

41
201



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

**LA RESPUESTA DE LA HERRAMIENTA DOBLE LATEROLOG
EN ROCAS NATURALMENTE FRACTURADAS
EN LA SONDA DE CAMPECHE.**

T E S I S
QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:
INGENIERO PETROLERO
P R E S E N T A:
BENITO MENDOZA PARRA

MEXICO, D. F.

1986



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas Tesis Digitales Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS © PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA

FACULTAD DE INGENIERIA

Dirección
60-I-233

Señor MENDOZA PARRA BENITO.
P r e s e n t e .

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que aprobado por esta Dirección, propuso el Profr. Ing.- Carlos Lira Sil, para que lo desarrolle como tesis para su - - Examen Profesional de la carrera de INGENIERO PETROLERO.

"LA RESPUESTA DE LA HERRAMIENTA DOBLE LATEROLOG EN ROCAS NATURALMENTE FRACTURADAS EN LA SONDA DE CAMPECHE"

- INTRODUCCION.
- I ASPECTOS GENERALES DE LA HERRAMIENTA DOBLE LATEROLOG.
- II INTERPRETACION DEL DOBLE LATEROLOG EN ROCAS FRACTURADAS.
- III VISION GENERAL DE LOS CAMPOS PRODUCTORES DE LA ZONA MARINA QUE SE ESTUDIAN EN LOS EJEMPLOS.
- IV EJEMPLOS DE CAMPO.
CONCLUSIONES.
BIBLIOGRAFIA.
APENDICE.

Ruego a usted se sirva tomar debida nota de que en cumplimiento con lo especificado por la Ley de Profesiones, deberá prestar -- Servicio Social durante un tiempo mínimo de seis meses como - - requisito indispensable para sustentar Examen Profesional; así - como de la disposición de la Coordinación de la Administración - Escolar en el sentido de que se imprima en lugar visible de los ejemplares de la tesis, el título del trabajo realizado.

Atentamente.

"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"

Cd. Universitaria, D.F., Octubre 21 de 1985.

EL DIRECTOR

Dr. Octavio A. Rascón Chávez

INDICE

	Pag.
INTRODUCCION	i
CAPITULO I. ASPECTOS GENERALES DEL REGISTRO DOBLE LATEROLOG.	1
1.1 Antecedentes de diseño de la herramienta. DLL y su aplicabilidad.	1
1.2 Configuración y principio de funcionamiento del LLD y LLs.	6
1.3 El Registro Microesférico (MSFL)	9
1.4 El sistema combinado de la herramienta DLL- MSFL .	15
1.5 Compatibilidad de la herramienta DLL-MSFL con otros Registros.	18
1.6 Dimensiones y especificaciones de la herra- - mienta DLL.	19
1.7 Presentación de la corrida del registro DLL MSFL.	21
1.8 Rango de aplicación.	22
1.9 Correcciones a las lecturas del DLL.	26
1.9.1 Efecto de pozo	26
1.9.2 Efecto de capas adyacentes.	28
1.9.3 Efecto de invasión.	28
1.10 Resolución vertical del registro	31
1.11 Efectos Delaware y Anti-Delaware.	33

	Pag.
1.12 Métodos de Interpretación.	36
CAPITULO II. INTERPRETACION DEL DOBLE LATEROLOG EN ROCAS FRACTURADAS.	41
2.1 Análisis de fracturas	41
2.2 Fracturas naturales y sus parámetros básicos	43
2.2.1 Tamaño de la fractura.	47
2.3 Efectos de fracturas en los registros de re- sistividad.	49
2.4 Modelo desarrollado para la determinación de extensión y abertura de fractura.	50
2.5 Resultados en fracturas verticales.	53
2.6 Resultados en fracturas horizontales.	56
2.7 Extensión a Mallas de fracturas.	60
2.8 Reexaminación en fracturas verticales y horizontales.	63
2.8.1 Fracturas verticales	63
2.8.2 Fracturas horizontales	69
2.9 Porosidad de las fracturas a partir de las Lecturas del DLL	71
1.10 Cálculo de la Permeabilidad de fractura a partir de las dimensiones de la abertura.	75

	Pag.
CAPITULO III. VISION GENERAL DE LOS CAMPOS PRODUCTORES DE LA ZONA MARINA QUE SE ESTUDIAN EN LOS EJEMPLOS.	80

3.1 Particularidades de la zona	80
3.2 Litología general del área	83
3.3 Ubicación y particularidades del campo Abkatun.	86
3.4 Datos y características del campo Abkatun.	87
3.5 Ubicación y particularidades del campo Pol- Batab.	89
3.6 Datos y características del campo Pol-Batab.	93

CAPITULO IV. EJEMPLOS DE CAMPO.	95
---------------------------------	----

4.1 Método de análisis	95
4.2 Ejemplo No. 1 (Abkatun 5)	102
4.3 Ejemplo No. 2 (Pol 71).	130
4.4 Análisis de resultados.	137

CONCLUSIONES

BIBLIOGRAFIA

APENDICE

INTRODUCCION

Dentro de la extensa variedad de yacimientos que existen en México, los del género fracturado poseen siempre diversas particularidades que los hacen complejos de analizar. -- Por tanto entre más se conozca acerca de sus características antes y aun durante su explotación se puede mejorar considerablemente su eficiencia de producción.

En el presente trabajo se expone un método más de -- detección de fracturas, pero además en este mismo se evalúan dichas detecciones.

Existen diversas formas de detección de fracturas alrededor de las paredes de un pozo, ya sea de manera "directa" con núcleos de las formaciones atravesadas y de manera "indirecta" con Registros Geofísicos.

Desde sus inicios de el DLL-Rxo este estaba orientado a conocer ciertos parámetros de resistividad en la vecindad -- del pozo, por tanto en la primera sección se presentan los aspectos generales que implica este registro de resistividad. -- En particular el registro Doble-Laterolog puede ser una herramienta más de detección, lo cual se explica en la segunda sección además de la aportación mayor, que es; la evaluación de la abertura, porosidad y permeabilidad de las fracturas -- que se detecten.

Hoy en día, los yacimientos Carbonatados del Mesozoico, particularmente los de la zona Marina contribuyen en forma importante al volumen total de los hidrocarburos produci--

dos en México, de aquí la inquietud de estudiar más aspectos que ayuden a conocerlos mejor. En la tercera parte del trabajo se elabora un resumen de los aspectos más importantes de los campos de la zona marina e individualmente se tratan los dos casos que ocupan los ejemplos de la última parte.

La forma en que se analizaron los ejemplos fue aplicando un método de 23 pasos que incluye las ecuaciones que resumen el procedimiento de detección y evaluación. Los dos ejemplos analizados, pertenecen por supuesto a la zona marina; el primero es del Campo Abkatun, del cual se escogió uno que reúne diversos aspectos interesantes. El segundo, perteneciente al Campo Pol-Batab, es el Pol-71, muestra elementos diferentes que pueden presentarse en otros campos y con el cual se trata de dar variedad a las situaciones.

Finalmente se dan algunas conclusiones de acuerdo a las secciones más importantes que fueron tratadas y que conviene tener en cuenta. Asimismo el apéndice abarca los conceptos y otros elementos en los que no se ahondó en el desarrollo del trabajo.

En general el objetivo primordial del trabajo no es el de proponer el DLE como una herramienta más de detección de fracturas, para lo cual existen ya muchos elementos, sin embargo, no los hay tantos que evaluén, como es el caso que nos ocupa.

C A P Í T U L O 1

ASPECTOS GENERALES DEL REGISTRO

DEL DOBLE LATEROLOG.

1.1) ANTECEDENTES DE DISEÑO DE LA HERRAMIENTA DLL Y SU APLICABILIDAD.

Durante el primer cuarto de siglo de la existencia de perfiles de pozos, los únicos Registros Eléctricos disponibles fueron los convencionales de Resistividad más el SP (Potencial Natural). Desde entonces se han desarrollado nuevos métodos de perfilaje para encontrar valores mucho más exactos de R_{xo} (Resistividad de la zona invadida) y de R_t (Resistividad de la zona no invadida ó virgen), que son dos de los parámetros más buscados. En los perfiles convencionales de resistividad se envían corrientes a la formación a través de electrodos y se miden los Potenciales eléctricos con otros. La respuesta, en estos registros puede quedar considerablemente afectada por los efectos del pozo y las formaciones adyacentes. Este efecto puede reducirse al utilizar otras herramientas de resistividad que usan corrientes enfocadas para controlar la trayectoria de la corriente de medición.

La historia del registro con el sistema enfocado comienza con la inclusión a la herramienta de un Electrodo de "Guardia", inventado por C. Schulumberger en 1920. Desde entonces este equipo, denominado Loterolog, ha sido desarrollado -

por H. D. Doll. (1)

Los registros tomados en el campo se obtienen con dos herramientas diferentes el LL7 equipo que usa 7 pequeños electrodos y LL3 (ver apéndice) equipo con un electrodo central y dos electrodos remotos, como se muestra en las figuras I. 1 y I.2. En ambas herramientas la corriente de medición está "enfocada" desde un electrodo central hacia la formación por corrientes de enfoque llamadas también corrientes guía que tienen la misma polaridad y están colocados en forma simétrica arriba y abajo del electrodo central. La intensidad de esta corriente de enfoque se ajusta en forma continua y automática de tal forma que, en la mayoría de las condiciones la corriente de medición fluye hacia fuera, desde la sonda en dirección de un pedazo horizontal dentro de la formación de un espesor aproximadamente constante.

Una herramienta posterior como es el Doble Laterolog responde a la necesidad de producir medidas de resistividad útiles, aún cuando la relación de (R_t/R_m) (Resistividad verdadera de la formación/ Resistividad del lodo) sea muy alta, como en el caso de los carbonatos y evaporitas perforadas con lodo salado.

Esta herramienta es capaz de definir el espesor de capa.

El objetivo de cualquier medición profunda de resistividad es encontrar R_t , con este propósito fueron diseñadas las herramientas LL7 y LL3. Desafortunadamente una medida simple no elimina completamente los efectos de la zona invadida.

LATEROLOG 3

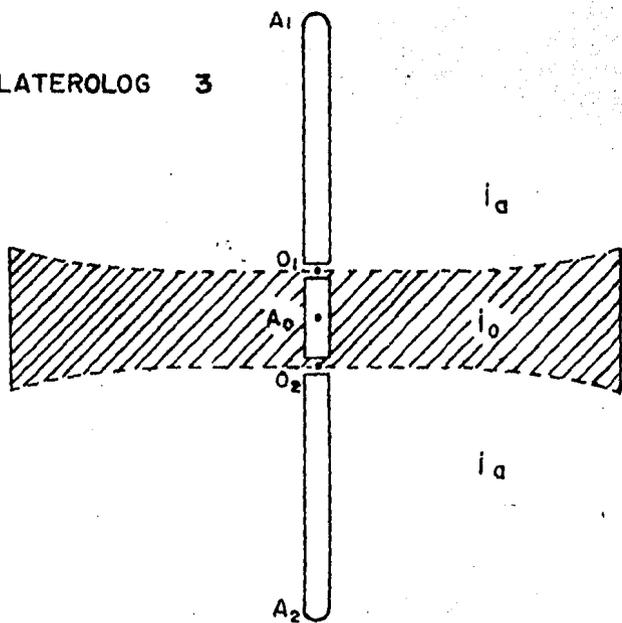


FIG. I.1 - Enfocamiento de corriente del Laterolog 3. (1)

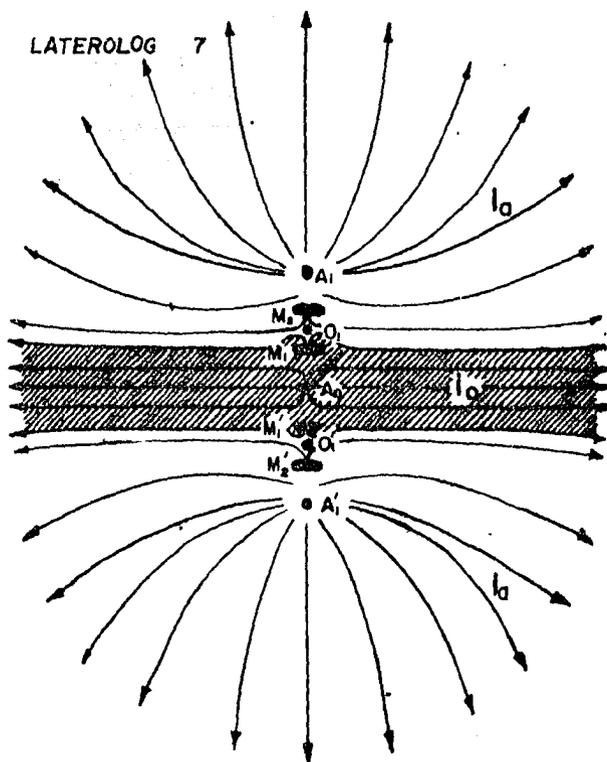


FIG.I.2- Enfocamiento de corriente del Laterolog 7. (1)

La solución a este problema es tener varias medidas-- de resistividad con diferentes profundidades de investigación. Esta herramienta (El Doble-Laterolog- Rxo) proporciona 3 Mediciones que corresponden a 3 profundidades diferentes que servirán para definir cada punto y determinar Rt. Esto fue en -- esencia la razón por la que se creó el registro Doble Induc - ción-Laterolog y que en cierta medida ha sido reemplazado por el Doble Laterolog-Microesférico Enfocado (MSFL)

Para una interpretación más precisa de esta combina - ción deben existir una serie de características deseables como son:

- Los efectos del pozo deben ser pequeños.
- La resolución vertical de los dispositivos debe ser muy -- parecida.
- La investigación radial de los 3 dispositivos debe estar - distribuida en forma gradual: uno leyendo en forma profunda, otro leyendo en forma poco profunda y un tercero en medio de los 2 primeros.

Diferentes mejoras se han implementado desde la primera versión del Doble Laterolog hasta el actual Doble Laterolog-MSFL: La primera herramienta no tenía un dispositivo que nos diera Rxo y los dos laterolog no podían ser grabados si - multáneamente. Sin embargo la configuración de electrodos y - la medición de sistema de potencia constante (Electrodos de - enfocado) es mucho muy parecida a las usadas por el actual --

DLL - MSFL.

1.2) CONFIGURACION Y PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO DEL Lld Y LLs.

El principal objetivo en el diseño del Laterolog profundo Lld, es el obtener una mayor profundidad de investigación que la desarrollada por sus antecesores (LL7 y LL3). Esto era necesario para extender el rango de diferentes condiciones de formación y lecturas verdaderas de Rt. Al mismo tiempo era necesario una buena resolución vertical. Para alcanzar estos objetivos se requiere electrodos bastante remotos. En los pasos de mejoramiento fué usada una sonda de 20 pies de longitud (medida entre los limites de los electrodos). La herramienta del DLL - MSFL se incrementó a 28 pies, el espesor nominal del electrodo central se mantuvo en 2 pies. Con estas modificaciones se lograron tales objetivos.

El efecto Delaware se elimina usando, para la corriente de retorno un electrodo en la superficie. El efecto Anti--Delaware que es un problema menor se minimiza usando un cable aislado en los lados como electrodo de referencia para medida de potencial, estos fenómenos se analizarán posteriormente -- con más detalle.

El método de medición de resistividad llamado Loterolog opera bajo el principio de forzar la corriente del electrodo radialmente dentro de la formación como si fuera una -- delgada lámina de corriente la que penetra dentro de la forma

ción. De esta manera se disminuyen los efectos del agujero y de las capas adyacentes.

La sonda del registro comprende un electrodo A_0 (Fig I.3) y 4 pares de electrodos denominados $M_1, M'_1; M_2, M'_2; A_1, A'_1; A_2, A'_2$. Cada par de electrodos esta dispuesto simétricamente con respecto a A_0 y conectados en "corto circuito" cada electrodo con su homólogo.

A través del electrodo A_0 se envia una corriente de intensidad I_0 y lo que se mantiene constante es el potencial $I_0 V_0$. Por los electrodos A_1, A'_1 , se envian corrientes de la misma intensidad I_0 con el fin de lograr el enfocamiento hacia la formación.

La intensidad de estas corrientes se ajusta automáticamente de manera que los dos pares de electrodos monitores M_1, M'_1 y M_2, M'_2 siempre estan a un mismo potencial, la caída de potencial se mide entre uno de los electrodos monitores y un electrodo muy alejado, para fines prácticos, en el infinito.

El objetivo de diseño del Loterolog poco profundo LLs fué el de tener un dispositivo de la misma resolución vertical que el profundo LLd (2 pies) pero respondiendo más fuertemente en la región alrededor del pozo normalmente afectada por la invasión. La solución emplea un arreglo que ha sido llamado "pseudofocado", en este caso la corriente de enfoque es retomada por electrodos cercanos en lugar de un electrodo remoto de manera que la corriente de medición diverja más rápidamente una vez que ha entrado en la formación resul-

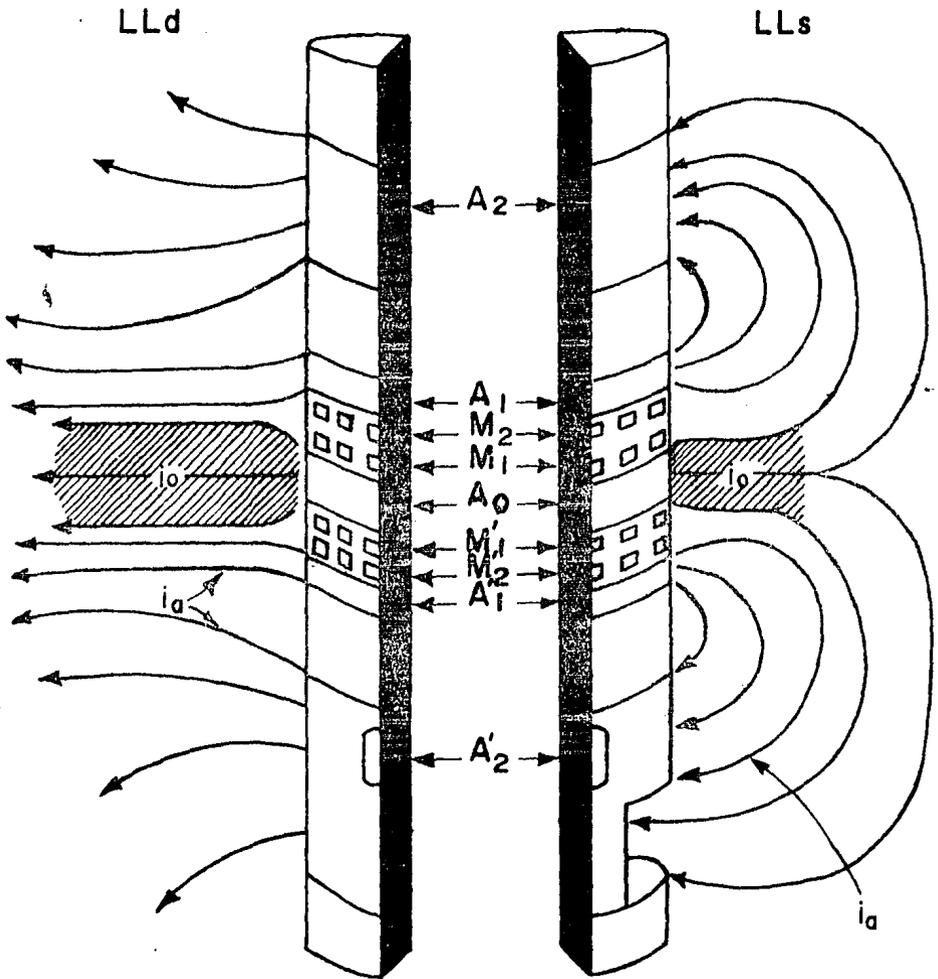


FIG.13 — REPRESENTACION DE LOS PATRONES DE CORRIENTE PARA LOS LATEROLOGS PROFUNDO Y CORTO. (2)

tando así una investigación poco profunda. Esta característica aumenta la necesidad de curvas de corrección. La figura -- I.3 muestra también la disposición de los electrodos del LLS.

La corriente del perfil viaja a través de el Lodo de resistividad R_m , la capa de enjarre de resistividad R_{mc} , la zona invadida R_{xo} y finalmente la zona no invadida R_t . Si denominamos a RLL a la suma de las diferentes resistividades en la trayectoria de la corriente, Fig 1.4, la resistividad total medida por el instrumento será:

$$R_{LL} = R_m + R_{mc} + R_{xo} + R_t$$

Por lo tanto la precisión del instrumento es mejor -- cuando, $R_m + R_{mc} + R_{xo}$ es pequeña comparada con R_t , o sea que, cuando la resistividad del lodo es pequeña y/o cuando la resistividad de la formación es grande.

Por ejemplo, las medidas del perfil lateral son excelentes por lo general cuando se perfora el pozo con lodo salado.

Por otro lado, la figura I.5 muestra la ventaja del sistema enfocado Laterolog comparado con otro caso de un dispositivo normal en las condiciones de $R_m \approx R_s$. (2)

1.3) EL REGISTRO MICROESFERICO MSFL.

Los primeros dispositivos usados para la determinación de R_{xo} fueron los registros Microlaterolog y el de Proxi

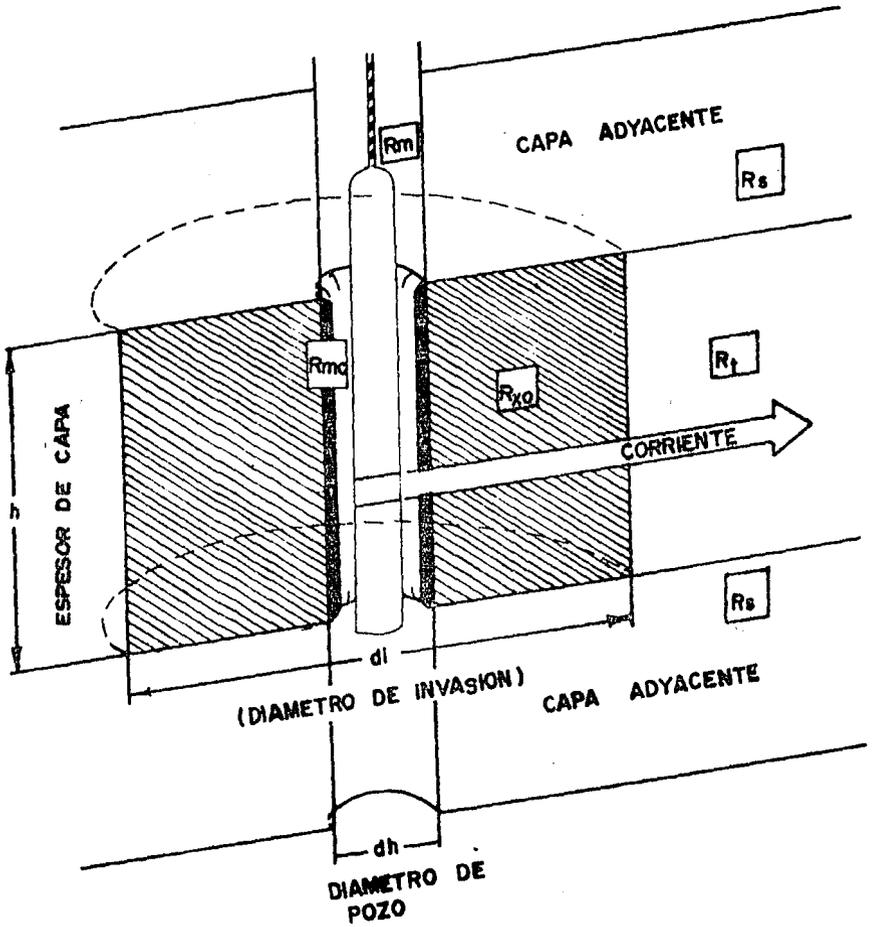


FIG.I.4— Trayectoria de la corriente en las zonas de resistividad diferente.⁽⁴⁾

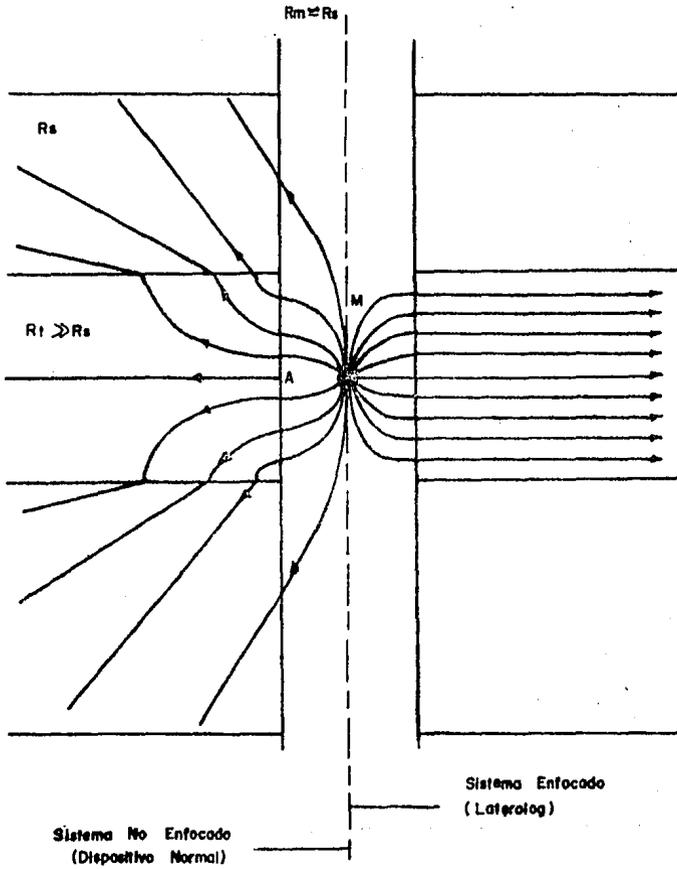


FIG.I.5— Comparacion del sistema Laterolog con un dispositivo normal⁽²⁾

midad. Estos dispositivos usan un patín de contacto con la pared del pozo.

Cada una de estas herramientas es efectiva en ciertas condiciones de uso, tienen limitaciones que previenen su uso con el Doble Laterolog.

La principal limitación del Microlaterolog es la sensibilidad que tiene al enjarre del lodo cuando el espesor de este excede a $3/8$ de pulgada, la respuesta se ve muy afectada y aumentara mientras mayor sea el contraste de Rxo/Rmc .

Por otro lado el registro de Proximidad es práctica - mente "insensible" al enjarre pero requiere la presencia de - un diametro de invasión (di) igual o mayor a 40", en orden de la idea de proveer una mejor aproximación a Rxo .

La solución a las diversas inconveniencias fue encontrada haciendo una adaptación al principio de enfoque esférico en un dispositivo de patín.

Por la cuidadosa separación entre los electrodos y la corriente de retorno de control, el Microesférico fué diseñado entonces para un enjarre mínimo y sin que le afecte una invasión poco profunda.

La figura I.6 ilustra el arreglo de los electrodos y los caminos de la corriente del MSFL⁽³⁾. La configuración de corriente en el frente exterior del electrodo A_0 , ilustra el paso entre A_0 y el electrodo A_1 fluyendo en el enjarre y un poco en la formación.

La corriente de medición es en este caso confinada a un camino directo dentro de la formación, se acampana hacia -

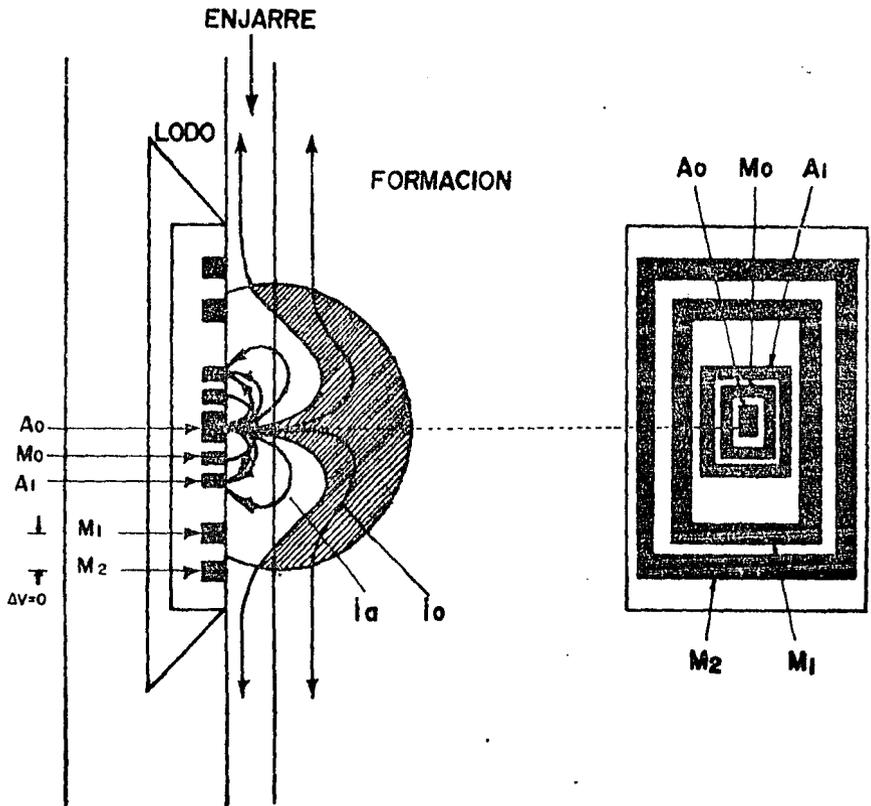


FIG. I.6— ARREGLO DE ELECTRODOS EN EL MICROSFL Y SU DISTRIBUCION DE CORRIENTE. (3)

afuera y retorna a un electrodo remoto B. Para alcanzar esto la corriente de enfoque es ajustada con un monitor de voltaje igual a cero. Así de esta manera se fuerza la corriente de medida a fluir directamente en la formación. El efecto de la resistividad del enjarre sobre la herramienta es minimizado, y a la vez se logra una profundidad de investigación somera, -- que es el objetivo del MSFL.

Cuando se registra en presencia de enjarre la cantidad de corriente de enfoque va a depender del espesor del enjarre y de su resistividad. En la combinación Doble-Loterolog - MSFL la medida de esta corriente es enviada a superficie, -- combinada con la corriente de medición para luego dar el espesor de enjarre, índice llamado "hmc". Este nuevo parámetro -- sirve como un factor de calidad para la medición de Rxo y a la vez permite una evaluación del espesor del enjarre.

El Microesférico puede leer mejor cuando el patín tiene -- contacto firme con la pared del pozo, para asegurar esta condición la sonda esta dispuesta con cuatro brazos colocados simétricamente de manera que centran la herramienta en el eje -- del pozo y estan ligados entre ellos, siendo estos retroactivos hidráulicamente. La herramienta centrada evita apreciablemente los efectos del pozo en el laterolog poco profundo-LLs.

La clave del éxito del sistema DLL - MSFL fue el desarrollo de la "circuitaria" del LLs y LLd que pueden ser operados en forma simultánea usando la misma configuración de -- electrodos y la incorporación del dispositivo Microesférico -

como una parte integral del ensamblado con la medición simultánea de ellos. .

1.4) EL SISTEMA COMBINADO DE LA HERRAMIENTA DLL - MSFL.

