



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

EVALUACION DE VOLUMENES ORIGINALES DE HIDROCARBUROS
EMPLEANDO METODOS GEOSTADISTICOS APLICACION AL
CAMPO MIGUEL ALEMAN - CHICONTEPEC.

TESIS

Que para obtener el Título de
INGENIERO PETROLERO
p r e s e n t a

GUSTAVO HERNANDEZ GARCIA



MEXICO, D. F.

1982

TESIS CON FALLA DE ORIGEN

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

	pag
RESUMEN	v
I INTRODUCCION	1
II CONCEPTOS FUNDAMENTALES EN GEOESTADISTICA	4
III DESCRIPCION GEOLOGICA DEL CAMPO MIGUEL ALEMAN	23
IV ANALISIS ESTRUCTURAL	30
V EVALUACION DEL VOLUMEN ORIGINAL	42
VI CONCLUSIONES	72
REFERENCIAS	74
APENDICE	76

INDICE DE FIGURAS Y TABLAS

		pag.
FIGURA II.1	Representación gráfica del comportamiento de la -- variabilidad en variables aleatorias	6
FIGURA II.2	Representación gráfica del comportamiento de las - funciones semivariograma y covariancia	10
FIGURA II.3	Comportamiento del semivariograma cerca del origen	12
FIGURA II.4	Representación de un fenómeno isotrópico a través_ del semivariograma	14
FIGURA III.1	Mapa índice mostrando localización del área de --- estudio	24
FIGURA III.2	Mapa mostrando direcciones de flujo de corrientes_ que formaron el paleocanal	25
FIGURA III.3	Sección transversal del Paleocanal Chicontepec	26
FIGURA III.4	Gráfica mostrando función que relaciona espesor -- bruto con espesor neto	28
FIGURA III.5	Mapa de localización de pozos en el campo Miguel - Alemán	29
FIGURA IV.1	Representación esquemática de regiones de influen- cia que intervienen en el análisis estructural	31
FIGURA IV.2	Comportamiento del semivariograma experimental del <i>espesor</i> en las cuatro direcciones consideradas	36
FIGURA IV.3	Comportamiento del semivariograma experimental de_ la <i>porosidad</i> en las cuatro direcciones consideradas	37
FIGURA IV.4	Comportamiento del semivariograma experimental de_ la <i>saturación de hidrocarburos</i> en las cuatro direc- ciones consideradas	38
FIGURA V.1	Configuración hipótetica de cinco pozos ejemplifi- cando evaluación de porosidad promedio	43

		pag.
FIGURA V.2	Mapa mostrando división en celdas cuadradas del -- campo Miguel Alemán	45
FIGURA V.3	Histogramas de frecuencias de datos originales de espesores netos, espesores netos krigeados y de errores asociados	49
FIGURA V.4	Histogramas de frecuencias de datos originales de porosidad, porosidad kriguada y de errores asociados	50
FIGURA V.5	Histogramas de frecuencias de datos originales de saturación de hidrocarburos, saturación de hidrocarburos krigeados y de errores asociados	51
FIGURA V.6	Histogramas de frecuencias del volumen original de hidrocarburos y del error global asociado	55
FIGURA V.7	Mapa configurado de datos originales de espesor	59
FIGURA V.8	Mapa configurado de espesores krigeados	60
FIGURA V.9	Mapa configurado de errores asociados a espesores krigeados	61
FIGURA V.10	Mapa configurado de datos originales de porosidad	62
FIGURA V.11	Mapa configurado de porosidad kriguada	63
FIGURA V.12	Mapa configurado de errores asociados a porosidad kriguada	64
FIGURA V.13	Mapa configurado de datos originales de saturación de hidrocarburos	65
FIGURA V.14	Mapa configurado de saturación de hidrocarburos -- kriguada	66
FIGURA V.15	Mapa configurado de errores asociados a la saturación de hidrocarburos kriguada	67
FIGURA V.16	Mapa configurado del volumen original de hidrocarburos	68

	pag.	
FIGURA V.17	Mapa configurado del error global asociado al volumen original de hidrocarburos	69
TABLA IV.1	Resultados del semivariograma experimental del <i>espesor</i> en las cuatro direcciones consideradas	33
TABLA IV.2	Resultados del semivariograma experimental de la <i>porosidad</i> en las cuatro direcciones consideradas	34
TABLA IV.3	Resultados del semivariograma experimental de la <i>saturación de hidrocarburos</i> en las cuatro direcciones consideradas	35
TABLA V.1	Estadísticas de los valores krigeados, errores asociados y datos originales del espesor, porosidad y saturación de hidrocarburos	52
TABLA V.2	Error global para cada variable kriguada (espesor, porosidad y saturación de hidrocarburos).	54
TABLA V.3	Estadísticas del volumen original de hidrocarburos y del error asociado en su evaluación	57
TABLA V.4	Estadísticas del volumen original de hidrocarburos para diferentes tamaños de celdas	71

RESUMEN

Se presenta un estudio sobre como las técnicas geoestadísticas pueden ser aplicadas en la evaluación de volúmenes originales de hidrocarburos de yacimientos petrolíferos. El estudio es llevado con estricto rigor, desde el análisis de los antecedentes geológicos del yacimiento hasta la determinación del error global incurrido al evaluar el volumen original. Un análisis estructural efectuado en cada una de las variables -- que intervienen en la evaluación del volumen de hidrocarburos (*espesor, porosidad y saturación de hidrocarburos*) permitió definir rangos de correlación espacial entre la información, así como establecer direcciones preferenciales de variabilidad. Inicialmente, la evaluación es efectuada -- por bloques. El espesor, la porosidad y la saturación de hidrocarburos -- promedio en cada bloque son estimados empleando el método *kriging* el cual evalúa, por diseño, con el mínimo error. La suma de los volúmenes calculados por bloque proporciona el volumen original total. La dimensión del bloque altera apenas sensiblemente el volumen total, afectando básicamente el error asociado.

Finalmente, se efectúan comparaciones entre la técnica geoestadística del *kriging* y la técnica estadística más convencional y no óptima de *Montecarlo*.

CAPITULO I

INTRODUCCION

En diversos campos de la ingeniería petrolera, la escasez de información originada por los altos costos que involucran su obtención, es un problema que se presenta frecuentemente. Una manera de resolver este problema es "creando", a partir de la información disponible, mayor información. Esta creación de información puede lograrse, con más o menos "buenos" resultados, a través de técnicas de interpolación.

Existen en la literatura (Crain, 1970; Pérez-Rosales, 1979; Ralston, 1965; Watson, 1971) una gran cantidad de técnicas de interpolación con enfoques específicos. Dentro del campo de las Ciencias de la Tierra, pueden citarse, entre las técnicas más comunmente empleadas, la de ajuste de superficies polinomiales o superficies de tendencias, promedios ponderados, splines, diferencias finitas, y más recientemente, la técnica geoestadística del *Kriging* (o *krigeage*).

La técnica de superficies de tendencias es empleada en aquellos casos en donde no se requiere gran precisión en la predicción de los datos base, o en otras palabras, en donde los datos empleados en la generación de la superficie de tendencia no deben coincidir con ésta, necesariamente. La variable representada en los datos se considera constituida por dos componentes, uno de naturaleza regional, y otro con características aleatorias. Los ingenieros geofísicos por ejemplo, identifican estos dos componentes como "tendencias regionales" y "anomalías locales", respectivamente.

Cuando es necesario agregar la capacidad de reproducción de

los datos base, otras técnicas tales como splines o la de promedios ponderados pueden ser utilizadas. En circunstancias donde sea posible admitir comportamientos expresados a través de fórmulas analíticas en la variable a interpolar, la técnica de diferencias finitas podría emplearse.

Con excepción de la técnica del Kriging, las demás técnicas - presentan serios inconvenientes en lo que a la localización de la información base se refiere, e importantes desventajas en cuanto a la representatividad de la variable a interpolar. Las técnicas de superficies de tendencias y promedios ponderados no consideran el sesgo que se induce en presencia de datos geográficamente agrupados. Splines requiere para su aplicación efectiva, que los datos estén localizados, al igual que los nodos de una malla, en forma regular. Similarmente, ninguna de estas técnicas considera la correlación espacial entre los datos, ni es capaz de ofrecer una medida del error en que se incurre al interpolar. Estas desventajas, hablan, sin embargo, en favor de la técnica del Kriging, en la cual estos problemas son considerados.

La técnica del Kriging, basada en la teoría de las variables regionalizadas (Matheron, 1965) puede aplicarse en la interpolación de cualquier tipo de variable distribuida en un espacio n dimensional. Más aún, ha sido demostrado (Matheron, 1980) que la técnica del Kriging es una técnica general, la cual agrupa como casos particulares a otras técnicas de interpolación.

En un principio, la técnica del Kriging fue aplicada exitosamente en la Ingeniería Minera. Posteriormente surgieron otras aplicaciones en Ingeniería Forestal, Geoquímica y Geofísica. Dentro de la Ingeniería Petrolera, sin embargo, las aplicaciones han sido escasas. En este trabajo se pretende introducir una de las posibles aplicaciones potenciales del Kriging, es decir, la que se refiere a la evaluación del volumen original de hidrocarburos en yacimientos petrolíferos. El autor de este trabajo esta conciente de la simplicidad de tal aplicación. Sin embargo,

desea subrayar que el propósito fundamental del mismo es abrir caminos pa
ra el desarrollo y aplicación de la técnica del Kriging en la Ingeniería-
Petrolera, y no evaluar reservas de hidrocarburos, precisamente.

C A P I T U L O I I

CONCEPTOS BASICOS EN GEOESTADISTICA

En este capítulo se presentan en forma breve, algunas de las definiciones y conceptos fundamentales que emplea la geoestadística y que servirán como punto de apoyo para su entendimiento formal. Conceptos tales como variable aleatoria regionalizada, inferencia estadística, semivariograma, anisotropía, análisis estructural y kriging serán introducidos en este capítulo.

La *geoestadística* es una teoría desarrollada y formalizada -- por Georges Matheron (1962), la cual definió como "*La aplicación formal de las funciones aleatorias al reconocimiento y estimación de fenómenos naturales*". Etimológicamente, el término geoestadística designa el estudio estadístico de fenómenos naturales.

a) Variable regionalizada

Una variable caracterizando un fenómeno natural y distribuida en el espacio se nombra variable regionalizada. Matemáticamente, se considera que cada valor muestreado $z(x)$ en un punto $x(u, v, w)$ de una cierta región IR , representa únicamente una realización de una variable aleatoria $Z(x)$. Si n valores fueran muestreados, ellos representarían realizaciones de n diferentes variables aleatorias $Z(x_1), Z(x_2), \dots, Z(x_n)$; -- cada una de las cuales tendría asociada su propia función de distribución $F_{Z(x_1)}, F_{Z(x_2)}, \dots, F_{Z(x_n)}$, y estarían definidas en un espacio n -dimensional presentando las siguientes características :

- i) Localización en la región \mathbb{R} y soporte o volumen asociado (puntual, superficial, volumétrico).
- ii) Continuidad o grado de variabilidad; en la cual podrían diferenciarse tres casos (Figura II.1) :
 - 1) Altamente continua, tal como el campo magnético terrestre, o los contactos litológicos en un área de tectónica suave.
 - 2) Continua, donde las variables aleatorias presentan un aspecto aleatorio local, pero que en conjunto muestran zonas donde los valores tienden a ser regulares. Este sería el caso de las variables petrofísicas.
 - 3) Discontinuas, donde las variables muestran una marcada aleatoriedad. Tal es el caso de las velocidades sísmicas obtenidas mediante el análisis de velocidades a lo largo de un perfil*.
- iii) Anisotropía, donde las variables regionalizadas presentan direcciones preferenciales de variabilidad.

b) Inferencia estadística.

Agrupando las n variables aleatorias $Z(x_1), Z(x_2), \dots, Z(x_n)$ en la "función aleatoria" $Z(x)$, y sus n equivalentes realizaciones $z(x_1), z(x_2), \dots, z(x_n)$ en la variable $z(x)$, es posible establecer la siguiente premisa fundamental. En la teoría de las variables regionalizadas se considera a la variable $z(x)$ como una realización particular de la función aleatoria $Z(x)$, esto es, considera al único valor numérico $z(x_i)$ en el punto x_i , como la realización de un proceso aleatorio. De esta ma --

* Estas tres clasificaciones son, sin embargo, altamente subjetivas. El principio de una categoría y la terminación de otra no puede establecerse con claridad y su clasificación depende del tamaño de la región examinada.

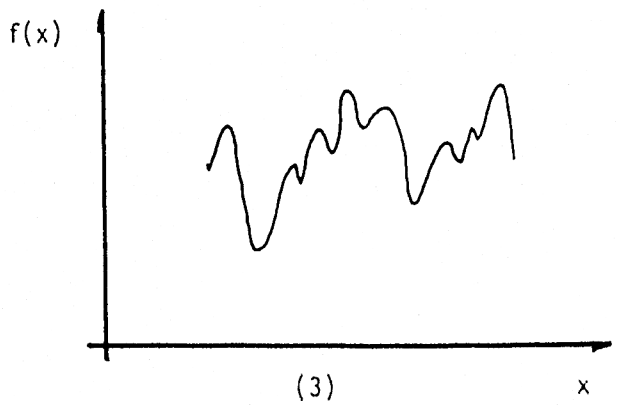
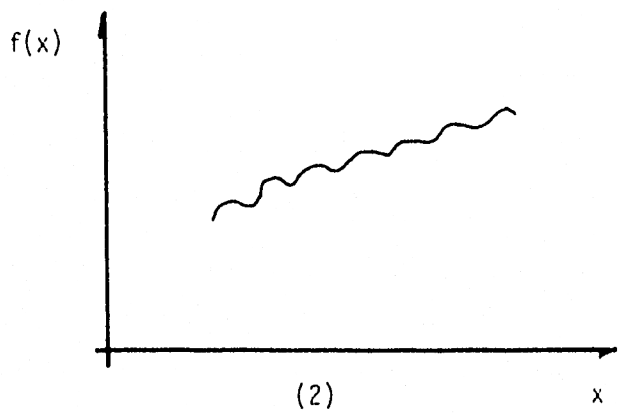
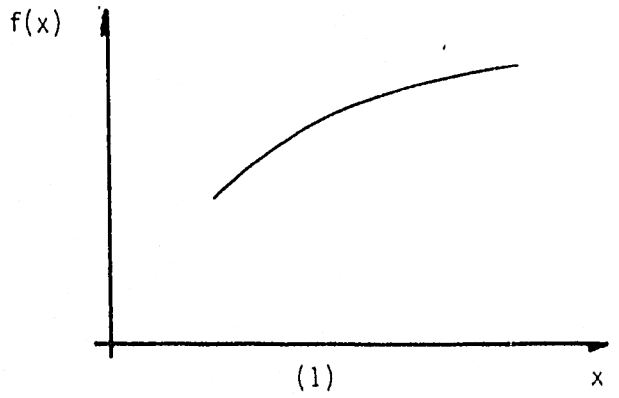


FIGURA II.1 Representación gráfica del comportamiento de la variabilidad en variables aleatorias. (1) Variable altamente continua. (2) Variable continua. (3) Variable discontinua.

nera, en la estimación del valor de una variable en un punto desconocido será preciso conocer las características de la función aleatoria $Z(x)$ a partir de una realización de dicha función. Inferir la forma de la distribución de la función $Z(x)$, implicaría contar con muchas realizaciones $z_1(x_i), z_2(x_i), \dots, z_m(x_i)$ de la variable $z(x_i)$ en el punto x_i , lo cual, al menos en fenómenos naturales, es altamente improbable que ocurra; es entonces necesario adoptar hipótesis de estacionaridad en la función aleatoria $Z(x)$ e inferir, si no su forma, al menos sus principales parámetros de distribución, es decir, su media y su variancia.

c) Hipótesis de estacionaridad de segundo orden

Esta hipótesis se adopta frecuentemente en fenómenos naturales y está dada por dos condiciones :

i) El valor esperado de la variable regionalizada $Z(x)$ permanece constante sobre toda la región de interés R .

$$E [Z(x)] = m, \quad \forall x \in R$$

ii) La covariancia entre dos variables aleatorias separadas por un vector \vec{h} , depende exclusivamente de la distancia vectorial $|\vec{h}|$ que las separa.

$$C[Z(x + \vec{h}), Z(x)] = E'[(Z(x + \vec{h}) - m)'(Z(x) - m)] = C(\vec{h}).$$

La variancia de la función aleatoria $Z(x)$, se obtiene al igualar \vec{h} con cero en la expresión anterior

$$\text{Var} [Z(x)] = E [(Z(x) - m)^2] = C(\vec{0})$$

El proceso aleatorio tendrá una covariancia finita si la variancia de la función aleatoria $Z(x)$ es finita ($\text{Var} [Z(x)] < \infty$). Ejem-

plos de tales funciones se encuentran comunmente en el análisis de series de tiempo (variación secular del campo magnético, o los movimientos de la marea).

d) Hipótesis intrínseca

Puesto que en muchos casos la condición de variancia finita no se cumple, la hipótesis intrínseca considera a los incrementos de la función aleatoria más que a la función misma. Esta hipótesis establece que:

$$E [Z(x + h) - Z(x)] = 0 \quad ; \quad \forall x \in \mathbb{R} \quad (II-1)$$

$$\text{Var} [Z(x + h) - Z(x)] = 2 \gamma(h) \quad (II-2)$$

donde la función $2 \gamma(h)$ se denomina variograma y $\gamma(h)$ se nombra, simplemente, función semivariograma. La existencia de esta función (semivariograma) representa una hipótesis mas fácil de satisfacer que la hipótesis de la existencia de la covariancia. Muchos fenómenos físicos presentan capacidad infinita de dispersión, donde ambas, la variancia y la covariancia no existen, pero para las cuales es posible definir una función semivariograma. Por ello, estacionaridad de segundo orden implica la hipótesis intrínseca, y no así lo contrario. La función semivariograma $\gamma(h)$ puede expresarse en términos de la covariancia, y no así esta última en términos del semivariograma.

$$\gamma(h) = C(0) - C(h) \quad (II-3)$$

$$C(h) \neq f(\gamma(h))$$

e) Semivariograma

Todas las características esenciales de la variable regionalizada tales como localización, continuidad, anisotropía, y zona de influencia, se encuentran representadas en la función semivariograma. Esta función semivariograma está definida, según las ecuaciones (II-1) y (II-2) - como:

$$\gamma(h) = \frac{1}{2} E[Z(x+h) - Z(x)]^2$$

misma que sugiere las siguientes propiedades:

$$\gamma(0) = 0$$

$$\gamma(h) = \gamma(-h)$$

Intuitivamente, sabemos que el grado de correlación entre las variables $Z(x)$ y $Z(x+h)$ generalmente decrece a medida que la distancia que las separa se incrementa. De acuerdo con esto, y observando la expresión (II-3) podemos deducir que la función $\gamma(h)$ deberá incrementarse -- con h (Figura II.2). La distancia "a" a partir de la cual la función covariancia $C(h)$ resulta prácticamente igual a cero se denomina rango, y - representa el punto de transición entre el estado en el cual existe correlación ($|h| \leq a$) y el estado en el cual hay ausencia de correlación - -- ($|h| > a$).

A medida que h se incrementa, la función $\gamma(h)$ resulta, generalmente, mas o menos estable alrededor de un límite llamado meseta, el - cual equivale a la variancia de $Z(x)$.

$$\gamma(\infty) = \text{Var} [Z(x)] = C(0)$$

Aquéllos semivariogramas caracterizados por un rango "a" y -

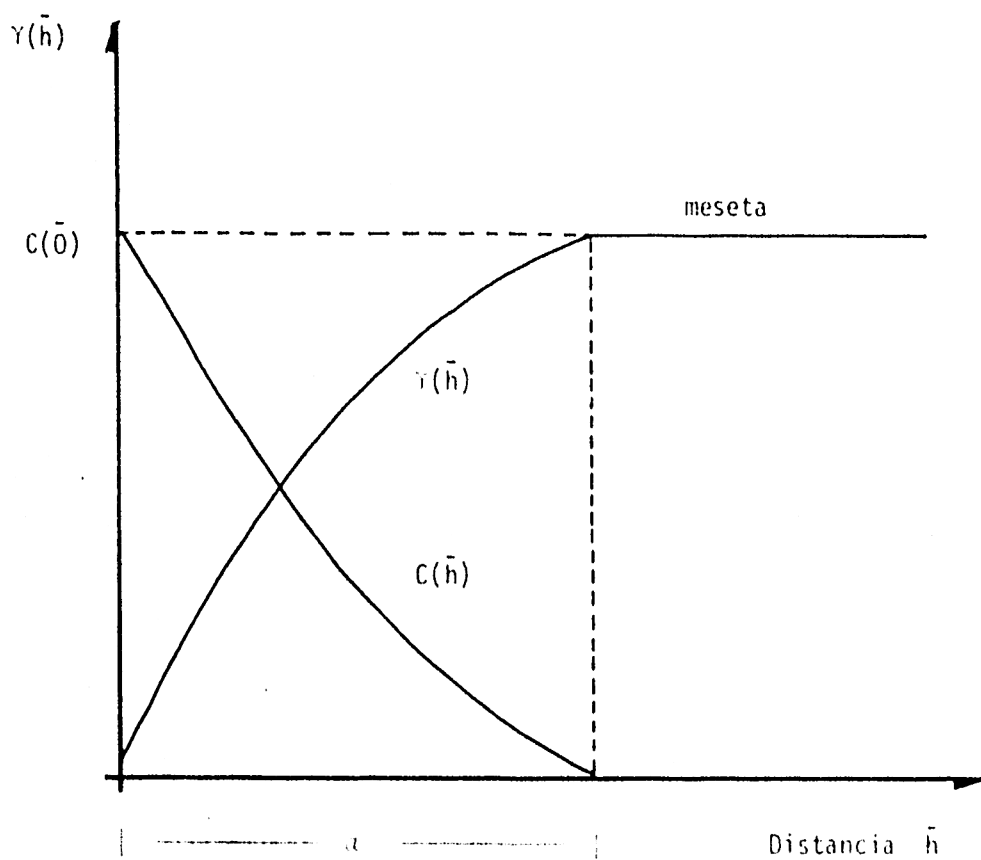


FIGURA II.2 Representación gráfica del comportamiento de las funciones semivariograma $\gamma(\bar{h})$ y covarianza $c(\bar{h})$. "a" denota rango o distancia a partir de la cual $c(\bar{h})$ tiende a cero. Cuando \bar{h} se incrementa, la función $\gamma(\bar{h})$ estabiliza alrededor de la meseta.

una meseta "C(0)", se les conoce como modelos de transición ya que permiten identificar la zona de transición (presencia vs. ausencia de correlación).

f) Comportamiento del semivariograma al origen

El comportamiento del semivariograma cerca del origen, está relacionado con la continuidad y el soporte de la función aleatoria $Z(x)$. Cuatro diferentes comportamientos al origen pueden observarse (Figura -- II.3).

i) Parabólico. $\gamma(\bar{h}) \sim A|\bar{h}|^2$ cuando $\bar{h} \rightarrow 0$. El semivariograma es dos veces diferenciable y caracteriza a una variable sumamente regular.

ii) Lineal. $\gamma(\bar{h}) \sim A|\bar{h}|$ cuando $\bar{h} \rightarrow 0$. Corresponde a una variable menos regular que la anterior (es continua pero no es diferenciable en el origen).

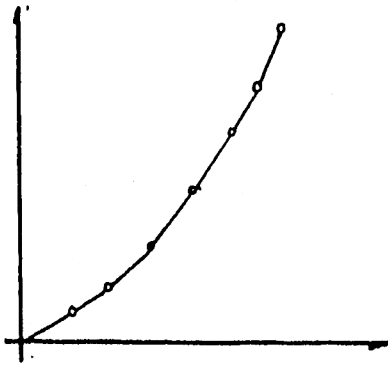
iii) Discontinuo al origen. $\lim_{\bar{h} \rightarrow 0} \gamma(\bar{h}) = C_0$; $C_0 > 0$

La variabilidad entre dos valores $z(x)$ y $z(x + \bar{h})$, muy cercanos uno del otro puede ser muy grande, e incrementarse con el grado de discontinuidad en el origen de $\gamma(\bar{h})$. Esta discontinuidad en el origen de $\gamma(\bar{h})$ se denomina "efecto pepita", y refleja la existencia de estructuras a una escala mucho menor que la del espaciamiento entre los datos, o bien, puede presentarse por efecto de mediciones erróneas.

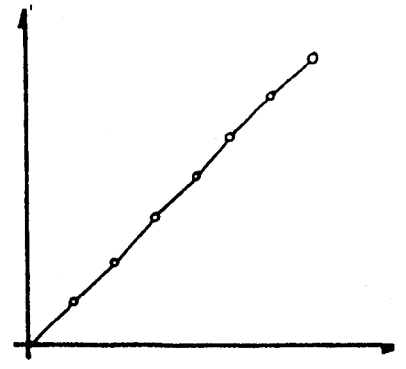
iv) Discontinuo al origen y plano. Esto es el caso donde $\gamma(\bar{h})$ representa el comportamiento de una variable completamente aleatoria, y aparece exclusivamente como una discontinuidad en el origen (Efecto pepita puro).

$$\gamma(0) = 0$$

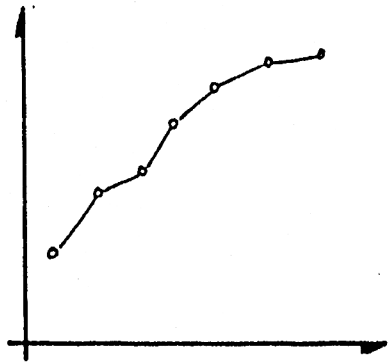
$$\gamma(\bar{h}) = C_0, \quad \forall \bar{h} > 0$$



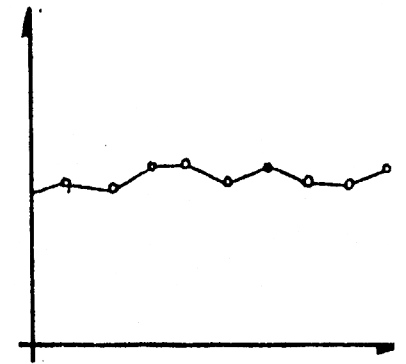
(i)



(ii)



(iii)



(iv)

FIGURA 11.3 Comportamiento del semivariograma cerca del origen. (i) Comportamiento parabólico, (ii) Comportamiento lineal, (iii) Comportamiento discontinuo al origen y (iv) Comportamiento discontinuo al origen y plano.

donde ϵ es una distancia muy pequeña en comparación con la distancia de las observaciones experimentales. Corresponde al estado de ausencia total de correlación.

g) Anisotropías

Un fenómeno anisotrópico se caracteriza por presentar diferentes variabilidades en cada dirección α (Figura II.4). La función estructural $\gamma(\bar{h}) = \gamma(|\bar{h}|, \alpha)$ depende de la dirección α y del módulo $|\bar{h}|$. Cuando la función $\gamma(|\bar{h}|, \alpha)$ depende únicamente del módulo $|\bar{h}|$, el fenómeno se conoce como isotrópico.

En la práctica, el carácter anisotrópico de la función $\gamma(\bar{h})$ se manifiesta por la existencia de direcciones preferenciales en el fenómeno estudiado. Estas direcciones preferenciales pueden ser conocidas de antemano en muchos casos.

h) Orígenes de variabilidad

La variabilidad entre las variables regionalizadas $Z(x_i)$ y $Z(x_i + \bar{h})$, representada por el semivariograma, tiene diversos orígenes, los cuales están íntimamente ligados a las diversas escalas de medida, por ejemplo :

- i) A nivel de punto ($|\bar{h}| \approx 0$), causada por errores en las mediciones.
- ii) A nivel petrográfico ($|\bar{h}| < 1$ cm), una segunda variabilidad puede existir producida por transición de un elemento a otro.
- iii) A nivel de estratos ($|\bar{h}| < 100$ mts), una tercera variabilidad aparece debida a la alternancia de estratos.
- iv) A nivel de cuenca geológica ($|\bar{h}| < 100$ km), una cuarta variabilidad surge como consecuencia de la distribución de los yacimientos a par-

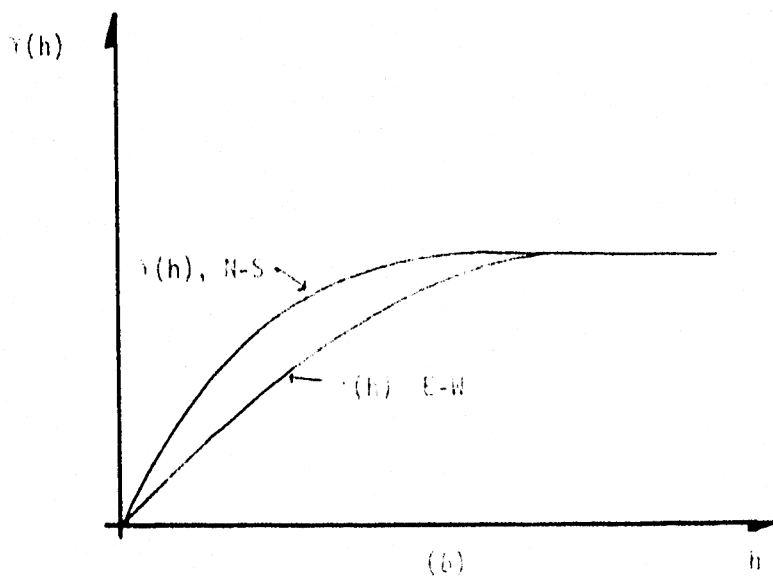
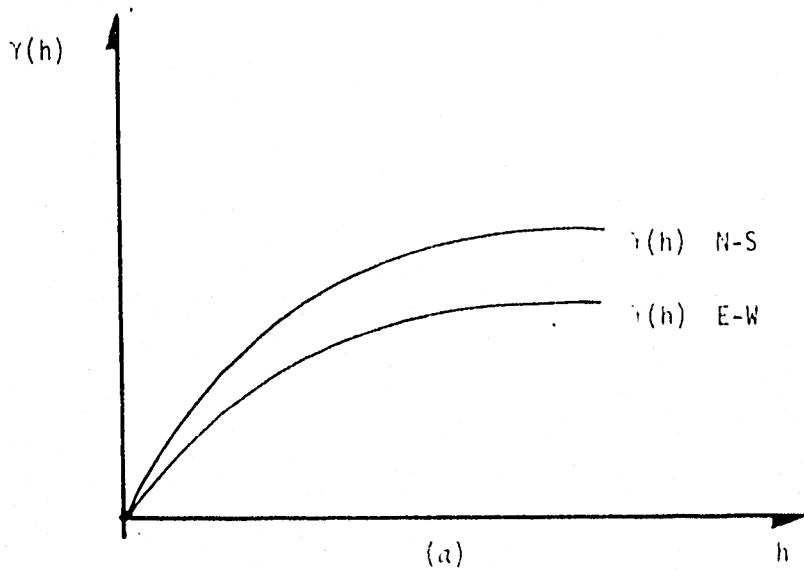


FIGURA 11.4 Representación de un fenómeno anisotrópico a través del semivariograma. a) Denota fenómeno anisotrópico con diferente variabilidad en cada dirección. b) Representa fenómeno anisotrópico cuya variabilidad es similar en todas direcciones, sin embargo, rango de influencia es diferente en cada dirección.

tir de la orogénesis de la provincia.

Todas estas fuentes de variabilidad y posiblemente muchas más, actúan simultáneamente y para cualquier distancia $|\bar{h}|$.

i) Modelos de semivariogramas

Con propósitos de estimación, los semivariogramas experimentales se ajustan a cierto tipo de funciones analíticas. No cualquier función $f(\bar{h})$ puede ser una función semivariograma. Únicamente aquéllas funciones definidas positiva y condicionalmente (Matheron, 1971) pueden emplearse como semivariogramas. Los modelos mas comunes son los del tipo esférico, exponencial y lineal; la expresión analítica para cada uno de ellos es la siguiente:

$$\text{Modelo Esférico} \quad \gamma(\ell) = \begin{cases} C(0) \left[\frac{3}{2} \left(\frac{\ell}{a} \right) - \frac{1}{2} \left(\frac{\ell}{a} \right)^3 \right] & , \forall \ell \leq a \\ C(0) & , \forall \ell > a \end{cases} \quad (11-4)$$

Modelo Exponencial

$$\gamma(\ell) = 1 - e^{(-\ell/a)} \quad (11-5)$$

Modelo Lineal

$$\gamma(\ell) = w\ell \quad ; \quad w = \text{pendiente} \quad 0 < w < 2 \quad (11-6)$$

siendo $\ell = |\bar{h}|$

j) Estimación del semivariograma

Cuando la variable regionalizada satisface la hipótesis intrínseca, el semivariograma $\gamma(\bar{h})$ puede ser estimado en base únicamente a las diferencias cuadráticas de dos variables regionalizadas, distanciadas una de la otra por un vector \bar{h} . Si las muestras están espaciadas regularmente, el semivariograma puede estimarse para valores de \bar{h} múltiplos de la unidad de separación, por medio del estimador:

$$\gamma^*(\bar{h}) = \frac{1}{2n(\bar{h})} \sum_{i=1}^{n(\bar{h})} \left[z(x_i + \bar{h}) - z(x_i) \right]^2 \quad (11-7)$$

donde $n(\bar{h})$ es el número de parejas de datos separadas por el vector \bar{h} , y $z(x_i + \bar{h})$, $z(x_i)$ son los datos.

Para el caso de muestras irregularmente espaciadas, la estimación del semivariograma se torna difícil ya que es necesario agrupar las muestras por clases de distancias y ángulos. Sin embargo, este problema puede resolverse empleando programas de computadora.

k) Análisis estructural

Dentro de la geoestadística, el análisis estructural consiste en la definición de la función semivariograma más representativa de la variabilidad del fenómeno que se estudia. Antes de iniciar cualquier estudio geoestadístico se recomienda familiarizarse con la naturaleza del fenómeno y con los datos disponibles. Esta fase es esencial, y por tal motivo es deseable poder llevar a cabo un análisis estadístico elemental de la información. Gráficas de histogramas y diagramas de correlación, entre otras muchas técnicas, ayudan en la detección de datos muestreados erróneamente. Esto es de capital importancia, ya que cualquier error en los datos se reflejará sistemáticamente en cada etapa del análisis geoestadístico.

Desde el punto de vista de la evaluación de reservas de un yacimiento, la función semivariograma contiene información de suma importancia, y es en el cálculo de ésta función donde se toman en cuenta diversos factores, tales como:

- i) La geología del yacimiento (génesis, tectónica, estratigrafía, petrografía, etc.).
- ii) La variabilidad del fenómeno en diferentes direcciones.
- iii) El origen de la información (técnica empleada para la obtención del dato: registros, núcleos, muestras de canal, etc.).
- iv) Extensión areal del yacimiento.

En contraste, los métodos convencionalmente empleados en la evaluación de reservas tomarían en cuenta, a lo más, dos de estos factores.

1) Teoría del Kriging

El método *kriging* es una técnica de estimación local, la cual proporciona el "mejor" estimador lineal e insesgado de las características desconocidas del fenómeno que se estudia. "Mejor", entendido en el sentido de que minimiza la variancia de estimación del error, es decir, la variancia entre el valor real $Z(x)$ y el valor estimado $Z_K^*(x)$ es mínima.

