

## Uso del computador en el análisis sedimentológico y de migración de fluidos y su aplicación en el Noroccidente Colombiano\*

EGON CASTRO A.\*\*  
JORGE MOLINA G.\*\*

### RESUMEN

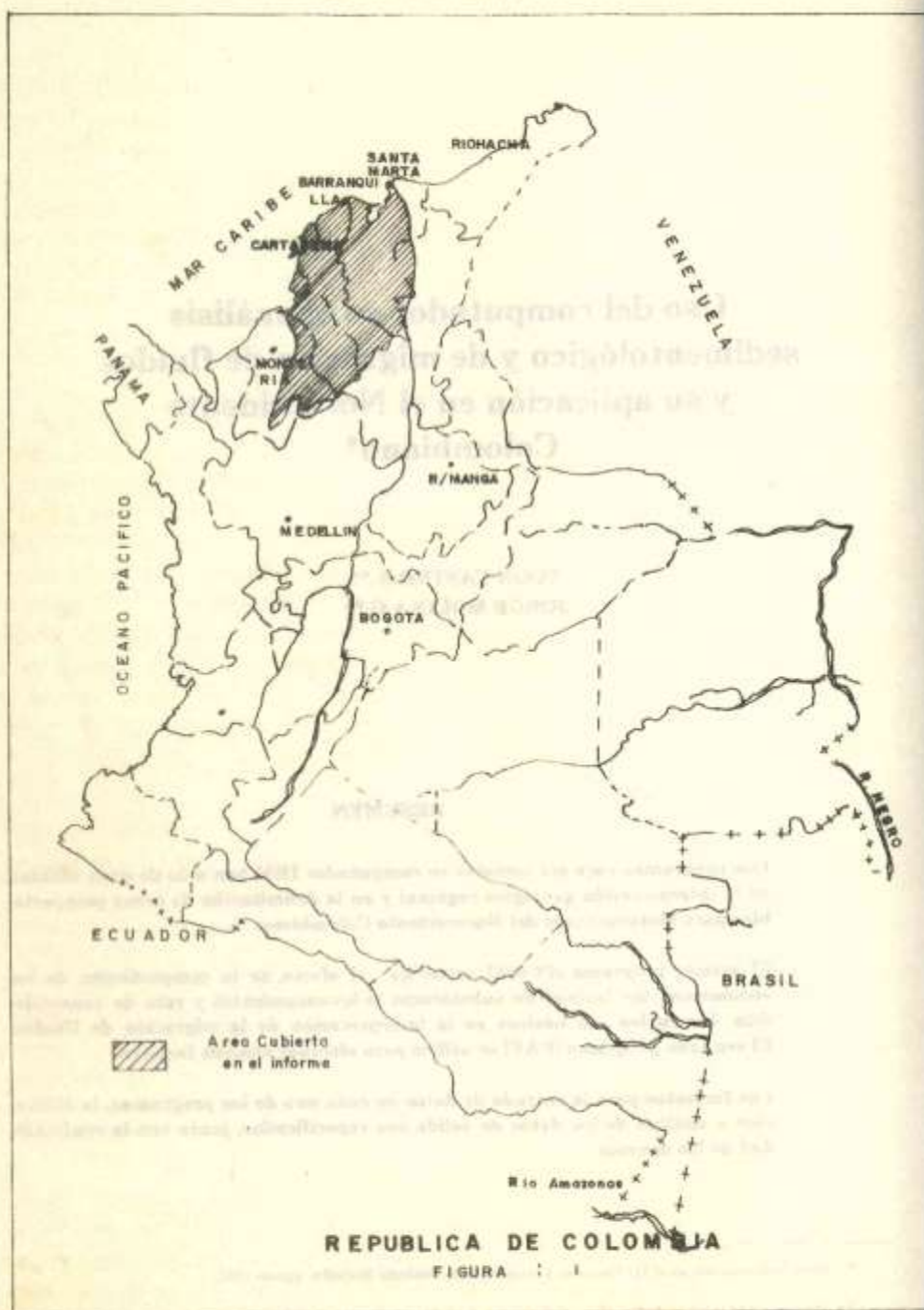
Dos programas para ser corridos en computador IBM han sido de gran utilidad en la interpretación geológica regional y en la delimitación de áreas prospectables para hidrocarburos del Noroccidente Colombiano.

El primer programa (PCMF) investiga el efecto de la compactación de los sedimentos, los factores de subsidencia (o levantamiento) y rata de consolidación, los cuales son básicos en la interpretación de la migración de fluidos. El segundo programa (PAF) se utiliza para efectuar análisis faciales.

Los formatos para la entrada de datos en cada uno de los programas, la utilización y análisis de los datos de salida son especificados, junto con la confiabilidad de los mismos.

\* Trabajo presentado en el III Congreso Colombiano de Geología Medellín, agosto 1981.

\*\* Empresa Colombiana de Petróleos, Calle 37 No. 8-47, Piso 5, Bogotá, Colombia.





## INTRODUCCION

Dentro de las técnicas modernas de investigación el computador ha demostrado ser una herramienta precisa y eficaz, para facilitar los cálculos en la evaluación de grandes volúmenes de datos. Es así como su aplicabilidad en la geología del petróleo se encuentra saliendo de la fase experimental, la que estuvo a cargo de universidades y centros de investigación de compañías multinacionales principalmente, y ha entrado a la parte práctica. Actualmente es necesario en el análisis de datos sísmicos, estadísticos, probabilísticos y en estudios geoquímicos, siendo cada vez más utilizado para interpretación de registros eléctricos.

Sin embargo, en análisis estratigráficos no se ha utilizado tan intensamente. KRUMBEIN & SLOSS (1958), explican un programa de computador para ser usado en análisis faciales; STANLEY & BOUMA (1964), explican la metodología en la colección y almacenamiento posterior de datos para ser usados por el computador en estudios paleográficos; HARBAUGH & MARIAN (1968) explican algunas de las aplicaciones del computador en análisis estratigráficos. Nuevamente KRUMBEIN & SLOSS (1969) hablan sobre el procesamiento automático de datos en análisis estratigráficos; GENDER, *et al.* (1974) tratan de demostrar cómo la información geológica puede ser usada cuantitativamente generando gran cantidad de datos estadísticos, los que al ser procesados por el computador ayudan a entender las relaciones entre parámetros litológicos, estructurales y ocurrencia de aceite.

En la parte sedimentológica y deposicional WELLER, M. J. (1959), estudia las relaciones entre la compactación de shales, areniscas y calizas con la profundidad de enterramiento recalcando sobre el poco conocimiento de la compactación de sedimentos calcáreos lo cual se dificulta debido a fenómenos tales como: cementación, conversión de calcitas a aragonita, dolomitización. FERGUSON, L. (1963), estima un factor de compactación de shales de 6, a partir del estudio de los moldes de conchas de braquiópodos distorsionados. SHELTON, J. W. (1962), determina que el espesor original del shale es en promedio 2, 6 veces el espesor actual. MAXWEL, J. C. (1964), estudia la influencia de la profundidad y la temperatura en la porosidad de areniscas, concluyendo que en áreas de gradientes termales altos la porosidad es generalmente menor que en zonas de gradientes termales bajos. DICKAS & PAYNE (1967), determinan que por presión de enterramiento el shale se compacta entre 35% a 60% de su volumen inicial. MAGARA, K. (1968), encontró que debido a compactación diferencial ocurre migración de hidrocarburos de rocas productoras hacia los reservorios; y mediante el uso de mapas de compactación se puede conocer la dirección de migración de los fluidos. BALDWIN,



B. (1971), define el concepto de número de compactación, el cual al ser multiplicado por el espesor actual de un intervalo compacto, se obtiene el espesor inicial. PERRIER & QUIBLIER (1974), proponen dos métodos para calcular el efecto de la compactación en cuencas sedimentarias con tectonismo débil, o no afectadas por esfuerzos orogénicos. El primero para ser usado cuando se tienen registros de porosidad de pozos perforados en la cuenca. La columna estratigráfica es dividida en estadios limitados por líneas de tiempo, cada una de las cuales se subdivide en «slice» (tajada) que deben tener un  $\Delta T$  deposicional igual y solamente un tipo litológico único. El cambio en el espesor para cada «slice» (tajada) es deducido de curvas de porosidad contra profundidad en sedimentos recientes similares a los de la cuenca estudiada; conociendo el cambio de espesor en cada uno de los «slice», se determina el espesor inicial del estadio. El segundo método para usar en áreas donde los registros de porosidad sean incompletos, pero donde se pueda inferir una curva promedio de porosidad contra profundidad. Se calcula un número de decompactación «D» el cual relaciona el espesor inicial de una capa con un espesor actual y a su vez la porosidad actual con la porosidad inicial.

En este trabajo se discuten dos programas preliminares generalizados que han sido de gran utilidad en el análisis geológico regional del Noroccidente de Colombia y los cuales fueron diseñados para ser usados en cualquier área con la introducción de pequeñas adiciones. El primer programa PCMF (Compactación y Migración de Flúidos), determinan el espesor inicial de determinado intervalo de sección litológica a diversos intervalos de tiempo geológico, usando el factor de decompactación; los datos dados por el computador sirven para construir diagramas geohistóricos, mapas de compactación (indicaciones de migración de flúidos), mapas de ratas de sedimentación y mapas de subsidencia o levantamiento, para cada intervalo de tiempo geológico. El segundo programa, PAF (Análisis de facies), suministra datos para elaborar mapas de facies, de contornos estructurales, isópacos e isolitos. Los programas se vieron limitados por la ausencia de un «Plotter» el cual directamente elabora los mapas, agilizando la tarea.

#### AGRADECIMIENTOS

Los autores agradecen la asesoría prestada por el personal de la División de Sistemas de la EMPRESA COLOMBIANA DE PETROLEOS y en especial a la Doctora María Consuelo León, quienes colaboraron eficazmente en la implementación y funcionamiento de los programas consignados en el presente trabajo.

## PROGRAMAS PCMF

Es claro en la industria de la exploración de hidrocarburos que parte del éxito en la búsqueda, depende de la delineación correcta de los diferentes procesos y ambientes que han estado en determinada área. Esto se intuye en los mapas paleográficos y paleogeotectónicos, en cuya construcción se debe considerar la cantidad en que los estratos son modificados durante la historia de decompactación.

### OBJETIVO Y UTILIDAD

El programa calcula:

- Con base en los registros de porosidad de pozos perforados en la zona de estudio, la curva representativa de la variación de la porosidad actual contra la profundidad de enterramiento del área.
- El grado de decompactación que sufre una unidad determinada, a causa de la presión litostática.
- El espesor inicial que tenían las capas antes de la depositación de las unidades suprayacentes.

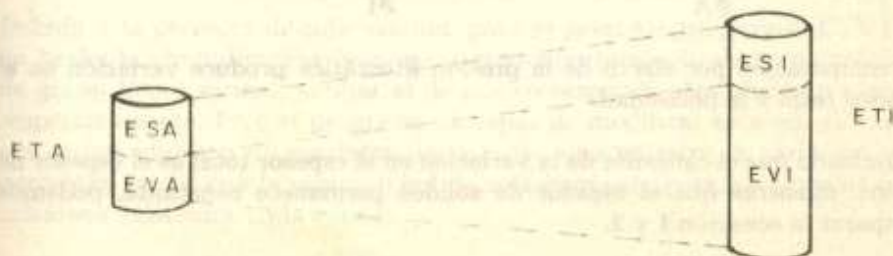
Los resultados del programa se utilizan en la elaboración de:

- Mapas de decompactación
- Mapas de Migración de fluidos
- Diagramas Geohistóricos

Las conclusiones finales resultantes de la interpretación de los datos aportados por el programa se convierten en una ayuda más, que con las demás herramientas disponibles contribuyen a clarificar la evolución geológica de un área.

### FUNDAMENTO MATEMATICO

Cálculo de «D» (Número de decompactación)





Por definición la porosidad es:

$$\phi = \frac{V_v}{V_t} \quad \text{Siendo } V_v = \text{volumen de vacío} \\ V_t = \text{volumen total}$$

Si consideramos un cilindro de sedimentos, los volúmenes pueden ser reemplazados por alturas o sea espesor:

$$\phi = \frac{h_v}{h_T} = \frac{E_v}{E_T}$$

Donde:

HV = Altura de vacíos

HT = Altura total

EV = Espesor de vacíos

ET = Espesor total

Porosidad actual

$$\phi_A = \frac{EVA}{ETA}$$

$$ETA = ES + EVA$$

$$\phi_A = \frac{EVA}{ES + EVA}$$

Porosidad inicial

$$\phi_{zi} = \frac{EVI}{ETI}$$

$$ETI = ES + EVI$$

$$\phi_I = \frac{EVI}{ES + EVI}$$

Donde:

ES = Espesor de sólido

ET = Espesor total

EV = Espesor de vacíos

$$ES \phi_A + EVA \phi_A = EVA \quad ES \phi_I + \phi_I EVI = EVI$$

$$1. \quad ES = \frac{EVA - EVA \phi_A}{\phi_A}$$

$$2. \quad ES = \frac{EVI - EVI \phi_I}{\phi_I}$$

La compatación por efecto de la presión litostática produce variación en el espesor total y la porosidad.

Asumiendo que el causante de la variación en el espesor total es el espesor de vacíos, mientras que el espesor de sólidos permanece constante, podemos comparar la ecuación 1 y 2.

Asumimos ES constante durante la compactación

$$\frac{EVA (1 - \phi A)}{\phi A} = \frac{EVI (1 - \phi I)}{\phi I}$$

Reemplazando:

$$ETA (1 - \phi A) = ETI (1 - \phi I)$$

$$\frac{ETI}{ETA} = \frac{1 - \phi A}{1 - \phi I}$$

Definiendo la decompactación «D» como:

$$D = \frac{ETI}{ETA} \quad \text{Tenemos que: } D = \frac{1 - \phi A}{1 - \phi I}$$

y la decompactación para arcillas (Dsh) y para areniscas (Dc)

Será:

$$D_{sh} = \frac{1 - \phi A_{sh}}{1 - \phi I_{sh}} \quad D_c = \frac{1 - \phi A_c}{1 - \phi I_c}$$

Sobre la compresibilidad de las rocas carbonatadas es poco lo que se ha investigado. Según PERRIER & QUIBLIER (1974) «experimentos de laboratorio en lodos calcáreos han demostrado tasas de compactación similares a la de arcillas (ROBERTSON, (1967); ZANKL, H. (1969); BROWN, Ph. R. (1969), y se ha demostrado en algunos ejemplos un decrecimiento en la porosidad con el enterramiento (COOGAN, A.H. 1970; JANKWSKY, W. 1970)».

WHELLER, M.J. (1959), dice que debido a que las rocas carbonatadas se han formado por compactación de lodos calcáreos y arenosos, algunos autores comparan la diagénesis de depósitos calcáreos con la de arenisca y shales debido a la similitud existente; pero que al estudiar las propiedades físicas y químicas del carbonato de calcio, tal paralelismo no es tan estrecho.

Debido a la carencia de información, para el presente programa (PCMF) se ha hecho la simplificación de aceptar el comportamiento de rocas calcáreas de grano fino y grueso, similar al de sus correspondientes shales y arenisca respectivamente. Pero el programa es capaz de modificar esta simplificación con la introducción de los datos de la curva que muestre la variación de la porosidad inicial con la profundidad de enterramiento para los tipos de rocas calcáreas existentes en la cuenca.



## CALCULO DE POROSIDADES

### Porosidades iniciales:

Es la porosidad presentada por los sedimentos antes de que se depositaran las capas suprayacentes. Lo ideal sería efectuar un muestreo de los diferentes tipos de los sedimentos que actualmente se están depositando en las cuencas de estudio, para mediante análisis de laboratorio determinar la variación de la porosidad contra la profundidad de enterramiento.

Debido a la no disponibilidad actual, y a la dificultad en la obtención de estas curvas se recurrió al análisis de la literatura existente, utilizándose un modelo similar a Dickson y Hamilton, curvas 7 y 7 respectivamente (en PERRIER & QUIBLIER 1974), para la porosidad inicial de shales, como se observa en la Figura 2 y Tabla 1. Para la porosidad inicial de clásticos (areniscas) se utilizó un modelo correspondiente al promedio de máxima porosidad para areniscas de grano medio de PERRIER y QUIBLIER (1974), como se observa en la Figura 3 y Tabla 2.

A partir de los datos obtenidos de las Tablas 1 y 2, el computador mediante un ajuste de polinomios determina la fórmula general de la ecuación del tipo:

$$A + BX + CX^2 + DX^3 + EX^4 + FX^5 + GX^6 + HX^7$$

Al analizar las curvas halladas se escoge la más apropiada para el área. El programa puede desarrollar polinomios de grado 1 a 7. En el estudio de las cuencas del Noroccidente Colombiano se utiliza hasta grado 2 como se observa en las Figuras 3, 4, 5, 6 y Tablas 3, 4, 5, 6 escogiéndose el polinomio de grado 2 para el shale y polinomio de grado 1 para el clástico.

