



UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA

FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
ESCUELA DE PETRÓLEO
CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEO

**“CONSTRUCCIÓN DEL MODELO ESTÁTICO DE UN CAMPO
IMPLEMENTANDO TÉCNICAS DE MODELAMIENTO
GEOESTADÍSTICO EN DECISION SPACE GEOSCIENCE”**

TESIS DE GRADO

Previo a la obtención del Título de:
INGENIERO EN PETRÓLEO

Presentado por:
Richard Ernesto Baque Alejandro

Tutor:
Ing. Carlos Malavé Carrera

La Libertad – Ecuador
2015

**UNIVERSIDAD ESTATAL
PENÍNSULA DE SANTA ELENA**

FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
ESCUELA DE PETRÓLEO
CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEO

**“CONSTRUCCIÓN DEL MODELO ESTÁTICO DE UN CAMPO
IMPLEMENTANDO TÉCNICAS DE MODELAMIENTO
GEOESTADÍSTICO EN DECISION SPACE GEOSCIENCE”**

TESIS DE GRADO

Previo a la obtención del Título de:

INGENIERO EN PETRÓLEO

Presentado por:

Richard Ernesto Baque Alejandro

Tutor:

Ing. Carlos Malavé Carrera

La Libertad – Ecuador

2015

DECLARACIÓN

Yo Richard Ernesto Baque Alejandro, declaro bajo juramento que el presente trabajo es de mi autoría, además expreso que el mismo no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional y que he dispuesto de las referencias bibliográficas incluidas en este estudio.

Por medio de la presente declaración cedo los derechos de auditoría y propiedad intelectual correspondientes a este trabajo a la Universidad Estatal Península de Santa Elena, según lo establecido por la ley de propiedad intelectual, por su reglamento y por la normativa institucional vigente.

Santa Elena, Julio del 2015

Richard Ernesto Baque Alejandro

CERTIFICACIÓN

Ing. Carlos Malavé Carrera

TUTOR DE TESIS

Universidad Estatal Península de Santa Elena

En mi calidad de Tutor del presente trabajo, previo a la obtención del Título de Ingeniero en Petróleos elaborado por el Sr. Richard Baque Alejandro, egresado de la Escuela de Petróleos, Facultad de Ciencias de la Ingeniería de la Universidad Estatal Península de Santa Elena. Me permito declarar que luego de haber orientado, estudiado y revisado, la apruebo en todas sus partes.

Ing. Carlos Malavé Carrera

TUTOR

TRIBUNAL DE GRADO

Ing. Alamir Álvarez Loor
DECANO DE LA FACULTAD
CIENCIAS DE LA INGENIERÍA

Ing. Carlos Portilla Lazo
DIRECTOR DE LA CARRERA
INGENIERÍA EN PETRÓLEOS

Ing. Raúl Morgner Mangold
PROFESOR DE ÁREA

Ing. Carlos Malavé Carrera
TUTOR DE TESIS

Ab. Joe Espinoza Ayala
SECRETARIO GENERAL

CERTIFICACIÓN DE REVISIÓN GRAMATICAL

AGRADECIMIENTOS

Aprovecho la oportunidad para agradecer a mis padres por darme todas las facilidades y el apoyo para que yo pueda culminar con exitos mi carrera.

Agradezco a Dios por darme la sabiduría y la fortaleza para afrontar cada adversidad que se presenta en la vida y sobretodo por brindarme buena salud.

Agradezco al Ing. Edwin Pineda por ser la persona que me ayudó con la elaboración de este proyecto y brindarme todo su apoyo y facilidades de una manera incondicional.

A Halliburton y al Ing. Miguel Serrano por facilitarme la licencia del software Decision Space para la elaboración de este proyecto.

A Petroguard Cia. Ltda. por abrirme sus puertas y a todo su equipo de trabajo que me brindó soporte cuando se presentaba alguna dificultad.

A la Universidad Estatal Península de Santa Elena y especialmente a la Carrera de Ingeniería en Petróleos y a todos mis profesores por haberme formado durante estos cinco años para la vida profesional.

A todos mis familiares y amigos que de una u otra forma han estado pendientes de la elaboración de este trabajo.

Sinceramente Gracias...

DEDICATORIA

Este trabajo está dedicado a todas las personas que se esfuerzan por cumplir sus metas y se sacrifican día a día.

INDICE

DECLARACIÓN.....	iii
CERTIFICACIÓN.....	iv
TRIBUNAL DE GRADO.....	v
CERTIFICACIÓN DE REVISIÓN GRAMATICAL.....	vi
AGRADECIMIENTOS.....	vii
DEDICATORIA.....	viii
ÍNDICE DE FIGURAS.....	xiii
ÍNDICE DE TABLAS.....	xvii
1 FUNDAMENTOS TEÓRICOS DE LA GEOESTADÍSTICA.....	1
1.1 INTRODUCCIÓN.....	2
1.2 CONCEPTOS DE PROBABILIDAD Y ESTADÍSTICA.....	2
1.2.1 ESPACIO MUESTRAL.....	3
1.2.2 EVENTO.....	3
1.2.3 VARIANZA.....	3
1.2.4 DESVIACIÓN ESTÁNDAR.....	4
1.2.5 HISTOGRAMA.....	4
1.3 ANÁLISIS DE DISTRIBUCIÓN ESPACIAL.....	5
1.3.1 VARIABLES ALEATORIAS.....	5
1.3.2 VARIABLES REGIONALIZADAS.....	6
1.4 GENERALIDADES SOBRE GEOESTADÍSTICA.....	7
1.4.1 ¿QUÉ ES GEOESTADÍSTICA?.....	7
1.4.2 BREVE RESEÑA HISTÓRICA.....	8
1.4.3 APLICACIONES EN LA INDUSTRIA.....	9
1.5 VARIOGRAMAS.....	11
1.5.1 ELEMENTOS QUE COMPONEN EL VARIOGRAMA.....	11
1.5.1.1 EFECTO PEPITA O NUGGET.....	12
1.5.1.2 MESETA O SILL.....	12
1.5.1.3 RANGO O ALCANCE.....	13
1.5.2 DIRECCIONES DEL VARIOGRAMA.....	13
1.5.3 MODELOS DE VARIOGRAMAS.....	13
1.5.3.1 MODELO ESFÉRICO.....	14

1.5.3.2	MODELO EXPONENCIAL.....	15
1.5.3.3	MODELO GAUSSIANO.....	15
1.5.3.4	MODELOS COMBINADOS	16
1.6	ANISOTROPÍA GEOESTADÍSTICA.....	18
1.6.1	ANISOTROPÍA GEOMÉTRICA	18
1.6.2	ANISOTROPÍA ZONAL	19
1.6.3	ELIPSES DE ANISOTROPÍA.....	20
1.7	ESTIMACIÓN KRIGING	21
1.7.1	KRIGING ORDINARIO	21
1.7.1.1	HIPÓTESIS	22
1.7.1.2	DETERMINACIÓN DEL ESTIMADOR.....	22
1.7.2	KRIGING SIMPLE	24
1.7.2.1	HIPÓTESIS	24
1.7.2.2	DETERMINACIÓN DEL ESTIMADOR.....	25
1.7.3	KRIGING UNIVERSAL	27
1.8	CONSIDERACIONES GEOLÓGICAS DEL RESERVORIO.....	28
1.8.1	FACIES	28
1.8.2	LITOFACIES.....	28
1.8.3	LITOTIPOS.....	29
1.8.4	AMBIENTES DE DEPOSITACIÓN	29
1.8.4.1	CONTINENTAL:.....	29
1.8.4.2	TRANSICIONAL:.....	30
1.8.4.3	MARINO:.....	31
1.8.5	HETEROGENEIDAD DEL RESERVORIO.....	32
2	DESCRIPCIÓN DEL SOFTWARE DECISION SPACE	
	GEOSCIENCE.....	33
2.1	INTRODUCCIÓN	34
2.2	OPENWORKS®.....	34
2.3	DECISION SPACE® GEOSCIENCE 5000.10.0.3	35
2.4	CREACIÓN DE UN NUEVO PROYECTO Y CARGA DE DATOS	
	36	
2.5	HERRAMIENTAS BÁSICAS DEL DECISION SPACE.....	38

2.5.1	TASK BAR INVENTORY	38
2.5.2	TASK BAR COLOR	39
2.5.3	TASK BAR TOOLS.....	40
2.5.4	TASK BAR WORKFLOW CATALOG.....	40
2.5.5	TASK BAR INTERPRETATION	41
2.5.6	TASK BAR LOG CALCULATOR.....	42
2.5.7	TASK BAR DYNAMIC FRAMEWORKS TO FILL	42
2.5.8	TASK BAR DATA ANALYSIS	43
2.6	MÓDULOS DEL DECISION SPACE	44
2.7	DECISION SPACE® EARTH MODELING.....	44
2.7.1	DATA OPERATIONS.....	45
2.7.2	STRATIGRAPHIC MODELING.....	46
2.7.3	FACIES TREND MODELING.....	47
2.7.4	VARIOGRAM MODELING	48
2.7.5	FACIES MODELING AND SIMULATION.....	48
2.7.6	PETROPHYSICAL PROPERTY MODELING	49
2.7.7	GENERAL PROPERTY MODELING	50
2.7.8	POST PROCESSING	51
3	METODOLOGÍAS DEL MODELAMIENTO GEOESTADÍSTICO	
	52	
3.1	INTRODUCCIÓN	53
3.2	MÉTODOS DE SIMULACIÓN	53
3.2.1	BASADO EN CELDAS O PÍXELES	54
3.2.2	BASADA EN OBJETOS.....	55
3.2.3	BASADA EN MULTIPUNTO – IMAGEN DE ENTRENAMIENTO	56
3.3	MODELO ESTÁTICO	57
3.4	DATOS RELEVANTES PARA EL MODELO	58
3.5	FLUJO DE TRABAJO PARA EL MODELO ESTÁTICO.....	59
3.5.1	MODELAMIENTO ESTRATIGRÁFICO-SEDIMENTOLÓGICO...60	
3.5.2	MODELO ESTRUCTURAL.....	61
3.5.3	MODELO PETROFÍSICO	62
3.5.4	MODELO GEOESTADÍSTICO.....	62

3.5.4.1	CONSTRUCCIÓN DE LA MALLA GEOESTADÍSTICA	63
3.5.4.2	CURVAS DE PROPORCIÓN VERTICAL	64
3.5.4.3	CÁLCULO DE VARIOGRAMAS	64
3.5.4.4	CONSTRUCCIÓN DE ELIPSES DE ANISOTROPÍA.....	65
3.5.4.5	MODELAMIENTO DE FACIES.....	66
3.5.4.6	MODELAMIENTO GEOESTADÍSTICO DE LAS PROPIEDADES PETROFÍSICAS	68
3.5.4.7	CÁLCULO DE POES.....	69
3.5.4.8	DETERMINACIÓN DE LA MEJOR REALIZACIÓN	70
4	MODELAMIENTO GEOESTADÍSTICO DEL CAMPO PROYECTO	71
4.1	INTRODUCCIÓN	72
4.2	ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN.....	72
4.3	DISTRIBUCIÓN DE POZOS Y CORRECCIÓN DE TOPES	76
4.4	CONSTRUCCIÓN DEL POLÍGONO Y DE LA MALLA GEOESTADÍSTICA	77
4.5	AMBIENTES DEPOSICIONALES DEL CAMPO.....	80
4.5.1	SISTEMA COSTERO DOMINADO POR MAREAS	81
4.5.2	PLATAFORMA CLÁSTICA SOMERA.....	81
4.6	DEFINICIÓN DE LITOTIPOS	82
4.7	ANÁLISIS DE CURVAS DE PROPORCIÓN VERTICAL	85
4.8	CÁLCULO DE VARIOGRAMAS	90
4.9	CONSTRUCCIÓN DE LAS ELIPSES DE ANISOTROPÍA.....	92
4.10	MODELAMIENTO GEOESTADÍSTICO DE FACIES	97
4.11	MODELAMIENTO GEOESTADÍSTICO DE LAS PROPIEDADES PETROFÍSICAS	102
4.12	CÁLCULO DE POES.....	118
4.13	SELECCIÓN DE LA MEJOR REALIZACIÓN.....	122
5	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	131
5.1	CONCLUSIONES.....	132
5.2	RECOMENDACIONES	136

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS.....	137
---------------------------------	-----

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1. Histograma	5
Figura 1.2. Elementos del variograma	12
Figura 1.3. Modelo Esférico	14
Figura 1.4. Modelo Exponencial.....	15
Figura 1.5. Modelo Gaussiano	16
Figura 1.6. Tipos de variogramas	17
Figura 1.7. Vista isométrica de una anisotropía: a) Geométrica, b) Zonal.	18
Figura 1.8. Anisotropía Geométrica	19
Figura 1.9. Anisotropía Zonal.....	20
Figura 1.10. a) Elipse de Anisotropía, b) Círculo Isotrópico	20
Figura 1.11. Ambientes continentales.....	30
Figura 1.12. Ambiente Transicional	31
Figura 1.13. Ambientes Marinos	32
Figura 2.1. Logo y ventana principal de Openworks	35
Figura 2.2. Ventana de Inicio de Decision Space.....	36
Figura 2.3. Ventana principal de Create Project DataBase	36
Figura 2.4. Ventana de Data Import.....	37
Figura 2.5. Ventana Principal de Decision Space	38
Figura 2.6. Barra de Tarea Inventory	39
Figura 2.7. Barra de Tarea Color	39
Figura 2.8. Barra de Tarea Tools	40
Figura 2.9. Barra de Tarea Workflow Catalog	41
Figura 2.10. Barra de Tareas Interpretation	41
Figura 2.11. Barra de Tarea Log Calculator	42
Figura 2.12. Barra de Tarea Dynamic Framework To Fill.....	43
Figura 2.13. Barra de Tarea Data Analysis	43
Figura 2.14. Pestaña de Data Operations.....	46
Figura 2.15. Pestaña de Stratigraphic Modeling	47

Figura 2.16. Pestaña de Facies Trend Modeling.....	47
Figura 2.17. Pestaña de Variogram Modeling.....	48
Figura 2.18. Pestaña de Facies Modeling and Simulation	49
Figura 2.19. Pestaña de Petrophysical Property Modeling.....	50
Figura 2.20. Pestaña de General Property Modeling	51
Figura 2.21. Pestaña de Post Processing.....	51
Figura 3.1. Tipos de Modelamiento Geoestadístico	54
Figura 3.2. Geoestadística basada en celdas	55
Figura 3.3. Geoestadística basada en objetos	56
Figura 3.4. Estadística de múltiples puntos.....	57
Figura 3.5. Diagrama de Caracterización de Yacimientos	59
Figura 3.6. Flujo de trabajo para el modelo estático.....	60
Figura 3.7. Construcción de una Grid Geoestadística.....	64
Figura 3.8. Ejemplos de Curvas de Proporción Vertical	64
Figura 3.9. Cálculo de variogramas y ajuste de parámetros	65
Figura 3.10. Parámetros y Gráfica de la Elipse de Anisotropía	65
Figura 3.11. Visualización de Modelo de Facies	66
Figura 3.12. Influencia de los variogramas en la simulación plurigaussiana	67
Figura 3.13. Bandera de truncación de una simulación plurigaussiana....	68
Figura 4.1. Pozos y Topes del Campo Proyecto	76
Figura 4.2. Superficies del Campo Proyecto	77
Figura 4.3. Verificación de Topes con las Superficies.....	77
Figura 4.5. Polígono del Campo Proyecto	78
Figura 4.6. Grid Geoestadística del Campo Proyecto	79
Figura 4.7. Información escalada y original.....	80
Figura 4.8. Modelo conceptual de una bahía estuarina.....	81
Figura 4.9. Plataforma Clástica Somera	82
Figura 4.10. Well Correlation Pozo-018	84
Figura 4.11. CPV Arena A Superior	86
Figura 4.12. CPV Arena A Inferior	86
Figura 4.13. CPV Arena B Superior	86

Figura 4.14. CPV Arena B Inferior	86
Figura 4.15. CPV por Regiones para A Superior	88
Figura 4.16. CPV por Regiones para A Inferior	88
Figura 4.17. CPV por Regiones para B Superior	89
Figura 4.18. CPV por Regiones para B Inferior	89
Figura 4.19. Ajuste de variogramas en dirección vertical y horizontal	91
Figura 4.20. Elipses de anisotropía para el intervalo A Superior	93
Figura 4.21. Elipses de anisotropía para el intervalo A Inferior	94
Figura 4.23. Elipses de anisotropía para el intervalo B Inferior	96
Figura 4.24. Definición de banderas de truncación	97
Figura 4.25. Realizaciones del Modelo de Facies por el método plurigaussiano para la Arena A Superior. Capa: 6	98
Figura 4.26. Realizaciones del Modelo de Facies por el método plurigaussiano para la Arena A Inferior. Capa: 90.....	99
Figura 4.27. Realizaciones del Modelo de Facies por el método plurigaussiano para la Arena B Superior. Capa: 130	100
Figura 4.28. Realizaciones del Modelo de Facies por el método plurigaussiano para la Arena B Inferior. Capa: 185.....	101
Figura 4.29. Escalamiento de las Propiedades Petrofísicas:.....	102
Arena Tipo 1 - Intervalo A Superior.....	102
Figura 4.30. Escalamiento de las Propiedades Petrofísicas:.....	102
Arena Tipo 2 - Intervalo A Superior.....	102
Figura 4.31. Escalamiento de las Propiedades Petrofísicas:.....	103
Arena Tipo 3 - Intervalo A Superior.....	103
Figura 4.32. Escalamiento de las Propiedades Petrofísicas:.....	103
Arena Tipo 4 - Intervalo A Superior.....	103
Figura 4.33. Escalamiento de las Propiedades Petrofísicas:.....	103
Arena Tipo 5 - Intervalo A Superior.....	103
Figura 4.34. Escalamiento de las Propiedades Petrofísicas:.....	104
Arena Tipo 1 - Intervalo A Inferior	104
Figura 4.35. Escalamiento de las Propiedades Petrofísicas:.....	104
Arena Tipo 2 - Intervalo A Inferior	104

Figura 4.36. Escalamiento de las Propiedades Petrofísicas:.....	104
Arena Tipo 3 - Intervalo A Inferior	104
Figura 4.37. Escalamiento de las Propiedades Petrofísicas:.....	105
Arena Tipo 4 - Intervalo A Inferior	105
Figura 4.38. Escalamiento de las Propiedades Petrofísicas:.....	105
Arena Tipo 5 - Intervalo A Inferior	105
Figura 4.39. Escalamiento de las Propiedades Petrofísicas:.....	105
Arena Tipo 1 - Intervalo B Superior.....	105
Figura 4.40. Escalamiento de las Propiedades Petrofísicas:.....	106
Arena Tipo 2 - Intervalo B Superior.....	106
Figura 4.41. Escalamiento de las Propiedades Petrofísicas:.....	106
Arena Tipo 3 - Intervalo B Superior.....	106
Figura 4.42. Escalamiento de las Propiedades Petrofísicas:.....	106
Arena Tipo 4 - Intervalo B Superior.....	106
Figura 4.43. Escalamiento de las Propiedades Petrofísicas:.....	107
Arena Tipo 5 - Intervalo B Superior.....	107
Figura 4.44. Escalamiento de las Propiedades Petrofísicas:.....	107
Arena Tipo 1 - Intervalo B Inferior	107
Figura 4.45. Escalamiento de las Propiedades Petrofísicas:.....	107
Arena Tipo 2 - Intervalo B Inferior	107
Figura 4.46. Escalamiento de las Propiedades Petrofísicas:.....	108
Arena Tipo 3 - Intervalo B Inferior	108
Figura 4.47. Escalamiento de las Propiedades Petrofísicas:.....	108
Arena Tipo 4 - Intervalo B Inferior	108
Figura 4.48. Escalamiento de las Propiedades Petrofísicas:.....	108
Arena Tipo 5 - Intervalo B Inferior	108
Figura 4.49. Realizaciones del Modelamiento de Porosidad para la Arena A Superior. Capa: 30	110
Figura 4.50. Realizaciones del Modelamiento de Porosidad para la Arena A Inferior. Capa: 80.....	111
Figura 4.51. Realizaciones del Modelamiento de Porosidad para la Arena B Superior. Capa: 125	112

Figura 4.52. Realizaciones del Modelamiento de Porosidad para la Arena B Inferior. Capa: 160.....	113
Figura 4.53. Realizaciones del Modelamiento de Saturación de Agua para la Arena A Superior. Capa: 35	114
Figura 4.54. Realizaciones del Modelamiento de Saturación de Agua para la Arena A Inferior. Capa: 85	115
Figura 4.55. Realizaciones del Modelamiento de Saturación de Agua para la Arena B Superior. Capa: 110	116
Figura 4.56. Realizaciones del Modelamiento de Saturación de Agua para la Arena B Inferior. Capa: 150	117
Figura 4.57. Tipos de contactos encontrados en el Campo	121
Figura 4.58. Ranqueo de Realizaciones de A Superior.....	123
Figura 4.59. Ranqueo de Realizaciones de A Inferior	123
Figura 4.60. Ranqueo de Realizaciones de B Superior.....	124
Figura 4.61. Ranqueo de Realizaciones de B Inferior	124
Figura 4.62. Pozo seleccionado para realizar el Blind Test.....	127
Figura 4.63. Correlación de modelos de facies Arena A Superior R-14 .	128
Figura 4.64. Correlación de modelos de facies Arena A Inferior R-45....	128
Figura 4.65. Correlación de modelos de facies Arena B Superior R-10 .	129
Figura 4.66. Correlación de modelos de facies Arena B Inferior R-11	129

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 4.1. Información del Campo Proyecto	72
Tabla 4.2. Nomenclatura de Pozos.....	74
Tabla 4.3. Registros cargados de cada Pozo.....	75
Tabla 4.4. Parámetros para Intervalos de la Grid.....	79
Tabla 4.5. Parámetros de las celdas de la Grid	79
Tabla 4.6. Litotipos para Grid de 5 Facies	83
Tabla 4.7. Distribución de los pozos por regiones.....	87
Tabla 4.8. Contactos Agua-Petróleo del Campo Proyecto	121
Tabla 4.9. Contactos Agua-Petróleo para cada Unidad Operacional	122

Tabla 4.10. Valores de POES de las 10 mejores realizaciones	126
Tabla 4.11. Valores de POES finales.....	130
Tabla 5.1. Valores de POES finales.....	135

CAPÍTULO I

1 FUNDAMENTOS TEÓRICOS DE LA GEOESTADÍSTICA

1.1 INTRODUCCIÓN

En este capítulo se muestran los conceptos básicos y claves de geoestadística que nos servirán como punto de partida para poder desarrollar el modelamiento, principalmente solo se describirá conceptos elementales utilizados en geoestadística, omitiendo algunos, ya que el tema principal se centra en la construcción de un modelo estático utilizando metodologías geoestadísticas.

Primero se definirán conceptos de probabilidad y estadística, para que esos términos sirvan como referencia cuando se estudie la geoestadística y el análisis de distribución espacial. Con una breve reseña histórica se narrará la evolución de la geoestadística y la relevancia que esta ciencia ha tomado con el paso de los años hasta la actualidad, así mismo la importancia que tiene en diferentes campos de la industria y principalmente en la ingeniería en petróleos para la caracterización de yacimientos.

Además se definen términos como variogramas, anisotropía, kriging que son términos geoestadísticos útiles para la construcción del modelo estático mediante la simulación estocástica.

Finalmente se considerará la geología del yacimiento en estudio, como el ambiente de depositación, las facies sedimentarias y propiedades del campo sintético que se modelaron.

1.2 CONCEPTOS DE PROBABILIDAD Y ESTADÍSTICA

Se define como probabilidad a la suposición de que los eventos dentro del espacio muestral puedan ocurrir. Se puede calcular como la fracción entre el número de ocurrencias de algún resultado obtenido (n) sobre el total de eventos ocurridos (N):

$$Probabilidad = \frac{\text{Número de ocurrencias}}{\text{Total de eventos}} = \frac{n}{N} \text{ (1.1)}$$

La estadística es el conjunto de conocimientos relativos a la recopilación, análisis e interpretación de datos a fin de conocer, decidir e inferir de un tema en estudio.

Por otro lado, en un sentido plural, las estadísticas numéricas son números obtenidos de un conjunto o colección de información. Como ciencia, la estadística se encarga de describir los resultados de una investigación, de tomar decisiones basadas en dicha investigación y de estimar cantidades desconocidas (Weimer,2000).

1.2.1 ESPACIO MUESTRAL

El espacio muestral representa un conjunto de datos aleatorios y sus posibles resultados individuales. Se puede expresar con la letra S.

1.2.2 EVENTO

Se denomina evento o suceso a cualquier subconjunto que se obtiene del espacio muestral S.

1.2.3 VARIANZA

La suma de los cuadrados de las diferencias de cada valor respecto a la media es un valor mínimo, para obtener la varianza, dividimos ese valor entre el número de datos de la población. Este valor se utiliza para saber que tanto se aleja un valor de su promedio (Sánchez Corona, 1996).

$$\text{Varianza} = \frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2}{n} = \sigma^2 \text{ (1.2)}$$

1.2.4 DESVIACIÓN ESTÁNDAR

Es una de las medidas de dispersión más utilizadas, debido a que refleja fielmente la medida de las diferencias elevadas al cuadrado de cada valor respecto a la media. Se calcula como la raíz de la varianza e indica que tan diferentes son entre sí los datos que se analizan (Sánchez Corona, 1996).

$$\sigma = \sqrt{\sigma^2} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2}{n}} \text{ (1.3)}$$

1.2.5 HISTOGRAMA

Es un diagrama de barras (Figura 2.1) que presenta, a escala, el número de elementos que comprende cada una de las clases de una distribución de frecuencias. La altura de las barras del histograma está dada por la frecuencia de la clase, mientras que los límites horizontales son los límites establecidos para cada clase (Sánchez Corona, 1996).

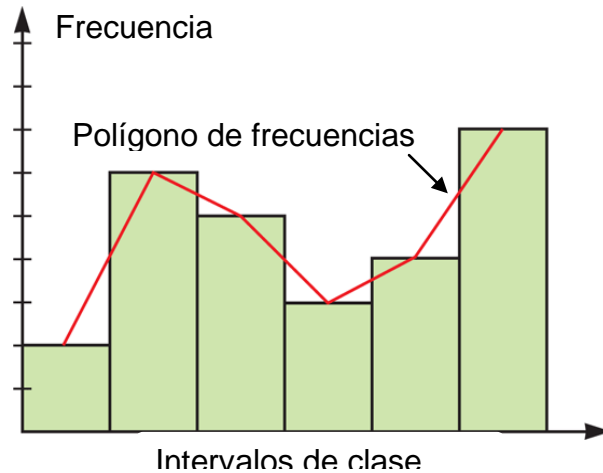


Figura 1.1. Histograma

Cada barra representa un grupo de valores con su determinada frecuencia dentro de una muestra.

1.3 ANÁLISIS DE DISTRIBUCIÓN ESPACIAL

Este término estadístico nos permite hacer un análisis de las variables espaciales descritas y clasificarlas de acuerdo con el sujeto de estudio en categóricas y continuas. Las variables categóricas son aquellas que su información o atributos puede clasificarse en un número finito de categorías, también son conocidas como cualitativas, y las variables continuas es cuando los atributos pueden tomar cantidad infinita de valores, también se denominan cuantitativas. Según su autocorrelación las variables también se clasifican en:

1.3.1 VARIABLES ALEATORIAS

Una variable aleatoria es una variable que toma un cierto número de valores numéricos que siguen una cierta distribución de probabilidad. Por ejemplo, el resultado de lanzar un dado al aire, puede ser considerado como una variable aleatoria, la cual puede tomar un valor de 6 valores

igualmente probables. Si un tiro resulta igual a 5, entonces, por definición, se diría que 5 es una realización particular de la variable aleatoria que resulta de lanzar un dado al aire (Journel y Huijbregts, 1978).

Similarmente, si se considera el valor $z(x_1)=1.5\%$ de Cu, en un punto particular x_1 en un depósito de cobre, este valor puede ser considerado como una realización particular de cierta variable aleatoria $Z(x_1)$ definida en el punto x_1 . Entonces el conjunto de valores de $z(x)$ para todos los puntos x dentro del depósito, puede ser considerado como una realización particular del conjunto de variables aleatorias $\{Z(x), x \in \text{al depósito}\}$. Este conjunto de variables aleatorias es conocido como función aleatoria y se denotará como $Z(x)$ (Journel y Huijbregts, 1978).

Una variable aleatoria se conoce también como variable estocástica debido a que es una variable estadística en la que los valores se obtienen mediante mediciones de experimentos aleatorios.

1.3.2 VARIABLES REGIONALIZADAS

Es una variable distribuida a través del espacio, y que caracteriza cierto fenómeno, por ejemplo, el espesor de las formaciones, el gradiente geotermal, la porosidad y la permeabilidad, etc. (Journel y Huijbregts, 1978).

Desde un punto de vista matemático, una variable regionalizada es simplemente un función $f(x)$, la cual toma valores a cada punto x de coordenadas (x_u, x_v, x_w) en un espacio tridimensional. (Journel y Huijbregts, 1978).

Como en la mayoría de los yacimientos, existen zonas que son más ricas que otras con respecto a una propiedad en estudio haciendo que el valor

de la variable regionalizada $f(x)$ dependa de la posición espacial de x . (Journel y Huijbregts, 1978).

1.4 GENERALIDADES SOBRE GEOESTADÍSTICA

Cuando escuchamos la palabra Geoestadística la podemos desglosar en dos términos: geo (que es un prefijo de origen griego que significa tierra) y estadística que es una ciencia que recopila, clasifica y analiza datos, entonces fácilmente podríamos decir que la geoestadística es la ciencia que recopila, clasifica y analiza los datos geológicos que podemos tener mediante la información de campo como son registros eléctricos, sísmica, datos de núcleos, reportes de perforación, datos de producción, etc.

Además debemos considerar para el estudio de la geoestadística si el modelo es determinístico o estocástico. Determinístico es cuando conocemos todos los datos y tenemos toda la información necesaria para la toma de decisiones, mientras que el modelo estocástico no muestra toda la información necesaria y tomamos datos al azar mediante funciones probabilísticas. Esto último es lo que sucede en los yacimientos de petróleo por lo que podríamos afirmar que nuestro modelo geoestadístico a realizar es un modelo estocástico.

1.4.1 ¿QUÉ ES GEOESTADÍSTICA?

Matheron definió a la Geoestadística como "la aplicación del formalismo de las funciones aleatorias al reconocimiento y estimación de fenómenos naturales" (Matheron, 1962).

La geoestadística es la rama de la estadística que se encarga del estudio de los fenómenos distribuidos espacialmente para analizar, estimar y caracterizarla variabilidad espacial de dichos fenómenos.

1.4.2 BREVE RESEÑA HISTÓRICA

Los orígenes de la geoestadística se encuentran en la industria minera. D.G. krige, ingeniero en las minas de Sudáfrica, junto con el estadístico H. S. Sichel, desarrollaron un nuevo método de estimación a principios de 1950 cuando encuentran que la estadística clásica era inadecuada para la estimación de reservas de minerales diseminados (Chambers, R. L., Yarus, J. M., Hird, K. B.,2000).

Georges Matheron, ingeniero francés desarrollo los conceptos innovadores de Krige, formalizándolos en una su "Teoría de las variables regionalizadas". Matheron, en el Centro de Geoestadística, revoluciono el uso de estadística en minería a principios de 1960. La palabra Kriging fue dada en reconocimiento de D.G. Krige (Chambers, R. L., Yarus, J. M., Hird, K. B., 2000).

A principios de 1970, el método de interpolación kriging había probado ser muy útil en la industria minera, así la geoestadística fue introducida a la comunidad petrolera a mediados de 1970, a través de el primer paquete comercial: BLUEPACK (Chambers, R. L., Yarus, J. M., Hird, K. B., 2000).

Con la llegada de computadoras personales, en 1970, la técnica geoestadística se extendió a muchas otras áreas de Ciencias de la Tierra. Sin embargo, no fue hasta a mediados de los 80's que las técnicas geoestadísticas fueron utilizadas en áreas de la industria petrolera, creciendo su popularidad desde entonces.

1.4.3 APLICACIONES EN LA INDUSTRIA

La geoestadística ha sido ampliamente aplicada en diversas ramas de las ciencias y en las ingenierías, por ejemplo en las áreas del petróleo, minería, pesca, ciencias del mar, hidrogeología, medio ambiente, estudios forestales, salud pública, ingeniería civil, procesamiento de imágenes, cartografía, finanzas, ciencias de materiales, meteorología, edafología, etc. (Casar González y Díaz Viera, 2004).

Petróleo

En esta industria, con la distribución tridimensional de las propiedades petrofísicas y litofacies obtenemos modelos geológicos que permiten caracterizar el reservorio para de esta manera explotar de forma más óptima los hidrocarburos del yacimiento. Se puede realizar:

- Modelos geológicos petrofísicos de yacimientos,
- Análisis de permeabilidad absoluta y su escalamiento,
- Simulación de facies,
- Caracterización de yacimientos,
- Integración de información,
- Análisis de riesgo,
- Evaluación de reservas.

(Casar González y Díaz Viera, 2004).

Hidrogeología

- Solución de problemas inversos (permeabilidad, transmisibilidades),
- Estimaciones de los niveles piezométricos,
- Diseño de redes óptimas de monitoreo
- Estimación de los límites de la pluma de una contaminante.

(Casar González y Díaz Viera, 2004).

Minería

En la actividad minera se optimiza la búsqueda de nuevos yacimientos usando técnicas de regresión y correlación mediante la aplicación de funciones aleatorias en la estimación de fenómenos naturales. Se puede obtener:

- Factibilidad de un yacimiento,
- Cálculo de reservas,
- Cálculo y estimación de la varianza de un yacimiento,
- Pronóstico de las variaciones de la MENA a través de simulación.

(Casar González y Díaz Viera, 2004).

Medio Ambiente

Las variables físicas y biológicas que se encuentran en la naturaleza por lo general demuestran heterogeneidad espacial. Para lo cual se debe encontrar un patrón de distribución y continuidad espacial en las diferentes localizaciones. En esta rama se puede realizar:

- Estimación de contaminantes en atmósfera, suelo, cuerpos de agua,
- Estimación de contaminantes in-situ,
- Estudios de riesgo e impacto ambiental.

(Casar González y Díaz Viera, 2004).

Salud pública

- Análisis de la distribución espacial de enfermedades,
- Estimación de la exposición de personas a elementos nocivos (acústicos, químicos, polvos, etc.).

(Casar González y Díaz Viera, 2004).

Industria forestal y agrícola

- Estudio de la distribución espacial y la afectación de plagas,
- Inventarios forestales,

- Estudio de los suelos y sus propiedades químicas y mecánicas. (Casar González y Díaz Viera, 2004).

Industria pesquera

- Estimación in-situ de la potencialidad de pesca,
- Relación entre la distribución espacial de especies de peces y diferentes variables (profundidad, temperatura, salinidad, etc.).

(Casar González y Díaz Viera, 2004).

1.5 VARIOGRAMAS

El variograma o semivariograma es una técnica que permite describir la relación espacial de una función aleatoria que se representa numéricamente. El variograma experimental se puede calcular mediante la siguiente ecuación:

$$\bar{\gamma}(h) = \frac{\sum(Z(x+h) - Z(x))^2}{2n} \quad (1.4)$$

Donde:

n = es el número de pares a la distancia h.

h = es el incremento

Z(x) = son los valores experimentales

x = localizaciones donde son medidos los valores Z(x)

1.5.1 ELEMENTOS QUE COMPONEN EL VARIOGRAMA

Cuando se grafica el variograma, encontramos zonas que pueden representar características en las condiciones del yacimiento, entre los elementos más representativos del variograma tenemos:

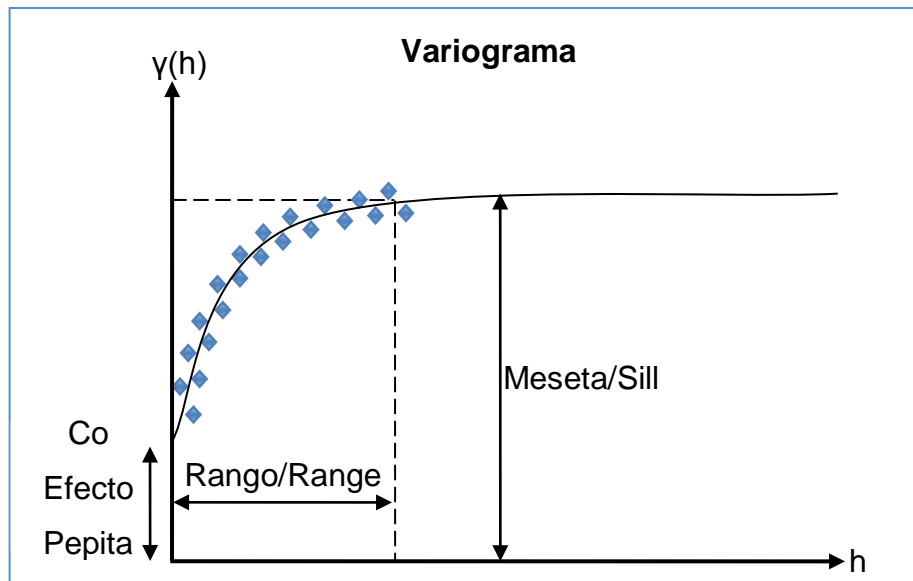


Figura 1.2. Elementos del variograma
 Elaborado por: Richard Baque Alejandro

1.5.1.1 EFECTO PEPITA O NUGGET

El efecto de pepita (nugget), (C_0) es relacionado con la variabilidad a pequeña escala, se define como la suma de todas las fuentes de variación a distancias mucho menores que las distancias entre las muestras. (Journel y Huijbregts, 1978).

1.5.1.2 MESETA O SILL

Es igual a la varianza máxima de los datos. Representa el valor del variograma, para el cual con el aumento de la distancia su valor permanece constante. Se obtiene trazando una línea paralela a la abscisa ajustándose a los puntos de más valor del variograma, su valor se lee en la intersección de esta línea con la ordenada.

1.5.1.3 RANGO O ALCANCE

Es la distancia a la que el sill se alcanza. Por interpretación física se dice que es la distancia más allá a la cual dos puntos no están correlacionados. Quiere decir que el rango representa el tamaño promedio de la zona de influencia de un punto. Se obtiene a partir de la intersección de los puntos que se ajustaron a la meseta leído en la abscisa.

1.5.2 DIRECCIONES DEL VARIOGRAMA

Se calcula el variograma en diferentes direcciones, comúnmente se lo hace a 0° , 45° , 90° y 135° . Para esto se toman en cuenta ciertos parámetros con el fin de obtener una mejor aproximación, por ejemplo el "lag" definido como el múltiplo de una distancia, el "azimut" que es un ángulo que se lo mide en sentido de las manecillas del reloj, la "tolerancia del lag" que se la mide a cada lado del azimut y el ancho de banda que se mide como la distancia perpendicular al azimut. Con la información de estos parámetros se puede descartar datos que no aporten al cálculo de variogramas. Esto con el fin de proporcionar pares de datos que sirvan luego para la construcción de las elipses de anisotropía.

1.5.3 MODELOS DE VARIOGRAMAS

Existen variogramas que se ajustan a dos modelos que son el experimental y el teórico. El concepto que se describió anteriormente corresponde al de un variograma experimental ya que describe la correlación espacial de una variable aleatoria. Pero es necesario ajustar este variograma experimental a modelos teóricos que sean capaces de explicar el comportamiento que representan estas variables.

Según la distribución de todos los puntos en el espacio que se obtienen a partir de los datos, gráficamente el comportamiento de la función denota que se puede ajustar a algún modelo de variogramas teóricos definidos que son representados por funciones matemáticas. Estos modelos pueden subdividirse en modelos con meseta y modelos sin meseta. Debido a que los modelos sin la presencia de meseta no son de mucha importancia, solo nos enfocaremos en los modelos con meseta. Entre los modelos más utilizados tenemos:

1.5.3.1 MODELO ESFÉRICO

Este modelo desde el origen muestra una tendencia lineal, luego a distancias mayores el crecimiento es nulo, probablemente es uno de los modelos más utilizados ya que presenta una distribución muy marcada. Matemáticamente se expresa mediante la siguiente ecuación:

$$\gamma(h) = C \left[\left(\frac{3h}{2a} \right) - \left(\frac{h^3}{2a^3} \right) \right] \quad \text{para } h \leq a \quad (1.5)$$

$$\gamma(h) = C \quad \text{para } h > a \quad (1.6)$$

Donde C corresponde al sill y a corresponde al rango.

