

622.3382
BER

ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL



**BIBLIOTECA FICT
ESPOL**

**“ Análisis Cuantitativo de Registros
de Pozos con Aplicación de la
Computadora 1130**

TESIS DE GRADO

Que para Obtener el Título de

INGENIERO DE PETROLEOS

PRESENTA

Roberto Bermúdez Cedeño

GUAYAQUIL — ECUADOR

BIBLIOTECA



FACULTAD DE ING.
Y CIENCIAS DE LA TIERRA

DECLARO QUE: Hechos, ideas y doctrinas expuestas en esta tesis de grado son de mi exclusiva responsabilidad y que el patrimonio intelectual de la misma corresponde a la ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL.

"Reglamento de Títulos y Tesis. ESPOL"

ROBERTO BERMUDEZ CEDENO

AGRADECIMIENTO

*A la Escuela Superior Politécnica
del Litoral*

*Al Sr. Ing. HEINZ TERAN M.
"Por su valiosa colaboración
en la dirección de esta tesis"*



**BIBLIOTECA FICT
ESPOL**

*A todos mis profesores
"Por el cúmulo de experiencias
que me legaron durante mi for-
mación profesional"*

*A mis compañeros y amigos
de generación*

BIBLIOTECA



FACULTAD DE ING.
EN CIENCIAS DE LA TIERRA

A MIS PADRES

Sr. Roberto Bermúdez A.
Sra. Gilma Cedeño de Bermúdez

Como una pequeña retribución a sus grandes y nobles esfuerzos que llevaron a cabo para lograr mi formación profesional.

A MIS HERMANOS

Angela
Alejandro
Mariana
Leonardo
Carlos
María Dolores
Janeth

BIBLIOTECA



FACULTAD DE ING.
EN CIENCIAS DE LA TIERRA

"ANALISIS CUANTITATIVO DE REGISTROS DE POZOS CON
APLICACION DE LA COMPUTADORA 1130"

AUTOR

ROBERTO BERMUDEZ CEDENO



DIRECTOR **BIBLIOTECA FICT**
ESPOL

ING. HEINZ TERAN M.

INDICE

Pág.

RESUMEN

INTRODUCCION

CAPITULO I

Fundamentos Físicos de los registros corridos
en los pozos.

Conceptos fundamentales	4
Curva de potencial espontáneo SP	11
Como medir la resistividad en el pozo	19
Sistema convencional de perfiles de resisti- vidad.	20
Registro lateral	22
Registro normal	25
Microregistros y registro de calibración	27
Perfil de corriente enfocada	31
Microperfil de conducción	32
Registro de inducción	34
Registro de rayos gamma	38
Registro de densidad	42
Registro sónico	47

CAPITULO II

Teoría de las arenas limpias	52
Métodos para objetivizar niveles saturados con Hidrocarburos.	57



CAPITULO III

Análisis cuantitativo del Pozo # 1	
Intervalos analizados	61
Datos de encabezamientos de registros	62
Determinación de resistividad de agua	63
Métodos de comparación para objetivizar niveles saturados con Hidrocarburos.	68
Determinación de Porosidad	75
Determinación de la resistividad de la zona lavada	77
Corrección de los valores del registro normal (AM = 16")	78
Estimación de la resistividad verdadera y del diámetro de invasión	80
Determinación de saturación de agua y movilidad del aceite	82
Determinación de permeabilidades, factor volumétrico, viscosidad de aceite, productividad del pozo, aceite en superficie/Acre-Ft.	89
Análisis cuantitativo del Pozo # 2	
Intervalos analizados, datos de encabezamientos de registros.	97
Determinación de la resistividad de agua	98

	Pág.
Métodos para objetivizar niveles saturados de aceite.	102
Determinación de porosidad	108
Determinación de la resistividad de la zona lavada Rxo.	110
Corrección de las lecturas de la curva corta normal (AM = 18")	111
Estimación de los valores de resistividad verdadera.	112
Determinación de la saturación de agua y movilidad de aceite.	114
Determinación de permeabilidades, factor volumétrico.	120
Viscosidad de aceite, productividad del pozo, y aceite en superficie por (Acre - FT).	120
Análisis Cuantitativo del Pozo # 3	
Intervalos analizados	126
Datos de encabezamiento de registros, determinación de resistividad de agua.	127
Métodos para objetivizar niveles saturados del aceite.	131
Determinación de porosidad	137

IV

	Pág.
<i>Determinación de la resistividad de la zona lavada</i>	138
<i>Correcciones de las lecturas de la <u>corta normal</u> (AM = 16")</i>	139
<i>Determinación de los valores de resistividad verdadera, y diámetro de <u>invasión</u>.</i>	140
<i>Determinación de la saturación de agua y <u>movilidad</u> de aceite.</i>	141
<i>Determinación de permeabilidades, <u>factor volumétrico</u>, viscosidad de aceite, productividad del pozo, aceite en superficie por Acre - Ft.</i>	146
CONCLUSIONES	152
RECOMENDACIONES	155
TABLAS	156
PROGRAMAS DE COMPUTADORA	196
FIGURAS	252
REFERENCIAS	264

RESUMEN

Se presentan, los fundamentos físicos de los Registros eléctricos y radioactivos que se han corrido en los Pozos - objeto de estudio.

Siguiendo, se consideran las bases físicas para la aplicación de las fórmulas para determinar las propiedades en las arenas limpias, se presentan métodos de comparación para descartar niveles de agua y objetivizar los niveles saturados - de hidrocarburos.

Del análisis de los registros y teniendo en cuenta las condiciones hechas en los fundamentos físicos de los registros, se determinan: los intervalos de las formaciones más representativas; con la aplicación de la computadora se aplican los métodos de comparación, analizando las secciones de interés cada dos pies, se estima las porosidades de los niveles saturados con hidrocarburos, se determina la resistividad de la zona lavada, se corrigen las lecturas de la curva corta normal, se estima la resistividad verdadera de cada nivel en relación con el diámetro de invasión'

Con la aplicación de computadora se calcula la satura-

ción de agua y movilidad de aceite por dos métodos para ca
da nivel, luego se determina permeabilidad relativa al a-
gua y al aceite, relación agua petróleo, porcentaje de a-
gua, factor volumétrico y viscosidad de aceite con relación
a la profundidad, y, cantidad de aceite en superficie por A
cre - Ft de cada nivel.



INTRODUCCION

El deseo del hombre de conocer la corteza terrestre, motivado en un principio, por interés exclusivamente científico y después económico debido a la gran demanda de metales e hidrocarburos, y que para este objeto requieren de la tecnología, han desarrollado ciencias como la Geología y Geofísica.

Hasta ahora estas ciencias resultan los medios más apropiados para localizar los hidrocarburos, pero estos no dan evidencia de su acumulación. El único medio disponible para cerciorarse es la perforación.



Al penetrar una formación es necesario disponer de un grupo de métodos y herramientas para localizar y evaluar las formaciones atravesadas por el pozo. Dichos métodos pueden clasificarse en dos grupos: Métodos directos e indirectos, entre los primeros están el análisis de los rípios acarreados por el lodo de perforación; el otro método requiere de una herramienta especial que permita evaluar en el subsuelo parte de la formación que es atravesada por el pozo, como es obvio este último es más representativo que el primero, y una representación de él es el Perfilaje de Pozos.

¿QUE ES PERFILAJE DE POZOS?

Las acumulaciones petrolíferas suelen encontrarse en rocas porosas y permeables tales como areniscas y calizas cuando se encuentran en un ambiente favorable para la acumulación de hidrocarburos. Por eso, una vez perforado el pozo surgen las siguientes preguntas:

1. ¿Que clase de formación atravieza el pozo?
2. ¿Cuál es la profundidad del tope y del fondo de la formación?
3. ¿Cuales son las formaciones porosas?
4. ¿Cuál es la saturación de fluidos (agua, petróleo)?



BIBLIOTECA FISI
ESPOL

Para contestar estas preguntas se han desarrollado varios métodos, el de uso más común es el perfilaje eléctrico, completado por las medidas de la velocidad del sonido, radiactividad y otras propiedades de orden físico de la roca. En el perfilaje de pozos, las formaciones se distinguen por sus propiedades físicas y químicas a saber: resistividad eléctrica, potenciales electroquímicos naturales, radioactividad natural, captación nuclear de neutrones, dispersión de rayos gamma, etc. Todas estas mediciones se hacen "in situ" al bajar a lo largo del pozo instrumentos de medición.

EFFECTO DE LAS OPERACIONES DE PERFORACION, SOBRE LAS FORMACIONES ALREDEDOR DEL POZO.

La manera como se perfora un pozo tiene gran influencia sobre los perfiles que se registran debido en particular: resistividad del fluido de perforación, diámetro del pozo; invasión del filtrado de lodo en las formaciones adyacentes al pozo.

El sistema rotatorio es el método de perforación de pozos de petróleo más utilizado, en el cual el lodo de perforación se bombea por el interior de la tubería de perforación y se recupera por el espacio anular entre la tubería de revestimiento y la tubería de perforación, de tal manera que las formaciones están sometidas a la presión hidrostática de la columna de lodo y por consiguiente a la invasión del filtrado, ya que la presión de la columna de lodos va a ser mayor que la de la formación.

DIAMETRO DEL POZO

En formaciones porosas y permeables se observa lo siguiente:

1. En formaciones arenosas el diámetro del pozo es reducido, debido a que después de sacar la broca, ocurre cierta fil

tracción adicional, que da lugar a la formación de una costra de lodo.

2. En formaciones de calizas y dolomitas el diámetro del pozo se mantiene igual al diámetro de la broca, en el caso de presencia de yeso (anhidrita) existirá un agrandamiento debido a la disolución de la anhidrita causada por el lodo de perforación.

INVASION DEL FILTRADO

Este efecto en formaciones porosas y permeables, depende de la calidad y tipo de lodo empleado, y de las propiedades de las formaciones perforadas.



**BIBLIOTECA FICT
ESPOL**

PROPIEDADES DEL FILTRADO

Estudios realizados en laboratorios, han demostrado, que el volumen del filtrado, que pasa a través de la costra, es proporcional a la raíz cuadrada del tiempo de duración de la acción del filtrado.

CLASES DE FORMACION

Cuando las formaciones tienen bajas porosidades y permeabilidad, se observa una profunda invasión, tal es el caso de calizas, dolomitas y areniscas altamente cementadas, lo que

no ocurre en formaciones de alta porosidad y permeabilidad. Esto se lo puede analizar de la siguiente manera: si se está perforando con una determinada clase de lodo, que tiene una determinada pérdida de filtrado, al pasar por una formación de baja porosidad y permeabilidad este volumen de filtrado ocupará un mayor volumen de roca, lo que no ocurre en una formación altamente porosa y permeable.

CLASIFICACION DE LAS ZONAS ADYACENTES AL DIAMETRO DEL POZO

ZONA BALDEADA

Es la zona junto al diámetro del pozo, se caracteriza por que en formaciones limpias, los fluidos móviles presentes en la formación son desplazados por el filtrado del lodo, quedando solamente en esta zona una saturación residual de petróleo (ROS) y saturación irreductible de agua S_{wi} , si se trata de una roca hidrófila. En rocas lutíticas debido al agua de hidratación que se forma alrededor de las partículas de arcilla, la reacción es más compleja, en rocas limpias, se considera que los registros miden el verdadero factor de formación.

ZONA INVADIDA

Después de la zona de baldeo viene esta zona que se caracteriza, por estar compuesta de una mezcla de fluidos de formación y filtrado de lodo.

ZONA VIRGEN O NO CONTAMINADA

Se encuentra después de la zona invadida, ésta zona se caracteriza porque no se encuentra alterada, por la invasión del filtrado de lodo, es la zona de interés para hacer evaluación de formaciones.

PROBLEMAS DE INTERPRETACION DE PERFILES EN TERMINOS DE LAS CONDICIONES DEL POZO

En una formación porosa y permeable sea ésta acuífera o petrolífera, según las condiciones de invasión de la formación y del estado del pozo, se presentan diferentes réplicas en los perfiles eléctricos, debido a las variaciones en las propiedades físicas de las formaciones que atraviesa el pozo.



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

En una formación acuífera (Fig. # 1), la zona virgen o zona no contaminada, la que tiene una resistividad $R_o = FR_w$ y la resistividad del agua de formación es R_w , que generalmente será menor que 1 OHMN - METRO. Cuando la formación se ha perforado, es invadida por un filtrado de lodo de resistividad R_{mf} en la zona de baldeo. La resistividad de esta zona estará dada por $R_{xo} = FR_{mf}$ - perforando con lodo de agua dulce, como generalmente sucede R_{mf} será mayor que R_w , y la resistividad de la zona de baldeo será mayor que la zo-

na virgen o zona no contaminada.

Es imposible representar la resistividad de la zona invadida por un valor definido, solamente se lo puede aproximar y depende: del efecto geométrico de la distribución de fluidos, disminución del desplazamiento del agua innata a medida que se aleja del pozo, en conclusión se la puede estimar esta resistividad (R_z) por medio de la siguiente ecuación $R_i = FRZ$.

FORMACION PETROLIFERA

La Figura # 2 representa este caso, la cual en su zona no contaminada presenta una resistividad alta, magnitud que dependerá de la saturación de agua y del factor de formación se la estima de la siguiente manera: $R_t = FRw/Sw^2$ en la zona de baldeo se asume que el filtrado de lodo ha desplazado todos los fluidos móviles, dejando solamente saturación de aceite residual y saturación de agua irreductible, ésta resistividad se la puede estimar por medio de la siguiente ecuación:

$$R_{xo} = FRm_f / (1 - ROS)^2$$

Como en el caso de la formación acuífera la resistividad de la zona invadida no se la puede definir, pero se la estima mediante la siguiente ecuación:

$$R_i = FR_z / S_w i^2$$

En este caso la resistividad de la zona de baldeo es menor que la resistividad de la zona no contaminada.

En la mayoría de los casos existen tres incógnitas en el problema de interpretación de perfiles y son: Resistividad del agua de formación R_w , factor de formación F y resistividad verdadera de la formación R_t .

1. Resistividad del agua de formación R_w , se la puede obtener por análisis de muestras de agua de formación, interpolación en mapas de iso-resistividades cuando estos se encuentran disponibles, determinándola por medio de la curva de potencial espontáneo.
2. El factor de formación F se lo puede evaluar a partir de una curva de resistividad de investigación pequeña, o de un registro radioactivo (densidad, Neutron, Sonico) determinado primero de la porosidad.
3. La resistividad verdadera de la formación R_t se lo obtiene de un registro de investigación profunda que no esté afectado por las zonas invadidas.

El diámetro de invasión del filtrado DI se lo puede determinar cuando se dispone de curvas que investigan distancias progresivamente más retiradas del diámetro del pozo.



CURVA. DE POTENCIAL ESPONTANEO (SP)

La curva de autopotencial se llama también, Potencial Espontáneo (SP), y potencial natural. Los adjetivos anteriores sugieren el registro de una corriente eléctrica de fuente natural.

En efecto el electrodo (M) se conecta por un alambre aislado, con un voltímetro registrador (Rs) tal como lo muestra la Figura # 3, el otro polo del voltímetro se conecta con el electrodo (N) puesto a tierra en la superficie terrestre. Su biendo por el pozo el electrodo (M) se registra la curva, la cual es la medida de la diferencia en potencial entre los electrodos (M) y (N).

Como el electrodo (N) permanece fijo, la curva registrada representa las variaciones de la diferencia en potencial entre el lodo, al nivel de cada formación, y un punto fijo (N), de potencial constante. Este es un circuito eléctrico simple, y puesto que por fuera no se usa ningún generador para suplir energía, los potenciales registrados los producen espontáneamente las formaciones; de ahí el nombre de la curva.

FUNDAMENTO DE MEDIDA

La generación de potenciales eléctricos en el pozo, se

produce de la siguiente manera: si se observa una pila voltaica (Fig. # 4-a) en la cual la diferencia de potenciales proviene de la acumulación de iones negativos sobre la placa de zinc. Siempre que las placas de zinc y cobre estén unidas - por una cadena zinc-cobre-ácido para que fluya energía eléctrica.

Un fenómeno electro-químico semejante produce la mayor parte del auto potencial presente en el pozo. La fuerza electromotriz que genera corrientes espontáneas es mediante la unión de dos soluciones de cloruro de sodio (Cl. Na) de diferente concentración, en esta pila de concentración los iones fluyen de la solución mas concentrada, a la menos concentrada - (Fig. # 4-b).

No son muy altos los potenciales generados por las soluciones, aún cuando haya gran diferencia entre las concentraciones, pero si las dos soluciones están separadas por un tabique arcilloso se observan potenciales mas altos. A esto se le llama potencial de membrana o simplemente potencial de lutita (Fig. # 4-c).

En la Fig. # 4-d, puede verse el referido efecto antes mencionado, pues muestra una formación porosa saturada de agua salada que yace entre dos capas de lutitas, por esas for-



maciones pasa un hueco (pozo) que contiene lodo de perforación hecho a base de agua dulce. Es de observar que este sistema tiene los mismos elementos de la pila de concentración - de la Fig. # 4-c.

La solución mas concentrada (agua de formación) que satura la arenisca, esta separada de la solución menos concentrada de filtrado de lodo. Por tanto, los potenciales de contacto se producen y crean electricidad fluyente a través de la arenisca, de la lutita y del lodo, como lo indican los círculos señalados por las flechas en los límites de la formación. Esta corriente en el lodo causa diferencia en potencial que es registrada por el electrodo movil (M). Así como se obtiene la curva de autopotencial, la que es registrada por los instrumentos situados fuera del pozo. A mayor diferencia en salinidad: entre el lodo y el agua de formación, corresponde mayor intensidad de la corriente generada por la pila. Si el lodo es más dulce que el agua de formación, el autopotencial es negativo y esto ocurre en areniscas con agua salada y en casi todas las petrolíferas, las cuales siempre contienen algo de agua irreductible. Este potencial se lo denomina potencial de difusión y se lo puede evaluar ⁽¹⁾ mediante la siguiente ecuación:

$$E_d = \frac{V - \mu}{V + \mu} \frac{RT}{nF} \ln \frac{C_1}{C_2} \quad 1-1$$

v = movilidad del Ce^- = 66.7×10^{-5} cm/sec/vol

μ = movilidad del Na^+ = 45.6×10^{-5} cm/sec/vol

C = concentración de los líquidos; similares $C_1 = \frac{1}{Rw}$,
 $C_2 = \frac{1}{Rm_f}$

R = 8.314 joules

T = 25°C

F = 86.540 Coulombios

n = 1

Reemplazando valores:

$$E_d = - 11.6 \text{ Log } \frac{Rm_f}{Rw}$$



...En el caso del potencial de membrana de lutita, existe una absorción de ion Cl^- por la partícula de lutita - haciendo positivo el campo ocupado por el lodo se lo puede evaluar mediante la siguiente ecuación:

$$E_{sh} = + \frac{RT}{nF} \ln \frac{C_1}{C_2} \quad 1-2$$

Haciendo las sustituciones respectivas

$$E_{sh} = 59.1 \text{ Log } \frac{Rm_f}{Rw} \quad 1-3$$

El potencial registrado en la curva está dado

$$SP = Ed + Esh = - 70.7 \text{ Log } \frac{Rm_f}{Rw} \quad 1-4$$

$$SSP = - \frac{70.7 \times (460 + T^{\circ}F)}{537} \text{ Log } \frac{Rm_f}{Rw} \quad 1-5$$

FACTORES QUE ALTERAN EL REGISTRO DE LA CURVA

1. Resistividad de Lodo Rm .- Este factor controla la resistividad del filtrado de lodo Rm_f , la cual junto con la resistividad del agua de formación es la principal causa de la deflexión de la curva de (SP).
2. Densidad de Lodo Dm .- Este factor es responsable de la presión que ejerce la columna de lodo sobre las formaciones y está en relación con la invasión del filtrado.

El filtrado de lodo permite por momento que se desarrolle a través de la costra, un flujo de potencial electrocinético que no lo toma en cuenta las deflexiones de la curva de potencial espontáneo. ⁽²⁾

3. Composición del Lodo .- Es ampliamente conocido que la composición del lodo, está condicionada a consideraciones económicas, rendimiento mecánico, completaciones de pozos, etc. más nunca a las condiciones de los registros.

Para interpretaciones prácticas de la curva se puede distinguir lo siguiente:



- a) Lodos A Base de Agua Dulce.- CeNa < 1%, Ca < 50 ppm dan deflexiones normales excepto lodos tratados con cal Rosa en los cuales $11.5 < Ph < 13$
- b) Lodos a Base de Aceite.- El filtrado de lodo es Aceite y no conduce electricidad, la curva de (SP) no existe, sin embargo alguna curva de pseudopotencial puede ser registrada con electrodos metálicos.
4. Espesor de costra de lodo.- La costra es parte responsable de la magnitud del potencial espontáneo.
5. Temperatura de las profundidades alcanzadas.- Afecta el coeficiente de la ecuación electroquímica 1-5

$$K = \frac{-70.7 \times (460 + T^{\circ}F)}{537}$$

Este mismo factor es responsable de la variación de las líneas lutitas, pero por ajustes instrumentales no afecta la curva.

6. Espesor de Estrato. Junto con la verdadera resistividad de la formación son los responsables de la amplitud del (SP), las lecturas de SP leídas del registro se las puede corregir para este factor por la figura (6-6 Handbook - Pirson).

7. Invasión del Filtrado de Lodo.- La profundidad de invasión afecta las deflexiones de la curva.

La pequeña deflexión presentada por la curva es muchas veces producido por intercalaciones de lutitas, las cuales al generar su potencial hacen acortar las deflexiones del (SP).

8. Efectos Instrumentales.- Tales como: la inestabilidad de los electrodos, bimetalismo, magnetización (cable), afectan la curva.

9. Efectos atmosféricos.- Tales como: Instrumentos magnéticos, auroras boreales, corrosión electrolítica, etc. alteran la curva.



PARA QUE SIRVE LA CURVA?

BIBLIOTECA FIC?

ESPOL

1. Determinación de la resistividad del agua **ESPOL** Indicación (Rw).- La que se puede obtener de la ecuación electroquímica dada anteriormente.
2. Indicación de límite de la formación (tope, fondo).- Los puntos de inflexión siempre marcan el contacto entre las lutitas y las formaciones porosas y permeables (areniscas y calizas), Deflexiones en la parte negativa indican secciones permeables y en la parte positiva es in

dicación de lutita.

3. Correlación geológica.:- Este es uno de los principales uso de la curva, a causa de la forma que presentan ciertos horizontes geológicos entre pozo y pozo y que tomándolos todos en conjunto son indicaciones de procesos sedimentarios.

LA RESISTIVIDAD

La Fig. #-5 muestra un trozo de Roca (formación) para medición eléctrica en el laboratorio.

Los polos de un generador se conectan con los extremos de la muestra en las posiciones (A) y (B), la corriente fluye de (A) hacia (B). La caída de voltaje es causada por la resistencia de la Roca al flujo eléctrico. Esta caída de voltaje se mide en voltios. La resistencia que ocasiona una pérdida de potencial entre (M) y (N) es una propiedad física de la roca en examen. A mayor resistividad de la roca corresponderá mayor pérdida de potencial entre (M) y (N). La resistividad es la resistencia de una unidad de volumen al paso de la corriente y se mide generalmente en OHMNOS metro cuadrado/m. Por tanto una formación de 10 OHMNOS - m²/m. de resistividad tienen una resistencia de 10 OHMNOS al paso de la corriente eléctrica.

trica por cada metro cúbico de formación.

COMO MEDIR LA RESISTIVIDAD EN EL POZO

En la Fig. #-6 se observa que una corriente eléctrica es transmitida por alambres aislados, entre los electrodos (A) y (B). Al pasar de (A) hacia (B), la corriente se dispersa en la formación y la mayor parte se concentra en la trayectoria mostrada, si usando otros dos electrodos (M) y (N) medimos el voltaje entre los mismos, podemos averiguar la resistencia de las formaciones adyacentes entre las dos superficies equipotenciales que pasan por (M) y (N). Por consiguiente podríamos medir la resistividad de un volumen de la formación limitada por ambas superficies equipotenciales y por un cilindro cóncavo que sigue la trayectoria de la corriente. Este volumen se puede llamar el "Factor Geométrico" del medidor en uso. En conclusión el factor geométrico es la porción de la formación que tiene influencia pronunciada sobre la medida de la resistividad en el subsuelo. La determinación de la caída de voltaje producida a través de esa porción de formación permite medir la resistividad de la misma, en una manera semejante al método para medir resistividad en el laboratorio.

Los sistemas de electrodos pueden ser de varios tamaños y

arreglos la distancia horizontal alcanzada por la medida de resistividad es lo que se llama radio de investigación, la distancia entre electrodos determina la profundidad de investigación y tiene relación con el espaciado entre los electrodos.

Es esencial registrar las curvas de resistividad de un amplio radio de investigación, porque en formaciones porosas y permeables las zonas adyacentes al diámetro del pozo suelen estar invadidas por el filtrado del lodo. Por eso cuando se usa un espaciado de electrodos bastante grande, los efectos de invasión no influyen apreciablemente en esa medida y se las puede considerar como fieles representativas de la resistividad verdadera de la formación, siempre y cuando éstas el espesor apropiado.



DISPOSITIVOS CONVENCIONALES DE PERFILES

BIBLIOTECA FICTICIA
ESPOL

Determinación de potencial a determinada distancia de la fuente de corriente.

Se considera la caída de potencial entre dos esferas de radios (r) y $(r + dr)$ respectivamente como muestra la Fig. #6-a con un electrodo de corriente (B) localizado a una distancia muy grande. Por la ley de OHM, se tiene:

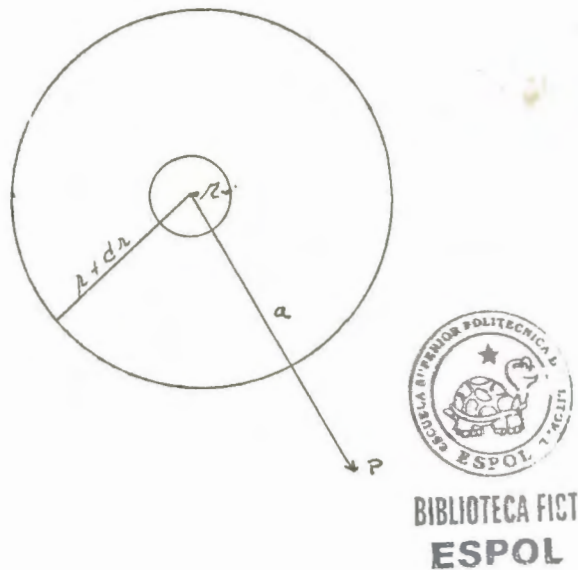


FIG. # 6-a

$$d v = - \frac{R I}{4 \pi r^2} d r \quad 1-6$$

El signo negativo se incluye ya que a medida que aumenta los valores de r disminuye el potencial V .

Integrando entre una distancia apreciable, llamemos a ella ∞ , la distancia (a) de un punto p cualquiera se tiene:

$$v_p = \frac{R I}{4 \pi} \int_{\infty}^a \frac{d r}{r^2} = \frac{R I}{4 \pi a} \quad 1-7$$

Donde: R = Resistividad del medio, I = Intensidad de corriente

te, esta ecuación es básica para entender las medidas de resistividad, por medio del sistema de electrodos múltiples.

SISTEMA DE TRES ELECTRODOS (REGISTRO LATERAL)

Fundamento físico del Sistema.- Un diagrama esquemático de este dispositivo se muestra en la figura #7. En este tipo de Registro, la corriente (I) aplicada al electrodo A situado dentro del pozo pasa a través de las formaciones y regresa al electrodo B situado en la superficie de la tierra, en realidad este electrodo se encuentra dentro del pozo pero situado a una gran distancia de los electrodos A, M y N. La diferencia de potencial, ΔV se mide entre los electrodos (M) y (N) situados por debajo del electrodo de corriente A. Conociendo, que el potencial de varias fuentes es aditivo a un punto se tiene que para el electrodo de voltaje M.

$$V_M = \frac{RI}{4\pi} \left(\frac{1}{AM} - \frac{1}{BM} \right) = \frac{RI}{4\pi a} \quad 1-8$$

La distancia BM y BN se las considera muy grande con respecto $AM = a$ y $AN = a + b$. En forma similar para el electrodo de Voltaje N.

$$V_N = \frac{RI}{4\pi} \left(\frac{1}{AN} - \frac{1}{BN} \right) = \frac{RI}{4\pi} \frac{1}{a + b} \quad 1-9$$

Por lo tanto $AV = V_M - V_N$

$$AV = \frac{RI}{4\pi} \left(\frac{1}{a} - \frac{1}{a+b} \right) = \frac{RI}{4\pi} \frac{b}{a(a+b)} \quad 1-10$$

De esta ecuación se puede calcular la resistividad verdadera de la formación, siempre y cuando se trate de formaciones completamente homogéneas y que la resistividad del lodo sea igual a la resistividad de las formaciones, lo que es sumamente ideal, concluyendo entonces que lo que mide el registro es una resistividad aparente.

OBJETO DE LA CURVA

El Dispositivo lateral está caracterizado por la distancia AO donde O es el centro entre M y N y varía en longitud de 6 hasta 24 pies. Un espaciamiento Standard $ESPOL$ una longitud $AO = 18$ pies, 8 pulgadas y su objetivo es medir la resistividad de la zona verdadera por su gran espaciamiento.

FACTORES QUE AFECTAN LOS VALORES DE RESISTIVIDAD DE LAS FORMACIONES MEDIDAS CON LAS HERRAMIENTAS CONVENCIONALES.

Estos factores son: ⁽³⁾ Presencia de un fluido de resistividad R_m en el pozo cuyo diámetro es d , presencia de una zona



BIBLIOTECA FIC

ESPOL

invadida, y espesor de la formación h .

Espesor de la formación.- Este efecto se lo relaciona con el espaciamiento de los electrodos. En el caso de que la formación es cuatro o cinco veces mayor que el espacimientto de los electrodos y si se trata de una formación no invadida, con diámetro del pozo pequeño, la resistividad leída en el registro es la verdadera. Para casos en que el espesor de las formaciones es menor que los valores citados anteriormente los efectos del espesor de la formación comienzan a interferir y será necesario corregir estos valores de la resistividad. Este factor es responsable de la forma de la curva

Diámetro del pozo.- Aún cuando el espesor de la formación no afecte las lecturas del registro, debe ser considerado para el diámetro de pozo y resistividad del lodo porque es otro factor que distorsiona la curva, este factor de corrección se lo puede evaluar para la curva lateral, según la fig. 8-9 Handbook Pirson.

Una buena estimación del diámetro de invasión DI y de la resistividad verdadera R_T a partir de los registros convencionales de resistividad de crecientes radio de investigación, es por la combinación de gráficos presentados en las fi-



BIBLIOTECA
ESPOL

guras 8-13 Handbook - Pirson. Las correcciones se hacen teniendo en cuenta que una buena interpretación de perfiles eléctricos convencionales depende muchas veces del avalúo cuantitativo de los efectos de distorsión, ya sean estos, efecto de espesor de estrato y contraste de resistividades.

Sistema de dos electrodos (Curva normal).- Este sistema está presentado en la figura#8. La corriente se aplica a los electrodos A y B situados en el pozo, la diferencia de potencial se mide entre un electrodo (N) y un electrodo (M). En una formación homogénea sin contrastes de resistividades se tiene:

$$V_{AM} = \frac{RI}{4\pi AM}$$



1-11

La caída de potencial en el electrodo N ^{causada} por los electrodos de corriente A y B, lo mismo que el efecto B sobre M, se pueden ignorar debido a la larga distancia que separa los electrodos B y N del conjunto A y M. Por lo tanto la resistividad medida por el registro será:

$$R_a = 4\pi AM \frac{V_{MN}}{I}$$

1-12

Objetivo de la Curva.- Uno de los espaciamientos de electro-

dos más comunes para la curva normal es $AM = 16''$ lo que nos indica que su radio de investigación es pequeño, comunmente se considera que la curva corta normal lee la zona invadida, y en ciertos casos cuando las formaciones son altamente porosas y permeables, lee la resistividad verdadera de la formación debido a la poca invasión.⁽⁴⁾

Factores que afectan las lecturas de resistividad de curva normal.-

Además de los factores que se han mencionado anteriormente, como resistividad de lodo, diámetro del pozo, efecto de estrato adyacente, existen:

Efectos Instrumentales.- La mala protección de los cables de corriente produce un escape de la misma, que no se toma en consideración para la determinación de la resistividad de la formación en el registro.

Resistividad de lodo (R_m).- Un descenso en la resistividad de lodo, hace tener menor definición en la curva.

MICROREGISTROS, Y REGISTRO DE CALIBRACION

Este tipo de registros, fueron diseñados de tal manera que se investigue un volumen muy pequeño de formación de pocas pulgadas cúbicas adyacentes a la pared del pozo y para que se elimine el efecto de la columna del lodo, Fig# 8-a.

La resistividad se mide por medio de tres electrodos - situados a cierta distancia uno del otro, sobre una almohadilla que está en estrecho contacto con la pared del pozo.

Dos medidas de resistividad son registradas, al aplicarse una corriente de intensidad conocida a través del electrodo (A), si se registra la diferencia de potencial creada por esta corriente, por una parte entre los electrodos M_1 y M_2 , y por otra, entre el electrodo M_2 y otro electrodo de referencia situado en la superficie.

Las combinaciones A, M_1, M_2 se denomina microinverso, y la combinación A, M_2 , se la denomina micronormal, de donde se observa que el volumen medido por el microinverso es menor que el micronormal debido a la diferencia de espaciamiento de electrodos.

La mayoría de los registros incluye una segunda almoha-

dilla idéntica y directamente opuesta a la primera. La dis-
tancia entre las caras externas de las dos almohadillas es
registrada continuamente en la misma corrida en que se efec-
túa el microregistro, resultando un registro denominado de
Microcalibración, el cual es un registro detallado de la va-
riación del diámetro del pozo, este registro es muy exacto y
puede medir variaciones de diámetro hasta, de un tamaño de
 $1/8''$.

Objeto de la curva.- Cuando el registro se aplica a un es-
trato poroso y permeable, la costra de lodo representa una -
porción de volumen importante en la medición, la otra parte
del volumen es una porción de la formación que de acuerdo a
experimentos de laboratorios se extiende aproximadamente has-
ta 3" detrás de la pared del pozo. Los fluidos presentes en
esta parte de la formación son desalojados por el filtrado -
de lodo, así la resistividad de esta zona lavada está en re-
lación directa con el filtrado de lodo.

Debido al menor radio de investigación, el sistema mi-
croinverso, leerá la resistividad de la costra de lodo, y
el micronormal la resistividad de la zona lavada. Por consi-
guiente, los valores que proporcionan las dos diferentes com-
binaciones de electrodos son generalmente distintos, a esta
diferencia de lecturas se las denomina separación. Como en

la mayoría de los casos la resistividad de la zona lavada es mayor que la de la costra de lodo, la lectura de la micronormal será mayor que la de microinversa y a esta separación se la considera positiva, y se lo toma como criterio, para reconocer formaciones porosas y permeables, este criterio no funciona cuando el espesor de costra es muy delgado lo cual sucede en lodos de alta salinidad, otra excepción cuando la invasión es muy pequeña y la formación contiene agua salada.

Factores que alteran la curva

Diámetro del Pozo.- Este factor se lo puede corregir por las cartas correspondientes al diseño de cada herramienta.

Espesor y resistividad de costra de lodo.- Son los factores mas importantes de la operación de estos registros, el espesor de costra, es dado por el microcalibrador, pero cuando existe un agrandamiento del pozo, este espesor no es visto por el microcalibrador y las lecturas serán falsas para esta condición existen curvas tales como la fig. 10-6 Handbook de Pirson con la que se puede, determinar el espesor de costra, este factor es el que más altera la determinación de la resistividad de la zona lavada $R \times o$.

Efectos Instrumentales.- La veracidad de lectura depende del

funcionamiento del sistema eléctrico y mecánico de la herramienta.

Condiciones Óptimas.- Para el uso cuantitativo de este tipo de registro se considera que las mejores condiciones se presentan cuando la porosidad es mayor 15%, Espesor de costra menor 1/2" y R_x o/Rmc mayor 25.



BIBLIOTECA FISICA
ESPOL

BIBLIOTECA



FACULTAD DE ING.
CIENCIAS DE LA TIERRA

PERFILES ELECTRICOS DE CORRIENTE ENFOCADA

En todos los sistemas convencionales de registros, la corriente de excitación se desvía de los electrodos de corriente en forma no controlada y las líneas de flujo de corriente buscan trayectorias de menor resistencia, es decir fluyen a través de las formaciones de baja resistividad, para el caso de formaciones de alta resistividad los sistemas convencionales de registros tienen poca efectividad y para poder investigar este tipo de formaciones es necesario enfocar la corriente lateralmente dentro de las formaciones.

Este tipo de registros se los puede clasificar:

1. Dispositivos Conductivos. - Este tipo de registro es una clase de perfil eléctrico en donde un haz de corriente de intensidad constante y de espesor calibrado se enfoca por medio de un control automático, con este tipo de dispositivo se elimina el efecto de la columna de lodo, como el efecto de las formaciones adyacentes, siempre y cuando el espesor sea mayor que el haz de corriente.
2. Dispositivos Inductivos o de Inducción. Se caracteriza porque el enfoque de corriente se lo hace por medio de bobinas.

Micro perfil de conducción.- Fig. # 9. Este tipo de dispositivo, consiste de un electrodo central A_0 , y tres electrodos de anillos M_1 , M_2 y A_1 concéntricos respecto A_0 , estos electrodos están colocados en un cofincillo aislado el cual se aplica contra la pared del pozo.

Una determinada corriente de intensidad constante se en^uvia a través del electrodo central A_0 , y otra corriente de la misma polaridad se alimenta a través del electrodo de anillo exterior A_1 , bien conocido es el hecho de que dos corrientes de igual polaridad se repelen, y es uno de los factores fundamentales para que la corriente del electrodo A_0 se enfoque lateralmente hacia las formaciones. La intensidad de corriente del electrodo A_1 se regula continua y automáticamente en tal forma que la diferencia de potencial entre los anillos M_1 y M_2 se mantiene prácticamente igual a cero, el potencial - ya sea del electrodo M_1 o M_2 se registra, la resistividad aparente registrada por el dispositivo es proporcional al potencial registrado.

La figura muestra esquemáticamente la distribución de líneas, de corrientes, la superficie que abarca el haz de corriente emitido del electrodo A_0 (Parte sombreada) es prácticamente perpendicular a la almohadilla y su radio de investigación cerca de la almohadilla es aproximadamente igual a 2

pulgadas.

Objeto de la curva.- Además de la delimitación de estratos, es posible con este registro determinar con precisión, la resistividad, de la zona lavada Rxo, para altos valores de la relación Rxo/Rmc. siempre que el espesor de costra no exceda 3/8", y se lo utiliza comunmente cuando se está perforando con lodos salados, el Proximity Log que es un tipo de microlatero perfil, pero el cual no está influenciado por el espesor de costra de lodo y trabaja tanto en lodo a base de agua salada como en lodos a base de agua dulce y provee un mayor volumen de formación a ser medida.

Factores que afectan la Curva.

Espesor de costra de Lodo.- Está influencia es despreciable cuando, se tratan de costras pequeñas menores 3/8" para posibles efectos, de anisotropía de la costra de lodo siempre y cuando los espesores de costra no excedan en 1/2" y la relación $R_{MLL}/R_{MC} > 25$ la evaluación de la resistividad de la zona lavada es buena.

El perfil de proximidad es más aplicable cuando el espesor de costra de Lodo es mayor que 3/8" y es muy útil en la interpretación de los otros perfiles de resistividades.



BIBLIOTECA FIC:
ESPOL

REGISTRO INDUCTIVO O DE INDUCCION

Este tipo de Dispositivos se usa para medir la conductividad (Recíproca de la resistividad) de las formaciones, mediante corrientes alternas inducidas, por tratarse de un método electro magnético, se usan bobinas aisladas, para energizar las formaciones.

El Registro es corrido a hueco abierto, trabajando con bastante efectividad cuanto se tiene en el pozo los fluídos - comunmente usados en la perforación.

La Fig. # 10 es un sistema simple de inducción, compuesto de una bobina trasmisora y otra receptora, se llama espaciado la distancia entre las dos bobinas el punto de medición que da a la mitad de esa distancia.

A la bobina trasmisora se le envía una corriente alterna de magnitud y frecuencia constantes por medio de un oscilador. El campo magnético resultante induce corrientes circulares en la parte de la formación que rodea al dispositivo. A su turno, las corrientes generan su propio campo magnético el cual induce una corriente en la bobina receptora. La intensidad de las corrientes inducidas en la formación, es proporcional a la conductividad de las formaciones. De esto se deduce que las seña

les inducidas en la bobina receptora son proporcionales a la conductividad de la formación e inversamente proporcionales a su resistividad.

El volumen de formación en el que se concentran las corrientes es el factor geométrico del sistema.

Además de las bobinas trasmisoras y receptora en los sistemas modernos de inducción se insertan bobinas auxiliares que actúan como electrodos enfocadores del campo de la bobina trasmisora, es decir las lecturas del registro no van a ser afectadas por: Diámetro del pozo, resistividad del lodo, y espesor de estrato, y es especialmente ventajoso donde se usan lodos a base de aceite o a base de agua dulce.

FACTORES QUE ALTERAN EL REGISTRO



BIBLIOTECA FIC

ESPOL

Efectos de la invasión.- Para mostrar este efecto supongamos que la formación que se perfila se divide en un sinnúmero de cilindros coaxiales con el eje del pozo. La conductividad de cada uno de estos cilindros anulares dependerá de si contiene la zona lavada, la zona invadida o la zona no contaminada. La contribución de cada región a la lectura del perfil está dada por el producto, del factor geométrico por su conductividad. El gráfico Rcor -4 (Schlumberger) provee una solución

de los factores geométricos "Radiales integrados", esta contribución de las respectivas zonas se las relaciona mediante la siguiente ecuación:

$$\frac{1}{RIL} = \frac{G(di)}{Rxo} + \frac{1 - G(di)}{Rt} \quad 1-13$$

Tal es así, que para un diámetro de invasión $DI = 70''$ el factor radial integrado es 0.2 según Rcor-4, y que reemplazando en la ecuación anterior.

$$\frac{1}{RIL} = \frac{0.2}{Rxo} + \frac{0.8}{Rt}$$

Lo que demuestra que la lectura del ~~perfil~~ perfil aporta el 80% de la resistividad verdadera.



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

Formaciones resistivas.- La precisión del registro es pobre, cuando las señales de conductividad son muy pequeñas. Para que este error no exceda de un 20%, las conductividades de las formaciones deben ser mayor 10 mil imhos-m o la resistividad menor 100 Ohmn-m.

Objeto de la Curva.- El uso de este perfil, con la mayoría de los fluidos de perforación es recomendable.

En enfoque vertical es bueno, permitiendo evaluaciones seguras en capas hasta de 5 pies.

Si el diámetro de invasión es menor que 100" se puede obtener buenos resultados de la resistividad verdadera de la formación, siempre y cuando $R_t < 3 R_{xo}$.



**BIBLIOTECA FICT
ESPOL**

PERFIL DE RAYOS GAMMA

Este tipo de dispositivos es una medida de la radioactividad natural de las formaciones. En formaciones sedimentarias, el perfil refleja el contenido de lutitas en las formaciones, esto es porque los elementos radioactivos tienden a concentrarse en arcillas y lutitas, formaciones limpias como areniscas y calizas tienen generalmente un nivel bajo de radioactividad, a menos que estén contaminadas de cenizas volcánicas o sustancias graníticas radioactivas, o cuando las aguas de formación contienen sales de potasio disueltas.

Este tipo de perfil puede ser registrado en pozos donde existe ya la tubería de revestimiento o que no tienen esta tubería y donde no es satisfactorio registrar la curva del S.P., en cualquier caso es útil para la ubicación de capas lutíticas y para correlaciones.

Fundamento de medida.- Los rayos gamma son ondas electromagnéticas de alta energía que son emitidos espontáneamente por algunos elementos radioactivos. Comúnmente toda la radiación gamma de la tierra es emitida por el isótopo radioactivo del potasio de peso atómico 40 y por elementos radioactivos de la serie Uranio-Torio.

Al pasar a través de las formaciones, los rayos gamma experimentan sucesivas colisiones con los átomos de las formaciones, perdiendo energía en cada colisión. Finalmente después de que el rayo gamma ha perdido suficiente energía es absorbido. Los rayos gamma de baja energía son entonces, absorbidos completamente por los átomos de la formación, dando lugar a la expulsión de electrones desde dichos átomos. Esta última etapa es un proceso de ionización, y es la causa para que el proceso se lo pueda detectar. Existen algunos tipos de detectores de rayos gamma, pero en la actualidad se han puesto en uso los scintilómetros dado que su longitud activa es solo de pocas pulgadas y proveen una buena delimitación de las formaciones.

Scintilometro.- Fig. # 11. Este instrumento está basado en la luminiscencia inducida en ciertas sustancias cuando son bombardeadas con sustancias radioactivas.

Consta de dos partes principales: un cristal transparente que emite un centelleo de luz cuando un rayo gamma choca contra él y un tubo fotomultiplicador que convierte ese centelleo de luz en un impulso eléctrico. Cuando el centelleo de la luz choca contra la superficie fotosensible (catodo primario) del tubo fotomultiplicador, emite electrones que son multiplicados después de chocar en cátodos secundarios. El impul

o eléctrico es ampliado, y enviado por el cable conductor a la superficie.

Factores que afectan la medida

Variaciones estadísticas.- Dada la naturaleza estadística del fenómeno el número de rayos gamma que llega al contador fluctúa incluso cuando el dispositivo está inmóvil en el pozo. Sin embargo el número de rayos gamma contados por segundo sobre un período de tiempo suficientemente largo será prácticamente constante, el período de tiempo necesario para obtener un buen promedio de cuenta es usualmente de algunos segundos; se utilizan circuitos amortiguadores de variaciones estadísticas a base de acoplamiento en los circuitos de medida.

Efecto del pozo.- Las condiciones del pozo tales como: diámetro del pozo, peso del lodo, tubería de revestimiento alteran la curva, ya que estos materiales interpuestos entre la formación y el contador, absorben rayos gamma, los gráficos POR - 7, POR - 8 (Schlumberger) determinan los factores de correcciones.

Calibración.- Los perfiles de rayos gamma son usualmente calibrados en unidades API. Esta calibración se basa en el uso

de una norma permanente de calibración para establecer un id
des modelo para los perfiles radioactivos un modelo de ca-
 libración del dispositivo de rayos gamma, ⁽⁵⁾ se presenta en la
 Fig. # 12.

Objeto de la curva.- Este perfil es particularmente útil pa-
 ra la definición de estratos de lutita cuando la curva del po-
 tencial espontáneo (SP) está redondeada (formaciones resis-
 tivas), o aplanada (formaciones acuíferas) o cuando no se pue-
 de registrar la curva de SP (lodos no conductivos, pozo con
 tubería de revestimiento). El perfil de rayos gamma refleja
 la proporción de lutita y puede ser usado cuantitativamente
 como indicador de contenido de lutita.

Se utiliza también el perfil de rayos gamma para corre-
 laciones en pozos con tubería de revestimiento y en explora-
 ción de acumulaciones de aceite en áreas cercanas a las ya ex-
 plotadas.



BIBLIOTECA FIC

ESPOL

PERFIL DE DENSIDAD

La experiencia ha demostrado que la densidad de la formación es un parámetro muy útil para evaluar formaciones, cuando se conoce la litología de la matriz de la formación, la porosidad puede ser computada a partir de los datos de densidad con exactitud y rapidez. En el pasado, sin embargo, el uso de perfiles de densidad estaba limitado por lo difícil de las correcciones para obtener densidades de formación verdaderas, de los valores del perfil. Las costras de lodos en formaciones permeables y las asperezas de las paredes del pozo, eran factores desagradables, ya que el instrumento estaba privado de un contacto directo con la formación. Se intentado corregir estos inconvenientes corriendo simultáneamente un registro calibrador, estimando la distancia entre la herramienta y la pared y suponiendo que la composición de los materiales interpuestos eran conocidas. Aún cuando estas correcciones eran frecuentemente correctas no se puede depender siempre de ellas.

El perfil de densidad con compensación (FDC) recién introducido, corrige automáticamente los efectos causado por la costra de lodo, e irregularidades menores en la pared del pozo. El perfil permite leer directamente los valores de densidad total.

