

01179  
lej.

DIVISION DE ESTUDIOS DE POSGRADO  
FACULTAD DE INGENIERIA



UNIVERSIDAD NACIONAL  
AUTÓNOMA DE  
MÉXICO

SISTEMA AUTOMATIZADO PARA EL CALCULO DE RESERVAS Y LA CONFIGURACION  
DE YACIMIENTOS AFALLADOS

Tesis que presenta

RAYMUNDO MARTINEZ ANGELES

para obtener el grado de Maestro en Ingenieria  
(Exploración de Recursos Energéticos del Subsuelo)

Créditos asignados a la Tesis 9 (NUEVE)

APROBADO POR EL JURADO

Presidente	DR. RICARDO J. PADILLA Y SANCHEZ
Vocal	DR. HEBER CINCO LEY
Secretario	FIS. CANDELARIO PEREZ ROSALES
Suplente	M. EN C. JUAN M. BRANDI PURATA
Suplente	M. EN C. ULISES RICOY SALDANA

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN



## **UNAM – Dirección General de Bibliotecas Tesis Digitales Restricciones de uso**

### **DERECHOS RESERVADOS © PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

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

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

## RESUMEN

Se presentan tres técnicas computarizadas con el objeto de ca racterizar yacimientos con las más variadas complejidades en su geome- tría y en otros parámetros (porosidad, presión, espesor, saturación de aceite, etc.).

Primero se presenta una técnica de interpolación llamada Aná- lisis Normal, la cual genera una función analítica continua a partir de mediciones dispersas. Esta función es representativa del fenómeno físi- co bajo estudio. La técnica propuesta se aplica a siete parámetros me- didos en pozos del Campo A y como consecuencia inmediata se calculan las reservas probadas.

Después se presenta la técnica denominada Correlación entre Bloques, la cual aporta una nueva visión en el tratamiento de fallas ge- ológicas. Se usan Splines Cúbicos como herramienta matemática. Esta téc- nica se aplica a datos sísmicos del Campo B.

Posteriormente se presenta la última técnica, la cual trabaja simultáneamente la información sísmica con los datos de registros geofí- sicos de pozo correspondientes a un horizonte de interés. Esto se hace con el objetivo de controlar con más precisión la cima de la formación

productora del Campo C.

Por último, mediante los pozos del Campo D, se efectúa una comparación de la metodología presentada contra otras tres (funciones aleatorias intrínsecas de orden  $K$ , splines plaque mince y la configuración manual).

# I N D I C E

	PAGINA
CAPITULO 1    INTRODUCCION	1
CAPITULO 2    EL ANALISIS NORMAL Y CALCULO DE RESERVAS	6
2.1 Fundamentos del Análisis Normal	8
2.2 Parámetro de Dispersión D	17
2.3 Distribuciones Estacionarias y No Estacionarias	31
2.4 Cálculo de Reservas	41
2.5 Aplicaciones al Caso del Campo A	43
CAPITULO 3    CORRELACION ENTRE BLOQUES USANDO INFORMACION SISMICA	65
3.1 Marco Teórico de la Correlación entre Bloques	70
3.2 Construcción de los Splines Cúbicos	73
3.3 Aplicación al Caso del Campo B	80
CAPITULO 4    DEFINICION DE LA GEOMETRIA DE UN YACIMIENTO COMBINANDO LA INFORMACION SISMICA Y LOS DATOS DE POZO	85
4.1 Marco Teórico	86
4.2 Aplicación al Caso del Campo C	90
CAPITULO 5    COMPARACION Y DISCUSION DE CUATRO TECNICAS UTILIZADAS EN LA DESCRIPCION DE YACIMIENTOS	97

	PAGINA
5.1 Definición de los Modelos	98
5.2 Comparación de los Modelos Usando Datos del Campo D	108
CAPITULO 6 CONCLUSIONES	126
REFERENCIAS	131

## CAPITULO 1

### INTRODUCCION

Para tomar decisiones en relación con la exploración y la explotación de yacimientos petrolíferos, es necesario tener una imagen global y confiable de las características de esos sistemas. Ésto implica conocer la distribución espacial de los parámetros fundamentales que los caracterizan, tales como la porosidad, la presión, la saturación de aceite, el espesor de la formación, etc. La operación de describir gráficamente tales distribuciones se conoce como configuración.

En ingeniería de yacimientos, el problema de la configuración se puede plantear como sigue: dados los valores de una variable en algunos puntos discretos de un yacimiento (que generalmente son los pozos), encontrar la distribución continua de esa variable para todo el yacimiento. En el pasado, la técnica que ha sido usada con más frecuencia es la configuración manual. Sin embargo, con el paso del tiempo, poco a poco se generaliza el empleo de técnicas automáticas por computadora. Entre estas últimas, se pueden citar el análisis de superficies de tendencia (Koch, 1971; Davis, 1973), el análisis de Fourier (Koch, 1971; Agterberg, 1974), el análisis multicuádrico (Hardy, 1971) y el krigage (Matheron, 1981; Journel, 1982).

El Análisis Normal (Pérez, 1979; Pérez, 1982; Martínez, 1985) es una técnica de reciente creación para encontrar la distribución areal de variables aleatorias de yacimientos petrolíferos. En el campo de la configuración de yacimientos, el Análisis Normal representa la primera tentativa de tomar en cuenta los procesos físicos que rigen la formación de los yacimientos, al considerar que estos sistemas se formaron, a través del tiempo geológico, mediante movimientos al azar de la materia de que están constituidos. Con base en estas ideas y aprovechando los resultados de Einstein (1905), sobre el movimiento browniano, se llega a una forma simple y eficaz de configurar yacimientos. En el Capítulo 2, se hace una descripción de los fundamentos del Análisis Normal y se presenta un ejemplo de aplicación para la cuantificación de reservas, en el Campo A.

Berlanga J.M., 1980, propone un método nuevo y computarizado para el control vertical y horizontal de trazas de los planos de falla interpretados previamente por sismología. La técnica se llama Correlación entre Bloques.

En la década pasada, en el Sureste de México hubo una intensa exploración petrolera, destacando numerosas campañas sismológicas, las cuales proporcionaron información importante. Dicha información combinada con estudios geológicos permitieron determinar estructuras complejamente afalladas en rocas mesozoicas carbonatadas que resultaron ser importantes yacimientos petrolíferos.

Un problema importante a resolver en el Capítulo 3, es la con-

figuración automatizada de estructuras afalladas (Martínez, 1985), ya que hasta ahora sólo se han caracterizado estructuras poco complicadas por la presencia de fallas. Debido a que las estructuras que predominan en el Sureste de México presentan sistemas de falla sumamente complejos, la configuración de éstas obliga a desarrollar técnicas más sofisticadas.

En este Capítulo se presentan los resultados de la aplicación de dos técnicas ideadas en México para dar una solución satisfactoria a este problema. Se usa la interpretación de datos sísmológicos para la configuración automática de las estructuras afalladas de interés, mediante la técnica de Correlación entre Bloques (Berlenga, 1980) y la técnica del Análisis Normal (Pérez, 1979).

Se trabajaron datos reales en el campo B como prueba de la aplicabilidad del método.

Con el advenimiento de las computadoras electrónicas ha sido posible desarrollar una gran variedad de programas de cálculo. De tal forma que la configuración de yacimientos afallados y la cuantificación de reservas son los trabajos básicos que apoyan las decisiones trascendentales que se toman en la industria petrolera, estas labores se realizaban con procedimientos un poco rudimentarios, los cuales implican la imprecisión y el inevitable error humano, aparte de la falta de oportunidad.

Uno de los parámetros iniciales e importantes para delinear la

figuración automatizada de estructuras afalladas (Martínez, 1985), ya que hasta ahora sólo se han caracterizado estructuras poco complicadas por la presencia de fallas. Debido a que las estructuras que predominan en el Sureste de México presentan sistemas de falla sumamente complejos, la configuración de éstas obliga a desarrollar técnicas más sofisticadas.

En este Capítulo se presentan los resultados de la aplicación de dos técnicas ideadas en México para dar una solución satisfactoria a este problema. Se usa la interpretación de datos sísmológicos para la configuración automática de las estructuras afalladas de interés, mediante la técnica de Correlación entre Bloques (Berlanga, 1980) y la técnica del Análisis Normal (Pérez, 1979).

Se trabajaron datos reales en el campo B como prueba de la aplicabilidad del método.

Con el advenimiento de las computadoras electrónicas ha sido posible desarrollar una gran variedad de programas de cálculo. De tal forma que la configuración de yacimientos afallados y la cuantificación de reservas son los trabajos básicos que apoyan las decisiones trascendentales que se toman en la industria petrolera, estas labores se realizaban con procedimientos un poco rudimentarios, los cuales implican la imprecisión y el inevitable error humano, aparte de la falta de oportunidad.

Uno de los parámetros iniciales e importantes para delinear la

geometría de un yacimiento es la cima de la formación productora de hidrocarburos. Los datos de la cima son proveídos por dos clases de información: la sísmica y la de registros de pozos. En el Capítulo 4 se presenta una técnica que integra ambos tipos de información (Martínez, 1984), y proporciona la configuración automática de la cima del yacimiento en términos del tiempo. Un aspecto interesante del método que se presenta es que se prescinde de la transformación del tiempo de reflexión sísmica a profundidad en metros, requiriéndose solo una ley de velocidades (lineal o cuadrática), para los pozos, representativa del área. Mediante esta técnica es posible obtener una configuración más certera de la cima del yacimiento, debido a que la incorporación de la densidad de información sísmica favorece al método propuesto. Se presentan los resultados de esta técnica aplicada al Campo C, el cual contiene 14 datos de cimas de una formación de interés provenientes de pozos y 138 datos de tiempos de reflexión provenientes de 9 líneas sísmicas.

En el Capítulo 5 se presenta la comparación y discusión de los resultados de cuatro técnicas utilizadas para describir un yacimiento petrolífero (Martínez, 1985): configuración manual, Geoestadística, (Vargas, 1982), Spline (Dubrule, 1981) y Análisis Normal (Pérez, 1982). Se usan 80 datos de cimas de la formación productora, provenientes de pozos del Campo D. La comparación se lleva a cabo desde el punto de vista analítico: se estiman los errores cuadráticos medios para cada modelo de estimación, obtenidos mediante el método de "quitar y estimar". La comparación gráfica se realiza de la siguiente manera: se supone conocida la realidad que consiste en la configuración obtenida con los 80 datos disponibles, entonces se

realizan pronósticos con diferentes grupos de información; iniciándose con 60 datos (caso de una buena cantidad de información), mediante las cuatro técnicas se estiman los valores de los 20 restantes; se continúa este proceso hasta llegar a suponer solo 20 puntos dato conocidos (caso de escasa información), donde se pronostican los 60 datos restantes. Así, las configuraciones hechas con estos grupos de información son comparadas visualmente con la "realidad" supuesta, obteniéndose los errores cuadráticos medios.

Finalmente, en el Capítulo 6 se presentan las principales conclusiones derivadas de este trabajo de tesis.

Por ser información confidencial se omite el nombre real de los 4 campos trabajados. El sistema de coordenadas que se utiliza es arbitrario.

## CAPITULO 2

### EL ANALISIS NORMAL Y CALCULO DE RESERVAS

El proceso de encontrar la distribución continua de variables, a partir del conocimiento de valores discretos de esas variables, es un problema que se presenta con frecuencia en la descripción y configuración de yacimientos. Para resolver este problema, se han ideado numerosas técnicas de interpolación. Algunas de estas técnicas son relativamente complejas y para su dominio se requiere una etapa prolongada de preparación, lo que las hace poco prácticas al ingeniero de campo. Por el contrario, existen otras técnicas que se caracterizan por su sencillez, pero que tienen el inconveniente de conducir a resultados poco realistas. Dentro de estos extremos se tiene una gama de procedimientos, de las más variadas características, con puntos a favor y en contra.

En la Fig. 2.1 se representa gráficamente una función  $z$  de dos variables independientes  $x$  e  $y$ ,  $z = f(x,y)$ . Los puntos:  $z_1, z_2, \dots, z_n$  sobre la superficie son los valores que la función adquiere en los puntos  $(x_1, y_1), (x_2, y_2), \dots, (x_n, y_n)$ . Los valores:  $z_1, z_2, z_3, \dots, z_n$ , pueden representar parámetros observados de un yacimiento, por ejemplo, la porosidad en el pozo 1, la porosidad en el pozo 2, ..., la porosidad en el pozo  $n$ , respectivamente; a su vez, las coordenadas geográficas de los pozos están

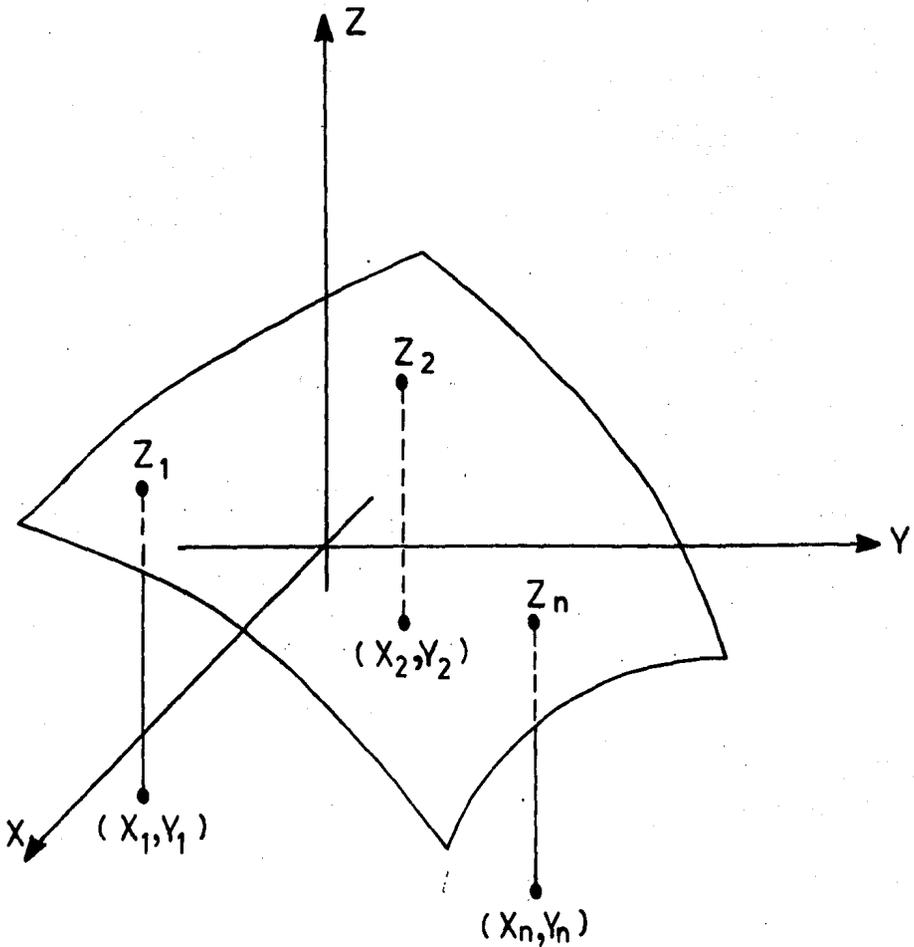


FIG. 2.1 FUNCION  $Z(X, Y)$ , SE MUESTRAN LA FORMA CONTINUA Y LA FORMA DISCRETA DE Z

representadas por las parejas de números reales  $(x_1, y_1), (x_2, y_2), \dots, (x_n, y_n)$ .

El problema fundamental planteado en la configuración de yacimientos y en el cálculo de reservas consiste en determinar la ecuación de la superficie que pasa por los puntos  $z_1, z_2, \dots, z_n$  y que esté definida en toda la región de interés  $(x, y)$ .

Existe un número infinito de superficies que pasan por los puntos  $z_1, z_2, \dots, z_n$ ; sin embargo, el modelo que se elija para este caso particular de caracterizar parámetros de formaciones geológicas, tendrá que fundamentarse no solo matemáticamente, sino también desde el punto de vista físico, es decir, el método de solución que se escoja deberá contemplar de alguna forma la representación del fenómeno natural que tuvo lugar en la distribución de los parámetros.

En este Capítulo se describe la técnica Análisis Normal (Pérez, 1982; Solorzano, 1982; Martínez, 1985).

## 2.1 Fundamentos Teóricos del Análisis Normal

En el desarrollo de una técnica confiable para la configuración de yacimientos petrolíferos, a partir de mediciones dispersas, es fundamental la postulación de un modelo realista que represente en términos generales, los mecanismos de generación de estos sistemas. La técnica que aquí se describe considera que los yacimientos se formaron, a través del tiempo geológico, por movimientos al azar de la materia que los constituye.

Para un tiempo relativamente corto, los movimientos de una partícula pueden tener una cierta tendencia preferencial, pero cuando el proceso se analiza a la luz del tiempo geológico, que es la escala adecuada para describir la evolución de un yacimiento, los movimientos adquieren características aleatorias. Lo mismo se puede decir con respecto a los espacios porosos. Al haber un movimiento al azar de la materia sólida, existe un movimiento relativo de la fase porosa, también de naturaleza aleatoria.

Supóngase que se tiene un conjunto numeroso de partículas que parten simultáneamente de la localización  $(x_1, y_1)$  con movimientos al azar. Se puede demostrar que, después de un tiempo suficientemente largo, su distribución por área es la forma:

$$z = H e^{-\frac{(x - x_1)^2 + (y - y_1)^2}{D^2}} \quad (2.1)$$

donde  $z$  representa número de partículas por unidad de volumen. Este resultado fue obtenido en estudios sobre el movimiento browniano (Einstein, 1905). La ecuación 2.1 es la expresión de un principio físico general que describe la distribución alcanzada por un gran número de partículas, después de un tiempo relativamente largo, cuando parten de un mismo lugar con movimientos al azar. En teoría de probabilidades, esta expresión es conocida como la distribución normal, y su representación gráfica tiene la forma de una campana.

Para ilustrar conceptos, considérese el siguiente experimento;

En una prueba de tiro al blanco, si la distancia entre el tirador y el blanco es lo suficientemente grande, el resultado de la distribución de los impactos de bala muestra cierta dispersión respecto al punto central, es decir, aquí se presenta un proceso estocástico donde la fuente de generación es el acto de tirar, por lo que, al efectuar un número grande de ensayos, resulta una distribución de impactos como la mostrada en la Fig. 2.2. La densidad de impactos tiene un máximo en las vecindades del punto central, pero decrece gradualmente con la distancia respecto a este punto. Si se grafica la densidad de impactos contra la distancia a lo largo del eje  $x$ , la curva resultante tiene forma de campana y es simétrica, en la Fig. 2.3 se presenta esta curva donde  $z$  representa la densidad de impactos.

En lo que sigue, la  $H$  será llamada la altura de la distribución y  $D$  el parámetro de dispersión o distancia característica.

Considérese ahora que en vez de un sistema elemental, como el que se acaba de describir, se tiene un sistema compuesto por  $N$  sistemas elementales con localizaciones  $(x_1, y_1), (x_2, y_2), \dots, (x_N, y_N)$ . Después de un tiempo suficientemente grande, las distribuciones individuales son de la forma de la ecuación 2.1 y la distribución del sistema compuesto está dada por la superposición de las distribuciones elementales; es decir,

$$z = \sum_{i=1}^N H_i e^{-\frac{(x - x_i)^2 + (y - y_i)^2}{D^2}} \quad (2.2)$$

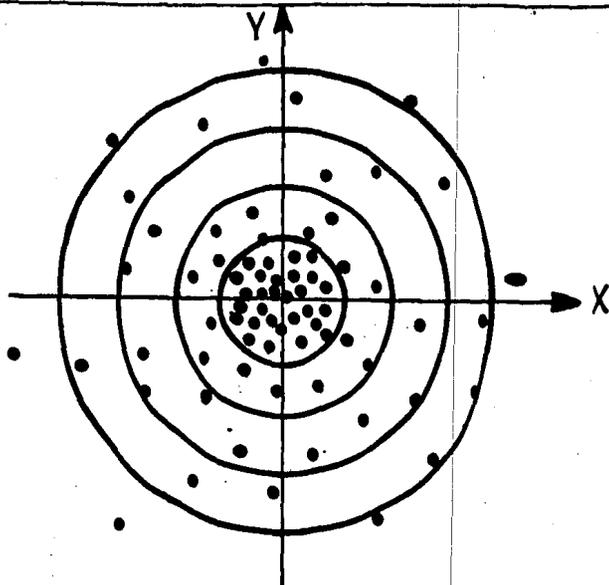


FIG. 2.2 DISTRIBUCION DE IMPACTOS EN PRUEBA DE TIRO AL BLANCO

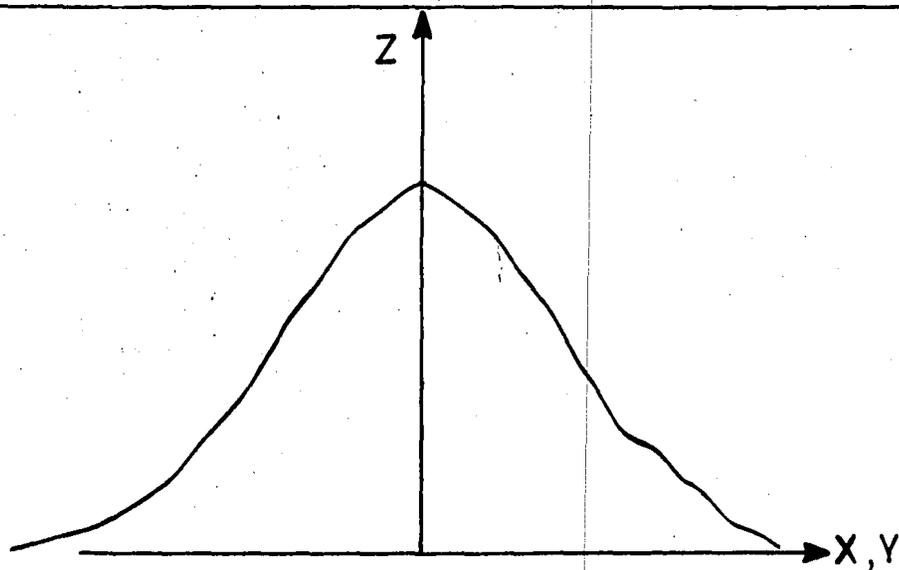


FIG. 2.3 DISTRIBUCION DE LA DENSIDAD DE IMPACTOS COMO FUNCION DE LA DISTANCIA

Un yacimiento petrolífero es considerado como un sistema compuesto, resultado de la evolución a través de millones de años hasta llegar a su condición actual; en consecuencia, la distribución espacial de la materia que lo conforma se representa mediante la ecuación 2.2. Esta concepción incluye a variables tales como la porosidad, la permeabilidad, la saturación de agua y la capacidad de flujo, ya que éstas dependen de la distribución de la materia.

La ecuación 2.2 es la base del Análisis Normal. Esta relación indica que una variable aleatoria  $z$ , asociada a un yacimiento, puede ser tratada como una distribución compuesta, formada por la superposición de - distribuciones elementales de la forma de la ecuación 2.1.

Supóngase, por ejemplo, que  $z$  solo es función de  $x$  y que - -  
 $N = 4$ ,  $D = 3$ , además, véase la Tabla 2.1:

TABLA 2.1 EJEMPLOS 1 y 2

$i$	$x_i$	$H_i$	$z_i$
1	1	2	3.35
2	5	8	9.02
3	9	4	6.36
4	13	6	6.60

Sustituyendo estos valores en la ecuación 2.2 y calculando los

valores de  $z$  (columna 4, Tabla 2.1), para el intervalo  $0 \leq x \leq 14$ , se obtiene la curva continua mostrada en la Fig. 2.4, que es el resultado de la suma de las cuatro distribuciones elementales de la ecuación 2.1, mostradas con líneas punteadas.

Superponer distribuciones elementales para obtener una distribución compuesta es un proceso simple y directo (Fig. 2.4), en cambio, el proceso inverso, o sea, el de descomponer una distribución compuesta en sus componentes elementales, es difícil de realizar y requiere del desarrollo de técnicas elaboradas. La realización de este último proceso constituye el problema central del Análisis Normal.

Este problema puede tener una variedad de soluciones, dependiendo de las condiciones iniciales y de frontera que se fijen en su planteamiento. El Análisis Normal considera que una de las condiciones para llegar a soluciones realistas es aquella que establece que la distribución representativa del parámetro bajo estudio, debe ser exacta en los puntos dato; es decir, los valores medidos y calculados deben coincidir en los puntos de observación. Si se toma en cuenta esta condición, entonces la manera más práctica de atacar el problema consiste en aproximar la distribución compuesta mediante una superposición de distribuciones normales, cuyos ejes de simetría pasen por los puntos dato. En esta forma, la  $N$  de la ecuación 2.2 representa el número de puntos dato y  $(x_i, y_i)$  son las coordenadas del  $i$ -ésimo punto dato.

Una vez que los significados de  $N$ ,  $x_i$  e  $y_i$  han sido definidos,

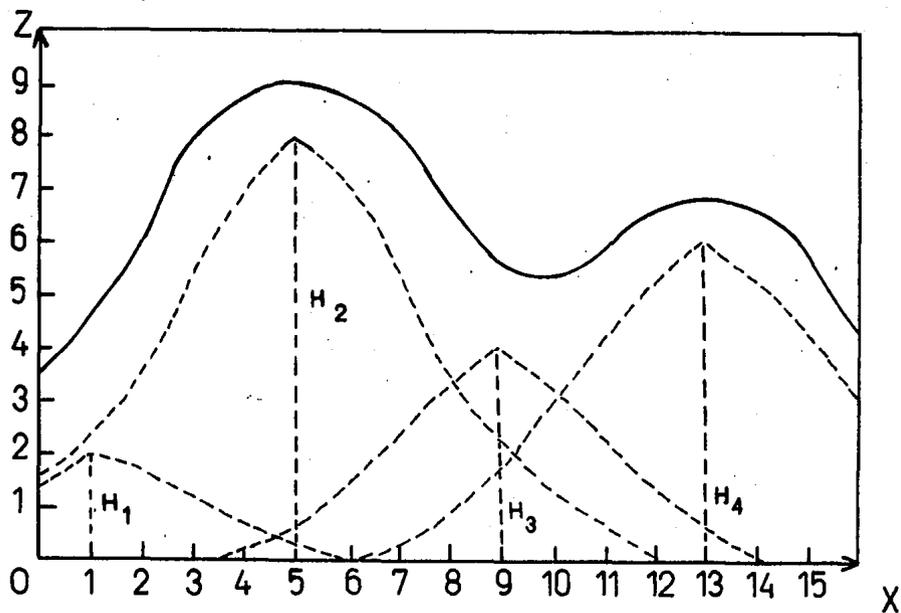


FIG. 2.4 DISTRIBUCION COMPUESTA, LINEA CONTINUA  
Y DISTRIBUCIONES ELEMENTALES, LINEAS DISCONTINUAS

aún quedan por definir el parámetro de dispersión  $D$  y las alturas  $H_i$  de las distribuciones elementales.

La forma de determinar las alturas  $H_i$ , es un poco más elaborada, pero directa. Este punto se ilustra a continuación con un ejemplo sencillo en una dimensión. De la tabla 2.1, o de la Fig. 2.4 se toman los valores de  $z$  para los puntos  $x = 1, 5, 9$  y  $13$ . Pero antes de sustituir todos los valores en la ecuación 2.2, conviene dar a esta expresión, una forma explícita:

$$z = H_1 \exp \left[ -\frac{(x-1)^2}{D^2} \right] + H_2 \exp \left[ -\frac{(x-5)^2}{D^2} \right] \\ + H_3 \exp \left[ -\frac{(x-9)^2}{D^2} \right] + H_4 \exp \left[ -\frac{(x-13)^2}{D^2} \right] \quad (2.3)$$

Se desea encontrar una aproximación a la distribución continua  $z$  a partir de los 4 valores indicados. Para que se cumpla la condición que establece que la distribución debe ser exacta en los puntos dato, los valores  $x$  y  $z$  de la Tabla 2.1 se deben sustituir en la ecuación 2.3.

Ahora, al sustituir los juegos de valores, en este caso resulta un sistema de cuatro ecuaciones con cuatro incógnitas que es el siguiente:

$$\begin{bmatrix} 1.0000 & 0.1690 & 0.0008 & 0.0000 \\ 0.1690 & 1.0000 & 0.1690 & 0.0008 \\ 0.0008 & 0.1690 & 1.0000 & 0.1690 \\ 0.0000 & 0.0008 & 0.1690 & 6.0000 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} H_1 \\ H_2 \\ H_3 \\ H_4 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 3.35 \\ 9.02 \\ 6.36 \\ 6.59 \end{bmatrix} \quad (2.4)$$

Cuya solución es:

$$H_1 = 2, H_2 = 8, H_3 = 4 \text{ y } H_4 = 6$$

Así, una vez conocidos los coeficientes  $H_i$ , la ecuación 2.3 queda completamente definida y ya es posible trazar toda la curva y calcular cualquier valor interpolado, cuya representación gráfica está en la misma Figura 2.4. Ahora bien, en este ejemplo fue posible llegar al mismo valor de los coeficientes  $H_i$  porque se usó el mismo valor de  $D$ , que el utilizado para la generación de la curva en el ejemplo anterior.

Al analizar la ecuación 2.2, se ve que cuando  $x$  e  $y$  se hacen muy grandes,  $z$  tiende a cero. En este caso, se dice que el nivel de referencia es cero. Sin embargo, en la mayor parte de las distribuciones encontradas en la práctica el nivel de referencia es diferente a cero. Para tratar estos casos, la ecuación 2.2 se puede generalizar como sigue:

$$z = M + \sum_{i=1}^N H_i e^{-\left[ \frac{(x - x_i)^2 + (y - y_i)^2}{D^2} \right]} \quad (2.5)$$

Donde  $M$  ( $M = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N z_i$ ), es el nivel de referencia y  $N$ ,  $D$ ,  $x_i$  y  $y_i$  tienen el mismo significado que en la ecuación 2.2 pero ahora las  $H_i$  representan las alturas con respecto al nivel de referencia  $M$ .

En realidad los valores de  $D$  que se deben emplear para resolver un problema real, no se conocen. Este hecho es desafortunado, sobre todo si se toma en cuenta que la influencia de este parámetro es definitiva en los resultados, como se muestra a continuación.

Considérese la Fig. 2.5 en la que se muestran cuatro puntos  $(x, z)$  conocidos: (1,2), (2,5), (12,7) y (13,4) por los cuales se desea trazar una curva compuesta de distribuciones normales elementales.

Aquí solo se dibujaron 4 distribuciones compuestas, para  $D = 2, 3, 4$  y 10 pero en ellas es suficiente para mostrar la enorme importancia que tiene el valor del parámetro de dispersión usado, ya que una mala estimación del mismo puede producir resultados completamente equivocados. ¿Cuál de todos escoger?.

## 2.2 Parámetro de Dispersión $D$

Quando todos los puntos  $(x_i, y_i)$  están uniformemente espaciados, se ha encontrado por medio de estudios empíricos que este parámetro se hace igual a la distancia que existe entre los datos vecinos, con lo cual se obtienen buenos resultados. Pero el resultado de un estudio empírico no tiene una justificación firme, por lo que es necesario buscar soluciones teóricas.

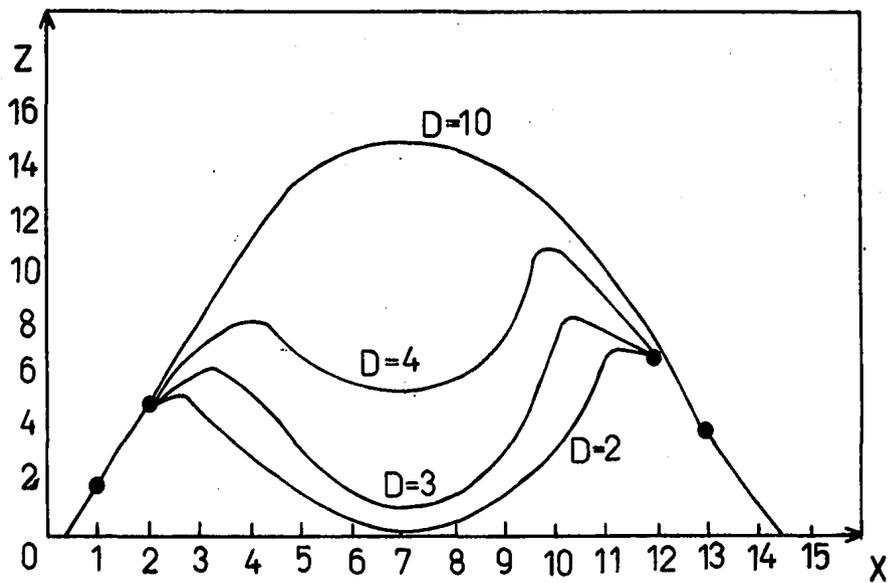


FIG. 2.5 DISTRIBUCIONES COMPUESTAS CON D VARIABLE

cas que brinden un apoyo más sólido, por lo tanto aquí se presentan varias opciones.

Para el caso más general, cuando los puntos dato tienen espaciamientos distintos, se deben usar diferentes valores de  $D$  para cada punto, se encontró experimentalmente que el valor de  $D$  correspondiente a cada punto, es el de su distancia al punto vecino más lejano. Para llegar a esta conclusión se diseñaron diferentes experimentos. Considérese el problema planteado en la Fig. 2.6, como se puede observar es un problema de simetría, lo cual implica que la curva ajustada, aparte de tener una forma lógica, de ba pasar por el punto marcado con cruz, que corresponde al valor medio esperado para esa localización, esto es,  $M = \frac{1}{4} (z_1 + z_2 + z_3 + z_4) = 4.5$ ; la información relacionada con esta Figura se muestra en la Tabla 2.2

TABLA 2.2 EJEMPLO 3

$i$	$x_i$	$D_i$	$Z_i$	$H_i$
1	1	1	6	5.13
2	2	14	3	-5.36
3	16	14	6	5.36
4	17	1	3	-5.13

Al sustituir estos datos en la ecuación 2.5 se obtiene el siguiente sistema de ecuaciones, con incógnitas  $H_i$ :

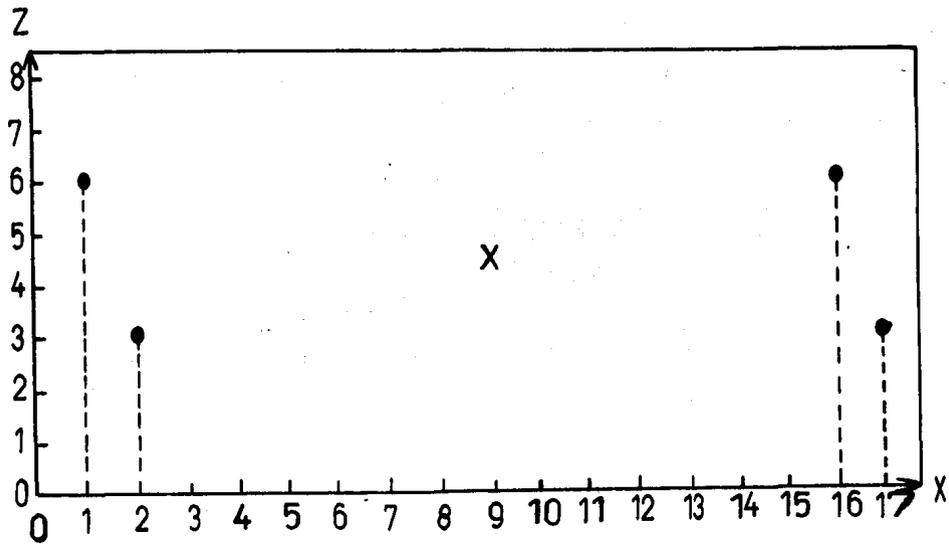


FIG. 2.6 PROBLEMA DE SIMETRIA, USANDO EC. 3. 5  
PARA EL EJEMPLO 3

$$\begin{bmatrix} 1.0000 & 0.9949 & 0.3173 & 0.0000 \\ 0.3679 & 1.0000 & 0.3679 & 0.0000 \\ 0.0000 & 0.3679 & 1.0000 & 0.3679 \\ 0.0000 & 0.3173 & 0.9949 & 1.0000 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} H_1 \\ H_2 \\ H_3 \\ H_4 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 3 \\ -1.5 \\ 3 \\ -1.5 \end{bmatrix} \quad (2.6)$$

Donde resulta la columna 5 de la tabla 2.2, sustituyendo esta columna en la ecuación 2.5 con  $M = 4.5$ , se obtiene la distribución mostrada en la figura 2.7 que resultó como se esperaba. Todo el procedimiento - descrito es válido para dos dimensiones, aunque hay que hacer notar que se pueden asignar valores mayores para  $D$ .

