

24, 15



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

SATURACION DE AGUA EN YACIMIENTOS PETROLEROS

**TESIS PROFESIONAL
QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:
INGENIERO PETROLERO
P R E S E N T A:**

ENRIQUE GUZMAN FUENTES

F. I.

MEXICO, D. F.

1987



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas Tesis Digitales Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS © PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

I N D I C E

- 1 RESUMEN
- 2 INTRODUCCION
- 3 CONCEPTOS FUNDAMENTALES
 - 3.1 SATURACION DE FLUIDOS
 - 3.2 DISTRIBUCION DE LOS FLUIDOS EN UN YACIMIENTO
 - 3.3 POROSIDAD
 - 3.4 RESISTIVIDAD
 - 3.5 FACTOR DE FORMACION
 - 3.6 PERMEABILIDAD
 - 3.7 CONCEPTO DE INVASION DE LA FORMACION
 - 3.8 PRESION CAPILAR
 - 3.9 TENSION INTERFACIAL
 - 3.10 MOJABILIDAD
 - 3.11 DETERMINACION DE ALGUNOS PARAMETROS IMPORTANTES PARA CALCULAR LA SATURACION DE AGUA POR REGISTROS GEOFISICOS.
 - 3.11.1 DETERMINACION DE LA RESISTIVIDAD DEL LODO
 - 3.11.2 DETERMINACION DE LAS RESISTIVIDADES DEL FILTRADO DE LODO Y DEL ENJARRE.
 - 3.11.3 DETERMINACION DE LA RESISTIVIDAD DEL AGUA DE FORMACION.
 - 3.11.4 REGISTRO ELECTRICO
 - 3.11.5 MICROREGISTRO ELECTRICO
 - 3.11.6 REGISTRO DE INDUCCION
 - 3.11.7 REGISTRO DOBLE-LATEROLOG
 - 3.11.8 REGISTRO MICROLATERAL
 - 3.11.9 REGISTRO MICROESFERICO
- 4 PROCEDIMIENTOS PARA OBTENER LA SATURACION DE AGUA EN LOS YACIMIENTOS PETROLIFEROS.
 - 4.1 PROCEDIMIENTOS EXPERIMENTALES DE LABORATORIO (METODOS DIRECTOS).
 - 4.1.1 ANALISIS DE RETORTA (DIRECTO)
 - 4.1.2 CURVAS DE PRESION CAPILAR (SEMIDIRECTO)

4.2 METODOS BASADOS EN REGISTROS GEOFISICOS (INDIRECTOS)

4.2.1 METODO DE ARCHIE PARA FORMACIONES LIMPIAS

4.2.2 METODO DE LAS RAZONES PARA FORMACIONES
NO ARCILLOSAS.

4.2.3 METODO DE LAS MONTAÑAS ROCALLOSAS (TIXIER)

4.2.4 METODO DE AGUILERA

*EJEMPLO DE APLICACION

5 CONCLUSIONES

BIBLIOGRAFIA

RESUMEN

En este trabajo se presentan algunos métodos para la determinación de la saturación de agua en yacimientos petroleros.

De registros geofísicos se presentan los métodos de Archie⁽⁶⁾, Aguilera⁽¹⁾, Tixier⁽⁷⁾ y de las "Razones"⁽⁶⁾. De laboratorio: el de Análisis de Retorta⁽³⁾ y el de Curvas de Presión Capilar. - Los métodos de registros geofísicos mencionados son aplicables a formaciones limpias solamente.

Primeramente se dan los conceptos básicos para poder comprender con facilidad estos métodos y varios procedimientos para determinar algunos parámetros importantes con base en la información de los registros geofísicos.

Posteriormente se expone de manera muy sencilla cada uno de los métodos. Las ecuaciones empleadas no se deducen en este trabajo dado que no es este el objetivo. Para ilustrar cada uno de los métodos y poder compararlos entre sí, se tomó como ejemplo el pozo San Andrés 374 que fue nucleado en el intervalo 3198-3258.5 MBMR de la formación Jurásico San Andrés Inferior (Jsai).

* Referencias al final

Para la obtención de la saturación de agua, aplicando los métodos de registros fue necesario hacer uso de la ecuación del Factor de Formación (F) y del Índice de Resistividad (I) obtenidas del análisis petrofísico del pozo.

Es importante mencionar que para la solución del ejemplo fue necesario conocer el valor de la saturación de agua irreducible, que se obtuvo en forma aproximada del método de Archie y de las pruebas de desplazamiento nechas a núcleos de este pozo.

Con fines comparativos se presenta el perfil de saturación de agua obtenido por cada método.

Y por último se hace un análisis de los resultados para definir los más adecuados.

2 INTRODUCCION

Para tener un mejor conocimiento del comportamiento de un ya cimiento y obtener beneficios óptimos en su explotación es necesario conocer el valor de la saturación de agua. Es un parámetro importante en la industria petrolera que da una idea de qué tan comercial puede ser la explotación del yacimiento.

La saturación de agua ayuda a determinar, entre otras cosas, el contacto agua-aceite, el volumen original de hidrocarburos y a establecer la profundidad de terminación del pozo.

Existen dos maneras, en general, para conocer la saturación de agua, una basada en la determinación directa en muestras representativas de la formación y otra que indirectamente permite la evaluación mediante la interpretación de los registros geofísicos de pozos.

Se ha publicado en la literatura técnica un sinnúmero de tra bajos en los que se exponen diversos métodos de interpretación cuantitativa de los registros; sin embargo, se debe tomar en consideración que tales métodos tienen que ser adaptados a

las condiciones particulares de cada campo o región y, por consiguiente, se deben comparar con otros métodos, tanto de laboratorio como de registros, para seleccionar el o los más adecuados con base en el comportamiento de producción de los pozos.

3 CONCEPTOS FUNDAMENTALES

Para poder comprender los diferentes métodos para la determinación de la saturación de agua, tanto de registros geofísicos como de laboratorio, es necesario primero conocer los parámetros más importantes que intervienen.

3.1. SATURACION DE FLUIDOS

La saturación de un fluido (S_f), es el porcentaje del volumen poroso ocupado por un fluido en particular, o bien, el volumen del fluido (V_f) medido a la presión y temperatura a que se encuentra el medio poroso, entre el volumen de poros (V_p), es decir:

$$S_f = V_f / V_p$$

Para el agua:

$$S_w = \frac{V_w}{V_p} = \frac{(\text{m}^3 \text{ de agua})}{(\text{m}^3 \text{ de poros})}$$

La parte del volumen poroso ocupado por los hidrocarburos (aceite y/o gas), será la saturación de hidrocarburos, que se designará por S_{hcs} , ya sea que se trate de aceite, gas, o ambos fluidos.

$$S_{hcs} = \frac{V_{hcs}}{V_p} = (1 - S_w) \frac{(\text{m}^3 \text{ de hidrocarburos})}{(\text{m}^3 \text{ de poros})}$$

3.2. DISTRIBUCION DE LOS FLUIDOS EN UN YACIMIENTO

En un yacimiento que contiene agua en su parte inferior e hidrocarburos en la superior, el límite entre el aceite y el agua no está siempre bien definido, hay una transición más o menos gradual desde un 100% de agua hasta donde hay mayormente aceite. Si el intervalo petrolífero es de suficiente espesor, la saturación en la parte superior se acerca a un valor mínimo (Saturación de Agua irreductible, S_{wir}), debido a las fuerzas de capilaridad una parte del agua se adhiere a los granos de la roca y no puede ser desplazada. Una formación que esté en condiciones de saturación de agua irreductible, producirá hidrocarburos sin agua. En la zona de transición se producirá algo de agua junto con el aceite, incrementándose el agua producida a medida que lo hace S_w , debajo del intervalo de transición, la saturación de agua es de 100%.

A continuación se muestra en la figura* los diferentes tipos de saturación del fluido mojante en un yacimiento petrolero.

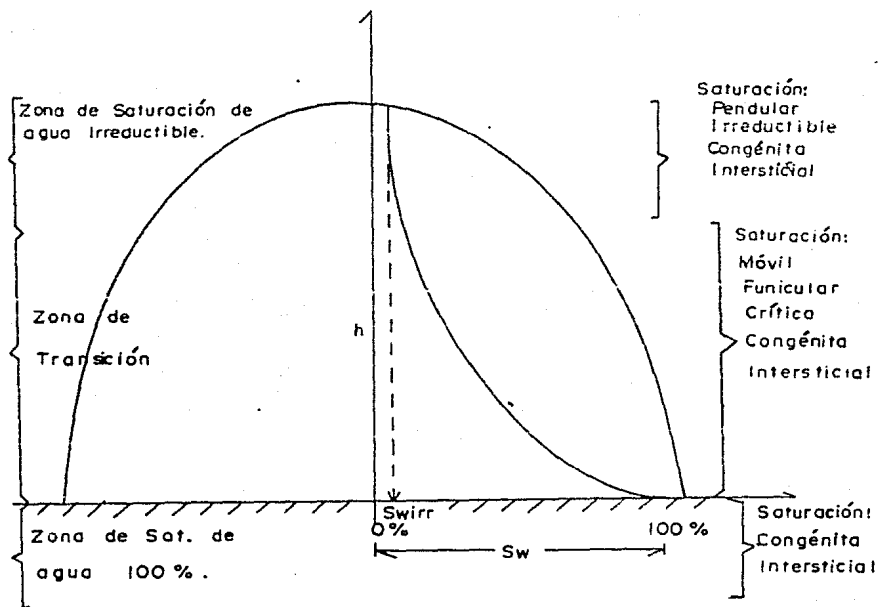
- a) Saturación irreductible de fluido mojante.- Es la mínima saturación de fluido mojante que puede existir para un cierto medio poroso en un determinado proceso de desplazamiento. También es llamada saturación residual de fluido mojante.

* Ver página 8

- b) Saturación congénita de fluido mojante.- Es la saturación de fluido mojante que satura a la roca en las condiciones originales del yacimiento, también llamada saturación inicial de fluido mojante.
- c) Saturación crítica de fluido mojante.- Es el grado de saturación que al ser alcanzado permite el inicio del flujo del fluido mojante a través de un medio poroso.
- d) Saturación funicular de fluido mojante.- Es la saturación de fluido mojante intermedia. En esta región los anillos del fluido mojante de los puntos de contacto entre grano y grano se unen, formando una red de fluido. En este caso es posible pasar de una posición a otra dentro del fluido, a través de una trayectoria tortuosa.
- e) Saturación pendular de fluido mojante.- Es la saturación del fluido mojante en la cual el fluido se presenta en anillos alrededor de los contactos entre grano y grano, y el resto de la superficie de los granos se encuentra cubierta por una película muy fina del mismo fluido mojante.
- f) Saturación intersticial de fluido mojante.- Es simplemente el fluido mojante que se encuentra dentro de los poros.

g) Saturación móvil de fluido mojante.- Es la saturación de fluido mojante que se puede mover. Ésta saturación es mayor que la saturación crítica de fluido mojante.

La siguiente figura muestra la distribución de fluidos en un yacimiento con porosidad y permeabilidad constante, para el caso cuando el agua es el fluido mojante y el aceite el no mojan



3.3. POROSIDAD (\emptyset)

La porosidad es un parámetro importante dentro del análisis de la roca almacenadora, ya que el volumen de roca sedimentaria, VR, está formado por la suma del volumen de sólidos, Vs, y el volumen de huecos o poros, Vp, es decir:

$$VR = Vp + Vs$$

de donde podemos decir que la porosidad (\emptyset) es la relación que existe entre el volumen poroso y el volumen de roca.

$$\emptyset = \frac{Vp}{VR} = \frac{\text{Vol. de poros}}{\text{Vol. de roca}}$$

La porosidad puede expresarse en fracción o en por ciento. Dentro de la roca se pueden tener poros comunicados y poros aislados en algunos casos, entonces la porosidad puede ser efectiva o absoluta.

La porosidad efectiva se define como el cociente que resulta de dividir el volumen total de poros comunicados, entre el volumen total de roca, esto es:

$$\emptyset_e = \frac{Vpc \text{ (m}^3 \text{ de poros comunicados)}}{VtR \text{ (m}^3 \text{ de roca)}}$$

donde: Vpc: volumen de poros comunicados
VtR: volumen total de roca
 \emptyset_e : porosidad efectiva de la formación

La porosidad absoluta se define como el cociente entre el volumen total de poros (comunicados y no comunicados) y el volumen total de roca.

$$\phi_A = \frac{V_p}{V_{tR}} \frac{(\text{m}^3 \text{ de poros totales})}{(\text{m}^3 \text{ de roca})}$$

donde: ϕ_A : porosidad absoluta de la formación limpia.

V_p : volumen de poros totales

La porosidad efectiva, ϕ_e , es el tipo de porosidad que más interesa en la explotación del yacimiento petrolero, dado que depende del volumen poroso comunicado, o sea, espacio al que se le pueden extraer los fluidos. De acuerdo con el origen de las rocas, la porosidad puede clasificarse, en porosidad primaria y porosidad secundaria.

La porosidad primaria, es aquella que se desarrolla durante el proceso de depósito de los sedimentos. A esta porosidad también se le denomina porosidad intergranular.

La porosidad secundaria, es aquella que se desarrolla posterior al depósito de los sedimentos y generalmente se presenta como fisuras, fracturas y cavernas.

3.4. RESISTIVIDAD (R)

Se define la resistividad de cualquier conductor, como la resistencia de una muestra del material o sustancia que se trate, al paso de la corriente eléctrica de área y longitud unitarias. Las unidades son:

$$\frac{(\text{ohm m}^2)}{\text{m}}$$

Puede expresarse de la siguiente manera:

$$R = \frac{rA}{L}$$

donde: R: resistividad (ohm-m)

r: resistencia (ohms)

A: área de la sección transversal del conductor (m²)

L; longitud del conductor (m)

La resistividad nos ayuda a determinar parámetros importantes como la porosidad y saturación de fluidos.

En general se puede decir que las rocas secas no son conductoras de corriente eléctrica. En cambio se vuelven conductoras cuando contienen agua salada. Dada una formación porosa y permeable su resistividad dependerá de la cantidad de agua que contenga así como también de la forma como ésta se encuentre distribuída dentro de la roca. Cuando la formación es rcillosa, los valores de resistividad son modificados tam-

bién por la cantidad y distribución de la arcilla.

Por definición R_o es la resistividad de una roca cuando $S_w=100\%$. La R_t es la resistividad que tiene una formación saturada con agua e hidrocarburos; además, la resistividad del agua que satura la roca es R_w .

Resistividad de las rocas parcialmente saturadas con agua de formación, R_t .

- Cuando el aceite y el gas (no conductores) están presentes en una roca porosa juntos con una cierta cantidad de agua de formación (agua salada), la resistividad de la roca es mayor que la R_o , debido a que existe menos volumen disponible para el flujo de corriente eléctrica.
- El volumen disponible de agua para el flujo de corriente es designado como saturación de agua en el espacio poroso, S_w .
- La resistividad de una roca parcialmente saturada con agua de formación depende de:
 - a) El valor de S_w
 - b) Su distribución dentro del espacio poroso, dependiendo esta distribución de:

- i) propiedades de la mojabilidad de la roca.
- ii) de la dirección en que fue establecida (drene o imbibición) la saturación de agua.
- iii) tipo de porosidad, (primaria ó secundaria)

3.5. FACTOR DE FORMACION (F)

Se ha establecido experimentalmente que la resistividad de una formación limpia (Esto es una formación que no contiene arcilla en cantidad apreciable) es proporcional a la resistividad de la solución salina con la cual está saturada totalmente. La constante de proporcionalidad es el llamado factor de formación, F.

Por lo tanto, si R_o es la resistividad de una formación arcillosa saturada totalmente con una solución salina de resistividad, R_w .

$$F = R_o / R_w$$

El factor de formación es función de la porosidad y también de la estructura porosa. Archie propuso la siguiente fórmula:

$$F = a / \phi^m$$

donde: $m =$ es el factor de cementación.

$a =$ es el factor de tortuosidad de la formación.

Generalmente se obtienen resultados satisfactorios con:

$$F = 0.81/\phi^2 \quad (\text{En arenas})$$

$$F = 1/\phi^2 \quad (\text{En formaciones compactas dolomías y calizas})$$

La fórmula de Humble:

$$F = 0.62/\phi^{2.15}$$

Esta fórmula es satisfactoria para rocas con porosidad intergranular de tipo arenisca.

Para la ecuación de Archie el exponente "m" varía con el grado de consolidación de la roca como se puede apreciar en la siguiente tabla.

LITOLOGIA Y FACTOR DE CEMENTACION (m)

DESCRIPCION DE LAS ROCAS	m
Rocas no cementadas (Arena suelta, calizas oolíticas).	1.3
Rocas muy ligeramente cementadas (arenas del tipo de la costa del Golfo).	1.4 a 1.5
Rocas ligeramente cementadas (arenas con porosidad $\phi = 20\%$ o más).	1.6 a 1.7
Rocas moderadamente cementadas arenas consolidadas $\approx 15\%$	1.8 a 1.9
Rocas altamente cementadas (arenas de baja porosidad, calizas y dolomitas de ϕ intergranular)	2 a 2.2

3.6. PERMEABILIDAD (K)

La permeabilidad es la medida de la facilidad con que una formación permite el paso de un fluido a través de ella.

Para que una roca sea permeable debe tener porosidad interconectada (poros, cavernas, vasos capilares o fracturas). En general, a una mayor porosidad corresponde una mayor permeabilidad, pero la porosidad formada por espacios no interconectados (como a veces el caso de porosidad cavernosa) no constituye porosidad efectiva y no contribuye a la permeabilidad de la formación.

La unidad de permeabilidad es el darcy, siendo el darcy una unidad muy grande, en la práctica se usa el milidarcy (md), una milésima de darcy.

Permeabilidad Absoluta (K_{abs}).- Se tiene permeabilidad absoluta si el fluido que circula en el medio poroso es un fluido incomprensible, que moja a los sólidos sin reaccionar con ellos y que además satura 100% el espacio poroso.

Permeabilidad Efectiva.- Se tiene permeabilidad efectiva cuando el fluido que circula no satura 100% al medio poroso, sin importar si el otro o los otros fluidos saturantes se mueven.

ven o no, de tal manera que se tendrán permeabilidades efectivas al aceite K_o , al agua K_w y al gas K_g .

Permeabilidad Relativa.- Es la relación que existe entre la permeabilidad efectiva y la absoluta.

$$K_{rw} = \frac{K_w}{K_{abs}} \quad , \quad K_{ro} = \frac{K_o}{K_{abs}} \quad , \quad K_{rg} = \frac{K_g}{K_{abs}}$$

3.7. CONCEPTO DE INVASION DE LA FORMACION

Cuando se está perforando un pozo, el lodo es preparado **siempre** en forma tal que la presión hidrostática ejercida por la columna de lodo es mayor que la presión de las formaciones. Esta diferencia de presiones trae como consecuencia que en las formaciones porosas y permeables se produzca una filtración de la fase líquida que compone el lodo, dentro de la formación, que es el filtrado del lodo; como resultado de esta filtración, las partículas sólidas del lodo se van quedando en la pared del pozo, constituyendo lo que se llama película del lodo, enjarre o revoque.

Desde el punto de vista eléctrico, el comportamiento de la filtración dentro del sistema roca fluidos, es diferente. Si

la formación originalmente contiene únicamente agua que si contiene además hidrocarburos.

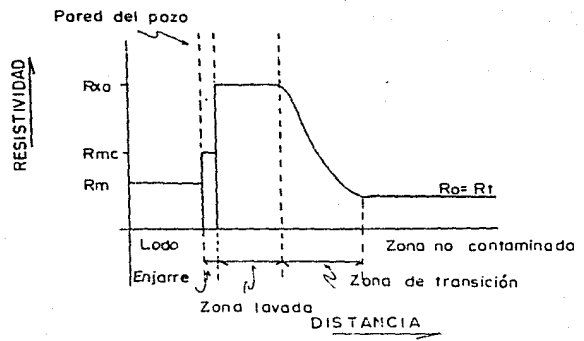
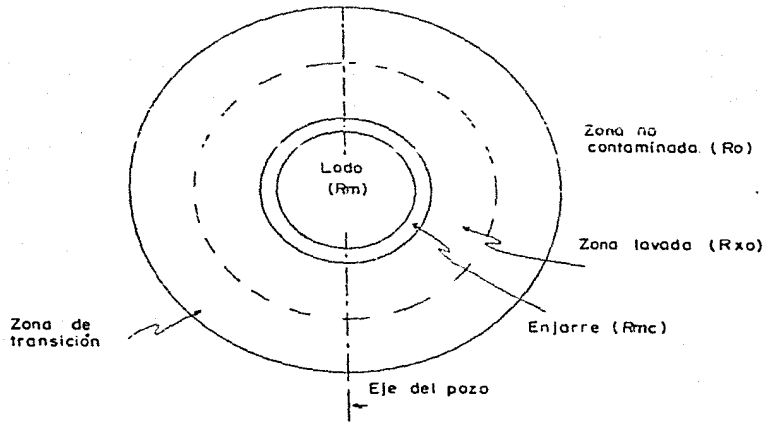
A continuación se analizará cada uno de estos dos casos en especial.

Formaciones con agua como fluido único original.

En la Fig. 1A se presenta un corte horizontal de un pozo y la zona vecina, en una formación que contiene únicamente agua, yendo del pozo hacia adentro de la formación, se distinguen varias zonas; se tiene en primer término el lodo de resistividad R_m , enseguida el enjarre con R_{mo} de resistividad, luego la zona lavada de resistividad R_{xo} , después la zona de transición en donde existe un cambio progresivo en su resistividad que va de R_{xo} hasta R_o en la zona no invadida.

La zona no invadida o no contaminada, se define como la zona en donde la invasión no tiene influencia alguna; por lo tanto, su resistividad será la resistividad verdadera de la formación 100% invadida de agua salada ($R_o=R_t$).

FIGURA 1A
 DISTRIBUCION RADIAL DE RESISTIVIDADES PARA UNA
 FORMACION CON AGUA COMO FLUIDO UNICO ORIGINAL



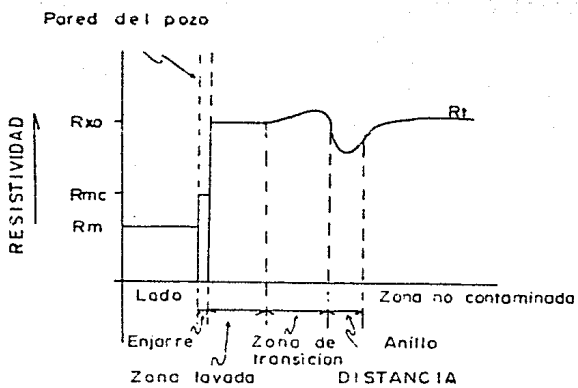
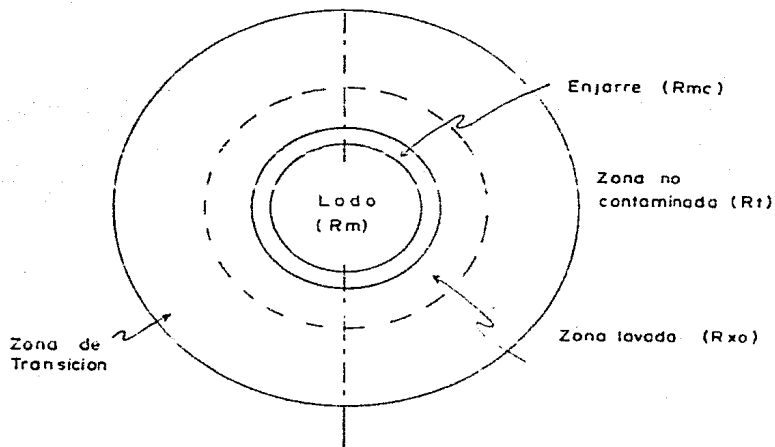
Formaciones con hidrocarburos.

En la Fig. 1B se presenta un corte horizontal de un pozo y la zona vecina, pero en este caso se refiere a una formación que contiene hidrocarburos. En ésta, se distinguen las mismas zonas principales que en el caso de la formación con agua, con las variantes debidas a la presencia de hidrocarburos.

