

# **TRABAJO ESPECIAL DE GRADO**

## ***MODELAJE GEOESTADÍSTICO 3D DEL AREA ESTE DEL CAMPO SOCORORO***

Presentado ante la Ilustre  
Universidad Central de Venezuela  
Por la Ingeniero Geólogo Hernández P. Dulcinea Del V.  
Para optar al Título Especialista en Gerencia Integrada  
de Yacimientos de Hidrocarburos.

Caracas, Abril de 2007

# TRABAJO ESPECIAL DE GRADO



## MODELAJE GEOESTADÍSTICO 3D DEL AREA ESTE DEL CAMPO SOCORORO

TUTOR ACADEMICO: MSc. José R. Villa.

Presentado ante la Ilustre  
Universidad Central de Venezuela  
Por la Ingeniero Geólogo Hernández P. Dulcinea Del V.  
Para optar al Título Especialista en Gerencia Integrada  
de Yacimientos de Hidrocarburos.

Caracas, Abril de 2007

## **DEDICATORIA**

Esta tesis no es más que la culminación de una etapa de mi vida, en la que surgió en mí como el ave fénix ese espíritu fuerte y luchador, que me permitió poner un punto final a una etapa de la que creí no salir, por eso le dedico esta tesis primeramente a ti Dios que me dejaste esas ventanas abiertas solo para buscarlas, gracias.

A mis padres Rosa y Simón por ser ese apoyo y amor incondicional aun cuando mis decisiones fueran contrarias a lo que ellos querían para mí, gracias por estar allí, los quiero.

A mi hermana Marbelys por siempre tener la palabra y la acción justa en el momento indicado, por el apoyo en esta etapa, por ser hermana y amiga.

A mi amor Oscar, que fuiste y eres mi otra mitad, mi complemento, que en los momentos difíciles y felices estas allí, gracias por ser tú.

A mí, por ser constante, por luchar, por caer y levantarte, por aprender, por querer, por agradecer, por apoyar, por ser fiel a mis creencias, por cambiar sin perder mi esencia, por evolucionar, por ser simplemente YO. “Allá lejos donde brilla el sol, están mis supremas esperanzas, tal vez no las alcance, pero puedo ver su belleza, creer en ellas y tratar de seguir el camino que me enseñan. Gandhi.”

## ***AGRADECIMIENTO***

Primeramente a Dios por darme el ser, la fortaleza y acompañarme en los momentos difíciles y ayudarme a encontrar ideas para la realización de esta tesis.

A la Universidad central de Venezuela por ser mi nueva casa de estudio en la que crecí como profesional y como persona.

A mis padres por su apoyo incondicional, darme ánimo a seguir y perseverar.

A mi hermana gracias por todo, desde enseñarme a usar el metro cuando llegue a Caracas, por ser mi amiga, mi confidente, mi apoyo, mi medico personal “vaya que lo necesite”, mi conciencia a la hora de tomar decisiones, simplemente gracias.

A mi cuñado Hernán gracias por el apoyo y ayuda.

A ti amor por ser tú y estar en mi vida simplemente.

A la Profa. María Teresa por las oportunidades dadas y las que aun me brinda, gracias por ser ese modelo y ese apoyo.

A mis amigos Maria Fernanda, Analis, Karen, Sandro y Lisbet que escucharon mis frustraciones, que muchas veces me ayudaron a resolverlas y compartieron muchos de mis momentos de alegría, gracias.

A mi tutor José Reinaldo gracias por sembrar ese gusanito Geoestadístico que me permitió finalizar mi tesis.

A Petroucv por darme la información que necesité para llevar a cabo esta tesis.

## **RESUMEN**

**Hernández P., Dulcinea Del V.**

**MODELAJE GEOESTADÍSTICO 3D DEL AREA ESTE DEL CAMPO SOCORORO**

**Tutor Académico: MSc. José Reinaldo Villa.**

Tesis. Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería de  
Petróleo. Año 2007, 130 p.p.

**Palabras Claves:** Campo Socororo, Geoestadística, Modelaje 3D,  
Integración.

### **Resumen :**

La geoestadística hoy en día constituye una rutina aplicada para mejorar la caracterización de yacimientos ya que genera una geología cuantitativa necesaria como soporte en fases posteriores. El objetivo principal de este estudio fue generar un modelo geoestadístico 3D para la arena U1 del área Este del Campo Socororo. Para ello se realizó una revisión de la información disponible en el área, determinándose unidades de flujo que representan el ambiente sedimentario con sus parámetros de yacimiento. Para así generar un modelo geológico conceptual base del análisis geoestadístico para lo que se estableció un grid de 50\*50; por histogramas, gráficos de probabilidad y crossplot se efectúa el análisis exploratorio, luego un análisis estructural de la porosidad y permeabilidad en las direcciones OMN, NS, NE y EO, para realizar la predicción de las propiedades, realizar simulación gaussiana de porosidad y permeabilidad para generar múltiples imágenes equiprobables y por último el postprocesamiento de las realizaciones con su análisis de incertidumbre.

Como resultado de este estudio se estableció un modelo conceptual de ambiente deltaico tipo 1, el análisis exploratorio indicó que la porosidad y permeabilidad muestran distribuciones lognormal sesgadas a la izquierda para los intervalos U1U, U1M y U1L; observándose que estas propiedades presentan una relación monótona más no lineal entre ellas, la variabilidad espacial tanto para la porosidad como la permeabilidad muestran como dirección preferencial de continuidad al OMN, esto es debido a la poca data existente en esta área hace difícil computar variogramas representativos en todas las direcciones. La estimación de la porosidad y permeabilidad se efectuó por postsim observándose zonas con mayor incertidumbre en las periferias del grid. Las simulaciones gaussianas obtenidas generó imágenes equiprobables de la indica que tan bien es representada la propiedad, pudiéndose decir que el intervalo U1U es el mejor simulado por la realizaciones efectuadas para porosidad y permeabilidad. La Postsimulación de las realizaciones genero una imagen que representa un mapa promedio con menor variación de porosidad y permeabilidad respecto a alguna de las demás realizaciones, las imágenes promedio de U1M y U1L reproducen la estadística y simulación de los datos originales. Los percentiles dan idea de escenarios pesimista del P15, probable P50 y optimista P85.

## **INDICE**

<i>LISTA DE ANEXOS</i> .....	15
<i>CAPITULO I</i> .....	16
<i>INTRODUCCIÓN</i> .....	16
<i>1.1. OBJETIVO GENERAL</i> .....	17
1.1.1. Objetivos Específicos .....	17
<i>1.2. ALCANCES</i> .....	17
<i>1.3. LIMITACIONES</i> .....	18
<i>CAPÍTULO II</i> .....	19
<i>MARCO TEÓRICO</i> .....	19
<i>2.1. DESCRIPCIÓN DEL ÁREA MAYOR SOCORORO</i> .....	19
2.1.1. Ubicación del área.....	19
2.1.2. Antecedentes del Campo .....	20
2.1.3. Situación Actual del Campo .....	20
<i>2.2. CONSIDERACIONES GEOLÓGICAS</i> .....	21
2.2.1. Geología Regional.....	21
2.2.2. Geología Local del Área.....	22
2.2.3. Rasgos Estratigráficos del Área .....	23
2.2.4. Rasgos Sedimentológicos del Área.....	24
2.2.5. Rasgos Estructurales del Área .....	28
<i>2.3. CONSIDERACIONES TEÓRICAS</i> .....	29
2.3.1. Geoestadística .....	29
2.3.2. Perspectiva Histórica.....	30
2.3.3. Hipótesis Geoestadística.....	30
2.3.4. Etapas del análisis geoestadístico .....	32
2.3.4.1. <i>Análisis exploratorio de los datos</i> .....	32
<i>a. Histogramas</i> .....	32
<i>b. Gráficos Probabilísticos</i> .....	33
<i>c. Gráfico Cross-plot o Covarianza</i> .....	34
<i>d. Gráficos Q-Q</i> .....	35

2.3.4.2. <i>Análisis estructural</i> .....	36
<i>a. Variograma</i> .....	36
<i>b. Semivariograma</i> .....	37
<i>c. Modelos de Variabilidad Espacial</i> .....	38
<i>d. Modelos Teóricos de Ajuste del Semi-Variograma</i> .....	39
<i>e. Calculo del Variograma Experimental</i> .....	41
<i>f. Características del semivariograma experimental</i> .....	42
<i>h. Interpretación del Semivariograma</i> .....	44
2.3.4.3. <i>Predicciones</i> .....	46
<i>a. Tipos de Estimación</i> .....	46
<i>b. Kriging</i> .....	47
<i>c. Tipos de Kriging</i> .....	47
<i>d. Ventajas del Uso del Kriging</i> .....	49
<i>e. Desventajas del Uso del Kriging</i> .....	49
2.3.5. <i>Simulación Geoestadística</i> .....	49
2.3.5.1. <i>Simulación Estocástica</i> .....	50
2.3.5.2. <i>Tipos de Técnicas de Simulación Estocástica:</i> .....	51
2.3.5.3. <i>La Simulación Secuencial</i> .....	51
<i>a. La Simulación Secuencial Gaussiana</i> .....	52
<i>b. La Simulación Secuencial Indicadora</i> .....	53
2.3.6. <i>Postprocesamiento de las realizaciones</i> .....	54
2.3.7. <i>USOS DE LA GEOESTADÍSTICA</i> .....	54
2.3.8. <i>MODELAJE GEOLÓGICO INTEGRADO 3D</i> .....	55
2.3.8.1. <i>Modelaje Estructural</i> .....	56
2.3.8.2. <i>Modelo Estratigráfico</i> .....	58
2.3.8.3. <i>Modelo Litológico</i> .....	59
2.3.8.4. <i>Modelaje de Porosidad y Permeabilidad</i> .....	60
<i>a. Modelado de Porosidad</i> .....	61
<i>b. Modelado de Permeabilidad</i> .....	61
2.3.8.5. <i>Modelaje de Facies</i> .....	62
<i>a. Modelaje Estocástico</i> .....	62

<i>b. Modelaje Basado en Píxel</i> .....	64
<i>c. Modelaje Basado en Objeto</i> .....	64
2.3.9. <i>HERRAMIENTAS GEOESTADÍSTICAS EMPLEADAS</i> .....	65
2.3.9.1. <i>Geostatistical Software Library GSLIB</i> ) .....	65
2.3.9.2. <i>Funcionamiento de GSLIB</i> .....	66
2.3.9.3. <i>Funciones principales de GSLIB</i> .....	66
<i>CAPITULO III</i> .....	68
<i>METODOLOGÍA</i> .....	68
3.1. <i>RECOPILACIÓN Y VALIDACIÓN DE INFORMACIÓN.</i> .....	68
3.2. <i>DATOS EMPLEADOS</i> .....	68
3.3. <i>DETERMINACIÓN DE LAS UNIDADES DE FLUJO</i> .....	69
3.3.1. <i>Preparación de la Datos</i> .....	69
3.3.2. <i>Correlación estratigráfica pozo a pozo</i> .....	69
3.3.3. <i>Delineación de las mejores zonas</i> .....	69
3.3.3.1. <i>Parámetros del yacimiento</i> .....	70
3.3.3.2. <i>Generar un Modelo Geológico Conceptual</i> .....	70
3.4. <i>ANÁLISIS GEOESTADÍSTICO EXPLORATORIO DE LOS DATOS</i> .....	71
3.4.1. <i>Localización de las coordenadas de los pozos en estudio y grid</i> .....	71
3.4.2. <i>Histogramas Univariados (pdf) y Curvas de Probabilidad</i> .....	72
3.4.3. <i>Gráfico Bivariado o Cross-plot</i> .....	72
3.5. <i>ANÁLISIS GEOESTADÍSTICO ESTRUCTURAL</i> .....	72
3.5.1. <i>Semivariogramas de los datos de Pozos</i> .....	72
3.6. <i>PREDICCIÓN</i> .....	73
3.6.1. <i>Kriging</i> .....	73
3.7. <i>SIMULACIÓN ESTOCÁSTICA</i> .....	74
3.7.1. <i>Estimar y simular la porosidad y permeabilidad no condicionada a facie</i> .....	74
3.7.2. <i>Gráficos univariados y bivariados para cada realización</i> .....	74
3.8. <i>POST-PROCESAMIENTO DE LAS REALIZACIONES</i> .....	74
3.8.1. <i>Promedio de las realizaciones</i> .....	74
3.8.2. <i>Percentiles 15, 50, 85 de las realizaciones</i> .....	75
<i>CAPITULO IV</i> .....	76

<i>ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS</i> .....	76
<i>4.1. ANÁLISIS GEOESTADÍSTICO EXPLORATORIO DE LOS DATOS</i> .....	76
<i>4.2. ANÁLISIS GEOESTADÍSTICO ESTRUCTURAL</i> .....	83
<i>4.2.1. Modelaje de Semivariogramas de Porosidad</i> .....	83
<i>4.2.2. Modelaje de Semivariogramas de Permeabilidad</i> .....	86
<i>4.3. PREDICCIONES</i> .....	89
<i>4.4. SIMULACIÓN GEOESTADÍSTICA</i> .....	92
<i>4.4.1. Simulación Secuencial Gaussiana de Porosidad</i> .....	92
<i>4.4.2. Simulación Secuencial Gaussiana de Permeabilidad</i> .....	103
<i>4.5. CROSSPLOT DE POROSIDAD VS PERMEABILIDAD CONDICIONADO A LAS FACIES</i> .....	113
<i>4.6. POSTSIMULACIÓN</i> .....	115
<i>CONCLUSIONES</i> .....	119
<i>RECOMENDACIONES</i> .....	122
<i>BIBLIOGRAFÍA</i> .....	123

## **LISTA DE FIGURAS**

FIGURA 1. UBICACIÓN DEL CAMPO SOCORORO.....	19
FIGURA 2. UBICACIÓN DEL ÁREA MAYOR DE SOCORORO.....	22
FIGURA 3. COLUMNA ESTRATIGRÁFICA GENERAL Y REGISTRO TIPO DEL CAMPO SOCORORO. .... (MODIFICADA DEL LÉXICO ESTRATIGRÁFICO 1997). ....	24
FIGURA 4. ASPECTO GEOMORFOLÓGICO DE UN AMBIENTE DELTAICO (MODIFICADO DE ALFONSI 2001). ....	25
FIGURA 5. SECUENCIA LITOLÓGICA FORMADA POR UN CICLO DELTAICO ANTES DE LA COMPACTACIÓN.....	26
(TOMADA DE SEDIMENTOLOGÍA DE LOS DEPÓSITOS CLÁSTICOS, ALLEN).....	26
FIGURA 7. MAPA ESTRUCTURAL DE LA ARENA U1 ÁREA SOCORORO ESTE. ....	29
FIGURA 8. MODELOS DE HISTOGRAMAS (TOMADO DE CURSO INTRODUCCIÓN A LA GEOESTADÍSTICA).....	33
FIGURA 9. MODELOS DE HISTOGRAMAS (TOMADO DE CLASES DE GEOESTADÍSTICA APLICADA)..	33
FIGURA 10. CROSPLOT (TOMADO DE CLASES DE GEOESTADÍSTICA APLICADA ).....	34
FIGURA 11. GRÁFICO QQ (TOMADO DE CLASES DE GEOESTADÍSTICA APLICADA). ....	35
FIGURA 12. CORRELACIÓN DE LOS GRÁFICOS QQ (TOMADO DE CLASES DE GEOESTADÍSTICA APLICADA). ....	36
FIGURA 13. MODELO DE UN SEMIVARIOGRAMA (TOMADO DE CLASES DE GEOESTADÍSTICAS).....	38
FIGURA 14. MODELOS DE TEÓRICOS DE AJUSTE CON MESETA. (TOMADO DE CURSO INTRODUCCIÓN A LA GEOESTADÍSTICA).....	41
FIGURA 15. PARÁMETROS PARA EL CÁLCULO DEL SEMIVARIOGRAMA EXPERIMENTAL. (TOMADO DE CLASES DE GEOESTADÍSTICA APLICADA).....	42
FIGURA 16. DIRECCIONES DE MODELAJE 2D DEL SEMIVARIOGRAMA EXPERIMENTAL. (TOMADO DE CURSO INTRODUCCIÓN A LA GEOESTADÍSTICA).....	43
FIGURA 17. EJEMPLO DE UN MAPA DE VARIOGRAMA. (TOMADO DE CLASES DE GEOESTADÍSTICA APLICADA). ....	44
FIGURA 18. EJEMPLO DE INTERPRETACIONES DE SEMI-VARIOGRAMA. (TOMADO DE CLASES DE GEOESTADÍSTICA APLICADA) .....	45
FIGURA 19. EJEMPLO DE KRIGING SIMPLE Y ORDINARIO. (TOMADO DE CLASES DE GEOESTADÍSTICA APLICADA). ....	48

FIGURA 20. EJEMPLO DE ESTIMACIÓN COKRIGING. (TOMADO DE CLASES DE GEOESTADÍSTICA APLICADA). .....	49
FIGURA 21. EJEMPLO DE SIMULACIÓN ESTOCÁSTICA. (TOMADO DE CLASES DE GEOESTADÍSTICA APLICADA). .....	51
FIGURA. 22. SIMULACIÓN DEL ATRIBUTO DE INTERÉS. (TOMADO DE CLASES DE GEOESTADÍSTICA APLICADA). .....	53
FIGURA. 23. SIMULACIÓN SECUENCIAL INDICADORA DEL ATRIBUTO DE INTERÉS (TOMADO DE GSLIB: GEOSTATISTICAL SOFTWARE LIBRARY AND USER’S GUIDE).....	54
FIGURA. 24. FLUJOGRAMA DEL MODELAJE GEOESTADÍSTICO INTEGRADO (MODIFICADO DE “ACTUALIZACIÓN DEL MODELO DIAGENETICO DE ACTUALIZACIÓN DEL MODELO DIAGENETICO DE LAS ROCAS DE LA FORMACIÓN CHICONTEPEC LAS ROCAS DE LA FORMACIÓN CHICONTEPEC”). .....	56
FIGURA. 25. EJEMPLO DE UN MODELAJE ESTRUCTURAL 3D ( <a href="http://WWW.EARTHDECISIONSCIENCES.COM/PRODUCTS/RESERVOIRMOD_3D.HTML">TOMADO DE WWW.EARTHDECISIONSCIENCES.COM/PRODUCTS/RESERVOIRMOD_3D.HTML</a> ). .....	57
FIGURA.26. EJEMPLO DE UN MODELAJE ESTRATIGRÁFICO 3D (TOMADO DE WWW.EARTHDECISIONSCIENCES.COM/PRODUCTS/RESERVOIRMOD_3D.HTML).....	59
FIGURA.27. EJEMPLO DE UN MODELAJE LITOLÓGICO 3D ( <a href="http://WWW.EARTHDECISIONSCIENCES.COM/PRODUCTS/RESERVOIRMOD_3D.HTML">TOMADO DE WWW.EARTHDECISIONSCIENCES.COM/PRODUCTS/RESERVOIRMOD_3D.HTML</a> ). .....	60
FIGURA. 28 FLUJOGRAMA PARA ESTABLECER LOS MODELOS DE POROSIDAD Y PERMEABILIDAD ...	61
(TOMADO DE RESERVOIR MODELING WITH PUBLICLY AVAILABLE SOFTWARE).....	61
FIGURA. 29. EJEMPLO DE UN MODELO DE FACIES CREADO POR SIMULACIÓN TRUNCADA GAUSSIANA (TOMADO DE RESERVOIR MODELING WITH PUBLICLY AVAILABLE SOFTWARE). .....	64
FIGURA. 30. VISTA ISOMÉTRICA DE UN MODELO FLUVIAL BASADO EN OBJETOS (TOMADO DE RESERVOIR MODELING WITH PUBLICLY AVAILABLE SOFTWARE).....	65
FIGURA.31. EJEMPLO DE ALGUNAS FUNCIONES DE GSLIB (TOMADO DE CLASES DE GEOESTADÍSTICA APLICADA). .....	67
FIGURA.32. MODELO GEOLÓGICO CONCEPTUAL ARENA U1 (TOMADO DE GEOLOGICALLY ORIENTED GEOSTATISTICS: AN INTEGRATED TOOL FOR RESERVOIR STUDIES). .....	71
FIGURA 33. LOCALIZACIÓN DE LOS POZOS (LOCMAP). .....	76
FIGURA 34. ANÁLISIS ESTADÍSTICO PARA LAS PROPIEDADES (A) ESPESOR, (B) TOPE, (C) NET TO GROSS,(D) POROSIDAD, (E) PERMEABILIDAD PARA EL INTERVALO U1U EN ESTUDIO.....	77
FIGURA 35. ANÁLISIS ESTADÍSTICO PARA LAS PROPIEDADES (A) ESPESOR, (B) TOPE, (C) NET TO GROSS, (D) POROSIDAD, (E) PERMEABILIDAD PARA EL INTERVALO U1M EN ESTUDIO. ....	78
FIGURA 36. ANÁLISIS ESTADÍSTICO PARA LAS PROPIEDADES (A) ESPESOR, (B) TOPE, (C) NET TO GROSS, (D) POROSIDAD, (E) PERMEABILIDAD PARA EL INTERVALO U1L EN ESTUDIO. ....	79

FIGURA 37. GRÁFICOS PROBABILÍSTICOS DE (A) POROSIDAD, (B) PERMEABILIDAD PARA EL INTERVALO U1U. ....	79
FIGURA 38. GRÁFICOS PROBABILÍSTICOS DE (A) POROSIDAD, (B) PERMEABILIDAD PARA EL INTERVALO U1M.....	80
FIGURA 39. GRÁFICOS PROBABILÍSTICOS DE (A) POROSIDAD, (B) PERMEABILIDAD PARA EL INTERVALO U1L.....	80
FIGURA 40. CROSPLOT DE PERMEABILIDAD VS POROSIDAD PARA U1U. ....	82
FIGURA 41. CROSPLOT DE PERMEABILIDAD VS POROSIDAD PARA U1M.....	82
FIGURA 42. CROSSPLOT DE PERMEABILIDAD VS POROSIDAD PARA U1L. ....	82
FIGURA 43. SEMIVARIOGRAMAS TRADICIONAL DE LA POROSIDAD EN LAS DIRECCIONES (A) OMNIDIRECCIONAL, (B) NORTE-SUR, (C) NORESTE, (D) ESTE-OESTE, PARA EL INTERVALO U1U EN ESTUDIO.....	84
FIGURA 44. SEMIVARIOGRAMAS TRADICIONAL DE LA POROSIDAD EN LAS DIRECCIONES (A) OMNIDIRECCIONAL, (B) NORTE-SUR, (C) NORESTE, (D) ESTE-OESTE, PARA EL INTERVALO U1M EN ESTUDIO.....	85
FIGURA 45. SEMIVARIOGRAMAS TRADICIONAL DE LA POROSIDAD EN LAS DIRECCIONES (A) OMNIDIRECCIONAL, (B) NORTE-SUR, (C) NORESTE, (D) ESTE-OESTE, PARA EL INTERVALO U1L EN ESTUDIO.....	86
FIGURA 46. SEMIVARIOGRAMAS TRADICIONAL DE LA PERMEABILIDAD EN LAS DIRECCIONES (A) OMNIDIRECCIONAL, (B) NORTE-SUR, (C) NORESTE, (D) ESTE-OESTE, PARA EL INTERVALO U1U EN ESTUDIO USANDO GAMV. ....	87
FIGURA 47. SEMIVARIOGRAMAS TRADICIONAL DE LA PERMEABILIDAD EN LAS DIRECCIONES (A) OMNIDIRECCIONAL, (B) NORTE-SUR, (C) NORESTE, (D) ESTE-OESTE, PARA EL INTERVALO U1M EN ESTUDIO USANDO GAMV. ....	88
FIGURA 48. SEMIVARIOGRAMAS TRADICIONAL DE LA PERMEABILIDAD EN LAS DIRECCIONES (A) OMNIDIRECCIONAL, (B) NORTE-SUR, (C) NORESTE, (D) ESTE-OESTE, PARA EL INTERVALO U1L EN ESTUDIO USANDO GAMV. ....	89
FIGURA 49. KRIGING DE POROSIDAD POR POSTSIM DEL PROMEDIO DE 100 SIMULACIONES PARA U1U_A) E-TYPE Y B) VARIANZA. ....	90
FIGURA 50. KRIGING DE PERMEABILIDAD POR POSTSIM DEL PROMEDIO DE 100 SIMULACIONES PARA U1U_A) E-TYPE Y B) VARIANZA.....	90
FIGURA 51. KRIGING DE POROSIDAD POR POSTSIM DEL PROMEDIO DE 100 SIMULACIONES PARA U1M_A) E-TYPE Y B) VARIANZA. ....	90

FIGURA 52. KRIGING DE PERMEABILIDAD POR POSTSIM DEL PROMEDIO DE 100 SIMULACIONES PARA U1M_A) E-TYPE Y B) VARIANZA. ....	91
FIGURA 53. KRIGING DE POROSIDAD POR POSTSIM DEL PROMEDIO DE 100 SIMULACIONES PARA U1L E-TYPE Y B) VARIANZA. ....	91
FIGURA 54. KRIGING DE PERMEABILIDAD POR POSTSIM DEL PROMEDIO DE 100 SIMULACIONES PARA U1M_A) E-TYPE Y B) VARIANZA. ....	91
FIGURA 55. SIMULACIÓN DE LA POROSIDAD DEL INTERVALO U1U EN ESTUDIO USANDO SGSIM. ....	93
FIGURA 56. HISTOGRAMAS DE LAS SIMULACIONES DE POROSIDAD PARA EL INTERVALO U1U EN ESTUDIO. ....	94
FIGURA 57. GRÁFICOS QQ DE POROSIDAD DE 20 REALIZACIONES DEL INTERVALO U1U EN ESTUDIO. ....	95
FIGURA 58. SIMULACIÓN DE LA POROSIDAD DEL INTERVALO U1M EN ESTUDIO USANDO SGSIM. ....	96
FIGURA 59. HISTOGRAMAS DE LAS SIMULACIONES DE POROSIDAD PARA EL INTERVALO U1M EN ESTUDIO. ....	97
FIGURA 60. GRÁFICOS QQ DE POROSIDAD DE 20 REALIZACIONES DEL INTERVALO U1M EN ESTUDIO. ....	98
FIGURA 61. SIMULACIÓN DE LA POROSIDAD DEL INTERVALO U1L EN ESTUDIO USANDO SGSIM. ....	99
FIGURA 62. HISTOGRAMAS DE LAS SIMULACIONES DE POROSIDAD PARA EL INTERVALO U1L EN ESTUDIO. ....	100
FIGURA 63. GRÁFICOS QQ DE POROSIDAD DE 20 REALIZACIONES DEL INTERVALO U1L EN ESTUDIO. ....	101
FIGURA 64. POST-SIMULACIÓN DE LAS 20 REALIZACIONES DE POROSIDAD DEL INTERVALO U1U EN ESTUDIO. ....	102
FIGURA 65. POST-SIMULACIÓN DE LAS 20 REALIZACIONES DE POROSIDAD DEL INTERVALO U1M EN ESTUDIO. ....	102
FIGURA 66. POST-SIMULACIÓN DE LAS 20 REALIZACIONES DE POROSIDAD DEL INTERVALO U1L EN ESTUDIO. ....	102
FIGURA 68. HISTOGRAMAS DE LAS SIMULACIONES DE PERMEABILIDAD PARA EL INTERVALO U1U EN ESTUDIO. ....	104
FIGURA 69. GRÁFICOS QQ DE PERMEABILIDAD DE 20 REALIZACIONES DEL INTERVALO U1U EN ESTUDIO. ....	105
FIGURA 70. SIMULACIÓN DE LA PERMEABILIDAD DEL INTERVALO U1M EN ESTUDIO USANDO SGSIM. ....	106

FIGURA 71. HISTOGRAMAS DE LAS SIMULACIONES DE PERMEABILIDAD PARA EL INTERVALO U1L EN ESTUDIO.....	107
FIGURA 72. GRÁFICOS QQ DE PERMEABILIDAD DE 20 REALIZACIONES DEL INTERVALO U1M EN ESTUDIO.....	108
FIGURA 73. SIMULACIÓN DE LA PERMEABILIDAD DEL INTERVALO U1L EN ESTUDIO USANDO SGSIM.....	109
FIGURA 74. HISTOGRAMAS DE LAS SIMULACIONES DE PERMEABILIDAD PARA EL INTERVALO U1L EN ESTUDIO.....	110
FIGURA 75. GRÁFICOS QQ DE PERMEABILIDAD DE 20 REALIZACIONES DEL INTERVALO U1L EN ESTUDIO.....	111
FIGURA 76. POST-SIMULACIÓN DE LAS 20 REALIZACIONES DE PERMEABILIDAD DEL INTERVALO U1U EN ESTUDIO. ....	112
FIGURA 77. POST-SIMULACIÓN DE LAS 20 REALIZACIONES DE PERMEABILIDAD DEL INTERVALO U1U EN ESTUDIO. ....	112
FIGURA 78. POST-SIMULACIÓN DE LAS 20 REALIZACIONES DE PERMEABILIDAD DEL INTERVALO U1L EN ESTUDIO. ....	112
FIGURA 79. CROSSPLOT DE POROSIDAD VS PERMEABILIDAD CONDICIONADO A FACIES DEL INTERVALO U1U. ....	113
FIGURA 80. CROSSPLOT DE POROSIDAD VS PERMEABILIDAD CONDICIONADO A FACIES DEL INTERVALO U1M.....	114
FIGURA 81. CROSSPLOT DE POROSIDAD VS PERMEABILIDAD CONDICIONADO A FACIES DEL INTERVALO U1L.....	115
FIGURA 82. PERCENTILES DE 15, 50, 85 DE LAS 20 SIMULACIONES DE POROSIDAD DEL INTERVALO U1U.....	116
FIGURA 83. PERCENTILES DE 15, 50, 85 DE LAS 20 SIMULACIONES DE PERMEABILIDAD DEL INTERVALO U1U. ....	116
FIGURA 84. PERCENTILES DE 15, 50, 85 DE LAS 20 SIMULACIONES DE POROSIDAD DEL INTERVALO U1M. ....	117
FIGURA 85. PERCENTILES DE 15, 50, 85 DE LAS 20 SIMULACIONES DE PERMEABILIDAD DEL INTERVALO U1M.....	117
FIGURA 86. PERCENTILES DE 15, 50, 85 DE LAS 20 SIMULACIONES DE POROSIDAD DEL INTERVALO U1L. ....	118
FIGURA 87. PERCENTILES DE 15, 50, 85 DE LAS 20 SIMULACIONES DE PERMEABILIDAD DEL INTERVALO U1L.....	118

## **LISTA DE ANEXOS**

ANEXO 1. TABLA DE CONSTRUCCIÓN DEL GRID 50*50 EMPLEADO.....	126
ANEXO 2. ROTACIÓN DE LAS COORDENADAS DE LOS POZOS EN ESTUDIO (ROTCOORD).....	127
ANEXO 3. PARAMETROS DE ENTRADA PARA CONSTRUIR HISTOGRAMAS (HISTPLT).....	128
ANEXO 4. PARAMETROS DE ENTRADA PARA CONSTRUIR GRÁFICAS PROBABILÍSTICAS. ....	129
ANEXO 5. PARAMETROS DE ENTRADA PARA CONSTRUIR GRÁFICOS CROSSPLOT (SCATPLT). ....	130
ANEXO 6. PARAMETROS DE ENTRADA PARA OBTENER LOS VALORES DE CADA VARIOGRAMA (GAMV).....	131
ANEXO 7. VALORES DE SALIDA PARA CONSTRUIR SEMIVARIOGRAMAS(GAMV.OUT).....	132
ANEXO 8. PARAMETROS DE ENTRADA PARA OBTENER LÃS IMAGENES DE SEMIVARIOGRMA EXPERIMENTAL Y TEORICOS (VARGENEW). ....	133
ANEXO 9. SENSIBILIDAD DEL SEMIVARIOGRAMA EXPERIMENTAL PARA AJUSTARLO AL MODELO TEÓRICO Y EFECTO NUGGET. ....	134
ANEXO 10. PARAMETROS DE ENTRADA PARA GENERAR MODELOS TEÓRICOS (VMODEL).....	135
ANEXO 11. ARCHIVO DE SALIDA DEL VARIOGRAMA TEÓRICO VMODEL.....	136
ANEXO 12. ARCHIVO PAR PARA GENERAR LA SIMULACIÓN GAUSSIANA DE LAS PROPIEDADES (SGSIM).....	137
ANEXO 13. ARCHIVO DE SALIDA DEL SGSIM.....	138
ANEXO 14. ARCHIVO .DAT EMPLEADO POR PIXELPLT PARA GENERAR MAPAS DE IMÁGENES (PIXELPLT).....	139
ANEXO 15. ARCHIVO DE ENTRADA PARA GENERAR GRÁFICO QQ (QPPLT). ....	140
ANEXO 16. PARAMETROS DE ENTRADA PARA REALIZAR LA POSTSIMULACION DE LAS REALIZACIONES (POSTSIM).....	141
ANEXO 17. ARCHIVO DE SALIDA PARA E-TYPE (POSTSIM). ....	142
ANEXO 18. ARCHIVO DE SALIDA PARA VARIANZA (POSTSIM). ....	143
ANEXO 19. ARCHIVO DE SALIDA PARA LOS PERCENTILES (POSTSIM).....	144
ANEXO 20. ARCHIVO .OUT DE ENTRADA PARA EL INTERVALO U1U .....	145
ANEXO 21. ARCHIVO .OUT DE ENTRADA PARA EL INTERVALO U1M.....	146
ANEXO 22. ARCHIVO .OUT DE ENTRADA PARA EL INTERVALO U1L.....	147
ANEXO 23. MAPA DE FACIE DEL INTERVALO U1U. ....	148
ANEXO 24. MAPA DE FACIE DEL INTERVALO U1M. ....	149
ANEXO 25. MAPA DE FACIE DEL INTERVALO U1L.....	150

## *CAPITULO I*

### *INTRODUCCIÓN*

La construcción de modelos geológicos cuantitativos para ser utilizados en el desarrollo de modelos dinámicos con la menor incertidumbre, actualmente es la principal necesidad en la exploración y explotación de hidrocarburos en cualquier campo petrolífero. Debido a esto se ha incrementado el uso de nuevas herramientas computacionales en conjunto con métodos geoestadísticos, geológicos y de simulación numérica a fin de trabajar en Tres-dimensiones como es la realidad del yacimiento.

Para esto se requiere del conocimiento del modelo estático; es decir de su geometría, propiedades petrofísicas y de sus facies litológicas; que deben estar íntimamente relacionadas entre sí, ya que son los principales parámetros controladores de la producción de un yacimiento. El Modelaje geoestadístico permite integrar recursos o datos para describir al yacimiento cuantificando así un número de imágenes probables con disminución de la incertidumbre. Esto permite estimar las heterogeneidades pozo a pozo que controlan el flujo de fluidos, definir por distribuciones probabilísticas las relaciones entre facies litológicas y propiedades petrofísicas, especificar las reservas de hidrocarburos, seleccionar localizaciones de pozos y predecir el proceso de desplazamiento de los fluidos.

Este estudio será efectuado en la zona Este del campo Socororo, subcuena de Maturín caracterizada estructuralmente por ser un homoclinal de buzamiento suave. El intervalo a estudiar es el U1, el cual pertenece a la Formación Oficina de edad Mioceno Inferior, que consiste de intercalaciones de areniscas y lutitas con algunos lignitos. El objetivo de este trabajo es generar un modelo geoestadístico en 3D, que comprende el modelaje de las facies basado en objeto y la estimación de las propiedades petrofísicas características de cada una de las facies identificadas.

### **1.1. OBJETIVO GENERAL**

Generar un modelo geoestadístico 3D para la arena U1 del área Este del Campo Socororo; integrando la información geológica, sedimentológica y propiedades petrofísicas disponibles de registros y núcleos.

#### **1.1.1. Objetivos Específicos**

- a. Establecer un modelo geológico conceptual para la arena U1.
- b. Realizar un análisis geoestadístico exploratorio de los datos en estudio.
- c. Efectuar el análisis espacial de porosidad y permeabilidad para la arena U1.
- d. Obtener la estimación de porosidad y permeabilidad empleando técnicas geoestadísticas (kriging).
- e. Generar realizaciones de porosidad y permeabilidad para cada intervalo de U1 empleando Simulación Secuencial Gaussiana.
- f. Realizar el Postprocesamiento de realizaciones generadas y que permita el análisis de incertidumbre.

### **1.2. ALCANCES**

Este estudio está enfocado principalmente en aplicar técnicas geoestadísticas en el estudio de yacimientos petrolíferos como en la arena U1, a fin de generar modelos geológicos robustos con un mayor conocimiento de su distribución geológica espacial y con comunes propiedades estadísticas; donde estos constituirán imágenes equiprobables de la realidad geológica en el subsuelo.

### **1.3. LIMITACIONES**

El factor de mayor limitante en este estudio es la poca cantidad de datos disponibles y la ausencia de datos duros (núcleos), ya que el campo en el área de estudio solo tiene 20 pozos de los cuales no todos penetran los tres intervalos de estudio.

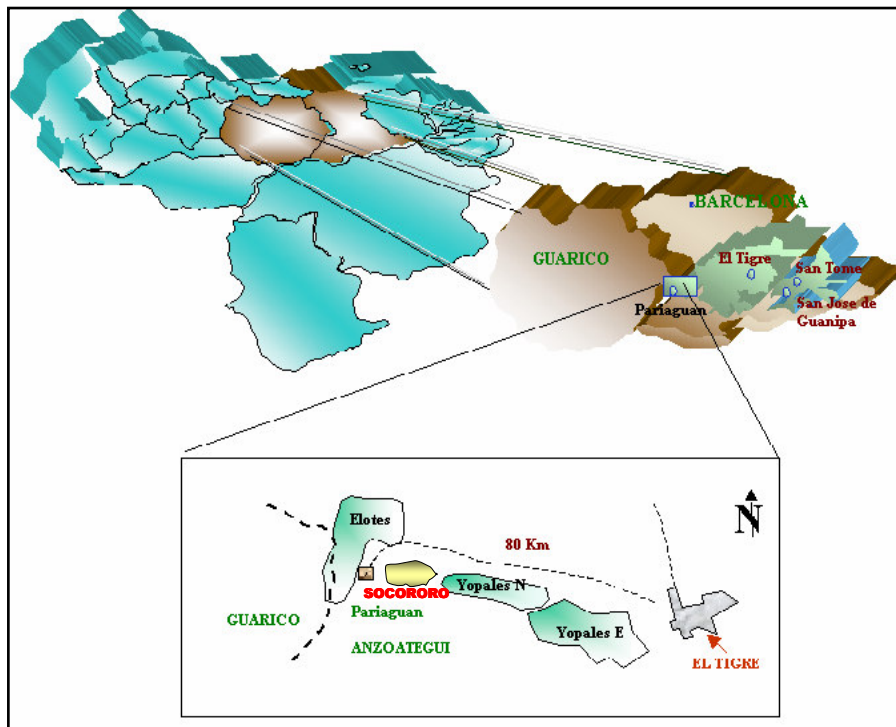
Esta poca cantidad de datos dificulta poder obtener análisis de variabilidad espacial robustos y sus respectivos mapas de imágenes. No se pudo generar un modelo de estimación empleando kriging porque las imágenes generadas por este método eran poco realísticas.

**CAPÍTULO II**  
**MARCO TEÓRICO**

**2.1. DESCRIPCIÓN DEL ÁREA MAYOR SOCORORO**

**2.1.1. Ubicación del área**

El área Mayor Socororo se encuentra localizada geológicamente en la parte suroeste del flanco sur de la Subcuenca de Maturín, formando parte de la Cuenca Oriental de Venezuela. Geográficamente abarca un área de 270 Km<sup>2</sup> y está localizado en el Municipio Miranda del Estado Anzoátegui a tres kilómetros al este de la población de Pariaguán y a 15 Km al Oeste del campo Yopales.



**Figura 1.** Ubicación del Campo Socororo.

### **2.1.2. Antecedentes del Campo**

En el año 1995, Parnaud, F. , et. al. publicaron el artículo “Geología del Petróleo de la Parte Central de la Cuenca Oriental de Venezuela”. En él describen las Subcuencas de Guárico y Maturín, elaboran un modelo geológico integrado usando datos estratigráficos estructurales y geoquímicos de los yacimientos. Resaltan la importancia de los yacimientos de las Piedras, Oficina y Merecure y caracterizaron tres diferentes rocas madres en la zona (Grupo Guayuta y Formación Carapita).

En el año 2000, Blanco, et. al. en su artículo “Marco Tectono- Estratigráfico de la parte norte de los estados Guárico y Anzoátegui: Implicaciones para la Evaluación Petrolífera”, determinaron un marco estratigráfico, estilos estructurales y los elementos de los Sistemas Petrolíferos de la zona. Hacen énfasis en las trampas reservorios y sellos, además de realizar un análisis de riesgos para los principales reservorios de la zona.

En el año 2000, MIZOBE, et. al. elaboraron un modelo de reservorio del Campo Guarico 13, en el cual utilizan estratigrafía de alta resolución, confirman la existencia de reservorio en arenas de ambiente llanura costera caracterizadas por canales fluviales arenosos y áreas interfluviales con abanicos de ruptura, con espesores menores a 30 pies y afirma que este estudio unido a estudios de áreas vecinas han fortalecido el modelo geológico.<sup>(1)</sup>

### **2.1.3. Situación Actual del Campo**

En la década de los años cuarenta y finales de los cincuenta con la perforación 25 pozos se descubrieron los campos Socororo, Cachicamo y Caricari, manteniéndose una búsqueda prácticamente continua hasta el año 1984 de hidrocarburos en el campo Socororo, lo que no ocurrió en los campos Cachicamo y Caricari, donde luego de perforarse los pozos CAC-1 y CAR-1 en los años 1949 y 1958 respectivamente no hubo actividad de perforación hasta mediados de los años setenta. En los tres Campos se tienen un total de 93 pozos perforados, de los cuales 58 resultaron productores y 35 resultaron no productores, estando actualmente

de los pozos productores sólo dos activos y 56 inactivos; los restantes 35 no productores han sido abandonados.

De estos 93 pozos perforados en los campos tenemos que en el campo Socororo han sido perforados 58 pozos, de estos solo 2 pozos están activos (SOC-3 y ES-446), 34 pozos están inactivos y 22 pozos abandonados. En el campo Caricari fueron perforados 25 pozos, de estos 14 están inactivos y 11 están abandonados, no existen pozos activos al igual que en el campo Cachicamo donde no esta activo ninguno de 10 pozos perforados, de los cuales 8 están inactivos y 2 están abandonados.

Respecto a las características del Área, esta tiene un total de 77 yacimientos de gas y 103 yacimientos de petróleo con gravedad °API promedio de 16, en cuanto a reservas tiene un POES / GOES de 418 / 278 MMBN/ MMMPC, unas reservas recuperables de 61/ 228 MMBN /MMMPC, una producción acumulada de 10/ 21 MMBN/ MMMPC, unas reservas remanentes de 51/207 MMBN/ MMMPC y un factor de recobro del 2% hasta el momento.

## ***2.2. CONSIDERACIONES GEOLÓGICAS***

### **2.2.1. Geología Regional**

La Cuenca Oriental de Venezuela estructuralmente es una depresión de aproximadamente 800 Km. de longitud en sentido este-oeste, con una extensión promedio de 200 Km. de norte a sur y un área total aproximada de 165.000 Km<sup>2</sup>.; se encuentra limitada al sur por el borde septentrional de Cratón de Guayana, al norte por el cinturón móvil de las Serranías del Interior Central y Oriental y al oeste por el Levantamiento del Baúl. Esta cuenca abarca los estados Guárico, Anzoátegui, Monagas, Delta Amacuro y una extensión menor en el estado Sucre. La cuenca es asimétrica, con su flanco sur ligeramente inclinado hacia el norte y un flanco norte más tectonizado y con mayores buzamientos, conectado a la zona plegada y falla que constituye el flanco meridional de las cordilleras que limitan la cuenca hacia el norte. El espesor de las columnas sedimentarias terciarias varía desde pocos

centenares de metros en el borde meridional y occidental y de 6 a 8 Km en las partes profundas. (13)

### 2.2.2. Geología Local del Área

El Área Mayor Socororo, está conformada por los campos Socororo, Cachicamo y Caricari, ubicados geográficamente en la parte Suroeste del flanco Sur de la Cuenca Oriental de Venezuela. El Área Mayor de Socororo (figura 2) muestra como se divide en cuatro sub-áreas llamadas Socororo Este, Socororo Oeste, Cachicamo y Caricari respectivamente. El área de interés en este trabajo es el área 1 de Socororo Este. (1)



Figura 2. Ubicación del Área Mayor de Socororo.

Desde el punto de vista del sistema petrolífero el Área Mayor de Socororo se caracteriza por tener como *Roca madre* las Formaciones Querecual, Carapita y lutitas de la Formación Oficina, como *Roca recipiente* las Formaciones Merecure y Oficina y como *Sello* la Falla principal del Campo Cachicamo la cual constituye una barrera buzamiento arriba.

### 2.2.3. Rasgos Estratigráficos del Área

Estratigráficamente la columna sedimentaria de la figura 3 muestra como esta constituida esta zona por la *Formación Mesa* de edad Pleistoceno con un ambiente fluvio deltaico, la *Formación Las Piedras* de edad Mioceno Superior a Pleistoceno de ambiente marino nerítico costero regresivo, la *Formación Freites* de edad Mioceno Medio a Superior de ambiente marino nerítico-costero. Esta presenta areniscas cerca del tope y la base en contraste con la parte media, esencialmente lutítica.

La *Formación Oficina* de edad Mioceno Temprano a Medio, de ambiente fluvio deltaico a marino somero en zonas media y superior que consiste de intercalaciones de arenas y lutitas con algunos lignitos, la *Formación Merecure* de edad Oligoceno a Mioceno Inferior con un ambiente tipo fluvial con abundancia de areniscas de grano fino a grueso, el *Grupo Temblador* de edad Cretácica constituido por la *Formación Canoa* de ambiente continental y la *Formación Tigre* de origen marino nerítico-costero, caracterizadas por intercalaciones de arenisca, caliza y lutitas y las *Formaciones Carrizal y Hato Viejo* de edad Paleozoico compuesta de sedimentos deltaico y de planicies costeras. (17)

Las Arenas U en el subsuelo del Área Mayor de Socororo están representadas mayormente por arenas gruesas en muchos casos y por coalescencia con características masivas pudiendo alcanzar espesores que superan los 100' con intercalaciones de lutitas delgadas con espesores entre 3'a 10', aunque en algunas áreas existen intervalos lutíticos que alcanzan hasta 40' de espesor. El intervalo estratigráfico de interés en este estudio es la Arena U1 del área Socororo Este, compuesta por los sub-intervalos U1U, U1M, U1L.

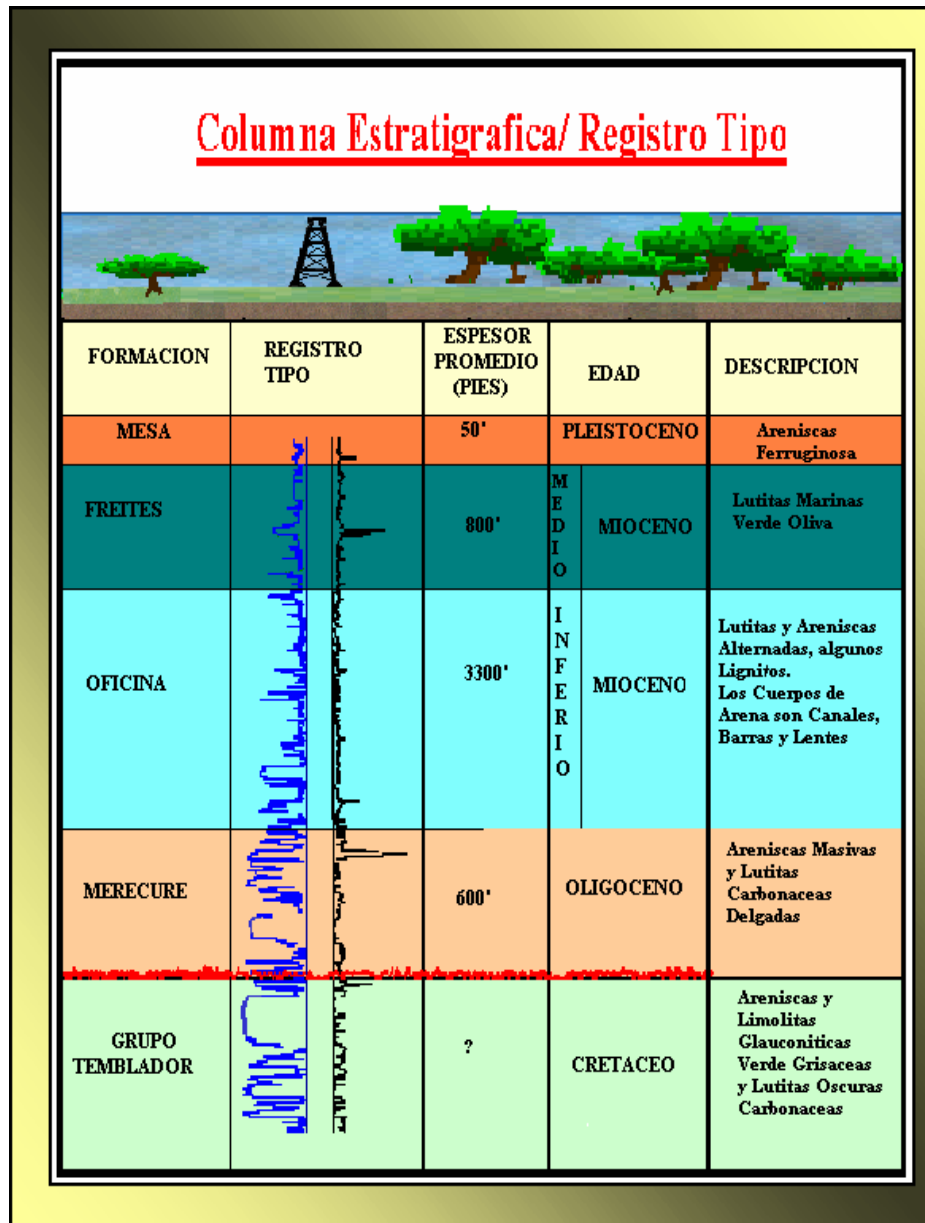


Figura 3. Columna Estratigráfica General y Registro Tipo del Campo Socororo. (Modificada del Léxico Estratigráfico 1997).