En la misma figura se indica con línea discontinua la distribución que resulta al usar  $D = 1$  para los puntos 2 y 3 lo cual no es razonable; así, al ir incrementando el valor de  $D$  para los puntos 3 y 4 la solución se aproxima a la obtenida en la curva continua, habiéndose observado que para  $D = 14$ , ó mayor, las soluciones se superponen unas con otras, lo cual confirma la recomendación dada antes.

Para un mejor fundamento, se diseñó el experimento mostrado en la Fig. 2.8 y Tabla 2.3

TABLA 2.3 EJEMPLO 4

$i$	$x_i$	$z_i$	$D_i$
1	1	2	1
2	3	3	13
3	15	9	13
4	17	10	2

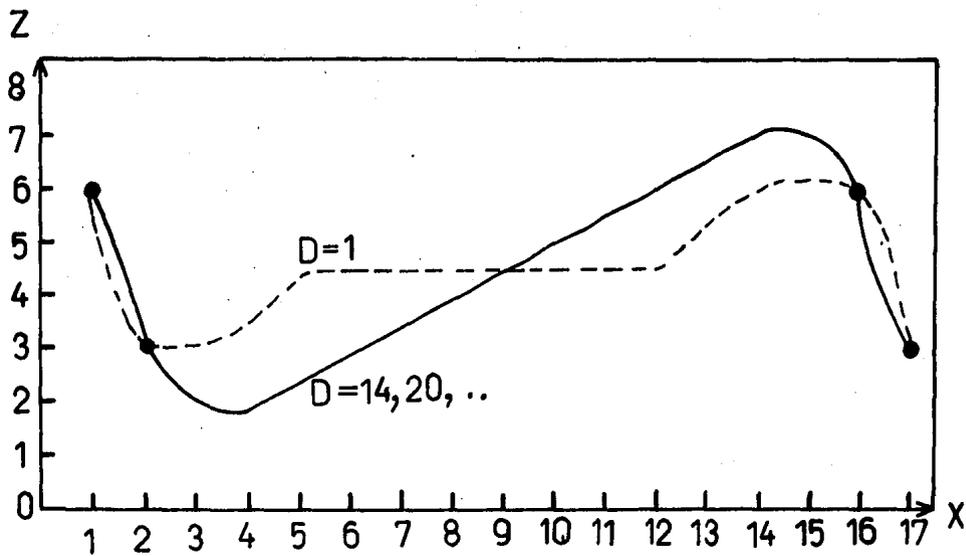


FIG. 2.7 INFLUENCIA DE D EN EL PROBLEMA DE SIMETRIA

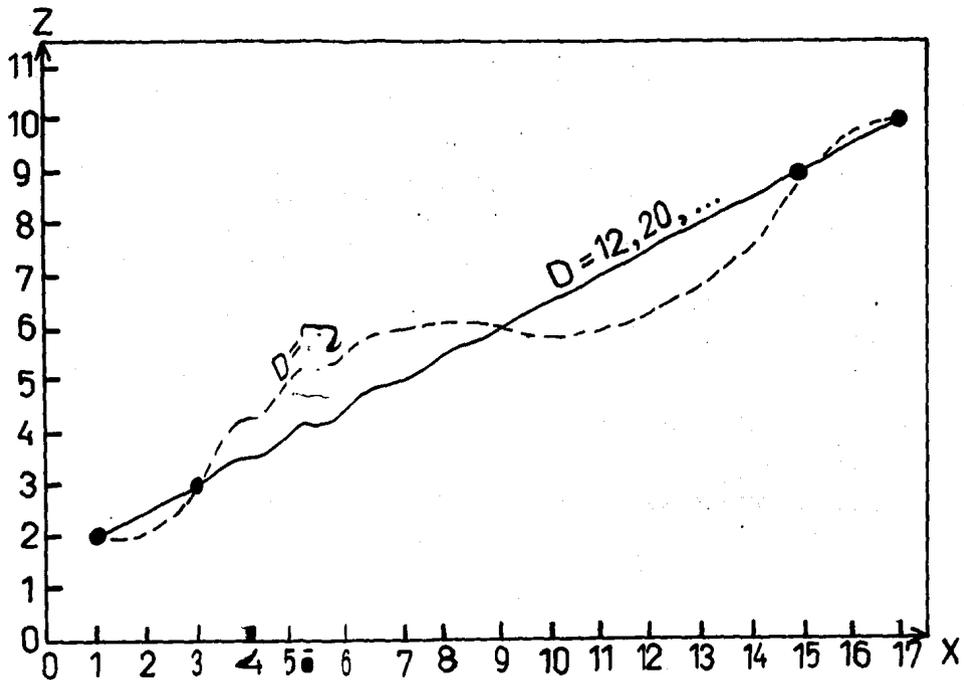


FIG. 2.8 INTERPOLACION USANDO D VARIABLE Y D CONSTANTE

Se llega a la solución marcada con línea continua, la curva punteada corresponde para  $D = 2$  en los puntos 2 y 3 y de nuevo se observa que para valores de  $D \geq 12$  los resultados se superponen a la línea continua.

En dos dimensiones (Fig. 2.9), los pozos vecinos al pozo 6 son: 4, 5, 7, 8 y 9, siendo el punto 9 el más alejado, entonces  $D_6$  será la distancia entre los pozos 6 y 9. La solución práctica es de carácter geométrico, consiste en determinar un procedimiento para identificar los puntos vecinos de cada punto. Solórzano (1982), determinó el siguiente proceso.

Considerando la Fig. 2.10, se trata de identificar los pozos vecinos del pozo 6, matemáticamente primero se localiza el centro  $(x_0, y_0)$  del círculo por medio de la siguiente ecuación.

$$x_0 = \frac{ac - bf}{ac - bd}, \quad y_0 = \frac{af - cd}{ae - bd} \quad (2.7)$$

donde:

$$a = 2(X_C - X_A)$$

$$b = 2(Y_C - Y_A)$$

$$c = X_C^2 - X_A^2 + Y_C^2 - Y_A^2$$

$$d = 2(X_C - X_D)$$

$$e = 2(Y_C - Y_D)$$

$$f = X_C^2 - X_D^2 + Y_C^2 - Y_D^2$$

$(X_A, Y_A)$  son las coordenadas del Pozo A, etc.

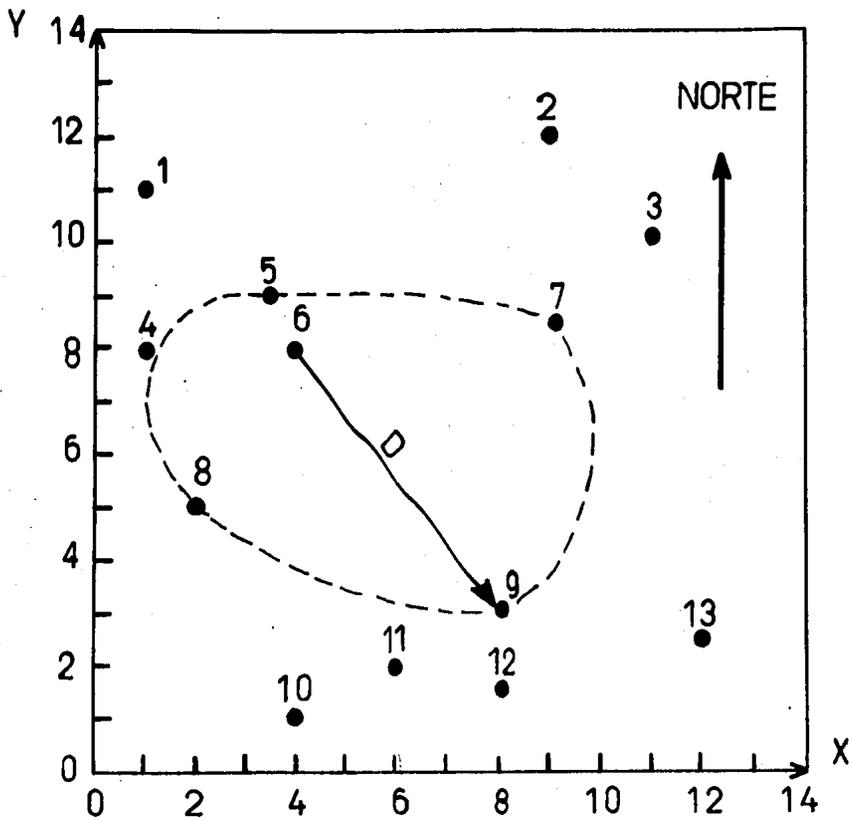


FIG. 2.9 CALCULO DE D VARIABLE PARA DOS DIMENSIONES

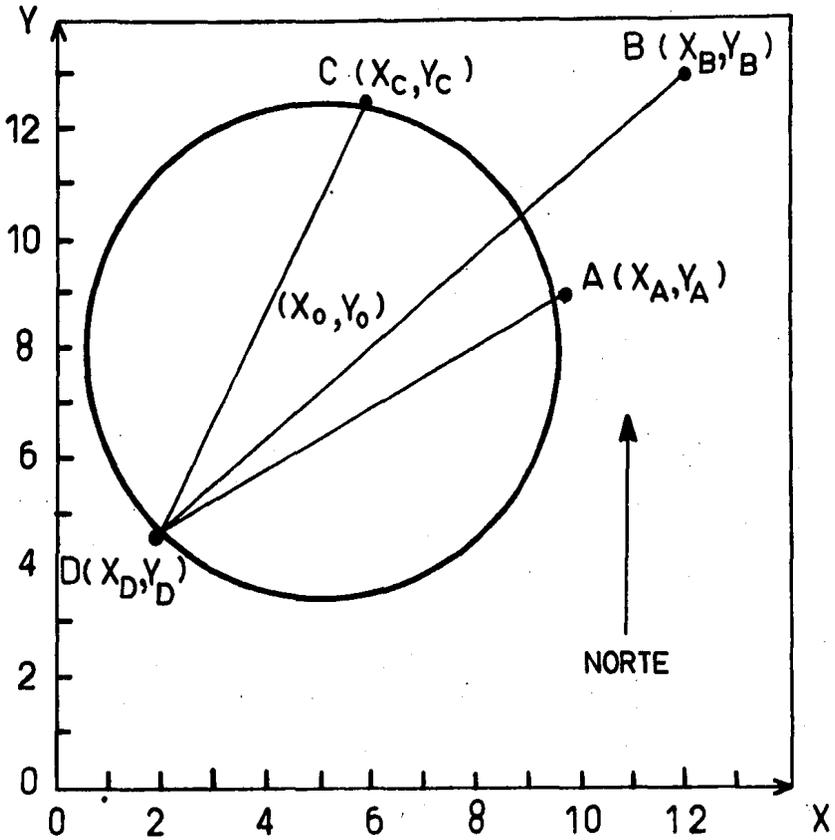


FIG. 2.10 IDENTIFICACION DE POZOS VECINOS  
ECS. 27, 28, 29.

Después, se calcula el radio del círculo y la distancia  $d$  del centro del círculo al punto de prueba B

$$r = \left[ (X_D - X_0)^2 + (Y_B - Y_0)^2 \right]^{1/2} \quad (2.8)$$

$$d = \left[ (X_B - X_0)^2 + (Y_B - Y_0)^2 \right]^{1/2} \quad (2.9)$$

Si  $d < r$  el punto es vecino, y se pasa a probar otro punto.

Finalmente se selecciona la mayor distancia de los puntos vecinos encontrados.

Otra forma de estimar el parámetro  $D$  es mediante la función semivariograma que es una herramienta muy útil en la geoestadística, (Journel, 1978; Haas, 1982), con la cual se pueden representar parámetros que dependen de la localización de los puntos dato, tales como: continuidad, anisotropía y zona de influencia (para nuestro caso es el parámetro  $D$ ). La función semivariograma  $\gamma(\bar{h})$  está definida como:

$$\gamma(\bar{h}) = \frac{1}{2} E \left[ (Z(x+h) - Z(x))^2 \right] \quad (2.10)$$

$$\gamma(0) = 0 \quad (2.11)$$

$$\gamma(\bar{h}) = \gamma(-\bar{h}) \quad (2.12)$$

$$E [Z(x+\bar{h}) - Z(x)] = 0 \quad (2.13)$$

$E[-]$  = valor esperado

El grado de correlación entre las variables  $z(x)$  y  $z(x + \bar{h})$  ge

neralmente decrece a medida que la distancia  $\bar{h}$  que las separa se incrementa, por lo tanto,  $\gamma(\bar{h})$  se incrementa con  $\bar{h}$ , como se observa con línea continua en la Fig. 2.11. La distancia  $D$  a partir de la cual la función covarianza  $C(\bar{h})$ , resulta prácticamente igual a cero se denomina rango y representa el punto de transición entre el estado en el cual existe correlación, ( $|\bar{h}| < D$ ), y el estado en el cual hay ausencia de correlación ( $|\bar{h}| > D$ ). A medida que  $\bar{h}$  se incrementa, la función  $\gamma(\bar{h})$  resulta en una curva mas o menos estable (a partir de  $|\bar{h}| > D$ ) alrededor de un límite llamado meseta, el cual equivale a la variancia de  $Z(x)$ .

$$\gamma(\infty) = \text{var } [Z(x)] = C(0) \quad (2.14)$$

Un modelo anisotrópico se caracteriza por presentar diferentes variabilidades en cada dirección  $\alpha$  (Fig. 2.12). La función estructural  $\gamma(\bar{h}) = \gamma(|\bar{h}|, \alpha)$  depende de la dirección  $\alpha$  y del módulo  $|\bar{h}|$ , si depende solo de  $|\bar{h}|$ , el fenómeno se conoce como isotrópico y  $D_x = D_y = D$ .

En la práctica  $\gamma(\bar{h})$  puede ser estudiada en base a las diferencias cuadráticas de dos variables, distanciadas una de la otra por un vector  $\bar{h}$ , si las muestras están regularmente espaciadas y si se usan múltiplos de  $|\bar{h}|$ , la fórmula resultante es:

$$\gamma_{\alpha}^*(h) = \frac{1}{2n_h} \sum_{i=1}^{n_h} [Z(x_i + \bar{h}) - Z(x_i)]^2 \quad (2.15)$$

donde:  $n_h$  es el número de parejas separadas por el vector  $\bar{h}$  y  $Z(x_i + \bar{h})$ ,  $Z(x_i)$  son los valores de los datos,  $\alpha$  es la dirección escogida, por ejemplo,

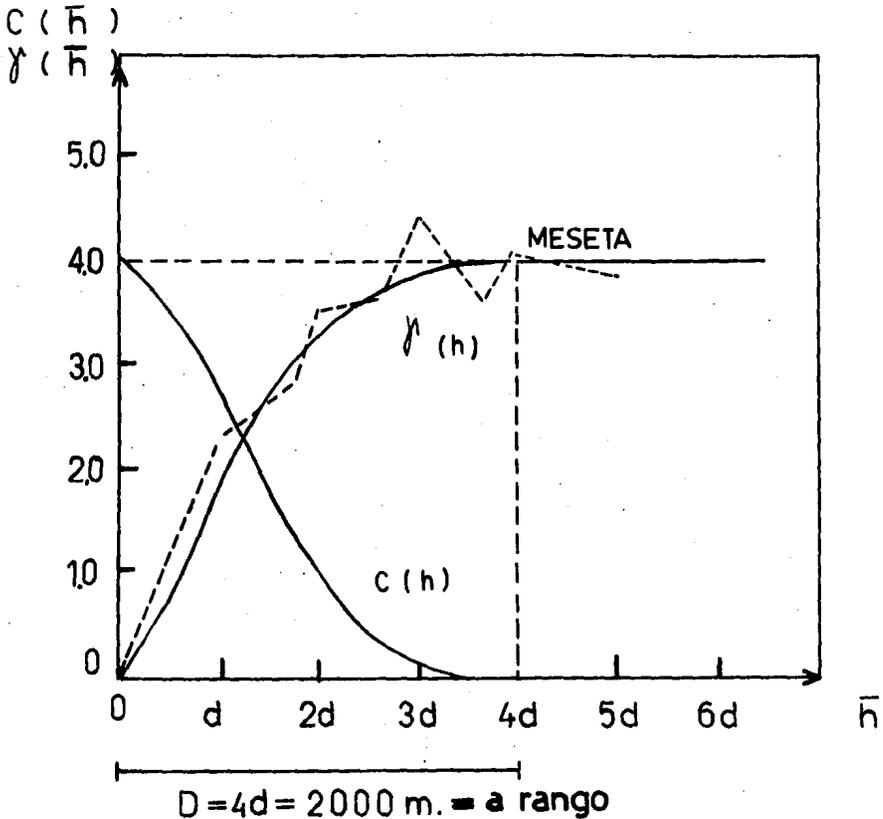


FIG. 2.11 FUNCION SEMIVARIOGRAMA  $\gamma(h)$  PARA EL CALCULO DE  $D$ , TAMBIEN ES UNA MEDIDA DE ESTACIONARIDAD

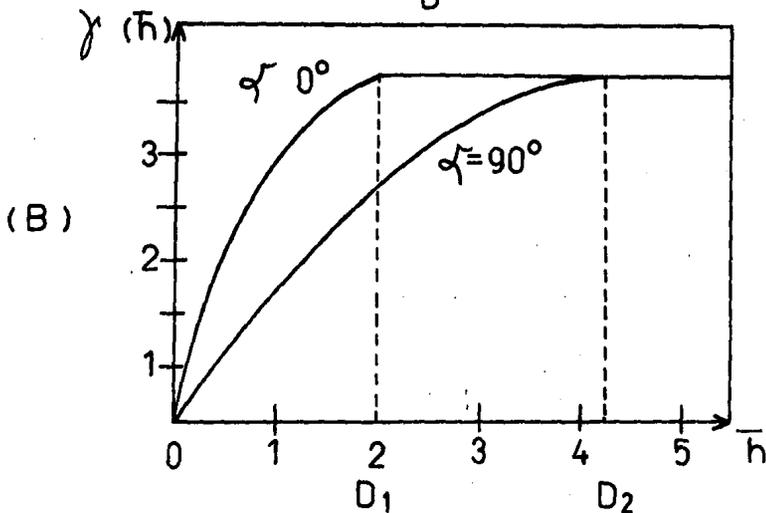
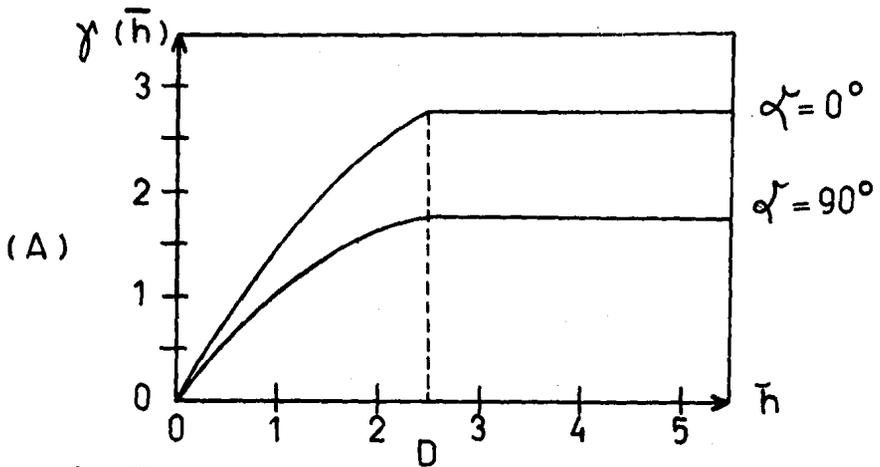


FIG. 2.12 DETECCIÓN DE ANISOTROPIAS POR EL SEMIVARIOGRAMA (A) DIFERENTE VARIABILIDAD MISMA  $D$   
(B) ZONAL, USAR  $D$  VARIABLE

Este-Oeste es para  $\alpha = 0$ . El cálculo adecuado de  $\gamma(\bar{h})$  requiere de gran cantidad de datos, en ingeniería petrolera, normalmente hay pocos datos - (pozos), por lo cual no siempre es aplicable esta técnica.

En la Fig. 2.11 con línea discontinua, se muestra el semivariograma experimental usando los 27 puntos del Campo A, lo cual dió como resultado una  $D = 2000$ .

Por último, Pérez Rosales efectuó un razonamiento teórico en el cual concluye que el valor del parámetro  $D$  debe ser igual a la distancia entre los puntos dato, es decir, justifica teóricamente el resultado empírico mencionado. (Pérez, 1982).

### 2.3 Distribuciones Estacionarias y No Estacionarias.

En la práctica, las distribuciones de variables asociadas a yacimientos se pueden clasificar en estacionarias y no estacionarias. Las primeras son aquellas distribuciones cuyos valores oscilan alrededor de un valor típico o nivel de referencia en tanto que las segundas exhiben una tendencia variable. Las distribuciones estacionarias no presentan problemas especiales y se pueden analizar mediante la ecuación 2.5, donde  $M$  representa la media de los valores medidos. En cambio, las distribuciones no estacionarias requieren un tratamiento especial, como se indica a continuación:

Para tratar los casos no estacionarios, el Análisis Normal adopta el punto de vista sostenido en algunas ramas de las ciencias de la tie-

rra en el sentido de que, en la formación de un yacimiento, intervienen dos procesos fundamentales. Uno de ellos de variaciones suaves y sistemáticas, de naturaleza determinista, que actúa a nivel regional, y el otro de carácter aleatorio que se ejerce a nivel local. En consecuencia, la distribución de una variable  $z(x,y)$  se puede considerar como constituida por dos partes, a saber.

$$z(x,y) = t(x,y) + c(x,y) \quad (2.16)$$

donde:  $t(x,y)$  representa la componente determinista, que será llamada la tendencia, y  $c(x,y)$  es la parte aleatoria, que será llamada el complemento.

No existe un método único para obtener expresiones analíticas de la tendencia debido al hecho de que cada caso presenta problemas específicos. Una técnica usada frecuentemente, y que ha dado buenos resultados es conocida en la literatura como análisis de superficies de tendencia (Watson, 1971; Davis, 1973). Esta técnica consiste en ajustar a los datos experimentales por medio del método de mínimos cuadrados, una expresión polinómica de la forma:

$$t(x,y) = A_0 + A_1x + A_2y + A_3x^2 + A_4xy + A_5y^2 + \dots \quad (2.17)$$

El número de términos usado en esta serie depende del fenómeno bajo estudio. Sin embargo, en la práctica se ha encontrado que, para obtener resultados realistas, se debe emplear un polinomio de orden bajo, generalmente no mayor del tercer orden, ya que expresiones de ordenes superiores producen enormes fluctuaciones que se apartan de la realidad.

Por otra parte, la componente aleatoria puede ser tratada mediante la técnica descrita en la sección anterior; en consecuencia

$$c(x,y) = \sum_{i=1}^N H_i e^{-\frac{(x - x_i)^2 + (y - y_i)^2}{D^2}} \quad (2.18)$$

donde las  $H_i$  representan alturas (incógnitas), con respecto a la superficie de tendencia.

Para aclarar conceptos e ilustrar el procedimiento descrito en un ejemplo concreto, considérese que los puntos que aparecen en la Fig. 2.13 y en la Tabla 2.4 corresponden a un caso no estacionario y se desea encontrar la distribución continua de la variable  $z$ .

TABLA 2.4 EJEMPLO 5

$i$	$x_i$	$z_i$	$t_i$	$c_i$	$H_i$
1	2	3	3.7712	-0.7712	-1.7494
2	4	6	4.3136	1.6764	2.7077
3	6	4	4.4272	-0.4272	-0.9668
4	8	3	4.1120	-1.1120	-1.2081
5	10	4	3.368	0.6320	1.0938

Para esto se considerará que una curva de segundo orden es adecua da para representar la tendencia. Por lo tanto,

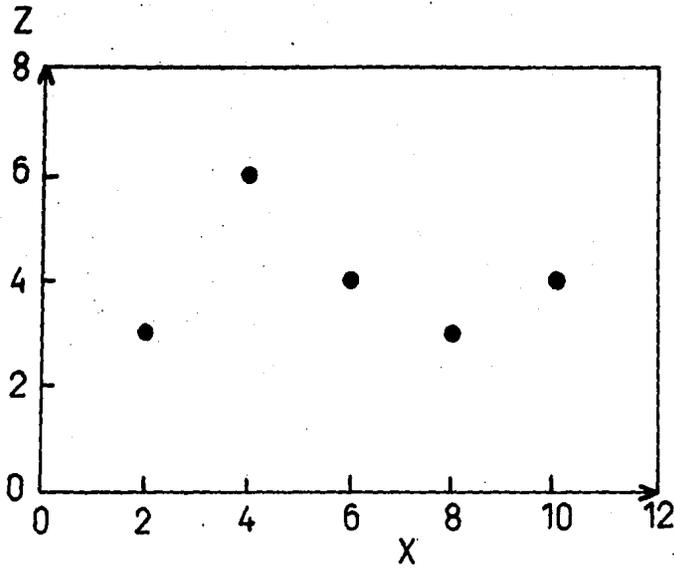


FIG. 2.13 PUNTOS DATO DE UNA  
DISTRIBUCION ALEATORIA

$$t(x) = A_0 + A_1x + A_2x^2$$

El ajuste por mínimos cuadrados conduce a

$$t(x) = 2,800 + 0,5928x - 0,0563x^2$$

La representación gráfica de esta ecuación aparece como la curva superior de la Fig. 2.14, donde también se han indicado los puntos dato.

Los valores de la curva de tendencia en los puntos dato están en la columna 4 y usando la ecuación 2.16 se obtiene  $C(x)$  en la columna 5.

A partir de estos últimos valores se pueden determinar las  $H_i$  de la ecuación 2.18, columna 6, en la misma forma que como se procedió en la sección anterior, obteniéndose la siguiente expresión para el complemento:

$$\begin{aligned}
 C(x) = & -1.7494 e^{-\frac{(x-2)^2}{4}} + 2.7077 e^{-\frac{(x-4)^2}{4}} \\
 & -0.9668 e^{-\frac{(x-6)^2}{4}} - 1.2081 e^{-\frac{(x-8)^2}{4}} \\
 & + 1.0938 e^{-\frac{(x-10)^2}{4}}
 \end{aligned} \tag{2.19}$$

cuya representación gráfica aparece como la curva inferior de la Figura 2.14.

Al superponer los valores de las dos gráficas de la Fig. 2.14, se obtiene la curva de la figura 2.15A, que es la distribución buscada. Como

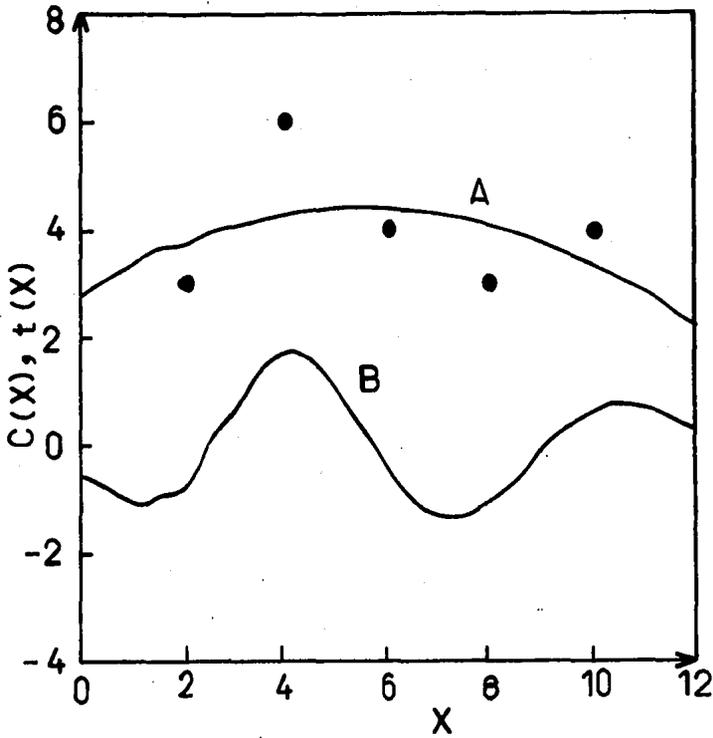


FIG. 2 .14 (A) CURVA DE TENDENCIA Y  
(B) COMPLEMENTO

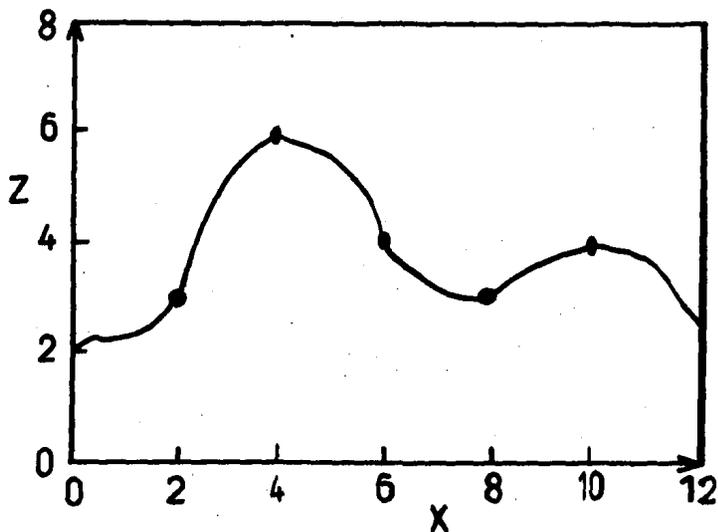


FIG. 2.15A SUPERPOSICION DE LA CURVA DE TENDENCIA Y EL COMPLEMENTO.

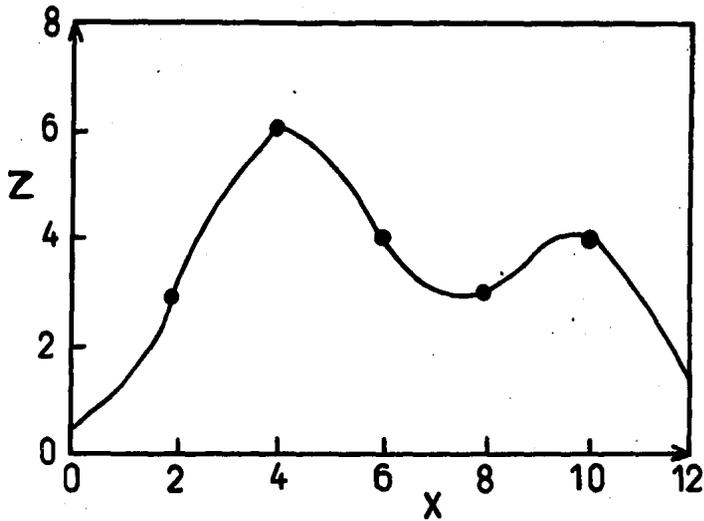


FIG. 2.15B DISTRIBUCION CONTINUA  
OBTENIDA MEDIANTE EL ANALISIS.  
NORMAL.

se puede ver, esta curva es similar a la de la Fig. 2.15B obtenida mediante la ecuación 2.5. Esto era de esperarse, ya que ambas curvas se obtuvieron a partir de los mismos puntos de dato; sin embargo, en los extremos se pueden apreciar algunas diferencias de consideración.

Antes de terminar la discusión del método conviene hacer algunos comentarios para resaltar sus cualidades. En la Fig. 2.16 se muestra una distribución en una dimensión obtenida con 4 puntos como datos, en primer lugar se puede observar que la cima de la curva no se ubica en el punto de dato de valor máximo, lo mismo sucede con el valle, que no coincide con el punto de dato de valor mínimo. Otras configuraciones, inclusive las manuales no tienen esta característica. En segundo lugar, se puede notar que no ha sido necesario colocar puntos ficticios para lograr una configuración razonable a pesar que el espaciamiento de los puntos de información sea muy grande.

Con el advenimiento de las computadoras electrónicas ha sido posible desarrollar una gran cantidad de programas de cálculo, con los cuales el ingeniero de exploración y explotación ha podido realizar los trabajos laboriosos que venían efectuando con ayuda de herramientas elementales de computación. A pesar de que la mayoría de las técnicas numéricas usadas en la actualidad ya eran conocidas desde hace mucho, bastantes estudios de ingeniería necesarios ni siquiera se emprendían debido a la infinidad de operaciones aritméticas que están involucradas, como en el caso de las ecuaciones 2.16, 2.17 y 2.18.

El paquete de programas "SANDY" (Martínez, 1985) reúne los algo-

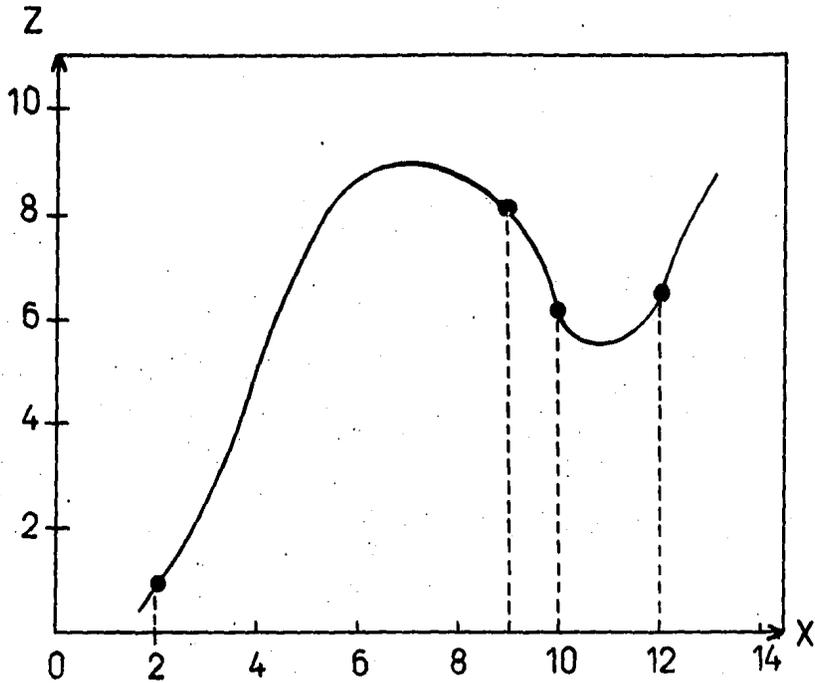


FIG. 2.16 DISTRIBUCION CONTINUA OBTENIDA  
CON 4 PUNTOS

ritmos de computación desarrollados para aplicar las ideas aquí descritas, a diversos casos continuos relacionados con la configuración de parámetros físicos de yacimientos petrolíferos.

Por otro lado; el sistema (conjunto de programas y datos), se ha desarrollado de tal forma que haciendo uso de graficadores electrónicos, se obtengan como salidas de rutina planos de curvas de nivel hechos con tinta china y en papel albanene.

#### 2.4 Cálculo de Reservas

Siendo que la cuantificación de las reservas de hidrocarburos es el trabajo básico que sustenta decisiones trascendentales que se toman en la explotación de un campo, y además requiere realizarse periódicamente, por lo cual es de suma importancia realizar esta cuantificación en forma precisa y oportuna. Esto puede ser logrado mediante procedimientos de cómputo.

Sustentándose en las ideas del Análisis Normal (Pérez 1982, Martínez, 1985) se resolvió el problema de la automatización del cálculo de reservas, y se organizó un sistema que agiliza notablemente la elaboración de planos. Con lo anterior, se propició la formación de un banco de datos confiable y de acceso inmediato, que puede proporcionar rápidamente una parte importante de la información requerida en estudios de ingeniería de yacimientos.

Para facilitar la exposición del problema y su solución, es necesario efectuar la configuración de parámetros del yacimiento (porosidad, saturación, etc.).

ración de agua y el espesor neto), siempre tomando en cuenta la información perteneciente a los límites del yacimiento.

Para cada variable se determina la función de distribución normal dentro del área de interés y posteriormente se realizan las integraciones numéricas para calcular el volumen de roca, el volumen poroso y el volumen impregnado de hidrocarburos.