Fundamento de medida.- Una fuente radioactiva colocada en una almohadilla, es aplicada contra la pared del pozo, la cual emite hacia la formación rayos gamma de mediana energía, los mismos que chocan contra los electrones de los átomos de la formación, en cada choque el rayo gamma cede algo de su energía al electrón y prosigue su trayectoria con menor velocidad (efecto compton), el detector de la herramienta está diseñada, para captar los rayos gamma del efecto compton, los cuales son evaluados como una medida de la densidad de la formación, ya que el número de rayos gamma del efecto compton está directamente relacionado con el número de electrones en la formación.

Cuando el contacto entre la almohadilla y la formación no es perfecto debido a que la costra está interpuesta entre el detector y la formación se debe aplicar una corrección a las lecturas que puede llegar a ser bastante grande. En el caso de tener un solo detector la corrección es difícil, puesto que la medida dependerá del espesor, densidad y composición de la costra de lodo interpuesta.

En el dispositivo de densidad compensado (FDC) Fig. # 13, se incorporan dos grandes mejoras sobre los anteriores métodos de registros de la densidad, la primera es el uso de un segundo detector más cercano al emisor de rayos gamma, para así dar una mayor sensibilidad con relación al material que se encuentra -

frente a la almohadilla; la segunda es la derivación automática de la densidad de formación corregida, en base a los datos de los dos detectores.

Calibración.- Cómo se trata de un dispositivo radioactivo, se lo necesita calibrar, y para el perfil de la densidad compensado se utilizan formaciones calcáreas de gran pureza saturadas con agua dulce, cuya densidad es exactamente conocida y por otro lado dos grandes bloques de aluminio y azufre los cuales son de composición cuidadosamente diseñada, juntos con estos patrones de prueba existen espesores de costra artificiales que se utilizan para probar la corrección automática en el panel electrónico.

Factores que afectan la lectura del registro:

Efecto del pozo.- Diámetros de pozo mayores de 15" afectan las lecturas.

Objeto de la Curva.- Es la determinación de la porosidad, - la misma que en una formación limpia. La densidad de la formación ρ_b será:

$$\rho_b = \phi \rho_f + (1 - \phi) \rho_{ma}$$

Por lo tanto:

ρ_f = densidad de fluido que satura la formación.

ρ_{ma} = densidad de matriz

Para los fluidos que generalmente saturan los poros de las formaciones, excepto (gas e hidrocarburos livianos) y para las matrices de los minerales comunes como: areniscas, calizas y dolomitas, con excepción tales como (silvita, sal, yeso, anhidrita), la diferencia entre la densidad aparente ρ_a leída por el registro y la densidad total de la formación ρ_b , es despreciable de donde:

$$\phi = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f}$$



BIBLIOTECA FIS
ESPOL

El fluido que satura los poros de las formaciones en vista de la pequeña profundidad de investigación del dispositivo es generalmente filtrado de lodo que tiene una densidad que va desde 1 hasta 1.1, dependiendo del valor de su salinidad, temperatura y presión; si en la zona investigada por el registro de formación compensado existe hidrocarburo residual su influencia no va a ser visible ya que la densidad de hidrocarburo y la densidad de filtrado es cercana a la unidad, solamente si existe saturación de gas residual las lecturas del registro son bajas y tienen que corregirse.

Efecto de arcilla.- La interpretación de las lecturas pueden ser afectadas por la presencia de arcilla y su densidad varía 2.2. a 2.6. pero las arcillas dispersas en los espacios poro_s tienden a bajar las lecturas por lo cual necesitan corrección.



**BIBLIOTECA FICT
ESPOL**

REGISTRO SONICO

La determinación de la velocidad del sonido, en las forma ciones, es especialmente valiosa para la obtención de la poro sidad. Es conocido que la velocidad del sonido difiere, según el medio en que las ondas se propaguen, estas viajan más rápi- damente en sólidos que en líquidos y son muchos más veloces en líquidos que en gases, por tanto si un medio conductor de on- das sonoras se compone de materiales sólidos, líquidos y gaseo- sos, la velocidad del sonido a través de ese medio dependerá - de las proporciones de los varios componentes. El tiempo de tránsito en una formación dada depende, de s litología y poro- sidad; luego midiendo el tiempo de tránsito se puede determinar la porosidad.



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

Fundamento Físico de la Medida.- Los dispositivos actualmente usados para obtener perfiles, son del tipo BHC (Bore Hole Com- pensated), este tipo de herramienta elimina los efectos debi- dos a cambios en el diámetro del pozo, como los errores debido a la inclinación de la sonda, el dispositivo Fig. # 14 usa un transmisor encima y otro debajo de dos pares de receptores, - cuando el transmisor es activado por un impulso, éste genera u na onda de sonido la cual penetra en la formación y es refleja- da por la misma. Se mide el tiempo transcurrido entre el pri-

mer arribo a los dos receptores. Consecuentemente los primeros arribos de ondas sonoras a los receptores corresponden a recorridos del sonido dentro de la formación cerca de la pared del pozo.

Los transmisores del tipo BHC (Bore Hole Compensated) son activados alternativamente y los valores Δt son leídos en pares alternados de receptores, los valores de Δt son promediados automáticamente por un computador en la superficie. Algunas veces el primer arribo, aunque sea suficientemente fuerte para activar el receptor más cercano al transmisor, sin embargo resulta demasiado débil para activar el receptor más lejano, el cual puede ser activado por un arribo más tardío del tren de ondas y como resultado el tiempo de tránsito medido en éste ciclo será demasiado largo. Y por lo tanto la curva se deflexiona hacia valores más grandes de tiempo de tránsito lo que es denominado como "Salto de Ciclo" y ocurre cuando la señal es fuertemente atenuada por formaciones no consolidadas, por fracturas, saturación de gas, o por lodos con gas en suspensión.

Objeto de la Curva. - Uno de los principales objetivos, en el campo de evaluación de formación, es la determinación de la porosidad. Wyllie ha llegado a la conclusión de que en formacio

nes limpias y consolidadas existe una relación lineal entre la porosidad y el tiempo de tránsito y ésta relación está dada por la siguiente ecuación:

$$\Delta t_{\text{perfil}} = \phi \Delta t_{\text{fluido}} + (1 - \phi) \Delta t_{\text{matriz}}$$

$$\phi_s = \frac{(\Delta t_{\text{perfil}} - \Delta t_{\text{ma}})}{(\Delta t_{\text{fluido}} - \Delta t_{\text{ma}})} \quad 1-16$$

En la que Δt_{perfil} = lectura del perfil sónico, en $\mu\text{-sec/pie}$.

Δt_{ma} = tiempo de tránsito en la roca matriz, en $\mu\text{-sec/pie}$

Δt_{f} = tiempo de tránsito en un fluido, en $\mu\text{-sec/pie}$ (que es tomado generalmente como 200 $\mu\text{-sec/pie}$).

La práctica ha demostrado que cuando las formaciones tienen porosidades mayores de 30%, altamente permeables, con muy bajas saturación de agua y alta saturación de hidrocarburos residuales, el registro leerá valores altos de Δt en relación con valores frente a las mismas formaciones pero que contienen saturaciones altas de agua. Para formaciones que tienen porosidades entre 18% y 20% el contenido de fluido en los poros

no afecta las lecturas del registro.

Si existen intercalaciones de lutitas, en formaciones porosas y permeables tales como areniscas, la porosidad del perfil sónico se verá aumentada por una cantidad proporcional a la fracción del volumen ocupado por las intercalaciones, ya que el tiempo de tránsito en la matriz de la lutita es mayor que el tiempo de tránsito en la matriz de la arenisca. Una corrección empírica ha sido propuesta por Tixier⁽⁷⁾, la cual toma en cuenta el valor Δt lutita.

$$(\phi_s)_c = \frac{\Delta t_{\text{perfil}} - \Delta t_{\text{ma}}}{\Delta t_{\text{fluido}} - t_{\text{ma}}} \times \frac{100}{C \Delta t_{\text{sh}}}$$

$C \Delta t_{\text{sh}}$ = Tiempo de tránsito en lutita



1-17

BIBLIOTECA FICT
ESPOL

Existen varios métodos para calcular $C \Delta t_{\text{sh}}$, uno de ellos es el siguiente:

METODO SNP.- Si existe un perfil neutrónico del tipo SNP (Sidewall Neutron Porosity) del cual se puede determinar una porosidad ϕ SNP la misma que puede ser comparada con una porosidad (ϕ_s) determinada según la ecuación de Wyllie. La experiencia demuestra que los valores ϕ SNP y ϕ_s se relacionan mediante la ecuación:

$$C \Delta t_{sh} = \frac{100 (\varnothing_s)}{(\varnothing \text{ SNP})}$$

1-18

Con el registro BHC (Bore Hole Compensated) se tiene muy poca influencia del pozo y buena definición vertical.

Este tipo de registros es útil en correlaciones, ya que debido a la magnitud del tiempo de tránsito Δt , pueden determinarse secciones de lutitas y evaporitas.

El perfil sónico junto con otros registros de porosidad es útil en la evaluación de arenas arcillosas y como en la determinación de litología, otros de los usos de la determinación de porosidad secundaria (fracturas) en calizas debido a los bajos valores del tiempo de tránsito Δt .



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

CAPITULO II

TEORIA DE LAS ARENAS LIMPIAS

Las resistividades de una gran cantidad de núcleos saturados con agua. de diferentes formaciones de arena, fueron determinadas en laboratorio, la porosidad de las muestras varió del 10 al 40%, la salinidad del electrolito con que se saturó la muestra varió de 10000 a 100000 miligramos de cloruro de sodio por litro. Se encontró que para ese rango de porosidades y salinidades existe la siguiente relación:

$$R_o = FRW \quad (2-1)$$

En donde:

R_o = Resistividad de la arena 100% saturada con agua

R_w = Resistividad del agua salada con que fué saturada la arena.

F = Factor de resistividad de la formación

Todos los núcleos fueron de zonas productoras de la región de la costa de Bolfo, se usaron núcleos de los siguientes campos, Big Dome, Hardim, Magnet - Withers, Southeast ⁽⁸⁾Pre mont, Tom Graham, etc.

En las Figuras # 15 y 16 está graficado el factor de for

mación (F) contra las porosidades y permeabilidades. La Fig. # 15 se obtuvo, de experimentos en areniscas consolidadas en las cuales el medio cementante consistió de cantidades variables de materiales calcáreos y silíceos, además tenían la misma permeabilidad tanto vertical como paralela, a la estratificación de las capas.

La Fig. #16 presenta una arenisca Nacatoch en el área de Belleveu, Lousiana en la que las permeabilidades son extremadamente bajas con relación a las permeabilidades de las muestras de la figura anterior. Es evidente que el factor de resistividad de formación (F) es una función del tipo de formación y varía con propiedades de la roca, tales como la porosidad y la permeabilidad, la porosidad y el factor de formación presentaron una buena correlación en ambos casos, no sucediendo igual con la permeabilidad y el factor de formación. De la inspección de los datos obtenidos y de la actualización de las investigaciones se considera razonable aceptar una relación entre la porosidad y el factor de formación, y está dada mediante la siguiente ecuación.

$$F = \phi^{-M} \quad (2-2)$$

ϕ = Porosidad efectiva, en fracción

M = Pendiente de la línea, con signo negativo, que representa la relación F Vs ϕ . graficado en papel Log-Log, también se la conoce como factor de cementación.

$M = 1.8 - 2.0$ Arenas consolidadas

$M = 1.3$ Arenas no consolidadas

En la práctica se utilizan las siguientes fórmulas:

$$F = \phi^{-2} \quad \text{calizas} \quad (2-3)$$

$$F = \frac{0.81}{\phi^2} \quad \text{Arenas calcáreas} \quad (2-4)$$



BIBLIOTECA EIST
ESPOL

La presencia de algo de aceite o gas (hidrocarburos no conductivos) dentro de los poros junto con el agua de formación aumenta la resistividad y este aumento depende en gran parte de las cantidades relativas de hidrocarburos. Varios investigadores: Martín Jakosky, Wyckoff y Leverett estudiaron la variación de la resistividad en las arenas limpias en relación al porcentaje de agua contenida en los poros, esto se efectuó variando las saturaciones de agua en la arena, la figura #17 muestra la relación logarítmica que encontraron entre la saturación de agua S_w y la resistividad resultante R_t .

Para saturaciones de agua de hasta 0.15 se aplica la si

guiente ecuación:

$$SW = \frac{R_o}{R_t}^{1/N} \quad (2-5)$$

Para arenas limpias, sueltas y consolidadas el valor de N está próximo a 2. De manera que la ecuación anterior queda:

$$SW = \frac{R_o}{R_t}^{1/2} \quad (2-6)$$

Puesto que en laboratorio se usaron tiempos cortos en comparación con el tiempo real para el establecimiento de las condiciones de equilibrio en el yacimiento, hay posibilidad de que el acomodo del aceite o gas en los poros sea diferente; sin embargo la resistividad resultante no difiere mucho de la verdadera. También no se encontró gran diferencia en la relación promedio entre el factor de resistividad de la formación y la porosidad debido a cambios en el tipo de arenisca consolidada. La relación entre la resistividad de la formación y la saturación de agua es más compleja cuando las arenas contienen arcillas.

RECONOCIMIENTO DE ARENAS LIMPIAS HUMECTADAS POR AGUA (HIDROFILAS.- Este tipo de formaciones que generalmente tienen porosi

dad intercrystalina, se las puede distinguir mediante las siguientes características: En análisis inhibición de agua el aceite es desplazado espontáneamente fuera de las muestras.

Las deflexiones de la curva de potencial espontáneo, - cuando es corregida para espesor de estrato, resistividad verdadera cumple con la teoría electroquímica.

Cuando la porosidad es calculada y comprobada por la técnica de varios registros en la zona de transición arriba de los niveles saturados 100% de agua, presentan un gradiente de resistividad. Cuando las formaciones son perforadas con los a base de agua dulce, presentan una constante saturación de aceite residual a lo largo de las zonas adyacentes de las paredes del pozo.



INTERPRETACION SEMICUANTITATIVA DE COMBINACIONES DE REGISTROS.

La práctica en registros de pozos ha introducido combinaciones de registros bajo ciertas condiciones del pozo, que generalmente pueden funcionar para un campo de petróleo, algunas combinaciones no son suficientes para la compleja solución de los problemas de interpretación y hay que adicionarles ciertos registros denominados confirmatorios, particularmente en lo

que respecta a porosidad, contenido de fluido y productividad, la interpretación cuantitativa a los cuales los registros deben estar dirigidos son las zonas más prometedoras y la determinación de estas, la objetivizan las combinaciones de ciertos registros.

MÉTODOS DE COMPARACION PARA ENCONTRAR ZONAS DE INTERES Y DESCARTAR NIVELES SATURADOS CON AGUA.

Estos métodos son sencillos y veloces y el objeto es determinar zonas potencialmente productivas las cuales deben estar sujetas a un exhaustivo análisis cuantitativo.

METODO RWA

A cualquier nivel de un registro de porosidad tal como el sónico o densidad se puede determinar el factor de resistividad de formación por la siguiente ecuación.

$$F = 0.81/\phi^2 \quad (\text{Humble}) \quad (2-7)$$

Sustituyendo (2-7) en la fórmula propuesta por Archie para la determinación de la saturación de agua:

$$S_w^2 = \frac{FRW}{RT}$$

Obtenemos:

$$RW = \frac{S_w^2 \varnothing^2 RT}{0.81} \quad (2-8)$$

Si se considera $S_w = 100\%$ la ecuación (2-8) se reduce:

$$RWA = \frac{RT}{F} \quad (2-9)$$

Este método supone que la resistividad del agua de formación RW es conocido, es decir se la ha determinado por análisis de muestras, correlación de mapas de iso-resistividad o a partir de la curva de potencial espontáneo.



BIBLIOTECA FÍSICA
ESPOL

$RWA = RW$ para niveles saturados de agua

Por lo tanto estos niveles deben ser eliminados.

Se consideran niveles de interés, cuando:

$$RWA \geq 4 RW'$$

Esto es debido a que la resistividad verdadera de la formación R_t es mayor en niveles saturados con aceite.

Para dar mayor efectividad a los valores de RWA , se define:

$$R_{mfa} = RPL/F$$

RPL = Resistividad de un registro de investigación corta.

Las condiciones serán las siguientes:

1) Si $R_{mfa} = RWA = RW$

Invasión es muy pequeña, indicación de presencia de niveles de agua.

2) R_{mfa} comprueba la presencia de hidrocarburos si:

$$RWA \cong 4 RW \quad y \quad R_{mfa} > R_{mf}$$

3) $R_{mfa} = R_{mf} \quad y \quad RWA > R_{mfa}$

Es indicación de una invasión profunda, se debe investigar RWA con una indicación adicional para determinar que representa.

Método Relación FR/F: = FA

Para cualquier nivel un registro de porosidad nos da el factor de formación F, para este mismo nivel un registro de resistividad de investigación corta tales como: (Microlaterolog, Proximity Log, Fo Rxo, Log, etc.) nos da un factor de formación

FR, mediante la siguiente ecuación:

$$FR = RPL/RMF$$

Se determina la relación $FA = \frac{FR}{F}$


$FA \leq 1.0$ Indican niveles de agua

$FA > 1.0$ Indican niveles de hidrocarburos debido a la presencia de aceite residual, lo que aumenta el valor de FR.

ANALISIS CUANTITATIVO DE REGISTROS

POZO # 1

Intervalos Analizados. - Todos los que muestra:

- a. Deflexión negativa del SP (contraste de Resistividad y por lo tanto indicación de permeabilidad).
- b. Separación Positiva entre el Micronormal 2" y el Microinverso 1" x 1" indicación de Permeabilidad.
- c. Presencia de Costra, que es indicada  Microcaliper como una disminución del diámetro del hueco.

BIBLIOTECA FICT
ESPOL

Los intervalos que cumplen esta condición son los siguientes:

8641 ft. - 8650 ft.

9329 ft. - 9332 ft.

9358 ft. - 9365 ft.

9374 ft. - 9405 ft.

9568 ft. - 9572 ft.

9588 ft. - 9598 ft.

9605 ft. - 9609 ft.

9612 ft. - 9624 ft.

9629 ft. - 9637 ft.

BIBLIOTECA

FACULTAD DE ING.
EN CIENCIAS DE LA TIERRA

9758 ft. - 9774 ft.

9777 ft. - 9783 ft.

9800 ft. - 9810 ft.

9844 ft. - 9916 ft.

DATOS DEL ENCABEZAMIENTO DE REGISTROS

Temperatura de fondo de pozo BHT = 196°F

Rm a BHT = 0.68 ohmios - m

Rmf = 0.81 ohmios - m a 85°F

Rmc = 1.6 ohmios - m a 85°F

Densidad de lodo = 10 #/gal

Ph del lodo = 8.5

Tipo de lodo = XC-polimero

Perdida de filtrado = 18.4 cc/30"

Todos los parámetros antes mencionados son datos del encabezamiento de los registros.

Rmf a BHT = 0.53 ohmios - m Fig. 5-3b (Handbook - Pirson)
Comprobado GEN-7 (Schlumberger)

Rmc a BHT = 0.74 ohmios - m Fig. 5-3a (Handbook - Pirson)
= 0.64 " " GEN-7 (Schlumberger)

A propósito del tipo de lodo presente en el pozo da una



**BIBLIOTECA FICT
ESPOL**

deflexión normal de la curva de potencial espontáneo SP ⁽¹⁾

DETERMINACION DE LA RESISTIVIDAD DEL AGUA DE FORMACION (Rw)

Por observación de la curva de potencial espontáneo SP

Intervalo (9376 ft. - 8405 ft.) Tomado del Caliper, Microlog,
Proximity Log.

Espesor = 29 ft. SP = - 58 mv (tomado del Registro)

Rt = 77 ohmios -m (Induccion Log 6FF40)

d = 8 3/4", tmc = 1" Relación entre espesor de formación
y diámetro de la sonda es 28d, Rt/Rm =

115 en Fig. 6-6 (Handbook - Pirson) La lectura del SP es 85%
del SSP, de donde el SSP = - 68 mv.



Al obtener Rw de la curva SP se supone, en general, que la
componente electrocinética del SP es despreciable. Se conside
ra que el SP estático (SSP) cumple con la teoría electroquímica.
(2)
ca .

De donde: $SSP = - K \text{ Log } \frac{Rmfe}{Rwe}$

Esta ecuación está representada en las Fig. 6-7 (Handbook -
Pirson)

Fig. SP-1 (Schlumberger)

$$\frac{R_{mf_e}}{R_{we}} = 8.4$$

Fig. 6-7 (Handbook - Pirson)

Fig. SP-1 (Schlumberger)

$$R_{mf} \text{ a } 75^\circ F > 0.1 \rightarrow R_{mf_e} = 0.85 R_{mf} \quad (9)$$

$$R_{we} = \frac{0.45}{8.4} = 0.0537$$

La fig. SP-2 (Schlumberger), Fig. 6-8 (Handbook - Pirson) determinan R_w a partir de R_{we} . Estas curvas relacionan muestras de agua de formación con soluciones en las que el cloruro de so dio es la sal predominante.

$$\therefore R_w = 0.058 \text{ ohmios } \cdot\text{-m} \quad \text{SP-2 (Schlumberger)}$$

Fig. 6-8 (Handbook - Pirson)

Intervalo 9616 - 9624

Espesor 8 ft.

Tomado del Caliper, Microlog

$$SP = -62 \text{ mv}$$

$$R_t = 50 \text{ ohmios } \cdot\text{-m}$$

$$11d, R_t/R_m = 74 \quad \text{Fig. 6-6 (Handbook - Pirson)} \quad 68\%$$

$$SSP = -108 \text{ mv}$$

$$\frac{R_{mf_e}}{(R_{we})} = 17 \quad \text{SP-1 (Schlumberger)}$$

Fig. 6-7 (Handbook - Pirson)

$$Rmfe = 0.85 \times 0.53 = 0.45$$

$$Rwe = \frac{0.45}{17} = 0.0265$$

$$Rw = 0.033 \text{ ohmios } -m \text{ SP-2 (Schlumberger)}$$

Fig. 6-8 (Handbook - Pirson)

Intervalo 9590 - 9599

tomado del Caliper, Microlog

Espesor 9 ft.

SP = - 78 mv

$$Rt = 40 \text{ ohmios } -m$$

$$d = 8 \frac{3}{4}'' \quad tmc = 1'' \quad \text{Caliper}$$

$$12 d, Rt/Rm = 59$$

Fig. 6-6 (Handbook - Pirson) 80%

SSP = - 97.5



$$\frac{Rmfe}{(Rw)_e} = 13 \quad \text{Fig. 6-7 (Handbook - Pirson)}$$

SP-1 (Schlumberger)

$$Rmfe = 0.85 \times 0.53 = 0.45$$

$$Rwe = \frac{0.45}{13} = 0.037$$

$$Rw = 0.037 \text{ ohmios } -m \text{ SP-2 (Schlumberger)}$$

Fig. 6-8 (Handbook - Pirson)

Intervalo 9758' - 9774'

Tomado del Caliper, Microlog

Rt = 28 ohmios -m

SP = - 60 mv e = 16'

22 d Rt/Rm = 41 Fig. 6-6 (Handbook - Pirson) 93%

SSP = - 66 mv

$$\frac{Rmfe}{(Rw)_e} = 5.2 \quad SP - 1 \quad (\text{Schlumberger})$$

Fig. 6-7 (Handbook - Pirson)

$$Rmfe = 0.85 \times 0.53 = 0.45$$

$$Rmfe = \frac{0.45}{17} = 0.027$$

$$Rw = 0.090 \text{ ohmios } \cdot \text{-m} \quad SP-2 \quad (\text{Schlumberger})$$

Fig. 6-8 (Handbook - Pirson)

Intervalo 9588 - 9598 Tomado del Caliper, Microlog

$$e = 10' \quad Rt = 30 \text{ ohmios } \cdot \text{-m} \quad SP = -70 \text{ mv}$$

$$14d, \quad Rt/Rm = 44 \quad \text{Fig. 6-6 (Handbook - Pirson) } 87\%$$

SSP = -100 mv

$$\frac{Rmfe}{(Rw)_e} = 16 \quad SP-1 \quad (\text{Schlumberger})$$

Fig. 6-7 (Handbook - Pirson)

$$Rmfe = 0.85 \times 0.53 = 0.45$$

$$Rwe = \frac{0.45}{16} = 0.028$$

$$Rw = 0.036 \text{ ohmios } \cdot \text{-m} \quad SP-2 \quad (\text{Schlumberger})$$

Fig. 6-8 (Handbook - Pirson)

Conclusión. - En vista de la repetición aproximada que presentan los valores de resistividad de agua (Rw) se ha tomado co-

mo valor promedio

$$R_w = 0.04 \text{ ohmios } \cdot \text{m}$$

MÉTODOS DE COMPARACION PARA DESCARTAR LOS NIVELES
DE AGUA Y DETERMINAR LOS NIVELES SATURADOS DE ACEITE

POZO # 1

Método R_w Vs. R_{wa} y entre R_{mfa} Vs. R_{mf}

Es un método descrito ya anteriormente, que permite la detección de zonas con contenido de hidrocarburos. Es particularmente útil en áreas donde existen un gran número de capas a ser investigadas. Pues permite eliminar las zonas obviamente acuíferas, haciendo resaltar las zonas saturadas de aceite, las mismas que necesitarán un análisis posterior.



La presentación en un gráfico continuo de R_w Vs. R_{wa} y R_{mfa} . La selección de secciones largas son manejadas mejor con el procesamiento automático de datos de perfiles como se demuestra con el Programa de Computadora desarrollado más adelante.

El método asume que la resistividad de agua de formación (R_w) y densidad de la matriz (ρ_{ma}), permanecen constantes.

$$R_w = 0.04$$

$$\rho_{ma} = 2.68 \text{ Encabezamiento (Density Log)}$$

Haciendo las sustituciones respectivas ya demostradas an
teriormente:

$$R_{wa} = RIL/F_D$$

$$R_{mfa} = RPL/F_D$$

F_D Se obtiene del Registro de Densidad

RIL Perfil de investigación de Resistividad profunda, (6FF40)

RPL Perfil de Proximidad

Luego:

a. Niveles saturados con agua

$$R_{wa} = R_w = 0.04, \text{ o valores menores } R_w = 0.16$$

$$R_{mfa} = R_{mf} = 0.53, \text{ o valores menores } 0.6$$

b. Niveles saturados con Petróleo

$$R_{wa} \cong 4 R_w = 0.16$$

$$R_{mfa} > R_{mf} = 0.53$$

Método de Razón de Factores de Formación (FA)

Este método ya descrito anteriormente, donde

$$FA = FR/F_D$$



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

$FR = RPL/Rmf$ $RPL =$ Resistividad del Proximity Log
 $Rmf =$ Resistividad del filtrado de lodo
 $F_D =$ Factor de formación de un registro de porosidad (Density Log).

Se tiene

a. Niveles saturados con agua

$$F_A \leq 1.0$$

b. Niveles saturados con aceite

$$F_A > 1.0$$

A continuación se presenta el diagrama de flujo del programa de computadora # 1-1 que calcula la variación con la temperatura de la resistividad de lodo. Por observación de las Figs. 5-3a y 5-3b del Handbook - Pirson. La resistividad de la costra de lodo R_{mc} , y la resistividad del filtrado de lodo R_{mf} varían con la temperatura, pero como la variación de temperatura es pequeña para los intervalos analizados el asumír que la resistividad de filtrado de lodo R_{mf} se mantiene constante, no afecta los cálculos.

Después se presente el Diagrama de Flujo del Programa - # 1-2 que calcula por dos métodos (R_{wa} , F_a), los niveles que

están saturados de aceite y escribe un comentario "OIL", comparando los valores calculados según las condiciones anteriores, es decir cada nivel que contiene aceite es comprobado por dos métodos.



BIBLIOTECA FIC
ESPOL

DIAGRAMA DE FLUJO 1-1

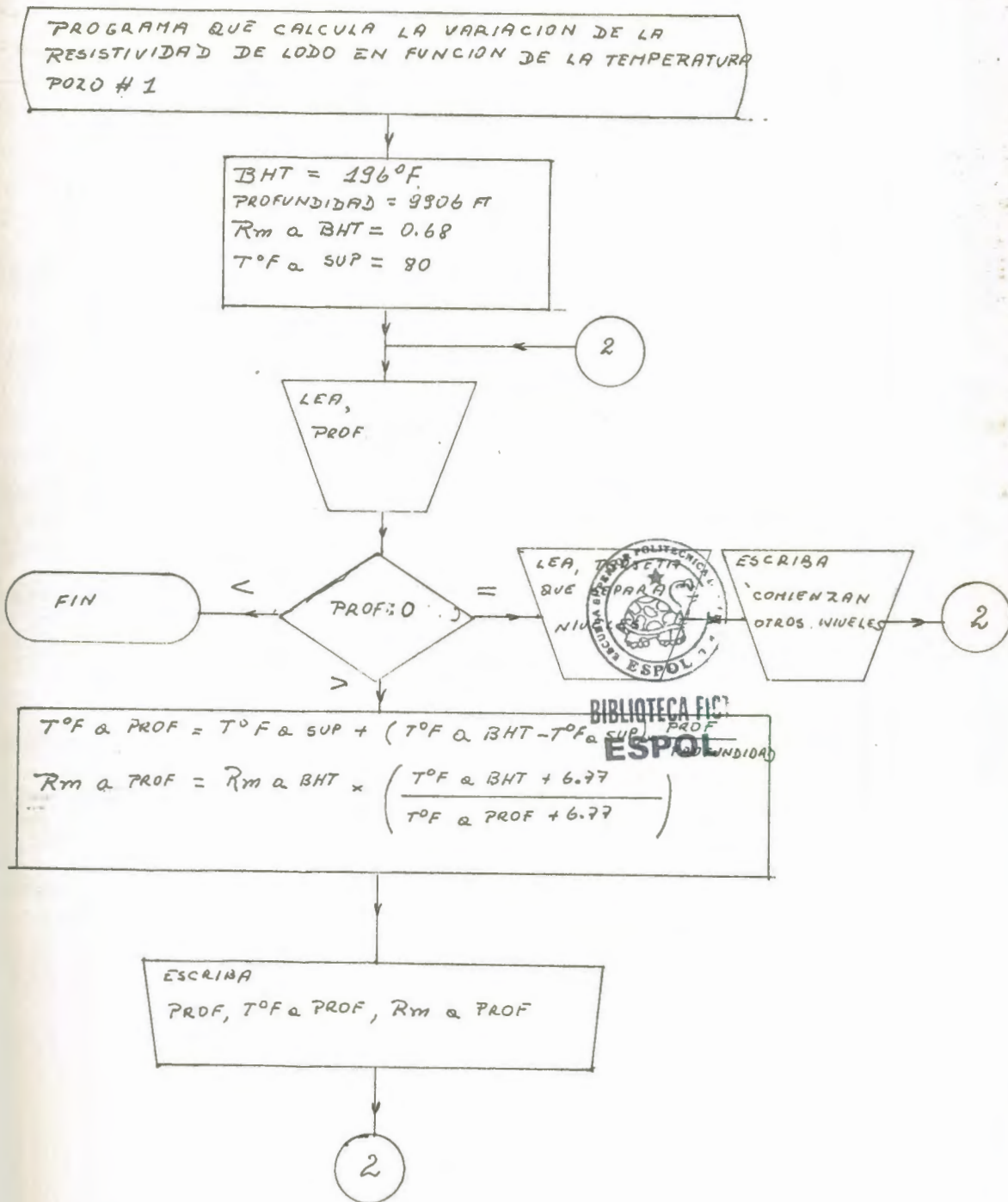


DIAGRAMA DE FLUJO 1-2

PROGRAMA QUE DETERMINA LOS NIVELES SATURADOS CON ACEITE POR LOS METODOS DE COMPARACION:
RWA, RELACION DE FACTOR DE FORMACIONES (FA)
POZO # 1

$R_{mf} = 0.53$
 $R_w = 0.04$

ESCRIBA
TITULOS

2

LEA,
PROF, RPL, C
DL



PROF: 0

LEA, TABLAS DE SEPARACION DE NIVELES
ESCRIBA 'COMIENZAN OTROS NIVELES'

2

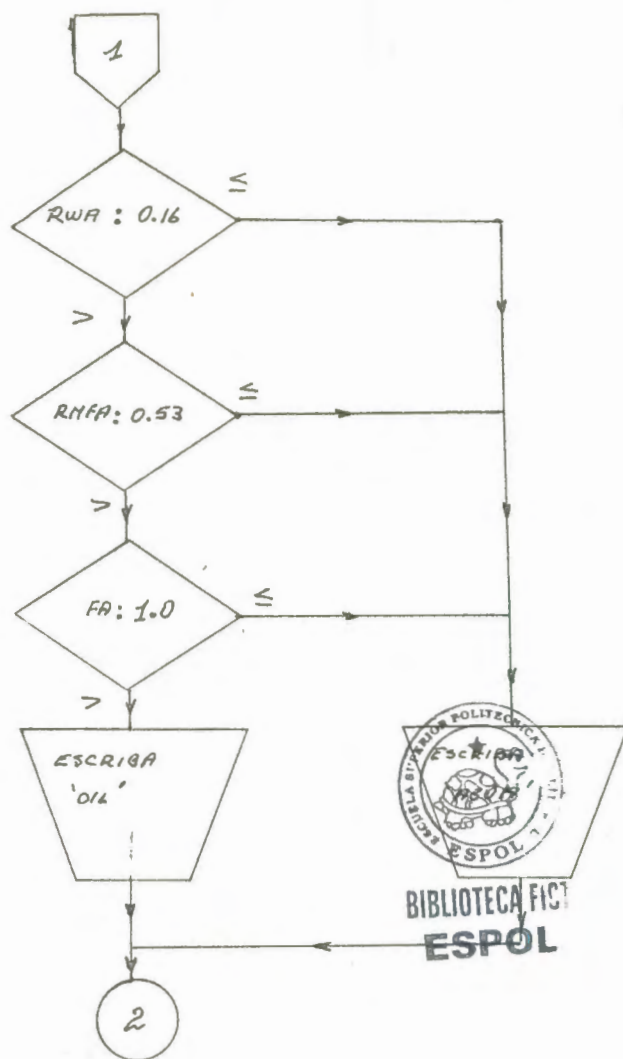
RPL: 0

FIN

CALCULE
 $RIL = 1000./C$
 $\phi = 268 - DL/1.68$
 $FD = 0.81/\phi^2$
 $RWA = RIL/FD$
 $FR = RPL/R_{mf}$
 $FA = FR/FD$

ESCRIBA
PROF, RPL, C, DL, RIL, ϕ , FD, RWA, RWA/FA
FR, FA

1



DETERMINACION DE POROSIDAD

En el Pozo # 1 se dispone de un Registro de densidad Compensado, es decir contiene dos detectores (espaciamiento largo y espaciamiento corto) o sea las lecturas debido al efecto de la costra, quedan completamente eliminadas porque el registro hace directamente la corrección. El registro presenta la curva de densidad corregida (ρ_b) y $\Delta\rho$ que es la corrección hecha ⁽¹⁰⁾.

Efecto de diámetro de pozo no existe debido a que el diámetro es menor que 10".



POROSIDAD DEL PERFIL DE DENSIDAD

Para una formación limpia de densidad de matriz (ρ_{ma}), y que está saturada con uno de densidad de líquido promedio (ρ_F) La densidad total de la formación (ρ_b). La porosidad (\emptyset) será

$$\emptyset = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_F}$$

Donde: $\rho_{ma} = 2.68$ Encabezamiento del Registro de Densidad
 $\rho_F = 1.0$ Encabezamiento del Registro de Densidad

Asumiendo que no existe saturación de gas residual, ya que las densidades en la correlación de niveles casi nunca se presentan demasiado bajas.

Se determina la Porosidad para cada nivel

$$\phi = \frac{2.68 - \rho_b}{2.68 - 1.0} = \frac{2.68 - DL}{1.68}$$

La ausencia de material arcilloso en los niveles en los que se ha leído DL como lo comprueba el Registro de Rayos Gamma, hace que la determinación de la porosidad por la ecuación anterior sea correcta. Los valores de porosidad en cada nivel están en el Programa de Computadora # 1-2.

DETERMINACION DE LA RESISTIVIDAD DE LA ZONA LAVADA R_{xo}

Para la determinación de R_{xo} se dispone del Registro de Proximidad, que tiene una mejor definición que el Microlog o que los Microlaterolog, en lo que respecta a la influencia: del espesor de costra y diámetro de invasión^(xx).

Se ha utilizado la Fig. 13-7 del Handbook de Pirson para la determinación R_{xo} proveniente del Registro de Proximidad en base a la similitud que se tiene con las condiciones del pozo.

En la Tabla # 1-1 se determina R_{xo} para cada nivel, a partir de las lecturas del registro de proximidad, haciendo las correcciones respectivas.

CORRECCIÓN DE LAS LECTURAS
DE LA CURVA CORTA NORMAL (AM = 16")

Analizando en el Registro los intervalos de interés (de terminados Caliper, Microlog, Proximity). La curva presenta una desviación simétrica por los espesores de los intervalos y Resistividad de las capas adyacentes ⁽¹²⁾.

Las lecturas se las ha corregido por gráfico RCOR-8, - RCOR-12 (Schlumberger - Charts)



RCOR-12, se la utiliza por la condición expuesta en la misma carta $R_{xo} \simeq R_t$.

La Tabla 1-2 presenta los valores de resistividad co rregidos partiendo de los valores de la curva corta normal.

Los dispositivos de Inducción, se enfocan para disminuir la influencia del pozo y de las formaciones adyacentes. Se han diseñado para investigación profunda y disminuir la influencia de la zona invadida.

Cuando el diámetro de Invasión (DI) es menor que 100" y el valor de la Resistividad verdadera de la formación (Rt) es menor que 2.5 Rxø el Registro de Inducción (GFF40) da buenos valores de Rt.

En los registros modernos el efecto pelicular o efecto (SKIN) es, automaticamente corregidos por la herramienta.

Por la observación de la carta RCOR-4 que para diámetros de invasión (DI) < que 80", las lecturas del Registro (GFF40). Lee el 80% de la Resistividad verdadera (Rt), de acuerdo a la fórmula

$$\frac{1}{RIL} = \frac{0.2}{Rxo} + \frac{0.8}{Rt}$$

Para valores RIL menores para 340 ohms-m las correcciones para diámetros de pozo entre (7" - 13") son insignificantes.

En formaciones muy resistivas, para valores RIL menores que 10 millimhos/m existe un error de 20% en la lectura.

Por las condiciones antes mencionadas las lecturas del - RIL (GFF40) se las ha leído directamente, y no se las ha corregido para ningún factor.

ESTIMACION DE LOS VALORES RESISTIVIDAD VERDADERA DE LA FORMACION (Rt) Y DIAMETRO DE INVASION.

Una determinación de (Rt), bajo una gran variedad de condiciones es posible solamente con combinaciones de equipos enfocados horizontalmente con profundidades de investigaciones a decuadas.



BIBLIOTECA FISIC

ESPOL

Cuando la invasión no es demasiado profunda, los perfiles de inducción 6FF40, leen cerca de (Rt).

El Grafico 14-1 demuestra el uso de la curva de inducción (6FF40) para la determinación de (Rt), este gráfico fue construido con base a variaciones del diámetro de invasión hasta - de 80".

Los gradicos (RINT-5) y (RINT-6) (Schlumberger) usan el perfil 6FF40, normal 16" y Rxo.

(RINT-5) Cuando $Rxo > que Rt$

La Normal 16" tiene que ser corregida para efectos de Po-

zo y capas adyacentes.

La Tabla 1-3 presenta una determinación de la resistividad verdadera y del diámetro de invasión DI .

DETERMINACION DE LA SATURACION DE AGUA Y MOVILIDAD DE ACEITE

Todas las determinaciones de saturación por medio de Registros de Resistividad en formaciones limpias (no arcillosas) con porosidad intergranular, están basados en las fórmulas de Archie o variaciones de ella.⁽⁸⁾

$$S_w^2 = FR_w / R_t \quad (A)$$

F = Factor de formación, obtenido generalmente de la porosidad de la formación

$$F = 0.81/\phi^2$$



BIBLIOTECA FÍSICA
ESPOL
(Humble)

Resistividad de agua (R_w) y (R_t) Resistividad verdadera de la formación como se menciona anteriormente.

La saturación en la zona lavada (S_{xo})

$$S_{xo}^2 = (FR_{mf}) / R_{xo} \quad (B)$$

Si se divide la ecuación (A) para la (B)

$$\left(\frac{S_w}{S_{xo}} \right)^2 = \frac{R_{xo}/R_t}{R_{mf}/R_w} \quad (C)$$

Esta ecuación nos da el cociente S_w y S_{xo} y no involucra el valor del Factor de formación F .

El cociente S_w/S_{xo} es valioso como índice de movilidad de Hidrocarburos⁽¹³⁾, si:

$S_w/S_{xo} > 0.6$. No existe desplazamiento de hidrocarburos
 $S_w/S_{xo} < 0.6$ Indicación de hidrocarburos móviles

En la ecuación (B) debe conocerse S_{xo} , para una invasión moderada y saturación residual de hidrocarburos promedio, se ha encontrado que $S_{xo} = S_w^{1/5}$ que reemplazándolo en la ecuación (B) se tendrá⁽⁸⁾

$$S_w = \left(\frac{R_{xo}/R_t}{R_m/R_w} \right)^{5/8} \quad (D)$$

En la evaluación de las formaciones es muy necesario conocer la relación que existe entre los registros que miden la resistividad de la zona lavada y la de la zona verdadera y los de porosidad.

La determinación de saturaciones de fluidos en la zona lavada, y en la zona no contaminada (verdadera) a través de los registros mencionados anteriormente, es muy útil en la determin

nación de petróleo móvil en la porción atravesada por el pozo, la cantidad de este petróleo desplazado da una excelente idea acerca de posibilidades de producción del pozo.

Formación antes de la invasión
de filtrado de Lodo
(Zona no contaminada)

Formación después de la in
vasión de filtrado de Lodo
(Zona lavada)

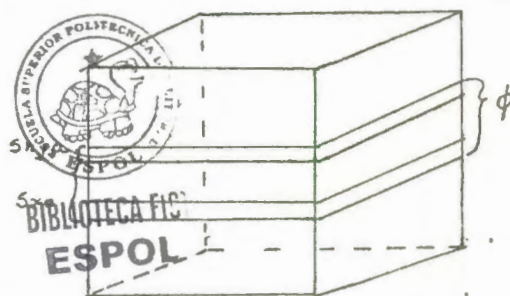
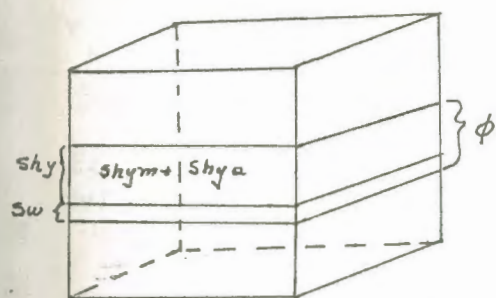


FIGURA A

shy = Saturación de hidrocarburos

sw = Saturación de Agua de Formación

$shym$ = Saturación de hidrocarburos móviles

$shya$ = Saturación de hidrocarburos residuales

sxo = Saturación de agua de filtrado de Lodo

Observando la Figura (A) la cantidad de petróleo móvil.

$$shym = sxo - sw \quad (E)$$

$$S_w = \left(\frac{FR_w}{R_t} \right)^{1/2} \quad (F)$$

$$S_{x0} = \left(\frac{FR_{m\phi}}{R_{x0}} \right)^{1/2}$$

$$F = \frac{0.81}{\phi^2} \quad (G)$$

Reemplazando (G) y (F) en (E) se tiene (H)

$$\phi_{Shym} = \left(\frac{0.81 R_{m\phi}}{R_{x0}} \right)^{1/2} - \left(\frac{0.81 R_w}{R_t} \right)^{1/2} \quad (H)$$

El procedimiento consiste en calcular 3 valores de porosidad:
(14)

1. A partir del Registro de densidad, se obtiene la porosidad efectiva ϕ_e
2. A partir de un Registro de investigación corta como el Proximity Log ϕ_{Sx0}
3. A partir de un Registro de investigación profunda como Registro Inductivo (6FF40) ϕ_{Sw}

$$\phi_e \approx \phi_{Sx0} \approx \phi_{Sw}$$

Nivel acuífero

$$\phi_e > \phi_{Sx0} > \phi_{Sw}$$

Nivel petrolífero cuyo petróleo puede ser movido.

$$\phi_e > \phi_{Sxo} \approx \phi_{Sw}$$

Nivel petrolífero contiene petróleo pesado que no es móvil.

El programa de computadora 1-3 tiene por objeto calcular la saturación de agua (1) $Sw_1 = \frac{FRw}{Rt}^{1/2}$ que es la fórmula de Archie, luego $Sw_2 = \frac{Rxo/Rmf}{Rt/Rw}$ que es la saturación de agua en la zona lavada, en la que se toma la relación: $Sxo = Sw^{1/5}$ para formaciones con moderada invasión.

El programa también determina movilidad de aceite por dos métodos:



$$1. \quad x = Sw/Sxo = \frac{Rxo/Rmf}{Rt/Rw}^{1/2} \quad \text{si el valor de } x < 0.6$$

Escribe un comentario "SI", si el valor $x > 0.6$ escribe un comentario "NO".

