

**TRABAJO ESPECIAL DE GRADO**

**SIMULACIÓN GEOESTADÍSTICA DE FACIES PARA UN  
YACIMIENTO SINTÉTICO**

Presentado ante la Ilustre  
Universidad Central de Venezuela  
Por el Lic. Ramírez M. Deivis J.  
Para optar al Título  
de Magíster Scientiarum en Ciencias Geológicas

Caracas, 2019

# **TRABAJO ESPECIAL DE GRADO**

## **SIMULACIÓN GEOESTADÍSTICA DE FACIES PARA UN YACIMIENTO SINTÉTICO**

TUTOR ACADÉMICO: Prof. Luis Araya

Presentado ante la Ilustre  
Universidad Central de Venezuela  
Por el Lic. Ramírez M. Deivis J.  
Para optar al Título  
de Magíster Scientiarum en Ciencias Geológicas

Caracas, 2019

© Ramírez Marín Deivis José, 2019  
Hecho el Depósito de Ley.  
Depósito Legal: MI2019000130



VEREDICTO

Quienes suscriben, miembros del jurado designado por el Consejo de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Central de Venezuela, para examinar el **Trabajo de Grado** presentado por el **Lic. Deivis José Ramírez Marín**, portador de la Cédula de Identidad No **V-14.666.569**, bajo el título "**SIMULACIÓN GEOESTADÍSTICA DE FACIES PARA UN YACIMIENTO SINTÉTICO**", a fin de cumplir con el requisito legal para optar al grado académico de Magister en Ciencias Geológicas; dejan constancia de lo siguiente:

1.- Leído como fue dicho trabajo por cada uno de los miembros del jurado, se fijó el día 19 de febrero de 2019, a las 10:00 a.m., para que el autor lo defendiera en forma pública, lo que éste hizo en la sala Zuloaga de la Escuela de Geología, Minas y Geofísica, 2do piso, FI-UCV, mediante un resumen oral de su contenido, luego de lo cual respondió a las preguntas que le fueron formuladas por el jurado, todo ello conforme con lo dispuesto en el Reglamento de Estudios de Postgrado.

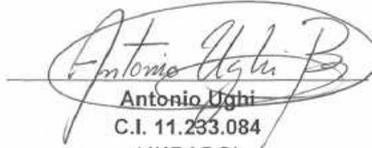
2.- Finalizada la defensa del trabajo, el jurado decidió aprobarlo, por considerar, sin hacerse solidario con las ideas expuestas por el autor, que se ajusta a lo dispuesto y exigido en el Reglamento de Estudios de Postgrado.

Para este veredicto, los profesores integrantes del jurado estimaron que la obra examinada cumple con los objetivos planteados, donde bajo las observaciones de un yacimiento sintético se aplicaron tres métodos de simulación mediante herramientas computacionales, los cuales arrojaron diferentes modelos de facies que mediante un enfoque estadístico y sedimentológico permitieron caracterizar las bondades y deficiencias que aportaron cada una de estas técnicas al disponerse de los verdaderos valores del yacimiento; lo cual finalmente, también arrojaron una serie de preguntas plasmadas en las conclusiones que podrían dar inicio a una investigación más profunda y amplia del tema. Por lo tanto, esta investigación cumple con los requisitos exigidos y el jurado por unanimidad le asigna la calificación de "APROBADO".

En fe de lo cual se levanta la presente ACTA, a los diecinueve (19) días del mes de febrero del año 2019, conforme a lo dispuesto en el Reglamento de Estudios de Postgrado, actuó como Coordinador del Jurado el M.Sc. **Luis Araya**.



**Andrés Espeso**  
C.I. 9.118.915  
(JURADO)  
(INTEVEP)



**Antonio Ughi**  
C.I. 11.233.084  
(JURADO)  
FACULTAD DE INGENIERÍA



**Luis Araya**  
C.I. 13.156.123  
(TUTOR)  
FACULTAD DE INGENIERÍA

**Ramírez M. Deivis J.**

**SIMULACIÓN GEOESTADÍSTICA DE FACIES PARA UN YACIMIENTO SINTÉTICO**

**Tutor Académico: Prof. Luis Araya. Tesis. Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Geología, Minas y Geofísica. Año 2019, 139 p.**

**Palabras Claves:** facies, yacimiento, geoestadística, simulación.

**Resumen.** Cuando se procede al modelado de facies de un yacimiento, el geomodelador cuenta en el mejor de los casos, con datos medidos de facies sólo en algunas partes del yacimiento. Por tanto, en las localizaciones no muestreadas, a lo sumo podemos predecir el valor de las facies usando técnicas geoestadísticas de estimación y/o simulación, basadas en las relaciones espaciales entre los datos medidos o muestreados de las facies y la ubicación de interés. Los datos muestreados pueden consistir en valores de facies y otras propiedades (información secundaria) que guardan relación probabilística con las facies a modelar. En este trabajo se compararon tres técnicas de simulación geoestadística: Simulación de Variables Indicadoras, Simulación basada en Objetos y la técnica de simulación de Estadística de Múltiples Puntos. Las técnicas mencionadas fueron usadas para simular el modelo de facies de un yacimiento sintético, el Stanford VI-E, el cual sirvió de patrón de comparación para evaluar los resultados de cada técnica en la simulación de facies. Se usó la impedancia acústica como información secundaria para el modelado de facies, ya que se contaba con un valor de este atributo sísmico para cada celda del mallado que representó el yacimiento. Se establecieron medidas de desempeño estáticas y dinámicas para la evaluación de los resultados. La técnica Estadística de Múltiples Puntos, obtuvo los mejores resultados, ya que cuando comparamos el modelo obtenido con el modelo sintético Stanford VI-E, fue la técnica que mejor logró reproducir visualmente el modelo de facies original, las proporciones de cada facies, las propiedades petrofísicas, el petróleo original en sitio y la producción de petróleo. Se concluye que la Estadística de Múltiples Puntos combinó y superó las bondades de la Simulación de Variables Indicadoras y la técnica basada en Objetos, al usar

estadística de múltiples puntos en vez de la estadística bipuntual (variograma) de Simulación de Variables Indicadoras, e imágenes de entrenamiento con diferentes arreglos de facies, en vez de objetos teóricos con diversas formas de la técnica basada en Objetos.

## **DEDICATORIA**

A mi hija Fabiola Ramírez, eres mi princesa, mi novia, mi todo!...

Trato de hacerlo lo mejor posible por ti y para ti!... Te amo!

## **AGRADECIMIENTOS**

A la ilustre Universidad Central de Venezuela, por segunda ocasión me abre sus aulas para seguir formándome como geocientífico.

A mi tutor Luis Araya por el tiempo dedicado.

A PDVSA INTEVEP por darme el tiempo y los recursos necesarios para realizar la Maestría. A destacar los apoyos brindados por mi gerente Williams Rodríguez y por Carlos Linares, Geólogo Especialista en Sedimentología, por asesorarme en esta tesis, Gracias mi amigo!.

A Yurima y Fabiola (mi reina y mi princesa) por estar a mi lado, apoyarme y amarme, ustedes son mi mayor motivación e inspiración. Las amo!

## INDICE

INTRODUCCIÓN .....	1
CAPÍTULO I.....	3
EL PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN.....	3
PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	3
OBJETIVOS.....	4
Objetivo General.....	4
Objetivos Específicos .....	4
JUSTIFICACIÓN.....	5
CAPÍTULO II .....	6
MARCO TEÓRICO.....	6
ANTECEDENTES .....	6
YACIMIENTO STANFORD VI-E.....	9
Modelo Estructural .....	9
Modelo Estratigráfico y Sedimentológico .....	10
Propiedades Petrofísicas .....	12
Atributos Sísmicos.....	14
FUNDAMENTOS GEOLÓGICOS .....	15
CARACTERIZACIÓN DE YACIMIENTOS .....	20
GEOESTADÍSTICA .....	20

Análisis Exploratorio de los Datos .....	21
Kriging .....	22
Simulación Secuencial basada en Kriging .....	27
Simulación Secuencial de Variables Indicadoras .....	28
Simulación Secuencial Gaussiana .....	29
Simulación Basada en Objetos .....	31
Simulación con Estadística de Múltiples Puntos .....	33
MEDIDAS DE DESEMPEÑO .....	35
CAPÍTULO III .....	36
MARCO METODOLÓGICO .....	36
TIPO DE INVESTIGACIÓN .....	37
POBLACIÓN Y MUESTRA .....	37
VARIABLES .....	38
Facies .....	38
Porosidad .....	39
Permeabilidad .....	39
Impedancia Acústica .....	40
MATERIAL UTILIZADO .....	40
PROCEDIMIENTO METODOLÓGICO .....	41
Modelo Estructural .....	41

Impedancia Acústica, Facies y Propiedades Petrofísicas .....	44
Análisis Exploratorio de los Datos .....	47
Simulación de Variables Indicadoras, SIS.....	52
Simulación Basada en Objetos. ....	54
Simulación Basada en Estadística de Múltiples Puntos, MPS. ....	75
Simulación Secuencial Gaussiana, SGS. ....	77
Escalamiento .....	84
Petróleo Original en Sitio, POES.....	87
Simulación de Yacimientos .....	88
Medidas de Desempeño .....	92
CAPÍTULO IV.....	93
RESULTADOS Y ANÁLISIS DE RESULTADOS .....	93
MEDIDAS DE DESEMPEÑO .....	93
Visualización de Facies. ....	93
Error Celda por Celda. ....	101
Proporción de Facies.....	102
Reproducción del Variograma.....	103
Propiedades Petrofísicas .....	105
Petróleo Original en Sitio, POES.....	108
Producción de Petróleo .....	110

CONCLUSIONES .....	112
RECOMENDACIONES .....	114
BIBLIOGRAFIA .....	115

## INDICE DE FIGURAS

Figura 1. Vista en perspectiva del tope estructural del Stanford VI-E. El color indica la profundidad del tope. Tomado de Lee y Mukerji (2012).....	9
Figura 2. Vista en perspectiva del tope y base de cada unidad del Stanford VI-E. El color indica la profundidad de cada superficie. Tomado de Castro et al. (2005). .....	10
Figura 3. Modelo estratigráfico del Stanford VI-E. Primera fila de izquierda a derecha: Yacimiento completo y la Unidad I. Segunda fila de izquierda a derecha: Unidad II y Unidad III. . Modificado de Castro et al. (2005). .....	11
Figura 4. Histograma de Porosidad para cada facies en el yacimiento Stanford VI-E. Modificado de Castro el al. (2005) .....	12
Figura 5. Modelo de Porosidad del Stanford VI-E. Modificado de Lee y Mukerji (2012).....	13
Figura 6. Modelo de Permeabilidad del Stanford VI-E. Modificado de Lee y Mukerji (2012).....	13
Figura 7. Modelo de Impedancia Acústica del Stanford VI-E. Modificado de Lee y Mukerji (2012) .....	14
Figura 8. Facies fluviales. Tomado de Méndez (2006).....	19
Figura 9. Representación gráfica del variograma. Tomada de Domínguez (2015) ....	24
Figura 10. Simulación Secuencial de Variables Indicadoras, SIS. Modificado de Materano (2015).....	29
Figura 11. Simulación Secuencial Gaussiana, SGS. Modificada de Kelkar (2002). ...	30
Figura 12. Principales pasos en la simulación basada en objetos. ....	32

Figura 13. Estadística basada en dos puntos (variogramas) vs múltiples puntos (MPS). Tomado de Materano (2015).....	33
Figura 14. Imagen de entrenamiento usada para simular un modelo de simulación. Modificada de Pycrz (2014).....	35
Figura 15. Esquema metodológico del estudio realizado.....	36
Figura 16. Mapa base con los 41 pozos usados en este estudio. Imagen tomada con Petrel (Versión 2014.1). .....	38
Figura 17. Superficies del yacimiento Stanford VI-E. En orden descendente: tope de la unidad I (y del yacimiento), tope de la unidad II, tope de la unidad III y base del yacimiento. Imagen tomada con Petrel (Versión 2014.1).....	41
Figura 18. Creación del mallado 2D, ingresando las dimensiones del yacimiento Stanford VI-E y el tamaño de cada celda del mallado en las direcciones (x,y). Imagen tomada con Petrel (Versión 2014.1).....	42
Figura 19. Unidades y capas del mallado 3D del yacimiento Stanford VI-E. Imagen tomada con Petrel (Versión 2014.1).....	43
Figura 20. Mallado 3D del yacimiento Stanford VI-E. Imagen tomada con Petrel (Versión 2014.1). .....	43
Figura 21. Información de los 41 pozos verticales importados al yacimiento Stanford VI-E. Imagen tomada con Petrel (Versión 2014.1). .....	44
Figura 22. 41 pozos verticales incorporados al mallado del yacimiento Stanford VI-E. Imagen tomada con Petrel (Versión 2014.1).....	45
Figura 23. Facies escaladas del yacimiento Stanford VI-E. Imagen tomada con Petrel (Versión 2014.1). .....	45

Figura 24. Porosidades escaladas del yacimiento Stanford VI-E. Imagen tomada con Petrel (Versión 2014.1). .....	46
Figura 25. Mallado de impedancia acústica del yacimiento Stanford VI-E. Imagen tomada con Petrel (Versión 2014.1).....	46
Figura 26. Histograma de Facies Escaladas. De Izquierda a Derecha: Histograma de la unidad I, unidad II y unidad III respectivamente. Imagen tomada con Petrel (Versión 2014.1). .....	47
Figura 27. Histogramas de las propiedades continuas. De izquierda a derecha: Porosidad e impedancia acústica. Imagen tomada con Petrel (Versión 2014.1). .....	48
Figura 28. Crossplot entre la impedancia acústica y las facies escaladas. Imagen tomada con Petrel (Versión 2014.1).....	49
Figura 29. Curva de probabilidad de facies por impedancia acústica. Imagen tomada con Petrel (Versión 2014.1). .....	50
Figura 30. Crossplot entre la impedancia acústica y la porosidad escalada. Imagen tomada con Petrel (Versión 2014.1).....	51
Figura 31. Curvas de proporción vertical de facies. Imagen tomada con Petrel (Versión 2014.1). .....	52
Figura 32. Modelado espacial por variogramas. a) los parámetros espaciales usados para la estimación del variograma experimental, b) el variograma teórico ajustado a los datos experimentales y c) la curva del variograma teórico ajustado al variograma experimental. Imagen tomada con Petrel (Versión 2014.1).....	53
Figura 33. Simulación de facies por SIS. Pestaña activa de curvas de probabilidad por atributos realizados por el módulo de análisis de datos. Imagen tomada con Petrel (Versión 2014.1). .....	54

Figura 34. Simulación de facies en la Unidad I con la técnica de Objetos. Numero de las facies Canal y Barras de Meandro. Imagen tomada con Petrel (Versión 2014.1).	55
Figura 35. Simulación de facies en la Unidad I con la técnica de Objetos. Orientacion, Amplitud y Longitud de onda para las facies Canal y Barras de Meandro. Imagen tomada con Petrel (Versión 2014.1).....	56
Figura 36. Simulación de facies en la Unidad I con la técnica de Objetos. Ancho y espesor para las facies Canal y Barras de Meandro. Imagen tomada con Petrel (Versión 2014.1). .....	57
Figura 37. Simulación de facies en la Unidad I con la técnica de Objetos. Ancho y espesor para la facies Diques. Imagen tomada con Petrel (Versión 2014.1). .....	58
Figura 38. Simulación de facies en la Unidad I con la técnica de Objetos. Incorporación de la impedancia acústica como información secundaria . Imagen tomada con Petrel (Versión 2014.1).....	59
Figura 39. Simulación de facies en la Unidad I con la técnica de Objetos. Creación de la facies Llanura de Inundación. Imagen tomada con Petrel (Versión 2014.1). .....	60
Figura 40. Simulación de facies en la Unidad I con la técnica de Objetos. Opciones y prioridades en la simulación. Imagen tomada con Petrel (Versión 2014.1). .....	61
Figura 41. Simulación de facies en la Unidad II con la técnica de Objetos. Numero de las facies Canal y Barras de Meandro. Imagen tomada con Petrel (Versión 2014.1).	62
Figura 42. Simulación de facies en la Unidad II con la técnica de Objetos. Orientacion, Amplitud y Longitud de onda para las facies Canal y Barras de Meandro. Imagen tomada con Petrel (Versión 2014.1). .....	63
Figura 43. Simulación de facies en la Unidad II con la técnica de Objetos. Ancho y espesor para las facies Canal y Barras de Meandro. Imagen tomada con Petrel (Versión 2014.1). .....	64

Figura 44. Simulación de facies en la Unidad II con la técnica de Objetos. Ancho y espesor para la facies Diques. Imagen tomada con Petrel (Versión 2014.1). .....	65
Figura 45. Simulación de facies en la Unidad II con la técnica de Objetos. Incorporación de la impedancia acústica como información secundaria . Imagen tomada con Petrel (Versión 2014.1).....	66
Figura 46. Simulación de facies en la Unidad II con la técnica de Objetos. Creación de la facies Llanura de Inundación. Imagen tomada con Petrel (Versión 2014.1). ...	67
Figura 47. Simulación de facies en la Unidad II con la técnica de Objetos. Opciones y prioridades en la simulación. Imagen tomada con Petrel (Versión 2014.1). .....	68
Figura 48. Simulación de facies en la Unidad III con la técnica de Objetos. Creación de las facies Canal. Imagen tomada con Petrel (Versión 2014.1).....	69
Figura 49. Simulación de facies en la Unidad III con la técnica de Objetos. Orientacion, Amplitud y Longitud de onda para la facies Canal. Imagen tomada con Petrel (Versión 2014.1). .....	70
Figura 50. Simulación de facies en la Unidad III con la técnica de Objetos. Ancho y espesor para las facies Canal. Imagen tomada con Petrel (Versión 2014.1).....	71
Figura 51. Simulación de facies en la Unidad III con la técnica de Objetos. Incorporación de la impedancia acústica como información secundaria . Imagen tomada con Petrel (Versión 2014.1).....	72
Figura 52. Simulación de facies en la Unidad III con la técnica de Objetos. Creación de la facies Llanura de Inundación. Imagen tomada con Petrel (Versión 2014.1). ...	73
Figura 53. Simulación de facies en la Unidad III con la técnica de Objetos. Opciones y prioridades en la simulación. Imagen tomada con Petrel (Versión 2014.1). .....	74

Figura 54. Imagen de entrenamiento para cada Unidad. De izquierda a derecha: Imagen de entrenamiento de la Unidad I, II y III respectivamente. Imagen tomada con Petrel (Versión 2014.1). .....	75
Figura 55. Creación del pattern para cada imagen de entrenamiento. De izquierda a derecha: Creación del pattern de la Unidad I, II y III respectivamente. Imagen tomada con Petrel (Versión 2014.1). .....	76
Figura 56. Simulación de facies con MPS. Pattern usados por cada Unidad. Imagen tomada con Petrel (Versión 2014.1).....	76
Figura 57. Información secundaria usada en la simulación de facies con MPS. Imagen tomada con Petrel (Versión 2014.1).....	77
Figura 58. Transformación normal de las porosidades escaladas. ....	78
Figura 59. Modelado espacial por variogramas de las porosidades condicionadas por facies. Imagen tomada con Petrel (Versión 2014.1). ....	79
Figura 60. Simulación por SGS de la porosidad para el modelo de facies simulados. De izquierda a derecha: Simulación de porosidad para los modelos de SIS, Objetos y MPS respectivamente. Imagen tomada con Petrel (Versión 2014.1).....	80
Figura 61. Crossplot entre la porosidad y el logaritmo de la permeabilidad escalada. Imagen tomada con Petrel (Versión 2014.1).....	81
Figura 62. Transformación normal de las permeabilidades escaladas. Imagen tomada con Petrel (Versión 2014.1). ....	82
Figura 63. Modelado espacial por variogramas de las porosidades condicionadas por facies. Imagen tomada con Petrel (Versión 2014.1). ....	83
Figura 64. Simulación por SGS de la permeabilidad para el modelo de facies simulados. De izquierda a derecha: Simulación de permeabilidad para los modelos de SIS, Objetos y MPS respectivamente. Imagen tomada con Petrel (Versión 2014.1). ....	84

Figura 65. Creación del mallado 2D, ingresando las dimensiones del yacimiento Stanford VI-E y el tamaño de cada celda del mallado en las direcciones (x,y). Imagen tomada con Petrel (Versión 2014.1).....	85
Figura 66. Unidades y capas del mallado 3D del yacimiento Stanford VI-E. Imagen tomada con Petrel (Versión 2014.1).....	85
Figura 67. Unidades y capas del mallado 3D del yacimiento Stanford VI-E. Imagen tomada con Petrel (Versión 2014.1).....	86
Figura 68. Fórmulas usadas por Petrel para los cálculos volumétricos. Imagen tomada con Petrel (Versión 2014.1). ....	87
Figura 69. Curvas de Permeabilidad Relativa del petróleo y el agua. Imagen tomada con Eclipse (Versión 2013.1).....	89
Figura 70. Mapa Base de los pozos. Izquierda: Pozos Productores. Derecha: Pozos Inyectores. Imagen tomada con Eclipse (Versión 2013.1). ....	90
Figura 71. Comparación de los modelos de facies de la Unidad I. De izquierda a derecha: Modelo Stanford VI-E, SIS, Objetos y MPS. Imagen tomada con Petrel (Versión 2014.1). ....	93
Figura 72. Comparación de los modelos de facies de la Unidad II. De izquierda a derecha: Modelo Stanford VI-E, SIS, Objetos y MPS. Imagen tomada con Petrel (Versión 2014.1). ....	94
Figura 73. Comparación de los modelos de facies de la Unidad III. De izquierda a derecha: Modelo Stanford VI-E, SIS, Objetos y MPS. Imagen tomada con Petrel (Versión 2014.1). ....	95
Figura 74. Comparación de los modelos de facies. Vista vertical. De izquierda a derecha: Unidad I, II y III. De arriba hacia abajo: Modelo de Lee y Mukerji (2012), SIS, Objetos y MPS. Imagen tomada con Petrel (Versión 2014.1). ....	95

Figura 75. Error celda por celda de los modelos de facies simulados. Imagen tomada con Petrel (Versión 2014.1). .....	101
Figura 76. Histogramas de proporciones de facies para los modelos simulados. 0: Llanura de Inundación, 1: Barras de Meandro, 2: Canal, 3: Diques. Imagen tomada con Petrel (Versión 2014.1). .....	102
Figura 77. Comparación de los modelos de porosidad. De arriba hacia abajo: Unidad I, II y III. De izquierda a derecha modelos de porosidad para los modelos de facies: Lee y Mukerji (2012), SIS, Objetos y MPS. Imagen tomada con Petrel (Versión 2014.1). .....	105
Figura 78. Comparación de los modelos de permeabilidad. De arriba hacia abajo: Unidad I, II y III. De izquierda a derecha modelos de permeabilidad para los modelos de facies: Lee y Mukerji (2012), SIS, Objetos y MPS. Imagen tomada con Petrel (Versión 2014.1). .....	106
Figura 79. Petróleo acumulado para cada modelo de facies. La nomenclatura FOPT corresponde a Producción Total de Petróleo en Campo. Imagen tomada con Eclipse (Versión 2013.1). .....	110

## LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Características estratigráficas del Stanford VI-E. Modificado de Castro et al. (2005).....	11
Tabla 2. Valor numérico asignado a cada facies.....	39
Tabla 3. Resumen de las Propiedades PVT de los fluidos.....	89
Tabla 4. Programa de producción en inyección de los pozos .....	91
Tabla 5. Medidas de desempeño para la evaluación de los modelos de facies.....	92
Tabla 6. Variogramas teóricos para cada facies de los modelos simulados.....	104
Tabla 7. Medidas estadísticas de posición de la porosidad.....	106
Tabla 8. Medidas estadísticas de posición de la permeabilidad. Los subíndices x,y,z se refieren a las permeabilidades en las direcciones respectivas. ....	107
Tabla 9. Medidas volumétricas obtenidas para los modelos de Facies. Tabla tomada con Petrel (Versión 2014.1). ....	109
Tabla 10. Acumulados de producción de petróleo.....	111

## INTRODUCCIÓN

En la presencia de limitada información, cualquier descripción de un yacimiento involucra técnicas de interpolación que suponen algún tipo de relación entre las variables a describir.

La Geoestadística, en el sentido amplio de la palabra, usa técnicas estadísticas que toman en cuenta la relación espacial de las variables para estimar y/o simular valores en las localizaciones no muestreadas.

Existen diversas técnicas geoestadísticas, las cuales aplican mejor o no de acuerdo a la naturaleza de la propiedad a caracterizar, sea esta discreta o continua. Tradicionalmente, para la simulación de las facies (propiedad discreta) se ha usado técnica de Simulación de Variables Indicadoras, SIS (siglas en inglés de Sequential Indicator Simulation) basada en variogramas y la técnica de simulación basada en Objetos. En los últimos años, también se está implementando una nueva técnica llamada Estadística de Múltiples Puntos, MPS (siglas en inglés de Multiple-Point Statistics), la cual reemplaza la estadística bipuntual del variograma con estadística de múltiples puntos extraídos de una imagen de entrenamiento capaz de modelar la forma irregular de las facies y capturar las complejas relaciones espaciales entre ellas. En esta tesis se compararán las técnicas geoestadísticas previamente señaladas, en el modelado de facies para un yacimiento sintético, el yacimiento Stanford VI-E, el cual consta de zonas con diferentes densidades de pozos verticales.

El yacimiento Stanford VI-E, es un yacimiento sintético creado por el Stanford Center for Reservoir Forecasting (SCRF) de la Universidad de Stanford, con el propósito de probar algoritmos geoestadísticos, por tanto, surge como yacimiento ideal para cumplir con los objetivos de esta tesis.

En cuanto a su organización, este trabajo de investigación está estructurado de la siguiente forma: en el capítulo I se presenta el planteamiento del problema, objetivos y justificación del estudio, en el capítulo II se presentan los antecedentes del caso de estudio, información del yacimiento sintético que sirvió de modelo para las simulaciones geoestadísticas, y además, se incluye el marco teórico en que se

fundamenta este trabajo. El capítulo III, resume la metodología empleada, incluyendo el tipo de investigación realizada, las características de la población, la muestra y las variables aleatorias estudiadas, los materiales utilizados y el procedimiento que se realizó para lograr los objetivos planteados. En el capítulo IV se presentan los resultados y se analizan usando como métrica, medidas desempeño cualitativas y cuantitativas. Por último, en el capítulo V, se presentan las conclusiones y recomendaciones del trabajo.

## **CAPÍTULO I**

### **EL PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN**

En este capítulo se presentan las características del problema estudiado, este incluye el planteamiento, los objetivos tanto general como específicos y la justificación del estudio.

#### **PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA**

Tradicionalmente, la Simulación de Variables Indicadoras (SIS), y la Simulación basada en Objetos han sido las técnicas geoestadísticas más usadas en la simulación de facies. Recientemente la simulación por Estadística de Múltiples Puntos (MPS), también se incorporó al repertorio, alcanzando también resultados satisfactorios.

En la actualidad, las tres técnicas son implementadas en la mayoría de los programas de computación para modelado de facies, sin embargo, pocos estudios de comparación han sido realizados para evaluar cuál técnica funciona mejor dependiendo del ambiente sedimentario y, por consiguiente, del tipo de facies del yacimiento. Estos pocos estudios, se han realizado sobre yacimientos reales de hidrocarburos, constituyendo el yacimiento un patrón de comparación inaccesible en su totalidad, a la hora de evaluar los resultados obtenidos. Es pertinente, realizar las comparaciones sobre yacimientos sintéticos, ya que de esta manera el yacimiento representa un juez incuestionable como patrón de comparación.