El objetivo de la estimación local es encontrar el mejor estimador del valor medio de una variable regionalizada $Z(x)$, asociada a un dominio limitado, de dimensiones menores a las de la zona de estacionariedad del fenómeno. Una estimación global considera, por el contrario, dimensiones mayores a las del límite de estacionariedad, llegando en ocasiones a considerar, zonas heterogéneas. La información requerida por el método *Kriging* consiste de:

- i) Un conjunto de n datos acompañados de sus localizaciones, e

ii) Información estructural, es decir, los modelos de variogramas que caracterizan la variabilidad de las variables regionalizadas en la zona de estudio.

m) Ecuaciones del Kriging

Sea $Z(x)$ una función aleatoria de soporte puntual y estacionaria de segundo orden en \mathbb{R} , con :

$$\text{esperanza} \quad E [Z(x)] = m = \text{cte} \quad , \forall x \in \mathbb{R} \quad (\text{II-8})$$

$$\text{covariancia} \quad E [Z(x+h), Z(x)] - m^2 = C(h) \quad (\text{II-9})$$

$$\text{Semivariograma} \quad \frac{1}{2} E [Z(x+h) - Z(x)]^2 = \gamma(h) \quad (\text{II-10})$$

Cualquiera de los momentos de segundo orden, covariancia o semivariograma, se supone conocido (ec. II-9 ó II-10). Cuando únicamente el semivariograma existe (ec. II-10), se entiende que la función aleatoria $Z(x)$ satisface la hipótesis intrínseca.

Se requiere estimar el valor medio de la función aleatoria $Z(x)$ sobre un volumen $V(x_0)$, centrado en el punto x_0 ,

$$\bar{z}_V(x_0) = \frac{1}{V(x_0)} \int_{V(x_0)} Z(x) dx \quad (\text{II-11})$$

El valor $\bar{z}_V(x_0)$ será estimado linealmente, a partir de n datos disponibles, por el estimador Z_K^* ,

$$Z_K^* = \sum_{i=1}^n \lambda_i Z_{v_i} = Z_V(x_0) \quad (11-12)$$

Los n coeficientes λ_i se calculan asegurando que el estimador lineal Z_K^* sea insesgado y que la variancia de estimación sea mínima.

Para cumplir con la condición de insesgamiento, se requiere obtener un valor en la media del error igual a cero, $E[Z_K^* - Z_V] = 0$, lo cual significaría que:

$$E[Z_V] = E[Z_K^*] = E\left[\sum_{i=1}^n \lambda_i Z_{v_i}\right] = \sum_{i=1}^n \lambda_i E[Z_{v_i}]$$

$$\sum_{i=1}^n \lambda_i E[Z_{v_i}] = \sum_{i=1}^n \lambda_i \frac{1}{v_i} \int_{v_i} E[Z(x)] dx = \sum_{i=1}^n \lambda_i m = m$$

$$\sum_{i=1}^n \lambda_i = 1 \quad (11-13)$$

y la variancia de estimación σ_E^2 , puede expresarse como:

$$\sigma_E^2 = E[(Z_V - Z_K^*)^2] = E[Z_V^2] - 2E[Z_V Z_K^*] + E[Z_K^{*2}] \quad (11-14)$$

donde:

$$E [Z_V^2] = \frac{1}{V^2} \int_V d x \int_V E [Z(x) Z(x')] d x'$$

$$= \bar{C} (V, V) + m^2$$

$$E [Z_V Z_k^*] = \sum_{i=1}^n \lambda_i \frac{1}{V v_i} \int_V d x \int_{v_i} E [Z(x) Z(x')] d x'$$

$$= \sum_{i=1}^n \lambda_i \bar{C} (V, v_i) + m^2$$

$$E [Z_k^* Z_k^*] = \sum_i \sum_j \lambda_i \lambda_j \frac{1}{v_i v_j} \int_{v_i} d x \int_{v_j} E [Z(x) Z(x')] d x'$$

$$= \sum_i \sum_j \lambda_i \lambda_j \bar{C} (v_i, v_j) + m^2$$

(II-15)

Los términos m^2 se eliminan, y obtenemos:

$$\sigma_E^2 = \bar{C} (V, V) - 2 \sum_i \lambda_i \bar{C} (V, v_i) + \sum_i \sum_j \lambda_i \lambda_j \bar{C} (v_i, v_j) \quad (II-16)$$

Para minimizar σ_E^2 se emplea la técnica de los multiplicadores de Lagrange. Con el objeto de obtener los pesos óptimos λ_i se iguala

lan las n derivadas parciales $\partial(\sigma_E^2) / \partial \lambda_i$, a cero:

$$\frac{\partial}{\partial \lambda_i} \left[E \left[[Z_V - Z_K^*]^2 \right] - 2 \mu \sum_i \lambda_i \right] = 0, \quad \forall i = 1, \dots, n \quad (II-17)$$

en donde μ es el multiplicador de Lagrange. El conjunto de ecuaciones - (II-17) y (II-13) constituye un sistema de $n+1$ incógnitas (los n pesos λ_i y el multiplicador de Lagrange μ) y $n+1$ ecuaciones lineales (n ecuaciones del tipo II-17, y la condición de insesgamiento $\sum \lambda_i = 1$).

El sistema así obtenido se denomina Sistema Kriging:

$$\left\{ \begin{array}{l} \sum_{j=1}^n \lambda_j \bar{C}(v_i, v_j) - \mu = \bar{C}(v_i, V), \quad \forall i = 1, 2, \dots, n \\ \sum_{j=1}^n \lambda_j = 1 \end{array} \right. \quad (II-18)$$

de allí que la variancia de estimación mínima o variancia Kriging, se puede escribir como:

$$\sigma_K^2 = \bar{C}(V, V) + \mu - \sum_i \lambda_i \bar{C}(v_i, V) \quad (II-19)$$

El sistema Kriging también se puede expresar en términos de la función semivariograma $\gamma(h)$, particularmente cuando la función aleatoria $Z(x)$ es intrínseca y la función covariancia no está definida.

$$\left\{ \begin{array}{l} \sum_{j=1}^n \lambda_j \bar{Y}(v_i, v_j) + \mu = \bar{Y}(v_i, V) \quad \forall i = 1, 2, \dots, n \\ \sum_{j=1}^n \lambda_j = 1 \end{array} \right. \quad (II-20)$$

y la variancia kriging será entonces:

$$\sigma_K^2 = \sum_{i=1}^n \lambda_i \bar{Y}(v_i, V) + \mu - \bar{Y}(V, V) \quad (II-21)$$

CAPITULO III

DESCRIPCION GEOLOGICA DEL CAMPO MIGUEL ALEMAN

El yacimiento petrolífero "Presidente Miguel Alemán" pertenece a lo que se conoce como el Paleocanal de Chicontepec, y está situado en la parte sureste del mismo (Figura III.1). Los datos geológicos indican que este paleocanal fué el producto de dos grandes corrientes submarinas, una que corría de noroeste a sureste y otra de sureste a noroeste (Figura III.2). Los sedimentos preexistentes del paleoceno superior e inferior fueron erosionados por estas corrientes. Posteriormente, durante el eoceno inferior (y probablemente a fines del paleoceno superior) ocurrió una sedimentación gradada de lentes arenosas y material lutítico en forma alternante, típicos productos de turbiditas (Goveña, 1979; López-Ramos, 1980), bajo condiciones ambientales neríticas. Estos lentes arenosos se encuentran distribuidos en toda la extensión del paleocanal en forma de cuerpos delgados (en el flanco oriental del paleocanal) y potentes (hacia el flanco occidental), y en los cuales se tiene producción comercial de hidrocarburos.

La base del paleocanal Chicontepec presenta en el flanco oriental una pendiente suave y de gran longitud, originada por la presencia de pequeños canales tributarios que corrían en dirección este-oeste (flujo en la dirección de la pendiente del echado regional de las formaciones que le subyacen); mientras que, en el flanco occidental, presenta una pendiente fuerte de escarpe (Figura III.3).

En la evaluación del volumen original del Campo Miguel Alemán solo se consideraron los desarrollos arenosos, ignorándose los espesores -

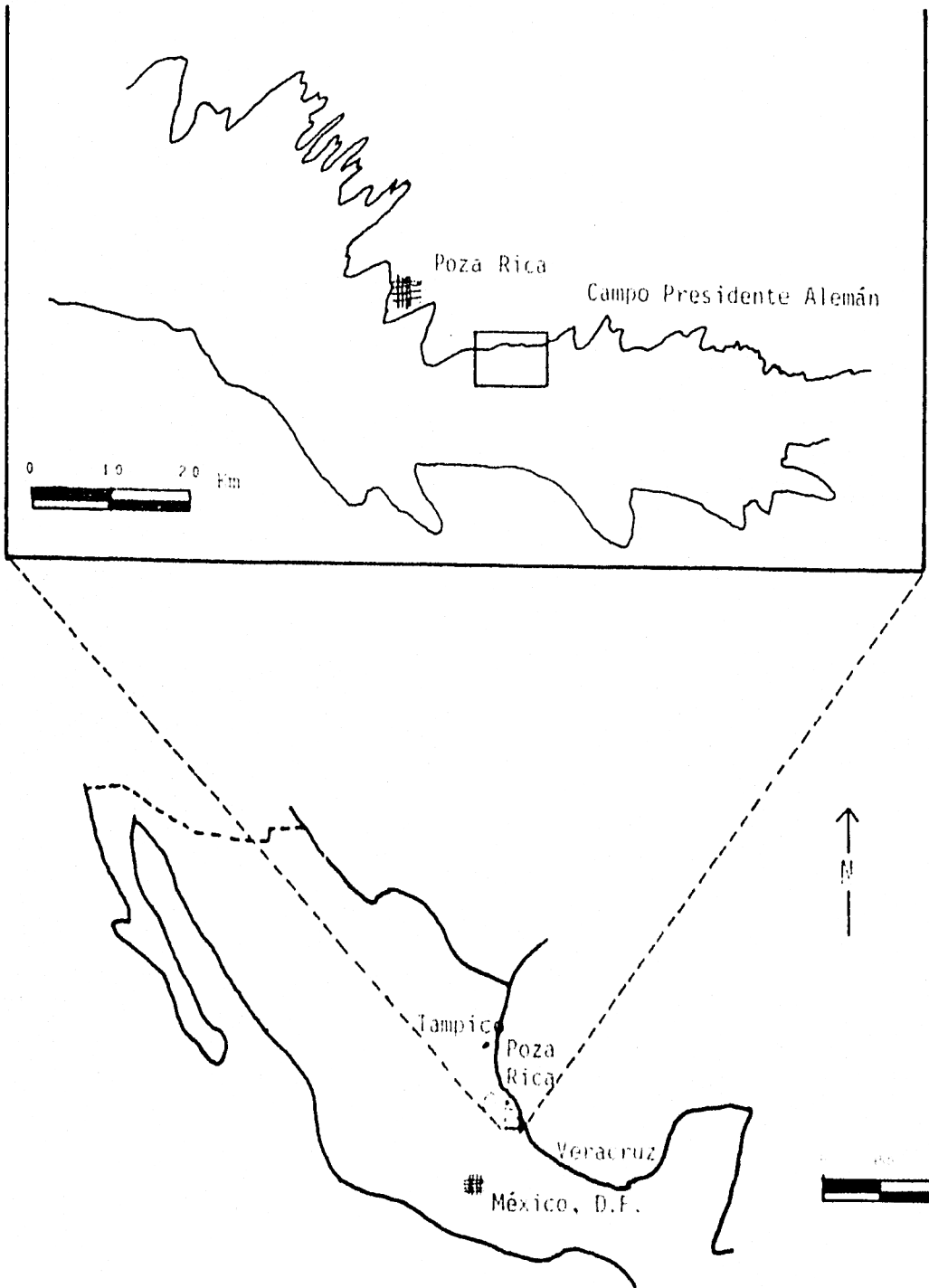


FIGURA III.1 Mapa índice mostrando localización del área de estudio. Recuadro muestra localización del -- Campo Miguel Alemán.

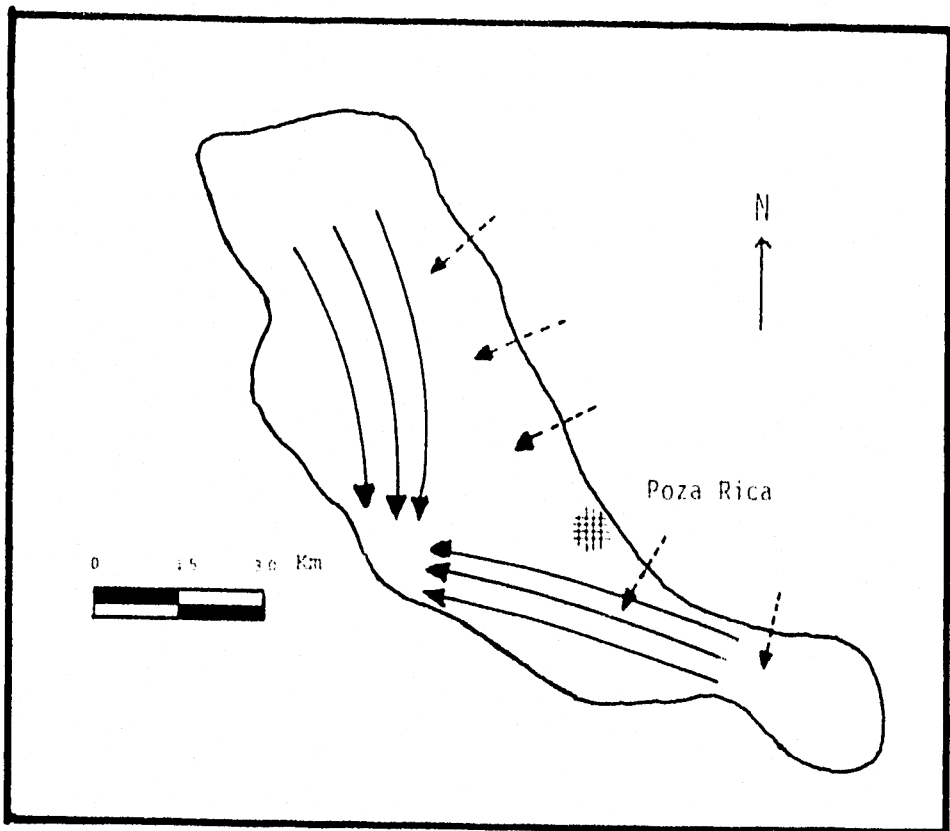


FIGURA 111.2 Mapa mostrando direcciones de flujo de corrientes que formaron el paleocanal. Líneas continuas denotan dirección de corrientes principales. Líneas discontinuas representan corrientes tributarias.

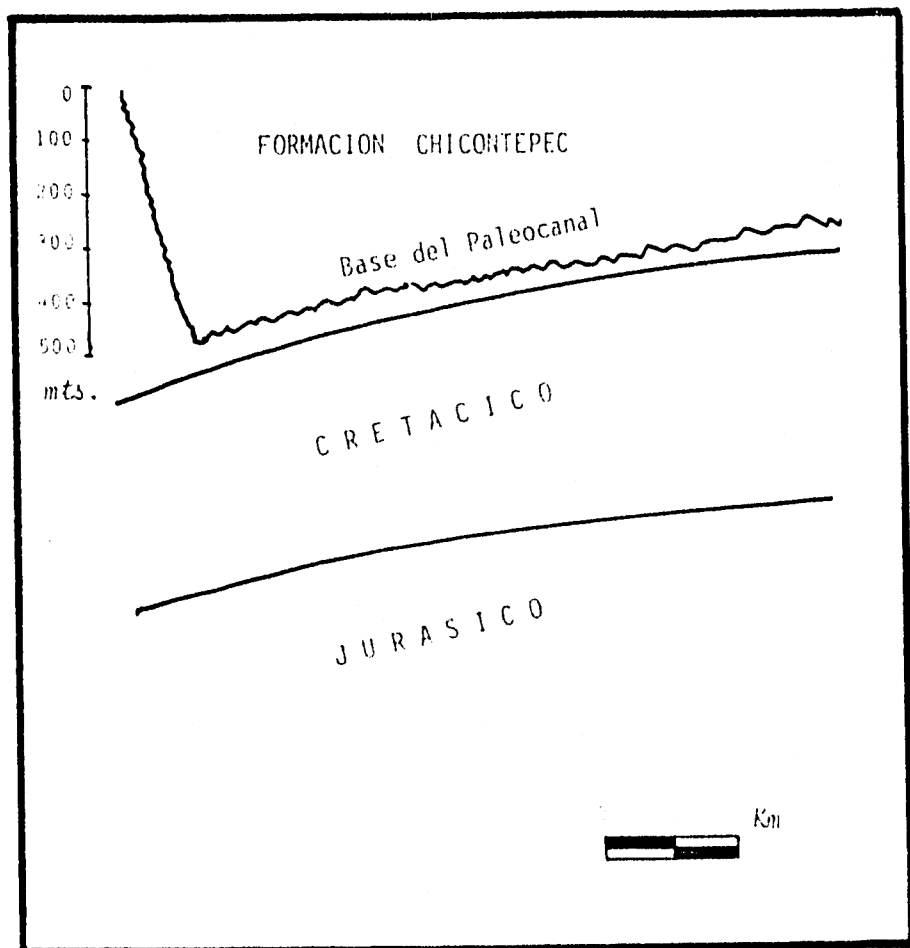


FIGURA III.3 Sección transversal del Paleocanal Chicontepec mostrando en el flanco oriental una pendiente suave de gran longitud, y en el flanco occidental una pendiente fuerte de escarpe.

lutíticos. Esta separación de espesores se efectuó a partir del análisis de la respuesta de resistividad observada en registros eléctricos practicados en siete pozos del campo. Los espesores totales (espesor arenoso y espesor lutítico), originalmente reportados, fueron correlacionados con los espesores netos (espesor arenoso). En la Figura III.4 se muestra la función que relaciona los espesores totales con los espesores netos. El eje de las abscisas representa el espesor total (ET) y el eje de las ordenadas el espesor neto (EN), ambos en metros; la correlación entre los dos espesores está expresada por medio de la ecuación:

$$EN = a + b ET$$

donde $a = 26.7572$ y $b = 0.489612$.

Los coeficientes a y b fueron calculados por mínimos cuadrados, empleándose datos de pozos donde se tenía información de los espesores total y neto. La posición geográfica de los pozos no fue considerada en el cálculo de los coeficientes.

La Figura III.5 muestra la distribución geográfica de los pozos (marcados con un círculo "•") en el campo Miguel Alemán; la línea continua cerrada representa el contacto agua-aceite, y el límite del yacimiento.

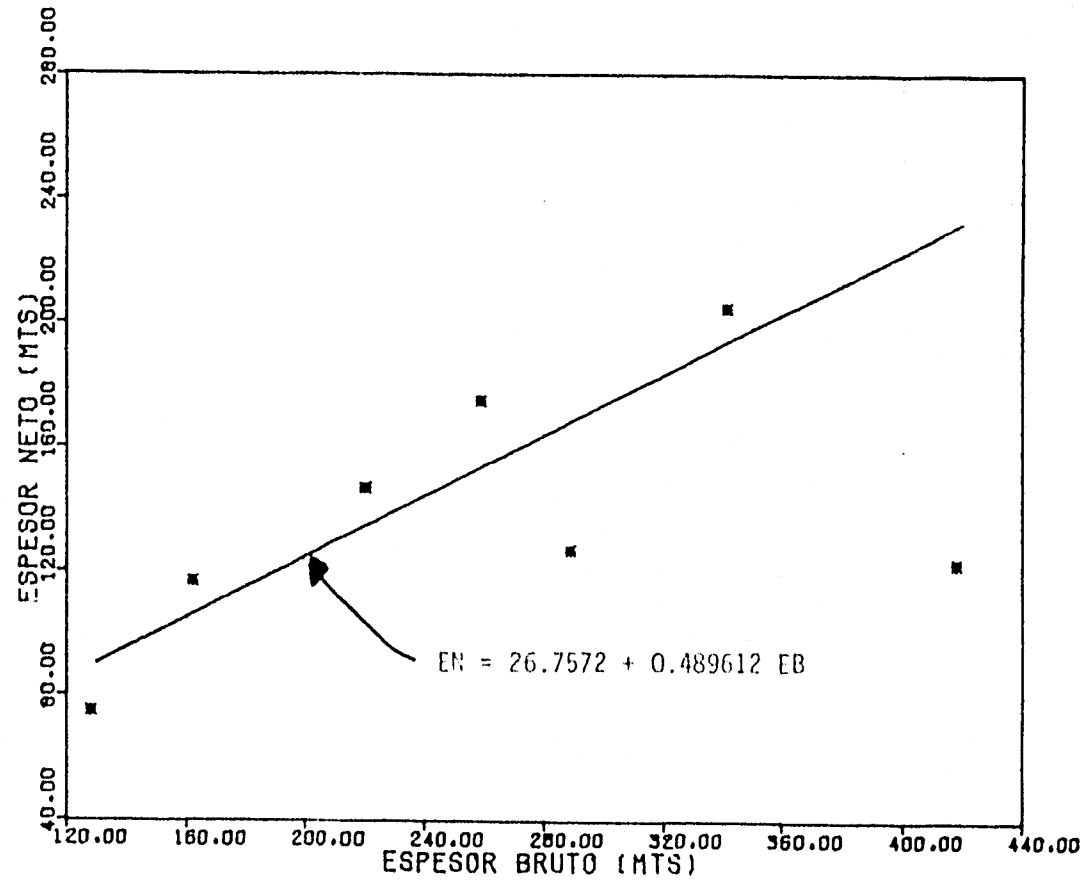


FIGURA III.4 Gráfica mostrando función que relaciona espesor bruto (EB) con espesor neto (EN).

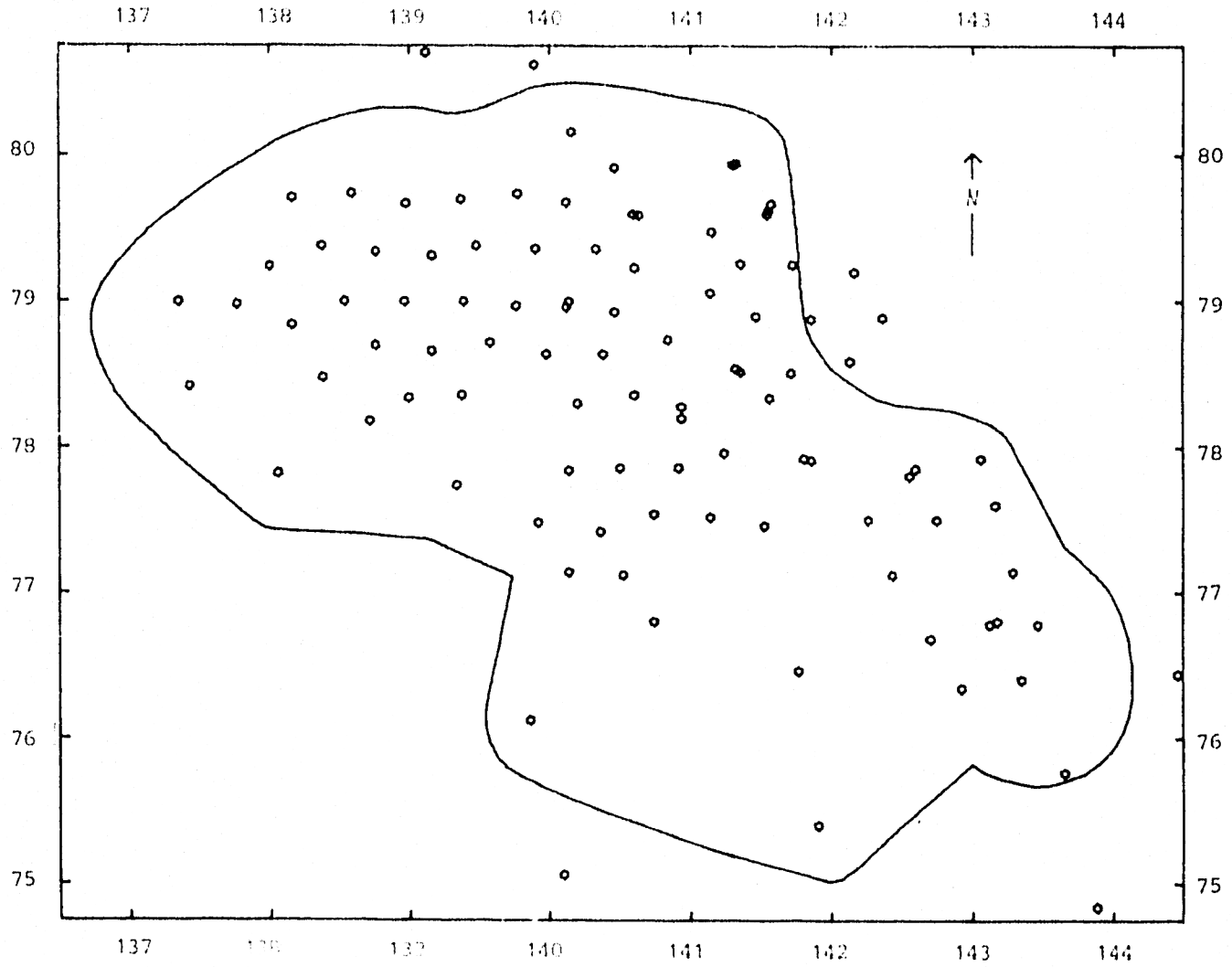


FIGURA III.5 Mapa de localización de pozos -denotados con círculo (o) - en el Campo Miguel Alemán. Contacto agua-hidrocarburos está representado por línea continua. Coordenadas del marco de referencia en kilómetros.

C A P I T U L O I V

ANALISIS ESTRUCTURAL

El análisis estructural es la parte de la geoestadística que estudia regionalmente la variabilidad de los parámetros que componen un fenómeno. El objetivo del análisis estructural es detectar las principales características estructurales de cada parámetro, analizando los diversos semivariogramas experimentales. Un parámetro particular puede presentar, por ejemplo, diferentes características estructurales al ser analizado en diversas direcciones. El análisis estructural no es una herramienta con la cual se pretenda reemplazar campañas geológicas o geofísicas de exploración, por el contrario, se sirve de éstas para alcanzar sus objetivos.

En el problema que nos atañe, las características estructurales -rango y meseta- del espesor, porosidad y saturación de hidrocarburos fueron estimadas. El sentido preferencial de la corriente submarina en el paleocanal Chicontepec (dirección sureste-noreste), y no el arreglo de los pozos, dictó la dirección base a partir de la cual los semivariogramas serían evaluados. Cuatro direcciones fueron seleccionadas en ángulos de -15° (dirección base), 30° , 75° y 120° , todas con respecto a la línea este-oeste y en sentido contrario al de las manecillas del reloj. En la evaluación de los semivariogramas experimentales, y con el objeto de absorber cualquier irregularidad en la distribución de los pozos, se fijó una tolerancia en el ángulo de la dirección, de $\pm 15^{\circ}$.

La Figura IV.1 ilustra las regiones de influencia que inter-

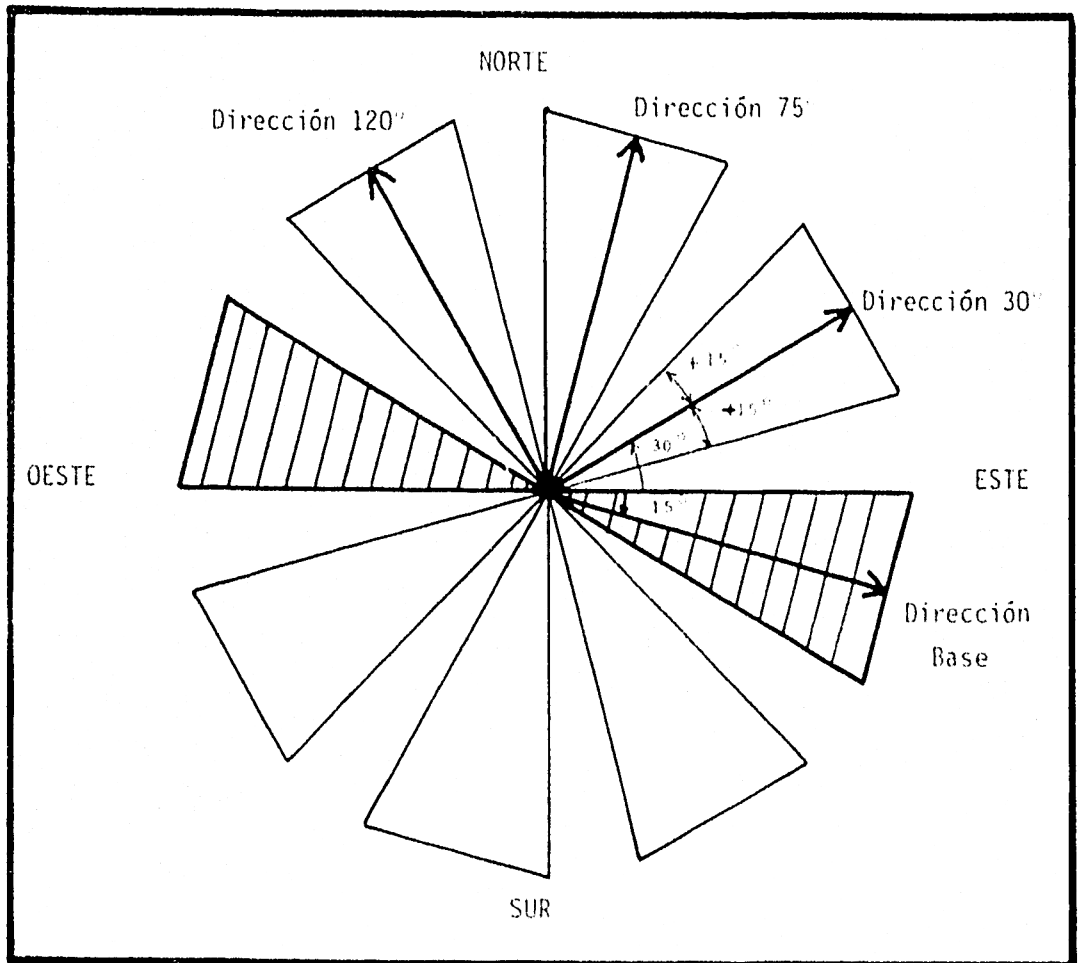


FIGURA IV.1 Representación esquemática de regiones de influencia que intervienen en el análisis estructural. Zona rayada representa dirección base. Parejas de pozos localizados dentro de esta zona intervienen en el cálculo del semivariograma experimental, correspondiente a la dirección base.

vienen en la evaluación de los semivariogramas experimentales. En la dirección base, o dirección -15° todos aquellos pozos localizados dentro de la porción *rayada* intervienen en el cálculo del semivariograma experimental al cual se le asigna como dirección, -15° . Asimismo, siendo la función semivariograma una función par, los pozos localizados dentro de la región *rayada* a la izquierda del eje norte-sur, son considerados en la evaluación del semivariograma en la dirección base -15° . Dado que el mismo ángulo de tolerancia fue elegido en las cuatro direcciones, las regiones de influencia en las otras tres direcciones presentan forma similar.

Las Tablas IV.1 a IV.3 muestran los resultados obtenidos en la estimación del semivariograma experimental, considerando simultáneamente las cuatro direcciones y cada una de las variables de interés, espesor, porosidad y saturación de hidrocarburos. Como unidad de separación (o lag) se consideró el espaciamiento entre pozo y pozo de 0.5 km., con una tolerancia de 0.250 km. Principiando con una distancia inicial entre pozo y pozo de 0.0 km y continuando en incrementos de 0.5 km hasta alcanzar diez kilómetros, la dimensión máxima del campo Miguel Alemán, se calculó el semivariograma experimental, $\gamma^*(|\bar{h}|)$ (ecuación II-7).

En la obtención del semivariograma experimental del espesor se emplearon 137 datos de igual número de pozos mientras que para el de la porosidad y la saturación de hidrocarburos se dispuso únicamente de 55 datos. En cada incremento de la distancia $|\bar{h}|$, se llevó un registro del número de parejas de pozos que intervinieron en el cómputo de $\gamma^*(|\bar{h}|)$.

Conjuntamente, en las Figuras IV.2 a IV.4 se han graficado, en el eje de las ordenadas, los distintos comportamientos del semivariograma experimental en términos de la distancia $|\bar{h}|$, ésta última en las abscisas.

La Figura IV.2 muestra el comportamiento del semivariograma

TABLA IV.1 Resultados de semivariogramas experimentales en cuatro direcciones diferentes para la variable regionalizada *espesor*. "NP" denota número de parejas de pozos empleados para calcular semivariogramas.

Distancia (m)	SEMIVARIOGRAMAS EXPERIMENTALES			
	NP = 30 GRADOS	NP = 45 GRADOS	NP = 75 GRADOS	NP = 120 GRADOS
0.00	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
0.05	0.0017	0.0017	0.0086	0.0200
1.00	0.0512	0.0512	0.0534	0.0681
1.25	0.0633	0.0633	0.0564	0.0759
1.50	0.0695	0.0695	0.0799	0.0856
1.75	0.0756	0.0756	0.0794	0.0892
2.00	0.0727	0.0727	0.1039	0.0891
2.25	0.0781	0.0781	0.1033	0.0808
2.50	0.0823	0.0823	0.0992	0.0756
2.75	0.0845	0.0845	0.1190	0.1051
3.00	0.1020	0.1020	0.1068	0.0831
3.25	0.0823	0.0823	0.0807	0.0773
3.50	0.0782	0.0782	0.0972	0.1010
3.75	0.0736	0.0736	0.0987	0.0972
4.00	0.0660	0.0660	0.1792	0.0810
4.25	0.0600	0.0600	0.1918	0.0897
4.50	0.0600	0.0600	0.2548	0.0913
4.75	0.0676	0.0676	0.1790	0.1321
5.00	0.0890	0.0890	0.0814	0.1269
5.25	0.0916	0.0916	0.0940	0.1121
5.50	0.0930	0.0930	0.0860	0.1082

TABLA IV.2 Resultados de semivariogramas experimentales en cuatro direcciones diferentes para la variable regionalizada *porosidad*. "NP" denota número de parejas de pozos empleados para calcular semivariogramas.