#### 2.2.4. Rasgos Sedimentológicos del Área

El intervalo de interés (U1) en el campo Socororo pertenece a la formación Oficina, que de acuerdo a González de Juana y Méndez, se considera que se sedimentó en un inmenso complejo fluvio-deltaico, donde son comunes las arenas lenticulares y de relleno de canales de ríos. (13)

El ambiente fluvial se produce debido a la acción de los ríos y causado por el flujo de la corriente comprende: el canal del río, la llanura aluvial y los conos aluviales. El canal del río puede ser rectilíneo (poco común), meandriforme o entrelazado que se forman en canales de pendiente baja con moderada carga de sedimentos y los entrelazados se caracterizan por corrientes de grandes fluctuaciones en el flujo y la carga de sedimentos. El ambiente deltaico en la figura 4 representa un complejo arreglo de cuerpos de arena que forman comúnmente yacimientos de hidrocarburos y en el que existen tres ambientes principales de acumulación. A) Prodelta, donde se deposita normalmente la carga en suspensión de un río (costa afuera). B) Frente deltaico, área subacuática, cercana a los brazos del delta, donde la carga basal de arena del cauce se acumula en primer lugar. C) Llanura deltaica zona subaérea donde se depositan los granos finos.

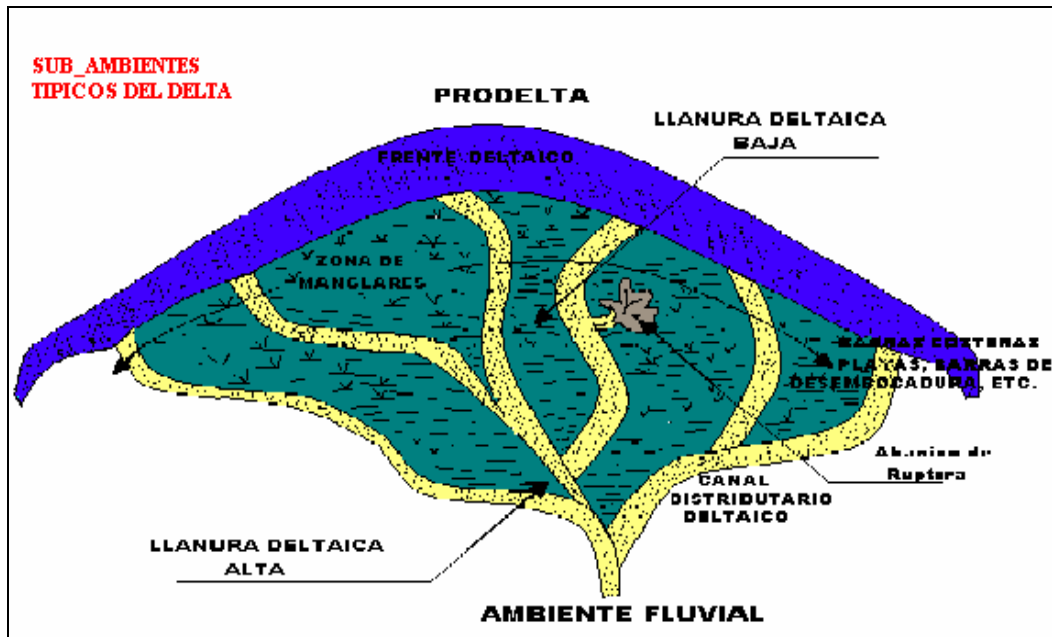
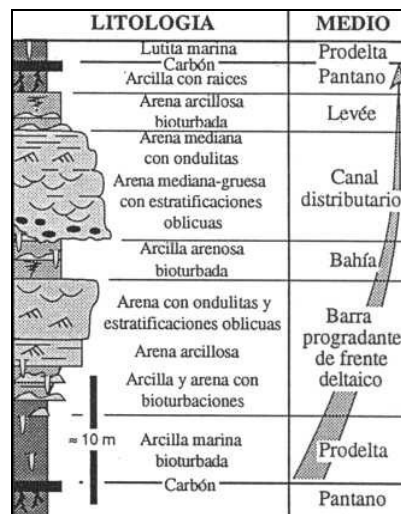


Figura 4. Aspecto Geomorfológico de un Ambiente Deltaico (Modificado de ALFONSI 2001).

El delta que sedimentó a la Formación Oficina originó capas delgadas de lignito de gran extensión superficial indicativas de pantanos con fondos estabilizados y tranquilos. La anchura de las arenas de canal indica que los distributarios no divagaron en gran escala por la planicie e indudablemente tuvieron poca pendiente y relativamente poca energía. Se cree que existieron varios deltas coalescentes formados por ríos subparalelos originados en Guayana que desembocaban en el Golfo del Orinoco ancestral (Hedberg et al., 1947, p.

2.118) que se extendía entre la Serranía del Interior Oriental en proceso de levantamiento y el talud del sistema deltaico de Oficina, con una anchura estimada de solo 90 Km. que la hace comparable con la anchura actual del Golfo de Venezuela. (11)

La definición del modelo de sedimentación de los intervalos de interés de la arena UI pertenecientes al Campo Socororo, se basó. Primeramente en la visualización del modelo depositacional, valiéndose de una correlación detallada para una mejor definición de la forma y orientación en que fueron depositadas originalmente los intervalos.



**Figura 5.** Secuencia litológica formada por un ciclo deltaico antes de la compactación. (Tomada de Sedimentología de los depósitos clásticos, Allen).

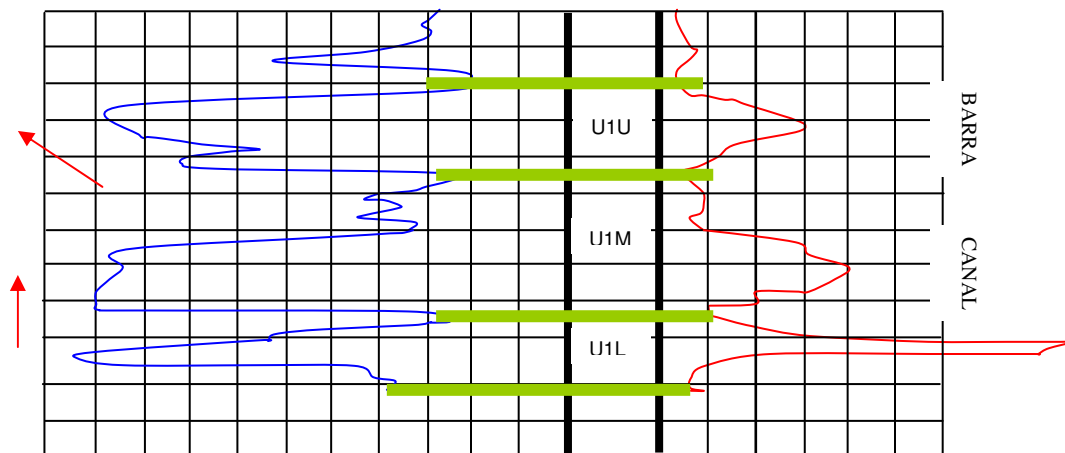
Con la utilización de las respuestas electrograficas de los pozos perforados en el area Este del Campo, mediante mapas de electrofacies de cada intervalo estudiado (Anexos 23, 24, 25). Por medio de estos se identifico que para el caso del intervalo *UIU* este se deposito en un ambiente de *Frente Deltaico* donde se acumula gran parte de los sedimentos llevados por los ríos distributarios, está compuesto por facie de *Barras de Desembocadura* (Figura 6), que son cuerpos arenosos en forma de abanico que progradan sobre las arcillas del prodelta.

Caracterizado por una secuencia granocreciente y gradual de arenas generalmente más sucias y finas que las de los canales con una extensión geográfica más amplia (varios km) y potencia de 2 hasta 10-15 m. (2)

Los intervalos U1M y U1L se depositaron en un ambiente de *Llanura Deltaica* que representa la parte emergente del delta por donde fluyen canales que depositan arena confinada entre diques laterales sobre un área extensa de pantanos y aguas estancadas. Estos intervalos están compuestos por facies de *Canales Distributarios*, donde cada canal individual se encuentra relleno por la arena fluvial que forma acumulaciones filiformes y estrechas con espesores de algunos metros a una veintena de metros. Estos canales distributarios transportan el agua y los sedimentos del río hasta la línea de costa y el frente deltaico, erosionando más o menos profundamente, los depósitos deltaicos subyacentes y se superponen los sedimentos más antiguos y marinos.

Otra facie representativa en U1L y U1M observado en algunos pozos es *Diques (Levees)*. Estos bordean a los canales y fueron construidos por el depósito de sedimentos limosos y arenosos en suspensión, durante desborde por crecida.

Las zonas intercanales son topográficamente más bajas y forman pantanos o bahías (Facies de llanura de inundación). Durante las crecidas, reciben sedimentos arcillosos que alternan con lechos arenosos. Estos proceden del esparcimiento de material grueso llevado por el agua que sale del cauce del río durante las crecidas, a través de brechas. Los depósitos de desembalse generan la facie de *Abanicos de Rotura (Crevasse Splay)* que pueden tener una extensión de varias decenas, o aún centenas de km<sup>2</sup> de superficie.



**Figura 6.** Respuesta Electrográfica del pozo ES-401 de Socororo Este.

### **2.2.5. Rasgos Estructurales del Área**

Estructuralmente el Área Mayor de Socororo consiste en un monoclinial de rumbo Noroeste - Sureste con un buzamiento aproximado de 3° hacia el Noreste atravesado por dos sistemas de fallas predominantes, más o menos perpendiculares entre sí.

El primer sistema de fallas son de tipo normal con un rumbo Noroeste-Sureste paralelo al rumbo de las capas y con buzamiento al sur, variando su salto de fallas entre 25'-100' predominando saltos por el orden de los 40'. El otro sistema de fallas es de rumbo Noreste – Suroeste con buzamientos indistintamente hacia el este y al oeste. En este sistema se encuentra la falla principal de Cachicamo (CAC-1), que puede considerarse como el elemento estructural más importante en los tres campos por la magnitud de su salto entre 70' a 180'.

En las otras fallas de este sistema el salto varía entre 20' y 70'. También asociados a las fallas se encuentran algunos pliegues pequeños como es el caso en las áreas de los pozos ES-417, ES-401, ES-442 y ES-111.

Las fallas con mayor importancia desde el punto de vista de entrapamientos conocidos explotados se observan en el área del pozo ES-401, una falla normal de rumbo Este-Oeste con buzamiento al sur y saltos entre 25' y 40'; en el área del pozo ES-417 una falla normal de rumbo Noroeste con buzamiento al sur y saltos entre 30' y 60' y en el área de Caricari una falla normal de rumbo variable NE-EO con buzamiento al norte y saltos entre 30' y 110'.

En el área la estructura geológica es parte fundamental en la configuración de las trampas de hidrocarburos, ya sea entrapando gas estructuralmente como Caricari (arenas B3, D2L, F0) o formando trampas mixtas (estructurales-estratigráficas) como las de Socororo y Cachicamo. De hecho la búsqueda de nuevas áreas de interés se orientó a la ubicación de zonas estructuralmente altas.

El área Socororo Este en estudio se caracteriza por presentar una estructura monoclinial de buzamiento suave con un sistema de fallas mostrados en la figura 7 casi verticales al

Noreste las fallas Geo3-1 y F3, al Suroeste la falla Geo3, al Noroeste la falla Geo3, al EO la falla F1 y al Sureste las fallas CAC1, CAC, F10 y F2. (1)

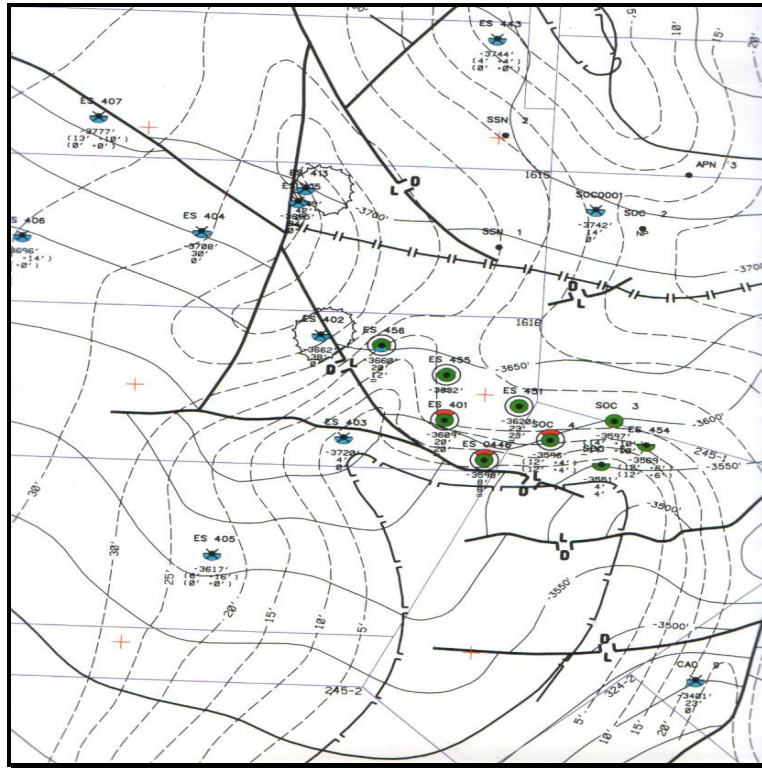


Figura 7. Mapa Estructural de la Arena U1 Área Socorro Este.

## 2.3. CONSIDERACIONES TEÓRICAS

### 2.3.1. Geoestadística

La Geoestadística según Matheron se define como "la aplicación del formalismo de las funciones aleatorias al reconocimiento y estimación de fenómenos naturales". (11)

De acuerdo con Journel y Huijbregts la Geoestadística no es más que una herramienta de interpolación y extrapolación basada en la aplicación de la Teoría de Funciones Aleatorias para el reconocimiento y estimación de fenómenos naturales o simplemente, según Chauvet se refiere al estudio de las variables numéricas distribuidas en el espacio. (8)

Es una herramienta útil para modelar la relación espacial entre los datos disponibles permitiendo un análisis y una predicción de los fenómenos espaciales y temporales; ofreciendo una colección de herramientas determinísticas y estadísticas para entender la variabilidad espacial del modelo.

### 2.3.2. Perspectiva Histórica

Las técnicas Geoestadísticas fueron establecidas por Kolmogorov, Weiner, Matern, y Gandin en 1900. En los años 60, Matheron, reconocido como el padre de esta disciplina, formalizó y generalizó matemáticamente un conjunto de técnicas desarrolladas por D. G. Krige en 1941 estas empleaban la correlación espacial para hacer predicciones en la evaluación de reservas de las minas de oro en Sudáfrica, luego en USA y Canada. Journel y David comenzaron nuevos centros de estudios geoestadísticos. (19)

### 2.3.3. Hipótesis Geoestadística

Como la forma en que se presenta la información es muy diversa Journel y Huijbregts en 1978 y David en 1977 asumen condiciones de estacionalidad para la geoestadística debido a esto es necesario aceptar el cumplimiento de las Hipótesis Geoestadísticas, (19) las cuales son:

- a. **Estacionaridad Estricta**, en la que se dice que  $Z(x)$  es estrictamente estacionaria si la función de distribución de probabilidades de las variables aleatorias regionalizadas  $Z(x_i)$  son iguales entre sí, independiente de la localización  $x_i$ , siendo esto demasiado restrictivo al estudiar los fenómenos encontrados en la práctica.
- b. **Estacionaridad de Segundo Orden**, esta condición es más frecuente en la práctica y se basa como primera condición que la estacionaridad sea sólo para la *media* y para la *función de covarianza* de la variable aleatoria regionalizada; teniéndose que:
  - i.  $E\{ Z(x_i) \} = m$  Si existe y no depende de la localización  $x_i$ .
  - ii. La función covarianza,  $Cov\{ Z(x_i) - Z(x_j) \}$  Si existe siendo dependiente de la longitud del vector  $h = x_i - x_j$ , por lo que:  $C(h) = Cov\{ Z(x_i), Z(x_j) \} = E\{ Z(x_i), Z(x_i+h) \} - m^2$

Y como segunda condición implica, estacionaridad de la *varianza y del variograma*, donde:

- i.  $\text{Var} [Z(x_i)] = E\{ [Z(x_i) - m]^2\} = C(0)$
- ii.  $g(h) = E\{ [Z(x_i)]^2\} - E\{ Z(x_i), Z(x_i+h) \}$

como  $E [Z(x_i), Z(x_i+h)] = C(h) + m^2$  y  $E [Z^2(x_i)] = C(0) + m^2$

Entonces  $g(h) = C(0) + m^2 - (C(h) + m^2) = C(0) - C(h)$ .

Las variables obtenidas  $g(h)$  y  $C(h)$ , expresan la correlación entre la variable aleatoria regionalizada  $Z(x_i)$  y  $Z(x_i+h)$ , separada por el vector  $h$ .

c. **Hipótesis Intrínseca**, una función aleatoria  $Z(x)$  es intrínseca si:

- i. Su esperanza matemática existe y no depende de la localización  $x_i$ .
- ii. Si  $E\{ Z(x) \} = m$
- iii. Que para todo vector  $h$  el incremento  $[Z(x+h) - Z(x)]$  tiene varianza finita y no depende de la localización  $x_i$ :  $\text{Var} \{ Z(x+h) - Z(x) \} = E\{ [Z(x+h) - Z(x)]^2\} = 2g(h)$

Si se cumple esta condición, la función aleatoria  $Z(x)$  es homogénea, lo que en la naturaleza es frecuente.

d. **Procesos Cuasiestacionarios**, en la práctica la función estructural, covarianza o semivariograma, es sólo usada por límites  $|h| \leq b$ , donde el límite  $b$  representa la extensión de la región en la que el fenómeno estudiado conserva cierta homogeneidad del comportamiento de  $Z(x_i)$  o en otros casos,  $b$  pudiera ser la magnitud de una zona homogénea y dos variables  $Z(x)$  y  $Z(x+h)$  no pueden ser consideradas en la misma homogeneización de la mineralización si  $|h| > b$ .

En estos casos podemos estar satisfecho con una función estructural  $C(x,x+h)$  o  $g(x,x+h)$ , lo que no es más que estacionaridad local (distancias  $h$  menores que el límite  $b$ ). Esta limitación de la hipótesis de estacionaridad de segundo orden (o la hipótesis intrínseca si sólo el variograma es asumido) a sólo esas distancias  $|h| \leq b$  corresponde a la hipótesis de cuasiestacionaridad. Esta hipótesis es verdaderamente un compromiso de la escala de homogeneidad del fenómeno y la cantidad de datos disponibles.

Según Armstrong y Carignan y Chica, de las hipótesis geoestadísticas las que más se observan en la práctica son: *Estacionaridad de Segundo Orden* y la *Hipótesis Intrínseca*.

#### **2.3.4. Etapas del análisis geoestadístico**

El análisis geoestadístico se basa en aplicar técnicas a fin de analizar y predecir valores de una propiedad distribuida en espacio o tiempo; los cuales no se consideran independientes sino correlacionados unos con otros, es decir que existe una dependencia espacial. Intuitivamente esto indica que mientras más cercanos estén situados dos puntos están más correlacionados y viceversa.

El análisis geoestadístico está compuesto por tres etapas:

##### **2.3.4.1. Análisis exploratorio de los datos**

Se basa en aplicar técnicas estadísticas convencionales que nos permiten obtener todo un conjunto de información, desconocida a priori sobre la muestra bajo estudio, imprescindible para realizar “correctamente” cualquier análisis geoestadístico. <sup>(8)</sup>

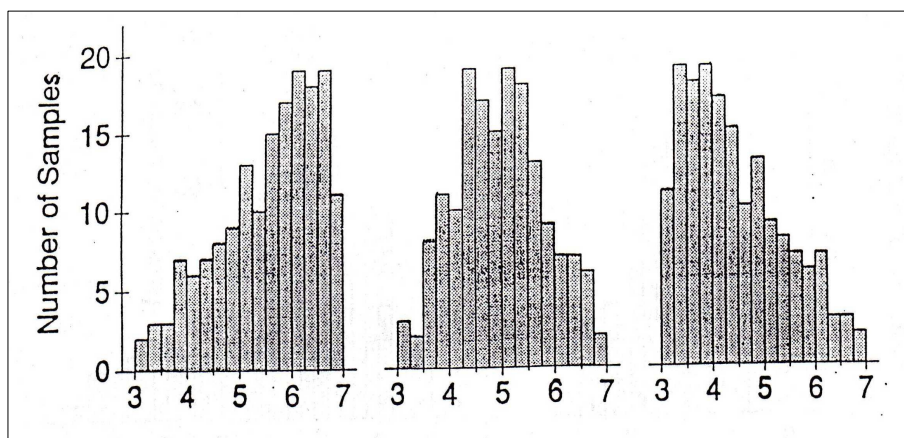
Este análisis puede ser realizado tomando en cuenta una variable (distribución univariada) o relacionando dos variables (distribución bivariada) basado en hacer un balance entre la cantidad de detalle que debe existir, la complejidad de los cálculos y la facilidad de usar dicho recurso; debido a esto es necesario representar gráficamente los datos de una muestra empleando:

##### **a. Histogramas**

Estos (figura 8) proporcionan una manera visual de la distribución de los datos de acuerdo a su frecuencia de ocurrencia, permite detectar ciertos errores como muestras anómalas de valores altos o bajos, nos permiten manejar la posibilidad de dividir los datos en poblaciones estadísticas separadas y puede mostrar cuánta asimetría respecto a su media puede presentar la muestra y la orientación de la cola. <sup>(14)</sup>

**Figura 8.**  
de

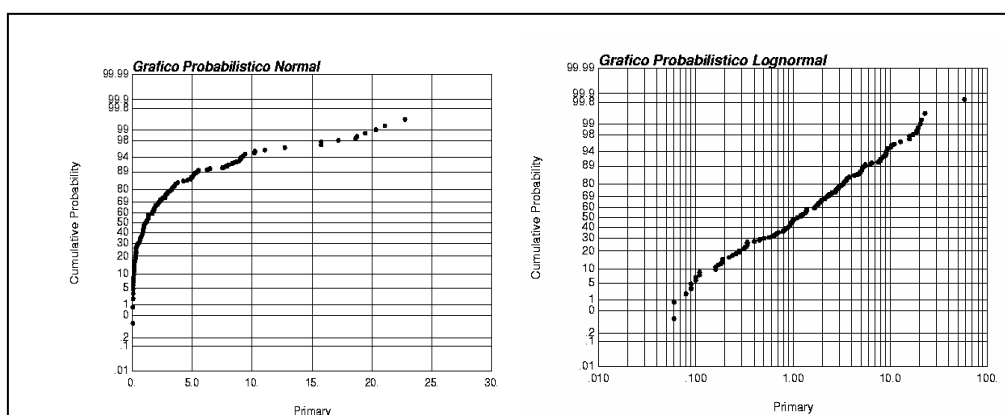
Modelos



Histogramas (Tomado de Curso Introducción a la Geoestadística)

*b. Gráficos Probabilísticos*

Otro instrumento usado que da una idea del comportamiento es la función de distribución acumulada  $F(x)$  de la muestra (figura 9) estos gráficos permiten determinar si una distribución es normal o no. Para los datos se grafica la correspondiente frecuencia acumulada en un sistema de ejes cuya línea vertical es gaussiana; si los gráficos son derivados de una distribución normal el grafico será una línea aproximadamente recta y si se usa papel logarítmico y se obtiene que la curva es una recta, tendríamos una distribución Log-normal. (14)



**Figura 9.** Modelos de Histogramas (Tomado de Clases de Geoestadística Aplicada).

c. Gráfico Cross-plot o Covarianza

La covarianza de dos conjuntos de datos  $x_i$  y  $y_i$  ( $\sigma_{xy} = \text{cov}(x_i, y_i)$ ) es una medida de cuán fuertemente correlacionados se encuentran un conjunto de datos; ésta se expresa en el valor de los datos y depende del orden de la magnitud de las variables.

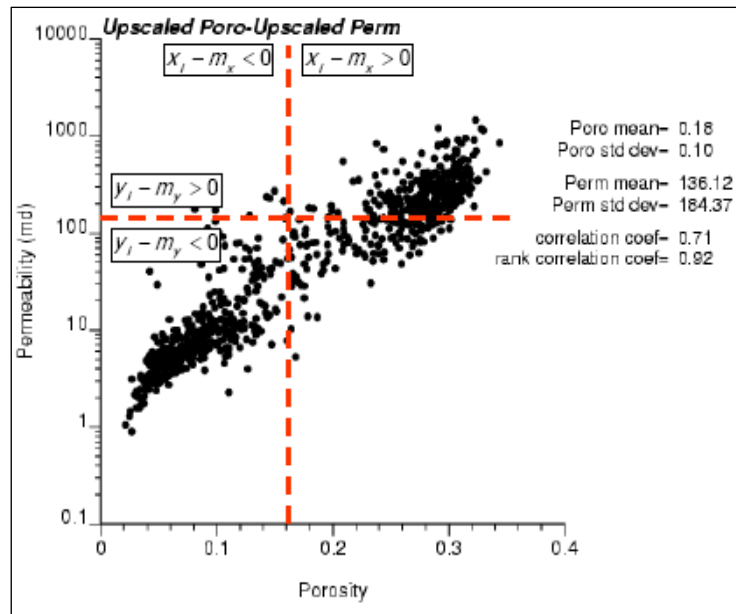


Figura 10. Crosplot (Tomado de Clases de Geoestadística Aplicada ).

La covarianza se ve afectada por la magnitud de los datos; si los valores de las variables correlacionadas se multiplican por un factor  $\rho$ , la covarianza se incrementa por un factor  $\rho^2$ . De acuerdo a los patrones que se observan en el crossplot (figura 10) podemos decir si las variables están positivamente o negativamente correlacionadas o no están correlacionadas.

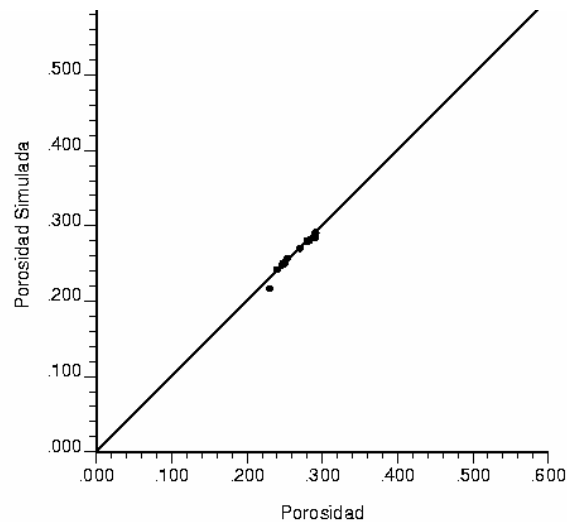
Dos variables son positivamente correlacionables si los valores más grandes de una variable tienden a estar asociados con los valores más grandes de la otra variable, y similarmente con valores pequeños de cada variable. Dos variables son negativamente correlacionables si los valores más grandes de una variable tienden a estar correlacionados con los valores más pequeños de la otra variable y la posibilidad final que las dos variables no se correlacionen si el incremento o disminución de una variable no tiene ningún efecto en la otra variable.

La relación estadística entre dos variables puede ser resumida por el coeficiente de correlación ( $\rho$ ) que viene dado al dividir la covarianza de dos variables por sus respectivas desviaciones estándar, lo que remueve la dependencia que tiene la covarianza a la magnitud de los datos. Este coeficiente se expresa con valores entre  $-1 \leq \rho \leq 1$ , solo mide dependencia lineal y es sensible a aquellos puntos distantes de la nube principal de datos.

Otro factor suplementario al coeficiente de correlación es el coeficiente de correlación jerárquica ( $\rho_{\text{rank}}$ ) el cual da idea de existencia o no de pares marginales que arruinen la correlación al compararse con el coeficiente de correlación. Un alto valor de  $\rho_{\text{rank}}$  y un bajo valor de  $\rho$  indican que pares marginales de puntos arruinan la correlación y viceversa. (11)

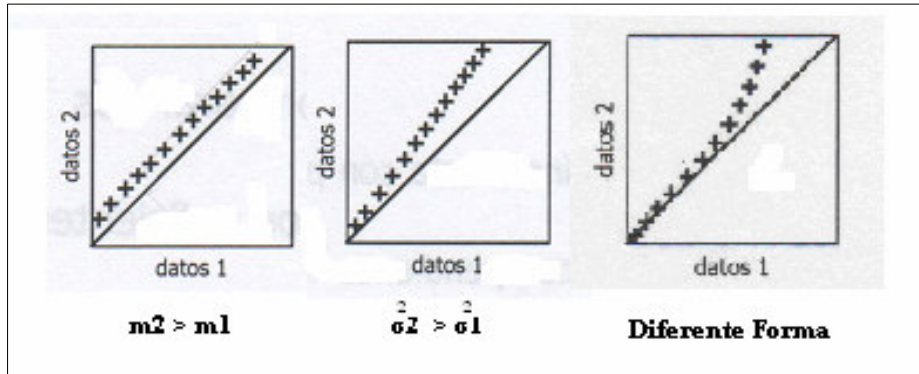
#### d. Gráficos Q-Q

Este método se basa en realizar una buena comparación de dos distribuciones univariadas comúnmente empleado cuando esperamos que dichas distribuciones sean similares. Un Q-Q plot es un gráfico en el cual los cuantiles para dos distribuciones son ploteados uno versus el otro (figura 11). Si las dos distribuciones son comparadas teniendo igual número de datos, entonces el cálculo de los cuantiles de cada distribución no es necesario.



**Figura 11.** Gráfico QQ (Tomado de Clases de Geoestadística Aplicada).

Como se observa en la figura 12, si todos los puntos caen en una línea recta con pendiente de 45° las distribuciones son iguales, si tiene pendiente cercana a 45° entonces  $m_2 > m_1$ , si es mayor de 45° entonces  $\sigma_2^2 > \sigma_1^2$  y si la forma es diferente entonces la  $m$  y  $\sigma^2$  no se correlacionan. (14)



**Figura 12.** Correlación de los gráficos QQ (Tomado de Clases de Geoestadística Aplicada).

#### 2.3.4.2. Análisis estructural

Se basa en un proceso de estimación y modelación de la función que describe la correlación espacial de una variable regionalizada, compuesto según Armstrong y Carignan por: el cálculo del semivariograma experimental y ajuste a este de un modelo teórico conocido. (8)

##### a. Variograma

Este representa la varianza de los incrementos de la variable regionalizada y se denota por  $2\gamma(h)$ ; la definición teórica de la varianza en términos del valor esperado de una variable aleatoria, tenemos:

$$2\gamma(h) = V((Z_{x+h}) - Z(x))$$

$$2\gamma(h) = \left( (Z(x+h) - Z(x))^2 - \underbrace{[E(Z(x+h) - Z(x))]^2}_0 \right)$$

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

La mitad del variograma ( $\gamma(h)$ ), se conoce como la función de semivarianza y esta estimada por medio del *Semivariograma*.

*b. Semivariograma.*

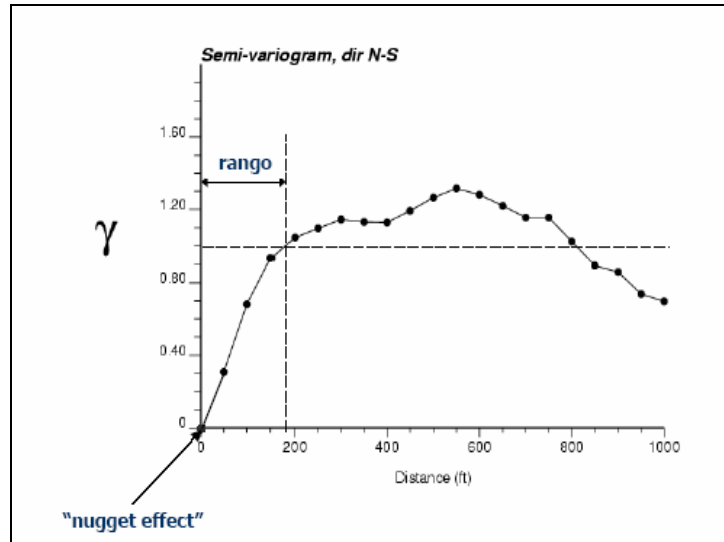
Es una herramienta para investigar y cuantificar la variabilidad de un fenómeno espacial, reflejando así nuestro entendimiento de la geometría y la continuidad de la variable, lo que genera un impacto en las predicciones de los modelos numéricos (figura 13).

La definición formal del *semi-variograma* es:

$$\gamma(h) = \frac{1}{2} \text{Var} \{Z(\bar{x} + \bar{h}) - Z(\bar{x})\}$$

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

Este se caracteriza porque no se extiende más allá de la mitad de la extensión total del dominio, es una medida de “variabilidad geológica” en función de la distancia que puede ser bastante diferente en diferentes direcciones, los semi-variogramas en las direcciones N-S y N45°E crecen más rápido que en la dirección E-O, lo que indica que hay mayor continuidad en la dirección E-O. (14)



**Figura 13.** Modelo de un Semivariograma (Tomado de clases de Geoestadísticas)

*c. Modelos de Variabilidad Espacial*

Existen diversos modelos entre ellos tenemos:

*Semivariograma Tradicional:* Usualmente produce resultados dudosos cuando se aplica a datos positivamente sesgados y es sensible al agrupamiento de datos con valores altos y

está definido por 
$$\gamma(h) = \frac{1}{2N(\bar{h})} \sum_{i=1}^{N(\bar{h})} (Z(x_i) - Z(x_i + h))^2.$$

*Semivariograma Cruzado:* Es una medida de variabilidad cruzada de los atributos U y V, es necesario en los métodos de estimación y/o simulación conjunta y está definido por

$$\gamma_{uv}(\bar{h}) = \frac{1}{2N(\bar{h})} \sum_{i=1}^{N(\bar{h})} (U(x_i) - U(x_i + h))(V(x_i) - V(x_i + h))^2.$$

La *Covarianza:* Es una medida que permite medir correlación o similitud, es más robusta a problemas causados por el agrupamiento de datos cualitativamente altos, es más estable cuando se juntan altos valores anómalos con valores moderados y se expresa como  $C(\bar{h}) = E\{Z(\bar{x} + \bar{h})Z(\bar{x})\} - m^2$ ; cuando C(h) existe el semivariograma existe y estas dos funciones están relacionadas por:  $C(\bar{h}) = C(0) - \gamma(\bar{h})$ .

*Correlograma:* Es idéntica a la covarianza pero normalizada por las respectivas desviaciones estándar, cuando U y V representan dos atributos diferentes  $\rho(\bar{h})$  identifica el correlograma cruzado de la muestra y se definido como  $\rho(\bar{h}) = \frac{C(\bar{h})}{\sigma_U \sigma_V}$ .

*General Relativo:* Se emplea para variables estrictamente positivas y se caracteriza por ser resistente a información dispersa o anómala de distribuciones positivamente sesgadas y se define por  $\gamma_{GR}(\bar{h}) = \frac{\gamma(\bar{h})}{m^2(h)}$ ; donde  $m^2$  es la media cuadrada de los pares distanciados por h.

*Rodograma:* Es útil para establecer estructuras a gran escala, debe usarse para modelar el valor del efecto pepita de semivariogramas y esta expresado por  $\gamma_R(h) = \frac{1}{2N(\bar{h})} \sum_{i=1}^{N(\bar{h})} |Z(x_i) - Z(x_i + h)|^{1/2}$ .

*Madograma:* Es útil para establecer estructuras a gran escala pero no debe emplearse para modelar discontinuidad de los semivariogramas en el origen y se expresa por  $\gamma_M(h) = \frac{1}{2N(\bar{h})} \sum_{i=1}^{N(\bar{h})} |Z(x_i) - Z(x_i + h)|$

#### d. Modelos Teóricos de Ajuste del Semi-Variograma

Existen diferentes *modelos teóricos* (figura 14) dependiendo de:

Si son *estandarizados con meseta* tenemos que cuando el comportamiento del semivariograma es *lineal en el origen* se tiene un *modelo esférico* el cual es una expresión polinomial simple, con crecimiento casi lineal y después a cierta distancia finita del origen alcanza una estabilización (meseta). La tangente en el origen encuentra a la meseta en el punto de abscisa  $(2/3)a$ , donde  $a$  representa el valor del rango. (19)

$$\gamma(h) = C \left[ \left( \frac{3}{2} \right) \left( \frac{h}{a} \right) - \frac{1}{2} \left( \frac{h}{a} \right)^3 \right] \quad \text{Donde: } h \leq a, h > a$$

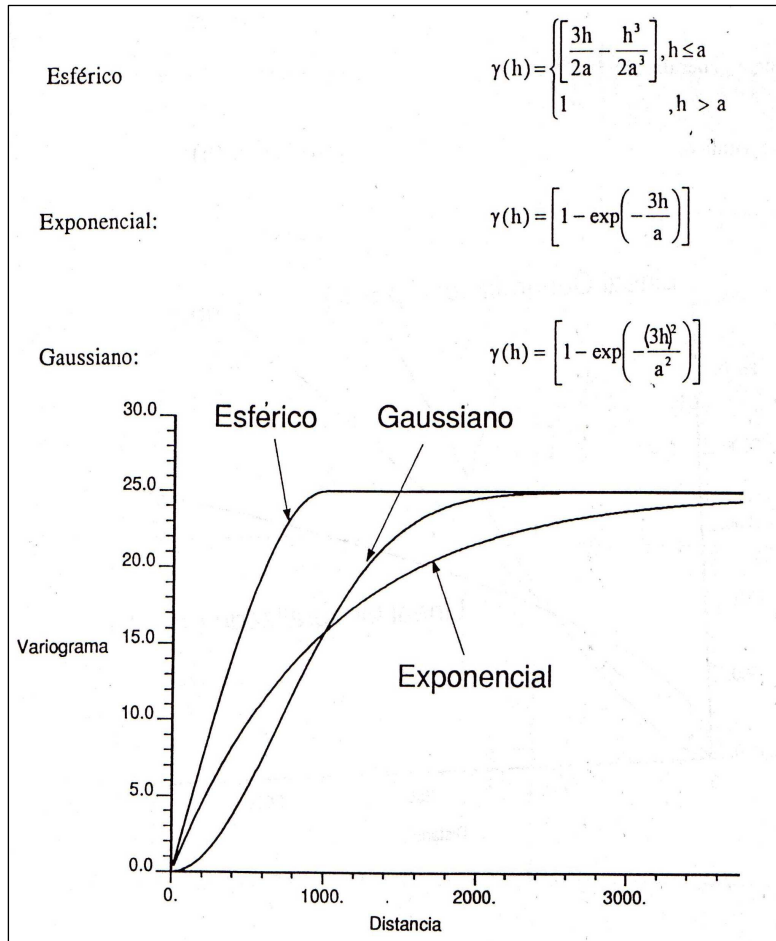
El *modelo exponencial* crece rápido al inicio y después se estabiliza de forma asintótica, como la meseta no se alcanza a una distancia finita, se usa con fines prácticos el "alcance efectivo" o "alcance práctico"  $a'$ , valor que se obtiene en el punto de abscisa para el cual el modelo obtiene el 95% de la meseta, con un rango efectivo de  $a'=3a$ , donde  $a$  es el parámetro de escala. La tangente en el origen encuentra a la meseta en el punto  $a=(1/3)a'$ .

$$\gamma(h) = C \left[ 1 - \text{Exp} \left( - \frac{|h|}{a} \right) \right] \text{ Donde: } |h| > 0$$

Si el comportamiento es *parabólico en el origen* tenemos que puede ser: un *modelo Gaussiano* el cual es extremadamente continuo. Inicialmente presenta un comportamiento parabólico en el origen, después alcanza la meseta de forma asintótica. El alcance práctico tiene un valor de  $a'=1.73a$ , que es el valor de la abscisa donde se alcanza el 95% de la meseta, el rango efectivo es  $3\sqrt{a}$

$$\gamma(h) = C \left[ 1 - \text{Exp} \left( - \frac{|h|^2}{a^2} \right) \right] \text{ Donde: } |h| > 0$$

El *modelo "Hole-Effect"* se caracteriza por presentar un comportamiento parabólico en el origen y está representado por  $\gamma(h) = 1 - \cos \frac{|h|}{h}$ , donde:  $h=|h|$ .



**Figura 14.** Modelos de Teóricos de ajuste con meseta. (Tomado de Curso Introducción a la Geoestadística).

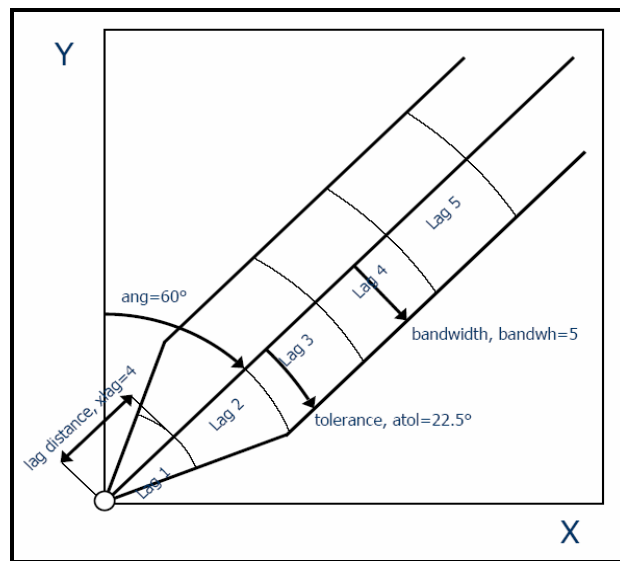
El *semivariograma experimental* de acuerdo a Sahin y Genton (1998) permite analizar un fenómeno mineralizado o la variable de distribución espacial en estudio, ya que se puede determinar las características de variabilidad y correlación espacial del fenómeno estudiado. Este análisis tiene como condicionantes: la distribución estadística, la existencia de valores aberrantes o anómalos, la presencia de zonas homogéneas o posibles zonaciones en la distribución de las leyes. (14)

*e. Calculo del Variograma Experimental*

El cálculo va a depender de ciertos parámetros como son la *escogencia del estimador* si es un variograma tradicional, correlograma, covarianza, general relativo u otras alternativas. La *escogencia de los parámetros* (figura 15) como el *Azimut* ( $\alpha$ ) que es la dirección medida en grados en la dirección de la agujas del reloj desde el norte, del *angulo de*

*buzamiento* ( $\theta$ ) ángulo medido en grados negativos hacia abajo desde la horizontal, del *ancho de banda* indica los datos para construir el variograma.

Si se incrementa pierde anisotropía y si disminuye tendría pocos datos para calcular, *el lag* que es la distancia de desplazamiento de las muestras, *la tolerancia angular* que si es muy grande puede enturbiar la anisotropía del atributo y si es pequeña puede inducir valores erráticos. (14)



**Figura 15.** Parámetros para el cálculo del semivariograma experimental. (Tomado de Clases de Geoestadística Aplicada).

#### *f. Características del semivariograma experimental*

No puede usarse directamente en la ejecución de programas de estimación y simulación, es necesario hacer ajuste a un modelo matemático (esférico, gaussiano, exponencial, etc), debe ser funciones positivas definidas (modelos permisibles), permite realizar un análisis de la variación de los datos con respecto a la orientación isotrópica cuando la variación depende sólo de la distancia o anisotrópica cuando la variación depende de la distancia y la orientación (geométrica o zonal).

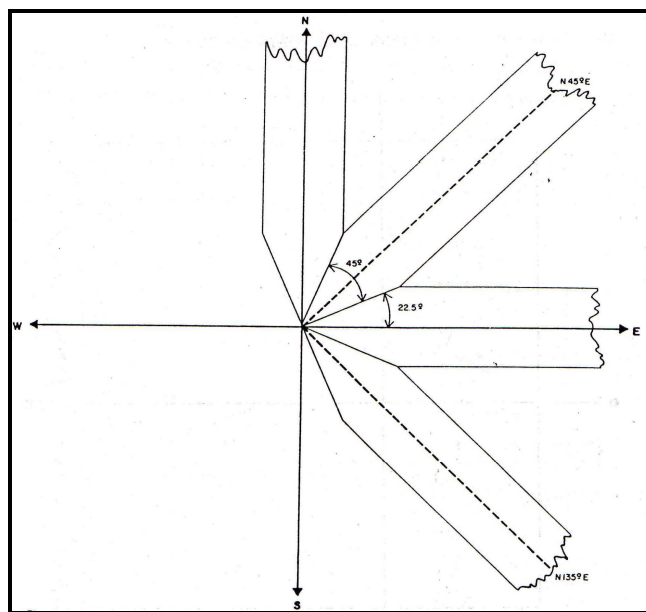
El estudio del variograma en diferentes direcciones permitirá determinar posibles anisotropías del atributo. Existen diferentes direcciones para realizar un semivariograma; inicialmente en un estudio se puede generar uno "omnidireccional" ya que proporciona una

idea inicial de la variabilidad espacial de los datos, representando una estructura clara y definida.

Posteriormente deben ser calculados los semivariogramas en diferentes direcciones, los que pueden ser calculados en 4 direcciones separadas por  $45^\circ$  con tolerancia angular de  $22.5^\circ$ , comenzando por  $0^\circ$  hasta encontrar la dirección de máxima o mínima variabilidad o pueden ser calculados también en 8 direcciones separadas por  $22.5^\circ$ . (14)

### *g. Anisotropía Geométrica*

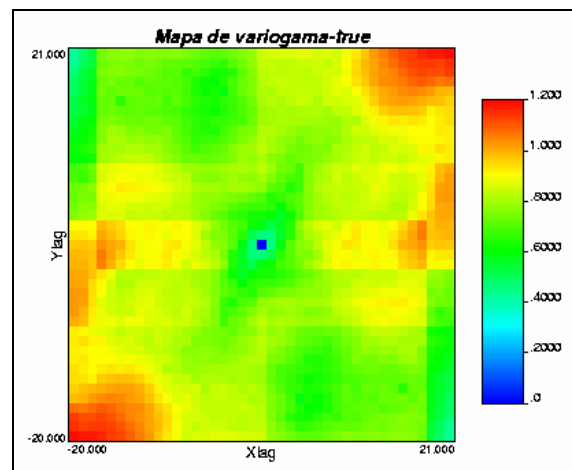
Generalmente cuando el variograma experimental es calculado en distintas direcciones presenta distintos comportamientos con la variación de la distancia. Existen tres tipos de anisotropía como son: *anisotropía geométrica* es aquella en la que el variograma en distintas direcciones presenta la misma meseta pero distintos rangos. La *anisotropía zonal* es aquella en la que el variograma en distintas direcciones presenta el mismo rango pero con diferentes mesetas esto es una característica de la presencia de diferentes estructuras (nested) y la *anisotropía híbrida* es aquella en la que el variograma en distintas direcciones presenta rangos y mesetas diferentes.



**Figura 16.** Direcciones de Modelaje 2D del semivariograma experimental. (Tomado de Curso Introducción a la Geoestadística).

Según Frykman y Rogon, (1993) si queremos visualizar de forma práctica y clara la existencia de anisotropía es necesario realizar el cálculo del “Mapa de Variogramas”, el cual permitirá obtener la dirección inicial aproximada para el cálculo de los semivariogramas direccionales, para un análisis adecuado de anisotropía.

Posteriormente, dependiendo de la continuidad espacial, es suficiente sólo calcular dos semivariogramas separados 90°.

