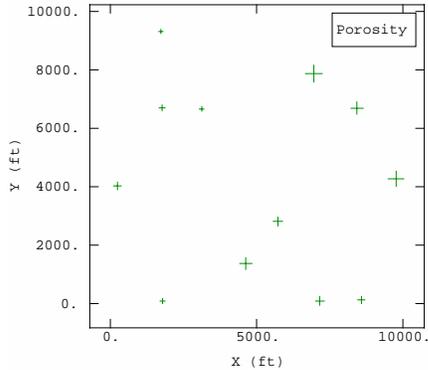


## Caso de estudio: Petróleo

Los datos empleados en este caso de estudio fueron proporcionados por AMOCO para ser usados en el libro "Stochastic Modeling and Geostatistics" editado por J.M. Yarus y R.L. Chambers y publicado por la AAPG. El desarrollo de este caso fue realizado con el software ISATIS y aparece en el manual del usuario.

El propósito de este caso es mostrar como se puede emplear la geoestadística cuando se tiene dos fuentes de información diferentes y con diferente grado de densidad de muestreo..

El  rea de estudio cubre una superficie de 10,000 por 10,000 pies. La información la constituyen dos archivos por separado. El archivo "pozos" (petroleum\_wells.hd), el cual contiene 55 pozos, con coordenadas y la variable porosidad (Phi). Y el archivo "sísmica" (petroleum\_seismic.hd), el cual contiene una malla regular con el atributo sísmico impedancia acústica normalizada (IA). La malla esta compuesta de 260 por 130 celdas de 40 por 80 pies (33,800 nodos).



Mapa base, muestra la distribución de los 12 primeros pozos perforados. Esta información será utilizada posteriormente como información condicionante en los procesos de estimación y simulación.

## Caso de estudio: Petróleo

```
# FILE SAVING: Directory: NCU File: Wells
#
# structure=free , x_unit=ft , y_unit=ft
#
# field=2 , type=xg , name="EASTING" , bitlength=32 ;
#   f_type=Decimal , f_length=8 , f_digits=0
# field=3 , type=yg , name="NORTHING" , bitlength=32 ;
#   f_type=Decimal , f_length=8 , f_digits=0
# field=4 , type=numeric , name="Norm Ai at wells" , ffff="N/A" ;
#   bitlength=32 , unit="" ;
#   f_type=Decimal , f_length=10 , f_digits=3
# field=5 , type=numeric , name="Phi*H" , ffff="N/A" ;
#   bitlength=32 , unit="phi**" ;
#   f_type=Decimal , f_length=8 , f_digits=2
# field=6 , type=numeric , name="Porosity" , ffff="N/A" ;
#   bitlength=32 , unit="%" ;
#   f_type=Decimal , f_length=8 , f_digits=1
# field=7 , type=numeric , name="TW-Time" , ffff="N/A" ;
#   bitlength=32 , unit="ms" ;
#   f_type=Decimal , f_length=8 , f_digits=0
# field=8 , type=numeric , name="Thickness" , ffff="N/A" ;
#   bitlength=32 , unit="Ft" ;
#   f_type=Decimal , f_length=8 , f_digits=0
# field=9 , type=numeric , name="Top S2" , ffff="N/A" ;
#   bitlength=32 , unit="Ft" ;
#   f_type=Decimal , f_length=8 , f_digits=0
# field=10 , type=alpha , name="WELL No." , bitlength=24
# field=11 , type=numeric , name="Sampling" ;
#   bitlength=1 , unit="" ;
#   f_type=Integer , f_length=3 , f_digits=0
#
#+++++-----
```

### Archivo pozos

#	X	Y	Porosity	Norm Ai	Phi*H	TW-Time	Thickness	Top S2	WELL No.	Sampling
1	635	85	-0.850	7.11	7.0	-694	67	-4142	1	
2	1788	86	-0.900	4.95	6.7	-700	63	-4166	2	
3	3223	100	-0.690	5.61	8.7	-697	69	-4190	3	
4	7159	92	-0.650	5.71	8.3	-702	67	-4175	4	
5	8577	126	-0.760	6.89	7.6	-701	68	-4170	5	
6	443	1470	-0.760	6.61	7.7	-695	79	-4130	6	
7	1778	1401	-0.800	5.53	7.6	-701	57	-4168	7	
8	4634	1369	-0.510	8.02	9.7	-701	67	-4208	8	
9	5797	1389	-0.540	8.11	9.3	-701	65	-4226	9	
10	7175	1383	-0.490	5.82	9.1	-704	83	-4175	10	
55	6760	10102	-0.490	7.21	8.3	-738	93	-4326	55	

Figura 1) Archivo de datos de 55 pozos, con coordenadas y valores de porosidad

## Caso de estudio: Petróleo

Mapa base, muestra la distribución de 55 pozos.

