

51
1981



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

Facultad de Ingeniería

**"SIMULACION MONTECARLO DE
LA EXPLORACION PETROLERA"**

T E S I S

Que para obtener el título de
INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A

Gerardo Rodríguez Gómez



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas Tesis Digitales Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS © PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA

FACULTAD DE INGENIERIA

Dirección
60-I-13

Señor RODRIGUEZ GOMEZ GERARDO.
P r e s e n t e .

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que aprobado por esta Dirección, propuso el Prof. Dr. -- Juan Manuel Berlanga Gutiérrez, para que lo desarrolle como -- tesis para su Examen Profesional de la carrera de INGENIERO -- PETROLERO.

"SIMULACION MONTECARLO DE LA EXPLORACION PETROLERA"

- I INTRODUCCION.
- II DESCRIPCION DEL PLAN EXPLORATIVO.
- III METODO MONTECARLO.
- IV DIAGRAMA DE FLUJO.
- V EJEMPLO DE APLICACION.
- CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.
- BIBLIOGRAFIA.
- ANEXO I PROGRAMA DE COMPUTO.
- ANEXO II LISTADO RESULTADOS COMPUTADORA.

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

Atentamente.

"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"

Cd. Universitaria, D.F., Enero 16 de 1985.

EL DIRECTOR

Dr. Octavio A. Rascón Chávez

INDICE

Capítulo	Tema	Página
1	Introducción	1
2	Descripción del Plan Explorativo	5
3	Método Montecarlo	16
4	Diagramas de Flujo	26
5	Ejemplo de Aplicación	52
	Conclusiones y Recomendaciones	60
	Referencias	61
Anexo I	Programa de Cómputo SIMEX.	62
Anexo II	Listado resultados de computadora	119

Quien sabe de dolor, todo lo sabe.

Dante.

INTRODUCCION

El objetivo fundamental del Modelo de Simulación Montecarlo en el presente trabajo es el de tener un sistema de de ci si ón analítico e integrado para la exploración del petróleo, a partir de los cálculos de probabilidades condicionales de éxito en la perforación de un pozo exploratorio, apoyado en variables geológicas. Estas probabilidades están combinadas con análisis financieros que definen las estrategias óptimas de exploración.

Dicho sistema de decisión, requiere necesariamente, de la suficiente información, tanto económica, como geológica, de cuya fusión resultarán una serie de decisiones óptimas a realizarse bajo objetivos financieros de una compañía petrolera en particular.

La figura 1.1 muestra un diagrama de organización simplificado para tal sistema, en el cual el tratamiento de datos geológicos, geofísicos y de producción, se representan en un lado del diagrama, mientras que la información financiera, se representa en el otro. La unión entre los dos lados está dada por los cálculos de los resultados probabilísticos.

En la actualidad, la industria petrolera hace uso de sistemas generalizados, los cuales contienen los principales elementos identificados en la figura 1.1. Por otra parte, la información almacenada en diferentes archivos de computadora es fácil de relacionar. Una vez relacionada, se extrae selectivamente tal información para una mejor interpretación. Las interpretaciones son evaluadas y los prospectos son apreciados junto con sus probables resultados.

La elaboración de análisis financieros es importante en la toma de decisiones, ya que contribuye a que cada decisión sea la más adecuada, social y económicamente, para los objetivos de la compañía.

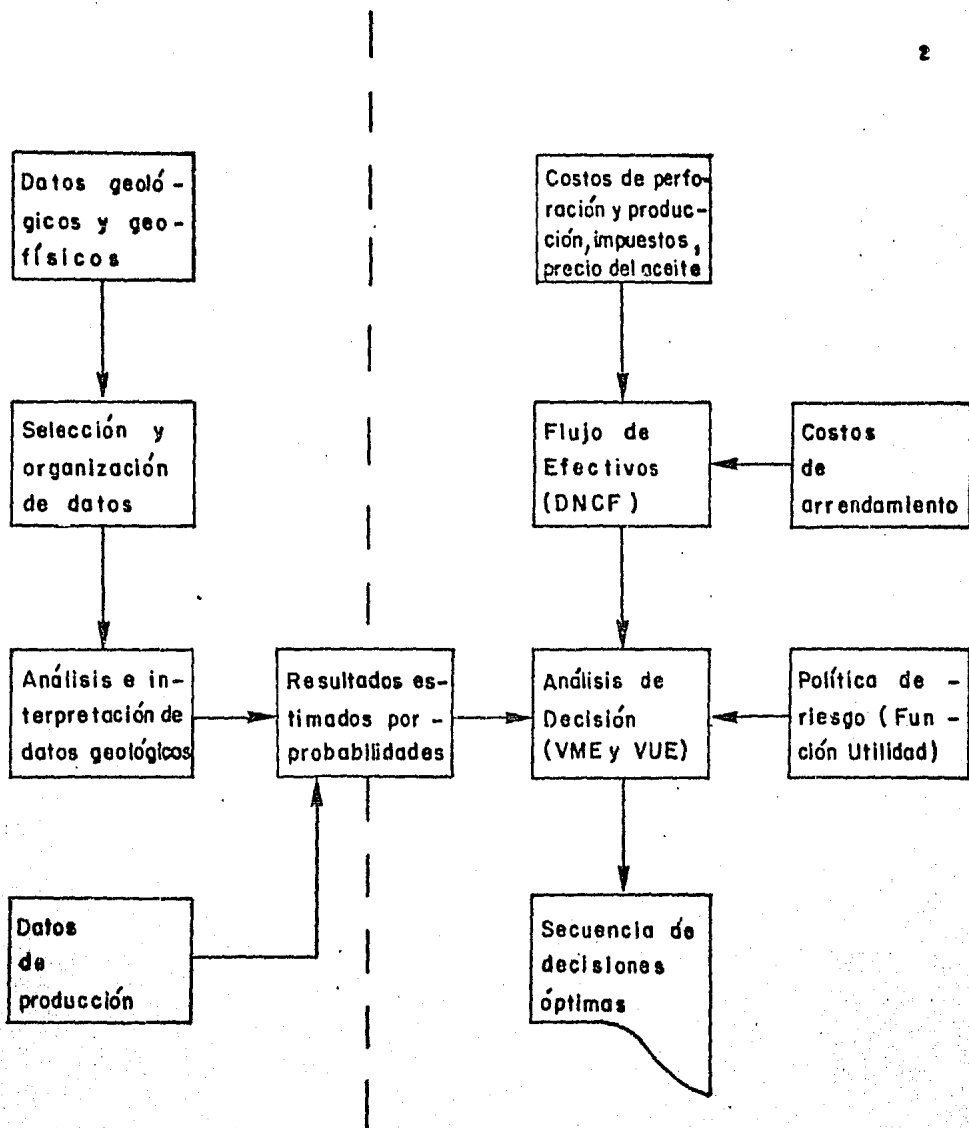


Fig. 1.1.- Diagrama de organización simplificado que muestra los principales componentes en un sistema de decisión para la exploración.

Todos estos pasos involucran cierta incertidumbre, son, por ellos, probabilísticos por definición. La tesis aquí de sarrollada, está basada en métodos analíticos debidamente formalizados para ser utilizados paralelamente con métodos establecidos en la toma de decisiones.

En los sistemas matemáticos, la decisión humana no es reemplazada, sino, por el contrario, es auxiliada. Las herramientas matemáticas usadas en las computadoras, tienen la ventaja de que muchos factores pueden considerarse simultáneamente. Además, quien toma la decisión puede examinar con sistente y objetivamente un gran número de alternativas.

El desarrollo de un sistema de decisión de exploración de petróleo completamente integrado, matemático y basado en la computación es un trabajo muy arduo. Tal sistema hasta la fecha no ha sido desarrollado, sin embargo la mayoría de las compañías petroleras más grandes emplean componentes de tal sistema.

La figura 1.1 enfatiza que la interrelación entre los lados "geológicos" y "financieros" totales del sistema está dada en términos probabilísticos. Esto implica que las actividades del lado geológico, sean finalmente dirigidas hacia el cálculo de probabilidades. Entonces, las herramientas analíticas en el lado financiero requieren de probabilidades para su aplicación.

Las técnicas del análisis moderno de decisión probabilística en los negocios, tal como las tablas de valor monetario esperado (VME), las tablas de valor de utilidad esperada (VUE), y los diagramas de árbol, requieren todas ellas de términos probabilísticos.

El diseño de un sistema integrado, consecuentemente, debe considerar la interdependencia armoniosa entre los compo-

nentes y subcomponentes, tanto en la parte geológica, como en la financiera.

El presente trabajo, refleja los resultados obtenidos - del primer sistema de decisiones integrado para la exploración petrolera, elaborado en nuestro país.

Nunca se es tan grande como en la adversidad.

Disraeli.

DESCRIPCION DEL PLAN EXPLORATORIO

Como el objetivo de este Modelo de Simulación, es encontrar una estrategia óptima de exploración para una compañía petrolera, dicha estrategia es aquella con la cual se obtiene el mayor valor monetario esperado (VME) sobre una serie de corridas Montecarlo, para un valor neto inicial dado.

La idea es hacer una serie de "corridas de computadora", basándose en la aplicación del Método Montecarlo. Cada corrida iniciaría en una o más áreas vírgenes de exploración (o con un número de campos dados previamente descubiertos en otras cuencas). Una "compañía" explorará, progresivamente, el área hasta alcanzar alguna etapa preestablecida en la cual se terminan las corridas. Tal compañía disputa con otra el derecho a perforar en el área.

El número de ensayos por corrida puede ser ajustado, siempre dentro de un límite de 50 a 100, dependiendo del tamaño del área en estudio, el número y la distribución geográfica de los campos de aceite, etc.

El área por explorar, consiste en un rectángulo con una red de celdas distribuidas por filas y columnas. Cada celda, representa una unidad de tierra que puede proveer la localización de un pozo. Por ejemplo, si la simulación se usa para representar el espaciamiento medio de perforación, cada celda tendría como área 40 acres (1/4 de milla por 1/4 de milla -espaciamiento promedio en pozo de Estados Unidos).

Por otra parte, se considerará que las demás compañías petroleras son la competencia, las cuales compiten con la nuestra, es decir, "la compañía".

El modelo supone que los campos de aceite buscados, están esencialmente distribuidos en forma normal logarítmica-

y que sus localizaciones geográficas están ubicadas al azar. La compañía se alterna, aleatoriamente con la competencia en la exploración de estos campos. Si el área mínima está disponible, la competencia inmediatamente la renta y perfora. - Los resultados se registran y los mapas de pozos secos y de los campos de aceite se ajustan de acuerdo a su disponibilidad la cual puede ser finita. Si la compañía da una localización y el área es factible de ser rentada, se realiza un análisis detallado antes de perforar. Los costos de renta - del área y de la perforación del pozo son estimados y una serie de descuentos netos o flujos de efectivo (DNCF), se calculan para diferentes campos potenciales a ser descubiertos. Una distribución de probabilidad para el resultado de la localización, se calcula y se incorpora en los flujos de efectivo dando por resultado un valor monetario esperado (VME). Los flujos de efectivo se convierten en utilidades, para sí poder calcular un valor de utilidad esperado (VUE). La decisión de la compañía de rentar y perforar requiere un valor de utilidad esperado mayor a cero ($VUE > 0$).

En un programa de cómputo, (ver Anexo I) se generan gráficas de la función utilidad, con las cuales se obtiene el valor de utilidad esperado (VUE). A continuación, se describen brevemente las características de las "curvas de utilidad", sus diferentes formas y una posible ecuación paramétrica para la obtención de dichas curvas. Posteriormente describimos el método Montecarlo, parte medular de la técnica aquí empleada.

En las curvas de utilidad la escala vertical refleja sólo la utilidad relativa de un valor monetario. La magnitud de la escala es arbitraria hasta que dos puntos sobre la curva hayan sido definidos. El punto "cero" en la escala vertical, generalmente se interpreta como un punto de indiferencia, o donde el valor monetario es igual a cero. La porción positiva, es decir, valores arriba del eje vertical denotan-

incremento en la utilidad y la porción negativa de la escala denota un incremento en la pérdida del correspondiente valor monetario.

En la figura 2.1 se muestra la forma general de la función utilidad.

La escala horizontal puede estar en cualquier unidad monetaria. En el contexto del análisis de decisiones, el eje horizontal generalmente se denota como ganancias y pérdidas, o bien "incremento en el valor monetario".

La curva es una función que se incrementa en forma monótona. Esto significa que el parámetro vertical (utilidad), se incrementa conforme se incrementa la cantidad de dinero. Esto es aplicable a todo lo largo del eje horizontal.

La curva de utilidad, se basa en preferencias individuales relativas, lo cual no implica una comparación entre las preferencias. La curva simplemente describe las preferencias de una compañía y sus actitudes hacia las pérdidas o ganancias.

La forma de la curva de utilidad, refleja las actitudes y preferencias del que realiza la decisión. Si éste fuese totalmente imparcial al dinero, esta curva sería una línea recta que pasa por el origen.

Los valores numéricos preferenciales, representan una medida de la utilidad relativa para una cantidad dada de dinero. Por ejemplo, en la figura 2.2 el valor preferencial para una ganancia de + \$ 100,000 es + 10. El valor preferencial para una ganancia de + \$ 200,000 es + 14.75. Estos dos números, sólo tienen significado cuando se realice la comparación en la utilidad relativa, que se obtiene con \$ 200,000

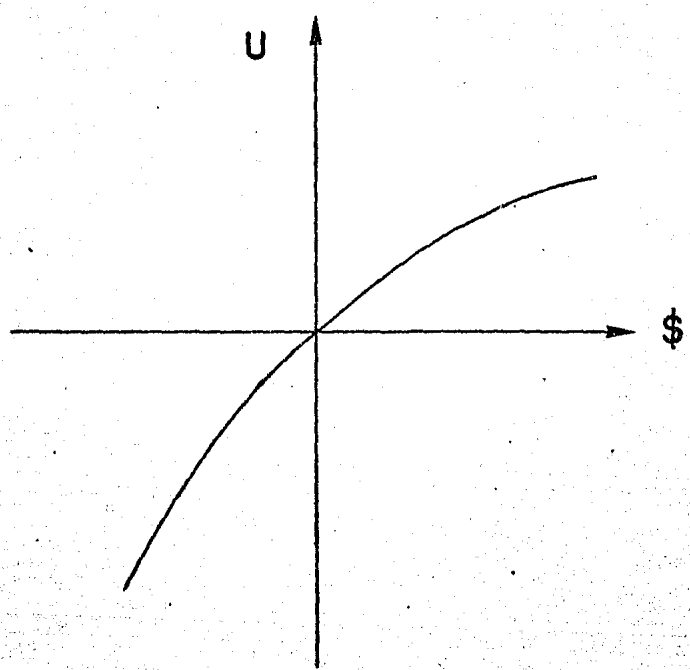


Fig. 2.1.- Forma general de la función utilidad.

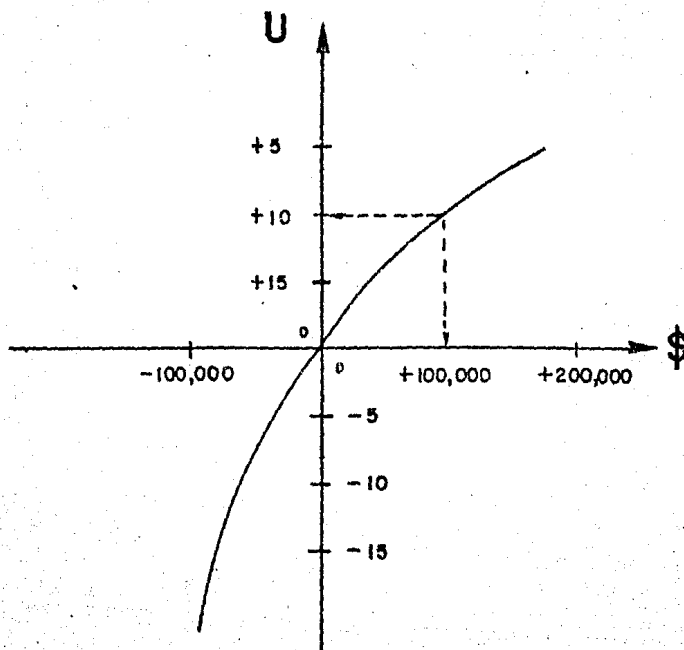


Fig. 2.2.- Curva de utilidad donde los valores numéricos han sido asignados para dos puntos.

y \$ 100,000. El valor de + 14.75 es más grande que + 10, por consiguiente, el recibir + \$ 200,000, es más deseable que recibir \$ 100,000.

La teoría preferencial tiene la propiedad de "esperanza". Esto es, nosotros podemos multiplicar las probabilidades de ocurrencia por los valores relativos preferenciales y calcular un "valor preferencial esperado".

Por ejemplo, supongamos un prospecto de perforación con los siguientes datos :

Resultado	Probabilidad de ocurrencia	Valor monetario recibido
Pozo seco	0.25	- \$ 80,000
Pozo productor	0.75	+ \$150,000

A continuación, encontraremos los valores preferenciales para una pérdida de \$ 80,000 y una ganancia de \$ 150,000 de nuestra curva de utilidad. En la figura 2.3 se representan nuestras preferencias y actitudes monetarias. El valor preferencial relativo para una pérdida de \$ 80,000 es -12.30, mientras que el valor preferencial para una ganancia de \$ 150,000 es + 12.75 .

Ahora, nosotros podemos hacer el cálculo del valor preferencial esperado, para así tomar la decisión más apropiada, - esto es :

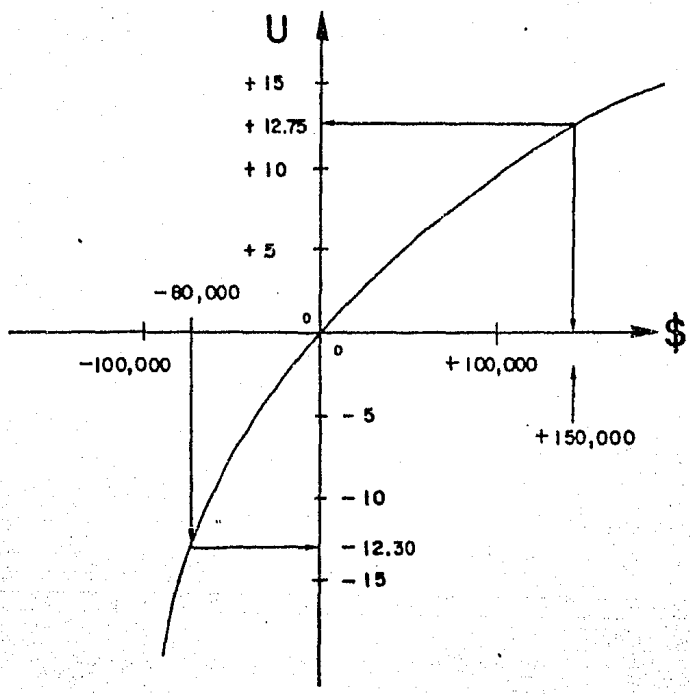


Fig. 2.3.- Curva hipotética de utilidad, los valores preferenciales para una pérdida de \$80,000 y una ganancia de \$150,000 son -12.30 y +12.75 respectivamente.

Resultado	Probabilidad de ocurrencia	valor monetario recibido.	Decisión : Perforar	
			Valor preferencial correspondiente (de fig. 2.3)	Valor preferencial esperado.
Pozo seco	0.25	- \$80,000	- 12.30	- 3.0750
Pozo productor	0.75	+\$150,000	+ 12.75	+ 9.5625
				+ 6.4875

A la suma algebraica, se le llama valor preferencial esperado, del cual depende la decisión de perforar.

El valor preferencial esperado de una alternativa para decidir es el parámetro usado para tomar la decisión de aceptar o rechazar la alternativa. La regla de decisión, es seleccionar la(s) alternativa (s) en la cual se tenga el más alto valor preferencial esperado.

MODELOS DE LAS CURVAS DE UTILIDAD.-

En la figura 2.4, se muestran las formas de varias curvas de utilidad para propósitos de comparación. En todos estos trozos, el eje horizontal es el incremento del valor monetario o de la cantidad de dinero y el eje vertical es un valor numérico de preferencia. Para el estudio de estas curvas, consideraremos que las escalas son las mismas en todas las curvas.

Primero, podemos hacer algunas observaciones generales sobre la forma de la curva en el tercer cuadrante, para las dos curvas de la figura.2.4 (a) y (b). Generalmente, la forma de la curva en este cuadrante, refleja las actitudes específicas y las preferencias referidas a un capital determinado. Si al tomar una decisión se tiene definido un capital -

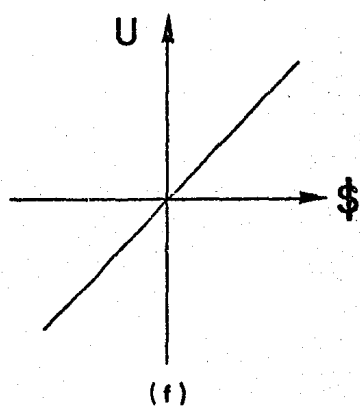
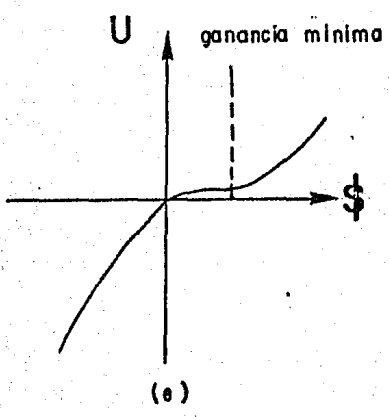
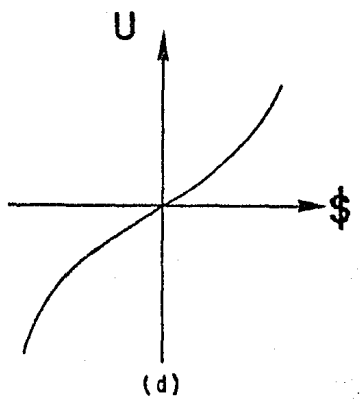
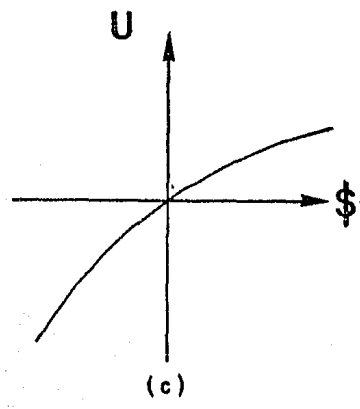
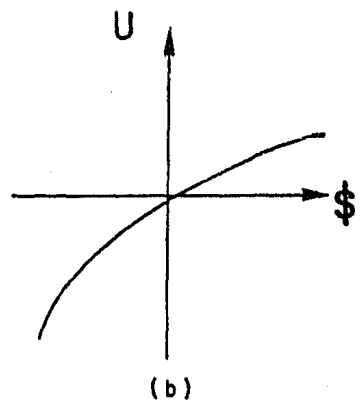
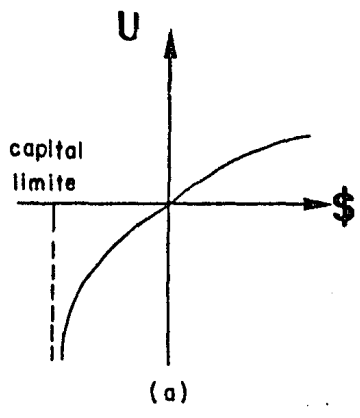


Fig.2.4.- Diferentes modelos de la curva de utilidad.

límite como se muestra en la figura 2.4 (a), la curva de utilidad tenderá hacia abajo y se acercará al capital límite, - asintóticamente.

Si el que toma la decisión tiene un capital grande y - puede absorber grandes pérdidas, la curva de utilidad no tenderá hacia abajo tan bruscamente, como se muestra en la figura 2.4 (b).

La forma general de la curva de utilidad en el primer - cuadrante, es función, en parte, de la actitud al tomar las - decisiones para tomar riesgos. Una curva de utilidad, la - cual es cóncava hacia abajo en el primer cuadrante, como en - la figura 2.4 (c), es representativa de una actitud conserva - dora en la toma de riesgos. Estas son generalmente llamadas - actitudes con "riesgo desfavorable". Por el contrario, una - curva que tiende ligeramente hacia arriba en el primer cua - drante como en la figura 2.4 (d), es representativa de una - actitud de "riesgo favorable", lo opuesto a la condición con - servadora.

La forma de la curva en el primer cuadrante, puede tam - bien estar influenciada por algún objetivo o ganancia mínima que condicionará a las ganancias sobre un cierto valor. Por - poner algún ejemplo, consideremos que el gerente de explora - ción de una compañía tiene como política la de no interesarse - le prospectos pequeños de perforación, por tanto, sólo le in - teresarán prospectos donde la ganancia potencial sea tan - - grande como \$ 5'000,000. La figura 2.4 (e) muestra este tipo - de curvas, las cuales consideran algún objetivo condicional - sobre las ganancias.

Finalmente, la curva de utilidad mostrada en la figura - 2,4 (f), representa una actitud totalmente imparcial sobre - el valor monetario. La pendiente de esta curva no es impor - tante (puesto que podemos escoger libremente la magnitud de -

la escala vertical), sólo el hecho de que es lineal.

Resumiendo, al tomar una decisión, se debe considerar - que las curvas de utilidad, sólo describen actitudes y preferencias monetarias, es por esto que se deben considerar to - dos los parámetros necesarios, para así obtener una serie de decisiones óptimas.

Finalmente, la función utilidad podría estar representa da por la ecuación :

$$u = \sqrt{2} \ a \ x / (2x + \sqrt{2} \ a) \quad (2.1)$$

donde

x es el flujo de efectivo, y
 a es el capital de la compañía.

Esta función es válida para valores de $x > -a / \sqrt{2}$,
 y $a > 0$.

Cuando $a \rightarrow \infty$, la función $u(x,a)$ tiende a la línea recta, es decir $u=x$.

En el programa de cómputo anteriormente mencionado, se ha definido un factor de escala llamado "PARAUTL".

La ecuación de la cual se obtiene la función utilidad, - fue derivada por traslación y rotación sucesiva de la hipér - bola $x^2 - y^2 = a^2$.

Hay una sola prueba de la capacidad; la acción.

Marie Ebner - Eschenbach.

METODO MONTECARLO

El Método Montecarlo es un método numérico que permite resolver problemas matemáticos mediante la simulación de variables aleatorias.

El origen del Método Montecarlo, data de 1949, en el que apareció el artículo titulado "The MonteCarlo Method".- La creación de este método, suele ligarse a los nombres de los matemáticos norteamericanos J. Neyman y S. Ulam.

La base teórica del método era bien conocida desde mucho tiempo atrás. Es más, algunos problemas de la estadística, se resolvían empleando las muestras aleatorias, o sea, aplicando de hecho el Método Montecarlo. Sin embargo, hasta la aparición de las computadoras, este método no encontraba aplicaciones suficientemente amplias, ya que la simulación manual de variables aleatorias constituía un proceso muy laborioso.

El nombre de "Montecarlo", se debe al de una población del principado de Mónaco, célebre por su casa de juego. - Resulta que uno de los aparatos mecánicos más sencillos que permite obtener variables aleatorias es la ruleta.

El Método Montecarlo tiene dos características, una de éstas es lo simple de la estructura de su algoritmo en la computadora. Este consiste en general de un proceso para producir un evento en forma aleatoria. El proceso es repetido ciento de veces, siendo independiente cada prueba del resto y el resultado de todos ellos es promediado.

Para cumplir con esta característica es necesario disponer de una secuencia de números que se comporten como muestras aleatorias con una distribución característica. - Existen varios métodos para generar esta secuencia de núme-

ros aleatorios, a continuación se describe brevemente el desarrollo de ellos conseguido por el avance de la investigación.

Con el uso de algún experimento sencillo, como sería - marcar trozos de papel idénticos con los dígitos 0, 1, ..., 9 y ponerlos dentro de una urna, mezclarlos y tomar uno a uno con reposición. Se estaría en la capacidad entonces, de generar una tabla de números aleatorios. Esta clase de métodos pueden complicarse cada vez más con el objeto de mejorar el carácter aleatorio de las muestras, con la desventaja de que como se trata de experimentos, podrían existir características particulares en el grupo de números que contradigan la hipótesis de que los números son realizaciones independientes de la misma variable aleatoria y por otro lado no puede repetirse el grupo de datos en caso de ser requerido.

Se ha pensado en generar números aleatorios por algún método que cumpla lo mejor posible con las características específicas, y almacenarlos en una cinta o disco, para ser utilizados en la computadora cuando sea necesario. Este procedimiento se siguió por algún tiempo, pero se presentaron problemas para la capacidad de almacenamiento, y la duda que surge para el usuario, de cómo fueron generados estos números y si es que estas satisfacen los requerimientos de aleatoriedad.

Un método usado actualmente con frecuencia, cuando se cuenta con una computadora digital, es el de usar un algoritmo para la generación de números aleatorios. Los números obtenidos de un algoritmo son denominados pseudoaleatorios, y adoptan los valores de una variable aleatoria uniformemente distribuida entre (0,1). Estos números mantendrán su carácter aleatorio en la medida que los valores asumidos sean independientes del algoritmo con que fueron generados.

El programa de cómputo aquí presentado, utiliza el generador de números aleatorios con distribución uniforme, (URAND).

Con base en el conjunto de números aleatorios y partiendo de la función de densidad de la variable aleatoria de interés, el cálculo de la realización de eventos requiere del conocimiento de la función de distribución correspondiente, para determinar el valor que asumirá la variable en la simulación.

Una vez conocida la función de distribución, se está en condiciones de determinar el valor que la variable aleatoria asumirá, puesto que esta función está completamente definida.

La segunda característica del Método Montecarlo parte del número aleatorio generado en el paso anterior, que se le considera como el valor de $F(x)$ al que corresponde un valor de la variable aleatoria, que será aceptado como la realización del evento aleatorio (ver figura 3.1). Este procedimiento se repite para cada número generado de tal forma que el método comprende cientos de simulaciones, para cada variable de interés. El Método Montecarlo queda ilustrado en el diagrama de bloques que a continuación se presenta :

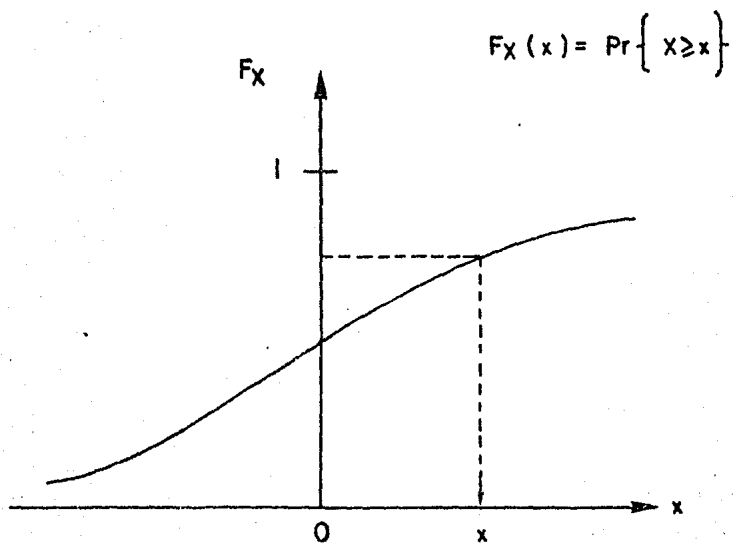


Fig. 3.1.- A cada $F_X(x)$ le corresponde como realización de la variable aleatoria X una x . $F_X(x) \sim U(0,1)$.

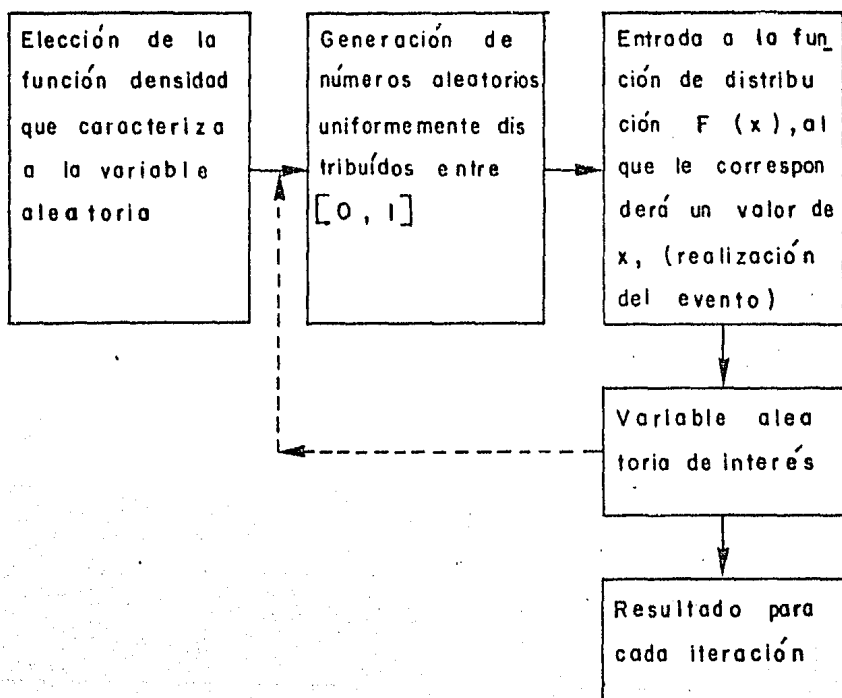


Fig. 3.2.- Diagrama de bloques del método Montecarlo.

Como se mencionó anteriormente, aquí se involucran variables aleatorias, de estas existen básicamente tres tipos, las cuales se describen brevemente a continuación :

1) Variables aleatorias Discretas.-

Se dice que la variable aleatoria X es discreta si puede tomar un conjunto discreto de valores x_1, x_2, \dots, x_n .

Una variable aleatoria discreta X se define mediante la tabla

$$X = \left[\begin{array}{c} x_1, x_2, \dots, x_n \\ p_1, p_2, \dots, p_n \end{array} \right]$$

donde x_1, x_2, \dots, x_n son los valores posibles de la variable X y p_1, p_2, \dots, p_n son las probabilidades que les corresponden. Hablando con más precisión, la probabilidad de que la variable aleatoria X tome el valor x_1 (designaremos esta probabilidad por $P\{X = x_1\}$) es igual a p_1 :

$$P\{X = x_1\} = p_1$$

La tabla anterior se denomina distribución de la variable aleatoria.

En términos generales, los números x_1, x_2, \dots, x_n pueden ser cualesquiera. En cambio, las probabilidades p_1, p_2, \dots, p_n deben cumplir dos condiciones :

a) todos los números p_i deben ser positivos :

$$p_i > 0 \quad \text{_____} \quad (3.1)$$

b) la suma de todos los p_i deben ser igual a 1 :

$$p_1 + p_2 + \dots + p_n = 1 \quad \text{_____} \quad (3.2)$$

2) Variables aleatorias continuas.-

Una variable aleatoria X es continua, si puede tomar cualquier valor comprendido en un intervalo $[a, b]$.

Toda variable aleatoria continua X , queda definida si se da el intervalo $[a, b]$ que contiene los valores posibles de esta variable y la función $p(x)$, que lleva el nombre de Densidad de Probabilidad de la Variable Aleatoria X (o Densidad de Distribución de X).

El significado real de la función $p(x)$ es el siguiente:

Sea (a', b') un intervalo cualquiera contenido en $[a, b]$ (es decir, sea $a < a'$ y $b' < b$), entonces la probabilidad de que X tome un valor perteneciente al intervalo (a', b') es igual a la integral

$$P \ a' < X < b' = \int_{a'}^{b'} p(x) dx \quad \text{-----} \quad (3.3)$$

En la figura 3.3 el área sombreada representa el valor de la integral anterior.

El conjunto de los valores de X puede formar un intervalo cualquiera.

La densidad $p(x)$ debe cumplir dos condiciones análogas a las condiciones (3.1) y (3.2) para las variables discretas:

a) la densidad $p(x)$ debe ser positiva :

$$p(x) > 0 \quad \text{-----} \quad (3.4)$$

b) la integral de la función de densidad $p(x)$ correspondiente a todo el intervalo (a, b) debe ser igual a 1:

$$\int_a^b p(x) dx = 1 \quad \text{-----} \quad (3.5)$$

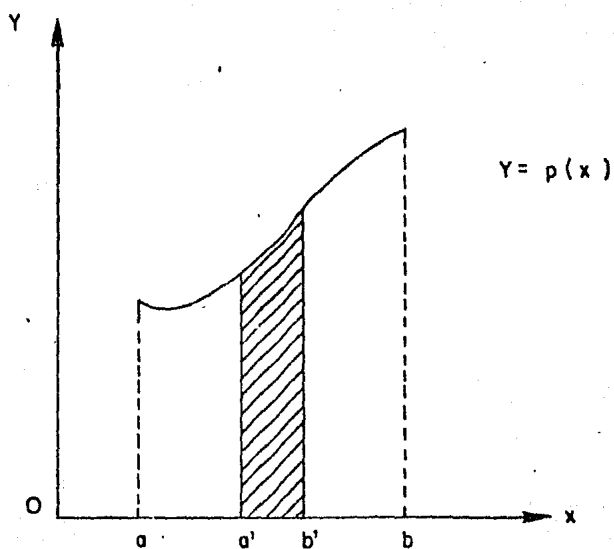


Fig. 3.3.- El área sombreada representa el valor de la integral (3.3).

3) Variables aleatorias Normales.-

Se da el nombre de variable aleatoria normal (o gaussiana) a toda variable Z que está definida en todo el eje x - - $(-\infty, \infty)$ y que tenga como función de densidad

$$p(x) = \frac{1}{\sigma \sqrt{2\pi}} e^{-\frac{(x-a)^2}{2\sigma^2}} \quad (3.6)$$

donde a y $\sigma > 0$ son parámetros numéricos.

El parámetro a no influye en la forma de la curva de $p(x)$, su variación sólo conduce a un desplazamiento de la curva a lo largo del eje x . En cambio, al variar σ sí se altera la forma de la curva.

En la figura 3.4 se representan dos densidades normales correspondientes al caso $a = 0$ y $\sigma = 1$ y al caso $a = 0$ y $\sigma = 0.5$.

La aplicación de las variables aleatorias y de hecho del método Montecarlo son diversas, como por ejemplo :

- a. resolución de sistemas de ecuaciones lineales,
- b. inversión de matrices,
- c. búsqueda de raíces y vectores característicos de una matriz, y
- d. evaluación de integrales múltiples.

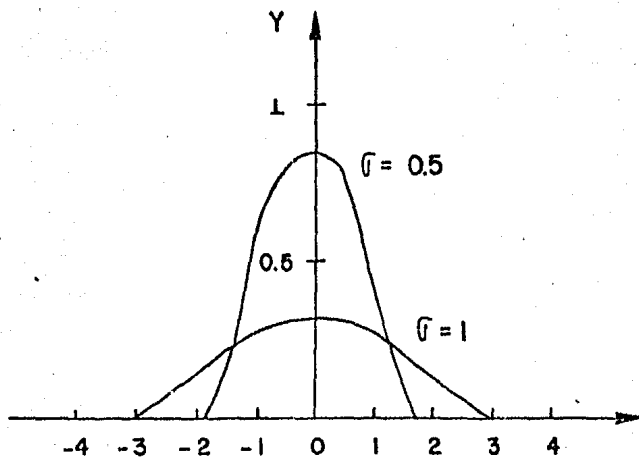


Fig. 3.4.- Densidades normales correspondientes a los casos $\alpha=0$, $\sigma=1$ y $\alpha=0$, $\sigma=0.5$, respectivamente.

*Los deseos de nuestra vida forman una cadena
cuyos eslabones son las esperanzas.*

Séneca.

DIAGRAMA DE FLUJO

El plan exploratorio descrito en el capítulo 2 fué programado en lenguaje de máquina (FORTRAN - IV). A continuación se presenta el diagrama de flujo correspondiente, en el cual se destacan los pasos más importantes. Se describen las subrutinas utilizadas, así como los parámetros empleados en ellas. Además, en las subrutinas más importantes del programa se anexa el diagrama de flujo correspondiente. Ver Figura 4. 1.

NOMENCLATURA DE LAS VARIABLES

Con objeto de mejor explicar el contenido de cada subrutina, iniciaremos describiendo el significado de todas las variables de entradas del programa SIMEX.

NOMBRE DE LA VARIABLE	SIGNIFICADO
NF	Número de campos generados por una-distribución preescrita.
NC	Número de clases en las cuales los volúmenes de aceite serán dividi-dos.
TDVOT	Tipo de distribución de la cual-- los volúmenes de aceite serán deri-vados.
TDRAT	Tipo de distribución de la cual-- las relaciones entre los semiejes-de la elipse para las áreas serán-derivadas.
TDORI	Tipo de distribución de la cual la orientación de las áreas son deri-vadas.
RMEAN	Media de los volúmenes de aceite -generados al azar.
RSTDEV	Desviación estándar de los volúme-nes de aceite generados al azar.
RATINF	Valor inferior de la variable alea-toria para seleccionar compañía/ -competencia.
RATSUP	Valor superior de la variable alea-toria para seleccionar compañía/ -competencia.

NOMBRE DE LA VARIABLE

SIGNIFICADO

ANMEAN	Valor medio de la orientación de la variable aleatoria.
ANGSTD	Desviación estándar de la orientación de la variable aleatoria.
SC	Factor de escala para transformar volúmenes a áreas.
EXPT	Exponente para transformar volúmenes a áreas.
REL	Frecuencia relativa con la cual la compañía selecciona.
N, M	Dimensión de la red de trabajo.
MINACR	Area mínima aceptable.
NLEASE	Número de arrendamientos después de los cuales la actividad de arrendamiento será graficada.
NLCOR	Número de ciclos después de los cuales se grafica alrededor de un pozo seco.
SPACE	Espaciamiento mínimo entre los campos de aceite expresados como número de amplitud de celda.
PARPAR	Parámetro para considerar el arrendamiento.
ND	Número de años considerados en el estudio de flujos de efectivo.
DR	Relación de descuentos.
RI	Relación de interés.
TCINV	Impuesto crédito de inversión.
TCINC	Impuesto ingreso acreditable.

NOMBRE DE LA VARIABLE

SIGNIFICADO

WINDP	Impuesto sobre las ganancias.
WCFAC	Factor asociado a costos intangibles de perforación.
CSTLSE	Costos de arrendamiento.
TLC	Cantidad total de dinero disponible.
DRYCST	Costo pozo seco.
PROCST	Costo total del pozo.
PROPDH	Proporción de desarrollo de pozos que supondrán secos.
OILPR	Precio del aceite por barril.
PRODC	Costos de producción.
ROYAL	Regalías.
SEVTAX	Separación de impuestos.
DEPLE	Declinación permitida.
TAX	Impuesto sobre el ingreso estatal y federal.
DEPTAN	Depreciación tangible del equipo.
ONW	Valor neto inicial de la compañía.
EXPDCY	Declinación exponencial en la productividad del campo.
PARAUTL	Parámetro de control de la pendiente para la Función Utilidad.
NDFL	Número de campos descubiertos después de los cuales el proceso de iteración se detiene.

SUBROUTINAS DEL PROGRAMA SIMEX.

31

Subrutina PLOT1.-

Grafica los datos de la distribución logarítmica normal en escalas logarítmica y probabilística. Los valores deben estar colocados en orden ascendente.

Subrutina PLOT2.-

Grafica la posición del campo en el arreglo.

Subrutina PLOT3.-

Grafica el arreglo del campo en la localización.

Subrutina PLOT4.-

Grafica la Función Utilidad dado un valor neto de una compañía en particular.

Subrutina PLOT5.-

El objetivo de esta subrutina es para delinear el mapa de la función PARAMS.

Subrutina LOCATE.-

I. Objetivo :

Dar valores a las coordenadas de posición de columna y fila al azar. Selección condicionada sobre los factores dados en el arreglo FAV.

II. Parámetros :

(1) N, M -- dimensiones de la red.

Subrutina RECMS.-

I. Objetivo :

Esta subrutina recalcula los valores para la desviación estándar y la media como un nuevo campo descubierto.

II. Parámetros :

- (1) XMEAN -- valor anterior de la media,
- (2) XSTDEV - valor anterior de la desviación estándar.
- (3) XINC -- amplitud arbitrariamente elegida de la columna a ser separada de la curva de densidad - lognormal.
- (4) A -- volumen del campo mas recientemente encontrado.
- (5) XMEAN -- valor recalculado de la media.
- (6) XSTDEV -- valor recalculado de la desviación estándar.

Nota : En esta subrutina se utiliza el módulo QUANC8.

Subrutina LEASE.-

I. Objetivo :

Calcula el número máximo de bloques (40 acres) - que pueden ser arrendados así como el costo total de arrendamiento.

II. Parámetros :

- (1) AREA (5,5) -- arreglo de trabajo conteniendo parámetros los cuales afectan directamente al costo - de la renta.
- (2) NR (25), NC (25) -- arreglo de trabajo.
- (3) KMAX -- número total de bloques que pueden ser rentados.
- (4) TOT -- costo total de arrendamiento.

Subrutina ELIPSE.-

I. Objetivo :

El objetivo de esta subrutina es calcular la proporción del área de trabajo sujeta a producción, pozos y proporción del área rentada sujeta al área de campo.

II. Parámetros :

- (1) A -- semieje mayor de la elipse.
- (2) B -- semieje menor de la elipse.
- (3) SL -- longitud del lado de un cuadro -
de arrendamiento
- (4) PROE -- proporción media del área de -
campo sujeta por la producción.
- (5) PROS -- proporción media del área suje-
ta al área de campo.

Subrutina DNCF.-

I. Objetivo :

Este modulo calcula una serie de flujos de efec-
tivo (DNCF), que corresponden a una serie de resultados en-
particular (VOL), en la distribución de probabilidad consi-
derada para la localización del pozo exploratorio dado.

II. Parámetros :

- (1) VOIL -- resultado particular, volumen-
del campo de aceite, en millones de barriles.
- (2) EXPDCY -- declinación exponencial en -
la productividad del campo.
- (3) OILPR -- precio del aceite por barril-
después de la utilidad.
- (4) ROYAL -- regalías.
- (5) SEVTAX -- separación de impuestos.
- (6) PRODC -- costo de producción.

- (7) DEPLE -- declinación permitida.
- (8) WC -- costo de perforación
- (9) DEPTAN -- depreciación tangible del equi
po.
- (10) TAX -- impuesto sobre el ingreso esta -
tal y federal.
- (11) DR -- relación de descuentos.
- (12) ND -- número de años considerados en el
estudio de flujos de efectivo.
- (13) TCINV -- impuesto crédito de inversión.
- (14) WCFAC -- factor asociado a costos intan
gibles de perforación.
- (15) TCINC -- impuesto ingreso acreditable.
- (16) TOT -- costos totales de arrendamiento.
- (17) DN -- flujos de efectivo (DNCF), en dó-
lares por un resultado particular.

Subrutina OILMAP.-

I. Objetivo :

Aquí se muestra un mapa con todos los pozos que -
han sido perforados, W indica el resultado del pozo (seco o -
productor) y si ha sido perforado por la compañía o la compe-
tencia.

II. Parámetros :

- (1) OIL (N,M) -- arreglo con la colocación -
de pozos perforados.
- (2) LR, LC -- coordenadas del pozo más re- -
cientemente perforado,
- (3) N,M -- tamaño del área de estudio.
- (4) OCO -- parámetros de la compañía/compe -
tencia.

(5) FL -- variable de trabajo.

Subrutina PARAMS.-

I. Objetivo :

Con este módulo se obtiene un valor importante- el cual es función de las distancias y medidas de los campos, y distancia al pozo seco más cercano. Las funciones - han sido arbitrariamente definidas.

II. Parámetros :

(1) N, M -- tamaño del área de estudio.

(2) MAP (N,M) -- arreglo que contiene la - localización con todos los campos en el área.

(3) OIL (N,M) -- arreglo que sólo contiene la localización de los campos descubiertos.

(4) NF -- número total de campos en el área.

(5) V (NF) -- volúmenes de aceite de los - campos.

(6) NOR (NF) -- arreglo de trabajo genera- do por la subrutina FRQNCY.

(7) LR, LC -- coordenadas del punto donde- un valor importante es estimado.

(8) PARPAR -- parámetro para considerar el arrendamiento.

(9) FAV (N,M) -- arreglo del mapa de selec- ción de celdas donde el factor de importancia ha sido modi- ficado.

Subrutina POPLAT.-

I. Objetivo :

Mantiene las estadísticas sobre la población de

campos descubiertos y sin descubrir.

II. Parámetros :

(1) NF -- número de campos en el área.

(2) NDIS -- número de campos descubiertos-
(NDIS puede ser menor o igual a NF).

(3) VD (NDIS) -- arreglo con los volúmenes-
de campos descubiertos.

(4) VU (NDIS) -- arreglo con los volúmenes-
de campos sin descubrir.

Subrutina FRQNCY.-

I. Objetivo :

Da una distribución de frecuencia lognormal de -
los campos de aceite. Estos son los campos más comunes dentro del área de exploración simulada.

II. Parámetros :

(1) RSTDEV -- desviación estándar del volu-
men de aceite.

(2) RMEAN -- media del volumen de aceite.

(3) ANMEAN -- valor medio del ángulo de la-
elipse.

(4) ANGSTD -- desviación estándar del ángu-
lo de la elipse.

(5) NF -- número de campos para ser barri-
dos a partir de la distribución.

(6) NC -- número de clases.

(7) SC -- factor de escala para transformar
los volúmenes a áreas.

(8) EXPT -- exponente para transformar los
volúmenes a áreas.

(9) IRR -- generación al azar.

(10) V (NF) -- volúmenes contenidos en el arreglo, ordenados en forma ascendente de los campos NF.

(11) A (NF) -- áreas contenidas en el arreglo de los campos NF.

(12) PP (NF) -- probabilidad de ocurrencia por clase.

(13) NOR (NF) -- ordenes del arreglo en los cuales el volumen de campos fueron generados.

(14) ANGLE (NF) -- ángulo de orientación del campo.

(15) RATIO (NF) -- relación del eje semimayor al eje semimenor.

(16) VMEAN -- valor medio de los volúmenes de aceite.

(17) STDEV -- valor de la desviación estándar de los volúmenes de aceite.

(18) PP (NC) -- probabilidad de ocurrencia por clase dada por el arreglo.

(19) VC (NC) -- límite superior de cada clase dada por el arreglo.

NOTA : En esta subrutina se utilizan los siguientes módulos :
- PLOTI, FUNCION SEVAL.

El diagrama de bloques de éste módulo se ilustra en la fig.-
4.2 .