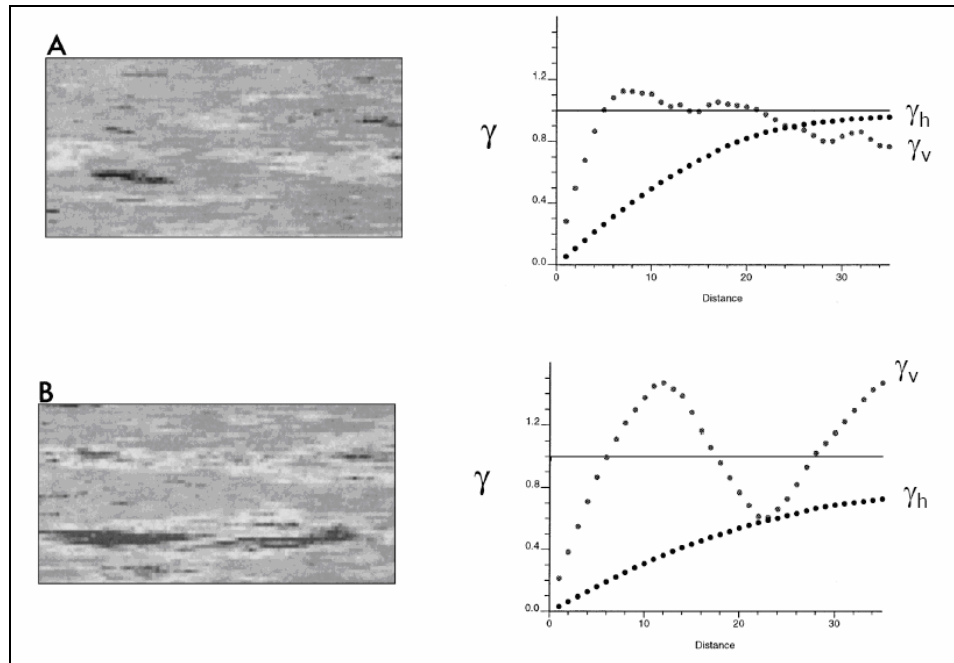


**Figura 17.** Ejemplo de un Mapa de Variograma. (Tomado de Clases de Geoestadística Aplicada).

#### *h. Interpretación del Semivariograma*

De acuerdo a las características observadas en los semivariograma se pueden efectuar diversas interpretaciones: En el caso de observarse en estos procesos altamente no-lineales y caóticos tenemos *ausencia de correlación espacial* que expresan *tendencias geológicas* como adelgazamiento o engrosamiento de sedimentos lo que indica, disminución de la calidad del yacimiento. Cuando existe una disminución de la correlación espacial con la distancia, hasta alcanzar una distancia en la que no existe correlación espacial y el variograma vertical no encuentra una completa variabilidad de la propiedad petrofísica, tenemos esto representa *anisotropía geométrica* con tendencias areales.

*Variaciones geológicas cíclicas* representa fenómenos geológicos que ocurren en forma repetitiva en el tiempo geológico, lo que conduce a observar en el variograma variaciones repetitivas o cíclicas en las propiedades petrofísicas o “Hole Effect”. Cuando tenemos *Tendencias geológicas verticales con anisotropía zonal* no se consigue variabilidad completa de las propiedades petrofísicas en la dirección horizontal al ser observados en semivariogramas. (20)



**Figura 18.** Ejemplo de Interpretaciones de Semi-Variograma. (Tomado de Clases de Geoestadística Aplicada)

El semivariograma experimental obtenido debe ser ajustado a uno o a varios modelos teóricos previo al proceso de estimación, a fin de obtener un modelo o función analítica que caracterice la continuidad espacial de la variable estudiada.

Según Deutsch, Myers, Cressie y Grondona (1992) los modelos de variograma teórico deben satisfacer ciertas condiciones: primeramente tienen que ser "definido positivo", ya que existe el riesgo de encontrar varianzas negativas que no tienen sentido Armstrong y Carignan (1997).

Finalmente deben obtenerse uno o varios modelos de variogramas con los correspondientes valores de meseta y alcance. De acuerdo a Wackernagel (1995) el modelo de variograma seleccionado debe representar fielmente los aspectos que se suponen importantes del variograma experimental, ya que estos serán usados posteriormente en el proceso de estimación o simulación.

#### **2.3.4.3. Predicciones**

Se basa en la predicción de valores en puntos no muestrales aplicando la técnica de interpolación "kriging" o simulándolos a través de "simulaciones condicionales". El método de predicción tiene como un único objetivo estimar valores desconocidos a partir, no sólo de los conocidos, sino también de su estructura de continuidad espacial.

Existen diversos modelos que permiten la interpolación de datos como son; *Determinísticos*, donde se dispone de suficiente información y se conoce el fenómeno con las teorías que lo describen, o *Estocástico*, donde se dispone de escasa información, el conocimiento y comprensión del fenómeno pueden ser limitativos por su complejidad y estos incorporan la incertidumbre en la estimación. (20, 8)

##### *a. Tipos de Estimación*

Existen diversos tipos de estimación, entre las que tenemos *estimación global* que permite calcular valores desconocidos de un atributo representativo de grandes volúmenes donde la posible estimación es sesgada por el agrupamiento.

La *estimación puntual* esta calcula valores desconocidos de un atributo representativos de un volumen reducido o un punto que consideran la separación y agrupamiento de las muestras. Existen dos tipos de métodos de estimación puntual como son *clásicos* tales como la poligonal, triangulación, media local de las muestras e inverso de la distancia y métodos *geoestadísticos* como kriging.

### *b. Kriging*

Matheron denominó a esta técnica Krigeage que en inglés se convierte en Kriging. El krigeaje es una técnica de estimación que proporciona el mejor estimador lineal imparcial y que además proporciona un error de estimación conocido como varianza de krigeaje. Esta última depende del modelo de variograma obtenido y de las localizaciones de los datos originales. De acuerdo a Weerts y Bierkens (1993) y Haas (1992) esto brinda la posibilidad de hacer análisis sobre la calidad de las estimaciones.

El kriging de acuerdo a Matheron (1970) consiste en efectuar una ponderación, es decir, atribuir un peso a cada valor observado, los pesos son calculados de manera que minimice la varianza de estimación resultante, teniendo en cuenta las características geométricas del problema. Al minimizar la varianza de estimación se garantiza el uso óptimo de la información disponible. (20)

El kriging está representado por la ecuación:

$$Z^*(u) - m(u) = \sum_{\alpha=1}^{n(u)} \lambda_{\alpha}(u) [Z(u_{\alpha}) - m(u_{\alpha})]$$

Donde:  $\lambda_{\alpha}$  son los pesos asignados a los datos  $Z(u_{\alpha})$  interpretados como realizaciones de la variable aleatoria  $Z(u_{\alpha})$ ,  $m(u)$  y  $m(u_{\alpha})$  son los valores esperados de las variables aleatorias  $Z(u)$  y  $Z(u_{\alpha})$  y  $n(u)$  es el número de datos más cercanos a la localización  $u$ .

### *c. Tipos de Kriging*

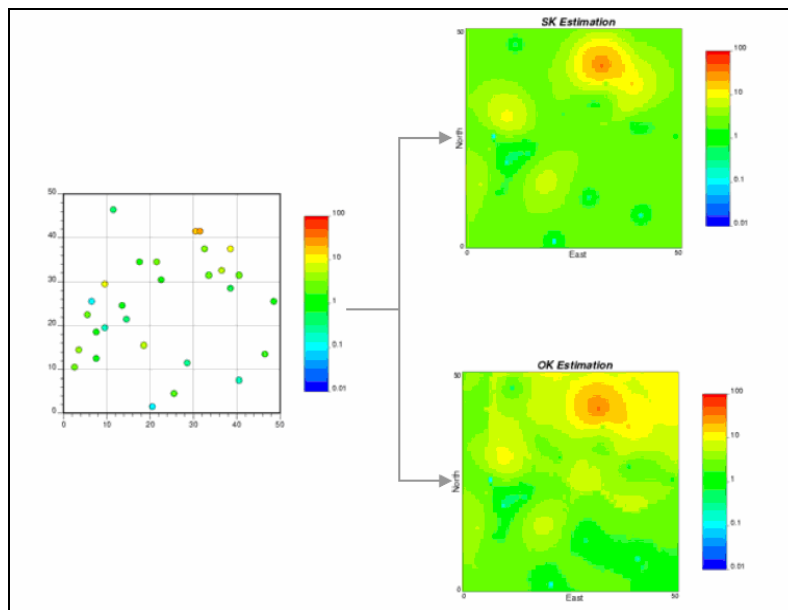
Existen diversos tipos como son: (14)

**a)** Kriging Simple (SK) considera que  $m(u)$  es conocido y constante en el área  $A$ , tenemos que  $m(u) = m \quad \forall u \in A$ .

**b)** Kriging Ordinario (OK) considera que  $m(u)$  es desconocido pero constante en un dominio de estacionariedad en la ventana  $W(u)$ . Tenemos  $m(u') = m$ , desconocido  $\forall u' \in W(u)$ .

c) Kriging con Tendencia (KT) considera que  $m(u)$  es desconocido y no constante pero varia de acuerdo a una función conocida donde  $m(u') = \sum_{k=0}^k a_k(u') f_k(u')$ .

d) External Drift (KED) cuyo modelo de tendencia es  $m(u) = a_0 + a_1 f_1(u)$  donde  $f_1$  es una variable secundaria.

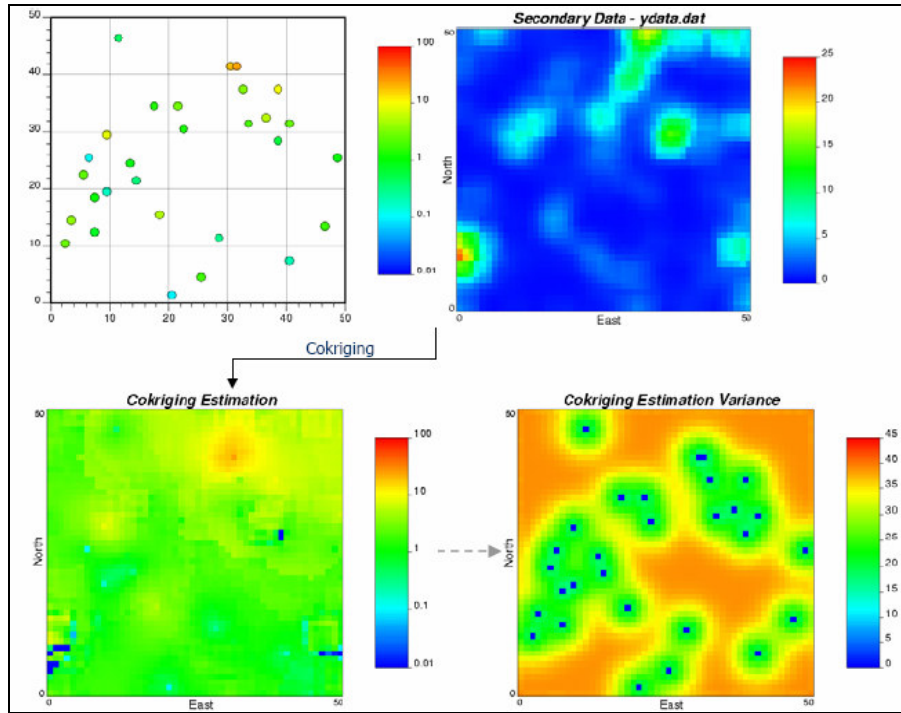


**Figura 19.** Ejemplo de Kriging Simple y Ordinario. (Tomado de Clases de Geoestadística Aplicada).

Existe un término denominado Cokriging que se basa en una regresión lineal que emplea al igual que el kriging datos definidos en diferentes atributos y la combinación de estos datos con valores de dato sísmico y se expresa a través de la ecuación:

$$Z^*_{COK}(u) = \sum_{\alpha_1=1}^{n_1(u)} \lambda_{\alpha_1}(u) Z(u_{\alpha_1}) + \sum_{\alpha_2=1}^{n_2(u)} \lambda'_{\alpha_2}(u) Y(u'_{\alpha_2})$$

donde  $\lambda_{\alpha_1}$  y  $\lambda_{\alpha_2}$  son ponderaciones aplicadas a  $n_1$  y  $n_2$  muestras de  $z$ . Este método no es ampliamente usado ya que requiere gran volumen de datos, cálculos y varios modelos de covarianza (primaria, secundaria y cruzada) y necesita algoritmos alternativos (KED, cokriging colocado). Dentro de los Tipos de Cokriging se tienen Ordinario tradicional, Ordinario estándar y Simple.



**Figura 20.** Ejemplo de Estimación Cokriging. (Tomado de Clases de Geoestadística Aplicada).

#### *d. Ventajas del Uso del Kriging*

El uso del kriging considera un modelo de variabilidad espacial inferido de los datos, honra el valor de los datos en sus localizaciones, puede utilizar más de un atributo para la estimación y su exactitud, si la localización  $\mathbf{u}$  a ser estimada coincide con la localización del dato  $\mathbf{u}_\alpha$  el sistema de kriging simple ordinario y de tendencia genera el valor del dato para la estimación. (20)

#### *e. Desventajas del Uso del Kriging*

Genera mapas muy suavizados y es computacionalmente intensivo comparado con otras técnicas de interpolación.

### **2.3.5. Simulación Geoestadística**

La idea básica detrás de la simulación geoestadística consiste en obtener nuevas realizaciones “artificiales” con igual comportamiento espacial que la información

observada en las localizaciones muestreadas de manera tal que éstas reflejen las mismas propiedades estadísticas que se esperan que posea la función aleatoria.

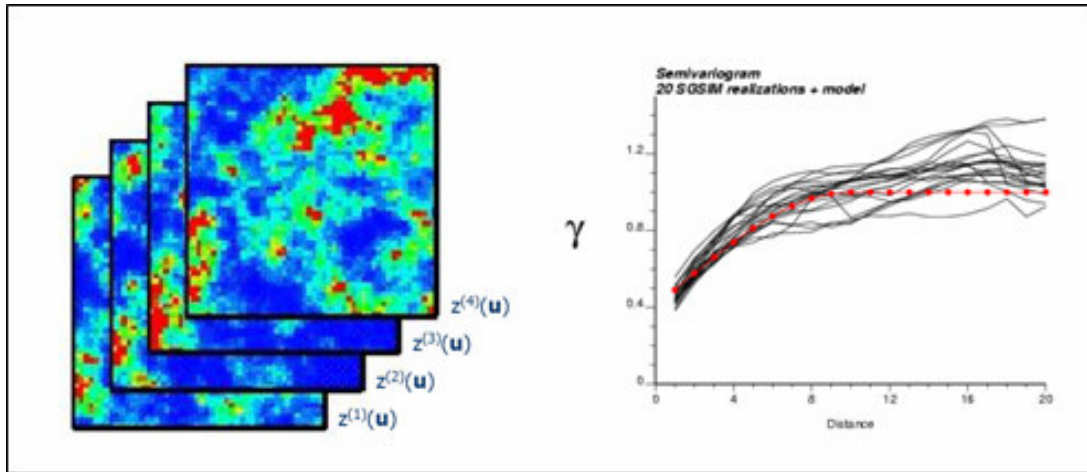
Según Lantuéjoul y Rivoirard (1998) la simulación puede ser útil para obtener una representación de una de las posibles realizaciones de la realidad de un yacimiento. Esto da la posibilidad de sustituir un yacimiento real por uno simulado y realizar estudio de simulación de explotación, estudio de redes, etc. (14)

### ***2.3.5.1. Simulación Estocástica***

La simulación estocástica es el proceso de generar modelos alternativos, igualmente probables, de alta resolución, de la distribución espacial de  $z(u)$ . La simulación estocástica tiene como características que honra los datos disponibles, genera un número indefinido de realizaciones representativas de la realidad desconocida, las cuales reproducen la estadística de los datos y la continuidad espacial del atributo, respecta en lo posible los principios físicos subyacentes al fenómeno geológico bajo estudio.(12)

Las realizaciones pueden ser “transferidas” a través de un proceso de simulación para cuantificar la incertidumbre de la respuesta. Considerando la distribución, en un dominio  $A$ , de un atributo  $z(u)$ ,  $u \in A$ .

Lejos de generar un mapa perfecto de atributos del yacimiento, la idea de la simulación es manejar distintas imágenes equiprobables del mismo atributo, las cuales tienen en común toda la información disponible, las diferencias entre las imágenes proporcionan una medida de la incertidumbre existente al caracterizar un yacimiento. Las distintas alternativas pueden emplearse para simular algún proceso de interés y pueden seleccionarse aquellas que se juzguen la imagen más favorable, algún caso intermedio y la peor alternativa. (12)



**Figura 21.** Ejemplo de Simulación estocástica. (Tomado de Clases de Geoestadística Aplicada).

### 2.3.5.2. Tipos de Técnicas de Simulación Estocástica:

Existen diversas *técnicas de simulación estocástica* como son:

- a) *Métodos Gaussianos*, como bandas rodantes, descomposición LU, simulación espectral y simulación secuencial gaussiana.
- b) *Métodos no paramétricos*, como simulación secuencial indicadora, simulación del campo de probabilidades y simulación fractal.
- c) *Otros*, como simulación annealing y métodos booleanos.

De las técnicas mencionadas las más comúnmente empleadas para el análisis geoestadístico y las técnicas a desarrollar son la *simulación secuencial Gaussiana* y la *indicadora*. (14)

### 2.3.5.3. La Simulación Secuencial

Esta se basa en la descomposición de la función de probabilidad multivariada de la función aleatoria  $\mathbf{Z}(\mathbf{x})$  en un producto de distribuciones univariadas condicionales. Si estas son conocidas, las realizaciones pueden producirse a través de generaciones secuenciales aleatorias de cada una de sus distribuciones, el resultado de cada generación se usa para condicionar a la siguiente distribución univariada. Las simulaciones y generaciones paran

cuando se condiciona a la última distribución univariada y se genera aleatoriamente una realización. (14)

*a. La Simulación Secuencial Gaussiana*

Esta considera que generar el valor de un atributo  $\mathbf{u}$  esta condicionado a los datos originales y los valores previamente simulados dentro de la vecindad de  $\mathbf{u}$ . Se fundamenta en la reproducción de la covarianza del kriging y de que esta no cambia con la adición de residual aleatorio independiente.

El algoritmo referido a la simulación secuencial gaussiana se basa en:

- a)** Transformar los datos originales  $Z$  a una distribución Gaussiana.
- b)** Realizando el kriging en una localización  $u$ : calcule la estimación del kriging y la

varianza del kriging  $\gamma^*(u) = \sum_{\beta=1}^n \lambda_{\beta} y(u_{\beta})$        $\sigma_{sk}^2 = C(0) - \sum_{\beta=1}^n \lambda_{\beta} C(u_{\alpha} - u_{\beta})$

- c)** Genere un valor residual aleatorio,  $R(u)$  (usando Monte-Carlo), a partir de una distribución normal con media 0 y varianza  $\sigma_{sk}^2(u)$ .

- d)** Sume el estimado del kriging y el valor residual y obtenga el valor simulado:

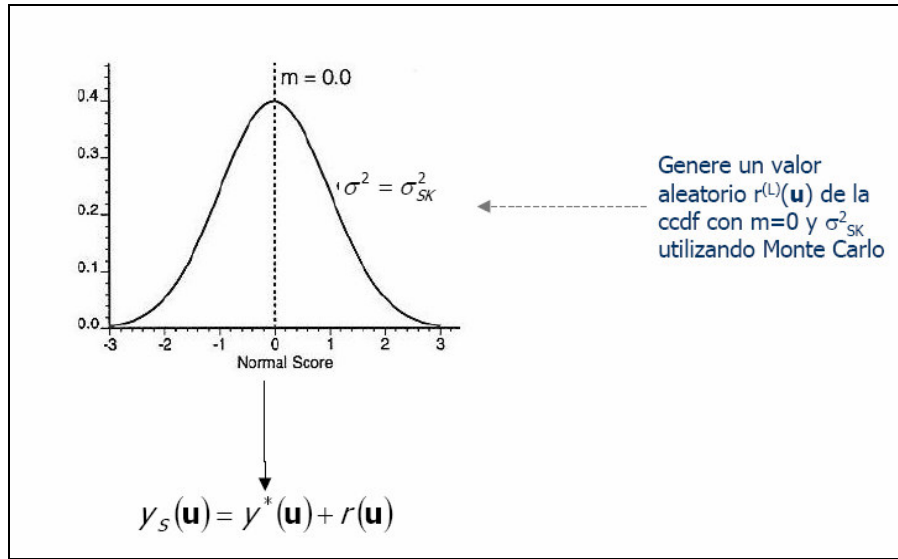
$$\gamma_s(u) = \gamma^*(u) + R(u)$$

- e)** Agregue  $Y_s(u)$  al conjunto de datos para asegurar que la covarianza con este valor y todas las predicciones futuras sean correctas.

- f)** Visite todas las localizaciones en orden aleatorio.

- g)** Transforme todos los datos y valores simulados al espacio original una vez que se hayan visitado todas las localizaciones.

- h)** Genere cualquier número de realizaciones repitiendo los pasos 1 al 7 con diferentes semillas de números aleatorios.



**Figura. 22.** Simulación del atributo de interés. (Tomado de Clases de Geoestadística Aplicada).

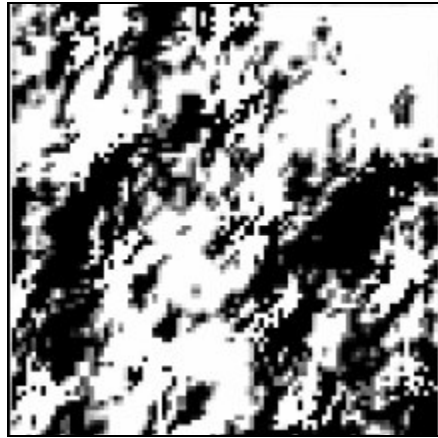
*b. La Simulación Secuencial Indicadora*

*Esta genera realizaciones basadas en indicadores que reproducen datos localmente condicionados, proporciones globales, proporciones locales (varían localmente sus proporciones), y los patrones de correlación espacial (variograma).* (14)

Define un indicador para transformar la información:

$$i(u_a; k) = \left\{ \begin{array}{l} 1, \text{ si la litofacie } k \text{ esta presente en la localización } u_a \\ 0, \text{ si no.} \end{array} \right\}$$

Para luego generar una realización de 3D de esa variable de indicador.



**Figura. 23.** Simulación Secuencial Indicadora del atributo de interés  
(Tomado de GSLIB: Geostatistical Software Library and User's Guide).

### **2.3.6. Postprocesamiento de las realizaciones**

Este se basa en técnicas a realizar posteriormente al culminar el proceso de simulación. Esto permite conocer el promedio de las realización empleando el programa E-type el cual a medida que se aumentan las realizaciones (100) tiende a asemejarse al kriging, este es usualmente empleado como modelo del atributo para la simulación de flujo, la probabilidad de exceder un valor arbitrario, el valor por encima y por debajo de un valor arbitrario y la varianza de la distribución condicional empleando el programa postsim.exe. (20)

### **2.3.7. Usos de la Geoestadística**

- a. Trasladar la geología a modelos utilizables por la Ingeniería de Yacimientos como caracterización de la geometría del yacimiento, estimación de la distribución espacial de los atributos y descripción de las heterogeneidades del yacimiento.
- b. Respecto a las ciencias de la Tierra se basa en aplicar métodos estadísticos, esta herramienta no sustituye la experiencia del Geólogo, pero permite analizar e interpretar los datos, para construir su respectivo modelo numérico.
- c. Integración de la información proveniente de diferentes fuentes como por interpretación geológica, datos petrofísicos, datos sísmicos, datos de producción y datos de pruebas de pozos.

- d. Permite ajustar data blanda abundante (sísmica, historia de producción, registro) con una cantidad de datos duros limitados (Núcleo), a fin de construir modelos 3D de alta resolución.
- e. Para el diseño de mapas de atributos basados en interpolación, extrapolación y filtraje.
- f. Estimación conjunta de variables interrelacionadas.
- g. Estimar volúmenes reales de POES en yacimientos para determinar su viabilidad económica.
- h. Permite determinar la localización de pozos y si estos son o no económicamente óptimos de acuerdo a la incertidumbre.
- i. Estimación de extremos y probabilidades de ocurrencias.
- j. Simulación análisis de sensibilidad en el diseño de procesos.
- k. Cuantificación probabilísticas de la incertidumbre para producción acumulada de petróleo, recuperación de petróleo, tiempo de irrupción y análisis de riesgo.
- l. Escalamiento.<sup>(20)</sup>

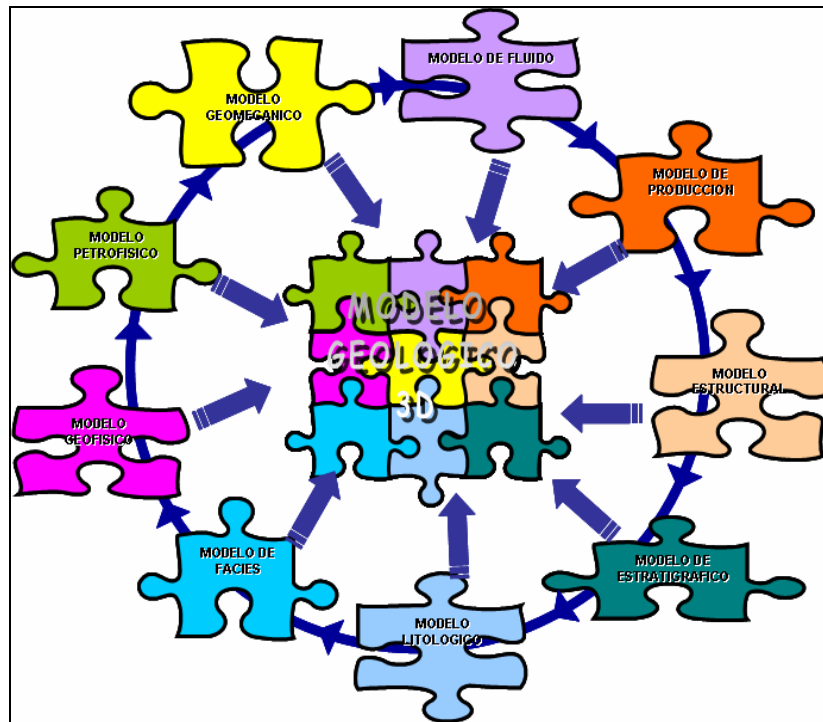
### **2.3.8. Modelaje Geológico Integrado 3D**

Se basa en la integración de aspectos de un típico modelo geológico con la información dinámica que es empleada para mejorar la descripción estática del yacimiento. <sup>(3)</sup>

Los procesos específicos que envuelven la construcción de modelos 3D dependen de la información, tiempo disponible, tipo de yacimiento y de la habilidad humana. En general los pasos para generar modelos 3D se basan en:

- a)* Determinar la extensión areal y vertical del modelo y el tamaño de las celdas a modelar.
- b)* Establecer un modelo geológico conceptual y definir las zonas a modelar.
- c)* Para cada zona se debe: definir una correlación estratigráfica, definir el número de tipos de rocas, los datos con su correlación espacial, generar un modelo tipo 3D, establecer valores de porosidad y permeabilidad con su correlación espacial, generar modelos 3D de porosidad y permeabilidad y por ultimo combinar y regresar a coordenadas reales.

- d) Verificar el modelo.
- e) Combinar zonas en modelos simples.



**Figura. 24.** Flujograma del Modelaje Geoestadístico Integrado (Modificado de “Actualización del modelo diagenético de actualización del modelo diagenético de las rocas de la formación chicontepec las rocas de la formación chicontepec”).

Los modelos a realizar para obtener un modelo geológico integrado 3D de un yacimiento son: Modelaje Estructural, Modelaje Estratigráfico, Modelo Litológico y Heterogeneidad del Yacimiento.

### 2.3.8.1. Modelaje Estructural

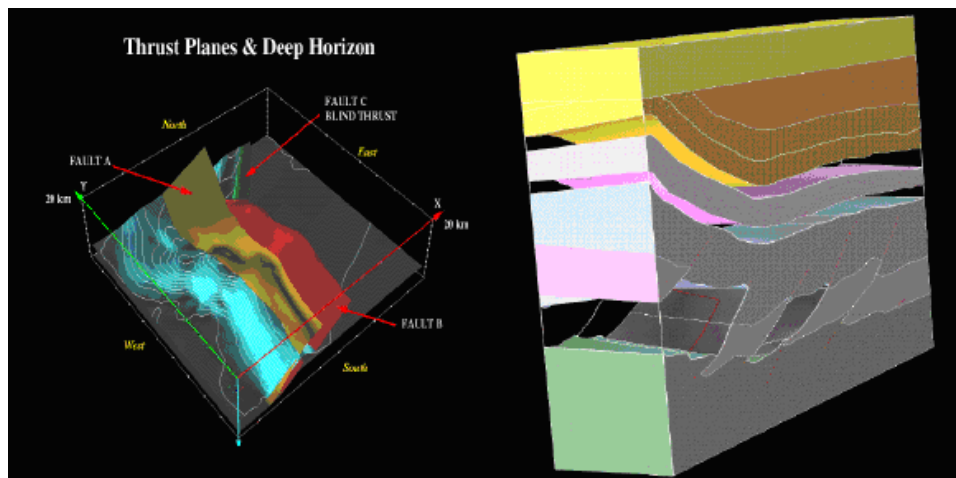
La construcción del modelo estructural de un yacimiento se basa fundamentalmente en definir el mapa del tope estructural de interés y la interpretación de los patrones de fallas que afecta el yacimiento; es decir definir su arquitectura.

El impacto de la complejidad estructural sobre la estrategia a desarrollar y las consecuencias económicas para un campo es inmediato y depende del grado de incertidumbre que relaciona el conocimiento parcial del yacimiento y la limitación de las

técnicas empleadas comúnmente. Por lo que se han generado técnicas de modelaje estructural. Esta técnica permite al geólogo modelar y visualizar una compleja estructura geométrica en escala fina.

Los pasos necesarios para esto son; primeramente definir los principales fallamientos considerados como limites de los yacimientos; construir superficies geológicas de los principales horizontes geológicos (tope, base, eventos correlacionables); modelar fallas menores que cortan a los fallamientos principales ya que estas impactan la geometría global del Yacimiento. (3)

El Modelo 3D está representado por un modelo de la estructura geométrica básica del yacimiento, posteriormente este es completado con un modelo estratigráfico definido por superficies cronoestratigráficas basado en estratigrafía secuencial y por último con un modelo de facies y de propiedades petrofísicas para referirse al modelo litológico del yacimiento.



**Figura. 25.** Ejemplo de un Modelaje Estructural 3D  
(Tomado de [www.earthdecisionsciences.com/products/reservoirmod\\_3d.html](http://www.earthdecisionsciences.com/products/reservoirmod_3d.html)).

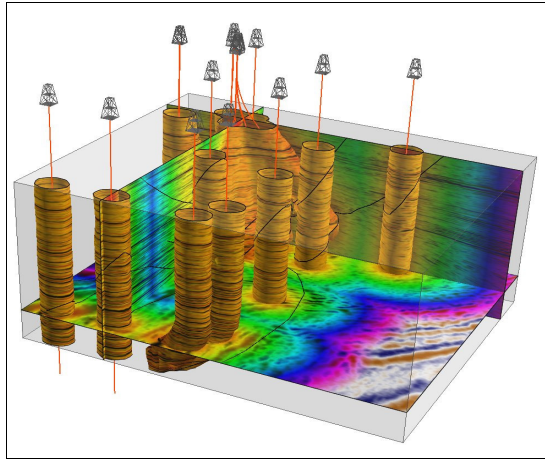
### ***2.3.8.2. Modelo Estratigráfico***

Construir la estratigrafía de un yacimiento por la mayoría de los geólogos se ha basado en correlacionar pozo a pozo, a fin de definir las superficies que limitan las principales unidades de un yacimiento.

En particular cuando se emplea simulación numérica el objetivo del modelo estratigráfico se basa en definir las principales unidades de flujo dentro del yacimiento, lo cual depende principalmente de la sedimentología del yacimiento en estudio, de la extensión areal de los cuerpos de interés, lo cual permite una correlación pozo a pozo más viable. (3)

Algunas técnicas que permiten definir la estratigrafía de un área son; la Estratigrafía Secuencial, que no es más que un estudio genético que relaciona las facies con una estructura de superficies cronoestratigráficas significantes; la Bioestratigrafía y la Palinología basadas en el estudio de muestras con presencia de asociaciones palinológicas particulares; el uso de datos de perforación basada en las tasa de penetración las cuales indica la ubicación estratigráfica de las unidades estudiadas.

En el modelaje de yacimientos 2D la complejidad espacial del yacimiento está representada por la media de una series de perfiles y mapas de apilamiento de varias propiedades geométricas y petrofísicas; en cambio en el modelaje 3D la variabilidad areal de cualquier parámetro geológico es representado en una escala mucho más fina, mientras la dirección vertical es también tomada esta cantidad. El resultado final de este modelo es una representación más realística y detallada de la arquitectura y heterogeneidad interna del yacimiento.



**Figura.26.** Ejemplo de un Modelaje Estratigráfico 3D  
(Tomado de [www.earthdecisionssciences.com/products/reservoirmod\\_3d.html](http://www.earthdecisionssciences.com/products/reservoirmod_3d.html)).

### 2.3.8.3. *Modelo Litológico*

Se refiere a definir características litológicas y la variabilidad espacial de la unidad de interés; esto representa una poderosa herramienta para definir las distribuciones petrofísicas ya que estas están íntimamente relacionadas.

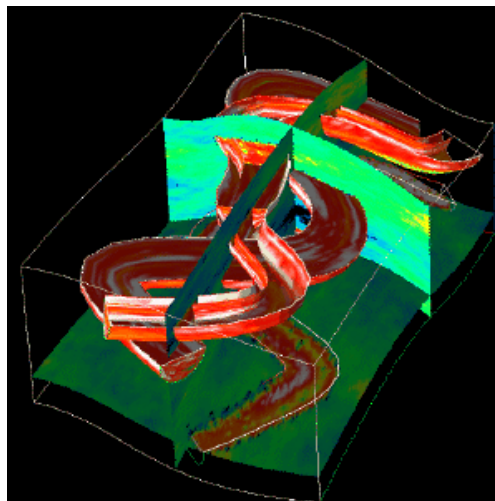
El modelo litológico se construye integrando primeramente una representación conceptual (modelo sedimentológico), con un clasificación de fase (definición de facie) y una distribución probabilística de la distribución litológica (modelo estocástico). (3)

El *modelo sedimentológico conceptual* de un yacimiento está compuesto principalmente por una *descripción y clasificación de las litofacies*. Esto tiene como objetivo clasificar las rocas del yacimiento desde el punto de vista deposicional y litológico. Las facies identificadas durante esta etapa constituyen bloques para construir la arquitectura del yacimiento y la *definición del modelo de depositación*. Esto permite identificar el set sedimentológico (fluvial, deltaico o marino) al igual que los procesos de depositación (corrientes de alta o baja energía, flujos de detritos, etc) relacionados a la formación del yacimiento.

Este modelo se obtiene a través de descripciones de núcleos sintetizados en un escenario de clasificación, por lo cual cada número de facies representa ciertas características deposicionales y litológicas.

La zonación geológica implica la generación de algún tipo de clasificación e identificación de facies, las cuales reducen la definición de facies reservorio o no-reservorio basado en el criterio básico de cut-off, o como en otros casos definir las por núcleos o registros y entonces distribuirse en el campo, por ejemplo por medio de métodos determinísticos que emplean kriging indicador y el modelaje estocástico que puede ser basado en píxel (simulación secuencial indicadora) y basado en objetos (Fluvsim) que será el modelaje empleado en este estudio.

El modelaje tridimensional de la distribución de las facies son típicamente obtenidas a través de emplear modelaje estocástico o geocelular. Este método es relativamente reciente y está íntimamente relacionado con el crecimiento de la capacidad computacional de visualización de su aplicación en las geociencias.

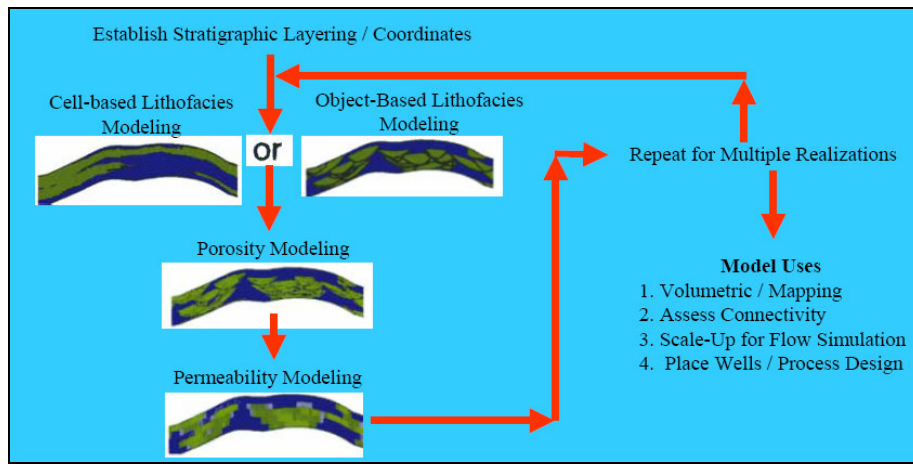


**Figura.27.** Ejemplo de un Modelaje Litológico 3D  
(Tomado de [www.earthdecisionsciences.com/products/reservoirmod\\_3d.html](http://www.earthdecisionsciences.com/products/reservoirmod_3d.html)).

#### ***2.3.8.4. Modelaje de Porosidad y Permeabilidad***

Los valores de las propiedades petrofísicas son asignados dentro de cada facie de manera que reproduzcan las características estadísticas representativas (histograma, variograma,

correlación con otra variable) de la propiedad para dicha facies. Esto se puede hacer usando simulaciones geoestadísticas. (3)



**Figura. 28** Flujoograma para establecer los modelos de porosidad y permeabilidad (Tomado de Reservoir modeling with publicly available software).

#### *a. Modelado de Porosidad*

Se emplea un método de simulación estocástica usualmente de tipo Gaussiano.

Se puede emplear atributos sísmicos (impedancia acústica) como variable secundaria.

Para la simulación de la porosidad es necesario realizar una transformación de los datos de porosidad a una distribución gaussiana, establecer histograma, inferir variograma de los datos transformados, realizar simulación secuencial gaussiana (SGS) visitando cada nodo en orden aleatorio a fin de encontrar los datos cercanos y nodos previamente simulados, construir la distribución condicional usando kriging, generar un valor aleatorio de la distribución condicional y por último repetir el procedimiento con diferentes semillas de números aleatorios para generar múltiples realizaciones.

#### *b. Modelado de Permeabilidad*

Se emplea un método de simulación estocástica usualmente de tipo Gaussiano (Simulación Gaussiana Truncada o Indicador).

Se puede emplear la porosidad (previamente simulada) secundaria, empleando modelos de regresión, expectativa condicional o simulación Monte Carlo.

El método de simulación Secuencial Gaussiana empleado para el modelaje de permeabilidad se basa en suponer que la porosidad, permeabilidad, y la relación bivariada de porosidad y permeabilidad siguen una distribución Gaussiana mediante primeramente realizar la transformación Gaussiana de porosidad y permeabilidad, calcular el semivariograma de la permeabilidad transformada, calcular el coeficiente de correlación entre la porosidad transformada y la permeabilidad transformada, simular la permeabilidad transformada utilizando porosidad como una variable secundaria. Se deben chequear los resultados y hacer la transformación inversa.

#### ***2.3.8.5. Modelaje de Facies***

Existen diferentes técnicas que han sido desarrolladas durante los últimos 15 años, que se emplean para realizar modelaje de Facies. El método empleado es el Modelaje Estocástico.

(3)

##### *a. Modelaje Estocástico.*

Se refiere a la generación de la arquitectura geológica sintética o de la distribución de las propiedades petrofísicas, las cuales son condicionadas a la cantidad de información disponible del yacimiento (dura o blanda). Estos modelos producen realizaciones no-únicas, equiprobables que comparte comunes propiedades estadísticas y que representan posibles imágenes de la complejidad del yacimiento. El estudio de la variabilidad estadística de las diferentes imágenes del yacimiento, interpretando un significativo número de realizaciones que proveen a los geocientíficos de mediciones de la incertidumbre relativa para la descripción geológica y una medida para integrar la mayor cantidad de información disponible.

El modelaje estocástico en todos los casos comprende una integración de diferentes datos como:

*a) Conocimiento Geológico;* la distribución espacial de las unidades geológicas dentro del yacimiento son sintetizados con el uso de funciones de distribución de las diferentes facies (variación de facies, extensión lateral y vertical, longitud de correlaciones de facies). Esta función define la extensión promedio lateral y vertical de las facies individuales, su interrelación con pozo y su construcción empleando datos condicionados.

*b) Modelo estructural;* las estructuras a megaescala pueden ser definidas determinísticamente por datos sísmicos, los rasgos de macroescala de las fallas principales o secundarias pueden simularse estocásticamente, definiendo densidad y orientación por núcleos y datos de pozo para entonces extrapolados al yacimiento empleado modelaje estocástico ya que se puede combinar fallas determinísticas a megaescala y pequeñas escalas de heterogeneidades.

*c) Modelo Petrofísico* definido por la interpretación de registros de pozo que puede ser atribuido a propiedades promedios o definirlos en función de probabilidades para cada facies; cuando la litología es relativamente homogénea a través del campo la fase de distribución de facies puede ser evitado y el modelaje estocástico puede aplicarse directamente a las propiedades petrofísicas.

*d) Datos Sísmicos* pueden integrarse al modelaje estocástico mediante diversas formas desde una simple computación de la distribución espacial de las facies en el tiempo, imágenes de amplitud o impedancia e integrar directamente la información en el algoritmo de simulación.

*e) Datos dinámicos* que representan la información a gran escala de la relación de flujo esencial en la construcción del modelo del yacimiento.

La posibilidad de integrar todos los diferentes tipos de datos hace del modelaje estocástico una herramienta poderosa para caracterizar yacimientos aunado a su continuo desarrollo.

Tipos de Modelaje Estocástico:

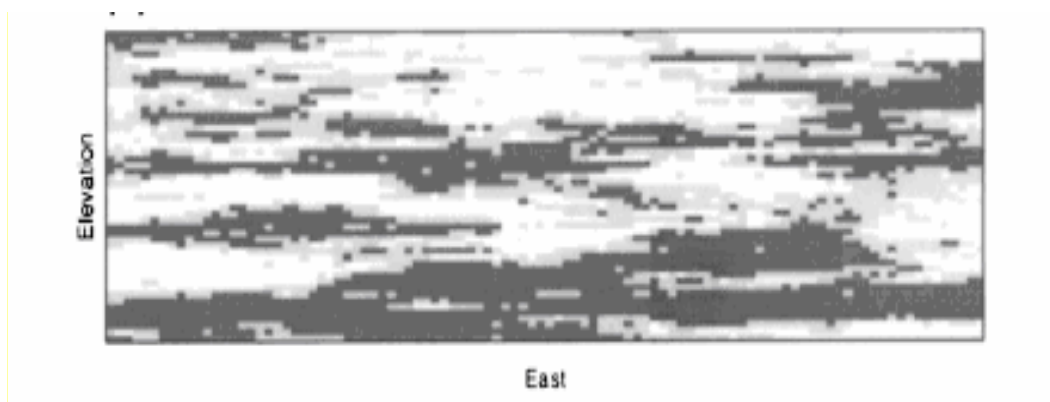
Dentro de los diferentes tipos de modelaje estocástico más populares tenemos: basado en píxel (continuo) y basado en objeto (boolean).

### *b. Modelaje Basado en Píxel*

Se basa en que la variable a ser simulada es asumida para ser generada a través de una función random continua, cuya distribución frecuentemente Gaussiana es caracterizada con umbrales fijos, los cuales identifican las diferentes facies o diferentes rangos petrofísicos. El algoritmo más popular es probablemente la función random de Truncated Gaussian y el Indicador Kriging.

#### *Características*

- a)* Este método tiene mejor aplicación en asociaciones de facies que varían suavemente a través del campo, como en el caso de ambientes deltaicos y marino somero.
- b)* No asume la forma de los cuerpos sedimentarios
- c)* Es ideal cuando la medida total de net/gross es alta.
- d)* Este tipo de modelos muestra un alto grado de consistencia, especialmente cuando un gran número de pozos condicionados disponibles y cuando funciones de distribución real pueden establecerse.



**Figura. 29.** Ejemplo de un Modelo de facies creado por Simulación Truncada Gaussiana (Tomado de Reservoir modeling with publicly available software).

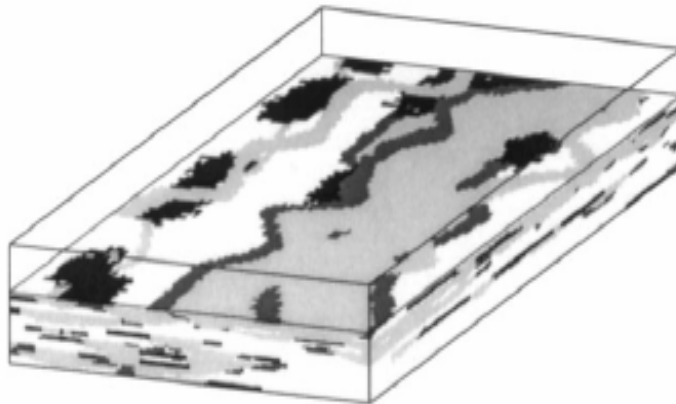
### *c. Modelaje Basado en Objeto*

Se refiere a algoritmos que generan distribuciones espaciales de cuerpos sedimentarios, siendo estos obtenidos a través de la superposición de geometrías simplificadas como sinuosidad, sheet, típicamente simuladas con facies de llanuras de inundación. Los

parámetros de los objetos como orientación, sinuosidad, longitud y ancho pueden ser estimados en base a modelos sedimentológicos, sísmicos, interpretación de pozos o límites análogos y radio de espesor neto. (20)

### *Características*

- a)* Este modelaje es aplicable en la simulación de sistemas deposicional de yacimientos fluviales, modela depósitos de abanicos de rotura y barras.
- b)* Está limitado a datos de pozo para controlar posiciones de canales, es aplicado comúnmente a yacimientos fluviales.
- c)* Permite determinar la distribución de propiedades petrofísicas.
- d)* Es ideal cuando la medida total de net/gross es bajo.
- e)* La forma más aguda de los cuerpos sedimentarios simulados es evidente, comparado a la apariencia más ruidosa del modelo basado en píxel.



**Figura. 30.** Vista isométrica de un modelo fluvial basado en Objetos  
(Tomado de Reservoir modeling with publicly available software)

## **2.3.9. Herramientas Geoestadísticas Empleadas**

### **2.3.9.1. Geostatistical Software Library (GSLIB)**

Es una colección de programas geoestadísticos desarrollados por la Universidad de Stanford en los últimos 15 años. El GSLIB original fue inspirado por el artículo Colección

de Programas Geoestadísticos y guía del usuario por Clayton Deutsch y André Journal durante 1990. <sup>(4)</sup>

### **2.3.9.2. Funcionamiento de GSLIB**

*a)* Las subrutinas y los códigos en GSLIB fueron escritas y programadas en ANSI con Fortran 77 estándar.

*b)* GSLIB ha sido compilado y ejecutado con pequeñas modificaciones en ciertas máquinas incluyendo IBM- compatibles, DEC, SUN, HP y en estaciones de trabajo SGI y IBM y CPU CRAY.

*c)* Como requisito para su uso es necesario el correspondiente compilador Fortran, tener habilidades básicas de programación y conocimiento de geoestadística.

*d)* Todos sus programas requieren editar algunos archivos incluidos para incrementar la disponibilidad del número de datos y el tamaño del grid.

*e)* GSLIB usa formatos para los archivos de datos como Geo-EAS. Los valores de datos son siempre leídos con un formato libre. <sup>(20)</sup>

### **2.3.9.3. Funciones principales de GSLIB**

*a)* Respecto a estadística los programas de GSLB permiten realizar un análisis clásico de los datos considerados mediante histogramas, estadísticas, comparaciones gráficas con distribuciones estadísticas de otras muestras, gráficos QQ y PP.

*b)* Programas de utilidad como desagrupamiento de celdas, transformación de los datos, manipulación IK como relación de orden, soporte de cambios, valores de cuartiles y percentiles, estimaciones tipo *E*, Indicadores teóricos de variogramas

*c)* Variografía sus códigos ejecutan variogramas directos o cruzados de cualquier número de variables para datos regulares o irregularmente espaciados en dominios de una, dos o tres dimensiones, al igual que diversos tipos de variogramas como tradicional, covarianza, correlograma, variogramas relativo, madograma, rodograma y variograma indicador.