Uno de los métodos volumétricos para el cálculo de reservas es el llamado isoíndices de hidrocarburo. El índice de hidrocarburos IH de un intervalo en un pozo, es el producto del espesor (h), por la porosidad ( $\phi$ ) y por la saturación de hidrocarburos ( $S_o$ )

$$IH = h \phi (1 - S_w) \left[ \frac{\text{m}^3 \text{ hc c.y.}}{\text{m}^2 \text{ de roca}} \right] \quad (2.20)$$

$$S_o = 1 - S_w \quad (2.21)$$

Los parámetros utilizados (h,  $\phi$ ,  $S_w$ ) en el cálculo de IH se determinan a partir del análisis de registros geofísicos de pozos y físicamente es una medida del volumen de hidrocarburos medido a condiciones de yacimiento que existe en la roca contenida en un área de un metro cuadrado de yacimiento, en el intervalo considerado.

Las principales ventajas de usar IH son:

- a) Toma en cuenta la heterogeneidad del yacimiento.
- b) Se detectan de inmediato las áreas a desarrollar.

- c) Ayuda a detectar límites del yacimiento si:  $h$  tiende a cero,  $\phi$  tiende a cero, o,  $S_w$  tiende a uno
- d) Para alimentar simuladores numéricos no es necesario tomar valores medios de:  $h$ ,  $\phi$  y  $S_w$ .

Finalmente, el cálculo de reservas se reduce a sumar los valores de los  $IH$ 's en todas las celdas dentro del perímetro del yacimiento y a la suma total se le debe multiplicar por el área de la celda elemental  $A_c$  y por el factor de recuperación  $FR$  de ese yacimiento.

$$\begin{array}{l} \text{Volumen de} \\ \text{Hidrocarburos} \end{array} = 6289.7 A_c \sum_{i=1}^K IH_i \text{ (barriles)} = VH \quad (2.22)$$

$$\text{Reservas} = FR \cdot VH \quad (2.23)$$

La Fig. 2.17 es una vista tridimensional que representa la distribución de  $IH$  de tal forma que se aprecia bien la ecuación 2.22 en el caso del Campo A.

## 2.5 Aplicaciones al Caso del Campo A.

Para ilustrar el tipo de resultados que se pueden obtener con la aplicación del Análisis Normal, se presentan datos reales del Campo A, listados en la Tabla 2.5, en las Figuras 2.18A a la 2.23A se presentan las configuraciones por impresora de seis propiedades, este tipo de presentaciones es muy útil para el ingeniero de campo cuando no se cuenta con un

TABLA 2.5 DATOS DEL CAMPO A

POZO N°	COORDENADAS		h (m)	$\theta$ (%)	Sw (%)	IH	C I M A S m.b.n.m.	TOPOGRAFIA m.s.n.m.	kh (md.m.)
	X (m)	Y (m)							
1	1829	4320	102	9.1	9.9	8.3	4009	34.6	
2	1820	6060	175	7.2	13.9	11.0	3884	42.1	
3	1320	6920	94	5.0	20.7	3.7	3995	41.5	
4	1820	7720	85	6.2	17.1	4.5	3973	38.5	
5	3820	2580	103	4.4	21.2	3.5	3932	17.1	
6	2320	3460	77	7.1	21.9	4.3	4068	36.7	
7	3320	3520	290	11.0	9.7	28.8	3799	20.1	1.968
8	2840	4320	281	8.9	7.1	23.3	3796	25.6	8.229
9	3820	4320	354	9.0	8.3	29.3	3707	28.01	3.025
10	2320	5180	174	5.5	18.8	7.8	3778	35.4	
11	3320	5180	349	7.1	13.9	21.6	3734	41.5	5.896
12	2840	6060	353	8.2	10.6	26.0	3714	36.4	4.968
13	3820	6040	269	8.1	10.0	19.5	3813	25.7	1.254
14	2320	6920	171	6.9	12.4	10.4	3843	41.8	0.116
15	3320	6920	196	6.2	15.8	10.3	3878	28.8	4.254
16	2840	7780	75	10.5	10.6	7.1	4007	38.3	
17	4840	2580	67	6.8	12.7	4.0	4054	26.7	
18	5820	2580	151	7.0	13.1	9.2	3923	19.6	0.042
19	4320	3460	201	10.3	7.3	19.4	3923	16.7	2.078
20	5320	3460	178	12.6	7.2	20.8	3930	25.9	0.960
21	6320	3460	176	9.2	9.4	14.7	3939	23.8	1.266
22	4840	4320	244	9.2	6.9	20.8	3841	31.7	18.005
23	5820	4320	90	6.6	14.9	5.1	3956	20.5	0.435
24	4320	5180	183	9.2	12.8	14.8	3821	33.0	3.368
25	5320	5180	150	10.4	10.1	14.0	3946	27.7	1.245
26	4840	6060	138	8.7	12.1	10.6	3978	51.2	0.342
27	4320	6920	105	6.0	14.6	5.5	4056	44.3	0.093

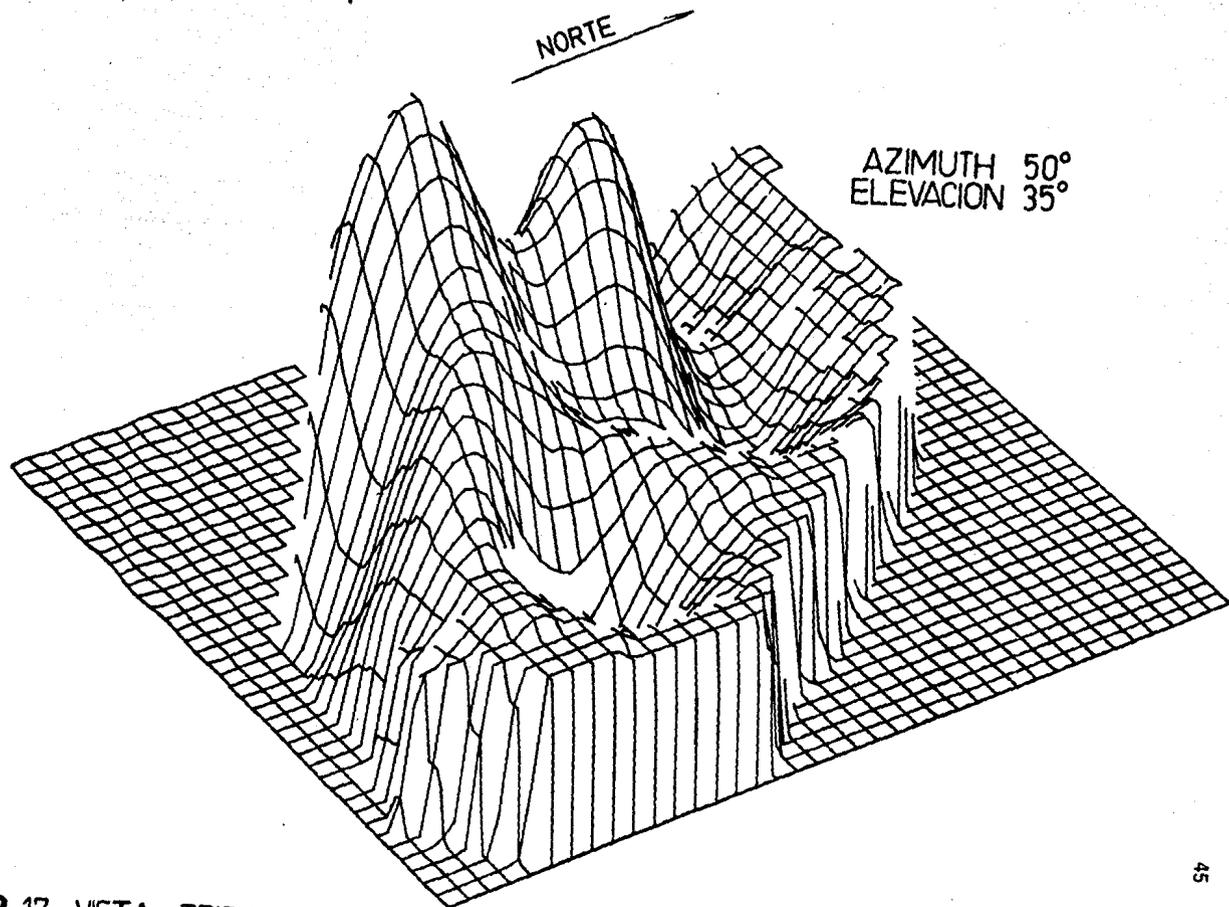


FIG. 2.17 VISTA TRIDIMENSIONAL DE IH DEL CAMPO A OBSERVE LOS PRISMAS ELEMENTALES

graficador electrónico o la computadora es muy pequeña en capacidad. Así, en las figuras 2.18B a la 2.23B se muestran las mismas seis propiedades pero ahora son configuraciones automáticas, corresponden a la definición de las siguientes variables. Espesor  $h$  de la formación, porosidad  $\phi$ , saturación de agua  $S_w$ , isohidrocarburos  $IH$ , cimas y topografía de la superficie del terreno. El Campo A cuenta con 27 pozos, con un espaciamiento de 1000 m. entre ellos.

Las ecuaciones empleadas en las configuraciones fueron las ecuaciones 2.16, 2.17 y 2.18, con  $N = 27$  y  $D = 1000$ ,  $T(x,y) = M$

En algunos casos prácticos se recomienda el uso de pozos ficticios para mejorar resultados, por ejemplo, si se trabaja con saturación de aceite y si se conoce la posición del contacto agua-aceite, entonces convendría situar algunos pozos ficticios con valores cero de saturación, a lo largo de este contacto. El uso adecuado de pozos ficticios es más bien un arte que una ciencia, y su dominio se adquiere solamente con la práctica.

Para el cálculo de reservas de hidrocarburos, es necesario tener la distribución areal de los índices de hidrocarburos en todo el Campo B. De acuerdo con los valores de la columna 10 de la Tabla 2.5 se generó la figura 2.21B y como el área de celda  $A_c$  generada es igual a  $15,082.14 \text{ m}^2$  da como resultado la cantidad de  $2,3818 \times 10^9$  de barriles de reservas.

Por otro lado, si se usan las figuras 2.18B, 2.19B y 2.20B y se multiplican celda a celda consistentemente, da como resultado  $2.6958 \times 10^9$

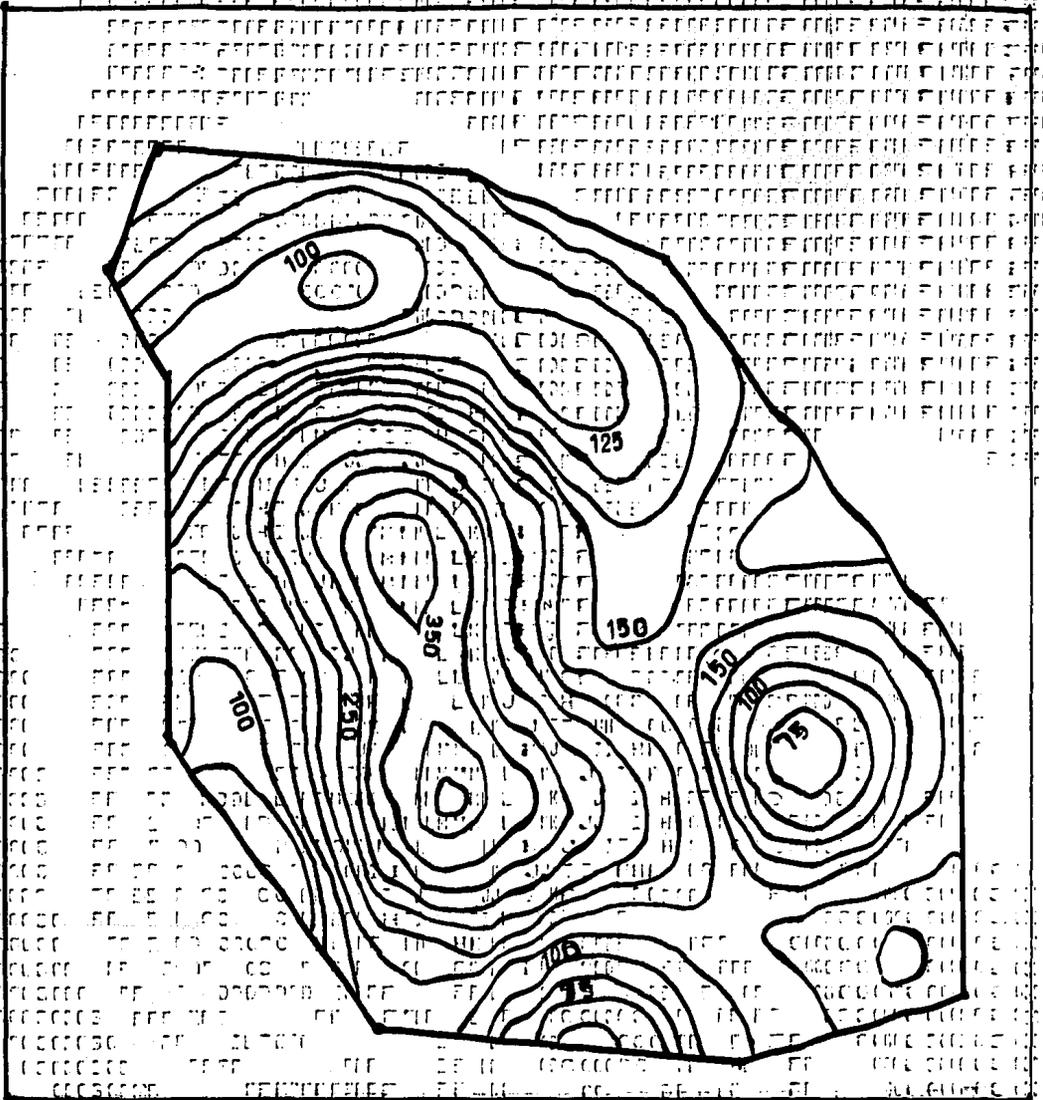


FIG. 2.18A ESPESOR DE LA FORMACION (m.)

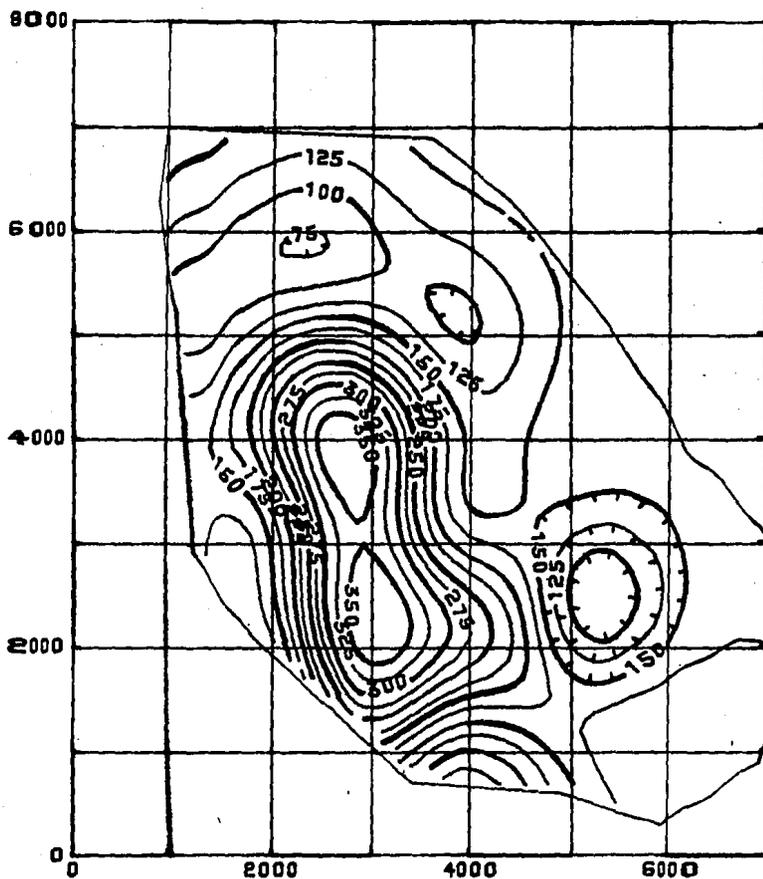


FIG. 218B ESPESOR DE LA FORMACION (m.)

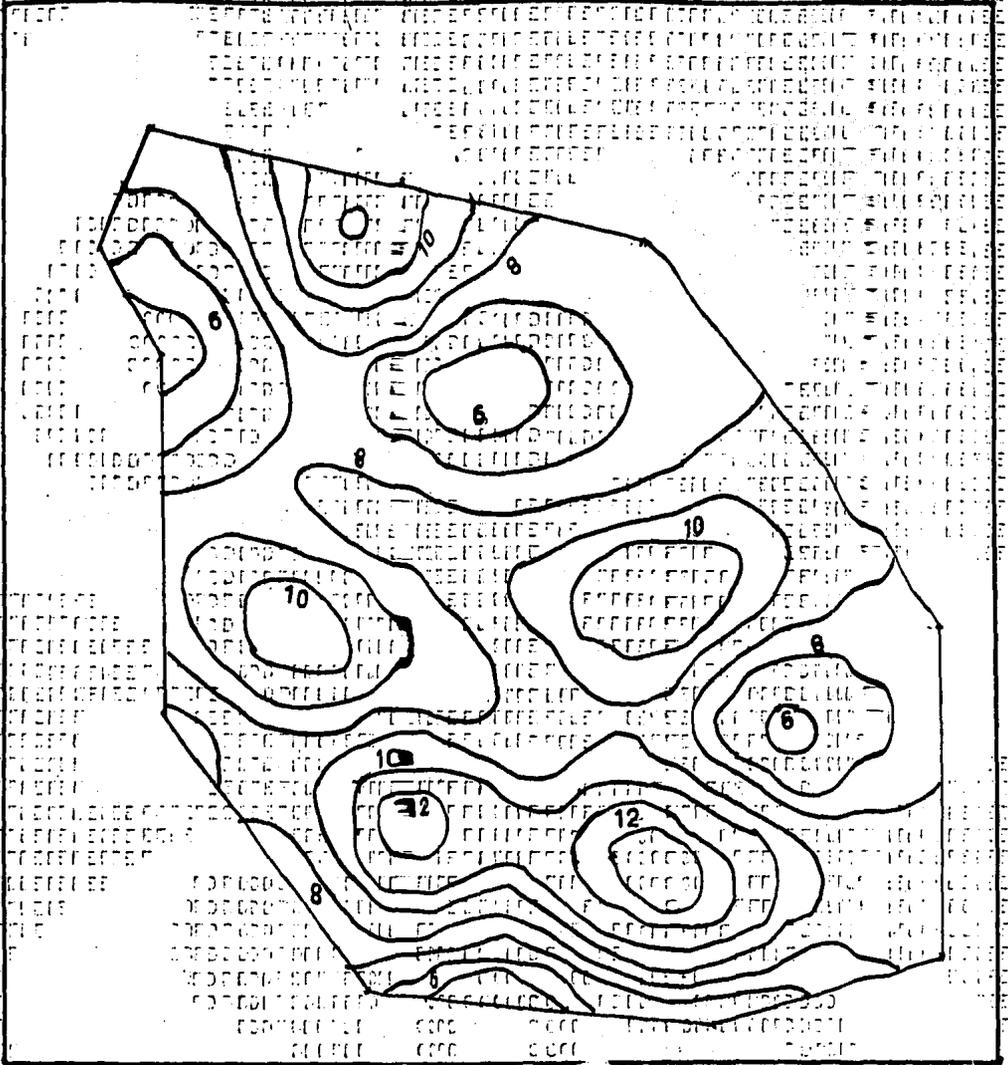


FIG.2.19A POROSIDAD (%),  $\phi$  DEL CAMPO A

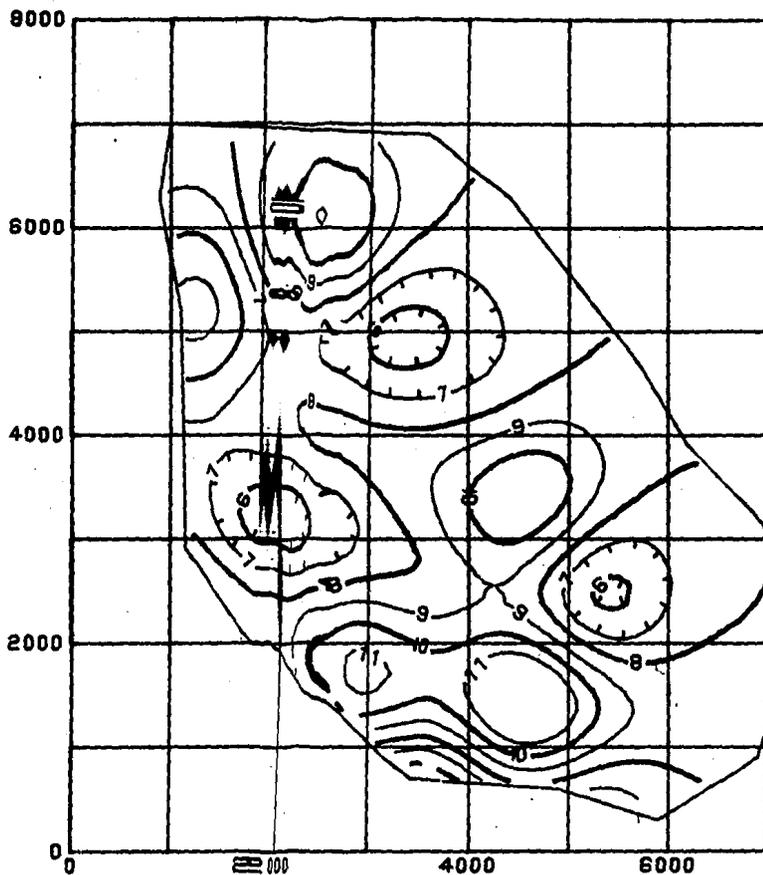


FIG. 2.19B: POROSIDAD (%),  $\phi$

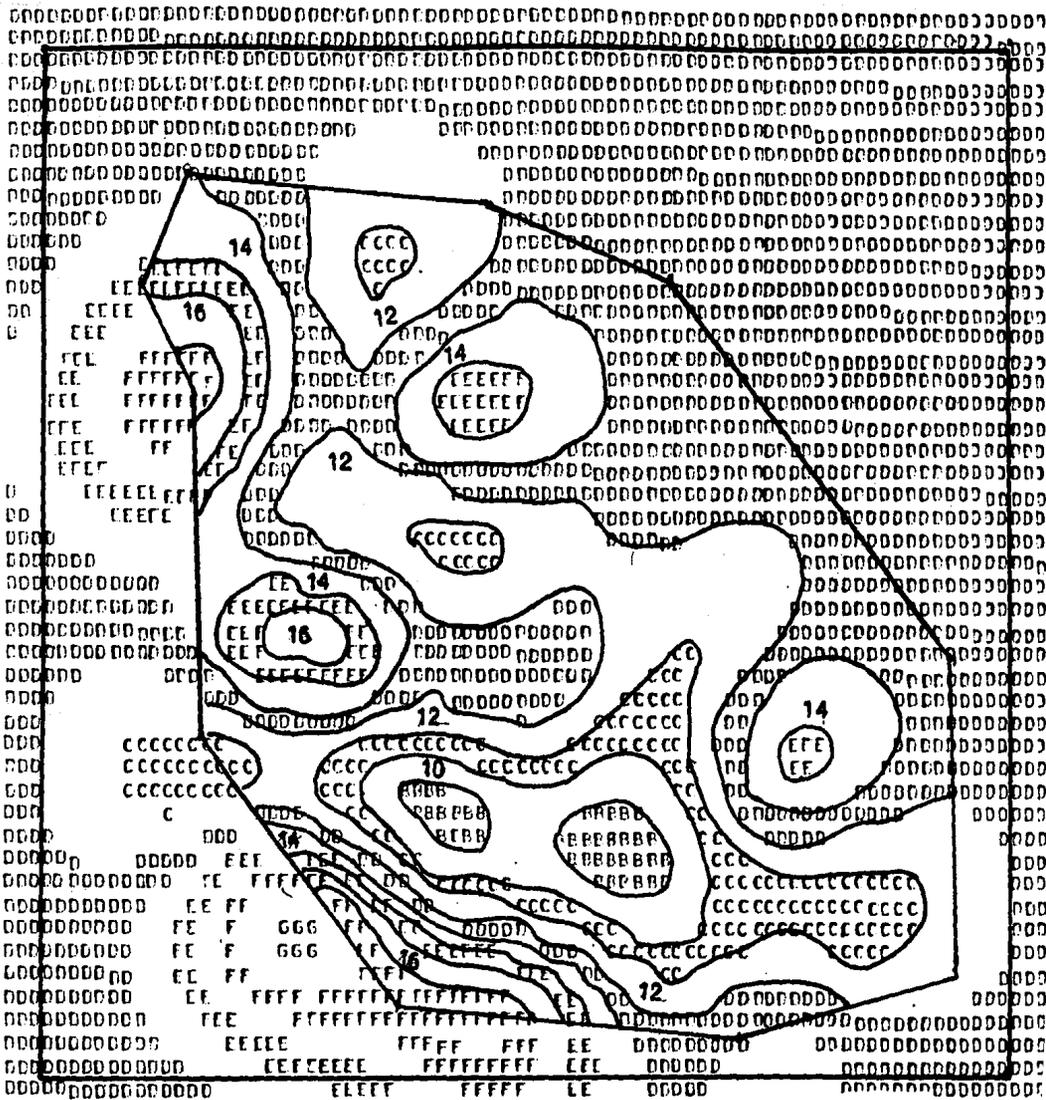


FIG. 2.20 A SATURACION DE AGUA ( % )  $S_w$  DEL CAMPO A

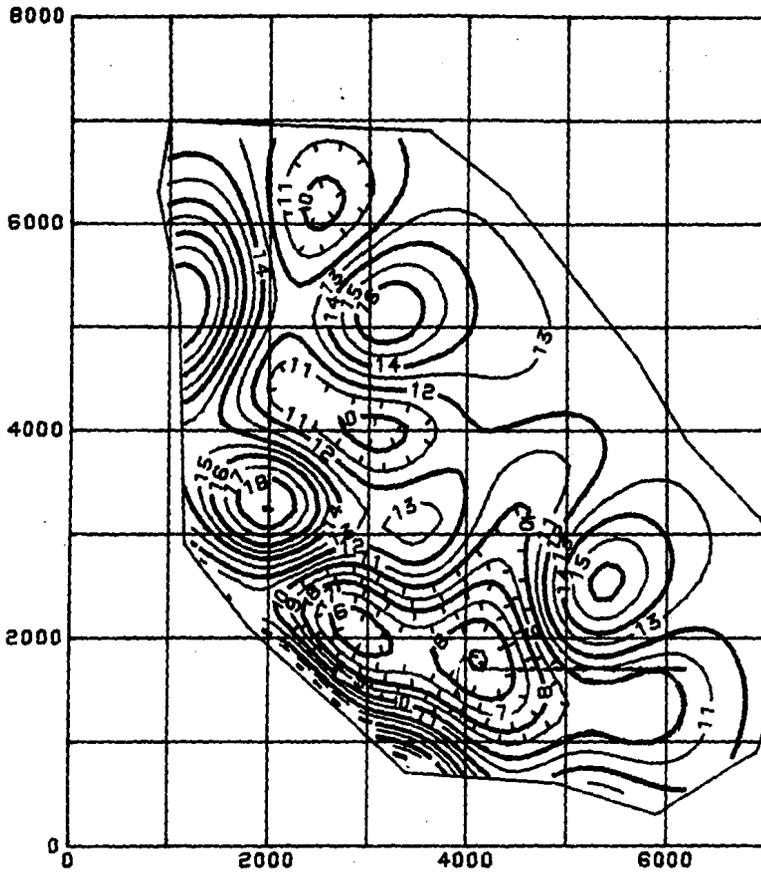


FIG. 2. 20B SATURACION DE AGUA (%)  $S_w$



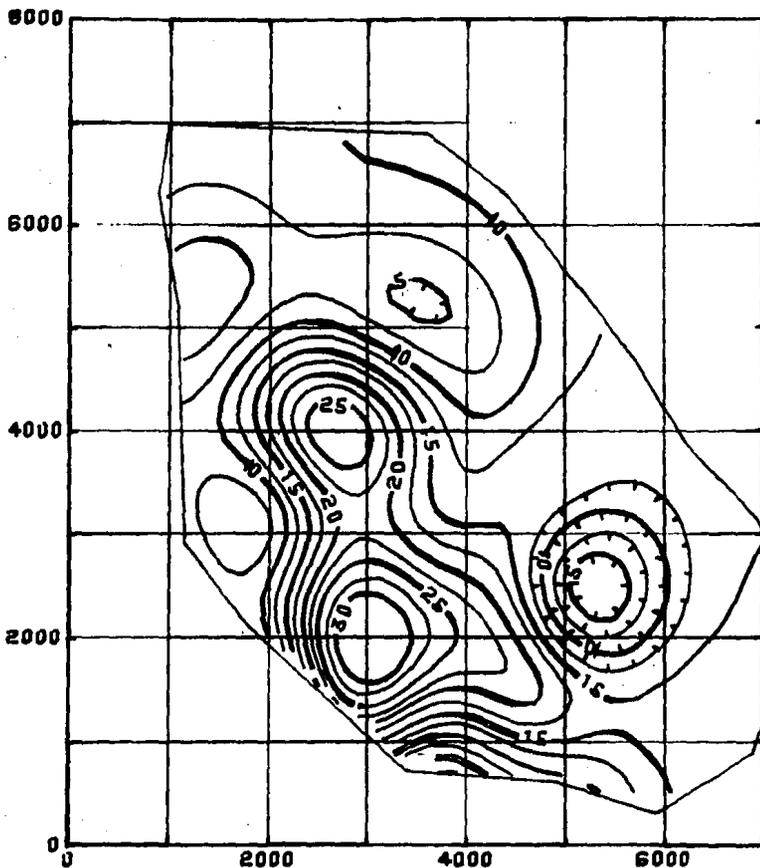


FIG.2.21B INDICES DE HIDROCARBUROS

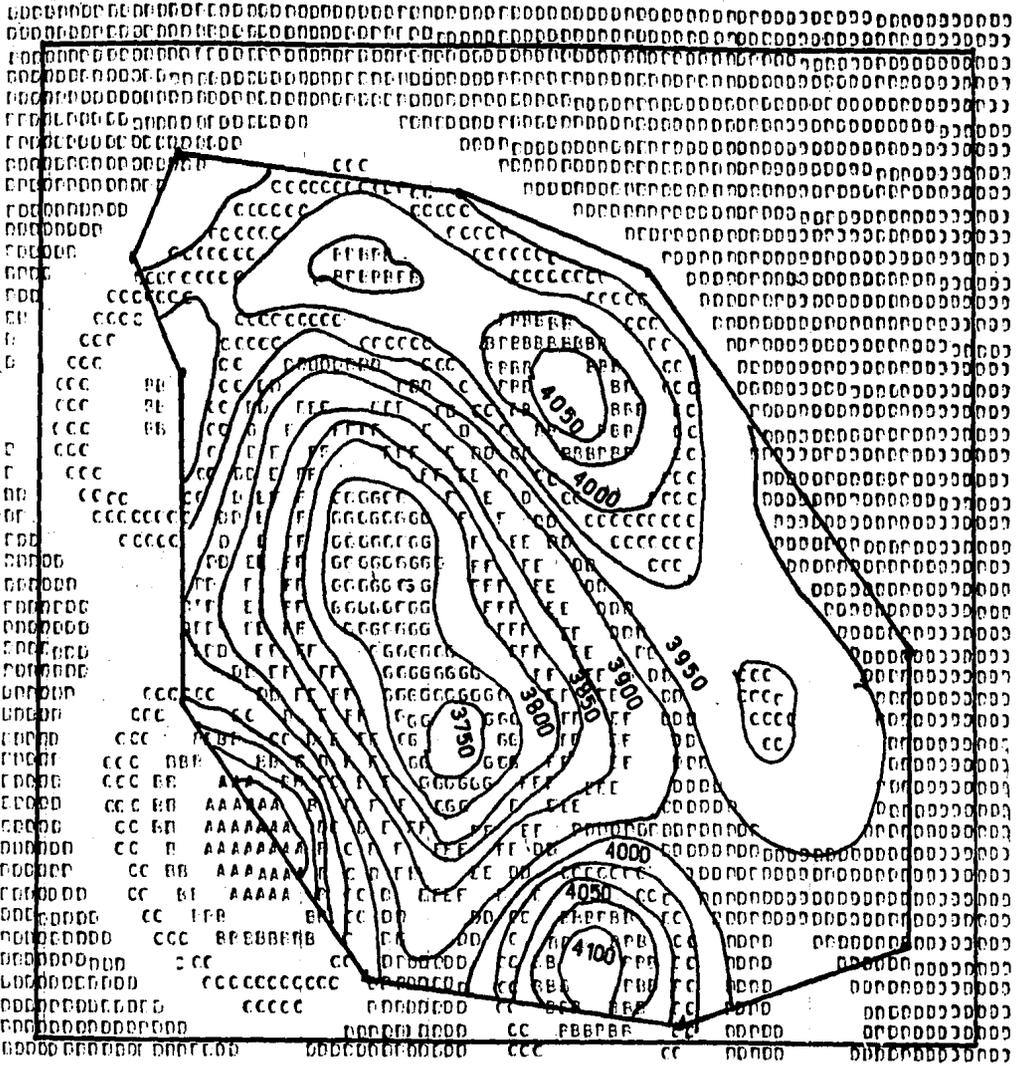


FIG. 2.22A CIMA DE LA FORMACION (m.b.n.m.) DEL CAMPO A

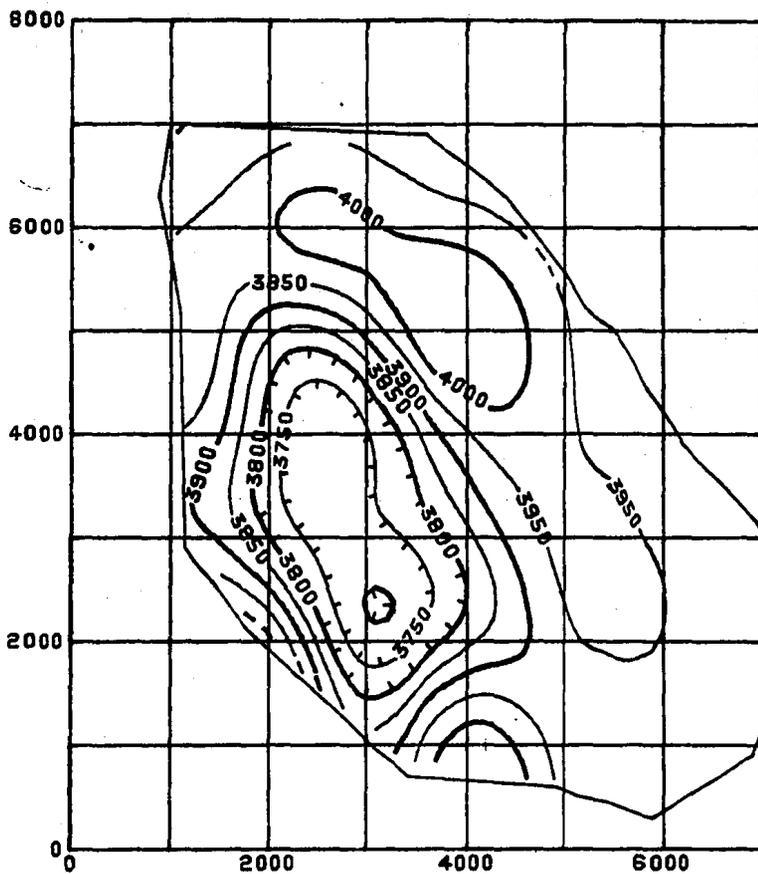


FIG. 2.22B CIMA DE LA FORMACION  
(m. b. n. m.)