2. Otro método de determinar aceite móvil es calculando $\phi_e = (0.81/FD)^{1/2}$, $\phi_{Sxo} = (0.81 Rmf/Rxo)^{1/2}$, $\phi_{Sw} = (0.81Rw/Rt)$ Luego compara estos valores para cada nivel y emite un comentario según:

$$\phi_e > \phi_{Sxo} > \phi_{Sw}$$

"MOVIL"

$$\phi_e \approx \phi_{Sxo} \approx \phi_{Sw}$$

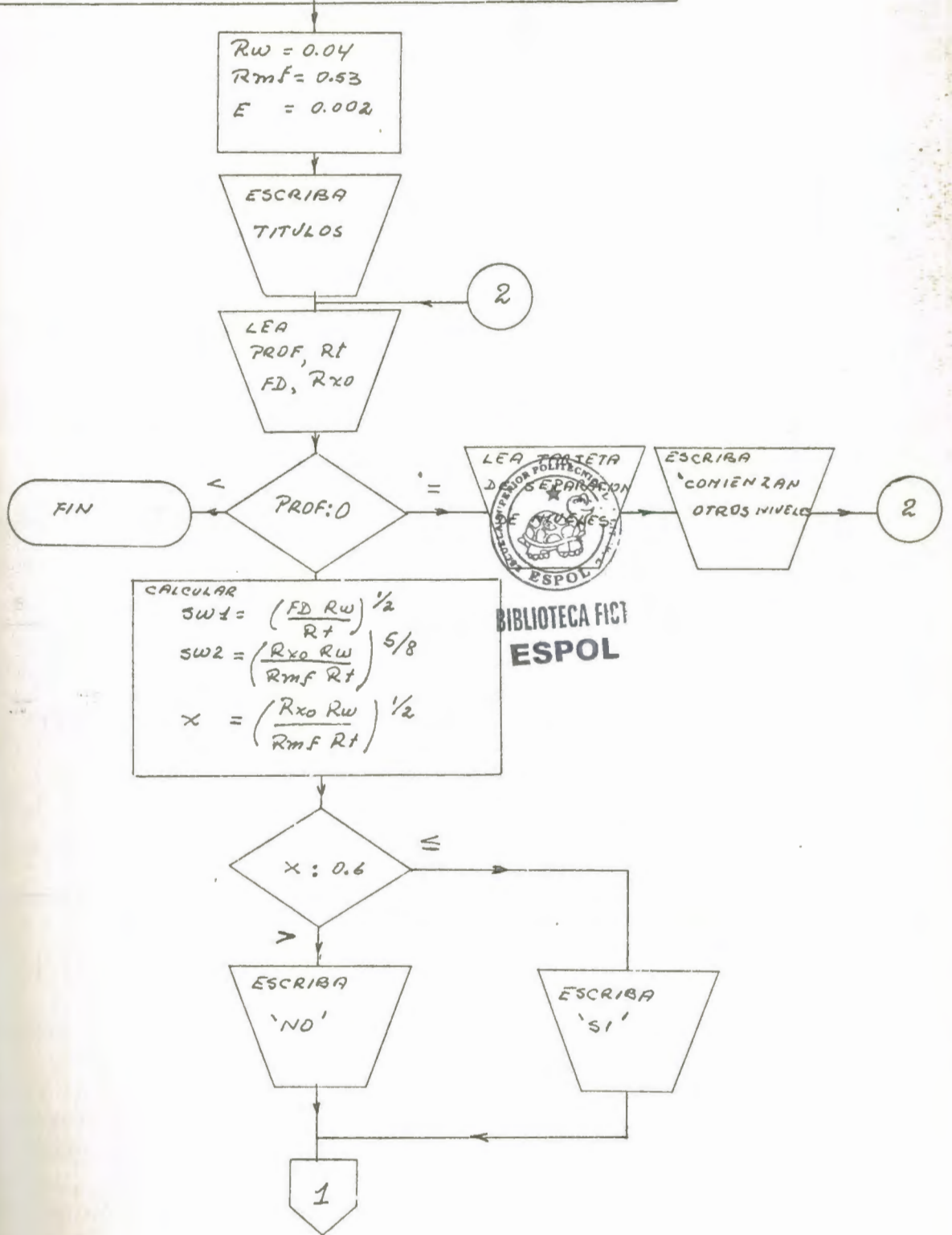
"AGUA"

$$\phi_e < \phi_{Sxo} > \phi_{Sw}$$

"POR DETERMINARSE"

DIAGRAMA DE FLUJO 1-3

PROGRAMA QUE DETERMINA POR DOS METODOS SATURACION DE AGUA Y MOVILIDAD DE ACEITE POZO # 1



1

$$FI = \left(\frac{0.81}{FD} \right)^{1/2}$$

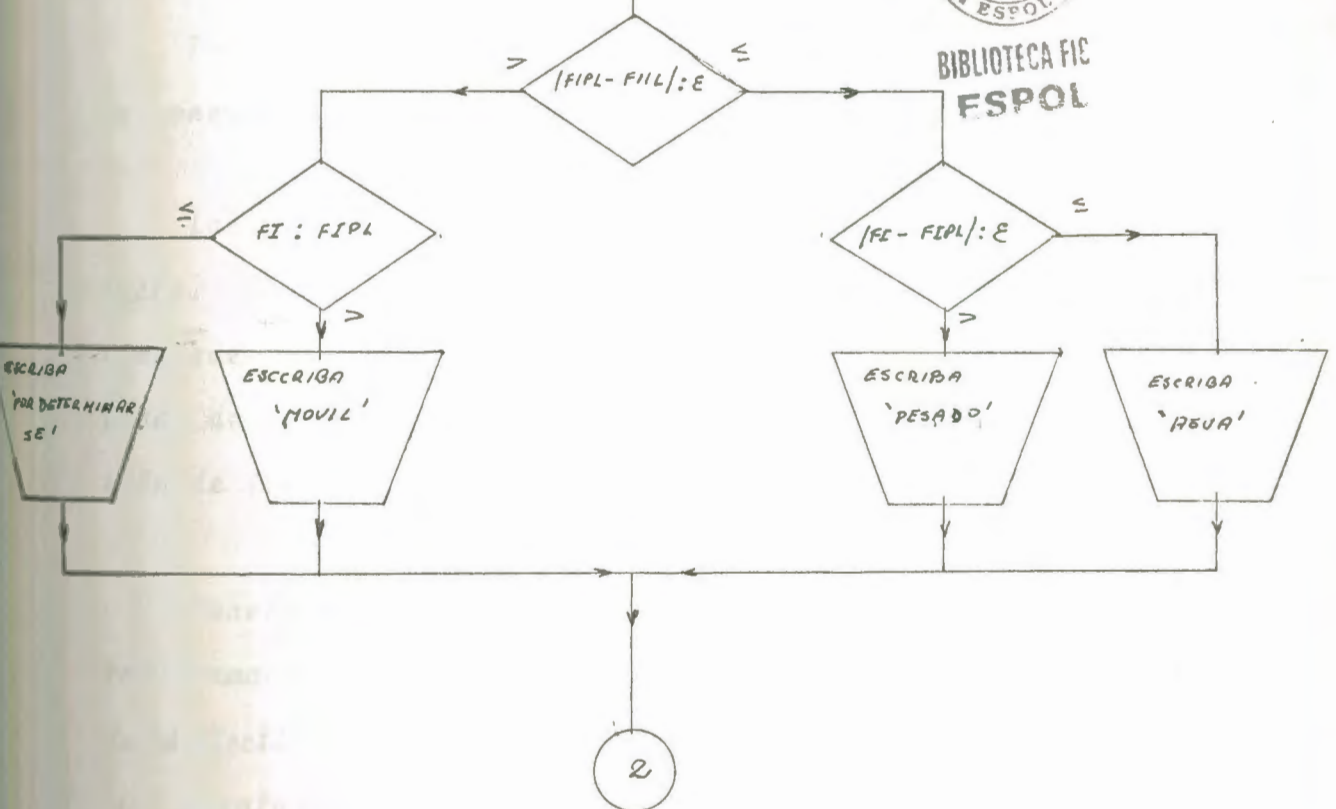
$$FILL = \left(\frac{0.81 R_w}{R_f} \right)^{1/2}$$

$$FIPL = \left(\frac{0.81 R_m F}{R_{x0}} \right)^{1/2}$$

ESCRIBA; PROF, Rf, FD, RxD
SW1, SW2, X, Ø, FILL, FIPL, FI



BIBLIOTECA FIC
ESPOL



DETERMINACION DE LAS PERMEABILIDADES, FACTOR VOLUMETRICO, VISCOSIDAD DE ACEITE, PRODUCTIVIDAD DEL POZO, ACEITE EN SUPERFICIE POR (ACRE - FT).

PERMEABILIDAD.- Es la propiedad con que una formación permite el paso de un fluido de determinada viscosidad a través de ella.

Para que una roca sea permeable debe tener porosidad interconectada.



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

Las permeabilidades de las formaciones productoras varían mucho. Abarcan (0.1 md. hasta 13000 md). La Permeabilidad mínima que permite la explotación comercial de un yacimiento depende de varios factores: Espesor de la zona productiva, presión de formación, saturación de agua, etc.

Cuando dos o más fluidos inmiscibles están presentes en las formaciones sus flujos interfieren mutuamente. La permeabilidad efectiva al aceite y al agua (k_o , k_w) son inferiores a la permeabilidad absoluta. La permeabilidad efectiva de una roca depende no solo de las características intrínsecas de la misma, sino de la proporción relativa de estos.

$$\text{Permeabilidad relativa al agua} = \frac{k_w}{K}$$

$$\text{Permeabilidad relativa al aceite} = \frac{k_o}{K}$$

Las permeabilidades relativas varían de (0 - 1.0)

k_w = Permeabilidad efectiva al agua

k_o = Permeabilidad efectiva al aceite

K = Permeabilidad absoluta

ESTIMACION DE LA PERMEABILIDAD ABSOLUTA. - Usando porosidad y saturación de agua, una relación empírica entre K , ϕ (S_{wi}) - para arenas ⁽¹⁵⁾.

$$K = (250 \times \phi^3 / (S_{wi})^2)$$

250 = constante para petróleo de gravedad media.

(S_{wi}) = Saturación de agua irreductible

La saturación irreductible se la obtiene del análisis de los perfiles en niveles arriba de la zona de transición.

Si se analiza los valores de saturación de agua calculados, según el programa de computadora 1-3. Se observa que en

niveles con saturación de aceite, la saturación de agua irreductible es alrededor de 0.10 (S_{wi}) = 0.10

PREDICCIÓN DEL PORCENTAJE DE AGUA PRODUCIDA

La proporción agua-petróleo (WOR) de la producción total en la superficie es definida por la ecuación ⁽²⁶⁾

$$WOR = \beta_0 \frac{k_w}{k_o} \frac{\mu_o}{\mu_w}$$

$$k_{rw} = \frac{k_w}{K}$$

$$k_w = k_{rw} K$$



BIBLIOTECA FIC
ESPOL

$$k_o = k_{ro} K$$

$$WOR = \beta_0 \frac{k_{rw}}{k_{ro}} \frac{\mu_o}{\mu_w}$$

WOR = Relación agua - petróleo, de la producción.

β_0 = Factor volumétrico del petróleo en el Yacimiento.

En la interpretación de registros se puede estimar con bastante exactitud el factor volumétrico según la regla de Arps .

$$\beta_0 = 1.05 + 5 \times (\text{profundidad (ft)}) \times 10^{-5}$$

μ_o = Viscosidad de Aceite a condiciones de yacimiento.

Una correlación que da buenos resultados para estimar la viscosidad del aceite

$$\mu_o = \frac{\beta_o \mu}{1 + 4(\beta_o - 1)\mu}$$

μ = Viscosidad de aceite a condiciones superficie y depende de la gravedad API del Aceite

Por Fig. 4-8 (Handbook - Pirson) = 2.1 cp

Para calidad de aceite de 30°API y BHT = 196°F

μ_w = Viscosidad del agua a condiciones de Yacimiento.

La viscosidad del agua connata, es afectada por la salinidad de la misma y depende de la variación de la temperatura.

$R_w = 0.04$ 60.000 (PPM) según Fig. (4-1 Handbook - Pirson)

De Fig. (4-6 Handbook - Pirson) $\mu_w = 0.33$

La utilización de la ecuación relación (agua - petróleo) requiere una evaluación de la permeabilidad relativa del agua y aceite. Park Jones en 1945 presentó ecuaciones por las que

se podía estimar las permeabilidades relativas cuando Saturación de agua (S_w), saturación de agua irreducible (S_{wi}) eran conocidas.⁽¹⁵⁾

Estas ecuaciones que desde entonces han sido empleadas - con buenos resultados son las siguientes:

$$k_{rw} = \left(\frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{wi}} \right)^3$$

$$k_{ro} = \left(\frac{0.9 - S_w}{0.9 - S_{wi}} \right)^2$$



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

RECOBRAMIENTO DE ACEITE POR (ACRE - FT)

El recobro depende del mecanismo de producción, para el caso del mecanismo empuje por agua. Doll desarrolló una teoría considerando que la zona lavada es realmente un empuje por agua en miniatura, en el cual el aceite es desplazado por el filtrado de lodo y haciendo las siguientes consideraciones se tiene:

$$\text{Saturación de aceite original} = S_o$$

$$S_o = 1 - S_w = 1 - \left(\frac{F \times R_w}{RT} \right)^{1/2}$$

Saturación de aceite residual = ROS

$$ROS = 1 - S_{x0} = 1 - \left(\frac{F \times RMF}{R_{x0}} \right)^{1/2}$$

Saturación de aceite desplazado =

$$S_0 - ROS = \left(1 - \frac{FR_w}{R_t} \right)^{1/2} - \left(1 - \frac{F \times RMF}{R_{x0}} \right)^{1/2}$$



Aceite en superficie por (Acre - Ft)

$$7758 \times \frac{\phi}{\beta_0} (S_0 - ROS)$$

Reemplazando $\phi^2 = \frac{0.81}{F}$

$$\text{Aceite en superficie/Acre - Ft} = 6.992/\beta_0 \left[\left(\frac{RMF}{R_{x0}} \right)^{1/2} - \left(\frac{R_w}{R_t} \right)^{1/2} \right]$$

DIAGRAMA DE FLUJO 14

PROGRAMA QUE CALCULA: PERMEABILIDAD ABSOLUTA, PERMEABILIDAD RELATIVA AL ACEITE Y AL AGUA, FACTOR VOLUMETRICO, VISCOSIDAD DE ACEITE, PRODUCTIVIDAD DEL POZO, ACEITE EN SUPERFICIE POR ACRE-FT POZO #1

$S_{wi} = 0.10$
 $R_w = 0.04$
 $R_{mf} = 0.53$
 $\mu = 2.1$
 $\mu_w = 0.33$

ESCRIBA TITULOS

LEA, PROF, Rt, FD
Rxo



FIN

PROF: 0

LEA, TARSE DE SEPARACION DE NIVELES

OTROS INGENIEROS

CALCULAR

$$\phi = \left(\frac{0.81}{FD} \right)^{1/2}$$

$$K = (250 \times \phi^3 / S_{wi})^2$$

$$S_{w1} = (FD \times R_w / R_t)^{1/2}$$

$$S_{w2} = (R_{xo} - R_w / R_t \times R_{mf})^{5/8}$$

$$k_{rw1} = (S_{w1} - S_{wi} / 1 - S_{wi})^3$$

$$k_{rw2} = (S_{w2} - S_{wi} / 1 - S_{wi})^3$$

$$k_{ro1} = (0.9 - S_{w1} / 0.9 - S_{wi})^2$$

$$k_{ro2} = (0.9 - S_{w2} / 0.9 - S_{wi})^2$$

$$\beta_0 = 1.0515 \times PROF \times 10^{-5}$$

$$\mu_0 = \beta_0 \mu / [1.14 \times (\beta_0 - 1) \mu]$$

$$WOR_1 = \beta_0 k_{rw1} \mu_0 / k_{ro1} \mu_w$$

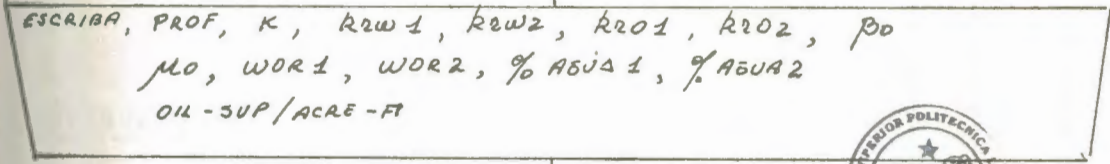
$$WOR_2 = \beta_0 k_{rw2} \mu_0 / k_{ro2} \mu_w$$

$$\% \text{ AGUA } 1 = WOR_1 / 1 + WOR_1$$

$$\% \text{ AGUA } 2 = WOR_2 / 1 + WOR_2$$

$$\text{OIL - SUP/ACRE-FT} = 6982 / \beta_0 \left[(R_{mf} / R_{xo})^{1/2} - (R_w / R_t)^{1/2} \right]$$

1




BIBLIOTECA FICT
ESPOL

ANALISIS CUANTITATIVO DE REGISTROS

POZO # 2

INTERVALOS ANALIZADOS

Todos los que presentan las siguientes características:

- a. Separación positiva entre 1 1/2" lateral y 2" normal, indicación de permeabilidad.
- b. Deflexión negativa de la curva del SP,  *antes* de la indicación de contraste de resistividad y por lo tanto de permeabilidad.
- c. Presencia de costra en el Caliper o sea disminución de diámetro de pozo.

BIBLIOTECA FICT
ESPOL

Los intervalos que presentan estas características:

8416'	-	8444'
9248'	-	9274'
9436'	-	9530'

DATOS DE ENCABEZAMIENTO DE LOS REGISTROS

Temperatura de Fondo BHT = 199°F

Resistividad de Lodo $R_m = 1.30 \text{ OHMIOS-MT.}$ a BHT

Resistividad de filtrado de lodo $R_{mf} = 0.7 \text{ OHMIOS-MT}$ a BHT

Resistividad de costra de lodo $R_{mc} = 1.8 \text{ OHMIOS-MT}$ a BHT

Densidad de lodo $D_m = 9.5$ #/GAL
 PH = 8.2

DETERMINACION DE LA RESISTIVIDAD DE AGUA DE FORMACION

- a. No existen datos de análisis de laboratorio con respecto a las muestras de formación.
- b. Análisis de la curva de potencial espontáneo (SP)

INTERVALO (8444-8416) CONTAC - CALIPER
 Espesor 28' SP = - 97 mv (Tomado del SP)

$R_t = 3$ OHMIOS-MTS (Induccion Log - 6FF40)

$d = 8 \frac{3}{4}$ " $t_{mc} = 1/4$ ". Relación entre el espesor de intervalos y diámetro de pozo es, $28d$, que con $R_t/R_m = 2.3$ en Fig. 6-6 (Handbook-Pirson) 100% de donde, SP estatico (SSP) = - 97 mv.

Al obtener la resistividad de agua de formación (R_w), se asume que el componente electrocinético de la curva del SP es insignifi⁽²⁾cante.

De donde SSP = - K Log $\frac{R_m f_e}{R_w e}$

Esta ecuación está representada en las Fig. 6-7 (Handbook-Pirson)

Fig. SP-1 (Schlumberger)

$$\frac{R_{mfe}}{R_{we}} = 14 \quad \text{Fig. 6-7 (Handbook - Pirson)}$$

$$\text{Fig. SP-1 (Schlumberger)}$$

Si R_{mf} a $75^{\circ}F > 0.10 \text{ ohm-in}$ $R_{mfe} = 0.85 R_{mf}^{(9)}$

$$R_{mfe} = 0.85 \times 0.75 = 0.639$$

$$R_{we} = \frac{0.639}{14} = 0.0455$$

La Fig. SP-2 (Schlumberger), Fig. 6-8 (Handbook - Pirson)

Relaciona R_{we} con R_w .



BIBLIOTECA FIST
ESPOL

$R_w = 0.047$ Fig. SP-2 (Schlumberger)

Fig. 6-8 (Handbook - Pirson)

INTERVALO (9274 - 9248) Tomado del CONTAC- CALIPER

Espesor = 26' SP = - 102 mv

28d $R_t/R_m = 3.07$ En Fig. 6-6 (Handbook - Pirson)

100%, de donde, SSP = - 102 mv.

En base a las condiciones antes mencionadas.

$$\frac{R_{mfe}}{R_{we}} = 15.3 \quad \text{Fig. 6-7 (Handbook-Pirson)}$$

$$\text{Fig. SP-1 (Schlumberger)}$$

$$R_{mfe} = 0.85 \quad R_{mf}$$

$$R_{mfe} = 0.85 \times 0.75 = 0.639$$

$$R_{mfe} = 0.639$$

$$R_{we} = \frac{0.639}{15.3} = 0.0415$$

$$R_w = 0.046 \quad \text{Fig. SP-2} \quad (\text{Schlumberger})$$

$$\text{Fig. 6-8} \quad (\text{Handbook - Pirson})$$

Intervalo (9530 - 9436) CONTACT CALIPER, FORXO, LOG

$$e = 94'$$

$$SP = -64 \text{ mv}$$

$$\frac{R_l}{R_m} = 54, 125 \text{ d}; \text{ EN FIG 6-6 HANDBOOK - PIRSON SE TIENE:}$$

$$SSP = -64 \text{ mv}$$

En base a las condiciones antes mencionadas

$$\frac{R_{mfe}}{R_{we}} = 5.7 \quad \text{Fig. SP-1} \quad (\text{Schlumberger})$$

$$R_{mfe} = 0.85 \quad R_{mf}$$

$$R_{mfe} = 0.639$$

$$R_{we} = \frac{0.639}{507} = 0.112$$

$R_w = 0.12$ *Fig.* SP-2 (Schlumberger)
 Fig. 6-8 (Handbook-Pirson)

CONCLUSION

La resistividad de agua de formación determinada en los niveles, (8416 - 8444) y en (9248 - 9274) son más representativos debido a que presentan mayor deflexión de la curva del SP, la relación R_t/R_m es baja lo que hace las lecturas de las curvas lean cerca del SSP, de donde:

$$R_w = 0.046 \text{ OHMIO}-\text{MT.}$$

MÉTODOS PARA OBJETIVIZAR NIVELES SATURADOS DE ACEITE Y DES
CARTAR NIVELES SATURADOS DE AGUA.

MÉTODO DE RESISTIVIDAD DE AGUA APARENTE (RWA)

El fundamento de este método está descrito ya anterior-
mente, es particularmente útil en arenas donde existen gran
número de capas a ser investigadas, pues se eliminan los -
niveles saturados de agua, y quedan los niveles saturados
de aceite los que necesitarán un análisis posterior.



La presentación es la determinación continua de RWA y
RmFA Vs. la profundidad. Como lo demuestra el programa de
computadora. #2-2

BIBLIOTECA FICT
ESPOL

El Método asume que: Resistividad de agua de formación
(Rw) y densidad de la matriz (ρ_{ma}) permanecen constantes.

$$Rw = 0.046$$

$$\rho_{ma} = 2.68$$

Haciendo las sustituciones respectivas, se tiene:

$$RWA = RIL/FD$$

$$RMFA = ROFXO/FD$$

- FD = Factor de formación del Density Log
 RIL = Resistividad del Registro de Inducción 6FF40
 ROFXO = Resistividad del registro Microconductor de Welex.

De donde:

a. NIVELES SATURADOS DE AGUA

$$R_{WA} = R_w = 0.046 \quad \text{o valores menores que } 4R_w \approx 0.2$$

$$R_{MFA} \leq R_{mf} = 0.7 \quad \text{o valores menores que } 0.7$$



BIBLIOTECA FIS
 ESPOL

b. NIVELES SATURADOS DE ACEITE

$$R_{WA} \approx 4R_w = 0.20$$

$$R_{MFA} \approx R_{MF} = 0.7$$

METODO DE LA RAZON DE FACTOR DE FORMACION (FA)

Este método está demostrado ya anteriormente, y sirve para descartar niveles saturados de agua, donde

$$FA = FR/FD$$

$$FR = ROFXO/R_{mf}$$

ROFXO = Resistividad del FORXO - Log, Equivalente microregistro enfocado.

FD = Factor de formación del Density Log

a. Niveles saturados de Agua

$$FA \leq 1.0$$

b. Niveles saturados de aceite

$$FA > 1.0$$

El programa de computadora 2-1 calcula la variación de la temperatura con la profundidad de los intervalos analizados, y después calcula la resistividad de lodo R_m con la temperatura. La Resistividad de filtrado de lodo R_{mf} y la Resistividad de costra de lodo R_{mc} dependen de la temperatura pero para este caso que se analiza la variación es tan pequeña que no afecta los cálculos, la variación que sufre la temperatura es de $10^{\circ}F$ en todos los intervalos analizados.

Se presenta el Diagrama de Flujo y el programa de computadora # 2-2 que calcula RW , $RMFA$, FA compara los valores obtenidos y de acuerdo a esta comparación escribe un comentario ya sea "OIL", o "AGUA" de acuerdo a los resultados interpretados.

DIAGRAMA DE FLUJO 2-1

105

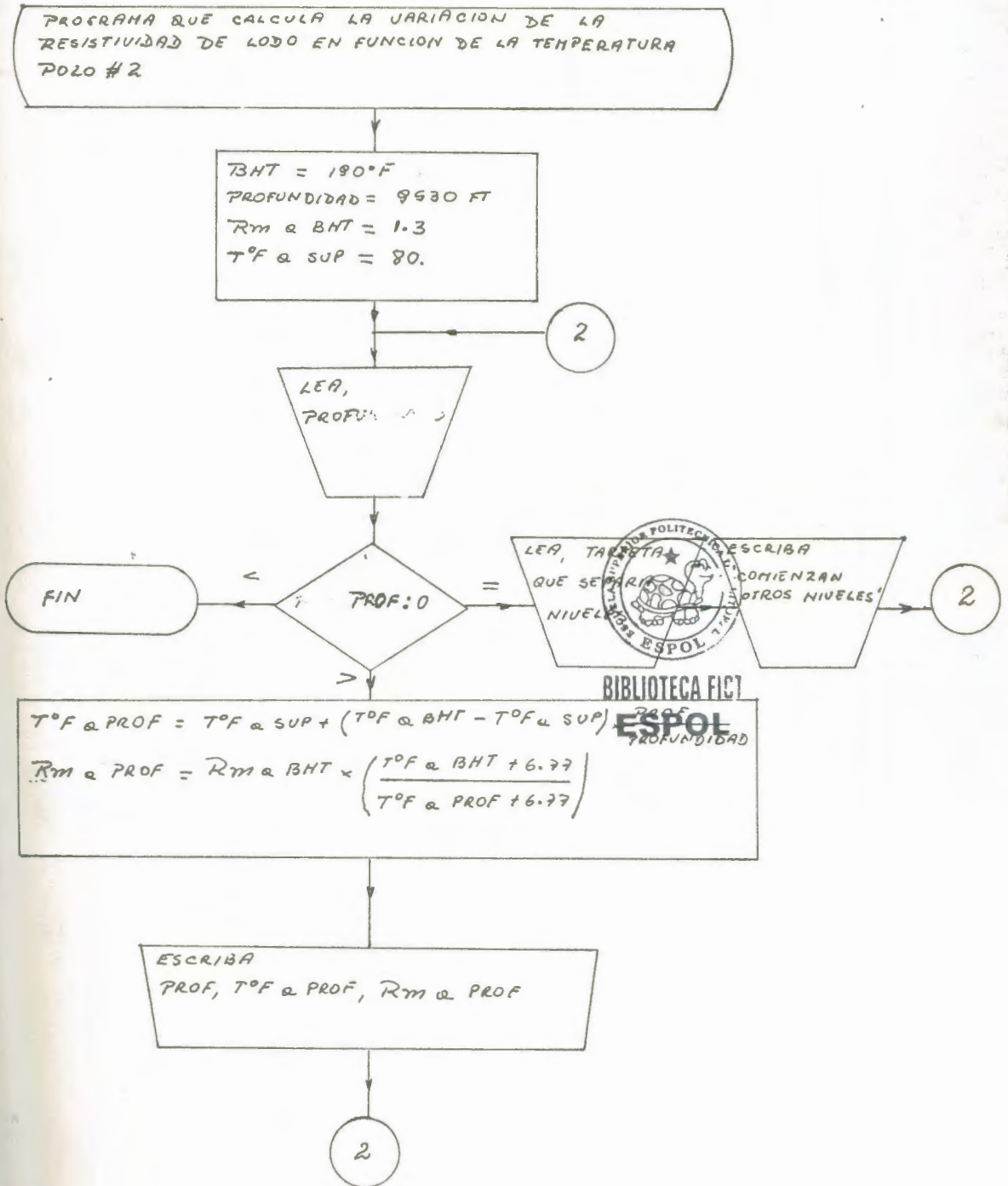


DIAGRAMA DE FLUJO 2-2

PROGRAMA QUE DETERMINA LOS NIVELES SATURADOS CON ACEITE POR LOS METODOS DE COMPARACION:
 RWA, RELACION DE FACTOR DE FORMACIONES (FA)
 POZO #2

$R_{mf} = 0.2$
 $R_w = 0.046$
 $\gamma R_w = 0.2$

ESCRIBA
 TITULOS

2

LEA,
 PROF, RFXD
 RIL, DL



PROF:0

ESCRIBA
 COMIENZAN
 OTROS NIVELES

2

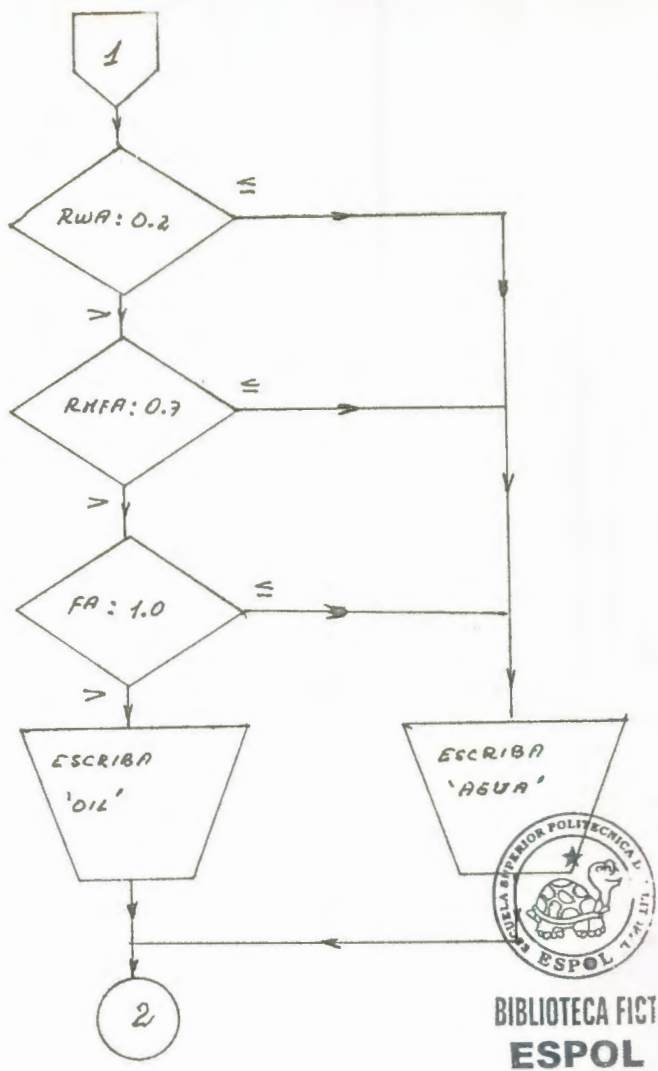
RFXD:0

FIN

CALCULAR
 $\phi = 2.68 - 3L / 2.68$
 $FD = 0.81 / \phi^2$
 $RWA = RIL / FD$
 $FR = RFXD / R_{mf}$
 $FA = FR / FD$

ESCRIBA: PROF, RFXD, RIL, ~~FD~~, FD, RWA
 RWA, FR, FA

1



DETERMINACION DE POROSIDAD

En el Pozo # 2 se dispone del Registro de densidad com pensado siendo una de las principales características la co rrección automática que hace principalmente para la costra de lodo, que es uno de los factores que más altera la curva. ⁽¹⁰⁾

Diámetro de pozo mayores de 10" alteran la curva, lo que no ocurre para el pozo # 2.

La porosidad a partir del registro de densidad se de termina por la siguiente ecuación:

$$\phi = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f}$$

ρ_b = densidad leída por el registro

ρ_{ma} = densidad de la matriz

ρ_f = densidad del fluido

$\rho_{ma} = 2.68$ arenas calcáreas o calizas arenosas

$\rho_f = 1.0$

Asumiendo que no existe saturación de gas residual, ya que en todos los niveles, la densidad del registro no descien de desproporcionadamente, se tiene:



$$\emptyset = \frac{2.68 - S_b}{2.68 - 1.0} = \frac{2.68 - DL}{1.68}$$

La ausencia de material lutítico como lo demuestra el perfil de rayos Gamma, hace que la ecuación anterior trabaje en forma más precisa.



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

DETERMINACION DE LA RESISTIVIDAD DE LA ZONA LAVADA (Rxo)

Para la determinación de esta resistividad se dispone del FoRxo - Log que es un Microperfil de la Compañía Welex.


Como se trata de un sistema de corriente enfocada, en el cual la corriente eléctrica atraviesa la costra en una dirección relativamente horizontal y la distancia que la misma tiene que cruzar a través de la costra es muy pequeña en comparación con la distancia que penetra en la formación.

La influencia que la costra ejerce sobre la medida de resistividad, es muy reducida debido a que la resistividad de la costra es relativamente menor que en las formaciones.

Es posible con esta curva determinar Rxo con precisión para altos valores de la relación Rxo/Rmc siempre que el espesor de costra no exceda 3/8" como lo demuestra la tabla 21.

CORRECCION DE LAS LECTURAS PARA LA CURVA CORTA
NORMAL (AM=18")

Se dispone del Registro Corto Normal (AM = 18"), la curva presenta una forma simétrica debido al espesor de las formaciones en las profundidades analizadas.

Las lecturas se las ha corregido por la carta # 9 (Welex) que corrige para efectos de capas adyacentes  or de intervalo como lo demuestra la Tabla # 2-2.

BIBLIOTECA FICT
ESPOL

ESTIMACION DE LOS VALORES DE RESISTIVIDAD VERDADERA DE LA FORMACION Y DIAMETRO DE INVASION

Una determinación de la resistividad verdadera de la formación bajo una gran variedad de condiciones es posible con combinaciones de registros que midan a profundidades adecuadas. Cuando la invasión no es demasiado profunda los registros inductivos miden la resistividad verdadera de la formación.

El Gráfico 14-1 (Schlumberger) demuestra que bajo las condiciones $R_w = 0.046$ $\phi = (10\% - 20\%)$ el Registro de inducción es más adecuado para determinación de la resistividad de la formación, este gráfico fue construido con variaciones de diámetro de invasión hasta 80".

La Curva corta normal tiene que ser corregida para efecto de diámetro de pozo y capas adyacentes. Se debe tener en cuenta que cuando el diámetro de invasión es menor que 100" y el valor de (R_t) es menor que $2.5 R_{xo}$ el Registro de Inducción lee cerca la resistividad verdadera de la formación.

En virtud de lo demostrado en el análisis cuantitati-

vo del Pozo # 1 en lo que respecta al factor geométrico del registro cuando $DI = 100''$ lee 70% de la resistividad de la formación, o sea que para valores menores (DI) es más precisa.

De la observación de las cartas en las páginas 44 y 45 del manual de "Welex" no existe corrección para las lecturas de inducción cuando los espesores son mayores que 20 (ft).

Si se observa las cartas de corrección de las páginas 56 y 57 del manual de Welex se notará la precisión de las lecturas del registro de inducción con respecto a la resistividad verdadera.



Por lo antes expuesto se ha tomado como resistividad verdadera de la formación las lecturas del registro de inducción 6FF40 las mismas que aparecen en el programa 2-3.

DETERMINACION DE LA SATURACION DE AGUA Y MOVILIDAD DE ACEITE

Como para el pozo anterior, la determinación de saturación de agua en formaciones limpias (no arcillosas), se lo hace por la fórmula de Archie, que es la siguiente: ⁽⁸⁾

$$S_w = \left(\frac{FR_w}{R_t} \right)^{1/2}$$

Considerando, la saturación de fluidos en la zona lavada y haciendo la siguiente asunción $S_{xo} = S_w^{1/5}$ que funciona para niveles con moderada invasión, se determina la saturación en la zona lavada

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



**BIBLIOTECA FICT
ESPOL**

MOVILIDAD DE ACEITE

1. Determinando saturación de agua en la zona no contaminada mediante

$$S_w = \left(\frac{FR_w}{R_t} \right)^{1/2}$$

y saturación de fluidos en la zona lavada, mediante

$$S_{x0} = \left(\frac{F R_{x0}}{R_{m\phi}} \right)^{1/2}$$

Dividiendo las dos ecuaciones anteriores se tiene

$$\frac{S_w}{S_{x0}} = \left(\frac{R_w/R_t}{R_{m\phi}/R_{x0}} \right)^{1/2}$$

En donde si el valor de $R_{x0} > R_t$ dara valores bajos del cuociente $\frac{S_w}{S_{x0}}$ ⁽¹³⁾

De donde:

$$\frac{S_w}{S_{x0}} > 0.6 \quad \text{no existe indicación de movilidad de hidrocarburos.}$$

$$\frac{S_w}{S_{x0}} < 0.6 \quad \text{es indicación de movilidad de hidrocarburos}$$



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

2. Otro método, como ya se lo demostró en el pozo # 1, es calculando:

$$\phi S_{x0} = \frac{0.81 R_{m\phi}}{R_{x0}} \quad 1/2$$

$$\phi S_w = \frac{0.81 R_w}{R_t} \quad 1/2$$

ϕ_e = Porosidad efectiva de la formación tomada en este caso del Density Log.

Bajo las siguientes condiciones se determina:

$\phi_e \approx \phi_{Sxo} \approx \phi_{Sw}$	Nivel, acuífero
$\phi_e > \phi_{Sxo} > \phi_{Sw}$	Nivel, con indicación de hidrocarburos móviles.
$\phi_e > \phi_{Sxo} \approx \phi_{Sw}$	Nivel con indicación de hidrocarburos pesado.

El programa de computadora 2-3 tiene por objeto:

1. Calcular la saturación de agua, en cada nivel mediante las siguientes ecuaciones

$$Sw_1 = \left(\frac{FRw}{Rt} \right)^{1/2} \quad \text{Archie}$$

$$Sw_2 = \left(\frac{Rx_0/Rmf}{Rt/Rw} \right)^{5/8} \quad \text{Zona lavada}$$

2. Determina en cada nivel, la existencia de aceite móvil calculando:

$$X = \frac{Sw}{Sxo} = \left(\frac{Rx_0/Rmf}{Rt/Rw} \right)^{1/2}$$



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

Luego compara los resultados

$X \leq 0.6$ Escribe comentario "SI"

$X > 0.6$ Escribe comentario "NO"

Calcula ϕ_e , ϕ_{Sxo} , y ϕ_{Sw} para cada nivel, compara los valores y emite un comentario según

$\phi_e > \phi_{Sxo} > \phi_{Sw}$ MOVIL

$\phi_e \approx \phi_{Sxo} \approx \phi_{Sw}$ "AGUA"

$\phi_e < \phi_{Sxo} > \phi_{Sw}$ "POR DETERMINARSE"

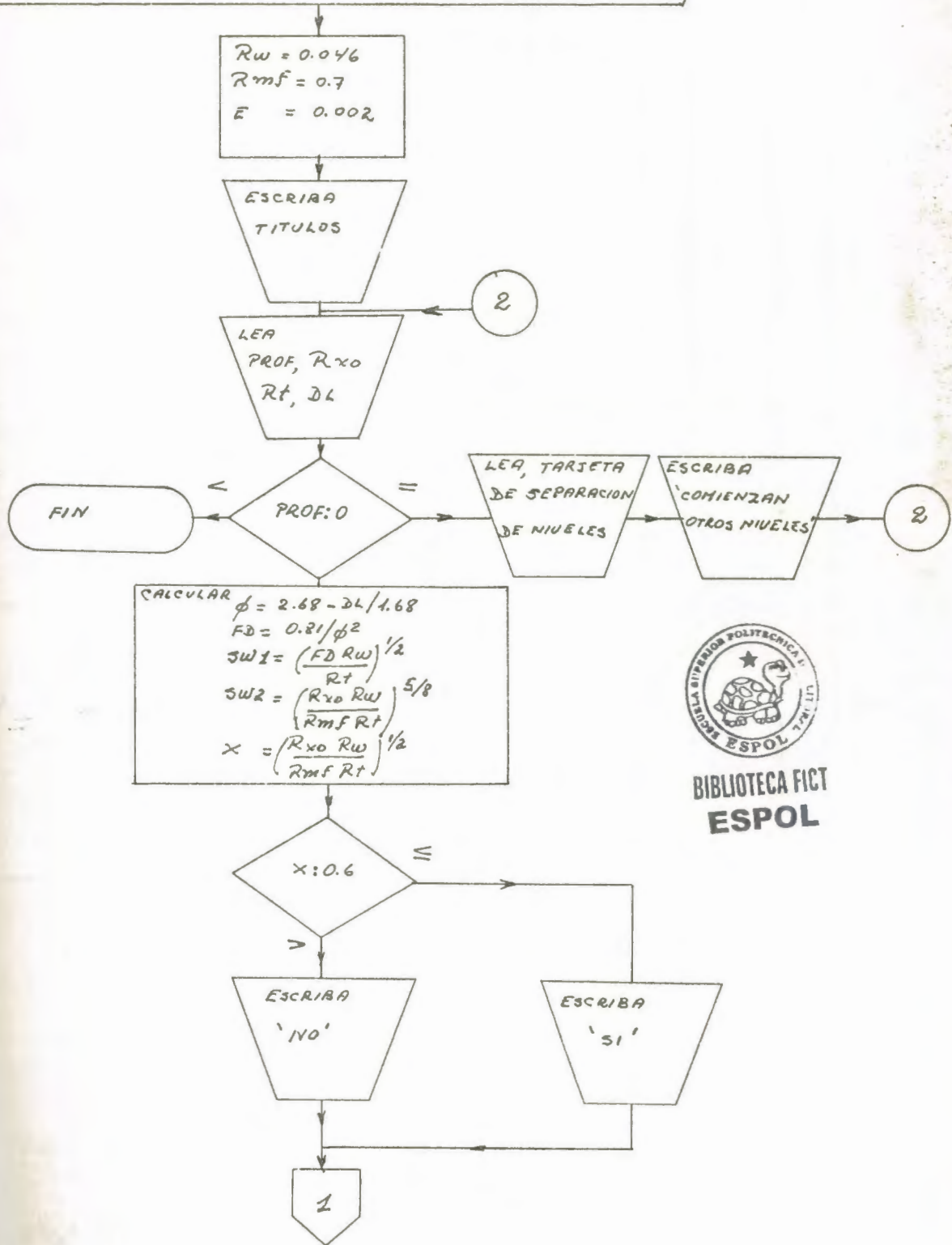
Para las comparaciones utiliza un factor de error $E = 0.002$.



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

DIAGRAMA DE FLUJO 2-3

PROGRAMA QUE DETERMINA POR DOS METODOS SATURACION DE AGUA Y MOVILIDAD DE ACEITE POZO #2



BIBLIOTECA FICT ESPOL

1

$$FI = \phi$$
$$FIIL = \left(\frac{0.81 R_w}{R_f} \right)^{1/2}$$
$$FIPL = \left(\frac{0.81 R_{mf}}{R_{x0}} \right)^{1/2}$$

ESCRIBA: PROF, Rf, Fd, Rx0
SW1, SW2, X, FI, FIIL, FIPL

> $|FIPL - FIIL| : \epsilon$ \leq

\leq $FI : FIPL$

$|FI - FIPL|$

ESCRIBA
'POR DETERMINAR SE'

ESCRIBA
'NDVIL'

ESCRIBA
'PESADO'



BIBLIOTECA
'ESCRIBA
ESPOL
'ASUA'

2

DETERMINACION DE PERMEABILIDADES, FACTOR VOLUMETRICO, VISCOSIDADES DE ACEITE, PRODUCTIVIDAD DEL POZO Y ACEITE EN SUPERFICIE POR (Acre - Ft).

Tomando en cuenta las mismas consideraciones hechas para el Pozo # 1 se tiene.

PERMEABILIDAD ABSOLUTA

Se la puede estimar mediante la siguiente ecuación

$$K = (250 \times \phi^3 / Swi)^2$$

Donde:

- ϕ = Porosidad del registro de densidad
- 250 = Constante para petróleo de gravedad media
- Swi = 0.10 este valor es producto de la observación de los niveles saturados con aceite en el programa # 2 - 3.

PREDICCIÓN DEL PORCENTAJE DE AGUA PRODUCIDA WOR

La relación agua-petróleo se la determina mediante la



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

Siguiente ecuación

$$WOR = \beta_0 \frac{k_{rw} \mu_0}{k_{ro} \mu_w}$$



BIBLIOTECA FIC
ESPOL

Donde:

WOR = Relación agua - petróleo de la producción en superficie.

β_0 = Factor volumétrico del petróleo en yacimiento

Este factor se lo estima mediante la relación de ARPS.

$$\beta_0 = 1.05 + 5 \times \text{Profundidad (Ft)} \times 10^{-5}$$

μ_0 = Viscosidad de aceite a condiciones de yacimiento.

$$\mu_0 = \frac{\beta_0 \mu}{1 + 4(\beta_0 - 1)}$$

μ = Viscosidad de aceite a condiciones de superficie. Esta viscosidad para petróleo de 30° API según Fig. 4-8 (Handbook-Pirson) es igual 2.1 cp.

μ_w = 0.29 según Fig. 4-6 (Handbook - Pirson)

La determinación de las permeabilidades relativas me-

dianter registros eléctricos

$$k_{rw} = \left(\frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{wi}} \right)^3$$

$$k_{ro} = \left(\frac{0.9 - S_w}{0.9 - S_{wi}} \right)^2$$

RECUPERACION DE ACEITE POR ACRE - FT, PARA CADA NIVEL ANALIZADO.

De la misma manera que en el caso anterior:

Saturación de aceite original

$$S_o = 1 - S_w = 1 - \left(\frac{F R_w}{R_t} \right)^{1/2}$$

Saturación de aceite residual ROS

$$ROS = 1 - S_{xo} = 1 - \left(\frac{F R_{m\phi}}{R_{xo}} \right)^{1/2}$$

Saturación de aceite desplazado $S_o - ROS$

$$S_o - ROS = \left[1 - \left(\frac{F R_w}{R_t} \right)^{1/2} \right] - \left[1 - \left(\frac{F R_{m\phi}}{R_{xo}} \right)^{1/2} \right]$$

$$S_o - ROS = \left(\frac{F Rm_f}{R_{x0}} \right)^{1/2} - \left(\frac{FRw}{Rt} \right)^{1/2}$$

Aceite en superficie por (Acre - Ft)

$$7758 \times \frac{\phi}{\beta_0} (S_o - ROS)$$

Reemplazando $\phi^2 = \frac{0.81}{F}$

Aceite en superficie/Acre - Ft) =

$$6992 / \beta_0 \left[\left(\frac{Rm_f}{R_{x0}} \right)^{1/2} - \left(\frac{Rw}{Rt} \right)^{1/2} \right]$$



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

DIAGRAMA DE FLUJO 2-4

PROGRAMA QUE CALCULA: PERMEABILIDAD ABSOLUTA, PERMEABILIDAD RELATIVA AL ACEITE Y AL AGUA, FACTOR VOLUMETRICO, VISCOSIDAD DE ACEITE PRODUCTIVIDAD DEL POZO, ACEITE EN SUPERFICIE POR ACRE-FT POZO # 2

$R_w = 0.046$
 $R_{mf} = 0.7$
 $S_{wi} = 0.10$
 $\mu = 2.1$
 $\mu_w = 0.29$

ESCRIBA
TITULOS

LEA,
PROF, R_{xo}
 R_t , D_L

2

FIN

PROF: 0

LEA, TARJETA
DE SEPARACION
DE NIVELES

ESCRIBA
CONFECCION
DE TARJETA
DE NIVELES

2

CALCULAR:

$$\phi = 2.68 - D_L / 1.68$$

$$FD = 0.81 / \phi^2$$

$$K = (250 \phi^3 / S_{wi})^2$$

$$S_{w1} = (FD R_w / R_t)^{1/2}$$

$$S_{w2} = (R_{xo} R_w / R_t R_{mf})^{5/8}$$

$$k_{rw1} = (S_{w1} - S_{wi} / 1 - S_{wi})^3$$

$$k_{rw2} = (S_{w2} - S_{wi} / 1 - S_{wi})^3$$

$$k_{r01} = (0.9 - S_{w1} / 0.9 - S_{wi})^2$$

$$k_{r02} = (0.9 - S_{w2} / 0.9 - S_{wi})^2$$

$$\beta_0 = 1.05 + 5 \times PROF \times 10^{-5}$$

$$\mu_0 = \beta_0 \mu / [1 + 4(\beta_0 - 1) \mu]$$

$$WOR_1 = \beta_0 k_{rw1} \mu_0 / k_{r01} \mu_w$$

$$WOR_2 = \beta_0 k_{rw2} \mu_0 / k_{r02} \mu_w$$

$$\% \text{AGUA1} = WOR_1 / 1 + WOR_1$$

$$\% \text{AGUA2} = WOR_2 / 1 + WOR_2$$

$$OIL - SUP / ACRE - FT = 6992 / \beta_0 \left[\left(\frac{R_{mf}}{R_{xo}} \right)^{1/2} - \left(\frac{R_w}{R_t} \right)^{1/2} \right]$$

BIBLIOTECA FICT
ESPOL

1

1

ESCRIBA, ρ rof, k , k_{rw1} , k_{rw2} , k_{r01} , k_{r02} , β_0
 μ_0 , w_{0r1} , w_{0r2} , % Δ SUA1, % Δ SUA2
OIL-SUP/ACRE-FT

2



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

ANALISIS CUANTITATIVO

POZO # 3

INTERVALOS ANALIZADOS. - Todos los que presentan las siguientes características en los registros:

- a. Deflexión negativa en la curva del potencial espontáneo SP
- b. Separación positiva entre el micronormal 2" y el microinverso 1" x 1"
- c. Presencia de costra, que es indicada por el registro microcalibrador.

Los intervalos que presentan estas características son los siguientes:

9616'	-	9620'
9631'	-	9633'
9674'	-	9679'
9872'	-	9874'
9878'	-	9904'
9910'	-	9913'
9996'	-	10045'
10054'	-	10112'
10122'	-	10130'



**BIBLIOTECA FICT
ESPOL**

LITOLOGIA.- De la observación del Composite Log los intervalos están localizados en la arena "T" y la formación Hollin.