En la zona lavada se tendrán, además del filtrado de lodo, hidrocarburos residuales, ya que el desplazamiento de los hidrocarburos por el agua del filtrado de lodo no es 100% efectivo. En el gráfico se muestra el modelo idealizado de la distribución que tendrían los fluidos dentro de la formación si la permeabilidad de ésta fuera la misma en todas direcciones y además muy grande; cuando éste no es el caso, el aceite residual puede encontrarse distribuido disperso en toda la zona barrida.

La zona de transición tiene cualitativamente los mismo límites que en el caso de la formación invadida 100%. El cambio de resistividad es progresivo de R_{xo} hacia R_t en la zona no invadida. Aunque en algunos casos la movilidad de los hidrocarburos es mayor que la del agua de formación debido a diferencias de permeabilidad relativa, en éste caso entre la zona lavada y la zona no invadida se forma un anillo

FIGURA 1B.
DISTRIBUCION RADIAL DE RESISTIVIDADES EN
UN ESTRATO CON HIDROCARBUROS.



con una alta saturación de agua de formación.

Finalmente se tiene la zona no invadida, la resistividad de esta zona es la resistividad verdadera de la formación con hidrocarburos y agua, se designa por R_t .

3.8. PRESION CAPILAR (P_c)

La presión capilar puede definirse como la presión diferencial que existe en una interfase curva que se tiene entre dos fluidos.

Cuando dos fluidos no miscibles entre sí están saturando un medio poroso, se genera entre los dos una interfase curva.

En un yacimiento donde se tiene aceite y agua, el agua es generalmente el fluido mojante y el aceite el no mojante.

La presión en el lado no mojante (aceite, P_o), de la interfase es más alta que la presión inmediata a la interfase dentro del lado mojante (agua, P_w). A la diferencia de estas presiones se le define como presión capilar (P_c), es decir:

$(P_c)_{0/w} = P_o - P_w$ (para un sistema Aceite-Agua)
si en un yacimiento existe aceite, gas y agua se puede considerar que se presentan las tres presiones capilares siguientes.

$$(P_c)_{0/w} = P_o - P_w$$

$$(P_c)_{g/0} = P_g - P_o$$

$$(P_c)_{g/w} = P_g - P_w$$

3.9. TENSION INTERFACIAL (σ)

Cuando en un medio poroso se ponen en contacto dos fluidos no miscibles, éstos adoptan una interfase curva como consecuencia de la tensión interfacial. Esta tensión es originada por un desequilibrio en las fuerzas de atracción molecular en la capa exterior de moléculas en cada una de las fases.

Una molécula de uno de los fluidos, en la interfase, se encuentra sujeta a fuerzas de atracción molecular diferentes a las que obran en una molécula colocada en el seno de ese fluido.

La magnitud de la curvatura depende del tamaño de los espacios intergranulares y de la proporción y distribución de los

fluidos presentes.

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

Presión de Desplazamiento.

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

3.10. MOJABILIDAD

La mojabilidad es un término que indica la tendencia de un fluido para adherirse a una superficie sólida en presencia de otro fluido no miscible. La mojabilidad de una roca se determina, cuantitativamente, a través del ángulo de contacto que se forma en la interfase aceite-agua-sólido (Fig.1). El ángulo de contacto (θ) puede variar de 0° a 180° . Cuando el ángulo θ es menor de 90° (Medido a través de la fase más densa), la roca

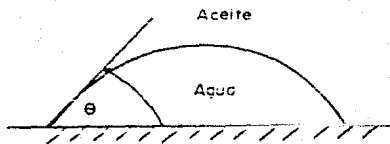


Fig. 1

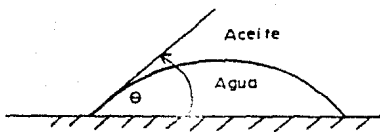


Fig. 2

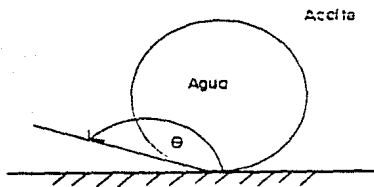


Fig. 3

es preferentemente mojable por agua (Fig. 2), cuando θ es mayor de 90° el aceite es el que esta mojando a la roca (Fig. 3).

3.11. DETERMINACION DE ALGUNOS PARAMETROS IMPORTANTES PARA CALCULAR LA SATURACION DE AGUA POR REGISTROS GEOFISICOS.

3.11.1. DETERMINACION DE R_m

La resistividad del lodo es un parámetro que se puede determinar de manera experimental de una muestra del lodo en el pozo, mediante un resistivímetro de que va provisto el equipo montado en el camión. Otra forma es por medio de la sonda de microlog en posición cerrada dentro del pozo, frente a zonas en donde el diámetro del agujero sea grande, este dato viene en el encabezado del registro.

3.11.2. DETERMINACION DE R_{mf} y R_{mc}

La resistividad del filtrado de lodo normalmente se obtiene del encabezado del registro medido a una temperatura dada. La mayoría de las ocasiones no se cuenta con el valor de R_{mf}

del registro y entonces se tiene que determinar a partir de R_m medido a una temperatura dada.

En estos casos se calcula R_{mf} de la siguiente manera:

$$R_{mf} = K_m (R_m)^{1.07}$$

donde K_m esta en función de la densidad del lodo (ρ) se puede determinar de la siguiente manera:

si	$10 \leq \rho < 12$;	$K_m = 2.162 - 0.1315 \rho$
	$12 \leq \rho < 14$;	$K_m = 1.616 - 0.086 \rho$
	$14 \leq \rho \leq 18$;	$K_m = 0.629 - 0.0155 \rho$

La densidad del lodo esta dada en Lb/gal.

Una vez conociendo R_{mf} se puede conocer R_{mc} con la siguiente fórmula:

$$R_{mc} = 0.69 (R_{mf}) \left[\frac{R_m}{R_{mf}} \right]^{2.65}$$

En ésta fórmula R_m y R_{mf} deben estar calculados a la misma temperatura.

En casos extremos de que no se cuente con la densidad del lodo, se puede calcular la R_{mf} de manera aproximada como:

$$R_{mf} = 0.75 R_m$$

y además

$$R_{mc} = 1.5 R_m$$

3.11.3. DETERMINACION DE LA RESISTIVIDAD DEL AGUA DE FORMACION (Rw).

Rw DE MUESTRAS DE AGUA

Las muestras de aguas habitualmente presentan análisis químicos, y algunas veces, datos de resistividades para aguas de formación tomadas de diferentes campos y diferentes zonas productoras. Estas muestras han sido recopiladas por muchas sociedades geológicas, compañías petroleras, etc. Cuando se disponga de ellos, debe consultárseles para verificar los valores de R_w obtenidos a partir del SP o por métodos resistivos.

Rw OBTENIDO DE ANALISIS QUIMICOS

Es preferible una medición directa de k_w , algunas veces sólo se dispone de un análisis químico del agua de formación, aún de muestras de agua. Un método para deducir la resistividad eléctrica de una solución a partir de su análisis químico es el siguiente:

Una vez determinada la concentración de sales de la muestra, puede ser

usada tal concentración en la gráfica GEN-9* para estimar la resistividad de la muestra.

En el gráfico GEN-9* se entra en la abscisa con la concentración en partes por millón o en mg/Kg para encontrar los factores que multiplicarán a cada uno de los iones presentes y el producto de todos los iones es sumado para obtener la concentración equivalente de NaCl. La concentración es expresada en ppm o mg/Kg ambos por peso. Estas unidades son numéricamente igual.

Rw DETERMINADO A PARTIR DEL SPP

Se calcula con la siguiente ec. $Rw = Rmf/10^{-SSP/K}$

Esta ecuación es válida únicamente para el caso de que el lodo y el agua de formación sean base NaCl. En esta ecuación K puede calcularse con la ecuación: $K = 60 + 0.133 T (^{\circ}F)$, o bien $K = 64 + 0.23T (^{\circ}C)$. El SPP se debe obtener de:

- Una formación limpia
- Invasión de agua salada
- Espesor grande (20 pies mínimo)

NOTA: Las gráficas señaladas con asterisco en este trabajo son tomadas del documento Log Interpretation Charts. Edición 1979

Con las condiciones anteriores $SP = SSP$

Si no se tiene un espesor grande es necesario hacer corrección por espesor de capa, siendo necesario conocer mínimo:

a) R_i , de normal corta o esférico enfocado @ condiciones de formación.

b) R_m

y se entra a las gráficas SP-4m ó SP-4* con el espesor de capa en el eje horizontal y se corta a la curva de valor R_i/R_m , se traza otra horizontal para cortar al eje vertical donde obtenemos % ESSP, que es el valor buscado.

En dado caso que se conozcan más datos como:

- R_t (normal larga, inducción, DLL)
- R_m (Del encabezado del registro)
- R_s (Normal larga, inducción, DLL)
- h (Espesor)
- d_h (Diámetro del pozo)
- d_i (Diámetro de invasión)

Con la información anterior se efectúa la corrección del SP

por medio de la Graf. SP-3*

El procedimiento es el siguiente:

- a) Seleccionar la fila de gráf., para el valor más apropiado de R_s/R_m .
- b) Seleccionar la gráfica para no invasión o para invasión de $di/dh = 5$ como más apropiado.
- c) Entrar en las abscisas con el valor de n/dh .
- d) Entrar verticalmente a la curva de R_t/R_m (Para no invasión) o R_{xo}/R_m (Para casos de invasión), interpolar entre las curvas si es necesario.
- e) Leer E_{sp}/E_{spcorr} en la escala ordinaria y calcular:
 $E_{spcorr} = E_{sp} / (E_{sp}/E_{spcorr})$, (E_{sp} es el SP leído del perfil).

Una vez corregido el SSP se puede calcular la R_w . Algunos autores encontraron que la presencia de Ca^{++} y Mg^+ en el agua de formación y en el filtrado de lodo hacen que no se cumpla la ec. anterior y se tiene que utilizar la ec.:

$$R_{we} = R_{mfe} / 10^{-SSP/K}$$

PARA LODOS EN QUE PREDOMINAN EL Na CL

- a) Si $R_m > 0.1$ ($\mu\text{-m}$) @ 75°F

Rmfe = (0.85) Rmf @ Temp. de la formación
 y calculamos Rwe = Rmfe/10^{-SSP/K} o podemos emplear la gráfica SP-1.

b) Si Rmf = 0.1 (n - m) @ 75°F
 Obtenemos Rwe = Rmf/10^{-SSP/K} y la Rw la obtenemos con la gráfica SP-2 o con la siguiente ecuación.

$$R_w = \frac{R_{we} + (0.131)(10; (1/\log (T_{form.}/19.9)))^{-2} \dots EC.(1)}{-0.5 R_{we} + 10^{(0.0426/\log (T_{form.}/50.8))}}$$

c) Si Rmf < 0.1 (n - m) @ 75° F
 Se utiliza la gráfica SP-2 para obtener el valor de "Rmfe" del valor de "Rmf" medido a la temperatura de formación utilizando el gráfico GEN-9.
 Y podemos determinar: Rwe = Rmfe/(10^{-SSP/K}) o se obtiene Rwe por medio de la gráfica SP-1.
 La Rw se obtiene de la ecuación (1) o de la gráfica SP-2*

PARA LODOS CON YESO

Para obtener los valores de Rmfe se utiliza la gráfica SP-2* se obtiene Rwe = Rmfe/10^{-SSP/K} o por medio de la gráfica SP-1.
 La Rw se obtiene de la ecuación (1) o de la gráfica SP-1.

3.11.4. REGISTRO ELECTRICO

La interpretación de los perfiles de resistividad provee el medio más general para la detección y evaluación cuantitativa de la saturación de hidrocarburos.

En el registro eléctrico usualmente se tienen 2 arreglos de electrodos para obtener la resistividad de las rocas.

- a) Arreglo Normal
- b) Arreglo Lateral

Arreglo Normal

En el registro eléctrico usualmente se tienen 2 arreglos normales llamados:

Normal Corta.- Espaciamiento de 16 pulgadas (0.40m)

Normal Larga.- Espaciamiento de 64 pulgadas (1.60)

Arreglo Lateral

En este tipo de arreglo el espaciamiento entre electrodos es de 18'8" arreglo comunmente usado.

INTERPRETACION DEL REGISTRO ELECTRICO

La resistividad aparente, R_a , de una capa, que se obtiene de los registros está en función de varios parámetros.

$$R_a = f(R_t, R_i, d_i, h, AM, R_m, d)$$

donde:

- R_t = resistividad verdadera de la capa en la zona no alterada, este es el valor buscado en función de R_a , y demás parámetros, (Ω -m)
- R_i = resistividad de la zona invadida (Ω -m)
- d_i = Diámetro de la zona invadida (pulg.)
- h = Espesor de las capas (mts)
- AM = Espaciamiento de la sonda usada (pulg.)
- R_m = Resistividad del lodo (Ω -m)
- d = Diámetro del pozo (pulg.)

DETERMINACION DE R_1 DE LA NORMAL CORTA (NC) EN CAPAS GRUESAS
ESPESOR MAYOR DE 6.5 m.

Para esto se usa la gráfica R_{cor-8^*} la cual se utiliza cuando la capa presenta invasión que afecta a la normal corta.

El procedimiento es el siguiente:

- 1) Se selecciona el valor adecuado de la normal corta en el registro, $R16''$
- 2) Se determina la R_m medida a la temperatura de formación.
- 3) Se calcula la relación $R16''/R_m$
- 4) De un registro de calibración de agujero se obtiene el diámetro verdadero del pozo.
- 5) Se entra a la gráfica $R_{cor}-8^{\#}$ con $R16''/R_m$ y diámetro de pozo y se obtiene R_i .

DETERMINACION DE R_i DE LA NORMAL CORTA EN CAPAS DELGADAS,
ESPESOR MENOR DE 6.5 m.

El procedimiento es el siguiente:

- 1) El valor leído de la normal corta se corrige por diámetro de agujero por medio de la gráfica $R_{cor}-8^{\#}$ ($R16''/R_m$).
- 2) Se lee el valor de resistividad de las capas adyacentes R_s , si se trata de una arena entre lutitas $R_s=R_{sh}$.

- 3) Se saca la relación R_s/R_m .
- 4) Se entra a la Fig. I-I (Para $d=8''$) con $R_{10''}/R_m$ corregida por diámetro de pozo, el espesor de la capa y con R_s/R_m y se obtiene R_i .

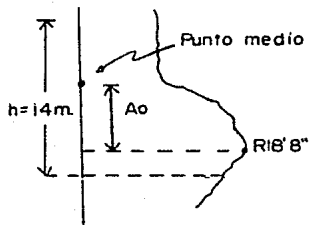
NOTA: Las gráficas I-1, I-II del libro de Gómez, R.O. páginas 4.26, 4.27, ver referencia al final.

DETERMINACION DE LA R_t , POR MEDIO DE LA CURVA LATERAL.

Para corregir la curva lateral ($RL_{corr} = R_t$), se utiliza la gráfica I-II. El problema principal consiste en la selección de los valores de resistividad del registro antes de usar la gráfica.

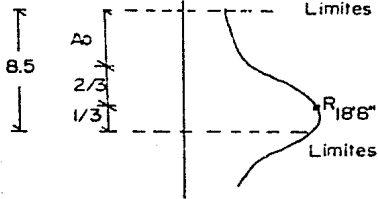
A continuación se dan algunas reglas para el caso de un arreglo lateral de $18'8''$ de espaciamento, arreglo comunmente usado:

- a) Cuando el espesor de la capa es 2 veces mayor que el espaciamento, A_o .



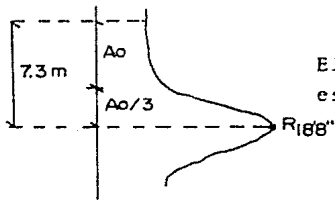
El valor de la resistividad que se toma se encuentra en la intersección de la curva de resistividad de la lateral con una horizontal trazada a una distancia vertical igual al espaciamento a partir del punto medio del espesor (h) de la capa.

- b) Espesor de la capa equivalente a 1.5 veces el espaciamiento, A_0



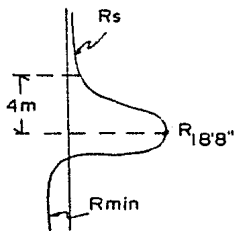
El valor de la resistividad que se toma se encuentra a una distancia vertical del límite superior de la capa a un espaciamiento $\frac{2}{3}$ de la distancia restante.

- c) Espesor de la capa equivalente a 1:3 veces el espaciamiento, A_0 .



El valor de resistividad que se toma es el máximo valor observado.

- d) Espesor de la capa es menor que el espaciamiento, A_0



El valor de resistividad que se toma es el máximo valor observado.

La determinación de la R_t , por medio de la curva lateral, es la mejor para formaciones altamente resistivas, si :

$$R_{16''/km} > 50 \text{ (} \sim \text{-m)}$$

DETERMINACION DE Rt POR MEDIO DE LA NORMAL LARGA

El uso de la Normal Larga para la determinación de Rt, es con fiable sólo cuando.

- a) La resistividad de la capa es moderada.

$$10 \leq R_{16}/\text{km} \leq 50$$

- b) Invasión menor de 2 veces el diámetro del agujero, si se cumplen las condiciones anteriores, se siguen las siguientes reglas:

Espesor de la capa (m)	Relación RNL/RS	Valor de Rt en función de RNL (Ω-m)
Mayor de 6	Cualquiera	RNL
Menor de 4.5	≥ 2.5	3/2 RNL
Menor de 4.5	≤ 1.5	RNL
Menor de 3	≥ 2.5	2RNL
Menor de 3	≤ 1.5	3/2RNL

DETERMINACION DE Rt POR MEDIO DE LA NORMAL CORTA

Sólo se toma el valor de la Nc como el valor de Rt si se cumplen las siguientes condiciones:

- a) Capa de baja resistividad $R_{16}/\text{km} < 10$ (Ω-m).

- b) La capa contenga hidrocarburos
- c) $-50 \text{ mV} \leq \text{SSP} \leq -80 \text{ mV}$
- d) $1.5 \text{ m} \leq \text{espesor} \leq 3 \text{ m}$

3.11.5. MICRO REGISTRO CONVENCIONAL DE RESISTIVIDAD, ML

Este registro nos mide la resistividad de la zona lavada (Rxo), dado que la profundidad de investigación es pequeña.

Se tienen 2 arreglos de electrodos, en el microregistro

- a) Lateral corto cuyo espaciamento es de 1.5 pulgadas. La curva obtenida de este arreglo también es llamada microinversa de 1" x 1", R1x1.
- b) Micronormal, cuyo espaciamento es de 2" . Para una interpretación óptima del registro se deben considerar los siguientes criterios:
 - $\phi > 15\%$
 - $\text{hmc} < 1/2 \text{ pulg.}$
 - $\text{Rxo/Rmc} < 25$

a) Cálculo de la resistividad de la zona lavada, R_{xo}

*) Del registro se leen los valores de $R1''x1''$ y $R2''$

***) En la gráfica $R_{xo}-1''$ se entra en las ordenadas con $R1x1/R_{mc}$ y en las abscisas con $R2''/R_{mc}$.

Esta gráfica esta diseñada para diámetros de pozo de 8", para diámetros diferentes, multiplicar $R1''x1''/R_{mc}$ por los siguientes factores:

<u>diámetro</u>	<u>factor</u>
4 3/4"	1.15
6"	1.05
10"	0.93

3.11.6. REGISTRO DE INDUCCION

Este registro puede ser corrido en pozos perforados con cualquier tipo de fluido, así como para medir la resistividad verdadera de la formación (R_t).

La precisión del registro es buena hasta resistividades de 200 (Ω -m)

Nos permite cualitativamente:

- a) Determinar zonas con hidrocarburos.
- b) Determinar contacto agua-hidrocarburos
- c) Correlación para obtener información litológica y estructural.

y Cuantitativamente :

- a) Determinar R_t

EMPLEO DEL REGISTRO DE INDUCCION PARA DETERMINAR R_t

A) La primera corrección es por efecto de la columna de lodo

- i) Partiendo de la lectura hecha del registro RIL, se calcula la conductividad, conductividad $\frac{1}{RIL}$ (mmhos/m)

2) De la gráfica Rcor⁻⁴ se determina la conductividad teniendo como información, diámetro de pozo (pg), separación de la sonda-pared del pozo (pg), resistividad del lodo (ohm-m).

3) Se corrige la resistividad por efecto de la columna de lodo del pozo, mediante la diferencia de conductividades calculadas (la del paso 1 menos la del 2) de donde finalmente la resistividad corregida la obtenemos con $Ril = \frac{1000}{\text{Cond. corr}}$ (ohm-m)

B) Corrección por espesor de capa.

Se realiza para espesores menores de 7 m. Esta corrección se efectúa con la gráfica Rcor-5*. Se selecciona el valor apropiado de ks y se entra a la gráfica con h y el valor de RIL=Ra ya corregido por efecto de lodo y en las ordenadas se lee el valor de Rt corregido por espesor.

C) Corrección por invasión.

Sólo se hace esta corrección si $R_{xo} > R_t$, esta corrección se efectúa con la gráfica Rcor⁻⁶. En esta gráfica se entra con R_{xo}/R_{nc} en las abscisas y con R_{xo}/RIL en las ordenadas y en el punto correspondiente se lee el valor de R_{xo}/R_t de acuerdo diámetro de invasión.

3.11.7. DETERMINACION DE LA Rt y Ri POR MEDIO DEL REGISTRO DOBLE-LATEROLOG.

Este registro es utilizado en formaciones de alta y baja resistividad, principalmente en rocas de alta resistividad, rocas Carbonatadas.

Su objetivo principal es obtener Rt.

Este registro está compuesto de 2 registros laterales:

- 1) Registro Lateral profundo (LLd), Rt
- 2) Registro Lateral somero (LLs), Ri

Para cada uno de los registros se tiene que hacer una corrección por agujero.

- i) Para el RLLD, se utiliza la gráfica R_{corr-2^*} superior. En la abscisa se entra con $RLLD/R_m$ y se busca la curva de diámetro adecuado en las ordenadas se obtiene $(RLLD)_{corr}/RLLD$, y de aquí se obtiene $(RLLD)_{corr} = Rt = RLLD \times \text{factor}$.
- ii) Para RLLS se utiliza la gráfica R_{corr}^*-2 inferior en la abscisa se entra con $RLLS/R_m$ y se busca la curva de diámetro adecuado en las ordenadas y se obtiene $(RLLS)_{corr}/RLLS$ de donde: $(RLLS)_{corr} = Ri = RLLS \times \text{factor}$.

La siguiente corrección que hay que hacer es por invasión.

Esta corrección se hace utilizando la gráfica Rint^e-9.

Ya que este registro se corre con un MSFL que nos proporciona Rxo. En la gráfica Rint^e-9 con (RLLD)corr/Rxo una vez corregidas se entra por las ordenadas y en las abscisas se entra con el cociente $RLLD/RLLS$ corregidos y la intersección de estos nos da Rt/Rxo de acuerdo a un diámetro de invasión (di).

3.11.8. DETERMINACION DE RXO A PARTIR DEL REGISTRO MICROLATERAL (MLL).

El objetivo de este registro es obtener Rxo directamente.

La Rxo se puede obtener de la curva directamente cuando el espesor del enjarre es pequeño ($3/8''$), para espesores de enjarre mayores se efectúa una corrección.

Determinación de Rxo.

- a) Si $hmc < 3/8''$ entonces $RMLL = Rxo$
- b) Si $hmc > 3/8''$ se realiza una corrección con la gráf. Rxo-2^x

En la abscisa se entra con $RMLL/Rmc$, se busca la curva adecuada.

del espesor del enjarre (h_{mc}) y en las ordenadas se lee (RMLL) corr/RMLL, donde $(RMLL)_{corr} = R_{x0} = (RMLL) \times \text{factor}$.