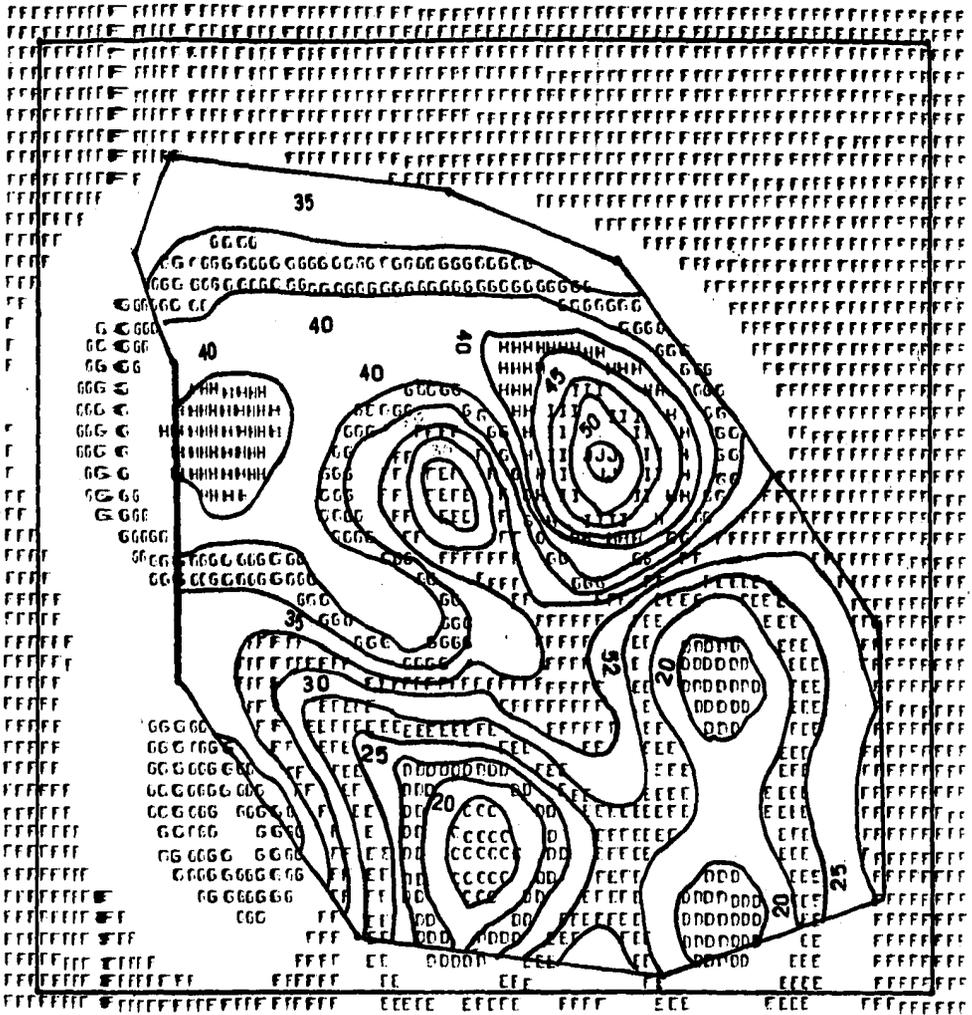


FIG. 2.23A TOPOGRAFIA DEL TERRENO DEL CAMPO A

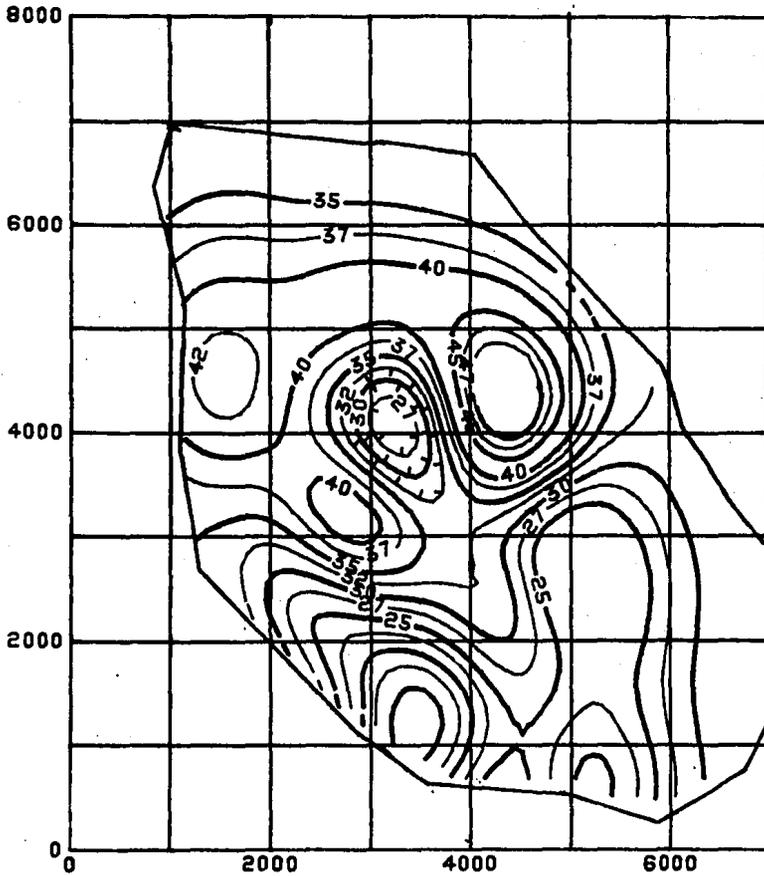


FIG. 2.23B TOPOGRAFIA DEL TERRENO  
( X 10 m.s.n.m.)

barriles de reservas, es decir, por otro camino se obtuvieron valores parecidos, lo cual significa otro punto a favor de la técnica propuesta. Las fórmulas usadas son las siguientes;

$$IH_{ij} = 6289.7 A_c \frac{h_{ij} \phi_{ij} (1 - S_{wij})}{100} \quad (2.24)$$

$$\text{Volumen de Hidrocarburos} = \sum_{i=1}^{48} \sum_{j=1}^{80} IH_{ij} = VH \quad (2.25)$$

$$\text{Reservas} = FR \cdot VH \quad (2.26)$$

#### Otra Aplicación al Caso del Campo A.

En la caracterización de yacimientos, desde el punto de vista de su habilidad para transmitir fluidos, es fundamental conocer la distribución de la capacidad de flujo. Una configuración areal de kh ayuda a visualizar las tendencias generales de las propiedades de flujo y a detectar heterogeneidades. En esta sección se presenta una aplicación del Análisis Normal a la determinación de la distribución de kh el caso del Campo A, haciendo la consideración de que la distribución es no estacionaria.

En la Tabla 2.5, columnas 2, 3 y 10 se presentan las coordenadas y los valores de kh correspondientes a 18 pozos del Campo A, donde el espaciamiento entre pozos es de 1000 metros.

Al ajustar con el paquete SANDY (Martínez, 1985), a los puntos experimentales, una expresión polinómica de segundo orden, se obtiene la super

ficie de tendencia de la figura 2.24, y la componente aleatoria de la Fig. 2.25. Y al superponer los valores de las dos configuraciones anteriores, se obtiene la distribución de kh mostrada en la Fig. 2.26. La distribución de pozos se presenta en la Fig. 2.27.

Al examinar esta última configuración, se observa que el yacimiento se comporta como si estuviera constituido por dos cuerpos principales, los cuales han sido señalados como las regiones A y B en la figura 2.26. Es probable que la discontinuidad observada entre ambas partes se deba a la existencia de una falla que cruza el yacimiento y que ocasiona una marcada disminución de la capacidad de flujo.

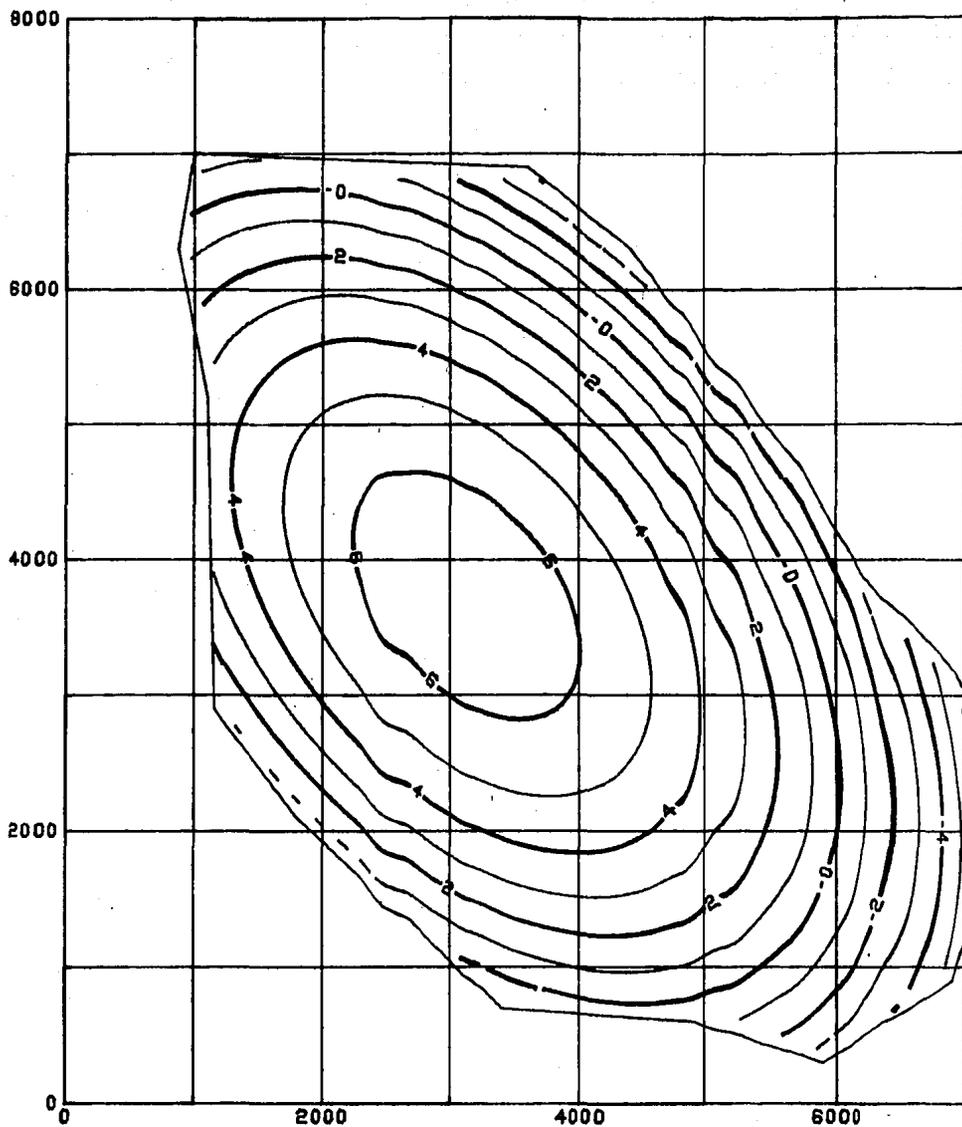


FIG. 2.24 SUPERFICIE DE ORDEN DOS  
PARA KH

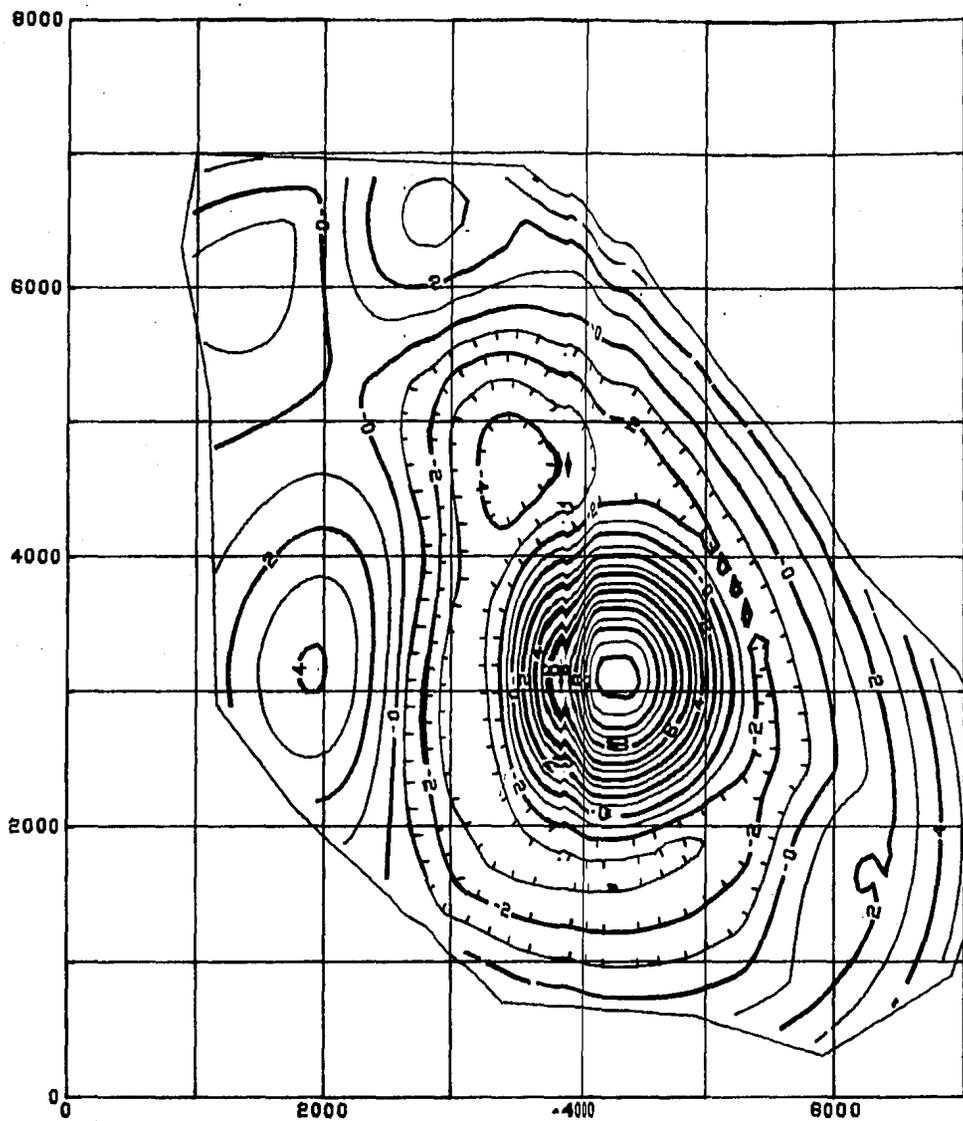


FIG. 2.25 COMPLEMENTO PARA. ORDEN DOS PARA KH

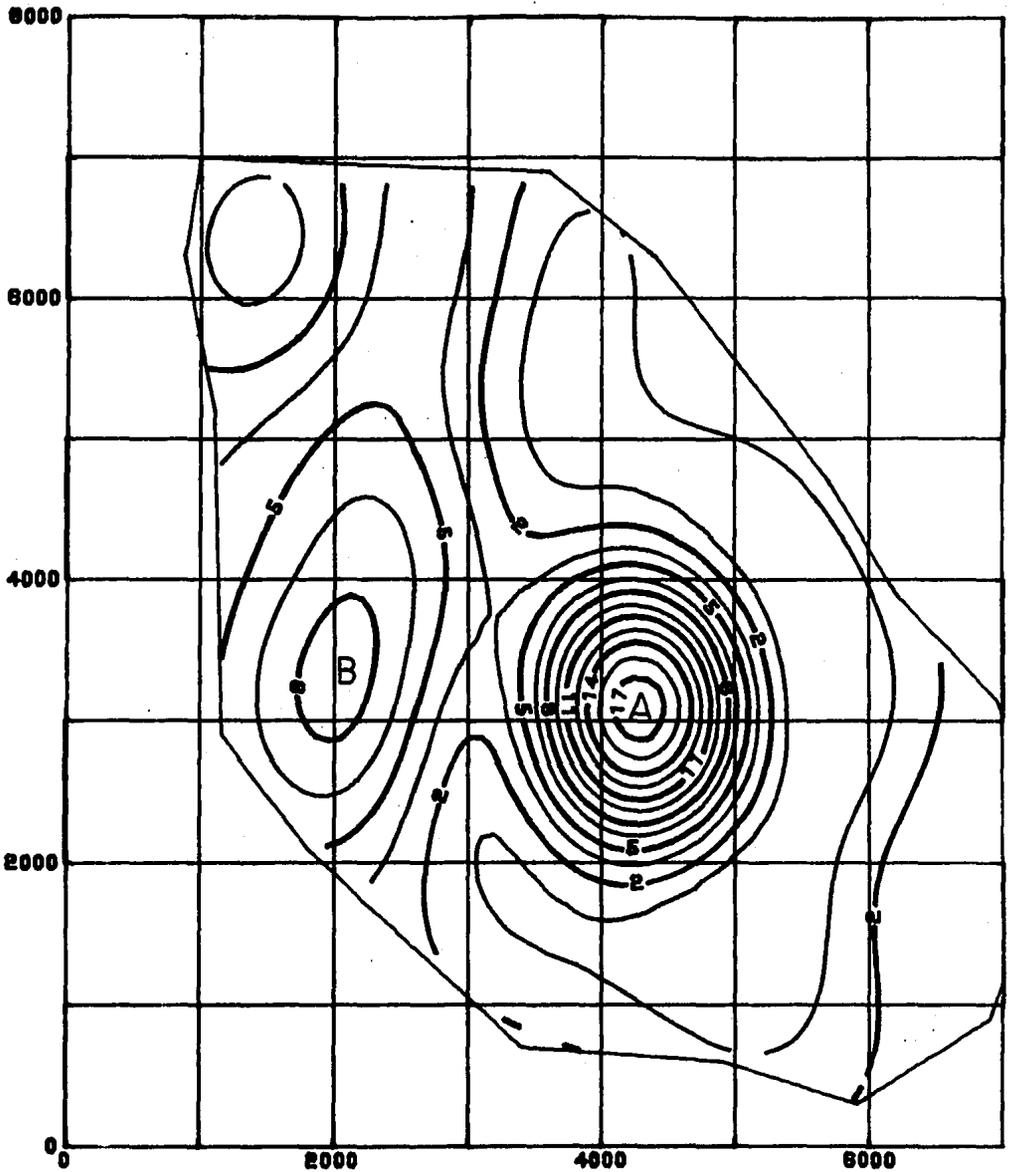


FIG. 2.26 CAPACIDAD DE FLUJO ( mDARCY. m ).

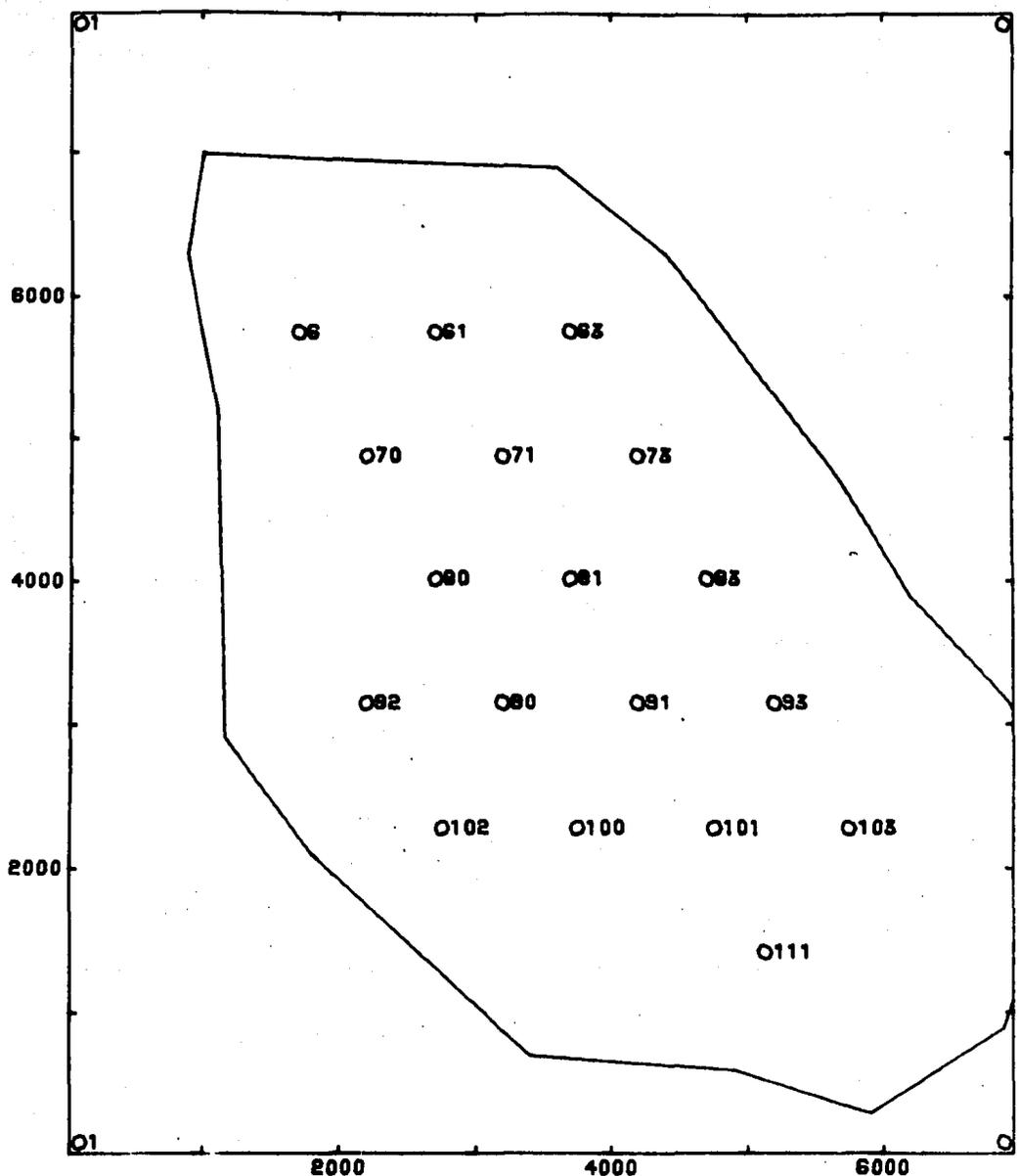


FIG. 2.27 DISTRIBUCION DE LOS POZOS USADOS.

## CAPITULO 3

### CORRELACION ENTRE BLOQUES USANDO INFORMACION SISMICA

Los procedimientos tradicionales manuales de cálculo para la configuración de yacimientos afallados no corresponden al dinamismo con que se desarrolla la ingeniería en la actualidad, por eso se están estudiando diversas técnicas computacionales que respondan a esta necesidad. Un ejemplo de esta situación está en la Fig. 3.1, en donde la configuración de los valores de tiempos de reflexión sísmica de un horizonte fue realizada a mano por interpretes experimentados, esta figura da una idea de lo complejo del problema que se intenta resolver por medio de una metodología matemática y computacional (Berlanga, 1981; Martínez, 1985).

Si se cuenta con una ley de velocidades sísmicas, entonces las secciones sísmicas interpretadas en el dominio del tiempo, pueden migrarse a profundidad y de esta forma es posible estimar algún horizonte de interés, por ejemplo, la cima de la formación productora de hidrocarburos.

Para aplicar el método de correlación entre bloques que se va a presentar en este capítulo, es necesario detectar e interpretar fallas en las estructuras observadas en las secciones sísmicas que existen dentro

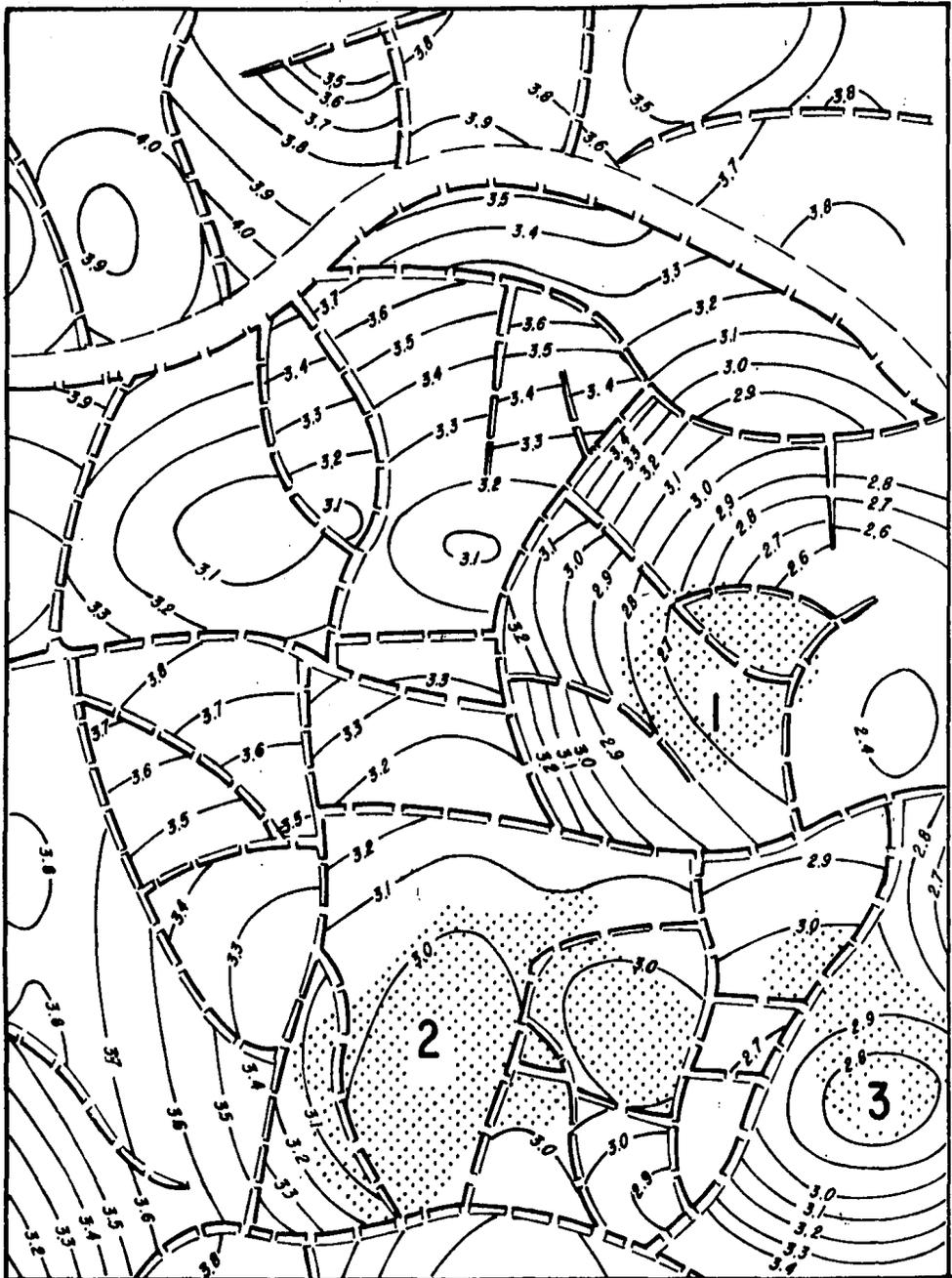


FIG. 3.1 MAPA SISMICO CONFIGURADO A MANO.

del área de trabajo, en la Fig. 3.2 se presenta una sección sísmica en donde se interpretaron varias fallas normales marcadas con las letras B y D. En las secciones sísmicas interpretadas es posible medir el desplazamiento horizontal en metros y el desplazamiento vertical en milisegundos de las fallas que las intercepta, en consecuencia se puede calcular el echado aparente de las fallas. El rumbo de la falla no se puede cuantificar en una sección sísmica.

La interpretación de un horizonte, por ejemplo, el horizonte E de la Fig. 3.2, que se observa en varias secciones sísmicas permite determinar la distribución horizontal (rumbo), de las fallas (Fig. 3.3), así como la configuración del horizonte de interés dentro de los bloques limitados por fallas.

El procedimiento descrito, realizado manualmente por el intérprete, fue integrado a un algoritmo de computadora que tomando como base los datos (tiempos de reflexión), de cimas y trazas de fallas relacionados con el horizonte, permite interpolar y graficar a las fallas y sus características (rumbo y echado aparente), así como la configuración del horizonte dentro de los bloques limitados por fallas mediante la técnica del Análisis Normal (Pérez, 1982; Martínez, 1985).

La interpolación de las características de las fallas se lleva a cabo usando un algoritmo computarizado basado en funciones cúbicas "Spline". Las bases teóricas para desarrollar dicho algoritmo se describen a continuación.

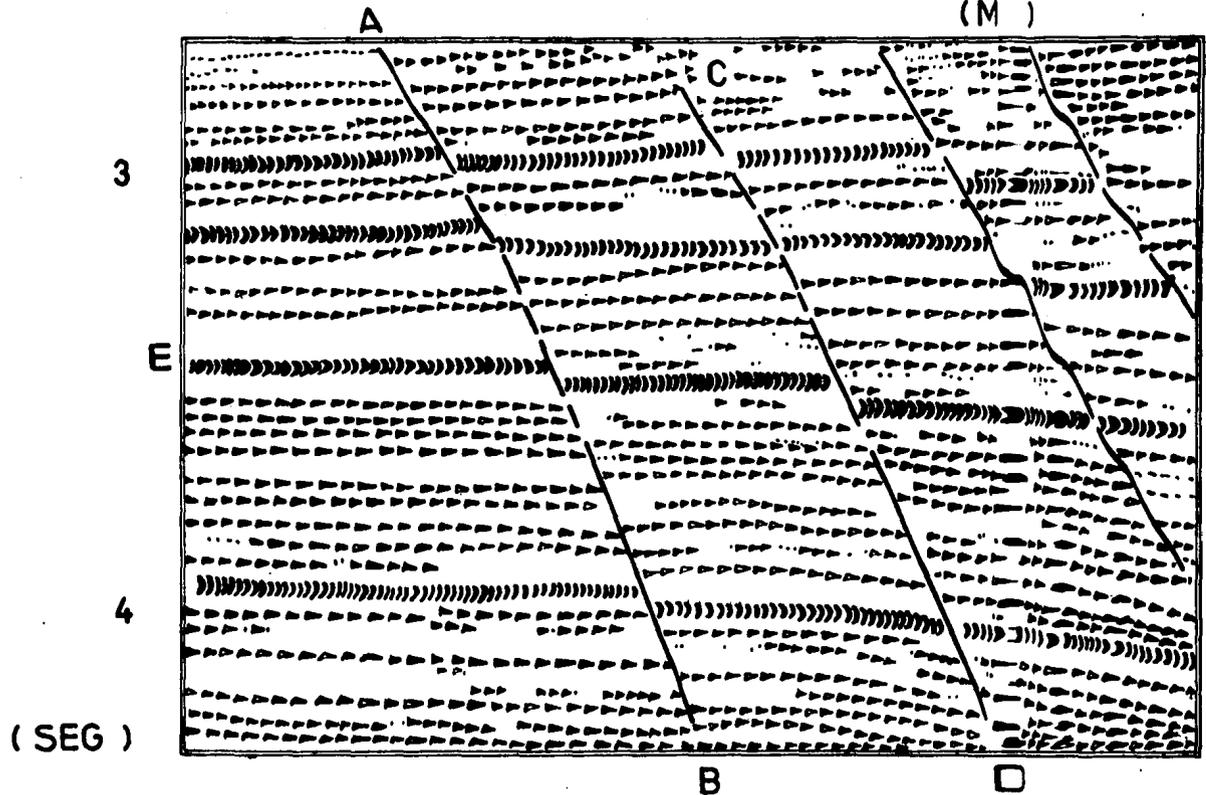
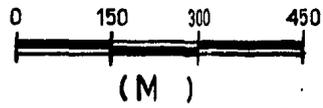


FIG. 32 INTERPRETACION DE FALLAS EN UNA SECCION SISMICA.

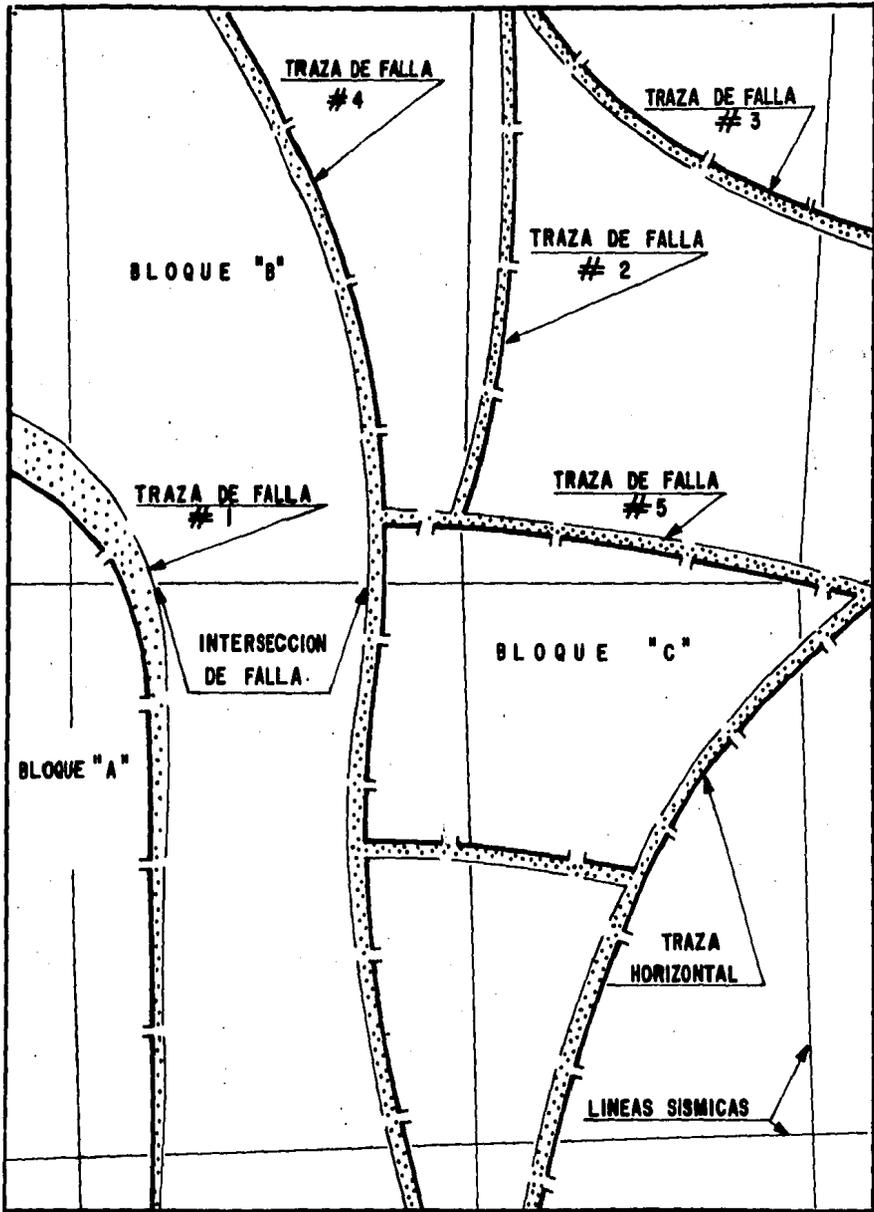


FIG. 3:3 INTERPRETACION DE UN SISTEMA DE FALLAS USANDO SECCIONES SISMICAS

### 3.1 Marco Teórico de la Correlación entre Bloques.

Para realizar la configuración de la cima de una estructura en presencia de fallas, se considera la correlación que existe entre la información perteneciente a bloques adyacentes. La idea que dió origen a esta técnica se puede plantear como sigue:

En la Fig. 3.4 se muestra: un modelo de una estructura anticlinal sepultada, la distribución de puntos de tiro y algunos geofonos en la superficie del terreno. Después en la Fig. 3.5 se presenta la configuración de la cima de la estructura anticlinal de la Fig. 3.4, a partir de la información de tiempos de reflexión observados en las líneas sísmicas. Aquí el problema es la configuración de un fenómeno continuo en el espacio y para resolverlo se han desarrollado diversas técnicas, entre ellas el Análisis Normal propuesto en esta tesis. Pero en muchos casos reales la cima está afallada.

En la Fig. 3.6 se presenta el modelo de una estructura anticlinal afectada por una falla normal en uno de sus flancos, de tal forma que la divide en los bloques A y B, también se muestra la distribución de varias líneas sísmicas en la superficie del terreno. Si la información sísmica referente a la cima de la estructura anticlinal del bloque A fuera empleado en su configuración sin tomar en cuenta la información del bloque B y viceversa, entonces el resultado sería una configuración distorsionada como la que se observa en la Fig. 3.7. Se considera que esta configuración es errónea ya que la correlación existe antes del afallamiento.