DATOS DEL ENCABEZAMIENTO DE LOS REGISTROS

Temperatura de fondo de pozo BHT = 210°F

Resistividad de lodo a BHT = 0.64 OHMIOS- MT

Resistividad de filtrado de lodo R_{mf} a 77°F = 1.41 OHMIOS-MT

Resistividad de filtrado de lodo R_{mf} a 210°F = 0.51 Fig.5-3b
Handbook-Pirson

Resistividad de costra de lodo R_{mc} a 77°F = 2.8 OHMIOS-MT

Resistividad de costra de lodo R_{mc} a 210°F = 0.68 Fig.5-3a
Handbook-Pirson

Densidad de lodo D_m = 11.3 #/GAL

PH de lodo = 8.0 Perdida de fluido = 16.4

Diámetro de broca = 8 3/4 pulgadas



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

DETERMINACIÓN DE LA RESISTIVIDAD DE AGUA DE FORMACIÓN R_w

a. No existen datos de análisis de laboratorio con respecto a las muestras de formación.

b. Determinación de la curva de potencial espontáneo SP

Intervalo 9883' - 9904' Caliper

Espesor = 21 Ft SP = - 58 mv (Tomado del SP)

R_t = 150 OHM. - MT. (Inducción Log - 6FF40)

$$d = 8 \frac{3}{4}''$$

Relación espesor de estrato a diámetro del hueco = + 27 d
con 28d, y $R_t/R_m = 235$ en Fig. 6-6 Handbook - Pirson = 76%

$$\text{Luego SSP} = -\frac{58}{0.76} = -76, 2 \text{ mv}$$

$$\text{De donde, SSP} = -K \log \frac{R_{mfe}}{R_{we}}$$

La fig. SP-1 (Schlumberger) representa esta ecuación.

$$\frac{R_{mfe}}{R_{we}} = 7.3$$

Si R_{mf} cumple con la condición $R_{mfe} = 0.85 R_{mf}$

$$R_{mfe} = 0.85 \times 0.51 = 0.434$$

$$R_{we} = \frac{0.434}{7.3} = 0.059$$



**BIBLIOTECA FICT
ESPOL**

La Fig. SP-2 (Schlumberger) relaciona R_w con R_{we} de donde

$$R_w = 0.06$$

Intervalo (9996' - 10012') Tomado del Caliper

Espesor = 16 Ft. SP = - 68 mv (tomado de la curva de po
tencial espontáneo)

$R_t = 40 \text{ OHM} - \text{MT}$ (Inducción 6FF40) $d = 8 \frac{3}{4}''$

Relación entre el espesor de estrato y el diámetro del pozo = $21d$ con $21d$ y $\frac{Rt}{Rm} = 62.5$ en Fig. 6-6 Handbook - Pirson = 85%.

$$SSP = - \frac{68}{0.85} = - 80 \text{ mv}$$

De donde $SSP = - K \log \frac{Rmfe}{Rwe}$

La Fig. SP-1 (Schlumberger) representa esta ecuación.

$$\frac{Rmfe}{Rwe} = 8.1$$

$$Rwe = \frac{0.434}{8.1} = 0.0483$$

La Fig. SP-2 (Schlumberger) relaciona Rw con Rw donde

$$Rw = 0.05$$

Intervalo (10054' - 10112') tomado del Caliper.

Espesor = 58 ft. $SP = - 63 \text{ mv}$ (tomado de la curva de potencial espontáneo)

$Rt = 500 \text{ OHMIOS-METRO}$ (Induccion - 6FF40) $d = 8 \frac{3}{4}''$

Relación entre el espesor de estrato y el diámetro del pozo



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

= 80 d con 80d y $\frac{Rt}{Rm} = 780$ en Fig. 6-6 Handbook- Pirson 100%

$$SSP = - 63 \text{ mv}$$

En Fig. SP-1 (Schlumberger) $\frac{Rmfe}{Rwe} = 5$

$$Rwe = \frac{0.434}{5} = 0.0865$$

La Fig. SP-2 (Schlumberger) relaciona Rwe con Rw de donde

$$Rw = 0.087$$

Observando los valores de resistividad de agua de formación de terminados, el intervalo 9996 - 10012 presenta una deflexión de la curva de potencial espontáneo mayor que los demás intervalos, el valor de Rt es menor para este intervalo, y si se observa la Fig. 6-6 Handbook - Pirson, para valores Rt/Rm altos, la deflexión de la curva (SP) está lejos de leer el (SSP) de donde se toma:

$$Rw = 0.05 \text{ OHMIOS-MTS}$$

MÉTODOS PARA OBJETIVIZAR LOS NIVELES SATURADOS DE ACEITE, Y DESCARTAR LOS NIVELES DE AGUA

MÉTODO RWA y RMFA

Este método está enunciado anteriormente, y permite la detección de zonas con contenido de hidrocarburo, particularmente útil en arenas donde existen gran número de capas a ser investigadas, puesto que se eliminan las zonas obviamente acuíferas, haciendo resaltar las zonas saturadas de aceite que necesitarán análisis posterior.

La presentación es una determinación RWA y RMFA a cada nivel de profundidad analizado como lo demuestra el programa de computadora # 3-2.



**BIBLIOTECA FICT
ESPOL**

El método asume que la resistividad de agua de formación R_w , y el tiempo de tránsito en la matriz Δt_{ma} . Se mantienen constante a lo largo de todos los intervalos analizados.

Se dispone de un registro sónico del tipo BHC (Bore Hole Compensated) y que presenta directamente graficada la porosidad a cada nivel, lo mismo en lo que respecta al factor de formación (Fs) utilizando la fórmula $F_s = \frac{0.81}{\phi^2}$

Haciendo las sustituciones respectivas

$$RWA = RIL/F_s$$

$$RMFA = RPL/F_s$$

F_s = Se obtiene del Registro sonico

RIL = Se obtiene del Registro de Inducción (6FF40)

RPL = Resistividad del Registro de proximidad

a. Nivel saturado con agua

$$RWA = R_w = 0.05 \text{ o valores menores que } 4R_w = 0.20$$

$$RMFA = R_{m\phi} = 0.51$$

b. Nivel saturado con petróleo

$$RWA > 4 R_w = 0.2$$

$$RMFA > R_{m\phi} = 0.51$$



**BIBLIOTECA FICT
ESPOL**

METODO. RAZON DE FACTORES DE FORMACIONES FA

Este método fue demostrado ya anteriormente, y se tiene.

$$FA = FR/F_s$$

$$FR = RPL/R_{m\phi}$$

RPL = Resistividad del Registro de Proximidad

Rmf = Resistividad del filtrado de lodo

Fs = Factor de formación del Registro sónico

a. Niveles saturados con agua

$$FA \leq 1.0$$

b. Niveles saturados con petróleo

$$FA > 1.0$$

Se presenta el programa de computadora 3-1 que calcula la variación de la temperatura con la profundidad de los intervalos analizados y después se calcula la variación de resistividad de lodo con la temperatura. La variación de temperatura es el principal factor que hace variar la resistividad de lodo Rmf y resistividad de costra de lodo Rmc como lo demuestran las Fig. 5-3a, 5-3b Handbook-Pirson, en el caso a analizado Rmf no varía demasiado por lo que la asumción que Rmf se mantiene constante, no afecta los cálculos.

El programa de computadora 3-2 calcula RWA, RMFA, FA compara los valores y escribe un comentario "OIL" según las condiciones antes mencionadas, es decir cada nivel se lo comprueba por dos métodos si tiene saturación de aceite para analizarlo después.

DIAGRAMA DE FLUJO 3-1

PROGRAMA, QUE CALCULA LA VARIACION DE LA RESISTIVIDAD DE LODO EN FUNCION DE LA TEMPERATURA POZO # 3

T_{BHT} = 210°F
 PROFUNDIDAD = 10130 FT
 R_m a T_{BHT} = 0.64
 T°F a SUP = 80.

2

LEA,
 PROF

FIN

PROF = 0

LEA, TARJETA
 QUE SEPARA
 NIVELES

ESCRIBA
 'COMIENZAN
 OTROS NIVELES

2

$$T^{\circ}F \text{ a PROF} = T^{\circ}F \text{ a SUP} + (T^{\circ}F \text{ a BHT} - T^{\circ}F \text{ a SUP}) \frac{\text{PROF}}{\text{PROFUNDIDAD}}$$

$$R_m \text{ a PROF} = R_m \text{ a BHT} \times \left(\frac{T^{\circ}F \text{ a BHT} + 6.77}{T^{\circ}F \text{ a PROF} + 6.77} \right)$$

...

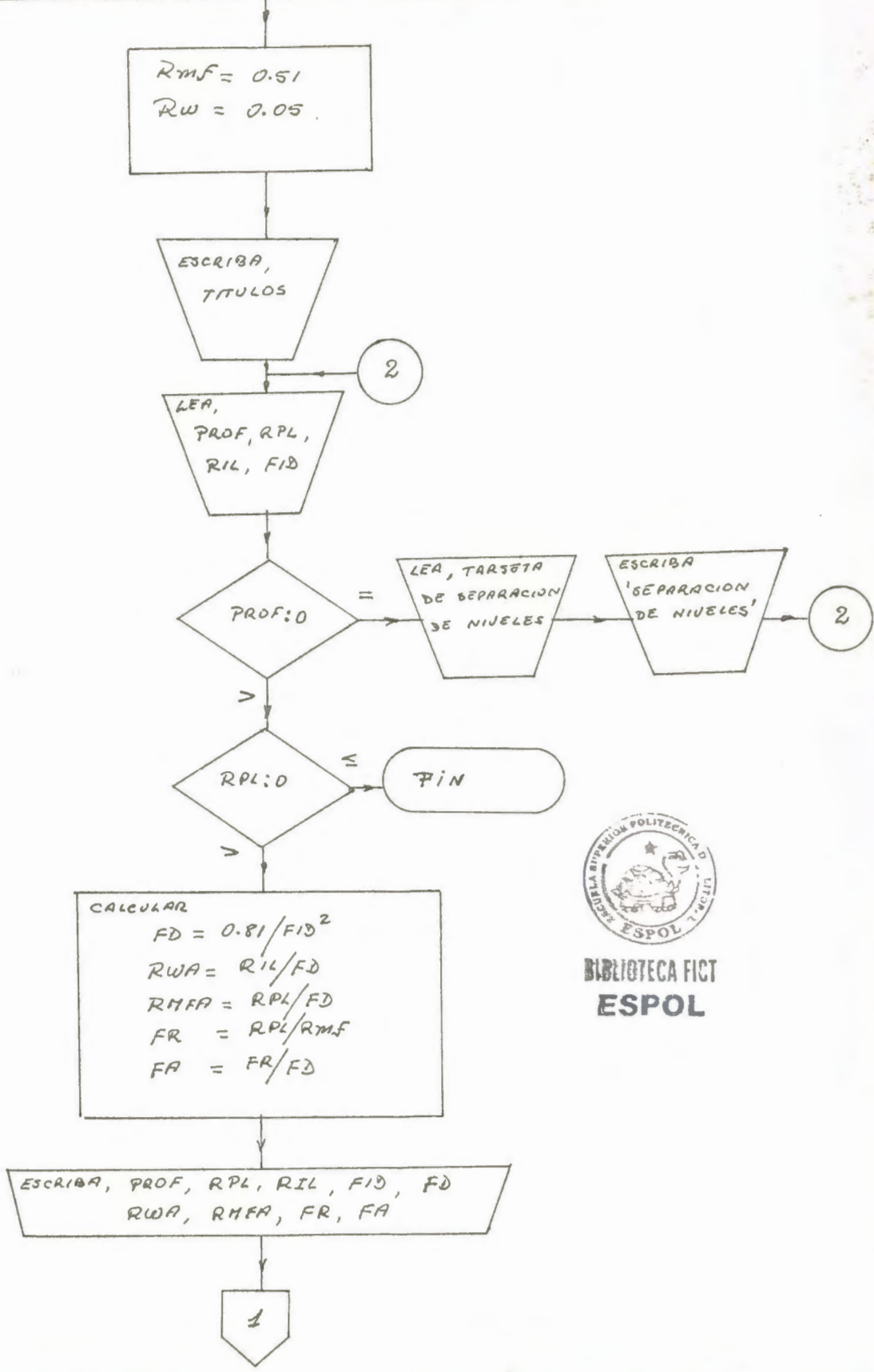


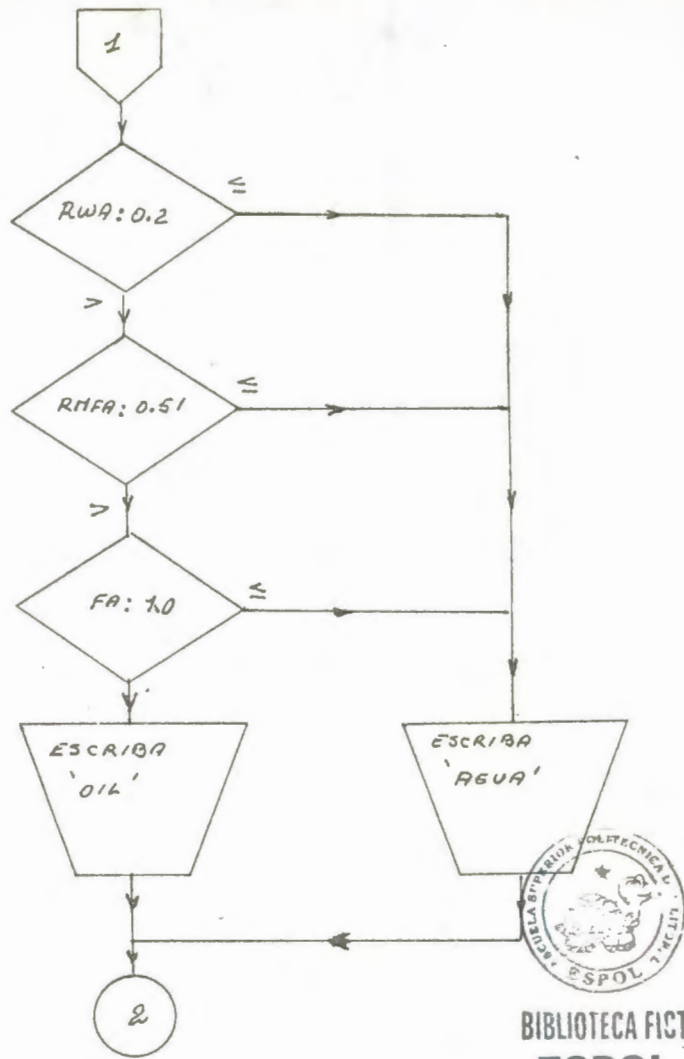
ESCRIBA
 PROF, T°F a PROF, R_m a PROF

2

DIAGRAMA DE FLUJO 3-2

PROGRAMA QUE DETERMINA LOS NIVELES SATURADOS CON ACEITE POR LOS METODOS DE COMPARACION;
 RWA, RELACION DE FACTOR DE FORMACIONES (FA)
 POLO #3





DETERMINACION DE POROSIDAD

En el Pozo # 3 se dispone de un registro sónico del tipo BHC (Bore Hole Compensated), este tipo de dispositivo elimina los efectos debido a los cambios del diámetro del pozo, como los errores debidos a la inclinación del mismo. Uno de los principales objetivos es la determinación de la porosidad por la forma Wyllie que es la siguiente:

$$\Delta t \text{ perfil} = \phi \Delta t \text{ fluido} + (1 - \phi) \Delta t \text{ matriz}$$

$$\phi = (\Delta t \text{ perfil} - \Delta t \text{ matriz}) / (\Delta t \text{ fluido} - \Delta t \text{ matriz})$$

Esta ecuación se cumple en formaciones limpias (sin contenido de lutita) y consolidadas, otra condición que debe cumplir esta ecuación es que la porosidad no debe exceder del 30% y la saturación de agua no debe ser muy baja.



**BIBLIOTECA FIST
ESPOL**

En lo que respecta al contenido de lutita todos los intervalos analizados no tienen, ya que han sido comprobados con el Registro de Rayos Gamma, las porosidades tienen un promedio 0.15 en todos los intervalos como lo demuestra el programa de computadora 3-2, además el Registro presenta un gráfico de porosidad de todos los niveles y también del factor de formación $FD = \frac{0.81}{\phi^2}$

DETERMINACION DE LA RESISTIVIDAD DE LA ZONA LAVADA (Rxo)

Para la determinación de R_{xo} , se dispone del registro de Proximidad que es un dispositivo de corriente enfocada, y que tiene menor influencia de los estratos adyacentes y espesor de costra de lodo comparado con el Microlaterolog.

Se ha utilizado la Fig. # 13-7 en relación con las condiciones del pozo, en la determinación de la resistividad de la zona lavada R_{xo} .

La Tabla # 3-1 presenta la determinación de los valores de la Resistividad de la zona lavada.



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

COLECCION DE LAS LECTURAS DE LA CURVA CORTA NORMAL (AM=16")

Analizando en los Registros los intervalos de interés en los que la curva corta normal (AM = 16") presenta una desviación simétrica, por los espesores, y, Resistividad de las capas adyacentes.⁽¹²⁾

Las lecturas se las ha corregido por gráfico RCOR-8, RCOR-12 (Schlumberger - Charts).

RCOR-12 se la utiliza por la condición expuesta en la misma carta $R_{xo} \approx R_t$

Los valores corregidos se presentan en la Tabla # 3-2.

ESTIMACION DE LOS VALORES DE RESISTIVIDAD

VERDADERA (R_t) Y DIAMETRO DE INVASION DE LOS NIVELES ANALIZADOS

Observando todas las condiciones para el registro inductivo (6FF40) enunciados en el análisis cuantitativo del Pozo #1 se procede a estimar la resistividad verdadera (R_t) y el diámetro de invasión (DI) con las cartas (RINT-5) y (RINT-6) - de Schlumberger como lo demuestra la Tabla # 3-3.

DETERMINACION DE LA SATURACION DE AGUA Y MOVILIDAD DE ACEITE

Como para el caso de los pozos anteriores la determinación de la saturación de agua en formaciones limpias (no arcillosas) están basadas en la fórmula de Archie o variaciones de ellas, la cual es la siguiente:

$$S_w^2 = FR_w/R_t$$

Tomando en cuenta las consideraciones hechas en el Pozo # 1 la saturación de agua en la zona lavada estará dada mediante la siguiente ecuación

$$S_w = \left(\frac{R_{x0}/R_t}{R_{mf}/R_w} \right)^{5/8}$$

MOVILIDAD DE ACEITE.- De la misma manera: El índice de movilidad de hidrocarburo mediante:

$$\frac{S_w}{S_{x0}} = \left(\frac{R_{x0}/R_t}{R_{mf}/R_w} \right)^{1/2}$$

Bajo las siguientes condiciones

$$\frac{S_w}{S_{x0}} > 0.6 \quad \text{no existe desplazamiento de hidrocarburos}$$

$$\frac{S_w}{S_{x0}} < 0.6 \quad \text{indicación de hidrocarburos móviles}$$



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

Otra determinación de la existencia de hidrocarburos móviles cuando se calculan:

$$\phi S_{xo} = \left(\frac{0.81 R_{mf}}{R_{xo}} \right)^{1/2}$$

$$\phi S_w = \left(\frac{0.81 R_w}{R_t} \right)^{1/2}$$

ϕ_e = Porosidad efectiva de la formación, tomada de un registro, tales como el densidad o el sonico.

Bajo las siguientes condiciones:

$$\phi_e \approx \phi S_{xo} \approx \phi S_w$$

Nivel acuífero

$$\phi_e > \phi S_{xo} > \phi S_w$$

Nivel con indicación de hidrocarburos móviles.

$$\phi_e > \phi S_{xo} \approx \phi S_w$$

Nivel con hidrocarburo pesado, que no es móvil.

El programa de computadora 3-3 tiene por objeto:

1. Calcular saturación de agua en cada nivel mediante las siguientes fórmulas.

$$S_{w1} = \left(\frac{FR_w}{R_t} \right)^{1/2}$$



$$S_{w2} = \left(\frac{R_{x0}/R_{m\phi}}{R_t/R_w} \right)^{5/8} \quad \text{Zona lavada}$$

2. Determinar en cada nivel existencia de aceite movil, mediante:

$$a. \quad X = \frac{S_w}{S_{x0}} = \left(\frac{R_{x0}/R_{m\phi}}{R_t/R_w} \right)^{1/2}$$

Si

$X < 0.6$ escribe un comentario "SI"

$X > 0.6$ escribe un comentario "NO"

b. Calcula ϕ_e , ϕ_{Sx0} y ϕ_{Sw} para cada nivel, compara los valores y emite un comentario segun:

$\phi_e > \phi_{Sx0} > \phi_{Sw}$ "MOVIL"

$\phi_e \approx \phi_{Sx0} \approx \phi_{Sw}$ "AGUA"

$\phi_e < \phi_{Sx0} > \phi_{Sw}$ "POR DETERMINARSE"



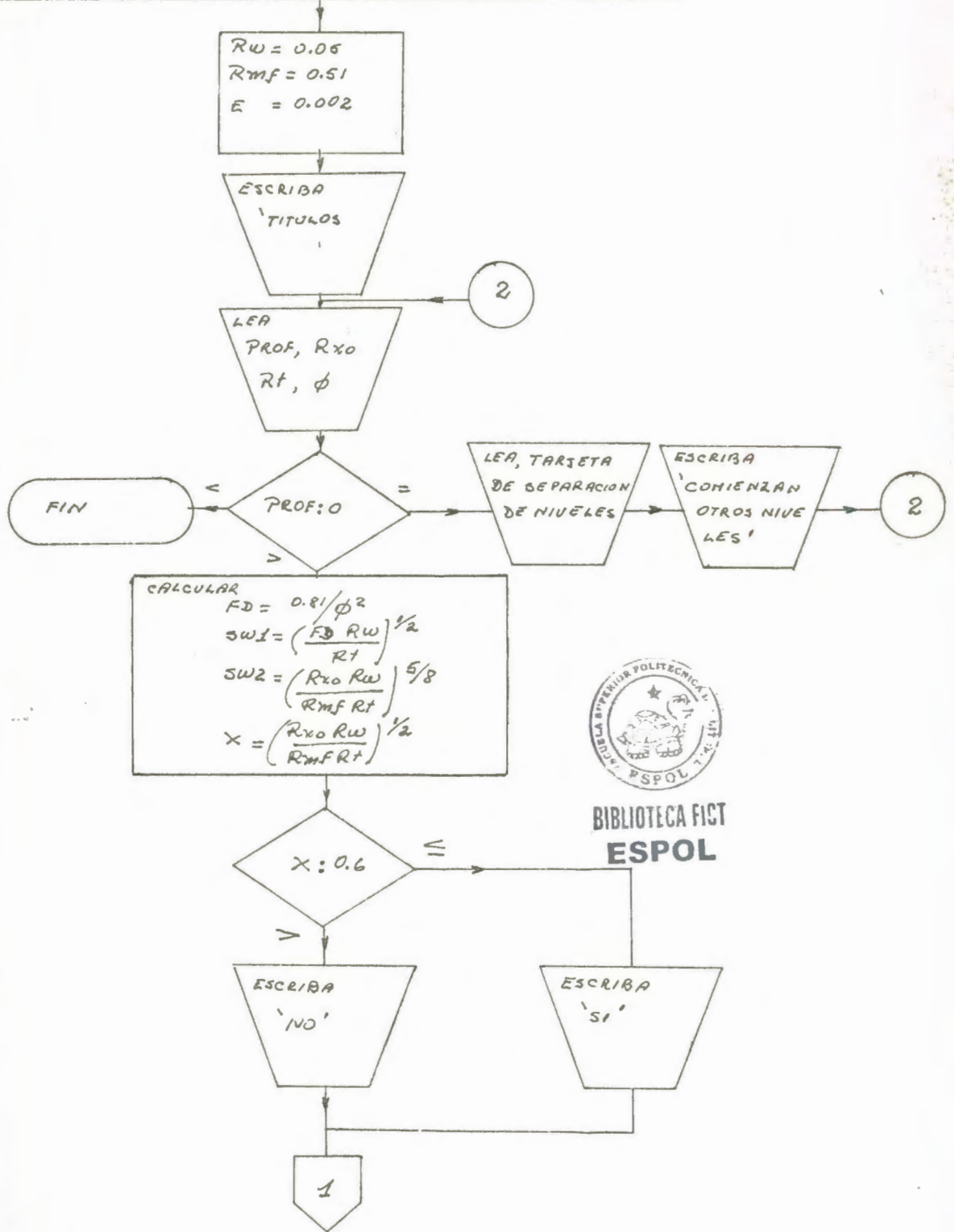
BIBLIOTECA FICT
ESPOL

Para comparaci3n de los valores se lo hace con referencia a

$$E = 0.002$$

DIAGRAMA DE FLUJO 3-3

PROGRAMA QUE DETERMINA POR DOS METODOS SATURACION DE AGUA Y MOVILIDAD DE ACEITE POZO H3



BIBLIOTECA FIST
ESPOL

1

$$FI = \phi$$
$$FILL = \left(\frac{0.81RW}{RT} \right)^{1/2}$$
$$FIPL = \left(\frac{0.81Rm^F}{Rxo} \right)^{1/2}$$

ESCRIBA: PROF, RT, FD, RXO
SW1, SW2, X, FI, FILL, FIPL

> $|FIPL - FILL| : E$ ≤

≤ $FI : FIPL$

≤ $|FI + FIPL| : E$

ESCRIBA
POR DETERMINAR
SE

ESCRIBA
'ADUIL'

ESCRIBA
'RESADO'

ESCRIBA
'ABUA'



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

2

DETERMINACION DE PERMEABILIDADES, FACTOR VOLUMETRICO, VISCOSIDAD DE ACEITE, PRODUCTIVIDAD DEL POZO, ACEITE EN SUPERFICIE POR ACRE - FT.

Teniendo en cuenta todas las consideraciones hechas para el pozo # 1 la permeabilidad absoluta de cada nivel se lo puede estimar mediante

$$K = \left(\frac{250 \times \phi^3}{S_{wi}} \right)^2$$

Donde:

K = Permeabilidad absoluta en milidarcis

250 = Es una constante para hidrocarburos de gravedad media

S_{wi} = Saturación de agua irreductible.



Por observación del programa de computadora 3-ESPOL observa que en los niveles saturados de aceites, las saturaciones de agua mas bajas alcanzan S_{wi} = 0.10.

BIBLIOTECA FICT
ESPOL

PREDICCIÓN DEL AGUA PRODUCIDA .- La relación agua-petróleo en superficie WOR se la estima de la siguiente manera.

$$WOR = \beta_0 \frac{K_{rw}}{K_{ro}} \frac{\mu_o}{\mu_w}$$

WOR = Relación agua - petróleo

β_0 = Factor volumétrico de los hidrocarburos en el yacimiento, se lo puede calcular.

$$\beta_0 = 1.05 + 5X (\text{profundidad Ft}) \times 10^{-5}$$

μ_0 = Viscosidad del hidrocarburo en el yacimiento, mediante la siguiente ecuación.

$$\mu_0 = \frac{\beta_0 \mu}{1 + 4(\beta_0 - 1)\mu}$$

μ = Viscosidad de los hidrocarburos en superficie, y depende de la gravedad API de los mismos. Según Fig. 4-8 (Handbook - Pirson) para un hidrocarburo de 30° API = 2.1 cp



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

μ_w = Viscosidad del agua a condiciones de yacimiento con $R_w = 0.05$ y BHT = 210° en Fig. 4-1 Handbook - Pirson se tiene 48000 PPM.

Luego de Fig. 4-6 Handbook - Pirson $\mu_w = 0.29$

Las permeabilidades relativas al agua y al petróleo se las calcula mediante

$$K_{rw} = \left(\frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{wi}} \right)^3$$

$$K_{ro} = \left(\frac{0.9 - S_w}{0.9 - S_{wi}} \right)^2$$

RECOBRAMIENTO DE ACEITE POR ACRE- FT. - Considerando que el mecanismo de producción es empuje por agua y siguiendo los fundamentos desarrollados por la teoría de Doll se tiene:

S_o = Saturación de aceite original en los niveles

$$S_o = 1 - S_w$$

Para una formación limpia

$$S_o = 1 - \left(\frac{F R_w}{R_t} \right)^{1/2}$$

ROS = Saturación de aceite residual en la zona la

$$ROS = 1 - S_{xo} = 1 - \left(\frac{F R_{m\phi}}{R_{xo}} \right)^{1/2}$$

Saturación de aceite desplazado = $S_o - ROS$

$$\text{Saturación de aceite desplazado} = \left[1 - \left(\frac{F R_w}{R_t} \right)^{1/2} \right] - \left[1 - \left(\frac{F R_{m\phi}}{R_{xo}} \right)^{1/2} \right]$$

$$\text{Saturación de aceite desplazado} = \left(\frac{F R_{m\phi}}{R_{xo}} \right)^{1/2} - \left(\frac{F R_w}{R_t} \right)^{1/2}$$



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

Aceite en superficie por Acre - Ft.

$$7758 \times \frac{\varnothing}{\beta_0} \quad (S_0 - ROS)$$

Haciendo las sustituciones respectivas se tiene

$$\text{Aceite superficie por Acre - Ft} = 6982/\beta_0 \left[\left(\frac{Rm\delta}{Rxo} \right)^{1/2} - \left(\frac{Rw}{Rt} \right)^{1/2} \right]$$



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

DIAGRAMA DE FLUJO 3-4

PROGRAMA QUE CALCULA: PERMEABILIDAD ABSOLUTA, PERMEABILIDAD RELATIVA AL ACEITE Y AL AGUA, FACTOR VOLUMETRICO, VISCOSIDAD DE ACEITE PRODUCTIVIDAD DEL POZO, ACEITE EN ~~EN~~ SUPERFICIE POR ACRE - FT POZO # 3

$R_w = 0.05$
 $S_{wi} = 0.10$
 $R_{mf} = 0.61$
 $\mu = 2.1$
 $\mu_w = 0.29$

ESCRIBA TITULOS

2

LEA, PROF, R_{xo}
 R_t , $FID(\phi)$

FIN

PROF: 0

LEA, TARJETA DE SEPARACION DE NIVELES

ESCRIBA COMIENZAN OTROS NIVELES

2

CALCULAR:

$$FD = 0.81/\phi^2$$

$$K = (250 \phi^2/S_{wi})^2$$

$$S_{w1} = (FD R_w/R_t)^{1/2}$$

$$S_{w2} = (R_{xo} R_w/R_t R_{mf})^{5/8}$$

$$k_{rw1} = (S_{w1} - S_{wi}/1 - S_{wi})^3$$

$$k_{rw2} = (S_{w2} - S_{wi}/1 - S_{wi})^3$$

$$k_{r01} = (0.9 - S_{w1}/0.9 - S_{wi})^2$$

$$k_{r02} = (0.9 - S_{w2}/0.9 - S_{wi})^2$$

$$P_0 = 1.05 + 5 \times PROF \times 10^{-5}$$

$$\mu_0 = P_0 \mu / [1 + 4(P_0 - 1)\mu]$$

$$WOR1 = P_0 k_{rw1} \mu_0 / k_{r01} \mu_w$$

$$WOR2 = P_0 k_{rw2} \mu_0 / k_{r02} \mu_w$$

$$\% \text{ AGUA1} = WOR1 / 1 + WOR1$$

$$\% \text{ AGUA2} = WOR2 / 1 + WOR2$$

$$OIL - SUP / ACRE - FT = 6992 / P_0 \left[\left(\frac{R_{mf}}{R_{xo}} \right)^{1/2} \left(\frac{R_w}{R_t} \right)^{1/2} \right]$$

1



BIBLIOTECA FICT ESPOL



ESCALA

PROF, K, RW1, RW2, RRO1, RRO2, PO
MO, WOR1, WOR2, %AEUA1, %AEUA2
OK-SUP/ACRE-FT



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

CONCLUSIONES

1. Observando los programas de computadora 1-2 y 3-2 en lo que respecta a los niveles saturados con aceite, los mismos que son producto de correlación de registros, lectura de datos y cálculo por los diferentes métodos de comparación y comparándolos con los niveles productivos que están graficadas en Composite Log, existe la siguiente relación:

POZO # 1

Composite Log

Programa 1-2

9359' - 9365'

9358' - 9365'

9376' - 9405'

9376' - 9406'

9591' - 9599'

9594' - 9602'

9607' - 9611'

9606' - 9611'

9614' - 9625'

9614' - 9624'

9631' - 9637'

9629' - 9637'

9760' - 9772'

9762' - 9772'

9802' - 9811'

9800' - 9812'

9824' - 9840'

9821' - 9841'

9850' - 9880'

9850' - 9900'

9892' - 9898'



BIBLIOTECA FICT

ESPOL
(agua)

POZO # 3	Programa 3 - 3
9878' - 9902'	9878' - 9904'
9998' - 10012'	9910' - 9913'
10014' - 10021'	9998' - 10012'
10025' - 10037'	10016' - 10044'
10040' - 10044'	
10051' - 10065'	
10068' - 10071'	
10075' - 10080'	10054' - 10112'
10082' - 10112'	
10122' - 10130'	10122' - 10130'

Lo cual corrobora que los métodos de determinación de niveles de aceite, que se han utilizado, son bastante adecuados a los que se han determinado en la realidad, lo que justifica su confiabilidad.



**BIBLIOTECA FICT
ESPOL**

2. Las altas resistividades presentadas por los registros - inductivos (6FF40), el normal corto (AM=16") y las resistividades bajas del Proximity Log comparada con las lecturas de los registros antes mencionados, cerca del fondo del pozo, tanto en el Pozo # 1,3. No se deben a que los niveles son compactos, ya que existe: separación positiva de los microregistros, formación de costra, y en la

mayoría de estos niveles se ha determinado los diámetros de invasión y no exceden de 100" lo que demuestra que las lecturas del registro inductivo leen cerca a la resistividad verdadera de la formación, y bajo estas condiciones - se ha determinado todos los parámetros, concluyendo que son niveles productores como lo corrobora el Composite - Log.

3. Analizando los programas de computadora 1-3, 2-3, 3-3, se ha calculado para cada nivel saturación de agua mediante las siguientes ecuaciones:

$$SW_1 = \left(\frac{FRw}{Rt} \right)^{1/2}$$

$$SW_2 = \left(\frac{Rxo/Rt}{Rmf/Rw} \right)^{5/8} \quad \text{niveles de moderada invasión}$$

En todos los niveles la diferencia es mínima entre las dos saturaciones, a excepción del intervalo 8416' - 8438' en el Pozo # 2; lo que demuestra la precisión de las lecturas de los datos y la presencia de niveles poco invadidos.

4. La comprobación por dos métodos para la determinación del aceite móvil en cada nivel, le da más exactitud a la determinación de aceite en superficie por Acre-Ft. para cada nivel.

RECOMENDACIONES

La secuencia del análisis cuantitativo hecho en los pozos objeto del estudio, se recomienda si se trata de formaciones limpias (no arcillosas) como el caso de las formaciones analizadas en los tres pozos, en donde la ausencia material lutítico está comprobado por la correlación de los niveles con el registro de Rayos Gamma.

Esta recomendación se la hace en virtud de los resultados siguientes:

1. Semejanza entre las perforaciones hechas en los niveles productivos (Composite Log) y determinación de niveles de aceite por los métodos de comparación.
2. Poca diferencia entre la determinación de la saturación de agua por las ecuaciones.
3. Exactitud entre los métodos para la determinación de Aceite móvil.

Como los tres pozos analizados son del Oriente Ecuatoriano y las formaciones productoras son generalmente: La Formación Napo y la Formación Hollin, la secuencia de análisis presentada en este trabajo es recomendable para el estudio de cualquier pozo que se perfore en esa región.

TABLA # 1-1

DETERMINACION DE LA RESISTIVIDAD DE LA ZONA LAVADA R_{xo}

$R_m = 0.68$ a BHT $196^{\circ}F$

Fig. 13-7

$R_{mc} = 0.73$ a BHT $196^{\circ}F$ $d = 8 \frac{3}{4}"$ Handbook-Pirson

RPL = Resistividad del Registro de Proximidad

R_{mc} = Resistividad de la costra de lodo

PROF = Profundidad

t_{mc} = Espesor de la costra de lodo

PROF (Ft)	t_{mc} (pulgadas)	RPL (Ω -m)	RPL/ R_{mc}	R_{xo}/R_{mc}	R_{xo} (Ω -m)
8641	1"	35	48	48	35
8643	"	35	48	48	35
8645	"	40	54.5	54.5	40
8647	"	40	54.5	54.5	40
8649	"	60	82	110	40
9329	3/4	100	136	136	90
9330	"	90	123	123	85
9331	"	85	118	118	85
9358	1	22	30	30	22



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

PROF (Ft)	tmc (pulgadas)	RPL (Ω - m)	RPL/Rmc	Rxo/Rmc	Rxo (Ω -m)
9360	1	25	34.4	34.4	25
9362	"	63	86.	107.	78
9364	"	40	54.5	54.5	40
9365	"	50	68.5	75.	55
9374	1	25	34.4	34.4	25
9376	"	21	29.	29.	21
9378	"	25	34.4	24.4	25
9380	"	25	34.4	34.4	25
9382	"	20	27.5	34.4	20
9384	"	27	37.	37.	27
9386	"	25	34.4	34.4	25
9388	"	30	41.	50.	31.5
9390	"	30	41.	50.	
9392	"	30	41.	50.	
9394	"	50	68.5	75.	
9396	1	40	54.5	54.5	40
9398	"	50	68.5	75.	55
9400	"	40	54.5	54.5	40
9402	"	50	68.5	75.	55
9404	"	40	54.5	74.5	40



BIBLIOTECA FACULTAD
ESPOL

PROF (Ft)	tmc (pulgadas)	RPL (Ω -m)	RPL/Rmc	Rxo/Rmc	Rxo (Ω -m)
9594	3/4	90	123	180	142
9596	"	31	42.5	42.5	31
9598	"	51	69.8	69.2	51
9600	"	15	20.5	20.5	15
9602	"	9	12.3	12.3	9
9604	"	7	9.6	9.6	7
9600	"	20	27.5	27.5	20
9606	"	50	68.5	75	55
9608	"	40	54.5	54.5	40
9609	"	10	13.8	13.8	10
9610	"	20	27.5	27.5	20
9611	"	80	110	280	205
9614	"	50	68.5	75	55
9616	"	28	38.4	38.4	28
9618	"	35	48	48	35
9620	"	35	48	48	35
9622	"	55	75	90	66
9624	"	80	110	200	146
9629	3/4	80	110	150	110
9630	"	50	68.5	68.5	50
9632	"	50	68.5	68.5	50
9634	"	40	54.5	54.5	40



BIBLIOTECA FISI
ESPOL

PROF (Ft)	tmc (pulgadas)	RPL (α - m)	RPL/Rmc	Rxo/Rmc	Rxo (α - m)
9776	3/4	10	13.8	13.8	10
9777	"	10	24.6	24.6	10
9778	"	18	27.5	27.5	18
9780	"	20	27.5	27.5	
9782	"	22	30	30	
9800	1	160	220	740	
9802	"	140	192	740	
9804	"	100	138	725	530
9806	"	160	220	725	530
9808	"	100	138	480	350
9810	"	90	123	280	190
9812	"	90	123	280	190
9821	1	110	150	300	220
9822	"	90	123	280	190
9824	"	90	123	280	190
9826	"	60	82	90	65
9828	"	70	96	180	132
9830	"	70	96	180	132
9832	"	50	68.5	75	55
9834	"	60	82	110	80



BIBLIOTECA
ESPOL
540

PROF (Ft)	tmc (pulgadas)	RPL (Ω -m)	RPL/Rmc	Rxo/Rmc	Rxo (Ω -m)
9836	1	50	68.5	68.5	50
9838	"	50	68.5	68.5	50
9840	"	50	68.5	68.5	50
9850	1	35			
9852	"	47			
9854	"	50			
9856	"	40			
9858	"	50			58
9860	"	44			44
9862	"	60			80
9864	"	60			80
9866	"	45			45
9868	"	50			55
9870	"	30			30
9872	"	40			40
9874	"	42			42
9876	"	35			35
9878	"	35			35
9880	"	52			83
9882	"	64			116
9884	"	63			114



BIBLIOTECA FIC
ESPOL

40

PROF (Ft)	tmc (pulgadas)	RPL (Ω -m)	RPL/Rmc	Rxo/Rmc	Rxo (Ω -m)
9886	1	60			80
9888	"	80			146
9890	"	50			58
9892	"	60			80
9894	"	70			132
9896	"	50			55
9898	"	120			230
9900	"	90			209



**BIBLIOTECA FICT
ESPOL**

TABLA # 1-2

CALCULO DE LOS VALORES DE RESISTIVIDAD CORREGIDO
A PARTIR DE DATOS DE LA CURVA CORTA

NORMAL

PROF (Ft)	R(16") ($\rho - m$)	R 16"/Rm	R 16 corr/ Rcor-8	R16 corr/ Rcor-12
8643	40	59	40	33.2
8645	50	73.2	50	42
8647	52	76.5	52	43
8649	50	73.2	50	42
9329	35	51.5	35	30.5
9330	40	59	40	36
9331	44	65	44	41
9358	23	34	23	12.2
9560	25	37	25	13.6
9362	44	65	44	27.2
9364	46	68	46	29
9365	40	59	40	23.8
9374	25	37	25	25



BIBLIOTECA FIST
ESPOL

PROF (Ft)	R(16") (R-m)	R16"/Rm	R16 corr/ Rcor-8	R16 corr/ Rcor-12
9376	50	73.2	42	42
9378	70	103	103	102
9380	80	118	130	130
9382	90	132	142	142
9384	105	154	176	176
9386	115	170	217	219
9388	125	184	230	230
9390	115	170	219	219
9392	110	162	170	170
9394	105	154	176	176
9396	100	148	150	150
9398	80	118	108	108
9400	70	103	88	88
9402	55	81	63	63
9404	46	68	46	46
9588	16	24.8	16	16
9590	25	38.5	25	25
9592	35	51.5	35	36.5
9594	37	54.5	37	39
9596	35	51.5	32	36.5
9598	32	47.5	32	32.5



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

PROF (Ft)	R (16") (m)	R 16"/Rm	R16 corr Rcor-8	R16 corr Rcor-12
9600	25	37	25	25
9602	22	32.5	22	22
9604	22	32.5	22	15
9606	27	40	27	19
9608	32	47	32	23
9610	35	51.5	35	24
9611	40	59.	40	28
9614	50	73.5	56	40
9616	50	73.5	56	40
9618	50	73.5	56	40
9620	50	73.5	56	40
9622	50	73.5	56	40
9624	50	73.5	56	40
9629	50	73.5	56	47.5
9630	50	73.5	56	47.5
9632	50	73.5	56	47.5
9634	40	62	46	40
9636	38	56	38	32.6
9637	30	44	30	24.5
9776	15	22	15	12.2



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

PROF (Ft)	R (16") (r - m)	R 16"/Rm	R16 corr, Rcor-8	R16 corr. Rcor-12
9777	17	25	17	14.3
9778	19	28	19	16.4
9780	20	30	20	17
9782	22	32.5	22	18.4
9800	120	176	204	210
9802	128	188	230	235
9804	125	184	224	229
9806	120	176.2	204	210
9808	120	176	204	210
9810	90	130	122	129
9812	80	118	109	113
9821	100	148	152	152
9822	120	176	204	204
9824	150	220	300	300
9826	170	250	340	340
9828	170	250	340	340
9830	160	235	320	320
9832	155	228	313	313
9834	150	220	300	300
9836	140	206	265	265



BIBLIOTECA FIS.
ESPOL

PROF (Ft)	R (16") (R-m)	R 16"/Rm	R16 corr. Rcor-8	R16 corr. Rcor-12
9838	130	192	218	218
9840	100	148	152	152
9841	90	130	122	122
9850	90	130	122	
9852	125	184	208	
9854	160	235	320	
9856	180	265	375	
9858	190	280	460	
9860	240	353	610	
9862	250	370	640	
9864	265	390	680	
9866	280	410	820	
9868	290	425	950	
9870	300	440	1020	
9872	305	450	1040	
9874	310	457	1050	
9876	312	460	1070	
9878	318	470	1080	
9880	320	471	1100	
9882	320	471	1100	
9884	310	457	1050	



320
BIBLIOTECA FICT
ESPOL



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

PROF (FT)	R(16") (R-m)	R 16"/Rm	R16 corr Rcor -8	R16 corr Rcor-12
9886	300	440	1020	1020
9888	280	410	820	820
9890	265	390	680	680
9892	250	370	640	640
9894	230	338	540	540
9896	215	317	510	510
9898	200	295	490	490
9900	180	265	375	375



BIOTECA FICT
SPOL

ESTIMACION DE RESISTIVIDAD VERDADERA Y DIAMETRO DE
INVASION DE LOS NIVELES DEL POZO # 1

	R6FF40	Rxo	R16 _c	Rxo/Rt	DI "	FIG. RINT-#
8645	50	35	42	-	-	6
8647	50	35	43	-	-	6
8649	20	80	42	4	22	5
9329	16.7	100	30.5	0.04	-	5
9330	16.7	90	36	6.2	18	5
9358	14	22	12.2	-	-	5
9360	20	25	13.6	-	-	5
9362	55.5	116	27.2	-	-	5
9364	45.4	40	29	-	-	5
9365	20	56	24	2.9	-	5
9376	50	21	42	0.2	80	6
9378	100	25	102	-	-	6
9380	75	25	130	0.05	80	6
9382	75	20	142	0.03	70	6
9384	75	27	176	0.025	90	6
9386	100	25	219	0.03	70	6
9388	125	32	230	0.03	70	6



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

	R6FF40	Rxo	R16c	Rxo/Rt	DI "	FIG. RINT-#
9390	125	31.5	219	0.03	70	6
9392	80	31.5	170	0.03	90	6
9394	100	55	176	0.06	110	6
9396	110	43	150	0.1	110	6
9398	70	56	108	-	-	-
9400	50	43	88	-	-	-
9402	70	56	63	-	-	-
9406	20	10	10	-	-	-
9594	18	142	29	8	-	5
9596	14	31	36.5	-	-	5
9598	12	51	32	4.2	40	5
9600	13.3	15	25	-	-	5
9602	12.5	9	22	-	-	6
9604	14.5	7	15	-	-	6
9605	14.2	20	17	0.9	20	5
9606	16.6	58	19	3.5	-	5
9607	16.6	-	-	-	-	-
9608	16.6	42	23	2.5	-	5
9610	16.6	10	24	0.08	120	6
9611	22.2	20	28	-	-	6



**BIBLIOTECA FICT
ESPOL**

	R6FF40	Rxo	R16 _c	Rxo/Rt	DI	FIG. RINT-#
9614	50	58	40	-	-	5
9616	45	28	40	-	-	5
9618	40	25	40	-	-	5
9620	40	25	40	-	-	5
9622	31	66	40	-	-	5
9624	35	146	40	-	-	5
9629	50	110	47.5	-	-	5
9630	50	50	47.5	-	-	5
9632	50	50	47.5	-	-	5
9634	43	40	40	-	-	5
9635	25	40	35	1.2	60	5
9636	20	40	32	2	60	5
9637	10	30	35	5	110	5
9638	6.6	20	20	-	-	5
9777	8.3	10	14	-	-	5
9778	9	18	16.4	-	120	5
9780	9.5	20	17	3	110	5
9782	10	22	18.4	3	110	5
9800	200	540	220	-	-	5
9802	220	540	210	-	-	5



BIBLIOTECA FICT
ESPÓS

	R6FF40	Rxo	R16c	Rxo/Rt	DI "	FIG. RINT-#
9804	245	530	229	-	-	5
9806	240	530	210	-	-	5
9808	110	350	210	-	-	5
9810	70	190	129	3.18	25	5
9812	50	200	113	-	-	5
9821	200	220	152	-	-	5
9822	350	209	204	-	-	6
9824	450	209	300	0.02	90	6
9826	500	65	340	0.02	40	6
9828	500	132	340	0.1	55	6
9830	500	132	320	0.2	55	6
9832	500	58	313	0.2	30	6
9834	400	80	300	0.1	50	
9836	350	58	265	0.2	56	
9838	250	58	218	0.1	57	
9840	120	58	152	0.1	100	
9841	70	530	122		-	6
9850	55	35	122	-	-	6
9852	500	47	208	-	-	6
9854	500	58	300	0.08	40	6



BIBLIOTECA FIC
ESPOL

	R6FF40	Rxo	R16 _c	Rxo/Rt	DI "	FIG RINT #
9856	500	40	305	0.05	38	6
9858	500	58	460	0.06	35	6
9860	500	44	610	0.03	45	6
9862	500	80	640	0.04	55	6
9864	500	80	680	0.04	55	6
9866	500	45	820	0.02	55	6
9868	500	58	950	0.02	50	6
9870	500	30	1020	0.02	40	6
9872	500	40	1040	0.02	40	6
9874	500	42	1050	0.02	45	6
9876	500	35	1000	-	-	6
9878	500	35	1080	-	-	6
9880	500	83	1100	-	-	6
9882	500	116	1100	-	-	6
9884	500	114	1050	0.02	70	6
9886	500	80	1020	0.02	56	6
9888	500	146	820	0.02	75	6
9890	500	58	680	0.03	48	6
9892	500	80	640	0.04	55	6
9894	500	132	540	0.08	70	6
9896	500	58	510	-	-	6
9898	500	230	490	-	-	6
9900	500	209	375	-	-	6



**BIBLIOTECA FICT
ESPOL**

TABLA # 2-1

DETERMINACION DE LA RESISTIVIDAD DE LA ZONA LAVADA R_{xo} $R_o F_{xo} = \text{LECTURA DEL } F_o R_{xo} - \text{Log}$

PROF (Ft)	tmc (pulgadas)	$R_o F_{xo}$ (OHMIOS-MT)	R_{xo} (OHMIOS-MT)
8416	1/4	100	115
8418	1/4	19	23.4
8420	1/4	20	24.4
8422	1/4	30	34.3
8424	1/4	30	34.3
8426	1/4		24.3
8428	1/4		18
8430	1/4	21	28.7
8432	1/4	21	28.7
8434	1/4	27	32.4
8436	1/4	20	24.3
8438	1/4	20	24.3
9266	1/4	16	19.8
9268	1/4	21	28.7
9270	1/4	18	22.5
9272	1/4	30	34.3
9274	1/4	30	34.3



21
BIBLIOTECA FICT
21
UESPOL

PROF (Ft)	tmc (pulgadas)	RoFxo (OHMIDS-MT)	Rxo (OHMIDS-MT)
9436	1/8	16	14.6
9438	1/8	20	18.2
9440	1/8	15	13.6
9442	1/8	20	18
9444	1/8	18	16.6
9446	1/8	19	17.3
9448	1/8	17	15.5
9452	1/8	17	15.5
9454	1/8	20	18.2
9456	1/8	24	22.5
9458	1/8	22	20.2
9460	1/8	17	15.5
9462	1/8	21	19.6
9464	1/8	40	38.6
9466	1/8	30	28.6
9470	1/8	20	18.7
9472	1/8	15	13.6
9474	1/8	30	28.7
9476	1/8	30	28.7
9478	1/8	40	38.4
9480	1/8	30	28.7



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

PROF (Ft)	tmc (pulgadas)	RoFxo (OHMIOS-MT.)	Rxo (OHMIOS-MT.)
9482	1/8	30	28.7
9484	1/8	25	23.2
9486	1/8	15	13.6
9488	1/8	20	18.2
9490	1/8	30	28.7
9492	1/8	16	14.6
9494	1/8	26	24.5
9496	1/8	30	28.7
9498	1/8	30	28.7
9500	1/8	30	28.7
9502	1/8	30	28.7
9504	1/8	30	28.7
9506	1/8	22	20.2
9508	1/8	30	28.7
9510	1/8	20	18.2
9512	1/8	70	68.2
9514	1/8	200	200
9516	1/8	300	300
9518	1/8	200	300
9520	1/8	50	48.4
9522	1/8	52	50.3



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

PROF (Ft)	tmc (pulgadas)	RoFxo (OHMIOs-MT)	Rxo (OHMIOs-MT.)
9524	1/8	30	28.7
9526	1/8	40	38.4
9528	1/8	60	58.2

NOTA: Es de observar que las lecturas del Registro están cerca a la resistividad de la zona lavada, debido a que - la influencia de la costra de lodo es Mínima.

