

EVALUACION GEOESTADISTICA DEL RESERVORIO BASAL SALINA EN EL SUR OESTE DEL AREA DE LOBITOS COSTAFUERA

Cornejo Hugo - Bianchi Carlos - Monforte Yuliana
Petro-Tech Peruana S. A.

RESUMEN

Con el propósito de aplicar las técnicas geoestadísticas (Método de Krigging) como herramienta de análisis de los parámetros del reservorio como porosidad, saturación de agua y arena neta petrolífera, se ha realizado una evaluación de la formación Basal Salina (Sección Superior) en el sur oeste del área de Lobitos costafuera - Cuenca Talara - Nor Oeste del Perú; para determinar la distribución de dichos parámetros en el área de estudio.

Dicha evaluación ha permitido confirmar las interpretaciones geológicas que se tenían acerca de esta área; así como también corroborar el mejor recobro productivo en aquellas zonas con mejores características de roca reservorio. Para tal efecto se ha definido tres bloques estructurales A, B y C en los cuales se circunscribe el análisis.

Después del análisis geoestadístico del área se ha determinado la distribución de arena neta petrolífera nos muestra dos zonas de espesores por encima de los 31 pies, en los bloques A y C. La distribución de las porosidades nos muestra que la mayoría de la data no excede el 8.2 % en los bloques A, B y C, indicando no mucha variabilidad de este parámetro y por último la distribución de la saturación del agua nos muestra dos zonas de saturaciones de agua por encima del 30.87%.

INTRODUCCION

La aplicación de la geoestadística como herramienta de análisis de los parámetros de reservorio ha permitido que esta rama en la industria de petróleo alcance mayor apogeo en estos últimos tiempos ya que permite manejar de manera mas óptima los datos que se obtienen a menudo en las operaciones petroleras, minimizando el error, cuantificando la variabilidad espacial e integrando la información obtenida.

Con la aplicación de esta técnica se ha evaluado la distribución areal y espacial de los parámetros del reservorio, además del tope y la base de la formación Basal Salina (sección superior), para finalmente tener un mejor conocimiento de éstas.

ASPECTOS GEOLOGICOS

La formación Basal Salina pertenece al Eoceno Inferior y con la sedimentación de esta formación se inicia el ciclo del grupo Salina, litológicamente esta compuesta generalmente por areniscas cuarzosas con presencia de granos hialinos, blancos a blancos lechosos de grano medio a grueso gradando en algunos casos a microconglomerados intercalados con lutitas grises oscuras en partes limolíticas, micáceas y ligeramente calcáreas.

Estructuralmente esta formación se encuentra entre los 5800' a 7250' pies "sub sea" limitados por fallas de orientación nor oeste - sur este y fallas este - oeste las cuales delimitan los bloques evaluados A, B y C.

En esta zona se han determinado contactos petróleo - agua en el bloque A el contacto se encuentra a 6240' pie "sub sea" y en el bloque C a 6915' pies "sub sea" y 6950' pies "sub sea" respectivamente. (ver mapa estructural).

CARACTERISTICAS DEL RESERVORIO BASAL SALINA (SECCION SUPERIOR)

CARACTERISTICAS DEL RESERVORIO	BLOQUE A	BLOQUE B	BLOQUE C
Nivel de referencia, pies,ss	5800	6345	7250
Porosidad promedia	8.5	6.00	8.5
Saturación de agua promedio	40	45	35
Presión original estimada, psig	4,200	4,200	4,200
Factor volumétrico del petróleo, bbls/stb	1.35	1.35	1.35

PETROLEO ORIGINAL INSITU

Area, Acres	920	425	775
Espesor promedio, pies	40	35	45
Volumen bruto, acre-pie	36,800	14,875	34,875
Volumen poroso, Mbbls	24,266	7,501	22,997
Petróleo original insitu	10,785	3,056	11,073

ESTIMADO DE RESERVAS Y PRODUCCION

Ultimo Recobro, MSTB	2,818	800	3,200
a.) Primario	2,818	800	3,200
b). Secundario	-	-	-
Producción acumulada	2,510	693	2,145
a.) Primario	2,510	693	2,145
b). Secundario	-	-	-
Reservas remanentes	308	107	1,055
a.) Primario	308	107	1,055
b). Secundario	-	-	-

TERMINOS ESTADISTICOS

Bloque Krigging.- Estimación del valor de un conjunto de muestras cercanas usando Krigging.

Varianza y Covarianza.- Es una medida estadística de correlacion entre dos variables, en geoestadística la covarianza es la inversa simple del variograma computado del valor de la varianza de todas las muestras menos el valor del variograma. Se requiere conocer el promedio aritmético, y si los datos no muestran una tendencia el variograma alcanza la meseta y esta es la varianza de la data.

