

55353  
B175

**ESCUELA SUPERIOR  
POLITECNICA DEL LITORAL**

Departamento de Geología, Minas y Petróleo

**“ANÁLISIS COMPARATIVO DE LA POROSIDAD  
Y SATURACION DE FLUIDOS A PARTIR DE  
MUESTRAS DE ARENISCAS CONSOLIDADAS Y  
DE REGISTROS ELECTRICOS DE UN POZO DEL  
ORIENTE ECUATORIANO.”**



\*D-6890\*



**Tesis de Grado**  
**Previa a la Obtención del Título de**  
**INGENIERO DE PETROLEO**

**PRESENTADA POR:**

Galo Xavier Balda Santos

**Guayaquil - Ecuador**

**1979**

"ANALISIS COMPARATIVO DE LA POROSIDAD Y SATURACION DE  
FLUIDOS A PARTIR DE MUESTRAS DE ARENISCAS CONSOLIDADAS  
Y DE REGISTROS ELECTRICOS DE UN POZOS DEL ORIENTE  
ECUATORIANO"

DIRECTOR DE TESIS



ING. MARIO GONZALEZ Z.

A U T O R



GALO XAVIER BALDA SANTOS

"ANALISIS COMPARATIVO DE LA POROSIDAD Y SATURACION DE  
FLUIDOS A PARTIR DE MUESTRAS DE ARENISCAS CONSOLIDADAS  
Y DE REGISTROS ELECTRICOS DE UN POZO DEL ORIENTE  
ECUATORIANO"

C O N T E N I D O

	Pág.
I. RESUMEN	1
II. INTRODUCCION	3
III. REVISION DE LITERATURA	4
IV. GENERALIDADES GEOLOGICAS	7
4.1. Geología del Yacimiento	8
4.2. Columna Estratigráfica	9
4.3. Análisis Petrográfico de las muestras.	9
V. DETERMINACION DE LA POROSIDAD EN EL LABORATORIO.	12
5.1. Concepto y Generalidades so- bre porosidad.	12
5.1.1. Factores que afectan la porosidad	14
5.1.2. Medidas de la porosi- dad.	17
5.2. Corte y Preparación de las muestras	18
5.3. Descripción del equipo de la laboratorio.	20
5.4. Calibración del aparato.	22
5.5. Determinación del Volumen To- tal.	25
5.6. Determinación del Volumen Po- roso.	26

	Pág.
VI. DETERMINACION DE LA SATURACION DE FLUIDOS.	28
6.1. Descripción del equipo de Laboratorio.	29
6.2. Procedimiento para la determinación de saturación de fluidos.	30
VII. INTERPRETACION DE LOS REGISTROS ELECTRICOS.	33
7.1. Determinación de los Parámetros de formación.	34
7.1.1. Determinación de la resistividad del Agua (Rw).	35
7.1.2. Factor de resistividad de la formación (F).	37
7.1.3. Determinación de la Resistividad de la Formación (Rt).	38
7.2. Determinación de la Porosidad a partir del Registro de Densidad.	40
7.3. Determinación de las Saturaciones de agua y petróleo.	42
VIII. COMPARACION Y DISCUSION DE RESULTADOS.	47
IX. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	50
GRAFICOS	52
APENDICE	65
NOMENCLATURA	79
BIBLIOGRAFIA	82

## RECONOCIMIENTO

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

Al ING. MARIO GONZALEZ Z., por su acertada dirección en el desarrollo del presente trabajo.

Al ING. LUIS ALBAN G., profesor encargado del Laboratorio de Yacimientos y Petrofísica, por su valiosa colaboración en la elaboración de esta tesis.

## DEDICATORIA

A mis queridos padres:

GALO Y MARUJA

en homenaje a sus grandes  
esfuerzos para el logro de  
mi formación profesional.

A mi esposa:

LUISA

con eterno amor por  
su constante aliento  
en todos los momentos.

A mis adorados hijitos:

GALO XAVIER

MARIA DANIELLA

A mis hermanos:

CARLOS

MANUEL

URSULA

GLADYS

PATRICIA

## AGRADECIMIENTO

A la CORPORACION ESTATAL PETROLERA ECUATORIANA (CEPE) y de manera especial al ING. LUPERCIO ARTEAGA ROBLES, del Departamento de Ingeniería de Yacimientos, por las facilidades brindadas en la obtención de la información y nucleos requeridos para la elaboración del presente trabajo.

DECLARACION EXPRESA:

DECLARO QUE: Hechos, ideas y doctrinas expuestos en esta tesis son de mi exclusiva responsabilidad y que el patrimonio intelectual de la misma corresponde a la Escuela Superior Politécnica del Litoral.

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

## I. RESUMEN

El objetivo de esta investigación fué la determinación de la porosidad y saturación de fluídos en muestras de areniscas consolidadas provenientes del Oriente Ecuatoriano, utilizando métodos convencionales de laboratorio y registros de pozos.

La interpretación de los parámetros utilizados fué satisfactoria aunque el material de trabajo fué limitado, especialmente en lo que se refiere a la disponibilidad de núcleos.

Las características principales del material que constituye la roca de acumulación se determinaron a través de la observación microscópica de láminas delgadas que para este efecto fueron obtenidas de los núcleos.

Con los valores de porosidad y saturación de fluídos obtenidos de las pruebas de laboratorio y evaluación de los registros de pozos, se confeccionaron curvas, las cuales, gráficamente permiten una evaluación de estos parámetros.

La determinación de la saturación de agua a partir de los registros de pozos se efectuó utilizando el método de las arenas arcillosas de la compañía Schlumberger, debido a

que en los análisis de laboratorio el volumen de material arcilloso que presentaban las muestras era considerable.

Esta evaluación también se llevó a cabo considerando la arenisca "T" como limpia, para lo cual se empleó la ecuación de Archie. De acuerdo a la similitud de los resultados obtenidos por ambos métodos se llegó a la conclusión que la arenisca "T", en el intervalo analizado, puede ser considerada como una arena limpia a pesar del 10% del material arcilloso que contiene en su estructura.

## II. INTRODUCCION

La importancia del presente estudio radica en la comparación de los resultados obtenidos en el laboratorio a partir de los análisis de muestras de la formación, con aquellos obtenidos mediante una evaluación de los registros de pozos.

Esta comparación permite establecer valores de porosidad y saturación de fluidos mas confiables para su utilización en el cálculo volumétrico de reservas de un yacimiento de hidrocarburos.

Para llevar a cabo el presente análisis se obtuvieron muestras de formación y registros eléctricos del pozo Balsa 2, perforado en el campo Balsa del Oriente Ecuatoriano, habiéndose determinado las propiedades petrofísicas de la arenisca "T" de la formación Napo, la cual constituye el horizonte productor de éste yacimiento.

### III. REVISION DE LITERATURA

Tickell, Mechen y Mc Curey<sup>(1)</sup>, realizaron un estudio experimental en muestras de arena Otawa y determinaron que la porosidad es afectada por la distribución del tamaño de los granos.

Stevens<sup>(2)</sup>, realizó pruebas en muestras de formaciones basándose en la expansión del aire en un medio vacío, logrando medir el volumen efectivo de los granos, con el cual, previo el conocimiento del volumen total, se determinó el volumen poroso efectivo.

Boston, Slobod, Mc Creerey y Spurrock<sup>(3)</sup>, en su trabajo de comprobación y comparación de datos de porosidades, obtenidos en cinco diferentes laboratorios americanos que emplearon sus propios métodos y técnicas de saturación de núcleos, concluyeron que los valores de porosidades tenían una buena aproximación entre ellos, siendo el promedio de desviación para el grupo de muestras analizadas de alrededor de  $\pm 0,5\%$  de porosidad.

Kennedy, Van Meter y Jones<sup>(4)</sup>, realizaron un estudio de los cambios físicos que podrían ocurrir en un núcleo, debido a los efectos del filtrado de lodo de perforación y a la disminución de la presión, para lo cual simulaban la perforación de un pozo en una muestra de roca de acumula

ción, inyectaron lodo a presión y determinaron que el petróleo y agua original de la muestra eran forzados a salir de la misma debido al filtrado de lodo y al disminuir la presión hasta la atmosférica, una cantidad adicional de agua y petróleo era removida de los poros de la muestra.

Heim<sup>(5)</sup>, desarrolló un método para determinar la porosidad de las rocas, basándose en la pérdida de presión que ocurría cuando se ponía en contacto un gas inerte (argón), con una muestra a la que previamente se le había efectuado el vacío. Para restaurar la presión, se inyectó mercurio con una bomba de desplazamiento, la misma que indicaba el volumen de mercurio desplazado, que debía ser igual al volumen poroso de la muestra.

Patnode y Wyllie<sup>(6)</sup>, realizaron un estudio sobre el efecto de las arcillas en los registros de resistividad, concluyendo que las arcillas húmedas contribuyen sustancialmente a la conductividad de la roca y que el efecto de los minerales de arcilla era similar a la conductividad que se tenía cuando hay dos circuitos eléctricos en paralelo: las arcillas conductivas y los poros llenos de agua.

Hill y Milburn<sup>(7)</sup>, en su trabajo de investigación realizado en un gran número de muestras de rocas de yacimiento, establecieron que la contribución de los minerales de arcilla a la conductividad de la roca no es constante como lo

proponía Patnode<sup>(6)</sup>. Según sus estudios, esta contribución dependía de la capacidad de cambio de cationes de los minerales de arcilla y de su presencia en la roca.

Gaymard y Poupon<sup>(8)</sup>, estudiaron el efecto que ejercen los hidrocarburos que saturan los poros de la roca, sobre los valores de porosidad obtenidos a partir de los registros de densidad y neutron. Ellos determinaron que cuando se tenían hidrocarburos pesados, el efecto era practicamente despreciable, pero cuando los hidrocarburos presentes eran livianos como el gas y el petróleo de gravedad API alta, los efectos en dichos registros eran significativos, para lo cual desarrollaron métodos correctivos para éstos efectos en los registros de densidad y neutrón.

#### IV. GENERALIDADES GEOLOGICAS

La cuenca sedimentaria del Oriente Ecuatoriano se encuentra situada entre la cordillera Andina por el Oeste y el Escudo Guayanés y Brasileño por el Este. El límite Norte de la cuenca es la saliente de Vaupes, que es un levantamiento proyectado del Escudo Guayanés que se encuentra con los Andes cerca de Florencia en el Distrito Putumayo de Colombia. El límite Sur está a lo largo del Arco Contaya, un levantamiento que se desprende del Escudo Brasileño cerca de Contanamá en el Perú. El levantamiento del Vaupes al Norte, separa la cuenca Oriental ecuatoriana de la cuenca Llanos de Colombia y el Arco Contaya al Sur lo separa de la cuenca Media Ucayali del Perú<sup>(9)</sup>: Además de los Arcos del Vaupes y Contaya que limitan a la cuenca por el Norte y Sur, hay otros dos levantamientos basamentales menos pronunciados: el Arco Marañón en el Perú y lo que se llamaría el Arco Cononaco en el Ecuador Central. Estos levantamientos sirven para dividir la cuenca en tres sub-cuencas: la Sub-cuenca Napo en el Norte de Ecuador y Sur de Colombia, la Sub-cuenca Pastaza en el Sur de Ecuador y en el Norte de Perú y la Sub-cuenca Ucayali en el extremo Sur de la cuenca en el Perú. Algunas diferencias estratigráficas se notan entre estas sub-cuencas, que señalan que los arcos divisores ejercieron una influencia en la evolución sedimentaria y estructural de la misma.

La depositación de los materiales marinos de la cuenca oriental empezó al final del Cretáceo Inferior y permaneció igual o con tendencia marina hasta los movimientos laramí-dicos precoces del fin del Senomanense, luego de los cuales se acumularon sedimentos de tipo continental hasta la época actual.

#### 4.1. GEOLOGIA DEL YACIMIENTO

El campo Balsa está situado en la cuenca Oriental ecuatoriana, en la subcuenca Napo. La formación petrolífera está constituida por una secuencia de calizas, areniscas y lutitas en forma alternada, según se aprecia en los registros tomados en los pozos perforados en el mismo. Esta formación corresponde a una transgresión marina desde el Geosinclinal hasta la plataforma del Escudo Guayanés. Su edad se conoce, por la microfauna, que es Albiense Inferior en el piso, avanzando hasta el Campaniense Inferior (inclusive) en las zonas menos erosionadas<sup>(10)</sup>.

El yacimiento Balsa está constituido por la arena "T" de la formación Napo, cuyo tope se encuentra a una profundidad de 8691 pies bajo el nivel del mar y su base a 8887 - pies. Estructuralmente corresponde a un anticlinal de forma alargada con dirección Norte-Sur, de 9 millas de largo y 1,5 millas de ancho aproximadamente, como se muestra en la figura 4-1, teniendo un espesor neto de arena saturada

de petróleo de 40 pies, similar al encontrado en los pozos Balsa 1 y Balsa 2.

El eje del anticlinal tiene la misma dirección y la estructura se encuentra limitada al Oeste por una falla de dirección Norte-Sur. Este anticlinal es parte de una serie de anticlinales de forma alargada y paralelos a la cordillera de los Andes, que en la mayoría de los casos han servido de trampas hidrocarburíferas, que constituyen los campos explotados en el Oriente Ecuatoriano.

#### 4.2. COLUMNA ESTRATIGRAFICA

Basado en los registros corridos en el pozo Balsa 2, especialmente de la curva SP y del registro de Inducción, se ha elaborado una columna estratigráfica de la formación Napo, en la cual se puede distinguir una secuencia de lutitas, calizas y areniscas en forma alternada que son características de ésta formación. Esta columna se presenta en la figura 4-2.

#### 4.3. ANALISIS PETROGRAFICO DE LAS MUESTRAS

Las muestras de la arena "T" en el intervalo comprendido entre 9615 a 9641 pies de profundidad, fueron sometidas a un análisis visual y petrográfico ó de láminas delgadas para la clasificación e identificación de sus principales componentes.

Del análisis visual se puede observar que en el intervalo comprendido entre 9615 a 9620 pies de profundidad existen intercalaciones de lutitas en forma de vetas delgadas o laminares.

Entre los 9621 a 9630 pies de profundidad, desaparecen las vetas y tan solo se encuentran laminaciones muy delgadas y en menor cantidad. Entre 9631 a 9633 pies se encuentra una capa de lutita. Hasta los 9638 pies de profundidad se presenta la arenisca con las vetas de lutitas. A partir de ésta profundidad hasta los 9641 pies, la arenisca se presenta limpia sin la presencia de láminas de lutitas.

La coloración que presentan las muestras son de un color gris claro en las areniscas y gris oscuro a negro en las lutitas.

En el análisis de las láminas delgadas se encontró que la roca está formada principalmente por granos de cuarzo, muchos de los cuales son poligranulares y con un alto grado de fracturamiento. El diámetro de los granos está entre 0.004 y 0.008 pulgadas, es decir que corresponden a una arena de grano fino y de acuerdo con el grado de redondez, los granos van de sub-angulares a sub-redondeados.

Los granos presentan un fuerte entrecruzamiento entre e-

llos, notándose también la presencia de cemento silíceo y arcilloso en forma variable. Así, entre 9615 y 9620 pies de profundidad el cemento predominante es el silíceo, en cambio en el intervalo de 9621 a 9630 pies no hay presencia de sílice, la cual aparece nuevamente entre 9634 a 9638 pies llenando la casi totalidad de los poros de la roca.

También es notoria la presencia de pequeñas grietas cementadas con sílice y óxidos, preferentemente en las zonas alta y media del intervalo analizado. Otros clastos ocasionalmente presentes son: glauconita, mica y feldespatos.

De estos análisis se establece que el volumen de material arcilloso presente en las muestras es de un 10%. En conclusión se tiene que la arena es típica de plataforma continental de áreas cratónicas.