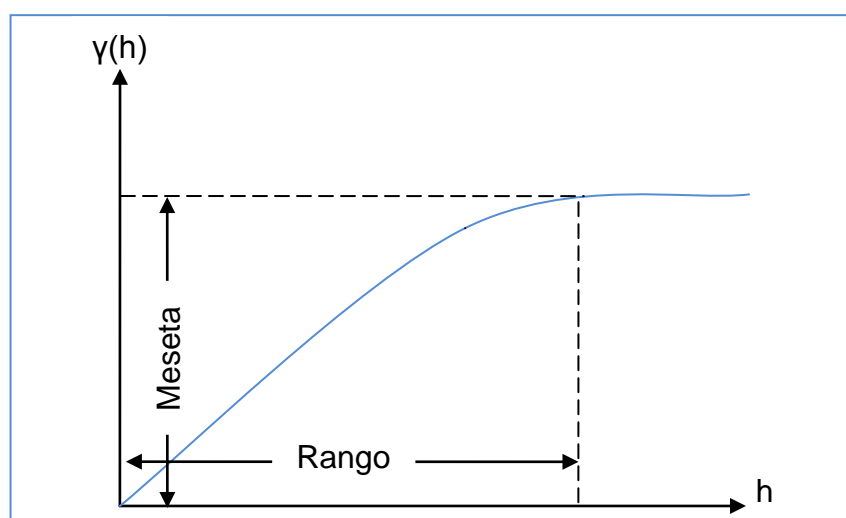


Figura 1.3. Modelo Esférico
Elaborado por: Richard Baque Alejandro

1.5.3.2 MODELO EXPONENCIAL

Presenta una tendencia lineal desde el origen al igual que el modelo esférico, a excepción que el modelo exponencial el variograma se aproxima asintóticamente a la meseta, pero nunca alcanza completamente su umbral, es el 95% del Sill. Se expresa por la siguiente ecuación:

$$\gamma(h) = C \left[1 - \exp\left(-\frac{3h}{a}\right) \right] \quad (1.7)$$

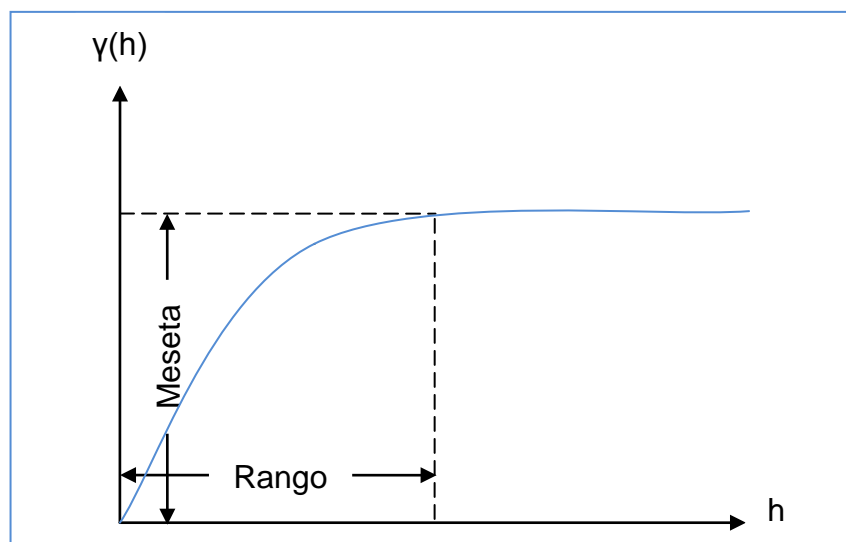


Figura 1.4. Modelo Exponencial
Elaborado por: Richard Baque Alejandro

1.5.3.3 MODELO GAUSSIANO

El modelo Gaussiano se comporta de manera parabólica a partir del origen y al igual que los dos modelos anteriores posee una meseta, es el 95% del Sill, se lo aplica más para el análisis de datos sísmicos puesto que el espaciamiento de muestreo es pequeño y el grado de continuidad

es alto,(Andrés Castaño, Francisco Vergara; 2004). La función que describe este modelo es:

$$\gamma(h) = C \left[1 - \exp\left(-3 \frac{h^2}{a^2}\right) \right] \quad (1.8)$$

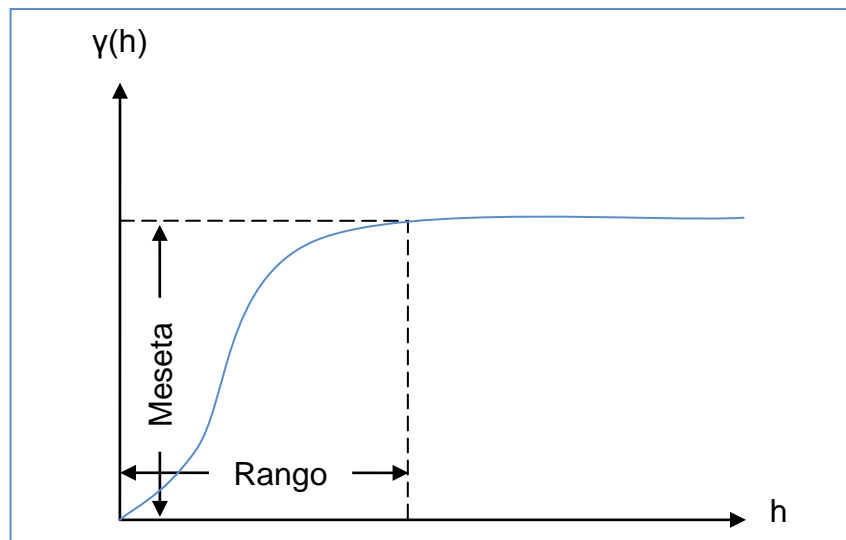


Figura 1.5. Modelo Gaussiano
Elaborado por: Richard Baque Alejandro

1.5.3.4 MODELOS COMBINADOS

Debido a que los variogramas experimentales no presentan una similitud a los que se describieron anteriormente, es común asociar un efecto pepita con un modelo esférico, exponencial o gaussiano. Cuando se suman dos o más modelos de menor complejidad entonces estamos formando un modelo combinado.

En la siguiente gráfica se muestran diferentes modelos donde se puede apreciar gráficamente como se distribuyen, los que poseen meseta y los que no poseen meseta.

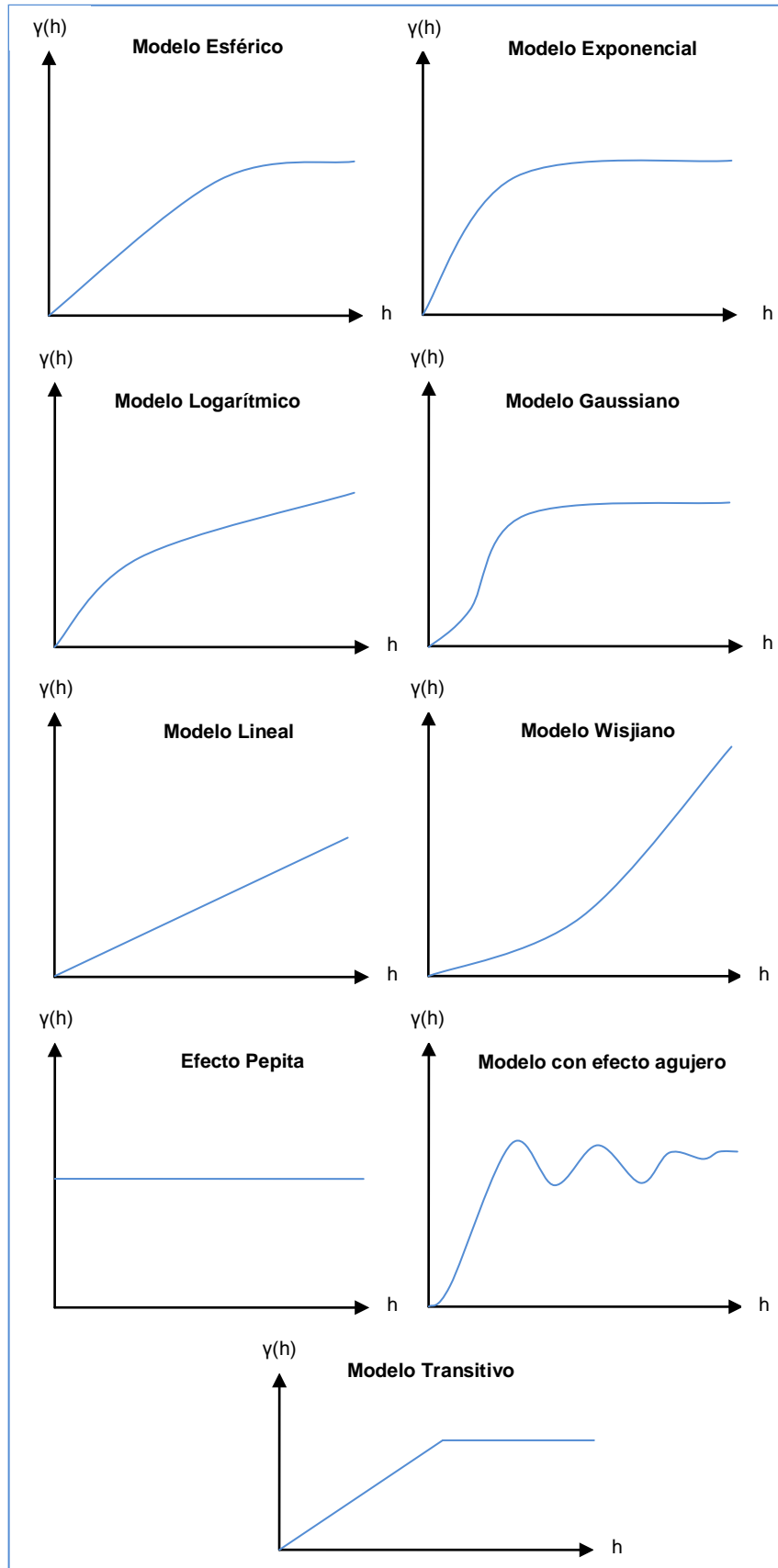


Figura 1.6. Tipos de variogramas
Elaborado por: Richard Baque Alejandro

1.6 ANISOTROPÍA GEOESTADÍSTICA

Cuando se calcula variogramas en diferentes direcciones y estos presentan cambios quiere decir que el variograma es anisotrópico, hay dos tipos de anisotropía la geométrica y la zonal, aunque algunos variogramas suelen ser combinaciones de ambas.

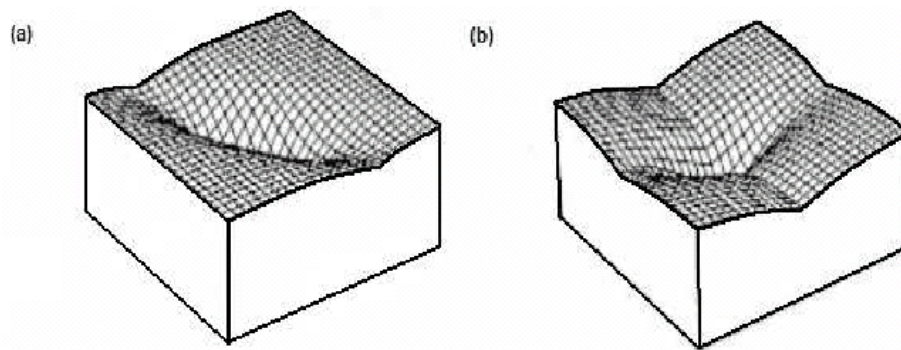


Figura 1.7. Vista isométrica de una anisotropía: a) Geométrica, b) Zonal.

Fuente: Srivastava e Isaaks, "Applied Geostatistics", 1989

1.6.1 ANISOTROPÍA GEOMÉTRICA

Es cuando el variograma presenta el mismo sill pero cambios en el rango en las diferentes direcciones en las que se lo calcula.

La anisotropía geométrica típicamente se observa cuando los variogramas en las direcciones de la continuidad máxima y mínima muestran una forma y meseta similar pero diferentes rangos. (Kelkar y Pérez, 2002).

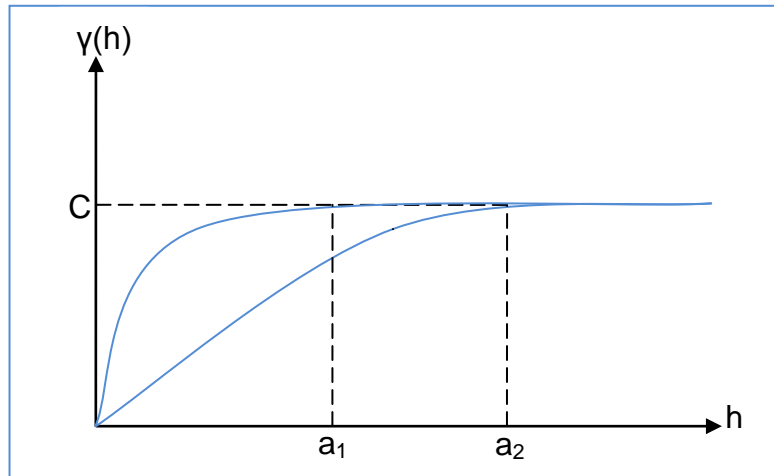


Figura 1.8. Anisotropía Geométrica
Elaborado por: Richard Baque Alejandro

1.6.2 ANISOTROPÍA ZONAL

Es cuando el variograma presenta cambios en la meseta en las diferentes direcciones en las que se lo calcula mientras el valor del rango de influencia permanece constante.

Se observa anisotropía zonal cuando el variograma en las direcciones de continuidad máxima y mínima, muestran diferentes mesetas. La Anisotropía zonal típica es observada cuando se comparan variogramas verticales vs variogramas horizontales. Los cambios en la dirección vertical son más abruptos, lo que representa una varianza o meseta mayor en comparación con los cambios relativamente leves en la dirección horizontal, lo que representa un valor de meseta más pequeño. La Anisotropía Zonal es más generalizada que la anisotropía geométrica porque permite diferentes valores de meseta y rango en dos direcciones. La anisotropía zonal, sin embargo, tiene algunas restricciones. Se requiere que las direcciones de continuidad máxima y mínima sean perpendiculares entre sí y que las combinaciones lineales de los modelos usados de las dos direcciones sean los mismos. (Kelkar y Pérez, 2002).

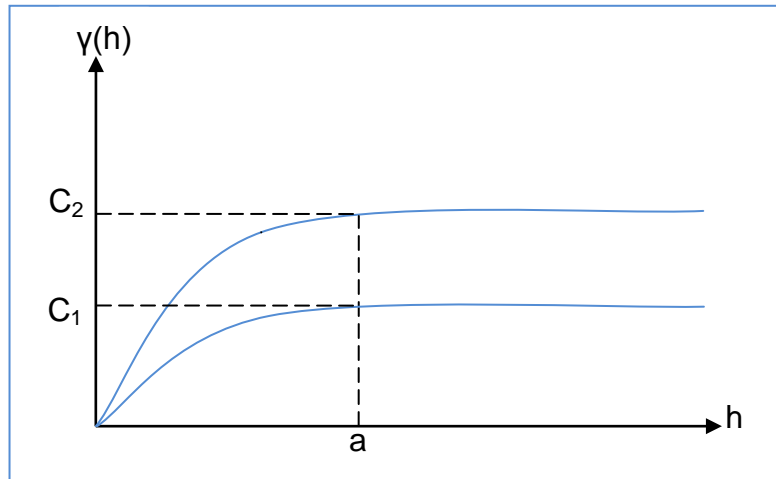


Figura 1.9. Anisotropía Zonal
Elaborado por: Richard Baque Alejandro

1.6.3 ELIPSES DE ANISOTROPÍA

Cuando ya tenemos los valores de los variogramas en las 4 direcciones (0° , 45° , 90° , 135°), se construye un diagrama de rosa para descubrir la existencia de anisotropía. Si se tiene un mismo valor de variograma en todas las direcciones, entonces se tiene un variograma isotrópico o círculo isotrópico.

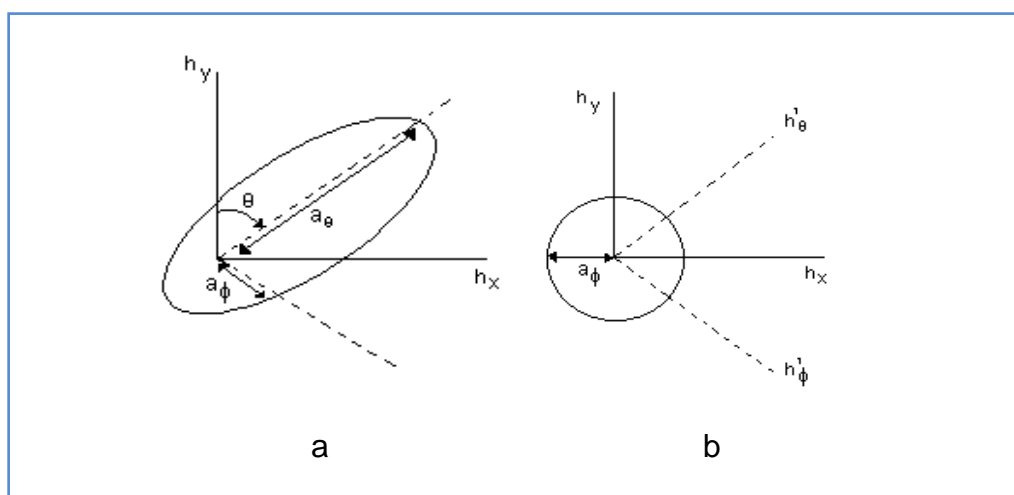


Figura 1.10. a) Elipse de Anisotropía, b) Círculo Isotrópico
Fuente: Geostatistics For Natural Resources Evaluation

1.7 ESTIMACIÓN KRIGING

Es el método de interpolación usado en geoestadística. Consiste en un estimador lineal insesgado que describe la correlación espacial, como la temporal de las variables distribuidas espacialmente. Este interpolador busca una aproximación del valor de una variable desconocida, a partir de un conjunto de valores de la misma variable en la que los valores si son conocidos.

El variograma experimental asigna cálculos de pesos a los vecinos más cercanos, mediante la siguiente ecuación:

$$f(x, y) = \sum_1^n W_i Z_i \quad (1.9)$$

Donde,

n: Es el número de puntos conocidos

Z_i: Es el valor de cada punto.

W_i: Es el peso asignado a cada punto

1.7.1 KRIGING ORDINARIO

El método debe cumplir con la restricción de ser un estimador insesgado, es decir la media de los errores debe ser cero y presentar varianza mínima (Journel, 1989). Por lo general el valor de la media (m) no se conoce y no se puede utilizar el kriging simple.

1.7.1.1 HIPÓTESIS

Se supone que la variable regionalizada es la realización de una función aleatoria Z estacionaria tal que

$$\begin{cases} \forall \mathbf{x} \in V, E[Z(\mathbf{x})] = m \text{ desconocida} \\ \forall \mathbf{x}, \mathbf{x} + \mathbf{h} \in V, cov[Z(\mathbf{x} + \mathbf{h}), Z(\mathbf{x})] = C(\mathbf{h}) \end{cases}$$

Donde V representa la vecindad de kriging.

1.7.1.2 DETERMINACIÓN DEL ESTIMADOR

Las etapas del kriging dan:

- **Linealidad:** se asegura esta restricción al tomar como estimador en \mathbf{x}_0

$$Z^*(\mathbf{x}_0) = a + \sum_{\alpha=1}^n \lambda_{\alpha} Z(\mathbf{x}_{\alpha})$$

- **Insesgo:** el valor esperado del error de estimación es

$$E[Z^*(\mathbf{x}_0) - Z(\mathbf{x}_0)] = a + \sum_{\alpha=1}^n \lambda_{\alpha} \underbrace{E[Z(\mathbf{x}_{\alpha})]}_{=m} - \underbrace{E[Z(\mathbf{x}_0)]}_{=m} = a + \left(\sum_{\alpha=1}^n \lambda_{\alpha} - 1 \right) m$$

Como se desconoce el valor de la media m , este valor esperado es nulo si:

$$a = 0 \text{ y } \sum_{\alpha=1}^n \lambda_{\alpha} = 1$$

La igualdad sobre la suma de los ponderadores asegura que, en el caso en que todos los datos son iguales a una misma constante, el valor estimado restituirá esta constante.

- **Optimalidad:** como en el caso del kriging simple, la varianza del error de estimación es:

$$var[Z^*(\mathbf{x}_0) - Z(\mathbf{x}_0)] = \sum_{\alpha=1}^n \sum_{\beta=1}^n \lambda_{\alpha} \lambda_{\beta} C(\mathbf{x}_{\alpha} - \mathbf{x}_{\beta}) + C(\mathbf{0}) - 2 \sum_{\alpha=1}^n \lambda_{\alpha} C(\mathbf{x}_{\alpha} - \mathbf{x}_0)$$

Se necesita minimizar esta expresión bajo la condición de insesgo, que impone que la suma de las incógnitas es igual a 1. Esto se logra introduciendo una incógnita adicional llamada multiplicador de Lagrange, que denotaremos como μ . Se escribe:

$$\begin{aligned} & var[Z^*(\mathbf{x}_0) - Z(\mathbf{x}_0)] \\ &= C(\mathbf{0}) + \sum_{\alpha=1}^n \sum_{\beta=1}^n \lambda_{\alpha} \lambda_{\beta} C(\mathbf{x}_{\alpha} - \mathbf{x}_{\beta}) - 2 \sum_{\alpha=1}^n \lambda_{\alpha} C(\mathbf{x}_{\alpha} - \mathbf{x}_0) + 2\mu \underbrace{\left(\sum_{\alpha=1}^n \lambda_{\alpha} - 1 \right)}_{=0} \end{aligned}$$

Y se minimiza la función de las $n+1$ variables $\lambda_1, \dots, \lambda_n, \mu$. Calculando las $n+1$ derivadas parciales de esta función y luego anulándolas, se obtiene el sistema:

$$\begin{cases} \frac{\partial}{\partial \lambda_{\alpha}} = 0 : \sum_{\beta=1}^n \lambda_{\beta} C(\mathbf{x}_{\alpha} - \mathbf{x}_{\beta}) + \mu = C(\mathbf{x}_{\alpha} - \mathbf{x}_0) \quad \forall \alpha = 1 \dots n \\ \frac{\partial}{\partial \mu} = 0 : \sum_{\alpha=1}^n \lambda_{\alpha} = 1 \quad \text{(condición de insesgo)} \end{cases}$$

Este sistema contiene una incógnita y una ecuación más que el sistema de kriging simple. Se puede escribir en notación matricial:

$$\begin{pmatrix} C(\mathbf{x}_1 - \mathbf{x}_1) & \cdots & C(\mathbf{x}_1 - \mathbf{x}_n) & 1 \\ \vdots & & \vdots & \vdots \\ C(\mathbf{x}_n - \mathbf{x}_1) & \cdots & C(\mathbf{x}_n - \mathbf{x}_n) & 0 \\ 1 & \cdots & 1 & 0 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \lambda_1 \\ \vdots \\ \lambda_n \\ \mu \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} C(\mathbf{x}_1 - \mathbf{x}_0) \\ \vdots \\ C(\mathbf{x}_n - \mathbf{x}_0) \\ 1 \end{pmatrix}$$

Este kriging se denomina “**kriging ordinario**”. Siendo el variograma una herramienta equivalente a la covarianza, a partir de la relación $\lambda(\mathbf{h}) = C(\mathbf{0}) - C(\mathbf{h})$, se puede elegir utilizarlo en lugar de la función de covarianza. Las ecuaciones de kriging pasan a ser: (Emery Xavier, 2007)

$$\begin{cases} \sum_{\beta=1}^n \lambda_{\beta} \gamma(\mathbf{x}_{\alpha} - \mathbf{x}_{\beta}) - \mu = \gamma(\mathbf{x}_{\alpha} - \mathbf{x}_0) \quad \forall \alpha = 1 \dots n \\ \sum_{\alpha=1}^n \lambda_{\alpha} = 1 \end{cases}$$

Esto es:

$$\begin{pmatrix} \gamma(\mathbf{x}_1 - \mathbf{x}_1) & \cdots & \gamma(\mathbf{x}_1 - \mathbf{x}_n) & 1 \\ \vdots & & \vdots & \vdots \\ \gamma(\mathbf{x}_n - \mathbf{x}_1) & \cdots & \gamma(\mathbf{x}_n - \mathbf{x}_n) & 0 \\ 1 & \cdots & 1 & 0 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \lambda_1 \\ \vdots \\ \lambda_n \\ -\mu \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \gamma(\mathbf{x}_1 - \mathbf{x}_0) \\ \vdots \\ \gamma(\mathbf{x}_n - \mathbf{x}_0) \\ 1 \end{pmatrix}$$

1.7.2 KRIGING SIMPLE

Es el caso más sencillo, consiste en la estacionaridad y se asume que la media de la variable de la función es conocida.

1.7.2.1 HIPÓTESIS

Se supone que la variable regionalizada z es la realización de una función aleatoria Z estacionaria tal que

$$\begin{cases} \forall \mathbf{x} \in V, E[Z(\mathbf{x})] = m \text{ conocida} \\ \forall \mathbf{x}, \mathbf{x} + \mathbf{h} \in V, cov[Z(\mathbf{x} + \mathbf{h}), Z(\mathbf{x})] = C(\mathbf{h}) \end{cases}$$

Donde V representa la vecindad de kriging (para un kriging en una vecindad única, V es el campo completo de la variable regionalizada).

1.7.2.2 DETERMINACIÓN DEL ESTIMADOR

Examinemos una a una las distintas etapas del kriging.

- **Linealidad:** se asegura esta restricción al tomar como estimador en \mathbf{x}_0

$$Z^*(\mathbf{x}_0) = a + \sum_{\alpha=1}^n \lambda_{\alpha} Z(\mathbf{x}_{\alpha})$$

- **Insesgo:** el valor esperado del error de estimación es

$$E[Z^*(\mathbf{x}_0) - Z(\mathbf{x}_0)] = a + \sum_{\alpha=1}^n \lambda_{\alpha} \underbrace{E[Z(\mathbf{x}_{\alpha})]}_{=m} - \underbrace{E[Z(\mathbf{x}_0)]}_{=m} = a + \left(\sum_{\alpha=1}^n \lambda_{\alpha} - 1 \right) m$$

Este valor esperado es nulo si:

$$a = \left(1 - \sum_{\alpha=1}^n \lambda_{\alpha} \right) m$$

- **Optimalidad:** debemos calcular la varianza del error de estimación:

$$var[Z^*(\mathbf{x}_0) - Z(\mathbf{x}_0)] = var \left\{ \sum_{\alpha=1}^n \lambda_{\alpha} Z(\mathbf{x}_{\alpha}) - Z(\mathbf{x}_0) \right\}$$

El término constante a no influye en la varianza, por lo cual se omite de la expresión. Ahora, se tiene la siguiente regla de cálculo:

$$\text{var}\{\lambda_1 Z_1\} = \lambda_1^2 \text{cov}\{Z_1, Z_1\}$$

$$\text{var}\{\lambda_1 Z_1 + \lambda_2 Z_2\} = \lambda_1^2 \text{cov}\{Z_1, Z_1\} + \lambda_2^2 \text{cov}\{Z_2, Z_2\} + 2\lambda_1 \lambda_2 \text{cov}\{Z_1, Z_2\}$$

Generalizando:

$$\text{var}\left\{\sum_{k=1}^K \lambda_k Z_k\right\} = \sum_{k=1}^K \sum_{k'=1}^K \lambda_k \lambda_{k'} \text{cov}\{Z_k, Z_{k'}\}$$

Aplicando esta fórmula, se obtiene:

$$\begin{aligned} & \text{var}[Z^*(\mathbf{x}_0) - Z(\mathbf{x}_0)] \\ &= \sum_{\alpha=1}^n \sum_{\beta=1}^n \lambda_{\alpha} \lambda_{\beta} \text{cov}\{Z(\mathbf{x}_{\alpha}), Z(\mathbf{x}_{\beta})\} + \text{cov}\{Z(\mathbf{x}_0), Z(\mathbf{x}_0)\} \\ & \quad - 2 \sum_{\alpha=1}^n \lambda_{\alpha} \text{cov}\{Z(\mathbf{x}_{\alpha}), Z(\mathbf{x}_0)\} \\ &= \sum_{\alpha=1}^n \sum_{\beta=1}^n \lambda_{\alpha} \lambda_{\beta} C(\mathbf{x}_{\alpha} - \mathbf{x}_{\beta}) + C(\mathbf{0}) - 2 \sum_{\alpha=1}^n \lambda_{\alpha} C(\mathbf{x}_{\alpha} - \mathbf{x}_0) \end{aligned}$$

Donde $C(\cdot)$ es la covarianza de la función aleatoria Z . El mínimo de esta expresión se obtiene anulando sus derivadas parciales con respecto a las incógnitas $\{\lambda_{\alpha}, \alpha = 1 \dots n\}$. Se obtiene finalmente el sistema de ecuaciones:

$$\sum_{\beta=1}^n \lambda_{\beta} C(\mathbf{x}_{\alpha} - \mathbf{x}_{\beta}) = C(\mathbf{x}_{\alpha} - \mathbf{x}_0) \quad \forall \alpha = 1 \dots n.$$

Es un sistema lineal, en el cual el número de ecuaciones y de incógnitas es igual a la cantidad de datos utilizados. En escritura matricial, este sistema es:

$$\begin{pmatrix} C(\mathbf{x}_1 - \mathbf{x}_1) & \cdots & C(\mathbf{x}_1 - \mathbf{x}_n) \\ \vdots & & \vdots \\ C(\mathbf{x}_n - \mathbf{x}_1) & \cdots & C(\mathbf{x}_n - \mathbf{x}_n) \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \lambda_1 \\ \vdots \\ \lambda_n \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} C(\mathbf{x}_1 - \mathbf{x}_0) \\ \vdots \\ C(\mathbf{x}_n - \mathbf{x}_0) \end{pmatrix},$$

Lo que permite determinar los ponderadores de kriging $\{\lambda_\alpha, \alpha = 1 \dots n\}$.

Es interesante notar que, debido a la condición de insesgo, el estimador se pone bajo la forma:

$$Z^*(\mathbf{x}_0) = \sum_{\alpha=1}^n \lambda_\alpha Z(\mathbf{x}_\alpha) + \left(1 - \sum_{\alpha=1}^n \lambda_\alpha\right) m,$$

De modo que el valor de la media aparece como si fuera un dato adicional, al cual se asigna una ponderación igual al complemento de la ponderación acumulada de los otros datos.

Mientras menos ponderación le damos a los datos (en la práctica, esto ocurre cuando uno se aleja de estos datos), más ponderación recibe la media. El rol de la media es de compensar la falta de información cuando los datos son escasos o alejados. Este kriging que supone conocida la media fue bautizado como **kriging simple**. (Emery Xavier, 2007)

1.7.3 KRIGING UNIVERSAL

El procedimiento de la estimación del kriging universal considera el valor de una variable no estacionaria en presencia de una tendencia. La media

local varía en dirección de la tendencia y no se acerca razonablemente a la media global. Este tipo de información no puede ser sometido a las técnicas de kriging a menos que sea preprocesada para eliminar la tendencia. (Kelkar y Pérez, 2002).

1.8 CONSIDERACIONES GEOLÓGICAS DEL RESERVORIO

En la construcción de un modelo estático o dinámico del reservorio, siempre es importante tomar en cuenta las características que tiene la geología del reservorio, es por esa razón que en esta parte del capítulo se estudiarán algunos conceptos elementales para comprender la geología de la cuenca suministrada.

1.8.1 FACIES

Hacia la segunda mitad del siglo XVII, Steno utiliza por primera vez el término de facies como una referencia al aspecto externo de las rocas. La facie era, pues, para este autor un atributo de ésta. Sin embargo, como reconoce Arche (1989), es a partir del siglo XIX cuando, al iniciarse los estudios científicos de las rocas sedimentarias antiguas, se observó que todas ellas se podían agrupar en un número finito de tipos de acuerdo con aspectos describibles de las propias rocas: composición, geometría y contenido en fósiles (Gressly, 1838).

1.8.2 LITOFACIES

Son cuerpos de roca sedimentaria que se definen por las siguientes características específicas: color, fósiles, estructura, composición, textura y arquitectura sedimentaria o por combinaciones entre estas propiedades.

Se considera que este cuerpo de roca ha sido formado bajo condiciones físicas y químicas, por lo cual se demuestra un proceso sedimentario en particular.

1.8.3 LITOTIPOS

Son grupos de litofacies que poseen propiedades petrofísicas similares (Φ y K). Los litotipos se definen en función de su calidad como roca reservorio y litología.

1.8.4 AMBIENTES DE DEPOSITACIÓN

En términos geológicos un ambiente de depositación describe un lugar geográfico donde los sedimentos se combinaron por procesos físicos y químicos que con el tiempo se depositaron y se litificaron. Los tipos de ambientes de depósito son:

1.8.4.1 CONTINENTAL:

En este tipo de ambientes los sedimentos depositados reciben una fuerte influencia del clima. En regiones frías, la masa de hielo glacial en movimiento sustituye el agua corriente como proceso dominante. En cambio en regiones áridas (regiones cercanas al litoral) el viento asume mayor importancia. Estos ambientes continentales están dominados por la erosión y la deposición asociada a corrientes. Entre los principales ambientes continentales están:

- Aluvial
- Eólico
- Fluvial
- Lacustre



Figura 1.11. Ambientes continentales
Elaborado por: Richard Baque Alejandro

1.8.4.2 TRANSICIONAL:

El ambiente transicional se sitúa en el límite continente – mar, es decir, es la zona de transición entre los ambientes marino y continental, y por lo tanto se acumulan sus sedimentos por aporte de ambos ambientes. La sedimentación que se presenta es de gran complejidad debido a los cambios continuos en la morfología y delimitación en la línea de costa y a veces de difícil separación. Los ambientes transicionales son:

- Deltaico
- De marea
- Lagunares
- Playa



Figura 1.12. Ambiente Transicional
Elaborado por: Richard Baque Alejandro

1.8.4.3 MARINO:

Son ambientes en que la energía de transporte se da en función a la dinámica marina, generalmente los sedimentos llegan a través de ambientes de transición, por removilización y erosión, o porque los sedimentos los atraviesan sometidos a la influencia del mecanismo de transporte. Estos ambientes se dividen según su profundidad:

- Plataforma
- Talud
- Llanura abisal
- Arrecife

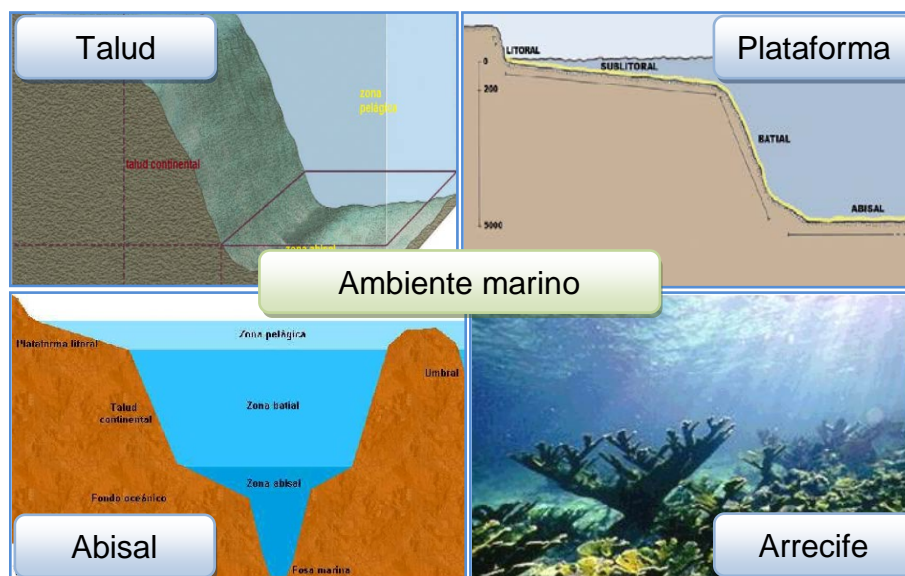


Figura 1.13. Ambientes Marinos
Elaborado por: Richard Baque Alejandro

1.8.5 HETEROGENEIDAD DEL RESERVORIO

Lo ideal es que nuestro reservorio sea totalmente homogéneo (es decir, que todas sus propiedades se distribuyan uniformemente a lo largo del yacimiento), debido a que esto no sucede, es importante hacer un estudio de todos los puntos posibles en el yacimiento, y donde no se tienen datos, es necesario estimarlos, mediante técnicas de interpolación, ya que mientras más datos obtenga, menor será el error de estimación en el procedimiento.

CAPÍTULO II

2 DESCRIPCIÓN DEL SOFTWARE DECISION SPACE GEOSCIENCE

2.1 INTRODUCCIÓN

En este capítulo se estudia el software que se utiliza para la construcción del modelo estático, que fue otorgado por la Compañía Halliburton, el cual cuenta con las herramientas necesarias para la generación de mapas estructurales, fallas geológicas, surveys, registros eléctricos, etc., que sirven para la descripción e interpretación de las propiedades de los yacimientos petrolíferos.

Se requiere de un software especializado que posea una interfaz versátil y facilite el manejo al usuario, por esto se utilizó el Decision Space versión 5000.10.0.3, el cual es recomendado, ya que sus herramientas permiten la construcción, modificación e interpretación de los modelos necesarios para la caracterización de los yacimientos.

Se realizará una breve descripción de la interfaz, que componen herramientas para los modelamientos: Sedimentológico - Estratigráfico, Estructural, Petrofísico y Geoestadístico, pero antes se dará una breve definición de Openworks, que es parte importante para el levantamiento de la información y punto de partida para la generación del proyecto.

2.2 OPENWORKS®

Este software permite la generación de la base de datos de proyectos de exploración y producción que se requieren en la industria del petróleo y gas, estos datos se pueden subir a través de la herramienta Data Import y consisten en wellheaders, surveys, registros eléctricos, mapas estructurales, fallas, etc., información que luego se podrá cargar en sesiones individuales en Decision Space.

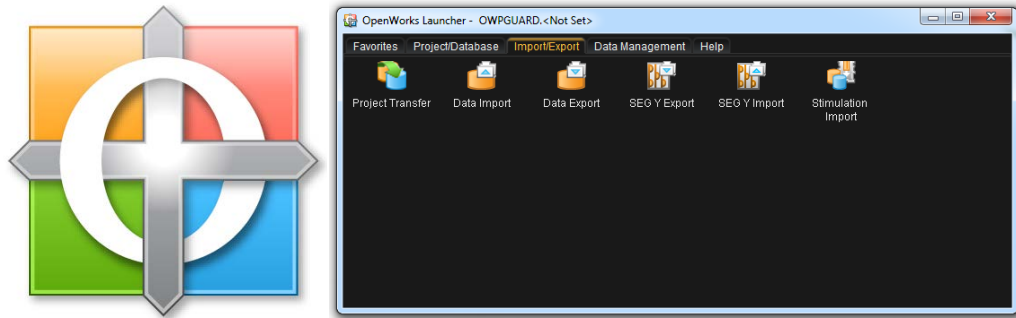


Figura 2.1. Logo y ventana principal de Openworks
Fuente: Software Openworks

2.3 DECISION SPACE® GEOSCIENCE 5000.10.0.3

Decisión Space® Geoscience es un software especializado que permite la interpretación de las diferentes etapas de modelamientos para caracterizar el reservorio. Ofrece un entorno multiusuario con una integración de los datos a través de flujos de trabajo multi-dominio, utilizando la interfaz Openworks antes descrita, para desarrollar los proyectos de una forma que facilite el manejo de la información al usuario.

El flujo de trabajo consiste en observar de forma integrada los datos administrados en formas de New Section, New Cube, New Map, New Correlation, este entorno de visualización unificada permiten evaluar más rápidamente grandes conjuntos de datos para el potencial de hidrocarburos y realizar la interpretación de los diferentes modelos con las herramientas adecuadas.

El uso de software como DecisionSpace® permiten analizar yacimientos con poca información o más complejos, donde la estimación de la producción o de la perforación de nuevos pozos suele ser incierta, es por esto que el utilizar esta interfaz puede conducir a mejores decisiones técnicas y de negocios en menos tiempo, y pueden reducir los costos de exploración y desarrollo de yacimientos.

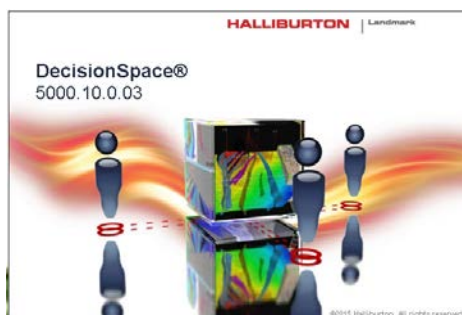


Figura 2.2. Ventana de Inicio de Decision Space
Fuente: Software Decision Space Geoscience

2.4 CREACIÓN DE UN NUEVO PROYECTO Y CARGA DE DATOS

La generación de un nuevo proyecto se lo realiza desde el software Openworks, en el cual se crea un New Project Database en donde se especifican parámetros como: Nombre del Proyecto, Sistema Cartográfico de Referencia, Sistema de medición, etc., información necesaria e importante para poder visualizar los datos desde el Decision Space, la figura 2.3 muestra la ventana principal para la creación del nuevo proyecto.

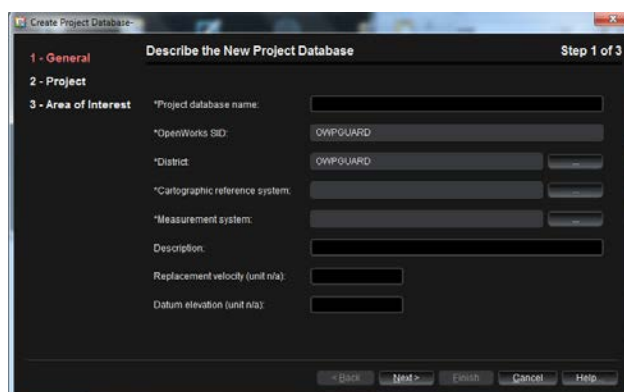


Figura 2.3. Ventana principal de Create Project DataBase
Fuente: Software Openworks

Una vez que se tiene el proyecto creado se procede a cargar toda la información desde Openworks o si se desea desde Decision Space, dado a la facilidad que brinda el software Openworks es más recomendable para la creación de los datos, gracias a la herramienta Data Import/Export

que clasifica la información que se desea cargar como: Contornos, Fallas, Geoshapers, Grids, Horizontes, registros, etc., como se muestra en la figura 2.4.