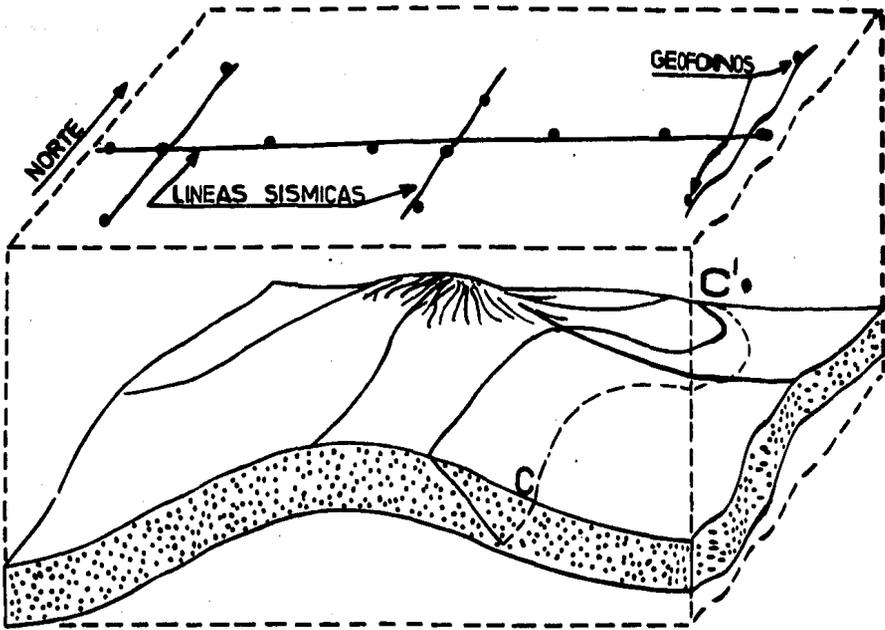


FIG. 3.4 ESTRUCTURA ANTICLINAL

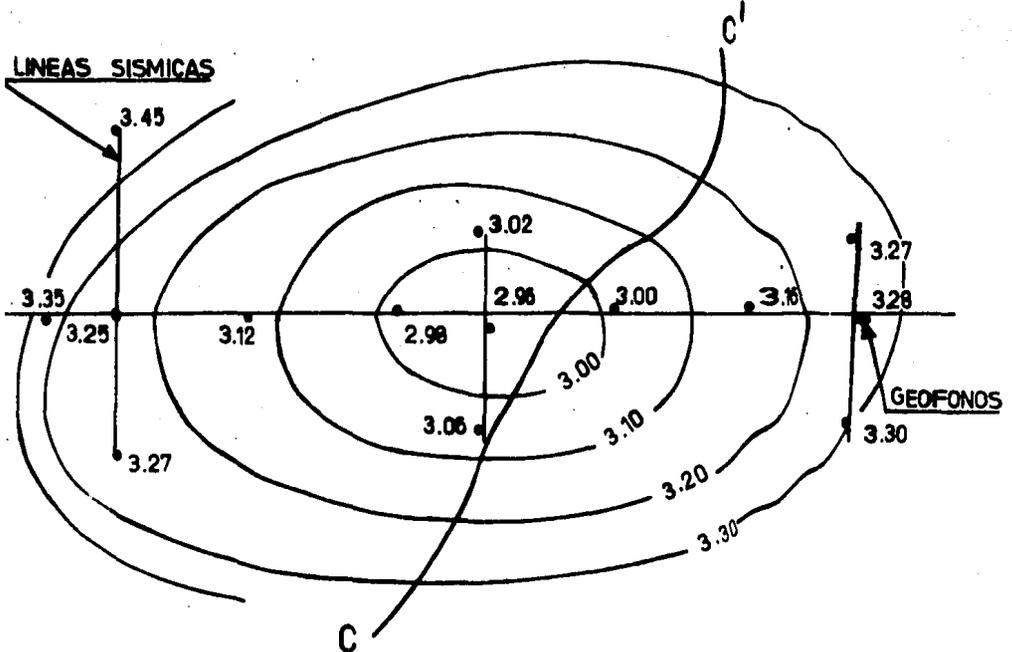


FIG. 3.5 CONFIGURACION DEL ANTICLINAL

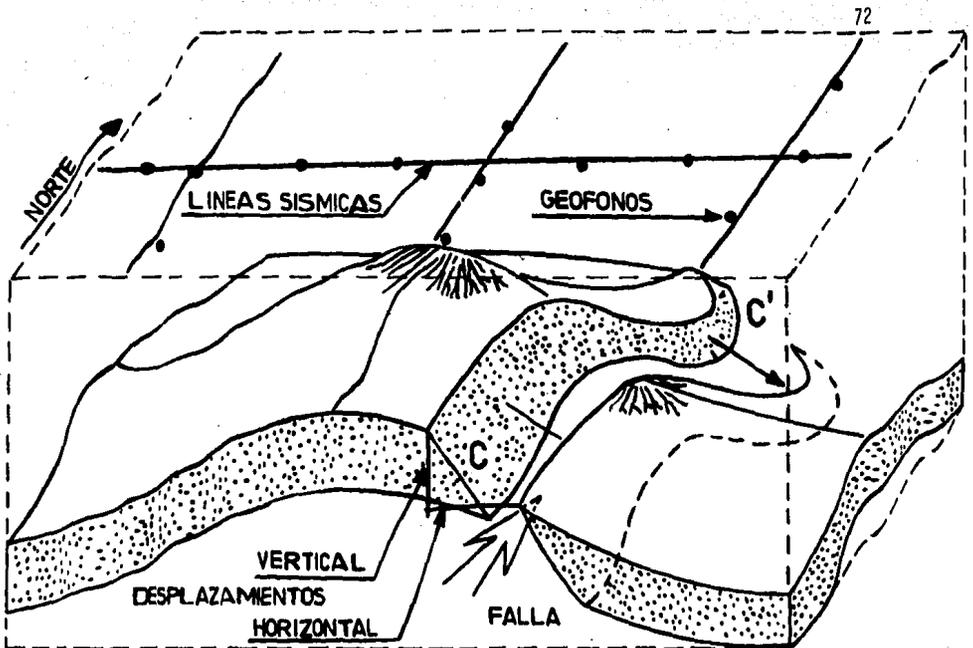


FIG. 3.6 ESTRUCTURA ANTICLINAL AFALLADA

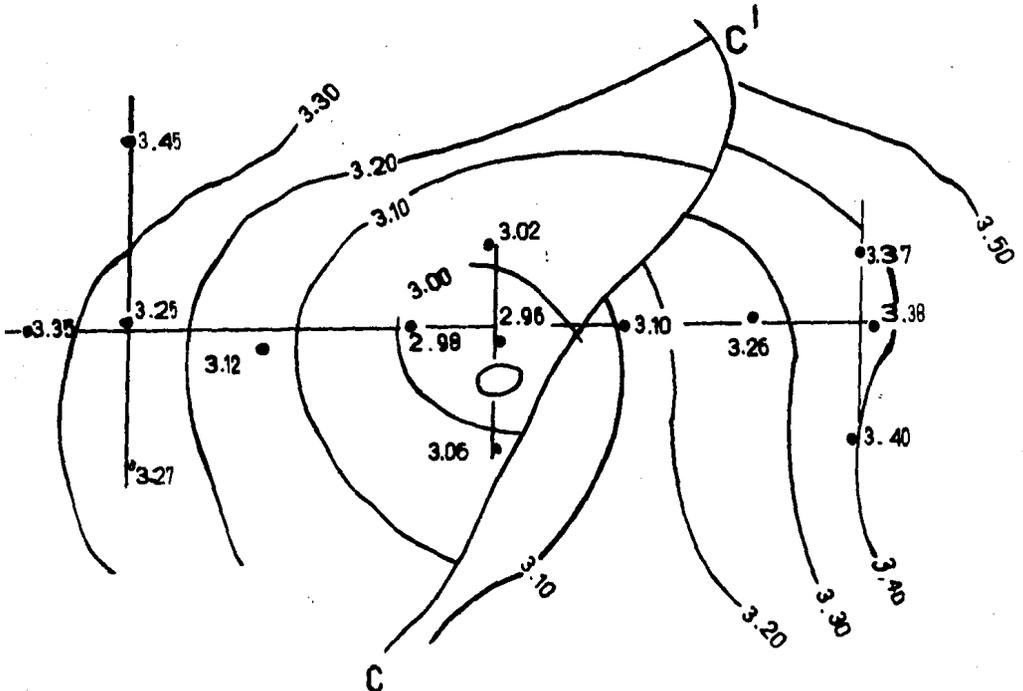


FIG. 3.7 CONFIGURACION DEL ANTICLINAL AFALLADO SIN CONSIDERAR CORRELACION

Una manera de corregir la distorsión observada en la Fig. 3.7 es introducir o calcular información de cimas a lo largo del rumbo a ambos lados de la falla marcada con CC' de tal forma que se produzca el efecto deseado en la presentación de las curvas de nivel (isocronas). En la Fig. 3.8 se presenta la configuración de la misma cima considerando los pseudovalores calculados por la técnica propuesta y los valores de puntos de tiro que están dentro de los bloques A y B, esta configuración se hizo mediante la técnica del Análisis Normal.

Desde el punto de vista matemático y computacional, la correlación se toma en cuenta mediante el cálculo de pares de datos (pseudovalores), de tiempos de reflexión a lo largo del rumbo de ambos lados de la falla. Estos pares de pseudovalores se estiman mediante el método de interpolación por splines cúbicos usando los datos concernientes a cada bloque.

En la Fig. 3.9 se presenta un ejemplo en donde están graficados el rumbo de la falla y pares de pseudovalores correspondientes a la cima de los bloques A y B.

### 3.2 Construcción de los Splines Cúbicos.

Las funciones de splines cúbicos tienen un reciente desarrollo matemático. El spline natural es una función continua y tiene primera y segunda derivadas, continuas. La teoría de splines se basa en el teorema de Holladay: Sea el intervalo cerrado  $[a = x_1 < \dots < x_n = b]$  y sea un conjunto de números reales  $\{y_i\}$ . Entonces de todas las funciones - - -

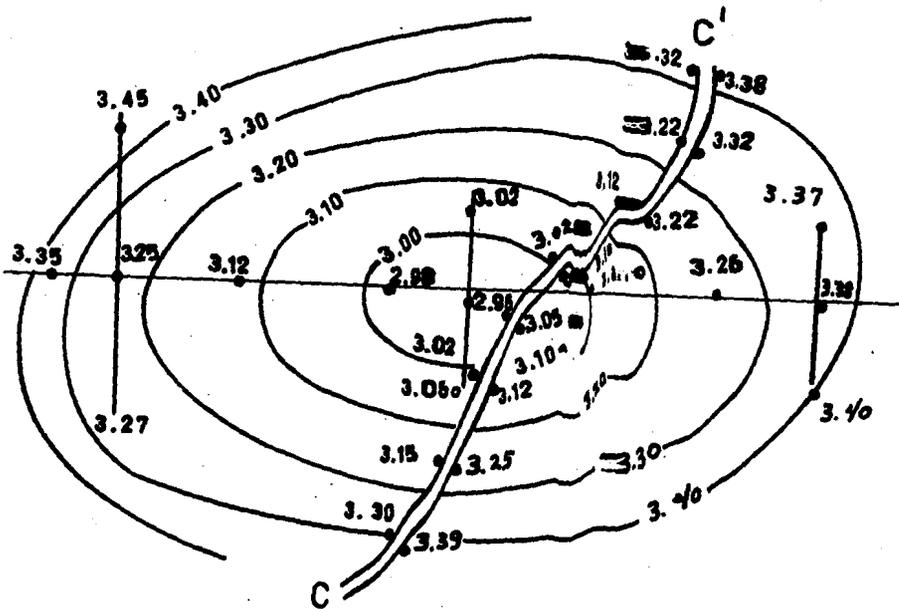
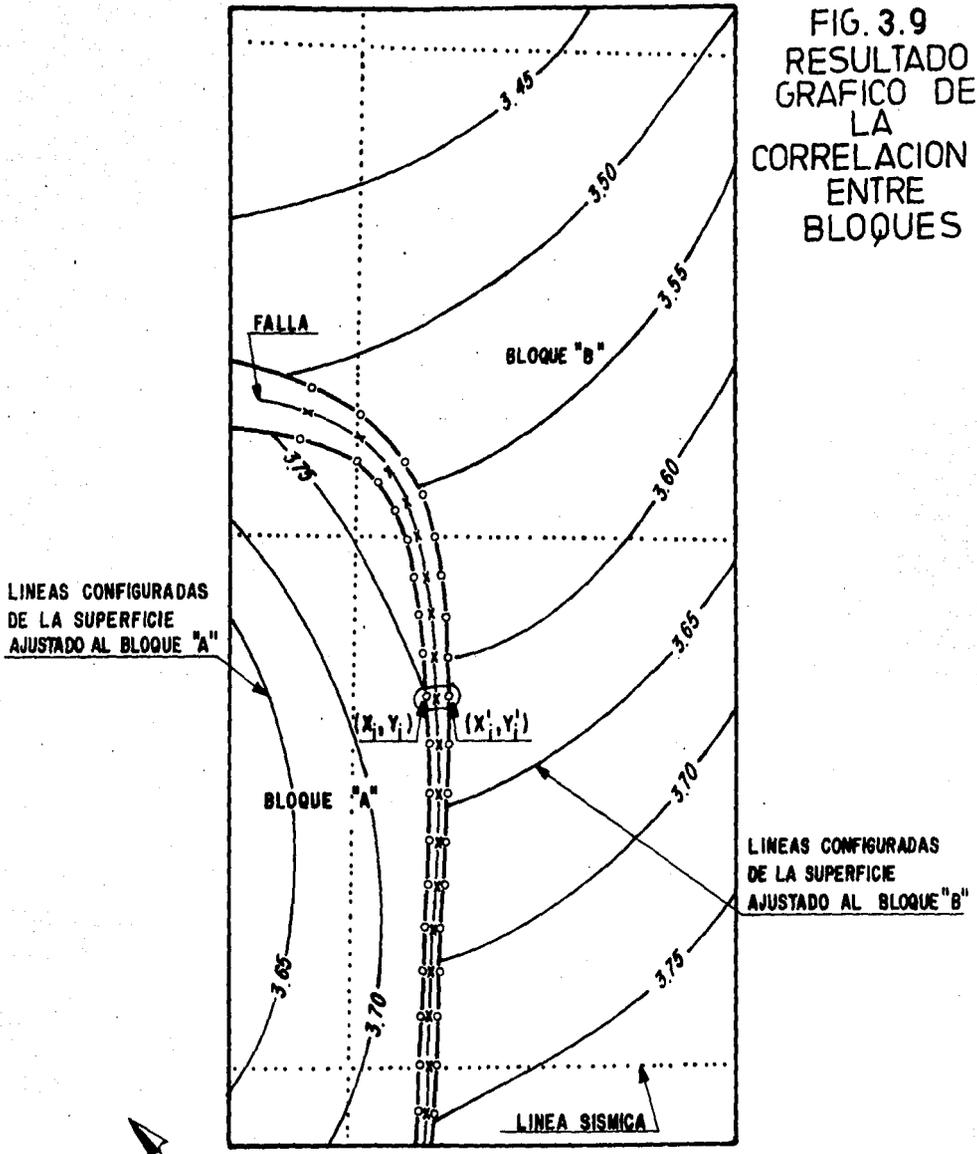


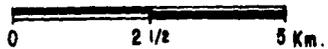
FIG. 3.8 CONFIGURACION DEL ANTIENCLINAL AFALLADO  
CONSIDERANDO COORRELACION

FIG. 3.9  
 RESULTADO  
 GRAFICO DE  
 LA  
 CORRELACION  
 ENTRE  
 BLOQUES



EXPLICACION

- TIEMPO DE REFLEXION
- x PUNTO MEDIO DE LA FALLA
- o SEUDO - VALOR



$f(X_i) = Y_i$ , la función spline  $S(x)$  que pasa por los puntos  $X_i$  y si además satisface las condiciones  $S''(a) = S''(b) = 0$ , minimiza la integral:

$$\int_a^b [f''(x)]^2 dx \quad (3.1)$$

La determinación de un spline cúbico unidimensional es un proceso estable numéricamente, que se describe a continuación. Considérese el subintervalo  $[x_i, x_{i+1}]$  y las variables definidas por:

$$h_i = x_{i+1} - x_i; w = (x - x_i)/h_i; \bar{w} = 1 - w \quad (3.2)$$

Como  $x$  varía continuamente dentro del subintervalo, entonces  $w$  va de 0 a 1 y  $\bar{w}$  de 1 a 0. Se define el spline cúbico para este subintervalo por la siguiente ecuación.

$$s(x) = w y_{i+1} + \bar{w} y_i + h_i^2 [(w^3 - w) \sigma_{i+1} + (\bar{w}^3 - \bar{w}) \sigma_i] \quad (3.3)$$

donde  $\sigma_i$  y  $\sigma_{i+1}$  son constantes a determinar. Los primeros dos términos de esta expresión representan una interpolación lineal y el término entre paréntesis cuadrados representa una corrección cúbica que proporciona un suavizamiento adicional.

Esta corrección tiene un valor cero en los puntos extremos, del subintervalo, en consecuencia:

$$s(x_i) = y_i \text{ y } s(x_{i+1}) = y_{i+1} \quad (3.4)$$

$s(x)$  interpola los datos para cualquier valor  $\sigma_i$ . Si  $s(x)$  se diferencia 3 veces, usando la regla de la cadena y considerando que  $w' = 1/h_i$  y  $\bar{w}' = -1/h_i$

$$s'(x) = (y_{i+1} - y_i)/h_i + h_i [(3w^2 - 1) \sigma_{i+1} - (3\bar{w}^2 - 1) \sigma_i] \quad (3.5)$$

$$s''(x) = 6w \sigma_{i+1} + 6\bar{w} \sigma_i \quad (3.6)$$

$$s'''(x) = 6(\sigma_{i+1} - \sigma_i)/h_i \quad (3.7)$$

La evaluación de  $s'(x)$  en los puntos extremos de los subintervalos puede expresarse de la siguiente manera:

$$s'_+(x_i) = @_i - h_i (\sigma_{i+1} + 2\sigma_i) \quad (3.8)$$

$$s'_-(x_{i+1}) = @_i + h_i (2\sigma_{i+1} + \sigma_i) \quad (3.9)$$

donde:

$$@_i = (y_{i+1} - y_i)/h_i \quad (3.10)$$

Se deberá usar temporalmente  $s'_+$  y  $s'_-$  porque la fórmula para  $s(x)$  sólo es válida en el subintervalo  $[x_i, x_{i+1}]$  y las derivadas en los puntos

finales son derivadas de un solo lado. Para obtener la continuidad deseada en  $s'(x)$  se imponen las siguientes condiciones a los puntos interiores

$$s'_-(x_i) = s'_+(x_i), (i = 2, \dots, N - 1) \quad (3.11)$$

Aunque el valor de  $s'_-(x_i)$  se obtiene de las consideraciones hechas en el subintervalo  $[x_{i-1}, x_i]$ , una fórmula para  $s'(x_i)$  se obtiene haciendo la sustitución de  $i$  por  $i - 1$  en  $s'_-(x_{i+1})$ , lo cual conduce a:

$$@_{i-1} + h_{i-1}(2\sigma_i + \sigma_{i-1}) = @_i - h_i(\sigma_{i+1} + 2\sigma_i) \text{ y de aquí} \quad (3.12)$$

$$h_{i-1} \sigma_{i-1} + 2(h_{i-1} + h_i) \sigma_i + h_i \sigma_{i+1} = @_i - @_{i-1}, (i = 2, \dots, N - 1) \quad (3.13)$$

Este es un sistema de  $N - 2$  ecuaciones lineales simultáneas que involucra  $N$  incógnitas;  $\sigma_i, (i = 1, \dots, N)$ . Por lo cual deben especificarse dos condiciones adicionales para definir la función spline natural, ellas son:

$s''(x_1) = s''(x_N) = 0$ , lo que implica que:

$$\sigma_1 = \sigma_N = 0 \quad (3.14)$$

Bajo las condiciones anteriores las  $\sigma$ 's satisfacen el siguiente sistema de  $N - 2$  ecuaciones lineales con  $N - 2$  incógnitas:



### 3.3 Aplicación al Caso del Campo B.

En la caracterización de yacimientos es necesario tener un buen control vertical y horizontal de la cima de una formación de interés por lo cual es de suma importancia realizar una configuración precisa de cimas, considerando la geometría de las superficies de fallas. A continuación se presenta para el campo B, la técnica descrita para la configuración de fallas, así como la técnica del Análisis Normal para configurar las cimas de cierto horizonte, dentro de los bloques limitados por las fallas. La información base para tales configuraciones consta de 11 líneas sísmicas en las que se determinaron trazas de 5 fallas (Fig. 3.10). Mediante la técnica de Splines cúbicos se interpolaron los valores que determinaron la configuración de fallas (Fig. 3.10), sustentándose en los valores generados y en los datos base.

Mediante la técnica del Análisis Normal, se configuraron las cimas del horizonte de interés, en todos los bloques limitados por fallas (Fig. 3.11).

En las Figuras 3.12 y 3.13 se presentan los mismos resultados pero en perspectiva tridimensional, debido a que la variable configurada es tiempo de reflexión sísmica, puede decirse que estas dos figuras representan una sismología tridimensional con respecto a un horizonte.

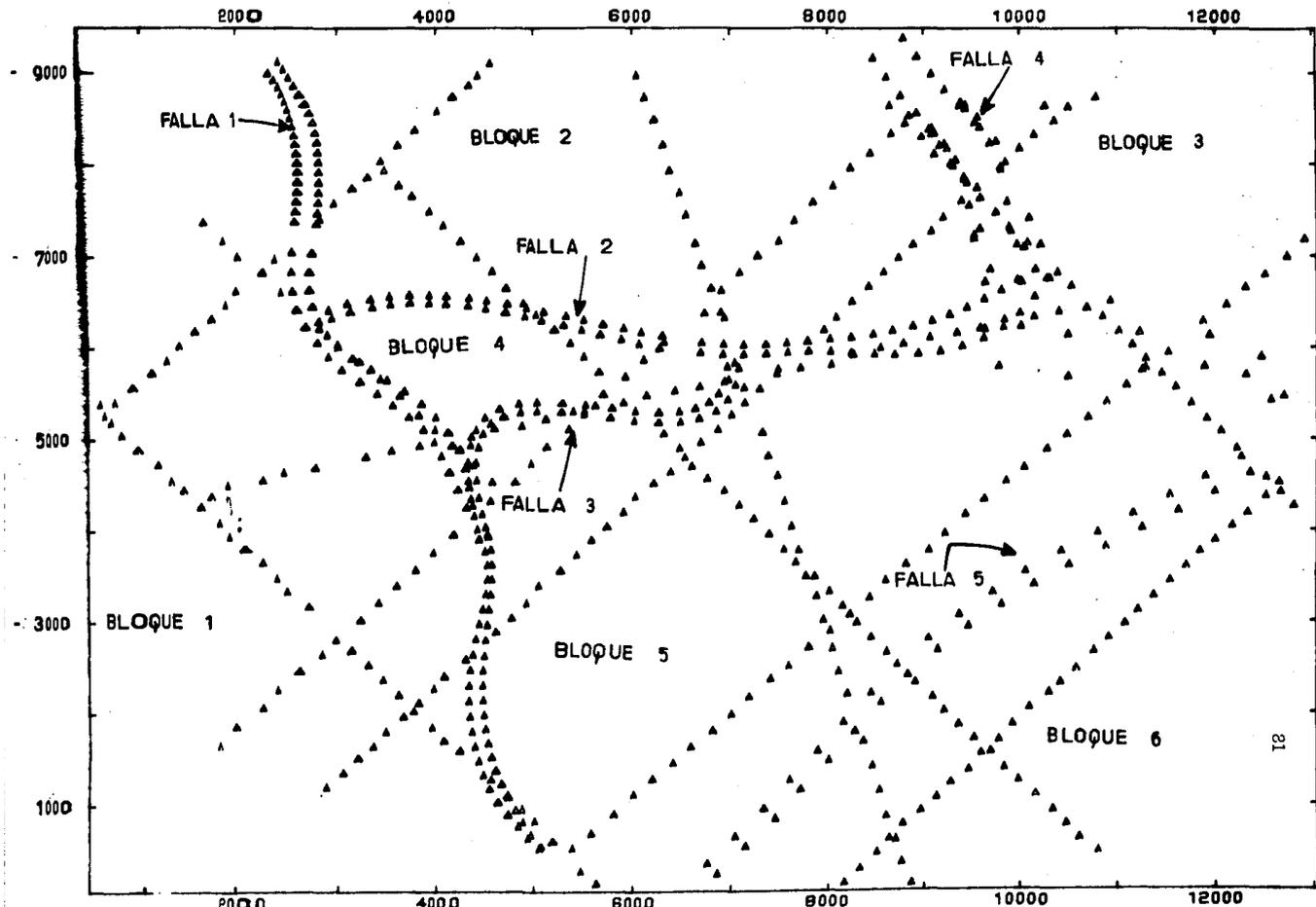


FIG. 3.10 PUNTOS DE TIRO DE 10 LINEAS SISMICAS Y PSEUDO-VALORES DE 5 FALLAS DEL CAMPO B

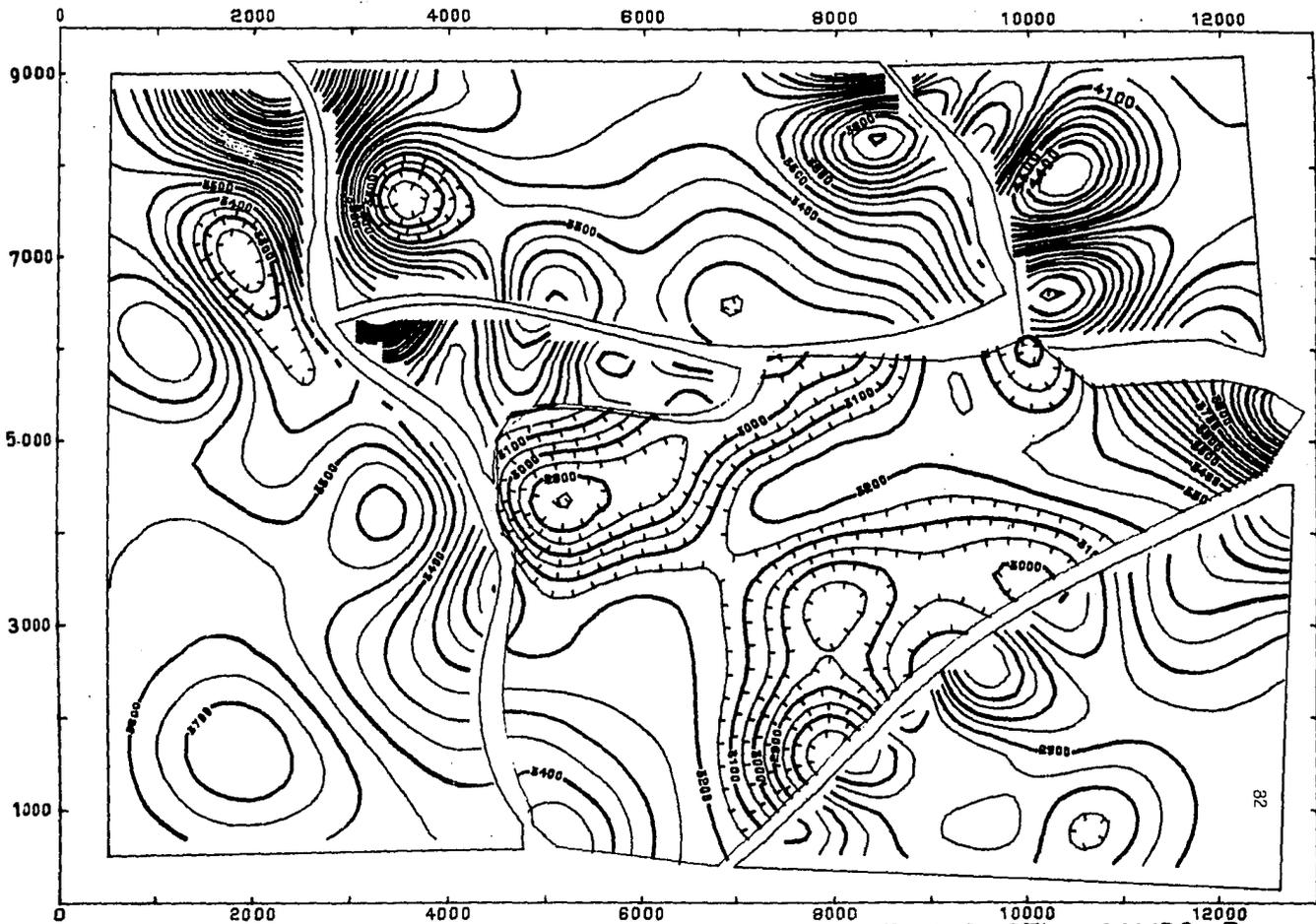


FIG. 3.11 CONFIGURACION DE 6 BLOQUES DE LA CIMA AFALLADA DEL CAMPO B

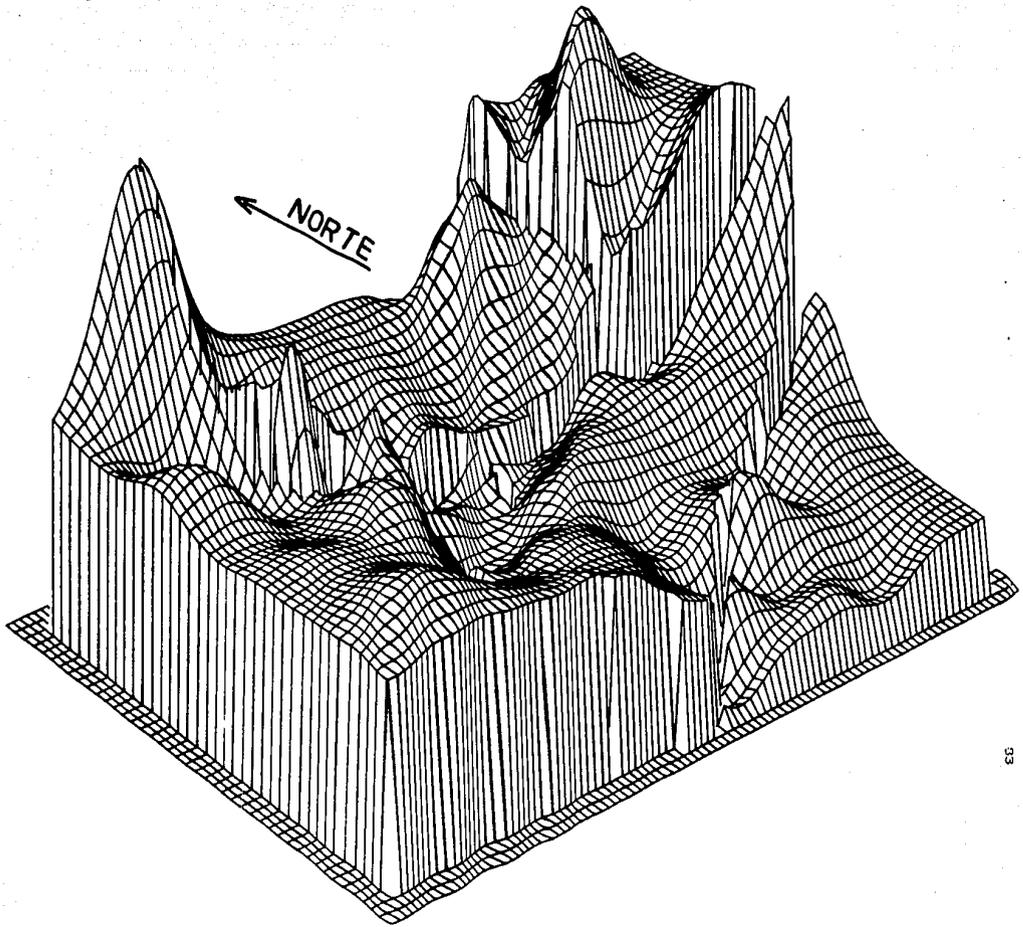


FIG. 3.12 VISTA TRIDIMENSIONAL DE LA CIMA DEL CAMPO B

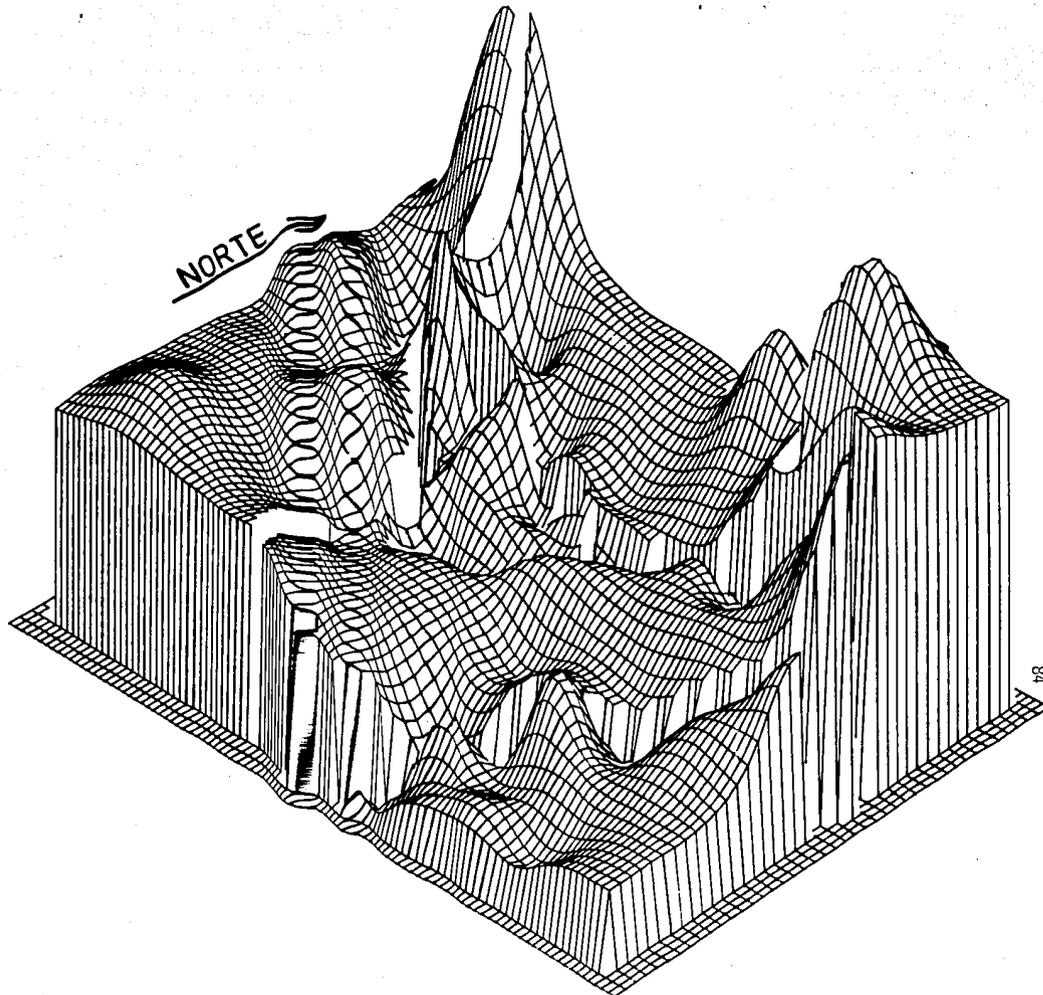


FIG. 3.13 OTRA VISTA EN TRES DIMENSIONES DE LA CIMA DEL CAMPO B

## CAPITULO 4

### DEFINICION DE LA GEOMETRIA DE UN YACIMIENTO COMBINANDO LA INFORMACION SISMICA Y LOS DATOS DE POZO

Uno de los objetivos primordiales en la explotación de un yacimiento petrolífero es el conocer con precisión la geometría de una estructura geológica. Para lograr ésto, generalmente se posee, por una parte, los mapas de tiempos sísmicos y las localizaciones de los puntos de disparo, y quizás algunas secciones sísmicas donde los eventos reflectores de interés han sido delineados. Esta información tiene gran resolución horizontal pero es pobre verticalmente. Por otra parte, se tiene la información proveniente de registros geofísicos de los pozos perforados, cuya cantidad es generalmente escasa para cuantificar con precisión los límites de la estructura; pero su resolución vertical es magnífica. Estos dos conjuntos de información son complementarios y el problema es combinarlos mediante un algoritmo de computación. Existen intentos de tipo geostatístico (Delhome, 1980) para lograr este objetivo, pero han resultado computacionalmente inconvenientes. Dentro del marco de Análisis Normal, recientemente se ha descrito un nuevo método para integrar la información sísmica a la descripción de la geometría de un yacimiento (Martínez, 1984). En este capítulo se presenta el avance de este método, así como la aplicación a un caso real, el Campo C, en donde se cuenta con líneas sísmicas con los

tiempos de reflexión de la cima de la estructura de interés, así como la información de cimas proveniente de catorce pozos.