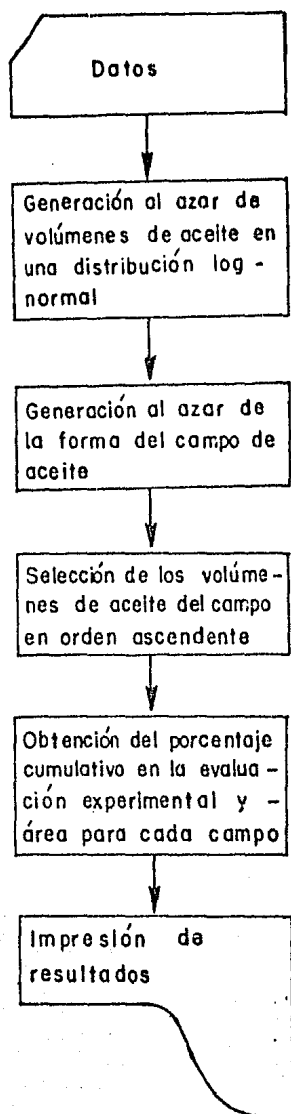


Fig. 4.2.- Diagrama de bloques de subrutina FRQNCY.

Subrutina DISTRB.-I. Objetivo :

Da la situación geográfica común de los campos de aceite que han sido generados con la subrutina FRQNCY. Los campos están situados al azar con las tendencias especificadas. El área total consiste de una red de trabajo de M columnas por N filas.

II. Parámetros :

- (1) N -- número de filas que componen la red de trabajo.
- (2) M -- número de columnas que componen la red de trabajo.
- (3) SPACE -- espaciamento mínimo entre campos como número de amplitud de celda.
- (4) NF -- número de campos barridos por FRQNCY.
- (5) A (NF) -- arreglo del orden generado por FRQNCY.
- (6) IRR -- generación al azar.
- (7) MAP (N,M) -- mapa conteniendo la localización del campo.
- (8) FAV (N,M) -- mapa de selección de celdas.

Nota.- Esta subrutina utiliza los módulos PLOT2 y FUNCTION-RANDOM.

A continuación se ilustra el diagrama de bloques, en la figura 4.3 .

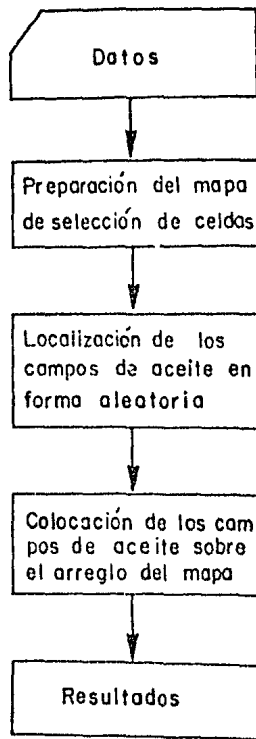


Fig. 4.3 .- Diagrama de bloques de subrutina DISTRB.

Subrutina PROB.-

I. Objetivo :

Aquí se obtiene la probabilidad estimada de los resultados, las cuales pertenecen a la localización siendo considerada para perforar por la compañía.

II. Parámetros :

(1) NF -- número de campos barridos por FRQ NCY.

(2) NDIS -- número de campos descubiertos - (NDIS puede ser menor o igual a NF).

(3) NC -- número de clases.

(4) VU (NF) -- arreglo de volúmenes contenidos en campos sin descubrir.

(5) FAC -- factor estimado por PARAMS.

(6) P (NC) -- arreglo que da la probabilidad de ocurrencia por clase.

(7) VC (NC) -- arreglo que da el límite superior de cada clase.

En la figura 4.4., se ilustra el diagrama de bloques correspondiente.

Subrutina QUANC8.-

I. Objetivo :

Esta subrutina calcula la integral de FUN (x) desde A hasta B con una tolerancia dada. Una rutina automática adaptada se basa en el Panel-8 de la Regla de Newton-Cotes.

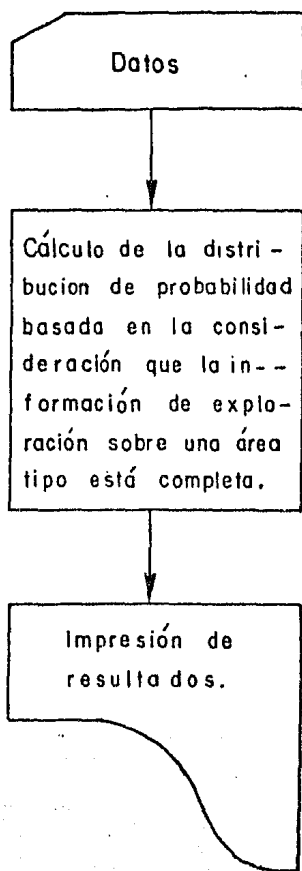


Fig. 4.4.- Diagrama de bloques de subrutina PROB.

II. Parámetros :

(1) FUN -- nombre del subprograma FUN (x) - de la función integral.

(2) A -- límite inferior de integración.

(3) B -- límite superior de integración, - - (B puede ser menor que A).

(4) RELERR -- tolerancia del error relativo.

(5) ABSERR -- tolerancia del error absoluto.

(6) RESULT -- una aproximación para satisfacer la integral es minimizar las dos tolerancias de error.

(7) ERREST -- es un cálculo de la magnitud del error actual.

(8) NOFUN -- número de funciones valuadas - para estimar el resultado.

(9) FLAG -- es un indicador confiable. Si FLAG es cero, entonces el resultado probablemente satisface la tolerancia de error. Si FLAG es XX.YY, entonces XX es - igual al número de intervalos en los cuales no ha convergido y 0.YY es igual a la fracción del intervalo restante para - cuando el límite en NOFUN fue aproximado.

En la figura 4.5 se muestra el diagrama de bloques correspondiente.

Subrutina CHECK.-

I. Objetivo :

Checa las coordenadas de localización barridas - por la subrutina LOCATE para determinar si el área mínima es - pecificada es aprovechable alrededor del sitio. Realiza los ensayos Montecarlo.

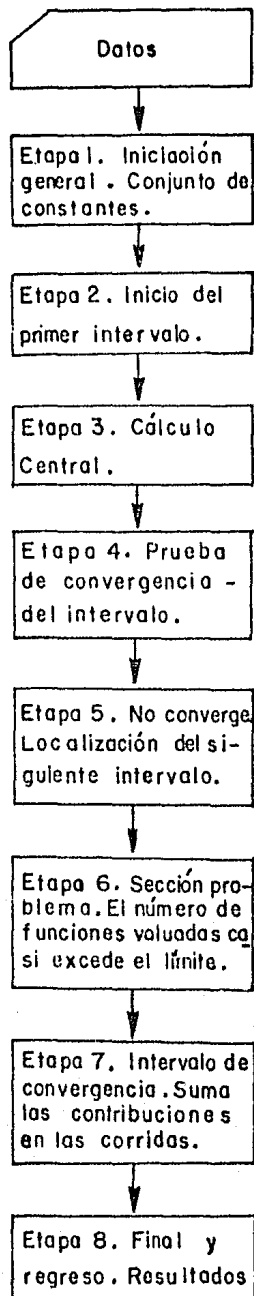


Fig. 4.5.- Diagrama de bloques de subrutina QUANC8.

II. Parámetros ;

(1) LR, LC -- coordenadas de localización a ser checadas para una área mínima.

(2) OCO -- si es igual a 1, decide la compañía, si es igual a 0, decide la competencia.

(3) N,M -- tamaño del área de estudio.

(4) MINACR -- área mínima aceptable.

(5) FAV (N,M) -- mapa de selección de celdas calculado por PARAMS.

(6) OIL (N,M) -- arreglo conteniendo la localización del pozo.

(7) NC -- número de clases.

(8) P (NCL) -- arreglo que da la probabilidad de ocurrencia por clase.

(9) VC (NCL) -- arreglo que da el límite superior de cada clase.

(10) IND -- indicador de trabajo. Si IND = 1, el sitio seleccionado ya ha sido arrendado. Si IND = 2, el sitio seleccionado no satisface las condiciones de área mínima. Si IND = 3, el sitio seleccionado no representa atracción económica a la compañía. Si IND = 4, la competencia perfora. Si IND = 5, la compañía hace un análisis económico.

(11) KMAX -- número máximo de arrendamientos tomados por cualquiera, por la compañía o la competencia.

Nota.- Esta subrutina utiliza los siguientes módulos :

OILMAP, LEASE, DNCF y ELIPSE.

El diagrama de bloques se muestra en la figura 4.6 .

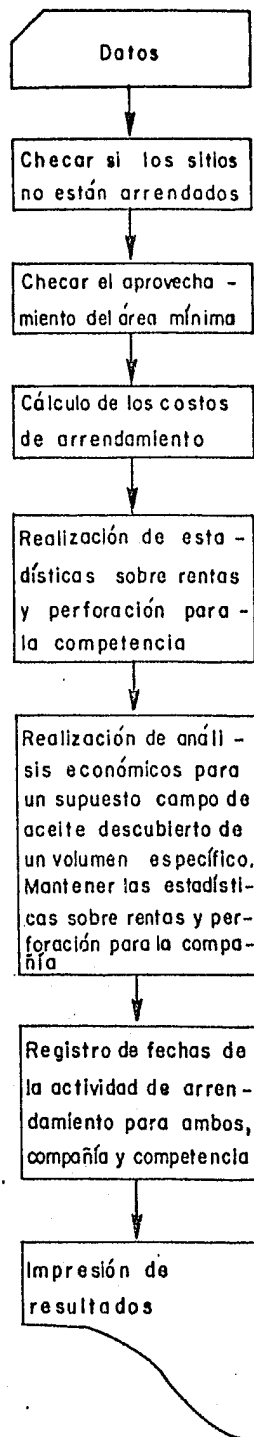


Fig. 4.6.- Diagrama de bloques de subrutina CHECK.

Subrutina HIST.-

I. Objetivo :

Realizar el cálculo y la edición del histograma y del histograma acumulativo.

II. Parámetros :

(1) VR (ND NV) -- arreglo de datos, colocados en columnas por variable.

(2) ND -- número de datos originales.

(3) IV -- indicador de la variable considerada.

(4) INDI -- opción del indicador.

(5) NCL -- número de clases + 2 (máxima 50), la primera (1) y la última clase (NCL) contienen todos los elementos que no están dentro del intervalo de trabajo.

(6) CINF -- límite inferior de segunda clase.

(7) DCL -- amplitud de clase.

(8) IFR (NCL) -- arreglo que da el número de ocurrencias por clase.

(9) XINF -- límite inferior.

(10) XC -- amplitud de clase.

La figura 4.7 ilustra el diagrama de bloques correspondientes.

FUNCTION SEVAL,-

I. Objetivo :

Evaluar la función cúbica SPLINE.

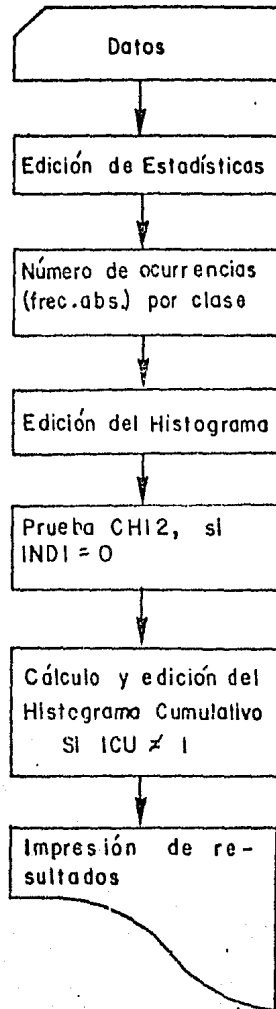


Fig. 4.7.- Diagrama de bloques de subrutina HIST.

II. Parámetros :

- (1) N -- número de puntos.
- (2) U -- abscisa a la cual el SPLINE va a ser calculado.
- (3) X, Y -- valor de las abscisas y ordenadas en los arreglos.
- (4) B, C, D -- arreglo de los coeficientes de SPLINE calculados por SPLINE.

FUNCTION URAND.-

URAND es un generador de números al azar basados en teoría y proposiciones dados en D.E. Knuth, (1969), Vol. 2 . El número entero IY iniciaría de un número entero arbitrario - previo a la primera llamada de URAND. El programa llamado - no cambiaría el valor de IY entre los subsecuentes llamados a URAND. Los valores de URAND estarán en el intervalo (0,1), ya que tienen una distribución uniforme.

FUNCTION RANDOM.-

Genera aleatoriamente la posición de los campos de aceite de acuerdo con el mapa de selección de celdas.

FUNCTION SELECT.-

Selecciona al azar de uno de los dos, la competencia o la compañía para cada actividad de exploración.

FUNCTION RNORM.-

Calcula la probabilidad en una función de densidad gaussiana.

FUNCTION RFUN1.-

Se usa en el cálculo de la media de los volúmenes de -
aceite al azar.

FUNCTION RFUN2.-

Es utilizada para calcular la desviación estándar de -
los volúmenes de aceite al azar.

FUNCTION RFUN3.-

Con esta función se calcula el área bajo la curva de -
densidad lognormal.

FUNCTION WLLCST.-

I. Objetivo :

Calcula los datos de pozos por perforar por la -
compañía en conjunto con el asunto en consideración.

II. Parámetros :

- (1) DRYCST -- costo de pozo seco.
- (2) PROCST -- costo completo del pozo.
- (3) PROPDH -- proporción de desarrollo de -
pozos que se supondrán secos.
- (4) NHOLES -- número de localización del po
zo,
- (5) WLLCST -- costo de los pozos.

FUNCTION UTILITY.-

I. Objetivo :

Da la función Utilidad en forma hiperbólica.

II. Parámetros :

(1) DN -- dólares ganados o perdidos por - -
transacción.

(2) ONW -- valor neto de la compañía.

(3) PARAUTL -- parámetro de control para la
función utilidad.

(4) UTLITY -- utilidades.

*La constancia obtiene las cosas mas difíciles
en poco tiempo*

Franklin.

EJEMPLOS DE APLICACION

Partiendo de los datos de entrada mostrados en la tabla 5.1, diversas corridas de simulación fueron llevadas a cabo. Considerando diversos capitales iniciales y distintos números de yacimientos aleatoriamente generados y ubicados en una cuenca de área aproximada igual a 500 km^2 , el programa de simulación fué corrido hasta determinado número de ciclos (80), a lo largo de los cuales, la utilidad neta de la compañía fué determinada.

La tabla 5.2 muestra el comportamiento hipotético de la utilidad en el transcurso de 80 ciclos electivos para un capital inicial de \$ 1'000,000 (U.S. dlls). Si al momento en que la compañía pierde el capital (\$1'000,000), toda actividad exploratoria cesa, en ninguna de las dos opciones, presencia de 10 : 20 campos petroleros no descubiertos, se alcanzaría a desarrollar la cuenca. Bajo tales condiciones, antes del descubrimiento del primero de los 10 campos petroleros, será necesario erogar \$ 4'815,500 (U.S. dlls) en actividades exploratorias. De existir 20 yacimientos, bastaría invertir \$ 2'411,500 (U.S. dlls) en perforaciones exploratorias antes del descubrimiento del primer campo. Los cálculos anteriores podrían apegarse más a la realidad en la medida en que empleáramos costos y precios actuales, así como parámetros de función de densidad para la distribución de los volúmenes de campos basados en parámetros experimentales correspondientes a cuencas ya exploradas y geológicamente similares a las simuladas.

La tabla 5.3 muestra las utilidades correspondientes a los casos de 10 y 20 campos petroleros, de haberse invertido el capital mínimo requerido. Si bien en ambos casos existen ganancias, resulta contrastante el hecho de que, después de 80 ciclos, sólo 1 de los 10 campos haya sido descubierto, proporción muy inferior a los 5 campos descubiertos, de los-

TABLA 5.1 Parámetros y valores empleados en corridas del Programa SIMEX.

NF	-	número de campos generados por una distribución preescrita, (adimensional)	20
NC	-	número de clases, (adimensional)	15
NDFL	-	número de campos descubiertos, (adimensional)	8
RMEAN	-	media de los volúmenes, (MMBBLs)	25
RSTDEV	-	desviación estándar de los volúmenes (MMBBLs)	20
RATINF	-	valor inferior de la variable, (adimensional)	1
RATSUP	-	valor superior de la variable, (adimensional)	3
ANMEAN	-	valor medio de la orientación de la variable, (grados).	45
ANGSTD	-	desviación estándar de la orientación de la variable, (grados).	90
SC	-	factor de escala para transformar volúmenes, (MMBBLs) a áreas, (acres), (adimensional)	700
EXPT	-	exponente para transformar volúmenes, (MMBBLs) a áreas. (acres), (adimensional).	.7
REL	-	frecuencia relativa, (adimensional)	.33
N	-	número de filas, (adimensional)	56
M	-	número de columnas, (adimensional)	56
MINACR	-	área mínima aceptable, (acres).	1
NLEASE	-	número de arrendamientos después de los cuales la actividad de arrendamiento será graficada, (adimensional).	10
NLCØR	-	número de ciclos después de los cuales se grafica alrededor de un pozo seco. (adimensional).	6
SPACE	-	espaciamiento mínimo entre los campos, expresado como número de amplitud de celda, (adimensional).	1
PARPAR	-	parámetro para considerar el arrendamiento, (adimensional).	.4

NO	-	número de años considerados en el flujo de efectivos.	10
DR	-	relación de descuentos, (adimensional)	15
RI	-	relación de interés, (adimensional)	.125
TCINV	-	impuesto crédito de inversión, (por ciento)	10
TCINC	-	impuesto ingreso acreditable, (por ciento)	40
WINDP	-	impuesto sobre las ganancias, (dólares por barril).	14
WCFAC	-	factor asociado a costos intangibles de perforación, (adimensional).	2
CSTLSE	-	costos de arrendamiento, (dólares)	2500
TLC	-	cantidad total de dinero disponible, (dólares)	100,000
DRYCST	-	costo pozo seco, (dólares)	200,000
PRØCST	-	costo total del pozo, (dólares)	280,000
PRØPDH	-	proporción de desarrollo de pozos que supondrán-secos, (adimensional).	.25
ØILPR	-	precio del aceite por barril, (dólares)	36
PRØDC	-	costos de producción, (adimensional)	0.8
RØYAL	-	regalías, (adimensional)	.1875
SEVTAX	-	separación de impuestos, (adimensional)	.03
DEPLE	-	declinación permitida, (por ciento)	18
TAX	-	impuesto sobre el ingreso estatal y federal, (por ciento)	.40
DEPTAN	-	depreciación tangible del equipo, (por ciento)	10
ØNW	-	capital de la compañía, (dólares)	50 E6
EX PDCY	-	declinación exponencial, (por ciento)	10
PARUTL	-	parámetro de control de la pendiente para la función utilidad, (adimensional)	1

Tipos de distribuciones utilizadas :

lognormal

uniforme

normal

TABLA 5.2 Comportamiento hipotético de la utilidad en función del tiempo (ciclos). Flechas indican punto de abandono de la exploración por agotamiento de capital.

# CICLOS	10 CAMPOS	20 CAMPOS
0	\$ 1'000,000	\$ 1'000,000
10	\$ -1'414,000	\$ -1'411,500
20	\$ -3'815,500	\$ 127'202,754
30	\$ -3'815,500	\$ 126'596,754
40	\$ 78'530,358	\$ 256'423,008
50	\$ 74'918,858	\$ 345'766,868
60	\$ 73'729,858	\$ 418'459,976
70	\$ 70'699,858	\$ 488'360,404
80	\$ 68'273,358	\$ 486'542,404

TABLA 5.3 Comportamiento de la utilidad en función del tiempo, bajo inversión mínima. Flechas indican intervalos (de ciclos) donde ocurren descubrimientos de yacimientos.

#	CICLOS	10	C A M P O S	20	C A M P O S
0	\$	4'815,500	\$	2'411,500	
10	\$	2'401,500	→	\$	0
20	\$	0	\$	128'614,254	
30	\$	0	→	\$	128'008,254
40	\$	82'345,858	→	\$	257'834,508
50	\$	78'732,358	→	\$	347'178,368
60	\$	77'545,358	→	\$	419'871,476
70	\$	74'515,358	→	\$	489'771,904
80	\$	72'088,858	\$	487'953,904	

20 existentes, en el mismo lapso.

El anexo II muestra copias del listado de la salida del programa de cómputo que simula el proceso exploratorio. En él aparecen los valores de los parámetros empleados en la generación aleatoria de los campos petrolíferos, así como las características económicas, algunas de ellas no aplicables - en México.

Se ilustra, gráficamente, el comportamiento asintótico de la función de utilidad, parte medular en la toma de decisiones -perforar o no perforar. Tal función, que como se mencionó, muestra la predisposición de la empresa a invertir, pudo haberse simulado con el fin de dar respuesta a la decisión, muchas veces subjetiva, a tomarse cuando se presenta la alternativa a perforar.

Los campos generados son mostrados en plantillas o mallas y ocultados (en asterisco) para los propósitos de la simulación del juego exploratorio.

La decisión -perforar o no perforar- se encuentra precedida por un análisis financiero (flujo de efectivo) distribuido en 10 años de explotación para diversos volúmenes de yacimientos que pudieran ser descubiertos. Cada volumen tiene asociada una probabilidad de ocurrencia la cual va siendo modificada conforme nueva información va siendo generada -pozo seco, pozo descubridor y volumen de yacimiento. Posteriormente, las utilidades son promediadas con respecto a tales probabilidades de ocurrencia.

Después de cierto número de ciclos, previamente especificado, se despliega un plano mostrando la última situación exploratoria, esto es, número de campos descubiertos, número de pozos perforados, número y ubicación de parcelas rentadas, etc. Cada vez que ocurre el hallazgo de un campo, se reali-

zan estadísticas de ambas, de los campos descubiertos y los campos por descubrir.

Como resultado final, se lleva una estadística de la relación total de pozos descubridores y pozos exploratorios-perforados. Tal relación de éxito resulta al final del ciclo 82 igual a 0.1026 (10 %) y que, coincidencia o no, es igual a la relación de éxito mundial.

Conclusiones y Recomendaciones

El método de Simulación Montecarlo, presentado bajo un espectro más o menos amplio de restricciones, proporciona información útil en la planeación de la exploración de yacimientos potencialmente descubiertos o en áreas vírgenes, y puede constituirse en una base para la creación de modelos probabilísticos y económicos más realistas donde los flujos de efectivo sean pronosticados respetando condiciones técnico-económicas actuales.

Actualmente, es recomendable el uso del método de simulación, ya que mediante él se pueden analizar diversas alternativas que aunadas con los estudios económicos, proporcionan las óptimas estrategias de perforación de un pozo exploratorio.

Referencias

- 1) Forsythe, G.E., M.A. Malcolm, and C.B. Moler, Computer - Methods for Mathematical Computations. Prentice Hall, - 1977. pp. 102-105.
- 2) Harbaugh, J.W., J.H. Doveton, and J.C. Davis, Probabili- ty Methods in Oil Exploration, Wiley-Interscience, New - York, 1977.
- 3) Metropolis, N., and S. Ulam, The MonteCarlo Method, Jour- nal of the American Statistical Association 44, no. 247- (1949): 335-41.
- 4) Newendorp, Paul D., Application of Utility Theory to Dri- lling Investment Decisions. Doctoral Dissertation, Uni - versity of Oklahoma, Norman, Oklahoma, 1967.
- 5) Newendorp, Paul D., Decision Analysis for Petroleum Ex - ploration. University of Oklahoma, Tulsa, Oklahoma, 1975.
- 6) Sobol, I. M., The MonteCarlo Method. The University of- Chicago Press, 1974. pp. 102-105.
- 7) Stermole, F.J., Economic Evaluation and Investment Deci- sion Methods. Investment Evaluations Corporation. Colo- rado, 1974.

A N E X O I

```

1. C
2. C
3. C
4. C
5. CCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCC
6. C
7. C
8. C EL OBJETIVO DE ESTE MODELO DE SIMULACION ES ENCONTRAR UNA ESTRA-
9. C TEGIA OPTIMA DE EXPLORACION PARA UNA COMPANIA PETROLERA, DICHA ES-
10. C TRATEGIA ES CON LA CUAL SE OBTIENE EL MAYOR VALOR MONETARIO ESPERA-
11. C DO ( EMV ) SOBRE UNA SERIE DE CORRIDAS DE MONTECARLO, PARA UN VALOR
12. C NETO INICIAL DADO.
13. C EL AREA POR EXPLORAR CONSISTE EN UN RECTANGULO CON UNA RED DE
14. C CELDAS GEOGRAFICAS DISTRIBUIDAS POR FILAS Y COLUMNAS PREESCRITAS.
15. C CADA CELDA REPRESENTA UNA UNIDAD DE TERRENO QUE PUEDE PROVEER UNA
16. C LOCALIZACION DE UN POZO.
17. C POR OTRA PARTE, SE CONSIDERARA QUE LAS DEMAS COMPANIAS SON LA
18. C COMPETENCIA, LAS CUALES COMPITEN CONTRA LA NUESTRA.
19. C EL MODELO SUPONE QUE LOS CAMPOS DE ACEITE BUSCADOS ESTAN ESEN-
20. C CIALMENTE DISTRIBUIDOS EN FORMA LOGARITMICA NORMAL, Y QUE SUS LOCA-
21. C LIZACIONES GEOGRAFICAS SERIAN >PREDISPUES- TAS AL AZAR<. LA COMPANIA
22. C SE ALTERNA ( AL AZAR ) CON LA COMPETENCIA EN LA EXPLORACION DE ESTOS
23. C CAMPOS, AMBOS SE PRESENTAN CON LA LOCALIZACION DE POZOS EXPLORATO-
24. C RIOS AL AZAR. SI EL AREA MINIMA ES RENTABLE, LA COMPETENCIA INME-
25. C DIATAMENTE LA RENTA Y PERFORA. LOS RESULTADOS SE REGISTRAN Y LOS
26. C MAPAS DE POZOS SECOS Y DE LOS CAMPOS DE ACEITE SE AJUSTAN APROPIADA-
27. C MENTE.
28. C SI LA COMPANIA SE PRESENTA CON UNA LOCALIZACION, Y EL AREA ES
29. C PROVECHOSA, SE REALIZA UN ANALISIS DETALLADO ANTES DE QUE ACTUE.
30. C LOS COSTOS DEL AREA Y DEL POZO SON ESTIMADOS Y UNA SERIE DE DESCUEN-
31. C TOS NETOS ( DNCF ) SE PROYECTARAN HACIENDOSE ESTO PARA DIFERENTES
32. C RESULTADOS. UNA DISTRIBUCION DE PROBABILIDAD PARA EL RESULTADO DE
33. C LA LOCALIZACION SE CALCULARA Y SE INCORPORARA CON LOS DNCF'S DANDO
34. C POR RESULTADO UN VALOR MONETARIO ESPERADO ( EMV ). LOS DNCF'S SE
35. C CONVIERTEN EN UTILIDADES PARA ASI PODER CALCULAR UN VALOR DE UTILI-
36. C DAD ESPERADO ( EUV ).
37. C LA DECISION DE LA COMPANIA A RENTAR Y PERFORAR REQUERIRA UN EUV
38. C MAYOR A CERO.
39. C
40. C
41. C CCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCCC
42. C
43. C
44. DIMENSION V(20),A(20),NOR(20),ANGLE(20),RATIO(20),
45. * VD(20),VU(20),P(15),VC(15),TMEAN(10),TSTDEV(10),IFR(15)
46. DIMENSION MAP(56,56),FAV(56,56),OIL(56,56),PLOT(56,56),
47. * FR(56),FC(56),TDVOL(3),TDRAT(3),TDORI(3),TDOCS(3),
48. * ONWF(3),TVD(10)
49. REAL B,F
50. INTEGER MAP,FAV,PLOT,FAC
51. COMMON INP,IOUT
52. COMMON /CHEK/ CSTLSE,TLC,DRYCST,PROCST,PROPDH,OILPR,PHODC,ROYAL,
53. * SEVTAX,DEPLE,TAX,DEPTAN,ONW,DR,RI,ND,NLEASE,NLCOR,
54. * TCINV,TCINC,WCFAC,EXPOCY,PARUTL
55. DATA FAV/3136+1,MAP/3136+0/
56. DATA B,F/' ',' */
57. DATA IRR/3/
58. DATA ONWF/10.0,20.0,50.0/

```

```

59. C
60. INP=5
61. IOUT=6
62. IS=1
63. ICDIST=1
64. C
65. C
66. C LA INFORMACION REQUERIDA SE LEE EN EL PROGRAMA Y SE IMPRIME EN
67. C UNA TABLA DE RESULTADOS
68. C
69. READ(INP,1000) NF,NC,NDFL
70. READ(INP,1003) TDVOL
71. READ(INP,1003) TDRAT
72. READ(INP,1003) TDORI
73. READ(INP,1003) TDOCS
74. C
75. READ(INP,1001) RMEAN,RSTDEV
76. READ(INP,1001) RATINF,RATSUP
77. READ(INP,1001) ANMEAN,ANGSTD
78. READ(INP,1001) SC,EXPT
79. READ(INP,1001) REL
80. C
81. WRITE(IOUT,2000) NF
82. WRITE(IOUT,2015)
83. WRITE(IOUT,2001) TDVOL,RMEAN,RSTDEV
84. WRITE(IOUT,2015)
85. WRITE(IOUT,2002) TDRAT,RATINF,RATSUP
86. WRITE(IOUT,2015)
87. WRITE(IOUT,2003) TDORI,ANMEAN,ANGSTD
88. WRITE(IOUT,2015)
89. WRITE(IOUT,2004) TDOCS,REL
90. WRITE(IOUT,2015)
91. WRITE(IOUT,2005) SC,EXPT
92. WRITE(IOUT,2015)
93. WRITE(IOUT,2026) NDFL
94. WRITE(IOUT,2015)
95. C
96. READ(INP,1000) N,M,MINACR
97. READ(INP,1000) NLEASE,NLCOR
98. READ(INP,1001) SPACE
99. READ(INP,1001) PARPAR
100. C
101. WRITE(IOUT,2006) N,M
102. WRITE(IOUT,2015)
103. WRITE(IOUT,2020) NLEASE,NLCOR
104. WRITE(IOUT,2015)
105. WRITE(IOUT,2021) PARPAR
106. WRITE(IOUT,2015)
107. C
108. C
109. READ(INP,1002) ND,DR,RI,TCINV,TCINC,WINDP,WCFAC
110. READ(INP,1001) CSTLSE,TLC,DRYCST,PROCST,PROPDH
111. READ(INP,1001) OILPR,PRODC,ROYAL,SEVTAX,DEPLE,TAX,DEPTAN,ONW
112. READ(INP,1001) EXPDCY
113. READ(INP,1001) PARUTL
114. C
115. CSTLPA=CSTLSE/40.0
116. C
117. WRITE(IOUT,2007)
118. WRITE(IOUT,2008) CSTLSE,CSTLPA,TLC,DRYCST,PROCST,PROPDH

```



```

119. WRITE(IOUT,2009) OILPR,PRODC,ROYAL,SEVTAX,DEPLE
120. WRITE(IOUT,2019) TAX,DEPTAN,ONW,TCINV
121. WRITE(IOUT,2017) TCINC,WCFAC
122. WRITE(IOUT,2010) DR
123. C
124. OILPR=OILPR-WINDP
125. C
126. WRITE(IOUT,2014) WINDP,OILPR
127. WRITE(IOUT,2018) EXPDCY
128. WRITE(IOUT,2022) PARUTL
129. WRITE(IOUT,2011)
130. C
131. C
132. DEPLE=DEPLE/100.0
133. TAX=TAX/100.0
134. DEPTAN=DEPTAN/100.0
135. DR=DR/100.0
136. TCINV=TCINV/100.0
137. TCINC=TCINC/100.0
138. EXPDCY=EXPDCY/100.0
139. C
140. C
141. DO 5 IR=1,3
142. DO 5 IC=1,3
143. C
144. CALL PLOT4(ONWF(IC))
145. C
146. ONWF(IC)=10.0*ONWF(IC)
147. 5 CONTINUE
148. C
149. C GENERACION AL AZAR DE LOS VOLUMENES DE ACEITE DEL CAMPO
150. C
151. C
152. C
153. CALL FRQNCY(RSTDEV,RMEAN,ANMEAN,ANGSTD,NF,NC,SC,EXPT,IRR,V,A,P,
154. *VC,NOR,ANGLE,RATIO,IS,TDVOL,VINT,VINTLV,VINTLA)
155. C
156. CALL DISTRB(N,M,SPACE,NF,A,NOR,RATIO,ANGLE,MAP,FAV,IS,IRR)
157. C
158. CTE=EXPT*ALOG10(SC)
159. DO 1 IR=1,N
160. DO 1 IC=1,M
161. OIL(IR,IC)=F
162. IF(MAP(IR,IC).EQ.0) OIL(IR,IC)=B
163. PLOT(IR,IC)=MAP(IR,IC)
164. 1 CONTINUE
165. ANUM=0.
166. ADEN=40.+N*M
167. DO 2 JF=1,NF
168. VU(JF)=V(JF)
169. ANUM=ANUM+A(JF)
170. 2 CONTINUE
171. PRP=ANUM/ADEN
172. C
173. XINC=0.05*RMEAN
174. XMEAN=RMEAN
175. XSTDEV=RSTDEV
176. C
177. IF(ICDIST.EQ.1) CALL PROBC(NC,VC,P,XMEAN,XSTDEV)
178. C

```

```

179.      P(1)=1.-PRP
180.      DO 3 ICL=2,NC
181.      P(ICL)=P(ICL)*PRP
182.      3 CONTINUE
183.      C
184.      NRUN=0
185.      NDIS=0
186.      NTD=0
187.      INC=7
188.      C
189.      C
190.      CALL PLOT2(N,M,PLOT,0)
191.      WRITE(IOUT,2013) NRUN
192.      CALL PLOT3(N,M,OIL,0,NRUN)
193.      C
194.      C
195.      WRITE(IOUT,2016)
196.      C
197.      C
198.      C SELECCION AL AZAR ENTRE LA COMPANIA
199.      C Y LA COMPETENCIA
200.      C
201.      8 PRP=ANUM/ADEN
202.      KPROB=0
203.      C
204.      9 NTD=NTD+1
205.      10 NRUN=NRUN+1
206.      IF(NRUN.GT.100) GO TO 20
207.      C
208.      OCO=SELECT(REL,IRR)
209.      C
210.      CALL LOCATE(N,M,FAV,OIL,LR,LC,IRR)
211.      C
212.      NUM=MAP(LR,LC)
213.      VOL=0.
214.      IF (NUM.EQ.0) GO TO 14
215.      KK=NOR(NUM)
216.      VOL=V(KK)
217.      14 IF (KPROB.EQ.1) GO TO 13
218.      IF (OCO.EQ.0. .OR. KPROB.EQ.0) GO TO 12
219.      13 FAC=FAV(LR,LC)
220.      PRP=AMIN1(PRP*FAC,0.5)
221.      TMEAN(NDIS)=XMEAN
222.      TSTDEV(NDIS)=XSTDEV
223.      IF(ICDIST.EQ.1) GO TO 15
224.      C
225.      CALL PROB (NF,NDIS,NC,VINT,VU,FAC,P,PRP,VC,IS)
226.      C
227.      GO TO 12
228.      C
229.      15 CALL RECMS(XMEAN,XSTDEV,XINC,VOLD)
230.      C
231.      CALL PROBC(INC,VC,P,XMEAN,XSTDEV)
232.      C
233.      WRITE(IOUT,2025)
234.      C
235.      CALL HIST(VU,NF,1,2,NC,VINT,0,0,IFR,VINF,VINC,0,0,IS)
236.      C
237.      P(1)=1.0-PRP
238.      DO 4 ICL=2,NC

```

```

1 239. P(ICL)=P(ICL)*PRP
1 240. 4 CONTINUE
C 241.
242. 12 CALL CHECK(LR,LC,OCO,N,M,MINACR,FAV,OIL,NC,P,VC,SC,EXPT,IND,
243. * NRUN,VOL)
244. C
245. KPROB=0
246. GO TO (10,10,10,11,11), IND
247. C
248. 11 LINF=MAX0(1,LC-INC)
249. LSUP=MIN0(M,LC+INC)
250. KINF=MAX0(1,LR-INC)
251. KSUP=MIN0(N,LR+INC)
252. C
253. CALL PARAMS(N,M,MAP,OIL,NF,V,NOR,LINF,LSUP,KINF,KSUP,FAV,
254. * NRUN,PARPAR)
255. C
256. C
257. C ESTADISTICAS DE LOS CAMPOS DE ACEITE DESCUBIERTOS
258. C Y SIN DESCUBRIR
259. C IF (NUM.EQ.0) GO TO 8
260. C IF (VU(KK).LT.1.0E-10) GO TO 8
261. C NDIS=NDIS+1
262. C VD(NDIS)=V(KK)
263. C VU(KK)=0.0
264. C ANUM=ANUM-A(KK)
265. C ADEN=ADEN-A(KK)
266. C PRP=ANUM/ADEN
267. C KPROB=1
268. C VOLD=VD(NDIS)
269. C TVD(NDIS)=VOLD
270. C TIME=NRUN/40.0
271. C
272. C CALL PLOT5(TIME,PARPAR)
273. C
274. C IF(NRUN.GT.100) GO TO 20
275. C
276. C IF(MOD(NDIS,NDFL).NE.0) GO TO 9
277. C
278. C CALL RECMS(XMEAN,XSTDEV,XINC,VOLD)
279. C
280. C TMEAN(NDIS)=XMEAN
281. C TSTDEV(NDIS)=XSTDEV
282. C
283. C CALL POPLAT(NF,NDIS,NC,VINTLV,VINTLA,VD,VU,CTE,EXPT,NRUN)
284. C WRITE(IOUT,2013) NRUN
285. C
286. C CALL PLOT3(N,M,OIL,0,NRUN)
287. C CALL PLOT2(N,M,FAV,1)
288. C
289. C SUC=FLOAT(NDIS)/NTD
290. C WRITE(IOUT,2012) NRUN,SUC
291. C WRITE(IOUT,2023)
292. C WRITE(IOUT,2024) (J,TMEAN(J),TSTDEV(J),TVD(J),J=1,NDIS)
293. C
294. C
295. C 1000 FORMAT(10I5)
296. C 1001 FORMAT(8F10.0)
297. C 1002 FORMAT(I5,6F8.0)
298. C 1003 FORMAT(3A4)

```

299. 2000 FORMAT(1H1,45X,1 RESUMEN DE ESTADISTICAS //1H ,
 300. 145X,39(1-1)////1H ,20X,13,1 VOLUMENES DE ACEITE GENERADOS AL AZAR
 301. 2DE ACUERDO A LAS SIGUIENTES DISTRIBUCIONES ///)
 302. 2001 FORMAT(1H ,5X,1 VOLUMENES DE ACEITE BARRIDOS AL AZAR DE UNA ,
 303. 1' POBLACION IDEAL ESTO ES DISTRIBUIDOS, '3A4, /1H ,5X,
 304. 2' CON MEDIANA DE ,
 305. 3F6,2, ' MM BBLs. Y DESVIACION ESTANDAR REPRESENTADA POR EL ,
 306. 4' LOG-10 DE 'F6,2, ' MM BBLs. /)
 307. 2002 FORMAT(1H ,5X,1 LOS CAMPOS SON REPRESENTADOS POR ELIPSES ,
 308. 1' CUYOS RANGOS DE EJE MAYOR/EJE MENOR SON BARRIDOS PARA UNA ,
 309. 2/1H,5X, 'DISTRIBUCION, '3A4, 'DE POBLACION LIMITADA DE 'F6,2, ' A ,
 310. 3F6,2/)
 311. 2003 FORMAT(1H ,5X,1 ORIENTACION DE CAMPOS BARRIDOS DE ,
 312. 1' UNA DISTRIBUCION, '3A4, 'DE POBLACION CON MEDIA= 'F6,2, ' GRADOS ,
 313. 2/1H ,5X, 'Y DESVIACION ESTANDAR = 'F6,2, ' GRADOS , AZIMUTH ,
 314. 3' ANGULOS MEDIDOS EN FORMA DEXTROGIRA DESDE EL NORTE VERDADERO//)
 315. 2004 FORMAT(1H,5X, 'A CADA CICLO LA COMPETENCIA O LA COMPAÑIA ,
 316. 1' SELECCIONARAN EMPLEANDO UNA DISTRIBUCION '3A4,
 317. 2' AL AZAR UNA /1H, '5X, 'SERIE DE CAMBIOS DURANTE LOS CUALES LA ,
 318. 3' PROPORCION DE CICLOS EN LA CUAL LA COMPAÑIA SELECCIONA ES ,
 319. 4F4,2/)
 320. 2005 FORMAT(1H ,5X, 'AMBOS, UN FACTOR DE ESCALA Y UN EXPONENTE SE ,
 321. 1' USARAN PARA TRANSFORMAR LOS VOLUMENES DE ACEITE ,
 322. 2' (MM BBLs.) A AREAS (ACRES) : //1H ,5X, 'A = C*V**EXP, '
 323. 3, 'C SIENDO IGUAL A : 'F8,2, 'Y EXP A : 'F6,2, 'RESPECTIVAMENTE//)
 324. 2006 FORMAT(1H ,5X, 'EL AREA SIMULADA CONSISTE DE UNA ESTRUCTURA DE
 325. 1 ,13, ' FILAS POR '13, ' COLUMNAS//)
 326. 2007 FORMAT(1H1,25X, 'CONSIDERACIONES FINANCIERAS EN ESTA CORRIDA ,
 327. 1/1H ,25X,61(1-1)////)
 328. 2008 FORMAT(1H ,10X, 'PRECIO RENTA BASE = \$, 'F8,2, ' POR CUARENTA ACRES ,
 329. 1, 'SIGNIFICADO DE LA RELACION = \$, 'F6,2, ' POR ACRE ,
 330. 2//1H ,10X, 'CANTIDAD TOTAL DINERO APROVECHABLE POR ARRENDAMIENTO ,
 331. 3' POR CICLO = \$, 'F9,2//1H ,10X, 'COSTO POZO SECO = \$, 'F9,2//1H ,10X,
 332. 4' COSTOS COMPLEMENTARIOS POZO = \$, 'F9,2//1H ,10X, 'PROPORCION DEL ,
 333. 5' DESARROLLO DE POZOS SUPUESTAMENTE SECOS = 'F4,2/)
 334. 2009 FORMAT(1H ,10X, 'PRECIO DEL ACEITE = \$, 'F6,2, ' POR BBL //1H ,10X,
 335. 1' COSTOS DE PROD. (FRACCION DEL PRECIO ACEITE) = 'F4,2//1H ,10X,
 336. 2' REL. REGALIAS = 'F6,4//1H ,10X, 'SEPARACION DE IMPUESTO COMO ,
 337. 3' FRACCION VALOR ACEITE PROD. = 'F4,2//1H ,10X, 'AGOTAMIENTO ,
 338. 4' PERMITIDO = 'F6,2, ' POR CIENTO //)
 339. 2019 FORMAT(1H ,10X, 'IMPUESTO SOBRE INGRESOS ESTATALES Y ,
 340. 1' FEDERALES= 'F6,2, ' POR CIENTO //1H ,10X, 'DEPRECIACION TANGIBLE DE
 341. 2' EQUIPO = 'F6,2, ' POR CIENTO SOBRE UNA LINEA BASE //1H ,10X,
 342. 3' CAPITAL INICIAL DE LA COMPAÑIA = \$, 'F12,2//1H ,10X,
 343. 4' IMPUESTO SOBRE CREDITO DE INVERSION, 'F6,2, ' POR CIENTO//)
 344. 2010 FORMAT(1H ,10X, 'RELACION DE DESCUENTO = 'F6,2, ' POR CIENTO//)
 345. 2011 FORMAT(1H1)
 346. 2012 FORMAT(1H1,10X, 'REL. DE EXITO EN EL CICLO #, '13, 'ES IGUAL A : ,
 347. 1F8,4////)
 348. 2013 FORMAT(1H1,36X, 'RESULTADOS DE PERFORACION Y CAMPOS SIN DESCUBRIR ,
 349. 1' TRAZADOS EN EL CICLO, '14, ' DE EXPLORACION//)
 350. 2014 FORMAT(1H ,10X, 'IMPUESTO SOBRE EL APROVECHAMIENTO = \$, 'F6,2, ' POR
 351. 1 BARRIL, ASI EL PRECIO NETO PARA EL PRODUCTOR ES \$ 'F6,2/)
 352. 2015 FORMAT(1H ,5X,120(1-1)////)
 353. 2016 FORMAT(1H1,29X, 'INICIO DE LOS CICLOS ITERATIVOS EN ESTE PUNTO //1H
 354. 1 ,29X,73(1-1)////1H ,1X,
 355. 2' CICLO # //1H ,3X,12(1-1)////)
 356. 2017 FORMAT(1H ,10X, 'IMP. INGRESO ACREDITABLE, 'F6,2, ' POR CIENTO //1H ,
 357. 110X, 'EL FACTOR DE COSTO DE PERFORACION INTANGIBLE ES 'F4,2/)
 358. 2018 FORMAT(1H,10X, 'REL. DE DECLINACION ANUAL DE PRODUCCION DE CAMPOS ,

```

359.      1,F6,2,' POR CIENTO')
360. 200 FORMAT(1H,5X,'NUMERO CICLOS CORRIDOS DESPUES DEL CUAL EL MAPA ',
361.      1'DE RENTAS SERIA GRAFICADO ES : ',I4/1H,5X,'NUMERO DE ',
362.      2'CICLOS DESPUES DEL CUAL LAS RENTAS CAEN ALREDEDOR DE ',
363.      3'UN POZO SECO ES : ',I4/)
364. 201 FORMAT(1H,5X,'PARAMETRO USADO COMO COEFICIENTE EN LA FUNCION ',
365.      1'WEIGHTING DE LA SUBROUTINA PARAMS ES : ',F6,2/)
366. 202 FORMAT(1H,10X,'EL PARAMETRO USADO COMO COEFICIENTE EN LA ',
367.      1'FUNCION UTILITY ES ',F6,2/)
368. 203 FORMAT(1H,43X,'CAMBIOS EN PARAMETROS DE LA DISTR. LOGNORMAL'///
369.      1H,7X,'NUMERO DESCUBIERTO ',15X,'MEDIA',19X,
370.      2'DESVIACION ESTANDAR',8X,'VOLUMEN DEL CAMPO DESCUBIERTO',
371.      3'(EN MM BBL)'///)
372. 204 FORMAT(1H,14X,I2,21X,F6,2,24X,F6,2,30X,F6,2/)
373. 205 FORMAT(1H,43X,'HISTOGRAMA DE VOLUMENES DE ACEITE SIN DESCUBRIR'//)
374. 206 FORMAT(1H,5X,'NUMERO DE CAMPOS DESCUBIERTOS DESPUES DEL ',
375.      1'CUAL LAS ITERACIONES DE MONTECARLO SE DETUVIERON SON ',I4/)
376. C
377. C
378. C      20 STOP
379. C      END
380. C
381. C
382. C
383. C

```

```

384.      SUBROUTINE FRQNCY(RSTDEV,RMEAN,ANMEAN,ANGSTD,NF,NC,SC,EXPT,IRR,V,
385.      *A,PP,VC,NOR,ANGLE,RATIO,IS,TDVOL,VINT,VINTLV,VINTLA)
386. C
387. C      DA UNA DISTRIBUCION DE FRECUENCIA LOGNORMAL DE LOS CAMPOS.
388. C      ESTOS SON LOS CAMPOS MAS COMUNES DENTRO DEL AREA DE
389. C      EXPLORACION SIMULADA.
390. C
391. C      PARAMETROS DE ENTRADA
392. C      RSTDEV      DESVIACION ESTANDAR DEL VOLUMEN R.V.
393. C      RMEAN       MEDIA DEL VOLUMEN R.V.
394. C      ANMEAN      VALOR MEDIO DEL ANGULO DE LA ELIPSE
395. C      ANGSTD      DESVIACION ESTANDAR DE LOS ANGULOS DE ELIPSES
396. C      NF          NUMERO DE CAMPOS PARA SER BARRIDOS A PARTIR DE
397. C                LA DISTRIBUCION
398. C      NC          NUMERO DE CLASES
399. C      SC          FACTOR DE ESCALA PARA TRANSFORMAR LOS
400. C                VOLUMENES A AREAS
401. C      EXPT        EXPONENTES PARA TRANSFORMAR VOLUMENES A AREAS
402. C      IRR         GENERACION CASUAL
403. C
404. C      PARAMETROS DE SALIDA
405. C      V(NF)       VOLUMENES CONTENIDOS EN EL ARREGLO, ORDENADOS EN
406. C                FORMA ASCENDENTE DE LOS CAMPOS NF
407. C      A(NF)       AREAS CONTENIDAS EN EL ARREGLO DE LOS CAMPOS NF
408. C      PP(NF)      PROBABILIDAD DE OCURRENCIA/CLASE
409. C      NOR(INF)    ORDENES DEL ARREGLO EN LOS CUALES EL VOLUMEN
410. C                DE CAMPOS FUERON GENERADOS

```

```

411. C      ANGLE(NF)      ANGULO DE ORIENTACION POR CAMPO
412. C      RATIO(NF)     RELACION DEL EJE SEMIMAYOR AL EJE SEMIMENOR
413. C      VMEAN        VALOR MEDIO DE VOLUMENES
414. C      STDEV        VALOR DE LA DESVIACION ESTANDAR DE VOLUMENES
415. C      PP(NC)       PROBABILIDAD DE OCURRENCIA POR CLASE DADA
416. C                      POR EL ARREGLO
417. C      VC(NC)       LIMITE SUP. DE CADA CLASE DADA POR EL ARREGLO
418. C
419. C      OPCIONES:
420. C      IS           IF IS .EQ. 1 SE IMPRIME IS
421. C
422. C      COMMON
423. C      INP          NUMERO DE LECTORA (UNIDAD DE ENTRADA)
424. C      IOUT         NUMERO DE IMPRESORA (UNIDAD DE SALIDA)
425. C
426. C      SUBRUTINAS:
427. C                  PLOT1,FUNCTION SEVAL,FUNCTION RAN
428. C
429. C
430. C      DIMENSION V(1),A(1),PP(1),NOR(1),ANGLE(1),RATIO(1),VC(1)
431. C      DIMENSION NORR(20),P(20),IFR(15),TDVOL(3)
432. C      COMMON INP,IOUT
433. C      IF(RMEAN.GT.0.)GO TO 10
434. C      WRITE(IOUT,2000) RMEAN
435. C      RETURN
436. C      10 RD=RSTDEV/RMEAN
437. C      BETA=ALOG(1.+RD*RD)
438. C      ALFA=ALOG(RMEAN)-BETA/2.
439. C      BETA=SQRT(BETA)
440. C      NUM=NF/2
441. C      IF(NUM.LT.NF/2.) NUM=NUM+1
442. C      J=1
443. C      YMEAN=0.
444. C      YSQ=0.
445. C
446. C      GENERACION AL AZAR DE VOLUMENES EN UNA DISTRIBUCION LOGNORMAL
447. C
448. C      DO 100 I=1,NUM
449. C      20 U1=2.*URAND(IRR)-1.
450. C      U2=2.*URAND(IRR)-1.
451. C      S=U1*U1+U2*U2
452. C      IF(S.GT.1.0 .OR. S.EQ.0.) GO TO 20
453. C      SD=-2.*ALOG(S)/S
454. C      Z1=U1*SQRT(SD)
455. C      Y1=ALFA+Z1*BETA
456. C      V(J)=EXP(Y1)
457. C      NOR(J)=J
458. C      YMEAN=YMEAN+Y1
459. C      YSQ=YSQ+Y1*Y1
460. C      IF(J.EQ.NF) GO TO 100
461. C      Z2=U2*SQRT(SD)
462. C      Y2=ALFA+Z2*BETA
463. C      V(J+1)=EXP(Y2)
464. C      NOR(J+1)=J+1
465. C      YMEAN=YMEAN+Y2
466. C      YSQ=YSQ+Y2*Y2
467. C      J=J+2
468. C      100 CONTINUE
469. C      LO=MAX0(1,NF-1)
470. C      YMEAN=YMEAN/NF