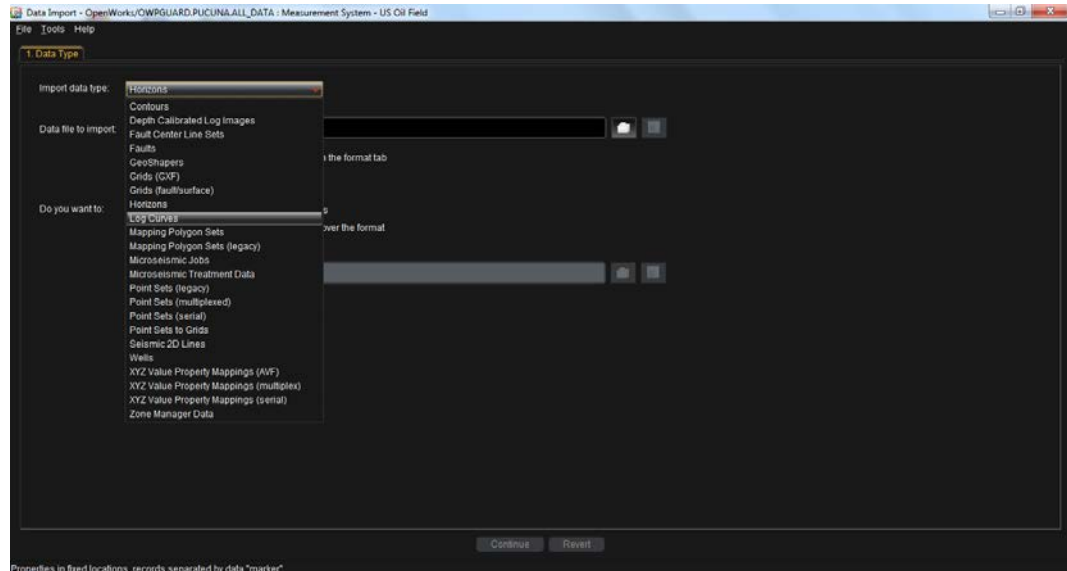


Figura 2.4. Ventana de Data Import
Fuente: Software Openworks

Es importante reconocer el tipo de archivo que se tiene para que el software lo pueda reconocer, por ejemplo los registros eléctricos deben tener extensión .LAS, y cuando existan archivos que no tengan el formato adecuado se los debe modificar manualmente, puesto que si no llevan los parámetros adecuados estos archivos mostrarán errores o simplemente no se podrán cargar al proyecto.

También es importante saber que se puede trabajar en varias sesiones en Decision Space sobre el mismo proyecto que se ha creado, y esto facilita que se puedan crear varios modelos con la misma información, o para crear algún respaldo si es que se daña alguna de las sesiones existentes, por eso es esencial conocer las herramientas de trabajo que posee Decision Space, es por esto que se describirán las principales en este capítulo.

2.5 HERRAMIENTAS BÁSICAS DEL DECISION SPACE

La figura 2.5 muestra la ventana principal del Decision Space, en el cual se observa en la parte superior la barra de archivos en donde se encuentran todas las herramientas disponibles, pero también existen barras laterales de tareas que facilitan el manejo del software de una forma más ágil, se describirán a continuación las barras de tareas principales:

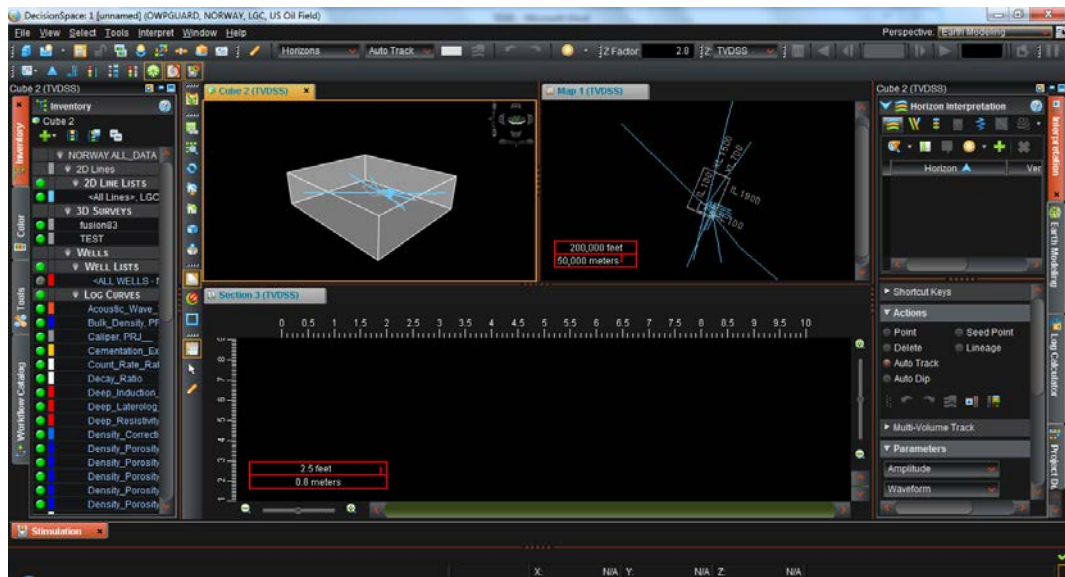


Figura 2.5. Ventana Principal de Decision Space
Fuente: Software Decision Space Geoscience

2.5.1 TASK BAR INVENTORY

Esta herramienta permite observar toda la información que se ha cargado en la sesión creada, es bastante útil ya que posee una lista plegable para facilitar la visualización en el área de trabajo y clasifica los datos de tal forma que el usuario pueda tener acceso de manera inmediata, como se muestra en la figura 2.6; los archivos que se encuentran actualmente visibles son los que tienen una luz verde en la parte izquierda.

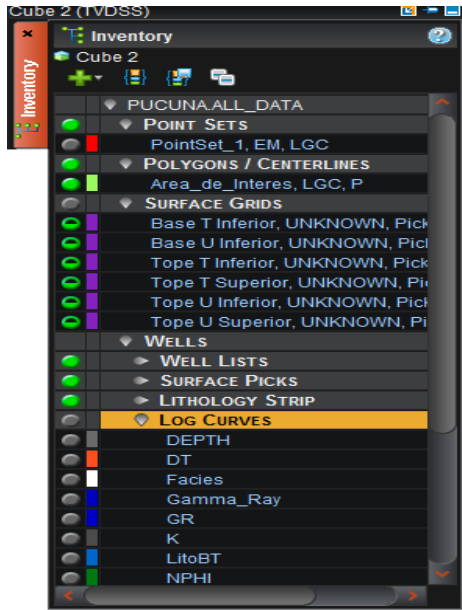


Figura 2.6. Barra de Tarea Inventory
Fuente: Software Decision Space Geoscience

2.5.2 TASK BAR COLOR

Esta barra permite visualizar una escala de colores de alguna propiedad del yacimiento que se tenga seleccionada, también permite crear una paleta de colores personalizada que facilite la interpretación al usuario.

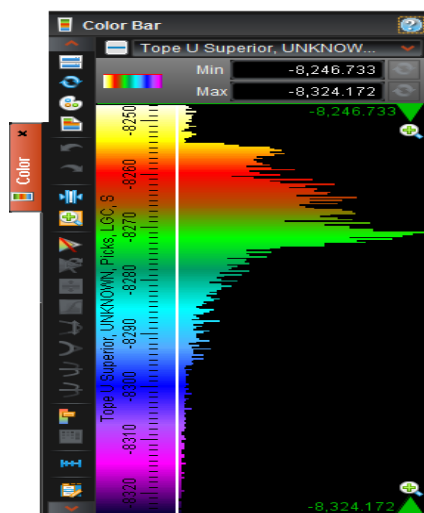


Figura 2.7. Barra de Tarea Color
Fuente: Software Decision Space Geoscience

2.5.3 TASK BAR TOOLS

Esta barra de tareas posee varias herramientas como: Bookmarks, Print Preview, Bubble Mapping, Interpretation Set, Single Well Info, Strat Column Editor, Well Query Tool, ezValidator, Well Layout, Seismic Mask Editor, TransformView, Navigator, que básicamente permiten editar la forma de visualización o alguna escala en el cubo, sección, mapa o correlación del área de trabajo, para facilitar la interpretación.

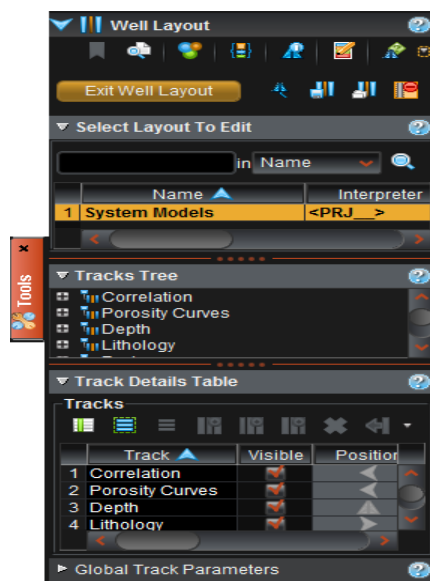


Figura 2.8. Barra de Tarea Tools

Fuente: Software Decision Space Geoscience

2.5.4 TASK BAR WORKFLOW CATALOG

La barra Workflow Catalog es una ayuda que describe las herramientas del Decision Space que puede servir en el momento que no se conozca alguna de las barras de tareas o de trabajo, esta barra permite describir cada uno de los botones del Decision Space y en algunos casos da paso a paso el procedimiento para realizar alguna acción.

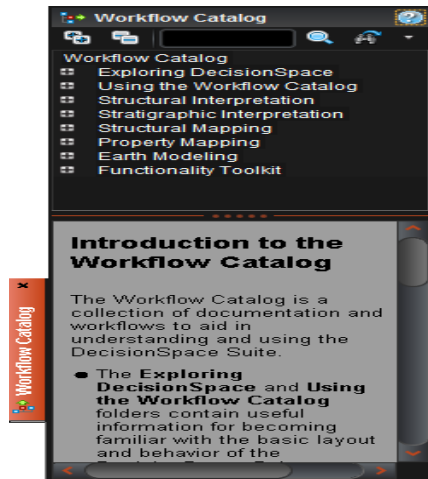


Figura 2.9. Barra de Tarea Workflow Catalog
Fuente: Software Decision Space Geoscience

2.5.5 TASK BAR INTERPRETATION

Como su nombre lo indica, permite la interpretación de parámetros como: horizontes, fallas, litologías, curvas de registros, well picks, polígonos, contornos, geoshapers, notas, point sets, esta herramienta es muy útil al momento que se desee editar algunos de los parámetros antes descritos, por lo que es de vital importancia el manejo de esta barra de tareas.

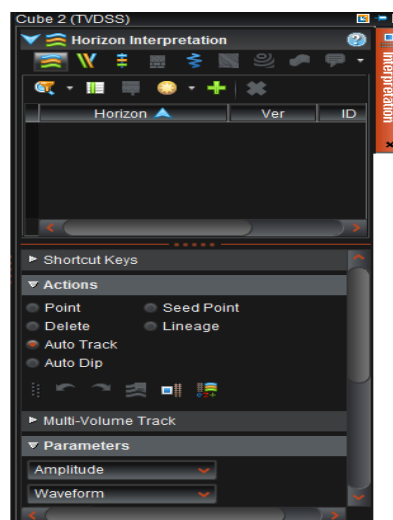


Figura 2.10. Barra de Tareas Interpretation
Fuente: Software Decision Space Geoscience

2.5.6 TASK BAR LOG CALCULATOR

La herramienta Log Calculator permite crear modelos de curvas de: LogCalc en la que se crea registros de porosidad, permeabilidad, saturación de agua, volumen poroso, resistividad, contenido de arcilla, etc; y el otro modelo LithCurve en la que se puede crear registros de litología, espesores de estratos o curvas de facies. Todo esto a partir de parámetros del yacimiento ya existentes y de intervalos de pozos en donde exista la suficiente información.

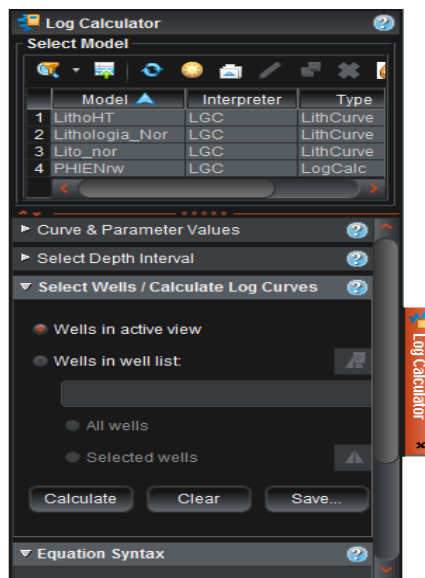


Figura 2.11. Barra de Tarea Log Calculator
Fuente: Software Decision Space Geoscience

2.5.7 TASK BAR DYNAMIC FRAMEWORKS TO FILL

Esta opción permite crear el espacio de trabajo que consiste en un marco estructural, es decir una serie de superficies de un volumen de tierra que truncan correctamente superficies estructurales contra fallas y discordancias, también le permite al geólogo de exploración generar una estructura más precisa y mapas de espesores netos de los proyectos.

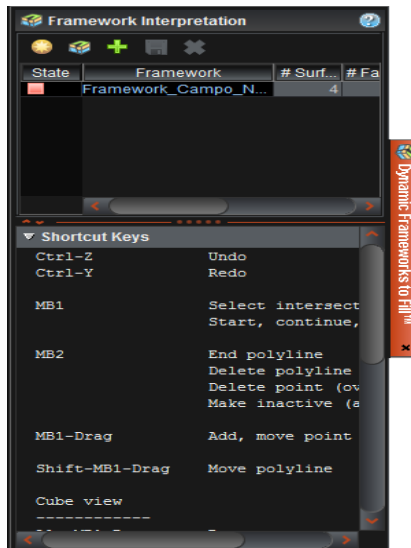


Figura 2.12. Barra de Tarea Dynamic Framework To Fill
Fuente: Software Decision Space Geoscience

2.5.8 TASK BAR DATA ANALYSIS

Esta opción permite hacer un análisis de sensibilidad a las propiedades evaluadas del yacimiento, por medio de histogramas, crossplot, Q-Q Plot, Box Plot, y herramientas multi-histogramas para hacer una comparación de set de datos que se está escalando en cada celda.



Figura 2.13. Barra de Tarea Data Analysis
Fuente: Software Decision Space Geoscience

2.6 MÓDULOS DEL DECISION SPACE

Al iniciar una nueva sesión en Decision Space se puede escoger uno o varios módulos individuales asignados para cada etapa específica de trabajo que van a facilitar el acceso rápido a cada una de las herramientas. Los módulos disponibles en esta versión son:

- ✓ Decision Space® Earth Modeling
- ✓ Decision Space® GIS
- ✓ Decision Space® Geology
- ✓ Decision Space® Geophysics
- ✓ Decision Space® Petrophysics
- ✓ Decision Space® Stimulation
- ✓ Decision Space® Well Planning

Para llevar a cabo este proyecto se utilizará el módulo Decision Space® Earth Modeling ya que posee las herramientas útiles para la construcción de los modelos planteados.

2.7 DECISION SPACE® EARTH MODELING

El módulo Earth Modeling es el encargado de realizar el modelamiento geoestadístico necesario para la realización de este proyecto ya que brinda las facilidades para la interpretación de datos, ofrece un conjunto de herramientas para modelar litofacies, propiedades petrofísicas o cualquier propiedad continua en intervalos estratigráficos definidos por el usuario dentro de un marco estructural.

Los paneles de tareas específicas para cada paso del flujo de trabajo se muestran a continuación:

- ✓ Data Operations
- ✓ Stratigraphic Modeling

- ✓ Facies Trend Modeling
- ✓ Variogram Modeling
- ✓ Facies Modeling and Simulation
- ✓ Petrophysical Property Modeling
- ✓ General Property Modeling
- ✓ Post Processing

2.7.1 DATA OPERATIONS

El panel de tareas Data Operations proporciona mecanismos necesarios para la incorporación de datos externos para crear pointsets, se realizan exportando las curvas de registros de litología, asociándolos a otros registros de propiedades petrofísicas, seleccionando el pozo o los pozos y los intervalos en los que se requiere crear el pointset. El Data Operations contiene los siguientes paneles:

Import Points: Permite crear un pointset desde un archivo plano ASCII usando datos externos.

Import Curves: Permite crear un pointset utilizando Openworks® datos de la curva.

Export Log Curves: Permite exportar las curvas de registro que se crean automáticamente.

Data Manager: Sirve para eliminar propiedades o algún conjunto de datos innecesarios del Earth Modeling.

Add Wells To 3D Grid: Se usa para añadir la información a una grilla geocelular.

Data Transform: Permite transformar los datos de entrada seleccionados a algún otro tipo de distribución.

Filter PointSet: Se puede seleccionar algún subconjunto de datos de la PointSet para filtrar valores de datos que no sirven y crear una nueva PointSet.

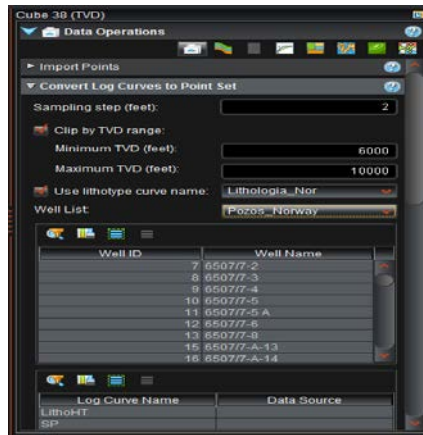


Figura 2.14. Pestaña de Data Operations
Fuente: Software Decision Space Geoscience

2.7.2 STRATIGRAPHIC MODELING

En este panel se puede crear una Grid 3D con los parámetros como número de celdas, tamaño de celdas, escogiendo un Framework y un intervalo seleccionado, además permite la definición de litotipos a través de un código de facies y la construcción de un Well Blocking asignando un promedio aritmético a una propiedad continua y un mayor que a una propiedad discreta. El panel contiene:

Grid Geometry: Permite seleccionar intervalos desde un framework para definir el estilo de las capas, número de capas o grosor en cada intervalo.

Lithotype Definition: Permite crear o seleccionar litotipos predeterminados para asignarle algún código de facies creado en la Task Bar Interpretation, Log Calculator o recibido de algún registro de facies.

Seismic Attribute Blocking (Optional): Sirve para darle atributos sísmicos 3D al Blocking como por ejemplo el volumen sobre la Grid (impedancia acústica sísmica).

Well Blocking: Se utiliza para darle a cada propiedad en una celda un atributo que defina si la variable es continua o discreta y si el método promedio es Arithmetic para las variables continuas y Most_Of para las discretas.

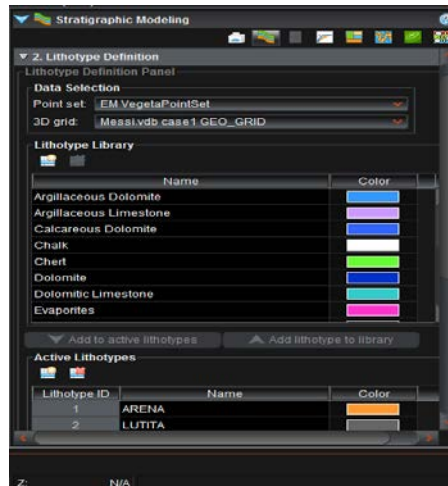


Figura 2.15. Pestaña de Stratigraphic Modeling
Fuente: Software Decision Space Geoscience

2.7.3 FACIES TREND MODELING

Este panel permite crear curvas de proporción agrupadas de los litotipos que fueron creadas en el Well Blocking, aplicar un smoothing (suavizado) y crear un mapa de proporción de litotipos que controlará la relación estratigráfica de los litotipos. Los registros de facies se agrupan usando polígonos.

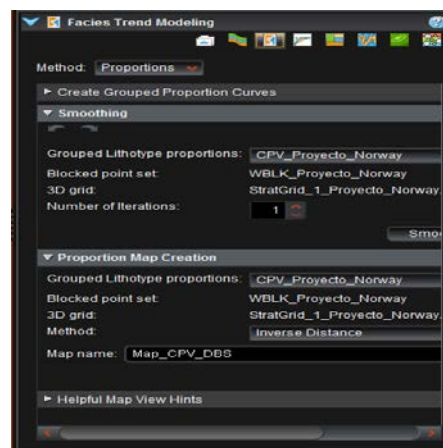


Figura 2.16. Pestaña de Facies Trend Modeling
Fuente: Software Decision Space Geoscience

2.7.4 VARIOGRAM MODELING

Esta sección permite el modelado de los variogramas en 2D y 3D, la continuidad espacial y la direccionalidad de los datos. Contiene estas 3 opciones:

Data: Sirve para seleccionar los datos de entrada que se desee modelar, se puede calcular el variograma en diferentes intervalos y de las diferentes propiedades según el usuario lo requiera.

Modeling Parameters: Permite visualizar que los valores coincidan con los puntos que se forman y se pueden ajustar a variogramas experimentales, distancias de correlación y azimuts mayores y menores.

Computation Parameters: Permite ajustar valores del variograma donde sea necesario modificar el lag, intervalo de lag, tolerancia del lag, etc.

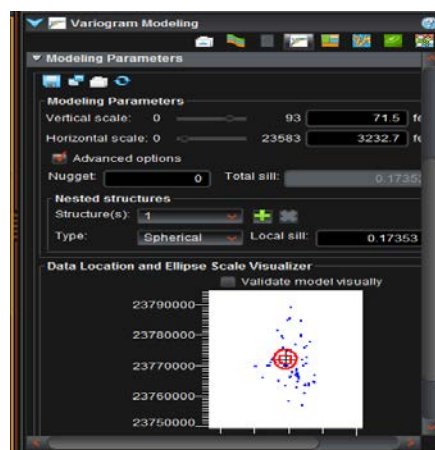


Figura 2.17. Pestaña de Variogram Modeling
Fuente: Software Decision Space Geoscience

2.7.5 FACIES MODELING AND SIMULATION

Esta herramienta permite simular las facies de los variogramas calculados en una cuadrícula o celda de la grid, lo puede hacer de tres maneras o con tres diferentes algoritmos de interpolación: Sequential Indicator Simulation (SIS), Plurigaussian Simulation (PS) o Truncated Gaussian

Simulation (TGS), también permite seleccionar el intervalo a modelar y escoger un número de realizaciones necesarios para agilizar el proceso.

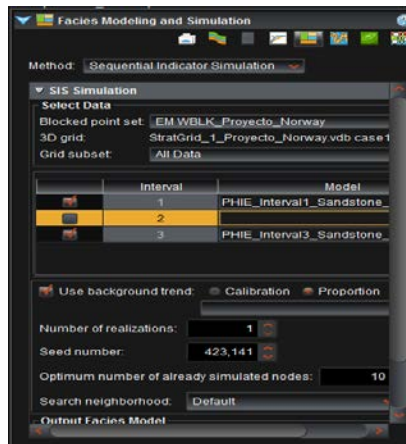


Figura 2.18. Pestaña de Facies Modeling and Simulation
Fuente: Software Decision Space Geoscience

2.7.6 PETROPHYSICAL PROPERTY MODELING

Cuando se completa el Modelamiento y Simulación de Facies, se procede al Modelamiento Petrofísico para poblar el modelo de facies con las propiedades petrofísicas (porosidad, permeabilidad, saturación de agua, etc.), Se debe escoger un método de simulación y se debe realizar también por intervalos y por facies, los métodos de simulación existentes son:

Cloud Transform: Utiliza un método que preserva la dispersión inherente vista en crossplots.

Constant: Utiliza un único valor para la propiedad a modelar.

Data Histogram: Se extrae al azar un histograma de la propiedad seleccionada.

Kriging: Utiliza el modelo de variogramas para realizar un kriging ordinario.

Lognormal: Atrae al azar de una distribución logarítmica normal (base 10), donde la media y desviación estándar provienen de los datos.

Normal: Atrae al azar de una distribución normal, donde la media y desviación estándar provienen de los datos.

Regression: Permite seleccionar un modelo de regresión de primer o segundo orden.

"Sequential Gaussian": Elige una desviación aleatoria de una distribución normal, seleccionados de acuerdo a un número aleatorio uniforme que representa el nivel de probabilidad.

"Triangular": Atrae al azar desde una distribución triangular donde los valores mínimo, máximo y lo más probable provienen de los datos.

"Turning Bands": Añade propiedades continuas a un nodo de la grid.

"Uniform": Describe un valor aleatorio en una distribución uniforme en el que el mínimo y el máximo provienen de los datos.

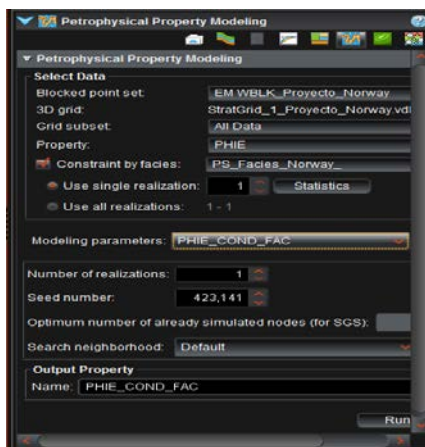


Figura 2.19. Pestaña de Petrophysical Property Modeling
Fuente: Software Decision Space Geoscience

2.7.7 GENERAL PROPERTY MODELING

Esta es una pestaña opcional que permite hacer el modelamiento general de propiedades creando primero grids en 2D y 3D añadiendo los parámetros como el tamaño y número de celdas, etc., y luego hacer la interpolación y posterior simulación de las diferentes propiedades a modelar.

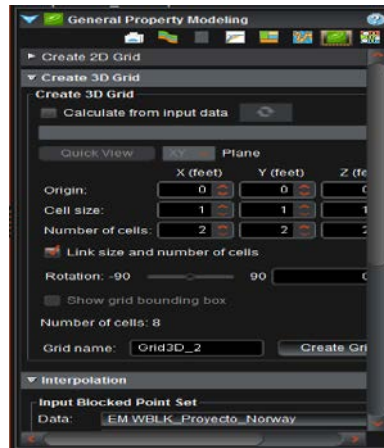


Figura 2.20. Pestaña de General Property Modeling
Fuente: Software Decision Space Geoscience

2.7.8 POST PROCESSING

Esta pestaña contiene tres etapas: en la primera permite calcular volúmenes estáticos seleccionando el tipo de reservorio, el blocking, las facies que se modelaron, añadir parámetros volumétricos constantes como el R_s , R_v , B_o , B_g , y correr un número de realizaciones según el usuario, en la segunda permite calcular mapas estadísticos basados en múltiples realizaciones creadas por simulación condicional y en la tercera permite hacer una simulación del flujo de alguna propiedad que se ha modelado generando streamlines.

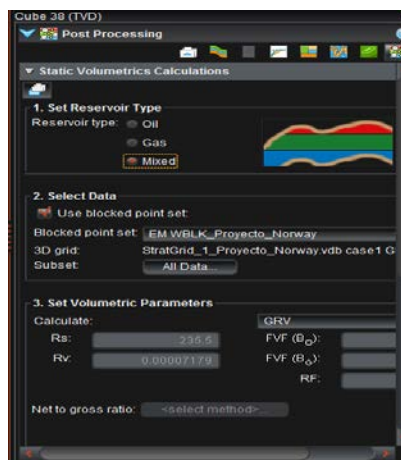


Figura 2.21. Pestaña de Post Processing
Fuente: Software Decision Space Geoscience

CAPÍTULO III

3 METODOLOGÍAS DEL MODELAMIENTO GEOESTADÍSTICO

3.1 INTRODUCCIÓN

Para la generación de un modelo estático de yacimientos, es necesario describir y comprender cada una de las complejas etapas que contribuyen al desarrollo del mismo.

Se considera que es necesario obtener la mayor cantidad de información disponible de campo para cada etapa del modelamiento, para que de esta manera la descripción del reservorio sea mejor, pero cuando se tiene demasiada información es probable que se generen problemas, por lo que es necesario organizarla para cada caso.

Toda la información que puede ser obtenida del campo consta de datos como: coordenadas de ubicación de pozos, registros eléctricos, información de núcleos, pruebas de presión, pruebas iniciales de producción, historiales de producción de campo, reportes de perforación, reportes de reacondicionamientos, información sísmica, tomografía de pozo, perfiles sísmicos verticales, etc.

En el modelo estático se describirán los modelos estratigráfico-sedimentológico, el estructural, el petrofísico y finalmente el modelo geoestadístico que será el que caracterizará el yacimiento usando la información de todos estos modelos.

3.2 MÉTODOS DE SIMULACIÓN

Al momento de realizar un trabajo de modelamiento geoestadístico es necesario escoger un método que nos ayude a definir sus propiedades, y acoplarlo de acuerdo a la información que se tiene para escoger la realización geoestadística adecuada; estos métodos se clasifican según su geometría como se muestra en la figura 3.1:

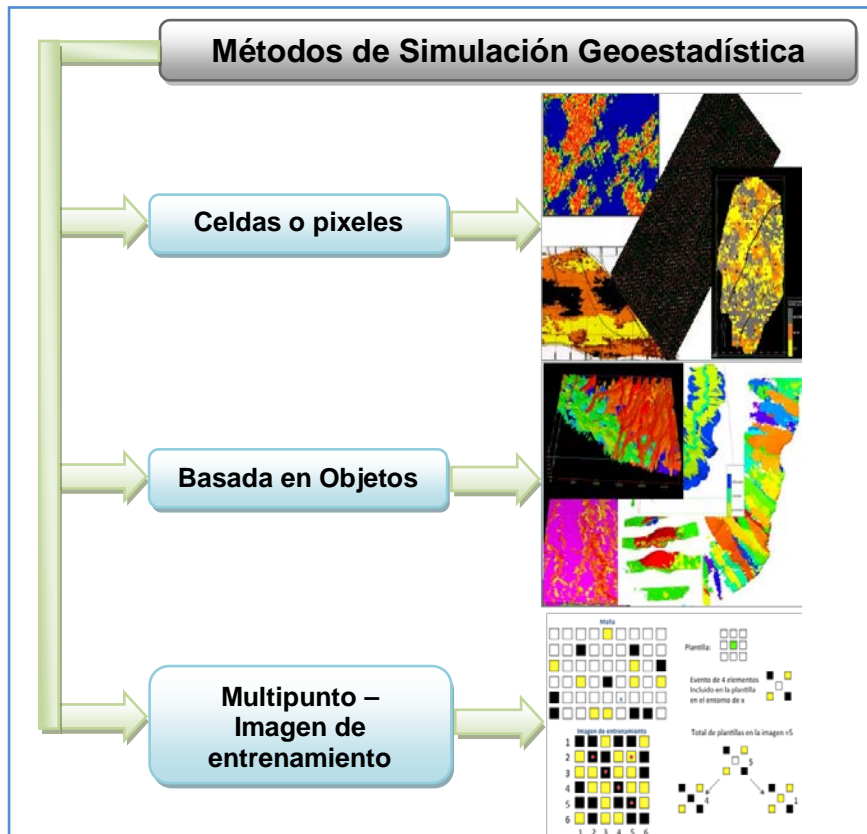


Figura 3.1. Tipos de Modelamiento Geoestadístico
 Elaborado por: Richard Baque Alejandro

3.2.1 BASADO EN CELDAS O PIXELES

Este método consiste en que el reservorio puede dividirse en varias celdas o píxeles y en las cuales se asume que para cada celda el valor de las propiedades es homogéneo. Si se desea obtener la descripción más detallada del objeto de estudio se pueden escoger celdas más finas, y si se requiere encontrar información de una celda en la que no existen datos se pueden utilizar métodos de interpolación.

Se asume que todas las propiedades del yacimiento pueden ser descritas mediante estructuras de celdas, lo que no puede aplicarse para objetos geológicos que contengan formas y tamaños complejos, esto se convierte

en una limitante para la aplicación de este método. Esta técnica permite la simulación de las variables continuas (como la porosidad, permeabilidad, saturación de agua) y las categóricas (como las facies).

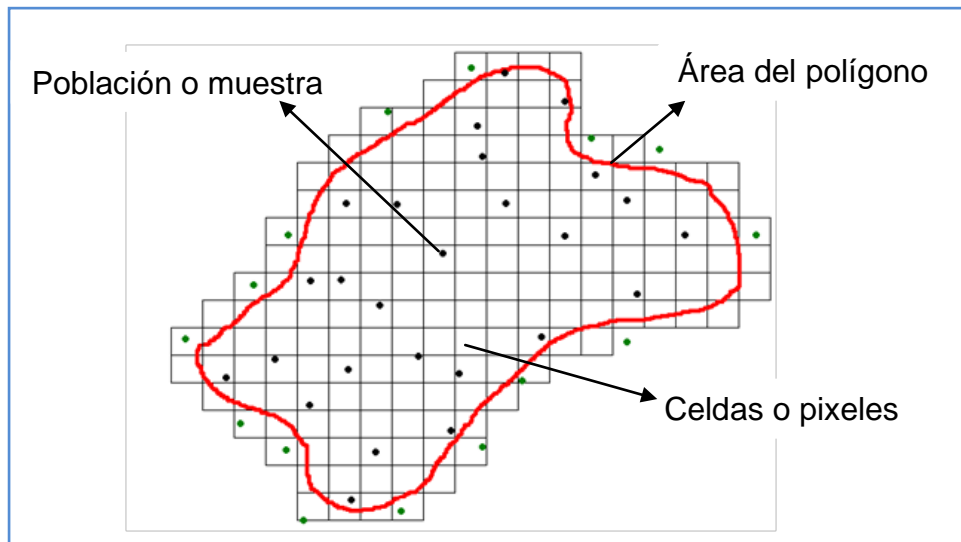


Figura 3.2. Geoestadística basada en celdas
Elaborado por: Richard Baque Alejandro

3.2.2 BASADA EN OBJETOS

Este tipo de simulación crea modelos de yacimientos basada en objetos, es decir, grupos de cuerpos, que tienen significado genético. Es comúnmente utilizada para reproducir heterogeneidades a gran escala en yacimientos de petróleo, frecuentemente estos cuerpos no están distribuidos de manera uniforme en el dominio de estudio. (Vallés I., 2007).

El objetivo de esta técnica es reproducir la geometría de cuerpos de manera que estos coincidan con las interpretaciones geológicas; cada cuerpo se considera como un objeto con una geometría dada y la mayoría se disponen en orden aleatorio para llenar las unidades geológicas. (Vallés I., 2007).

La simulación basada en objetos es una técnica de actual interés en la industria petrolera, esto es debido a que la propuesta para modelar es particularmente satisfactoria para los geólogos, motivado a que los objetos creados están basados en las estadísticas de las relaciones de formas y facies que han sido medidas y porque las imágenes provenientes de los modelos resultantes de facies depositacionales lucen realistas, ver Figura 3.3. (Vallés I., 2007)

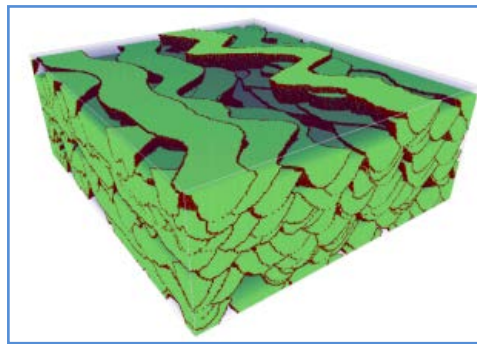


Figura 3.3. Geoestadística basada en objetos
Fuente: Vallés I., 2007

3.2.3 BASADA EN MULTIPUNTO – IMAGEN DE ENTRENAMIENTO

La heterogeneidad de un yacimiento y el comportamiento del flujo en él están determinados principalmente por la distribución espacial de las facies sedimentarias. En consecuencia, la simulación de facies ocupa un rol fundamental y primario: porosidades así como permeabilidades se simulan condicionadas a las facies. De ahí se deriva la importancia de que los métodos de simulación de facies sean eficientes. (Guardiano, F., and Srivastava, M., 1993)

Sin embargo, en ambientes sedimentológicos complejos como los fluviales, los métodos tradicionales de simulación: SIS (Sequential Indicator Simulation) basado en celdas, así como OBM (Object Based

Modeling), basado en objetos, presentan severas limitaciones. El primero, por su incapacidad para reproducir estructuras curvilíneas, como en el caso de los canales; el segundo, por su limitación para honrar la data en los pozos. (Guardiano, F., and Srivastava, M., 1993)

En la última década ha emergido MPS (Estadística de múltiples puntos basada en imágenes de entrenamiento) como una alternativa eficiente para abordar la simulación de facies. MPS combina la habilidad de OBM para reproducir formas, con la capacidad de SIS para condicionar las realizaciones a la data en los pozos. (Guardiano, F., and Srivastava, M., 1993)

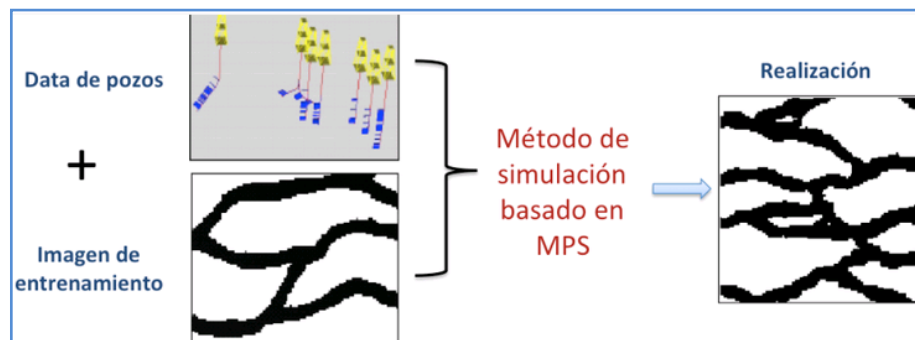


Figura 3.4. Estadística de múltiples puntos
Fuente: (Guardiano, F., and Srivastava, M., 1993)

3.3 MODELO ESTÁTICO

El modelo geológico representa una de las fases más importantes en el estudio integrado de yacimientos, el cual consiste en la descripción estática del yacimiento. Este modelo tiene como objetivo al desarrollo y adecuación de metodologías integradas que permitan una comprensión mayor de los yacimientos, en términos físicos y geológicos. Esta fase está formado por equipos multidisciplinarios para definir con certeza la geometría del yacimiento, describiendo sus características geológicas y petrofísicas. Las metas del área están enfocadas a obtener un modelo

geológico- petrofísico a escala de yacimiento, integrando datos de diversas fuentes como: geología, registros de pozos, sísmica y núcleos, etc. (Perdomo García Carmen, 2006).

El modelo estático de yacimientos representa las propiedades del yacimiento que no presentan variaciones a través del tiempo, como es el caso de: porosidad, permeabilidad, espesor, tope, fallas, ambiente de deposición, continuidad en dirección vertical y horizontal de las arenas, litología y límites de la roca, que unidos a las pruebas de presión y producción de yacimientos permiten su delimitación. (Perdomo García Carmen, 2006).

3.4 DATOS RELEVANTES PARA EL MODELO

Existen tres fuentes principales de datos para la modelación estocástica de yacimientos, estas son información directa de núcleos y muestras de canal, información indirecta que proviene de registros geofísicos de pozo y la información también indirecta de levantamientos geofísicos, en particular información relacionada con la metodología sísmica. (Díaz Vieira, 2006)

Toda esta información se maneja en forma simultánea hasta generar un modelo que será contrastado con la información dinámica derivada del sistema pozo-yacimiento. (Díaz Vieira, 2006)

La figura 3.5 representa un diagrama donde se explica el procedimiento para obtener un modelo estático de yacimientos.

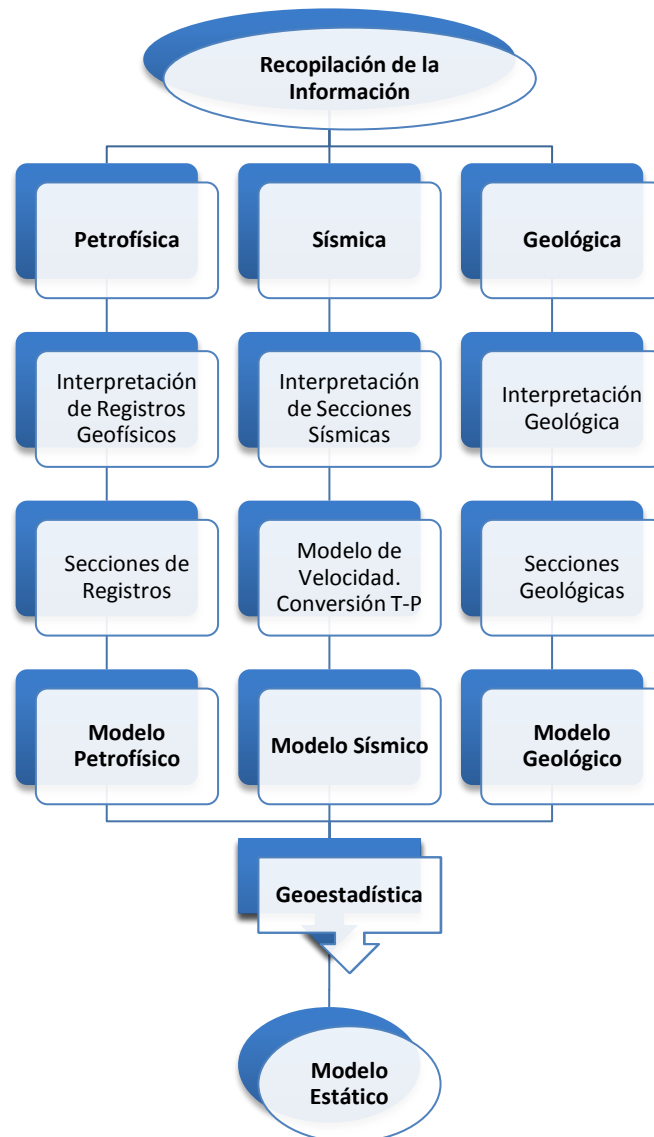


Figura 3.5. Diagrama de Caracterización de Yacimientos
Fuente: (Díaz Vieira, 2006)

3.5 FLUJO DE TRABAJO PARA EL MODELO ESTÁTICO

La generación del modelo estático comprende el análisis de varios modelos como son: estratigráfico, sedimentológico, estructural, petrofísico y geoestadístico, los cuales se integran en un solo estudio que permite describir y caracterizar el yacimiento, como se indica en la Figura 3.6. Este modelo también sirve de base para la construcción del modelo dinámico.