#### 4.1 Marco Teórico

El antecedente teórico en esta referencia es referido en el marco de la geostatística (Matheron, 1973), actualmente la bibliografía de la teoría (Definer, 1975; Chiles, 1977) y aplicaciones prácticas (Delhomme, 1980; Definer, 1981; Vargas, 1982), se encuentran extensamente.

Para el propósito de este capítulo sólo se enunciarán los postulados y condiciones necesarias para poder bosquejar el método de combinación de la información sísmica y los datos de pozo, usando la técnica del Análisis Normal.

La técnica de estimación denominada sistema optimizado del Análisis Normal se basa en los siguientes puntos:

1. Es un estimador de tipo lineal, de la forma:

$$z^*(x_0) = \sum_{i=1}^n H_i Z(x_i) \quad (4.1)$$

Donde:

$$z(x_i) = \exp \left[ \frac{(x_0 - x_i)^2 + (y_0 - y_i)^2}{D^2} \right] \quad (4.2)$$

donde  $z^*$  es el valor a estimar en el punto  $x_0$ , basado en la información  $z(x_i)$ ,  $i = 1, \dots, n$ , donde:  $n$ , es la cantidad de datos disponibles para lograr la estimación. Las  $H_i$  son los pesos atribuidos a cada información. Cabe aclarar que las  $z(x_i)$  son consideradas en la teoría como realizaciones particulares (valores experimentales), de las variables aleatorias  $Z(x_i)$ , de esta manera es posible manejar los conceptos dentro de la Teoría Geoes-tadística.

2. Los pesos  $H_i$  son determinados de acuerdo a las siguientes restricciones.

$$a) E [Z^*(x_0)] = E [Z(x_0)] \quad (4.3)$$

$$b) \text{ error cuadrado mfnimo: } E \{ [Z^*(x_0) - Z(x_0)]^2 \} \quad (4.4)$$

$$\text{donde: } E[-] \text{ es la esperanza matemática} \quad (4.5)$$

3. A partir de una hipótesis de estacionariedad, es decir,  $E[Z(x_i)] = m$ ,  $\forall i, 1, n$  Donde  $m$  se define dentro de la misma teoría como la deriva o la tendencia manifestada por el fenómeno en el espacio. De la primera restricción se obtiene la siguiente condición de insesgamiento:

$$\sum_{i=1}^n H_i = 1$$

Considerando los puntos anteriores se determina un sistema de ecuaciones, denominado "sistema del Análisis Normal", cuyo procedimiento y expresión se expuso en el Capítulo 2, pero ahora tomando en cuenta los

3 puntos anteriores.

La filosofía del método de combinación de información se centra en la condición de insesgamiento, de la forma siguiente:

Sea  $z(x)$  la cima de una estructura geológica y los datos de pozos se encuentran disponibles en los puntos  $x_i$ , donde  $i = 1, \dots, n$ , donde:  $n$  es el número de pozos. Por otra parte, tenemos disponible más información de esta cima proveniente de las líneas sísmicas y expresada en tiempos de reflexión; a esta información se le designará por  $z_T(x_i)$ ,  $i = 1, \dots, p$ ; donde  $p$  es el número de puntos de disparo.

La mezcla de estos dos tipos de información se logra considerando el siguiente modelo:

$$z(x) = m(x) + y(x) \quad (4.6)$$

donde:  $m(x)$  es la profundidad sísmica no calibrada en los pozos.

$y(x)$  es un residual estadístico y que se supone estacionario,

La base del método parte de este modelo y de considerar que  $z_T(x)$  es una aproximación de  $m(x)$ . De esta manera  $m(x)$  se encuentra íntimamente relacionada con el tipo de ley de velocidad en el área de interés, y si la velocidad media del plano de referencia al horizonte geológico a

estimar varía linealmente con el tiempo, entonces  $z$ ,  $V$  y  $T$  están relacionados por:

$$V = V_0 + KT \quad (4.7)$$

$$m = z_0 + V_0 T + KT^2 \quad (4.8)$$

Siguiendo el procedimiento para conseguir la condición de insesgamiento, sin importar los coeficientes desconocidos  $z_0$ ,  $V_0$  y  $K$ , se encuentra la siguiente ecuación:

$$E [z^*(x_0) - z(x_0)] = z_0 \left[ \sum_{i=1}^n H_i - 1 \right] + V_0 \left[ \sum_{i=1}^n H_i T(x_i) - T(x_0) \right] + K \left[ \sum_{i=1}^n H_i T^2(x_i) - T^2(x_0) \right] = 0 \quad (4.9)$$

Como los términos  $z_0$ ,  $V_0$  y  $K$  no son cero, entonces los términos entre corchetes deben cancelarse, lo que conduce a las tres siguientes condiciones:

$$1. \quad \sum_{i=1}^n H_i = 1 \quad (4.10)$$

$$2. \quad \sum_{i=1}^n H_i T(x_i) = T(x_0) \quad (4.11)$$

$$3. \quad \sum_{i=1}^n H_i T^2(x_i) = T^2(x_0) \quad (4.12)$$

Los pesos  $H_i$  se calculan imponiendo estas 3 condiciones en el sistema del Análisis Normal. Un aspecto significativo del método es que los

tiempos sísmicos no son convertidos a profundidad; las ecuaciones anteriores involucran sólo al tiempo. Además los coeficientes  $z_0$ ,  $V_0$  y  $K$  para convertir el tiempo a profundidad no necesitan ser estimados explícitamente. Esto se deriva de considerar una relación lineal entre velocidad y tiempo, lo cual es una limitante del método.

#### 4.2 Aplicación al Caso del Campo C.

La aplicación práctica de esta teoría consistió en describir la geometría de una estructura de interés petrolero. Para esto se dispone de la información de ocho líneas sísmicas, cuyas secciones fueron interpretadas marcando el evento reflector de interés. A partir de esta interpretación fueron extraídos los tiempos en milisegundos. La localización de las líneas sísmicas y el mapa de isocronas procesado por el paquete de graficación SURFACE.II (Sampson, 1975), se muestra en la Fig. 4.1. Los límites del mapa son fallas interpretadas de las mismas secciones sísmicas. En total el área de interés posee 138 valores de tiempos de reflexión.

Por otra parte, en catorce pozos se determinó la cima de la estructura. Con sólo esta escasa cantidad de información se procesó el mapa mostrado en la Fig. 4.2, indicándose además la localización de los pozos. Este procesamiento fue llevado a cabo imponiendo una deriva de orden dos con el paquete SANDY (Martínez, 1985) y el paquete de graficación SURFACE II. Los contornos parecen círculos concéntricos que se ajustan a la información de los pozos, la configuración puede parecer irreal, pero es debido a los

pocos datos considerados.

Ahora se introducen los tiempos sísmicos en el mapa. La figura 4.3 es una gráfica de las profundidades en los pozos contra los tiempos de llegada estimados en cada pozo. El ajuste para estos puntos dato se consideró lineal. Por lo tanto, se aplicará el Análisis Normal sujeto a las condiciones 1) y 2) dadas anteriormente. El mapa resultante se muestra en la Fig. 4.4 cuyas configuraciones en la zona del conjunto de los pozos son similares a las del mapa de la Figura 4.2 mientras que los contornos alejados del grupo de pozos siguen preferentemente la tendencia de los contornos sísmicos de la Fig. 4.1. Las pendientes son menos abruptas que las observadas en la Fig. 4.2 y siguen la orientación de los contornos de isocronas (tiempos).

La Fig. 4.5 es un mapa de error, en donde se presentan los contornos de las desviaciones estándar del error de estimación  $E[(z^*(x_0) - z(x_0))^2]$  en cada nodo  $x_0$  de la rejilla. Esto permite especificar un intervalo de confianza para cada profundidad estimada. En la práctica es un instrumento valioso para definir el área estimada confiable. Esta figura muestra, como es de esperarse, que la menor incertidumbre se encuentre cerca de los pozos (contorno marcado con 25 m) y se incrementa lejos de los pozos.

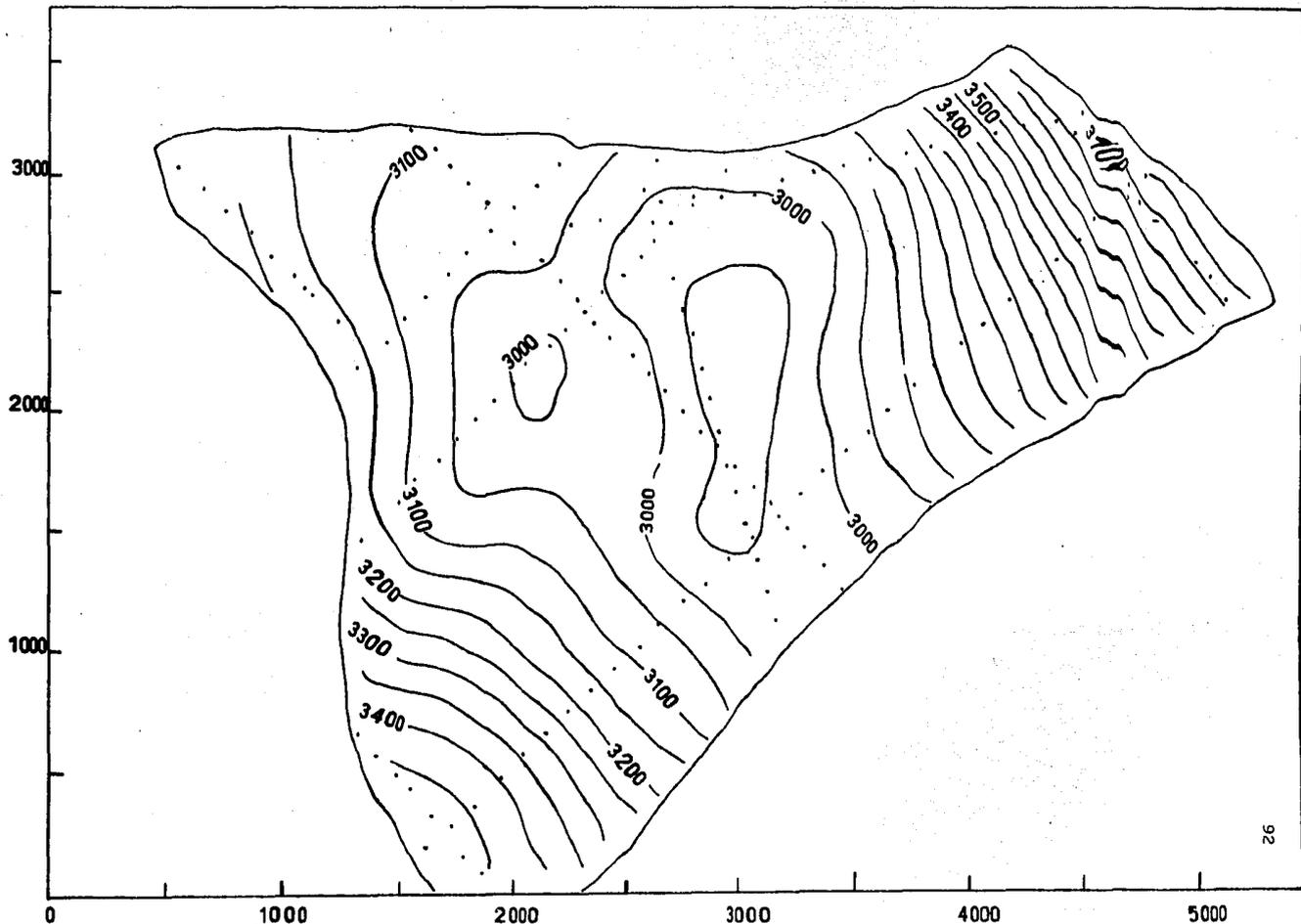


FIG.4.1 PLAN DE LAS LINEAS SISMICAS Y MAPA DE TIEMPOS DE REFLEXION DEL CAMPO C

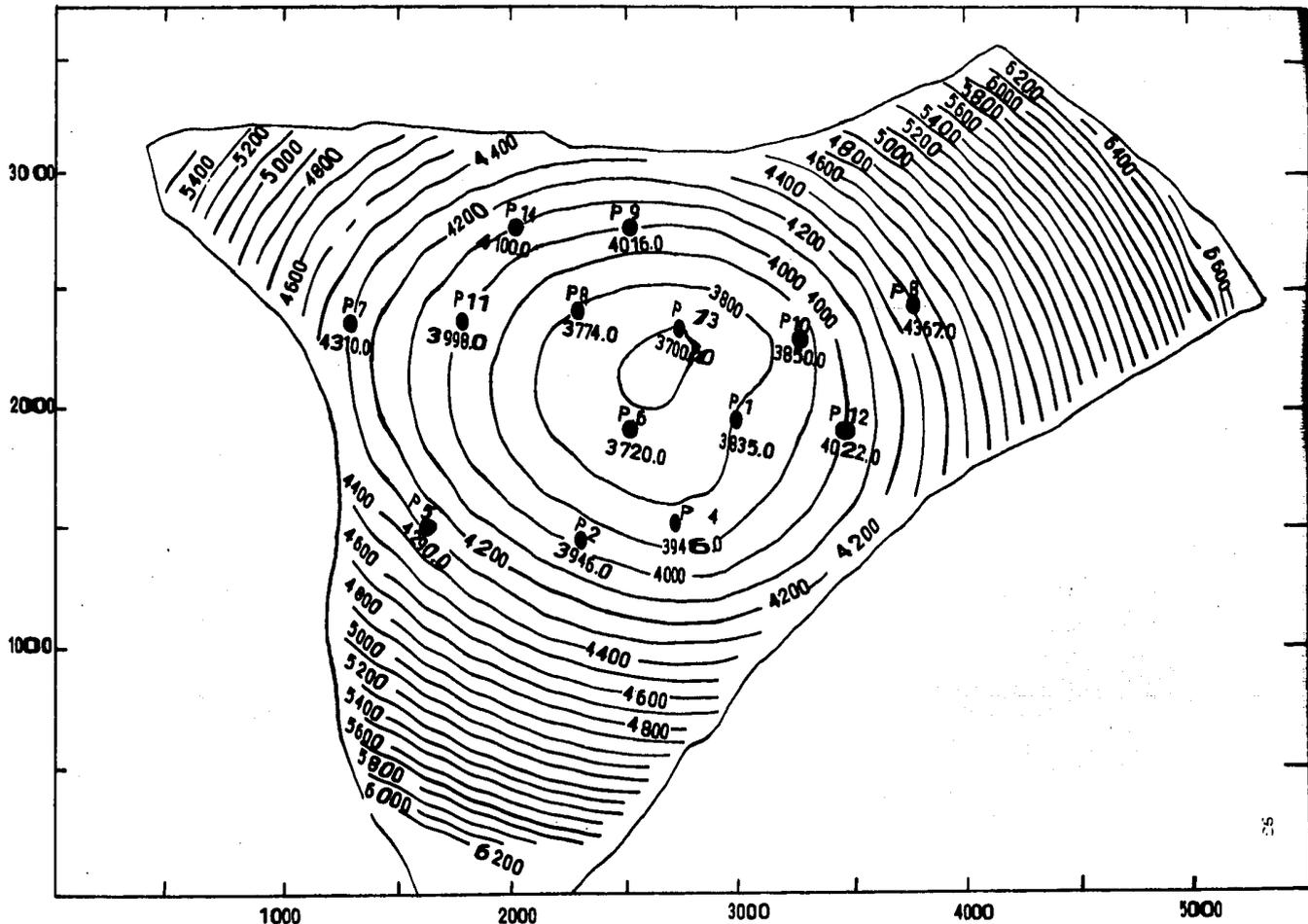


FIG. 4.2 MAPA DE ISOBATAS CONSIDERANDO LOS POZOS

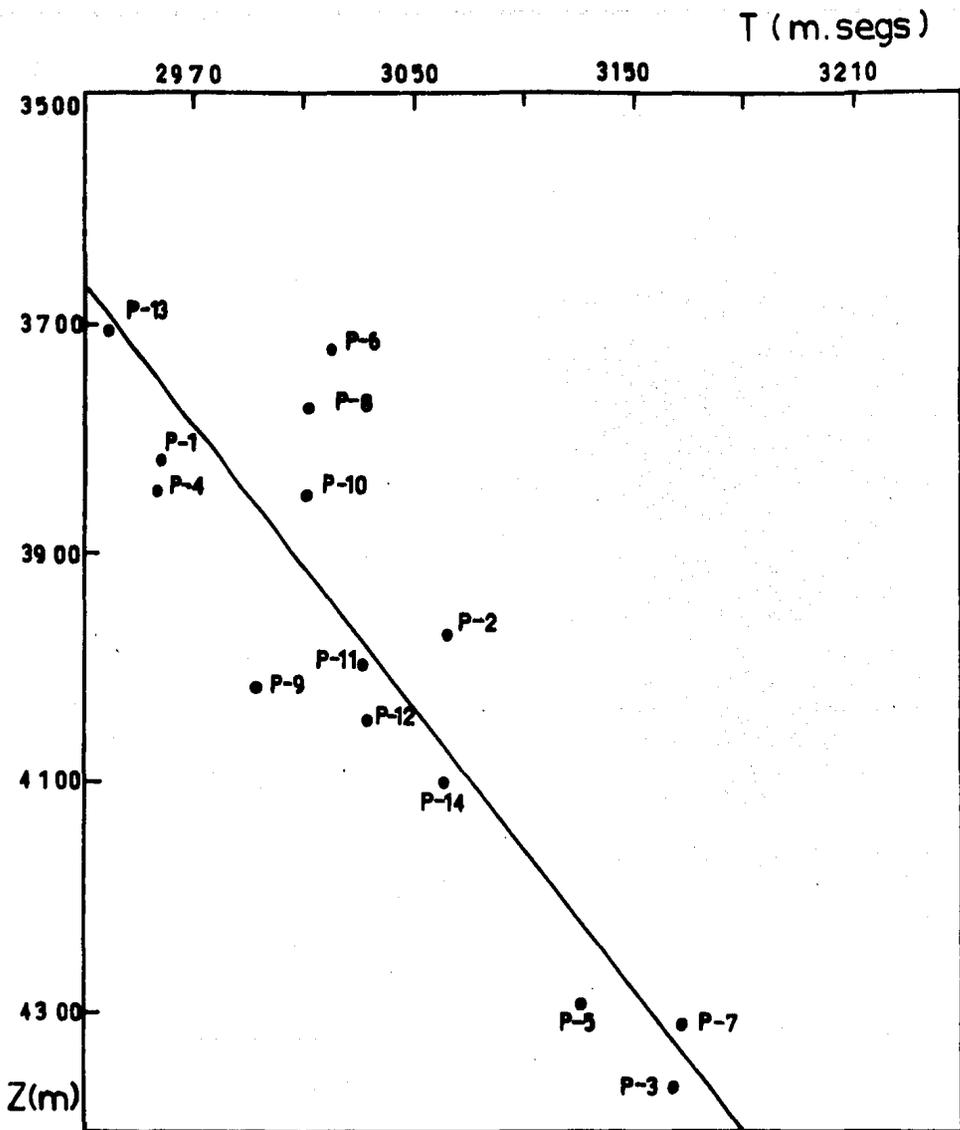


FIG. 4.3 TIEMPOS DE LLEGADA ESTIMADOS CONTRA LA CIMA DE LA ESTRUCTURA GEOLOGICA MEDIDA EN LOS POZOS DEL CAMPO C

FIG. 4.4

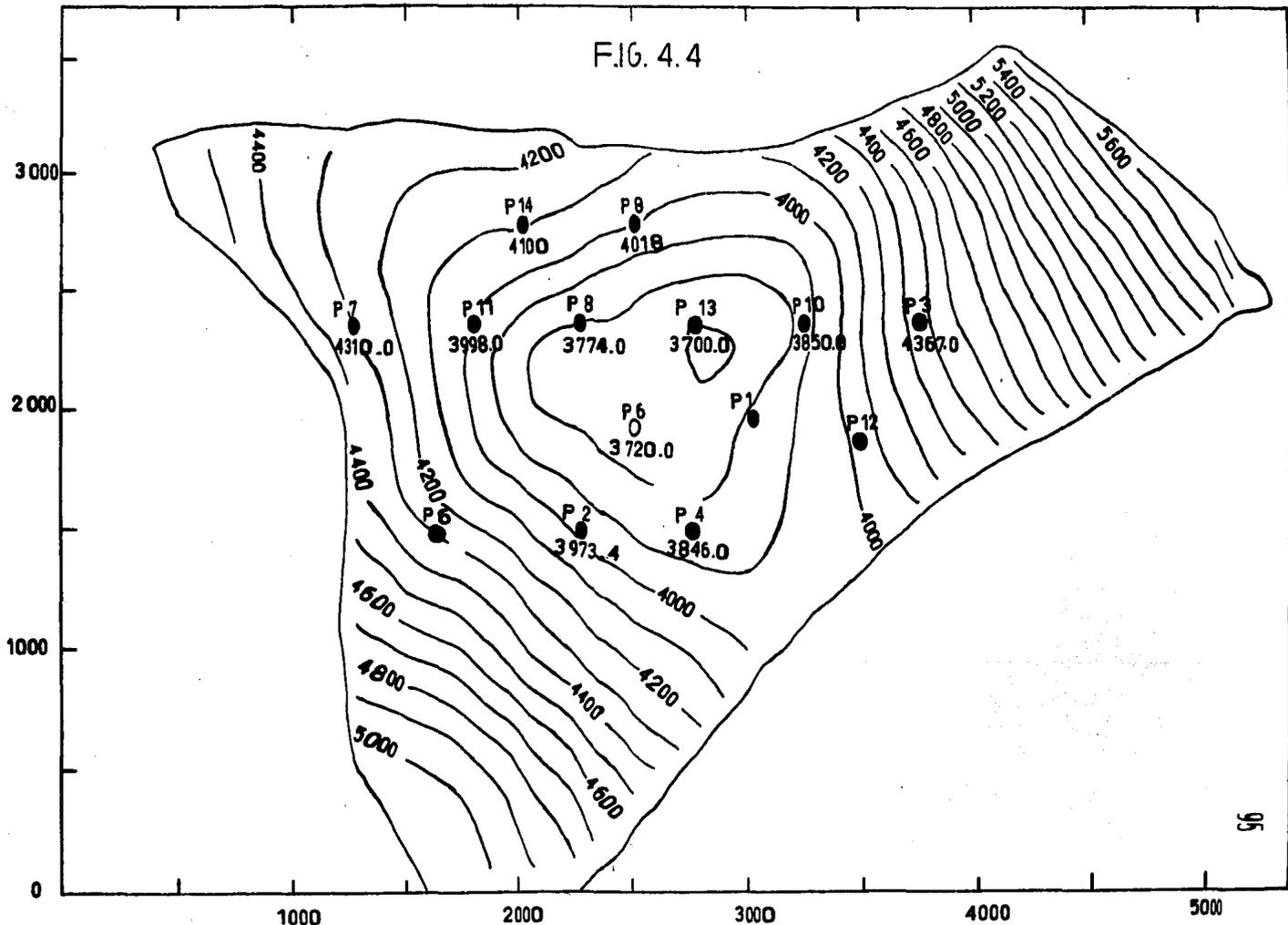


FIG. 4.4 MAPA DE ISOBATAS (TIEMPO SISMICO) MAS DATOS DE POZOS DEL CAMPO C

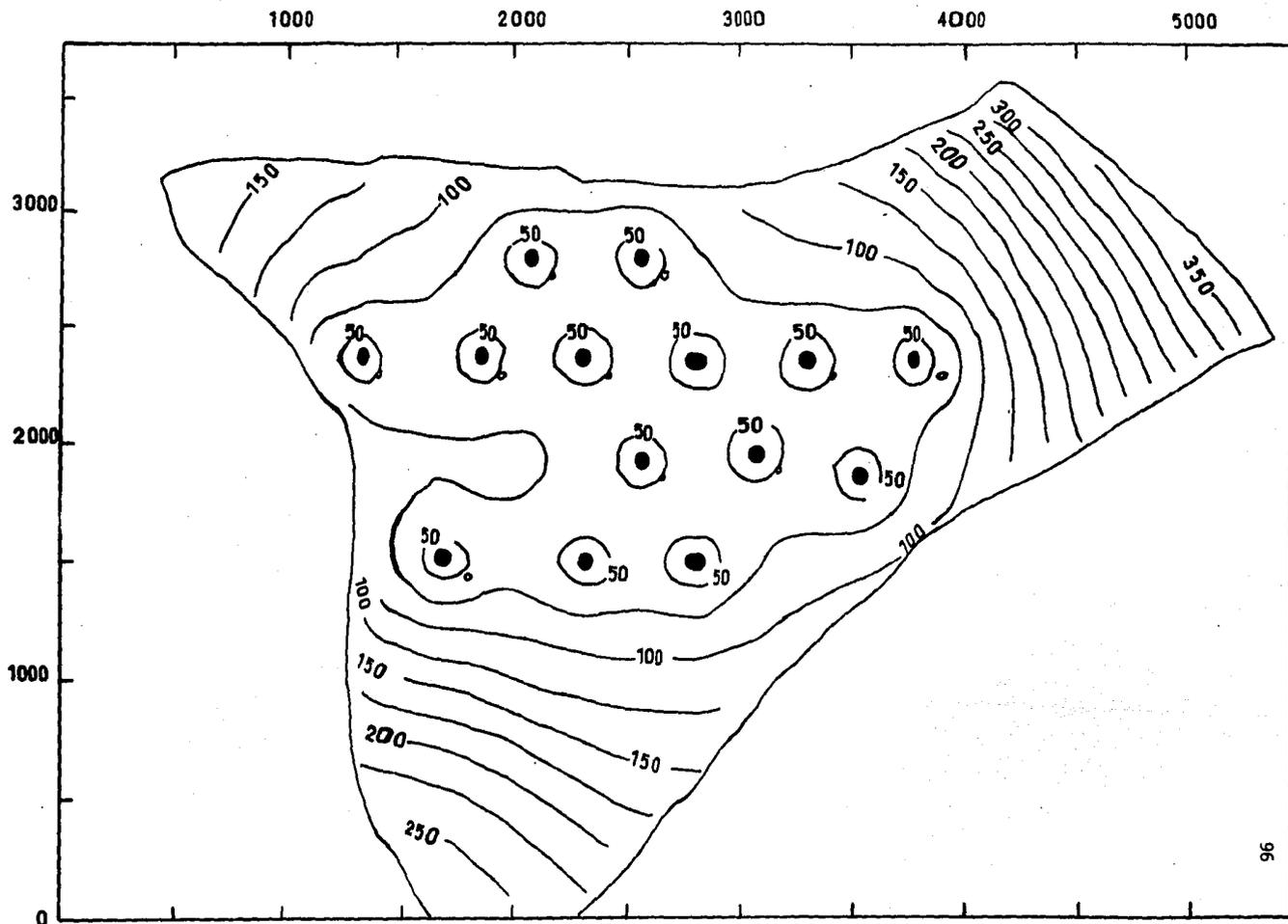


FIG. 4.5 MAPA DESVIACION ESTANDAR TIEMPO SISMICO MAS DATOS DE LOS POZOS

## CAPITULO 5

COMPARACION Y DISCUSION DE CUATRO TECNICAS  
UTILIZADAS EN LA DESCRIPCION DE YACIMIENTOS

Además de los procedimientos manuales de cálculo, existen diferentes técnicas computarizadas (Martínez, 1984), para llevar a cabo la tarea de describir un fenómeno que se manifiesta en el espacio: permeabilidad, porosidad, presión, cima de formaciones, etc. Las más usadas en Ciencias de la Tierra son: el Kriging o krigage, el Spline cúbico y más actualmente el Análisis Normal. Estas tres técnicas con hipótesis y métodos diferentes, han defendido su validez basándose en los principios teóricos en que se fundamentan; pero en el aspecto práctico sus resultados pueden diferir a los que se prevén en la teoría. Aunque los modelos geoestadísticos (Matheron, 1973; Chiles, 1977; Journel, 1978), han estado siendo depurados y corregidos en sus algoritmos, de tal manera que la descripción de un yacimiento, en base a los parámetros que lo caracterizan, se encuentra totalmente automatizada y la confiabilidad de los resultados son controlados, cuando se tiene escasa información estos modelos no resultan confiables. La técnica del Análisis Normal (Pérez, 1982), se ha desarrollado tratando de definir un fenómeno espacial con poca información. Por otra parte la técnica denominada de Spline (Dubrule, 1981) ha probado ser eficiente en cartografía automática. El interés de este capítulo es compa-

rar y discutir estas cuatro técnicas apoyándose en un ejemplo real: la cima de una formación geológica productora de hidrocarburos, cuyo conocimiento es fragmentario, es decir, se cuenta con 80 pozos informadores. Para este propósito se asume que la "realidad" es la descripción del yacimiento en base a los 80 datos disponibles con las cuatro técnicas. La comparación de las técnicas en una primera etapa se realiza mediante el cálculo del error cuadrático medio de cada técnica en la estimación de datos eliminados. En una segunda etapa se realizan los pronósticos de las técnicas para diferentes cantidades de datos y se determinaron sus respectivos errores cuadráticos medios, la discusión se lleva a cabo comparando las configuraciones logradas con los grupos de datos con la "realidad" (descripción con los 80 datos). La elaboración de los mapas fue llevada a cabo mediante el paquete de graficación SURFACE II (Sampson, 1975).

## 5.1 Definición de los Modelos

### Modelo Geoestadístico.

Para este modelo se utilizó la reciente técnica denominada "Teoría de las Funciones Aleatorias Intrínsecas de Orden  $k$  (FAI- $k$ )" (Matheron, 1973; Delfiner, 1981; Vargas, 1982). La presentación de esta teoría se encuentra fuera del marco de este capítulo y solo se citarán las referencias más sobresalientes respecto a la teoría (Delfiner, 1975; Chiles, 1977) y la práctica (Delfiner, 1975; Vargas, 1982).

Esta técnica describe un fenómeno natural por medio de dos com-

ponentes: una parte aleatoria, denominada residual, la cual sigue un comportamiento caótico e impredecible; y una tendencia (o deriva dentro de los términos de la geoestadística), la cual a su vez, es predecible utilizando funciones deterministas (polinomios), por ejemplo, por medio de la técnica de ajuste de superficies de tendencias por mínimos cuadrados. Entonces como el propósito es estimar y no ajustar una superficie de tendencias, (de orden cero si se trata de un plano con pendiente cero, de orden uno si el fenómeno sigue una tendencia de un plano inclinado, de orden dos si la estructura es de tipo dómica), este método determina una función (covariancia generalizada), de tal manera que elimine esta tendencia (si el fenómeno fuera de tipo no estacionario), es decir, que filtre los componentes deterministas o polinómicos del fenómeno. Así, se realizarán las estimaciones dentro de un fenómeno de tipo estacionario, donde es posible realizar "mejores" estimaciones.

Con el objeto de determinar el tipo de deriva (tendencia) y la estimación de la función de covariancia que filtre esta deriva, se utilizó el paquete SANDY. El algoritmo de este programa, para detectar dicha deriva, es de tipo local; es decir, por grupos de 20 datos ajusta superficies de tendencias y realiza pruebas estadísticas para obtener el grado de la superficie de tendencias en toda la región. La determinación de la función de covariancia que anula esta tendencia se realiza mediante un procedimiento iterativo, el cual se denomina Reconocimiento Automático de la Estructura. En la Tabla 5.1 se muestra un ejemplo de este reconocimiento.

TABLA 5.1 RECONOCIMIENTO DE LA ESTRUCTURA

1) IDENTIFICACION DE LA TENDENCIA

GRADO	ERROR RMS			RANGO PROMEDIO		
	REJ.1	REJ.2	TOTAL	REJ.1	REJ.2	TOTAL
0	0.453E + 05	0.4157E + 05	0.4333E + 05	2.14	2.13	2.14
1	0.2656E + 05	0.2146E + 05	0.2404E + 05	1.72	1.71	1.71
2	0.9979E + 05	0.1430E + 06	0.1211E + 06	2.14	2.16	2.15

GRADO DE LA TENDENCIA = 1

2) IDENTIFICACION DE LA COVARIANCIA

GRADO	COEFICIENTES DE LA COVARIANCIA			
	EFECTO PEPITA	ALFA 1	ALFA 3	ALFA 5
0	0.0000E + 00	0.0000E + 00	0.5167E - 05	0.0000E + 00
1	0.1448E + 02	0.1048E + 02	0.0000E + 00	0.0000E + 00
2	0.6378E + 04	0.0000E + 00	0.0000E + 00	0.0000E + 00

RELACION EXPERIMENTAL/TEORICA DE LA VARIANCIA				
GRADO	RES/TOT	E1/T1	E2/T2	E/T
0	0.8388E + 00	2.1024	1.4935	1.8162
1	0.8214E + 00	1.7965	1.2423	1.5323
2	0.7995E + 00	1.3118	0.8914	1.1096

GRADO SELECCIONADO = 1

A1 = A5 = 0

A3 = 0.5167E - 05

El modelo geoestadístico seleccionado para el caso de este capítulo es el siguiente:

Grado de Deriva: 2

Función de Covariancia Generalizada:  $K(h) = -10.48 (h)$  (5.1)

Número de puntos utilizados para cada estimación: 24

Con este modelo se obtuvo la configuración mostrada en la Fig. 5.1, la cual supondremos como la "realidad" para este modelo.

Cabe señalar que un modelo de Krigage universal, con un semivariograma lineal (Fig. 5.4), de la forma:  $\gamma(h) = 16.72 (h)$ , y un grado de deriva = 2, es equivalente al modelo descrito anteriormente y los resultados son equivalentes (Fig. 5.5).

### La Técnica de Spline

Las funciones Splines más utilizadas en la práctica son las llamadas "splines plaque mince". Este método consiste en determinar en dos dimensiones un interpolador que sea el más "suavizado" posible o el más "natural". Para esto, se calcula la función  $\sigma(x,y)$ , que representaría la forma tomada por una placa delgada forzada a pasar por los  $n$  puntos experimentales. Así, la integral:

$$I(f) = \int_{\mathbb{R}^2} \left[ \left( \frac{\partial^2 f}{\partial x^2} \right)^2 + \left( \frac{\partial^2 f}{\partial y^2} \right)^2 + \left( \frac{\partial^2 f}{\partial x \partial y} \right)^2 \right] dx dy \quad (5.2)$$

es igual, en una primera aproximación a la energía de flexión de una placa delgada cuya forma está dada por la función  $f(x,y)$ . Entonces,  $\sigma(x,y)$  debe minimizar  $I(f)$  y pasar por los puntos experimentales. Ahora bien, se ha demostrado que existe una equivalencia entre  $\sigma(x,y)$  y la función de covariancia, es decir  $\sigma(x,y)$  es igual al krigage efectuado con la covariancia generalizada:

$$K(h) = h^2 \text{Log} (h) \quad (5.3)$$

Las consecuencias prácticas que implica esta equivalencia y algunos ejemplos son discutidos por Dubrule, (1981.).

