2Pa)} \quad (6)$$

Según diagrama del equipo, se puede apreciar que la presión de salida de la muestra es igual a la presión de entrada al orificio - $(P_{sm} = P_{eo})$; por lo tanto, reemplazando P_{sm} en lugar de P_{eo} y arreglando la ecuación se llega a :

$$K_g = \frac{C_1 \times C \times P_{sm} (P_{sm} + 2P_a)}{(P_{em} - P_{sm})(P_{em} + P_{sm} + 2P_a)} \quad (7)$$

La ecuación (7) similar a ecuación (14) de la sección 2.3.3., - permite calcular la permeabilidad al gas (md) de una muestra de roca de yacimiento cuando se utiliza un permeámetro de gas con orificio calibrado.

A P E N D I C E (B)

DESARROLLO DE LA ECUACION PARA HALLAR EL VOLUMEN DE SOLIDOS DE LA MUESTRA (POROSIMETRO DE PRESION CONSTANTE - LEY DE BOYLE)

El principio teórico que utiliza el método es el de la ley de Boyle; o sea:

$$P_1 V_1 = P_2 V_2 \quad (1)$$

La operación básica consiste en introducir hacia una celda portamuestra de volumen conocido y a la presión atmosférica, un volumen determinado de gas nitrógeno a presiones sucesivamente más altas, hasta que la presión en la celda portamuestra sea igual a aquella marcada en un manómetro de Bourdon. Evidentemente el volumen de aire que se encontraba a la presión atmosférica, es ahora reducido a un volumen V_2 por efectos de compresión del gas; por lo tanto:

P_1 = presión inicial de la celda portamuestra, 1 atm.

V_1 = volumen de aire en la celda portamuestra a la presión atmosférica = volumen de la celda - volumen de sólidos de la muestra.

P_2 = presión final en la celda portamuestra = $50 \text{ Kg/cm}^2 + P_a$

V_2 = volumen de aire en la celda portamuestra a la presión P_2 = volumen de la celda - volumen de sólidos de la muestra - volumen de nitrógeno.

El volumen de nitrógeno introducido en la celda portamuestra es computado por el volumen de mercurio inyectado; luego; volumen de ni

trogeno = volumen de mercurio inyectado. Reemplazando en V_2 , se tiene:

$V_2 =$ volumen de la celda - volumen de sólidos de la muestra - volumen de mercurio inyectado.

Reemplazando valores en ecuación (1), se tiene:

$$P_1 (V_c - V_s) = P_2 (V_c - V_s - V_{Hg}) \quad (2)$$

o también:

$$P_a (V_c - V_s) = (50 + P_a) (V_c - V_s - V_{Hg}) \quad (3)$$

despejando volumen de sólidos y arreglando la ecuación se tiene:

$$V_s = V_c - \frac{(50 + P_a) V_{Hg}}{50} \quad (4)$$

donde:

V_s = volumen de sólidos de la muestra, cc.

V_c = volumen de la celda portamuestra, cc.

P_a = presión atmosférica, Kg/cm^2

V_{Hg} = volumen de mercurio inyectado, cc.

Ecuación (4) es similar a ecuación (15) de la sección 2.4.3.. En realidad la ecuación final debería ser corregida por desviación del comportamiento del gas, ya que la ley de Boyle es para gases ideales; pero de todas maneras, se la considera suficientemente exacta para calcular el volumen de sólidos de la muestra.

A P E N D I C E (C)

DERIVACION DE LA ECUACION PARA CALCULAR LA ALTURA SOBRE EL CONTACTO AGUA - PETROLEO

La variación de la saturación de agua con la altura sobre el contacto agua - petróleo, se calcula con ecuación (23) :

$$h = \frac{P_{c_{w-o}}}{g \cdot \Delta \rho_{w-o}} \quad (1)$$

Ecuación (1) es para un sistema agua-petróleo; por lo tanto, para aplicar los datos de presión capilar obtenidos de un sistema Hg-aire, es necesario encontrar un factor de conversión de unidades y sistemas.

Purcell¹² encontró que los datos de presión capilar de un sistema determinado pueden ser convertidos a otro sistema por medio de la siguiente relación :

$$\frac{P_c \text{ (sistema X)}}{P_c \text{ (sistema Y)}} = F_c \quad (2)$$

donde :

F_c = factor de conversión de sistemas

P_c (sistema X), son los datos de presión capilar para el sistema de mayor tensión interfacial.

P_c (sistema Y), son los datos de presión capilar para el sistema de menor tensión Interfacial.

