



T
622 3352
6212

ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL

DEPARTAMENTO DE INGENIERIA GEOLOGIA, MINAS Y PETROLEO

"EVALUACION COMPUTARIZADA DE UNA FORMACION DEL
ORIENTE ECUATORIANO, UTILIZANDO EL METODO DE
LAS TRES POROSIDADES".

TESIS DE GRADO
PREVIA A LA OBTENCION DEL TITULO DE:

INGENIERO DE PETROLEO

REALIZADA POR:

NEY ERWIN GARCIA IDROVO

GUAYAQUIL - ECUADOR

1983

A G R A D E C I M I E N T O

Al Ing. JOSE CABEZAS, Director de Tesis, por su valiosa ayuda en la elaboración de este trabajo.

A todas aquellas personas que de una u otra manera colaboraron en la realización de esta Tesis.

DEDICATORIA

A MIS PADRES

A MIS HERMANOS

A MI ESPOSA

A MIS HIJOS

.....

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'Jose Cabezas', is written over a large, loopy circular scribble.

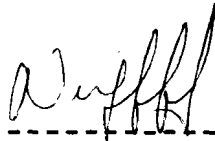
ING. JOSE CABEZAS

DIRECTOR DE TESIS

DECLARACION EXPRESA

"La responsabilidad por los hechos, ideas y doctrinas expuestos en esta tesis, me corresponden exclusivamente; y, el patrimonio intelectual de la misma, a la ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL".

(Reglamento de Exámenes y Títulos Profesionales de la ESPOL).



NEY E. GARCIA I.

R E S U M E N

Con el desarrollo y mejoras de las herramientas de registro, especialmente las que miden la porosidad, se han implementado nuevos métodos de evaluación, uno de los cuales es el usado en el presente trabajo, llamado el Método de las Tres Porosidades (Three Porosity Method). Este método involucra la solución de un sistema de 4 ecuaciones: las 3 primeras que corresponden a cada uno de los registros de porosidad y la restante, la llamada ecuación unidad o de balance de materiales, que es la suma de los componentes de litología y porosidad.

Las soluciones, es decir, las fracciones de litología y porosidad, no deben ser negativas, en cuyo caso, se hacen nuevas consideraciones y se resuelve el sistema, hasta obtener valores no negativos.

También hay que indicar que cada herramienta tiene un coeficiente de respuesta para cada componente a evaluarse, el cual varía en un cierto rango. Estos fueron tomados de(1), tal como aparece en el Capítulo IV, sección 3.

Una vez obtenida la porosidad y la litología, se procede a evaluar saturaciones y otros parámetros, lo cual completa la evaluación.

Lo anterior ha sido codificado en un programa para computadora, en FORTRAN IV.

INDICE GENERAL

	<u>PAG</u>
RESUMEN -----	VI
INDICE GENERAL -----	VII
INTRODUCCION -----	9
CAPITULO I	
GENERALIDADES -----	10
CAPITULO II	
REVISION BIBLIOGRAFICA -----	12
CAPITULO III	
CONSIDERACIONES TEORICAS: FUNDAMENTOS-----	18
3.1. LOS REGISTROS DE POROSIDAD: SONICO DE DENSI- DAD Y NEUTRONICO -----	19
3.2. LOS REGISTROS DE RESISTIVIDAD -----	44
3.3. DESCRIPCION DE LA TECNICA UTILIZADA-----	45
3.4. APLICACIONES: VENTAJAS Y LIMITACIONES-----	48
CAPITULO IV	
ANALISIS CUANTITATIVO Y PROGRAMACION -----	50
4.1. ECUACIONES GENERALES PARA EL CALCULO DE LI TOLOGIA Y POROSIDAD -----	50
4.2. SELECCION DE LOS COMPONENTES DE LITOLOGIA Y POROSIDAD A EVALUAR -----	51

4.3. SELECCION DE LOS COEFICIENTES DE RESPUESTA DE CADA COMPONENTE A CADA REGISTRO -----	53
4.4. CALCULO DE SATURACION DE AGUA Y FRACCION DE - PETROLEO MOVIL -----	55
4.5. DESCRIPCION DEL PROGRAMA -----	58
4.6. PROGRAMA -----	62
4.7. RESULTADOS -----	69
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES -----	93
APENDICES-----	95
BIBLIOGRAFIA-----	106

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

Durante los últimos años, la evaluación de forma ciones en base a registros de porosidad básicamente, ha tomado mucho auge debido al mejoramiento de las herramientas de perfilaje, a un mejor entendimiento de sus respuestas y principalmente a la ayuda invalorable de las computadoras, en este campo.

Inclusive, se dispone de programas para evaluar por separado, arenas arcillosas, SARABAND, y para formaciones calcáreas, CORIBAND (11).

La utilización de los registros sónico, de Densidad y Neutrónicos, independientemente, para obtener porosidad, requiere el conocimiento de la litología; ésto, en el caso de formaciones areníferas limpias.

Cuando se desconoce la litología y más aún cuando - ésta (la litología) está constituida de una mezcla de dos o más minerales en proporciones también desconocidas y aún más cuando la formación investigada contiene fluidos que difieren apreciablemente - del agua, la respuesta de cada uno de estos registros es menos exacta.

CAPITULO I

GENERALIDADES

Lo expuesto en la Introducción implica, que las lecturas de los perfiles de porosidad dependen, no sólo de élla, sino también, de otros factores, tales como la litología y el fluido contenido. Cada perfil responde en forma diferente e independiente a las distintas composiciones de la matriz y a la presencia de hidrocarburos, por ello, una combinación de los mismos permite obtener mayor información sobre la formación y su contenido, que la de un solo perfil.

El método presentado se lo denomina el Método de las Tres Porosidades (Tripososity Method), el mismo que utiliza las ecuaciones de respuesta de cada registro de porosidad y una adicional, la cual establece que la suma de las fracciones volumétricas de todos los componentes es igual a la unidad. Este método es el más adaptable a computadoras, por lo cual, se ha preparado un programa en FORTRAN IV, que permite calcular, a más de porosidad efectiva y composición litológica,

porosidad secundaria, saturación de hidrocarburos, de agua, etc., en donde sea necesario. Para su utilización a parte de los registros de porosidad, se debe disponer de registros resistivos, potencial espontáneo y rayos gamma.

Un rasgo muy importante, que vale destacar, es que - con este método podemos evaluar cualquiera de los dos grandes grupos en que se dividen las formaciones hidrocarburíferas: Arenas arcillosas y rocas calcáreas, y para el efecto, se han tomado como base las ecuaciones dadas en la referencia 7.

CAPITULO II

REVISION BIBLIOGRAFICA

El avance y mejoramiento de las herramientas de registro han contribuido a obtener mejores valores de los perfiles y por ende un concepto más cierto de la formación y sus flúidos, lo cual ha impulsado a los diferentes investigadores a evaluar dichas formaciones en base a perfiles. Se han usado los llamados perfiles de porosidad (sónico, densidad y neutrónico), complementándose con resistivos.

Los primeros intentos fueron basados en soluciones gráficas, como es el caso de D.E. Baird (2), el cual nos presenta una evaluación en base al neutrónico y al de densidad, ayudado con el sónico y los registros de resistividad. Este método es limitado sin embargo, ya que sólo se pueden analizar dos registros a la vez y no se lo puede aplicar a computadoras.

Savre y Burke fueron los primeros en utilizar los 3 registros de porosidad, asignándole a cada uno de ellos - su respectiva ecuación de respuesta, para calcular la

porosidad efectiva y la fracción de cada componente litológico presente en la matriz. Entonces, a las 3 ecuaciones de los registros se suman dos más, esto es, las necesarias para obtener igual número de parámetros necesarios en las ecuaciones de respuesta, formándose un sistema de cinco ecuaciones, el cual lo resuelven gráficamente.

Luego modifican dicho sistema de ecuaciones, reduciéndolo a un sistema de tres ecuaciones, expresando las incógnitas como fracciones de volumen total. Lo resuelven en computadora y presentan los resultados de manera gráfica (10).

Burke y ayudantes, continuaron el trabajo de Savre y evaluaron exitosamente un yacimiento caracterizado - por condiciones sumamente difíciles, compuesto predominantemente de dolomita, a más de anhídrita, yeso, chert, limo y caliza, en cantidades variables. Añaden una quinta ecuación que la llamaron "ecuación identidad" la que permite la introducción de un mineral adicional, en el caso de calcularse algún término negativo. Este mineral escogido fue sílice; lo introdujeron en base a su experiencia en dicho campo, ya que la formación contiene además otros minerales como caliza y cantidades menores de lutita. Si no se obtiene ninguna fracción

negativa, no se utiliza la quinta ecuación(3).

Roper y Jones, modifican el método anterior al introducir registros de resistividad en el set de ecuaciones que se han venido utilizando en los métodos previos. Evalúan los mismos pozos y los resultados obtenidos son muy parecidos a los de Burke (utilizan los mismos parámetros y registros). En este método, cuando se obtienen valores negativos de algún componente, se consideran dos posibles explicaciones:

1. Que la formación contenga otros minerales que los calculados;
2. Que hay algún error en los valores de los registros (herramienta o técnica de medida).

Si uno o más minerales que en realidad están presentes, han sido ignorados, basta con incluirlos para obtener una solución. Si un error de medida conduce a una solución no válida, se utiliza una técnica numérica para determinar la solución más probable (9).

Las investigaciones mencionadas tienen como denominador común el haber sido efectuadas en rocas calcáreas, es decir, no se ha hecho todavía ningún intento para interpretar y evaluar formaciones de arenas arcillosas

Tixier y ayudantes reportaron una aplicación del Método de las Tres Porosidades para este tipo de litología. Evaluaron arenas de baja resistividad, arcillosas y limosas que en su mayoría fueron productores de petróleo y gas. Por los métodos convencionales (utilizando perfiles eléctricos) estas arenas no tenían valor comercial; pero utilizando los registros de porosidad, con el método mencionado, se comprobó que la formación producía, ya sea petróleo o gas (13).

Harris y McCammon presentan un método completo para evaluar formaciones utilizando los registros de porosidad. Es decir, que las ecuaciones de respuesta de dichos perfiles, utilizadas para rocas calcáreas, pueden ser generalizadas para cualquier secuencia litológica. Proporcionan dos grupos de ecuaciones, uno para una litología arena-lutita y otro para formaciones carbonatadas. Estas ecuaciones incluyen casi todas las fracciones litológicas y de porosidad que ocurren en la práctica, quedando a juicio del intérprete sustituir o eliminar algún término de porosidad y/o litología, según le convenga (7).

La solución del sistema de ecuaciones será exacta, - cuando el número de fracciones sea igual al número - de registros de porosidad mas 1 y ninguna de las -

fracciones sea negativa. Pero cuando se tienen más incógnitas (fracciones litológicas y de porosidad) que el número de registros de porosidad más 1, existirá un infinito número de soluciones debiéndose escoger, como es natural, una. Para escoger la utilizan el criterio de la Variancia Mínima, el cual ha probado ser el más adecuado.

Acurero y Lichaa, utilizaron la técnica de Harris y McCammon y obtuvieron buenos resultados en la evaluación de formaciones arcillosas del Oriente venezolano, para lo cual efectuaron ciertas modificaciones a la técnica original. Utilizaron solamente dos registros de porosidad: Neutrónico y de Densidad, razón por la cual disponían de 3 ecuaciones; el número de incógnitas fue de 5. Utilizan, para escoger la solución óptima, de las infinitas que tiene el sistema, también el criterio de la mínima variancia(1).

Ya que los coeficientes de respuesta de los componentes a cada registro, no tienen un valor único, sino, presentan un pequeño rango de variación de acuerdo con las condiciones que se presenten en la formación, prueban con diferentes valores de

cada coeficiente y toman aquellos valores que arrojen resultados más reales en una formación cuyo análisis petrofísico es conocido. En caso de no disponerse de dicho análisis, se tomarán aquellos valores que den la mínima de las variancias mínimas, en las soluciones del sistema de ecuaciones planteado. Utilizaron el segundo criterio.



BIBLIOTECA

CAPITULO III

CONSIDERACIONES TEORICAS: FUNDAMENTOS

Cada registro de porosidad, independientemente de los otros, provee una medida de las propiedades físicas de las rocas, y los fluídos en ellas contenidos. Es de cir, el de densidad responde a la densidad electrónica de los elementos constitutivos de la matriz y fluídos; el sónico a la velocidad de propagación del sonido y el neutrónico al índice de hidrógeno, así mismo, de la matriz y fluídos. Es así como se utiliza estas relaciones entre las propiedades de las formaciones y poro sidad, obteniendo así esta última, de cada uno de ellos. Pero, la obtención de porosidad está condicionada al conocimiento de otros parámetros, así para obtenerla - del de densidad es necesario conocer la densidad de ro ca y fluídos; del sónico, conocer el tiempo de tránsito de roca y fluídos. Finalmente, para obtener la po rosidad del neutrónico, es imprescindible conocer lito logía y fluídos.

. Todo aquello implica que la matriz debe estar compues-

ta por un solo mineral. En la práctica esto rara vez ocurre, ya que las formaciones son una mezcla de 2 ó más minerales. Además, los fluidos contenidos pueden variar, complicando aún mas el problema y al usar los registros independiente, el valor obtenido de porosidad va a ser erróneo.

Lo anteriormente descrito ha llevado a los investigadores a tratar de utilizar los 3 registros simultáneamente para obtener porosidad, para de esta manera eliminar o por lo menos minimizar las inexactitudes en dichos cálculos. Entonces, el paso siguiente es obtener las ecuaciones de cada perfil que permitieran, en base a su solución, calcular porosidad. Y no sólo se obtuvo la porosidad más exacta, sino que se cuantificaron los minerales presentes.

La porosidad así calculada es mucho más confiable que la obtenida por cada perfil individualmente.

3.1. LOS REGISTROS DE POROSIDAD: SONICO, DE DENSIDAD Y NEUTRONICO

En esta sección, se hará una revisión de cada uno de los registros de porosidad, es decir, el sóni

co compensado (BHC), el de Densidad Compensado (FDC) y el Neutrónico Compensado (CNL), los cuales son usados en el presente trabajo.

Por otro lado, es necesario hacer una breve revisión de la distribución de las arcillas, ya que ésta, afecta a todos los registros, y no sólo afecta la proporción de arcilla presente, sino también, sus propiedades físicas, y la forma en que ella se halla distribuída en la formación.

Se han hecho estudios sobre núcleos y se ha concluído que el material arcilloso puede encontrarse distribuído de tres maneras:

- a. Forma o tipo laminar.- Consiste en series de lutita o arcilla en forma de láminas que se encuentran depositadas entre capas de arena. Esta forma de arcilla, no afecta la porosidad ni la permeabilidad de las capas de arena, sólo afecta las lecturas de los registros.

- b. Tipo Estructural.- La arcilla está presente - como granos ó nódulos en la matriz de la formación, o sea, formando parte de la arena. Tam

poco afecta la porosidad y la permeabilidad de una arena y se considera que tiene las mismas propiedades que la del tipo laminar. Afecta sólo las lecturas en los registros.

c. Tipo Dispersa.- Aquí el material arcilloso puede encontrarse en dos formas diferentes:

- en forma de acumulaciones adheridas a los granos de arena o en otras palabras, revistiendo los mismos;
- llenando parcialmente los canales porosos más pequeños (intersticios intergranulares).

Este tipo, reduce considerablemente la porosidad y permeabilidad.

Todos estos tipos pueden presentarse simultáneamente en la formación, sin embargo, en general, la arcilla predomina en una sola forma o tipo.

También las propiedades de las arcillas dependen de su composición y compactación y por ello, pueden variar de un nivel a otro. Sin embargo, puede considerarse que dichas propiedades permanecen razonable

mente constantes a lo largo de prolongadas secciones verticales de un pozo y los valores de los parámetros de las arcillas a ser usados en la interpretación pueden ser relacionados con aquellos correspondientes a una arcilla promedio.

En la práctica, se considera que las arcillas laminares y estructurales tienen las mismas propiedades que las arcillas de las capas adyacentes, ya que están sometidas, teóricamente, a la misma presión de sobrecarga y bajo la consideración de que son regularmente uniformes. Respecto a la arcilla dispersa, también puede ser considerada como si tuviera la misma composición mineral de una arcilla promedio.