### Porosidades actuales:

Son las obtenidas a partir de los registros de porosidad disponibles, de pozos perforados en la cuenca de estudios.

En el programa se utilizaron registros sísmicos por ser el perfil de porosidad que presentaba la mayor cantidad de pozos perforados en la cuenca de Noroccidente Colombiano.



**TABLA 1.— Modelo similar a DICKINSON y HAMILTON de shales (‡ Inicial)**

<b>Profundidad (pies)</b>	<b>Porosidad %</b>
10	53.50
20	51.50
30	50.25
40	49.30
50	48.50
60	47.85
70	47.35
80	47.00
90	46.60
100	46.30
200	44.00
300	42.80
400	42.00
500	41.20
600	40.50
700	40.00
800	39.50
900	39.00
1000	38.60
2000	35.30
3000	33.00
4000	31.25
5000	30.00
6000	28.60
7000	27.50
8000	26.50
9000	25.50
10000	24.85

**TABLA 2.— Modelo de máxima porosidad promedio clástico (φ inicial)**

Profundidad	Porosidad %
10	46.00
20	46.00
30	46.00
40	46.00
50	46.00
60	46.00
70	46.00
80	46.00
90	46.00
100	46.00
200	45.90
300	45.75
400	45.50
500	45.25
600	44.95
700	44.60
800	44.35
900	44.00
1000	43.85
2000	40.95
3000	38.50
4000	36.00
5000	33.70
6000	31.45
7000	29.30
8000	27.20
9000	24.30
10000	20.10



TABLE 3— LEAST SQUARES FIT OF DATA TO POLYNOMIAL OF DEGREE 1

(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)
X(DATA)	Y(DATA)	X(CONVERTED)	Y(CONVERTED)	Y(CALCULATED)	(4)-(5)	(6)*(4)*100	(8)**2
0.4000E 03	0.4800E 00	0.4000E 03	0.4800E 00	0.4710E 00	0.8981E-02	0.1371E 01	0.8065E-04
0.6000E 03	0.4050E 00	0.6000E 03	0.4050E 00	0.4045E 00	0.6337E-03	0.1318E 00	0.2848E-06
0.1200E 04	0.2600E 00	0.1200E 04	0.2600E 00	0.2665E 00	-0.5536E-02	-0.1538E 01	0.3064E-04
0.1800E 04	0.3350E 00	0.1800E 04	0.3350E 00	0.3378E 00	-0.2913E-02	-0.2869E 00	0.8498E-05
0.2000E 04	0.2000E 00	0.2000E 04	0.2000E 00	0.2166E 00	0.3512E-02	0.1097E 01	0.1233E-04
0.2400E 04	0.5100E 00	0.2400E 04	0.5100E 00	0.2990E 00	0.1102E-01	0.3554E 01	0.1214E-03
0.2800E 04	0.2950E 00	0.2800E 04	0.2950E 00	0.2842E 00	0.2183-03	0.2871E 00	0.6604E-06
0.3200E 04	0.2700E 00	0.3200E 04	0.2700E 00	0.2700E 00	-0.1361E-02	-0.5039E 00	0.1851E-05
0.3600E 04	0.2500E 00	0.3600E 04	0.2500E 00	0.2601E 00	-0.1005E-01	-0.4021E 01	0.1010E-03
0.4000E 04	0.2300E 00	0.4000E 04	0.2300E 00	0.2499E 00	-0.1494E-01	-0.6356E 01	0.2231E-03
0.4400E 04	0.2250E 00	0.4400E 04	0.2250E 00	0.2408E 00	-0.1578E-01	-0.7015E 01	0.2491E-03
0.4800E 04	0.2200E 00	0.4800E 04	0.2200E 00	0.2334E 00	-0.1243E-01	-0.5600E 01	0.1645E-03
0.5200E 04	0.2150E 00	0.5200E 04	0.2150E 00	0.2247E 00	-0.9744E-02	-0.4532E 01	0.9496E-04
0.5600E 04	0.2133E 00	0.5600E 04	0.2133E 00	0.2176E 00	-0.5159E-02	-0.2414E 01	0.2931E-04
0.6000E 04	0.2100E 00	0.6000E 04	0.2100E 00	0.2100E 00	-0.1004E-02	-0.4783E 00	0.1009E-03
0.6400E 04	0.2090E 00	0.6400E 04	0.2090E 00	0.2048E 00	0.4192E-02	0.2008E 01	0.1757E-04
0.6800E 04	0.2075E 00	0.6800E 04	0.2075E 00	0.1990E 00	0.9013E-02	0.4333E 01	0.8124E-04
0.7200E 04	0.2070E 00	0.7200E 04	0.2070E 00	0.1938E 00	0.1400E-01	0.4744E 01	0.1890E-03
0.7600E 04	0.2050E 00	0.7600E 04	0.2050E 00	0.1883E 00	0.1566E-01	0.5143E 01	0.2786E-03
0.8000E 04	0.2030E 00	0.8000E 04	0.2030E 00	0.1834E 00	0.1662E-01	0.8309E 01	0.2761E-03
0.8400E 04	0.1800E 00	0.8400E 04	0.1800E 00	0.1690E 00	0.1864E-01	0.1002E 02	0.3255E-03
0.8800E 04	0.1500E 00	0.8800E 04	0.1500E 00	0.1445E 00	-0.2440E-01	-0.2038E 02	0.5879E-03

X = PROFUNDIDAD DE ENTERRAMIENTO (PIES)  
 Y = POROSIDAD INICIAL DE SHALE  
 SUM OF SQUARED DEVIATIONS = 0.26793511E-02  
 STANDARD DEVIATION = 0.11709481E-01  
 MAXIMUM SQUARED DEVIATION = 0.59788418E-03

TABLE 4.— LEAST SQUARES FIT OF DATA TO POLYNOMIAL OF DEGREE 2

$Y =$   
 ( 0.12074251 01)  
 (-0.13723361E 00)  
 ( 0.26514957E-02  
 ( 0.0 )  
 ( 0.0 )  
 ( 0.0 )  
 ( 0.0 )  
 ( 0.0 )  
 ( 0.0 )

$X =$  PROFUNDIDAD DE ENTERRAMIENTO (PIES)  
 $Y =$  POROSIDAD INICIAL DE SHALE

SUM OF SQUARED DEVIATIONS = 0.27271872E-02  
 STANDARD DEVIATION = 0.11395875E-01  
 MAXIMUM SQUARED DEVIATION = 8.88683077E-03

\* X  
 \* X\*\*2  
 \* X\*\*3  
 \* X\*\*4  
 \* X\*\*5  
 \* X\*\*6  
 \* X\*\*7

(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)
X(DATA)	Y(DATA)	X(CONVERTED)	Y(CONVERTED)	Y(CALCULATED)	(4)-(5)	(6)/(4)*100	(6)**2
0.4000E 03	0.4800E 00	0.4000E 03	0.4800E 00	0.4775E 00	0.2524-02	0.5268E 00	0.6371E-05
0.8000E 03	0.4050E 00	0.8000E 03	0.4050E 00	0.4055E 00	-0.4509E-03	-0.1187E 00	0.2313E-06
0.1200E 04	0.3800E 00	0.1200E 04	0.3800E 00	0.3646E 00	-0.4564E-02	-0.1268E 01	0.2083-04
0.1600E 04	0.3350E 00	0.1600E 04	0.3350E 00	0.3361E 00	-0.1068E-02	-0.3189E 00	0.1141E-05
0.2000E 04	0.3200E 00	0.2000E 04	0.3200E 00	0.3143E 00	0.5728E-02	0.1790E 01	0.3281E-04
0.2400E 04	0.3100E 00	0.2400E 04	0.3100E 00	0.2967E 00	0.1834E-01	0.4303E 01	0.1779E-03
0.2800E 04	0.2850E 00	0.2800E 04	0.2850E 00	0.2819E 00	0.3688E-02	0.1084E 01	0.9637E-06
0.3200E 04	0.2700E 00	0.3200E 04	0.2700E 00	0.2692E 00	0.7619E-03	0.2822E 00	0.5804E-06
0.3600E 04	0.2500E 00	0.3600E 04	0.2500E 00	0.2581E 00	-0.8139E-02	-0.3256E 01	0.6624E-04
0.4000E 04	0.2350E 00	0.4000E 04	0.2350E 00	0.2483E 00	-0.1327E-01	-0.5645E 01	0.1762E-03
0.4400E 04	0.2250E 00	0.4400E 04	0.2250E 00	0.2294E 00	-0.1440E-01	-0.6400E 01	0.2074E-03
0.4800E 04	0.2200E 00	0.4800E 04	0.2200E 00	0.2313E 00	-0.1134E-01	-0.5156E 01	0.1286E-03
0.5200E 04	0.2150E 00	0.5200E 04	0.2150E 00	0.2240E 00	-0.8966E-02	-0.4170E 01	0.8039E-04
0.5600E 04	0.2125E 00	0.5600E 04	0.2125E 00	0.2172E 00	-0.4657E-02	-0.2196E 01	0.2178E-04
0.6000E 04	0.2100E 00	0.6000E 04	0.2100E 00	0.2109E 00	-0.8694E-03	-0.4112E 00	0.7455E-06
0.6400E 04	0.2090E 00	0.6400E 04	0.2090E 00	0.2050E 00	0.4009E-02	0.1918E 01	0.1607E-04
0.6800E 04	0.2080E 00	0.6800E 04	0.2080E 00	0.1995E 00	0.8506E-02	0.4089E 01	0.7235E-04
0.7200E 04	0.2075E 00	0.7200E 04	0.2075E 00	0.1943E 00	0.1817E-01	0.6947 01	0.1734E-03
0.7600E 04	0.2060E 00	0.7600E 04	0.2060E 00	0.1895E 00	0.1554E-01	0.7880E 01	0.2414E-03
0.8000E 04	0.2000E 00	0.8000E 04	0.2000E 00	0.1849E 00	0.1514E-01	0.7571E 01	0.2293E-03
0.1000E 05	0.1800E 00	0.1000E 05	0.1800E 00	0.1650E 00	0.1501E-01	0.8338E 01	0.2253E-03
0.1200E 05	0.1200E 05	0.1200E 05	0.1200E 00	0.1490E 00	-0.2896-01	-0.2413E 02	0.8356E-03



TABLE 5.— LEAST SQUARES FIT OF DATA TO POLYNOMIAL OF DEGREE 1

$Y =$   
 + ( 0.75000000E 00 ) \* X  
 + (-0.59645200E -01) \* X\*\*2  
 + ( 0.0 ) \* X\*\*3  
 + ( 0.0 ) \* X\*\*4  
 + ( 0.0 ) \* X\*\*5  
 + ( 0.0 ) \* X\*\*6  
 + ( 0.0 ) \* X\*\*7

$X =$  PROFUNDIDAD DE ENTERRAMIENTO (PIES)  
 $Y =$  POROSIDAD INICIAL DE CLASTICO

SUM OF SQUARED DEVIATIONS = 0.25859299E -01  
 STANDARD DEVIATION = 0.5081900E -01  
 MAXIMUM SQUARED DEVIATION = 0.5001891E -02

(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)
XIDATA	YIDATA	XCONVERTED	YCONVERTED	YCALCULATED	(6)-(5)	(6)/(7)*100	(8)**2
0.4000E 03	0.3580E 00	0.4000E 03	0.3580E 00	0.4387E 00	-0.7073E 02	-0.1978E 02	0.5000E -02
0.8000E 03	0.3870E 00	0.8000E 03	0.3170E 00	0.3874E 00	-0.3038E -01	-0.48310E 01	0.9230E -03
0.1300E 04	0.3560E 00	0.1300E 04	0.3350E 00	0.28632E 00	-0.7197E -02	-0.2022E 01	0.5180E -04
0.1600E 04	0.3550E 00	0.1600E 04	0.3550E 00	0.3460E 00	0.8962E -02	0.3534E 01	0.8031E -04
0.2000E 04	0.3330E 00	0.2000E 04	0.3300E 00	0.3227E 00	0.3027E -01	0.5742E 01	0.4109E -03
0.2400E 04	0.3520E 00	0.2400E 04	0.3520E 00	0.3219E 00	0.3015E -01	0.6044E 01	0.9088E -03
0.2800E 04	0.3500E 00	0.2800E 04	0.3500E 00	0.3127E 00	*0.734E -01	0.1067E 02	0.1194E -02
0.3200E 04	0.3470E 00	0.3200E 04	0.3470E 00	0.3047E 00	0.4230E -01	0.1319E 02	0.1790E -02
0.3600E 04	0.3430E 00	0.3600E 04	0.3430E 00	0.2977E 00	0.4432E -01	0.1396E 02	0.1966E -02
0.4000E 04	0.3330E 00	0.4000E 04	0.3330E 00	0.2914E 00	0.4161E -01	0.1350E 02	0.1732E -02
0.4400E 04	0.3320E 00	0.4400E 04	0.3320E 00	0.2857E 00	0.3950E -01	0.1309E 02	0.1544E -02
0.4800E 04	0.3130E 00	0.4800E 04	0.3130E 00	0.2805E 00	0.3240E -01	0.1038E 02	0.1066E -02
0.5200E 04	0.2950E 00	0.5200E 04	0.2950E 00	0.2757E 00	0.1995E -01	0.6530E 01	0.3711E -03
0.5600E 04	0.2850E 00	0.5600E 04	0.2850E 00	0.2713E 00	0.1968E -01	0.4801E 01	0.1872E -03
0.6000E 04	0.2660E 00	0.6000E 04	0.2660E 00	0.2672E 00	0.7963E -02	0.2873E 00	0.6373E -06
0.6400E 04	0.2550E 00	0.6400E 04	0.2550E 00	0.2634E 00	-0.8852E -02	-0.3375E 01	0.6978E -04
0.6800E 04	0.2400E 00	0.6800E 04	0.2400E 00	0.2597E 00	-0.1974E -01	-0.8232E 01	0.5895E -03
0.7200E 04	0.2300E 00	0.7200E 04	0.2300E 00	0.2565E 00	-0.3633E -01	-0.1144E 02	0.6931E -03
0.7600E 04	0.2200E 00	0.7600E 04	0.2200E 00	0.2531E 00	-0.2310E -01	-0.1505E 02	0.1096E -02
0.8000E 04	0.2150E 00	0.8000E 04	0.2150E 00	0.2500E 00	-0.3004E -01	-0.1630E 02	0.1225E -02
0.1000E 05	0.1850E 00	0.1000E 05	0.1850E 00	0.2367E 00	-0.5173E -01	-0.2794E 02	0.2876E -02
0.1200E 05	0.1780E 00	0.1200E 05	0.1780E 00	0.2259 00	-0.4786E -01	-0.2669E 02	0.2290E -02

TABLE 6.- LEAST SQUARES FIT OF DATA TO POLYNOMIAL OF DEGREE 2

$Y =$  ( -0.1445038E 01  
 + ( 0.51022995E 00)  
 + ( 0.36636439E -01)  
 + ( 0.0 )  
 + ( 0.0 )  
 + ( 0.0 )  
 + ( 0.0 )  
 + ( 0.0 )  
 + ( 0.0 )

$X =$  PROFUNDIDAD DE ENTERRAMIENTO (PIES)  
 $Y =$  POROSIDAD INICIAL DE CLASTICO

SUM DE SQUARED DEVIATIONS = 0.43695755E -02  
 STANDARD DEVIATION = 0.14424805E -01  
 MAXIMUM SQUARED DEVIATION = 0.41964194E -03