Trabajos previos sobre muestras de la formación a la cual pertenecen las actualmente analizadas, lograron determinar un F_c relacio -

nando datos de un sistema mercurio-aire y otro agua-aire, cuyo valor-
resultó: $F_c = 5.68$; por lo tanto:

$$\frac{P_c \text{ (mercurio-aire)}}{P_c \text{ (agua-aire)}} = 5.68 \quad (3)$$

o también:

$$P_c \text{ (agua-aire)} = \frac{P_c \text{ (mercurio-aire)}}{5.68} \quad (4)$$

Relacionando $P_c \text{ (agua-aire)}$ y $P_c \text{ (petróleo-agua)}$, se tiene:

$$\frac{P_c \text{ (agua-aire)}}{P_c \text{ (petróleo-agua)}} = F_{c1} = \frac{G_{w-a} \times \cos\theta}{G_{o-w} \times \cos\theta} \quad (5)$$

En el sistema agua-aire, el agua es el fluido fuertemente mojan-
te, por lo tanto, $\theta = 0^\circ$. En el caso del sistema petróleo-agua, se su-
pone que el agua moja completamente la roca de yacimiento; por lo tan-
to, $\theta = 0^\circ$. Reemplazando estos valores en (5), se tendrá:

$$\frac{P_c \text{ (agua-aire)}}{P_c \text{ (petróleo-agua)}} = \frac{G_{w-a}}{G_{o-w}} \quad (6)$$

reemplazando ecuación (4) en (6) y despejando $P_c \text{ (petróleo-agua)}$, se
tendrá:

$$P_c \text{ (petróleo-agua)} = \frac{P_c \text{ (mercurio-aire)} \times G_{o-w}}{5.68 \times G_{w-a}} \quad (7)$$

reemplazando ecuación (7) en (1), se tiene:

$$h = \frac{P_c \text{ (mercurio-aire)} \times G_{o-w}}{g \times \Delta\rho_{o-w} \times 5.68 \times G_{w-a}} \quad (8)$$

Análisis sobre los flúidos del yacimiento determinaron los siguientes valores:

G_{o-w} = tensión interfacial petróleo-agua a condiciones de yacimiento = 31 dinas/cm

G_{w-a} = tensión superficial del agua de yacimiento = 71 dinas/cm

ρ_o = densidad del petróleo a condiciones de yacimiento = 0.813 gr/cm³.

ρ_w = densidad del agua de yacimiento = 1.048 gr/cm³.

Por otro lado, haciendo un análisis dimensional de ecuación (8), se tiene:

$$h = \frac{\text{Kg/cm}^2 \times \text{dinas/cm}}{\text{mt/seg}^2 \times \text{gr/cm}^3 \times \text{dinas/cm}} \quad (9)$$

Como se podrá observar hay inconsistencias de unidades, por lo tanto, es necesario convertirlas a un solo sistema. Entonces, simplificando y reemplazando el valor de la gravedad se tiene:

$$h = \frac{\text{Kg}}{\frac{980 \text{ cm}}{\text{seg}^2} \times \frac{\text{gr}}{\text{cm}}} \quad (10)$$

Pero: 1 Kg = 9.8 dinas x 10⁵; y, 1 gr x cm/seg² = 1 dina. Reemplazando estos valores en (10), se tiene que :

$$h = 1000 \times \text{cm} = 10 \times \text{mt.} \quad (11)$$

Esto significa que (h) estará dada en metros; y que 10, es el factor de conversión de unidades. Por lo tanto, reemplazando ecuación

(11) , y los valores obtenidos en los análisis de los fluídos, en ecuación (8), se tiene que:

$$h = 3.266 \times P_c \text{ (mercurio-aire)} \quad (12)$$

Ecuación (12), es similar a aquella mostrada en sección 2.4.1. , la cual proporciona valores de altura sobre el contacto agua-petróleo, en metros.

A P E N D I C E (D)

DERIVACION DE LA ECUACION PARA CALCULAR EL RADIO DE ENTRADA DE LOS
CAPILARES

La ecuación propuesta para calcular el radio de entrada de los capilares de una muestra de roca de yacimiento, es aquella mostrada por la ecuación (25) :

$$r = \frac{2 \times G_{w-o} \times \cos\theta}{P_{c_{w-o}}} \quad (1)$$

De la misma forma, es necesario encontrar un factor de conversión para aplicar directamente los datos de presión capilar del sistema utilizado (mercurio-aire).