¿Cuál técnica de simulación geoestadística logra mejores resultados a la hora de reproducir las facies de un yacimiento fluvial sintético?

Al momento de caracterizar un yacimiento de hidrocarburos es importante reproducir la geometría y conectividad de las facies, ya que el flujo de hidrocarburos necesita de caminos donde pueda circular. Por tanto, la caracterización de yacimientos no sólo se limita a determinar la cantidad de hidrocarburo que se encuentra dentro del yacimiento, sino también determinar la cantidad de este hidrocarburo que puede recuperarse mediante un esquema de explotación. En este sentido, saber cuál es la

técnica que mejor logra reproducir las facies para un yacimiento fluvial, permite generar modelos de predicción más precisos del escenario de producción del yacimiento, repercutiendo en mayores ingresos de dinero por su explotación.

## **OBJETIVOS**

### **Objetivo General**

Simular las facies del yacimiento sintético Stanford VI-E mediante las técnicas geoestadísticas de Simulación de Variables Indicadoras, Simulación basada en Objetos y Estadística de Múltiples Puntos.

### **Objetivos Específicos**

1. Describir el modelo geológico del yacimiento sintético Stanford VI-E.
2. Describir las técnicas geoestadísticas para la simulación de facies en yacimientos de hidrocarburos.
3. Realizar el análisis estadístico descriptivo de los datos.
4. Simular las facies del yacimiento Stanford VI-E a partir de la técnica de Simulación de Variables Indicadoras.
5. Simular las facies del yacimiento Stanford VI-E a partir de la técnica de simulación basada en Objetos.
6. Simular las facies del yacimiento Stanford VI-E a partir de la técnica de simulación basada en Estadística de Múltiples Puntos.
7. Simular los valores de porosidad del yacimiento Stanford VI-E a partir de la técnica de Simulación Secuencial Gaussiana para cada modelo de facies obtenido a partir de las diversas técnicas geoestadísticas evaluadas.
8. Simular los valores de permeabilidad del yacimiento Stanford VI-E a partir de la técnica de Simulación Secuencial Gaussiana para cada modelo de facies obtenido a partir de las diversas técnicas geoestadísticas evaluadas.
9. Realizar la simulación dinámica del yacimiento para cada modelo de facies obtenido a partir de las diversas técnicas geoestadísticas evaluadas.

10. Comparar mediante diversas medidas de desempeño, los resultados obtenidos por las diversas técnicas geoestadísticas en la simulación de las facies.

### **JUSTIFICACIÓN**

El modelado geoestadístico de facies es necesario al momento de realizar la caracterización estática y dinámica del yacimiento y los resultados impactan económicamente en la cuantificación de hidrocarburos presentes en el yacimiento, a través del cálculo del petróleo original en sitio, como producto final del modelo estático, así como también en la predicción de producción del yacimiento, a través de la simulación dinámica de fluidos. Los resultados de este estudio sirven de referencia al momento de discernir sobre cuál técnica usar en el modelado de facies de yacimientos fluviales, considerando el impacto de la simulación geoestadística de facies en la caracterización petrofísica del yacimiento y en la producción de hidrocarburos.

Este estudio aporta una referencia actual en el modelamiento de las facies para un yacimiento de hidrocarburos al evaluarse y comparar técnicas de simulación geoestadística convencionales, como las técnicas de simulación basadas en variogramas y en objetos respectivamente, con técnicas de simulación geoestadística recientes, como la técnica de Estadística de Múltiples Puntos, MPS, basada en imagen de entrenamiento.

## **CAPÍTULO II**

### **MARCO TEÓRICO**

En este capítulo se presentan parte de los trabajos previos donde se comparan las técnicas de simulación geoestadística de modelado de facies, así como los trabajos que sirvieron de base para la elaboración del modelo sintético usado en este estudio. Posteriormente se presenta el yacimiento a estudiar y por último los fundamentos teóricos que respaldan la metodología y resultados.

#### **ANTECEDENTES**

Para realizar este estudio se consultaron diversas investigaciones relacionadas con el tema a tratar, las cuales se detallan a continuación en orden cronológico:

Seifert (2000), simuló los valores de facies para un yacimiento fluvial compuesto de canales entrelazados o trenzados y comparó los resultados obtenidos a partir de la técnica basada en Objetos con las técnica basada en píxeles, específicamente la técnica basada en variograma, Simulación Secuencial de Indicadores, SIS. Las realizaciones obtenidas por ambas técnicas fueron evaluadas con las siguientes medidas de desempeño: inspección visual de las facies y a partir de valores de permeabilidad efectiva, obtenidos a través del escalamiento. El autor concluye que la técnica de objetos resultó más apropiada para modelar los canales, ya que representó mejor la sinuosidad y orientaciones de esta facies en particular. Las permeabilidades escaladas fueron más bajas con el modelo de Objetos cuando se comparan con las obtenidas por el modelo de SIS.

Castro et al. (2005), elaboraron un modelo sintético de un yacimiento fluvial de tres capas, cuya estructura consiste de un anticlinal asimétrico, compuesto por 6 millones de celdas pobladas con facies, propiedades petrofísicas y atributos sísmicos. Adicionalmente cuenta con datos de producción, por tanto, un modelo dinámico de simulación numérica también es parte de este estudio. El modelo sintético elaborado

en este estudio fue llamado Stanford VI y fue construido con el propósito probar diversos algoritmos de caracterización estática y dinámica de yacimiento.

Bronlund (2010), simuló los valores de facies para un yacimiento fluvial y comparó los resultados obtenidos a partir de la técnica basada en Objetos con la técnica basada en Estadística de Múltiples Puntos, MPS. Las realizaciones obtenidas por ambas técnicas fueron evaluadas con las siguientes medidas de desempeño: inspección visual y usando una serie de parámetros de conectividad entre las facies. Las simulaciones obtenidas por MPS lucen más realistas que las obtenidas por la técnica de Objetos en cuanto a la geometría de las facies. Además, MPS predice mayor conectividad entre las facies que la técnica de Objetos.

Delgado (2011), modeló las facies para un yacimiento fluvio-deltaico a partir de la técnica basada en Estadística de Múltiples Puntos, MPS. Utilizó técnicas de variograma para definir zonas independientes del yacimiento con una imagen de entrenamiento para cada zona. Por tanto, en este estudio se combinó ambas técnicas geoestadísticas para obtener el modelo de facies.

Lee y Mukerji (2012), usaron el modelo geológico (estructural, estratigráfico y sedimentológico) del yacimiento sintético Stanford VI elaborado por Castro et al (2005). Sin embargo, realizaron correcciones al modelo de física de rocas y se añade un modelo de resistividad eléctrica, para poder estudiar algoritmos de simulación numérica de yacimientos.

Materano (2015), simuló los valores de facies para un yacimiento fluvial y comparó los resultados obtenidos a partir de la técnica de Simulación de Variables Indicadoras, SIS, con la técnica basada en Estadística de Múltiples Puntos, MPS. Las realizaciones obtenidas por ambas técnicas fueron evaluadas con las siguientes medidas de desempeño: reproducción del ambiente sedimentario, petróleo original en sitio (POES) y producción acumulada. Cuando comparamos con los resultados obtenidos por SIS, el modelo obtenido por MPS muestra mayor continuidad de las facies reproducidas, conserva mejor la orientación de los canales establecida por un modelo conceptual, presenta un mayor POES y pronostica una mayor producción de petróleo.

Hashemi (2015), modeló las facies para un yacimiento de carbonatos con canales de alta sinuosidad y comparó los resultados obtenidos a partir de las técnicas basadas en variograma, Simulación de Variables Indicadoras (SIS) y Simulación Gaussiana Truncada (SGT), con la técnica basada en Estadística de Múltiples Puntos, MPS. Las realizaciones obtenidas por las técnicas fueron evaluadas por reproducción visual de las facies. El modelo obtenido por MPS reproduce mejor la geometría y continuidad de las facies que las técnicas SIS y SGT.

Se puede observar que ninguno de los estudios de simulación geoestadística señalados, compara a la vez los modelos de facies obtenidos por las tres técnicas principales: SIS, Objetos y MPS. Cada uno se limita a usar solo dos de estas técnicas. En esta tesis se comparan los modelos de facies obtenidos por las tres técnicas. Además, se usa un yacimiento sintético (el modelo de facies obtenido por Lee y Mukerji) en vez de un yacimiento real. El yacimiento sintético sirve como patrón de referencia para establecer las comparaciones. Adicionalmente, se incorporan medidas de desempeño cuantitativas que surgen de la posibilidad de usar como patrón de comparación un modelo de facies teórico previamente elaborado.

## YACIMIENTO STANFORD VI-E

El yacimiento sintético Stanford VI-E fue creado por Lee y Mukerji (2012) en el Stanford Center for Reservoir Forecasting de la Universidad de Stanford con el propósito de probar algoritmos para el modelado o caracterización de yacimientos.

El yacimiento comprende seis millones de celdas con valores de facies, propiedades petrofísicas y atributos sísmicos que pueden ser modeladas por diversas técnicas geoestadísticas.

### Modelo Estructural

La estructura del yacimiento Stanford VI-E corresponde a una clásica trampa de petróleo, un anticlinal. Específicamente, un anticlinal asimétrico con ejes N15°E. El anticlinal tiene un diferente buzamiento en cada flanco y generalmente el buzamiento disminuye hacia la parte norte de la estructura, tal y como se muestra en la Figura 1. El máximo buzamiento de la estructura es 8°.

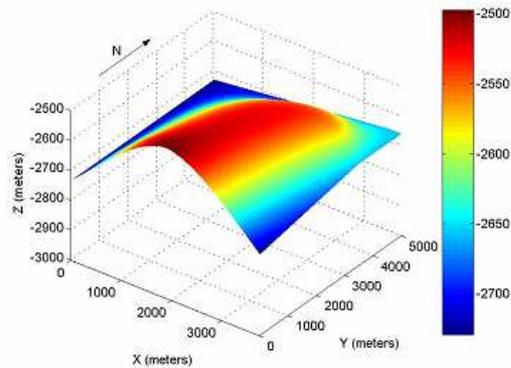


Figura 1. Vista en perspectiva del tope estructural del Stanford VI-E. El color indica la profundidad del tope. Tomado de Lee y Mukerji (2012).

El yacimiento tiene 3,75 km de ancho (Este-Oeste) y 5 km de largo (Norte-Sur) con 200 m de espesor y consiste de tres unidades con espesores de 80 m , 40 m y 40 m respectivamente, tal y como se muestra en la Figura 2.

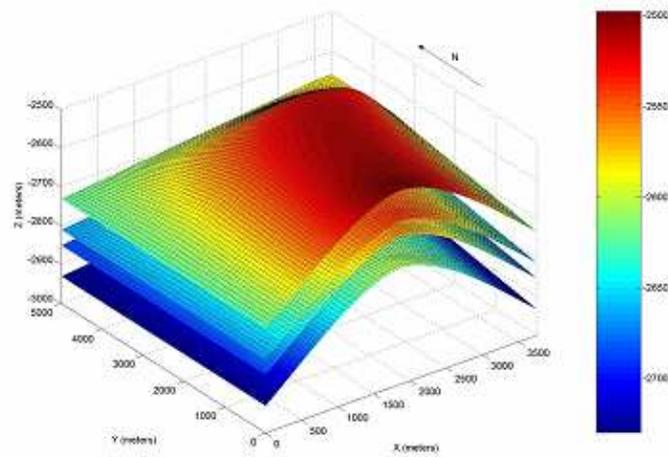


Figura 2. Vista en perspectiva del tope y base de cada unidad del Stanford VI-E. El color indica la profundidad de cada superficie. Tomado de Castro et al. (2005).

### **Modelo Estratigráfico y Sedimentológico**

La estratigrafía del yacimiento corresponde a un sistema de canales fluviales progradando, donde los depósitos deltaicos (unidad III) fueron formados primero, los canales meandriformes (unidad II) y los canales sinuosos (unidad I) fueron depositados posteriormente.

Las unidades I y II están representadas por cuatro facies, Llanuras de Inundación (depósitos de lutitas), Barras de Meandro (depósitos de arenas que ocurren a lo largo de las fronteras internas de los meandros de los canales) Canal (depósitos de arena) y Diques (depósitos de lutitas). La unidad III consiste de dos facies (Llanuras de Inundación y Canal). En la Figura 3 se muestran los modelos estratigráficos del yacimiento sintético y de las unidades I, II y III respectivamente.

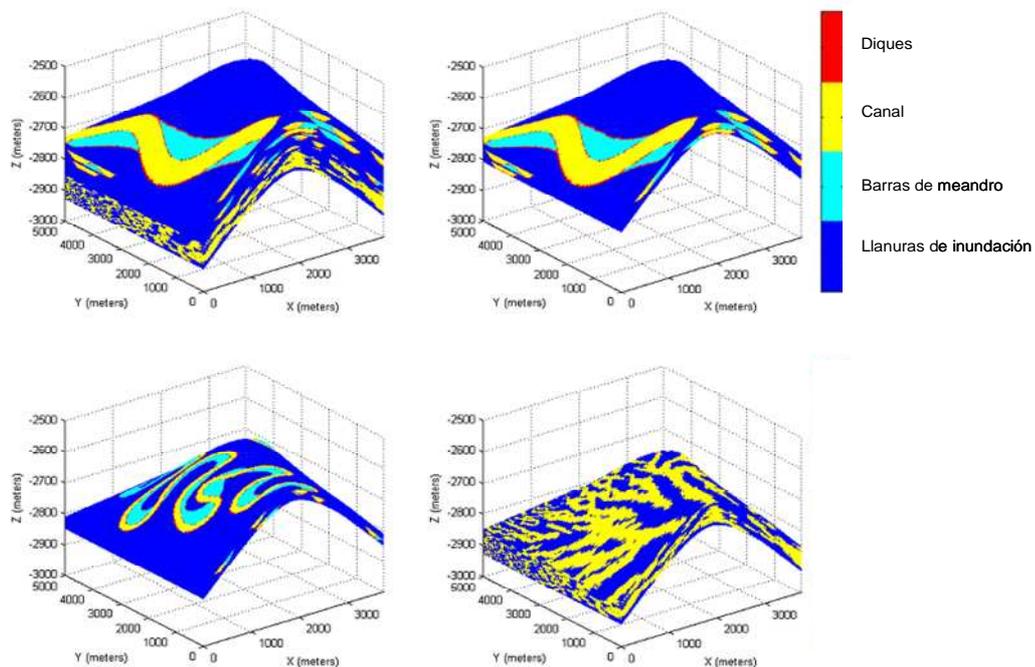


Figura 3. Modelo estratigráfico del Stanford VI-E. Primera fila de izquierda a derecha: Yacimiento completo y la Unidad I. Segunda fila de izquierda a derecha: Unidad II y Unidad III. . Modificado de Castro et al. (2005).

En la Tabla 1 se muestra un resumen de las características estratigráficas de cada unidad del modelo Stanford VI-E.

Tabla 1. Características estratigráficas del Stanford VI-E. Modificado de Castro et al. (2005)

Dimensiones	Unidad I	Unidad II	Unidad III
Proporción de las llanuras de Inundación (%)	68	68	56
Proporción de las barras (%)	11	14	0
Proporción de los canales (%)	16.5	11	44
Proporción de los diques (%)	4.5	7	0
Ancho promedio de los canales (m)	600	16	70-400
Espesor promedio de los canales (m)	20	300	7-40
Espesor promedio de los diques (m)	1.5	1.5	0
Número de canales	8	4	-

El software comercial SBED fue usado para modelar las unidades I y II, mientras que el algoritmo SNESIM de la técnica MPS fue usado para modelar la unidad III. Ya que el yacimiento corresponde a un modelo teórico, el modelado de cada unidad fue realizado sin usar datos duros a condicionar las simulaciones.

### Propiedades Petrofísicas

El modelo del yacimiento cuenta con sus celdas pobladas de propiedades petrofísicas, condicionadas a las facies de cada unidad estratigráfica. Las propiedades petrofísicas que serán usadas en esta tesis son: porosidad y permeabilidad.

#### Porosidad

El algoritmo de Simulación Secuencial Gaussiana SGSIM del software libre GSLIB fue usado para realizar la simulación de la porosidad. La distribución de porosidad por facies se puede detallar en la Figura 4. Los depósitos de arcilla en las facies Llanuras de Inundación y Diques muestran valores de porosidad bajos mientras que los depósitos de arena en facies de Canal y Barras de Meandro tienen valores de porosidad altos como es de esperarse.

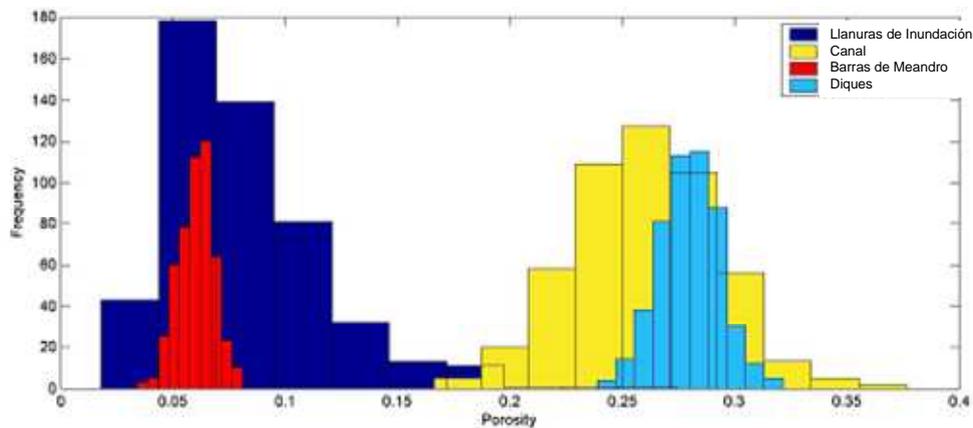


Figura 4. Histograma de Porosidad para cada facies en el yacimiento Stanford VI-E. Modificado de Castro et al. (2005)

En la Figura 5 se puede observar el modelo de porosidad del yacimiento sintético. Consistente con los histogramas, las facies de arena (Canal y Barras de Meandro) presentan los colores correspondientes a los valores más altos de porosidad y las facies de lutitas

(Diques y Barras de Meandro), los colores correspondientes a valores más bajos de la propiedad.

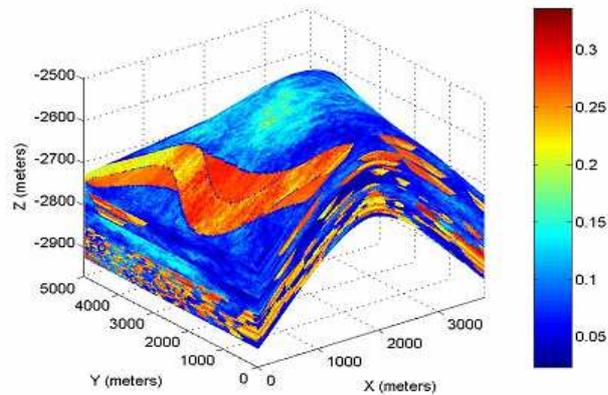


Figura 5. Modelo de Porosidad del Stanford VI-E. Modificado de Lee y Mukerji (2012)

#### Permeabilidad

El algoritmo de cosimulación secuencial gaussiana COSGSIM de GSLIB, fue usado para modelar los valores de permeabilidad del Stanford VI-E, usando el modelo de porosidad como información secundaria.

El modelo de permeabilidad del yacimiento sintético se muestra en la Figura 6. Se puede observar que el modelo es consistente con el modelo de porosidad, por tanto; las facies con mayor porosidad muestran mayor permeabilidad y viceversa.

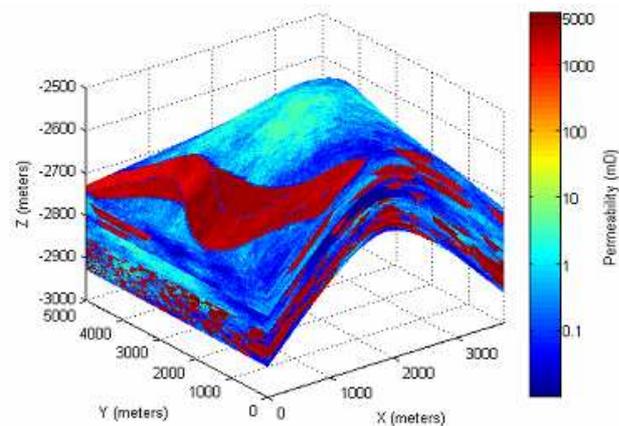


Figura 6. Modelo de Permeabilidad del Stanford VI-E. Modificado de Lee y Mukerji (2012)

### Atributos Sísmicos

En este estudio se usará la impedancia acústica como información secundaria para simular las facies y propiedades petrofísicas. En la Figura 7 se observa el modelo de impedancia acústica del Stanford VI-E. La impedancia acústica de un medio elástico está dada por el producto entre la densidad y la velocidad de propagación de la onda.

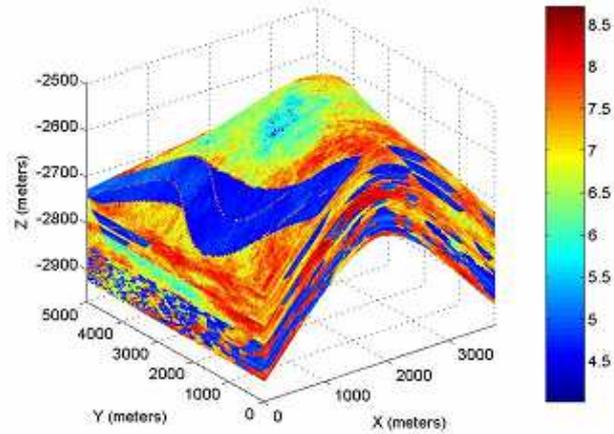


Figura 7. Modelo de Impedancia Acústica del Stanford VI-E. Modificado de Lee y Mukerji (2012)

## **FUNDAMENTOS GEOLÓGICOS**

Un ambiente sedimentario se puede definir como una parte concreta de la superficie terrestre donde se acumulan sedimentos y que se diferencia física, química y biológicamente de las zonas adyacentes (Selley, 1970).

La observación de la superficie del planeta ha demostrado que sólo existe un número finito de medios y procesos sedimentarios y que, utilizando el principio de uniformismo (El presente es la clave del pasado), podemos extrapolar nuestras observaciones al pasado y usar la analogía en la interpretación genética de sucesiones antiguas de rocas sedimentarias. Este es el objetivo final de la sedimentología.

La sedimentología se puede definir como el estudio del transporte y deposición de sedimentos (Leeder, 1999). La sedimentología moderna surge cuando el estudio de los procesos sedimentarios actuales demostró que los productos resultantes (facies) eran característicos de cada uno de estos procesos. A mediados del siglo XX se dio el paso definitivo en este campo de investigación, cuando se elaboran los modelos sedimentológicos de facies.

Méndez (2006) define facies como una unidad de roca o sedimento, o grupo de unidades de rocas asociadas o sedimentos, los cuales tienen características particulares litológicas, sedimentológicas y faunales que reflejan condiciones específicas de origen, formación y depositación. A su vez, las asociaciones de facies comprenden grupos de facies genéticamente relacionadas que presentan una relación deposicional y ambiental.

Las facies no se asocian de forma aleatoria. Walther (1893), analizó este hecho y comparó las sucesiones antiguas con las sucesiones de medios sedimentarios que se dan en la actualidad en la superficie de la tierra. Este geólogo alemán señaló que las facies que se encuentran en sucesión vertical continua se formaron en medios adyacentes lateralmente. Este principio geológico es conocido como ley de Walther y constituye un fundamento en el análisis de facies y sus asociaciones.

Diferentes modelos de facies han sido propuestos para cada ambiente sedimentario de acuerdo a las asociaciones de facies existentes.

Según Vera (1994) el nombre modelo de facies fue introducido en la bibliografía por Walker (1979). Se trata de aplicar el uniformismo de Lyell, para poder llegar a conocer, a partir de los medios sedimentarios actuales, las asociaciones de facies que los caracterizan y que permiten reconocerlos en materiales antiguos. Aunque el nombre es reciente, la idea que va detrás de él no lo es, ya que trata de la propia aplicación de la ley de Walther a la interpretación de los materiales antiguos.

Los modelos de facies en la mayoría de los casos se elaboran a partir de los datos de ambientes sedimentarios actuales, pero se contrastan con los datos de materiales depositados en ambientes equivalentes antiguos, con lo que se sintetiza el conjunto de características distintivas del ambiente sedimentario en cuestión.

Según Arche (2010), los modelos de facies evolucionaron hacia su ampliación a modelos de sistemas deposicionales aplicando la ley de Walther. El mismo autor, define los sistemas deposicionales como conjuntos de ambientes sedimentarios y sus productos asociados lateral y verticalmente de forma natural. Es decir, el uso de los conceptos de sistema deposicional y de la ley de Walther permite predecir las sucesiones verticales de sedimentos que son posibles, la ciclicidad vertical observable en las sucesiones sedimentaria y los cambios laterales posibles.

En este estudio sólo trataremos los ambientes sedimentarios fluviales, ya que el yacimiento en estudio pertenece a este ambiente sedimentario.

Los ambientes fluviales forman parte de los ambientes sedimentarios continentales. Boggs (1995) señala que los ambientes fluviales involucran sedimentos que están formados por las actividades de los ríos, corrientes y están asociados a procesos de flujo por gravedad.

Según Méndez (2006), los ambientes fluviales, de acuerdo a las características de su trazado, se pueden dividir en:

1. Rectos por su poca sinuosidad en el cauce.
2. Meandriformes, cuando la corriente presenta una serie de inflexiones denominadas meandros a lo largo de su dirección.

3. Corrientes entrelazadas. Los canales entrelazados son característicos de las corrientes que tienen grandes fluctuaciones en el flujo y en la carga de sedimentos. El cauce general se divide en varios canales por la formación de barras o pequeñas islas de gravas y arenas, desarrollando canales menores.

4. Anastomosados o ramificados, en donde no hay una corriente principal sino una serie de corrientes que se conectan entre sí bordeando islas aluviales formadas por el sedimento transportado por la corriente.

De acuerdo a Méndez (2006), los ríos según sus características morfológicas se dividen en:

- Rectos. Estos cauces son relativamente raros. Las corrientes que fluyen en valles fácilmente erosionables tienen cauces rectos que pocas veces llegan a tener más de 10 veces el ancho del canal. En los valles estrechos los cauces rectos pueden extenderse por varios kilómetros. Estos ríos pueden formar pequeños meandros e inclusive un conjunto de corrientes entrelazadas. En zonas de rocas duras más resistentes a la erosión, el río forma cañones o hendiduras muy verticales, y el valle que va siendo labrado por la erosión es ligeramente mayor al cauce del río. Los cursos rectos suelen transportar una gran variedad de tamaños en los sedimentos, los cuales varían desde bloques y gravas, hasta arenas y limos.