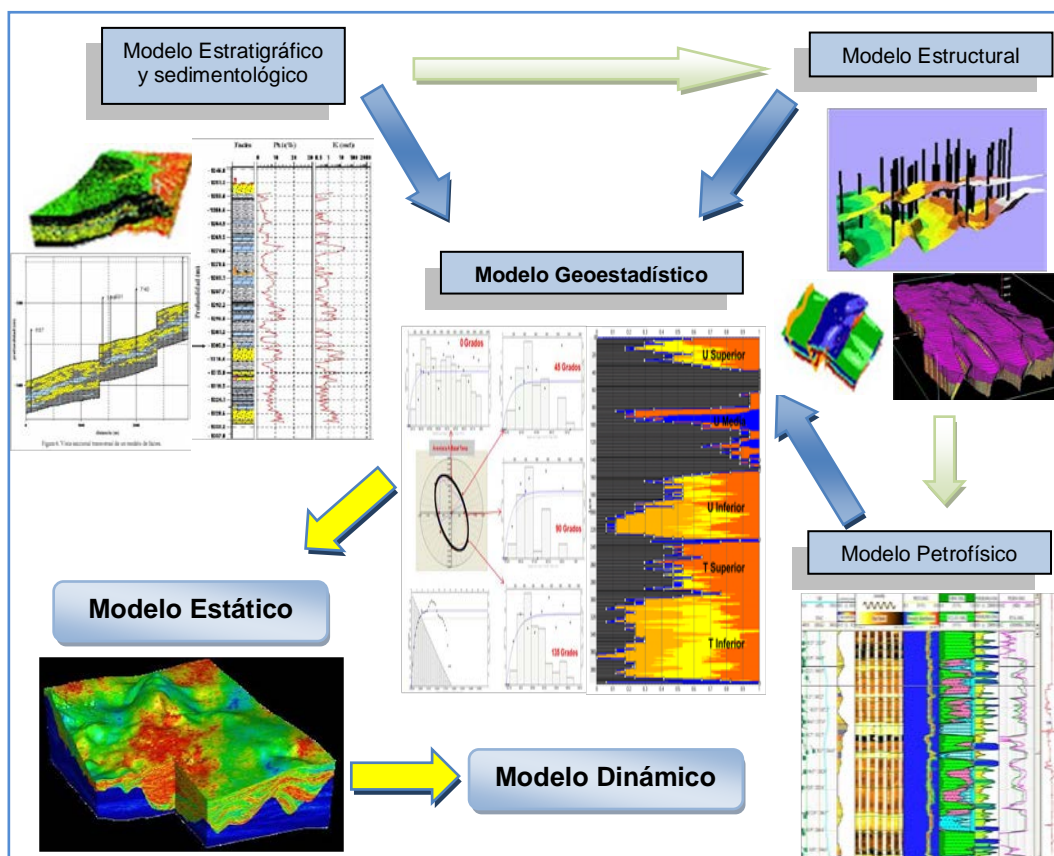


Figura 3.6. Flujo de trabajo para el modelo estático
 Elaborado por: Richard Baque Alejandro

3.5.1 MODELAMIENTO ESTRATIGRÁFICO-SEDIMENTOLÓGICO

El modelamiento estratigráfico-sedimentológico permite comprender la arquitectura tridimensional estructural y estratigráfica de los yacimientos.

El modelo estratigráfico involucra algunas disciplinas como: estratigrafía de secuencias, sísmica, sedimentología, interpretación de registros, geoquímica, bioestratigrafía y estudios de análogos de superficie. Para poder definir la geometría interna de las unidades en el modelo estratigráfico, es importante la construcción de una malla estratigráfica.

Las secciones estratigráficas permiten validar las relaciones laterales y verticales existentes entre las diferentes unidades geológicas que

atraviesan los pozos en cada yacimiento. Este modelo se define mediante correlaciones litológicas pozo a pozo y secciones estratigráficas, para poder observar la continuidad de la arena de interés, el espesor neto, etc.

La caracterización de la sedimentología tiene como fin revisar y establecer la orientación y distribución del patrón de sedimentación, y la forma en que fueron depositados inicialmente los cuerpos sedimentarios. Este modelo utiliza los registros de Gamma Ray (GR) y de Potencial Espontáneo (SP) para identificar y codificar las facies en los intervalos que se presentan en las arenas de interés generalmente.

Utilizando los perfiles de pozos se determinan las electrofacies para así establecer una columna litológica vertical para determinar las secuencias sedimentarias (topes formacionales y bases). Con las respuestas de las curvas de los registros (GR) y (SP) se puede identificar la dirección preferencial de deposición, la interpretación basada en análisis de núcleo y las características del cuerpo sedimentario. Después se analizan las características que se obtienen y se comparan con los modelos conceptuales de ambientes sedimentarios, para interpretar las electrofacies y el tipo de ambiente sedimentario en cada pozo.

3.5.2 MODELO ESTRUCTURAL

El modelo estructural se refiere a la definición de la estructura geológica (trampa), fallas y límites que se muestran en el yacimiento, es decir que este modelo es la arquitectura o esqueleto que presenta un yacimiento. El modelo estructural se relaciona con los esfuerzos y deformación que determinan el tipo y orientación de la estructura que conforma el reservorio, utilizando información de registros de densidad y velocidad para generar una relación tiempo - profundidad.

Este modelo se construye a partir de información de mapas, topes y patrones de fallas interpretadas. La sísmica nos permite observar las estructuras del subsuelo e inferir la geometría del yacimiento. Mediante la revisión sísmica se visualizan los topes de los yacimientos, la orientación y geometría de los elementos estructurales.

En data sísmica, evidencias de pozos y evidencias geológicas se logra obtenerla identificación de las fallas. Esta área de estudio está dominada por la geofísica.

3.5.3 MODELO PETROFÍSICO

La petrofísica se encarga del análisis de las propiedades físicas, texturales y características de la roca, que son medidas en el laboratorio mediante los análisis de núcleos y registros eléctricos. Estas propiedades nos ayudan a predecir el comportamiento del sistema poroso permeable dentro del yacimiento.

Generalmente un modelo petrofísico consiste en evaluación petrofísica, que se refiere a toma de núcleos y registros eléctricos, para poder interpretar las principales propiedades petrofísicas del yacimiento como porosidad (Φ), permeabilidad (K) y saturación de agua (S_w). Lo que se obtiene de esta etapa es un modelo petrofísico o perfil petrofísico a escala del pozo.

3.5.4 MODELO GEOESTADÍSTICO

El modelo geoestadístico integra todos los modelos antes descritos, y describe cada una de las propiedades litológicas y petrofísicas usadas

para la construcción del modelo geocelular, con el objetivo de distribuir toda la información dentro de una malla geoestadística.

Es importante saber que con los modelos previamente elaborados, el buen análisis y control de calidad de la información en el momento de construir estos modelos ayudan a la mejor validación a la hora de construir el modelo geoestadístico, ya que de esa interpretación depende que tan realista va a ser el modelo que se generará.

El enfoque consiste en integrar toda la información y tomar en cuenta las consideraciones previas de los modelos petrofísico y estratigráfico, se hace un tratamiento estadístico de los datos que se generaron usando modelos geométricos tridimensionales para conocer la arquitectura del yacimiento y poder estimar la distribución, orientación, continuidad de las propiedades a escala del reservorio.

3.5.4.1 CONSTRUCCIÓN DE LA MALLA GEOESTADÍSTICA

La malla o grilla geoestadística se refiere al dominio donde se van a poblar las propiedades de los yacimientos al momento de modelar, esto es necesario puesto que al momento de ajustar los variogramas es fundamental obtener una distribución areal de los datos o de distribuciones de pozos, si esto no sucede, es decir que la distribución areal de ubicación de pozos no tenga variabilidad y muestre una tendencia en determinada dirección sería incierto y complejo el cálculo de variogramas en diferentes direcciones.

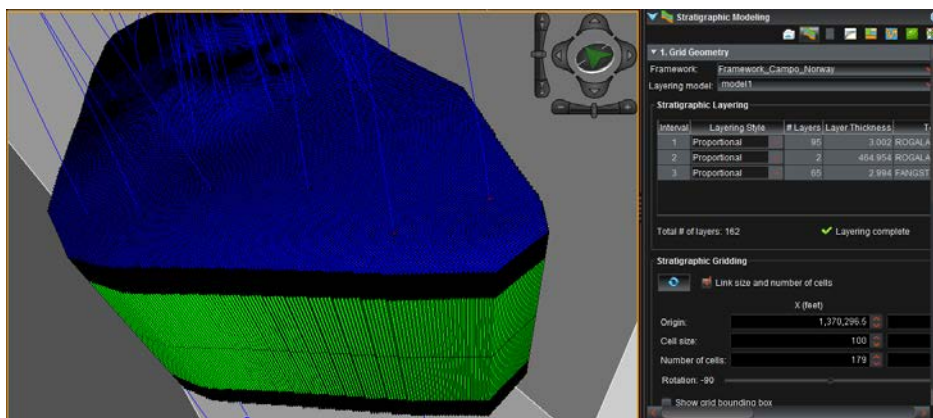


Figura 3.7. Construcción de una Grid Geoestadística
Fuente: Software Decision Space (DSG)

3.5.4.2 CURVAS DE PROPORCIÓN VERTICAL

Para que un modelo geoestadístico sea exitoso, se deben utilizar herramientas como las curvas de proporción vertical que permiten realizar control de calidad a los litotipos del reservorio para poder controlar la información contenida en cada unidad, de esta manera corroborar la consistencia física del modelo litológico por pozo y la ubicación de los topos operacionales o secuenciales en cada uno de ellos.



Figura 3.8. Ejemplos de Curvas de Proporción Vertical
Fuente: Software Decision Space (DSG)

3.5.4.3 CÁLCULO DE VARIOGRAMAS

Cuando se calcula el variograma experimental a partir de la información de los pozos, se debe ajustarlo a algún modelo teórico. Se deben calcular

los modelos de variogramas para cada propiedad del yacimiento ya sea de una variable continua y categórica y ajustarlos de tal manera que se obtengan los mejores modelos de variogramas que sirvan luego para crear el modelo de facies y el modelamiento de las propiedades petrofísicas.

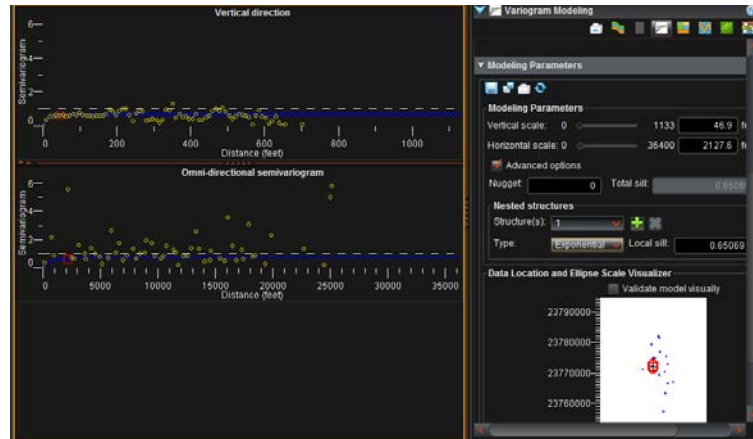


Figura 3.9. Cálculo de variogramas y ajuste de parámetros
Fuente: Software Decision Space (DSG)

3.5.4.4 CONSTRUCCIÓN DE ELIPSES DE ANISOTROPÍA

Una vez ajustados los variogramas se construyen las elipses de anisotropía para determinar la dirección preferencial de los datos y los rangos máximos y mínimos de continuidad de cada litotipo, esto es importante al momento de la interpretación conjunta con los mapas de facies y mapas de espesores de cada propiedad modelada.

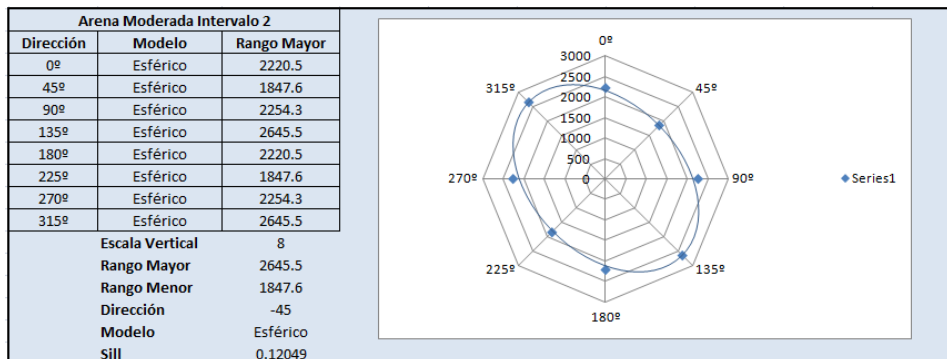


Figura 3.10. Parámetros y Gráfica de la Elipse de Anisotropía
Elaborado por: Richard Baque Alejandro

3.5.4.5 MODELAMIENTO DE FACIES

La construcción del modelo de facies es la base para la construcción de un modelo geoestadístico, para poder determinar sentidos de orientaciones preferenciales de continuidad de litotipos del reservorio este modelo dispone de un análisis variográfico.

En la aplicación de este proceso se utilizará para el presente proyecto el algoritmo de simulación plurigaussiana con todos los parámetros que se han obtenido, para poder estimar las variables en ubicaciones donde no existe información, este algoritmo fue creado especialmente para trabajar con variables categóricas con la información presente en los pozos, es decir, la información de pozo es condicionante y no es modificada por el algoritmo simulador.

El modelamiento de facies es un proceso estocástico, es decir que obtienen múltiples realizaciones geoestadísticas del campo para así poder obtener los mejores escenarios utilizando toda la información presente en los pozos.

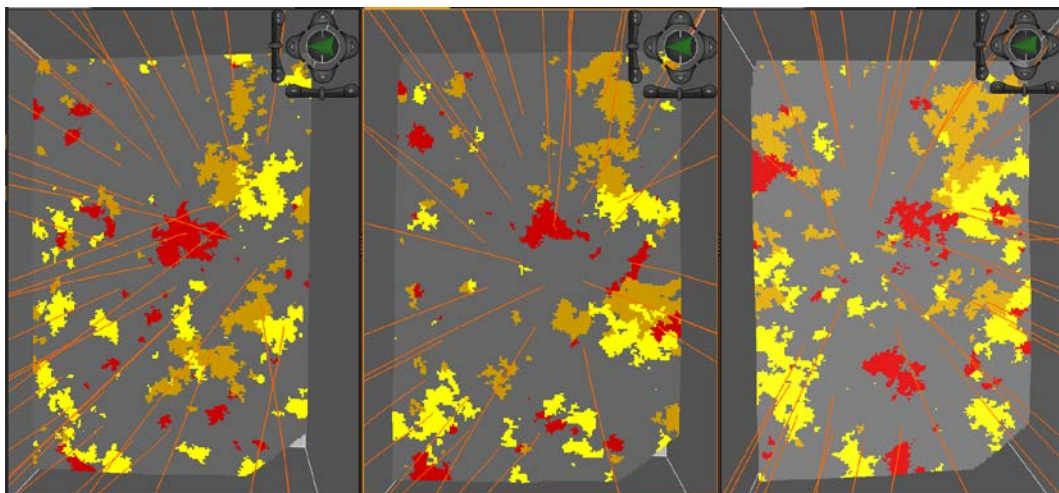


Figura 3.11. Visualización de Modelo de Facies
Fuente: Software Decision Space (DSG)

Algoritmo de Simulación Plurigaussiana (PS): Se define como una generalización del método de Simulación Gaussiana Truncada (TGS), en donde se definen varias truncaciones de varias funciones aleatorias $Y(x)$ Gaussianas a la vez:

$$I(x; y_1, y_2) = \begin{cases} 1 & \text{si } Y_1(x) < y_1 \\ 2 & \text{si } Y_1(x) \geq y_1 \text{ e } Y_2(x) < y_2 \\ 3 & \text{si } Y_1(x) \geq y_1 \text{ e } Y_2(x) \geq y_2 \end{cases}$$

La influencia que tiene el modelo de variograma de las variables Gaussianas en este método de simulación es importante. A continuación se muestra la variación en las realizaciones dependiendo de la forma del variograma cerca del origen. A la izquierda se tiene una realización en base a un variograma parabólico en el origen y a la derecha se tiene una realización con un variograma lineal en el origen. (Hurtado Sebastián, 2009)

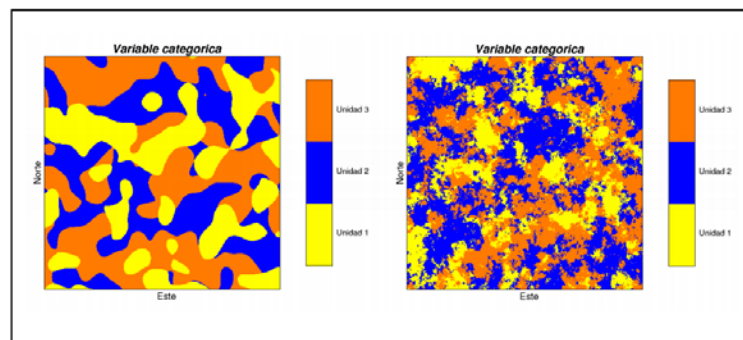


Figura 3.12. Influencia de los variogramas en la simulación plurigaussiana

Fuente: Hurtado Sebastián, 2009

Las etapas de la modelación son las siguientes:

1. Inferir los parámetros del modelo a partir de los datos (variograma de las Gaussianas, umbrales)
2. Simular las funciones aleatorias Gaussianas en los sitios de muestreo, es decir condicionadas por los datos: Muestreador de Gibbs
3. Simular las funciones aleatorias Gaussianas en el resto del espacio: Método secuencial Gaussiano o Bandas Rotantes.
4. Aplicar Truncaciones. (Hurtado Sebastián, 2009)

Sólo se requiere definir:

1. El modo de truncación (bandera), influye en los contactos entre las unidades geológicas y en sus jerarquías.
2. Los umbrales, que influye en las proporciones del espacio ocupadas por las distintas unidades geológicas.
3. Los variogramas de las Gaussianas, que influyen en los variogramas de los indicadores de cada unidad geológica. (Hurtado Sebastián, 2009)

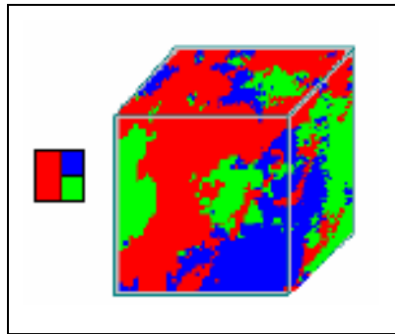


Figura 3.13. Bandera de truncación de una simulación plurigaussiana
Fuente: Hurtado Sebastián, 2009

3.5.4.6 MODELAMIENTO GEOESTADÍSTICO DE LAS PROPIEDADES PETROFÍSICAS

El algoritmo utilizado en este tipo de modelamiento es el de Secuencia de Simulación Gaussiana diseñado para variables de tipo continuas.

El modelamiento consiste en asignar propiedades petrofísicas a los modelos de facies, para esto se utiliza la información disponible por pozo, como porosidad efectiva, saturación de agua y permeabilidad.

El modelo petrofísico es simulado condicionado a cada modelo de facies, a través de las elipses de anisotropía calculadas en el análisis variográfico de las facies, la distribución de estas propiedades son establecidas de acuerdo a los parámetros estadísticos presentes en cada unidad, tales

como rangos máximos, mínimos, medias y desviaciones estándar de los datos, de acuerdo a una distribución normal y logarítmica para parámetros como la porosidad y permeabilidad respectivamente.

3.5.4.7 CÁLCULO DE POES

Para el siguiente proceso que consiste en el cálculo del POES de cada modelo, es necesario calcular una variable importante que corresponde al Net to Gross (NTG), la cual se encuentra calculada basada en la porosidad.

El POES (Petróleo original en sitio) o Petróleo original en el lugar, es la cantidad o volumen de petróleo que se encuentra almacenado en el yacimiento en su estado inicial, nos permitirá comparar todos los resultados de las realizaciones establecidas previamente para evaluar el trabajo realizado.

El POES se calcula mediante la siguiente ecuación:

$$POES = \frac{7758 * \Phi * (1 - S_{wi}) * A * h}{Boi}$$

Donde:

POES = Petróleo original en sitio (BN)

Φ = Porosidad (fracción)

S_{wi} = Saturación de agua inicial (fracción)

A = Área de drenaje (Acre)

h = espesor del estrato (ft)

Boi = Factor volumétrico de formación del petróleo inicial (BY/BN)

3.5.4.8 DETERMINACIÓN DE LA MEJOR REALIZACIÓN

De todas las realizaciones geoestadísticas que se producen, se las ordena de acuerdo al valor de POES que se obtiene en cada modelo y se visualiza la distribución normal de datos al momento de realizar el histograma de frecuencias con respecto a los valores de POES de todas las realizaciones, para obtener los percentiles P10, P50 y P90, se clasifican las realizaciones que corresponden al percentil P50 ya que estos están dentro de la zona más probable. Al final, se toman las realizaciones presentes en el rango de P50 y son analizadas con respecto a mapas de facies y producción, para seleccionar una realización que represente las características tanto estáticas como dinámicas (mapas de producción) del yacimiento y sobre la cual se proponen y analizan diferentes áreas de interés y nueva localización de pozos.

CAPÍTULO IV

4 MODELAMIENTO GEOESTADÍSTICO DEL CAMPO PROYECTO

4.1 INTRODUCCIÓN

Para este capítulo se analiza el procedimiento que se siguió para el modelado del campo. Se tomó en cuenta que la información que se empleó en este modelamiento corresponde a información real de un campo de la cuenca amazónica pero descrita con nombres sintéticos, por lo tanto al campo asignado se lo describirá como campo Proyecto y los pozos se numerarán según la cantidad de pozos.

Primero se realizará un análisis de los datos que fueron entregados para el modelamiento, luego se revisará la información que existe de los modelos estratigráfico-sedimentológico, estructural y petrofísico para de esta manera poder hacer el modelo geoestadístico y posteriormente crear distintas realizaciones para poder determinar mediante un ranqueo, la mejor y así poder hacer el cálculo de POES.

4.2 ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN

La información que se recibió debió pasar por un control de calidad, en el caso de tener demasiada información hay que organizarla y distribuirla para cada área de trabajo, en este caso solo se recibieron los archivos necesarios para confeccionar el modelamiento estático del campo. La tabla 4.1 muestra los archivos recibidos para la elaboración del modelo.

Archivo	Formato	Tamaño	%
Well Headers	.prn	3 Kb	0.0003597
Topes Formacionales	.xlsx	21 Kb	0.0025179
Registros	.LAS	793 Mb	95.08
Superficies	.prn	40.9 Mb	4.9039
Información Adicional	.doc	99.6 Kb	0.011942

Tabla 4.1. Información del Campo Proyecto
Elaborado por: Richard Baque Alejandro

Se debe tomar en cuenta con qué tipo de extensión se encuentra cada archivo, debido a que para la carga de datos el software no lo podría reconocer si no se encuentra en el formato debido. A continuación se hará una breve descripción de cada tipo de archivo con que se cuenta.

En los Well Headers se recibieron las coordenadas en X y Y de 34 pozos verticales, así como también la elevación de la mesa rotaria (KB) y la profundidad total de cada pozo (MD) como se muestra en la tabla 4.2.

UWI	Well Name	Coordinate X	Coordinate Y	KB	MD
P-001	POZO-001	336017.0985	9781368.43	913	10169
P-002	POZO-002	335462.5269	9781927.417	918.5	10681
P-003	POZO-003	335793.7375	9780772.233	913	10520
P-004	POZO-004	335223.7126	9781346.855	912	10734
P-005	POZO-005	336231.1374	9782111.921	913	10600
P-006	POZO-006	336558.6739	9781127.673	913.8	10420
P-007	POZO-007	336249.4946	9780783.479	919.8	10355
P-008	POZO-008	335962.6749	971812.43	918.4	10250
P-009	POZO-009	337006.0598	9780932.969	919.7	10930
P-010	POZO-010	335468.1245	9780422.089	918.4	10740
P-011	POZO-011	336661.8326	9781679.108	919.8	10383
P-012	POZO-012	337015.0167	9781363.912	918.4	10776
P-013	POZO-013	338355.8407	9781544.73	908.6	10075
P-014	POZO-014	337652.5358	9781528.183	908.9	10579
P-015	POZO-015	338044.3197	9782097.322	908.6	10582
P-016	POZO-016	337729.2005	9780715.665	908.6	10920
P-017	POZO-017	337160.2152	9781768.773	908.5	10909
P-018	POZO-018	338279.9752	9781101.271	908.5	10224
P-019	POZO-019	337396.5299	9781096.142	909.1	10700
P-020	POZO-020	337478.2587	9782533.181	938.6	10110
P-021	POZO-021	336978.0667	9782227.097	932.4	10475
P-022	POZO-022	338498.337	9782441.338	932.4	10692
P-023	POZO-023	337525.1054	9782120.451	932.4	10265
P-024	POZO-024	337078.3865	9782904.262	932.4	10479
P-025	POZO-025	336433.8081	9782547.153	932.4	10730
P-026	POZO-026	337988.4039	9782610.991	932.4	10404
P-027	POZO-027	335960.3007	9782494.614	965.4	10510

P-028	POZO-028	334160.7719	9782712.535	965.4	10900
P-029	POZO-029	335286.5762	9783068.165	965.4	10152
P-030	POZO-030	334631.2955	9782713.82	965.4	10645
P-031	POZO-031	334389.1539	9783170.637	965.4	10600
P-032	POZO-032	334130.5575	9781820.081	965.4	11960
P-033	POZO-033	334828.8579	9783213.735	965.4	10490
P-034	POZO-034	333952.6095	9782336.147	964.6	11350

Tabla 4.2. Nomenclatura de Pozos
Elaborado por: Richard Baque Alejandro

Se obtuvo una gran cantidad de registros eléctricos y de facies, pero solo fueron cargadas las de mayor importancia, la tabla 4.3 muestra los registros que fueron subidos desde el Openworks para cada pozo y con una X se marca los pozos donde no se encontró el registro:

POZOS	REGISTROS CARGADOS										
	Facies	Gamma Ray	Neutron	Density	Perforaciones	Porosidad	Permeabilidad	Saturación de agua	Potencial Espontáneo	VSH	RD
POZO-001			X								
POZO-002									X		
POZO-003											
POZO-004											
POZO-005									X		
POZO-006											
POZO-007			X						X		
POZO-008											
POZO-009											
POZO-010					X						
POZO-011					X				X		
POZO-012					X						
POZO-013											
POZO-014											
POZO-015											
POZO-016											
POZO-017					X						

POZO-018											
POZO-019											
POZO-020											
POZO-021				X					X		
POZO-022				X							
POZO-023											
POZO-024											
POZO-025									X		
POZO-026					X				X		
POZO-027				X		X	X	X	X	X	X
POZO-028									X		
POZO-029											
POZO-030									X		
POZO-031											
POZO-032									X		
POZO-033			X	X		X	X	X	X	X	
POZO-034					X						

Tabla 4.3. Registros cargados de cada Pozo
Elaborado por: Richard Baque Alejandro

También se obtuvieron los topes de las arenas que se describirán a continuación con sus respectivas superficies, se trabajará con dos arenas diferentes dividida cada una en un intervalo superior e inferior:

- Tope de A Superior
- Tope de A Inferior
- Base de A Inferior
- Tope de B Superior
- Tope de B Inferior
- Base de B Inferior

Y finalmente se cuenta con un archivo de Word que contiene información del análisis sedimentológico del campo, de los parámetros petrofísicos y los mapas estructurales que servirán luego para corroborar que la información haya sido bien interpretada.

4.3 DISTRIBUCIÓN DE POZOS Y CORRECCIÓN DE TOPES

La figura 4.1 muestra la distribución de los pozos del campo Proyecto en un cubo 3D con sus respectivos topes formacionales los cuales se diferencian por su color, siendo así se tiene que para el tope de la arena A Superior color naranja, tope de A Inferior color morado, base de A Inferior color rojo, tope de B Superior color azul oscuro, tope de B Inferior color verde y base de B inferior color amarillo; además los mapas estructurales en la figura 4.2, se realiza una visualización de cada pozo para verificar si los topes no presentan variaciones con los mapas (Fig 4.3). En este caso no hubo ese tipo de problemas y si se hubieren presentado se habría hecho un análisis con los registros eléctricos y de facies.

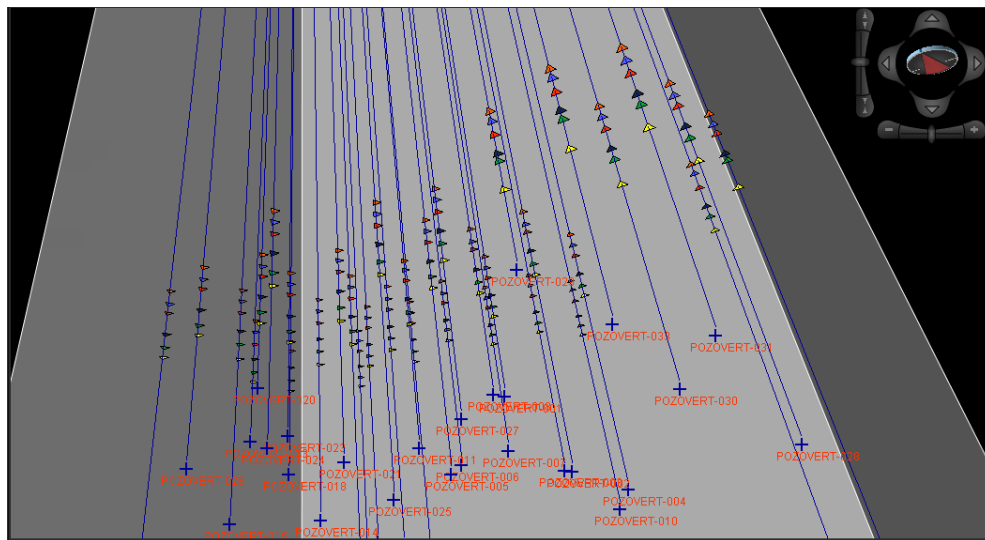


Figura 4.1. Pozos y Topes del Campo Proyecto
Elaborado por: Richard Baque Alejandro; Software DSG

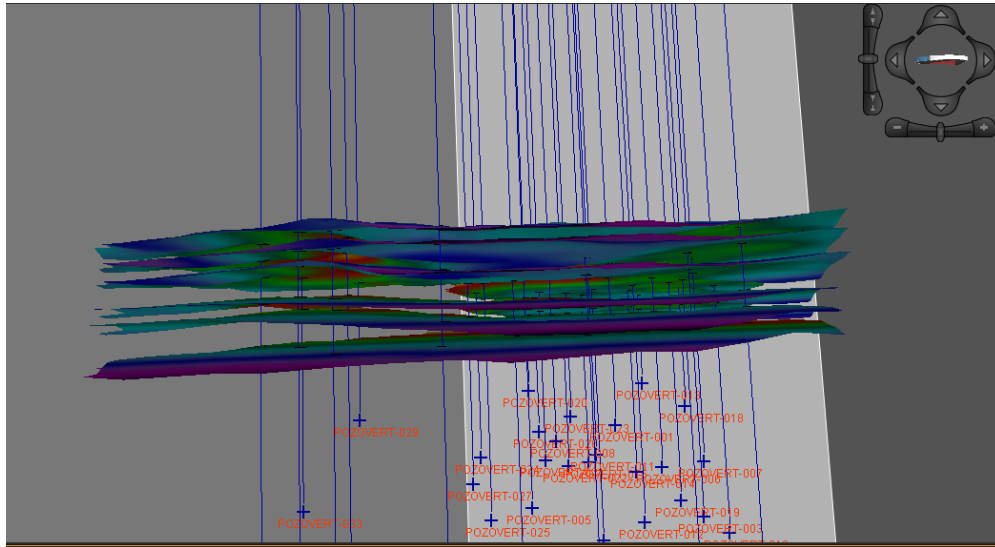


Figura 4.2. Superficies del Campo Proyecto
 Elaborado por: Richard Baque Alejandro; Software DSG

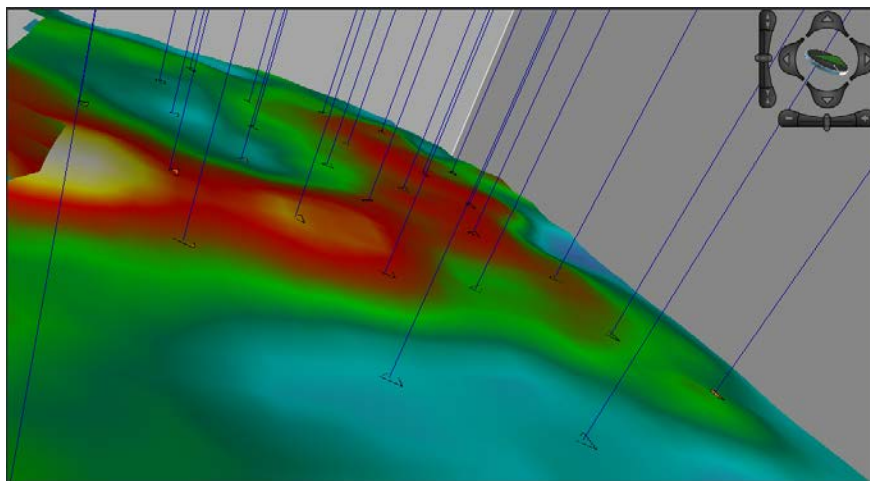


Figura 4.3. Verificación de Topes con las Superficies
 Elaborado por: Richard Baque Alejandro, Software DSG

4.4 CONSTRUCCIÓN DEL POLÍGONO Y DE LA MALLA GEOESTADÍSTICA

Es necesario definir un área de trabajo donde solo se tome en cuenta los lugares donde se encuentran los pozos y así eliminar las zonas que no sean de interés, es por esto que se construye un polígono donde se

concentrará el área de estudio, para este campo se delimitó un área que enmarque la totalidad de los pozos.

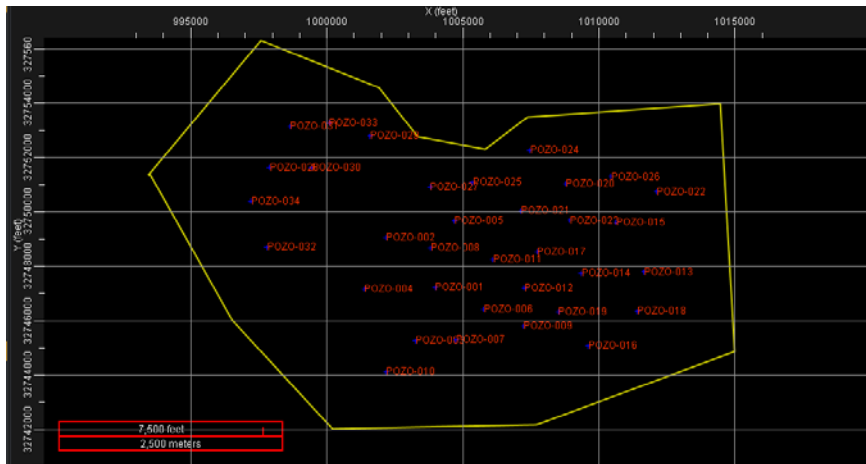


Figura 4.5. Polígono del Campo Proyecto
Elaborado por: Richard Baque Alejandro; **Software:** DSG

Antes de construir la grid o malla geoestadística, se debe crear un framework que es un armazón que integra todas las superficies, fallas y crea zonas entre ellas, en este campo no se cuentan con fallas por lo tanto solo se cargaron las superficies existentes, y una vez creado el framework se procede a crear la malla geoestadística desde el Earth Modeling, como se tiene 6 superficies que se cargaron quiere decir que se tiene 5 intervalos, en los cuales todos son de interés a excepción del intervalo 3 que es una roca sello y no será tomado en cuenta para el modelamiento, en la tabla 4.4 se muestran los parámetros que se añadieron a cada intervalo y la tabla 4.5 muestra los parámetros ajustados a las celdas.

Intervalo	Estilo de Capas	Capas	Espesor de capas	Horizonte Superior	Horizonte Inferior	Espesor promedio del intervalo
1	Proporcional	40	1.644	Tope A Superior	Tope A Inferior	65.744
2	Proporcional	60	1.104	Tope A Inferior	Base A Inferior	66.245
3	Proporcional	1	107.628	Base A Inferior	Tope B Superior	107.628
4	Proporcional	45	1.557	Tope B Superior	Tope B Inferior	70.068

5	Proporcional	70	1.111	Tope B Inferior	Base B Inferior	77.803
---	--------------	----	-------	-----------------	-----------------	--------

Tabla 4.4. Parámetros para Intervalos de la Grid
Elaborado por: Richard Baque Alejandro

	X (feet)	Y (feet)
Origen:	995,961.438	32,743,336
Tamaño de celdas:	75	75
Número de celdas:	230	152
Total de celdas:	7,551,360	

Tabla 4.5. Parámetros de las celdas de la Grid
Elaborado por: Richard Baque Alejandro

De acuerdo a esta configuración se determinó que la grid posee 7'551,360 celdas de 230 x 152 x 216 en las direcciones X, Y, Z, en la figura 4.6 se observa la grilla geoestadística del campo Proyecto.

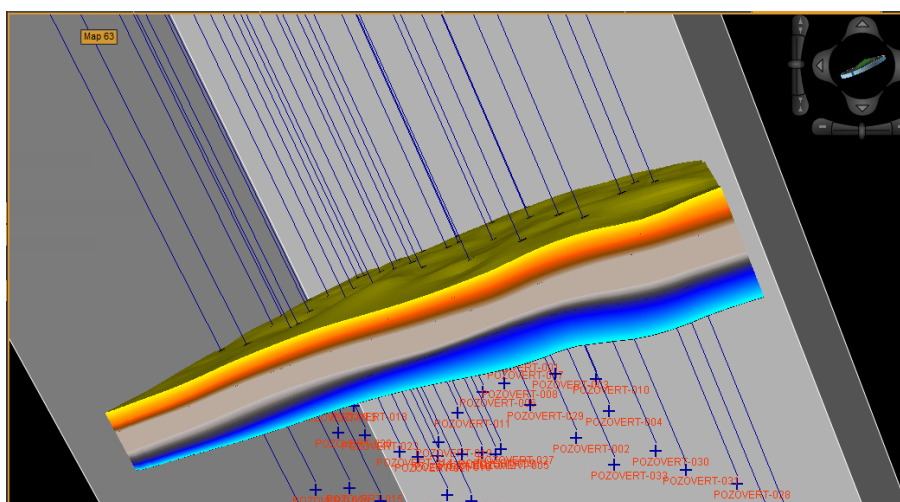


Figura 4.6. Grid Geoestadística del Campo Proyecto
Elaborado por: Richard Baque Alejandro; **Software:** DSG

De esta manera se determinó que el intervalo 1 corresponde a la arena A Superior, el intervalo 2 a la arena A Inferior, el intervalo 4 a B Superior y el intervalo 5 a B Inferior. También es importante verificar que para tener veracidad de los parámetros ingresados se realice un escalamiento de datos desde la herramienta Data Analysis; la figura 4.7 muestra el

escalamiento de las facies a partir del well blocking y de los point sets creados para cada intervalo, se puede observar que no hay mucha variación de los datos y por lo tanto no es necesario modificar los parámetros de la grid; también se utiliza esta herramienta para la interpretación de las propiedades petrofísicas y verificar los litotipos con los intervalos que son de interés y corroborarlos con una correlación de pozos.

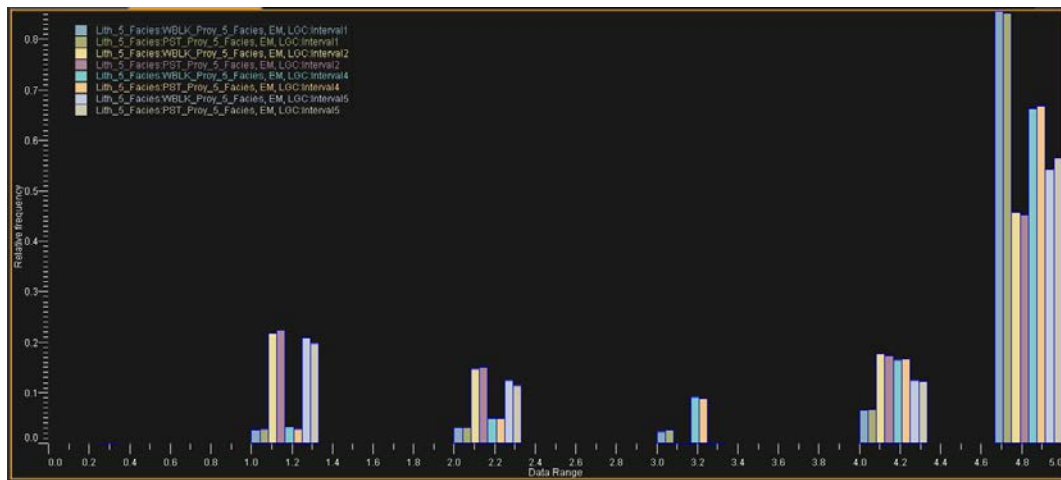


Figura 4.7. Información escalada y original
Elaborado por: Richard Baque Alejandro; **Software:** DSG

4.5 AMBIENTES DEPOSICIONALES DEL CAMPO

El registro Gamma Ray muestra los cambios en el contenido de arcilla en la formación. Estos cambios en el contenido de arcilla están relacionados con variaciones en el tamaño de grano y sorteo de la roca, los cuales a su vez, están controlados por el ambiente deposicional. Por tanto, basándose en la respuesta que presenta el gamma ray y correlacionado con datos de núcleos y otros registros, se puede definir diferentes tipos de depósitos.