## V. DETERMINACION DE LA POROSIDAD EN EL LABORATORIO

Para poder cuantificar el contenido de hidrocarburos y determinar la forma mas eficiente de extraer la mayor cantidad posible de los mismos, es necesario determinar cier-tas propiedades de los fluídos y de la roca del yacimiento que intervienen en la acumulación y recuperación de los hidrocarburos.

Desde el punto de vista de ingeniería de yacimientos, los parámetros o características de interés considerados en una roca de yacimientos son entre otros: porosidad, saturación de fluídos y permeabilidad.

### 5.1. CONCEPTO Y GENERALIDADES SOBRE POROSIDAD

La porosidad es una medida del espacio intersticial (espacio vacío) de una roca disponible para el almacenamiento de hidrocarburos y es definida como la relación del volumen poroso al volumen total de la roca:

$$\phi = \frac{\text{Volumen poroso}}{\text{Volumen total}} = \frac{V_p}{V_t} = \frac{V_t - V_g}{V_t} \quad (5-1)$$

entendiéndose por volumen poroso el volumen total de la roca menos el volumen de los granos o sólidos contenidos en dicha roca. La porosidad puede expresarse indistintamente en fracción o porcentaje.

Se conocen dos tipos de porosidad: Absoluta ó Total, para cuya estimación se considera el volumen total de los poros y, Porosidad Efectiva, en la cual se consideran los poros interconectados para el cálculo del volumen poroso. La diferencia entre ambas se denomina porosidad no efectiva<sup>(11)</sup>.

La porosidad efectiva es la que interesa al Ingeniero de Petróleo para efectuar sus cálculos de reservas de hidrocarburos, puesto que sólo aquellos fluidos almacenados en los poros interconectados pueden ser extraídos parcialmente del yacimiento.

Geológicamente, la porosidad puede clasificarse de acuerdo al tiempo y origen de deposición de los estratos en: Porosidad Primaria (Intergranular) y Porosidad Secundaria (Inducida o Vugular).

La porosidad primaria es la desarrollada durante el tiempo en que los sedimentos fueron depositados. Los poros formados de ésta manera son intersticios de granos individuales de sedimento.

Las rocas sedimentarias que presentan este tipo de porosidades son las Areniscas (Detríticas ó Clásticas) y Calizas Oolíticas (detríticas), formando empaques de tipo cúbico u ortorrómbico. Los granos de éste tipo de roca han sido clasificados según su tamaño y se encuentran tabu

lados en la escala de Wentworth<sup>(11)</sup>.

La Porosidad Secundaria es aquella que se formó por un proceso geológico posterior a la deposición del material de la roca. Este tipo de porosidad puede clasificarse a su vez en:

- a) Porosidad en solución, la cual se presenta en rocas cuyos intersticios o poros están formados por soluciones de algunas porciones solubles de roca y agua contaminada con ácidos orgánicos.
- b) Porosidad por Fractura, originada en rocas sometidas a varias acciones de diatrofismo.
- c) Porosidad por Dolomitización que es el proceso mediante el cual las calizas se transforman en Dolomitas, las cuales son mas porosas.

Los empaques de granos que presentan las rocas con porosidad secundaria, son generalmente de tipo rombohedral; sin embargo, en rocas calcáreas es frecuente encontrar sistemas porosos de configuración compleja.

#### 5.1.1. Factores que afectan la porosidad<sup>(11,12)</sup>

Los principales factores que afectan a la porosidad son:

1. TIPO DE EMPAQUE: La porosidad intergranular varía de acuerdo con el arreglo o empaquetamiento de los granos,

así, si consideramos un sistema idealizado que supone granos perfectamente esféricos y de igual diámetro y tenemos empaquetamiento cúbico, el arreglo menos compactado, nos dá una porosidad de 47,6%; con un empaquetamiento exagonal nos resulta una porosidad de 59,54% y con empaquetamiento romboédrico (el arreglo más compactado), tenemos una porosidad de 25,96%.

2. MATERIAL CEMENTANTE: es el agente que tiene mayor efecto sobre la porosidad original y afecta al tamaño, forma y continuidad de los canales, debido a la deposición de material cementante que une los granos entre sí. Este material ligante pudo ser transportado en solución cuando los sedimentos estaban depositados, otras veces es producto de la disolución de los mismos sedimentos, o bien puede ocurrir que este material sea depositado al mismo tiempo entre los granos de la arena. Los materiales cementantes más comunes son: sílice, carbonatos de calcio y arcilla. El óxido de hierro, bajo las formas de hematita y limolita, es frecuentemente considerado cemento.

De las características de este material cementante dependerá la firmeza y compactación de la roca sedimentaria, además su contenido en mayor o menor escala le dará solidez a dicha roca.

3. GEOMETRIA Y DISTRIBUCION DE LOS GRANOS: La porosidad primaria de una arenisca o de cualquier otra roca clástica, depende inicialmente del grado de distribución o arreglo de los granos según su tamaño y angularidad. En general granos más grandes y de buena angularidad, tienden a aumentar la porosidad, mientras que en sedimentos de distribución deficiente, los granos más pequeños se acomodan en los espacios existentes entre los granos más grandes, lo que reduce considerablemente la porosidad.
4. CONSOLIDACION (COMPACTACION): es el factor geológico que reduce la porosidad debido a la presión de las capas de rocas superpuestas o a la presión orogénica. A medida que la presión de las capas superpuestas aumenta, los granos de cuarzo tienden a formar una empaquetadura mas compacta en una arenisca. Los granos de arena son molidos y también sufren una deformación plástica. Las areniscas exhiben una compresibilidad muy reducida ( $3 \times 10^{-6} \text{ lpc}^{-1}$ ).
- La existencia de porosidad a grandes profundidades en cuencas sedimentarias, es motivo de gran interés y preocupación en la industria del petróleo, especialmente con la tendencia que existe hoy en día de alcanzar mayores profundidades en las operaciones de perforación.
5. ARCILLOSIDAD (presencia de partículas finas de arcilla): la arcilla por ser un material muy fino va a ocupar los

espacios libres entre los granos, con lo cual tiende a disminuir la porosidad de las rocas.

Los diferentes factores analizados anteriormente, tienden a reducir la porosidad. Los valores más comunes de porosidad en formaciones consolidadas varían entre 10 y 25 % y pueden elevarse hasta el 35% o más en arenas no consolidadas<sup>(9)</sup>.

#### 5.1.2. Medidas de Porosidad <sup>(11,12)</sup>

La porosidad puede medirse a partir de:

- a) Registros de pozos
- b) Núcleos extraídos de los pozos y analizados en el laboratorio.

El primero, se realiza mediante registros denominados de porosidad, tales como el Neutrón, Sónico y de Densidad, o indirectamente haciendo uso de registros eléctricos.

Para la obtención de la porosidad en el laboratorio es necesario conocer dos de los tres parámetros básicos, que son: volumen masivo o total, volumen de granos y volumen poroso. En la determinación de la porosidad efectiva, que es materia del presente estudio, los métodos empleados para éste fin, requieren del conocimiento del volumen poroso interconectado y el volumen total. Estos métodos son:

- a) Medida del volumen total
  - a.1. Medición directa por Vernier
  - a.2. Picnómetro de Mercurio
  - a.3. Método de Flotación
  - a.4. Volumetro de Russell
  - a.5. Muestra recubierta de parafina y sumergida en agua
- b) Medida del volumen poroso interconectado:
  - b.1. Método de saturación de Barness
  - b.2. Porosímetro de Washburn - Bunting
- c) Otra forma de determinar la porosidad efectiva es obteniéndola con el uso del Porosímetro Universal de Ruska, el cual nos dá directamente los valores de volumen total y volumen poroso. Este es el método empleado en el presente trabajo y cuyo procedimiento es detallado posteriormente.

## 5.2. CORTE Y PREPARACION DE LAS MUESTRAS

Los núcleos son obtenidos del pozo cuando se está realizando la perforación. Todos los procedimientos de extracción de núcleos usados en la actualidad, alteran en algún grado las características petrofísicas originales de la roca de yacimiento, principalmente durante el proceso de corte<sup>(4)</sup>. A medida que los núcleos van siendo extraídos del tomador de muestras, deberán ser preservados en la mejor forma posible y colocados en recipientes marcados con la corres-

pondiente profundidad y orientación.

Debe verificarse además que las muestras vayan acompañadas de toda la información pertinente que se tenga del pozo, tal como: la formación a la que pertenece, elevación de la mesa rotatoria, registros eléctricos, densidad del petróleo, salinidad del agua de formación, etc. En el laboratorio se procedió a cortar muestras cilíndricas de cada núcleo y de conformidad con las especificaciones del porosímetro empleado, la longitud de las mismas no debe exceder de 1,25 pulgadas y el diámetro de 1,5 pulgadas, tratando en lo posible que éstas sean tomadas del centro del núcleo original.

Las superficies se deben limpiar adecuadamente para eliminar los residuos de lodo de perforación. La operación de corte de las muestras puede provocar deshidratación y fusión de ciertos minerales, alterando las propiedades petrofísicas de la muestra como consecuencia del calentamiento ocasionado por la fricción con la broca del cortador. Por éste motivo se recomienda utilizar agua, kerosene ó aire como agente refrigerante y removedor de los cortes. En el presente caso se utilizó agua.

Posteriormente se extraen los fluídos presentes en la muestra por medio de un "extractor Soxhlet", empleando Tolueno como solvente. El tiempo necesario para la extracción completa de los fluídos es de 6 a 24 horas, pudiendo obtener-

se para trabajos que no requieren alta precisión, una extracción de hasta el 95% de los fluidos en un lapso de dos a tres horas. Durante el proceso de extracción, las muestras se deben mantener en dedales de papel filtro para prevenir la erosión de los granos débilmente cementados.

Una vez que las muestras se consideran limpias, se secan en un horno hasta una temperatura máxima de 215°F y un tiempo máximo de tres horas. Las muestras que contienen arcilla y yeso no se deben deshidratar durante su preparación, por lo que es necesario secarlas a temperaturas inferiores para evitar daños de permeabilidad y porosidad<sup>(13)</sup>.

Para cerciorarse que la muestra está completamente seca, se deben hacer varias pesadas hasta comprobar que los valores se mantienen constantes.

Inmediatamente después que se considera la muestra seca, ésta es colocada en un desecador, donde permanecerá hasta su utilización. El desecador contiene cloruro de calcio, cuya principal característica es la de absorber la humedad.

### 5.3. DESCRIPCION DEL EQUIPO DE LABORATORIO

El aparato utilizado en el presente estudio se denomina Porosímetro Universal Ruska, el cual es un instrumento versátil y exacto para la determinación de la porosidad

de rocas consolidadas.

El porosímetro consta de las siguientes partes <sup>(14)</sup>:

- Una bomba volumétrica de mercurio, de 100 cc. de capacidad.
- Un picnómetro, con una cámara de aproximadamente 50 cc. de volumen, que puede admitir núcleos de hasta 1,25 pulgadas de longitud por 1,5 pulgadas de diámetro.
- Un manómetro de precisión, de 0,0 - 60,0 lpcm. con su respectiva válvula de control, que se lo utiliza en el método de la ley de Boyle.
- Un manómetro de precisión, de 0,0 - 1000 lpcm. que se lo utiliza en el método de inyección de mercurio, empleado en el presente trabajo.
- Una escala volumétrica, ubicada a la derecha del aparato, con graduaciones en centímetros cúbicos (c.c.).
- Una escala de porosidad, ubicada a la izquierda del aparato, con graduaciones similares a la escala anterior.
- Un manubrio, que sirve para desplazar el pistón de la bomba, junto al manubrio tenemos un dial con graduaciones inclinadas hacia la derecha y la izquierda, que constituyen el complemento de las lecturas obtenidas en las escalas mencionadas anteriormente.

- Una cubierta del picnómetro, en cuya parte superior se tiene una válvula de aguja que abre la cámara del mismo a la atmósfera.
- Una válvula de llenado de la bomba volumétrica de mercurio.

En la figura 5-1, se presenta un esquema del porosímetro universal Ruska.

#### 5.4. CALIBRACION DEL APARATO

Para llevar a efecto éste trabajo, fue necesario realizar la evacuación completa del sistema, previo al llenado de la bomba volumétrica con mercurio, colocándose una bomba de vacío con una tubería conectada a la válvula de llenado del porosímetro. A lo largo de la tubería se colocaron en forma conveniente una válvula de control, un manómetro de vacío de 0,0 - 30 atmósferas de vacío y dos trampas de vidrio, en una de las cuales se colocó el mercurio. La figura 5-2 muestra en forma esquemática la disposición de los aparatos empleados para conseguir el vacío.

Una vez conectado el sistema, se abrieron las válvulas de llenado y del manómetro de 0,0 - 60 lpcm., cerrándose la válvula de aguja situada en la cubierta del picnómetro y se retiró el émbolo de la bomba de mercurio de 45 a 50 c.c. desde el tope máximo.

En éstas condiciones se abrió la válvula de control en la línea de vacío y se puso a funcionar la bomba. Una vez comprobado que no existía fuga en las conexiones y la línea, se efectuó el vacío por espacio de tres horas.

A continuación se cerró la válvula de control en la línea de vacío y se procedió al llenado de la bomba con mercurio, luego de lo cual las válvulas de llenado y del manómetro de 0,0 - 60 lpcm. se cerraron, abriéndose luego la válvula del picnómetro.

Posteriormente se encontró el Factor de Corrección, que es una compensación que debe realizarse por efectos de la expansión volumétrica del sistema entre la presión atmosférica y la de referencia, que es 750 lpcm<sup>(14)</sup>.

La magnitud de esta compensación es igual al volumen de mercurio desplazado por el émbolo, cuando la válvula del picnómetro es cerrada y la presión en el aparato es elevada desde cero hasta la de referencia. El factor de corrección permanecerá constante mientras no se permita que el aire entre en el cilindro de la bomba o en los manómetros adjuntos. Una mala manipulación del porosímetro puede originar la entrada de aire al cilindro de la bomba a través del picnómetro.

El factor de corrección es determinado de la siguiente forma:

1. Con la cubierta del picnómetro en su posición y la válvula abierta, se observa la aparición de la primera gota de mercurio en la base de la válvula.
2. Se cierra la válvula del picnómetro, se acopla la parada viajera a la escala del espacio poroso y el dial del manubrio es encerado.
3. La presión del sistema es incrementada hasta 750 Lpcm. la lectura del dial del manubrio en los números incli-  
nados hacia la izquierda, nos dará un valor directo del factor de corrección.

Este factor no debe exceder de 0,50 c.c., si es mayor, significa que existe aire en el sistema y debe ser evacuado, para lo cual se efectua nuevamente el vacío y se repite todo el procedimiento descrito, hasta que el factor de corrección obtenido esté dentro del rango de tolerancia aceptable.

La exactitud de éste factor es controlada como sigue:

1. La presión en el sistema es reducida a la presión atmosférica y la válvula del picnómetro es abierta.
2. El nivel del mercurio es llevado hasta la base de la válvula del picnómetro, la escala del espacio poroso es

acoplada a la parada viajera y usando los números inclinados hacia la derecha, el dial del manubrio es colocado en el valor obtenido para el factor de corrección.

3. La válvula es cerrada y la presión incrementada hasta - 750 Lpcm. Si el espacio poroso indicado en el dial del manubrio es 0,0, la exactitud del factor de corrección es verificada.

En el presente trabajo se encontró un factor de corrección de 0,40 c.c., a una temperatura promedio del cuarto de 28°C y una presión barométrica de 764,3 m.m. de mercurio. El volumen del picnómetro, hallado en las mismas condiciones de presión y temperatura, fue de 47,90 c.c.