EL REGISTRO SONICO

El sónico es el registro continuo del tiempo que emplea una onda compresional para viajar a través de un pie de formación. El tiempo requerido para este viaje se denomina "tiempo de tránsito" y se expresa en useg/pie (microsegundos por pie). La curva del tiempo de tránsito (Δt), se presenta en las pistas 2 y 3, en escala lineal. En la pista

1 se registra una curva de calibración y otra de rayos gamma.

Es una herramienta para determinar porosidad en formaciones consolidadas. En zonas de poca consolidación se pueden tener buenas aproximaciones aplicando factores de corrección adecuados. Además, en este tipo de formaciones, el sónico es de gran utilidad para estudios estratigráficos, basados en el grado de compactación de las arcillas. Así mismo, la experiencia en el campo parece indicar que la respuesta de este perfil puede utilizarse para la detección de fracturas en formaciones del tipo carbonatado. Junto con otros perfiles, es propicio para el estudio y evaluación de arenas arcillosas, litologías complejas, determinación y evaluación de presiones anormales en formaciones; determinación de porosidad secundaria, ya que sólo "lee" la porosidad intergranular, pasando por alto la porosidad debida a otros factores. Finalmente, también se utiliza en estudios geofísicos, mediante la curva de "tiempo de tránsito integrado".

FACTORES QUE AFECTAN LAS LECTURAS

Las lecturas del sónico son afectadas por factores

inherentes al hoyo, a la formación y a los fluidos contenidos en ella y a efectos de instrumentación.

1. EFECTOS DEL HOYO

La herramienta sónica compensada fue diseñada para eliminar estos efectos. El lodo y costra no tienen ningún efecto sobre las curvas.

2. EFECTOS DE LA FORMACION Y FLUIDOS

La velocidad del sonido depende del tipo de formación y del grado de consolidación, en el caso de las areniscas. También, la presencia de arcilla, va a tener un efecto considerable, especialmente cuando se calcula porosidad, ya que la velocidad del sonido en las arcillas es diferente a la de las formaciones a analizarse; el tiempo de tránsito es mayor en las arcillas que en las matrices de las rocas porosas más comunes.

Los fluidos en la formación también tienen cierto efecto, que depende de la profundidad de la invasión del filtrado y de la clase que de ellos saturan la formación. Desafortunadamente, para el caso del sónico, el efecto de los hidrocarburos -

no está todavía bien establecido e investigado, por lo que se han hecho ciertas asunciones, que por otro lado, han dado resultados más o menos adecuados. Se tratarán más adelante.

3. EFECTOS DE INSTRUMENTACION

El efecto es conocido como "Salto de Ciclo" - (Cycle Skipping). Cuando esto sucede, la curva sónica mostrará una desviación abrupta hacia valores más grandes de Δt . Se presenta, cuando - la señal sónica es fuertemente atenuada por formaciones no consolidadas, por fracturas, por formaciones de alta presión, o por lodos contaminados de aire o gas. Para los fines de lectura, los saltos de ciclo deben ser ignorados.

INTERPRETACION

Para el presente trabajo necesitamos conocer la ecuación de respuesta de este perfil, para los diferen-tes casos presentados, dejando a un lado, el resto de aplicaciones del mismo.

1. ARENISCAS LIMPIAS

- a. COMPACTADAS: Wyllie, estableció en forma experimental que en formaciones limpias, consolidadas, con distribución uniforme de los poros, existe una relación lineal entre la porosidad y la velocidad del sonido, en el sistema matriz fluido. Esta relación recibe el nombre de "relación de tiempo promedio" y se expresa como sigue:

$$\frac{1}{V_s} = \frac{\emptyset}{V_f} + \frac{1 - \emptyset}{V_{ma}}$$

- V_s : velocidad del sonido en la formación (pie/seg)
- V_f : velocidad del sonido en el fluido que satura el medio poroso (pie/seg).
- V_{ma} : Velocidad del sonido en la matriz pura de la roca (pie/seg)
- \emptyset : porosidad (o/o)

Esta ecuación puede expresarse en función del tiempo de tránsito en los diferentes medios:

$$\Delta t = \phi \Delta t_f + (1-\phi) \Delta t_{ma} \quad (3.1.1)$$

Δt : lectura del perfil sónico (useg/pie).-

$$\Delta t = 10^6 / V_s.$$

Δt_f : tiempo de tránsito en el fluido (useg/pie).-

$$\Delta t_f = 10^6 / V_f$$

Δt_{ma} : tiempo de tránsito en la matriz ($\frac{\text{useg}}{\text{pie}}$).-

$$\Delta t_{ma} = 10^6 / V_{ma}$$

De aquí podemos calcular porosidad, obteniéndose Δt del perfil, Δt_{ma} y Δt_f , de tablas, de acuerdo a la matriz y al fluido que ocupa sus poros. Esto en el caso de que la matriz esté compuesta de un solo mineral, pero si tenemos más de uno, lo cual es muy común en la práctica, el valor de porosidad obtenido no va a ser el correcto.

- b. NO COMPACTADAS: En areniscas no compactadas el uso directo de la fórmula de Wyllie, dará valores altos de porosidad. Obviamente, debemos reconocer si una arena es o no compactada, para lo cual existe una regla empírica que di

ce que si las lutitas vecinas a la arena, mue
 tran tiempos de tránsito $\Delta t > 100$ useg/pie -
 son no compactadas. Se ha propuesto la si
 guiente corrección empírica para la fórmula -
 de Wyllie:

$$\phi_c = \frac{\Delta t - \Delta t_{ma}}{\Delta t_f - \Delta t_{ma}} \cdot \frac{1}{C_p}$$

Despejando Δt :

$$\Delta t = \phi_c \Delta t_f C_p + \Delta t_{ma}(1 - \phi_c C_p) \quad (3.1.2)$$

$$C_p = \frac{C \Delta t_{sh}}{100}$$

- ϕ_c : porosidad corregida por compactación
 C : coeficiente variable de compactación de
 las arcillas (adimensional)
 Δt_{sh} : tiempo de tránsito promedio en las arci
 llas o lutitas adyacentes.
 C_p : es igual a 1 en las areniscas compacta-
 das y mayor de 1 en las no compactadas.
 Se lo calcula por varios métodos.

2. ARENAS ARCILLOSAS

La presencia de arcillas en una formación, afec

ta la altura del sónico, aumentándola, dependiendo del tipo de distribución de la misma.

a. COMPACTADAS

I. Efecto de Arcilla Laminar y Estructural.-

La ecuación de respuesta del sónico para este caso, puede ser obtenida en base a la ecuación (3.1.1) y a la definición siguiente:

El tiempo de tránsito Δt , es igual a la suma de los efectos debidos a la parte sólida o esqueleto de la roca (matriz de la roca) y al fluido que llena el espacio poroso.

$$\Delta t = \emptyset \Delta t_f + \Delta t_{sh} V_{sh} + \Delta t_{ma} (1 - \emptyset - V_{sh}) \quad (3.1.3)$$

$\Delta t_{sh} V_{sh}$: efecto de la arcilla

$\Delta t_{ma} (1 - \emptyset - V_{sh})$: efecto de la matriz (sin arcilla)

$\emptyset \Delta t_f$: efecto del fluido que ocupa los poros.

V_{sh} : contenido de arcilla en la formación (fracción).

II. Efecto de arcilla dispersa.- La respuesta frente a este tipo de arcilla es diferente al caso anterior, ya que considera a la arcilla como si fuera fluido dentro del espacio poroso o sea que:

$$\Delta t_{sh} = \Delta t_{agua} = \Delta t_f$$

Experiencias de campo y laboratorio han demostrado que esta aproximación es válida normalmente, para contenidos de arcilla hasta el 50 %. Para valores más altos se considera - que la formación tiene muy poca permeabilidad para producir comercialmente. En base a lo anterior tenemos:

$$\Delta t = \emptyset \Delta t_f + \Delta t_f V_{sh} + \Delta t_{ma} (1 - \emptyset - V_{sh}) \quad (3.1.4)$$

b. NO COMPACTADAS

I. Efecto de Arcilla Laminar y Estructural.-

$$\Delta t = \{ \emptyset \Delta t_f + \Delta t_{ma} (1/C_p - \emptyset - V_{sh}) + \Delta t_{sh} V_{sh} \} C_p$$

$$(3.1.5)$$

La ecuación (3.1.5), es igual a la (3.1.4), con la diferencia que aquella contiene el factor C_p , es decir, corrección por falta de compactación.

II. Efecto de Arcilla Dispersa.-

$$\Delta t = \emptyset \Delta t_f C_p + V_{sh} \Delta t_f C_p + \Delta t_{ma} C_p (1/C_p - \emptyset - V_{sh})$$

(3.1.6)

3. CARBONATOS

Para rocas carbonatadas que tienen porosidad intergranular, la ecuación (3.1.1) sigue siendo válida. Pero, en este tipo de formaciones, con frecuencia existe porosidad secundaria, debido a cavernas y/o fracturas, de dimensiones mayores que los poros (de la porosidad primaria). En formaciones que contienen cavernas, - Wyllic concluye que el sónico solo investiga en la porosidad primaria, pasando por alto la secundaria.

Si están presentes arcillas dispersas en los carbonatos, su influencia, es pequeña usualmente y son necesarias correcciones menores.

EFFECTO DE HIDROCARBUROS

El radio de investigación del sónico es pequeño, del orden de las 6". En formaciones con porosidad alta, la invasión va a ser pequeña y ocasionalmente la herramienta investigará en la zona no invadida. Si esto ocurre en una sección hidrocarburífera, se incrementa al tiempo de tránsito lo cual causará que la porosidad calculada sea mayor a la realmente existente. Por esta razón, se han establecido correcciones empíricas, tanto para petróleo como para gas, pero no se recomienda aplicarlas, cuando ya se ha corregido por arcillosidad, ya que tiende a corregir por los dos efectos (5).

En formaciones de baja porosidad, la invasión será mayor y el fluido existente en la zona investigada por la herramienta sónica será filtrado y cantidades residuales de fluido original.

Desafortunadamente el efecto de los hidrocarburos residuales para el sónico, no está todavía bien establecido e investigado.

EL REGISTRO DE DENSIDAD (FDC)

Esta herramienta se compensa automáticamente (por -

costra y rugosidad), de ahí su nombre. La curva de Densidad Compensada se registra en las pistas 2 y 3 en escala lineal. Provee la densidad en gr/cm^3 . Además registra una curva de corrección, $\Delta\rho$ (corrección de la curva de densidad por efecto de la costra y la rugosidad del pozo) en la pista 3.

El objeto principal de la herramienta es obtener ρ , mediante la medida de la densidad. Otros usos, son la identificación de minerales, detección de gas y lo que interese en este trabajo, evaluación de arenas arcillosas y litologías complejas, en conjunto con otros registros.

FACTORES QUE AFECTAN LAS LECTURAS

Las lecturas están afectadas por varios factores:

1. Efecto del Hoyo.- Debido a la compensación automática, el valor registrado, de la densidad total - (bulk density) puede ser directamente usado, sin corrección, por este factor.
2. Efectos de la formación y fluidos.- El efecto de la composición mineralógica de la matriz es generalmente insignificante, a menos que las formacio

nes contengan altas concentraciones de minerales muy densos y elementos con alto número atómico. Por lo tanto en las formaciones encontradas comunmente, no es necesario corregir por este factor.

En lo que respecta a fluídos presentes en la zona de investigación de la herramienta, estos - pueden ser filtrado y/o hidrocarburos. Cuando sólo hay filtrado, no se necesita corrección; en el caso de haber hidrocarburos, se harán las correcciones del caso.

INTERPRETACION

Este perfil no es muy influenciado por el tipo de arcilla presente en la formación. Su respuesta a las arcillas estructurales o laminares se toma como similar a la de las arcillas estrati-ficadas cercanas. Su respuesta a la arcilla - dispersa también puede tomarse como similar, si asociamos la misma cantidad de agua intersticial con la arcilla dispersa que con las arcillas estratificadas.

Debido a lo expuesto y a que el perfil de Densii

dad responde a la densidad bruta (total) de la formación, esta herramienta puede ser usada tanto en formaciones calcáreas como en areniscas - sean éstas compactadas o no compactadas. Luego tenemos:

1. Formación Limpia, Saturada de Agua:

$$\rho_b = \emptyset \rho_f + (1-\emptyset) \rho_{ma} \quad (3.1.7)$$

ρ_b : lectura en el perfil (gr/cm^3)

ρ_f : densidad del fluido (en este caso, filtrado más agua) en la zona investigada (gr/cm^3)

ρ_{ma} : densidad de la matriz (gr/cm^3)

\emptyset : porosidad efectiva (%)

2. Formaciones Arcillosas, Saturadas de agua:

Como el perfil de Densidad responde a la densidad electrónica del medio, la presencia de arcilla en una formación, produce aumento de la porosidad efectiva en la lectura. Tomando en consideración la presencia de arcilla, se tiene:

$$\rho_b = \rho_f \emptyset + \rho_{sh} V_{sh} + \rho_{ma} (1 - \emptyset - V_{sh}) \quad (3.1.8)$$

ρ_{sh} : densidad de la arcilla (lectura promedio del perfil en una arcilla vecina)(gr/cm³)

EFEECTO DE HIDROCARBUROS

Al igual que el sónico, el perfil de densidad posee un pequeño radio de investigación y por ello sólo investiga un volumen de formación cercano a las paredes del hoyo, el cual contiene filtrado más hidrocarburos residuales. Por lo general se ha asumido, que en formaciones petrolíferas este registro no es afectado significativamente por el petróleo residual de la zona invadida y que responde como si solamente hubiera filtrado. Sin embargo, cuando la porosidad es elevada, el efecto del petróleo no siempre es despreciable, particularmente si dicho hidrocarburo es liviano. Se han llevado a cabo investigaciones para evaluar la influencia de los hidrocarburos y se han desarrollado fórmulas para el efecto. Gaymard y Poupon presentan ecuaciones de corrección, tanto para el de densidad como para el neutrónico (6):

$$\Delta\rho_b = -A\theta \text{ Shr} \quad (3.1.9)$$

En donde A es:

Para el petróleo:

$$A \approx 1.07 \{1.11(1-\rho_h) + 0.65P - 0.03\}$$

Para gas:

$$A = 1.07 \{1.11 + 0.65P - 1.24 \rho_h\}$$

ρ_h : densidad del hidrocarburo (gr/cm^3)

S_{hr} : saturación residual del hidrocarburo (%)

$$p = \frac{\text{Concentración de NaCl (ppm)}}{10^6}$$

En lo que respecta al término A, otros autores (11) lo calculan por:

Para petróleo:

$$A = 1.07 \{(1.11 - 0.15 P_{mf}) \rho_{mf} - 1.11 \rho_h - 0.03\} \quad (3.1.10.a)$$

Para gas:

$$A \approx 1.07 \{ (1.11 - 0.15 P_{mf} - 1.24 \rho_h) \} \quad (3.1.10.b)$$

ρ_{mf} : densidad del filtrado (gr/cm^3)

P_{mf} : P

Aplicando la ecuación (3.1.9) a la (3.1.8)

$$\rho_b = \emptyset (\rho_f - A_{Shr}) + \rho_{sh}V_{sh} + \rho_{ma}(1 - \emptyset - V_{sh})$$

(3.1.11)

Ecuación que es general, ya que corrige al perfil de densidad por arcillosidad y por hidrocarburos, tanto para litologías complejas, como para arenas arcillosas.

EL PERFIL NEUTRONICO (CNL)

Como ya se indicó, aquí se ha utilizado el CNL(CNT) el mismo que posee un sistema que permite la compensación por algunos de los factores que afectan a los otros perfiles. Además, se incrementa la investigación radial de la herramienta.

Se presenta en las pistas 2 y 3, en escala lineal, para matriz caliza o arenisca. Puede combinarse con otros, en especial con el de densidad.