El registro gamma ray también es usado para estudios de secuencia estratigráfica porque definen patrones de depositación como son: agradación, progradación y retrogradación.

4.5.1 SISTEMA COSTERO DOMINADO POR MAREAS

Del informe sedimentológico se observa que realizaron un análisis de los núcleos corona del campo y determinaron que para los miembros A Inferior y B inferior se han definido facies de un sistema transgresivo dominado por mareas, este ambiente corresponde a una zona donde un río se junta con el mar y donde predominan la acción de las mareas sobre los efectos de descarga continental. El principal reservorio de A y B corresponde a barras mareales, en estos ambientes se identifica tres tipos de zonas: las planicies lodosas que son lodolitas bioturbadas con laminación flaser, las planicies arenosas que son arenas finas con cantidades variables de arcilla, las barras y canales mareales son arenas de grano fino a medio con doble capa de lodo y estratificación cruzada.

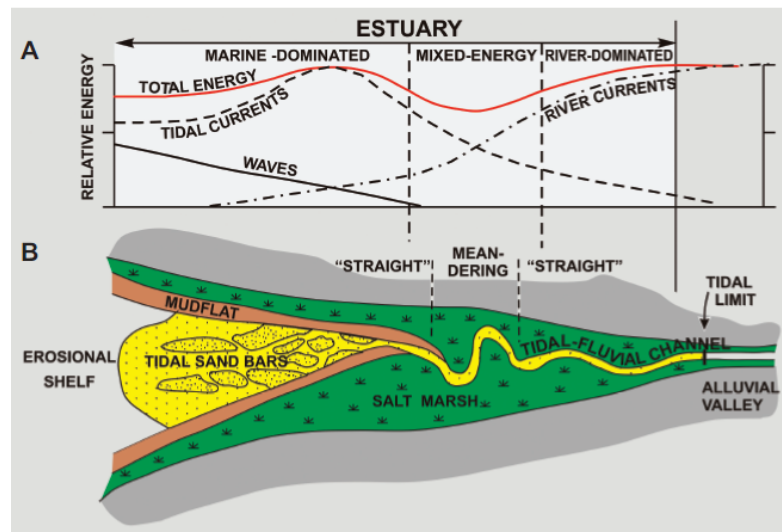


Figura 4.8. Modelo conceptual de una bahía estuarina
Fuente: Boyd et al., 2006

4.5.2 PLATAFORMA CLÁSTICA SOMERA

Para las areniscas A Superior y B Superior de este campo fueron definidos ambientes de Plataforma Clástica Somera; estos ambientes se dividen en 4 zonas: foreshore, shoreface, transición y plataforma.

Foreshore: corresponde a arenas finas laminadas que se depositan en nivel de marea alta y baja.

Shoreface: corresponde a arenas de grano fino a grueso granocrecientes, que se depositaron en el nivel de marea baja.

Transición: son depósitos que intercalan arenas finas y lutitas y pueden presentar bioturbación, se presentan en nivel de las olas de buen tiempo y de tormenta.

Plataforma: se presentan bajo el nivel de las olas de tormenta y corresponden a una serie de lutitas con bajo grado de bioturbación y laminación paralela.

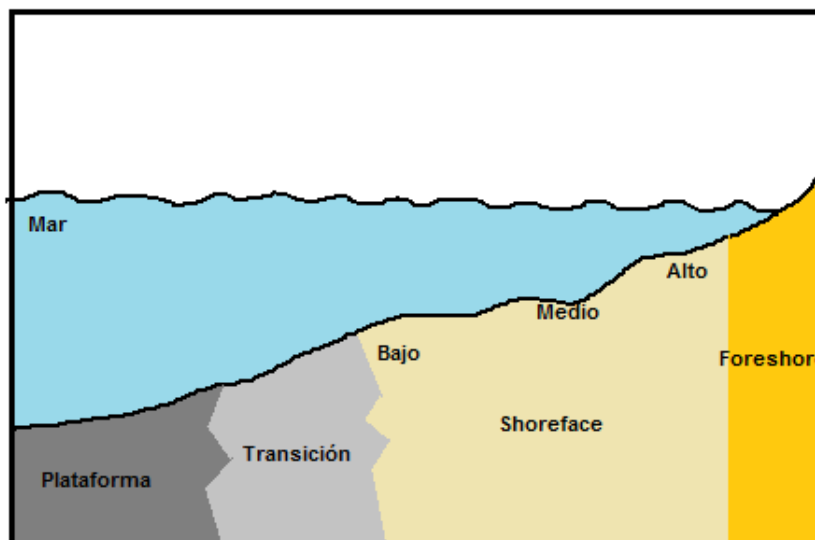


Figura 4.9. Plataforma Clástica Somera

Fuente: Clifton, 2006

4.6 DEFINICIÓN DE LITOTIPOS

La interpretación de las facies indicó que se definieron 5 litotipos los cuales se describen en la tabla 4.6 donde se muestra el nombre, código,

color y símbolo de litología que se asignó en el registro de litología creado desde la herramienta log calculator.

Código	Nombre	Color	Litología
1	Arena Tipo 1	Amarelo	
2	Arena Tipo 2	Naranja	
3	Arena Tipo 3	Verde	
4	Arena Tipo 4	Rojo	
5	Arena Tipo 5	Gris	

Tabla 4.6. Litotipos para Grid de 5 Facies
Elaborado por: Richard Baque Alejandro

Para este proyecto se tomarán estos nombres de arena, las arenas se clasificarán según su calidad en 5 tipos que están indicados en la tabla, la tipo 1 es la mejor y la tipo 4 es la de más baja calidad, mientras que la arena tipo 5 corresponderá a la roca sello o lutita.

En la figura 4.10 se muestra un well correlation que se construyó en el Decision Space donde se muestran los registros cargados del Pozo-018; en él se observa de izquierda a derecha el registro 5 facies, en un solo track están los registros de Gamma Ray (GR) y potencial espontáneo (SP) y en otro track los registros density (RHOB) y neutrón (NPHI), luego se muestran otros registros como el de profundidad (DEPTH), perforaciones (PERFORACIONES), porosidad efectiva (PHIE), permeabilidad (KH), saturación de agua (SW), el de contenido de arcilla (VSH), y el de resistividad profunda (RESA), además se pueden observar los topes formacionales que dividen cada intervalo de arena que se modelará.

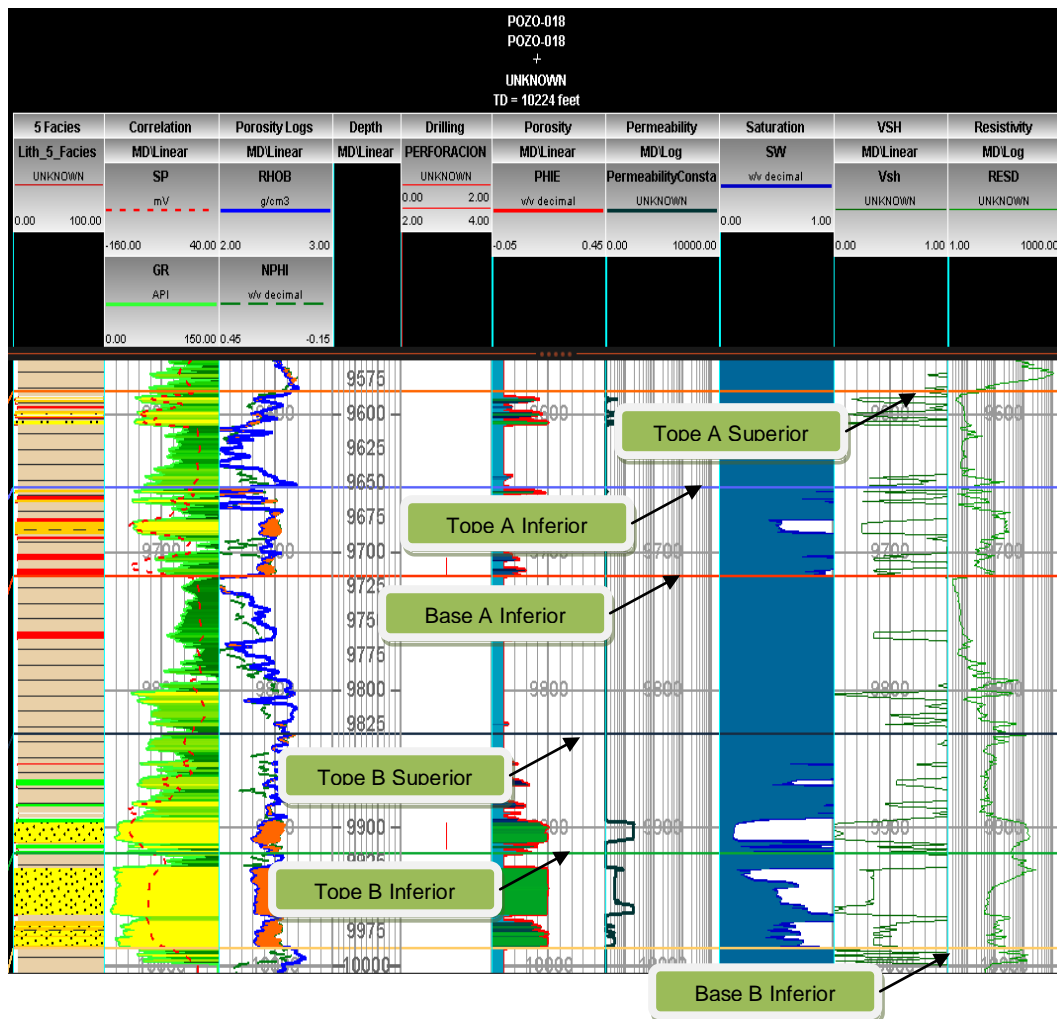


Figura 4.10. Well Correlation Pozo-018
Elaborado por: Richard Baque Alejandro; Software: DSG

De igual manera se creó el mismo formato para todos los pozos del campo, esto es de gran ayuda al momento de identificar las arenas que están produciendo, por ejemplo en la figura se observa de los registros de facies que en el segundo y quinto intervalo hay zonas de arena que pueden producir hidrocarburo por la deflexión del Gamma Ray y el SP, el cruce de los registros neutrón y density pintados de color naranja, y observando cómo se deflectan los registros PHIE, SW, KH, VSH, esto ayuda para comparar con los modelos que se construirán más adelante y poder escoger el mejor método de simulación de facies y también de las propiedades petrofísicas, además permite interpretar con la curva de proporción vertical.

4.7 ANÁLISIS DE CURVAS DE PROPORCIÓN VERTICAL

La construcción de las curvas de proporción vertical (CPV) ayudan a corroborar los topes cargados de las unidades estratigráficas de cada pozo, ya que los cuerpos de arena deben ajustarse a dichos topes, además estas curvas permiten observar donde se presenta mayor desarrollo de las arenas. Otra ventaja de construir una curva de proporción vertical, es que se puede condicionar al modelo de facies que se crea, garantizando que el modelo realizado obtenga valores porcentuales cercanos a las cantidades de arena del yacimiento.

En las figuras 4.11, 4.12, 4.13 y 4.14 se visualizan las curvas de proporción vertical para cada intervalo de estudio de los litotipos, en el intervalo 1 (figura 4.11) que corresponde a la arena A Superior se observa que predomina la arena tipo 5 en un 85.07%, pero también se encuentran arenas productoras en menor proporción como la tipo 1 en un 2.69%, la arena tipo 2 en 3.08%, arena tipo 3 en 2.53% y la arena tipo 4 en 6.63%. Para el intervalo 2 (figura 4.12) que corresponde a la arena A Inferior se puede apreciar mayor proporción de las arenas productoras especialmente en la parte baja de la gráfica, la proporción se distribuye con arena tipo 1 en un 22.38%, arena tipo 2 en 14.99%, arena tipo 3 en un 0.02%, arena tipo 4 en un 17.22% y la arena tipo 5 en 45.38%. El intervalo 4 (figura 4.13) corresponde a la arena B Superior y muestra poca presencia de arena productora al igual que el intervalo 1, presenta arena tipo 1 en un 2.72%, arena tipo 2 en un 4.92%, arena tipo 3 en un 8.81%, arena tipo 4 en 16.73% y la arena tipo 5 predomina con 66.82%. Y el intervalo 5 (figura 4.14) que corresponde a la arena B Inferior presenta arena tipo 1 en un 19.75%, arena tipo 2 en 11.44%, arena tipo 3 en un 0.08%, arena tipo 4 en un 12.26% y la arena tipo 5 en 56.47%.

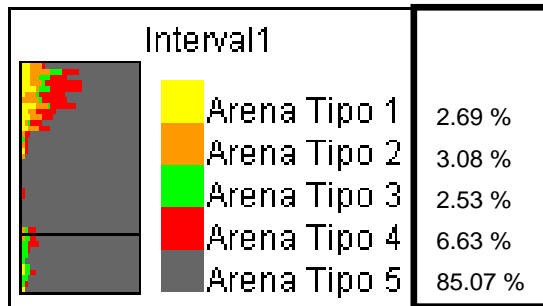


Figura 4.11. CPV Arena A Superior
 Elaborado por: Richard Baque Alejandro; **Software:** DSG

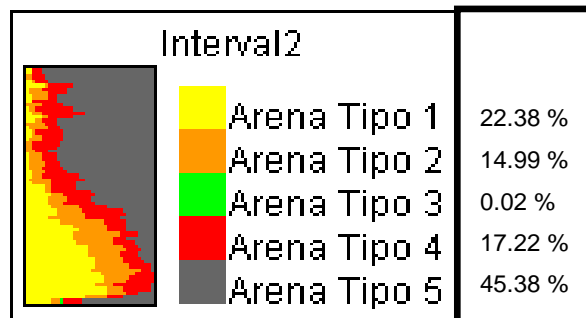


Figura 4.12. CPV Arena A Inferior
 Elaborado por: Richard Baque Alejandro; **Software:** DSG

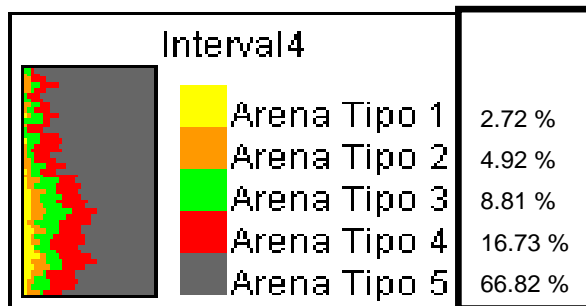


Figura 4.13. CPV Arena B Superior
 Elaborado por: Richard Baque Alejandro; **Software:** DSG

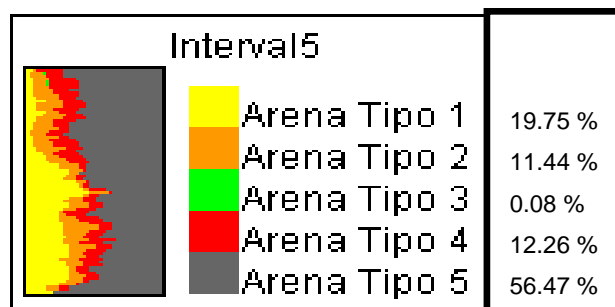


Figura 4.14. CPV Arena B Inferior
 Elaborado por: Richard Baque Alejandro; **Software:** DSG

De las gráficas mostradas se puede dar cuenta que las mejores arenas productoras son del intervalo 2 y 5 y se concentran en las capas inferiores de las mismas, estas además presentan muy poca presencia de arena tipo 3 por lo que no se los tomará en cuenta en el cálculo de variogramas ya que no afecta la orientación de los litotipos en el reservorio.

Otra forma de mostrar la distribución de las curvas de proporción vertical para el análisis de concentración de las arenas, es haciéndolo por regiones, el software permite escoger un número determinado de regiones con un área de igual tamaño. Para este campo se escogieron 3 regiones de las cuales fueron nombradas según su ubicación como Región Oeste, Centro y Este donde se incluyeron todos los pozos, la tabla 4.8 muestra la clasificación de los pozos de acuerdo a cada región creada.

Pozo	Región	Pozo	Región	Pozo	Región
Pozo-004	Oeste	Pozo-006	Centro	Pozo-014	Este
Pozo-028	Oeste	Pozo-007	Centro	Pozo-015	Este
Pozo-029	Oeste	Pozo-008	Centro	Pozo-016	Este
Pozo-030	Oeste	Pozo-009	Centro	Pozo-017	Este
Pozo-031	Oeste	Pozo-010	Centro	Pozo-018	Este
Pozo-032	Oeste	Pozo-011	Centro	Pozo-019	Este
Pozo-033	Oeste	Pozo-012	Centro	Pozo-020	Este
Pozo-034	Oeste	Pozo-021	Centro	Pozo-022	Este
Pozo-001	Centro	Pozo-024	Centro	Pozo-023	Este
Pozo-002	Centro	Pozo-025	Centro	Pozo-026	Este
Pozo-003	Centro	Pozo-027	Centro		
Pozo-005	Centro	Pozo-013	Este		

Tabla 4.7. Distribución de los pozos por regiones

Elaborado por: Richard Baque Alejandro

Las figuras 4.15, 4.16, 4.17 y 4.18 muestran las curvas de proporción vertical para cada región creada en las arenas A Superior, A Inferior, B Superior y B Inferior respectivamente.

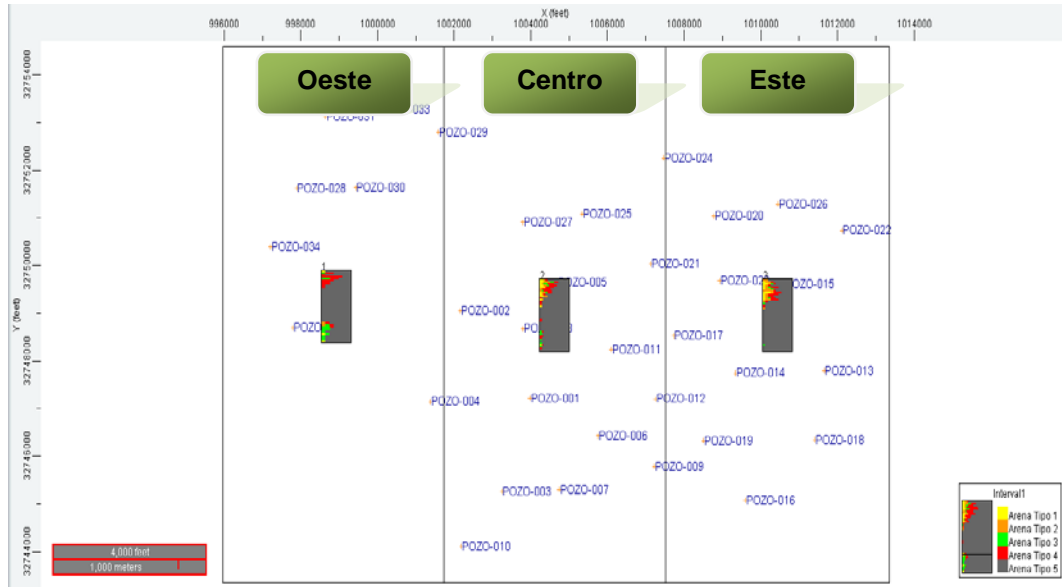


Figura 4.15. CPV por Regiones para A Superior
Elaborado por: Richard Baque Alejandro; Software: DSG

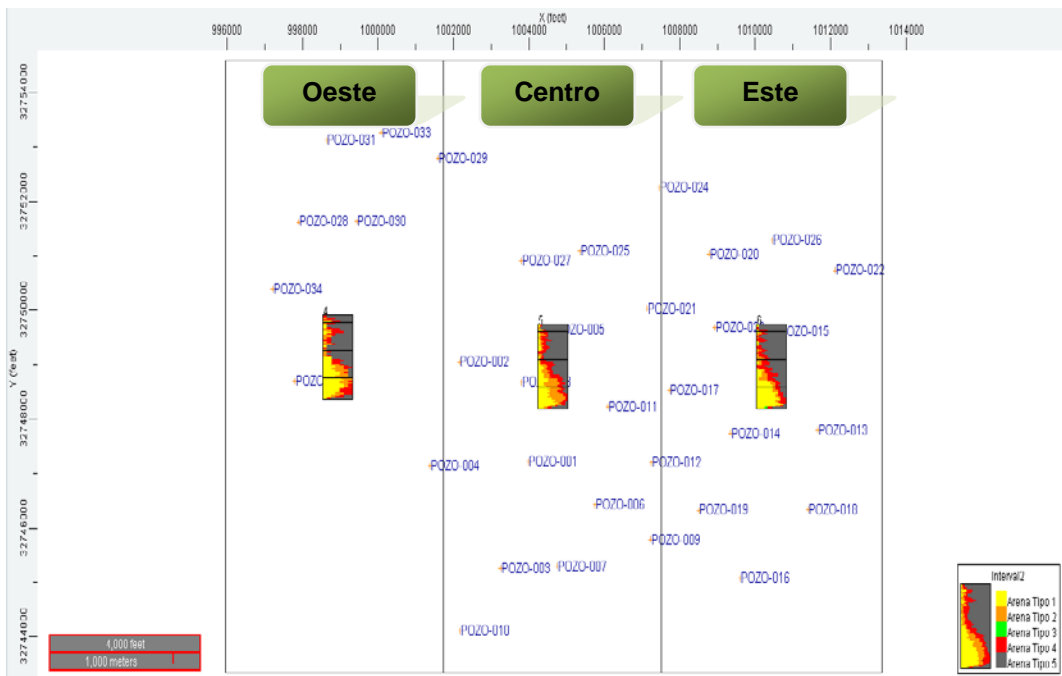


Figura 4.16. CPV por Regiones para A Inferior
Elaborado por: Richard Baque Alejandro; Software: DSG

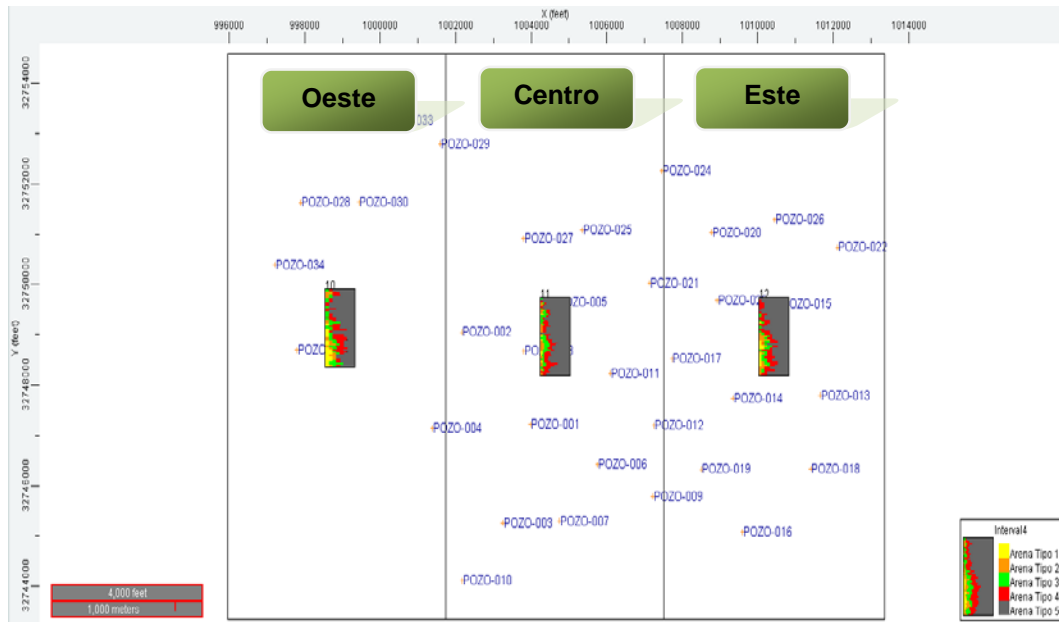


Figura 4.17. CPV por Regiones para B Superior
Elaborado por: Richard Baque Alejandro; Software: DSG

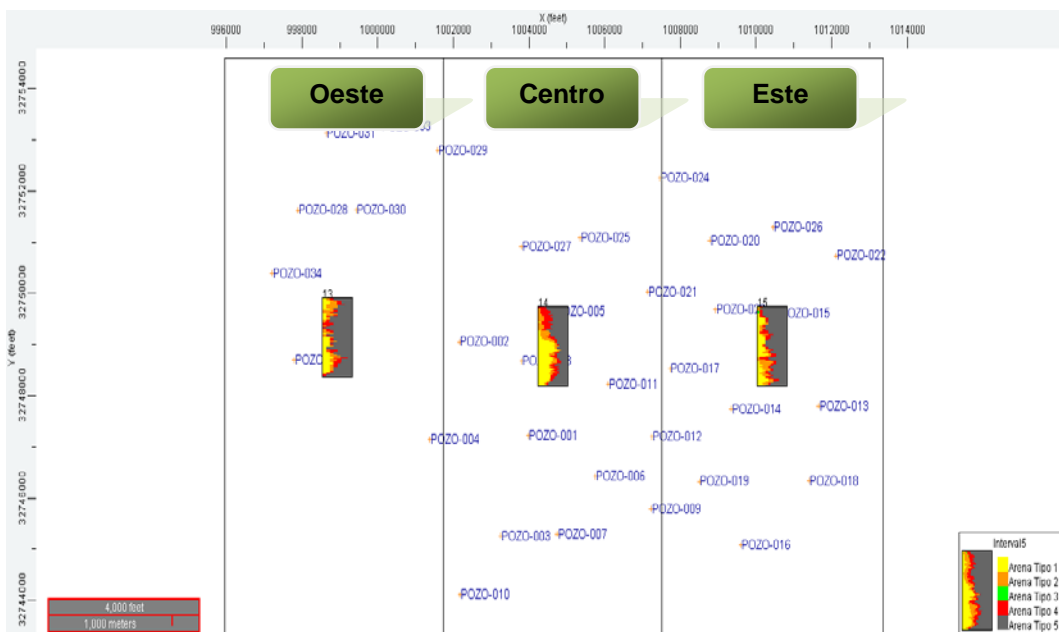


Figura 4.18. CPV por Regiones para B Inferior
Elaborado por: Richard Baque Alejandro; Software: DSG

La arena A Superior muestra presencia de arena tipo 3 al oeste de la región en las capas inferiores mientras que para el centro y el este va desapareciendo, la parte superior muestra presencia de arenas

productoras mientras que para la parte inferior aparte de la tipo 3, se concentra la arena tipo 5.

La arena A Inferior presenta alto porcentaje de arena tipo 5 en las capas superiores de las 3 regiones, mientras que en las capas inferiores se concentran la mayor cantidad de arena productora de todos los intervalos.

La arena B Superior muestra porcentajes considerables de arenas productoras en las regiones este y oeste, no así en la región centro donde se concentra en mayor proporción la arena tipo 5, y la arena tipo 3 se muestra en las regiones oeste y centro en mayor porcentaje que la región este.

El intervalo de B Inferior muestra mayor concentración de arenas productoras en la región centro, en la región oeste se observa mayor concentración de arenas en las capas superiores e inferiores, mientras que en la región este se ve mayor porcentaje de arena tipo 5 en las capas superiores y las capas inferiores muestran mayor contenido de las arenas productoras.

Luego de la interpretación de las curvas de proporción vertical se podría decir que las arenas de mayor interés para el estudio de los modelos que se construirán más adelante son las arenas A Inferior y B Inferior, que son donde se obtendrán mayor cantidad de POES.

4.8 CÁLCULO DE VARIOGRAMAS

El cálculo de variogramas se lo realizó para cada unidad estratigráfica y de cada litotipo en las direcciones de 0° , 45° , 90° , 135° y en la vertical, para tener variogramas mejor definidos se ajustaron parámetros como tolerancia angular, número de lags, intervalo de lag, tolerancia del lag y

ancho de banda. Para la tolerancia angular se usaron valores entre 20° y 35°, número de lags valores entre 10 y 30 y el intervalo de lag se determinó con el distanciamiento promedio areal de los pozos.

El modelo teórico que mayormente se ajustó a los variogramas experimentales fue el esférico, también fue necesario calcular los variogramas para las propiedades petrofísicas que se modelarán (PHIE, SW) ya que estos serán condicionados a facies, esto con el fin de determinar los rangos que servirán para construir las elipses de anisotropía.

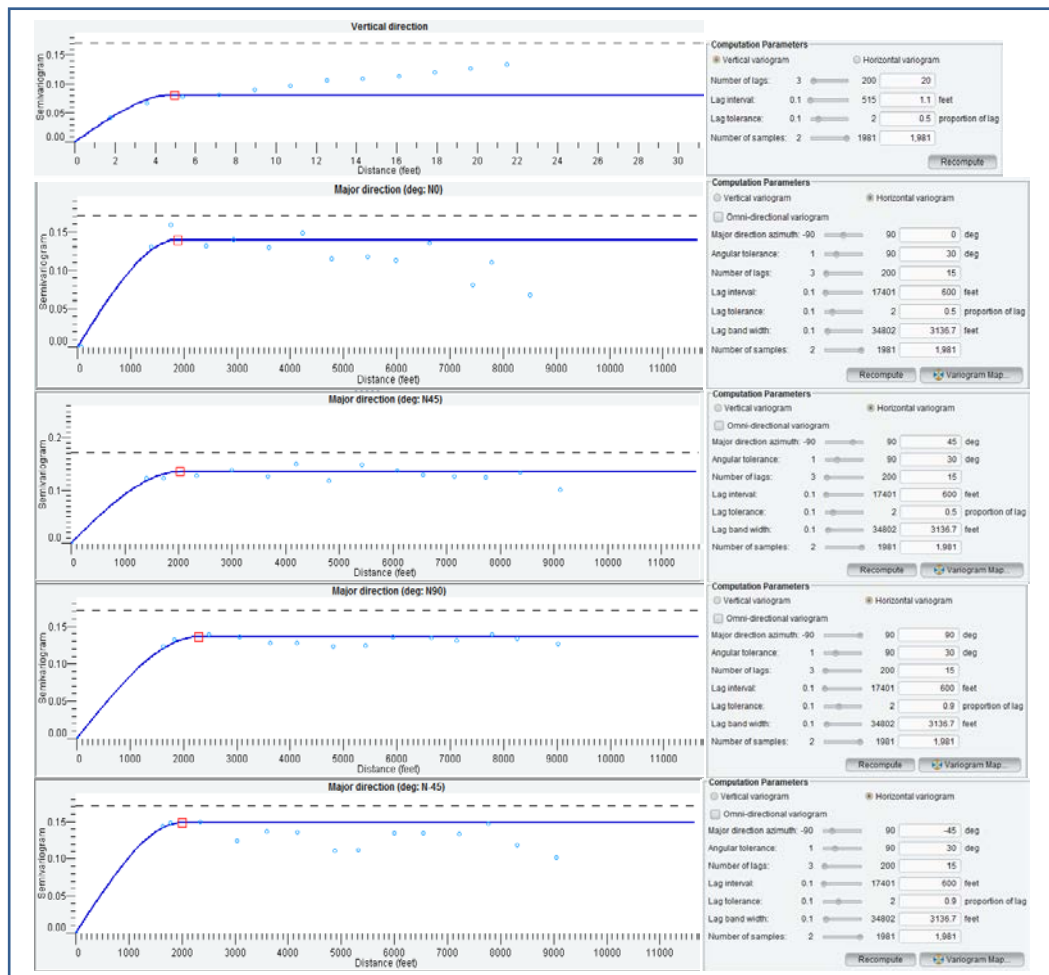


Figura 4.19. Ajuste de variogramas en dirección vertical y horizontal
Elaborado por: Richard Baque Alejandro; Software: DSG

La figura 4.19 es un ejemplo de variogramas para la arena de mejor calidad en el intervalo 2, se observa que se ajustaron los parámetros en la

vertical, 0° , 45° , 90° y 135° . Este procedimiento se realizó a todos los litotipos en cada intervalo de estudio.

4.9 CONSTRUCCIÓN DE LAS ELIPSES DE ANISOTROPÍA

De los rangos que se obtuvieron a partir del cálculo de variogramas en todas las direcciones, se procedió a construir las elipses de anisotropía para poder obtener la orientación, rangos mínimos y máximos de las propiedades que se van a modelar.

Vale indicar que para el ángulo de 180° se tomó el mismo rango que se determinó en 0° , para 225° el mismo rango que en 45° , en 270° el mismo rango que se obtuvo a 90° y a 315° fue el mismo rango que en 135° , esto debido a que la ecuación del variograma está elevada al cuadrado y los ángulos están en sentido opuesto. Las figuras 4.20, 4.21, 4.22 y 4.23 muestran las elipses construidas para cada litotipo en los intervalos A Superior, A Inferior, B Superior y B Inferior que van a servir para el modelamiento de facies.

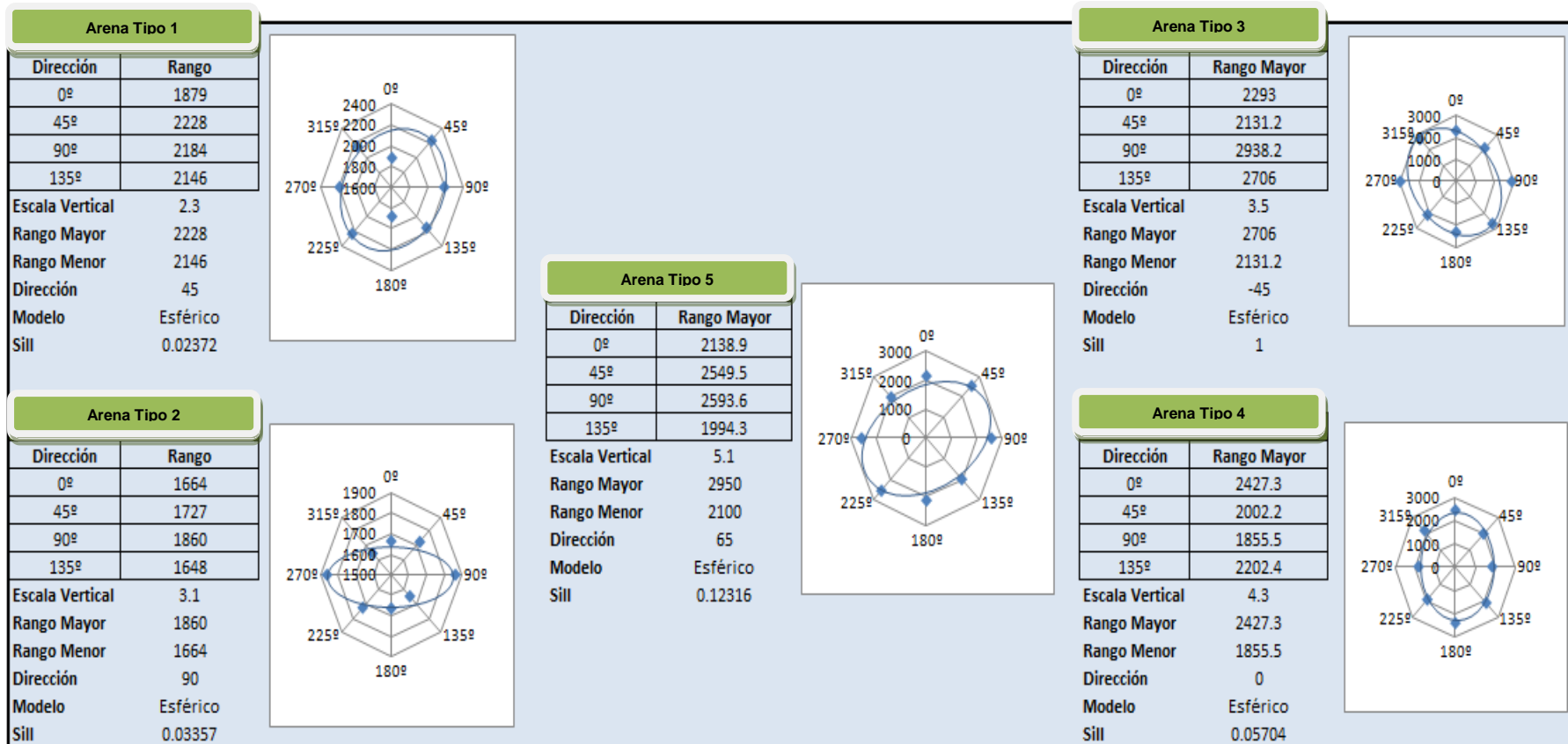


Figura 4.20. Elipses de anisotropía para el intervalo A Superior
 Elaborado por: Richard Baque Alejandro; Software: DSG

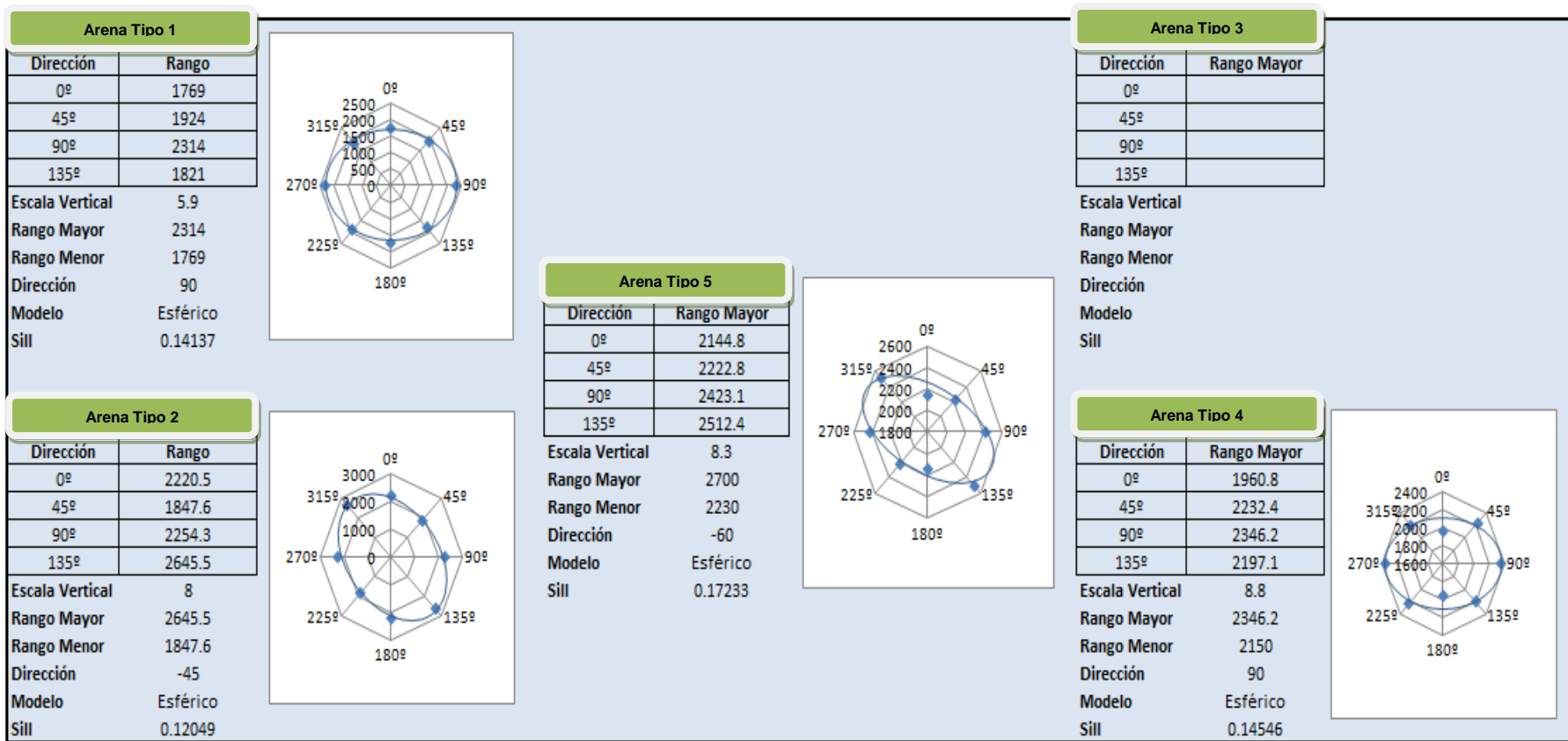


Figura 4.21. Elipses de anisotropía para el intervalo A Inferior
Elaborado por: Richard Baque Alejandro; Software: DSG