*d)* GSLIB ofrece la posibilidad de realizar estimaciones de diferentes propiedades para los diferentes tipos de kriging en los dominios de una, dos o tres dimensiones: kriging

simple (SK), ordinario (OK), universal (UK), con deriva externa (KED), cokriging y kriging indicador.

e) GSLIB presenta un grupo de algoritmos de simulación estocástica capaces de producir simulaciones secuenciales gaussianas, simulaciones indicadoras para variable categórica o continua, simulaciones Booleanas de la geometría de un yacimiento y simulaciones soportadas en la técnica annealing. (4)

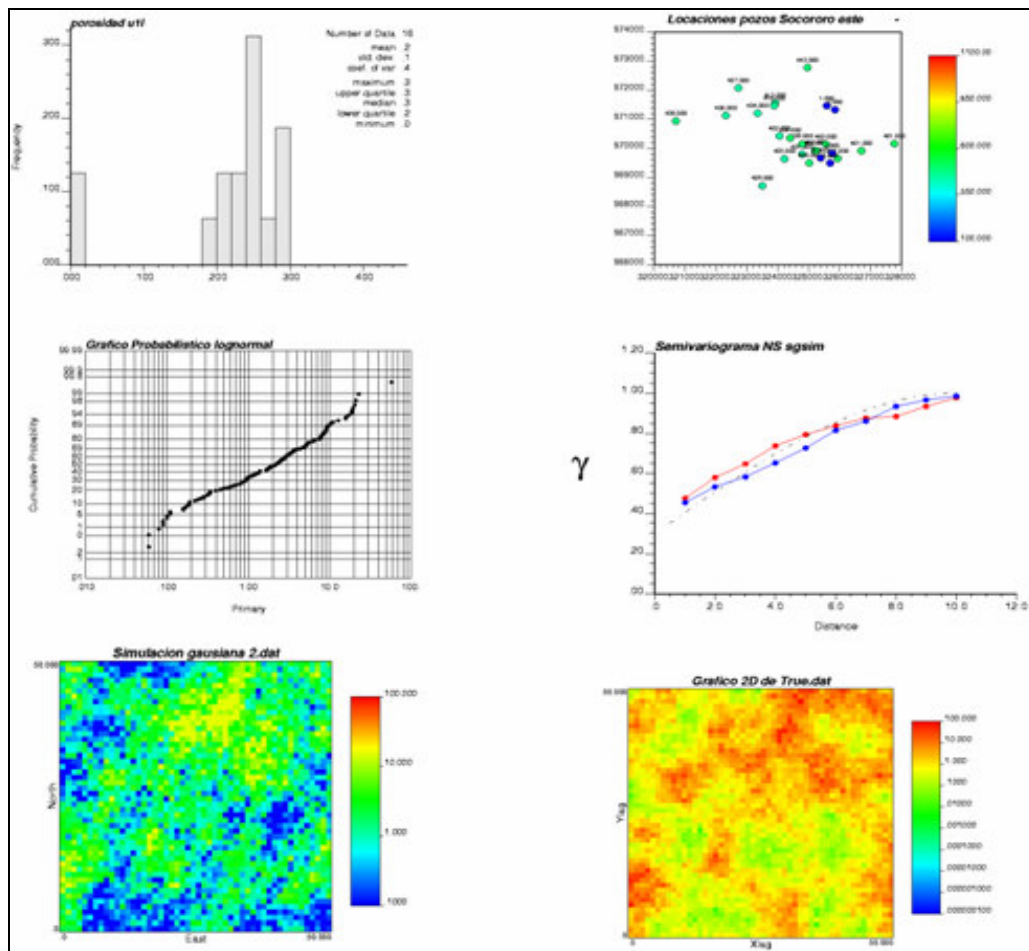


Figura.31. Ejemplo de algunas funciones de GSLIB (Tomado de Clases de Geoestadística Aplicada).

## ***CAPITULO III***

### ***METODOLOGÍA***

El aplicar métodos estadísticos a las ciencias de la Tierra, permite analizar e interpretar los datos, para construir su respectivo modelo numérico; constituyendo esta una herramienta de modelaje de la relación espacial entre los datos disponibles a fin de analizar y predecir fenómenos espaciales y temporales para crear modelos numéricos que permitan pronosticar y evaluar la incertidumbre.

#### ***3.1. Recopilación y validación de información.***

Se revisaron estudios previos del Campo Socororo en el área Este, a fin de obtener los datos referentes a la arena U1 (intervalos U1U, U1M, U1L). Esta arena es de edad Mioceno Inferior perteneciente a la Formación Oficina. El ambiente deposicional de U1 está representada por un complejo fluvio-deltaico caracterizado por subambientes de canales, abanicos de roturas, llanuras de inundación y barras de desembocaduras.

#### ***3.2. Datos Empleados***

La información empleada en este estudio incluye:

- Localización de los 20 pozos del área Este.
- Registros Gamma Ray (1:500) y resistividad de los 20 pozos.
- Mapas de propiedades (porosidad, permeabilidad, facies, isopaco-estructural, net to gross, isópaco, saturación de agua y arcillosidad).
- Valores de Porosidad y Permeabilidad de los 20 pozos para cada intervalo estudiado.

### ***3.3. Determinación de las unidades de flujo***

Las unidades de flujo son un grupo de facies sedimentarias separadas en unidades que reflejan un ambiente de sedimentación específico caracterizándose éstas por cambios laterales abruptos en sus propiedades petrofísicas dentro de sus límites.

El procedimiento establecido para su determinación se presenta a continuación:

#### **3.3.1. Preparación de la Datos**

La información de entrada son los 20 registros de pozo y los datos obtenidos de estos que consisten en valores de porosidad, arcillosidad, saturación de agua, net to gross, espesor y permeabilidad.

#### **3.3.2. Correlación estratigráfica pozo a pozo**

La correlación inicial se basa en una interpretación geológica que incluye el análisis de la litología predominante y de marcadores tipos; mientras que la examinación de los registros consiste en identificar parámetros de secuencias sedimentarias como facies de afinamiento (fining up) o de engrosamiento (coarsening up). En este estudio el intervalo de interés corresponde a la arena U1, compuesta por tres intervalos U1U, U1M, U1L separados como unidades de flujo.

#### **3.3.3. Delineación de las mejores zonas**

Cada intervalo definido representa facies específicas de un ambiente sedimentario. Las principales zonas definidas dentro del intervalo estudiado corresponden a facies específicas como son:

- i. *UIU* - Facies de Barras de meandro, caracterizada litológicamente como arena de grano medio a fino, con alto contenido de sedimentos finos (limos y arcillas) que progradan hacia arriba (fining up).

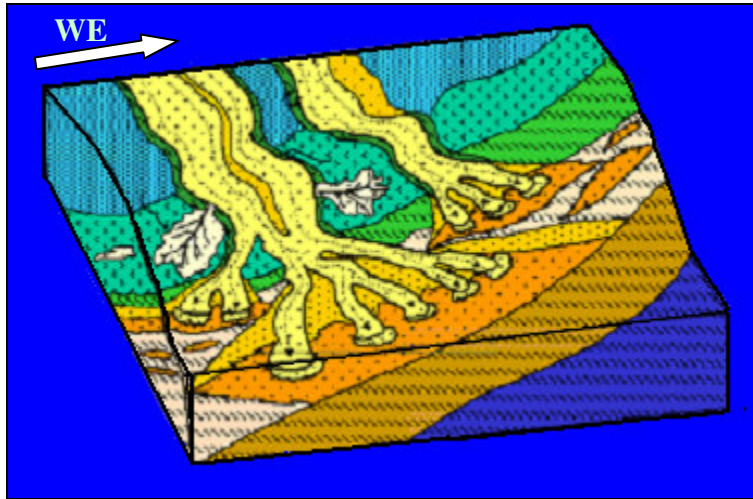
- ii. *U1M* – Facies de canales y abanicos de roturas, caracterizada por depósitos arenosos.
- iii. *U1L* – Facies de canales, abanicos de roturas y diques, caracterizada por depósitos arenosos.

#### *3.3.3.1. Parámetros del yacimiento*

Usando los resultados de las unidades de flujo de cada intervalo del área Este del Campo Socororo, se desarrolla un modelo geológico conceptual que consiste en tres lentes con variaciones en sus propiedades petrofísicas. Los valores de porosidad y permeabilidad respectivamente para el intervalo U1U se encuentran en un rango entre 23 a 29% con 179 a 352 md, para U1M entre 24 a 31% y valores entre 223 a 1531 md y para el intervalo U1L los valores están entre 20 a 29% y entre 56 a 361 md para la permeabilidad.

#### *3.3.3.2. Generar un Modelo Geológico Conceptual*

Con el propósito de identificar y establecer un modelo geológico conceptual para cada unidad litológica estudiada, se describieron con el uso de curvas de SP/GR/IR para cada pozo cinco principales litofacies para el intervalo U1 (*U1U*,*U1M*,*U1L*) a lo largo de la sección como son; **U1U**: caracterizado por facies de barra litoral con dirección WE, **U1M**: compuesta de facie de canales distributario en dirección SW-NE, abanico de rotura y llanura de inundación; para **U1L**: presenta facies de canales en dirección SW-NE y llanuras de inundación. Esta asociación de facies esta relacionada a ambientes de frente deltaico de delta tipo 1, (Figura 32) cada una de estas facies descritas se caracterizan por rangos diferentes de sus propiedades petrofísicas.



**Figura.32.** Modelo Geológico Conceptual Arena U1 (Tomado de Geologically Oriented Geostatistics: An Integrated Tool For Reservoir Studies).

### ***3.4. Análisis Geoestadístico Exploratorio de los Datos***

Análisis geoestadístico de la datos con el fin de proveer una estadística inicial instantánea del set de datos y los posibles indicios de procedimientos a seguir.

#### **3.4.1. Localización de las coordenadas de los pozos en estudio y grid**

- i. Primeramente usando el programa *rotcoord.exe* de GSLIB se realizó una rotación de las coordenadas de los pozos respecto a una coordenada origen de 319000 966000, obteniéndose los valores de coordenadas rotadas. (Anexo 1)
- ii. Luego estos valores obtenidos fueron transformados a un grided de 50\*50 para X, Y empleando Matlab y Excel con la fórmula  $(X/200+0.5-0.5)$ .
- iii. Empleando *locmap.exe* de GSLIB se realizó el mapa de localización de las coordenadas para cada pozo.
- iv. Posterior a esto se generó una tabla de datos para los tres intervalos que contiene nombre del pozo, coordenadas x y , porosidad, permeabilidad (md), espesor (ft), tope (ft), net to gross, facies, rotated X, rotated Y, gridded X y gridded Y. (Anexo 2,3,4)

### **3.4.2. Histogramas Univariados (pdf) y Curvas de Probabilidad**

Para los 20 valores de pozos de los que se conocen porosidad, permeabilidad, espesor, tope, net to gross y facies, se realizaron histogramas usando *histplt.exe* a fin de generar un resumen estadístico y imagen para cada variable y curvas de probabilidad *probplt.exe* acumulada de cada intervalo estudiado U1U, U1M, U1L para porosidad y permeabilidad estos gráficos permiten ilustrar la forma general de la distribución y la conducta de los valores extremos, verificar la normalidad o lognormalidad es un asunto secundario.

“Cabe destacar que no se realizó un desagrupamiento de los datos (*declus.par*) de las variables ya que los datos de interés no presentan agrupamiento de datos”.

### **3.4.3. Gráfico Bivariado o Cross-plot**

Para la porosidad y permeabilidad de cada intervalo se generaron gráficos cross-plot de permeabilidad versus porosidad, empleando el programa de GSLIB *scatplt.exe*, que genera una gráfica bivariada que relaciona la permeabilidad con la porosidad y su respectivo resumen estadístico.

## ***3.5. Análisis Geoestadístico Estructural***

### **3.5.1. Semivariogramas de los datos de Pozos**

En este estudio tenemos la arena U1 que consta de tres intervalos litológicamente similares (U1U, U1M, U1L) pero separados por intervalos lutíticos, por lo que modelaremos los semivariogramas para cada intervalo para porosidad y permeabilidad en un grid de 50\*50. Debido a la cantidad limitada de datos de entrada (solo 20 pozos) se hace difícil generar un buen modelado de los semivariogramas experimentales.

- i. Primeramente se realizaron sensibilidades en las diferentes direcciones a fin de obtener los mejores valores del número de lags: 40, distancia de lags de separación: 3.0 y lag tolerancia: 1.5.
- ii. A fin de investigar y cuantificar la variabilidad de un fenómeno espacial, se generaran semivariogramas normales en las direcciones *N-S*, *E-W*, *N45°E* y *S135°E* para los valores de porosidad y permeabilidad, empleando el programa *gamv.exe*, el cual calcula el variograma con datos dispersos generando un formato de salida *gamv.out* que contiene los valores del semivariograma de la datos estudiados.
- iii. A fin de ajustar el modelo experimental obtenido a un modelo teórico que permite determinar los parámetros descriptivos del semivariograma se uso el programa *vmodel.exe* generando gráficos esféricos, gaussianos y exponencial con diferentes valores para el efecto pepita o nuggett y con lags de 50. Luego con el programa *vargnEO.exe*, el cual toma el formato de salida *gamv.out* y *vmodel.var*, se crearon los despliegues gráficos.

### **3.6. Predicción**

#### **3.6.1. Kriging**

Debido a los poca disponibilidad de los datos existentes para el estudio, las imágenes del kriging no fueron lo suficiente buenas para ser analizadas. Debido a esto se procedió a generar 100 realizaciones de simulación secuencial gaussiana para la porosidad y la permeabilidad empleando *sgsim.exe*.

Posterior a esto se empleó el programa *postsim.exe* para generar un mapa de imagen promedio con la opción 1 y con la opción 3 el mapa de varianza promedio. Cabe destacar que a medida que aumentan las realizaciones (100) la imagen que se obtiene tiende al kriging.

### **3.7. Simulación Estocástica**

#### **3.7.1. Estimar y simular la porosidad y permeabilidad no condicionada a facie**

Para el grid establecido de 50\*50, se realizaron 20 realizaciones empleando simulación secuencial gaussiana de la porosidad y la permeabilidad de cada intervalo a fin de tener sentido de incertidumbre. Para esto se empleó el programa *sgsim.exe*, el cual genera un archivo de salida *sgsim.out* con 2500 valores simulados para cada realización. Posterior a esto se empleó el programa *pixelplt.exe*, el cual despliega mapas de imágenes 2D de conjunto de datos 3D para generar imágenes equiprobables de la porosidad y permeabilidad de cada intervalo.

#### **3.7.2. Gráficos univariados y bivariados para cada realización**

A fin de seleccionar de las 20 realizaciones aquellas las más favorables, algún caso intermedio y las peores, se emplean los gráficos univariados (Histogramas) para comparar la estadística de los datos originales con la de cada realización empleando *histplt.exe* y bivariados que permiten comparar las distribuciones de los datos originales con los simulados por medio del *qpplt.exe* que toma datos univariados de dos archivos de datos, genera un gráfico Q-Q que comparan los cuantiles de ambas distribuciones de datos.

### **3.8. Post-procesamiento de las realizaciones**

#### **3.8.1. Promedio de las realizaciones**

El mapa promedio de las realizaciones muestra una menor variación en los valores de las variables estudiadas (porosidad y permeabilidad), comparado con cualquiera de las 20 realizaciones ya que cada uno es un extremo de la distribución. Se empleó el programa *postsim.exe*, el cual permite varios resúmenes extraídos de un conjunto de realizaciones simuladas empleando como datos de entrada los valores de las 20 realizaciones (50000) y colocando como opción de salida el número 1 que es el “E-type mean” que genera el

promedio de las realizaciones y con la opción 5 se generó la varianza de la distribución condicional promedio; posteriormente, usando `pixeplt.exe`, se genera el mapa de imagen promedio y su varianza.

### **3.8.2. Percentiles 15, 50, 85 de las realizaciones**

Mediante el programa `postsim.exe`, para las 20 realizaciones (50000) colocando como opción de salida el número 3 que corresponde a “Z-percentile corresponding” se generaron los archivos de salida para los percentiles de 15 escenario pesimista, 50 escenario probable y 85 escenario optimista del mapa promedio de las realizaciones de porosidad y permeabilidad. Luego usando `pixeplt.exe` se generaron sus mapas de imagen. A fin de comparar la estadística se generaron histogramas para cada percentil con `histplt.exe`.

## CAPITULO IV

### ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

#### 4.1. Análisis geoestadístico exploratorio de los datos

La finalidad de esta fase es ejecutar un análisis estadístico univariado y bivariado de los datos. Este análisis provee información estadística inicial de los posibles problemas a presentarse en procedimientos futuros. Por ejemplo tendencias, subpoblaciones, correlaciones, etc. La unidad estratigráfica de interés es U1 la cual está compuesta por tres intervalos (U1U, U1M, U1L). La información está limitada por 20 pozos en la zona. En la figura 33 tenemos la localización de los pozos en estudio con un grid de 10000\*10000.

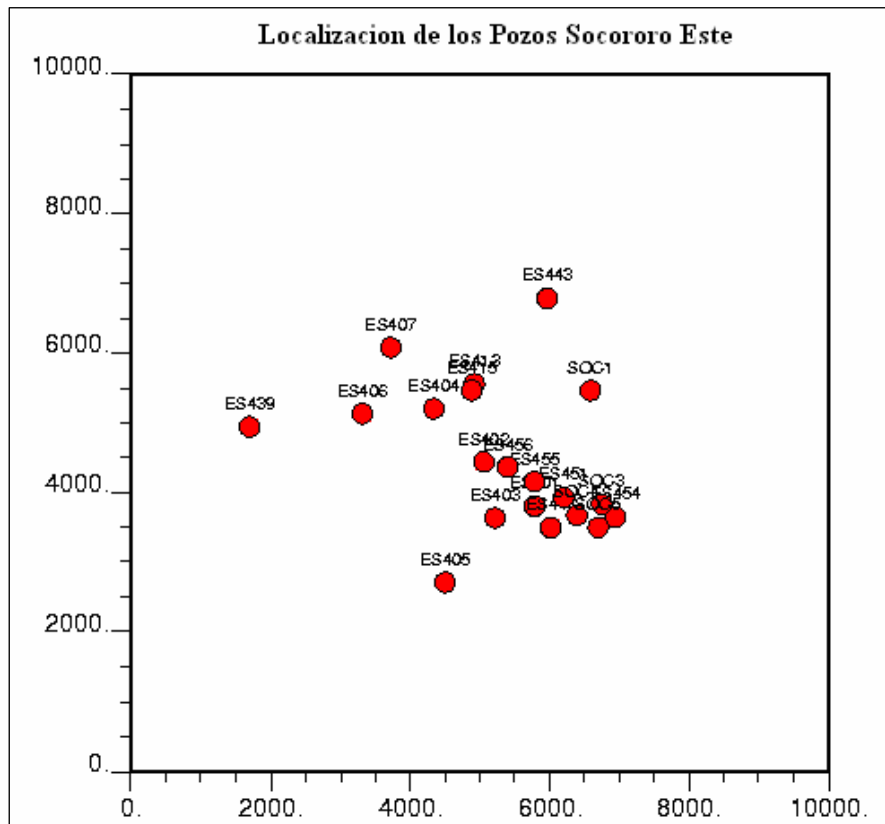
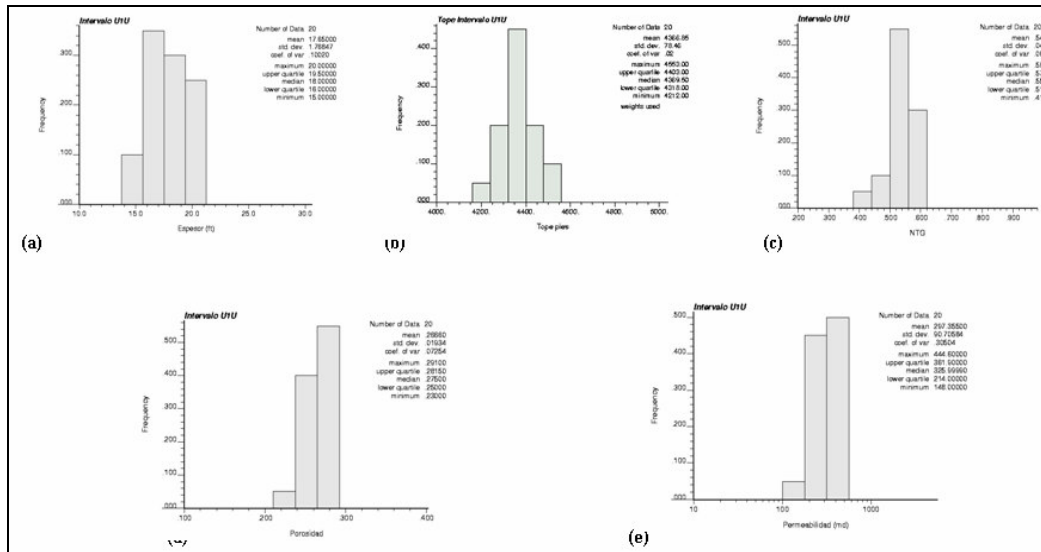


Figura 33. Localización de los pozos (locmap).

A fin de realizar un resumen representativo y obtener una visión del comportamiento estadístico de los datos en estudio se realizaron histogramas, gráficos de probabilidades y crossplot de porosidad vs permeabilidad. En las figuras 34 ,35 y 36, tenemos los histogramas de espesor, tope, “net to gross”, porosidad y permeabilidad construidos a partir de los datos de entrada 20 muestras para el intervalo U1U, 19 para el U1M y 16 para U1L, esto se debe a que los pozos muchas veces no llegaban hasta el intervalo de interés.

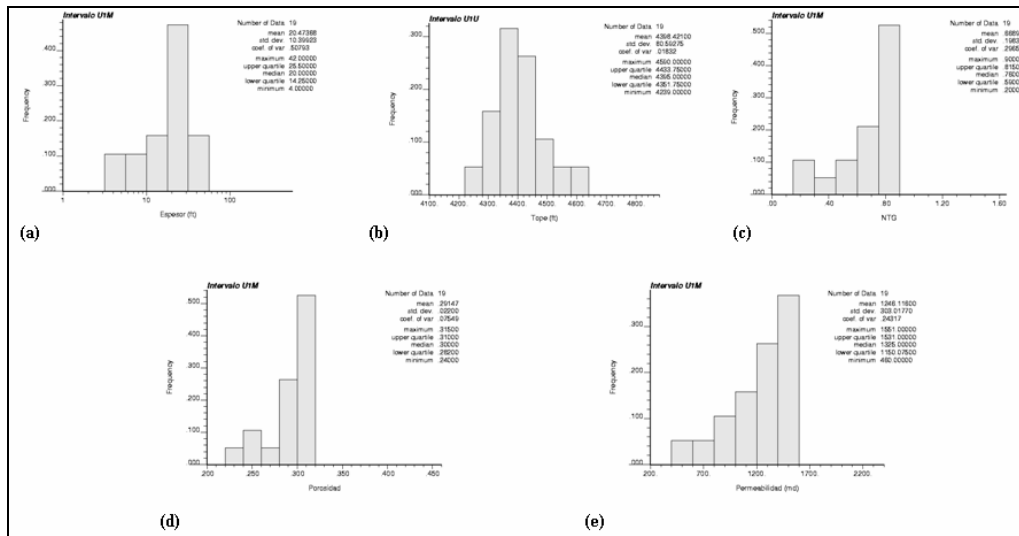


**Figura 34.** Análisis estadístico para las propiedades (a) Espesor, (b) Tope, (c) Net to gross, (d) Porosidad, (e) Permeabilidad para el intervalo U1U en estudio.

La figura 34 presenta una secuencia de histogramas para el intervalo U1U en estudio; donde los histogramas a) presentan asimetría o sesgo positivo, lo que indica que los datos no son normales sino con tendencia sesgada a la derecha de la media, el histograma b) presenta forma de campana gaussiana; esto indica que los valores tienen una distribución normal y que los datos son estables a diferencia de los histogramas (c), (e) y (d) que presentan una distribución negativa sesgada a la izquierda ( $M > m$ ) lo que define que la distribución no es normal; cada histograma de las propiedades tienen un coeficiente de variación menor a 1 ( $CV < 1$ ) lo que indica estimaciones relativamente directas.

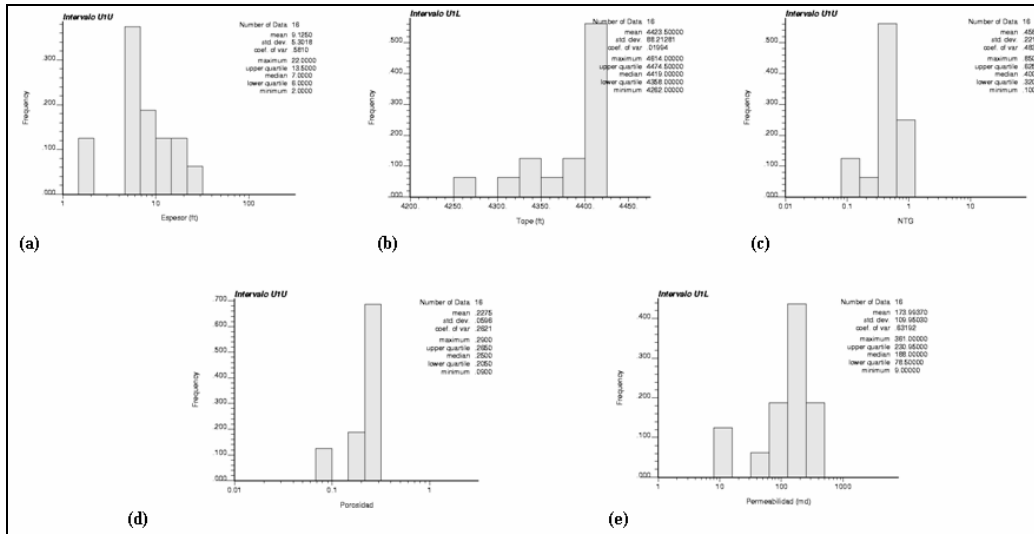
Para el intervalo U1M (figura 35) tenemos que los histogramas (a), (c) y (d) muestran una distribución negativa con una tendencia de los datos sesgada a la izquierda ( $M > m$ ) siendo esto un comportamiento de distribuciones log-normales. El caso específico del histograma

de permeabilidad (figura 35(e)) presenta un comportamiento sesgado a la izquierda típico del mostrado en la literatura para la permeabilidad. Por último el histograma (b) presenta una forma de campana gaussiana que indica que los valores tienen una distribución normal y que estos datos son estables.



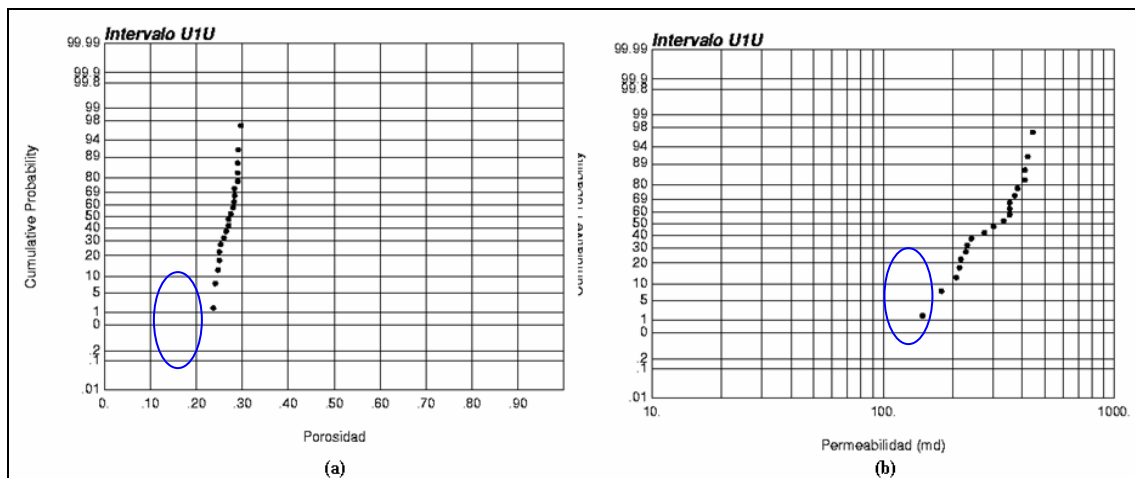
**Figura 35.** Análisis estadístico para las propiedades (a) Espesor, (b) Tope, (c) Net to gross, (d) Porosidad, (e) Permeabilidad para el intervalo U1M en estudio.

En la figura 36 los histogramas (a, c, d y e) muestran barras de alta frecuencia relativa para valores bajos de espesor, NTG, porosidad y permeabilidad. Esto puede sugerir la presencia de subpoblaciones estadísticas que estarían representadas por facies diferentes (llanura de inundación). En general las conductas estadísticas de (a, b y e) no pueden ser identificadas con alguna distribución teórica conocida pero en este estudio no sólo importa su valor intrínseco ya que esto resulta de utilidad posterior al momento de efectuar la simulación estocástica. El histograma (b) y (d) presenta una tendencia con sesgo a la izquierda indica que ( $M > m$ ) comportamiento de distribuciones log-normales.

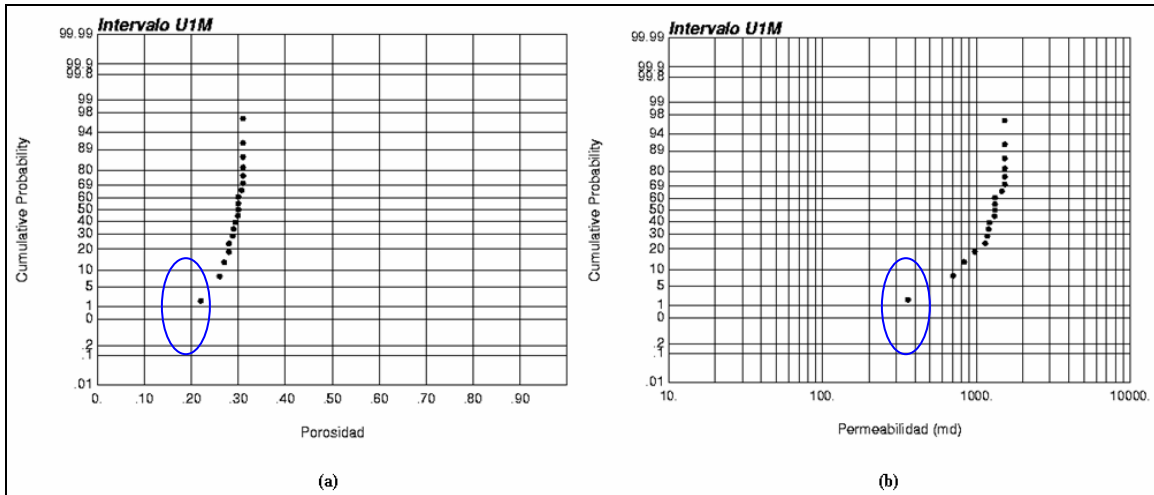


**Figura 36.** Análisis estadístico para las propiedades (a) Espesor, (b) Tope, (c) Net to gross, (d) Porosidad, (e) Permeabilidad para el intervalo U1L en estudio.

Las figuras 37, 38, 39 muestran gráficos probabilísticos normal y log-normal para las distribuciones de porosidad y permeabilidad de cada intervalo. Las figuras 38 (a) y 39 (a) permiten observar las distribuciones normal de la porosidad ya que presenta una forma casi totalmente recta exceptuando los valores de inicio de la recta (óvalo azul); en el caso de las figuras 38 (b) y 39 (b) su distribución es lognormal confirmando esto que la distribución anteriormente descrita en las figuras 35 (d) y 36 (d) para la permeabilidad.

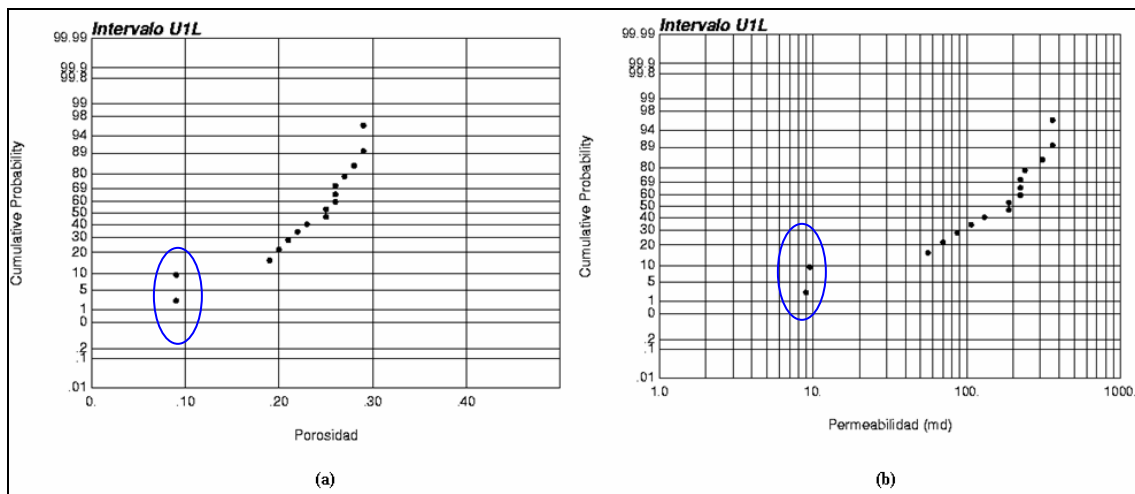


**Figura 37.** Gráficos probabilísticos de (a) Porosidad, (b) Permeabilidad para el intervalo U1U.



**Figura 38.** Gráficos probabilísticos de (a) Porosidad, (b) Permeabilidad para el intervalo U1M.

La figura 39 muestra una tendencia que no puede ser explicada con alguna distribución teórica, ya que no presenta ni una tendencia normal o log-normal, ya que podemos observar en el círculo azul dos valores que salen de de la tendencia que confirmaría lo anteriormente expuesto en la figura 37 (d) y 37 (e) histogramas de porosidad y permeabilidad respectivamente para U1L que indican la existencia de dos subpoblaciones.



**Figura 39.** Gráficos probabilísticos de (a) Porosidad, (b) Permeabilidad para el intervalo U1L.

En las figuras 40, 41 y 42 podemos observar como están correlacionados los valores de la porosidad y la permeabilidad para los intervalos U1U, U1M y U1L de acuerdo a la covarianza que relaciona la media de la porosidad ( $m_{\emptyset}$ ) con la media de la permeabilidad

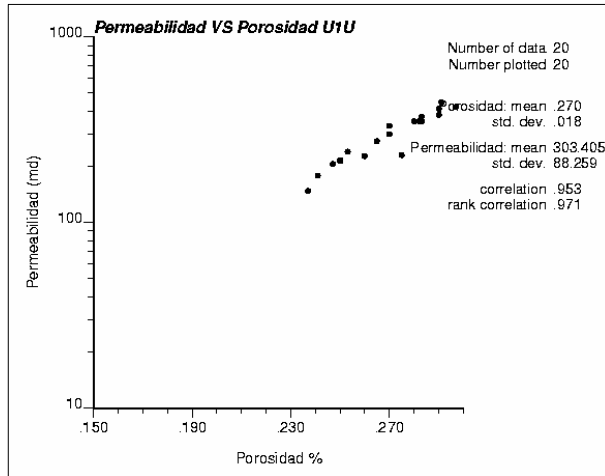
( $m_k$ ); podemos definir que los datos presentan una covarianza altamente positiva por la dirección en que convergen los datos.

Al analizar las gráficas, se observa que el coeficiente de correlación ( $\rho_{xy}$ ) el cual relaciona la covarianza con la desviación estándar presenta valores de 0.953 para U1U, 0.943 para U1M y 0.889 para U1L; con sus respectivos coeficientes de correlación jerárquica ( $\rho_{rank}$ ) de 0.971 para U1U, 0.975 para U1M y 0.985 para U1L; donde podemos notar que para cada intervalo el  $\rho_{rank} > \rho_{xy}$ . Esto indica que existe una relación monótona más no lineal entre la porosidad y permeabilidad, con la existencia de algunos pares marginales que disminuyen o arruinan la correlación.

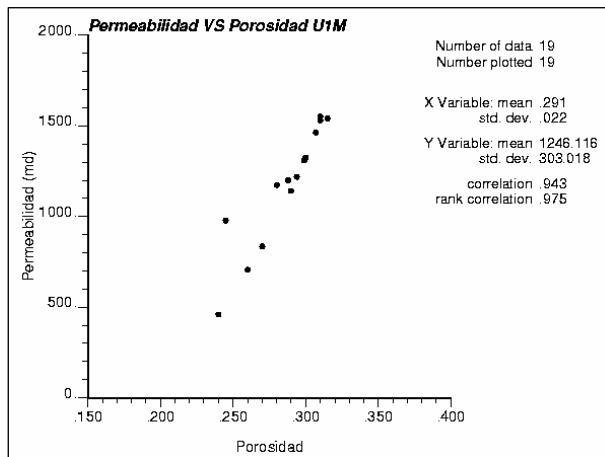
En la tabla 1 se presenta una tabla resumen con los coeficientes de correlación y rank para cada intervalo. Esta tabla muestra que los tres intervalos presentan el  $\rho_{rank}$  mayor al  $\rho_{xy}$  y una tendencia altamente positiva.

**Tabla 1.** Tabla comparativa de los coeficientes de correlación para cada intervalo.

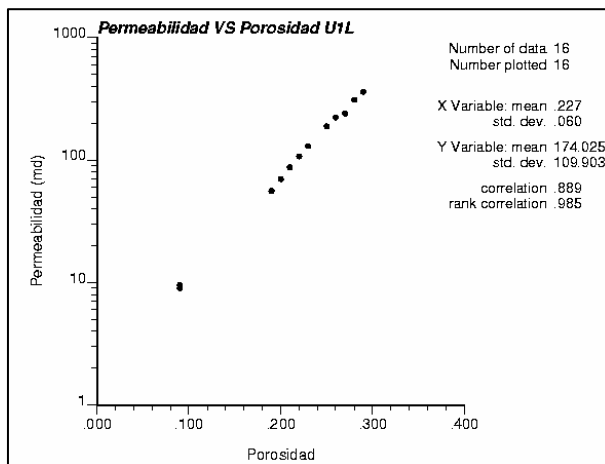
INTERVALO	$\rho_{xy}$	$\rho_{rank}$	CORRELACIÓN
U1U	0.953	0.971	$\rho_{rank} > \rho_{xy}$
U1M	0.943	0.975	
U1L	0.889	0.985	



**Figura 40.** Crosplot de Permeabilidad vs Porosidad para U1U.



**Figura 41.** Crosplot de Permeabilidad vs Porosidad para U1M.



**Figura 42.** Crossplot de Permeabilidad vs Porosidad para U1L.

## **4.2. Análisis Geoestadístico Estructural**

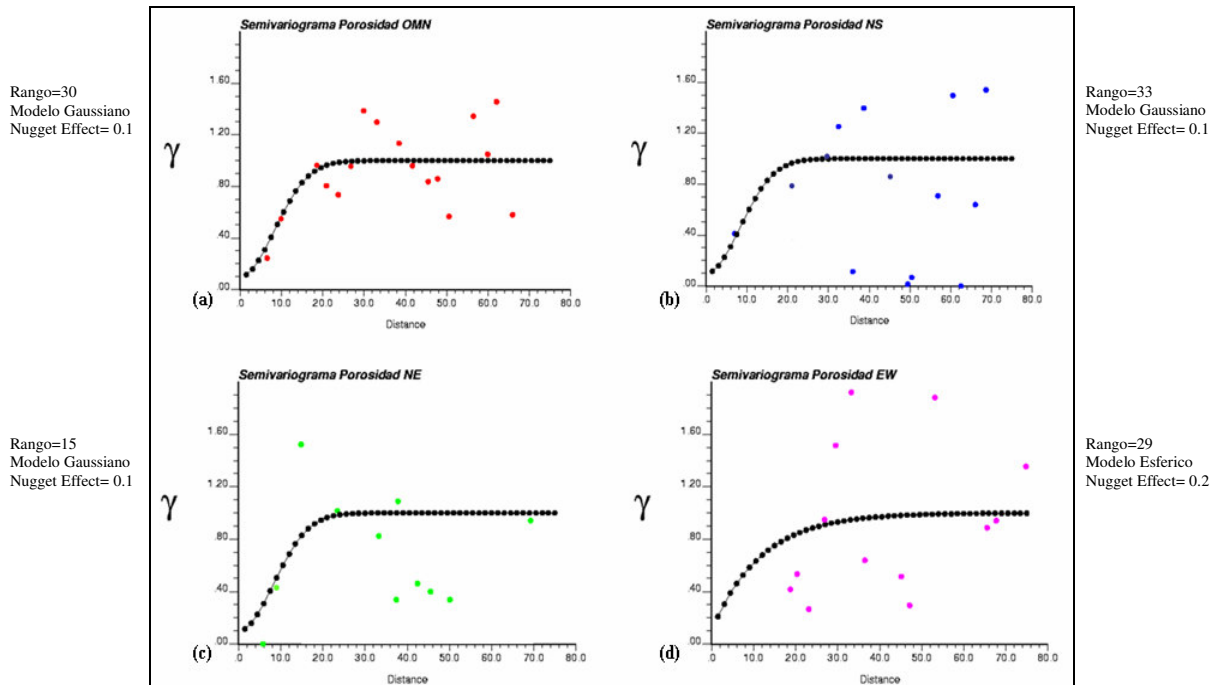
El análisis estructural se basa en análisis de Semivariograma en diferentes direcciones. Este es el punto de partida de cualquier estudio de distribución espacial geoestadística; su propósito es proporcionar un modelo espacial que codifica la conducta espacial de los parámetros en estudio porosidad y permeabilidad basado en los datos de entrada disponibles. En los semivariogramas generados se puede ver en puntos el semivariograma experimental (Rojos para el Omnidireccional (OMN), azul para el Norte-sur (NS), verde para el Nor-este (NE) y Fucsia para el Este- Oeste (EO) y en línea continua con puntos negros el Semivariograma teórico de ajuste.

### **4.2.1. Modelaje de Semivariogramas de Porosidad**

Las figuras 43, 44 y 45 muestran una secuencia de semivariogramas experimentales ajustadas a su respectivo modelo teórico describiendo la continuidad para la variable de porosidad de los datos en las cuatro direcciones de estudio con un ángulo de tolerancia de 40°. Los semivariogramas de porosidad muestran aumento y disminución dramática en los valores medidos al aumentar la distancia.

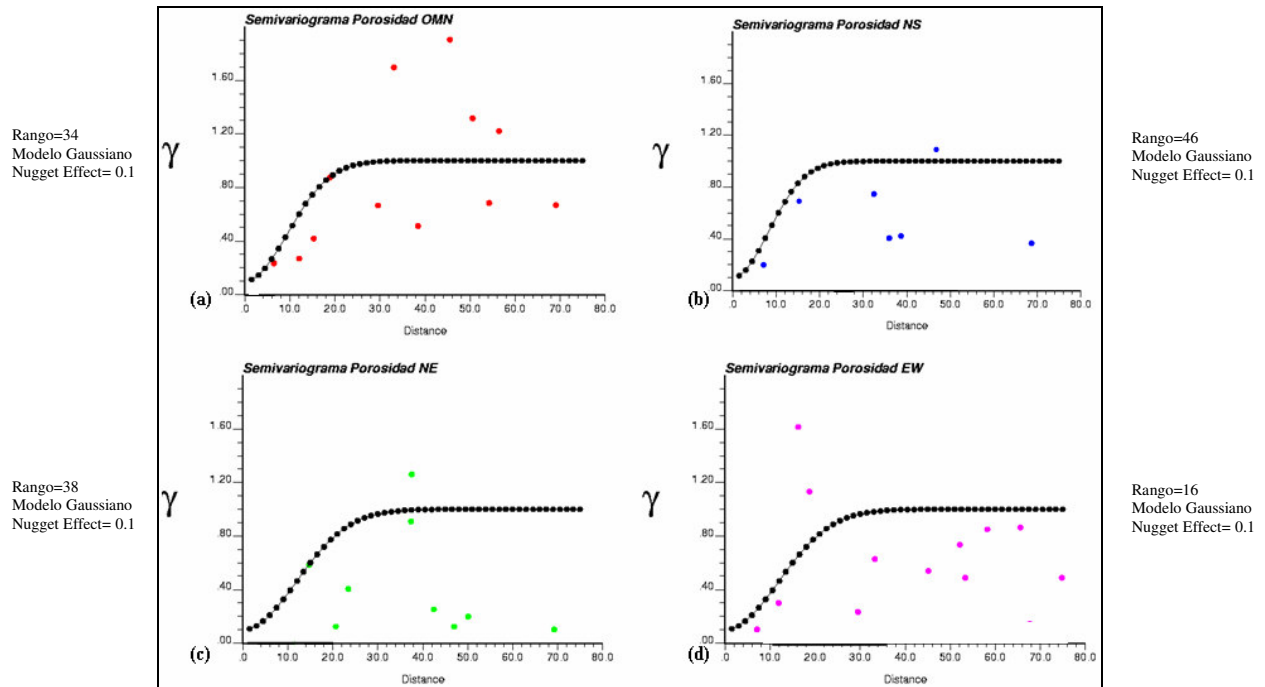
En los semivariogramas de porosidad para el intervalo U1U (figura 43), se observa la variabilidad geométrica de la porosidad en diversas direcciones con un crecimiento lento en las direcciones OMN, NS y EO a diferencia de la dirección NE donde el crecimiento es rápido. Esto indica la existencia de menor continuidad en esta dirección.

En la figura 43(a) tenemos un semivariograma en dirección omnidireccional con un modelo teórico tipo gaussiano, un efecto nugget de 0.1 y un rango de 30, en el semivariograma (figura 43(b)) en dirección NS el modelo es del tipo gaussiano con un efecto nugget de 0.1 y un rango de 33, en el semivariograma (figura 43(c)) en dirección NE el modelo del tipo gaussiano con un efecto nugget de 0.1 y un rango de 15 y en el semivariograma 43(d) en dirección EO el modelo tipo es esférico con un efecto nugget de 0.2 y un rango de 29.



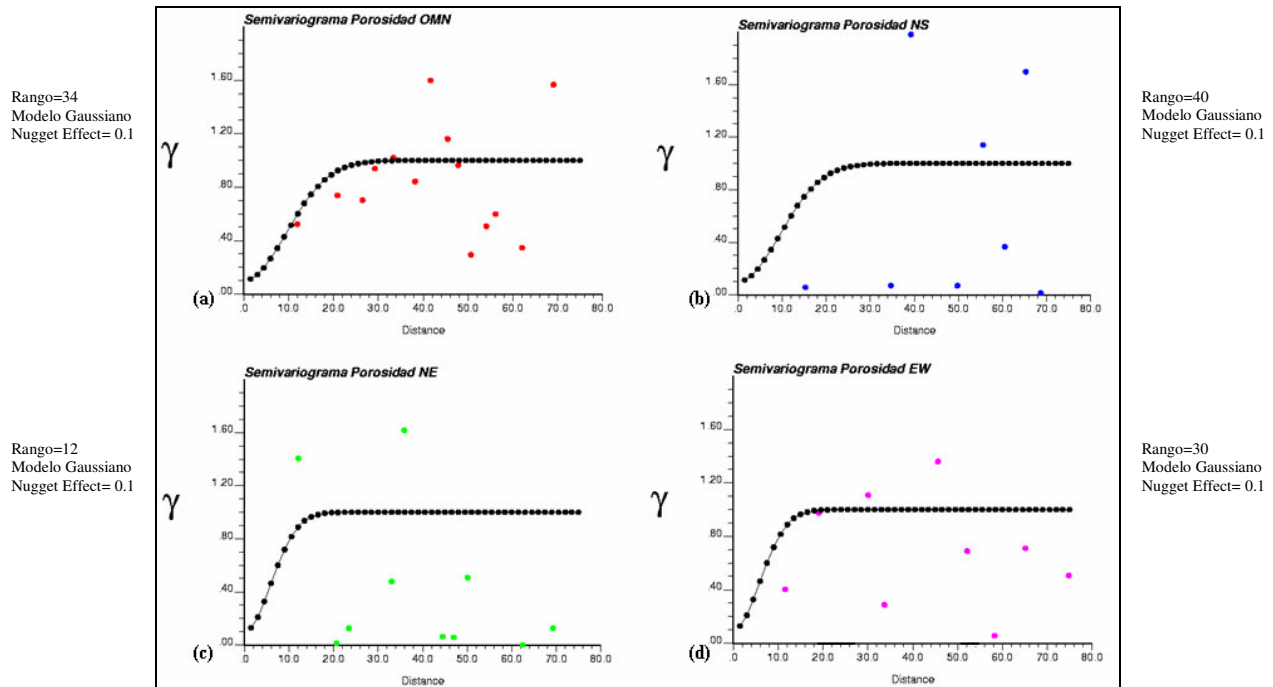
**Figura 43.** Semivariogramas tradicional de la Porosidad en las direcciones (a) Omnidireccional, (b) Norte-sur, (c) Noreste, (d) Este-Oeste, para el intervalo U1U en estudio.

En la figura 44 los semivariogramas muestran aumento y disminución en la variabilidad de los valores de porosidad con la distancia; se observa un rápido crecimiento en dirección EO para el intervalo U1M pudiéndose decir que la continuidad es menor en dicha dirección. Por el contrario en las direcciones OMN, NS y NE la continuidad es mayor. Todos los semivariogramas se ajustaron a un modelo gaussiano con un efecto nugget de 0.1 respectivamente; variando sólo los rangos en las diferentes direcciones de estudio 34 al OMN, 46 al NS, 38 al NE y 16 al EO.



**Figura 44.** Semivariogramas tradicional de la Porosidad en las direcciones (a) Omnidireccional, (b) Norte-sur, (c) Noreste, (d) Este-Oeste, para el intervalo U1M en estudio.

En la figura 45 existe un crecimiento lento en las direcciones OMN, NS y EO al contrario de la dirección NE caracterizado por un crecimiento rápido, indicando la existencia de menor continuidad en dicha dirección. Los semivariogramas en esta figura se ajustaron todos a un modelo gaussiano con un efecto nugget de 0.1 con variaciones en el rango en las direcciones OMN de 34, al NS de 40, al NE de 12 y al EO de 30.