Validacion Cruzada.- Una técnica para evaluar la validez de un modelo de variograma por Krigging, cada ubicación de las muestras con valores verdaderos con las demas muestras vecinas comparando y estimando sus valores.

Variograma.- Gráfico en el que se plotea la varianza de pares de muestras medidas como una función de la distancia y dirección entre estas, todos los pares posibles son examinados y agrupados en clases aproximadamente a igual distancia y dirección.

Modelo.- Es la forma del variograma y puede ser exponencial, gaussiano o esférico.

Rango.- Para el modelo esferico, es la distancia en la cual el modelo alcanza su máximo valor o meseta. Para modelos exponenciales y gaussianos es en los cuales alcanzan la meseta asintóticamente.

Umbral o Meseta.- Es el límite superior de cualquier modelo de variograma. Es también el valor donde el variograma aparece asintótico, o sea aproximadamente es el valor de la mediana.

Efecto Pepita.- Muestra las medidas discontinuas y representa la variación en una distancia corta.

ANALISIS GEOESTADISTICO

- El concepto basico es la comparación de muestras, sus valores a diferentes intervalos de separación; así se representó los valores de los topes, bases, arena neta petrolífera, porosidades y saturaciones de agua, de los cuales se obtuvieron histogramas estadísticos, variogramas y mapas de distribución de estos valores para ser comparados con los interpretados por métodos convencionales.
- El variograma mostrando la nube de puntos el cual representa la totalidad de los pares de muestras con lo cual se define los valores anormales, su variación y tendencias de los valores de las muestras.
- La unión del número total de pares nos da el máximo número de pares de valores en cada caso y a esto se le conoce como el variograma experimental. (ver anexos 1, 2 y 3).

CALCULOS GEOESTADISTICOS

Cálculos Para la Arena Neta Petrolífera (Anexo 1)

Número de Muestras	: 34
Muestras Perdidas	: 0
Muestras Usadas	: 18
Media	: 35,056
Varianza	: 219,938
Desviación Estándar	: 14,830
% C.V.	: 42,305
Asimetría	: 0,519
Curtosis	: 2,679
Mínimo	: 11,000
25th %	: 24,500
Mediana	: 13,000
75th %	: 41,000
Máximo	: 67,000
Número de Pares	: 86,000
Modelo	: Exponencial
Efecto Pepita	: 0,000
Meseta	: 220,000

Cálculos Para la Porosidad (Anexo 2)

Número de Muestras	: 34
Muestras Perdidas	: 0
Muestras Usadas	: 16
Media	: 8,502
Varianza	: 2,648
Desviación Estandar	: 1,627
% C.V.	: 19,138
Asimetría	: 0,562
Curtosis	: 2,768
Mínimo	: 5,000
25th %	: 7,870
Mediana	: 0,000
75th %	: 9,470
Máximo	: 11,000
Número de Pares	: 67,000
Modelo	: Gausiano
Efecto Pepita	: 0,000
Meseta	: 2,900

Cálculos Para la Saturación de Agua (Anexo 3)

Número de Muestras	: 34
Muestras Perdidas	: 0
Muestras Usadas	: 14
Media	: 42,261
Varianza	: 240,230
Desviación Estándar	: 15,499
% C.V.	: 36,676
Asimetría	: 0,689
Curtosis	: 2,448
Mínimo	: 25,310
25th %	: 28,500
Mediana	: 0,000
75th %	: 51,930
Máximo	: 75,000
Número de Pares	: 51,000
Modelo	: Gausiano
Efecto Pepita	: 0,000
Meseta	: 135,000

INTERPRETACION

Con toda esta información y resultados de los cálculos geoestadísticos se empleó el método más óptimo para la interpolación de estos datos como es el método de Krigging el cual considera la geometría y la estadística de estos datos; así la geometría toma en cuenta la posición relativa de los puntos medidos hacia los valores que se desean estimar, así donde existe un punto rodeado de puntos con valores reales medidos, su estimación será más exacta. En el caso de la estadística se hace una interpolación y se analiza la tendencia de los valores reales hacia las zonas donde se estimaran valores.

Al obtener los resultados de interpolación por el método de Krigging se obtuvieron una serie de mapas de distribución de arena neta petrolífera, porosidades y saturación de agua. Tal es el caso del mapa de distribución de arena neta petrolífera al ser comparada con el mapa de producciones acumuladas confirma mayores acumulados hacia donde mejora en cantidad y calidad de arena neta petrolífera (Anexos 1 y 9). Del mismo modo al superponer los mapas de distribución de porosidad y saturación de agua corroboran la tendencia con respecto a las zonas con mayor acumulación de hidrocarburos (Anexos 2, 3 y 9).