```

```

471. STDEV=SQRT((YSQ-NF*YMEAN*YMEAN)/LO)
472. VMEAN=EXP(YMEAN+STDEY*STDEY/2.)
473. STDEV=VMEAN*SQRT(EXP(STDEY*STDEY)-1.)
474.
C
475. GENERACION AL AZAR DE LA FORMA DEL CAMPO (RELACION*ANGULO)
C
476.
477. DO 110 I=1,NF
1 478. 110 RATIO(I)=2.*URAND(IRR)+1.
479. J=1
480. DO 111 I=1,NUM
1 481. 21 U1=2.*URAND(IRR)-1.
1 482. U2=2.*URAND(IRR)-1.
1 483. S=U1*U1+U2*U2
1 484. IF(S.GT.1.0 .OR. S.EQ.0.) GO TO 21
1 485. SD=-2.*ALOG(S)/S
1 486. ANGLE(J)=ANMEAN+ANGSTD*U1*SQRT(SD)
1 487. IF(J.EQ.NF) GO TO 111
1 488. ANGLE(J+1)=ANMEAN+ANGSTD*U2*SQRT(SD)
1 489. J=J+2
1 490. 111 CONTINUE
C
1 491. C
1 492. SELECCION DE LOS VOLUMENES DEL CAMPO NF EN ORDEN ASCENDENTE
C
1 493. C
494. 30 KL=0
495. DO 101 J=2,NF
1 496. I=J-1
1 497. IF(V(I).LE.V(J)) GO TO 101
1 498. KL=1
1 499. TEMP=V(I)
1 500. V(I)=V(J)
1 501. V(J)=TEMP
1 502. TEMP=RATIO(I)
1 503. RATIO(I)=RATIO(J)
1 504. RATIO(J)=TEMP
1 505. TEMP=ANGLE(I)
1 506. ANGLE(I)=ANGLE(J)
1 507. ANGLE(J)=TEMP
1 508. ITEMP=NOR(I)
1 509. NOR(I)=NOR(J)
1 510. NOR(J)=ITEMP
1 511. 101 CONTINUE
1 512. IF(KL.EQ.1) GO TO 30
513. C
514. C
515. C
516. C
517. PR=100./(NF+1)
518. P(1)=PR
519. A(1)=(V(1)*SC)*EXPT
520. IF (ANGLE(1).GE.0.) ANGLE(1)=360.0-ANGLE(1)
521. IF (ANGLE(1).LT.0.) ANGLE(1)=-ANGLE(1)
522. DO 102 J=2,NF
1 523. IF (ANGLE(J).GE.0.) ANGLE(J)=360.0-ANGLE(J)
1 524. IF (ANGLE(J).LT.0.) ANGLE(J)=-ANGLE(J)
1 525. P(J)=P(J-1)+PR
1 526. 102 A(J)=(V(J)*SC)*EXPT
527. IF(IS.EQ.0) GO TO 5
528. C
529. C
530. C
IMPRESION DE RESULTADOS

```

```

531. WRITE(IOUT,2001) NF,TDVOL
532. WRITE(IOUT,2002) (NOR(J),RATIO(J),ANGLE(J),V(J),A(J),P(J),J=1,NF)
533. WRITE(IOUT,2003) VMEAN,STDEV
1 534. DO 103 J=1,NF
535. 103 NORR(J)=NOR(J)
536. DO 104 J=1,NF
1 537. I=NORR(J)
1 538. 104 NOR(I)=J
539. WRITE(IOUT,2005)
540. CALL PLOT1(NF,V,P)
541. WRITE(IOUT,2006)
542. VINT=(V(NF)-V(1))/NC
543. CALL HIST(V,NF,1,2,NC,VINT,0.0,IFR,VINF,VINC,0.0,IS)
544. C
545. VC(1)=VINF
546. PP(1)=FLOAT(IFR(1))/NF
547. DO 120 I=2,NC
1 548. VC(I)=VC(I-1)+VINC
1 549. PP(I)=FLOAT(IFR(I))/NF
1 550. 120 CONTINUE
1 551. C
1 552. C ARREGLO P( ) CONTENIENDO LOS VOLUMENES Y AREAS LOGARITMICAS
1 553. C PARA OTRAS ESTADISTICAS
1 554. C
555. DO 105 J=1,NF
556. P(J)=ALOG10(V(J))
1 557. 105 CONTINUE
1 558. C
559. VINTLV=ALOG10(V(NF)-V(1))/NC
560. WRITE(IOUT,2007)
561. CALL HIST(P,NF,1,2,NC,VINTLV,1.0,IFR,VINF,VINC,0.0,IS)
562. C
563. DO 106 J=1,NF
1 564. P(J)=ALOG10(A(J))
1 565. 106 CONTINUE
1 566. C
567. VINTLA=ALOG10(A(NF)-A(1))/NC
568. WRITE(IOUT,2008)
569. CALL HIST(P,NF,1,2,NC,VINTLA,1.0,IFR,VINF,VINC,0.0,IS)
570. C
571. C
572. 2000 FORMAT(1H,10X,'EN UNA DISTRIBUCION LOGNORMAL LA MEDIA NO ',
573. 1' PUEDE SER IGUAL A : ',F10.3)
574. 2001 FORMAT(1H1,10X,'ESTADISTICAS CONCERNIENTES A ',I4,
575. 1' CAMPOS SITUADOS EN ORDEN ASCENDENTE QUE HAN SIDO CASUALMENTE ',
576. 2'ELEGIDO DE UNA ',1H,48X,'DISTRIBUCION',3A4,'DE POBLACION',1H,7X
577. 3'CAMPO',9X,'LONGITUD LONGITUD ',1H,4X,'NUMERO I.D.',6X,
578. 4'AMPLITUD DE EJES ',5X,'VOLUMEN EN MILLONES DE BBLs',5X,
579. 5'AREA EN ACRES',10X,'PORCENTAJE CUMULATIVO')
580. 2002 FORMAT(1H,6X,I4,11X,F5.2,5X,F6.1,15X,F10.3,15X,F10.3,16X,
581. 1F10.3)
582. 2003 FORMAT(4//),1H,10X,'VOLUMEN MEDIO DE CAMPOS SELECCIONADOS = ',
583. 1 F10.3/1H,10X,
584. 2'DESVIACION ESTANDAR DE CAMPOS SELECCIONADOS =',
585. 3F10.3/)
586. 2005 FORMAT(1H1,19X,'DISTRIBUCION DE FRECUENCIA GRAFICADA EN FORMA ',
587. 1'DE PROBABILIDAD LOGARITMICA DE VOLUMENES DE CAMPOS',1H,44X,
588. 2'CON LOS CUALES LA REGION HA SIDO PROVISTA',)
589. 2006 FORMAT(1H1,2X,'HISTOGRAMA DE DISTRIBUCION DE FRECUENCIA DE',
590. 1' CAMPOS EN UNA POBLACION INICIAL EN CAMPOS SIN DESCUBRIR ',

```



```

643.      C
644.      DO 10 I=1,6
645.      DW=10.**(I-4)
646.      UP=10.**(6-I)
647.      IF (VMAX.LE.UP) VUP=UP
648.      IF (VMIN.GE.DW) VDW=DW
649.      10 CONTINUE
650.      REL=ALOG10(VDW)
651.      NCY=(ALOG10(VUP)-REL)/BASE+0.10
652.      NA=NCY+1
653.      DO 11 I=1,NA
654.      11 A(I)=VUP/(10.**(I-1))
655.      DO 9 I=1,NCY
656.      II=2*(I-1)+1
657.      C(II)=A(I)/2.
658.      9 C(II+1)=A(I)/5.
659.      DELVAS=NCY*BASE/51.5
660.      NC=(BASE-CASE)/DELVAS
661.      ND=(BASE-DASE)/DELVAS
662.      B(1)=1.0
663.      B(2)=2.0
664.      B(3)=5.0
665.      B(4)=10.0
666.      B(5)=20.0
667.      B(6)=30.0
668.      B(7)=40.0
669.      B(8)=50.0
670.      B(9)=60.0
671.      B(10)=70.0
672.      B(11)=80.0
673.      B(12)=90.0
674.      B(13)=95.0
675.      B(14)=98.0
676.      B(15)=99.0
677.      DO 12 J=1,NF
678.      I=NF-J+1
679.      VAR=ALOG10(V(I))
680.      L(J)=52.51-(VAR-REL)/DELVAS
681.      P(I)=P(I)/100.
682.      PAR=100.0*SEVAL(NBP,P(I),X,Y,BP,CP,DP)
683.      P(I)=P(I)*100.
684.      12 M(J)=1.5+PAR
685.      PAR=100.0*SEVAL(NBP,0.20*X,Y,BP,CP,DP)
686.      M1= 1.5+PAR
687.      PAR=100.0*SEVAL(NBP,0.01*X,Y,BP,CP,DP)
688.      M2= 1.5+PAR
689.      PAR=100.0*SEVAL(NBP,0.10*X,Y,BP,CP,DP)
690.      M3=1.5+PAR
691.      PAR=100.0*SEVAL(NBP,0.30*X,Y,BP,CP,DP)
692.      M4=1.5+PAR
693.      PAR=100.0*SEVAL(NBP,0.40*X,Y,BP,CP,DP)
694.      M5=1.5+PAR
695.      PAR=100.0*SEVAL(NBP,0.02*X,Y,BP,CP,DP)
696.      M6=1.5+PAR
697.      PAR=100.0*SEVAL(NBP,0.05*X,Y,BP,CP,DP)
698.      M7=1.5+PAR
699.      IT=1
700.      JT=1
701.      NP=1
702.      KR=0

```

```

703.      NB=(52.0-NA)/NCY+0.51
704.      DO 13 J=1,NA
705.      KR=KR+1
706.      IF(J.GT.1 .AND. J.LT.NA) GO TO 29
707.      DO 14 I=1,101
708.      14 INC(I)=SIGN
709.      INC(M1)=PLUS
710.      INC(M2)=PLUS
711.      INC(M3)=PLUS
712.      INC(M4)=PLUS
713.      INC(M5)=PLUS
714.      INC(M6)=PLUS
715.      INC(M7)=PLUS
716.      INC(102-M1)=PLUS
717.      INC(102-M2)=PLUS
718.      INC(102-M3)=PLUS
719.      INC(102-M4)=PLUS
720.      INC(102-M5)=PLUS
721.      INC(102-M6)=PLUS
722.      INC(102-M7)=PLUS
723.      INC(51)=PLUS
724.      29 INC(1)=PLUS
725.      INC(101)=PLUS
726.      IF(NP.GT.NF .OR. J.EQ.NA) GO TO 20
727.      21 IF(L(NP).EQ.KR) GO TO 22
728.      20 IF(KR.GE.15 .AND. KR.LE.38) GO TO 30
729.      WRITE(IOUT,2000) A(J),INC
730.      GO TO 23
731.      22 MNP=M(NP)
732.      INC(MNP)=POINT
733.      NP=NP+1
734.      IF(NP.GT.NF) GO TO 20
735.      GO TO 21
736.      30 WRITE(IOUT,2003) TITLE(IT),A(J),INC
737.      IT=IT+1
738.      23 IF(J.EQ.NA) GO TO 24
739.      DO 15 I=1,NB
740.      KR=KR+1
741.      DO 16 II=1,101
742.      16 INC(II)=BLANC
743.      IF(I.EQ.NC .OR. I.EQ.ND) GO TO 31
744.      INC(I)=BAR
745.      INC(101)=BAR
746.      32 IF(NP.GT.NF) GO TO 25
747.      26 IF(L(NP).EQ.KR) GO TO 27
748.      25 IF(KR.GE.15 .AND. KR.LE.38) GO TO 28
749.      IF(I.EQ.NC .OR. I.EQ.ND) GO TO 34
750.      WRITE(IOUT,2001) INC
751.      GO TO 15
752.      28 IF(I.EQ.NC .OR. I.EQ.ND) GO TO 33
753.      WRITE(IOUT,2002) TITLE(IT),INC
754.      IT=IT+1
755.      GO TO 15
756.      27 MNP=M(NP)
757.      INC(MNP)=POINT
758.      NP=NP+1
759.      IF(NP.GT.NF) GO TO 25
760.      GO TO 26
761.      31 INC(1)=PLUS
762.      INC(101)=PLUS

```

```

2 763. GO TO 32
2 764. 34 WRITE(IOUT,2000) C(JT),INC
2 765. JT=JT+1
2 766. GO TO 15
2 767. 33 WRITE(IOUT,2003) TITLE(IT),C(JT),INC
2 768. IT=IT+1
2 769. JT=JT+1
2 770. GO TO 15
2 771. 15 CONTINUE
1 772. DO 17 I1=1,101
2 773. 17 INC(I1)=BLANC
2 774. 13 CONTINUE
1 775. 24 WRITE(IOUT,2004) B
776. C
777. C
778. C
779. C
780. 2000 FORMAT(1H ,4X,F8.2,1X,101A1)
781. 2001 FORMAT(1H ,13X,101A1)
782. 2002 FORMAT(1H ,2X,A1,10X,101A1)
783. 2003 FORMAT(1H ,2X,A1,1X,F8.2,1X,101A1)
784. 2004 FORMAT(1H /14X,'< ',F2.0,1X,F2.0,8X,F2.0,4X,F3.0,7X,F3.0,4X,F3.0,
785. 13X,F3.0,2X,F3.0,2X,F3.0,3X,F3.0,4X,F3.0,7X,F3.0,4X,F3.0,7X,F3.0,
786. 2F3.0,'>'/55X,'PORCENTAJE CUMULATIVO')
787. C
788. RETURN
789. END
790. C
791. C
792. C
793. C

```

```

794. SUBROUTINE PLOT2(N,M,MAP,INDC)
795. C
796. C GRAFICA LA POSICION DEL CAMPO EN EL ARREGLO
797. C
798. INTEGER MAP,FORM
799. INTEGER LEFT,RIGHT,ASP,FSP,BLANC,SPA
800. DIMENSION MAP(N,M),FORM(32)
801. COMMON INP,IOUT
802. DATA LEFT,RIGHT,ASP,FSP,BLANC,SPA/(( ' / ) ',',A4 ',
803. *,',I4 ',',',4X '/
804. NPL=(M+2)/30.0+0.999
805. NS=30
806. NS1=NS-1
807. NS2=NS-2
808. L=0
809. FORM(1)=LEFT
810. FORM(32)=RIGHT
811. DO 100 J=3,31
812. 100 FORM(J)=FSP
813. FORM(2)=SPA
814. NINF=1

```

```

815,      NSUP=MIND(M,NS1)
816,      NRSUP=NSUP
817,      DO 110 IL=1,NPL
1 818,      IF(INDC.EQ.0) WRITE(IOUT,2000)
1 819,      IF(INDC.EQ.1) WRITE(IOUT,2002)
1 820,      IF(NRSUP.EQ.NS1) GO TO 11
1 821,      IF(L.EQ.0) GO TO 14
1 822,      DO 116 J=NRSUP,NS1
2 823,      116 FORM(J+2)=BLANC
1 824,      GO TO 11
1 825,      14 DO 111 J=NRSUP,NS2
2 826,      111 FORM(J+3)=BLANC
1 827,      11 WRITE(IOUT,FORM)(J,J=NINF,NSUP)
1 828,      FORM(2)=FSP
1 829,      IF(NRSUP.NE.NS1 .AND. L.EQ.0) FORM(NRSUP+3)=FSP
1 830,      IF(NRSUP.NE.NS1 .AND. L.GT.0) FORM(NRSUP+2)=FSP
1 831,      DO 112 IR=1,N
2 832,      IF(L.GT.0) GO TO 12
2 833,      DO 113 IC=NINF,NSUP
3 834,      IF(MAP(IR,IC).GT.0) GO TO 113
3 835,      FORM(IC+3-NINF)=ASP
3 836,      MAP(IR,IC)=BLANC
3 837,      113 CONTINUE
2 838,      IF(NRSUP.EQ.NS1) WRITE(IOUT,FORM) IR,(MAP(IR,IC),IC=NINF,NSUP)
2 839,      IF(NRSUP.NE.NS1) WRITE(IOUT,FORM) IR,(MAP(IR,IC),IC=NINF,NSUP),
2 840,      *IR
2 841,      GO TO 13
2 842,      12 DO 114 IC=NINF,NSUP
3 843,      IF(MAP(IR,IC).GT.0) GO TO 114
3 844,      FORM(IC+2-NINF)=ASP
3 845,      MAP(IR,IC)=BLANC
3 846,      114 CONTINUE
2 847,      IF(NRSUP.EQ.NS1) WRITE(IOUT,FORM) (MAP(IR,IC),IC=NINF,NSUP)
2 848,      IF(NRSUP.NE.NS1) WRITE(IOUT,FORM) (MAP(IR,IC),IC=NINF,NSUP),
2 849,      *IR
2 850,      13 DO 115 J=2,31
3 851,      IF(FORM(J).EQ.ASP) FORM(J)=FSP
3 852,      115 CONTINUE
2 853,      112 CONTINUE
1 854,      IF(L.EQ.0) FORM(2)=SPA
1 855,      IF(NRSUP.NE.NS1 .AND. L.EQ.0) FORM(NRSUP+3)=BLANC
1 856,      IF(NRSUP.NE.NS1 .AND. L.GT.0) FORM(NRSUP+2)=BLANC
1 857,      WRITE(IOUT,FORM)(J,J=NINF,NSUP)
1 858,      FORM(2)=FSP
1 859,      L=L+1
1 860,      NINF=NINF+NS
1 861,      NSUP=MIND(M,NSUP+NS)
1 862,      IF(IL.EQ.1) NINF=NINF-1
1 863,      IF(NSUP.EQ.M) NRSUP=M-NINF+1
1 864,      110 CONTINUE
1 865,      C
866,      WRITE(IOUT,2001)
867,      2000 FORMAT(1H1,39X,'DISTRIBUCION GEOGRAFICA DE CAMPOS SIN ',
868,      1'DESCUBRIR.'/1H,17X,'CADA CELDA EN LA CUAL EXISTE ACEITE ES ',
869,      2'IDENTIFICADA POR EL NUMERO ID SEÑALANDO UN CAMPO EN PARTICULAR'//)
870,      2001 FORMAT(1H1)
871,      2002 FORMAT(1H1,50X,'MAPA DE SELECCION DE CELDAS '//1H,37X,
872,      1'(VALORES DE PARAMS; ESPACIOS BLANCOS DENOTAN VALORES DE CERO)')//)
1 873,      C
1 874,      RETURN

```

875. END
876. C
877. C
878. C
879. C

```
880. SUBROUTINE PLOT3(N,M,PLOT,IND,NRUN)
881. C
882. C GRAFICA EL ARREGLO DE CAMPO EN LA LOCALIZACION
883. C
884. C INDICADOR IND= 0/1/2, DEFINE UNA DE LAS DOS OPCIONES PARA
885. C GRAFICARSE LA COMPETENCIA O EL ARRENDAMIENTO
886. C
887. DIMENSION PLOT(N,M)
888. COMMON INP,IOUT
889. NPL=(M+2)/30.0+0.999
890. NS=30
891. NS1=NS-1
892. L=0
893. NINF=1
894. NSUP=MINO(M,NS1)
895. NRSUP=NSUP
896. C
897. C IF(IND.EQ.0) WRITE(IOUT,2006)
898. C
899. DO 1 IL=1,NPL
900. IF(L.GT.0) WRITE(IOUT,2000)
901. IF(IND.EQ.0) GO TO 20
902. WRITE(IOUT,2008) NRUN
903. WRITE(IOUT,2011)
904. WRITE(IOUT,2009)
905. 20 IF(NRSUP.EQ.NS1 .OR. L.EQ.0) WRITE(IOUT,2001) (J,J=NINF,NSUP)
906. IF(L.GT.0) WRITE(IOUT,2002) (J,J=NINF,NSUP)
907. DO 2 IR=1,N
908. IF(L.GT.0) GO TO 10
909. WRITE(IOUT,2003) IR,(PLOT(IR,IC),IC=NINF,NSUP)
910. GO TO 2
911. 10 WRITE(IOUT,2004) (PLOT(IR,IC),IC=NINF,NSUP)
912. 2 CONTINUE
913. C
914. IF(NRSUP.EQ.NS1 .OR. L.EQ.0) WRITE(IOUT,2001) (J,J=NINF,NSUP)
915. IF(L.GT.0) WRITE(IOUT,2002) (J,J=NINF,NSUP)
916. L=L+1
917. NINF=NINF+NS
918. NSUP=MINO(M,NSUP+NS)
919. IF(IL.EQ.1) NINF=NINF-1
920. IF(NSUP.EQ.M) NRSUP=M-NINF+1
921. IF(IL.EQ.1 .AND. IND.EQ.0) WRITE(IOUT,2006)
922. IF(IL.EQ.IND) WRITE(IOUT,2009)
923. 1 CONTINUE
924. C
925. C
926. WRITE(IOUT,2000)
```

```

927. C
928. 2000 FORMAT(1H1)
929. 2001 FORMAT(/1H ,4X,29I4)
930. 2002 FORMAT(/1H ,30I4)
931. 2003 FORMAT(/1H ,I4,30A4)
932. 2004 FORMAT(/1H ,30A4)
933. 2006 FORMAT(/1H,56X,'E X P L I C A C I O N'/1H ,55X,
934. *'COMPANIA COMPETENCIA'/1H ,46X,
935. 1'POZO SECO X +'/1H ,40X,
936. 2'POZO PRODUCIENDO 0 T'/1H ,8X,
937. 3'CAMPOS EXISTENTES PERO LA CELDA NO ESTA PERFORADA *',
938. 4' *'/'
939. 2008 FORMAT(1H,45X,'MAPA DE ARRENDAMIENTO EN EL CICLO ',I2//)
940. 2009 FORMAT(/1H,27X,'COMPANIA COMPETENCIA'/1H ,1X,
941. 1'ARRENDAMIENTO TOMADO POR 0 T'/1H ,16X,
942. 2' POZO SECO X +'//)
943. 2011 FORMAT(1H ,31X,('( CON RENTAS SOBRE LAS CUALES LOS POZOS SECOS',
944. 1' HAN SIDO PERFORADOS TENIENDOSE QUE PERDER )'//)
945. C
946. C
947. RETURN
948. END
949. C
950. C
951. C
952. C
953. C
954. C

```

```

955. SUBROUTINE PLOT4(ONW)
956. C
957. C GRAFICA LA FUNCION UTILITY DADO UN VALOR NETO DE UNA
958. C COMPANIA EN PARTICULAR
959. C
960. DIMENSION INC(101)
961. INTEGER BLANC,POINT,BAR,SIGN,INC
962. COMMON INP,IOUT
963. DATA BLANC,POINT,BAR,SIGN/' ','0','I','-'/'
964. FUN(A,B)=1.414213*A*B/(2.0*B+1.414213*A)
965. C
966. U=100.0
967. V=-100.0
968. XLIM=-0.707106*ONW
969. C
970. LC=101
971. VARX=(LC-51.0)*U/50.0
972. VARY=FUN(ONW,VARX)
973. LR=26.26-0.2525*VARY
974. C
975. WRITE(IOUT,2000) ONW
976. C
977. DO 1 IR=1,51
978. DO 2 IC=2,100

```

```

2 979. INC(IC)=BLANC
2 980. 2 CONTINUE
1 981. INC(1)=BAR
1 982. INC(51)=BAR
1 983. INC(101)=BAR
1 984. C
1 985. IF(I.EQ.1 .OR. I.EQ.51) GO TO 130
1 986. IF(MOD(IR-1,5).NE.0) GO TO 130
1 987. INC(51)=SIGN
1 988. C
1 989. 130 IF(IR.EQ.1 .OR. IR.EQ.51) GO TO 120
1 990. IF(IR.NE.26) GO TO 100
1 991. C
1 992. 120 DO 3 IC=1,50
2 993. INC(IC)=SIGN
2 994. INC(102-IC)=SIGN
2 995. 3 CONTINUE
1 996. IF(IR.NE.26) GO TO 100
1 997. C
1 998. DO 4 IC=1,50,5
2 999. INC(IC)=BAR
2 1000. INC(102-IC)=BAR
2 1001. 4 CONTINUE
2 1002. C
1 1003. 100 CONTINUE
1 1004. C
1 1005. IF(IR.NE.LR) GO TO 110
1 1006. IF(LC.LE.0) GO TO 110
1 1007. C
1 1008. INC(LC)=POINT
1 1009. LC=LC-5
1 1010. C
1 1011. VARX=(LC-51,0)*U/50,0
1 1012. IF(VARX.LE.XLIM) VARX=XLIM+0,001*ONW
1 1013. VARY=FUN(ONW,VARX)
1 1014. LR=26,26-0,2525*VARY
1 1015. C
1 1016. GO TO 100
1 1017. C
1 1018. 110 IF(IR.EQ.26) WRITE(IOUT,2003) V,INC,U
1 1019. IF(IR.NE.26) WRITE(IOUT,2001) INC
1 1020. C
1 1021. 1 CONTINUE
1 1022. C
1 1023. WRITE(IOUT,2002)
1 1024. C
1 1025. 2000 FORMAT(1H1,2B,*,FUNCION UTILITY PARA UN VALOR NETO DE LA *,
1 1026. 1'COMPANIA DE S',F8,2,' MILLONES DE DOLARES '//1H ,
1 1027. 250X,'UTILIDADES 100')
1 1028. 2001 FORMAT(1H ,10X,101A1)
1 1029. 2002 FORMAT(1H ,58X,'-100'////)
1 1030. 2003 FORMAT(1H ,3X,F7,2,101A1,2X,F6,2,' DNCF')
1 1031. C
1 1032. C
1 1033. RETURN
1 1034. END
1 1035. C
1 1036. C
1 1037. C
1 1038. C

```



```

1098. WRITE(IOUT,2003) IS
1099. WRITE(IOUT,2004) (J,J=1,6)
1100. C
1101. WRITE(IOUT,2005) CINT
1102. C
1103. C
1104. 2000 FORMAT(1H1,50X,'MAPA DELINEADO POR LA FUNCION PARAMS://)
1105. 2001 FORMAT(1H ,1X,A1,1X,E6.1,'I',1X,121A1)
1106. 2002 FORMAT(1H ,1X,A1,7X,'I',1X,121A1)
1107. 2003 FORMAT(1H ,11X,121A1)
1108. 2004 FORMAT(1H ,11X,'0',6(19X,I1))
1109. 2005 FORMAT(1H ,44X,'DISTANCIA EN MILLAS DESDE EL CAMPO CONOCI0',
1110. 1' MAS CERCA0'1H ,10X,' >A> ENTRE 0.0 Y 0.25, INTERVALO ',
1111. 2'IGUAL A ',F0.2)
1112. C
1113. C
1114. RETURN
1115. END
1116. C
1117. C
1118. C
1119. C
1120. C
1121. C

```

```

1122. REAL FUNCTION SEVAL(N, U, X, Y, B, C, D)
1123. C
1124. C REPRODUCIDO DE : FORSYTHE,G.E.,MALCOLM,M.A., AND MOLER,C.B.
1125. C COMPUTER METHODS FOR MATHEMATICAL COMPUTATIONS.
1126. C PRENTICE HALL, 1977. PP:79.
1127. C
1128. INTEGER N
1129. DIMENSION X(N), Y(N), B(N), C(N), D(N)
1130. C
1131. C ESTA SUBROUTINA EVALUA LA FUNCION CURVICA SPLINE
1132. C
1133. C SEVAL = Y(I) + B(I)*(U-X(I)) + C(I)*(U-X(I))**2 + D(I)*(U-X(I))**3
1134. C
1135. C DONDE X(I) ,LT. U .LT. X(I+1), USANDO LA REGLA DE HORNER
1136. C
1137. C IF U ,LT. X(1) THEN I = 1 ES USADO.
1138. C IF U ,GE. X(N) THEN I = N ES USADO.
1139. C
1140. C DATOS
1141. C
1142. C N = NUMERO DE PUNTOS
1143. C U = ABCISIA A LA CUAL EL SPLINE VA A SER EVALUADO
1144. C X,Y = VALOR DE ABCISIAS Y ORDENADAS EN LOS ARREGLOS
1145. C B,C,D = ARREGLO DE LOS COEFICIENTES DE SPLINE CALCULADOS POR SPLINE
1146. C
1147. C SI U NO ESTA EN EL MISMO INTERVALO COMO SE LLAMO ANTES,ENTONCES SE
1148. C REALIZA UNA BUSQUEDA BINARIA PARA DETERMINAR LA PROPIA DEL INTERVALO
1149. C

```

```

1150.     INTEGER I, J, K
1151.     DATA I/1/
1152.     IF ( I .GE. N ) I = 1
1153.     IF ( U .LT. X(I) ) GO TO 10
1154.     IF ( U .LE. X(I+1) ) GO TO 30
1155.     C
1156.     C BUSQUEDA BINARIA
1157.     C
1158.     10 I = 1
1159.         J = N+1
1160.     20 K = (I+J)/2
1161.         IF ( U .LT. X(K) ) J = K
1162.         IF ( U .GE. X(K) ) I = K
1163.         IF ( J .GT. I+1 ) GO TO 20
1164.     C
1165.     C EVALUACION DE SPLINE
1166.     C
1167.     30 DX = U - X(I)
1168.         SEVAL = Y(I) + DX*(B(I) + DX*(C(I) + DX*D(I)))
1169.         RETURN
1170.         END
1171.     C
1172.     C
1173.     C
1174.     C
1175.     C
1176.     C
1177.     C
1178.     C

```

```

1179.     REAL FUNCTION URAND(IY)
1180.     INTEGER IY
1181.     C
1182.     C URAND ES UN GENERADOR UNIFORME DE NUMEROS AL AZAR BASADOS EN
1183.     C TEORIA Y PROPOSICIONES DADOS EN D.E.KNUTH (1969), VOL 2, EL
1184.     C NUMERO ENTERO IY INICIARIA DE UN NUMERO ENTERO ARBITRARIO PREVIO
1185.     C A LA PRIMERA LLAMADA DE URAND . EL PROGRAMA LLAMADO NO CAMBIARIA
1186.     C EL VALOR DE IY ENTRE LOS SUBSECUENTES LLAMADOS A URAND. LOS VALORES
1187.     C DE URAND REGRESARIAN EN EL INTERVALO (0,1).
1188.     C REPRODUCIDO DE FORSYTHE,G.E.,MALCOLM,M,A., AND MOLER,C.B.,(1977),
1189.     C COMPUTER METHODS FOR MATHEMATICAL COMPUTATIONS.
1190.     C PRENTICE-HALL.
1191.     C
1192.     INTEGER IA,IC,ITWO,M2,M,MIC
1193.     DOUBLE PRECISION HALFM
1194.     REAL S
1195.     DOUBLE PRECISION DATAN,DSORT
1196.     DATA M2/0/,ITWO/2/
1197.     IF (M2 .NE. 0) GO TO 20
1198.     C
1199.     C IF FIRST ENTRY, COMPUTE MACHINE INTEGER WORD LENGTH
1200.     C
1201.     M = 1

```

```

1202.      10 M2 = M
1203.      M = ITWO*M2
1204.      IF (M .GT. M2) GO TO 10
1205.      HALFM = M2
1206.      C
1207.      C COMPUTE MULTIPLIER AND INCREMENT FOR LINEAR CONGRUENTIAL METHOD
1208.      C
1209.      IA = 8*IDINT(HALFM*DATAN(1.00)/8.00) + 5
1210.      IC = 2*IDINT(HALFM*(0.500-DSQRT(3.00)/6.00)) + 1
1211.      MIC = (M2 - IC) * M2
1212.      C
1213.      C S IS THE SCALE FACTOR FOR CONVERTING TO FLOATING POINT
1214.      C
1215.      S = 0.5/HALFM
1216.      C
1217.      C COMPUTE NEXT RANDOM NUMBER
1218.      C
1219.      20 IY = IY*IA
1220.      C
1221.      C THE FOLLOWING STATEMENT IS FOR COMPUTERS WHICH DO NOT ALLOW
1222.      C INTEGER OVERFLOW ON ADDITION
1223.      C
1224.      IF (IY .GT. MIC) IY = (IY - M2) - M2
1225.      C
1226.      IY = IY + IC
1227.      C
1228.      C THE FOLLOWING STATEMENT IS FOR COMPUTERS WHERE THE
1229.      C WORD LENGTH FOR ADDITION IS GREATER THAN FOR MULTIPLICATION
1230.      C
1231.      IF (IY/2 .GT. M2) IY = (IY - M2) - M2
1232.      C
1233.      C THE FOLLOWING STATEMENT IS FOR COMPUTERS WHERE INTEGER
1234.      C OVERFLOW AFFECTS THE SIGN BIT
1235.      C
1236.      IF (IY .LT. 0) IY = (IY + M2) + M2
1237.      URAND = FLOAT(IY)*S
1238.      RETURN
1239.      END
1240.      C
1241.      C
1242.      C
1243.      C

1244.      SUBROUTINE DISTRB(N,M,SPACE,NF,A,NOR,RATIO,ANGLE,MAP,FAV,YS,IRR)
1245.      C
1246.      C LA SITUACION GEOGRAFICA COMUN DE LOS CAMPOS HAN SIDO GENERADOS
1247.      C CON LA SUBROUTINA FRNGCY. LOS CAMPOS ESTAN SITUADOS AL AZAR CON
1248.      C LAS TENDENCIAS ESPECIFICADAS. EL AREA TOTAL CONSISTE DE UNA
1249.      C RED DE TRABAJO DE M COLUMNAS Y N FILAS.
1250.      C
1251.      C
1252.      C
1253.      C DATOS;

```

```

1254. C
1255. C N NUMERO DE FILAS QUE COMPONEN LA RED DE TRABAJO
1256. C M NUMERO DE COLUMNAS QUE COMPONEN LA RED DE TRABAJO
1257. C SPACE ESPACIAMIENTO MINIMO ENTRE CAMPOS EXPRESADOS COMO
1258. C NUMERO DE AMPLITUD DE CELDA
1259. C NF NUMERO DE CAMPOS BARRIDOS POR FRONCY
1260. C A(NF) ARREGLO DE LAS AREAS DEL CAMPO DE ACEITE
1261. C NOR(NF) ARREGLO DEL ORDEN GENERADO POR FRONCY
1262. C IRR GENERACION CASUAL
1263. C
1264. C RESULTADOS:
1265. C
1266. C MAP(N,M) MAPA CONTENIENDO LA LOCALIZACION DEL CAMPO
1267. C FAV(N,M) MAPA DE SELECCION DE CELDAS
1268. C
1269. C OPCIONES:
1270. C
1271. C IS IF IS ,EQ, 1 SE IMPRIME IS
1272. C
1273. C COMMON:
1274. C
1275. C INP NUMERO DE LECTORA (UNIDAD DE ENTRADA)
1276. C IOUT NUMERO DE IMPRESORA (UNIDAD DE IMPRESION)
1277. C
1278. C SUBROUTINAS:
1279. C PLOT2, FUNCTION RAN, FUNCTION RANDOM
1280. C
1281. C
1282. C
1283. C INTEGER FAV,MAP
1284. C DIMENSION FAV(N,M),MAP(N,M),A(NF),NOR(NF),
1285. C * RATIO(NF),ANGLE(NF)
1286. C DIMENSION X(20),Y(20),R(20),FR(56),FC(56)
1287. C COMMON INP,IOUT
1288. C DIST(P,Q,R,S)=SQRT((P-Q)*(P-Q)+(R-S)*(R-S))
1289. C SUM=0.
1290. C SIDE=6.32455
1291. C
1292. C PREPARACION DEL MAPA DE SELECCION DE CELDAS
1293. C
1294. C DO 100 IR=1,N
1 1295. C 100 FR(IR)=0.
1296. C DO 101 IC=1,M
1 1297. C 101 FC(IC)=0.
1298. C DO 102 IR=1,N
1 1299. C DO 102 IC=1,M
2 1300. C VAR=FAV(IR,IC)
2 1301. C SUM=SUM+VAR
2 1302. C FR(IR)=FR(IR)+VAR
2 1303. C 102 FC(IC)=FC(IC)+VAR
1304. C FR(1)=FR(1)/SUM
1305. C FC(1)=FC(1)/SUM
1306. C DO 103 IR=2,N
1 1307. C 103 FR(IR)=FR(IR)/SUM+FR(IR-1)
1 1308. C DO 104 IC=2,M
1 1309. C 104 FC(IC)=FC(IC)/SUM+FC(IC-1)
1 1310. C
1 1311. C LOCALIZACION DE LOS CAMPOS EN FORMA ALEATORIA
1 1312. C
1313. C XM=M

```

```

1314.      XN=NF
1315.      DO 110 JF=1,NF
1316.      NUM=NOR(JF)
1317.      R1=SQRT(A(NUM)*RATIO(NUM)/3.141592)/SIDE
1318.      JF1=JF-1
1319.      10 X1=RANDOM(M,FC,IRR)
1320.      Y1=RANDOM(N,FR,IRR)
1321.      IF(X1-R1 .LT. 0,5 .OR. X1+R1 .GT. XM+0.5) GO TO 10
1322.      IF(Y1-R1 .LT. 0,5 .OR. Y1+R1 .GT. XN+0.5) GO TO 10
1323.      IF(JF1 .GE. 1) GO TO 20
1324.      30 X(JF)=X1
1325.      Y(JF)=Y1
1326.      R(JF)=R1
1327.      GO TO 110
1328.      20 DO 111 LF=1,JF1
1329.      X2=X(LF)
1330.      Y2=Y(LF)
1331.      R2=R(LF)
1332.      TD=DIST(X1,X2,Y1,Y2)
1333.      IF(TD .GE. SPACE+R1+R2) GO TO 111
1334.      GO TO 10
1335.      111 CONTINUE
1336.      GO TO 30
1337.      110 CONTINUE
C
1338.      C
1339.      C      COLOCACION DE LOS CAMPOS SOBRE EL ARREGLO DEL MAPA
1340.      C
1341.      DO 120 JF=1,NF
1342.      NUM=NOR(JF)
1343.      X1=X(JF)
1344.      Y1=Y(JF)
1345.      R1=R(JF)
1346.      INT=R1
1347.      IX=X1
1348.      IY=Y1
1349.      LINF=MAX0(1,IX-INT)
1350.      LSUP=MIN0(M,IX+INT)
1351.      KINF=MAX0(1,IY-INT)
1352.      KSUP=MIN0(N,IY+INT)
1353.      RA=R1/RATIO(NUM)
1354.      CA=SQRT(R1*R1-RA*RA)
1355.      ANR=3.141592*ANGLE(NUM)/180.0+1.570796
1356.      U=COS(ANR)
1357.      V=SIN(ANR)
1358.      DO 121 IR=KINF,KSUP
1359.      Y2=IR
1360.      DO 121 IC=LINF,LSUP
1361.      X2=IC
1362.      XROT=(X2-X1)*U+(Y2-Y1)*V
1363.      YROT=(Y2-Y1)*U-(X2-X1)*V
1364.      TD=DIST(XROT,CA,YROT,0.0) + DIST(XROT,-CA,YROT,0.0)
1365.      IF(TD.LE.2.*R1) MAP(IR,IC)=JF
1366.      121 CONTINUE
1367.      120 CONTINUE
C
1368.      C
1369.      C      RETURN
1370.      C
1371.      C      END
1372.      C
1373.      C

```

1374. C
1375. C

```
1376.          FUNCTION RANDOM(N,F,IRR)
1377.          C
1378.          C          GENERACION AL AZAR DE LA POSICION DE LOS CAMPOS DE ACEITE
1379.          C          DE ACUERDO CON EL MAPA DE SELECCION DE CELDAS FAV(N,M)
1380.          C
1381.          C
1382.          DIMENSION F(N)
1383.          X=URAND(IRR)
1384.          DO 100 I=1,N
1385.          IF(X.LE.F(I)) GO TO 10
1386.          100 CONTINUE
1387.          10 RANDOM=I
1388.          RETURN
1389.          END
1390.          C
1391.          C
1392.          C
1393.          C
```

```
1394.          FUNCTION SELECT(REL,IRR)
1395.          C
1396.          C          SELECCIONA AL AZAR DE UNO DE LOS DOS, LA COMPETENCIA O LA
1397.          C          COMPANIA PARA CADA ACTIVIDAD DE EXPLORACION
1398.          C
1399.          C          PARAMETROS DE ENTRADA
1400.          C
1401.          C          REL          FRECUENCIA RELATIVA CON LA CUAL LA
1402.          C          COMPANIA ES SELECCIONADA
1403.          C          IRR          GENERACION CASUAL
1404.          C
1405.          C          PARAMETROS DE SALIDA
1406.          C
1407.          C          ELEGIR          SI ES IGUAL A 1, LA COMPANIA HA SIDO SELECCIONADA
1408.          C          SI ES IGUAL A 0, LA COMPETENCIA HA SIDO SELECCIONADA
1409.          C
1410.          C          SUBROUTINAS
1411.          C
1412.          C          FUNCTION RAN
1413.          C
1414.          C
1415.          C          IF(URAND(IRR),LE.REL) GO TO 10
1416.          C
1417.          C          LA COMPETENCIA HA SIDO SELECCIONADA
```

```

1418. C
1419. SELECT=0.
1420. RETURN
1421. C
1422. C LA COMPANIA HA SIDO SELECCIONADA
1423. C
1424. 10 SELECT=1.
1425. RETURN
1426. END
1427. C
1428. C
1429. C
1430. C

```

```

1431. SUBROUTINE LOCATE(N,M,FAV,OIL,LR,LC,IRR)
1432. C
1433. C DA VALORES A LAS COORDENADAS DE POSICION DE COLUMNA Y FILA AL AZAR.
1434. C SELECCION CONDICIONADA SOBRE LOS FACTORES DADOS EN EL ARREGLO FAV.
1435. C
1436. C PARAMETROS DE ENTRADA
1437. C
1438. C N,M DIMENSIONES DE LA RED DE TRABAJO (FILA,COLUMNA)
1439. C FAV(N,M) MAPA SEL. CELDAS CONTENIENDO FACTORES IMPORTANTES
1440. C OIL(N,M) ARREGLO DEL MAPA CONTENIENDO LA POSICION DE POZOS A
1441. C PERFORAR (SECOS Y CON EXITO)
1442. C IRR GENERACION CASUAL
1443. C
1444. C PARAMETROS DE SALIDA
1445. C
1446. C LR COORDENADA DE LA FILA EN LA POSICION SELECCIONADA
1447. C LC COORDENADA DE LA COLUMNA EN LA POSICION SELECCIONADA
1448. C
1449. C
1450. C INTEGER FAV
1451. C DIMENSION FAV(N,M),OIL(N,M)
1452. C DIMENSION FR(56),FC(56)
1453. C DATA B,F/' ',' *'/
1454. C
1455. C SUM=0.
1456. C DO 1 IR=1,N
1 1457. 1 FR(IR)=0.
1458. C DO 2 IC=1,M
1 1459. 2 FC(IC)=0.
1460. C DO 3 IR=1,N
1 1461. 3 DO 3 IC=1,M
2 1462. VAR=FAV(IR,IC)
2 1463. SUM=SUM+VAR
2 1464. FR(IR)=FR(IR)+VAR
2 1465. 3 FC(IC)=FC(IC)+VAR
1466. C FR(1)=FR(1)/SUM
1467. C FC(1)=FC(1)/SUM
1468. C DO 4 IR=2,N
1 1469. 4 FR(IR)=FR(IR)/SUM+FR(IR-1)

```



```

1 1470. DO 5 IC=2,M
1 1471. 5 FC(IC)=FC(IC)/SUM+FC(IC-1)
C 1472.
1473. 10 LR=RANDOM(N,FR,IRR)
1474. LC=RANDOM(M,FC,IRR)
1475. IF(LR,GT,N ,OR,LC,GT,M) GO TO 10
1476. IF(OIL(LR,LC),EQ,B ,OR, OIL(LR,LC),EQ,F) GO TO 15
1477. GO TO 10
C 1478.
1479. 15 RETURN
1480. END
C 1481.
C 1482.
C 1483.
C 1484.