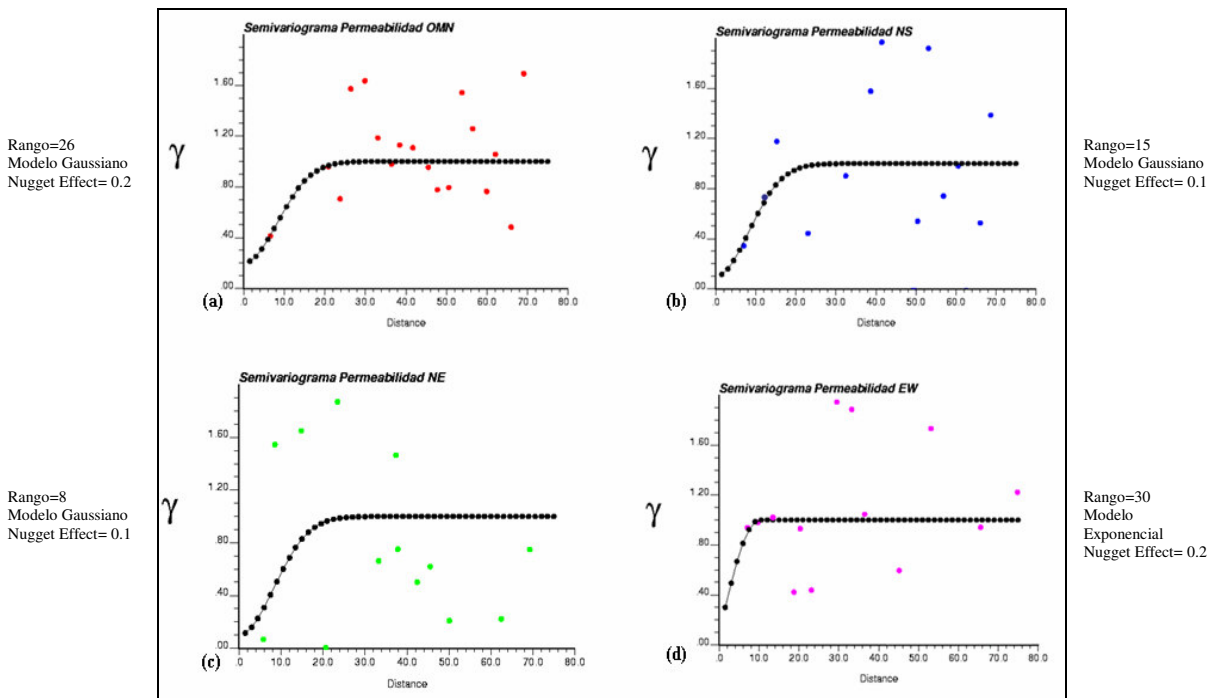
**Figura 45.** Semivariogramas tradicional de la Porosidad en las direcciones (a) Omnidireccional, (b) Norte-sur, (c) Noreste, (d) Este-Oeste, para el intervalo U1L en estudio.

#### 4.2.2. Modelaje de Semivariogramas de Permeabilidad

Las figuras 46, 47 y 48 muestran los semivariogramas experimentales ajustados a modelos teóricos que describen la continuidad espacial de la permeabilidad en las direcciones de estudio establecidas. Caracterizados al igual que los semivariogramas de porosidad por un aumento y disminución dramático de los valores con la distancia de estudio.

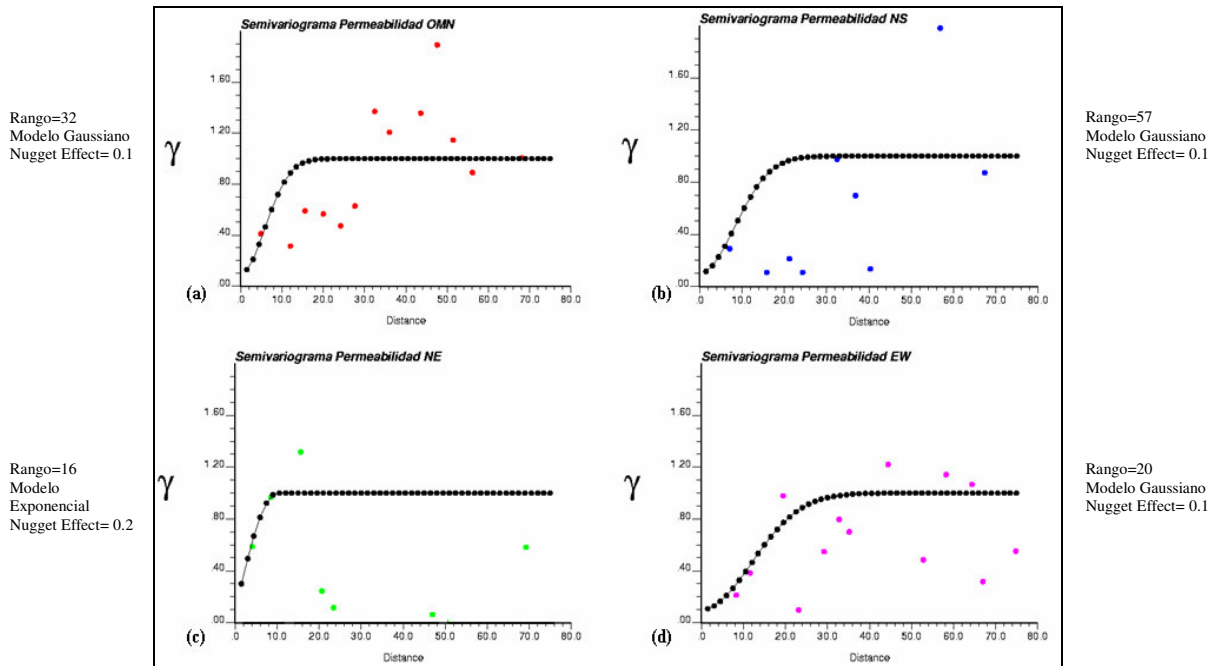
La figura 46 correspondiente a los semivariogramas de permeabilidad para U1U muestra la variabilidad espacial de los datos. En la figura 46(a) tenemos el semivariograma en dirección omnidireccional ajustado a un modelo tipo gaussiano, con un efecto nugget de 0.2 y un rango de 26. En el semivariograma (figura 46(b)) dirección NS ajustado al semivariograma tipo gaussiano con un efecto nugget de 0.1 y un rango de 15, en el semivariograma (figura 46(c)) al NE el semivariograma se ajusta al tipo gaussiano con un efecto nugget de 0.1 y un rango de 8 y en el semivariograma (figura 46(d)). En dirección

EO semivariograma tipo exponencial con un efecto nugget de 0.3 y un rango de 30. En los semivariogramas analizados se puede decir que la mejor continuidad se observa en dirección OMN y EO ya que crecen más lento a diferencia en dirección NE y NS crecen más rápido indicando una menor continuidad en esta dirección.



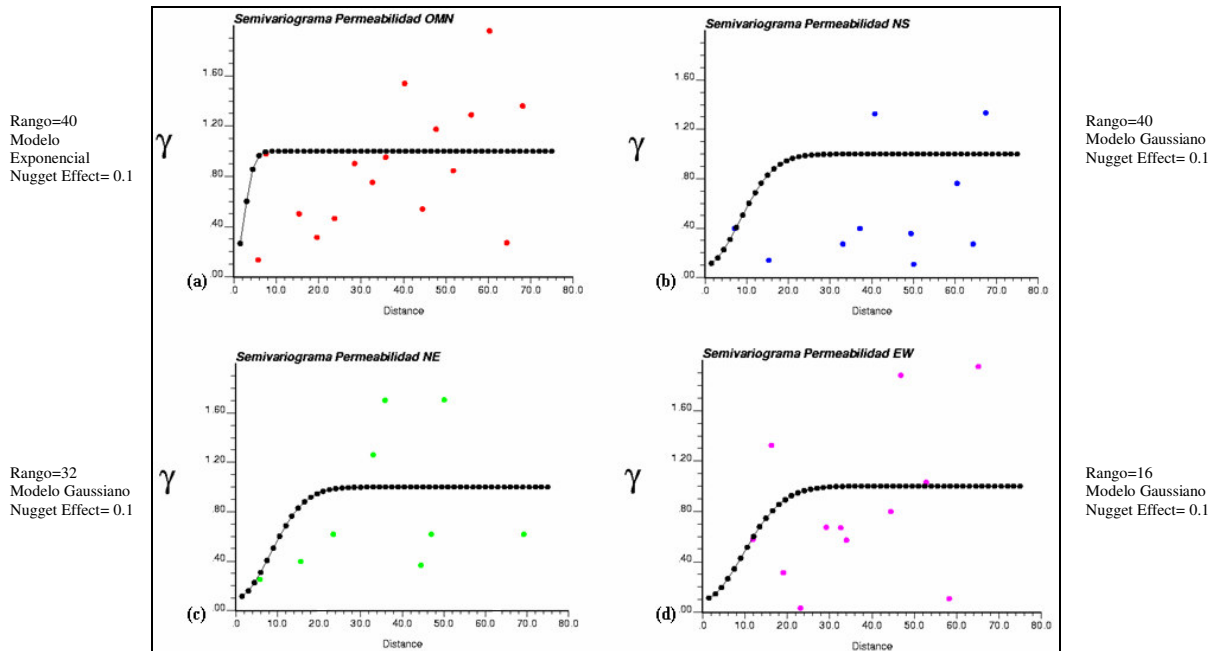
**Figura 46.** Semivariogramas tradicional de la Permeabilidad en las direcciones (a) Omnidireccional, (b) Norte-sur, (c) Noreste, (d) Este-Oeste, para el intervalo U1U en estudio usando GAMV.

La figura 47 muestra que los semivariogramas figuras 47(a, b, d) se ajustan a un modelo tipo gaussiano con un efecto nugget de 0.1 y con rangos de 32 en dirección OMN, 57 al NS y 20 al EO. La figura 47(c) se ajusta al modelo exponencial con 0.2 de efecto nugget y un rango de 16. Cabe destacar que la mayor continuidad en este intervalo U1M es en las direcciones OMN y NS con menor continuidad al NE y EO.



**Figura 47.** Semivariogramas tradicional de la Permeabilidad en las direcciones (a) omnidireccional, (b) Norte-sur, (c) Noreste, (d) Este-Oeste, para el intervalo U1M en estudio usando GAMV.

En la figura 48 los semivariogramas (b, c, d) presentan un buen ajuste al modelo gaussiano con un efecto nugget de 0.1 y rango de 40 al NS, 32 al NE y 16 al EO. La figura (a) se ajusta al modelo exponencial con efecto nugget de 0.1 y un rango de 40 en esta dirección. Podemos decir que la mejor continuidad es en las direcciones OMN y NE ya que presenta un crecimiento lento de los valores a diferencia de la dirección EO.

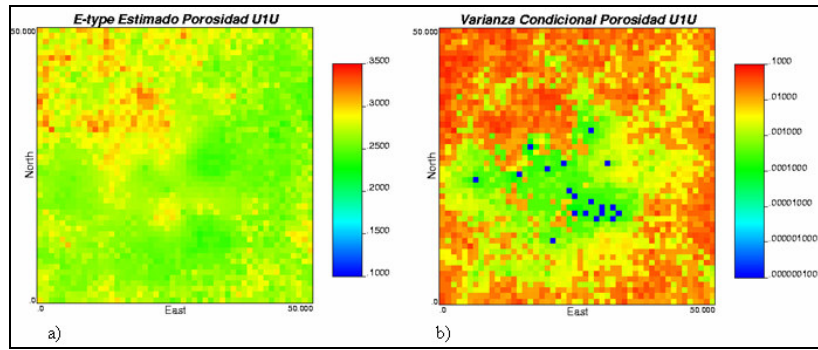


**Figura 48.** Semivariogramas tradicional de la Permeabilidad en las direcciones (a) Omnidireccional, (b) Norte-sur, (c) Noreste, (d) Este-Oeste, para el intervalo UIL en estudio usando GAMV.

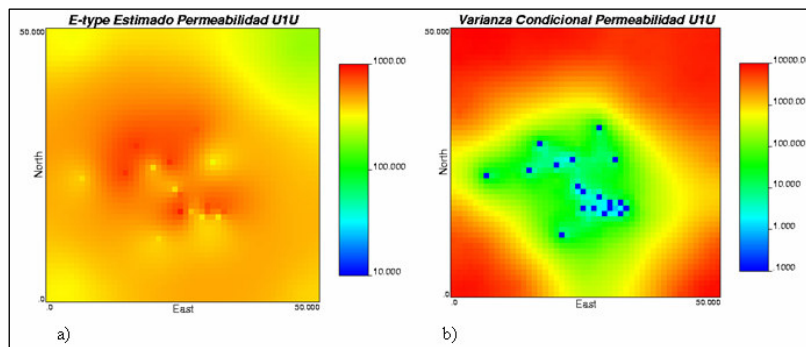
Es importante señalar que en la medida que los datos estén exentos de información espúrea y sean abundantes, el estudio variográfico incrementará su calidad. En este caso existen pocos datos, lo que hace difícil computar semivariogramas representativos para el modelo experimental de porosidad y permeabilidad.

### 4.3. Predicciones

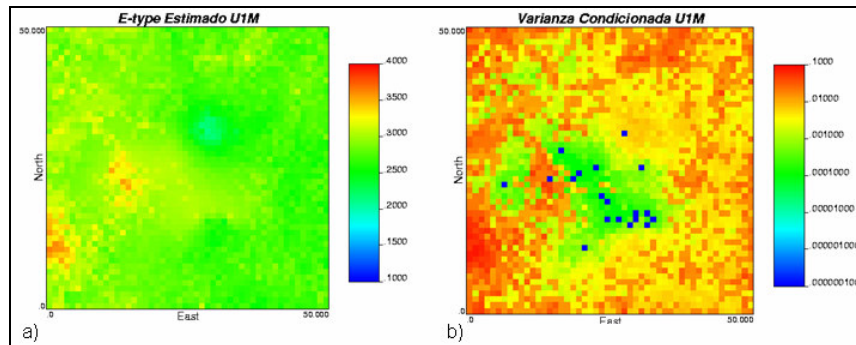
El resultado del kriging de las propiedades estudiadas porosidad y permeabilidad, se observa en las figuras 49a, 50a, 51a, 52a, 53a y 54a las imágenes del kriging ordinario donde los mayores valores están en las zonas naranjas y los menores en azul, respecto al análisis valores de la incertidumbre de los resultados de la estimación se efectuó con las figuras 49b, 50b, 51b, 52b, 53b y 54b que muestran la variabilidad de las propiedades (varianza). Donde existe una mayor incertidumbre el valor de varianza es máximo (rojo) y la menor varianza en las cercanías a los pozos (azul).



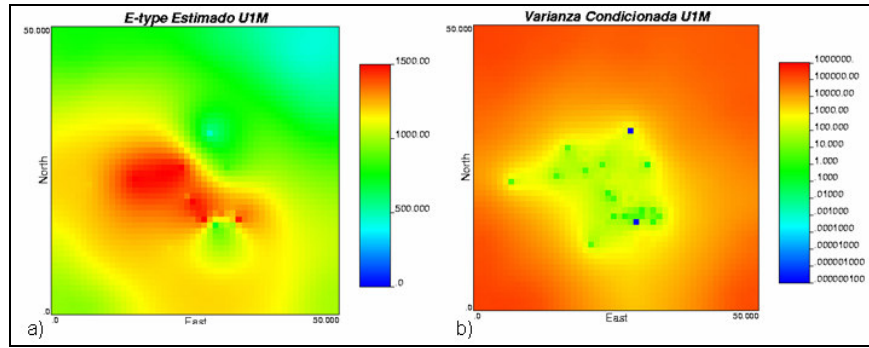
**Figura 49.** Kriging de Porosidad por postsim del promedio de 100 simulaciones para U1U  
a) E-type y b) Varianza.



**Figura 50.** Kriging de Permeabilidad por postsim del promedio de 100 simulaciones para U1U  
a) E-type y b) Varianza.

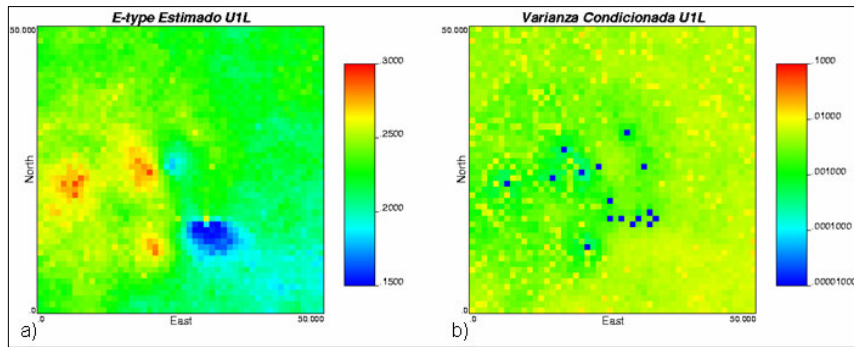


**Figura 51.** Kriging de Porosidad por postsim del promedio de 100 simulaciones para U1M  
a) E-type y b) Varianza.

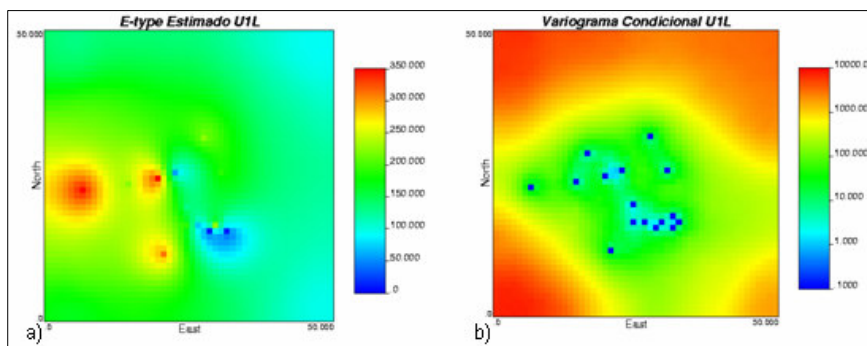


**Figura 52.** Kriging de Permeabilidad por postsim del promedio de 100 simulaciones para U1M  
a) E-type y b) Varianza.

En las figuras 53(a) y 54 (a) podemos observar una correlación de altos y bajos valores de porosidad con los de permeabilidad, al igual que en los valores promedio para la porosidad entre 0.2-0.25 con valores de permeabilidad entre 100-250 md.



**Figura 53.** Kriging de Porosidad por postsim del promedio de 100 simulaciones para U1L  
E-type y b) Varianza.



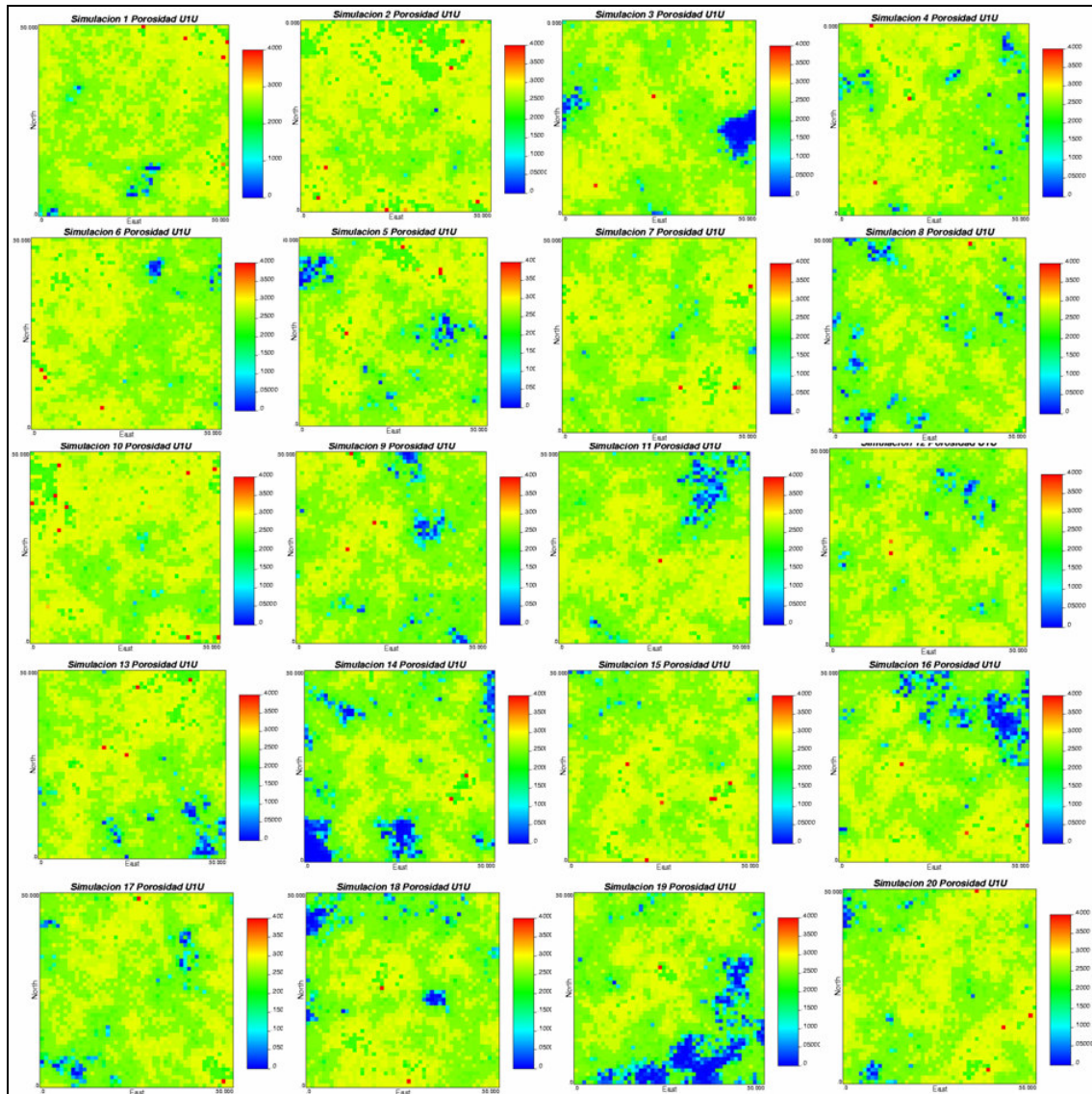
**Figura 54.** Kriging de Permeabilidad por postsim del promedio de 100 simulaciones para U1M  
a) E-type y b) Varianza.

#### **4.4. Simulación Geoestadística**

El objetivo de la simulación geoestadística en este trabajo es obtener múltiples realizaciones equiprobables de porosidad y permeabilidad; la teoría de simulación geoestadística indica que se necesitan muchas simulaciones para acercarse al valor esperado “verdadero”. Sin embargo la teoría no especifica el número de realizaciones consideradas suficientemente grandes para alcanzar el valor esperado. En este estudio se generaron 20 realizaciones, debido a que este número de realizaciones es bastante confiable para generar un promedio estadístico de la propiedad estudiada (porosidad y permeabilidad), los diversos mapas de imagen obtenidos de la simulación secuencial gaussiana de porosidad y permeabilidad para cada intervalo se muestran a continuación.

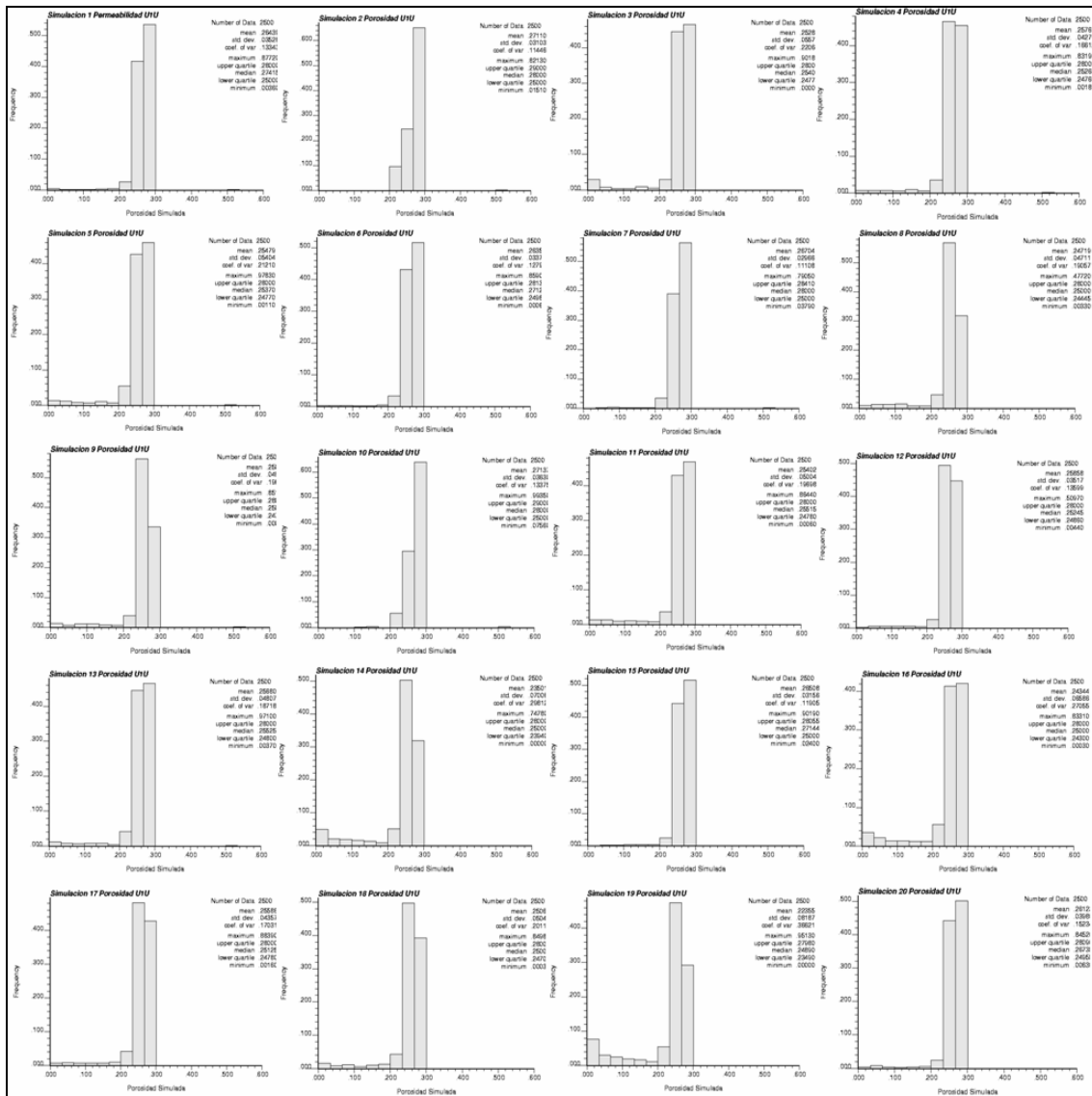
##### **4.4.1. Simulación Secuencial Gaussiana de Porosidad**

La figura 55 muestra los mapas de imagen obtenidos de las veinte realizaciones empleando simulación secuencial gaussiana (sgsim.exe) para la porosidad en el intervalo U1U; donde a pesar de que en ciertas zonas pudiera interpretarse la misma tendencia son simulaciones distintas obtenidas a partir de los mismos datos de entrada; donde los valores en azul son los de menor porosidad y los valores en amarillo de mayor porosidad.



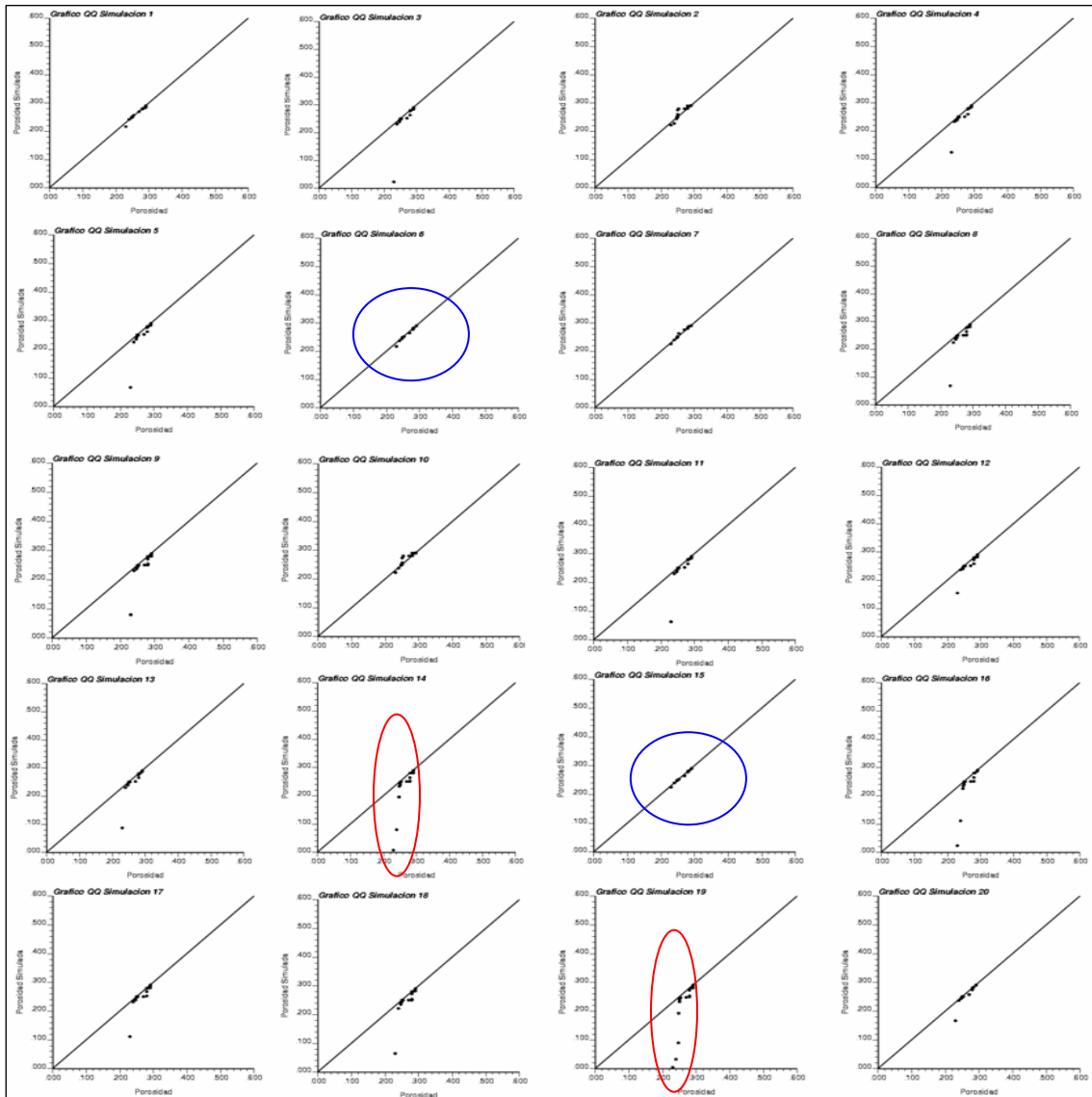
**Figura 55.** Simulación de la Porosidad del Intervalo U1U en estudio usando SGSIM.

Los histogramas de cada realización de la porosidad del intervalo U1U observados en la figura 55 presentan distribuciones con sesgadura a la izquierda (negativa) con medias que varían entre 0.223 a 0.271. Pueden ser comparados con el histograma de la figura 34 (d) de los datos originales. Como puede observarse, las distribuciones de los datos simulados fueron correctamente reproducidos ya que ambas tienen iguales distribuciones exceptuando las realizaciones 14, 16 y 19; donde la distribución presenta frecuencias altas de baja porosidad; esto es corroborado con el análisis de los gráficos QQ respectivos a cada realización.



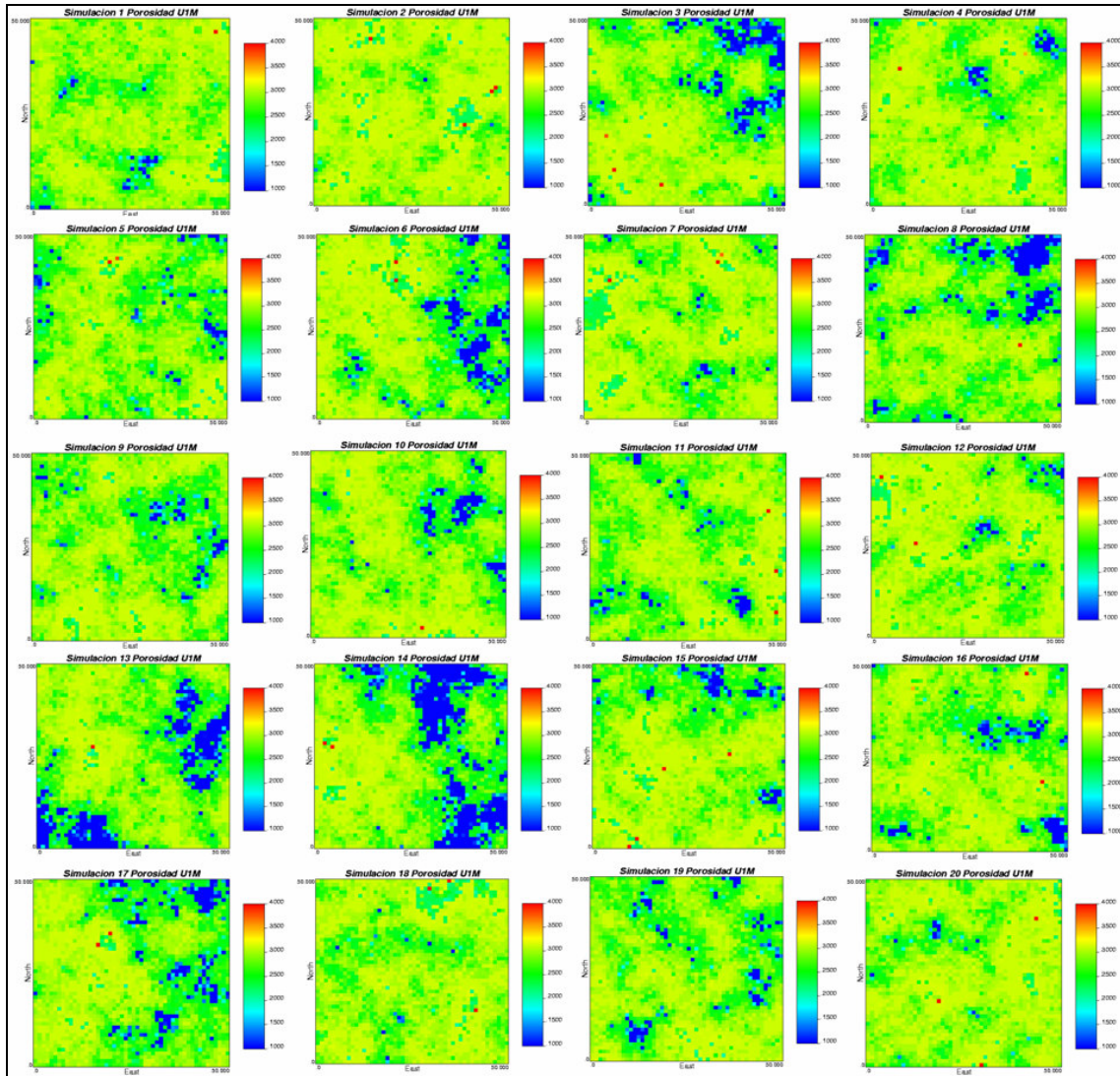
**Figura 56.** Histogramas de las Simulaciones de Porosidad para el Intervalo UIU en estudio.

A fin de corroborar y evaluar las similitudes o diferencias entre las veinte realizaciones de porosidad simulada con la porosidad original se generaron gráficos de Cuartil-Cuartil (Q-Q) mostrados en la Figura 57, ya que los histogramas y la estadística no son suficientes para comparar dichas distribuciones. Se observa que las mejores realizaciones son las 7 y 15 con una correlación perfecta  $X=Y$  donde todos los puntos descansan sobre la línea; las realizaciones 14, 16 y 19 son las que menos representan la realidad ya que su forma, media y desviación estándar son diferentes a la de los valores originales; con esto se corrobora lo observado en los histogramas de estas realizaciones (figura 56).



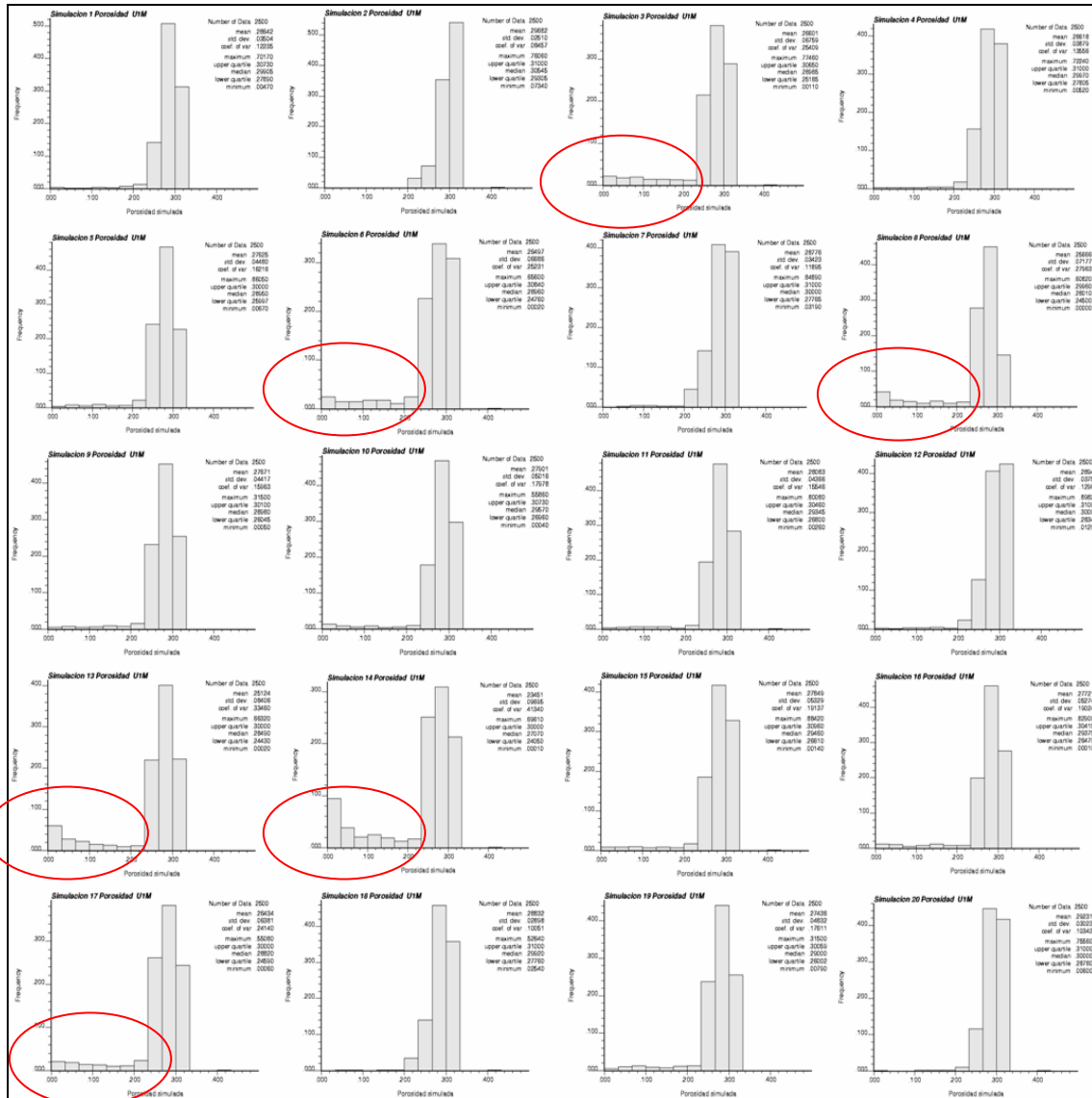
**Figura 57.** Gráficos QQ de Porosidad de 20 realizaciones del Intervalo U1U en estudio.

La figura 58 muestra los mapas de imágenes de porosidad para el intervalo U1M, donde las veinte realizaciones son imágenes equiprobables del intervalo ya que honran los datos de pozos.



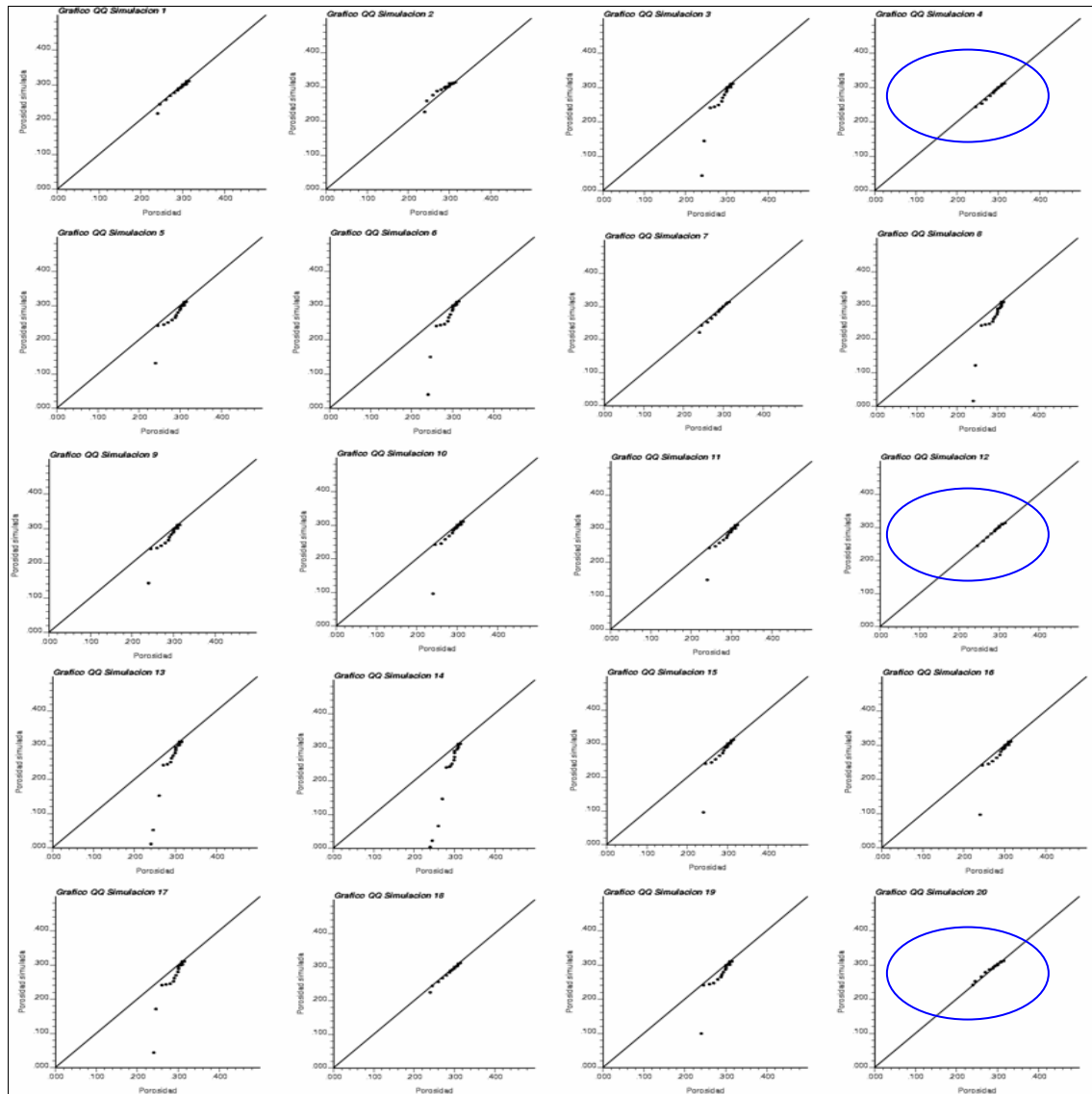
**Figura 58.** Simulación de la Porosidad del Intervalo U1M en estudio usando SGSIM.

Respecto a la variabilidad estadísticas de estas simulaciones con relación a los datos original tenemos que la figura 59 nos indica que la mayoría de las simulaciones fueron correctamente reproducidas ya que presentan igual distribución sesgada a la izquierda exceptuando las realizaciones 3, 6, 8, 13, 14 y 17 en rojo, cuya frecuencia es alta para valores de baja porosidad lo cual es corroborado por lo gráficos QQ.



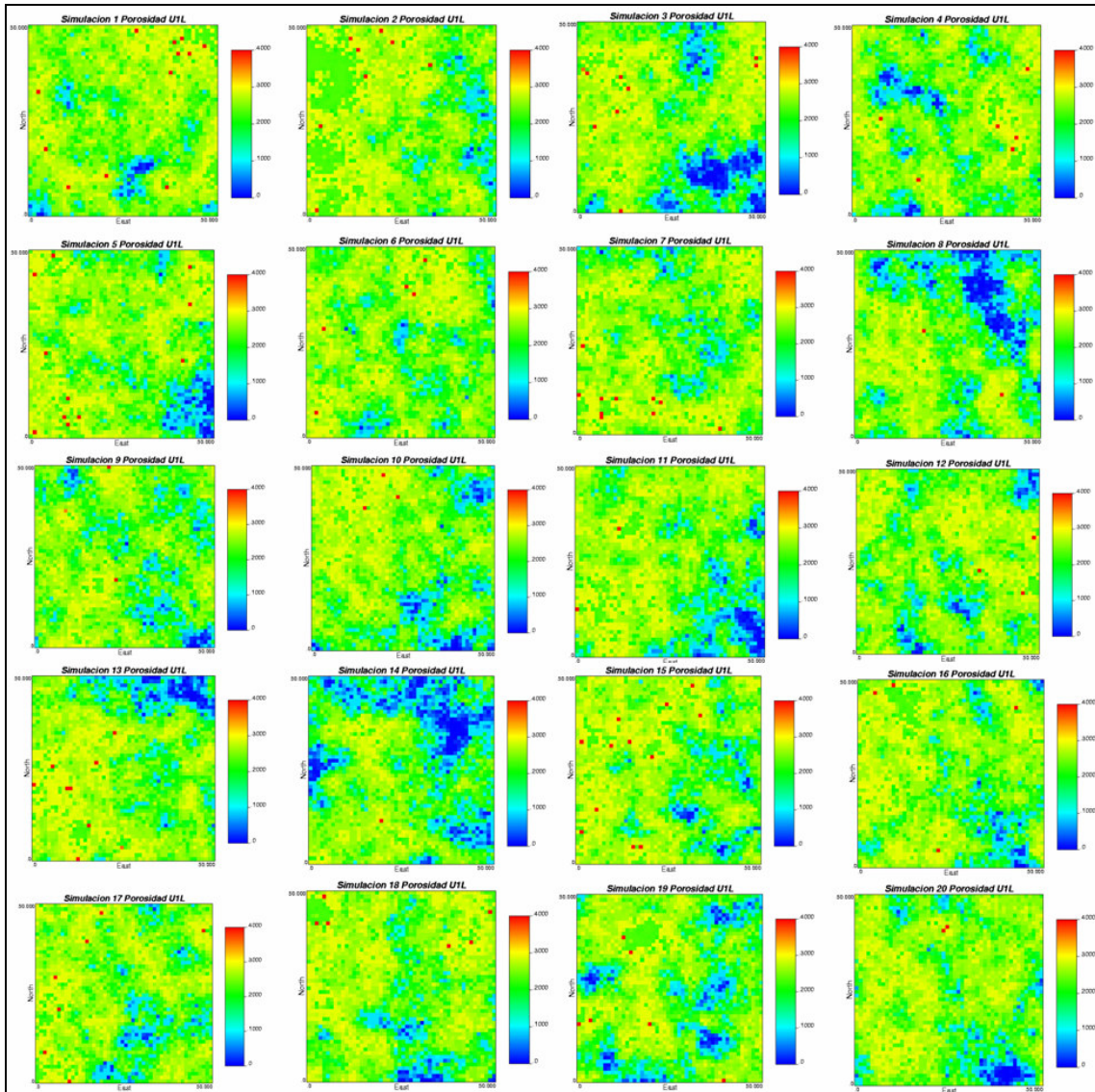
**Figura 59.** Histogramas de las Simulaciones de Porosidad para el Intervalo UIM en estudio.

En los gráficos QQ de las realizaciones (figura 60) se confirma que aquellas realizaciones con distribución estadística diferente a los de los datos originales tampoco se correlacionan, observándose muchos puntos dispersos fuera de la línea de 45°, indicando que tienen diferente media, desviación estándar y forma. Las simulaciones que mejor reproducen la porosidad (en azul) son las 4, 12 y 20 donde todos los puntos convergen sobre la línea de 45°.



**Figura 60.** Gráficos QQ de Porosidad de 20 realizaciones del Intervalo UIM en estudio.

La simulación de porosidad para el intervalo U1L se muestra en la figura 61, donde se observa la existencia de altos valores de porosidad en amarillo y bajos en azul; estas imágenes constituyen simulaciones todas equiprobables de la porosidad en el intervalo. Las realizaciones 3, 8 y 14 muestran una gran cantidad de valores con baja porosidad.