3.11.9 DETERMINACION DE R_{x0} del REGISTRO MICROESFERICO (MSFL)

De igual manera el objetivo de este registro es determinar R_{x0} . Después de hacer la lectura de RMSFL, se tiene que corregir por enjarre del lodo y esta corrección se realiza con la gráfica R_{x0}^{-2} inferior.

- a) En la abscisa se entra con $RMSFL/R_{mc}$
- b) Se busca la curva de espesor de enjarre adecuado (h_{mc})
- c) Y en la ordenada se obtiene $(RMSFL)_{corr}/RMSFL$
- d) De donde $(RMSFL)_{corr} = R_{x0} = RMSFL \times \text{factor}$

4 PROCEDIMIENTOS PARA OBTENER LA SATURACION DE AGUA EN LOS YACIMIENTOS PETROLIFEROS.

4.1. PROCEDIMIENTOS EXPERIMENTALES DE LABORATORIO (METODOS DIRECTOS)

Básicamente se tienen 2 métodos para la determinación de la saturación de agua:

4.1.1 ANALISIS DE RETORTA (DIRECTO)

Para determinar el contenido de fluidos de las muestras es empleado un método de destilación a presión atmosférica, comúnmente llamado método de la Retorta.

Básicamente y de manera muy general el método consiste en lo siguiente:

En una cámara de calentamiento los líquidos contenidos en una muestra de roca se vaporizan y después pasan por un condensador, el líquido es recolectado en tubos calibrados.

Generalmente se cortan 100 gr. de un núcleo que son colocados en una cámara de calentamiento. Inicialmente se coloca el selector de temperatura en 800°F, a esta temperatura se recupere

4 PROCEDIMIENTOS PARA OBTENER LA SATURACION DE AGUA EN LOS YACIMIENTOS PETROLIFEROS.

4.1. PROCEDIMIENTOS EXPERIMENTALES DE LABORATORIO (METODOS DIRECTOS)

Básicamente se tienen 2 métodos para la determinación de la saturación de agua:

4.1.1 ANALISIS DE RETORTA (DIRECTO)

Para determinar el contenido de fluidos de las muestras es empleado un método de destilación a presión atmosférica, comúnmente llamado método de la Retorta.

Básicamente y de manera muy general el método consiste en lo siguiente:

En una cámara de calentamiento los líquidos contenidos en una muestra de roca se vaporizan y después pasan por un condensador, el líquido es recolectado en tubos calibrados.

Generalmente se cortan 100 gr. de un núcleo que son colocados en una cámara de calentamiento. Inicialmente se coloca el selector de temperatura en 800°F, a esta temperatura se recupe

ra todo el volumen de agua contenida en la muestra.

Posteriormente se cambia el selector de temperatura a 1200°F y se recupera el volumen de aceite contenido. A esta temperatura no se le debe de cuantificar el agua, ya que es de cristalización. Se medirá todo lo que sea aceite.

Los volúmenes de aceite observados se deben corregir por las pérdidas durante la descomposición térmica del mismo. Las correcciones se hacen mediante un factor que se obtiene de la siguiente manera:

Una vez que nosotros hemos obtenido el aceite de los núcleos en la retorta, lo que se hace es medir por ejemplo 10 cm.³ y vaciarlos sobre una muestra de roca totalmente seca y en pedazos y se mete a la retorta, y se mide a 1200°F el total del aceite recuperado, y la diferencia entre el volumen inicial y el recuperado es nuestro factor de corrección que se tiene que sumar a nuestro volumen de aceite observado.

Cuando no se cuente con estos factores de corrección para un aceite en particular, se recomienda el uso de los siguientes factores:

Aceite observado	Corrección	Aceite real
Trazas	0.10	0.15
0.05	0.10	0.15
0.10	0.15	0.25
0.20	0.20	0.40
0.30	0.20	0.50
0.40	0.25	0.65
0.50	0.30	0.80
0.60	0.30	0.90
0.70	0.30	1.00
0.80	0.30	1.10
0.90	0.30	1.20
1.00	0.40	1.40
Mayor de 1	0.40	-

Es necesario además determinar el volumen de roca y el volumen poroso ocupado por el gas, para esto se emplea una bomba de desplazamiento de mercurio.

Se cuenta con una cámara que se utiliza como picnómetro para determinar el volumen de mercurio que entra a la muestra. La presión a la que se inyecta el mercurio varía de 800 a 1000 psi, dependiendo de la consolidación de la roca.

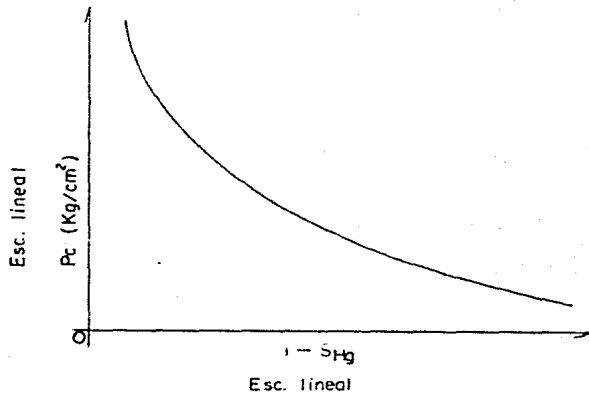
4.1.2. CURVAS DE PRESION CAPILAR (SEMIDIRECTO)

Para la determinación de la presión capilar se emplea un equipo diseñado para inyectar mercurio a una muestra de roca, previamente limpia y seca.

A continuación se explicará de manera muy breve cómo se obtiene la información del equipo para poder determinar la presión capilar.

Se coloca la muestra de roca en una celda y se le aplica vacío (esto es para tener los poros completamente evacuados). A continuación, con una bomba de desplazamiento de mercurio, (con volumen conocido) se inyecta mercurio a diferentes presiones y se hace la respectiva lectura de Hg inyectado, en el vernier de la bomba de desplazamiento. A cada una de estas presiones se determina la saturación de Hg en el núcleo.

Esta saturación se calcula de manera muy simple dado que nosotros conocemos tanto la porosidad como el volumen de poros. Dividiendo el volumen de Hg inyectado entre el volumen poroso, determinamos la saturación de mercurio, para cada presión aplicada, en donde $1-S_{Hg} = S_{agua}$. Entonces la gráfica que podemos construir es la siguiente:



Teniendo la información anterior, entonces es posible aplicar la siguiente ecuación.

$$h = (Pc) \frac{\sigma_{o-w} @ C.Y.}{\sigma_{w-aire} @ C.A.} \frac{10}{f \Delta \rho}$$

donde:

h = altura sobre el contacto agua-aceite (mts)
 σ_{o-w} = tensión interfacial aceite-agua (dinas/cm)
 σ_{w-aire} = tensión interfacial agua-aire (dinas/cm)
 f = cte = $Pc \text{ Hg-aire} / Pc \text{ w-aire}$
 $\Delta \rho$ = $\rho_w - \rho_o$ (gr/cc)

Con esta información y conociendo la profundidad a la que se encuentra nuestro contacto agua-aceite, determinado a través del registro de resistividad o por algún otro método, nosotros podremos determinar la saturación de agua a cualquier profundidad por encima del contacto agua-aceite.

4.2. METODOS PARA DETERMINAR LA SATURACION DE AGUA POR REGISTROS GEOFISICOS (INDIRECTOS)

4.2.1. METODO DE ARCHIE PARA FORMACIONES LIMPIAS

Todas las determinaciones de saturaciones por medio de registros de resistividad en formaciones limpias (no arcillosas) con porosidad intergranular homogénea están basadas en la fórmula de Archie o variaciones de ella.

$$S_w^n = F \cdot R_w/R_t \dots\dots (1)$$

Los parámetros R_w y R_t son obtenidos tal como se explicó en el capítulo anterior. El factor de formación (F) es obtenido generalmente de la porosidad media de la formación, por medio de la relación de la forma:

$$F = a/\phi^m \dots\dots (2)$$

Para la saturación de agua de la zona invadida (S_{xo}) podemos expresar la ecuación (1) en la siguiente forma:

$$S_{xo}^n = (F \cdot R_{mf})/R_{xo} \dots\dots (3)$$

En estas ecuaciones n se toma usualmente como 2. Los valores

de a y m en la ecuación (2) están sujetos a más variaciones:

En carbonatos usamos generalmente: $F = 1/\theta^2$, en arenas:
 $F = 0.62/\theta^{2.15}$ (Fórmula de Humble) o $F = 0.81/\theta^2$, que es una versión simplificada de la fórmula de Humble.

4.2.2. METODO DE LAS RAZONES PARA FORMACIONES NO ARCILLOSAS

Si nosotros tomamos $n=2$ y dividimos la ecuación (1) entre la (3), tenemos:

$$\left[\frac{S_w}{S_{xo}} \right]^2 = \frac{R_{xo}/R_t}{R_{mf}/R_w} \dots (4)$$

Esta ecuación nos da la razón de S_w y S_{xo} y no es necesario conocer el valor de F o de la porosidad.

Para determinar S_w de la ecuación (4) se debe conocer S_{xo} . Para una invasión moderada y una saturación promedio de hidrocarburos residuales se ha encontrado una relación empírica útil entre S_{xo} y S_w donde $S_{xo} = S_w^{1/5}$. Insertando este valor en la ecuación (4), tenemos:

$$S_w = \left[\frac{R_{xo}/R_t}{R_{mf}/R_w} \right]^{5/8} \dots (5)$$

La relación $S_{xo} = S_w^{1/5}$ es estrictamente empírica y puede variar apreciablemente en un caso real.

4.2.3. METODO DE LAS MONTAÑAS ROCALLOSAS (TIXIER)

Este método no debe aplicarse en formaciones de \emptyset y K bajas ($\emptyset < 10\%$).

En la interpretación de registros de desconocen generalmente 5 parámetros importantes para la evaluación de las formaciones, estos parámetros son: \emptyset , F, Sw, Rz, Sxi. Normalmente se disponen de 3 curvas de registros que proporcionan 3 ecuaciones simultáneas que son:

Ecuación de la curva SP:

$$SSP = -K \text{ Log } R_{mf}/R_w \dots (1)$$

Ecuación de la curva normal corta:

$$S_{xi}^2 = F \cdot R_z/R_i \dots (2)$$

$$R_{nc} = R_i$$

La ecuación para una curva de investigación profunda:

$$S_w^2 = F \cdot R_w/R_t \dots (3)$$

Dos ecuaciones más que son necesarias para solucionar el problema, una de ellas es dada por la resistividad de la mezcla de fluidos, Rz.

$$\frac{1}{RZ} = \frac{Z}{R_w} + \frac{1-Z}{R_{mf}} \dots (4)$$

donde $Z \approx 7.5\%$

La ecuación (5) la proporciona TIXIER

$$S_{xi}^2 = S_w \dots (5)$$

La ecuación (5) es una relación empírica que nos permite obtener un valor representativo de S_{xi}^2 en rocas limpias mojadas por agua. En arenas arcillosas y en rocas mojadas por aceite el exponente es diferente de 2.

Resolviendo el sistema de 5 ecuaciones se obtiene:

$$S_w = \frac{R_i R_w}{R_t R_z} \dots \dots (6)$$

- donde:
- Sw = Saturación de agua, (fracc.)
 - Ri = Resistividad de la zona invadida, ($n-m$)
 - Rw = Resistividad del agua de formación, ($n-m$)
 - Rt = Resistividad de la zona no alterada, ($n-m$)
 - Rz = Resistividad de los fluidos en la zona invadida ($n-m$).

4.2.4. METODO DE AGUILERA PARA DETERMINAR Sw

Este método nos proporciona buenos resultados en rocas carbonatadas con porosidad secundaria. En la aplicación de este método no hay que tener en conocimiento previo de los parámetros: Rw, m, n. Las ecuaciones básicas para la evaluación de formaciones a partir de registros geofísicos son:

$$S_w = I^{-1/n} \dots \dots (1)$$

$$I = \frac{R_t}{F \cdot R_w} = \frac{R_t}{R_o} \dots\dots\dots (2)$$

$$F = \vartheta^{-m} = \frac{R_o}{R_w} \dots\dots\dots (3)$$

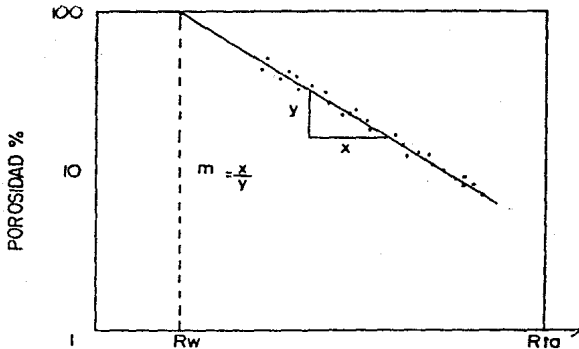
De las ecuaciones (2) y (3) tenemos:

$$I = \frac{R_t}{\vartheta^{-m} R_w} \dots\dots\dots (4)$$

$$R_t = I \vartheta^{-m} R_w \dots\dots\dots (5)$$

$$\log R_t = \log I + \log R_w - m \log \vartheta \dots\dots\dots (6)$$

De la ecuación (6) graficando el $\log R_t$ (vs) $\log \vartheta$, da como resultado una línea recta con pendiente de $-m$ para zonas con R_w e I constantes.



Para yacimientos fracturados el exponente de porosidad m será menor que el exponente de porosidad de la matriz M_b (determinado en laboratorio)

La ecuación (6) puede extenderse para cualquier tipo de registro analizado.

1) Para el registro sónico de porosidad (BHC)

$$\text{Log } R_t = -m \log (\Delta t - \Delta t_m) + m \log B + \log R_w + \log I \dots (7)$$

2) Registro de densidad compensado (FDC)

$$\text{Log } R_t = -m \log (\rho_m - \rho_b) + \log R_w + \log I \dots (8)$$

3) Registro Neutrón Compensado (CNL)

$$\text{Log } R_t = -m \log \varnothing_{\text{CNL}} + \log R_w + \log I \dots (9)$$

4) Porosidad obtenida por combinación de Registros.

$$\text{Log } R_t = -m \log \varnothing + \log R_w + \log I \dots (10)$$

Una ventaja adicional del método es que no es absolutamente necesario utilizar valores de resistividad verdadera en las gráficas.

Las lecturas de R_t leídas directamente de un registro de resistividad pueden ser utilizadas, ya que ellas son proporcio

nales a las resistividades verdaderas.

$$m = \frac{x}{y}$$

La gráfica de $\log R_t$ (vs) \log de la respuesta de una sonda de porosidad nos detectará fracturas si:

- 1) $m = 1$, se dice que la formación está totalmente fracturada.
- 2) $1 < m < m_b$, se dice que la formación tiene un cierto grado de fracturamiento.
- 3) Si $m = m_b$ se dice que la formación tiene porosidad de matriz.

Para la determinación de zonas con hidrocarburos y agua se realiza por medio del parámetro P, que está en función de la resistividad y la respuesta de un instrumento de porosidad. Porter y asociados encontraron que P^2 es un parámetro con una distribución normal para zonas con $S_w = 100\%$. $P^{1/2}$ se calcula dependiendo del tipo de registro que se tenga de la siguiente forma:

1) Registro BHC

$$P^{1/2} = (R_t (\Delta t - \Delta t_m)^m)^{1/2} \dots\dots(11)$$

2) Registro FDC

$$P^{1/2} = (R_t (\rho_{ma} - \rho_b)^m)^{1/2} \dots\dots(12)$$

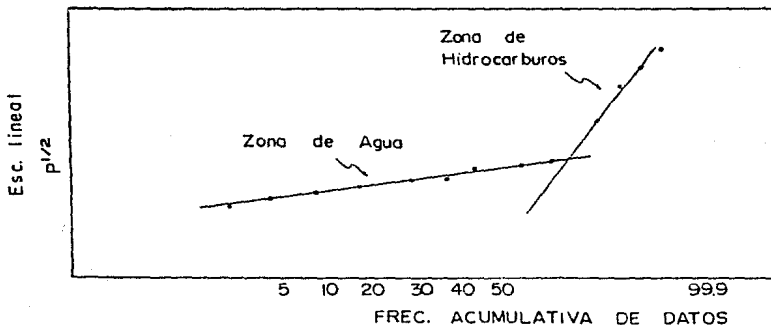
3) Para cuando se conoce la porosidad

$$p^{1/2} = (Rt \phi^m)^{1/2} \dots\dots\dots (13)$$

Basándonos en la información que tenemos del registro y en el cálculo de $p^{1/2}$ para cada intervalo en estudio se calcula la siguiente tabla:

Rango $p^{1/2}$	No. de Datos	Frecuencia Relativa	Frecuencia Acumulativa
-----------------	--------------	---------------------	------------------------

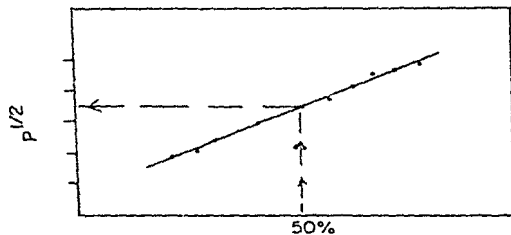
Como $p^{1/2}$ tiene una distribución normal para zonas con Sw 100%, una gráfica de $p^{1/2}$ contra frecuencia acumulativa (que incluye el número total de datos para valores de $p^{1/2}$ dentro de un rango en particular), sobre papel probabilístico, dará como resultado una línea recta. Las zonas con hidrocarburos se desviarán de esta línea recta.



Una vez que las zonas con hidrocarburos han sido detectadas los valores de S_w se calculan como sigue:

1) Considerar las zonas de $S_w = 100\%$ como una distribución individual. Esto dará como resultado una línea recta en papel probabilístico.

2) Determinar el valor medio de $p^{1/2}$ a una frecuencia acumulativa de 50%.



$p^{1/2}$ (VS) Frecuencia acumulativa de datos de $S_w = 100\%$.

3) Calcular el índice de resistividad, I , de la relación:

$$I = \frac{PH}{P_{100}} \quad (\text{Para cada intervalo})$$

donde: PH: es el valor de P para zonas con hidrocarburos=
 $p = (p^{1/2})^2$

$P_{100} = (p^{1/2} \text{ de gráfica a } 50\%)^2$, este valor es constante

4) Calcular la saturación de agua de la ecuación

$$S_w = I^{-1/n}$$

En esta última ecuación se supone que el exponente de porosidad m es igual al exponente de saturación n .

EJEMPLO DE APLICACION

El siguiente ejemplo será resuelto a detalle por los métodos antes vistos de laboratorio: Análisis de Retorta y curvas de Presión Capilar y de Registros Geofísicos: Archie, Razones, Tixier y Aguilera.

ANALISIS DE RETORTA

Se efectuó el análisis de retorta a 8 núcleos cortados en la formación Jurásico San Andrés Inferior durante la perforación del pozo San Andrés No. 374, perteneciente al Distrito Poza Rica, Zona Centro.

<u>Núcleo No.</u>	<u>Intervalo (MBMR)</u>	<u>Longitud (m)</u>
1	3198-3204	6
2	3204-3213	9
3	3213-3222	9
4	3222-3231	9
5	3231-3232.5	1.5
6	3233-3240	7
7	3241-3250	9
8	3250-3258.5	8.5

En la siguiente tabla se muestra el procedimiento de cálculo para la obtención del contenido de fluidos del núcleo No. 2, de los núcleos restantes se presentan sólo los resultados finales, dado que el procedimiento es el mismo.

DETERMINACION DE CONTENIDO DE FLUIDOS

POZO SAN ANDRES 374 NUC. 2 INTERVALO 3204-3213 FORMACION JSAI

REC.	BOMBA DE MERCURIO				RETORTA				
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)
	MUESTRA	PROFUNDIDAD (m)	PESO MUESTRA (gr)	VOL. ROCA (cm ³)	VOL. Hg INY. (cm ³)	AGUA (cm ³)		ACEITE (cm ³)	
					A 800°F	A 1200°F	OBSERVADO	CORREGIDO	
1	3204.0	31.0	12.90	0.64	0.3	-	1.4	1.8	
2	3204.5	41.0	17.26	0.79	0.8	-	2.1	2.5	
3	3205.0	27.3	11.33	0.58	0.3	-	0.3	0.5	
4	3205.5	41.2	17.26	0.75	0.1	-	1.8	2.2	
5	3206.0	25.0	10.73	0.68	0.2	-	2.3	2.7	
6	3206.5	39.6	16.89	0.99	0.2	-	2.0	3.0	
7	3207.0	30.5	16.80	1.00	0.8	-	2.5	2.9	
8	3207.5	22.9	9.99	0.66	0.6	-	1.6	2.0	
9	3208.0	37.3	15.87	0.63	0.1	-	0.6	0.9	
10	3208.5	27.4	11.89	0.73	0.8	-	2.5	0.9	
11	3209.0	42.7	17.48	0.92	0.5	-	0.3	0.5	
12	3209.5	37.0	15.30	0.88	0.0	-	0.2	0.4	
13	3210.0	36.2	14.66	0.73	1.0	-	0.1	0.25	
14	3210.5	36.7	14.92	0.75	1.0	-	0.7	1.00	
15	3211.0	37.2	13.57	0.70	1.2	-	0.7	1.00	
16	3211.5	40.7	16.95	1.13	0.1	-	0.7	1.00	
17	3212.0	27.6	11.42	0.73	0.0	-	0.2	0.40	
18	3212.5	32.1	13.02	0.70	0.0	-	0.0	0.00	
19									

	(10)	(11)·(3)/(4)	(12)·(10)/(11)	(13)·(5)/(4)	(14)·(9)/(12)	(15)·(6)/(12)	(16)·13 + 14 + 15	(17)·(4)/(16)	(18)·(15)/(16)
	PESO MUESTRA (gr)	DENS. ROCA (gr/cm ³)	VOL. TOT. ROCA (cm ³)	VOL. GAS Vg (%)	% ACEITE V _o (%)	VOL AGUA V _w (%)	POROSIDAD φ (%)	SAT. ACEITE S _o (%)	SAT. AGUA S _w (%)
1	100	2.40	41.66	4.9	4.3	0.72	10	43	7
2	100	2.38	42.02	4.6	5.9	1.90	12	48	15
3	100	2.41	41.49	5.1	1.2	0.72	7	17	10
4	100	2.39	41.84	4.3	5.2	0.23	10	53	2
5	100	2.33	42.92	6.3	6.2	0.46	13	48	4
6	100	2.34	42.74	5.9	7.0	0.46	13	53	4
7	100	2.35	42.55	6.0	6.8	1.90	15	47	13
8	100	2.29	43.67	6.6	4.5	1.40	13	36	11
9	100	2.35	42.55	3.9	2.1	0.23	8	26	3
10	100	2.30	43.48	6.1	2.0	1.83	15	45	12
11	100	2.44	40.98	5.7	1.2	1.22	8	16	16
12	100	2.42	41.32	5.3	0.9	0	7	14	0
13	100	2.47	40.48	4.9	0.6	2.47	6	11	0
14	100	2.46	40.65	5.0	2.4	2.46	10	25	25
15	100	2.74	36.49	5.1	2.7	3.29	11	23	28
16	100	2.40	41.66	6.6	2.4	0.24	9	26	3
17	100	2.41	41.49	6.3	0.96	0	-	13	0
18	100	2.47	40.48	5.3	0	0	5	0	0
19									

DETERMINACION DEL CONTENIDO DE FLUIDOS

POZO: SAN ANDRES 374

FORMACION: JSAI

NUCLEO No. 1

MUESTRA No.	PROFUNDIDAD (mBMR)	POROSIDAD (%)	SATURACION DE ACEITE (%)	SATURACION DE AGUA (%)
1	3198.0	13	15	19
2	3198.5	10	40	19
3	3199.0	7	21	0
4	3199.5	11	40	21
5	3200.0	8	32	15
6	3200.5	14	39	21
7	3201.0	9	27	22
8	3201.5	12	40	19
9	3202.0	10	22	26
10	3202.5	13	35	24
11	3203.0	6	16	0
12	3203.5	14	41	29