#### 5.5. DETERMINACION DEL VOLUMEN TOTAL

Debido a las formas de diseño y ajustes de fábrica del porosímetro, el volumen total puede ser medido rápida y exactamente mediante el siguiente procedimiento:

- a. Con el picnómetro abierto, de tal forma, que se permita la observación visual, se vacía el picnómetro.
- b. Se acopla la escala de volumen con la guía fija y se coloca el dial del manubrio en 90 usando los números inclinados hacia la derecha.
- c. Se coloca la muestra limpia y seca en el picnómetro, co

locándose también la cubierta del mismo, dejando la válvula abierta.

- d. Se inyecta el mercurio dentro del picnómetro, hasta que aparezca la primera gota en la base de la válvula, lo que indica que el picnómetro está lleno.
- e. El volumen total ( $V_t$ ) de la muestra es leído directamente sobre la escala de volumen y el dial del manubrio. Por ejemplo: si en la escala de volumen se lee algo más que 8 c.c. y en el manubrio el dial indica 32 en los números inclinados a la derecha, el volumen total de la muestra será exactamente 8,32 c.c.

#### 5.6. DETERMINACION DEL VOLUMEN POROSO

Después de determinar el volumen total, se puede evaluar el volumen poroso sin sacar la muestra del picnómetro, mediante el siguiente procedimiento:

- a. Inmediatamente después de medido el volumen total, se cierra la válvula del picnómetro al aparecer la primera gota de mercurio en la base.
- b. Se acopla la escala de espacio poroso con la guía fija y se coloca el dial del manubrio en el valor determinado para el factor de corrección, usando los números inclinados hacia la derecha.

- c. Se incrementa la presión del sistema hasta 750 lpcm.
- d. Se obtiene el volumen poroso ( $V_p$ ), leyendo directamente sobre la escala de espacio poroso y en el dial del manubrio con los números inclinados hacia la izquierda.

Una vez que se tienen los valores de volumen poroso y volumen total se puede obtener la porosidad de la muestra usando la siguiente fórmula:

$$\phi = \frac{V_p}{V_t} \times 100 \quad (5-1)$$

En el presente trabajo se realizaron seis pruebas de porosidad por cada pie de profundidad analizado, cuyos resultados se muestran en la tabla 5-1, en la cual también aparece un valor de porosidad promedio para cada intervalo de profundidad, que fue establecido mediante el promedio aritmético utilizando la siguiente fórmula:

$$\phi_p = \frac{\sum_{i=1}^n \phi_i}{n} \quad (5-2)$$

## VI. DETERMINACION DE LA SATURACION DE FLUIDOS

Como se discutió anteriormente, la porosidad es una medida de la capacidad de almacenamiento del yacimiento, lo que demanda la determinación de la fracción del volumen poroso ocupado por los fluidos presentes en la formación. Dicha fracción es lo que se denomina Saturación de Fluidos.

La determinación de la naturaleza y cantidad de los fluidos presentes en una roca de yacimiento, es de vital importancia para el Ingeniero de Petróleo, ya que dicha formación con alta porosidad y permeabilidad es de interés siempre que contenga petróleo y/o gas en cantidades comerciales.

La saturación de los fluidos presentes en un yacimiento puede ser determinada de dos formas diferentes<sup>(11)</sup>:

- a. Directa, haciendo uso de los métodos de laboratorio, tales como: de la Retorta y de extracción con solventes.
- b. Indirecta, mediante el uso de registros de pozos, los cuales miden propiedades eléctricas y radioactivas que permiten identificar los fluidos contenidos en el yacimiento.

En el presente trabajo se utilizó el método de extracción

con solvente, usando el extractor Soxhlet. La obtención de la saturación de fluídos mediante el uso de registros de pozos, es materia de otro capítulo.

#### 6.1. DESCRIPCION DEL EQUIPO DE LABORATORIO

El presente estudio se llevó a cabo basado en el método de extracción con solvente (tolueno), que es uno de los más utilizados en núcleos frescos del yacimiento, debido a que los minerales constituyentes de la roca no sufren alteraciones <sup>(11)</sup>.

El equipo utilizado consta de las siguientes partes:

1. Un calentador eléctrico
2. Un balón de vidrio con capacidad de 500 c.c., en el cual el solvente es calentado.
3. Una trampa de vidrio con graduaciones, la que servirá para recoger el agua extraída de las muestras.
4. El extractor Soxhlet, donde son colocadas las muestras.
5. Un condensador de gas con flujo de agua, en el cual se condensan los vapores del solvente.

La figura 6-1 muestra un esquema del equipo empleado en el presente trabajo.

Además se contó con una balanza analítica de alta precisión y un horno eléctrico.

## 6.2. PROCEDIMIENTO PARA LA DETERMINACION DE SATURACIONES DE FLUIDOS.

Una vez que las muestras seleccionadas han sido cortadas tal como se indicó en el capítulo 5-1, éstas son colocadas en el horno a una temperatura máxima de 60°C durante unos 15 minutos, para remover el agua que está mojando la superficie de las muestras, después del proceso de corte.

A continuación las muestras de una misma profundidad son pesadas junto con el dedal de extracción, previamente pesado, obteniéndose el peso de las muestras saturadas con petróleo y agua más el peso del dedal. Posteriormente el dedal con las muestras es colocado en el extractor Soxhlet y se conecta el calentador. El solvente utilizado (tolueno), empieza a hervir a una temperatura de 114°C, siendo sus vapores condensados y recogidos en el extractor, empezando en éste momento su acción de limpieza de las muestras al entrar en contacto con las mismas. Este proceso se repite - cuantas veces sea necesario, hasta obtener una limpieza total de las muestras, cuando el solvente se torna incoloro.

El agua que ha sido removida es recogida en la trampa graduada y su valor cuidadosamente leído.

Posteriormente las muestras son retiradas del extractor y colocadas en el horno a una temperatura entre 210 y 215°F,

para eliminar el tolueno que se encuentra en sus poros. El tiempo máximo que deben estar expuestas a dichas temperaturas es de tres horas<sup>(15)</sup>, al cabo de las cuales son colocadas en el desecador para evitar la contaminación con el medio ambiente y esperar que se enfríen. Luego el dedal y las muestras son pesados, obteniéndose el peso final. La diferencia entre la primera y la última pesada dará el peso del petróleo y agua originalmente presentes en las muestras.

Conociéndose el volumen de agua en la trampa, la densidad del agua (1,0 gr./c.c.), la densidad del petróleo presente en las muestras (0,85 gr./c.c.) y el volumen poroso, se puede entonces determinar las saturaciones de agua, petróleo y gas.

Por ejemplo, en el nivel 9619 pies de profundidad, en una de las pruebas se obtuvieron los siguientes resultados:

Peso muestras saturadas + dedal	47,8858 gr.
Peso del dedal	5,8728 gr.
Volumen de agua en la trampa	0,05 cc.
Peso de muestras secas + dedal	47,6706 gr.
Volumen poroso	0,965 cc.
Peso del agua = $\rho \times V = 1,0 \text{ gr/cc.} \times 0,05 \text{ cc.} = 0,05 \text{ gr.}$	
Peso de petróleo = Peso inicial - peso final - peso agua.	
Peso de petróleo = 47,8858 - 47,6706 - 0,05.	

Peso de petróleo = 0,1652 gr.

$$\text{Volumen de petróleo} = \frac{p}{\rho} = \frac{0,1652 \text{ gr.}}{0,85 \text{ gr/cc.}}$$

Volumen de petróleo = 0,1944 cc.

$$\text{Saturación de agua } S_w = \frac{V_w}{V_p} = \frac{0,05 \text{ cc.}}{0,965 \text{ cc.}} = 0,052$$

$$S_w = 5,2\%$$

$$\text{Saturación de petróleo } S_o = \frac{V_o}{V_p} = \frac{0,1944 \text{ cc.}}{0,965 \text{ cc.}} = 0,20$$

$$S_o = 20,0\%$$

$$\therefore S_w + S_o = 25,2\%$$

De acuerdo a los datos proporcionados por la compañía operadora del campo, el yacimiento Balsa es considerado como Subsaturado, lo que indica ausencia de capa de gas, por lo tanto, el 74,8% del espacio poroso restante, corresponde al gas originalmente en solución y a los fluidos que han sido desplazados por el filtrado de lodo.

Para la determinación de la saturación de los fluidos se realizaron cuatro pruebas por cada nivel analizado. Los resultados de éstas pruebas se encuentran resumidos en la tabla 6-1.

## VII. INTERPRETACION DE LOS REGISTROS ELECTRICOS

En los registros de pozos, las formaciones se identifican por sus propiedades eléctricas y otras características como son: potenciales electroquímicos naturales, velocidad del sonido, radioactividad natural, captación nuclear de neutrones, dispersión de rayos gamma, temperatura, etc. No es necesario sacar muestras de las formaciones, ya que sus propiedades y otras mediciones se registran "in situ".

El objetivo de los registros de pozos es el de obtener respuesta a las siguientes interrogantes:

1. Clase de formaciones que atravieza el pozo.
2. Profundidad exacta del tope y la base de cada formación.
3. Formaciones porosas y permeables existentes.
4. Fluídos contenidos en las formaciones porosas
5. Cantidad existente de dichos fluídos
6. Posibilidad de producción de hidrocarburos

Todas estas interrogantes pueden ser conocidas a través de la interpretación adecuada de los registros de pozos, que nos ofrecen la información más rápida, continua, económica y confiable.

### 7.1. DETERMINACION DE LOS PARAMETROS DE FORMACION

La resistividad es de particular importancia para la determinación de las saturaciones de los fluídos presentes en la roca de yacimiento.

Para conocer la resistividad de la formación en la zona virgen (zona no invadida por el lodo de perforación) y en las zonas cercanas al pozo, donde el filtrado de lodo de perforación ha reemplazado la mayor parte de los fluídos origi-nales, se utilizan mediciones en forma individual o combi-nada.

Los datos de resistividad de la formación junto con los de porosidad y resistividad del agua presente en los poros de la roca, son utilizados para obtener los valores de saturación de agua.

Para la determinación de la porosidad se usan diferentes tipos de registros: sónico, de densidad de la formación y neutrón.

Estos registros tienen características propias que dependen principalmente de la porosidad de la formación. Adicionalmente están afectados por ciertas propiedades de la ma-triz de la roca, que actúan diferentemente sobre cada uno de ellos. Debido a estas características es recomendable la combinación de dos o tres registros de porosidad, para

tener un mejor conocimiento de la capacidad de almacenamiento de la roca de yacimiento.

#### 7.1.1.1. Determinación de la Resistividad del Agua ( $R_w$ )

Para determinar la saturación de agua es necesario conocer la resistividad del agua de formación ( $R_w$ ), existiendo diferentes métodos para su obtención:

- a. Medidas directas
- b. Análisis químico
- c. A partir de la curva SP
- d. A partir de los registros tomados en una zona acuífera.

De los métodos anteriores, la compañía operadora del campo efectuó una medición directa mediante un análisis de agua, obteniéndose un valor de  $R_w$  igual a 0,053  $\Omega$ -m.

En el presente trabajo se determinó  $R_w$  utilizando la curva SP, de la siguiente manera:

De los registros tenemos:

$$R_m = 0,94 \Omega\text{-m a } 198^\circ\text{F}$$

$$\text{BHT} = 198 \text{ }^\circ\text{F}$$

$$\text{GT} = 1,211 \text{ }^\circ\text{F}/100'$$

$$\text{SP} = -60 \text{ mv}$$

$$\text{Tf} = 196,8 \text{ }^\circ\text{F}$$

Por la carta GEN - 9<sup>(18)</sup>:

$$R_m = 0,96 \Omega\text{-m a } T_f$$

R<sub>mf</sub> a temperatura de formación es establecida utilizando la relación de Schlumberger<sup>(18)</sup>.

$$R_{mf} = 0,75 R_m$$

$$R_{mf} = 0,75 \times 0,96$$

$$R_{mf} = 0,72 \Omega\text{-m}$$

El SP es corregido por efectos de invasión con la carta SP-3<sup>(18)</sup> y se obtiene un SP corregido de -87 mv. Con este valor, utilizando la carta SP-1<sup>(18)</sup> se determina:

$$\frac{(R_{mf})_e}{(R_w)_e} = 10,2$$

$$(R_{mf})_e = 0,85 R_{mf}$$

$$\therefore (R_w)_e = \frac{0,85 \times 0,72}{10,2} = 0,06 \Omega\text{-m}$$

De la carta SP-2<sup>(18)</sup>, se obtiene R<sub>w</sub>:

$$R_w = 0,061 \Omega\text{-m.}$$

Al comparar el valor de R<sub>w</sub> (0,053) obtenido por análisis de agua, con el obtenido de la curva SP (0,061), se observa una buena aproximación en ambos valores, siendo más confiable el R<sub>w</sub> obtenido por análisis de agua, ya que la curva SP no se desarrolla bien por efectos de la presen-

cia de arcilla e hidrocarburos de la formación, lo que dá un valor erróneo de  $R_w$ . Por lo tanto para nuestros cálculos posteriores emplearemos el valor de  $0,053 \Omega\text{-m}$ .

### 7.1.2. Factor de Resistividad de la formación (F)

El factor de formación está definido como la relación entre la resistividad de una roca saturada 100% con un fluido y la resistividad de dicho fluido.

Así tenemos, que en la zona no contaminada de una formación, el factor de formación  $F$  será:

$$F = \frac{R_o}{R_w} \quad (7-1)$$

La deducción de ésta fórmula se la presenta en el apéndice A.

Las relaciones experimentales entre porosidad y factor de formación de Archie y Humble son ampliamente usadas en Ingeniería de Petróleo. La relación de Archie se expresa como:

$$F = \frac{a}{\phi^m} \quad (7-2)$$

donde "a" es una constante que depende del tipo de roca, en la que se incluye la tortuosidad y "m" es el factor de cementación, que depende del grado de consolidación de la

roca. El valor de "m" varía desde 1,3 para arenas muy sueltas, hasta 2,2 para calizas, dolomitas y arenas muy consolidadas<sup>(16)</sup>.

La relación de Humble viene dada por:

$$F = \frac{0,62}{\phi^{2,15}} \quad (7-3)$$

y dentro de los rangos de porosidad normalmente encontrados, dá valores muy cercanos a los obtenidos por Archie. Como regla práctica, la compañía Schlumberger utiliza las siguientes relaciones:

$$F = \frac{0,81}{\phi^2} \quad \text{para areniscas} \quad (7-4)$$

$$F = \frac{1,0}{\phi^2} \quad \text{para calizas} \quad (7-5)$$

La formación analizada en el presente estudio está constituida por areniscas consolidadas, por lo cual se utiliza la relación dada por la fórmula 7-4.

### 7.1.3. Determinación de la Resistividad de la formación (Rt)

Este parámetro se puede determinar mediante el uso de registros eléctricos que permitan la medición de la resistividad en la zona no contaminada de la formación. Entre éstos registros tenemos: Registro de Inducción, Laterolog, Dual Induction - Laterolog.

El registro eléctrico normalmente utilizado en el campo BALSALSA es el de Inducción 6FF40, el cual mide la conductividad de la formación, de la cual se obtiene su recíproca: la resistividad.

Este registro puede ser corrido tanto en pozos con lodos conductivos como no conductivos y en pozos vacíos sin que afecte su lectura.

Adicionalmente si tenemos en cuenta que en el pozo BALSALSA 2 la permeabilidad de la formación productora, de acuerdo a las pruebas realizadas en laboratorio, no es muy alta, se puede asumir que el diámetro de invasión no afecta la lectura del registro.

El efecto de las capas adyacentes a la formación productora también es despreciable, debido a que el espesor que presenta la misma es bastante grande (50 pies) en la zona de interés.

Todas éstas consideraciones nos llevan a la conclusión de que las lecturas obtenidas a partir de la curva recíproca de la inducción, pueden ser tomadas directamente como valores de la resistividad verdadera ( $R_t$ ) de la formación.