**Figura 61.** Simulación de la Porosidad del Intervalo U1L en estudio usando SGSIM.

Los respectivos histogramas para cada realización se tienen a continuación en la figura 62, donde se puede observar la variabilidad estadística del intervalo U1L respecto a los datos originales, se puede decir, que solo en las realizaciones 8, 14 y 19 se observa un comportamiento diferente a la distribución original (figura 36d). Estas muestran altas frecuencias de valores bajos de porosidad, característico de subpoblaciones.

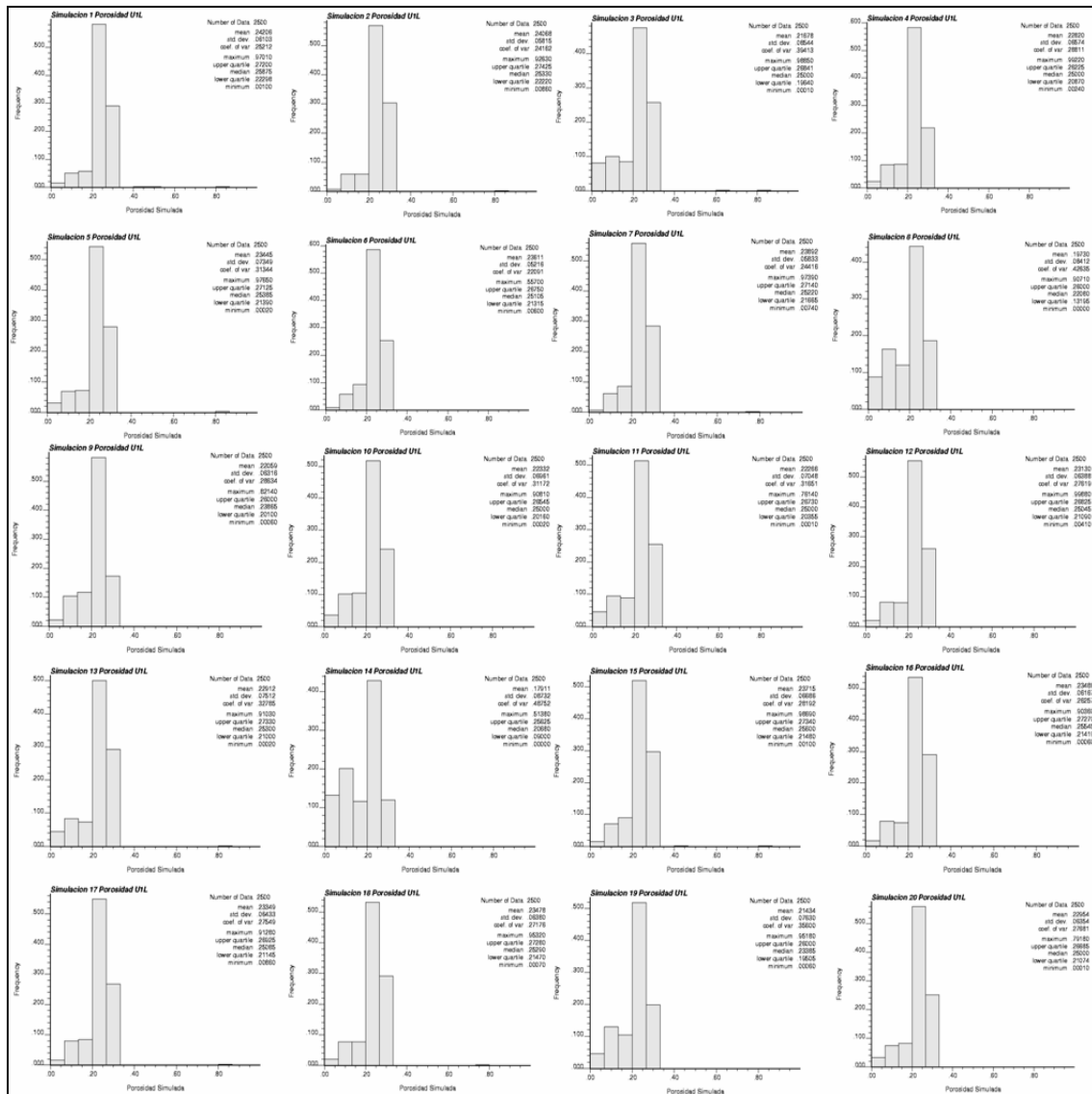
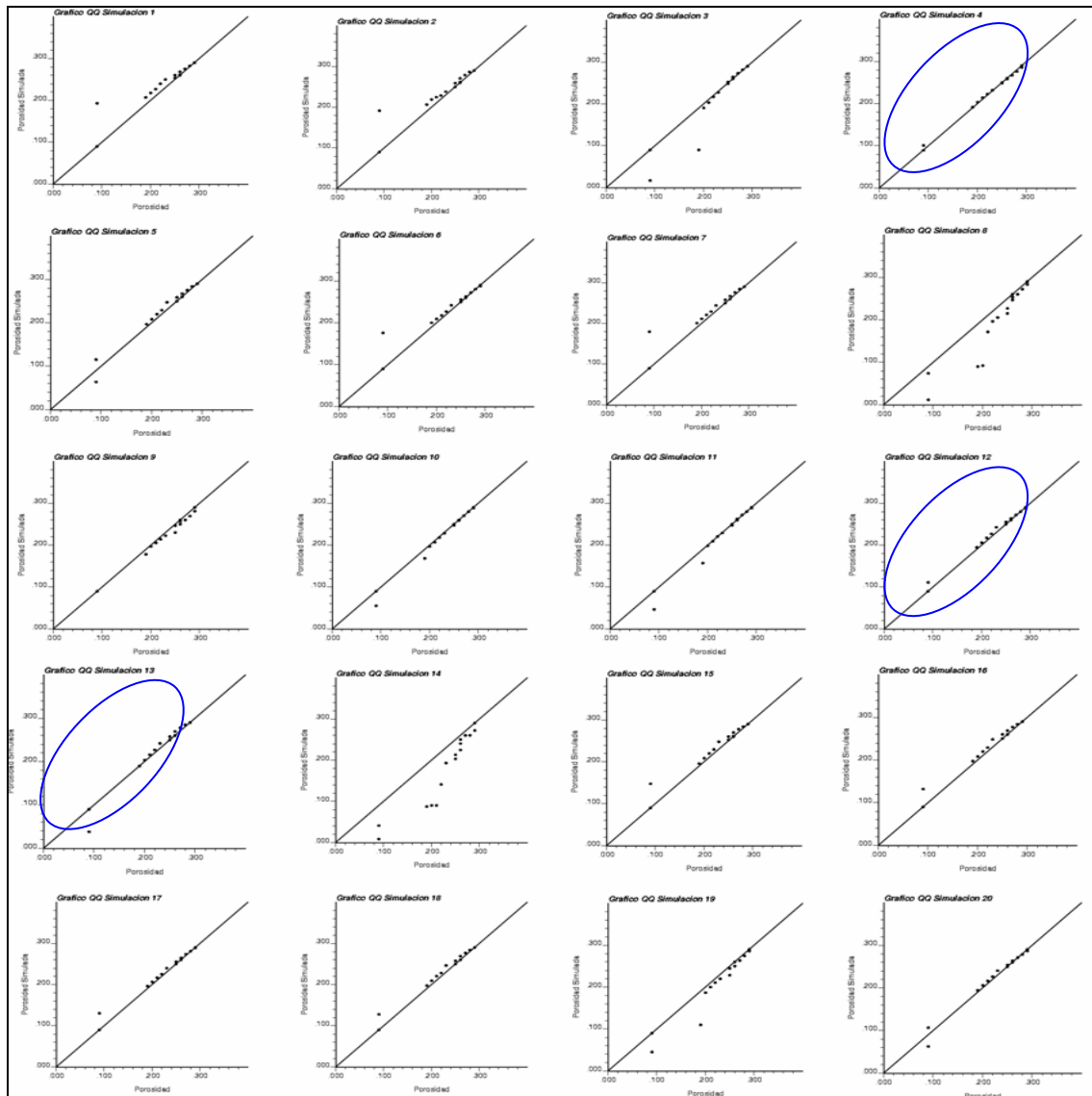


Figura 62. Histogramas de las Simulaciones de Porosidad para el Intervalo UIL en estudio.

Se corroboró con los gráficos QQ en la figura 63 que las realizaciones 8, 14 y 19 son las menos correlacionadas con los datos originales, ya que estas presentan puntos fuera de la línea de 45°, indicando que tienen diferentes media, desviación estándar y forma. La realización que mejor representa a la porosidad de los datos originales son las realizaciones 4, 12 y 13 donde  $Y=X$  en azul.



**Figura 63.** Gráficos QQ de Porosidad de 20 realizaciones del Intervalo U1L en estudio.

La realización promedio de las veinte simulaciones de cada intervalo se muestra en las figuras 64, 65, 66. Estas muestran menor variación de la porosidad en comparación con cualquiera de las otras veinte realizaciones de cada intervalo, ya que cada una es un extremo equiprobables de la distribución de porosidad. En la figura 64 (c) vemos que el histograma tiene una distribución sesgada a la izquierda y los valores estadísticos son iguales a los de los datos originales respecto a la media porque se puede decir que fueron correctamente reproducidos los datos originales por la realización promedio, al igual pasa con el intervalo U1M (figura 65) y el intervalo U1L (figura 66). Ambos reproducen la

estadística y simulación de los datos originales, por lo que se puede decir que una simulación gaussiana promedio de una propiedad reproduce mejor a esta.

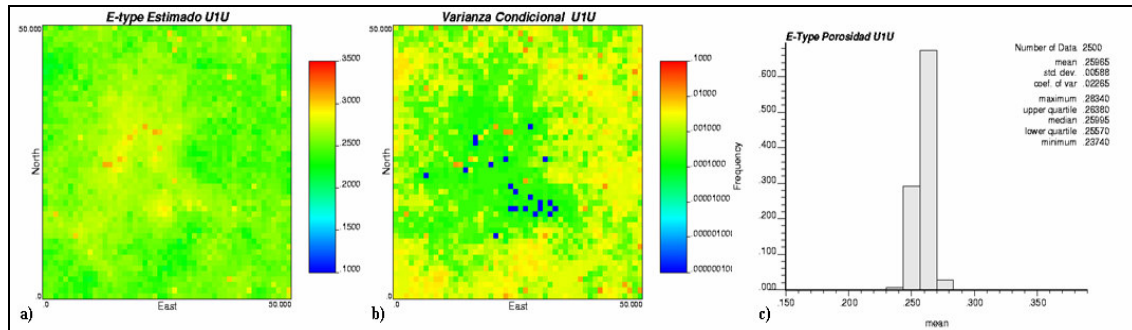


Figura 64. Post-simulación de las 20 realizaciones de Porosidad del Intervalo U1U en estudio.

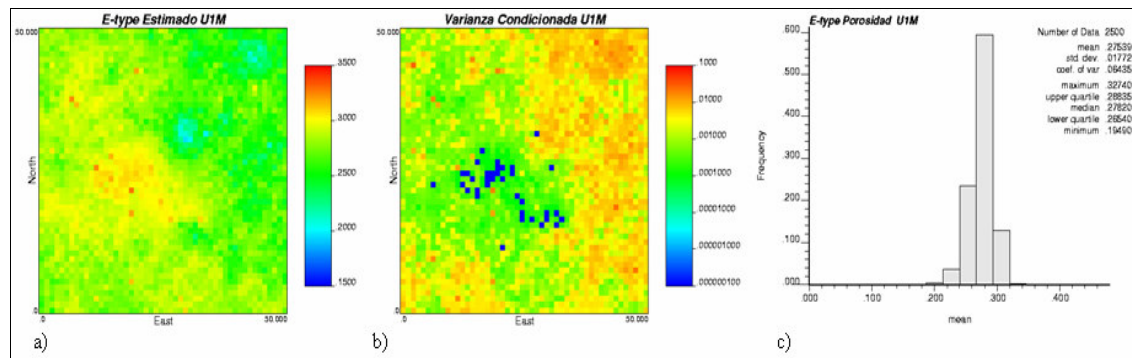


Figura 65. Post-simulación de las 20 realizaciones de Porosidad del Intervalo U1M en estudio.

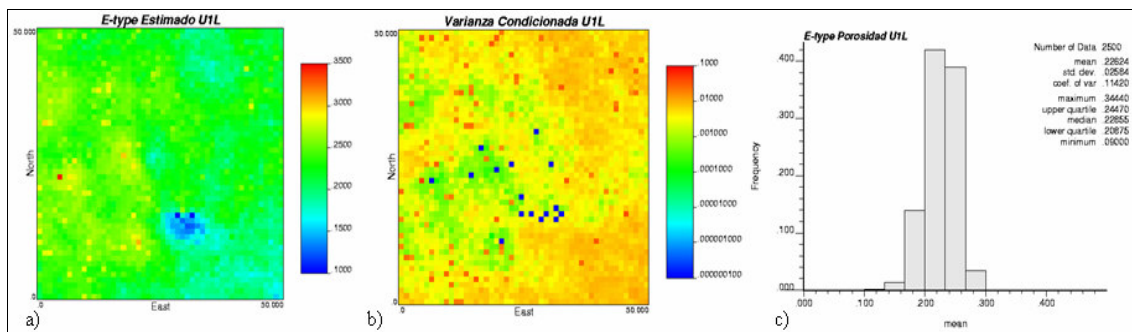


Figura 66. Post-simulación de las 20 realizaciones de Porosidad del Intervalo U1L en estudio.

#### 4.4.2. Simulación Secuencial Gaussiana de Permeabilidad

Podemos observar en la figura 67 que la mayoría de los valores de alta permeabilidad distribuidos en la zona central del mallado (grid) en naranja y menores valores en la periferia del mapa de imágenes en azul. Comparando las similitudes con el kriging para esta propiedad (figura 50) se observan similitudes en la zona central del gris, donde están distribuidos altos valores de permeabilidad y en las periferias valores más bajos. La realización que más reproduce el kriging es la simulación 16.

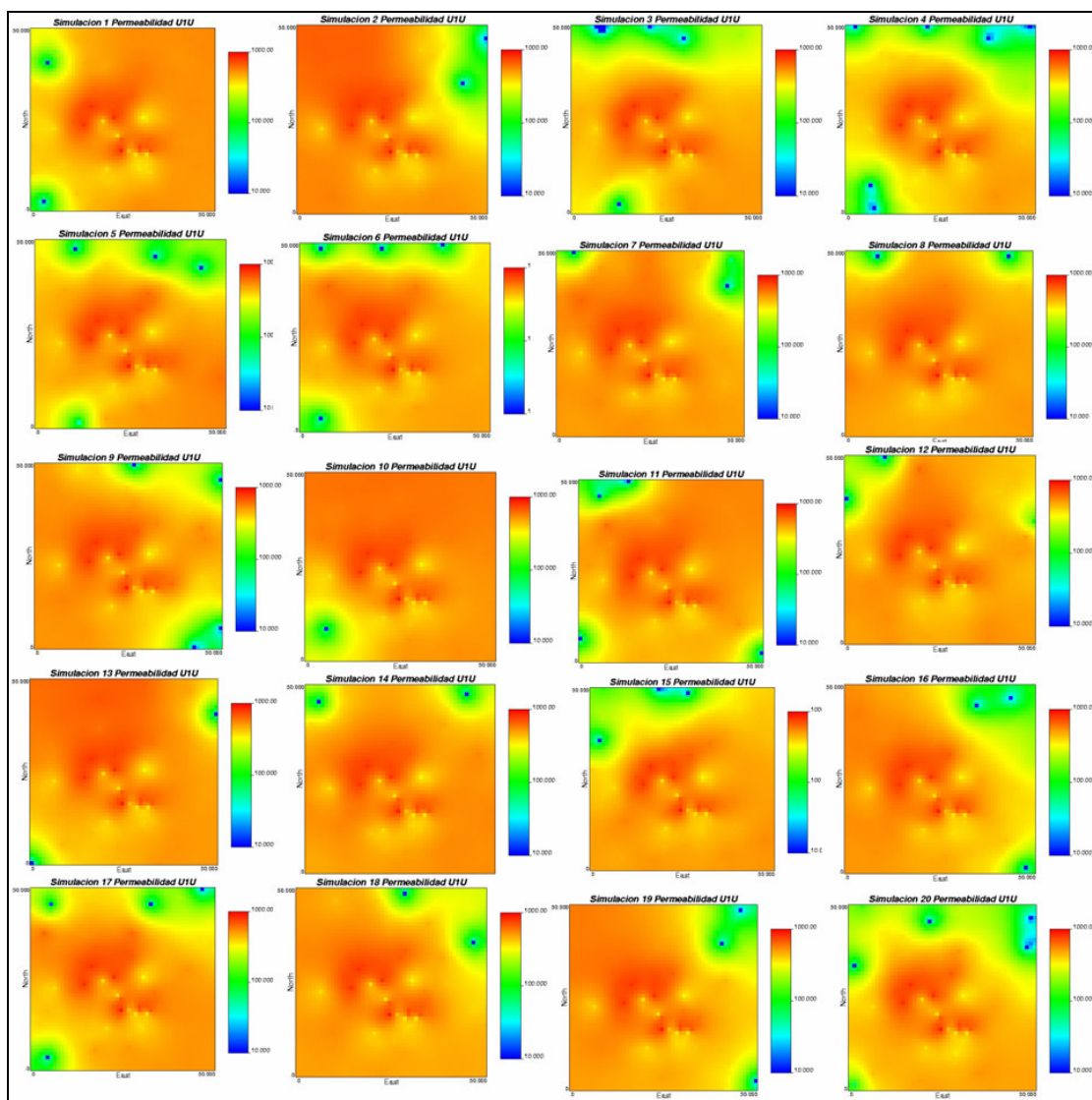


Figura 67. Simulación de la Permeabilidad del Intervalo U1U en estudio usando SGSIM.

Los histogramas de las simulaciones de permeabilidad (figura 68) muestran una distribución de valores con sesgadura a la izquierda (negativa) similar a la observada en la figura 34(e) para los valores originales, indicando esto que fueron correctamente reproducidos. En las simulaciones 2, 10 y 13 la forma del histograma, se asemeja más al histograma de permeabilidad original.

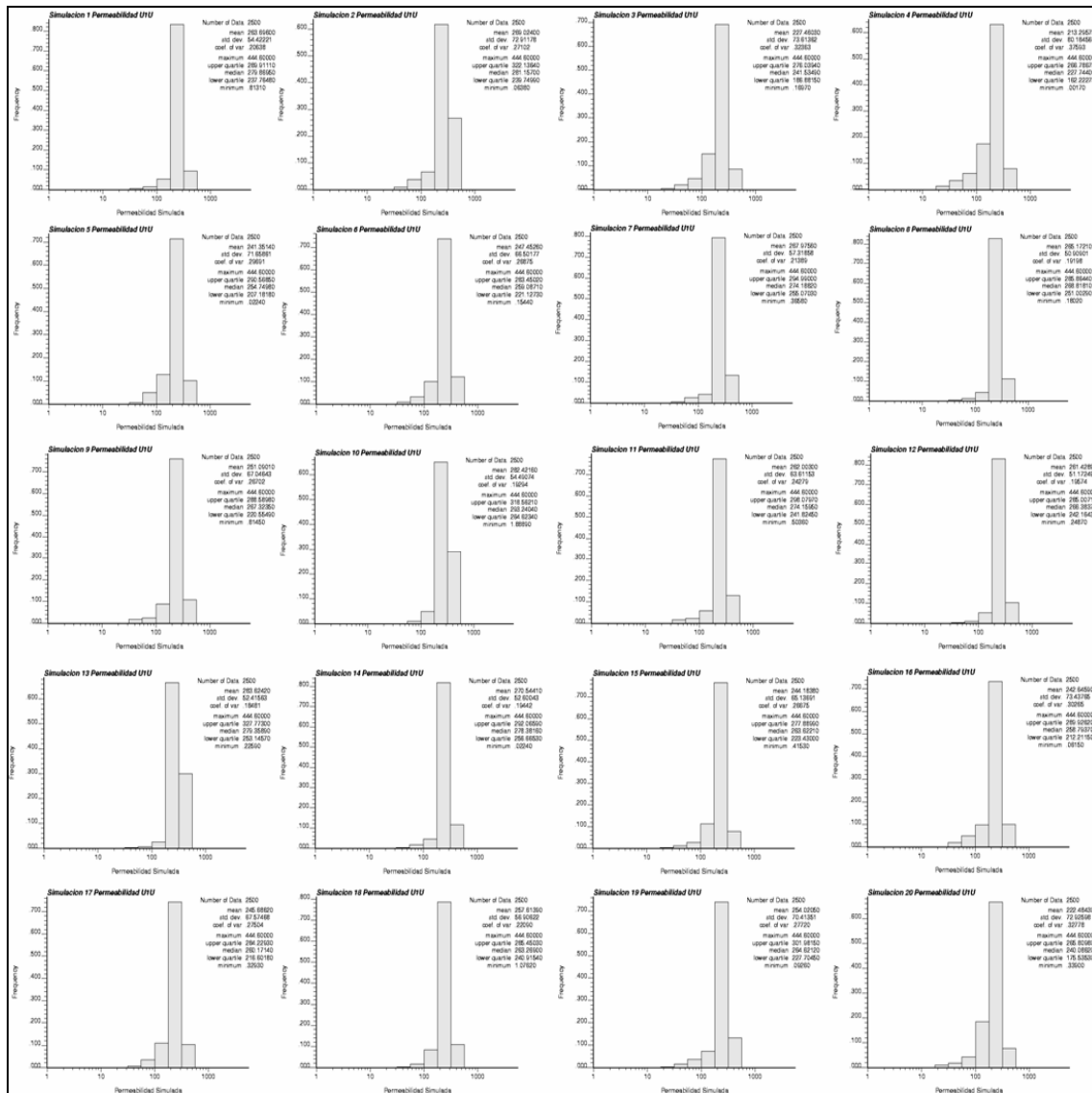
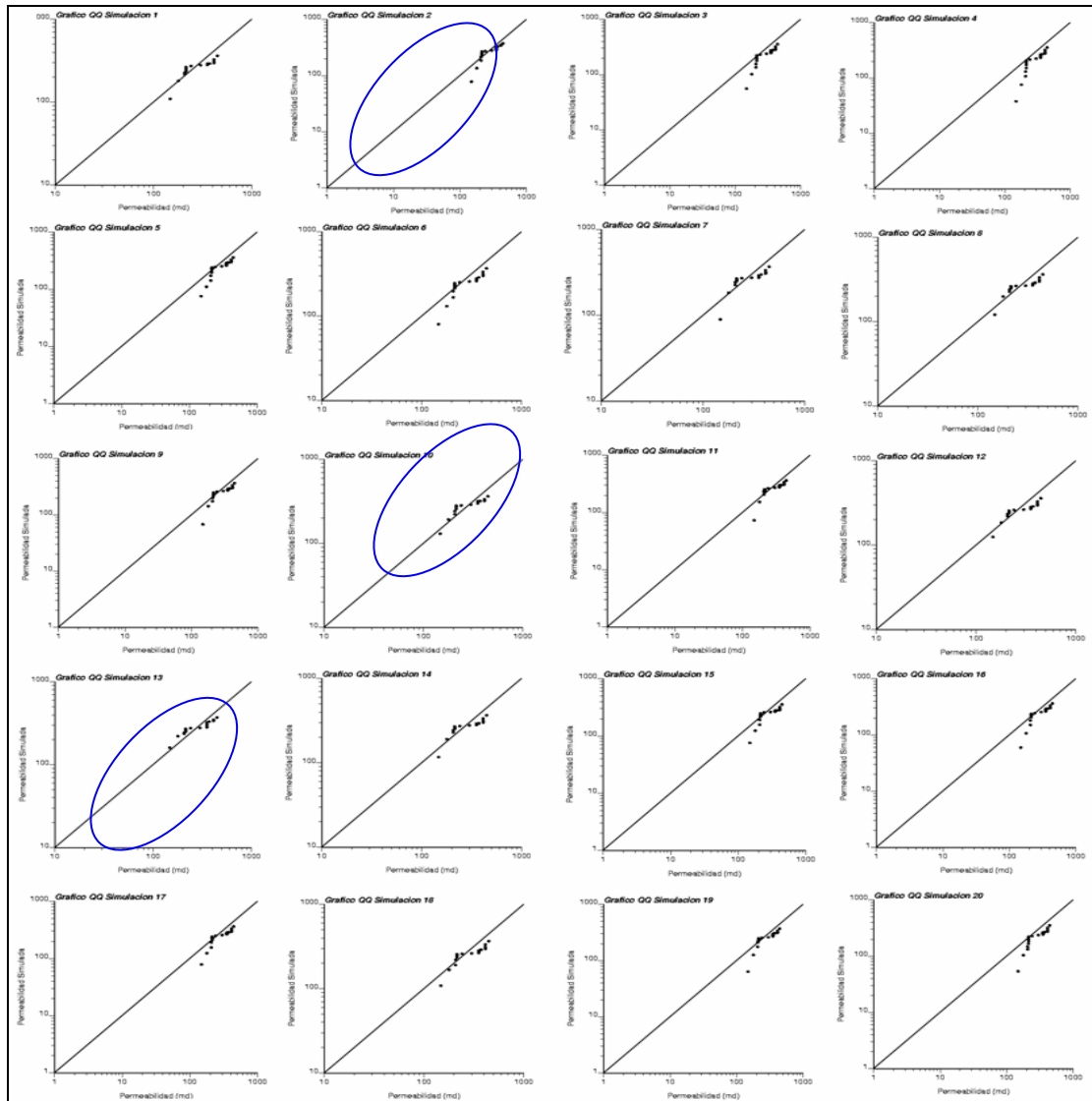


Figura 68. Histogramas de las Simulaciones de Permeabilidad para el Intervalo U1U en estudio.

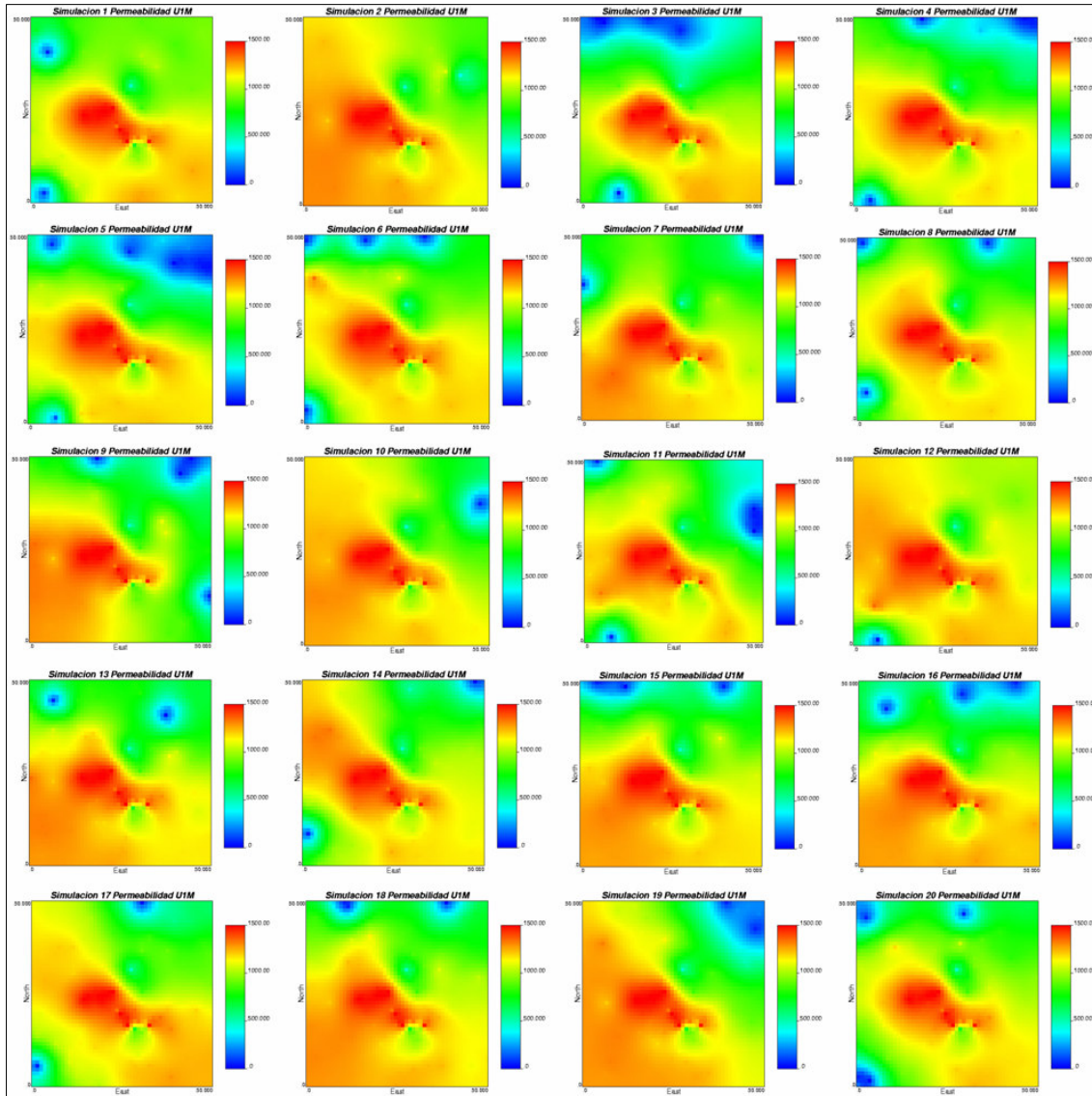
En los gráficos QQ para este intervalo (figura 69), al comparar las dos distribuciones se observa que en las simulaciones no todos los puntos descansan sobre la línea recta, lo que indica que las distribuciones son diferentes a la original. En las simulaciones 3, 4, 5, 16, 17

y 20 sólo un punto coincide en la línea recta. La media, desviación estándar y forma son diferentes por lo que éstas son las que peor reproducen el atributo. En las simulaciones 2, 10 y 13 en azul tienen medias más cercanas al valor original y la mayoría de sus puntos coinciden en la recta por lo que éstas son las que mejor reproducen la permeabilidad.



**Figura 69.** Gráficos QQ de Permeabilidad de 20 realizaciones del Intervalo U1U en estudio.

La figura 70 muestra los veinte mapas de imágenes de la permeabilidad en el intervalo U1M. Estas muestran que la mayoría de los valores de alta permeabilidad están distribuidos en el centro del mapa, además se observa que la simulación 4 es la que más reproduce el kriging de esta propiedad (figura 52).



**Figura 70.** Simulación de la Permeabilidad del Intervalo U1M en estudio usando SGSIM.

La representación estadística de la permeabilidad en la figura 71 muestra una distribución con sesgo negativo en todas las simulaciones, lo cual se asemeja a la distribución mostrada por los datos originales. A pesar de ser igual la distribución en las simulaciones 1, 4, 5, 7, 9, 11, 13, 16 y 20 muestran distribución con sesgo negativo pero sus formas son diferentes a la original ya que muestran alta distribución de valores de intermedios de permeabilidad. Los histogramas 2, 17, 18 y 19 son los que mejor se asemejan al histograma de datos originales (figura 35 (e)).

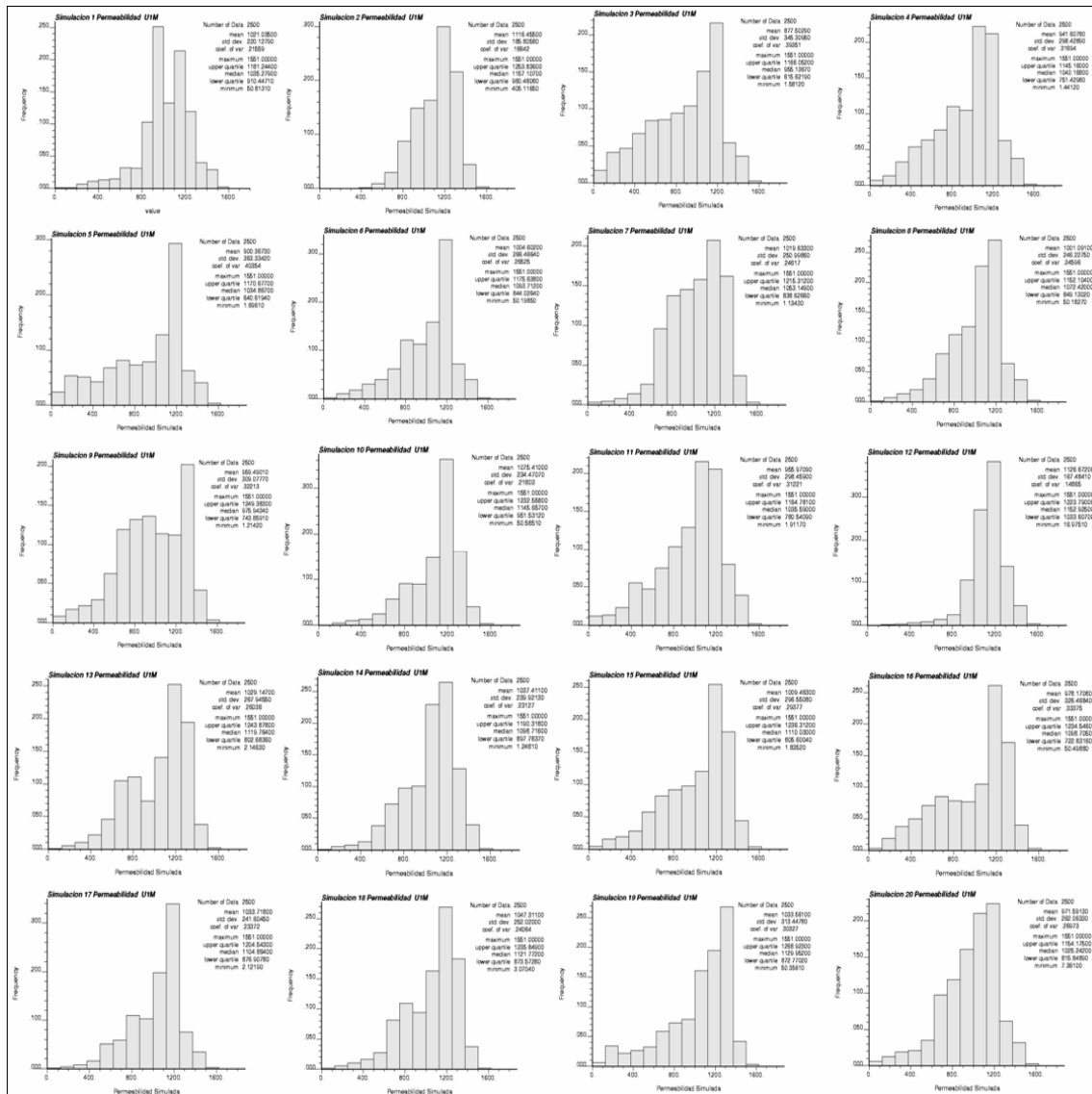
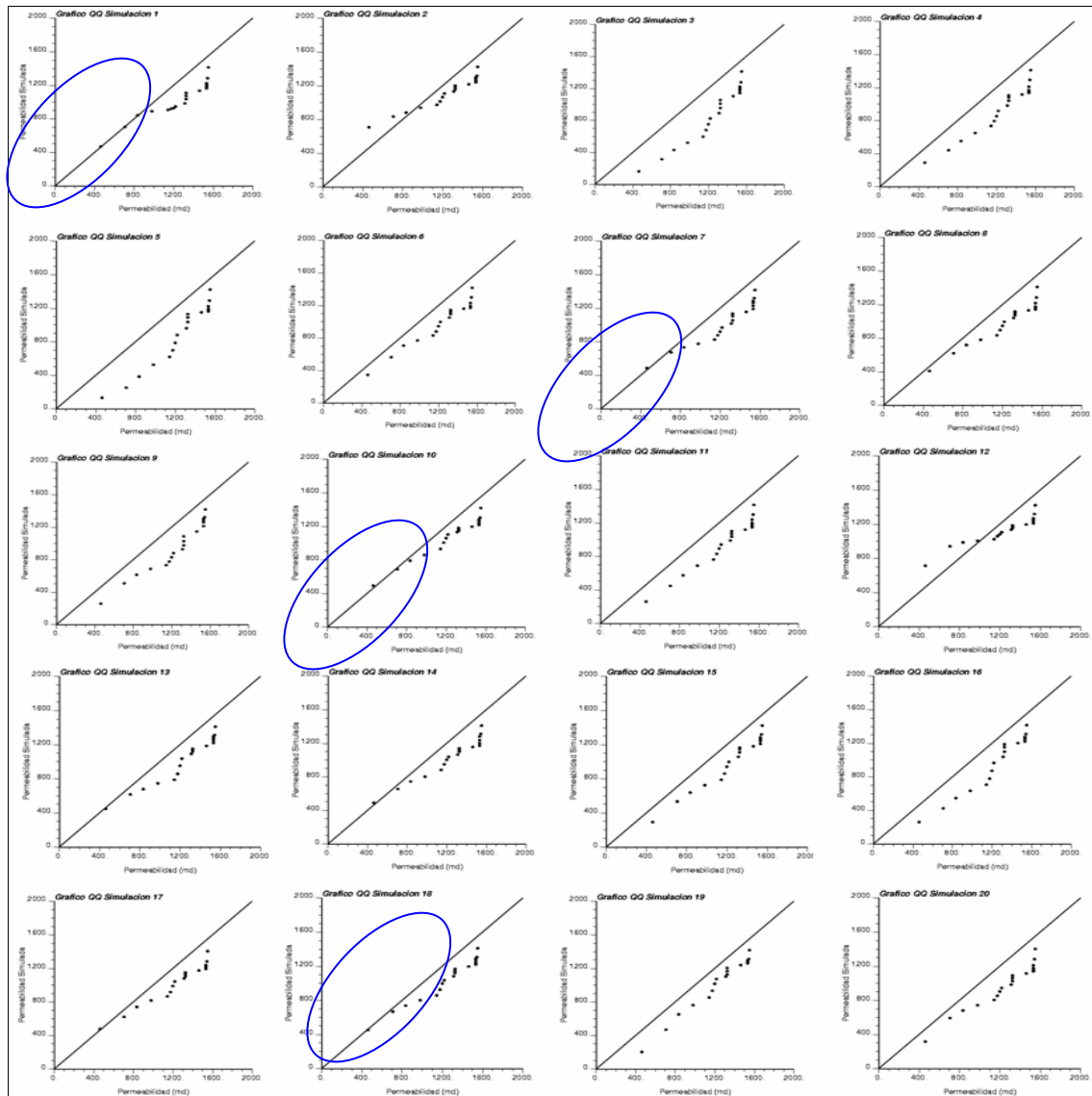


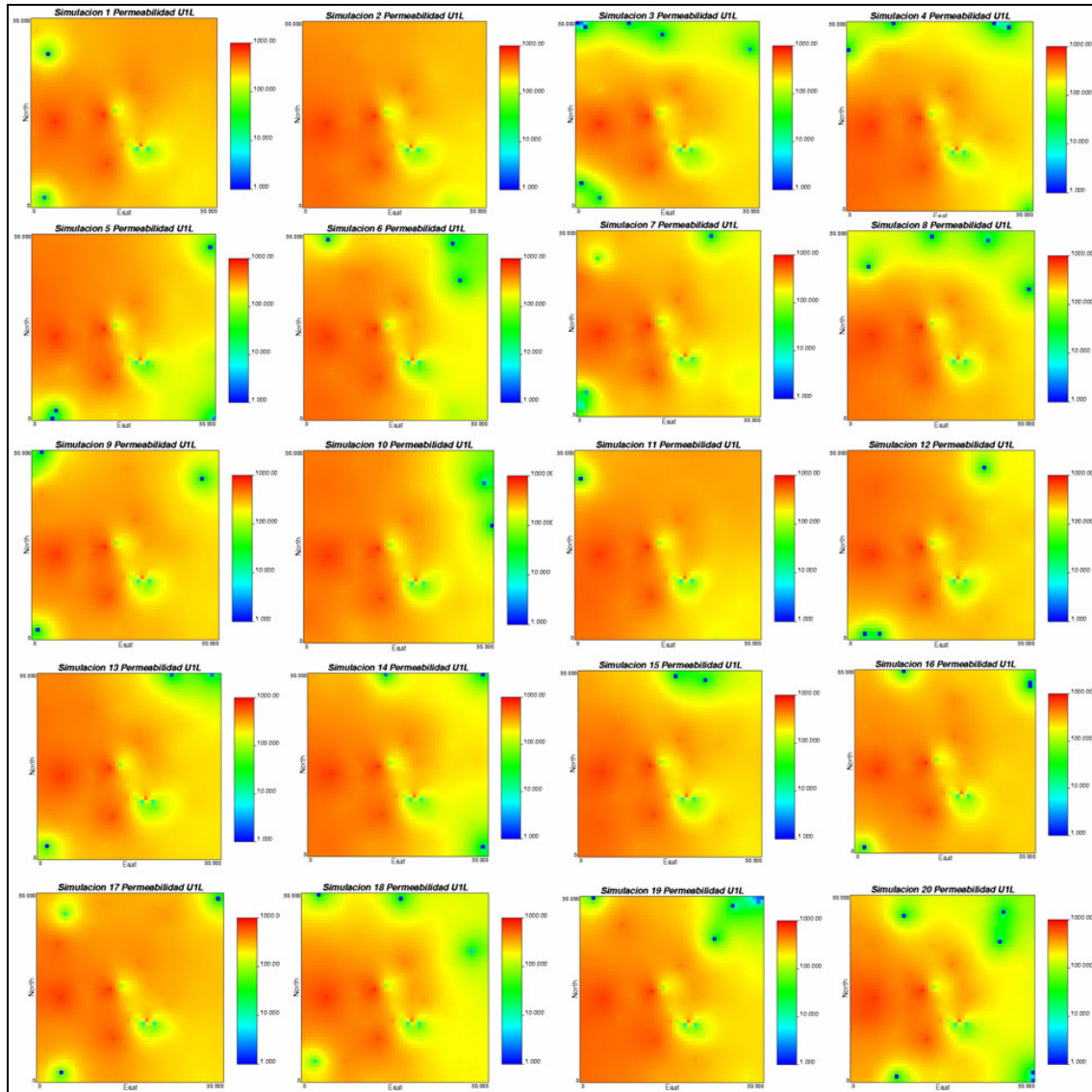
Figura 71. Histogramas de las Simulaciones de Permeabilidad para el Intervalo U1L en estudio.

En los gráficos QQ mostrados abajo (figura 72) se corrobora lo observado en los histogramas que la mayoría de las simulaciones no reproducen la datos original; pudiéndose observar realizaciones con diferente media ya que ningún punto coincide en la línea recta  $X \neq Y$  como en las simulaciones 3, 4, 5, 6, 9, 11, 14, 15, 19 y 20; también se tienen simulaciones con diferente desviación estándar como las simulaciones 1, 7, 10 y 18, donde algunos puntos coinciden en la línea recta.



**Figura 72.** Gráficos QQ de Permeabilidad de 20 realizaciones del Intervalo U1M en estudio.

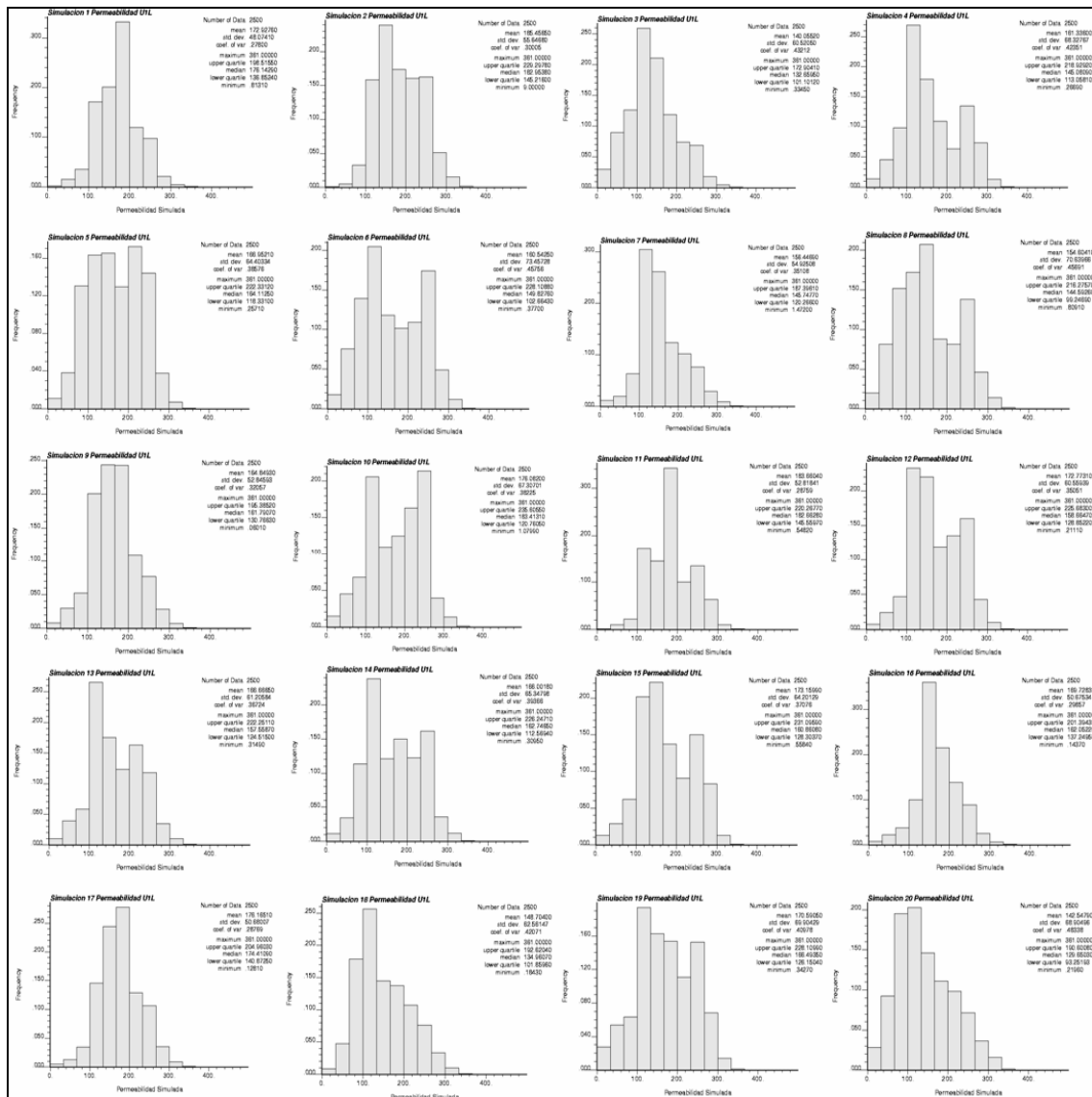
La figura 73 muestra los resultados de la simulación de permeabilidad para el intervalo UIL. Aquí se observa la existencia de altos valores en naranja en el centro del mapa y bajos en azul.



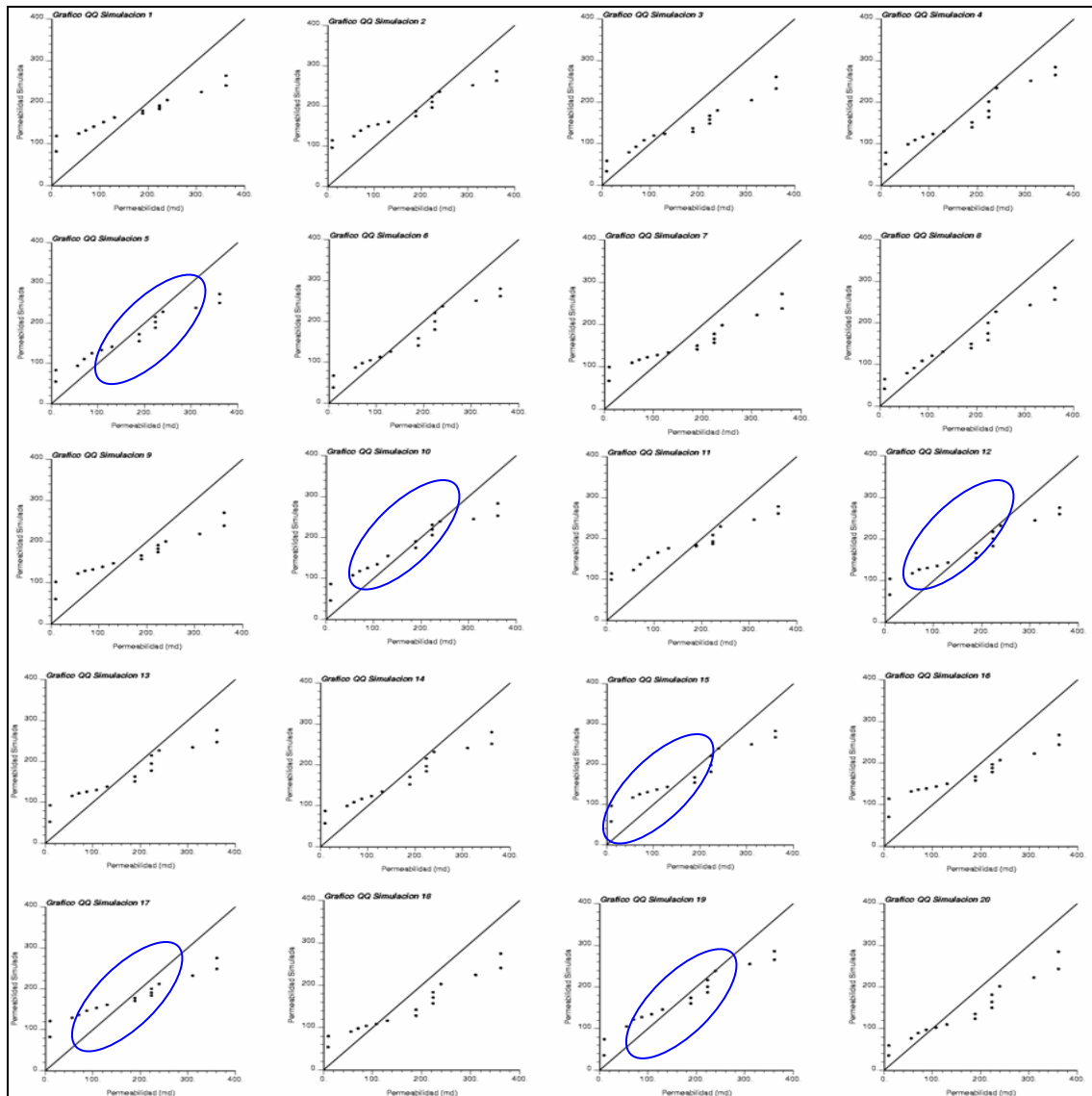
**Figura 73.** Simulación de la Permeabilidad del Intervalo U1L en estudio usando SGSIM.