NUCLEO No. 3

MUESTRA No.	PROFUNDIDAD (mBMR)	POROSIDAD (%)	SATURACION DE ACEITE (%)	SATURACION DE AGUA (%)
1	3213.0	9	26	21
2	3213.5	6	0	0
3	3214.0	9	14	31
4	3214.5	6	0	16
5	3215.0	7	0	15
6	3215.5	7	10	15
7	3216.0	5	0	0
8	3216.5	8	13	22
9	3217.0	6	0	4
10	3217.5	5	12	15
11	3218.0	0	0	0
12	3218.5	0	0	0
13	3219.0	0	0	0
14	3219.5	0	0	0
15	3220.0	0	0	0
16	3220.5	0	0	0
17	3221.0	0	0	0
18	3221.5	0	0	0

NUCLEO No. 4

MUESTRA No.	PROFUNDIDAD (mBMR)	POROSIDAD (%)	SATURACION DE ACEITE (%)	SATURACION DE AGUA (%)
1	3222.0	0	0	0
2	3222.5	0	0	0
3	3223.0	0	0	0
4	3223.5	0	0	0
5	3224.0	0	0	0
6	3224.5	0	0	0
7	3225.0	0	0	0
8	3225.5	0	0	0
9	3226.0	0	0	0
10	3226.5	0	0	0
11	3227.0	0	0	0
12	3227.5	0	0	0
13	3228.0	0	0	0
14	3228.5	6	0	8
15	3229.0	11	0	23
16	3229.5	9	14	9
17	3230.0	15	11	36
18	3230.5	10	3	23

NUCLEO No. 5

MUESTRA No.	PROFUNDIDAD (mBMR)	POROSIDAD (%)	SATURACION DE ACEITE (%)	SATURACION DE AGUA (%)
1	3231.0	10	6	23
2	3231.5	6	0	20
3	3232.0	0	0	0
4	3232.5	1	40	0

NUCLEO No. 6

MUESTRA No.	PROFUNDIDAD (mBMR)	POROSIDAD (%)	SATURACION DE ACEITE (%)	SATURACION DE AGUA (%)
1	3234.0	2	26	32
2	3234.5	5	58	24
3	3235.0	7	65	4
4	3235.5	5	43	0
5	3236.0	8	36	39
6	3236.5	0	0	0
7	3237.0	6	50	0
8	3237.5	0	0	0
9	3238.0	0	0	0
10	3238.5	0	0	0
11	3239.0	2	60	24
12	3239.5	0	0	0
13	3240.0	0	0	0
14	3240.5	0	0	0

NUCLEO No. 7

MUESTRA No.	PROFUNDIDAD (mBMR)	POROSIDAD (%)	SATURACION DE ACEITE (%)	SATURACION DE AGUA (%)
1	3241.0	0	0	0
2	3241.5	0	0	0
3	3242.0	0	0	0
4	3242.5	0	0	0
5	3243.0	0	0	0
6	3243.5	6	28	4
7	3244.0	0	0	0
8	3244.5	0	0	0
9	3245.0	8	55	5
10	3245.5	0	0	0
11	3246.0	0	0	0
12	3246.5	5	45	20
13	3247.0	0	0	0
14	3247.5	0	0	0
15	3248.0	6	16	0
16	3248.5	7	23	0
17	3249.0	9	37	0
18	3249.5	12	40	14

NUCLEO No. 8

MUESTRA No.	PROFUNDIDAD (mBMR)	POROSIDAD (%)	SATURACION DE ACEITE (%)	SATURACION DE AGUA (%)
1	3250.0	13	31	12
2	3250.5	7	30	0
3	3251.0	10	12	32
4	3251.5	12	34	21
5	3252.0	10	25	27
6	3252.5	10	27	27
7	3253.0	10	33	24
8	3253.5	6	38	38
9	3254.0	0	0	0
10	3254.5	0	0	0
11	3255.0	0	0	0
12	3255.5	0	0	0
13	3256.0	5	32	0
14	3256.5	0	0	0
15	3257.0	3	7	0
16	3257.5	8	48	0
17	3258.0	13	36	32
18	3258.5	9	37	13

En la gráfica R-1 se presenta el perfil de saturación de agua determinado con este método.

Es importante hacer la siguiente aclaración:

Generalmente en rocas calizas hay algunas partes de la formación con porosidades muy bajas. Cuando en la retorta se destilan los fluidos de estos núcleos, es tan baja la cantidad de fluidos que no es posible medirlos en los tubos graduados del dispositivo, ya que lo que se obtiene de estos núcleos só lo son pequeños volúmenes que se quedan adheridos a las paredes de los tubos, a pesar de que por la baja porosidad la $S_w=100\%$

Para los núcleos analizados se presentó en forma frecuente es te caso, y con lo anteriormente dicho podemos decir que en es tas partes existe una saturación de agua de 100%.

Tomando en cuenta esta consideración se contruyó la gráfica R-1.

SATURACION DE AGUA (Fracción)

0.2 0.3 0.4 0.5 0.6 0.7 0.8 0.9 T.P.

PROFUNDIDAD (MSMR)

3198
3199
3200
3201
3202
3203
3204
3205
3206
3207
3208
3209
3210
3211
3212
3213
3214
3215
3216
3217
3218
3219
3220
3221
3222
3223
3224
3225
3226
3227
3228
3229
3230
3231
3232
3233
3234
3235
3236
3237
3238
3239
3240
3241
3242
3243
3244
3245
3246
3247
3248
3249
3250
3251
3252
3253
3254
3255
3256
3257
3258
3259

Intervalo
disperado

GRAFICA B-1

METODO: ANALISIS DE LA RETORTA

EJEMPLO DE APLICACION DEL METODO
CURVAS DE PRESIOS CAPILAR.

Del mismo intervalo nucleado se seleccionaron algunas muestras de porosidad más alta (de 6.6 a 11%), por lo que no se cubrió totalmente el rango de porosidad. Se les corrió una curva completa de Presión Capilar para cada una de las diferentes porosidades, viendo que casi coincidían algunas curvas, se obtuvo una curva promedio y se tomó de estas la parte más confiable. Ver Gráfica C-1.

En una gráfica de porosidad contra saturación de agua, se vaciaron estos datos para las diferentes presiones capilares, y siguiendo las tendencias se trazaron las demás curvas para cubrir el rango total de porosidades (de 1 a 11%, ver Gráfica C-2).

Haciendo uso del perfil de saturación obtenido con Archie y de las curvas que en base a su porosidad se trazaron (Gráfica AR-1A), se pudo determinar la saturación de agua irreductible para cada porosidad, además se pudo comprobar que para una $\phi = 9\%$ se obtenía una $Sw_{irr} = 36.5\%$ por medio de las pruebas de desplazamiento hechas a un núcleo de este pozo.

En la Gráfica C-3 se presenta la curva de porosidad contra Sw_{irr} .

De acuerdo a la forma definida de cada curva de Pc por la Gráfica C-2 y con la Gráfica C-3 se pudo desplazar cada una a su correspondiente Swirr.

Finalmente el juego de curvas que se obtiene con todo este procedimiento se obtiene en la Gráfica C-4.

En forma tabular se presentan las saturaciones para cada porosidad en la Tabla C-4.

Además se cuenta con la siguiente información:

$$\sigma_{o-w} @ C.Y. = 31 \text{ dinas/cm}$$

$$\sigma_{w-a} @ C.A = 75.6 \text{ dinas/cm}$$

$$\rho_w = 1.01 \text{ gr/cm}^3 @ C.Y.$$

$$\rho_o = 0.701 \text{ gr/cm}^3 @ C.Y.; \Delta \rho = 0.309 \text{ gr/cm}^3$$

$$f = 7.34 \text{ de laboratorio}$$

Entonces nosotros podemos emplear la ecuación:

$$h(m) = (Pc-C) \frac{\sigma_{o-w} @ C.Y.}{\sigma_{w-aire} @ C.A} \frac{10}{f \Delta \rho} ; \text{ donde } C = 6 \frac{\text{Kg}}{\text{cm}^2}$$

Sustituyendo datos:

$$\frac{\sigma_{o-w}}{\sigma_{w-aire}} \frac{10}{f \Delta \rho} = \frac{(31)(10)}{(75.6)(7.34)(0.309)} = 1.808$$

Así la altura sobre el contacto agua-aceite se determina con:

$$h \text{ (m)} = (\text{Pc}-6) (1.808)$$

En la Gráfica C-4, se trazó en un eje paralelo al de presión capilar que es la altura sobre el contacto agua-aceite, así como el eje de profundidades, basándose en la profundidad promedio a la que se encuentra nuestro contacto.

Este contacto se determinó de la siguiente manera:

- 1o. Por correlación con los pozos vecinos y empleando el registro eléctrico se determinó aproximadamente a 3292 (mBMR).
- 2o. Empleando las curvas de Pc (Gráfica C-4), con la información obtenida con la ecuación de Archie, $S_w=34\%$, $\theta=10.5\%$ a una profundidad de 3205 (mBMR). Entrando con estos datos a las curvas leemos una altura sobre el contacto de 89 mts., que sumándoselos a 3205 mBMR, nos da una profundidad del contacto de 3292 mBMR, por lo tanto podemos considerar como confiable este resultado.

En la Tabla C-5 se presenta la lectura de la S_w a cada profundidad y en la Gráfica C-5 el perfil de saturación de agua.

TABLA C-4

PRESION CAPILAR Y SATURACION DE AGUA PARA CADA POROSIDAD

PC Kg/cm ²	$\beta=11$	$\beta=10$	$\beta=9$	$\beta=8$	$\beta=7$	$\beta=6$	$\beta=5$	$\beta=4$	$\beta=3$	$\beta=2$	$\beta=1$
	Sw %	Sw %	Sw %	Sw %	Sw %	Sw %	Sw %	Sw %	Sw %	Sw %	Sw %
2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
8	90.5	95.5	-	-	-	-	-	-	-	-	-
10	79	85.5	95	-	-	-	-	-	-	-	-
12	69.5	77.5	86	98	-	-	-	-	-	-	-
14	62.5	69.5	78.5	90	-	-	-	-	-	-	-
16	56	64	72.5	83	-	-	-	-	-	-	-
18	51	58.5	67.5	77	96	-	-	-	-	-	-
20	47.5	55	62.5	72.5	89	-	-	-	-	-	-
22	44.5	52	59	69	83	-	-	-	-	-	-
24	42.5	49	56.5	66	78	95.5	-	-	-	-	-
26	40.5	47	54	63	73.5	90	-	-	-	-	-
28	39	45	51.5	60.5	70	84	-	-	-	-	-
30	38	43.5	50	58	66.5	79	95	-	-	-	-
32	37.5	42.5	48.5	56	64.5	75.5	89	-	-	-	-
34	37	41.5	47.5	54.5	62	72	84	-	-	-	-
36	36.5	40.5	46.5	53	60	69	79.5	97.5	-	-	-
38	36	40	45.5	51.5	58	66	75	91	-	-	-
40	35.5	39	44.5	50	56	63.5	71	85	100	-	-
42	35.1	38	43.6	48.5	54	61.5	67.5	80	92	-	-
44	34.9	37.5	43	47	52	59	64.5	75	85	100	-
46	34.5	37	42.2	45.7	50.5	57	61.5	71	79.5	90	-
48	34	36.5	41.5	44.5	49	54.5	58.7	67	74	82.5	93
50	33.5	36	40.5	43	47	52.5	56	63	68.5	76	85
52	33	35.5	40	42	45.5	50.6	54	59.5	64.5	71	78.5
54	32.8	35	39	41	44.5	49	51.5	56	61	66.5	73.5
56	32.5	34.8	38.5	40	43	47	49.5	53	57.5	62	68.5
58	32.3	34.2	37.5	39	41.7	45.5	47	51.5	54.1	58	64
60	32	34	37	38	40.5	43.5	45	44	51	55	60

TABLA C-4

PRESION CAPILAR Y SATURACION DE AGUA PARA CADA POROSIDAD

PC Kg/cm ²	$\theta=11$	$\theta=10$	$\theta=9$	$\theta=8$	$\theta=7$	$\theta=6$	$\theta=5$	$\theta=4$	$\theta=3$	$\theta=2$	$\theta=1$
	Sw %	Sw %	Sw %	Sw %	Sw %	Sw %	Sw %	Sw %	Sw %	Sw %	Sw %
2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
8	90.5	95.5	-	-	-	-	-	-	-	-	-
10	79	85.5	95	-	-	-	-	-	-	-	-
12	69.5	77.5	86	98	-	-	-	-	-	-	-
14	62.5	69.5	78.5	90	-	-	-	-	-	-	-
16	56	64	72.5	83	-	-	-	-	-	-	-
18	51	58.5	67.5	77	96	-	-	-	-	-	-
20	47.5	55	62.5	72.5	89	-	-	-	-	-	-
22	44.5	52	59	69	83	-	-	-	-	-	-
24	42.5	49	56.5	66	78	95.5	-	-	-	-	-
26	40.5	47	54	63	73.5	90	-	-	-	-	-
28	39	45	51.5	60.5	70	84	-	-	-	-	-
30	38	43.5	50	58	66.5	79	95	-	-	-	-
32	37.5	42.5	48.5	56	64.5	75.5	89	-	-	-	-
34	37	41.5	47.5	54.5	62	72	84	-	-	-	-
36	36.5	40.5	46.5	53	60	69	79.5	97.5	-	-	-
38	36	40	45.5	51.5	58	66	75	91	-	-	-
40	35.5	39	44.5	50	56	63.5	71	85	100	-	-
42	35.1	38	43.6	48.5	54	61.5	67.5	80	92	-	-
44	34.9	37.5	43	47	52	59	64.5	75	85	100	-
46	34.5	37	42.2	45.7	50.5	57	61.5	71	79.5	100	-
48	34	36.5	41.5	44.5	49	54.5	58.7	67	74	82.5	93
50	33.5	36	40.5	43	47	52.5	56	63	68.5	76	85
52	33	33.5	40	42	45.5	50.6	54	59.5	64.5	71	78.5
54	32.8	33	39	41	44.5	49	51.5	61	66.5	66.5	73.5
56	32.5	31.8	38.5	40	43	47	49.5	53	57.5	62	68.5
58	32.3	31.2	37.5	39	41.7	45.3	47	50.5	54.1	58	64
60	32	31	37	38	40.5	43.3	45	48	51	55	60

SATURACION DE AGUA OBTENIDA POR CURVAS DE PRESION CAPILAR CON LA SWIRT REAL

TABLA C-5

PROF.	Sw (%)
3198	46
3198.5	38
3199	38
3199.5	39
3200	34
3200.5	39
3201	38
3201.5	38
3202	34
3202.5	39
3203	34
3203.5	36
3204	39
3204.5	38
3205	41
3205.5	39
3206	38
3206.5	36
3207	33
3207.5	38
3208	41
3208.5	47
3209	37
3209.5	45
3210	45
3210.5	43
3211	52
3211.5	51
3212	46
3212.5	42
3213	48

PROF.	Sw (%)
3213.5	56
3214	42
3214.5	50
3215	51
3215.5	45
3216	42
3216.5	52
3217	54
3217.5	59
3218	59
3218.5	100
3219	100
3219.5	100
3220	100
3220.5	100
3221	100
3221.5	100
3222	100
3222.5	90
3223	80
3223.5	100
3224	100
3224.5	61
3225	77
3225.5	81
3226	100
3226.5	100
3227	93
3227.5	90
3228	56

PROF.	Sw (%)
3228.5	77
3229	48
3229.5	38
3230	39
3230.5	46
3231	40
3231.5	53
3232	100
3232.5	100
3233	100
3233.5	100
3234	70
3234.5	100
3235	100
3235.5	100
3236	100
3236.5	100
3237	98
3237.5	72
3238	78
3238.5	76
3239	86
3239.5	90
3240	65
3240.5	71
3241	82
3241.5	100
3242	100
3242.5	74
3243	95

PROF.	Sw (%)
3243.5	100
3244	96
3244.5	100
3245	100
3245.5	100
3246	100
3246.5	100
3247	100
3247.5	78
3248	76
3248.5	67
3249	44
3249.5	40
3250	45
3250.5	41
3251	52
3251.5	55
3252	52
3252.5	50
3253	58
3253.5	61
3254	82
3254.5	70
3255	100
3255.5	100
3256	100
3256.5	92
3257	100
3257.5	100
3258	83
3258.5	78

A continuación se determinará la saturación de agua con estas curvas, pero sin tomar en cuenta la Sw_{irr} que se determinó por la Gráfica C-3.

Esto es sin desplazamiento y trazando la familia de curvas de P_c directamente de la Gráfica C-2 antes vista.

Siguiendo el mismo procedimiento que en el caso anterior se obtuvo la Gráfica C-6, ver Tabla C-6.

En la Tabla C-7 se tabula la saturación de agua a cada profundidad, ver perfil de Sw en Gráfica C-7.

PRESION CAPILAR Y SATURACION DEL AGUA PARA CADA POROSIDAD
 TABLA C-6

PC Kg/cm ²	$\theta=11$	$\theta=10$	$\theta=9$	$\theta=8$	$\theta=7$	$\theta=6$	$\theta=5$	$\theta=4$	$\theta=3$	$\theta=2$	$\theta=1$
	Sw %	Sw %	Sw %	Sw %	Sw %	Sw %	Sw %	Sw %	Sw %	Sw %	Sw %
2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4	95	98.5	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6	78	85	89	100	-	-	-	-	-	-	-
8	65.5	70.5	78	89.5	-	-	-	-	-	-	-
10	55.5	60	69	81	-	-	-	-	-	-	-
12	46	51	60	75	-	-	-	-	-	-	-
14	38	44	53.2	66	88	-	-	-	-	-	-
16	32	38.5	47	59.8	77.5	-	-	-	-	-	-
18	26.5	33.5	41.5	53	69	-	-	-	-	-	-
20	23	29.5	36.5	47.5	63	88	-	-	-	-	-
22	20.5	26.1	33.3	45.3	58	79.5	-	-	-	-	-
24	18	24	30.5	40.5	55.5	72.5	-	-	-	-	-
26	16	22	28.2	38	49.5	66	93.5	-	-	-	-
28	14.5	20	26	35.5	46	60.5	82	-	-	-	-
30	13.3	18.5	24	33.5	42.5	55.5	74	-	-	-	-
32	12.5	17.2	23	31.5	40.5	52	67.5	94	-	-	-
34	12	16.1	22	30	38	48.5	62	85	-	-	-
36	11.5	15.5	21	28	36	45.5	57.5	77	-	-	-
38	11.5	14.5	20	26.5	34	42.7	53.5	70.7	98.5	-	-
40	11	14	19	25	32	40	50	65	84.5	-	-
42	10.5	13.2	18	23.5	30	37.5	46.5	60	75	99.2	-
44	10.2	12.5	17	22.1	28	35	43.6	55.5	67.5	83	-
46	9.9	12	16.3	20.6	26.2	33	40.5	51	62.3	75.5	93.5
48	9.5	11.5	15.5	19.5	24.5	31.8	37.5	47	56.5	69	82
50	9	11	14.5	18	23	29	35	43	52	62.5	75
52	8.6	10.5	13.6	17	21.5	27	32.5	39.5	48	57.5	68.5
54	8.5	10	13	16	20.1	25	30.1	36	44	52.5	63
56	8.2	9.5	12	15	18.6	23	28	33	40.5	48	58.2
58	8	9.1	11.5	13.9	17.5	21.5	26	30.5	37.4	44.5	53.9
60	8	8.9	10.5	13	16.5	20	24	28	34.5	41.5	50

SATURACION DE AGUA OBTENIDA POR CURVAS DE PRESION CAPILAR SIN LA SWirr REAL

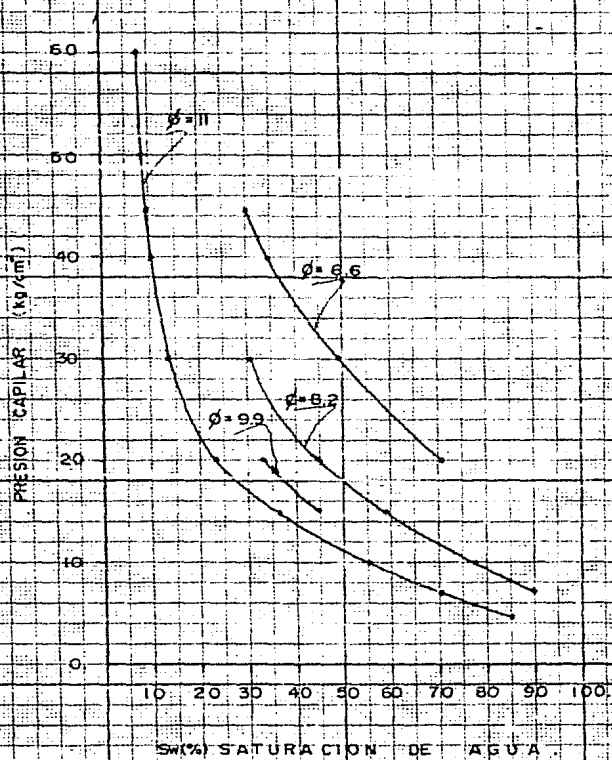
TABLA C-7

PROF. (MEMR)	Sw (%)
3198	26
3198.5	14
3199	13
3199.5	15
3200	10
3200.5	15
3201	14
3201.5	13
3202	10
3202.5	16
3203	9.5
3203.5	11.5
3204	15
3204.5	13
3205	17.5
3205.5	14.5
3206	12.5
3206.5	11.5
3207	10
3207.5	13.5
3208	16
3208.5	28.5
3209	12
3209.5	23
3210	23.5
3210.5	21
3211	31
3211.5	30
3212	23.5
3212.5	18
3213	27
3213.5	28

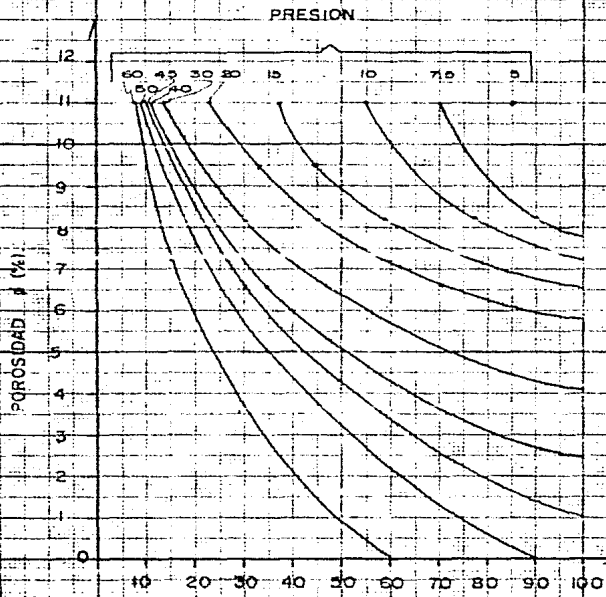
PROF. (MEMR)	Sw (%)
3214	18
3214.5	28
3215	29
3215.5	21.5
3216	17
3216.5	31
3217	33
3217.5	42
3218	42
3218.5	100
3219	100
3219.5	100
3220	100
3220.5	100
3221	100
3221.5	100
3222	100
3222.5	87
3223	71
3223.5	100
3224	100
3224.5	44
3225	65
3225.5	71
3226	100
3226.5	100
3227	96
3227.5	86
3228	35
3228.5	63
3229	25
3229.5	13.5

PROF. (MEMR)	Sw (%)
3230	15
3230.5	23
3231	16
3231.5	32
3232	100
3232.5	100
3233	100
3233.5	100
3234	53
3234.5	100
3235	100
3235.5	100
3236	100
3236.5	100
3237	90
3237.5	55
3238	63
3238.5	61
3239	73
3239.5	80
3240	46
3240.5	53
3241	68
3241.5	100
3242	100
3242.5	55
3243	87
3243.5	100
3244	91
3244.5	100

PROF. (MEMR)	Sw (%)
3245	100
3245.5	100
3246	100
3246.5	100
3247	100
3247.5	63
3248	58
3248.5	49
3249	21
3249.5	18
3250	24
3250.5	19
3251	31
3251.5	33
3252	29
3252.5	28
3253	37
3253.5	40
3254	67
3254.5	52
3255	100
3255.5	100
3256	100
3256.5	76
3257	96
3257.5	100
3258	69
3258.5	60

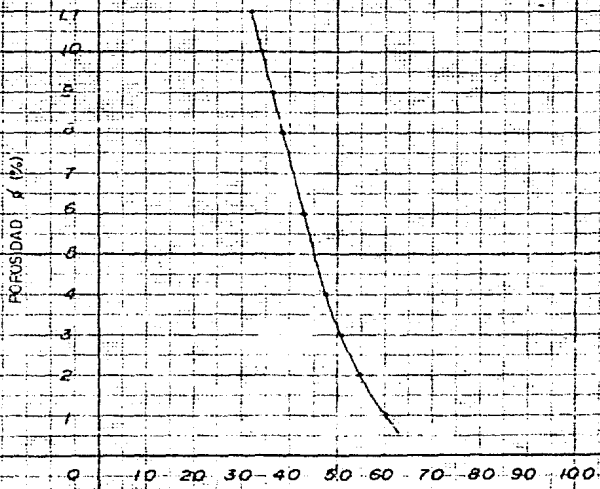


GRÁFICA C-1



Sw(%) SATURACION DE AGUA.