CONCLUSIONES

- De acuerdo al mapa en el tope de la formación Basal Salina Superior se observan contactos agua-petróleo en el bloque "A" y "C", esto es corroborado por la geoestadística, ya que las zonas de mayor saturación de agua coinciden con la ubicación de estos contactos.
- De acuerdo a la distribución de arena neta observamos que los mayores espesores se encuentran en los bloques "A" y "C", por encima de las zonas de contacto agua-petróleo, corroborando nuevamente la presencia de los contactos. A su vez se observan los mínimos espesores de arena cercanos a las fallas, pudiéndose inferir que nos encontramos ante diferentes reservorios.
- El mejor comportamiento productivo (ver sumario de propiedades), corresponde a los bloques que tienen mejores características de roca reservorio como lo muestran los resultados de la distribución espacial de estas propiedades.

CONTRIBUCION TECNICA

Se ha evaluado el reservorio Basal Salina en el sur oeste del área de lobitos costafuera empleando la geoestadística como herramienta de análisis (estadística descriptiva y método de krigging), obteniendo

resultados satisfactorios que han corroborado a definir la relación de los parámetros de reservorios con la acumulación de hidrocarburos.

El uso de estas técnicas nos permite tener una aproximación más certera de los valores de las propiedades petrofísicas del reservorio en aquellas zonas donde estas no hayan sido evaluadas físicamente.

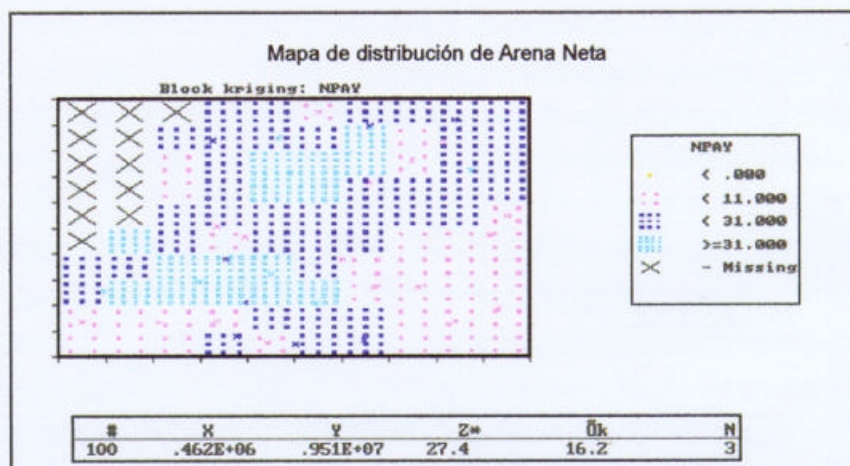
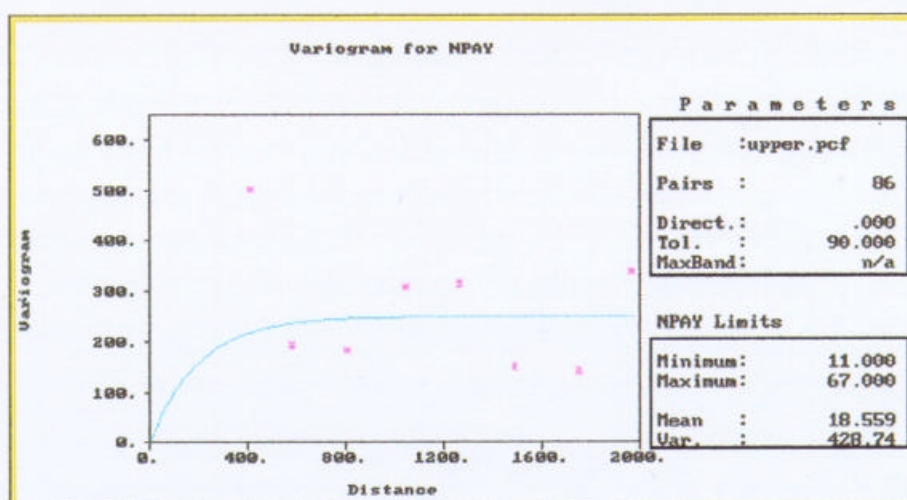
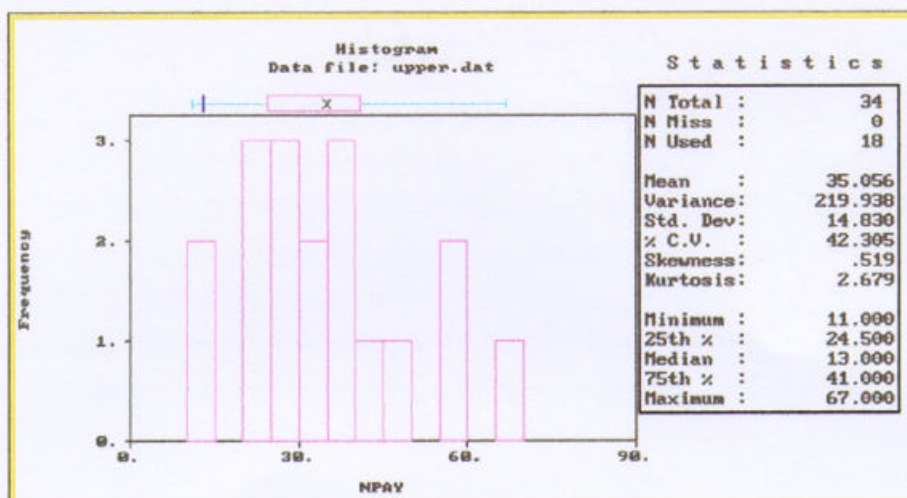
BIBLIOGRAFIA