Si se reemplaza el valor de $P_{c_{w-o}}$, encontrado en el apéndice (C), se tiene que :

$$r = 5.68 \times \frac{2 \times G_{w-a} \times \cos\theta}{P_{c(\text{mercurio-aire})}} \quad (2)$$

Haciendo el análisis dimensional:

$$r = \frac{\text{dinas/cm}}{\text{Kg/cm}^2} \quad (3)$$

reemplazando el valor de Kg en dinas y simplificando, se tiene que:

$$r = \frac{1}{9.8 \times 10^5} \times \text{cm} \quad (4)$$

Debido a que el valor del radio (r), se desea dar en micras, se debe transformar cm, a micras. Se conoce que : 1 at = 10⁶ micras; -

por lo tanto, $1 \text{ cm} = 10^4$ micras. Reemplazando este valor en (4), se tiene que:

$$r = \frac{1}{98} \times \text{micra} \quad (5)$$

reemplazando ecuación (5), así como el valor de la tensión superficial del agua (71 dinas/cm), y suponiendo que el agua es el líquido que moja fuertemente la roca de yacimiento ($\theta = 0^\circ$), ecuación (2) queda:

$$r = \frac{8.213}{P_{c \text{ Hg-a}}} \quad (6)$$

Ecuación (6), es similar a ecuación (26) de la sección 2.4.2., la cual proporciona valores del radio de entrada de los poros de la muestra de roca de yacimiento, en micras.

A P E N D I C E (E)

DERIVACION DE LA ECUACION PARA HALLAR LA SUPERFICIE ESPECIFICA DEL MEDIO POROSO

Wyllie y Spangler, encontraron una ecuación para calcular la superficie específica de un medio poroso, la cual relaciona el área superficial disponible para el agua con la curva de presión capilar, para un sistema petróleo-agua, de la siguiente forma:

$$= \frac{\phi_e}{G_{w-a}} \times \int_{S_{wi}}^{S_w} P_c \times ds_w \quad (1)$$

Con el objeto de utilizarla en el presente trabajo, es necesario modificarla para un sistema mercurio-aire.

Se conoce que: $P_{c \text{ agua-aire}} = P_{c \text{ mercurio-aire}} / 5.68$; y que :

$$G_{w-a} = 71 \text{ dinas/cm.}$$

En el análisis dimensional se tiene que:

$$S_{e_w} = \frac{\text{Kg/cm}^2}{\text{dinas/cm}} \quad (2)$$

reemplazando el valor de Kg, en dinas, y simplificando, se tiene que:

$$S_{e_w} = 9.8 \times 10^5 \times \text{cm}^{-1} \quad (3)$$

reemplazando ecuación (3), así como los valores de $P_{c_{\text{agua-aire}}}$ y G_{W-a} , se tiene que:

$$S_{e_W} = 4.13 \times 10^2 \int_{S_{Wi}}^{S_W} P_{c_{\text{mercurio-aire}}} \times dS_W \quad (4)$$

Ecuación (4), es similar a aquella mostrada en sección 2.4.3., la cual permite calcular la superficie específica al agua dentro de un medio poroso.

REFERENCIAS

145

- 1.- Hunter Rouse: "Elementary Mechanics of fluids". 1.962.
- 2.- Calhoun, J.C., Jr.: "Capillary Forces - Surface Tension", Fundamentals of Reservoirs Engineering. The U. of Oklahoma Press, Norman (1.960).
- 3.- Amix, J.W.; Bass, D.M. y Whiting, R.L.: " Properties of porous media containing multiple fluid saturations", Petroleum Reservoirs Engineering. 1.960.
- 4.- Kurt, H.A.: " Fenómenos capilares y superficiales en recuperación secundaria". API.
- 5.- Guillemot, J.: " Geología de Petróleo". 1.971. Los Fluídos en Yacimientos Petrolíferos - Las Migraciones .Parte IV y V
- 6.- Levorsen, A. I. : " Geology of Petroleum". 1.956 . Reservoir Mechanics, Capitulo 10.
- 7.- Leverett, M.C.: " Capillary Behavior in porous Solids", Member AIME, 1.941.
- 8.- Pirson, S.J.: " Propiedades Físicas de las Rocas de Acumulación" , Ingeniería de Yacimientos Petrolíferos, 1.965.
- 9.- Lester Charles Uren " Recuperación Secundaria " Capitulo 9, Ingeniería de Producción de Petróleo.
- 10.- S.E. Buckley, M.C. Leverett. " Mecanismos de Desplazamientos Fluídos en Arenas "; Actas del AIME, Vol. 146.

- 11.- Pérez Rosales, C.: " Procedimientos de Operación para Análisis de Núcleos", IMP , México D.F..
- 12.- Purcell, W.R.: Capillary Pressure - Their Measurement Using Mercury and Calculation of Permeability Therefrom". Trans. AIME, 1.949.
- 13.- Rockwood, S.H.: Reservoir Volumetric Parameters Denined by Capillary Pressure Studies " . Member AIME, 1.957.
- 14.- Westbrook, P. y Lee. W.J.: Average Water Saturation From Capillary Pressure Data ". Mississippi State University, 1.971.