SEMIVARIÓGRAMAS EXPERIMENTALES									
(h)	NP = 15 GRADOS	NP = 30 GRADOS	NP = 45 GRADOS	NP = 60 GRADOS	NP = 75 GRADOS	NP = 90 GRADOS	NP = 105 GRADOS	NP = 120 GRADOS	NP = 135 GRADOS
0.00	.00000	.00000	.00000	.00000	.00000	.00000	.00000	.00000	.00000
0.05	.00000	.00000	.00000	.00000	.00000	.00000	.00000	.00000	.00000
0.10	.00000	.00000	.00000	.00000	.00000	.00000	.00000	.00000	.00000
0.15	.00000	.00000	.00000	.00000	.00000	.00000	.00000	.00000	.00000
0.20	.00000	.00000	.00000	.00000	.00000	.00000	.00000	.00000	.00000
0.25	.00000	.00000	.00000	.00000	.00000	.00000	.00000	.00000	.00000
0.30	.00000	.00000	.00000	.00000	.00000	.00000	.00000	.00000	.00000
0.35	.00000	.00000	.00000	.00000	.00000	.00000	.00000	.00000	.00000
0.40	.00000	.00000	.00000	.00000	.00000	.00000	.00000	.00000	.00000
0.45	.00000	.00000	.00000	.00000	.00000	.00000	.00000	.00000	.00000
0.50	.00000	.00000	.00000	.00000	.00000	.00000	.00000	.00000	.00000
0.55	.00000	.00000	.00000	.00000	.00000	.00000	.00000	.00000	.00000
0.60	.00000	.00000	.00000	.00000	.00000	.00000	.00000	.00000	.00000
0.65	.00000	.00000	.00000	.00000	.00000	.00000	.00000	.00000	.00000
0.70	.00000	.00000	.00000	.00000	.00000	.00000	.00000	.00000	.00000
0.75	.00000	.00000	.00000	.00000	.00000	.00000	.00000	.00000	.00000
0.80	.00000	.00000	.00000	.00000	.00000	.00000	.00000	.00000	.00000
0.85	.00000	.00000	.00000	.00000	.00000	.00000	.00000	.00000	.00000
0.90	.00000	.00000	.00000	.00000	.00000	.00000	.00000	.00000	.00000
0.95	.00000	.00000	.00000	.00000	.00000	.00000	.00000	.00000	.00000
1.00	.00000	.00000	.00000	.00000	.00000	.00000	.00000	.00000	.00000

TABLA IV.3 Resultados de semivariogramas experimentales en cuatro direcciones diferentes para la variable regionalizada saturación de hidrocarburos. "NP" denota número de parejas de pozos empleados para calcular semivariogramas.

SEMIVARIAGRAMAS EXPERIMENTALES									
(h)	NP = 30 GRADOS	NP = 60 GRADOS	NP = 75 GRADOS	NP = 120 GRADOS	NP =	NP =	NP =	NP =	NP =
0.00	.00000	0 +	.00000	0 +	.00000	0 +	.00000	0 +	.00000
1.00	.00000	1 +	.00000	1 +	.00500	1 +	.00587	1 +	.00587
1.50	.01000	30 +	.00877	30 +	.01312	30 +	.01141	38 +	.01141
1.80	.01000	60 +	.01079	53 +	.01115	59 +	.00926	52 +	.00926
2.00	.01000	60 +	.01316	52 +	.01659	37 +	.01264	67 +	.01264
2.10	.01000	50 +	.01557	52 +	.01767	23 +	.01567	52 +	.01567
2.30	.01000	71 +	.01005	29 +	.01751	18 +	.01870	43 +	.01870
2.50	.01200	75 +	.01995	15 +	.00108	3 +	.01726	33 +	.01726
2.60	.01000	90 +	.01137	6 +	.01703	3 +	.02079	22 +	.02079
2.80	.01000	35 +	.01009	2 +	.01409	4 +	.01607	18 +	.01607
3.00	.01200	75 +	.00000	0 +	.02590	7 +	.02291	4 +	.02291
3.30	.01100	10 +	.00000	0 +	.02095	6 +	.02568	5 +	.02568
3.50	.01200	0 +	.00000	0 +	.01730	14 +	.03460	5 +	.03460
4.50	.00000	0 +	.00000	0 +	.00629	14 +	.02201	3 +	.02201
7.00	.00000	0 +	.00000	0 +	.00303	0 +	.00000	0 +	.00000
7.50	.00000	0 +	.00000	0 +	.00229	7 +	.00000	0 +	.00000
8.00	.00000	0 +	.00000	0 +	.01764	3 +	.01057	1 +	.01057
8.50	.00000	0 +	.00000	0 +	.02540	1 +	.00000	0 +	.00000
9.00	.00000	0 +	.00000	0 +	.00000	0 +	.00547	1 +	.00547
9.50	.00000	0 +	.00000	0 +	.00000	0 +	.00000	1 +	.00000
10.00	.00000	0 +	.00000	0 +	.00000	0 +	.00000	0 +	.00000

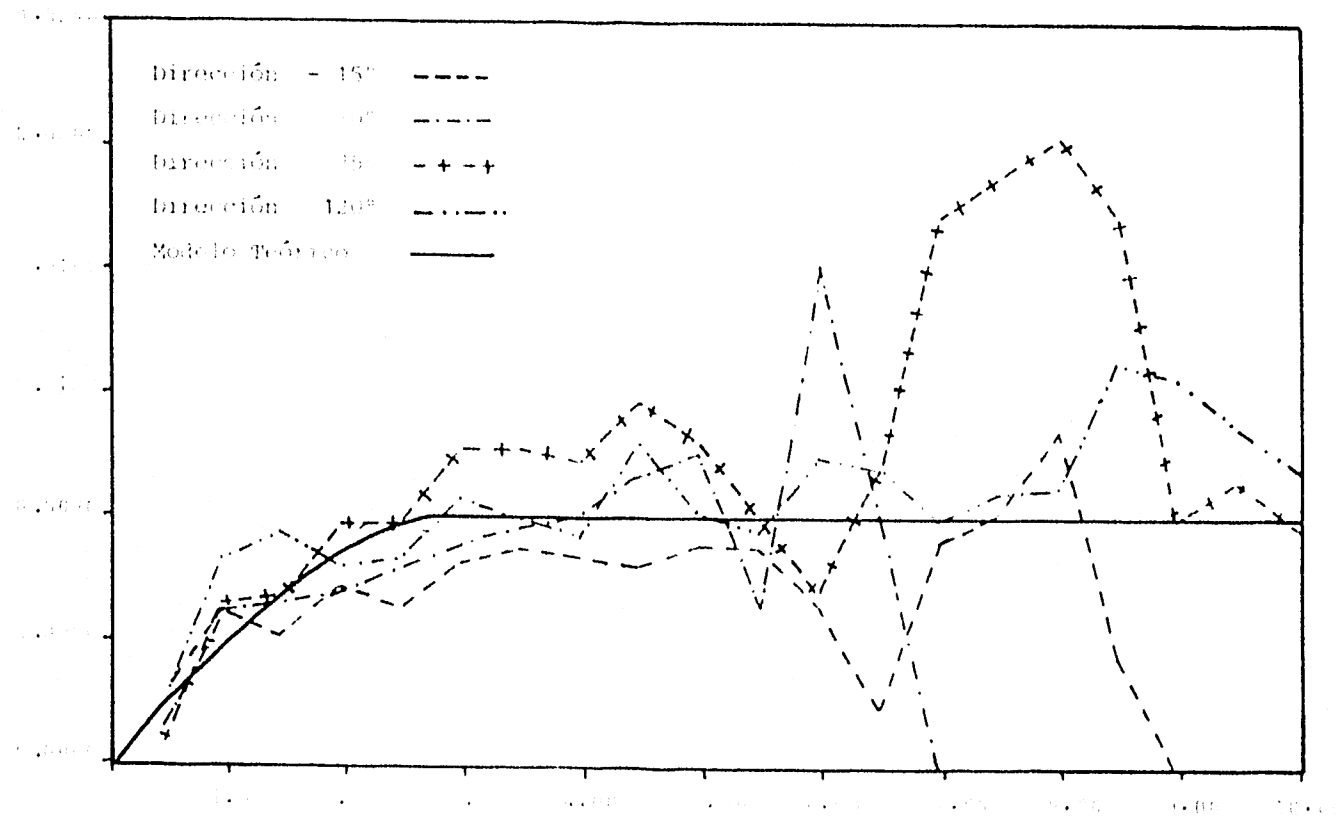


FIGURA IV.2 Comportamiento del semivariograma experimental de la variable regionalizada $Z(x,y,z)$, en las cuatro direcciones consideradas. Eje de ordenadas - indica valor del semivariograma experimental en km; eje de abscisas de nota distancia en kilómetros.

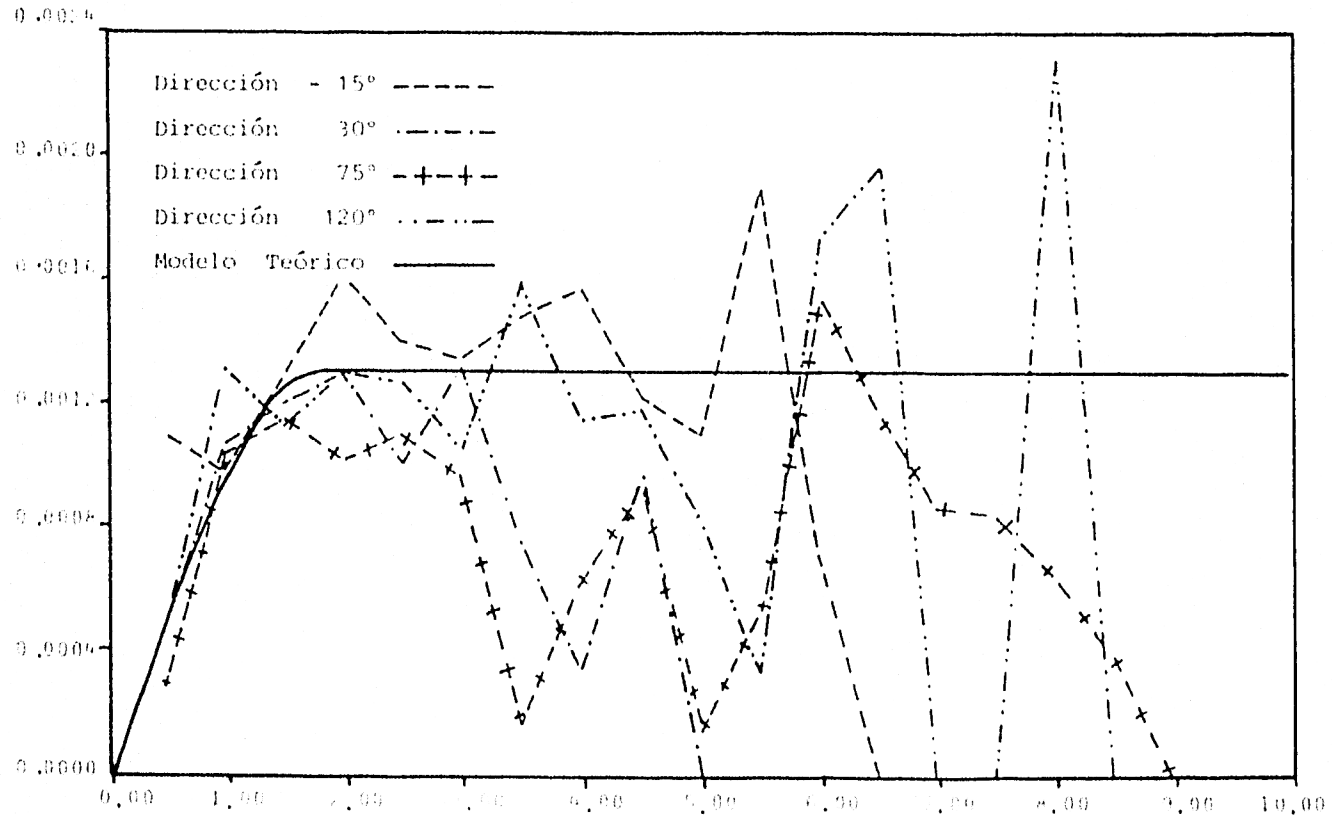


FIGURA IV.3 Comportamiento del semivariograma experimental de la variable regionalizada porosidad, en las cuatro direcciones consideradas. Eje de ordenadas indica valor del semivariograma experimental en m^2 ; eje de abscisas denota distancia en kilómetros.

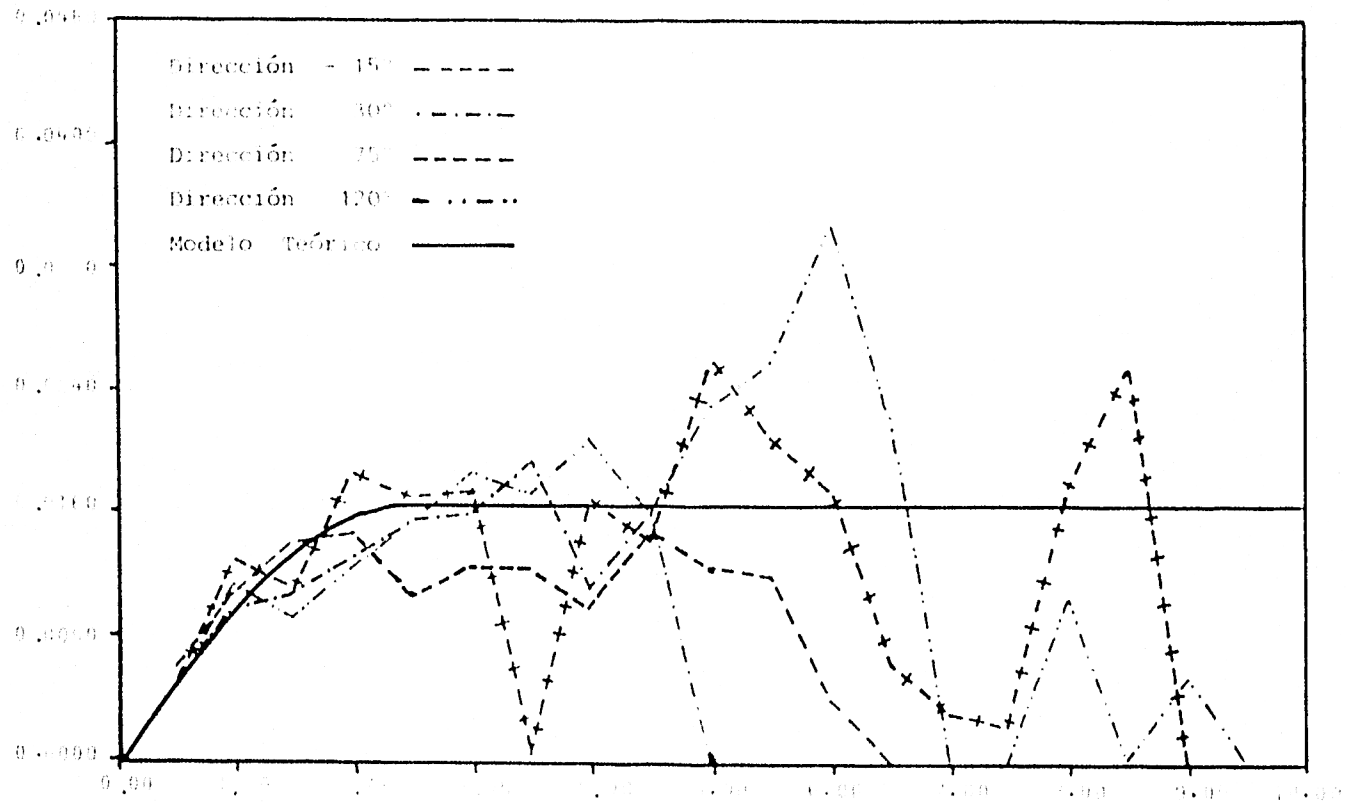


FIGURA IV.4 Comportamiento del semivariograma experimental de la variable regionalizada saturación de hidrocarburos, en las cuatro direcciones consideradas. Eje de ordenadas indica valor del semivariograma experimental en $(m)^2$; - eje de abscisas denota distancia en kilómetros.

experimental de la variable regionalizada espesor, en las cuatro direcciones consideradas. Se puede apreciar que hasta una distancia $|h|$ igual a 5.0 - km., el comportamiento es similar en las cuatro direcciones, lo cual sugiere la presencia de un fenómeno isotrópico. A distancias mayores a 5.0 km., y en todas las direcciones, se observan fluctuaciones erráticas en el semivariograma, debido a un decremento relativamente importante en el número de parejas de pozos. Tales son los casos del semivariograma en la dirección 30° y a una distancia entre pozos de 6 km., y del semivariograma a 75° y 8 - km. de distancia (ver Tabla IV.1). En general, fluctuaciones como las observadas suelen presentarse cuando $\gamma^* (|h|)$ se calcula para valores de $|h|$ mayores al de la mitad de la dimensión máxima de la región donde se efectúa el análisis estructural (Journel & Huijbregts, 1978).

En la misma Figura IV.2 puede observarse que la poligonal a $- 15^\circ$ presenta siempre menor variabilidad en el espesor, que la poligonal a 75° . Geológicamente tal comportamiento tiene sentido, ya que la dirección $- 15^\circ$ coincide con la dirección de las corrientes submarinas principales - (Figura III.2), y es en esa dirección donde la depositación de sedimentos se llevó a cabo más uniformemente.

Finalmente, a partir del comportamiento "similar" del semivariograma en las cuatro direcciones, se obtuvo un semivariograma promedio (mostrado en la Figura IV.2) sobre el cual se ajustó un modelo teórico del tipo esférico (curva con línea continua). El modelo esférico ajustado se caracterizó por un rango "a" igual a 2.4 km., una meseta "C(0)" igual a 0.0079 km^2 , y por no presentar discontinuidad al origen.

$$\gamma(\ell) = \begin{cases} 0.0079 \left[\frac{3}{2} \left(\frac{\ell}{2.4} \right) - \frac{\ell}{2} \left(\frac{\ell}{2.4} \right)^3 \right], & \forall \ell \leq 2.4 \text{ km} \\ 0.0079, & \forall \ell > 2.4 \text{ km} \end{cases}$$

(IV-1)

siendo $\ell = |\bar{h}|$

En las Figuras IV.3 y IV.4 se ilustra el comportamiento del semivariograma experimental en cuatro direcciones distintas para las variables regionalizadas porosidad y saturación de hidrocarburos, respectivamente. La presencia de fluctuaciones erráticas está, en ambos casos, más acentuada que en el caso del semivariograma de espesores. Y esto era predecible ya que en número, se contó con menos de la mitad de la información con que se contó en el caso de los espesores.

A diferencia del semivariograma de espesores, el de porosidades presenta mayor variabilidad en la dirección de las corrientes submarinas - principales (-15°) que en direcciones transversales (75°). Geológicamente, tal comportamiento puede explicarse a partir de las relaciones que existen entre la porosidad, la distribución de los granos de sedimento y la energía de las corrientes submarinas. Si aceptamos que la energía de las corrientes disminuye esencialmente en el sentido del flujo, más que en sentidos - transversales (Gorshkev y Yakushova, 1977), las mayores variabilidades habrán de esperarse en la dirección del flujo, lo cual concuerda con el comportamiento observado en los semivariogramas experimentales de la porosidad.

En lo que respecta a la saturación de hidrocarburos, el comportamiento de los semivariogramas experimentales no parece indicar la presencia de sentidos preferenciales de variabilidad. Por el contrario, los cambios en los valores de saturación se comportan semejantemente en todas direcciones.

Por último, para la porosidad y la saturación de hidrocarburos se ajustaron, al igual que para los espesores, modelos esféricos (isotrópicos) basados en el comportamiento promedio de sus semivariogramas experimentales. El modelo de la porosidad se caracterizó por tener un rango de correlación igual a 1.8 km., y una meseta igual a $0.0013 (\cdot)^2$, mien-

tras que el de saturación de hidrocarburos quedó definido por un rango de 2.4 km y una meseta de 0.0166 (%)².

$$\gamma(\ell) = \begin{cases} 0.0013 \left[\frac{3}{2} \left(\frac{\ell}{1.8} \right) - \frac{1}{2} \left(\frac{\ell}{1.8} \right)^3 \right] , & \forall \ell < 1.8 \text{ km} \\ 0.0013 , & \forall \ell > 1.8 \text{ km} \end{cases}$$

(IV-2)

$$\gamma(\ell) = \begin{cases} 0.0166 \left[\frac{3}{2} \left(\frac{\ell}{2.4} \right) - \frac{1}{2} \left(\frac{\ell}{2.4} \right)^3 \right] ; & \forall \ell < 2.4 \text{ km} \\ 0.0166 , & \forall \ell > 2.4 \text{ km} \end{cases}$$

(IV-3)

$$\ell = |h|$$

En ninguno de los dos semivariogramas se detectó discontinuidad al origen.

C A P I T U L O V

EVALUACION DEL VOLUMEN ORIGINAL

En este capítulo se presenta la teoría geoestadística del kriging como técnica para la evaluación de volúmenes originales de hidrocarburos en yacimientos petrolíferos. Por diseño, el método kriging es una técnica de estimación local, la cual proporciona el "mejor" estimador lineal e insesgado de las características desconocidas de una variable (*Journel, et al, David*). "Mejor" es entendido aquí en el sentido de la mínima variancia. En el caso particular de un yacimiento petrolífero, y de acuerdo con la Figura V.1, si datos de porosidad en la roca impregnada, provenientes de cinco pozos, fueran empleados en la evaluación del valor promedio de la porosidad en el bloque de roca de volumen V_i (área expuesta en el dibujo - multiplicada por el espesor impregnado promedio), y si en ésta evaluación se utilizara el método kriging, entonces tal evaluación sería, en promedio, la mas cercana al valor real y desconocido de la porosidad media en el bloque V_i . Más aún, si además de datos de porosidad se emplearan datos de saturación de hidrocarburos y de espesores de yacimiento, el método kriging produciría estimadores los cuales, al combinarse, proporcionarían el mejor estimador del volumen original de hidrocarburos en el bloque de roca de volumen V_i .

A continuación, dividiendo el área del yacimiento en bloques o celdas, y aplicando la técnica descrita en cada celda, sería posible evaluar el volumen original de hidrocarburos.

Este procedimiento fue aplicado en la evaluación del volumen original de hidrocarburos del campo Miguel Alemán a través de la expresión:

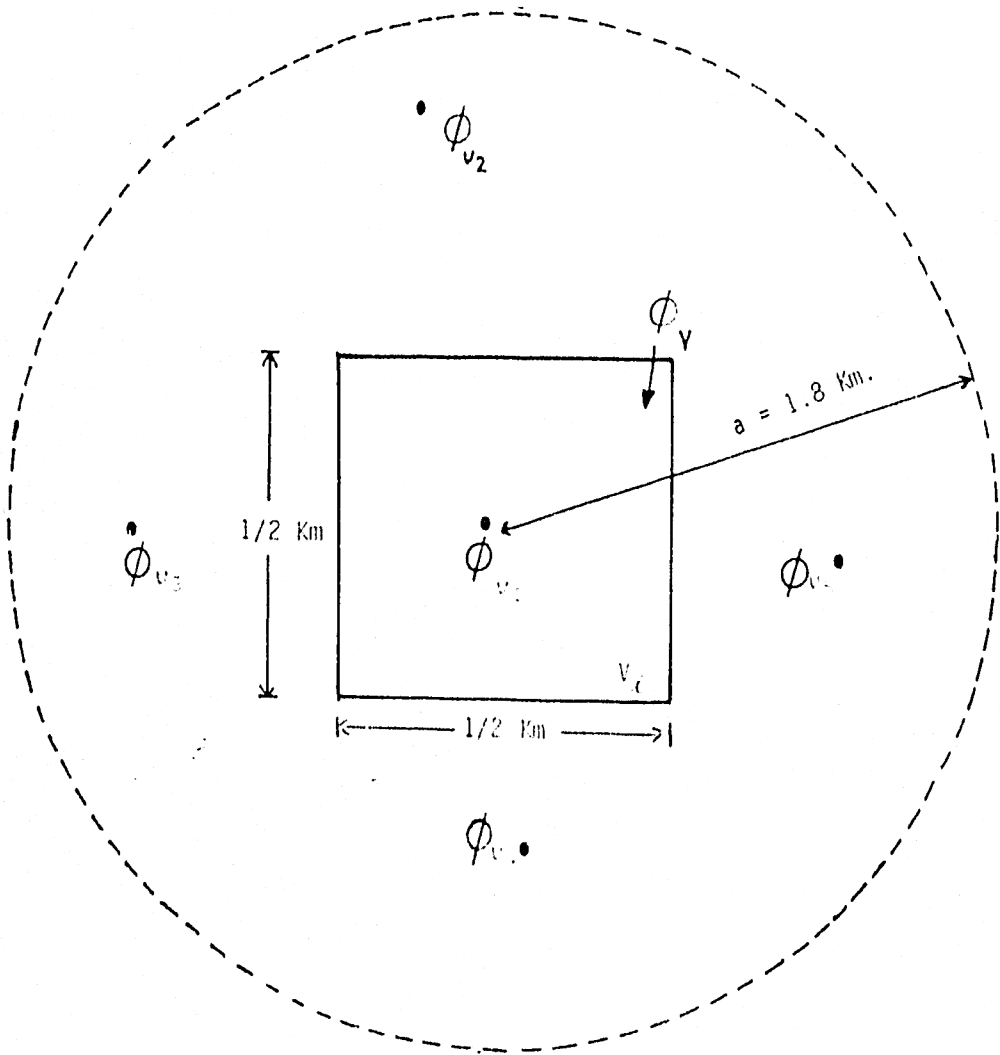


FIGURA V.1 Configuración hipotética de cinco pozos ejemplificando evaluación de porosidad promedio en bloque de volumen V_b . Radio del círculo denota rango o área de influencia del semivariograma de porosidades.

$$N_{V_i} = 6,289.7 A_i h_{V_i} \phi_{V_i} (1 - S_w)_{V_i} \quad (V-1)$$

siendo A_i el área de la i -ésima celda en kilómetros cuadrados;
 h_{V_i} el espesor medio del yacimiento en el área correspondiente a la i -ésima celda, en kilómetros;
 ϕ_{V_i} la porosidad media del yacimiento en la i -ésima celda, en fracción; y
 $(1 - S_w)_{V_i}$ la saturación de hidrocarburos promedio en la i -ésima celda, expresada como fracción.

El factor 6,289.7 permite expresar el resultado en millones de barriles.

La Figura V.2 muestra esquemáticamente la división en celdas del campo Miguel Alemán. Únicamente aquéllas celdas cuyos centros están localizados dentro del contorno cerrado de la línea del contacto agua-hidrocarburos fueron considerados en la evaluación del volumen original. De la ecuación V-1, si k celdas caen dentro del contorno agua-hidrocarburos, el volumen original de hidrocarburos del yacimiento quedará entonces definido como:

$$N = \sum_{i=1}^k N_{V_i} \quad (V-2)$$

En la aplicación de la teoría geoestadística del kriging a la evaluación de volúmenes originales se emplearán, como fuente de información, datos sobre las localizaciones de pozo y modelos de semivariogramas, constituyendo estos últimos la piedra angular del método. Ya el análisis estructural aplicado en las variables regionalizadas espesor, porosidad y saturación de hidrocarburos permitió derivar los modelos de semivariogramas representativos de las fluctuaciones de éstas variables en la zona es

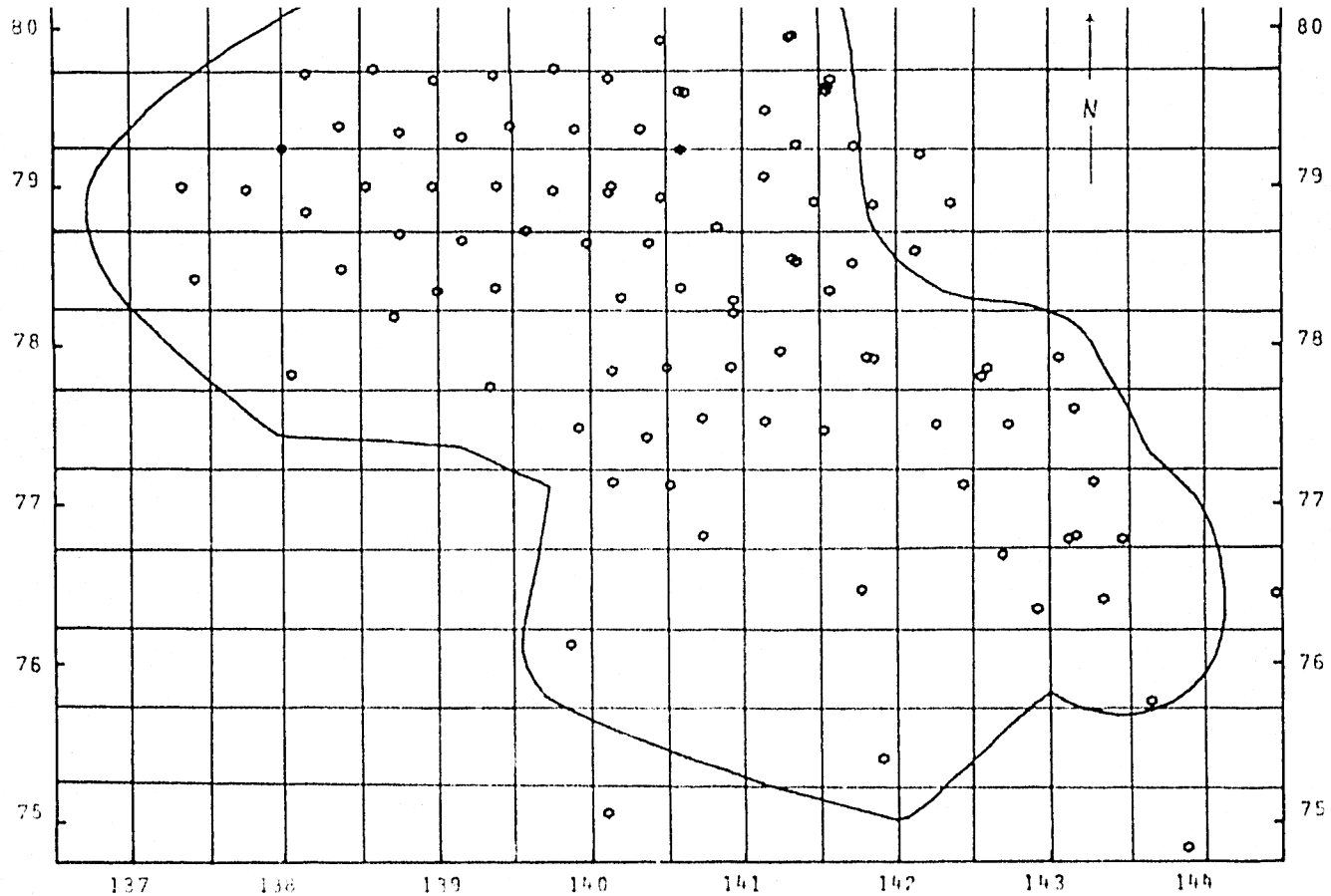


FIGURA V.2 Mapa mostrando división en celdas cuadradas del campo Miguel Alemán. Dimensión de celda coincide, en este caso, con radio de drene del pozo en el área. Coordenadas del marco de referencia en kilómetros.

tudiada. Ahora bien, según la teoría geoestadística lineal, que es la teoría empleada en este trabajo, cada parámetro a evaluar en la ecuación V-1 deberá ser estimado a partir de una fórmula (o estimador) expresada linealmente en términos de datos conocidos, es decir:

$$h_{V_i} \sim h_{V_i}^* = \sum_{j=1}^k \lambda_j h_{V_j} \quad (V-3)$$

$$\phi_{V_i} \sim \phi_{V_i}^* = \sum_{j=1}^{\ell} \lambda_j \phi_{V_j} \quad (V-4)$$

$$(1-S_w)_{V_i} \sim (1-S_w)_{V_i}^* = \sum_{j=1}^m \lambda_j (1-S_w)_{V_j} \quad (V-5)$$

En cada caso, el número de términos (k , ℓ o m) dependerá del valor obtenido para el rango de influencia en el semivariograma experimental correspondiente. En el ejemplo de la Figura V.1, sólo aquéllos datos de porosidad ϕ_{V_j} cuyas localizaciones estén situadas dentro del círculo de radio 1.8 km, serán considerados en la expresión del estimador de la porosidad (ecuación V-4). El radio de 1.8 km no es otro que el rango del semivariograma experimental de la porosidad (ecuación IV-2). En las expresiones V-3, V-4 y V-5 el volumen de roca o soporte asociado a cada dato es v_j . Sin embargo, dado que este volumen es muy pequeño comparado con el volumen del bloque de roca V_i , soporte de los parámetros a estimar, el volumen v_j fue considerado, para efectos de estimación, igual a cero o con soporte puntual.

Los pesos λ_j en cada una de las tres expresiones (V-3, V-4 y V-5) son evaluados independientemente a partir del sistema de $N+1$ ecuaciones lineales del kriging (Journel, et al., 1978):

$$\sum_{j=1}^N \lambda_j \mathbf{Y}(v_n, v_j) + \lambda_{N+1} = \bar{Y}(v_n, V_i) \quad , n = 1, 2, \dots, N$$

$$\sum_{j=1}^N \lambda_j = 1$$

Dependiendo del parámetro que se esté estimando, N será igual a k , ℓ o m . El término $\gamma(v_n, v_j)$ representa el valor en el modelo del semivariograma experimental correspondiente (ec. IV-1 para $h_{V_i}^*$, ec. IV-2 para $\phi_{V_i}^*$ y ec. IV-3 para $(1-S_w)_{V_i}^*$) cuando $\ell (= |\bar{h}|)$ es igual a la distancia entre los dos datos puntuales v_n y v_j . El término $\bar{\gamma}(v_n, V_i)$ representa el valor promedio del semivariograma experimental correspondiente cuando un extremo de la distancia ℓ (vista como vector) se apoya en la localización del dato v_n y el otro extremo describe independientemente el volumen V_i . Las primeras N ecuaciones aseguran mínima variancia (o mínimo error) mientras que la última ecuación introduce la condición de insesgamiento. El término constante μ surge al introducir como restricción la condición de insesgamiento.

Como ya se mencionó, el método kriging proporciona además una medida del error (local) en la estimación de un parámetro. A través de ésta medida es posible asignar confiabilidades a los resultados obtenidos e indicar por ejemplo, que tan cercano se encuentra el valor estimado $\hat{\phi}_{V_i}^*$ del valor real pero desconocido $\phi_{V_i}^*$. Tal medida esta dada por la expresión:

$$\sigma_k^2 = \sum_{j=1}^N \lambda_j \bar{\gamma}(v_j, V_i) + \mu - \bar{\gamma}(V_i, V_i) \quad (V-6)$$

donde $\bar{\gamma}(V_i, V_i)$ representa el valor promedio del semivariograma experimental correspondiente cuando un extremo de la distancia ℓ (vista como vector) describe el volumen V_i , y el otro extremo describe independientemente el mismo volumen V_i .

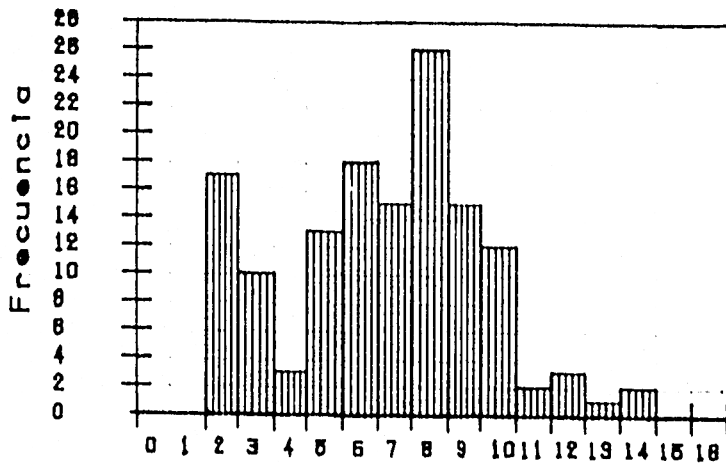
El volumen original de hidrocarburos en el campo Miguel Alemán fué evaluado considerando tres tamaños diferentes de celdas cuadradas

de dimensiones 1/4 km, 1/2 km y 1 km por lado. Los valores promedio por celda del espesor, porosidad, saturación de hidrocarburos fueron evaluados aplicando el método kriging. En las Figuras V.3 a V.5 se muestran histogramas de frecuencias de los datos originales, de los valores estimados en celdas cuadradas de 1/2 km de lado según kriging, y de los errores incurridos en el proceso de estimación para cada uno de los tres parámetros. La Tabla V.1 presenta un resumen estadístico de los principales resultados obtenidos, de donde se extraen las siguientes conclusiones.