- L. T. Stanley : "Practical Statistics for Petroleum Engineers", Petroleum Publishing Company, Tulsa 1973.
- Diana Morton - Thompson, Arnold M. Woods : "Development Geology Reference Manual", AAPG Methods in Exploration No. 10, Tulsa 1997.
- Peter K. Link : "Basic Petroleum Geology", OGCI Publications, Oil & Gas Consultants Inc., Tulsa 1992.
- David Curia : "Geoestadística Aplicada a la Geología del Petróleo", Larriestra, Curia y Asociados, Buenos Aires - Argentina 1998.

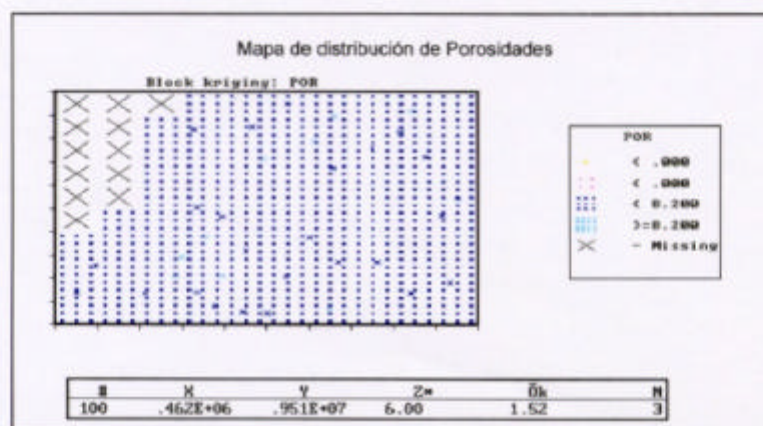
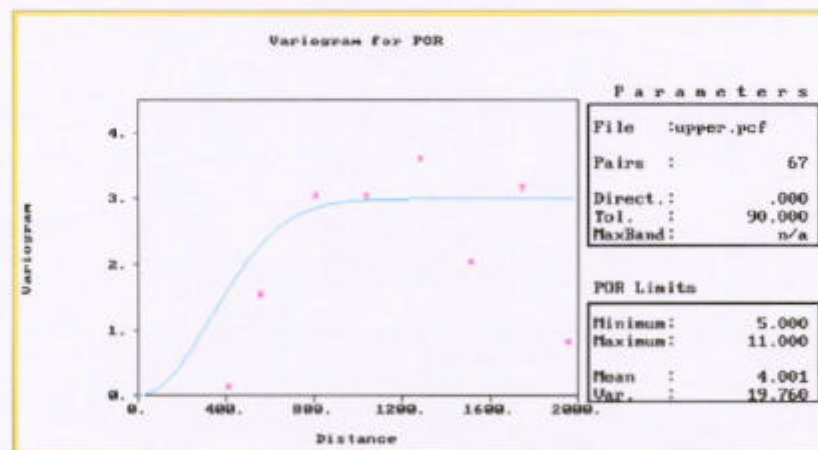
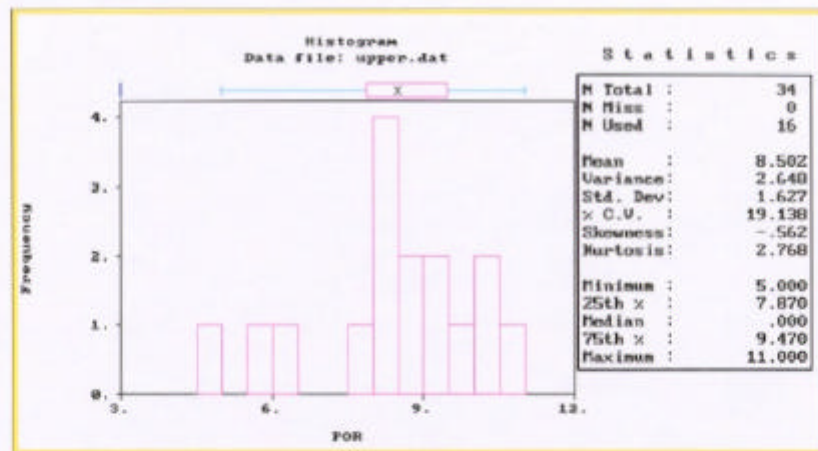
ILUSTRACIONES