El esquema de la figura I.7 muestra la combinación Doble Laterolog - Rxo, vemos en esta figura el arreglo de electrodos para los dos Laterolog, profundo y somero. El diseño de la herramienta es tal que permite ambos Laterolog en un solo electrodo y tener el mismo espesor de corriente, pero ambas corrientes con diferente enfoque para proveer a ellas de distintas características de definición.

La figura I.3 ilustra el enfoque usado para el Laterolog profundo (Lado izquierdo) y para el Laterolog somero (Lado derecho).

El Doble Laterolog tiene un rango de respuesta de 0.2 a 40,000 Ω -m, este es un rango mucho más amplio que aquellos cubiertos por previos Laterolog. Los Laterolog fueron clasificados como medidas de resistividad o como medidas de conductividad, que no esta asociada con las unidades presentadas en los registros, pero como las medidas de la herramienta son linealmente proporcionales a la resistividad o conductividad, fue entonces ajustada convenientemente.

Las herramientas que miden resistividad, mantienen la corriente constante y detectan variaciones de voltaje. Estas herramientas son más precisas para formaciones de alta resistividad. Las herramientas que miden conductividad son justa -

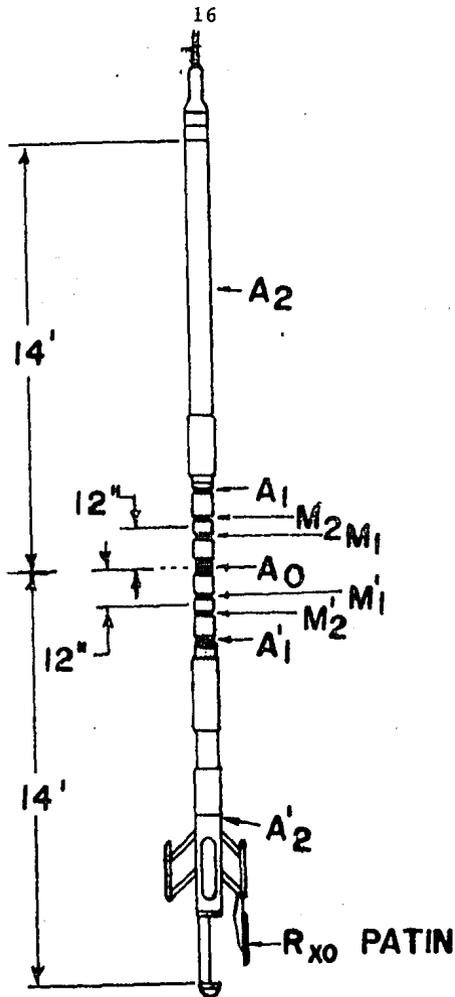


FIG.I.7: DIAGRAMA DE LA HERRAMIENTA DOBLE LATEROLOG-Rx₀. (1)

mente lo opuesto, estas mantienen constante el voltaje y miden variaciones de corriente. Este tipo de herramientas tienen mejor precisión en las zonas más conductivas.

Con ninguna de estas herramientas es posible tener una medición precisa sobre un amplio rango de resistividades, siendo apropiado entonces, proveer adecuadamente de un rango de resistividades por encima del requerido, como es el caso del diseño del Doble Laterolog.

El Doble Laterolog fue desarrollado en forma satisfactoria para ambos casos de alta y baja resistividad con un sistema de potencia constante. En este sistema ambas corrientes de medición i_0 y la medida del voltaje V_0 son variables, pero el producto de las dos se mantiene constante.

Para las mediciones de la zona invadida o zona lavada la resistividad R_{xo} , se usa un dispositivo montado en un patín y esta es la única forma de tener una profundidad de investigación muy poco profunda, de tal manera que tampoco sea afectada por el pozo.

El dispositivo Microesféricamente enfocado (MSFL) está provisto de un electrodo que va pegado a la pared y tiene un sistema de enfocado análogo al que se usa en el registro esféricamente enfocado, como es el (SFL) (3).

El patín del Microesférico va montado sobre uno de los cuatro brazos que contiene la herramienta y a la vez incorpora el sensor del Calibrador de agujero (Caliper). Los cuatro brazos que originalmente sirven para centrar la herramienta, en su parte mantienen también el patín del Microesférico.

rico presionado contra la pared del pozo. Este ensamblado está ajustado eléctricamente con el arreglo del Doble Laterolog formando parte del electrodo A_2 cerca de la parte inferior de la sonda, Fig I.7.

El Doble Laterolog puede correrse sin el componente de MSFL, pero en este caso debe incluirse un electrodo especial para así mantener la simetría de la herramienta.

1.5) COMPATIBILIDAD DE LA HERRAMIENTA DLL - MSFL CON OTROS REGISTROS.

La herramienta básica registra las siguientes mediciones en forma simultánea y su secuencia es la siguiente:

- RLLs.- Laterolog somera.
- RLLd.- Laterolog profunda.
- RMSFL.- MICROSF.
- ESP.- Potencial natural.
- Caliper.- Diámetro de agujero.
- hmc.- Índice de espesor de enjarre.

Normalmente un registro de Rayos Gamma se corre junto con estas curvas. El neutrón compensado (CNL) y una versión del de Densidad compensando, son también disponibles con una combinación DLL - MSFL, pero estos dos anteriores requieren excentralización, lo que en el centro de la combinación quita ría confiabilidad a la curva del LLs.

1.6) DIMENSIONES Y ESPECIFICACIONES DE LA HERRAMIENTA DLL.

El instrumento de registro lateral más empleado en la actualidad se conoce como DLT (Dual Laterolog Tool ó Registro Doble Laterolog). Este permite registrar simultáneamente dos medidas de resistividad de diferentes radios de investigación, una somera y una profunda.

- Las dimensiones de la herramienta son:

Largo: 29' 6"

y el rango de operación es (2):

Temperatura : 350 °F

Presión : 20,000 psi

Diametro mínimo de pozo : 5"

Diametro máximo de pozo : 16"

La figura I.8 muestra la esquematización de la herramienta y las posibles combinaciones. Las especificaciones para el MSFL son (3):

Presión : 20,000 Psi

Temperatura : 350 °F

Tamaño mínimo del pozo : 6¹/₂" (Con pequeñas almohadillas 5¹/₂"

Tamaño máximo del pozo : 20"

CONDICIONES DE OPERACION DE LA HERRAMIENTA.

- El DLT puede emplearse sólo o en combinación con un Rayos-Gamma , MSFL o como se indicó anteriormente.

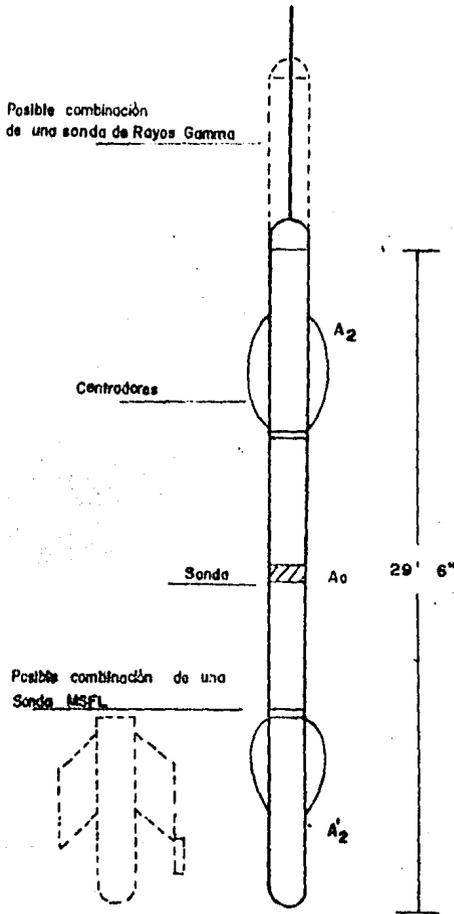


FIG. I. 8 — Posibles combinaciones del DLL con otros dispositivos. (2)

- Debe centrarse.
- El pozo deberá estar lleno con lodo, de lo contrario la corriente no puede llegar hasta la formación, por esta misma razón el instrumento no podrá emplearse confiablemente en lodo de base aceite, ya que estos no conducen la corriente.
- La máxima velocidad de registro es de: 5000 pies / hora.
- El instrumento no puede emplearse en pozos adermados.
- La influencia del pozo no es muy importante cuando la resistividad del lodo es baja o menor que la resistividad del agua de formación.

1.7) PRESENTACION DE LA CORRIDA DLL - MSFL.

Un problema común de los dispositivos de resistividad y conductividad era dar una escala que pudiera ser leída con precisión durante todo el rango de respuesta. Años atrás las curvas eran grabadas en escalas lineales. Las lecturas muy bajas ya sea de conductividad o de resistividad no eran usuales, posteriormente debido a esto se introdujeron curvas de respaldo (Back up), por lo cual perdieron su sensibilidad y se volvieron difíciles de leer, y en las formaciones con alto contraste los registros tenían muy poca confiabilidad.

Una presentación simple con un galvanómetro que va desde cero hasta infinito fue posible con una escala comprimida y la escala híbrida. Pero tampoco puede ser usada por el tipo de divisiones y la escala difícil de manejar.

Generalmente la escala logarítmica es la más usada ya que provee un rango más aceptable de valores para las curvas, de resistividades. Su presentación estandar es una escala logarítmica de 4 ciclos cubriendo un rango desde 0.2 a 2000 Ω -m, un ejemplo de este tipo se presenta en la figura I.9. Aunque algunas veces este rango no es suficiente para el DLL - MSFL, entonces es necesario un galvanómetro de respaldo (Backup) para cubrir el rango de 2000 a 40,000 Ω -m.

1.8) RANGO DE APLICACION.

El Laterolog ha sido una herramienta usada normalmente en lodos saldos y en rocas carbonatadas. Pero sin embargo - debido a sus tres diferentes profundidades de investigación - y el amplio rango de resistividades que permite gravar através del sistema de monitores de potencia constante, la herramienta del Doble Laterolog- MSFL puede utilizarse en una variedad de condiciones de formación y lodos de perforación muy extensa.

Existe una gran superposición en las áreas de aplicación de esta herramienta con herramientas de Inducción. La figura I.10 ha sido construida para casos promedio de "di" (diámetro de invasión) desde 0 a 60 pulgadas y una saturación de agua S_w entre 25 y 50%, tomando esto en cuenta y la posible ocurrencia de nuevos espacios anulares esta gráfica se usa solo como guía.

Para situaciones diferentes a las dadas, las condicioo

nes de aplicabilidad pueden diferir.

Como se muestra en la figura I.10 el Laterolog es preferiblemente aplicable cuando la relación R_{mf} / R_w cae a la izquierda de la línea vertical de trazos y a la izquierda de la línea sólida para el valor apropiado de R_w . Los registros de Inducción son preferibles arriba de la debida línea de R_w , a la derecha de la línea punteada, y abajo del valor apropiado de R_w ambos registros pueden ser requeridos para una interpretación adecuada.

El uso de las dos herramientas puede definirse diciendo que el Laterolog en las zonas de mayor resistividad es de mayor aplicación, mientras que la herramienta de Inducción es más apropiada en las zonas de mayor conductividad.

Así cuando R_{xo} es mayor que R_t la herramienta de Inducción es preferible, ahora en los casos en que R_{xo} es menor que R_t es preferible usar el Laterolog. Concluyendo este punto, podemos decir que el Laterolog puede ser usado para formaciones de alta resistividad en las cuales la Inducción pierde precisión. Otras consideraciones de parámetros de resistividad deben tomarse en cuenta para seleccionar el Laterolog, la Inducción o ambos.

El Laterolog no puede ser usado cuando el fluido no es conductivo, pero sin embargo el Laterolog muestra una mejor resolución en capas sucesivas de alto contraste, específicamente cuando las capas son menores de 5 pies de espesor.

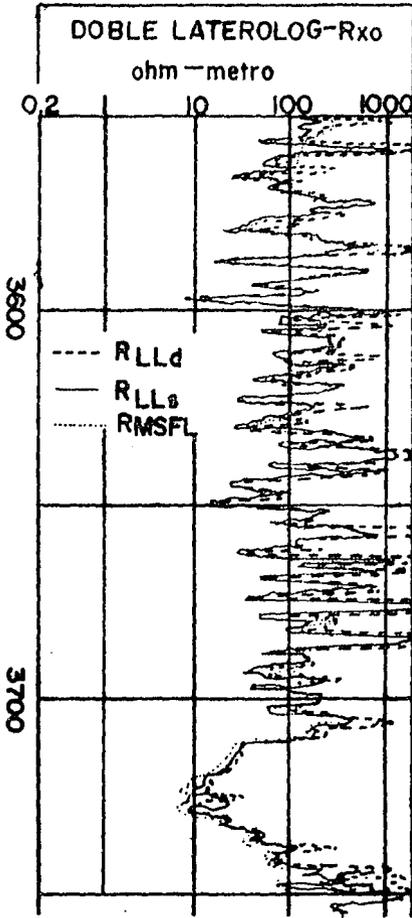


FIG. I.9—EJEMPLO DE REGISTRO MOSTRANDO LA RESPUESTA DE LLs Y LLd EN CAPAS DELGADAS. (1)

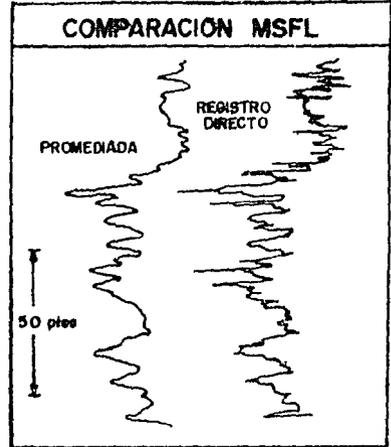


FIG. I.10—CURVAS DEL RMSFL PROMEDIADA Y NO PROMEDIADA. (1)

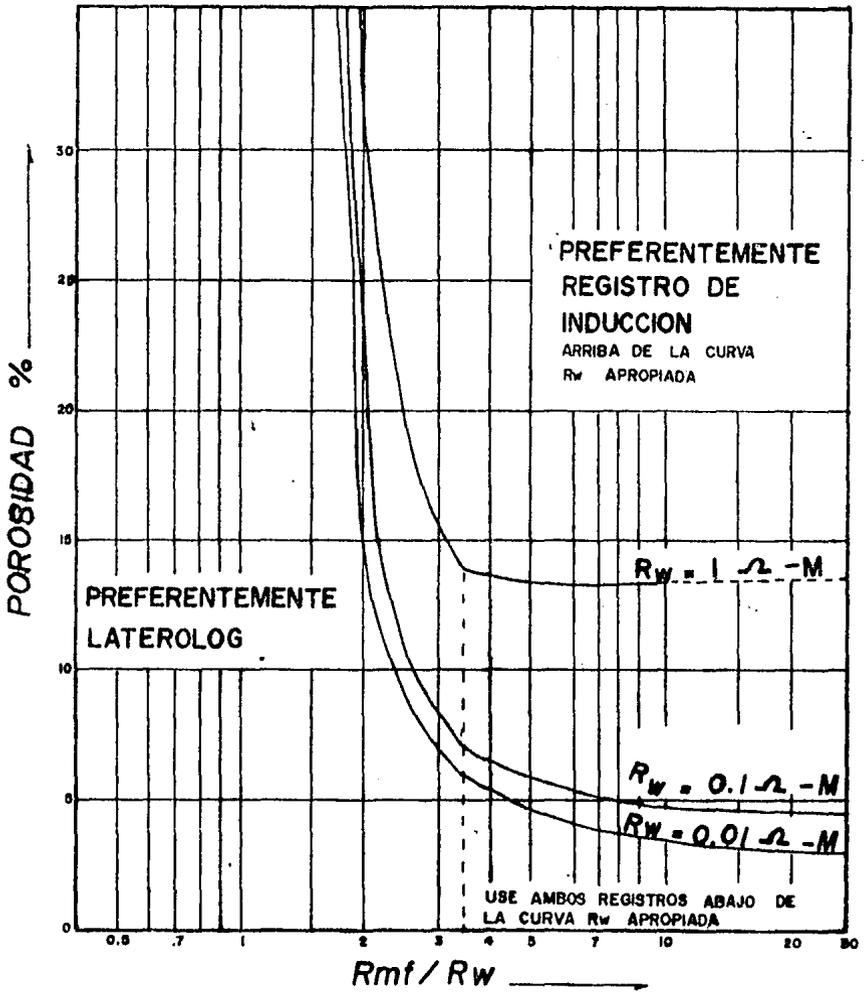


FIG. I.10 — Grafica que muestra los rangos de aplicación de los Registros Inducción y Laterolog. (1)

1.9) CORRECCIONES A LAS LECTURAS DEL DLL.

Las lecturas del Laterolog tanto el somero como el profundo estan influenciadas por el lodo de perforación, la zona invadida y las capas adyacentes. Se han construido gráficas para la corrección de dichas lecturas debido a estas influencias (4).

1.9.1) EFECTOS DEL POZO.

La figura I.11 muestra las gráficas de corrección para el Laterolog profundo I.11 a y I.11b respectivamente. Para una sonda no centrada se tiene poco efecto en el LLD pero no es así para el LLS cuando la relación R_t/R_m es alta.

La figura I.11a muestra que el LLD va a leer adentro de $\pm 10\%$ del valor correcto (lo cual sin embargo incluye efectos de capas adyacentes y de invasión) sobre los rangos, normales de resistividad y diámetros del pozo.

La figura I.11b muestra el Laterolog somero, que también va a leer dentro del $\pm 10\%$ del valor correcto en pozos de 11 pg. de diametro. En agujeros más grandes las correcciones pueden ser bastante importantes.

El registro Microesférico esta mucho más afectado que el Microlaterolog y usualmente da valores de R_{xo} aceptables en un rango de espesores de enjarre arriba de $3/4"$. Las correcciones son necesarias y se dan en la figura I.12 para espesores de enjarre altos o muy altas relaciones de R_{msfl}/R_{mc} .

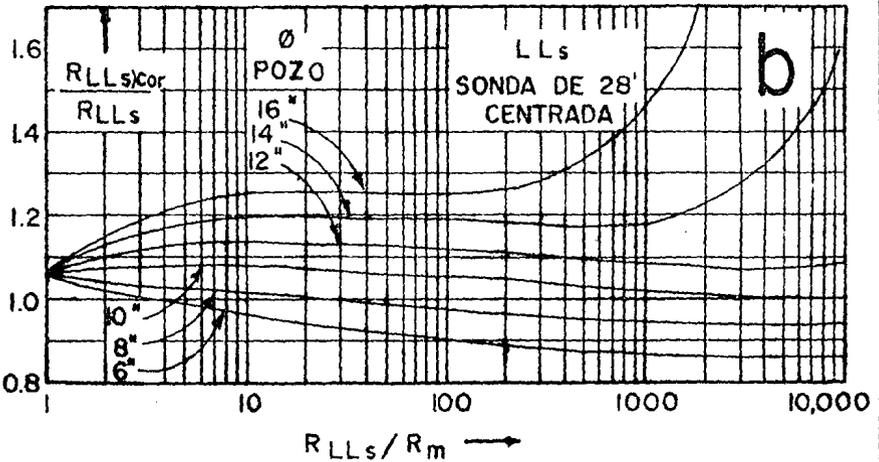
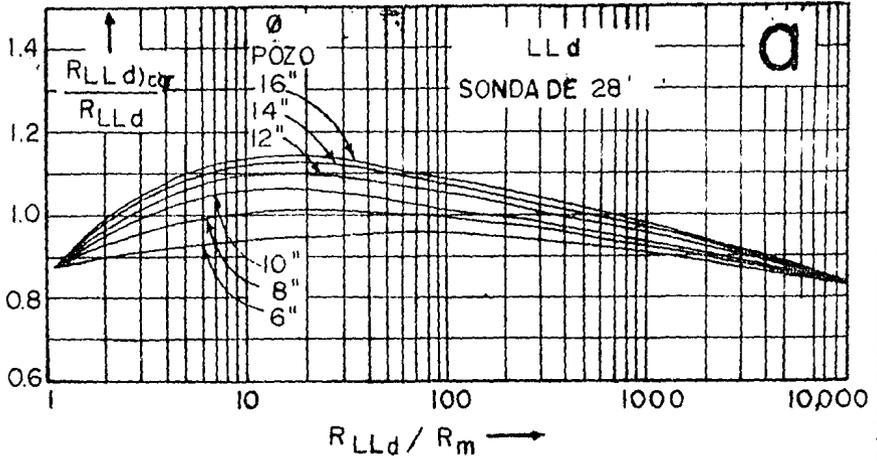


FIG. I.11 — GRAFICA DE CORRECCION POR AGUJERO PARA LLS Y LLD (Sonda de 28 pies).⁽⁴⁾

1.9.2) EFECTOS DE CAPAS ADYACENTES.

En la figura I.13 se dan las lecturas necesarias para las correcciones por capas adyacentes requeridas para los dos Laterolog en una zona no invadida con espesor infinito y de la misma resistividad (de la capas adyacentes).

Las formaciones bajo tierra muy raramente se aproximan a esta configuración y en la práctica estas gráficas dan correcciones significativamente altas particularmente en los casos de capas adyacentes muy resistivas, los valores de las gráficas deben entonces ser usados en aquellos casos en los que se provee un límite superior para las correcciones.

1.9.3) EFECTO DE INVASION.

La investigación radial de las tres corrientes de la herramienta combinada DLL - MSFL son ilustradas por el factor pseudo-geométrico (J) en la figura I.14. El factor J indica la contribución relativa de la resistividad de la zona invadida a la señal total grabada por la herramienta.

Debe enfatizarse que el factor pseudo-geométrico como el que se muestra en la figura I.14 es solamente válido para un grupo de condiciones con las cuales fué hecha la gráfica (Valores diferentes de R_{xo}/R_t .) Así es que esta gráfica no debe ser usada como proposito general de corrección por invasión. Curvas para el Laterolog 3 y Laterolog 7 estan incluidas como proposito de comparación.

Puede notarse la separación en forma radial de las ca-

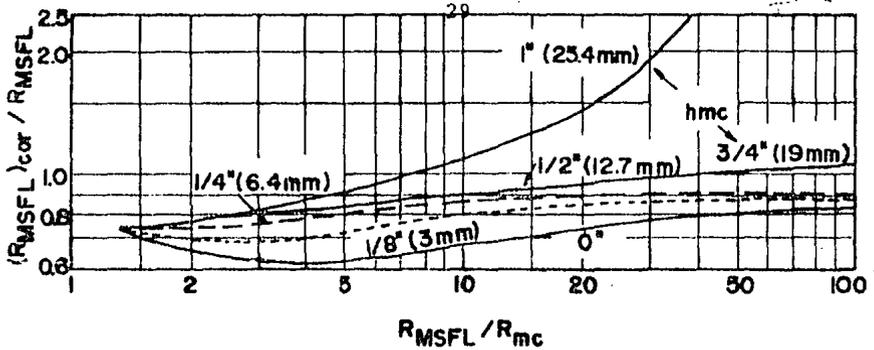


FIG. I. 12 — CORRECCION POR EFECTO DE ENJARRE EN EL MICROSFL. (4)

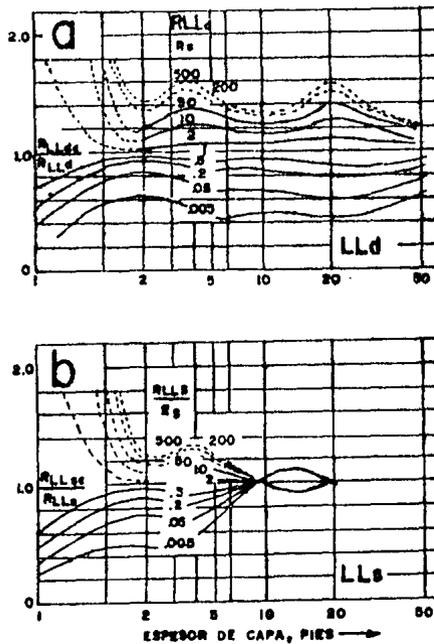


FIG. I. 13 — CORRECCIONES POR EFECTO DE CAPAS ADYACENTES PARA LLD Y LLS (1)

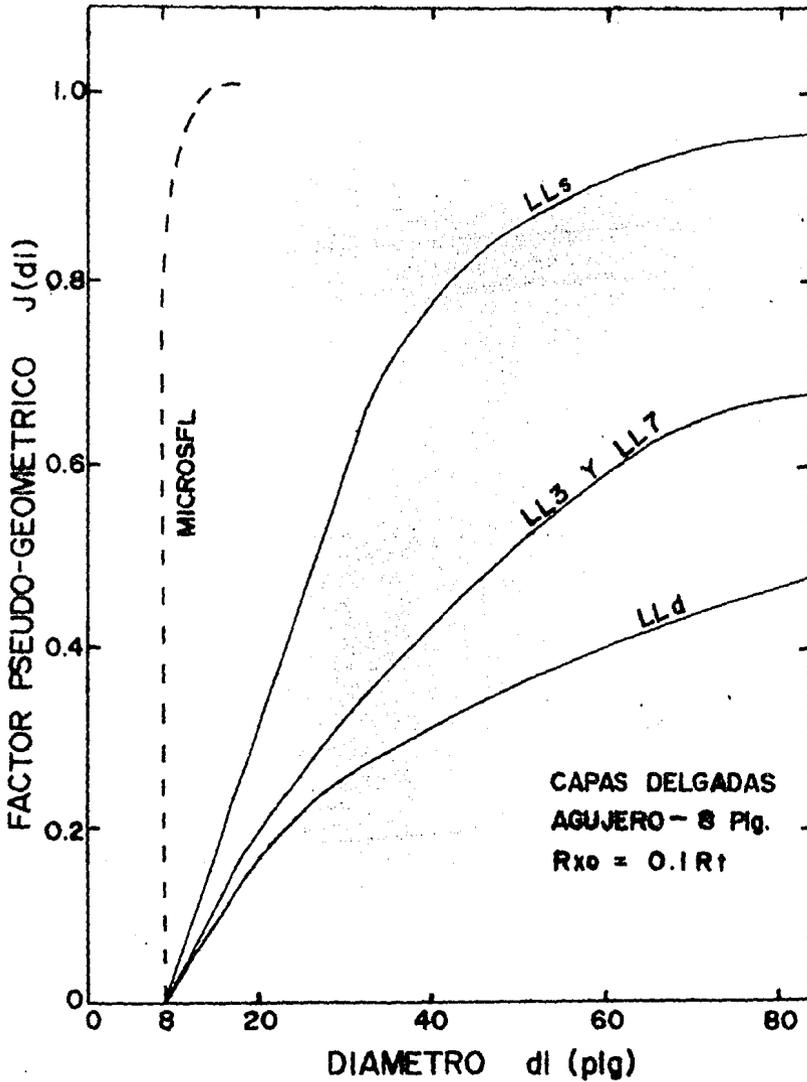


FIG. I.14 — FACTOR PSEUDO GEOMETRICO VS DIAMETRO DE INVASION
(Gráfica solo ilustrativa). (1)

racterísticas de las tres lecturas dadas por la herramienta -- DLL - MSFL. Esta característica permite precisos análisis de resistividad para un amplio rango de condiciones de invasión. Las tres medidas de resistividad son esencialmente independientes pero nos dan la interpretación de 3 incógnitas; R_t , R_{xo} y d_i . Esto mediante una gráfica como la figura I.15.

1.10) RESOLUCION VERTICAL DEL REGISTRO.

La resolución vertical del DLL depende en su mayoría - del arreglo de los electrodos A_0 , M_1 , M_2 y A_1 . Siendo que estos arreglos son idénticos en los Laterolog profundo y somero, no es sorprendente que su respuesta en capas delgadas sea prácticamente igual. En el ejemplo mostrado en la figura I.9 se observa la similitud en las características del LLD (punteado) y el LLs (línea sólida).

La resolución vertical aparente de estas dos curvas es de alrededor de 2 pies. Esto se puede comparar para una resolución vertical de 5 pies para la mayor parte de los registros de Inducción.

Las medidas del MSFL, tiene como se espera una resolución vertical más angosta que el Doble Laterolog, cuando se -- usa para una interpretación cuantitativa la gran cantidad de detalles producidos frecuentemente no es deseada. Para hacer el registro más útil en combinación con el DLL se provee una opción para curvas de suavizamiento por el MICROSFL. Esto se hace por promedio de pesos sobre un intervalo de 2 pies. El pe

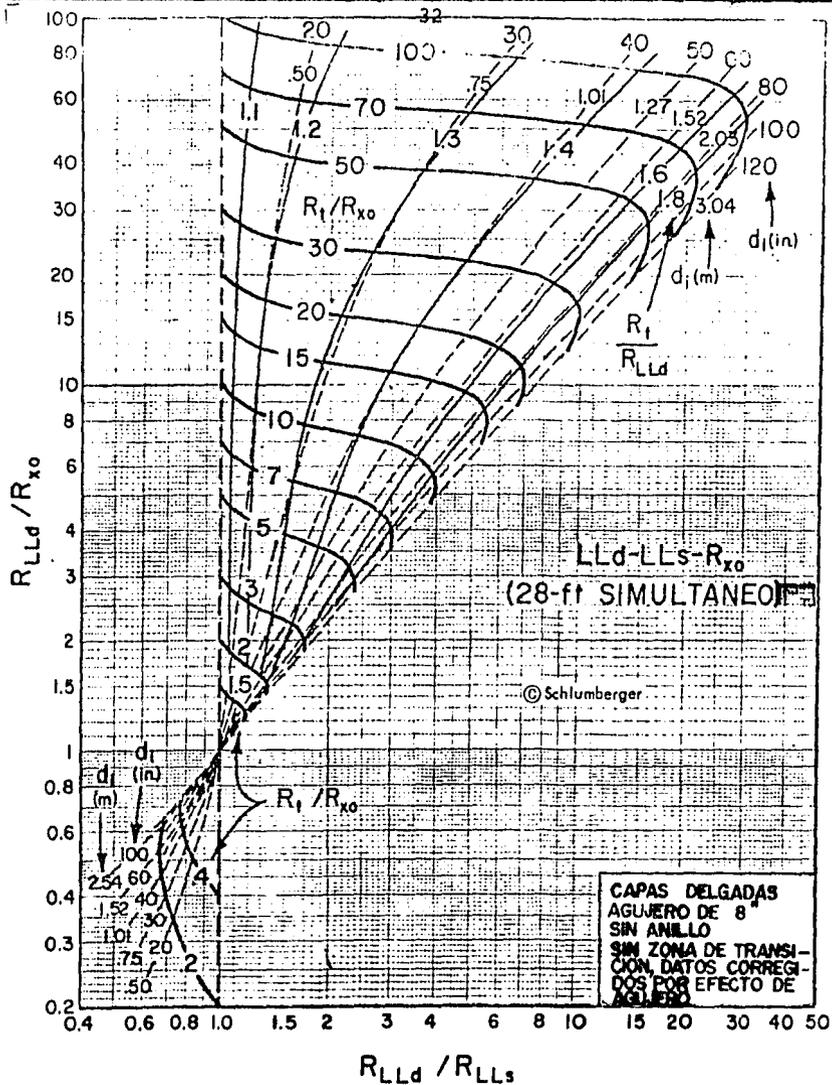


FIG. I.15— Gráfica para la determinación de R_t , R_{x0} y d_i
 (Sonda de 28') (4)

so utilizado fué seleccionado de curvas ópticas de empate, para diferentes muestreos.

Para muestreo de 6 pulgadas.

Estaciones	0"	+6"	+ 12"
Pesos	0.28	0.27	0.09

Para muestreo de 3 pulgadas.