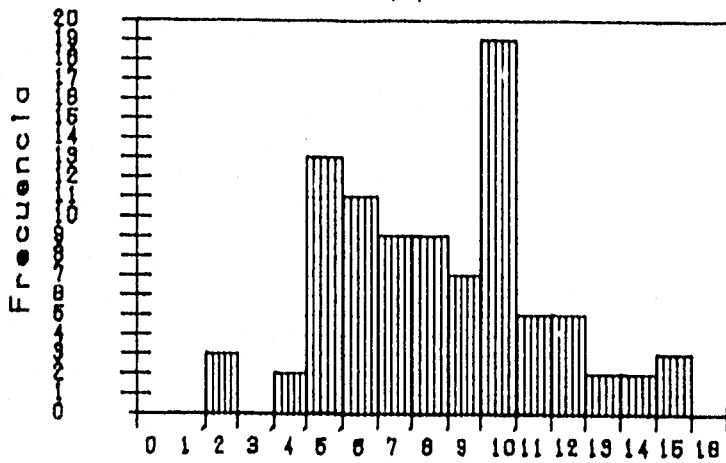
Independientemente del tamaño de celda y de la variable krigada, la media de los valores krigados es aproximadamente igual a la media de los datos originales, hecho que se deriva de la aplicación de la condición de insesgamiento. En promedio y conforme el tamaño (o soporte) de la celda aumenta, el error local disminuye, lo cual es intuitivamente obvio, ya que es más fácil estimar el valor promedio de una variable en celdas *grandes* que en celdas *pequeñas*. Todo proceso de estimación, y kriging no es la excepción, introduce un suavizamiento, el cual se refleja en una desviación estándar de los valores krigados menor a la de los datos originales. En la misma Tabla V.1, la diferencia en el número de celdas krigadas (#-tamaño de la muestra) obedece a ambos, la dimensión de las celdas y el mínimo número aceptable de datos originales (ver ecuaciones V-3 a V-5) que determinan si una celda sera krigada o no (en nuestro caso k, l o $m \geq 3$). Si éste mínimo, el cual está directamente relacionado con el valor del rango del semivariograma experimental respectivo, no es satisfecho para una cierta celda, entonces ésta no será krigada.

En el cálculo del error local incurrido en la estimación por celda de cada parámetro se empleo la ecuación V-6. El error global, el cual incluye el error local en cada una de todas las celdas localizadas dentro de la línea del contacto agua-hidrocarburos, se determinó a partir de la fórmula:

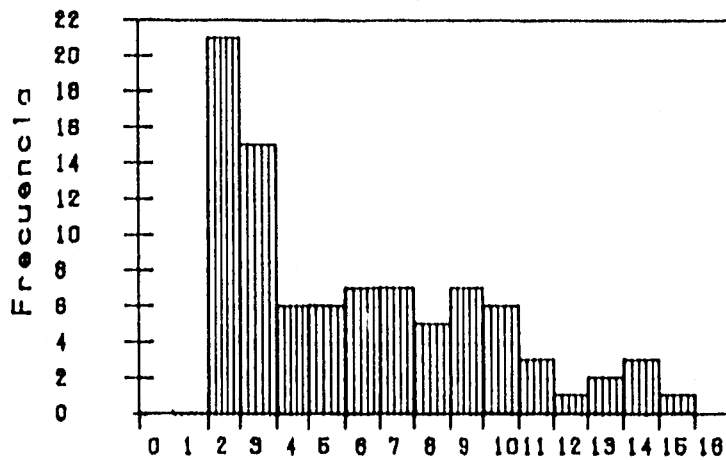
$$\sigma_G^2 = \frac{1}{k^2} \sum_{i=1}^k \sigma_{k_i}^2 \quad (V-7)$$



(a)



(b)



(c)

Clase	Marca de clase (Km)
1	0.035
2	0.050
3	0.065
4	0.080
5	0.095
6	0.110
7	0.125
8	0.140
9	0.155
10	0.170
11	0.185
12	0.200
13	0.215
14	0.230
15	0.245

1	0.069
2	0.079
3	0.089
4	0.099
5	0.109
6	0.119
7	0.129
8	0.139
9	0.149
10	0.159
11	0.169
12	0.179
13	0.189
14	0.199
15	0.209

1	0.009
2	0.013
3	0.017
4	0.021
5	0.025
6	0.029
7	0.033
8	0.037
9	0.041
10	0.045
11	0.049
12	0.053
13	0.057
14	0.061
15	0.065

FIGURA V.3 Histogramas de frecuencias de a) datos originales de espesores netos, b) espesor neto promedio en celdas cuadradas de 1/2 Km de lado evaluados por el método kriging, y c) errores asociados al proceso de evaluación.

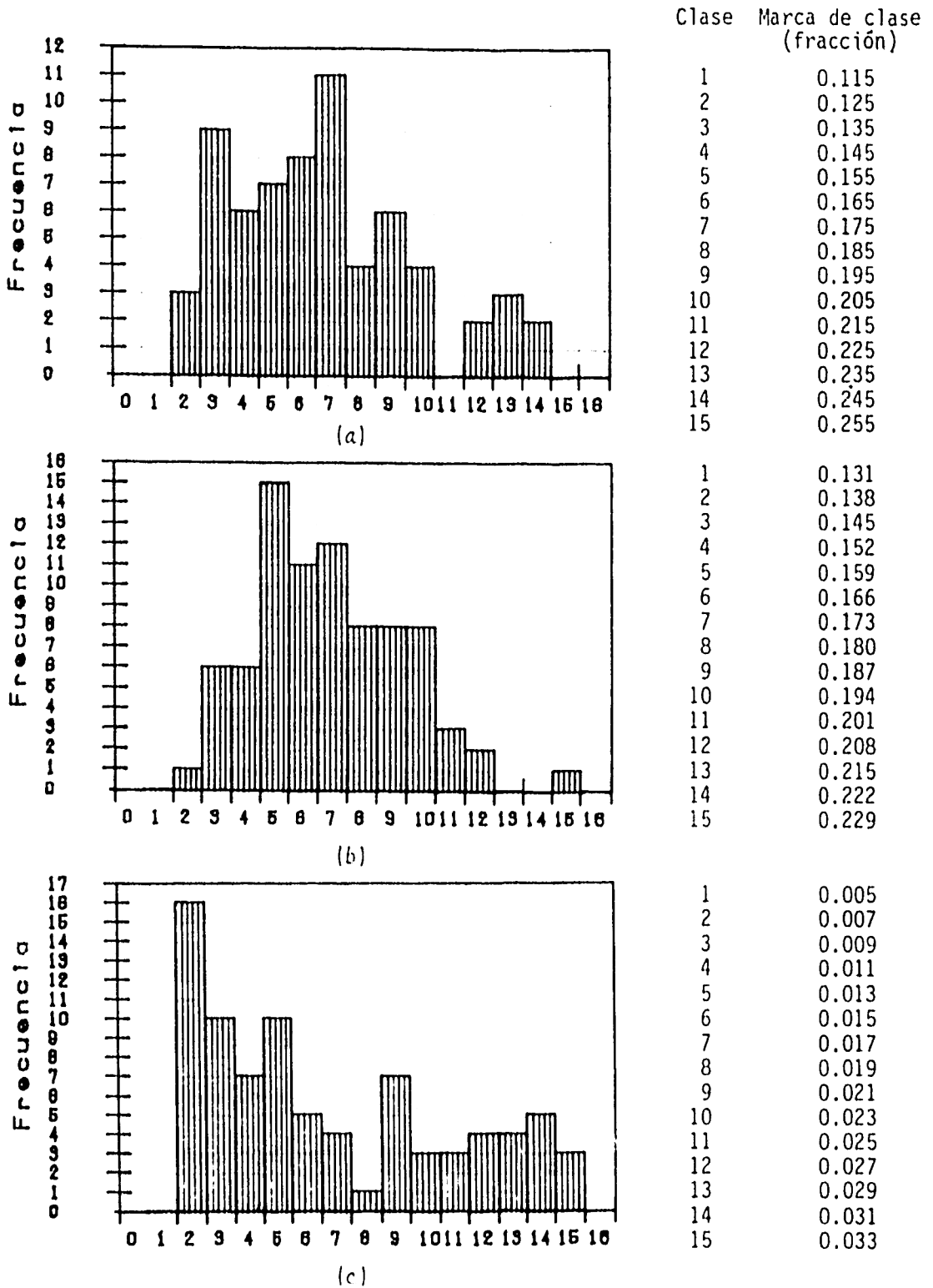


FIGURA V.4 Histogramas de frecuencias de (a) datos originales de porosidad, (b) porosidad promedio en celdas cuadradas de 1/2 Km de lado evaluadas por el método kriging, y (c) errores asociados al proceso de evaluación.

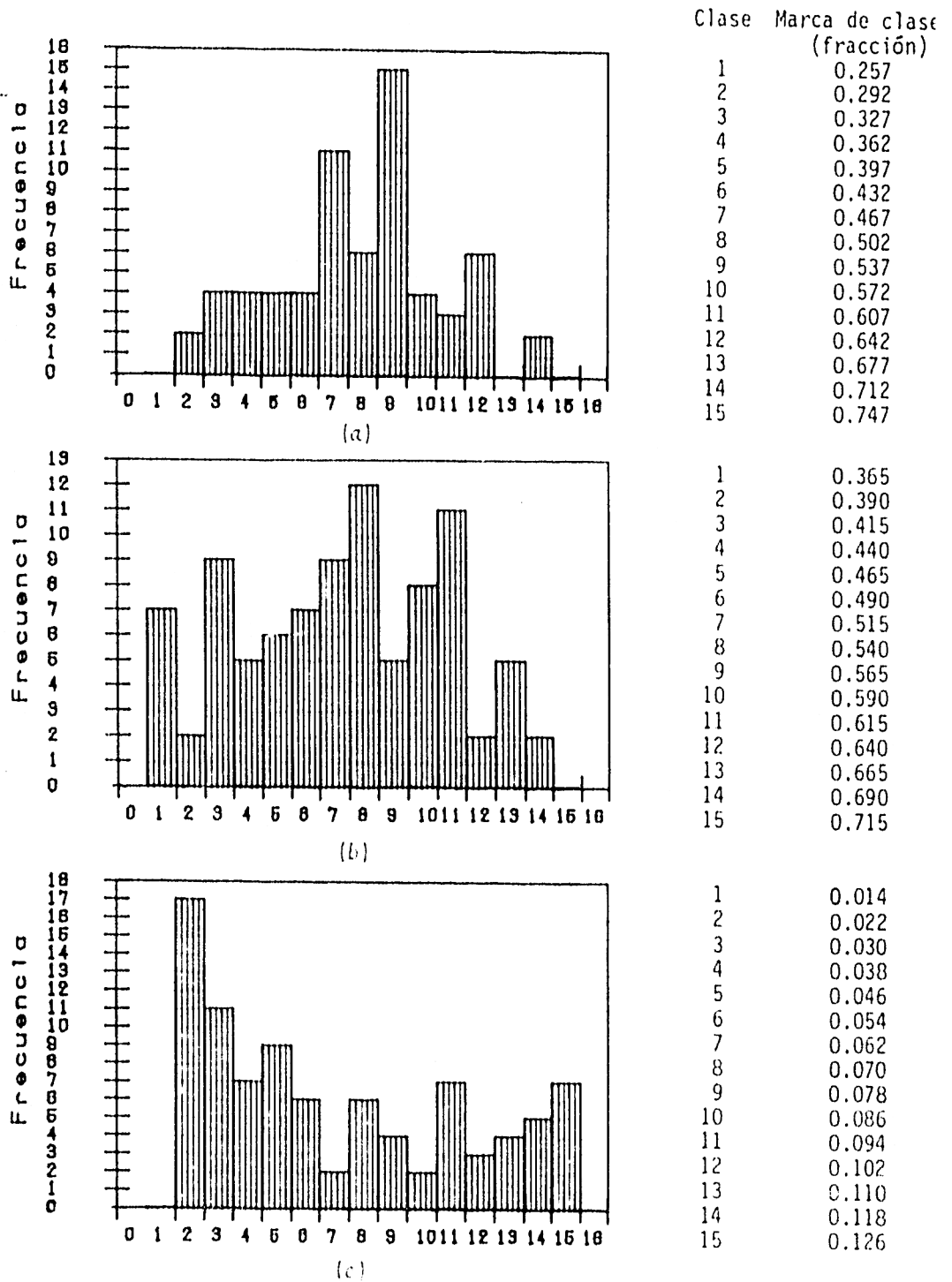


FIGURA V.5 Histogramas de frecuencias de (a) datos originales de saturación de hidrocarburos, (b) saturación de hidrocarburos promedio en celdas cuadradas de 1/2 Km de lado estimadas por el método kriging, y (c) errores asociados al proceso de evaluación.

TABLA V.1 Estadísticas principales del espesor, porosidad y saturación de hidrocarburos krigeados en celdas de 1/4 km, 1/2 km y 1 km por lado, de errores asociados en la estimación y de datos originales.

DATOS	Espesor (km)			Porosidad (fracción)			Sat. Hidrocarburos (frac.)					
	m	σ	σ/m	#	m	σ	σ/m	#	m	σ	σ/m	#
ORIGINALES	0.120	0.053	0.440	137	0.169	0.036	0.213	65	0.489	0.114	0.234	65
KRIGI(1/4)	0.130	0.031	0.230	366	0.166	0.020	0.125	335	0.536	0.094	0.175	366
ERROR/celda	0.029	0.012	0.400	366	0.019	0.009	0.509	335	0.066	0.035	0.534	366
KRIG(1/2)	0.130	0.028	0.220	90	0.165	0.018	0.113	82	0.462	0.091	0.198	90
ERROR/celda	0.024	0.012	0.510	90	0.017	0.010	0.588	82	0.041	0.036	0.886	90
KRIG(1)	0.129	0.026	0.200	23	0.166	0.017	0.104	21	0.535	0.079	0.148	23
ERROR/celda	0.015	0.010	0.650	23	0.013	0.009	0.716	21	0.047	0.035	0.744	23

ERROR = σ_k

m = media

σ = desviación estándar

σ/m = coeficiente de dispersión

= tamaño de la muestra

donde k denota el número de celdas krigeadas, y $\sigma_{k,i}^2$ representa el error local por celda estimado según la ecuación V-6. Esta fórmula considera, - sin embargo, que ninguno de los datos originales empleados en la estimación del valor promedio de un parámetro en una celda, fué empleado en el cálculo del valor promedio del mismo parámetro en cualquier otra celda. En otras palabras, en cuanto a los datos originales, la fórmula V-7 considera estimaciones independientes. Aún cuando éste no fue nuestro caso, puede demostrarse que la fórmula V-7 produce resultados *satisfactorios*. La Tabla V.2 presenta resultados del error global para las variables espesor, porosidad y saturación de hidrocarburos, considerando las tres dimensiones de celda. El error global disminuye con el tamaño de celda, lo cual coincide intuitivamente con la idea de que las características de un yacimiento, principalmente su frontera, son mejor descritas cuando este se subdivide en celdas de dimensiones menores.

Combinando a través de la ecuación V-1 los valores krigeados en celda del espesor, porosidad y saturación de hidrocarburos, se obtuvo una estimación del volumen original de hidrocarburos $N_{V,i}^*$ por celda (ver Figura V.6). Empleando los errores locales en las estimaciones de las variables $h_{V,i}$, $\phi_{V,i}$, y $(1-S_w)_{V,i}$, se determinó, a partir de la ecuación V-8, el error local asociado a la estimación del volumen original:

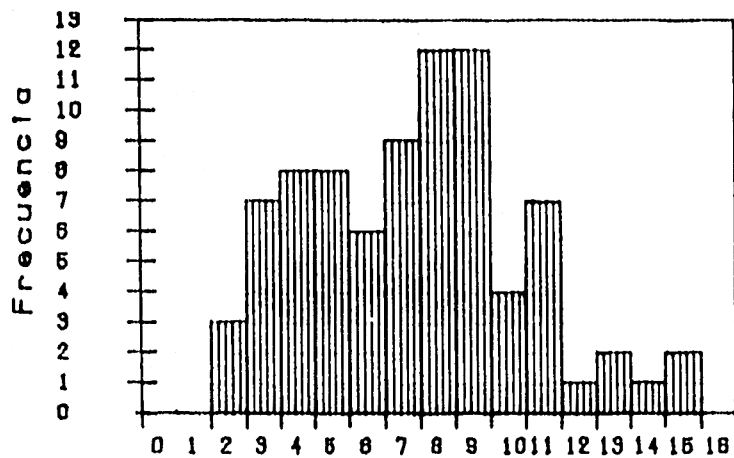
$$\sigma_{N_{V,i}}^2 \approx N_{V,i}^{*2} \left| \frac{\sigma_{k,h_{V,i}}^2}{h_{V,i}^{*2}} + \frac{\sigma_{k,\phi_{V,i}}^2}{\phi_{V,i}^{*2}} + \frac{\sigma_{k,(1-S_w)_{V,i}}^2}{(1-S_w)_{V,i}^{*2}} \right| ; i = 1, 2, \dots, K$$

(V-8)

En esta expresión se han ignorado los 3 coeficientes de correlación entre las variables (aleatorias) $h_{V,i}$, $\phi_{V,i}$, $(1-S_w)_{V,i}$, los

TABLA V.2 Error global en el yacimiento calculado a partir de errores locales en celdas de distintas dimensiones para variables espesor, porosidad y saturación de hidrocarburos. Número de celdas don de errores locales son calculados, mostrados entre paréntesis.

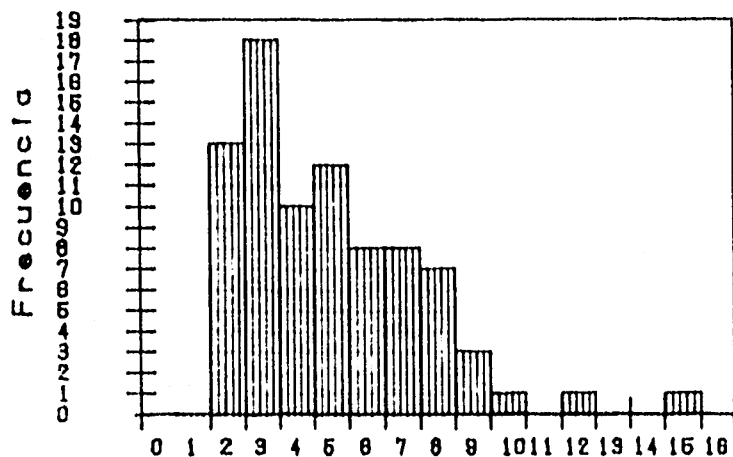
Error Global	Espesor (Km)	Porosidad (fracción)	Sat. Hidrocarburos (fracción)
1/4 Km.	0.0016 (366)	0.0011 (335)	0.0039 (366)
1/2 Km.	0.0028 (90)	0.0022 (82)	0.0073 (90)
1 Km.	0.0038 (23)	0.0035 (21)	0.0122 (23)



(a)

Clase Marca de clase
(10^6 bls)

1	5.027
2	7.065
3	9.102
4	11.140
5	13.171
6	15.214
7	17.252
8	19.289
9	21.327
10	23.363
11	25.401
12	27.439
13	29.476
14	31.515
15	33.652



(b)

1	1.128
2	1.859
3	2.590
4	3.321
5	4.052
6	4.783
7	5.514
8	6.245
9	6.976
10	7.706
11	8.437
12	9.168
13	9.899
14	10.630
15	11.361

FIGURA V.6 Histogramas de frecuencias de (a) volumen original de hidrocarburos por celda (1/2 Km por lado) evaluados a través de la ecuación V-1, y (b) errores locales asociados al proceso de evaluación del volumen original por celda.

cuales son imposibles de evaluar estadísticamente, ya que sólo se cuenta con una realización de estas variables (aleatorias) en el volumen de roca V_i . La evaluación de los coeficientes de correlación pudo haberse efectuado a través de los "co-variogramas" (Journel, et. al, 1978) de las variables (aleatorias) involucradas; sin embargo, y dado que los coeficientes de correlación experimentales entre las variables (de soporte puntual) h_{V_i} , ρ_{V_i} , $(1-Sw)_{V_i}$, calculados a partir de los datos originales, fluctuaron entre 0.25 (la mayor correlación) y -0.09, se juzgó impráctico efectuar tal evaluación y modificar la ecuación V-8.

La Tabla V.3 presenta resultados estadísticos del volumen original, estimado en tres dimensiones distintas de celda y del error local asociado, para el campo Miguel Alemán. Por un lado, el tamaño de celda y la media del volumen original por celda se comportan "directamente" proporcionales, y por otro, la dispersión en los valores del volumen original por celda se reduce con incrementos en las dimensiones de la celda. En celdas de mayor dimensión, el efecto de suavizamiento se acentúa. Contrario a lo ocurrido con la media del error local asociado a las estimaciones del espesor, porosidad y saturación de hidrocarburos (Tabla V.1), la media del error local en la estimación del volumen original por celda aumenta con el tamaño de la misma, lo cual puede explicarse de la ecuación V-8 donde el error está siendo expresado, entre otros, en términos del volumen original estimado $N_{V_i}^*$, y el cual a su vez, depende del área de la celda A_i (ecuación V-1). Si se considera la diferencia en el área de las celdas, esto es, si se divide entre 4 y 16 la media del error local del volumen original en celdas de 1/2 km y 1 km, respectivamente, entonces las medias del nuevo error disminuirán con el incremento en el tamaño de la celda.

Empleando el paquete de configuración SURFACE II (Sampson, 1978), los datos originales, los valores krigeados y los errores asociados, de las tres variables involucradas en la evaluación del volumen ori

TABLA V.3 Estadísticas principales del volumen original de hidrocarburos por celda, y del error asociado en su evaluación para tamaños de celdas cuadradas de 1/4 Km, 1/2 Km y 1 Km de lado.

Tamaño de celda (Km)	1/4			1/2			1		
	m	σ/m	#	m	σ/m	#	m	σ/m	#
Vol. de hidrocarburos (10^6 bls)/celda	4.247	0.038	335	16.877	0.370	82	67.814	0.320	21
Error (10^6 bls)/celda	1.100	0.409	335	3.539	0.492	82	10.354	0.741	21

m = media

σ/m = coeficiente de dispersión

= tamaño de la muestra

Error = $\sigma_{N\sqrt{c}}$

ginal de hidrocarburos del campo Miguel Alemán, fueron configurados por computadora (Figuras V.7 a V.15). Tales configuraciones permiten condensar información tri-dimensional en un mapa bi-dimensional donde máximos y mínimos pueden ser localizados con facilidad. El efecto de suavizamiento introducido por el método kriging se observa en los mapas configurados de las variables krigeadas donde las curvas de nivel presentan menor curvatura que las de los mapas respectivos configurados con datos originales.

Las Figuras V.16 y V.17 ilustran mapas configurados del volumen original de hidrocarburos en celdas de 1/2 km de lado, así como del error asociado, respectivamente. Decisiones, tales como donde perforar el siguiente pozo exploratorio o de desarrollo, son tomadas en base a mapas configurados similares a los mostrados, los cuales tienen por objetivo proyectar representaciones de la realidad del subsuelo. Entre más cercana esté la representación de la realidad, mejores resultados producirán las decisiones que de allí se deriven. Es, precisamente el método kriging, el que, como método de interpolación, ejecuta las "mejores" representaciones de la realidad, asignándoles confiabilidades.

Finalmente, y calculados los volúmenes originales por celda, se estimó el volumen original de hidrocarburos en el yacimiento (ec. V-1), así como el error asociado a la estimación (ec. V-7). La Tabla V.4 presenta los resultados obtenidos en base a tres tamaños distintos de celda. Los tamaños de celda considerados en este trabajo influyen apenas sensiblemente en el valor del volumen original de hidrocarburos. Las pequeñas diferencias en el volumen debidas al tamaño de la celda se reducen aún más cuando se considera el área evaluada, la cual corresponde a la porción de área comprendida dentro del contacto agua hidrocarburos y discretizada en celdas (Figura V.2).

Al sumar los volúmenes de cada celda, los errores se "cancelan", de ahí el origen de la similitud en los valores de volumen original de hidrocarburos. Una vez más, las celdas más pequeñas, las que mejor -

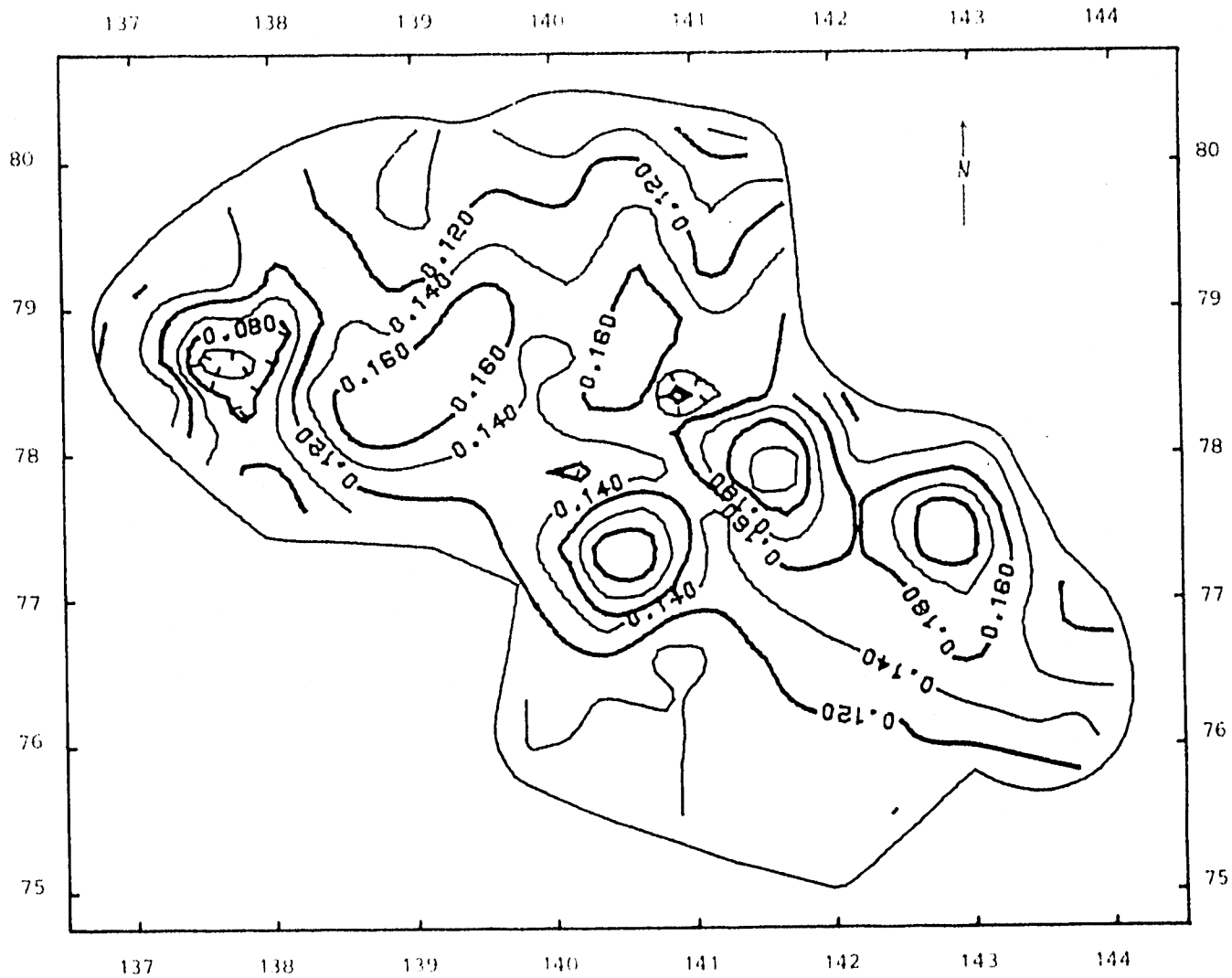


FIGURA V.8 Mapa configurado por computadora del espesor krigado, en celdas de 1/4 Km, en campo Miguel Alemán. Intervalo de configuración es 0.02 Km. Coordenadas

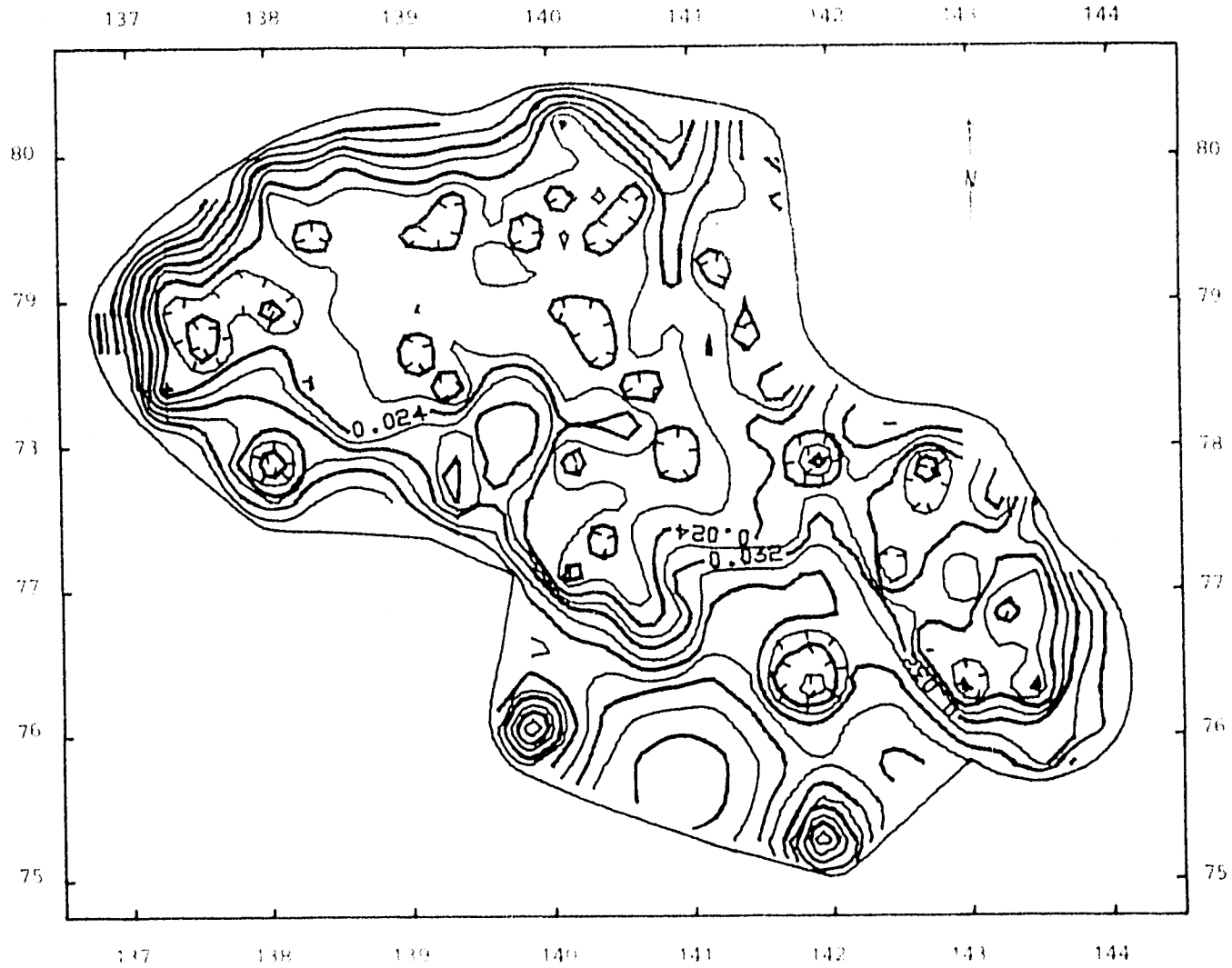


FIGURA V.9 Mapa configurado por computadora del error asociado a la estimación del espesor medio, en celdas de 1/4 Km, en campo Miguel Alemán. Intervalo de con-

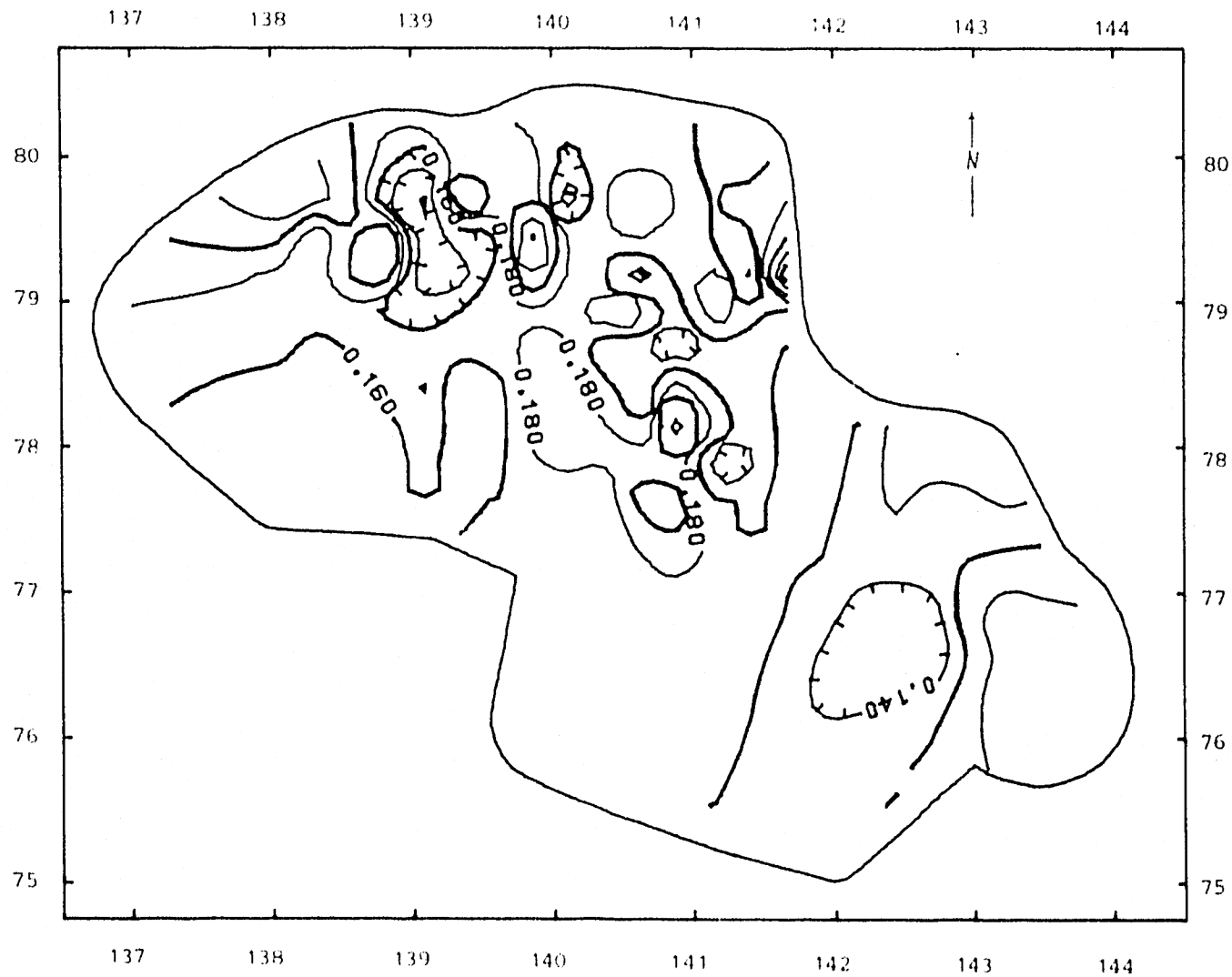


FIGURA V.10 Mapa configurado por computadora de datos originales de porosidad en campo Miguel Alemán. Intervalo de configuración es 0.02 (fracción). Coordenadas del marco de referencia en kilómetros.