De este modo, el modelo de spline utilizado para la descripción de este capítulo es el siguiente:

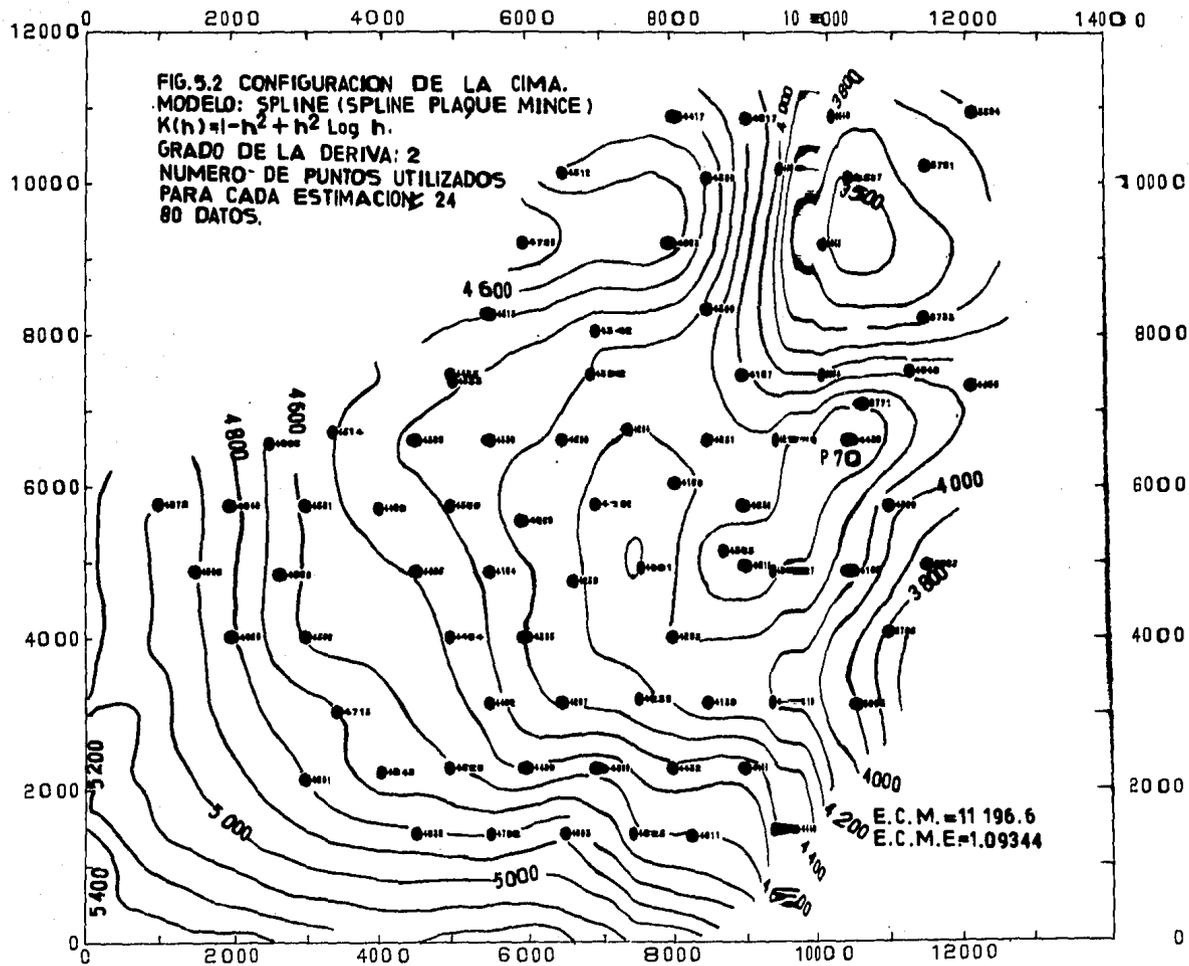
$$K(h) = 1 - h^2 + h^2 \text{Log} (h) \quad (5.4)$$

La configuración de la cima de la formación productora obtenida con esta técnica se muestra en la Fig. 5.2, en donde se pueden observar curvas más suavizadas y alargadas, aún en la frontera de la región configurada.

Análisis Normal (Pérez, 1979; Pérez, 1982; Martínez, 1985)

Esta técnica ha sido desarrollada recientemente, cuyos principios en una forma muy breve, son los siguientes: se supone que cada dato de información obtenida de un fenómeno es el resultado de un proceso estocástico







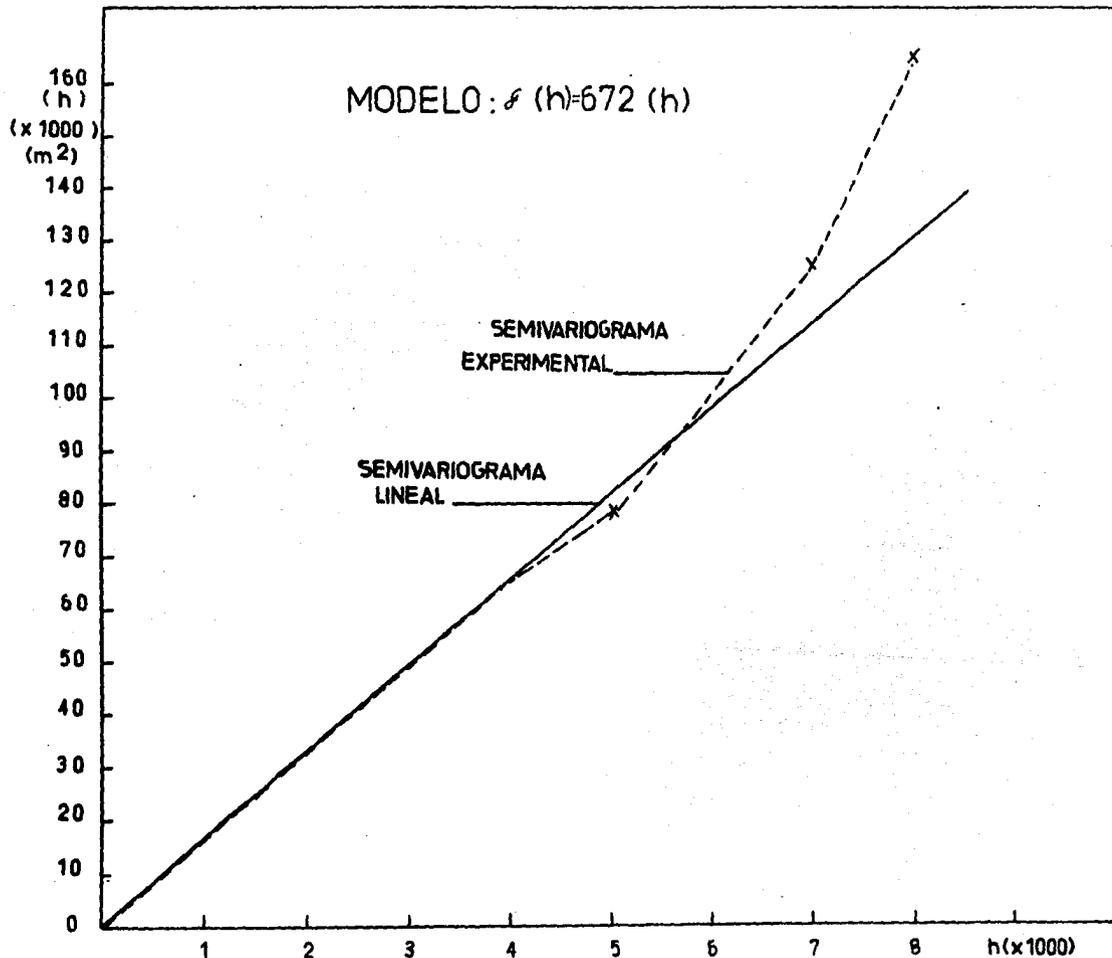
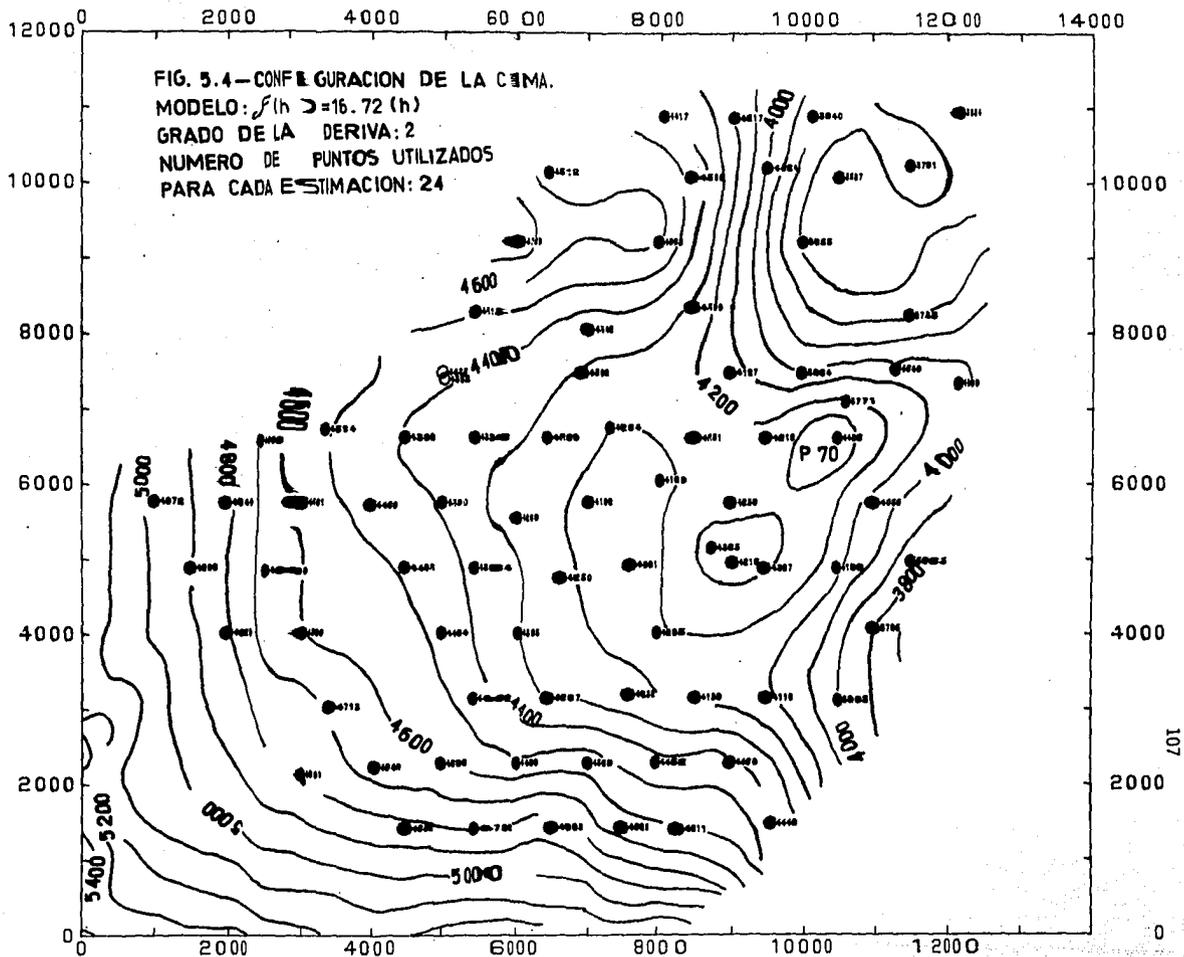


FIG. 5.4 MODELO AJUSTADO AL SEMIVARIOGRAMA EXPERIMENTAL



cuya distribución es de tipo normal, y se tienen tantas distribuciones normales como puntos de información se tengan; entonces, cada punto a estimar  $z^*$  es el resultado de la combinación lineal de estas distribuciones normales elementales, de la siguiente manera:

$$z^* = T_0(x) + \sum_{i=1}^N H_i \exp \left[ -\frac{(x - x_i)^2}{D^2} \right] \quad (5.5)$$

Un ajuste de una superficie de tendencia por mínimos cuadrados se realiza previamente a las estimaciones, con lo cual se estima el valor de  $T_0(x)$ .  $N$  es el número de puntos dato,  $x$  es la abscisa del punto  $z$ .  $H_i$  son los coeficientes a estimar y  $D^2$  es la constante de dispersión. La introducción de la técnica de superficies de tendencias ha logrado dar una mayor precisión en las estimaciones, como se verá en la discusión posterior. La configuración respectiva se muestra en la Fig. 5.3, el grado de la deriva o tendencia es igual a 1.

## 5.2 Comparación de los Modelos Usando Datos del Campo D

Primeramente, se compararon las técnicas con el criterio de error cuadrático medio (E.C.M.), calculado por medio del método de quitar y estimar puntos dato, es decir, algunos puntos dato se eliminan sucesivamente y se estiman a su vez con los puntos dato restantes por lo que de esta manera es posible realizar la siguiente estadística:

$$\text{Error cuadrático medio (E.C.M.)} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (z_i^* - z_i)^2 \quad (5.6)$$

Como en los métodos geostatísticos es posible calcular una variancia de estimación  $\sigma_k$ ; entonces, es posible calcular un error cuadrático medio estandarizado el cual debe acercarse teóricamente a uno, es decir;

$$\text{Error cuadrático medio estandarizado (E.C.M.E.)} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (z_i^* - z_i)^2 / \sigma_k^2 = 1 \quad (5.7)$$

Entonces el modelo con un error cuadrático medio mínimo y un error cuadrático medio estandarizado mas cercano a uno fue el criterio para seleccionar el modelo para cada técnica. La tabla 5.2 resume los cálculos efectuados para estas estadísticas.

TABLA 5.2 CALCULO DE ERRORES PARA LOS MODELOS

MODELO	DERIVA	E.C.M.	E.C.M.E.
a) FAI-k	1	10316.3	1.088
b) FAI-k	2	10299.9	1.074
c) Krigage Universal	2	10299.9	0.673
d) Spline	1	10980.1	2.467
e) Spline	2	11196.6	1.093
f) Análisis Normal	0	25109.1	
g) Análisis Normal	1	13452.5	
h) Análisis Normal	2	86526.0	

De esta manera fueron seleccionados los modelos b), g) y e) para las discusiones y conclusiones posteriores. Las configuraciones se presentan en las figuras 5.1, 5.2 y 5.3. Una observación es que el modelo de FAI-k es el más apropiado bajo los criterios indicados siguiéndole el modelo de Splines y el Análisis Normal. Desde el punto de vista estético el modelo de Análisis Normal da mejores resultados, sobre todo en regiones con cambios más drásticos de valores, como por ejemplo, alrededor del punto 43, donde el modelo de FAI-k pierde precisión. Por otra parte, existen puntos "clave", donde se imponen cambios fuera de una tendencia general, que pueden ser datos aberrantes o donde verdaderamente se suscitan variaciones fuertes del fenómeno, un ejemplo es el punto 70, en donde las tres técnicas tienen "problemas para estimar"; la tabla 5.3 muestra la estimación de este punto durante el proceso de quitar y estimar.

TABLA 5.3 ESTIMACION DEL PUNTO 70

MODELO	VALOR REAL	VALOR ESTIMADO	DIFERENCIA
P-70 K(h)	4436.	3097.25	-338.75
P-70 Spline	4436.	4135.22	-300.88
P-70 Análisis Normal	4436.	4107.64	-328.36

Las siguientes discusiones son referidas al pronóstico de las tres técnicas considerando primeramente 20 datos eliminados y luego pronosticados en base a los 60 datos restantes, después 40 eliminados con 40 datos y por último 60 puntos eliminados y pronosticados con solo un grupo de 20 puntos dato.

La tabla 5.4 condensa los errores cuadráticos medios para cada modelo.

TABLA 5.4 RESUMEN DE LA COMPARACION DE MODELOS

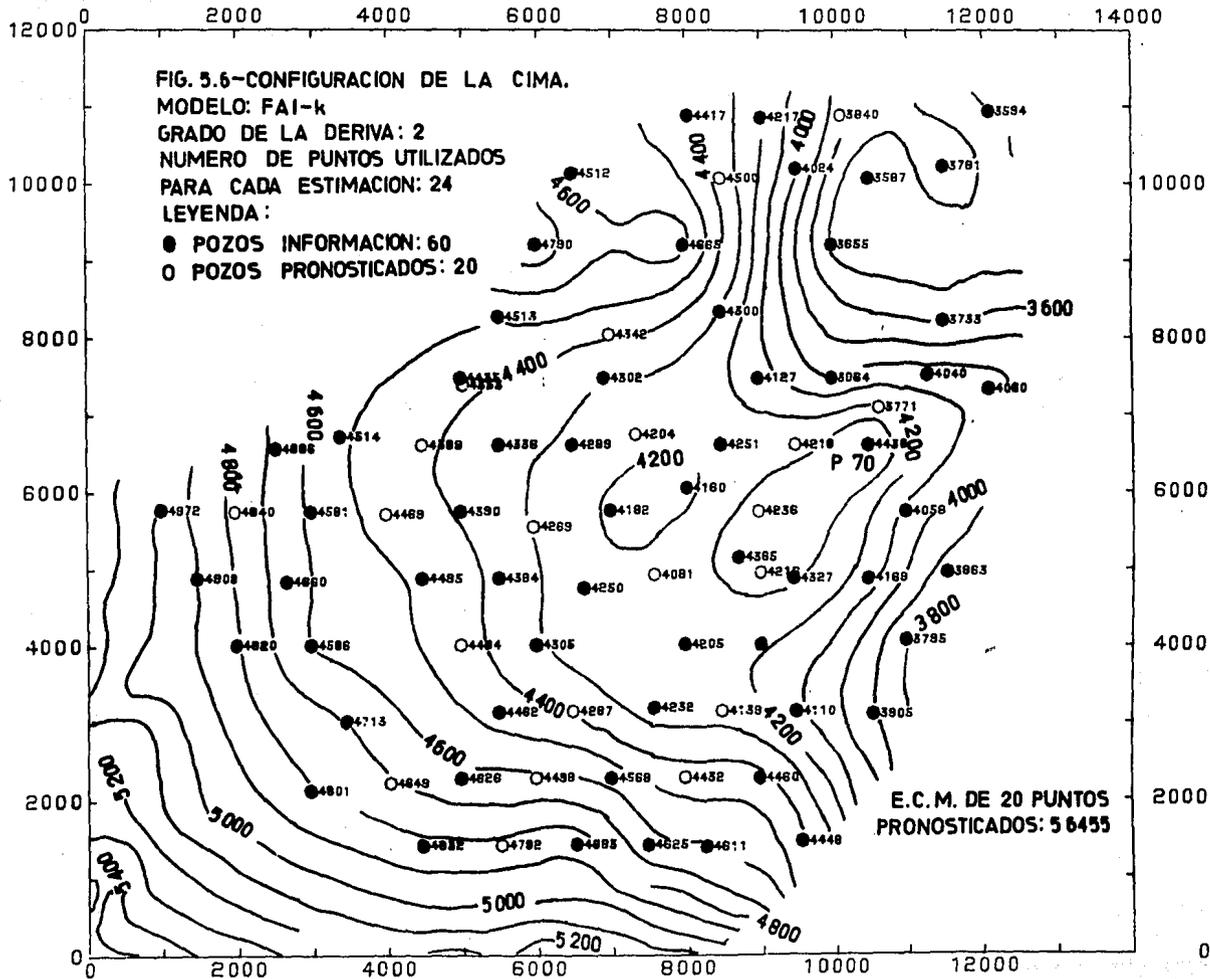
MODELO	DERIVA	CANTIDAD DE INFORMACION	NUMERO DE PUNTOS PRONOSTICADOS	E.C.M. LOS PUNTOS PRONOSTICADOS
K(h)	2	60	20	5645.5
Spline	2	60	20	5973.6
Análisis Normal	1	60	20	5139.2
K(h)	2	40	40	10298.7
Spline	2	40	40	10858.
Análisis Normal	1	40	40	9325.5
K(h)	2	20	60	13266.6
Spline	2	20	60	13684.0
Análisis Normal	1	20	60	13752.1

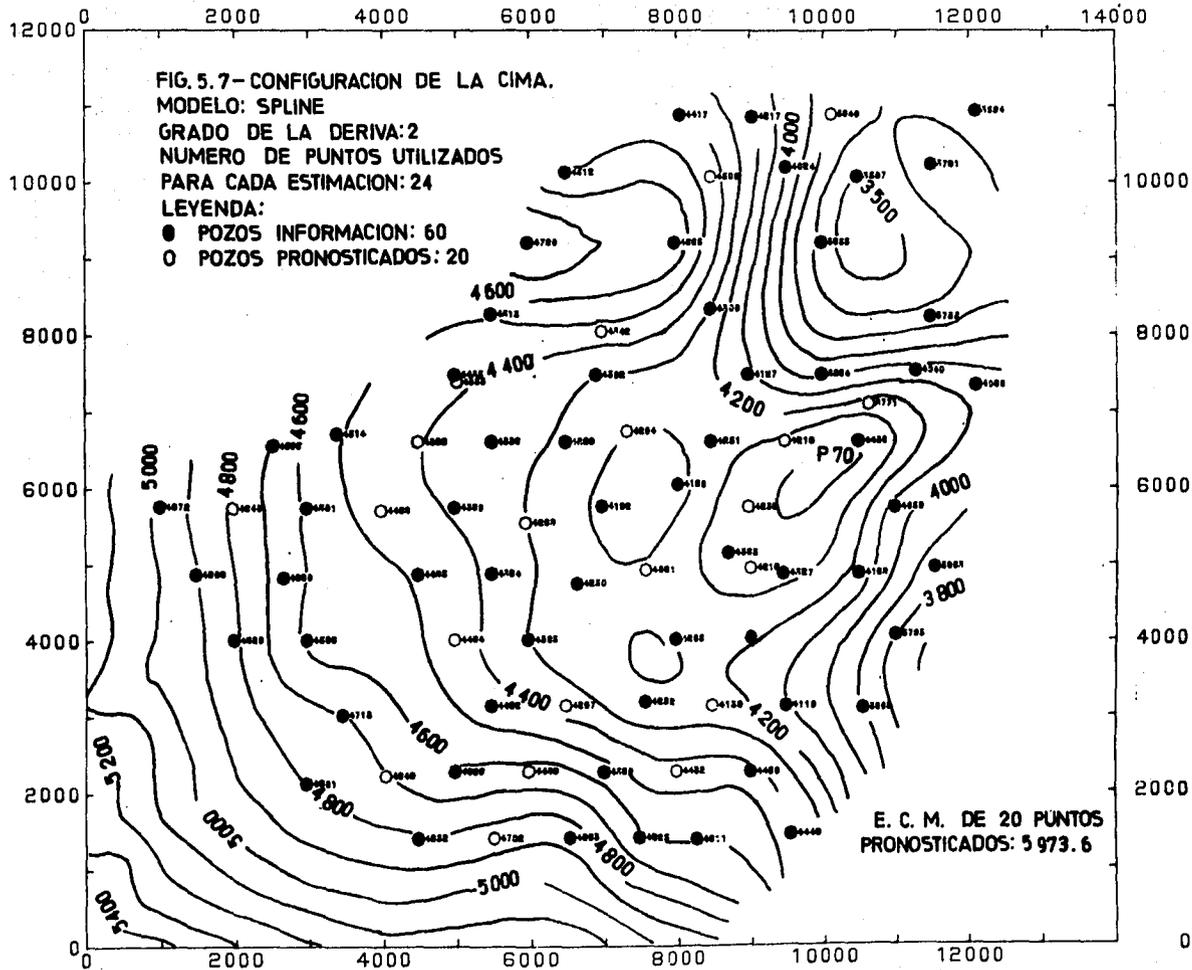
La comparación analítica de las tres técnicas nos lleva a las siguientes conclusiones:

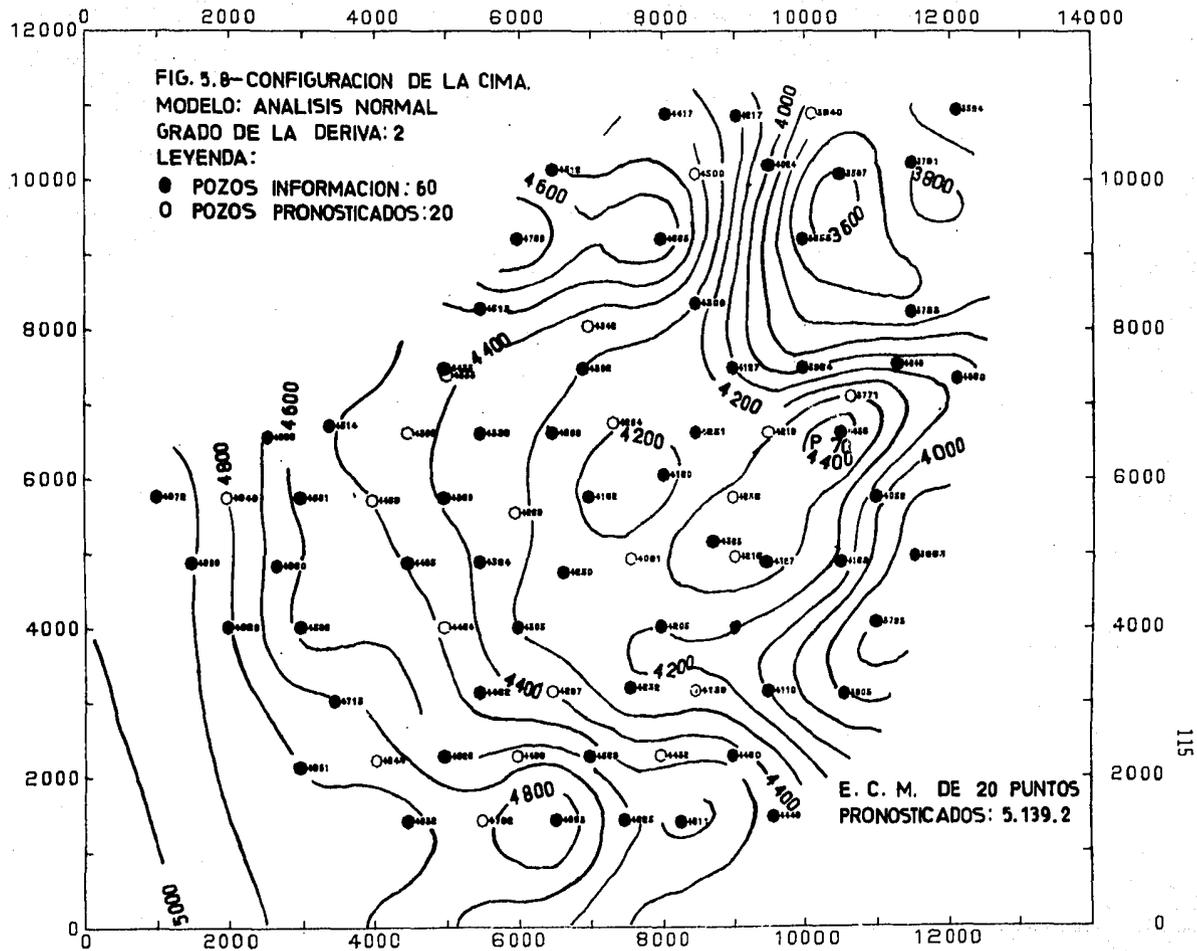
- 1) Para la cantidad de puntos de 60, el Análisis Normal tiene el E.C.M. mínimo de los 20 puntos pronosticados, con respecto a las otras dos técnicas, las configuraciones para este grupo de datos se muestran en las figuras 5.6, 5.7 y 5.8. En general, con esta cantidad de información las tres técnicas reproducen la "realidad". Otra observación interesante es que a pesar el Análisis Normal tiene el E.C.M. mínimo, tiene tendencias a formar contornos concéntricos como se observa en la Fig. 5.8, en la parte

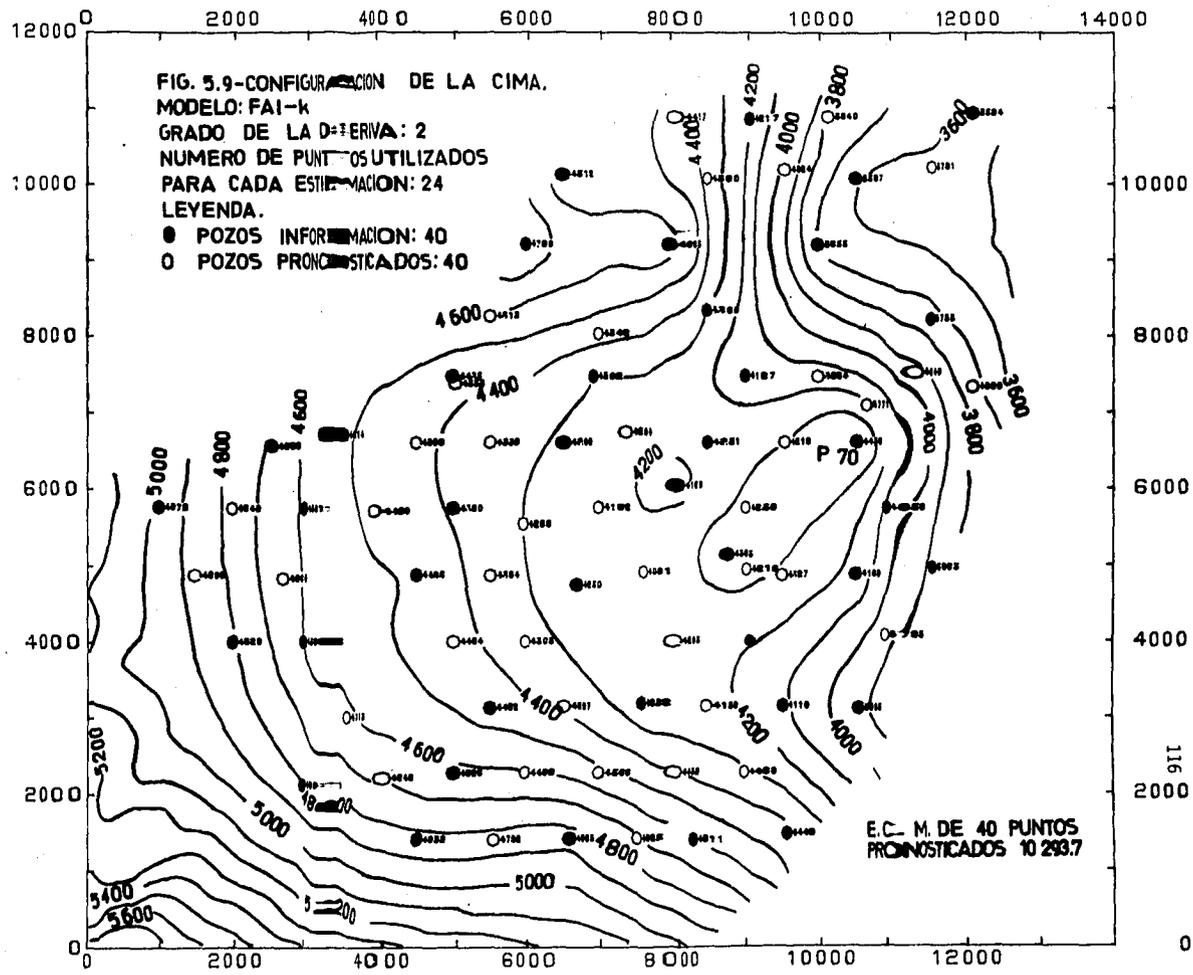
sur. Por otra parte la técnica de FAI-K carece de precisión alrededor del punto 70 (Fig. 5.7).

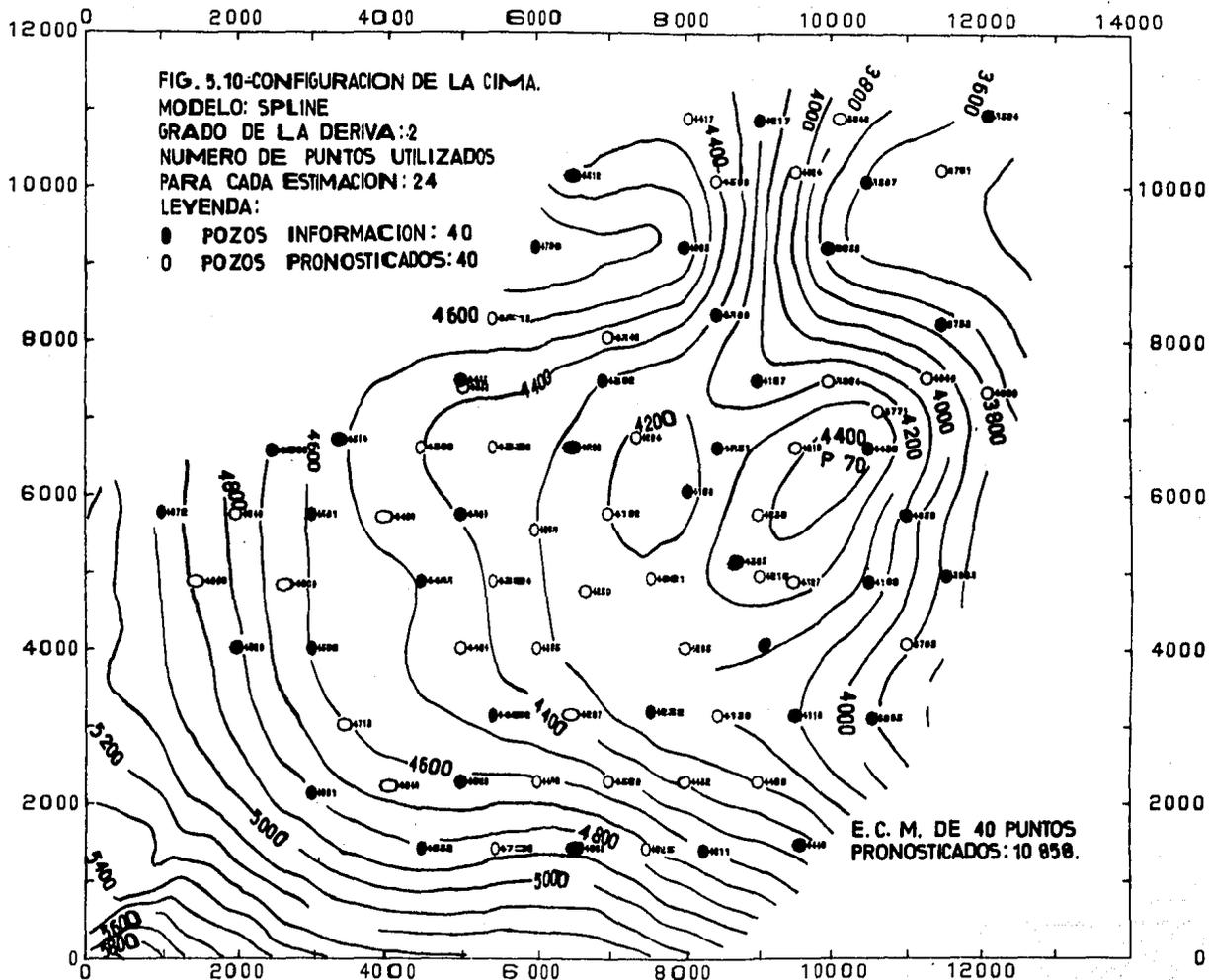
- 2) Para el conjunto de 40 puntos dato eliminados; la reconstrucción de la "realidad" con las tres técnicas se mantiene aún en términos generales (Fig. 5.9, 5.10 y 5.11). El Análisis Normal continúa teniendo el E.C.M. mínimo con respecto al Spline y al FAI-K. Aunque de nuevo tiende a formar contornos concéntricos.
- 3) Con solo 20 puntos dato el FAI-K es la técnica que posee E.C.M. mínimo. Sin embargo, la técnica de Spline tiene un E.C.M. cercano al anterior, lo que proporciona una versión mas acertada de la "realidad", sobre todo en la tendencia suavizada que presenta en el límite sur oeste y los contornos se presentan mas alargados y estéticos. La tendencia concéntrica de los contornos es más marcada en la técnica del Análisis Normal y su E.C.M. ha aumentado considerablemente (Figs. 5.12, 5.13 y 5.14).
- 4) Finalmente las versiones de 80, 60, 40 y 20 puntos dato conocidos fueron configurados a mano, por una persona con 6 años de experiencia en configuraciones manuales relacionadas con evaluación de formaciones y desarrollo de campos petroleros, obtuvo lo que son las figuras 5.15, 5.16, 5.17 y 5.18, respectivamente. Si se considera una comparación visual, la semejanza de estas figuras con las proporcionadas por el Análisis Normal es muy alta.