Estaciones	0"	+ 3"	+ 6"	+ 9"	+ 12"
Pesos	0.14	0.14	0.14	0.09	0.06

El efecto de esta curva de suavizamiento puede ser visto en la figura I.16 donde la curva de Rxo es mostrada promediada y la directa del registro.

Una curva de MICROSF_L promediada puede verse en la figura I.9, note que su resolución vertical es prácticamente idéntica que aquellas del Doble Laterolog.

1.11) EFECTOS DELAWARE Y ANTI-DELAWARE.

Si se colocan los electrodos B y N como se ilustra en la figura I.17 los perfiles laterales pueden sufrir el efecto-Delaware (o gradiente de resistividad) en secciones ubicadas justamente abajo de estratos gruesos, no conductores, como es la anhidrita. El efecto consiste en lecturas de resistividad sumamente alta por espacio de 80 pies (24.4 mts.) por abajo del estrato resistivo. Tan sólo el LL3 utiliza este sistema de electrodos.

Este fenómeno afecta solamente al dispositivo profundo del Laterolog. El efecto Delaware (Así llamado pues se identificó por primera vez en los registros tomados en la cuenca de las Montañas Delaware al suroeste de los EUA). Aparece como un gradiente de resistividad superpuesto en la curva de resistividad del Laterolog (5).

La figura I.17 ilustra el efecto y su causa. Al entrar B en el estrato grueso de anhídrita el flujo de corriente queda limitado al pozo y si el estrato es de suficiente grosor - (Varios cientos de pies), prácticamente toda la corriente fluye en la parte del pozo debajo de B. cuando N entra en el estrato, no puede permanecer con un potencial cercano a cero como fue la intención. Al alejarse al borde se expone a un potencial negativo en aumento. Este potencial se manifiesta en la superficie como un incremento en la magnitud de la resistividad.

Una solución obvia requiere que se traslade el electrodo B a la superficie esto se ha hecho ya en los dispositivos modernos.

Desafortunadamente aun con esto no se acaba con el efecto Delaware. Las corrientes de medida y los disturbios del medio crean el efecto Delaware aun con el electrodo B en superficie. Esto es un fenómeno de inductancia mutua entre los dos electrodos.

La solución adecuada consiste en la selección de una baja frecuencia en la corriente de medida. Esto se lleva a cabo en el Laterolog profundo.

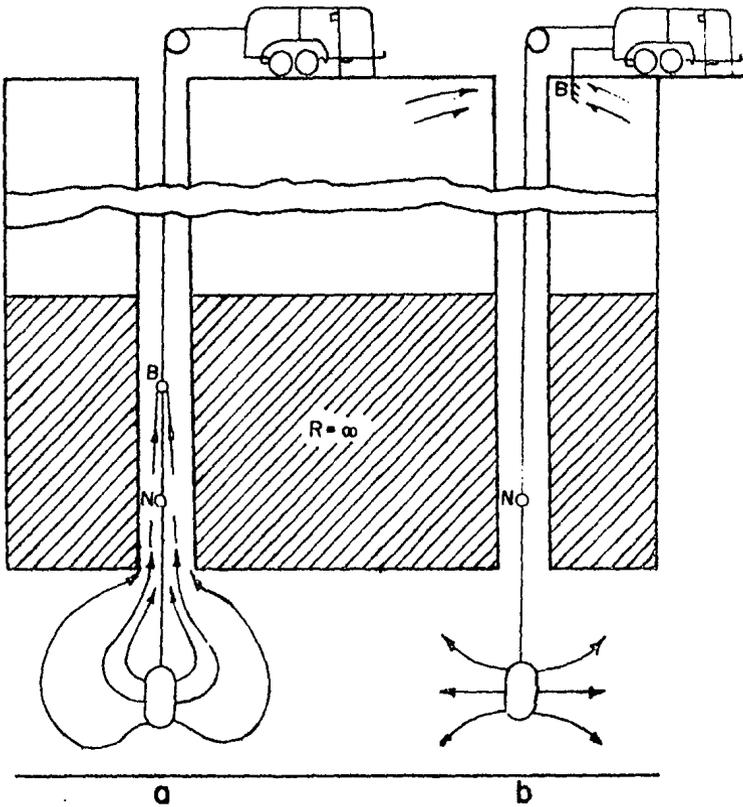


FIG. I.17— ESQUEMATIZACION DEL EFECTO DELAWARE. ⁽¹⁾

Una vez que el efecto Delaware se soluciona un nuevo -
 disturbio es percibido. Produciendose errores en dirección -
 opuesta, a este nuevo efecto se le conoce como Anti-Delaware.-
 En este caso las lecturas del Laterolog son aproximadamente de
 15 pies abajo de las capas no conductivas. El error es usual -
 mente menor al 20% de la lectura correcta. El efecto Antí-Dela-
 ware es causado por la creación de la diferencia de potencial-
 entre las capas de arriba y abajo no conductivas por donde pa-
 san las corrientes del registro. Este disturbio no es tan se -
 rio y puede ser minimizado en la herramienta combinada DLL - -
 -MSFL usando un cable aislado abajo del electrodo de referen -
 cia N, por el LLD.

1.12) METODOS DE INTERPRETACION.

Normalmente la interpretación del DLL - MSFL es hecha-
 usando la gráfica de la figura I.15 se entra con las relacio -
 nes de las lecturas de los registros RLLd/RLLs y RLLd/Rxo. Las
 lecturas de los registros son corrégidos si es necesario, por-
 efecto de pozo y capas adyacentes figs: I.11 y I.13 respecti-
 vamente. Cuando los efectos de pozo y capa adyacente no se to-
 man en cuenta estas relaciones pueden ser leidas directamente-
 de los registros.

La gráfica provee valores de R_t/R_{xo} , $R_t/RLLd$ y d_i . De
 aquí se determinan R_t y R_{xo} ⁽⁶⁾. La Saturación de agua S_w se -
 determina por los métodos convencionales (ver apéndice). La fi-
 gura I.18 es una sección del DLL - MSFL tomada de una forma -

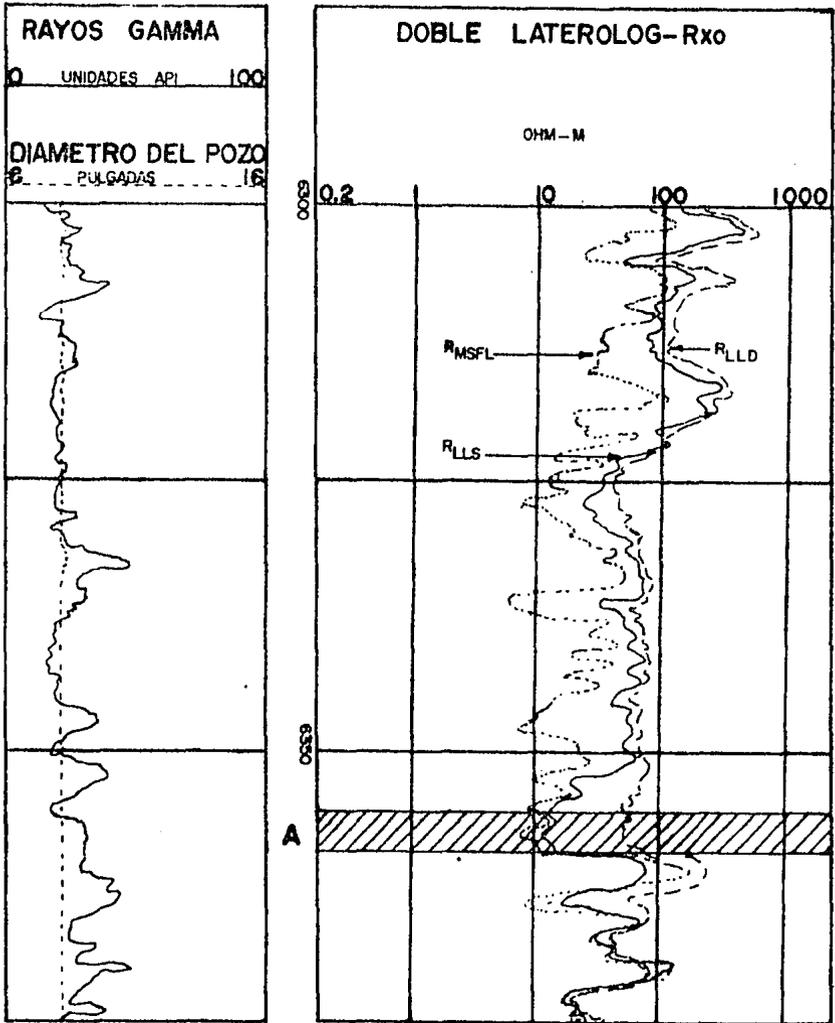


FIG. I. 18 — Sección del Doble Laterolog-Rxo en una formación de Dolomita. (1)

ción. La importancia de la evaluación de la profundidad de investigación y la corrección adecuada de RLLd puede ser mostrada en este registro.

Para la zona A $RLLd/Rxo = 40$ y $RLLd/RLLs = 2.8$. Entrando con estos valores en la figura I.19 localizamos el punto "a" en que se cruzan y encontramos los siguientes valores: $di = 80$ Plg. y $Rt/RLLd = 1.65$, así el valor dado para RLLd en este intervalo debe ser incrementado de 1000 m a 1400 m para obtener Rt . Sin esta corrección el valor de Sw hubiera resultado erróneo.

Para la invasión profunda valores precisos de Rxo son importantes, así cuando el "di" disminuye la gráfica muestra que los errores se incrementan en Rxo. En realidad cuando la invasión es poco profunda la ausencia de la confiabilidad sobre el registro MSFL puede ser tolerada.

Valores suficientemente precisos pueden ser reconstruidos para la porosidad, filtrado del lodo y el posible contenido de arcilla. La gráfica es luego esencial, sin embargo es aconsejable verificar al mismo tiempo los efectos de un error sobre Rxo alrededor de un punto seleccionado.

Una manera no muy aceptable pero a veces recurrida es encontrar Rt sin conocer el valor de Rxo, esto es a través de una fórmula empírica:

$$Rt = 1.7 RLLd - 0.7 RLLs \dots (I.1)$$

Cuando se usa esta técnica es también conveniente revisar por medio de la gráfica I.19 la consecuencia del valor faltante de Rxo.

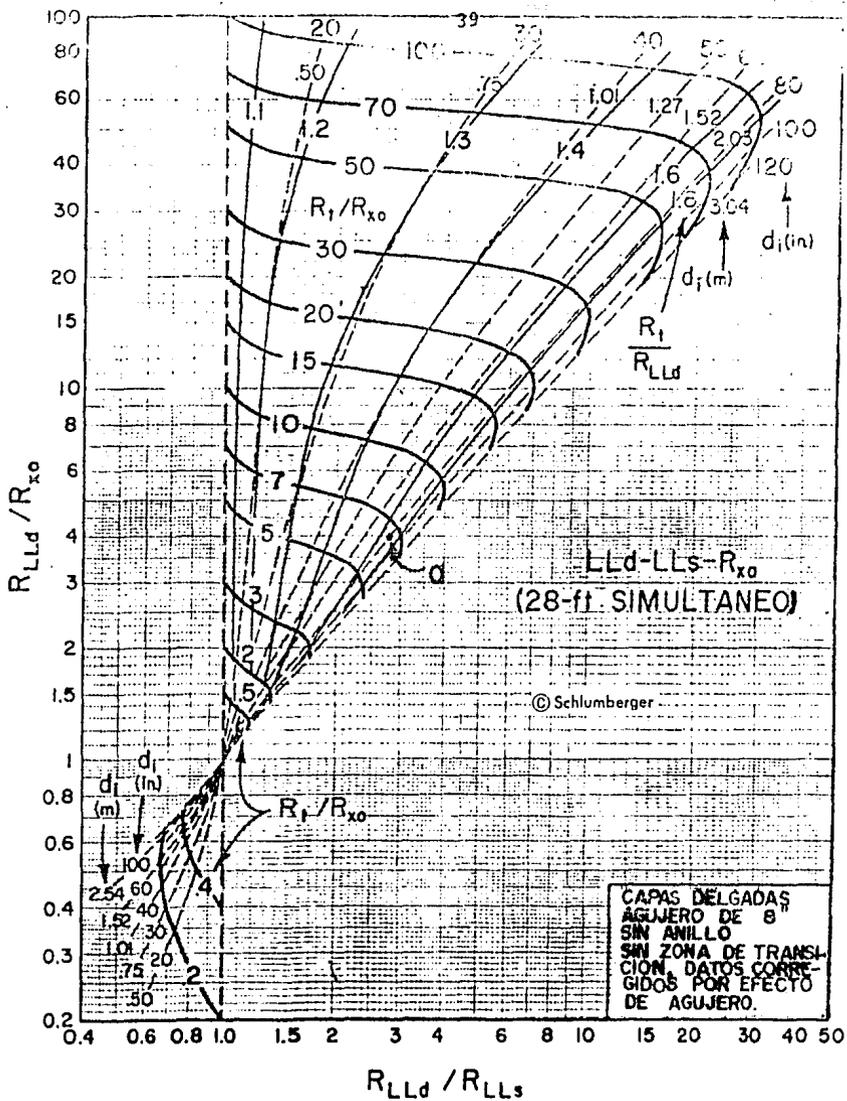


FIG. I.19 — Gráfica para la determinación de R_t , R_{xo} y d_i (Sonda de 28'). (4)

Bajo ciertas condiciones el Dll - MSFL provee una interpretación rápida de los hidrocarburos móviles, de esta manera indicando formaciones potencialmente productivas.

Si R_m es del mismo orden que R_w , la invasión es de moderada a poco profunda y cualquier desplazamiento de hidrocarburos por la invasión de filtrado va a producir una relación: $R_{xo} < R_i < R_t$, lo que se refleja en el registro como:

$$RMSFL < RLLs < RLLd.$$

Bajo condiciones similares pero cuando no han sido movidos los hidrocarburos las tres curvas leeran aproximadamente el mismo valor.

C A P I T U L O I I
INTERPRETACION DEL DOBLE LATEROLOG
EN ROCAS FRACTURADAS.

2.1) ANALISIS DE FRACTURAS.

El estudio de fracturas constituye un aspecto primordial en la evaluación de yacimientos carbonatados del Mesozoico, cuya producción proviene en la gran parte de porosidad secundaria, ya sea, porosidad de disolución o bien de fracturamiento.

La ubicación de los intervalos fracturados y la orientación del sistema de fracturas constituyen parámetros de interés para obtener el aprovechamiento óptimo de los recursos naturales.

De por si, las fracturas no representan un volumen -- muy importante en términos de fracción de porosidad, pero -- contribuyen a incrementar en forma considerable la permeabilidad. Por lo tanto la evolución de la intensidad de fracturamiento es un factor clave para la selección de intervalos -- productores.

Los registros geofísicos de uso común para la evaluación de formaciones estan influenciados en diferentes grados por el fracturamiento. Aunque de hecho, ninguno de ellos lo pueda "ver" directamente, su comportamiento "anormal" permite ponerlo en evidencia.

Para el caso del DLL las anomalías se explican más --

adelante, pero conviene mencionar que, para efectos del presente trabajo se ahonda en el estudio de la evaluación de -- abertura, extensión y aportación de las fracturas en la porosidad y permeabilidad.

Se han utilizado con éxito diversas técnicas para la detección de fracturas. Pero se debe aceptar como regla fundamental, que todas ellas constituyén únicamente indicaciones -- y no evaluaciones, de manera que mientras más indicaciones -- concidenen sugerir la posibilidad de fracturas, mayor es la -- probabilidad de su existencia.

Los registros obtenidos por medio de herramientas de cable, han sido utilizados extensamente en los pozos para la localización de hidrocarburos. Constituyen una información -- esencial en cuanto a la determinación de las propiedades petro -- físicas de las rocas y de su capacidad de producción. Estas mediciones están basadas principalmente sobre registros -- de tipo eléctrico, electromagnético, nuclear y sónico.

Los sistemas computarizados ofrecen la ventaja de poder evaluar intervalos largos de registro en forma rápida y -- continúa. Las compañías prestadoras de estos servicios, entre ellas la Compañía Schlumberger ha desarrollado programas que -- ayudan en forma significativa; aunque no determinante, en el análisis de las fracturas. Con el programa DETFRA (Detección -- de fracturas) es posible calcular nivel por nivel la probabilidad de fracturamiento basada sobre los datos de registros -- (previamente corregidos por efectos ambientales) y algunas -- otras computaciones como son GLOBAL (Evaluación de formacio-

nes) VOLAN (Análisis por volumen) y DCA (Detección de anomalías de conductividad⁽⁷⁾).

Básicamente existen cinco fuentes principales en la detección de fracturas por medio de registros: Acústica, eléctrica, radioactiva, rugosidad y sistema de patines múltiples. En base a esta información, es posible definir para cada indicador potencial, un criterio matemático de discriminación que permita calcular una probabilidad elemental en un nivel de terminado será entonces la suma de todas las contribuciones elementales de cada indicador. Por ejemplo, se puede opinar que el registro Doble Laterolog demuestra una probabilidad de fracturamiento cuando la separación entre las curvas LLd y --LLs sobrepasa un valor mínimo determinado.

En general, los criterios se expresan matemáticamente como la diferencia entre un registro y un valor inicial. --Otros factores que determinan cada criterio son su peso y su contribución máxima al cálculo de la probabilidad total.

2.2) FRACTURAS NATURALES Y SUS PARAMETROS BASICOS.

Una factura natural es cualquier rompimiento o grieta ocurrida en la roca, incluyendo aquellas grietas que puedan identificarse por la presencia de mineralización y que han sido cubiertas. Debe diferenciarse de este grupo a las fracturas inducidas, como son aquellas que se forman durante el corte de núcleos, labores de perforación y en procedimientos artificiales de fracturamiento hidráulico.

Una clasificación de las fracturas basada en su apariencia y morfología ha sido elaborada por Stearns ⁽⁸⁾. si --
guiendo categorías contínuas.

- a) FRACTURAS NATURALES INEQUIVOCAS: Aquellas las cuales --
están parcial o totalmente cubiertas por material mine-
ralizado.
- b) FRACTURAS NATURALES REALES: Fracturas con superficies -
lisas.
- c) FRACTURAS NATURALES PROBABLES: Fracturas con superfi- -
cias "frescas" acompañadas con fracturas pequeñas e ine-
quivocas.
- d) FRACTURAS INDUCIDAS: Todas aquellas reconocidas en los-
núcleos cuando estos se cortan.

Otra forma de clasificación de las fracturas en cuan-
to a su observación directa se dividen en dos grupos: Fractu-
ras moderadas y no moderadas, las primeras son sólo trazos que
terminan dentro del núcleo, las segundas son fracturas visi-
bles las cuales pueden definirse por su anchura, longitud y -
orientación.

Para los dos tipos de fracturas mencionadas han sido-
denominados dos grupos representativos: Brecha y fragmentos -
angulosos no consolidados (Rubble). La Brecha está formada --
por piezas angulosas de tamaños diversos pseudo prismáticos -
con bloques de matriz adecuados conjuntamente, formando cente-
nares de miniblocks por pie. En general se considera Brecha-
a una roca naturalmente fracturada la cual tenga arriba de 50
fracturas / pie. El otro tipo de roca fracturada, Rubble, está

formada por partes irregulares e individuales que no presen -
tan un conjunto y no existe en criterio de evaluación para la
densidad de la fractura.

Las principales divisiones en las que se incurrirá -
más adelante son Macrofracturas y Microfracturas. La diferen -
cia entre estas dos categorías esta relacionada a las dimen -
siones de las fracturas y suele ser considerable. En general -
macrofractura es toda aquella fractura que posee una abertura
arriba de 100 Micrones y con cierta longitud, mientras que --
las microfracturas son aquellas de longitud y abertura limita -
das.

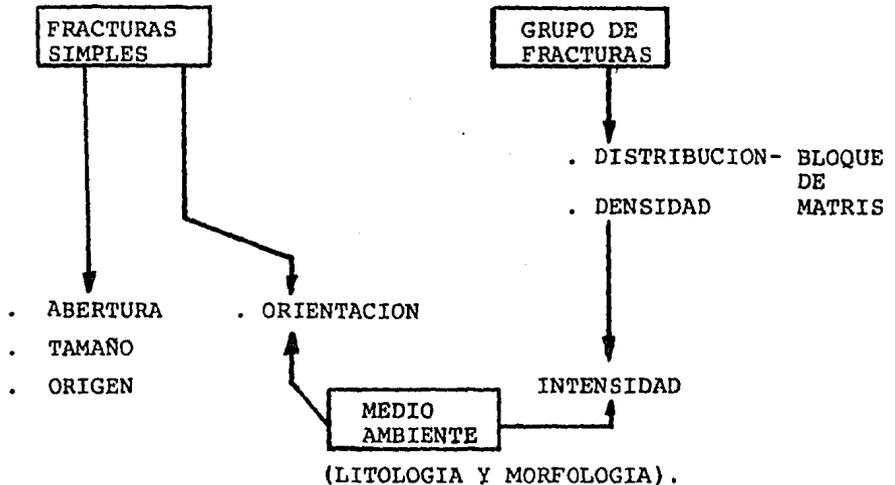
Las variaciones de las características de las fractu -
ras en el yacimiento, ya sea, su tamaño, orientación y des --
cripción es muy irregular y complicado, su análisis en algu -
nos yacimientos fracturados es substancialmente más que en ya
cimientos convencionales, por lo que el estudio de los prime -
ros requiere, en primer lugar, un exámen de las caracterfsti -
cas locales básicas, como son sus fracturas simples y sólo --
así continuar con los sistemas de multifracturas.

Los parámetros básicos de las fracturas simples son:-
abertura, tamaño y origen de la fractura. Si la fractura sim -
ple está asociada al medio ambiente del yacimiento (formación),
es necesario conocer otra característica esencial, como es la
orientación.

Los parámetros para multifracturas se refieren a su -
arreglo o geometría los cuales se generan en separado para --
unidades de bloque. El número de fracturas y su orientación -

esta directamente relacionados con la distribución y densidad de las fracturas. Cuando la densidad de fracturamiento esta relacionada con la litología es de interés otro parámetro de fracturamiento, como es su intensidad.

Los parámetros básicos y sus relaciones se ilustran - abajo.



Como se verá más adelante los aspectos de interés en el presente trabajo son los inherentes a las fracturas simples, como son, abertura y tamaño. El modelo usado para conocer estos dos aspectos, utiliza la respuesta del Registro DLL y por lo tanto es indirecto.

1) Abertura de la fractura.

La abertura de la fractura o separación de la fractura está representada por la distancia que existe entre las pa

redes de la fractura. La abertura o anchura puede depender de las condiciones del yacimiento como son profundidad, presión del poro y tipo de roca. La abertura de la fractura varía entre 10 y 200 micrones, sin embargo estadísticamente se muestra que la mayor frecuencia se encuentra entre el rango de 10 a 40 micrones, fig. II.1.

La abertura de la fractura depende de las características litológicas y petrográficas de la roca, esfuerzos naturales y el medio ambiente del yacimiento. Frecuentemente las diferencias de la abertura de la fractura a condiciones de yacimiento y a condiciones de superficie (Laboratorio), es el resultado de no tomar en cuenta la presión de poro para la muestra del laboratorio. En condiciones de yacimiento la presión de confinamiento σ (presión de sobrecarga) permanece constante, sin embargo, la presión de poro inicial P_i se reduce (durante la explotación del yacimiento) a P_1 , la abertura "b" (Más adelante está se nombrara como ϵ) (Ver apéndice) se reduce, afectada por la expansión de la roca, fig. II.2.

2.2.1 TAMAÑO DE LA FRACTURA.

El tamaño de la fractura se refiere a la relación entre la longitud de la fractura sobre los estratos superpuestos, especialmente si se desea conocer una evaluación de calidad. En este caso las fracturas pueden ser evaluadas en 3 grupos que son: Fracturas menores, promedio y mayores.

a) Fracturas menores.- Poseen una longitud menor al de un-

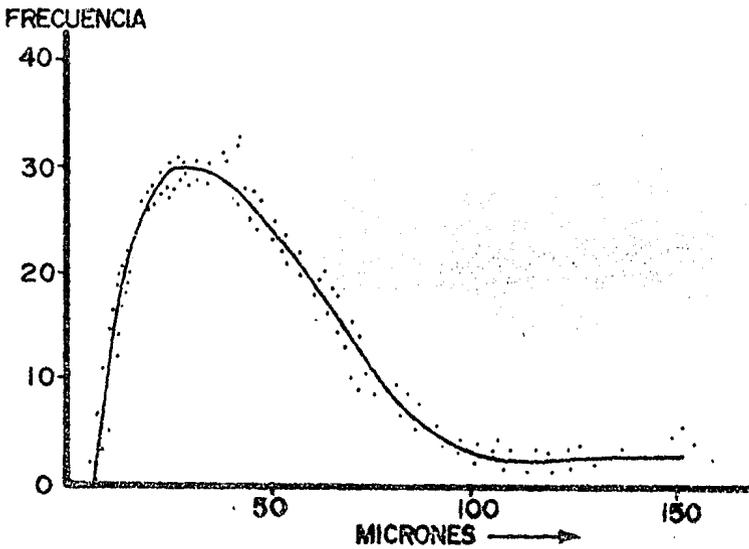


FIG. II.1 — Curva de frecuencia estadística de la abertura de la fractura. (7)

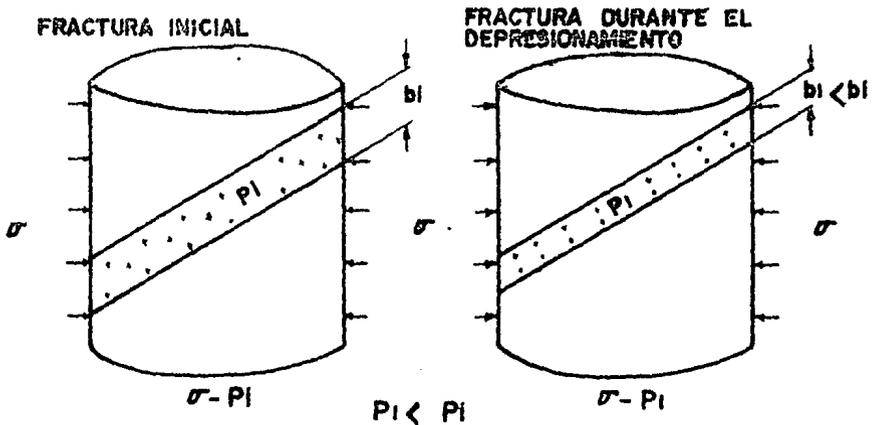


FIG. II.2 — Reducción de la abertura por efecto del abatimiento de presión del yacimiento. (7)

estrato simple.

- b) Fracturas promedio.- Fracturas a través de varias capas.
- c) Fracturas mayores.- Estas frecuentemente alcanzan cientos de metros.

De acuerdo a observaciones de Rhulandes ⁽⁸⁾, las fracturas menores generalmente poseen aberturas pequeñas y frecuentemente cubiertas o rellenas, las fracturas mayores, pocas veces están mineralizadas o rellenas.

Las deficiones y clasificaciones de las fracturas hasta aquí mencionadas, son resultado de análisis hechos en núcleos, es decir, de una observación directa.

Los otros parámetros de interés en las fracturas como son, origen y orientación no se analizan en este trabajo por no ser su objetivo.

2.3) EFECTOS DE FRACTURAS EN LOS REGISTROS DE RESISTIVIDAD.

Los cuerpos carbonatados del Mesozoico se caracterizan por elevados niveles de resistividad y se registran generalmente con herramientas de Doble Laterolog. El registro de Inducción es utilizado únicamente en lodos a base aceite los cuales debido a su baja conductividad no permiten obtener el contraste necesario para una detección adecuada. Además el diseño de las herramientas de inducción, que lee la conductividad a lo largo de círculos concéntricos al agujero, tiende a ignorar la presencia de fracturas verticales y subverticales.

El contraste de resistividad entre los bloques compac-

tos y las fisuras es la causa de las anomalías en las respuestas de los registros de resistividad y hace de ellos un medio privilegiado de detección de fracturas.

La curva LLD investiga a mayor profundidad la formación, mientras que la lectura somera LLS se ve afectada en mayor grado por la zona invadida, es decir por el lodo contenido en las fracturas. Un registro de Microresistividad (MSFL), superpuesto con el Doble Laterolog, muestra en este caso valores aun más bajos, esto debido a su disposición para leer solo en la zona invadida. En secciones anchas con buena calidad de agujero el análisis de la separación entre las tres curvas constituye un método cualitativo de detección de fracturas.

En otros tipos de registros como son los registros -- Sónicos, de Densidad, de Echados, Espectroscopia de Rayos Gamma y Temperatura los efectos de la presencia de fracturas - pueden ser observados de igual forma por las anomalías que en ellos suceden, pero los registros de resistividad son el medio privilegiado para su detección y análisis.

2.4) MODELO DESARROLLADO PARA LA DETERMINACION DE EXTENCION Y ABERTURA DE LA FRACTURA.

La figura II.3 muestra una esquematización del modelo. En esta podemos ver la forma y condiciones generales bajo las que se configuro dicho modelo. En primer lugar la herramienta del Doble Laterolog se centra a unas 8 pulgadas de la pared del pozo, por las condiciones de uso de ésta debe estar sumer

gida en lodo. La colocación es en una zona de alta resistividad R_b (Resistividad del bloque). La zona de alta resistividad es de un radio de 5000" (127 mts) y altura de 4000" (102-mts). Debido a las anteriores dimensiones las capas circundantes tienen un efecto poco importante en la respuesta del Double Laterolog.

Las dimensiones y posición del electrodo de superficie son en general para el DLL tipo D ó E, por otro lado la resistividad de la zona no fracturada fue supuesta alta y constante respecto a R_m (Resistividad del lodo).

La Relación $R_b / R_m > 10^4$ se mantuvo en el modelo, pues de esta manera se asegura una consistencia para la mayoría de formaciones de este tipo.

En el bloque de alta resistividad, las fracturas que cortan al pozo (horizontales) son discontinuas y de espesor infinitesimal y las verticales que no cortan al pozo son cilíndricas.

Ajustando las condiciones, laterales y transversales, se pueden encontrar diferentes aberturas de fracturas, esto con el fin de acercarse a condiciones generales.

Con este método es difícil determinar el efecto del ángulo de la fractura, pero sin embargo el comportamiento horizontal suele ser dominante, Se establece que para ángulos de hasta 60° se considera un comportamiento horizontal, y vertical para ángulos mayores a 75° , el ángulo esta referido con respecto a la horizontal.

De acuerdo a las anteriores condiciones y superponien

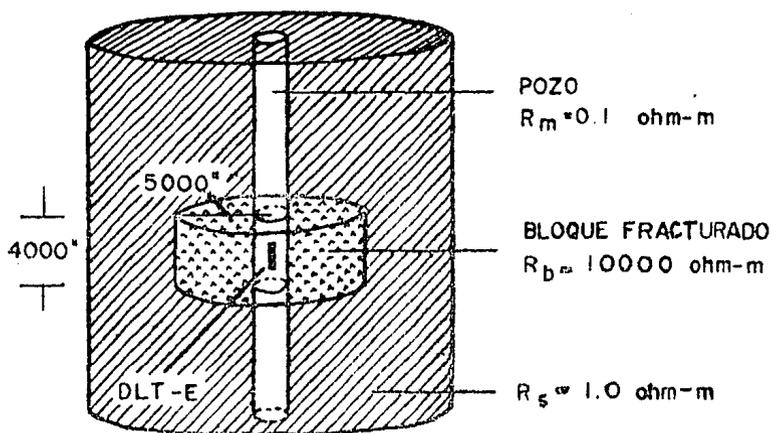


FIG. II.3 — CONFIGURACION DE LA HERRAMIENTA EN UN ELEMENTO FINITO DEL MODELO (9)

do fracturas horizontales y verticales se da una buena aproximación con las mallas de fracturas.