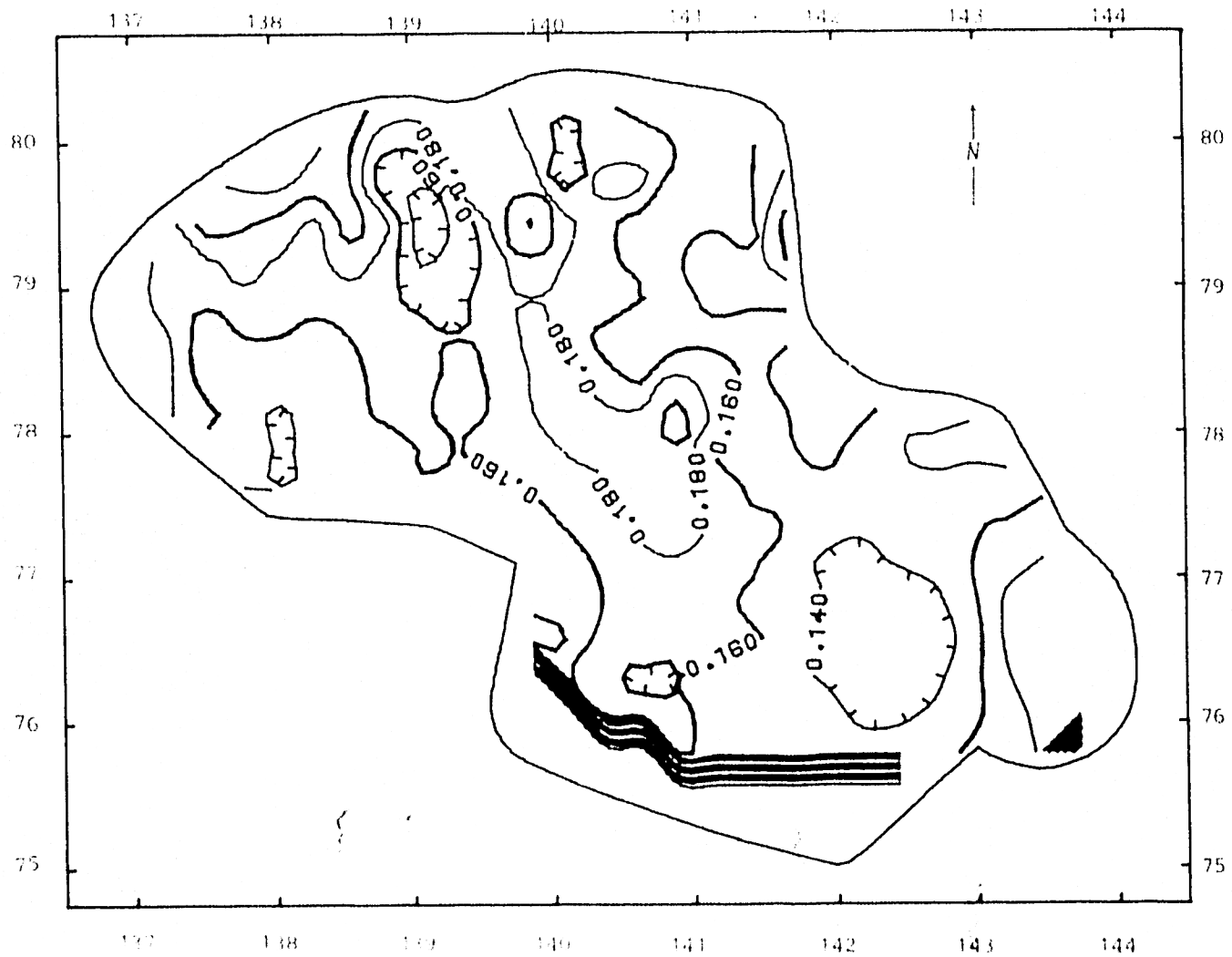


FIGURA V.11 Mapa configurado por computadora de la porosidad krigada, en celdas de $1/4$ Km, en campo Miguel Alemán. Intervalo de configuración es 0.02 (frac

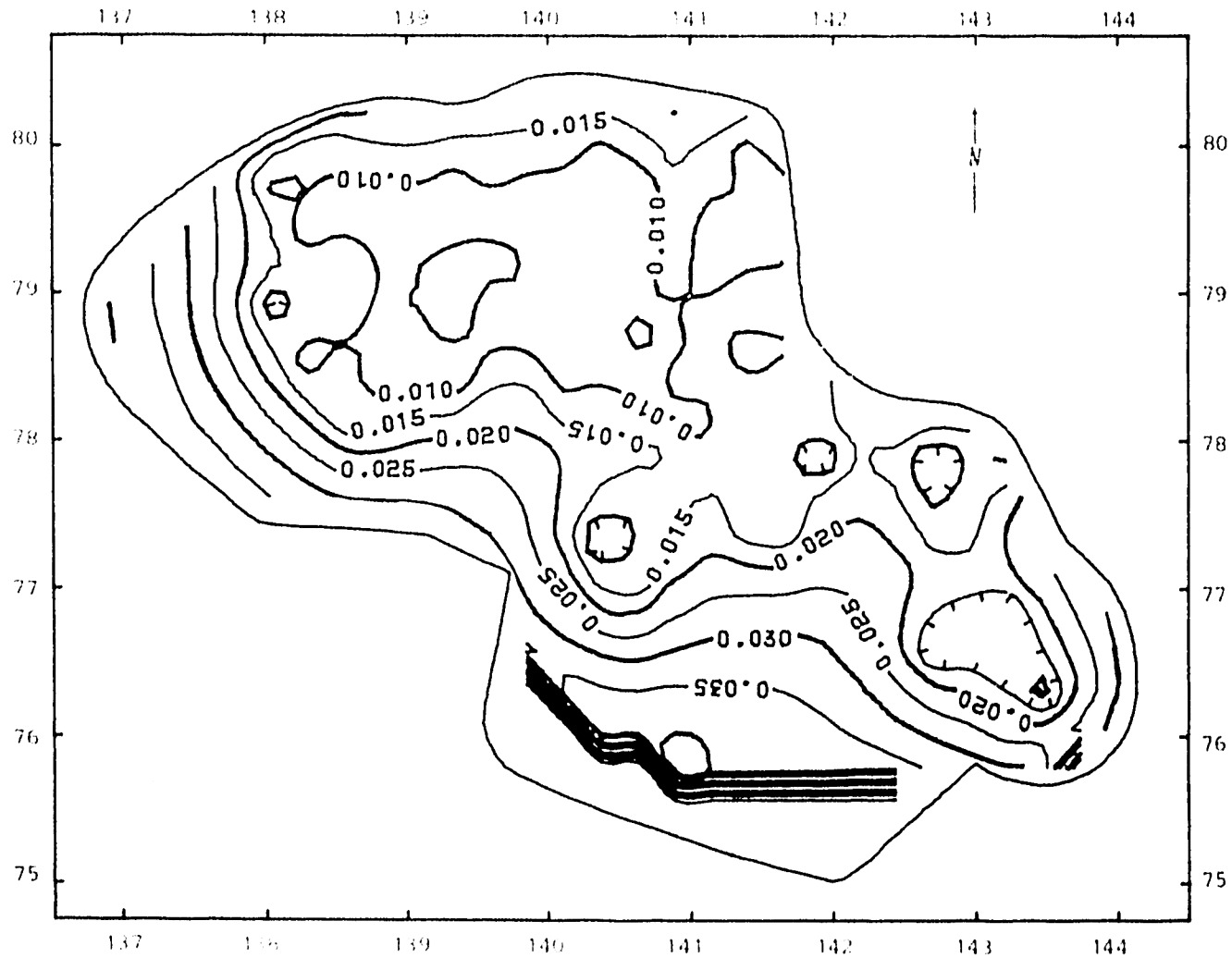


FIGURA V.12 Mapa configurado por computadora del error asociado a la estimación de la porosidad promedio, en celdas de 1/4 Km, en campo Miguel Alemán. Intervalo de configuración es 0.005 (fracción). Coordenadas del marco de referencia en kilómetros.

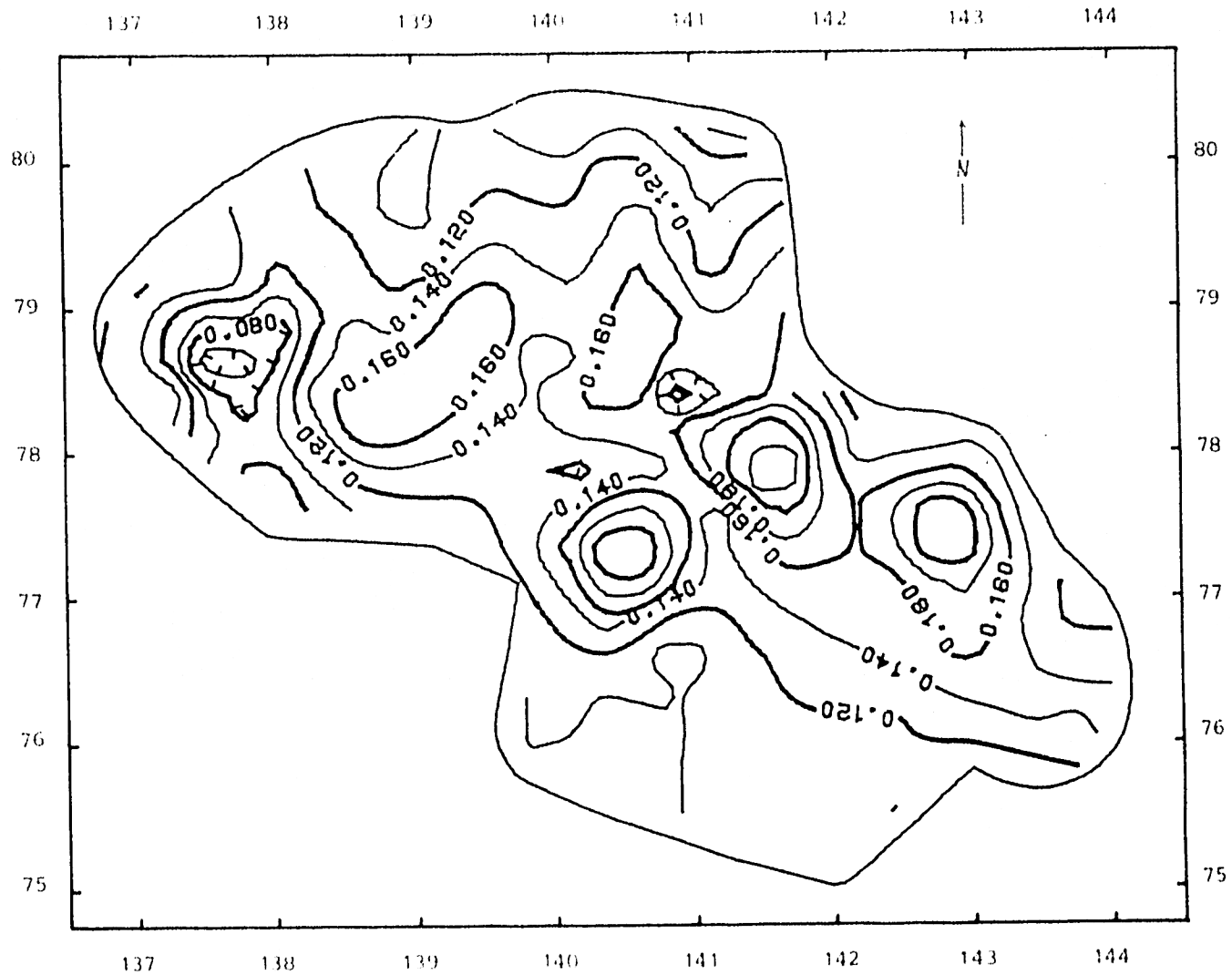


FIGURA V.8 Mapa configurado por computadora del espesor krigado, en celdas de 1/4 Km, en campo Miguel Alemán. Intervalo de configuración es 0.02 Km. Coordenadas

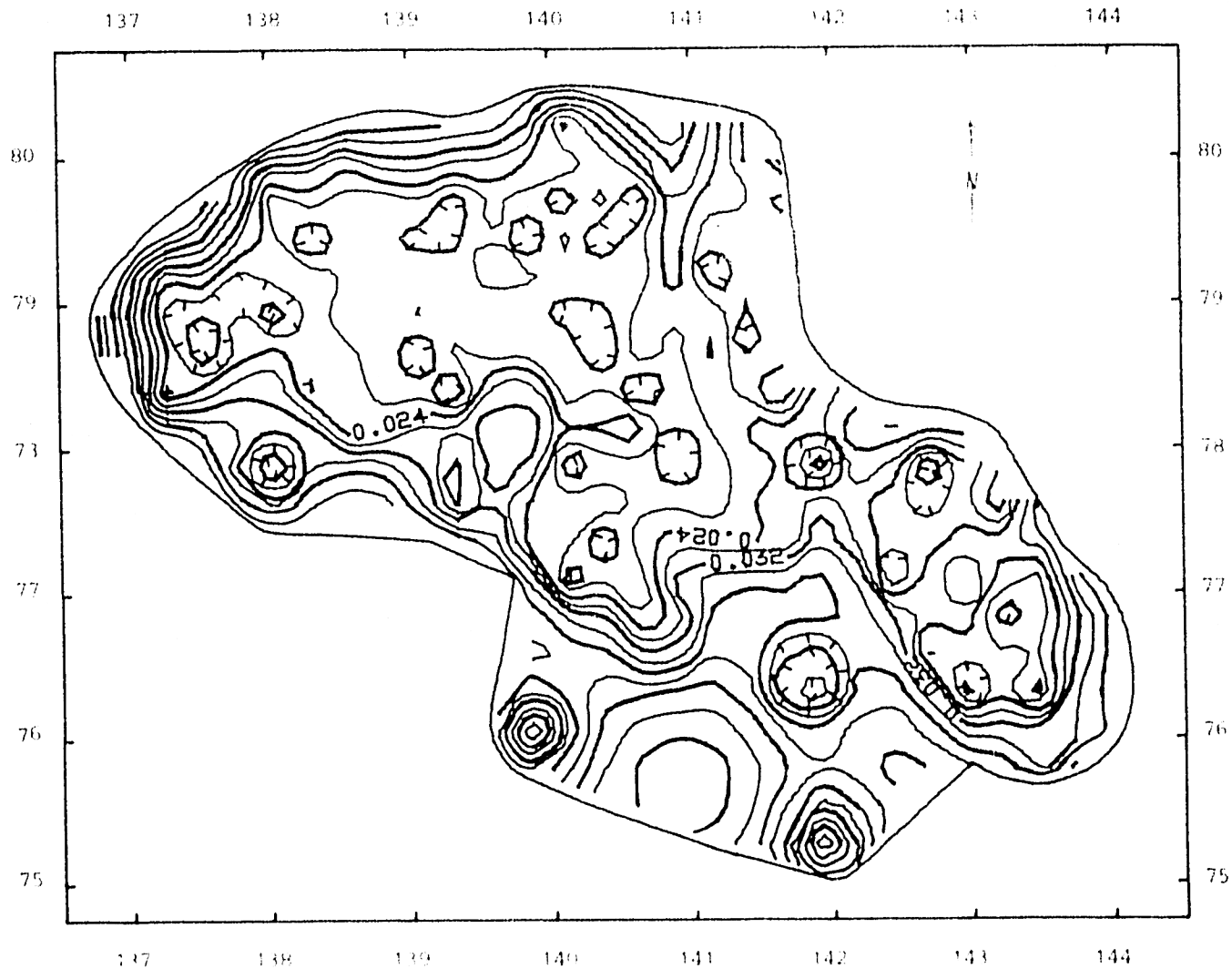


FIGURA V.9 Mapa configurado por computadora del error asociado a la estimación del espesor medio, en celdas de 1/4 Km, en campo Miguel Alemán. Intervalo de con-

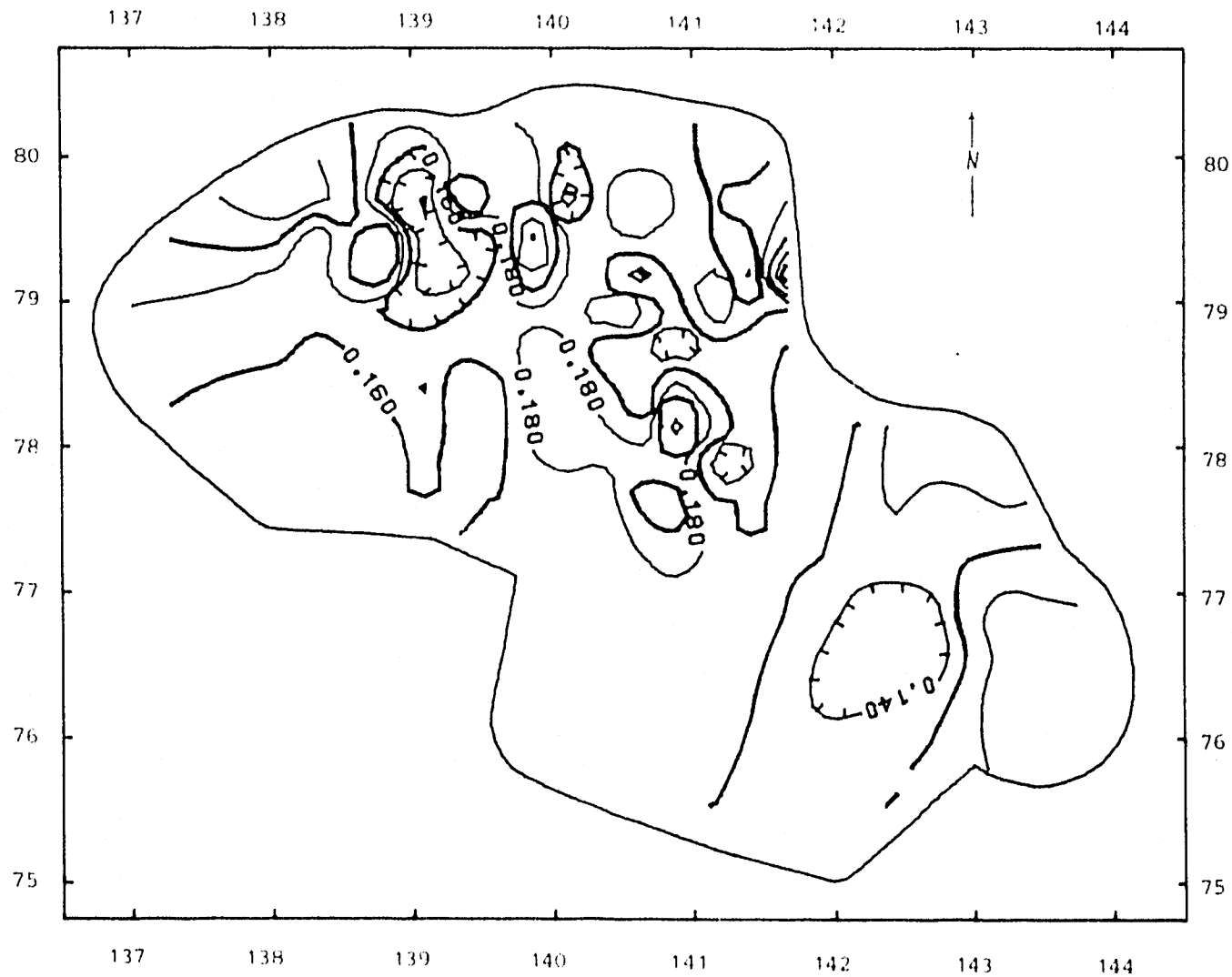


FIGURA V.10 Mapa configurado por computadora de datos originales de porosidad en campo Miguel Alemán. Intervalo de configuración es 0.02 (fracción). Coordenadas del marco de referencia en kilómetros.

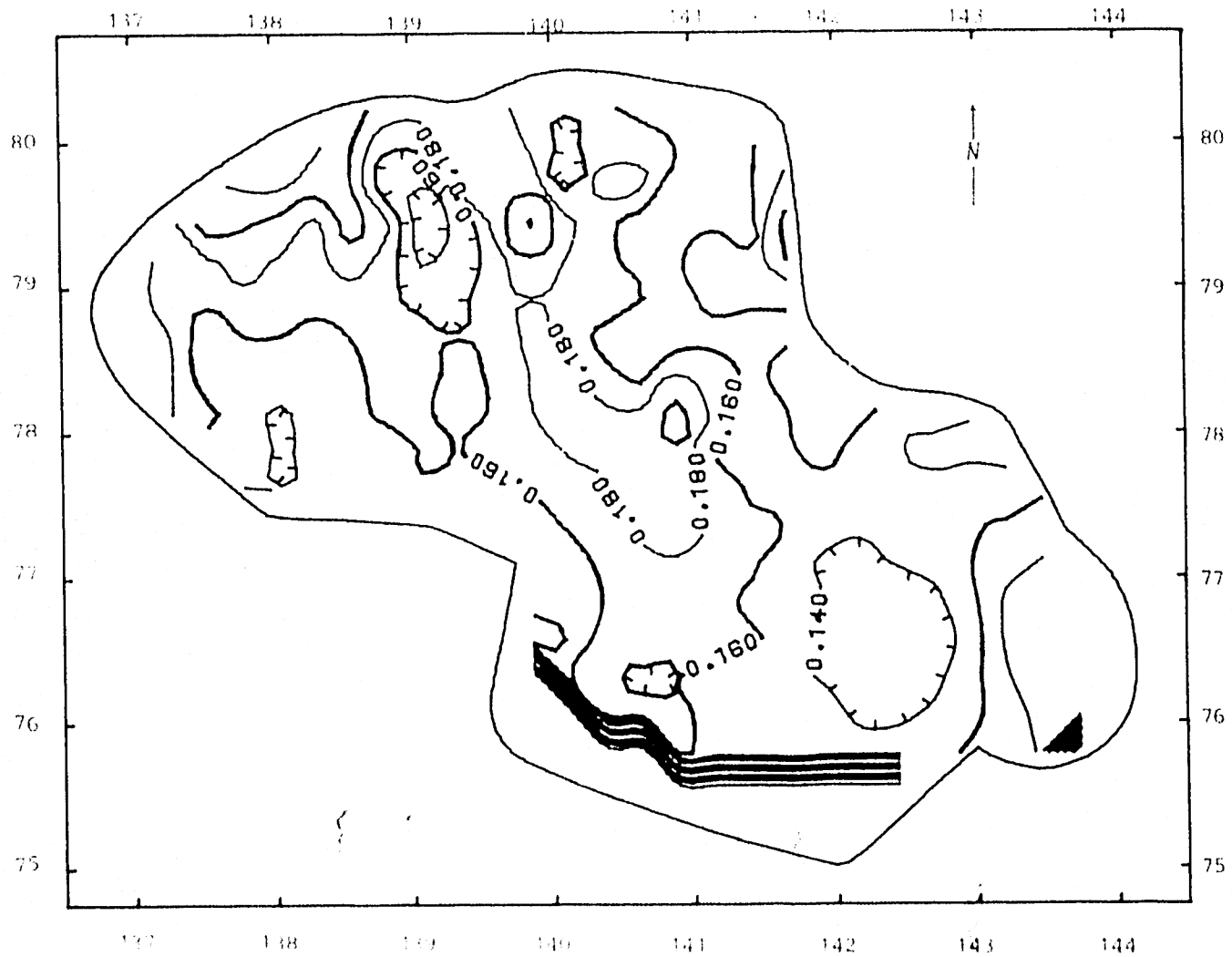


FIGURA V.11 Mapa configurado por computadora de la porosidad krigada, en celdas de $1/4$ Km, en campo Miguel Alemán. Intervalo de configuración es 0.02 (frac

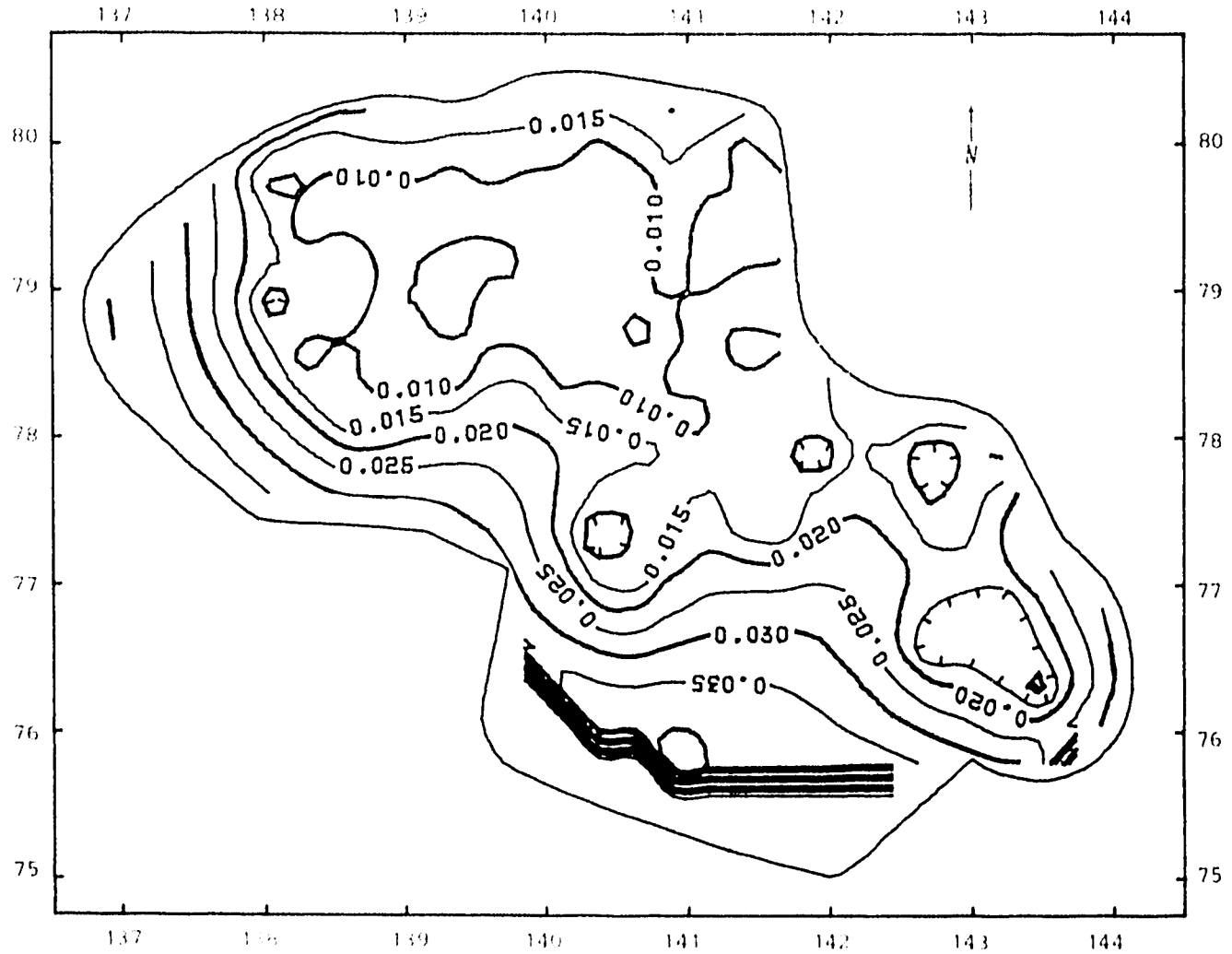


FIGURA V.12 Mapa configurado por computadora del error asociado a la estimación de la porosidad promedio, en celdas de 1/4 Km, en campo Miguel Alemán. Intervalo de configuración es 0.005 (fracción). Coordenadas del marco de referencia en kilómetros.

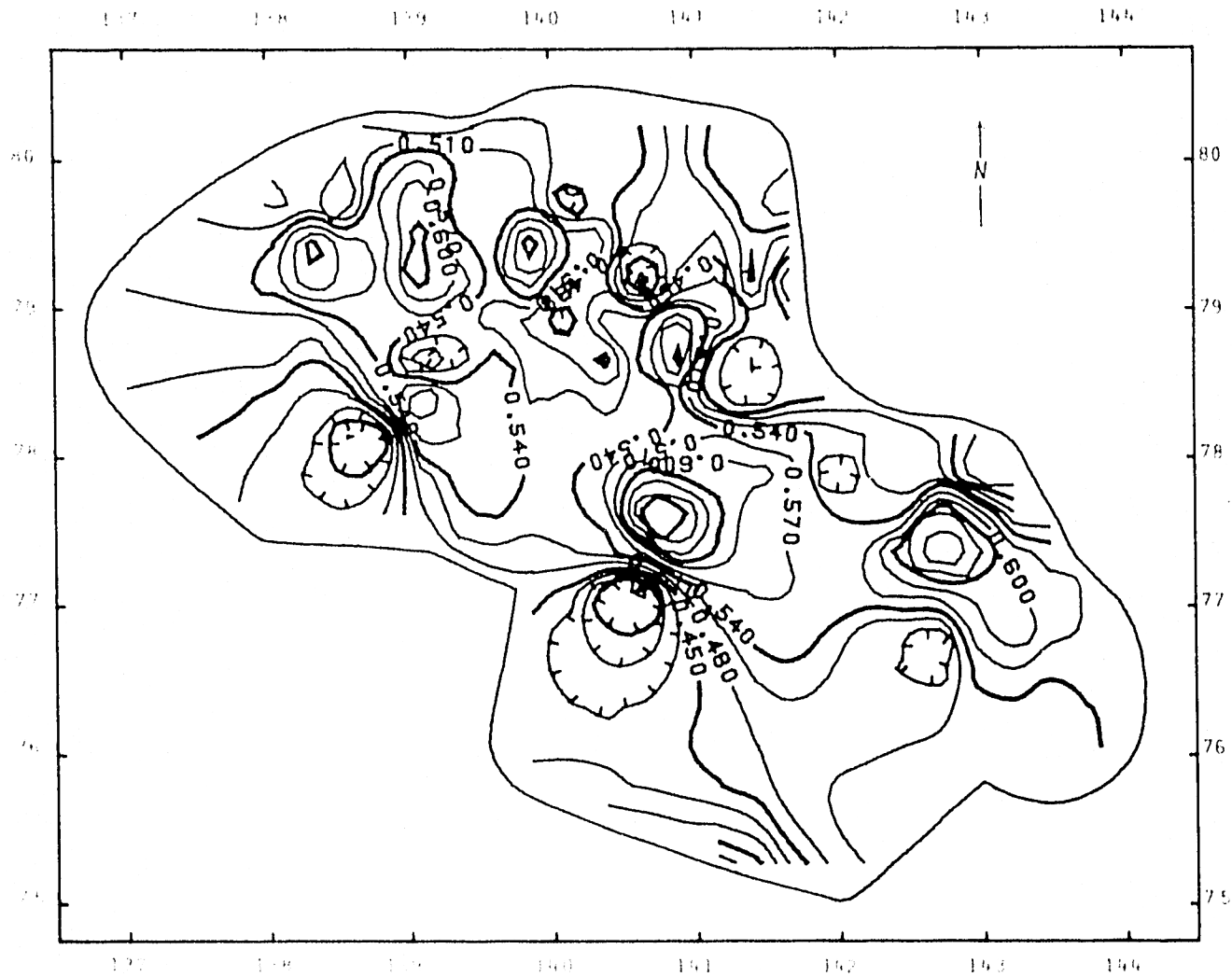


FIGURA V.13 Mapa configurado por computador de datos originales de saturación de hidrocarburos en campo Miguel Alemán. Intervalo de configuración es 0.03 (en fracción). Coordenadas del marco de referencia en kilómetros

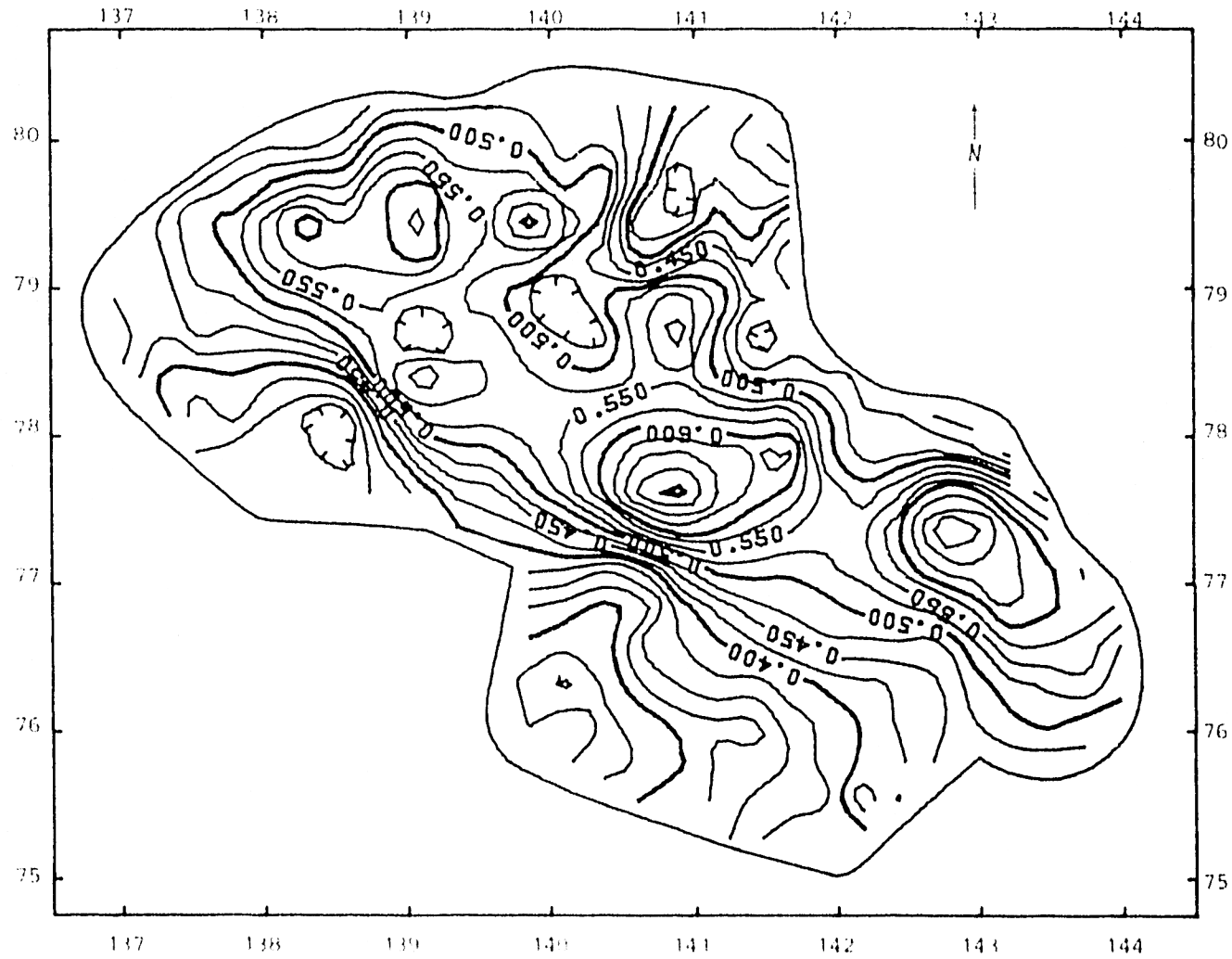


FIGURA V.14 Mapa configurado por computadora de la saturación de hidrocarburos krigeada, en celdas de 1/4 Km, en campo Miguel Alemán. Intervalo de configuración es 0.025 (en fracción). Coordenadas del marco de referencia en kiló-