(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)
X(DATA)	Y(DATA)	X(CONVERTED)	Y(CONVERTED)	Y(CALCULATED)	(4)-(5)	(6)/(4)*100	(6)**2
0.4000E 03	0.3580E 00	0.4000E 03	0.3580E 00	0.3409E 00	0.1705E -01	0.4763E 01	0.2907E -03
0.8000E 03	0.3570E 00	0.8000E 03	0.3570E 00	0.3736E 00	-0.1609E -01	-0.4647E 01	0.2752E -03
0.1200E 04	0.3560E 00	0.1200E 04	0.3560E 00	0.3764E 00	-0.2041E -01	-0.6733E 01	0.4166E -03
0.1600E 04	0.3550E 00	0.1600E 04	0.3550E 00	0.3711E 00	-0.1612E -01	-0.4542E 01	0.2800E -03
0.2000E 04	0.3530E 00	0.2000E 04	0.3530E 00	0.3639E 00	-0.9859 -02	-0.3783E 01	0.9720E -04
0.2400E 04	0.3520E 00	0.2400E 04	0.3520E 00	0.3594E 00	-0.1405E -02	-0.3991E 00	0.1974E -05
0.2800E 04	0.3500E 00	0.2800E 04	0.3500E 00	0.3435E 00	0.6483E -02	0.1852E 01	0.4303E -04
0.3200E 04	0.3470E 00	0.3200E 04	0.3470E 00	0.3335E 00	0.1345E -01	0.3676E 01	0.1809E -03
0.3600E 04	0.3420E 00	0.3600E 04	0.3420E 00	0.3287E 00	0.1833E -01	0.5359E 01	0.3360E -03
0.4000E 04	0.3330E 00	0.4000E 04	0.3330E 00	0.3140E 00	0.1902E -01	0.5711E 01	0.3617E -03
0.4400E 04	0.3250E 00	0.4400E 04	0.3250E 00	0.3046E 00	0.2049E -01	0.6303E 01	0.4196E -03
0.4800E 04	0.3130E 00	0.4800E 04	0.3130E 00	0.2953E 00	0.1771E -01	0.5657E 01	0.3136E -03
0.5200E 04	0.2960E 00	0.5200E 04	0.2960E 00	0.2863E 00	0.8678E -02	0.2942E 01	0.7532E -04
0.5600E 04	0.2850E 00	0.5600E 04	0.2850E 00	0.2776E 00	0.7403E -02	0.2697E 01	0.5490E -04
0.6000E 04	0.2690E 00	0.6000E 04	0.2690E 00	0.2691E 00	-0.1114E -02	-0.4158E 00	0.1942E -05
0.6400E 04	0.2540E 00	0.6400E 04	0.2540E 00	0.2609E 00	-0.5865E -02	-0.2300E 01	0.3440E -04
0.6800E 04	0.2400E 00	0.6800E 04	0.2400E 00	0.2528E 00	-0.1284E -01	-0.5140E 01	0.1648E -03
0.7200E 04	0.2300E 00	0.7200E 04	0.2300E 00	0.2450E 00	-0.1502E -01	-0.6532E 01	0.2557E -03
0.7600E 04	0.2200E 00	0.7600E 04	0.2200E 00	0.2374E 00	-0.1741E -01	-0.7916E 01	0.3033E -03
0.8000E 04	0.2150E 00	0.8000E 04	0.2150E 00	0.2300E 00	-0.1500E -01	-0.6975E 01	0.2249E -03
0.1000E 05	0.1850E 00	0.1000E 05	0.1850E 00	0.1953E 00	-0.1049E -01	-0.5670E 01	0.1100E -03
0.1200E 05	0.1780E 00	0.1200E 05	0.1780E 00	0.1646E 00	0.1341E -01	0.7532E 01	0.1796E -03







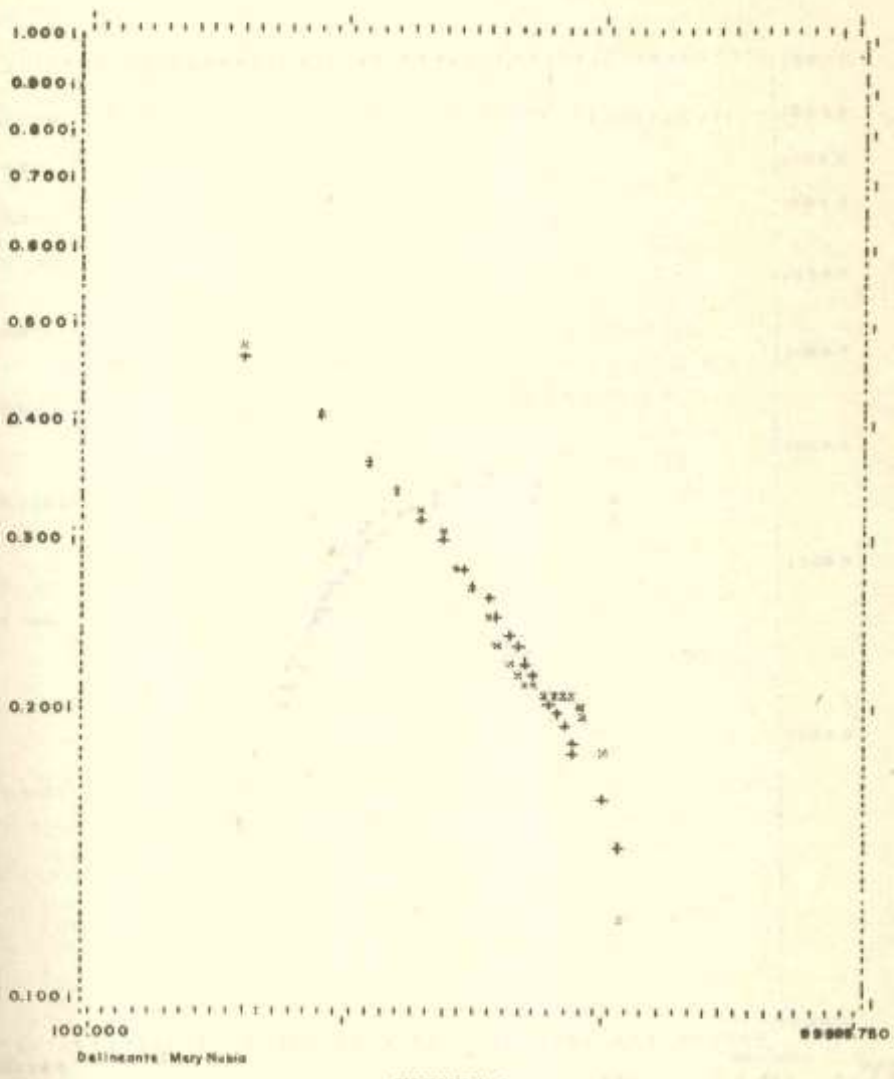


FIGURA 4.

Ajuste de Polinomios SID—GYG—005  
 y CALC (+)  
 Y ORIG (X) vs. X



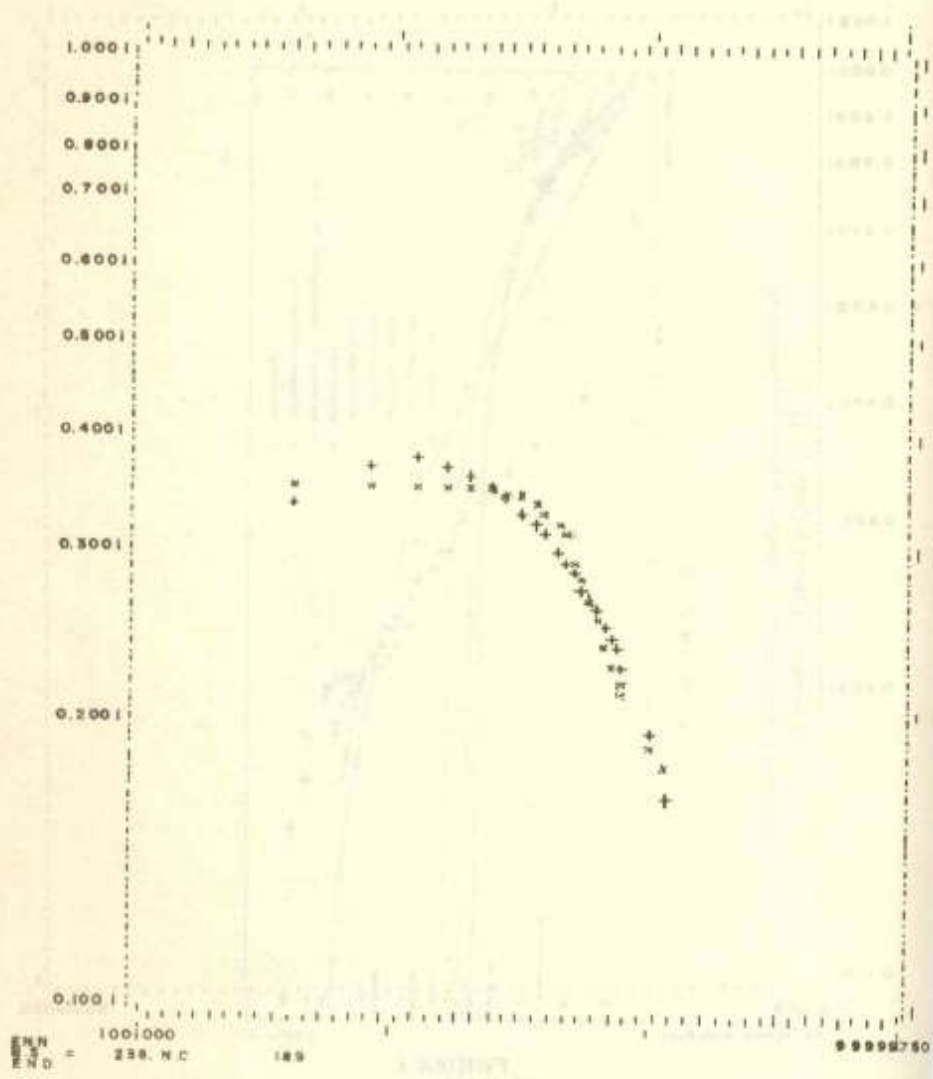


FIGURA 5.

Ajuste de Polinomios SID-GYG-005  
 Y CALC (+)  
 Y ORIG (X) vs. X

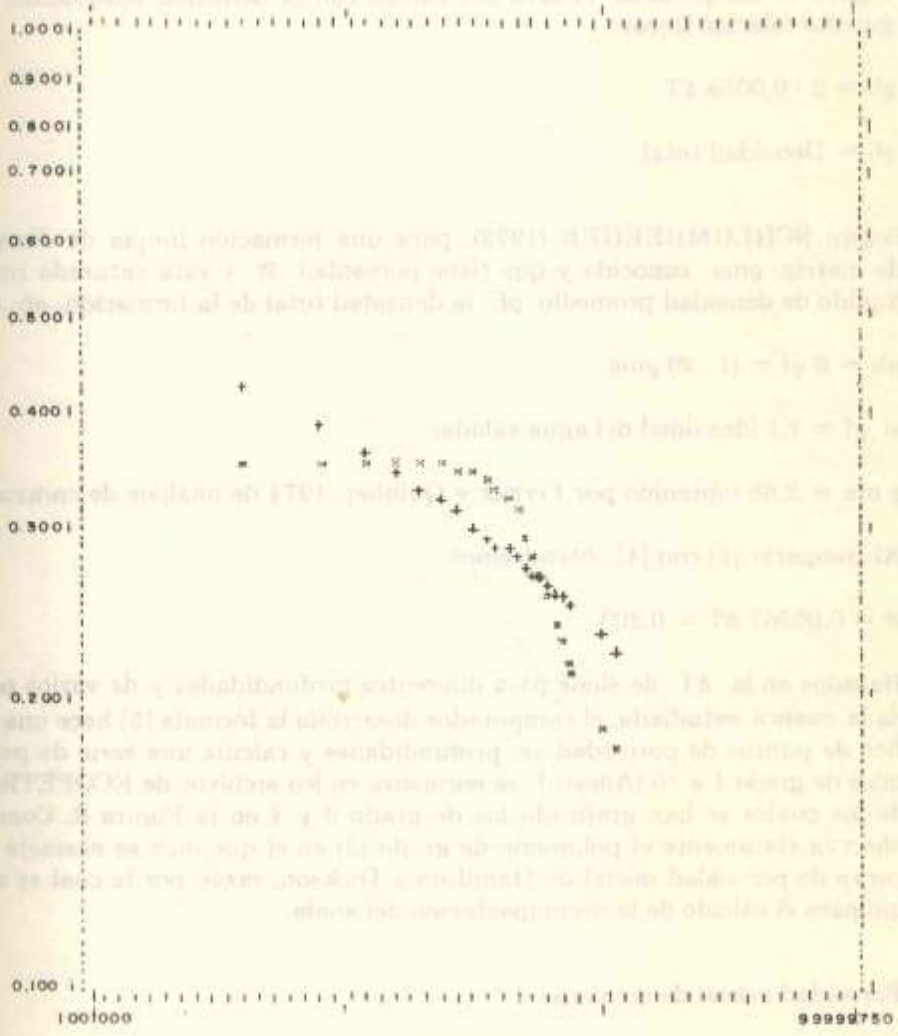


FIGURA 6.

Ajuste de Polinomios SID-GYG-005  
 Y CALC (+)  
 Y ORIG (X) vs X

### Porosidad actual de shale:

Poco ha sido publicado acerca de la conversión de valores de  $\Delta T$  a unidades de porosidad; considerando que la porosidad del shale está estrechamente relacionado con la densidad de su matriz. PERRIER & QUIBLIER (1974), Figura 6, comparando valores del sónico con el densidad obtuvieron la siguiente relación lineal:

$$\rho_b = 3 - 0,0058 \Delta T \quad [3]$$

$\rho_b$  = Densidad total

Según SCHLUMBERGER (1972), para una formación limpia de densidad de matriz  $\rho_{ma}$  conocida y que tiene porosidad  $\emptyset$  y está saturada con un líquido de densidad promedio  $\rho_f$ , la densidad total de la formación  $\rho_b$  será:

$$\rho_b = \emptyset \rho_f + (1 - \emptyset) \rho_{ma} \quad [4]$$

si  $\rho_f = 1,1$  (densidad del agua salada)

$\rho_{ma} = 2.68$  (obtenido por Perrier y Quiblier, 1974 de análisis de corazones).

Al comparar [3] con [4] obtendremos:

$$\emptyset = 0.00367 \Delta T = 0.203$$

Basados en la  $\Delta T$  de shale para diferentes profundidades y de varios pozos de la cuenca estudiada, el computador desarrolla la fórmula [5] hace una gráfico de puntos de porosidad vs. profundidades y calcula una serie de polinomios de grado 1 a 10 (Anexo 1, se encuentra en los archivos de ECOPETROL), de los cuales se han graficado los de grado 3 y 4 en la Figura 8. Como se observa claramente el polinomio de grado [3] en el que más se asemeja a la curva de porosidad inicial de Hamilton y Dickson, razón por la cual se escogió para el cálculo de la decompactación del shale.

### Porosidad actual de areniscas:

Para la porosidad actual de areniscas se utilizaron las fórmulas dadas por SCHLUMBERGER (1972), diferenciando formaciones compactadas de no compactas.