```

```

1485. SUBROUTINE PROB(NF,NDIS,NC,VINT,VU,FAC,P,PRP,VC,IS)
1486. C
1487. C
1488. C
1489. C DA LA PROBABILIDAD ESTIMADA DE LOS RESULTADOS LOS CUALES
1490. C PERTENECEN A LA LOCALIZACION SIENDO CONSIDERADA PARA PERFORAR
1491. C POR LA COMPANIA
1492. C
1493. C PARAMETROS DE ENTRADA:
1494. C
1495. C NF NUMERO DE CAMPOS BARRIDOS POR FRQNCY
1496. C NDIS NUMERO DE CAMPOS DESCUBIERTOS (NDIS,LE,NF)
1497. C NC NUMERO DE CLASES
1498. C VU(NF) ARREGLO DE VOLUMENES CONTENIDOS
1499. C EN CAMPOS SIN DESCUBRIR
1500. C FAC FACTOR ESTIMADO POR PARAMS
1501. C
1502. C PARAMETROS DE SALIDA:
1503. C
1504. C P(NC) ARREGLO QUE DA LA PROBABILIDAD
1505. C DE OCURRENCIA POR CLASE
1506. C VC(NC) ARRELO QUE DA EL LIMITE SUPERIOR DE CADA CLASE
1507. C
1508. C OPCIONES:
1509. C
1510. C IS IF IS,EQ,1 SE IMPRIME IS
1511. C
1512. C COMMON:
1513. C
1514. C INP NUMERO DE LECTORA (UNIDAD DE ENTRADA)
1515. C IOUT NUMERO DE IMPRESORA (UNIDAD DE SALIDA)
1516. C
1517. C
1518. C INTEGER FAC
1519. C DIMENSION VU(1),P(1),VC(1)
1520. C DIMENSION IFR(15),VMOD(20)
1521. C COMMON INP,IOUT

```

```

1522. C
1523. C CALCULO DE LA DISTRIBUCION DE PROBABILIDAD BASADA EN LA
1524. C CONSIDERACION QUE LA INFORMACION DE EXPLORACION
1525. C SOBRE UNA >AREA TIPO> ESTA COMPLETA
1526. C
1527. C
1528. NUN=NF-NDIS
1529. SUM=0.
1530. SUMS=0.
1531. DO 1 I=1,NF
1532. VOL=VU(I)
1 1533. IF(VOL.LT.1.0E-10) GO TO 1
1 1534. SUM=SUM+VOL
1 1535. SUMS=SUMS+VOL*VOL
1 1536. 1 CONTINUE
1537. ZM=SUM/NUN
1538. ZVAR=SUMS/NUN-ZM*ZM
1539. ZVARP=ALOG(1.+ZVAR/(ZM*ZM))
1540. ZSTDP=SQRT(ZVARP)
1541. UC=ZSTDP/2.
1542. YM=ZM
1543. YVAR=ZVAR/(FAC*FAC)
1544. YVARP=ALOG(1.+YVAR/(YM*YM))
1545. YSTDP=SQRT(YVARP)
1546. YC=YSTDP/2.
1547. C
1548. DO 2 I=1,NF
1 1549. VOL=VU(I)
1 1550. IF(VOL.GT.1.E-10) GO TO 10
1 1551. VMOD(I)=0.
1 1552. GO TO 2
1 1553. 10 U=ALOG(VOL/ZM)/ZSTDP+UC
1 1554. VMOD(I)=YM*EXP(YSTDP*(U-YC))
1 1555. 2 CONTINUE
1 1556. C
1557. WRITE(IOUT,2001)
1558. CALL HIST(VMOD,NF,1,2,NC,VINT,0.0,IFR,VINF,VINC,0.,IS)
1559. C
1560. P(1)=1.0-PRP
1561. DO 3 I=2,NC
1 1562. P(I)=FLOAT(IFR(I))/NUN*PRP
1 1563. 3 CONTINUE
1 1564. C
1565. 2001 FORMAT(1H1,43X,1HISTOGRAMA DE LOS VOLUMENES NO DESCUBIERTOS,/)
1566. C
1567. RETURN
1568. END
1569. C
1570. C
1571. C
1572. C

```

```

1574. C
1575. C DA LA PROBABILIDAD ESTIMADA DE LOS RESULTADOS CONTINUAMENTE, LOS
1576. C CUALES PERTENECEN A LA LOCALIZACION CONSIDERADA PARA PERFORAR.
1577. C
1578. C PARAMETROS DE ENTRADA:
1579. C NC NUMERO DE CLASES
1580. C VC(NC) ARREGLO QUE DA EL LIMITE SUPERIOR DE CADA CLASE
1581. C RMEAN VALOR MEDIO PARA VOLUMENES AL AZAR
1582. C RSTDEV VALOR DE LA DESVIACION ESTANDAR PARA VOLUMENES AL AZAR
1583. C
1584. C PARAMETROS DE SALIDA:
1585. C
1586. C P(NC) ARREGLO QUE DA LA PROBABILIDAD DE OCURRENCIA
1587. C POR CLASE
1588. C
1589. C COMMON:
1590. C
1591. C INP NUMERO DE LECTORA (UNIDAD DE ENTRADA)
1592. C IOUT NUMERO DE IMPRESORA (UNIDAD DE SALIDA)
1593. C
1594. C
1595. C DIMENSION VC(1),P(1)
1596. C COMMON INP,IOUT
1597. C
1598. C NC1=NC-1
1599. C NC3=NC-3
1600. C STD=ALOG(1.0+RSTDEV*RSTDEV/(RMEAN*RMEAN))
1601. C RMU=ALOG(RMEAN)-STD/2.0
1602. C STD=SQRT(STD)
1603. C
1604. C DO 1 I=2,NC1
1605. C U=(ALOG(VC(I)))-RMU)/STD
1606. C P(I)=RNORM(U)
1607. C 1 CONTINUE
1608. C
1609. C P(NC)=1.0-P(NC1)
1610. C DO 2 I=1,NC3
1611. C J=NC-I
1612. C P(J)=P(J)-P(J-1)
1613. C 2 CONTINUE
1614. C
1615. C
1616. C RETURN
1617. C END
1618. C
1619. C
1620. C
1621. C

```

```

1622. REAL FUNCTION RNORM(U)
1623. C
1624. C PROBABILIDAD ESTIMADA DE X.LE.U EN UNA FUNCION DENSIDAD GAUSSIANA
1625. C

```

```

1626. DATA A1,A2,A3,A4/0,196854,0.115194,0.000344,0.019527/
1627. C
1628. X=ABS(U)
1629. Y=1.0+A1*X+A2*X*X+A3*X*X*X+A4*X*X*X*X
1630. Z=1.0-0.5/(Y**4)
1631. C
1632. IF(U.GE.0.0) RNORM=Z
1633. IF(U.LT.0.0) RNORM=1.0-Z
1634. C
1635. C
1636. RETURN
1637. END
1638. C
1639. C
1640. C
1641. C

```

```

1642. SUBROUTINE RECM5(XMEAN,XSTDEV,XINC,A)
1643. C
1644. C RECALCULA LOS VALORES PARA LA DESVIACION ESTANDAR Y LA MEDIA
1645. C COMO UN NUEVO CAMPO DESCUBIERTO.
1646. C
1647. C
1648. C PARAMETROS DE ENTRADA:
1649. C
1650. C XMEAN VALOR ANTERIOR DE LA MEDIA
1651. C XSTDEV VALOR ANTERIOR DE LA DESVIACION ESTANDAR
1652. C XINC AMPLITUD ARBITRARIAMENTE ELEGIDA DE LA COLUMNA A
1653. C SER SEPARADA DE LA CURVA DE DENSIDAD LOGNORMAL.
1654. C A VOLUMEN DEL CAMPO MAS RECIENTEMENTE ENCONTRADO
1655. C
1656. C
1657. C PARAMETROS DE SALIDA:
1658. C
1659. C XMEAN VALOR RECALCULADO DE LA MEDIA
1660. C XSTDEV VALOR RECALCULADO DE LA DESVIACION ESTANDAR
1661. C
1662. C
1663. C COMMON:
1664. C
1665. C INP NUMERO DE LECTORA (UNIDAD DE ENTRADA)
1666. C IOUT NUMERO DE IMPRESORA (UNIDAD DE SALIDA)
1667. C
1668. C
1669. C EXTERNAL FUN1,FUN2,FUN3
1670. C COMMON INP,IOUT
1671. C DATA ABSERR,RELEERR/2*1.0E-05/,ZERO/0.01/
1672. C
1673. C XINFY=XMEAN+10.0*XSTDEV
1674. C XS=ALOG(1.0+XSTDEV*XSTDEV/(XMEAN*XMEAN))
1675. C XM=ALOG(XMEAN)-XS/2.0
1676. C XS=SQRT(XS)
1677. C XMED=XMEAN

```

```

1678. C
1679. AINF=A-XINC
1680. ASUP=A+XINC
1681. C
1682. CALL QUANCB(FUN1,ZERO,AINF,ABSERR,RELETT,RESULT,ERREST,NOFUN,
1683. * FLAG,XM,XS,XMED)
1684. C
1685. XMEAN=RESULT
1686. C
1687. CALL QUANCB(FUN1,ASUP,XINFY,ABSERR,RELETT,RESULT,ERREST,NOFUN,
1688. * FLAG,XM,XS,XMED)
1689. C
1690. XMEAN=XMEAN+RESULT
1691. C
1692. CALL QUANCB(FUN2,ZERO,AINF,ABSERR,RELETT,RESULT,ERREST,NOFUN,
1693. * FLAG,XM,XS,XMED)
1694. C
1695. XSTDEV=RESULT
1696. C
1697. CALL QUANCB(FUN2,ASUP,XINFY,ABSERR,RELETT,RESULT,ERREST,NOFUN,
1698. * FLAG,XM,XS,XMED)
1699. C
1700. XSTDEV=XSTDEV+RESULT
1701. C
1702. CALL QUANCB(FUN3,ZERO,AINF,ABSERR,RELETT,RESULT,ERREST,NOFUN,
1703. * FLAG,XM,XS,XMED)
1704. C
1705. XAREA=RESULT
1706. C
1707. CALL QUANCB(FUN3,ASUP,XINFY,ABSERR,RELETT,RESULT,ERREST,NOFUN,
1708. * FLAG,XM,XS,XMED)
1709. C
1710. XAREA=XAREA+RESULT
1711. C
1712. XMEAN=XMEAN/XAREA
1713. XSTDEV=SQRT(XSTDEV/XAREA)
1714. C
1715. C
1716. RETURN
1717. END
1718. C
1719. C
1720. C
1721. C

```

```

1722. REAL FUNCTION FUN1(X,XM,XS,XMED)
1723. C
1724. C USADA EN EL CALCULO DEL VOLUMEN MEDIO
1725. C
1726. C Y=EXP(-(((ALOG(X)-XM)/XS)**2)/2.0)
1727. C FUN1=0.3989423*Y/XS
1728. C
1729. C RETURN

```

1730. END
1731. C
1732. C
1733. C
1734. C

1735. REAL FUNCTION FUN2(X,XM,XS,XMED)
1736. C
1737. C USADA EN EL CALCULO DE LA DESVIACION ESTANDAR DE VOLUMENES AL AZAR
1738. C
1739. Y=EXP(-(((ALOG(X)-XM)/XS)**2)/2.0)
1740. FUN2=0.3989423*Y*(X-XMED)*(X-XMED)/(X*XS)
1741. C
1742. RETURN
1743. END
1744. C
1745. C
1746. C
1747. C

1748. REAL FUNCTION FUN3(X,XM,XS,XMED)
1749. C
1750. C SE USA EN EL CALCULO DEL AREA BAJO LA CURVA DE
1751. C
1752. DENSIDAD LOGNORMAL.
1753. C
1754. Y=EXP(-(((ALOG(X)-XM)/XS)**2)/2.0)
1755. FUN3=0.3989423*Y/(X*XS)
1756. C
1757. RETURN
1758. END
1759. C
1760. C
1761. C
1762. C
1763. C

1764. SUBROUTINE GUANCB(FUN,A,B,ABSERR,RELERR,RESULT,ERREST,NOFUN,FLAG,
1765. * XM,XS,XMED)

```

1766. C
1767. C REAL FUN
1768. C
1769. C ADAPTADO DE FORSYTHE,G.E.,MALCOLM,M.A., Y MOLER,C.B.,
1770. C COMPUTER METHODS FOR MATHEMATICAL COMPUTATIONS,
1771. C PRENTICE HALL, 1977. PP. 102-105.
1772. C
1773. C CALCULA LA INTEGRAL DE FUN(X) DESDE A HASTA B CON
1774. C UNA TOLERANCIA DADA.
1775. C UNA RUTINA AUTOMATICA ADAPTADA SE BASA EN EL
1776. C PANEL-B DE LA REGLA DE NEWTON-COTES.
1777. C
1778. C PARAMETROS DE ENTRADA:
1779. C
1780. C FUN NOMBRE DEL SUBPROGRAMA FUN(X) DE LA FUNCION INTEGRAL.
1781. C A LIMITE INFERIOR DE INTEGRACION.
1782. C B LIMITE SUPERIOR DE INTEGRACION.(B PUEDE SER MENOR QUE A.)
1783. C RELERR TOLERANCIA DEL ERROR RELATIVO.
1784. C ABSERR TOLERANCIA DEL ERROR ABSOLUTO.
1785. C
1786. C PARAMETROS DE SALIDA:
1787. C
1788. C RESULT UNA APROXIMACION PARA SATISFACER LA INTEGRAL ES MINIMIZAR
1789. C LAS DOS TOLERANCIAS DE ERROR.
1790. C ERREST ES UN CALCULO DE LA MAGNITUD DEL ERROR ACTUAL.
1791. C NOFUN NO. DE FUNCIONES VALUADAS PARA ESTIMAR EL RESULTADO.
1792. C FLAG ES UN INDICADOR CONFIABLE, SI FLAG ES CERO, ENTONCES EL
1793. C RESULTADO PROBABLEMENTE SATISFACE LA TOLERANCIA DE ERROR. SI
1794. C FLAG ES XX.YY, ENTONCES XX = AL NUMERO DE INTERVALOS EN LOS
1795. C CUALES NO HA CONVERGIDO Y O.YY = A LA FRACCION DEL INTERVALO
1796. C RESTANTE PARA CUANDO EL LIMITE EN NOFUN FUE APROXIMADO.
1797. C
1798. C DIMENSION ORIGHT(31),F(16),X(16),FSAVE(8,30),XSAVE(8,30)
1799. C DATA W0,W1,W2,W3,W4/0.2790829,1.6615167,-0.2618695,2.9618342,
1800. C +-1.2811287/
1801. C
1802. C *** ETAPA 1 *** INICIACION GENERAL
1803. C CONJUNTO DE CONSTANTES.
1804. C
1805. C LEVMIN = 1
1806. C LEVMAX = 30
1807. C LEVOUT = 6
1808. C NOMAX = 5000
1809. C NOFIN = NOMAX - 8*(LEVMAX-LEVOUT+2**{(LEVOUT+1)})
1810. C
1811. C PROBLEMA CUANDO NOFUN ALCANZA A NOFIN
1812. C
1813. C
1814. C SUMA DE LA CORRIDA INICIAL IGUAL A CERO
1815. C
1816. C FLAG = 0.0
1817. C RESULT = 0.0
1818. C COR11 = 0.0
1819. C ERREST = 0.0
1820. C AREA = 0.0
1821. C NOFUN = 0
1822. C IF (A .EQ. B) RETURN
1823. C
1824. C *** ETAPA 2 *** INICIO DEL PRIMER INTERVALO
1825. C

```

```

1826.      LEV = 0
1827.      NIM = 1
1828.      X0 = A
1829.      X(16) = B
1830.      QPREV = 0.0
1831.      F0 = FUN(X0,XM,XS,XMED)
1832.      STONE = (B - A) / 16.0
1833.      X(8) = (X0 + X(16)) / 2.0
1834.      X(4) = (X0 + X(8)) / 2.0
1835.      X(12) = (X(8) + X(16)) / 2.0
1836.      X(2) = (X0 + X(4)) / 2.0
1837.      X(6) = (X(4) + X(8)) / 2.0
1838.      X(10) = (X(8) + X(12)) / 2.0
1839.      X(14) = (X(12) + X(16)) / 2.0
1840.      DO 25 J = 2, 16, 2
1841.          F(J) = FUN(X(J),XM,XS,XMED)
1842.      25 CONTINUE
1843.      NOFUN = 9
1844.      C
1845.      C *** ETAPA 3 *** CALCULO CENTRAL
1846.      C REQUIERE QPREV,X0,X2,X4,...,X16,F0,F2,F4,...,F16.
1847.      C CALCULA X1,X3,...,X15, F1,F3,...,F15,QLEFT,QRIGHT,QNOW,QDIFF,AREA.
1848.      C
1849.      30 X(1) = (X0 + X(2)) / 2.0
1850.          F(1) = FUN(X(1),XM,XS,XMED)
1851.          DO 35 J = 3, 15, 2
1852.              X(J) = (X(J-1) + X(J+1)) / 2.0
1853.              F(J) = FUN(X(J),XM,XS,XMED)
1854.      35 CONTINUE
1855.          NOFUN = NOFUN + 8
1856.          STEP = (X(16) - X0) / 16.0
1857.          QLEFT = (W0*(F0 + F(8)) + W1*(F(1)+F(7)) + W2*(F(2)+F(6))
1858.              + W3*(F(3)+F(5)) + W4*(F(4)) * STEP
1859.          QRIGHT(LEV+1)=(W0*(F(8)+F(16))+W1*(F(9)+F(15))+W2*(F(10)+F(14))
1860.              + W3*(F(11)+F(13)) + W4*(F(12)) * STEP
1861.          QNOW = QLEFT + QRIGHT(LEV+1)
1862.          QDIFF = QNOW - QPREV
1863.          AREA = AREA + QDIFF
1864.      C
1865.      C *** ETAPA 4 *** PRUEBA DE CONVERGENCIA DEL INTERVALO
1866.      C
1867.          ESTERR = ABS(QDIFF) / 1023.0
1868.          TOLERR = AMAX1(ABSERR,RELERR*ABS(AREA)) * (STEP/STONE)
1869.          IF (LEV .LT. LEVMIN) GO TO 50
1870.          IF (LEV .GE. LEVMAX) GO TO 60
1871.          IF (NOFUN .GT. NOFIN) GO TO 60
1872.          IF (ESTERR .LE. TOLERR) GO TO 70
1873.      C
1874.      C *** ETAPA 5 *** NO CONVERGE
1875.      C LOCALIZACION DEL SIGUIENTE INTERVALO.
1876.      C
1877.      50 NIM = 2*NIM
1878.          LEV = LEV+1
1879.      C
1880.      C COLOCAR EN LA DERECHA LOS ELEMENTOS PARA UN USO FUTURO.
1881.      C
1882.          DO 52 I = 1, 8
1883.              FSAVE(I,LEV) = F(I+8)
1884.              XSAVE(I,LEV) = X(I+8)
1885.      52 CONTINUE

```



```

1 1886. C
1 1887. C COLOCAR EN LA IZQUIERDA LOS ELEMENTOS PARA USO INMEDIATO.
1 1888. C
1889. OPREV = QLEFT
1890. DO 55 I = 1, 8
1 1891. J = -1
1 1892. F(2*J+18) = F(J+9)
1 1893. X(2*J+18) = X(J+9)
1 1894. 55 CONTINUE
1895. GO TO 30
1896. C
1897. C *** ETAPA 6 *** SECCION PROBLEMA
1898. C EL NUMERO DE FUNCIONES VALUADAS CASI EXCEDE EL LIMITE
1899. C
1900. 60 NOFIN = 2*NOFIN
1901. LEVMAX = LEVOUT
1902. FLAG = FLAG + (B - X0) / (B - A)
1903. GO TO 70
1904. C
1905. C EL NIVEL DE CORRIENTE ES LEVMAX.
1906. C
1907. 62 FLAG = FLAG + 1.0
1908. C
1909. C *** ETAPA 7 *** INTERVALO DE CONVERGENCIA
1910. C SUMA LAS CONTRIBUCIONES EN LAS CORRIDAS.
1911. C
1912. 70 RESULT = RESULT + QNOW
1913. ERREST = ERREST + ESTERR
1914. COR11 = COR11 + QDIFF / 1023.0
1915. C
1916. C LOCALIZAR EL SIGUIENTE INTERVALO.
1917. C
1918. 72 IF (NIM .EQ. 2*(NIM/2)) GO TO 75
1919. NIM = NIM/2
1920. LEV = LEV-1
1921. GO TO 72
1922. 75 NIM = NIM + 1
1923. IF (LEV .LE. 0) GO TO 80
1924. C
1925. C COLOCAR LOS ELEMENTOS REQUERIDOS PARA EL SIGUIENTE INTERVALO.
1926. C
1927. OPREV = QRIGHT(LEV)
1928. X0 = X(16)
1929. F0 = F(16)
1930. DO 78 I = 1, 8
1 1931. F(2*I) = FSAVE(I,LEV)
1 1932. X(2*I) = XSAVE(I,LEV)
1 1933. 78 CONTINUE
1934. GO TO 30
1935. C
1936. C *** ETAPA 8 *** FINAL Y REGRESO
1937. C
1938. 80 RESULT = RESULT + COR11
1939. C
1940. C HACE MAS CONFIABLE A ERREST QUE EL NIVEL DE ROUND OFF.
1941. C
1942. IF (ERREST .EQ. 0.0) RETURN
1943. 82 TEMP = ABS(RESULT) + ERREST
1944. IF (TEMP .NE. ABS(RESULT)) RETURN
1945. ERREST = 2.0*ERREST

```

1946,
1947,
1948,
1949,
1950,
1951,

GO TO 82
END

C
C
C
C
C

1952, SUBROUTINE CHECK(LR,LC,OCO,N,M,MINACR,FAV,OIL,NCL,P,VC,SC,EXPT,
1953, * IND,NRUN,VOL)

1954,
1955,
1956,
1957,
1958,
1959,
1960,

C
C
C
C
C
C
C

CHECA LAS COORDENADAS DE LOCALIZACION BARRIDAS POR LA SUBRUTINA
LOCATE PARA DETERMINAR SI EL AREA MINIMA ESPECIFICADA ES APROVE-
CHABLE ALREDEDOR DEL SITIO. REALIZA LOS ENSAYOS DE MONTECARLO.

PARAMETROS DE ENTRADA:

1961,
1962,
1963,
1964,
1965,
1966,
1967,
1968,
1969,
1970,
1971,
1972,
1973,

C
C
C
C
C
C
C
C
C
C
C
C
C

LR,LC COORDENADAS DE LOCALIZACION A SER CHECADAS
PARA UNA AREA MINIMA
OCO =1. DECISION DE LA COMPANIA
=0. DECISION DE LA COMPETENCIA
N,M, TAMANO DEL AREA DE ESTUDIO
MINACR AREA MINIMA ACEPTABLE
FAV(N,M) MAPA SELECCION CELDAS CALCULADO POR PARAMS
OIL(N,M) ARREGLO CONTENIENDO LA LOCALIZACION DEL POZO
NC NUMERO DE CLASES
P(NCL) ARREGLO QUE DA LA PROBABILIDAD DE
OCURRENCIA POR CLASE
VC(NCL) ARREGLO QUE DA EL LIMITE SUPERIOR DE CADA CLASE

PARAMETROS DE SALIDA:

1974,
1975,
1976,
1977,
1978,
1979,
1980,
1981,
1982,
1983,
1984,
1985,
1986,
1987,
1988,
1989,
1990,
1991,
1992,
1993,

C
C
C
C
C
C
C
C
C
C
C
C
C
C
C
C
C
C
C

IND INDICADOR DE TRABAJO
IND=1 EL SITIO SELECCIONADO YA HA SIDO
ARRENDADO
IND=2 EL SITIO SELECCIONADO NO SATISFACE LAS
CONDICIONES DE AREA MINIMA
IND=3 EL SITIO SELECCIONADO NO REPRESENTA
ATRACCION ECONOMICA A LA COMPANIA
IND=4 LA COMPETENCIA PERFORA
IND=5 LA COMPANIA HACE UN ANALISIS ECONOMICO

KMAX NUMERO MAXIMO DE ARRENDAMIENTOS TOMADOS POR
CUALQUIERA POR LA COMPANIA O LA COMPETENCIA

SUBRUTINAS

OILMAP,LEASE,WLLCST,DNCF,UTILITY

1994,
1995,
1996,
1997,

INTEGER AREA,LOT
INTEGER FAV(N,M)
DIMENSION OIL(N,M),P(1),VC(1)
DIMENSION LSEMAP(56,56),LOT(56,56),AREA(5,5),NR(25),NC(25),

```

1998. * LRC(200,2),NCYLOT(200)
1999. REAL B,C,0,PLUS,X/,LSEMAP
2000. COMMON INP,IOUT
2001. COMMON /CHECK/ C5TLSE,TLC,DRYCST,PROCST,PROPDH,OILPR,PRODC,
2002. * ROYAL,SEVTAX,DEPLE,TAX,DEPTAN,ONW,DR,RI,ND,NLEASE,
2003. * NLCOR,TCINV,TCINC,WCFAC,EXPDCY,PARUTL
2004. DATA LOT/3136*0/
2005. DATA B,C,0,PLUS,X/' ',' ' T',' ' O',' ' +',' ' X'/
2006. DATA LSEMAP/3136*1 '/'
2007. DATA NLS,INDIO,NLCINF,NLOT/0,1,1,0/
2008. DATA NR/0,-1,0,1,0,-1,-1,1,1,-2,-2,-2,-1,0,1,2,2,2,1,0,-1,
2009. * -2,-2,2,2/1/IC/0,0,-1,0,1,1,-1,-1,1,1,0,-1,-2,-2,-2,
2010. * -1,0,1,2,2,2,2,-2,-2,2/
2011. DIST(P,Q,R,S)= SQRT((P-Q)*(P-Q)+(R-S)*(R-S))
2012. C
2013. C
2014. C CHECAR SI LOS SITIOS NO ESTAN ARRENDADOS
2015. C
2016. C
2017. WRITE(IOUT,2000) NRUN
2018. IF(LSEMAP(LR,LC),EQ,B) GO TO 10
2019. IND=1
2020. WRITE(IOUT,2001)
2021. RETURN
2022. C
2023. C CHECAR EL APROVECHAMIENTO DEL AREA MINIMA
2024. C
2025. 10 KK=0
2026. INT=2
2027. LINF=MAX0(1,LC-INT)
2028. LSUP=MIN0(M,LC+INT)
2029. KINF=MAX0(1,LR-INT)
2030. KSUP=MIN0(N,LR+INT)
2031. DO 1 JA=1,5
2032. DO 1 IA=1,5
2033. 1 AREA(IA,JA)=0
2034. DO 2 IN=1,25
2035. IR=LR+NR(IN)
2036. IC=LC+NC(IN)
2037. IF(IR.GT.KSUP .OR. IR.LT.KINF) GO TO 2
2038. IF(IC.GT.LSUP .OR. IC.LT.LINF) GO TO 2
2039. IF(LSEMAP(IR,IC).NE.B) GO TO 2
2040. NRIN=NR(IN)+3
2041. NCIN=NC(IN)+3
2042. AREA(NRIN,NCIN)=FAV(IR,IC)
2043. KK=KK+1
2044. 2 CONTINUE
2045. IF(KK.GE.MINACR) GO TO 20
2046. IND=2
2047. WRITE(IOUT,2002)
2048. RETURN
2049. C
2050. 20 DO 3 IN=10,25
2051. IR=NR(IN)
2052. IC=NC(IN)
2053. XIR=IR
2054. XIC=IC
2055. IF(AREA(IR+3,IC+3),EQ,0) GO TO 3
2056. LL=0
2057. DO 4 JN=2,8

```

```

2 2058. JR=NR(JN)
2 2059. JC=NC(JN)
2 2060. XJR=JR
2 2061. XJC=JC
2 2062. D=DIST(XIR,XJR,XIC,XJC)
2 2063. IF(D.GT.2.0) GO TO 4
2 2064. IF(AREA(JR+3,JC+3),GT.0) LL=1
2 2065. 4 CONTINUE
1 2066. IF(LL,EG.1) GO TO 3
1 2067. AREA(IR+3,IC+3)=0
1 2068. KK=KK+1
1 2069. 3 CONTINUE
2070. IF(KK,GE.MINACR) GO TO 30
2071. IND=2
2072. WRITE(IOUT,2002)
2073. RETURN
C
2074. C
2075. C CALCULO DE LOS COSTOS DE ARRENDAMIENTO
2076. C
2077. C
2078. 30 CALL LEASE(AREA,NR,NC,CSTLSE,TLC,KMAX,TOT)
2079. IF(OCO,EG.1,) GO TO 40
2080. C
2081. C REALIZACION DE ESTADISTICAS SOBRE RENTAS
2082. C Y PERFORACION PARA LA COMPETENCIA
2083. C
2084. LSEMAP(LR,LC)=C
2085. CALL OILMAP(OIL,LR,LC,N,M,OCO,FL)
2086. IF(FL,NE.B) GO TO 35
2087. LSEMAP(LR,LC)=PLUS
2088. NLOT=NLOT+1
2089. LOT(LR,LC)=NLOT
2090. LRC(NLOT,1)=LR
2091. LRC(NLOT,2)=LC
2092. NCYLOT(NLOT)=NRUN
2093. 35 DO 5 IN=2,25
1 2094. IR=LR+NR(IN)
1 2095. IC=LC+NC(IN)
1 2096. IF(IN,GT.KMAX) GO TO 45
1 2097. IF(IR,GT.KSUP,OR. IR,LT.KINF) GO TO 5
1 2098. IF(IC,GT.LSUP,OR. IC,LT.LINF) GO TO 5
1 2099. IF(LSEMAP(IR,IC),EG.B) LSEMAP(IR,IC)=C
1 2100. IF(FL,NE.B) GO TO 36
1 2101. IF(LOT(IR,IC),EG.0) LOT(IR,IC)=NLOT
1 2102. GO TO 5
1 2103. 36 CALL OILMAP(OIL,IR,IC,N,M,OCO,FL)
1 2104. FL=C
1 2105. 5 CONTINUE
1 2106. 45 IND=4
2107. NLS=NLS+1
2108. WRITE(IOUT,2003) KMAX
2109. IF(FL,EG.B) GO TO 60
2110. DO 8 INN=10,25
1 2111. IR=LR+NR(IN)
1 2112. IC=LC+NC(IN)
1 2113. IF(IN,GT.KMAX) GO TO 60
1 2114. IF(IR,GT.KSUP,OR. IR,LT.KINF) GO TO 8
1 2115. IF(IC,GT.LSUP,OR. IC,LT.LINF) GO TO 8
1 2116. KK=0
1 2117. DO 9 INN=2,5

```

```

2 2118.      IRR=IR+NR(INN)
2 2119.      ICC=IC+NC(INN)
2 2120.      IF (IRR,GT,KSUP,OR,IRR,LT,KINF) GO TO 9
2 2121.      IF (ICC,GT,LSUP,OR,ICC,LT,LINF) GO TO 9
2 2122.      IF (OIL(IRR,ICC),EQ,C,OR, OIL(IRR,ICC),EQ,0) KK=1
2 2123.      9 CONTINUE
1 2124.      IF (KK,EQ,0) OIL(IR,IC)=B
1 2125.      8 CONTINUE
2 2126.      60 IF (FL,EQ,B) WRITE(IOUT,2007)
2 2127.      IF (FL,EQ,C) WRITE(IOUT,2008)
2 2128.      IF(NRUN,GT,NLCOR) GO TO 75
2 2129.      RETURN
2 2130.      C
2 2131.      C REALIZAR ANALISIS ECONOMICOS PARA UN SUPUESTO CAMPO DE
2 2132.      C ACEITE DESCUBIERTO DE UN VOLUMEN ESPECIFICO. MANTENER LAS
2 2133.      C ESTADISTICAS SOBRE RENTAS Y PERFORACION PARA LA COMPANIA.
2 2134.      C
2 2135.      C
2 2136.      40 WC=WLLCST(DRYCST,PROCST,PROPDH,KMAX)
2 2137.      TCT=1.0-TCINV+WCFAC*(1.0-TCINC)
2 2138.      VST=TOT+WC*TCT
2 2139.      DNLL=WC*TCT/KMAX+TOT
2 2140.      WCINT=WC*WCFAC
2 2141.      EMV=0.
2 2142.      EUV=0.
2 2143.      C
2 2144.      SLENG=SQRT(40.0*KMAX)
2 2145.      C
2 2146.      WRITE(IOUT,2005) KMAX
2 2147.      WRITE(IOUT,2006) VST
2 2148.      WRITE(IOUT,2015) TOT,WC,WCINT,TCINC,TCINV
2 2149.      WRITE(IOUT,2009) ND
2 2150.      IF(INDIO,EQ,0) WRITE(IOUT,2010)
2 2151.      WCC=WC
2 2152.      DO 7 IC=1,NCL
2 2153.      C
1 2154.      VVO=VC(IC)
1 2155.      IF (VVO,EQ,0.0) GO TO 71
1 2156.      AREALL=(VVO*SC)**EXPT
1 2157.      BELL=0.39894*SQRT(AREALL)
1 2158.      AELL=2.0*BELL
1 2159.      C
1 2160.      CALL ELIPSE(AELL,BELL,SLENG,PROE,PROS)
1 2161.      C
1 2162.      WCC=PROS*WC
1 2163.      VST=TOT+WCC*TCT
1 2164.      VVO=PROE*VVO
1 2165.      C
1 2166.      71 CALL DNCF(VVO,ND,EXPDCY,VST,OILPR,ROYAL,SEVTAX,PRODC,
1 2167.      *DEPLE,WCC,DEPTAN,TAX,DR,DN,DNLL,TCINV,WCFAC,TCINC,TOT,INDIO)
1 2168.      C
1 2169.      EMV=EMV+P(IC)*DIJ
1 2170.      UTL=UTLITY(ON,ONW,PARUTL)
1 2171.      EUV=EUV+P(IC)*UTL
1 2172.      IF (VOL,GE,VC(IC)) DNL=DN
1 2173.      VVCM=1000.0*VC(IC)
1 2174.      IF(INDIO,EQ,1) WRITE(IOUT,2010)
1 2175.      WRITE(IOUT,2011) P(IC),VVCM,DN,UTL
1 2176.      7 CONTINUE
1 2177.      WRITE(IOUT,2012) EMV,EUV

```

```

2178.      INDJO=0
2179.      IF(EUV.GE.0.) GO TO 50
2180.      IND=3
2181.      WRITE(IOUT,2004)
2182.      RETURN
2183.
C
2184.      50 IND=5
2185.      LSEMAP(LR,LC)=0
2186.      CALL OILMAP(OIL,LR,LC,N,M,OCO,FL)
2187.      IF(FL.NE.B) GO TO 70
2188.      LSEMAP(LR,LC)=X
2189.      NLOT=NLOT+1
2190.      LOT(LR,LC)=NLOT
2191.      LRC(NLOT,1)=LR
2192.      LRC(NLOT,2)=LC
2193.      NCYLOT(NLOT)=NRUN
2194.      70 DO 6 IN=2,25
1          2195.      IR=LR+NR(IN)
1          2196.      IC=LC+NC(IN)
1          2197.      IF(IN.GT.KMAX) GO TO 55
1          2198.      IF(IR.GT.KSUP .OR. IR.LT.KINF) GO TO 6
1          2199.      IF(IC.GT.LSUP .OR. IC.LT.LINF) GO TO 6
1          2200.      IF(LSEMAP(IR,IC).EQ.B) LSEMAP(IR,IC)=0
1          2201.      IF(FL.NE.B) GO TO 76
1          2202.      IF(LOT(IR,IC).EQ.0) LOT(IR,IC)=NLOT
1          2203.      GO TO 6
1          2204.      76 CALL OILMAP(OIL,IR,IC,N,M,OCO,FL)
1          2205.      FL=0
1          2206.      6 CONTINUE
1          2207.      55 NLS=NLS+1
2208.
C
2209.      C
2210.      IF (FL.EQ.B) GO TO 66
1          2211.      DO 85 IN=10,25
1          2212.      IR=LR+NR(IN)
1          2213.      IC=LC+NC(IN)
1          2214.      IF (IN.GT.KMAX) GO TO 65
1          2215.      IF (IR.GT.KSUP .OR. IR.LT.KINF) GO TO 85
1          2216.      IF (IC.GT.LSUP .OR. IC.LT.LINF) GO TO 85
1          2217.      KK=0
1          2218.      DO 95 INN=2,5
2          2219.      IRR=IR+NR(INN)
2          2220.      ICC=IC+NC(INN)
2          2221.      IF (IRR.GT.KSUP .OR. IRR.LT.KINF) GO TO 95
2          2222.      IF (ICC.GT.LSUP .OR. ICC.LT.LINF) GO TO 95
2          2223.      IF (OIL(IRR,ICC).EQ.O .OR. OIL(IRR,ICC).EQ.C) KK=1
2          2224.      95 CONTINUE
1          2225.      IF (KK.EQ.0) OIL(IR,IC)=B
1          2226.      85 CONTINUE
1          2227.      65 ONW=ONW+DNL
2228.      WRITE(IOUT,2014) DNL,ONW
2229.      GO TO 67
2230.      66 DNL=DNLL
2231.      ONW=ONW-DNL
2232.      WRITE(IOUT,2013) DNL,ONW
2233.      67 IF(NRUN.LE.NLCO) RETURN
2234.
C
2235.      C REGISTRAR FECHAS DE LA ACTIVIDAD DE ARRENDAMIENTO
2236.      C PARA AMBOS, COMPANIA Y COMPETENCIA
2237.      C

```

```

1 2238. 75 DO 80 JN=NLCINF,NLOT
2239.   NUMCY=JN
1 2240.   IF(NRUN=NCYLOT(JN).LT.NLCOR) GO TO 82
1 2241.   LR=LRC(JN,1)
1 2242.   LC=LRC(JN,2)
1 2243.   NUMLS=LOT(LR,LC)
1 2244.   C
1 2245.   DO 81 IN=2,25
2 2246.   IH=LR+NR(IN)
2 2247.   IC=LC+NC(IH)
2 2248.   IF(IR.GT.N ,OR. IR.LT.1) GO TO 81
2 2249.   IF(IC.GT.M ,OR. IC.LT.1) GO TO 81
2 2250.   IF(LOT(IR,IC).NE.NUMLS) GO TO 81
2 2251.   LOT(IR,IC)=0
2 2252.   LSEMAP(IR,IC)=B
2 2253.   81 CONTINUE
2 2254.   C
1 2255.   80 CONTINUE
1 2256.   C
1 2257.   C
1 2258.   82 NCLINF=NUMCY
2259.   C
2260.   IF(MOD(NRUN,NLEASE),EQ.0) CALL PLOT3(N,M,LSEMAP,1,NRUN)
2261.   C
2262.   RETURN
2263.   C
2264.   C
2265.   2000 FORMAT(///1H ,5X,I3/)
2266.   2001 FORMAT(1H ,10X,'EL SITIO SELECCIONADO PARA LA ',
2267.   1'PERFORACION YA HA SIDO ARRENDADO '/')
2268.   2002 FORMAT(1H ,10X,'EL SITIO SELECCIONADO PARA PERFORAR NO ',
2269.   1'SATISFACE LA CONDICION DE ARRENDAMIENTO DE AREA MINIMA '/')
2270.   2003 FORMAT(1H ,10X,'LA COMPETENCIA RENTA',I3,' Y SE PERFORA UN ',
2271.   1'POZO EXPLORATORIO '/')
2272.   2004 FORMAT(1H ,10X,'LA COMPANIA DECIDE NO PERFORAR',
2273.   1' (EUV < 0)')
2274.   2005 FORMAT(1H ,10X,'LA COMPANIA DECIDE RENTAR ',I3,
2275.   1' Y PERFORAR UN POZO EXPLORATORIO ')
2276.   2006 FORMAT(1H ,10X,'SI UN CAMPO ES DESCUBIERTO SU ',
2277.   1'MAXIMA INVERSION EN ARRENDAMIENTO Y POZOS ES $ ',F12.0)
2278.   2007 FORMAT(1H ,10X,'EL RESULTADO ES --- FRACASO')
2279.   2008 FORMAT(1H ,10X,'EL RESULTADO ES --- EXITO ')
2280.   2009 FORMAT(1H ,16X,' DESCUENTOS NETOS PROYECTADOS PARA ',I2,
2281.   1' ANOS ASOCIADOS CON LOS RESULTADOS PARTICULARES ',
2282.   2/1H ,43X,'PARA ESTE PROYECTO EN BBLs DE ACEITE PRODUCTIBLE '/')
2283.   2010 FORMAT(1H ,17X,'PROBABILIDAD',15X,'RESULTADO EN M BBLs',14X,
2284.   1'CONSECUENCIAS FINANCIERAS',13X,'UTILIDADES/')
2285.   2011 FORMAT(1H ,18X,F8.6,20X,F9.0,21X,F14.0,16X,F9.2)
2286.   2012 FORMAT(1H ,79X,'-----',16X,' -----/1H ,60X,'EMV = ',
2287.   1F16.0,12X,'EUV = ',F7.2//)
2288.   2013 FORMAT(1H ,10X,'EL RESULTADO ES --- FRACASO, LA COMPANIA ',
2289.   1'PIERDE $',F15.2,' Y SU VALOR NETO ES AHORA $ ',F15.2)
2290.   2014 FORMAT(1H ,10X,'EL RESULTADO ES --- EXITO , LA COMPANIA ',
2291.   1'GANA $',F15.2,' Y SU VALOR NETO ES AHORA $ ',F15.2)
2292.   2015 FORMAT(1H ,10X,'COSTOS POR RENTA : $ ',F12.2/1H ,10X,
2293.   1'COSTOS TANGIBLES DE PERFORACION : $ ',F12.2/1H ,10X,
2294.   2'COSTOS INTANGIBLES DE PERFORACION : $ ',F12.2/1H ,10X,
2295.   3'IMPUESTO INGRESO ACREDITABLE : ',F6.2/1H ,10X,
2296.   4'IMPUESTO CREDITO DE INVERSION : ',F6.2/)
2297.   C

```

2298.
2299.
2300.
2301.
2302.

C
C
C
C
C

END

```
2303.      SUBROUTINE LEASE (AREA, NR, NC, CSTLSE, TLC, KMAX, TOT)
2304.      C
2305.      C      CALCULA EL NUMERO MAXIMO DE BLOQUES (40 ACRES) QUE PUEDEN
2306.      C      SER ARRENDADOS ASI COMO EL COSTO TOTAL DE ARRENDAMIENTO
2307.      C
2308.      C      PARAMETROS DE ENTRADA:
2309.      C
2310.      C      AREA(5,5)      ARREGLO DE TRABAJO CONTENIENDO PARAMETROS LOS
2311.      C      CUALES AFECTAN DIRECTAMENTE AL COSTO DE RENTA
2312.      C      NR(25), NC(25)  ARREGLO DE TRABAJO
2313.      C
2314.      C      PARAMETROS DE SALIDA:
2315.      C
2316.      C      KMAX      NUMERO TOTAL DE BLOQUES QUE PUEDEN SER RENTADOS
2317.      C      TOT      COSTO TOTAL DE ARRENDAMIENTO
2318.      C
2319.      C
2320.      C      INTEGER AREA
2321.      C      DIMENSION AREA(5,5), NR(25), NC(25)
2322.      C      KMAX=0
2323.      C      TOT=0.
2324.      C      DO 1 IN=1,25
1 2325.      C      IR=NR(IN)+3
1 2326.      C      IC=NC(IN)+3
1 2327.      C      IF (AREA(IR,IC).EQ.0) GO TO 1
1 2328.      C      TOT= TOT+AREA(IR,IC)*CSTLSE
1 2329.      C      IF (TOT.GT.TLC) GO TO 10
1 2330.      C      KMAX=KMAX+1
1 2331.      C      1 CONTINUE
1 2332.      C
1 2333.      C      10 IF (KMAX.EQ.0) KMAX=1
2334.      C      RETURN
2335.      C      END
2336.      C
2337.      C
2338.      C
2339.      C
```

```
2340.      SUBROUTINE ELIPSE (A, B, SL, PROE, PROS)
2341.      C
```



```

2342, C  CALCULA LA PROPORCION DEL AREA DE TRABAJO SUJETA A PRODUCCION,
2343, C  POZOS Y PROPORCION DEL AREA RENTADA SUJETA AL AREA DE CAMPO .
2344, C
2345, C  PARAMETROS DE ENTRADA;
2346, C
2347, C      A      SEMIEJE MAYOR DE LA ELIPSE
2348, C      B      SEMIEJE MENOR DE LA ELIPSE
2349, C      SL     LONGITUD DEL LADO DE UN CUADRO DE ARRENDAMIENTO
2350, C
2351, C  PARAMETROS DE SALIDA:
2352, C
2353, C      PROE     PROPORCION MEDIA DEL AREA DE CAMPO SUJETA
2354, C              POR LA PRODUCCION
2355, C      PROS     PROPORCION MEDIA DEL AREA RENTADA
2356, C              SUJETA AL AREA DE CAMPO
2357, C
2358, C  COMMON INP,IOUT
2359, C
2360, C      PRSE=0.0
2361, C      NUME=0
2362, C      NRES=6
2363, C
2364, C      AA=A*A
2365, C      BB=B*B
2366, C      SL2=SL/2.0
2367, C
2368, C      XMIN=AMIN1(A,B*SL)
2369, C      IF(XMIN.EQ.SL) GO TO 20
2370, C      IF(XMIN.EQ.A) GO TO 30
2371, C
2372, C      NB=NRES
2373, C      DEL=B/(NB-1)
2374, C      NA=A/DEL+1.5
2375, C      NS=SL/DEL+1.5
2376, C      GO TO 40
2377, C
2378, C  20 NS=NRES
2379, C      DEL=SL/(NS-1)
2380, C      NA=A/DEL+1.5
2381, C      NB=B/DEL+1.5
2382, C      GO TO 40
2383, C
2384, C  30 NA=NRES
2385, C      DEL=A/(NA-1)
2386, C      NB=B/DEL+1.5
2387, C      NS=SL/DEL+1.5
2388, C
2389, C
2390, C  40 V=0.0
2391, C      DO 1 JE=1,NB
2392, C          VV=V+V/BB
2393, C          U=0.0
2394, C      DO 2 IE=1,NA
2395, C          ELL=U+U/AA+VV
2396, C          IF(ELL.GT.1.0) GO TO 10
2397, C
2398, C      NUME=NUME+1
2399, C      NUP=0
2400, C      XV=V-SL2
2401, C

```

1
1
2
2
2
2
2
2

```

2 2402. DO 3 JS=1,NS
3 2403. XXV=XV*XV/BB
3 2404. XU=U-SL2
3 2405. DO 4 IS=1,NS
4 2406. ELL=XU*XU/AA+XXV
4 2407. IF(ELL.GT.1.0) GO TO 11
4 2408. C
4 2409. NUP=NUP+1
4 2410. 11 XU=XU+DEL
4 2411. 4 CONTINUE
4 2412. C
3 2413. XV=XV+DEL
3 2414. 3 CONTINUE
3 2415. C
2 2416. PRSE=PRSE+FLOAT(NUP)
2 2417. C
2 2418. C
2 2419. 10 U=U+DEL
2 2420. 2 CONTINUE
2 2421. C
1 2422. V=V+DEL
1 2423. 1 CONTINUE
1 2424. C
1 2425. IF(NUM.EQ.0) GO TO 12
2426. C
2427. C
2428. C
2429. PROE=PRSE/((4*NUME-2*(NB-1)-2*(NA-1))*NUME)
2430. PROS=PRSE/(NS*NS*NUME)
2431. C
2432. RETURN
2433. C
2434. 12 PROE=0.5
2435. PROS=0.5
2436. C
2437. C
2438. RETURN
2439. END
2440. C
2441. C
2442. C
2443. C

```

```

2444. FUNCTION WLLCST(DRYCST,PROCST,PROPDH,NHOLES)
2445. C
2446. C CALCULA LOS COSTOS DE POZOS POR PERFORAR POR LA COMPANIA EN
2447. C CONJUNTO CON EL ASUNTO EN CONSIDERACION
2448. C
2449. C PARAMETROS DE ENTRADA:
2450. C
2451. C DRYCST COSTO DE POZO SECO
2452. C PROCST COSTO COMPLETO DEL POZO
2453. C PROPDH PROPORCION DE DESARROLLO DE POZOS

```

2454. C QUE SE SUPONDRAN SECOS
 2455. C NHOLES NUMERO DE LOCALIZACION DEL POZO
 2456. C
 2457. C PARAMETROS DE SALIDA:
 2458. C
 2459. C WLLCST COSTOS DE LOS POZOS
 2460. C
 2461. C PROPPH=1.-PROPDH
 2462. C WLLCST=NHOLES*(PROPDH+DRYCST+PROPPH+PROCST)
 2463. C RETURN
 2464. C END
 2465. C
 2466. C
 2467. C
 2468. C

2469. SUBROUTINE DNCF (VOIL,ND,EXPDCY,VST,OILPR,ROYAL,SEVTAX,PRODC,
 2470. * DEPLE,WC,DEPTAN,TAX,DR,DN,DNLL,TCINV,WCFAC,TCINC,TOT,IS)
 2471. C
 2472. C CALCULA UNA SERIE DE DESCUENTOS NETOS (DNCF), QUE CORRESPONDE A
 2473. C UNA SERIE DE RESULTADOS EN PARTICULAR (VOL), EN LA DISTRIBUCION
 2474. C DE PROBABILIDAD CONSIDERADA PARA LA LOCALIZACION DEL
 2475. C POZO EXPLORATORIO DADO
 2476. C
 2477. C PARAMETROS DE ENTRADA
 2478. C
 2479. C VOIL RESULTADO PARTICULAR, VOLUMEN DEL CAMPO
 2480. C DE ACEITE, EN MILLONES DE BARRILES.
 2481. C EXPDCY DECLINACION EXPONENCIAL EN PRODUCTIVIDAD DEL CAMPO
 2482. C OILPR PRECIO DEL ACEITE POR BARRIL DESPUES DE LA UTILIDAD
 2483. C ROYAL REGALIAS
 2484. C SEVTAX SEPARACION DE IMPUESTOS
 2485. C
 2486. C PRODC COSTO DE PRODUCCION
 2487. C DEPLE DECLINACION
 2488. C WC COSTO DE PERFORACION
 2489. C DEPTAN DEPRECIACION TANGIBLE DEL EQUIPO
 2490. C TAX IMPUESTO SOBRE EL INGRESO ESTATAL Y FEDERAL
 2491. C DR RELACION DE DESCUENTOS
 2492. C ND NUMERO DE AÑOS CONSIDERADOS EN EL ESTUDIO DNCF
 2493. C TCINV IMPUESTO CREDITO DE INVERSION
 2494. C WCFAC FACTOR DEBIDO A COSTOS INTANGIBLES DE PERFORACION
 2495. C TCINC IMPUESTO INGRESO ACREDITABLE
 2496. C TOT COSTOS TOTALES DE ARRENDAMIENTO
 2497. C
 2498. C
 2499. C
 2500. C PARAMETROS DE SALIDA
 2501. C
 2502. C DN DESCUENTOS NETOS (DNCF), EN DOLARES
 2503. C POR UN RESULTADO PARTICULAR
 2504. C
 2505. C INDICADOR

```

2506. C
2507. C      IS      SI IS,EQ.1 EL INDICADOR SE IMPRIME,
2508. C      DE OTRA FORMA NO SE IMPRIME
2509. C
2510. C
2511. C      DIMENSION GCF(20),COLF(14),CALF(6)
2512. C
2513. C      COMMON INP,IOUT
2514. C
2515. C      IF(VOIL.GT.0.0) GO TO 30
2516. C      DN=-DNLL
2517. C
2518. C      RETURN
2519. C
2520. C
2521. C      30 COLF(8)=DEPTAN*WC/1.0E06
2522. C      COLF(14)=-VST/1.0E06
2523. C      ET1=1.0
2524. C      GO=VOIL*EXPDCY/(1.0-EXP(-10.0*EXPDCY))
2525. C
2526. C      IF(IS,EQ.0) GO TO 40
2527. C
2528. C      CALF(1)=-TOT/1.0E06
2529. C      CALF(2)=-WC/1.0E06
2530. C      CALF(3)=WCFAC*CALF(2)
2531. C      CALF(4)=TCINC*CALF(3)
2532. C      CALF(5)=TCINV*CALF(2)
2533. C      CALF(6)=CALF(1)+CALF(2)+CALF(3)-CALF(4)-CALF(5)
2534. C
2535. C      40 DO 1 I=1,ND
2536. C      ET2=EXP(-I*EXPDCY)
2537. C      GCF(I)=GO*(ET1-ET2)/EXPDCY
2538. C      ET1=ET2
2539. C      1 CONTINUE
2540. C
2541. C      IF(IS,EQ.0) GO TO 10
2542. C
2543. C      MY=0
2544. C      WRITE(IOUT,2000) VOIL
2545. C      WRITE(IOUT,2008) (J,J=1,6),(CALF(L),L=1,6)
2546. C      WRITE(IOUT,2001) (J,J=7,20)
2547. C      WRITE(IOUT,2009) MY,CALF(6)
2548. C
2549. C      10 DO 2 I=1,ND
2550. C      COLF(1)=GCF(I)*OILPR
2551. C      COLF(2)=ROYAL+COLF(1)
2552. C      COLF(3)=COLF(1)-COLF(2)
2553. C      COLF(4)=SEVTAX*COLF(3)
2554. C      COLF(5)=PRDC*COLF(2)
2555. C      COLF(6)=COLF(3)-COLF(4)-COLF(5)
2556. C      COLF(7)=DEPLE*COLF(3)
2557. C      COLF(9)=COLF(6)-COLF(7)-COLF(8)
2558. C      COLF(10)=TAX*COLF(9)
2559. C      COLF(11)=COLF(6)-COLF(10)
2560. C      COLF(12)=1.0/(1.0+DR)**I
2561. C      COLF(13)=COLF(11)*COLF(12)
2562. C      COLF(14)=COLF(14)+COLF(13)
2563. C
2564. C      IF(IS,EQ.1) WRITE(IOUT,2002) I,(COLF(J),J=1,14)
2565. C

```

```

1 2566.      2 CONTINUE
1 2567.      C
2568.      IF(15.EQ.0) GO TO 20
2569.      C
2570.      WRITE(IOUT,2006)
2571.      WRITE(IOUT,2007)
2572.      WRITE(IOUT,2003)
2573.      WRITE(IOUT,2004)
2574.      WRITE(IOUT,2005)
2575.      C
2576.      C
2577.      20 DN=1.0E06*COLF(14)
2578.      C
2579.      C
2580.      2000 FORMAT(1H,31X,'TABLA DE DESCUENTOS NETOS PROYECTADOS ',
2581.      1'(EN MILLONES DE DOLARES)'/1H,36X,'SI UN CAMPO CON UN VOLUMEN',
2582.      2' DE ',F8,3,' MILLONES BBLs, SE DESCUBRE'//)
2583.      2001 FORMAT(1H,1X,' AÑO ',14(2X,'(',I2,')',2X))
2584.      2002 FORMAT(1H,2X,I2,2X,14(F8.2))
2585.      2003 FORMAT(1H,5X,'COLUMNA (7) :INGRESOS BRUTOS'/1H,5X,
2586.      1'COLUMNA (8) :REGALIAS'/1H,5X,
2587.      2'COLUMNA (9) :INGRESOS NETOS (7) - (8)'/1H,5X,
2588.      3'COLUMNA (10) :IMPUESTO DE PRODUCCION '/1H,5X,
2589.      4'COLUMNA (11) :GASTOS DE OPERACION')
2590.      2004 FORMAT(1H,5X,'COLUMNA (12) :INGRESOS ANTES DE EQUIPAR'/1H,5X,
2591.      1'COLUMNA (13) :DECLINACION'/1H,5X,'COLUMNA (14) :DEPRECIACION'/1H,
2592.      25X,'COLUMNA (15) :INGRESOS GRAVABLES (12) - (13) - (14)'/1H,5X,
2593.      3'COLUMNA (16) :IMPUESTO FEDERAL DE INGRESO'/1H,5X,
2594.      4'COLUMNA (17) :INGRESO DESPUES DE EQUIPAR (12) - (16)')
2595.      2005 FORMAT(1H,5X,'COLUMNA (18) :FACTOR DE DESCUENTO'/1H,5X,
2596.      1'COLUMNA (19) :VALOR PRESENTE DE DESCUENTO (17) * (18)'/1H,5X,
2597.      2'COLUMNA (20) :CANTIDAD EFECTIVA CUMULATIVA'////)
2598.      2006 FORMAT(///1H,5X,'COLUMNA (1) :COSTOS POR RENTAS'/1H,5X,
2599.      1'COLUMNA (2) :COSTOS TANGIBLES PERFORACION '/1H,5X,
2600.      2'COLUMNA (3) :COSTOS INTANGIBLES PERFORACION '/1H,5X,
2601.      3'COLUMNA (4) :IMPUESTO INGRESO ACREDITABLE',/1H,5X,
2602.      4'COLUMNA (5) :IMPUESTO CREDITO DE INVERSION')
2603.      2007 FORMAT(1H,5X,'COLUMNA (6) : INVERSION META (1)+(2)+(3)-(4)-(5)')
2604.      2008 FORMAT(1H,5X,'TABLA DE INVERSION META AL AÑO 0'//1H,5X,
2605.      16(2X,'(',I2,')',2X)/1H,3X,6F8.2//)
2606.      2009 FORMAT(1H,2X,I2,106X,F8.2)
2607.      C
2608.      C
2609.      RETURN
2610.      END
2611.      C
2612.      C
2613.      C
2614.      C

```

```

2615.      FUNCTION UTILITY(DN,ONW,PARUTL)
2616.      C
2617.      C DA LA FUNCION UTILIDAD EN TRES DIMENSIONES (HIPERBOLICA),