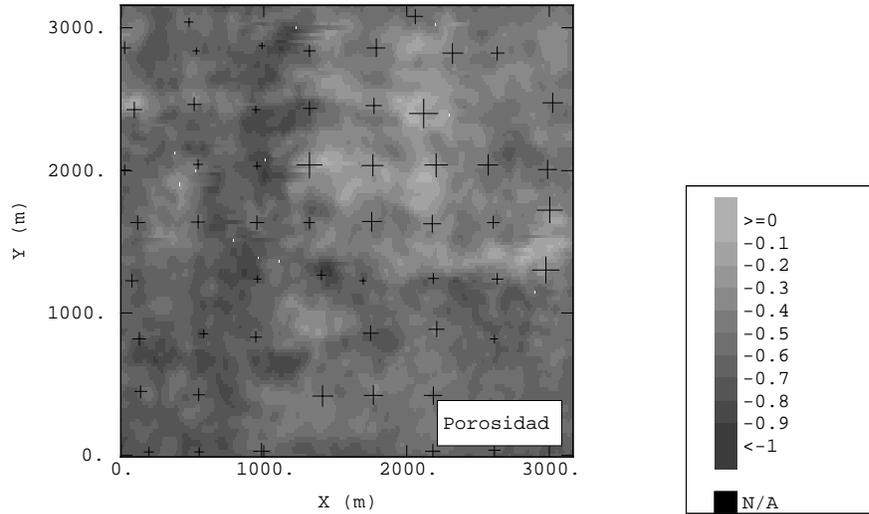


Figura 2) Impedancia acústica normalizada (IA) y localización de los pozos con valor de porosidad, nótese que a mayor impedancia acústica, mayor valor de porosidad.

3

## Caso de estudio: Petróleo

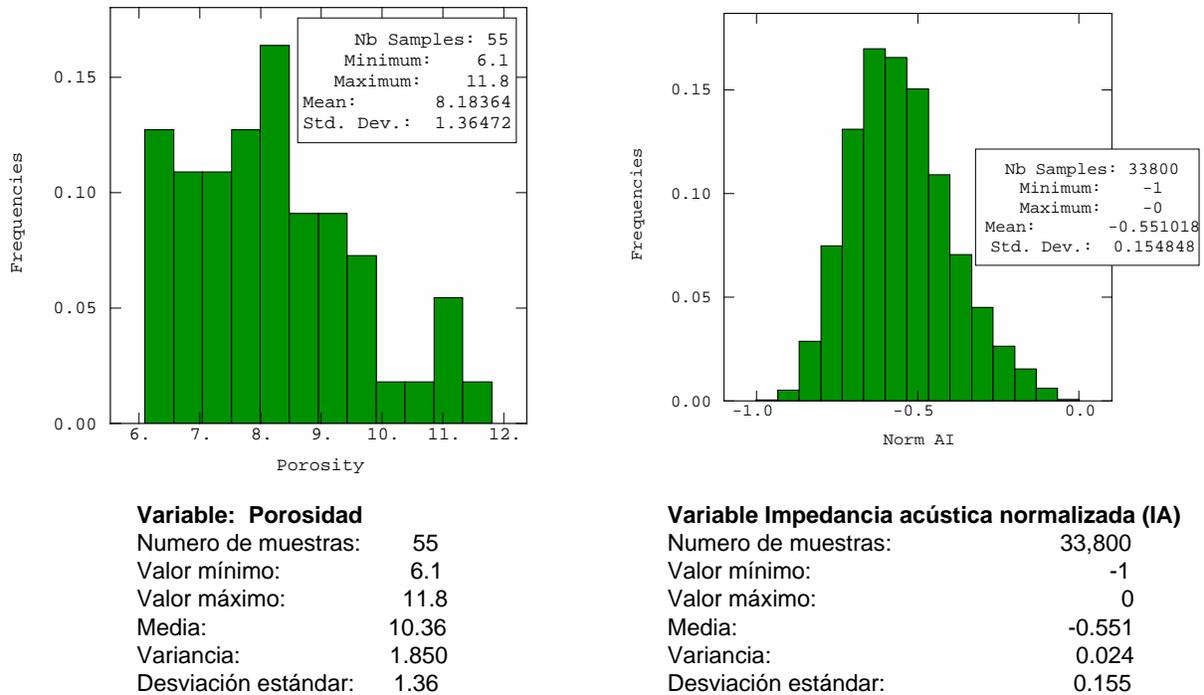
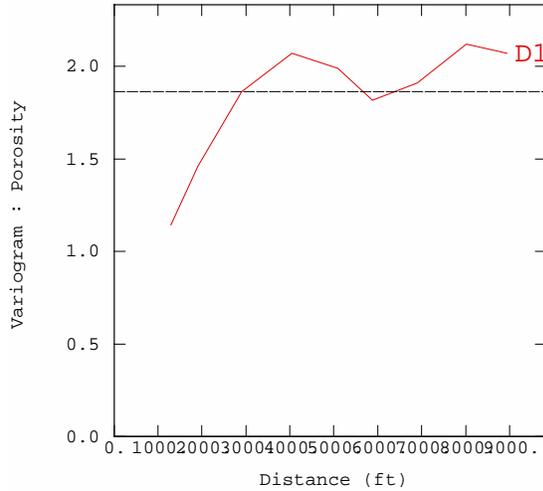