Así como los anteriores, éste es un perfil de porosidad, lo cual es determinado en función de su índice de hidrógeno, especialmente en los casos de baja porosidad, donde la resolución de la curva es mejor. En combinación con otros, tales como el de densidad y sónico, permite evaluar cuantitativamente la presencia de arcilla dentro de formaciones permeables y también permite resolver casos de litologías complejas. También, en combinación con perfiles de resistividad de investigación profunda y el de densidad, se puede detectar la presencia de gas y de contactos gas-petróleo y gas-agua.

FACTORES QUE AFECTAN LAS LECTURAS

Se ha dicho que esta herramienta está diseñada para minimizar los efectos del hoyo. En algunos casos, sin embargo, se deben corregir las lecturas, por efectos del hoyo.

1. Efectos del Hoyo.- Se utiliza el gráfico POR-14b, para hoyo desnudo y POR-14a, si el hoyo es revestido (12).
2. Efectos de la Formación y Fluídos.- Se lo puede correr, para matriz caliza o matriz arenisca, por

lo tanto, si la matriz es diferente, se corrige por el gráfico POR-13.

INTERPRETACION

Esta herramienta presenta directamente la porosidad, para la cual se la ha calibrado.

Al igual que el perfil de densidad, el neutrónico no es afectado por el tipo de arcilla presente en la formación, su respuesta se toma de igual manera, sea cual sea el tipo de arcillosidad presente. Tampoco lo afecta el grado de compactación.

También, su ecuación de respuesta es la misma para los dos tipos generales de formaciones: para formaciones calcáreas y arenas arcillosas. Por lo tanto tenemos:

1. Formaciones limpias saturadas de agua

Por ser una herramienta calibrada en formaciones acuíferas y presentar su respuesta en forma directa, podemos leer directamente la porosidad del registro. Corregir por litología, - cuando sea necesario.

2. Formaciones Arcillosas, saturadas de agua

El registro neutrónico responde a todo el hidrógeno de la formación, inclusive al hidrógeno del agua intersticial presente en las arcillas. Esto significa que la lectura del perfil se encuentra incrementada por efecto de las arcillas presentes. La ecuación siguiente permite la corrección por arcilla, sin importar la forma en que élla se distribuya:

$$\varnothing = \varnothing_N - \varnothing_{Nsh} V_{sh} \quad (3.1.12)$$

\varnothing : porosidad leída del neutrónico, para formación limpia, corregida por efectos de hoyo, litología, etc.

\varnothing_{Nsh} : índice de porosidad (hidrógeno en la arcilla) aparente en una formación arcillosa. Se puede determinar mediante la lectura del registro en arcillas vecinas.

EFFECTO DE HIDROCARBUROS

Para este registro son válidas las mismas conside

raciones que se hicieron en este punto, para el de densidad.

En formaciones acuíferas limpias el hidrógeno es encontrado solamente en el agua, en una concentración que es prácticamente independiente de los efectos de presión y temperatura. En estas condiciones la lectura está directamente relacionada con la porosidad. Sin embargo, en formaciones que contienen hidrocarburos, el índice de hidrógeno dependerá principalmente de la densidad del hidrocarburo, in situ. El índice de hidrógeno de algunos petróleos es prácticamente similar al del agua y por ello su efecto es despreciable sobre la lectura del perfil. Sin embargo en petróleos livianos y gas, los cuales tienen bajo índice de hidrógeno, el efecto sobre la lectura del perfil será considerable. Para una formación limpia, el efecto puede expresarse de la siguiente manera:

$$\rho_N = \rho + \Delta\rho_N \quad (3.1.13)$$

$$\Delta\rho_N = -(B\rho_{Shr} + \Delta\rho_{Nex})$$

$\Delta\rho_N$: corrección por hidrocarburos

$\Delta\rho_{Nex}$: efecto de excavación

Pero, según (11) el efecto de hidrocarburos, lo podemos poner así:

$$\Delta \rho_N = -BE \rho \text{ Shr} \quad (3.1.14)$$

$E = 1.3$, generalmente, pero puede ser ajustado para satisfacer las condiciones locales.

E : factor del efecto de excavación

El efecto de excavación sólo se presenta en formaciones saturadas de petróleo liviano y gas, siendo muy pequeño y despreciable en formaciones con petróleo medio a pesado.

El factor B está definido tanto para petróleo como para gas:

- Para petróleo:

$$B = \frac{\rho_{mf}(1-P_{mf}) - \rho_h - 0.30}{\rho_{mf}(1-P_{mf})} \quad (3.1.15.a)$$

- Para gas:

$$B = \frac{\rho_{mf} (1 - P_{mf}) - 2.2 \rho_h}{\rho_{mf}(1-P_{mf})} \quad (3.1.15.b)$$

Ahora, de una manera más general, vamos a considerar una formación arcillosa y saturada de hidrocarburos. La ecuación de respuesta del neutrónico será:

$$\varnothing_N = \varnothing + V_{sh} \varnothing_{Nsh} + \Delta\varnothing_N \quad (3.1.16)$$

Para hacer más general la ecuación del neutrónico, también se tomó en cuenta el efecto de litología, es decir, cuando la matriz investigada es diferente de caliza (para lo cual está calibrado normalmente el registro). La ecuación entonces es la siguiente:

$$\varnothing_N = \varnothing + V_{sh}\varnothing_{Nsh} + \Delta\varnothing_N + (1 - \varnothing - V_{sh})\varnothing_{Nma} \quad (3.1.17)$$

\varnothing_{Nma} : efecto de litología. Es igual a cero en formaciones de caliza. Para otros minerales puede ser determinado por el gráfico POR-13.

3.2. LOS REGISTROS DE RESISTIVIDAD

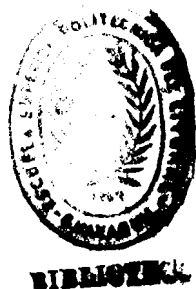
Los perfiles resistivos o eléctricos son necesarios para completar la evaluación y también para realizar

ciertas correcciones a otros.

Los registros eléctricos necesarios son: de investigación profunda para obtener R_t ; de investigación poco profunda para obtener R_{X0} ; de investigación media, para correcciones. Además es necesario el perfil de potencial espontáneo (SP) y otros tales como microperfil el de calibre (caliper) y rayos gamma, éste, incluido en otros tales como los de porosidad.

3.3. DESCRIPCION DE LA TECNICA UTILIZADA

Anteriormente se ha tratado como responden las herramientas de porosidad bajo diferentes condiciones. La respuesta de cada una de ellas puede ser expresada - como una función lineal de los factores que más influyen en las lecturas de los registros. Aquí cabe señalar que la respuesta del neutrónico no es exactamente lineal para todas las litologías (1), pero los errores debidos a la desviación de la linealidad son despreciables para esta aplicación. Los factores que influyen en la respuesta de cada registro tienden a ser comunes a los tres, pero la importancia relativa de cada factor para un registro particular, sin embargo, puede diferir.



Los factores más importantes, los que más influyen sobre la respuesta son: tipo de roca, tipo de porosidad y contenido de los poros. Estos pueden ser expresados como fracción de volumen total, o sea, deben sumar la unidad, lo que junto con la ecuación de cada registro forman las cuatro ecuaciones a resolver. Esto se puede generalizar de la siguiente manera:

$$b_i = \sum_{j=1}^n a_{ij}(fv)_j \quad (3.3.1)$$

en donde $i = 1, m$

b_i = respuesta del registro i

$(fv)_j$ = fracción del componente j

a_{ij} = coeficiente de respuesta del registro i , para el componente j

m = número de ecuaciones de respuesta

La cuarta ecuación quedaría:

$$\sum_{j=1}^n (fv)_j = 1.0 \quad (3.3.2)$$

n = número total de componentes

Se eligen previamente las zonas a analizarse, haciendo lecturas cada dos pies en los registros respectivos, se hacen las correcciones y los cálculos de parámetros tales como R_w , R_m , R_{mf} , etc. A continuación se realizan los cálculos principales, es decir, la solución del sistema de ecuaciones (3.3.1) y (3.3.2), para obtener porosidad, fracción de arcilla y de más componentes litológicos.

En otras palabras, evaluamos la formación punto por punto.

Cuando las soluciones no cumplen con las condiciones requeridas, esto es, que sean positivas y menores que la unidad, se cambia a la solución de un sistema de tres ecuaciones, eliminando la del sónico. Con esto se obtiene resultados bastante satisfactorios, cumpliendo naturalmente las condiciones antes nombradas.

Sin embargo, hay la posibilidad de que las soluciones no cumplan dichas condiciones por lo que, en este caso, la fracción de arcilla se calcula en base a los registros de densidad y neutrónicos, con la siguiente ecuación(8):

$$V_{SH} = \frac{PORN - PORD}{PSHN - PSHD} \quad (3.3.3)$$

en donde:

PORN = porosidad tomada del neutrónico

PORD = porosidad tomada del de densidad

PSHN = porosidad tomada del neutrónico frente a una lutita vecina.

PSHD = porosidad tomada del de densidad frente a una lutita vecina.

3.4. APLICACIONES. VENTAJAS Y LIMITACIONES

Cuando se puede adaptar un procedimiento manual y/o gráfico a computadora, incorporamos al método mayor capacidad de análisis y sobre todo rapidez, cualidades que lo convierten en un arma poderosa, con que cuenta el analista, para decisiones más rápidas y con más elementos de juicio.

Entre las ventajas del método aquí presentado, tenemos que requiere una cantidad relativamente pequeña de memoria, lo que hace posible que el programa sea corrido en computadoras de pequeña capacidad. Otra ventaja consiste en que puede ser incorporadas nueva u otras correcciones a las lecturas de los registros, sin tener que cambiar muchas proposiciones del programa. Tam

bién tiene la ventaja, y muy importante, de calcular buenos valores de porosidad, con lo que tenemos mejores valores de saturaciones y en general, mejores - evaluaciones en donde este parámetro sea usado. Finalmente, uno de los rasgos importantes del método - presentado, es su costo relativamente barato.

En lo que a limitaciones se refiere, tenemos:-En nuestro país no se han hecho estudios relativos a la de terminación de los coeficientes de respuesta de cada herramienta a cada registro, por lo que debemos tomar los de los disponibles en la literatura.

-Los datos deben ser digitados.

- Cuando la formación a evaluar contiene más de 3 mine rales y/o porosidad secundaria, el método no funciona.

CAPITULO IV

ANALISIS CUANTITATIVO Y PROGRAMACION

4.1. ECUACIONES GENERALES PARA EL CALCULO DE LITOLOGIA Y POROSIDAD

El sistema general de ecuaciones utilizado está compuesto por las ecuaciones (3.3.1) y (3.3.2) y se lo presenta a continuación. Los componentes litológicos para arenas arcillosas incluyen arcilla, cuarzo y anhidrita. En el caso de rocas carbonatadas, los componentes litológicos son caliza, anhidrita y arcilla. El componente de porosidad para ambos casos es fase líquida que incluye agua y petróleo.

$$\Delta tb = (\Delta t.fv)_F + (\Delta t.fv)_1 + (\Delta t.fv)_2 + (\Delta t.fv)_3 \quad (4.1.1)$$

$$\rho b = (\rho.fv)_F + (\rho.fv)_1 + (\rho.fv)_2 + (\rho.fv)_3 \quad (4.1.2)$$

$$Nb = (N.fv)_F + (N.fv)_1 + (N.fv)_2 + (N.fv)_3 \quad (4.1.3)$$

$$1.0 = (fv)_F + (fv)_1 + (fv)_2 + (fv)_3 \quad (4.1.4)$$

En donde:

- Δt_b : respuesta del sónico; useg/pie
- ρ_b : respuesta del de densidad; gr/cc
- N_b : respuesta del neutrónico; adimensional
- f_v : fracción de los componentes de litología y porosidad, fracción del volumen total.
- Δt : coeficientes de respuesta de cada componente al sónico; useg/pie.
- ρ : coeficiente de respuesta de cada componente al de densidad; gr/cc.
- N : coeficiente de respuesta de cada componente al neutrónico; adimensionado.

Los subíndices:

- F : fluido que ocupa los poros
- 1,2 y 3: mineral 1, 2 y 3. Son los componentes de litología.

4.2. SELECCION DE LOS COMPONENTES DE LITOLOGIA Y POROSIDAD A EVALUAR

Los factores más importantes que influyen sobre la respuesta de cada registro son: tipo de roca, tipo

de porosidad y fluido contenido en los poros. Ellos son referidos en este numeral como los componentes de litología y porosidad.

En la sección anterior se presentan 4 ecuaciones, las mismas que contienen los factores f_1 , f_2 , f_3 y f_4 , - los que vienen a constituir las incógnitas a calcular esto es, la porosidad y los componentes litológicos. Estos últimos pueden variar de acuerdo a la formación analizada, por lo tanto, debemos conocer su composición mineralógica para asignar los valores correspondientes de los coeficientes de respuesta de cada componente a cada herramienta. Estos coeficientes serán tratados en la sección siguiente.

La composición mineralógica se la ha tomado del Registro de Perforación.

También se ha hablado de selección de porosidad. Es conocido que en formaciones calcáreas podemos tener dos tipos de porosidad, primaria y secundaria; en este trabajo es necesario determinar si tenemos estos dos tipos o solamente porosidad primaria. La experiencia y el análisis del MID Plot nos indican que aquí, o no existe porosidad secundaria, o está presente de manera poco significativa, razón por la cual se in

cluye porosidad primaria (4), solamente.

4.3. SELECCION DE LOS COEFICIENTES DE RESPUESTA DE CADA COMPONENTE A CADA REGISTRO

Como anteriormente se dijo, los componentes son en este caso de 2 clases: mineralógicos y porosidad. Cada uno de ellos tiene una respuesta diferente para cada herramienta de porosidad. Así, el cuarzo va a tener un valor diferente al de la calcita en el de densidad y otros valores en los otros registros. Así mismo si los poros están ocupados por agua va a tener una respuesta (valor) diferente en cada registro que si estuvieran ocupados por gas.

Estos valores tampoco van a ser únicos, es decir, van a variar en un cierto rango, como se ve a continuación en la tabla siguiente.

Esta variación depende de las condiciones de cada región o campo. En nuestro medio no se dispone de esta información, por lo que se los ha tomado de publicaciones que existen sobre el tema, probándoselos en cierto rango y tomando los que nos dieron resultados aceptables.

TABLA N° 1

COEFICIENTE DE RESPUESTA DE CADA COMPONENTE A CADA REGISTRO

COMPONENTE	DENSIDAD(gr/cc)	INDICE DE HIDROG. (ADIM)	TIEMPO DE TRANS. (μ seg/PIE)
Líquido	0.8 - 1.2	1.024 - 1.536	176 - 185
Gas	0.09- 0.11	0.2025- 0.24	180 - 250
Cuarzo	2.65	-0.035	50 - 60
Arcilla	2.45- 2.75	0.5(GNT) 0.35(SNP)	73 - 80
Yeso	2.35	0.49	53
Anhidrito	2.96- 3.0	0.0	52
Dolomita	2.876	0.005- 0.035	41 - 44
Caliza	2.71	0.0	44 - 48

4.4. CALCULO DE SATURACION DE AGUA Y FRACCION DE PETROLEO MOVIL

La fórmula general, para el cálculo de saturación de agua, propuesto por Archie, es aplicable a una formación considerada limpia y en la cual la roca tiene una conductividad eléctrica despreciable. Estudios posteriores han demostrado que la roca puede ser considerada como conductiva, debido a la presencia de arcilla en la matriz (8)

En secciones anteriores se ha tratado sobre las diferentes formas o tipos de distribución de las arcillas en las formaciones. Es en función de su distribución la deducción de la ecuación correspondiente para el cálculo, tanto de la saturación de agua en la zona no perturbada, como la saturación de agua en la zona lavada. Por lo tanto, los diferentes autores presentan ecuaciones para el cálculo de las saturaciones, tanto para un modelo como para otro. Sin embargo, investigaciones recientes de laboratorio, así como también experiencias de campo, han permitido desarrollar ecuaciones para el cálculo de los parámetros nombrados, independientemente de la forma de distribución de la arcilla - (8):

$$S_{\omega} = \sqrt{\frac{aR_{\omega}}{\phi^2 R_t} + \left(\frac{aR_{\omega} V_{sh}}{2\phi^2 R_{sh}}\right)^2} - \frac{aR_{\omega} V_{sh}}{2\phi^2 R_{sh}} \quad (4.4.1)$$

y

$$S_{x_0} = \sqrt{\frac{aR_{mf}}{\phi^2 R_{x_0}} + \left(\frac{aR_{mf} V_{sh}}{2\phi^2 (R_{sh})_{x_0}}\right)^2} - \frac{aR_{mf} V_{sh}}{2\phi^2 (R_{sh})_{x_0}} \quad (4.4.2)$$

R_{sh} : resistividad promedio de las arcillas adyacentes (ohm-m)

V_{sh} : fracción de arcilla (fracción)

ϕ : porosidad efectiva (corregida por arcillosidad) (fracción)

$(R_{sh})_{x_0}$: resistividad de la arcilla, junto al borde del hueco (borehole)(ohm-m).