GRAFICA C-2



SWI (%) SATURACION DE AGUA IRREDUCTIBLE

GRAFICA C-3

PROFUNDIDAD (MBMR)

3194.4
3197
3202
3207
3212
3217
3222
3227
3232
3237
3242
3247
3252
3257
3262
3257
3272
3277
3282
3287
3292

ALTURA SOBRE CONTACTO h (mts)

97.6
94.0
90.5
86.8
83.2
79.6
76
72.4
68.8
65.1
61.5
57.9
54.3
50.7
47
43.4
39.8
36.2
32.6
29
25.3
21.7
18.1
14.5
10.8
7.2
3.6
0

PRESION CAPILAR P_c (kg/cm²)

60
58
56
54
52
50
48
46
44
42
40
38
36
34
32
30
28
26
24
22
20
18
16
14
12
10
8
6
4
2
0

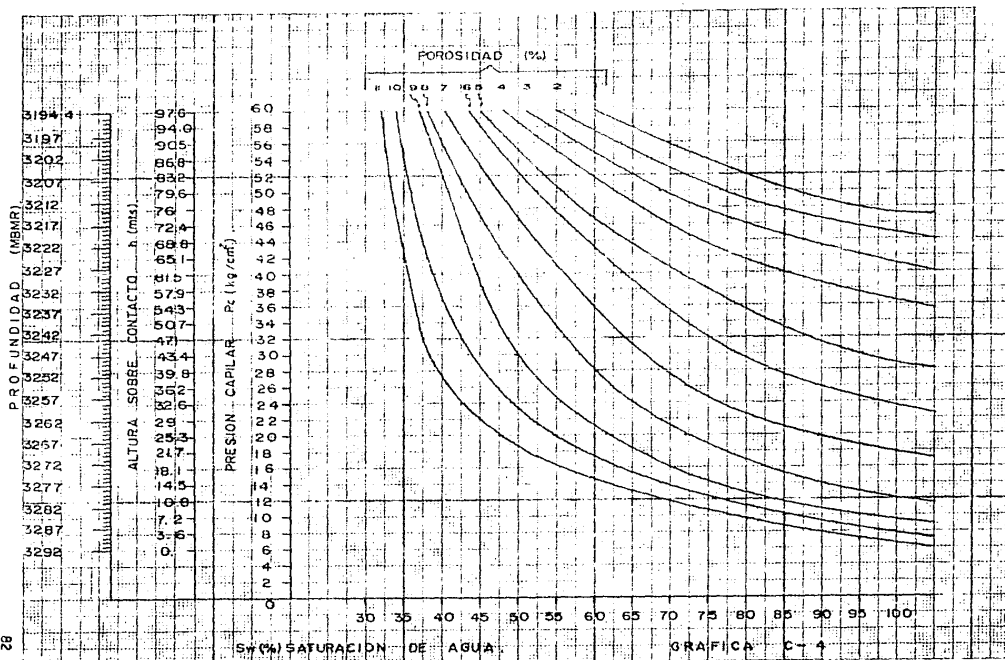
POROSIDAD (%)

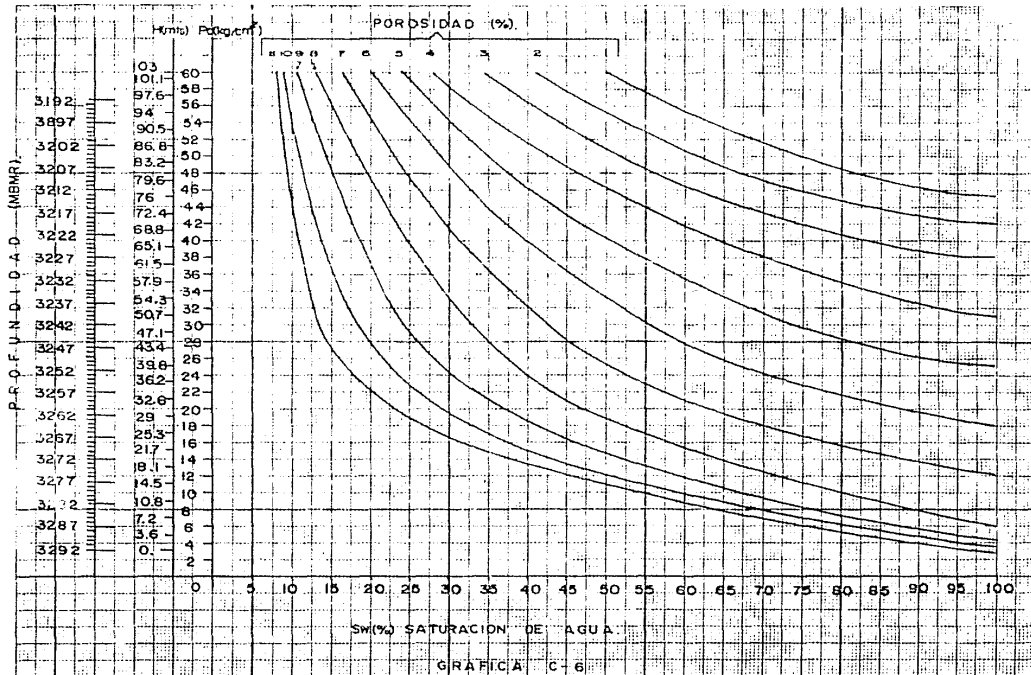
11.10 9.0 7.65 4 3 2 1

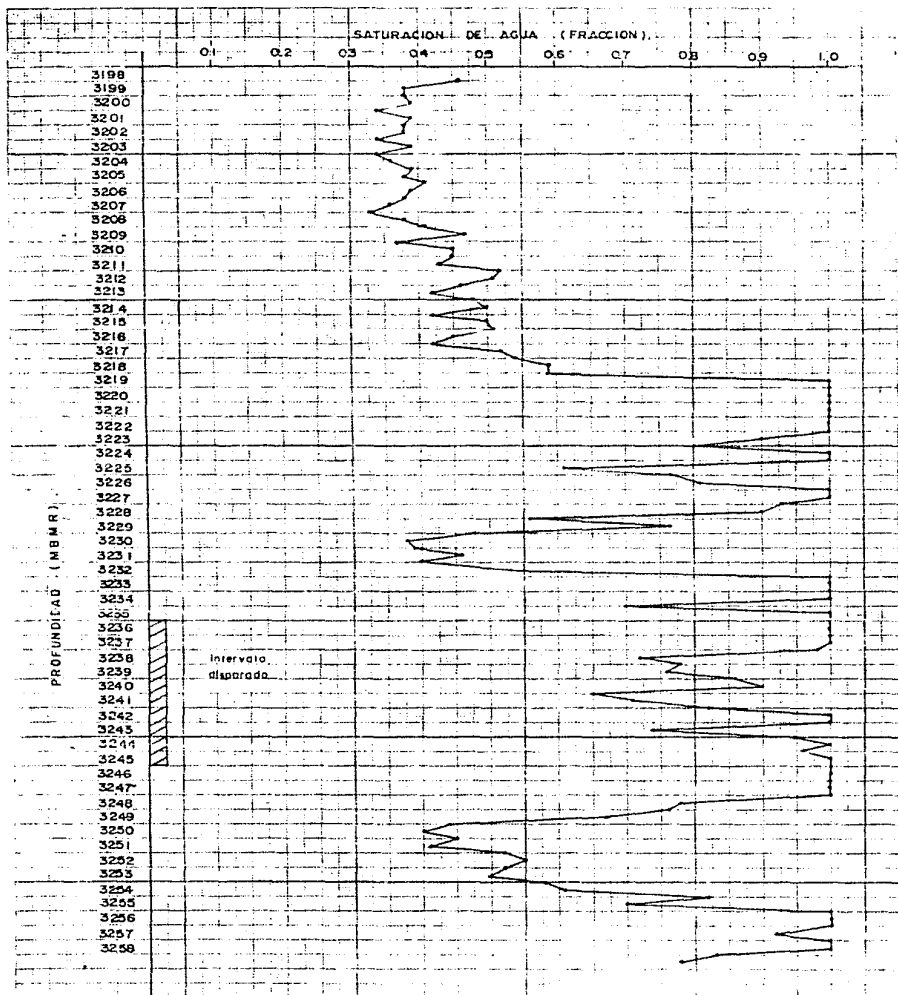
30 35 40 45 50 55 60 65 70 75 80 85 90 95 100

S_w (%) SATURACION DE AGUA

GRAFICA C-4







GRAFICA C-5

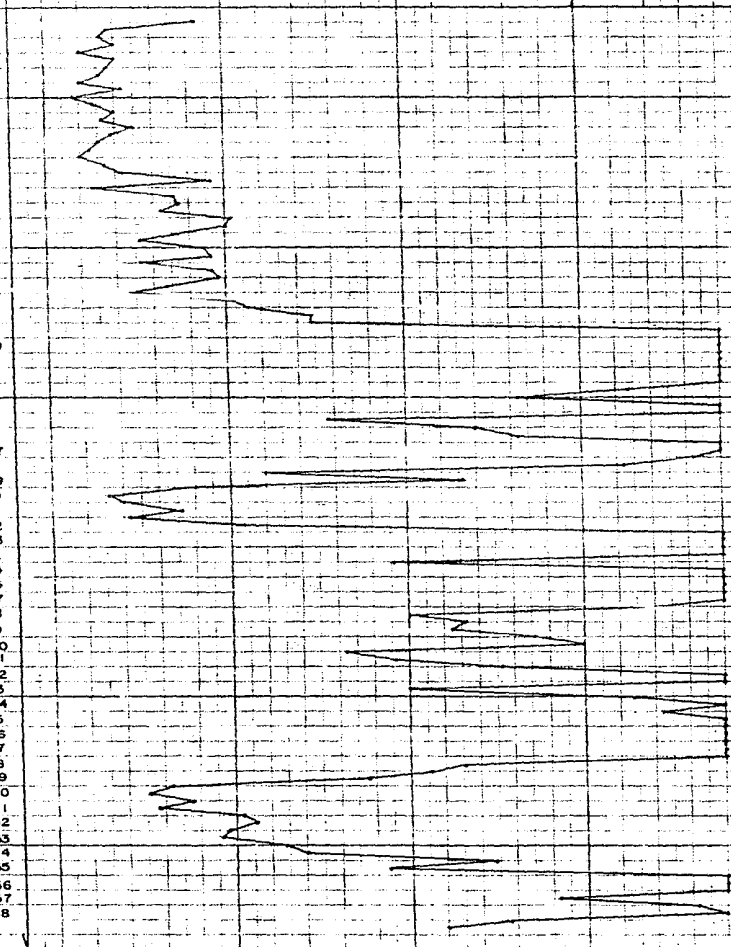
MÉTOD DE CURVAS DE PRESION CAPILAR

SATURACION DE AGUA (FRACCION)

0.1 0.2 0.3 0.4 0.5 0.6 0.7 0.8 0.9 1.0

PROFUNDIDAD (MBMR)

3199
3199
3200
3201
3202
3203
3204
3205
3206
3207
3208
3209
3210
3211
3212
3213
3214
3215
3216
3217
3218
3219
3220
3221
3222
3223
3224
3225
3226
3227
3228
3229
3230
3231
3232
3233
3234
3235
3236
3237
3238
3239
3240
3241
3242
3243
3244
3245
3246
3247
3248
3249
3250
3251
3252
3253
3254
3255
3256
3257
3258



GRAFICA C-7

MÉTODO DE CURVAS DE PRESION CAPILAR

APLICACION DE LOS METODOS DE REGISTROS

Para resolver el problema anterior por Archie, Tixier, Método de Razones y Aquilera es necesaria la siguiente información:

Resistividad del filtrado de lodo, $R_{mf} = 0.40 (\Omega - m) @ T_{MAX}$.

$T_{MAX} = 99 ^\circ C$, $T_{SUP} = 37 ^\circ C$

Profundidad Total = 3279 mBMR

Resistividad del enjarre de lodo, $R_{mc} = 0.70 (\Omega - m) @ T_{MAX}$.

Espesor del enjarre, $h_{mc} = 1/2$ pulg.

Diámetro de barrena = 9 1/2"

Densidad de lodo = 1.65 gr/cc

Resistividad del lodo, $R_m = 1.03 (\Omega - m) @ 35 ^\circ C$

El análisis se hará al intervalo nucleado de 3199-3239 mBMR, se calculará una saturación de agua cada medio metro. En la tabla M-1 se presenta la información que se empleó en la aplicación de los diferentes métodos.

Las columnas 1, 2 y 3 nos da la RLLD, RLLS y RMSFL que fue obtenida del registro doble-laterolog y de un registro microesférico. Se emplearon estos registros porque trabajan bien en formaciones carbonatadas (zonas de alta y baja resistividad). A continuación se hacen algunos cálculos necesarios:

La siguiente ecuación se puede emplear para obtener la temperatura de la formación a cada medio metro de profundidad:

$$T_{\text{FORM}} = (T_{\text{MAX}} - T_{\text{SUP}}) \frac{P_{\text{FORM}}}{P_{\text{TOTAL}}} + T_{\text{SUP}}$$

o bien: $T_{\text{FORM}} = (0.018908 P_{\text{FORM}}) + 37 \text{ } ^\circ\text{C}$ que resulta de sustituir:
 $T_{\text{MAX}} = 99 \text{ } ^\circ\text{C}$, $T_{\text{SUP}} = 37 \text{ } ^\circ\text{C}$, $P_{\text{TOT}} = 3279 \text{ mts.}$

Cálculo de R_m , R_{mf} y R_{mc} a condiciones de formación:

Estos valores se tienen inicialmente bajo las siguientes condiciones:

$$R_m @ 35^\circ\text{C} = 1.03 \text{ } (\Omega \text{ -m})$$

$$R_{mf} @ 99^\circ\text{C} = 0.40 \text{ } (\Omega \text{ -m})$$

$$R_{mc} @ 99^\circ\text{C} = 0.70 \text{ } (\Omega \text{ -m})$$

Se empleó la siguiente fórmula:

$$R_2 = R_1 \left[\frac{T_1 + 21.5}{T_2 + 21.5} \right] \text{ } (\Omega \text{ -m})$$

Donde R_1 y T_1 es la resistividad y temperatura a una misma profundidad y T_2 , R_2 es la temperatura y resistividad a la profundidad que se requieren.

La temperatura de la formación no varía mucho, en promedio es de $98 \text{ } ^\circ\text{C}$, se obtienen los siguientes valores de R_m , R_{mf} y R_{mc} constantes:

$$R_m = 0.48 (\Omega - m) @ T_{\text{formación}}$$

$$R_{mf} = 0.40 (\Omega - m) @ T_{\text{formación}}$$

$$R_{mc} = 0.70 (\Omega - m) @ T_{\text{formación}}$$

Determinación de la resistividad del agua de formación (R_w).

De la curva de SP se obtuvo un valor promedio de -95 mV con la $R_{mf} = 0.40 (\Omega - m)$ y utilizando la gráfica SP-2* se determinó una $R_{mfe} = 0.25 (\Omega - m)$.

Aplicando la siguiente ecuación:

$$R_{we} = \frac{R_{mfe}}{10^{-SSP/K}} (\Omega - m)$$

Donde: $K = 65 + 0.24 (T \text{ } ^\circ\text{C}) = 65 + 0.24 (97.5) = 88.4$

$$R_{we} = \frac{0.25}{10^{-(-95)/88.4}} = 0.021 (\Omega - m)$$

Empleando la Gráfica SP-2* obtenemos finalmente el valor de $R_w = 0.03 (\Omega - m)$ que se mantiene constante en todo el intervalo.

La columna 4 nos da la resistividad en la zona lavada R_{xo} , ésta se obtuvo de la siguiente manera:

$$\text{Primero dividiendo: } \frac{R_{MSFL}}{R_{mc}} = \frac{R_{MSFL}}{0.70}$$

Con este valor entramos a la Gráfica R_{xo} -2* (inferior) y con

el espesor de enjarre $hmc = 1/2$ pulg., en las ordenadas obtenemos $(RMSFL) \text{ corr}/RMSFL = \text{FACTOR}$

Finalmente $Rxo = (RMSFL) \text{ corr} = RMSFL \times \text{FACTOR}$

La columna 5 es la resistividad en la zona invadida.

R_i , se obtuvo de la siguiente manera:

Con la relación $\frac{RLLS}{P_m} = \frac{RLLS}{0.48}$ entramos en el eje horizontal en

la gráfica RCOR-2*, intersectando la curva de diámetro de agujero $(9 \frac{1}{2})$, obtenemos en el eje vertical un valor de $(RLLS) \text{ corr}/RLLS = \text{FACTOR}$ de donde $R_i = (RLLS) \text{ corr} = RLLS \times \text{FACTOR}$.

La columna 6 nos da la resistividad verdadera de la formación R_t . Se obtuvo de la siguiente manera: Con la relación -

$\frac{RLLD}{R_m} = \frac{RLLD}{0.48}$ entramos a la gráfica RCOR-2* (superior) en el

eje horizontal intersectando la curva de diámetro de agujero y obteniendo un valor de $(RLLD) \text{ corr}/RLLD$ en el eje vertical.

Con el cociente $\frac{(RLLD) \text{ corr}}{(RLLS) \text{ corr}}$ entramos a la Gráfica Rint-9* en

el eje horizontal y en el eje vertical con el valor de la relación $(RLLD) \text{ corr}/Rxo$, se intersecta un punto en la curva $R_t/(RLLD) \text{ corr} = \text{FACTOR}$ de donde $R_t = (RLLD) \text{ corr} \times \text{FACTOR}$.

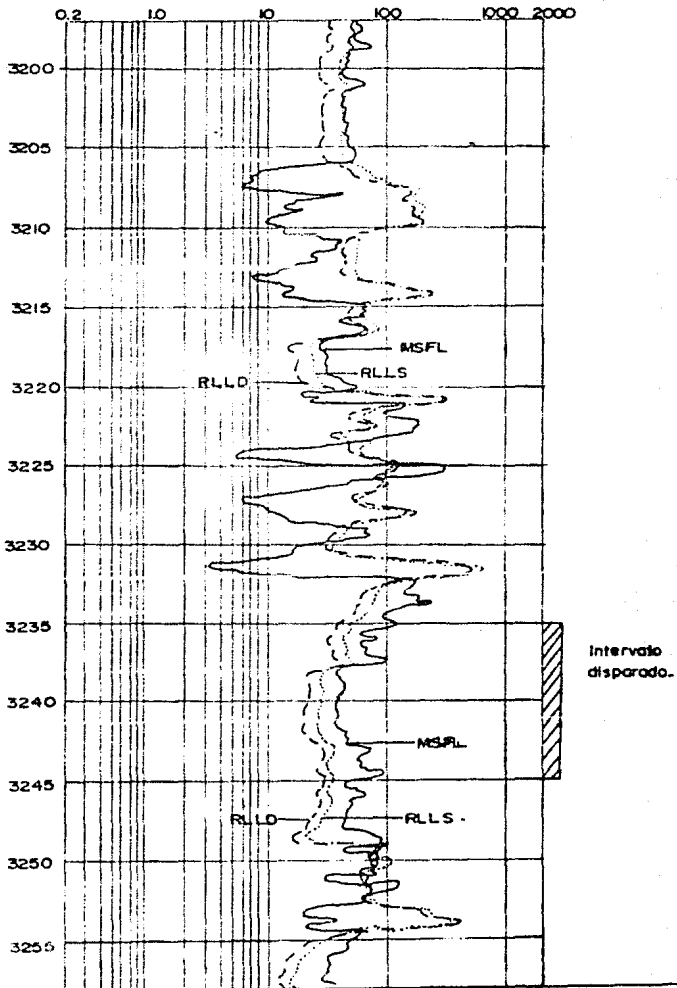
La columna 7 es el tiempo de tránsito, tomado del registro Sónico.

La columna 8 es la porosidad tomada del análisis petrofísico del pozo en estudio.

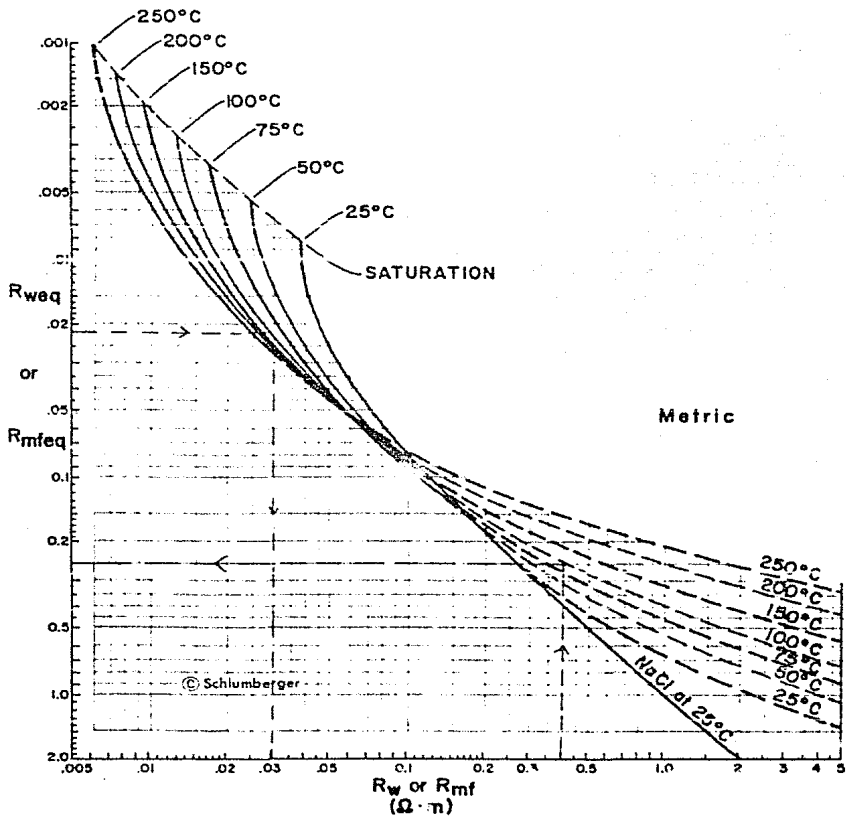
Y por último la columna 9 es el factor de formación calculado con la ecuación $F = 0.9455 \phi^{-2.1073}$

POZO SAN ANDRES 374 .