Inicialmente se comenzó con un bloque de resistividad $R_b = 10,000 \Omega - m$. y $R_m = 0.1 \Omega - m$ lo que implica una baja porosidad del orden de 1% con esto se cubre la mayor parte de las situaciones, los valores de R_b pueden ser mayores o menores. Así se amplía la variedad de yacimientos de baja porosidad.

También se supone que el lodo de perforación invade las fracturas, el fluido invasor no solo es el filtrado, sino que, la invasión es de todo el fluido sólidos mas líquidos, - que a su vez desplaza a los fluidos de la formación. Esta - - idea esta basada en hechos reales, en los cuales han ocurrido pérdidas de lodo durante la perforación, através de las zonas de fracturas. Esto se debe en muchos casos a las considerables dimensiones de la abertura y tamaño de la fractura. (9)

2.5) RESULTADOS EN FRACTURAS VERTICALES.

La figura II.4 es una gráfica que muestra el comportamiento que sigue el incremento de conductividad ΔC . con respecto al aumento de abertura de la fractura. La diferencia de conductividad es proporcional a la abertura de la fractura.

En la referencia (7) Boyeldu y Winchester desarrollaron una teoría de cálculo para encontrar la porosidad secundaria a partir de la separación que presentan, en zonas con - - fracturas, las curvas de LLS y LLD del Doble Laterolog.

De los análisis obtuvieron que la diferencia de conductividad puede expresarse de la siguiente forma:

$$\Delta C = \text{CLLs} - \text{CLLd} \dots \text{(II.1)}$$

donde:

CLLs = Conductividad somera del Laterolog.

CLLd = Conductividad profunda del Laterolog.

La figura II.5 es una gráfica de la resistividad contra la abertura de la fractura para los mismos valores de R_b y R_m . Se muestra el comportamiento de las curvas del LLD y --LLs, ambas decrecen conforme aumenta la abertura de la fractura, esta es una característica de las fracturas abiertas.

Al mismo tiempo que la separación de la fractura aumenta, ΔC sera aproximadamente proporcional a la abertura de la fractura, como se ve en la figura II.4. Es necesario mencionar que tanto la resistividad del bloque fracturado como la del lodo de perforación se mantienen constantes.

Si se varia el valor de R_m y se mantiene el valor de ϵ (Abertura de la fractura) constante, se obtiene una relación lineal de ΔC y C_m . de la siguiente manera:

$$\Delta C = 4 \times 10^4 \epsilon C_m \dots \text{II.2)}$$

Donde las unidades son:

ΔC (mmho/m)

ϵ (µm)

C_m (mmho/m)

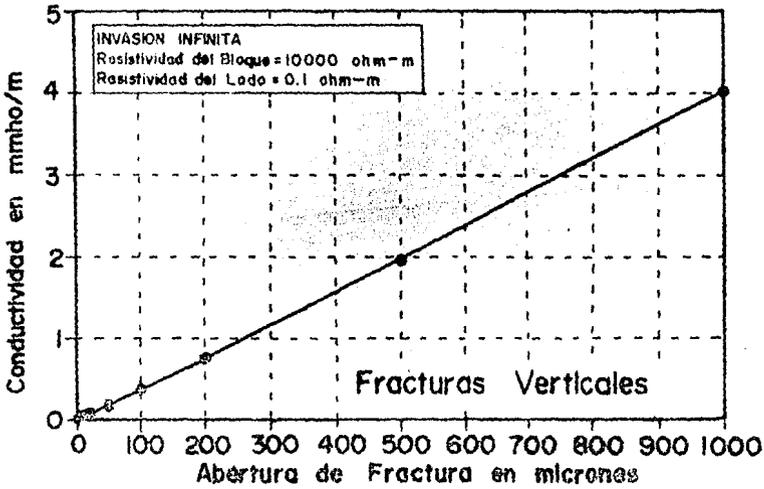


FIG. I.I. 4 — Diferencia de Conductividad proporcional a la abertura de la Fractura (Dando la resistividad del Bloque y Lodo son constantes). (9)

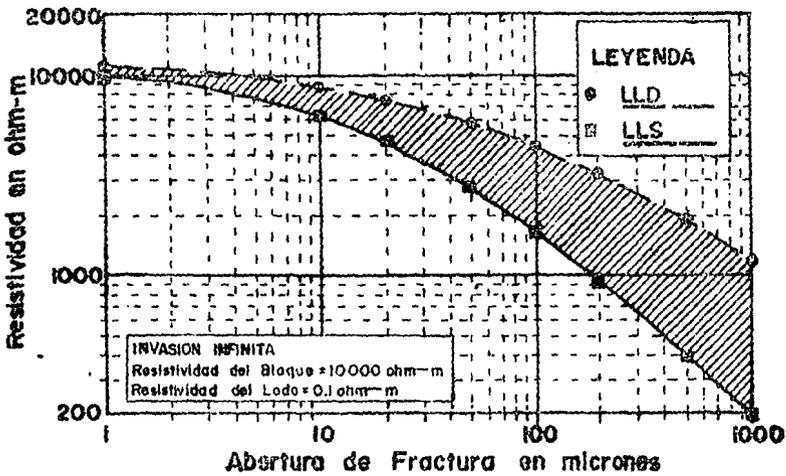


FIG. I.I. 5 Separación de Resistividad en Fracturas verticales. (9)

Cambiar el valor de R_b no tiene efecto sobre ΔC , siempre y cuando el valor de R_b/R_m se mantenga alto (Recordar la relación de $R_b/R_m > 10^4$).

La figura II.6 muestra el efecto de la invasión poco profunda en el sistema de fracturas, LL_s decrece más abruptamente que LL_d y para todo propósito práctico ΔC es constante hasta para un radio mayor de 100 pulgadas (2.54 mts).

En el caso que el fluido de formación sea agua en lugar de aceite ($R_f < 1000 \mu\text{-m}$) el efecto de la invasión poco profunda es menos marcado; de aquí se concluye que como LL_d decrece cuando el radio de invasión aumenta, ésta puede ser usada para estimar la extensión de la invasión.

En la figura II.7 se varió la extensión vertical de la fractura, para fracturas más largas de 7 metros ΔC se mantiene casi constante. A medida que la longitud de la fractura decrece LL_s y LL_d tienden a juntarse, esto es muy parecido a lo que sucede en fracturas horizontales.

Hasta el momento sólo se han considerado fracturas simples, pero también se ha encontrado que dos fracturas de aberturas ϵ ó de cualquier dimensión apreciable, es equivalente a una fractura simple de abertura ϵ .

2.6) RESULTADOS EN FRACTURAS HORIZONTALES.

En la figura II.8 se presentan las conductividades del Doble Laterolog para varias aberturas de fracturas horizontales, en cada caso el centro de la herramienta se coloca-

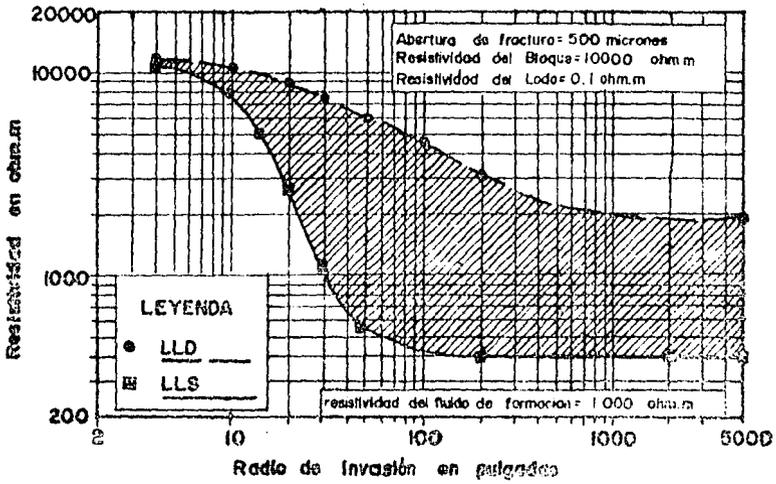


FIG.II.6 — Efecto de la invasión en fracturas verticales. (9)

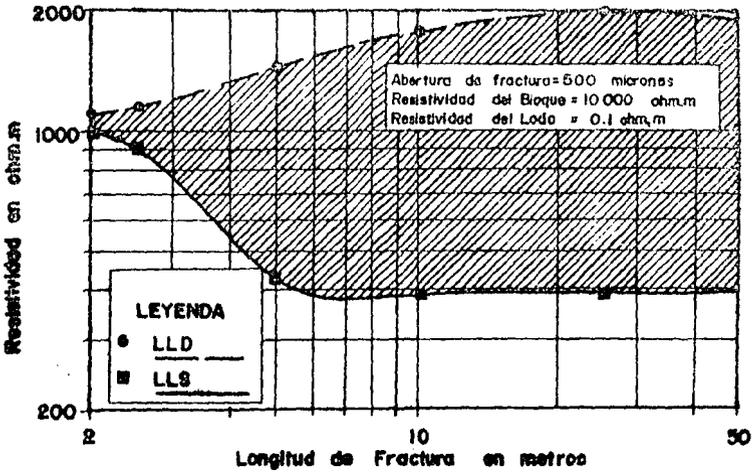


FIG.II.7 Efecto de la extensión en fracturas verticales. (9)

en el plano de la fractura. Como se ve la separación ΔC de las curvas del DLL es mucho más pequeña que la ocurrida en fracturas verticales. La relación entre CLLd - Cb y ϵ es casi lineal pero CLLs - Cb es notablemente curvado, resultando:

$$\text{CLLd} - \text{Cb} = 1.2 \times 10^4 \epsilon \text{ Cm. II.3)}$$

Donde:

CLLd (mmho/m)

Cb (mmho/m)

ϵ (μm)

Cm (mmho/m)

Al elaborar la figura II.9 se da un medio para identificar fracturas horizontales. Aquí las resistividades del Laterolog se grafican en función de la distancia desde la fractura hasta el centro del electrodo Ao. La herramienta leerá la fractura cuando el electrodo de corriente la cruza y luego lee la resistividad del bloque. En consecuencia fracturas horizontales aisladas pueden ser identificadas por agudos decrementos en resistividades con un ancho total de los puntos de inflexión (de la curva del registro) de alrededor de 0.8 metros y pueden en algunos casos mostrar una separación negativa.

El efecto de invasión en fracturas horizontales grandes esta gráficoado en la figura II.10. La aproximación de invasión infinita hecha en las figuras II.8 y II.9 es apropiada

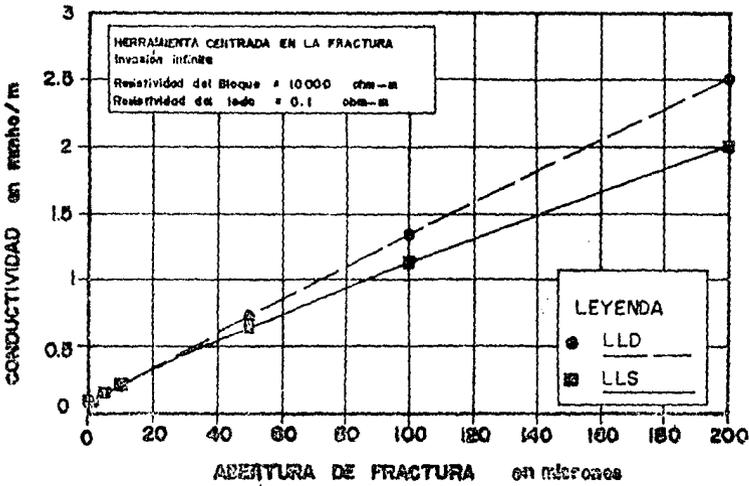


FIG. II.9 — Conductividad del LLD aproximadamente proporcional a la Abertura en fracturas horizontales. (9)

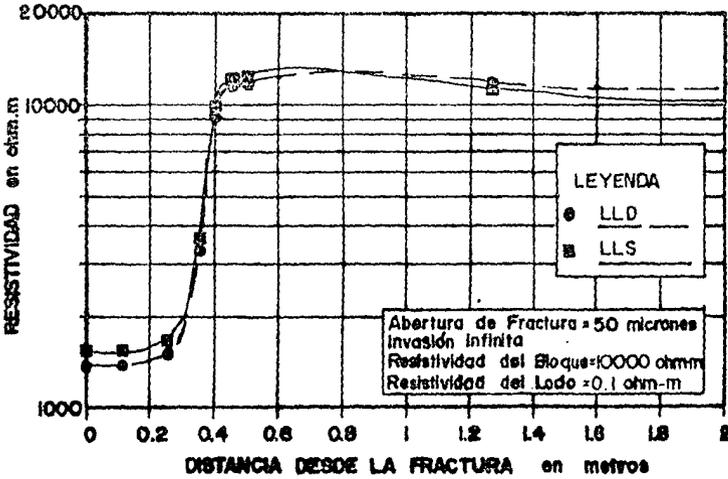


FIG. II.9 — Respuesta característica cercana a una fractura horizontal. (9)

do cuando el diámetro de invasión es mayor a 300 pulgadas (7.62 mts.) para formaciones con hidrocarburos, la apreciación es menor cuando las fracturas contienen agua, esto es extrapolado de la misma figura II.10. Como se ve en esta misma figura, para invasiones mayores a 100 pulgadas la separación del Laterolog se invierte.

La figura II.11 contiene los mismos datos que la figura II.8, en este caso se ilustra en el eje "Y" la resistividad en vez de conductividad, se enfatiza la no linealidad en fracturas pequeñas, como se puede observar de 0.5 a 10 micrones, pero se comporta aproximadamente lineal de 10 a 200 micrones. Siendo más lineal entre mayor es el tamaño de la abertura.

Cuando las fracturas son pequeñas R_{LLd} y R_{LLs} se acercan al valor de R_b y para fracturas grandes ($\epsilon_{cm} > 100 \mu m$ a m) la ecuación II.3 es una buena aproximación.

2.7) EXTENSION A MALLAS DE FRACTURAS.

Las ecuaciones II.2 y II.3 corresponden a casos sencillos pero sugieren su aplicación a bloques con resistividades diferentes y puedan ser ratificadas. Se mencionó antes que 2-fracturas verticales de abertura ϵ generan la misma respuesta que una de abertura ϵ , similarmente 2 fracturas horizontales separadas 0.4 metros entre ellas son equivalentes a una fractura del doble de abertura, con la excepción de que la anomalía en los registros cubra un intervalo mayor a 0.8 me -

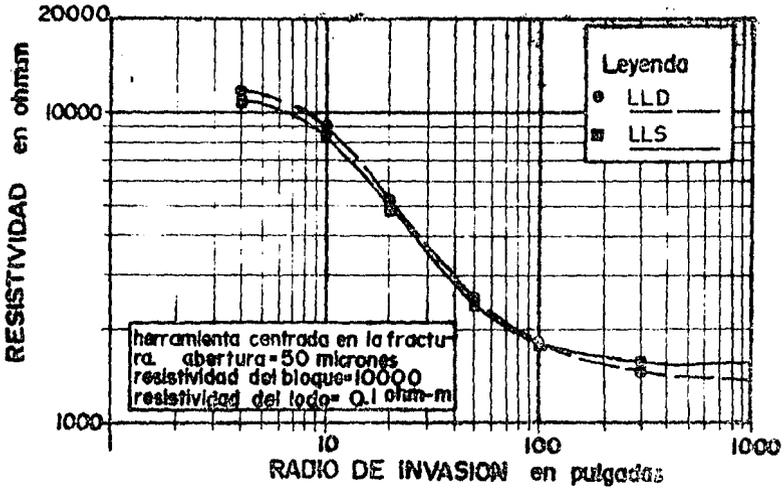


FIG.II.10 — Efecto de la invasión en fracturas horizontales. (9)

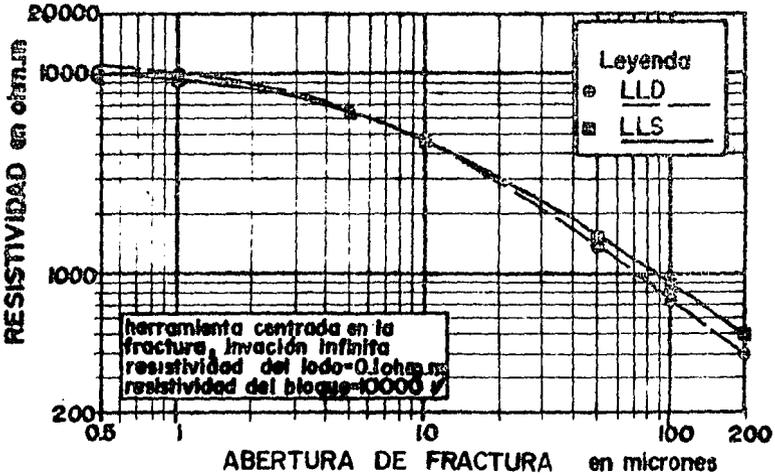


FIG.II.11 — Separación de la Resistividad en fracturas horizontales. (9)

tros. Cuando las fracturas esten separadas más de 0.4 metros- cada evento será distinto.

Si intersectamos fracturas horizontales y verticales- el sistema se comporta como si fracturas verticales y horizon- tales estuvieran superpuestas, esto se asemeja mucho a la rea- lidad. Para completar el modelo se representa en la figura -- II.12 una fractura considerada cilíndrica y paralela al eje - del pozo, esto con el objeto de entender mallas de fracturas- donde la componente vertical no corta al pozo. Como puede - - apreciarse el Lld prácticamente no se afecta por la presencia de tales fracturas, pero no así el LLs, sobre todo cuando las fracturas estan suficientemente cerca del pozo, menor de 2 -- metros.

Estos modelos de mallas suponen fracturas llenas con- fluido conductor y como para evaluar yacimientos fracturados- se buscan fracturas abiertas esta suposición es válida.

Las fracturas de interés tienden a estar invadidas -- por lodo lavando o desplazando los fluidos de la formación y- en este proceso destruyendo las posibilidades de determinar- si originalmente contenía agua o hidrocarburos.

Cuando la invasión es limitada las figuras II.6 y II. 7 pueden usarse para detectar esta condición, en general Lld- sería menos afectada, por la presencia de fracturas, en compa- ración con LLs y consecuentemente la separación de las curvas aumentará. Cuando la separación de las curvas cambia, es de - cir en casos en que $LLs > Lld$ se pueden tener estimaciones- mayores de R_b y ϵ , esta condición puede apreciarse fácilmen

te.

2.8) REEXAMINACION EN FRACTURAS VERTICALES Y HORIZONTALES.

2.8.1) FRACTURAS VERTICALES.

Si se representa nuevamente la figura II.4 en una escala logarítmica obtenemos la gráfica de la figura II.13. De esta forma podemos apreciar para aberturas de fracturas grandes que ΔC varía linealmente, y para fracturas pequeñas ΔC se desvía de la línea. Suponiendo que no haya fractura y que la lectura del registro sea: $LLd = 11626 \text{ } \Omega\text{-m}$ y $LLs = 10715 \text{ } \Omega\text{-m}$ enfrente de una formación de $10.000 \text{ } \Omega\text{-m}$, esto pudiera interpretarse como la presencia de fracturas, en realidad estas pequeñas separaciones, en términos de conductividad, se deben a efectos del pozo y pueden ser fácilmente corregidas con las curvas apropiadas, Prácticamente es necesario hacer una corrección por pozo cuando las fracturas no caen en la región de la curva.

Refiriendonos nuevamente a la curva II.11 se observa la misma conducta enfrente de fracturas horizontales, es decir, se puede ver claramente el comportamiento desviado y el comportamiento lineal. Al corregir por efecto de pozo se puede reajustar la separación positiva entre las curvas. Cuando no hay invasión en los bloques del yacimiento la separación sería negativa ($LLs > LLd$), para todas las aberturas de frac-

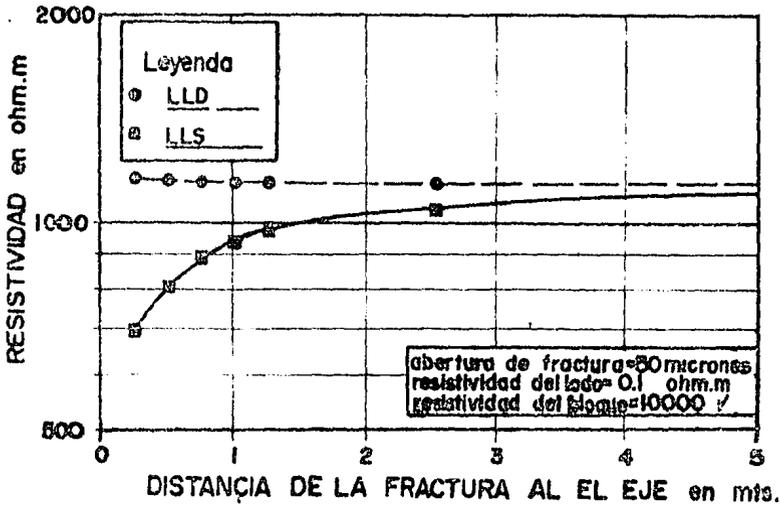


FIG.II.12 — Fractura cilíndrica paralela al eje del pozo, respuesta característica. (la fractura no intersecta el pozo).⁽⁹⁾

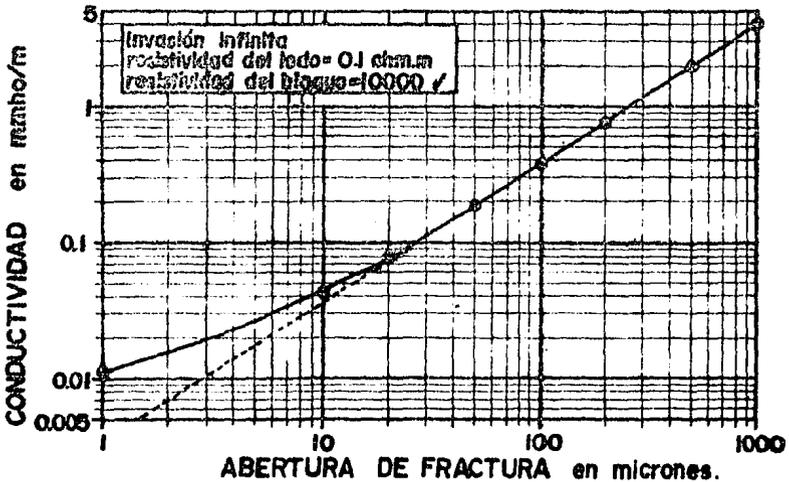


FIG.II.13 — Compartimiento anormal de la conductividad en fracturas verticales por efecto de pozo.⁽⁹⁾

tura.

Resumiendo los resultados del modelo se tiene que:

$\Delta C \propto \mathcal{E}$, donde C_b y C_m son constantes.

$\Delta C \propto C_m$, donde C_b y \mathcal{E} son constantes.

Si C_m y C_b se multiplican por un factor β y \mathcal{E} permanece constante entonces CLL_d y CLL_d y CLL_s se incrementan en el mismo factor β . (Para aquellas ecuaciones de la saturación de uso familiar esto no es sorprendente, el Laterólogo ve los dos sistemas de poros; bloques de matriz y fracturas al mismo tiempo).

Estas conclusiones permitieron elaborar una gráfica como la que se muestra en la figura II.14, la relación es entre los valores del Laterolog y el producto $\mathcal{E} * C_m$ para un valor constante de $R_b = 10,000 \Omega\text{-m}$. La forma de las curvas se mantiene constante y se puede presentar las curvas a lo largo de líneas donde la cantidad $\mathcal{E} C_m / C_b$ es mantenida constante.

Otros dos miembros de esta familia de curvas se muestran en la figura II.15, una con un valor para $R_b = 100,000 \Omega\text{-m}$ la otra con $R_b = 1000 \Omega\text{-m}$. La variedad de esta contracción fué examinada através de modelos adicionales y se encontró que su rango de precisión es entre $R_b = 500 \Omega\text{-m}$ a $40,000 \Omega\text{-m}$.

Las figuras II.16 y II.17 se elaboraron con el fin de usarse directamente en los registros al momento de ser tomados en el campo, estas se superponen de la siguiente manera:

Deslizar la figura II.16 sobre el registro hasta que-

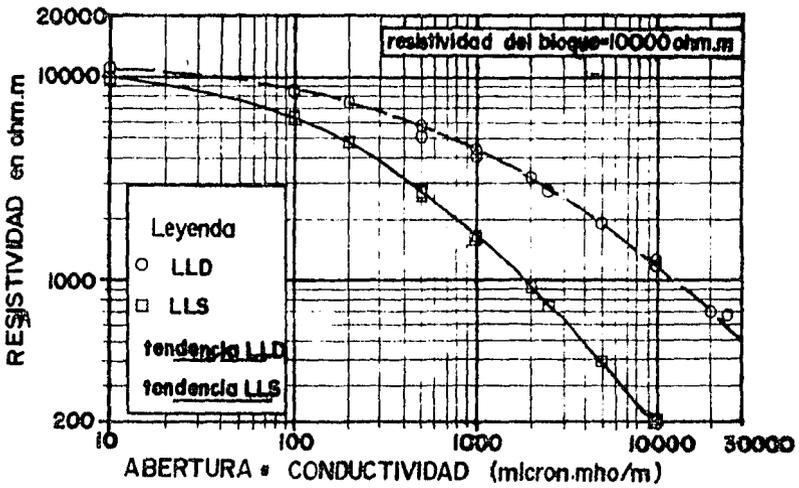


FIG.II.14 — Relación entre la resistividad y ϵ Cm en fracturas verticales. (9)

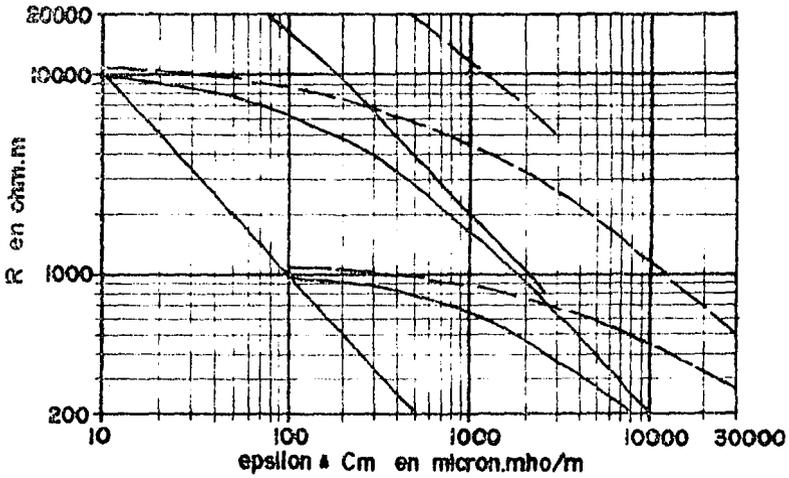


FIG.II.15 — Relación entre la resistividad y ϵ Cm para diferentes valores de R_b . (9)

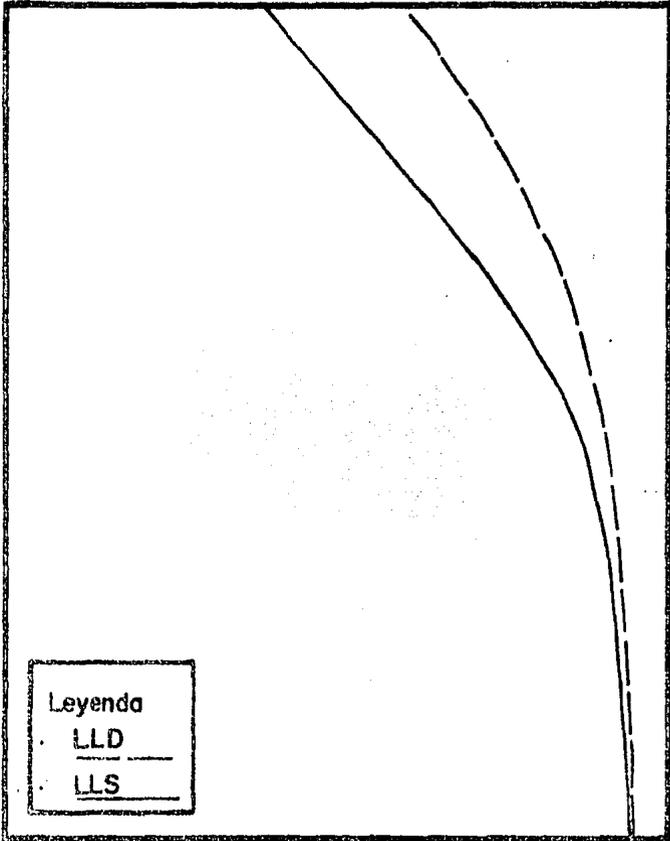


FIG.II.16— *Sección movable para interpretación rápida en fracturas verticales. (9)*

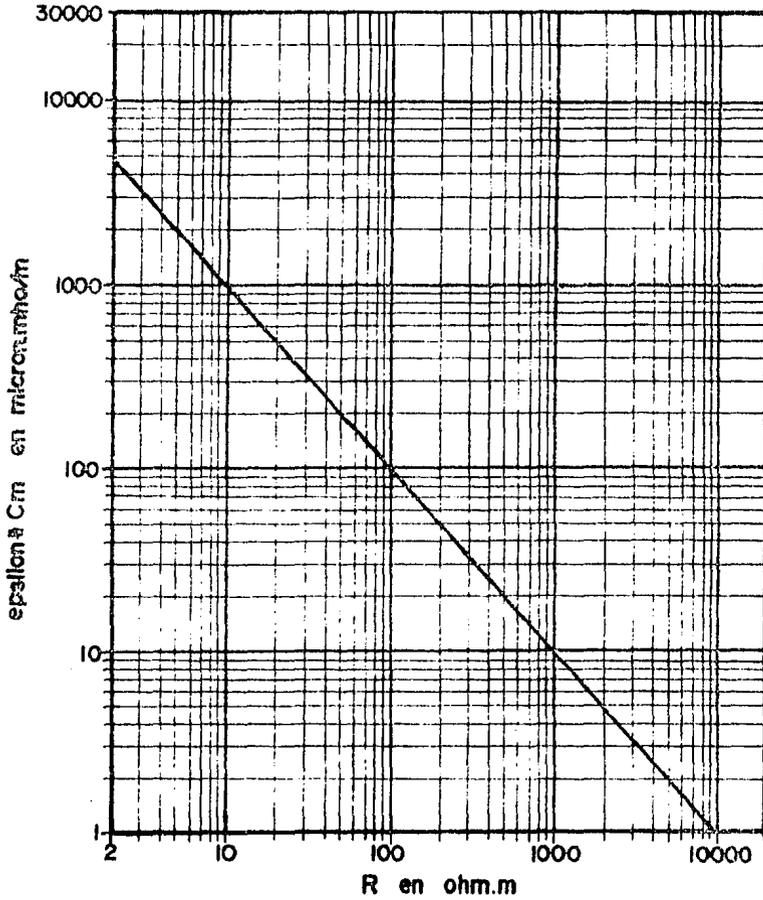


FIG.II. 17 — Gráfica para interpretación rápida en fracturas verticales. (9)

la separación entre LLd y LLs coincide con la de la gráfica - manteniendo paralelos los ejes con las líneas del registro, - profundidad y escala de resistividad. Deslizar la figura II.- 17 haciendo coincidir la línea diagonal con el punto de convergencia y la escala de Resistividad del registro. R_b puede -- leerse entonces a partir de la línea diagonal en el eje de - las ordenadas y ξ_{cm} en el eje de las abscisas a la profun- didad de las separaciones de las curvas.