En las ecuaciones anteriores se ha utilizado:

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

- a** : constante = 0.8
m : factor de cementación = 2
n : exponente de saturación = 2 Para los casos más comunes.

Estudios experimentales recientes han determinado - que las ecuaciones (4.4.1) y (4.4.2) dependen del volumen neto de arcilla presente y de la relación R_w/R_{sh} , desarrollándose por tanto, una modificación para:

$V_{sh} > 40\%$ y R_w/R_{sh} altos

Presentando las ecuaciones siguientes:

$$S_w^{n/2} = \frac{1}{\sqrt{R_t} \left\{ \frac{V_{sh} \left(1 - \frac{V_{sh}}{2}\right)}{\sqrt{R_{sh}}} + \frac{\phi^{m/2}}{\sqrt{aR_w}} \right\}} \quad (4.4.1.a)$$

$$S_{x0}^{n/2} = \frac{1}{\sqrt{R_{x0}} \left\{ \frac{V_{sh} \left(1 - \frac{V_{sh}}{2}\right)}{\sqrt{R_{sh}}} + \frac{\phi^{m/2}}{\sqrt{aR_{mf}}} \right\}} \quad (4.4.2.a)$$

Determinando S_w y S_{x0} , a partir de las expresiones adecuadas, estamos en capacidad de obtener la fracción de petróleo móvil, de la siguiente manera:

$$SOM = S_{x0} - S_w \quad (4.4.3)$$

SOM : Saturación de petróleo móvil (fracción)

Esta ecuación implica desplazamiento de hidrocarburos por el filtrado de lodo y es equivalente (teóricamente) al que puede ser producido en un yacimiento por empuje de agua.

4.5. DESCRIPCION DEL PROGRAMA

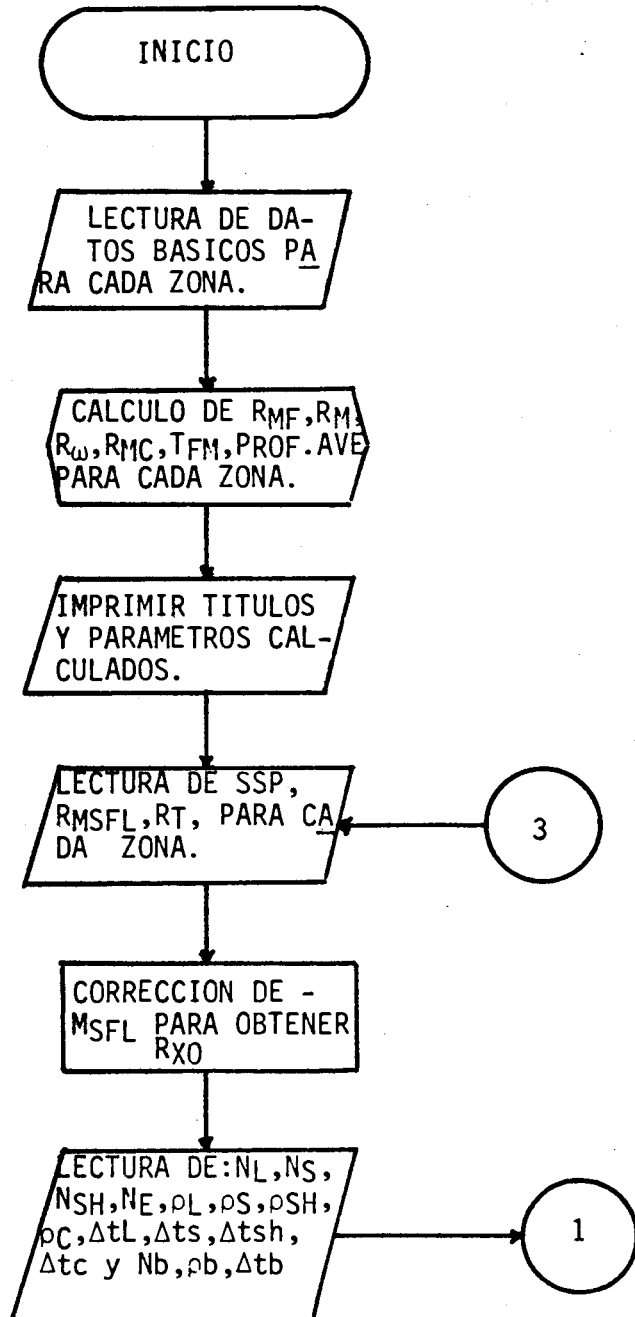
Para describir el programa de una manera rápida y eficiente, a continuación se presenta el diagrama de flujo del mismo. En primer lugar, se reserva memoria para almacenar los datos y algunos valores calculados, los que van a ser usados posteriormente para otros cálculos.

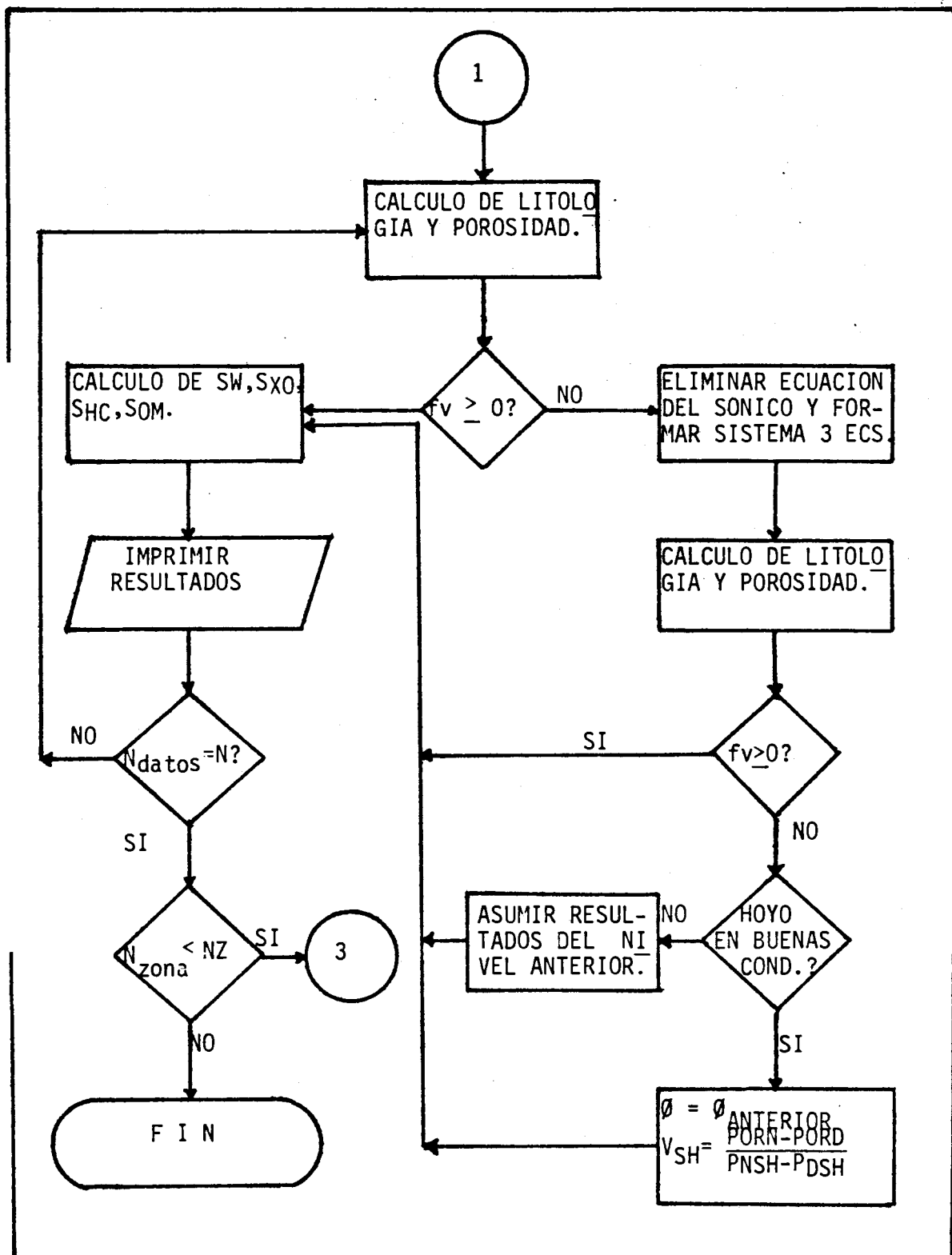
Una vez disponibles, se realiza el cálculo de las fracciones litológicas y porosidad, en base a un sistema de 4 ecuaciones. Si alguna de estas fracciones es negativa, el control del programa pasa a una sección del mismo en donde solamente se utilizan las ecuaciones del neutrónico y del de densidad que junto con la ecuación de balance de materiales completan un sistema de sólo 3 ecuaciones y nuevamente se calculan litología y porosidad.

En caso de obtenerse nuevamente fracciones negativas, el programa investiga las condiciones del hoyo, para lo cual utiliza el calibre y la curva de rayos gamma. Si está en buenas condiciones, se calcula el contenido de arcilla mediante la ecuación indicada; la porosidad en este nivel será asumida igual a la del nivel anterior.

Luego de imprimir los resultados el programa hace un chequeo de la existencia o no de datos en la zona e inmediatamente si hay otras zonas para el análisis, haciendo la transferencia del control según sea el caso.

DIAGRAMA DE FLUJO





4.6. PROGRAMA

El programa de computación utilizado para el cálculo se presenta en las páginas subsiguientes, pero hay que destacar que el mismo utiliza subprogramas para la solución de sistemas de ecuaciones, los que se han incluido en el Apéndice A.

```

1
2
3
4
5
6 TATD          T425                      DATE  83/02/21
7
8??  IBM SYSTEM/34 FORTRAN IV RELEASE 08          83/02/09  22:16
9?? 001 TOTAL ERRORS FOR THIS COMPILATION
10?? 4 WAS THE HIGHEST SEVERITY
11??
12??22464 DECIMAL IS THE MAIN STORAGE SIZE OF THE LOAD MEMBER
13// READ DEVICE-SYSIN
14// DISPLAY DEVICE-CRT
15*PROCESS LINK(R,LIB(T425)),SUBLIB(T425),NOSOURCE,NOHALT
16  PROGRAM TATD
17C  NOMENCLATURA
18C          PORO=POROSIDAD EFECTIVA
19C          SW=SAT. AGUA
20C          SXO=SAT. AGUA ZONA LAVADA
21C          SHC=SAT. DE HIDROCARBUROS
22C          SOMESAT. DE PETROLEO MOVIL
23C          RMSFL=RESISTIVIDAD TOMADA DEL PERFIL MJ-
24C          CROESFERICO
25C          RMFTF=RESISTIVIDAD FILTRADO A T.FM.
26C          RT=RESISTIVIDAD ZONA NO INVADIDA
27C          RWTFM=RESISTIVIDAD AGUA A T. FM.
28C          RMT=RESISTIVIDAD LODO A T.FM.
29C          RMCT=RESISTIVIDAD COSTRA A T.FM.
30C          TFM=TEM. DE FM.
31C          PFM=PROF. DE FM.
32C          SSP=POT. ESPONTANEO ESTATICO
33C          RSH=RESISTIVIDAD DE ARCILLA LEIDA EN
34C          REGISTRO DE INVESTIGACION PROF.
35C          RSHXO=RESISTIVIDAD DE ARCILLA LEIDA EN
36C          REGISTRO DE INVEST. POCO PROF.
37C          PT=PROF. TOTAL
38  REAL KSSP
39  DIMENSION RMSFL(105),RMFTF(6),RT(106),TFM(6),RMT(6)
40  ,RWTFM(6),SSP(6),RCORI(106),PNSH(6),PDSH(6),RXOI(6)
41  DIMENSION RMCT(6),PFM(6)
42  DIMENSION RSH(6),RSHXO(6),AINT1(6),AINT2(6)
43  DIMENSION A1(3,3),DET2(3),D1(3),TEMP1(3),Y(4)
44  DIMENSION A(4,4),DET(4),D(4),X(4),TEMPO(4)
45  TEMP(T1,P2,G)=T1+P2*G/100.0
46  RESIS(R1,T1,T2)=R1*(T1+6.77)/(T2+6.77)
47  TSI=82.
48  TFI=208.
49  PT=10230.
50  RMFS=.81
51  RMS=.12
52  PSSP=7475.
53  K6=3
54  IDH=1
55  D(4)=1.0
56  NZ=6
57  POR1=0.03
58  LECTURA DE PARAMETROS DE COMPUTACION BASICOS DE
59  CADA ZONA
60  READ(4,*) (PFM(I),I=1,N) ;
61
62
63

```



```

95  FORMAT(20X, ' ', 8X, 'INTERVALO A ANALIZARSE: ', F7.1,
+ ' ', F7.1, 10X, ' ', 8X, 40(' '), 10X, ' ',
+ 3(/20X, ' ', 58X, ' '))
    WRITE(K8,96)PFM(IZ)
96  FORMAT(20X, ' ', 12X, 'PROFUNDIDAD PROMEDIO: ', F7.1, 1X,
+ 'PIES', 13X, ' ', 3(/20X, ' ', 58X, ' '))
    WRITE(K8,97)TFM(IZ)
97  FORMAT(20X, ' ', 12X, 'TEMPERATURA DE FORMACION: ',
+ F5.1, 1X, 'GRADOS F', 7X, ' ', 3(/20X, ' ', 58X, ' '))
    WRITE(K8,98)RMT(IZ)
98  FORMAT(20X, ' ', 12X, 'RESISTIVIDAD DEL LODO: ', F4.2, 1X,
+ 'OHM-M', 14X, ' ', 3(/20X, ' ', 58X, ' '))
    WRITE(K8,99)RMFTF(IZ)
99  FORMAT(20X, ' ', 12X, 'RESISTIVIDAD DEL FILTRADO: ',
+ F4.2, 1X, 'OHM-M', 10X, ' ', 3(/20X, ' ', 58X, ' '))
    WRITE(K8,100)RMCT(IZ)
100 FORMAT(20X, ' ', 12X, 'RESISTIVIDAD DE LA COSTRA: ',
+ F4.2, 1X, 'OHM-M', 10X, ' ', 3(/20X, ' ', 58X, ' '))
    WRITE(K8,101)RWTFM(IZ)
101 FORMAT(20X, ' ', 12X, 'RESISTIVIDAD DEL AGUA DE FM: ',
+ F5.3, 1X, 'OHM-M', 7X, ' ', 3(/20X, ' ', 58X, ' '))
    IF(IZ.EQ.1.OR. IZ.EQ.2.OR. IZ.EQ.3.OR. IZ.EQ.6)GO TO 103
    WRITE(K8,104)
104 FORMAT(20X, ' ', 15X, 'LITOLOGIA: ', 33X,
+ ' ', 7(/20X, ' ', 58X, ' ', 7(/20X, ' ', 10X, '1) CALIZA, ANHIDRITA,
+ ' ', 7(/20X, ' ', 58X, ' ', 7(/20X, ' ', 10X, '2) CALIZA, DOLOMITA,
+ ' ', 7(/20X, ' ', 58X, ' '))
    WRITE(K8,123)
    GO TO 105
103 WRITE(K8,102)
102 FORMAT(20X, ' ', 15X, 'LITOLOGIA: ', 33X, ' ',
+ 720X, ' ', 58X, ' ', 720X, ' ', 18X, '1) CUARZO, ARCILLA',
+ 23X, ' ', 9(/20X, ' ', 58X, ' '))
    WRITE(K8,123)
C  IMPRIMIR RESULTADOS
C
C  IMPRIMIR TITULOS EN PAGINA SIGUIENTE
105 WRITE(K8,40)
40  FORMAT(1H1/////////20X,60(' '),2(/20X, ' ', 58X, ' '))
    WRITE(K8,41)
41  FORMAT(20X, ' ', 1X, 'PROF. ', 2X, 'OTROS MRS. ', 1X, 'ARCILLA',
+ 2X, 'PORO', 3X, 'SW', 4X, 'SXO', 3X, 'SHC', 4X, 'SO', 1X, ' ')
    WRITE(K8,44)
44  FORMAT(20X, ' ', 1X, 5(' '), 2X, 9(' '), 2X,
+ 7(' '), 2X, 4(' '), 3X, 2(' '), 4X, 3(' '), 3X, 3(' '),
+ 4X, 3(' '), 1X, ' ', /20X, ' ', 1X, '(PIC) ', 5X, '(%) ', 7X,
+ '(X) ', 5X, '(X) ', 3X, '(X) ', 3X, '(X) ', 3X, '(X) ', 4X,
+ '(X) ', 1X, ' ', 2(/20X, ' ', 58X, ' '))
    ARW=0.8*RMFTF(IZ)
    ARMF=0.8*RMFTF(IZ)
C  LECTURA DE COEFICIENTES DE RESPUESTA DE
C  CADA HERRAMIENTA PARA CADA LITOLOGIA
    READ(4, 2) ((A(I,J), J=1,4), I=1,4)
C  LECTURA DE LOS REGISTROS DE RESISTIVIDAD
    READ(4, 3)N