TABLA # 2-2
 CORRECCION DE LOS VALORES DE RESISTIVIDAD
 DE LA CURVA CORTA NORMAL (AM = 18")

PROF. (Ft)	R18" (OHMS-MT)	R18" corr (OHMS-MT .)
8416	27	27
8418	33	33
8420	34	34
8422	34	34
8424	31	31
8426	24	24
8428	23	23
8430	22	22
8432	21	21
8434	17	17
8436	15	15
8438	15	15
9266	25	25
9268	30	30
9270	33	33



BIBLIOTECA FICT
 ESPOL

PROF. (F±)	R18" (OHM10S-MT)	R18" <i>corr</i> (OHM10S-MT)
9272	33	33
9274	25	25
9436	25	25
9438	24	24
9440	60	60
9442	65	65
9444	65	65
9446	60	60
9448	55	55
9452	49	49
9454	29	29
9456	29	29
9458	40	40
9460	45	45
9462	48	48
9464	49	49
9466	60	60
9468	90	90
9470	105	105
9472	110	110



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

PROF (Ft)	R18" (OHMIO5-MT)	R18" corr (OHMIO5-MT)
9474	110	110
9476	100	100
9478	70	70
9480	65	65
9482	85	85
9484	110	110
9490	120	120
9492	130	130
9494	135	135
9496	130	130
9498	125	125
9500	128	128
9502	135	135
9504	140	140
9506	150	150
9508	145	145
9510	140	140
9512	140	140
9514	125	125
9516	110	110
9518	70	70



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

PROF (Ft)	R18" (OHMID5-MT.)	R18" ^{corr} (OHMID5-MT.)
9520	60	60
9522	60	60
9524	60	60
9526	55	55
9528	50	50
9530	40	40



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

TABLA # 3-1

DETERMINACION DE LA RESISTIVIDA DE LA ZONA LAVADA Rxo

Rm = 0.64

Rmc = 0.68

RPL = Resistividad tomada del registro de proximidad.

tmc = Espesor de costra de lodo

PROF = Profundidad de los niveles en Pies

PROF (Ft)	tmc (pulgadas)	RPL (OHMIO-SMT)	Rxo (OHMIO-SMT.)
9616	3/4	40	40
9618	3/4	35	35
9620	3/4	33	33
9674	1	54	68
9676	1	100	203
9678	1	70	13
9679	1	12	
9872	1/2	100	10
9874	1/2	400	400
9878	3/4	56	61
9880	3/4	200	260

BIBLIOTECA FICTICIA
ESPOL

PROF (Ft)	tmc (pulgadas)	RPL (OHMIOS-MT.)	Rxo (OHMIOS-MT.)
9882	3/4	70	75
9884	3/4	30	30
9886	4/4	70	75
9888	3/4	90	102
9890	3/4	115	140
9892	3/4	140	150
9894	3/4	100	122
9896	3/4	300	440
9898	3/4	300	440
9900	3/4	200	260
9902	3/4	400	590
9904	3/4	170	203
9910	1	80	
9912	1	90	
9913	1	120	
9996	3/4	100	136
9998	4/4	40	40
10000	4/4	40	40
10002	3/4	30	30
10004	3/4	13	13



**BIBLIOTECA FICT
ESPOL**

PROF (Ft)	tmc (pulgadas)	RPL (OHMIOS-MT)	Rxo (OHMIOS-MT:.)
10006	3/4	22	22
10008	3/4	37	37
10010	3/4	40	40
10012	3/4	70	76
10014	3/4	11	11
10016	3/4	25	25
10018	3/4	20	20
10020	3/4	20	20
10022	3/4	25	25
10024	3/4	7	7
10026	3/4	23	23
10028	3/4	100	136
10030	3/4	230	
10032	3/4	140	
10034	3/4	200	
10036	3/4	100	
10040	3/4	20	20
10042	3/4	200	260
10044	3/4	100	136
10054	1	30	31.2



260
BIBLIOTECA FICT
ESPOL

PROF (Ft)	tmc (pulgadas)	RPL (OHMID-MT)	Rxo (OHMIDS-MT.)
10056	1	40	49
10058	1	60	82
10060	1	130	190
10062	1	200	260
10064	1	200	260
10066	1	40	49
10068	1	200	260
10070	1	110	160
10072	1	250	300
10074	1	500	550
10076	1	90	140
10078	1	90	140
10080	1	200	260
10082	1	60	82
10084	1	70	102
10086	1	40	49
10088	1	100	150
10090	1	70	102
10092	1	80	130
10094	1	90	90
10096	1	100	100



**BIBLIOTECA FICT
ESPOL**

PROF (Ft)	tmc (pulgadas)	RPL (OHMIOS-MT.)	Rxo (OHMIOS-MT.S)
10098	1	150	200
10100	1	200	250
10102	1	200	250
10104	1	60	82
10106	1	100	150
10108	1	80	136
10110	1	80	136
10112	1	170	203
10122	1	23	23
10124	1	30	30
10126	1	30	30
10128	1	30	30
10130	1	50	30



**BIBLIOTECA FISICA
ESPOL**

NOTA: Para valores Rxo/Rmc demasiado altos no existen continuación de las curvas por lo que se ha aproximado los valores.

TABLA # 3-2
CORRECCION DE LOS VALORES DE LA CURVA CORTA NORMAL
(AM = 16")

PORF = Profundidad en Pies

R16 = Lectura de resistividad leída de la curva corta normal.

R16_{corr} = Valores corregidos por las cartas (RCOR-8, RCOR-12)

PROF (Ft)	R16 (OHMIOS-MT.)	R16 _{corr} (OHMIOS-MT.)
9616	34	39.5
9618	36	41
9620	34	39.5
9676	50	50
9678	25	25
9679	20	20
9878	45	45
9880	50	50
9882	60	70.5
9884	75	102
9886	100	140
9888	120	198



**BIBLIOTECA FICT
ESPOL**

PROF (Ft)	R16 (OHMIOS-MT)	R16 ^{corr} (OHMIOS-MT ;)
9890	140	275
9892	155	300
9894	160	320
9896	160	320
9898	155	300
9900	140	275
9902	125	210
9904	100	140
9910	70	96
9912	60	70
9913	50	50
9996	19	19
9998	20	20
10000	26	26
10002	24	24
10004	17	17
10006	15	15
10008	20	20
10010	27	27



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

PROF (F£)	R16 (OHMIOS-MT.)	R16 ^{corr} (OHMIOS-MT.)
10012	33	33
10014	34	34
10016	30	30
10018	24	24
10020	25	25
10022	30	30
10024	32	32
10026	37	37
10028	50	50
10030	80	113
10032	100	140
10034	102	140
10036	75	102
10038	75	101
10040	70	96
10042	65	90
10044	50	50
10045	50	50
10054	75	102
10056	110	166



BIBLIOTECA FICTICIA
ESPOL

PROF (Ft)	R16 (OHMIOS-MT.)	R16 <i>corr</i> (OHMIOS-MT.)
10058	150	280
10060	170	330
10062	190	410
10064	208	520
10066	210	540
10068	215	575
10070	225	610
10072	230	640
10074	235	670
10076	230	640
10078	230	640
10080	220	600
10082	215	575
10084	220	600
10086	225	610
10088	230	640
10090	225	610
10092	225	610
10094	220	600
10096	220	600
10098	220	600



**BIBLIOTECA FICT
ESPOL**

PROF (F±)	R16 (OHMIOs-MT)	R16 (OHMIOs-MT ^{corr})
10100	215	575
10102	210	540
10104	205	510
10106	190	410
10108	180	395
10110	175	385
10112	180	395
10122	170	352
10124	180	395
10126	190	410
10128	200	480
10130	190	410



**BIBLIOTECA FICT
ESPOL**

TABLA # 3-3

DETERMINACIÓN DE LOS VALORES DE RESISTIVIDAD VERDADERA Y
DIAMETRO DE INVASION

PROF (Ft)	R6FF40 (OHMIOSMT)	DI "	Rt (OHMIOSMT)	FIG. RINT-#
9616	35	50	35	5
9618	39	-	39	6
9620	25	-	25	5
9676	200	-	200	5
9678	150	-	150	-
9679	10	-	10	-
9878	40	20	40	5
9880	50	20	50	
9882	40	120	40	
9884	40	120	40	
9886	150	-	150	
9888	150	120	150	6
9890	300	100	300	6
9892	200	100	200	6
9894	240	110	240	6



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

PROF (Ft)	R6FF40 (OHMIO5-MT.)	DI "	Rt (OHMIO5-MT)	FIG RINT-#
9896	270	10	270	5
9898	340	-	340	5
9900	250	100	260	5
9902	120	20	400	5
9904	100	20	203	5
9910	70	20	70	5
9912	50	20	50	5
9913	40	20	50	5
9996	23	-	23	5
9998	20	20	20	5
10000	10	40	10	5
10002	7	100	30	5
10004	7	-	7	
10006	10	30	10	
10008	17	20	37	
10010	25	20	40	
10012	28	60	28	5
10014	15	-	15	5
10016	23	-	13	-



**BIBLIOTECA FICT
ESPOL**

PROF (Ft)	R6FF40 (OHMIOS MT)	DI "	Rt (OHMIOS-MT .)	FIG. RINT-#
10018	15	-	15	-
10020	23	-	23	5
10022	25	-	25	6
10024	25	-	25	6
10026	150	70	150	6
10028	200	-	200	-
10030	150	-	150	5
10032	130	-	130	5
10034	100	20	100	5
10036	50	20	50	5
10038	50	60	50	-
10040	100	-	100	5
10042	150	55	150	5
10044	40	20	40	5
10045	28	118	350	
10054	100	70	100	
10056	370	-	370	
10058	350	55	350	6
10060	400	100	400	6
10062	500	-	500	6



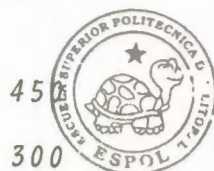
BIBLIOTECA FICT
ESPOL

PROF (Ft)	R6FF40 (OHM -MT)	DI "	Rt (OHMS-MT .)	FIG. RINT-#
10064	500	100	500	6
10066	500	45	500	6
10068	450	120	450	6
10070	500	70	500	6
10072	500	120	500	6
10074	500	-	500	6
10076	500	70	500	6
10078	500	70	500	6
10080	250	-	250	6
10082	170	100	270	6
10084	350	100	350	6
10086	320	55	320	6
10088	400	90	400	6
10090	400	70	400	6
10092	450	75	450	6
10094	450	60	450	6
10096	400	70	400	6
10098	500	90	500	6
10100	500	100	500	6
10102	500	100	500	6
10104	500	54	500	6



6
BIBLIOTECA FICT
6 ESPOL

PROF (Fz)	R6FF40 (OHMIOS-MT)	DI "	Rz (OHMIOS-MT)	FIG RINT-#
10108	450	70	45	6
10110	300	80	300	6
10112	350	-	350	6
10122	350	20	350	6
10124	250	45	250	6



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

SIMBOLOGIA USADA EN EL PROGRAMA # 1 - 1

- T1 = Temperatura de fondo de Pozo - °F
- DT = Profundidad a fondo de Pozo - Ft.
- RM1 = Resistividad de lodo a temperatura de fondo de pozo.
- FLT = Temperatura a superficie °F
- D = Profundidad de los niveles - FT
- FT = Temperatura en los diferentes niveles.
- RM2 = Resistividad de lodo en los diferentes niveles.



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

LOG DRIVE CART SPEC CART AVAIL PHY DRIVE
0000 0003 0003 0000

NO VIO ACTUAL BK CONFIG BK

FOR

ONE WORD INTEGERS

EXTENDED PRECISION

IOCS(CARD,1132 PRINTER)

LIST SOURCE PROGRAM

PROGRAMA QUE CALCULA VARIACION DE LA RESISTIVIDAD DE LODO CON LA TEMPERATURA Y CON LA PROFUNDIDAD

POZO = 1

EQUIVALENCE (D,PROF)

T1 = 196.

DT = 9916.

RM1 = 0.68

FLT = 80.

WRITE(3,1)

1 FORMAT(1H1,1X,'PROFUNDID',4X,'TEMPERAT',9X,'RM'//)

2 READ(2,2)D

3 FORMAT(F10.0)

IF(DPROF)29,9,4

6 READ(2,12)

12 FORMAT(1X,1

WRITE(3,13)

13 FORMAT(1X)

WRITE(2,12)

WRITE(2,13)

GO TO 2

4 FT = FLT+(T1-FLT)*D/DT

RM2 = RM1*((T1+6.77)/(FT+6.77))

WRITE(3,5)D,FT,RM2

5 FORMAT(3(F10.3,4Y))

GO TO 2

39 CALL EXIT

END

FEATURES SUPPORTED

ONE WORD INTEGERS

EXTENDED PRECISION

IOCS

REQUIREMENTS FOR

COMMON 0 VARIABLES

24 PROGRAM 178

MODE OF COMPILATION

XEQ



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

PROFUNDID	TEMPERAT	PM
8641.000	181.084	0.733
8643.000	181.109	0.733
8645.000	181.131	0.733
8647.000	181.154	0.733
8649.000	181.178	0.733

198

COMIENZAN OTROS NIVELES

9329.000	189.133	0.703
9330.000	189.144	0.703
9331.000	189.156	0.703

COMIENZAN OTROS NIVELES

9358.000	189.472	0.702
9360.000	189.495	0.702
9362.000	189.519	0.702
9364.000	189.542	0.702
9365.000	189.554	0.702

COMIENZAN OTROS NIVELES

9376.000	189.682	0.701
9378.000	189.706	0.701
9380.000	189.729	0.701
9382.000	189.752	0.701
9384.000	189.776	0.701
9386.000	189.799	0.701
9388.000	189.823	0.701
9390.000	189.846	0.701
9392.000	189.870	0.701
9394.000	189.892	0.701
9396.000	189.916	0.701
9398.000	189.940	0.700
9400.000	189.963	0.700
9402.000	189.987	0.700
9406.000	190.033	0.700

COMIENZAN OTROS NIVELES

9568.000	191.929	0.693
9570.000	191.952	0.693
9572.000	191.975	0.693

COMIENZAN OTROS NIVELES

9598.000	192.279	0.692
9599.000	192.186	0.693
9592.000	192.209	0.692
9594.000	192.233	0.692
9596.000	192.256	0.692
9598.000	192.279	0.692
9600.000	192.303	0.692
9602.000	192.326	0.692
9604.000	192.350	0.692
9605.000	192.361	0.692
9606.000	192.373	0.692



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

COMIENZAN OTROS NIVELES

9609.000	192.396	0.692
9610.000	192.420	0.692
9611.000	192.432	0.692
9612.000	192.443	0.692
9613.000	192.455	0.692
9614.000	192.467	0.692
9616.000	192.490	0.691
9618.000	192.513	0.691
9622.000	192.560	0.691
9624.000	192.584	0.691

COMIENZAN OTROS NIVELES

9629.000	192.642	0.691
9630.000	192.654	0.691
9632.000	192.677	0.691
9634.000	192.701	0.691
9637.000	192.736	0.691
9638.000	192.747	0.691

COMIENZAN OTROS NIVELES

9760.000	194.175	0.686
9762.000	194.198	0.686
9764.000	194.221	0.686
9766.000	194.245	0.685
9768.000	194.268	0.685
9770.000	194.292	0.685
9771.000	194.303	0.685
9772.000	194.315	0.685
9774.000	194.332	0.685
9775.000	194.350	0.685
9776.000	194.362	0.685
9777.000	194.373	0.685
9778.000	194.385	0.685
9780.000	194.409	0.685
9782.000	194.432	0.685
9800.000	194.643	0.684
9802.000	194.666	0.684
9804.000	194.689	0.684
9806.000	194.713	0.684
9808.000	194.736	0.684
9810.000	194.759	0.684
9812.000	194.783	0.684

COMIENZAN OTROS NIVELES

9821.000	194.999	0.683
9822.000	194.900	0.683
9824.000	194.923	0.683
9826.000	194.947	0.683
9828.000	194.970	0.683
9830.000	194.993	0.683
9832.000	195.017	0.683
9834.000	195.040	0.683
9836.000	195.064	0.683
9838.000	195.087	0.683



**BIBLIOTECA FICT
ESPOL**

0840.000	195.110	0.682
0841.000	195.122	0.682

COMIENZAN OTROS NIVELES

0844.000	195.157	0.682
0846.000	195.181	0.682
0848.000	195.204	0.682
0850.000	195.227	0.682
0852.000	195.251	0.682
0854.000	195.274	0.682
0858.000	195.321	0.682
0860.000	195.344	0.682
0864.000	195.391	0.682
0866.000	195.415	0.681
0868.000	195.439	0.681
0870.000	195.461	0.681
0872.000	195.485	0.681
0874.000	195.508	0.681
0876.000	195.532	0.681
0878.000	195.555	0.681
0880.000	195.578	0.681
0882.000	195.602	0.681
0884.000	195.625	0.681
0886.000	195.649	0.681
0888.000	195.672	0.681
0890.000	195.695	0.681
0892.000	195.719	0.680
0894.000	195.742	0.680
0896.000	195.766	0.680
0898.000	195.789	0.680
0900.000	195.812	0.680
0902.000	195.836	0.680
0904.000	195.859	0.680
0906.000	195.883	0.680
0908.000	195.906	0.680
0910.000	195.929	0.680
0912.000	195.953	0.680
0914.000	195.976	0.680
0916.000	196.000	0.680



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

SIMBOLOGIA USADA EN EL PROGRAMA # 1-2

- RMF = Resistividad de filtrado de lodo a BHT.
- RW = Resistividad de agua de formación.
- PROF = Profundidad de los niveles
- RPL = Resistividad del Proximity Log
- C = Conductividad del inducción Log 6FF40
- DL = Densidad del registro de densidad
- RIL = Resistividad del Inducción Log
- FID = Porosidad del Registro de densidad
- FD = Factor de formación
- RWA = Resistividad de agua aparente
- RMFA = Resistividad de filtrado de lodo aparente
- FR = Factor de formación aparente del Proximity
- FA = Relación de factor de formaciones.



**BIBLIOTECA FICT
ESPOL**

LOG DRIVE CART SPEC CART AVAIL PHY DRIVE
0000 0000 0000 0000

V2 M10 ACTUAL RK CONFIG RK

// FOR

*ONE WORD INTEGERS
*EXTENDED PRECISION
* IOCS(CARD,1132 PRINTER)
* LIST SOURCE PROGRAM

PROGRAMA QUE DETERMINA POR COMPARACION LOS NIVELES SATURADOS DE ACEITE, Y LOS QUE SON SATURADOS CON AGUA
LOS METODOS USADOS SON ,METODO RWA,RMFA, Y RELACION DE FACTOR DE FORMACIONES FA

ROBERTO BERMUDEZ C. DEPARTAMENTO DE ING. DE PETROLEOS

POZO = 1
RME = 0.53
RW = 0.04
WRITE(3,1)

1 FORMAT(1H1,1X,'PROFUNDID',4X,'RPL ',7X,'RIL',7X,'FID',7X,'FD',7X,'RWA',6X,'RMFA',6X,'FR',9X,'FA'//)

2 READ(2,2)PROF,RPL,C,DL

3 FORMAT(4F10.0)
 IF(PROF)10,11,10

11 READ(2,12)
12 FORMAT(1X,'
 WRITE(3,13)

13 FORMAT(1X)
 WRITE(3,12)
 WRITE(3,13)
 GO TO 2

10 IF(RPL-0)9,8,4

4 RIL = 1000./C
 FID = (2.68-DL)/1.68
 FD = 0.81/FID**2
 RWA = RIL/FD
 RMFA = RPL/FD
 FR = RPL/RME
 FA = FR/FD

WRITE(3,5)PROF,RPL,RIL,FID,FD,RWA,RMFA,FR,FA
5 FORMAT(9F10.3)

11 IF(RWA-0.16)20,20,22
22 IF(RMFA-0.53)20,20,23
23 IF(FA-1.0)20,20,24

24 WRITE(3,25)
25 FORMAT(1+1,90X,'OIL')
 GO TO 2

20 WRITE(3,26)
26 FORMAT(1+1,90X,'AGUA')
 GO TO 2

8 CALL EXIT
 END

FEATURES SUPPORTED
ONE WORD INTEGERS
EXTENDED PRECISION



BIBLIOTECA FIST
ESPOL

ITEM	QDL	QIL	FID	FR	PIA	PIFA	FR	FA
10000	35.000	20.000	0.077	135.274	0.147	0.259	66.037	0.488 AGUA
10000	35.000	40.000	0.146	20.159	1.371	1.200	66.037	2.264 OIL
10000	40.000	50.000	0.196	20.093	2.301	1.905	75.471	3.595 OIL
10000	40.000	50.000	0.208	18.662	2.679	2.143	75.471	4.044 OIL
10000	60.000	20.000	0.196	20.093	0.952	2.859	113.207	5.308 OIL
CAMBIAN OTROS NIVELES								
10000	100.000	16.446	0.119	57.153	0.291	1.749	189.679	3.448 OIL
10000	90.000	16.446	0.107	70.560	0.235	1.275	169.811	2.592 OIL
10000	85.000	40.000	0.047	357.209	0.111	0.237	160.377	0.448 AGUA
CAMBIAN OTROS NIVELES								
10000	22.000	14.705	0.215	8.128	1.806	2.703	41.509	5.100 OIL
10000	28.000	20.000	0.142	30.680	0.503	0.629	47.169	1.684 OIL
10000	62.000	55.555	0.107	70.560	0.787	0.809	118.867	1.684 OIL
10000	40.000	45.654	0.136	43.214	1.051	0.925	75.471	1.746 OIL
10000	50.000	20.000	0.196	20.093	0.952	2.381	94.339	4.493 OIL
CAMBIAN OTROS NIVELES								
10000	21.000	22.322	0.100	22.325	1.493	0.040	30.622	1.774 OIL
10000	25.000	62.500	0.100	22.325	2.700	1.119	47.169	2.112 OIL
10000	25.000	42.500	0.200	18.662	3.248	1.339	47.169	2.577 OIL
10000	20.000	74.022	0.200	18.662	4.121	1.071	37.735	2.022 OIL
10000	27.000	74.022	0.200	18.662	4.121	1.446	50.943	2.729 OIL
10000	28.000	74.022	0.200	18.662	4.121	1.339	47.169	2.577 OIL
10000	30.000	74.022	0.196	20.093	3.644	1.429	56.603	2.696 OIL
10000	38.000	74.022	0.172	27.103	2.829	1.103	56.603	2.082 OIL
10000	30.000	74.022	0.196	20.093	3.644	1.429	56.603	2.696 OIL
10000	40.000	74.022	0.214	17.639	4.240	2.834	94.339	5.348 OIL
10000	40.000	74.022	0.214	17.639	4.240	2.267	75.471	4.278 OIL
10000	50.000	55.555	0.106	20.093	2.644	2.381	94.339	4.493 OIL
10000	40.000	74.022	0.184	22.709	3.222	1.681	75.471	3.172 OIL
10000	50.000	55.555	0.202	19.776	2.800	2.529	94.339	4.770 OIL
10000	10.000	13.333	0.285	0.022	1.343	1.007	12.867	1.901 OIL
CAMBIAN OTROS NIVELES								
10000	30.000	25.000	0.077	135.274	0.184	0.221	56.603	0.418 AGUA
10000	20.000	13.333	0.107	70.560	0.188	0.368	49.056	0.695 AGUA
10000	30.000	12.500	0.077	135.274	0.092	0.221	56.603	0.418 AGUA
CAMBIAN OTROS NIVELES								
10000	2.000	8.000	0.258	12.264	0.447	0.202	4.716	0.381 AGUA
10000	40.000	14.705	0.107	70.560	0.208	0.556	75.471	1.069 OIL
10000	40.000	40.000	0.083	116.630	0.242	0.342	75.471	0.647 AGUA
10000	00.000	18.101	0.047	357.209	0.050	0.251	169.811	0.475 AGUA
10000	31.000	14.285	0.136	43.214	0.330	0.717	59.490	1.353 OIL
10000	51.000	12.824	0.144	20.159	0.420	1.748	96.226	3.299 OIL
10000	15.000	13.333	0.222	15.020	0.807	0.907	28.301	1.882 OIL
10000	0.000	12.500	0.245	6.795	1.830	1.324	16.981	2.409 OIL
10000	7.000	12.500	0.245	6.795	1.830	1.030	13.207	1.943 OIL
10000	30.000	14.285	0.125	51.839	0.275	0.385	37.735	0.727 AGUA
10000	30.000	16.446	0.113	63.328	0.263	0.789	94.339	1.489 OIL



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

COMIENZAN OTROS NIVELES

9406.000	17.000	14.444	0.083	116.439	0.142	0.085	18.867	0.161	AGUA
9409.000	40.000	14.444	0.113	43.229	0.263	0.631	75.471	1.191	OIL
9410.000	20.000	14.444	0.065	180.037	0.209	0.105	37.735	0.199	AGUA
9411.000	80.000	22.222	0.025	80.202	0.749	0.895	150.943	1.690	CIL
9412.000	40.000	25.000	0.080	101.404	0.246	0.393	75.471	0.742	AGUA
9413.000	25.000	47.000	0.113	63.229	0.631	0.394	47.169	0.744	AGUA
9414.000	50.000	57.000	0.096	80.202	0.550	0.559	94.339	1.056	OIL
9416.000	20.000	45.454	0.265	189.037	0.240	0.149	52.830	0.279	AGUA
9418.000	25.000	47.000	0.125	51.230	0.771	0.675	66.037	1.273	OIL
9422.000	55.000	41.554	0.265	189.037	0.220	0.291	103.773	0.549	AGUA
9424.000	80.000	45.454	0.035	635.039	0.071	0.125	150.943	0.237	AGUA

COMIENZAN OTROS NIVELES

9620.000	80.000	50.000	0.107	70.560	0.708	1.133	150.943	2.139	OIL
9630.000	50.000	50.000	0.107	70.560	0.708	0.708	94.339	1.337	OIL
9637.000	50.000	50.000	0.136	43.216	1.156	1.156	94.339	2.187	CIL
9638.000	40.000	43.678	0.166	29.159	1.491	1.371	75.471	2.528	CIL
9639.000	20.000	17.000	0.247	257.209	0.027	0.083	56.603	0.158	AGUA
9639.000	20.000	6.554	0.089	101.606	0.045	0.196	37.735	0.371	AGUA

COMIENZAN OTROS NIVELES

9760.000	30.000	14.444	0.023	1429.839	0.011	0.027	56.603	0.039	AGUA
9767.000	30.000	14.444	0.107	70.560	0.236	0.425	56.603	0.802	AGUA
9764.000	31.000	14.705	0.136	43.216	0.740	0.717	58.490	1.252	OIL
9766.000	32.000	14.705	0.095	80.202	0.159	0.358	60.377	0.676	AGUA
9768.000	34.000	14.705	0.089	101.606	0.144	0.334	64.150	0.631	AGUA
9770.000	45.000	12.222	0.082	116.439	0.114	0.395	84.905	0.727	AGUA
9771.000	25.000	10.000	0.077	125.774	0.073	0.259	66.037	0.488	AGUA
9772.000	25.000	8.333	0.107	70.560	0.119	0.354	47.169	0.668	AGUA
9774.000	19.000	5.892	0.107	70.560	0.082	0.265	23.962	0.481	AGUA
9775.000	12.000	6.250	0.047	357.209	0.017	0.033	22.641	0.063	AGUA
9776.000	10.000	9.000	0.107	70.560	0.113	0.141	18.867	0.267	AGUA
9777.000	18.000	8.333	0.166	29.159	0.285	0.617	33.962	1.164	CIL
9778.000	20.000	9.000	0.170	25.401	0.257	0.787	37.735	1.485	OIL
9780.000	20.000	9.523	0.154	33.818	0.291	0.591	37.735	1.115	OIL
9782.000	20.000	10.000	0.050	228.614	0.043	0.086	41.509	0.121	AGUA
9800.000	160.000	100.000	0.113	43.229	1.579	2.526	301.895	4.747	CIL
9802.000	140.000	100.000	0.113	63.229	1.579	2.210	264.150	4.171	OIL
9804.000	100.000	100.000	0.136	43.216	2.313	2.313	188.679	4.365	OIL
9806.000	100.000	100.000	0.080	101.606	0.994	0.994	188.679	1.956	OIL
9808.000	100.000	74.274	0.142	20.689	1.866	2.519	188.679	4.753	OIL
9810.000	90.000	50.000	0.130	47.224	1.058	1.905	169.811	3.595	OIL
9812.000	90.000	55.555	0.107	70.560	0.787	1.275	169.811	2.486	OIL

COMIENZAN OTROS NIVELES

9931.000	110.000	100.000	0.089	101.606	0.904	1.082	207.547	2.047	OIL
9932.000	90.000	125.000	0.107	70.560	1.771	1.275	169.811	2.406	OIL
9934.000	90.000	125.000	0.154	23.818	3.696	2.661	169.811	5.021	OIL
9936.000	60.000	125.000	0.194	20.993	5.954	2.859	113.207	5.300	OIL
9938.000	70.000	125.000	0.184	23.790	5.264	2.047	137.075	5.000	OIL
9939.000	70.000	125.000	0.140	26.579	3.417	1.913	137.075	3.000	OIL
9940.000	50.000	125.000	0.170	25.401	4.920	1.968	94.339	3.000	OIL
9942.000	60.000	125.000	0.166	29.159	4.295	2.057	113.207	3.000	OIL
9946.000	50.000	125.000	0.172	27.183	4.598	1.839	94.339	3.400	OIL



BIBLIOTECA FIC
ESPOL

0020.000	54.000	125.000	0.184	22.749	5.254	2.101	94.339	2.965 OIL	
0040.000	50.000	125.000	0.154	33.918	3.626	1.478	94.339	2.709 OIL	
0041.000	100.000	74.974	0.136	43.216	1.714	2.313	94.339	4.365 OIL	
COMIENZAN OTROS NIVELES									
0044.000	22.000	22.222	0.095	40.202	0.273	0.358	84.905	0.676 AGUA	
0048.000	24.000	25.000	0.149	26.570	0.403	0.717	04.339	1.241 OIL	
0049.000	24.000	22.222	0.110	57.153	0.593	0.419	04.339	0.792 AGUA	
0050.000	25.000	55.555	0.136	42.214	1.205	0.809	84.905	1.520 OIL	
0052.000	47.000	222.000	0.166	20.152	6.859	1.611	84.905	3.041 OIL	
0054.000	50.000	222.000	0.196	20.093	9.526	2.381	84.905	4.423 OIL	
0059.000	50.000	222.000	0.166	20.159	6.859	1.714	04.339	3.225 OIL	
0060.000	44.000	222.000	0.166	20.159	6.859	1.500	04.339	2.047 OIL	
0064.000	60.000	222.000	0.214	17.639	11.337	3.401	113.207	6.417 OIL	
0064.000	45.000	222.000	0.166	20.159	4.859	1.543	84.905	2.911 OIL	
0069.000	50.000	222.000	0.196	20.093	0.526	2.381	04.339	4.493 OIL	
0070.000	20.000	222.000	0.196	20.993	9.526	1.429	56.603	2.696 OIL	
0072.000	40.000	222.000	0.184	23.700	9.407	1.601	75.471	3.172 OIL	
0074.000	40.000	222.000	0.166	20.159	4.859	1.440	70.245	2.717 OIL	
0076.000	25.000	222.000	0.166	20.159	6.859	1.200	66.037	2.264 OIL	
0078.000	25.000	222.000	0.166	20.159	6.859	1.200	66.037	2.264 OIL	
0080.000	82.000	222.000	0.172	27.103	7.257	1.912	08.113	3.609 OIL	
0082.000	64.000	222.000	0.190	22.225	9.959	2.866	120.754	5.409 OIL	
0084.000	62.000	222.000	0.160	21.259	6.277	2.008	118.867	3.790 OIL	
0086.000	60.000	222.000	0.184	22.700	9.407	2.522	113.207	4.758 OIL	
0088.000	90.000	222.000	0.196	20.993	0.526	3.910	150.943	7.190 OIL	
0090.000	50.000	222.000	0.214	17.639	11.337	2.074	94.339	5.248 OIL	
0092.000	60.000	222.000	0.170	25.401	7.073	2.367	113.207	4.456 OIL	
0094.000	70.000	222.000	0.196	20.993	9.526	3.334	132.075	6.291 OIL	
0096.000	50.000	222.000	0.190	22.225	9.059	2.239	94.339	4.225 OIL	
0098.000	120.000	222.000	0.107	70.560	2.874	1.700	276.415	3.208 OIL	
0099.000	90.000	222.000	0.136	43.216	4.627	2.082	169.811	3.929 OIL	
0099.000	60.000	222.000	0.196	20.993	0.526	2.859	113.207	5.392 OIL	
0099.000	70.000	222.000	0.196	20.993	0.526	3.334	132.075	6.291 OIL	
0099.000	90.000	222.000	0.166	20.159	6.859	3.096	169.811	5.823 OIL	
0099.000	70.000	222.000	0.196	20.993	0.526	3.334	132.075	6.291 OIL	
0010.000	40.000	125.000	0.154	33.918	3.606	1.122	75.471	2.231 OIL	
0012.000	50.000	122.000	0.119	57.153	1.749	0.874	94.339	1.650 OIL	
0014.000	25.000	42.222	0.130	47.274	1.764	0.529	47.169	0.998 AGUA	
0016.000	21.000	76.922	0.142	39.689	1.938	0.529	39.622	0.998 AGUA	



SIMBOLOGIA USADA EN EL PROGRAMA # 1-3

RW = Resistividad de agua de formación

RMF = Resistividad de filtrado de lodo

E = Factor de comparación

PROF = Profundidad de niveles en (Ft)

RT = Resistividad verdadera de la formación

FD = Factor de formación

RXO = Resistividad de la zona lavada

X = $\frac{S_w}{S_{xo}}$ índice de movilidad

FI = Porosidad del Registro de densidad

FIIL = $\emptyset S_w$

FIPL = $\emptyset S_{xo}$

SW1 = Saturación de agua (Archie)

SW2 = Saturación de agua (Zona lavada)

JOB T

MG DRIVE CART SPEC CART AVAIL PHY DRIVE
0000 0001 0001 0000

M10 ACTUAL RK CONFIG RK

FOR
ONE WORD INTEGERS
EXTENDED PRECISION
IOCS(CARD,1132 PRINTER)
LIST SOURCE PROGRAM
PROGRAMA QUE CALCULA POR DOS METODOS, SATURACION DE AGUA
MOVILIDAD DE ACEITE

ROBERTO BERMUDEZ C. INGENIERIA DE PETROLEOS

POZO = 1

C X = SW/SXO

RW = 0.04

RME = 0.53

F = 0.002

WRITE(3,1)

1 FORMAT(1H1,1X,'PROFUNDID',3X,'RT',6X,'FD',7X,'RXO',7X,'SW1',6X,'SW
+2',5X,'X',7X,'OIL MOVIL',3X,'FI',6X,'FIIL',5X,'FIPL'///)

2 READ(2,3)PROF,RT,FD,RXO

IF(PROF)39,9,4

9 READ(2,12)

12 FORMAT(1X,'

WRITE(3,13)

13 FORMAT(1X)

WRITE(3,12)

WRITE(3,13)

GO TO 2

3 FORMAT(4F7.0)

4 SW1 = SQRT((FD*RW)/(RT))

SW2 = ((RXO*RW)/(RT*RME))* (5.0/8.0)

X = SQRT((RXO*RW)/(RT*RME))

IF(X-0.6)5,5,7

5 WRITE(3,90)

90 FORMAT(65X,'SI')

GO TO 77

7 WRITE(3,900)

900 FORMAT(65X,'NO')

77 FI = SQRT(0.81/FD)

FIIL = SQRT((RW*0.81)/RT)

FIPL = SQRT((RME*0.81)/RXO)

WRITE(3,50)PROF,RT,FD,RXO,SW1,SW2,X,FI,FIIL,FIPL

50 FORMAT('+',F8.3,6F9.3,9X,3F9.3)

IF(ABS(FIPL-FIIL)-F)18,18,14

18 IF(ABS(FI-FIPL)-F)17,17,19

17 WRITE(3,21)

21 FORMAT('+',100X,'AGUA')

GO TO 2

19 WRITE(3,27)

27 FORMAT('+',100X,'PESADO')

GO TO 2

14 IF(FI-FIPL)22,22,23

23 WRITE(3,24)

24 FORMAT('+',100X,'MOVIL')



BIBLIOTECA FICT
ESPOL


```

GO TO 2
22 WRITE(3,25)
25 FORMAT('+',100X,'POR DETERMINARSE')
GO TO 2
29 WRITE(3,100)RT
100 FORMAT(F10.5)
CALL EXIT
END

```

FEATURES SUPPORTED
ONE WORD INTEGERS
EXTENDED PRECISION
DCS

REQUIREMENTS FOR
COMMON 0 VARIABLES 48 PROGRAM 430

D OF COMPILATION

XFQ

IND	RY	FD	RXO	SW1	SW2	X	OIL	MOVIL	FI	FIIL	FIPL	
0	50.000	21.000	35.000	0.129	0.159	0.229	SI		0.196	0.025	0.110	MOVIL
0	50.000	18.000	35.000	0.120	0.159	0.229	SI		0.212	0.025	0.110	MOVIL
0	20.000	20.000	80.000	0.200	0.473	0.549	SI		0.201	0.040	0.073	MOVIL
0	270.000	10.600	11.000	0.053	0.026	0.055	SI		0.203	0.010	0.197	MOVIL
ZAN OTROS NIVFLES												
0	16.700	57.100	100.000	0.369	0.608	0.672	NO		0.119	0.044	0.065	MOVIL
0	16.700	70.500	90.000	0.410	0.569	0.637	NO		0.107	0.044	0.069	MOVIL
ZAN OTROS NIVFLES												
0	14.000	4.130	22.000	0.152	0.263	0.344	SI		0.315	0.048	0.139	MOVIL
0	50.000	39.000	25.000	0.176	0.128	0.194	SI		0.144	0.025	0.131	MOVIL
0	55.600	70.500	116.000	0.225	0.314	0.396	SI		0.107	0.024	0.060	MOVIL
0	45.400	43.200	40.000	0.195	0.183	0.257	SI		0.136	0.026	0.103	MOVIL
0	20.000	21.000	56.000	0.204	0.378	0.459	SI		0.196	0.040	0.087	MOVIL
ZAN OTROS NIVFLES												
0	50.000	22.320	21.000	0.133	0.115	0.178	SI		0.190	0.025	0.142	MOVIL
0	100.000	22.300	25.000	0.094	0.083	0.137	SI		0.190	0.018	0.131	MOVIL
0	75.000	18.660	20.000	0.099	0.097	0.141	SI		0.208	0.070	0.146	MOVIL
0	75.000	18.660	20.000	0.099	0.087	0.141	SI		0.208	0.020	0.146	MOVIL
0	75.000	18.660	27.000	0.099	0.105	0.164	SI		0.208	0.020	0.126	MOVIL
0	100.000	18.660	25.000	0.086	0.083	0.137	SI		0.208	0.018	0.131	MOVIL
0	125.000	21.000	31.500	0.081	0.084	0.137	SI		0.196	0.016	0.116	MOVIL
0	125.000	27.180	31.500	0.093	0.084	0.137	SI		0.172	0.013	0.116	MOVIL
0	40.000	21.000	31.500	0.102	0.111	0.172	SI		0.196	0.020	0.116	MOVIL
0	100.000	17.630	55.000	0.083	0.136	0.203	SI		0.214	0.018	0.088	MOVIL
0	110.000	17.630	42.500	0.080	0.109	0.170	SI		0.214	0.017	0.100	MOVIL
0	70.000	21.000	56.000	0.109	0.173	0.245	SI		0.196	0.021	0.087	MOVIL
0	50.000	23.780	42.500	0.137	0.179	0.253	SI		0.184	0.025	0.100	MOVIL
0	70.000	19.770	56.000	0.106	0.173	0.245	SI		0.202	0.021	0.087	MOVIL
0	20.000	9.920	10.000	0.140	0.128	0.194	SI		0.285	0.040	0.207	MOVIL
ZAN OTROS NIVFLES												
0	18.000	357.000	142.000	0.890	0.723	0.771	NO		0.047	0.042	0.054	POR DETERMINARSE
0	16.000	43.200	31.000	0.351	0.326	0.408	SI		0.136	0.048	0.117	MOVIL
0	17.000	20.150	51.000	0.311	0.491	0.566	SI		0.166	0.051	0.091	MOVIL
0	13.300	15.030	22.000	0.212	0.272	0.353	SI		0.232	0.049	0.139	MOVIL
0	12.500	6.790	7.000	0.147	0.138	0.205	SI		0.345	0.050	0.247	MOVIL
0	14.500	6.790	7.000	0.136	0.126	0.190	SI		0.345	0.047	0.247	MOVIL
ZAN OTROS NIVFLES												
0	16.600	63.300	42.000	0.320	0.355	0.436	SI		0.113	0.044	0.101	MOVIL
0	16.600	63.000	20.000	0.389	0.223	0.301	SI		0.113	0.044	0.146	POR DETERMINARSE
0	18.000	89.300	20.000	0.445	0.212	0.289	SI		0.095	0.042	0.146	POR DETERMINARSE
0	50.000	89.300	58.000	0.267	0.218	0.295	SI		0.095	0.025	0.086	MOVIL
0	45.000	188.900	28.000	0.409	0.147	0.216	SI		0.065	0.026	0.123	POR DETERMINARSE
0	40.000	51.800	35.000	0.227	0.182	0.256	SI		0.125	0.028	0.110	MOVIL
0	40.000	60.000	35.000	0.244	0.192	0.256	SI		0.116	0.028	0.110	MOVIL
0	41.000	70.500	66.000	0.262	0.267	0.348	SI		0.107	0.028	0.080	MOVIL
0	45.000	20.390	80.000	0.134	0.284	0.366	SI		0.199	0.026	0.073	MOVIL



BIBLIOTECA FICTICIA
ESPOL

7AN OTROS NIVFLES

50.000	70.560	110.000	0.297	0.325	0.407	SI	0.107	0.025	0.062	MOVIL
50.000	70.400	50.000	0.297	0.199	0.274	SI	0.107	0.025	0.092	MOVIL
50.000	43.210	50.000	0.185	0.199	0.274	SI	0.136	0.025	0.092	MOVIL
43.000	70.150	40.000	0.164	0.190	0.264	SI	0.166	0.027	0.103	MOVIL
33.000	30.000	40.000	0.190	0.224	0.302	SI	0.164	0.031	0.103	MOVIL
10.000	30.000	30.000	0.346	0.395	0.475	SI	0.164	0.056	0.119	MOVIL
6.600	43.000	20.000	0.510	0.397	0.478	SI	0.137	0.070	0.146	POR DETERMINARSE

7AN OTROS NIVFLES

8.330	20.150	10.000	0.374	0.222	0.301	SI	0.166	0.062	0.207	POR DETERMINARSE
0.000	25.400	19.000	0.324	0.304	0.386	SI	0.179	0.059	0.154	MOVIL
8.000	25.000	10.000	0.353	0.228	0.307	SI	0.180	0.063	0.207	POR DETERMINARSE
12.000	33.000	20.000	0.331	0.273	0.354	SI	0.156	0.051	0.146	MOVIL

7AN OTROS NIVFLES

200.000	43.320	540.000	0.117	0.370	0.451	SI	0.113	0.012	0.028	MOVIL
220.000	43.320	540.000	0.107	0.349	0.430	SI	0.113	0.012	0.028	MOVIL
249.000	43.210	530.000	0.083	0.322	0.404	SI	0.136	0.011	0.028	MOVIL
240.000	101.600	530.000	0.130	0.326	0.408	SI	0.089	0.011	0.028	MOVIL
110.000	39.580	350.000	0.170	0.410	0.490	SI	0.142	0.017	0.035	MOVIL
70.000	47.230	190.000	0.164	0.371	0.452	SI	0.130	0.021	0.047	MOVIL
50.000	70.560	300.000	0.237	0.609	0.672	NO	0.107	0.025	0.037	MOVIL

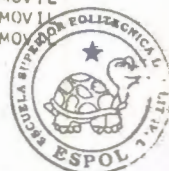
7AN OTROS NIVFLES

200.000	101.620	220.000	0.142	0.211	0.288	SI	0.089	0.012	0.044	MOVIL
350.000	70.560	200.000	0.099	0.144	0.212	SI	0.107	0.009	0.045	MOVIL
450.000	33.810	209.000	0.054	0.123	0.187	SI	0.154	0.008	0.045	MOVIL
500.000	21.000	65.000	0.040	0.055	0.099	SI	0.196	0.008	0.081	MOVIL
500.000	23.790	132.000	0.043	0.086	0.141	SI	0.184	0.008	0.057	MOVIL
500.000	36.570	132.000	0.054	0.086	0.141	SI	0.148	0.008	0.057	MOVIL
500.000	25.400	59.000	0.045	0.051	0.093	SI	0.179	0.008	0.086	MOVIL
400.000	20.150	80.000	0.053	0.072	0.122	SI	0.166	0.009	0.073	MOVIL
350.000	27.190	59.000	0.055	0.064	0.111	SI	0.172	0.009	0.086	MOVIL
250.000	23.790	59.000	0.061	0.079	0.132	SI	0.184	0.011	0.086	MOVIL
170.000	33.800	59.000	0.106	0.126	0.190	SI	0.154	0.016	0.086	MOVIL
70.000	43.210	530.000	0.157	0.704	0.755	NO	0.136	0.021	0.028	MOVIL

7AN OTROS NIVFLES

55.000	43.210	35.000	0.177	0.149	0.219	SI	0.136	0.024	0.110	MOVIL
50.000	20.150	47.000	0.152	0.191	0.266	SI	0.166	0.025	0.095	MOVIL
100.000	20.990	59.000	0.091	0.141	0.209	SI	0.196	0.018	0.086	MOVIL
500.000	20.150	40.000	0.049	0.041	0.077	SI	0.166	0.008	0.103	MOVIL
400.000	20.160	59.000	0.048	0.051	0.093	SI	0.166	0.008	0.086	MOVIL
500.000	20.160	44.000	0.048	0.043	0.081	SI	0.166	0.008	0.098	MOVIL
500.000	20.160	80.000	0.048	0.063	0.109	SI	0.166	0.008	0.073	MOVIL
500.000	17.640	80.000	0.037	0.063	0.109	SI	0.214	0.008	0.073	MOVIL
500.000	20.100	45.000	0.048	0.044	0.092	SI	0.166	0.008	0.097	MOVIL
500.000	20.930	59.000	0.040	0.051	0.093	SI	0.196	0.008	0.086	MOVIL
500.000	20.990	30.000	0.040	0.034	0.067	SI	0.196	0.008	0.119	MOVIL
500.000	23.780	40.000	0.043	0.041	0.077	SI	0.184	0.008	0.103	MOVIL
500.000	28.150	42.000	0.047	0.042	0.079	SI	0.169	0.008	0.101	MOVIL
500.000	20.150	35.000	0.048	0.037	0.072	SI	0.166	0.008	0.110	MOVIL
500.000	20.150	35.000	0.048	0.037	0.072	SI	0.166	0.008	0.110	MOVIL
500.000	27.190	83.000	0.046	0.064	0.111	SI	0.172	0.008	0.071	MOVIL

500.000	20.990	116.000	0.040	0.079	0.132	SI	0.196	0.008	0.060	MOVIL
500.000	31.350	114.000	0.050	0.078	0.131	SI	0.160	0.008	0.061	MOVIL
500.000	23.790	80.000	0.043	0.063	0.109	SI	0.184	0.008	0.073	MOVIL
500.000	20.990	146.000	0.040	0.092	0.148	SI	0.196	0.008	0.054	MOVIL
500.000	17.630	59.000	0.037	0.051	0.093	SI	0.214	0.008	0.086	MOVIL
500.000	25.400	80.000	0.045	0.063	0.109	SI	0.178	0.008	0.073	MOVIL
500.000	20.990	132.000	0.040	0.086	0.141	SI	0.196	0.008	0.057	MOVIL
500.000	22.320	59.000	0.042	0.051	0.093	SI	0.190	0.008	0.086	MOVIL
500.000	70.560	230.000	0.075	0.122	0.186	SI	0.107	0.008	0.043	MOVIL
500.000	43.210	209.000	0.058	0.115	0.177	SI	0.136	0.008	0.045	MOVIL



SIMBOLOGIA USADA EN EL PROGRAMA # 1-4

- RW = Resistividad de agua de formación
- RMF = Resistividad de filtrado de lodo a BHT
- SWI = Saturación de agua irreductible
- V = Viscosidad de aceite a superficie
- VW = Viscosidad de agua de formación a condiciones de Yacimiento.
- PROF = Profundidad de los niveles en Ft.
- RT = Resistividad verdadera de la formación
- FD = Factor de formación
- Rxo = Resistividad en la zona lavada
- FI = Porosidad
- AP = Permeabilidad absoluta
- SW1 = Saturación de agua (Archie)
- SW2 = Saturación de agua (Zona lavada)
- PRA 1 = Permeabilidad relativa al agua según SW1
- PRA 2 = " " " " " Sw2
- PRO1 = " " " aceite según SW1
- PRO2 = " " " aceite según SW2
- Bo = Factor volumétrico de aceite
- VO = Viscosidad de aceite en el Yacimiento

WOR1 = Relación agua-petróleo según PRA1

WOR2 = Relación agua-petróleo según PRA2

AGUA1 = Porcentaje de agua según WOR1

AGUA2 = Porcentaje de agua según WOR2

AS = Barriles de aceite en superficie por Acre - Ft.