Formaciones compactas  $\Delta T_{sh} \leq 100$



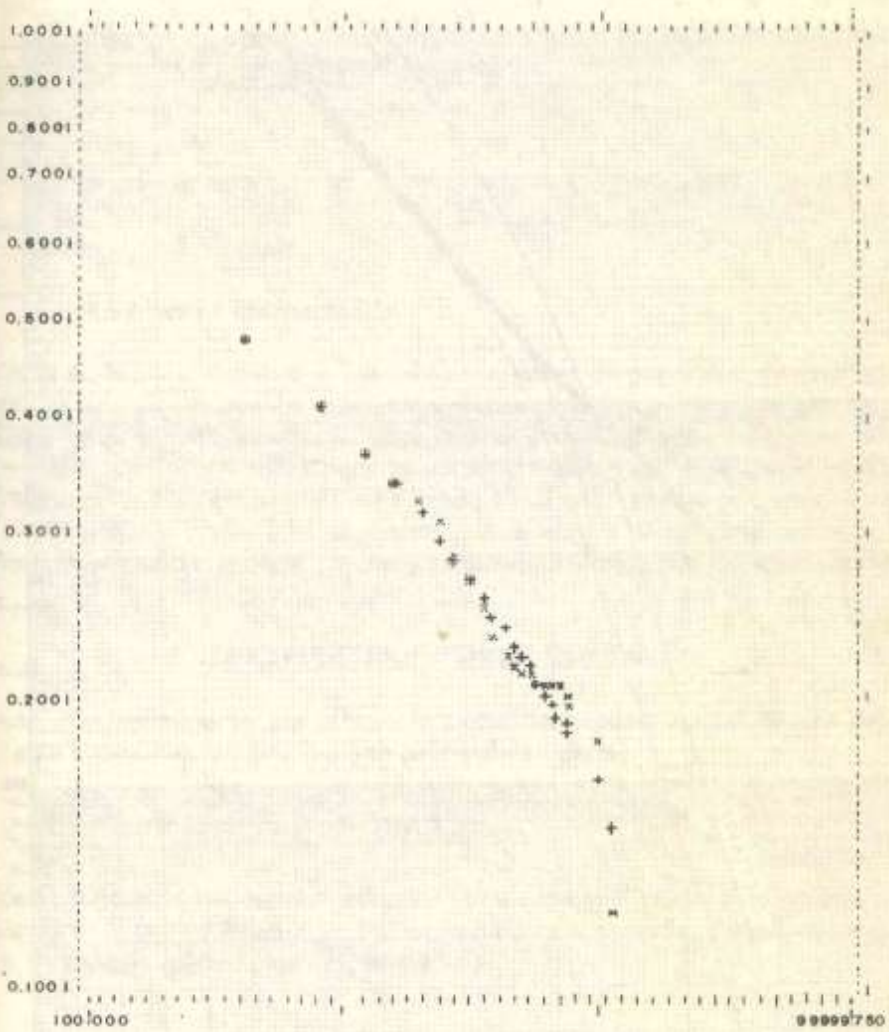


FIGURA 7.— Ajuste de Polinomios SID—GYG005  
 Y CALC (+)  
 Y ORIG (X) vs. X

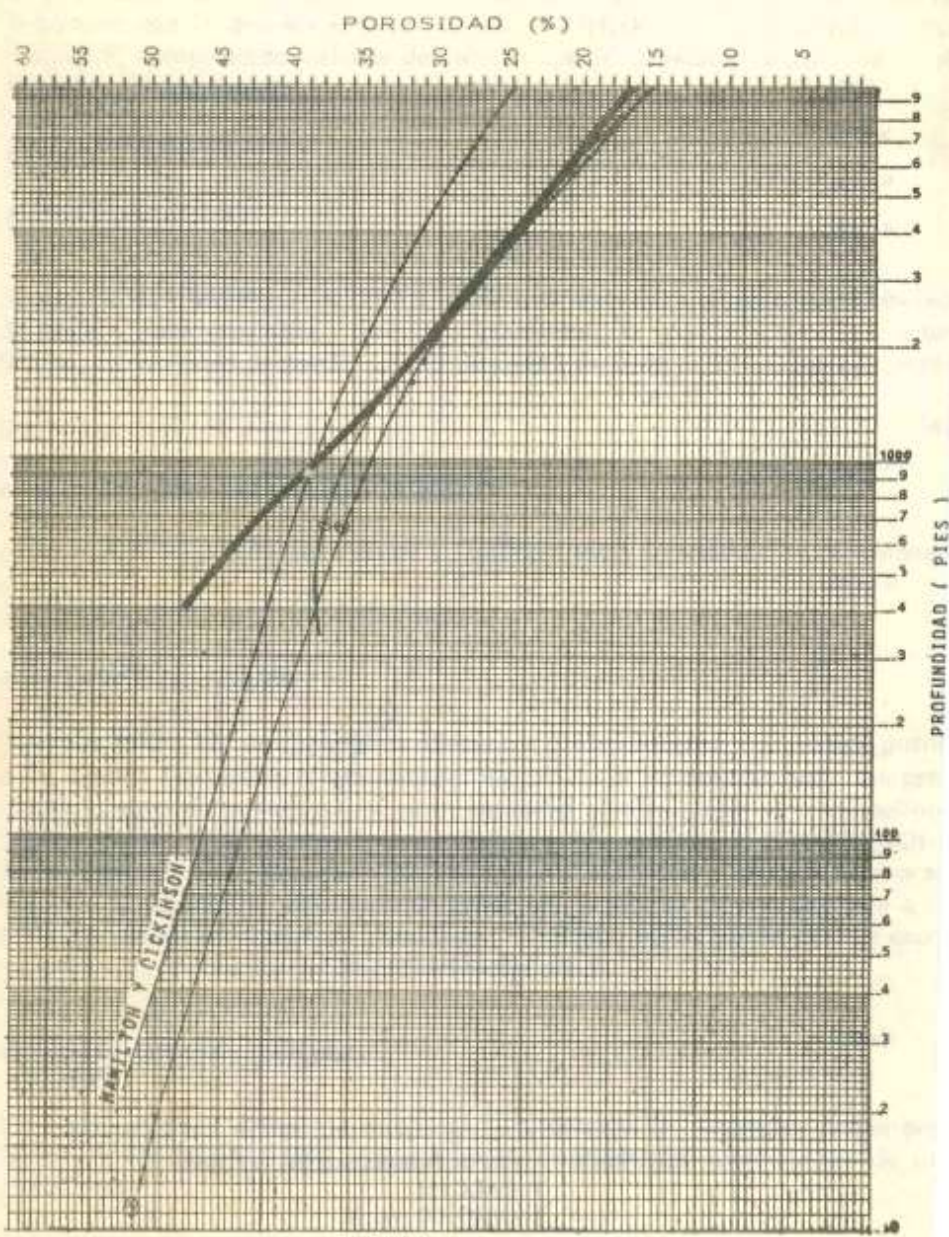


FIGURA. B



$$\phi = \frac{\Delta t \log - \Delta t_{ma}}{\Delta t f - \Delta t_{ma}}$$

$$\Delta t_{ma} = 51.0 \text{ Msg/pie}$$

$\Delta t f = 189 \text{ Msg/pie}$  (Velocidad del sonido en el fluido para una velocidad de fluido de  $\pm$  de 5300 pies/seg).

Formaciones no compactas

$$\phi = \frac{1}{C_p} \frac{\Delta t \log - \Delta t_{ma}}{\Delta t f - \Delta t_{ma}}$$

$$\Delta t_{ma} = 55.5 \text{ Msg/pie}$$

$C_p =$  Factor de compactación

A partir de las ecuaciones 6 y 7 se obtienen datos de porosidad de areniscas contra profundidad; con base en esto el computador grafica los puntos y obtiene similarmente a como lo hace con la porosidad actual de shale una serie de polinomios, (Anexo 2, que se encuentra en los archivos de Ecopetrol) de los cuales se han graficado los de grado 1 y 5 en la Figura 9. Como se ve allí claramente, el grado 1 es muy similar a la «curva de máxima porosidad» razón por la cual se escogió para el cálculo de decompactación de clásticos.

### CALCULO DE ESPESORES INICIALES

El número de compactación «D» es la razón del espesor inicial de una capa (EI) a su espesor actual (EA), a una profundidad dada:

$$D = \frac{EI}{EA} \quad \text{Por lo tanto } EI = EA \cdot D$$

Es decir conociendo el espesor actual de una capa y el número de decompactación para la profundidad a la cual se encuentra enterrada la capa, se puede tener un cálculo teórico de su espesor inicial.

### DIVISION DE LA COLUMNA ESTRATIGRAFICA

Para los propósitos del estudio regional del NW Colombiano, CACERES, H. y MOLINA, J. (1978) dividieron el volumen sedimentario de la cuenca en doce biozonas estratigráficas, las cuales son estadios (Stages) demarcados por límites sincrónicos datados (Figura 10) cada uno de estos estadios incluye



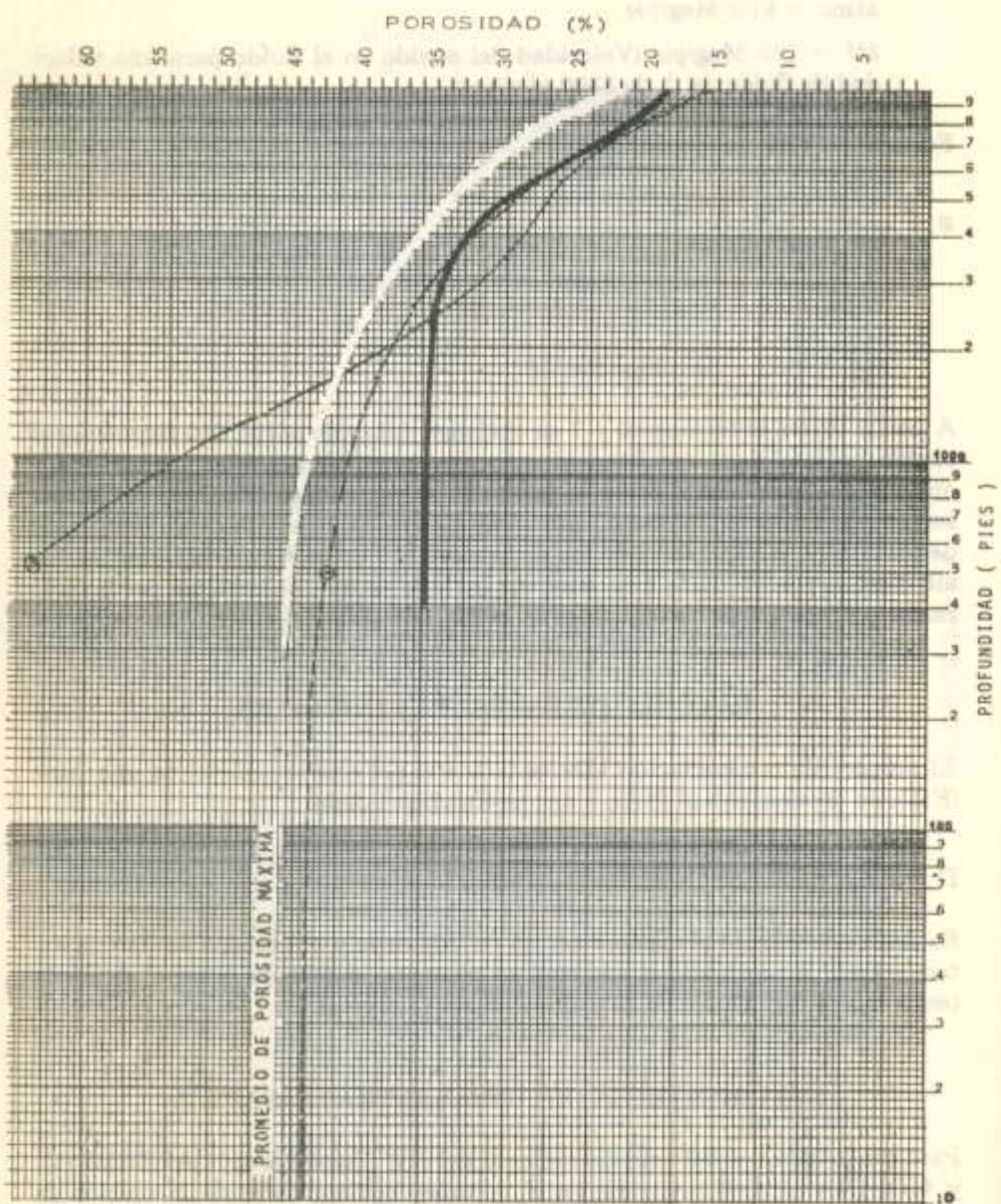


FIGURA 9

Los datos en esta gráfica son los resultados de los estudios de laboratorio realizados en las muestras de arena de las perforaciones de exploración en el campo de petróleo de San Juan, Estado de Veracruz, México.

MEGA AÑOS	SISTEMA	AUTORES	CUATER.		BOLLI-1966	PETERS A SARMIENTO 1956	DUQUE-1967			
			PLEISTO.	PLIOCENO						
5 7 9 11.5 13 16 22.5 38 43.5 50 55 66	T E R C I A R I O	CACERES A MOLINA	SUPERIOR	ZONA A	GLOBOQUADRINA ALTISPIRA / GLOBOROTALIA TRUNCATULINO- IDES GLOBOQUADRINA ALTISPIRA - ALTISPIRA	MIOCENO	ROTALIA BECCARII	MIOCENO	ROBULUS BECCARII	GLOBOROTALIA PUNCTULATA
				ZONA B	GLOBOROTALIA MARGARITAE GLOBOROTALIA DUTERTREI GLOBOROTALIA ACOSTAENSIS				UVIGERINA SUBPERE- GRINA BULIMINA CARMENENSIS SIGNOLINA TENUIS	SERIE DE GLOBOROTALIA FOHSI
				ZONA C ZONA D <sub>1</sub>	GLOBOROTALIA MENARDII				PLANULINA KARSTENI	ORBULINA
			MEDIO	ZONA D <sub>2</sub>	GLOBOROTALIA MAYERI GLOBIGERINOIDES RUBER GLOBOROTALIA FOHSI ROBUSTA GLOBOROTALIA FOHSI LOBATA GLOBOROTALIA FOHSI FOHSI	SIPHONERINA BASISPINATA	GUTTULINA CAUDRIAE	MIOCENO	BOLIVINA IMPORCATA	
				ZONA E	GLOBOROTALIA FOHSI BARISA- NENSIS PRAEORBULINA GLOMEROSA GLOBIGERINATELLA INSUETA					GLOBOQUADRINA GLOBIGERINOIDES
			INFERIOR	ZONA Gd	CATAPSYDRAX STAINFORTHII CATAPSYDRAX DISSIMILIS GLOBOROTALIA KUGLERI	GLOBIGERINA DISSIMILIS	GLOBIGERINA ANGULISUTURALIS GLOBIGERINA ANGUSTUMBILICATA			
				ZONA Cp	GLOBIGERINA CIPEROENSIS - CIPEROENSIS GLOBOROTALIA OPIMA OPIMA GLOBIGERINA AMPLIAPERTURA CASSIGERINELLA CHIPOLENSIS HASTIGERINA MICRA	CIBICIDES PERLUCIDUS	GLOBIGERINA OLIGOCAENICA GLOBOROTALIA OPIMA OPIMA			
			E O C E N O	SUPERIOR	ZONA B <sub>j</sub>	GLOBOROTALIA CERROAZULEN- SIS GLOBIGERINOPSIS SEMIINVOLUTA TRUNCAROTALOIDES ROHRI	BULIMINA JACKSONENSIS	ECCENO	BULIMINA JACKSONENSIS	BULIMINA JACKSONENSIS GLOBOROTALIA CENTRALIS
					ZONA Hb	PARTICULASPHAERA MEXICANA GLOBOROTALIA LEHNERI GLOBIGERINOPSIS KUGLERI HANTKENINA ARAGONENSIS			GLOBOROTALIA GULLBROOKI GLOBOROTALIA BRODERMANNI CLAVIGERINELLA AKERSI	
			INFERIOR	E O C E N O	ZONA Bs	GLOBOROTALIA PALMERAE GLOBOROTALIA ARAGONENSIS GLOBOROTALIA FORMOSA FOR- MOSA GLOBOROTALIA REX	ECCENO MEDIOECCO	ECCENO	SPIROPLECTAMMINA	
					ZONA Ru	GLOBOROTALIA VELASCOENSIS GLOBOROTALIA PSEUDOMENARDII GLOBOROTALIA PUSILLA PUSILLA GLOBOROTALIA ANGULATA GLOBOROTALIA UNCINATA GLOBOROTALIA TRINIDANENSIS				RZEHAKINA EPIGONA
			66	CF. ETAC		GLOBOROTALIA PSEUDOBULI- OIDES GLOBIGERINA EUGUBINA		CRETACEO Y PRE-ECCENO	GLOBOTRUNCANA	