Figura 3) Histogramas de 55 valores de porosidad en pozos y 33,800 valores de impedancia acústica normalizada (IA).

4

## Caso de estudio: Petróleo

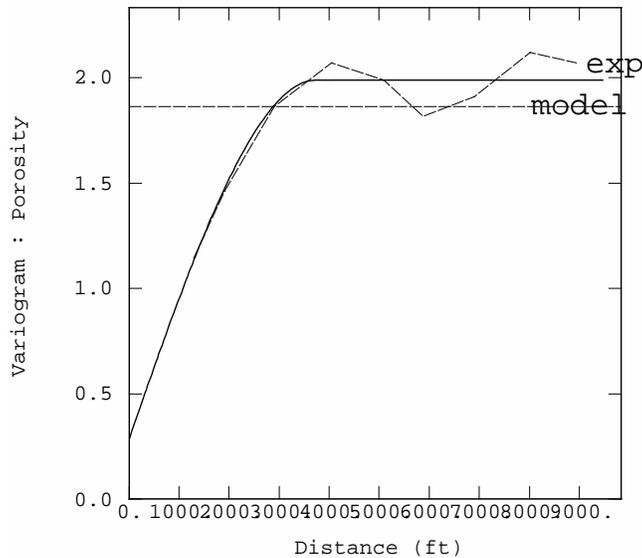


No. de lag	Número de pares	distancia promedio	valor de $\gamma(h)$
1	73	1301.145	1.143
2	94	1911.798	1.460
3	199	2906.725	1.863
4	217	4054.004	2.068
5	194	5092.861	1.987
6	160	5882.270	1.817
7	203	6895.250	1.909
8	142	8014.889	2.118
9	99	8937.225	2.070

Se calculo un variograma omnidireccional para 10 lags de 1000 pies cada uno (con una tolerancia de 0.5 sobre el valor del lag), con lo se cubre una distancia de 10,000 pies. Se considerara la porosidad como isotrópica, al menos cuando se infiere a partir de los pozos.

Figura 4) Variograma omnidireccional de 55 valores de porosidad en pozo. Valor del lag 1000 ft, numero de lags, 10 (cobertura 10000 ft.)