- Mapa estructural en el tope de la Formación Basal Salina (Sección Superior).
- Histograma, Variograma y esquema de distribución de Arena Neta Petrolífera
- Histograma, Variograma y esquema de distribución de Porosidades
- Histograma, Variograma y esquema de distribución de Saturación de agua
- Mapas de distribución de Arena Neta Petrolífera
- Mapas de distribución de Porosidades
- Mapas de distribución de Saturaciones de Agua
- Mapa de distribución de Producciones Acumuladas

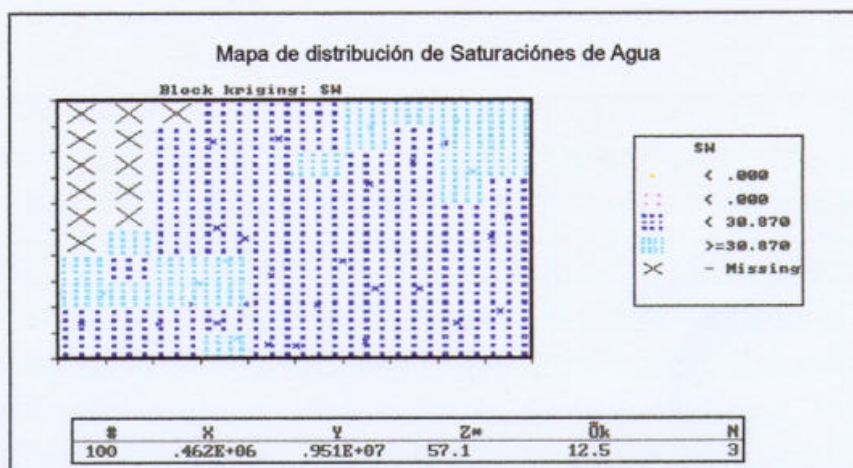
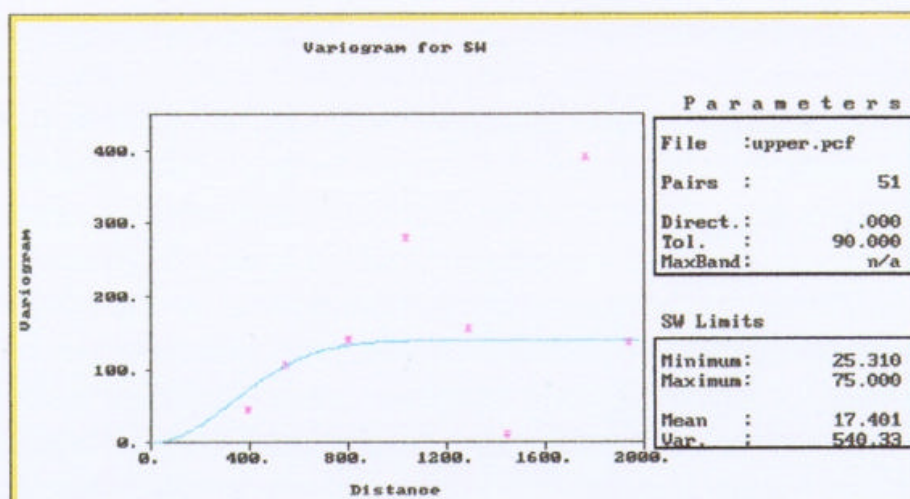
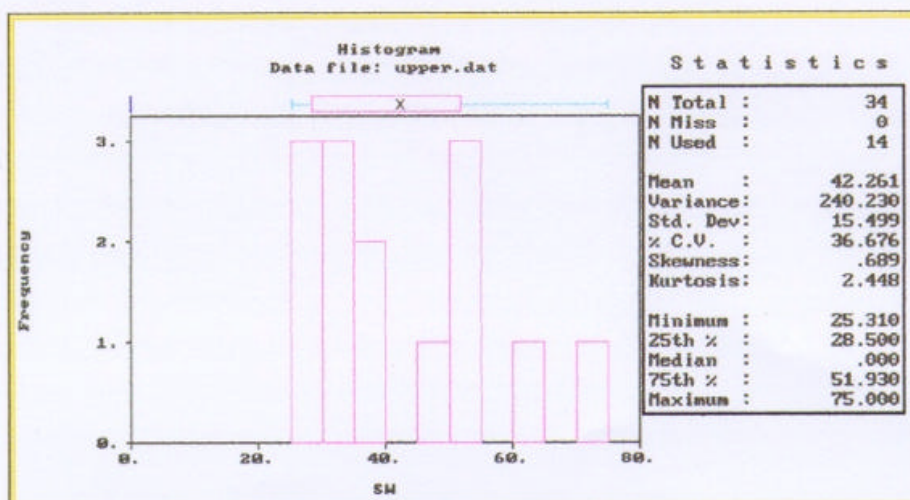
Esquemas Geoestadísticos Arena Neta