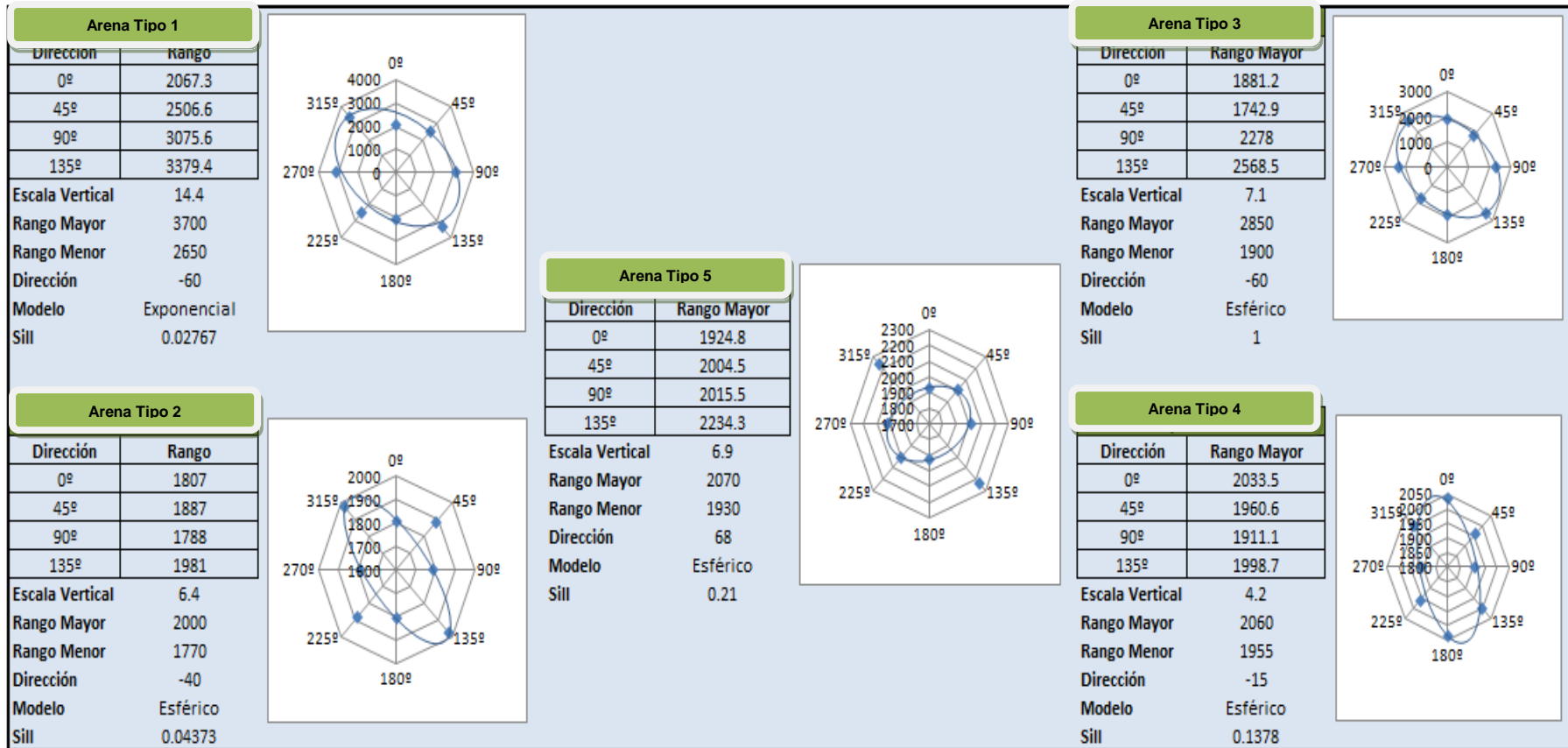


Figura 4.22. Elipses de anisotropía para el intervalo B Superior

Elaborado por: Richard Baque Alejandro; Software: DSG

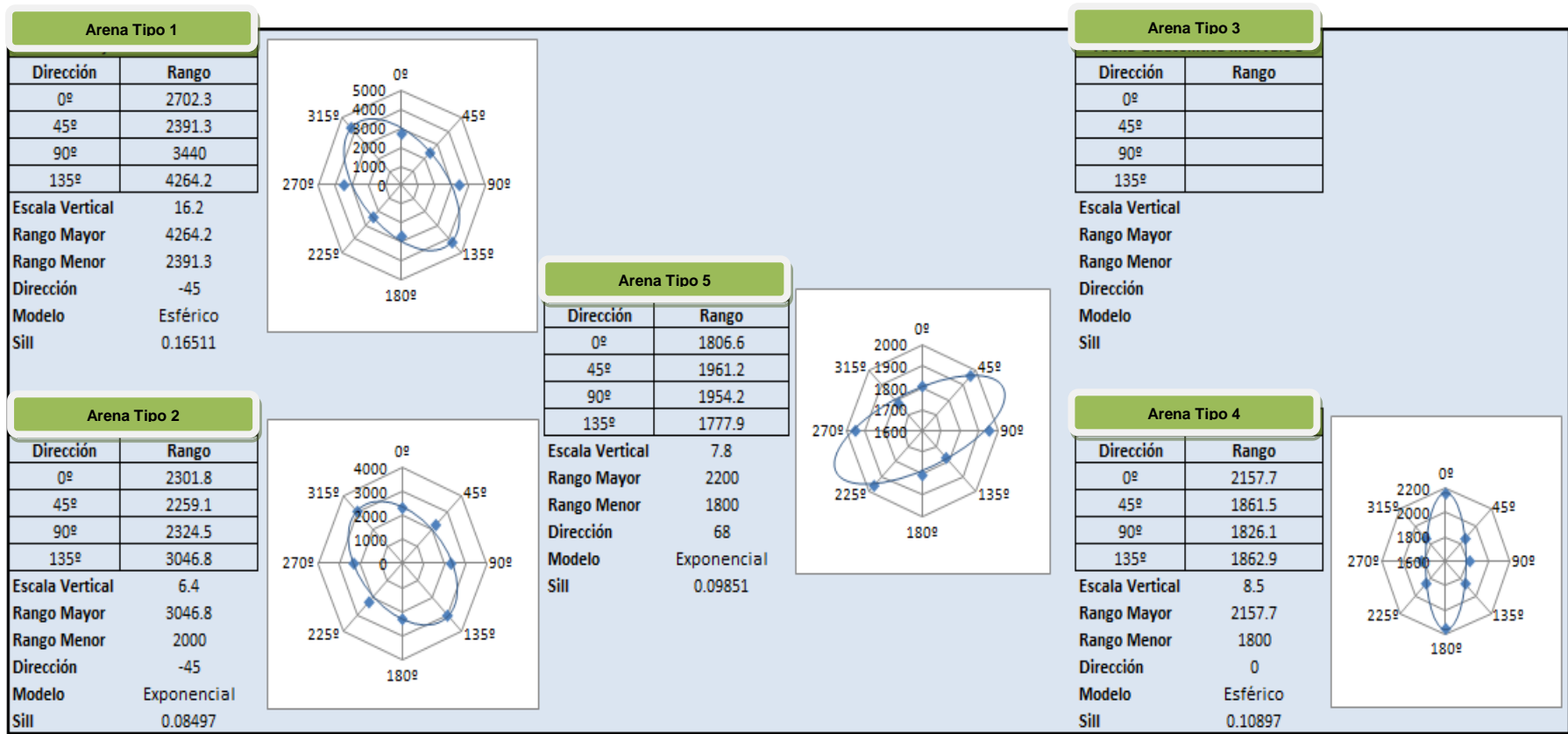


Figura 4.23. Elipses de anisotropía para el intervalo B Inferior
 Elaborado por: Richard Baque Alejandro; Software: DSG

4.10 MODELAMIENTO GEOESTADÍSTICO DE FACIES

Con los resultados de las elipses de anisotropía se pudo construir el modelo de facies, el algoritmo usado para este campo fué el plurigaussiano, el cual permitió definir banderas de truncación para cada litotipo y condicionarlos a los variogramas creados.

Se escogió el ambiente de depósito River-Dominated Delta, que fue el que más se asemejó a las características deposicionales del campo y las banderas de truncación se definieron como se muestra en la figura 4.24.

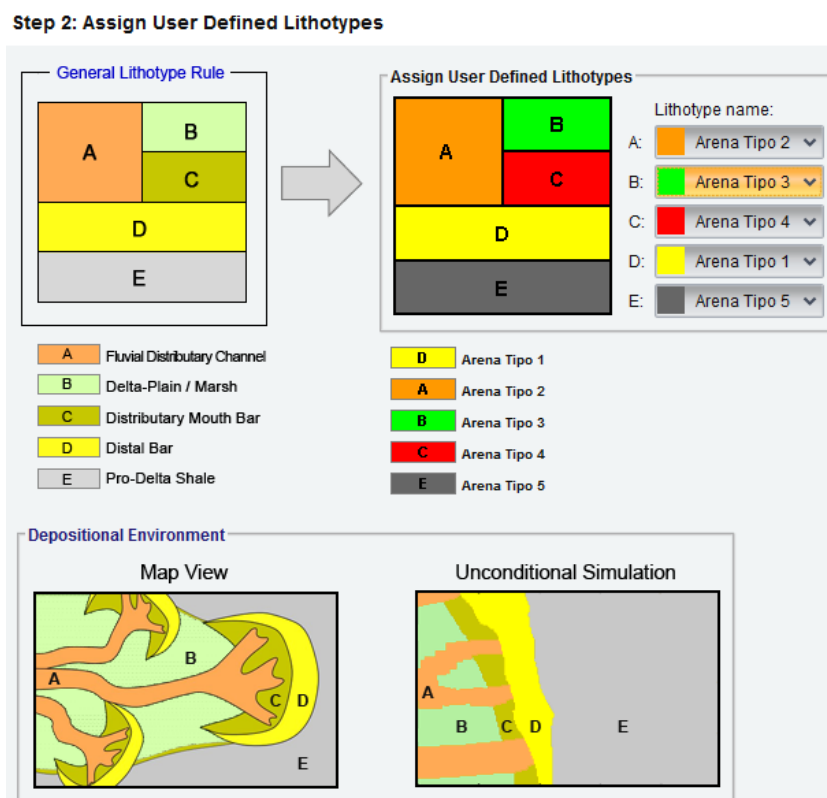


Figura 4.24. Definición de banderas de truncación
Elaborado por: Richard Baque Alejandro; **Software:** DSG

Luego se ajustaron los variogramas para cada litotipo y se crearon 50 realizaciones del modelo de facies, las figuras 4.25, 4.26, 4.27 y 4.28 muestran algunas realizaciones al mismo nivel o capa creados para todas las unidades estratigráficas.

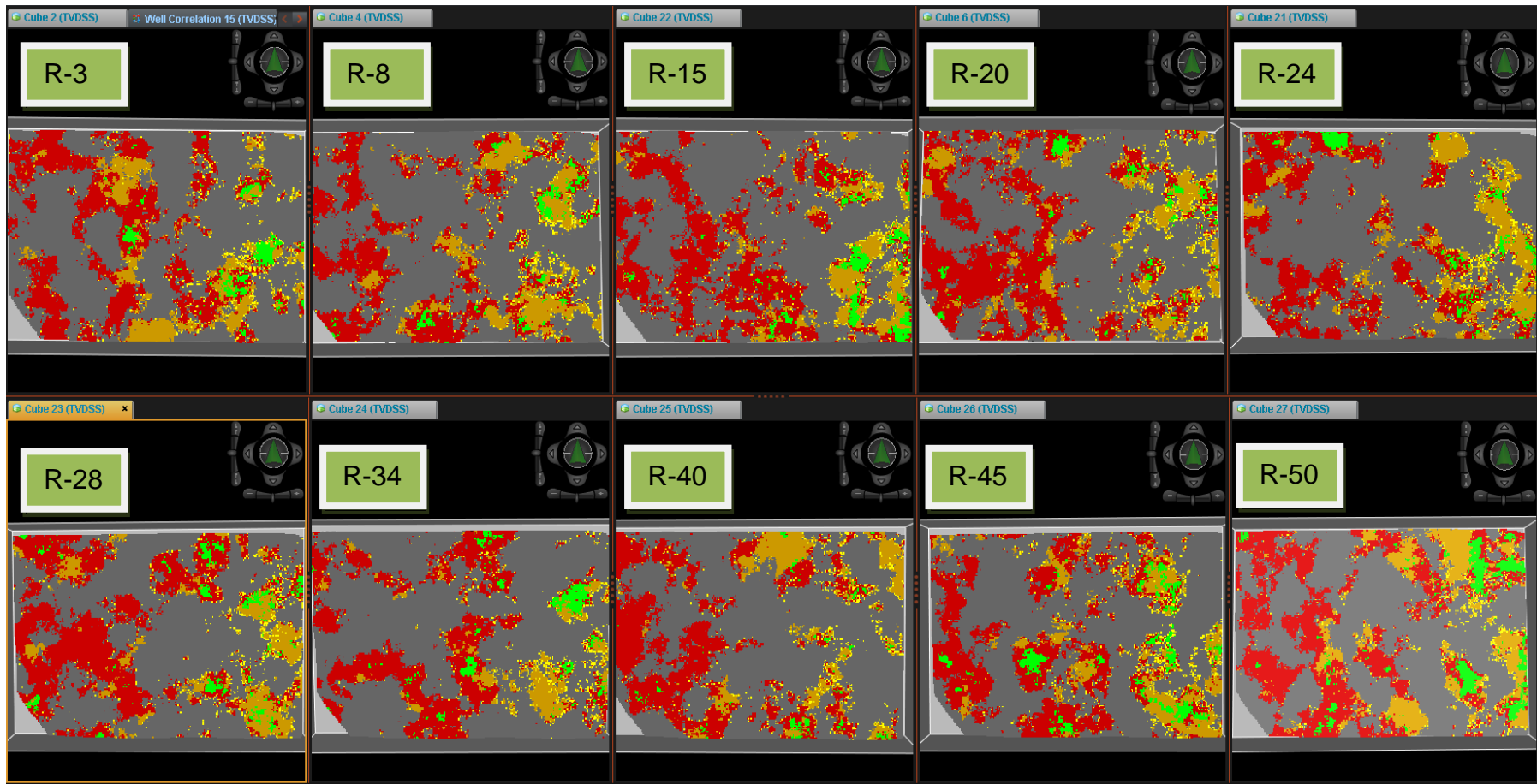


Figura 4.25. Realizaciones del Modelo de Facies por el método plurigaussiano para la Arena A Superior. Capa: 6
Elaborado por: Richard Baque Alejandro; **Software:** DSG

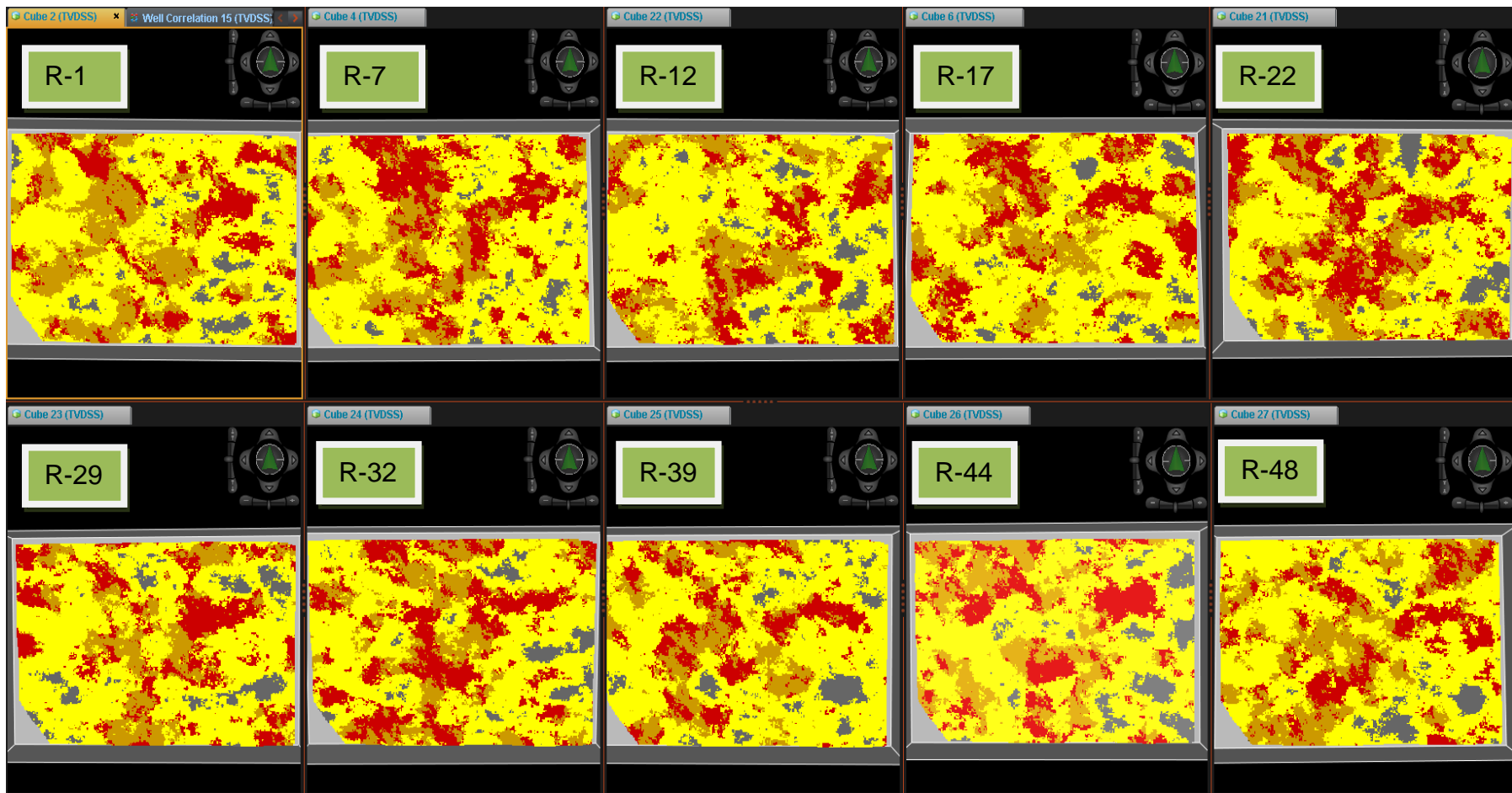


Figura 4.26. Realizaciones del Modelo de Facies por el método plurigaussiano para la Arena A Inferior. Capa: 90
 Elaborado por: Richard Baque Alejandro; Software: DSG

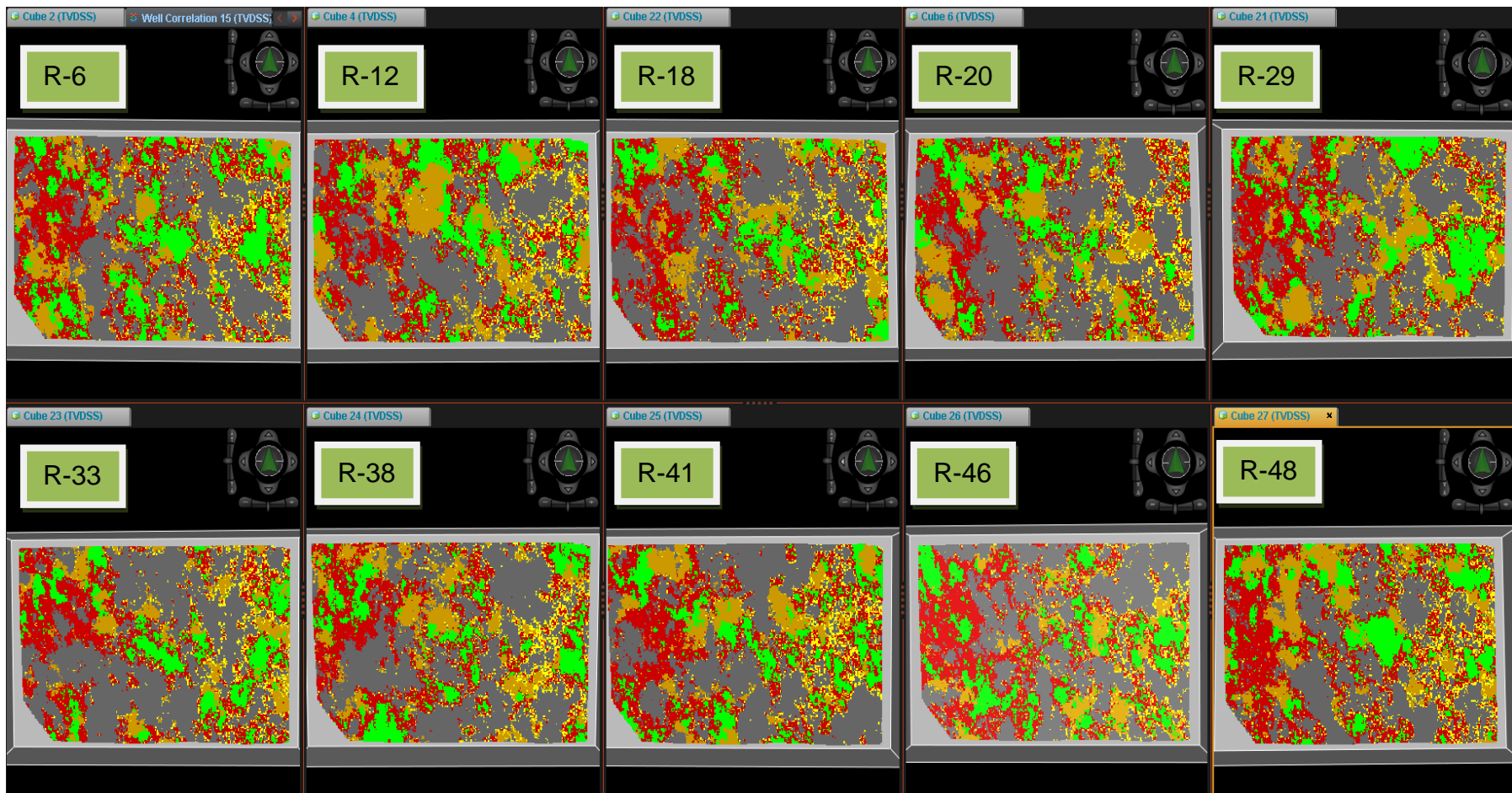


Figura 4.27. Realizaciones del Modelo de Facies por el método plurigaussiano para la Arena B Superior. Capa: 130
Elaborado por: Richard Baque Alejandro; Software: DSG

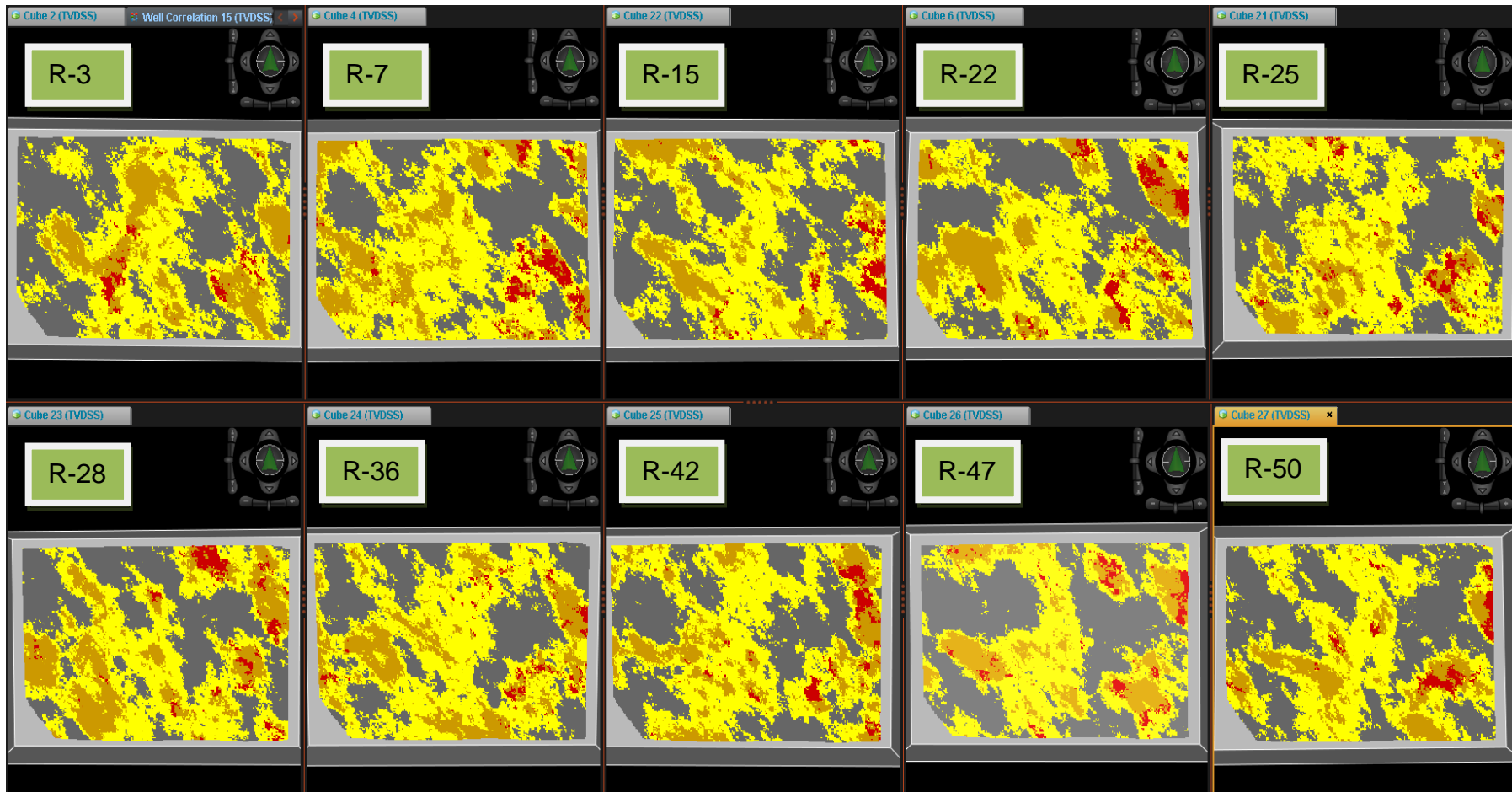
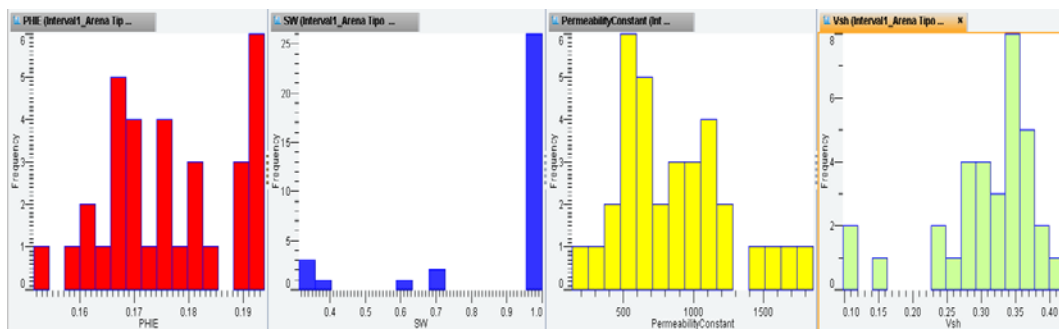


Figura 4.28. Realizaciones del Modelo de Facies por el método plurigaussiano para la Arena B Inferior. Capa: 185
Elaborado por: Richard Baque Alejandro; Software: DSG

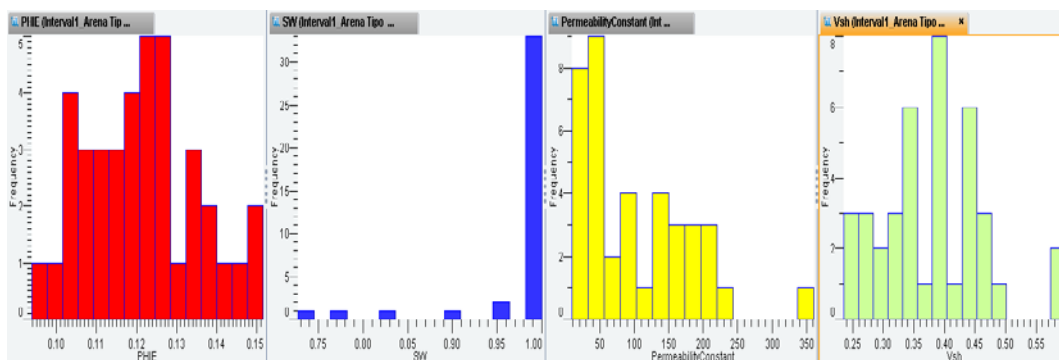
4.11 MODELAMIENTO GEOESTADÍSTICO DE LAS PROPIEDADES PETROFÍSICAS

Antes de realizar el modelamiento de las propiedades petrofísicas, fue necesario hacer un control de calidad de cada propiedad en cada litotipo e intervalo para saber si su comportamiento corresponde al esperado.

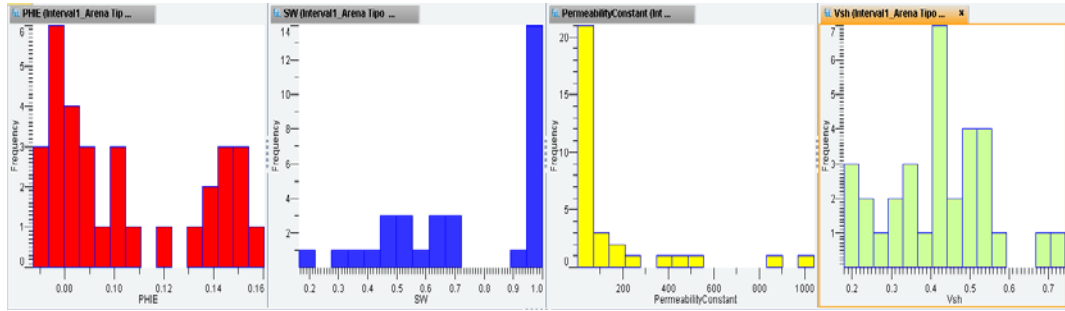
Las figuras que se mostrarán a continuación representan esos comportamientos en cada unidad estratigráfica y para cada litotipo del campo a través de histogramas de frecuencias, nótese que a medida que la arena va pasando desde la de mejor calidad hasta la de baja calidad, va perdiendo sus mejores propiedades y mientras que en la arena tipo 5 todas sus propiedades llegan a su valor mínimo.



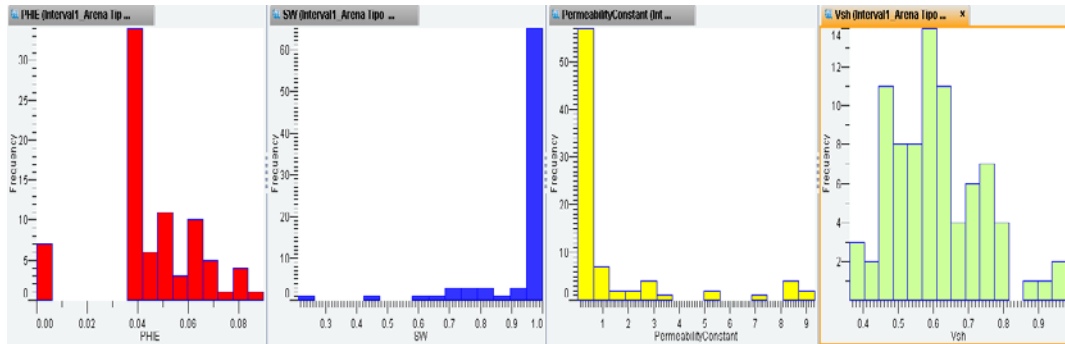
**Figura 4.29. Escalamiento de las Propiedades Petrofísicas:
Arena Tipo 1 - Intervalo A Superior**
Elaborado por: Richard Baque Alejandro; Software: DSG



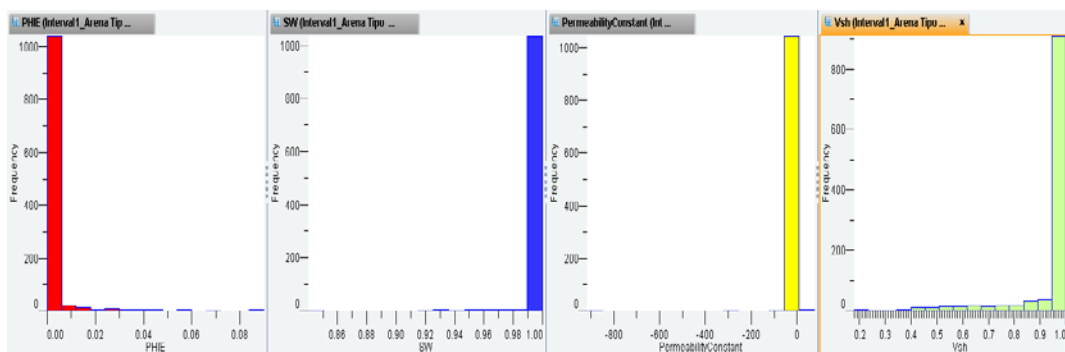
**Figura 4.30. Escalamiento de las Propiedades Petrofísicas:
Arena Tipo 2 - Intervalo A Superior**
Elaborado por: Richard Baque Alejandro; Software: DSG



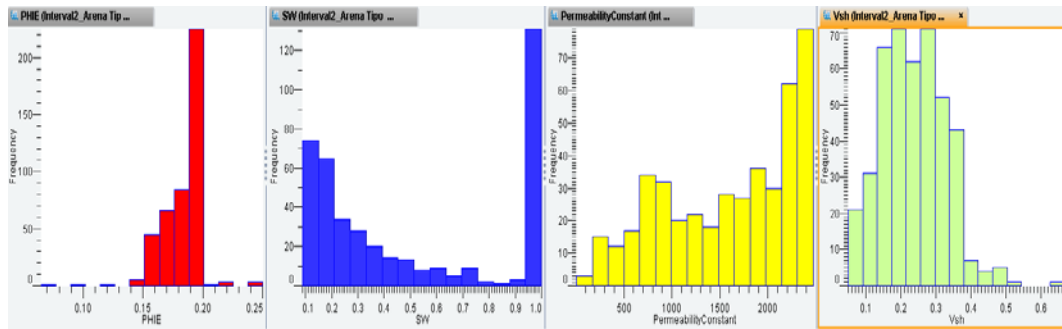
**Figura 4.31. Escalamiento de las Propiedades Petrofísicas:
Arena Tipo 3 - Intervalo A Superior**
Elaborado por: Richard Baque Alejandro; Software: DSG



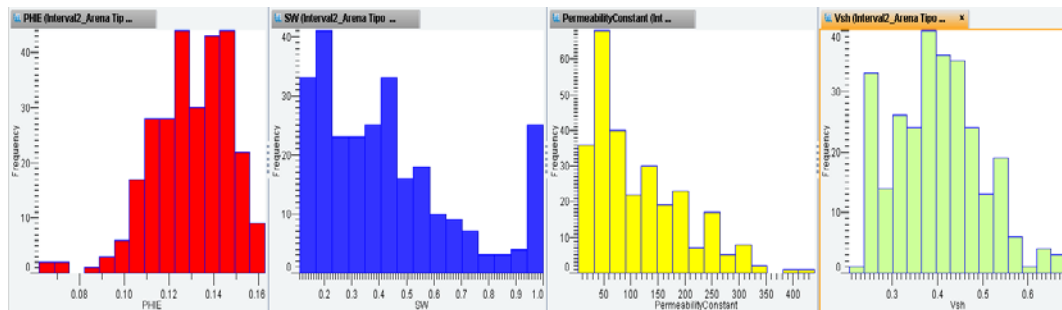
**Figura 4.32. Escalamiento de las Propiedades Petrofísicas:
Arena Tipo 4 - Intervalo A Superior**
Elaborado por: Richard Baque Alejandro; Software: DSG



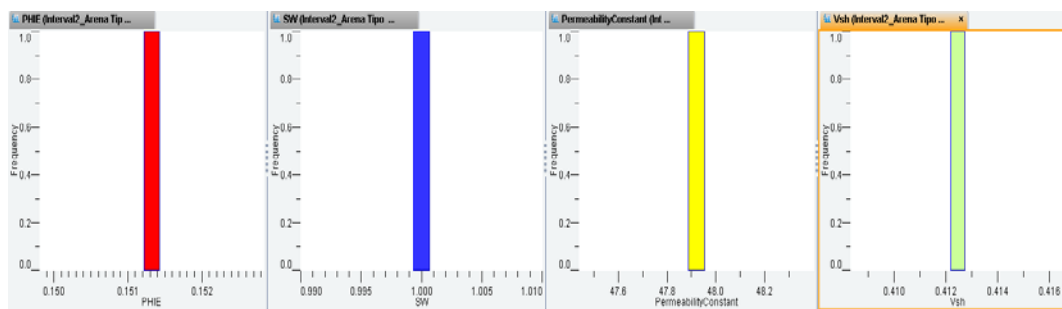
**Figura 4.33. Escalamiento de las Propiedades Petrofísicas:
Arena Tipo 5 - Intervalo A Superior**
Elaborado por: Richard Baque Alejandro; Software: DSG



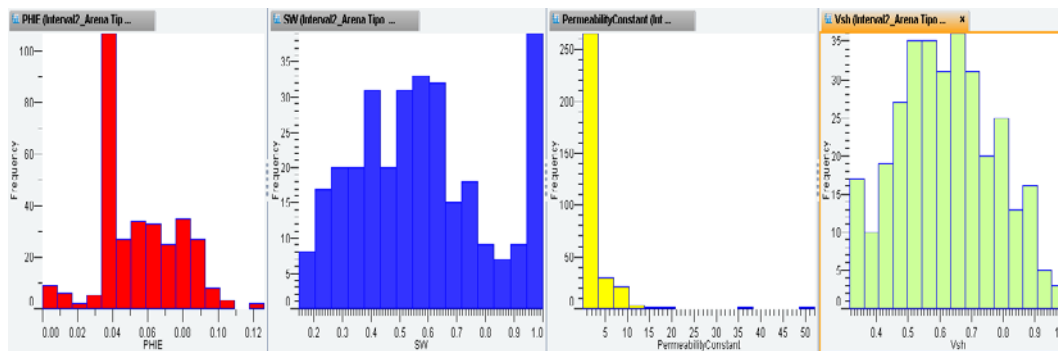
**Figura 4.34. Escalamiento de las Propiedades Petrofísicas:
Arena Tipo 1 - Intervalo A Inferior**
Elaborado por: Richard Baque Alejandro; **Software:** DSG



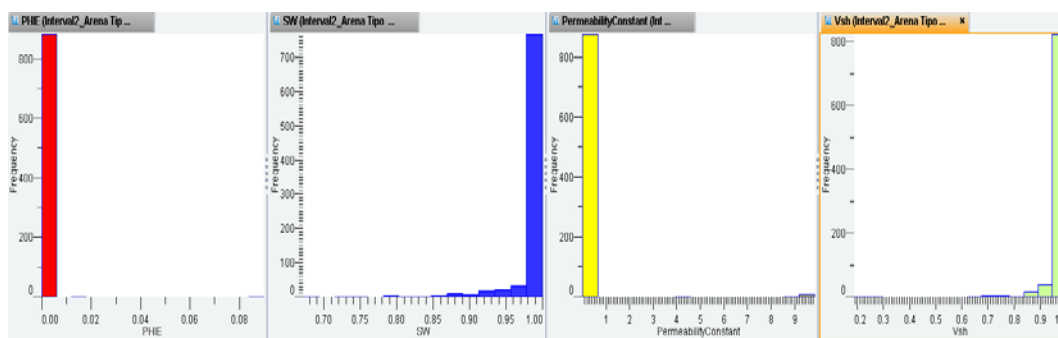
**Figura 4.35. Escalamiento de las Propiedades Petrofísicas:
Arena Tipo 2 - Intervalo A Inferior**
Elaborado por: Richard Baque Alejandro; **Software:** DSG



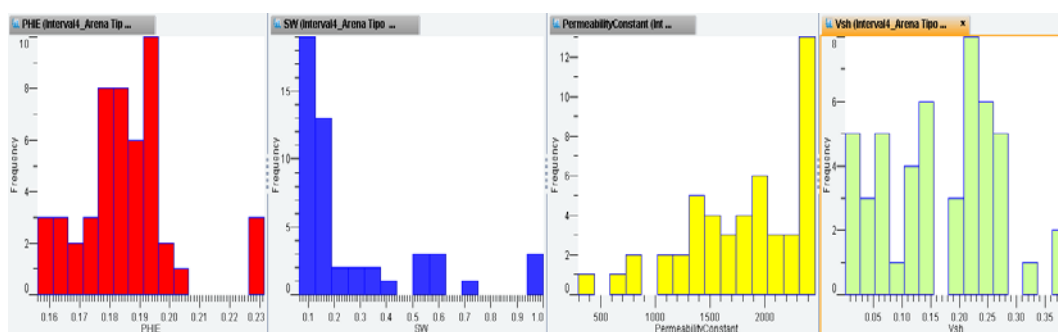
**Figura 4.36. Escalamiento de las Propiedades Petrofísicas:
Arena Tipo 3 - Intervalo A Inferior**
Elaborado por: Richard Baque Alejandro; **Software:** DSG