## Caso de estudio: Petróleo

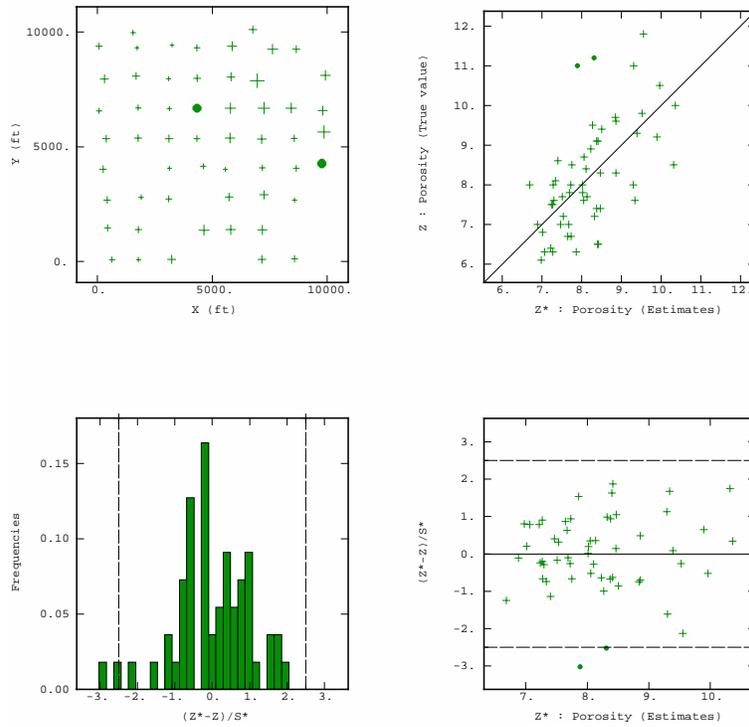


$$\gamma(h) = 0.2838 + 1.7044 \text{ Sph } 3750$$

Modelo ajustado: efecto pepita (nugget effect) 0.2838, modelo esférico, meseta (sill) 1.7044, rango 3750 ft.

Figura 5) Modelo ajustado

## Caso de estudio: Petr3leo



### VALIDACI3N CRUZADA

Estadística basada en 55 datos:

	Media	Variancia
Error	-0.00533	1.18778
Error Std.	-0.00257	1.02851

Estadística basada en 53 datos robustos

	Media	Variancia
Error	0.10776	0.88043
Error Std.	0.10193	0.76465

Un datos es robusto cuando su error estandarizado se encuentra entre -2.50 y 2.50

Figura 6) Validaci3n cruzada <sup>7</sup>

## Caso de estudio: Petr3leo

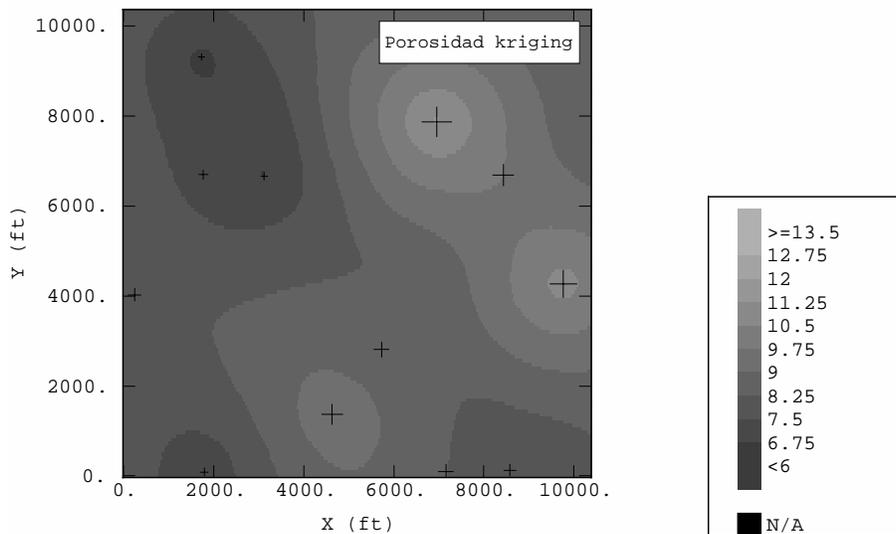


Figura 7) Mapa de porosidad utilizando kriging ordinario y la informaci3n de 12 pozos. Se utiliz3 el modelo de variograma propuesto para los valores de porosidad. Se utiliz3 un vecindario 3nico, es decir se tomar3n los 12 datos disponibles. <sup>8</sup>