Este método aunque es rápido, supone una invasión - profunda, si esta no se cumple la estimación de R_b será muy alta. Comparando con las resistividades de rocas cercanas es prácticamente inmediato detectar invasiones poco profundas.

2.8.2) FRACTURAS HORIZONTALES.

Usando un procedimiento similar al discutido antes se puede construir una curva de análisis rápido para fracturas -- horizontales, como es la figura II.18.

En esencia se supuso que para una geometría de poro - constante ($\epsilon = CTE$), multiplicar C_m y C_b por β , resulta - un incremento en $CLLs$ y $CLLd$ por el mismo factor β . A partir de la curva original $R_b = 10,000 \Omega\text{-m}$ fueron elaboradas curvas de $R_b = 1000; 2000; 5000; 20,000$ y $50,000 \Omega\text{-m}$. Valores intermedios pueden ser interpolados. Las formas de las curvas puede ser fácilmente seguidas.

Cuando ξ es pequeña $CLLd \approx CLLs \approx C_b$.

(La fractura es insignificante).

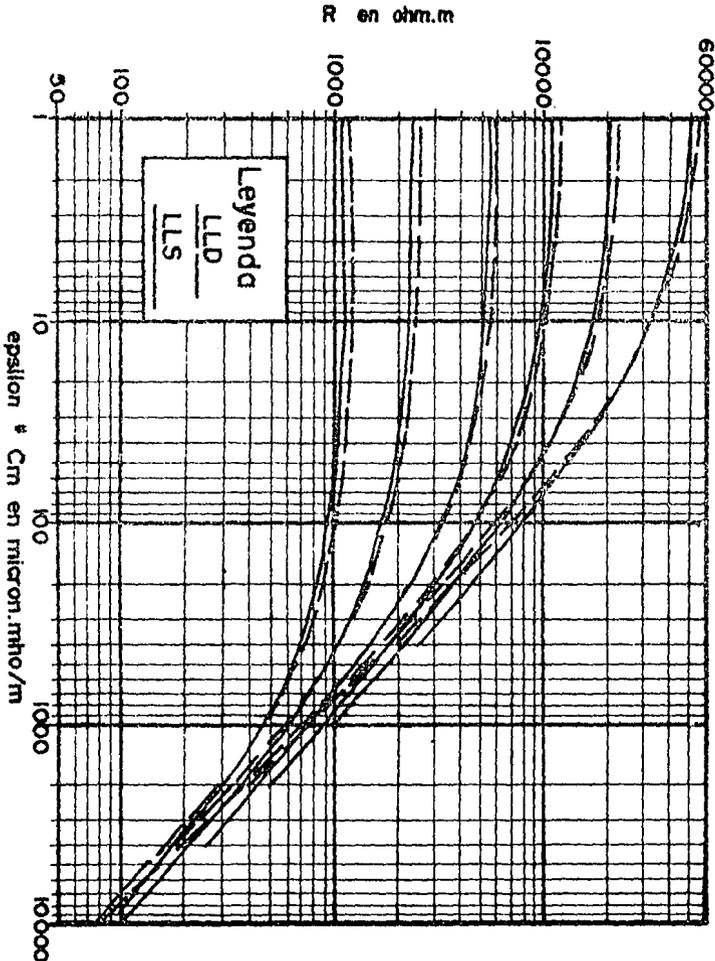


FIG. II. 18— Gráfica para obtener rápidamente la abertura de fractura con R_b , LLd y LLs en fracturas horizontales. ⁽⁹⁾

Cuando ϵ es grande $CLLd \approx CLLs \propto \epsilon$ Cm.

(La fractura es dominante).

La constante de proporcionalidad tiene dimensiones de longitud y debe estar cerca de 0.8 metros (Ec. 2.3). La validez de las curvas construidas fueron verificadas por otros modelos no incluidos.

Se puede ver en la figura II.18 que a medida que la resistividad del bloque es reducida el contraste entre fractura y bloque es menor. Los límites para aberturas de fracturas para un dado contraste R_b / R_m puede también derivarse de estas curvas.

2.9) POROSIDAD DE LAS FRACTURAS A PARTIR DE LAS LECTURAS DEL DLL.

Considerando un elemento de formación compacta y fracturada como el presentado en la figura II.19, la solidez de la matriz esta separada por las fracturas y fisuras del bloque. Durante la perforación, el lodo se infiltra rápidamente hasta cierta profundidad, mientras que los bloques de matriz quedan prácticamente libres de invasión. Se puede considerar a cierta distancia del agujero, que el fluido que rellena la fractura es el fluido original, con una saturación de agua S_{wFR} y una resistividad igual a R_w . En cambio, a poca distancia del agujero, la fractura está invadida por el filtrado de resistividad R_{mf} y saturación S_{xoFR} .

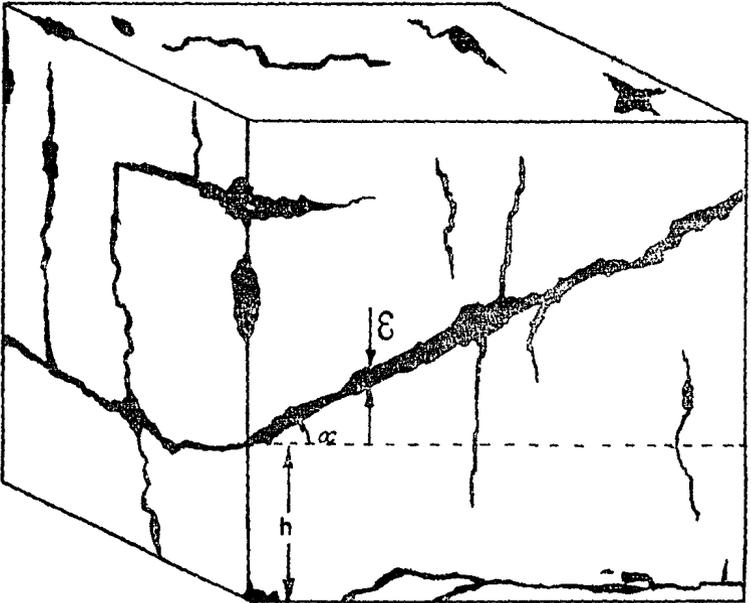


FIG. II.19 — ESQUEMA DE UN BLOQUE DE ROCA FRACTURADA. (9)

Siguiendo este modelo ⁽⁷⁾ la conductividad eléctrica-medida por el Doble Laterolog puede considerarse como la suma de las conductividades de los dos sistemas de porosidad, o sea:

$$C_{total} = C_{matríz} + C_{fractura}.$$

La curva LLd al ser una medición de investigación profunda, lee valores de conductividad mayores o iguales a la siguiente expresión.

$$CLLd \geq \frac{\phi_M^m * S_{wM}}{R_w} + \frac{\phi_{FR}^{n_{FR}} * S_{wFR}^{n_{FR}}}{R_w} \dots (11.4)$$

Donde:

ϕ_M = Porosidad de la matríz;

ϕ_{FR} = Porosidad del sistema de fracturas;

m = Factor de cementación de la matríz;

m_{FR} = Factor de cementación del sistema de fracturas;

S_{wM} = Saturación de agua de la matríz;

n = Exponente de saturación de la matríz;

n_{FR} = Exponente de saturación de las fracturas;

El signo mayor o igual se establece a partir de que - la resistividad del fluido contenido en las fracturas a las - profundidades de investigación usuales es mayor o igual a R_w- (Asumiendo que R_{mf} > R_w).

De la misma manera, para la curva de investigación somera, se puede expresar:

$$CLLs = \frac{\phi_M^m}{R_w} * \frac{m_{FR}}{S_{WM}} + \frac{\phi_{FR}^{m_{FR}}}{R_{mf}} * \frac{r_{FR}}{S_{XOFR}^{FR}} \dots \quad (II.5)$$

Considerando que la resistividad del fluido en la --
fractura a esta profundidad de investigación es inferior o --
igual a R_{mf} .

haciendo la diferencia:

$$CLLs - CLLd = \phi_{FR}^{m_{FR}} \left[\frac{n_{FR}}{S_{XOFR}^{FR}} - \frac{n_{FR}}{S_{WM}^{FR}} \right] \dots \quad II.6)$$

donde:

CLLs (mmhos)

CLLd (mmhos)

Simplificando para obtener ϕ_{FR} . El término S_{WM}^{FR} se --
consideró nulo en formaciones con contenido de hidrocarburos,
 S_{XOFR} se considera igual a 1 , si la invasión es eficiente.

Como se recomienda el factor de cementación m puede --
tomarse como 1.5, finalmente la expresión queda:

$$\phi_{FR} \geq \left[R_{mf} (CLLs - CLLd) \right]^{\frac{1}{1.5}} \dots \quad (II.7)$$

Calculada mediante esta relación, la porosidad de --
fracturas aparece entonces como un límite inferior de la poro-
sidad real del sistema de fracturas. La figura II.20 muestra-
el valor de la porosidad de fractura obtenida con este método.

2.10) CALCULO DE LA PERMEABILIDAD DE FRACTURA A PARTIR DE LAS DIMENSIONES DE LA ABERTURA.

Si vemos nuevamente la figura II.19, en la cual se muestra un bloque de roca fracturada sin dimensiones específicas, podemos pensar que estas son variables y como se ha mencionado pueden llegar a alcanzar cientos de metros. Idealizando una fractura "perfecta", es decir, una sección abierta con paredes lisas y geometría bien definida como la que se muestra en la figura II.21, a partir de esta figura el flujo a través de la fractura se puede representar por: (10).

$$q = \frac{W^2}{12} \frac{A}{\mu L} (P_1 - P_2) \dots\dots (II.8)$$

En la que q (cm^3/seg), W (cm), A (cm^2),
 $(P_1 - P_2)$ (dinas/cm^2), L (cm), μ (poises)

En realidad la ecuación II.8 se deduce de la ecuación de Darcy para flujo lineal (10) de líquido en capas permeables:

$$q = \frac{9.86 \times 10^{-9}}{\mu L} KA (P_1 - P_2) \dots\dots (II.9)$$

Cuyas unidades son q (cm^3/seg); μ (poises) L (cm),
 $(P_1 - P_2)$ (dinas/cm^2); K (Darcy) y A (cm^2)

Se presupone entonces que en ningún momento las condiciones de flujo que existen en una fractura como las que se muestran en la figura II.19. sean las mismas a las que pueden existir en una fractura ideal, además debemos tener presente-

las condiciones que implica el uso de la ecuación de Darcy.

Siendo, $W = \xi$ el ancho de la fractura; L la profundidad y N la altura. El área de escurrimiento esta dada por la expresión.

$$A = \xi N \quad \dots\dots (II.10)$$

En yacimientos naturalmente fracturados el dato de ξ normalmente se desconoce, cabe aquí entonces su aplicación, - al conocer este valor a partir del método visto antes.

Sustituyendo ξ por W en la ecuación: II.8 e igualando con la II.9

$$q = \frac{9.86 \times 10^{-9} K A (P_1 - P_2)}{4 L} = \frac{2 A (P_1 - P_2)}{12 4 L}$$

Reduciendo términos semejantes.

$$\begin{aligned} \xi^2 &= 12 * (9.86 \times 10^{-9}) K \\ K &= 8.45 \cdot 165 \times 10^6 \xi^2 \quad \dots\dots\dots (II.11) \end{aligned}$$

Por tanto puede decirse que las unidades de permeabilidad significan también unidades de área de flujo en Cm^2 .

La ecuación (II.11) puede escribirse de la siguiente forma cuando las unidades del ancho de la fractura sean pulgadas.

$$K = 54.5 \times 10^6 W^2 \quad \dots\dots (II.12)$$

Las ecuaciones (II.11) y (II.12) indican que la permeabilidad depende exclusivamente del ancho de la fractura y -

que será de 54.5 Darcy=54 500 md cuando la abertura sea apenas de un milésimo de pulgada.

Si se escribe la ecuación (II.8) en unidades prácticas se tiene:

$$q = \frac{184.843 \times 10^6 (\mathcal{E}^2 A \Delta P)}{\mu L} \dots\dots (II.13)$$

En la que q (bl/día) , \mathcal{E} (pulg) , A (pg²) ΔP (lb/pg²)
 μ (CP) y L (pies).

Para ejemplificar el uso de las expresiones anteriores consideremos que existe en un pozo una fractura vertical de $\mathcal{E} = 0.01$ plg y $N = 10$ pies; el área de flujo será:

$$A = \mathcal{E} N = (0.01/12) \text{pie} \times 10 \text{pie} = 8.3333 \times 10^{-3} \text{ (pie}^2\text{)}$$

Además se tienen los siguientes datos:

$$P = 113.76 \text{ (lb/pg}^2\text{)}$$

$$L = 10 \text{ (pies)}$$

$$\mu = 2 \text{ (cp)}$$

De las ecuaciones (II.13) y (II.12) obtenemos el gasto y la permeabilidad respectivamente.

$$q = 184.843 \times 10^6 \left[\frac{(0.01)^2 * 8.3333 \times 10^{-3} \times 113.76}{2 \times 10} \right]$$

$$q = 876 \text{ (bl / día)}$$

$$K = 54.5 \times 10^6 \mathcal{E}^2 = 54.5 \times 10^6 \times (0.01)^2$$

$$K = 5450 \text{ DARCYs}$$

Los cálculos presentados son indicativos propiamente-- de la capacidad de flujo en una fractura vertical dadas sus di mensiones y sus características de permeabilidad. Sin embargo-- este flujo tiene la limitación importante de que la formación-- pueda aportar hacia la fractura el mismo volumen de fluido pa-- ra que exista el equilibrio dinámico, ya que el flujo total a-- través de una fractura es la suma de los flujos aportados -- hacia ella por la formación en todos sus puntos de contacto. -- Además de las limitaciones normales de considerar ideal a la -- fractura. (10).

C A P I T U L O I I I

VISION GENERAL DE LOS CAMPOS PRODUCTORES DE
LA ZONA MARINA QUE SE ESTUDIAN EN LOS EJEMPLOS

3.1) PARTICULARIDADES DE LA ZONA.

Se presenta un panorama de como están constituidos los campos productores de la Zona Marina de Campeche.

La Sonda de Campeche, se encuentra localizada en la -- porción occidental de la península de Yucatán, en la Plataforma continental del Golfo de México, frente a los estados de -- Campeche y Tabasco.

Geológicamente se ubica entre la plataforma de Yucatán, la cuenca de Comalcalco y el macizo de Chiapas, con un área - de 15000 Km² aproximadamente.

Los alineamientos estructurales estan orientados en -- dirección NW - SE, y algunas se ellas en dirección aproximadamente Norte - Sur, las cuales estan afectadas por fallas normales e inversas. (11)

El descubrimiento del área se debe al pozo Chac No. 1, que inicio a perforar en 1974 y se terminó en julio de 1976 como productor de aceite y gas en el intervalo 3545-3567. mts. perteneciente al Paleoceno Inferior y constituido litológicamente - por una Brecha calcárea, sin embargo cabe hacer notar que en - este mismo pozo se cortó una sección correspondiente al Jurásico Oxfordiano con impregnación de aceite ligero, la profundi -

dad alcanzada por el pozo fué de 4944 m.

La sedimentación y deformación del área marina de la Sonda de Campeche están fuertemente influenciadas por las unidades tectónicas:

- Plataforma de Yucatán, la cual contiene rocas calcáreas pertenecientes a las áreas mesozoica y terciaria, prácticamente sin deformación, por constituir un elemento estable.
- Cuenca de Macuspana, la cual es considerada como una fosa tectónica con activa subsidencia miocénica seguida de movimientos de deformación.
- Pilar tectónico Reforma -Akai, en el cual se tiene estructuras con fallas normales, inversas, plegamientos y discordancias. La tendencia estructural es NW - SE, siendo similar a los alineamientos que presenta la sierra de Chiapas.

El origen de la deformación está íntimamente relacionada con los eventos tectónicos, en los cuales las acciones de fuerzas de compresión y tensión son las que determinan el carácter de las estructuras.

La columna sedimentaria atravesada en los pozos del área marina va del Jurásico al Terciario, con espesores de más de 6000 m en algunos casos.

Los ambientes de depósito varían de plataforma a cuenca. Durante el Jurásico Kimmeridgiense se depositó una sección de carbonatos con alternancias de terrígenos finos de ambiente somero que propician condiciones favorables para generar la micro

y macrodolomías que se tienen en esta secuencia sedimentaria.

En el Jurásico Tithoniano, se cambian las condiciones de sedimentación en la Sonda de Campeche, como resultado de la transgresión, los ambientes someros del kimmeridgiano cambian a ambientes más profundos depositándose arcillas y carbonatos con alto contenido de materia orgánica.

Los efectos orogénicos laramídicos originan cambios notables y se inicia así un gran depósito de terrígenos desde el Paleoceno hasta el Reciente, en la Sonda de Campeche, las condiciones sedimentológicas del Cretácico continúan hasta la base del Paleoceno donde se identifican Brechas con fragmentos de rocas cretácicas y del mismo Paleoceno.

Las rocas almacenadoras de hidrocarburos en la Sonda de Campeche lo constituyen las calizas dolomitizadas del Cretácico superior medio e inferior y la Brecha calcárea dolomitizada perteneciente a la base del Paleoceno Inferior.

Con respecto a las rocas generadoras de hidrocarburos y de acuerdo con estudios geoquímicos efectuados en afloramientos, en núcleos y muestras de aceite se determinó que las rocas Jurásicas del Tithoniano principalmente, se constituyen en las rocas generadoras de hidrocarburos.

El sello común de los yacimientos de la Sonda de Campeche lo constituyen sin lugar a dudas las rocas del Terciario.

Existen en el Mesozoico "cuellos arcillosos" como los del Cretácico Superior, Medio e Inferior los cuales no funcionan como sello, estando ampliamente comprobado con pruebas de presión tomadas sistemáticamente en los diferentes campos del-

área marina.

A la fecha (febrero de 1985) se tienen en desarrollo - ocho campos que son: Cantarrell y Ku cuya producción promedio es de 1'178'626 Bls - correspondiendo al tipo de acéite "maya" (pesado) 22 a 24° API, Abkatun, Pol, Chuc, Ixtoc, Caan cuya -- producción promedio es de 600,000 bls por día y corresponde - al tipo de aceite "Istmo" (ligero) 28° a 32° API dando un total de 1'778'626 bls por día. (11)

3.2) LITOLOGIA GENERAL DEL AREA.

* JURASICO SUPERIOR KIMMERIDGIANO.

Los sedimentos del kinmeridgiano, únicamente se ha --- cortado en los pozos Abkatun 5,21 y 77 Caan 1, Batab 1-A, KU-407, Cantarell 2239 e Ixtoc 18, representados en la porción - inferior por Limolitas y Lutitas con esporadicas intercala - ciones de caliza, propias de un ambiente de aguas de escasa - profundidad, y en la parte superior se caracteriza por una se - cuencia de dolomías, limolitas rojas y lutitas bentoníticas co rrespondientes a facies de plataforma en aguas someras o lagu - neras.

* JURASICO SUPERIOR TITHONIANO.

Los sedimentos del Tithoniano están representados en - el área por calizas arcillosas de color oscuro y lutitas, depo - sitadas en un ambiente de mar abierto. De acuerdo con sus ca -

racterísticas se concideran como rocas generadoras-receptoras-de hidrocarburos presentes en el área marina de Campeche, obteniéndose aceite a baja presión en el pozo Cantarell 219 y manifestación sin prueba concluyente en el Pol 79.

* CRETACICO INFERIOR.

Corresponde a una caliza dolomitizada depositada en un ambiente de mar abierto, a pesar de la dolomitización se lograron identificar algunos microfósiles pertenecientes a esta edad.

* CRETACICO SUPERIOR MEDIO.

Sobre los sedimentos del Cretácico Inferior, descansa un cuerpo de rocas carbonatadas depositadas en un ambiente de mar abierto.

La porción superior se ha identificado como del Cretácico Superior de acuerdo con los microfósiles plantónicos encontrados y está constituido por calizas dolomitizadas que abarca hasta la porción occidental de la estructura y por calizas en algunas áreas.

Por el contrario la estratigrafía del Cretacico Medio, es poco clara debido al fenómeno de la dolomitización sin embargo en el área de Abkatun se han identificado sedimentos de esta edad con formas plantónicas en las calizas no dolomitizadas y en el pedernal.

* PALEOCENO INFERIOR.

Sobre las rocas carbonatadas del Mesozoico descansan discordantemente las primeras rocas del Terciario, representadas por una brecha constituida en su mayor parte por fragmentos de caliza dolomitizada procedentes de depósitos durante el paleoceno temprano en agua de escasa profundidad y en menor porcentaje fragmentos de calizas de plataforma del cretácico Medio y Superior.

Estos elementos fueron acarreados hasta zonas de aguas profundas donde se depositaron junto con las arcillas bentónicas que contienen microfósiles plantónicos pertenecientes al Paleoceno Inferior.

Este cuerpo que se descubrió por vez primera como receptáculo de hidrocarburos en el pozo Chac 1, es de amplitud regional y cuyo espesor varía de 100m. hasta 325 m. (campo kuy Cantarell).

Por otra parte la porosidad y permeabilidad que tiene este cuerpo calcáreo es excelente, destacándose su alta productividad hasta de 27,000 bls/día/pozo, con lo cual se constituye en el primer yacimiento importante del terciario en México.

* PALEOCENO SUPERIOR.

Esta representado por sedimentos terrígenos, lutitas con intercalaciones de caliza.

* EOCENO SUPERIOR, MEDIO E INFERIOR.

Sobre las rocas del paleoceno descansa un cuerpo de -- sedimentos terrígenos, lutitas, de ambiente batial, registrando durante el Eoceno Medio e Inferior depósitos irregulares.

El resto de la columna terciaria esta representada por sedimentos terrígenos, lutitas y arenas de ambiente batial y -- finaliza la historia sedimentaria con terrígenos, lutitas y -- arenas del Plioceno al Reciente, depositados en mar abierto de poca profundidad y que no muestran efectos de tectónismo, sin embargo existen áreas con manifestaciones de gas, tal como se comprobó en los pozos Abkatun 15, Pol 1, Pol 93, faltando de -- comprobar potencialidad productora de estas areas.

3.3) UBICACION Y PARTICULARIDADES DEL CAMPO ABKATUN..

La estructura geológica Abkatun tiene una geometría -- alargada en dirección Noreste-Sureste cuyo limite al norte lo constituye una falla del tipo inverso que corre en la misma dirección que la orientación de la estructura, el límite al Sur lo define el contacto agua- aceite detectado a 3750m.

La estructura la constituyen dos altos estructurales -- de diferentes dimensiones, uno ubicado en la porción Noreste, -- probado con la perforación del pozo kaanab No. 1 A y actualmen -- te en explotación con la plataforma fija Abkatun "H", se tie -- ne como característica principal una brecha del Paleoceno Infe -- rior totalmente calcárea con un espesor promedio de 70m. En la -- porción Sureste se ubica el otro alto estructural, que es el --

de mayor dimensión, probándose con la perforación del pozo - - Abkatun 1A, y actualmente en explotación con las plataformas-fijas Abkatun "C", "O", "E", "G", "I" Y "J" en esta porción -- del campo la Brecha Paleoceno Inferior se caracteriza por estar dolomitizada en algunos pozos y calcárea en otros, mismo fenómeno que se presenta en las formaciones de Cretácico Superior, medio Inferior y que forman parte del yacimiento de este campo. (11).

Los pozos en los que se ha atravesado el Jurásico Superior Tithoniano, son el 5, 21 y 77, efectuándose una prueba- es este último en agujero abierto 3687-3741m. sin obtener resultados positivos y en el Jurásico Superior kimmeridgiano los pozos Abkatun 5 y 21 probándose este último en el intervalo -- 4028-4065m. sin resultados positivos (no manifestó).

3.4.) DATOS Y CARACTERISTICAS DEL CAMPO ABKATUN.

Formaciones Productoras:	BRECHA PALEOCENO	CRETACICO :
Porosidad media:	7%	5%
Permeabilidad media:	5000.0 m.d.	50 m.d.
Profundidad cima de yacimiento:	3060-3600 m b n m.	
Area total Aproximada:	151.7 Km ²	
Contacto agua-aceite:	3750 m.b.n.m	
Salinidad de agua promedio:	120,000 ppm.	
Presión de saturación:	178 Kg/cm. ²	
Presión original del campo:	370 Kg/cm ² (N. Ref. 3350m.)	
Presión actual del campo:	284 Kg/cm ² (N, Ref. 3350 m.)	

Profundidad óptima de explotación:	Cretacico (Dolomitizado)
Producción acumulativa de aceite:	79 214 833 M ³
Producción acumulativa de gas:	10 125 615.X10 ² M ³
Producción Promedio por pozo:	2181 m ³ /día (13717 Bls/día)
Presión promedio en T.P:	30-35 Kg/cm ² (3/4" 2 ramas)
Relación gas aceite:	148 m ³ / m ³
Densidad del aceite (20/4°):	0.8899 g/cc; 27°API
Plataforma de producción:	500.000 Bls/día
Total de pozos a perforar:	52
Pozos perforados:	30
Número de pozos por perforar:	22

CAMPO ABKATUN.

Pozo	20	74	212-A
Presión de saturación (Kg/cm ²)	174	179	219
Factor de volumen a Pb (m ³ /m ³)	1.535	1.601	1.53
R. G. A. (m ³ /m ³)	123	138	149
Densidad del aceite a Pb y Ty	0.666	0.687	0.678
Densidad del aceite a Pa y 20°C	0.8918	0.894	0.884
Licuales (Bl/MMPC) C ₃ +	120	157	53.6
CO ₂ (% MOL)	3.23	3.23	3.0
H ₂ S (%MOL)	1.22	1.46	0.82

Abkatun 20 de la Plataforma "E"

Abkatun 74 de la Plataforma "O"

Abkatun 212-A de la Plataforma "H"

3.5) UBICACION Y PARTICULARIDADES DEL CAMPO POL-BATAB.

La estructura geológica Pol-Batab, tiene una geometría alargada en dirección Noroeste-Sureste cuyo límite al Norte lo constituye una falla del tipo inverso que corre en la misma dirección de la orientación de estructura, es decir de Noroeste-Sureste.

La estructura esta constituida por dos altos estructurales, uno al Noroeste que corresponde al área Batab, cuyo único pozo perforado, el Batab 1-A es el primero en la Zona Marina en obtener producción comercial de hidrocarburos en la formación Jurásico Superior Kimmeridgiano en el intervalo 4615 - 4658 m.

Con respecto a la Brecha del Paleoceno Inferior, por correlación de registros geofísicos, se observan las mismas características que en los pozos de la plataforma Pol "D" del campo Pol, tanto en espesores como en porosidades y resistividades.

El otro alto estructural ubicado al Sureste de la estructura, descubierto con la perforación del pozo exploratorio Pol No. 1 y actualmente en explotación con las plataformas fijas Pol "A", Pol "D", y los pozos perforados por el tetrapodo "B".

El yacimiento lo constituye la Brecha del Paleoceno Inferior, la cual se caracteriza por estar constituida por un Mudstone no dolomitizado y las formaciones del Mesozoico, Cretácico Superior y Cretácico Medio.

Con respecto al Cretácico Inferior este se probó en agujero abierto 3896 - 4055 m. en el pozo Pol 79 (Pol "A"), - dándose como productor de aceite. Sin embargo en el pozo Pol 158 de la misma plataforma se probó en agujero abierto 3976--4159 m. obteniendo flujo intermitente de agua de 125000 ppm y en el pozo Pol 283 (Pol "D"), se probaron simultaneamente los intervalos 3959 - 3988 y 4027 - 4056 m. ambos del Cretácico - Inferior obteniéndose con muestrero, agua de 79000 ppm, estas últimas pruebas hacen dudar la veracidad de la prueba - - efectuada en el pozo Pol No. 79.

Los pozos que han atravesado sedimentos pertenecientes al Jurásico Superior Tithoniano, el cual esta constituido por arcilla, Lutita e intercalaciones de caliza son, el Pol - No. 79 en el cual se probó el intervalo 4403 - 4422 m. resultando productor de aceite y gas fluyendo con 14 Kg/cm², y el pozo Pol No. 99 en el que se probó en agujero abierto 4406 --4531 m. en el que fluyó intermitentemente aceite y agua salada de 200 000 ppm.

Con respecto al Jurásico Superior Kimmeridgiano es en el pozo Batab 1-A como se mencionó anteriormente el primero en el área marina donde se obtiene producción comercial de hidrocarburos.

Tomando como base los datos aportados durante la perforación y terminación del pozo Batab 1-A, tenemos:

Brecha del Paleoceno Inferior (36 803 789 m.)

Espesor 109 m.

Litológicamente está constituida por un Mudstone con-

pequeñas intercalaciones de Dolomita y por un Mudstone - Wackstone que gradúa a Packstone de Intraclastos y Bioclastos - blancos cremoso a blanco crema ligeramente bentonítico y esporádicos fragmentos de Dolomita microcristalina gris obscuro dura y compacta.

Del análisis cuantitativo de los registros geofísicos DLL/MSFL/RG y LDT/CNL se observan valores de porosidad del orden de 10% con resistividades entre 25 y 30 ohmm, dando por resultado saturaciones de agua de 28%; y correlaciona muy bien con el pozo Pol 91-B el cual fluye en esta formación.

El intervalo importante desde el punto de vista petrolero es de 4495 a 4695 m. ya que por análisis de los registros geofísicos se obtuvieron saturaciones de agua baja (18%) posteriormente en la etapa de terminación se disparó el intervalo 4615 - 4658 m. obteniendo producción de aceite y gas, se aforó el pozo obteniéndose los siguientes resultados:

1er. aforo:

Qo= 5718 Bls/día

Estrangulador = $\frac{1}{2}$ pg.

RGA= 152 m³/m³

GAS= 138235 m³/día

P.tp= 220 kg/cm²

P.cdo.= 287 kg/cm²

P.sep.= 22 kg/cm²

Temp.= 60°C

2o. aforo:

Qo= 1466 Bls/día

Estrangulador= $\frac{1}{2}$ pg.

RGA= 152 m³/m³

Gas= 35814 m³/dfa

P.tp= 284 kg/cm²

P.sep.= 5 kg/cm²

Temp.= 30° C

Lo más importante es que se logró obtener producción-comercial de hidrocarburos en formaciones pertenecientes al - Jurásico Superior Kimmeridgiano, muy por debajo de las obtenidas en la Brecha del Paleoceno, pero significativas en cuanto al descubrimiento de este cuerpo.

3.6) DATOS Y CARACTERISTICAS DEL CAMPO POL-BATAB.