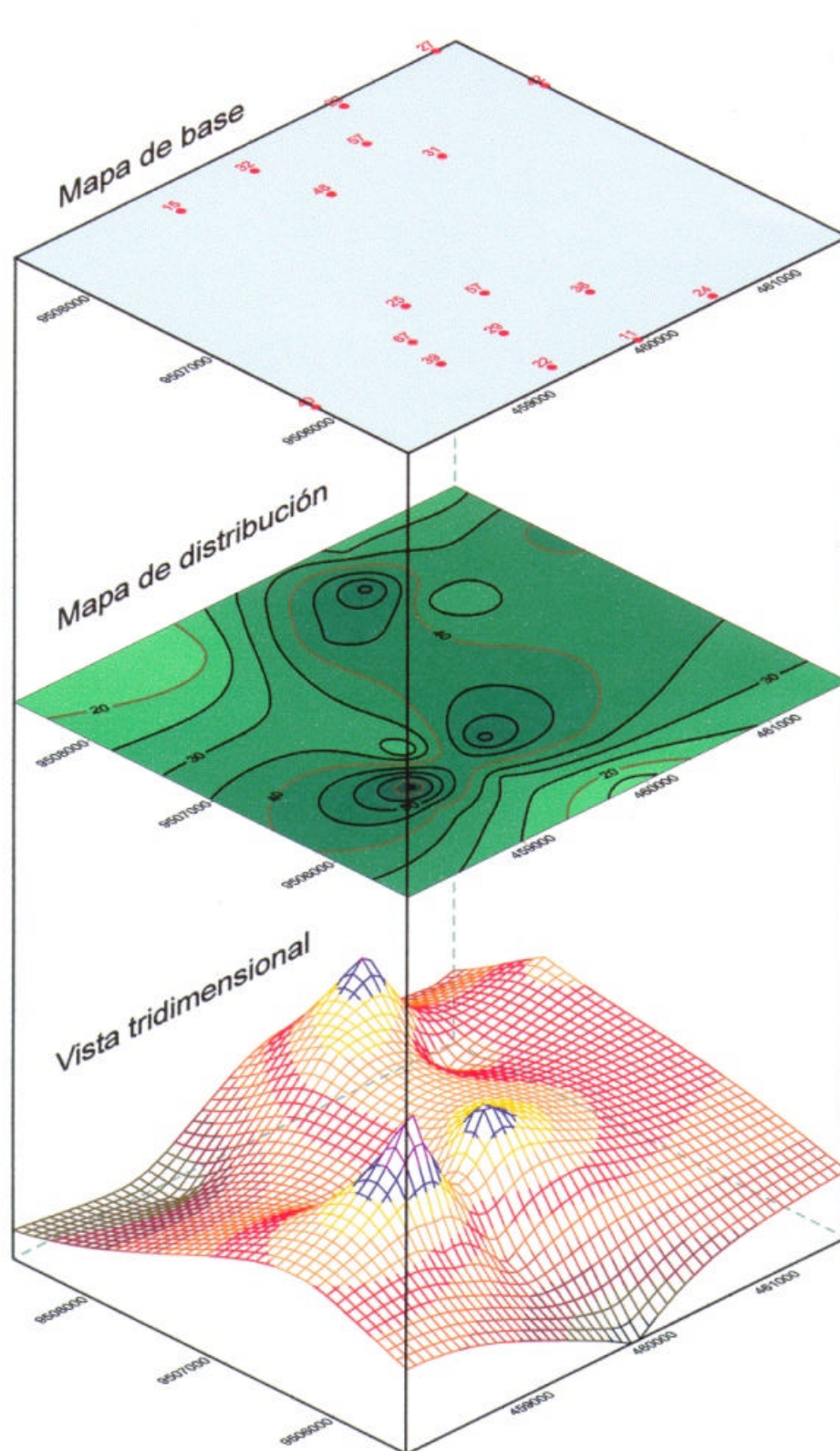
Esquemas Geoestadísticos Porosidades



Esquemas Geoestadísticos Saturación de Agua