Si observamos y comparamos los histogramas de permeabilidad en el intervalo U1L de la figura 74, de los 2500 valores simulados con la distribución original (figura 36(e)) se observa que las simulaciones no reproducen correctamente los datos originales ya que ésta presenta una distribución que no puede ser identificada con alguna distribución teórica a diferencia de las simulaciones cuyas distribuciones son segadas a la derecha, como en las simulaciones 16, 17, 18 y 20 o en muchos casos bimodal como simulación 5, 6, 8, 10 y 19. Si observamos los valores estadísticos, algunas simulaciones reproducen la media de los datos originales que es 173 como las simulaciones 1, 10, 12, 15, 17 y 19 pero todas las

realizaciones tienen valores de desviación estándar diferente al de la datos original que es 109.



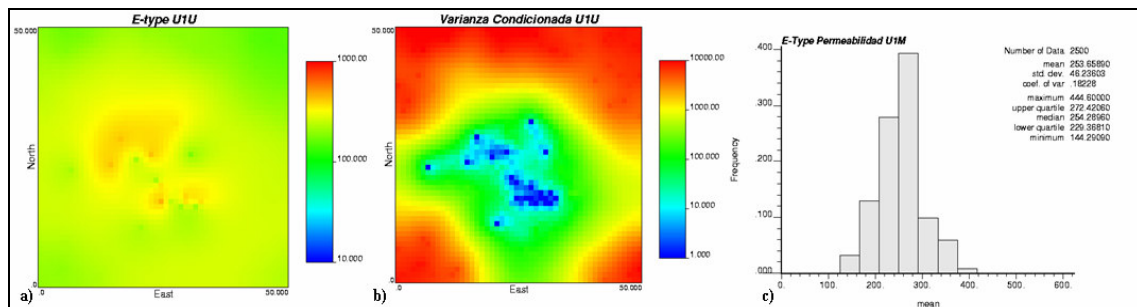
**Figura 74.** Histogramas de las Simulaciones de Permeabilidad para el Intervalo UIL en estudio. En la figura 75 tenemos los gráficos QQ para UIL. En estos gráficos se corrobora lo observado en los histogramas que las simulaciones no reproducen los datos originales, pudiéndose observar que las realizaciones presentan diferente desviación estándar y forma, teniendo en algunas simulaciones igual media a la datos original en las simulaciones ya mencionadas. En las simulaciones 1, 10, 12, 15, 17 y 19 señalados dentro del ovalo azul están los puntos que coinciden sobre la línea recta, pero esto no es indicativo de que se reproduzcan los datos originales.



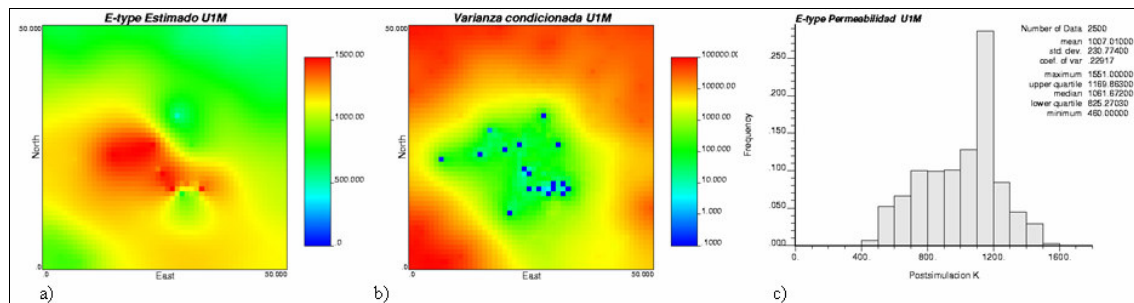
**Figura 75.** Gráficos QQ de Permeabilidad de 20 realizaciones del Intervalo U1L en estudio.

Las simulaciones promedio de permeabilidad en los intervalos U1U, U1M y U1L en estudio se muestran en las figuras 76, 77, 78; estas presentan menor variación de la permeabilidad respecto a cualquiera de las veinte realizaciones generadas, ya que estas realizaciones promedio son un extremo equiprobable de la distribución de permeabilidad. Si las comparamos con el kriging (figuras 50, 52 y 54) se asemejan más a estas imágenes que cada simulación por separado.

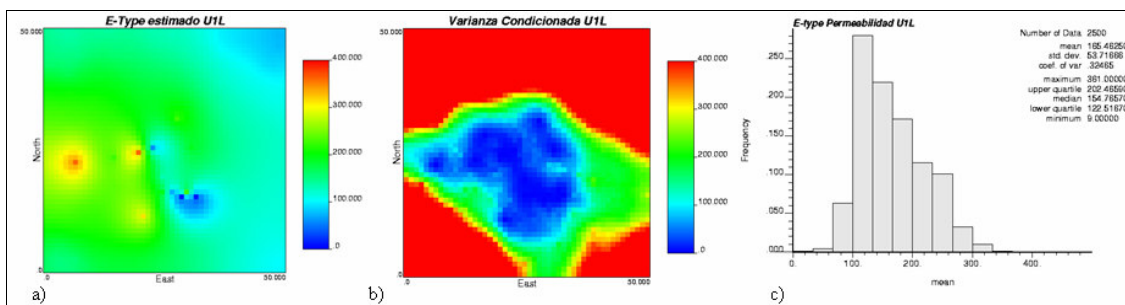
En relación a la variabilidad estadística, si comparamos los histogramas del intervalo U1U, U1M de las figura 76(c), 77(c) con la presentada por los datos originales (figura 34(e), 35(e)) ambos intervalos tiene distribución sesgada a la izquierda con medias similares, al comparar la figura del intervalo U1L (figura 78(c)) ésta no coincide con la figura 36(e), ya que muestra una distribución con sesgo positivo a diferencia de la distribución de los datos originales los cuales no se pueden definir con una distribución teórica.



**Figura 76.** Post-simulación de las 20 realizaciones de Permeabilidad del Intervalo U1U en estudio.



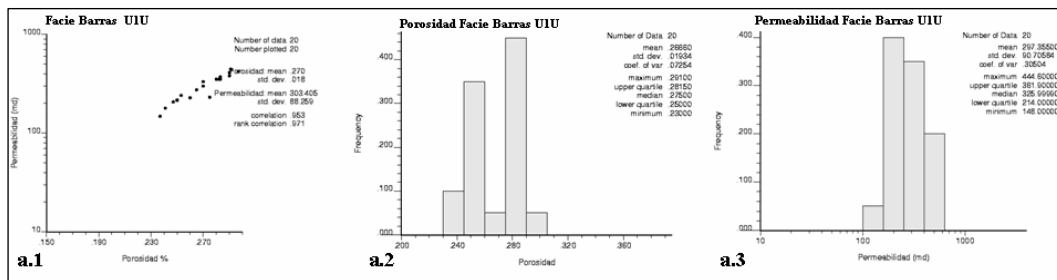
**Figura 77.** Post-simulación de las 20 realizaciones de Permeabilidad del Intervalo U1U en estudio.



**Figura 78.** Post-simulación de las 20 realizaciones de Permeabilidad del Intervalo U1L en estudio.

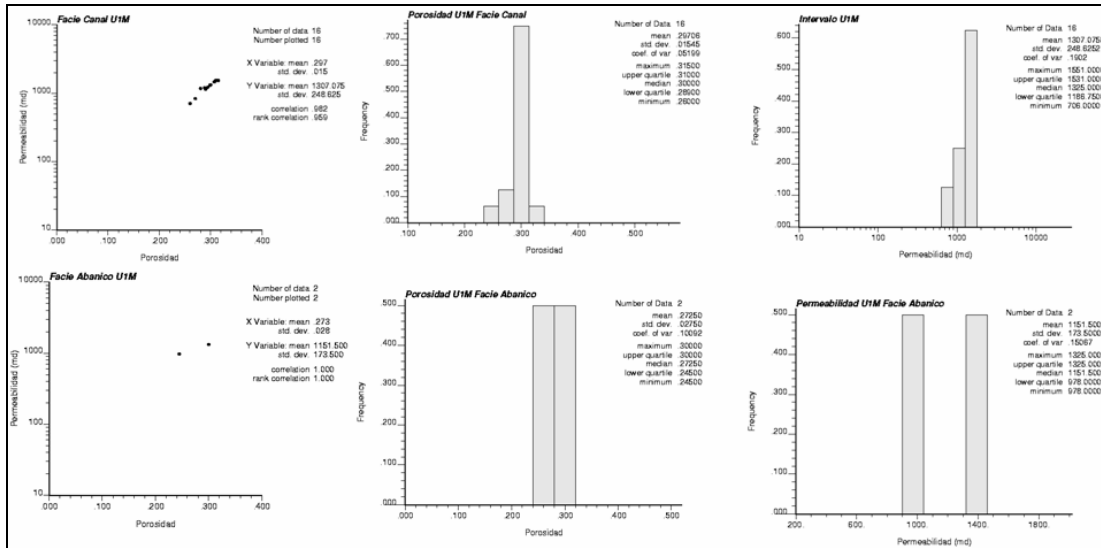
#### 4.5. Crossplot de porosidad vs permeabilidad condicionado a las facies

Al analizar la figura 79 condicionada a la facies del intervalo U1U, se observa que el coeficiente de correlación ( $\rho_{xy}$ ), el cual relaciona la covarianza con la desviación estándar para la facies de Barra de Desembocadura presenta valores de 0.953, con su respectivo coeficiente de correlación jerárquica ( $\rho_{rank}$ ) de 0.971; podemos notar que el  $\rho_{rank} > \rho_{xy}$ , lo que indica una relación monótona no lineal entre la porosidad y permeabilidad condicionada a esta facies, con la existencia de algunos pares marginales que disminuyen o arruinan la correlación.



**Figura 79.** Crossplot de Porosidad vs Permeabilidad condicionado a Facies del Intervalo U1U.

En el caso de las facies asociadas al intervalo U1M éste tiene facies de Canal y de Abanico de Rotura. En la figura 80 se muestran las gráficas de distribución bivariada y univariada; en el crossplot de permeabilidad vs porosidad para la facie de canal esta presenta una covarianza altamente positiva caracterizada por un coeficiente de correlación de 0.982 y un coeficiente rank de 0.959. En este caso el  $\rho_{rank} < \rho_{xy}$ , lo que indica que algunos pares marginales están mejorando una pobre correlación. Respecto a los histogramas de porosidad y permeabilidad ambos muestran una distribución sesgada a la izquierda con media de 0.297 y 1307 respectivamente. El crossplot de permeabilidad vs porosidad de la facie de abanico de rotura no es muy representativa ya que la cantidad de datos es muy poca para definir una tendencia determinada viéndose reflejado en los valores de los coeficientes donde ambos son iguales a 1 ( $\rho_{rank} = \rho_{xy}$ ), al igual los histogramas no nos dan una distribución determinada.



**Figura 80.** Crossplot de Porosidad vs Permeabilidad condicionado a Facies del Intervalo U1M.

La figura 81 muestra la descripción uni y bivariada de la porosidad y permeabilidad condicionada a las facies. En este caso el intervalo U1L presenta tres facies descritas como son facie de canal, abanico de rotura y de dique, cada una con comportamiento diferente entre ellas. En el caso de la facie de canal tiene una covarianza altamente positiva con un coeficiente de correlación de 0.971 y un coeficiente rank de 1.0. En este caso el  $\rho_{\text{rank}} > \rho_{xy}$ , lo que indica una relación monótona no lineal entre los valores de porosidad y permeabilidad de esta facies y la posible existencia de algunos pares marginales que disminuyen o arruinan la correlación. Respecto a descripción univariada se observa en los histogramas de porosidad y permeabilidad una distribución sesgada a la izquierda con medias de 0.262 y 246 respectivamente.

En la facie de abanico de rotura los valores son pocos (cuatro) mostrando una tendencia altamente positiva donde  $\rho_{\text{rank}} = 1.0 > \rho_{xy} = 0.99$  y muestra una distribución gaussiana o normal para los histogramas de porosidad y permeabilidad con medias de 0.217 y 109.5 respectivamente.

En la facie de dique la distribución bivariada no es muy representativa, ya que la cantidad de datos es muy poca para observarse cierta tendencia, por lo que los valores de ambos

coeficientes son iguales a 1 ( $\rho_{\text{rank}} = \rho_{xy}$ ). En los histogramas no se observa una distribución determinada.

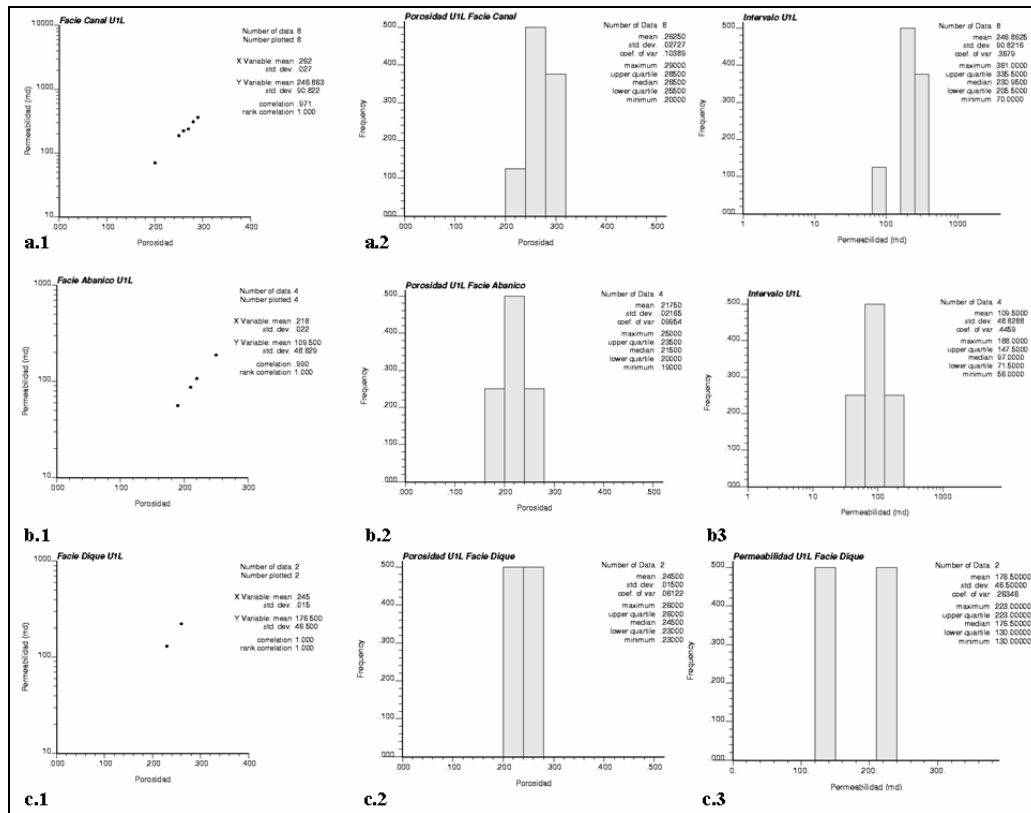


Figura 81. Crossplot de Porosidad vs Permeabilidad condicionado a Facies del Intervalo U1L.

#### 4.6. Postsimulación

Los percentiles dividen el conjunto de datos estudiados para cada propiedad en cien partes iguales. Estos permiten hacer un análisis de incertidumbre de los datos, considerando en este estudio los percentiles de 15, 50 y 85; siendo el  $P_{15}$  el escenario pesimista, el  $P_{50}$  el escenario probable y el  $P_{85}$  el escenario optimista.

Las figuras 82 y 83 muestran la distribución de los percentiles de porosidad y permeabilidad para el intervalo UIU, donde podemos observar que los valores máximos y mínimos entre los percentiles cambia para la porosidad en el  $P_{15}$  el rango esta entre 0.291 máximo a 0.057 mínimo y para permeabilidad máximo 444 md y mínimo 31.6 md lo que

indica valores bajos de las propiedades. Esto lo describe como un pésimo escenario. En el  $P_{50}$  los valores de porosidad están entre 0.291 a 0.238 y de permeabilidad 444 md a 112 md, siendo valores aceptables para un buen prospecto y por último el  $P_{85}$  con valores de porosidad entre 0.24 a 0.291 y permeabilidad 446 a 179 podemos observar que el cambio entre los rangos es poco representativo respecto al obtenido en el  $P_{50}$ .

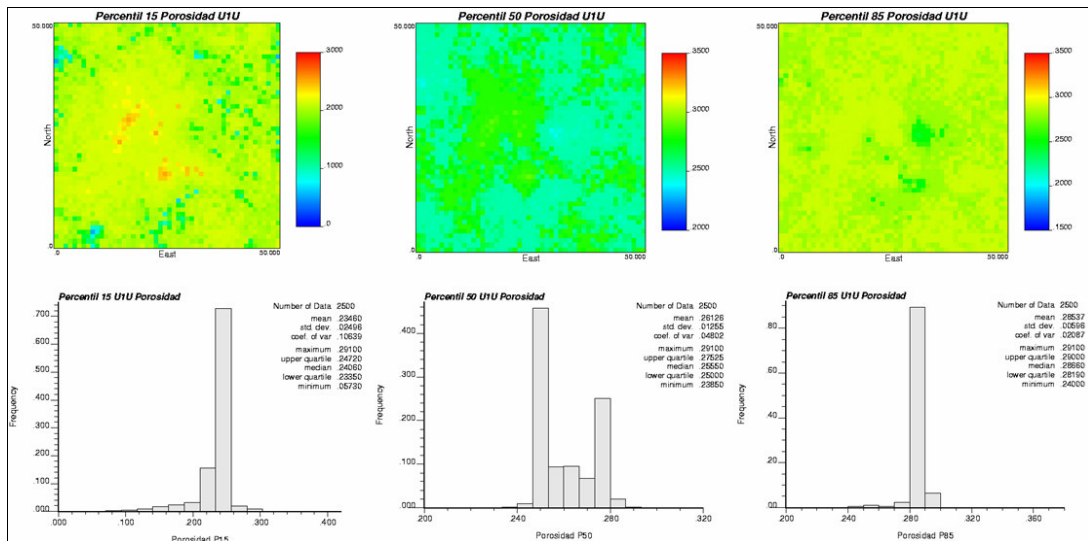


Figura 82. Percentiles de 15, 50, 85 de las 20 simulaciones de Porosidad del Intervalo UIU

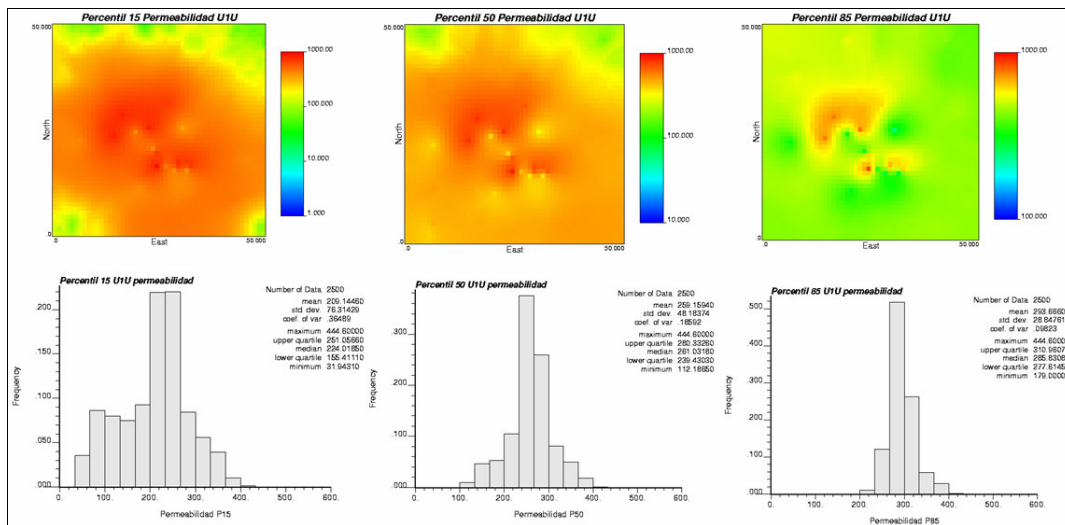


Figura 83. Percentiles de 15, 50, 85 de las 20 simulaciones de Permeabilidad del Intervalo UIU.

La distribución de los percentiles de porosidad y permeabilidad para el intervalo U1M se muestran en la figura 84 y 85. Aquí se observa que los valores máximos y mínimos entre

los percentiles cambia para la porosidad en el P<sub>15</sub> el rango está entre 0.31 máximo a 0.033 mínimo y para permeabilidad máximo 1551 md y mínimo 126 md, lo que nos indica valores bajos de las propiedades lo que lo hace un pésimo escenario. En el P<sub>50</sub> los valores de porosidad están entre 0.31 a 0.24 y de permeabilidad 1551 md a 447 md, siendo buenos valores para un buen prospecto (incremento en el valor del mínimo). Y por ultimo el P<sub>85</sub> con valores de porosidad entre 0.315 a 0.24 y permeabilidad 1551 a 460 podemos observar que no existe cambio en los rangos de porosidad a diferencia de en al permeabilidad, aunque es poco representativo respecto al obtenido en el P<sub>50</sub>.

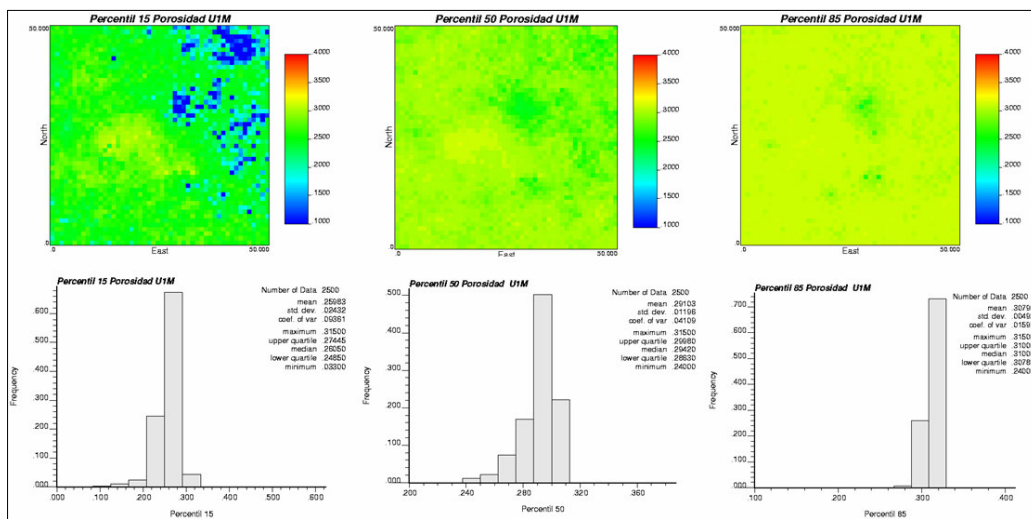


Figura 84. Percentiles de 15, 50, 85 de las 20 simulaciones de Porosidad del Intervalo U1M.

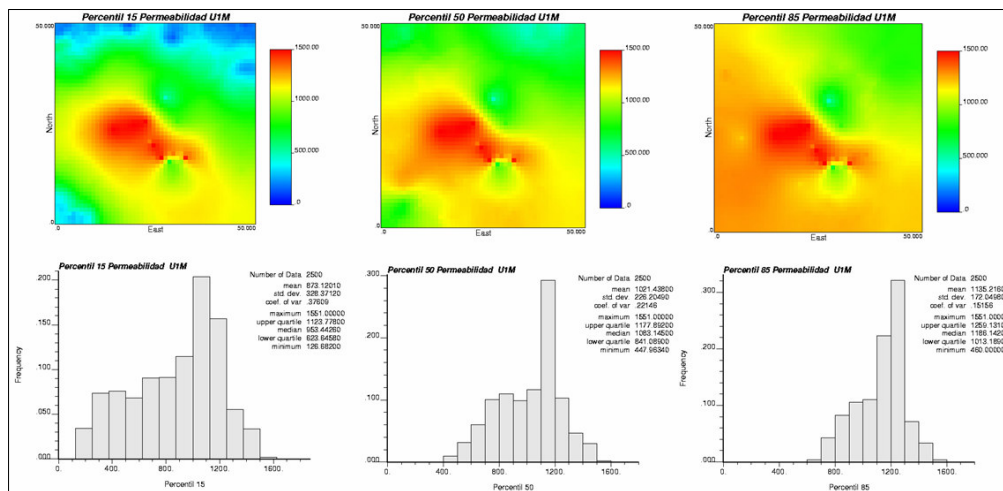


Figura 85. Percentiles de 15, 50, 85 de las 20 simulaciones de Permeabilidad del Intervalo U1M.

La distribución de los percentiles de porosidad y permeabilidad para el intervalo U1L se muestran en la figura 86 y 87 aquí se observa que los valores máximos y mínimos entre los tres percentiles estudiados se mantienen constantes para la porosidad y la permeabilidad, lo que nos indicaría que no existe en este intervalo un escenario desde el punto de vista de los percentiles que sea pesimista o optimista.

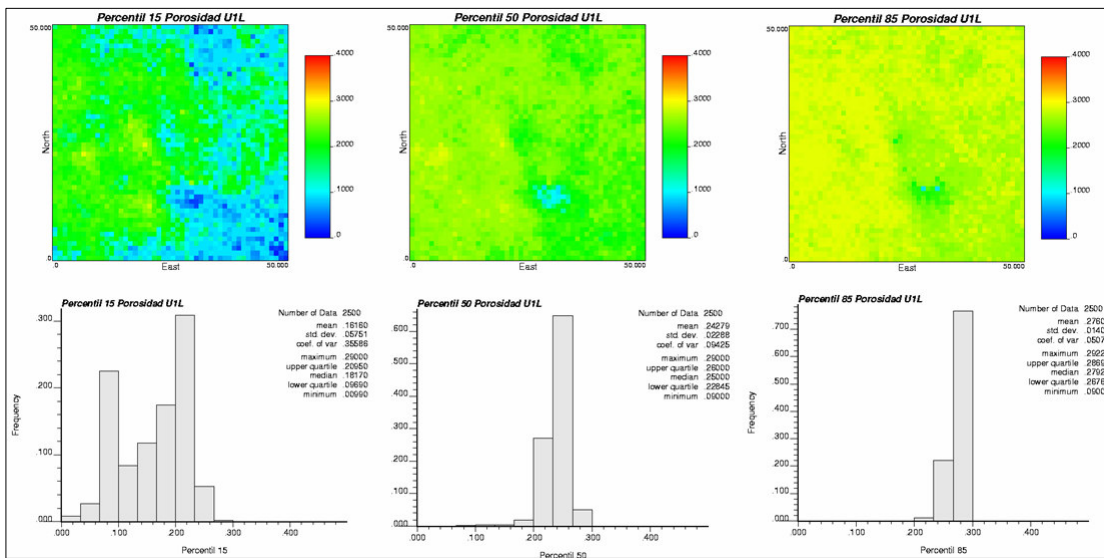


Figura 86. Percentiles de 15, 50, 85 de las 20 simulaciones de Porosidad del Intervalo U1L.

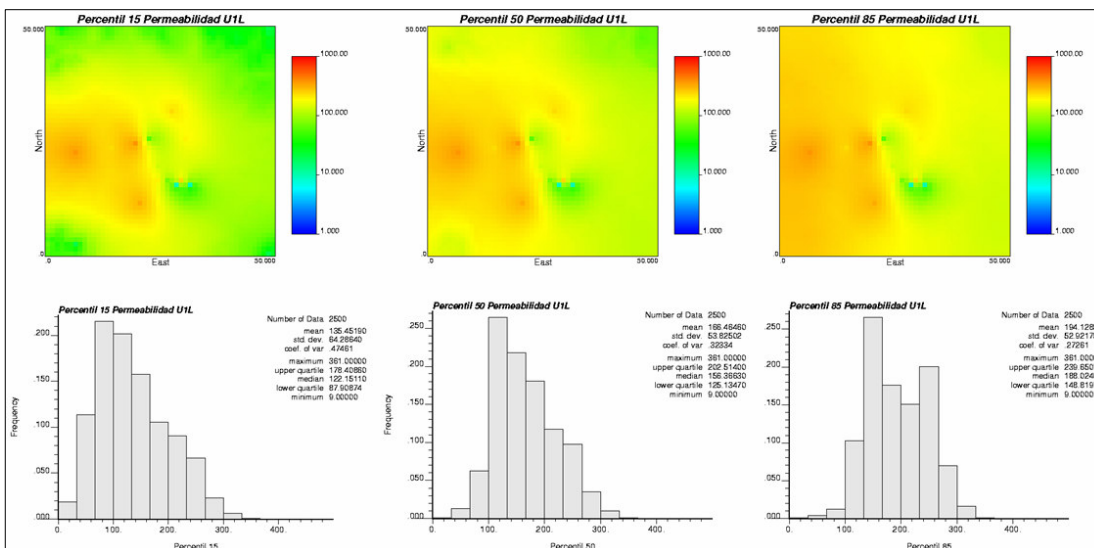


Figura 87. Percentiles de 15, 50, 85 de las 20 simulaciones de Permeabilidad del Intervalo U1L.

## **CONCLUSIONES**

1. El emplear técnicas geoestadísticas para estimar atributos de un yacimiento permite realizar estudios con un carácter más cuantitativo, lo que ayuda a reducir la incertidumbre y el carácter subjetivo de las investigaciones geológicas.
2. El modelo geológico conceptual establecido para los intervalos en estudio (U1U, U1M, U1L) de la arena U1 quedó descrito de la siguiente manera; el intervalo U1U constituido por barras de desembocaduras, U1M constituido por canales, diques y abanicos de rotura y el intervalo U1L por canales, diques, llanura de inundación y abanicos de rotura, siendo asociadas estas facies a un ambiente deltaico tipo 1.
3. El análisis exploratorio univariado estableció que los valores de permeabilidad y porosidad para los tres intervalos, presentan una distribución lognormal con sesgo negativo, lo cual fue confirmado con los gráficos de probabilidad.
4. En el intervalo U1L se observan barras de alta frecuencia relativa para los valores bajos en aquellas propiedades estrechamente relacionada con las facies lutíticas (llanura de inundación), por lo que los histogramas de estas propiedades no presentan distribuciones ajustadas a un modelo teórico; a diferencia del histograma de los topes del intervalo cuya distribución es gaussiana, por lo que no es afectada por la distribución de las facies.
5. En el análisis bivariado de porosidad vs permeabilidad se obtuvo que para los tres intervalos estudiados el coeficiente rank ( $\rho_{\text{rank}}$ ) es mayor que el coeficiente de correlación ( $\rho_{xy}$ ), lo que indicó que existe una relación monótona no lineal entre estas propiedades, lo cual se debe a la existencia de pares de puntos que afectan la correlación.
6. La variabilidad espacial de la porosidad en el estudio muestra un aumento y disminución dramática con el incremento de la distancia. En el intervalo U1U la porosidad presenta menor continuidad en dirección NE y mayor continuidad en dirección OMN, NS y EO; lo cual se correlaciona con la dirección en que se depositaron las barras de

desembocaduras características de este intervalo. Para el intervalo U1M la mayor continuidad se observó en dirección OMN, NS y NE que corresponde a la dirección de sedimentación de los canales en este intervalo y la menor continuidad al EO. En el intervalo U1L el crecimiento lento de la porosidad en dirección OMN, NS y EO indicando una mayor continuidad y menor en sentido NS.

7. La permeabilidad presento una variabilidad espacial similar a la porosidad, la cual fue muy errática con incrementos y descensos con la distancia. En el intervalo U1U se tiene mayor continuidad en dirección OMN y EO con menor continuidad al NE y NS; mientras que en el intervalo U1M su mayor continuidad es en dirección OMN y NS con menor continuidad en las direcciones NE y EO. En el intervalo U1L la permeabilidad tiene su mayor continuidad en dirección OMN y NE y menor al EO, en dirección NS muestra poca variabilidad con alto rango.

8. Los resultados de las imágenes del kriging para los intervalos U1M y U1L muestran coherencia entre los atributos de porosidad y permeabilidad misma tendencia.

9. Con el uso de la simulación secuencial gaussiana de la porosidad se generaron múltiples imágenes equiprobables de este atributo para cada intervalo en estudio. Estas imágenes fueron comparadas en los gráficos QQ con los datos originales a fin de jerarquizar cuales realizaciones son las que mejor reproducen los datos originales, como en el caso del intervalo U1U cuyas mejores realizaciones son las 7 y 15 en el; 4, 12 y 20 para el intervalo U1M y las realizaciones 4, 12 y 13 en el intervalo U1L.

10. Las mejores realizaciones generadas de la permeabilidad donde algunos puntos coinciden en la línea de 45° son para el intervalo U1U las 2, 10 y 13, para el intervalo U1M las 1, 7, 10 y 18 y para U1L son las 1, 10, 12, 15, 17 y 19.

11. Las simulaciones promedio de permeabilidad y porosidad son las que presentan menor variación de ambas propiedades si se comparan con algunas de las realizaciones en

específico, ya que son un extremo equiprobable de la distribución de permeabilidad o porosidad.

12. El estudio de la distribución de los percentiles de porosidad y permeabilidad para los intervalos U1U y U1M permitió seleccionar como mejor escenario el probable el  $P_{50}$  ya que el rango de valores entre el máximo y el mínimo es el más fiable de reproducir. En el caso del intervalo U1L todos los escenarios muestran el mismo comportamiento para todos los percentiles, la cual nos permite concluir que los tres escenarios serían reproducibles por las propiedades.

## ***RECOMENDACIONES***

1. Continuar estudios geoestadísticos posteriores en el área en el intervalo U1 condicionando la porosidad y permeabilidad a las facies descritas, empleando para esto herramientas de modelaje de facies como FLUVSIM.
2. Disponer de una herramienta integrada que permita generar realizaciones de forma más funcional.
3. Incrementar el uso de herramientas geoestadísticas en la caracterización de yacimientos a fin de obtener múltiples imágenes equiprobables del subsuelo.

## **BIBLIOGRAFÍA**

1. Avendaño R., Cáceres S. y Castillo M. 2002. **Elaboración de un modelo geológico a partir de la integración de métodos geoestadísticos y petrofísicos en el Área Mayor Socororo, Estado Anzoátegui.** SOVG – XI Congreso Venezolano de Geofísica.
2. Allen, G.P y Segura, F. 1989. **Sedimentología de los depósitos clásticos.** Total Exploration Laboratory. pp. 133.
3. Consentino, L., 2001. **Integrated Reservoir Studies.** Institut Français du Petrole Publications. Editions TecHnip. Francia. pp.310.
4. Deutsch, C.V. and Journel, A., 1998. **GSLIB: Geostatistical Software Library and User's Guide.** Oxford University Press, NEO York, Second Edition. 369p.
5. Deutsch, C.V., 1996. **FORTTRAN programs for calculating connectivity of three-dimensional numerical models and for ranking multiple realizations.** Stanford University, CA 94305. Computers & Geosciences 24. pp. 69-76.
6. Deutsch, C.V., 1998. **Reservoir modeling with publicly available software.** University of Alberta, Edmonton, Canada. Computers & Geosciences 25. pp. 355-363.
7. Deutsch, C.V., Tran, C., 2002. **FLUVSIM: a program for object-based stochastic modeling of fluvial depositional systems.** Computers & Geosciences 28. pp. 525-535.
8. Diaz, M., (2002). **Geoestadística Aplicada.** Instituto de Geofísica, UNAM. Disponible: [www.mmc.igeofcu.unam.mx/cursos/gest/GeoEstadistica.pdf](http://www.mmc.igeofcu.unam.mx/cursos/gest/GeoEstadistica.pdf) [Consulta: 2006, Mayo 23]
9. Edington, D. and Poeter E., 2002. **Applying a stratigraphic Model, FLUVSIM, to problems of flow and transport.** Colorado School of Mines. Golden, CO80401.

10. Edington, D., 2004. **Modeling stratigraphic control of flow and transport characteristic with Fluvsim**. Colorado School of Mines. 38<sup>th</sup> Annual Meeting. Vol.36, N°3.
11. Edward, H. and Srivastava, M., 1989. **An introduction applied geostatistics**. Oxford University Press, NEO York. p.p 561.
12. Feyen, L. and Caers, J., 2002. **Multiple-point geostatistics: a powerful tool to improve groundwater flow and transport predictions in multi-modal formations**. Stanford University department of Geological Environmental Sciences, USA. p.p 11.
13. González, De J., 1980. **Geología de las Cuencas Petrolíferas de Venezuela**. Tomo II. Ediciones FONIVES. PP. 908-974.
14. González, R., 1997. **Curso Introducción a la Geoestadística**.
15. GOCAD. [www.gocad.org/www/gocad/index.shtml?history](http://www.gocad.org/www/gocad/index.shtml?history)
16. Henriquez, A., Tyler, K. and Hurst, A., 1990. **Characterization of fluvial sedimentology for reservoir simulation modeling**. SPE Formation Evaluation.. SPE 18323. PP. 211-216.
17. Lexico Estratigráfico. 1997. PDVSA. [www.pdvsa.com/lexico/o2w.htm](http://www.pdvsa.com/lexico/o2w.htm)
18. Pyrcz, M., Catuneanu, O. and Deutsch, C.V., 2005. **Stochastic surface-based modeling of turbidite lobes**. AAPG Bulletin, v. 89, N° 2, PP. 177-191.
19. Quintín, C., **Elementos de Geoestadística**. Departamento de Informática. Universidad de Pinar del Río. Disponible en:[www.monografias.com/trabajos14/](http://www.monografias.com/trabajos14/). [Consulta: 2006, Enero 10]

20. **Reservoir modeling with WinGslib.** OverviEO. Disponible en:  
[www.staios.com/training](http://www.staios.com/training). [Consulta:2006, Mayo 23]

ANEXO [ 1 ]

Anexo 1. Tabla de construcción del Grid 50\*50 empleado.

<b>POZOS</b>	<b>COORDENADAS ROTADAS X</b>	<b>COORDENADAS ROTADAS Y</b>	<b>GRID X</b>	<b>GRID Y</b>
401	5778,3125	3797	28,5	18,5
402	5045,6	4428,9	25,5	22,5
403	5207,59375	3634,375	26,5	18,5
404	4334,6875	5203,375	21,5	26,5
405	4493,59375	2702,625	22,5	13,5
406	3312,59375	5128,625	16,5	25,5
407	3711,90625	6074,875	18,5	30,5
413	4914,5	5561,3	24,5	27,5
415	4876,8125	5458,3125	24,5	27,5
439	1695,40625	4940,8125	8,5	24,5
443	5962,5	6772,875	29,5	33,5
446	6017	3495,8125	30,5	17,5
451	6936	3647	34,5	18,5
454	5396	4360	26,5	21,5
455	6577,09375	5460,1875	32,5	27,5
456	6745,5	3826,3125	33,5	19,5
1	6387,59375	3664,125	31,5	18,5
3	6686,8125	3487,6875	33,5	17,5
4	6200	3920	31,5	19,5
5	5778	4146	29,5	20,5

## ANEXO [ 2 ]

```
Parameters for ROTCOORD
*****

START OF PARAMETERS:
datat/U1U.dat      -file with data
2 3               - columns for original X and Y coordinates
U1U.out           -file for output with new coordinates
819000 966000    -origin of rotated system in original coordinates
0                -rotation angle (in degrees clockwise)
0               -0=convert to rotated coordinate system
                -1=convert from rotated system to original system
```

**Anexo 2. Rotación de las coordenadas de los pozos en estudio (ROTCOORD).**

## ANEXO [ 3 ]

```
Parameters for HISTPLT
*****

START OF PARAMETERS:
abanicoull.out          -file with data
5 0                    - columns for variable and weight
-1.0 1.0e21            - trimming limits
pdfullpErM3.ps         -file for PostScript output
10.0 1000.0           -attribute minimum and maximum
-1.0                   -frequency maximum (<0 for automatic)
10                      -number of classes
1                       -0=arithmetic, 1=log scaling
0                       -0=frequency, 1=cumulative histogram
1                       - number of cum. quantiles (<0 for all)
4                       -number of decimal places (<0 for auto.)
Intervalo U1L          -title
1.5                    -positioning of stats (L to R: -1 to 1)
-1.1e21                -reference value for box plot
```

Anexo 3. Parametros de entrada para construir histogramas (HISTPLT).

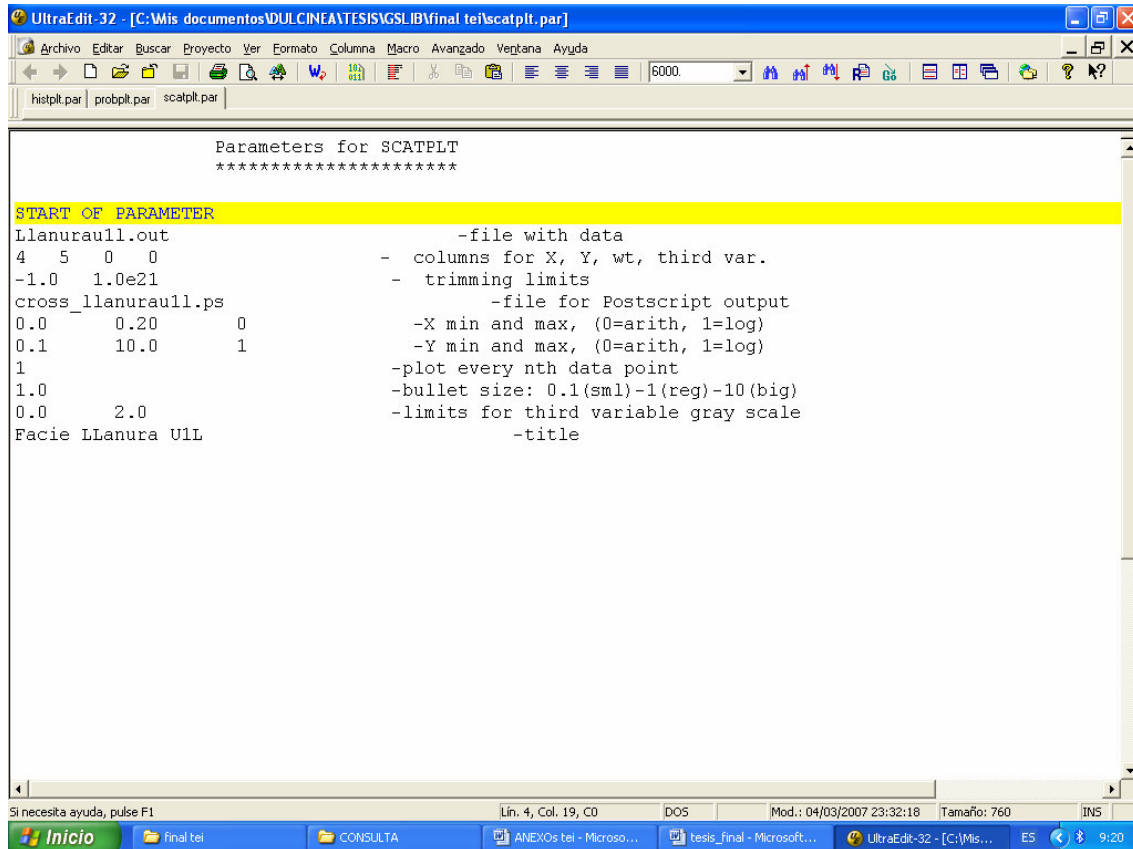
## ANEXO [ 4 ]

```
Parameters for PROBPLT
*****

START OF PARAMETERS:
U1L.OUT          -file with data
5 0              - columns for variable and weight
-1.0 1.0e21     - trimming limits
probpltu1Lperlog.ps -file for PostScript output
0               -number of points to plot (<0 for all)
1               -0=arithmetic, 1=log scaling
0.0 500.0 0.1  -min,max,increment for labeling
Intervalo U1L   -title
```

**Anexo 4. Parametros de entrada para construir gráficas probabilísticas (PROBPLT).**

## ANEXO [ 5 ]



The screenshot shows a text editor window titled "UltraEdit-32 - [C:\Mis documentos\DULCINEA\TESIS\GSLIB\final tei\scatplt.par]". The window contains the following text:

```
Parameters for SCATPLT
*****

START OF PARAMETER
Llanurau11.out          -file with data
4 5 0 0                - columns for X, Y, wt, third var.
-1.0 1.0e21            - trimming limits
cross_llanurau11.ps    -file for Postscript output
0.0 0.20 0             -X min and max, (0=arith, 1=log)
0.1 10.0 1             -Y min and max, (0=arith, 1=log)
1                       -plot every nth data point
1.0                    -bullet size: 0.1 (sm1)-1 (reg)-10 (big)
0.0 2.0                -limits for third variable gray scale
Facies Llanura U1L     -title
```

The status bar at the bottom indicates "Lin. 4, Col. 19, CO", "DOS", "Mod.: 04/03/2007 23:32:18", "Tamaño: 760", and "INS". The taskbar shows the Start button and several open applications: "final tei", "CONSULTA", "ANEXOs tei - Microso...", "tesis\_final - Microsoft...", and "UltraEdk-32 - [C:\Mis...". The system clock shows "9:20".

Anexo 5. Parametros de entrada para construir gráficos crossplot (SCATPLT).