## 7.2. DETERMINACION DE LA POROSIDAD A PARTIR DEL REGISTRO DE DENSIDAD

El registro de Densidad Compensado de la Formación (FDC), tiene como finalidad la medición de la porosidad de las formaciones, mediante la medida de la densidad de las mismas y debido a los buenos resultados en el Oriente Ecuatoriano, éste es uno de los registros de porosidad mas confiable y utilizados en nuestro país.

La respuesta del registro de densidad depende de la densidad de las formaciones. La conversión a porosidad va a depender del tipo de matriz que se presente.

Consideremos una muestra de roca como en la figura 7-1, cuya masa la dividiremos en dos partes: masa de los granos y masa de los fluídos que la saturan. Según esto se puede expresar:

$$M_t = M_g + M_f$$

dónde los "M" representan masa y los subíndices corresponden al total, granos y fluídos respectivamente. Conociendo que masa es igual a volumen por densidad, tenemos:

$$M_t = V_t \times \rho_b = V_f \times \rho_f + V_g \times \rho_g$$

Por otra parte:

$$\phi = \frac{\text{Volumen poroso}}{\text{Volumen total}}$$

Luego:

$$\rho_b = \frac{V_f}{V_t} \rho_f + \frac{V_g}{V_t} \rho_g$$

$$\frac{V_f}{V_t} = \phi \quad ; \quad \frac{V_g}{V_t} = 1 - \phi$$

$$\rho_b = \phi \rho_f + (1 - \phi) \rho_g \quad (7-6)$$

Si consideramos que  $\rho_g = \rho_{ma}$ , entonces podemos definir la porosidad como:

$$\phi = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f} \quad (7-7)$$

dónde:

$\rho_{ma}$  = densidad de la matriz

$\rho_b$  = densidad obtenida del registro

$\rho_f$  = densidad del fluido

$\phi$  = porosidad

La ecuación 7-7 está graficada para diferentes valores de densidad de la matriz y del fluido, en las figuras POR-5a de la compañía Schlumberger<sup>(18)</sup>.

Al analizar una corrida conjunta de los registros de Densidad y Gamma Ray, observamos que la formación productora es generalmente compacta y presenta intercalaciones de lutitas, lo que se confirma con las pruebas de porosidad realizadas en el laboratorio, el análisis visual y de láminas delgadas de las muestras de la formación. La presen-

cia de lutitas en intercalaciones o en forma dispersa y de arcilla, que se encuentra cementando los granos de la roca, afectan la respuesta del registro, por lo que fué necesario corregir los valores de porosidad obtenidos con el registro de densidad.

Esta corrección se efectuó utilizando el gráfico 7-2 de la compañía Dresser<sup>(19)</sup>, tomando un volumen promedio de 10% de arcilla y una densidad de la misma de 2,4 gr/cc., obtenida del registro en la zona de lutitas mas cercanas a la formación productora.

En la tabla 7-1 se presentan los valores de porosidad sin corrección y corregidos por arcillosidad, los cuales se encuentran graficados en la figura 7-3 y en la figura 7-4 se los compara con los obtenidos en el Laboratorio.

### 7.3. DETERMINACION DE LAS SATURACIONES DE AGUA Y PETROLEO

La resistividad de una roca de yacimiento es función de las saturaciones de agua, petróleo y gas en las vecindades de los pozos<sup>(17)</sup>. El parámetro que generalmente se utiliza en la interpretación de registros de pozos es la saturación de agua ( $S_w$ ), que es obtenida en forma directa de la evaluación de los registros. Las saturaciones de petróleo y gas son obtenidos indirectamente, como el espacio poroso que no está ocupado por agua.

La saturación de agua en una roca de yacimiento depende de muchos factores característicos de las rocas, que son: porosidad, permeabilidad, superficie específica de los granos, etc., así como de las propiedades de los fluidos presentes, tales como: viscosidad, densidad, etc.

El valor de la saturación de agua para formaciones limpias puede ser obtenida a partir de la ecuación de Archie<sup>(16)</sup>:

$$S_w = (R_o/R_t)^{1/n} \quad (7-8)$$

donde "n" es el exponente de saturación,  $R_o$  la resistividad de la roca 100% saturada de agua y  $R_t$  es la resistividad verdadera de la formación saturada con hidrocarburos y agua en porcentajes variables.

Introduciendo el factor de formación (F), definido por la ecuación 7-1, la ecuación 7-8 puede ser escrita de la siguiente manera:

$$S_w = \frac{F R_w}{R_t}^{1/n} \quad (7-9)$$

donde  $R_w$  es la resistividad del agua de formación.

Cuando en las formaciones existe presencia de arcillas o lutitas, los parámetros obtenidos de los registros de pozos son afectados y la ecuación 7-9 no es aplicable.

La forma en que la arcillosidad afecta los parámetros obtenidos de los registros, depende de la proporción de arcilla o lutita presente, de sus propiedades físicas y de su distribución en la formación.

La arcilla puede existir en dos formas:

- a. En forma de láminas, entre las cuales se encuentran depositadas las capas de arena.
- b. El material arcilloso puede encontrarse disperso a través de la arena, llenando los espacios intergranulares.

Ambas formas de arcillas o lutitas pueden presentarse simultáneamente en la misma formación, tal es el caso de la arena "T" del campo BALSÁ, en la cual, de acuerdo al análisis visual y microscópico de láminas delgadas, se ha establecido un volumen promedio de 10% de material arcilloso.

Waxman, Simandoux, Poupon y otros<sup>(17)</sup>, en investigaciones realizadas en la década del 60, obtuvieron una relación - que es independiente de la forma de distribución de la arcilla:

$$\frac{1}{R_t} = \frac{\phi e}{a} \frac{S_w}{R_w} + \frac{V_{sh} S_w}{R_{sh}} \quad (7-10)$$

Resolviendo esta ecuación para  $S_w$  (Apéndice B), se obtiene:

$$S_w = \sqrt{\frac{F R_w}{R_t} + \left( \frac{R_w F}{2} \times \frac{V_{sh}}{R_{sh}} \right)^2} - \left( \frac{F R_w}{2} \times \frac{V_{sh}}{R_{sh}} \right) \quad (7-11)$$

donde:

F = factor de formación

R<sub>w</sub> = resistividad del agua de formación

R<sub>t</sub> = resistividad verdadera de la formación

V<sub>sh</sub> = volumen de arcilla

R<sub>sh</sub> = resistividad de la arcilla

En la ecuación 7-11, los parámetros F, R<sub>w</sub>, R<sub>t</sub> han sido determinados anteriormente en este mismo capítulo, el volumen de arcilla fue estimado en 10% y la resistividad de las arcillas ha sido tomada del registro de inducción, en la zona mas cercana a la formación, obteniéndose un valor de 8 Ω-m.

La ecuación 7-11 está representada en las figuras 7-5 y 7-6, las cuales han sido utilizadas para la determinación de la saturación de agua en el presente trabajo.

La tabla 7-2, muestra los resultados de los cálculos de la saturación de agua usando los gráficos mencionados anteriormente.

La tabla 7-3, reúne los valores de saturación de agua obtenidos utilizando el método de Archie, considerando la forma-

ción como limpia. De ésta manera se puede evaluar el efecto de las arcillas o lutitas en la saturación de agua.

Ambas tablas presentan la saturación de petróleo obtenido de acuerdo con la siguiente relación:

$$1 = S_o + S_w + S_g$$

Las figuras 7-7a y 7-7b, nos muestran las curvas de saturaciones de agua y petróleo a partir de los datos obtenidos de las pruebas de laboratorio y de registros de pozos.

La figura 7-8, representa las curvas de porosidad, permeabilidad, saturación de agua y petróleo, a partir de los valores considerados como los más representativos de la formación.

## VIII. COMPARACION Y DISCUSION DE RESULTADOS

Analizando los registros de pozos se encontró una diferencia entre las profundidades dadas por los registros con aquellas a las que se obtuvieron las muestras. Esta diferencia se debe a que los registros no fueron tomados desde la profundidad total de perforación, 9740 piés, sino desde los 9737 piés, lo que involucra un desplazamiento de tres piés, los cuales fueron compensados para graficar las curvas de porosidad y saturación de fluídos a partir de un mismo nivel.

La corrección por arcillosidad en el registro de densidad, ha producido una disminución del 1,4% al 1,8% en la porosidad tal como se muestra en la figura 7-3. Esta disminución permanece constante a lo largo de todo el intervalo analizado, debido a que se consideró un volumen promedio de arcilla del 10%, como se indicó en el capítulo IV.

En la figura 7-4, se han graficado los valores de porosidad obtenidos utilizando el porosímetro y el registro de densidad corregido por efectos de arcillosidad, observándose básicamente que ambas curvas tienen la misma tendencia. La diferencia que existe entre las mismas se considera normal, puesto que la interpretación de los registros de pozos se

basa en su mayor parte en ciertas relaciones empíricas que emplean valores promedios de ciertos parámetros tanto de las formaciones como de los fluidos.

Otro factor que influye en ésta diferencia es el volumen promedio de arcillas tomado, el cual en realidad no permanece constante en todo el intervalo de la formación analizado.

Cuando los valores de saturación de agua y petróleo obtenidos en el laboratorio son comparados con los valores obtenidos de los registros de pozos, se aprecian cambios considerables debidos a la variación de las condiciones de yacimiento a condiciones de laboratorio o superficie. Estos cambios se los puede observar en el análisis de las figuras - 7-7a y 7-7b.

Durante las operaciones de perforación y obtención de núcleos, la formación es parcialmente lavada por el filtrado de lodo, ésta acción depende de factores tales como: permeabilidad de la formación, tasa de penetración de la broca, viscosidad del lodo de perforación, etc.

La acción anterior dá como resultado un núcleo parcialmente lavado, en el cual una cantidad de fluidos del yacimiento han sido reemplazados por una cantidad desconocida de filtrado de lodo.

El núcleo parcialmente lavado es entonces removido desde una región de alta presión, en el fondo del pozo, a una región de baja presión en superficie, dónde se produce la expansión de los fluídos dentro del núcleo, especialmente el gas en solución que todavía permanece en el mismo, el cual al expandirse desaloja una cantidad adicional de petróleo y filtrado de lodo.

Las consideraciones anteriores demuestran la razón por la cual en los análisis de núcleos de la arena "T", se tienen valores de saturaciones de agua y petróleo que difieren con los obtenidos de los registros de pozos, lo que se muestra en las figuras 7-7a y 7-7b.

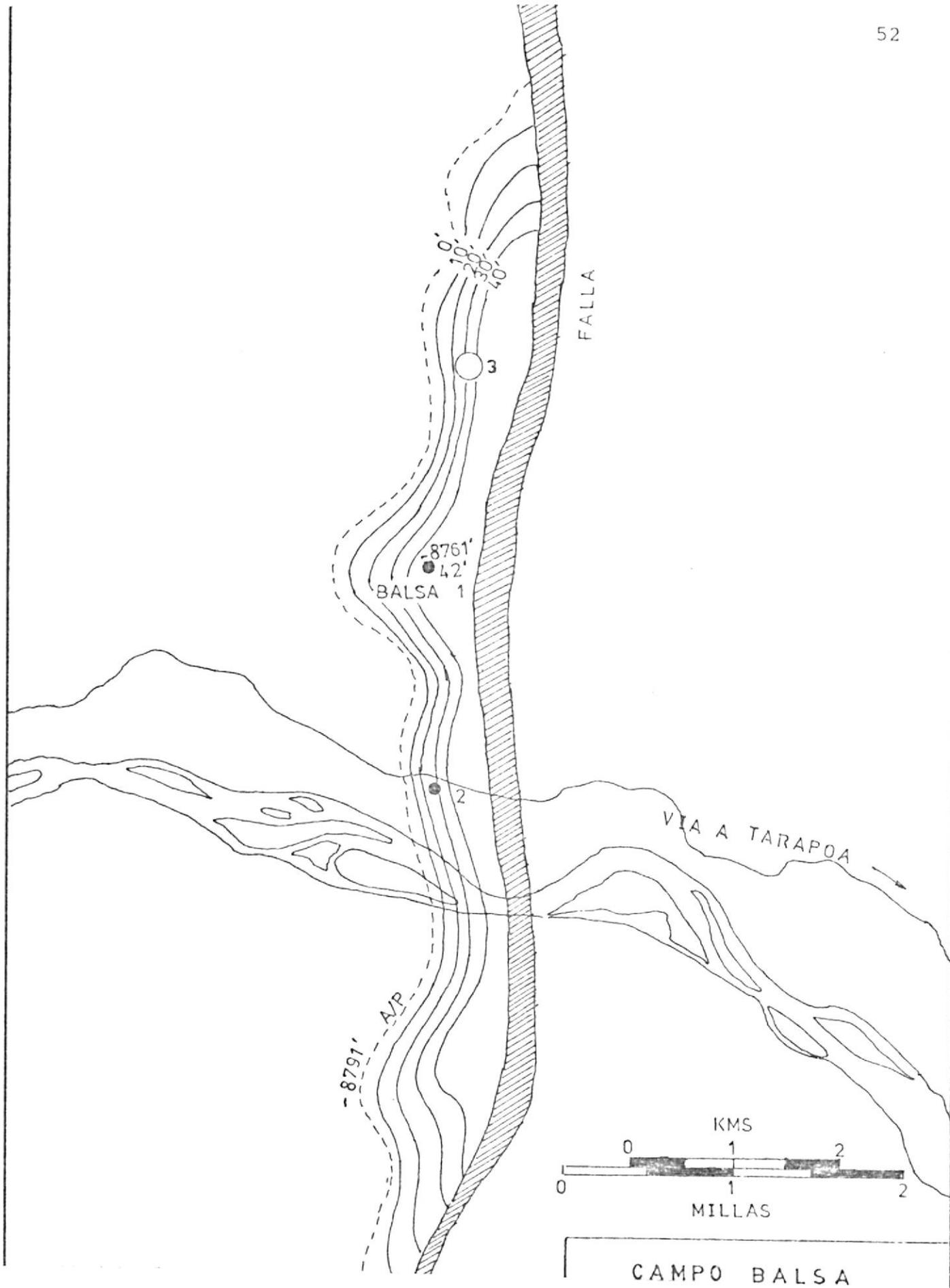
En la tabla 7-3, se encuentran los valores de saturaciones de agua y petróleo obtenidos aplicando la ecuación 7-9 de Archie, considerando la arena "T" como una arena limpia. Sí comparamos estos valores con los de la tabla 7-2, obtenidos tomando la arena "T" como arcillosa, podremos observar que son prácticamente iguales, lo que nos indica que el 10% de material arcilloso considerado, produce un efecto despreciable en los cálculos de saturaciones de agua y petróleo. Por ésta razón la arena "T" puede ser considerada como una formación limpia.