FIGURA 10







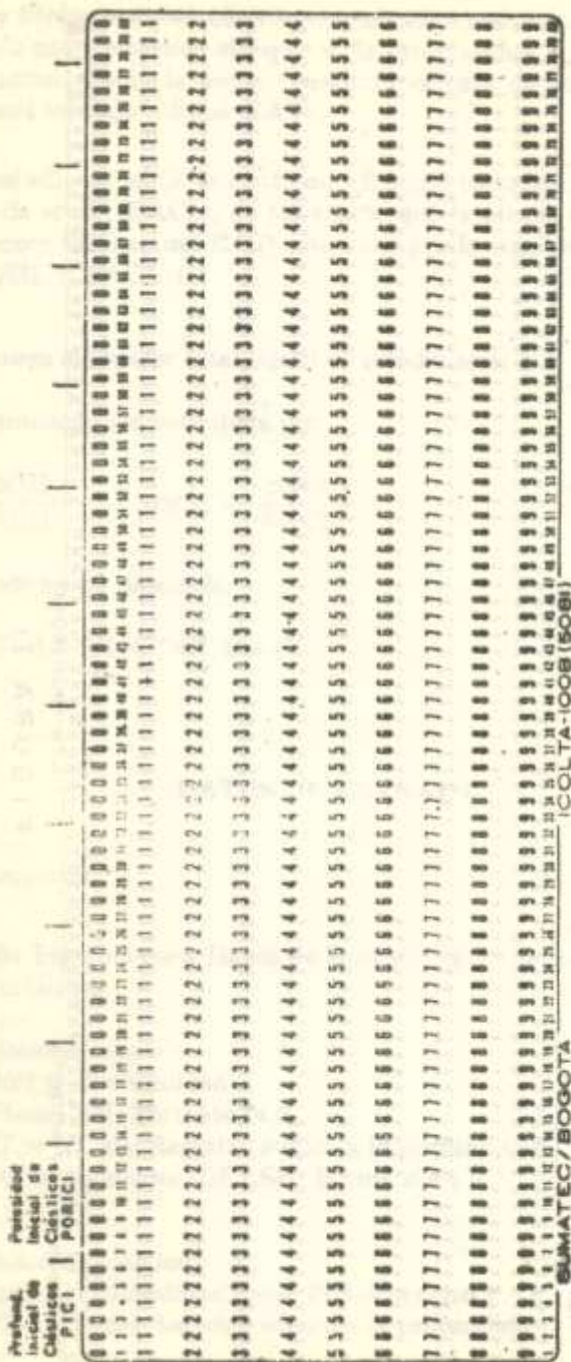


FIGURA.12 Porosidad Inicial de Ciénagas

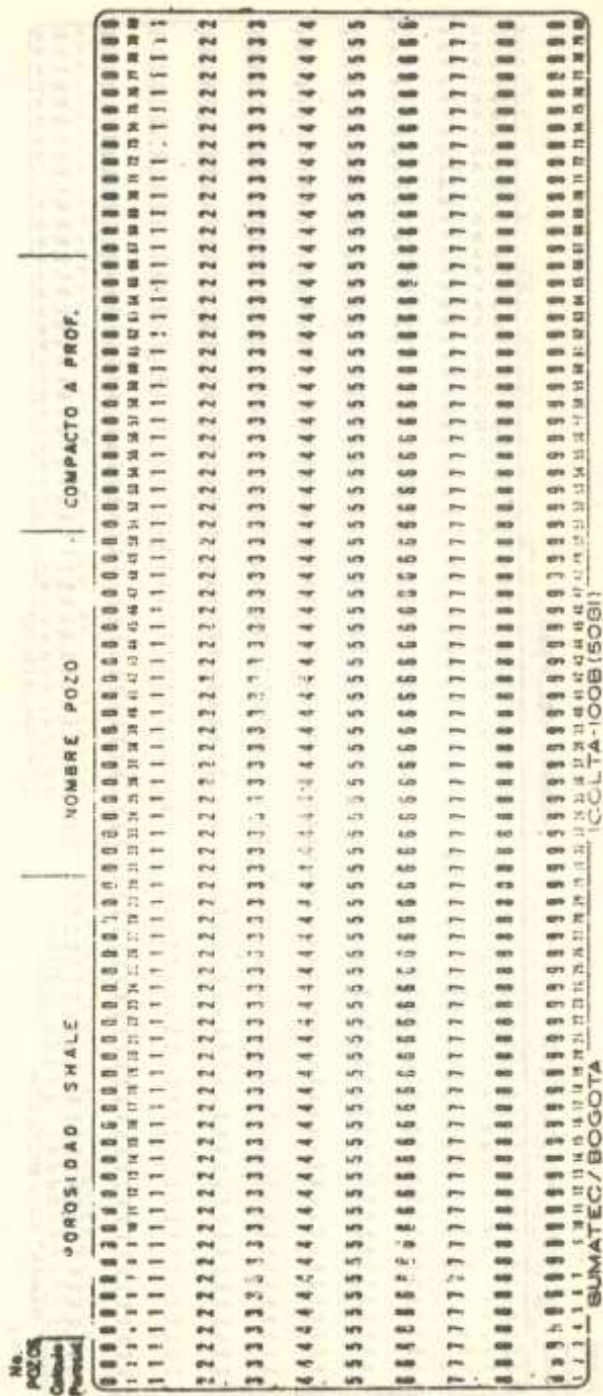


FIGURA.13. Porosidad Actual de Shale















PROCEDIMIENTO Y DIAGRAMA DE FLUJO

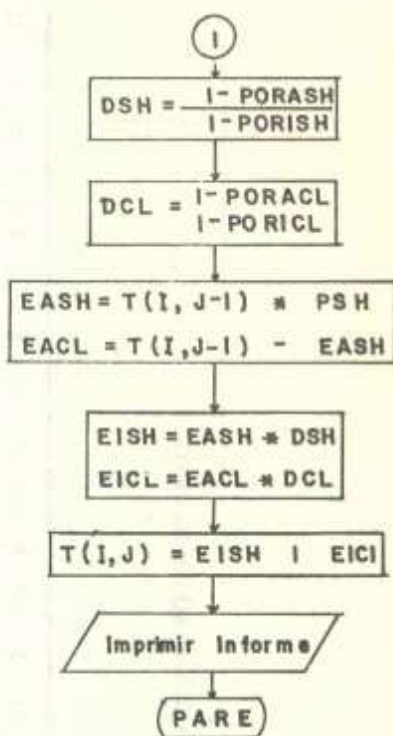
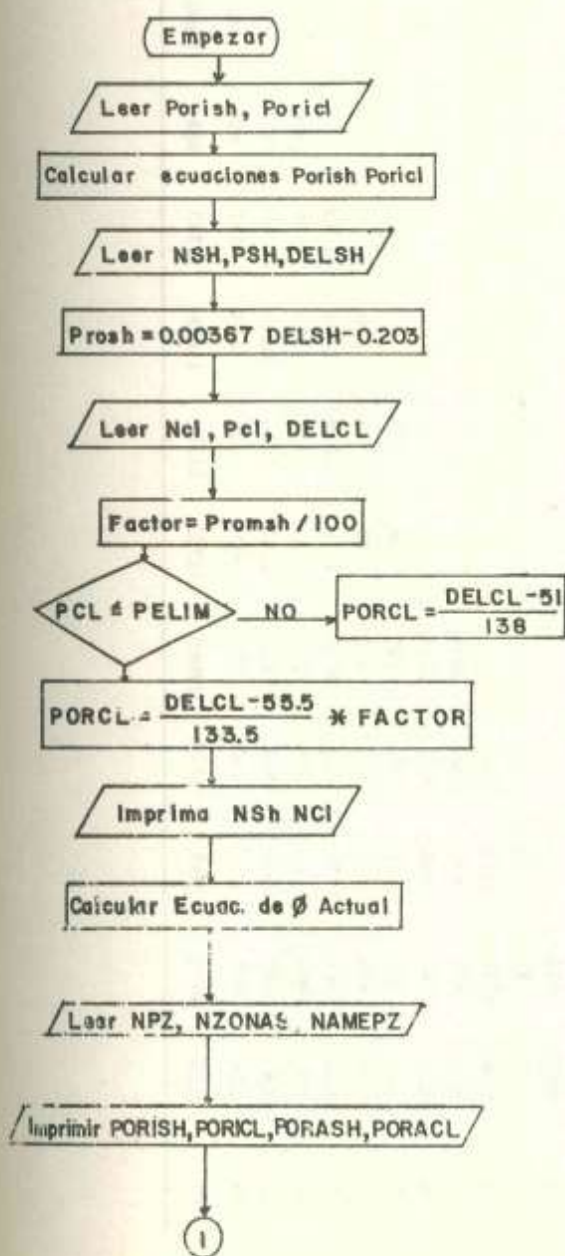


TABLA 7.—ANÁLISIS GEOHISTÓRICO DE POZOS. POZO POLONUEVO—1

## 1—Espesores Iniciales

Z	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	12	13
1	325.											
2	200.	212.										
3	75.	81.	86.									
4	2025.	2175.	2319.	2455.								
5	825.	879.	937.	1000.	1078.							
6	1625.	1743.	1868.	2001.	2138.	2315.						
7	150.	160.	171.	183.	195.	208.	225.					
8	375	406.	440.	517.	517.	561.	609.	670.				
9	1550.	1661.	1779.	1904.	2038.	2179.	2329.	2484.	2719.			
10	1000.	1069.	1141.	1218.	1299.	1385.	1476.	1572.	1668.	1856.		
12	4000.	4297.	4565.	4889.	5222.	5575.	5948.	6344.	6755.	7172.	7987.	
13	375.	397.	421.	446.	472.	499.	525.	559.	591.	626.	663.	753.
TT	12525.	13062.	13737.	14572.	12960.	12722.	11116.	11628.	11743.	9654.	8650.	753.



TABLA 8.— FACTOR DE DECOMPACTACION SHALE

Z	2	3	4	5	6	7	8	9	10	12	13
2	1.060										
3	1.084	1.059									
4	1.075	1.067	1.059								
5	1.066	1.067	1.067	1.079							
6	1.078	1.077	1.076	1.074	1.087						
7	1.069	1.068	1.067	1.068	1.064	1.100					
8	1.083	1.084	1.084	1.084	1.085	1.085	1.101				
9	1.083	1.083	1.082	1.081	1.080	1.079	1.076	1.104			
10	1.070	1.069	1.068	1.067	1.067	1.066	1.066	1.062	1.114		
12	1.075	1.075	1.074	1.073	1.073	1.072	1.071	1.071	1.064	1.120	
13	1.061	1.060	1.060	1.060	1.060	1.059	1.059	1.059	1.059	1.060	1.139

TABLA 3.- 3- FACTOR DE DECOMPACTACION CLASTICO

Z	2	3	4	5	6	7	8	9	10	12	13
2	1.040										
3	1.038	1.042									
4	1.038	1.038	1.042								
5	1.039	1.039	1.039	1.054							
6	1.039	1.039	1.039	1.039	1.058						
7	1.039	1.039	1.039	1.039	1.039	1.066					
8	1.038	1.038	1.038	1.038	1.038	1.038	1.067				
9	1.038	1.038	1.038	1.039	1.039	1.039	1.039	1.068			
10	1.039	1.039	1.039	1.039	1.039	1.039	1.039	1.040	1.074		
12	1.039	1.039	1.039	1.039	1.039	1.039	1.039	1.039	1.040	1.078	
13	1.040	1.040	1.040	1.040	1.041	1.041	1.041	1.041	1.041	1.044	1.091

**Procedimiento:**

Cálculo de los factores de decompactación shale y clástico para la zona I en tiempo J.

$$DSH (I, J) = (1 - PORASH)/(1 - PORISH)$$

$$DCL (I,J) = (1 - PORALCL)/(1 - PORICL)$$

donde:

PORASH, PORISH, PORACL y PORICL son los valores de porosidad calculados de las ecuaciones de la región para una profundidad de enterramiento DIF que se calcula:

$$DIF = \sum_{K=1}^{K=J-1} T (K, 1) \text{ para } I = J \text{ y}$$

$$DIF = T (I,J) - T(I, J - I) \text{ para } I > J$$

donde:

T (K,I) : es el espesor de la zona K, en el momento actual

T (I, J) : es el espesor de la zona I en el tiempo J

T (I, J - 1) : Es el espesor de la zona I en el tiempo inmediatamente anterior.

En seguida se calculan los espesores actuales de shales y clástico EASH y EACL.

$$EASH = T (I, J - 1) * PCT (I)$$

$$EACL = T (I, J - 1) - EASH \text{ siendo:}$$

PCT(I): El porcentaje de shale de la zonas I. Si estamos calculando T (I,J) o sea el espesor inicial de la zona I en el momento J, su espesor actual será T (I, J - 1). Los espesores actuales leídos se encuentran en la columna 1 de T.

— Cálculo de los espesores iniciales de shale y clástico

$$EISH = EASH * DSH (I, J)$$

$$EICL = EACL * DCL (I, J)$$

finalmente el espesor inicial será:



$$T(I,J) = EISH + EICL$$

- Cuando se hayan calculado todos los espesores iniciales, en todos los tiempos, se encuentra la profundidad del pozo en cada tiempo.

O sea la

$$\sum_{I=1}^{I=N \text{ zonas}} T(I,J) \text{ para cada } J$$

#### Observaciones:

- Los valores de porosidad deben estar entre  $\emptyset$  y 1
- La porosidad actual siempre debe ser menor que la porosidad inicial
- Los valores de decompactación de shale y clástico deben ser mayores o iguales a 1.
- El espesor actual de una zona debe ser menor que su espesor inicial por tanto DIF nunca debe ser negativo.
- Para que los resultados que se obtengan sean correctos se debe estar seguro de que la curva de porosidad inicial siempre esté por encima de la curva de porosidad actual.

#### DATOS DE SALIDA

En el informe aparecen:

- Cálculo de porosidades  
Las ecuaciones de porosidad inicial y de porosidad actual, la desviación standar, los datos de entrada, los datos calculados y los gráficos de porosidad contra profundidad de enterramiento.

Mediante el análisis de las gráficas y teniendo en cuenta las anteriores observaciones, se determinan las ecuaciones de porosidad más apropiadas, las cuales se usan para el cálculo del factor de decompactación.

- Espesores iniciales
- Factor de decompactación de shale
- Factor de decompactación de clástico

Los resultados intermedios se pueden imprimir adicionalmente, como guía para detectar posibles errores.

Los resultados de los pozos estudiados en la interpretación del Noroccidente Colombiano, se encuentra en los archivos de Ecopetrol (Ver Anexo 3).

### **INTERPRETACION DE LOS RESULTADOS Y SU APLICACION EN EL ESTUDIO DEL NOROCCIDENTE COLOMBIANO**

De los datos de salida anteriormente mencionados, se utilizan los espesores iniciales -Factor de decompactación de shale y- Factor de decompactación clástico para la construcción de diagramas geohistóricos y mapas isópacos restaurados el primero y para la construcción de mapas de expulsión de fluidos los últimos.

#### **Diagramas Geohistóricos**

Como se discute en CACERES & MOLINA (1978), las Biozonaciones establecidas para determinadas áreas ahora pueden referirse con cierto grado de precisión a escalas geológicas relativas y a escalas numéricas absolutas del tiempo geológico. Así, se puede asignar edad geológica absoluta en mega-años = (1 mega-años = 1 millón de años) a las 12 microbiozonaciones establecidas para la Costa Norte.

El colocar el record geológico de una área en una serie de eventos cronoestratigráficamente alineados facilita la interpretación de los procesos geológicos ocurridos.

De otro lado a la vez que la irreversibilidad de la evolución de las especies es base para la datación paleontológica de los organismos, el hecho de éstos vivir en determinados ambientes es la base para la paleobatimetría. Así, basado en la integración biofacial de los microorganismos de la Costa Norte (CACERES y MOLINA, 1978) se logró determinar y postular paleobatimetrías para muchos puntos de control (pozos) de cada una de las diferentes biozonas establecidas.

Siguiendo la técnica de VAN HINTE (1978) el diagrama Geohistórico es un gráfico de tiempo (geológico) contra profundidad, con el tiempo como escala horizontal y la profundidad como escala vertical, como se observa en la Figura 19, la cual es el diagrama geohistórico del pozo Polonuevo-1. Se ve en la escala horizontal las biozonas de la A a la M, establecidas para la Costa Norte,

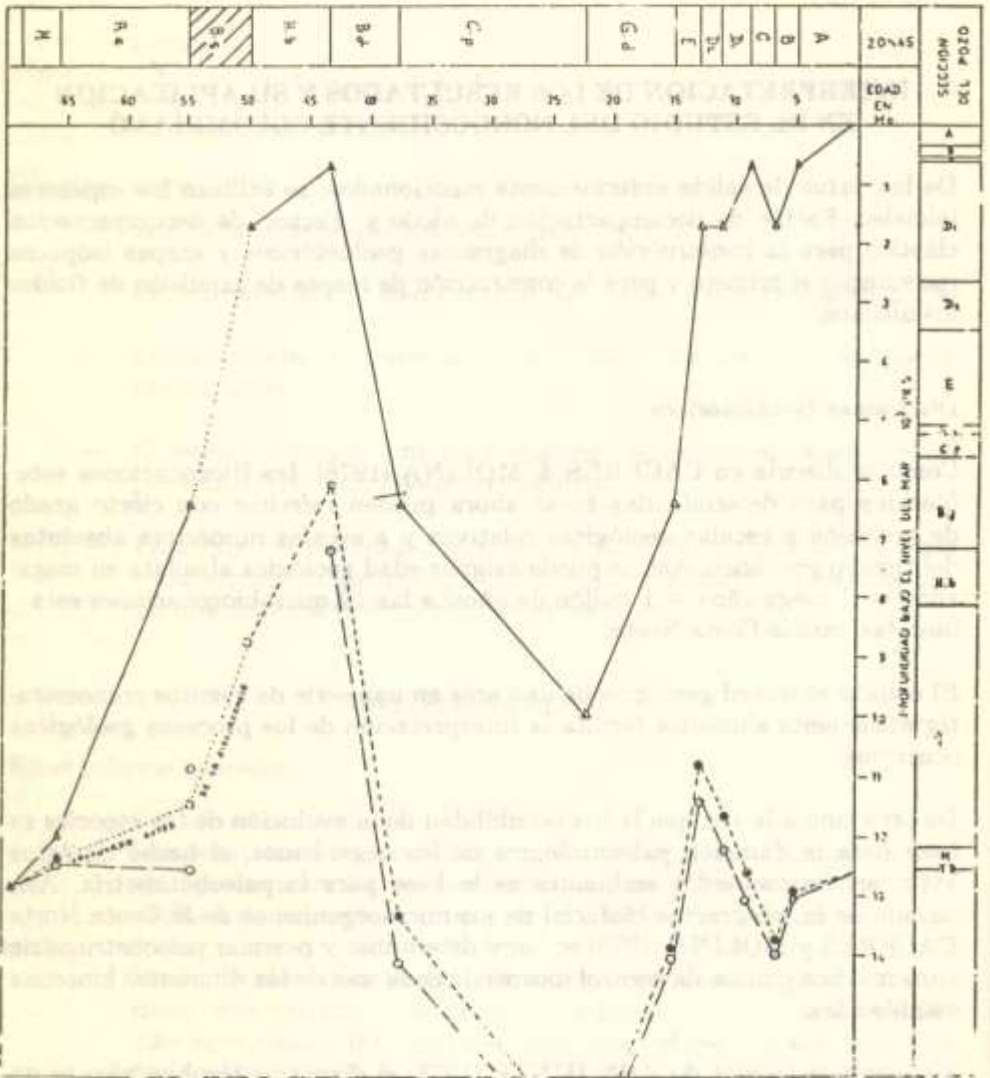


DIAGRAMA GEOHISTORICO POZO POLONUEVO 1

FIGURA 19



con su correspondiente escala absoluta en mega-años debajo y en la escala vertical la profundidad bajo el nivel del mar en pies, con un bosquejo de la litología encontrada y las biozonas presentes en el pozo. En primer lugar se plotea los datos paleobatimétricos (que se observan en la parte superior) contra cada biozona, obteniéndose una curva paleobatimétrica (raya sólida que une triángulos).