```

```

1
2
3
4
5
6 READ(4,*)(RT(I),RCORT(I),RMSFL(I),I=1,N)
7 C CORRECCION DEL RMSFL PARA OBTENER RXO
8 DO 20 M=1,N
9 X1=RMSFL(M)/RMCT(IZ)
10 IF(X1-4.0)10,10,11
11 IF(X1-1.5)13,12,12
12 RCOR=(0.74569*X1**(-0.16553))*RMSFL(M)
13 GO TO 15
14 IF(X1-100.0)14,14,13
15 RCOR=(0.48336+0.08156*ALOG(X1))*RMSFL(M)
16 GO TO 15
17 RCOR=RMSFL(M)
18 RMSFL(M)=RCOR
19 20 CONTINUE
20 PROF=AIN1(IZ)
21 DO 403 NEC=1,N
22 C LECTURA DE LOS DATOS DE LOS REGISTROS
23 C DE POROSIDAD
24 READ(4,*)D(1),D(2),D(3),PORO
25 C RESOLVER EL SISTEMA DE ECUACIONES
26 CALL CRAM(A,D,DET,X)
27 C PROBAR SI TODOS LOS VALORES DE X
28 C SON POSITIVOS
29 DO 320 L=1,4
30 IF(X(L)) 30,320,320
31 320 CONTINUE
32 POR1=X(4)
33 VSH=X(3)
34 QZ=X(1)+X(2)
35 C CALCULO DE SW Y SXO
36 42 X(1)=X(1)+X(2)
37 43 IF(X(3)-0.40)159,159,158
38 159 PHI2=(X(4))**2
39 RW3=AR*X(3)/(2.0*PHI2*RSH(IZ))
40 RW33=ARMF*X(3)/(2.0*PHI2*RSHXO(-IZ))
41 SW=SQRT(AR*/(PHI2*RT(NEC))+(RW3)**2)-RW3
42 SXO=SQRT(ARMF/(PHI2*RMSFL(NEC))+(RW33)**2)-RW33
43 C CALCULO DE SATURACION TOTAL DE PETROLEO
44 C CALCULO DE SATURACION DE PETROLEO MOVIL
45 IF(SW)160,161,161
46 160 SW=0.0
47 GO TO 131
48 161 IF(SW-1.0)131,131,132
49 132 SW=1.0
50 131 IF(SXO)76,76,77
51 76 SXO=SW**0.2
52 GO TO 78
53 77 IF(SXO-1.0)78,78,79
54 79 SXO=1.0
55 78 IF(SXO-SW)800,800,801
56 800 SXO=SW**0.2
57 801 SHC=1.0-SW
58 804=SXO-SW
59 C PONER FRACCIONES EN PORCENTAJE
60 DO 47 L=1,4
61
62
63

```

```

47  X(L)=X(L)*100.0
    SW=SW*100.0
    SXD=SXD*100.0
    SHC=SHC*100.0
    SOM=SOM*100.0

    WRITE(K8,600)PROF,X(1),X(3),X(4),SW,SXD,SHC,SOM
600  FORMAT(20X,'.',F7.1,4X,F4.1,5X,F5.1,3X,F4.1,1X,
+       F5.1,2X,F5.1,2X,F4.1,2X,F4.1,1X,'.')
    GO TO 155
158  DO 157 L=1,4
157  X(L)=X(L)*100.0
    WRITE(K8,156)PROF,X(1),X(3),X(4)
156  FORMAT(20X,'.',F7.1,4X,F4.1,5X,F5.1,3X,F4.1,26X,'.')
155  WRITE(K8,120)
    PROF=PROF+2.0
    IF(NEC.EQ.20.OR.NEC.EQ.42.OR.NEC.EQ.64.OR.NEC.EQ.86)
+GO TO 48
    HH=24.1
    GO TO 403
48  ICONT=NEC
    WRITE(K8,120)
120  FORMAT(20X,'.',58X,'.')
    WRITE(K8,123)
123  FORMAT(20X,60('.'))
    WRITE(K8,121)
121  FORMAT(1#1//////////20X,60('.'),3(/20X,'.',58X,'.'))
    GO TO 403
C   RESOLVER EL SISTEMA CAMBIANDO DATOS
30  II=1
    DO 60 I=1,3
    IF(I-1)55,55,56
56  II=I+1
55  JJ=1
    D1(I)=D(II)
    DO 60 J=1,3
    IF(J-2)53,54,54
54  JJ=J+1
53  A1(I,J)=A(II,JJ)
60  CONTINUE
    CALL CRAMZ(A1,D1,DET2,Y)
    DO 177 IJ=1,4
    X(IJ)=Y(IJ)
177  CONTINUE
    DO 720 L=1,4
    IF(X(L))721,720,720
720  CONTINUE
    POR1=X(4)
    VSH=X(3)
    QZ=X(1)
    GO TO 42
721  IF(1DH-1)731,731,732
731  IF(X(4))722,723,723
722  X(4)=POR1
723  X(3)=(D(3)-POR1)/ADIF

```

```
1
2
3
4
5 IF(X(3)-12.3,3,3
6 -2 X(3)=VSH
7 3 ASUM=X(4)+X(3)
8 IF(ASUM-1.0)724,724,725
9 724 X(1)=1.0-ASUM
10 GO TO 42
11 725 X(3)=VSH
12 X(4)=PDR1
13 X(1)=QZ
14 GO TO 42
15 732 X(1)=QZ
16 X(3)=VSH
17 X(4)=PDR1
18 GO TO 43
19 403 CONTINUE
20 IDH=1
21 400 CONTINUE
22 NL2=(20-(N-ICONT))*2+5
23 DO 197 L=1,NL2
24 WRITE(K8,120)
25 197 CONTINUE
26 WRITE(K8,123)
27 STOP
28 END
29 ?? FORT-0098 4 UNDEF VAR NAME, INDICATED BY *U* IN MAP
30 ??SYS-1130 I TAT0 MODULE'S MAIN STORAGE SIZE IS
31 ?? 22464 DECIMAL
32 ??SYS-3131 I 00C0 IS THE START CONTROL ADDRESS OF THIS MODULE
33 ??SYS-3134 I TAT0 MODULE IS CATALOGED AS A LOAD MEMBER
34 ?? T425 IS THE LIBRARY NAME
35 ?? 98 TOTAL NUMBER OF LIBRARY SECTORS
36
37
38
39
40
41
42
43
44
45
46
47
48
49
50
51
52
53
54
55
56
57
58
59
60
61
62
63
```

4.7. RESULTADOS

Para efectos de análisis y comparación disponemos - del Coriband corrido en este pozo, (Apéndice B).

En general, hay buena concordancia entre zonas porosas y entre zonas impermeables, estableciendo satisfactoriamente sus límites. En cuanto a la litología, o sea las fracciones de arcilla y otros minerales, los valores obtenidos con el método presentado y el Coriband, así mismo son similares. En algunos casos tienen pequeñas diferencias, las cuales son aceptables, aunque también hay casos, esto es, en puntos de la cuarta y quinta zonas en donde los valores de uno y otro tienen una diferencia mayor, posiblemente debido a la falta de valores más cercanos a los reales de los coeficientes de respuesta.

En lo que a porosidad se refiere, la obtenida por ambos métodos son similares en todas las zonas analizadas.

El resto de parámetros tales como saturaciones de agua, de hidrocarburos, de igual manera tienen valores razonablemente cercanos, con ciertas excepciones lógicas, ya que los métodos son diferentes en su análisis.

INTERVALO A ANALIZARSE: 7370.0- 7580.0

PROFUNDIDAD PROMEDIO: 7475.0 PIES

TEMPERATURA DE FORMACION: 174.1 GRADOS F

RESISTIVIDAD DEL LODO: 0.04 OHM-M

RESISTIVIDAD DEL FILTRADO: 0.40 OHM-M

RESISTIVIDAD DE LA COSTRA: 0.14 OHM-M

RESISTIVIDAD DEL AGUA DE FM: 0.121 OHM-M

LITOLOGIA:

1) CUARZO, ARCILLA

PROF.	OTROS	MDC	ARCILLA	PORO	SW	SXD	JHC	SOM
(PIE)	(%)		(%)	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)
7370.0	2.3		94.0	3.8				
7372.0	4.9		95.0	0.1				
7374.0	7.9		90.8	1.2				
7376.0	7.9		90.8	1.2				
7378.0	41.7		56.1	2.2				
7380.0	73.5		18.6	7.9	55.7	91.9	34.3	26.3
7382.0	69.4		24.6	6.0	60.1	92.0	33.9	26.0
7384.0	67.4		24.9	7.8	61.7	90.8	38.3	29.1
7386.0	63.0		24.4	12.7	66.1	100.0	33.9	33.9
7388.0	8.6		90.0	1.4				
7390.0	8.6		90.0	1.4				
7392.0	8.6		90.0	1.4				
7394.0	7.7		87.7	4.6				
7396.0	6.8		89.4	3.8				
7398.0	6.8		89.4	3.8				
7400.0	6.8		89.4	3.8				
7402.0	5.6		90.6	3.8				
7404.0	15.6		80.6	3.8				
7406.0	57.6		39.1	3.4	70.6	93.3	29.4	22.7
7408.0	84.0		8.8	7.3	72.6	93.8	27.4	21.2

.....

7454.0	10.0	85.6	4.4				
7456.0	59.4	36.2	4.4	100.0	100.0	0.0	0.0
7458.0	5.0	90.6	4.4				
7460.0	28.9	66.7	4.4				
7462.0	64.3	32.4	3.4	100.0	100.0	0.0	0.0
7464.0	72.0	22.8	5.2	97.4	99.5	2.6	2.1
7466.0	75.9	14.8	9.3	79.4	95.5	20.6	16.1
7468.0	74.4	18.3	7.3	93.8	98.7	6.2	4.9
7470.0	75.3	18.2	6.5	100.0	100.0	0.0	0.0
7472.0	68.9	24.3	6.7	100.0	100.0	0.0	0.0
7474.0	71.1	17.0	11.9	81.3	95.9	18.7	14.7
7476.0	62.7	27.4	9.9	89.1	97.7	10.9	8.6
7478.0	56.1	38.5	5.4	100.0	100.0	0.0	0.0
7480.0	71.5	21.6	6.9	100.0	100.0	0.0	0.0
7482.0	65.4	29.0	5.6	100.0	100.0	0.0	0.0
7484.0	80.3	7.7	12.0	82.5	96.2	17.5	13.7
7486.0	70.2	21.4	8.5	92.4	98.4	7.6	6.1
7488.0	64.6	30.7	4.7	100.0	100.0	0.0	0.0
7490.0	57.2	38.9	3.8	96.2	99.2	3.8	3.1
7492.0	38.4	57.8	3.8				
7494.0	23.3	73.8	3.0				
7496.0	23.3	73.8	3.0				

.....

.....

7498.0	7.0	90.0	3.0				
7500.0	28.0	70.6	1.4				
7502.0	30.7	65.9	3.5				
7504.0	34.5	58.6	6.8				
7506.0	5.4	87.8	6.8				
7508.0	42.3	53.2	4.5				
7510.0	39.6	56.9	3.5				
7512.0	55.0	36.9	8.1	64.6	91.6	35.1	27.1
7514.0	34.1	57.8	8.1				
7516.0	55.0	36.9	8.1	60.3	90.4	57.7	30.1
7518.0	38.6	53.3	8.1				
7520.0	64.7	25.8	9.5	52.9	88.0	47.1	35.1
7522.0	54.3	41.9	3.8				
7524.0	48.6	43.7	7.7				
7526.0	55.4	35.5	9.1	48.2	86.4	51.8	38.2
7528.0	49.8	41.1	9.1				
7530.0	55.7	36.6	7.7	53.3	88.2	46.7	34.9
7532.0	76.9	7.8	15.3	47.7	86.2	52.3	38.5
7534.0	57.8	37.0	5.2	59.7	90.2	40.3	30.5
7536.0	72.1	22.8	5.2	77.9	95.1	22.1	17.2
7538.0	66.5	23.5	10.0	52.7	88.0	47.3	35.2
7540.0	17.7	72.2	10.0				

.....

7542.0	54.7	39.9	5.4	53.3	88.2	46.7	34.9
7544.0	6.9	87.8	5.4				
7546.0	33.5	61.1	5.4				
7548.0	49.1	45.6	5.4				
7550.0	51.0	43.0	5.9				
7552.0	70.9	15.5	13.7	30.9	79.1	69.1	48.1
7554.0	65.1	25.2	9.7	31.3	79.3	68.7	48.0
7556.0	36.4	53.9	9.7				
7558.0	52.5	37.8	9.7	29.8	78.5	70.2	48.7
7560.0	52.2	44.4	3.4				
7562.0	76.6	20.0	3.4	76.4	94.8	23.6	18.3
7564.0	32.7	65.6	1.7				
7566.0	62.2	26.3	11.5	32.9	80.1	61.1	47.1
7568.0	41.2	56.5	2.4				
7570.0	62.5	29.1	8.4	42.5	84.3	57.5	41.8
7572.0	41.1	50.6	8.4				
7574.0	87.8	3.9	8.4	75.2	100.0	24.8	24.8
7576.0	60.7	30.6	8.7	50.8	100.0	49.2	49.2
7578.0	70.1	15.5	14.4	44.9	100.0	55.1	55.1
7580.0	72.6	11.9	15.5	43.7	100.0	56.3	56.3

INTERVALO A ANALIZARSE: 7690.0- 7760.0

PROFUNDIDAD PROMEDIO: 7725.0 PIES

TEMPERATURA DE FORMACION: 177.1 GRADOS F

RESISTIVIDAD DEL LODDO: 0.04 OHM-M

RESISTIVIDAD DEL FILTRADO: 0.39 OHM-M

RESISTIVIDAD DE LA COSTRA: 0.13 OHM-M

RESISTIVIDAD DEL AGUA DE FM: 0.265 OHM-M

LITOLOGIA:

1) CUARZO, ARCILLA

PROF.	OTROS	MPS	ARCILLA	PORO	SW	SXD	SHC	SOM
(PIE)	(%)		(%)	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)
7690.0	40.3		55.1	4.6				
7692.0	72.6		15.1	12.3	85.0	100.0	15.0	15.0
7694.0	67.9		7.2	24.9	48.2	100.0	51.8	51.8
7696.0	72.9		4.4	22.7	50.5	100.0	49.5	49.5
7698.0	70.0		11.5	18.5	59.5	100.0	42.5	40.5
7700.0	52.2		33.7	14.2	58.5	100.0	41.5	41.5
7702.0	66.5		23.7	9.8	84.0	91.4	16.0	7.5
7704.0	77.7		9.4	12.9	84.2	96.6	15.8	12.4
7706.0	48.4		47.7	3.9				
7708.0	67.2		21.0	11.8	80.5	100.0	19.5	19.5
7710.0	56.0		37.2	6.8	61.4	100.0	38.6	38.6
7712.0	78.2		12.7	9.1	84.0	96.6	16.0	12.6
7714.0	68.7		27.5	3.8	73.9	94.1	26.1	20.2
7716.0	41.2		55.4	3.4				
7718.0	20.5		76.1	3.4				
7720.0	41.4		56.6	2.0				
7722.0	49.8		43.3	6.9				
7724.0	45.1		52.2	2.6				
7726.0	53.5		37.7	8.9	56.9	96.7	43.1	39.8
7728.0	73.0		5.6	21.4	52.9	100.0	47.1	47.1

.....