FORMACIONES PRODUCTORAS:	BRECHA DE PALEOCENO:	CRETACICO:
POROSIDAD MEDIA:	12	3-7%
PERMEABILIDAD MEDIA:	2000 m.d.	50 m.d.
PROFUNDIDAD CIMA DE YACIMIENTO:	3600-3900 m.b.n.m.	
AREA TOTAL APROXIMADAMENTE:	43.6 kms ²	
CONTACTO AGUA-ACEITE:	- - -	
SALINIDAD DE AGUA PROMEDIO;	- - -	
PRESION DE SATURACION:	240 kg/cm ²	
PRESION ORIGINAL DEL CAMPO:	400 kg/cm ² (N. Ref.3750m).	
PRESION ACTUAL DEL CAMPO:	332 kg/cm ² (N. Ref.3750m.)	
PROFUNDIDAD OPTIMA DE EXPLO- TACION:	CRETACICO MEDIO	
PRODUCCION ACUMULATIVA DE ACEITE:	21 366 569 m ³	
PRODUCCION ACUMULATIVA DE GAS:	30 261 432 x 10 ² m ³	
PRODUCCION PROMEDIO POR POZO:	2453 m ³ /dfa (15 432 bls/dfa)	
PRESION PROMEDIO EN TP:	40-48 kg/cm ² (3½ 2 ramas)	
RELACION GAS-AGEITE:	168 m ³ /m ³	
DENSIDAD DEL ACEITE (20/4°)	0.8626 gr/cc, 32° API	
PLATAFORMA DE PRODUCCION:	125,000 bls/dfa	
TOTAL DE POZOS A PERFORAR:	17	
NUMERO DE POZOS POR PERFORAR	9	
POZOS PERFORADOS:	8	

CAMPO POL - BATAB

POZO	71	79*
PRESION DE SATURACION (kg/cm ²)	234	226
FACTOR DE VOLUMEN A Pb (m ³ /m ³)	1.8	1.838
RGA (m ³ /m ³)	208.8	199.98
DENSIDAD ACEITE A Pb y Ty	0.589	0.5931
DENSIDAD ACEITE A Pa y 20° C	0.856	0.8704
LICUABLES (BL/MMPC) C ₃ +	47.608	64.55
CO ₂ (% MOL)	2.56	4.3
H ₂ S (% MOL)	0.37	0.6

* Corresponde a muestra tomada del intervalo probado en Jurásico Superior Tithoniano.

C A P I T U L O I V

EJEMPLOS DE CAMPO

4.1) METODO DE ANALISIS.

El estudio de los registros de un pozo petrolero suele ser diferente dependiendo, por supuesto del tipo de registro y sus características particulares. En este caso se analizarán registros de resistividad, propiamente el DLL. El uso de un programa de cómputo sería deseable una vez que el método fuera totalmente aplicable, por tanto, para agilizar el manejo de información y normar un criterio se propone el siguiente método, el cual consta de 23 pasos. En este se marca la diferencia de calculos para casos de fracturas verticales y horizontales.

Dado que el método usa las ecuaciones propuestas en la sección 2 conviene elaborar un resumen de acuerdo a la secuencia en que serán usadas:

- Calculo de las conductividades del DLL.

$$CLLs = \frac{1000}{RLLs} \quad (\text{mmhos/m}) \quad \dots\dots(\text{IV.1})$$

$$CLLd = \frac{1000}{RLLd} \quad (\text{mmhos/m}) \quad \dots\dots(\text{IV.2})$$

- Incremento de conductividad

$$\Delta C = (CLLs - CLLd) \quad (\text{mmhos/m}) \quad \dots\dots(\text{II.1})$$

- Temperatura de formación. (ver apéndice)

$$\Delta P_f^T = [T_{Max} - T_{Sup}] \frac{P_f}{P_{Max}} + T_s \text{ (}^\circ\text{F)} \dots \text{(IV.3)}$$

- Resistividad del fluido a temperatura de formación (ver apéndice).

$$R_{m@Tf} = R_{m@tmax} \frac{T_{Max} + C}{T_f + C} \text{ (ohm-m)} \dots \text{(IV.4)}$$

donde $C = 6.77^\circ\text{F}$ ó $C = 215^\circ\text{C}$

- Calculo del factor. Z

$$Z = \frac{4 \times 10^{-4}}{R_{m@Tf}} \text{ (mmhos/m)} \dots \text{(IV.5)}$$

- Abertura de fractura

$$\epsilon_f = \frac{\Delta C}{Z} \text{ (}\mu\text{m)} \dots \text{(IV.6)}$$

- Porosidad de fractura.

$$\phi_{FR} \geq (\Delta C * R_m)^{1.5} \dots \text{(II.7)}$$

- Permeabilidad de fractura.

Para el uso directo de una ecuación similar a la (II.2) con las unidades manejadas de ϵ , podemos cambiar la constante de la siguiente forma:

de la ecuación II.12

$$K = 54.5 \times 10^6 W^2 \text{ (II.12)}$$

donde:

K = Permeabilidad en (Darcies)

W = Abertura de fractura en (pg)

haciendo $w = \mathcal{E}$; y transformando

$$\mathcal{E}^2 (\text{plg})^2 = \mathcal{E}_1^2 (\mu\text{m})^2 \frac{1}{(125400\mu\text{m})^2}$$

eliminando:

$$\mathcal{E}^2 = 1.55 \times 10^{-9} \mathcal{E}_1^2$$

Sustituyendo el valor de \mathcal{E}^2 en la ecuación(II.12)

y dado que \mathcal{E}_1 es abertura de fractura obtenemos:

$$K_{FR} = 0.084475 \mathcal{E}_1^2 \text{ (DARCIES)...(IV.7)}$$

donde:

$$\mathcal{E}_1 = (\mu\text{m})$$

- Conductividad del lodo.

$$C_m = \frac{1000}{R_m} \quad (\text{mmhos/m}) \quad \dots \text{(IV.8)}$$

- Resistividad del bloque

$$R_b = R_t = 1.7 \text{ RLLd} - 0.7 \text{ RLLs} \quad (\text{ohm-m}) \quad \dots \text{(I.1)}$$

- Conductividad del bloque

$$C_b = \frac{1000}{R_b} \quad (\text{mmho/m}). \quad \dots \text{(IV.9)}$$

- Factores C y D

$$C = \text{CLLd} - C_b \quad (\text{mmho/mo}) \quad \dots \text{(IV.10)}$$

$$D = 1.2 \times 10^{-4} * C_m \quad (\text{mmho/m}) \quad \dots \text{(IV.11)}$$

1.- Se seleccionan en el registro las zonas importantes de analizar y se identifican con letras.

2.- De las zonas seleccionadas se identifican las fracturas verticales y las horizontales que aparezcan ahí.

3.- Elaborar una tabla IF (Identificación de fracturas) y en la primera columna se coloca la letra que identifica la zona, en la siguiente el intervalo en (mbmr), en las columnas (3) y (4) se reconocen las fracturas verticales y horizontales y en la última se anotaran la existencia de anomalías .

4.- Se marcan los puntos más interesantes, a los que especialmente se aplican los cálculos, y se numeraran en forma continua, sin importar si es para fractura horizontal o vertical.

5.- Construir una tabla F.V. (Fracturas verticales) - en la que son colocados en la columna (1) las zonas que contienen fracturas verticales, esto es, guiándonos en la información de la tabla IF.

6.- En la columna (2) se colocan los números de los puntos seleccionados para fracturas verticales y para cada punto se coloca en la columna (3) su profundidad en (mbmr), consultando la corrida del registro o el registro digitizado.

7.- De las mismas fuentes se consultan los valores de RLLs y RLLd en (A-m) los cuales se colocan en las columnas (4) y (5) respectivamente.

8.- Se usan las ecuaciones IV. 1 y IV. 2 para obtener las conductividades CLLs y CLLd en (mmhos /M) los que se colo

can en las columnas (6) y (7) respectivamente.

9.- Se calcula el valor de ΔC en (mmhos/m) con la ecuación II. 1, esto es, con los valores de las columnas (6) y (7) y se coloca en la columna (8).

10.- En la columna (9) se calcula la temperatura medida a profundidad del punto marcado, para esto necesitamos conocer del encabezado del registro los datos de T_{max} , P_{max} , T_{sup} y el valor de la columna (3), P_f . Con los datos anteriores se usa directamente la ecuación (IV. 3).

11.- Con el dato del encabezado de $R_m @ T_{max}$, los datos anteriores de T_{max} y el de la columna (9), T_f , usamos la ecuación (IV. 4), para encontrar $R_m @ T_f$ y lo colocamos en la columna (10).

12.- Con el valor de la columna (10) obtenemos el valor del factor Z aplicando la ecuación (IV. 5) el cual corresponde a la columna (11).

13.- En la columna (12) obtenemos directamente el valor ϵ_i usando la ecuación (IV. 6) con los valores de las columnas (8) y (11).

14.- Con los valores de las columnas (8) y (10) usando la ecuación (II.7) se calcula ϕ_{FR} en la columna (13).

15.- Finalmente en la columna (14) se obtienen los valores de K_{FR} para cada punto con la ecuación (IV.7) usando los datos de la columna (12).

En la siguiente sección del método se llevará a cabo la evaluación de fracturas horizontales, por supuesto aquí --

podrán detenerse los cálculos si el analista considera que dichas fracturas no son trascendentes o simplemente si estas no existen. En caso contrario se continua con el siguiente punto.

16.- De la información de la tabla IF seleccionamos las zonas con fracturas horizontales, así como los puntos marcados en el registro y se colocan en las columnas (1) y (2) respectivamente en una nueva tabla FH (fracturas horizontales).

17.- Para cada punto seleccionado se consulta en el registro digitizado o en la corrida original su profundidad en (mbmr) y se coloca en la columna (3).

18.- En las columnas (4) a (10) se efectúan procedimientos iguales a los efectuados en las columnas del mismo número de la tabla FV.

19.- En la columna (11) se calcula C_m con la ecuación (IV.8).

20.- Teniendo en cuenta las limitaciones marcadas en el capítulo I para la ecuación (I.1) la usamos en la obtención de R_b con los datos de las columnas (4) y (5) y lo colocamos en la columna (12) y al mismo tiempo con la ecuación (IV.9) obtenemos C_b en la columna (13).

21.- Para las columnas (14) y (15) se usan las ecuaciones (IV.10) y (IV.11) usando los datos de CLL_d , C_m y C_b obtenidos en las columnas (7), (11) y (13) respectivamente.

22.- La columna (16) es obtenida dividiendo el valor de la columna (15) y (14)-

23.- Finalmente las columnas (17) y (18) se encuentran usando las ecuaciones (II.7) y (IV.7) como en las fracturas verticales.

4.2) EJEMPLO No. 1 (ABKATUN No. 5).

La figura IV.1 muestra una corrida de un registro DLL en el pozo Abkatun No. 5 del campo Abkatun en la Sonda de Campeche.

El registro ampliado se dividió en 5 partes figuras - IV. 2 a IV. 6 de las cuales además de las tablas de datos del registro Nos. 1 a 16 se tomaron los valores de alturas y resistividad.

Los datos adicionales para aplicar el método fueron - tomados del encabezado del registro y son los siguientes:

$$T_{max} = 305.6 \text{ (}^{\circ}\text{F)} \quad P_{max} = 4258 \text{ (mbmr)}$$

$$T_{sup} = 95.0 \text{ (}^{\circ}\text{F)} \quad R_{m@T_{max}} = 0.230 \text{ (ohm-m)}$$

Los resultados obtenidos aparecen a Continuación:

TABLA IF. 1

(1)	(2)	(3)	(4)	(5)
ZONA	INTERVALO (mbmr)	FRACTURAS VERTICALES	FRACTURAS HORIZONTALES	ANOMALIAS
A	3350-3359	SI	NO	-
B	3359-3375	NO	PROBABLES	-
C	3375-3407.5	SI	SI	-
D	3407.5-3432.2	PROBABLES	SI	*
E	3432.2-3473	NO	SI	**
F	3473-3530	SI	NO	-
G	3575-3675	SI	NO	-
H	3975-4025	NO	PROBABLES	***
I	4125-4225	NO	SI	***

ABKATUN 5

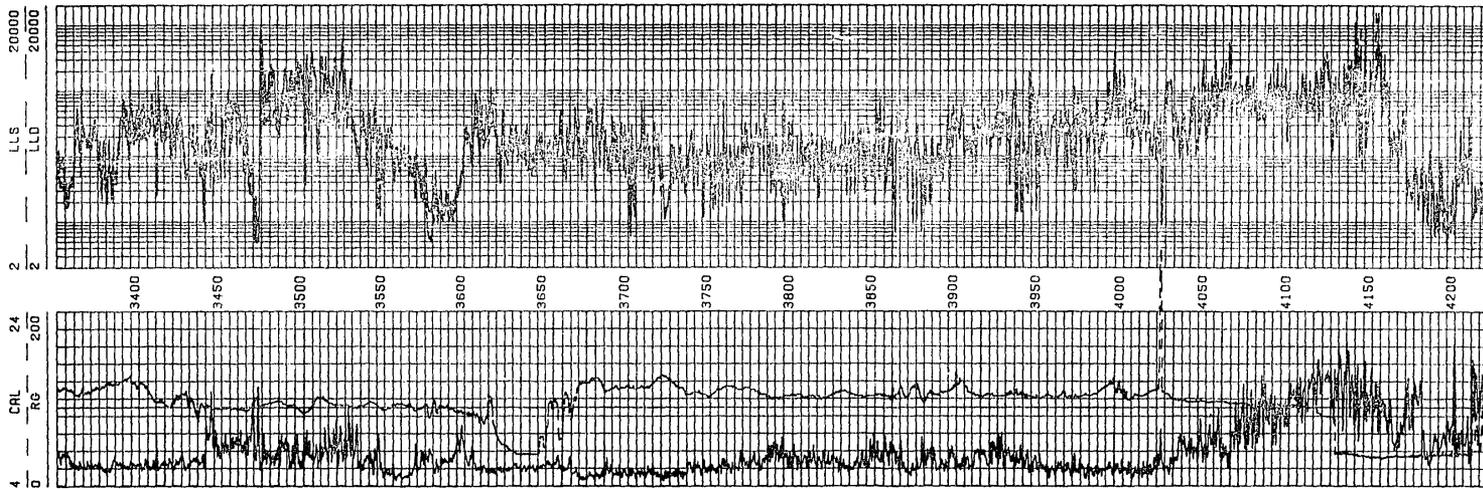


FIG.IV.1

ABKATUN 5

4 CAL 24 2 LLS 20000
0 RG 200 2 LLD 20000

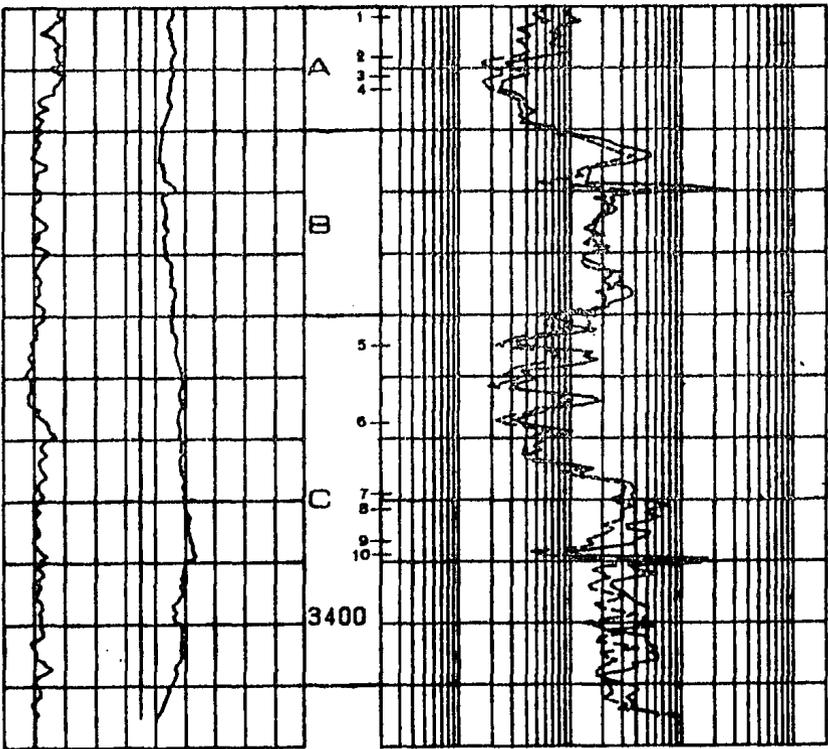
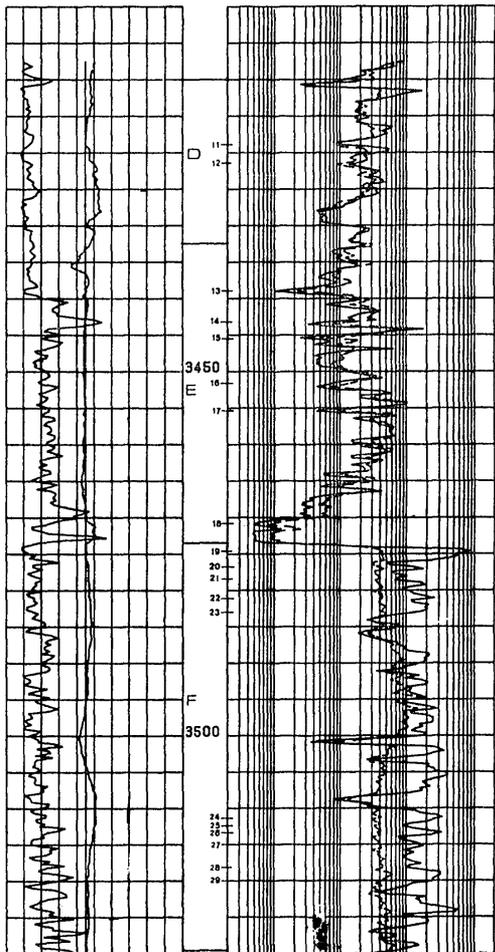


FIG. IV.2

4 CAL 24
0 RO 200

2 LLS 20000
2 LLD 20000

SECT 1-1



ABKATUN 5

116

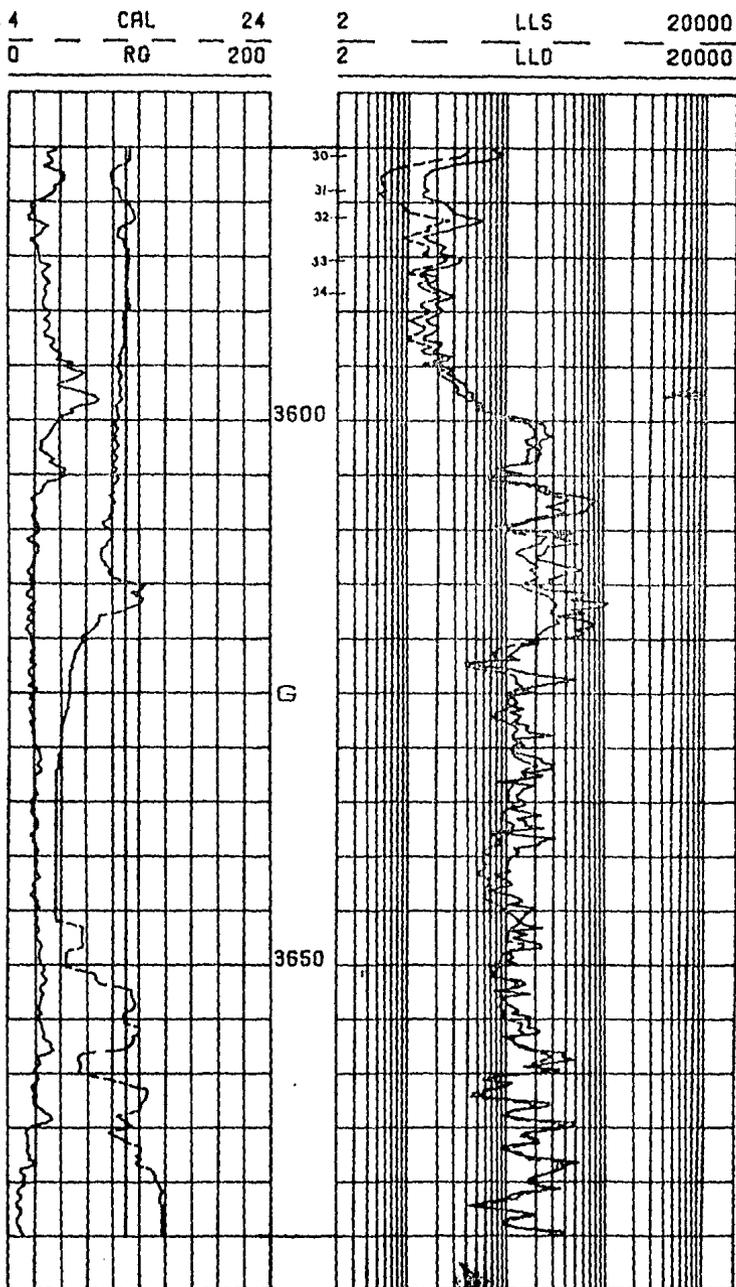
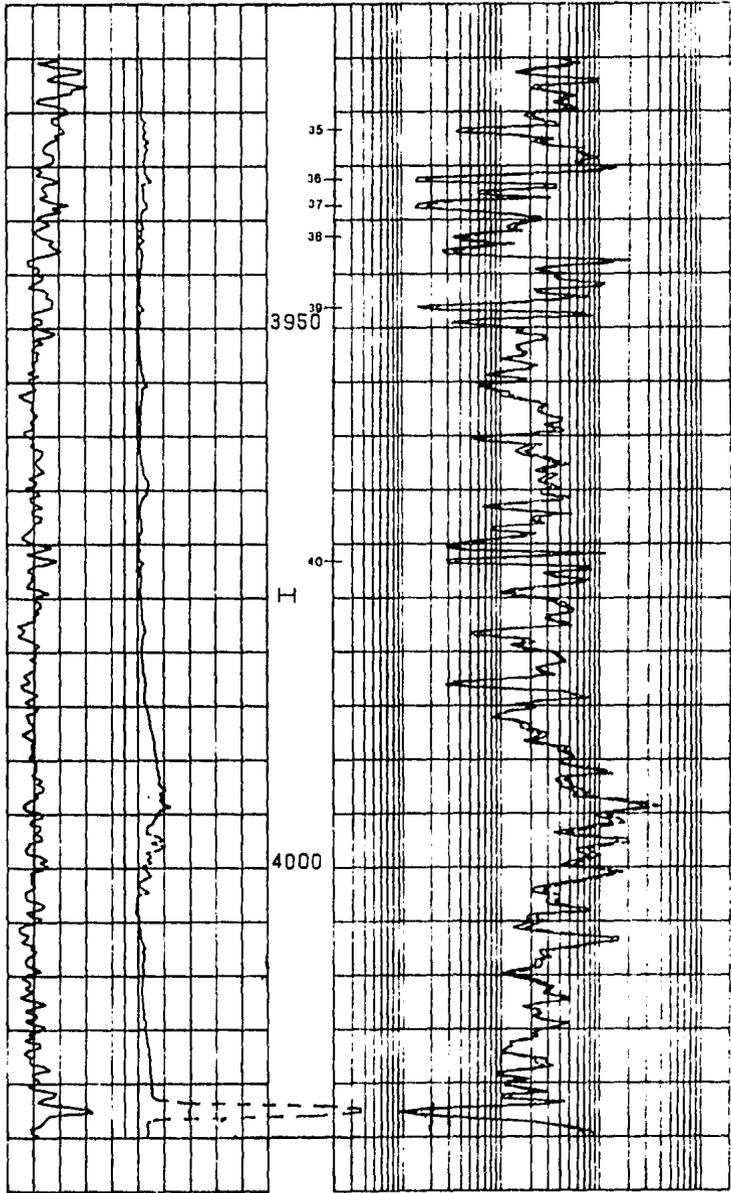


FIG. IV. 4

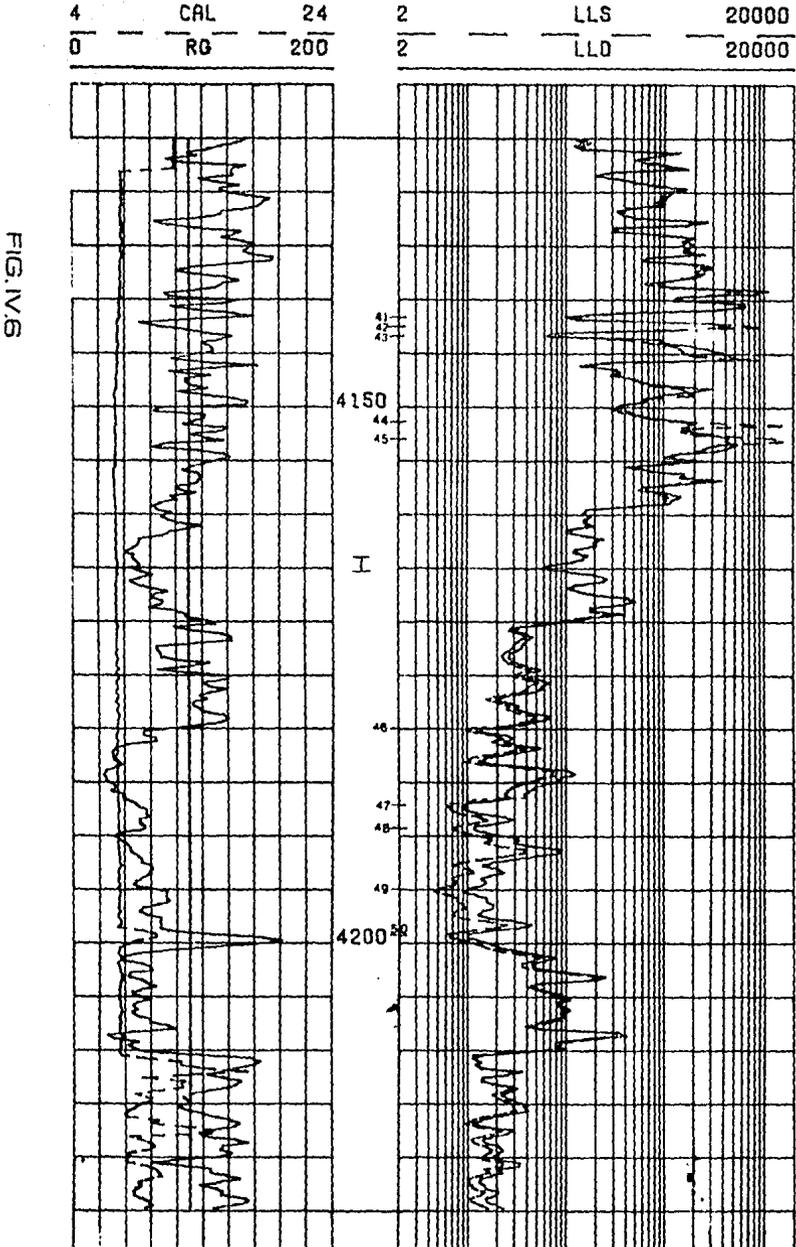
ABKATUN 5

4	CAL	24	2	LLS	20000
0	RG	200	2	LLD	20000

FIG. 1.5



ABKATUN 5



ALCATUN 5

PROFUNDIDAD	LLD	LLS
3350.29	75.323	59.727
3350.57	72.369	46.608
3350.89	104.307	52.57
3351.20	123.967	64.104
3351.50	75.781	42.541
3351.71	75.806	34.273
3352.11	76.043	40.441
3352.42	74.242	42.756
3352.72	72.322	33.720
3353.03	65.851	37.839
3353.33	65.572	39.822
3353.64	77.017	41.435
3353.94	71.214	36.127
3354.25	41.787	21.256
3354.55	26.965	16.282
3354.86	29.496	18.117
3355.16	33.837	24.356
3355.47	41.916	24.227
3355.77	31.015	20.045
3356.08	24.968	16.535
3356.38	24.752	17.933
3356.69	23.612	19.104
3356.99	32.345	24.922
3357.30	26.112	30.058
3357.60	38.496	34.725
3357.90	37.598	34.431
3358.21	43.683	35.016
3358.52	48.379	36.629
3358.82	40.620	34.992
3359.13	40.229	38.589
3359.43	35.710	43.479
3359.73	65.836	50.784
3360.04	72.930	71.649
3360.34	77.817	70.950
3360.65	169.843	124.239
3360.95	232.923	155.951
3361.26	265.480	187.084
3361.56	335.904	234.500
3361.87	519.081	284.475
3362.17	544.249	317.741
3362.48	445.192	262.731
3362.78	328.803	198.154
3363.09	150.354	134.660
3363.39	157.712	117.660
3363.70	150.347	132.167
3364.00	148.623	80.789
3364.31	141.337	49.358
3364.61	1272.299	149.942
3364.92	2627.140	301.354
3365.22	271.464	334.254
3365.52	237.747	170.212

PROFUNDIDAD

LLF

LLS

3365.52	237.747	170.212
3365.83	234.507	209.522
3366.14	232.948	224.993
3366.44	245.460	227.311
3366.74	244.651	194.575
3367.05	189.857	194.164
3367.35	183.507	170.133
3367.66	170.247	160.287
3367.96	170.302	136.187
3368.27	139.547	166.516
3368.57	207.324	171.045
3368.88	161.684	135.168
3369.18	193.297	136.639
3369.49	270.490	185.099
3369.79	205.019	186.133
3370.10	139.228	135.331
3370.40	134.150	136.935
3370.71	159.389	128.902
3371.01	201.134	147.449
3371.72	210.653	177.795
3371.62	305.103	245.444
3371.93	284.634	230.025
3372.23	296.038	199.004
3372.54	257.627	224.797
3372.84	347.235	247.075
3373.15	369.609	175.056
3373.45	368.684	211.622
3373.76	289.076	212.041
3374.06	225.653	204.235
3374.36	221.291	205.953
3374.67	140.586	101.334
3374.97	64.964	48.769
3375.28	71.039	67.207
3375.58	103.221	58.393
3375.89	97.354	60.652
3376.19	173.937	100.441
3376.50	105.645	66.762
3376.80	51.303	30.943
3377.11	32.512	27.962
3377.41	34.507	21.762
3377.72	66.274	35.178
3378.02	161.913	70.367
3378.33	135.307	74.410
3378.63	179.050	82.828
3378.94	128.696	50.768
3379.24	78.768	32.289
3379.55	36.209	29.998
3379.85	42.204	25.496
3380.16	49.991	33.822
3380.46	36.088	26.327
3380.77	29.522	18.739

PROFUNDIDAD

LLD

LLS

3380.77	29.522	18.739
3381.07	36.228	35.443
3381.38	75.138	66.338
3381.68	161.768	86.447
3381.98	186.036	102.044
3382.29	130.761	80.161
3382.59	61.841	49.271
3382.90	56.741	43.385
3383.20	39.328	27.997
3383.51	32.284	21.952
3383.81	38.228	27.938
3384.12	61.438	44.131
3384.42	104.891	65.680
3384.73	79.570	50.779
3385.03	57.458	39.510
3385.34	55.156	39.629
3385.64	46.914	38.855
3385.95	55.500	37.733
3386.25	42.673	37.390
3386.56	45.148	39.154
3386.86	60.351	46.590
3387.17	102.913	98.671
3387.47	164.552	127.275
3387.78	126.835	83.630
3388.08	130.831	112.752
3388.39	277.769	200.638
3388.69	358.298	297.356
3388.99	390.314	319.636
3389.30	408.493	308.574
3389.60	365.519	305.370
3389.91	386.414	245.579
3390.21	619.513	279.198
3390.52	782.256	387.978
3390.82	542.557	299.537
3391.13	486.459	303.314
3391.43	649.101	711.356
3391.74	516.658	273.340
3392.04	331.636	205.072
3392.35	336.958	252.078
3392.65	531.562	222.554
3392.96	489.906	178.290
3393.26	392.113	148.685
3393.57	383.232	165.724
3393.87	207.856	131.668
3394.18	110.246	44.633
3394.48	87.032	59.432
3394.79	1723.241	145.146
3395.09	1435.884	747.238
3395.40	363.258	202.997
3395.70	398.542	164.426
3396.01	622.755	202.125