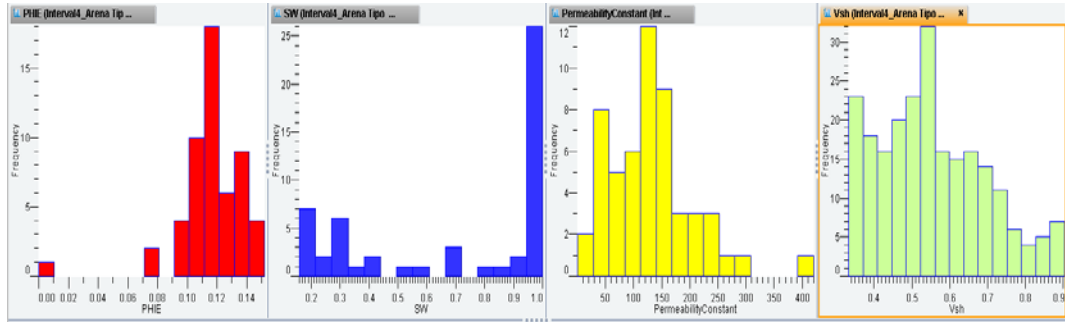
**Figura 4.37. Escalamiento de las Propiedades Petrofísicas:
Arena Tipo 4 - Intervalo A Inferior**
Elaborado por: Richard Baque Alejandro; Software: DSG



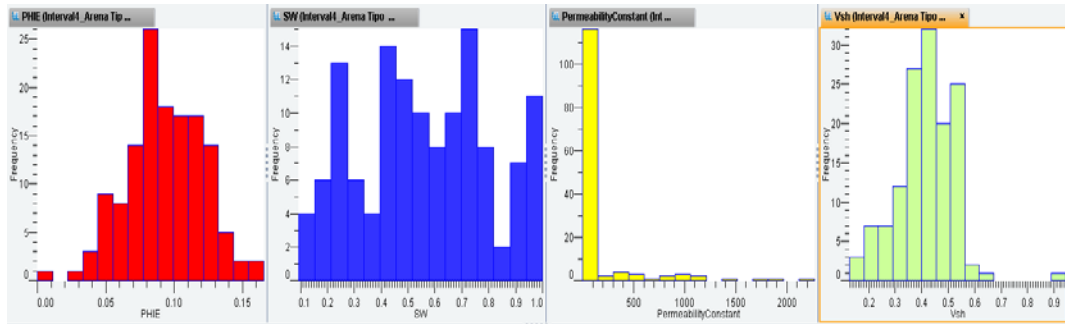
**Figura 4.38. Escalamiento de las Propiedades Petrofísicas:
Arena Tipo 5 - Intervalo A Inferior**
Elaborado por: Richard Baque Alejandro; Software: DSG



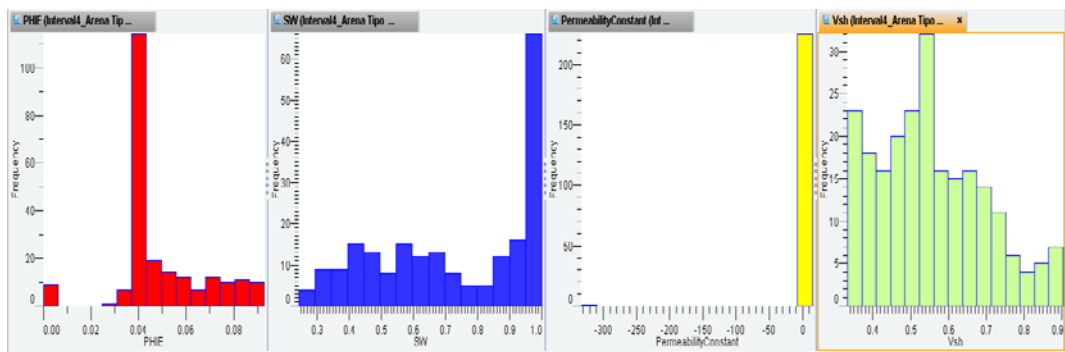
**Figura 4.39. Escalamiento de las Propiedades Petrofísicas:
Arena Tipo 1 - Intervalo B Superior**
Elaborado por: Richard Baque Alejandro; Software: DSG



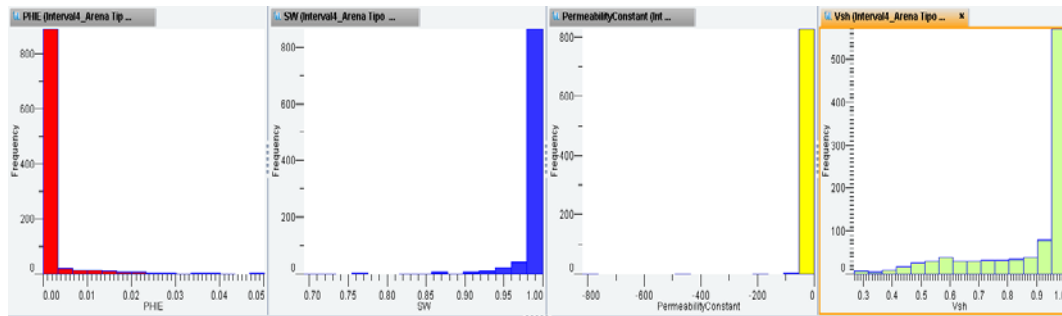
**Figura 4.40. Escalamiento de las Propiedades Petrofísicas:
Arena Tipo 2 - Intervalo B Superior**
Elaborado por: Richard Baque Alejandro; **Software:** DSG



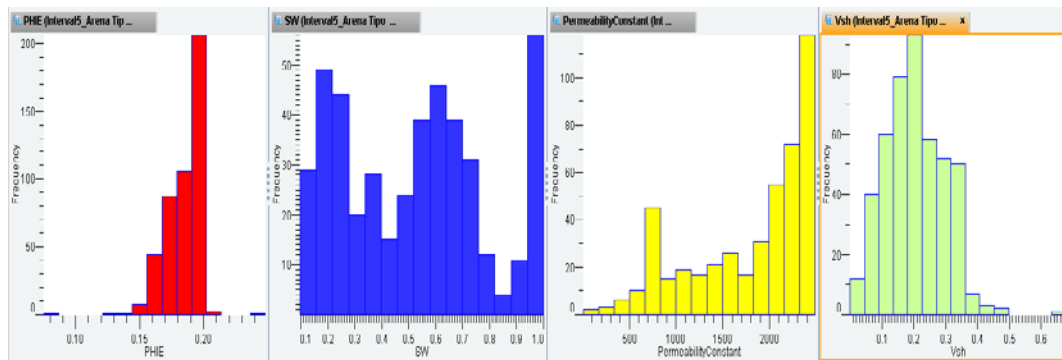
**Figura 4.41. Escalamiento de las Propiedades Petrofísicas:
Arena Tipo 3 - Intervalo B Superior**
Elaborado por: Richard Baque Alejandro; **Software:** DSG



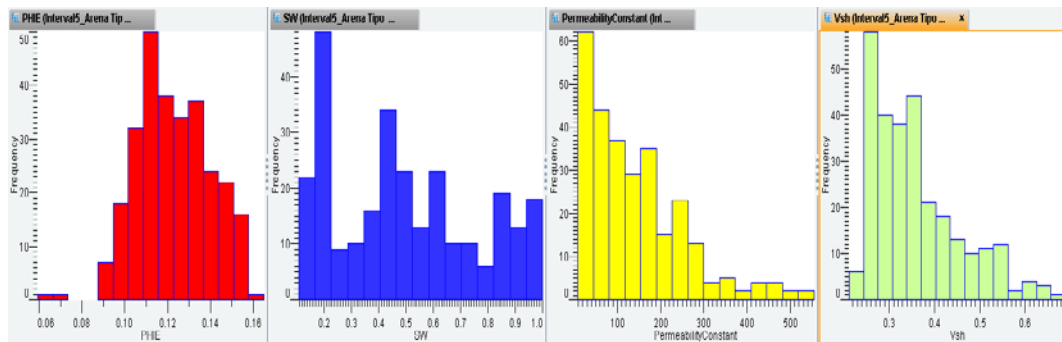
**Figura 4.42. Escalamiento de las Propiedades Petrofísicas:
Arena Tipo 4 - Intervalo B Superior**
Elaborado por: Richard Baque Alejandro; **Software:** DSG



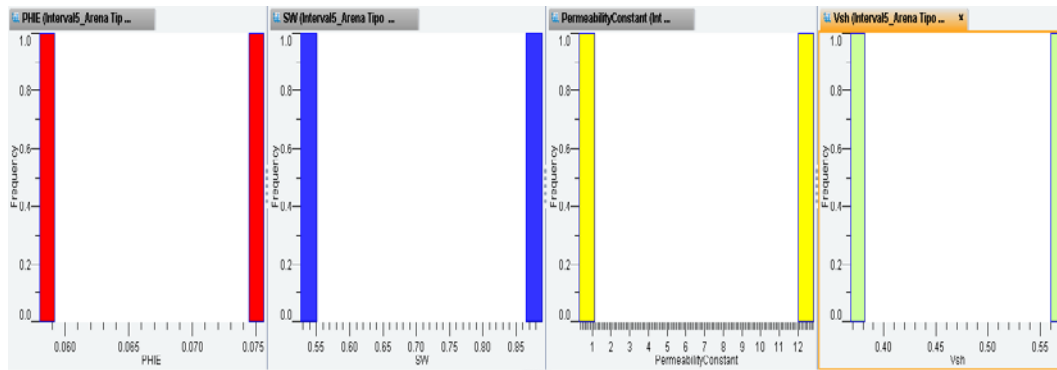
**Figura 4.43. Escalamiento de las Propiedades Petrofísicas:
Arena Tipo 5 - Intervalo B Superior**
Elaborado por: Richard Baque Alejandro; **Software:** DSG



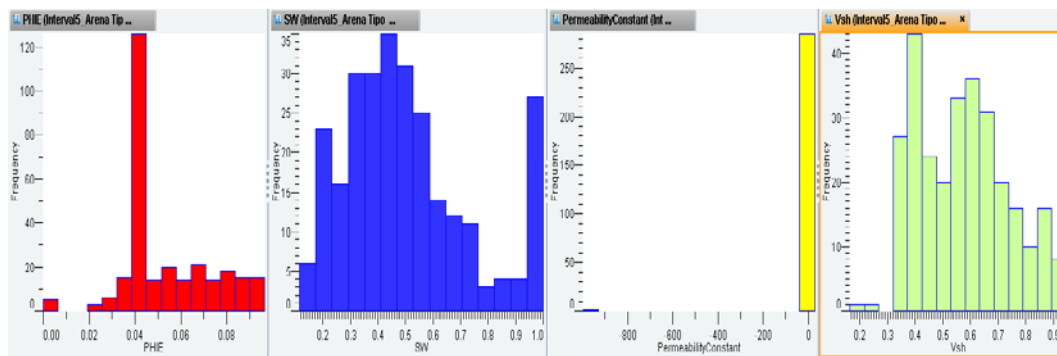
**Figura 4.44. Escalamiento de las Propiedades Petrofísicas:
Arena Tipo 1 - Intervalo B Inferior**
Elaborado por: Richard Baque Alejandro; **Software:** DSG



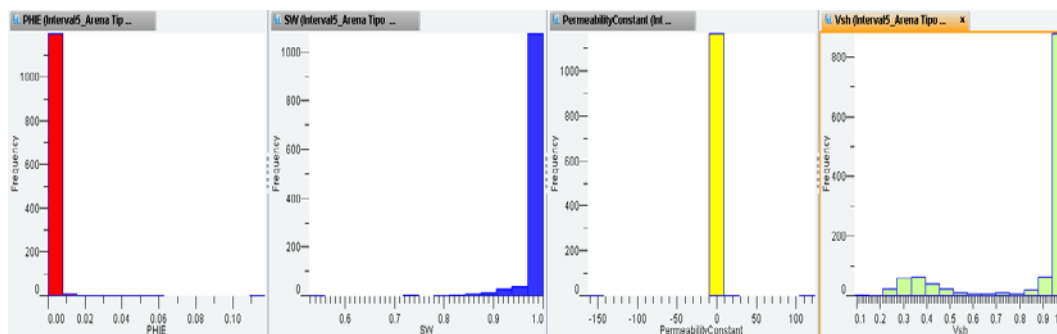
**Figura 4.45. Escalamiento de las Propiedades Petrofísicas:
Arena Tipo 2 - Intervalo B Inferior**
Elaborado por: Richard Baque Alejandro; **Software:** DSG



**Figura 4.46. Escalamiento de las Propiedades Petrofísicas:
Arena Tipo 3 - Intervalo B Inferior**
Elaborado por: Richard Baque Alejandro; Software: DSG



**Figura 4.47. Escalamiento de las Propiedades Petrofísicas:
Arena Tipo 4 - Intervalo B Inferior**
Elaborado por: Richard Baque Alejandro; Software: DSG



**Figura 4.48. Escalamiento de las Propiedades Petrofísicas:
Arena Tipo 5 - Intervalo B Inferior**
Elaborado por: Richard Baque Alejandro; Software: DSG

Teniendo en cuenta que no haya problema con el escalamiento de los datos se procedió a generar el modelado de las propiedades condicionándolo a facies, es decir tomando en cuenta las elipses de anisotropía y los rangos que se obtuvieron del análisis variográfico de los litotipos para cada unidad estratigráfica.

El algoritmo que se empleará para modelar las arenas tipo 1, tipo 2, tipo 3 y tipo 4 será el secuencial gaussiano, mientras que para la arena tipo 5 se añadirá un valor constante debido a los mínimos valores que presentaron en los histogramas, el valor para la porosidad será de 0, mientras que para la saturación de agua será de 1. Se construyó una realización para cada modelo de facies creado.

Las figuras que se mostrarán a continuación son distintas realizaciones que se crearon para cada propiedad modelada del campo y en cada unidad operacional a diferentes capas de la grid.

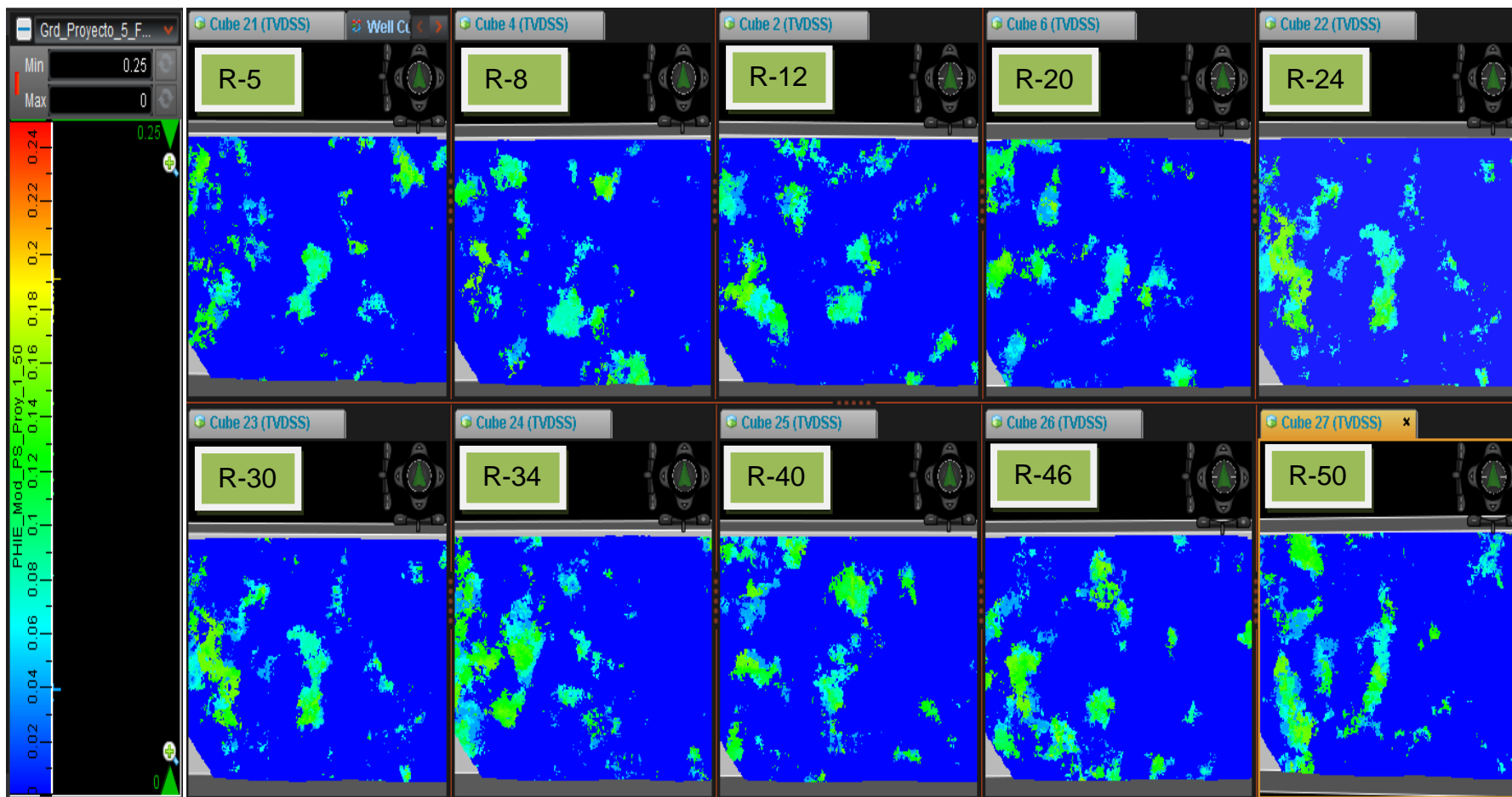


Figura 4.49. Realizaciones del Modelamiento de Porosidad para la Arena A Superior. Capa: 30
Elaborado por: Richard Baque Alejandro; Software: DSG

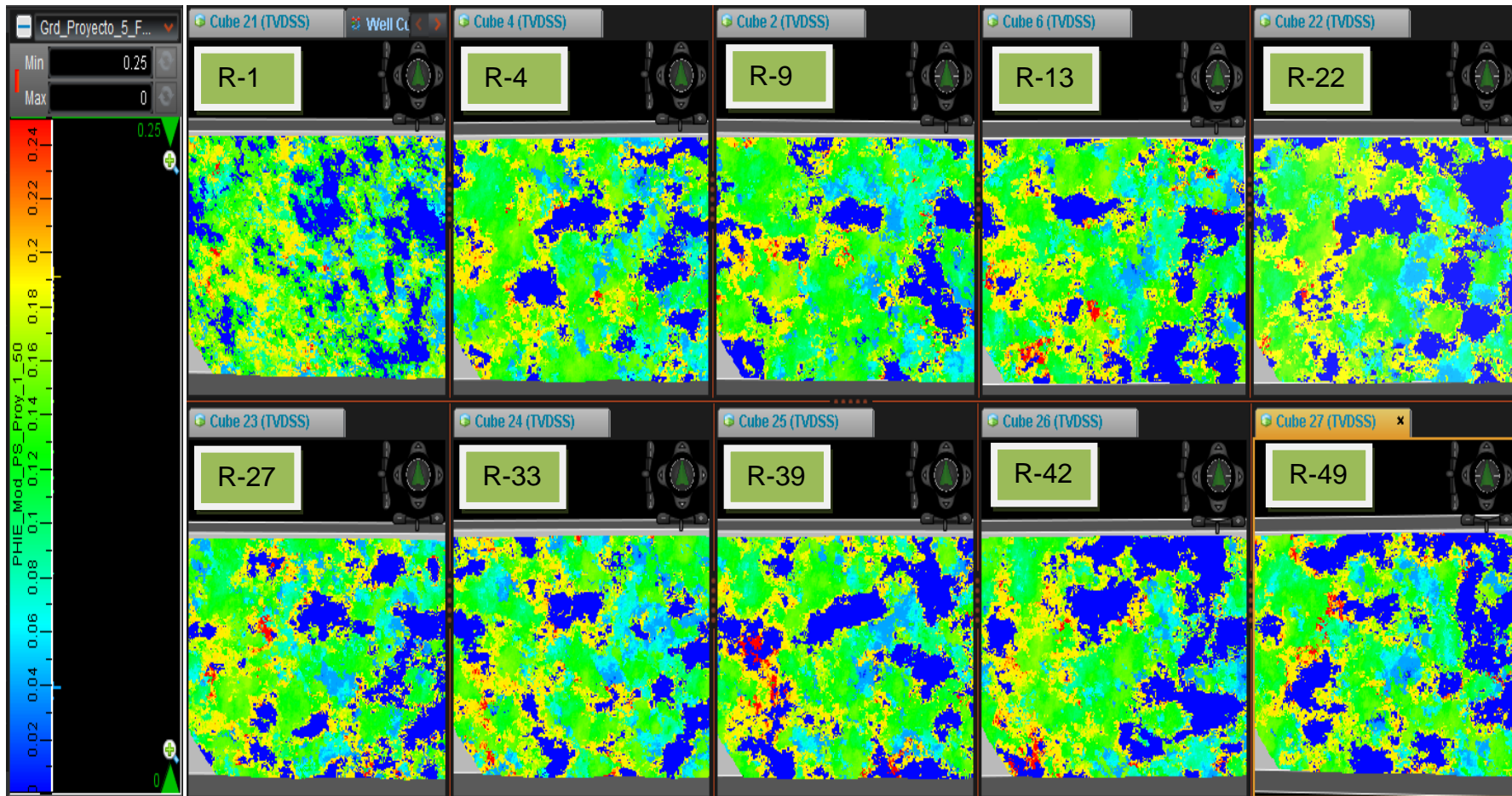


Figura 4.50. Realizaciones del Modelamiento de Porosidad para la Arena A Inferior. Capa: 80
 Elaborado por: Richard Baque Alejandro; Software: DSG

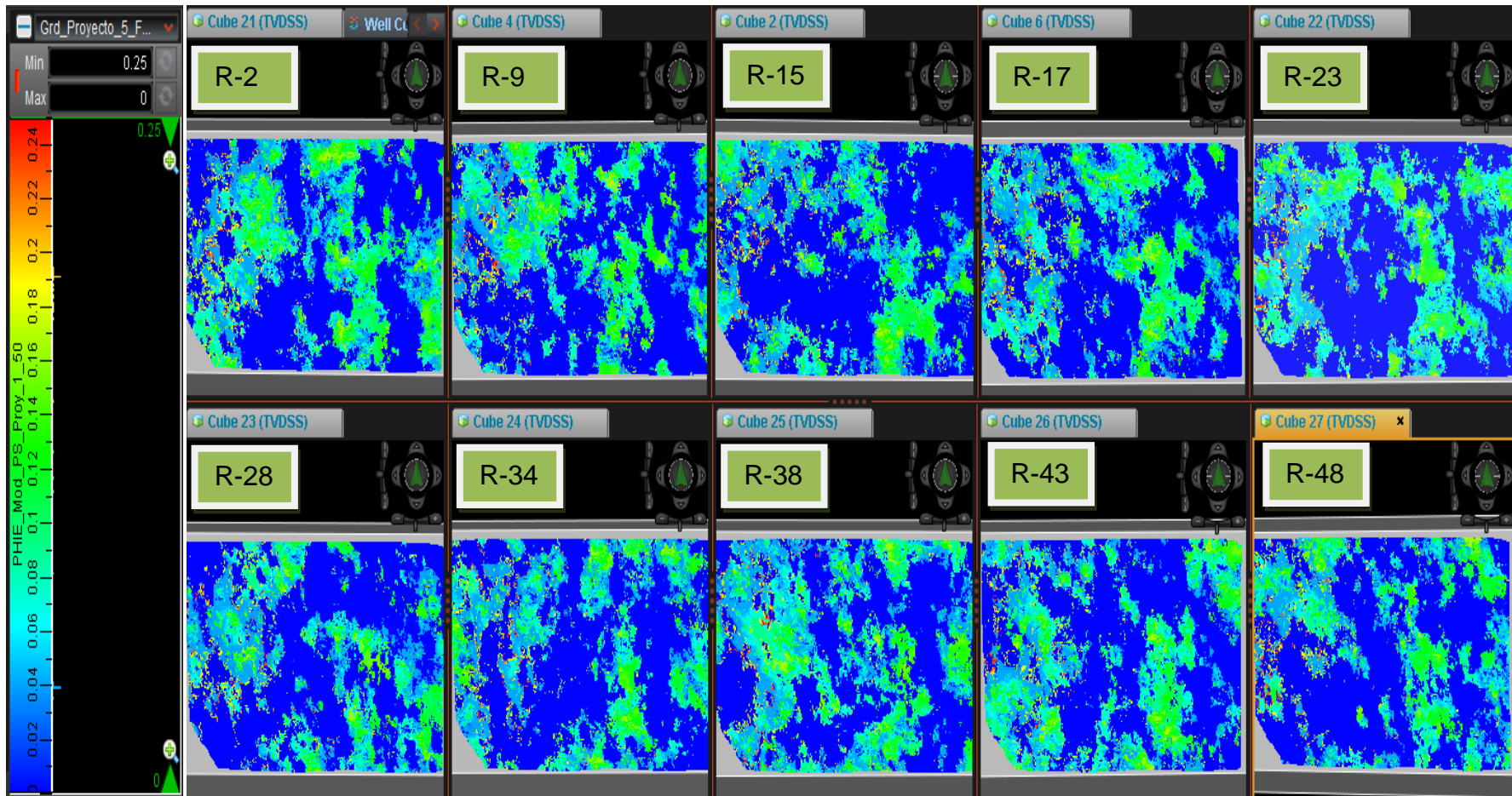


Figura 4.51. Realizaciones del Modelamiento de Porosidad para la Arena B Superior. Capa: 125
Elaborado por: Richard Baque Alejandro; Software: DSG

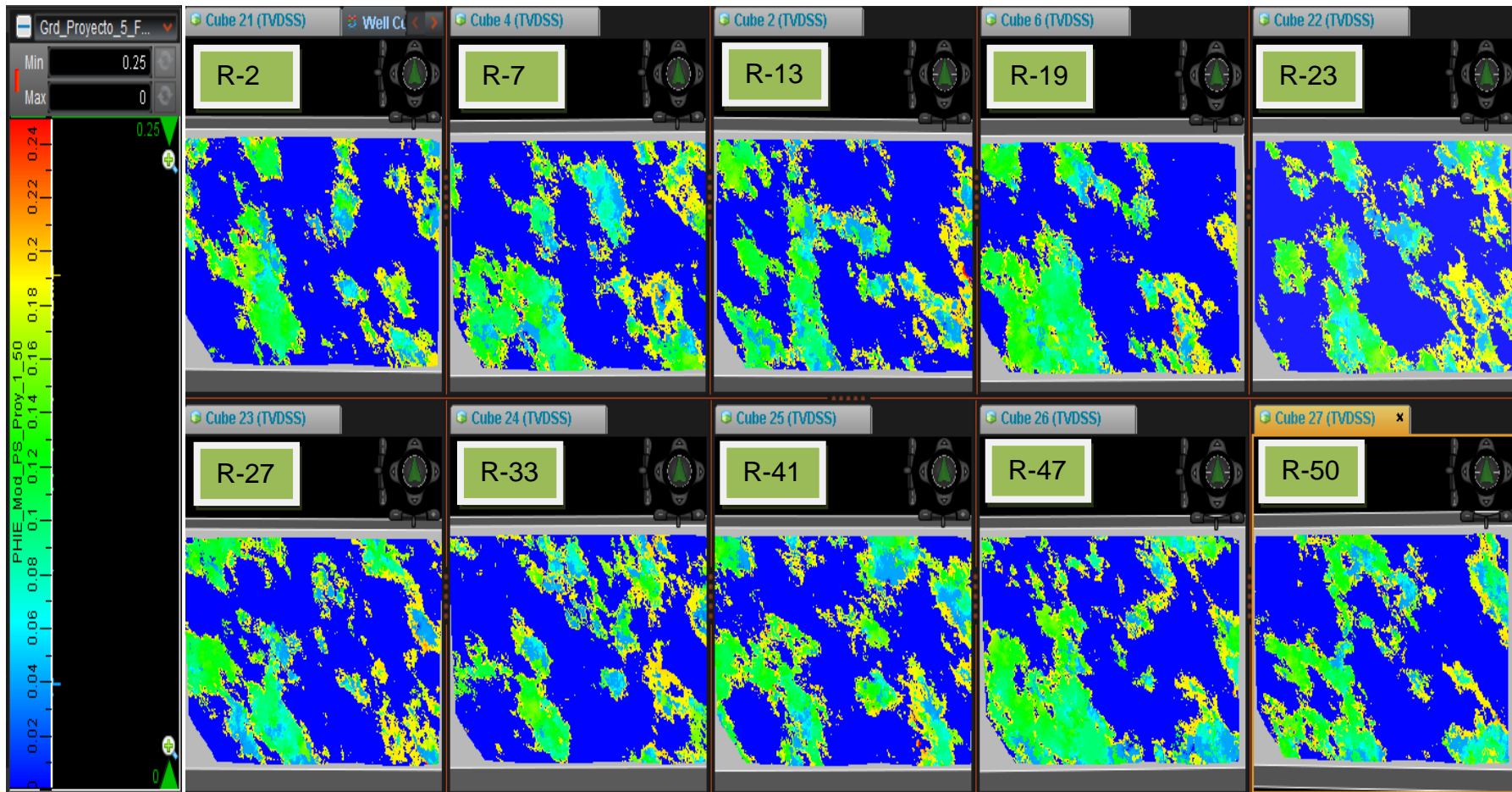


Figura 4.52. Realizaciones del Modelamiento de Porosidad para la Arena B Inferior. Capa: 160
 Elaborado por: Richard Baque Alejandro; Software: DSG

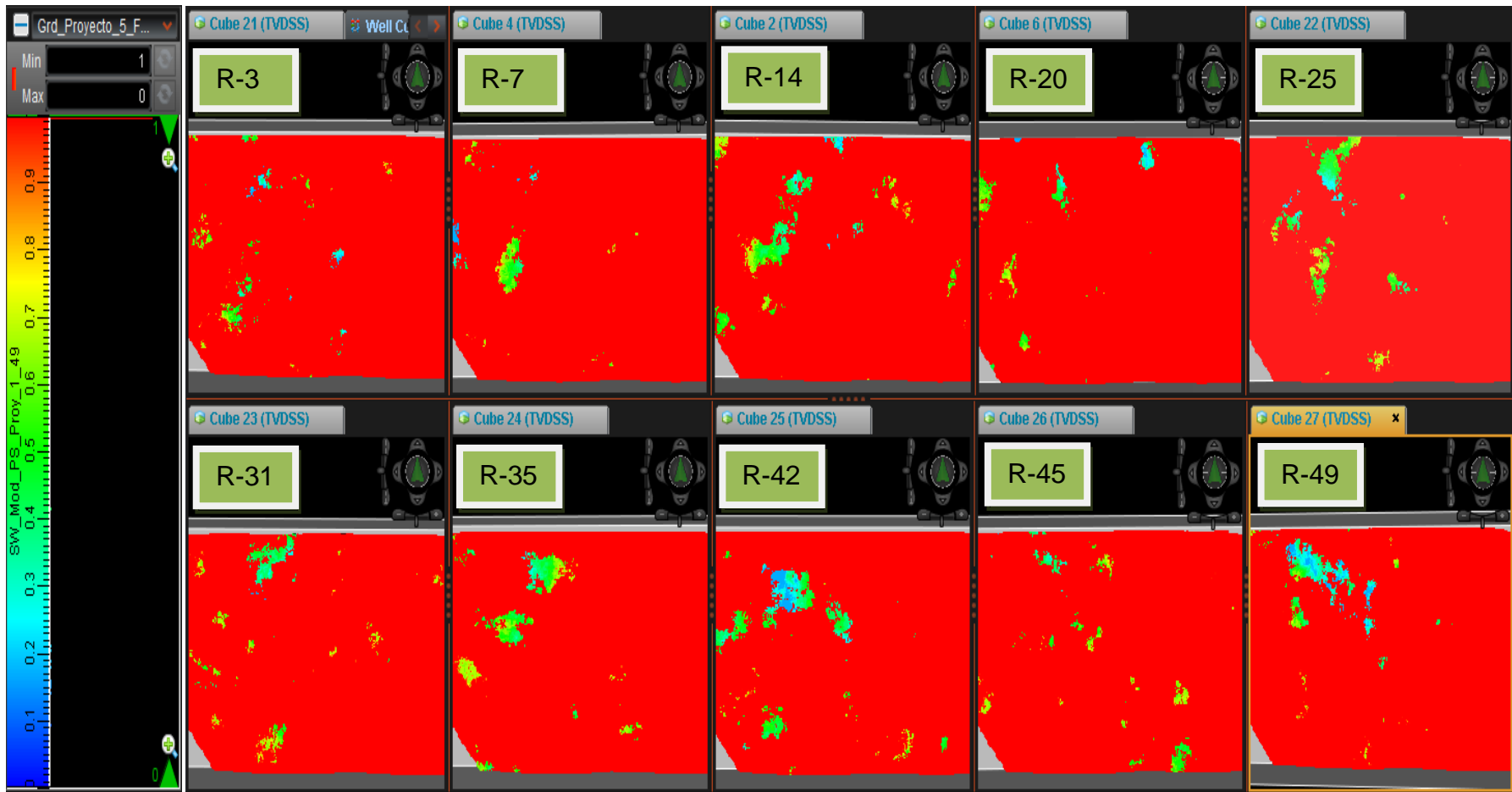


Figura 4.53. Realizaciones del Modelamiento de Saturación de Agua para la Arena A Superior. Capa: 35
 Elaborado por: Richard Baque Alejandro; Software: DSG

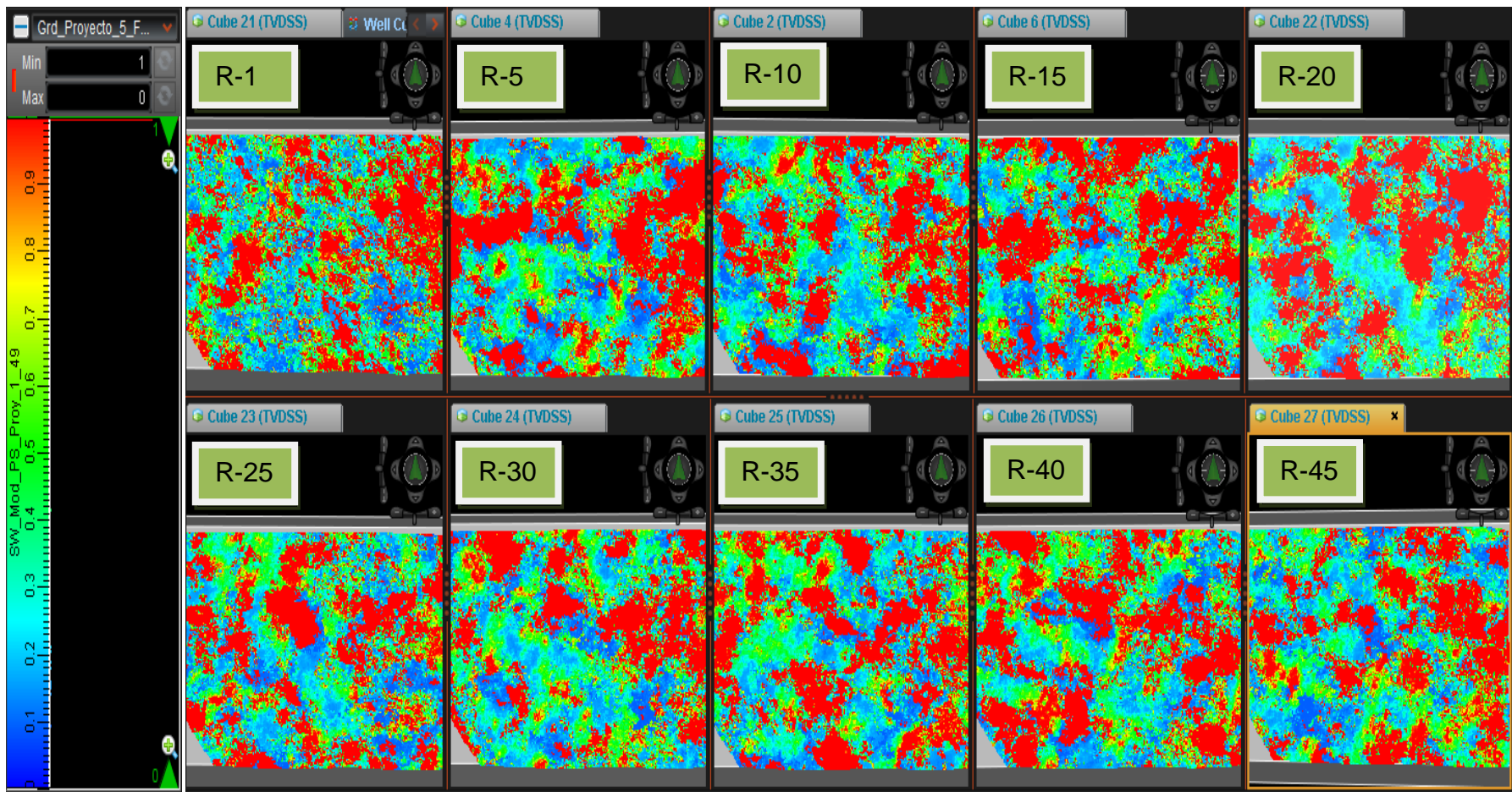


Figura 4.54. Realizaciones del Modelamiento de Saturación de Agua para la Arena A Inferior. Capa: 85
 Elaborado por: Richard Baque Alejandro; Software: DSG

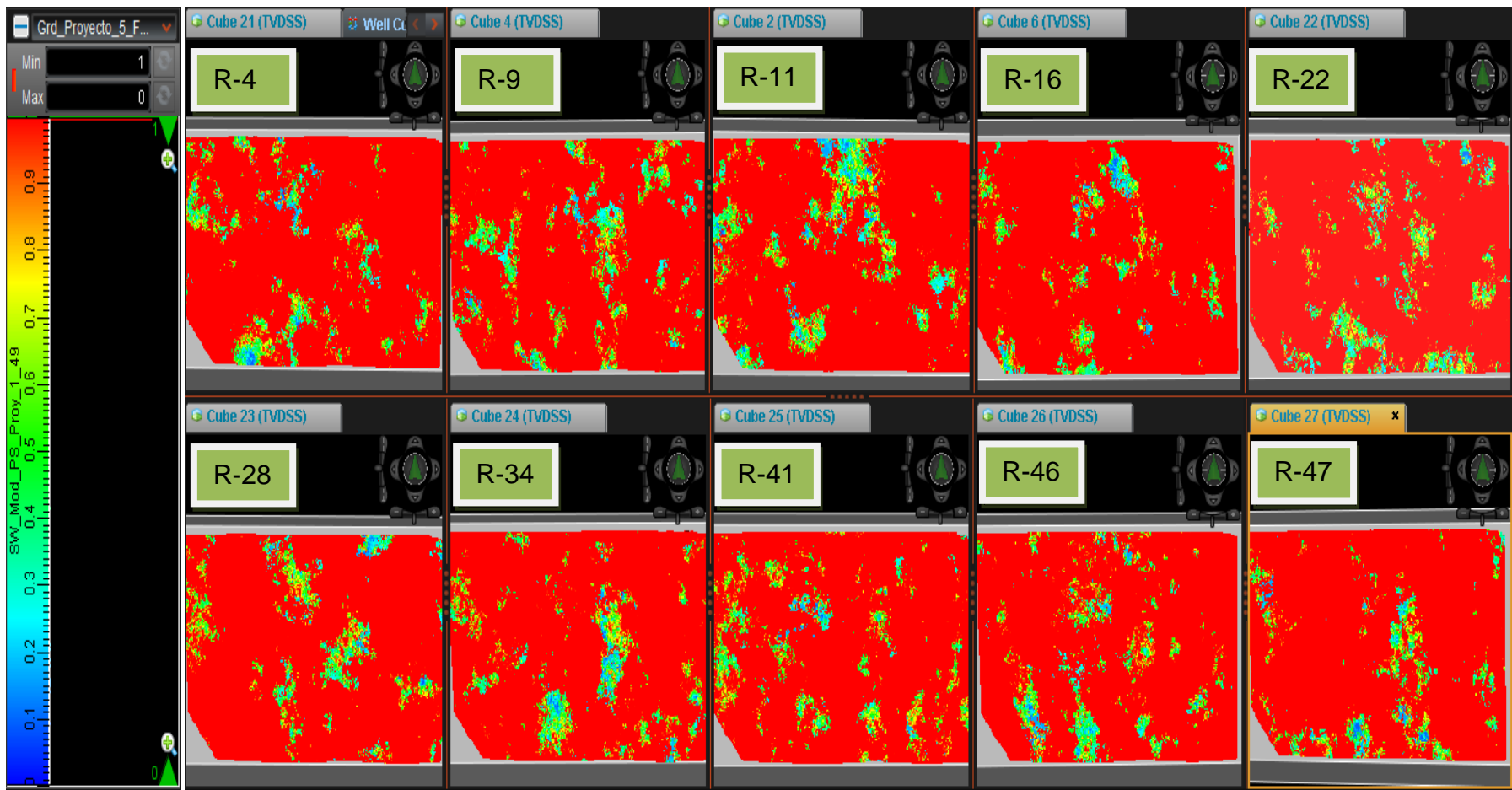


Figura 4.55. Realizaciones del Modelamiento de Saturación de Agua para la Arena B Superior. Capa: 110
 Elaborado por: Richard Baque Alejandro; Software: DSG

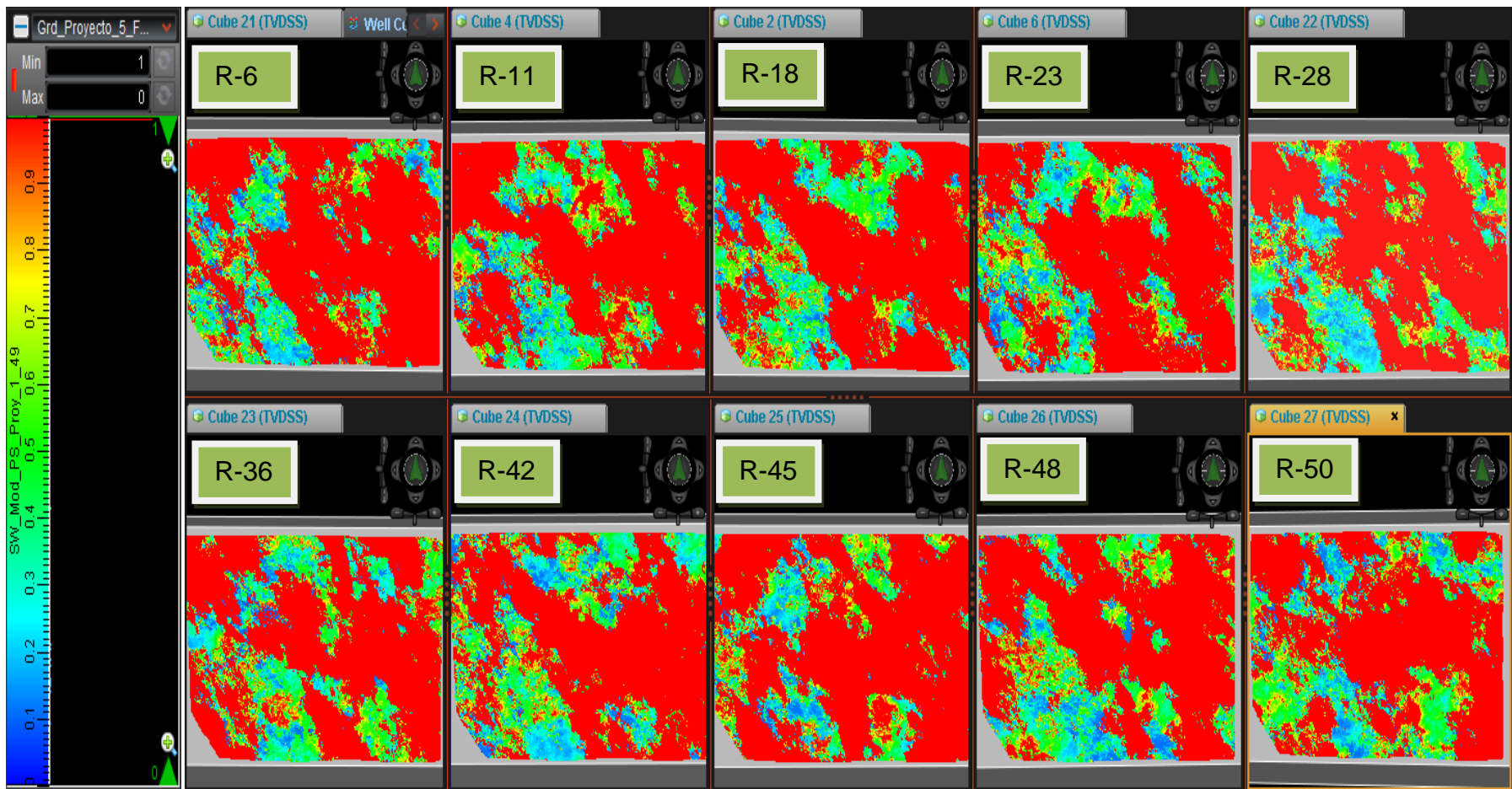


Figura 4.56. Realizaciones del Modelamiento de Saturación de Agua para la Arena B Inferior. Capa: 150
Elaborado por: Richard Baque Alejandro; Software: DSG

4.12 CÁLCULO DE POES

El cálculo del POES permite generar los resultados de la cantidad de barriles de crudo que se encuentran en el yacimiento antes de que inicie la producción. El software permite obtener estos valores por el método volumétrico, es decir, tomando en cuenta las propiedades modeladas como la saturación de agua y la porosidad, además se pueden escoger parámetros para tener la cantidad de barriles de petróleo en superficie o en el yacimiento, esto se escoge dependiendo del factor volumétrico del petróleo (β_o). Se usará la herramienta STOOIP (Stock Tank Original Oil In Place) quiere decir que incluye condiciones de superficie donde se toma en cuenta el β_o que en este caso será de 1.