- Meandriiformes. Las corrientes que desarrollan meandros son usualmente las que se desarrollan en pendientes bajas, con carga moderada de sedimentos y con fluctuaciones moderadas en la descarga, esto es, entre la época de lluvias y la de sequía. La velocidad de la corriente es mayor en el centro del canal, donde también es mayor el transporte de sedimentos, principalmente las arenas. En las crecidas del río hay mayor transporte de sedimentos y en los meandros hay mayor erosión en la orilla de socavación y depositación de sedimentos en la orilla opuesta que se denomina barras de meandro. En una barra de meandro el sedimento de la base es más grueso y disminuye de tamaño hacia el tope.

- Corrientes entrelazadas. Los canales entrelazados son característicos de las corrientes que tienen grandes fluctuaciones en el flujo y en la carga de sedimentos. El

entrelazamiento se inicia al formarse barras sumergidas al bajar el nivel del agua después de las crecidas. Las barras o islas van adquiriendo estabilidad desviando las aguas a su alrededor. En los ríos de cursos intermitentes, estas barras cambian de posición al ser cortadas por las nuevas crecientes. En los ríos de curso perenne o con mayor estabilidad, las barras son más duraderas pero pueden llegar a ser cortadas por una creciente grande. Lógicamente estas islas están formadas por el material que transporta la corriente y los granos son más gruesos en la base y finos hacia el tope. Igual que en los meandros, las estructuras sedimentarias son más importantes y visibles en la base que en el tope.

- Anastomosados o ramificados. Estos canales se originan donde no hay una corriente principal sino una serie de corrientes que se conectan entre sí, bordeando las islas aluviales formadas por el sedimento transportado por la corriente, el cual está constituido básicamente por arenas finas, limos y arcillas. Las islas se sustentan en gran medida por la vegetación. Se forman en zonas de pendientes muy bajas y de abundante vegetación.

Los ríos presentan una serie de características a lo largo de su recorrido las cuales dependen de las condiciones en cuanto al tipo de trazado del canal principal, de la pendiente del terreno sobre el cual fluye el río y de las características de los materiales rocosos que son erosionados por la corriente. Según Méndez (2006), las formas y facies más importantes en el curso de un río son las siguientes:

- Canal principal. El ancho y la profundidad del canal dependen del volumen de líquido transportado, de la pendiente y de la naturaleza de los materiales rocosos que atraviesa el canal. Puede transportar gravas (en el curso alto), arenas, limos y arcillas (en los cursos medios y bajos). El canal es un buen depósito de arenas y cuando es abandonado se rellena con limos y arcillas ricas en materia orgánica hacia el tope.

- Diques. Son bandas de material, generalmente en el rango de las arenas y limos, que bordean al canal en ambos lados. Los diques mantienen el flujo de agua en el canal durante las crecidas normales de los ríos, pero en época de inundación, el agua del cauce puede trasvasar los diques y extenderse por las llanuras fluviales.

- Meandros. Son inflexiones o curvaturas en el curso del río, principalmente en los cursos con pendiente muy baja y en zonas de llanuras.
- Abanicos de rotura (crevasse splay). Son roturas que se producen en los diques del canal principal durante las crecidas fuertes de los ríos. El agua con los sedimentos transportados se deposita en la llanura fluvial en forma de un delta y pueden constituir importantes depósitos de arena en la llanura fluvial.
- Llanuras fluviales o llanuras de inundación. Son las áreas de llanura situadas a los lados del canal principal, y separados de éste por los diques. Durante las grandes inundaciones estas zonas pueden ser inundadas por el agua y recibir una gran cantidad de sedimentos finos transportados desde el cauce principal.
- Islas y barras del canal. Son depósitos de arena, limo y algo de arcilla que se desarrollan en el canal en forma de islas o barras, principalmente en las zonas de pendiente muy baja o de ríos anastomosados.

En la Figura 8, podemos observar las principales facies fluviales.

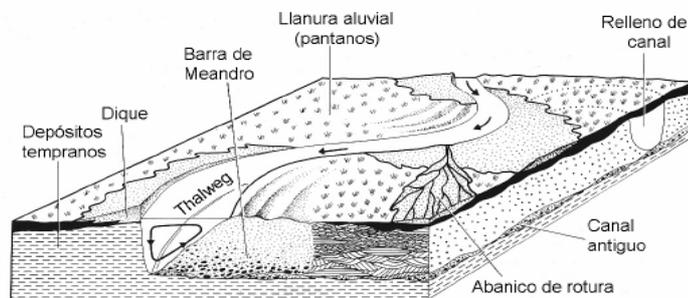


Figura 8. Facies fluviales. Tomado de Méndez (2006).

## **CARACTERIZACIÓN DE YACIMIENTOS**

Según Schatzinger (1999), caracterización de yacimientos es el proceso de creación de un modelo de alta resolución interdisciplinario de geociencias, que incorpora e integra diversos tipos de información geológica e ingeniería, desde la escala de poros hasta la cuenca.

Cuando se realiza la caracterización del yacimiento, es necesario honrar la arquitectura geológica del mismo. Una vez la arquitectura del yacimiento es plasmada en el modelo geológico, las propiedades petrofísicas que son consistentes con la data observada son estimadas y/o simuladas a lo largo de todo el modelo con el uso de técnicas geoestadísticas.

## **GEOESTADÍSTICA**

La geoestadística se desarrolló en la década de los 60 para fines de minería siendo sus principales promotores Daniel Krige y George Matheron.

Según Yarus (2006), la geoestadística combina ideas empíricas conceptuales que son implícitamente sujetas a grados de incertidumbre con el rigor de las matemáticas y el análisis estadístico formal.

En la presencia de limitada información, cualquier descripción de yacimientos involucra el uso de estadísticas. Incluso en las simulaciones convencionales de yacimiento, diferentes esquemas de interpolación son usados para estimar propiedades del yacimiento en las localizaciones no muestreadas (entre pozos). Estos esquemas asumen algún tipo de relación implícita entre los datos muestreados.

Kelkar (2002) define geoestadística en el sentido amplio de la palabra como técnicas estadísticas que cuentan la relación espacial entre variables para estimar y/o simular los valores de las variables en las localizaciones no muestreadas. Estas relaciones espaciales, pueden incluir información concerniente a valores vecinos de una misma variable o información concerniente a las probabilidades que dos diferentes variables estén relacionadas.

Antes de presentar las diversas técnicas y algoritmos geoestadísticos, es conveniente presentar el primer paso crítico común en todos los flujos de trabajo de modelado geoestadístico, el análisis exploratorio de los datos.

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

Yarus (2006) define el análisis exploratorio de los datos, EDA por sus siglas en inglés (exploratory-data analysis) como el proceso de depurar los datos de errores, calculando estadística descriptiva para cada variable e identificando como las variables se relacionan. EDA no es específicamente una herramienta geoestadística, sin embargo, como se señaló previamente, constituye el primer paso crítico en el modelado de yacimientos.

De acuerdo a Yarus (2006), el análisis exploratorio de los datos puede ser dividido en cuatro pasos básicos: análisis univariado, análisis multivariado, transformación de los datos y discretización.

- Análisis univariado consiste en calcular descriptores tradicionales tales como la media, moda, mediana y desviación estándar, por nombrar algunos.
- Análisis multivariado consiste en examinar la relación entre dos o más variables con técnicas como regresión lineal, coeficiente de correlación, análisis cluster, entre otros. En la práctica, es común usar valores de atributos sísmicos para determinar otras variables o propiedades, cuando la variable a determinar mantiene una fuerte correlación con el atributo sísmico usado.
- Transformación de los datos consiste en convertir los datos originales en una conveniente forma para ciertos tipos de análisis. Todas las transformaciones requieren de transformación inversa para retornar los datos a su estado original.

Después de realizar el análisis exploratorio de los datos, independientemente de la técnica que se vaya a usar para simular las variables aleatorias, es necesario realizar el modelado espacial de las variables. La métrica que me permite realizar tal modelado espacial, si dependerá del técnica geoestadístico que se usará para simular las variables aleatorias. Las técnicas de simulación basadas en kriging, objetos y

estadística de múltiples puntos, usan el variograma, objetos e imágenes de entrenamiento, respectivamente como métrica para el modelado espacial de las variables aleatorias.

## **Kriging**

El término kriging proviene de Daniel Krige, un geocientífico sudafricano, quien fue el primero que aplicó esta técnica en la industria de la minería de oro. Luego, su validez matemática y fundamentos fueron provistos por Matheron (1965).

La técnica del kriging usa un procedimiento de estimación lineal para estimar un valor en una localización no muestreada. Dependiendo de los datos disponibles, varios algoritmos de kriging pueden ser usados.

Según Kelkar (2002) entre los algoritmos más usados y de acuerdo al grado ascendente de complejidad, tenemos los siguientes: kriging simple, kriging ordinario, cokriging y kriging universal.

El más sencillo de ellos, el kriging simple requiere un conocimiento de la media de la población, la cual en la práctica no puede ser conocida. Por tanto, este tipo de kriging no es muy popular. Kriging ordinario, es la técnica de kriging más ampliamente usada, ya que elimina la necesidad de conocer el valor de la media y es fácil de adaptar a variaciones locales. Si el objetivo es usar información de otras variables para estimación, la técnica de cokriging puede ser usada. Kriging universal es usado cuando los datos exhiben tendencia en una particular dirección y la condición estacionariedad no puede ser satisfecha.

En general, la técnica asume que el valor en la localización no muestreada es estimada por

$$X^*(\vec{u}_o) = \sum_{i=1}^n \lambda_i X(\vec{u}_i) \quad (1)$$

Donde  $X^*(\vec{u}_o)$  es el valor estimado en la localización no muestreada,  $X(\vec{u}_i)$  el valor en la localización vecina  $\vec{u}_i$ , y  $\lambda_i$  es el peso o ponderación asignada para el valor del vecino en  $\vec{u}_i$ . Todos los algoritmos de kriging usan esta ecuación básica con algunas

variaciones, dependiendo del algoritmo en particular donde el valor estimado es un promedio ponderado de los valores vecinos.

Araya (2014) indica que la ponderación del kriging utiliza la información que dan los variogramas como forma de incluir la variabilidad del comportamiento espacial en el punto que se desea estimar el valor.

El variograma es la técnica geoestadística comúnmente usada para describir las relaciones espaciales (Kelkar, 2002). Para entender el variograma es importante describir cómo trabajan la mayoría de los algoritmos de interpolación.

Para estimar un valor en una localización no muestreada, los algoritmos buscan en las localizaciones muestreadas que están dentro de un espacio cercano o vecindad. Mientras un estimado podría ser calculado por un simple promedio aritmético de los valores vecinos, la mayoría de los algoritmos ponderaran los puntos vecinos inversamente por la distancia. Estas técnicas fallan al asumir que los pesos (ponderación) aplicados a los vecinos a una distancia específica son los mismos independiente de la dirección azimutal con respecto a la localización no muestreada. El variograma ofrece tal solución al problema de la ponderación con la dirección y la distancia, (Yarus, 2006).

Según Kelkar (2002), el variograma es calculado analizando pares de muestras en una variedad de distancias de separación llamadas “lags”. Los valores medidos dentro de cada par son sustraídos y el resultado es elevado al cuadrado para asegurar que el número es positivo. Matemáticamente, es definido como:

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

Dónde:

$\gamma(h)$ : variograma

h: intervalo (separación entre puntos)

Z(x): valor de la muestra en el punto x

Z(x+h): valor de la muestra en el punto x+h

Los componentes del variograma son mostrados en la Figura 9 y consisten de la silla o meseta, el rango y el nugget o efecto pepita.

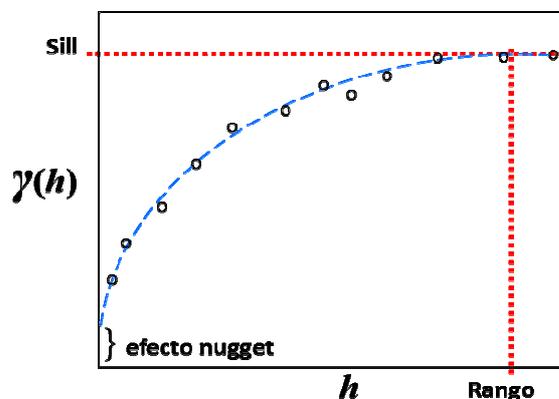


Figura 9. Representación gráfica del variograma. Tomada de Domínguez (2015)

Yarus (2006) define los componentes del variograma de la siguiente manera; teóricamente el punto de inflexión en el cual el variograma se aplana es llamado meseta, sin embargo, los yacimientos no son infinitos y por tanto, no siempre se puede observar fácilmente donde la meseta se aplana. En estos casos, en la práctica se tiende a usar la varianza de la variable como el valor de la meseta. La distancia a la cual la meseta es alcanzada, es llamada rango y define la distancia a la cual hay una relación predecible con la varianza. A distancias mayores al rango, la data no está correlacionada y ninguna relación predecible puede ser definida. El rango típicamente depende de la dirección y generalmente en los yacimientos de hidrocarburos, se encuentran valores mayores a lo largo de la horizontal, implicando mayor continuidad. El efecto pepita ocurre cuando la pendiente del variograma intercepta el eje y (eje de la varianza), sugiriendo una aparente discontinuidad en el origen del variograma. Esta discontinuidad es la suma del error de la medida y la variabilidad geológica a escalas más pequeñas que el más pequeño de los lags experimentales.

De acuerdo a Deutsch (2009), el variograma representa el promedio aritmético de las diferencias cuadradas de pares de variables, diferencias muy grandes de valores entre los pares tienden a ser magnificadas. Este efecto se produce generalmente con valores extremos de las variables y puede causar inestabilidad (fluctuaciones) al momento de estimar el variograma. Una manera de minimizar esta inestabilidad es a partir de

transformaciones no lineales del dominio de la variable. El tema clave en considerar el uso de una transformación lineal es que el variograma eventualmente, como se verá, será usado para estimar valores en localizaciones no muestreadas. Sin embargo, si se usa la variable transformada para generar las relaciones espaciales, sólo se puede estimar la variable en el dominio transformado. Resulta entonces necesaria una técnica efectiva para realizar la transformación de regreso en el dominio original de la variable.

Considerando el tipo de variable a modelar (discreta o continua) y su distribución, existen varias transformaciones que aplican según sea el caso. En este estudio se trabajará con la transformación de variables indicadoras para facies (variables discretas) y transformación gaussiana para la porosidad (variable continua). Ambas transformaciones, además de minimizar las fluctuaciones en la estimación del variograma, presentan grandes ventajas al momento de estimar valores e incertidumbre en las localizaciones no muestreadas.

Kelkar (2002), señala que una vez calculado el variograma en el dominio transformado (o incluso en el dominio original), sólo podríamos saber su valor en las distancias en la cual se calculó el variograma. El principal propósito de calcular el variograma es usar esta información para estimar valores en localizaciones no muestreadas. Cuando estimamos valores de variables o propiedades en algunas localizaciones, las distancias entre las muestras no necesariamente coinciden con la distancias del variograma estimado o experimental. Existen modelos teóricos que pueden ser ajustados para capturar los variogramas experimentales.

Según Yarus (2006), en caracterización de yacimientos de hidrocarburos, cuatro son los modelos de variogramas comúnmente usados: efecto pepita, esférico, exponencial y gaussiano.

El modelo efecto pepita es el más simple de los modelos. El efecto pepita asume que los variogramas abruptamente incrementan sus valor para cualquier distancia lag mayor que cero y se mantiene constante. Matemáticamente, el modelo efecto pepita se escribe de la siguiente manera:

$$\gamma(h) = 0 \quad (3)$$

si  $h = 0$

$$\gamma(h) = C_0 \quad (4)$$

si  $h > 0$ , donde  $C_0$  es el valor de la meseta

Si un variograma experimental se ajusta a un modelo efecto pepita, es indicación que no hay información cuantitativa acerca de la relación espacial de la variable modelada.

El modelo esférico es probablemente el más utilizado. El modelo esférico se representa matemáticamente de la siguiente manera:

$$\gamma(h) = C_0 \left[ \frac{3}{2} \left( \frac{h}{a} \right) - \frac{1}{2} \left( \frac{h}{a} \right)^3 \right] \quad (5)$$

si  $h \leq a$

$$\gamma(h) = C_0 \quad (6)$$

si  $h \geq a$

Es definido con un rango  $a$  y un valor de meseta de  $C_0$ . De acuerdo a Pyrcz (2014), el variograma esférico es el más robusto y estable en términos del sistema de ecuaciones kriging a ser resuelto.

El modelo exponencial alcanza la meseta sólo de manera asintótica. A continuación se muestra como expresa matemáticamente este modelo:

$$\gamma(h) = C_0 \left[ 1 - \exp\left(\frac{-3h}{a}\right) \right] \quad (7)$$

si  $h \geq 0$

Para propósitos prácticos, el rango  $a$  del modelo exponencial, es definido como la distancia lag donde el variograma alcanza el 95 % del valor de la silla.

El modelo Gaussiano es usado para fenómenos que muestran un alto grado de continuidad a cortas distancias. El modelo gaussiano, se expresa matemáticamente de la siguiente forma:

$$\gamma(h) = C_0 \left[ 1 - \exp\left(-3 \frac{h^2}{a^2}\right) \right] \quad (8)$$

si  $h \geq 0$

Una vez ajustados los modelos teóricos al variograma experimental, el siguiente paso, tal y como se señaló previamente, consiste en usar esta información para estimar el valor de la variable en localizaciones no muestreadas, usando los algoritmos de kriging.

De acuerdo a Pyrcz (2014), cuando aplicamos los algoritmos de kriging, los valores estimados caen siempre entre los rangos de los valores extremos, al menos que sólo una muestra sea usada para la estimación y coincida con un mínimo o un máximo. En la caracterización de yacimientos, preservar los valores extremos de las propiedades es de mucha importancia. Las técnicas de simulación geoestadística ofrecen esta flexibilidad, por tanto, serán estudiadas y utilizadas en esta tesis.

### **Simulación Secuencial basada en Kriging**

Según Caers (2005), en las técnicas de simulación secuencial condicional basadas en variogramas-kriging, las localizaciones no muestreadas son secuencialmente visitadas en orden aleatorio. En cada localización, un valor de la variable considerada es simulado, basado en el valor estimado como también en la local incertidumbre. Múltiples realizaciones son posibles a través del orden en el cual las localizaciones no muestreadas son visitadas.

Kelkar (2002) señala que la aplicación de esta técnica, generalmente, requiere de cinco pasos. Estos pasos involucran transformar los datos en un nuevo dominio, modelar variogramas en el dominio transformado, determinar un camino aleatoriamente seleccionado para visitar todas las localizaciones no muestreadas, secuencialmente estimar valores en las localizaciones no muestreadas con las técnicas basadas en kriging y realizar la transformación de vuelta (back-transforming) de los valores al dominio original.

El procedimiento entero es repetido con diferentes números aleatorios para generar múltiples realizaciones. Datos muestreados y valores previamente simulados son usados de tal manera que las realizaciones cumplan con una mejor estructura espacial entre los datos muestreados y los valores simulados.

La aplicación de la simulación secuencial para modelar varias variables es llamada cosimulación, la cual usa el algoritmo de cokriging previamente en la estimación.

Dependiendo de la transformación usada para modelar el variograma, dos técnicas de simulación son las más comúnmente usadas: Simulación Secuencial de Variables Indicadoras, SIS, por sus siglas en inglés (Sequential Indicator Simulation) y Simulación Secuencial Gaussiana, SGS (Sequential Gaussian Simulation).

### **Simulación Secuencial de Variables Indicadoras**

La técnica de Simulación Secuencial de Variables Indicadoras (SIS), fue introducida por Journel y Alabert (1989). Antes de usar SIS, el dominio de la variable a transformar (las facies) debe ser transformado a variables indicadoras, permitiendo que la información cualitativa sea convertida en información cuantitativa. Una vez que las facies son descritas por números, la continuidad espacial, kriging y simulación secuencial de las facies pueden ser realizadas.

Pyrz (2014) señala que cada facies debe ser representada por un variograma diferente, por tanto, SIS nos permite capturar la variabilidad espacial de cada facies en el yacimiento.

La SIS ha sido ampliamente usada para la propagación de variables discretas o categóricas, particularmente para facies. Independientemente del tipo de variable, la aproximación por indicadores conduce directamente a la distribución (histograma), representando la incertidumbre en cada localización no muestreada, es decir, la secuencia general de los valores de los indicadores representa una función densidad de probabilidad, con la suma de todos los valores igual a 1. Un valor del indicador entre 0 y 1 indica el grado de incertidumbre con respecto a una facies en determinada posición (Kelkar, 2002).

La Figura 10 nos muestra un ejemplo sencillo de una simulación con variables indicadoras para el caso de dos facies, arena y lutita. Cada celda del mallado es visitada secuencialmente, siguiendo un camino aleatorio, dado por un número aleatorio. Un estimado de la probabilidad condicional de arena y lutita es calculado por kriging con indicadores. Se puede observar que la celda a simular está rodeada por 10 celdas con valores conocidos, de las cuales 7 celdas tienen arena y 3 celdas tienen lutita, por tanto, las probabilidades de arena y lutita para la celda a simular son 0.7 y 0.3 respectivamente. Usando de nuevo un número aleatorio entre 0 y 1, se puede simular la facies correspondiente a partir de la curvas de probabilidad acumulada. Para el número aleatorio 0.45 tenemos que la facies simulada es lutita.

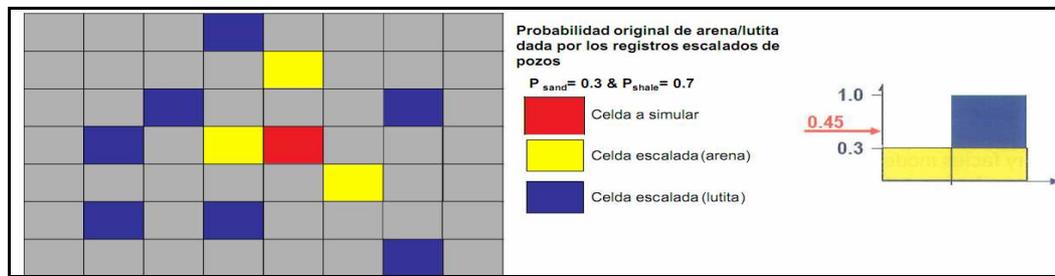


Figura 10. Simulación Secuencial de Variables Indicadoras, SIS. Modificado de Materano (2015).

### Simulación Secuencial Gaussiana

La Simulación Secuencial Gaussiana, SGS, es la técnica de simulación geoestadística más usado para la simulación de variables continuas como las propiedades petrofísicas. Esta técnica fue introducida por Matheron et al (1987).

Según Leuangthong y Deutsch (2004) el flujo de trabajo en SGS puede ser descrito en los siguientes pasos: transformar los datos a una distribución gaussiana, modelar variogramas en el dominio transformado, definir el camino para visitar cada localización, en cada localización calcular la distribución condicional con kriging a partir de los datos duros seleccionados y los valores previamente simulados, obtener un solo valor de la distribución a partir de un número aleatorio, repetir los pasos previos hasta que todas las localizaciones hayan sido visitadas y por último, transformar los datos duros y todos los valores simulados a su dominio original.

De acuerdo a Kelkar (2002), con las técnicas de kriging, además de poder estimar el valor en una localización no muestreada, se estima el error de la varianza. Conociendo el valor estimado y el error de la varianza, se puede estimar la incertidumbre asociada a la estimación, tal y como se muestra en la Figura 11, tomando ventaja del hecho que la distribución es gaussiana o normal.

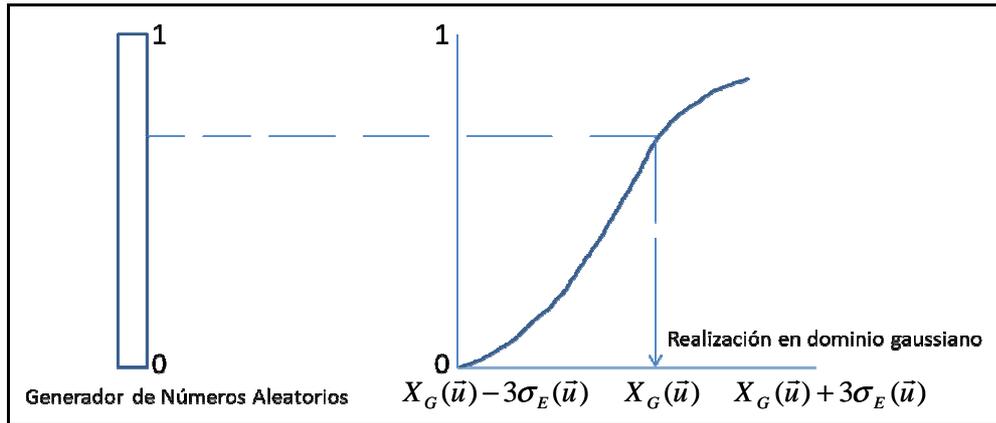


Figura 11. Simulación Secuencial Gaussiana, SGS. Modificada de Kelkar (2002).

A diferencia de SIS, SGS requiere de un sólo variograma para la variable a simular. Además, para poder estimar el variograma es necesario remover posibles tendencias que se presenten en la variable, ya que los variogramas no logran alcanzar la meseta y no se puede identificar el rango. Una tendencia existe cuando el valor de la media de una propiedad cambia de una localización a otra y se presenta una fuerte correlación de la propiedad con la distancia a lo largo de la dirección escogida. Después de la simulación es necesario realizar la transformación de vuelta al dominio original junto con la tendencia espacial removida.

## **Simulación Basada en Objetos**

Haldorsen y Damsleth (1990), introdujeron el modelado basado en objetos, aplicando la técnica en el modelado de yacimientos fluviales.

Caers (2005) define el modelado de facies con objetos (modelos Booleanos), como el proceso de importar formas geológicas reales y asociaciones de facies, directamente en el modelo de yacimientos a través de objetos. El modelado nos permite reproducir la forma de facies, tales como canales sinuosos o meandriformes.

La simulación consiste en colocar en el yacimiento un conjunto de objetos representando diferentes facies geológicas, cada uno con su propia geometría y su distribución espacial relativa. Estos objetos son localmente transformados y movidos para ajustar con los datos locales medidos.

Kelkar (2002) señala los siguientes pasos a seguir para realizar la simulación basada en objetos: seleccionar una localización en los datos duros (medidos) donde se insertará un objeto, insertar un objeto a la vez con las dimensiones y orientaciones deseadas hasta que todas las localizaciones con datos medidos hayan sido pobladas, seleccionar las localizaciones donde serán simulados los nuevos objetos, cuyas dimensiones y orientaciones serán determinadas probabilísticamente a través de los objetos correspondientes a los datos duros. Por último, se calcula la fracción de volumen de los objetos y la simulación se detiene cuando esta fracción alcanza la fracción de volumen objetivo. En la Figura 12, se observa de forma resumida los pasos seguidos.

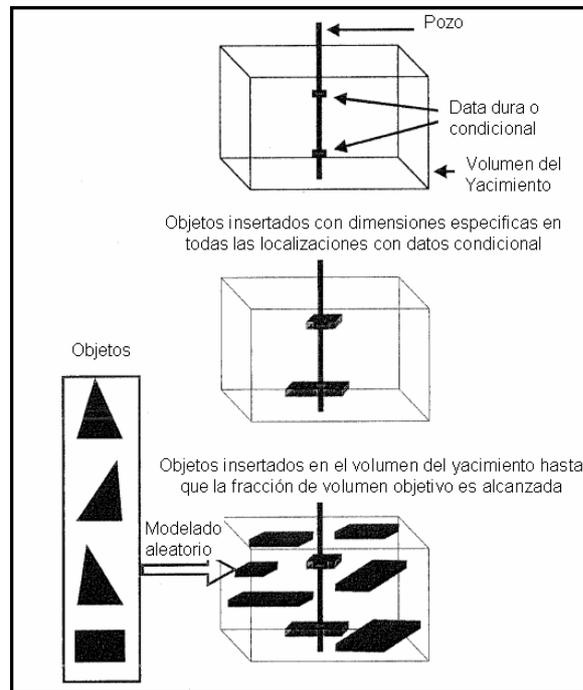


Figura 12. Principales pasos en la simulación basada en objetos.