```

```

2618. C EN FORMA DE SUPERFICIE CURVA
2619. C
2620. C PARAMETROS DE ENTRADA
2621. C
2622. C DN DOLARES GANADOS O PERDIDOS POR TRANSACCION
2623. C ONW VALOR NETO DE LA COMPANIA
2624. C PARUTL PARAMETRO DE CONTROL PARA LA FI
2625. C
2626. C PARAMETROS DE SALIDA
2627. C UTLITY UTILIDADES
2628. C
2629. C
2630. C
2631. C
2632. C IF(ONW.LE.0.0) GO TO 5
2633. C
2634. C A=ONW/1.0E06
2635. C X=PARUTL*DN/1.0E06
2636. C XL=-0.707106*A
2637. C
2638. C IF(X.LE.XL) X=XL+0.001*A
2639. C UTLITY=1.414213*A*X/(2.0*X+1.414213*A)
2640. C
2641. C RETURN
2642. C
2643. C
2644. C 5 UTLITY=0.0
2645. C RETURN
2646. C
2647. C END
2648. C
2649. C
2650. C
2651. C

```

INC. PETROLERA
 1966

```

2652. SUBROUTINE OILMAP(OIL,LR,LC,N,M,OCO,FL)
2653. C
2654. C EL MAPA MUESTRA TODOS LOS POZOS QUE HAN SIDO PERFORADOS
2655. C W INDICA EL RESULTADO DEL POZO (SECO O PRODUCTOR) Y SI HA
2656. C SIDO PERFORADO POR LA COMPANIA O LA COMPETENCIA
2657. C
2658. C PARAMETROS DE ENTRADA
2659. C
2660. C OIL(N,M) ARREGLO CON LA COLOCACION DE POZOS PERFORADOS
2661. C LR, LC COORDENADAS DEL POZO MAS RECIENTEMENTE
2662. C PERFORADO
2663. C N, M TAMARO DEL AREA DE ESTUDIO
2664. C OCO PARAMETROS DE LA COMPANIA/COMPETENCIA
2665. C FL VARIABLE DE TRABAJO
2666. C
2667. C
2668. C DIMENSION OIL(N,M)
2669. C REAL X,O,F,B,P,C

```

```

2618. C EN FORMA DE SUPERFICIE CURVA
2619. C
2620. C PARAMETROS DE ENTRADA
2621. C
2622. C DN DOLARES GANADOS O PERDIDOS POR TRANSACCION
2623. C ONW VALOR NETO DE LA COMPANIA
2624. C PARUTL PARAMETRO DE CONTROL PARA LA FUNCION UTILITY
2625. C
2626. C PARAMETROS DE SALIDA
2627. C UTILITY UTILIDADES
2628. C
2629. C
2630. C
2631. C
2632. C IF(ONW.LE.0.0) GO TO 5
2633. C
2634. C A=ONW/1.0E06
2635. C X=PARUTL*DN/1.0E06
2636. C XL=-0.707106*A
2637. C
2638. C IF(X.LE.XL) X=XL+0.001*A
2639. C UTILITY=1.414213*A*X/(2.0*X+1.414213*A)
2640. C
2641. C RETURN
2642. C
2643. C 5 UTILITY=0.0
2644. C RETURN
2645. C
2646. C END
2647. C
2648. C
2649. C
2650. C
2651. C

```

```

2652. SUBROUTINE OILMAP(OIL,LR,LC,N,M,OCO,FL)
2653. C
2654. C EL MAPA MUESTRA TODOS LOS POZOS QUE HAN SIDO PERFORADOS
2655. C W INDICA EL RESULTADO DEL POZO (SECO O PRODUCTOR) Y SI HA
2656. C SIDO PERFORADO POR LA COMPANIA O LA COMPETENCIA
2657. C
2658. C PARAMETROS DE ENTRADA
2659. C
2660. C OIL(N,M) ARREGLO CON LA COLOCACION DE POZOS PERFORADOS
2661. C LR, LC COORDENADAS DEL POZO MAS RECIENTEMENTE
2662. C PERFORADO
2663. C N, M TAMANO DEL AREA DE ESTUDIO
2664. C OCO PARAMETROS DE LA COMPANIA/COMPETENCIA
2665. C FL VARIABLE DE TRABAJO
2666. C
2667. C
2668. C DIMENSION OIL(N,M)
2669. C REAL X,O,F,B,P,C

```

```

2670. DATA X,O,F,B,P,C/' X', ' O', ' +', ' ', ' +', ' T/'
2671. C
2672. FL=OIL(LR,LC)
2673. IF(OCO.EQ.1.) GO TO 10
2674. IF(FL.EQ.F) OIL(LR,LC)=C
2675. IF(FL.EQ.B) OIL(LR,LC)=P
2676. RETURN
2677. C
2678. *D IF(FL.EQ.F) OIL(LR,LC)=O
2679. IF(FL.EQ.B) OIL(LR,LC)=X
2680. C
2681. RETURN
2682. END
2683. C
2684. C
2685. C
2686. C

```

```

2687. SUBROUTINE PARAMS(N,M,MAP,OIL,NF,V,NOR,L1,L2,K1,K2,FAV,NRUN,
2688. * PARPAR)
2689. C
2690. C DA UN VALOR IMPORTANTE EL CUAL ES FUNCION DE LAS DISTANCIAS Y
2691. C MEDIDAS DE LOS CAMPOS, Y DISTANCIA AL POZO SECO MAS CERCANO.
2692. C LAS FUNCIONES HAN SIDO ARBITRARIAMENTE DEFINIDAS
2693. C
2694. C PARAMETROS DE ENTRADA
2695. C
2696. C N,M TAMARO DEL AREA DE ESTUDIO
2697. C MAP(N,M) ARREGLO QUE CONTIENE LA LOCALIZACION DE TODOS
2698. C LOS CAMPOS EN EL AREA
2699. C OIL(N,M) ARREGLO QUE SOLO CONTIENE LA LOCALIZACION DE
2700. C LOS CAMPOS DESCUBIERTOS
2701. C NF NUMERO TOTAL DE CAMPOS EN EL AREA
2702. C V(NF) VOLUMENES DE ACEITE DE LOS CAMPOS
2703. C NOR(NF) ARREGLO DE TRABAJO GENERADO POR LA
2704. C SUBROUTINA FROUCHY
2705. C LR, LC COORDENADAS DEL PUNTO DONDE UN VALOR
2706. C IMPORTANTE ES ESTIMADO
2707. C
2708. C PARPAR PARAMETRO DE LA FUNCION WEIGHTING DE DIST-VOL
2709. C
2710. C PARAMETROS DE SALIDA
2711. C
2712. C FAV(N,M) ARREGLO DEL MAPA DE SELECCION DE CELDAS DONDE
2713. C EL FACTOR DE IMPORTANCIA HA SIDO MODIFICADO
2714. C
2715. C
2716. C INTEGER MAP,FAV
2717. C REAL B,X,P
2718. C DIMENSION MAP(N,M),OIL(N,M),FAV(N,M),V(NF),NOR(NF)
2719. C COMMON INP,IOUT
2720. C DATA B,X,P,F/' ', ' X', ' +', ' */
2721. C DIST(Q,R,S,T)=SQRT((Q-R)*(Q-R)+(S-T)*(S-T))

```



```

2722. WEIGH1(R,S,T)=S*S*EXP(-((R-T)/10,0)**2)
2723. WEIGH2(R)=1,0-0,9*EXP(-0,6666*R)
2724. C
2725. INC=5
2726. TIME=NRUN/40,0
2727. DO 10 LR=K1,K2
1 2728. Y1=LR
1 2729. DO 10 LC=L1,L2
2 2730. X1=LC
2 2731. W1MAX=1,0
2 2732. DMIN=20,0
2 2733. LINF=MAX0(1,LC-INC)
2 2734. LSUP=MIN0(M,LC+INC)
2 2735. KINF=MAX0(1,LR-INC)
2 2736. KSUP=MIN0(N,LR+INC)
2 2737. DO 1 IR=KINF,KSUP
3 2738. Y2=IR
3 2739. DO 1 IC=LINF,LSUP
4 2740. X2=IC
4 2741. XOIL=OIL(IR,IC)
4 2742. IF(XOIL,EQ,B,OR,XOIL,EQ,F) GO TO 1
4 2743. IF(XOIL,EQ,P,OR,XOIL,EQ,X) GO TO 20
4 2744. D=DIST(X1,X2,Y1,Y2)
4 2745. NUM=MAP(IR,IC)
4 2746. NORNUM=NOR(NUM)
4 2747. A=V(NORNUM)
4 2748. C=ALOG10(A)+6,0
4 2749. W1=WEIGH1(D,C,TIME)*PARPAR
4 2750. IF(W1MAX,LT,W1) W1MAX=W1
4 2751. GO TO 1
4 2752. 20 D=DIST(X1,X2,Y1,Y2)
4 2753. IF(DMIN,GT,D) DMIN=D
4 2754. 1 CONTINUE
4 2755. C
2 2756. IF(W1MAX,GT,5,0) W1MAX=5,0
2 2757. FAV(LR,LC)=W1MAX*WEIGH2(DMIN)+0,499
2 2758. 10 CONTINUE
2 2759. C
2 2760. C
2 2761. RETURN
2762. END
2763. C
2764. C
2765. C
2766. C

```

```

2767. SUBROUTINE POPLAT(NF,NDIS,NC,VINTLV,VINTLA,VD,VU,CTE,EXPT,NRUN)
2768. C
2769. C MANTIENE LAS ESTADISTICAS SOBRE LA POBLACION DE CAMPOS
2770. C DESCUBIERTOS Y SIN DESCUBRIR.
2771. C
2772. C PARAMETROS DE ENTRADA
2773. C

```

```

2774. C      NF      NUMERO DE CAMPOS EN EL AREA
2775. C      NDIS    NUMERO DE CAMPOS DESCUBIERTOS (NDIS,LE,NF)
2776. C      VD(NDIS) ARREGLO CON LOS VOLUMENES DE CAMPOS DESCUBIERTOS
2777. C      VU(NF)   ARREGLO CON LOS VOLUMENES DE CAMPOS SIN DESCUBRIR
2778. C      CTE    !
2779. C      ! FACTORES DE ESCALA USADOS PARA TRANSFERIR
2780. C      ! VOLUMENES A AREAS
2781. C      EXPT   !
2782. C
2783. C
2784. C      DIMENSION VD(NDIS),VU(NF)
2785. C      DIMENSION XVD(20),XAD(20),XVU(20),ZVU(20),XAU(20),PD(20),
2786. C      *      PU(20),IFR(15)
2787. C
2788. C      COMMON INP,IOUT
2789. C      IS=1
2790. C      NUN=NF-NDIS
2791. C      DO 1 ID=1,NDIS
2792. C      XVD(ID)=ALOG10(VD(ID))
2793. C      XAD(ID)=CTE+EXPT*XVD(ID)
2794. C      1 CONTINUE
2795. C      KK=1
2796. C      DO 2 IU=1,NF
2797. C      IF(VU(IU).EQ.0.) GO TO 2
2798. C      ZVU(KK)=VU(IU)
2799. C      KK=KK+1
2800. C      2 CONTINUE
2801. C
2802. C      DO 3 IU=1,NUN
2803. C      XVU(IU)=ALOG10(ZVU(IU))
2804. C      XAU(IU)=CTE+EXPT*XVU(IU)
2805. C      3 CONTINUE
2806. C
2807. C      WRITE(IOUT,2000)
2808. C      CALL HIST(XVD,NDIS,1,2,NC,VINTLV,1.,IFR,DUM3,DUM,0.,IS)
2809. C      WRITE(IOUT,2001)
2810. C      CALL HIST(XAD,NDIS,1,2,NC,VINTLA,1.,IFR,DUM3,DUM,0.,IS)
2811. C      WRITE(IOUT,2002)
2812. C      CALL HIST(XVU,NUN,1,2,NC,VINTLV,1.,IFR,DUM3,DUM,0.,IS)
2813. C      WRITE(IOUT,2003)
2814. C      CALL HIST(XAU,NUN,1,2,NC,VINTLA,1.,IFR,DUM3,DUM,0.,IS)
2815. C
2816. C      IF(NDIS.EQ.1) GO TO 15
2817. C      10 KL=0
2818. C      DO 4 JD=2,NDIS
2819. C      ID=JD-1
2820. C      IF(VD(ID).LE.VD(JD)) GO TO 4
2821. C      KL=1
2822. C      TEMP=VD(ID)
2823. C      VD(ID)=VD(JD)
2824. C      VD(JD)=TEMP
2825. C      4 CONTINUE
2826. C      IF(KL.EQ.1) GO TO 10
2827. C
2828. C      15 PR=100./(NDIS+1)
2829. C      PD(1)=PR
2830. C      IF(NDIS.EQ.1) GO TO 20
2831. C      DO 5 JD=2,NDIS
2832. C      PD(JD)=PD(JD-1)+PR
2833. C      5 CONTINUE

```

```

2834. 20 PR=100./(NUN+1)
2835.   PU(1)=PR
2836.   DO 6 JU=2,NUN
2837.   PU(JU)=PU(JU-1)+PR
2838. 6 CONTINUE
2839. C
2840. C
2841. C
2842.   WRITE(IOUT,2004) NRUN
2843.   CALL PLOT1(NDIS,VD,PD)
2844.   WRITE(IOUT,2005) NRUN
2845.   CALL PLOT1(NUN,ZVU,PU)
2846. C
2847. 2000 FORMAT(1H1,42X,'HISTOGRAMA LOG DE VOL.S. EN CAMPOS DESCUBIERTOS'/)
2848. 2001 FORMAT(1H1,42X,'HISTOGRAMA LOG DE AREAS EN CAMPOS DESCUBIERTOS'/)
2849. 2002 FORMAT(1H1,42X,'HISTOGRAMA LOG DE VOL.S. EN CAMPOS SIN DESCUBRIR'/)
2850. 2003 FORMAT(1H1,42X,'HISTOGRAMA LOG DE AREAS EN CAMPOS SIN DESCUBRIR'/)
2851. 2004 FORMAT(1H1,17X,'DISTRIBUCION FRECUENCIA CUMULATIVA DE VOLUMENES',
2852. 1'DE CAMPOS QUE HAN SIDO DESCUBIERTOS EN EL CICLO ',13//)
2853. 2005 FORMAT(1H1,17X,'DISTRIBUCION FRECUENCIA CUMULATIVA DE VOLUMENES',
2854. 1'DE CAMPOS QUE PERMANECEN SIN DESCUBRIR EN EL CICLO ',13//)
2855. 30 RETURN
2856.   END
2857. C
2858. C
2859. C
2860. C

```

```

2861. SUBROUTINE HIST(VR,ND,IV,IND1,NCL,DCL,CINF,IFR,XINF,XC,
2862. * EC,ICU)
2863. C
2864. C REALIZA EL CALCULO Y LA EDICION DEL HISTOGRAMA Y DEL
2865. C HISTOGRAMA CUMULATIVO.
2866. C
2867. C PARAMETROS VR(ND*NV) ARREGLO DE DATOS, COLOCADOS EN COLUMNAS
2868. C POR VARIABLE
2869. C ND NUMERO DE DATOS ORIGINALES
2870. C IV INDICADOR DE LA VARIABLE CONSIDERADA
2871. C IND1 OPCION DEL INDICADOR
2872. C NCL NUMERO DE CLASES + 2 (MAX. 50)
2873. C LA PRIMERA (1) Y LA ULTIMA CLASE (NCL) CON-
2874. C TIENEN TODOS LOS ELEMENTOS QUE NO ESTAN DEN-
2875. C TRO DEL INTERVALO DE TRABAJO IF NCL < 3,
2876. C THEN NCL=20
2877. C CINF LIMITE INFERIOR DE SEGUNDA CLASE
2878. C DCL AMPLITUD DE CLASE. IF DCL=0, THEN
2879. C DCL=(MAX-MIN)/(NCL-2)
2880. C IFR(NCL) ARREGLO QUE DA EL NUMERO DE OCURRENCIAS
2881. C POR CLASE
2882. C I U MEDIA !
2883. C >REEMPLAZAR> I V VARIANZA !POR VARIABLE IV
2884. C I N # DE DATOS NO PROBADOS
2885. C XINF LIMITE INFERIOR

```

```

2886. C          XC          AMPLITUD DE CLASE
2887. C
2888. C OPCIONES   IND1.EQ.0 EL HISTOGRAMA SE CALCULA PARA 17 CLASES
2889. C                      CENTRADO EN EL VALOR MEDIO Y CON AMPLITUD
2890. C                      IGUAL A 1/4 DE LA DESVIACION ESTANDAR. LAS
2891. C                      FRECUENCIAS GAUSSIANAS SON TABULADAS Y UNA
2892. C                      PRUEBA CHI2 SE REALIZA. LOS PARAMETROS NCL,
2893. C                      DCL, Y CINF SE OMITEN.
2894. C IND1.EQ.1 EL HISTOGRAMA SE CALCULA ENTRE EL VALOR
2895. C                      MINIMO Y MAXIMO DE LA VARIABLE.
2896. C                      DCL Y CINF SE OMITEN.
2897. C IND1.EQ.2 EL HISTOGRAMA SE CALCULA DESDE EL LIMITE IN-
2898. C                      FERIOR CINF, CONSIDERANDO NCL CLASES DE AM-
2899. C                      PLITUD DCL (EXCEPTO EL PRIMERO Y EL ULTIMO).
2900. C EC.EQ.0 LA ESCALA VERTICAL PARA LA GRAFICA ES IGUAL
2901. C                      AL CONJUNTO DE LA MAXIMA FRECUENCIA /50
2902. C EC.NE.0 LA ESCALA VERTICAL ES DADA POR EC.
2903. C                      IF EC.LT.FRM/50, THEN EC = FRM/50
2904. C ICU.EQ.1 EL HISTOGRAMA CUMULATIVO NO SE CALCULA.
2905. C
2906. C
2907. C COMMON   INP          UNIDAD DE LECTORA DE TARJETAS
2908. C          IOUT         IMPRESORA
2909. C          TEST        VALOR DE PRUEBA. IF VR.LE.TEST,
2910. C                      EL DATO NO SE CONSIDERA
2911. C          NV           NUMERO DE VARIABLES
2912. C          NAM(NV)     NOMBRE DE CADA VARIABLE (A8)
2913. C
2914. C          DIMENSION VR(1),IFR(1)
2915. C          DIMENSION FRT(17),IMP(50)
2916. C          COMMON INP,IOUT
2917. C          DATA FRT/3.017,2.174,3.270,4.591,6.040,7.491,8.783,9.683,9.902,
2918. C          19.683,8.783,7.491,6.04,4.591,3.27,2.174,3.017/
2919. C          DATA IBL/' ',IST/'**'/,IBR/'--'/
2920. C          DATA TEST/1.0E-10/,NV/1/
2921. C
2922. C          U=0
2923. C          V=0
2924. C          N=0
2925. C          ND1=ND*(IV-1)
2926. C
2927. C          ESTADISTICAS, MINIMO Y MAXIMO
2928. C
2929. C          VMAX=0.
2930. C          VMIN=0.
2931. C          DO 11 I=1,ND
1 2932. C          I1=I+ND1
1 2933. C          IF(VR(I1).GT.TEST)GO TO 12
1 2934. C          11 CONTINUE
2935. C          12 VMIN=VR(I1)
2936. C          VMAX=VR(I1)
2937. C          DO 1 I=1,ND
1 2938. C          I1=I+ND1
1 2939. C          VR1=VR(I1)
1 2940. C          IF(VR1.LE.TEST)GO TO 1
1 2941. C          U=U+VR1
1 2942. C          N=N+1
1 2943. C          V=V+VR1*VR1
1 2944. C          IF((VMAX-VR1)*(VR1-VMIN).GE.0.)GO TO 1
1 2945. C          IF(VR1.GT.VMAX)GO TO 10

```

```

1 2946. VMIN=VR1
1 2947. GO TO 1
1 2948. 10 VMAX=VR1
1 2949. 1 CONTINUE
1 2950. C
1 2951. C EDICION DE ESTADISTICAS.
1 2952. C
1 2953. V=(V-U*U/MAX0(1,N))/MAX0(1,N)
1 2954. U=U/MAX0(1,N)
1 2955. WRITE(IOUT,2000) U,V,VMIN,VMAX,N
1 2956. IF(N.EQ.0) GO TO 8
1 2957. C
1 2958. C NUMERO DE OCURRENCIAS (FREQ.ABS.) POR CLASE
1 2959. C
1 2960. NCLAS=NCL
1 2961. NCLAS=MIN0(50,NCLAS)
1 2962. IF(NCLAS.LE.3)NCLAS=20
1 2963. IN=IND1+1
1 2964. GO TO (20,21,22),IN
1 2965. 20 NCLAS=17
1 2966. XC=SQRT(V)/4.
1 2967. XINF=U-XC/2,-7*XC
1 2968. GO TO 2
1 2969. 21 XC=(VMAX*1.0001-VMIN)/(NCLAS-2)
1 2970. XINF=VMIN
1 2971. GO TO 2
1 2972. 22 XC=DCL
1 2973. IF(DCL.EQ.0)XC=(VMAX*1.0001-VMIN)/(NCLAS-2)
1 2974. XINF=CINF
1 2975. 2 CONTINUE
1 2976. DO 3 I=1,NCLAS
1 2977. 3 IFR(I)=0
1 2978. DO 30 I=1,ND
1 2979. I1=I+ND1
1 2980. VR1=VR(I1)
1 2981. IF(VR1.LE.TEST)GO TO 30
1 2982. J=(VR1-XINF)/XC)+2
1 2983. J=MAX0(1,J)
1 2984. J=MIN0(NCLAS,J)
1 2985. IFR(J)=IFR(J)+1
1 2986. 30 CONTINUE
1 2987. WRITE(IOUT,2001)NCLAS,XINF,XC
1 2988. C
1 2989. C EDICION DEL HISTOGRAMA
1 2990. C
1 2991. IF(IND1.GT.0)GO TO 40
1 2992. WRITE(IOUT,2002)
1 2993. GO TO 41
1 2994. 40 WRITE(IOUT,2003)
1 2995. 41 ECH=EC
1 2996. FRM=0.
1 2997. DO 4 I=1,NCLAS
1 2998. FR=(100.*IFR(I))/N
1 2999. IF(FR.GT.FRM)FRM=FR
1 3000. 4 CONTINUE
1 3001. IF(FRM.GT.(50.*ECH))ECH=FRM/50.
1 3002. CHI2=0.
1 3003. DO 5 I=1,50
1 3004. IHL=50-I+1
1 3005. ORD=IHL*ECH

```

```

1 3006. DO 52 IC=1,NCLAS
2 3007. FR=(IFR(IC)*100.)/N
2 3008. IMP(IC)=IBL
2 3009. IF(INT(FR/ECH).GE.IHL)IMP(IC)=IST
2 3010. 52 CONTINUE
1 3011. IF(I-NCLAS)53,55,57
1 3012. 53 U1=XINF*XC*(I-1)
1 3013. FR=(IFR(I)*100.)/N
1 3014. IF(IND1.GT.0)GO TO 54
1 3015. FFT=FRT(I)*N/100.
1 3016. CHI2=CHI2+(IFR(I)-FFT)*(IFR(I)-FFT)/FFT
1 3017. IFT=FFT
1 3018. WRITE(IOUT,2004)U1,IFR(I),IFT,FR,FRT(I),ORD,(IMP(IC),IC=1,NCLAS)
1 3019. GO TO 5
1 3020. 54 IF(.EQ.1)WRITE(IOUT,2017)U1,IFR(I),FR,ORD,(IMP(IC),IC=1,NCLAS)
1 3021. IF(.GT.1)WRITE(IOUT,2005)U2,U1,IFR(I),FR,ORD,(IMP(IC),IC=1,NCLAS)
1 3022. U2=U1
1 3023. GO TO 5
1 3024. 55 FR=(IFR(I)*100.)/N
1 3025. IF(IND1.GT.0)GO TO 56
1 3026. FFT=FRT(I)*N/100.
1 3027. IFT=FFT
1 3028. CHI2=CHI2+(IFR(I)-FFT)*(IFR(I)-FFT)/FFT
1 3029. WRITE(IOUT,2006)IFR(I),IFT,FR,FRT(I),ORD,(IMP(IC),IC=1,NCLAS)
1 3030. GO TO 5
1 3031. 56 WRITE(IOUT,2007)U2,IFR(I),FR,ORD,(IMP(IC),IC=1,NCLAS)
1 3032. GO TO 5
1 3033. 57 IF(IND1.GT.0)GO TO 58
1 3034. WRITE(IOUT,2008)ORD,(IMP(IC),IC=1,NCLAS)
1 3035. GO TO 5
1 3036. 58 WRITE(IOUT,2009)ORD,(IMP(IC),IC=1,NCLAS).
1 3037. 5 CONTINUE
1 3038. C
1 3039. C PRUEBA CHI2 IF IND1=0
1 3040. C
1 3041. IF(IND1.GT.0)GO TO 61
1 3042. WRITE(IOUT,2010)(IBR,IC=1,NCLAS)
1 3043. WRITE(IOUT,2011)(IC,IC=1,NCLAS)
1 3044. IF(CHI2.LT.23.7)GO TO 6
1 3045. WRITE(IOUT,2012)CHI2
1 3046. GO TO 62
1 3047. 6 WRITE(IOUT,2013)CHI2
1 3048. GO TO 62
1 3049. 61 WRITE(IOUT,2014)(IBR,IC=1,NCLAS)
1 3050. WRITE(IOUT,2015)(IC,IC=1,NCLAS)
1 3051. WRITE(IOUT,2018)
1 3052. C
1 3053. C CALCULO Y EDICION DEL HISTOGRAMA CUMULATIVO.
1 3054. C IF ICU.NE.1
1 3055. C
1 3056. 62 IF(ICU.EQ.1)GO TO 8
1 3057. WRITE(IOUT,2000) U,V,VMIN,VMAX,N
1 3058. WRITE(IOUT,2016)NCLAS,XINF,XC
1 3059. JFC=0
1 3060. WRITE(IOUT,2003)
1 3061. DO 7 I=1,50
1 3062. IHL=50-I+1
1 3063. ORD=IHL*2.
1 3064. IFC=0
1 3065. DO 70 IC=1,NCLAS

```

```

2 3066.      IFC=IFC+IFR(IC)
2 3067.      FC=(IFC*100.)/N
2 3068.      IMP(IC)=IBL
2 3069.      IF(INT(FC/2.).GE.IHL)IMP(IC)=IST
2 3070.      70 CONTINUE
1 3071.      IF(I-NCLAS)71,72,73
1 3072.      71 U1=XINF+XC*(I-1)
1 3073.      JFC=JFC+IFR(I)
1 3074.      FC=(JFC*100.)/N
1 3075.      WRITE(IOUT,2005)U1,JFC,FC,ORD,(IMP(IC),IC=1,NCLAS)
1 3076.      GO TO 7
1 3077.      72 JFC=JFC+IFR(I)
1 3078.      FC=(JFC*100.)/N
1 3079.      WRITE(IOUT,2007)JFC,FC,ORD,(IMP(IC),IC=1,NCLAS)
1 3080.      GO TO 7
1 3081.      73 WRITE(IOUT,2009)ORD,(IMP(IC),IC=1,NCLAS)
1 3082.      7 CONTINUE
1 3083.      WRITE(IOUT,2015)(IC,IC=1,NCLAS)
1 3084.      WRITE(IOUT,2014)(IBR,IC=1,NCLAS)
1 3085.      C
3086.      2000 FORMAT(1H,'MEDIA=',E12.5,2X,'VARIANZA=',
3087.      1E11.5,2X,'MINIMO=',E12.5,2X,'MAXIMO=',E12.5,2X,'NUMERO DE ',
3088.      2'DATOS CONSIDERADOS =',I6)
3089.      2001 FORMAT(1H,'30X,'NUMERO DE CLASES=',I2,
3090.      19X,'LIM. INF. =',E12.5,3X,'AMPLITUD DE CLASE=',E11.5/1H ,
3091.      2'*****')
3092.      2002 FORMAT(1H,'LIM.SUP.,FRE.,TEOR.,REL.,TEOR. ESCALA X1')
3093.      2003 FORMAT(1H,'INTERVALOS DE CLASE (MM BBLS O LOG MM BBLS)/1H ,
3094.      1'LIM. INF. ,LIM. SUP. ,FRE.,REL.,ESCALA X1')
3095.      2004 FORMAT(1H,'F9,3,!,I4,!,I4,!,F5,2,X!,F5,2,X!,2X,F5.2, I'
3096.      1,50A2)
3097.      2005 FORMAT(1H,'1X,F6,2,9X,F6,2,3X,!,I4,!,F5,2,X!,2X,F5.2, I'
3098.      120A2)
3099.      2006 FORMAT(1H,'9X,!,I4,!,I4,!,F5,2,X!,F5,2,X!,2X,F5.2, I'
3100.      1,50A2)
3101.      2007 FORMAT(1H,'1X,F6,2,11X, > ',3X,!,I4,!,F5,2,X!,2X,F5.2,
3102.      1' I',20A2)
3103.      2008 FORMAT(1H,'36X,F5.2, I',50A2)
3104.      2009 FORMAT(1H,'40X,F5.2, I',20A2)
3105.      2010 FORMAT(1H,'42X,1',50A2)
3106.      2011 FORMAT(1H,'INTERVALOS DE CLASES',14X,50I2)
3107.      2012 FORMAT(1H,'PRUEBA CHI2 NEGATIVA : VALOR TEORICO =23.7, VALOR'
3108.      1'EXPERIMENTAL =',F6,2,' (RIESGO = 5 %)'
3109.      2013 FORMAT(1H,'PRUEBA CHI2 POSITIVA : VALOR TEORICO =23.7, VALOR'
3110.      1'EXPERIMENTAL =',F6,2,' (RIESGO = 5 %)'
3111.      2014 FORMAT(1H,'41X,10.00 I',20A2)
3112.      2015 FORMAT(1H,'47X,20I2/)
3113.      2016 FORMAT(1H,'PREC. CUMULATIVA',9X,'NUMERO DE CLASES=',I2,9X,
3114.      1'LIM. INF. =',E11.5,3X,'AMPLITUD DE CLASE =',E11.5/1H ,
3115.      2'*****')
3116.      2017 FORMAT(1H,'3X, < ',9X,F6,2,3X,!,I4,!,F5,2,X!,2X,
3117.      1F5,2, I',20A2)
3118.      2018 FORMAT(1H,'54X,'INTERVALOS DE CLASE')
3119.      C
3120.      8 RETURN
3121.      END

```

ANEXO II

RESUMEN DE ESTADÍSTICAS

20 VOLUMENES DE ACEITE GENERADOS AL AZAR DE ACUERDO A LAS SIGUIENTES DISTRIBUCIONES

VOLUMENES DE ACEITE BARRIDOS AL AZAR DE UNA POBLACION IDEAL ESTO ES DISTRIBUIDOS EN FORMA LOGNORMAL
CON MEDIANA DE 25.00 MM BBLs. Y DESVIACION ESTANDAR REPRESENTADA POR EL LOG-10 DE 20.00 MM BBLs.

LOS CAMPOS SON REPRESENTADOS POR ELIPSES CUYOS RANGOS DE EJE MAYOR/EJE MENOR SON BARRIDOS PARA UNA
DISTRIBUCION UNIFORME DE POBLACION LIMITADA DE 1.00 A 3.00

ORIENTACION DE CAMPOS BARRIDOS DE UNA DISTRIBUCION NORMAL DE POBLACION CON MEDIA= 45.00 GRADOS
Y DESVIACION ESTANDAR = 90.00 GRADOS , AZIMUTH ANGULOS MEDIDOS EN FORMA DEXTROGIRA DESDE EL NORTE VERDADERO

A CADA CICLO LA COMPETENCIA O LA COMPANIA SELECCIONARAN EMPLEANDO UNA DISTRIBUCION UNIFORME AL AZAR UNA
SERIE DE CAMBIOS DURANTE LOS CUALES LA PROPORCION DE CICLOS EN LA CUAL LA COMPANIA SELECCIONA ES .33

AMBOS, UN FACTOR DE ESCALA Y UN EXPONENTE SE USARAN PARA TRANSFORMAR LOS VOLUMENES DE ACEITE (MM BBLs.) A AREAS (ACRES) :
 $A = C * V * EXP^{-C}$ SIENDO IGUAL A : 700.00 Y EXP A : .70 RESPECTIVAMENTE

NUMERO DE CAMPOS DESCUBIERTOS DESPUES DEL CUAL LAS ITERACIONES DE MONTECARLO SE DETUVIERON SON 8

EL AREA SIMULADA CONSISTE DE UNA ESTRUCTURA DE 56 FILAS POR 56 COLUMNAS

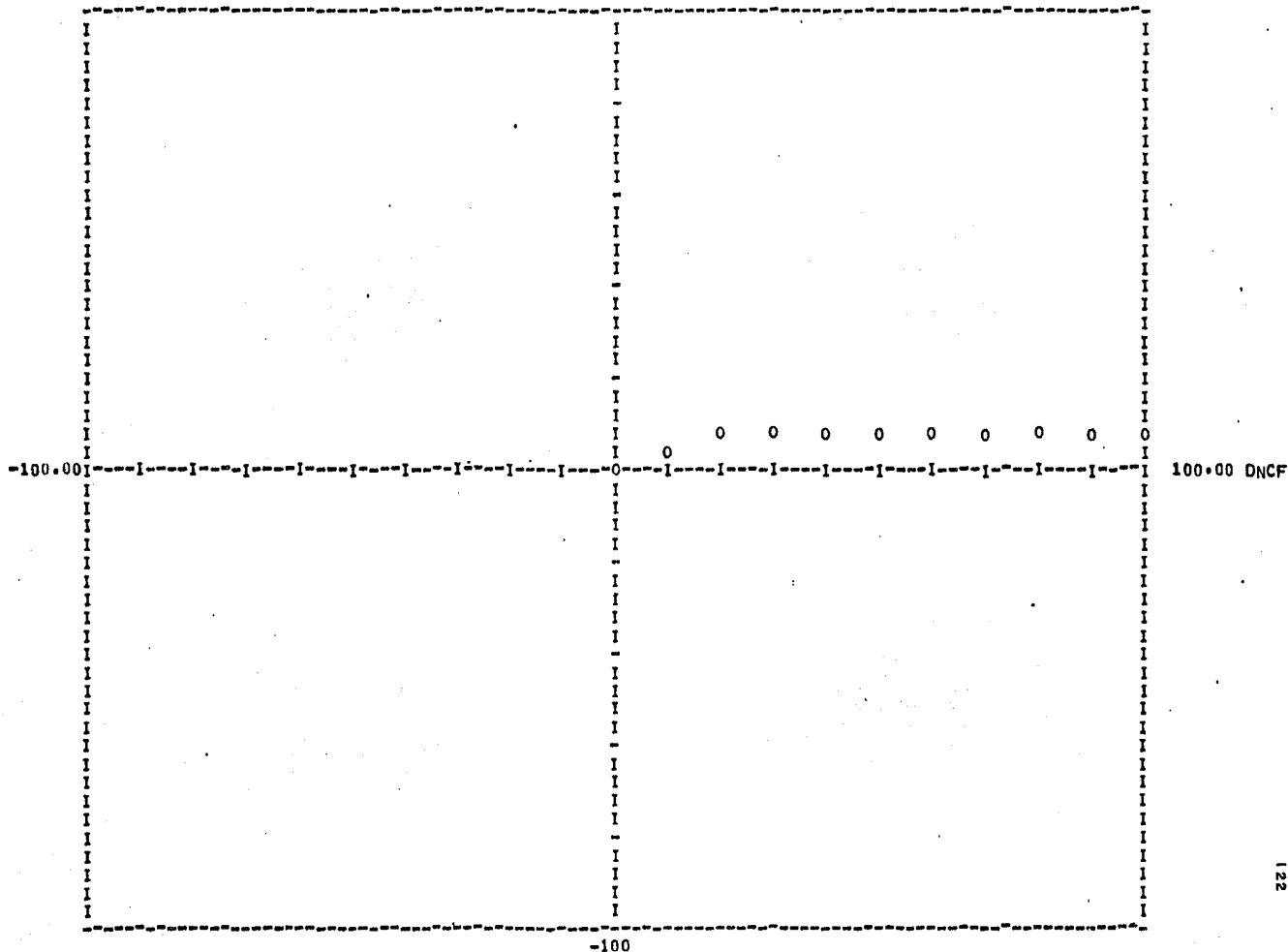
NUMERO CICLOS CORRIDOS DESPUES DEL CUAL EL MAPA DE RENTAS SERIA GRAFICADO ES : 10
NUMERO DE CICLOS DESPUES DEL CUAL LAS RENTAS CAEN ALREDEDOR DE UN POZO SECO ES : 6

PARAMETRO USADO COMO COEFICIENTE EN LA FUNCION WEIGHTING DE LA SUBROUTINA PARAMS ES : .04

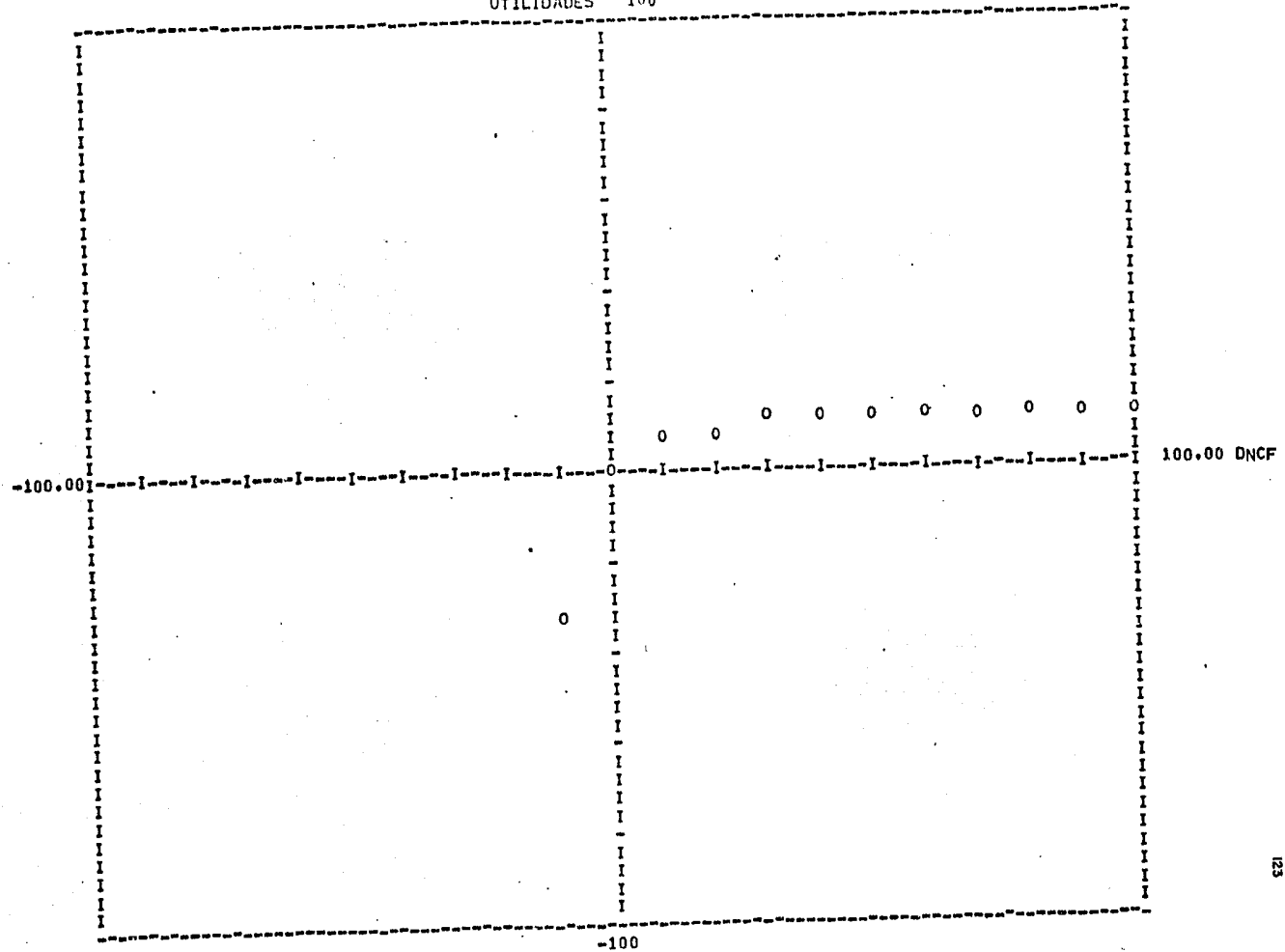
CONSIDERACIONES FINANCIERAS EN ESTA CORRIDA

PRECIO RENTA BASE = \$ 2500.00 POR CUARENTA ACRES SIGNIFICADO DE LA RELACION = \$ 62.50 POR ACRE
CANTIDAD TOTAL DINERO APROVECHABLE POR ARRENDAMIENTO POR CICLO = \$100000.00
COSTO POZO SECO= \$200000.00
COSTOS COMPLEMENTARIOS POZO = \$280000.00
PROPORCION DEL DESARROLLO DE POZOS SUPUESTAMENTE SECOS = .25
PRECIO DEL ACEITE= \$ 36.00 POR BBL
COSTOS DE PROD. (FRACCION DEL PRECIO ACEITE) = .08
REL. REGALIAS = .1075
SEPARACION DE IMPUESTO COMO FRACCION VALOR ACEITE PROD, = .03
AGOTAMIENTO PERMITIDO = 18.00 POR CIENTO
IMPUESTO SOBRE INGRESOS ESTATALES Y FEDERALES= 40.00 POR CIENTO
DEPRECIACION TANGIBLE DEL EQUIPO = 10.00 POR CIENTO SOBRE UNA LINEA BASE
CAPITAL INICIAL DE LA COMPANIA = \$ 5000000.00
IMPUESTO SOBRE CREDITO DE INVERSION 10.00 POR CIENTO
IMP. INGRESO ACREDITABLE 40.00 POR CIENTO
EL FACTOR DE COSTO DE PERFORACION INTANGIBLE ES 2.00
RELACION DE DESCUENTO = 15.00 POR CIENTO
IMPUESTO SOBRE EL APROVECHAMIENTO= \$ 14.00 POR BARRIL, ASI EL PRECIO NETO PARA EL PRODUCTOR ES \$ 22.00
REL. DE DECLINACION ANUAL DE PRODUCCION DE CAMPOS 10.00 POR CIENTO
EL PARAMETRO USADO COMO COEFICIENTE EN LA FUNCION UTILITY ES 1.00

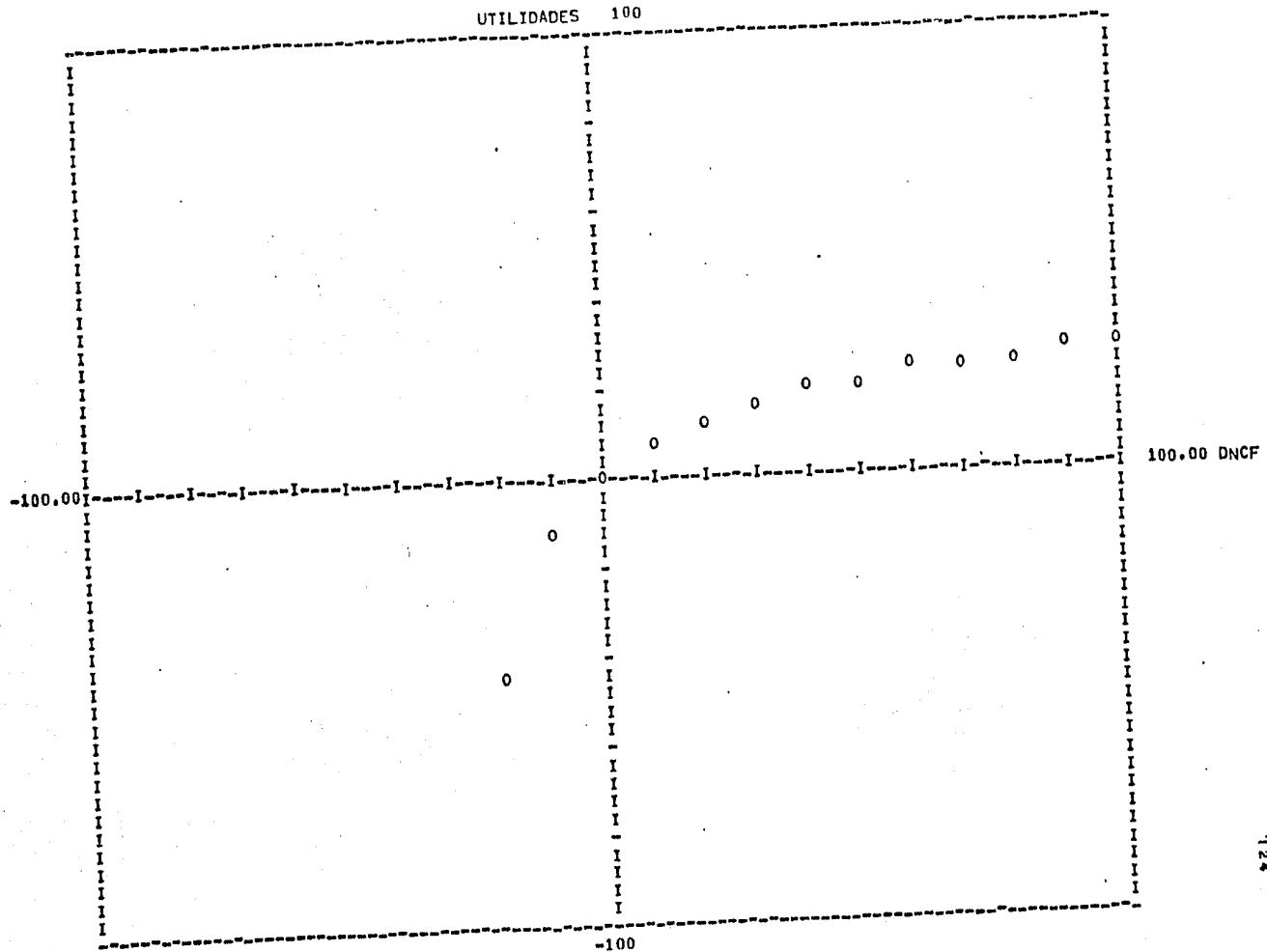
UTILIDADES 100



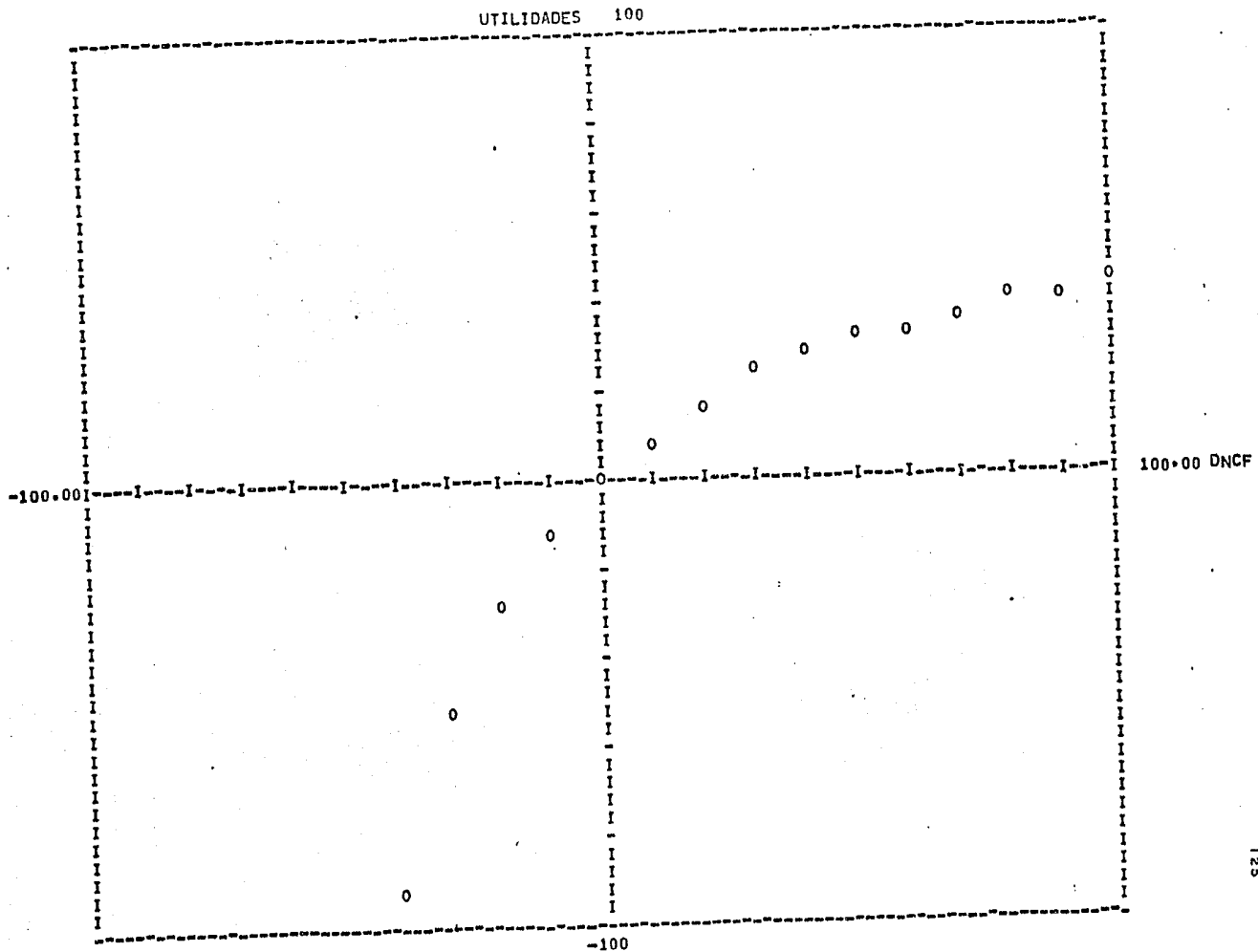
UTILIDADES 100



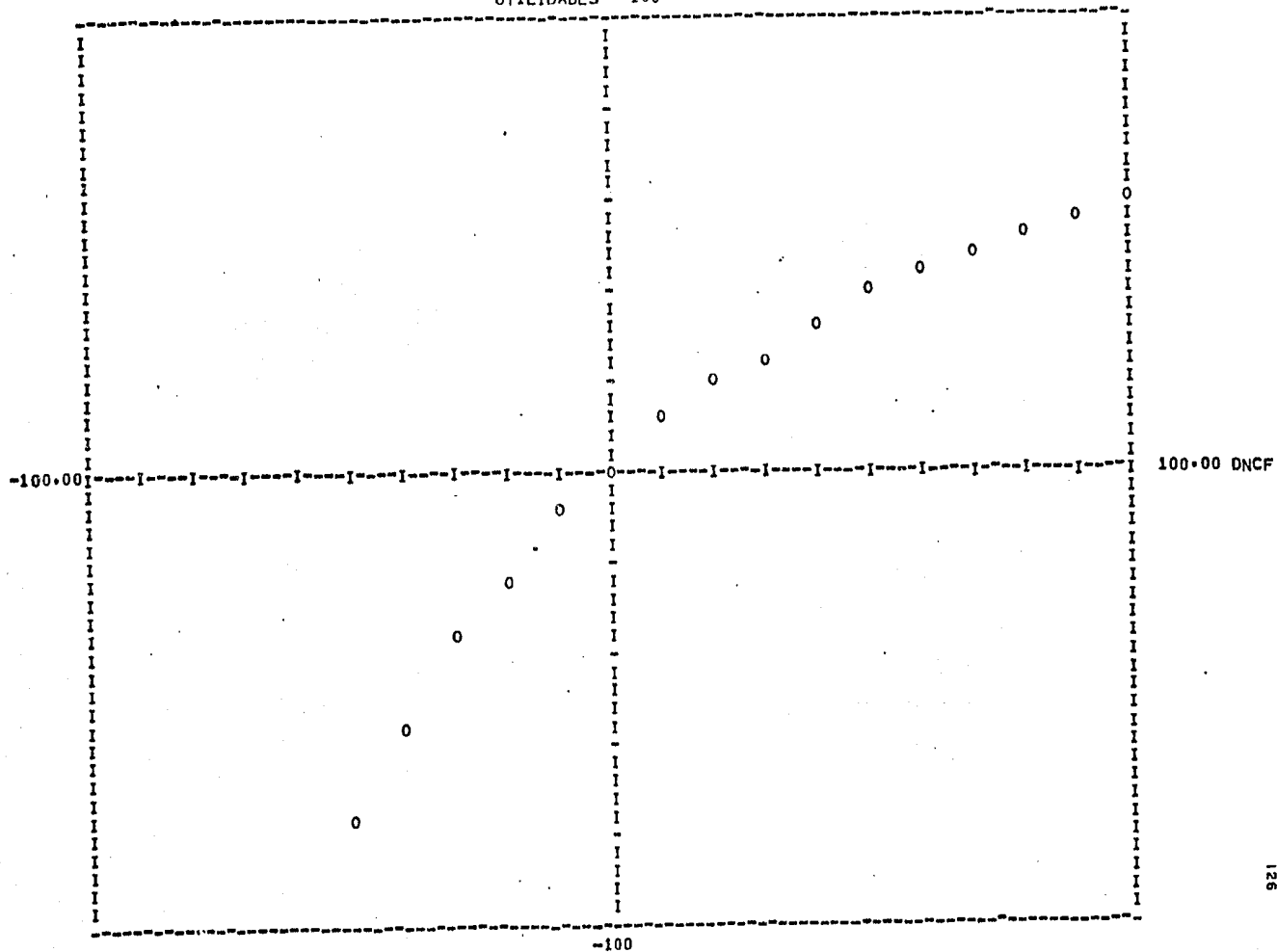
FUNCION UTILITY PARA UN VALOR NETO DE LA COMPANIA DE \$ 50,00 MILLONES DE DOLARES



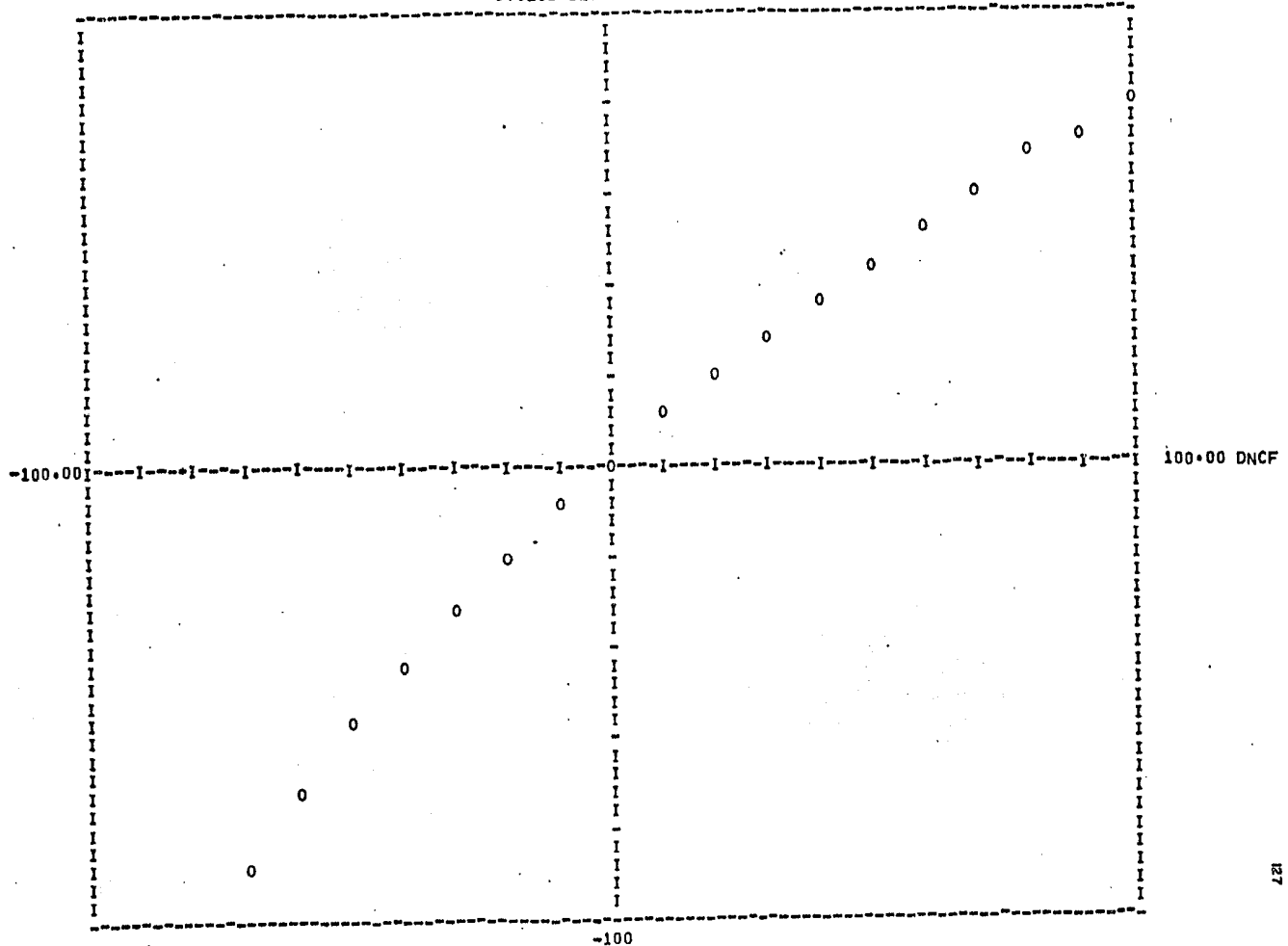
FUNCION UTILITY PARA UN VALOR NETO DE LA COMPANIA DE \$ 100,00 MILLONES DE DOLARES.