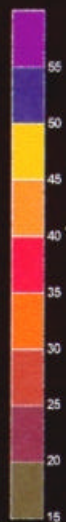
Mapa de Arena Neta Petrolífera



Escala
1:40 000

0

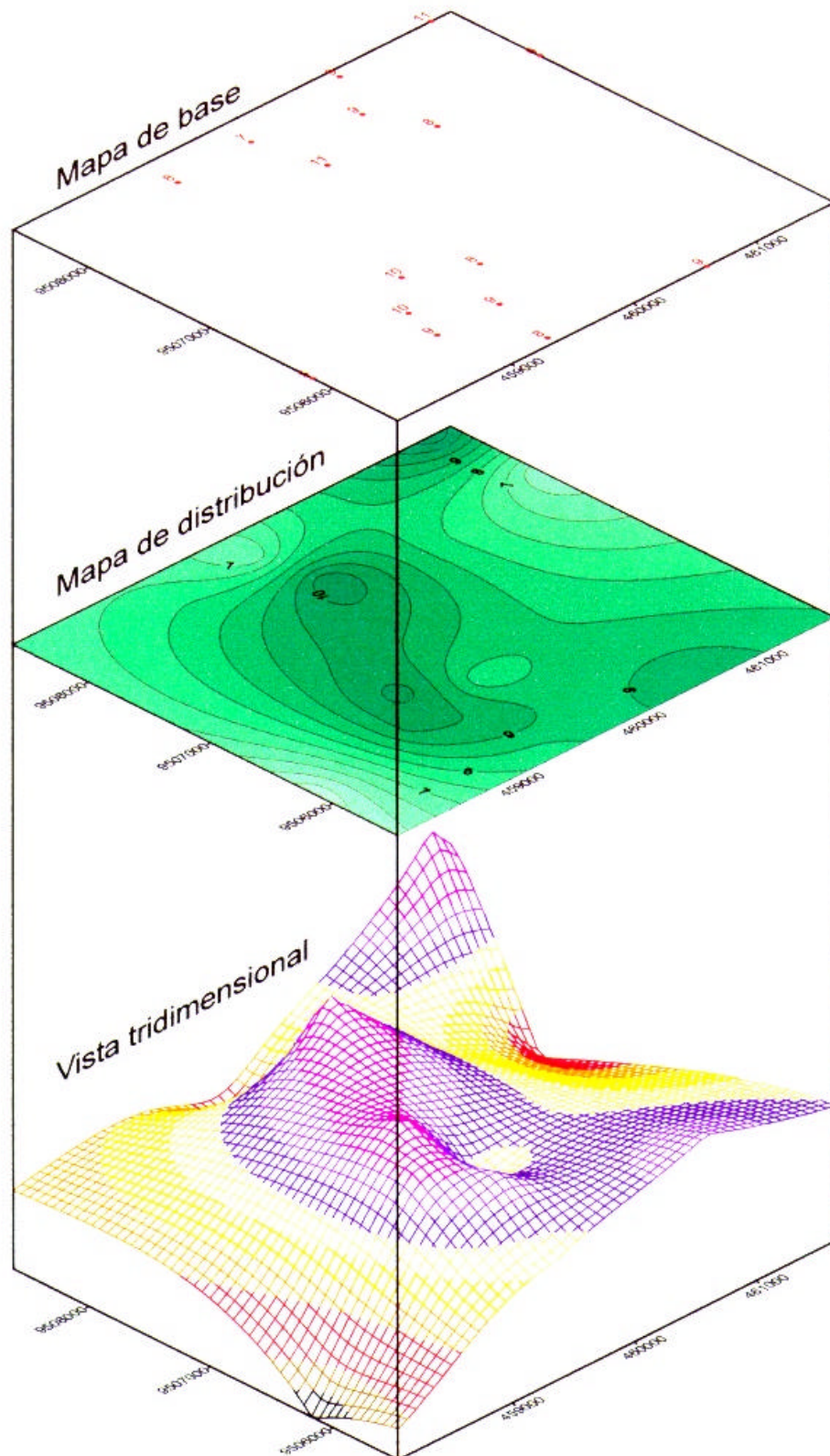
1 Km.