## Caso de estudio: Petróleo

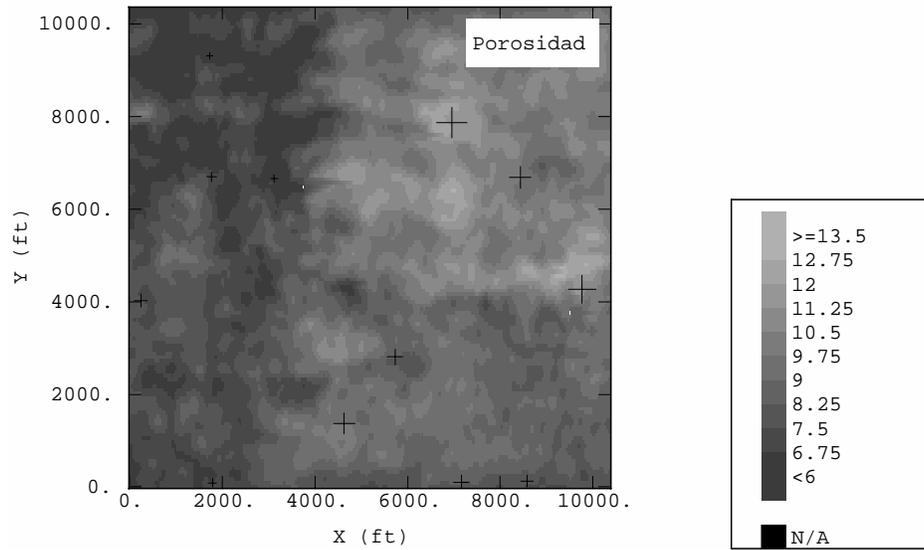


Figura 8) Mapa de porosidad utilizando kriging con deriva externa y la información de 12 pozos, tanto en su valor de porosidad como en el valor de impedancia acústica normalizada correspondiente. 9

## Caso de estudio: Petróleo

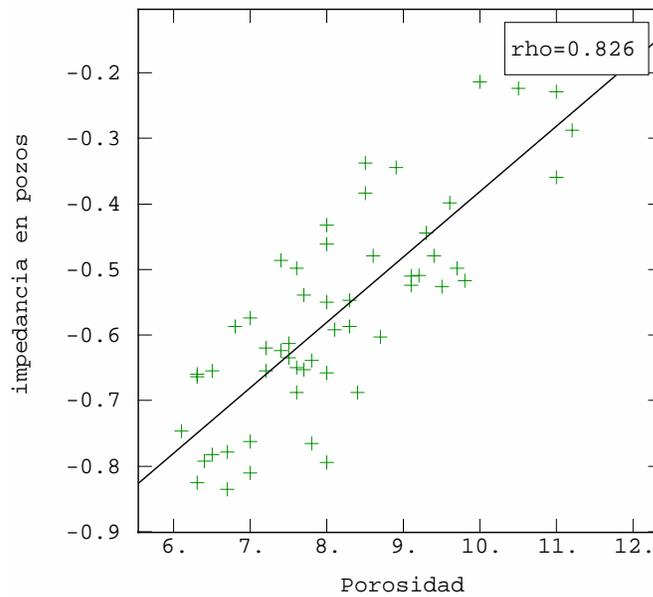


Figura 9) Diagrama de correlación entre porosidad e impedancia acústica para los 55 pozos. 10

## Caso de estudio: Petróleo

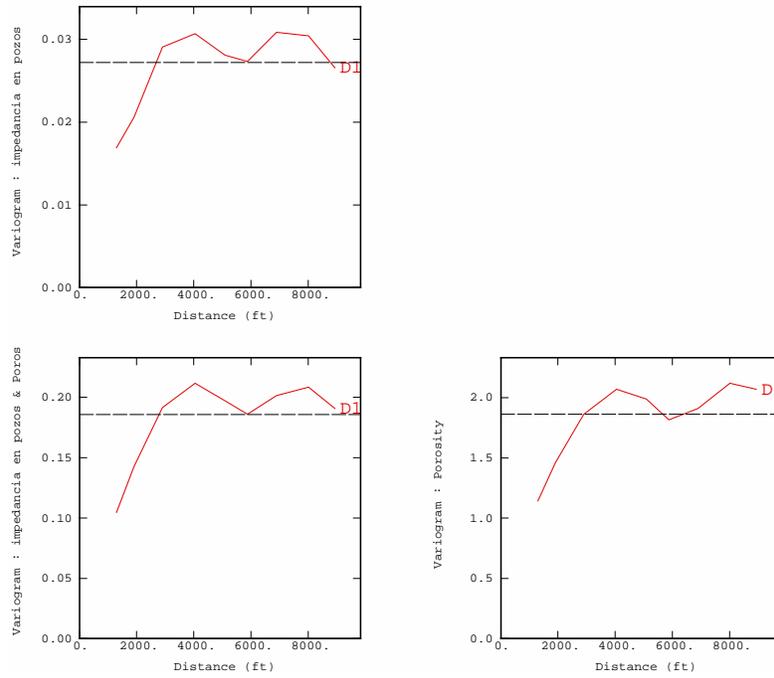


Figura 10) Variogramas de las variables Phi e IA y el respectivo variograma cruzado (omnidireccional) de los 55 pozo. Valor del lag 1000 ft, numero de lags, 10.