REGISTRO DOBLE LATEROLOG - MICROESFERICO

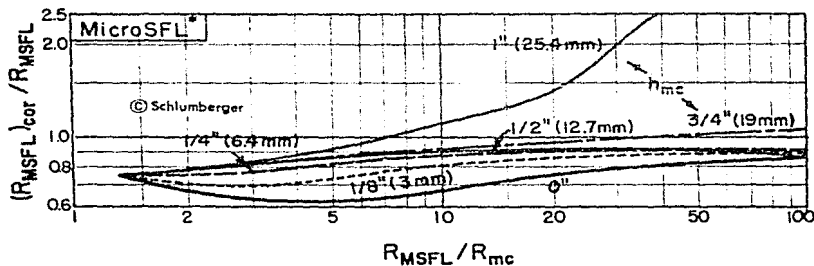
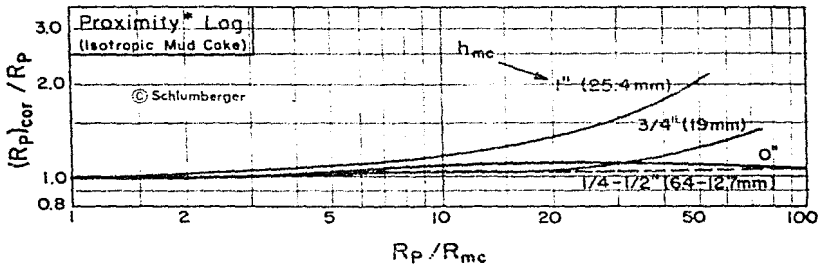
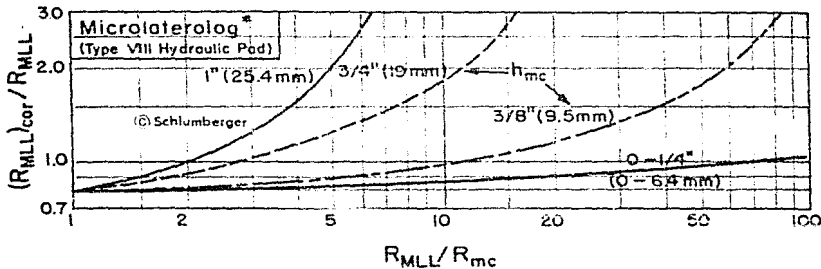


R_w VERSUS R_{weq} AND FORMATION TEMPERATURE³



Sf - 2

Schlumberger
**MICROLATEROLOG*, PROXIMITY* LOG, AND MICROSF*
 MUD-CAKE CORRECTION**
 FOR HOLE DIAMETER OF 8 in. OR 203mm



En esta gráfica entramos con $R_{MSFL}/0.70$, $h_{mc}=1/2$ y obtenemos

$(R_{MSFL}^{cor}) / R_{MSFL} = \text{FACTOR.}$

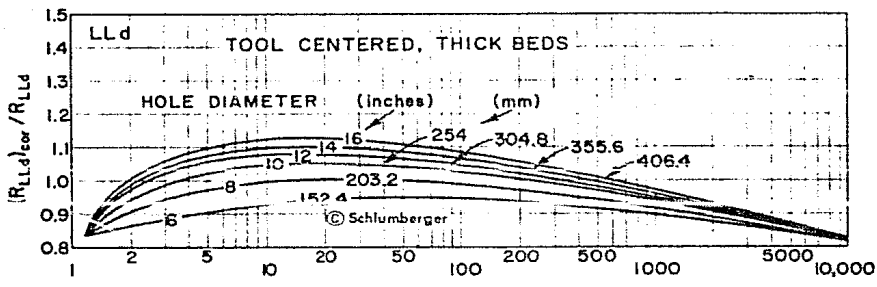
*Mark of Schlumberger

Gen	
SP	
Por	
CP	
R _{MLL}	
R _p	
R _{MSFL}	
R _{cor}	
F _{int}	
T _{cor}	
SW	
M k	

DUAL LATEROLOG* CORRECTION CHARTS

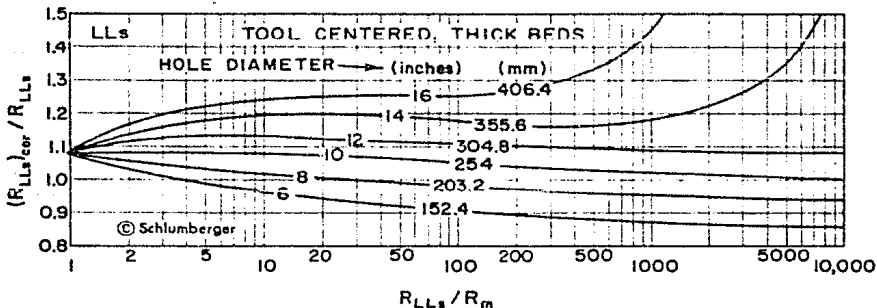
SONDE CENTERED

DEEP LATEROLOG* BOREHOLE CORRECTION



En esta gráfica entramos con R_{LLd}/R_m , diametro de agujero $q^{1/2}$ y obtenemos $(R_{LLd})_{corr}/R_{LLd}$.

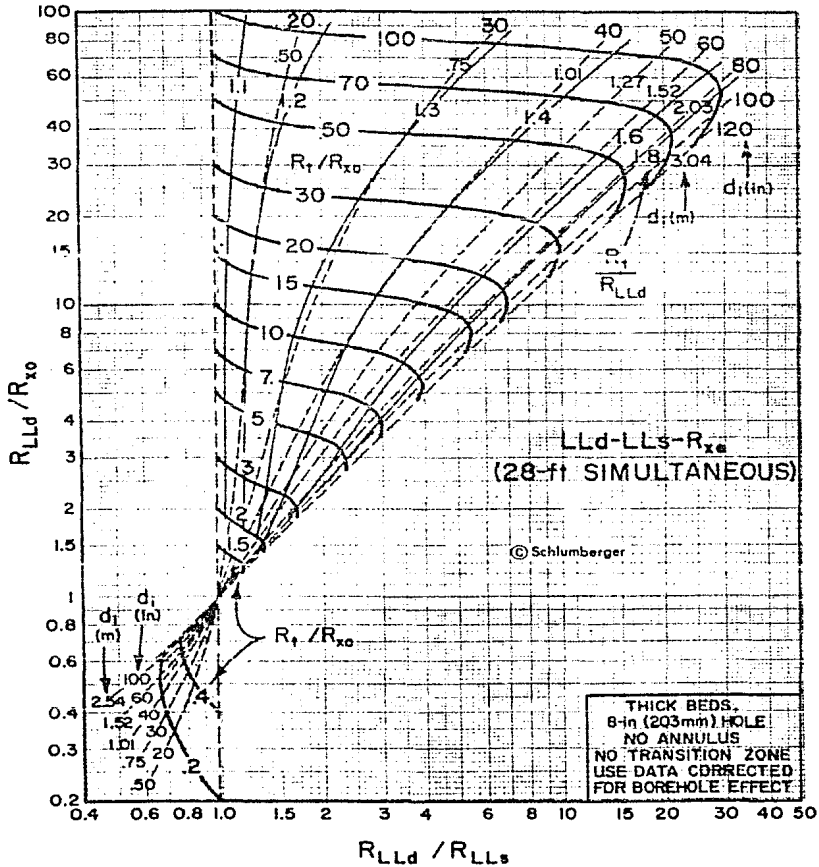
SHALLOW LATEROLOG* BOREHOLE CORRECTION



En esta gráfica entramos con R_{LLs}/R_m , diametro de agujero $q^{1/2}$ y obtenemos $(R_{LLs})_{corr}/R_{LLs}$ = FACTOR.

DUAL LATEROLOG* - R_{xo}

LLd - LLS - R_{xo}



Con el cociente R_{LLD} / R_{LLS} ya corregidos, además con $(R_{LLD})^{corr} / R_{x0}$, que se intersecan en un punto de la curva R_t / R_{LLD}

Gen	
SP	
Por	
CP	
Rxo	
Rcor	
Rint	
T	
GOR	
SW	
M	
k	

DATOS PARA METODOS DE REGISTROS

TABLA M-1

	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	
PROF. (MBMR)	RLLD (λ -m)	RLLS (λ -m)	RMSFL (λ -m)	RXO (λ -m)	Ri (λ -m)	Rt (λ -m)	$\frac{\Delta t}{p1e}$ (λ -m)	βn (fracc)	F	
3198.0	32	45	52	46	46	32	61	0.056	410	
3198.5	32	44	80	72	45	32	60	0.086	166	
3199.0	32	45	60	54	46	32	59	0.089	154	
3199.5	26	40	50	45	41	26	60	0.084	175	
3200.0	25	39	45	40	40	25	61	0.101	119	
3200.5	25	39	45	40	40	25	61	0.083	179	
3201.0	25	40	80	72	41	25	61	0.089	159	
3202.0	29	40	50	45	51	32	59	0.091	148	
3202.5	28	40	48	43	41	28	61	0.103	114	
3203.0	29	40	48	43	41	29	61	0.082	184	
3203.5	29	40	48	43	41	29	60	0.105	109	
3203.5	29	40	48	43	41	29	60	0.096	132	
3204.0	29	40	50	45	41	29	60	0.088	158	
3204.5	28	40	50	45	41	28	60	0.092	144	
3205.0	28	40	55	49	41	28	60	0.08	193	
3205.5	30	41	60	54	42	30	58	0.09	151	
3206.0	40	50	35	31	51	40	57	0.095	135	
3206.5	50	50	9	8	51	50	55	0.099	123	
3207.0	60	95	8	7	97	72	54	0.107	105	
3207.5	130	180	6	5	182	127	52	0.094	138	
3208.0	150	170	49	44	172	145	51	0.087	162	
3208.5	120	180	15	13	182	117	50	0.062	331	
3209.0	180	200	21	18	202	174	50	0.099	123	
3209.5	150	190	10	9	192	160	50	0.073	235	
3210.0	140	140	15	13	141	135	50	0.071	249	
3210.5	45	65	20	18	66	45	50	0.077	210	
3211.0	45	60	45	40	61	45	52	0.06	355	
3211.5	43	55	30	27	56	45	55	0.062	331	
3212.0	41	65	28	25	66	41	55	0.072	242	
3212.5	40	55	20	18	56	40	54	0.084	175	

	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	
PROF. (MBMR)	RLLD (λ -m)	RLLS (λ -m)	RMSFL (λ -m)	RXO (λ -m)	Ri (λ -m)	Rt (λ -m)	$\frac{\Delta t}{p1e}$ (λ -m)	βn (fracc)	F	
3213.0	40	55	10	9	56	40	54	0.068	273	
3213.5	80	80	14	12	82	80	53	0.086	290	
3214.0	200	200	19	17	202	192	52	0.066	166	
3214.5	150	150	25	22	155	146	52	0.067	281	
3215.0	50	50	80	72	51	50	51	0.066	290	
3215.5	45	45	70	63	46	45	53	0.08	193	
3216.0	50	50	50	45	51	50	54	0.087	162	
3215.5	19	20	100	90	21	19	52	0.005	500	
3217.0	19	20	40	36	21	19	52	0.062	331	
3217.5	15	21	29	26	22	15	55	0.051	500	
3218.0	15	22	30	27	23	15	60	0.051	500	
3218.5	14	25	31	27	24	14	62	0.010	15497	
3219.0	14	22	30	27	23	14	63	0.002	46049	
3219.5	16	23	32	28	24	16	61	0.001	1984090	
3220.0	25	50	55	49	32	25	60	0.013	24801	
3220.5	90	90	25	22	92	90	55	0.008	24801	
3221.0	90	90	25	22	92	90	52	0.007	32861	
3221.5	85	85	110	99	87	85	53	0.010	15497	
3222.0	50	60	100	90	61	50	56	0.003	195940	
3222.5	79	91	200	180	92	79	63	0.026	2069	
3223.0	32	90	150	135	92	32	63	0.034	1176	
3223.5	45	60	60	54	61	45	64	0.004	106866	
3224.0	45	70	15	13	71	45	60	0.004	106866	
3224.5	60	60	6	5	61	60	53	0.056	410	
3225.0	100	100	100	90	101	98	53	0.04	834	
3225.5	100	100	310	279	101	98	55	0.037	983	
3226.0	100	100	100	90	101	98	61	0.020	3596	
3226.5	95	95	25	22	96	94	55	0.003	195940	
3227.0	55	55	10	9	56	55	52	0.029	1643	
3227.5	80	80	8	7	82	80	52	0.032	1335	

TABLE M-1 (CONTINUACION)

	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	
PROF. (MBMR)	RLLD (A-m)	RLLS (A-m)	RMSFL (A-m)	RXD (A-m)	Ri (A-m)	Rt (A-m)	$\frac{\Delta t}{\rho \mu}$ (fracc)	β_n	F	
3228.0	200	200	15	13	202	142	52	0.069	264	
3228.5	70	70	15	13	71	70	52	0.044	685	
3229.0	70	45	60	54	46	70	52	0.082	184	
3229.5	35	45	70	63	46	35	55	0.103	114	
3230.0	30	35	30	27	36	30	56	0.100	121	
3230.5	40	40	18	16	41	40	56	0.086	166	
3231.0	150	150	10	9	152	145	54	0.099	124	
3231.5	600	700	5	5	700	552	50	0.075	221	
3232.0	200	200	40	36	202	192	50	0.012	10554	
3232.5	80	100	150	135	101	80	53	0.020	3597	
3233.0	60	80	150	135	82	60	00	0.027	1910	
3233.5	60	80	180	162	82	60	59	0.033	1252	
3234.0	55	70	160	144	71	55	55	0.056	410	
3234.5	50	60	100	90	61	50	55	0.011	12677	
3235.0	55	50	150	135	51	40	55	0.001	1984090	
3235.5	35	50	70	63	51	35	53	0.001	1984090	
3236.0	30	40	90	81	41	30	55	0.011	12677	
3236.5	35	45	70	63	46	35	62	0.026	2069	
3237.0	35	45	70	63	46	35	64	0.039	880	
3237.5	39	50	100	90	51	39	66	0.057	595	
3238.0	28	35	40	36	36	28	64	0.051	500	
3238.5	20	28	40	36	29	20	68	0.053	461	
3239.0	17	28	40	36	29	21	68	0.047	594	
3239.5	22	28	41	36	29	22	68	0.045	651	
3240.0	22	28	45	40	29	22	68	0.066	290	
3240.5	20	25	38	34	26	20	66	0.060	355	
3241.0	20	25	40	36	26	20	66	0.051	500	
3241.5	20	25	40	36	26	20	66	0.035	1106	
3242.0	20	25	45	40	26	20	63	0.035	1106	
3242.5	25	30	45	40	32	25	61	0.062	355	
3243.0	30	35	80	72	26	30	57	0.046	621	
3243.5	29	35	55	49	36	29	56	0.004	106866	

	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	
PROF. (MBMR)	RLLD (A-m)	RLLS (A-m)	RMSFL (A-m)	RXD (A-m)	Ri (A-m)	Rt (A-m)	$\frac{\Delta t}{\rho \mu}$ (fracc)	β_n	F	
3244.0	26	31	60	54	32	26	55	0.045	651	
3244.5	30	35	100	90	36	30	56	0.048	716	
3245.0	30	35	60	54	36	30	57	0.031	1428	
3245.5	25	32	50	45	33	25	55	0.039	880	
3246.0	28	32	70	63	33	28	62	0.038	930	
3246.5	28	32	70	63	33	28	64	0.037	983	
3247.0	28	35	68	61	36	28	65	0.030	1530	
3247.5	25	30	50	45	32	25	65	0.062	351	
3248.0	20	25	45	40	26	20	64	0.069	264	
3248.5	15	20	100	90	21	15	58	0.059	368	
3249.0	50	50	100	90	51	50	68	0.010	121	
3249.5	70	70	40	36	71	70	59	0.106	107	
3250.0	80	80	100	90	81	80	57	0.098	126	
3250.5	80	80	60	54	81	80	55	0.105	109	
3251.0	32	40	90	81	41	32	56	0.088	158	
3251.5	50	60	70	63	61	50	56	0.086	166	
3252.0	80	80	90	81	80	80	56	0.090	151	
3252.5	60	60	70	63	61	60	50	0.092	144	
3253.0	100	100	20	18	101	98	61	0.084	174	
3253.5	200	250	30	27	253	192	55	0.080	193	
3254.0	400	400	30	27	400	368	51	0.063	320	
3254.5	60	60	60	54	61	60	48	0.072	241	
3255.0	25	30	50	45	32	25	52	0.038	930	
3255.5	18	25	30	27	21	15	57	0.060	355	
3256.0	15	20	30	27	19	15	62	0.056	410	
3256.5	15	18	30	27	19	15	62	0.010	15497	
3257.0	15	18	30	27	19	15	62	0.066	290	
3257.5	12	15	29	26	16	12	62	0.010	15497	
3258.0	28	29	40	36	30	28	61	0.066	290	
3258.5	20	25	45	40	26	20	59	0.070	256	

APLICANDO EL METODO DE ARCHIE

LA ECUACION ES: $S_w = (F \cdot R_w / R_t)^{1/n}$

DONDE: $n = 2.03$ (Ver Graf. IS-1)

$R_w = 0.03$ (A-m)

$F = 0.9455 \rho^{-2.1073}$ (Ver Graf. AR-2)

SUSTITUYENDO: $S_w = (F(0.03)/R_t)^{1/2.03}$

Ver perfil en la Gráfica (AR-1)

PROFUNDIDAD (MBMR)	S_w (facc)
3198.0	0.62
3198.5	0.39
3199.0	0.38
3199.5	0.45
3200.0	0.38
3200.5	0.46
3201.0	0.44
3201.5	0.37
3202.0	0.34
3202.5	0.44
3203.0	0.34
3203.5	0.37
3204.0	0.40
3204.5	0.39
3205.0	0.46
3205.5	0.39
3206.0	0.32
3206.5	0.27
3207.0	0.21
3207.5	0.18
3208.0	0.18
3208.5	0.30
3209.0	0.15
3209.5	0.21
3210.0	0.24
3210.5	0.37
3211.0	0.49
3211.5	0.48
3212.0	0.42
3212.5	0.36
3213.0	0.45
3213.5	0.33
3214.0	0.16
3214.5	0.24
3215.0	0.42
3215.5	0.36
3216.0	0.40
3216.5	0.69
3217.0	0.72
3217.5	1.00
3218.0	1.00
3218.5	1.00

PROFUNDIDAD (MBMR)	S_w (facc)
3219.0	1.00
3219.5	1.00
3220.0	1.00
3220.5	1.00
3221.0	1.00
3221.5	1.00
3222.0	1.00
3222.5	0.88
3223.0	1.00
3223.5	1.00
3224.0	1.00
3224.5	0.45
3225.0	0.51
3225.5	0.55
3226.0	1.00
3226.5	1.00
3227.0	0.94
3227.5	0.71
3228.0	0.20
3228.5	0.54
3229.0	0.28
3229.5	0.32
3230.0	0.35
3230.5	0.35
3231.0	0.16
3231.5	0.11
3232.0	1.00
3232.5	1.00
3233.0	0.97
3233.5	0.80
3234.0	0.47
3234.5	1.00
3235.0	1.00
3235.5	1.00
3236.0	1.00
3236.5	1.00
3237.0	0.87
3237.5	0.55
3238.0	0.73
3238.5	0.83

PROFUNDIDAD (MBMR)	S_w (facc)
3239.0	0.92
3239.5	0.94
3240.0	0.63
3240.5	0.73
3241.0	0.86
3241.5	1.00
3242.0	1.00
3242.5	0.65
3243.0	0.79
3243.5	1.00
3244.0	0.86
3244.5	0.84
3245.0	1.00
3245.5	1.00
3246.0	1.00
3246.5	1.00
3247.0	1.00
3247.5	0.66
3248.0	0.70
3248.5	0.73
3249.0	0.27
3249.5	0.21
3250.0	0.22
3250.5	0.20
3251.0	0.39
3251.5	0.32
3252.0	0.24
3252.5	0.27
3253.0	0.23
3253.5	0.17
3254.0	0.16
3254.5	0.35
3255.0	1.00
3255.5	1.00
3256.0	1.00
3256.5	0.84
3257.0	0.90
3257.5	1.00
3258.0	0.56
3258.5	0.62

SATURACION DE AGUA (FRACCION)

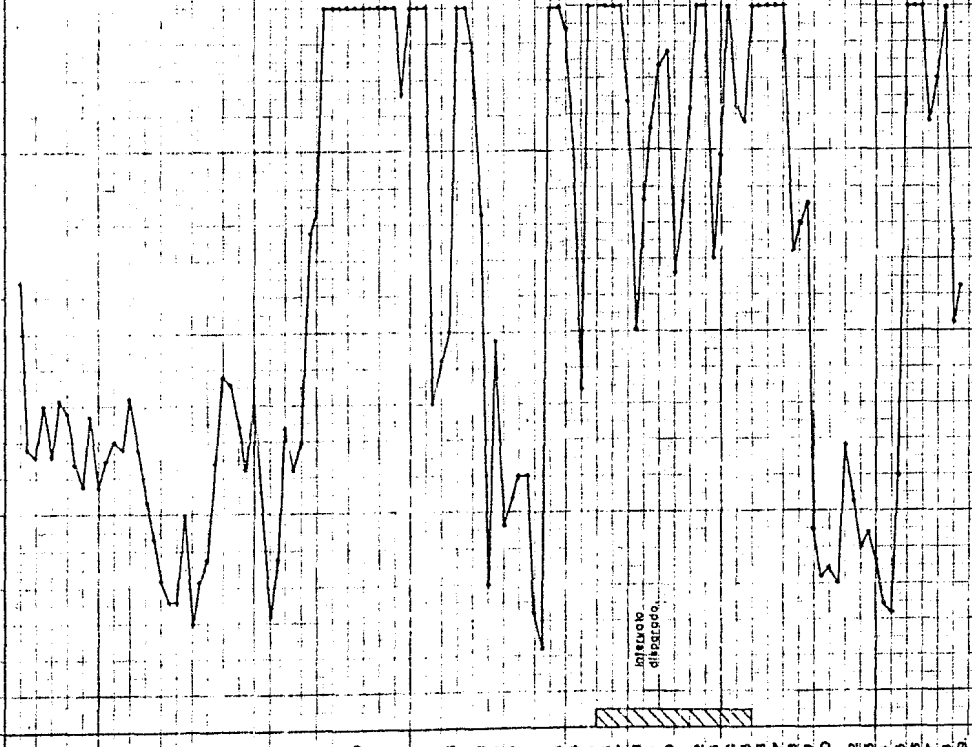
0.1 0.2 0.3 0.4 0.5 0.6 0.7 0.8 0.9 1.0

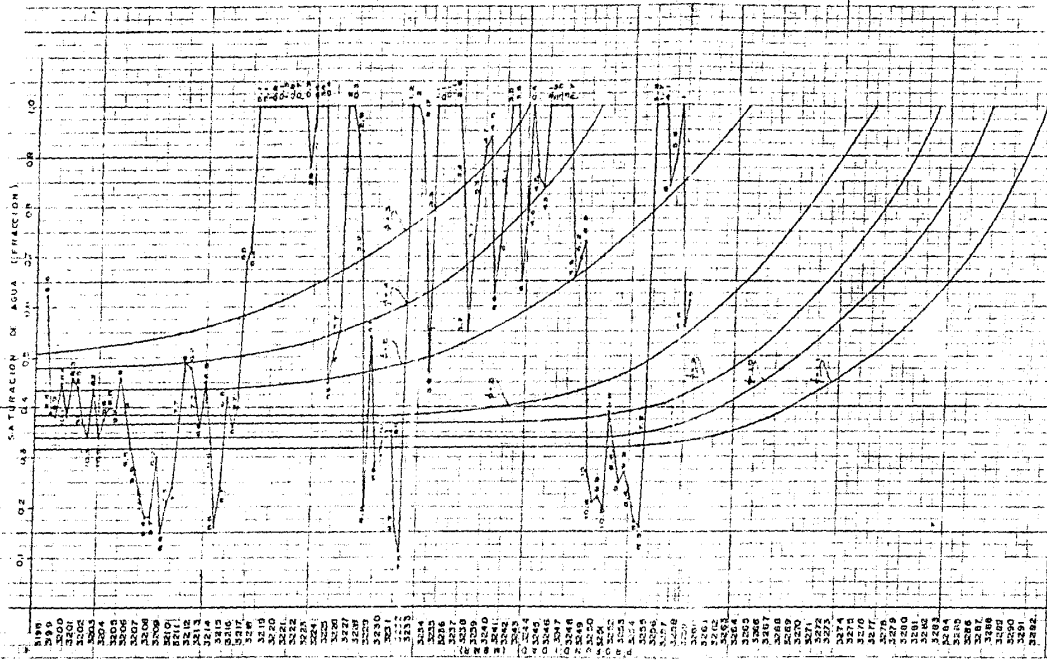
3198
3199
3200
3201
3202
3203
3204
3205
3206
3207
3208
3209
3210
3211
3212
3213
3214
3215
3216
3217
3218
3219
3220
3221
3222
3223
3224
3225
3226
3227
3228
3229
3230
3231
3232
3233
3234
3235
3236
3237
3238
3239
3240
3241
3242
3243
3244
3245
3246
3247
3248
3249
3250
3251
3252
3253
3254
3255
3256
3257

PROFUNDIDAD (MBR)

INTERVALO
diapycno.