Al igual que la simulación basada en variogramas, la simulación basada en objetos es una herramienta estocástica, por lo tanto es posible obtener múltiples respuestas aleatorias, con distintas distribuciones espaciales de los cuerpos de interés dentro de un yacimiento.

De acuerdo a Caers (2005), los algoritmos basados en objetos aplican para modelar facies, cuando las siguientes condiciones son encontradas:

- Las geometrías de las facies pueden ser descritas por un conjunto de objetos con formas sencillas.
- Se cuenta con suficientes datos acerca de la variabilidad en el espacio de estas geometrías.
- Los datos de pozos son relativamente escasos.
- La distribución de facies y la geometría constituyen el factor determinante en el modelado de yacimientos.

La principal limitante de esta técnica es su dificultad para honrar los datos, especialmente cuando estos son muy densos, por lo que se corre el riesgo de generar

realizaciones poco realistas. Sin embargo, cuando existen pocos datos condicionantes la técnica genera una buena representación de los cuerpos geológicos y sus distribuciones.

### Simulación con Estadística de Múltiples Puntos

Las técnicas de simulación basadas en kriging, típicamente falla al intentar capturar las complejas estructuras geológicas de las facies en un yacimiento y como se mencionó en la sección anterior, las técnicas basadas en objetos están limitadas por la cantidad de datos a honrar o condicionar.

Strebelle (2008) define la simulación estadística de múltiples puntos, MPS por sus siglas en inglés (multiple-point statistics), como una técnica de modelado de facies que usa modelos geológicos conceptuales como imágenes de entrenamiento, para integrar información en un modelo de yacimientos. Reemplaza la estadística bipuntual, basada en variogramas, con estadística de múltiples puntos, tal y como se muestra en la Figura 13.

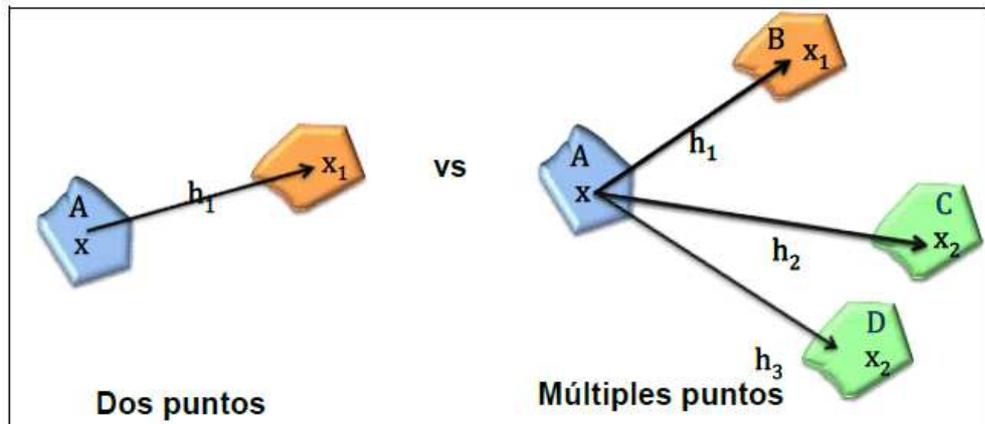


Figura 13. Estadística basada en dos puntos (variogramas) vs múltiples puntos (MPS). Tomado de Materano (2015)

Una imagen de entrenamiento constituye una base de datos de arreglos geológicos, de los cuales se puede obtener estadística de múltiples puntos, incluyendo relaciones bipuntuales como el variograma. El concepto de imagen de entrenamiento fue

introducido por Guardiano y Srivastava (1993) en un trabajo que sirvió como punto de partida para los algoritmos de MPS.

La imagen de entrenamiento reemplaza el variograma como medida de heterogeneidad geológica, ya que contiene información de múltiples puntos y más importante aún, es mucho más intuitiva gracias a que se puede observar, previo a cualquier simulación geoestadística, los arreglos que serán reproducidos, Caers y Zhang (2002).

Según Hu y Chuginova (2008), la imagen de entrenamiento debe representar todo el rango de posibles dimensiones y geometrías de las facies y cuerpos sedimentarios que se piensa están presentes en el subsuelo, así como las posibles asociaciones entre ellos. Por lo tanto, conceptualmente representa un modelo geológico que no contiene información absoluta, solo información espacial (relativa) que no está condicionada a datos duros ni suaves

Para poder obtener la estadística de múltiples de puntos de una imagen de entrenamiento, es necesario definir una máscara de búsqueda que nos permita escanear los diferentes arreglos de la imagen, de manera poder reproducir las relaciones espaciales. Así escaneando la imagen de entrenamiento, se provee la función de probabilidad requerida por la simulación secuencial, la cual puede ser calculada directamente de la frecuencia de eventos asociados a la ocurrencia de un evento específico en una localización no muestreada, dividida por el número de eventos totales. Un ejemplo de este cálculo es mostrado en la Figura 14 con un evento de cuatro celdas con datos y 3 réplicas identificadas en la imagen de entrenamiento. Ya que  $2/3$  de los eventos tienen valores gris claro en la localización desconocida,  $u$ , esta proporción es asignada como la probabilidad de que el valor en efecto sea gris claro (en el modelo de simulación) y  $1/3$  es asignado como la probabilidad de gris oscuro.

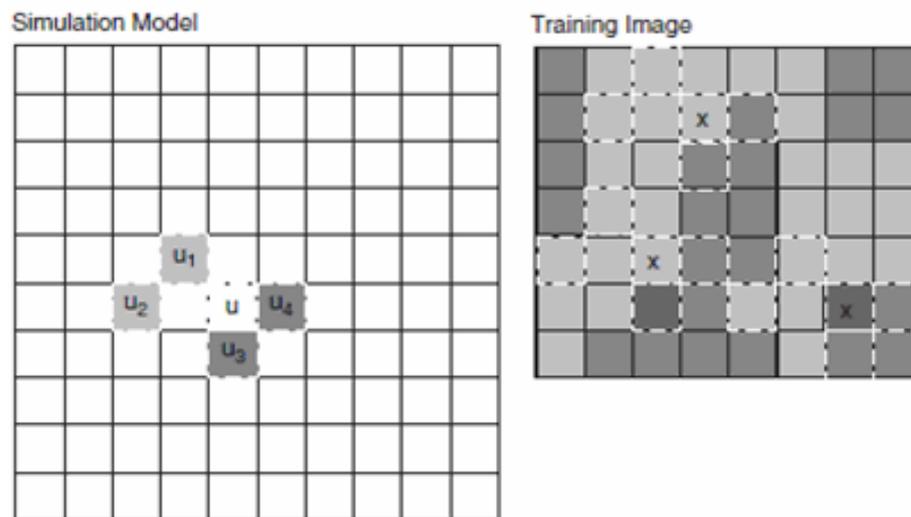


Figura 14. Imagen de entrenamiento usada para simular un modelo de simulación. Modificada de Pyrcz (2014).

## MEDIDAS DE DESEMPEÑO

El fin último del modelo estático es crear un modelo de yacimiento representativo del yacimiento que se está modelando. En un yacimiento de hidrocarburo, es de vital importancia reproducir la cantidad de este hidrocarburo presente en los poros del yacimiento, como también la conectividad que existe entre dichos poros de manera que el petróleo pueda fluir y ser extraído. Para verificar si los modelos creados satisfacen tales fines, se establecen medidas de desempeño como parámetros de evaluación. Las medidas de desempeño establecen los parámetros de comparación necesario para poder evaluar la calidad de las simulaciones obtenidas por los diversos técnicas.

En la literatura geoestadística la mayoría de los autores usan medidas de desempeño para evaluar los resultados de las simulaciones geoestadísticas. De las más comunes encontramos: reproducción del ambiente sedimentario, Seifert (2000), Maharaja y Journal (2005), Liu (2006), Strebelle (2008), Bronlund (2010) y Hashemi (2015), conservación de las proporciones de facies, Caers y Zhang (2002), Liu (2006), Strebelle (2008) y Hashemi (2015), y la conservación visual de los canales, Maharaja y Journal (2005), Liu (2006) y Strebelle (2018).

## CAPÍTULO III

### MARCO METODOLÓGICO

En este capítulo se presenta el esquema metodológico que resume las etapas fundamentales para elaborar este estudio. Posteriormente se describe las características de la investigación realizada y por último se detalla el procedimiento metodológico seguido para llegar a los resultados.

Para lograr los objetivos planteados en este estudio se seguirá el esquema metodológico planteado en la Figura 15.

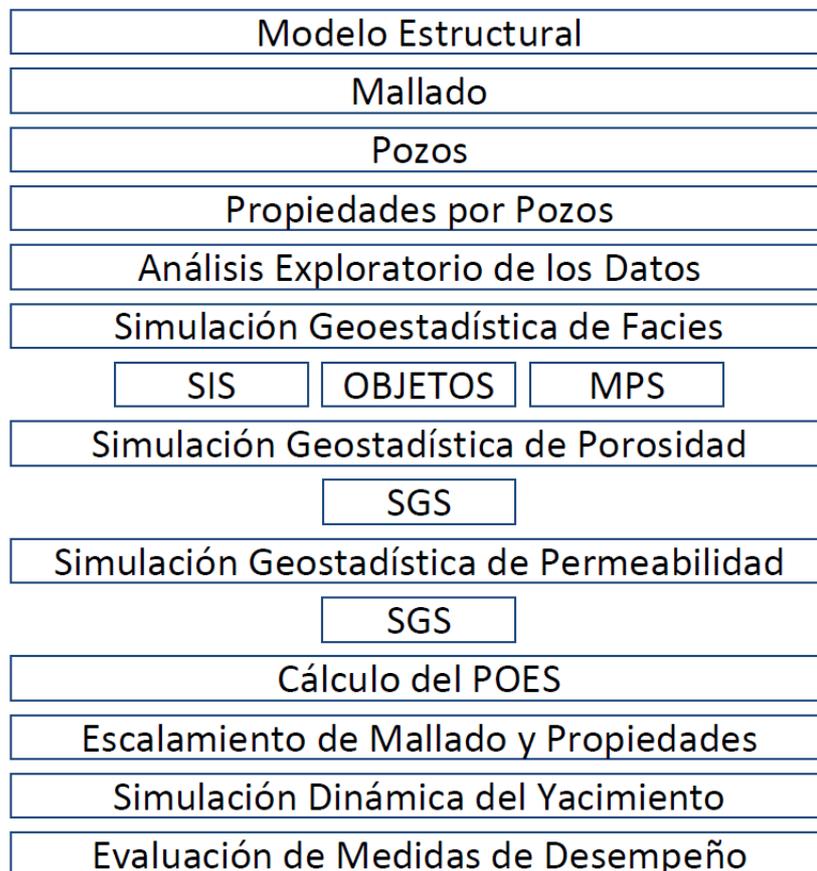


Figura 15. Esquema metodológico del estudio realizado

## **TIPO DE INVESTIGACIÓN.**

Según Arias (1999) una investigación documental es "... aquella que se basa en la obtención y análisis de datos provenientes de materiales impresos u otros tipo de documentos". En un principio la investigación fue documental para poder obtener los antecedentes del estudio y establecer los fundamentos teóricos.

Para Hernández et al. (1998), "la investigación descriptiva se efectúa cuando se desea describir, en todos sus componentes principales, una realidad detallando los hechos como son observados", por tanto, esta investigación también se puede clasificar de tipo descriptiva; considerando que se realizó la representación de un yacimiento sintético a través de un modelo numérico sin modificación de la realidad.

Así mismo, la investigación puede definirse como de tipo Aplicada, ya que según Tamayo (2009) es un tipo de investigación cuyo principal objetivo es la aplicación inmediata de la teoría y no el desarrollo de la misma. En esta tesis aplicaremos técnicas de simulación geoestadísticas en el modelado de facies de un yacimiento sintético.

## **POBLACIÓN Y MUESTRA**

La población corresponde al yacimiento sintético Stanford VI-E elaborado por Lee y Mukerji (2012). La muestra se encuentra distribuida en 41 pozos verticales con registros de facies, porosidades y permeabilidades a lo largo de las 200 capas que atraviesan los pozos.

Los pozos se distribuyen de manera no uniforme a lo largo de un polígono con 3750 m de largo y 5000 m de ancho, el espesor de cada muestra es de 200 m. En la Figura 16, se muestra un mapa base del yacimiento con la distribución en superficie de los 41 pozos.

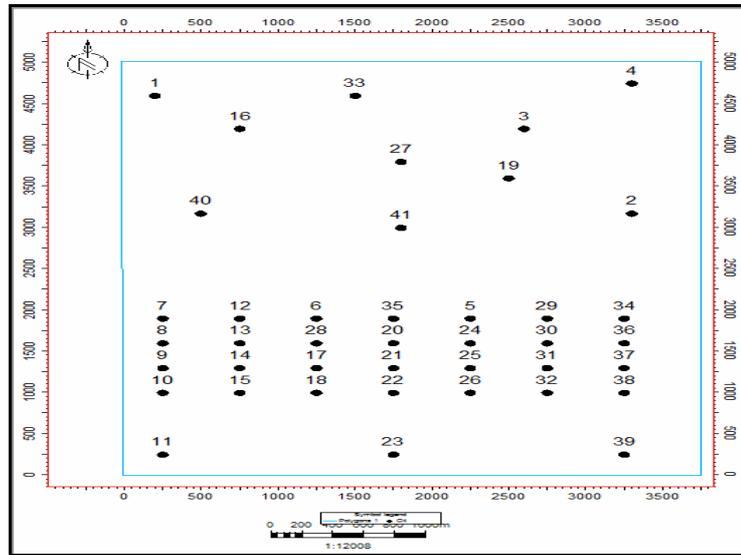


Figura 16. Mapa base con los 41 pozos usados en este estudio. Imagen tomada con Petrel (Versión 2014.1).

La impedancia acústica también representa una característica de la población y se tiene un valor de este atributo sísmico para cada celda del mallado del yacimiento. Será usada como información secundaria para la simulación de la porosidad y facies.

## VARIABLES

Las variables de este estudio corresponden a dos tipos, discreta o categórica y continua. Las facies constituyen una variable discreta mientras que las porosidad, permeabilidad e impedancia acústica son variables continuas.

### Facies

Las facies representan una propiedad cualitativa, por tanto, para poder ser modelada y simulada por técnicas geoestadísticas, se le asigna valores numéricos a cada facies tal y como se muestra en la Tabla 2. También podemos observar en la tabla la fracción presente de cada facies en las muestra. Se puede destacar que la muestra está constituida principalmente por Llanuras de Inundación y Canal.

Tabla 2. Valor numérico asignado a cada facies.

Valor	Facies	Fracción (%)
0	Llanuras de Inundación	60,16
1	Barras de Meandro	7,21
2	Canal	28,93
3	Diques	3,71

En cada celda atravesada por los pozos, se cuenta con un valor de facies escalada. Estos valores de facies representan los datos medidos o datos duros, a partir de los cuales se realizarán las simulaciones geoestadísticas respectivas. En este estudio, se simularán las facies en las localizaciones no muestreadas, de manera de reproducir el modelo de facies de Lee y Mukerji (2012).

### **Porosidad**

Las porosidades de la muestra están comprendidas entre 0,02 y 0,33 (entre 2% y 33% de espacio con petróleo y agua). Las porosidades serán simuladas en las localizaciones no muestreadas y los valores obtenidos serán usados para la cosimulación de la permeabilidad, el cálculo el petróleo original en sitio y la simulación dinámica de cada modelo de facies.

### **Permeabilidad**

Las permeabilidades de la muestra están comprendidas entre (0.01-5738) mD. Las permeabilidades serán simuladas en las localizaciones no muestreadas y los valores obtenidos serán usados para la simulación dinámica de cada modelo de facies.

### **Impedancia Acústica**

La impedancia acústica está comprendida entre (4,32-9,58)(km.g/s.cc). La impedancia de un medio elástico es la proporción de esfuerzo y la velocidad de la partícula y está dada por el producto entre la densidad y la velocidad de propagación de la onda.

### **MATERIAL UTILIZADO**

El hardware usado para realizar este estudio fue una computadora personal Dell con procesador Intel® Core(TM) i3-2375M CPU @1.50 GHz 4,00 GB (RAM) con un sistema operativo Windows 7 de 64 bits.

El Software usado para realizar el estudio geoestadístico fue el programa Petrel en su versión 2014.1 de la compañía Schlumberger, el cual cuenta con todos los algoritmos necesarios para realizar el estudio geoestadístico planteado.

Para la simulación dinámica del yacimiento se usó el software comercial Eclipse en su versión 2013.1 de la compañía Schlumberger.

Para manejar la base de datos del yacimiento Stanford VI-E se usó el editor de texto UltraEdit de la compañía IDM Computer Solutions y Microsoft Excel 2010 de la compañía Microsoft.

Este estudio fue escrito en el procesador de palabras Microsoft Word 2010 de la compañía Microsoft.

## PROCEDIMIENTO METODOLÓGICO

### Modelo Estructural

El modelo estructural del yacimiento sintético Stanford VI-E fue importado del GitHub (plataforma de desarrollo colaborativo) de la Universidad de Stanford, donde se encuentran archivos con topes, propiedades .gslib e información teórica en archivos .pdf.

Con el archivo .gslib de topes se pudo reproducir la estructura del yacimiento y con la información teórica (dimensiones del modelo, números de celdas, unidades y capas) que se encuentra en el archivo .pdf se logró reproducir el mallado que será modelado con facies y propiedades petrofísicas. En la guía de Deutsch y Journel (1998) se puede revisar todo lo pertinente a los archivos .gslib.

Se importaron los topes de la unidad I con la finalidad de construir las superficies o capas principales del modelo. Conociendo el número y dimensiones de las unidades, se procedió a crear las superficies de las unidades II, III y base del yacimiento, a 80, 120 y 200 m en profundidad respectivamente, tal y como se muestra en la Figura 17 (el yacimiento sintético no tiene fallas geológicas).

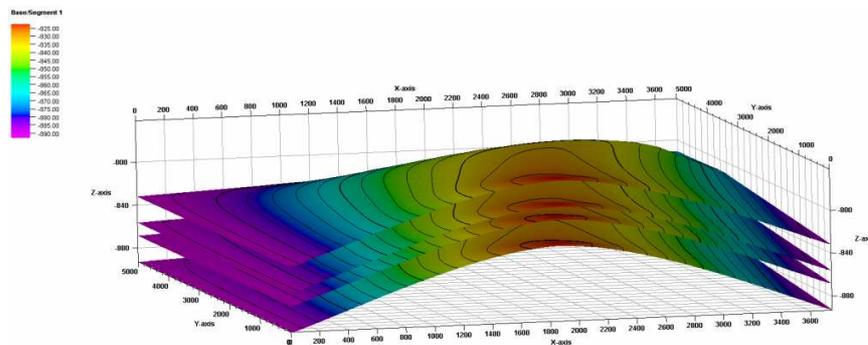


Figura 17. Superficies del yacimiento Stanford VI-E. En orden descendente: tope de la unidad I (y del yacimiento), tope de la unidad II, tope de la unidad III y base del yacimiento. Imagen tomada con Petrel (Versión 2014.1).

Conociendo el número de celdas en las coordenadas (x,y) y las dimensiones del modelo se creó el mallado 2D del yacimiento. El yacimiento mide a lo largo 3750 m y a lo ancho 5000 m (x,y respectivamente). Por tanto, si cada celda tiene 25 m de

ancho y largo, el mallado estará constituido por 150 celdas en la dirección x, 200 celdas en la dirección y. En la Figura 18 se muestra tales dimensiones, sin embargo se muestran los nodos en vez de las celdas. En cada dirección hay  $n+1$  nodos, donde  $n$  es el número de celdas.

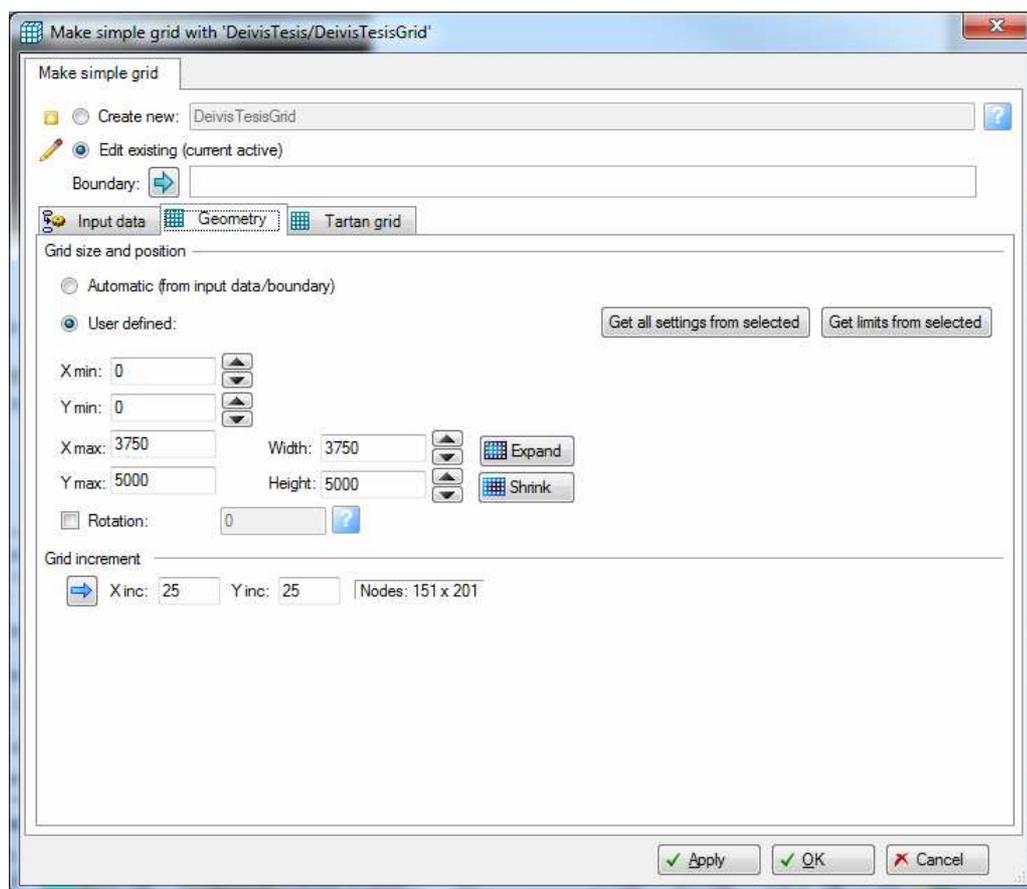


Figura 18. Creación del mallado 2D, ingresando las dimensiones del yacimiento Stanford VI-E y el tamaño de cada celda del mallado en las direcciones (x,y). Imagen tomada con Petrel (Versión 2014.1).

Luego se procedió a realizar el layering del mallado (definir el número de capas del modelo). La unidad I cuenta con 80 capas, la unidad II posee 40 capas y la unidad III 80 capas tal como se muestra en la Figura 19.

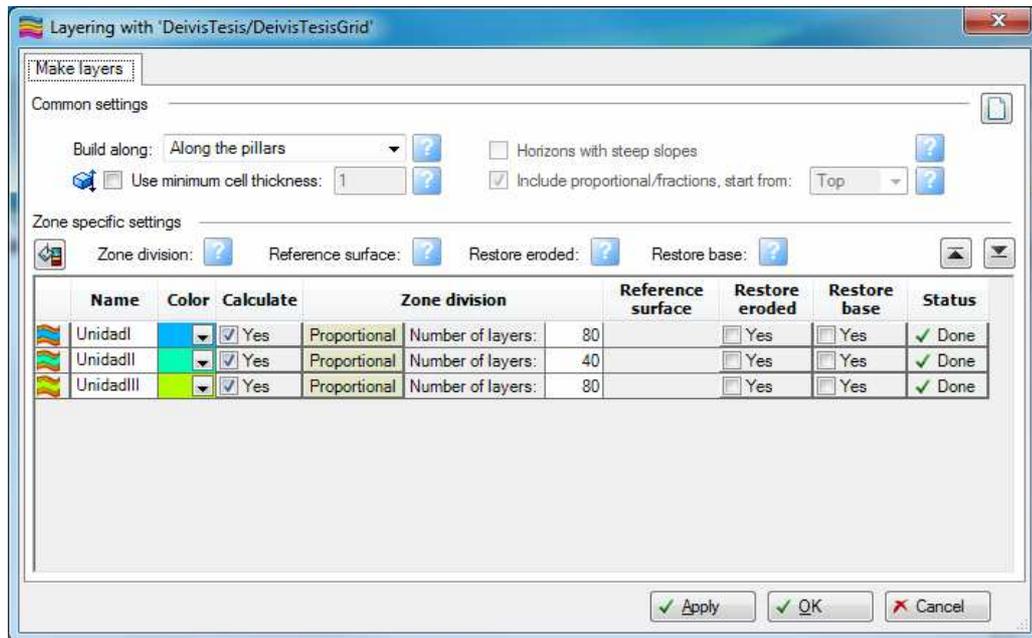


Figura 19. Unidades y capas del mallado 3D del yacimiento Stanford VI-E. Imagen tomada con Petrel (Versión 2014.1).

Se obtuvo un mallado 3D con (150,200,200) celdas, cada una con dimensiones (25,25,1) m en las coordenadas (x,y,z) respectivamente, tal y como se observa en la Figura 20. Además está dividido en tres unidades que serán modeladas independientemente.