## Caso de estudio: Petróleo

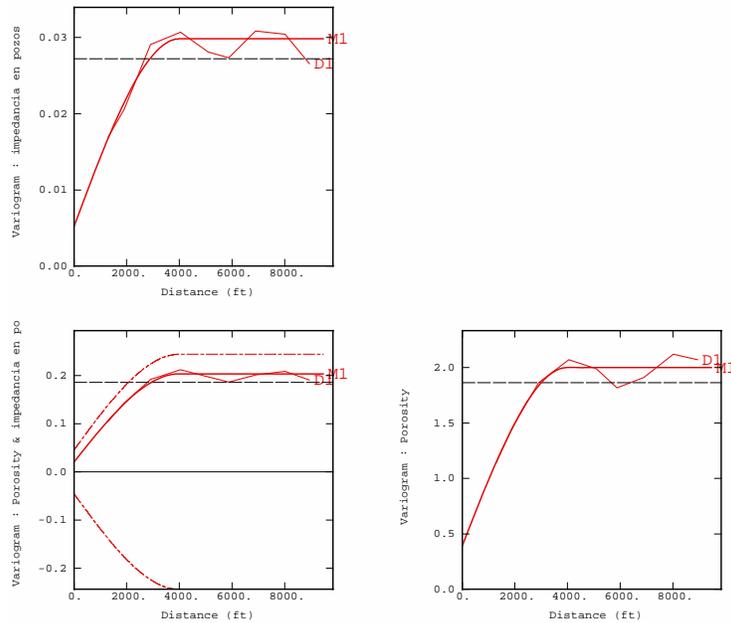


Figura 11) Variogramas y modelos ajustados de las variables Phi e IA y el respectivo variograma cruzado (omnidireccional) de los 55 pozo. El modelo considera una estructura de efecto pepita y otra estructura de tipo esférico con rango igual a 4000 ft.

## Caso de estudio: Petr3leo

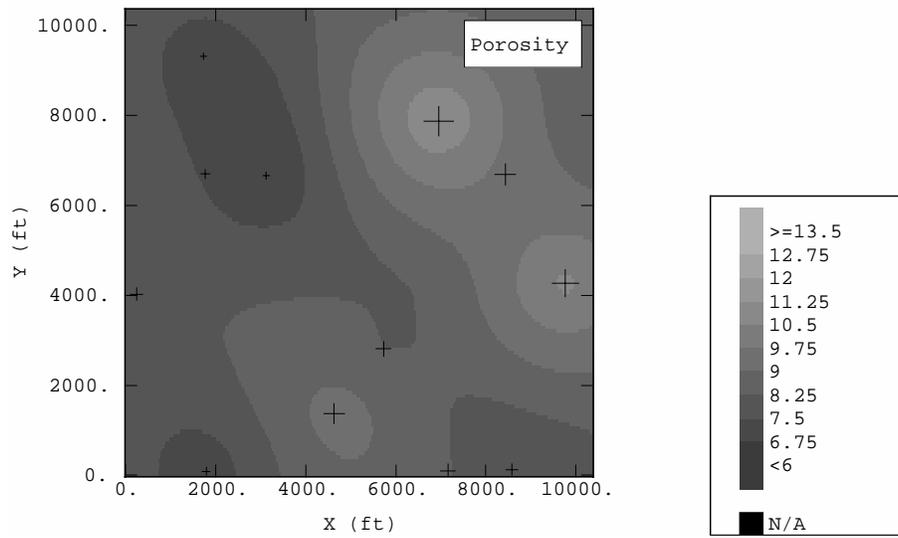


Figura 12) Mapa de porosidad utilizando Cokriging y la informaci3n de 12 pozos, tanto en su valor de porosidad como en el valor de impedancia ac3stica normalizada correspondiente.