Luego a partir del tope de la primera biozona encontrada (A) se plotea el espesor total actual de la sección bioestratigráfica bajo la curva paleobatimétrica; a partir del tope de la segunda (B) se plotea el espesor total actual de la sección menos el espesor de la primera (A); a partir del tope de la tercera y bajo el dato paleobatimétrico, se plotea el espesor total de la sección menos el espesor de las dos primeras y así sucesivamente (círculos abiertos) hasta obtener una curva que representa la subsidencia no corregida, representando la pendiente de cada segmento la «rata de subsidencia no corregida» para la biozona a que corresponda el segmento, RSNC.

Para la tercera curva se plotea el espesor inicial total acumulado obtenido por el computador (TT de los espesores iniciales) para el tiempo de cada biozona y bajo la curva paleobatimétrica, obteniéndose la gráfica de la subsidencia verdadera (a trazos largos que une círculos negros). La pendiente de la recta para cada biozona representa la «rata de subsidencia verdadera» a la profundidad final (RVS). Sin embargo esta no es la «subsidencia tectónica», la cual se obtiene cuando la última biozona descansa sobre basamento. La pendiente del segmento más viejo de la línea RVS será RSVO para la unidad M, y la pendiente de la última parte de la línea RSNC será RSVO para la unidad A.

El gráfico nos da junto con la historia de la profundidad del agua en el sitio particular, la historia de la subsidencia y levantamiento también del sitio específico. Así en el ejemplo de la Figura 19 se observa que en ese sitio ocurrió un levantamiento continuo desde el tiempo de la biozona M (Maestrichtiano) hasta el tope de la biozona Hb (Eoceno-Medio), ocurriendo posteriormente una gran subsidencia que se prolongó hasta el tope de la biozona CP (Oligoceno). Continúa con un levantamiento lento durante el Mioceno Inferior (biozona Gd), aumentando bruscamente hasta el tope de la biozona E (Mioceno Bajo Medio) para también bruscamente subsidir el área nuevamente durante la biozona D2 (Mioceno Medio Alto) y finalizar con un levantamiento continuo hasta el Oligoceno (Biozona A).

Con las ratas de subsidencia verdaderas de determinadas biozonas en diversos puntos de control, se pueden construir mapas tectónicos que nos pueden demostrar qué sitios están levantándose y subsidiendo durante ese tiempo; los cuales unidos a mapas de facies y de expulsión de fluidos nos dan una mejor idea de probables zonas de acumulación y entrapamiento de hidrocarburos.

### Mapas isópacos restaurados y de ratas de sedimentación corregidas

Igualmente con los datos de espesores iniciales salidos del computador se pueden construir dos tipos de mapas isópacos: Mapas Isópacos del espesor de determinada biozona inmediatamente antes de la depositación de la siguiente y mapas isópacos de la secuencia bioestratigráfica total depositada hasta ese momento. Para esto se usa el dato por ejemplo, el espesor de biozona B (2) durante el tiempo B (2) y el dato del espesor inicial de la secuencia durante el tiempo (2) respectivamente. Ejemplos de estos mapas se observan en la Figura 20.

Otro tipo de mapas que se puede construir son mapas de «Ratas de sedimentación corregida», en los cuales para cada punto de control se calcula la relación:

$$Rf = \frac{To \text{ cm/1.000 años}}{10 A}, \text{ donde}$$

Rf = Rata de sedimentación corregida

To = Espesor inicial de la biozona por el tiempo de su depositación

A = Intervalo de tiempo en mega-años de la biozona

Los cuales son de gran utilidad para comparar la cantidad de sedimentos llegados de las zonas de aporte, en diferentes tiempos, indicándonos igualmente el grado de levantamiento y erosión de éstos. Ejemplos de estos mapas se observan en la Figura 21.

### Mapas de migración de fluidos

Con los datos de salida 2 - Factor de decompactación shale y 3- Factor de decompactación clástico, de los datos de salida se pueden construir mapas del factor de decompactación para una determinada biozona por el tiempo de su depositación, usando los puntos de control disponibles.

Tales mapas nos mostrarán por tanto las zonas de mayor y menor decompactación tanto del shale como de clásticos y consecuentemente las zonas de mayor y menor expulsión de fluidos y similarmente a un mapa potenciométrico de la tabla de agua, el flujo de los líquidos expulsados irá de las zonas de mayor decompactación a las de menor; lográndose obtener por tanto una idea de la ruta seguida por los fluidos cuando son expulsados al momento de la decompactación, las Figuras 22 - 23 muestran mapas de este tipo.