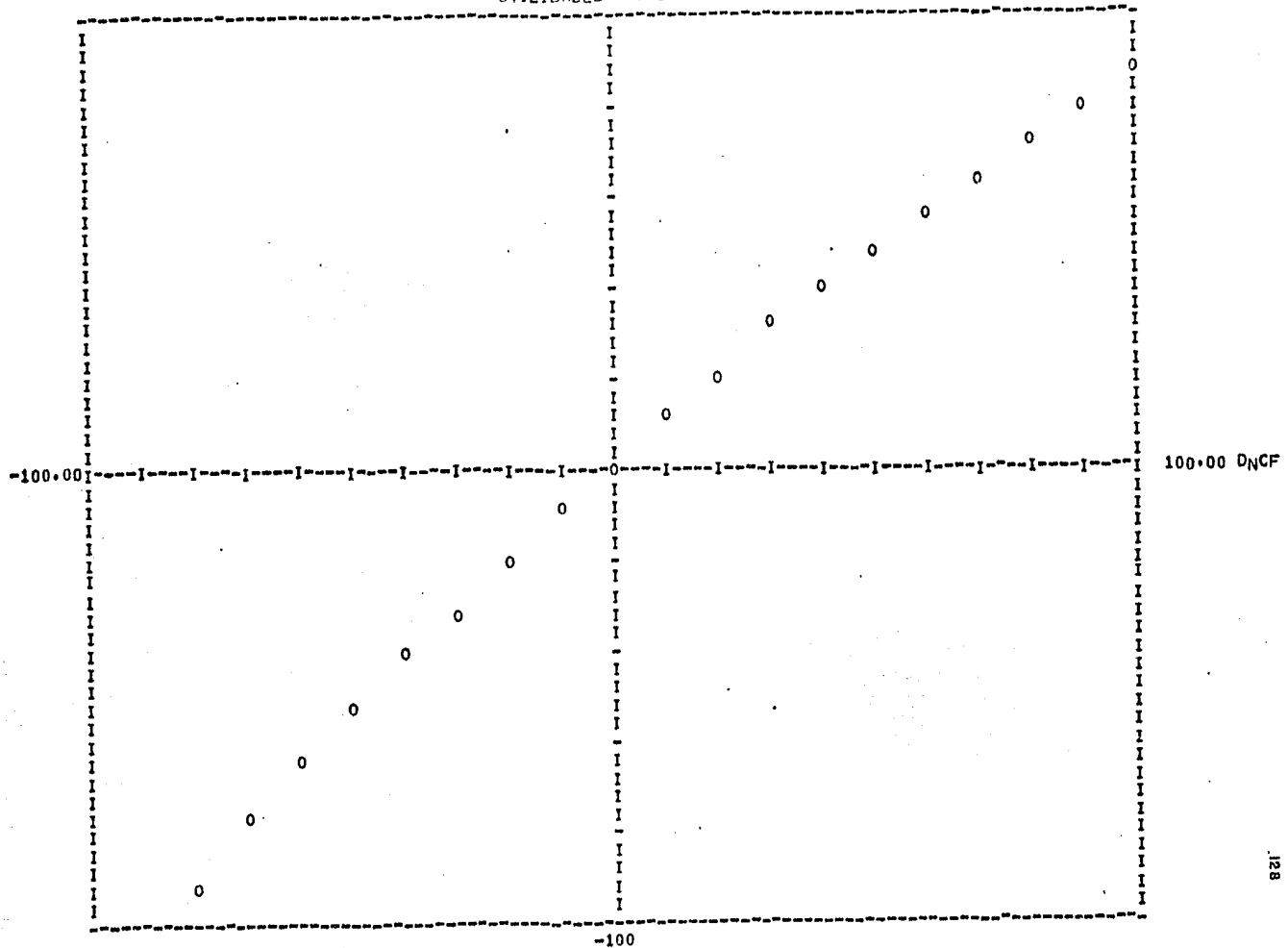
UTILIDADES 100

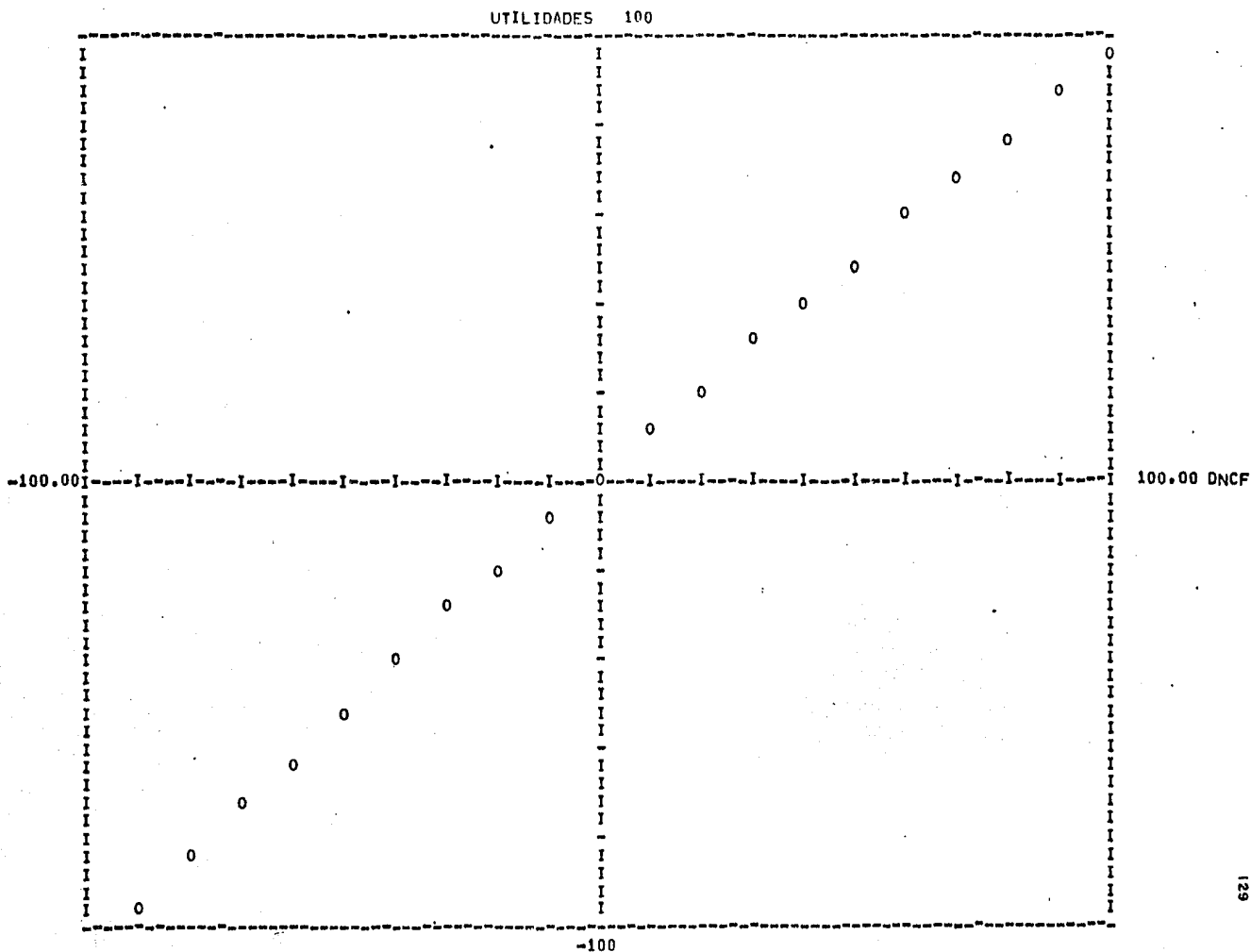


UTILIDADES 100

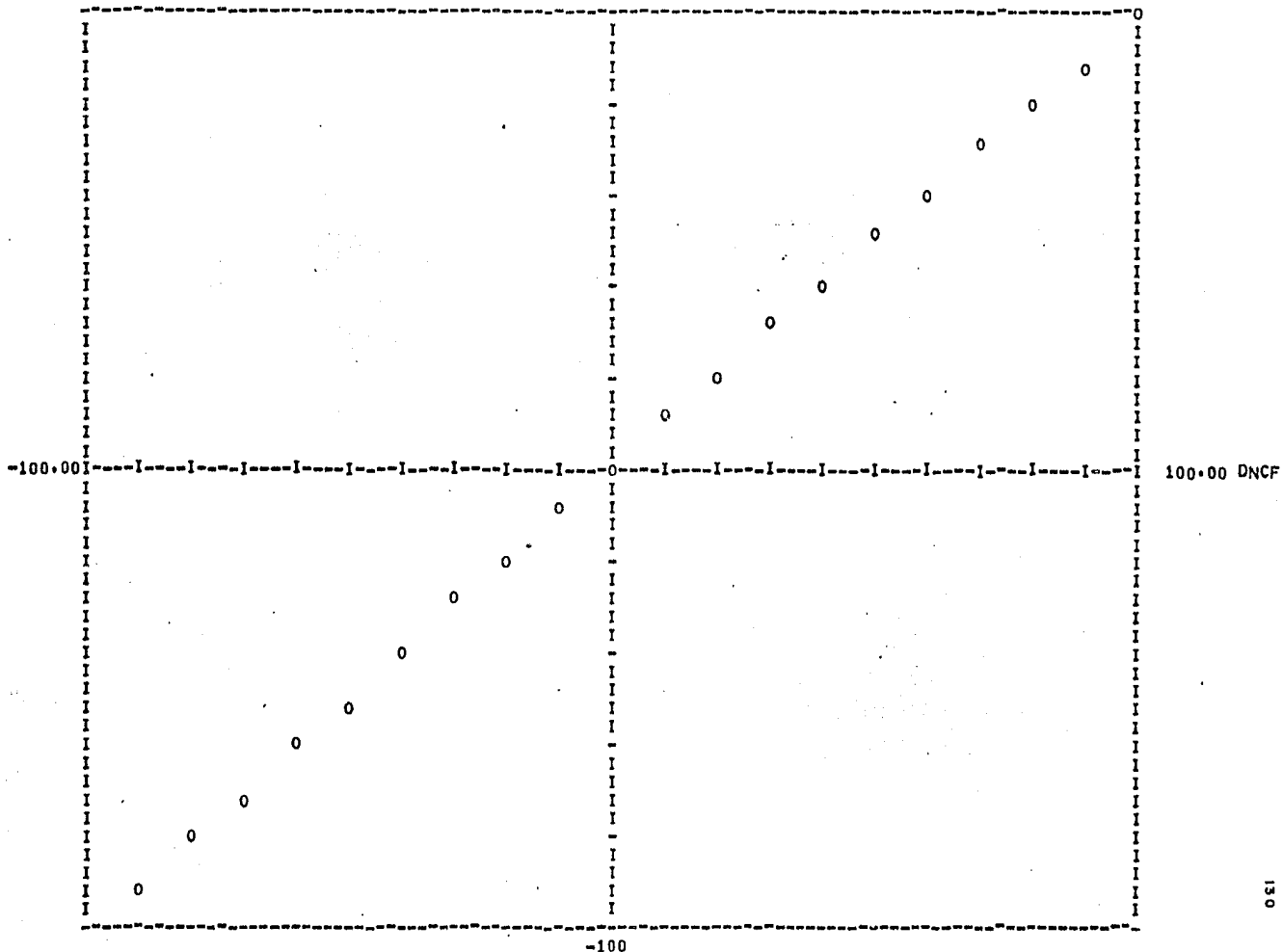


UTILIDADES 100





UTILIDADES 100

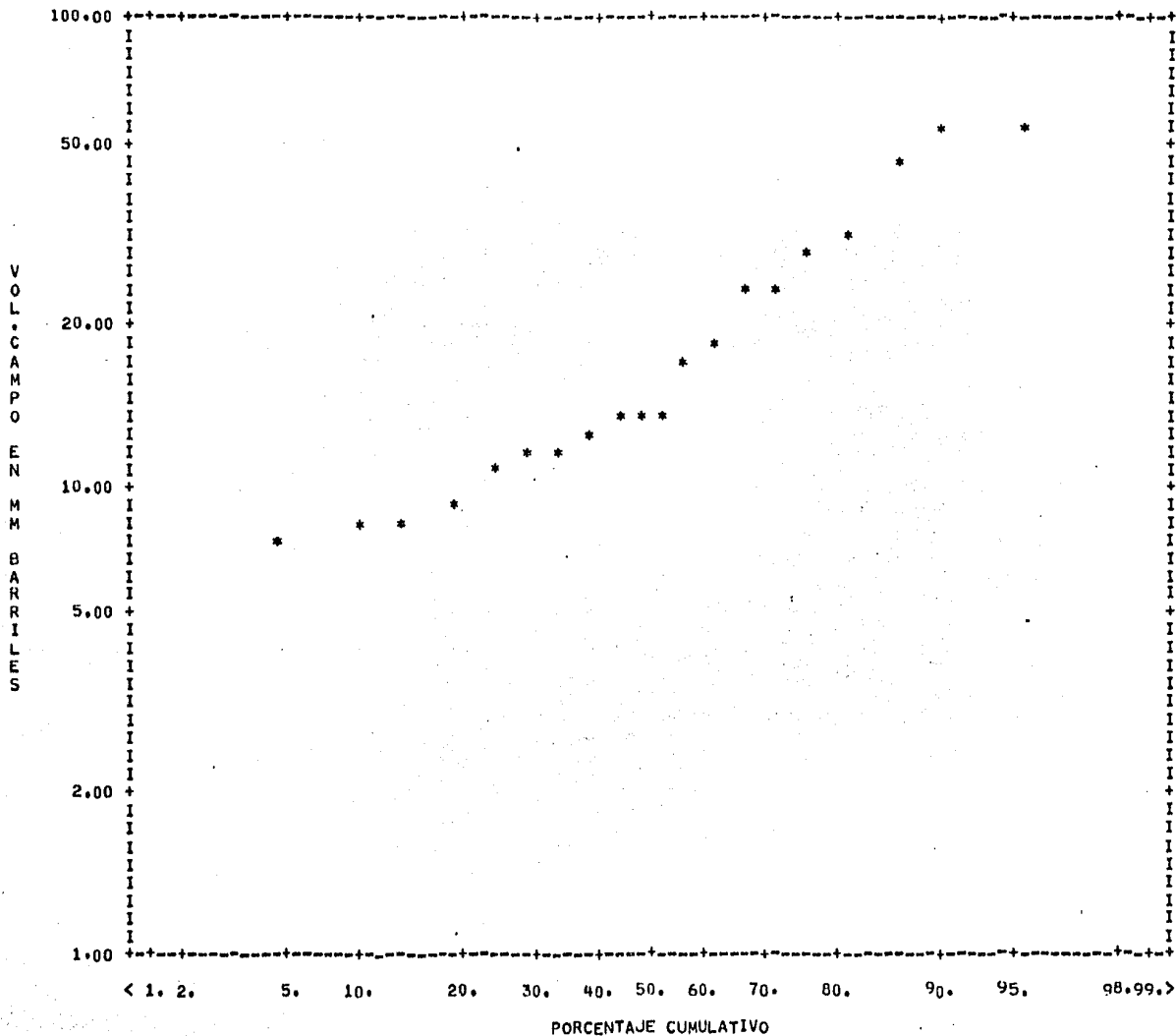


ESTADISTICAS CONCERNIENTES A 20 CAMPOS SITUADOS EN ORDEN ASCENDENTE QUE HAN SIDO CASUALMENTE ELEGIDO DE UNA DISTRIBUCION LOGNORMAL DE POBLACION

CAMPO NUMERO I.D.	LONGITUD /AMPLITUD	LONGITUD DE EJES	VOLUMEN EN MILLONES DE BULS	AREA EN ACRES	PORCENTAJE CUMULATIVO
3	1.40	290.2	7,397	398.013	4.762
2	1.39	81.7	7,880	416.034	9.524
20	2.05	304.2	8,117	424.750	14.286
11	2.74	20.7	8,876	452.207	19.048
18	2.33	55.8	10,695	515.221	23.810
8	1.28	227.9	11,075	527.976	28.571
10	2.31	304.5	11,311	535.835	33.333
19	1.61	176.6	12,473	573.798	38.095
12	2.77	336.7	13,055	592.394	42.857
9	2.77	171.3	13,141	595.115	47.619
1	2.53	28.3	13,816	616.350	52.381
17	1.37	220.6	17,683	732.592	57.143
15	1.99	321.3	18,664	760.803	61.905
6	2.54	311.6	24,725	926.321	66.667
14	1.24	330.9	25,236	939.689	71.429
16	2.56	304.2	29,993	1060.443	76.190
5	1.44	14.1	32,085	1111.686	80.952
4	2.14	306.9	46,406	1439.364	85.714
13	2.48	342.4	54,878	1618.626	90.476
7	2.39	331.0	57,597	1674.362	95.238

VOLUMEN MEDIO DE CAMPOS SELECCIONADOS = 21.163
 DESVIACION ESTANDAR DE CAMPOS SELECCIONADOS = 15.306

DISTRIBUCION DE FRECUENCIA GRAFICADA EN FORMA DE PROBABILIDAD LOGARITMICA DE VOLUMENES DE CAMPOS
 CON LOS CUALES LA REGION HA SIDO PROVISTA



HISTOGRAMA DE DISTRIBUCION DE FRECUENCIA DE CAMPOS EN UNA POBLACION INICIAL EN CAMPOS SIN DESCUBRIR EXPRESADO EN BARRILES

MEDIA= .21255+002 VARIANZA= .23006+003 MINIMO= .73967+001 MAXIMO= .57597+002 NUMERO DE DATOS CONSIDERADOS = 20
 NUMERO DE CLASES=15 LIM. INF. = .00000 AMPLITUD DE CLASE= .33467+001

INTERVALOS DE CLASE (MM BBLs O LOG MM BBLs)

LIM. INF.	LIM. SUP.	FRE.	REL.	ESCALA	%I
<	.00	0!	.00%	30.00	I
.00	3.35	0!	.00%	29.40	I
3.35	6.69	0!	.00%	28.80	I
6.69	10.04	4!	20.00%	28.20	I
10.04	13.39	6!	30.00%	27.60	I
13.39	16.73	1!	5.00%	27.00	I
16.73	20.08	2!	10.00%	26.40	I
20.08	23.43	0!	.00%	25.80	I
23.43	26.77	2!	10.00%	25.20	I
26.77	30.12	1!	5.00%	24.60	I
30.12	33.47	1!	5.00%	24.00	I
33.47	36.81	0!	.00%	23.40	I
36.81	40.16	0!	.00%	22.80	I
40.16	43.51	0!	.00%	22.20	I
43.51	>	3!	15.00%	21.60	I
				21.00	I
				20.40	I
				19.80	I
				19.20	I
				18.60	I
				18.00	I
				17.40	I
				16.80	I
				16.20	I
				15.60	I
				15.00	I
				14.40	I
				13.80	I
				13.20	I
				12.60	I
				12.00	I
				11.40	I
				10.80	I
				10.20	I
				9.60	I
				9.00	I
				8.40	I
				7.80	I
				7.20	I
				6.60	I
				6.00	I
				5.40	I
				4.80	I
				4.20	I
				3.60	I
				3.00	I
				2.40	I
				1.80	I
				1.20	I
				.60	I
				0.00	I

1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15

INTERVALOS DE CLASE

HISTOGRAMA DE DISTRIBUCION DE FRECUENCIA DE VOLUMENES DE CAMPOS EN UNA POBLACION INICIAL EN CAMPOS SIN DESCUBRIR
EXPRESADO COMO LOG10 DE VOLUMENES

MEDIA= .12342+001 VARIANZA= .75385+001 MINIMO= .86904+000 MAXIMO= .17604+001 NUMERO DE DATOS CONSIDERADOS = 20
 NUMERO DE CLASES=15 LIM. INF. = .10000+001 AMPLITUD DE CLASE= .11338+000

INTERVALOS DE CLASE (MM RBLS O LOG MM BRLS)			
LIM. INF.	LIM. SUP.	FRE. REL.	ESCALA %I
<	1.00	4!20.00%	20.00 I****
1.00	1.11	4!20.00%	19.60 I****
1.11	1.23	3!15.00%	19.20 I****
1.23	1.34	2!10.00%	18.80 I****
1.34	1.45	2!10.00%	18.40 I****
1.45	1.57	2!10.00%	18.00 I****
1.57	1.68	1! 5.00%	17.60 I****
1.68	1.79	2!10.00%	17.20 I****
1.79	1.91	0! .00%	16.80 I****
1.91	2.02	0! .00%	16.40 I****
2.02	2.13	0! .00%	16.00 I****
2.13	2.25	0! .00%	15.60 I****
2.25	2.36	0! .00%	15.20 I****
2.36	2.47	0! .00%	14.80 I*****
2.47	>	0! .00%	14.40 I*****

14.00	I*****
13.60	I*****
13.20	I*****
12.80	I*****
12.40	I*****
12.00	I*****
11.60	I*****
11.20	I*****
10.80	I*****
10.40	I*****
10.00	I***** **
9.60	I***** **
9.20	I***** **
8.80	I***** **
8.40	I***** **
8.00	I***** **
7.60	I***** **
7.20	I***** **
6.80	I***** **
6.40	I***** **
6.00	I***** **
5.60	I***** **
5.20	I***** **
4.80	I***** **
4.40	I***** **
4.00	I***** **
3.60	I***** **
3.20	I***** **
2.80	I***** **
2.40	I***** **
2.00	I***** **
1.60	I***** **
1.20	I***** **
.80	I***** **
.40	I***** **
0.00	I-----

1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15

INTERVALOS DE CLASE

HISTOGRAMA DE DISTRIBUCION DE FRECUENCIA DE
 AREAS DE CAMPOS EN UNA POBLACION INICIAL EN CAMPOS
 SIN DESCUBRIR EXPRESADOS COMO LOG10 DE AREAS

MEDIA= .28555+001 VARIANZA= .36939-001 MINIMO= .25999+001 MAXIMO= .32238+001 NUMERO DE DATOS CONSIDERADOS = 20
 LIM. INF. = .10000+001 AMPLITUD DE CLASE= .20706+000
 NUMERO DE CLASES=15

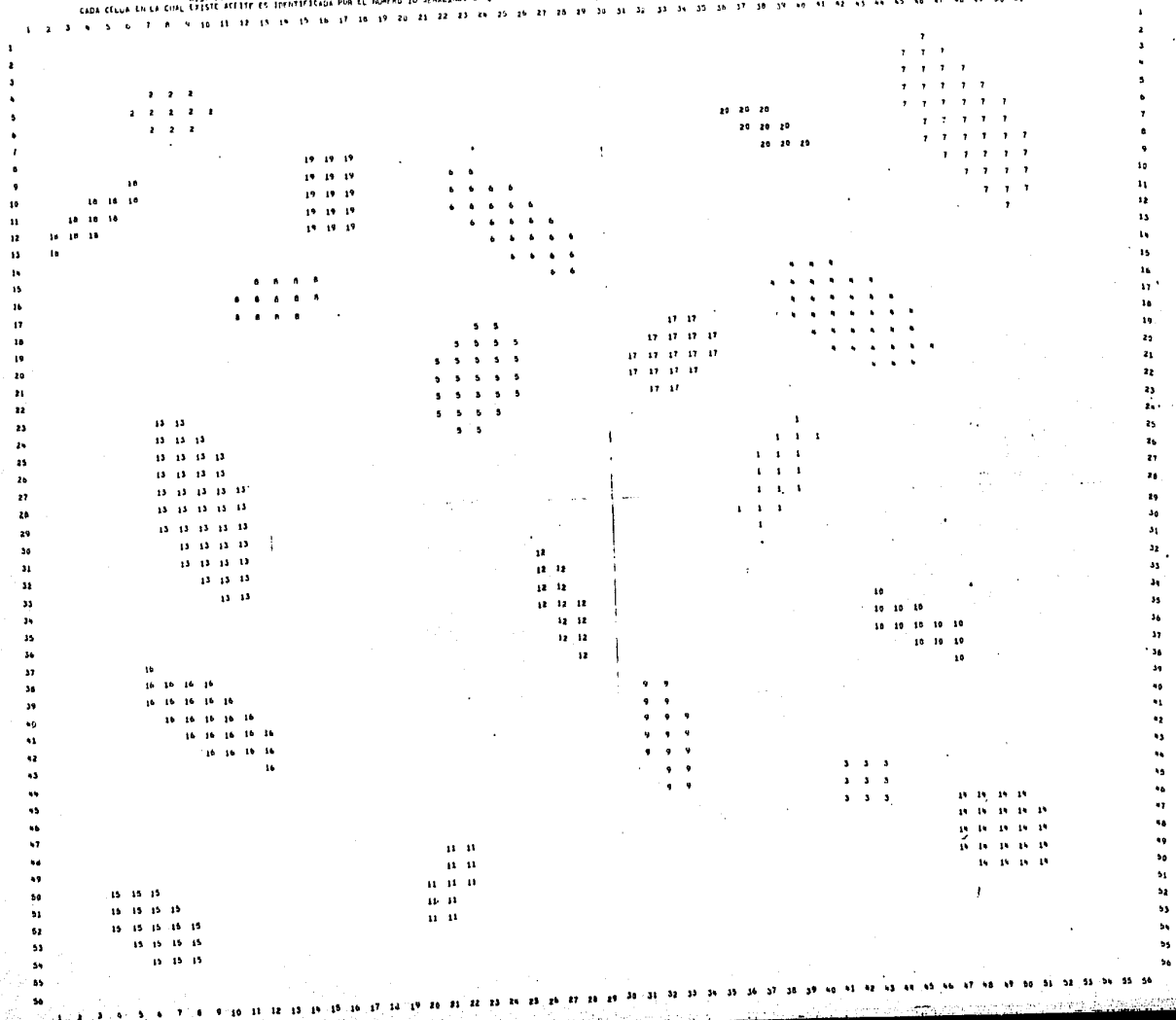
INTERVALOS DE CLASE (MM BBL5 O LOG MM BBL5)

LIM. INF.	LIM. SUP.	IFRE.	F.REL.	ESCALA	%I
<	1.00	!	0!	.00%	35.00 I
1.00	1.21	!	0!	.00%	34.30 I
1.21	1.41	!	0!	.00%	33.60 I
1.41	1.62	!	0!	.00%	32.90 I
1.62	1.83	!	0!	.00%	32.20 I
1.83	2.04	!	0!	.00%	31.50 I
2.04	2.24	!	0!	.00%	30.80 I
2.24	2.45	!	0!	.00%	30.10 I
2.45	2.66	!	4	20.00%	29.40 I
2.66	2.86	!	7	35.00%	28.70 I
2.86	3.07	!	6	130.00%	28.00 I
3.07	3.28	!	3	15.00%	27.30 I
3.28	3.48	!	0!	.00%	26.60 I
3.48	3.69	!	0!	.00%	25.90 I
3.69	>	!	0!	.00%	25.20 I
					24.50 I
					23.80 I
					23.10 I
					22.40 I
					21.70 I
					21.00 I
					20.30 I
					19.60 I
					18.90 I
					18.20 I
					17.50 I
					16.80 I
					16.10 I
					15.40 I
					14.70 I
					14.00 I
					13.30 I
					12.60 I
					11.90 I
					11.20 I
					10.50 I
					9.80 I
					9.10 I
					8.40 I
					7.70 I
					7.00 I
					6.30 I
					5.60 I
					4.90 I
					4.20 I
					3.50 I
					2.80 I
					2.10 I
					1.40 I
					.70 I
					0.00 I

 1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15
 INTERVALOS DE CLASE

DISTRIBUCION GEOMETRICA DE CAMPOS SIN BASECULTIVA
 CADA CELDA EN LA CUAL EXISTE ACEITE ES IDENTIFICADA POR EL NUMERO 20 SEÑALANDO UN CAMPO EN PARTICULAR

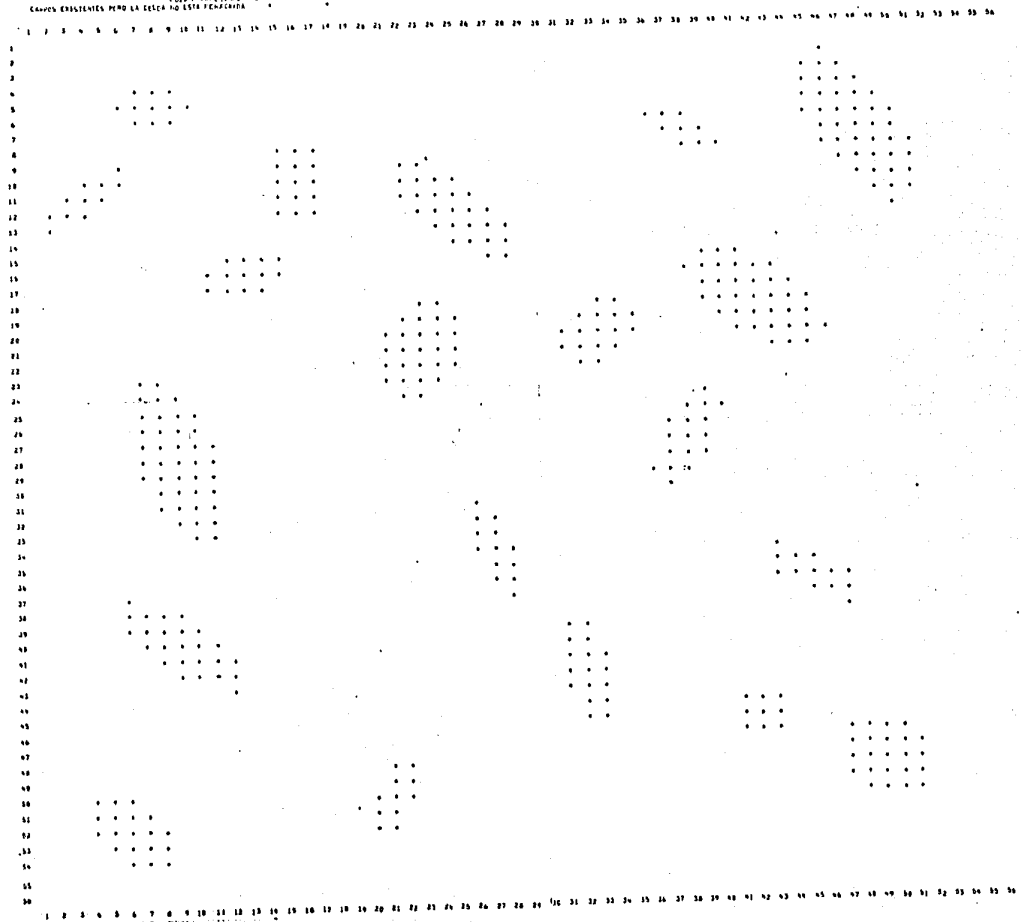
DISTRIBUCION GEOMETRICA DE CAMPOS SIN BASECULTIVA
 CADA CELDA EN LA CUAL EXISTE ACEITE ES IDENTIFICADA POR EL NUMERO 10 SEÑALANDO UN CAMPO EN PARTICULAR



RESULTADOS DE PENETRACION Y CAMPOS SIN DESGASTE EN TRAZADOS EN EL CICLO DE LA EXPLOSION

C A M P O S
 COMPLETA COMPLETA
 PUDO SER 0 1
 PUDO SER 0 1
 CAMPOS EXISTENTES PARA LA CELA NO ESTA PENETRADA

C A M P O S
 COMPLETA COMPLETA
 PUDO SER 0 1
 PUDO SER 0 1
 CAMPOS EXISTENTES PARA LA CELA NO ESTA PENETRADA



INICIO DE LOS CICLOS ITERATIVOS EN ESTE PUNTO

CICLO #

1

LA COMPETENCIA RENTA 24 Y SE PERFORA UN POZO EXPLORATORIO
 EL RESULTADO ES --- FRACASO

2

LA COMPANIA DECIDE RENTAR 24 Y PERFORAR UN POZO EXPLORATORIO
 SI UN CAMPO ES DESCUBIERTO SU MAXIMA INVERSION EN ARRENDAMIENTO Y POZOS ES \$ 13164000.
 COSTOS POR RENTA : \$ 60000.00
 COSTOS TANGIBLES DE PERFORACION : \$ 6240000.00
 COSTOS INTANGIBLES DE PERFORACION : \$ 12480000.00
 IMPUESTO INGRESO ACREDITABLE : .40
 IMPUESTO CREDITO DE INVERSION : .10

DESCUENTOS NETOS PROYECTADOS PARA 10 AÑOS ASOCIADOS CON LOS RESULTADOS PARTICULARES
 PARA ESTE PROYECTO EN BBL DE ACEITE PRODUCIBLE

PROBABILIDAD	RESULTADO EN M BBL	CONSECUENCIAS FINANCIERAS	UTILIDADES
.873154	0.	-606000.	-.62

TABLA DE DESCUENTOS NETOS PROYECTADOS (EN MILLONES DE DOLARES)
 SI UN CAMPO CON UN VOLUMEN DE 21.475 MILLONES BBLS. SE DESCUBRE

TABLA DE INVERSION NETA AL AÑO 0

	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)														
	-0.06	-3.83	-7.66	-3.06	-3.38	-8.10														
ARO	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)	(14)	(15)	(16)	(17)	(18)	(19)	(20)						
0														-8.10						
1	71.12	13.34	57.79	1.73	1.07	54.99	10.40	.38	44.20	17.68	37.31	.87	32.44	24.34						
2	64.36	12.07	52.29	1.57	.97	49.75	9.41	.38	39.96	15.98	33.77	.76	25.54	49.87						
3	58.23	10.92	47.31	1.42	.87	45.02	8.52	.38	36.12	14.45	30.57	.66	20.10	69.98						
4	52.69	9.88	42.81	1.28	.79	40.74	7.71	.38	32.65	13.06	27.68	.57	15.82	85.80						
5	47.68	8.94	38.74	1.16	.72	36.86	6.97	.38	29.50	11.80	25.06	.50	12.46	98.26						
6	43.14	8.09	35.05	1.05	.65	33.35	6.31	.38	26.66	10.66	22.69	.43	9.81	108.07						
7	39.03	7.32	31.71	.95	.59	30.18	5.71	.38	24.09	9.63	20.54	.38	7.72	115.79						
8	35.32	6.62	28.70	.86	.53	27.31	5.17	.38	21.76	8.70	18.60	.33	6.08	121.87						
9	31.96	5.99	25.97	.78	.48	24.71	4.67	.38	19.65	7.86	16.85	.28	4.79	126.66						
10	28.92	5.42	23.49	.70	.43	22.36	4.23	.38	17.74	7.10	15.26	.25	3.77	130.43						

- COLUMNA (1) : COSTOS POR RENTAS
- COLUMNA (2) : COSTOS TANGIBLES PERFORACION
- COLUMNA (3) : COSTOS INTANGIBLES PERFORACION
- COLUMNA (4) : IMPUESTO INGRESO ACREDITABLE
- COLUMNA (5) : IMPUESTO CREDITO DE INVERSION
- COLUMNA (6) : INVERSION NETA (1)+(2)+(3)-(4)-(5)
- COLUMNA (7) : INGRESOS BRUTOS
- COLUMNA (8) : REGALIAS
- COLUMNA (9) : INGRESOS NETOS (7) - (8)
- COLUMNA (10) : IMPUESTO DE PRODUCCION
- COLUMNA (11) : GASTOS DE OPERACION
- COLUMNA (12) : INGRESOS ANTES DE EQUIPAR
- COLUMNA (13) : DECLINACION
- COLUMNA (14) : DEPRECIACION
- COLUMNA (15) : INGRESOS GRAVABLES (12) - (13) - (14)
- COLUMNA (16) : IMPUESTO FEDERAL DE INGRESO
- COLUMNA (17) : INGRESO DESPUES DE EQUIPAR (12) - (16)
- COLUMNA (18) : FACTOR DE DESCUENTO
- COLUMNA (19) : VALOR PRESENTE DE DESCUENTO (17) * (18)
- COLUMNA (20) : CANTIDAD EFECTIVA CUMULATIVA

PROBABILIDAD

.016171

RESULTADO EN M BBLS

46854.

CONSECUENCIAS FINANCIERAS

130432254.

EMV =

9838698.

UTILIDADES

27.82

EUV =

2.49

137

EL RESULTADO ES --- FRACASO, LA COMPANIA PIERDE \$

606000.00 Y SU VALOR NETO ES AHORA \$

49394000.00

3

LA COMPANIA DECIDE RENTAR 24 Y PERFORAR UN POZO EXPLORATORIO
 SI UN CAMPO ES DESCUBIERTO SU MAXIMA INVERSION EN ARRENDAMIENTO Y POZOS ES \$ 13164000.
 COSTOS POR RENTA : \$ 60000.00
 COSTOS TANGIBLES DE PERFORACION : \$ 6240000.00
 COSTOS INTANGIBLES DE PERFORACION : \$ 12480000.00
 IMPUESTO INGRESO ACREDITABLE : .40
 IMPUESTO CREDITO DE INVERSION : .10

DESCUENTOS NETOS PROYECTADOS PARA 10 AÑOS ASOCIADOS CON LOS RESULTADOS PARTICULARES
 PARA ESTE PROYECTO EN BBLs DE ACEITE PRODUCIBLE

PROBABILIDAD	RESULTADO EN M BBLs	CONSECUENCIAS FINANCIERAS	UTILIDADES
.873154	0.	-606000.	-.62
.000788	3347.	17082969.	11.47
.007320	6693.	31296160.	16.51
.013763	10040.	44592556.	19.59
.015628	13387.	55698645.	21.47
.014936	16733.	67764673.	23.05
.012997	20080.	75907632.	23.92
.010963	23427.	85363358.	24.79
.009042	26774.	91772860.	25.30
.007339	30120.	97960632.	25.75
.005943	33467.	104092750.	26.15
.004823	36814.	114882408.	26.78
.003926	40160.	122186787.	27.16
.003207	43507.	123537129.	27.23
.016171	46854.	130432254.	27.55
		-----	-----
		EMV = 9838698.	EUV = 2.47

EL RESULTADO ES --- FRACASO, LA COMPANIA PIERDE \$ 606000.00 Y SU VALOR NETO ES AHORA \$ 48788000.00

4

LA COMPETENCIA RENTA 24 Y SE PERFORA UN POZO EXPLORATORIO

EL RESULTADO ES --- FRACASO

5

LA COMPANIA DECIDE RENTAR 19 Y PERFORAR UN POZO EXPLORATORIO
 SI UN CAMPO ES DESCUBIERTO SU MAXIMA INVERSION EN ARRENDAMIENTO Y POZOS ES \$ 10421500.
 COSTOS POR RENTA : \$ 47500.00
 COSTOS TANGIBLES DE PERFORACION : \$ 4940000.00
 COSTOS INTANGIBLES DE PERFORACION : \$ 9880000.00
 IMPUESTO INGRESO ACREDITABLE : .40
 IMPUESTO CREDITO DE INVERSION : .10

DESCUENTOS NETOS PROYECTADOS PARA 10 AÑOS ASOCIADOS CON LOS RESULTADOS PARTICULARES
 PARA ESTE PROYECTO EN BBLs DE ACEITE PRODUCIBLE

PROBABILIDAD	RESULTADO EN M BBLs	CONSECUENCIAS FINANCIERAS	UTILIDADES
.873154	0.	-593500.	-.60
.000788	3347.	16780076.	11.29
.007320	6693.	29517458.	15.91
.013763	10040.	42063529.	18.95
.015628	13387.	50737989.	20.54
.014936	16733.	60508314.	21.97
.012997	20080.	67015177.	22.77
.010963	23427.	76178411.	23.75
.009042	26774.	81881003.	24.27
.007339	30120.	90255400.	24.96
.005943	33467.	92598508.	25.13
.004823	36814.	97550322.	25.49
.003926	40160.	106543073.	26.06
.003207	43507.	108319168.	26.17
.016171	46854.	115813960.	26.58
		-----	-----
		EMV = 8754873.	EUV = 2.36

EL RESULTADO ES --- FRACASO, LA COMPANIA PIERDE \$ 593500.00 Y SU VALOR NETO ES AHORA \$ 48194500.00

6

LA COMPETENCIA RENTA 24 Y SE PERFORA UN POZO EXPLORATORIO

EL RESULTADO ES --- FRACASO

7

LA COMPANIA DECIDE RENTAR 24 Y PERFORAR UN POZO EXPLORATORIO
SI UN CAMPO ES DESCUBIERTO SU MAXIMA INVERSION EN ARRENDAMIENTO Y POZOS ES \$ 13164000.
COSTOS POR RENTA : \$ 60000.00
COSTOS TANGIBLES DE PERFORACION : \$ 6240000.00
COSTOS INTANGIBLES DE PERFORACION : \$ 12480000.00
IMPUESTO INGRESO ACREDITABLE : .40
IMPUESTO CREDITO DE INVERSION : .10

DESCUENTOS NETOS PROYECTADOS PARA 10 AÑOS ASOCIADOS CON LOS RESULTADOS PARTICULARES
PARA ESTE PROYECTO EN BBLs DE ACEITE PRODUCTIBLE

PROBABILIDAD	RESULTADO EN M BBLs	CONSECUENCIAS FINANCIERAS	UTILIDADES
.873154	0.	-606000.	-.62
.000788	3347.	17082969.	11.38
.007320	6693.	31296160.	16.31
.013763	10040.	44592556.	19.32
.015628	13387.	55698645.	21.14
.014936	16733.	67764873.	22.68
.012997	20080.	75907632.	23.52
.010963	23427.	85363358.	24.36
.009042	26774.	91772860.	24.85
.007339	30120.	97960632.	25.20
.005943	33467.	104092750.	25.67
.004823	36814.	114882408.	26.28

.003926
.003207
.016171

40160.
43507.
46854.

122186787.
123537129.
130432254.

26.65
26.71
27.02

EMV =

9838698.