LOG DRIVE CART SPEC CART AVAIL PHY DRIVE
0000 0008 0008 0000

V2 M10 ACTUAL RK CONFIG RK

// FOR

*ONE WORD INTEGERS

*EXTENDED PRECISION

*IOCS(CARD,1132 PRINTER)

*LIST SOURCE PROGRAM

```

PROGRAMA QUE CALCULA,PERMEABILIDAD ABSOLUTA,PERMEABILIDAD RELATIVA
AL AGUA,PERMEABILIDAD RELATIVA AL PETROLEO,FACTOR VOLUMETRICO,
VISCOSIDAD DE ACEITE,PRODUCTIVIDAD DEL POZO,ACEITE EN SUPERFICIE
POR ACRE-FT
ROBERTO BERMUDEZ C.            INGENIERIA DE PETROLEOS
POZO = 1
RW = 0.04
RME = 0.53
SWI = 0.10
U = 2.1
UW = 0.33
WRITE(3,1)
1  FORMAT(1H1,1X,'PROF',7X,'AP',6X,'KRW1',6X,'KRW2',5X,'KRO1',5X,'KRO
12',6X,'RO',6X,'UO',7X,'WOR1',5X,'WOR2',4X,'(AGUA1',4X,'(AGUA2',3X,
1'ACEITE SUP'//)
2  READ(2,3)PROF,RT,FD,RXO
   IF(PROF)40,9,4
9  READ(2,12)
12  FORMAT(1X,1
    WRITE(3,13)
13  FORMAT(1X)
    WRITE(3,12)
    WRITE(3,13)
    GO TO 2
3  FORMAT(4F7.0)
4  FI = SQRT(0.81/FD)
   AP = ((250.*(FI)**3)/SWI)**2
   SW1 = SQRT((FD*RW)/(RT))
   SW2 = ((RXO*RW)/(RT*RME))**(5./8.)
   PRA1 = ((SW1-SWI)/(1.-SWI))**3.
   PRA2 = ((SW2-SWI)/(1.-SWI))**3.
   PRO1 = ((0.9-SW1)/(0.9-SWI))**2.
   PRO2 = ((0.9-SW2)/(0.9-SWI))**2.
   RO = 1.05+5*PROF*10.E-5
   UO = (RO*U)/(1.+4.*(RO-1.)*U)
   WOR1 = (RO*PRA1*UO)/(PRO1*UW)
   WOR2 = (RO*PRA2*UO)/(PRO2*UW)
   AGUA1 = (WOR1)/(1.+WOR1)
   AGUA2 = (WOR2)/(1.+WOR2)
   AS = (6992.)/(RO)*(SQRT(RME/RXO)-SQRT(RW/RT))
   WRITE(3,5)PROF,AP,PRA1,PRA2,PRO1,PRO2,RO,UO,WOR1,WOR2,AGUA1,AGUA2,
+AS
5  FORMAT(12F9.3)
   GO TO 2
40 CALL EXIT
   FND

```



BIBLIOTECA FICTIVA
ESPOL

AD	KRW1	KRW2	KRO1	KRO2	RO	UO	WOR1	WOR2	AGUA1	AGUA2	OIL-SUP
19.655	0.000	0.000	0.927	0.857	5.372	0.299	0.000	0.001	0.000	0.001	123.340
19.831	0.000	0.000	0.950	0.857	5.373	0.299	0.000	0.001	0.000	0.001	123.317
19.144	0.001	0.071	0.765	0.784	5.374	0.299	0.008	1.217	0.008	0.549	47.709
41.130	0.000	0.000	1.118	1.191	5.375	0.299	0.000	0.002	0.000	0.002	269.705
OTROS NIVFLES											
17.841	0.026	0.180	0.439	0.132	5.714	0.295	0.314	6.972	0.238	0.874	29.194
0.470	0.041	0.142	0.373	0.170	5.714	0.295	0.564	4.280	0.360	0.810	34.009
OTROS NIVFLES											
1.064	0.000	0.006	0.273	0.632	5.729	0.295	0.001	0.048	0.001	0.046	124.194
15.999	0.000	0.000	0.817	0.929	5.730	0.295	0.003	0.000	0.003	0.030	143.156
0.470	0.001	0.013	0.711	0.534	5.730	0.295	0.010	0.130	0.019	0.115	49.743
1.194	0.001	0.000	0.774	0.801	5.732	0.295	0.007	0.005	0.007	0.005	104.204
1.455	0.001	0.029	0.754	0.424	5.732	0.295	0.010	0.357	0.010	0.263	64.111
OTROS NIVFLES											
0.711	0.000	0.000	0.917	0.941	5.737	0.295	0.000	0.000	0.000	0.000	159.118
0.516	0.000	0.000	1.013	1.041	5.739	0.295	0.000	0.000	0.000	0.000	153.025
1.210	0.000	0.000	1.000	1.037	5.739	0.295	0.000	0.000	0.000	0.000	170.164
0.210	0.000	0.000	1.000	1.037	5.741	0.295	0.000	0.000	0.000	0.000	170.134
0.210	0.000	0.000	1.000	0.997	5.741	0.295	0.000	0.000	0.000	0.000	142.484
0.454	0.000	0.000	1.024	1.041	5.743	0.295	0.000	0.000	0.000	0.000	152.918
0.419	0.000	0.000	1.045	1.040	5.744	0.295	0.000	0.000	0.000	0.000	136.120
0.455	0.000	0.000	1.016	1.040	5.745	0.295	0.000	0.000	0.000	0.000	136.096
0.147	0.000	0.000	0.993	0.977	5.745	0.295	0.000	0.000	0.000	0.000	130.630
0.147	0.000	0.000	1.040	0.909	5.747	0.295	0.000	0.000	0.000	0.000	95.098
0.455	0.000	0.000	1.050	0.975	5.748	0.295	0.000	0.000	0.000	0.000	112.643
0.001	0.000	0.000	0.976	0.825	5.748	0.295	0.000	0.000	0.000	0.000	89.245
0.448	0.000	0.000	0.907	0.810	5.750	0.295	0.000	0.003	0.000	0.003	101.399
0.515	0.000	0.000	0.984	0.825	5.750	0.295	0.000	0.004	0.000	0.004	89.214
0.000	0.000	0.000	0.900	0.929	5.753	0.295	0.000	0.003	0.000	0.003	225.445
OTROS NIVFLES											
198	0.021	0.016	0.470	0.513	5.849	0.294	0.241	0.162	0.194	0.140	92.424
0.97	0.013	0.082	0.540	0.760	5.849	0.294	0.125	1.643	0.111	0.521	52.845
248	0.001	0.007	0.738	0.615	5.849	0.294	0.013	0.059	0.013	0.056	119.965
252	0.000	0.000	0.885	0.906	5.850	0.294	0.000	0.000	0.000	0.000	261.221
293	0.000	0.000	0.909	0.935	5.851	0.294	0.000	0.000	0.000	0.000	266.011
OTROS NIVFLES											
195	0.022	0.022	0.405	0.462	5.854	0.294	0.433	0.256	0.194	0.140	75.541
183	0.033	0.002	0.407	0.715	5.855	0.294	0.477	0.018	0.200	0.018	135.779
44	0.056	0.001	0.322	0.738	5.855	0.294	0.914	0.013	0.477	0.013	138.093
44	0.006	0.002	0.625	0.726	5.857	0.294	0.053	0.016	0.000	0.000	80.351
02	0.040	0.000	0.375	0.983	5.859	0.294	0.567	0.000	0.000	0.000	129.628
97	0.022	0.000	0.706	0.903	5.859	0.294	0.021	0.005	0.005	0.005	109.114
77	0.004	0.000	0.670	0.803	5.859	0.294	0.032	0.005	0.005	0.005	109.096
79	0.005	0.006	0.535	0.624	5.860	0.294	0.049	0.054	0.045	0.051	69.642
17	0.000	0.009	0.915	0.591	5.862	0.294	0.000	0.076	0.000	0.071	61.522
OTROS NIVFLES											



BIBLIOTECA POLITECNICA DE LA UNIVERSIDAD POLITECNICA DE MADRID
ESPOL

9.454	0.003	0.015	0.595	0.515	5.864	0.294	0.027	0.159	0.026	0.137	49.036
9.438	0.003	0.001	0.595	0.748	5.864	0.294	0.027	0.009	0.026	0.008	89.020
41.170	0.000	0.001	0.796	0.768	5.866	0.294	0.005	0.009	0.005	0.008	89.005
136.097	0.000	0.001	0.944	0.787	5.866	0.294	0.002	0.006	0.002	0.006	100.832
172.018	0.001	0.007	0.796	0.713	5.867	0.294	0.006	0.019	0.006	0.018	95.681
172.018	0.000	0.005	0.479	0.299	5.869	0.294	0.224	0.463	0.183	0.316	83.008
41.776	0.094	0.036	0.297	0.394	5.869	0.294	2.094	0.480	0.676	0.324	101.190

PLAN OTROS NIVELFS

136.097	0.000	0.007	0.432	0.716	5.938	0.293	0.345	0.018	0.256	0.018	189.469
202.690	0.017	0.011	0.490	0.553	5.938	0.293	0.186	0.112	0.157	0.101	123.920
212.576	0.072	0.002	0.466	0.704	5.940	0.293	0.253	0.021	0.202	0.021	187.755
92.475	0.017	0.007	0.504	0.612	5.941	0.293	0.178	0.061	0.151	0.058	123.637

PLAN OTROS NIVELFS

13.083	0.000	0.027	0.968	0.438	5.949	0.293	0.000	0.313	0.000	0.245	20.196
13.083	0.000	0.021	0.991	0.475	5.951	0.293	0.000	0.276	0.000	0.190	20.966
41.170	0.000	0.015	1.060	0.521	5.952	0.293	0.000	0.168	0.000	0.132	22.138
3.167	0.000	0.014	0.976	0.514	5.952	0.293	0.000	0.168	0.000	0.140	21.978
92.144	0.000	0.040	0.950	0.275	5.953	0.293	0.000	0.576	0.000	0.365	23.304
31.576	0.000	0.027	0.845	0.434	5.954	0.293	0.002	0.331	0.002	0.249	33.945
9.454	0.000	0.181	0.685	0.131	5.956	0.293	0.027	7.284	0.226	0.879	16.138



PLAN OTROS NIVELFS

3.167	0.000	0.001	0.976	0.741	5.960	0.293	0.000	0.313	0.000	0.013	40.996
9.454	0.000	0.000	1.075	0.997	5.961	0.293	0.000	0.000	0.000	0.000	46.527
95.960	0.000	0.000	1.116	0.947	5.962	0.293	0.000	0.000	0.000	0.000	48.000
358.655	0.000	0.000	1.157	1.114	5.963	0.293	0.001	0.000	0.001	0.000	95.393
247.001	0.000	0.000	1.145	1.033	5.963	0.293	0.001	0.000	0.001	0.000	63.801
67.914	0.000	0.000	1.118	1.033	5.964	0.293	0.000	0.000	0.000	0.000	63.790
202.690	0.000	0.000	1.142	1.124	5.965	0.293	0.001	0.000	0.001	0.000	101.549
136.097	0.000	0.000	1.118	1.069	5.967	0.293	0.000	0.000	0.000	0.000	83.652
163.419	0.000	0.000	1.113	1.090	5.968	0.293	0.000	0.000	0.000	0.000	99.469
247.001	0.000	0.000	1.098	1.051	5.969	0.293	0.000	0.000	0.000	0.000	97.158
86.017	0.000	0.000	0.984	0.935	5.969	0.293	0.000	0.000	0.000	0.000	90.574
41.170	0.000	0.000	0.962	0.059	5.970	0.293	0.001	27.069	0.001	0.964	9.032

PLAN OTROS NIVELFS

41.170	0.000	0.000	0.816	0.879	5.974	0.293	0.004	0.001	0.004	0.001	112.443
136.097	0.000	0.001	0.977	0.784	5.975	0.293	0.001	0.007	0.001	0.007	91.152
359.149	0.000	0.000	1.021	0.998	5.976	0.293	0.000	0.000	0.000	0.000	88.429
136.097	0.000	0.000	1.133	1.157	5.978	0.293	0.000	0.001	0.000	0.001	124.172
136.097	0.000	0.000	1.133	1.124	5.979	0.293	0.000	0.000	0.000	0.000	101.328
136.097	0.000	0.000	1.133	1.146	5.980	0.293	0.000	0.001	0.000	0.001	117.867
136.097	0.000	0.000	1.133	1.093	5.980	0.293	0.000	0.000	0.000	0.000	84.696
605.116	0.000	0.000	1.167	1.093	5.982	0.293	0.001	0.000	0.001	0.000	84.682
136.097	0.000	0.000	1.133	1.144	5.983	0.293	0.000	0.001	0.000	0.001	116.375
367.265	0.000	0.000	1.153	1.124	5.984	0.293	0.001	0.000	0.001	0.000	101.244
359.168	0.000	0.000	1.157	1.171	5.984	0.293	0.001	0.001	0.001	0.001	144.630
247.001	0.000	0.000	1.145	1.157	5.985	0.293	0.001	0.001	0.001	0.001	124.006
168.091	0.000	0.000	1.135	1.149	5.987	0.293	0.000	0.001	0.000	0.001	120.745
136.097	0.000	0.000	1.133	1.161	5.987	0.293	0.000	0.001	0.000	0.001	133.245
136.097	0.000	0.000	1.133	1.161	5.989	0.293	0.000	0.001	0.000	0.001	133.222
165.419	0.000	0.000	1.137	1.090	5.989	0.293	0.000	0.000	0.000	0.000	82.836
359.168	0.000	0.000	1.157	1.051	5.991	0.293	0.001	0.000	0.001	0.000	68.449

00	107.400	0.000	0.000	1.174	1.053	5.991	0.293	0.000	0.000	0.000	0.000	69.126
01	747.001	0.000	0.000	1.145	1.093	5.993	0.293	0.001	0.000	0.001	0.000	84.526
00	359.168	0.000	0.000	1.152	1.019	5.994	0.293	0.001	0.000	0.001	0.000	59.848
01	606.147	0.000	0.000	1.162	1.124	5.995	0.293	0.001	0.000	0.001	0.000	101.058
00	207.690	0.000	0.000	1.142	1.093	5.995	0.293	0.001	0.000	0.001	0.000	84.484
00	359.168	0.000	0.000	1.152	1.033	5.996	0.293	0.001	0.000	0.001	0.000	63.450
00	298.711	0.000	0.000	1.149	1.124	5.998	0.293	0.001	0.000	0.001	0.000	101.007
00	9.454	0.000	0.000	1.063	0.944	5.998	0.293	0.000	0.000	0.000	0.000	45.524
00	41.170	0.000	0.000	1.105	0.962	6.000	0.293	0.000	0.000	0.000	0.000	48.260



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

SIMBOLOGIA USADA EN EL PROGRAMA # 2-1

- T1 = Temperatura de fondo de pozo °F
DT = Profundidad de fondo de pozo FT
RM1 = Resistividad de lodo a BHT
FLT = Temperatura a superficie en °F
D = Profundidad de los niveles FT
FT = Temperatura en los diferentes niveles
RM2 = Resistividad de lodo en los diferentes niveles.



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

// JOB T

LOG DRIVE	CART SPEC	CART AVAIL	PHY DRIVE
0000	0003	0003	0000

V2 MIO ACTUAL RK CONFIG RK

// FOR

- *ONE WORD INTEGERS
- *EXTENDED PRECISION
- * IOCS(CARD,1132 PRINTER)
- * LIST SOURCE PROGRAM

```

C   PROGRAMA QUE CALCULA VARIACION DE LA RESISTIVIDAD DE LODO CON LA
C   TEMPRATURA Y CON LA PROFUNDIDAD
C   DOZO = 2
C   EQUIVALENCE (D,PROF)
C   T1 = 199.
C   DT = 9530.
C   RM1 = 1.3
C   FLT = 80.
C   WRITE(3,1)
1  FORMAT(1H1,1X,'PROFUNDID',4X,'TEMPERAT',9X,'RM1//)
2  READ(2,3)D
3  FORMAT(F10.0)
   IF(DPROF)29,9,4
9  READ(2,12)
12 FORMAT(1X,
WRITE(3,13)
12 FORMAT(1X)
WRITE(3,12)
WRITE(3,13)
GO TO 2
4  FT = FLT+(T1-FLT)*D/DT
   RM2 = RM1*((T1+6.77)/(FT+6.77))
WRITE(3,5)D,FT,RM2
5  FORMAT(3(F10.3,4X))
GO TO 2
29 CALL EXIT
END

```

FEATURES SUPPORTED
ONE WORD INTEGERS
EXTENDED PRECISION
IOCS

MORE REQUIREMENTS FOR
COMMON 0 VARIABLES 24 PROGRAM 178

END OF COMPILATION

/ XEQ

8416.000	185.089	1.394
8418.000	185.114	1.394
8420.000	185.139	1.392
8422.000	185.164	1.392
8424.000	185.189	1.392
8426.000	185.214	1.392
8428.000	185.239	1.392
8430.000	185.264	1.392
8432.000	185.289	1.392
8434.000	185.314	1.392
8436.000	185.339	1.392
8438.000	185.364	1.392

COMIENZAN OTROS NIVELES

8248.000	195.472	1.322
8250.000	195.503	1.322
8252.000	195.529	1.322
8254.000	195.552	1.322
8256.000	195.572	1.321
8258.000	195.603	1.321
8260.000	195.628	1.321
8262.000	195.653	1.321
8264.000	195.678	1.321
8266.000	195.703	1.321
8268.000	195.703	1.321
8270.000	195.753	1.320
8272.000	195.778	1.320
8274.000	195.803	1.320

COMIENZAN OTROS NIVELES

9436.000	197.926	1.307
9438.000	197.951	1.307
9440.000	197.976	1.307
9442.000	197.971	1.307
9444.000	197.926	1.306
9446.000	197.951	1.306
9448.000	197.976	1.306
9452.000	199.026	1.306
9454.000	199.050	1.306
9456.000	199.075	1.305
9458.000	199.100	1.305
9460.000	199.125	1.305
9462.000	199.150	1.305
9464.000	199.175	1.305
9466.000	199.200	1.305
9470.000	199.250	1.304
9472.000	199.275	1.304
9474.000	199.300	1.304
9476.000	199.325	1.304
9478.000	199.350	1.304
9480.000	199.375	1.303
9482.000	199.400	1.303
9494.000	199.425	1.303
9496.000	199.450	1.303
9498.000	199.475	1.303



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

0490.000	198.500	1.302
0492.000	198.525	1.303
0494.000	198.550	1.302
0496.000	198.575	1.302
0498.000	198.600	1.302
0500.000	198.625	1.302
0502.000	198.650	1.302
0504.000	198.675	1.302
0506.000	198.700	1.301
0508.000	198.725	1.301
0510.000	198.750	1.301
0512.000	198.775	1.301
0514.000	198.800	1.301
0516.000	198.825	1.301
0518.000	198.850	1.300
0520.000	198.875	1.300
0522.000	198.900	1.300
0524.000	198.925	1.300
0526.000	198.950	1.300
0528.000	198.975	1.300

SIMBOLOGIA USADA EN EL PROGRAMA # 2-2

- RMF = Resistividad de filtrado de lodo a BHT
RW = Resistividad de agua de formación
PROF = Profundidad de los niveles - FT
RPL = Resistividad del Proximity Log
DL = Densidad del registro del Density Log
FID = Porosidad
FD = Factor de formación
RWA = Resistividad de agua aparente
RMFA = Resistividad de filtrado de lodo aparente
FR = Factor de formación aparente del Proximity Log
FA = Relación de Factor de formaciones.



Log
BIBLIOTECA FICT
ESPOL

JOB T

LOG DRIVE CART SPEC CART AVAIL PHY DRIVE
0000 00CC 00CC 0000

2 M10 ACTUAL BK CONFIG BK

FOR

ONE WORD INTEGERS

EXTENDED PRECISION

IOCS(CARD,1132 PRINTER)

LIST SOURCE PROGRAM

PROGRAMA QUE DETERMINA POR COMPARACION LOS NIVELES SATURADOS DE ACEITE, Y LOS QUE SON SATURADOS CON AGUA
LOS METODOS USADOS SON ,METODO RWA,RMFA, Y RELACION DE FACTOR DE FORMACIONES FA

R070 = =2

RFX0= RPL

RME = 0.7

RW = 0.046

WRITE(3,1)

1 FORMAT(1H1,1X,'PROFUNDID',4X,'RFX0',7X,'RIL',7X,'FID',7X,'FD',7X,'RWA',6X,'RMFA',6X,'FR',9X,'FA'//)

2 READ(2,3)PROF,RPL,RIL,DL

3 FORMAT(4F10.0)

IF(PROF)10,11,10

11 READ(2,12)

12 FORMAT(1X,'

WRITE(3,13)

13 FORMAT(1X)

WRITE(3,12)

WRITE(3,13)

GO TO 2

10 IF(RPL-0)8,8,4

4 FID = (2.68-DL)/1.68

FD = 0.81/(FID**2)

RWA = RIL/FD

RMFA = RPL/FD

FR = RPL/RME

FA = FR/FD

WRITE(3,5)PROF,RPL,RIL,FID,FD,RWA,RMFA,FR,FA

5 FORMAT(9F10.3)

IF(RWA-0.2)20,20,22

22 IF(RMFA-0.7)20,20,23

23 IF(FA-1.0)20,20,24

24 WRITE(3,25)

25 FORMAT('+',90X,'OIL')

GO TO 2

20 WRITE(3,26)

26 FORMAT('+',90X,'AGUA')

GO TO 2

8 CALL EXIT

END



BIBLIOTECA FIC
ESPOL

FEATURES SUPPORTED

ONE WORD INTEGERS

EXTENDED PRECISION

IOCS

DEUNAO	REXO	RIL	FID	FD	RWA	RMFA	FR	FA
6.000	100.000	9.000	0.226	15.832	0.568	6.316	142.857	9.023 OIL
8.000	10.000	7.000	0.285	9.922	0.705	1.914	77.142	7.735 OIL
10.000	20.000	6.000	0.315	8.138	0.737	2.457		3.510 OIL
2.000	30.000	4.000	0.303	8.789	0.455	3.413		4.875 OIL
4.000	30.000	3.500	0.309	8.454	0.413	3.548		5.069 OIL
6.000	20.000	3.000	0.297	9.144	0.329	2.187		3.174 OIL
8.000	15.000	3.000	0.297	9.144	0.329	2.187		2.343 OIL
10.000	21.000	3.000	0.285	9.922	0.302	2.116		3.023 OIL
2.000	21.000	3.000	0.291	9.521	0.315	2.205		3.150 OIL
4.000	27.000	2.000	0.291	9.521	0.210	2.835		4.050 OIL
6.000	20.000	2.000	0.303	8.789	0.227	2.775	28.571	3.750 OIL
8.000	20.000	2.000	0.315	8.138	0.245	2.457	42.857	3.510 OIL



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

EMPEZAN OTROS NIVELES

0.000	30.000	5.000	0.136	43.216	0.115	0.694	42.857	0.991 AGUA
0.000	13.000	4.000	0.196	20.993	0.190	0.519	18.571	0.884 AGUA
0.000	15.000	4.000	0.196	20.993	0.190	0.714	21.428	1.020 AGUA
0.000	12.000	6.000	0.190	22.325	0.268	0.537	17.142	0.767 AGUA
0.000	15.000	4.000	0.196	20.993	0.190	0.714	21.428	1.020 AGUA
0.000	10.000	3.000	0.166	29.159	0.102	0.342	14.285	0.489 AGUA
0.000	9.000	3.000	0.166	29.159	0.102	0.308	17.857	0.440 AGUA
0.000	15.000	3.500	0.154	33.818	0.103	0.443	21.428	0.633 AGUA
0.000	17.000	4.000	0.166	29.159	0.137	0.592	24.285	0.832 AGUA
0.000	16.000	10.000	0.208	18.662	0.535	0.857	22.857	1.224 OIL
0.000	16.000	10.000	0.208	18.662	0.535	0.857	22.857	1.224 OIL
0.000	18.000	13.000	0.226	15.832	0.921	1.136	25.714	1.624 OIL
0.000	30.000	20.000	0.226	15.832	1.263	1.894	42.857	2.706 OIL
0.000	30.000	25.000	0.315	8.138	3.071	3.686	42.857	5.265 OIL

EMPEZAN OTROS NIVELES

0.000	16.000	12.000	0.196	20.993	0.571	0.767	22.857	1.088 OIL
0.000	20.000	17.000	0.202	19.776	0.859	1.011	28.571	1.444 OIL
0.000	15.000	45.000	0.196	20.993	2.143	0.714	21.428	1.020 OIL
0.000	20.000	45.000	0.184	23.789	1.891	0.840	28.571	1.201 OIL
0.000	10.000	43.000	0.196	20.993	2.048	0.857	25.714	1.224 OIL
0.000	10.000	40.000	0.178	25.401	1.574	0.747	27.142	1.068 OIL
0.000	17.000	36.000	0.190	22.325	1.612	0.761	24.285	1.087 OIL
0.000	16.000	34.000	0.166	29.159	1.165	0.548	22.857	0.783 AGUA
0.000	17.000	25.000	0.184	23.789	1.050	0.714	24.285	1.020 OIL
0.000	20.000	24.000	0.190	22.325	1.030	0.895	28.571	1.279 OIL
0.000	22.000	25.000	0.196	20.993	1.074	1.074	34.285	1.535 OIL
0.000	17.000	35.000	0.196	20.993	1.190	1.047	31.428	1.497 OIL
0.000	21.000	42.000	0.166	29.159	1.440	0.809	24.285	1.156 OIL
0.000	40.000	27.000	0.166	29.159	0.925	0.720	30.000	1.028 OIL
0.000	30.000	30.000	0.226	15.832	1.894	1.371	57.142	1.959 OIL
0.000	11.000	47.000	0.196	20.993	1.894	1.894	42.857	2.706 OIL
0.000	20.000	40.000	0.208	18.662	3.215	0.523	15.714	0.748 AGUA
0.000	15.000	65.000	0.208	18.662	3.427	1.071	28.571	1.530 OIL
0.000	30.000	70.000	0.220	16.699	4.191	0.803	21.428	1.148 OIL
0.000	30.000	68.000	0.208	18.662	3.643	1.796	42.857	2.566 OIL
0.000	40.000	40.000	0.178	25.401	1.574	1.607	42.857	2.296 OIL
0.000	30.000	30.000	0.154	33.818	0.887	1.574	57.142	2.249 OIL
0.000	30.000	20.000	0.190	22.325	0.895	0.897	42.857	1.267 OIL
0.000	25.000	30.000	0.184	23.789	1.261	1.343	42.857	1.919 OIL
0.000	25.000	30.000	0.184	23.789	1.261	1.050	35.714	1.501 OIL

.000	15,000	70,000	0.272	19,776	3.539	0.750	21,025	1.743	OIL
.000	20,000	75,000	0.214	17,639	4.251	1.133	29,571	1.619	OIL
.000	30,000	70,000	0.208	19,662	3.750	1.607	42,857	2.296	OIL
.000	16,000	75,000	0.196	20,903	3.572	0.762	22,857	1.088	OIL
.000	26,000	70,000	0.190	22,325	3.135	1.164	37,142	1.663	OIL
.000	30,000	70,000	0.226	15,832	4.421	1.894	42,857	2.706	OIL
.000	30,000	70,000	0.226	15,832	4.421	1.894	42,857	2.706	OIL
.000	30,000	70,000	0.209	19,662	3.750	1.607	42,857	2.296	OIL
.000	30,000	75,000	0.208	19,662	4.019	1.607	42,857	2.296	OIL
.000	30,000	80,000	0.232	15,030	5.322	1.995	42,857	2.851	OIL
.000	27,000	75,000	0.239	14,288	5.249	1.539	31,428	2.194	OIL
.000	30,000	70,000	0.238	14,288	4.999	2.099	42,857	2.999	OIL
.000	20,000	70,000	0.244	13,599	5.147	1.470	29,571	2.100	OIL
.000	70,000	70,000	0.244	13,599	5.147	5.147	100,000	7.357	OIL
.000	200,000	100,000	0.226	15,832	6.316	12.632	285,714	19,046	OIL
.000	300,000	110,000	0.244	13,599	9.088	22.058	429,571	31,512	OIL
.000	200,000	70,000	0.196	20,993	3.334	9.526	285,714	13,609	OIL
.000	50,000	40,000	0.136	43,216	1.388	1.156	71,429	1.652	OIL
.000	22,000	50,000	0.226	15,832	3.158	1.389	31,428	1.985	OIL
.000	30,000	49,000	0.226	15,832	3.094	1.894	42,857	2.706	OIL
.000	40,000	60,000	0.220	16,699	3.592	2.395	57,142	3.421	OIL
.000	60,000	50,000	0.166	29,159	1.714	2.057	85,714	2.939	OIL
.000	40,000	40,000	0.107	70,560	0.566	0.566	57,142	0.809	AGUA



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

SIMBOLOGIA USADA EN EL PROGRAMA # 2-3

- RW = Resistividad de agua de formación
RMF = Resistividad de filtrado de lodo a BHT
E = Factor de comparación de valores
PROF = Profundidad de los niveles - FT
Rt = Resistividad verdadera de la formación
Rxo = Resistividad de la zona lavada
DL = Densidad del registro de densidad
FID = Porosidad
FD = Factor de formación
SW1 = Saturación de agua según Archie
SW2 = Saturación de agua en la zona lavada
X = Índice de movilidad
FIIL = \emptyset Sw
FIPL = \emptyset Sxo



BIBLIOTECA FIC1
ESPOL

OG DRIVE CART SPEC CART AVAIL PHY DRIVE
 0000 0003 0003 0000

226

2 MIO ACTUAL RK CONFIG RK

/ FOR

ONE WORD INTEGERS

EXTENDED PRECISION

IOCS(CARD,1132 PRINTER)

LIST SOURCE PROGRAM

PROGRAMA QUE CALCULA POR DOS METODOS, SATURACION DE AGUA

MOVILIDAD DE ACEFITE

C Y = SW/SX0

ROBERTO BERMUDEZ C. DEPARTAMENTO DE ING. DE PETROLEOS

DOZO = 2

RW = 0.046

RM = 0.7

F = 0.002

WRITE(2,1)

1 FORMAT(1H1,1X,'PROFUNDID',3X,'RT',5X,'FD',7X,'RX0',7X,'SW1',6X,'S

+21,5X,'X',7X,'OIL MOVIL',3X,'FI',6X,'FIIL',5X,'FIPL'//)

2 READ(2,3)PROF,RX0,RT,DL

IF(PROF)39,9,4

9 READ(2,12)

12 FORMAT(1X,1

WRITE(3,12)

12 FORMAT(1X)

WRITE(3,12)

WRITE(3,12)

GO TO 2

3 FORMAT(4F10.0)

4 FID = (2.68-DL)/1.68

FD = 0.81/FID**2

SW1 = SORT((FD*RW)/(RT))

SW2 = ((RX0*RW)/(RT*RMF))** (5.0/R.0)

Y = SORT((RX0*RW)/(RT*RMF))

IF(Y-0.6)5,5,7

5 WRITE(3,90)

7 FORMAT(65X,'SI')

GO TO 77

7 WRITE(2,900)

1 FORMAT(65X,'IND')

7 FI = SORT(0.81/FD)

FIIL = SORT((RW*0.81)/RT)

FIPL = SORT((RMF*0.81)/RX0)

WRITE(3,50)PROF,RT,FD,RX0,SW1,SW2,X,FI,FIIL,FIPL

0 FORMAT('+',F9.3,6F9.3,9X,3F9.3)

IF(ABS(FIPL-FIIL)-F)19,19,14

8 IF(ABS(FI-FIPL)-F)17,17,19

7 WRITE(2,21)

1 FORMAT('+',100X,'AGUA')

GO TO 2

2 WRITE(3,27)

7 FORMAT('+',100X,'PESADO')

GO TO 2

4 IF(FI-FIPL)22,22,23

```

23 WRITE(3,24)
24 FORMAT('+',100X,'MOVIL')
   GO TO 2
22 WRITE(3,25)
25 FORMAT('+',100X,'POR DETERMINARSE')
20 CALL EXIT
   END

```

227
2

FEATURES SUPPORTED
ONE WORD INTEGERS
EXTENDED PRECISION
IOCS

CORE REQUIREMENTS FOR
COMMON 0 VARIABLES

54 PROGRAM 442

END OF COMPILATION

// XEQ



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

DESCRIPCION	PT	ED	PYA	SW1	SW2	X	OIL	MOVIL	FI	FIIL	FIPL	
0414.000	9.000	15.937	100.000	0.204	0.871	0.854	NO		0.276	0.064	0.075	MOVIL
0418.000	7.000	0.022	10.000	0.255	0.340	0.422	SI		0.285	0.072	0.172	MOVIL
0420.000	6.000	0.139	20.000	0.249	0.397	0.468	SI		0.215	0.078	0.168	MOVIL
0422.000	4.000	0.790	30.000	0.217	0.647	0.707	NO		0.203	0.096	0.137	MOVIL
0424.000	3.500	0.454	30.000	0.333	0.699	0.750	NO		0.309	0.103	0.137	MOVIL
0426.000	3.000	0.144	20.000	0.374	0.597	0.661	NO		0.297	0.111	0.168	MOVIL
0428.000	3.000	0.144	15.000	0.374	0.498	0.573	SI		0.297	0.111	0.194	MOVIL
0430.000	3.000	0.927	21.000	0.390	0.615	0.678	NO		0.285	0.111	0.164	MOVIL
0432.000	3.000	0.521	21.000	0.392	0.615	0.678	NO		0.291	0.111	0.164	MOVIL
0434.000	2.000	0.521	27.000	0.467	0.927	0.941	NO		0.291	0.136	0.144	MOVIL
0436.000	2.000	0.789	20.000	0.449	0.769	0.810	NO		0.303	0.136	0.168	MOVIL
0438.000	2.000	0.139	20.000	0.432	0.769	0.810	NO		0.315	0.136	0.168	MOVIL
CONTINUAN OTROS NIVELES												
0264.000	10.000	10.642	14.000	0.292	0.244	0.324	SI		0.209	0.061	0.188	MOVIL
0266.000	10.000	10.642	14.000	0.292	0.244	0.324	SI		0.209	0.061	0.188	MOVIL
0270.000	13.000	15.937	19.000	0.236	0.273	0.301	SI		0.226	0.053	0.177	MOVIL
0272.000	20.000	15.937	30.000	0.190	0.235	0.313	SI		0.226	0.043	0.137	MOVIL
0274.000	25.000	0.139	30.000	0.172	0.294	0.280	SI		0.315	0.038	0.137	MOVIL
CONTINUAN OTROS NIVELES												
0434.000	12.000	23.093	16.000	0.283	0.219	0.296	SI		0.196	0.055	0.188	MOVIL
0438.000	17.000	10.776	20.000	0.231	0.201	0.278	SI		0.202	0.046	0.168	MOVIL
0440.000	45.000	20.903	15.000	0.146	0.091	0.148	SI		0.196	0.028	0.194	MOVIL
0442.000	45.000	23.799	20.000	0.155	0.109	0.170	SI		0.184	0.028	0.166	MOVIL
0444.000	43.000	20.993	19.000	0.149	0.105	0.165	SI		0.196	0.029	0.177	MOVIL
0446.000	40.000	25.471	12.000	0.170	0.114	0.176	SI		0.179	0.030	0.172	MOVIL
0448.000	36.000	22.325	17.000	0.168	0.114	0.176	SI		0.190	0.037	0.192	MOVIL
0450.000	25.000	22.790	17.000	0.200	0.143	0.211	SI		0.184	0.038	0.182	MOVIL
0454.000	23.000	22.325	20.000	0.211	0.167	0.239	SI		0.190	0.040	0.168	MOVIL
0456.000	24.000	22.325	24.000	0.206	0.182	0.256	SI		0.190	0.039	0.153	MOVIL
0458.000	25.000	20.903	23.000	0.196	0.169	0.240	SI		0.196	0.038	0.160	MOVIL
0460.000	35.000	20.993	17.000	0.166	0.116	0.178	SI		0.196	0.032	0.182	MOVIL
0462.000	42.000	20.159	21.000	0.178	0.119	0.181	SI		0.166	0.029	0.164	MOVIL
0464.000	27.000	20.159	40.000	0.222	0.223	0.312	SI		0.166	0.027	0.119	MOVIL
0466.000	30.000	15.937	30.000	0.155	0.182	0.256	SI		0.226	0.035	0.137	MOVIL
0470.000	60.000	10.642	20.000	0.119	0.091	0.148	SI		0.209	0.024	0.168	MOVIL
0472.000	65.000	10.642	15.000	0.114	0.072	0.123	SI		0.209	0.023	0.194	MOVIL
0474.000	70.000	16.699	30.000	0.104	0.107	0.167	SI		0.220	0.023	0.137	MOVIL
0476.000	69.000	18.662	30.000	0.112	0.109	0.170	SI		0.209	0.023	0.137	MOVIL
0478.000	40.000	25.471	40.000	0.170	0.192	0.256	SI		0.179	0.030	0.119	MOVIL
0480.000	30.000	22.218	30.000	0.227	0.182	0.256	SI		0.154	0.035	0.137	MOVIL
0482.000	20.000	22.225	30.000	0.226	0.225	0.313	SI		0.190	0.043	0.137	MOVIL
0484.000	30.000	22.789	25.000	0.190	0.162	0.224	SI		0.184	0.035	0.137	MOVIL
0486.000	20.000	19.774	15.000	0.113	0.069	0.119	SI		0.202	0.027	0.137	MOVIL
0488.000	25.000	17.630	20.000	0.104	0.079	0.132	SI		0.214	0.022	0.137	MOVIL
0490.000	70.000	18.662	30.000	0.110	0.107	0.167	SI		0.208	0.027	0.137	MOVIL
0492.000	75.000	20.993	16.000	0.113	0.069	0.119	SI		0.196	0.022	0.137	MOVIL
0494.000	70.000	22.325	26.000	0.121	0.099	0.156	SI		0.190	0.023	0.137	MOVIL
0496.000	70.000	15.937	30.000	0.101	0.107	0.167	SI		0.226	0.023	0.137	MOVIL
0498.000	70.000	15.937	30.000	0.101	0.107	0.167	SI		0.226	0.023	0.137	MOVIL
0500.000	70.000	18.662	30.000	0.110	0.107	0.167	SI		0.208	0.023	0.137	MOVIL
0502.000	75.000	18.662	30.000	0.106	0.102	0.162	SI		0.209	0.022	0.137	MOVIL
0504.000	80.000	15.020	30.000	0.092	0.098	0.156	SI		0.232	0.021	0.137	MOVIL
0506.000	75.000	14.789	22.000	0.093	0.084	0.138	SI		0.239	0.022	0.160	MOVIL



9400.000	70.000	14.299	20.000	0.006	0.107								
9410.000	70.000	13.500	20.000	0.004	0.093	0.147	SI	0.234	0.023	0.137	MOVIL		
9415.000	70.000	13.500	20.000	0.004	0.142	0.137	SI	0.244	0.023	0.169	MOVIL		
9416.000	100.000	15.237	200.000	0.005	0.281	0.256	SI	0.244	0.023	0.089	MOVIL		
9418.000	110.000	13.539	200.000	0.075	0.341	0.362	SI	0.226	0.019	0.053	MOVIL		
9419.000	70.000	20.000	200.000	0.117	0.351	0.423	SI	0.244	0.018	0.053	MOVIL		
9420.000	40.000	43.216	50.000	0.182	0.162	0.433	SI	0.196	0.023	0.043	MOVIL		
9422.000	50.000	15.917	20.000	0.120	0.109	0.234	SI	0.136	0.024	0.053	MOVIL		
9424.000	49.000	15.937	30.000	0.121	0.134	0.170	SI	0.226	0.027	0.106	MOVIL		
9426.000	60.000	16.600	40.000	0.113	0.141	0.200	SI	0.226	0.027	0.160	MOVIL		
9428.000	50.000	20.159	60.000	0.163	0.204	0.209	SI	0.226	0.027	0.137	MOVIL		
9430.000	40.000	70.560	40.000	0.244	0.182	0.280	SI	0.220	0.024	0.119	MOVIL		
						0.256	SI	0.166	0.027	0.097	MOVIL		
								0.107	0.030	0.119	POR DETERMINA		



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

SIMBOLOGIA USADA EN EL PROGRAMA # 2-4

- RW = Resistividad de agua de formación
- RMF = Resistividad de filtrado de lodo a BHT
- SWI = Saturación de agua irreductible
- V = Viscosidad de aceite en superficie
- VW = Viscosidad de agua de formación a condiciones de Yacimiento.
- PROF = Profundidad de los niveles - FT.
- Rxo = Resistividad de la zona lavada
- DL = Densidad del Density Log
- FI = Porosidad
- FD = Factor de formación
- AP = Permeabilidad absoluta (md)
- SW1 = Saturación de agua según Archie
- SW2 = Saturación de agua en zona lavada
- PRA1 = Permeabilidad relativa al agua según SW1
- PRA2 = Permeabilidad relativa al agua según SW2
- PRO1 = " " al aceite según SW1
- PRO2 = " " al aceite según SW2
- BO = Factor volumétrico del aceite
- VO = Viscosidad del aceite en Yacimiento
- WOR1 = Relación agua-petróleo según PRA1
- WOR2 = " " " " PRA2
- AGUA1 = Porcentaje de agua según WOR1
- AGUA2 = Porcentaje de agua según WOR2
- AS = Barriles de aceite en superficie por Acre - Ft.



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

// JOB T

LOG DRIVE CART SPEC CART AVAIL PHY DRIVE
0000 0003 0003 0000

V2 M10 ACTUAL RK CONFIG RK

// FOR
*ONE WORD INTEGERS
*EXTENDED PRECISION
* IOCS(CARD,1132 PRINTER)
*LIST SOURCE PROGRAM

C PROGRAMA QUE CALCULA, PERMEABILIDAD ABSOLUTA, PERMEABILIDAD RELATIVA
C AL AGUA, PERMEABILIDAD RELATIVA AL PETROLEO, FACTOR VOLUMETRICO,
C VISCOSIDAD DE ACEITE, PRODUCTIVIDAD DE UNO, ACEITE EN SUPERFICIE
C POR ACRE-FT

C ROBERTO BERMUDEZ C.