13

## Caso de estudio: Petr3leo

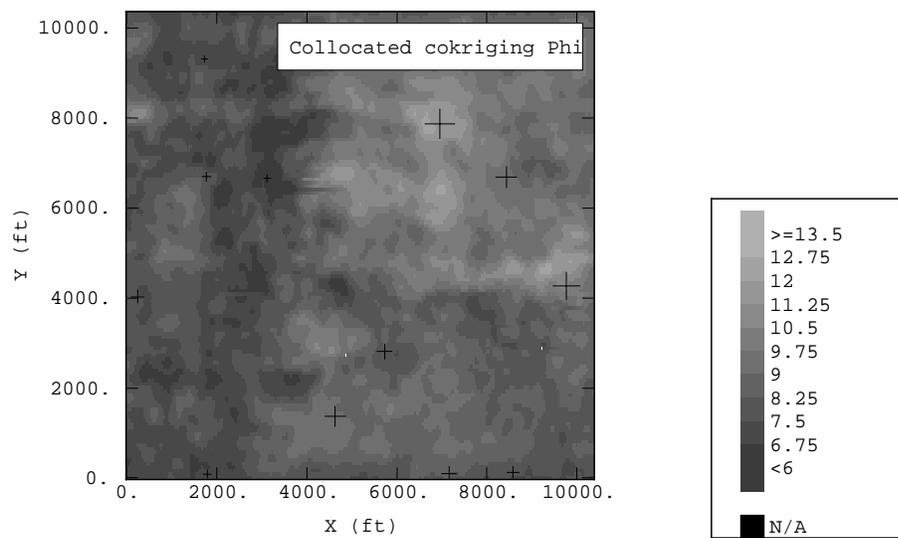


Figura 13) Mapa de porosidad utilizando cokriging colocado y la informaci3n de 12 pozos, tanto en su valor de porosidad como en el valor de impedancia ac3stica normalizada a lo largo de la malla de 33,800 nodos.

14

## Caso de estudio: Petróleo

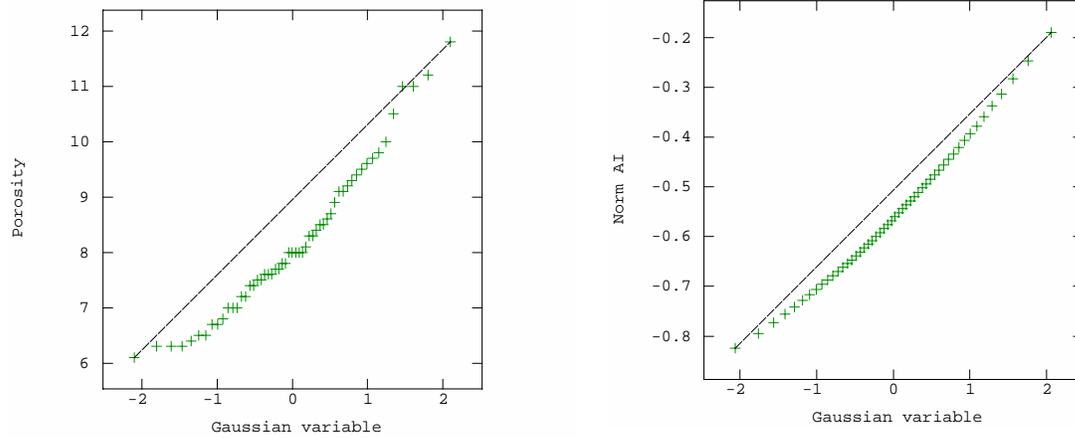


Figura 14) La inspección visual de dichas graficas muestra que la hipótesis de normalidad en realidad no se cumple. Sin embargo y por simplicidad se decide asumirles como gaussianos.

15

## Caso de estudio: Petróleo

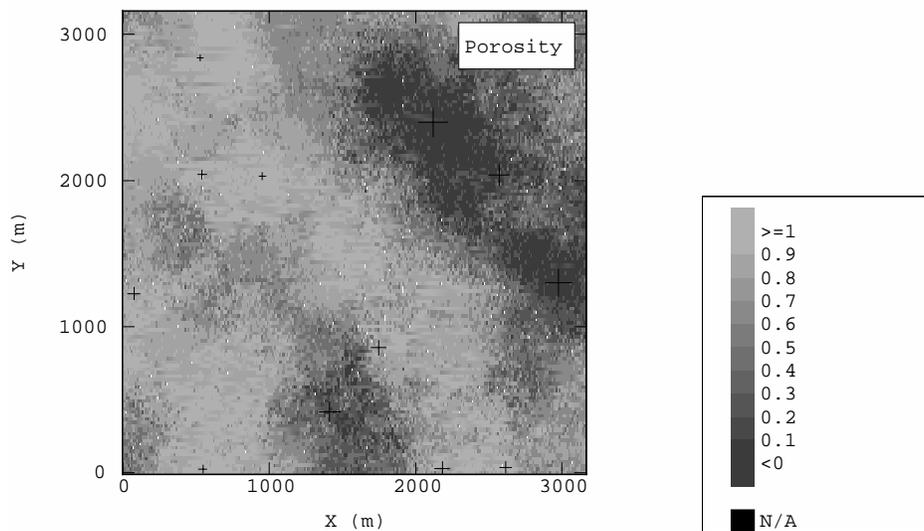


Figura 15) Realizaciones (5) con el método de bandas rotantes (turning bands) del parámetro porosidad utilizando 12 pozos condicionantes. El mapa muestra la probabilidad de que la porosidad sea menor a 9 % de porosidad.