7730.0	66.5	13.5	20.0	60.9	90.7	39.1	29.7
7732.0	81.3	5.4	13.3	96.2	100.0	3.8	3.8
7734.0	15.0	71.7	13.3				
7736.0	58.7	29.5	11.8	68.1	92.6	31.9	24.5
7739.0	58.7	29.5	11.8	78.2	95.2	21.8	17.0
7740.0	61.3	32.9	5.8	100.0	100.0	0.0	0.0
7742.0	62.2	29.5	8.3	100.0	100.0	0.0	0.0
7744.0	31.7	60.0	8.3				
7746.0	70.8	19.6	9.6	100.0	100.0	0.0	0.0
7748.0	53.0	41.0	6.1				
7750.0	53.0	41.0	6.1				
7752.0	37.1	60.3	2.7				
7754.0	37.1	60.3	2.7				
7756.0	37.1	60.3	2.7				
7758.0	37.1	60.3	2.7				
7760.0	3.7	89.5	6.8				

.....

PRCF.	OTROS	MRS.	ARCTILLA	PORO	SW	SXO	SHC	SOM
(PIE)	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)
9190.0	37.5	49.4	13.2					
9192.0	55.4	42.7	1.9					
9194.0	53.3	37.0	9.7	42.5	62.8	57.5	20.3	
9196.0	58.0	22.7	19.3	29.9	78.5	70.1	48.7	
9198.0	58.0	22.7	19.3	15.8	59.6	84.2	43.8	
9200.0	58.0	22.7	19.3	18.5	100.0	81.5	81.5	
9202.0	58.0	22.7	19.3	15.6	100.0	84.4	84.4	
9204.0	58.0	22.7	19.3	16.5	100.0	83.5	83.5	
9206.0	57.2	13.0	29.7	15.5	57.3	84.5	41.9	
9208.0	53.6	24.9	21.4	36.4	81.7	63.6	45.3	
9210.0	50.7	36.1	13.2	100.0	100.0	0.2	0.0	
9212.0	25.6	66.4	8.0					
9214.0	47.9	42.5	9.6					
9216.0	38.9	55.0	6.1					

INTERVALO A ANALIZARSE: 9700.0- 9786.0

PROFUNDIDAD PROMEDIO: 9742.0 PIES

TEMPERATURA DE FORMACION: 202.0 GRADOS F

RESISTIVIDAD DEL LODO: 0.04 OHM-M

RESISTIVIDAD DEL FILTRADO: 0.34 OHM-M

RESISTIVIDAD DE LA COSTRA: 0.12 OHM-M

RESISTIVIDAD DEL AGUA DE FM: 0.348 OHM-M

LITOLOGIA:

1) CALIZA, ANHIDRITA, ARCILLA

2) CALIZA, DOLOMITA, ARCILLA

PROF.	OTROS	MRS.	ARCILLA	PORO	SW	SXU	SMC	SOM
(PIE)	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)
9700.0	21.9	78.0	0.1					
9702.0	14.7	84.8	0.5					
9704.0	21.9	78.0	0.1					
9706.0	53.9	39.3	6.8	100.0	100.0	0.0	0.0	
9708.0	47.8	45.4	6.8					
9710.0	71.3	22.5	6.2	83.8	96.5	16.2	12.8	
9712.0	67.0	32.5	0.5	41.9	84.0	58.1	42.1	
9714.0	56.9	42.1	1.0					
9716.0	46.7	45.5	7.8					
9718.0	81.7	5.5	12.8	38.5	82.6	61.5	44.1	
9720.0	90.1	0.0	9.9	48.1	86.4	5.9	38.3	
9722.0	85.0	4.4	10.6	38.9	82.8	61.1	43.9	
9724.0	82.1	3.8	14.1	37.6	82.2	62.4	44.6	
9726.0	68.9	26.5	4.6	23.9	75.1	76.1	51.2	
9728.0	83.6	11.3	5.1	42.6	84.3	57.4	41.7	
9730.0	73.0	23.7	3.3	11.0	64.3	89.0	53.3	
9732.0	74.4	23.0	2.7	14.7	68.1	85.3	53.5	
9734.0	70.6	26.8	2.7	25.1	75.9	74.9	50.7	
9736.0	87.1	9.2	3.7	60.2	90.3	39.8	30.2	
9738.0	87.6	7.8	4.6	34.7	80.9	65.3	46.2	

9740.0	86.1	9.1	4.8	16.3	69.5	83.7	53.3
9742.0	81.9	13.8	4.3	7.0	58.7	93.0	51.7
9744.0	81.9	14.8	3.2	6.5	57.9	93.5	51.4
9746.0	72.9	25.5	1.6	4.6	54.0	95.4	49.4
9748.0	77.8	18.9	3.3	6.0	57.0	94.0	51.0
9750.0	76.4	19.8	3.8	4.6	54.0	95.4	49.4
9752.0	66.1	31.0	3.0	3.0	49.7	97.0	46.7
9754.0	74.5	19.9	5.6	4.5	53.7	95.5	49.2
9756.0	74.0	21.4	4.6	4.3	53.3	95.7	49.0
9758.0	75.2	21.1	3.7	4.9	54.6	95.1	49.7
9760.0	73.3	19.6	7.1	6.0	57.0	94.0	51.0
9762.0	80.3	12.0	7.7	14.5	68.0	85.5	53.5
9764.0	88.4	5.1	6.5	25.1	75.9	74.9	50.7
9766.0	84.4	12.2	3.4	18.0	70.9	82.0	53.0
9768.0	93.4	4.1	2.4	49.0	86.7	51.0	37.7
9770.0	94.1	3.1	2.8	78.3	95.2	21.7	16.9
9772.0	68.2	28.9	2.8	21.7	73.7	78.3	52.0
9774.0	63.2	33.9	2.8	43.7	84.7	56.3	41.0
9776.0	34.0	63.2	2.8				
9778.0	44.5	53.9	1.5				
9780.0	29.1	70.5	0.4				
9782.0	43.9	47.4	8.7				

.....

9784.0 34.0 44.8 21.2

9786.0 36.5 58.3 5.2

.....

PROF.	OTROS	MRS.	ARCI:LA	PORO	SW	SXO	SHC	SOM
(PIE)	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)
9950.0	32.3	62.4	5.3					
9952.0	21.1	72.8	6.1					
9954.0	14.8	80.4	4.8					
9956.0	5.9	90.1	4.0					
9958.0	17.1	77.1	5.9					
9960.0	43.0	50.6	6.3					
9962.0	46.7	37.0	16.3	11.5	64.8	88.5	51.4	
9964.0	52.3	29.7	18.0	10.7	63.9	89.3	53.3	
9966.0	32.1	57.6	10.3					
9968.0	49.6	41.7	6.6					
9970.0	59.0	28.8	12.2	5.3	55.6	94.7	50.3	
9972.0	67.3	14.9	17.8	7.1	59.0	92.9	51.8	
9974.0	69.5	12.3	18.2	7.6	59.8	92.4	52.1	
9976.0	70.6	14.5	14.9	7.9	60.3	92.1	52.3	
9978.0	30.9	59.0	10.2					
9980.0	11.5	78.2	10.4					
9982.0	46.1	42.4	11.5					
9984.0	57.7	26.6	15.7	6.0	56.9	94.0	50.9	
9986.0	50.2	35.9	14.0	8.1	60.4	91.9	52.4	
9988.0	57.5	24.0	18.6	6.2	57.4	93.8	51.2	

.....

.10034.0	4.7	93.3	2.0
.10036.0	5.0	93.0	2.0
.10038.0	6.5	91.3	2.2
.10040.0	6.5	91.3	2.2
.10042.0	11.5	86.3	2.2
.10044.0	6.5	91.3	2.2
.10046.0	6.5	91.3	2.2
.10048.0	34.1	63.7	2.2

.....

.....

INTERVALO A ANALIZARSE: 10120.0-10216.0

PROFUNDIDAD PROMEDIO: 10175.0 PIES

TEMPERATURA DE FORMACION: 207.3 GRADOS F

RESISTIVIDAD DEL LODO: 0.04 OHM-M

RESISTIVIDAD DEL FILTRADO: 0.34 OHM-M

RESISTIVIDAD DE LA COSTRA: 0.12 OHM-M

RESISTIVIDAD DEL AGUA DE FM: 0.122 OHM-M

LITOLOGIA:

1) CUARZO, ARCILLA

.....

PROF.	OTROS	MRS.	ARCILLA	PORO	SW	SXD	SHC	SQM
(PIE)	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)
.10120.0	3.2	86.8	10.0					
.10122.0	9.6	74.6	15.8					
.10124.0	41.3	21.8	36.8	16.8	100.0	83.2	83.2	
.10126.0	41.3	21.8	36.8	12.8	66.2	87.2	53.5	
.10128.0	58.7	39.7	2.6	38.1	22.5	61.9	44.3	
.10130.0	50.7	30.7	8.6	40.1	83.3	59.9	43.2	
.10132.0	68.6	19.3	12.1	32.4	79.8	57.6	47.4	
.10134.0	66.4	22.2	11.4	39.8	83.2	60.2	43.4	
.10136.0	62.8	26.2	11.0	49.6	86.9	50.4	37.3	
.10138.0	68.5	18.9	12.5	48.4	86.5	51.6	38.1	
.10140.0	74.5	14.3	11.2	49.1	86.8	50.9	37.6	
.10142.0	77.1	12.3	10.7	47.0	86.0	53.0	39.0	
.10144.0	76.8	14.2	9.0	46.5	85.8	53.5	39.3	
.10146.0	65.7	27.1	7.3	42.4	84.2	57.6	41.8	
.10148.0	61.3	26.4	12.4	24.8	75.7	75.2	50.9	
.10150.0	68.3	19.7	12.1	17.8	70.8	82.2	53.0	
.10152.0	66.1	24.8	9.1	19.0	71.7	81.0	52.7	
.10154.0	44.5	49.0	6.5					
.10156.0	54.9	36.6	8.5	37.7	82.3	62.3	44.6	
.10158.0	36.2	51.6	12.1					

.....

.10160.0	60.8	26.6	12.6	25.1	75.9	74.9	50.7
.10162.0	79.5	11.4	10.1	22.4	36.7	77.6	14.3
.10164.0	49.3	46.0	4.7				
.10166.0	35.9	61.6	2.6				
.10168.0	36.9	54.2	8.8				
.10170.0	41.2	54.3	4.5				
.10172.0	25.8	66.1	8.1				
.10174.0	22.0	66.1	11.8				
.10176.0	83.8	4.8	11.4	13.2	20.2	86.8	7.0
.10178.0	86.2	1.7	12.1	15.8	69.1	84.2	53.3
.10180.0	66.8	22.7	10.5	17.2	70.3	82.8	53.1
.10182.0	55.1	35.2	9.7	13.4	66.9	86.6	53.5
.10184.0	82.9	0.3	10.3	14.3	16.4	85.7	2.1
.10186.0	72.3	16.1	11.5	13.1	66.6	86.9	53.5
.10188.0	25.8	66.1	8.1				
.10190.0	39.5	49.5	10.9				
.10192.0	47.3	42.4	10.3				
.10194.0	68.5	23.0	8.4	27.9	77.4	72.1	49.6
.10196.0	82.7	3.0	14.3	24.7	71.4	75.3	46.7
.10198.0	83.0	2.0	15.0	26.2	28.1	73.8	1.8
.10200.0	84.5	0.1	15.4	25.5	56.7	74.5	31.2
.10202.0	82.6	2.0	15.4	30.2	61.3	69.8	31.1

.....

.....

.10204.0	83.3	2.0	14.7	35.3	69.8	64.7	34.6
.10206.0	78.2	10.9	10.9	44.5	69.8	55.5	25.3
.10208.0	82.6	2.5	14.9	32.5	71.3	67.5	38.8
.10210.0	81.6	2.5	15.9	36.0	67.0	64.0	31.0
.10212.0	83.9	2.5	13.6	40.3	75.8	59.7	35.5
.10214.0	81.0	2.5	16.5	33.3	64.8	66.7	31.5
.10216.0	82.8	2.5	14.8	44.6	71.9	55.4	27.3
.10218.0	82.8	2.5	14.8	50.6	72.0	49.4	21.3
.10220.0	79.3	2.5	18.3	47.0	58.8	53.0	11.9
.10222.0	79.8	2.5	17.7	51.1	60.7	48.9	9.6

.....

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Las conclusiones son las siguientes:

1. El método de las 3 porosidades proporciona resultados - bastantes aceptables, comparándolos con los obtenidos - por el CORIBAND; método sumamente oneroso y que inclusive tiene que ser corrido fuera del país.
2. Funciona igualmente bien, tanto para litologías complejas, como para secuencias arena-lutita, sin necesidad de cambios o programación especial.
3. La aplicación de este método a computadoras es más sencillo que otros métodos de evaluación similares, tales como el CORIBAND y el Método de los dos minerales, por lo tanto se requiere menos tiempo de computación, reduciendo su costo.
4. Se pueden hacer análisis más minuciosos y detallados de una misma zona, aumentando el número de lecturas - por intervalo, así como también, extender este análisis a otras que a simple vista no tienen mayor interés, pero

que debido a lo tedioso y extenso del cálculo no se lo realiza manualmente.

En cuanto a las recomendaciones se tiene:

1. Definir las ecuaciones para la corrección de los registros utilizados y también para la obtención de parámetros necesarios para la evaluación.
2. Obtener los coeficientes de respuesta de los diferentes minerales para cada registro, de una manera más precisa, lo que redundaría positivamente en los resultados de este trabajo.
3. Si la litología se complica, o sea, aumenta el número de minerales, o se tiene porosidad secundaria, aumentaría también el número de incógnitas a evaluar; en este caso, el método no debe usarse, en su lugar se pueden aplicar técnicas descritas en las referencias (1) y (7).

A P E N D I C E S

APENDICE A

CRAM T425 DATE 83/02/21

IBM SYSTEM/34 FORTRAN IV RELEASE 08 83/02/09 22:08

000 TOTAL ERRORS FOR THIS COMPILATION

??

?? 2525 DECIMAL IS THE CODE LENGTH OF THE SUBROUTINE MEMBER

??