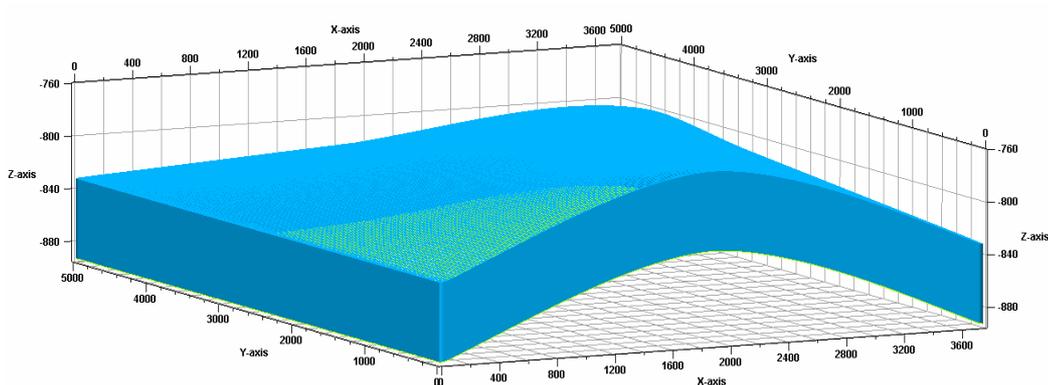
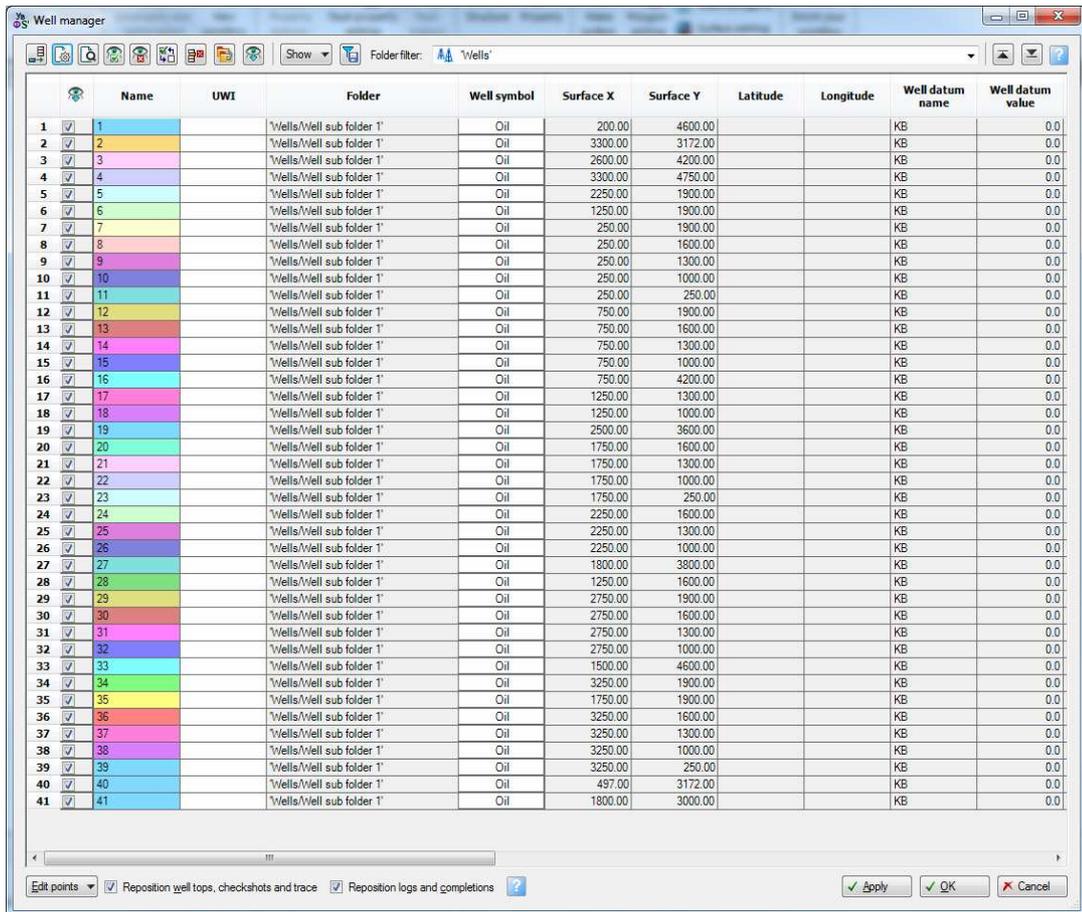


Figura 20. Mallado 3D del yacimiento Stanford VI-E. Imagen tomada con Petrel (Versión 2014.1).

## Impedancia Acústica, Facies y Propiedades Petrofísicas

Una vez elaborado el mallado 3D se procedió a importar los 41 pozos con su respectivas coordenadas (x,y), tal y como se observa en la Figura 21.



	Name	UWI	Folder	Well symbol	Surface X	Surface Y	Latitude	Longitude	Well datum name	Well datum value
1	1		'Wells/Well sub folder 1'	Oil	200.00	4600.00			KB	0.0
2	2		'Wells/Well sub folder 1'	Oil	3300.00	3172.00			KB	0.0
3	3		'Wells/Well sub folder 1'	Oil	2600.00	4200.00			KB	0.0
4	4		'Wells/Well sub folder 1'	Oil	3300.00	4750.00			KB	0.0
5	5		'Wells/Well sub folder 1'	Oil	2250.00	1900.00			KB	0.0
6	6		'Wells/Well sub folder 1'	Oil	1250.00	1900.00			KB	0.0
7	7		'Wells/Well sub folder 1'	Oil	250.00	1900.00			KB	0.0
8	8		'Wells/Well sub folder 1'	Oil	250.00	1600.00			KB	0.0
9	9		'Wells/Well sub folder 1'	Oil	250.00	1300.00			KB	0.0
10	10		'Wells/Well sub folder 1'	Oil	250.00	1000.00			KB	0.0
11	11		'Wells/Well sub folder 1'	Oil	250.00	250.00			KB	0.0
12	12		'Wells/Well sub folder 1'	Oil	750.00	1900.00			KB	0.0
13	13		'Wells/Well sub folder 1'	Oil	750.00	1600.00			KB	0.0
14	14		'Wells/Well sub folder 1'	Oil	750.00	1300.00			KB	0.0
15	15		'Wells/Well sub folder 1'	Oil	750.00	1000.00			KB	0.0
16	16		'Wells/Well sub folder 1'	Oil	750.00	4200.00			KB	0.0
17	17		'Wells/Well sub folder 1'	Oil	1250.00	1300.00			KB	0.0
18	18		'Wells/Well sub folder 1'	Oil	1250.00	1000.00			KB	0.0
19	19		'Wells/Well sub folder 1'	Oil	2500.00	3600.00			KB	0.0
20	20		'Wells/Well sub folder 1'	Oil	1750.00	1600.00			KB	0.0
21	21		'Wells/Well sub folder 1'	Oil	1750.00	1300.00			KB	0.0
22	22		'Wells/Well sub folder 1'	Oil	1750.00	1000.00			KB	0.0
23	23		'Wells/Well sub folder 1'	Oil	1750.00	250.00			KB	0.0
24	24		'Wells/Well sub folder 1'	Oil	2250.00	1600.00			KB	0.0
25	25		'Wells/Well sub folder 1'	Oil	2250.00	1300.00			KB	0.0
26	26		'Wells/Well sub folder 1'	Oil	2250.00	1000.00			KB	0.0
27	27		'Wells/Well sub folder 1'	Oil	1800.00	3800.00			KB	0.0
28	28		'Wells/Well sub folder 1'	Oil	1250.00	1600.00			KB	0.0
29	29		'Wells/Well sub folder 1'	Oil	2750.00	1900.00			KB	0.0
30	30		'Wells/Well sub folder 1'	Oil	2750.00	1600.00			KB	0.0
31	31		'Wells/Well sub folder 1'	Oil	2750.00	1300.00			KB	0.0
32	32		'Wells/Well sub folder 1'	Oil	2750.00	1000.00			KB	0.0
33	33		'Wells/Well sub folder 1'	Oil	1500.00	4600.00			KB	0.0
34	34		'Wells/Well sub folder 1'	Oil	3250.00	1900.00			KB	0.0
35	35		'Wells/Well sub folder 1'	Oil	1750.00	1900.00			KB	0.0
36	36		'Wells/Well sub folder 1'	Oil	3250.00	1600.00			KB	0.0
37	37		'Wells/Well sub folder 1'	Oil	3250.00	1300.00			KB	0.0
38	38		'Wells/Well sub folder 1'	Oil	3250.00	1000.00			KB	0.0
39	39		'Wells/Well sub folder 1'	Oil	3250.00	250.00			KB	0.0
40	40		'Wells/Well sub folder 1'	Oil	497.00	3172.00			KB	0.0
41	41		'Wells/Well sub folder 1'	Oil	1800.00	3000.00			KB	0.0

Figura 21. Información de los 41 pozos verticales importados al yacimiento Stanford VI-E. Imagen tomada con Petrel (Versión 2014.1).

Estos pozos son verticales y cada uno mide 200 m, de manera que se cuenta con propiedades escaladas en las 200 celdas que atraviesa cada pozo en la dirección z. En la Figura 22, se puede observar la ubicación de cada pozo en el mallado.

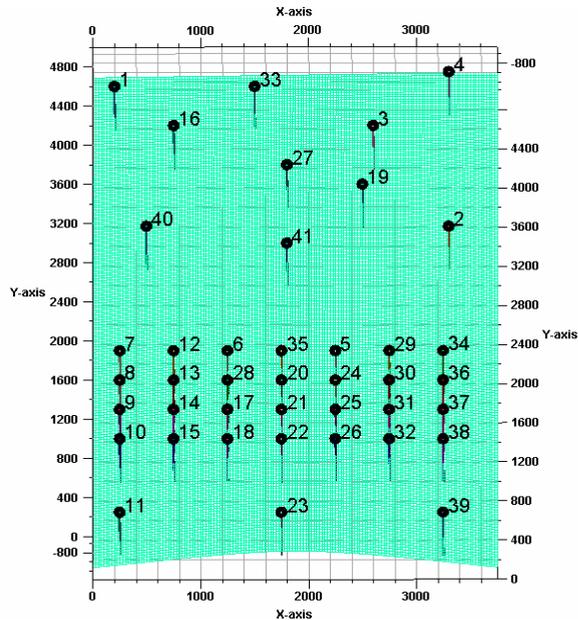


Figura 22. 41 pozos verticales incorporados al mallado del yacimiento Stanford VI-E. Imagen tomada con Petrel (Versión 2014.1).

Posteriormente se importaron las celdas escaladas de facies y porosidad que serán modeladas, junto al cubo de impedancia acústica que servirá de información secundaria. En las Figuras 23, 24 y 25 se observan cada una de las propiedades escaladas que se importaron.

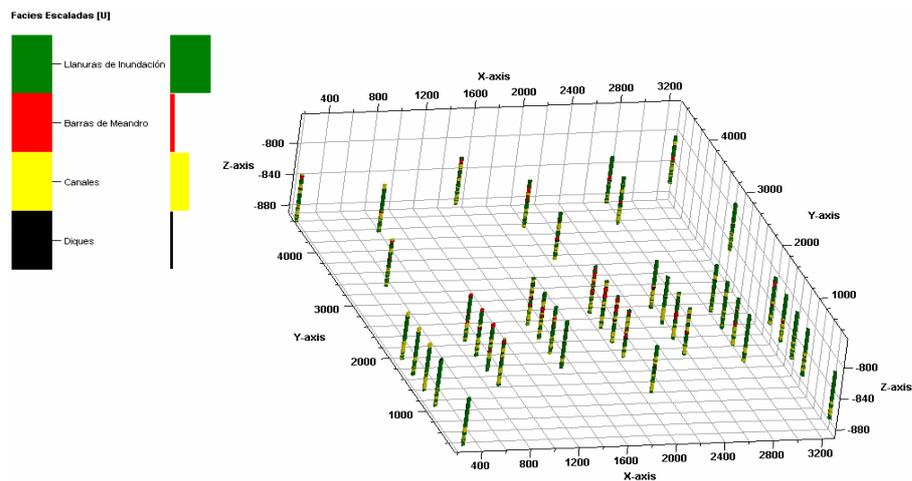


Figura 23. Facies escaladas del yacimiento Stanford VI-E. Imagen tomada con Petrel (Versión 2014.1).

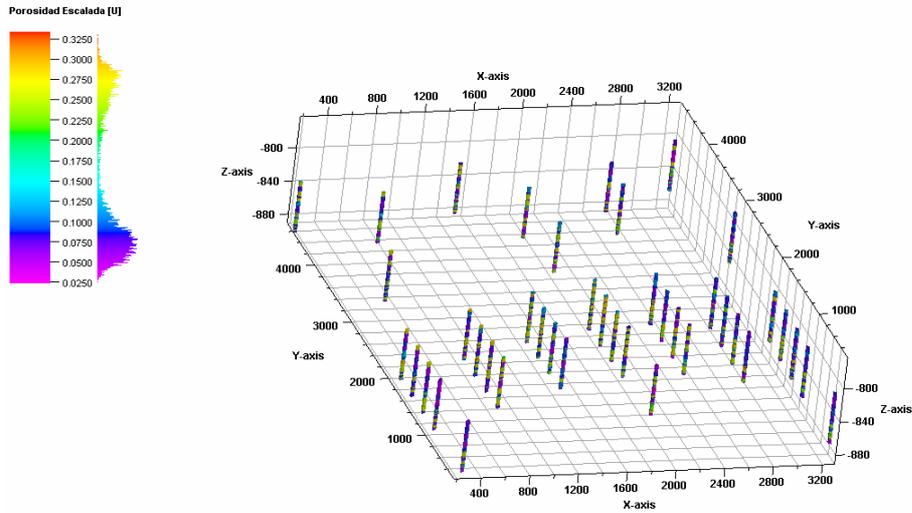


Figura 24. Porosidades escaladas del yacimiento Stanford VI-E. Imagen tomada con Petrel (Versión 2014.1).

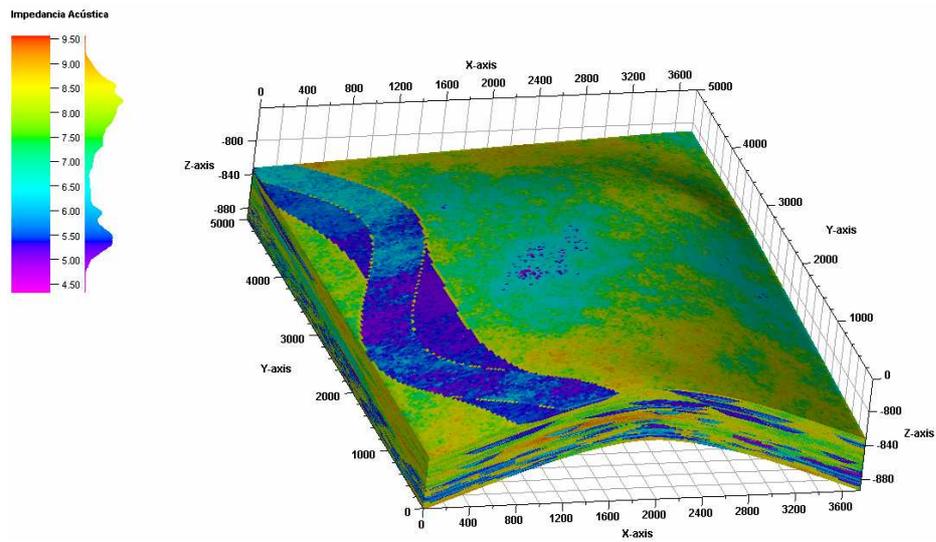


Figura 25. Mallado de impedancia acústica del yacimiento Stanford VI-E. Imagen tomada con Petrel (Versión 2014.1).

Recordemos que las facies y porosidades escaladas fueron usadas para simular las respectivas propiedades en las localizaciones no muestreadas, usando como información secundaria, el cubo de impedancia acústica, muestreado a lo largo de todo el mallado.

## Análisis Exploratorio de los Datos

En esta etapa se realizó la estadística descriptiva de los datos, con el propósito de preparar las variables a simular para el modelado espacial.

Se graficó un histograma para cada variable y así conocer la distribución de cada variable o propiedad por pozos que fue simulada.

Para cada unidad del yacimiento se graficó un histograma de facies para conocer la distribución de las facies por pozos, la cual constituye la distribución muestreada con que se partirá para la simulación. Es importante destacar que tal distribución de facies obedece a las proporciones de facies por pozos (la muestra) para cada unidad, no es la proporción de facies del modelo sintético (población) por unidad.

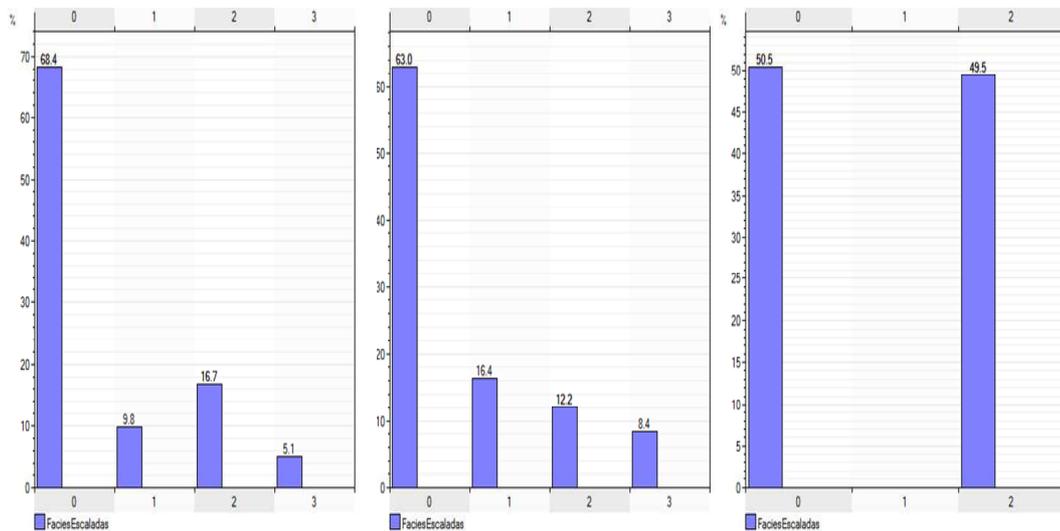


Figura 26. Histograma de Facies Escaladas. De Izquierda a Derecha: Histograma de la unidad I, unidad II y unidad III respectivamente. Imagen tomada con Petrel (Versión 2014.1).

Podemos observar en la Figura 26, que las proporciones entre las facies varían considerablemente entre las unidades y además en la unidad III sólo se encuentran dos tipos de facies, canal y llanuras de inundación, esta información es consistente con lo señalado en el trabajo de Lee y Mukerji (2012), por tanto; la muestra resulta representativa del modelo de facies a simular.

Posteriormente se graficó el histograma de las propiedades continuas, porosidad e impedancia acústica.

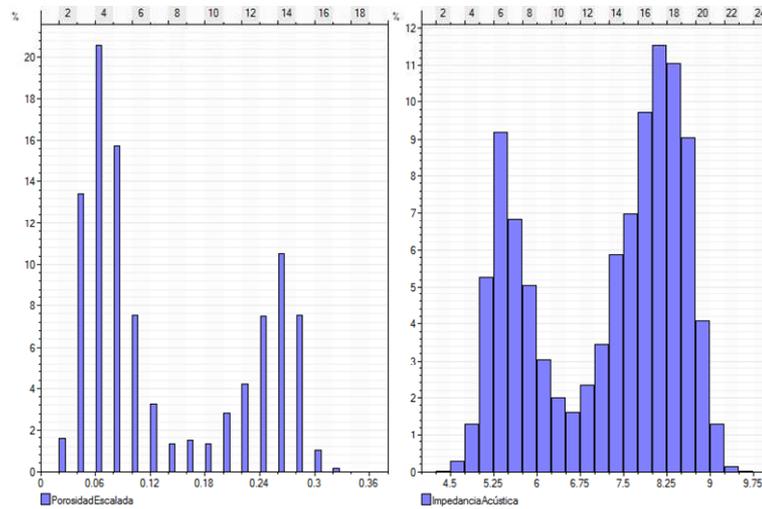


Figura 27. Histogramas de las propiedades continuas. De izquierda a derecha: Porosidad e impedancia acústica. Imagen tomada con Petrel (Versión 2014.1).

Como se muestra en la Figura 27, las propiedades continuas porosidad e impedancia acústica, muestran una distribución similar, por tanto, resulta pertinente realizar una gráfica de correlación para verificar la relación que existe.

Se realizó un gráfica de correlación (crossplot) entre la impedancia acústica y las variables a simular para saber si se podía usar el atributo sísmico como información secundaria para la simulación geoestadística de facies y porosidad.

Es importante destacar que para usar la impedancia acústica en la simulación geoestadística de facies y propiedades petrofísicas, Petrel considera el inverso de la impedancia acústica ya que en particular la porosidad muestra una relación lineal decreciente (negativa) con este atributo sísmico. Además las probabilidades son base a 100% o normalizadas y por tanto; la impedancia acústica también es normalizada tal y como se observa en los gráficos de correlación.

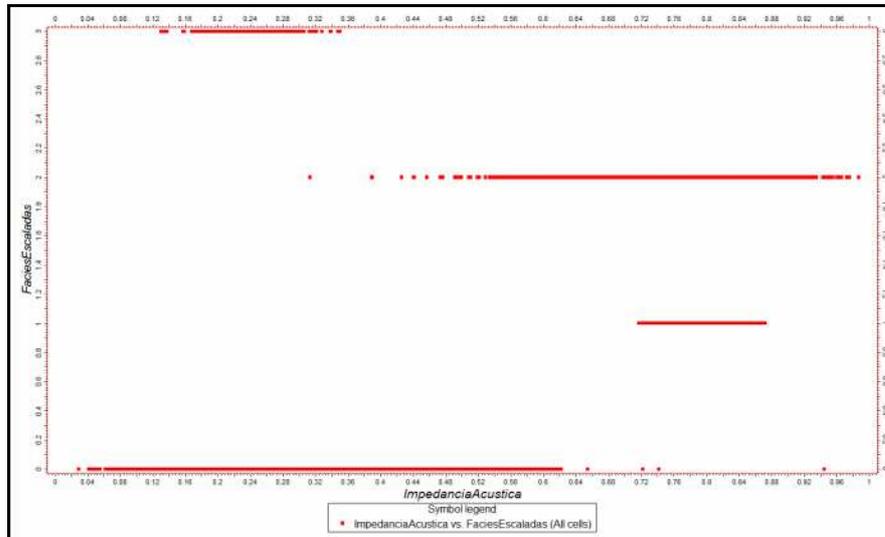


Figura 28. Crossplot entre la impedancia acústica y las facies escaladas. Imagen tomada con Petrel (Versión 2014.1).

Podemos observar en la Figura 28 que entre las facies y la impedancia acústica no hay una relación lineal y además, tampoco hay una relación uno a uno, es decir para un mismo valor de impedancia acústica puede haber varios valores de facies.

El módulo de probabilidad de facies de Petrel permite calibrar cualquier propiedad continua a las facies observadas en los registros (celdas escaladas). Por tanto, podemos usar la impedancia acústica para cosimular facies gracias a este módulo. En la Figura 29 se muestra el módulo de probabilidad de Petrel, donde la barra de la gráfica indica la probabilidad de que una facies tome un determinado valor conociendo el valor del atributo sísmico.

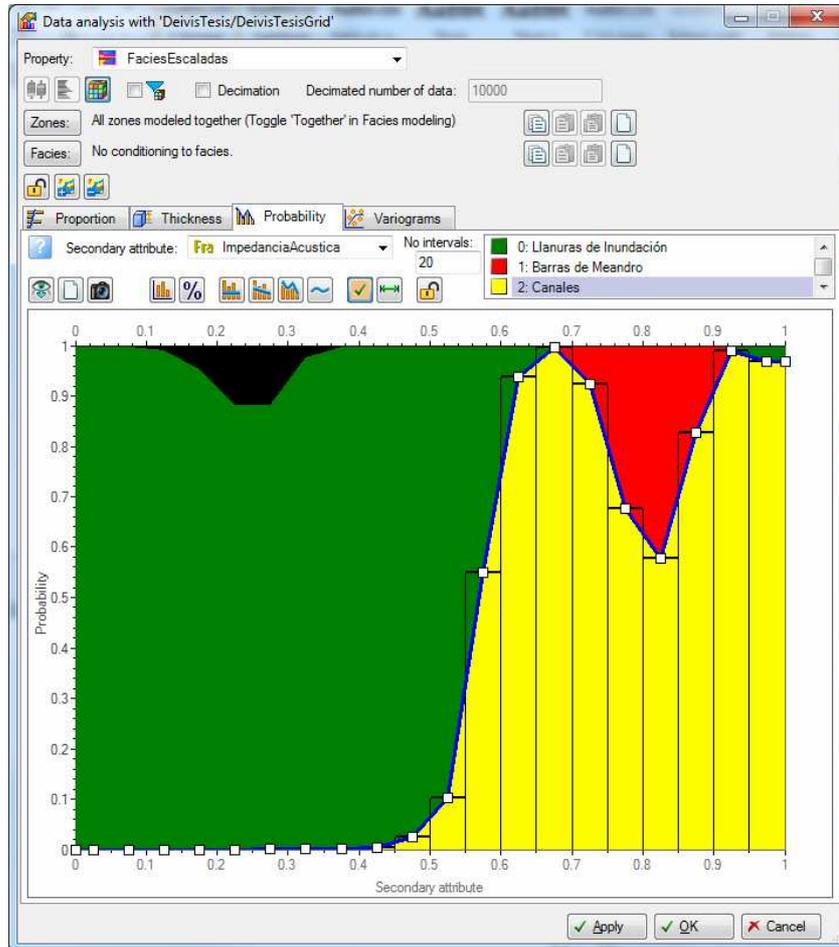


Figura 29. Curva de probabilidad de facies por impedancia acústica. Imagen tomada con Petrel (Versión 2014.1).

Para observar la relación que existe entre la impedancia acústica y la porosidad, también se realizó una gráfica de correlación tal y como se muestra en la Figura 30.

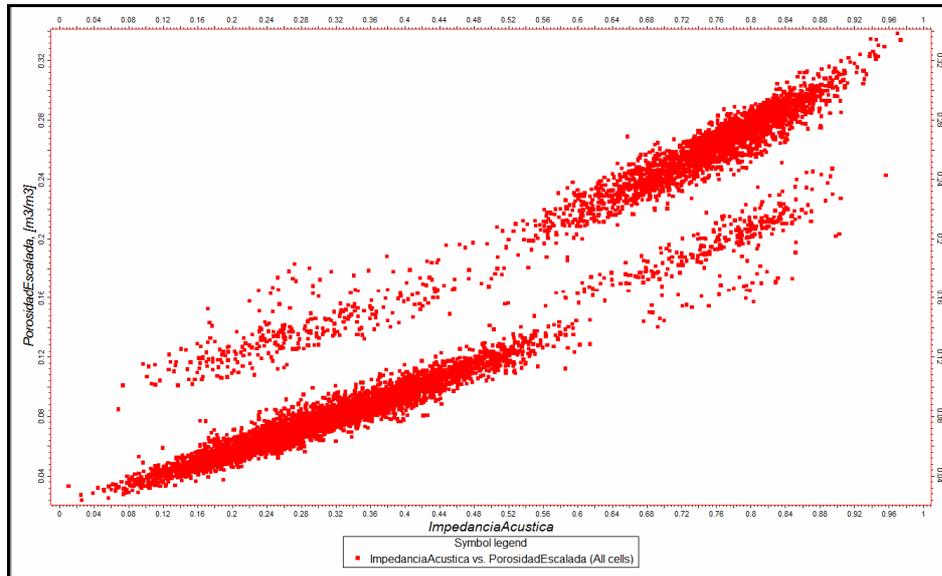


Figura 30. Crossplot entre la impedancia acústica y la porosidad escalada. Imagen tomada con Petrel (Versión 2014.1).

Se puede observar que existe una relación lineal entre ambas variables, por tanto, se usará la impedancia acústica como información secundaria para cosimular la porosidad de cada modelo de facies previamente simulado, a través de la técnica de collocated co-kriging, ya que Petrel (Versión 2014.1) permite esta opción.

Para conocer las proporciones de cada facies en cada capa del mallado, se usó el módulo de curvas de proporción vertical, tal y como se observa en la Figura 31, ajustando la distribución de probabilidad de cada facies en la zona o unidad seleccionada, basándose en la fracción original de las facies en cada capa.