16

## Caso de estudio: Petróleo

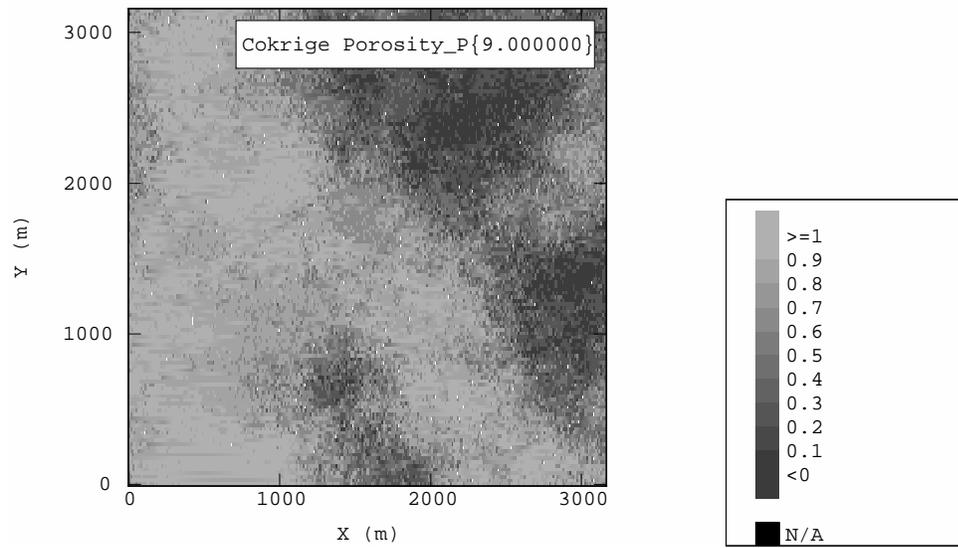


Figura 16) Simulaciones multivariadas: cosimulación con la variable porosidad y las variables impedancia acústica en pozos, el mapa muestra la suma cinco realizaciones con la probabilidad de que la porosidad sea menor al 9 %.

## Caso de estudio: Petróleo

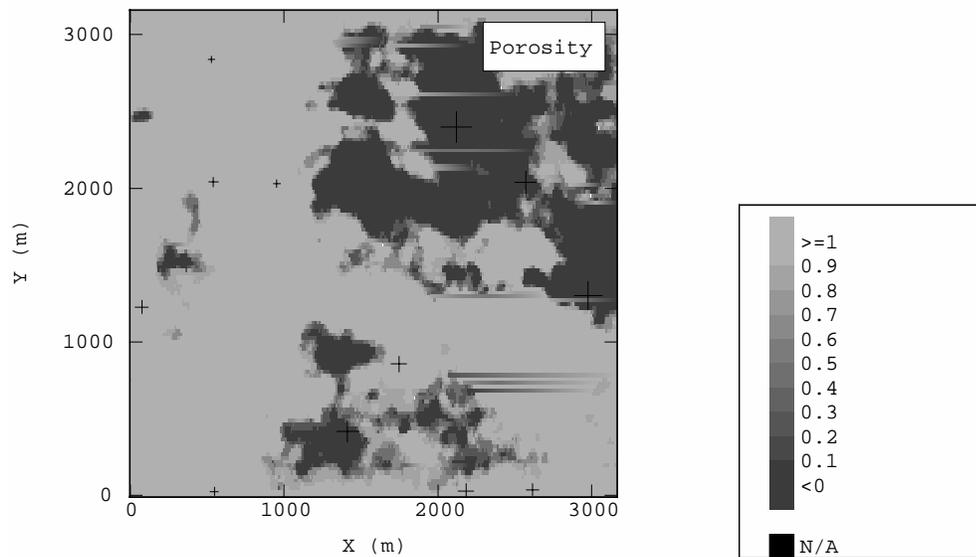


Figura 17) Simulación con deriva externa usando el método de bandas rotantes del parámetro porosidad utilizando 12 pozos condicionantes. El mapa muestra la probabilidad de que la porosidad sea menor a 9 % de porosidad.