ARJATUN 5

PROFUNDIDAD	LLD	LLS
3407.59	645.953	897.571
3407.89	623.273	803.337
3408.20	644.459	427.531
3408.50	450.247	378.546
3408.81	205.121	264.752
3409.11	243.774	322.572
3409.42	234.575	272.479
3409.72	139.713	20.200
3410.03	109.735	124.423
3410.33	94.695	139.985
3410.64	74.989	30.522
3410.94	32.675	45.385
3411.24	454.743	324.624
3411.55	1695.483	410.565
3411.86	1033.499	352.674
3412.16	744.867	362.012
3412.46	504.825	407.733
3412.77	347.961	262.397
3413.07	193.289	168.231
3413.38	212.900	175.611
3413.68	187.437	253.731
3413.99	175.256	197.419
3414.29	166.457	193.018
3414.60	180.758	244.194
3414.90	233.207	226.450
3415.21	269.785	165.686
3415.51	191.102	191.254
3415.82	173.039	173.603
3416.12	268.133	235.657
3416.43	619.159	275.290
3416.73	542.940	329.117
3417.04	425.377	289.210
3417.34	515.132	299.144
3417.65	410.704	320.085
3417.95	236.296	296.574
3418.26	197.080	172.624
3418.56	99.612	91.593
3418.86	97.547	88.400
3419.17	264.500	101.750
3419.48	547.200	224.642
3419.73	518.927	252.391
3420.08	350.642	232.966
3420.39	226.770	165.347
3420.69	270.161	142.495
3421.00	256.697	172.558
3421.30	212.626	150.676
3421.61	178.303	90.803
3421.91	185.331	129.953
3422.22	280.277	232.420
3422.52	377.079	342.646
3422.83	337.920	208.115

PROFUNDIDAD

	LLD	LLD
3438.97	59.347	117.925
3439.37	48.640	99.585
3439.68	20.556	71.451
3439.98	10.315	42.370
3439.29	23.911	58.201
3439.59	57.376	153.693
3439.90	113.921	167.628
3440.20	135.080	176.310
3440.51	105.494	222.575
3440.81	61.428	143.137
3441.12	104.557	247.755
3441.42	208.252	224.754
3441.73	328.442	401.304
3442.03	221.178	223.874
3442.33	160.321	296.190
3442.64	134.030	260.733
3442.94	164.689	353.424
3443.25	54.700	134.914
3443.55	73.124	76.656
3443.86	77.417	373.058
3444.16	1700.515	753.297
3444.47	623.624	510.784
3444.77	316.214	424.650
3445.08	73.064	126.477
3445.38	24.943	53.561
3445.69	63.617	130.602
3445.99	71.727	149.356
3446.30	43.253	89.076
3446.60	99.306	162.695
3446.91	635.893	155.980
3447.21	104.800	156.257
3447.52	53.078	127.908
3447.82	43.597	100.762
3448.13	92.538	115.570
3448.43	45.798	108.481
3448.74	46.087	79.242
3449.04	45.082	74.021
3449.35	74.167	104.509
3449.65	109.321	116.669
3449.95	116.225	157.034
3450.26	176.714	233.874
3450.56	263.650	226.863
3450.87	349.753	426.563
3451.17	149.546	227.444
3451.48	87.552	162.370
3451.78	66.860	119.318
3452.09	45.550	73.736
3452.39	67.505	157.342
3452.70	477.244	434.946
3453.00	613.263	551.362
3453.31	204.188	366.120

Tabla 5

PROFUNDIDAD	LLD	LLS
3453.31	204.188	366.128
3453.61	198.171	289.594
3453.92	351.867	560.754
3454.22	1029.082	738.639
3454.53	999.274	710.664
3454.83	407.322	497.152
3455.14	84.030	163.714
3455.44	44.616	90.542
3455.75	256.304	581.879
3456.05	712.675	657.931
3456.36	159.351	318.644
3456.66	201.260	378.828
3456.96	365.599	472.012
3457.27	592.276	549.619
3457.58	564.062	646.071
3457.88	567.644	620.149
3458.18	561.326	573.803
3458.49	608.944	594.228
3458.79	659.362	600.168
3459.10	354.720	579.718
3459.40	151.669	302.253
3459.71	155.267	300.376
3460.01	304.573	406.583
3460.32	200.067	374.264
3460.62	454.816	616.989
3460.93	511.924	582.704
3461.23	454.210	433.735
3461.54	147.838	332.315
3461.84	151.834	244.792
3462.15	340.816	436.106
3462.45	306.961	723.772
3462.76	148.782	246.044
3463.06	218.711	284.048
3463.37	235.772	301.744
3463.67	270.629	253.058
3463.98	76.425	100.601
3464.28	59.000	134.652
3464.58	215.861	227.458
3464.89	241.752	330.709
3465.20	162.029	260.696
3465.50	63.287	120.259
3465.80	52.054	86.308
3466.11	248.388	186.780
3466.41	324.124	419.001
3466.72	192.129	149.213
3467.02	57.129	91.904
3467.33	34.423	64.226
3467.63	38.734	65.340
3467.94	27.151	59.338
3468.24	26.009	48.111
3468.55	37.901	73.640

FFOFONO12AD

	LLD	LLD
3453.55	77.901	73.640
3458.55	77.670	52.935
3460.16	71.117	63.006
3463.46	24.247	54.394
3465.77	35.650	64.217
3470.57	23.381	35.329
3470.78	8.884	17.219
3470.88	5.640	10.470
3473.59	4.292	8.510
3471.29	9.266	13.149
3471.60	12.391	24.691
3471.60	4.950	10.142
3472.50	4.800	8.211
3472.51	5.121	10.116
3472.82	5.297	8.516
3473.12	5.004	11.966
3473.42	7.291	10.655
3473.73	59.145	51.391
3474.03	275.563	212.840
3474.34	6452.809	374.349
3474.64	8627.730	439.643
3474.95	5403.498	412.936
3475.25	5912.292	443.264
3475.56	4130.316	435.325
3475.86	2329.503	455.795
3476.17	523.225	325.090
3476.47	555.470	299.391
3476.78	1270.460	389.700
3477.08	1751.003	451.820
3477.39	672.564	335.347
3477.69	663.375	339.729
3478.00	1017.780	378.721
3478.30	752.696	400.570
3478.61	668.769	345.417
3478.91	1070.902	371.481
3479.22	1035.236	403.572
3479.52	1138.169	441.297
3479.83	879.092	404.172
3480.13	1163.126	515.225
3480.43	1300.377	424.764
3480.74	1775.085	476.240
3481.04	2552.445	425.211
3481.35	1170.463	401.752
3481.65	1252.891	327.269
3481.96	2126.040	431.582
3482.26	1278.877	495.077
3482.57	2078.809	444.296
3482.87	1774.594	421.733
3483.18	1029.277	502.919
3483.48	515.244	416.749
3483.79	372.983	332.813

PROFUNDIDAD	LLD	LLD
3499.03	1374.553	1003.415
3499.13	1210.713	762.915
3499.64	1931.959	720.215
3479.94	1873.449	725.166
3500.25	542.612	505.234
3500.35	92.580	321.991
3500.36	76.444	83.814
3501.16	164.661	159.487
3501.47	2331.600	726.295
3501.77	3040.603	549.082
3502.08	3522.459	323.140
3502.32	2440.369	533.588
3502.68	1871.546	509.986
3502.99	770.131	320.223
3503.30	249.604	260.597
3503.60	433.632	276.744
3503.90	2148.566	458.124
3504.21	2077.807	461.704
3504.51	2547.392	427.203
3504.82	2672.853	471.783
3505.12	3436.607	489.311
3505.43	4072.052	450.604
3505.73	3226.216	377.247
3506.04	2208.849	430.161
3506.34	1757.872	353.528
3506.65	1929.927	396.052
3506.75	2260.631	414.880
3507.26	1627.870	399.388
3507.56	1717.975	361.349
3507.37	1134.514	352.347
3508.17	416.413	268.221
3508.48	177.707	159.323
3508.73	32.709	132.792
3509.09	152.428	168.662
3509.39	237.361	221.111
3509.70	299.996	270.252
3510.00	344.647	323.574
3510.30	1357.192	377.697
3510.61	1613.772	325.822
3510.92	2697.221	323.451
3511.22	3372.199	420.701
3511.52	2540.897	311.422
3511.83	2001.200	329.711
3512.13	1122.430	415.313
3512.44	935.132	329.446
3512.74	1230.664	354.132
3513.05	2094.362	411.355
3513.35	3323.501	362.099
3513.66	2271.356	403.955
3513.96	754.162	321.298
3514.27	805.135	330.099

PROFUNDIDAD

	LLD	LLS
3514.27	875.135	370.099
3514.57	1153.792	378.091
3514.88	1594.121	295.257
3515.18	1790.837	410.242
3515.49	1295.604	425.261
3515.79	972.934	296.992
3516.10	1314.792	298.488
3516.40	1047.825	270.529
3516.71	910.599	294.829
3517.01	1022.399	464.539
3517.32	1221.410	420.202
3517.62	1679.341	408.691
3517.92	1078.845	451.631
3518.23	1065.523	427.768
3518.54	1921.526	342.802
3518.84	3135.139	536.459
3519.14	3189.051	615.099
3519.45	2652.907	523.005
3519.75	2464.728	462.943
3520.06	2441.790	411.992
3520.36	1246.625	347.287
3520.67	1056.309	426.866
3520.97	790.386	313.815
3521.28	573.030	164.850
3521.58	339.127	292.599
3521.89	570.444	270.190
3522.19	1924.862	351.849
3522.50	1412.253	433.267
3522.80	1646.175	409.844
3523.11	1657.614	465.092
3523.41	2442.335	430.190
3523.72	3837.545	284.153
3524.02	5615.588	522.852
3524.33	5351.010	593.842
3524.63	951.707	517.142
3524.94	1314.811	338.151
3525.24	2048.169	518.026
3525.55	2135.621	557.595
3525.85	2059.796	371.000
3526.15	1253.737	464.720
3526.46	641.296	357.392
3526.77	334.460	345.241
3527.07	294.608	270.190
3527.37	691.997	421.598
3527.68	711.404	437.191
3527.98	451.063	328.476
3528.29	513.547	470.767
3528.59	1361.277	499.348
3528.90	1526.340	693.875
3529.20	1081.419	574.992
3529.51	841.778	353.160

Table 5

ARCATUN 5

PROFUNDIDAD	LLD	LLS
3575.23	74.843	41.396
3575.53	90.442	36.834
3575.84	87.161	32.050
3576.14	63.582	11.178
3576.45	71.337	12.708
3576.75	24.369	8.560
3577.06	17.194	6.899
3577.36	15.980	6.121
3577.67	14.586	5.492
3577.97	14.570	5.493
3578.28	14.433	5.493
3578.58	14.325	5.967
3578.89	15.912	6.184
3579.19	13.906	5.278
3579.49	14.191	5.630
3579.80	19.800	6.919
3580.10	24.711	8.658
3580.41	26.541	9.055
3580.71	28.249	9.563
3581.02	31.755	11.203
3581.32	39.795	16.355
3581.63	59.032	26.540
3581.93	46.966	20.521
3582.24	71.062	15.485
3582.54	26.914	16.073
3582.85	17.623	11.243
3583.15	14.115	9.496
3583.46	15.750	10.029
3583.76	20.079	13.433
3584.07	24.441	16.028
3584.37	22.345	15.619
3584.68	21.327	13.821
3584.98	31.361	20.616
3585.29	34.979	25.066
3585.59	31.927	22.090
3585.90	24.722	15.597
3586.20	15.631	11.299
3586.51	13.012	10.338
3586.81	20.170	14.717
3587.11	19.169	15.713
3587.42	15.547	12.614
3587.73	17.004	13.070
3588.03	20.012	15.272
3588.33	25.059	19.321
3588.64	20.002	21.156
3588.94	23.523	17.370
3589.25	18.266	13.321
3589.55	19.545	13.453
3589.86	22.372	16.143
3590.16	21.002	15.551
3590.47	17.387	12.898

ABKATUN 5

PROFUNDIDAD	LLD	LLS
3925.14	419.029	470.573
3925.44	565.377	643.042
3925.75	397.877	477.081
3926.05	189.646	222.055
3926.36	143.355	167.036
3926.66	245.557	285.102
3926.97	866.608	996.356
3927.27	805.527	962.694
3927.58	222.892	265.847
3927.88	200.803	235.322
3928.19	362.810	419.152
3928.49	486.073	569.424
3928.80	411.717	472.794
3929.10	351.778	405.514
3929.40	439.037	509.001
3929.71	520.555	615.374
3930.02	225.949	268.899
3930.32	173.633	207.651
3930.63	204.274	243.649
3930.93	290.100	359.352
3931.23	297.114	384.425
3931.54	40.863	53.321
3931.84	36.849	46.930
3932.15	131.938	163.013
3932.45	272.667	341.888
3932.76	215.435	261.271
3933.06	272.919	315.725
3933.37	627.423	710.220
3933.67	609.084	679.009
3933.98	689.913	756.940
3934.28	927.065	987.725
3934.59	574.009	606.578
3934.89	688.033	741.721
3935.20	1373.279	1496.777
3935.50	761.567	911.081
3935.81	108.451	147.100
3936.11	14.659	18.800
3936.42	14.101	18.049
3936.72	305.954	367.532
3937.02	289.639	365.062
3937.33	62.687	76.381
3937.64	59.971	72.072
3937.94	269.362	321.199
3938.24	24.861	33.452
3938.55	14.811	18.908
3938.85	13.910	17.746
3939.16	45.236	55.894
3939.46	118.873	144.965
3939.77	212.502	260.322
3940.07	214.237	255.757
3940.38	131.107	157.379

PROFUNDIDAD	LLD	LLS
3940.38	131.107	157.379
3940.68	115.191	136.607
3940.99	136.618	164.786
3941.29	51.222	64.039
3941.60	34.272	43.052
3941.90	42.482	54.573
3942.21	104.033	136.482
3942.51	49.355	65.981
3942.82	26.452	34.984
3943.12	28.814	36.967
3943.43	128.820	153.458
3943.73	1691.118	2020.642
3944.04	930.494	1168.963
3944.34	297.661	350.652
3944.65	228.269	264.809
3944.95	403.020	454.994
3945.26	350.020	378.071
3945.56	390.892	428.809
3945.86	1055.276	1152.443
3946.17	896.005	1008.230
3946.47	220.132	244.203
3946.78	237.444	264.489
3947.08	681.826	786.286
3947.39	325.316	401.933
3947.69	109.665	140.056
3948.00	14.527	18.270
3948.30	20.652	25.437
3948.61	541.419	694.374
3948.91	655.557	841.010
3949.22	57.788	72.686
3949.52	33.612	39.299
3949.83	90.435	96.854
3950.13	154.706	168.600
3950.44	140.880	152.563
3950.74	270.148	278.020
3951.05	296.829	304.125
3951.35	180.517	187.408
3951.66	141.203	146.751
3951.96	145.553	156.434
3952.27	171.959	183.073
3952.57	156.500	170.635
3952.88	101.142	109.039
3953.18	166.643	168.709
3953.48	228.460	237.217
3953.79	181.929	197.912
3954.09	94.453	107.865
3954.40	74.503	87.100
3954.70	165.837	180.292
3955.01	137.869	167.587
3955.31	58.579	68.341
3955.62	71.629	81.912

PROFUNDIDAD	LLD	LLS
3970.86	911.568	1142.161
3971.16	167.864	243.649
3971.47	29.069	36.424
3971.77	31.090	37.874
3972.08	626.030	741.322
3972.38	679.523	815.852
3972.69	267.922	296.555
3972.99	343.304	367.345
3973.30	755.064	775.111
3973.60	533.731	622.542
3973.91	293.614	362.157
3974.21	132.946	162.596
3974.52	98.815	122.729
3974.82	146.697	178.673
3975.13	291.167	348.933
3975.43	364.648	437.561
3975.73	417.714	480.819
3976.04	485.333	549.499
3976.35	480.203	528.059
3976.65	289.820	317.938
3976.95	282.394	310.257
3977.26	898.335	449.103
3977.56	441.569	518.899
3977.87	104.204	128.673
3978.17	50.327	62.001
3978.48	57.054	70.725
3978.78	159.399	194.693
3979.09	176.188	217.593
3979.39	127.167	145.209
3979.70	171.517	186.984
3980.00	336.717	359.371
3980.31	375.581	399.032
3980.61	415.610	427.439
3980.92	451.241	453.600
3981.22	313.968	311.387
3981.53	228.109	232.890
3981.83	244.400	259.093
3982.14	308.620	357.080
3982.44	145.651	179.761
3982.74	36.226	44.967
3983.05	27.936	34.313
3983.36	71.212	81.327
3983.66	434.800	416.565
3983.96	565.084	536.897
3984.27	769.403	718.721
3984.57	254.450	242.941
3984.88	149.272	142.581
3985.18	225.392	211.370
3985.49	129.142	124.883
3985.79	97.510	96.008
3986.10	86.103	85.275

PROFUNDIDAD	LLD	LLS
4140.03	6348.035	5426.168
4140.63	5820.552	6363.008
4140.94	2814.050	2755.241
4141.24	295.332	358.456
4141.55	97.695	117.432
4141.85	130.743	152.372
4142.16	2063.925	2192.527
4142.46	4255.544	2909.325
4142.77	1551.134	1117.506
4143.07	69.701	36.765
4143.38	61.599	73.157
4143.68	939.660	272.765
4143.98	956.292	750.471
4144.29	1634.987	1271.335
4144.59	2091.712	1454.689
4144.90	3683.797	1562.736
4145.20	4289.475	1607.335
4145.51	6323.546	2961.585
4145.81	257.865	275.499
4146.12	177.276	162.977
4146.42	227.017	312.296
4146.73	320.453	352.285
4147.03	227.391	322.320
4147.34	467.292	502.287
4147.64	564.842	605.247
4147.95	1015.967	792.926
4148.25	2223.389	1426.250
4148.56	1258.559	1727.926
4148.86	919.684	1727.363
4149.17	656.532	655.566
4149.47	645.765	610.367
4149.78	379.055	364.009
4150.08	291.011	329.013
4150.39	346.271	450.455
4150.69	494.271	537.992
4150.99	650.222	666.909
4151.30	1628.800	1500.321
4151.60	1651.680	15360.646
4151.91	1490.727	1752.127
4152.21	1877.300	1490.254
4152.52	2936.092	2006.028
4152.82	4261.124	12189.576
4153.13	4029.227	15501.497
4153.43	5137.600	3329.023
4153.74	4276.731	2630.276
4154.04	3255.409	2171.708
4154.35	1349.473	1240.071
4154.65	1032.442	1063.399
4154.96	2364.454	1850.401
4155.26	573.600	290.117
4155.57	415.005	451.150

PROFUNDIDAD	LLD	LLS
4170.81	30.212	26.376
4171.11	40.813	35.452
4171.42	45.297	38.921
4171.72	59.700	33.620
4172.03	56.963	30.653
4172.33	55.982	29.742
4172.64	72.041	26.796
4172.94	27.506	23.286
4173.24	25.721	21.991
4173.55	28.382	23.903
4173.85	52.592	26.576
4174.16	40.527	32.282
4174.47	55.091	43.575
4174.77	41.099	33.325
4175.07	35.953	28.294
4175.38	54.500	41.444
4175.68	66.740	51.434
4175.99	56.551	41.318
4176.29	55.065	40.822
4176.60	44.080	33.937
4176.90	25.255	20.055
4177.21	19.315	15.699
4177.51	24.431	19.521
4177.82	33.412	26.643
4178.12	31.580	24.978
4178.43	59.735	30.029
4178.73	64.284	45.644
4179.04	66.150	48.107
4179.34	47.948	37.648
4179.65	36.210	28.410
4179.95	14.395	11.340
4180.26	12.415	9.915
4180.56	24.599	19.144
4180.86	28.788	22.341
4181.17	23.484	17.669
4181.47	31.087	22.270
4181.78	55.260	38.527
4182.08	59.033	28.252
4182.39	22.206	16.931
4182.69	15.502	11.053
4183.00	13.101	9.479
4183.30	19.802	13.912
4183.61	54.447	36.324
4183.91	109.150	70.837
4184.22	125.215	78.420
4184.52	89.472	55.012
4184.83	80.846	48.931
4185.13	60.869	35.232
4185.44	49.584	28.525
4185.74	42.904	25.692
4186.05	78.038	23.832

PROFUNDIDAD

	LLD	LLC
4186.75	75.030	23.472
4186.85	40.133	25.673
4186.66	18.497	12.017
4186.96	9.738	6.763
4187.27	8.777	6.178
4187.57	10.103	7.017
4187.88	12.590	8.108
4188.13	23.916	13.201
4188.48	28.243	15.853
4188.79	19.867	12.144
4189.09	11.997	7.578
4189.40	11.720	7.208
4189.70	15.769	9.353
4190.01	25.270	14.502
4190.31	32.842	17.473
4190.62	29.660	14.975
4190.92	44.526	21.103
4191.23	36.032	32.299
4191.53	34.579	32.146
4191.84	51.469	25.302
4192.14	30.500	14.902
4192.45	17.689	8.604
4192.75	14.337	7.212
4193.06	20.803	10.257
4193.36	23.228	11.546
4193.67	16.775	5.107
4193.97	14.009	6.235
4194.28	15.535	7.787
4194.58	14.345	7.163
4194.89	10.390	5.061
4195.19	9.143	4.581
4195.50	12.185	6.137
4195.80	16.050	7.957
4196.10	15.680	7.685
4196.41	18.399	9.049
4196.72	18.393	9.477
4197.02	14.164	7.551
4197.32	12.859	6.381
4197.63	16.202	8.643
4197.93	30.403	15.681
4198.24	45.254	24.972
4198.54	33.900	19.458
4198.85	16.156	9.719
4199.15	10.113	6.520
4199.46	10.019	6.651
4199.76	13.109	9.398
4200.07	17.566	12.535
4200.37	21.344	15.109
4200.68	39.712	20.777
4200.98	47.969	33.249
4201.29	78.693	54.679

T A B L A FV-1

(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)
ZONA	PUNTO	PROFUNDIDAD	RLLs	RLLd	CLLs	CLLd	ΔC
	#	(mbmr)	(ohm-m)	(ohm-m)	Ec.IV.1 (mho/m)	Ec.IV.2 (mho/m)	Ec.II.1 (mho/m)
	1	3350.29	59.727	98.323	16.7428	10.170	6.572
	2	3353.64	41.435	97.017	24.134	10.307	13.827
A	3	3354.47	24.883	41.916	40.188	23.857	16.331
	4	3357.88	17.535	24.968	60.477	40.051	20.426
	7	3389.30	308.574	408.493	3.240	2.448	0.792
C	8	3390.52	387.978	782.256	2.577	1.278	1.299
	9	3392.65	222.554	531.562	4.493	1.881	2.612
	10	3393.57	165.724	383.233	6.034	2.609	3.425
	19	3474.64	439.643	8627.73	2.274	0.115	2.159
	20	3476.47	299.892	555.472	3.334	1.8	1.534
	21	3478.0	378.721	1017.280	2.640	0.983	1.657
	22	3480.74	436.24	1795.085	2.292	0.557	1.735
	23	3482.57	444.286	2038.805	2.250	0.490	1.76
F	24	3511.22	420.701	3372.199	2.376	0.296	2.08
	25	3512.44	329.446	935.133	3.035	1.069	1.966
	26	3513.35	362.099	3323.501	2.761	0.300	2.461
	27	3515.18	410.242	1790.837	2.436	0.558	1.879
	28	3517.95	451.631	1088.845	2.214	0.918	1.296
	29	3520.05	411.990	2441.790	2.427	0.409	2.018
	30	3575.75	38.634	90.442	25.883	11.056	14.827
	31	3578.75	5.967	14.325	167.588	69.808	97.78
G	32	3581.5	26.54	59.032	37.678	16.939	20.738
	33	3585.29	25.066	34.979	39.894	28.588	11.306
	34	3587.42	12.614	15.548	79.276	64.316	14.96

T A B L A (FV.1)

Continua

	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)	(14)
	T_F Ec. (IV.3) (°F)	$R_m @ T_f$ Ec. (IV.4) (ohm-m)	Z Ec. (IV.5) ($\mu mho/m$)	ϵ_1 Ec. (IV.6) (μm)	ϕ_{PR} Ec. (II.7) (%)	$KFR..$ (Ec. IV.7) (DARCYS)
1	260.232	0.269	1.486	4.422	1.46	1.6518
2	260.397	0.268	1.492	9.265	2.394	7.251
3	260.488	0.268	1.492	10.945	2.675	10.11
4	260.518	0.268	1.492	13.626	3.106	15.684
7	262.156	0.268	1.492	0.530	0.355	0.023
8	262.216	0.267	1.498	0.867	0.493	0.063
9	262.321	0.266	1.503	1.737	0.784	0.254
10	262.367	0.266	1.503	2.278	0.939	0.438
19	266.365	0.263	1.520	1.420	0.685	0.170
20	266.455	0.262	1.526	1.005	0.544	0.085
21	266.531	0.261	1.526	1.085	0.573	0.099
22	266.666	0.262	1.526	1.136	0.591	0.109
23	266.756	0.262	1.526	1.153	0.596	0.112
24	268.169	0.261	1.532	1.357	0.665	0.155
25	268.229	0.261	1.532	1.283	0.640	0.139
26	268.27	0.261	1.532	1.606	0.744	0.217
27	268.364	0.260	1.530	1.228	0.620	0.127
28	268.501	0.260	1.530	0.847	0.484	0.060
29	269.605	0.260	1.530	1.318	1.005	0.146
30	271.352	0.258	1.550	9.565	2.445	7.728
31	271.500	0.258	1.550	63.083	8.60	336.16
32	271.635	0.258	1.550	13.279	3.059	15.120
33	271.822	0.257	1.556	7.266	2.036	4.459
34	271.927	0.257	1.556	9.614	2.454	4.897

T A B L A (FH.1)

(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)
ZONA	PUNTO	PROFUNDIDAD	RLLs	RLLd	CLLs	CLLd	ΔC
	#	(mbmr)	(ohm-m)	(ohm-m)	Ec. IV.1 (mmho/m)	Ec. IV.2 (mmho/m)	Ec. II.1 (mmho/m)
	5	3377.41	21.762	34.507	45.95	28.97	16.98
C	6	3383.51	21.952	32.284	45.5	30.97	14.53
	11	3418.86	88.40	97.547	11.31	10.25	1.06
	12	3421.61	90.803	138.303	11.00	7.23	3.77
	13	3438.98	22.350	10.315	44.7	96.94	-52.24
	14	3443.55	76.65	33.124	13.0	30.18	-17.18
E	15	3445.38	53.561	24.943	18.67	40.09	-21.42
	16	3452.09	73.736	45.559	13.56	21.94	- 8.38
	17	3455.44	90.542	44.616	11.04	22.41	-11.37
	18	3470.99	8.510	4.892	117.50	204.41	-86.91
	35	3931.84	46.930	36.849	21.30	27.13	- 5.83
	36	3936.42	18.049	14.101	55.40	70.91	- 15.51
H	37	3938.85	17.746	13.910	56.35	71.89	- 15.54
	38	3942.82	34.984	26.452	28.58	37.80	- 9.22
	39	3948.0	18.27	14.527	54.73	68.83	- 14.1
	40	3971.47	36.424	29.069	27.45	34.40	- 6.95
	41	4141.55	117.432	97.695	8.51	10.23	- 1.72
	42	4142.46	8809.325	4259.544	0.1135	0.234	- 0.12
	43	4143.38	73.157	61.599	13.66	16.23	- 2.57
	44	4151.60	15360.127	1851.680	0.0651	0.540	- 0.47
I	45	4153.13	15501.497	4029.227	0.064	0.248	- 0.184
	46	4179.95	11.340	14.395	88.18	69.46	18.72
	47	4187.27	6.178	8.777	161.86	113.93	47.93
	48	4189.40	7.208	11.720	138.73	85.32	53.41
	49	4195.19	4.581	9.143	218.29	109.37	108.92
	50	4199.46	6.651	10.019	150.35	99.81	50.54

T A B L A (FH.1)

Continua

	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)
	Tf Ec. (IV.3) (°F)	Rm @ Tf Ec. (IV.4) (ohm-m)	Cm Ec. (IV.8) (mmho/m)	Rb Ec. (I.1) (ohm-m)	Cb Ec. (IV.9) (mmho/m)
5	261.749	0.197	5.076×10 ³	43.4285	23.02
6	262.34	0.198	5.05	39.5164	25.30
11	264.09	0.199	5.02	103.94	9.620
<u>12</u>	264.23	0.199	5.02	171.553	5.8291
13	265.09	0.200	5.0	1.89	529.1
14	265.317	0.200	5.0	2.655	376.
15	265.407	0.200	5.0	4.910	203.
16	265.73	0.200	5.0	25.83	38.71
17	265.90	0.200	5.0	12.467	80.21
<u>18</u>	266.67	0.201	4.975	2.359	423.90
35	289.46	0.218	4.587	29.792	33.56
36	289.69	0.218	4.587	11.337	88.20
37	289.814	0.218	4.587	11.224	89.04
38	290.01	0.218	4.587	20.479	48.83
39	290.26	0.218	4.587	11.906	83.99
<u>40</u>	291.42	0.219	4.566	23.920	41.80
41	299.84	0.225	4.444	83.879	11.92
42	299.88	0.225	4.444	1074.697	0.930
43	299.93	0.225	4.444	53.508	18.68
44	300.33	0.226	4.424	-7605.38	- 0.131
45	300.41	0.226	4.424	-4001.27	- 0.249
46	301.73	0.227	4.405	16.533	60.48
47	302.1	0.227	4.405	10.584	94.48
48	302.108	0.227	4.405	14.878	67.21
49	302.49	0.227	4.405	12.336	81.06
50	302.70	0.227	4.405	12.376	80.80

T A B L A (FH.1)

Continua

	(14)	(15)	(16)	(17)	(18)
	C Ec. (IV.10) (mmhos/m)	D Ec. (IV.11) (mmhos/m)	ϵ_1 (14)/(15) (M m)	$\phi_{FR} =$ Ec. (II.7) (%)	$K_{FR} =$ Ec. (IV.7) (DARCIES)
5	5.95	6.0912×10^{-1}	9.768	2.23	8.08
6	5.59	6.06	9.231	2.02	7.11
11	-2.390	6.02	3.97	0.354	3.33
12	1.40	6.02	2.325	0.825	3.45
13	-432.0	6.04	-715.23	-	4.31×10^4
14	-346.0	6.04	-572.84	-	3.74 "
15	-163.0	6.04	-269.867	-	3.61 "
16	-168.0	6.04	-278.14	-	3.52 "
17	-57.8	6.04	-96.026	-	3.217 "
18	-219.49	5.97	-366.834	-	3.13 "
35	-6.43	5.97	-10.988	-	10.1×10^{-1}
36	-17.29	5.97	-28.978	-	70.3 "
37	-17.15	5.97	-28.107	-	69.7 "
38	-11.03	5.97	-18.425	-	49.1 "
39	-15.16	5.97	-25.125	-	53.3 "
40	-7.4	5.47	-13.539	-	15.7 "
41	-1.69	5.33	-3.228	-	3.8 "
42	-0.696	5.33	-1.305	-	2.7 "
43	-2.45	5.33	-4.6692	-	12.8 "
44	-0.409	5.08	1.321	-	3.60 "
45	-1×10^{-3}	5.08	0.980	-	23.3 "
46	8.98	5.28	16.884	2.623	31.6 "
47	19.45	5.28	36.742	4.91	47.0 "
48	18.11	5.28	34.090	5.27	27.1 "
49	28.31	5.28	53.409	8.48	37.6 "
50	19.01	5.28	35.795	5.08	30.1 "

4.3) EJEMPLO No. 2 (POL 71)

A continuación se presentan los resultados obtenidos a partir de la aplicación del método propuesto en la sección (4.1). El pozo en estudio es el POL-71 del Campo Pol-Batab - también perteneciente a la Zona Marina de Campeche, Fig. - -- (IV.7).