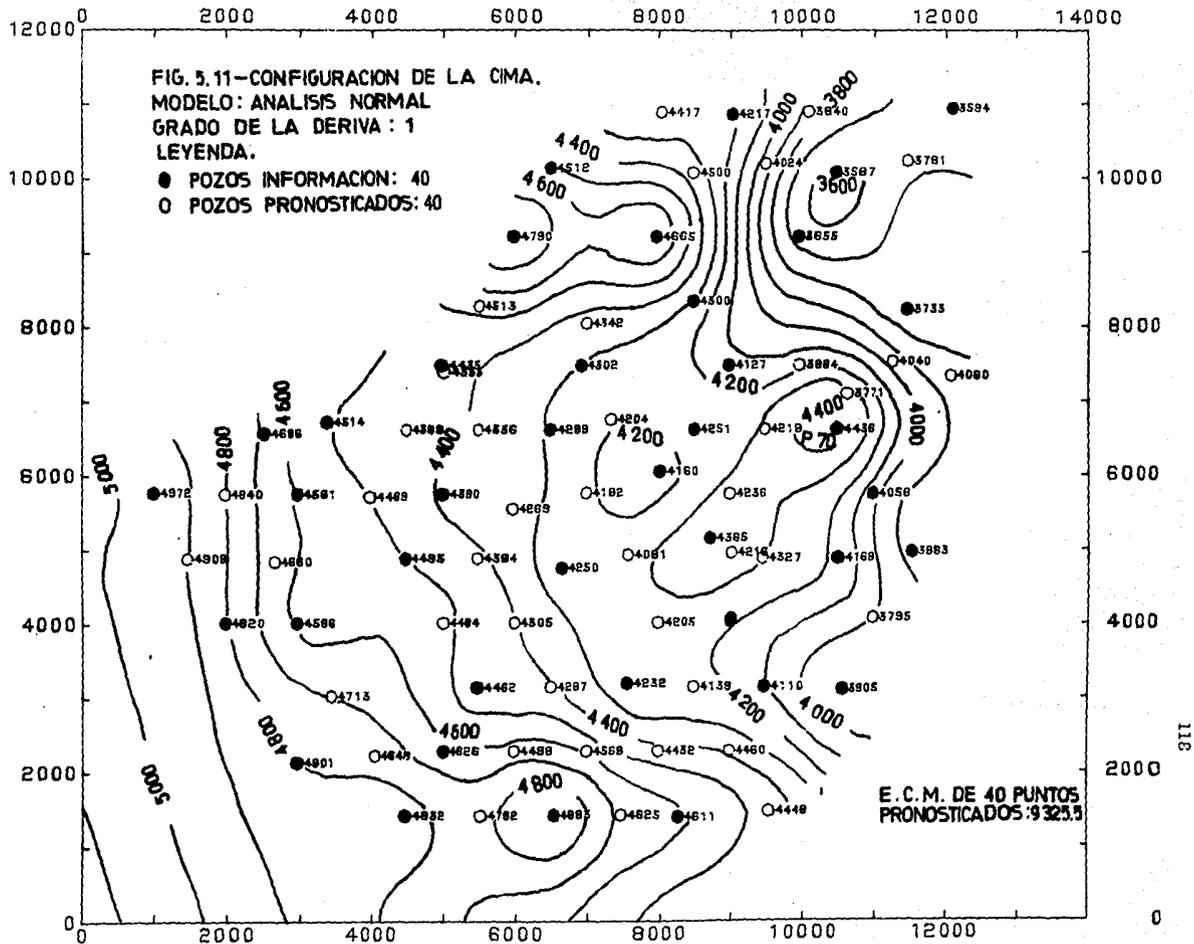


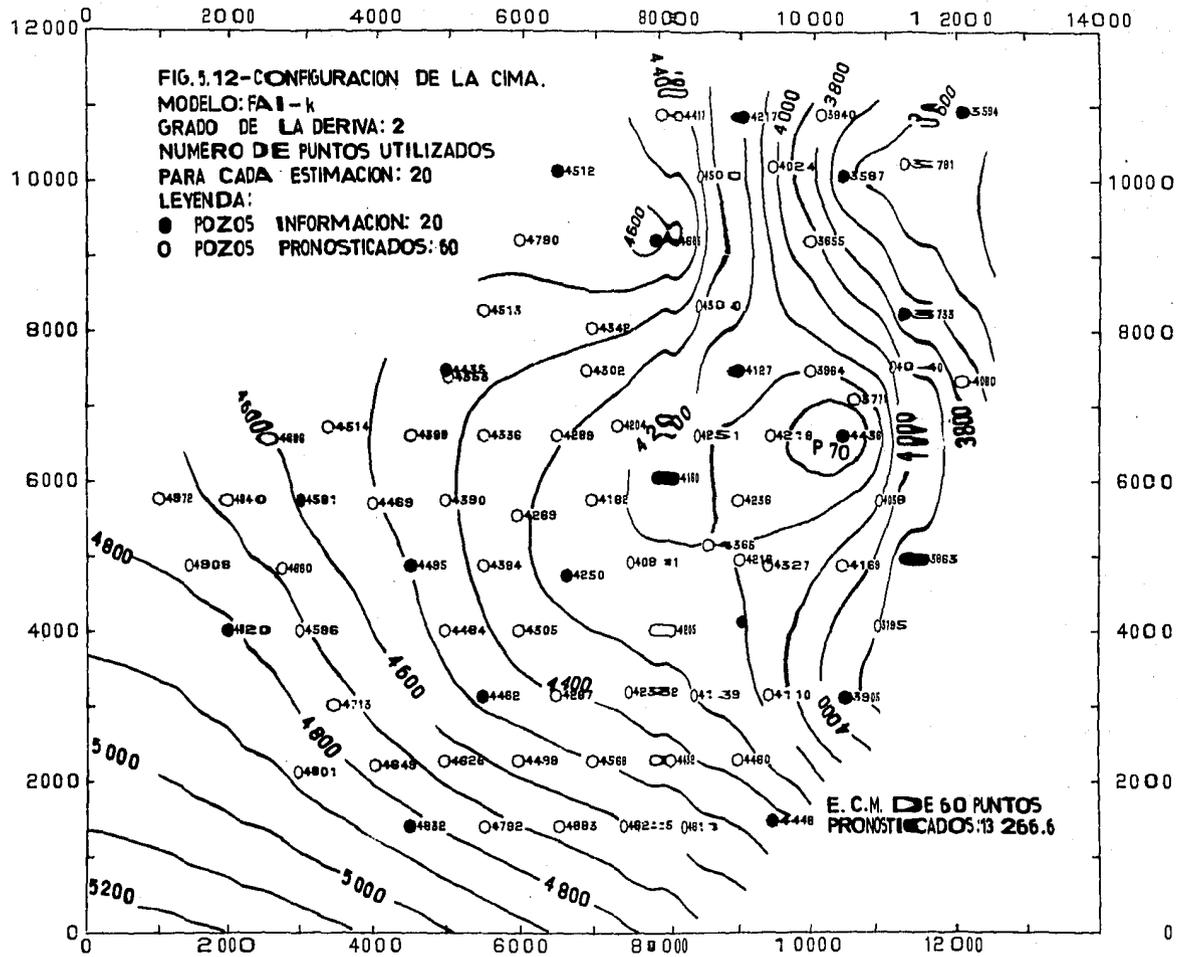


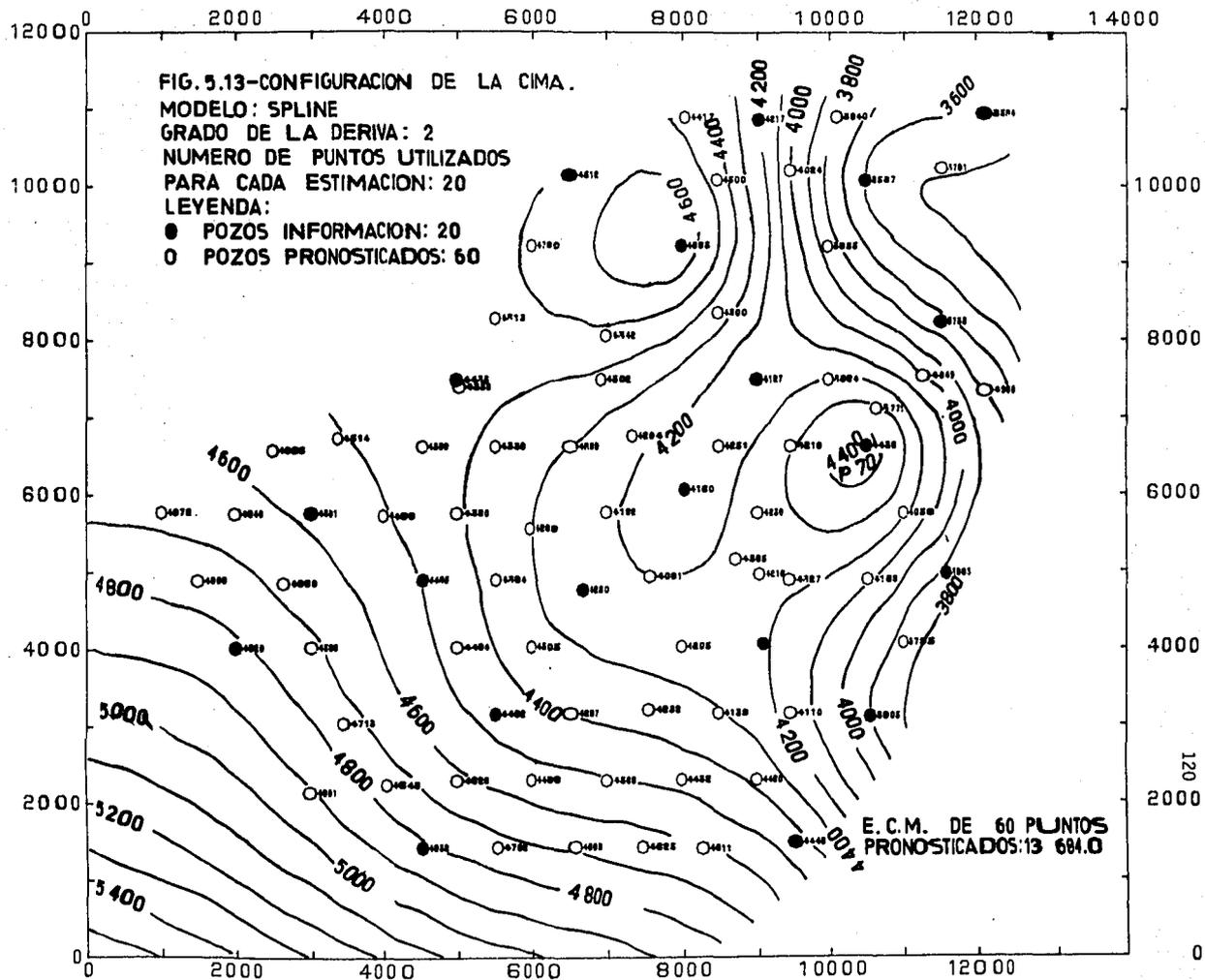


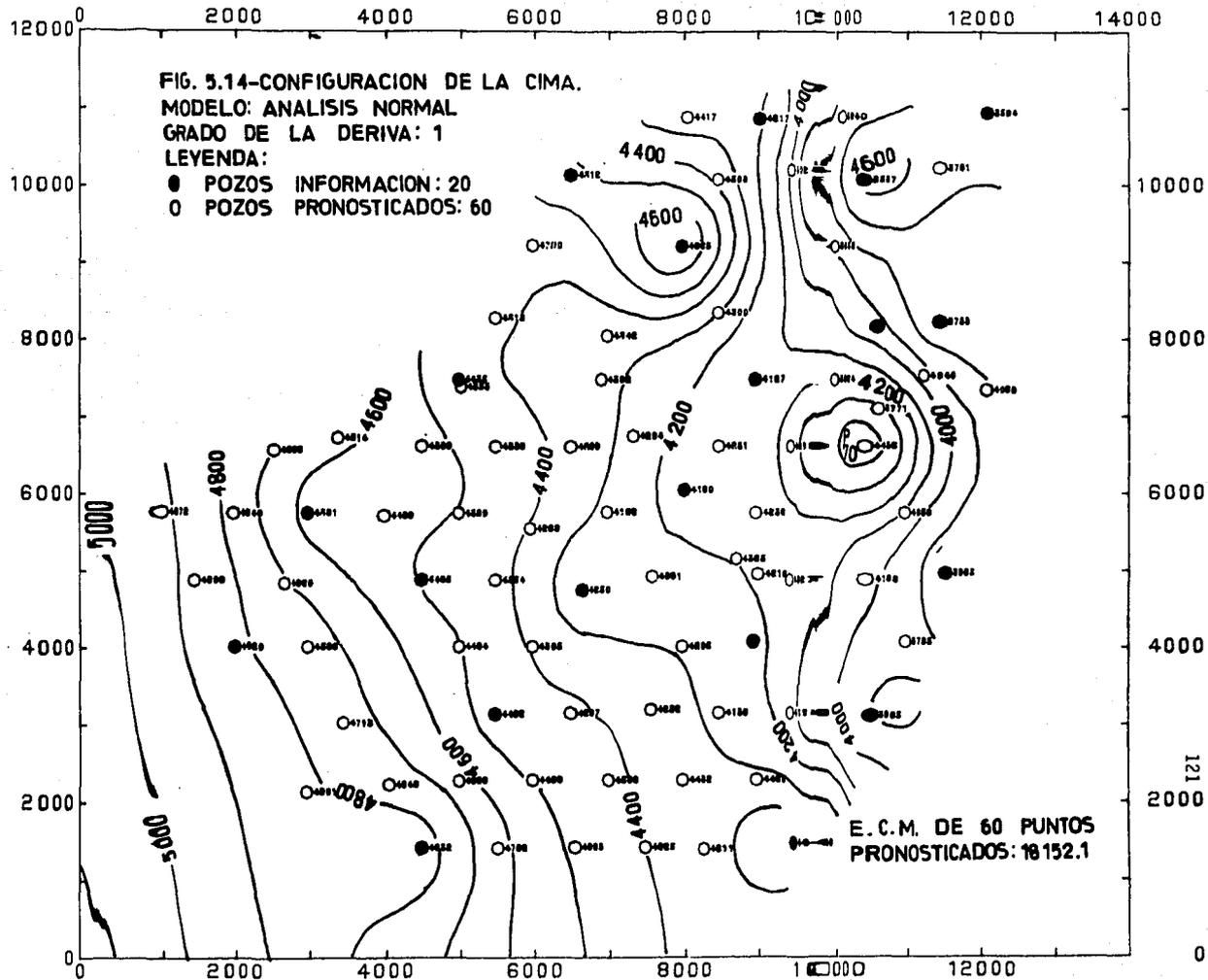


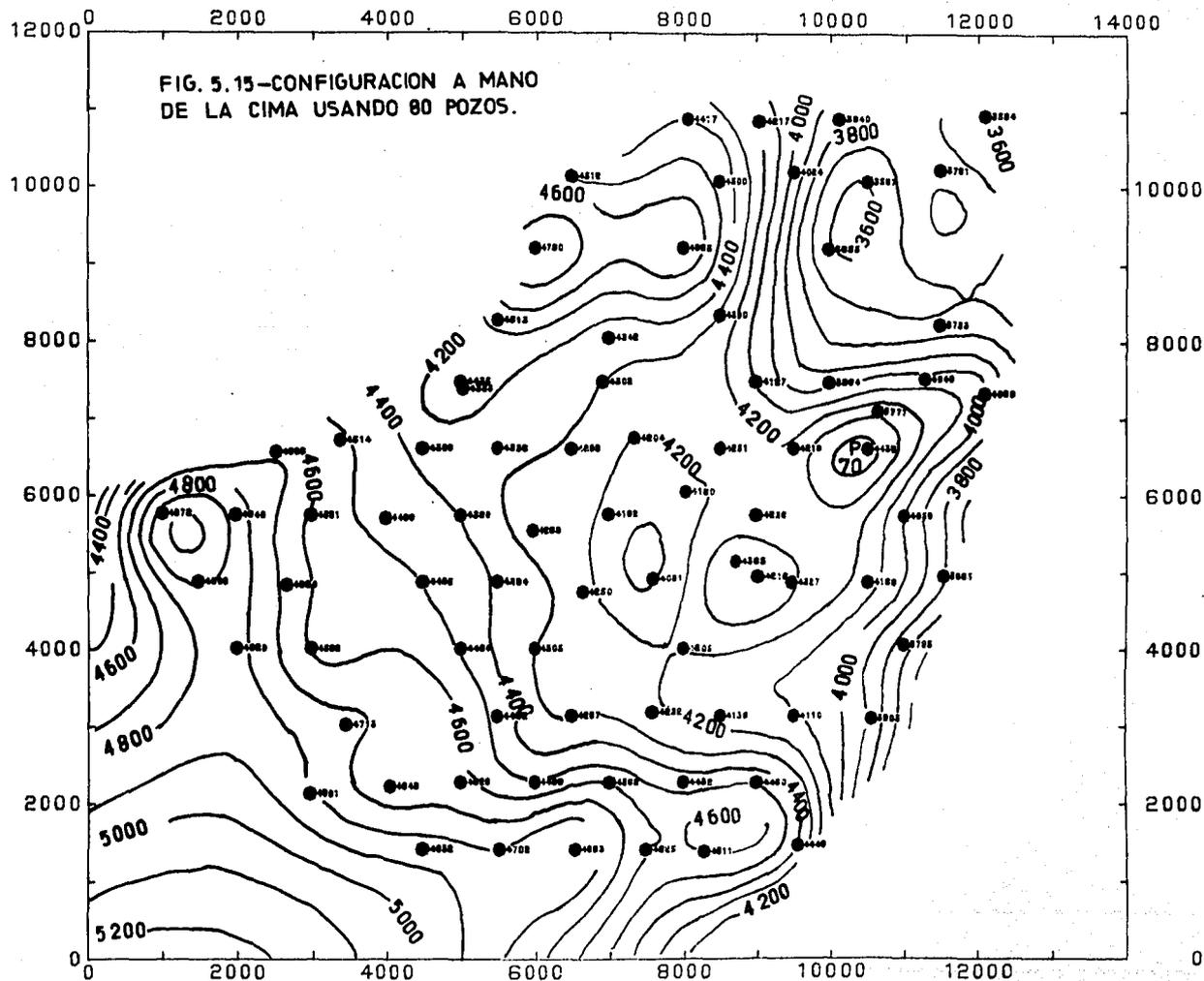


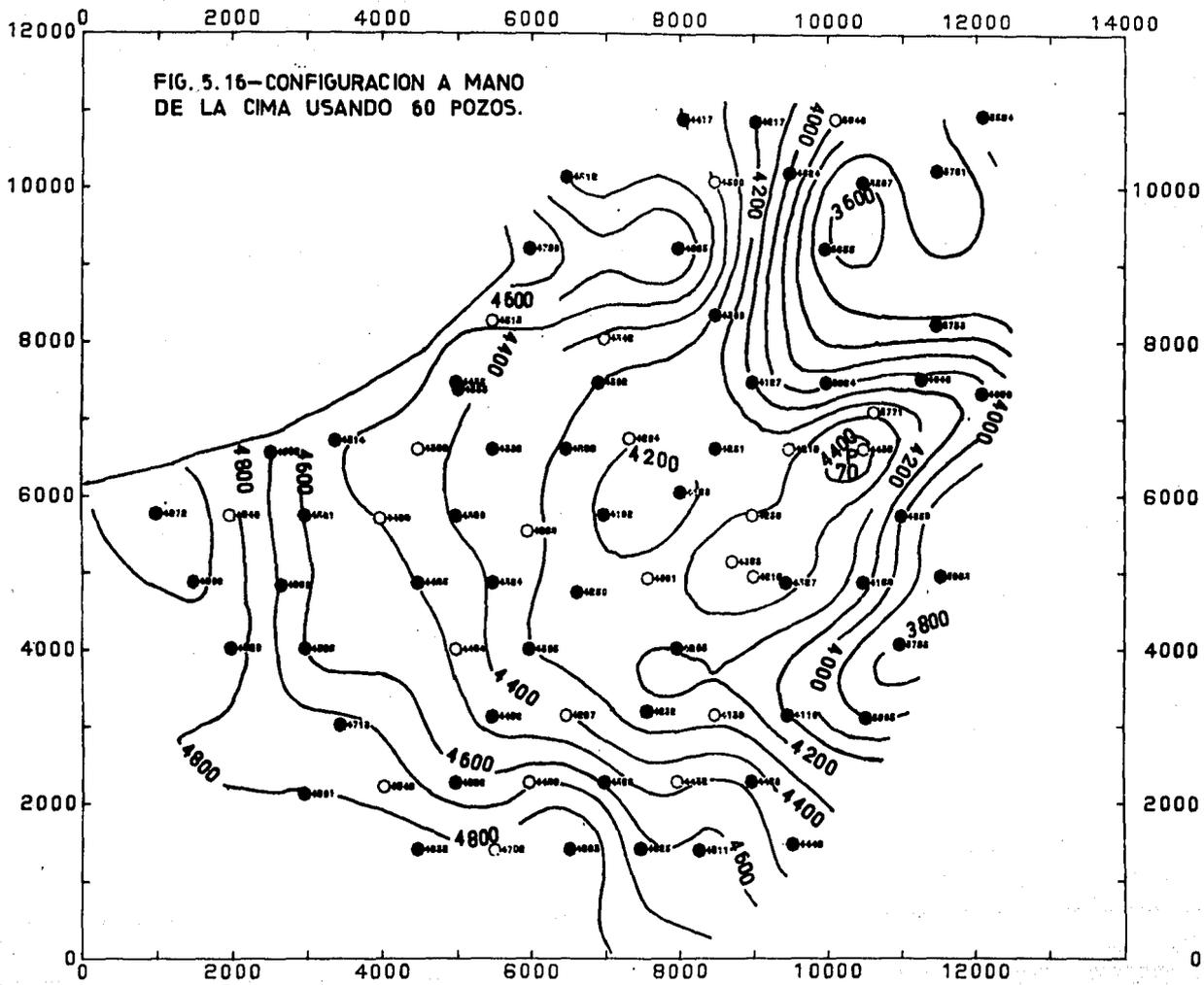




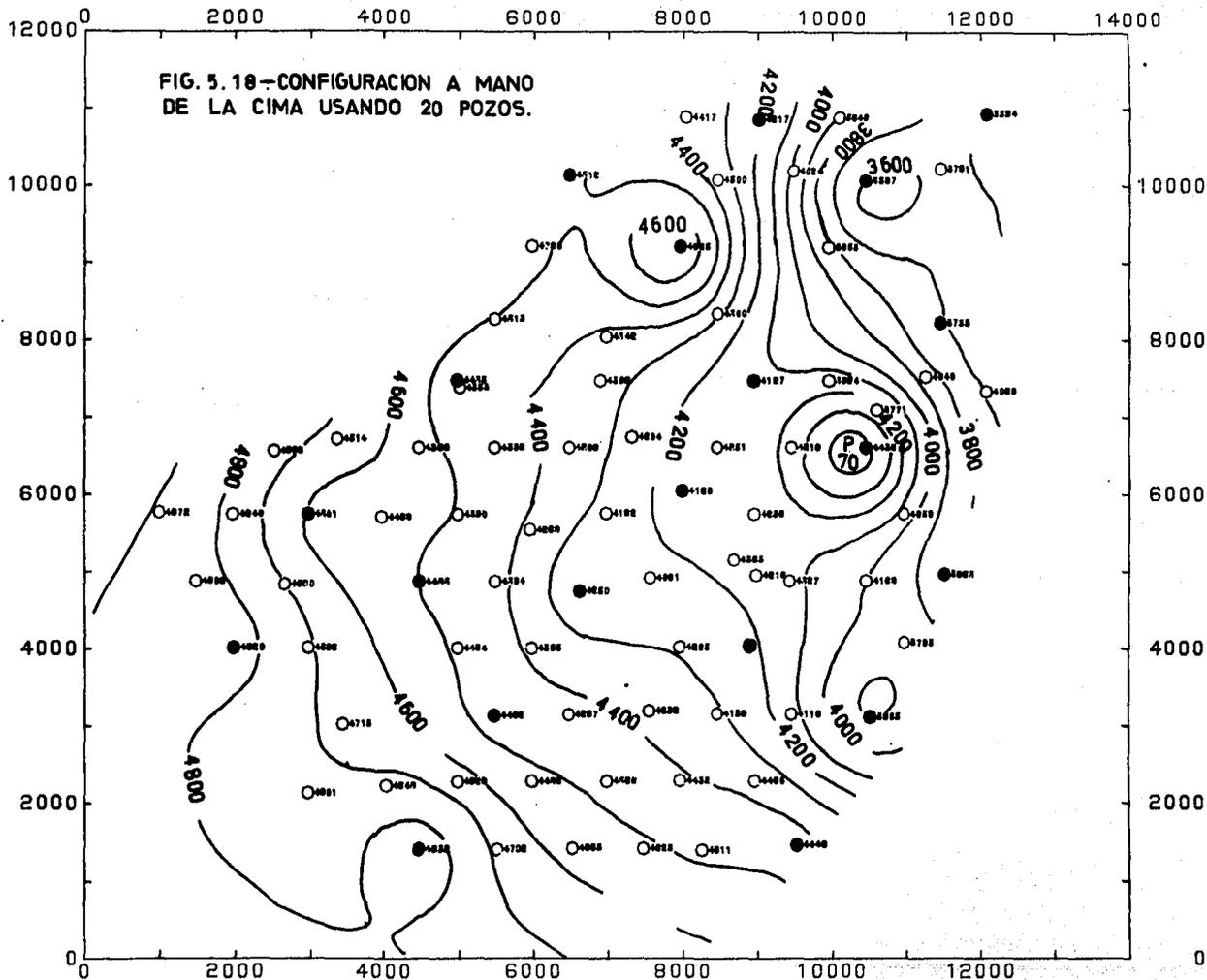












## CAPITULO 6

### CONCLUSIONES

En base a los programas de computadora que realizan los procesos de las tres técnicas propuestas, se han desarrollado, hasta llegar a una buena eficiencia, resolución y poco tiempo de computación, se estima que se está en posibilidades de caracterizar formaciones complejas afalladas.

Esta metodología no intenta suprimir el trabajo del interprete sino más bien tiende a auxiliarle para obtener una caracterización en poco tiempo y en más cantidad.

En el Capítulo 2 se presentó el método del Análisis Normal para encontrar la distribución areal continua de variables aleatorias a partir de valores dispersos de esas variables. Durante el poco tiempo que este método ha sido utilizado en la descripción de yacimientos en Petróleos Mexicanos (Solórzano, 1982) se ha podido comprobar que esta técnica tiene varias propiedades que hacen atractivo su uso, como son la sencillez de sus formulaciones matemáticas, su facilidad de programación en computadora y su eficiencia, indicando con esto que se requieren pocos datos para lograr configuraciones razonablemente buenas. Su eficiencia es debida indudablemente, a que este método está basado en el comportamiento de principios natu-

rales. Esta propiedad hace del Análisis Normal una técnica particularmente útil en la caracterización de yacimientos, ya que, en este caso, la información es escasa y, por lo regular, limitada a la que se obtiene en los pozos, como se observó en los resultados del Campo A.

La configuración por área de las propiedades del yacimiento (porosidad, espesor, saturación de agua, presión, etc.), permite visualizar las zonas a desarrollar, así como, para planificar operaciones de recuperación secundaria. El Análisis Normal es aplicable en todas aquellas disciplinas en las que se requiere una distribución espacial de algún parámetro cuya distribución sea el resultado de un proceso estocástico.

La técnica de correlación entre bloques presentada en el Capítulo 3, da una visión nueva del comportamiento de las fallas geológicas (normales, inversas y de rumbo), aunque tiene un apoyo débil en la forma de interpretar con precisión los valores de salto de falla en el sismograma. El ejemplo presentado del Campo B es rico en información, tiene 5 fallas y 10 líneas sismológicas, es un buen caso de comparación, ya que es muy complejo de interpretar geológicamente.

El método presentado en el Capítulo 4, representa un adelanto considerable en el área de la descripción de yacimientos, (y en general en las técnicas de cartografía automática), como un intento para integrar toda la información disponible, que en suma representa una cantidad adecuada para el uso de las técnicas propuestas. Por otra parte, contiene ventajas importantes tales como el hecho de que no es necesario pasar el tiempo sísmi

co a profundidades, donde se pierde la precisión de la información; tampoco es necesario estimar las constantes  $Z_0$ ,  $V_0$  y  $K$  de la Ley de Velocidad. Por el contrario, se debe tener cuidado de conocer que esta ley es lineal con respecto al tiempo. Por otra parte, si se tiene una buena interpretación de la sísmica, la combinación de los tiempos de reflexión y los datos de pozos es más directa, pues en este caso se tendrá que:  $Z_T(x)$  será una buena aproximación de  $m(x)$  y las condiciones de insesgamiento ( $\sum H_i = 1$ ) pueden ser derivadas más fácilmente para este caso. Como el método no añade operaciones complejas, la computación de las estimaciones no aumenta en tiempo, lo que representa otra ventaja más.

Para el Capítulo 5 se puede concluir lo siguiente: En primer lugar, cabe destacar como consecuencia de los resultados anteriores que la primera premisa para realizar una buena descripción de un fenómeno es el conocimiento que se tenga de él, es decir, su variabilidad en el espacio y la tendencia que despliegue en el espacio. Por lo tanto, si se conocen con anterioridad el proceso de estimar estos dos factores, entonces se podrán trabajar los modelos con eficiencia. Para el primer factor, la variabilidad espacial, puede ser conocida ya sea del propio fenómeno (la cima de una formación es un fenómeno con una gran continuidad espacial, lo que no sucede con la permeabilidad que presenta una gran variabilidad), o por medio del estudio del semivariograma (análisis estructural), si se es afortunado en contar con una buena cantidad de información. En el presente ejemplo se tiene un fenómeno con continuidad espacial, por lo que su descripción con 60 y 40 datos proporcionan versiones aceptables de la "realidad", que es la descripción con 80 puntos. Las versiones con 20 puntos son las más in-

terés, en primer lugar, en la descripción de yacimientos se cuenta con escasa información. Es oportuno señalar que para representar más fielmente la descripción con esta cantidad de datos, es importante contar con puntos que marcan un severo cambio (P-70), para poder delinear la estructura local caracterizada por este punto, que aunque es posible que se trate de un valor aberrante dentro del grupo de datos. En este punto es importante señalar que como elemento preponderante para una descripción plausible del fenómeno es la procedencia de la información, es decir, la calidad de los datos. Esta debe ser controlada aún más en la descripción de un yacimiento puesto que una deficiente configuración causará una pésima explotación del mismo, ya que pueden omitirse estructuras o bien agregar otras inexistentes.

Por otra parte la tendencia la podemos descubrir del mismo semi-variograma o por medio de ajustes de superficies de tendencias con el conocimiento de que el fenómeno se comporta de forma no estacionaria. Finalmente, respecto a los modelos, se puede concluir que es el modelo del análisis normal el más conveniente cuando se cuenta con poca información: Otorga una presentación más estética (líneas suaves y alargadas y sin brincos extraños) y sobre todo que no es necesario un análisis estructural (construcción de semi-variogramas), fenómeno, que resulta imposible si tratamos con escasa información. Además, es necesario cuantificar exhaustivamente los parámetros del algoritmo que controlan la configuración, más precisamente la constante dispersión  $D$ , con el objeto de eliminar las tendencias concéntricas que presentan sus descripciones, en lo que respecto a las estimaciones, se observó que cuando el fenómeno es continuo espacialmente otorga resultados satisfactorios desde el punto de vista del E.C.M. y sus

configuraciones son bastante aceptables dentro del grupo de información, pero adolecen en las fronteras y alrededor de datos aislados. También se observó que hay un fuerte parecido con las configuraciones manuales.

En lo que respecta a la técnica de FAI-k, aunque obtiene E.C.M. aceptables, sus configuraciones pierden precisión en las regiones con cambios bruscos de valor por lo que sus algoritmos deberán aún ser revisados.

## R E F E R E N C I A S

1. Agterberg, F.P.: "Geomathematics", Elsevier Scientific Publishing Co., New York, (1974).
2. Berlanga, J.M. y Harbaugh, J.W.: "A Computer Procedure to Analyze Sismic Data to Estimate Outcome Probabilities in Oil Exploration, with an Initial Application in Tabasco Region of Southeast Mexico", Computers and Geosciences, Vol. 7, pp. 59-98, (1980).
3. Berlanga, J.M.: "Búsqueda de Relaciones Estadísticas en Yacimientos Fracturados", Instituto Mexicano del Petróleo, Reporte Interno, (1981).
4. Chiles, J.P.: "Geostatística de Fenómenos no Estacionarios (en el plano)". Tesis Doctor-Ingeniero. EGMM, Fontainebleau, (1977).
5. Davis, J.C.: "Statistics and Data Analysis in Geology", John Willey & Sons, Inc., New York, (1973).
6. Delfiner, P.: "Linear Estimation of non Stationary Spatial Phenomena". Proceedings of NATO-ASI. Advanced Geostatistics in the Mining Industry, Rome, D. Raide1 Publishing Company, Dordrecht, Holland, (1975).
7. Delfiner, P. y Matheron, G.: "Las Funciones Aleatorias Intrínsecas de Orden k". Nota C-4 del Centro de Geostatística y Morfología Matemática (CGMM), Fontainebleau. (1980).
8. Delfiner, P.: "Reporte Interno Schlumberger", Clamart, Francia, (agosto de 1981).
9. Delhome, J.P.: "Etude de la Geometrie du Reservoir de Chemery. Reflexions sur la prise en compte simultanée des données de forages et des données sismiques", Centro d'Informatique Géologique, E.N.S.M.P., (1980).
10. Dubrule, O.: "Krigage et Splines en Cartographie Automatique, (application a des exemples petroliers)", These Doctour-Ingenieur Ecole Nationale des Mines de Paris., (1981).
11. Einstein, A.: "On the Movement of Small Particles Suspended in a Stationary Liquid Demanded by the Molecular-Kinetic Theory of Heat", Annalen der Physik Vol. 17, p. 549. (1905).
12. Haas, A. and Jourssellin, C.: "Geostatistics in the Petroleum Industry" "Geostat 75", pp. 333-347, (1982).
13. Hardy, R.L. "Multiquadric Equations of Topography and other Irregular Surfaces" Journal of Geophysical Research, V. 76, pp. 1905-1915, (marzo 1971).

14. Journel, A. and Huijbregt Ch.: "Mining Geostatistics", Academic Press, London, (1978).
15. Koch, G.S., Jr. and Link, R.F.: "Statistical Analysis of Geological Data", John Miley & Sons, Inc., New York, Vol. 2, (1971).
16. Martínez, A.R. y Vargas, F.M.: "Definición de la Geometría de un Yacimiento Combinando la Información Sísmica y los Datos de Pozo". Trabajo presentado en el XXII Congreso Nacional de Ingenieros Petroleros, A.C., Mérida Yuc., (1984).
17. Martínez, A.R. y Vargas, F. M.: "Comparación y Discusión de Tres Técnicas utilizadas en la Descripción de Yacimientos", Trabajo propuesto en el XXII Congreso Nacional de Ingenieros Petroleros, A.C. Mérida, Yuc., (1984).
18. Martínez, A.R., y Pérez, R.C.: "Sistema Automatizado para la Configuración de Yacimientos Afallados" Trabajo presentado en el XXIII Congreso Nacional de Ingenieros Petroleros, A.C. San Luis Potosí, S.L.P. (1985).
19. Martínez, A.R.: "Paquete SANDY, Sistema del Análisis Normal para la Descripción de Yacimientos", Manual de Programación inédito, (1985.).
20. Matheron, G.: "The Intrinsic Random Functions and Their Applications", Advances in Applied Probability, Dec. 1973, N° 5 pp, 439-408, (1973).
21. Matheron, G.: "The Theory of Regionalized Variables and its Applications", Les Cahiers du Centre de Morphologie Mathématique, Fasc. 5. CG Fontainebleau, (1981).
22. Pérez, R. C.: "Use of Normal Analysis in the Description of Heterogeneous Reservoirs", Trabajo SPE 8431 presentado en el Congreso Anual de Otoño de la Society of Petroleum Engineers of AIME, Las Vegas, Nevada, Sept. pp. 23-26, (1979).
23. Pérez, R.C.: "Configuración de Yacimientos Mediante el Análisis Normal", Revista del Instituto Mexicano del Petróleo. Vol. XIV, N° 4, pp, 12-12, (1982).
24. Sampson, R.J.: "SURFACE II, Graphics System", Kansas Geological Survey, (1975).
25. Solórzano, L.N., Ruteaga, S.J. y Gómez, J.: "Sistema Automatizado para el Cálculo de Reservas y Configuración de Yacimientos", Trabajo presentado en el XX Congreso Nacional de la Asociación de Ingenieros Petroleros de México, A.C., Guadalajara, Jal., (1982).
26. Vargas, F.M.: "La Geoestadística de Fenómenos no Estacionarios. Estudio de un caso: Evaluación del Volumen Original de Hidrocarburos de un Campo Petrolero". Revista del Instituto Mexicano del Petróleo Vol. XIV, N° 1 pp. 26-44, México, (1982).

27. Watson, G.S.: "Trend  $\otimes$  Surface Analysis", Jour. Inter. Assoc. Mathematical Geology, Vol. 3, No. 3 - pp. 215-226, (1971) .