Además permite calcular el Net To Gross que corresponde al espesor neto de la arena de cada intervalo. Para este procedimiento se tomaron en cuenta los valores de porosidad que sean mayores o iguales a 0.06 o al 6% de la porosidad efectiva y para las zonas que tengan valores menores a 0.06 el valor colocado será de 0. Esto se realizó para las 50 realizaciones construidas.

Otro dato necesario en el cálculo del POES es el de los contactos agua petróleo que es una zona de transición donde en la parte superior predomina la presencia de petróleo, y en la parte inferior predomina la presencia de agua, en la mayoría de pozos se encontraron algunos contactos que corresponden a 3 tipos: Contacto Agua Petróleo (Oil Water Contact OWC), Nivel más bajo de Petróleo (Lower Know Oil LKO) y Nivel más Somero de Agua Conocido (Highest Know Water HKW), la tabla 4.8 muestra los valores obtenidos del análisis realizado por cada pozo y en cada unidad estratigráfica.

POZO	TVDSS (ft)	UNIDAD	TIPO_CONTACTO
Pozo-001	-8586	A_inf	OWC
Pozo-001	-8785	B_sup	LKO
Pozo-001	-8820	B_inf	LKO
Pozo-002	-8622	A_inf	LKO
Pozo-002	-8841	B_inf	LKO
Pozo-002	-8846	B_inf	HKW
Pozo-003	-8593	A_inf	LKO
Pozo-003	-8607	A_inf	LKO
Pozo-003	-8822	B_inf	LKO
Pozo-003	-8835	B_inf	OWC
Pozo-004	-8618	A_inf	OWC
Pozo-004	-8834	B_inf	LKO
Pozo-004	-8847	B_inf	OWC
Pozo-005	-8525	A_inf	LKO
Pozo-005	-8540	A_inf	LKO
Pozo-005	-8567	A_inf	LKO
Pozo-005	-8737	B_sup	LKO
Pozo-005	-8787	B_inf	LKO
Pozo-006	-8570	A_inf	LKO
Pozo-006	-8590	A_inf	LKO
Pozo-006	-8821	B_inf	LKO
Pozo-008	-8574	A_inf	LKO
Pozo-008	-8747	B_sup	LKO
Pozo-009	-8579	A_inf	LKO
Pozo-009	-8592	A_inf	LKO
Pozo-009	-8732	B_sup	LKO
Pozo-009	-8748	B_sup	LKO
Pozo-010	-8556	A_inf	LKO
Pozo-010	-8573	A_inf	LKO
Pozo-010	-8614	A_inf	LKO
Pozo-010	-8801	B_inf	LKO
Pozo-011	-8514	A_inf	LKO
Pozo-011	-8569	A_inf	LKO
Pozo-011	-8762	B_sup	LKO
Pozo-011	-8818	B_inf	OWC
Pozo-012	-8548	A_inf	LKO

Pozo-012	-8586	A_inf	OWC
Pozo-012	-8854	B_inf	LKO
Pozo-014	-8603	A_inf	OWC
Pozo-014	-8810	B_inf	LKO
Pozo-015	-8578	A_inf	OWC
Pozo-015	-8853	B_inf	HKW
Pozo-016	-8555	A_inf	LKO
Pozo-016	-8607	A_inf	LKO
Pozo-016	-8759	B_sup	OWC
Pozo-016	-8805	B_inf	LKO
Pozo-017	-8582	A_inf	LKO
Pozo-018	-8555	A_inf	LKO
Pozo-018	-8778	B_sup	LKO
Pozo-018	-8812	B_inf	OWC
Pozo-019	-8530	A_inf	LKO
Pozo-019	-8588	A_inf	LKO
Pozo-019	-8747	B_sup	LKO
Pozo-019	-8829	B_inf	LKO
Pozo-020	-8599	A_inf	LKO
Pozo-020	-8868	B_inf	OWC
Pozo-021	-8570	A_inf	LKO
Pozo-021	-8580	A_inf	LKO
Pozo-021	-8612	A_inf	LKO
Pozo-021	-8799	B_sup	LKO
Pozo-021	-8850	B_inf	LKO
Pozo-022	-8585	A_inf	LKO
Pozo-023	-8570	A_inf	LKO
Pozo-023	-8876	B_inf	HKW
Pozo-024	-8541	A_inf	LKO
Pozo-024	-8595	A_INF	LKO
Pozo-024	-8766	B_sup	LKO
Pozo-024	-8816	B_inf	LKO
Pozo-025	-8535	A_inf	LKO
Pozo-025	-8573	A_inf	LKO
Pozo-025	-8763	B_sup	LKO
Pozo-025	-8820	B_inf	LKO
Pozo-025	-8832	B_inf	OWC
Pozo-026	-8584	A_inf	LKO

Pozo-026	-8600	A_inf	HKW
Pozo-026	-8854	B_inf	HKW
Pozo-028	-8581	A_inf	OWC
Pozo-028	-8762	B_sup	LKO
Pozo-029	-8516	A_sup	LKO
Pozo-029	-8593	A_inf	LKO
Pozo-029	-8724	B_sup	LKO
Pozo-029	-8765	A_inf	LKO
Pozo-030	-8528	A_inf	LKO
Pozo-030	-8579	A_inf	LKO
Pozo-030	-8735	B_sup	LKO
Pozo-030	-8753	B_inf	LKO
Pozo-032	-8588	A_inf	LKO
Pozo-032	-8864	B_inf	HKW

Tabla 4.8. Contactos Agua-Petróleo del Campo Proyecto
Elaborado por: Richard Baque Alejandro

La figura 4.57 muestra algunos ejemplos de cómo se encontraron estos contactos utilizando principalmente el registro de saturación de agua (SW) y el registro de resistividad profunda (RESD), de izquierda a derecha se observa un OWC en el Pozo-003, un LKO en el Pozo-005 y un HKW en el Pozo-026.

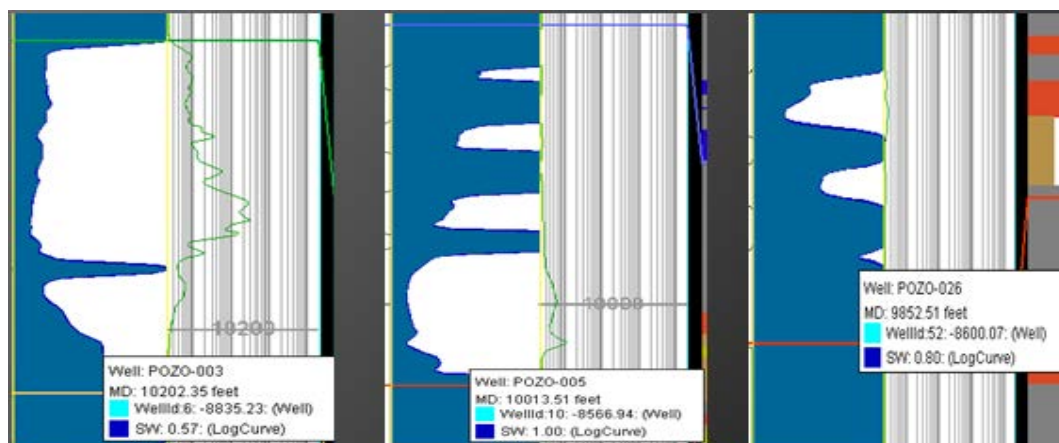


Figura 4.57. Tipos de contactos encontrados en el Campo
Elaborado por: Richard Baque Alejandro; **Software:** DSG

Luego, de todos estos valores se hace una estimación para escoger el contacto que esté más abajo o un promedio, según convenga para el análisis puesto que si se escoge un promedio se pueden inundar algunas zonas que contengan POES. La tabla 4.9 indica el valor que se escogió para cada intervalo de arena:

Unidad	Contacto (TVDSS) (ft)
A Superior	- 8520
A Inferior	- 8618
B Superior	- 8778
B Inferior	- 8892

Tabla 4.9. Contactos Agua-Petróleo para cada Unidad Operacional
Elaborado por: Richard Baque Alejandro

Después es necesario crear el Modelo por el método volumétrico para cada realización utilizando cada uno de estos contactos y así obtener múltiples respuestas que permitirán definir la mejor realización y obtener el POES más cercano a la realidad del Campo.

4.13 SELECCIÓN DE LA MEJOR REALIZACIÓN

Con los resultados de POES obtenidos para cada realización, se procede a realizar un ranqueo en una función de distribución de probabilidad que muestra valores del P90, P50 y P10, donde se considerarán los valores cercanos al P50 como los más probables de ocurrencia.

Las figuras 4.58, 4.59, 4.60 y 4.61 muestran el ranqueo de cada unidad del campo donde se observarán valores cercanos al P50 y que fueron los escogidos como los resultados de POES para cada intervalo de arena.

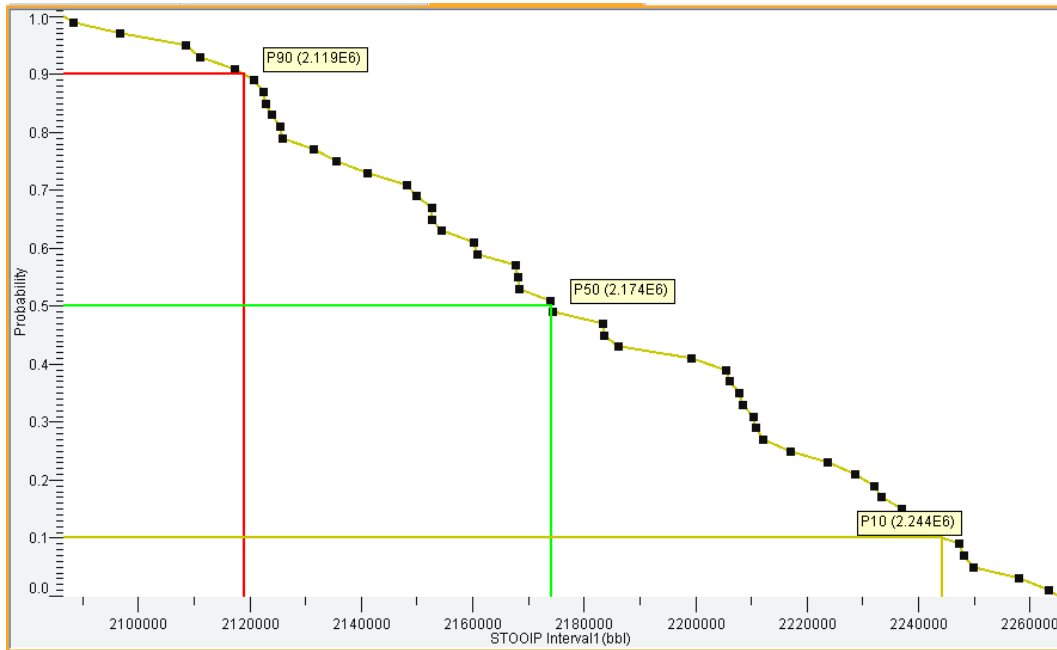


Figura 4.58. Ranqueo de Realizaciones de A Superior
 Elaborado por: Richard Baque Alejandro; Software: DSG

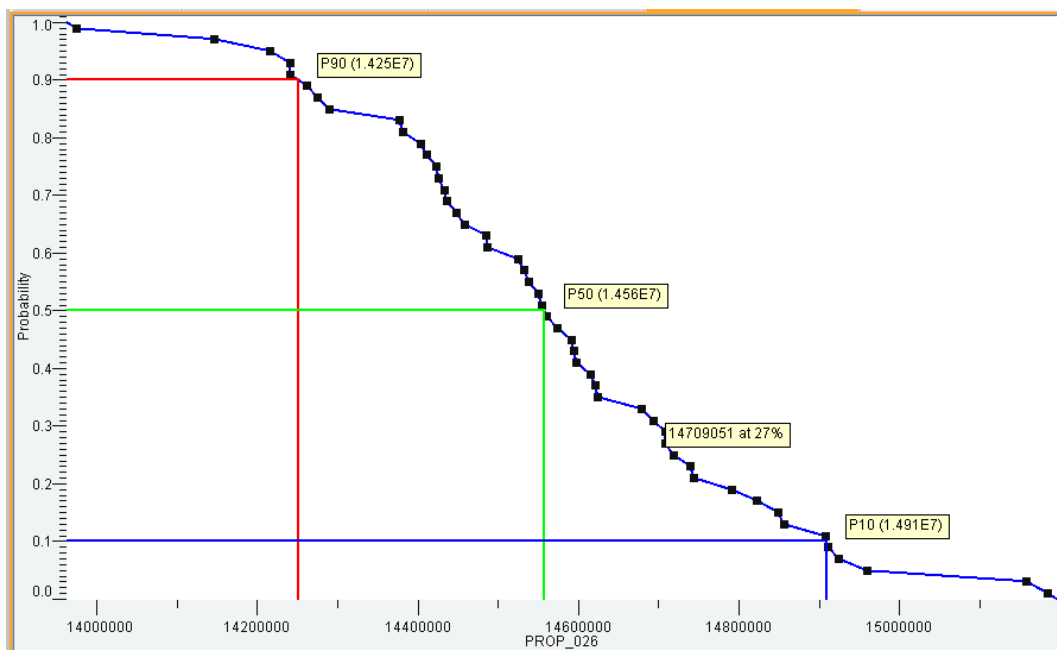


Figura 4.59. Ranqueo de Realizaciones de A Inferior
 Elaborado por: Richard Baque Alejandro; Software: DSG

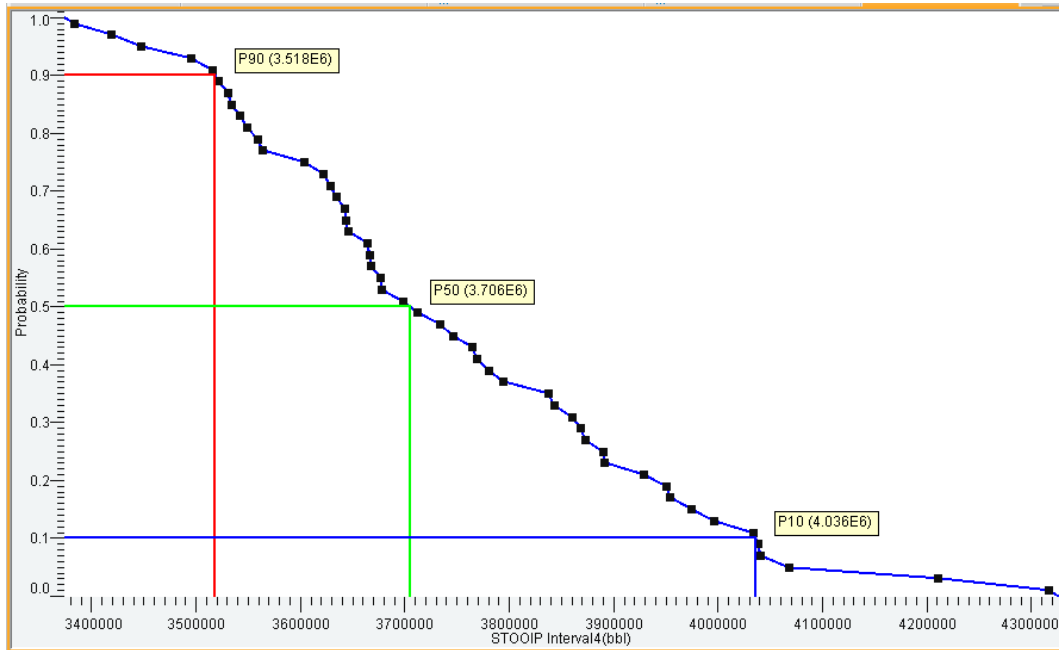


Figura 4.60. Ranqueo de Realizaciones de B Superior
 Elaborado por: Richard Baque Alejandro; Software: DSG

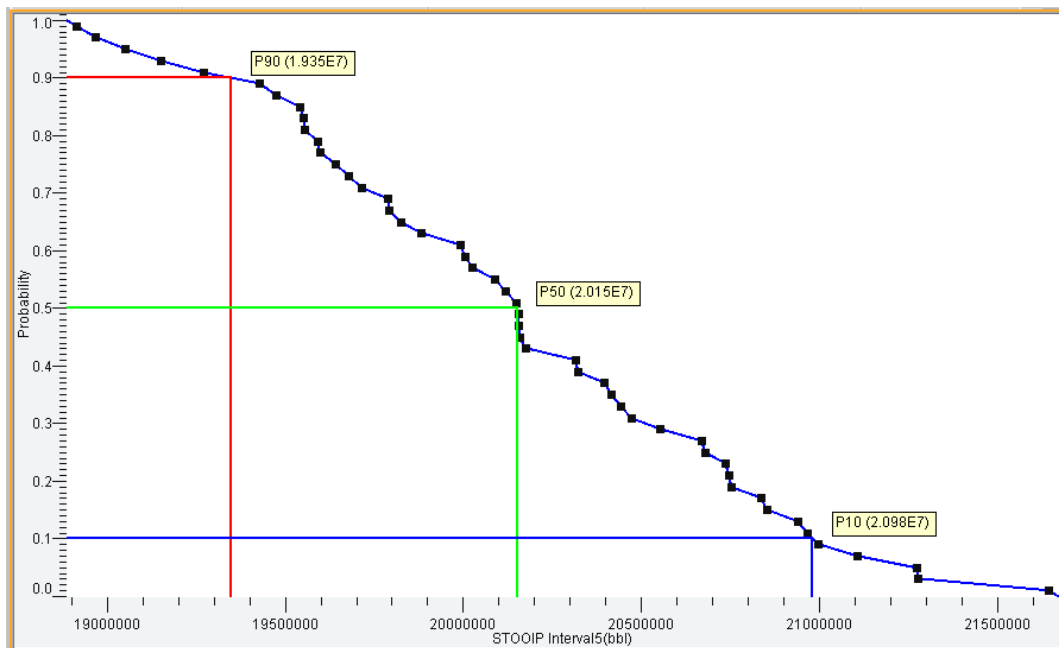


Figura 4.61. Ranqueo de Realizaciones de B Inferior
 Elaborado por: Richard Baque Alejandro; Software: DSG

En la tabla 4.10 se muestran los 10 mejores valores de POES finales escogidos entre todas las realizaciones de cada arena con el porcentaje de probabilidad del Campo Proyecto.

Arena A Superior		
Realización	POES (bls)	Probabilidad
30	2'173998	51%
43	2'168371	53%
21	2'168161	55%
14	2'167746	57%
8	2'160887	59%
32	2'160175	61%
46	2'174331	49%
15	2'183277	47%
25	2'183591	45%
19	2'186135	43%
Arena A Inferior		
Realización	POES (bls)	Probabilidad
6	14'555019	51%
36	14'550399	53%
40	14'538567	55%
1	14'532088	57%
16	14'525019	59%
9	14'561005	49%
45	14'574399	47%
2	14'591704	45%
7	14'594707	43%
19	14'596769	41%
Arena B Superior		
Realización	POES (bls)	Probabilidad
22	3'698850	51%

7	3'677479	53%
10	3'676486	55%
12	3'667596	57%
28	3'666276	59%
3	3'712391	49%
11	3'733729	47%
31	3'745981	45%
5	3'764639	43%
27	3'769402	41%
Arena B Inferior		
Realización	POES (bls)	Probabilidad
14	20'148921	51%
6	20'118144	53%
16	20'089942	55%
33	20'025883	57%
27	20'155009	49%
5	20'156924	47%
13	20'159431	45%
28	20'176238	43%
11	20'316982	41%
2	20'324083	39%

Tabla 4.10. Valores de POES de las 10 mejores realizaciones
Elaborado por: Richard Baque Alejandro

Para escoger la mejor realización se hizo un blind test que consistió en modelar nuevamente las facies sin un pozo y observar cual realización reprodujo mejor en esa región, se escogió el Pozo-008 que tiene pozos vecinos cercanos que ayudarán a que el modelamiento de facies sea el más aproximado, la figura 4.62 muestra la región de donde se escogió el pozo para realizar el blind test.

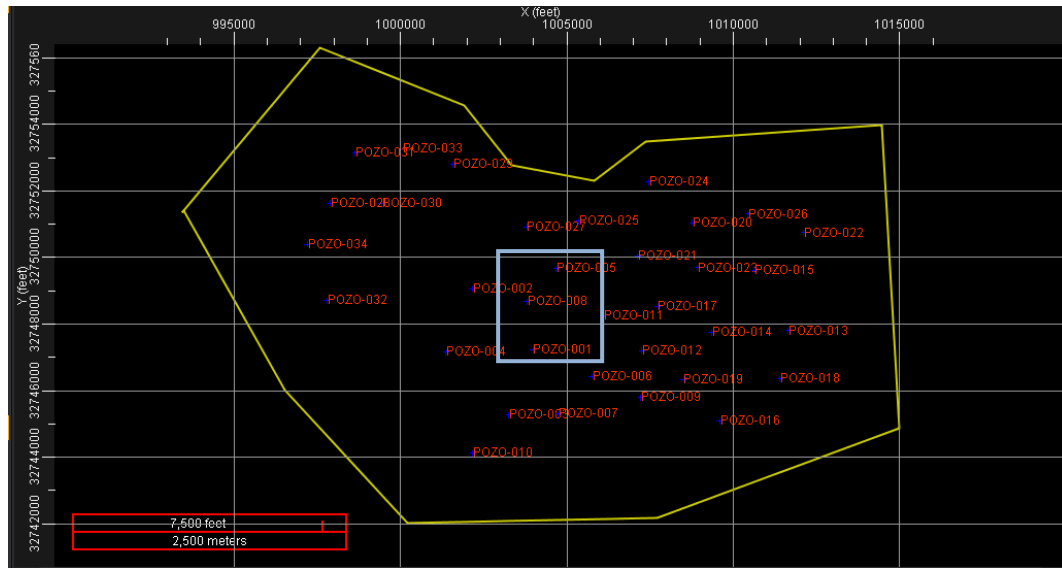


Figura 4.62. Pozo seleccionado para realizar el Blind Test
Elaborado por: Richard Baque Alejandro; **Software:** DSG

Una vez seleccionado el pozo para el blind test, se procedió a modelar nuevamente las facies sin el pozo de las realizaciones que más se aproximaban al P50, luego se analizaron los resultados que se obtuvieron y se escogió una realización para cada intervalo de arena.

Las figuras 4.63, 4.64, 4.65 y 4.66 muestran los resultados de las realizaciones que más se ajustarán al modelo de facies, a la izquierda se muestra el modelo de facies con todos los pozos, en la parte central se observa el registro de litología y a la derecha está el modelo corrido sin el Pozo-008, para cada intervalo de arena se obtuvo como resultado final una realización diferente.

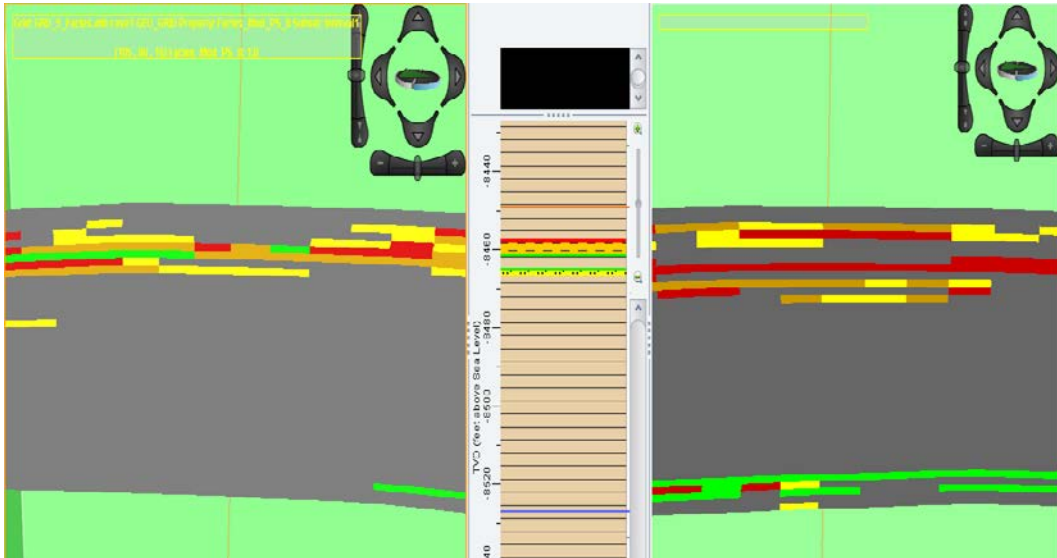


Figura 4.63. Correlación de modelos de facies Arena A Superior R-14
 Elaborado por: Richard Baque Alejandro; Software: DSG

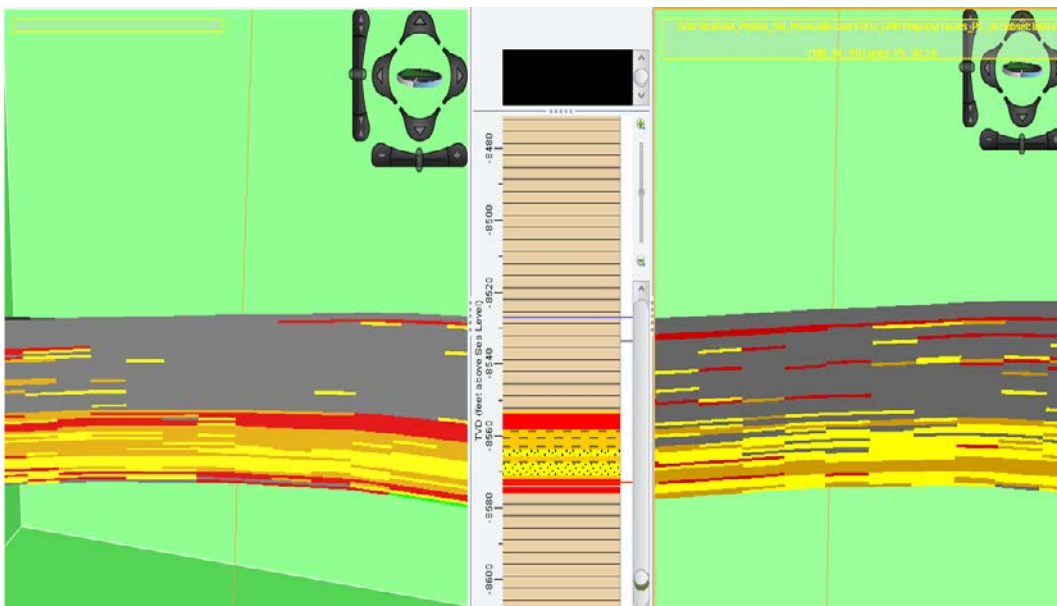


Figura 4.64. Correlación de modelos de facies Arena A Inferior R-45
 Elaborado por: Richard Baque Alejandro; Software: DSG



Figura 4.65. Correlación de modelos de facies Arena B Superior R-10
 Elaborado por: Richard Baque Alejandro; **Software:** DSG

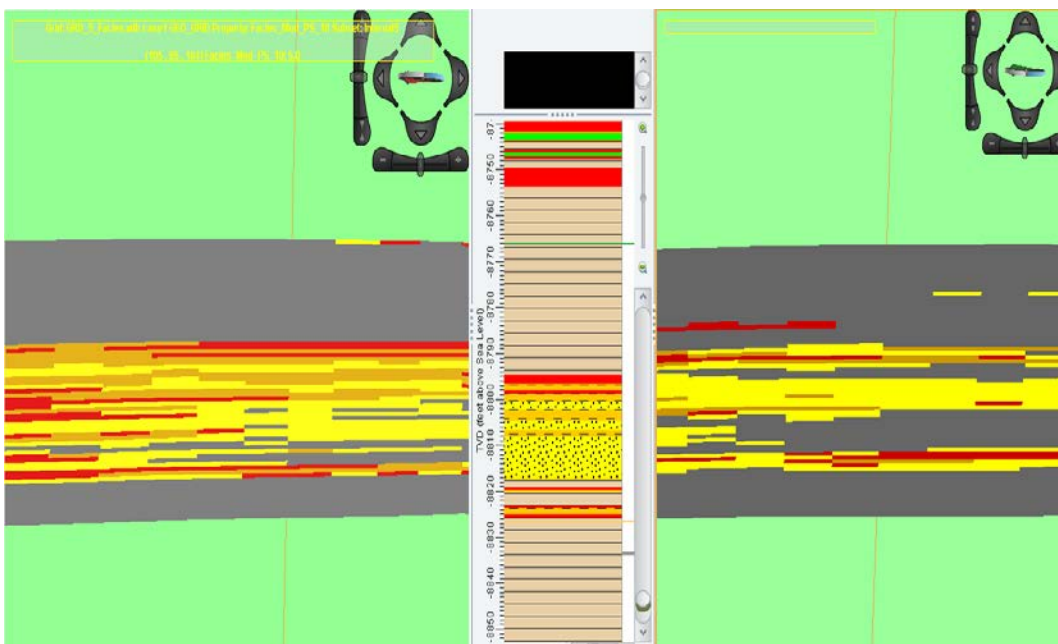


Figura 4.66. Correlación de modelos de facies Arena B Inferior R-11
 Elaborado por: Richard Baque Alejandro; **Software:** DSG

De esta manera el resultado de POES del campo quedaría como se muestra en la tabla 4.11.

Unidad	Realización	POES (bls)
A Superior	14	2'167746
A Inferior	45	14'574399
B Superior	10	3'676486
B Inferior	11	20'316982
POES (bls) Total:		40'735613

Tabla 4.11. Valores de POES finales
Elaborado por: Richard Baque Alejandro

CAPÍTULO V

5 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

- El uso de la información a la hora de realizar un modelamiento geoestadístico es el punto de partida en la generación de proyectos de este tipo, el análisis, organización, control y manejo de la información constituyen la primera etapa del procedimiento que se sigue para construir modelos geoestadísticos.
- El análisis de cada una de las etapas del modelamiento es fundamental al momento de construir el modelo estático, toda esta información es integrada y consta de:
 - ✓ Modelo Estratigráfico
 - ✓ Modelo Sedimentológico
 - ✓ Modelo Estructural
 - ✓ Modelo Petrofísico
 - ✓ Historiales de producción
- La caracterización de las propiedades modeladas del campo Proyecto fue corroborada y validada con la información de los modelos con que se contó, como los mapas de facies del modelo sedimentológico y las curvas de los historiales de producción, el modelo geoestadístico elaborado puede servir para la construcción del modelo dinámico del yacimiento.
- El método de simulación geoestadística basado en celdas fue utilizado en la elaboración del modelo, este método permite construir celdas del tamaño que el usuario lo requiera para poblar las propiedades que se modelaron como las categóricas (facies) y las continuas (porosidad, saturación de agua y permeabilidad), e interpolar con los algoritmos necesarios para poblar las celdas que quedan vacías o donde no existe información.

- El ambiente de depositación correspondiente al campo Proyecto corresponde a Plataforma Clástica Somera para las arenas A Superior y B Superior, mientras que para A Inferior y B Inferior el ambiente es un Sistema Transgresivo Dominado por Mareas, esto se determinó del análisis sedimentológico-estratigráfico del campo.
- Los cinco litotipos que se utilizaron, fue validando el análisis de los tipos de rocas tomados de la descripción de los núcleos de corona en el informe del Modelamiento Estratigráfico-Sedimentológico, estos tipos de rocas se clasificaron en cinco grupos según la calidad de la arena: Arena Tipo 1, Arena Tipo 2, Arena Tipo 3, Arena Tipo 4 y Arena Tipo 5.
- El software que se empleó DECISION SPACE GEOSCIENCE (DSG) facilitado por la compañía Halliburton permitió realizar el modelamiento geoestadístico para el campo Proyecto, en él se construyó la grid o malla geoestadística, las curvas de proporción vertical, histogramas de frecuencias, variogramas de las propiedades, los modelos de facies, de propiedades petrofísicas, el cálculo del POES.
- El análisis de sensibilidad, y el escalamiento de las propiedades ayudó a determinar el tamaño y espesor de las celdas de la malla geoestadística usado para cada intervalo que se modeló, además se trató de tener celdas no muy grandes para evitar perder información y celdas no muy pequeñas para evitar que el software se demore demasiado en procesar la información.
- La Malla Geoestadística ideal para modelar el campo constó de 7'551,360 celdas de 230 x 152 x 216 en las direcciones X, Y, y la vertical.

- Las curvas de proporción vertical permitieron identificar la proporción de cada litotipo en algunas regiones, es así que se determinó que los intervalos más productoras correspondieron a las arenas A Inferior y B Inferior, donde casi no hay presencia de arena glauconítica. Los porcentajes de arena por capas ayudan a interpretar los modelos de facies con los de propiedades petrofísicas y hacer un estudio de la calidad del yacimiento.
- El cálculo de variogramas se realizó a los litotipos, a la porosidad, saturación de agua y permeabilidad en cada unidad operacional para obtener los rangos en las direcciones de 0° , 45° , 90° y 135° que permitieron construir las elipses de anisotropía, hay que tomar en cuenta que en algunos casos se contaba con poca información y por eso los valores de los rangos pueden no ser los indicados.
- Las elipses de anisotropía se construyeron en Excel utilizando los rangos que se calcularon de los variogramas, esto dio las direcciones preferenciales de los litotipos que se corroboró con los mapas de facies con que se contaba y se verificó que en cada intervalo de arena conserven la misma tendencia.
- Para el modelamiento de facies se utilizó el Algoritmo de Simulación Plurigaussiana (PS), el cual permite condicionar los mapas de proporción vertical y definir banderas de truncación para cada litotipo tomando en cuenta el ambiente de depositación y los parámetros de los variogramas para cada intervalo, en total se construyeron 50 realizaciones.
- El algoritmo utilizado para el modelamiento de las propiedades petrofísicas fue el secuencial gaussiano (SGSIM) para todos los litotipos excepto el de la Arena Tipo 5 que por ser una roca sello se usó el algoritmo Constant en el que para la porosidad y

permeabilidad se le puso el valor de 0 y para la saturación de agua de 1. Se construyó un modelo para cada realización de facies que se tenía.

- Para el cálculo del POES se definieron contactos para cada unidad de arena, tomando en cuenta que no se vaya a inundar alguna zona productora, además se ajustaron parámetros como el net to gross, porosidad y saturación de agua, se obtuvo el POES de las 50 realizaciones pero los resultados finales que se obtuvieron fueron:

Unidad	Realización	POES (bls)
A Superior	14	2'167746
A Inferior	45	14'574399
B Superior	10	3'676486
B Inferior	11	20'316982
POES (bls) Total:		40'735613

Tabla 5.1. Valores de POES finales

- Los resultados entregados del modelamiento geoestadístico del Campo Proyecto fueron:
 - Modelo Geoestadístico de la Porosidad.
 - Modelo Geoestadístico de Saturación de Agua.
 - Modelo Geoestadístico de Facies.
 - Cálculo de POES.

5.2 RECOMENDACIONES

- Proveer de información adicional para tener más parámetros que permitan definir un modelo más óptimo del campo debido a la información limitada con que se contaba, esto ayudará a reducir el nivel de incertidumbre en las estimaciones que se realizan.
- Realizar la simulación numérica del reservorio para proponer nuevos pozos basándose en la población de las arenas del modelo de facies de la grid geoestadística y poder estimar el potencial de producción y posibles trabajos de recuperación secundaria o mejorada.
- Trabajar con tamaños de celdas adecuados considerando no tomar celdas tan grandes porque se puede perder información, tampoco celdas tan pequeñas debido a que el proceso en el software puede ser más lento, lo recomendable es no excederse de los 10 millones de celdas ya que el software lo toma como un valor límite e indicativo de que si se pasa de ese valor al momento de correr los modelos el proceso puede tardar.

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

- [1] Isasks Edward, Srivastava Mohan, 1990 "An introduction to Applied Geoestistics", 1-380.
- [2] Andrés Castaño, Francisco Vergara, 2004. "Simulación Geoestadística aplicada al Modelamiento de Yacimientos de Petróleo"
- [3] Emery Xavier, 2007. "Apuntes de Geoestadística"
- [4] Webster Richard, Oliver Margaret A. 2007. "Geostatistics for enviromental scientists". 1-298.
- [5] Díaz Viera, Casar González, 2009. "Geoestadística Aplicada"
- [6] Ramón Giraldo Henao, "Intrducción a la Geoestadística"
- [7] José Ganan, 2014. "Caracterización de un Reservoirio aplicando Técnicas Geoestadísticas para un campo del distrito Amazónico"
- [8] Kelkar Mohan, Pérez Godofredo, 2002. Geoestadística aplicada para la caracterización de reservorios. SPE.1-187, 226-238.
- [9] Andre G. Journel. "Fundamentals of Geoestistics in Five Lessons", 1989. American Geophysical Union. Volumen 8. 1-57.
- [10] Díaz Viera Martín A. ,2002. Geoestadística Aplicada. Instituto de geofísica UNAM. 144p.
- [11] Zarza Atzin Sandra, 2006. Modelado Geoestadístico de litofacies y clases petrofísicas en yacimientos carbonatados fracturados del sureste de Mexico.

- [12] Perdomo García Carmen, 2006. Modelo estático integrado de las arenas U2U, U2L, U3U y U3L, del área oeste, del campo Melones, aplicando técnicas geoestadísticas
- [13] Hernández P., Dulcinea, 2007. Modelaje Geoestadístico 3D del área este del campo Socororo
- [14] Díaz Viera, 2006. Aspectos metodológicos de la modelación Geológica - Petrofísica integral de yacimientos
- [15] Patiño Gómez Mario, 2008. Definición de un Modelo Geoestadístico Basado en Objetos de la Formación Mugrosa a partir de los Modelos Estratigráfico y Petrofísico en el campo Llanito Cuenca del Valle Medio del Magdalena, Colombia
- [16] Hurtado Lagos Sebastián, 2009. Simulación de Variables Categóricas considerando estadísticas de patrones