Los datos adicionales para la aplicación fueron tomados del encabezado del registro y al igual que los valores de profundidades y resistividades fueron proporcionados por el - Departamento de Evaluación de Formaciones del IMP, en tablas de Registro Digitizados. (Tablas Nos.17 a 19)

$$T_{Max} = 275 \text{ (}^\circ\text{F)};$$

$$P_{Max} = 3895 \text{ (mbmr)}.$$

$$T_{Sup} = 78.98 \text{ (}^\circ\text{F)};$$

$$R_m = 0.261 \text{ (ohm-m)}$$

$$a) T_{Max}$$

T A B L A IF.2

(1)	(2)	(3)	(4)	(5)
ZONA	INTERVALO (mbmr)	FRACTURAS VERTICALES	FRACTURAS HORIZONTALES	ANOMALIAS
A	3715.75 - 3728.75	SI	NO	-
B	3728.75 - 3739.0	SI	NO	-
C	3739.0 - 3750.0	SI	NO	-

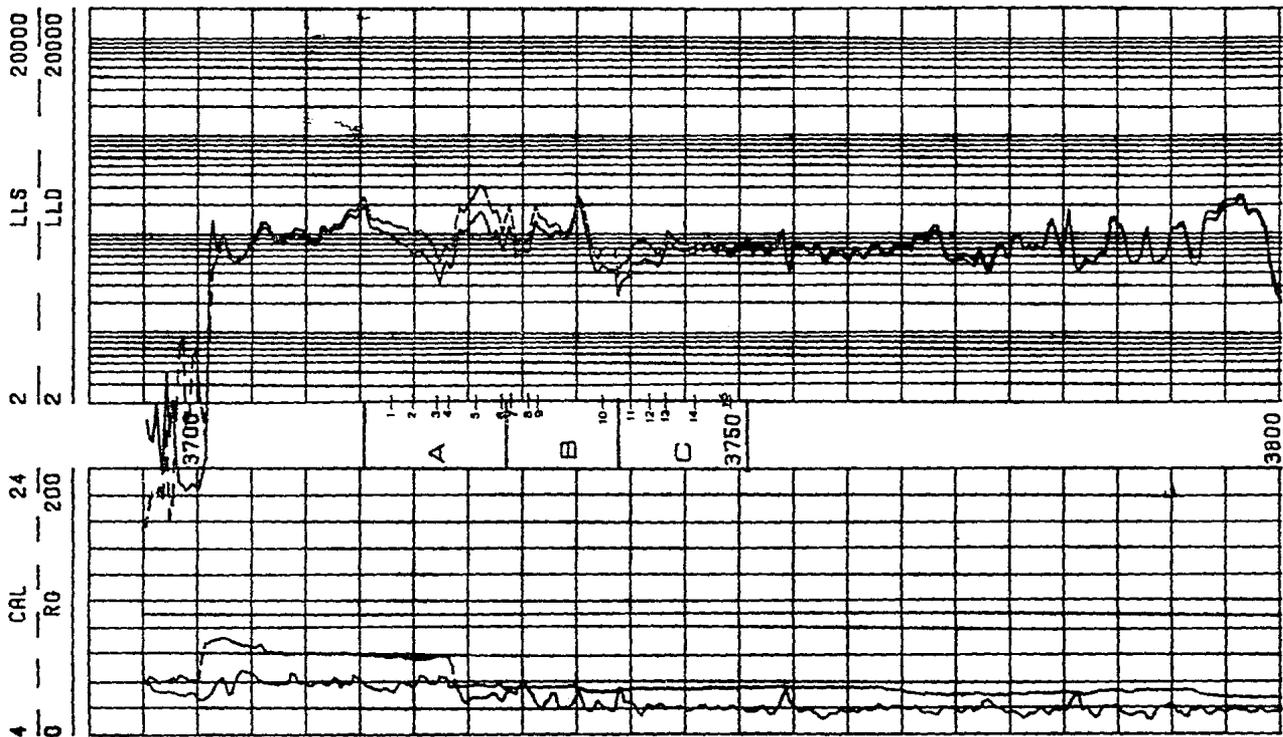


FIG. IV.7

PROFUNDIDAD	LLD	LLS
3710.48	80.900	87.700
3710.79	77.800	83.600
3711.09	81.500	87.400
3711.40	109.000	119.000
3711.70	110.000	120.000
3712.01	100.000	108.000
3712.31	108.000	117.000
3712.61	116.000	126.000
3712.92	115.000	126.000
3713.22	118.000	129.000
3713.53	136.000	149.000
3713.83	153.000	171.000
3714.14	158.000	178.000
3714.44	150.000	172.000
3714.74	154.000	182.000
3715.05	182.000	220.000
3715.35	193.000	237.000
3715.66	153.000	190.000
3715.96	118.000	146.000
3716.27	114.000	141.000
3716.57	116.000	146.000
3716.88	108.000	137.000
3717.18	102.000	131.000
3717.48	103.000	135.000
3717.79	97.800	132.000
3718.09	90.800	124.000
3718.40	84.400	120.000
3718.70	81.200	119.000
3719.01	80.200	118.000
3719.31	75.800	114.000
3719.61	65.500	100.000
3719.92	63.300	98.700
3720.22	67.100	107.000
3720.53	66.900	108.000
3720.83	62.000	101.000
3721.14	55.600	92.300
3721.44	52.000	83.800
3721.74	49.900	78.700
3722.05	37.300	58.900
3722.35	32.000	49.800
3722.66	45.200	69.400
3722.96	52.000	77.400
3723.27	45.300	66.800
3723.57	48.800	76.300
3723.88	86.900	142.000
3724.18	111.000	184.000
3724.48	104.000	170.000
3724.79	110.000	185.000
3725.09	127.000	218.000
3725.40	136.000	236.000
3725.70	156.000	277.000

PROFUNDIDAD	LLD	LLS
3725.70	156.000	277.000
3726.01	170.000	309.000
3726.31	160.000	300.000
3726.62	138.000	262.000
3726.92	105.000	200.000
3727.22	93.300	166.000
3727.53	106.000	175.000
3727.83	90.400	148.000
3728.14	68.200	105.000
3728.44	91.700	147.000
3728.75	118.000	192.000
3729.05	88.700	138.000
3729.36	58.000	78.900
3729.66	67.300	88.300
3729.96	67.000	88.000
3730.27	65.100	85.000
3730.57	66.800	88.300
3730.88	102.000	146.000
3731.18	135.000	195.000
3731.49	114.000	153.000
3731.79	110.000	146.000
3732.09	105.000	139.000
3732.40	92.600	118.000
3732.70	98.600	121.000
3733.01	107.000	128.000
3733.31	104.000	121.000
3733.62	92.300	104.000
3733.92	94.100	103.000
3734.23	98.800	107.000
3734.53	116.000	127.000
3734.83	160.000	175.000
3735.14	213.000	238.000
3735.44	164.000	205.000
3735.75	116.000	155.000
3736.05	80.000	111.000
3736.36	55.600	76.500
3736.66	42.800	59.300
3736.96	39.900	55.400
3737.27	46.300	68.100
3737.57	45.700	72.300
3737.88	42.600	69.400
3738.18	42.800	69.600
3738.49	42.600	70.600
3738.79	23.300	36.900
3739.10	32.700	47.800
3739.40	34.500	50.200
3739.70	36.800	53.600
3740.01	48.600	72.500
3740.31	49.100	78.400
3740.62	49.000	84.100
3740.92	51.800	84.800

PROFUNDIDAD	LLD	LLS
3740.92	51.800	84.800
3741.23	54.800	86.200
3741.53	53.600	80.200
3741.83	52.400	73.900
3742.14	50.700	68.700
3742.44	45.800	60.300
3742.75	50.100	64.800
3743.05	66.300	84.900
3743.36	82.700	106.000
3743.66	80.300	100.000
3743.96	72.700	88.100
3744.27	70.500	84.500
3744.57	66.400	78.200
3744.88	66.900	78.300
3745.18	67.800	77.900
3745.49	61.800	70.400
3745.79	62.000	71.200
3746.10	67.800	77.400
3746.40	70.900	81.000
3746.70	65.600	74.200
3747.01	68.700	77.500
3747.31	71.000	79.900
3747.62	65.300	72.600
3747.92	65.100	72.700
3748.23	68.200	76.200
3748.53	68.100	75.300
3748.83	63.400	69.900
3749.14	57.800	63.200
3749.44	61.700	67.500
3749.75	70.900	78.100
3750.05	67.800	75.300
3750.36	68.900	75.900
3750.66	82.700	91.500
3750.97	72.800	80.300
3751.27	64.100	70.500
3751.58	68.800	75.900
3751.88	72.400	79.600
3752.18	68.200	75.000
3752.49	61.100	66.600
3752.79	63.700	69.800
3753.10	70.200	78.800
3753.40	71.500	82.300
3753.71	88.300	97.000
3754.01	102.000	109.000
3754.31	54.700	58.100
3754.62	39.300	41.700
3754.92	71.700	78.900
3755.23	71.300	75.600
3755.53	76.900	81.300
3755.84	73.800	78.700
3756.14	66.700	71.100

T A B L A FV.2

(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)
ZONA	PUNTO	PROFUNDIDAD	RLLs	RLLd	CLLs	CLLd	ΔC
	#	(mbr)	(ohm-m)	(ohm-m)	Ec. (IV.1) (mhos/m)	Ec. (IV.2) (mhos/m)	Ec. II.1 (mhos/m)
	1	3719.31	75.8	114.0	13.19	8.77	4.42
	2	3720.22	67.10	107.0	14.90	9.34	5.55
A	3	3722.35	32.0	49.8	31.25	20.08	11.16
	4	3723.57	48.8	76.3	20.49	13.10	7.38
	5	3726.01	170.0	309.0	5.88	3.23	2.64
	6	3728.14	68.2	105.0	14.66	9.25	5.40
	7	3728.75	118.0	192.0	8.47	5.20	3.26
B	8	3729.66	67.30	88.3	14.8	11.32	3.48
	9	3731.18	135.0	195.0	7.40	5.12	2.27
	10	3737.57	45.7	72.3	21.8	13.83	8.05
	11	3740.01	48.6	72.5	20.57	13.79	6.78
	12	3741.23	54.8	86.2	18.24	11.60	6.64
C	13	3743.36	82.7	106.0	12.09	9.43	2.65
	14	3746.4	70.9	81.0	14.10	12.34	1.75
	15	3752.49	61.1	66.6	16.36	15.01	1.35

T A B L A FV.2

Continua

	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)	(14)
	Tf Ec. (IV.3) (°F)	Rm Tf Ec. (IV.4) (ohm-m)	Z Ec. (IV.5) (mmhos/m)	εl Ec. (IV.6) (m)	ØFR Ec. (IV.7) (%)	KFR Ec. (IV.7) (DARCYS)
1	266.15	0.269	1.487	2.972	1.122	0.746
2	266.20	0.269	"	3.732	1.306	1.176
3	266.31	0.269	"	7.505	2.081	4.758
4	266.37	0.269	"	4.963	1.579	2.080
5	266.49	0.269	"	1.775	0.795	0.266
6	266.60	0.269	"	3.631	1.282	1.113
7	266.63	0.268	1.492	2.192	0.913	0.405
8	266.67	0.268	"	2.332	0.954	0.459
9	266.75	0.268	"	1.521	0.717	0.195
10	267.07	0.268	"	5.395	1.669	2.458
11	267.26	0.268	"	4.544	1.489	1.744
12	267.26	0.268	"	4.45	1.468	1.672
13	267.36	0.268	"	1.776	0.796	0.266
14	267.52	0.268	1.49	1.174	0.603	0.116
15	267.82	0.267	1.498	0.901	0.506	0.068

4.4) ANALISIS DE RESULTADOS

* ABKATUN 5.

A partir de la observación de las figuras IV.2 a IV.6 y la tabla IF.1 se notan en casi todo el registro desde 3350 a 4425 (mbmr) diversas zonas de interés.

En principio podemos ver que en todas las secciones - existen fracturas ya sea verticales u horizontales, en las columnas (3) y (4) de la tabla IF.1 se especifica esto.

En la columna (5) las anomalías marcadas con * y ** - para las zonas D y E nos indican que existen en un gran tramo irregularidades en los valores de la curva LLs con respecto a LLd, pues en casi toda la extensión de "E": LLs > LLd. Estas anomalías no parecen ser por el cambio rápido del valor - de resistividad en capas de poco espesor, pues la irregularidad se presenta en algunos casos en intervalos de más de 2 metros como puede verse cerca de los puntos 18 y 19 de la figura IV.3.

Las secciones de las figuras IV.5 y IV.6 están ocupadas totalmente por las zonas H e I que fueron marcadas con --*** por presentar diversas anomalías. Para la sección H los cambios de resistividad es en secciones de menos de 1 metro y LLs es mayor que LLd por un pequeño margen, esta condición se presenta tanto en los casos en que las curvas son convexas como cuando son cóncavas.

De comprobarse totalmente la existencia de fracturas - en las zonas H e I podría decirse que se trata de una longi-

tud considerable, (150 mts). de fracturas horizontales.

En la zona I, existen en los puntos 41 a 45 varios picos "exagerados", en los que $LLs \gg LLd$ esto quizá se deba a aisladas anomalías de conductividad:

De los resultados obtenidos en la tabla FV.1 las columnas (12), (13) y (14) merecen una atención especial. Es de esperarse que en las zonas del registro donde LLd fue mucho más grande que LLs la abertura, ϵ , fuera mayor, en realidad esto ocurrió sólo en la zona G donde la separación de DLL es regular en relación, por ejemplo a la existente en la zona F, propiamente el punto 19, donde la separación de las curvas es considerable. Lo mismo sucede en los puntos 24 a 29. Al parecer aquí (zona G) podemos notar que las curvas mantienen una separación constante sin cambios bruscos de resistividad, a partir del punto 30 hasta más abajo del punto 34, donde al revisar la columna (13) de los valores de la porosidad de fractura posiblemente esta se cierre.

Como aportación considerable a la porosidad efectiva de la formación solo la zona G puede tomarse en cuenta, aunque también la zona A puede ser importante.

En cuanto a la permeabilidad de fractura K_{FR} , podemos decir que ninguna sección carece de esta característica, pues como es sabido las fracturas poseen alta capacidad de permitir el flujo de fluidos. Con los valores obtenidos en la columna (14) esto es más que evidente. Los resultados, parecían quizá exagerados en algunos puntos pero deberán tomarse en cuenta las consideraciones que se hicieron de la ecuación-

IV.7 en el capítulo 2.

En la tabla FH.1 en la cual aparecen los cálculos para fracturas horizontales, la columna (12) es la obtención de R_b , - el uso de la ecuación I.1 es quizá la principal razón por lo que dicho valor (R_b) no se ajuste más a la realidad pues de - por si esta ecuación tiene limitaciones y por tanto tratar de calcular R_b de esta forma nos lleva a errores para encontrar valores adecuados de ϵ y por tanto de K_{FR} . En el cálculo de ΔC está la otra razón, ya que los valores de CLLd son mayores a los de CLLs haciendo: $\Delta C < 0$.

* POL-71

En este ejemplo se analizaron esencialmente 3 zonas - que cubren 3 fracturas verticales delimitadas por cambios en las lecturas de resistividad los cuales marcan las dimensiones de las fracturas. No se encontró ninguna anomalía y el análisis se limitó a 40 mts. de formación, por lo cual las -- fracturas son de tamaño medio.

Aunque en este registro no se presenta tanta variedad de situaciones como en el anterior, puede inferirse la utilidad de reconocer zonas con fracturas.

En la sección A se presentan los valores más altos de abertura ϵ_1 así como de ϕ_{FR} y K_{FR} .

Al final de la zona B comienza una fractura la cual se cierra gradualmente hasta más abajo del punto 15, como se comprueba con los valores de porosidad y permeabilidad de fractura.

C O N C L U S I O N E S

En primera instancia es importante mencionar que a pesar de los esfuerzos realizados por encontrar medida exactas de los valores de resistividad en las vecindades del pozo, caso concreto, las innumerables mejoras de los registros de resistividad: LL7, LL3 DLL-Rxo etc, en los yacimientos fracturados las circunstancias en que estos registros son corridos, nos invita a hacer una revisión de las posibles fallas en las medidas y/o posibles ventajas.

El DLL-Rxo responde a la necesidad de una combinación de herramientas efectivas para una buena interpretación de la resistividades verdaderas en los casos en que R_{mf}/R_w es menor a 4 ó 3. Sus 3 curvas simultáneas de resistividad con diferentes y seleccionadas profundidades de investigación lo harán en muchas situaciones preferible sobre el registro de Inducción.

En algunos casos de yacimientos fracturados, las - - fracturas son los medios de productividad de los pozos, aun dando por descontado su baja porosidad, pero, dada su alta capacidad de flujo, la productividad es afectada por la profunda invasión del lodo durante los procesos de perforación. La conductividad de dicho fluido causa anomalías en las lecturas del Doble-Laterlog. Estos eventos proponen algunas fallas en la mayoría de los métodos usuales de interpretación de resistividades de los yacimientos en estudio. Por tanto los datos

de porosidad (ϕ) y resistividad verdadera (R_t) pueden ser no confiables, al menos que se enlacen a un intervalo de referencia muy reducido dentro del yacimiento.

En estas circunstancias inferimos que el Doble-Log no mide R_t , pero sí, R_b . Entonces es recomendable manejar los resultados del DLL con mucho cuidado en intervalos -- donde las fracturas predominan.

En general, el DLL puede ser usado para determinar la abertura de la fractura y la resistividad verdadera de capas adyacentes (no fracturadas), siempre que el contraste de esta resistividad y la del lodo sea suficientemente alta. El cálculo de ΔC , en casos en que $LL_s > LL_d$ (Fracturas horizontales), nos lleva a limitaciones del uso del método para encontrar ϵ , sin embargo podemos seguir el procedimiento gráfico, para lo cual se proveen las figuras necesarias.

Del conocimiento de la porosidad y permeabilidad de fracturas que se encuentren en un pozo puede llegarse a pensar en la conveniencia de establecer, con los demás pozos del yacimiento, la geometría del sistema de fracturas. Por supuesto, lo anterior tendría que apoyarse en otras técnicas de detección que ayuden a determinar otros elementos del sistema como son: orientación, distribución y origen de las mismas.

La Zona Marina presenta grandes contrastes en sus yacimientos, por lo que la aplicación del trabajo puede hacerse extensiva a los diversos casos en los que el analista considere conveniente.

A P E N D I C E

El objetivo de este apéndice, es solo el tener presentes algunos puntos que se mencionan en el trabajo y de los -- cuales no se ahonda mucho, como por ejemplo el uso de algunos conceptos básicos y la nomenclatura.

* CONCEPTOS BASICOS:

- Porosidad.

La porosidad absoluta de un medio rocoso se define como la relación: $\phi_a = V_p/V$ donde: V_p = Volumen de poros del medio, V = Volumen total de dicho medio y ϕ_a = Es la porosidad absoluta y generalmente expresada en (%). El medio puede ser un yacimiento, una porción de él, un núcleo o un empacamiento de partículas.

Si consideramos de V_p , únicamente los poros comunicados excluimos los no comunicados obtenemos un volumen V_{pc} , -- calculando la porosidad, que ahora será porosidad efectiva; -- se obtiene.

$$\phi_e = \frac{V_{pc}}{V}$$

La porosidad secundaria, es aquella que se debe a procesos posteriores que sufre el medio, como son por ejemplo disolución de material calcáreo, por corrientes, fracturamiento, etc.

La porosidad primaria, es por tanto, aquella ajena a cualquier proceso mencionado.

Los yacimientos productores suelen tener del 3 al 30% de porosidad, aunque el extremo inferior no es deseable y puede inferirse poca recuperación, el extremo superior es poco frecuente.

* PERMEABILIDAD

Es la propiedad que posee la roca de permitir el paso de un fluido a través de ella.

La permeabilidad absoluta de la roca será la capacidad de ésta de permitir el paso de un fluido cuando dicho fluido satura al 100% la roca.

La permeabilidad efectiva de una roca se define como la permeabilidad a un fluido cuando éste satura a menos de 100% la roca. K_o , K_g y K_w representan respectivamente las permeabilidades efectivas al aceite gas y agua.

La permeabilidad relativa se define como la relación de permeabilidad efectiva de un fluido entre la permeabilidad absoluta de la roca:

$$K_{ro} = \frac{K_o}{K}; \quad K_{rg} = \frac{K_g}{K}; \quad K_{rw} = \frac{K_w}{K}$$

La ecuación más conocida para calcular la permeabilidad es la de Darcy.

$$K = \frac{q \mu L}{A \Delta P}$$

Por ejemplo si a través de un núcleo de 1 cm^2 de sección transversal (A), 1 (cm) de longitud (L), fluye agua salada del 1 (cp) de viscosidad (μ) con 1 (Atm) de diferencial de presión (ΔP). La permeabilidad absoluta del núcleo será:
 $K = 1$ (DARCY).

- SATURACION

La saturación S de un fluido f en un medio poroso, se define como el volumen del fluido V_f medido a la presión y temperatura del medio entre el volumen de poros que contienen dicho fluido.

$$S_f = V_f / V_p$$

donde f puede representar aceite, agua o gas.

En un yacimiento generalmente en un principio se tiene:

$$\sum S_f = S_o + S_g + S_w = 1$$

por lo que esto debe tomarse en cuenta al considerar cualquier situación de saturación de fluidos en el yacimiento.

La saturación crítica de un fluido se define como la saturación mínima necesaria para que exista escurrimiento de dicho fluido en el yacimiento⁽¹²⁾

- RESISTIVIDAD

La resistividad de la materia se define como su capa-

idad para impedir la circulación de una corriente eléctrica a través de ella. La resistividad de una sección es la resistencia en ohms de un cubo de un metro de lado cuando la corriente fluye entre las caras opuestas del mismo.

En el caso del conocimiento de la resistividad del agua de formación, R_w , cuando esta contiene solamente cloruro de sodio su resistividad es función de su salinidad y temperatura, conociendo estos dos parámetros se puede calcular R_w (5). Cuando el agua contiene otras sales además del NaCl , R_w puede ser estimado a través del análisis químico del agua.

Se ha establecido experimentalmente que la resistividad de una formación limpia (esto es, una formación que no contiene arcilla en cantidad apreciable) es proporcional a la resistividad de la solución salina con la cual está saturada totalmente. La constante de proporcionalidad es el llamado Factor de formación F . Por lo tanto, si R_o es la resistividad de una formación arcillosa totalmente saturada con una solución de resistividad R_w .

$$F = \frac{R_o}{R_w}$$

El factor de formación es una función de la porosidad y también de la estructura poral y la distribución de los poros por su tamaño. Archie (5) propuso la fórmula:

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

donde: m = factor de cementación y

a se determina en forma empírica.

Una ecuación de la saturación de agua fue propuesta - por Archie, en una formación limpia, expresada en términos de su resistividad verdadera, R_t , como:

$$S_w^n = F R_w / R_t$$

Generalmente $n=2$, la ecuación puede escribirse entonces:

$$S_w = \sqrt{\frac{R_o}{R_t}}$$

- EFECTO DE LA TEMPERATURA

Para la interpretación cuantitativa de perfiles es necesario corregir todas las resistividades de los fluidos en función de la temperatura de la formación. Conociendo la temperatura del fondo del pozo se puede estimar la temperatura de las formaciones en estudio por métodos gráficos (5), o directamente con la ecuación:

$$\frac{T}{P_f} = [T_{Max} - T_{Sup}] \frac{P_f}{P_{Max}} + T_s$$

De esta forma podemos entonces conocer la resistividad verdadera del fluido a la temperatura de formación en que se encuentre, supongamos que dicho fluido es el fluido de perforación, tendremos entonces:

$$\frac{R_m}{T_f} = \frac{R_m}{T_{Max}} \left[\frac{T_{Max}}{T_f} + \frac{C}{C} \right] \quad (\sim - m)$$

donde: $C = 6.77$ si T ($^{\circ}\text{F}$)

$C = 21.5$ si T ($^{\circ}\text{C}$)

* NOMENCLATURA

- HERRAMIENTAS.

DLL - Doble Laterlog

CNL - Neutron Compensado

- PROGRAMAS.

DETFRA - Detección de fracturas

DCA - Detección de anomalías de conductividad

GLOBAL - Evaluación de formaciones

- REGISTROS

LLD - Curva profunda del DLL

LLS - Curva somera del DLL

MSFL - Registro Microesférico Enfocado

LL3 - Registro Laterolog 3

LL7 - Registro Laterolog 7

GR - Registro Rayos Gamma

CALI - Caliper

SP - Registro Potencial Natural

- RESISTIVIDADES

R - Resistividad (ohm/m)

R_i - Resistividad de la zona invadida

- RLld - Resistividad de la curva profunda del Laterolog
- RLls - Resistividad de la curva somera del Laterolog.
- RLldc, RLlsc - Valores de Resistividad corregidos.
- RM - Resistividad del lodo
- Rmc - Resistividad del enjarre del lodo
- Rmf - Resistividad del filtrado del lodo
- Rt - Resistividad de la zona no invadida
(Resistividad verdadera)
- Rw - Resistividad del agua de formación
- Rxo - Resistividad de la zona lavada
- R_{MSFL}^c - Valor corregido de R_{MSFL}
- Rs - Resistividad de la zona adyacente

- ELECTRODOS:

- Ao - Electrodo central del lateolog.
- A_1A_1 - Electrodos de enfocamiento
- M_1, M_1, M_2, M_2 - Electrodos Monitores
- ia - Corriente de enfocado
- io - Corriente de medida
- Vo - Voltaje de medida

- CONDUCTIVIDADES:

- C - Conductividad (1000/R) (mmho /m)
- Cm - Conductividad del lodo (mho/m)
- CLld - Conductividad de la curva LLd
- CLls - Conductividad de la curva LLs
- Cb - Conductividad del bloque

- POROSIDADES

- ϕ - Porosidad (%)
- ϕ_a - Porosidad absoluta
- ϕ_e - Porosidad efectiva
- ϕ_M - Porosidad de la Matriz
- ϕ_{FR} - Porosidad de la fractura

- PERMEABILIDADES

- K - Permeabilidad (DARCIES) δ (md)
- K_e - Permeabilidad efectiva
- K_{rf} - Permeabilidad relativa a un fluido
- K_{FR} - Permeabilidad de fractura

- SATURACIONES

- S - Saturación (%)
- S_f - Saturación de fluido (agua, aceite o gas)
- S_w - Saturación de agua
- S_{wFR} - Saturación de agua en Fracturas
- S_{wM} - Saturación de agua en Matriz
- S_{xoFR} - Saturación de agua en la fractura zona lavada

- OTROS PARAMETROS

- A - Area de flujo (cm^2)
- B - Electrodo remoto en el DLL
- D - Modelo de Herramienta DLL
- E - Modelo de herramienta DLL
- J - Factor pseudo geométrico

- L - Profundidad de fractura dentro de la formación.
- N - Largo de fractura (pg), (pies) δ (m)
- N - Electrodo de Referencia en el DLL
- Pi - Presión inicial (lb/pg²)
- P1 - Presión de entrada (dinas/cm²)
- P2 - Presión de salida (dinas/cm²)
-
- b - Abertura de fractura
- di - Diámetro de invasión (pg) o (cm)
- hmc - Índice de espesor de enjarre (pg) o (cm)
- m - Factor de cementación de la Matriz
- n - Exponente de Saturación de la Matriz
- g - Gasto (cm³/seg)
- w - Ancho de fractura en (pg)
-
- β - Factor multiplicativo
- Δ - Incremento (en conductividad y presión)
- ϵ - Abertura de fractura (micrones)
- η - Viscosidad (cp)

B I B L I O G R A F I A

- 1.- * J. Suau, P. Grimaldi, A. Poupon, P. Souhaite.,
"THE DUAL LATEROLOG Rxo-TOOL". SOCIETY OF PETROLEUM
ENGINEERS OF AIME.
SAN ANTONIO TEXAS OCT, 8-11, 1972.
- 2.- * SCHLUMBERGER NAM TRAINING MATERIALS.
- Proporcionados por SCHLUMBERGER, Cd. del Carmen, Cam--
peche.
- 3.- *SCHLUMBERGER-Technical Report., "The Rxo Log"
SCHLUMBERGER - 1973 Impreso en Francia.
- 4.- * SCHLUMBERGER., "Log Interpretation Charts"
English-Metric - 1979 Edition
by Schlumberger Limited Printed in U.S.A.
- 5.- * SCHLUMBERGER. "Interpretación de perfiles. Volumen 1,
Fundamentos".
Copyright USA 1972. Schlumberger Limited, Revisado en
1975.
- 6.- * Gómez, R. Orlando., "Interpretación de Registros de -
Pozos".
México, D.F. 1975.
- 7.- * T.D. VAN GOLF-RACHT. "Develoments in Peteroleum Scien-
ce R. Fudnamentals of Fractured Reservoir Enginneering".
Elsiver Scientific Publishing Company.
- 8.- * SCHLUMBERGER WEC MEX-84. "Evaluación de Formaciones-
en México. Septiembre de 1984".

- 9.- * A.M. SIBBIT, O. FAIVRE. "THE DUAL LATEROLOG RESPONSE IN FRACTURED ROCKS".
SPWLA TWENTY SIXTH ANNUAL LOGGING SYMPOSIUM, JUNE/17-20 1985. DALLAS TEXAS.
- 10.- * VAZQUEZ A. SERGIO E. "DETERMINACION DE FRACTURAS RECOPIACION".
Revista, Ingenieria Petrolera. Febrero 1981.
- 11.- * PERSONAL DE LA DIVISION DE DESARROLLO DE CAMPOS SUPT--CIA. DE INGENIERIA PETROLERA. CD. DEL CARMEN, CAMPECHE.
"TRATADO DE INTERPRETACION GEOLOGICA Y ESTRUCTURAL DE LOS CAMPOS PRODUCTORES DE LA ZONA MARINA".
- 12.- * RODRIGUEZ, N. RAFAEL "APUNTES DE PRINCIPIOS DE MECANICA DE YACIMIENTOS Facultad de Ingenieria. U.N.A.M.