## IX. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

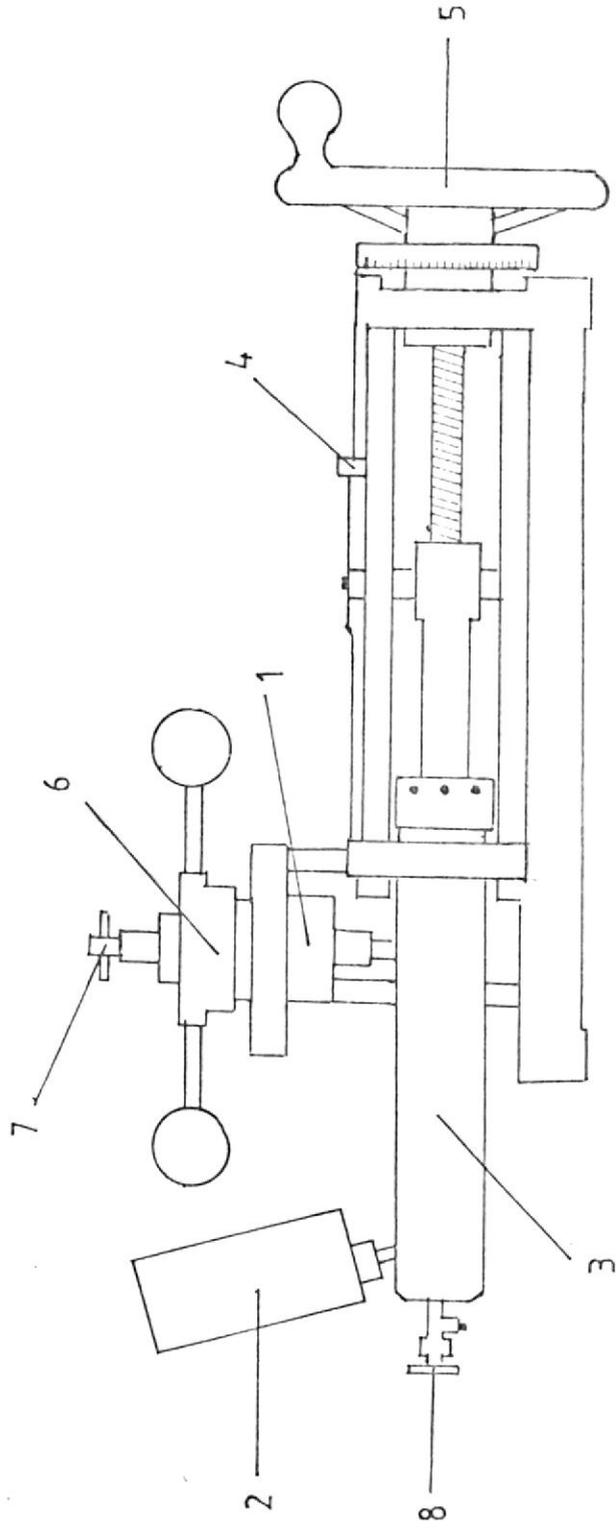
1. La correlación de los datos de porosidad obtenidos a partir del análisis de núcleos y del registro de densidad corregido por efecto de arcillosidad es satisfactoria, siendo mas confiables los datos experimentales obtenidos en el laboratorio.
2. Dada la importancia que tienen los valores de saturaciones de agua y petróleo en el cálculo volumétrico de reservas petrolíferas de un yacimiento, es aconsejable utilizar los valores de saturaciones de fluidos obtenidos de los registros de pozos, como representativos de la arena "T" para dichos cálculos, empleando los datos obtenidos del análisis de núcleos únicamente para interpretación cualitativa.
3. Para cálculos que no requieren de mayor exactitud, la arena "T" se la puede considerar como una formación limpia, en el intervalo analizado puesto que el error que se comete es despreciable como se aprecia al comparar las tablas 7-2 y 7-3.

4. Los intervalos analizados y comprendidos entre 9620 a 9630 piés y de 9638 piés en adelante, presentan características favorables de porosidad, permeabilidad y saturación para producir petróleo en cantidades comerciales, lo cual se observa al analizar las curvas representativas de estos parámetros en la figura 7-8.
5. Se recomienda realizar análisis de núcleos en el pozo Balsa 4, cuya ubicación para su perforación ha sido propuesta por la compañía operadora en el extremo Norte de la estructura y en el pozo cuya ubicación (no propuesta todavía) estuviere en la parte más al Sur de la estructura, de tal manera que con los datos que se obtengan de estos Análisis y los que se tienen de los pozos Balsa 1 y Balsa 2, situados en la parte central de la estructura, se establezcan las características petrofísicas que existen en la arena "T" a lo largo de toda la estructura.
6. Se recomienda que además del registro de Densidad, se corra otro registro de porosidad tal como el Sónico ó el Neutrón, con el fin de tener información suficiente que permita hacer las combinaciones necesarias requeridas tanto para una mejor interpretación de este parámetro como para hacer correcciones mas precisas para efectos de arcillosidad.

## GRAFICOS



ERA	PERIODO	EPOCA	FORMACION	LITOLOGIA	PROF.		
M E S O Z O I C O	C R E T A C E O	M E D I O - S U P E R I O R	C A M P A N I E N S E	N A P O	Lutitas Arenas y Calizas	8720'	
					Lutita	9300'	
					Caliza	9313'	
						9350'	
					Lutita	9380'	
					Caliza	9410'	
					Arena	9425'	
					Lutita	9430'	
					Arena	9442'	
					Lutita	9448'	
					Arena	9464'	
					Lutita		
						9535'	
					Caliza	9560'	
					Arena	9580'	
					Arena		
					Lutitica	9608'	
					Lutita	9615'	
					Arena	9631'	
					Lutita	9638'	
Arena	9654'						
Lutita	9658'						
Arena							
	9690'						
Lutita							



- 1 PICNOMETRO
- 2 MANOMETROS
- 3 BOMBA DE MERCURIO
- 4 ESCALAS DE POROSIDAD Y VOLUMETRICA
- 5 MANUBRIO CON DIAL
- 6 TAPA DEL PICNOMETRO
- 7 VALVULA DE AGUJA
- 8 VALVULA DE LLENADO

FIGURA 5-1. ESQUEMA DEL POROSIMETRO UNIVERSAL DE RUSKA.

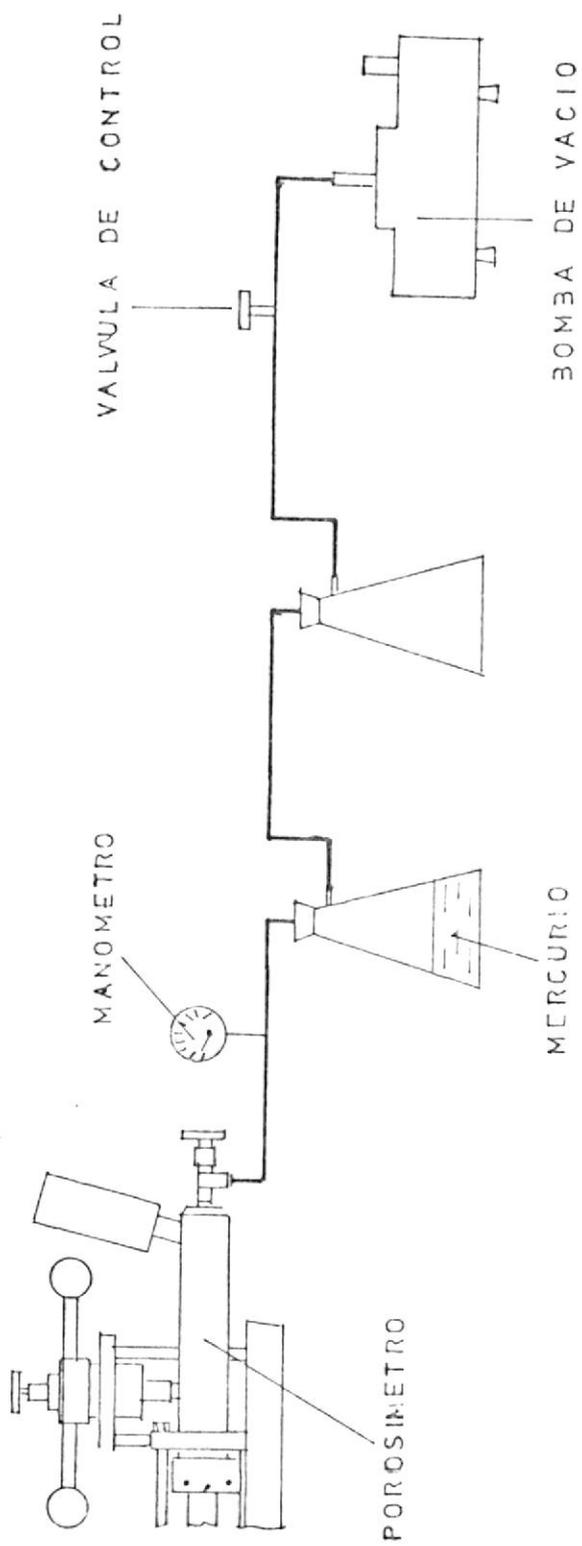


FIGURA 5-2. ESQUEMA DEL SISTEMA PARA OBTENER VACIO EN EL POROSIMETRO.

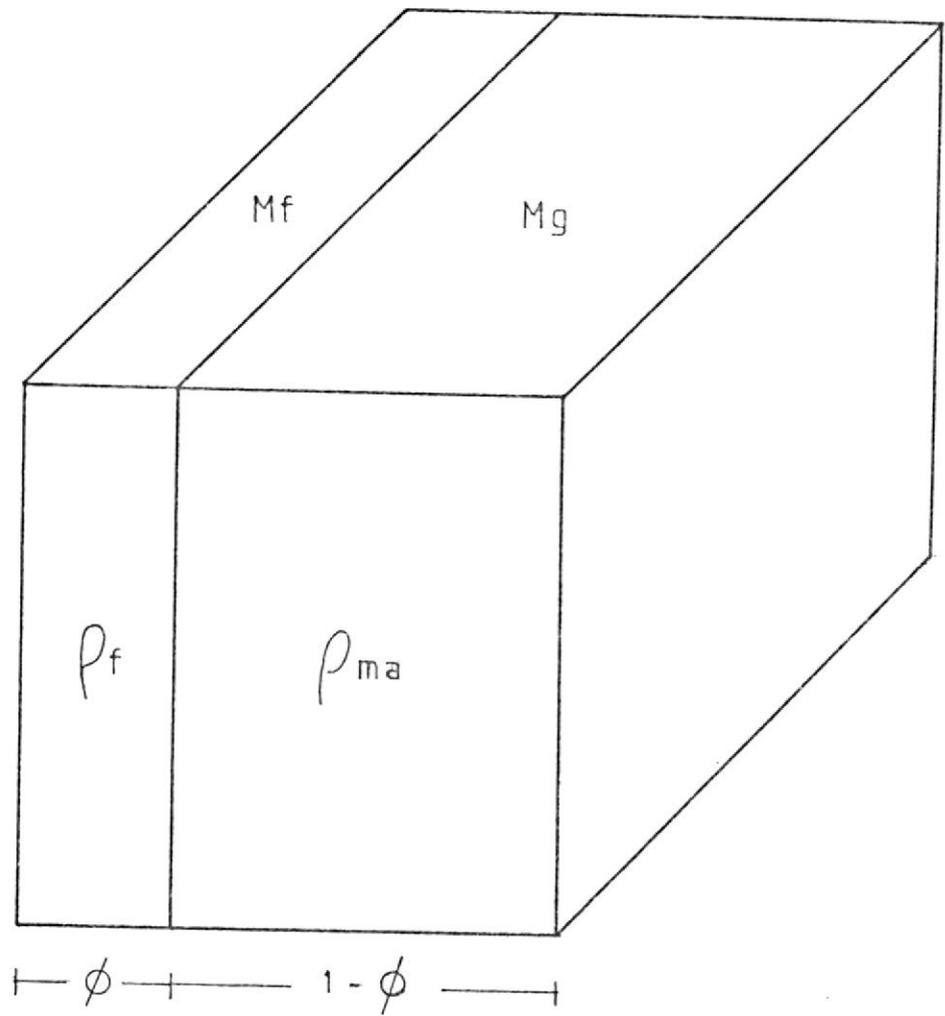


FIGURA 7-1

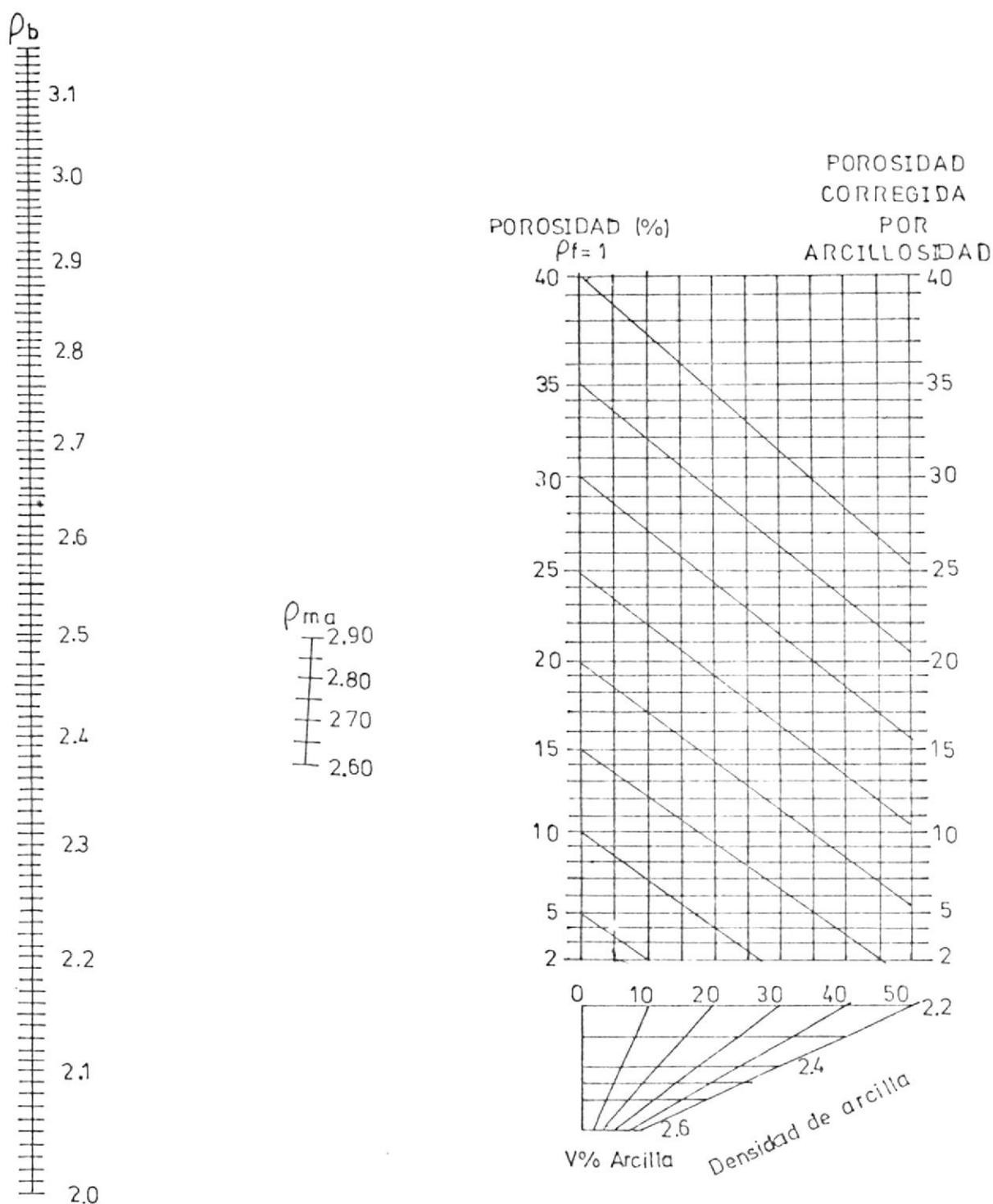


FIGURA 7-2. POROSIDAD DEL DENSILOG Y CORRECCION POR ARCILLOSIDAD.