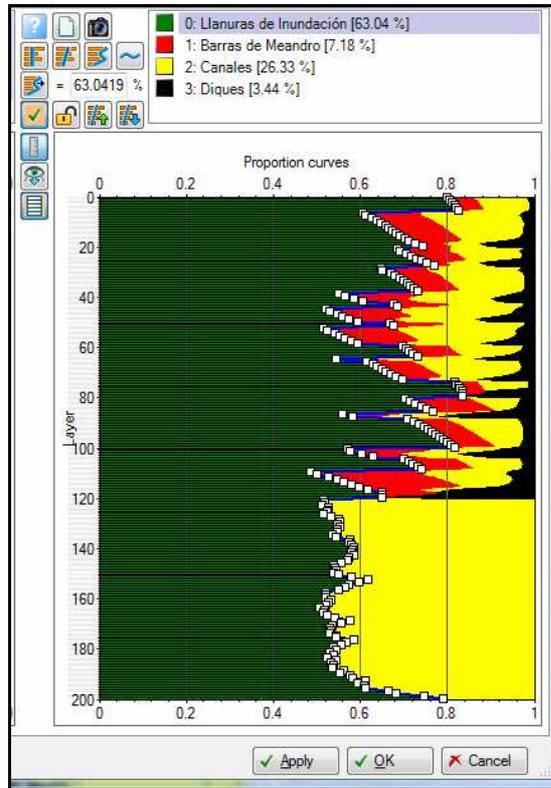


Figura 31. Curvas de proporción vertical de facies. Imagen tomada con Petrel (Versión 2014.1).

### Simulación de Variables Indicadoras, SIS.

Para usar la técnica de SIS, el software Petrel automáticamente transforma las facies en variables indicadoras de tal manera de poder realizar el modelado espacial por variogramas.

Una vez transformadas las facies a variables indicadoras se procedió a determinar los variogramas experimentales en tres direcciones perpendiculares tal y como se observa en la Figura 32, direcciones de máxima y mínima continuidad en un plano (x,y) y a lo largo del eje z (en profundidad), con el fin de obtener un variograma teórico para cada facies que ajuste a los datos medidos y pueda ser usado en la simulación geoestadística de las facies a lo largo de todo el espacio 3D.

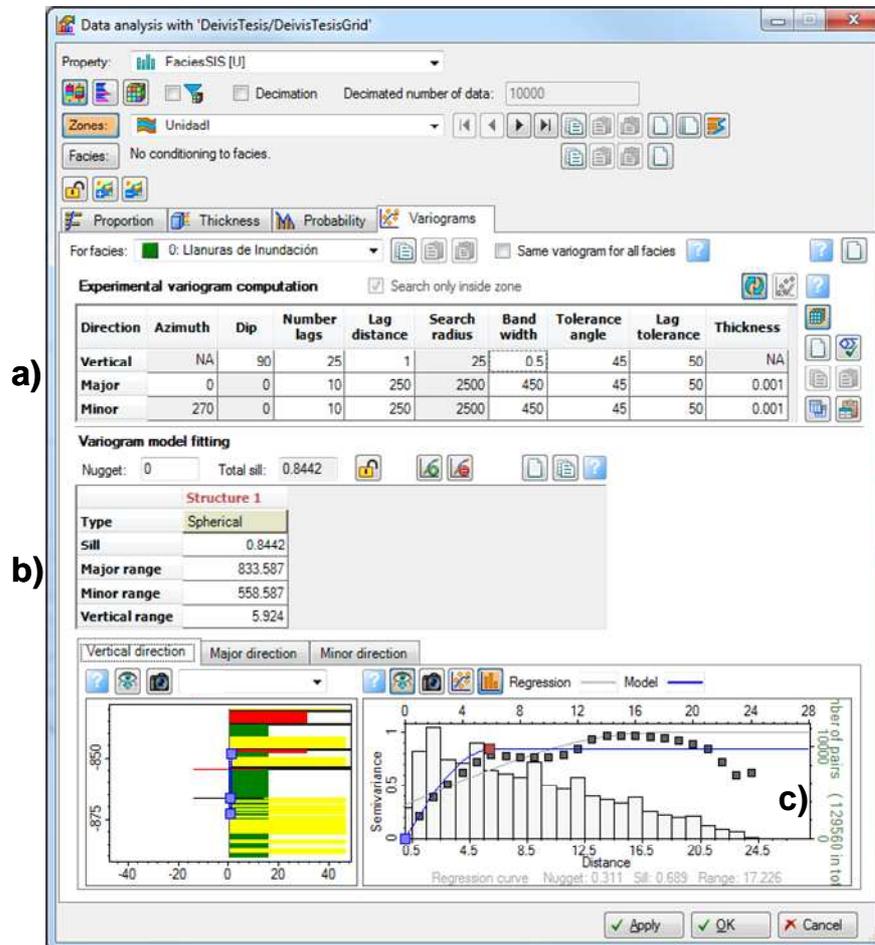


Figura 32. Modelado espacial por variogramas. a) los parámetros espaciales usados para la estimación del variograma experimental, b) el variograma teórico ajustado a los datos experimentales y c) la curva del variograma teórico ajustado al variograma experimental. Imagen tomada con Petrel (Versión 2014.1).

Luego de determinar el variograma teórico para cada facies se procedió a cosimular las facies en cada celda no muestreada, usando como información secundaria el cubo de impedancia acústica tal y como se observa en la Figura 33.

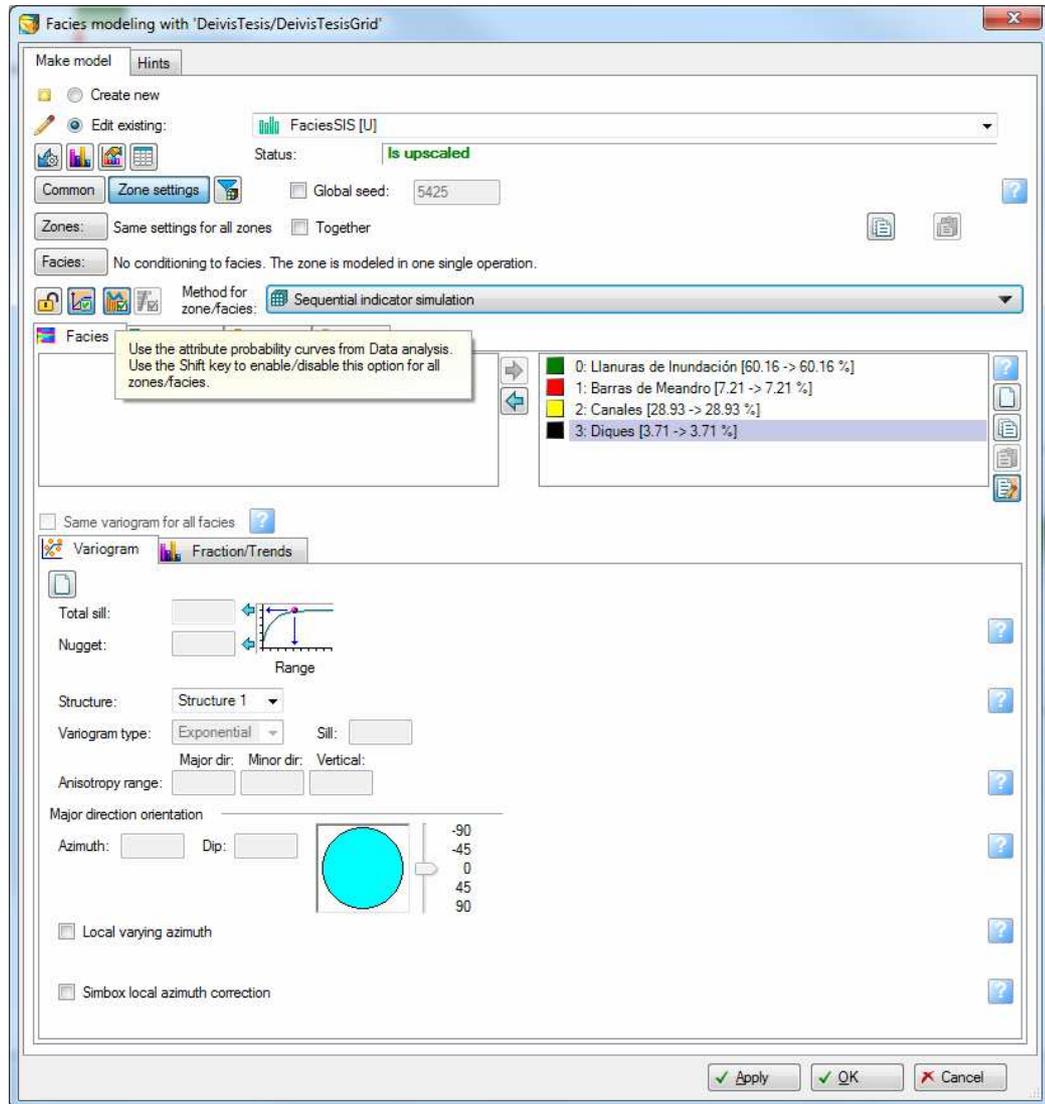


Figura 33. Simulación de facies por SIS. Pestaña activa de curvas de probabilidad por atributos realizados por el módulo de análisis de datos. Imagen tomada con Petrel (Versión 2014.1).

### Simulación Basada en Objetos.

Para la simulación de facies con la técnica de objetos, también se realizaron los modelos por unidades con el propósito de usar objetos que representen las facies, geometrías y tendencias presentes en cada unidad. Se intentó respetar las características estratigráficas por unidad descritas en el trabajo de Castro et al. (2005)

en cuanto a las dimensiones generales de las facies, orientaciones y número de canales.

Para la Unidad I, se usaron las facies Canal y Barras de Meandro, ambas bordeadas por Diques, respetando el numero de canales (8) del modelo sintético, tal y como se observa en la Figura 34.

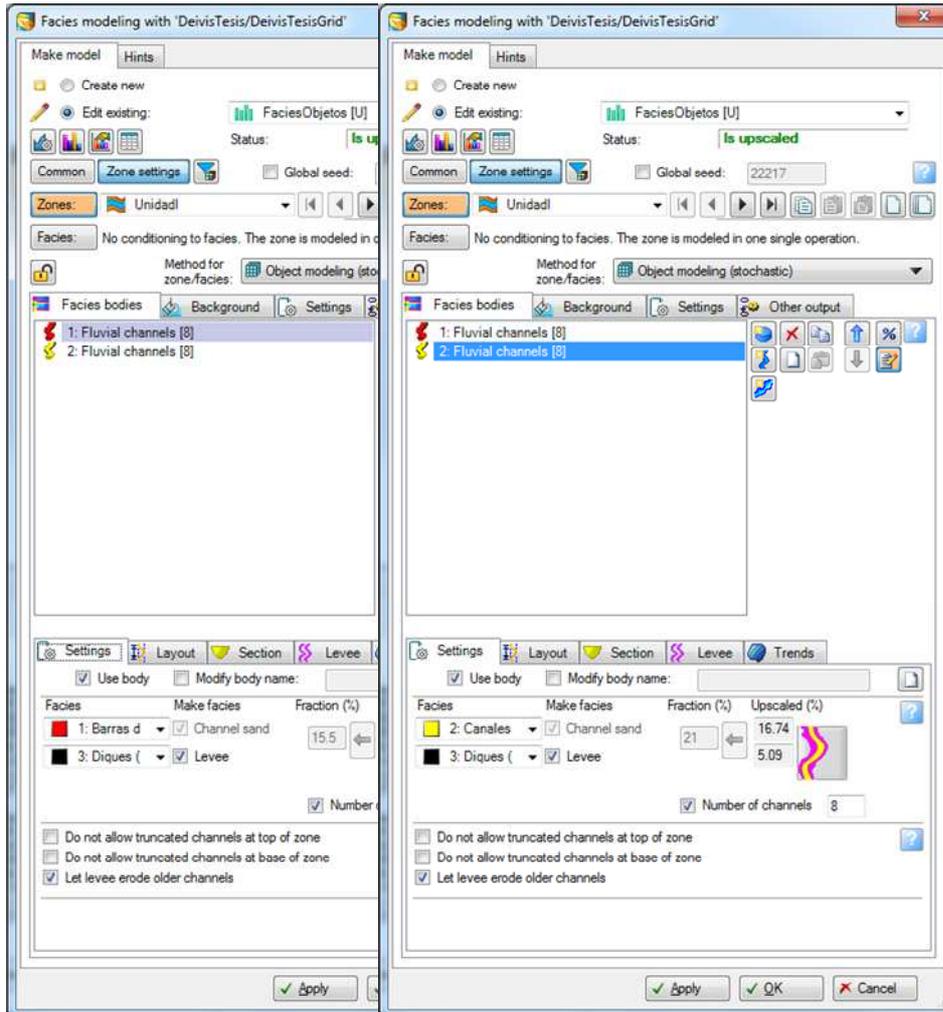


Figura 34. Simulación de facies en la Unidad I con la técnica de Objetos. Numero de las facies Canal y Barras de Meandro. Imagen tomada con Petrel (Versión 2014.1).

Posteriormente, se procedió a incorporar las orientaciones de las facies Canal y Barras de Meandro, junto a la amplitud y longitud de onda de cada facies tal y como se muestra en la Figura 35.

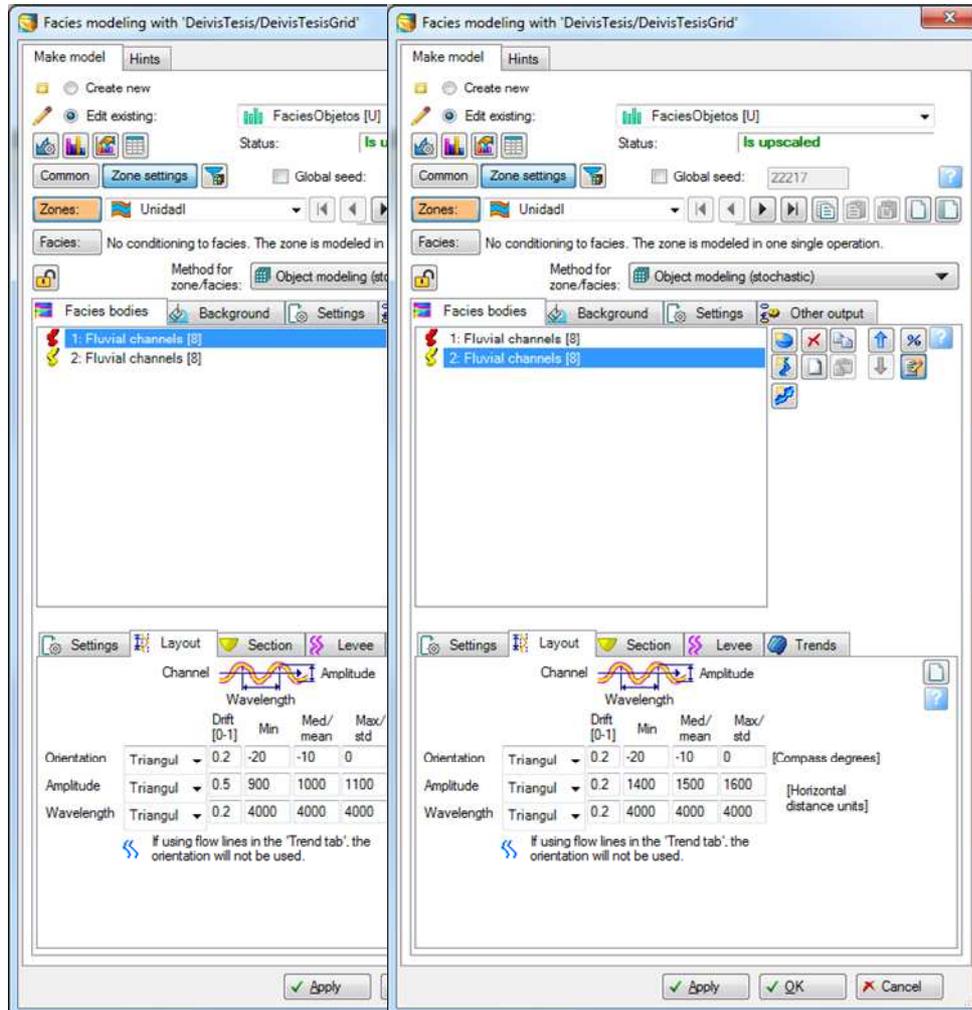


Figura 35. Simulación de facies en la Unidad I con la técnica de Objetos. Orientación, Amplitud y Longitud de onda para las facies Canal y Barras de Meandro. Imagen tomada con Petrel (Versión 2014.1).

Luego, se indicó el ancho y espesor de la facies Canal y Barras de Meandro tal y como se observa en la Figura 36.

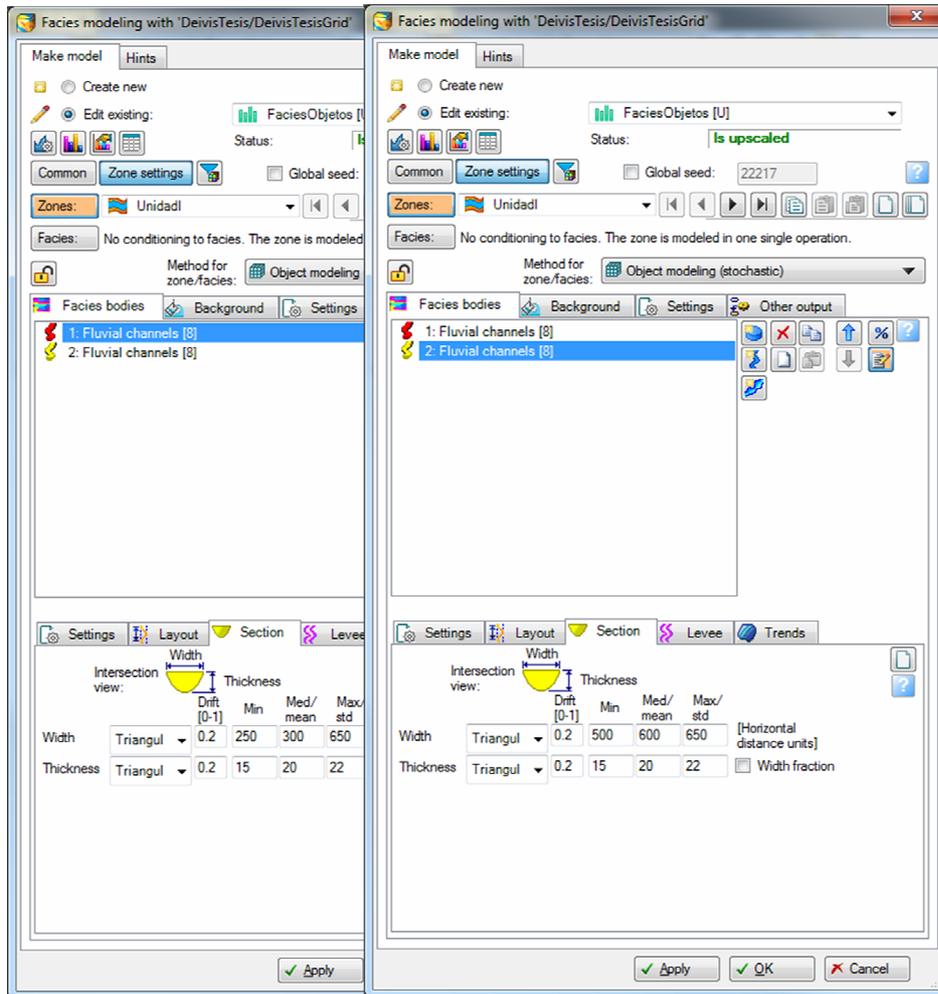


Figura 36. Simulación de facies en la Unidad I con la técnica de Objetos. Ancho y espesor para las facies Canal y Barras de Meandro. Imagen tomada con Petrel (Versión 2014.1).

De igual manera, se procedió a modelar los Diques de las facies Canal y Barras de Meandro honrando las dimensiones señaladas en el modelo sintético, tal y como se muestra en la Figura 37.

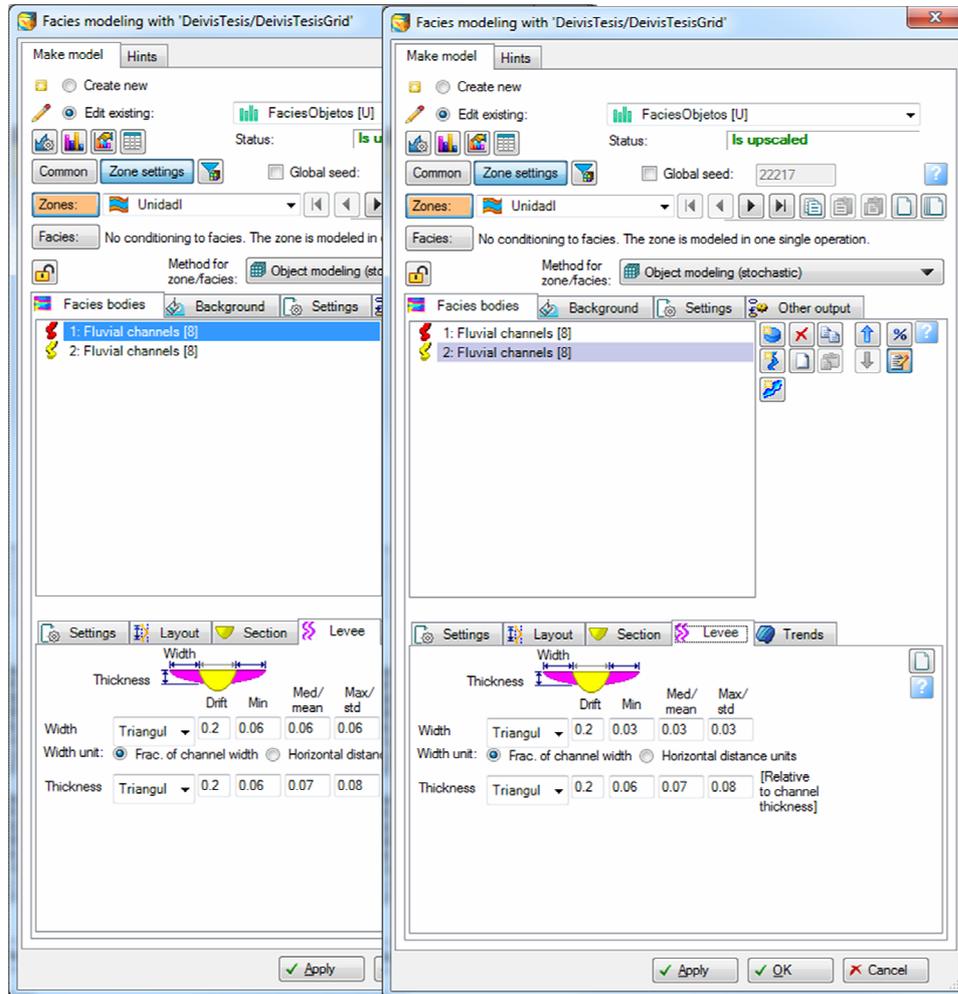


Figura 37. Simulación de facies en la Unidad I con la técnica de Objetos. Ancho y espesor para la facies Diques. Imagen tomada con Petrel (Versión 2014.1).

Luego, se incorporó el cubo de impedancia acústica de manera poder respetar la ubicación de las facies a lo largo de todo el mallado, aprovechando la relación existente entre este atributo sísmico y las facies, tal y como se muestra en la Figura 38.

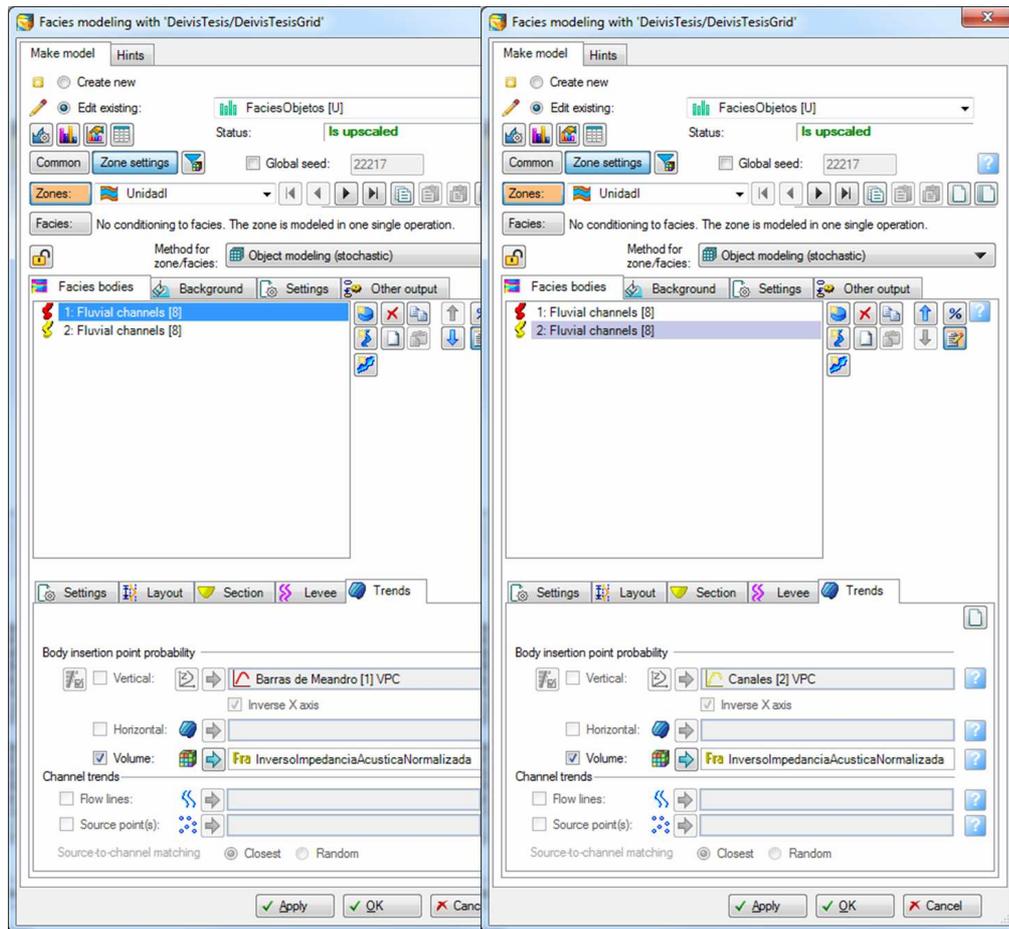


Figura 38. Simulación de facies en la Unidad I con la técnica de Objetos. Incorporación de la impedancia acústica como información secundaria . Imagen tomada con Petrel (Versión 2014.1).

Se usó como facies de fondo, la Llanura de Inundación, como se observa en la Figura 39.