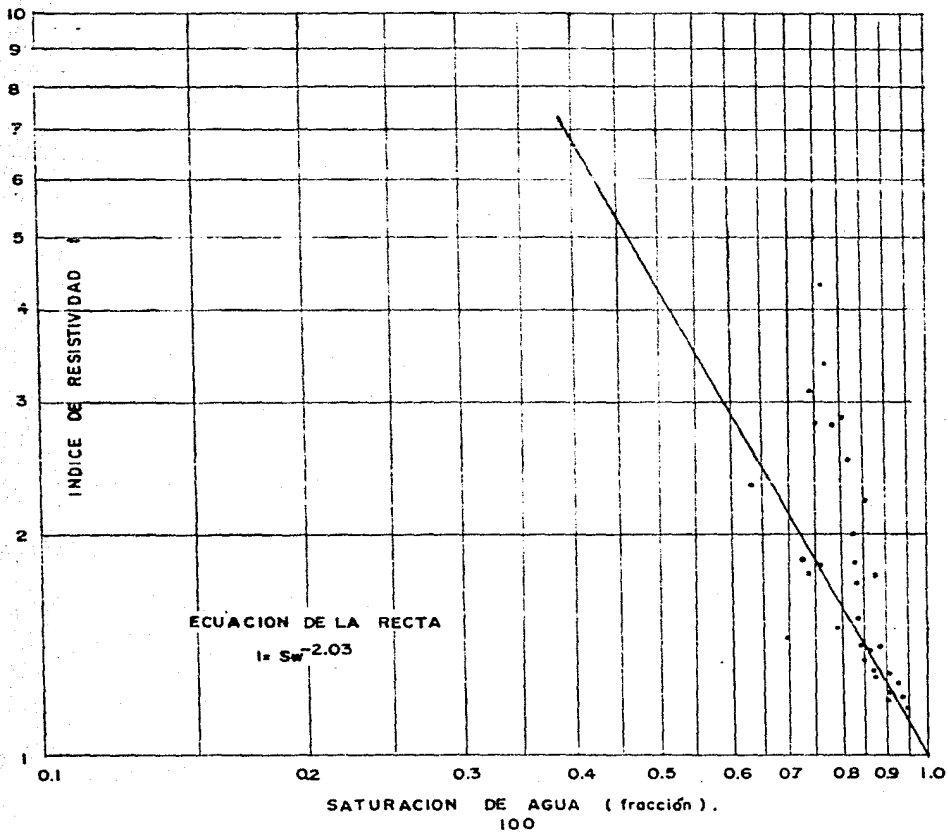
GRAFICA A R - I
METODO DE AIRCHIE





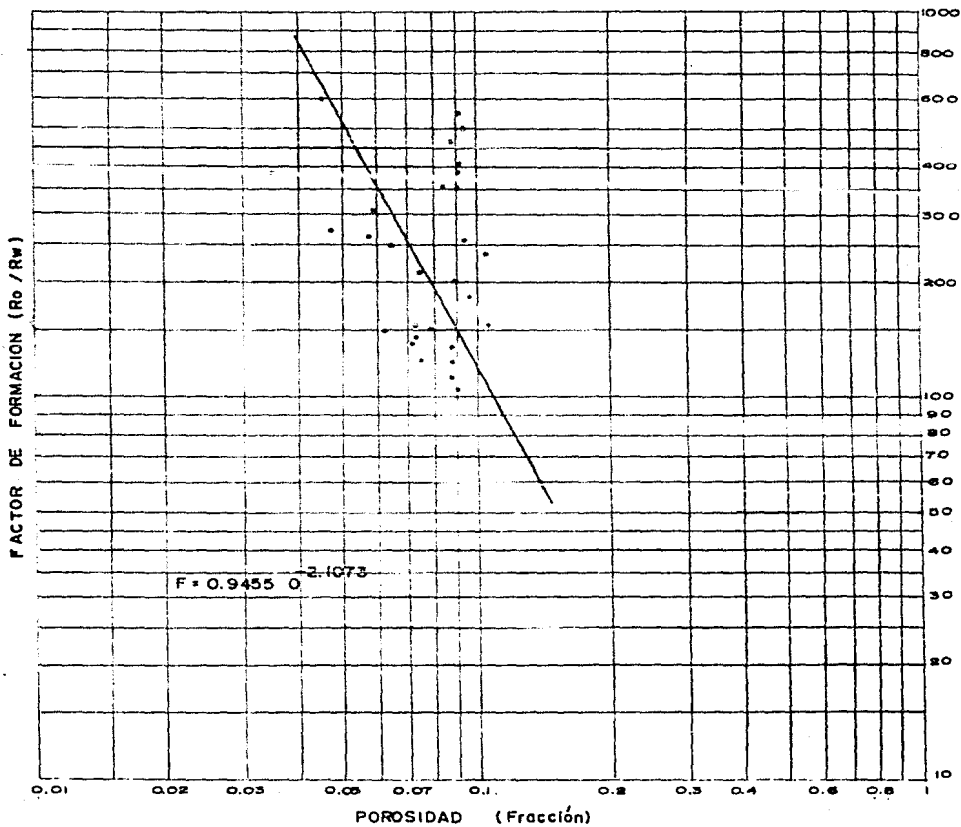
GRAFICA 1S-1

I (VS) Sw



GRAFICA AR-2

FACTOR DE FORMACION (VS) POROSIDAD



METODO DE LAS RAZONES PARA FORMACIONES LIMPIAS

PARA ESTE METODO SE UTILIZARA LA SIGUIENTE ECUACION:

$$\left[\frac{S_w}{S_{xo}} \right]^n = \frac{R_{xo}/R_t}{R_{mf}/R_w}$$

DONDE: $n = 2.03$, $S_{xo} = S_w^{1/5}$, $R_{mf} = 0.40$ (A - m) ,
 $R_w = 0.03$ (A - m)

SUSTITUYENDO QUEDA:

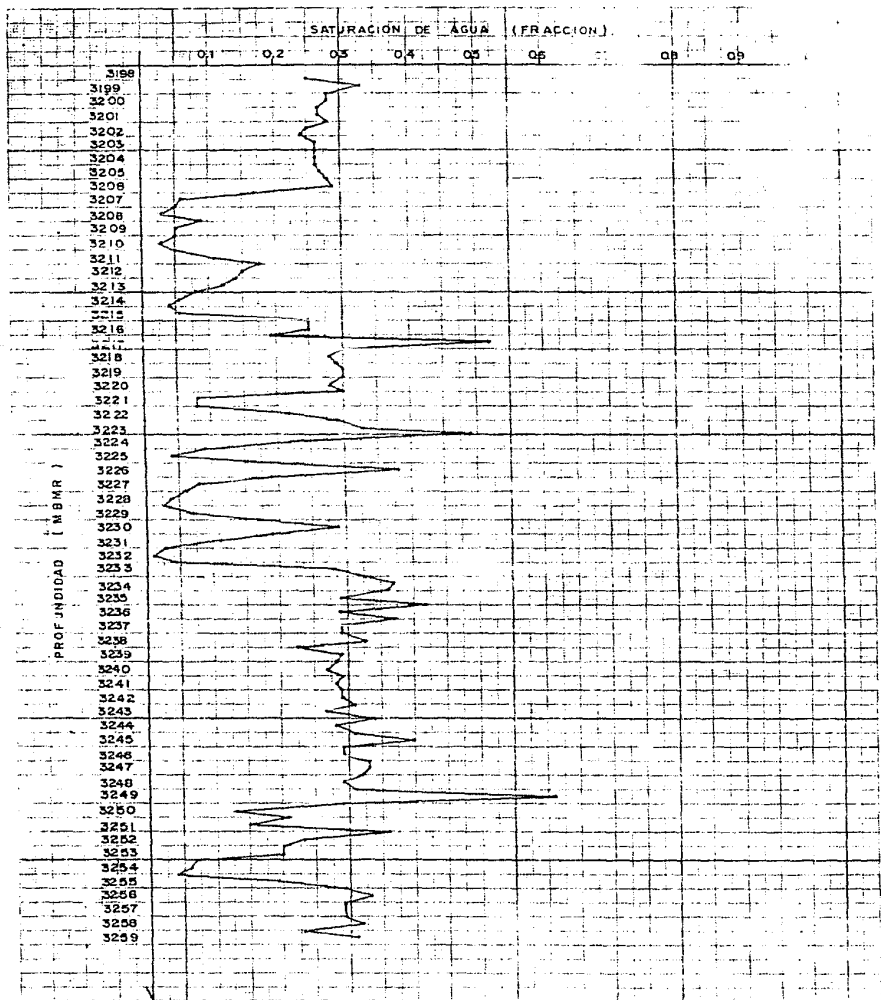
$$S_w = \left[\frac{R_{xo}/R_t}{13.333} \right]^{1/1.624}$$

Ver perfil en la Gráfica RA-1

PROFUNDIDAD. (MBMR)	S _w (fracc)
3198.0	0.25
3198.5	0.33
3199.0	0.28
3199.5	0.28
3200.0	0.27
3200.5	0.27
3201.0	0.26
3201.5	0.25
3202.0	0.24
3202.5	0.26
3203.0	0.26
3203.5	0.26
3204.0	0.26
3204.5	0.27
3205.0	0.28
3205.5	0.29
3206.0	0.17
3206.5	0.06
3207.0	0.05
3207.5	0.03
3208.0	0.09
3208.5	0.05
3209.0	0.05
3209.5	0.05
3210.0	0.05
3210.5	0.11
3211.0	0.18
3211.5	0.15
3212.0	0.14
3212.5	0.12
3213.0	0.08
3213.5	0.06
3214.0	0.04
3214.5	0.06
3215.0	0.25
3215.5	0.25
3216.0	0.19
3216.5	0.52
3217.0	0.30
3217.5	0.28
3218.0	0.29
3218.5	0.30

PROFUNDIDAD. (MBMR)	S _w (fracc)
3219.0	0.30
3219.5	0.28
3220.0	0.30
3220.5	0.08
3221.0	0.08
3221.5	0.22
3222.0	0.29
3222.5	0.33
3223.0	0.49
3223.5	0.22
3224.0	0.09
3224.5	0.04
3225.0	0.19
3225.5	0.38
3226.0	0.19
3226.5	0.08
3227.0	0.06
3227.5	0.04
3228.0	0.03
3228.5	0.07
3229.0	0.17
3239.5	0.29
3230.0	0.19
3230.5	0.11
3231.0	0.03
3231.5	0.01
3232.0	0.07
3232.5	0.28
3233.0	0.33
3233.5	0.37
3234.0	0.36
3234.5	0.29
3235.0	0.42
3235.5	0.29
3236.0	0.37
3236.5	0.29
3237.0	0.29
3237.5	0.33
3238.0	0.23
3238.5	0.29

PROFUNDIDAD. (MBMR)	S _w (fracc)
3239.0	0.28
3239.5	0.27
3240.0	0.29
3240.5	0.28
3241.0	0.29
3241.5	0.29
3242.0	0.31
3242.5	0.27
3243.0	0.34
3243.5	0.28
3244.0	0.31
3244.5	0.40
3245.0	0.29
3245.5	0.29
3246.0	0.53
3246.5	0.33
3247.0	0.32
3247.5	0.29
3248.0	0.31
3248.5	0.61
3249.0	0.29
3249.5	0.13
3250.0	0.21
3250.5	0.15
3251.0	0.36
3251.5	0.23
3252.0	0.20
3252.5	0.20
3253.0	0.07
3253.5	0.06
3254.0	0.04
3254.5	0.19
3255.0	0.29
3255.5	0.33
3256.0	0.29
3256.5	0.29
3257.0	0.29
3257.5	0.32
3258.0	0.23
3258.5	0.31



METODO DE RAZONES

APLICANDO EL METODO DE TIXIER

PARA ESTE METODO SE APLICAN LAS ECUACIONES VISTAS ANTERIORMENTE.

$$\frac{1}{Rz} = \frac{z}{Rw} + \frac{1-z}{Rmf} \quad \text{DONDE: } \begin{aligned} z &= 7.5\% \\ Rw &= 0.03 \quad (n-m) \\ Rmf &= 0.40 \quad (n-m) \end{aligned}$$

SUSTITUYENDO: $Rz = \frac{1}{\frac{0.075}{0.03} + \frac{1-0.075}{0.40}} = 0.20 \quad (n-m)$

LA ECUACION DE LA SATURACION DE AGUA ES:

$$Sw = \frac{Ri}{Rc} \cdot \frac{Rw}{Rz}$$

Ver Gráfica T1-1

PROFUNDIDAD. (MBMR)	Sw (fracc)
3198.0	0.21
3198.5	0.21
3199.0	0.21
3199.5	0.23
3200.0	0.24
3200.5	0.24
3201.0	0.24
3201.5	0.23
3202.0	0.21
3202.5	0.21
3203.0	0.21
3203.5	0.21
3204.0	0.21
3204.5	0.21
3205.0	0.21
3205.5	0.21
3206.0	0.19
3206.5	0.24
3207.0	0.20
3207.5	0.21
3208.0	0.17
3208.5	0.23
3209.0	0.17
3209.5	0.18
3210.0	0.15
3210.5	0.22
3211.0	0.20
3211.5	0.19
3212.0	0.24
3212.5	0.21
3213.0	0.21
3213.5	0.15
3214.0	0.15
3214.5	0.15
3215.0	0.15
3215.5	0.15
3216.0	0.15
3216.5	0.16
3217.0	0.16
3217.5	0.22
3218.0	0.23
3218.5	0.25

PROFUNDIDAD. (MBMR)	Sw (fracc)
3219.0	0.24
3219.5	0.22
3220.0	0.19
3220.5	0.15
3221.0	0.15
3221.5	0.15
3222.0	0.18
3222.5	0.17
3223.0	0.43
3223.5	0.20
3224.0	0.23
3224.5	0.15
3225.0	0.15
3225.5	0.15
3226.0	0.15
3226.5	0.15
3227.0	0.15
3227.5	0.15
3228.0	0.15
3228.5	0.15
3229.0	0.17
3229.5	0.19
3230.0	0.18
3230.5	0.15
3231.0	0.15
3231.5	0.19
3232.0	0.15
3232.5	0.18
3233.0	0.20
3233.5	0.20
3234.0	0.19
3234.5	0.18
3235.0	0.19
3235.5	0.21
3236.0	0.20
3236.5	0.19
3237.0	0.19
3237.5	0.19
3238.0	0.19
3238.5	0.21

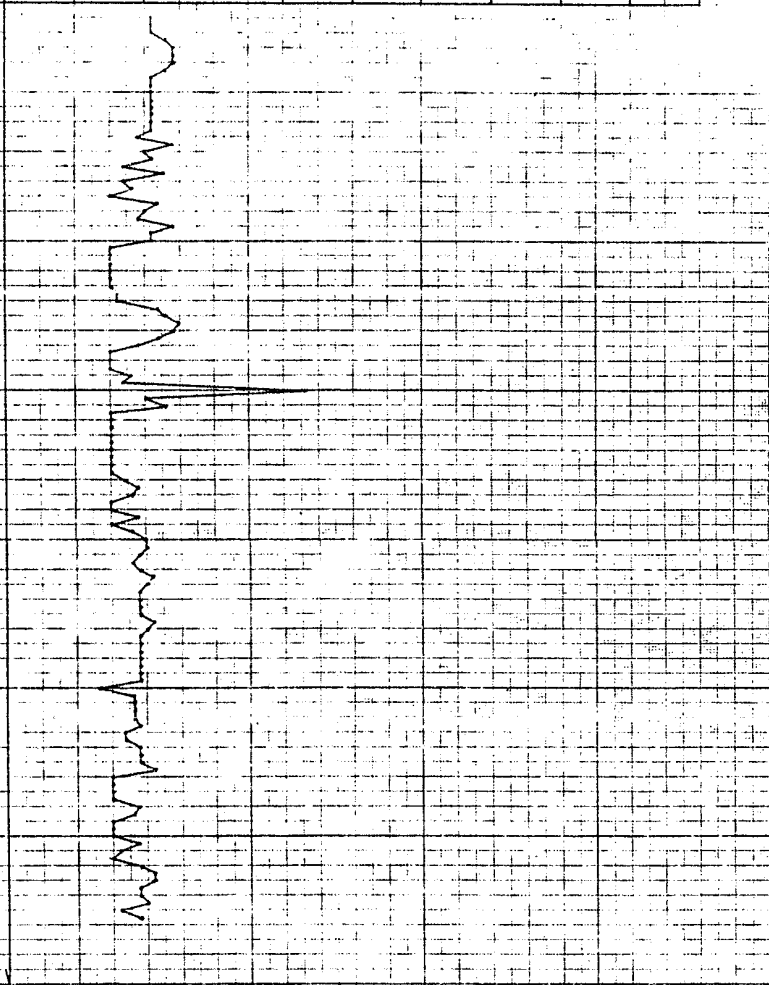
PROFUNDIDAD. (MBMR)	Sw (fracc)
3239.0	0.20
3239.5	0.19
3240.0	0.19
3240.5	0.19
3241.0	0.19
3241.5	0.19
3242.0	0.19
3242.5	0.19
3243.0	0.13
3243.5	0.18
3244.0	0.18
3244.5	0.18
3245.0	0.18
3245.5	0.19
3246.0	0.17
3246.5	0.17
3247.0	0.19
3247.5	0.19
3248.0	0.19
3248.5	0.21
3249.0	0.15
3249.5	0.15
3250.0	0.15
3250.5	0.15
3251.0	0.19
3251.5	0.18
3252.0	0.15
3252.5	0.15
3253.0	0.15
3253.5	0.19
3254.0	0.16
3254.5	0.15
3255.0	0.19
3255.5	0.21
3256.0	0.21
3256.5	0.19
3257.0	0.19
3257.5	0.19
3258.0	0.16
3258.5	0.19

SATURACION DE AGUA (FRACCION)

0.1 0.2 0.3 0.4 0.5 0.6 0.7 0.8 0.9 1.0

PROFUNDIDAD (Metros)

3198
3199
3200
3201
3203
3204
3205
3206
3207
3208
3209
3210
3211
3212
3213
3214
3215
3216
3217
3218
3219
3220
3221
3222
3223
3224
3225
3226
3227
3228
3229
3230
3231
3232
3233
3234
3235
3236
3237
3238
3239
3240
3241
3242
3243
3244
3245
3246
3247
3248
3249
3250
3251
3252
3253
3254
3255
3256
3257
3258
3259



GRAFICA TI-1
MÉTODO DE TIXIER

APLICANDO EL METODO DE AGUILERA

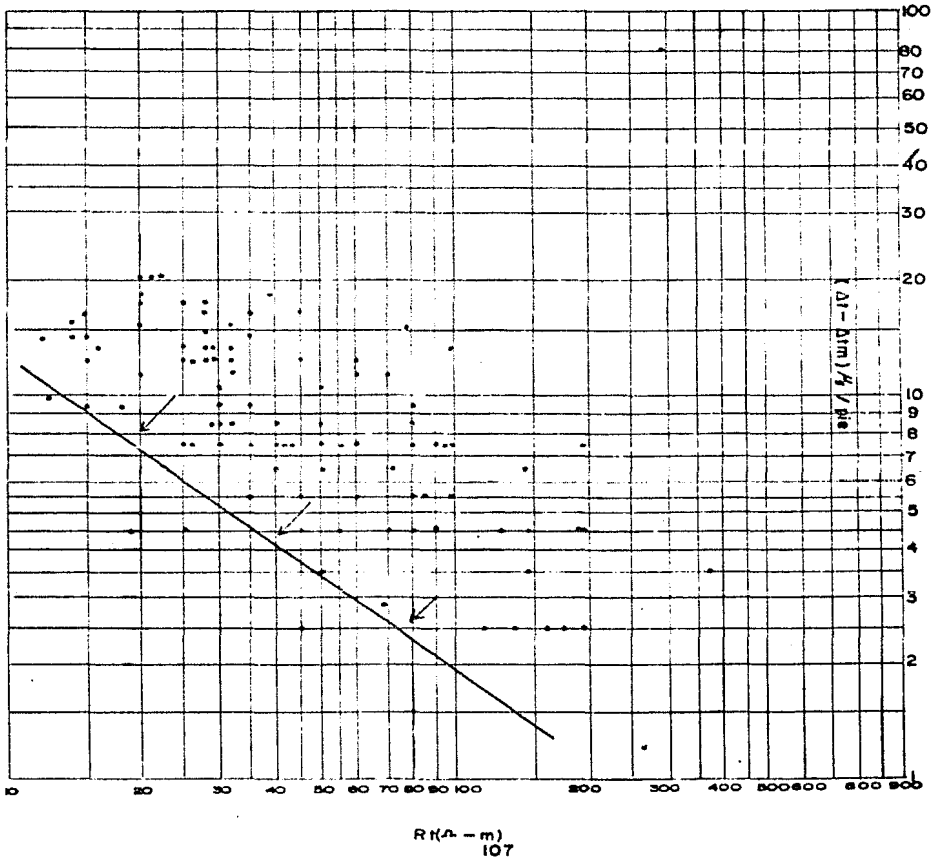
CON EL TIEMPO DE TRANSITO (Δt) Y LA RESISTIVIDAD VERDADERA DE LA FORMACION (R_t) QUE VIENE EN LA TABLA M1;
SE SIGUE EL PROCEDIMIENTO ANTES DESCRITO PARA CALCULAR LA SATURACION DE AGUA.