*PROCESS OBJECT(R,LIB(T425)),NOSOURCE,NOHALT

SUBROUTINE CRAM(A,D,DET,X)

DIMENSION A(4,4),D(4),DET(4),X(4),TEMPO(4)

A1(AB,AG,AE)=AB*AG-AE

A2(AB,AF,AC,AE)=AB*AF-AC*AE

A3(AA,AE,AB,AD)=AA*AE-AB*AD

B1(AC,AG,AF)=AC*AG-AF

B2(AA,AG,AD)=AA*AG-AD

B3(AA,AF,AC,AD)=AA*AF-AC*AD

DO 50 J=1,4

GO TO(60,61,62,63),J

60 C1=B1(A(1,3),A(2,4),A(2,3)) -A1(A(1,2),A(2,4),

+A(2,2))+A2(A(1,2),A(2,3),A(1,3),A(2,2))

70 A45=A3(A(1,1),A(2,2),A(1,2),A(2,1))

DET(J)=A(3,1)*C1+A(3,3)*(A1(A(1,2),A(2,4),A(2,2))-

+B2(A(1,1),A(2,4)

+A(2,1))+A45)-A(3,4)*(A2(A(1,2),A(2,3),A(1,3),

+A(2,2))-B3(A(1,1),

+A(2,3),A(1,3),A(2,1))+A45)

IF(A(3,2)-0.0001)50,50,21

21 DET(J)=DET(J)-A(3,2)*(A(1,1)*(A(2,3)-A(2,4))

+A(1,3)*(A(2,1)-A(2,4))+A(1,4)*(A(2,1)-A(2,3)))

GO TO 50

61 DO 40 I=1,4

TEMPO(I)=A(I,1)

A(I,1)=D(I)

40 CONTINUE

GO TO 70

62 DO 41 I=1,4

A(I,1)=TEMPO(I)

TEMPO(I)=A(I,3)

A(I,3)=D(I)

41 CONTINUE

GO TO 60

63 DO 42 I=1,4

A(I,3)=TEMPO(I)

TEMPO(I)=A(I,4)

A(I,4)=D(I)

42 CONTINUE

B11=A(1,3)*A(2,4)-A(1,4)*A(2,3)

B22=A(1,1)*A(2,4)-A(1,4)*A(2,1)

A11=A(1,2)*A(2,4)-A(1,4)*A(2,2)

C1=B11-A11+A2(A(1,2),A(2,3),A(1,3),A(2,2))

DET(J)=A(3,1)*C1+A(3,3)*(A11-B22+A45)-A(3,4)*(A2(A(1,

2,2),A(2,3),...

1,3),A(2,2))-B3(A(1,1),A(2,3),A(1,3),A(2,1))+A45)

IF(A(3,2)-0.0001)50,50,21

21 DET(J)=DET(J)-A(3,2)*(A(1,1)*(A(2,3)-A(2,4))-

4 61

62

2 63

1
2
3
4
5
6 $+A(1,3)*(A(2,1)-A(2,4))+A(1,4)*(A(2,1)-A(2,3))$

7 50 CONTINUE

8 DO 45 I=1,4

9 A(I,4)=TEMPO(I)

10 IF(I=2)46,45,47

11 46 X(I)=DET(I+1)/DET(I)

12 GO TO 45

13 47 X(I)=DET(I)/DET(I)

14 45 CONTINUE

15 X(2)=1.0-(X(1)+X(3)+X(4))

16 RETURN

17 END

18 ??SYS-3133 I CRAM MODULE IS CATALOGED AS A SUBROUTINE MEMBER

19 ?? T425 IS THE LIBRARY NAME

20 ?? 17 TOTAL NUMBER OF LIBRARY SECTORS

21 ?? 020 CATEGORY NUMBER

22 ??SYS-3135 I CRAM MODULE'S CODE LENGTH IS

23 ?? 2525 DECIMAL

24
25
26
27
28
29
30
31
32
33
34
35
36
37
38
39
40
41
42
43
44
45
46
47
48
49
50
51
52
12 53
54
10 55
56
8 57
58
6 59
60
4 61
62
2 63

6 CRAM2 T425 DATE 83/02/21

8 ?? IBM SYSTEM/34 FORTRAN IV RELEASE 08 83/02/09 22:15

9 ?? 000 TOTAL ERRORS FOR THIS COMPILATION

11 ?? 739 DECIMAL IS THE CODE LENGTH OF THE SUBROUTINE MEMBER

13 *PROCESS OBJECT(R,LIB(T425)),NOSOURCE,NOHALT

14 SUBROUTINE CRAM2(A,D,DET,X)

15 DIMENSION A(3,3),D(3),DET(3),X(4),TEMP(3)

16 K=3

17 DO 50 J=1,3

18 GO TO (60,61,62),J

19 60 DET(J)=A(1,1)*(A(2,2)*A(3,3)-A(3,2)*A(2,3))

20 +-A(1,2)*(A(2,1)*A(3,3)-A(2,3)*A(3,1))

21 ++A(1,3)*(A(2,1)*A(3,2)-A(2,2)*A(3,1))

22 GO TO 50

23 61 DO 40 I=1,3

24 TEMP(I)=A(I,1)

25 A(I,1)=D(I)

26 40 CONTINUE

27 GO TO 60

28 62 DO 41 I=1,3

29 A(I,1)=TEMP(I)

30 TEMP(I)=A(I,2)

31 A(I,2)=D(I)

32 41 CONTINUE

33 GO TO 60

34 50 CONTINUE

35 DO 45 I=1,3

36 A(I,2)=TEMP(I)

37 45 CONTINUE

38 X(1)=DET(2)/DET(1)

39 X(2)=0.0

40 X(3)=DET(3)/DET(1)

41 X(4)=1.0-(X(1)+X(3))

42 RETURN

43 END

44 ??SYS-3133 I CRAM2 MODULE IS CATALOGED AS A SUBROUTINE MEMBER

45 ?? T425 IS THE LIBRARY NAME

46 ?? 6 TOTAL NUMBER OF LIBRARY SECTORS

47 ?? 020 CATEGORY NUMBER

48 ??SYS-3135 I CRAM2 MODULE'S CODE LENGTH IS

49 ?? 739 DECIMAL

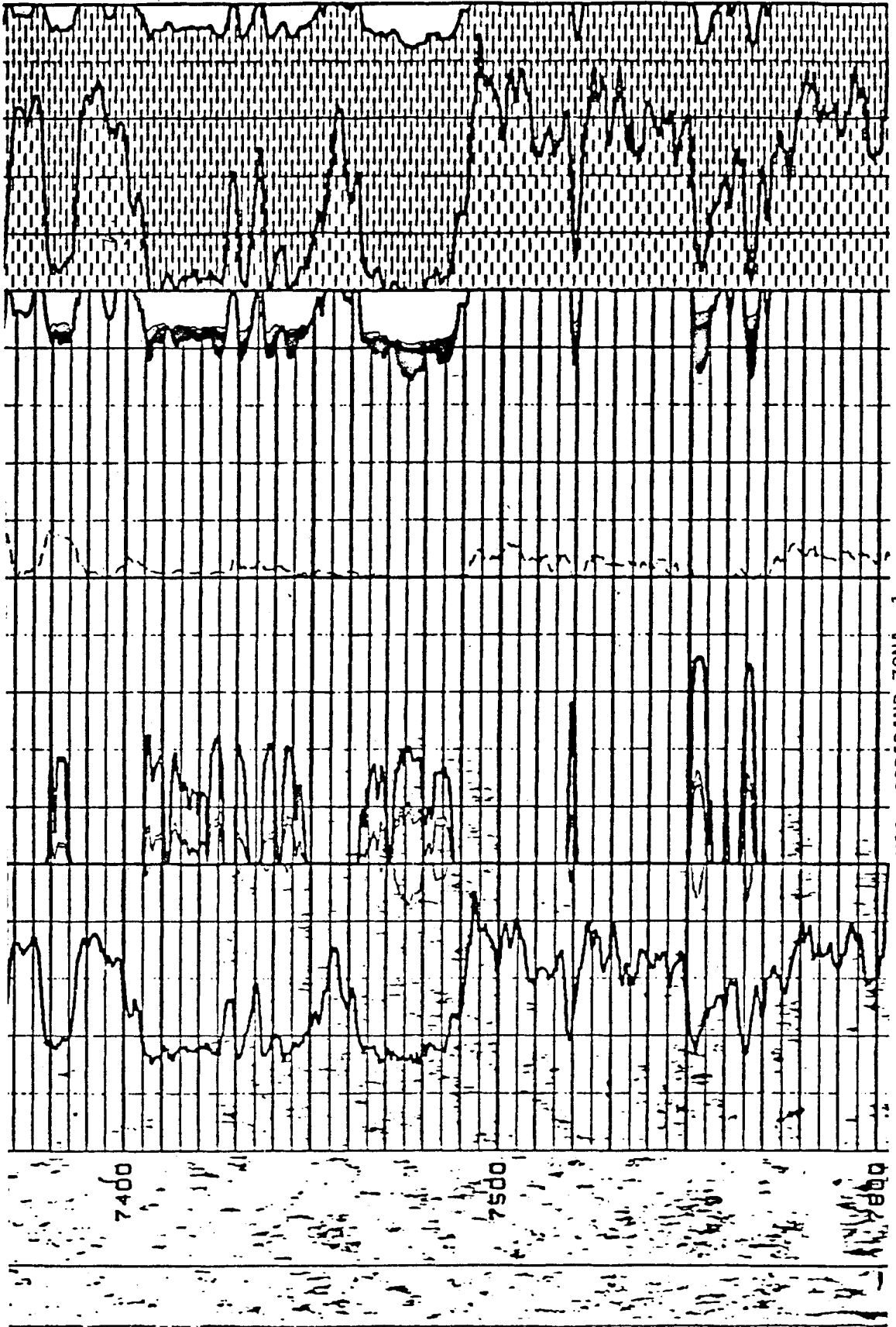
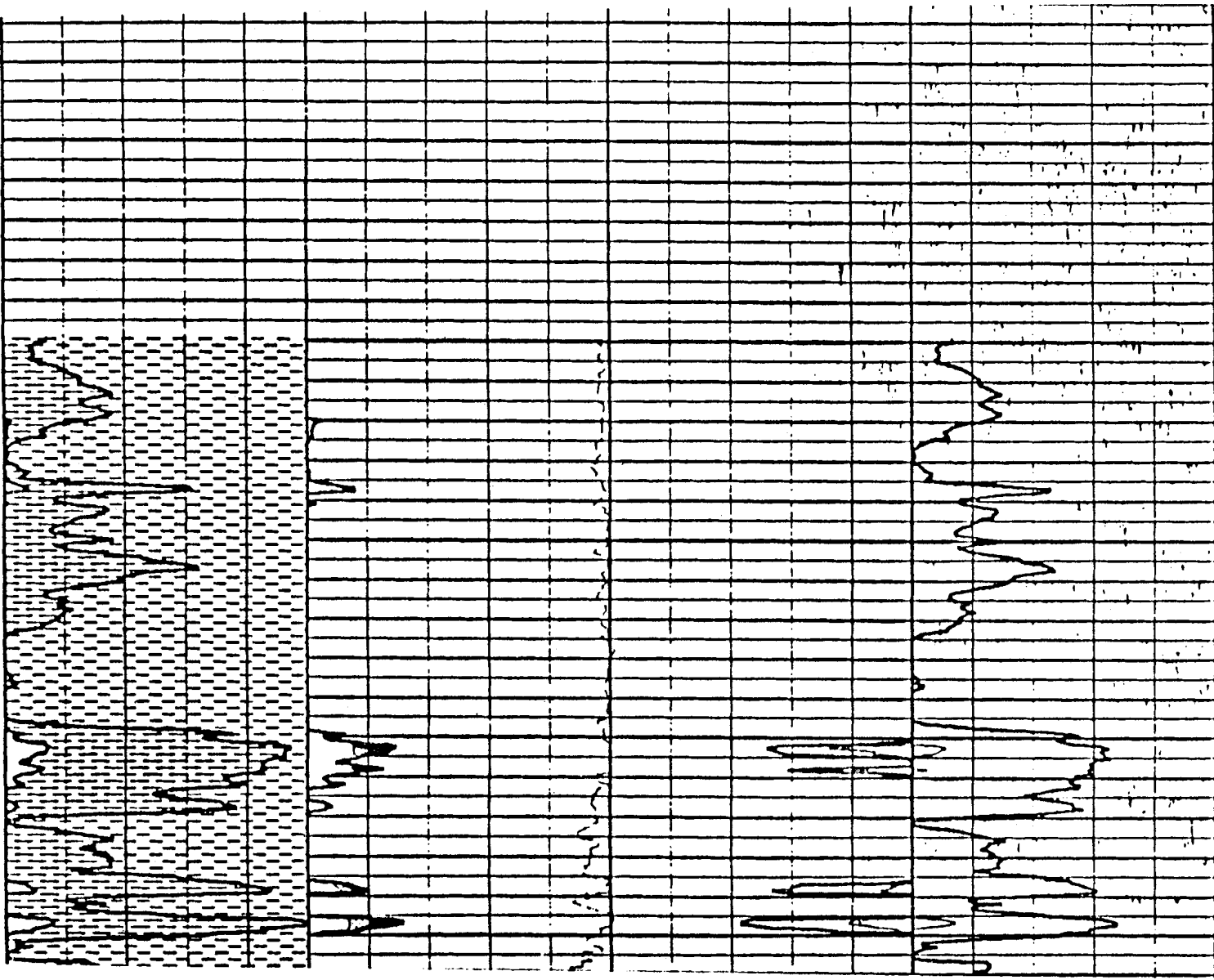