## ANEXO [ 6 ]

```

Parameters for GAMV
*****

START OF PARAMETERS:
ULU.out          -file with data
12 13 0         -columns for X, Y, Z coordinates
1 5 0          -number of variables,col numbers
-1.0e21 1.0e21  -trimming limits
gamvuluperm.out -file for variogram output
40             -number of lags
3.0           -lag separation distance
1.5           -lag tolerance
4             -number of directions
0.0 90.0 50.0 0.0 90.0 50.0 -azm, atol, bandh, dip, dtol, bandv-onmi
0.0 22.5 25.0 0.0 22.5 25.0 -azm, atol, bandh, dip, dtol, bandv-ns
90.0 22.5 25.0 0.0 22.5 25.0 -azm, atol, bandh, dip, dtol, bandv-ew
45.0 22.5 25.0 0.0 22.5 25.0 -azm, atol, bandh, dip, dtol, bandv-ne
1             -standardize sills? (0=no, 1=yes)
1            -number of variograms
1 1 1        -tail var., head var., variogram type

type 1 = traditional semivariogram
2 = traditional cross semivariogram
3 = covariance
4 = correlogram
5 = general relative semivariogram
6 = pairwise relative semivariogram
7 = semivariogram of logarithms
8 = semimadogram
9 = indicator semivariogram - continuous
10= indicator semivariogram - categorical

```

**Anexo 6. Parametros de entrada para obtener los valores de cada variograma (GAMV).**

## ANEXO [ 7 ]

UltraEdit-32 - [C:\Mis documentos\DULCINEATESIS\GSLIB\final tei\gamvu1perm.out]

Archivo Editar Buscar Proyecto Ver Formato Columna Macro Avanzado Ventana Ayuda

histplt.par | probplt.par | scalplt.par | gamv.par | gamvu1perm.out

Semivariogram					
	tail:Permeabilida	head:Permeabilida	direction	1	
1	.000	.00000	32	173.99375	173.99375
2	.000	.00000	0	.00000	.00000
3	5.744	.13409	4	72.50000	72.50000
4	7.554	.97917	10	98.90000	98.90000
5	11.939	1.23131	10	129.60000	129.60000
6	15.413	.50261	8	103.87500	103.87500
7	19.629	.31281	12	166.48333	166.48333
8	23.767	.46451	14	145.63571	145.63571
9	28.491	.90119	8	167.00000	167.00000
10	32.670	.75038	18	156.05556	156.05556
11	35.850	.95152	22	159.59091	159.59091
12	40.254	1.54022	8	118.87500	118.87500
13	44.500	.53926	10	239.50000	239.50000
14	47.727	1.17502	20	169.53500	169.53500
15	51.804	.84347	12	222.25000	222.25000
16	55.955	1.29036	10	169.69000	169.69000
17	60.308	1.95731	8	162.73750	162.73750
18	64.359	.27188	6	194.50000	194.50000
19	68.153	1.35978	10	175.88000	175.88000
20	.000	.00000	0	.00000	.00000
21	.000	.00000	0	.00000	.00000
22	.000	.00000	0	.00000	.00000
23	.000	.00000	0	.00000	.00000
24	86.377	.31305	2	266.50000	266.50000
25	.000	.00000	0	.00000	.00000
26	.000	.00000	0	.00000	.00000
27	.000	.00000	0	.00000	.00000
28	.000	.00000	0	.00000	.00000
29	.000	.00000	0	.00000	.00000
30	.000	.00000	0	.00000	.00000
31	.000	.00000	0	.00000	.00000
32	.000	.00000	0	.00000	.00000

Semivariogram					
	tail:Permeabilida	head:Permeabilida	direction	2	
1	.000	.00000	16	173.99375	173.99375
2	.000	.00000	0	.00000	.00000
3	.000	.00000	0	.00000	.00000
4	7.071	.39722	1	9.00000	107.00000
5	.000	.00000	0	.00000	.00000
6	15.297	.13913	1	188.00000	130.00000
7	.000	.00000	0	.00000	.00000
8	.000	.00000	0	.00000	.00000
9	.000	.00000	0	.00000	.00000
10	33.136	.27136	1	107.00000	188.00000
11	37.178	.39774	3	166.00000	144.00000
12	40.767	1.32521	2	9.00000	188.00000
13	.000	.00000	0	.00000	.00000
14	49.477	.35772	1	130.00000	223.00000
15	50.090	.10758	1	310.00000	361.00000
16	55.579	2.66836	1	310.00000	56.00000
17	60.505	.76236	2	88.50000	223.00000
18	64.359	.27188	3	166.00000	223.00000
19	67.378	1.33243	3	109.33333	228.30000
20	.000	.00000	0	.00000	.00000
21	.000	.00000	0	.00000	.00000
22	.000	.00000	0	.00000	.00000
23	.000	.00000	0	.00000	.00000
24	.000	.00000	0	.00000	.00000
25	.000	.00000	0	.00000	.00000
26	.000	.00000	0	.00000	.00000
27	.000	.00000	0	.00000	.00000
28	.000	.00000	0	.00000	.00000
29	.000	.00000	0	.00000	.00000
30	.000	.00000	0	.00000	.00000
31	.000	.00000	0	.00000	.00000
32	.000	.00000	0	.00000	.00000

Semivariogram					
	tail:Permeabilida	head:Permeabilida	direction	3	

Si necesita ayuda, pulse F1

Lin. 1, Col. 1, CO    DOS    Mod.: 25/01/2007 10:36:25    Tamaño: 9392    INS    MAV

Inicio    final tei    CONSULTA    ANEXOs tei - Microso...    tesis\_final - Microsoft...    UltraEdt-32 - [C:\Mis...    ES    9:28

**Anexo 7. Valores de salida para construir semivariogramas(GAMV.OUT).**

## ANEXO [ 8 ]

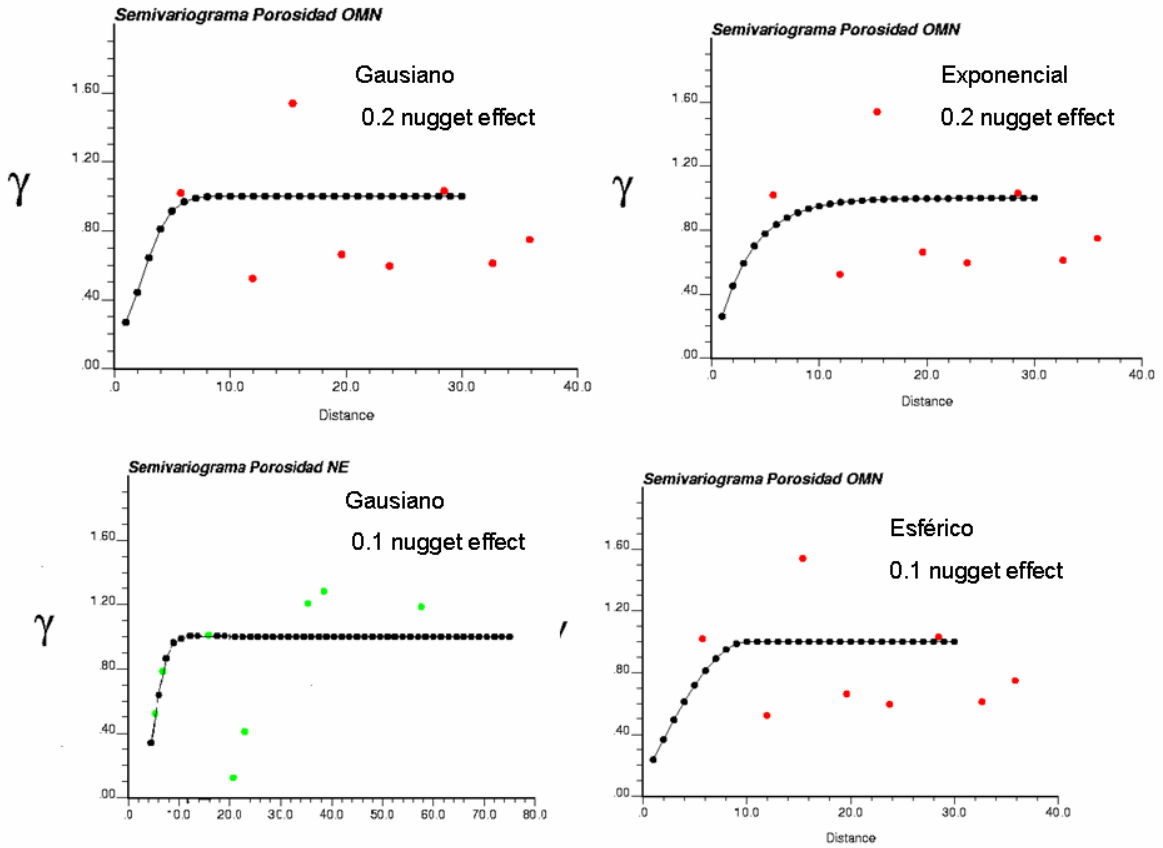
```
Parameters for VARGPLT
*****

START OF PARAMETERS:
permull_varew2.ps          -file for PostScript output
2                          -number of variograms to plot
0.0  80.0                 -distance limits (from data if max<min)
0.0  2.0                  -variogram limits (from data if max<min)
Semivariograma Permeabilidad EW -Title for variogram
gamvullperm.out          -1 file with variogram data-omn
3  0  1  0  11           - variogram #, dash #, pts?, line?, color
vnodegausi2.var         -1 file with variogram data-omn
1  0  1  1  10          - variogram #, dash #, pts?, line?, color

Color Codes for Variogram Lines/Points:
1=red, 2=orange, 3=yellow, 4=light green, 5=green, 6=light blue,
7=dark blue, 8=violet, 9=white, 10=black, 11=purple, 12=brown,
13=pink, 14=intermediate green, 15=gray
```

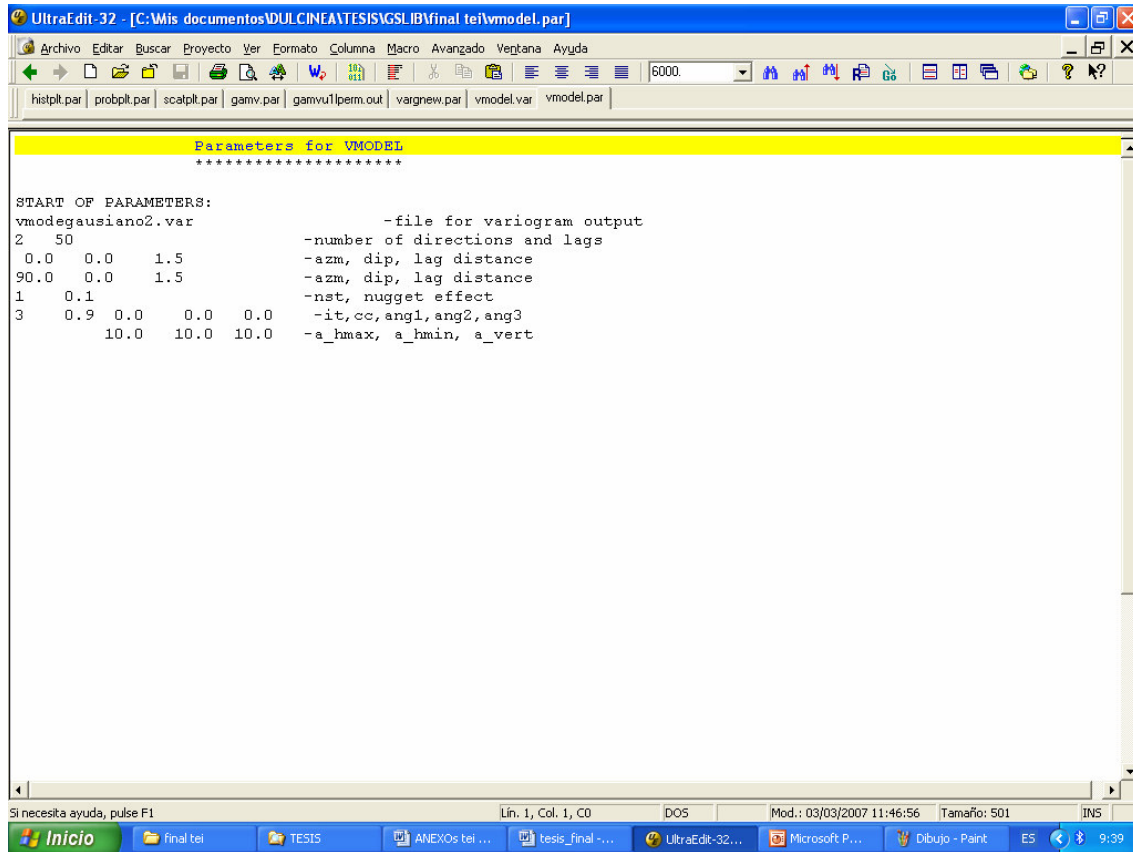
Anexo 8. Parametros de entrada para obtener lãs imagenes de semivariogrma experimental y teoricos (VARGENEW).

ANEXO [ 9 ]



Anexo 9. Sensibilidad del semivariograma experimental para ajustarlo al Modelo teórico y efecto nugget.

## ANEXO [ 10 ]



The image shows a screenshot of the UltraEdit 32 text editor. The title bar indicates the file path: [C:\Wis documentos\DULCINEA\TESIS\GSLIB\final tei\vmodel.par]. The menu bar includes options like Archivo, Editar, Buscar, Proyecto, Ver, Formato, Columna, Macro, Avanzado, Ventana, and Ayuda. The toolbar contains various editing and file management icons. The main text area displays the following content:

```
Parameters for VMODEL
*****

START OF PARAMETERS:
vmodegausiano2.var          -file for variogram output
2 50                        -number of directions and lags
0.0 0.0 1.5                 -azm, dip, lag distance
90.0 0.0 1.5                -azm, dip, lag distance
1 0.1                       -nst, nugget effect
3 0.9 0.0 0.0 0.0          -it, cc, ang1, ang2, ang3
    10.0 10.0 10.0         -a_hmax, a_hmin, a_vert
```

The status bar at the bottom shows: Si necesita ayuda, pulse F1 | Lín. 1, Col. 1, C0 | DOS | Mod.: 03/03/2007 11:46:56 | Tamaño: 501 | INS. The Windows taskbar at the bottom includes the Start button and several open applications: final tei, TESIS, ANEXOs tei..., tesis\_final..., UltraEdit-32..., Microsoft P..., and Dibujo - Paint. The system clock shows 9:39.

**Anexo 10. Parametros de entrada para generar modelos teóricos (VMODEL).**

## ANEXO [ 11 ]

Model Variogram for Direction: 1

1	.000	.00000	2	1.00000	1.00000
1	.000	.00000	2	1.00000	1.00000
2	1.500	.18331	2	.81669	.81669
3	3.000	.55514	2	.44486	.44486
4	4.500	.83838	2	.16162	.16162
5	6.000	.96084	2	.03916	.03916
6	7.500	.99367	2	.00633	.00633
7	9.000	.99932	2	.00068	.00068
8	10.500	.99995	2	.00005	.00005
9	12.000	1.00000	2	.00000	.00000
10	13.500	1.00000	2	.00000	.00000
11	15.000	1.00000	2	.00000	.00000
12	16.500	1.00000	2	.00000	.00000
13	18.000	1.00000	2	.00000	.00000
14	19.500	1.00000	2	.00000	.00000
15	21.000	1.00000	2	.00000	.00000
16	22.500	1.00000	2	.00000	.00000
17	24.000	1.00000	2	.00000	.00000
18	25.500	1.00000	2	.00000	.00000
19	27.000	1.00000	2	.00000	.00000
20	28.500	1.00000	2	.00000	.00000
21	30.000	1.00000	2	.00000	.00000
22	31.500	1.00000	2	.00000	.00000
23	33.000	1.00000	2	.00000	.00000
24	34.500	1.00000	2	.00000	.00000
25	36.000	1.00000	2	.00000	.00000
26	37.500	1.00000	2	.00000	.00000
27	39.000	1.00000	2	.00000	.00000
28	40.500	1.00000	2	.00000	.00000
29	42.000	1.00000	2	.00000	.00000
30	43.500	1.00000	2	.00000	.00000
31	45.000	1.00000	2	.00000	.00000
32	46.500	1.00000	2	.00000	.00000

**Anexo 11. Archivo de salida del Variograma teórico Vmodel.**

## ANEXO [ 12 ]

```

Parameters for SGSIM
*****

START OF PARAMETERS:
U1L.out          -file with data
12 13 0 5 0 0    -columns for X,Y,Z,vr,wt,sec.var.
-1.0      1.0e21 -trimming limits
0          -transform the data (0=no, 1=yes)
sgsim_ulmkpprue100.trn -file for output trans table
0          -consider ref. dist (0=no, 1=yes)
histsmth.out    -file with ref. dist distribution
1 2          -columns for vr and wt
0.0 15.0      -zmin,zmax(tail extrapolation)
1 0.0        -lower tail option, parameter
1 15.0      -upper tail option, parameter
1          -debugging level: 0,1,2,3
sgsim_ulLkpprue100.dbg -file for debugging output
sgsim_ulLkpprue100.out -file for simulation output
100         -number of realizations to generate
50 2.5 1.0   -nx,xmn,xsiz
50 2.5 1.0   -ny,ymn,ysiz
1 0.5 1.0    -nz,zmn,zsiz
69069      -random number seed
2 8         -min and max original data for sim
15         -number of simulated nodes to use
1          -assign data to nodes (0=no, 1=yes)
1 3        -multiple grid search (0=no, 1=yes), num
0          -maximum data per octant (0=not used)
20.0 20.0 20.0 -maximum search radii (hmax,hmin,vert)
0.0 0.0 0.0   -angles for search ellipsoid
1 0.60 1.0    -ktype: 0=SK,1=OK,2=LVM,3=EXDR,4=COLC
../data/ydata.dat -file with LVM, EXDR, or COLC variable
4          -column for secondary variable
1 0.1        -nst, nugget effect
1 0.9 0.0 0.0 0.0 -it,cc,ang1,ang2,ang3
10.0 10.0 10.0 -a_hmax, a_hmin, a_vert
  
```

Anexo 12. Archivo par para generar la simulación gaussiana de las propiedades (SGSIM).

## ANEXO [ 13 ]

```
UltraEdit-32 - [C:\Mis documentos\MULCINEANTE\SIS\SGSIM\final\selegsim1_u1k.out]
Archivo  Editor  Busca  Proyecto  Ejer  Formato  Columna  Macro  Avanzado  Ventana  Ayuda
6000
helpk.par | probpk.par | scampk.par | genvr.par | genvv1(pers.out) | vsegenvr.par | vmodel.vse | vmodel.par | sgimn.par | sgimn1_u1k.out

SGSIM Realizations 1
1
Permeabilidad simulada
81.5823
67.0481
51.6454
48.6943
55.5788
70.3343
88.3369
106.7828
119.4367
134.7754
146.5679
154.8924
164.4477
172.1402
178.5833
185.7143
182.5102
181.0249
178.3286
175.9375
173.0250
168.9314
164.8161
158.6839
149.8568
153.7642
154.0987
156.3598
153.8751
152.9658
148.5335
145.7565
142.6089
138.1412
133.3410
128.4015
125.1873
121.5510
119.0786
119.0967
119.4024
121.6433
122.8544
124.0008
123.9882
125.1724
125.3470
124.3565
73.4044
59.1814
43.4974
35.7161
46.8785

Sin ayuda, pulse F1
11/28/2007 21:28:05
Inicio | final.txt | TESIS | ANEXOS de ... | tesis_final... | UltraEdit-32... | Microsoft P... | Dibujos - Paint | ES | 9/42
```

Anexo 13. Archivo de salida del SGSIM.

## ANEXO [ 14 ]

```
Parameters for PIXELPLT
*****

START OF PARAMETERS:
sisimfacullca.out          -file with gridded data
1                          - column number for variable
-1.0e21 1.0e21            - data trimming limits
sisimulcanal.ps          -file with PostScript output
1                          -realization number
50 0.5 1.0                -nx,xmn,xsiz
50 0.5 1.0                -ny,ymn,ysiz
1 0.0 1.0                 -nz,zmn,zsiz
1                          -slice orientation: 1=XY, 2=XZ, 3=YZ
1                          -slice number
Simulacion facie canal U1L          -Title
East                          -X label
North                         -Y label
1                              -0=arithmetic, 1=log scaling
1                              -0=gray scale, 1=color scale
0                              -0=continuous, 1=categorical
0.1 100.0 5.0              -continuous: min, max, increm.
4                              -categorical: number of categories
1 1 Code_One               -category(), code(), name()
2 3 Code_Two
3 2 Code_Three
4 11 Code_Four
```

Anexo 14. Archivo .dat empleado por pixelplt para generar mapas de imágenes (PIXELPLT).

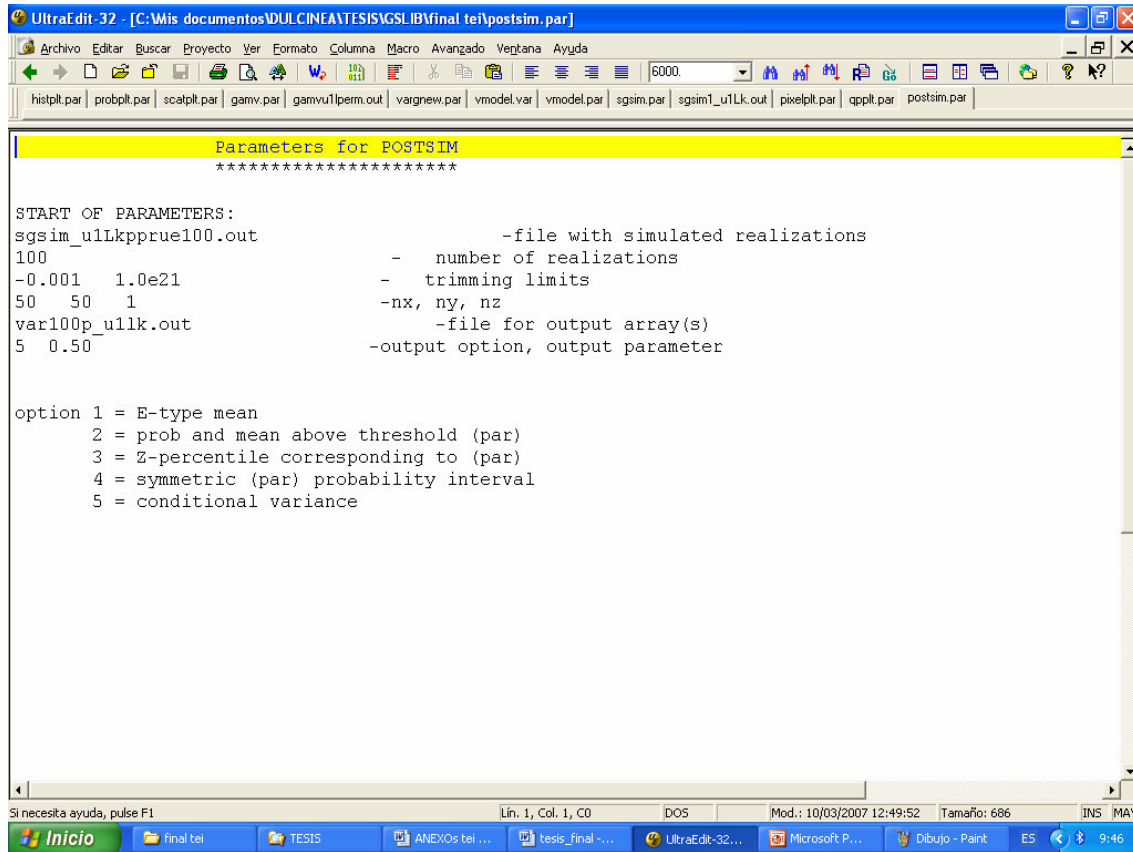
## ANEXO [15]

```
Parameters for QPPLT
*****

START OF PARAMETERS:
ulm.out          -file with first set of data (X axis)
4 0             - columns for variable and weight
okulmpor_20.out -file with second set of data (Y axis)
1 0             - columns for variable and weight
-1.0           1.0e21 - trimming limits
QQporpostsim_ulm20.ps -file for PostScript output
0              -0=Q-Q plot, 1=P-P plot
0              -number of points to plot (<0 for all)
0.0           0.50 -X minimum and maximum
0.0           0.50 -Y minimum and maximum
0              -0=arithmetic, 1=log scaling
Grafico QQ Simulacion -Title
```

Anexo 15. Archivo de entrada para generar gráfico QQ (QPPLT).

## ANEXO [16]



The image shows a screenshot of the UltraEdit 32 text editor. The title bar indicates the file path: [C:\Wis documentos\DULCINEAVTESIS\GSLIB\final tei\postsim.par]. The menu bar includes options like Archivo, Editar, Buscar, Proyecto, Ver, Formato, Columna, Macro, Avanzado, Ventana, and Ayuda. The toolbar contains various editing and file management icons. The main text area displays the following content:

```
Parameters for POSTSIM
*****

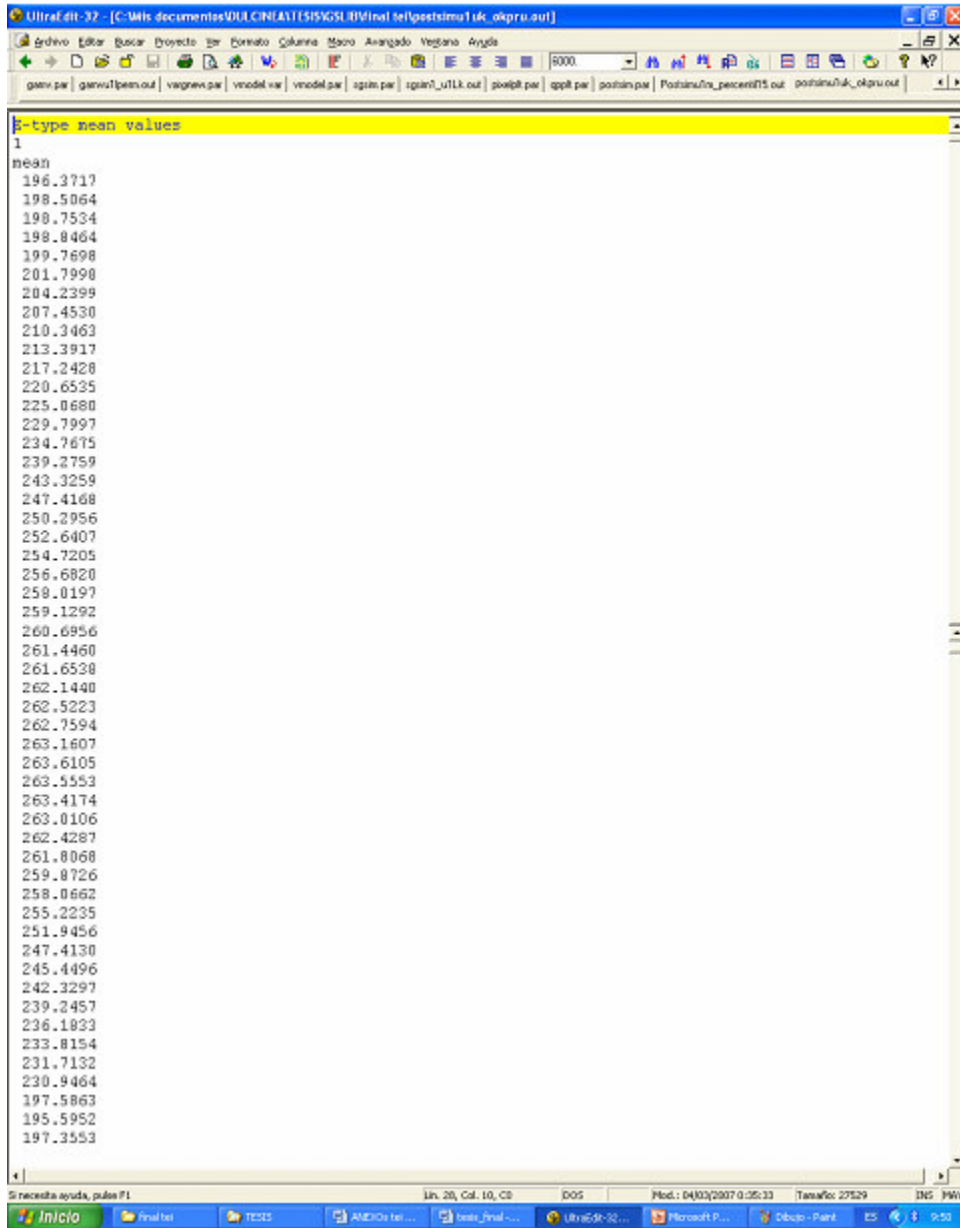
START OF PARAMETERS:
sgsim_ulLkpprue100.out          -file with simulated realizations
100                             - number of realizations
-0.001  1.0e21                 - trimming limits
50  50  1                       -nx, ny, nz
var100p_u1lk.out              -file for output array(s)
5  0.50                        -output option, output parameter

option 1 = E-type mean
      2 = prob and mean above threshold (par)
      3 = Z-percentile corresponding to (par)
      4 = symmetric (par) probability interval
      5 = conditional variance
```

The status bar at the bottom shows: Si necesita ayuda, pulse F1 | Lin. 1, Col. 1, CO | DOS | Mod.: 10/03/2007 12:49:52 | Tamaño: 686 | INS | MAY. The Windows taskbar at the very bottom shows the Start button and several open applications: final tei, TESTS, ANEXOs tei..., tesis\_final..., UltraEdit-32..., Microsoft P..., and Dibujo - Paint. The system clock shows 9:46.

**Anexo 16. Parametros de entrada para realizar la postsimulacion de las realizaciones (POSTSIM).**

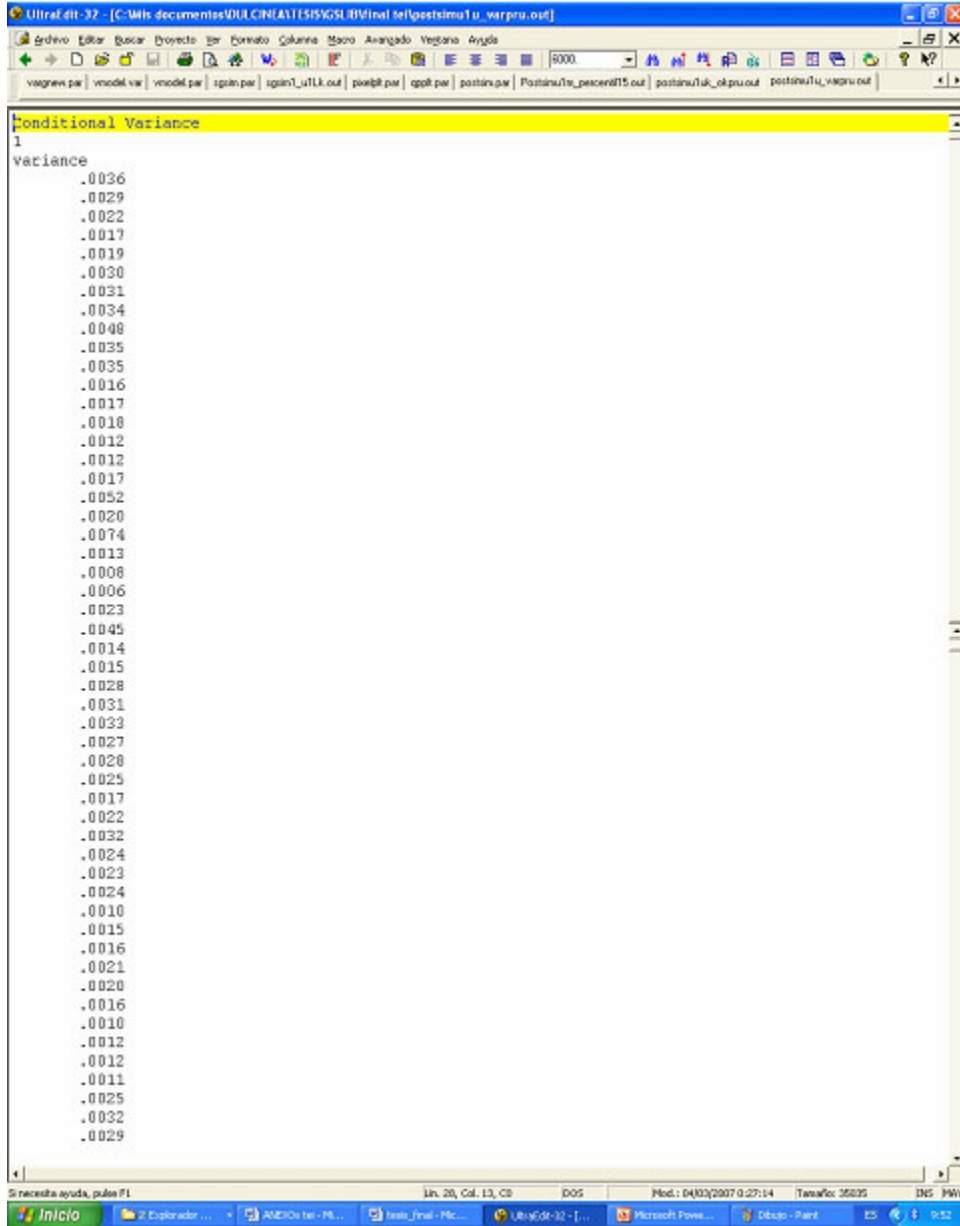
## ANEXO [17]



```
Ultrasoft-32 - [C:\Mis documentos\WULCIN\A111515\GSL\B\final\testsim1\ak_okpru.out]
Archivo  Editor  Buscar  Proyecto  Ver  Formato  Columna  Macro  Avanzado  Ventana  Ayuda
gmv.par | gmvu1beam.out | vagnv.par | vnod1.var | vnod1.par | spim.par | spim_u11k.out | soilpt.par | spp1.par | postsim.par | Postsim/ra_pescent15.out | postsim/ak_okpru.out
E-type mean values
1
mean
196.3717
198.5064
198.7534
198.8464
199.7698
201.7998
204.2399
207.4530
210.3463
213.3917
217.2428
220.6535
225.0680
229.7997
234.7675
239.2759
243.3259
247.4168
250.2956
252.6407
254.7205
256.6820
258.0197
259.1292
260.6956
261.4460
261.6538
262.1440
262.5223
262.7594
263.1607
263.6105
263.5553
263.4174
263.0106
262.4287
261.8068
259.8726
258.0662
255.2235
251.9456
247.4130
245.4496
242.3297
239.2457
236.1833
233.8154
231.7132
230.9464
197.5863
195.5952
197.3553
```

Anexo 17. Archivo de salida para E-type (POSTSIM).

## ANEXO [18]



```
Ultraf.01-32 - [C:\Mts\documentos\WULCIN\A111515XSL\B\final\hel\postsim\fu_varpru.out]
Archivo Editor Buscar Proyecto Herramientas Formato Columnas Macro Avanzado Ventanas Ayuda
vagnrevi.par | vmodel.vw | vmodel.par | sgain.par | sgain_u11k.out | paxibit.par | appit.par | postsim.par | Postsimfu_pesce015.out | postsimfu_okpru.out | postsimfu_vagpru.out
Conditional Variance
1
variance
.0036
.0029
.0022
.0017
.0019
.0030
.0031
.0034
.0048
.0035
.0035
.0016
.0017
.0018
.0012
.0012
.0017
.0052
.0020
.0074
.0013
.0008
.0006
.0023
.0045
.0014
.0015
.0028
.0031
.0033
.0027
.0028
.0025
.0017
.0022
.0032
.0024
.0023
.0024
.0010
.0015
.0016
.0021
.0020
.0016
.0010
.0012
.0012
.0011
.0025
.0032
.0029
```

Anexo 18. Archivo de salida para varianza (POSTSIM).



## ANEXO [20]

UltraEdit-32 - [C:\Mis documentos\DULCINEA\TESIS\GLIB\final tei\U1U2.OUT]

Archivo Editar Buscar Proyecto Ver Formato Columna Macro Avanzado Ventana Ayuda

U1U.out U1U2.OUT

**With Rotated Coordinates:Intervalo U1U**

13  
 Well name  
 Xloc  
 Yloc  
 Porosidad  
 Permeabilidad (md)  
 Espesor (ft)  
 Tope (ft)  
 NTG  
 Facies  
 Rotated X  
 Rotated Y  
 Gridded X  
 Gridded Y

401	324778.3	969797.0	0.253	240.7	18.0	4341.0	0.49	4	5778.31300	3797.00000	28.5	18.5
402	324045.7	970429.0	0.250	214.0	20.0	4353.0	0.57	4	5045.68800	4429.00000	25.5	22.5
403	324207.6	969634.4	0.291	444.6	19.0	4423.0	0.51	4	5207.59400	3634.37500	26.5	18.5
404	323334.7	971203.4	0.250	214.0	18.0	4402.0	0.56	4	4334.68800	5203.37500	21.5	26.5
405	323493.6	968702.6	0.250	214.0	20.0	4288.0	0.59	4	4493.59400	2702.62500	22.5	13.5
406	322312.6	971128.5	0.290	411.0	16.0	4376.0	0.53	4	3312.59400	5128.50000	16.5	25.5
407	322711.9	972074.9	0.290	411.0	16.0	4437.0	0.57	4	3711.90600	6074.87500	18.5	30.5
413	323914.5	971561.3	0.230	148.0	16.0	4404.0	0.55	4	4914.50000	5561.31300	24.5	27.5
415	323876.7	971458.2	0.290	411.0	17.0	4397.0	0.59	4	4876.68800	5458.18800	24.5	27.5
439	320695.4	970940.8	0.250	214.0	15.0	4212.0	0.56	4	1695.40600	4940.81300	8.5	24.5
443	324962.5	972772.9	0.280	352.0	19.0	4507.0	0.58	4	5962.50000	6772.87500	29.5	33.5
446	325017.0	969495.8	0.247	206.9	18.0	4316.0	0.51	4	6017.00000	3495.81300	30.5	17.5
451	325200.0	969920.0	0.280	352.0	16.0	4364.0	0.52	4	6200.00000	3920.00000	34.5	18.5
454	325936.0	969647.0	0.280	352.0	15.0	4291.0	0.48	4	6936.00000	3647.00000	26.5	21.5
455	324778.0	970146.0	0.240	179.0	18.0	4394.0	0.55	4	5778.00000	4146.00000	32.5	27.5
456	324396.0	970360.0	0.280	352.0	20.0	4375.0	0.53	4	5396.00000	4360.00000	33.5	19.5
1	325577.1	971460.2	0.280	352.0	20.0	4553.0	0.54	4	6577.09375	5460.18750	31.5	18.5
3	325745.5	969826.3	0.248	207.1	16.0	4334.0	0.52	4	6745.50000	3826.31250	33.5	17.5
4	325387.6	969664.1	0.283	371.8	20.0	4320.0	0.59	4	6387.59375	3664.12500	31.5	19.5
5	325686.8	969487.7	0.270	300.0	16.0	4250.0	0.41	4	6686.81250	3487.68750	29.5	20.5

**Anexo 20. Archivo .out de entrada para el intervalo U1U**

## ANEXO [21]

```

With Rotated Coordinates:Intervalo U1M
13
Well name
Xloc
Yloc
Porosidad
Permeabilidad (md)
Espesor (ft)
Tope (ft)
NTG
Facies
Rotated X
Rotated Y
Gridded X
Gridded Y
401 324778.3 969797.0 0.310 1551.0 20.0 4378.0 0.80 1 5778.31300 3797.00000 28.5 18.5
402 324045.7 970429.0 0.300 1325.0 38.0 4388.0 0.86 1 5045.68800 4429.00000 25.5 22.5
403 324207.6 969634.4 0.300 1325.0 4.0 4460.0 0.25 3 5207.59400 3634.37500 26.5 18.5
404 323334.7 971203.4 0.310 1531.0 30.0 4434.0 0.77 1 4334.68800 5203.37500 21.5 26.5
405 323493.6 968702.6 0.280 1174.3 22.0 4322.0 0.85 1 4493.59400 2702.62500 22.5 13.5
406 322312.6 971128.6 0.315 1541.0 26.0 4406.0 0.90 1 3312.59400 5128.62500 16.5 25.5
407 322711.9 972074.9 0.299 1311.1 23.0 4465.0 0.82 1 3711.90600 6074.87500 18.5 30.5
413 323914.5 971561.3 0.310 1531.0 42.0 4433.0 0.76 1 4914.50000 5561.31300 24.5 27.5
415 323876.8 971458.3 0.310 1531.0 34.0 4426.0 0.77 1 4876.81300 5458.31300 24.5 27.5
439 320695.4 970940.8 0.288 1199.2 15.0 4239.0 0.65 1 1695.40600 4940.81300 8.5 24.5
443 324962.5 972772.9 0.240 460.0 8.0 4540.0 0.38 2 5962.50000 6772.87500 29.5 33.5
446 325017.0 969495.8 0.260 706.0 8.0 4351.0 0.50 1 6017.00000 3495.81250 30.5 17.5
451 325200.0 969920.0 0.300 1325.0 23.0 4395.0 0.82 1 6200.00000 3920.00000 31.5 19.5
454 325936.0 969647.0 0.307 1462.3 18.0 4322.0 0.67 1 6936.00000 3647.00000 34.5 18.5
456 324396.0 970360.0 0.310 1531.0 20.0 4413.0 0.74 1 5396.00000 4360.00000 26.5 21.5
1 325577.1 971460.2 0.270 834.0 14.0 4590.0 0.58 1 6577.09375 5460.18750 32.5 27.5
3 325745.5 969826.3 0.294 1218.3 24.0 4365.0 0.77 1 6745.50000 3826.31250 33.5 19.5
4 325387.6 969664.1 0.290 1142.0 16.0 4354.0 0.62 1 6387.59375 3664.12500 31.5 18.5
5 325686.8 969487.7 0.245 978.0 4.0 4289.0 0.20 3 6686.81250 3487.68750 33.5 17.5
    
```

**Anexo 21. Archivo .out de entrada para el intervalo U1M**

## ANEXO [22]

```

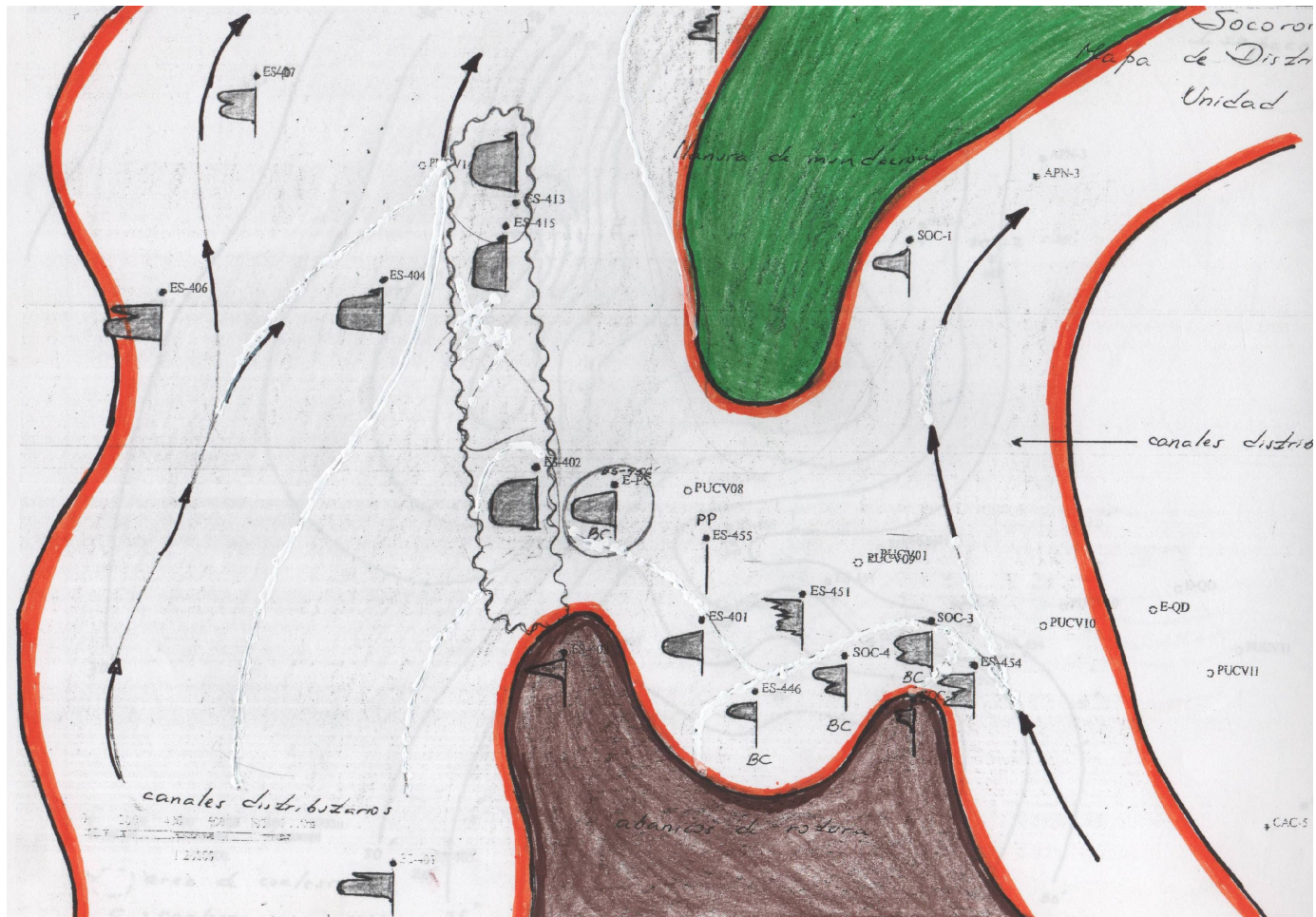
UltraEdit-32 - [C:\Mis documentos\DULCINEAVTESIS\GSLIB\final\tei\U1L.OUT]
Archivo  Editar  Buscar  Proyecto  Ver  Formato  Columna  Macro  Avanzado  Ventana  Ayuda
U1U.out | U1U2.OUT | U1M.out | U1L.OUT

With Rotated Coordinates:Intervalo U1L
13
Well Name
Xloc
Yloc
Porosidad
Permeabilidad (md)
Espesor (ft)
Tope (ft)
NTG
Facies
Rotated X
Rotated Y
Gridded X
Gridded Y
401 324778.3 969797.0 0.200 70.0 6 4403 0.28 1 5778.31250 3797.00000 28.5 18.5
403 324207.6 969634.4 0.250 188.0 8 4476 0.32 3 5207.59375 3634.37500 26.5 18.5
404 323334.7 971203.4 0.290 361.0 14 4473 0.82 1 4334.68750 5203.37500 21.5 26.5
405 323493.6 968702.6 0.280 310.0 6 4348 0.38 1 4493.59375 2702.62500 22.5 13.5
406 322312.6 971128.6 0.260 223.0 15 4435 0.75 1 3312.59375 5128.62500 16.5 25.5
407 322711.9 972074.9 0.270 238.9 16 4493 0.70 1 3711.90625 6074.87500 18.5 30.5
415 323876.8 971458.3 0.190 56.0 6 4470 0.55 3 4876.81250 5458.31250 24.5 27.5
439 320695.4 970940.8 0.290 361.0 22 4262 0.85 1 1695.40625 4940.81250 8.5 24.5
443 324962.5 972772.9 0.260 223.0 10 4561 0.32 1 5962.50000 6772.87500 29.5 33.5
446 325017.0 969495.8 0.090 9.0 2 4367 0.10 4 6017.00000 3495.81250 30.5 17.5
454 325936.0 969647.0 0.210 87.0 6 4349 0.40 3 6936.00000 3647.00000 34.5 18.5
456 324396.0 970360.0 0.230 130.0 6 4440 0.46 2 5396.00000 4360.00000 26.5 21.5
1 325577.1 971460.2 0.250 188.0 8 4514 0.40 1 6577.09375 5460.18750 32.5 27.5
3 325745.5 969826.3 0.220 107.0 6 4396 0.38 3 6745.50000 3826.31250 33.5 19.5
4 325387.6 969664.1 0.260 223.0 13 4380 0.53 2 6387.59375 3664.12500 31.5 18.5
5 325686.8 969487.7 0.090 9.5 2 4309 0.10 4 6686.81250 3487.68750 33.5 17.5
    
```

Anexo 22. Archivo .out de entrada para el intervalo U1L

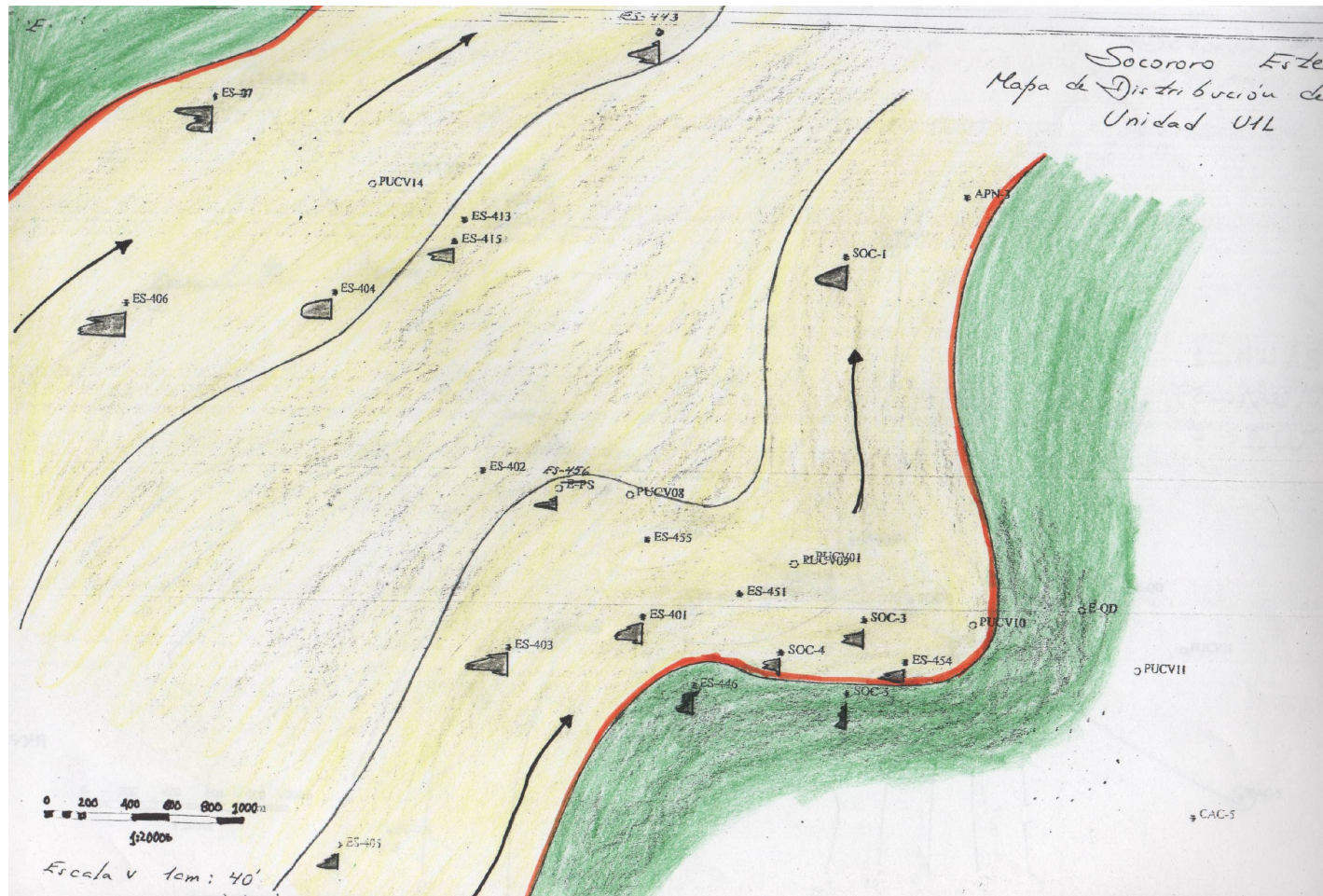


ANEXO [24]



Anexo 24. Mapa de Facie del intervalo UIM.

ANEXO [25]



Anexo 25. Mapa de Facie del intervalo U1L.