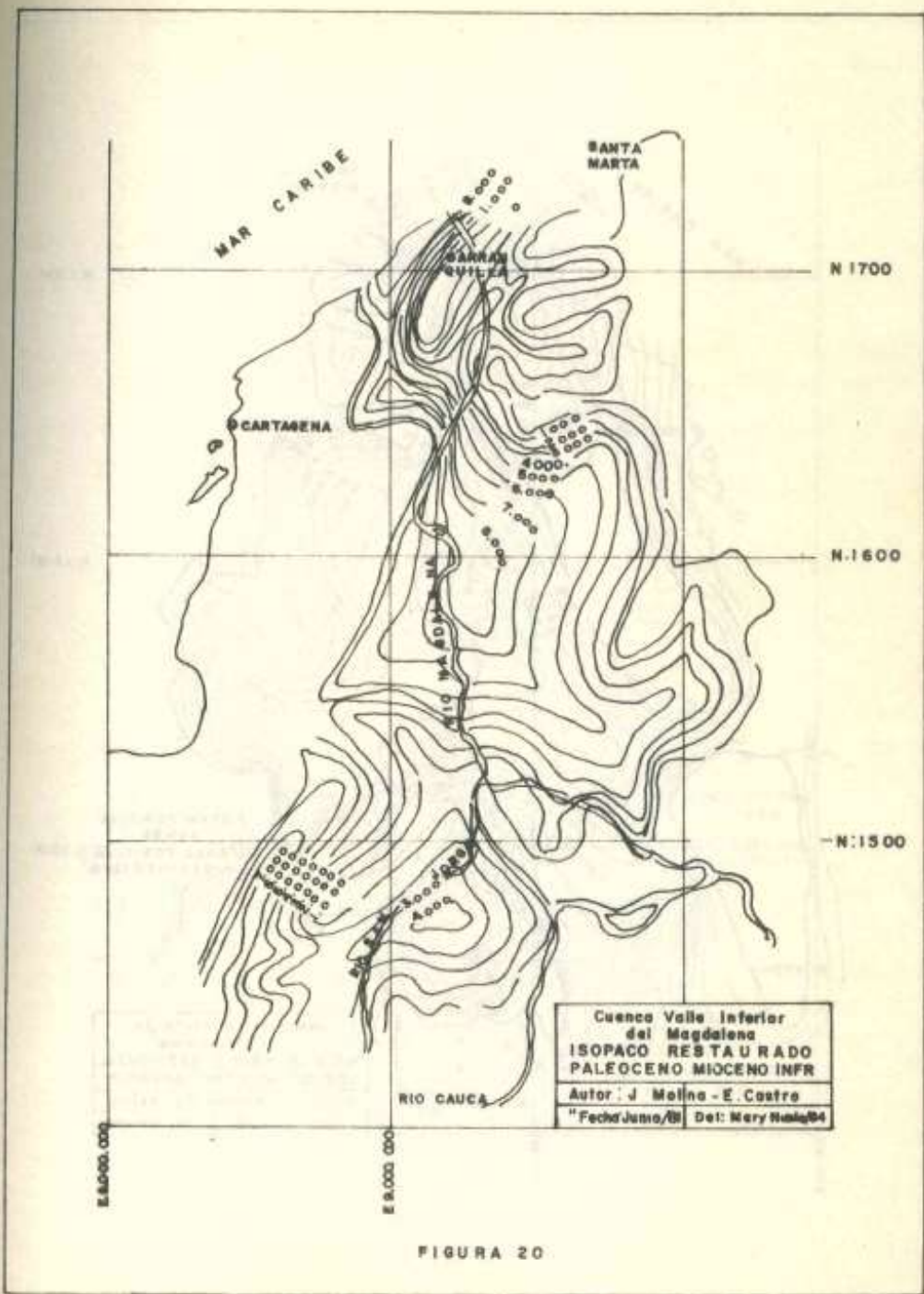


FIGURA 20



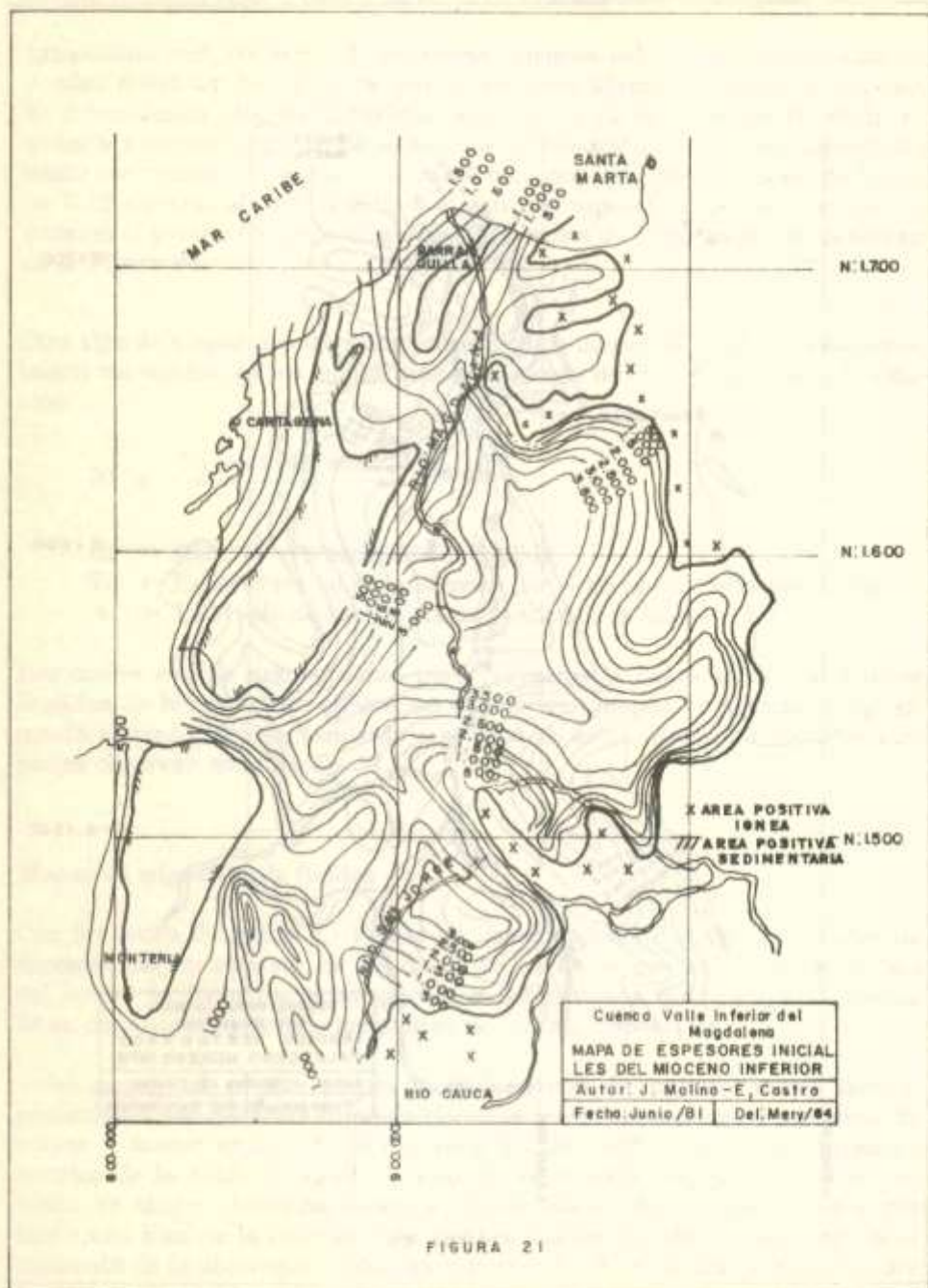


FIGURA 21

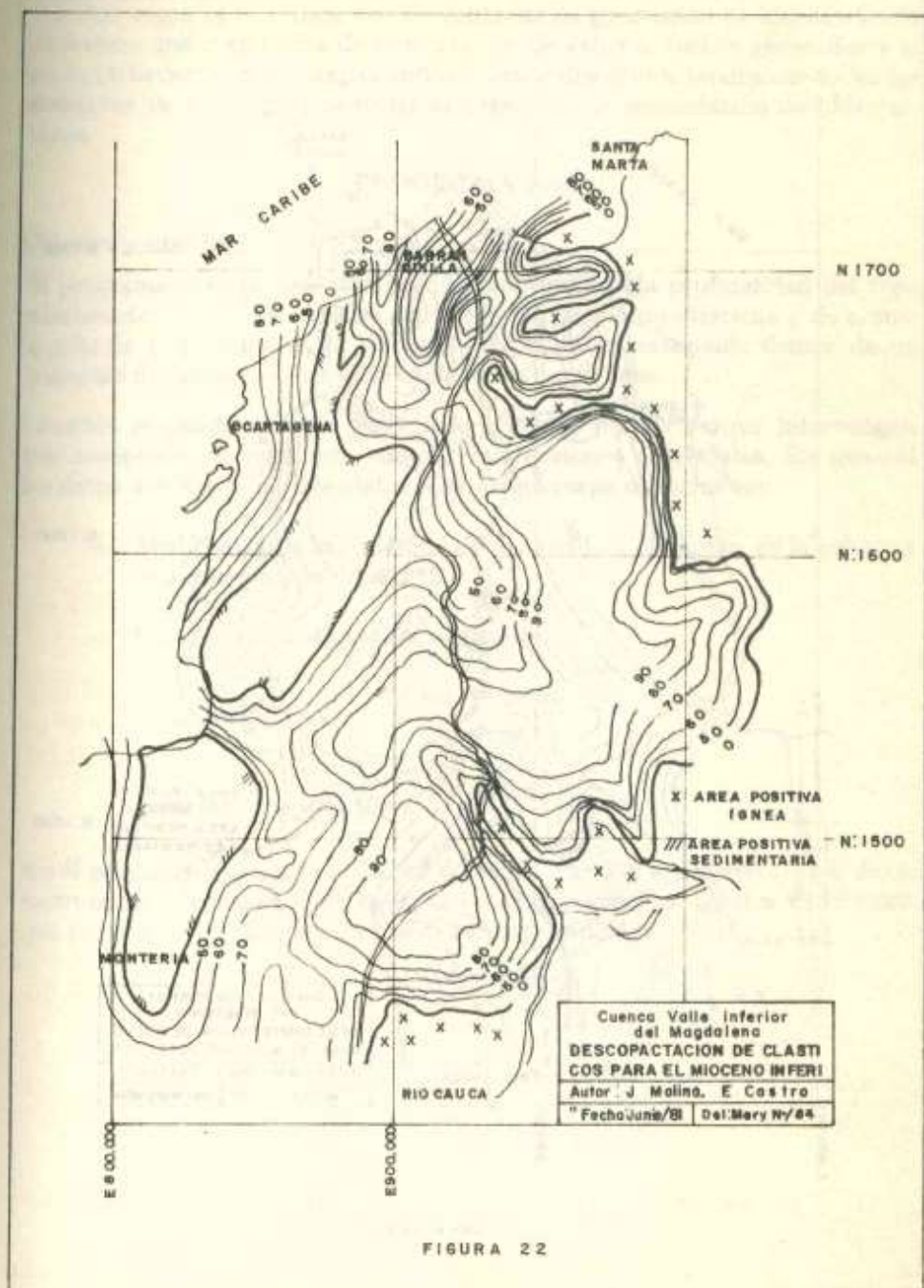


FIGURA 22

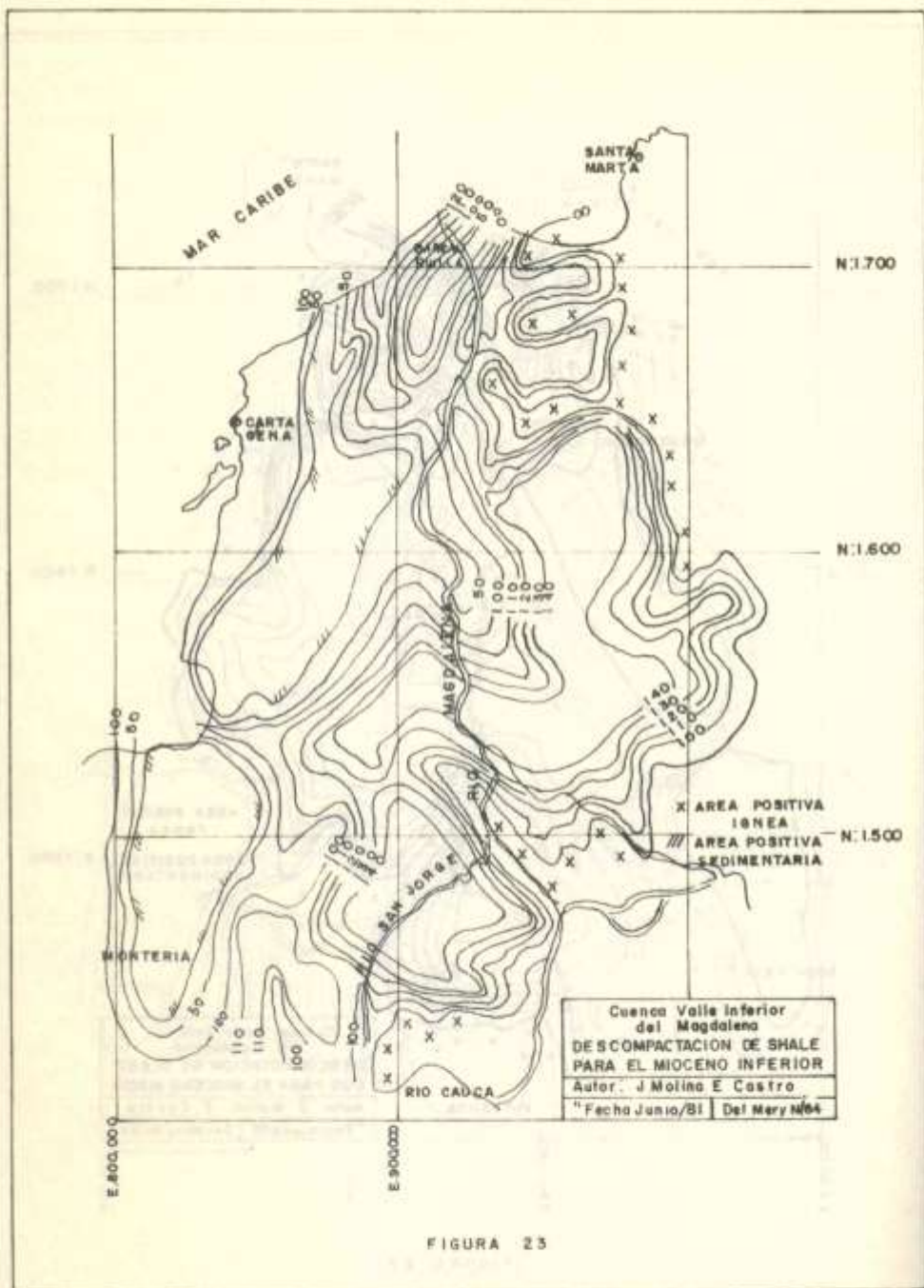


FIGURA 23



Si a este mapa se le agrega uno de ventanas de generación de hidrocarburos tendremos una mejor idea de la migración de éstos si fueron generados y si los combinamos con los mapas anteriormente discutidos tendremos todos los elementos de juicio para postular la presencia de acumulación de hidrocarburos.

## PROGRAMA PAF

### Objetivo y utilidad

El programa calcula para una unidad determinada la profundidad del tope relacionada a nivel del mar, su espesor y las relaciones clásticas y de arena-arcilla; dá la posición de la columna estratigráfica estudiada dentro de un triángulo de facies y coloca este valor en un mapa base.

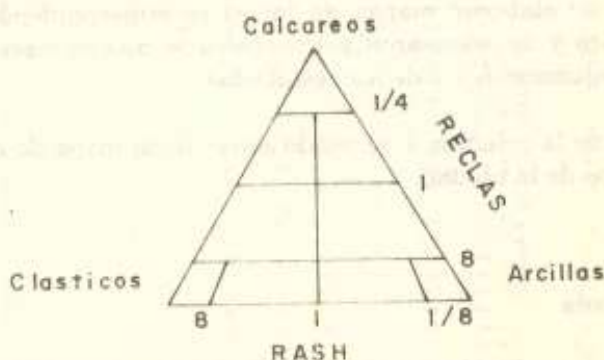
También se puede utilizar para elaboración de mapas en que intervengan tres componentes, mediante algunas instrucciones adicionales. En general los datos necesarios para la elaboración de un mapa de facies son:

- Medición de la cantidad de arena, arcilla y calcáreos, en la columna estratigráfica estudiada.
- Cálculo de las siguientes relaciones:

$$\text{Relación clástica} = \frac{\text{Arena} + \text{Arcilla}}{\text{Calcáreos}}$$

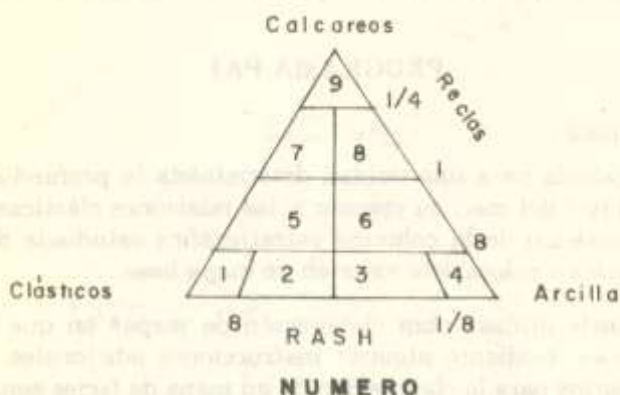
$$\text{Relación Arena-Arcilla} = \frac{\text{Arena}}{\text{Arcilla}}$$

En el programa cuando la cantidad de caliza o arcilla era 0 (cero), se le dio la instrucción al computador de hacer la relación respectiva igual a 99.999.999, que corresponde al límite máximo de formato utilizado.



Localización del pozo dentro del triángulo de facies.

En el programa, a cada facie dentro del triángulo se le asignó un número, y se le denominó, «Posición dentro del triángulo de Facies».



#### POSICION DENTRO DEL TRIANGULO DE FACIES

Cuando un pozo queda en el límite entre dos facies, dá el número correspondiente a cada una de ellas.

Conociendo la posición dentro del triángulo, se plotea en un mapa base dicho valor se contornea agrupando los pozos de valores iguales; (de existir un «plotter» estas dos operaciones las podría hacer el computador), obteniendo un mapa triangular de facies.

En general los mapas de facies se presentan sobre una base isópaca, dicho mapa se puede hacer utilizando los datos de espesor de la unidad (Columna 3 de los resultados).

Otro método de elaborar mapas de facies es superponiendo los mapas de relación clástica y de arena-arcilla, los cuales se pueden hacer utilizando los datos de las columnas 6 y 7 de los resultados.

Con los datos de la columna 2 se puede elaborar un mapa de contornos estructurales del tope de la unidad.

#### Datos de Entrada

Los datos son introducidos al computador mediante tarjetas. La Figura 24 muestra el modelo de tarjetas usado en el programa.





Cuando en un estudio determinado se reconocen diferentes biozonas cada una de ellas se trabaja por separado, necesitándose los siguientes datos:

- Identificación de pozo
- Elevación de la mesa rotaria
- Profundidad del tope
- Cantidad de arena
- Cantidad de arcillas
- Cantidad de calcáreos
- Coordenadas Este
- Coordenadas Norte

Para la identificación del pozo se utiliza el formato 4 A 4.

La profundidad del tope bajo el nivel del mar utiliza formato F10.2. Para las cantidades de areniscas, arcillas y calcáreos se utiliza el Formato F7.2.

## PROGRAMA

A continuación se muestra el programa y el diagrama de flujo generalizado.

## RESULTADOS

Los resultados de salida se muestran en la Tabla 10 y son:

- Identificación del pozo
- Tope bajo el nivel del mar
- Espesor
- Cantidad de arena
- Relación clástica
- Relación Arena - Arcilla
- Posición en el triángulo de facies

De acuerdo con las coordenadas, el computador localiza el pozo y en este sitio escribe la posición dentro del triángulo; pero en el caso en que un pozo quede en el límite entre dos facies, sólo describe el código correspondiente a una de ellas. Al agrupar pozos con valores iguales se obtiene el mapa triangular de facies.

TABLA 10.— MAPA DE FACIES

POZO N	TOPE BAJO N.M.	ESPESOR	ARENISCA	CALIZA	REL - CLASTICA	REL-ARENA -ARC.	POS TRI- FACIES
ACHI-1A	-66.0	100.0	33.00	0.0	99999.938	0.493	3
BAJO-1A	-209.00	100.0	28.00	0.0	99999.938	0.389	3
BALSAMO-2A	-131.00	0.0	0.0	0.0	99999.938	99999.938	1
BALSAMO-1A	-159.00	0.0	0.0	0.0	99999.938	99999.938	1
BOQUILLA-1A	-53.00	100.0	27.00	0.0	99999.938	0.370	3
BRILLANTE-1A	-319.00	100.0	0.0	0.0	99999.938	0.0	4
BRILLANTE-2A	-326.30	100.0	13.00	0.0	99999.938	0.149	3
BUENAFE-1A	-152.00	100.0	9.00	0.0	99999.938	0.099	4
BUENAVISTA-1A	-31.71	103.0	19.00	0.0	99999.938	0.226	3
CARABALLO-1A	-172.00	100.0	12.00	0.0	99999.938	0.136	3
CICUCO-1A	-87.00	100.0	34.00	0.0	99999.938	0.515	3
CICUCO-6A	-76.00	100.0	31.00	0.0	99999.938	0.449	3
COSTARICA-1A	-321.10	100.0	11.00	0.0	99999.938	0.124	4
CHINU-1A	-419.00	100.0	21.00	0.0	99999.938	0.266	3
DANTA-1A	-149.00	0.0	0.0	0.0	99999.938	99999.938	1
ELDIFICIL-1A	-312.00	100.0	7.00	0.0	99999.938	0.075	4
ELDIFICIL-19A	-440.80	100.0	14.00	0.0	99999.938	0.163	3
ELCABANO-1A	-245.00	100.0	30.00	0.0	99999.938	0.429	3
ELDOCE-2A	-370.00	100.0	42.00	0.0	99999.938	0.724	3
EL RETIRO-1A	-333.84	100.0	37.30	0.0	99999.938	0.596	3
GUAMO-1A	-106.00	0.0	0.0	0.0	99999.938	99999.938	1
JOBO-1A	-270.00	110.00	44.00	0.0	99999.938	0.667	3
LOBITA-1A	-79.00	100.0	30.00	0.0	99999.938	0.429	3
LOS CAYOS-1A	-185.00	100.00	42.00	0.0	99999.938	0.724	3
MAGANGUE-1A	-79.00	00.0	60.00	0.0	99999.938	1.500	2
MAGANGUE-2A	-120.00	100.0	42.00	0.0	99999.938	0.724	3
MANATI-1A	-131.00	0.0	0.0	0.0	99999.938	99999.938	1
MOJANA-2A	-62.00	100.0	30.40	4.3	22.256	0.466	3
PINTO-1A	-296.00	100.0	37.90	0.0	99999.938	0.610	3
PINTO-2A	-218.00	100.0	33.70	0.0	99999.938	0.508	3
PIÑUELA-1A	-196.87	100.0	2.00	0.0	99999.938	0.020	4
POLONUEVO-1A	-183.00	100.0	0.0	0.0	99999.938	0.0	4
REMOLINO-1A	-17.00	100.0	24.00	0.0	99999.938	0.316	3
RINCONERA-1A	-83.00	100.0	29.90	0.0	99999.938	0.427	3
SAHAGUN-1A	-164.00	100.0	22.00	2.0	49.000	0.289	3
SALAMANCA-1A	-17.59	100.0	37.00	0.0	99999.938	0.587	3
SANANGEL-1A	-436.14	100.0	0.0	0.0	99999.938	0.0	4
SAN JORGE-1A	-446.00	100.0	49.00	0.0	99999.938	0.961	3
SAN PEDRO-1A	324.00	100.0	71.00	0.0	99999.938	2.448	2
SANTA RITA-1A	-30.00	100.0	44.40	0.0	99999.938	0.799	3
SINCE-1A	-353.00	100.0	51.00	0.0	99999.938	1.041	2
TABLON-1A	-203.00	100.0	63.00	2.0	49.000	1.800	2
VIOLO-1A	-72.00	100.0	26.00	0.0	99999.938	0.361	3
YATI-1A	-74.00	100.0	39.00	0.0	99999.938	0.639	3
ZENON-1A	-73.00	100.0	27.00	0.0	99999.938	0.370	3
SAN BENITO-1A	-149.00	100.0	36.00	0.0	99999.938	0.583	3
VALOR MINIMO	-446.00	0.0					
VALOR MAXIMO	-17.00	110.0					
INTERVALO EN MAPA	42.90	11.0					



## VARIACIONES DEL PROGRAMA

El programa puede ser modificado en estudios en que intervengan tres componentes, cambiando los miembros finales en el triángulo.

En el programa actual los componentes finales son arena, arcilla, calcáreos; generalizando correspondencia a A, B y C respectivamente con la correspondiente modificación de las relaciones clásticas y de arena-arcilla que se convertirán en:

$$\text{Relación Clástica} \quad \frac{A + B}{C} = \frac{\text{Aena y Arcilla}}{\text{Calcáreos}}$$

$$\text{Relación Arena - Arcilla} \quad \frac{A}{B} = \frac{\text{Arena}}{\text{Arcilla}}$$

Los datos correspondientes a A deben colocarse utilizando el formato y las columnas correspondientes a arena; los de B a arcilla y los de C a calcáreos.

## APLICACION EN EL NOROCCIDENTE COLOMBIANO

La base para el análisis facial del Noroccidente de Colombia lo construyó la biozonación establecida en CACERES y MOLINA (1978).

Para cada una de las biozonas se corrió el programa, observándose en el Anexo 5, el listado de los resultados del computador y el mapa de ploteo del número dentro del triángulo para cada pozo en las diferentes biozonas. Dicho Anexo se encuentra en ECOPETROL.

En estos últimos se observa una distorsión de las coordenadas lo cual hace no utilizables estos mapas con fines prácticos.

Lo anterior es debido a que el computador coge tanto para las coordenadas norte como para las este, la mayor y la menor y divide proporcionalmente la diferencia, por lo que resultan las norte con una escala diferente a las este. Esto lo realiza el graficador debido a la no existencia de una ploteadora.

Por lo tanto se utilizan mapas bases sobre los cuales se plotearon los valores del triángulo para cada pozo, contorneándose posteriormente y dando como resultado los mapas de facies del Paleoceno al Plioceno que se observan en las Figuras 25-26-27. Dichos mapas fueron de gran utilidad en el estudio deposicional y sedimentológico del área, como se discute detalladamente en CACERES & MOLINA (1978).