INGENIERIA DE PETROLEOS



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

```
C DO70 = 2
C RW = 0.046
C RME = 0.7
C SWI = 0.10
C U = 2.1
C UW = 0.29
C WRITE(3,1)
1 FORMAT(14I,1X,'PROF',7X,'AP',6X,'KRW1',6X,'KRW2',5X,'KRO1',5X,'KRO2',
12I,6X,'RO1',6X,'UO1',7X,'WOR1',5X,'WOR2',4X,'AGUA1',4X,'AGUA2'//)
2 READ(2,3)PROF,PXO,RT,DL
IF(PROF)40,9,4
9 READ(2,12)
12 FORMAT(1X,' ')
WRITE(3,13)
13 FORMAT(1X)
WRITE(3,12)
WRITE(3,13)
GO TO 2
2 FORMAT(4F10.0)
4 FT = (2.68-DL)/(1.68)
FD = 0.51/FT**2
AD = ((250.*(FI)**3)/SWI)**2
SW1 = SQRT((FD*RW)/(RT))
SW2 = ((PXO*RW)/(RT*RME))**(5./9.)
PRA1 = ((SW1-SWI)/(1.-SWI))**3.
PRA2 = ((SW2-SWI)/(1.-SWI))**3.
PRO1 = ((0.9-SW1)/(0.9-SWI))**2.
PRO2 = ((0.9-SW2)/(0.9-SWI))**2.
RO = 1.05+5*PROF*10.F-5
UO = (RO*U)/(1.+4.*(RO-1.)*U)
WOR1 = (RO*PRA1*UO)/(PRO1*UW)
WOR2 = (RO*PRA2*UO)/(PRO2*UW)
AGUA1 = (WOR1)/(1.+WOR1)
AGUA2 = (WOR2)/(1.+WOR2)
AS = (6992.)/(RO)*(SQRT(RME/RXO)-SQRT(RW/RT))
WRITE(3,5)PROF,AP,PRA1,PRA2,PRO1,PRO2,RO,UO,WOR1,WOR2,AGUA1,AGUA2
+AS
5 FORMAT(F9.1,F9.2,11F9.3)
GO TO 2
40 CALL EXIT
END
```

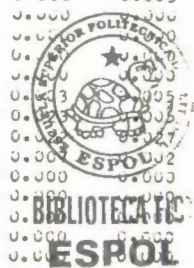

AD	K2041	K2042	K2041	K2042	RO	UO	WOR1	WOR2	AGUA1	AGUA2	OIL-SUP
0	0.009	0.515	0.592	0.009	5.258	0.300	0.079	291.817	0.073	0.996	16.188
0	0.017	0.649	0.490	0.490	5.259	0.300	0.043	0.212	0.041	0.175	147.416
0	0.034	0.032	0.460	0.411	5.259	0.300	0.039	0.430	0.036	0.300	132.294
0	0.014	0.219	0.579	0.103	5.260	0.300	0.146	11.533	0.127	0.920	60.489
0	0.017	0.294	0.571	0.063	5.261	0.300	0.190	25.273	0.159	0.961	50.639
0	0.029	0.168	0.431	0.143	5.263	0.300	0.358	6.397	0.263	0.864	84.035
0	0.029	0.096	0.421	0.251	5.264	0.300	0.359	1.884	0.263	0.653	122.462
0	0.033	0.197	0.476	0.126	5.265	0.300	0.449	8.098	0.309	0.890	78.016
0	0.030	0.197	0.419	0.176	5.265	0.300	0.400	8.099	0.286	0.890	78.001
0	0.033	0.279	0.291	0.001	5.267	0.300	1.277	3492.218	0.560	0.999	12.422
0	0.059	0.411	0.316	0.076	5.267	0.300	1.009	83.856	0.502	0.989	47.018
0	0.050	0.411	0.341	0.076	5.269	0.300	0.807	83.869	0.446	0.989	47.009

NYAN OT205 NIVLEFS

0	0.009	0.004	0.575	0.670	5.692	0.295	0.090	0.035	0.090	0.034	173.897
0	0.009	0.004	0.575	0.670	5.692	0.295	0.099	0.035	0.090	0.034	173.897
0	0.009	0.002	0.497	0.714	5.695	0.295	0.029	0.020	0.028	0.020	169.379
0	0.001	0.003	0.785	0.690	5.686	0.295	0.007	0.078	0.007	0.027	128.864
0	0.000	0.001	0.944	0.755	5.687	0.295	0.000	0.011	0.000	0.011	135.066

NYAN OT205 NIVLEFS

0	0.009	0.000	0.503	0.725	5.767	0.295	0.084	0.018	0.077	0.018	179.496
0	0.003	0.001	0.490	0.761	5.769	0.295	0.026	0.011	0.025	0.011	163.697
0	0.000	0.000	0.887	1.020	5.770	0.295	0.000	0.000	0.000	0.000	229.032
0	0.000	0.000	0.965	0.975	5.770	0.295	0.001	0.000	0.001	0.000	187.928
0	0.000	0.000	0.979	0.995	5.771	0.295	0.001	0.000	0.001	0.000	199.263
0	0.000	0.000	0.930	0.963	5.772	0.295	0.003	0.000	0.003	0.000	191.400
0	0.000	0.000	0.935	0.965	5.774	0.295	0.003	0.000	0.003	0.000	207.438
0	0.001	0.000	0.745	0.804	5.776	0.294	0.014	0.000	0.013	0.000	193.714
0	0.001	0.000	0.741	0.839	5.776	0.294	0.014	0.002	0.014	0.002	177.302
0	0.001	0.000	0.750	0.804	5.778	0.294	0.013	0.005	0.012	0.005	153.686
0	0.001	0.000	0.777	0.836	5.779	0.294	0.009	0.003	0.009	0.003	163.919
0	0.000	0.000	0.841	0.960	5.780	0.294	0.002	0.000	0.002	0.000	201.614
0	0.000	0.000	0.912	0.854	5.781	0.294	0.004	0.000	0.004	0.000	180.792
0	0.000	0.000	0.714	0.594	5.781	0.294	0.000	0.070	0.000	0.026	110.057
0	0.000	0.000	0.845	0.804	5.792	0.294	0.001	0.005	0.001	0.005	137.342
0	0.000	0.000	0.951	1.020	5.785	0.294	0.000	0.000	0.000	0.000	197.650
0	0.000	0.000	0.763	1.069	5.796	0.294	0.000	0.000	0.000	0.000	229.904
0	0.000	0.000	0.988	0.981	5.787	0.294	0.000	0.000	0.000	0.000	153.586
0	0.000	0.000	0.976	0.976	5.797	0.294	0.000	0.000	0.000	0.000	153.108
0	0.000	0.000	0.930	0.804	5.789	0.294	0.003	0.005	0.003	0.005	119.819
0	0.000	0.000	0.706	0.804	5.790	0.294	0.023	0.005	0.023	0.005	137.176
0	0.000	0.000	0.708	0.690	5.791	0.294	0.023	0.028	0.023	0.028	126.527
0	0.000	0.000	0.795	0.849	5.791	0.294	0.007	0.002	0.007	0.002	154.729
0	0.000	0.000	0.965	1.077	5.792	0.294	0.000	0.000	0.000	0.000	229.795
0	0.000	0.000	0.980	1.051	5.793	0.294	0.000	0.000	0.000	0.000	195.878
0	0.000	0.000	0.973	0.981	5.794	0.294	0.000	0.000	0.000	0.000	153.374
0	0.000	0.000	0.766	1.077	5.795	0.294	0.000	0.000	0.000	0.000	227.450
0	0.000	0.000	0.967	1.004	5.795	0.294	0.000	0.000	0.000	0.000	166.987
0	0.000	0.000	0.995	0.981	5.799	0.294	0.000	0.000	0.000	0.000	153.295
0	0.000	0.000	0.975	0.981	5.798	0.294	0.000	0.000	0.000	0.000	153.269
0	0.000	0.000	0.973	0.981	5.800	0.294	0.000	0.000	0.000	0.000	153.242
0	0.000	0.000	0.982	0.992	5.801	0.294	0.000	0.000	0.000	0.000	154.263
0	0.000	0.000	1.017	1.002	5.802	0.294	0.000	0.000	0.000	0.000	155.185
0	0.000	0.000	1.016	1.039	5.802	0.294	0.000	0.000	0.000	0.000	185.084



0500.0	1130.43	0.000	0.000	1.007	0.001	5.004	0.294	0.000	0.000	0.000	0.000	153.
0510.0	1320.44	0.000	0.000	1.013	1.042	5.805	0.294	0.000	0.000	0.000	0.000	194.
0512.0	1320.44	0.000	0.000	1.013	0.004	5.805	0.294	0.000	0.005	0.000	0.005	89.
0514.0	027.00	0.000	0.000	1.013	0.509	5.407	0.294	0.000	0.000	0.000	0.074	45.
0514.0	1320.44	0.000	0.010	1.067	0.497	5.907	0.294	0.000	0.000	0.000	0.189	33.
0518.0	300.01	0.000	0.001	0.956	0.460	5.809	0.294	0.000	0.233	0.000	0.000	40.
0520.0	41.15	0.000	0.000	0.805	0.849	5.810	0.294	0.000	0.274	0.000	0.215	30.
0522.0	027.00	0.000	0.000	0.948	0.977	5.911	0.294	0.005	0.002	0.005	0.002	109.
0524.0	027.00	0.000	0.000	0.945	0.916	5.812	0.294	0.000	0.000	0.000	0.000	178.
0524.0	713.22	0.000	0.000	0.967	0.099	5.813	0.294	0.000	0.000	0.000	0.000	146.
0528.0	122.06	0.000	0.001	0.946	0.755	5.813	0.294	0.000	0.000	0.000	0.000	125.
								0.002	0.012	0.002	0.012	93.



BIBLIOTECA FIST
ESPOL

SIMBOLOGIA USADA EN EL PROGRAMA # 3-1

- T1 = Temperatura de fondo de pozo °F
- DT = Profundidad a fondo de pozo FT
- RM1 = Resistividad de lodo a temperatura de fondo de pozo.
- FLT = Temperatura a superficie en °F
- D = Profundidad de los niveles FT
- FT = Temperatura en los diferentes niveles
- RM2 = Resistividad en los diferentes niveles.

// JOB T

LOG DRIVE CART SPEC CART AVAIL PHY DRIVE
 0000 0003 0003 0000

V2 M10 ACTUAL RK CONFIG RK

// FOR

*ONE WORD INTEGERS

*EXTENDED PRECISION

* IOCS(CARD,1132 PRINTER)

* LIST SOURCE PROGRAM

C PROGRAMA QUE CALCULA VARIACION DE LA RESISTIVIDAD DE LODO CON LA
 C TEMPRATURA Y CON LA PROFUNDIDAD

EQUIVALENCE (D,PROF)

C P070 = 3

T1 = 210.

DT = 10130.

RM1 = 0.64

) FLT = 80.

WRITE(3,1)

1 FORMAT(1H1,1X,'PROFUNDID',4X,'TEMPERAT',9X,'RM'//)

2 READ(2,3)D

3 FORMAT(F10.0)

IF(PROF)39,9,4

9 READ(2,12)

12 FORMAT(1X,'

WRITE(3,13)

13 FORMAT(1X)

WRITE(3,12)

WRITE(3,13)

GO TO 2

4 FT = FLT+(T1-FLT)*D/DT

) RM2 = RM1*((T1+6.77)/(FT+6.77))

WRITE(3,5)D,FT,RM2

5 FORMAT(3(F10.3,4X))

GO TO 2

39 CALL EXIT

END

FEATURES SUPPORTED

ONE WORD INTEGERS

EXTENDED PRECISION

IOCS

CORE REQUIREMENTS FOR

COMMON 0 VARIABLES 24 PROGRAM 178

END OF COMPILATION

// XEQ



BIBLIOTECA FICT
 ESPOL

PROFUNDIDAD	TEMPERATURA	RM
16.000	203.403	0.660
18.000	203.429	0.660
20.000	203.455	0.659

COMIENZAN OTROS NIVELES

21.000	203.506	0.659
22.000	203.609	0.659
23.000	203.621	0.659

COMIENZAN OTROS NIVELES

24.000	204.148	0.657
26.000	204.173	0.657
28.000	204.199	0.657

COMIENZAN OTROS NIVELES

28.000	206.766	0.649
30.000	206.791	0.649
32.000	206.817	0.649
34.000	206.843	0.649
36.000	206.868	0.649
38.000	206.894	0.649
40.000	206.920	0.649
42.000	206.945	0.649
44.000	206.971	0.649
46.000	206.997	0.648
48.000	207.022	0.648
50.000	207.048	0.648
52.000	207.074	0.648
54.000	207.099	0.648

COMIENZAN OTROS NIVELES

6.000	207.176	0.648
2.000	207.202	0.648
3.000	207.215	0.648

COMIENZAN OTROS NIVELES

0.000	208.306	0.645
0.000	208.331	0.644
2.000	208.357	0.644
4.000	208.383	0.644
6.000	208.408	0.644
8.000	208.434	0.644
0.000	208.460	0.644
2.000	208.485	0.644
4.000	208.511	0.644
6.000	208.537	0.644
8.000	208.562	0.644
0.000	208.588	0.644
2.000	208.614	0.644
4.000	208.639	0.644
6.000	208.665	0.643
8.000	208.691	0.643

0030.000	208.716	0.643
0032.000	208.742	0.643
0034.000	208.768	0.643
0036.000	208.792	0.643
0042.000	208.870	0.643
0044.000	208.896	0.643

COMIENZAN OTROS NIVELES

054.000	209.024	0.642
056.000	209.050	0.642
058.000	209.076	0.642
060.000	209.101	0.642
062.000	209.127	0.642
064.000	209.153	0.642
066.000	209.178	0.642
068.000	209.204	0.642
070.000	209.230	0.642
072.000	209.255	0.642
074.000	209.281	0.642
076.000	209.307	0.642
078.000	209.332	0.641
080.000	209.358	0.641
082.000	209.384	0.641
084.000	209.409	0.641
086.000	209.435	0.641
088.000	209.461	0.641
090.000	209.486	0.641
092.000	209.512	0.641
094.000	209.538	0.641
096.000	209.563	0.641
098.000	209.589	0.641
00.000	209.615	0.640
02.000	209.640	0.640
04.000	209.666	0.640
06.000	209.692	0.640
08.000	209.717	0.640
10.000	209.743	0.640
12.000	209.769	0.640

COMIENZAN OTROS NIVELES

22.000	209.897	0.640
24.000	209.923	0.640
26.000	209.948	0.640
28.000	209.974	0.640
30.000	210.000	0.640



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

SIMBOLOGIA USADA EN EL PROGRAMA # 3-2

- RMF = Resistividad de filtrado de lodo a BHT
- RW = Resistividad del agua de formación
- PROF = Profundidad de los niveles - FT
- RPL = Resistividad del Proximity Log
- FID = Porosidad del Registro Sonico
- FD = Factor de formación
- RWA = Resistividad de agua aparente
- RMFA = Resistividad de filtrado de lodo aparente
- FR = Factor de formación aparente del Proximity Log
- FA = Relación de factor de formaciones.



BIBLIOTECA FIC
ESPOL

```

ORD INTEGERS
DEF PRECISION
(CARD,1132 PRINTER)
SOURCE PROGRAM
PROGRAMA QUE DETERMINA POR COMPARACION LOS NIVELFS SATURADOS DE
ACEITE, Y LOS QUE SON SATURADOS CON AGUA
LOS METODOS USADOS SON ,METODO RWA, RMFA, Y RELACION DE FACTOR DE
FORMACIONES FA
ROBERTO BERMUDEZ C.      DEPARTAMENTO DE ING. DE PETROLEOS
P070 =3
RMF = 0.51
RW = 0.05
WRITE(3,1)
FORMAT(1H1,1X,'PROFUNDID',4X,'RPL ',7X,'RIL',7X,'FID',7X,'FD',7X,'
RWA',6X,'RMFA',6X,'FR',9X,'FA'//)
READ(2,3)PROF,RPL,RIL,FID
FORMAT(4F10.0)
IF(PROF)10,11,10
READ(2,12)
FORMAT(1X,'
WRITE(3,13)
FORMAT(1X)
WRITE(3,12)
WRITE(3,13)
GO TO 2
IF(RPL=0)8,8,4
FD = 0.91/FID**2
RWA = RIL/FD
RMFA = RPL/FD
FR = RPL/RMF
FA = FR/FD
WRITE(3,5)PROF,RPL,RIL,FID,FD,RWA,RMFA,FR,FA
FORMAT(9F10.3)
IF(RWA=0.2)20,20,22
IF(RMFA=0.51)20,20,23
IF(FA=1.0)20,20,24
WRITE(3,25)
FORMAT('+',90X,'OIL')
GO TO 2
WRITE(3,26)
FORMAT('+',90X,'AGUA')
GO TO 2
CALL EXIT
END
IS SUPPORTED

```


UNIDAD	PPL	RIL	FID	FD	RWA	RMFA	FR	FA
0.000	40.000	35.000	0.155	33.714	1.038	1.186	78.431	2.326 OIL
0.000	38.000	39.000	0.155	33.714	1.156	1.038	68.627	2.035 OIL
0.000	39.000	25.000	0.150	36.000	0.694	0.916	64.705	1.797 OIL
COMIENZAN OTROS NIVELES								
0.000	30.000	37.000	0.150	36.000	1.027	0.833	58.823	1.633 OIL
0.000	44.000	41.000	0.150	36.000	1.138	7.333	164.705	4.575 OIL
0.000	31.000	25.000	0.120	56.250	0.444	0.551	60.784	1.080 OIL
COMIENZAN OTROS NIVELES								
0.000	54.000	70.000	0.120	56.250	1.244	0.960	105.882	1.882 OIL
0.000	100.000	200.000	0.110	66.942	2.997	1.493	196.078	2.929 OIL
0.000	70.000	150.000	0.170	28.027	5.351	2.497	137.254	4.897 OIL
0.000	12.000	10.000	0.160	31.640	0.316	0.379	23.529	0.743 AGUA
COMIENZAN OTROS NIVELES								
0.000	100.000	100.000	0.120	56.250	1.777	1.777	196.078	3.485 OIL
0.000	400.000	50.000	0.120	56.250	0.888	7.111	784.313	13.943 OIL
COMIENZAN OTROS NIVELES								
0.000	56.000	40.000	0.130	47.928	0.834	1.168	109.803	2.290 OIL
0.000	200.000	50.000	0.110	66.942	0.746	2.987	392.156	5.858 OIL
0.000	70.000	40.000	0.170	28.027	1.427	2.497	137.254	4.897 OIL
0.000	30.000	40.000	0.170	28.027	1.427	1.070	58.823	2.098 OIL
0.000	70.000	150.000	0.150	36.000	4.166	1.944	137.254	3.812 OIL
0.000	90.000	150.000	0.150	36.000	4.166	2.499	176.470	3.812 OIL
0.000	115.000	200.000	0.110	66.942	4.481	1.717	275.490	4.901 OIL
0.000	140.000	200.000	0.145	38.525	5.191	3.633	274.509	3.368 OIL
0.000	100.000	240.000	0.135	44.444	5.400	2.250	196.078	7.125 OIL
0.000	300.000	270.000	0.110	66.942	4.033	4.481	588.235	4.411 OIL
0.000	300.000	360.000	0.115	61.247	5.551	4.998	588.235	8.787 OIL
0.000	200.000	250.000	0.115	61.247	4.081	3.265	392.156	9.604 OIL
0.000	400.000	120.000	0.170	28.027	4.281	14.271	784.313	6.402 OIL
0.000	170.000	100.000	0.115	61.247	1.632	2.775	333.333	27.983 OIL
COMIENZAN OTROS NIVELES								
0.000	80.000	70.000	0.115	61.247	1.142	1.306	156.862	5.442 OIL
0.000	90.000	50.000	0.120	49.430	1.011	1.820	176.470	2.561 OIL
0.000	120.000	40.000	0.120	56.250	0.711	2.133	235.294	3.569 OIL
COMIENZAN OTROS NIVELES								
100.000	23.000	0.060	225.000	0.102	0.444	196.078	0.871 AGUA	
40.000	20.000	0.150	36.000	0.555	1.111	78.431	2.178 OIL	
40.000	10.000	0.150	36.000	0.277	1.111	78.431	2.178 OIL	
30.000	7.000	0.190	25.000	0.280	1.200	58.823	2.352 OIL	
13.000	7.000	0.195	21.301	0.328	0.610	25.490	1.196 OIL	
22.000	10.000	0.150	36.000	0.277	0.611	43.137	1.198 OIL	
37.000	17.000	0.145	38.525	0.441	0.960	72.549	1.883 OIL	
40.000	25.000	0.135	44.444	0.562	0.900	78.431	1.764 OIL	
70.000	28.000	0.150	36.000	0.777	1.944	137.254	3.812 OIL	
11.000	15.000	0.150	36.000	0.416	0.305	21.568	0.599 AGUA	

25.000	15.000	0.170	28.027	0.535	0.891	49.019	1.748 OIL
20.000	15.000	0.150	36.000	0.416	0.555	39.215	1.089 OIL
20.000	21.000	0.105	73.469	0.313	0.272	39.215	0.523 AGUA
25.000	25.000	0.240	14.062	1.777	1.777	49.019	3.495 CIL
7.000	25.000	0.240	14.062	1.777	0.497	13.725	0.976 AGUA
21.000	150.000	0.150	36.000	4.166	0.638	45.098	1.752 OIL
100.000	150.000	0.120	56.250	2.664	1.777	196.078	3.485 CIL
220.000	150.000	0.135	44.444	3.375	5.175	450.980	10.147 OIL
140.000	130.000	0.140	41.326	3.145	3.387	274.509	6.642 OIL
200.000	100.000	0.150	36.000	2.777	5.555	392.156	10.893 OIL
100.000	50.000	0.140	25.000	2.000	4.000	106.078	7.843 OIL
20.000	100.000	0.150	36.000	2.777	0.555	39.215	1.089 OIL
200.000	150.000	0.150	36.000	4.166	5.555	392.156	10.893 OIL
100.000	40.000	0.160	31.640	1.264	3.160	196.078	6.197 OIL
14.000	25.000	0.170	28.027	0.999	0.499	27.450	0.979 AGUA

OTROS NIVLES

30.000	100.000	0.160	31.640	3.160	0.948	58.823	1.859 OIL
40.000	370.000	0.150	36.000	10.277	1.111	78.431	2.178 OIL
60.000	350.000	0.140	41.326	8.469	1.451	117.647	2.846 OIL
130.000	400.000	0.150	36.000	11.111	3.611	254.901	7.080 OIL
200.000	500.000	0.120	56.250	8.888	3.555	392.156	6.971 OIL
200.000	500.000	0.120	56.250	8.888	3.555	392.156	6.971 OIL
40.000	500.000	0.145	30.523	12.978	1.038	78.431	2.035 OIL
200.000	450.000	0.120	56.250	9.000	3.555	392.156	6.971 OIL
110.000	500.000	0.114	58.172	8.595	1.890	215.686	3.707 OIL
250.000	500.000	0.110	66.942	7.469	3.734	490.196	7.322 OIL
500.000	500.000	0.114	58.172	8.595	8.595	980.392	16.853 OIL
90.000	500.000	0.134	42.533	11.755	2.116	176.470	4.149 OIL
90.000	500.000	0.120	56.250	8.888	1.600	176.470	3.137 OIL
200.000	250.000	0.140	25.000	10.000	8.000	392.156	15.686 OIL
60.000	170.000	0.140	25.000	6.800	2.400	117.647	4.705 OIL
70.000	350.000	0.140	41.326	8.469	1.693	137.254	3.321 OIL
40.000	320.000	0.135	44.444	7.200	0.900	78.431	1.764 OIL
100.000	400.000	0.135	44.444	9.000	2.250	196.078	4.411 OIL
70.000	400.000	0.140	41.326	9.679	1.693	137.254	3.321 OIL
90.000	450.000	0.135	44.444	10.125	1.800	156.862	3.529 OIL
90.000	450.000	0.130	47.928	9.388	1.877	176.470	3.681 OIL
100.000	400.000	0.135	44.444	9.000	2.250	196.078	4.411 OIL
150.000	500.000	0.120	56.250	8.888	2.666	294.117	5.228 OIL
200.000	500.000	0.120	56.250	8.888	3.555	392.156	6.971 OIL
200.000	500.000	0.120	56.250	8.888	3.555	392.156	6.971 OIL
200.000	500.000	0.120	56.250	8.888	0.600	117.647	1.176 OIL
60.000	500.000	0.090	100.000	5.000	1.777	196.078	3.495 OIL
100.000	500.000	0.120	56.250	8.888	1.777	196.078	3.495 OIL
90.000	450.000	0.135	44.444	10.125	1.800	156.862	3.529 OIL
80.000	300.000	0.150	36.000	8.333	2.222	156.862	4.357 OIL
170.000	350.000	0.105	73.469	4.763	2.313	333.333	4.537 OIL

OTROS NIVLES

23.000	340.000	0.200	20.250	17.283	1.135	45.098	2.227 OIL
20.000	250.000	0.180	25.000	10.000	1.200	58.823	2.352 OIL
30.000	400.000	0.175	26.448	15.123	1.134	58.823	2.224 OIL
30.000	350.000	0.140	41.326	8.469	0.725	58.823	1.423 OIL
50.000	270.000	0.150	36.000	7.500	1.388	98.039	2.723 OIL



BIBLIOTECA FIC
ESPOL

SIMBOLOGIA USADA EN EL PROGRAMA # 3-3

- RW = Resistividad de agua de formación
- RMF = Resistividad de filtrado de lodo a BHT
- E = Factor de comparación de valores
- PROF = Profundidad de los niveles
- RT = Resistividad verdadera de la formación
- Rxo = Resistividad de la zona lavada
- FID = Porosidad del Registro sonico
- FD = Factor de formación
- SW1 = Saturación de agua según Archie
- SW2 = Saturación de agua en la zona lavada
- X = Índice de movilidad
- FIIL = \emptyset Sw
- FIPL = \emptyset Sxo

PAGE 1

// JOB T

243

LOG DRIVE CART SPEC CART AVAIL PHY DRIVE
0000 0008 0008 0000

V2 M10 ACTUAL 8K CONFIG RK

// FOR

*ONE WORD INTEGERS

*EXTENDED PRECISION

* IOCS(CARD,1132 PRINTER)

* LIST SOURCE PROGRAM

C PROGRAMA QUE CALCULA POR DOS METODOS,SATURACION DE AGUA

C MOVILIDAD DE ACEITE

C C X = SW/SX0

C POZO = 3

C ROBERTO BERMUDEZ C. DEPARTAMENTO DE ING. DE PETROLEOS

RW = 0.05

RMF = 0.51

E = 0.002

WRITE(3,1)

1 FORMAT(1H1,1X,'PROFUNDID',3X,'RT',6X,'FD',7X,'RXO',7X,'SW1',6X,

+2',5X,'X',7X,'OIL MOVIL',3X,'FI',6X,'FIIL',5X,'FIPL'//)

2 READ(2,3)PROF,RXO,RT,FID

IF(PROF)39,9,4

9 READ(2,12)

12 FORMAT(1X,'

WRITE(3,13)

13 FORMAT(1X)

WRITE(3,12)

WRITE(3,13)

GO TO 2

3 FORMAT(4F10.0)

4 FD = 0.81/(FID**2)

SW1 = SQRT((FD*RW)/(RT))

SW2 = ((RXO*RW)/(RT*RMF))**(5.0/8.0)

X = SQRT((RXO*RW)/(RT*RMF))

IF(X-0.6)5,5,7

5 WRITE(3,90)

90 FORMAT(65X,'SI')

GO TO 77

7 WRITE(3,900)

900 FORMAT(65X,'NO')

77 FI = FID

FIIL = SQRT((RW*0.81)/RT)

FIPL = SQRT((RMF*0.81)/RXO)

WRITE(3,50)PROF,RT,FD,RXO,SW1,SW2,X,FI,FIIL,FIPL

50 FORMAT('+',F8.1,6F9.3,9X,3F9.3)

IF(ABS(FIPL-FIIL)-F)18,18,14

18 IF(ABS(FI-FIPL)-E)17,17,19

17 WRITE(3,21)

21 FORMAT('+',100X,'AGUA')

GO TO 2

19 WRITE(3,27)

27 FORMAT('+',100X,'PESADO')

GO TO 2

14 IF(FI-FIPL)22,22,23

23 WRITE(3,24)



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

```

24 FORMAT('+',100X,'MOVIL')
   GO TO 2
22 WRITE(3,25)
25 FORMAT('+',100X,'POR DETERMINARSE')
   GO TO 2
39 WRITE(3,100)RT
100 FORMAT(F10.5)
    CALL EXIT
    END

```

FEATURES SUPPORTED
 ONE WORD INTEGERS
 EXTENDED PRECISION
 COCS

REQUIREMENTS FOR
 COMMON 0 VARIABLES

MODE OF COMPILATION

XEQ



52 PROGRAM 430

BIBLIOTECA FICT

D	QT	FO	RXO	SW1	SW2	X	OIL	MOVIL	FI	FIIJ	FIIPL
35.000	33.714	40.000	0.219	0.254	0.334	SI		0.155	0.034	0.101	MOVIL
30.000	33.714	35.000	0.207	0.218	0.296	SI		0.155	0.032	0.108	MOVIL
25.000	34.000	33.000	0.268	0.279	0.359	SI		0.150	0.040	0.111	MOVIL
FINZAN OTROS NIVELES											
37.000	36.000	30.000	0.220	0.205	0.281	SI		0.150	0.033	0.117	MOVIL
41.000	36.000	34.000	0.209	0.366	0.448	SI		0.150	0.031	0.070	MOVIL
25.000	56.250	31.000	0.335	0.267	0.348	SI		0.120	0.040	0.115	MOVIL
FINZAN OTROS NIVELES											
70.000	56.250	54.000	0.200	0.199	0.275	SI		0.170	0.024	0.087	MOVIL
200.000	66.942	203.000	0.129	0.226	0.315	SI		0.110	0.014	0.045	MOVIL
150.000	28.027	136.000	0.096	0.220	0.298	SI		0.170	0.016	0.055	MOVIL
FINZAN OTROS NIVELES											
40.000	47.929	61.000	0.244	0.304	0.386	SI		0.130	0.031	0.082	MOVIL
50.000	66.942	260.000	0.258	0.656	0.714	NO		0.110	0.028	0.039	MOVIL
40.000	28.027	70.000	0.187	0.232	0.414	SI		0.170	0.031	0.076	MOVIL
40.000	28.027	30.000	0.187	0.195	0.271	SI		0.170	0.031	0.117	MOVIL
150.000	66.942	78.000	0.149	0.151	0.221	SI		0.130	0.016	0.074	MOVIL
150.000	36.000	102.000	0.109	0.184	0.258	SI		0.130	0.016	0.063	MOVIL
300.000	66.942	140.000	0.105	0.145	0.213	SI		0.170	0.011	0.054	MOVIL
200.000	38.425	150.000	0.298	0.195	0.271	SI		0.145	0.014	0.052	MOVIL
240.000	46.444	122.000	0.096	0.153	0.223	SI		0.135	0.012	0.058	MOVIL
270.000	66.942	440.000	0.111	0.317	0.399	SI		0.170	0.012	0.030	MOVIL
340.000	61.247	440.000	0.094	0.275	0.356	SI		0.170	0.010	0.030	MOVIL
260.000	61.247	260.000	0.108	0.234	0.313	SI		0.115	0.012	0.039	MOVIL
400.000	28.027	590.000	0.059	0.298	0.380	SI		0.170	0.010	0.026	MOVIL
203.000	61.247	203.000	0.122	0.234	0.313	SI		0.115	0.014	0.045	MOVIL
FINZAN OTROS NIVELES											
70.000	61.247	203.000	0.209	0.455	0.533	SI		0.115	0.024	0.045	MOVIL
55.000	40.439	225.000	0.212	0.564	0.633	NO		0.128	0.027	0.042	MOVIL
40.000	56.250	271.000	0.237	0.673	0.728	NO		0.120	0.028	0.039	MOVIL
FINZAN OTROS NIVELES											
20.000	36.000	40.000	0.300	0.361	0.442	SI		0.150	0.045	0.101	MOVIL
10.000	36.000	40.000	0.424	0.557	0.526	NO		0.150	0.063	0.101	MOVIL
7.000	28.000	30.000	0.422	0.581	0.548	NO		0.180	0.076	0.117	MOVIL
7.000	21.301	13.000	0.390	0.344	0.426	SI		0.195	0.076	0.178	MOVIL
10.000	36.000	22.000	0.424	0.383	0.464	SI		0.150	0.063	0.137	MOVIL
17.000	38.525	37.000	0.334	0.380	0.451	SI		0.145	0.048	0.105	MOVIL
25.000	46.444	40.000	0.299	0.314	0.396	SI		0.135	0.040	0.101	MOVIL
28.000	36.000	76.000	0.253	0.437	0.515	SI		0.150	0.039	0.073	MOVIL
15.000	36.000	11.000	0.346	0.192	0.258	SI		0.150	0.051	0.193	POR DETERMINARSE
15.000	28.027	25.000	0.305	0.322	0.404	SI		0.170	0.051	0.128	MOVIL
15.000	36.000	20.000	0.346	0.280	0.361	SI		0.150	0.051	0.143	MOVIL
23.000	23.459	20.000	0.399	0.214	0.291	SI		0.105	0.041	0.143	POR DETERMINARSE
25.000	14.042	25.000	0.167	0.234	0.313	SI		0.240	0.040	0.128	MOVIL
25.000	14.042	7.000	0.167	0.105	0.165	SI		0.240	0.040	0.242	POR DETERMINARSE
150.000	36.000	23.000	0.109	0.072	0.122	SI		0.150	0.016	0.134	MOVIL
200.000	56.250	136.000	0.118	0.184	0.258	SI		0.120	0.014	0.055	MOVIL



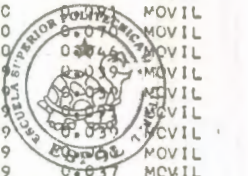
30.000	44.444	330.000	0.121	0.383	0.464	SI	0.135	0.016	0.035	MOVIL
30.000	41.326	178.000	0.126	0.285	0.366	SI	0.140	0.017	0.048	MCVIL
00.000	76.000	760.000	0.134	0.425	0.504	SI	0.150	0.020	0.039	MCVIL
55.000	75.000	136.000	0.150	0.417	0.497	SI	0.180	0.027	0.055	MOVIL
30.000	76.000	260.000	0.109	0.230	0.412	SI	0.150	0.016	0.039	MCVIL
40.000	71.440	136.000	0.198	0.503	0.577	SI	0.160	0.031	0.055	MOVIL

OTROS NIVFLES

00.000	31.640	30.000	0.175	0.110	0.171	SI	0.169	0.020	0.117	MOVIL
70.000	76.000	49.000	0.069	0.066	0.113	SI	0.150	0.010	0.071	MOVIL
30.000	41.326	87.000	0.076	0.094	0.151	SI	0.140	0.010	0.074	MOVIL
00.000	76.000	190.000	0.067	0.147	0.215	SI	0.150	0.010	0.044	MOVIL
00.000	56.250	760.000	0.075	0.155	0.225	SI	0.120	0.009	0.039	MOVIL
00.000	56.250	760.000	0.075	0.155	0.225	SI	0.120	0.009	0.039	MOVIL
00.000	37.999	49.000	0.061	0.054	0.098	SI	0.146	0.009	0.039	MOVIL
30.000	56.250	760.000	0.079	0.166	0.239	SI	0.120	0.009	0.039	MOVIL
00.000	58.172	160.000	0.076	0.114	0.177	SI	0.118	0.009	0.039	MOVIL
00.000	66.947	300.000	0.081	0.170	0.242	SI	0.110	0.009	0.039	MOVIL
00.000	58.172	550.000	0.074	0.249	0.329	SI	0.119	0.009	0.039	MOVIL
70.000	47.522	147.000	0.055	0.105	0.165	SI	0.139	0.009	0.039	MOVIL
00.000	56.250	140.000	0.075	0.105	0.165	SI	0.120	0.009	0.039	MOVIL
30.000	75.000	760.000	0.070	0.240	0.319	SI	0.180	0.012	0.052	MOVIL
70.000	76.000	87.000	0.085	0.149	0.217	SI	0.180	0.015	0.070	MOVIL
30.000	41.326	107.000	0.076	0.109	0.169	SI	0.140	0.010	0.063	MOVIL
70.000	44.444	49.000	0.083	0.072	0.122	SI	0.135	0.011	0.091	MOVIL
00.000	44.444	150.000	0.074	0.126	0.191	SI	0.135	0.010	0.052	MOVIL
00.000	41.326	107.000	0.071	0.099	0.159	SI	0.140	0.010	0.063	MOVIL
30.000	44.444	136.000	0.070	0.110	0.172	SI	0.135	0.009	0.055	MOVIL
30.000	47.928	90.000	0.077	0.085	0.140	SI	0.130	0.009	0.067	MOVIL
00.000	44.444	100.000	0.074	0.099	0.156	SI	0.135	0.010	0.064	MOVIL
00.000	56.250	700.000	0.075	0.132	0.199	SI	0.120	0.009	0.045	MOVIL
00.000	56.250	750.000	0.075	0.151	0.221	SI	0.120	0.009	0.040	MOVIL
00.000	56.250	250.000	0.075	0.151	0.221	SI	0.120	0.009	0.040	MOVIL
00.000	100.000	87.000	0.100	0.075	0.126	SI	0.090	0.009	0.070	MOVIL
00.000	56.250	100.000	0.075	0.085	0.140	SI	0.120	0.009	0.064	MOVIL
00.000	44.444	136.000	0.070	0.110	0.172	SI	0.135	0.009	0.055	MOVIL
00.000	76.000	136.000	0.077	0.147	0.210	SI	0.150	0.011	0.055	MOVIL
30.000	77.469	170.000	0.102	0.149	0.219	SI	0.105	0.010	0.049	MOVIL

OTROS NIVFLES

30.000	70.250	23.000	0.053	0.042	0.080	SI	0.200	0.010	0.035	MOVIL
30.000	75.000	30.000	0.070	0.067	0.108	SI	0.180	0.012	0.037	MOVIL
00.000	76.449	30.000	0.057	0.046	0.085	SI	0.175	0.010	0.035	MOVIL
30.000	41.326	30.000	0.076	0.050	0.091	SI	0.140	0.010	0.035	MOVIL
70.000	36.000	50.000	0.081	0.081	0.134	SI	0.150	0.012	0.035	MOVIL



BIBLIOTECA FIC
ESPOL



BIBLIOTECA FIC
ESPOL

SIMBOLOGIA USADA EN EL PROGRAMA # 3-4

- RW = Resistividad de agua de formación
- RMF = Resistividad del filtrado de lodo a BHT
- SW1 = Saturación de agua irreductible
- V = Viscosidad de aceite en superficie
- VW = Viscosidad de agua de formación a ^{temperatura} de
Yacimiento.
- PROF = Profundidad de los niveles - FT
- RT = Resistividad verdadera de la formación
- FID = Porosidad del registro sonico
- FD = Factor de formación
- Rxo = Resistividad de la zona lavada
- AP = Permeabilidad absoluta (md)
- SW1 = Saturación de agua según Archie
- SW2 = Saturación de agua en la zona lavada
- PRA1 = Permeabilidad relativa al agua según SW1
- PRA2 = " " " " SW2
- PRO1 = " " " aceite " SW1
- PRO2 = " " " aceite " SW2
- BO = Factor volumétrico de aceite
- VO = Viscosidad del aceite en el Yacimiento
- WOR1 = Relación agua-petróleo según PRA1



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

WOR2 = Relación agua-petróleo según PRA2

AGUA1 = Porcentaje de agua según WOR1

AGUA2 = Porcentaje de agua según WOR2

AS = Barriles de aceite en superficie por Acre - Ft.



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

GF 1

1

JOB T

G DRIVE CART SPEC CART AVAIL PHY DRIVE
0000 00CC 00CC 0000

M10 ACTUAL RK CONFIG RK

FOR
NE WORD INTEGERS
XTENDED PRECISION
IOCS (CARD, 1132 PRINTER)
LIST SOURCE PROGRAM

PROGRAMA QUE CALCULA, PERMEABILIDAD ABSOLUTA, PERMEABILIDAD RELATIVA
AL AGUA, PERMEABILIDAD RELATIVA AL PETROLFO, FACTOR VOLUMETRICO,
VISCOSIDAD DE ACEITE, PRODUCTIVIDAD DEL POZO, ACEITE EN SUPERFICIE
POR ACRE-FT

ROBERTO BERMUDEZ C. INGENIERIA DE PETROLEOS

POZO = 3

RW = 0.05

SWI = 0.10

RMF = 0.51

U = 2.1

UW = 0.29

WRITE(3,1)

1 FORMAT(1H1,1X,'PROF',7X,'AP',6X,'KRW1',6X,'KRW2',5X,'KRO1',5X,'KRO
12',6X,'RO',6X,'UO',7X,'WOR1',5X,'WOR2',4X,'(AGUA1',4X,'(AGUA2',3X,
1'ACEITE SUP'//)

2 READ(2,3) PROF,RXO,RT,FID

IF(PROF)40,9,4

9 READ(2,12)

12 FORMAT(1X,1

WRITE(3,13)

13 FORMAT(1X)

WRITE(3,12)

WRITE(3,13)

GO TO 2

3 FORMAT(4F10.0)

4 FD = 0.81/(FID**2)

FI = FID

AP = ((250.*(FI)**3)/SWI)**2

SW1 = SQRT((FD*RW)/(RT))

SW2 = ((RXO*RW)/(RT*RMF))**(.5./8.)

PRA1 = ((SW1-SWI)/(1.-SWI))**3.

PRA2 = ((SW2-SWI)/(1.-SWI))**3.

PRO1 = ((0.9-SW1)/(0.9-SWI))**2.

PRO2 = ((0.9-SW2)/(0.9-SWI))**2.

RO = 1.05+5*PROF*10.F-5

UO = (RO*U)/(1.+4.*(RO-1.)*U)

WOR1 = (RO*PRA1*UO)/(PRO1*UW)

WOR2 = (RO*PRA2*UO)/(PRO2*UW)

AGUA1 = (WOR1)/(1.+WOR1)

AGUA2 = (WOR2)/(1.+WOR2)

AS = (6992.)/(RO)*(SQRT(RMF/RXO)-SQRT(RW/RT))

WRITE(3,5) PROF,AP,PRA1,PRA2,PRO1,PRO2,RO,UO,WOR1,WOR2,AGUA1,AGUA2,A

+AS

5 FORMAT(F9.1,F9.2,11F9.3)

GO TO 2

40 CALL EXIT



BIBLIOTECA FIC
ESPOL

	AP	KRW1	KRW2	KRO1	KRO2	RO	UO	WOR1	WOR2	AGUA1	AGUA2	OIL-SUP
	86.67	0.007	0.005	0.773	0.650	5.858	0.294	0.019	0.046	0.018	0.044	89.661
	86.67	0.001	0.007	0.748	0.774	5.859	0.294	0.013	0.018	0.013	0.013	101.325
	71.19	0.006	0.007	0.673	0.603	5.859	0.294	0.062	0.077	0.058	0.071	94.970
COMIENZAN OTROS NIVELES												
	71.19	0.007	0.001	0.721	0.753	5.865	0.294	0.019	0.012	0.019	0.012	111.604
	71.19	0.001	0.006	0.744	0.444	5.866	0.294	0.014	0.348	0.014	0.258	51.251
	18.66	0.017	0.006	0.498	0.624	5.866	0.294	0.213	0.061	0.176	0.058	99.570
COMIENZAN OTROS NIVELES												
	18.66	0.001	0.001	0.764	0.767	5.886	0.293	0.010	0.010	0.010	0.010	83.681
	11.07	0.000	0.003	0.927	0.688	5.888	0.293	0.000	0.030	0.000	0.029	40.745
	150.85	0.000	0.007	1.008	0.721	5.889	0.293	0.000	0.019	0.000	0.019	51.029
COMIENZAN OTROS NIVELES												
	70.16	0.004	0.011	0.670	0.553	5.989	0.293	0.037	0.129	0.036	0.114	65.473
	11.07	0.005	0.236	0.447	0.097	5.989	0.293	0.051	15.415	0.049	0.939	14.785
	150.85	0.000	0.017	0.793	0.503	5.991	0.293	0.006	0.206	0.006	0.171	58.355
	150.85	0.000	0.001	0.723	0.775	5.991	0.293	0.006	0.009	0.006	0.009	110.887
	11.07	0.000	0.000	0.980	0.874	5.993	0.293	0.001	0.001	0.001	0.001	74.907
	71.19	0.000	0.000	0.976	0.800	5.994	0.293	0.000	0.006	0.000	0.005	61.185
	11.07	0.000	0.000	0.985	0.889	5.995	0.293	0.000	0.000	0.000	0.000	55.336
	58.08	0.000	0.001	1.004	0.775	5.995	0.293	0.000	0.009	0.000	0.009	49.557
	37.83	0.000	0.000	1.009	0.870	5.996	0.293	0.000	0.001	0.000	0.001	58.554
	11.07	0.000	0.014	0.971	0.529	5.998	0.293	0.000	0.162	0.000	0.159	23.824
	14.45	0.000	0.007	1.012	0.610	5.999	0.293	0.000	0.073	0.000	0.068	25.546
	14.45	0.000	0.003	0.978	0.607	6.000	0.293	0.000	0.079	0.000	0.078	35.451
	150.85	0.000	0.010	1.104	0.565	6.000	0.293	0.000	0.115	0.000	0.115	21.229
	14.45	0.000	0.003	0.943	0.692	6.002	0.293	0.000	0.029	0.000	0.028	40.107
COMIENZAN OTROS NIVELES												
	14.45	0.001	0.061	0.745	0.308	6.005	0.292	0.014	1.213	0.014	0.548	27.242
	27.48	0.001	0.137	0.739	0.175	6.006	0.292	0.015	4.769	0.015	0.546	20.324
	18.66	0.003	0.258	0.686	0.080	6.006	0.292	0.031	19.602	0.031	0.951	13.687
COMIENZAN OTROS NIVELES												
	71.19	0.010	0.024	0.547	0.453	6.048	0.292	0.119	0.329	0.106	0.247	72.724
	71.19	0.046	0.120	0.353	0.183	6.050	0.292	0.807	4.351	0.446	0.813	48.776
	212.57	0.046	0.153	0.254	0.158	6.051	0.292	0.789	5.977	0.441	0.855	53.001
	343.62	0.033	0.020	0.406	0.481	6.052	0.292	0.503	0.255	0.334	0.203	131.189
	71.19	0.044	0.031	0.353	0.417	6.052	0.292	0.807	0.457	0.446	0.313	94.195
	58.08	0.018	0.027	0.495	0.421	6.053	0.292	0.223	0.440	0.182	0.305	72.959
	37.83	0.010	0.013	0.545	0.536	6.055	0.292	0.115	0.153	0.103	0.133	78.747
	71.19	0.004	0.057	0.457	0.334	6.055	0.292	0.046	0.959	0.044	0.489	45.789
	71.19	0.020	0.001	0.478	0.781	6.057	0.292	0.261	0.008	0.207	0.008	181.513
	150.85	0.011	0.015	0.551	0.571	6.057	0.292	0.132	0.176	0.116	0.150	98.212
	71.19	0.020	0.008	0.478	0.599	6.059	0.292	0.261	0.081	0.207	0.075	117.651
	8.37	0.036	0.007	0.301	0.733	6.060	0.292	0.576	0.017	0.365	0.016	130.450
	1194.30	0.000	0.003	0.837	0.697	6.061	0.292	0.003	0.029	0.003	0.028	113.176
	1104.30	0.000	0.000	0.837	0.985	6.062	0.292	0.003	0.000	0.003	0.000	259.748
	71.19	0.000	0.000	0.976	1.069	6.063	0.292	0.000	0.000	0.000	0.000	150.676
	18.66	0.000	0.000	0.954	0.800	6.063	0.292	0.000	0.006	0.000	0.006	52.377



37.93	0.000	0.031	0.046	0.417	6.065	0.292	0.000	0.457	0.000	0.314	24.272
47.05	0.000	0.009	0.235	0.590	6.066	0.292	0.000	0.090	0.000	0.082	39.093
71.19	0.000	0.047	0.916	0.351	6.066	0.292	0.000	0.823	0.000	0.451	25.271
217.97	0.000	0.041	0.877	0.371	6.067	0.292	0.001	0.689	0.001	0.408	35.819
71.19	0.000	0.016	0.976	0.507	6.071	0.292	0.000	0.202	0.000	0.168	29.990
104.95	0.001	0.089	0.768	0.245	6.072	0.292	0.010	2.239	0.010	0.691	29.803