Alpaser®
Análisis e Interpretación Gráfica ASG

Anexo N° 6

Mapa de Distribución de Porosidades



Escala
1:40 000

0

1

1 Km.

11

10

10

1

5

5

10

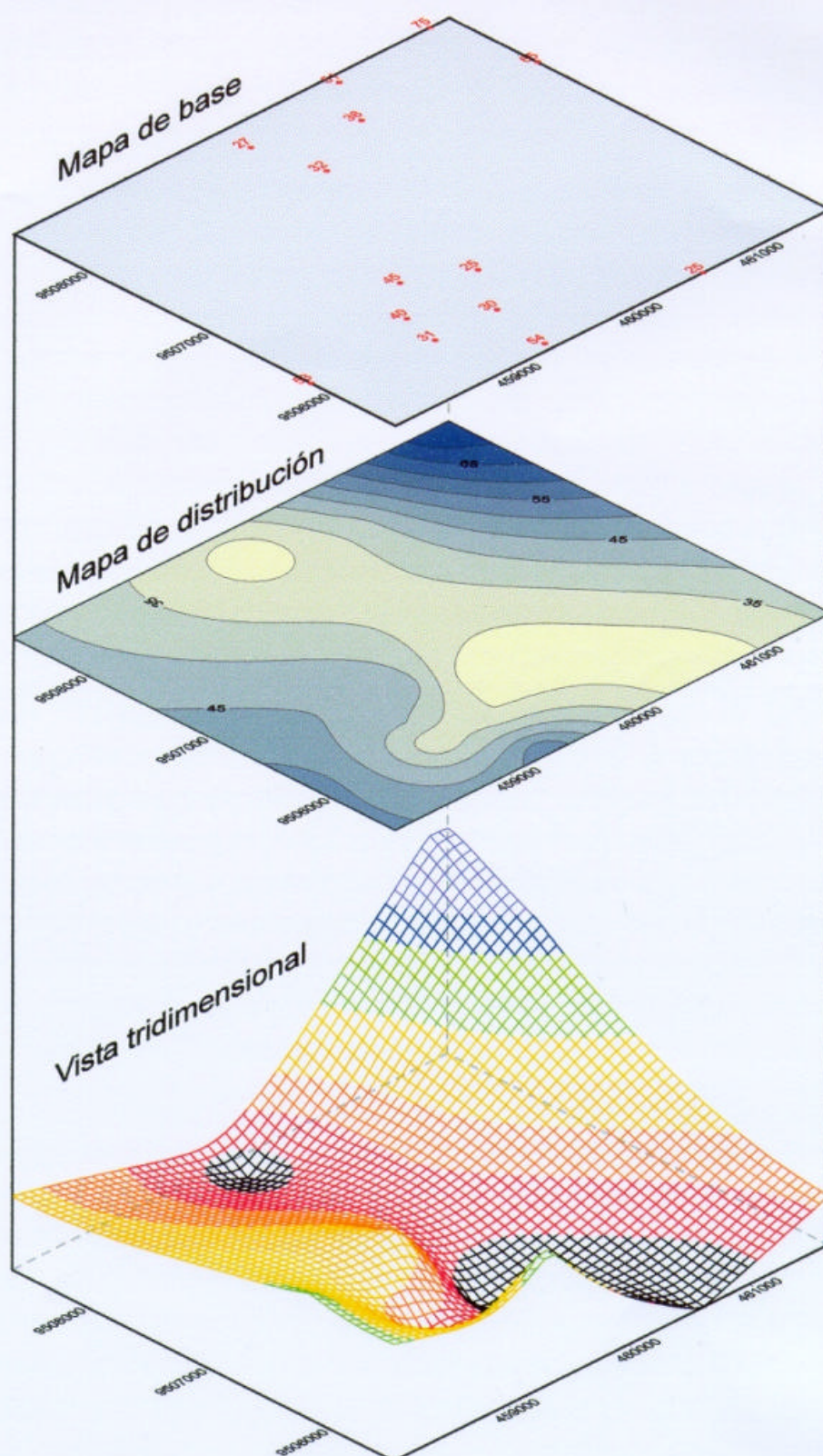
10

1

1

3

Mapa de Saturación de Agua



Escala
1:40 000

0



1 Km.