FIGURA Nº1. CORIBAND ZONA 1

FIGURA Nº 2. CORIBAND ZONA 2



7900

7800

7700

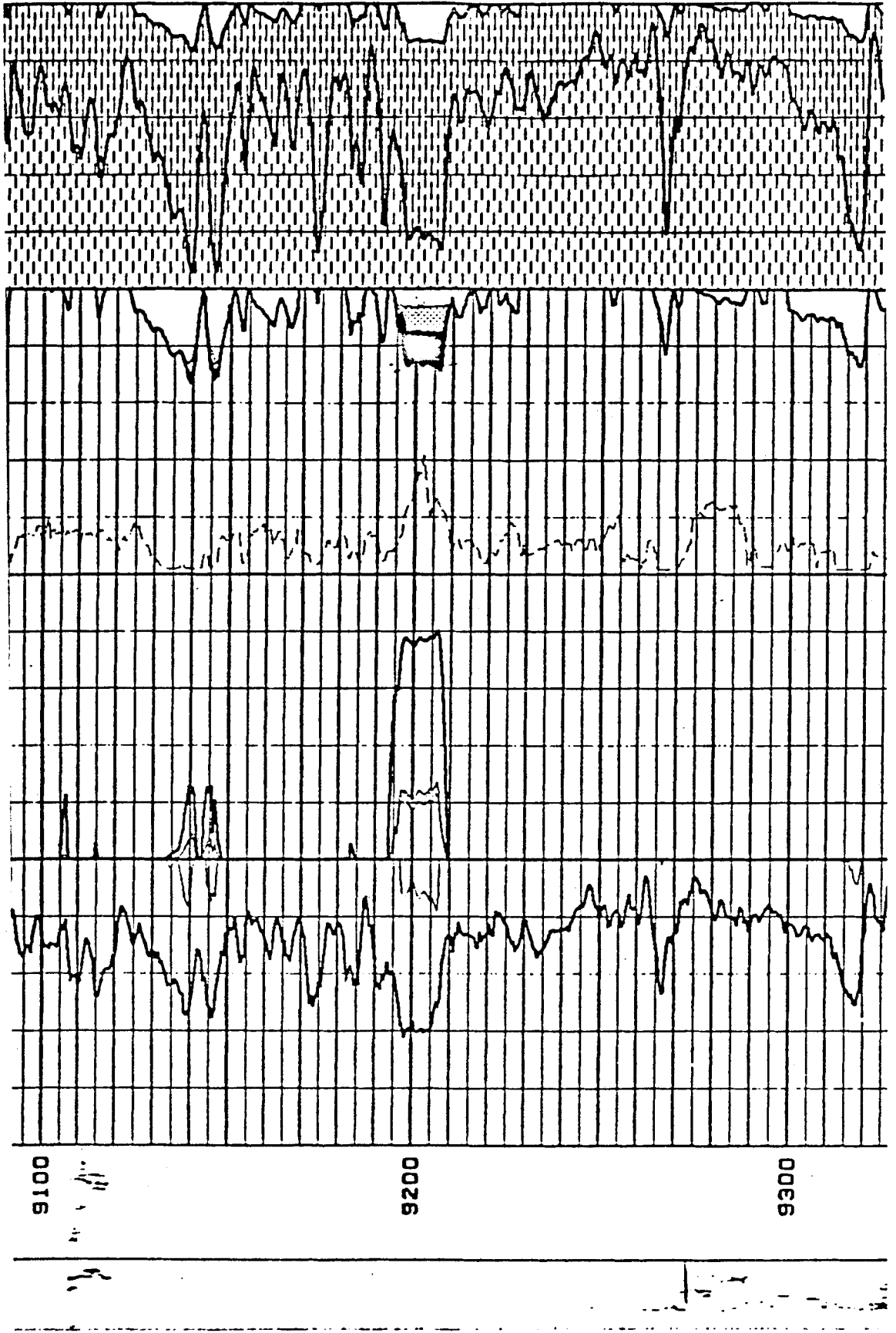


FIGURA Nº 3. CORIBAND ZONA 3

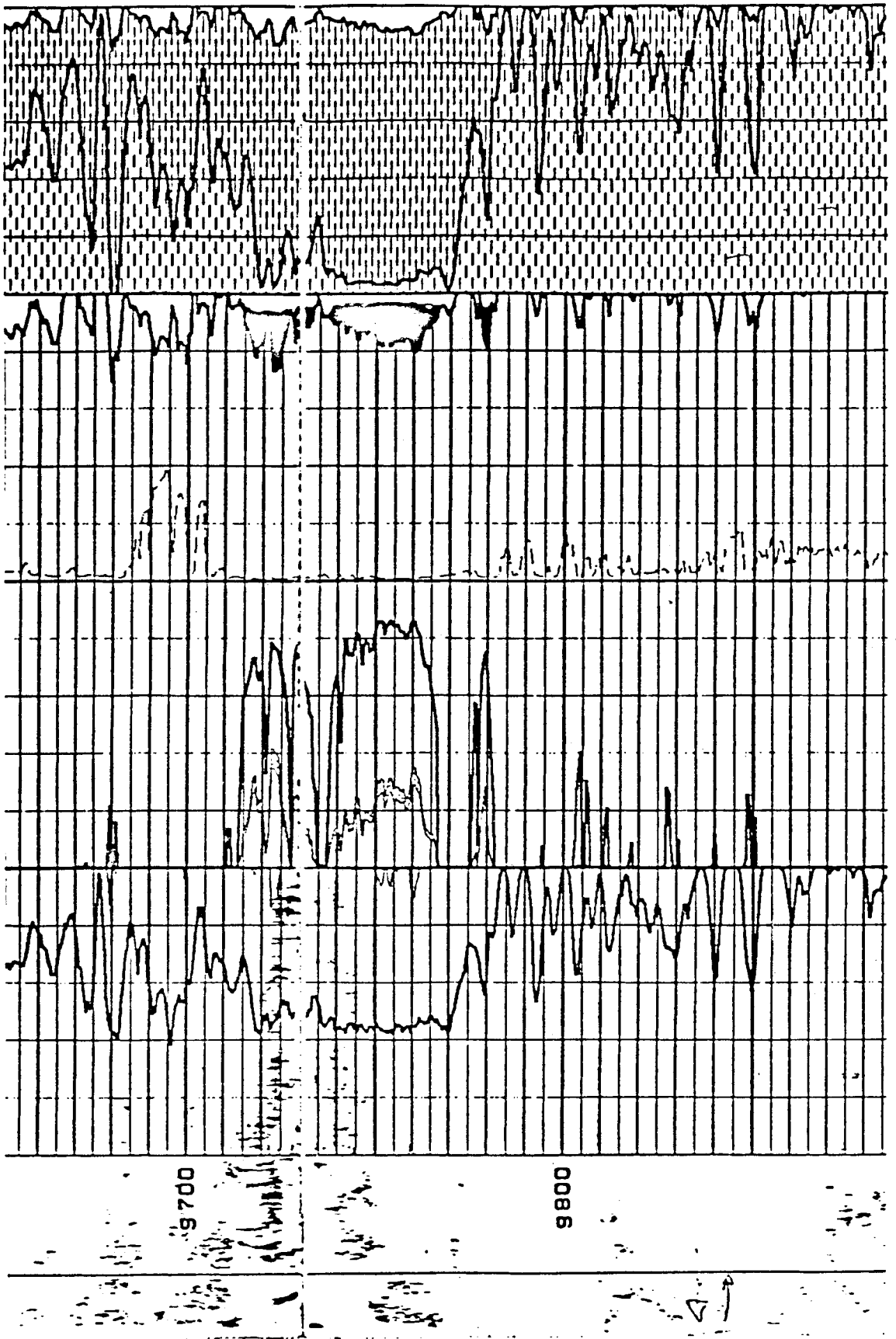


FIGURA Nº 4. CORIBAND ZONA 4

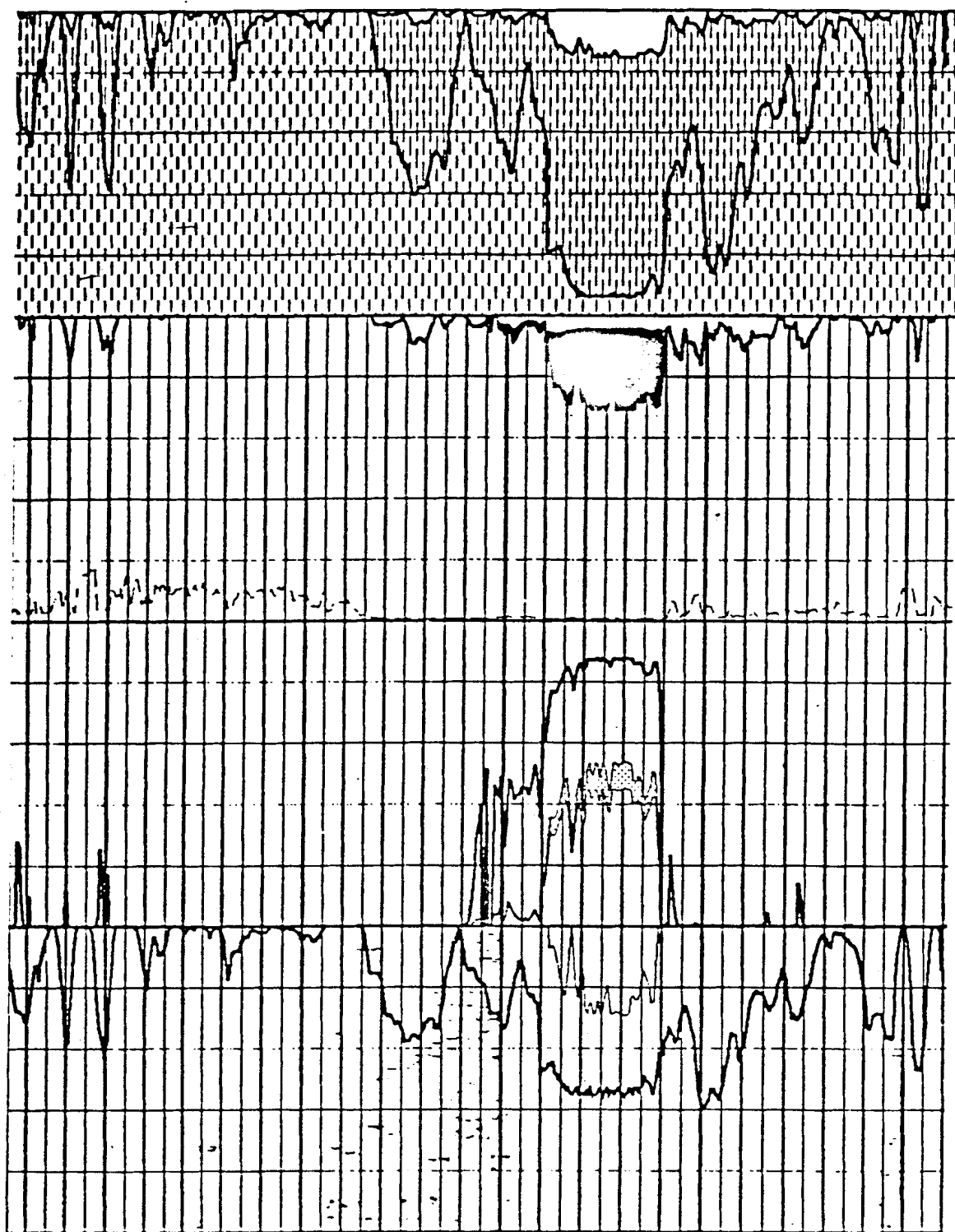


FIGURA Nº 5. CORIBAND ZONA 5

9900

10000

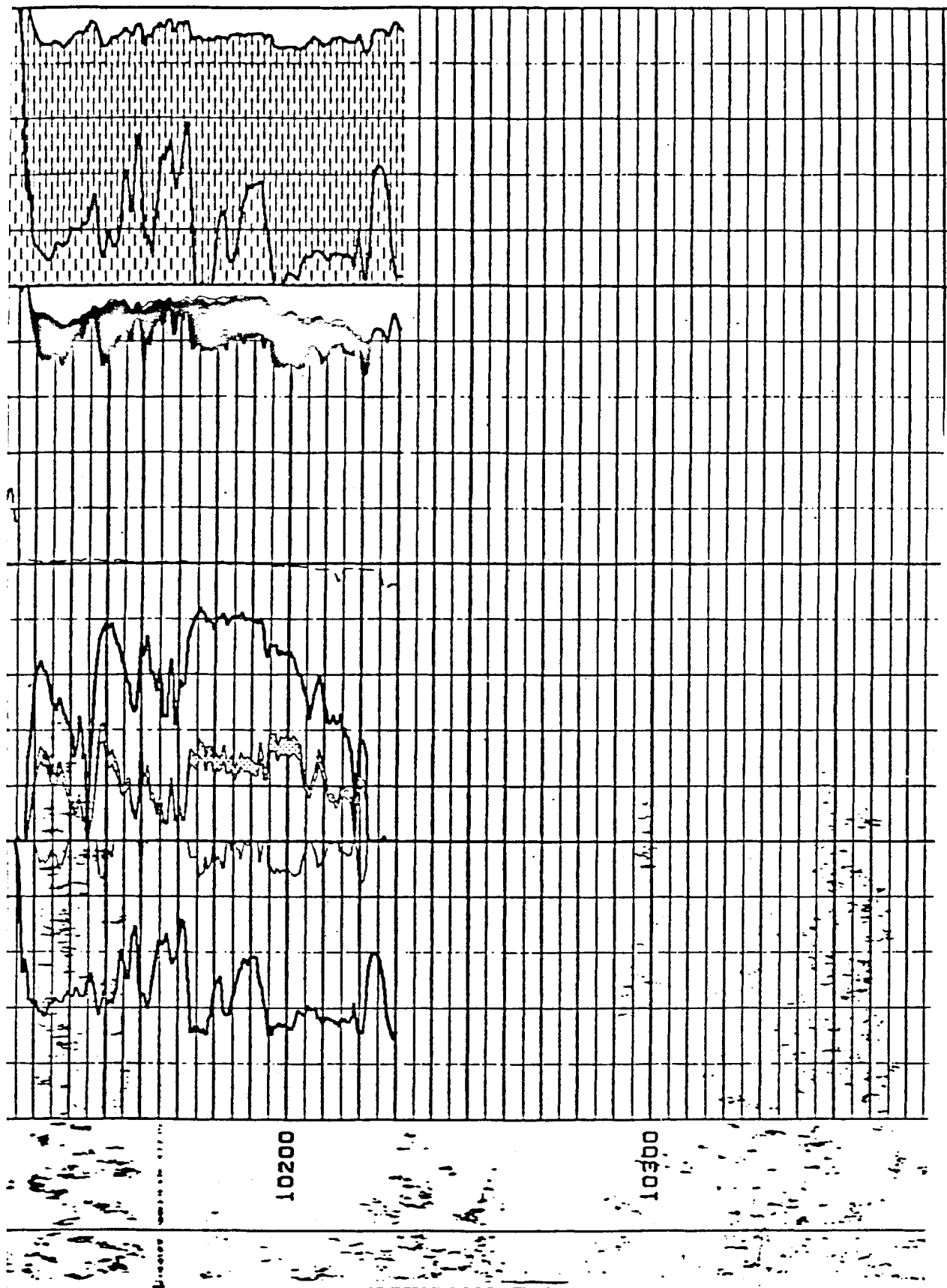


FIGURA Nº 6. CORIBAND ZONA 6

DCAL	YES	-	20.00000	20.00000	2&3	L DASHED	/LIN
SPI	YES		0.00000	50.00000	1	L SOLID	/LIN
RHGA	YES		2.50000	3.00000	1	H SOLID	/LIN
UR	YES		0.00000	25.00000	2	L SOLID	/LIN
WH	YES		0.00000	25.00000	2	L SOLID	/LIN
PHIE	YES		100.00000	0.00000	4	H SOLID	/LIN
VPHI3	YES		50.00000	0.00000	3	H SOLID	/LIN
UW	YES		50.00000	50.00000	3&4	L SOLID	/LIN
UVSH	YES		0.00000	100.00000	4	H SOLID	/LIN
SW	YES		100.00000	0.00000	2	H SOLID	/LIN
UXO	YES		50.00000	50.00000	3&4	L SOLID	/LIN
GR	NO		0.00000	100.00000	1	L SOLID	/LIN
PERM	YES		10000.00000	0.09999	1	L SOLID	/LOG

 LEFT
 RIGHT

 CURVE ALLOWED

 TRACK

 TRACE/TRANSFORM

***** FILE 330144.003 *****

FIGURA N°7. CODIGO DE LECTURA DE CØRIBAND

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

1. ACURERO, L.S. Y LICHAA, P. MODELO COMPUTARIZADO PARA LA EVALUACION DE LITOLOGIA Y POROSIDAD A PARTIR DE REGISTROS DE NEUTRON Y DENSIDAD, PETROLEO Y TECNOLOGIA, MARACAIBO, AGOSTO, 1974.
2. BAIRD, D.E. EVALUATION OF MIDDLE EAST RESERVOIR WITH - COMPLEX LITHOLOGY, TRANS. SPINLA, NEW YORK, 1968.
3. BURKE, J.A., CURTIS M.R. Y COX, J.T. COMPUTER PROCESSING OF LOG DATA IMPROVES PRODUCTION IN CHAVEROO FIELD, JPT, NEW YORK, JULIO 1967.
4. CLAVIER, C. Y RUST, D.H., MID PLOT: A NEW LITHOLOGY - TECHNIQUE, THE LOG ANALYST, NEW YORK, NOV-DIC. 1976.
5. DRESSER ATLAS, LOG REVIEW, MCGRAW-HILL, NEW YORK, 1978, 6-9 p.
6. GAYMARD, R. Y POUPON, A. RESPONSE OF NEUTRON Y FORMATION DENSITY LOGS HYDROCARBON BEARING FORMATION, THE LOG - ANALYST, NEW YORK, SEPTBRE-OCT. 1968.

7. HARRIS, M.H. Y McCAMMON, R.B. A COMPUTER-ORIENTED GENERALIZED POROSITY-LITHOLOGY INTERPRETATION OF NEUTRON, DENSITY Y SONIC LOGS, JPT, NEW YORK, FEBRERO, 1971.
8. LAZARDE, H. Y PEROZO, A. INTERPRETACION DE PERFILES DE POZOS, UNIVERSIDAD DEL ZULIA, MARACAIBO, 1976, 191-193 p.
9. ROPER, W.A. Y JONES, V.A. IMPROVED SIMULTANEOUS DETERMINATION OF FORMATION PROPERTIES FROM WELL LOGS, JPT, NEW YORK, JULIO 1969.
10. SAVRE, W.C. Y BURKE, J.A. DETERMINATION OF TRUE POROSITY AND MINERAL COMPOSITION IN COMPLEX LITHOLOGIES WITH THE USE OF SONIC, NEUTRON AND DENSITY SURVEYS, SPE, NEW YORK 1971.
11. SCHLUMBERGER LTD., LOG INTERPRETATION VOL II - APPLICATIONS, NEW YORK, 1974, 39 - 52 p.
12. SCHLUMBERGER LTD, LOG INTERPRETATION CHARTS, NEW YORK , 1979.
13. TIXIER, M.P., MORRIS, D.L. Y CONNELL, J.G. LOG EVALUATION OF LOW-RESISTIVITY PAY SANDS IN THE GULF COAST, SPE, NEW YORK, 1971.