CONSIDERANDO QUE $m_b = 1.90$, $\Delta t_m = 47.5 \mu\text{s/pie}$, SE HACE LA DIFERENCIA $\Delta t - \Delta t_m$ Y SE GRAFICA CONTRA R_t EN HOJAS LOG-LOG, GRAFICA AG-1

PROFUNDIDAD (MBMR)	$\Delta t - \Delta t_m$ ($\mu\text{s/pie}$)	R_t ($\Omega\text{-m}$)	PROFUNDIDAD (MBMR)	$\Delta t - \Delta t_m$ ($\mu\text{s/pie}$)	R_t ($\Omega\text{-m}$)	PROFUNDIDAD (MBMR)	$\Delta t - \Delta t_m$ ($\mu\text{s/pie}$)	R_t ($\Omega\text{-m}$)
3198.0	13.5	32	3219.0	15.5	14	3239.0	20.5	21
3198.5	12.5	32	3219.5	13.5	16	3239.5	20.5	22
3199.0	11.5	32	3220.0	12.5	25	3240.0	20.5	22
3199.5	12.5	26	3220.5	7.5	90	3240.5	18.5	20
3200.0	13.5	25	3221.0	4.5	90	3241.0	18.5	20
3200.5	13.5	25	3221.5	5.5	85	3241.5	18.5	20
3201.0	13.5	25	3222.0	8.5	50	3242.0	15.5	20
3201.5	11.5	32	3222.5	15.5	79	3242.5	13.5	25
3202.0	13.5	29	3223.0	15.5	32	3243.0	9.5	30
3202.5	13.5	28	3223.5	16.5	45	3243.5	8.5	29
3203.0	12.5	29	3224.0	12.5	45	3244.0	7.5	26
3203.5	12.5	29	3224.5	5.5	60	3244.5	8.5	30
3204.0	12.5	29	3225.0	5.5	98	3245.0	9.5	30
3204.5	12.5	28	3225.5	7.5	98	3245.5	7.5	25
3205.0	12.5	28	3226.0	15.5	98	3246.0	14.5	28
3205.5	10.5	30	3226.5	7.5	94	3246.5	16.5	28
3206.0	9.5	40	3227.0	4.5	55	3247.0	17.5	28
3206.5	7.5	50	3227.5	4.5	80	3247.5	17.5	25
3207.0	6.5	72	3228.0	4.5	192	3248.0	17.5	20
3207.5	4.5	127	3228.5	4.5	70	3248.5	16.5	15
3208.0	3.5	145	3229.0	4.5	40	3249.0	10.5	50
3208.5	2.5	117	3229.5	7.5	35	3249.5	11.5	70
3209.0	2.5	174	3230.0	8.5	30	3250.0	9.5	80
3209.5	2.5	160	3230.5	8.5	40	3250.5	7.5	80
3210.0	2.5	135	3231.0	6.5	145	3251.0	8.5	32
3210.5	2.5	45	3231.5	2.5	552	3251.5	8.5	50
3211.0	4.5	45	3232.0	2.5	192	3252.0	8.5	80
3211.5	7.5	43	3232.5	5.5	80	3252.5	7.5	60
3212.0	7.5	41	3233.0	12.5	60	3253.0	13.5	98
3212.5	6.5	40	3233.5	11.5	60	3253.5	7.5	192
3213.0	6.5	40	3234.0	7.5	55	3254.0	3.5	368
3213.5	5.5	80	3234.5	7.5	50	3254.5	.5	60
3214.0	4.5	192	3235.0	7.5	40	3255.0	4.5	25
3214.5	4.5	146	3235.5	5.5	35	3255.5	9.5	18
3215.0	3.5	50	3236.0	7.5	30	3256.0	9.5	15
3215.5	5.5	45	3236.5	14.5	35	3256.5	9.5	15
3216.0	6.5	50	3237.0	16.5	35	3257.0	14.5	15
3216.5	4.5	19	3237.5	18.5	39	3257.5	14.5	12
3217.0	4.5	19	3238.0	16.5	28	3258.0	13.5	28
3217.5	7.5	15	3238.5	20.5	20	3258.5	11.5	20
3218.0	12.5	15						
3218.5	14.5	14						

GRAFICA AG-1

$(\Delta t - \Delta t_m)$ VS. R_i



CALCULO DE LA PENDIENTE DE LA GRAFICA AG-1

$$m = \frac{\log X_2 - \log X_1}{\log y_2 - \log y_1} = \frac{\log 20 - \log 100}{\log 7.3 - \log 1.9} = -1.1957 \Rightarrow \left| -1.1957 \right| = 1.1957$$

DADO QUE $m < m_b$ LAS ZONAS ANALIZADAS SEGUN AGUILERA TIENEN UN CIERTO GRADO DE FRACTURAMIENTO.

A CONTINUACION SE CALCULA $p^{1/2}$ PARA TODOS LOS DATOS:

A CADA UNA DE LAS PROFUNDIDADES ANALIZADAS SE LES LLAMARA ZONA.

LA FORMULA ES: $p^{1/2} = (Rt (\Delta t - \Delta t_m))^{1/2}$

ZONA	$p^{1/2}$
1	26.8
2	25.6
3	24.3
4	23.0
5	23.6
6	23.6
7	23.6
8	24.3
9	25.5
10	25.0
11	24.3
12	24.3
13	24.3
14	23.9
15	23.9
16	22.3
17	24.2
18	23.5
19	25.9
20	27.6
21	25.4
22	18.7
23	22.8
24	21.8
25	20.0
26	11.6
27	16.4
28	21.8
29	21.3
30	19.3
31	19.3
32	24.7
33	34.0
34	29.6
35	14.9
36	18.5
37	21.6
38	10.7
39	10.7
40	12.9
41	17.5
42	18.5

ZONA	$p^{1/2}$
43	19.2
44	18.9
45	22.6
46	31.6
47	23.5
48	25.5
49	25.0
50	45.7
51	29.1
52	35.8
53	38.3
54	21.4
55	27.4
56	33.0
57	46.9
58	32.3
59	18.2
60	21.9
61	34.0
62	20.5
63	15.5
64	19.7
65	19.6
66	22.7
67	36.8
68	40.6
69	23.9
70	24.7
71	35.0
72	33.3
73	24.7
74	23.5
75	21.0
76	16.3
77	18.2
78	29.2
79	31.6
80	35.7
81	28.2
82	27.2

ZONA	$p^{1/2}$
83	27.8
84	28.5
85	28.5
86	25.5
87	25.5
88	25.5
89	23.0
90	23.6
91	21.0
92	19.5
93	17.0
94	19.6
95	21.0
96	16.6
97	26.1
98	28.2
99	29.2
100	27.6
101	24.6
102	20.6
103	28.8
104	36.0
105	34.6
106	29.8
107	20.3
108	25.4
109	32.1
110	25.8
111	46.9
112	46.2
113	40.0
114	5.1
115	12.2
116	16.2
117	14.8
118	14.8
119	19.1
120	17.1
121	25.0
122	19.2

CALCULO DE RANGOS DE $P^{1/2}$

RANGO DE $P^{1/2}$	No. DE DATOS	FRECUENCIA RELATIVA	FRECUENCIA ACUMULATIVA	% DE OCURRENCIA
5 - 10	1	0.0081	0.0081	0.81
10 - 12	3	0.0246	0.0327	3.27
12 - 15	5	0.0409	0.0737	7.37
15 - 18	8	0.0655	0.1393	13.93
18 - 21	21	0.1721	0.3114	31.14
21 - 23	12	0.0983	0.4097	40.97
23 - 26	32	0.2620	0.6717	67.17
26 - 29	13	0.1065	0.7782	77.82
29 - 31	6	0.0491	0.8273	82.73
31 - 33	4	0.0328	0.8601	86.01
33 - 36	8	0.0655	0.9256	92.56
36 - 39	3	0.0246	0.9502	95.02
39 - 41	2	0.0163	0.9665	96.65
44 - 47	4	0.0328	0.9993	99.93

122

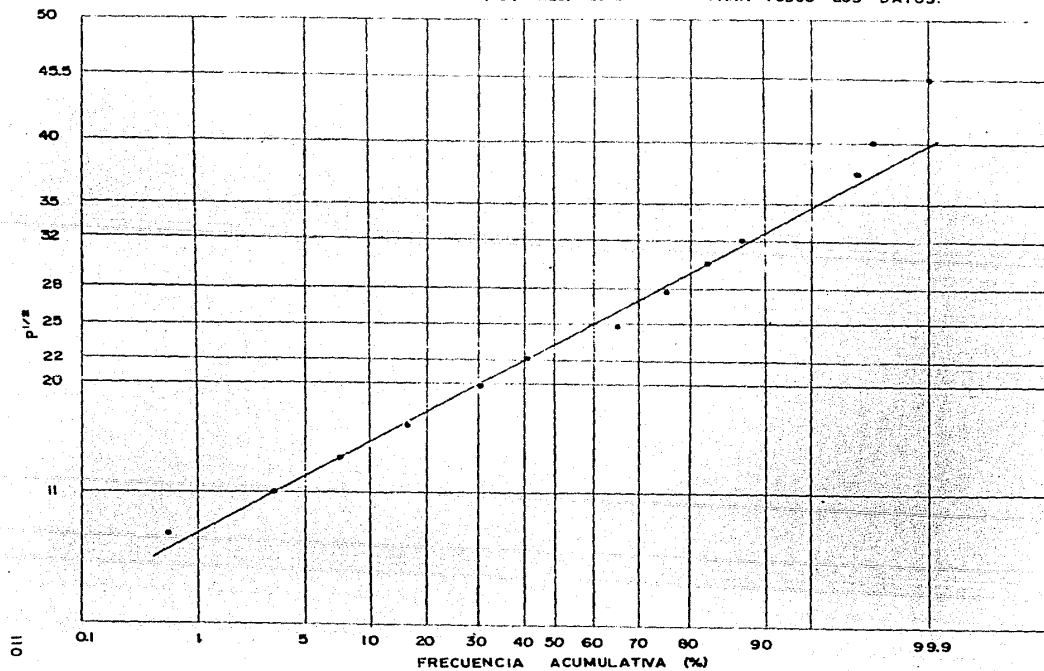
De la Gráfica de $P^{1/2}$ (vs) frecuencia acumulativa se observa una tendencia para rangos de $P^{1/2}$ de 5 a 36 y una desviación en los rangos de 36.5 a 47, (Ver Graf. AG-2).

Esto nos indica que las zonas con $P^{1/2}$ entre 5 a 36 son zonas de agua y las zonas con $P^{1/2}$ entre 36.5 a 47 son zonas de HCS.

GRAFICA AG-2

$P^{1/2}$ (VS.) FREC. ACUM.

PARA TODOS LOS DATOS.



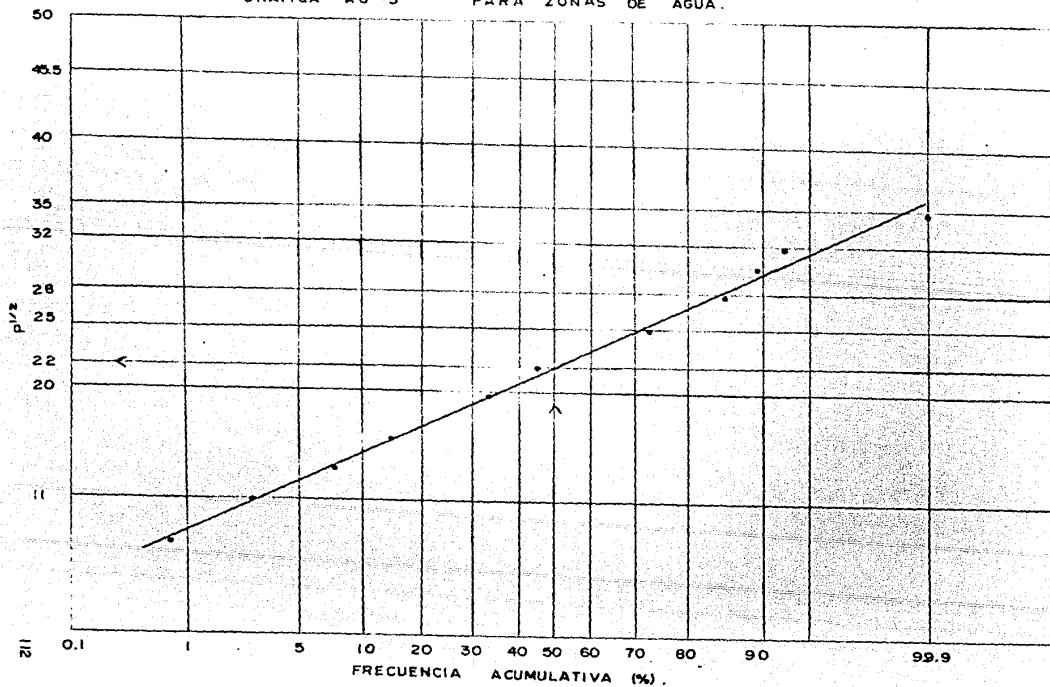
El paso siguiente es calcular la frecuencia relativa y acumulativa considerando únicamente zonas de agua.

RANGO DE $p^{1/2}$	No. DE DATOS	FRECUENCIA RELATIVA	FRECUENCIA ACUMULATIVA	% DE OCURRENCIA
5 - 10	1	0.0088	0.0088	0.88
10 - 12	3	0.0265	0.0353	3.53
12 - 15	5	0.0442	0.0796	7.96
15 - 18	8	0.0708	0.1503	15.03
18 - 21	21	0.1858	0.3361	33.61
21 - 23	12	0.1062	0.4423	44.23
23 - 26	32	0.2831	0.7255	72.55
26 - 29	13	0.1150	0.8404	84.04
29 - 31	6	0.0530	0.8934	89.34
31 - 33	4	0.0354	0.9288	92.88
33 - 36	8	0.0708	0.9996	99.96

De la Gráfica de $p^{1/2}$ (vs) Frecuencia Acumulativa para las Zonas de Agua, que define una línea recta. El valor de $p^{1/2} = 22$ para una frecuencia acumulativa de 50%, (Ver Gráf. AG-3).

De donde $p^{1/2} = 22 \Rightarrow P_{100} = (p^{1/2})^2 = 484$

GRAFICA AG-3 PARA ZONAS DE AGUA.



EL SIGUIENTE PASO ES CALCULAR LA S_w , SE HARA CON LA SIGUIENTE TABLA:
 LAS ECUACIONES SON: $PH = P = (P^{1/2})^2$; $P_{100} = (P^{1/2} a 50\%)^2$; $S_w = I^{-1/m}$
 Ver Gráfica AG-4

PROF. (MEMR)	PH	I	S_w (fracc)
3198.0	718.2	1.48	0.72
3198.5	655.4	1.35	0.77
3199.0	590.5	1.27	0.84
3199.5	529.0	1.29	0.93
2309.0	556.9	1.15	0.88
3200.5	556.9	1.15	0.88
3201.0	556.9	1.15	0.88
3201.5	556.9	1.15	0.88
3202.0	650.3	1.54	0.83
3202.5	625.0	1.29	0.80
3203.0	590.0	1.21	0.85
3203.5	590.0	1.21	0.85
3204.0	590.0	1.21	0.85
3204.5	575.0	1.17	0.87
3205.0	571.0	1.17	0.87
3205.5	497.3	1.02	0.98
3206.0	585.0	1.20	0.85
3206.5	552.3	1.14	0.89
3207.0	671.0	1.38	0.76
3207.5	762.0	1.57	0.68
3208.0	645.2	1.33	0.78
3208.5	349.6	0.72	1.09
3209.0	519.8	1.07	0.94
3209.5	475.3	0.981	1.00
3210.0	409.0	0.826	1.00
3210.5	134.5	0.277	1.00
3211.0	268.9	0.555	1.00
3211.5	475.2	0.981	1.00
3212.0	453.6	0.957	1.00
3212.5	372.4	0.769	1.00
3213.0	372.4	0.769	1.00
3213.5	610.0	1.26	0.82
3214.0	1156.0	2.58	0.48
3214.5	876.0	1.80	0.61
3215.0	222.0	0.458	1.00
3215.5	342.0	0.706	1.00
3216.0	466.5	0.963	1.00
3216.5	114.4	0.236	1.00
3217.0	114.4	0.236	1.00
3217.5	166.4	0.343	1.00
3218.0	306.2	0.632	1.00
3218.5	342.2	0.707	1.00
3219.0	368.6	0.761	1.00
3219.5	357.2	0.738	1.00
3220.0	510.7	1.055	0.95
3220.5	998.5	2.06	0.54
3221.0	542.8	1.12	0.90
3221.5	650.2	1.34	0.78
3222.0	645.1	1.33	0.78
3222.5	2088.4	4.31	0.29
3223.0	846.8	1.74	0.62
3223.5	1281.6	2.64	0.44
3224.0	1466.8	3.03	0.39
3224.5	457.9	0.946	1.09
3225.0	750.7	1.55	0.69
3225.5	1089.0	2.25	0.50
3226.0	2199.6	4.54	0.28
3226.5	1043.2	2.15	0.52
3227.0	331.2	0.68	1.00
3227.5	479.6	0.99	1.00
3228.0	1156.0	2.58	0.48
3228.5	420.2	0.868	1.00

PROF. (MEMR)	PH	I	S_w (fracc)
3229.0	240.2	0.496	1.00
3229.5	380.0	0.785	1.00
3230.0	384.1	0.793	1.00
3230.5	515.2	1.064	0.94
3231.0	1354.2	2.798	0.42
3231.5	1648.3	3.40	0.35
3232.0	571.2	1.18	0.87
3232.5	610.0	1.26	0.82
3233.0	1225.0	2.53	0.45
3233.5	1108.8	2.29	0.49
3234.0	610.0	1.26	0.82
3234.5	552.2	1.14	0.89
3235.0	441.0	0.91	1.00
3235.5	265.6	0.54	1.00
3236.0	331.2	0.68	1.00
3236.5	852.6	1.76	0.62
3237.0	998.5	2.06	0.54
3237.5	1274.4	2.63	0.44
3238.0	795.2	1.64	0.65
3238.5	739.8	1.52	0.70
3239.0	772.8	1.59	0.67
3239.5	812.2	1.67	0.64
3240.0	812.2	1.67	0.64
3240.5	650.2	1.34	0.78
3241.0	650.2	1.34	0.78
3241.5	650.2	1.34	0.78
3242.0	522.0	1.09	0.93
3242.5	556.9	1.15	0.88
3243.0	441.0	0.911	1.00
3243.5	372.4	0.7694	1.00
3244.0	289.0	0.597	1.00
3244.5	384.1	0.793	1.00
3245.0	441.0	0.911	1.00
3245.5	275.5	0.569	1.00
3246.0	681.2	1.40	0.75
3246.5	795.2	1.64	0.65
3247.0	852.6	1.76	0.62
3247.5	761.7	1.57	0.68
3248.0	605.1	1.25	0.82
3248.5	424.3	0.876	1.00
3249.0	829.4	1.71	0.63
3249.5	1296.0	2.67	0.43
3250.0	1197.1	2.47	0.46
3250.5	888.0	1.85	0.60
3251.0	412.0	0.85	1.00
3251.5	645.1	1.33	0.78
3252.0	1030.4	2.128	0.53
3252.5	665.6	1.375	0.76
3253.0	2199.6	4.54	0.28
3253.5	2134.4	4.40	0.28
3254.0	1600.0	3.30	0.36
3254.5	26.0	0.05	1.00
3255.0	148.8	0.37	1.00
3255.5	262.4	0.542	1.00
3256.0	219.0	0.452	1.00
3256.5	219.0	0.452	1.00
3257.0	364.8	0.753	1.00
3257.5	292.4	0.604	1.00
3258.0	625.0	1.29	0.80
3258.5	368.6	0.76	1.00

SATURACION DE AGUA (FRACION)

0.1 0.2 0.3 0.4 0.5 0.6 0.7 0.8 0.9 1.0

PROFUNDIDAD (MBMR)

3199
3200
3201
3202
3203
3204
3205
3206
3207
3208
3209
3210
3211
3212
3213
3214
3215
3216
3217
3218
3219
3220
3221
3222
3223
3224
3225
3226
3227
3228
3229
3230
3231
3232
3233
3234
3235
3236
3237
3238
3239
3240
3241
3242
3243
3244
3245
3246
3247
3248
3249
3250
3251
3252
3253
3254
3255
3256
3257
3258

GRAFICA AG-4

METODO DE AGUILERA

5 CONCLUSIONES

Es un hecho que para obtener la saturación de fluidos de una formación lo ideal es obtener una muestra representativa de ella y medir el contenido de fluidos directamente en un laboratorio; sin embargo, esto no siempre es posible pues no en todos los pozos se cortan núcleos y cuando estos son cortados el contenido de fluidos original se altera por varios factores, es por esto que es necesario el empleo de métodos de registros geofísicos de pozos.

Como se podrá observar en los perfiles de saturación de agua, construídos a partir de los resultados obtenidos en cada método, algunos nos dan una distribución de fluidos muy similar como son el de Archie, Curvas de Presión Capilar y Análisis de Retorta, y otros como el de Tixier, Aguilera y el "de Razones" que tienen una distribución muy diferente con todos los métodos aplicados.

De estos tres últimos métodos podemos concluir que, las ecuaciones empíricas con las cuales trabajan, no dan resultados confiables para definir la distribución real de fluidos en este yacimiento, pues sus ecuaciones fueron ajustadas para

otros casos particulares. (Ver gráficas T11, RA-1, AG-4.

Uno de los parámetros de gran importancia para trazar el perfil de saturación de agua, es la saturación de agua irreductible, ya que como sabemos en la parte superior del yacimiento el valor de la saturación de agua se acerca a un valor mínimo.

En la aplicación del procedimiento de Archie se observa, como antes se mencionó, una gran similitud en el perfil con los métodos de laboratorio, (Ver gráfica AR-1). Con este método es posible determinar en forma aproximada, primero un valor de Swirr para cada una de las porosidades que se tengan en el yacimiento y segundo, una profundidad aproximada del contacto agua-aceite para cada porosidad, (Ver gráfica AR-1A).

El valor de Swirr se puede afinar posteriormente con las pruebas de desplazamiento hechas a los núcleos y las profundidades de los contactos con registros eléctricos, pruebas de producción y curvas de presión capilar como se realizó en este ejemplo.

Una desventaja que presenta este método, es la de tener que conocer la porosidad, ya sea con registros radioactivos o de laboratorio. Por otra parte el procedimiento de curvas de Presión Capilar simula fuerzas desplazantes en el yacimiento

para poder determinar la magnitud de las fuerzas capilares, su aplicación proporciona información útil para definir la distribución gravitacional de los fluidos. El perfil que se obtiene al aplicar este método sin tomar en cuenta el valor de la Swirr real es el de la gráfica C-7. Para este caso particular y para obtener la correcta distribución de fluidos fue necesario desplazar las curvas a partir del valor real de Swirr. (Ver gráfica C-5).

La desventaja de este método es que es muy laborioso.

Finalmente, en el procedimiento del análisis de retorta, aunque para este caso se obtuvieron resultados dentro del rango favorable, se deben tomar en cuenta los factores que alteran el contenido original de los fluidos de los núcleos. Estos factores son los siguientes:

En el corte de los núcleos el contenido de los fluidos se altera por dos procesos: Primero, la formación es sometida a presiones al perforarse, lo que provoca una invasión de fluidos en las proximidades de la pared del agujero. Segundo, la reducción de presión, cuando la muestra es llevada a la superficie, provoca la expulsión del aceite, gas y agua, entrampados. Por último, el traslado de núcleos del campo al laboratorio requiere de una preservación de los núcleos en equipo especial.

Estos son los factores que afectan los resultados obtenidos, (Ver gráfica R-1).

Con lo que respecta al pozo San Andrés No. 374, fue disparado en el intervalo 3235-3245 MBMR el 11 de agosto de 1984, con una producción inicial de 28 m^3 de aceite, RGA de $99 \text{ m}^3/\text{m}^3$ y una producción de agua de 50%, produjo una acumulativa de -- 1485 m^3 de aceite y se obturó el 25 de junio de 1985 con 99% de agua. Como se podrá observar en las gráficas C-5, R-1, -- AR-1, el intervalo antes mencionado tiene valores altos de saturación de agua. De acuerdo a estas gráficas lo mas conveniente era disparar de 3198-3208 MBMR.

Desafortunadamente no se hicieron pruebas de producción y no se dispararon más intervalos en esta formación, se tuvo una gasificación de fondo de 3229-3232 MBMR.

Se recomienda aplicar para este campo cualquiera de los Métodos de Archie, Análisis de Retorta o Curvas de Presión Capilar.

Dado que es difícil que se corten núcleos en cada pozo para aplicar los métodos de laboratorio se deberá emplear el método de Archie, pues la información es fácil de obtener, el método rápido y sencillo.

Por último se sugiere seguir el procedimiento de este ejemplo para otros yacimientos de formaciones limpias, para seleccionar uno o varios métodos de registros, que son más sencillos de aplicar.

BIBLIOGRAFIA

- 1.- Aguilera, R. Naturally Fractured Reservoirs; Tulsa, Oklahoma, 1980.
- 2.- Arroyo, C.F., 1985, Apuntes de Registros Geofísicos de Pozos, F.I., UNAM.
- 3.- Carballada, T.R., Determinación del Contenido de Fluidos Mediante el uso de una Destiladora Eléctrica a Presión Atmosférica, Poza Rica de Hgo. Ver., D.I.Y., 1967.
- 4.- Escobar, R.F., 1981, Principios de Mecánica de Yacimientos, Tesis Profesional.
- 5.- Gómez, R.O., 1985, Registros de Pozos, Parte I, México, D.F.
- 6.- Schlumberger, Fundamentos de la Interpretación de Perfiles, Vol. I, 1975.
- 7.- Schlumberger, Log Interpretación, Vol. II, 1974..
- 8.- Schlumberger, Log Interpretation Charts, Edición 1979.
- 9.- Determinaciones Petrofísicas, Pozo San Andrés 374, Formación: Jurásico San Andrés Inferior. Poza Rica de Hgo., Ver. 1985