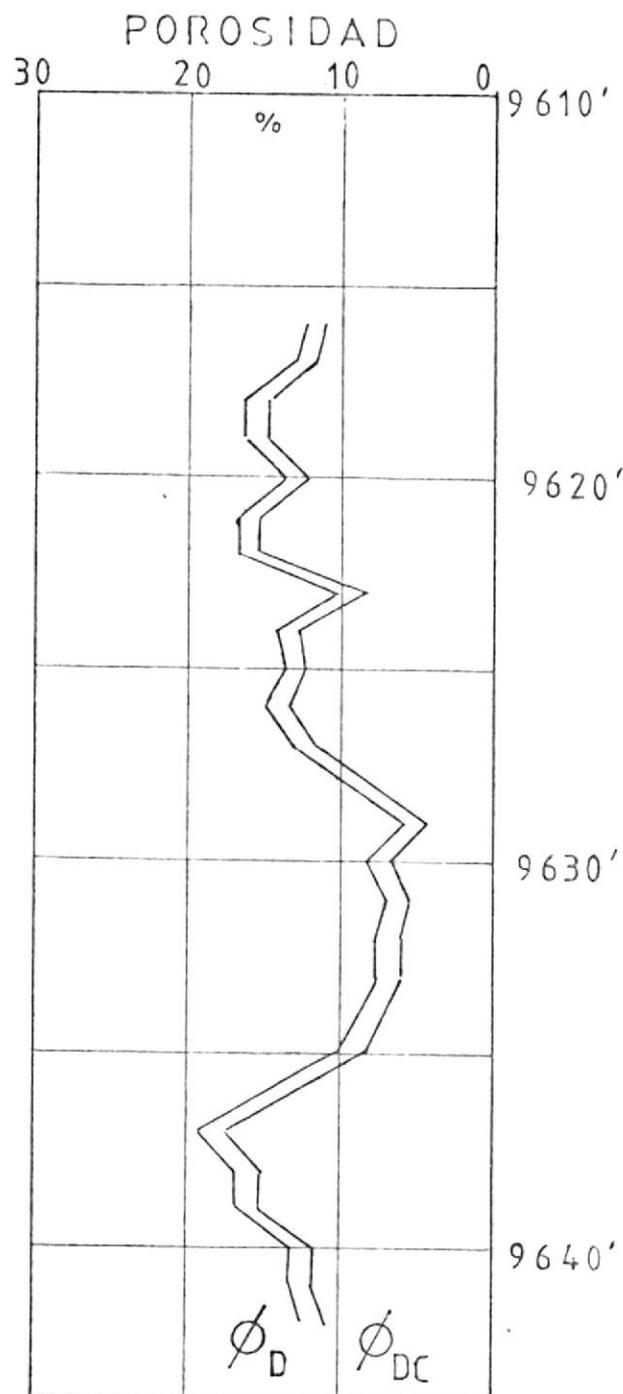


FIGURA 7-3. CURVAS DE POROSIDAD VS PROFUNDIDAD A PARTIR DEL REGISTRO DE DENSIDAD ANTES Y DESPUES DE LA CORRECCION POR ARCILLOSIDAD.

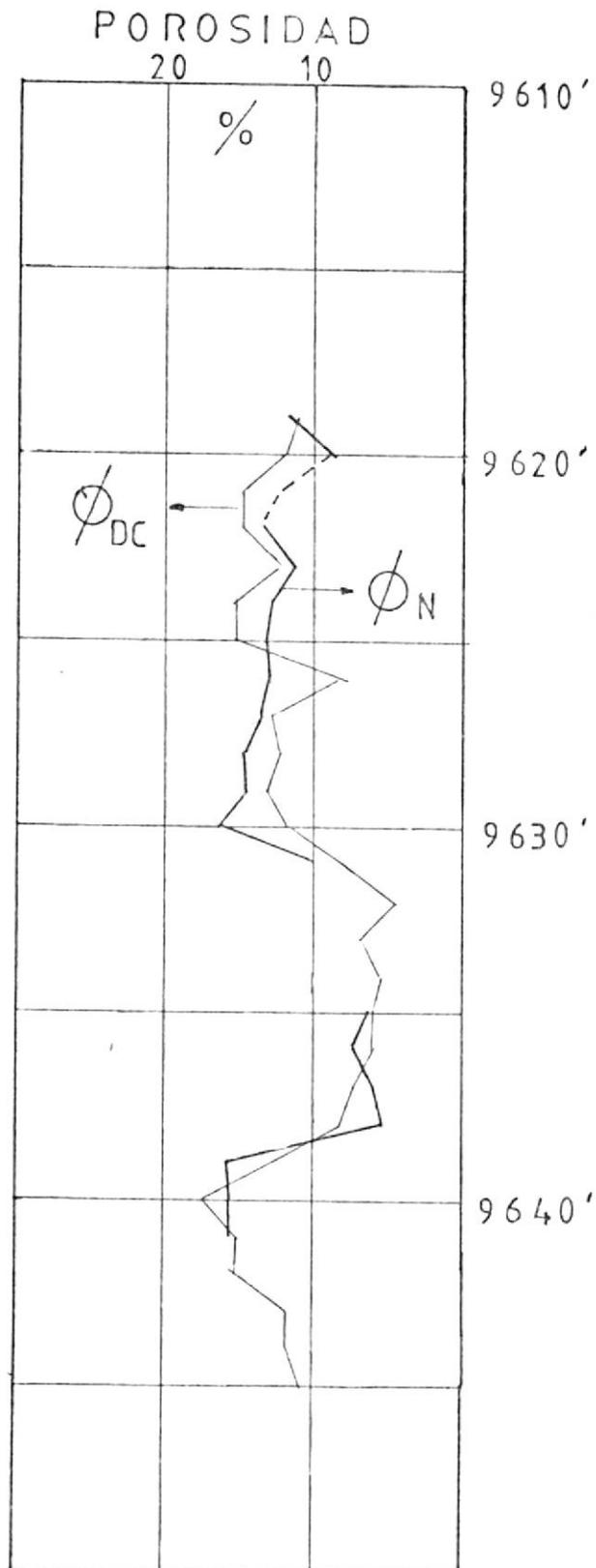


FIGURA 7-4. CURVAS DE POROSIDAD VS PROFUNDIDAD EN BASE DE LOS DATOS CORREGIDOS DEL REGISTRO DE DENSIDAD Y LOS OBTENIDOS EN EL LABORATORIO.

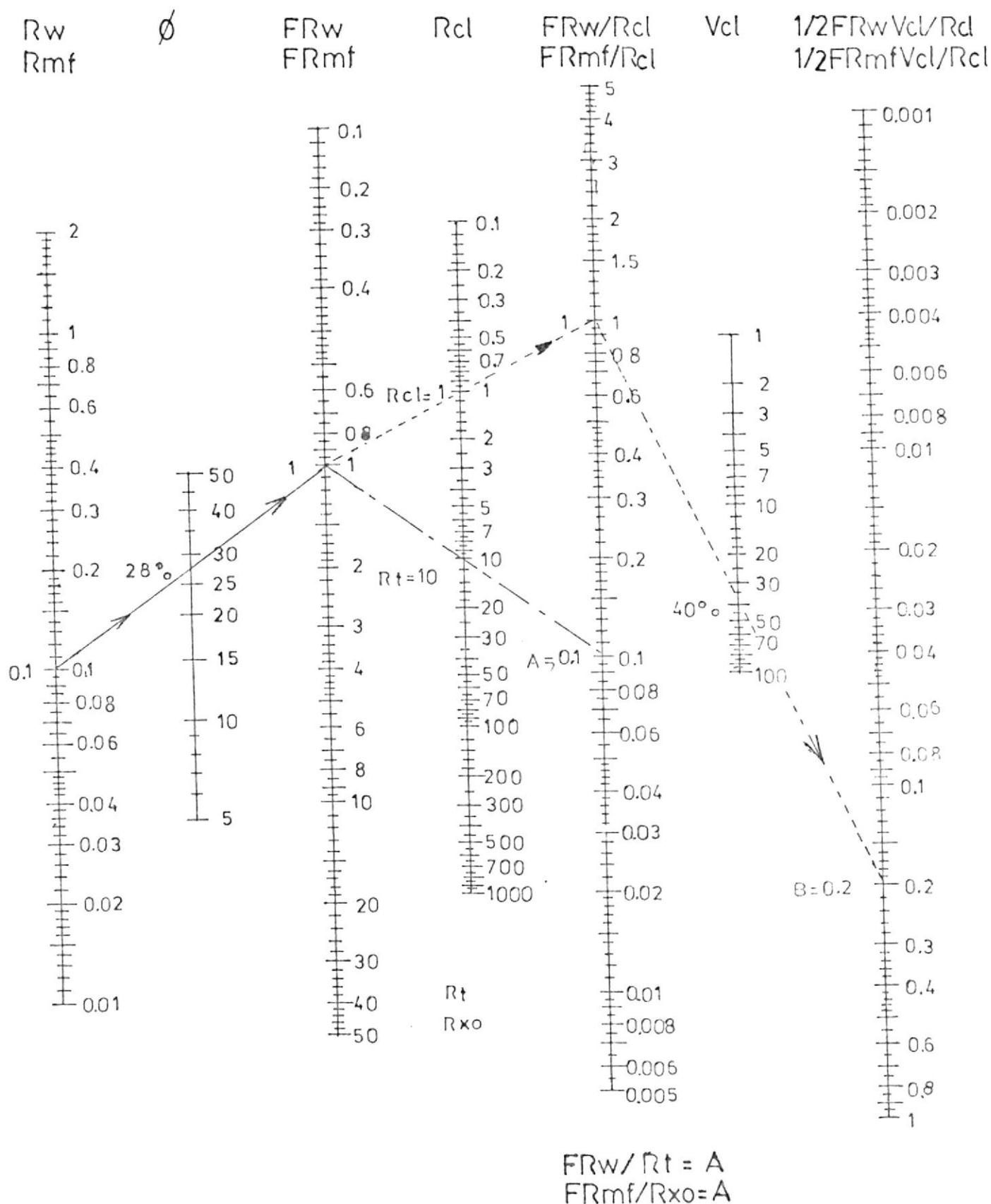
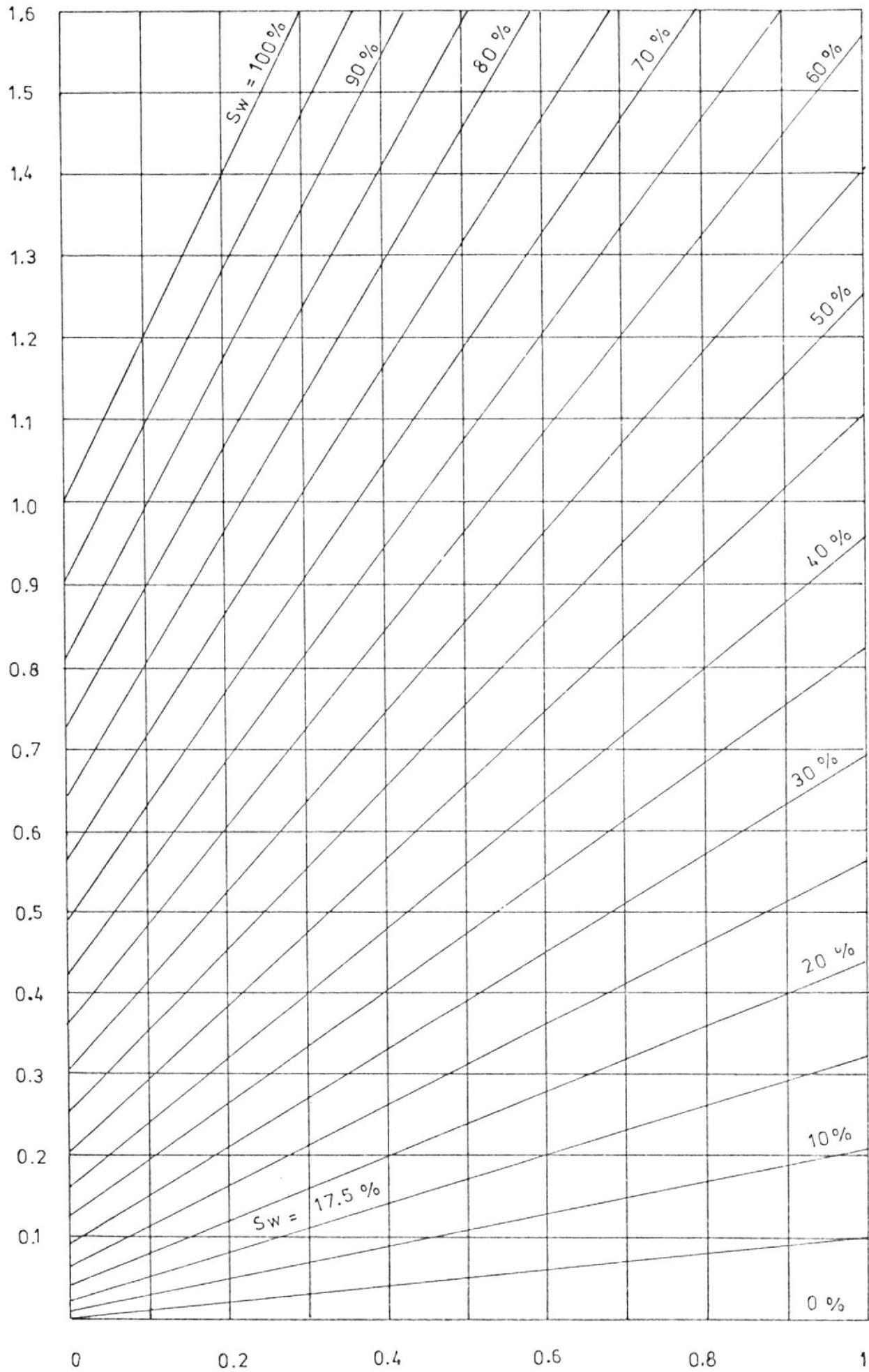


FIGURA 7-5. SE LA UTILIZA PARA LA DETERMINACION DE LA SATURACION DE AGUA EN COMBINACION CON LA FIG. 7-6.

A



B

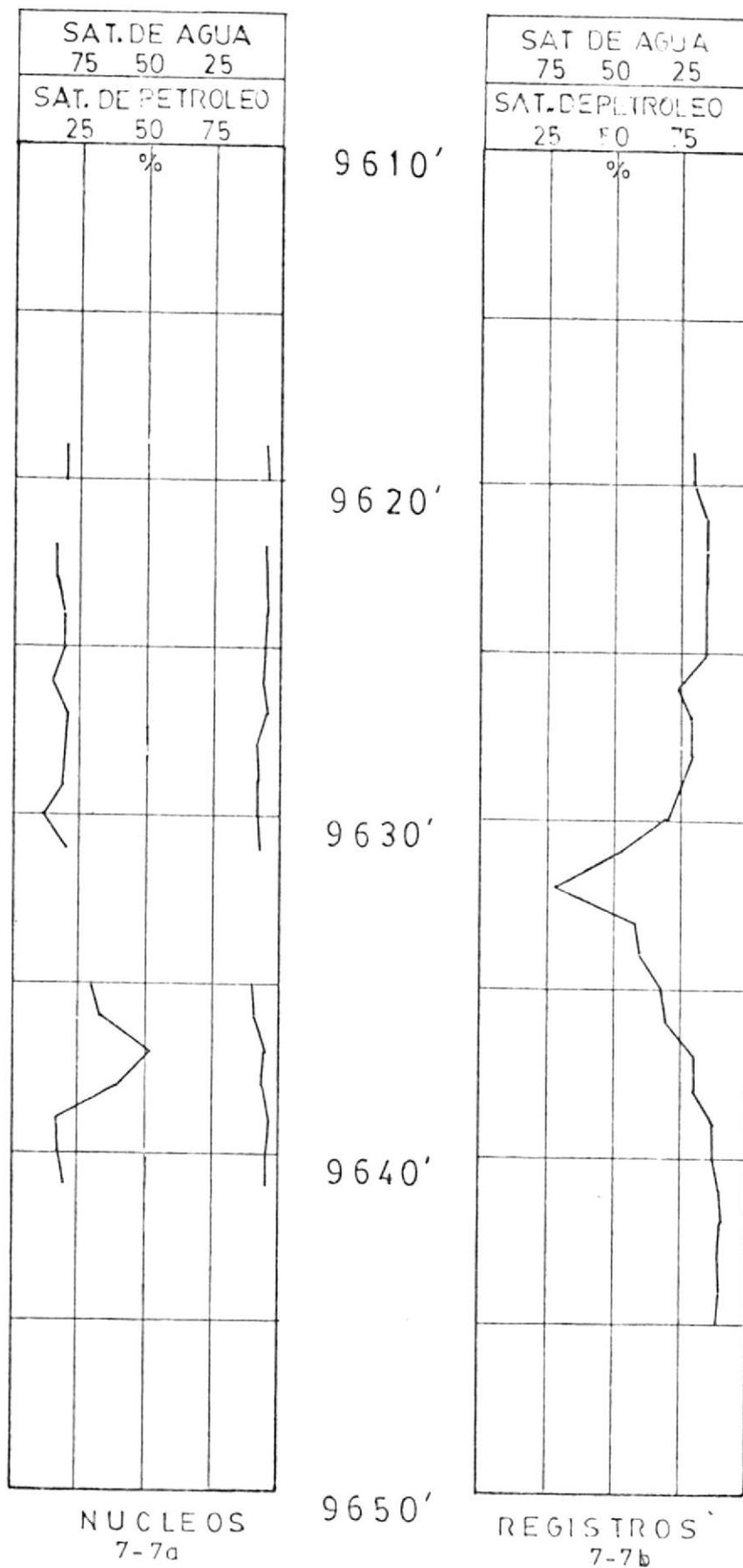


FIGURA 7-7. CURVAS DE SATURACION VS PROFUNDIDAD A PARTIR DE LOS DATOS DE LABORATORIO Y DE REGISTROS DE POZOS.