NIVEL 5

104.95	0.000	0.000	0.926	0.974	6.077	0.292	0.000	0.000	0.000	0.000	124.288
71.19	0.000	0.000	1.077	1.004	6.077	0.292	0.000	0.000	0.000	0.000	103.989
47.05	0.000	0.000	1.758	1.013	6.078	0.292	0.000	0.000	0.000	0.000	76.960
71.19	0.000	0.000	1.027	0.885	6.079	0.292	0.000	0.000	0.000	0.000	46.723
19.66	0.000	0.000	1.063	0.865	6.081	0.292	0.000	0.001	0.000	0.001	39.426
19.66	0.000	0.000	1.063	0.865	6.082	0.292	0.000	0.001	0.000	0.001	39.419
67.93	0.000	0.000	1.098	1.116	6.083	0.292	0.000	0.000	0.000	0.000	105.771
19.66	0.000	0.000	1.053	0.841	6.083	0.292	0.000	0.000	0.000	0.000	38.785
16.97	0.000	0.000	1.060	0.963	6.085	0.292	0.000	0.000	0.000	0.000	53.382
11.07	0.000	0.000	1.045	0.827	6.086	0.292	0.000	0.000	0.000	0.000	35.880
14.87	0.000	0.000	1.040	0.963	6.086	0.292	0.000	0.000	0.000	0.000	23.691
47.05	0.000	0.000	1.040	0.843	6.087	0.292	0.000	0.041	0.000	0.000	57.833
19.66	0.000	0.000	1.027	0.925	6.088	0.292	0.000	0.000	0.000	0.000	57.823
217.97	0.000	0.000	1.074	0.820	6.088	0.292	0.000	0.000	0.000	0.000	34.612
217.97	0.000	0.000	1.035	0.820	6.089	0.292	0.000	0.000	0.000	0.000	70.842
47.05	0.000	0.000	1.058	0.979	6.092	0.292	0.000	0.000	0.000	0.000	67.439
37.93	0.000	0.000	1.047	1.069	6.093	0.292	0.000	0.000	0.000	0.000	102.728
37.93	0.000	0.000	1.064	0.933	6.094	0.292	0.000	0.000	0.000	0.000	54.074
47.05	0.000	0.000	1.071	1.000	6.094	0.292	0.000	0.000	0.000	0.000	68.291
37.93	0.000	0.000	1.075	0.973	6.096	0.292	0.000	0.000	0.000	0.000	58.147
0.16	0.000	0.000	1.068	1.036	6.097	0.292	0.000	0.000	0.000	0.000	74.239
37.93	0.000	0.000	1.044	1.003	6.099	0.292	0.000	0.000	0.000	0.000	69.054
19.66	0.000	0.000	1.063	0.921	6.099	0.292	0.000	0.000	0.000	0.000	46.427
19.66	0.000	0.000	1.063	0.874	6.099	0.292	0.000	0.001	0.000	0.001	40.308
19.66	0.000	0.000	1.063	0.874	6.100	0.292	0.000	0.001	0.000	0.001	40.302
3.37	0.000	0.000	1.000	1.051	6.101	0.292	0.000	0.000	0.000	0.000	78.907
19.66	0.000	0.000	1.063	1.036	6.103	0.292	0.000	0.000	0.000	0.000	70.360
37.93	0.000	0.000	1.075	0.973	6.104	0.292	0.000	0.000	0.000	0.000	53.071
71.19	0.000	0.000	1.057	0.895	6.105	0.292	0.000	0.000	0.000	0.000	55.348
8.37	0.000	0.000	0.993	0.880	6.105	0.292	0.000	0.001	0.000	0.001	49.033

NIVEL 6

20.99	0.000	0.000	1.118	1.144	6.110	0.292	0.000	0.001	0.000	0.001	155.701
17.57	0.000	0.000	1.074	1.096	6.112	0.292	0.000	0.000	0.000	0.000	132.978
20.99	0.000	0.000	1.109	1.139	6.112	0.292	0.000	0.001	0.000	0.001	136.344
7.05	0.000	0.000	1.058	1.127	6.114	0.292	0.000	0.000	0.000	0.000	135.439
71.19	0.000	0.000	1.046	1.046	6.114	0.292	0.000	0.000	0.000	0.000	99.919

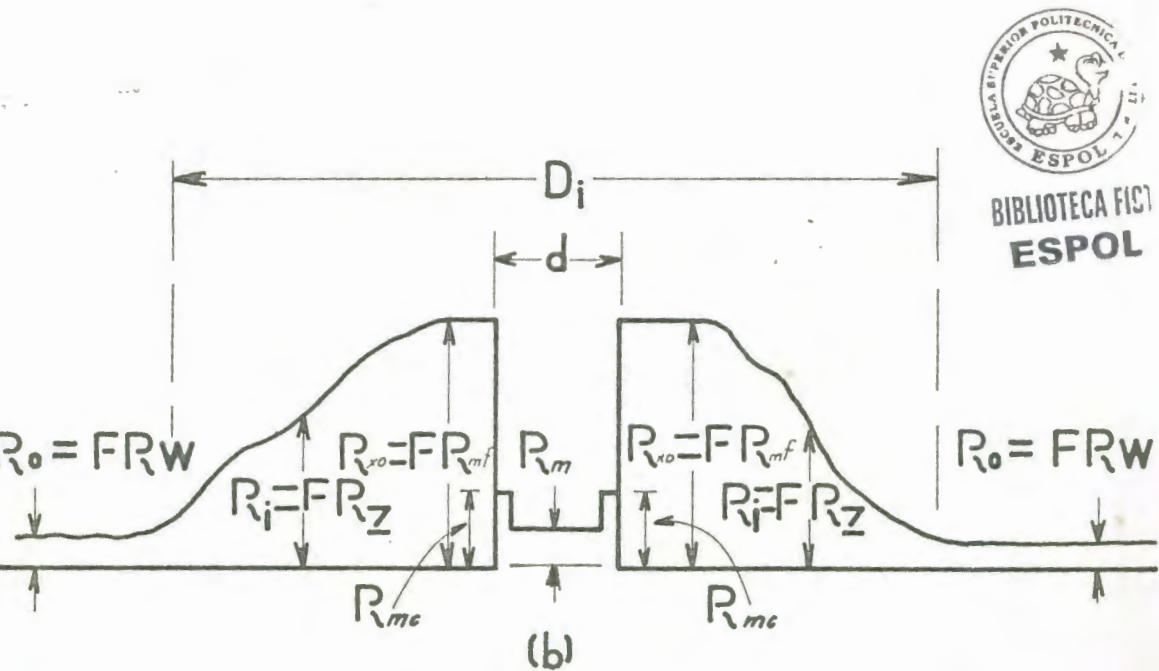
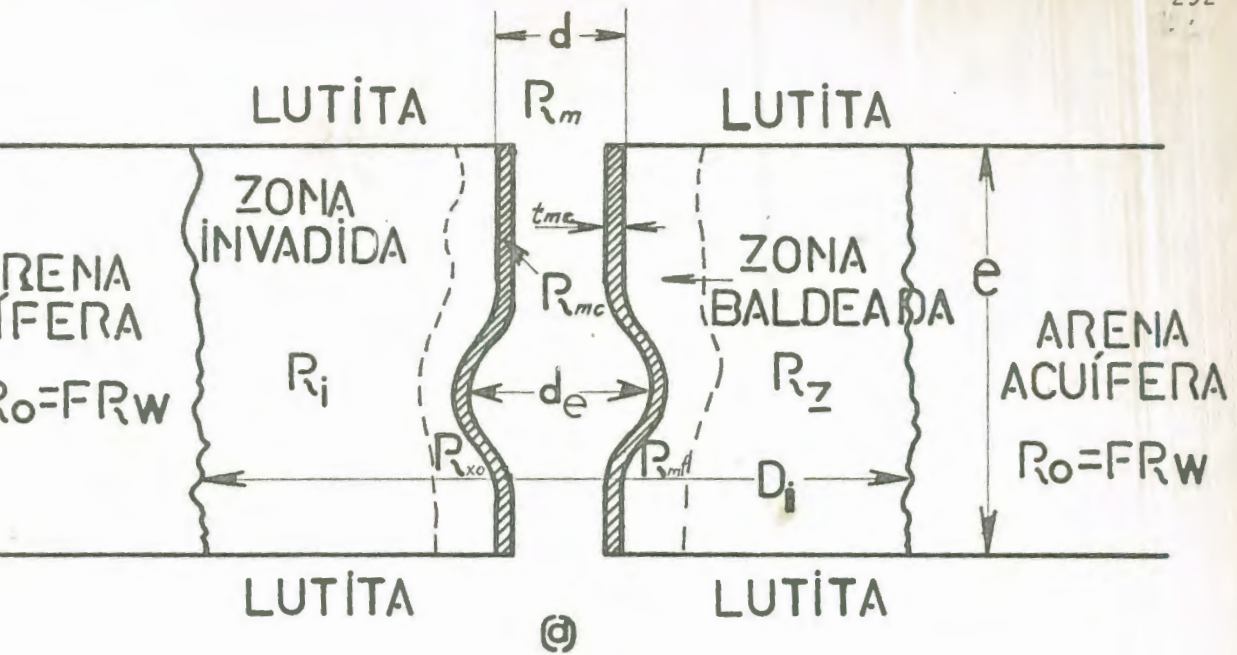
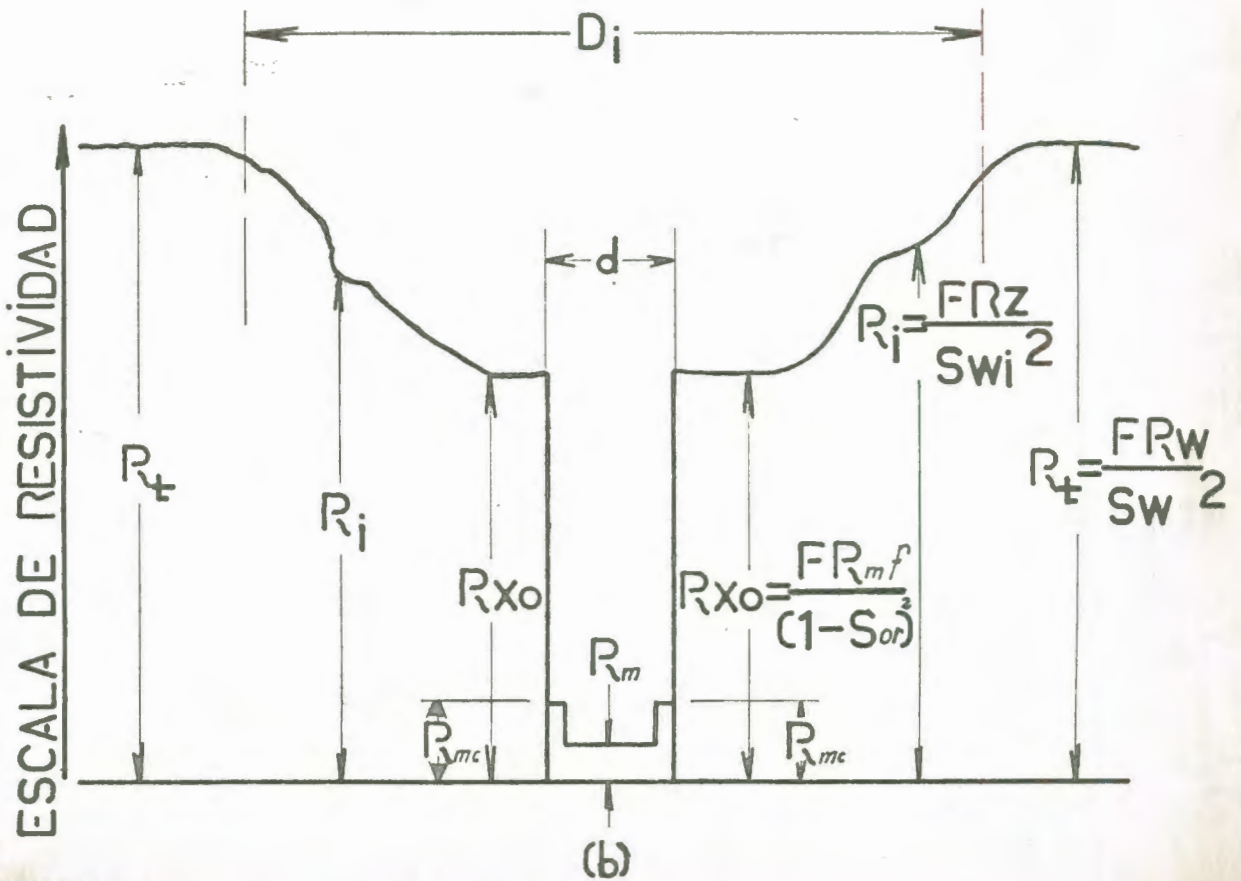
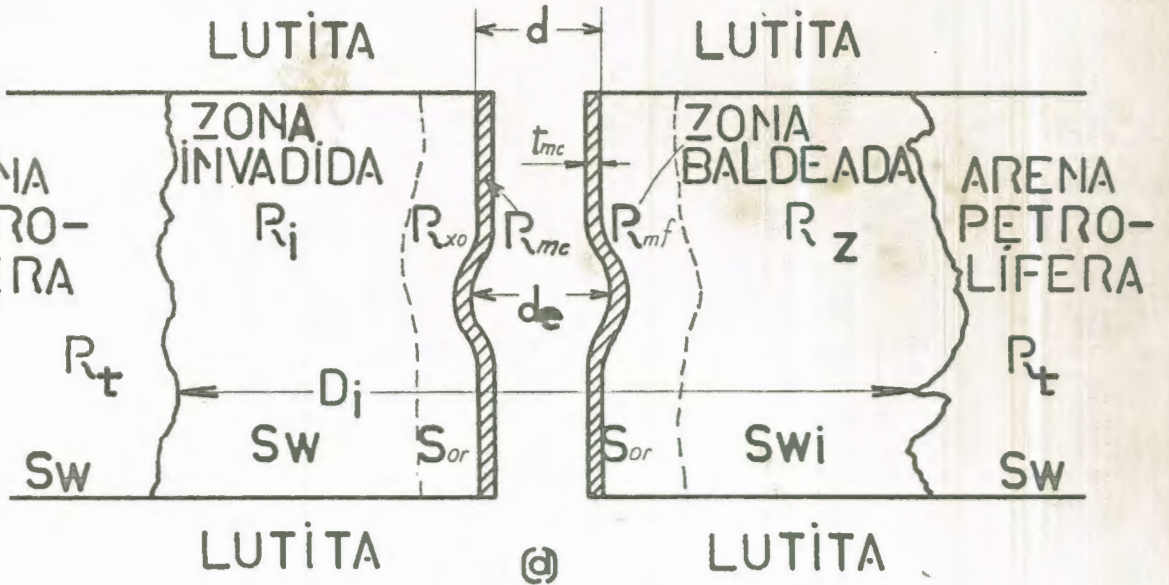


FIGURA N-1.



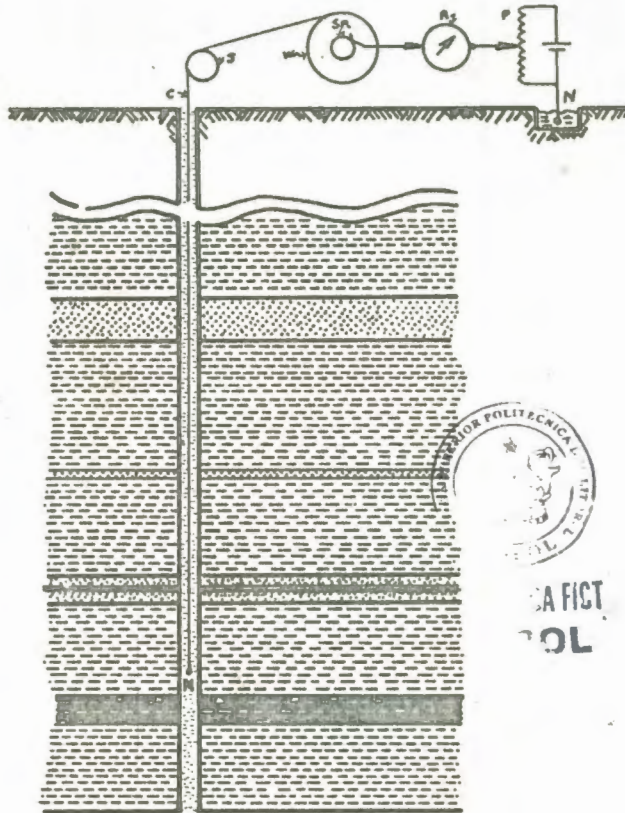


FIGURA N-13

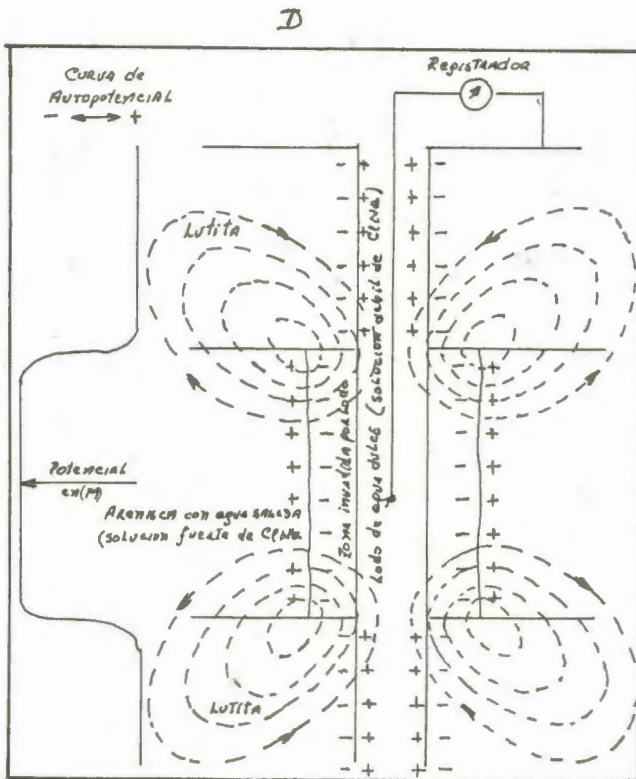
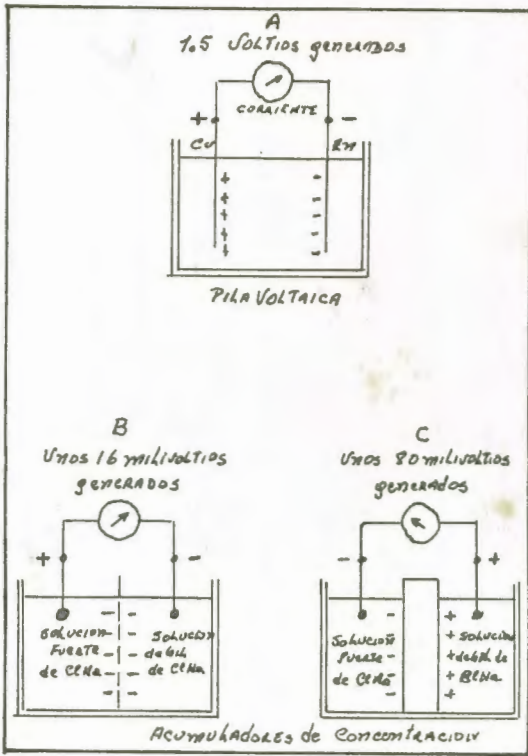


FIGURA N-4

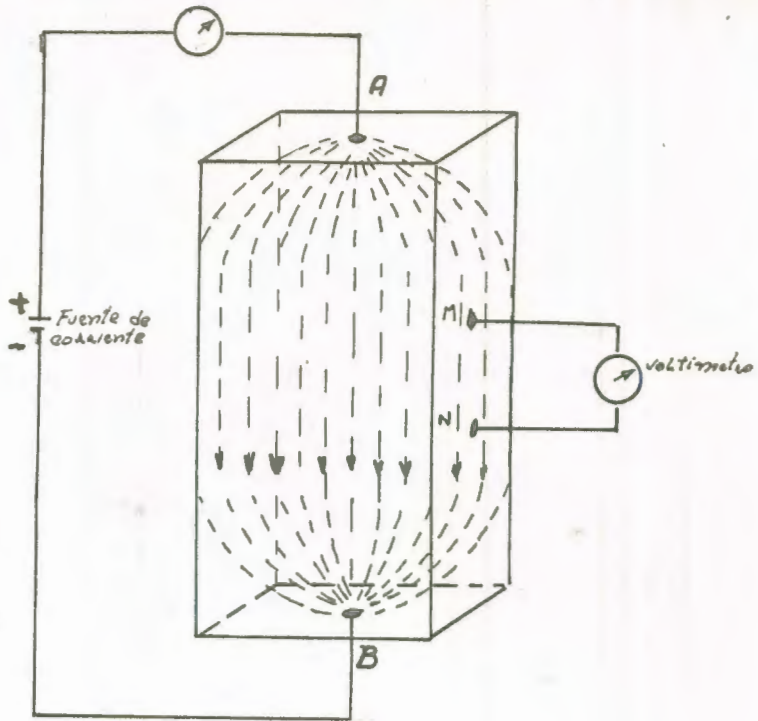


FIGURA N-5

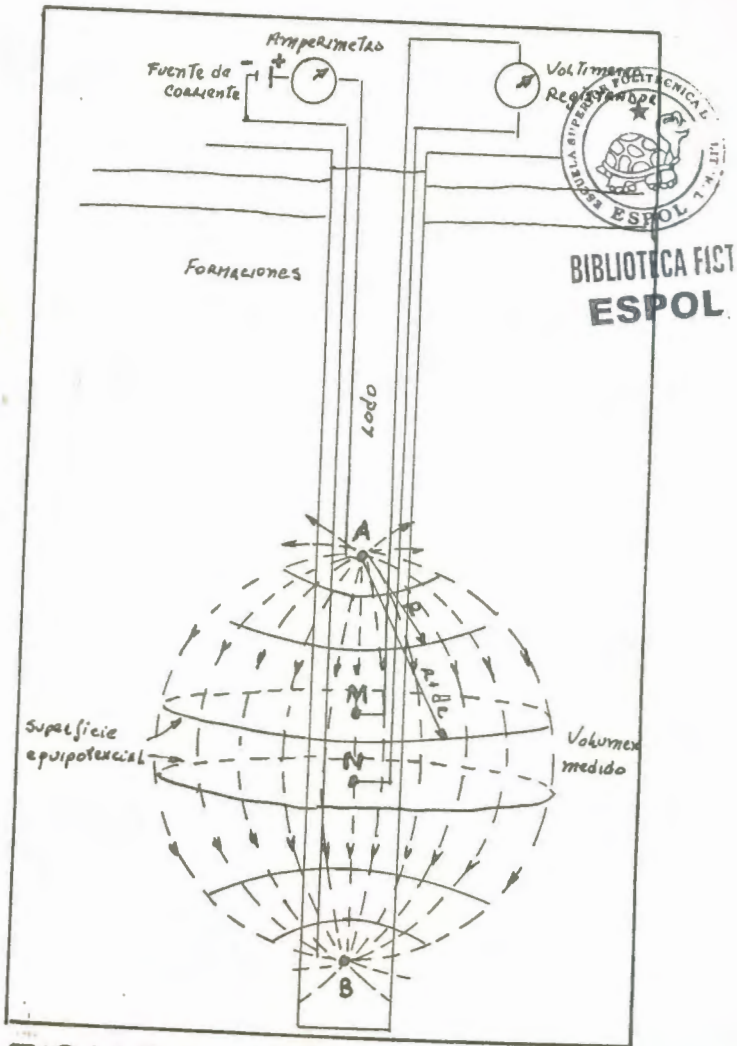


FIGURA N 6

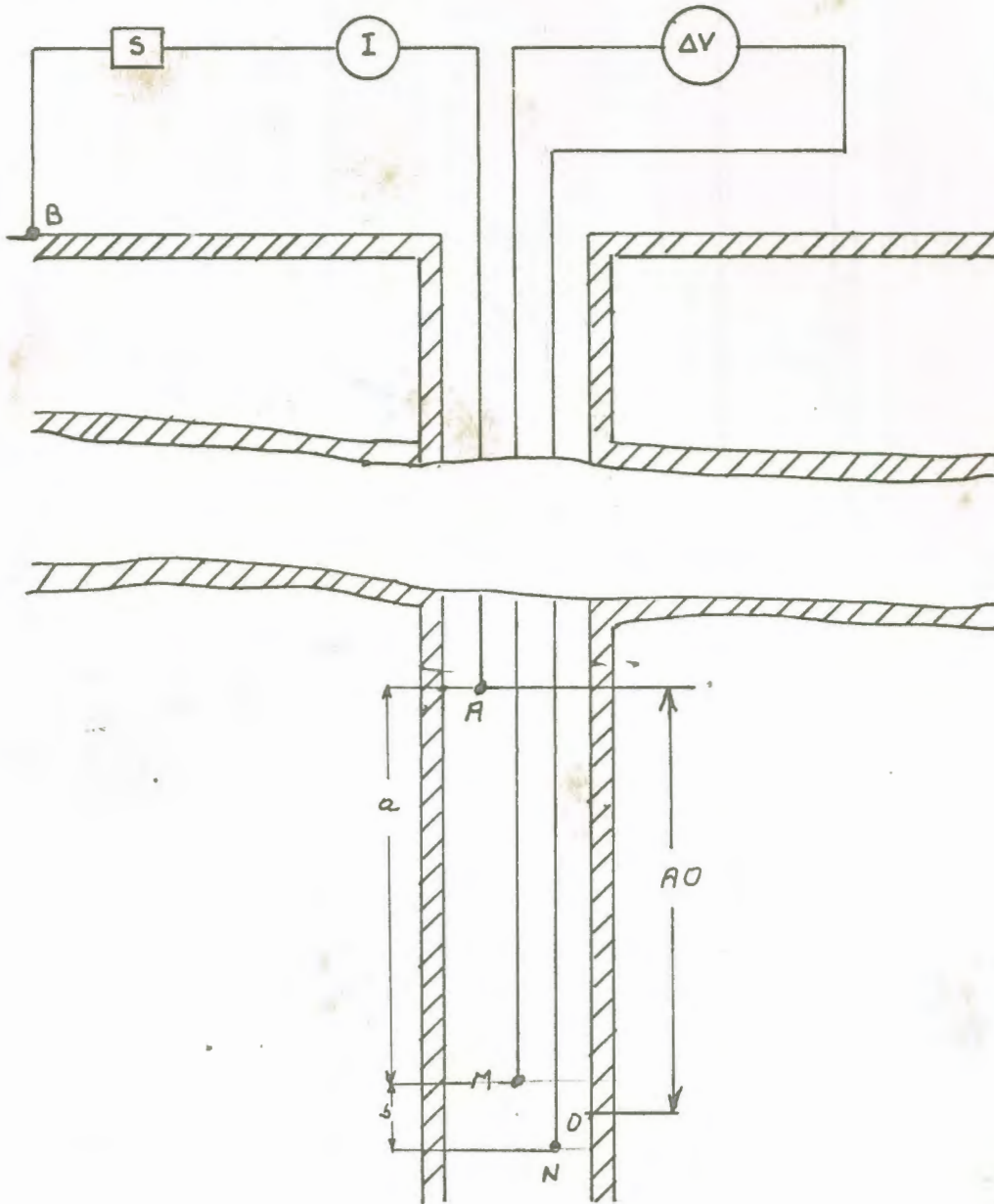
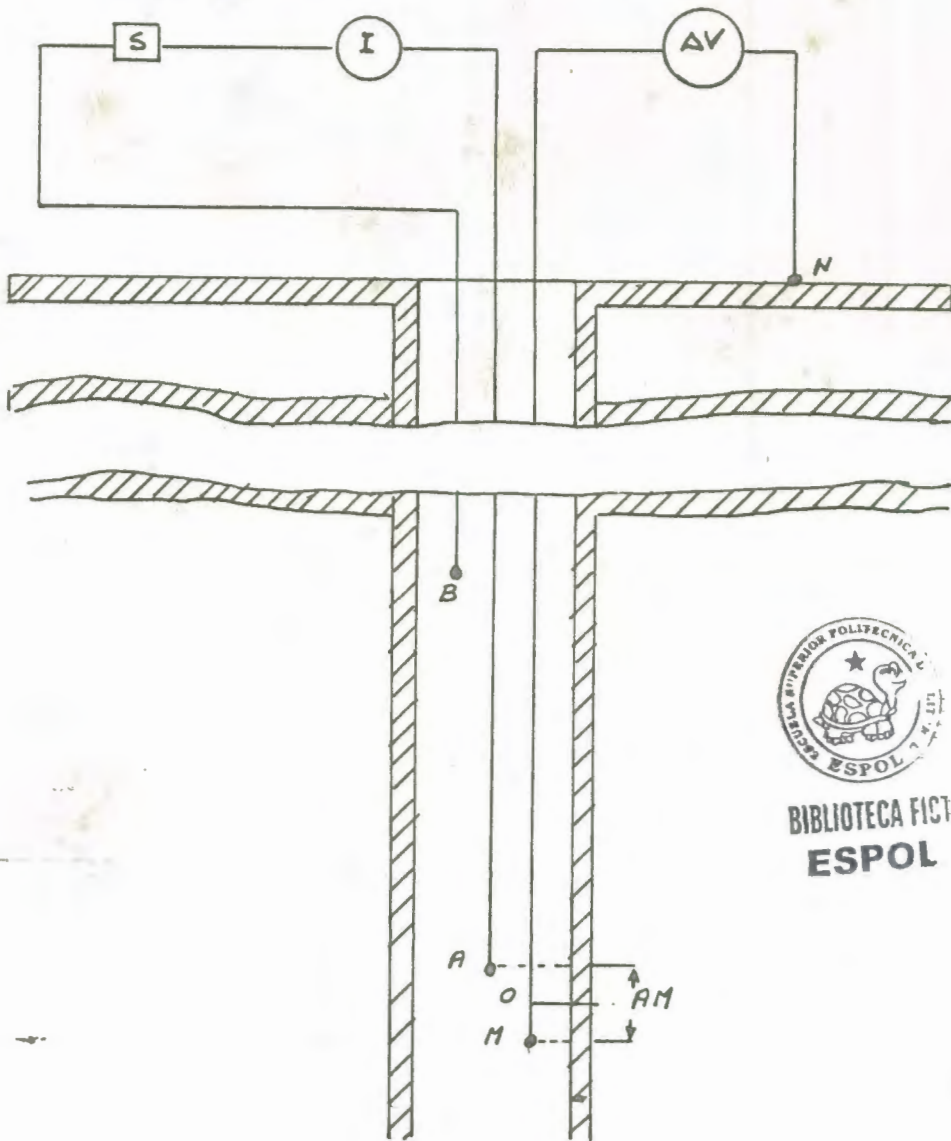


FIGURA N-7



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

FIGURA N 8

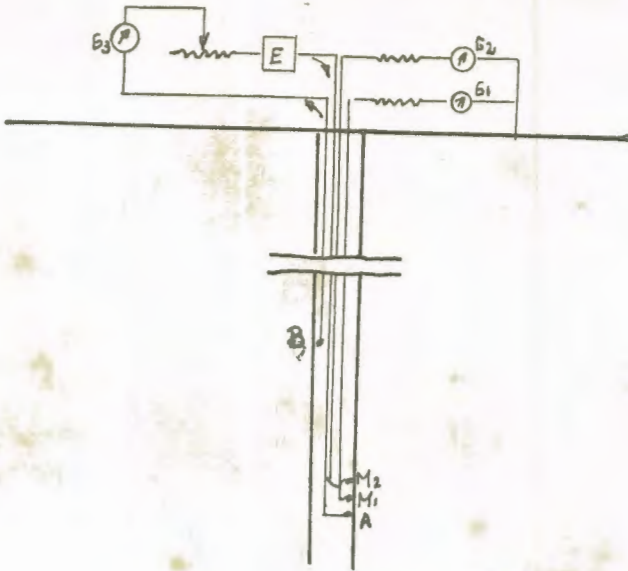


FIGURA # 8 - a

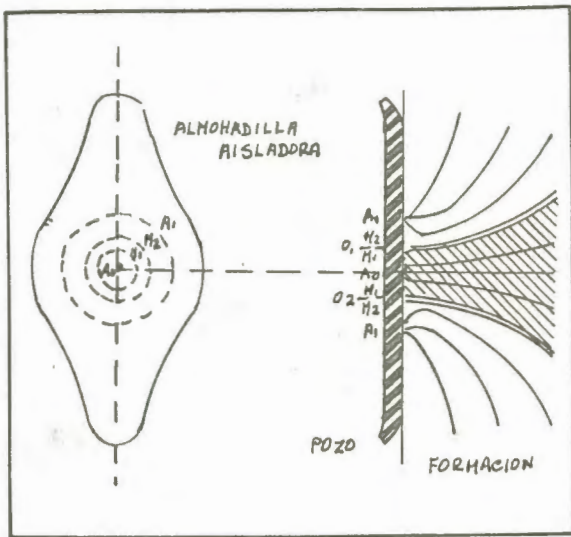
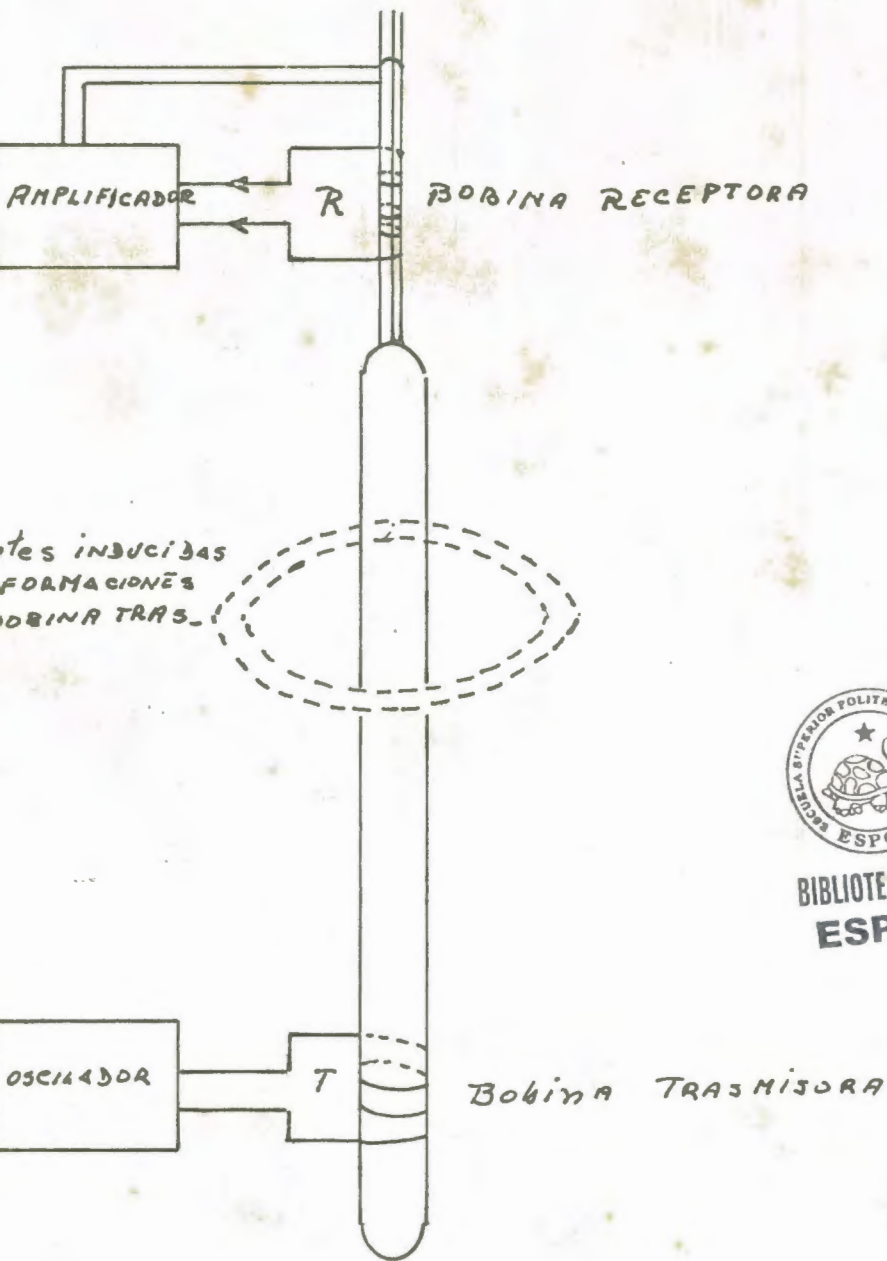


FIGURA # 9

FIGURA N°10



BIBLIOTECA FICT
ESPOL

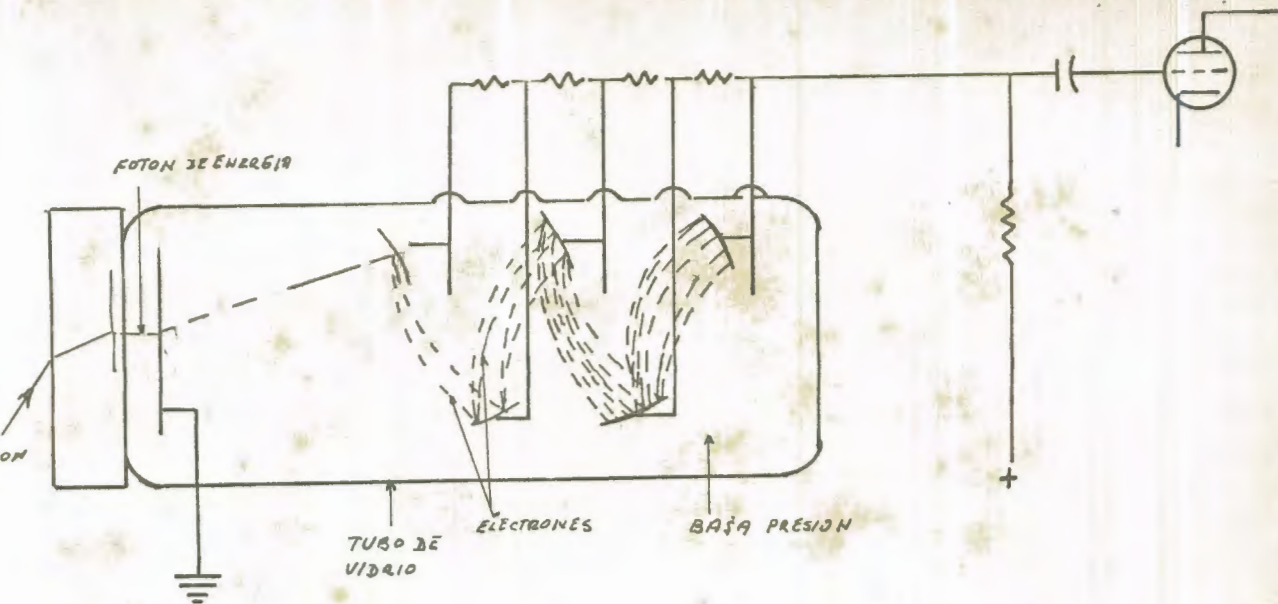


FIGURA N-11



BIBLIOTECA FISI
ESPOL

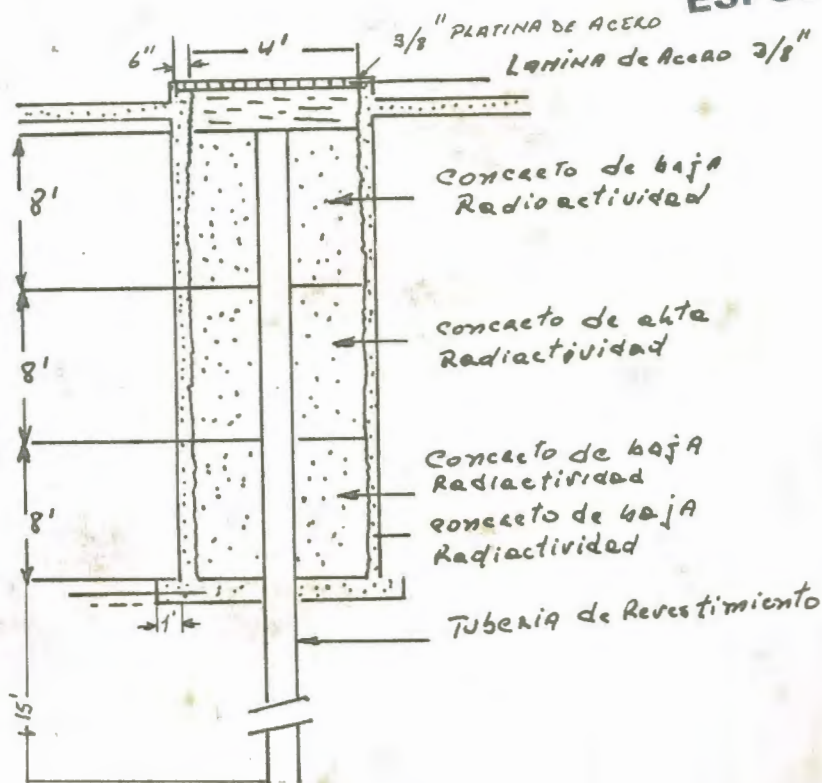


FIGURA N-12

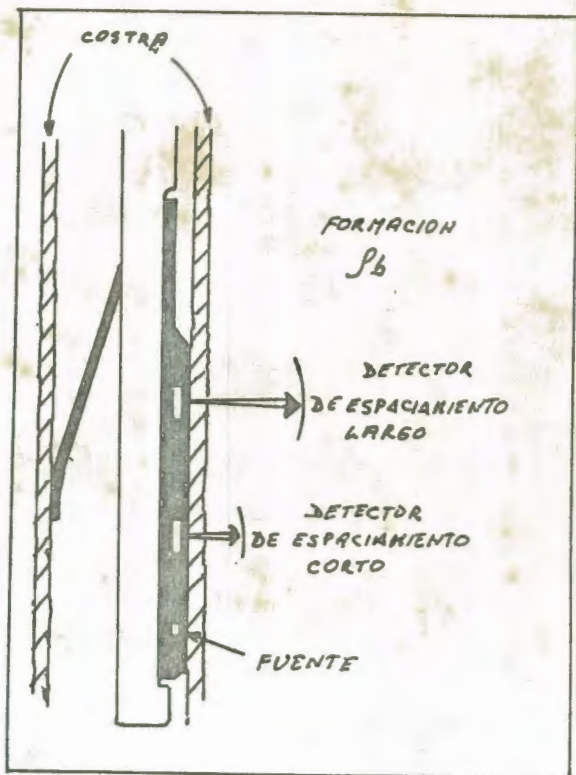
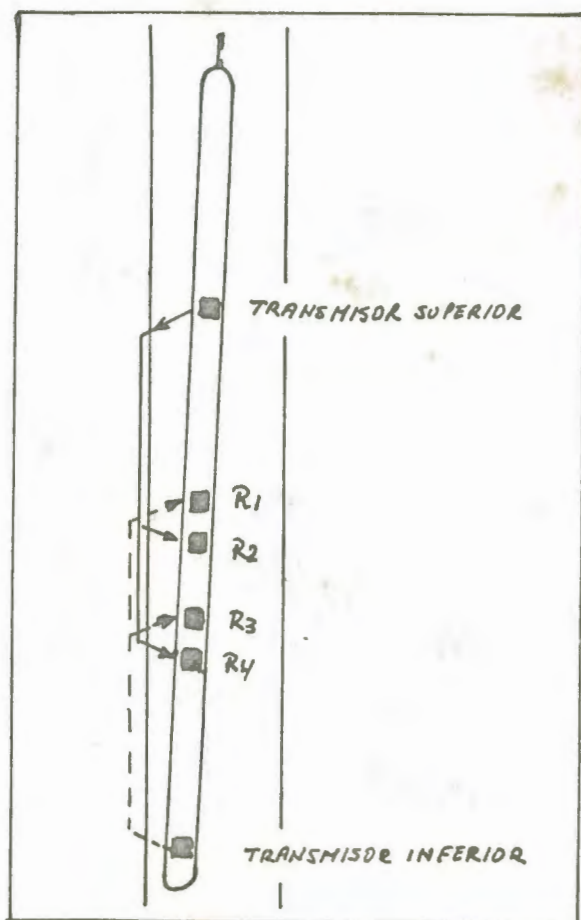


FIGURA N 13



x

FIGURA N 14

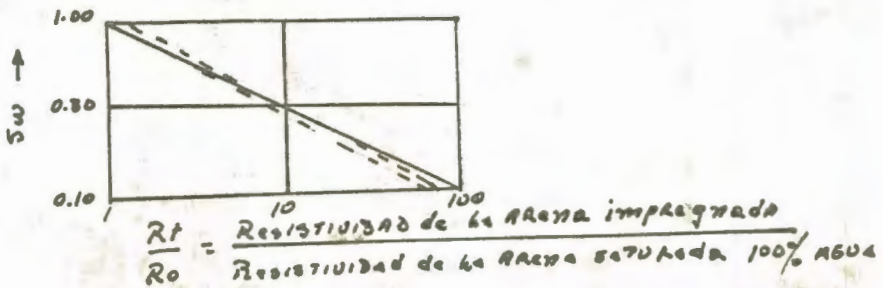
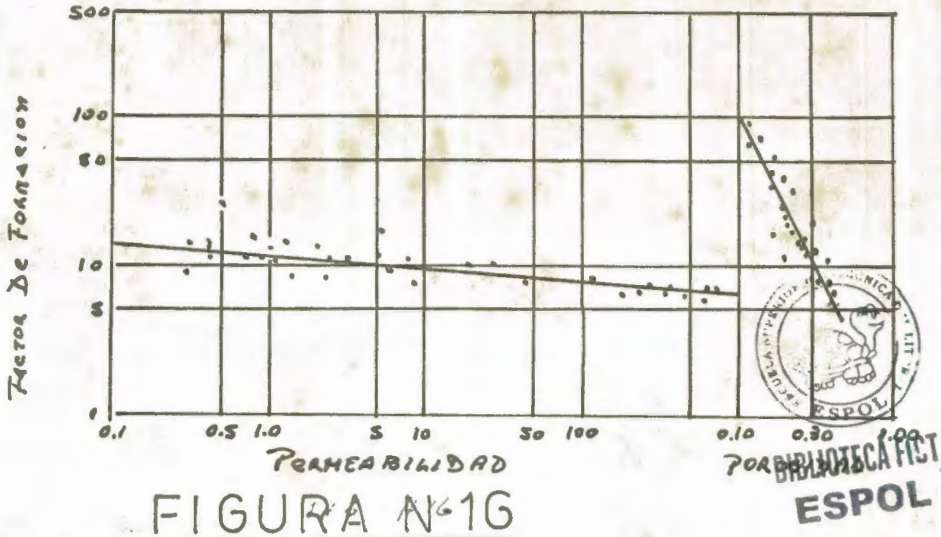
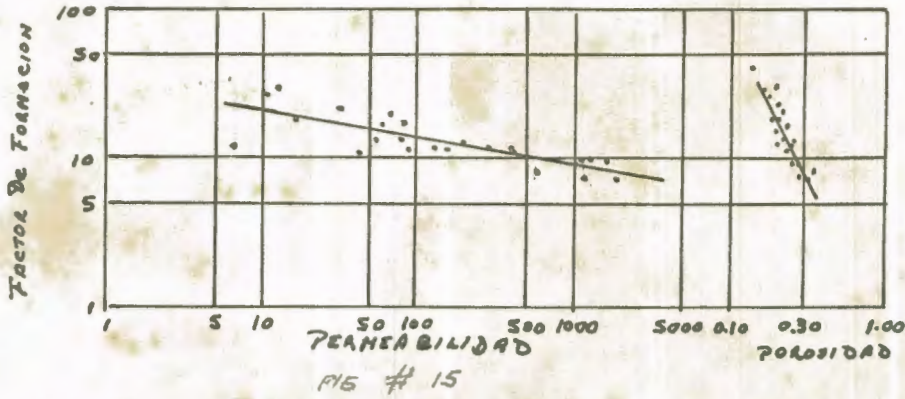


FIGURA N-17

REFERENCIAS

1. *The Spontaneous Polarization (SP) Curve. Chapter 6 - Handbook - Pirson.*
2. *Determinación de resistividad de agua de formación, Cap. XII. Fundamentos de interpretación de registros. Schlumberger 1970.*
3. *Factores que afectan las resistividades aparentes medidas con dispositivos convencionales. Ingeniería de Yacimientos petrolíferos, S. Pirson.*
4. *Tabla 7-1, Handbook - Pirson.*
5. *American Petroleum Institute "Recommended Practice for Standard Calibration an form for nuclear Logs". RP33 SEPT, 1959;*
6. *"An Experimental investigation of factors affecting elastic wave velocities in porous media" Geophysics Vol. 23, July 1958.*
7. *"Sonic Logging" Journal, Petroleum Technology, Vol. 11. Mayo 1969.*
8. *"The electrical resistivity log as an aid in determining some reservoir characteristics", Petroleum transc. AIME (1942).*

9. Numeral # 3, Chart SP-1, Schlumberger, 1969
10. Perfil de densidad, fundamentos de interpretación de registros, Schlumberger. 1970
11. Proximity Log, Log interpretation principles, Schlumberger. 1969
12. Conventional Resistivity Logs, Log interpretation principles, Schlumberger. 1969
13. Contribución de mediciones hechas con perfiles en la zona invadida por el filtrado de lodo, LL Raymer, H.A. Sabisch, Schlumberger Sureenco, Venezuela.
14. Fundamentos de las técnicas de determinación del petróleo móvil mediante análisis de registros de pozos, Alberto Segovia Ch. 1973
15. Uso de valores de porosidad y saturación, obtenidos de perfiles R.L. Morris, W.P. Bigs. 1967
16. Comprehensive quantitative well Log interpretation in granular clean water-wet Rock, Handbook - Pirson.