EUV =

2.41

EL RESULTADO ES --- FRACASO, LA COMPANIA PIERDE \$ 606000,00 Y SU VALOR NETO ES AHORA \$ 47588500.00

8

LA COMPETENCIA RENTA 24 Y SE PERFORA UN POZO EXPLORATORIO

EL RESULTADO ES --- FRACASO

9

LA COMPETENCIA RENTA 11 Y SE PERFORA UN POZO EXPLORATORIO

EL RESULTADO ES --- FRACASO

10

LA COMPETENCIA RENTA 23 Y SE PERFORA UN POZO EXPLORATORIO

EL RESULTADO ES --- FRACASO

11

LA COMPETENCIA RENTA 24 Y SE PERFORA UN POZO EXPLORATORIO
EL RESULTADO ES --- FRACASO

12

LA COMPETENCIA RENTA 24 Y SE PERFORA UN POZO EXPLORATORIO
EL RESULTADO ES --- FRACASO

13

LA COMPETENCIA RENTA 24 Y SE PERFORA UN POZO EXPLORATORIO
EL RESULTADO ES --- FRACASO

14

LA COMPETENCIA RENTA 24 Y SE PERFORA UN POZO EXPLORATORIO
EL RESULTADO ES --- FRACASO

15

LA COMPANIA DECIDE RENTAR 24 Y PERFORAR UN POZO EXPLORATORIO
SI UN CAMPO ES DESCUBIERTO SU MAXIMA INVERSION EN ARRENDAMIENTO Y POZOS ES \$ 13164000.
COSTOS POR RENTA : \$ 60000.00
COSTOS TANGIBLES DE PERFORACION : \$ 6240000.00
COSTOS INTANGIBLES DE PERFORACION : \$ 12480000.00
IMPUESTO INGRESO ACREDITABLE : .40
IMPUESTO CREDITO DE INVERSION : .10

DESCUENTOS NETOS PROYECTADOS PARA 10 AROS ASOCIADOS CON LOS RESULTADOS PARTICULARES
PARA ESTE PROYECTO EN BBLs DE ACEITE PRODUCTIBLE

PROBABILIDAD	RESULTADO EN M BRLS	CONSECUENCIAS FINANCIERAS	UTILIDADES
.873154	0.	-606000.	-.62
.000788	3347.	17082969.	11.33
.007320	6693.	31296160.	16.22
.013763	10040.	44592556.	19.18
.015628	13387.	55698645.	20.98
.014936	16733.	67764673.	22.48
.012997	20080.	75907632.	23.31
.010963	23427.	85363358.	24.14
.009042	26774.	91772860.	24.62

.007339	30120.	97960632.	25.05
.005943	33467.	104092750.	25.43
.004823	36814.	114882408.	26.03
.003926	40160.	122186787.	26.38
.003207	43507.	123537129.	26.45
.016171	46854.	130432254.	26.75
		-----	-----
	EMV =	9838698.	EUV = 2.39

EL RESULTADO ES --- FRACASO, LA COMPANIA PIERDE \$ 606000.00 Y SU VALOR NETO ES AHORA \$ 46982500.00

16

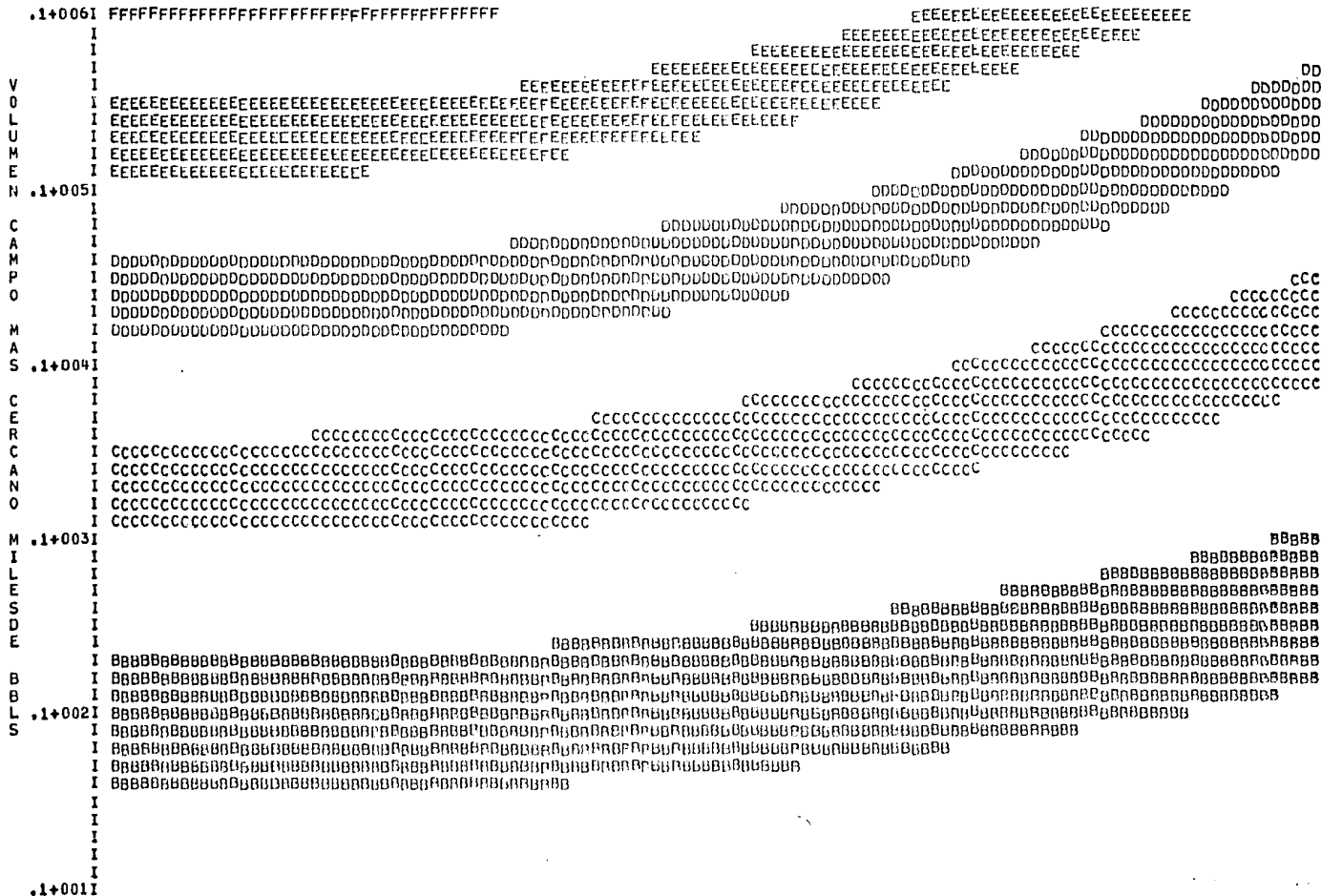
LA COMPANIA DECIDE RENTAR 24 Y PERFORAR UN POZO EXPLORATORIO
SI UN CAMPO ES DESCUBIERTO SU MAXIMA INVERSION EN ARRENDAMIENTO Y POZOS ES \$ 13164000.
COSTOS POR RENTA : \$ 60000.00
COSTOS YANIGIBLES DE PERFORACION : \$ 6240000.00
COSTOS INTANGIBLES DE PERFORACION : \$ 12480000.00
IMPUESTO INGRESO ACREDITABLE : .40
IMPUESTO CREDITO DE INVERSION : .10

DESCUENTOS NETOS PROYECTADOS PARA 10 AÑOS ASOCIADOS CON LOS RESULTADOS PARTICULARES
PARA ESTE PROYECTO EN BBLs DE ACEITE PRODUCIBLE

PROBABILIDAD	RESULTADO EN M BRLS	CONSECUENCIAS FINANCIERAS	UTILIDADES
.873154	0.	-606000.	-.62
.000788	3347.	17082969.	11.28
.007320	6693.	31296160.	16.12
.013763	10040.	44592556.	19.04
.015628	13307.	55698645.	20.81
.014936	16733.	67764673.	22.29
.012997	20080.	75907632.	23.11
.010963	23427.	85363358.	23.91
.009042	26774.	91772860.	24.39
.007339	30120.	97960632.	24.81
.005943	33467.	104092750.	25.18
.004823	36814.	114882408.	25.77
.003926	40160.	122186787.	26.12
.003207	43507.	123537129.	26.18
.016171	46854.	130432254.	26.48
		-----	-----
	EMV =	9838698.	EUV = 2.36

EL RESULTADO ES --- EXITO, LA COMPANIA GANA \$ 130432254.00 Y SU VALOR NETO ES AHORA \$ 177414754.00

MAPA DELINEADO POR LA FUNCION PARAMS



0 1 2 3 4 5 6
 DISTANCIA EN MILLAS DESDE EL CAMPO CONOCIDO MAS CERCANO
 >A> ENTRE 0.0 Y 0.25, INTERVALO IGUAL A .25
 1.43

HISTOGRAMA DE VOLUMENES DE ACEITE SIN DESCUBRIR

MEDIA= .19342+002 VARIANZA= .16900+003 MINIMO= .73967+001 MAXIMO= .54878+002 NUMERO DE DATOS CONSIDERADOS = 19
 NUMERO DE CLASES=15 LIM. INF. = .00000 AMPLITUD DE CLASE= .33467+001

INTERVALOS DE CLASE (MM BBLs O LOG MM BBLs)

LIM. INF.	LIM. SUP.	FRE.	REL.	ESCALA	%I
<	.00	0!	.00%	31,58	I
.00	3.35	0!	.00%	30,95	I
3.35	6.69	0!	.00%	30,32	I
6.69	10.04	4!	21,05%	29,68	I
10.04	13.39	6!	31,58%	29,05	I
13.39	16.73	1!	5,26%	28,42	I
16.73	20.08	2!	10,53%	27,79	I
20.08	23.43	0!	.00%	27,16	I
23.43	26.77	2!	10,53%	26,53	I
26.77	30.12	1!	5,26%	25,89	I
30.12	33.47	1!	5,26%	25,26	I
33.47	36.81	0!	.00%	24,63	I
36.81	40.16	0!	.00%	24,00	I
40.16	43.51	0!	.00%	23,37	I
43.51	>	2!	10,53%	22,74	I
				22,11	I
				21,47	I
				20,84	I
				20,21	I
				19,58	I
				18,95	I
				18,32	I
				17,68	I
				17,05	I
				16,42	I
				15,79	I
				15,16	I
				14,53	I
				13,89	I
				13,26	I
				12,63	I
				12,00	I
				11,37	I
				10,74	I
				10,11	I
				9,47	I
				8,84	I
				8,21	I
				7,58	I
				6,95	I
				6,32	I
				5,68	I
				5,05	I
				4,42	I
				3,79	I
				3,16	I
				2,53	I
				1,89	I
				1,26	I
				,63	I
				0,00	I

1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15
 INTERVALOS DE CLASE

17

LA COMPETENCIA RENTA 15 Y SE PERFORA UN POZO EXPLORATORIO

EL RESULTADO ES --- FRACASO

18

LA COMPANIA DECIDE RENTAR 24 Y PERFORAR UN POZO EXPLORATORIO
 SI UN CAMPO ES DESCUBIERTO SU MAXIMA INVERSION EN ARRENDAMIENTO Y POZOS ES \$ 13164000.
 COSTOS POR RENTA : \$ 60000.00
 COSTOS TANGIBLES DE PERFORACION : \$ 6240000.00
 COSTOS INTANGIBLES DE PERFORACION : \$ 12480000.00
 IMPUESTO INGRESO ACREDITABLE : .40
 IMPUESTO CREDITO DE INVERSION : .10

DESCUENTOS NETOS PROYECTADOS PARA 10 AÑOS ASOCIADOS CON LOS RESULTADOS PARTICULARES
 PARA ESTE PROYECTO EN BBLS DE ACEITE PRODUCTIBLE

PROBABILIDAD	RESULTADO EN M BBLS	CONSECUENCIAS FINANCIERAS	UTILIDADES
.884966	0.	-606000.	-.61
.000677	3347.	17082969.	15.04
.006556	6693.	31296160.	25.05
.012559	10040.	44592556.	32.90
.014352	13387.	55698645.	38.57
.013734	16733.	67764673.	44.00
.011932	20080.	75907632.	47.29
.010048	23427.	85363358.	50.80
.008254	26774.	91772860.	53.00
.006674	30120.	97960632.	55.01
.005385	33467.	104092750.	56.89
.004353	36814.	114882408.	59.97
.003530	40160.	122186787.	61.90
.002872	43507.	123537129.	62.24
.014109	46854.	130432254.	63.95
		EMV = 8832257.	EUV = 4.95

EL RESULTADO ES --- FRACASO, LA COMPANIA PIERDE \$ 606000.00 Y SU VALOR NETO ES AHORA \$ 176808754.00

19

LA COMPANIA DECIDE RENTAR 24 Y PERFORAR UN POZO EXPLORATORIO
 SI UN CAMPO ES DESCUBIERTO SU MAXIMA INVERSION EN ARRENDAMIENTO Y POZOS ES \$ 13164000.
 COSTOS POR RENTA : \$ 60000.00
 COSTOS TANGIBLES DE PERFORACION : \$ 6240000.00
 COSTOS INTANGIBLES DE PERFORACION : \$ 12480000.00
 IMPUESTO INGRESO ACREDITABLE : .40
 IMPUESTO CREDITO DE INVERSION : .10

DESCUENTOS NETOS PROYECTADOS PARA 10 AÑOS ASOCIADOS CON LOS RESULTADOS PARTICULARES

PARA ESTE PROYECTO EN BBLS DE ACEITE PRODUCIBLE

PROBABILIDAD	RESULTADO EN M BBLS	CONSECUENCIAS FINANCIERAS	UTILIDADES
.884966	0.	-606000.	-.61
.000677	3347.	17082969.	15.03
.006556	6693.	31296160.	25.03
.012559	10040.	44592556.	32.87
.014352	13387.	55690645.	38.53
.013734	16733.	67764673.	43.95
.011932	20080.	75907632.	47.23
.010048	23427.	85363358.	50.73
.008254	26774.	91772860.	52.92
.006674	30120.	97960632.	54.92
.005385	33467.	104092750.	56.80
.004353	36814.	114882408.	59.87
.003530	40160.	122106787.	61.79
.002872	43507.	123537129.	62.14
.014109	46854.	130432254.	63.84
		-----	-----
		EMV = 8832257.	EUV = 4.95

EL RESULTADO ES --- FRACASO, LA COMPANIA PIERDE \$ 606000.00 Y SU VALOR NETO ES AHORA \$ 176202754.00

20

LA COMPETENCIA RENTA 24 Y SE PERFORA UN POZO EXPLORATORIO

EL RESULTADO ES --- FRACASO

21

LA COMPETENCIA RENTA 22 Y SE PERFORA UN POZO EXPLORATORIO
EL RESULTADO ES --- FRACASO

22

LA COMPETENCIA RENTA 24 Y SE PERFORA UN POZO EXPLORATORIO
EL RESULTADO ES --- FRACASO

23

LA COMPETENCIA RENTA 11 Y SE PERFORA UN POZO EXPLORATORIO
EL RESULTADO ES --- FRACASO

24

LA COMPETENCIA RENTA 24 Y SE PERFORA UN POZO EXPLORATORIO
EL RESULTADO ES --- FRACASO

25

LA COMPANIA DECIDE RENTAR 24 Y PERFORAR UN POZO EXPLORATORIO
SI UN CAMPO ES DESCUBIERTO SU MAXIMA INVERSION EN ARPENDAMIENTO Y POZOS ES \$ 13164000.
COSTOS POR RENTA : \$ 60000,00
COSTOS TANGIBLES DE PERFORACION : \$ 6240000,00
COSTOS INTANGIBLES DE PERFORACION : \$ 12480000,00
IMPUESTO INGRESO ACREDITABLE : .40
IMPUESTO CREDITO DE INVERSION : .10

DESCUENTOS NETOS PROYECTADOS PARA 10 AÑOS ASOCIADOS CON LOS RESULTADOS PARTICULARES
PARA ESTE PROYECTO EN BULS DE ACEITE PRODUCIBLE

PROBABILIDAD	RESULTADO EN M BBLs	CONSECUENCIAS FINANCIERAS	UTILIDADES
.884966	0.	-606000.	-.61
.000677	3347.	17082969.	15.02
.006556	6693.	31296160.	25.01
.012559	10040.	44592556.	32.84
.014352	13387.	55698645.	38.49
.013734	16733.	67764673.	43.89
.011932	20080.	75907632.	47.17
.010048	23427.	85363358.	50.66
.008254	26774.	91772860.	52.85

.006674
.005385
.004353
.003530
.002872
.014109

30120.
33467.
36014.
40160.
43507.
46854.

97960632.
104092750.
114882408.
122186787.
123537129.
130432254.

54.84
56.71
59.77
61.69
62.03
63.72

EMV =

8832257.

EUV =

4.94

EL RESULTADO ES --- FRACASO, LA COMPANIA PIERDE \$ 606000.00 Y SU VALOR NETO ES AHORA \$ 175596754.00

26

LA COMPETENCIA RENTA 24 Y SE PERFORA UN POZO EXPLORATORIO

EL RESULTADO ES --- FRACASO

27

LA COMPETENCIA RENTA 24 Y SE PERFORA UN POZO EXPLORATORIO

EL RESULTADO ES --- EXITO

MAPA DELINEADO POR LA FUNCION PARAMS



0 1 2 3 4 5 6
 DISTANCIA EN MILLAS DESDE EL CAMPO CONOCIDO MAS CERCANO
 >A> ENTRE 0.0 Y 0.25, INTERVALO IGUAL A .25
 149

HISTOGRAMA DE VOLUMENES DE ACEITE SIN DESCUBRIR

MEDIA= .17839+002 VARIANZA= .13543+003 MINIMO= .73967+001 MAXIMO= .54878+002 NUMERO DE DATOS CONSIDERADOS = 18
 NUMERO DE CLASES=15 LIM. INF. = .00000 AMPLITUD DE CLASE= .33467+001

INTERVALOS DE CLASE (MM BBLs O LOG MM BBLs)
 LIM. INF. LIM. SUP. !FRE.!F.REL.! ESCALA %I

LIM. INF.	LIM. SUP.	!FRE.!	F.REL.!	ESCALA %I	
<	.00	0!	.00%	33.33	I **
.00	3.35	0!	.00%	32.67	I **
3.35	6.69	0!	.00%	32.00	I **
6.69	10.04	4!	22.22%	31.33	I **
10.04	13.39	6!	33.33%	30.67	I **
13.39	16.73	1!	5.56%	30.00	I **
16.73	20.08	2!	11.11%	29.33	I **
20.08	23.43	0!	.00%	28.67	I **
23.43	26.77	2!	11.11%	28.00	I **
26.77	30.12	1!	5.56%	27.33	I **
30.12	33.47	1!	5.56%	26.67	I **
33.47	36.81	0!	.00%	26.00	I **
36.81	40.16	0!	.00%	25.33	I **
40.16	43.51	0!	.00%	24.67	I **
43.51	>	1!	5.56%	24.00	I **
				23.33	I **
				22.67	I **
				22.00	I ****
				21.33	I ****
				20.67	I ****
				20.00	I ****
				19.33	I ****
				18.67	I ****
				18.00	I ****
				17.33	I ****
				16.67	I ****
				16.00	I ****
				15.33	I ****
				14.67	I ****
				14.00	I ****
				13.33	I ****
				12.67	I ****
				12.00	I ****
				11.33	I ****
				10.67	I **** ** **
				10.00	I **** ** **
				9.33	I **** ** **
				8.67	I **** ** **
				8.00	I **** ** **
				7.33	I **** ** **
				6.67	I **** ** **
				6.00	I **** ** **
				5.33	I ***** **
				4.67	I ***** **
				4.00	I ***** **
				3.33	I ***** **
				2.67	I ***** **
				2.00	I ***** **
				1.33	I ***** **
				.67	I ***** **
				0.00	I

1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15
 INTERVALOS DE CLASE

28

LA COMPETENCIA RENTA 17 Y SE PERFORA UN POZO EXPLORATORIO
EL RESULTADO ES --- EXITO

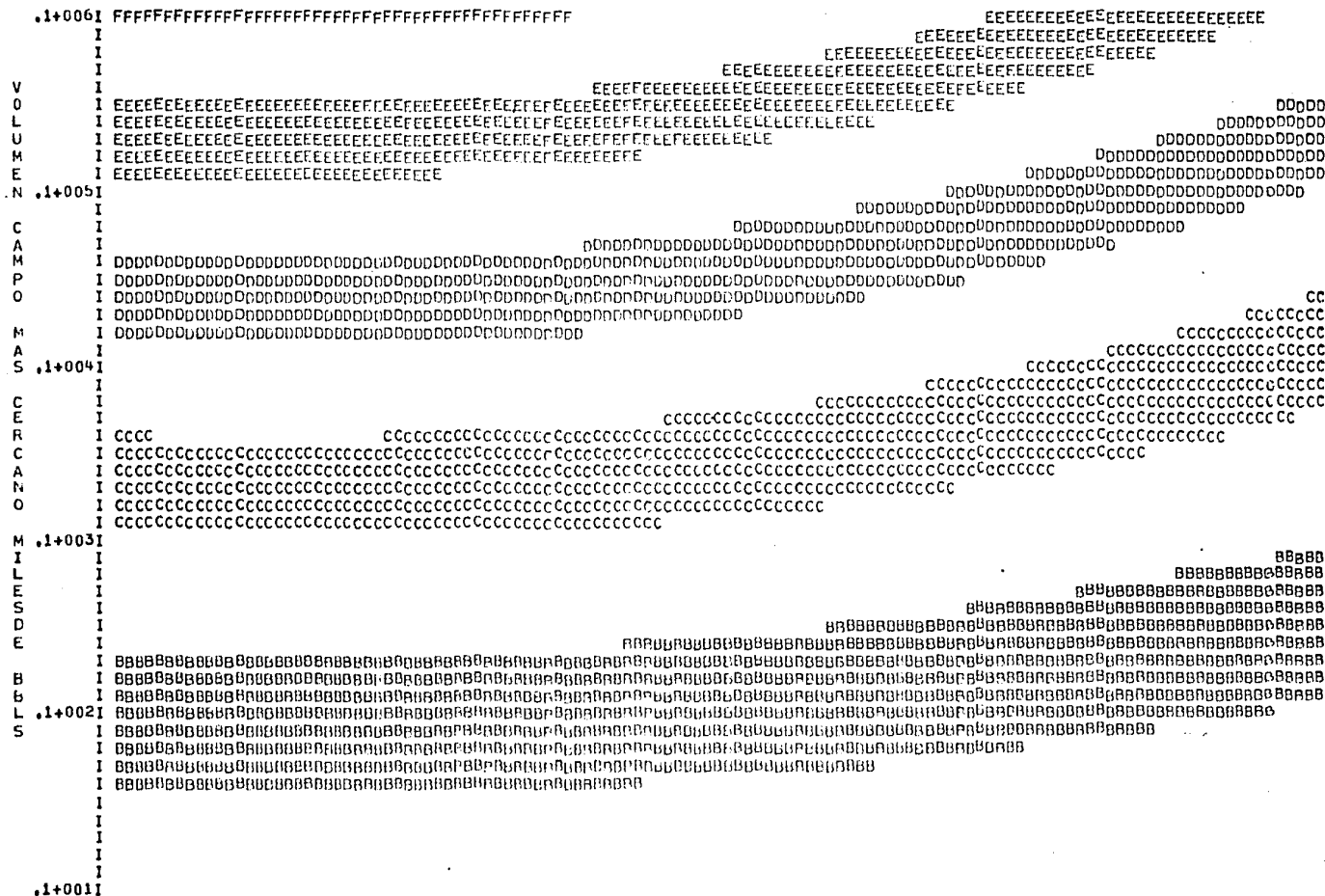
29

LA COMPETENCIA RENTA 22 Y SE PERFORA UN POZO EXPLORATORIO
EL RESULTADO ES --- FRACASO

30

LA COMPETENCIA RENTA 24 Y SE PERFORA UN POZO EXPLORATORIO
EL RESULTADO ES --- EXITO

MAPA DELINEADO POR LA FUNCION PARAMS



0-----1-----2-----3-----4-----5-----6

DISTANCIA FN MILLAS DESDE EL CAMPO CONOCIDO MAS CERCANO

>A> ENTRE 0.0 Y 0.25, INTERVALO IGUAL A .25

1 52

HISTOGRAMA DE VOLUMENES DE ACEITE SIN DESCUBRIR

MEDIA= .17001+002 VARIANZA= .13076+003 MINIMO= .73967+001 MAXIMO= .54878+002 NUMERO DE DATOS CONSIDERADOS = 17
 NUMERO DE CLASES=15 LIM. INF. = .00000 AMPLITUD DE CLASE= .33467+001

INTERVALOS DE CLASE (MM BBLs O LOG MM BBLs)

LIM. INF.	LIM. SUP.	FRE.	REL.	ESCALA	%I
<	.00	0!	.00%	35.29	I
.00	3.35	0!	.00%	34.59	I
3.35	6.69	0!	.00%	33.88	I
6.69	10.04	4!	23.53%	33.18	I
10.04	13.39	6!	35.29%	32.47	I
13.39	16.73	1!	5.88%	31.76	I
16.73	20.08	2!	11.76%	31.06	I
20.08	23.43	0!	.00%	30.35	I
23.43	26.77	2!	11.76%	29.65	I
26.77	30.12	1!	5.88%	28.94	I
30.12	33.47	0!	.00%	28.24	I
33.47	36.81	0!	.00%	27.53	I
36.81	40.16	0!	.00%	26.82	I
40.16	43.51	0!	.00%	26.12	I
43.51	>	1!	5.88%	25.41	I
				24.71	I
				24.00	I
				23.29	I
				22.59	I
				21.88	I
				21.18	I
				20.47	I
				19.76	I
				19.06	I
				18.35	I
				17.65	I
				16.94	I
				16.24	I
				15.53	I
				14.82	I
				14.12	I
				13.41	I
				12.71	I
				12.00	I
				11.29	I
				10.59	I
				9.88	I
				9.18	I
				8.47	I
				7.76	I
				7.06	I
				6.35	I
				5.65	I
				4.94	I
				4.24	I
				3.53	I
				2.82	I
				2.12	I
				1.41	I
				.71	I
				0.00	I

1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15
 INTERVALOS DE CLASE

31

LA COMPETENCIA RENTA 24 Y SE PERFORA UN POZO EXPLORATORIO
EL RESULTADO ES --- FRACASO

32

LA COMPETENCIA RENTA 19 Y SE PERFORA UN POZO EXPLORATORIO
EL RESULTADO ES --- FRACASO

33

LA COMPANIA DECIDE RENTAR 24 Y PERFORAR UN POZO EXPLORATORIO
SI UN CAMPO ES DESCUBIERTO SU MAXIMA INVERSION EN ARRENDAMIENTO Y POZOS ES \$ 13164000.
COSTOS POR RENTA : \$ 60000.00
COSTOS TANGIBLES DE PERFORACION : \$ 6240000.00
COSTOS INTANGIBLES DE PERFORACION : \$ 12480000.00
IMPUESTO INGRESO ACREDITABLE : .40
IMPUESTO CREDITO DE INVERSION : .10

DESCUENTOS NETOS PROYECTADOS PARA 10 AÑOS ASOCIADOS CON LOS RESULTADOS PARTICULARES
PARA ESTE PROYECTO EN BBLs DE ACEITE PRODUCTIBLE

PROBABILIDAD	RESULTADO EN M BBLs	CONSECUENCIAS FINANCIERAS	UTILIDADES
.903591	0.	-606000.	-.61
.000645	3347.	17082969.	15.02
.005985	6693.	31296160.	25.00
.011073	10040.	44592556.	32.81
.012391	13387.	55690645.	38.45
.011671	16733.	67764673.	43.84
.009995	20080.	75907632.	47.11
.008353	23427.	85363358.	50.59
.006785	26774.	91772060.	52.77
.005447	30120.	97960632.	54.76
.004369	33467.	104092750.	56.62
.003514	36814.	114882408.	59.67
.002836	40160.	122186787.	61.58
.002297	43507.	123537129.	61.93
.011047	46854.	130432254.	63.61
		-----	-----
		EMV = 7183359.	EUV = 3.99

EL RESULTADO ES --- FRACASO, LA COMPANIA PIERDE \$ 606000.00 Y SU VALOR NETO ES AHORA \$ 174990754.00

34

LA COMPETENCIA RENTA 24 Y SE PERFORA UN POZO EXPLORATORIO

EL RESULTADO ES --- FRACASO

35

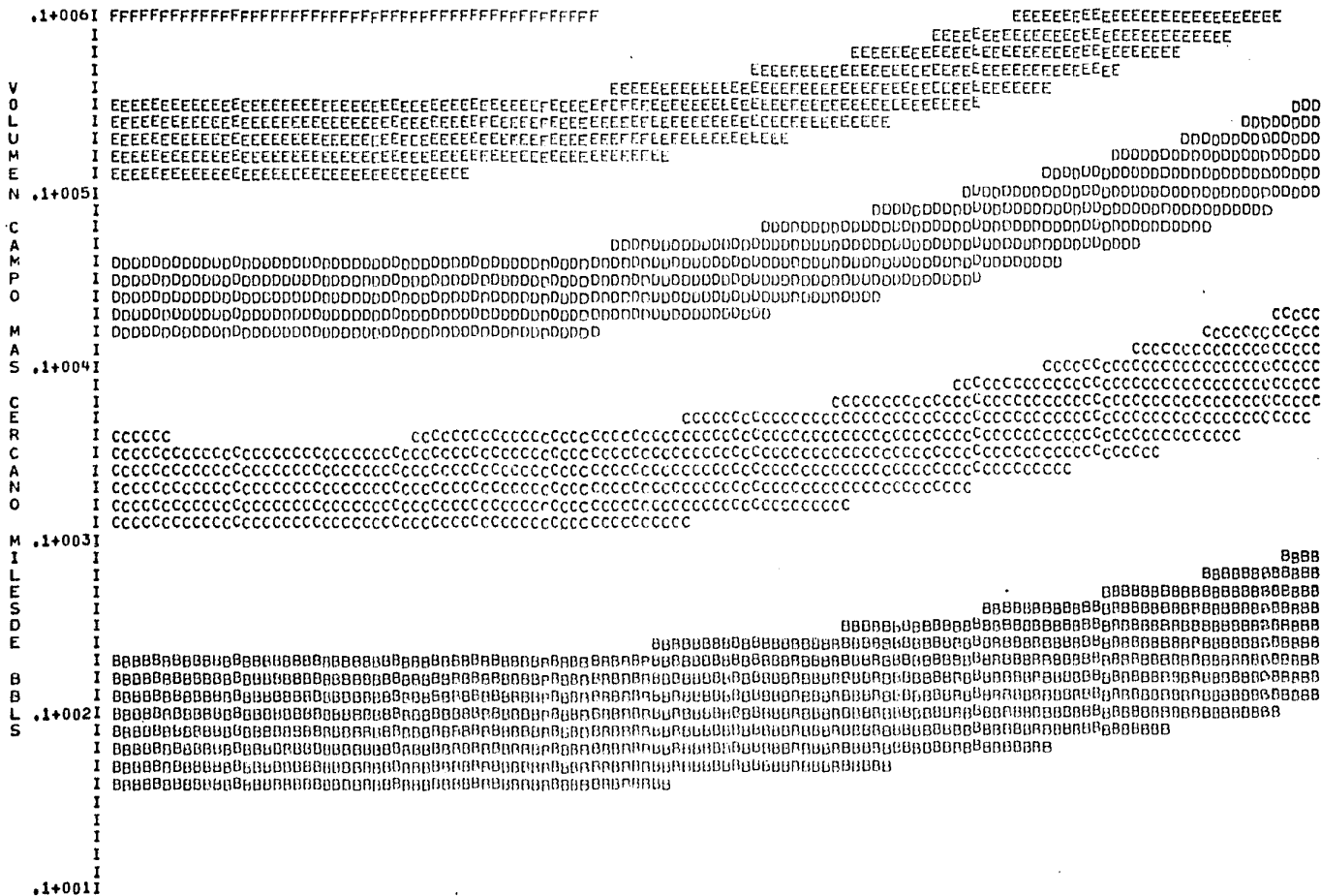
LA COMPANIA DECIDE RENTAR 24 Y PERFORAR UN POZO EXPLORATORIO
 SI UN CAMPO ES DESCUBIERTO SU MAXIMA INVERSION EN ARRENDAMIENTO Y POZOS ES \$ 13164000.
 COSTOS POR RENTA : \$ 60000.00
 COSTOS TANGIBLES DE PERFORACION : \$ 6240000.00
 COSTOS INTANGIBLES DE PERFORACION : \$ 12480000.00
 IMPUESTO INGRESO ACREDITABLE : .40
 IMPUESTO CREDITO DE INVERSION : .10

DESCUENTOS NETOS PROYECTADOS PARA 10 AÑOS ASOCIADOS CON LOS RESULTADOS PARTICULARES
 PARA ESTE PROYECTO EN UBL DE ACEITE PRODUCIBLE

PROBABILIDAD	RESULTADO EN M BBLs	CONSECUENCIAS FINANCIERAS	UTILIDADES
.903591	0.	-606000.	-.61
.000645	3347.	17082969.	15.01
.005985	6693.	31296160.	24.98
.011073	10040.	44592556.	32.78
.012391	13387.	55698645.	38.41
.011671	16733.	67764673.	43.79
.009995	20080.	75907632.	47.05
.008353	23427.	85363358.	50.51
.006785	26774.	91772860.	52.69
.005447	30120.	97960632.	54.68
.004369	33467.	104092750.	56.53
.003514	36814.	114802408.	59.57
.002836	40160.	122186787.	61.48
.002297	43507.	123537129.	61.82
.011047	46854.	130432254.	63.50
		-----	-----
		EMV = 7183359.	EUV = 3.98

EL RESULTADO ES --- EXITO , LA COMPANIA GANA \$ 130432254.00 Y SU VALOR NETO ES AHORA \$ 305423008.00

MAPA DELINEADO POR LA FUNCION PARAMS



0 1 2 3 4 5 6
 DISTANCIA EN MILLAS DESDE EL CAMPO CONOCIDO MAS CERCANO
 D > ENTRE 0.0 Y 0.25; INTERVALO IGUAL A .25
 156

HISTOGRAMA DE VOLUMENES DE ACEITE SIN DESCUBRIR

MEDIA= .14634+002 VARIANZA= .43662+002 MINIMO= .73967+001 MAXIMO= .29993+002 NUMERO DE DATOS CONSIDERADOS = 16
 NUMERO DE CLASES=15 LIM. INF. = .00000 AMPLITUD DE CLASE= .33467+001

INTERVALOS DE CLASE (MM BBLS O LOG MM BBLS)

LIM. INF.	LIM. SUP.	FRE.	REL.	ESCALA	%I
<	.00	0!	.00%	37.50	I
.00	3.35	0!	.00%	36.75	I
3.35	6.69	0!	.00%	36.00	I
6.69	10.04	4!	25.00%	35.25	I
10.04	13.39	6!	37.50%	34.50	I
13.39	16.73	1!	6.25%	33.75	I
16.73	20.08	2!	12.50%	33.00	I
20.08	23.43	0!	.00%	32.25	I
23.43	26.77	2!	12.50%	31.50	I
26.77	30.12	1!	6.25%	30.75	I
30.12	33.47	0!	.00%	30.00	I
33.47	36.81	0!	.00%	29.25	I
36.81	40.16	0!	.00%	28.50	I
40.16	43.51	0!	.00%	27.75	I
43.51	>	0!	.00%	27.00	I
				26.25	I
				25.50	I
				24.75	I
				24.00	I
				23.25	I
				22.50	I
				21.75	I
				21.00	I
				20.25	I
				19.50	I
				18.75	I
				18.00	I
				17.25	I
				16.50	I
				15.75	I
				15.00	I
				14.25	I
				13.50	I
				12.75	I
				12.00	I
				11.25	I
				10.50	I
				9.75	I
				9.00	I
				8.25	I
				7.50	I
				6.75	I
				6.00	I
				5.25	I
				4.50	I
				3.75	I
				3.00	I
				2.25	I
				1.50	I
				.75	I
				0.00	I

 1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15
 INTERVALOS DE CLASE

36

LA COMPETENCIA RENTA 24 Y SE PERFORA UN POZO EXPLORATORIO
EL RESULTADO ES --- FRACASO

37

LA COMPETENCIA RENTA 24 Y SE PERFORA UN POZO EXPLORATORIO
EL RESULTADO ES --- EXITO

HISTOGRAMA DE VOLUMENES DE ACEITE SIN DESCUBRIR

MEDIA= .13961+002 VARIANZA= .39331+002 MINIMO= .73967+001 MAXIMO= .29993+002 NUMERO DE DATOS CONSIDERADOS = 15
 NUMERO DE CLASES=15 LIM. INF. = .00000 AMPLITUD DE CLASE= .33467+001

INTERVALOS DE CLASE (MM BBLs O LOG MM BBLs)

LIM. INF.	LIM. SUP.	FRE.	REL.	ESCALA %I
<	.00	0!	.00%	40.00 I
.00	3.35	0!	.00%	39.20 I
3.35	6.69	0!	.00%	38.40 I
6.69	10.04	4!	26.67%	37.60 I
10.04	13.39	6!	40.00%	36.80 I
13.39	16.73	1!	6.67%	36.00 I
16.73	20.08	2!	13.33%	35.20 I
20.08	23.43	0!	.00%	34.40 I
23.43	26.77	1!	6.67%	33.60 I
26.77	30.12	1!	6.67%	32.80 I
30.12	33.47	0!	.00%	32.00 I
33.47	36.81	0!	.00%	31.20 I
36.81	40.16	0!	.00%	30.40 I
40.16	43.51	0!	.00%	29.60 I
43.51	>	0!	.00%	28.80 I
				28.00 I
				27.20 I
				26.40 I
				25.60 I
				24.80 I
				24.00 I
				23.20 I
				22.40 I
				21.60 I
				20.80 I
				20.00 I
				19.20 I
				18.40 I
				17.60 I
				16.80 I
				16.00 I
				15.20 I
				14.40 I
				13.60 I
				12.80 I
				12.00 I
				11.20 I
				10.40 I
				9.60 I
				8.80 I
				8.00 I
				7.20 I
				6.40 I
				5.60 I
				4.80 I
				4.00 I
				3.20 I
				2.40 I
				1.60 I
				.80 I
				0.00 I

 1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15
 INTERVALOS DE CLASE

38

EL SITIO SELECCIONADO PARA LA PERFORACION YA HA SIDO ARRENDADO

39

LA COMPETENCIA RENTA 24 Y SE PERFORA UN POZO EXPLORATORIO
EL RESULTADO ES --- FRACASO

40

LA COMPETENCIA RENTA 20 Y SE PERFORA UN POZO EXPLORATORIO
EL RESULTADO ES --- FRACASO

41

LA COMPETENCIA RENTA 14 Y SE PERFORA UN POZO EXPLORATORIO
EL RESULTADO ES --- FRACASO

42

LA COMPETENCIA RENTA 24 Y SE PERFORA UN POZO EXPLORATORIO
EL RESULTADO ES --- FRACASO

43

LA COMPANIA DECIDE RENTAR 24 Y PERFORAR UN POZO EXPLORATORIO
SI UN CAMPO ES DESCUBIERTO SU MAXIMA INVERSION EN ARRENDAMIENTO Y POZOS ES \$ 13164000.
COSTOS POR RENTA : \$ 60000.00
COSTOS TANGIBLES DE PERFORACION : \$ 6240000.00
COSTOS INTANGIBLES DE PERFORACION : \$ 12480000.00
IMPUESTO INGRESO ACREDITABLE : .40
IMPUESTO CREDITO DE INVERSION : .10

DESCUENTOS NETOS PROYECTADOS PARA 10 AÑOS ASOCIADOS CON LOS RESULTADOS PARTICULARES
PARA ESTE PROYECTO EN BBLs DE ACEITE PRODUCIBLE

PROBABILIDAD	RESULTADO EN M BBLs	CONSECUENCIAS FINANCIERAS	UTILIDADES
.922969	0.	-606000.	-.61
.000551	3347.	17082969.	15.83
.005011	6693.	31296160.	27.33
.009105	10040.	44592556.	36.96
.010075	13387.	55698645.	44.28
.009404	16733.	67764673.	51.58
.007990	20080.	75907632.	56.17
.006642	23427.	85363358.	61.18
.005361	26774.	91772860.	64.40
.004284	30120.	97960632.	67.39
.003424	33467.	104092750.	70.24
.002745	36814.	114882408.	74.99
.002208	40160.	122186787.	78.04
.001783	43507.	123537129.	78.58
.008447	46854.	130432254.	81.32
		-----	-----
		EMV = 5560185.	EUV = 3.79

EL RESULTADO ES --- EXITO , LA COMPANIA GANA \$ 91772860.00 Y SU VALOR NETO ES AHORA \$ 397195868.00

MAPA DELINEADO POR LA FUNCION PARAMS



0 1 2 3 4 5 6

DISTANCIA EN MILLAS DESDE EL CAMPO CONOCIDO MAS CERCANO

>A> ENTRE 0.0 Y 0.25, INTERVALO IGUAL A .25

HISTOGRAMA DE VOLUMENES DE ACEITE SIN DESCUBRIR

MEDIA= .12816+002 VARIANZA= .22460+002 MINIMO= .73967+001 MAXIMO= .25236+002 NUMERO DE DATOS CONSIDERADOS = 14
 NUMERO DE CLASES=15 LIM. INF. = .00000 AMPLITUD DE CLASE= .33467+001

INTERVALOS DE CLASE (MM BBLs O LOG MM BBLs)

LIM. INF.	LIM. SUP.	FRE.	REL.	ESCALA %I
<	.00	0!	.00%	42.86 I
.00	3.35	0!	.00%	42.00 I
3.35	6.69	0!	.00%	41.14 I
6.69	10.04	4!	28.57%	40.29 I
10.04	13.39	6!	42.86%	39.43 I
13.39	16.73	1!	7.14%	38.57 I
16.73	20.08	2!	14.29%	37.71 I
20.08	23.43	0!	.00%	36.86 I
23.43	26.77	1!	7.14%	36.00 I
26.77	30.12	0!	.00%	35.14 I
30.12	33.47	0!	.00%	34.29 I
33.47	36.81	0!	.00%	33.43 I
36.81	40.16	0!	.00%	32.57 I
40.16	43.51	0!	.00%	31.71 I
43.51	>	0!	.00%	30.86 I
				30.00 I
				29.14 I
				28.29 I
				27.43 I
				26.57 I
				25.71 I
				24.86 I
				24.00 I
				23.14 I
				22.29 I
				21.43 I
				20.57 I
				19.71 I
				18.86 I
				18.00 I
				17.14 I
				16.29 I
				15.43 I
				14.57 I
				13.71 I
				12.86 I
				12.00 I
				11.14 I
				10.29 I
				9.43 I
				8.57 I
				7.71 I
				6.86 I
				6.00 I
				5.14 I
				4.29 I
				3.43 I
				2.57 I
				1.71 I
				.86 I
				0.00 I

1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15
 INTERVALOS DE CLASE

44

LA COMPETENCIA RENTA 24 Y SE PERFORA UN POZO EXPLORATORIO
EL RESULTADO ES --- FRACASO

45

LA COMPANIA DECIDE RENTAR 15 Y PERFORAR UN POZO EXPLORATORIO
SI UN CAMPO ES DESCUBIERTO SU MAXIMA INVERSION EN ARRENDAMIENTO Y POZOS ES \$ 8227500.
COSTOS POR RENTA : \$ 37500.00
COSTOS TANGIBLES DE PERFORACION : \$ 3900000.00
COSTOS INTANGIBLES DE PERFORACION : \$ 7800000.00
IMPUESTO INGRESO ACREDITABLE : .40
IMPUESTO CREDITO DE INVERSION : .10

DESCUENTOS NETOS PROYECTADOS PARA 10 AÑOS ASOCIADOS CON LOS RESULTADOS PARTICULARES
PARA ESTE PROYECTO EN BBLs DE ACEITE PRODUCTIBLE

PROBABILIDAD	RESULTADO FN M BBLs	CONSECUENCIAS FINANCIERAS	UTILIDADES
		-583500.	--.58
.931291	0.	15509388.	14.70
.000552	3347.	27327292.	24.90
.004761	6693.	37189115.	32.84
.008361	10040.	46692609.	40.04
.009092	13387.	54044775.	45.32
.008386	16733.	60670309.	49.89
.007070	20000.	64678669.	52.57
.005846	23427.	70123009.	56.11
.004697	26774.	74379147.	58.81
.003744	30120.	82256714.	63.62
.002987	33467.	87946338.	66.97
.002391	36814.	93466805.	70.13
.001922	40160.	92308866.	69.47
.001551	43507.	98267127.	72.80
.007348	46854.	-----	-----
		EMV = 3699718.	EUV = 2.87

EL RESULTADO ES --- FRACASO, LA COMPANIA PIERDE \$ 583500.00 Y SU VALOR NETO ES AHORA \$ 396612368.00

46

LA COMPETENCIA RENTA 18 Y SE PERFORA UN POZO EXPLORATORIO
EL RESULTADO ES --- FRACASO

47

LA COMPANIA DECIDE RENTAR 17 Y PERFORAR UN POZO EXPLORATORIO

SI UN CAMPO ES DESCUBIERTO SU MAXIMA INVERSION EN ARRENDAMIENTO Y POZOS ES \$ 9324500.
 COSTOS POR RENTA : \$ 42500.00
 COSTOS TANGIBLES DE PERFORACION : \$ 4420000.00
 COSTOS INTANGIBLES DE PERFORACION : \$ 8840000.00
 IMPUESTO INGRESO ACREDITABLE : .40
 IMPUESTO CREDITO DE INVERSION : .10

DESCUENTOS NETOS PROYECTADOS PARA 10 AÑOS ASOCIADOS CON LOS RESULTADOS PARTICULARES
 PARA ESTE PROYECTO EN BBLs DE ACEITE PRODUCTIBLE

PROBABILIDAD	RESULTADO EN M BBLs	CONSECUENCIAS FINANCIERAS	UTILIDADES
.931291	0.	-588500.	-.59
.000552	3347.	16056687.	15.19
.004761	6693.	29422767.	26.63
.008361	10040.	40465219.	35.36
.009092	13387.	48909733.	41.65
.008386	16733.	56210817.	46.83
.007070	20080.	65111593.	52.84
.005846	23427.	71122470.	56.73
.004697	26774.	75324811.	59.38
.003744	30120.	80902007.	62.84
.002987	33467.	88369019.	67.20
.002391	36814.	91349185.	68.90
.001922	40160.	99035337.	73.19
.001551	43507.	104849639.	76.32
.007348	46854.	110969581.	79.51
		-----	-----
	EMV =	4039162.	EUV = 3.08

EL RESULTADO ES --- FRACASO, LA COMPANIA PIERDE \$ 588500.00 Y SU VALOR NETO ES AHORA \$ 396023868.00

48

LA COMPETENCIA RENTA 19 Y SE PERFORA UN POZO EXPLORATORIO

EL RESULTADO ES --- FRACASO

49

LA COMPANIA DECIDE RENTAR 23 Y PERFORAR UN POZO EXPLORATORIO
 SI UN CAMPO ES DESCUBIERTO SU MAXIMA INVERSION EN ARRENDAMIENTO Y POZOS ES \$ 12623000.
 COSTOS POR RENTA : \$ 65000.00
 COSTOS TANGIBLES DE PERFORACION : \$ 5980000.00
 COSTOS INTANGIBLES DE PERFORACION : \$ 11960000.00
 IMPUESTO INGRESO ACREDITABLE : .40
 IMPUESTO CREDITO DE INVERSION : .10

DESCUENTOS NETOS PROYECTADOS PARA 10 AÑOS ASOCIADOS CON LOS RESULTADOS PARTICULARES
 PARA ESTE PROYECTO EN BBLs DE ACEITE PRODUCTIBLE

PROBABILIDAD	RESULTADO EN M BBLs	CONSECUENCIAS FINANCIERAS	UTILIDADES
.931291	0.	-611000.	-.61
.000552	3347.	17248493.	16.25

.004761	6693.	31448540.	28.27
.008361	10040.	45161261.	38.89
.009092	13387.	54906123.	45.91
.008386	16733.	64990906.	52.75
.007070	20080.	73934652.	58.49
.005846	23427.	84501199.	64.91
.004697	26774.	89059768.	67.57
.003744	30120.	98116953.	72.66
.002987	33467.	104089447.	75.88
.002391	36814.	113411540.	80.72
.001922	40160.	119153393.	83.59
.001551	43507.	121602637.	84.79
.007348	46854.	124051054.	85.97
		-----	-----
		EMV = 4725665.	EUV = 3.48

EL RESULTADO ES --- FRACASO, LA COMPANIA PIERDE \$ 611000.00 Y SU VALOR NETO ES AHORA \$ 395412868.00

50

LA COMPANIA DECIDE RENTAR 22 Y PERFORAR UN POZO EXPLORATORIO
SI UN CAMPO ES DESCUBIERTO SU MAXIMA INVERSION EN ARRENDAMIENTO Y POZOS ES \$ 12112000,
COSTOS POR RENTA : \$ 100000.00
COSTOS TANGIBLES DE PERFORACION : \$ 5720000.00
COSTOS INTANGIBLES DE PERFORACION : \$ 11440000.00
IMPUESTO INGRESO ACREDITABLE : .40
IMPUESTO CREDITO DE INVERSION : .10

DESCUENTOS NETOS PROYECTADOS PARA 10 AÑOS ASOCIADOS CON LOS RESULTADOS PARTICULARES
PARA ESTE PROYECTO EN BBLs DE ACEITE PRODUCTIBLE

PROBABILIDAD	RESULTADO EN M BRLS	CONSECUENCIAS FINANCIERAS	UTILIDADES
.931291	0.	-646000.	-65
.000552	3347.	17046185.	16.07
.004761	6693.	31738978.	28.50
.008361	10040.	44383400.	38.30
.009092	13387.	55312933.	46.18
.008386	16733.	62757273.	51.25
.007070	20080.	73751039.	58.36
.005846	23427.	79902745.	62.19
.004697	26774.	86859369.	66.27
.003744	30120.	93988089.	70.34
.002987	33467.	102804718.	75.17
.002391	36814.	110605968.	79.25
.001922	40160.	112661889.	80.30
.001551	43507.	117687611.	82.83
.007348	46854.	124193243.	86.00
		-----	-----
		EMV = 4591254.	EUV = 3.39

EL RESULTADO ES --- FRACASO, LA COMPANIA PIERDE \$ 646000.00 Y SU VALOR NETO ES AHORA \$ 394766868.00

291

LA COMPANIA DECIDE RENTAR 24 Y PERFORAR UN POZO EXPLORATORIO
 SI UN CAMPO ES DESCUBIERTO SU MAXIMA INVERSION EN ARRENDAMIENTO Y POZOS ES \$ 13199000,
 COSTOS POR RENTA : \$ 95000.00
 COSTOS TANGIBLES DE PERFORACION : \$ 6240000.00
 COSTOS INTANGIBLES DE PERFORACION : \$ 12480000.00
 IMPUESTO INGRESO ACREDITABLE : .40
 IMPUESTO CREDITO DE INVERSION : .10

DESCUENTOS NETOS PROYECTADOS PARA 10 AÑOS ASOCIADOS CON LOS RESULTADOS PARTICULARES
 PARA ESTE PROYECTO EN BBLs DE ACEITE PRODUCTIBLE

PROBABILIDAD	RESULTADO EN M BBLs	CONSECUENCIAS FINANCIERAS	UTILIDADES
.931291	0.	-641000.	-.64
.000552	3347.	17047969.	16.07
.004761	6693.	31261160.	28.11
.008361	10040.	44557556.	38.42
.009092	13307.	55663645.	46.41
.008386	16733.	67729672.	54.50
.007070	20080.	75872632.	59.66
.005846	23427.	85328358.	65.35
.004697	26774.	91737860.	69.05
.003744	30120.	97925632.	72.49
.002987	33467.	104057750.	75.80
.002391	36814.	114847408.	81.37
.001922	40160.	122151787.	84.97
.001551	43507.	123502129.	85.62
.007348	46854.	130397254.	88.88
		-----	-----
		EMV = 4810611.	EUV = 3.51

EL RESULTADO ES --- FRACASO, LA COMPANIA PIERDE \$ 641000.00 Y SU VALOR NETO ES AHORA \$ 394125868.00

LA COMPANIA DECIDE RENTAR 24 Y PERFORAR UN POZO EXPLORATORIO
 SI UN CAMPO ES DESCUBIERTO SU MAXIMA INVERSION EN ARRENDAMIENTO Y POZOS ES \$ 13164000,
 COSTOS POR RENTA : \$ 60000.00
 COSTOS TANGIBLES DE PERFORACION : \$ 6240000.00
 COSTOS INTANGIBLES DE PERFORACION : \$ 12480000.00
 IMPUESTO INGRESO ACREDITABLE : .40
 IMPUESTO CREDITO DE INVERSION : .10

DESCUENTOS NETOS PROYECTADOS PARA 10 AÑOS ASOCIADOS CON LOS RESULTADOS PARTICULARES
 PARA ESTE PROYECTO EN BBLs DE ACEITE PRODUCTIBLE

PROBABILIDAD	RESULTADO EN M BBLs	CONSECUENCIAS FINANCIERAS	UTILIDADES
.931291	0.	-606000.	-.61
.000552	3347.	17082969.	16.10
.004761	6693.	31296160.	28.14

.008361	10040.	44592556.	38.44
.009092	13307.	55698645.	46.42
.008386	16733.	67764673.	54.51
.007070	20080.	75907632.	59.66
.005846	23427.	85363358.	65.35
.004697	26774.	91772860.	69.04
.003744	30120.	97960632.	72.48
.002987	33467.	104092750.	75.79
.002391	36814.	114882408.	81.35
.001922	40160.	122186787.	84.94
.001551	43507.	123537129.	85.59
.007348	46854.	130432254.	88.85
		-----	-----
		EMV = 4845611.	EUV = 3.55