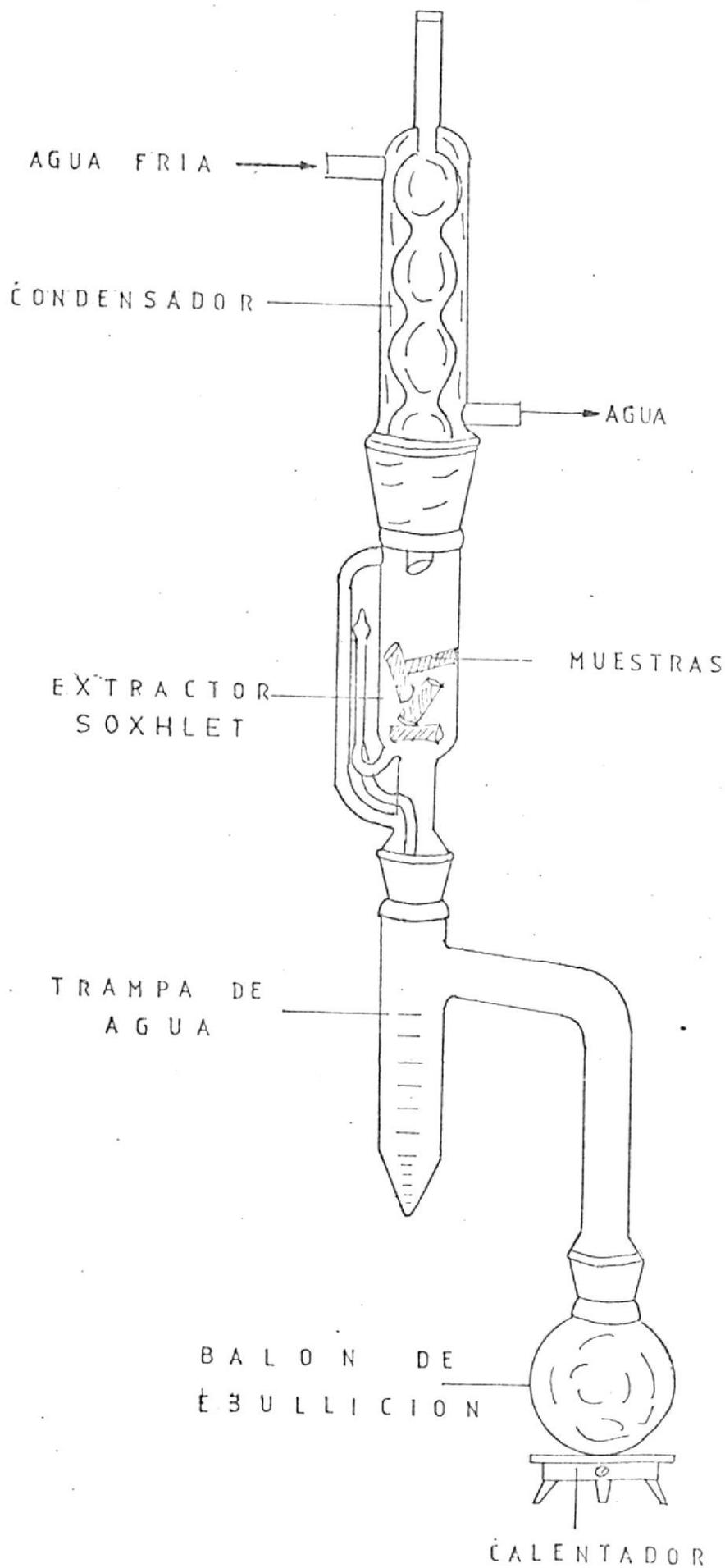


FIGURA 6-1. ESQUEMA DEL SISTEMA EMPLEADO PARA LA EXTRACCION DE LOS FLUIDOS.

A P E N D I C E

## A P E N D I C E

### A. CONDUCTIVIDAD ELECTRICA DE LAS ROCAS SATURADAS DE FLUIDOS

1. Tomando un cubo de agua salada y calculando su resistencia, se tiene:

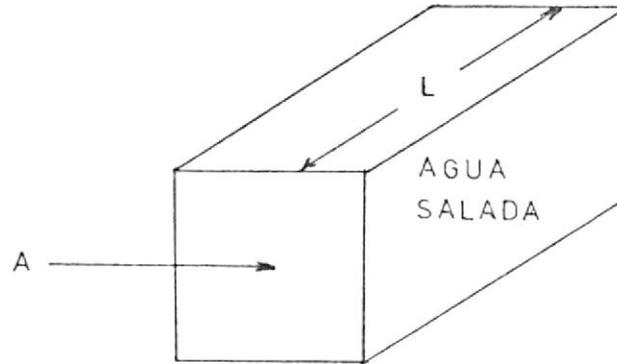


FIGURA a-1

$$r_1 = R_w \frac{L}{A} \quad (A-1)$$

dónde:

$r_1$  = resistencia del cubo lleno de agua

$R_w$  = resistividad del agua salada

2. Tomando un cubo de formación, que tenga las mismas dimensiones que el de la figura A-1 y cuyo espacio poroso está saturado 100% de agua de la misma salinidad anterior, su resistencia será:

$$r_2 = R_o \frac{L}{A} \quad (A-2)$$

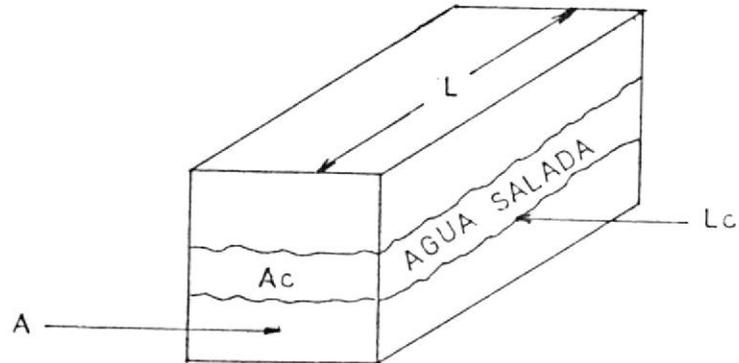


FIGURA a-2

donde:

$r_2$  = resistencia del cubo de formación 100% saturado de agua salada.

$R_o$  = resistividad de la formación 100% saturada de agua salada.

Como en la roca el único conductor es el agua salada, la resistencia eléctrica que presenta este cubo también puede ser expresada así:

$$r_2 = R_w \frac{L_c}{A_c} \quad (A-3)$$

donde:

$L_c$  y  $A_c$ , representan las dimensiones del espacio poroso.

Si igualamos las fórmulas A-2 y A-3 tenemos:

$$\begin{aligned} R_o \frac{L}{A} &= R_w \frac{L_c}{A_c} \\ \therefore R_o &= \frac{L_c}{A_c} \frac{A}{L} R_w \end{aligned} \quad (A-4)$$

A este factor que multiplica a  $R_w$  para obtener la resistividad de la formación 100% saturada de agua ( $R_o$ ), es lo que se denomina Factor de Resistividad de la Formación, ó simplemente Factor de formación (F). Entonces, la ecuación A-4 puede ser escrita como:

$$F = \frac{R_o}{R_w} \quad (A-5)$$

Por lo tanto, podemos definir el factor de formación como la relación entre la resistividad de una roca saturada al 100% de agua ( $R_o$ ) y la resistividad del agua con que está saturada ( $R_w$ ).

## B. DERIVACION DE LA ECUACION DE SATURACION PARA UNA ARENA ARCILLOSA

### 1. Resistividad de un modelo de arcilla y arena laminada

En este tipo de modelo la resistividad  $R_t$ , en la dirección de los planos estratigráficos está relacionada con la resistividad de la lámina de arcilla  $R_{sh}$  y con la resistividad de las capas o estratos limpios de arena, por una relación de conductividad de tipo paralelo establecida por Poupon y Tixier<sup>(9)</sup>

$$\frac{1}{R_t} = \frac{V_{lam}}{R_{sh}} + \frac{1-V_{lam}}{R_{sd}} \quad (B-1)$$

donde  $V_{lam}$  es la fracción de volumen de arcilla dis-

tribuída en forma de láminas, cada una de espesor uniforme.

En las arenas limpias

$$R_{sd} = \frac{F_{sd} R_w}{S_w^2} \quad (B-2)$$

donde  $F_{sd}$  es el factor de formación de los estratos de arena limpia y que es igual a

$$F_{sd} = \frac{a}{\phi^2 s_d} \quad (B-3)$$

reemplazando este valor en la ecuación B-2, tenemos

$$R_{sd} = \frac{a R_w}{\phi^2 s_d S_w}$$

por lo tanto la ecuación B-1 nos quedará

$$\frac{1}{R_t} = \frac{V_{lam}}{R_{sh}} + \frac{(1 - V_{lam})\phi^2 s_d S_w^2}{a R_w} \quad (B-4)$$

La porosidad de las capas de arena ( $\phi s_d$ ), está relacionada con la porosidad efectiva ( $\phi e$ ) por la relación

$$\phi s_d = \frac{\phi e}{1 - V_{lam}}$$

La ecuación B-4 se expresa

$$\frac{1}{R_t} = \frac{V_{lam}}{R_{sh}} + \frac{(1 - V_{lam})\phi^2 e S_w^2}{a (1 - V_{lam})^2 R_w}$$

$$\frac{1}{R_t} = \frac{V_{lam}}{R_{sh}} + \frac{\phi^2 e S_w^2}{a (1 - V_{lam}) R_w}$$

despejando  $S_w$ , obtenemos

$$S_w^2 = \frac{a(1-V_{lam}) R_w}{\phi^2 e} \left( \frac{1}{R_t} - \frac{V_{lam}}{R_{sh}} \right) \quad (B-5)$$

## 2. Resistividad de un modelo de arcilla dispersa

L. de Witte<sup>(17)</sup> considera que el agua y la arcilla dispersa se comportan como una mezcla conductora, de resistividad  $R_z$ , expresada por la siguiente relación

$$\frac{1}{R_z} = \frac{q}{R_{dis}} + \frac{(1 - q)}{R_w} \quad (B-6)$$

Si denominamos  $S_z$  a la saturación total de la mezcla, tenemos

$$\frac{1}{R_z} = \frac{q}{R_{dis}} + \frac{S_z - q}{R_w} \quad (B-7)$$

dónde

$q$ , es la fracción de la porosidad ocupada por la arcilla (lutita) dispersa.

$R_{dis}$ , es la resistividad de la arcilla dispersa.

$R_z$ , es la resistividad de la mezcla conductora.

Si aplicamos la ecuación de Archie para  $n=1,0$  tenemos

$$S_z = \frac{F_z R_z}{R_t}$$

$$\frac{1}{R_t} = \frac{S_z}{F_z R_z} \quad (B-8)$$

Reemplazando en esta ecuación (B-8) el valor de  $R_t$  dado, por la ecuación B-7, tenemos

$$\frac{1}{R_t} = \frac{S_z}{F_z} \left( \frac{q}{R_{dis}} + \frac{S_z - q}{R_w} \right) \quad (B-9)$$

que vendría a constituirse en la ecuación de la resistividad para un modelo de arcilla dispersa. Desarrollando esta ecuación

$$\frac{F_z}{R_t} = \frac{qS_z}{R_{dis}} + \frac{S_z^2}{R_w} - \frac{qS_z}{R_w}$$

$$\frac{S_z^2}{R_w} + \frac{q(R_w - R_{dis})}{R_{dis} R_w} S_z - \frac{F_z}{R_t} = 0$$

resolviendo para  $S_z$ , tenemos

$$S_z = \frac{-\frac{q(R_w - R_{dis})}{R_w R_{dis}} \pm \sqrt{\left(\frac{q(R_w - R_{dis})}{R_w R_{dis}}\right)^2 + \frac{4F_z}{R_w R_t}}}{2/R_w}$$

$$S_z = -\frac{q(R_w - R_{dis})}{2 R_{dis}} + \sqrt{\left(\frac{q(R_w - R_{dis})}{2 R_{dis}}\right)^2 + \frac{R_w F_z}{R_t}} \quad (B-10)$$

También puede ser demostrado que

$$S_w = \frac{S_z - q}{1 - q} \quad (B-11)$$

donde

$S_z - q$ , es el volumen de agua

$1 - q$ , es el volumen poroso efectivo

reemplazando  $S_z$  de la ecuación B-11 en la ecuación B-10, tenemos

$$S_w = \frac{\sqrt{\left[ \frac{q(R_w - R_{dis})}{2 R_{dis}} \right]^2 + \frac{R_w F_z}{R_t} - \frac{q(R_w - R_{dis})}{2 R_{dis}}} - q}{1 - q}$$

Esta ecuación puede ser escrita de otra forma si tomamos en cuenta las siguientes relaciones:

$$\phi e = (1 - q) \phi z \quad (B-12)$$

$$F_z = \frac{a}{\phi z^2} = \frac{a(1 - q)}{\phi e^2} \quad (B-13)$$

$$\frac{q}{1 - q} = \frac{V_{dis}}{\phi e} \quad (B-14)$$

entonces

$$S_w = \frac{\sqrt{\left[ \frac{q(R_{dis} - R_w)}{2(1-q) R_{dis}} \right]^2 + \frac{a(1 - q)^2 R_w}{\phi e^2 (1-q)^2 R_t} - \frac{q(R_{dis} + R_w)}{2(1-q) R_{dis}}}}{\frac{a R_w}{\phi^2 e R_t} + \left| \frac{V_{dis} (R_{dis} - R_w)}{2 \phi e R_{dis}} \right|^2 - \frac{V_{dis}(R_{dis} + R_w)}{2 \phi e R_{dis}}} \quad (B-15)$$

### 3. Relación total de arcilla

Investigaciones realizadas recientemente por Waxman, Si mandoux y Poupon<sup>(17)</sup>, tanto en el laboratorio como en el campo, indican que una relación simple se puede aplicar con buen resultado a muchas formaciones arcillosas, independientemente de la forma de distribución de las ar-

cillas. Esta relación es:

$$\frac{1}{R_t} = \frac{\phi e^2 S_w^2}{aR_w} + \frac{V_{sh} S_w}{R_{sh}} \quad (B-16)$$

El uso de  $V_{sh}/R_{sh}$  como coeficiente de  $S_w$  en el segundo miembro de la ecuación B-16, da buenos resultados. En evaluaciones desarrolladas en computadoras, pueden usarse funciones mas complejas de  $R_{sh}$  y  $V_{sh}$  para dicho coeficiente.