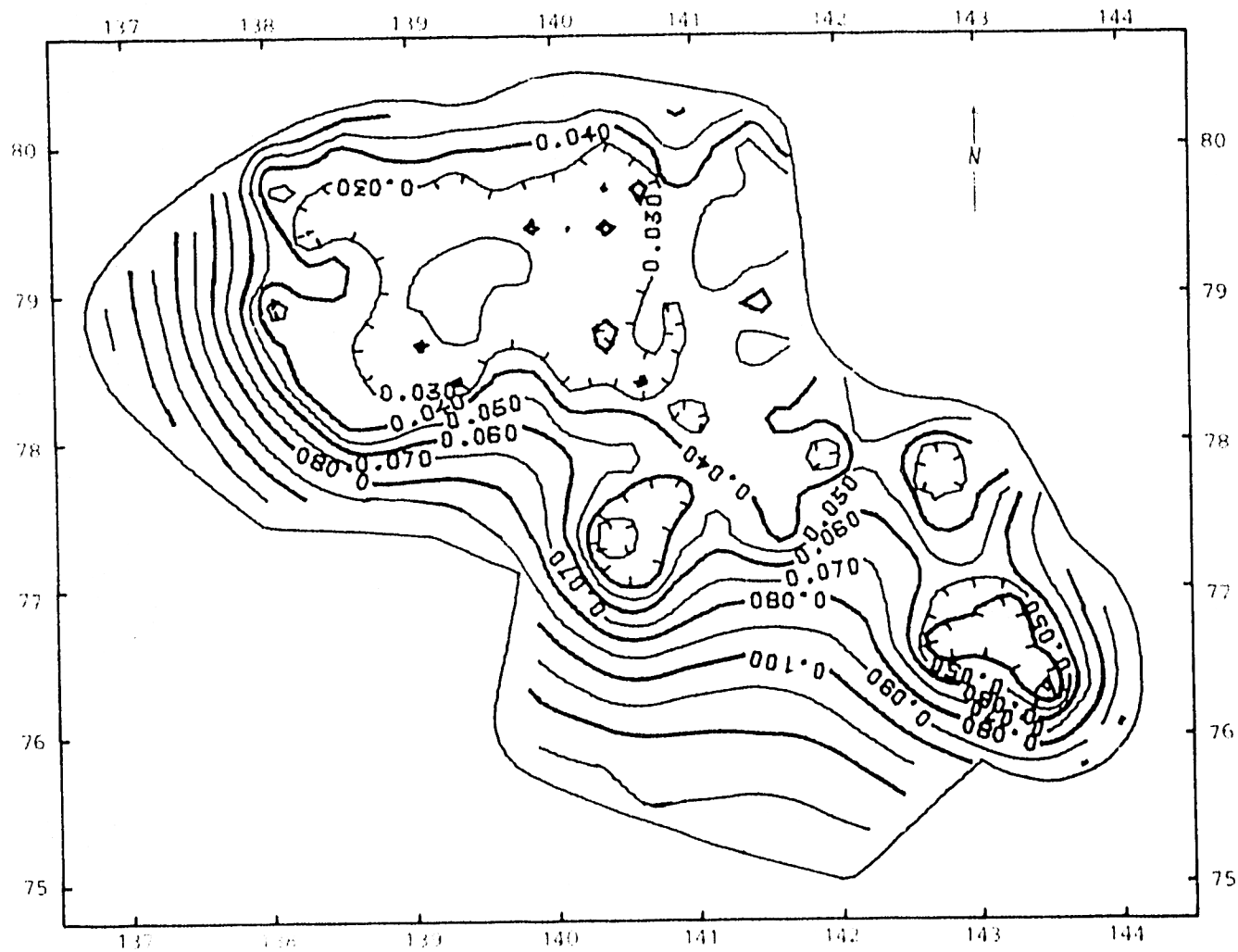


FIGURA V.15 Mapa configurado por computadora del error asociado a la estimación de la saturación de hidrocarburos media, en celdas de 1/4 Km, en campo Miguel -
 $\sigma = 0.01$ (en fracción). Coordenadas

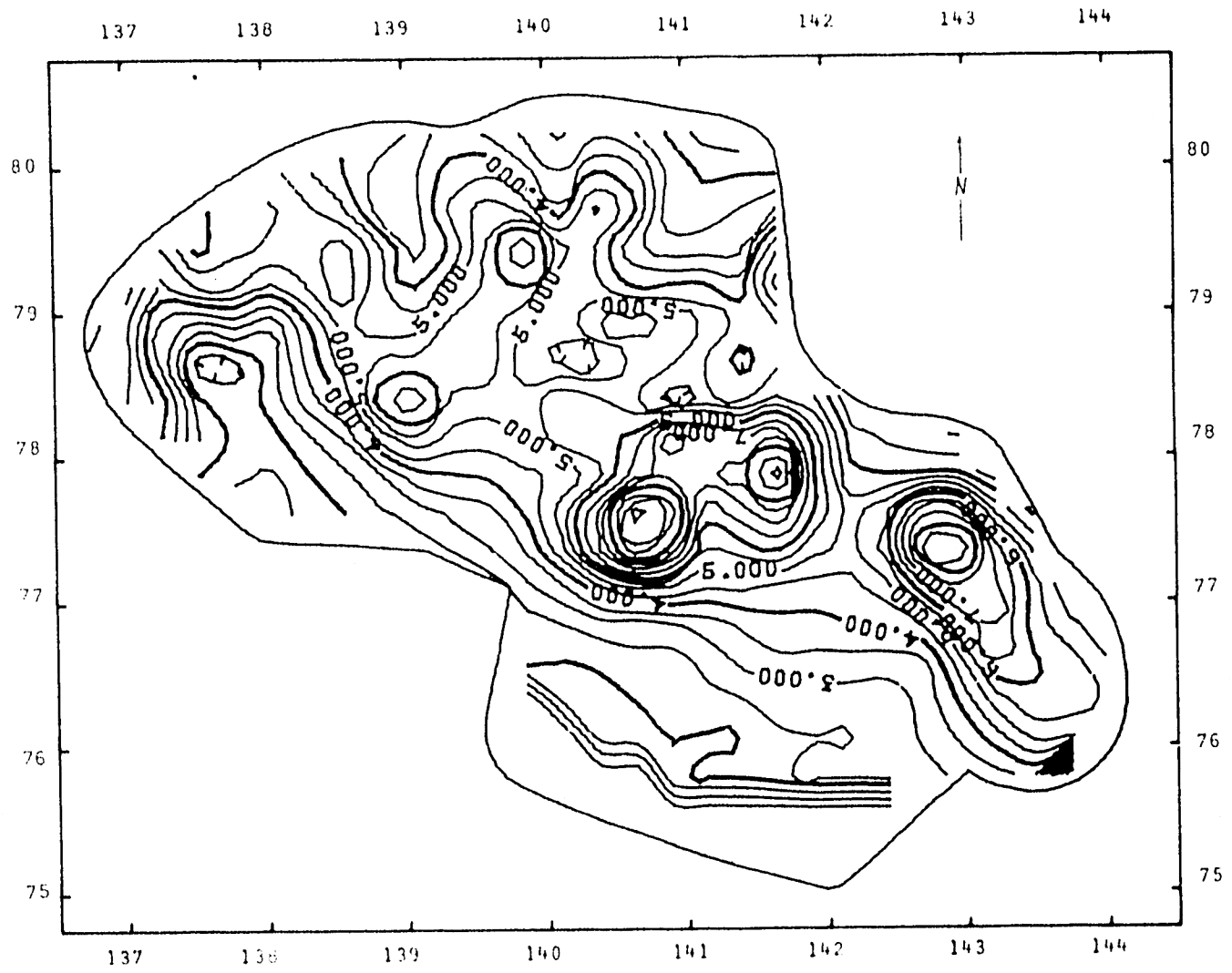


FIGURA V.16 Mapa configurado por computadora del volumen original de hidrocarburos estimado en celdas de 1/4 Km en campo Miguel Alemán. Intervalo de configuración es 1/2 millón de barriles. Coordenadas del marco de referencia en ki

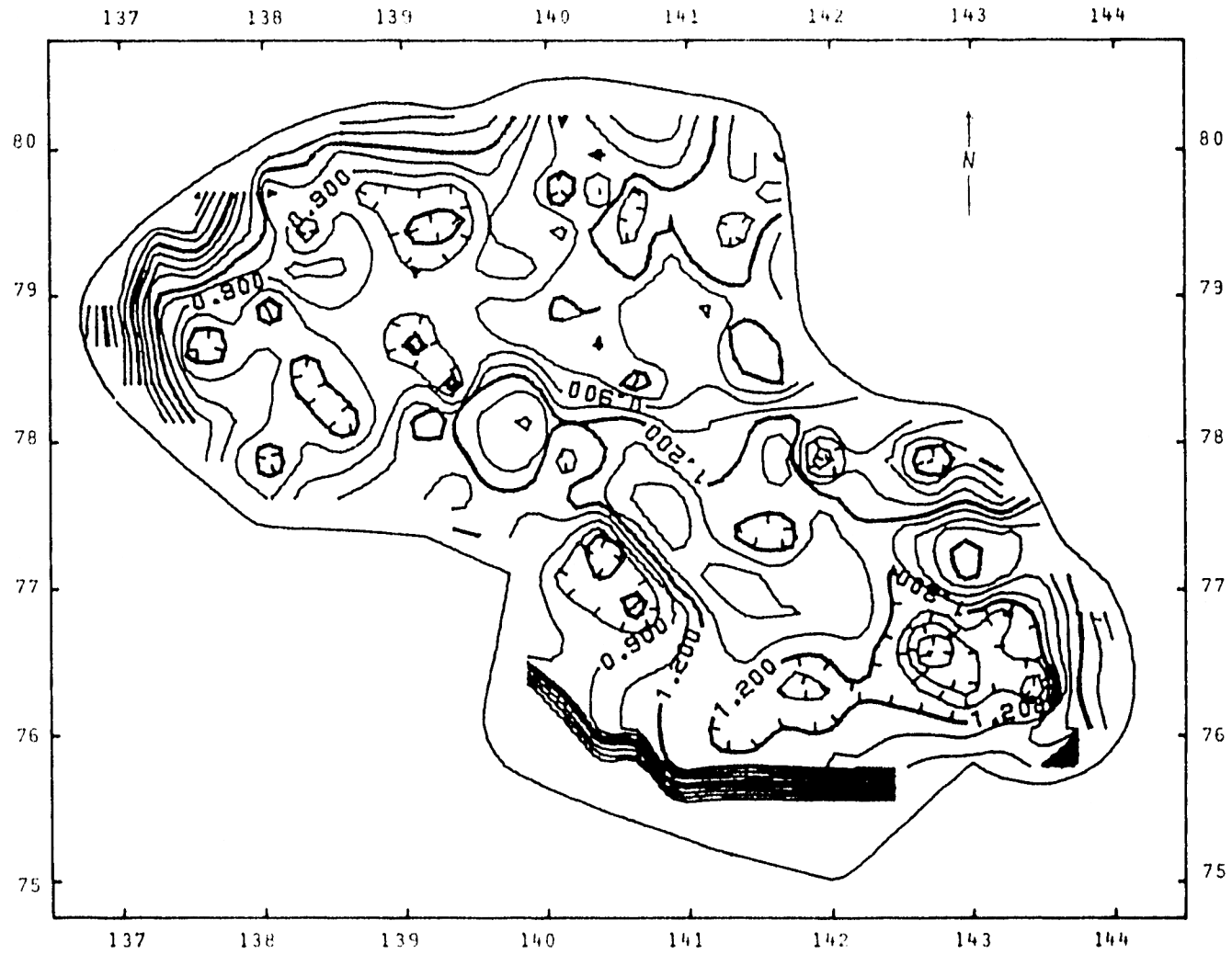


FIGURA V.17 Mapa configurado por computadora del error asociado en la estimación del volumen original de hidrocarburos, estimado en celdas de 1/4 Km, en cam-

describen las características del yacimiento, reflejan el menor error global.

Por otro lado, el volumen original de hidrocarburos puede considerarse, según el teorema del límite central (Graybill, et al. 1961), - como una variable aleatoria normalmente distribuida. Considerando su media y su desviación estándar como el valor estimado del volumen original y el error global, respectivamente, diremos que para el caso de celdas cuadradas de 1 km de lado (Tabla V.4), el valor real del volumen original de hidrocarburos en el campo Miguel Alemán se encuentra en el intervalo - - - - $|1424.09 \pm (2 \times 2.568)|$ millones de barriles, con una probabilidad del 95%.

Montecarlo es otra técnica estadística empleada en la evaluación "no óptima" del volumen original de hidrocarburos en un yacimiento, la cual proporciona, al igual que kriging, una medida del error en la estimación. Empleando los histogramas experimentales de los datos originales y la ecuación V-1 (modificada para el área de todo el yacimiento) se generan (cientos o miles de) simulaciones del volumen original. El valor promedio y la desviación estándar de estas simulaciones se dicen ser el volumen original de hidrocarburos en el yacimiento y el error asociado (Pazmiño, 1979). Para el caso de un área equivalente al área generada por celdas de 1/2 km en el campo Miguel Alemán, se obtuvo, por simulación Montecarlo, un volumen original de 1386.48 millones de barriles, con un error de 607.10 millones de barriles, comparablemente mayor al error producido por el método kriging.

Todo el procedimiento descrito hasta aquí (exceptuando el método Montecarlo) fue programado en lenguaje FORTRAN (PROGRAMA KRI-2D/VOL, listado en el Apéndice) y ejecutado en computadora (UNIVAC-1108). Los tiempos de ejecución (CPU) fueron, para el caso de celdas cuadradas de 1 km de lado de 6 segundos, 96 segundos para celdas de 1/2 km de lado y 5.5 minutos en celdas de 1/4 km. La comparación de los tiempos de ejecución con los errores asociados y con los coeficientes de desviación - -

(Tabla V.4), induce a emplear celdas de 1 Km por lado en la evaluación del volumen original.

TABLA V.4 Estadísticas en base a tres tamaños distintos de celda del volumen original de hidrocarburos, campo Miguel Alemán.

	Tamaño de celda (Km por lado)		
	1/4	1/2	1
Vol. de Hidrocarburos (10 ⁶ bls)	1423.01	1363.87	1424.09
Area evaluada (Km ²)	20.94	20.50	21.00
Error Global Total (10 ⁶ bls)	0.059	0.397	2.568
Coef. de Desviación (%)	0.004	0.029	0.180

C A P I T U L O VI

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

La teoría geoestadística del kriging puede ser aplicada, dentro del marco de la ingeniería petrolera, en la evaluación del volumen original de yacimientos petrolíferos. En el proceso de evaluación del campo Miguel Alemán, sus principales características geológicas, tales como la dirección de depositación de los sedimentos, la distribución -- del tamaño de los granos de sedimento y la energía de las corrientes -- submarinas que las transportaron y depositaron, han sido consideradas - a través de las distintas funciones semivariograma. La evaluación del volumen original, llevada a cabo por celdas, demostró que las dimensiones de las celdas -al menos en los tres casos presentados- influyen en el error asociado, y no así en el volumen original mismo.

Asumiendo la hipótesis factible de similitud entre las características geológicas del campo Miguel Alemán y las de cualquier otra estructura (o supuesto campo) dentro del área del Paleocanal de Chicontepec, es posible, sin la necesidad de efectuar perforaciones de pozos a priori, calcular el error asociado en la estimación del volumen original de la estructura de interés. Bajo la misma hipótesis, y dentro de las primeras etapas de explotación de un yacimiento, cuando sólo 3 ó 4 pozos han sido perforados, es posible evaluar el volumen original por - lo menos hasta una distancia (de cada pozo) no mas allá del menor rango de correlación de los semivariogramas.

Como parte del y anexo al proceso de evaluación del volumen original, se krigearon y configuraron variables importantes en la toma

de decisiones. Es posible, igualmente, krigear y configurar otras variables, tales como el potencial de hidrocarburos y la permeabilidad, y a partir de su configuración areal, diseñar el espaciamiento de los pozos, el cual no tiene por que ser, necesariamente, constante. Si -- las características geológicas y petrofísicas de un yacimiento no son constantes, ¿ porqué habría de serlo el espaciamiento de sus pozos ?.

REFERENCIAS

- Crain, I.K.*, 1970: "Computer Interpolation and Contouring of two - - - dimensional data: A review", *Geoexploration*, Vol. 8, pp 71-86.
- David, M.*, 1977: "Geoestatistical Ore Reserve Estimation" Elsevier Amsterdam.
- Govela. S., A. A.*, 1979: "Paleocanal Chicontepec en la Cuenca Tampico-Misantla y su Importancia Económica", Congreso Panamericano de Ingeniería del Petróleo, México.
- Graybill, F.A.*, 1961: "Introduction to Linear Statistical Models" McGraw-Hill Book Company Inc., Vol. 1, New York.
- Gorshkov, G., Yakushova, A.*, "Physical Geology", MIR Publishers, Moscow.
- Journel, A.G., Huijbregts, Ch.*, 1978: "Mining Geostatistics", Academic Press London.
- López-Ramos, E.*, 1980 "Geología de México", Tomo II, 2a. ed, SEP, México.
- Matheron, G.*, 1962: "Traité de Géostatistique Appliquée", Vols. 1 y 2, - Technip, Paris.
- _____, 1965: "Les Variables Regionalisées et leur Estimation", - Mason, Paris.
- _____, 1971: "The Theory of Regionalized Variables and Its Applications", Les Cahiers du Centre de Morphologie Mathématique,

Fasc. 5, C.G., Fontainebleau, París.

_____, 1980: "Splines and kriging: Their formal equivalence", -
Internal Report N-667 bis, C.G.M.M., Fontainebleau, París.

Pazmiño, J., 1979: "Distribución de Probabilidad del Factor de Recuperación", Tesis de Maestría DEPMI, UNAM, México.

Pérez-Rosales, C., 1979: "Use of Normal Analysis in the Description of Heterogenous Reservoirs", paper SPE 8431 presented at the SPE-AIME anual Fall Technical Conference and Exhibition, Las Vegas, Nevada, Sept. 23-26

Ralston, A., 1965 : " A First Course in Numerical Analysis", McGraw-Hill Book Co. Inc., New York.

Sampson, R. J. , 1975 : "SURFACE II Graphic System", Kansas Geological Survey, Lawrence, Kansas.

Watson, G. S. ,1971 : "Trend Surface Analysis", Mathematical Geology, Vol 13, n°3, pp 215-225.

A P E N D I C E

Se presenta el listado del programa de computadora ---- KRI-2D/VOL, desarrollado con el objeto de evaluar el volumen original de hidrocarburos de yacimientos petrolíferos. Dicho programa es ta provisto de los comentarios suficientes, por lo que la introduc-- ción de información resulta sencilla; además, está estructurado de - tal manera que el empleo de "memoria" de la computadora es mínimo. Esto se logra por medio de 8 funciones internas y 7 subprogramas --- auxiliares -también incluidos en el listado-, y diseñados específica mente con ése fin.

5 PDC*JPUGHGABS.MAIL/TC515
(1 01/12/82-10:00)

1. C***** KRI - 2D *****

2. C***

3. C*** FUNCION : KRIGING DE CELDAS RECTANGULARES, A PARTIR

4. C*** DE MUESTRAS PUNTUALES IRREGULARMENTE ESPA-

5. C*** CIADAS, EN EL ESPACIO 2 - D.

6. C*** REF. MINING GEOSTATISTICS PP.361, N

7. C*** GEOSTATISTICAL ORE RESERVE ESTIMATION,

8. C*** PP. 259

9. C***

10. C***

11. C*** OBJETIVO OBTENER EL VOLUMEN ORIGINAL DE HIDROCARBUROS

12. C*** DE LA FORMACION CHICONTEPEC MEDIO DEL CAMPO

13. C*** PUTL. ALEMAR, EMPLEANDO EL METODO GEOESTADISTICO

14. C*** DEL KRIGING EN EL ESPACIO 2 - D, PARTIENDO DE

15. C*** LA FORMULA BASICA:

16. C***

17. C***

18. C***
$$V = A \cdot H \cdot FI \cdot (1 - S_w)$$

19. C*** , DONDE:

20. C***

21. C*** V = VOLUMEN ORIGINAL EN LA CELDA KRIGEADA

22. C*** EN M³BS.

23. C***

24. C*** A = AREA DE LA CELDA A SER KRIGEADA (KMS²)

25. C*** = PASA * FASY

26. C***

27. C***

28. C*** H = ESPESOR DE LA CELDA A SER KRIGEADA (KMS)

29. C***

30. C***

31. C*** FI = POROSIDAD DE LA CELDA A SER KRIGEADA,

32. C***

33. C***

34. C*** 1 - S_w = SATURACION DE HIDROCARBUROS EN LA

35. C*** CELDA A SER KRIGEADA.

36. C***

37. C***

38. C*** EL VOLUMEN ORIGINAL ESTIMADO POR ESTE METODO,

39. C*** ESTARA DADO POR LA SUMATORIA SOBRE TODAS LAS

40. C*** CELDAS EN QUE SE HAYA DIVIDIDO EL YACIMIENTO,

41. C*** DE LOS VALORES OBTENIDOS DE VOL. ORIGINAL

42. C*** PARA CADA CELDA

43. C***

44. C***
$$VOL. (I) = \sum_{j=1}^n [TK(I,1) \cdot TK(I,2) \cdot (1 - TK(I,3)) \cdot AREA$$

45. C***

46. C*** DONDE : I = 1, 2, 3, ..., N CEL

47. C*** N CEL = NX * NY

48. C*** TK (1,1) = ESPESOR KRIGEADO

49. C*** TK (1,2) = POROSIDAD KRIGEADA

50. C*** TK (1,3) = SATURACION DE AGUA KRIGEADA

51. C***

52. C***

53. C***

54. C*** START EDIT PAGE

55.	C+++	PARAMETROS	X E Y	COORDENADAS DE LOS POZOS	++
56.	C+++		IV	NUMERO DE VARIABLES A SER KRIGEADAS	++
57.	C+++		NDP	NUMERO DE DATOS DE LA FRONTERA	++
58.	C+++		NDAT	NUMERO DE MUESTRAS	++
59.	C+++		T(I,IV)	VARIABLES (H,FI,SW), I=1,2,...,NDAT	++
60.	C+++		MA	NUMERO DE CELDAS POR KRIGEAR EN	++
61.	C+++			LA DIRECCION X	++
62.	C+++		MY	NUMERO DE CELDAS POR KRIGEAR EN	++
63.	C+++			LA DIRECCION Y	++
64.	C+++		PASX	LONGITUD DE LAS CELDAS EN	++
65.	C+++			LA DIRECCION X	++
66.	C+++		PASY	LONGITUD DE LAS CELDAS EN	++
67.	C+++			LA DIRECCION Y	++
68.	C+++		XC, YC	COORDENADAS DE LA ESQUINA INFERIOR	++
69.	C+++			IZQUIERDA DE LA CELDA INFERIOR	++
70.	C+++			IZQUIERDO DE LA MALLA.	++
71.	C+++		TK(I,IV)	VALOR KRIGEADO PARA LA CELDA 'I',	++
72.	C+++			VARIABLE IV, IV = 1,2,...,IV	++
73.	C+++		SK(I,IV)	VARIANCIA KRIGING DE LA CELDA 'I',	++
74.	C+++			VARIABLE IV, IV = 1,2,...,IV	++
75.	C+++		SKRT(I,IV)	DESV. STANDARD DEL KRIGING DEL	++
76.	C+++			CELDA 'I', VARIABLE IV, IV=1,2,...,IV	++
77.	C+++		JUMES	NUMERO DE MUESTRAS USADAS PARA ESTIMAR	++
78.	C+++			LA CELDA	++
79.	C+++		CO	ELECTO PEPITA	++
80.	C+++		RADJO	RADIO	++
81.	C+++		SILL	PESETA = C (0)	++
82.	C+++		VBLO	VOLUMEN ORIGINAL DE HIDROCARBUROS	++
83.	C+++			PARA CADA CELDA.	++
84.	C+++		ECO	INDICADOR DE IMPRESION DE VALORES	++
85.	C+++			KRIGEADOS.	++
86.	C+++				++
87.	C+++	OPCIONES		IF (ECO .EQ. 1) SE IMPRIMEN LOS VALORES QUE	++
88.	C+++			SE ESTIMAN CON KRIGING.	++
89.	C+++				++
90.	C+++			IF (ECO .EQ. 0) NO SE IMPRIMEN LOS VALORES QUE	++
91.	C+++			SE ESTIMAN CON KRIGING.	++
92.	C+++				++
93.	C+++				++
94.	C+++	CAPACIDAD		137 MUESTRAS	++
95.	C+++			768 BLOQUES (32*24)	++
96.	C+++				++
97.	C+++	SELECCIONES			++
98.	C+++	RESOLUCIONES		COVAR	++
99.	C+++			GRAF	++
100.	C+++			GA	++
101.	C+++			RELPS	++
102.	C+++			REL	++
103.	C+++			REL,R	++
104.	C+++			REL	++
105.	C+++			TELE	++
106.	C+++			LEC/TI/YP	++
107.	C+++			CARTES	++
108.		START EDIT PAGE			++

```

109. C***          CCARTE          ***
110. C***          HIST            ***
111. C***          ***
112. C*** LENGUAJE          FORTRAN ASCII ***
113. C***          ***
114. C*****
115. DIMENSION
116. *TITRE (20),X (137),Y (137),T (137,3),IND (768),
117. *A(2601),B(51),GAMB(51),TK (768,3),SK (768,3),SKRT (768,3),
118. *NUMOLS (768),RAYLON (768),AA (2601),VRLU(768),
119. *DAT1 (768),DAT2 (768),IFR (18),
120. *ERR (3),XF (152),YF (152),S2P2 (768),SP (768),VR (2304)
121. CHARACTER*8 NAM (4)
122. CHARACTER*1 NBL (768),CERO,URO
123. C*****
124. C***
125. C*****
126. COMMON /STPUC/CO (3),RANGE (3), SILL (3)
127. COMMON LEE,IMP,TEST,IV,IVA
128. DATA LEE,IMP/5,6/
129. C*****
130. C***          LECTURA DE LA INFORMACION BASICA ***
131. C*****
132. READ (LEE,1000) TITRE
133. READ (LEE,1500) (NAZ (I), I = 1,3),ECO
134. READ (LEE,1100) IX,II,Y,XC,YC,PASX,PASY
135. READ (LEE,1200) DAT,IV,IVF,POZO
136. READ (LEE,1600) (YF (I), XF (I), I = 1,PLF)
137. AREA = PASX * PASY
138. NULO = IX + II
139. TEST = 0.0
140. ERR1 = 1.0
141. CERO = 10
142. URO = 101
143. REWIND 11
144. REWIND 12
145. REWIND 13
146. REWIND 14
147. C*****
148. C***          IMPRESION DE LA INFORMACION BASICA ***
149. C*****
150. WRITE (IMP,2000) TITRE
151. WRITE (IMP,2100) IX,II,Y,XC,YC,PASX,PASY,AREA
152. C*****
153. C***
154. C***          LECTURA DE LAS CARACTERISTICAS ESTRUCTURALES ***
155. C***
156. C*****
157. WRITE (IMP,2700) IV
158. DO 50 I = 1,IV
159. READ (LEE,1400) CO (I), RANGI (I), SILL (I)
160. WRITE (IMP,2900)
161. WRITE (IMP,2800) NAZ (I), CO (I), SILL (I), RANGE (I)
162. START LEIT PAGE

```



```

163.      30 CONTINUE
164.      WRITE (IMP,2900)
165. C*****
166. C***          LECTURA DE LA INFORMACION DE LOS POZOS          ***
167. C*****
168.      CALL TEXPE
169.      WRITE (IMP,2500)
170.      DO 120 I = 1,NDAT
171.      READ (LEE,1300) X (I),Y (I),(T (I,J),J = 1,IV)
172.      T (I,1) = 26.7572 + 0.489512 * T (I,1)
173.      T (I,1) = T (I,1) / 1000.
174.      T (I,2) = T (I,2) / 100.
175.      T (I,3) = T (I,3) / 100.
176.      WRITE (IMP,2200) I,X (I),Y (I),(T (I,J),J = 1,IV)
177.      120 CONTINUE
178. C*****
179. C***
180. C***          LOCALIZACION DE LAS CELDAS QUE SE ENCUENTRAN DENTRO          ***
181. C***          DE LOS LIMITES DEL YACIMIENTO (CONTACTO AGUA-ACEITE)          ***
182. C***
183. C*****
184.      NCELDA = 0
185.      INB = 0
186.      DO 130 LP1 = 1,NA
187.      XL = XC + (LP1 - 1)*PASX + PASX/2.
188.      DO 130 LP2 = 1,NY
189.      YL = YC + (LP2 - 1)*PASY + PASY/2.
190.      INB = INB + 1
191.      KTEST = 0
192.      DO 131 IJ = 1,NDF
193.      IF (YF (IJ) .LT. YL) GO TO 131
194.      U = XF (IJ)
195.      IF (IJ .EQ. 1) V = XF (NDF)
196.      IF (IJ .GT. 1) V = XF (IJ - 1)
197.      IF (XL .GE. U .AND. XL .LE. V) KTEST = KTEST + 1
198.      IF (XL .GE. V .AND. XL .LE. U) KTEST = KTEST + 1
199.      131 CONTINUE
200.      NCL (INB) = CPRO
201.      IF (KTEST/2 .LT. KTEST/2.) I, L (INB) = UNO
202.      IF (NCL (INB) .EQ. UNO) NCELDA = NCELDA + 1
203.      130 CONTINUE
204.      AREA = ARFA * NCELDA
205. C*****
206. C***
207. C***          DETERMINACION DE LA VARIANCIA DE UN POZO EN UNA CELDA          ***
208. C***
209. C***          -          ***
210. C***          C ( X , Y ) = C ( 0 ) ( 1. - FLL )          ***
211. C*****
212.      DO 400 IV = 1,IV
213.      NCL1 = 0
214.      EROR = 0.0
215.      SIG2Z = SILL (IV)*(1. - FLL (PASX,RAINF (IV) ) )
216.      STAN1 EDIT PAGE

```

```

217. C*****
218. C***
219. C*** DETERMINACION DE LAS COORDENADAS DEL CENTRO DE CADA
220. C*** CELDA, SI LA CELDA ESTA FUERA DE LOS LIMITES DEL YA-
221. C*** CIMIENTO, DICHA CELDA NO SERA KRIGEADA Y SE LE ASIG-
222. C*** NARA UN VALOR DE CERO.
223. C***
224. C*****
225.     INB = 0
226.     DO 360 LP1 = 1,IX
227.     XCEI. = XC + (LP1 - 1)*PASX + PASX/2.
228. C
229.     DO 360 LP2 = 1,IY
230.     YCEI. = YC + (LP2 - 1)*PASY + PASY/2.
231.     INB = INB + 1
232.     RAY = RANGE (IV)
233.     I = 0
234.     IF (NBL (INB) .EQ. CERO) GO TO 210
235. C*****
236. C***
237. C*** DETERMINACION DE LOS POZOS EMPLEADOS PARA KRIGEAR
238. C*** LA CELDA, EL NUMERO DE POZOS ESTA LIMITADO A 50
239. C*** POR CELDA
240. C***
241. C*****
242.     180 I = 0
243.     DO 200 LP3 = 1,NDAT
244.     D2 = (X (LP3) - XCEN)**2 + (Y (LP3) - YCEI)**2
245.     D = SQRT (D2)
246.     IF (D .GT. RAY) GO TO 200
247.     IF (I (LP3,IV) .LE. 0.) GO TO 200
248.     I = I + 1
249.     IF (I .GT. 50) GO TO 220
250.     INB (I) = LP3
251.     200 CONTINUE
252.     IF (I .GT. NPOZO) GO TO 240
253. C*****
254. C*** CASO PARTICULAR DONDE POCOS (O NINGUN) POZOS PUEDEN EN-
255. C*** PLEARSE, EN CUYO CASO SE ASIGNA UN VALOR DE CERO A LA -
256. C*** CELDA QUE SE PRETENDIA KRIGEAR.
257. C*****
258.     210 INDIX = (LP1 - 1)*IX + LP2
259.     TK (INDIX,IV) = 0.
260.     SK (INDIX,IV) = 0.
261.     SERI (INDIX,IV) = 0.
262.     DAT1 (INDIX) = 0.
263.     DAT2 (INDIX) = 0.
264.     NOMOLS (INDIX) = I
265.     RAYLOC (INDIX) = 0.
266. C
267.     IF (IV .EQ. 1) VR (INDIX) = TK (INDIX,1)
268.     IF (IV .EQ. 2) VR (INDIX + NBLG) = TK (INDIX,2)
269.     IF (IV .EQ. 3) VR (INDIX + 2*NBLG) = TK (INDIX,3)
270.     START EDIT PAGE