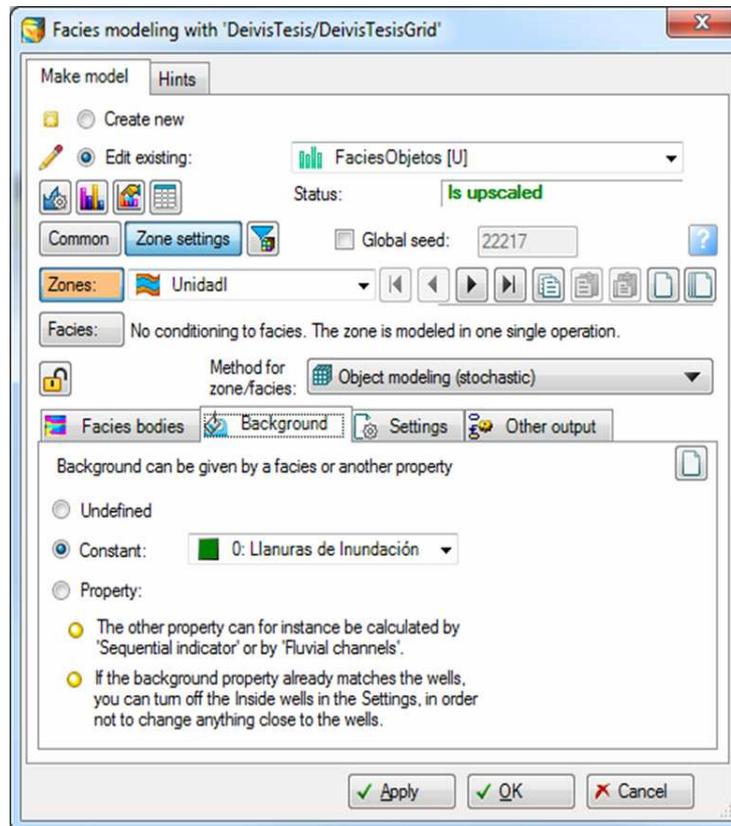


Figura 39. Simulación de facies en la Unidad I con la técnica de Objetos. Creación de la facies Llanura de Inundación. Imagen tomada con Petrel (Versión 2014.1).

Una vez incorporadas todas las facies se procedió a realizar la simulación como se indica en la Figura 40, de manera que el resultado responda al modelo creado a través de las orientaciones y dimensiones por facies, asignando flexibilidad a las proporciones de facies de manera de poder honrar los datos duros (facies medidas en pozos) y geometría de las facies.

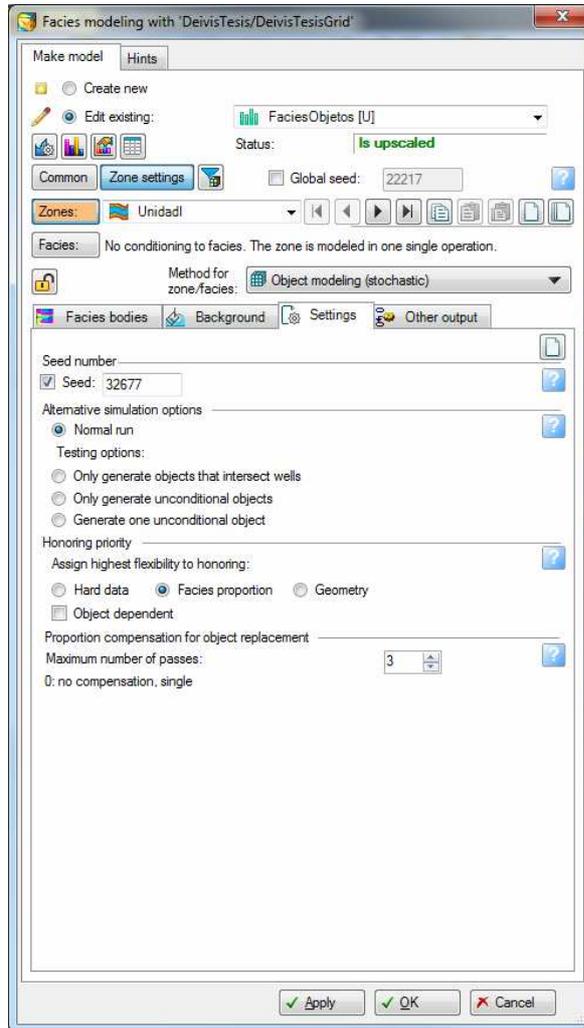


Figura 40. Simulación de facies en la Unidad I con la técnica de Objetos. Opciones y prioridades en la simulación. Imagen tomada con Petrel (Versión 2014.1).

Como en la Unidad I, en la Unidad II también se indicaron las facies Canal y Barras de Meandro, ambas bordeadas por Diques. Sin embargo las características estratigráficas de esta unidad son diferentes. En la Figura 41, se observa el número de Canales y Barras de Meandro.

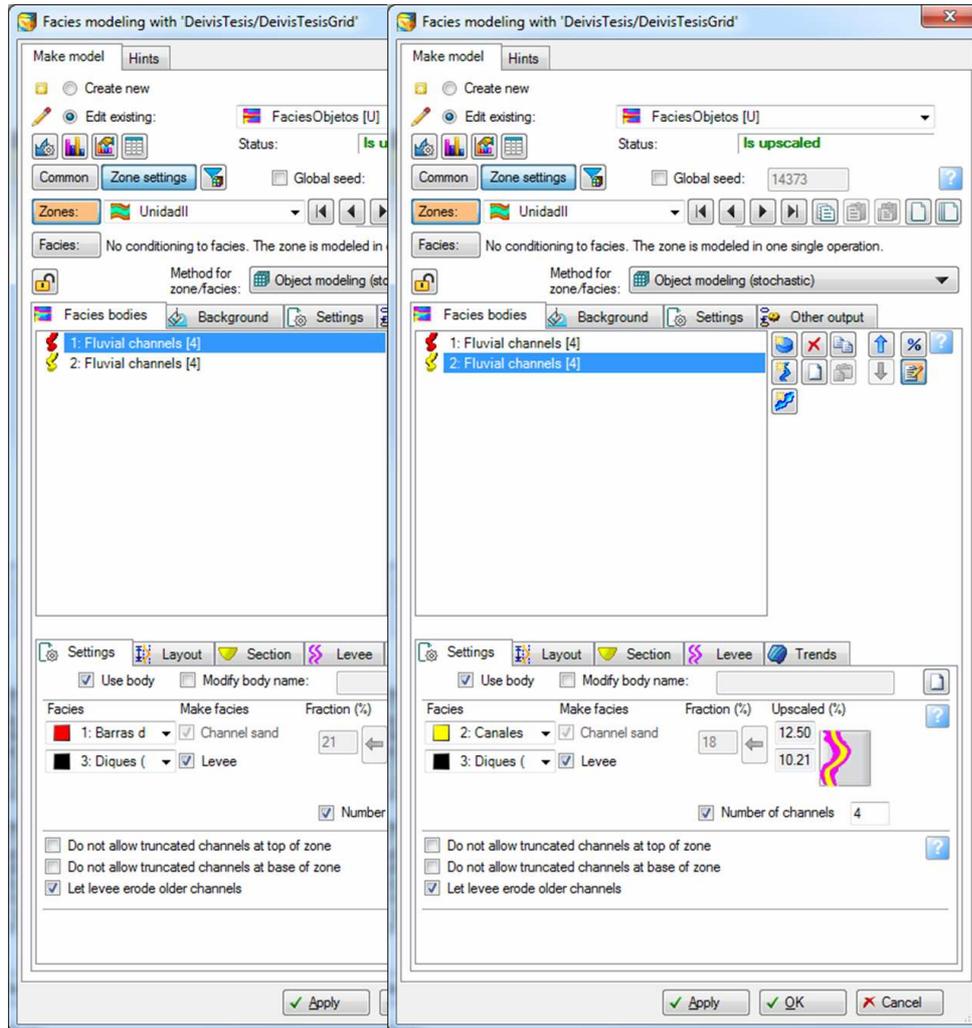


Figura 41. Simulación de facies en la Unidad II con la técnica de Objetos. Numero de las facies Canal y Barras de Meandro. Imagen tomada con Petrel (Versión 2014.1).

Posteriormente se procedió a incorporar las orientaciones de las facies Canal y Barras de Meandro, junto a la amplitud y longitud de onda de cada facies tal y como se muestra en la Figura 42.

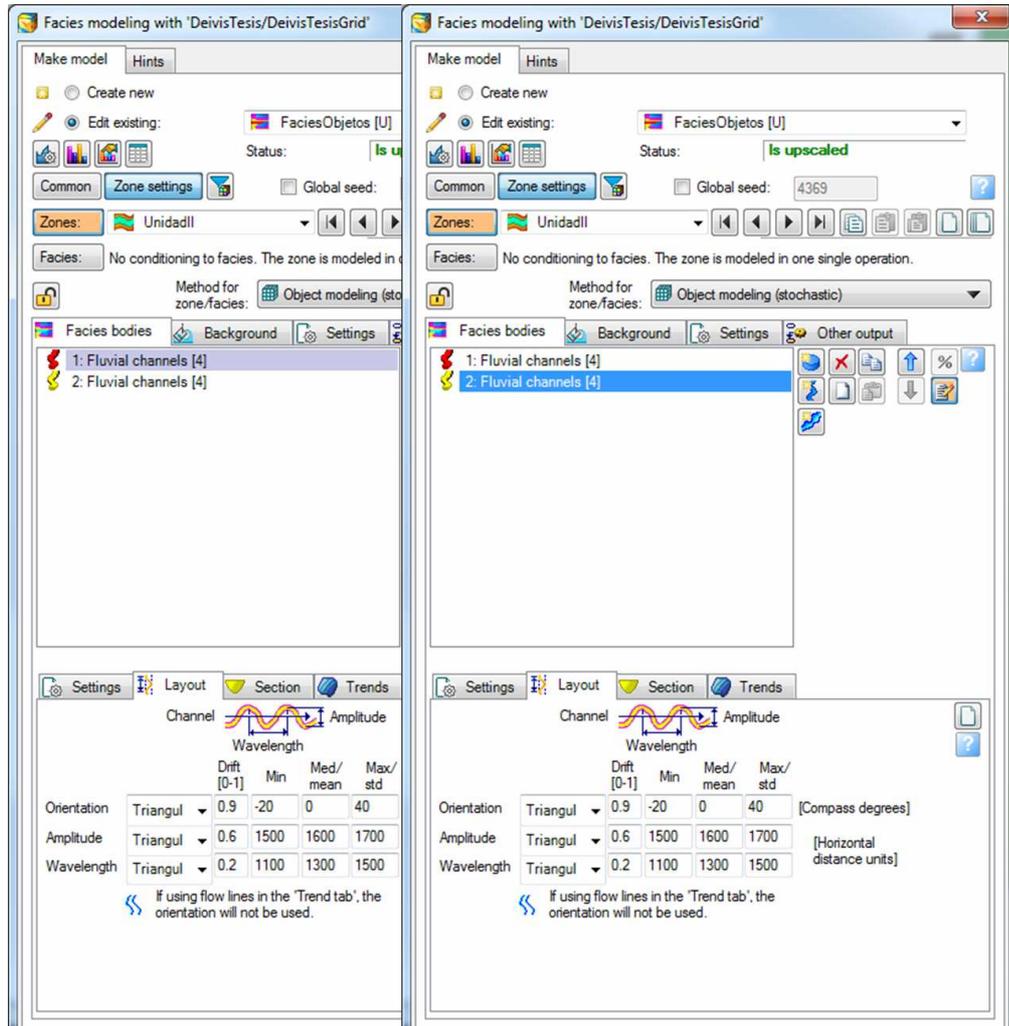


Figura 42. Simulación de facies en la Unidad II con la técnica de Objetos. Orientación, Amplitud y Longitud de onda para las facies Canal y Barras de Meandro. Imagen tomada con Petrel (Versión 2014.1).

Luego se indicó el ancho y espesor de la facies Canal y Barras de Meandro tal y como se observa en la Figura 43.

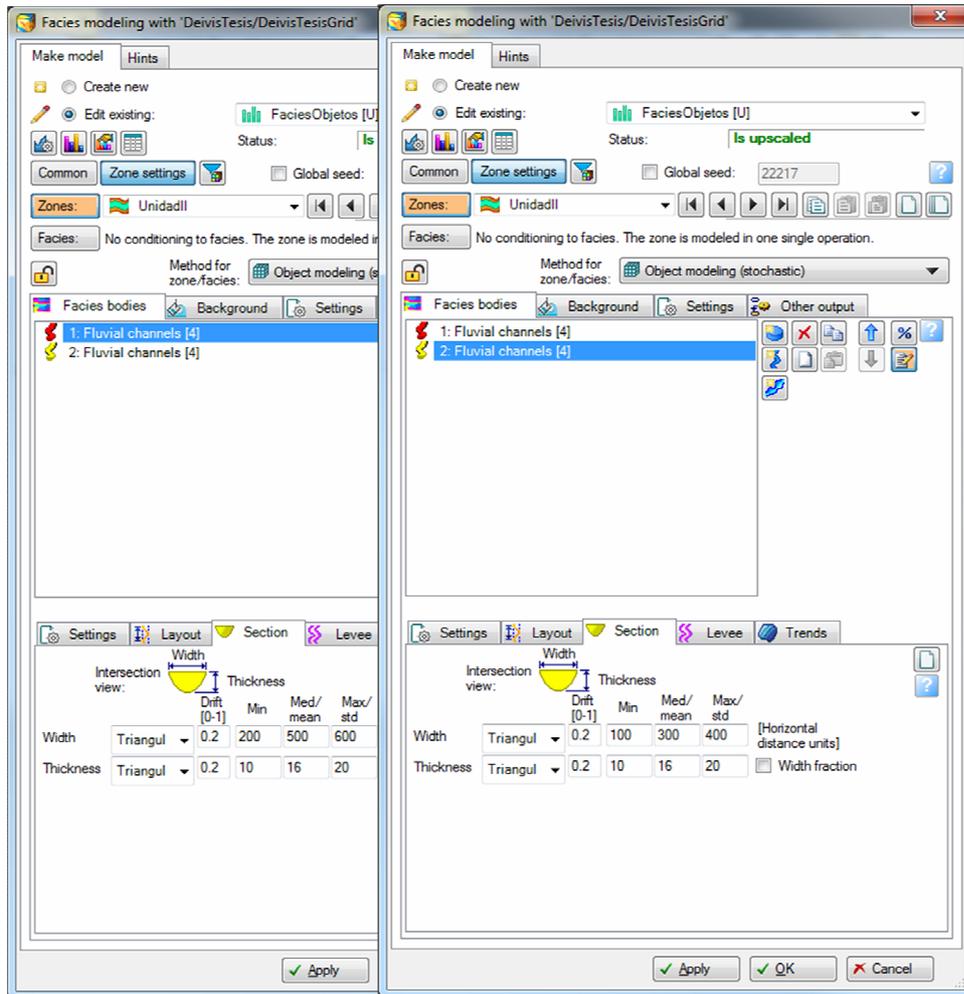


Figura 43. Simulación de facies en la Unidad II con la técnica de Objetos. Ancho y espesor para las facies Canal y Barras de Meandro. Imagen tomada con Petrel (Versión 2014.1).

De igual manera, se procedió a modelar los Diques de las facies Canal y Barras de Meandro honrando las dimensiones señaladas en el modelo sintético, tal y como se muestra en la Figura 44.

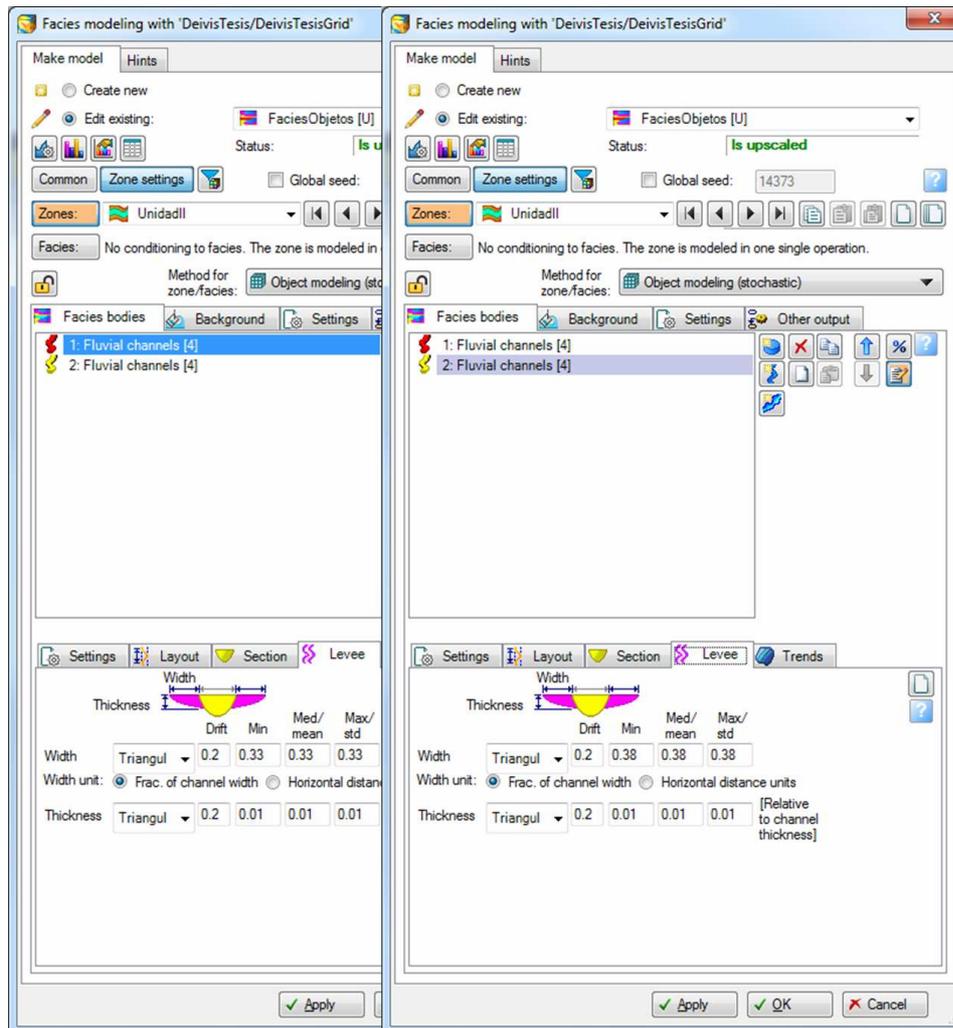


Figura 44. Simulación de facies en la Unidad II con la técnica de Objetos. Ancho y espesor para la facies Diques. Imagen tomada con Petrel (Versión 2014.1).

Luego se incorporó el cubo de impedancia acústica de manera poder respetar la ubicación de las facies a lo largo de todo el mallado, aprovechando la relación existente entre este atributo sísmico y las facies, tal y como se muestra en la Figura 45.

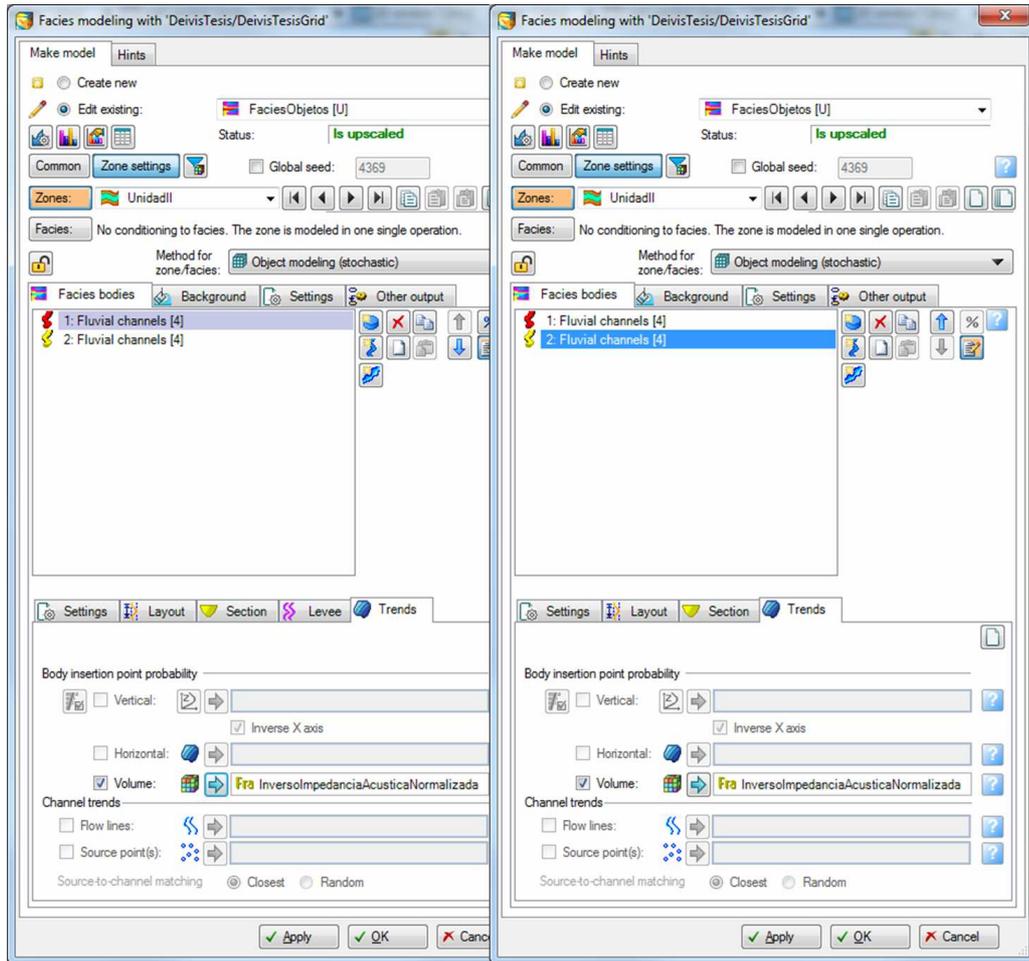


Figura 45. Simulación de facies en la Unidad II con la técnica de Objetos. Incorporación de la impedancia acústica como información secundaria . Imagen tomada con Petrel (Versión 2014.1).

Se usó como facies de fondo, la Llanura de Inundación, como se observa en la Figura 46.

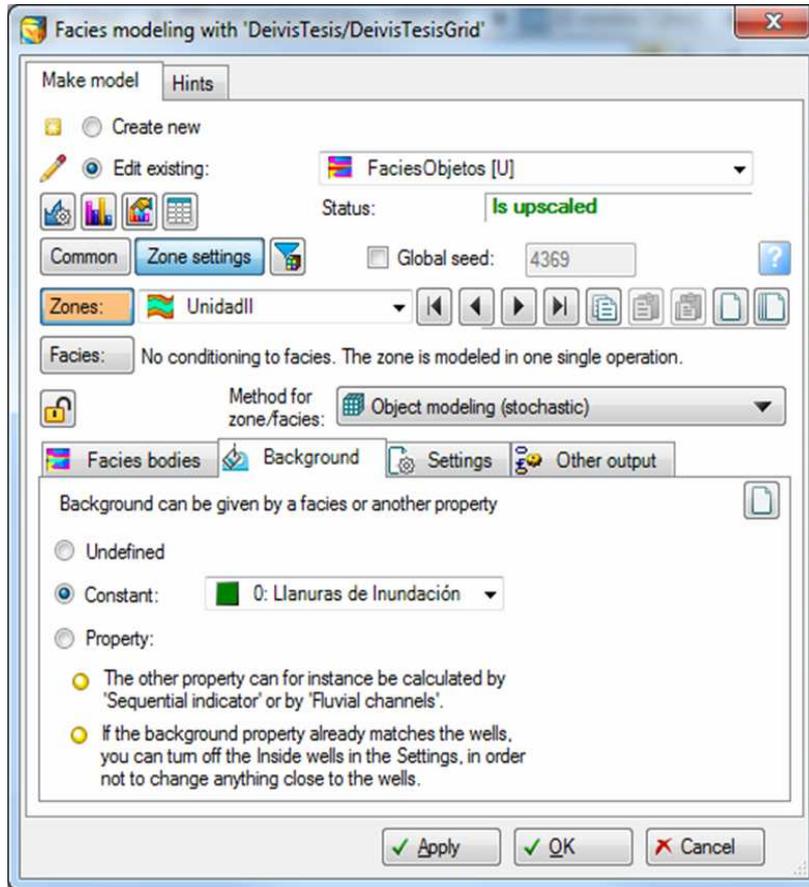


Figura 46. Simulación de facies en la Unidad II con la técnica de Objetos. Creación de la facies Llanura de Inundación. Imagen tomada con Petrel (Versión 2014.1).

Una vez incorporadas todas las facies se procedió a realizar la simulación como se indica en la Figura 47, de manera que el resultado responda al modelo creado a través de las orientaciones y dimensiones por facies, asignando flexibilidad a las proporciones de facies de manera de poder honrar los datos duros (facies medidas en pozos) y geometría de las facies.

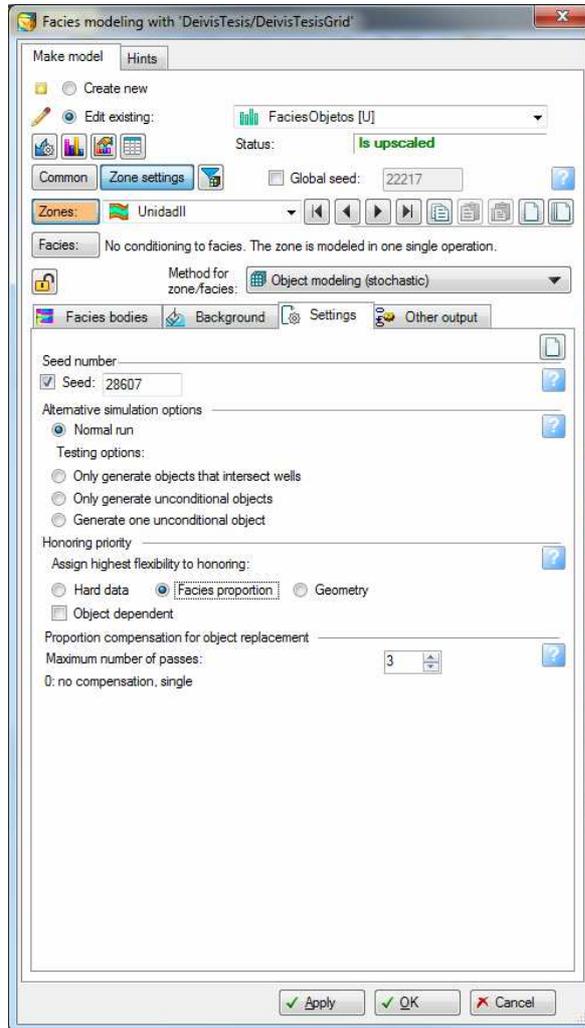


Figura 47. Simulación de facies en la Unidad II con la técnica de Objetos. Opciones y prioridades en la simulación. Imagen tomada con Petrel (Versión 2014.1).

Por último, en la simulación basada en Objetos, se procedió a modelar la Unidad III, la cual está compuesta sólo de las facies Canal y Llanuras de Inundación, por tanto; no se crearon Barras de Meandro bordeadas por Diques.

Se puede observar en la Figura 48 que la facies Canal representa casi la mitad la Unidad III con un 44%.