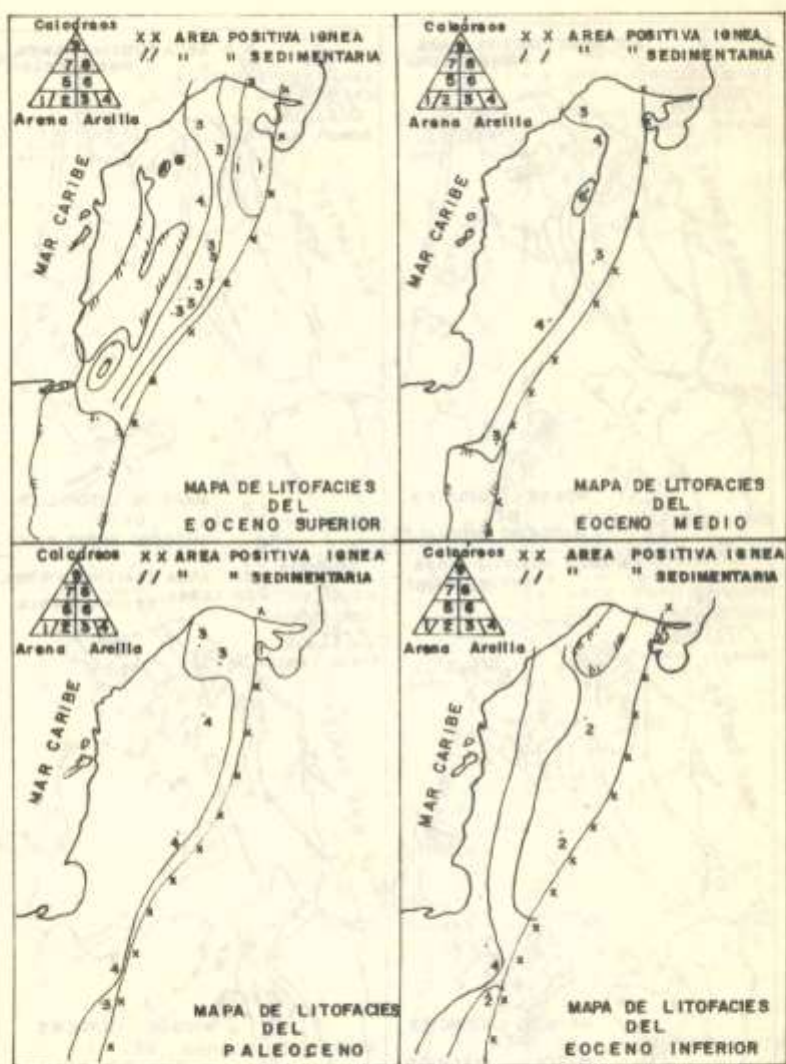


FIGURA 25

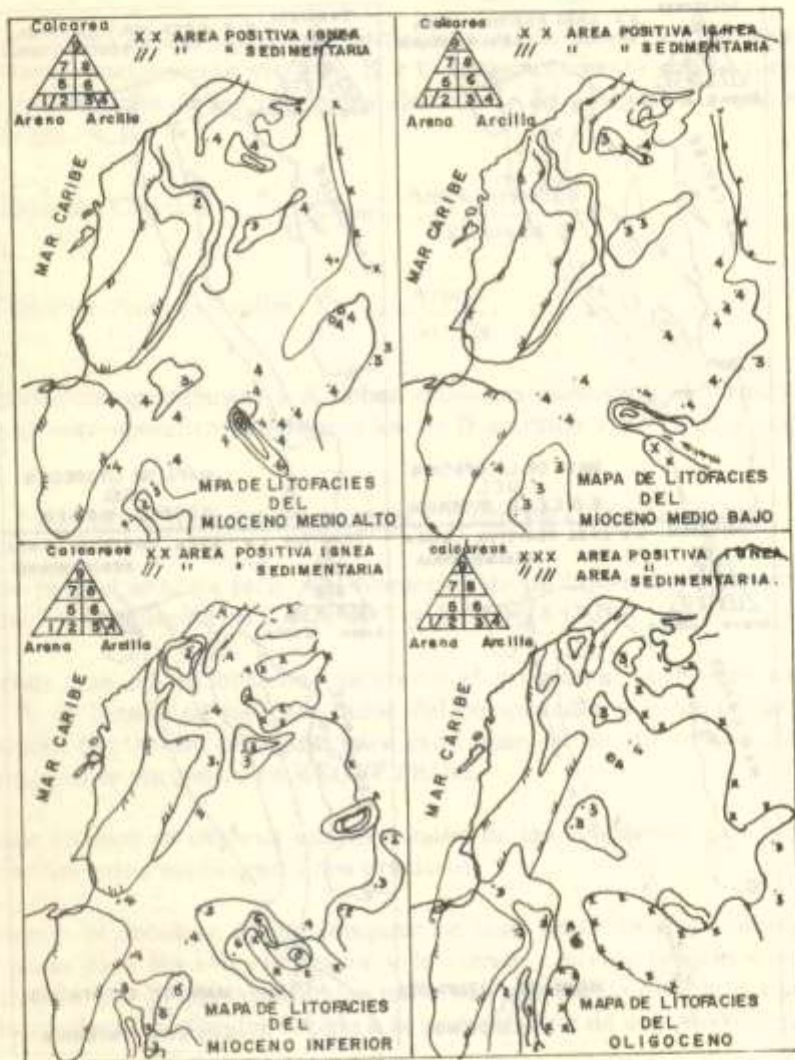


FIGURA 26

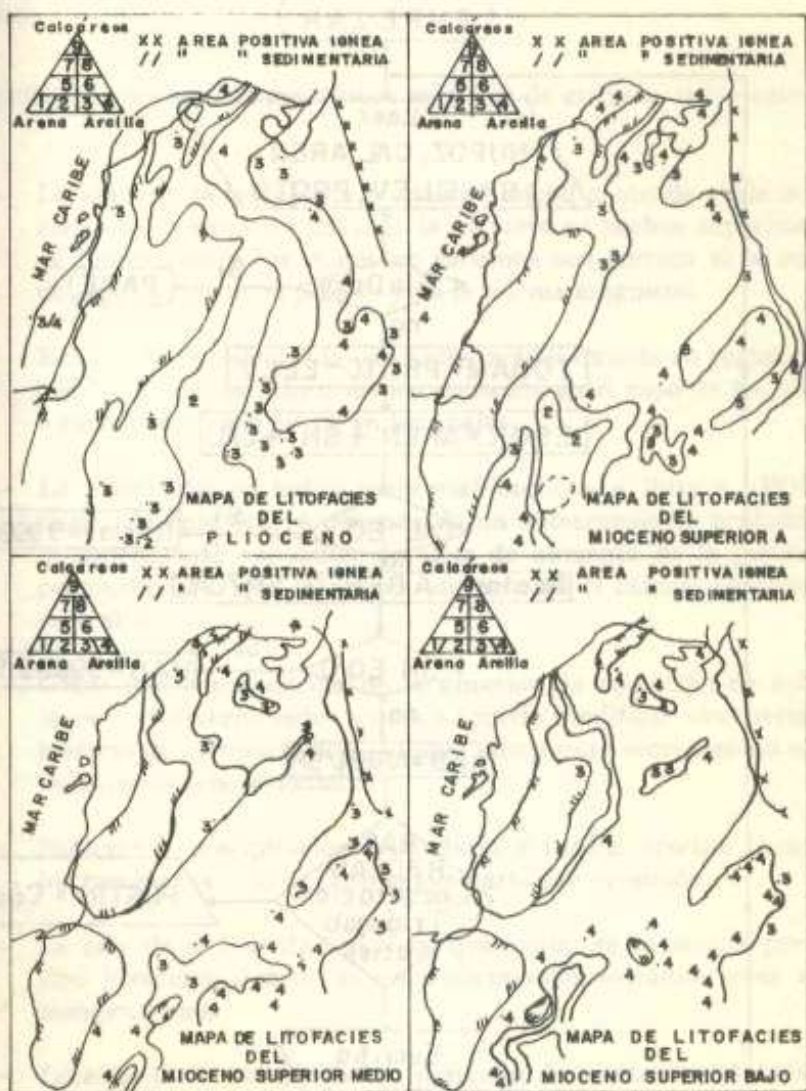
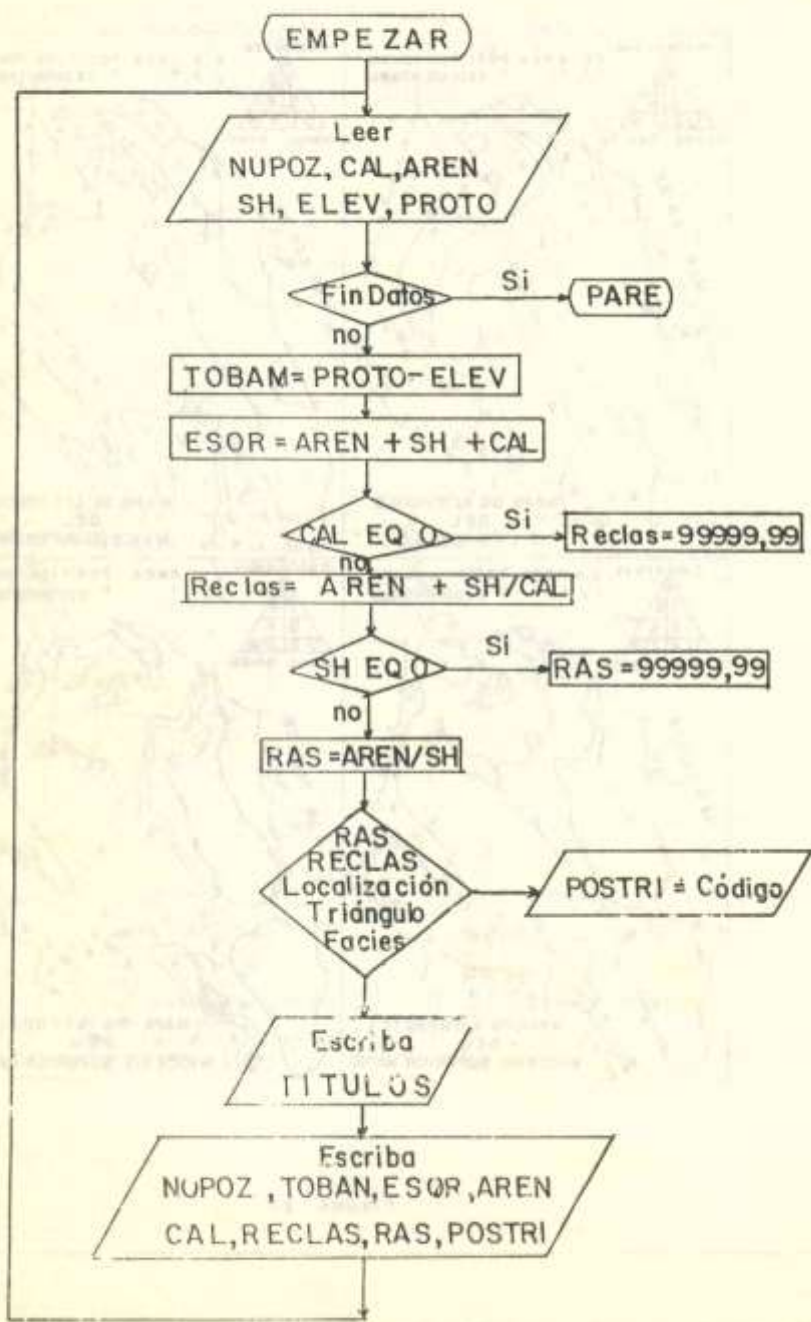


FIGURA 27





## CONFIABILIDAD DE LOS PROGRAMAS

La reconstrucción exacta de la evolución de los espesores es prácticamente imposible pues existen varias fuentes de error tanto geológicas como de tipo numérico.

La magnitud de los errores geológicos es difícil de evaluar; entre estos tenemos:

- La manera de calcular la porosidad inicial tanto de shale como de clásticos es empírica. Basada la mayoría en hechos experimentales de laboratorio y los cuales no sabemos con certeza si se cumplen de igual forma en el pasado y en la misma magnitud.
- El método de calcular la porosidad actual basada en registros eléctricos, la cual es más o menos conocida en el caso de los clásticos o carbonatos pero no así en los shales.
- La alteración de lodos montmorilloníticos a ilíticos, (POWERS (1967), la cual ocurre después de un enterramiento profundo, con la consecuente expulsión de agua de aumento de la porosidad y permeabilidad, que introduce un error en el cálculo bastante considerable.
- Como una consecuencia de lo anterior, la aparición de sobrepresiones en determinados eventos, puede modificar una parte de la historia de compactación, aunque ahora esas secciones no se encuentren sobrepresionadas.
- Solución y precipitación secundaria y tardía, afectan igualmente los resultados y no es posible evaluarla con precisión.
- La rata de sedimentación tiene que asumirse constante para cada tipo litológico dentro de un determinado «estadio» cosa que no siempre es así.
- Igualmente la compactación derivada de efectos tectónicos no se tiene en cuenta.

Además numéricamente se está calculando una ecuación de porosidad actual que es la mejor representación estadística de la  $\Phi$  vs. profundidad de la cuenca, pero no es la evacuación de cada caso particular, cosa que introduce otro tanto de imprecisión.

De otro lado, en el programa de Análisis Facial es necesario observar que cuando un punto de control cae en el límite entre dos facies, únicamente se plotea uno de los números correspondientes por lo cual se debe revisar la hoja de datos de salida. Además, el contorno debe realizarse de una manera lógica y consecuente, cosa que seguramente una ploteadora no realiza.

Sin embargo, no obstante las anteriores incertidumbres, la ayuda que se puede obtener de la utilización de estos programas es invaluable, actuando por lo tanto como otra herramienta más en la evaluación geológica regional de determinada cuenca, proporcionándonos información que no es posible obtenerla de otra manera.

#### ABSTRACT

Two programs to be run in I.B.M. computer have been of assistance in the regional geological interpretation and delineation of prospectable areas for oil of Northwestern Colombia.

The first program (PCMF) investigates the compaction effect and factors, such as subsidence (or uplift) and rate of consolidation, which help in the fluids migration interpretation. The second program (PAF) is used for facies analysis.

The formats for both programs are described. Utilization and analysis of the output data are specified, together with their confiability.

#### BIBLIOGRAFIA

- 1) BALDWIN, B. Ways of deciphering compacted sediments: Jour Sed. Petrology, V. 41 No. 1, 1971, p. 293-301.
- 2) BROWN, Ph. R (Compaction of fine grained terrigenous and carbonates sediments; a Review: Canadian Petroleum Geology Bull. V. 17, No. 4, 1969, p. 486-495.
- 3) CACERES, H. & MOLINA, J. Bió onación en el NW de Colombia 2°. Congreso Colombiano de Geología, Memorias 1978.
- 4) COAGAN, A.H. Measurements compaction in oolitic grains tone four sed. Petrology, V. 40, No. 3, 1970, p. 921-929.
- 5) DICKAS, A.B., & J. L. PAYNE. Upper Paleocene buried channel in Sacramento Walley, California: Am. Assoc. Petroleum Geologist Bull., U51, No. 6, 1967, p. 873-882.
- 6) FERGUSON, L. Estimation of the compaction factor of a shale from distorted brachiopod shells: Jour. Sed. Petrology, U. 33, 1963, P. 796-798.



- 7) GRENDER, G. C., Rapport, L. A. & SEGERS, R.G. Experiment in Quantitative Geologic Modeling, Am. Assoc. Petroleum Geologist Bull., V. 58, No. 3, 1974, p. 488-498.
- 8) HARBAUGH, J. W., & D.F. Merriam. Computer Applications in Stratigraphic Analysis. New York, John Wiley & Sons, Inc. 1968.
- 9) HATFIELD, L.E & NEFF, CH. Petroleum Developments in South America Central America and Caribbean area in 1975. A.A.P.G. Bull., V 60 No. 10. 1976. p. 1640-1703.
- 10) JANKOWSKY, W. Empirical Investigation of some factors affecting clastic wave velocities in carbonates rocks: Geophys Prospecting. 1970. V. 18, No. 1, p. 103-108.
- 11) KRUMBEIN, W.C. & L.L. SLOSS, H. Speed Digital Computer in Stratigraphic. And Facies Analysis: Am. Assoc. Petroleum Geologist Bull., 42 p. 1958 p. 2650-2669.
- 12) KRUMBEIN, W.C. & L.L. Sloss, Estratigrafía y Sedimentación. México, Uteha. 1969.
- 13) MAGARA, K. 1968. Compaction and migration of fluids in Miocene mudstone, nagaoka Plain, Japan: Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull., V. 52, No. 12, 1968, p. 2466-2501.
- 14) MAXWELL, J.C., 1964. Influence of Depth, temperature and geologic age on porosity of quartzose sands. Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull., V. 36, No. 5, 1964. p. 677-709.
- 15) PERRIER, R. & J. QUIBLIER, 1974. Thickness Changes in Sedimentary Layers During Compaction History: Methods for Quantitative Evaluation: Am. Assoc. Petroleum Geologists Bull, 458, No. 3. p. 507-520.
- 16) SCHLUMBERGER «Log Interpretation Charts, Houston, Texas Schlumberger Limited, 1972.
- 17) SHELTON, J.W. 1962. Shale compaction in a section of cretaceous Dakota Sandstone, northwestern North Dakota: Jour. Sed. Petrology, V. 32, No. 4, 1962, p. 873-877.
- 18) STANLEY D.J. & A.H. Bouma Methodology and Paleogeographic interpretation of flysch formations: A Summary of studies in the maritime Alps. Amsterdam, Elsevier Public. Co., 1964.
- 19) VAN HINTE, J.E. 1978. Geohistory Analysis - Application of Micropaleontology in Exploration Geology, V. 62, No. 2, 1978, p. 201-222.
- 20) WHELLER, M.J. Stratigraphic Principles and Practice, New York. Harper & Row, Publishers, 1959.
- 21) ANKL, H. Structural and textural evidence of early lithification in fine-grained carbonate rocks: sedimentology, 1969, V.12, no. 3-4, p. 241-256.