```

```

271.      IF (IV .EQ. 3) S2P2 (INDIX) = 0.
272.      IF (IV .EQ. 3) SP (INDIX) = 0.
273.      IF (IV .EQ. 3) VBLO (INDIX) = 0.
274.      C
275.      IF (IV .EQ. 1) WRITE (11,3800) XCEN, YCEN, TK (INDIX, IV), SKRT (INDIX, IV)
276.      IF (IV .EQ. 2) WRITE (12,3800) XCEN, YCEN, TK (INDIX, IV), SKRT (INDIX, IV)
277.      IF (IV .EQ. 3) WRITE (13,3800) XCEN, YCEN, TK (INDIX, IV), SKRT (INDIX, IV)
278.      GO TO 360
279.      C*****
280.      C***      CASO PARTICULAR DONDE EL NUMERO DE POZOS ENCONTRADOS      ***
281.      C***      PARA KRIGEAR UNA CELDA ES MUY GRANDE. EN ESTE CASO SE      ***
282.      C***      DISMINUYE EL RANGO DE INFLUENCIA PARA LOCALIZAR UNI--      ***
283.      C***      CAMENTE LOS POZOS MAS CERCANOS AL CENTRO DE LA CELDA.      ***
284.      C*****
285.      220 RAY = RAY*0.8
286.      GO TO 180
287.      C*****
288.      C***
289.      C***      DETERMINACION DE LA MATRIZ SIMETRICA 'A'      ***
290.      C***      (COVARIANCIA DE LAS MUESTRAS)      ***
291.      C***
292.      C***      -      ---
293.      C***      C ( UI , UJ ) = C ( 0 ) - GAMA ( UI , UJ )      ***
294.      C***
295.      C***      -
296.      C***      C ( U1 , U1 ) = C ( 0 )      ***
297.      C*****
298.      240 K = 0
299.      DO 260 LP3 = 1, I
300.      DO 260 LP4 = 1, LP3
301.      K = K + 1
302.      IF (LP3 .EQ. LP4) GO TO 260
303.      I1 = IND (LP3)
304.      I2 = IND (LP4)
305.      A (K) = SILL (IV) - GBAR (X (I1), X (I2), Y (I1), Y (I2), IV)
306.      GO TO 260
307.      260 A (K) = SILL (IV)
308.      260 CONTINUE
309.      DO 300 LP4 = 1, I
310.      K = K + 1
311.      A (K) = 1.
312.      300 CONTINUE
313.      K = K + 1
314.      A (K) = 0.
315.      C*****
316.      C***
317.      C***      DETERMINACION DEL VECTOR 'B' (COVARIANCIA DE LAS      ***
318.      C***      MUESTRAS Y EL BLOQUE)      ***
319.      C***
320.      C***      -      ---
321.      C***      C ( UI , V ) = C ( 0 ) - GAMA ( UI , V )      ***
322.      C*****
323.      DO 320 LP5 = 1, I
324.      START EDIT PAGE

```

```

325.      I1 = IND (LP5)
326.      B (LP5) = SILL (IV) - COVAR (X(I1),Y(I1),XCEL,YCEL,PASY,PASY,IV)
327.      GAMM (LP5) = B (LP5)
328.      320 CONTINUE
329.      B (I + 1) = 1.0
330. C*****
331. C***
332. C***      SOLUCION DEL SISTEMA DE ECUACIONES
333. C***
334. C***      DONDE (AA) SON LOS PESOS LAMBDA I'S
335. C*****
336.      N = I + 1
337.      CALL PCLM5M (AA,A,B,N,1,1,KTILT)
338. C*****
339. C***
340. C***      DETERMINACION DE LA VARIANCA DE ESTIMACION
341. C***      ASOCIADA Y LA ESTIMADA KRIGEADA
342. C***
343. C*****
344.      SUMX = 0.
345.      SUML = 0.
346.      DO 340 LP6 = 1,1
347.      I1 = IND (LP6)
348.      SUML = SUML + GAMM (LP6) * AA (LP6)
349.      SUMX = SUMX + T (I1,IV) * AA (LP6)
350.      340 CONTINUE
351. C
352.      NCL1 = NCL1 + 1
353.      INDIX = (LP1 - 1) * NY + LP2
354.      TX (INDIX,IV) = SUMX
355.      SX (INDIX,IV) = SICOZ - AA (I) - SUML
356.      SKK = SK (INDIX,IV)
357.      IF (SKK .LT. 0.) SK (INDIX,IV) = ABS (SKK)
358.      SKRT (INDIX,IV) = SQRT (SK (INDIX,IV))
359.      ERROR = ERROR + SK (INDIX,IV)
360.      NIMORS (INDIX) = I
361.      RAYLOS (INDIX) = RAY
362. C
363.      DAT1 (INDIX) = TX (INDIX,IV)
364.      DAT2 (INDIX) = SKRT (INDIX,IV)
365. C
366.      IF (IV .EQ. 1) V1 (INDIX) = TX (INDIX,1)
367.      IF (IV .EQ. 2) V1 (INDIX + NCL0) = TX (INDIX,2)
368.      IF (IV .EQ. 3) V1 (INDIX + 2 * NCL0) = TX (INDIX,3)
369.      IF (IV .EQ. 3)
370.      *V1LO(INDIX)=6289.7*AREA+1*(INDIX,1)+TE(INDIX,2)*(1.-TK(INDIX,3))
371.      IF (IV .EQ. 3) V2 = V1LO (INDIX) * V1LO (INDIX)
372. C
373.      IF (IV .EQ. 1) WRITE (11,3300) XCEL, YCEL, TK (INDIX,1), SKRT (INDIX,IV)
374.      IF (IV .EQ. 2) WRITE (12,3300) XCEL, YCEL, TK (INDIX,2), SKRT (INDIX,IV)
375.      IF (IV .EQ. 3) WRITE (13,3300) XCEL, YCEL, TK (INDIX,3), SKRT (INDIX,IV)
376.      300 CONTINUE
377. C
378.      START EDIT PAGE

```

```

379.      ERR (IV) = SORT (ERROR)/NRL1
380. C*****
381. C***
382. C***      IMPRESION DE LOS RESULTADOS PARA TODOS LOS BLOQUES
383. C***      Y PARA CADA UNA DE LAS VARIABLES
384. C***
385. C*****
386.      WRITE (IMP,2000) TITRE
387.      WRITE (IMP,2400) NAM (IV)
388.      WRITE (IMP,2300) SIG22
389.      IF (ECO .EQ. 0.) GO TO 390
390.      DO 380 LP1 = 1,NY
391. C
392.      IIND1 = NY - (LP1 - 1)
393.      IFIN = NX*NY - (LP1 - 1)
394.      WRITE (IMP,900)
395.      WRITE (IMP,905)
396.      WRITE (IMP,901) (FK (IPOS,IV),IPOS = IIND1,IFIN,1,Y)
397.      WRITE (IMP,906)
398.      WRITE (IMP,901) (SK (IPOS,IV),IPOS = IIND1,IFIN,1,Y)
399.      WRITE (IMP,907)
400.      WRITE (IMP,901) (SKPT (IPOS,IV),IPOS = IIND1,IFIN,1,Y)
401.      WRITE (IMP,908)
402.      WRITE (IMP,901) (RAYLON (IPOS),IPOS = IIND1,IFIN,1,Y)
403.      WRITE (IMP,909)
404.      WRITE (IMP,902) (NUMUES (IPOS),IPOS = IIND1,IFIN,1,Y)
405.      380 CONTINUE
406.      390 WRITE (IMP,4200) NAM (IV),ERR (IV),NRL1
407. C*****
408. C***
409. C***      CALCULO DE LOS HISTOGRAMAS DE LOS VALORES KRIGEADOS PARA
410. C***      CADA VARIABLE, UNO ES DE LOS VALORES KRIGEADOS Y OTRO DE LAS
411. C***      DESVIACIONES ESTANDAR OBTENIDAS CON KRIGING.
412. C***
413. C*****
414.      IF (IV .EQ. 2) NAM (1) = NAM (IV)
415.      IF (IV .EQ. 3) NAM (1) = NAM (IV)
416.      AMIN = SMALL (DAT1,NBLO,TEST)
417.      AMAX = BIG (DAT1,NBLO)
418.      DCL = (AMAX - AMIN)/15.
419.      CALL HIST (DAT1,NBLO,1,2,15,DCL,AMIN,IFR,DUM1,DUM2,DUM,0.,1)
420.      WRITE (IMP,3900) NAM (IV)
421.      AMIN = SMALL (DAT2,NBLO,TEST)
422.      AMAX = BIG (DAT2,NBLO)
423.      DCL = (AMAX - AMIN)/15.
424.      CALL HIST (DAT2,NBLO,1,2,15,DCL,AMIN,IFR,DUM1,DUM2,DUM,0.,1)
425.      WRITE (IMP,4000) NAM (IV)
426. C
427. C
428.      400 CONTINUE
429.      NAM (1) = BRUSPESOR
430.      NAM (2) = BRUSPOS11Y
431.      CALL CORL (VR,NBLO,1,2,0,0,1),BMA1,BM12,BMA2,PC12)
432.      START EDIT PAGE

```

```

433.          CALL CORL (VR,NBLO,1,3,0,BMI1,BMA1,BMI2,BMA2,RO13)
434.          CALL CORL (VR,NBLO,2,3,0,BMI1,BMA1,BMI2,BMA2,RO23)
435. C*****
436. C***
437. C***          CALCULO DEL VOLUMEN ORIGINAL DE HIDROCARBUROS
438. C***
439. C*****
440.          VOLTOT = 0.0
441.      420 CONTINUE
442.          WRITE (IMP,3100)
443.          NSUMB = 0
444.          ERRORT = 0.0
445.          INB = 0
446.          DO 445 I = 1,NX
447.              XCEM = XC + (I - 1)*PASX + PASX/2.
448.              DO 445 II = 1,NY
449.                  YCEM = YC + (II - 1)*PASY + PASY/2.
450.                  INB = INB + 1
451.                  IJ = (I - 1)*NY + II
452.                  IF (NBL (INB) .EQ. CERO) GO TO 446
453. C
454.                  TK1 = TK (IJ,1)
455.                  TK2 = TK (IJ,2)
456.                  TK3 = TK (IJ,3)
457.                  SK1 = SK (IJ,1)
458.                  SK11 = SQRT (SK1)
459.                  SK2 = SK (IJ,2)
460.                  SK22 = SQRT (SK2)
461.                  SK3 = SK (IJ,3)
462.                  SK33 = SQRT (SK3)
463.                  VL2 = VBLO (IJ) * VBLO (IJ)
464. C
465.                  S2P2 (IJ) = (SK1/(TK1*TK1) + SK2/(TK2*TK2) + SK3/(TK3*TK3)) + VL2
466. C *
467. C *
468. C *          (TK1*TK3) + (RO23*SK22*SK33)/(TK2*TK3))
469.          SP (IJ) = SQRT (S2P2 (IJ))
470.      446 WRITE (14,3800) XCEM,YCEM,VBLO (IJ),SP (IJ)
471.      445 CONTINUE
472.          DO 440 I = 1,NY
473.              INI = NY - (I - 1)
474.              IFI = NX * NY - (I - 1)
475. C
476.              DO 430 J = INI,IFI,NY
477.                  IF (VBLO (J) .NE. 0.) NSUMB = NSUMB + 1
478.                  VOLTOT = VOLTOT + VBLO (J)
479.                  ERRORT = ERRORT + S2P2 (J)
480.      430 CONTINUE
481.          WRITE (IMP,910) ( VBLO (IP) , IP = INI,IFI,NY)
482.      440 CONTINUE
483.          AREA = NSUMB * AREA
484. C
485.          ERRORT = SQRT (ERRORT) / UCCELCA
486.          START EDIT PAGE

```

```

487.      CV = ERROR1 / VOLTOT
488.      WRITE (IMP,3000) VOLTOT
489.      WRITE (IMP,3300) HBLO,AREA,NSUMB,AREAM,ERROR1,CV,AREAY,NCFLDA
490.      WRITE (IMP,3301) K012,R013,K023
491.  C
492.      NAM (1) = 3HVOL ORIG
493.      AMIN = SMALL (VBLO,HBLO,TEST)
494.      AMAX = BIG (VBLO,HBLO)
495.      DCL = (AMAX - AMIN) / 15.
496.      CALL HIST (VBLO,HBLO,1,2,15,DCL,AMIN,IFR,DUM1,DUM2,NDUM,0.,1)
497.      WRITE (IMP,4100)
498.  C
499.      WRITE (IMP,4300)
500.      DO 460 I = 1,NY
501.          INI = NY - (I - 1)
502.          IFI = NX + NY - (I - 1)
503.          WRITE (IMP,910) (SP (IP),IP = INI,IFI,NY)
504.      460 CONTINUE
505.      NAM (1) = 4HERR GLOB
506.      AMIN = SMALL (SP,HBLO,TEST)
507.      AMAX = BIG (SP,HBLO)
508.      DCL = (AMAX - AMIN) / 15.
509.      CALL HIST (SP,HBLO,1,2,15,DCL,AMIN,IFR,DUM1,DUM2,NDUM,0.,1)
510.      WRITE (IMP,4101)
511.  C
512.      WRITE (IMP,4102)
513.      DO 470 I = 1,NY
514.          INI = NY - (I - 1)
515.          IFI = NX + NY - (I - 1)
516.          WRITE (IMP,911) (HEL (IP),IP = INI,IFI,NY)
517.      470 CONTINUE
518.  C*****
519.  C***
520.  C***          FORTMATS
521.  C***
522.  C*****
523.      900 FORMAT (1H0)
524.      901 FORMAT (1H+,8(L11,4,1X))
525.      902 FORMAT (1H+,8(I11,1X))
526.      903 FORMAT (/)
527.      904 FORMAT (1(1))
528.      905 FORMAT (103X,' VALOR KRIGEADO')
529.      906 FORMAT (103X,' VARIANCIA KRIGING')
530.      907 FORMAT (103X,' DESV STD KRIGING')
531.      908 FORMAT (103X,' DISTANCIA (KMS)')
532.      909 FORMAT (103X,' MUESTRAS USADAS')
533.      910 FORMAT (1X,8(E11,4,1X))
534.      911 FORMAT (20X,32(1X,A1,1X))
535.      1000 FORMAT (20A4)
536.      1100 FORMAT (2I2,6X,5F10.3)
537.      1200 FORMAT (5X,4I3)
538.      1300 FORMAT (10X,6F10.2)
539.      1400 FORMAT (3F10.3)
540.      START EDIT PAGE

```

```

541. 1500 FORMAT (3A8,2X,F2.0)
542. 1600 FORMAT (2F10.0)
543. 2000 FORMAT (1H1,/,1X,20A4)
544. 2100 FORMAT (1H0,/20X,
545. *'NO. DE CELDAS EN LA DIRECCION X = ',I6,/20X,
546. *'NO. DE CELDAS EN LA DIRECCION Y = ',I6,/20X,
547. *'COORDENADAS DE LA ESQUINA ',/20X,
548. *'INF. IZQUIERDA DE LA MALLA : ',/20X,
549. *'
550. *' XC = ',F10.4,' KMS',/20X,
551. *' YC = ',F10.4,' KMS',/20X,
552. *'LONG. DE LA CELDA EN LA DIR. X = ',F10.4,' KMS',/20X,
553. *'LONG. DE LA CELDA EN LA DIR. Y = ',F10.4,' KMS',/20X,
554. *'AREA DE CADA CELDA = ',F10.4,' KMS**2',/20X)
2200 FORMAT (1H ,10X,I6,4X,4F10.3,4X,2F10.3)
2300 FORMAT (1H0,'VARIANCIA DE LAS MUESTRAS EN LAS CELDAS = ',
555. *F10.5)
2400 FORMAT (1H ,5HPLAN ,A8,/)
558. 2500 FORMAT (1H1,/,15X,'MUESTRA X Y ESPESOR POROSIDA
559. *' SATURACION AGUA',/)
2700 FORMAT (1H ,20X,'NUMERO DE VARIABLES QUE SERAN KRIGEADAS = ',I2,
560. *'6(/),T40,'CARACTERISTICAS ESTRUCTURALES',/T40,
561. *'30(1H=),/T21,'VARIABLE',T35,
562. *'EFECTO PEPTITA',4X,'MESA',10X,'RANGO',9X,'TIPO',/T21,8(1H=),
563. *'T35,13(1H=),T56,6(1H=),T72,5(1H=),T86,4(1H=),/)
564. 2800 FORMAT (T19,1H+,T21,A8,T32,1H+,T37,F8.2,T51,1H+,T56,F8.5,
565. * T67,1H+,F8.3,T77,5HKS +,T84,10HSEFELICCO +)
2900 FORMAT (T19,75(1H-))
568. 3000 FORMAT (///T21,'EL VOL. ORIGINAL EN MIGUEL ALEMAN ES DE ',
569. *F15.7,' 10**6 BARRILES')
570. 3100 FORMAT (1H1,1X,' VOL ORIGINAL EN CADA CELDA',/)
571. 3200 FORMAT (/T40,'LOCALIZACION DE LOS POZOS MIGUEL ALEMAN')
572. 3300 FORMAT (//T21,'PARA LA ESTIMACION DE ESTE VOLUMEN SE DIVIDIO AL',
573. *'/T21,' YACIMIENTO EN ',I4,' CELDAS DE ',F7.2,' KMS**2 C/U',/T21,
574. *'DE LAS CUALES, SOLO ',I4,' FUE POSIBLE ESTIMABLES',/T21,
575. *'EL VOL ORIGINAL, EL AREA COBERTA POR ESTAS CEL-',/T21,
576. *'DAS ES DE ',F5.2,' KMS**2',/T21,
577. *'EL ERROR GLOBAL TOTAL ES DE ',F12.7,' MM3LS',
578. *' (RAIZ DE (SUM SIGMA)/NBLG)',/T21,
579. *'COEF VARIACION (E GLOBAL/VOL ORIG)',F10.7,/T21,
580. *'EL AREA DEL YACIMIENTO ES DE ',F10.3,' KMS**2',/T21,
581. *'NUNO',I5,' CELDAS DENTRO DEL YACIMIENTO,')
582. 3301 FORMAT (T21,'EL COEFICIENTE DE CORRELACION ESPESOR-POROSIDAD ES ',
583. *F10.5,/T21,'EL COEFICIENTE DE CORRELACION ESPESOR-SAT ACEITE ES ',
584. *F10.5,/T21,'EL COEFICIENTE DE CORRELACION POROSIDAD-SAT ACEITE ES
585. *',F8.5)
586. 3800 FORMAT (2F10.4,2F20.9)
587. 3900 FORMAT (10X,'HISTOGRAMA DE LOS VALORES OBTENIDOS CON KRIGING',
588. *' DE LA VARIABLE ',A8)
590. 4000 FORMAT (10X,'HISTOGRAMA DE LAS DESV. ESTANDAR DE LOS VALORES',
591. *' OBTENIDOS CON KRIGING DE LA VARIABLE ',A8)
592. 4100 FORMAT (10X,'HISTOGRAMA DE LOS VALORES DE VOLUMEN ORIGINAL',
593. *' OBTENIDOS CON KRIGING PARA CADA CELDA')
593. 4101 FORMAT (10X,' HISTOGRAMA DE LOS VALORES DE ERROR GLOBAL',
* 110 AL LINE 093 STATEMENT CONTAINS EXCESS LEFT PARENTHESES)
594. START EDIT PAGE

```


595. *1 OBTIENIENDOS PARA CADA CELDA*)
OR 100 AT LINE 594 STATEMENT CONTAINS EXCESS RIGHT PARENTHESES
596. 4102 FORMAT (101, /10X, *LOCALIZACION DE LAS CELDAS QUE SE ENCUENTRAN
597. *DENTRO DE LOS LIMITES DEL YACIMIENTO*/Z)
598. 4200 FORMAT (/121, *EL ERROR GLOBAL DE LA VARIABLE "X", ES DE
599. *E(2,7) (FRACCION)*/Z21, *SE EMPLEARON 1, 13, * CELDAS*)
600. 4300 FORMAT (101, 1X, *ERROR GLOBAL POR CADA CELDA*/Z)
601. STOP
602. END

OR 2005 AT LINE 510 STATEMENT LABEL '0101' IS NOT DEFINED

FILE ERRORS 1196 LABEL 23077 PAGES 21 CORRECT

5 ,DLC+JPUGHGABS.SMALL
31 01/12/82-10:01

```
1. C*****  
2. C***** ESTA FUNCION ESCOGE EL MEJOR NUMERO DE UN CONJUNTO ****  
3. C***** DE VALORES DADOS ****  
4. C***** VARIABLE CONCEPTO ****  
5. C***** A CONJUNTO DE VALORES ****  
6. C***** N NUMERO DE ELEMENTOS DEL CONJUNTO ****  
7. C*****  
8. FUNCION SMALL (A, N, TEST)  
9. C  
10. DIMENSION A(N),B (768)  
11. J = 0  
12. DO 10 I = 1,N  
13. IF (A (I) .LE. TEST) GO TO 10  
14. J = J + 1  
15. B (J) = A (I)  
16. 10 CONTINUE  
17. C  
18. AMIN = B (1)  
19. DO 20 K = 2,J  
20. IF (B (K) - AMIN) 15,20,20  
21. 15 AMIN = B (K)  
22. 20 CONTINUE  
23. C  
24. SMALL = AMIN  
25. RETURN  
26. END
```

1 70 D-ANK 767 DANK

5 ,DLC+JPUGHGABS.BIG
31 01/12/82-10:01

```
1. C*****  
2. C***** ESTA FUNCION ESCOGE EL MAYOR NUMERO DE UN CONJUNTO ****  
3. C***** DE VALORES DADOS ****  
4. C***** VARIABLE CONCEPTO ****  
5. C***** A CONJUNTO DE VALORES ****  
6. C***** N NUMERO DE ELEMENTOS DEL CONJUNTO ****  
7. C*****  
8. C  
9. FUNCION BIG (A, N)  
10. C  
11. DIMENSION A(N)  
12. C  
13. BIG=A(1)  
14. DO 1 K=2,N  
15. IF (A(K)-BIG) 1,1,2  
16. 2 BIG=A(K)  
17. 1 CONTINUE  
18. C  
19. RETURN  
20. END
```

1 40 D-ANK 16 D-ANK

```

IS ,DDC*JPUGHGABS.HLL
OR1 01/12/82-10:01
1. FUNCTION HLL (L,A)
2. COC = IFIX (L) / A
3. RES = 1. / SQRT (2.)
4. IF (COC .LE. RES) GO TO 10
5. HLL = 0.00
6. RETURN
7. C
8. 10 HLL = 1.1478 * COC - 0.3136 * COC*COC*COC
9. RETURN
10. END

```

TN 35 IBANK 15 DBANK

```

IS ,DDC*JPUGHGABS.LLLR
OR1 01/12/82-10:01
1. FUNCTION HLLR (L,R,A)
2. REAL L
3. RES = 0.5 * SQRT (2*A*A - R*R) - 0.5 * R
4. ELE = L
5. IF (ELE .LE. RES) GO TO 12
6. BLKR = 0.0
7. RETURN
8. C
9. 12 BLKR = ((L+R)/(2.*A*L))*SQRT((L+R)**2 + L*L)*(1.-(3./160.))*
10. * (L/A)**2 - (3./160.)*((L+R)/A)**2) - (5./64.)*((L+R)/
11. * (A*A*A*L))*((L+R)**2 + L*L)**1.5 + (5./64.)*R/(A*A*A*
12. * (R*R + L*L)**1.5 + (R*SQRT(R*R + L*L)/(2.*A*L)))*(-1. +
13. * (3./160.)*(L/A)**2 + (3./160.)*(R/A)**2) + (L/(4.*A))
14. * (3./20.)*(L/A)**2)*ALOG((L + R + SQRT((L+R)**2+L*L))/
15. * SQRT(R*R + L*L))) + ((L+R)**3/(4.*A*L*L))*(1. - (3.*
16. * **2)/(20.*A*A))* LOG((L + SQRT((L+R)**2 + L*L))/(L +
17. * (R*R*R/(4.*A*L*L)))*(-1. + (3.*R*R)/(20.*A*A))*
18. * ALOG ((L + SQRT(R*R + L*L))/R)
19. 11 RETURN
20. END

```

TN 290 IBANK 108 DBANK

```

IS ,DDC*JPUGHGABS.FLL
OR1 01/12/82-10:01
1. FUNCTION FLL (ELE,A)
2. RES = 1. / SQRT(2.)
3. COC = ELE / A
4. IF (COC .LE. RES) GO TO 10
5. FLL = 0.0
6. RETURN
7. C
8. 10 FLL = 0.7421 * COC - 0.08917 * COC*COC*COC
9. RETURN
10. END

```

TN 33 IBANK 15 DBANK

IS DDLC*JPUGHGABS.COVAR
OR1 01/12/82-10:01

```
1.      FUNCTION COVAR (X,Y,XCEN,YCEN,DX,DY,IV)
2.      C*****
3.      C***
4.      C***
5.      C***
6.      C*** FUNCION      DETERMINACION DE LA COVARIANCIA (MENOS CO + C)
7.      C***              DE UNA MUESTRA Y UN BLOQUE RECTANGULAR
8.      C***
9.      C*** PARAMETROS  X Y LOCALIZACION DE LA MUESTRA
10.     C***              XCEN,YCEN  CENTRO DEL BLOQUE
11.     C***              DX,DY  DIMENSIONES DEL BLOQUE EN X E Y
12.     C***
13.     C*** SUBROUTINAS
14.     C*** REQUERIDAS  GBAR
15.     C***
16.     C*****
17.     DIMENSION XF (16),YF (16)
18.     K = 0
19.     SOMG = 0.
20.     DO 10 I = 1,4
21.     DO 10 J = 1,4
22.     K = K + 1
23.     XF (K) = XCEN + (I-3)*DX/4. + DX/8.
24.     YF (K) = YCEN + (J-3)*DY/4. + DY/8.
25.     SOMG = SOMG + GBAR ( X,XF (K),Y,YF (K),IV)
26.     10 CONTINUE
27.     COVAR = SOMG / 16.
28.     RETURN
29.     END
```

TN 07 IBANK 04 DBANK

S ,DDC*JPUGHGABS.GBAR
R1 01/12/82-10:01

```

1.      FUNCTION GBAR (X1,X2,Y1,Y2,IV)
2.      C*****
3.      C***
4.      C***      FUNCION GBAR
5.      C*** FUNCION      DEFINICION DE LA FUNCION VARIOGRAMA DE LA
6.      C***      VARIABLE, Y DETERMINACION DE SU VALOR PARA
7.      C***      UNA PAREJA DE PUNTOS
8.      C***
9.      C*** PARAMETROS  X1  Y1  COORDENADAS DEL PRIMER PUNTO
10.     C***      X2  Y2  COORDENADAS DEL SEGUNDO PUNTO
11.     C***      EN      EFECTO PEPITA
12.     C***      A      RANGO
13.     C***      C      MESETA
14.     C***
15.     C*** SUBROUTINAS
16.     C*** REQUERIDAS  GAM
17.     C***
18.     C*****
19.     COMMON /STRUC/EN (3), A (3), C (3)
20.     C
21.     CU = EN (IV)
22.     C1 = C (IV)
23.     A1 = A (IV)
24.     DD = (X1 - X2)**2 + (Y1 - Y2)**2
25.     DD = SQRT (DD)
26.     GBAR = CU + GAM (C1,A1,DD)
27.     RETURN
28.     END

```

N 48 IBANK 32 DDATA 9 COMMON

S ,DDC*JPUGHGABS.GAM
R1 01/12/82-10:01

```

1.      FUNCTION GAM (C,A,H)
2.      C*****
3.      C***
4.      C*** FUNCION:      ESQUEMA ESFERICO USADO EN LA DEFINICION
5.      C***      DE LA FUNCION VARIOGRAMA
6.      C***
7.      C*** PARAMETROS  CU      EFECTO DE PEPITA
8.      C***      C + CU  MESETA
9.      C***      A      RANGO
10.     C***
11.     C*****
12.     IF (H .LE. A) GO TO 10
13.     GAM = C
14.     RETURN
15.     C
16.     10 GAM = C*(1.5*H/A - 0.5*(H/A)**3)
17.     RETURN
18.     END

```

N 53 IBANK 14 DDATA

```

S      ,DDC*JPUGHGABS.RELMSM
IR1    01/12/82-10:01
1.      SUBROUTINE RELMSH(X,A,B,M,N,NV,KTILT)
2.      C
3.      C      SOLUTION OF A SYSTEM OF LINEAR EQUATIONS WITH TRIANGULAR
4.      C      LEFT HAND SIDE MATRIX. PIVOTS ARE ON DIAGONAL. SEVERAL RIGHT
5.      C      HAND SIDE MATRICES. NV VARIABLES
6.      C      PARAMETERS
7.      C      X(M*N+NV)      - SOLUTION MATRICES
8.      C      A(M*(M+1)/2*NV)- LEFT HAND SIDE MATRICES
9.      C      VERSUS COLUMNWISE
10.     C
11.     C      B(M*N*NV)      - INPUT RIGHT HAND SIDE MATRICES
12.     C
13.     C      NV      - NUMBER OF VARIABLES
14.     C      M      - NUMBER OF EQUATIONS
15.     C      N      - # OF RIGHT HAND SIDE MATRICES/VARIABLE.
16.     C      IN KRIV4, N=# OF UNITS/S.BLOCK
17.     C      KTILT - INDICATOR OF SINGULARITY
18.     C      KTILT=0 EVERYTHING IS OK.
19.     C      KTILT=-1      M .LE. 1
20.     C      KTILT=K  A NULL PIVOT APPEARED AT THE KTH. ITERATION
21.     C
22.     C
23.     DIMENSION X(1),A(1),B(1)
24.     IF(M.LE.1)GO TO 15
25.     C
26.     C      INITIALIZATIONS
27.     C
28.     TOL=0.0
29.     KTILT=0
30.     NN=M*(M+1)/2
31.     NM=N*M
32.     M1=M-1
33.     KK=0
34.     C
35.     C      START TRIANGULATION
36.     DO 7 K=1,M
37.     KK=KK+K
38.     AK=A(KK)
39.     IF(ABS(AK)-TOL)2,1,2
40.     1 KTILT=K
41.     RETURN
42.     2 KM1=K-1
43.     DO 6 IV=1,NV
44.     NM1=NM*(IV-1)
45.     I1=KK+NM1*(IV-1)
46.     PIV=1./A(I1)
47.     LP=0
48.     DO 5 J=K,M1
49.     LL=I1
50.     IJ=I1+1
51.     R=A(IJ)*PIV
52.     LP=LP+1
53.     IJ=IJ-K*1
54.     START EDIT PAGE

```

```

55.      DO 3 J=I,M1
56.        IJ=IJ+J
57.        LL=LL+J
58.      3 A(IJ)=A(IJ)-R*A(LL)
59.        DO 4 LLB=K,IM,M
60.          IN=LLB+LP+NM1
61.          LL1=LLB+NM1
62.      4 B(IN)=B(IN)-R*B(LL1)
63.      5 CONTINUE
64.      6 CONTINUE
65.      7 CONTINUE
66.        IJM=IJ-NM*(IV-1)
67.        IF(A(IJM)-TOL)9,8,9
68.      8 KTIILT=M
69.        RETURN
70.      C
71.      C      END OF TRIANGULATION
72.      C
73.      C      START SOLVING BACK
74.      C
75.      9 DO 14 IV=1,IV
76.        NM1=NM*(IV-1)
77.        IJ=IJM+NM*(IV-1)
78.        PIV=1./A(IJ)
79.        DO 10 LLB=M,NM,M
80.          LL1=LLB+NM1
81.      10 X(LL1)=B(LL1)*PIV
82.        I=M
83.        KK=IJ
84.        DO 13 II=1,M1
85.          KK=KK-I
86.          PIV=1./A(KK)
87.          I=I-1
88.        DO 12 LLB=I,NM,M
89.          LL1=LLB+NM1
90.      C
91.        II=LL1
92.        R=B(II)
93.        IJ=KK
94.        DO 11 J=I,M1
95.          IJ=IJ+J
96.          IN=IN+1
97.      11 R=R-A(IJ)*X(IN)
98.      12 X(LL1)=R*PIV
99.      13 CONTINUE
100.     14 CONTINUE
101.     RETURN
102.     C
103.     C
104.     15 KTIILT=-1
105.     RETURN
106.     END

```

IN 335 IHANK 57 DBANK

```

S 01/12/62-10:01
R1 01/12/62-10:01
1. SUBROUTINE TEXPE
2. C*****
3. C***
4. C*** PROGRAMA PARA GRAFICAR LOS SEMIVARIOGRAMAS
5. C*** TEORICOS Y EXPERIMENTALES DE LAS VARIABLES:
6. C***
7. C*** A ) .- ESPESOR
8. C*** B ) .- POROSIDAD
9. C*** C ) .- SATURACION DE AGUA
10. C***
11. C***
12. C***
13. C*** ESTE ES EL ARCHIVO :
14. C***
15. C***
16. C*** DDC*JPUGHGTFES.KRI-2DA
17. C***
18. C***
19. C*****
20. C
21. DIMENSION ESPT(23), ESP1(23), ESP2(23), ESP3(23), ESP4(23),
22. * FIT (23), F11 (23), F12 (23), F13 (23), F14 (23),
23. * SWT (23), SW1 (23), SW2 (23), SW3 (23), SW4 (23),
24. * H (23), SAWTEO (75), HT (75),
25. * AA (2), BB (2), ETEO (75), FTEO (75)
26. C
27. DIMENSION
28. * NCH1 (23), NCH2 (23), NCH3 (23), NCH4 (23),
29. * NCF11 (23), NCF12 (23), NCF13 (23), NCF14 (23),
30. * NCSW1 (23), NCSW2 (23), NCSW3 (23), NCSW4 (23)
31. C
32. C
33. DO 10 I = 1,21
34. READ (5,100) H (I), ESPT (I), FIT (I), SWT (I)
35. 10 CONTINUE
36. C
37. DO 20 I = 1,71
38. READ (5,100) HT (I), FTEO (I), FTEO (I), SAWTEO (I)
39. ETEO (I) = ETEO (I) / 1000000.
40. FTEO (I) = FTEO (I) / 10000.
41. SAWTEO (I) = SAWTEO (I) / 1000.
42. 20 CONTINUE
43. C
44. HT (72) = HT (71)
45. ETEO (72) = 0.010033
46. FTEO (72) = 0.001733
47. SAWTEO (72) = 0.022133
48. C
49. C
50. L1 = 1
51. L5 = 21
52. CALL LEC (L1,L5,ESP1,ESP2,ESP3,ESP4)
53. C
54. START EDIT PAGE

```



```

55.      LI = 22
56.      LS = 42
57.      CALL LEC (LI,LS,F11,F12,F13,F14)
58.      C
59.      LI = 43
60.      LS = 63
61.      CALL LEC (LI,LS,Sw1,Sw2,Sw3,Sw4)
62.      C
63.      C
64.      READ (5,777) (NCH1 (II),II = 2,21)
65.      READ (5,777) (NCH2 (II),II = 2,21)
66.      READ (5,777) (NCH3 (II),II = 2,21)
67.      READ (5,777) (NCH4 (II),II = 2,21)
68.      READ (5,777) (NCF11 (II),II = 2,21)
69.      READ (5,777) (NCF12 (II),II = 2,21)
70.      READ (5,777) (NCF13 (II),II = 2,21)
71.      READ (5,777) (NCF14 (II),II = 2,21)
72.      READ (5,777) (NCSw1 (II),II = 2,21)
73.      READ (5,777) (NCSw2 (II),II = 2,21)
74.      READ (5,777) (NCSw3 (II),II = 2,21)
75.      READ (5,777) (NCSw4 (II),II = 2,21)
76.      C
77.      C
78.      WRITE (6,200)
79.      DO 21 I = 1,21
80.      ESP1 (I) = ESP1 (I) / 1000000.
81.      ESP2 (I) = ESP2 (I) / 1000000.
82.      ESP3 (I) = ESP3 (I) / 1000000.
83.      ESP4 (I) = ESP4 (I) / 1000000.
84.      WRITE (6,201) I(I),ESP1(I),NCH1(I),ESP2(I),NCH2(I),
85.      *      ESP3(I),NCH3(I),ESP4(I),NCH4(I)
86.      21 CONTINUE
87.      WRITE (6,202)
88.      C
89.      WRITE (6,200)
90.      DO 22 I = 1,21
91.      F11 (I) = F11 (I) / 10000.
92.      F12 (I) = F12 (I) / 10000.
93.      F13 (I) = F13 (I) / 10000.
94.      F14 (I) = F14 (I) / 10000.
95.      WRITE (6,201) I(I),F11 (I),NCF11(I),F12 (I),NCF12(I),
96.      *      F13 (I),NCF13(I),F14 (I),NCF14(I)
97.      22 CONTINUE
98.      WRITE (6,202)
99.      C
100.     WRITE (6,200)
101.     DO 23 I = 1,21
102.     Sw1 (I) = Sw1 (I) / 10000.
103.     Sw2 (I) = Sw2 (I) / 10000.
104.     Sw3 (I) = Sw3 (I) / 10000.
105.     Sw4 (I) = Sw4 (I) / 10000.
106.     WRITE (6,201) I(I),Sw1 (I),NCSw1(I),Sw2 (I),NCSw2(I),
107.     *      Sw3 (I),NCSw3(I),Sw4 (I),NCSw4(I)
108.     START EDIT PAGE