EL RESULTADO ES --- FRACASO, LA COMPANIA PIERDE \$ 606000.00 Y SU VALOR NETO ES AHORA \$ 393519868.00

53

LA COMPANIA DECIDE RENTAR 24 Y PERFORAR UN POZO EXPLORATORIO
SI UN CAMPO ES DESCUBIERTO SU MAXIMA INVERSION EN ARRENDAMIENTO Y POZOS ES \$ 13164000.
COSTOS POR RENTA : \$ 60000.00
COSTOS TANGIBLES DE PERFORACION : \$ 6240000.00
COSTOS INTANGIBLES DE PERFORACION : \$ 12480000.00
IMPUESTO INGRESO ACREDITABLE : .40
IMPUESTO CREDITO DE INVERSION : .10

DESCUENTOS NETOS PROYECTADOS PARA 10 AÑOS ASOCIADOS CON LOS RESULTADOS PARTICULARES
PARA ESTE PROYECTO EN BBLs DE ACEITE PRODUCIBLE

PROBABILIDAD	RESULTADO EN M BBLs	CONSECUENCIAS FINANCIERAS	UTILIDADES
.931291	0.	-606000.	-.61
.000552	3347.	17082969.	16.09
.004761	6693.	31296160.	28.13
.008361	10040.	44592556.	38.43
.009092	13307.	55698645.	46.41
.008386	16733.	67764673.	54.49
.007070	20080.	75907632.	59.64
.005846	23427.	85363358.	65.32
.004697	26774.	91772860.	69.01
.003744	30120.	97960632.	72.45
.002987	33467.	104092750.	75.75
.002391	36814.	114882408.	81.31
.001922	40160.	122186787.	84.90
.001551	43507.	123537129.	85.55
.007348	46854.	130432254.	88.81
		-----	-----
		EMV = 4845611.	EUV = 3.55

EL RESULTADO ES --- FRACASO, LA COMPANIA PIERDE \$ 606000.00 Y SU VALOR NETO ES AHORA \$ 392913868.00

54

LA COMPANIA DECIDE RENTAR 20 Y PERFORAR UN POZO EXPLORATORIO
 SI UN CAMPO ES DESCUBIERTO SU MAXIMA INVERSION EN ARRENDAMIENTO Y POZOS ES \$ 11022500.
 COSTOS POR RENTA : \$ 102500.00
 COSTOS TANGIBLES DE PERFORACION : \$ 5200000.00
 COSTOS INTANGIBLES DE PERFORACION : \$ 10400000.00
 IMPUESTO INGRESO ACREDITABLE : .40
 IMPUESTO CREDITO DE INVERSION : .10

DESCUENTOS NETOS PROYECTADOS PARA 10 AÑOS ASOCIADOS CON LOS RESULTADOS PARTICULARES
 PARA ESTE PROYECTO EN BBLs DE ACEITE PRODUCTIBLE

PROBABILIDAD	RESULTADO EN M BBLs	CONSECUENCIAS FINANCIERAS	UTILIDADES
.931291	0.	-648500.	-6.65
.000552	3347.	16416905.	15.50
.004761	6693.	30367907.	27.38
.008361	10040.	40895351.	35.65
.009092	13387.	52055280.	43.84
.008386	16733.	61404160.	50.29
.007070	20080.	70497398.	56.23
.005846	23427.	75795608.	59.55
.004697	26774.	83403017.	64.15
.003744	30120.	92408439.	69.34
.002987	33467.	94494657.	70.51
.002391	36814.	100933984.	74.04
.001922	40160.	106577716.	77.03
.001551	43507.	115538356.	81.60
.007348	46854.	116751672.	82.21
		-----	-----
		EMV = 4324625.	EUV = 3.22

EL RESULTADO ES --- EXITO , LA COMPANIA GANA \$ 75795608.00 Y SU VALOR NETO ES AHORA \$ 468709476.00

55

LA COMPETENCIA RENTA 19 Y SE PERFORA UN POZO EXPLORATORIO

EL RESULTADO ES --- FRACASO

56

LA COMPETENCIA RENTA 18 Y SE PERFORA UN POZO EXPLORATORIO

EL RESULTADO ES --- FRACASO

57

LA COMPANIA DECIDE RENTAR 23 Y PERFORAR UN POZO EXPLORATORIO
 SI UN CAMPO ES DESCUBIERTO SU MAXIMA INVERSION EN ARRENDAMIENTO Y POZOS ES \$ 12635500.
 COSTOS POR RENTA : \$ 77500.00
 COSTOS TANGIBLES DE PERFORACION : \$ 5980000.00
 COSTOS INTANGIBLES DE PERFORACION : \$ 11960000.00
 IMPUESTO INGRESO ACREDITABLE : .40

IMPUESTO CREDITO DE INVERSION : .10

DESCUENTOS NETOS PROYECTADOS PARA 10 AÑOS ASOCIADOS CON LOS RESULTADOS PARTICULARES
PARA ESTE PROYECTO EN BBLs DE ACEITE PRODUCTIBLE

PROBABILIDAD	RESULTADO EN M BBLs	CONSECUENCIAS FINANCIERAS	UTILIDADES
.931291	0.	-623500.	-.62
.000552	3347.	17235993.	16.38
.004761	6693.	31436040.	28.71
.008361	10040.	45148761.	39.74
.009092	13387.	54893622.	47.09
.008306	16733.	64978405.	54.33
.007070	20080.	73922152.	60.44
.005846	23427.	84488698.	67.33
.004697	26774.	89047268.	70.19
.003744	30120.	90104454.	75.70
.002987	33467.	104076948.	79.20
.002391	36814.	113399040.	84.49
.001922	40160.	119140892.	87.64
.001551	43507.	121590137.	88.96
.007348	46854.	124038554.	90.26
		-----	-----
		EMV = 4713165.	EUV = 3.62

EL RESULTADO ES --- FRACASO, LA COMPANIA PIERDE \$ 623500.00 Y SU VALOR NETO ES AHORA \$ 468085976.00

58

LA COMPETENCIA RENTA 24 Y SE PERFORA UN POZO EXPLORATORIO

EL RESULTADO ES --- FRACASO

59

LA COMPETENCIA RENTA 23 Y SE PERFORA UN POZO EXPLORATORIO

EL RESULTADO ES --- FRACASO

60

LA COMPANIA DECIDE RENTAR 23 Y PERFORAR UN POZO EXPLORATORIO
SI UN CAMPO ES DESCUBIERTO SU MAXIMA INVERSION EN ARRENDAMIENTO Y POZOS ES \$ 12638000.
COSTOS POR RENTA : \$ 80000.00
COSTOS TANGIBLES DE PERFORACION : \$ 5980000.00
COSTOS INTANGIBLES DE PERFORACION : \$ 11960000.00
IMPUESTO INGRESO ACREDITABLE : .40
IMPUESTO CREDITO DE INVERSION : .10

DESCUENTOS NETOS PROYECTADOS PARA 10 AÑOS ASOCIADOS CON LOS RESULTADOS PARTICULARES
PARA ESTE PROYECTO EN BBLs DE ACEITE PRODUCTIBLE

PROBABILIDAD	RESULTADO EN M BBLs	CONSECUENCIAS FINANCIERAS	UTILIDADES
--------------	---------------------	---------------------------	------------

.931291	0.	-626000.	-6.63
.000552	3347.	17233493.	16.38
.004761	6693.	31433540.	28.71
.008361	10040.	45146261.	39.73
.009092	13387.	54891182.	47.08
.008386	16733.	64975905.	54.31
.007070	20080.	73919652.	60.42
.005846	23427.	84486199.	67.31
.004697	26774.	89044769.	70.17
.003744	30120.	98101954.	75.67
.002987	33467.	104074447.	79.18
.002391	36814.	113396540.	84.46
.001922	40160.	119138393.	87.61
.001551	43507.	121587637.	88.92
.007348	46854.	124036053.	90.22
		-----	-----
		EMV = 4710665.	EUV = 3.62

EL RESULTADO ES --- FRACASO, LA COMPANIA PIERDE \$ 626000.00 Y SU VALOR NETO ES AHORA \$ 467459976.00

61

LA COMPETENCIA RENTA 23 Y SE PERFORA UN POZO EXPLORATORIO
EL RESULTADO ES --- FRACASO

62

LA COMPETENCIA RENTA 24 Y SE PERFORA UN POZO EXPLORATORIO
EL RESULTADO ES --- FRACASO

63

LA COMPANIA DECIDE RENTAR 24 Y PERFORAR UN POZO EXPLORATORIO
SI UN CAMPO ES DESCUBIERTO SU MAXIMA INVERSION EN ARRENDAMIENTO Y POZOS ES \$ 13189000.
COSTOS POR RENTA : \$ 85000.00
COSTOS TANGIBLES DE PERFORACION : \$ 6240000.00
COSTOS INTANGIBLES DE PERFORACION : \$ 12400000.00
IMPUESTO INGRESO ACREDITABLE : .40
IMPUESTO CREDITO DE INVERSION : .10

DESCUENTOS NETOS PROYECTADOS PARA 10 AÑOS ASOCIADOS CON LOS RESULTADOS PARTICULARES
PARA ESTE PROYECTO EN BBLs DE ACEITE PRODUCTIBLE

PROBABILIDAD	RESULTADO EN M BBLs	CONSECUENCIAS FINANCIERAS	UTILIDADES
.931291	0.	-631000.	-0.63
.000552	3347.	17057969.	16.22
.004761	6693.	31271160.	28.57
.008361	10040.	44567556.	39.27
.009092	13387.	55673645.	47.65
.008386	16733.	67739672.	56.22
.007070	20080.	75882632.	61.71
.005846	23427.	85338358.	67.83
.004697	26774.	91747860.	71.81
.003744	30120.	97935631.	75.55
.002987	33467.	104067750.	79.15
.002391	36814.	114857408.	85.24
.001922	40160.	122161787.	89.20
.001551	43507.	123512129.	89.91
.007348	46854.	130407255.	93.51
		-----	-----
		EMV = 4820611.	EUV = 3.68

EL RESULTADO ES --- FRACASO, LA COMPANIA PIERDE \$ 631000.00 Y SU VALOR NETO ES AHORA \$ 466828976.00

64

173

65

LA COMPANIA DECIDE RENTAR 13 Y PERFORAR UN POZO EXPLORATORIO
 SI UN CAMPO ES DESCUBIERTO SU MAXIMA INVERSION EN ARRENDAMIENTO Y POZOS ES \$ 7138000.
 COSTOS POR RENTA : \$ 40000.00
 COSTOS TANGIBLES DE PERFORACION : \$ 3380000.00
 COSTOS INTANGIBLES DE PERFORACION : \$ 6760000.00
 IMPUESTO INGRESO ACREDITABLE : .40
 IMPUESTO CREDITO DE INVERSION : .10

DESCUENTOS NETOS PROYECTADOS PARA 10 AÑOS ASOCIADOS CON LOS RESULTADOS PARTICULARES
 PARA ESTE PROYECTO EN BBLs DE ACEITE PRODUCTIBLE

PROBABILIDAD	RESULTADO EN M BBLs	CONSECUENCIAS FINANCIERAS	UTILIDADES
.931291	0.	-586000.	-.59
.000552	3347.	15255422.	14.58
.004761	6693.	26768151.	24.76
.008361	10040.	35957234.	32.43
.009092	13387.	42888433.	37.96
.008386	16733.	50062223.	43.47
.007070	20080.	54444342.	46.74
.005846	23427.	61586712.	51.90
.004697	26774.	65595098.	54.72
.003744	30120.	71718429.	58.92
.002987	33467.	71763322.	58.95
.002391	36814.	76786802.	62.30
.001922	40160.	80331849.	64.61
.001551	43507.	86627446.	68.62
.007348	46854.	93615626.	72.93
		-----	-----
		EMV = 3396716.	EUW = 2.76

EL RESULTADO ES --- EXITO ; LA COMPANIA GANA \$ 71718429.00 Y SU VALOR NETO ES AHORA \$ 538547400.00

66

LA COMPANIA DECIDE RENTAR 24 Y PERFORAR UN POZO EXPLORATORIO
 SI UN CAMPO ES DESCUBIERTO SU MAXIMA INVERSION EN ARRENDAMIENTO Y POZOS ES \$ 13164000.
 COSTOS POR RENTA : \$ 60000.00
 COSTOS TANGIBLES DE PERFORACION : \$ 6240000.00
 COSTOS INTANGIBLES DE PERFORACION : \$ 12480000.00
 IMPUESTO INGRESO ACREDITABLE : .40
 IMPUESTO CREDITO DE INVERSION : .10

DESCUENTOS NETOS PROYECTADOS PARA 10 AÑOS ASOCIADOS CON LOS RESULTADOS PARTICULARES
 PARA ESTE PROYECTO EN BBLs DE ACEITE PRODUCTIBLE

PROBABILIDAD	RESULTADO EN M BBLs	CONSECUENCIAS FINANCIERAS	UTILIDADES
.931291	0.	-606000.	-.61
.000552	3347.	17082969.	16.35

174

.004761	6693.	31296160.	28.92
.008361	10040.	44592556.	39.92
.009092	13387.	55698645.	48.59
.008386	16733.	67764673.	57.53
.007070	20080.	75907632.	63.29
.005846	23427.	85363358.	69.73
.004697	26774.	91772860.	73.95
.003744	30120.	97960632.	77.92
.002987	33467.	104092750.	81.75
.002391	36814.	114882408.	88.26
.001922	40160.	122186787.	92.51
.001551	43507.	123537129.	93.28
.007348	46854.	130432254.	97.16

EMV = 4845611. EUV = 3.83

EL RESULTADO ES --- FRACASO, LA COMPANIA PIERDE \$ 606000,00 Y SU VALOR NETO ES AHORA \$ 537941400,00

67

EL SITIO SELECCIONADO PARA LA PERFORACION YA HA SIDO ARRENDADO

68

LA COMPANIA DECIDE RENTAR 14 Y PERFORAR UN POZO EXPLORATORIO
 SI UN CAMPO ES DESCUBIERTO SU MAXIMA INVERSION EN ARRENDAMIENTO Y POZOS ES \$ 7679000.
 COSTOS POR RENTA : \$ 35000.00
 COSTOS TANGIBLES DE PERFORACION : \$ 3640000.00
 COSTOS INTANGIBLES DE PERFORACION : \$ 7200000.00
 IMPUESTO INGRESO ACREDITABLE : .40
 IMPUESTO CREDITO DE INVERSION : .10

DESCUENTOS NETOS PROYECTADOS PARA 10 AÑOS ASOCIADOS CON LOS RESULTADOS PARTICULARES
 PARA ESTE PROYECTO EN BBLS DE ACEITE PRODUCTIBLE

PROBABILIDAD	RESULTADO EN M BBLs	CONSECUENCIAS FINANCIERAS	UTILIDADES
.931291	0.	-581000.	-4.58
.000552	3347.	15367738.	14.77
.004761	6693.	27152810.	25.34
.008361	10040.	36362805.	33.19
.009092	13387.	43871780.	39.34
.008386	16733.	51325843.	45.22
.007070	20080.	56102469.	48.89
.005846	23427.	61521814.	52.96
.004697	26774.	65708309.	56.03
.003744	30120.	74007859.	61.95
.002987	33467.	79836133.	65.99
.002391	36814.	79054046.	65.45
.001922	40160.	84747103.	69.31
.001551	43507.	87061527.	70.85
.007348	46854.	93299171.	74.92

EMV = 3483009. EUV = 2.90

EL RESULTADO ES --- FRACASO, LA COMPANIA PIERDE \$ 581000.00 Y SU VALOR NETO ES AHORA \$ 537360400.00

69

LA COMPETENCIA RENTA 18 Y SE PERFORA UN POZO EXPLORATORIO
EL RESULTADO ES --- FRACASO

70

LA COMPETENCIA RENTA 24 Y SE PERFORA UN POZO EXPLORATORIO
EL RESULTADO ES --- FRACASO

71

LA COMPANIA DECIDE RENTAR 24 Y PERFORAR UN POZO EXPLORATORIO
 SI UN CAMPO ES DESCUBIERTO SU MAXIMA INVERSION EN ARRENDAMIENTO Y POZOS ES \$ 13164000.
 COSTOS POR RENTA : \$ 60000.00
 COSTOS TANGIBLES DE PERFORACION : \$ 6240000.00
 COSTOS INTANGIBLES DE PERFORACION : \$ 12400000.00
 IMPUESTO INGRESO ACREDITABLE : .40
 IMPUESTO CREDITO DE INVERSION : .10

DESCUENTOS NETOS PROYECTADOS PARA 10 AÑOS ASOCIADOS CON LOS RESULTADOS PARTICULARES
 PARA ESTE PROYECTO EN BBLS DE ACEITE PRODUCIBLE

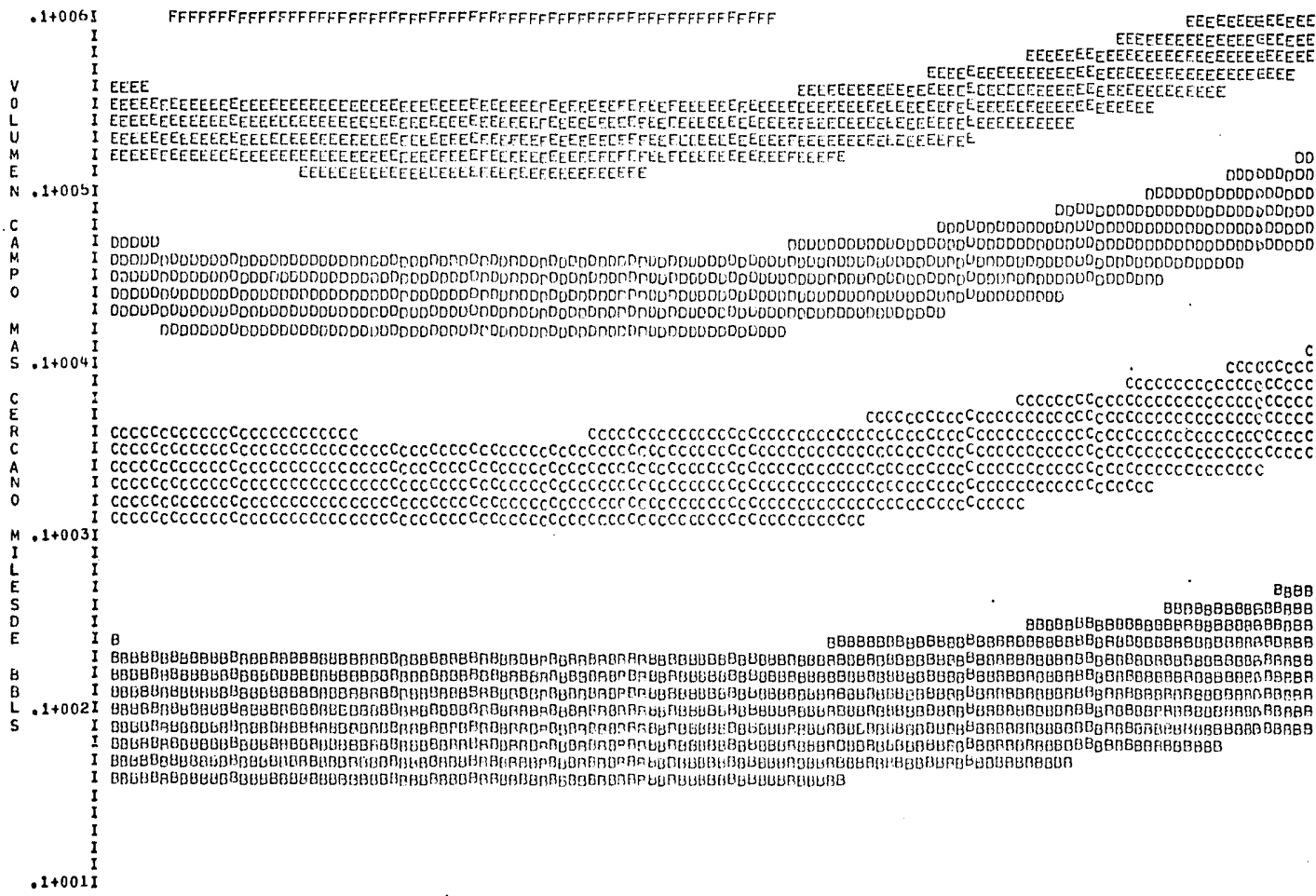
PROBABILIDAD	RESULTADO EN M BBLS	CONSECUENCIAS FINANCIERAS	UTILIDADES
.931291	0.	-606000.	-.61
.000552	3347.	17082969.	16.35
.004761	6693.	31296160.	28.91
.008361	10040.	44592556.	39.91
.009092	13387.	55690645.	48.58
.008386	16733.	67764673.	57.51
.007070	20080.	75907632.	63.27
.005846	23427.	85363350.	69.70
.004697	26774.	91772860.	73.92
.003744	30120.	97960632.	77.88
.002987	33467.	104092750.	81.71
.002391	36814.	114082400.	88.21
.001922	40160.	122186787.	92.46
.001551	43507.	123537129.	93.23
.007348	46854.	130432254.	97.10
		-----	-----
		EMV = 4845611.	EUV = 3.82

EL RESULTADO ES --- FRACASO, LA COMPANIA PIERDE \$ 606000.00 Y SU VALOR NETO ES AHORA \$ 536754400.00

72

LA COMPETENCIA RENTA 24 Y SE PERFORA UN POZO EXPLORATORIO
 EL RESULTADO ES --- EXITO

MAPA DELINEADO POR LA FUNCION PARAMS



0 1 2 3 4 5 6
 DISTANCIA EN MILLAS DESDE EL CAMPO CONOCIDO MAS CERCANO
 >A> ENTRE 0.0 Y 0.25, INTERVALO IGUAL A .25

HISTOGRAMA DE VOLUMENES DE ACEITE SIN DESCUBRIR

MEDIA= .11860+002 VARIANZA= .11417+002 MINIMO= .73967+001 MAXIMO= .18664+002 NUMERO DE DATOS CONSIDERADOS = 13
 NUMERO DE CLASES=15 LIM. INF. = .00000 AMPLITUD DE CLASE= .33467+001

INTERVALOS DE CLASE (MM BBLs O LOG MM BBLs)

LIM. INF.	LIM. SUP.	FRE.	F.REL.	ESCALA %I	
<	.00	!	0!	.00%	46.15 I **
.00	3.35	!	0!	.00%	45.23 I **
3.35	6.69	!	0!	.00%	44.31 I **
6.69	10.04	!	4!	30.77%	43.38 I **
10.04	13.39	!	6!	46.15%	42.46 I **
13.39	16.73	!	1!	7.69%	41.54 I **
16.73	20.08	!	2!	15.38%	40.62 I **
20.08	23.43	!	0!	.00%	39.69 I **
23.43	26.77	!	0!	.00%	38.77 I **
26.77	30.12	!	0!	.00%	37.85 I **
30.12	33.47	!	0!	.00%	36.92 I **
33.47	36.81	!	0!	.00%	36.00 I **
36.81	40.16	!	0!	.00%	35.08 I **
40.16	43.51	!	0!	.00%	34.15 I **
43.51	>	!	0!	.00%	33.23 I **
					32.31 I **
					31.38 I **
					30.46 I ****
					29.54 I ****
					28.62 I ****
					27.69 I ****
					26.77 I ****
					25.85 I ****
					24.92 I ****
					24.00 I ****
					23.08 I ****
					22.15 I ****
					21.23 I ****
					20.31 I ****
					19.38 I ****
					18.46 I ****
					17.54 I ****
					16.62 I ****
					15.69 I ****
					14.77 I **** **
					13.85 I **** **
					12.92 I **** **
					12.00 I **** **
					11.08 I **** **
					10.15 I **** **
					9.23 I **** **
					8.31 I **** **
					7.38 I **** **
					6.46 I **** **
					5.54 I **** **
					4.62 I **** **
					3.69 I **** **
					2.77 I **** **
					1.85 I **** **
					.92 I **** **
					0.00 I **** **

 1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15
 INTERVALOS DE CLASE

73

LA COMPETENCIA RENTA 20 Y SE PERFORA UN POZO EXPLORATORIO
EL RESULTADO ES --- FRACASO

74

LA COMPETENCIA RENTA 18 Y SE PERFORA UN POZO EXPLORATORIO
EL RESULTADO ES --- FRACASO

75

LA COMPANIA DECIDE RENTAR 24 Y PERFORAR UN POZO EXPLORATORIO
SI UN CAMPO ES DESCUBIERTO SU MAXIMA INVERSION EN ARRENDAMIENTO Y POZOS ES \$ 13164000.
COSTOS POR RENTA : \$ 60000.00
COSTOS TANGIBLES DE PERFORACION : \$ 6240000.00
COSTOS INTANGIBLES DE PERFORACION : \$ 12480000.00
IMPUESTO INGRESO ACREDITABLE : .40
IMPUESTO CREDITO DE INVERSION : .10

DESCUENTOS NETOS PROYECTADOS PARA 10 AÑOS ASOCIADOS CON LOS RESULTADOS PARTICULARES
PARA ESTE PROYECTO EN BBLS DE ACEITE PRODUCIBLE

PROBABILIDAD	RESULTADO EN M BBLS	CONSECUENCIAS FINANCIERAS	UTILIDADES
.877584	0.	-606000.	-.61
.001092	3347.	17082969.	16.35
.008927	6693.	31296160.	28.91
.015197	10040.	44592586.	39.90
.016280	13387.	55698645.	48.57
.014876	16733.	67764673.	57.50
.012474	20080.	75907632.	63.26
.010280	23427.	85363358.	69.69
.008239	26774.	91772860.	73.90
.006561	30120.	97960632.	77.86
.005233	33467.	104092750.	81.69
.004190	36814.	114882408.	88.19
.003368	40160.	122186787.	92.43
.002719	43507.	123537129.	93.20
.012980	46854.	130432254.	97.07

		EMV = 9048481.	EUV = 7.24

EL RESULTADO ES --- FRACASO, LA COMPANIA PIERDE \$ 606000.00 Y SU VALOR NETO ES AHORA \$ 536148400.00

76

LA COMPETENCIA RENTA 24 Y SE PERFORA UN POZO EXPLORATORIO

EL RESULTADO ES --- FRACASO

77

LA COMPETENCIA RENTA 22 Y SE PERFORA UN POZO EXPLORATORIO

EL RESULTADO ES --- FRACASO

78

LA COMPANIA DECIDE RENTAR 24 Y PERFORAR UN POZO EXPLORATORIO
SI UN CAMPO ES DESCUBIERTO SU MAXIMA INVERSION EN ARRENDAMIENTO Y POZOS ES \$ 13164000.
COSTOS POR RENTA : \$ 60000.00
COSTOS TANGIBLES DE PERFORACION : \$ 6240000.00
COSTOS INTANGIBLES DE PERFORACION : \$ 12480000.00
IMPUESTO INGRESO ACREDITABLE : .40
IMPUESTO CREDITO DE INVERSION : .10

DESCUENTOS NETOS PROYECTADOS PARA 10 AÑOS ASOCIADOS CON LOS RESULTADOS PARTICULARES
PARA ESTE PROYECTO EN BBLs DE ACEITE PRODUCTIBLE

PROBABILIDAD	RESULTADO EN M BBLs	CONSECUENCIAS FINANCIERAS	UTILIDADES
.877584	0.	-606000.	-.61
.001092	3347.	17082969.	16.35
.008927	6693.	31296160.	28.91
.015197	10040.	44592556.	39.90
.016280	13387.	55698645.	48.56
.014876	16733.	67764673.	57.49
.012474	20080.	75907632.	63.24
.010280	23427.	85363358.	69.67
.008239	26774.	91772860.	73.89
.006561	30120.	97960632.	77.85
.005233	33467.	104092750.	81.67
.004190	36814.	114882408.	88.17
.003368	40160.	122186787.	92.41
.002719	43507.	123537129.	93.18
.012980	46854.	130432254.	97.04
		-----	-----
		EMV = 9048481.	EUV = 7.24

EL RESULTADO ES --- FRACASO, LA COMPANIA PIERDE \$ 606000.00 Y SU VALOR NETO ES AHORA \$ 535542400.00

79

EL SITIO SELECCIONADO PARA LA PERFORACION YA HA SIDO ARRENDADO

80

LA COMPETENCIA RENTA 21 Y SE PERFORA UN POZO EXPLORATORIO

EL RESULTADO ES --- FRACASO

81

LA COMPETENCIA RENTA 24 Y SE PERFORA UN POZO EXPLORATORIO
EL RESULTADO ES --- FRACASO

82

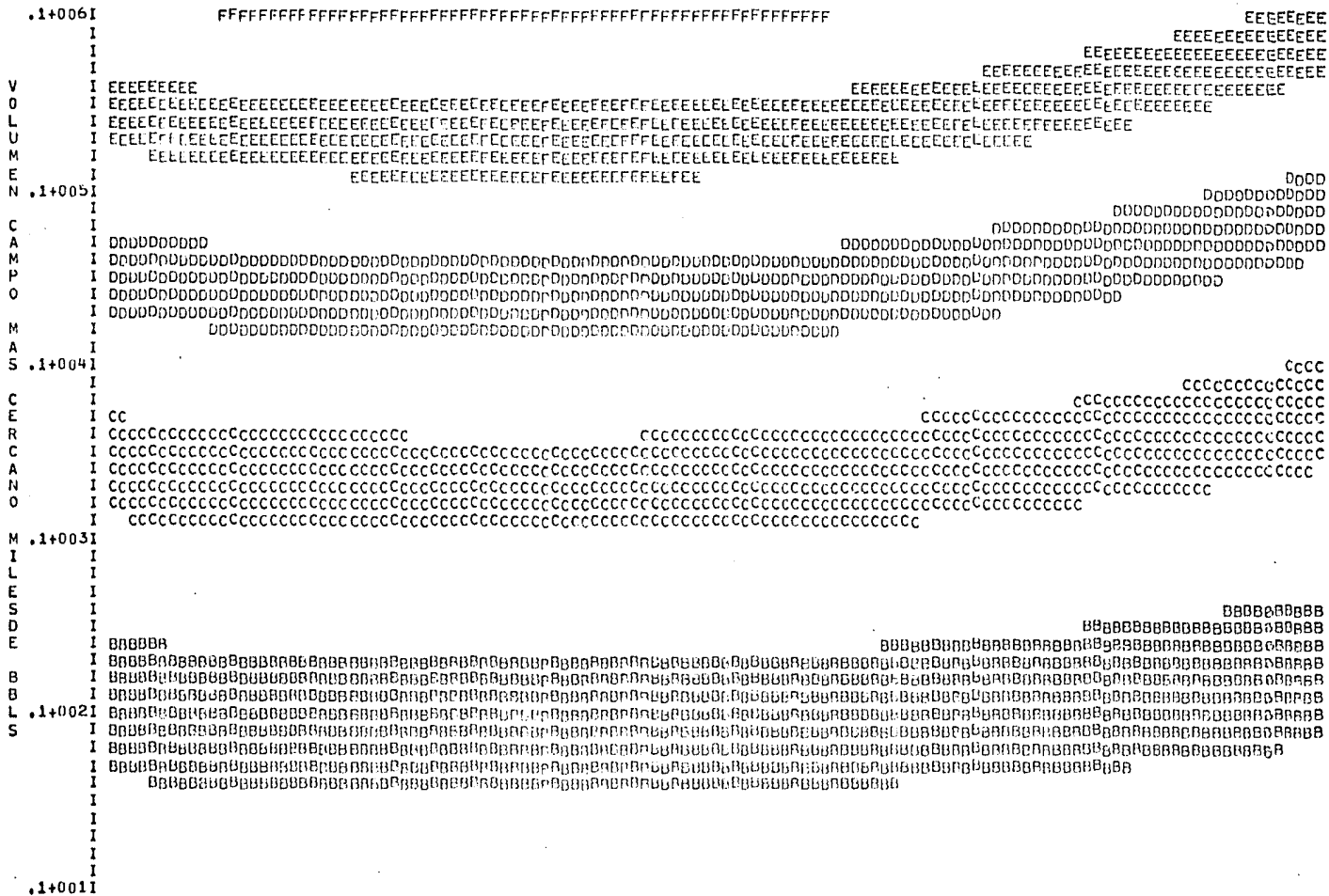
LA COMPANIA DECIDE RENTAR 24 Y PERFORAR UN POZO EXPLORATORIO
SI UN CAMPO ES DESCUBIERTO SU MAXIMA INVERSION EN ARRENDAMIENTO Y POZOS ES \$ 13164000.
COSTOS POR RENTA : \$ 60000.00
COSTOS TANGIBLES DE PERFORACION : \$ 6240000.00
COSTOS INTANGIBLES DE PERFORACION : \$ 12480000.00
IMPUESTO INGRESO ACREDITABLE : .40
IMPUESTO CREDITO DE INVERSION : .10

DESCUENTOS NETOS PROYECTADOS PARA 10 AÑOS ASOCIADOS CON LOS RESULTADOS PARTICULARES
PARA ESTE PROYECTO EN BBLS DE ACEITE PRODUCTIBLE

PROBABILIDAD	RESULTADO EN M BBLS	CONSECUENCIAS FINANCIERAS	UTILIDADES
.877584	0.	-606000.	-6.61
.001092	3347.	17082969.	16.35
.008927	6693.	31296160.	28.91
.015197	10040.	44592556.	39.89
.016280	13387.	55698645.	40.56
.014876	16733.	67764673.	57.48
.012474	20080.	75907632.	63.23
.010280	23427.	85363358.	69.66
.008239	26774.	91772860.	73.87
.006561	30120.	97960632.	77.83
.005233	33467.	104092750.	81.65
.004190	36814.	114882408.	88.14
.003368	40160.	122186787.	92.38
.002719	43507.	123537129.	93.15
.012980	46854.	130432254.	97.02
		-----	-----
		EMV = 9048481.	EUV = 7.24

EL RESULTADO ES --- EXITO , LA COMPANIA GANA \$ 44592556.00 Y SU VALOR NETO ES AHORA \$ 580134952.00

MAPA DELINEADO POR LA FUNCION PARAMS



0 1 2 3 4 5 6

DISTANCIA EN MILLAS DESDE EL CAMPO CONOCIDO MAS CERCANO

>A> ENTRE 0.0 Y 0.25, INTERVALO IGUAL A .25

HISTOGRAMA LOG DE VOLTS. EN CAMPOS DESCUBIERTOS

MEDIA= .15079+001 VARIANZA= .39925-001 MINIMO= .11186+001 MAXIMO= .17604+001 NUMERO DE DATOS CONSIDERADOS = 8
 NUMERO DE CLASES=15 LIM. INF. = .10000+001 AMPLITUD DE CLASE= .11338+000

INTERVALOS DE CLASE (MM BBLs O LOG MM BBLs)

LIM. INF.	LIM. SUP.	FRE.	F.REL.	ESCALA	%
<	1.00	0!	.00%	25.00	I
1.00	1.11	0!	.00%	24.50	I
1.11	1.23	1!	12.50%	24.00	I
1.23	1.34	0!	.00%	23.50	I
1.34	1.45	2!	25.00%	23.00	I
1.45	1.57	2!	25.00%	22.50	I
1.57	1.68	1!	12.50%	22.00	I
1.68	1.79	2!	25.00%	21.50	I
1.79	1.91	0!	.00%	21.00	I
1.91	2.02	0!	.00%	20.50	I
2.02	2.13	0!	.00%	20.00	I
2.13	2.25	0!	.00%	19.50	I
2.25	2.36	0!	.00%	19.00	I
2.36	2.47	0!	.00%	18.50	I
2.47	>	0!	.00%	18.00	I
				17.50	I
				17.00	I
				16.50	I
				16.00	I
				15.50	I
				15.00	I
				14.50	I
				14.00	I
				13.50	I
				13.00	I
		**	*****	12.50	I
		**	*****	12.00	I
		**	*****	11.50	I
		**	*****	11.00	I
		**	*****	10.50	I
		**	*****	10.00	I
		**	*****	9.50	I
		**	*****	9.00	I
		**	*****	8.50	I
		**	*****	8.00	I
		**	*****	7.50	I
		**	*****	7.00	I
		**	*****	6.50	I
		**	*****	6.00	I
		**	*****	5.50	I
		**	*****	5.00	I
		**	*****	4.50	I
		**	*****	4.00	I
		**	*****	3.50	I
		**	*****	3.00	I
		**	*****	2.50	I
		**	*****	2.00	I
		**	*****	1.50	I
		**	*****	1.00	I
		**	*****	.50	I
		**	*****	0.00	I

1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15
 INTERVALOS DE CLASE

HISTOGRAMA LOG DE AREAS EN CAMPOS DESCUBIERTOS

MEDIA= .30471+001 VARIANZA= .19564-001 MINIMO= .27746+001 MAXIMO= .32238+001 NUMERO DE DATOS CONSIDERADOS = 8
 NUMERO DE CLASES=15 LIM. INF. = .10000+001 AMPLITUD DE CLASE= .20706+000

INTERVALOS DE CLASE (MM BBLs O LOG MM BBLs)

LIM. INF.	LIM. SUP.	FRE.	REL.	ESCALA	%I
<	1.00	0!	.00%	50.00	I
1.00	1.21	0!	.00%	49.00	I
1.21	1.41	0!	.00%	48.00	I
1.41	1.62	0!	.00%	47.00	I
1.62	1.83	0!	.00%	46.00	I
1.83	2.04	0!	.00%	45.00	I
2.04	2.24	0!	.00%	44.00	I
2.24	2.45	0!	.00%	43.00	I
2.45	2.66	0!	.00%	42.00	I
2.66	2.86	1!	12.50%	41.00	I
2.86	3.07	4!	50.00%	40.00	I
3.07	3.28	3!	37.50%	39.00	I
3.28	3.48	0!	.00%	38.00	I
3.48	3.69	0!	.00%	37.00	I
3.69	>	0!	.00%	36.00	I
				35.00	I
				34.00	I
				33.00	I
				32.00	I
				31.00	I
				30.00	I
				29.00	I
				28.00	I
				27.00	I
				26.00	I
				25.00	I
				24.00	I
				23.00	I
				22.00	I
				21.00	I
				20.00	I
				19.00	I
				18.00	I
				17.00	I
				16.00	I
				15.00	I
				14.00	I
				13.00	I
				12.00	I
				11.00	I
				10.00	I
				9.00	I
				8.00	I
				7.00	I
				6.00	I
				5.00	I
				4.00	I
				3.00	I
				2.00	I
				1.00	I
				0.00	I

1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15
 INTERVALOS DE CLASE

HISTOGRAMA LOG DE VOLS. EN CAMPOS SIN DESCUBRIR

MEDIA= .10517+001 VARIANZA= .15780+001 MINIMO= .06904+000 MAXIMO= .12710+001 NUMERO DE DATOS CONSIDERADOS = 12
 NUMERO DE CLASES=15 LIM. INF. = .10000+001 AMPLITUD DE CLASE= .11330+000

INTERVALOS DE CLASE (MM BBLs O LOG MM BBLs)

LIM. INF.	LIM. SUP.	FRE.	REL.	ESCALA	MI
<	1.00	!	4:33.33%	33.33	I****
1.00	1.11	!	4:33.33%	32.67	I****
1.11	1.23	!	2:16.67%	32.00	I****
1.23	1.34	!	2:16.67%	31.33	I****
1.34	1.45	!	0! .00%	30.67	I****
1.45	1.57	!	0! .00%	30.00	I****
1.57	1.68	!	0! .00%	29.33	I****
1.68	1.79	!	0! .00%	28.67	I****
1.79	1.91	!	0! .00%	28.00	I****
1.91	2.02	!	0! .00%	27.33	I****
2.02	2.13	!	0! .00%	26.67	I****
2.13	2.25	!	0! .00%	26.00	I****
2.25	2.36	!	0! .00%	25.33	I****
2.36	2.47	!	0! .00%	24.67	I****
2.47	>	!	0! .00%	24.00	I****
				23.33	I****
				22.67	I****
				22.00	I****
				21.33	I****
				20.67	I****
				20.00	I****
				19.33	I****
				18.67	I****
				18.00	I****
				17.33	I****
				16.67	I*****
				16.00	I*****
				15.33	I*****
				14.67	I*****
				14.00	I*****
				13.33	I*****
				12.67	I*****
				12.00	I*****
				11.33	I*****
				10.67	I*****
				10.00	I*****
				9.33	I*****
				8.67	I*****
				8.00	I*****
				7.33	I*****
				6.67	I*****
				6.00	I*****
				5.33	I*****
				4.67	I*****
				4.00	I*****
				3.33	I*****
				2.67	I*****
				2.00	I*****
				1.33	I*****
				.67	I*****
				0.00	I-----

1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15
 INTERVALOS DE CLASE

HISTOGRAMA LOG DE AREAS EN CAMPOS SIN DESCUBRIR

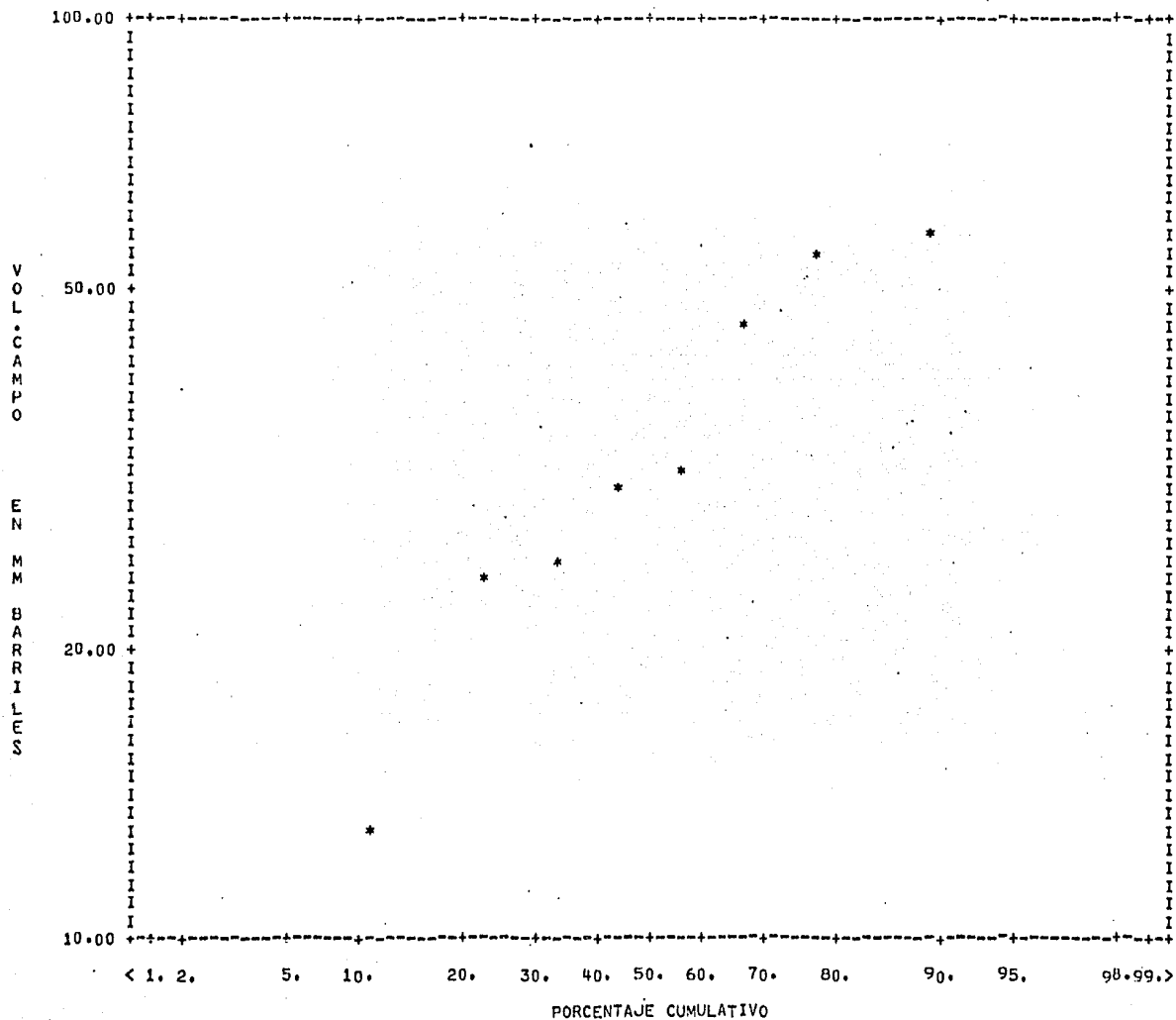
MEDIA= .27278+001 VARIANZA= .77323+002 MINIMO= .25999+001 MAXIMO= .28813+001 NUMERO DE DATOS CONSIDERADOS = 12
 NUMERO DE CLASES=15 LIM. INF. = .10000+001 AMPLITUD DE CLASE= .20706+000

INTERVALOS DE CLASE (MM BBLs O LOG MM BBLs)

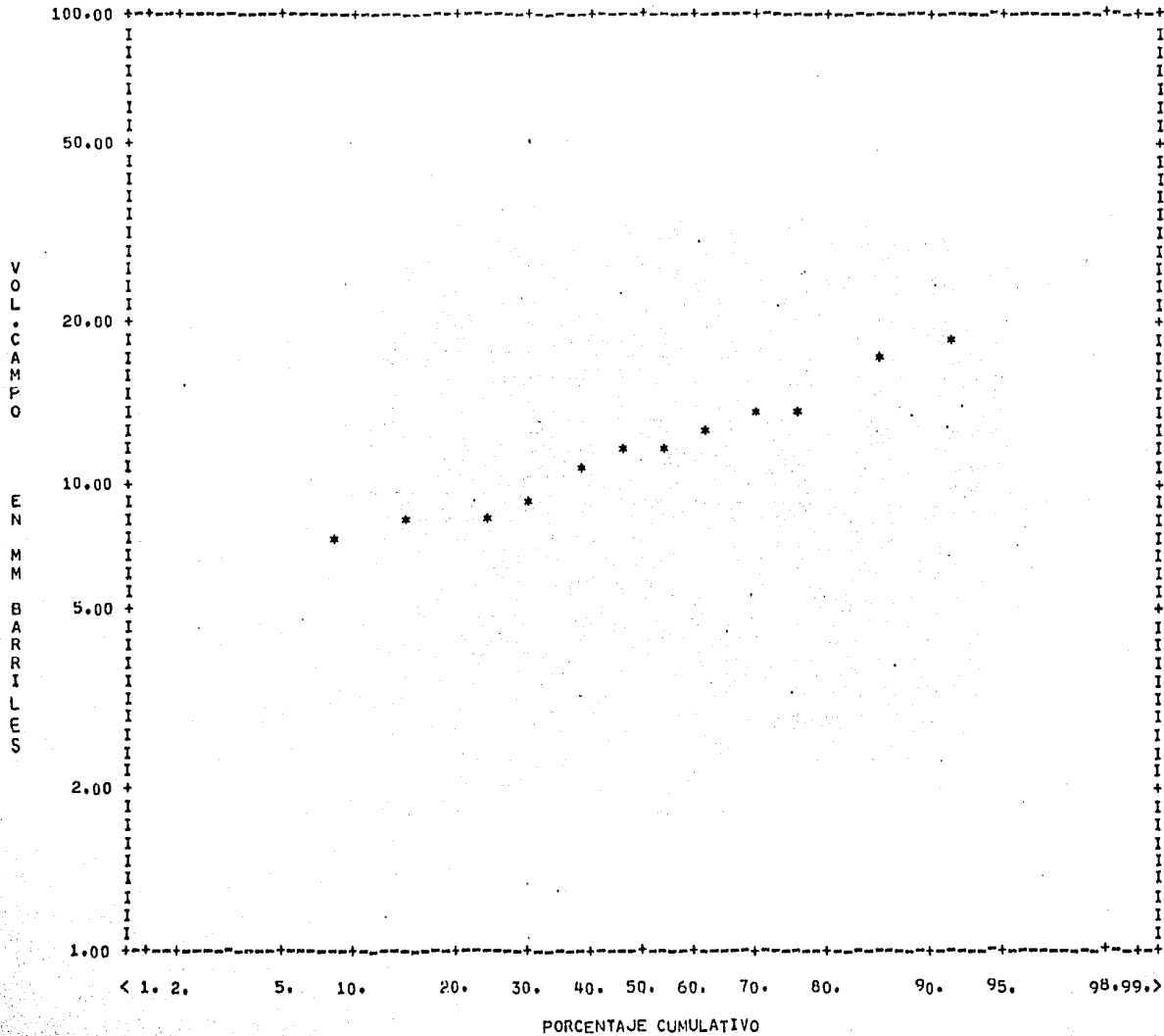
LIM. INF.	LIM. SUP.	FRE.	F.REL.	ESCALA	%I
<	1.00	0!	.00%	50.00	I
1.00	1.21	0!	.00%	49.00	I
1.21	1.41	0!	.00%	48.00	I
1.41	1.62	0!	.00%	47.00	I
1.62	1.83	0!	.00%	46.00	I
1.83	2.04	0!	.00%	45.00	I
2.04	2.24	0!	.00%	44.00	I
2.24	2.45	0!	.00%	43.00	I
2.45	2.66	4!	33.33%	42.00	I
2.66	2.86	6!	50.00%	41.00	I
2.86	3.07	2!	16.67%	40.00	I
3.07	3.28	0!	.00%	39.00	I
3.28	3.48	0!	.00%	38.00	I
3.48	3.69	0!	.00%	37.00	I
3.69	>	0!	.00%	36.00	I
				35.00	I
				34.00	I
				33.00	I
				32.00	I
				31.00	I
				30.00	I
				29.00	I
				28.00	I
				27.00	I
				26.00	I
				25.00	I
				24.00	I
				23.00	I
				22.00	I
				21.00	I
				20.00	I
				19.00	I
				18.00	I
				17.00	I
				16.00	I
				15.00	I
				14.00	I
				13.00	I
				12.00	I
				11.00	I
				10.00	I
				9.00	I
				8.00	I
				7.00	I
				6.00	I
				5.00	I
				4.00	I
				3.00	I
				2.00	I
				1.00	I
				0.00	I

1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15
 INTERVALOS DE CLASE

DISTRIBUCION FRECUENCIA CUMULATIVA DE VOLUMENES DE CAMPOS QUE HAN SIDO DESCUBIERTOS EN EL CICLO 82



DISTRIBUCION FRECUENCIA CUMULATIVA DE VOLUMENES DE CAMPOS QUE PERMANECEN SIN DESCUBRIR EN EL CICLO 82



REL. DE EXITO EN EL CICLO # 82ES IGUAL A : .1026

CAMBIOS EN PARAMETROS DE LA DISTR. LOGNORMAL

NUMERO DESCUBIERTO	MEDIA	DESVIACION ESTANDAR	VOLUMEN DEL CAMPO DESCUBIERTO (EN M MBL)
1	25.00	20.00	57.60
2	24.69	19.45	46.41
3	24.31	19.03	32.09
4	23.98	18.95	54.88
5	23.67	18.44	24.72
6	23.56	18.60	29.99
7	23.25	18.55	25.24
8	24.09	18.91	13.14

END PROGRAM EXECUTION

QFIN

QFIN IN ADD FILE - IGNORED