Resolviendo la ecuación B-16 y sabiendo que  $a/\phi e^2 = F$ , tenemos:

$$\begin{aligned} \frac{S_w^2}{FR_w} + \frac{V_{sh}}{R_{sh}} S_w - \frac{1}{R_t} &= 0 \\ S_w &= \frac{-\frac{V_{sh}}{R_{sh}} \pm \sqrt{\left(\frac{V_{sh}}{R_{sh}}\right)^2 + \frac{4}{FR_w R_t}}}{2/FR_w} \\ S_w &= \sqrt{\frac{FR_w}{R_t} + \left(\frac{FR_w}{2} \times \frac{V_{sh}}{R_{sh}}\right)^2} - \frac{FR_w}{2} \frac{V_{sh}}{R_{sh}} \quad (B-17) \end{aligned}$$

que es la ecuación utilizada para la determinación de la saturación de agua en arenas arcillosas y está ilustrada en las figuras 7-5 y 7-6.

Al usar la ecuación B-17,  $R_{sh}$  se toma igual a la resistividad de las capas de arcillas adyacentes,  $V_{sh}$  es la fracción de arcilla.  $F$  es el factor de formación,

Rw la resistividad del agua y Rt la resistividad de la formación en la zona no contaminada.

T A B L A S

## T A B L A 5-1

## ANALISIS DE POROSIDAD EN EL LABORATORIO

Prof. (Pies)	Prueba #1 $\phi_1$	Prueba # 2 $\phi_2$	Prueba #3 $\phi_3$	Prueba #4 $\phi_4$	Prueba #5 $\phi_5$	Prueba #6 $\phi_6$	Promedio $\phi_m$
9619	7.34	8.70	11.20	14.26	14.77	14.90	11.86
9620	8.50	9.60	7.84	9.40	8.40	8.70	8.74
9621	-	-	-	-	-	-	-
9622	13.02	11.50	15.03	13.90	13.50	13.30	13.38
9623	11.10	11.20	11.80	11.40	11.36	-	11.37
9624	10.97	12.17	13.40	13.93	13.88	-	12.87
9625	12.45	13.33	13.30	13.13	13.10	13.70	13.17
9626	13.04	12.83	13.60	12.59	13.16	13.34	13.09
9627	13.36	13.78	12.80	13.53	13.61	13.75	13.47
9628	14.31	14.86	15.50	14.66	14.70	14.10	14.69
9629	14.71	14.46	14.11	14.46	14.28	14.60	14.44
9630	16.49	16.94	16.26	16.31	16.40	-	16.48
9631	10.69	10.26	9.80	8.94	10.15	10.38	10.04
9632	-	-	-	-	-	-	-
9633	-	-	-	-	-	-	-
9634	-	-	-	-	-	-	-
9635	5.99	6.78	5.96	5.77	6.48	6.25	6.21
9636	7.35	6.84	7.04	7.12	7.44	-	7.16
9637	6.82	5.77	5.91	6.13	5.89	6.16	6.11
9638	5.10	5.30	4.96	4.88	5.42	5.33	5.17
9639	15.64	16.06	15.80	15.92	15.76	15.71	15.82
9640	15.78	15.47	15.60	15.89	15.71	-	15.69
9641	15.45	15.82	15.76	15.68	15.21	-	15.58

T A B L A 6-1

## ANALISIS DE SATURACION DE FLUIDOS EN EL LABORATORIO

Prof. (pies)	PRUEBA # 1		PRUEBA # 2		PRUEBA # 3		PROMEDIO	
	So%	Sw%	So%	Sw%	So%	Sw%	So%	Sw%
9619	16.4	4.73	18.92	6.22	21.77	5.64	19.03	5.53
9620	15.25	5.68	19.97	4.18	22.35	4.06	19.19	4.64
9621	—	—	—	—	—	—	—	—
9622	15.01	6.18	16.40	5.29	15.87	5.93	15.76	5.80
9623	15.93	4.77	18.71	5.33	15.73	6.81	16.79	5.64
9624	17.18	5.09	19.61	4.38	18.34	5.37	18.38	4.95
9625	18.45	4.89	17.83	6.19	18.03	6.14	18.10	5.74
9626	15.44	5.66	13.78	8.14	15.56	6.87	14.93	6.89
9627	18.58	5.41	22.22	3.59	23.35	3.91	21.38	4.30
9628	18.97	8.70	21.33	7.65	20.78	8.14	20.36	8.16
9629	17.75	8.23	18.81	7.78	18.47	7.81	18.34	7.94
9630	12.11	7.61	10.84	8.36	12.84	7.55	11.93	7.84
9631	18.63	7.69	19.21	6.83	19.86	6.88	19.23	7.1
9632	—	—	—	—	—	—	—	—
9633	—	—	—	—	—	—	—	—
9634	—	—	—	—	—	—	—	—
9635	26.41	11.14	28.73	10.46	29.87	10.15	28.34	10.58
9636	32.18	10.81	34.21	9.98	34.93	9.85	33.77	10.21
9637	49.37	5.45	53.63	4.87	52.05	5.36	51.68	5.23
9638	37.96	7.15	39.36	6.28	43.26	6.14	40.19	6.52
9639	17.89	3.14	15.42	4.08	18.13	4.16	17.15	3.79
9640	18.29	4.21	17.51	4.02	17.76	4.32	17.85	4.18
9641	19.07	4.27	20.38	3.93	23.75	4.18	21.07	4.13

T A B L A 7-1

POROSIDAD OBTENIDA A PARTIR DEL REGISTRO DE DENSIDAD  
Y CORREGIDA POR EFECTOS DE ARCILLOSIDAD

Profundidad	$\rho_b$	$\phi_D$ (%)	$\phi_{DC}$ (%)
9616	2.44	12.6	11.0
9617	2.43	13.2	11.8
9618	2.38	16.2	14.8
9619	2.38	16.2	14.8
9620	2.42	13.8	12.2
9621	2.37	16.8	15.2
9622	2.37	16.8	15.2
9623	2.48	10.2	8.3
9624	2.41	14.4	12.8
9625	2.42	13.8	12.2
9626	2.40	15.0	13.2
9627	2.43	13.2	11.8
9628	2.49	9.6	7.8
9629	2.55	6.0	4.4
9630	2.51	8.4	6.8
9631	2.53	7.2	5.6
9632	2.52	7.8	6.0
9633	2.52	7.8	6.0
9634	2.50	9.0	7.2
9635	2.48	10.2	8.3
9636	2.39	14.4	12.8
9637	2.33	19.2	17.4
9638	2.37	16.8	15.2
9639	2.37	16.8	15.2
9640	2.43	13.2	11.8
9641	2.43	13.2	11.8
9642	2.44	12.6	11.0

$\rho_b$  = lectura del registro

$\phi_D$  = porosidad a partir del registro

$\phi_{DC}$  = porosidad corregida del registro

## T A B L A 7-2

CALCULO DE SATURACION DE AGUA Y PETROLEO POR EL METODO DE  
ARENAS ARCILLOSAS

Profundidad	DC	F	$R_t$	A	B	Sw%	So%
9616	11.0	66.9	65	0.055	0.022	21	79
9617	11.8	58.2	75	0.042	0.019	19	81
9618	14.8	37.0	80	0.025	0.012	15	85
9619	14.8	37.0	85	0.023	0.012	14	86
9620	12.2	54.4	88	0.033	0.018	16	84
9621	15.2	35.1	80	0.023	0.012	14	86
9622	15.2	35.1	75	0.025	0.012	15	85
9623	8.3	117.6	70	0.091	0.039	26	74
9624	12.8	49.4	65	0.041	0.016	19	81
9625	12.2	54.4	50	0.058	0.010	22	78
9626	13.2	46.5	35	0.071	0.015	25	75
9627	11.8	58.2	30	0.100	0.019	30	70
9628	7.8	133.1	28	0.250	0.044	46	54
9629	4.4	418.3	31	0.730	0.139	72	28
9630	6.8	175.2	40	0.240	0.058	43	57
9631	5.6	258.3	60	0.235	0.086	40	60
9632	6.0	225.0	80	0.155	0.075	32	68
9633	6.0	225.0	95	0.131	0.075	29	71
9634	7.2	156.3	110	0.078	0.052	20	80
9635	8.3	117.6	120	0.053	0.039	19	81
9636	12.8	49.4	140	0.019	0.016	12	88
9637	17.4	26.8	200	0.007	0.009	9	91
9638	15.2	35.1	250	0.008	0.012	8	92
9639	15.2	35.1	325	0.006	0.012	7	93
9640	11.8	58.2	325	0.010	0.019	8	92
9641	11.8	58.2	325	0.010	0.019	8	92
9642	11.0	66.9	325	0.011	0.022	9	91

T A B L A 7-3

CALCULO SATURACIONES DE AGUA Y PETROLEO POR EL METODO  
DE ARCHIE

Profundidad	$\phi_D$	F	Rt	Sw(%)	So(%)
9616	12.6	51.0	65	20.4	79.6
9617	13.2	46.8	75	18.2	81.8
9618	16.2	30.9	80	14.3	85.7
9619	16.2	30.9	85	13.8	86.2
9620	13.8	42.5	88	15.9	84.1
9621	16.8	28.7	80	13.8	86.2
9622	16.8	28.7	75	14.3	85.7
9623	10.2	77.8	70	24.3	75.7
9624	14.4	39.1	65	17.9	82.1
9625	13.8	42.5	50	21.2	78.8
9626	15.0	36.0	35	23.3	76.7
9627	13.2	46.8	30	28.8	71.2
9628	9.6	87.9	28	40.7	59.3
9629	6.0	225.0	31	62.0	38.0
9630	8.4	114.8	40	39.1	60.9
9631	7.2	156.3	60	37.1	62.9
9632	7.8	133.1	80	29.6	70.4
9633	7.8	133.1	95	27.3	72.7
9634	9.0	100.0	110	21.9	78.1
9635	10.2	77.8	120	18.5	81.5
9636	14.4	39.1	140	12.2	87.8
9637	19.2	22.0	200	7.7	92.3
9638	16.8	28.7	250	7.8	92.2
9639	16.8	28.7	325	6.8	93.2
9640	13.2	46.8	325	8.7	91.3
9641	13.2	46.8	325	8.7	91.3
9642	12.6	51.0	325	9.1	90.9

## NOMENCLATURA

<u>SIMBOLO</u>	<u>DESCRIPCION</u>	<u>DIMENSIONES</u>
A =	Area	$L^2$
Ae =	Area de los canales o poros	$L^2$
a =	Coefficiente en relación F-	
BHT =	Temperatura de fondo del pozo	T
F =	Factor de formación	
Fsd =	Factor de formación de los estratos de arena limpia.	
Fz =	Factor de formación de la mezcla conductora en un modelo de arcilla dispersa.	
GT =	Gradiente térmico	T/L
L =	Longitud	L
Lc =	Longitud de los canales o poros	L
n =	Exponente de saturación	
P =	Peso	M
q =	Fracción del volumen poroso ocupado por arcillas o lutitas.	
Rdis=	Resistividad de la arcilla dispersa	$ML^3/tQ^2$
Rm =	Resistividad del lodo de perforación	$ML^3/tQ^2$
Rmf =	Resistividad del filtrado de lodo	$ML^3/tQ^2$
Rmc =	Resistividad de la costra de lodo	$ML^3/tQ^2$
Ro =	Resistividad de una roca 100% saturada con agua	$ML^3/tQ^2$
Rt =	Resistividad verdadera de la formación.	$ML^3/tQ^2$

Rsd =	Resistividad de los estratos de arena limpia.	$ML^3/tQ^2$
Rsh =	Resistividad de las lutitas	
Rw =	Resistividad del agua	$ML^3/tQ^2$
Rz =	Resistividad de la mezcla conductora.	$ML^3/tQ^2$
Sg =	Saturación de gas	
So =	Saturación de petróleo	
Sw =	Saturación de agua	
Sz =	Saturación de la mezcla conductora.	
SP =	Potencial espontáneo	$ML^2/t^2Q$
Tf =	Temperatura de formación	T
V =	Volumen	$L^3$
Vf =	Volumen de fluidos	$L^3$
Vg =	Volumen de granos	$L^3$
Vlam =	Volumen de arcilla en forma de láminas.	$L^3$
Vo =	Volumen de petróleo	$L^3$
Vp =	Volumen poroso	$L^3$
Vsh =	Volumen de lutitas	$L^3$
VT =	Volumen total	$L^3$
Vw =	Volumen de agua	$L^3$

## ALFABETO GRIEGO

$\rho$	=	Densidad	$M/L^3$
$\rho b$	=	Densidad obtenida del registro	$M/L^3$
$\rho f$	=	Densidad del fluído	$M/L^3$
$\rho g$	=	Densidad de granos	$M/L^3$
$\rho ma$	=	Densidad de la matriz	$M/L^3$
$\phi$	=	Porosidad	
$\phi D$	=	Porosidad obtenida del registro de densidad.	
$\phi DC$	=	Porosidad del registro de densidad corregida.	
$\phi e$	=	Porosidad efectiva	
$\phi sd$	=	Porosidad de las capas de arena	

## BIBLIOGRAFIA

1. Tickell, F.G.; O.E. Mechen y R.C. Mc Curey: "Some study on the Porosity and Permeability of rocks". Trans. AIME, año 1933.
2. Stevens, A.B.: "New Desvice for determining Porosity by the gas expansion method". Publication 1061, Trans. AIME año 1939.
3. Doston, B.J.; R.L. Slobod; P.N. Mc Creery; J.N. Spurlock: "Porosity - measurement comparisons by five laboratories". Trans AIME, año 1951.
4. Kennedy, H.T.; O.E. Van Meter; R.C. Jones: "Saturation Determination of rotary cores". Petroleum Engineering, January, 1954.
5. Heim, A.H.: "Constant - Pressure gas porosimeter". Journal of Problem Technology, January 1961.
6. Patnode, H.W.; M.R. Wyllie: "The presence of conductive solids in reservoir rocks as a factor in electric log interpretation". Trans AIME, Volumen 189, año 1950.
7. Hill, H.J.; J.D. Milburn; "Effect of cley and water salinity on electrochemical behavior of reservoir rocks". Trans AIME, año 1956.
8. Gaymard, R.: A. Poupon: "Response of Newtron and Formation Density Logs in Hidrocarbon Bearing Formations". SPE. Sch-

- lumberger, Octubre de 1967.
9. Arévalo, G.: "Cálculo volumétrico de Reservas de un Yacimiento del Oriente Ecuatoriano". Tesis de Grado ESPOL, año 1973.
  10. Faucher, B.: E. Savoyat: "Esquema Ecológico de los Andes Ecuatorianos". Traducido por S. Benitez. Publicación de la ESPOL, año 1975.
  11. D'Orazio, F.; Rincón A.; "Laboratorio de Ingeniería de Yacimientos". Parte 1. Universidad del Zulia, INPELUX, Marzo de 1977.
  12. Pirson, S.J.: Ingeniería de Yacimientos Petrolíferos. Ediciones Omega, año 1965.
  13. Jaramillo, R.: "Estudio de la Presión Capilar en rocas de Acumulación, su determinación y aplicación en Ingeniería de Yacimientos Hidrocarburíferos". Tesis de Grado ESPOL, año 1974.
  14. Ruska, "Manual de Operación del Porosímetro Universal". Modelo # 1053-801-00.
  15. D'Orazio, F.; Rincón A.: "Experimentos de Laboratorio". Parte II. Universidad del Zulia, INPELUZ, Marzo de 1977.
  16. Lazorde, H.: A. Perozo: "Perfilaje de Pozos". Universidad del Zulia, Facultad de Ingeniería, Escuela de Petróleo.

17. Schlumberger: "Fundamentos de la Interpretación de Perfiles". Documento revisado y traducido del inglés en Julio de 1970.
18. Schlumberger: "Log Interpretation Charts". Edición 1972.
19. Dresser Atlas: "Interpretación de Perfiles de Pozos".