```

```

109.      23 CONTINUE
110.      WRITE (6,202)
111. C*****
112. C***      OPCIONES
113. C***
114. C***      IF (IGRA .EQ. 0) NO HACE LAS GRAFICAS
115. C***
116. C***      IF (IGRA .NE. 0) HACE LAS GRAFICAS
117. C***
118. C*****
119.      READ (5,203) IGRA
120. C
121.      IF (IGRA .EQ. 0) GO TO 24
122. C
123. C
124.      CALL PLOTS (0,0,2)
125.      CALL AVISO ('1MN,2MP,3MA')
126.      CALL PLOT (3.0,3.0,-3)
127.      CALL FACTOR (0.9)
128. C
129.      CALL CARTES (H,ESP3,21,10.0,6.0,
130. *'      ',4,
131. *'      ',4,
132. *'      ',4,AA,BB,0,1)
133.      CALL CCARTE (H,ESP1,21,1,AA,BB)
134.      CALL CCARTE (H,ESP2,21,3,AA,BB)
135.      CALL CCARTE (HT,ETEO,72,2,AA,BB)
136.      CALL CCARTE (H,ESP4,21,4,AA,BB)
137. C
138.      CALL PLOT (0.0,11.0,-3)
139.      CALL CARTES (H,F14,21,10.0,6.0,
140. *'      ',4,'      ',4,
141. *'      ',4,AA,BB,0,1)
142.      CALL CCARTE (H,F11,21,1,AA,BB)
143.      CALL CCARTE (H,F12,21,3,AA,BB)
144.      CALL CCARTE (H,F13,21,4,AA,BB)
145.      CALL CCARTE (HT,ETEO,72,2,AA,BB)
146. C
147.      CALL PLOT (15.0,-10.0,-3)
148.      CALL CARTES (H,S04,21,10.0,6.0,
149. *'      ',4,'      ',4,
150. *'      ',4,AA,BB,0,1)
151.      CALL CCARTE (H,S01,21,1,AA,BB)
152.      CALL CCARTE (H,S02,21,4,AA,BB)
153.      CALL CCARTE (H,S03,21,3,AA,BB)
154.      CALL CCARTE (HT,SARTEO,72,2,AA,BB)
155. C
156.      CALL FINAL
157. C
158. C
159.      100 FORMAT (5F10.3)
160.      200 FORMAT(1H1,15(/),T20,8(1H=),/T20,'=DISTANCIA ',
161. *'      'S E R V I C I O G R A M A S      E X T E R N I M E D T A
R 110 AT LINE 160 STATEMENT CONTAINS EXCESS LEFT PARENTHESES
162.      START EDIT PAGE

```

```

163.      *' L E S      =',/T20,1H=,T31,77(1H=),/T20,'= (KM) ',
164.      *'= -15 GRADOS NP = 30 GRADOS NP = 75 GRADOS NP '
165.      *'= 120 GRADOS NP =',/T20,88(1H=)
166.      C
R 109 AT LINE 162 STATEMENT CONTAINS EXCESS RIGHT PARENTHESES
167.      201 FORMAT (T20,'+',F8.2,T31,'+',4(F9.5,4X,I4,' +'))
168.      777 FORMAT (20I4)
169.      202 FORMAT (T20,88(1H-))
170.      203 FORMAT (6X,I1)
171.      C
172.      C
173.      24 RETURN
174.      END

```

```

IS      ,DUC+JPUGHGABS.LEC/TEXP
OR1     01/12/82-10:01
1.      SUBROUTINE LEC (LI,LS,VAR1,VAR2,VAR3,VAR4)
2.      C
3.      DIMENSION VAR1 (21), VAR2 (21), VAR3 (21), VAR4 (21),
4.      *      R1 (63), R2 (63), R3 (63), R4 (63)
5.      C
6.      J = 0
7.      DO 10 I = LI,LS
8.      READ (5,100) R1 (I), R2 (I), R3 (I), R4 (I)
9.      J = J + 1
10.     VAR1 (J) = R1 (I)
11.     VAR2 (J) = R2 (I)
12.     VAR3 (J) = R3 (I)
13.     VAR4 (J) = R4 (I)
14.     10 CONTINUE
15.     C
16.     100 FORMAT (4F10.3)
17.     RETURN
18.     END

```

TR 07 1644K 306 DB44K

IS ,DDC*JPUGHABS,CARTES
JR1 01/12/82-10:01

```
1. C *****  
2. C +  
3. C + SUBROUTINA CARTES  
4. C +  
5. C + GRAFICA EN CALCOMP  
6. C + DESCRIPCION  
7. C + EL OBJETIVO DE ESTA RUTINA ES CONSTRUIR UNA GRA-  
8. C + FICA EN COORDENADAS CARTESIANAS QUE REPRESENTA >  
9. C + LA VARIACION DE ARRAYX CON ARPAYY.  
10. C +  
11. C + PROCEDIMIENTO DE LLAMADA  
12. C +  
13. C + CALL CARTES (ARRAYX,ARPAYY,NDATOS,ALONGX,ALONGY,  
14. C + TITLEX,NCHTX,TITLEY,NCHTY,TITLEG,NCHTG,  
15. C + A,B,ITL,IREO)  
16. C +  
17. C + SUBROUTINA AUXILIAR < CCARTE >  
18. C +  
19. C + PROCEDIMIENTO DE LLAMADA  
20. C +  
21. C + CALL CCARTE (ARRAYX,ARPAYY,NDATOS,CLV,A,B)  
22. C +  
23. C + CLAVE (CLV) SIGNIFICADO  
24. C + 1 - CURVA CON 2P2  
25. C + 2 - CURVA CON 3P3  
26. C + 3 - CURVA CON 1P1-PUNTEADA  
27. C + 4 - CURVA CON 2P2-PUNTEADA  
28. C + 5 - CURVA CON 3P3-PUNTEADA  
29. C +  
30. C + DOBLE CALL AVISO ('1P1,2P2,3P3')  
31. C +  
32. C + NOTA - LA 3P3 SE UTILIZA PARA DIBUJAR LA MALLA  
33. C +  
34. C + OPCIONES :  
35. C + IF (ITL .EQ. 0) DIBUJA LINEA CONTINUA  
36. C + IF (ITL .EQ. 1) DIBUJA PUNTOS  
37. C +  
38. C + IF (IREO .EQ. 0) DIBUJA LA RETICULA  
39. C + IF (IREO .EQ. 1) NO DIBUJA LA RETICULA  
40. C +  
41. C +  
42. C +  
43. C +  
44. C +  
45. C +  
46. C + SUBROUTINE CARTES (ARRAYX,ARPAYY,NDATOS,ALONGX,ALONGY,TITLEX,NCHTX  
47. C + TITLEY,NCHTY,TITLEG,NCHTG,A,B,ITL,IREO)  
48. C + DIMENSION ARRAYX(NDATOS+2),ARPAYY(NDATOS+2),A(2),B(2)  
49. C + CHARACTER*60 TITLEX,TITLEY,TITLEG  
50. C + CALL SCALE (ARRAYX,ALONGX,NDATOS,1)  
51. C + CALL SCALE (ARPAYY,ALONGY,NDATOS,1)  
52. C + A(1) = ARRAYX(NDATOS+1)  
53. C + A(2) = ARPAYY(NDATOS+2)  
54. C + B(1) = ARPAYY(NDATOS+1)  
START EDIT PAGE
```

```

55.          B(2) = ARRAYY(NDATOS+2)
56.          CALL AXIS(0.0,0.0,TITLEX,-NC,IX,ALONGX,0.0,ARRAYX(NDATOS+1),
57. *ARRAYX(NDATOS+2))
58.          CALL AXIS(0.0,0.0,TITLEY,NCHTY,ALONGY,90.0,ARRAYY(NDATOS+1),
59. *ARRAYY(NDATOS+2))
60.          IF(ITL.EQ.0) CALL LINE(ARRAYX,ARRAYY,NDATOS,1,0,13)
61.          IF(ITL.EQ.1) CALL LINE(ARRAYX,ARRAYY,NDATOS,1,-1,11)
62.          CALL PLOT(0.0,ALONGY,3)
63.          CALL PLOT(ALONGX,ALONGY,2)
64.          CALL PLOT(ALONGX,0.0,2)
65.          TEMP=(ALONGX-NCHTG*0.17)/2.0
66.          CALL SYMBOL(TEMP,-0.93,0.17,TITLEG,0.0,NCHTG)
67.          CALL NEWPEN(3)
68.          LONGX = ALONGX
69.          LONGY = ALONGY
70.      C
71.          IF (IRED .EQ. 1) GO TO 333
72.          CALL GRID(0.0,0.0,1.0,1.0, LONGX, LONGY)
73.      333 CALL NEWPEN(1)
74.          RETURN
75.          END

```

TR 225 IBANK 161 DRAWN

```

IS      ,DUC+JPUGIGABS.CCARTE
DR1     01/12/82-10:01
1       1.   C   *****
2.   C   *
3.   C   *           S U B R O U T I N A       C C A R T E
4.   C   *
5.   C   * RUTINA AUXILIAR (VER FUTURA CARTES).
6.   C   *
7.   C   * A-D - SON PARAMETROS DE SALIDA DE LA SUBROUTINA CARTES
8.   C   *
9.   C   *
10.  C   *
11.  C   *****
12.  C   SUBROUTINE CCARTE (ARRAYX,ARRAYY,NDATOS,ICLV,A(1),B(1))
13.  C   DIMENSION ARRAYX(NDATOS+2),ARRAYY(NDATOS+2),A(2),B(2)
14.  C
15.  C   IF(ICLV.EQ.1.OR.ICLV.EQ.4) CALL NEWPEN(2)
16.  C   IF(ICLV.EQ.2.OR.ICLV.EQ.5) CALL NEWPEN(3)
17.  C   DO 100 I=1,2
18.  C   ARRAYX(NDATOS+1)=A(I)
19.  C   ARRAYY(NDATOS+1)=B(I)
20.  C   100 CONTINUE
21.  C   IF(ICLV.EQ.1.OR.ICLV.EQ.2) CALL LINE(ARRAYX,ARRAYY,NDATOS,1,0,13)
22.  C   DO 200 I = 1 ,12
23.  C   IF(ICLV.EQ.2) CALL LINE(ARRAYX,ARRAYY,NDATOS,1,0,13)
24.  C   200 CONTINUE
25.  C   IF(ICLV.EQ.3.OR.ICLV.EQ.4.OR.ICLV.EQ.5)
26.  C   *           CALL DASHL(ARRAYX,ARRAYY,NDATOS,1)
27.  C   DO 300 I = 1 ,12
28.  C   IF(ICLV.EQ.3) CALL DASHL(ARRAYX,ARRAYY,NDATOS,1)
29.  C   300 CONTINUE
30.  C   CALL NEWPEN(1)
31.  C   RETURN
32.  C   END

```

TR 155 IBANK 70 DRAWN

S ,DDC+JPUGHGABS,HIST
 R1 01/12/62-10:01

```

1.      SUBROUTINE HIST(VR,ND,IV,IND1,NCL,DCL,CINF,IFR,U,V,N,EC,ICU)
2.      C
3.      C
4.      C          CALCULATION AND EDITION OF HISTOGRAM AND
5.      C          CUMULATIVE HISTOGRAM.
6.      C  PARAMETERS  VR(ND*NV)  ARRAY OF DATA, STORED COLUMNWISE,
7.      C
8.      C          ND          NUMBER OF ORIGINAL DATA
9.      C          IV          INDICATOR OF THE VARIABLE TO BE CONSIDERED
10.     C          IND1      OPTION INDICATOR
11.     C          NCL       NUMBER OF CLASSES + 2 (MAX. 50)
12.     C
13.     C          THE FIRST (1) AND LAST CLASSES (NCL) CONTAIN
14.     C          ALL ELEMENTS NOT WITHIN THE WORKING INTERVAL
15.     C          IF NCL < 3, THEN NCL=20
16.     C
17.     C          CINF       LOWER BOUND OF SECOND CLASS
18.     C          DCL       AMPLITUDE OF CLASS. IF DCL=0., THEN
19.     C
20.     C          IFR(NCL)   ARRAY GIVING NUMBER OF OCCURRENCES
21.     C          PER CLASS
22.     C          U          MEAN
23.     C          V          VARIANCE
24.     C          N          # OF NON-TEST DATA!
25.     C  OPTIONS      IND1.EQ.0  HISTOGRAM IS COMPUTED FOR 17 CLASSES
26.     C
27.     C          CENTERED ON THE MEAN VALUE AND WITH
28.     C          AMPLITUDE EQUAL TO ONE QUART OF STD. DEV.
29.     C          GAUSSIAN FREQUENCIES ARE TABULATED AND A
30.     C          CHI2 TEST OF FIT IS PERFORMED. PARAMETERS
31.     C          NCL,DCL, AND CINF ARE IGNORED
32.     C          IND1.EQ.1  HISTOGRAM COMPUTED BETWEEN THE MINIMUM AND
33.     C          MAXIMUM VALUE OF THE VARIABLE. DCL AND
34.     C          CINF ARE IGNORED
35.     C          IND1.EQ.2  HISTOGRAM COMPUTED FROM LOWER BOUND CINF,
36.     C          CONSIDERING NCL CLASSES OF AMPLITUDE DCL
37.     C          (EXCEPT FOR FIRST AND LAST)
38.     C          EC.EQ.0    VERTICAL SCALE FOR THE GRAPH IS SET EQUAL TO
39.     C          MAXIMUM FREQUENCY /50
40.     C          EC.NE.0   VERTICAL SCALE IS INPUT EC. IF EC.LT.FRM/50
41.     C          THEN EC = FRM/50
42.     C          ICU.EQ.1  CUMULATIVE HISTOGRAM IS NOT CALCULATED
43.     C
44.     C  COMMON      INP      PUNCHED CARDS READER UNIT
45.     C
46.     C          IOUT     PRINTER
47.     C          TEST     TEST VALUE. IF VR.LE.TEST, THE DATUM IS
48.     C          NOT CONSIDERED
49.     C          NV       NUMBER OF VARIABLES
50.     C          NAM(NV)  NAME OF EACH VARIABLE (AB)
51.     C
52.     C          DIMENSION VR(768),IFR(768)
53.     C          DIMENSION FRM(17),INP(50)
54.     C          CHARACTER*8 NAM (3)
55.     C          STAK EDIT PAGE

```

```

55.      COMMON INP, IOUT, TEST, IV, NAM
56.      DATA FRT/3.017, 2.174, 3.270, 4.591, 6.040, 7.491, 8.783, 9.683, 9.902,
57.      19.683, 8.783, 7.491, 6.04, 4.591, 3.27, 2.174, 3.017/
58.      DATA IBL/' ', IST/'**'/, IBR/'--'/
59.      U=0
60.      V=0
61.      N=0
62.      ND1=ND*(IV-1)
63.      C
64.      C          STATISTICS, MINIMUM AND MAXIMUM
65.      C
66.      VMAX=0.
67.      VMIN=0.
68.      DO 11 I=1, ND
69.      I1=I+ND1
70.      IF (VR(I1).GT.TEST) GO TO 12
71.      11 CONTINUE
72.      12 VMIN=VR(I1)
73.      VMAX=VR(I1)
74.      DO 1 I=1, ND
75.      I1=I+ND1
76.      VR1=VR(I1)
77.      IF (VR1.LE.TEST) GO TO 1
78.      U=U+VR1
79.      N=N+1
80.      V=V+VR1*VR1
81.      IF ((VMAX-VR1)+(VR1-VMIN).GE.0.) GO TO 1
82.      IF (VR1.GT.VMAX) GO TO 10
83.      VMIN=VR1
84.      GO TO 1
85.      10 VMAX=VR1
86.      1 CONTINUE
87.      C
88.      C          EDIT STATISTICS
89.      C
90.      V=(V-U*U/VMAX*(1,1))/MAX(1,1)
91.      U=U/VMAX*(1,1)
92.      WRITE (IOUT, 2000) IAN(IV), U, V, VMIN, VMAX,
93.      IF (N.EQ.0) GO TO 8
94.      C
95.      C          NUMBER OF OCCURRENCES (ABS.FREQ.) PER CLASS
96.      C
97.      NCLAS=NCL
98.      NCLAS=MIN(50, NCLAS)
99.      IF (NCLAS.LE.3) NCLAS=20
100.     IN=INCL+1
101.     GO TO (20, 21, 22), IN
102.     20 NCLAS=17
103.     XC=SQRT(V)/4.
104.     XINF=U-XC/2.-7*XC
105.     GO TO 2
106.     21 XC=(VMAX+1.0001-VMIN)/(NCLAS-2)
107.     XINF=VMIN
108.     START EDIT PAGE

```

```

109.      GO TO 2
110.      22 XC=UCL
111.         IF(UCL.EQ.0)XC=(VMAX*1.0001-VMIN)/(NCLAS-2)
112.         XINF=CINF
113.         2 CONTINUE
114.         DO 3 I=1,NCLAS
115.           3 IFR(I)=0
116.           DO 30 I=1,ND
117.             I1=I+ND1
118.             VR1=VR(I1)
119.             IF(VR1.LE.TEST)GO TO 30
120.             J=((VR1-XINF)/XC)+2
121.             J=MAX0(1,J)
122.             J=MIN0(NCLAS,J)
123.             IFR(J)=IFR(J)+1
124.           30 CONTINUE
125.           WRITE(IOUT,2001)I,CLAS,XINF,XC
126.     C
127.     C           EDIT HISTOGRAM
128.     C
129.         IF(IND1.GT.0)GO TO 40
130.         WRITE(IOUT,2002)
131.         GO TO 41
132.       40 *WRITE(IOUT,2003)
133.       41 ECH=EC
134.         FRM=0.
135.         DO 4 I=1,NCLAS
136.           FR=(100.*IFR(I))/N
137.           IF(FR.GT.FRM)FRM=FR
138.         4 CONTINUE
139.         IF(FRM.GT.(50.*ECH))ECH=FRM/50.
140.         CHI2=0.
141.         DO 5 I=1,50
142.           IHL=50-I+1
143.           ORD=IHL*ECH
144.           DO 52 IC=1,NCLAS
145.             FR=(IFR(IC)*100.)/N
146.             IMP(IC)=IHL
147.             IF(INT(FR/ECH).GE.IHL)IMP(IC)=IST
148.           52 CONTINUE
149.           IF(1-NCLAS)53,55,57
150.         53 U1=XINF+XC*(I-1)
151.           FR=(IFR(I)*100.)/N
152.           IF(IND1.GT.0)GO TO 54
153.           FFT=FR*(I)*1./100.
154.           CHI2=CHI2+(IFR(I)-FFT)*(IFR(I)-FFT)/FFT
155.           IFT=FFT
156.           WRITE(IOUT,2004)U1,IFR(I),IFT,FR,FR*(I),ORD,(IMP(IC),IC=1,NCLAS)
157.           GO TO 5
158.         54 WRITE(IOUT,2005)U1,IFR(I),FR,ORD,(IMP(IC),IC=1,NCLAS)
159.           GO TO 5
160.         55 FR=(IFR(I)*100.)/N
161.           IF(IND1.GT.0)GO TO 56
162.           START EDIT PAGE

```



```

163.      FFT=FRT(1)*N/100.
164.      IFT=FFT
165.      CHI2=CHI2+(IFR(1)-FFT)*(IFR(1)-FFT)/FFT
166.      WRITE(IOUT,2006)IFR(1),IFT,FR,FRT(1),ORD,(IMP(IC),IC=1,NCLAS)
167.      GO TO 5
168. 56 WRITE(IOUT,2007)IFR(1),FR,ORD,(IMP(IC),IC=1,NCLAS)
169.      GO TO 5
170. 57 IF(IND1.GT.0)GO TO 58
171.      WRITE(IOUT,2008)ORD,(IMP(IC),IC=1,NCLAS)
172.      GO TO 5
173. 58 WRITE(IOUT,2009)ORD,(IMP(IC),IC=1,NCLAS)
174.      5 CONTINUE
175. C
176. C           CHI2 TEST IF IND1=0
177. C
178.      IF(IND1.GT.0)GO TO 61
179.      WRITE(IOUT,2010)(IBR,IC=1,NCLAS)
180.      WRITE(IOUT,2011)(IC,IC=1,NCLAS)
181.      IF(CHI2.LT.23.7)GO TO 6
182.      WRITE(IOUT,2012)CHI2
183.      GO TO 62
184.      6 WRITE(IOUT,2013)CHI2
185.      GO TO 62
186. 61 WRITE(IOUT,2014)(IBR,IC=1,NCLAS)
187.      WRITE(IOUT,2015)(IC,IC=1,NCLAS)
188. C
189. C           CALCULATION AND EDITION OF THE CUMULATIVE HISTOGR
190. C           IF ICU.NE.1
191. C
192. 62 IF(ICU.EQ.1)GO TO 8
193.      WRITE(IOUT,2000)NAM(IV),U,V,VMIN,VMAX,I
194.      WRITE(IOUT,2016)NCLAS,XINF,XC
195.      JFC=0
196.      WRITE(IOUT,2003)
197.      DO 7 I=1,50
198.          IHL=50-I+1
199.          ORU=IHL*2.
200.          IF C=0
201.              DO 70 IC=1,NCLAS
202.                  IFC=IFC+IFR(IC)
203.                  FC=(IFC*100.)/N
204.                  IIP(IC)=IHL
205.                  IF (INT(FC/2.),GE.IHL)IMP(IC)=IST
206. 70 CONTINUE
207.          IF (1-NCLAS)71,72,73
208. 71 U1=XINF+XC*(I-1)
209.          JFC=JFC+IFR(I)
210.          FC=(JFC*100.)/N
211.          WRITE(IOUT,2005)U1, JFC, FC, ORD, (IMP(IC), IC=1, NCLAS)
212.          GO TO 7
213. 72 JFC=JFC+IFR(I)
214.          FC=(JFC*100.)/N
215.          WRITE(IOUT,2007)JFC,FC,ORD,(IMP(IC),IC=1,NCLAS)
216.          START EDIT PAGE

```

```

217.      GO TO 7
218.      73 WRITE(1009,2009)ORD,(IMP(IC),IC=1,NCLAS)
219.      7 CONTINUE
220.      WRITE(1004,2014)(IBR,IC=1,NCLAS)
221.      WRITE(1001,2015)(IC,IC=1,NCLAS)
222.      C
223.      2000 FORMAT(1H,55X,'VARIABLE :',A8/1H,'MEAN=',E12.5,2X,'VARIAN
224.      1,F11.5,2X,'MINIMUM=',E12.5,2X,'MAXIMUM=',E12.5,2X,'NUMREP 0
225.      2'DATA CONSIDERED=',I6)
226.      2001 FORMAT(1H,'EXPERIMENTAL HISTOGRAM',9X,'NUMBER OF CLASSES='
227.      19X,'LOWER ROUND=',E12.5,3X,'AMPLITUDE OF CLASS=',E11.5/1H,
228.      2'*****')
229.      2002 FORMAT(1H,'SUP BOUND!FRQ,!THEO!RL.FRO! THEO ! SCALE %I')
230.      2003 FORMAT(1H,'SUP BOUND!FRQ,!RL.FRO! SCALE %I')
231.      2004 FORMAT(1H,'F9.3,!!',I4,!!',I4,!!',F5.2,'%',F5.2,'%',2X,F5
232.      1,50A2)
233.      2005 FORMAT(1H,'F9.3,!!',I4,!!',F5.2,'%',2X,F5.2,' I',50A2)
234.      2006 FORMAT(1H,'9X,!!',I4,!!',I4,!!',F5.2,'%',F5.2,'%',2X,F5.2
235.      1,50A2)
236.      2007 FORMAT(1H,'9X,!!',I4,!!',F5.2,'%',2X,F5.2,' I',50A2)
237.      2008 FORMAT(1H,'36X,F5.2,' I',50A2)
238.      2009 FORMAT(1H,'24X,F5.2,' I',50A2)
239.      2010 FORMAT(1H,'42X,' I',50A2)
240.      2011 FORMAT(1H,'CLASSES INTERVALS',26X,50I2)
241.      2012 FORMAT(1H,'CHI2 TEST NEGATIVE : THEORETICAL VALUE=23.7, EX
242.      1,'ENTIAL VALUE=',F6.2,' (RISK = 5 %)' )
243.      2013 FORMAT(1H,'CHI2 TEST POSITIVE : THEORETICAL VALUE =23.7, E
244.      1,'ENTIAL VALUE =',F6.2,' (RISK = 5 %)' )
245.      2014 FORMAT(1H,'25X,'0.00 I',50A2)
246.      2015 FORMAT(1H,'CLASSES INTERVALS',14X,50I2)
247.      2016 FORMAT(1H,'CUMULATIVE FREQ.,9X,'NUMBER OF CLASSES=',I2,9X
248.      1,'LOWER ROUND=',E12.5,3X,'AMPLITUDE OF CLASS=',F11.5/1H,
249.      2'*****')
250.      C
251.      9 RETURN
252.      END
253.      C
254.      C
255.      C
256.      C

```

TR 048 IBANK 053 DEAFK 10 COMMON

IS ,DUC+JPUG+GABS.CORL
OR1 01/12/62-10:01

```
1. SUBROUTINE CORL(VR,ND,IV,JV,IR,BM1,BM2,BMA1,BMA2,COR12)
2. C
3. C TWO VARIABLES SCATTERGRAM PLOT
4. C CALCULATION OF MEANS, VARIANCES, CORRELATION COEFFICIENT AND
5. C LINEAR REGRESSIONS. EDITION ON 50 LINES AND 50 COLUMNS (1 PAGE
6. C
7. C PARAMETERS VR(ND+IV) DATA ARRAY STORED COLUMNWISE VARIABLE
8. C PER VARIABLE
9. C ND NUMBER OF INITIAL DATA
10. C IV INDICATOR OF THE FIRST VARIABLE
11. C JV INDICATOR OF THE SECOND VARIABLE
12. C (ORDINATE AXES OF GRAPH)
13. C
14. C OPTIONS IR.EG.0 LOWER AND UPPER BOUNDS OF GRAPH ARE
15. C CALCULATED (MIN. AND MAX. OF EACH VARIA
16. C IR.DE.0 LOWER AND UPPER BOUNDS ARE INPUT
17. C
18. C BM1 LOWER BOUND OF FIRST VARIABLE
19. C BM2 UPPER BOUND OF FIRST VARIABLE
20. C BM12 LOWER BOUND OF SECOND VARIABLE
21. C BMA2 UPPER BOUND OF SECOND VARIABLE
22. C
23. C COMMON INP PUNCHED CARDS READER UNIT
24. C IOUT PRINTER
25. C TEST TEST VALUE. IF VR.LE.TEST THE DATA IS
26. C ELIMINATED (BLANK DATA)
27. C NV NUMBER OF VARIABLES
28. C NAM(NV) NAME OF EACH VARIABLE (AB)
29. C
30. C COMMENTS: THE NUMBER OF ELEMENTS FALLING WITHIN EACH CLASS IS
31. C PRINTED UP TO 50 (** IF OVER). NUMBERS ARE WRITTEN
32. C THE RIGHT IN THE HORIZONTAL SPACING ' - ' RESERVED TO
33. C EACH CLASS
34. C
35. C DIMENSION VR(1)
36. C DIMENSION INDI(52),IMP(52,51)
37. C DOUBLE PRECISION NAM(10)
38. C COMMON INP,IOUT,TEST,NV,NAM
39. C DATA INDI/' ' 1' 2' 3' 4' 5' 6' 7' 8' 9'
40. C 1'11' 12' 13' 14' 15' 16' 17' 18' 19' 20' 21' 22'
41. C 2' 24' 25' 26' 27' 28' 29' 30' 31' 32' 33' 34' 35'
42. C 3' 37' 38' 39' 40' 41' 42' 43' 44' 45' 46' 47' 48'
43. C 4' 50' 51' /
44. C DATA ICM,IRK/' ' /
45. C
46. C COMPUTE MINIMUM AND MAXIMUM IF IR.EG.0
47. C
48. C B=IR1=BM1
49. C B=IR2=BM2
50. C B=AX1=BMA1
51. C B=AX2=BMA2
52. C IF (IR.DE.0) GO TO 2
53. C B=IR1=1.E+10
54. C START OF PAGE
```

```

55.      BMIN2=1.E+10
56.      BMAX1=-1.E+10
57.      BMAX2=-1.E+10
58.      DO 10 I=1,ND
59.      IJ=N+ND*(IV-1)
60.      JI=N+ND*(JV-1)
61.      VR1=VR(IJ)
62.      VR2=VR(JI)
63.      IF (VR1.LE.TEST.OR.VR2.LE.TEST)GO TO 10
64.      IF (VR1.LE.BMAX1)GO TO 11
65.      BMAX1=VR1
66.      11 IF (VR1.GE.BMIN1)GO TO 12
67.      BMIN1=VR1
68.      12 IF (VR2.LE.BMAX2)GO TO 13
69.      BMAX2=VR2
70.      13 IF (VR2.GE.BMIN2)GO TO 10
71.      BMIN2=VR2
72.      10 CONTINUE
73.      C
74.      C          COMPUTE SCATTERGRAM AND STATISTICS
75.      C
76.      2 U1=0.
77.      V1=0.
78.      U2=0.
79.      V2=0.
80.      V12=0.
81.      NC=0
82.      SINK=(BMAX1-BMIN1)/50.
83.      SINL=(BMAX2-BMIN2)/50.
84.      DO 16 L=1,52
85.      DO 18 K=1,51
86.      18 IMP(L,K)=1
87.      DO 20 N=1,ND
88.      IJ=N+ND*(IV-1)
89.      JI=N+ND*(JV-1)
90.      VR1=VR(IJ)
91.      VR2=VR(JI)
92.      IF (VR1.LE.TEST.OR.VR2.LE.TEST)GO TO 20
93.      K=INT((VR1-BMIN1)/SINK+1.5)
94.      L=INT((BMAX2-VR2)/SINL+1.5)
95.      IF ((L-1)*(51-L).LT.0.OR.(K-1)*(51-K).LT.0)GO TO 20
96.      NC=NC+1
97.      U1=U1+VR1
98.      U2=U2+VR2
99.      V1=V1+VR1*VR1
100.     V2=V2+VR2*VR2
101.     V12=V12+VR1*VR2
102.     IMP(L,K)=IMP(L,K)+1
103.     20 CONTINUE
104.     IF (NC.LT.1) GO TO 4
105.     V1=(V1-U1*U1/NC)/NC
106.     V2=(V2-U2*U2/NC)/NC
107.     V12=(V12-U1*U2/NC)/NC
108.     START EDIT PAGE

```

```

109.      COR12=V12/SQRT(V1*V2)
110.      U1=U1/NC
111.      U2=U2/NC
112.      C
113.      C          PRINT TITLE AND STATISTICS
114.      C
115.      WRITE(IOUT,2000)NAM(IV),NAM(JV),NAM(IV),U1,V1,NAM(JV),U2,V2,COR12
116.      INC
117.      C
118.      C          COMPUTE THE TWO LINEAR REGRESSIONS
119.      C
120.      B12=V12/V2
121.      B21=V12/V1
122.      A12=U1-B12*U2
123.      A21=U2-B21*U1
124.      SX=V1*(1.-COR12*COR12)
125.      SY=V2*(1.-COR12*COR12)
126.      WRITE(IOUT,2001)NAM(IV),NAM(JV),NAM(IV),A12,B12,NAM(JV),SX
127.      WRITE(IOUT,2001)NAM(JV),NAM(IV),NAM(JV),A21,B21,NAM(IV),SY
128.      C
129.      C          EDIT SCATTERGRAM ON 51 LINES AND COLUMNS
130.      C
131.      WRITE(IOUT,2002)NAM(JV),STHL,SINK
132.      DO 3 L=1,52
133.      DO 30 K=1,51
134.      I1=MINO(52,IMP(L,K))
135.      30 IMP(L,K)=INDI(IN)
136.      3 CONTINUE
137.      K0=INT((U1-BMIN1)/SINK+1.5)
138.      L0=INT((BMAX2-U2)/STHL+1.5)
139.      IMP(L0,K0)=ICM
140.      WRITE(IOUT,2003)BMAX2,(IMP(L,K),K=1,51)
141.      DO 31 L=2,50
142.      IF(L-L0)32,33,32
143.      32 WRITE(IOUT,2004)(IMP(L,K),K=1,51)
144.      GO TO 31
145.      33 WRITE(IOUT,2003)U2,(IMP(L,K),K=1,51)
146.      31 CONTINUE
147.      WRITE(IOUT,2003)BMIN1,(IMP(51,K),K=1,51)
148.      WRITE(IOUT,2005)
149.      IMP(52,K0)=IBR
150.      IMP(52,1)=IBR
151.      IMP(52,51)=IBR
152.      WRITE(IOUT,2006)(IMP(52,K),K=1,51)
153.      IMP(52,K0)=ICM
154.      WRITE(IOUT,2007)BMIN1,(IMP(52,K),K=2,46),BMAX1,NAM(IV)
155.      C
156.      2000 FORMAT(1H1,' CORRELATION STUDY ',A8,'/',A8,'/1H ',A8,' VARIABLE :',
157.      1,A8,' MEAN=',E12.5,' VARIANCE=',E11.5,A8,' VARIABLE :',A8,
158.      2,' MEAN=',E12.5,' VARIANCE=',E11.5/1H ',40X,' COEFFICIENT OF ',
159.      3,' CORRELATION =',E5.2,A8,' HOUR. OF COUPLES=',I5)
160.      2001 FORMAT(1H ',REGRESSION ',A8,'/',A8,':',A8,'=',E11.4,'+',E11.4
161.      1,'X',A8,' RES.V=',E11.5)
162.      START EDIT PAGE

```

163. 2002 FORMAT(1H ,10X,AB,20X,'LINE INTERVAL=',E11.5,2X,'COLUMN=',
164. 1E11.5)
165. 2003 FORMAT(1H ,1X,E11.5,'-I',51(A2))
166. 2004 FORMAT(1H ,13X,'I',51A2)
167. 2005 FORMAT(1H ,13X,'I',53(1X,'-'))
168. 2006 FORMAT(1H ,14X,51A2)
169. 2007 FORMAT(1H ,5X,E11.5,45(A2),E11.5,3X,AB)
170. C
171. 4 RETURN
172. END

TN 417 IBANK 3173 DBANK 24 COMMON

DDC*JPUGHGABS.
R 2801 E35 S74T11 01/12/82 10:01:53
ACK. TEXT=116,TOC=1,SYM=1,REL=53,ABS=9

DDC*JPUGHGABS.
REP. DDC*JPUGHGABS(1) 53 REL 53 ENTRY PT(S) 6 DUP(S)