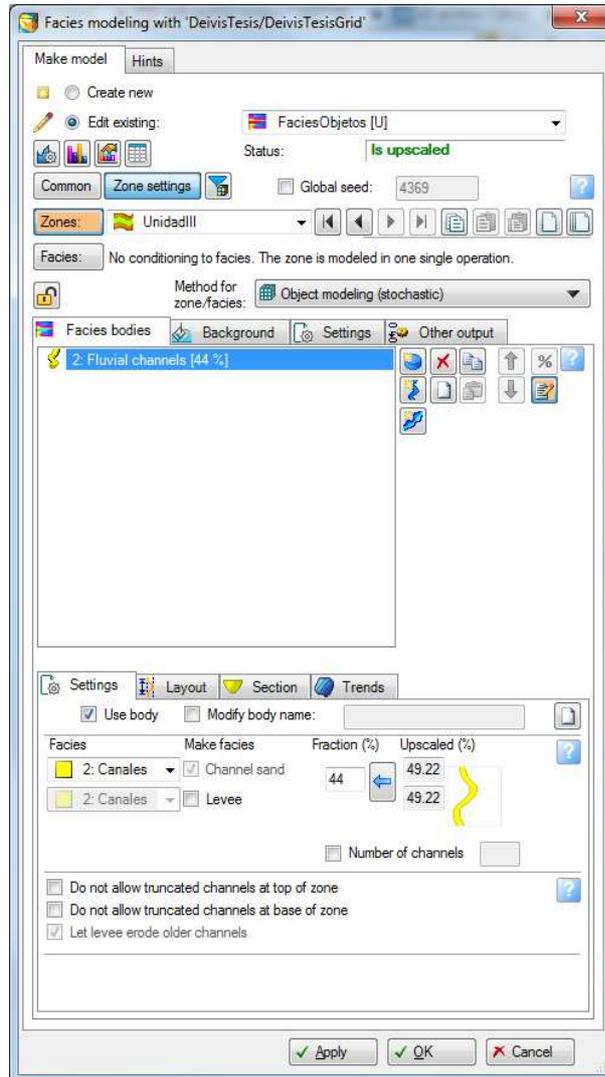


Figura 48. Simulación de facies en la Unidad III con la técnica de Objetos. Creación de las facies Canal. Imagen tomada con Petrel (Versión 2014.1).

Es importante destacar, que para la Unidad III se le indicó al simulador las proporciones de Canal y no el número de esta facies, ya que sólo las proporciones aparecen reportadas en el trabajo de Castro et al. (2005)

Posteriormente se procedió a incorporar las orientaciones de la facies Canal, junto a la amplitud y longitud de onda tal y como se muestra en la Figura 49.

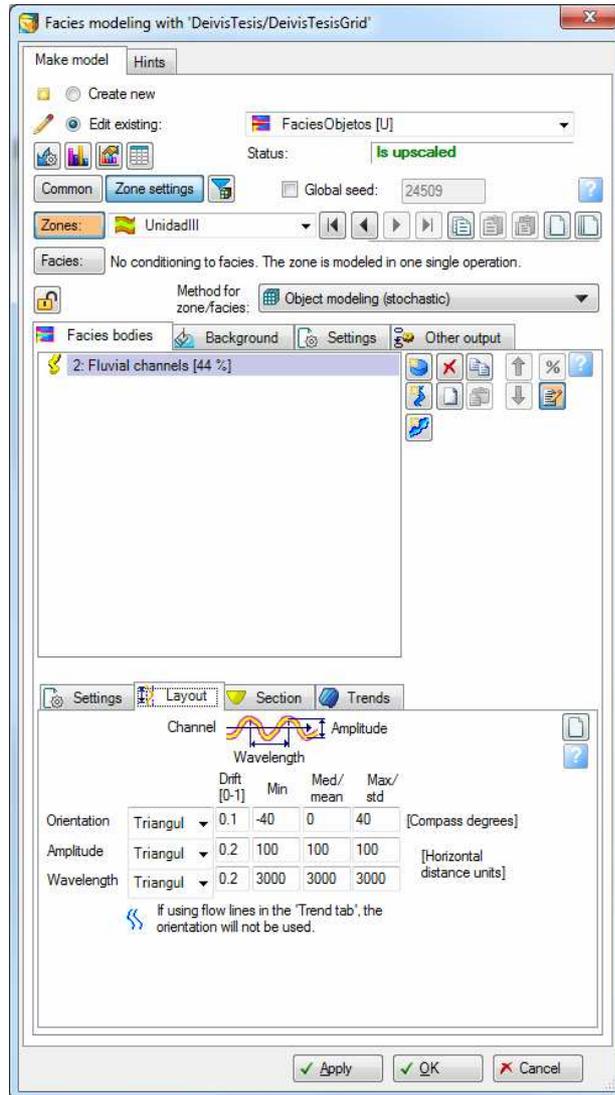


Figura 49. Simulación de facies en la Unidad III con la técnica de Objetos. Orientacion, Amplitud y Longitud de onda para la facies Canal. Imagen tomada con Petrel (Versión 2014.1).

Luego se indicó el ancho y espesor de la facies Canal tal y como se observa en la Figura 50.

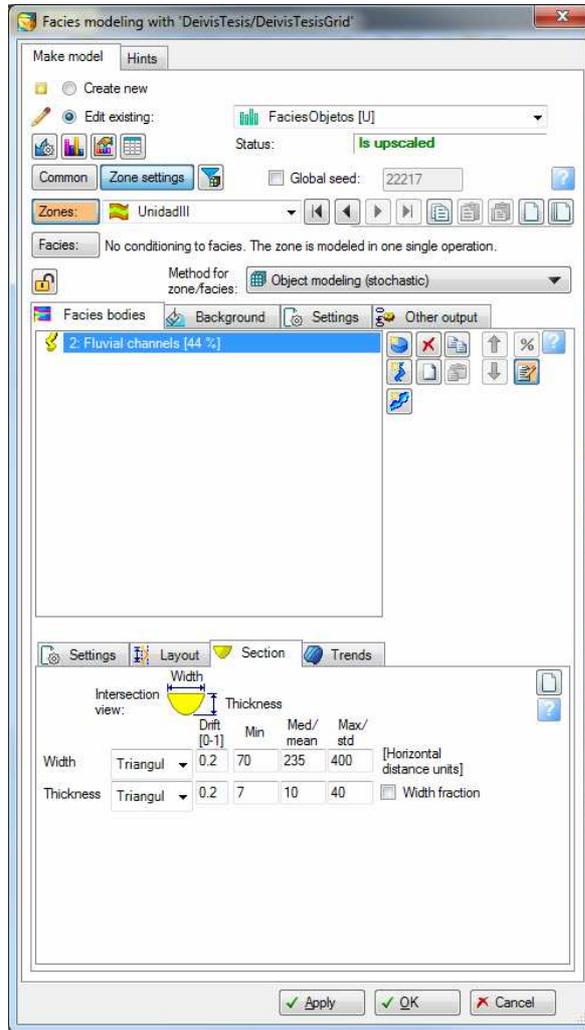


Figura 50. Simulación de facies en la Unidad III con la técnica de Objetos. Ancho y espesor para las facies Canal. Imagen tomada con Petrel (Versión 2014.1).

Luego se incorporó el cubo de impedancia acústica de manera poder respetar la ubicación de las facies a lo largo de todo el mallado, aprovechando la relación existente entre este atributo sísmico y las facies, tal y como se muestra en la Figura 51.

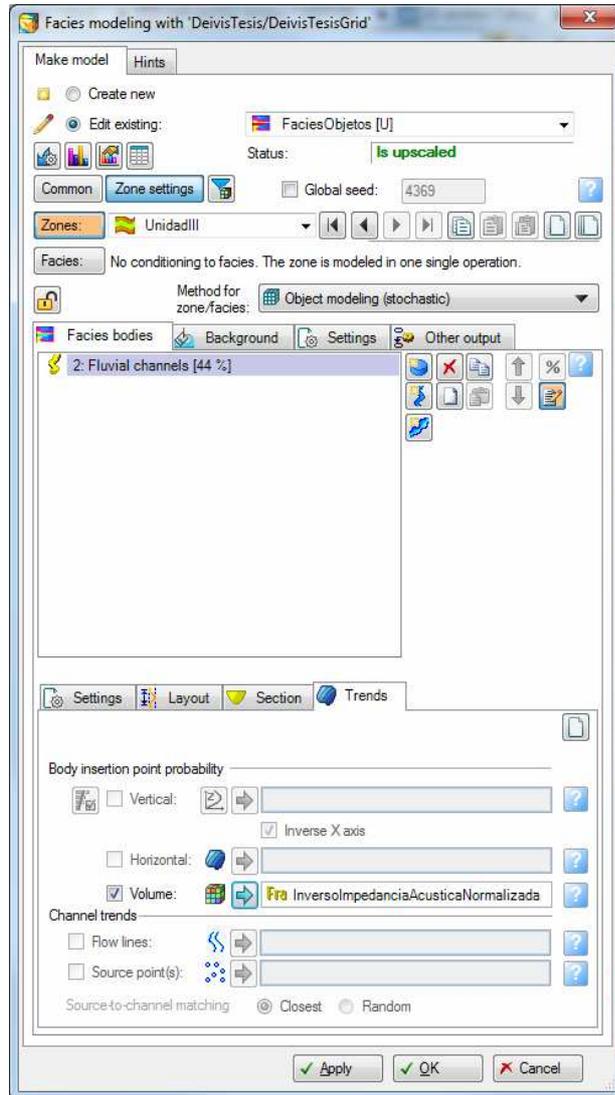


Figura 51. Simulación de facies en la Unidad III con la técnica de Objetos. Incorporación de la impedancia acústica como información secundaria . Imagen tomada con Petrel (Versión 2014.1).

La fracción de facies restante, corresponde a las Llanuras de Inundación, tal y como se muestra en la Figura 52.

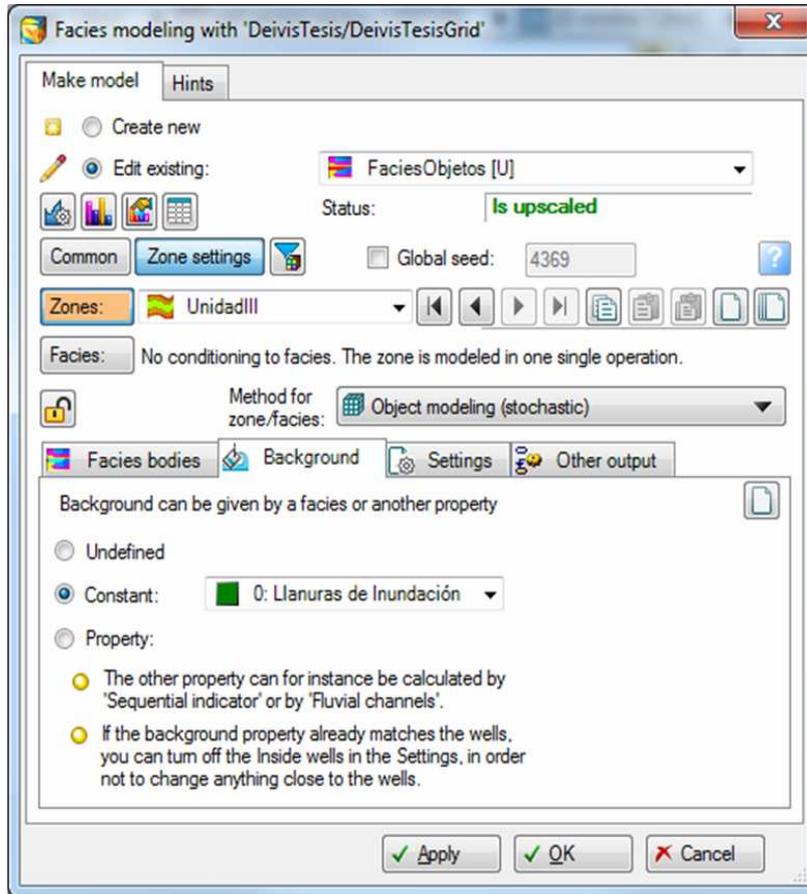


Figura 52. Simulación de facies en la Unidad III con la técnica de Objetos. Creación de la facies Llanura de Inundación. Imagen tomada con Petrel (Versión 2014.1).

Una vez incorporadas todas las facies se procedió a realizar la simulación como se indica en la Figura 53, de manera que el resultado responda al modelo creado a través de las orientaciones y dimensiones por facies, asignando flexibilidad a las proporciones de facies de manera de poder honrar los datos duros (facies medidas en pozos) y geometría de las facies.

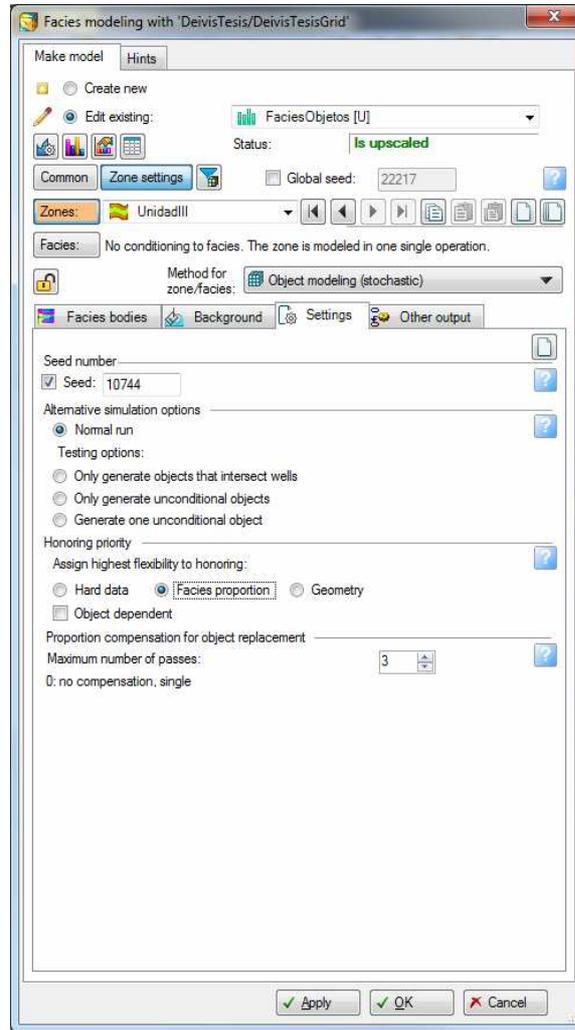


Figura 53. Simulación de facies en la Unidad III con la técnica de Objetos. Opciones y prioridades en la simulación. Imagen tomada con Petrel (Versión 2014.1).

### **Simulación Basada en Estadística de Múltiples Puntos, MPS.**

A diferencia de SIS, donde el modelado espacial de las variables se realizó con el variograma (geoestadística bipuntual), en MPS, se usó una imagen de entrenamiento que permitió obtener la relación espacial entre múltiples puntos.

En esta tesis se intentó reproducir mediante diversas técnicas geoestadísticas, un modelo de facies para un yacimiento sintético ya elaborado, por tanto; se importó de cada unidad del modelo sintético una imagen de entrenamiento 2D representativa de la primera capa de cada unidad, tal y como se muestra en la Figura 54, es decir, también se realizó el modelado espacial para cada unidad por separado.

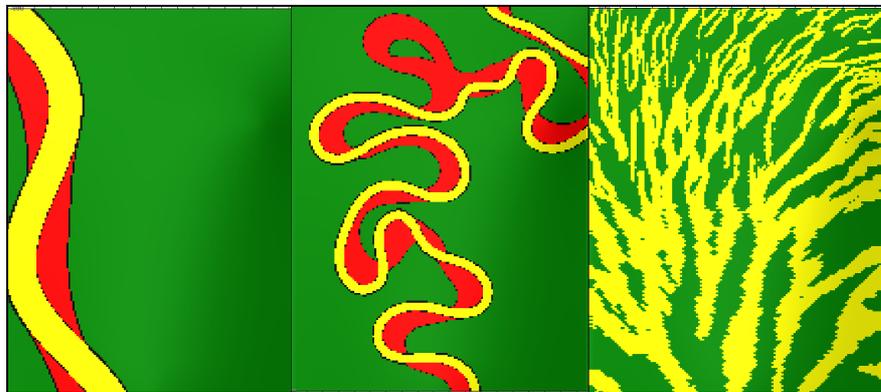


Figura 54. Imagen de entrenamiento para cada Unidad. De izquierda a derecha: Imagen de entrenamiento de la Unidad I, II y III respectivamente. Imagen tomada con Petrel (Versión 2014.1).

Escaneando cada imagen de entrenamiento con una máscara de búsqueda, como se muestra en la Figura 55, se creó el modelado espacial del yacimiento para cada unidad, análogamente a la estadística bipuntual con variogramas, obteniendo un arreglo de probabilidades o pattern para cada unidad. Petrel realiza internamente el pattern y lo usa posteriormente para la simulación de estadística de múltiples puntos.

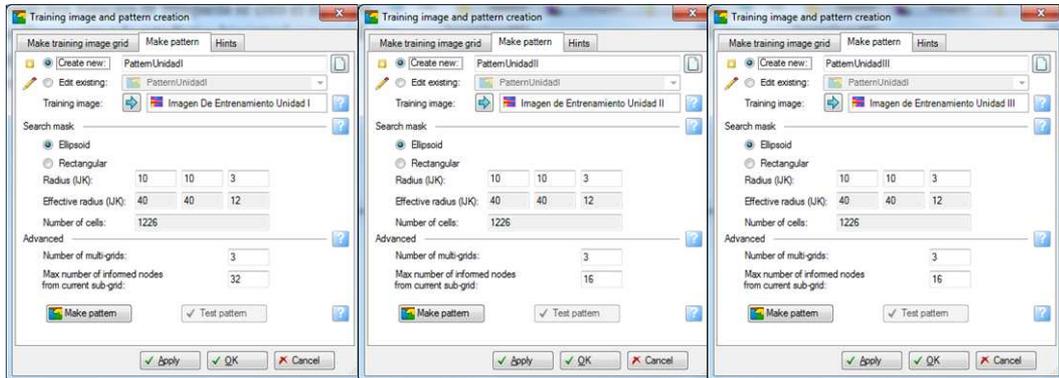


Figura 55. Creación del pattern para cada imagen de entrenamiento. De izquierda a derecha: Creación del pattern de la Unidad I, II y III respectivamente. Imagen tomada con Petrel (Versión 2014.1).

Una vez modelada espacialmente cada unidad, se usó el pattern obtenido para cada una al momento de realizar la simulación con MPS, tal y como se muestra en la Figura 56.

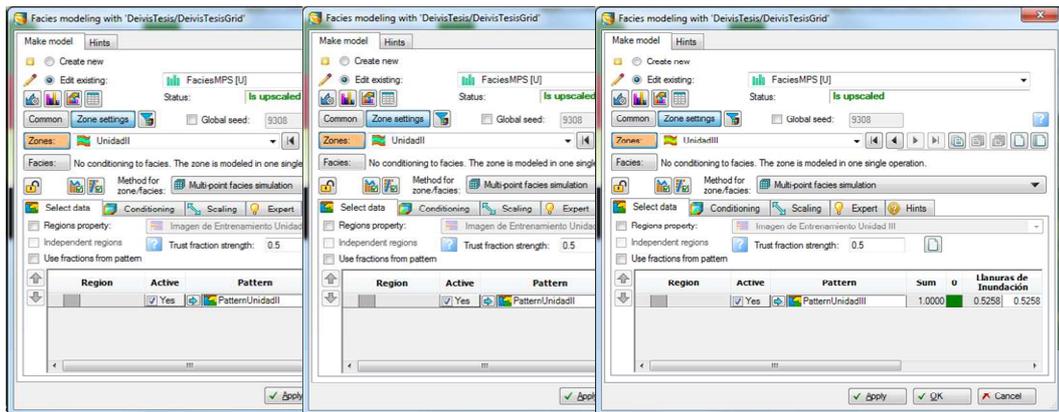


Figura 56. Simulación de facies con MPS. Pattern usados por cada Unidad. Imagen tomada con Petrel (Versión 2014.1).

Como en el caso de la simulación con SIS, MPS también permite usar información secundaria, por tanto, se usaron las curvas de probabilidad de atributos obtenidas en la sección de Análisis de datos para definir la probabilidad de que una facies tome un valor determinado conociendo un valor del atributo sísmico.

Como se puede observar en la Figura 57, a partir se usó una relación fuerte de información secundaria ya que la impedancia acústica esta muestreada a lo largo de

todo el mallado. A partir del algoritmo de correlación “Tau-Model”, Petrel pondera la influencia de la información secundaria, permitiendo al usuario decidir cuál de los datos (facies o impedancia acústica) tendrá más peso sobre la simulación.

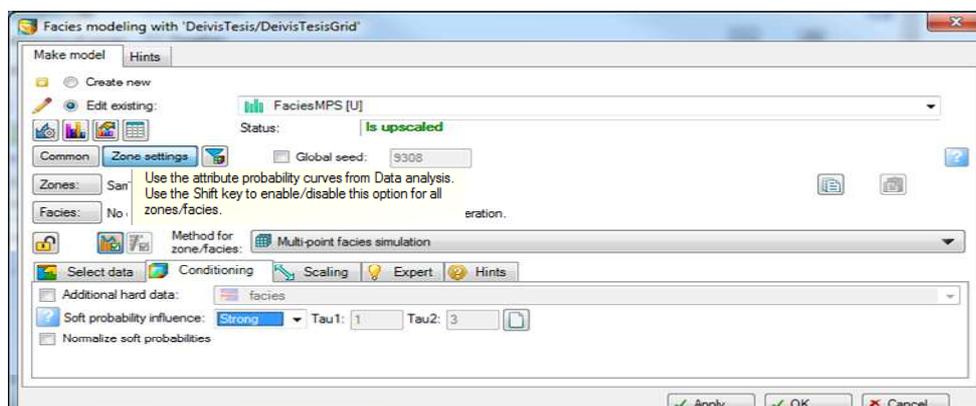


Figura 57. Información secundaria usada en la simulación de facies con MPS. Imagen tomada con Petrel (Versión 2014.1).

### **Simulación Secuencial Gaussiana, SGS.**

Una vez simuladas las facies por las técnicas de SIS, objetos y MPS, se procedió a simular las porosidades por SGS para cada realización o modelo de facies obtenido. Como se muestra en la Figura 58, para simular las porosidades con la técnica de SGS, es necesario transformar el dominio de la porosidad a un dominio gaussiano o normal, para poder realizar el modelado espacial de la variable por variograma. Petrel automáticamente realiza la transformación de vuelta al dominio original de la porosidad.

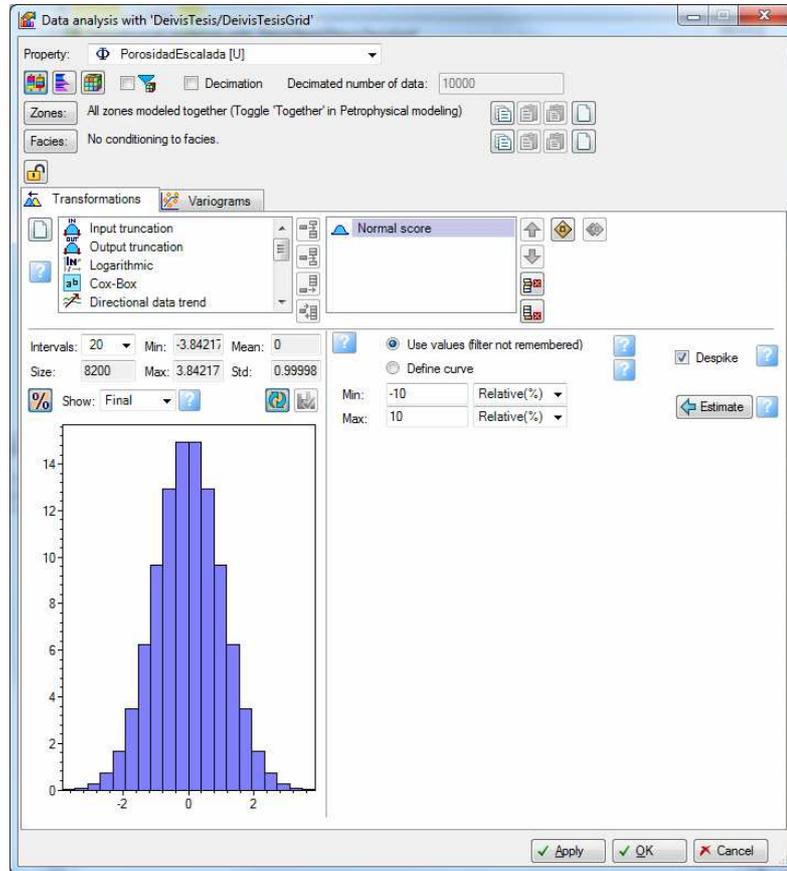


Figura 58. Transformación normal de las porosidades escaladas.

Ya transformadas las porosidades al dominio gaussiano o normal, se procedió a estimar el variograma de porosidad para cada facies en particular. Como el yacimiento está dividido en tres unidades estratigráficas, se realizó el modelado por variogramas para cada unidad, tal y como se muestra en la Figura 59.

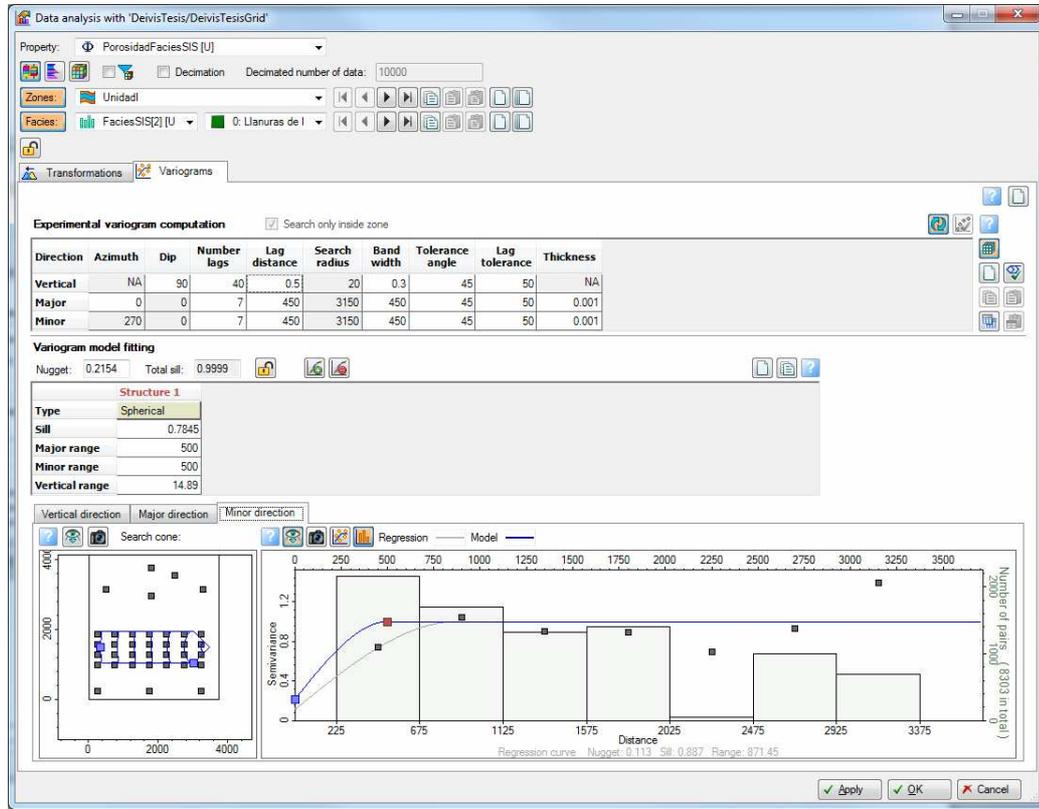


Figura 59. Modelado espacial por variogramas de las porosidades condicionadas por facies. Imagen tomada con Petrel (Versión 2014.1).

Ya que se usó la impedancia acústica como información secundaria, este atributo sísmico también fue transformado al mismo dominio gaussiano para poder realizar la cosimulación de porosidad a través de collocated co-kriging, tal y como se observa en la Figura 60.

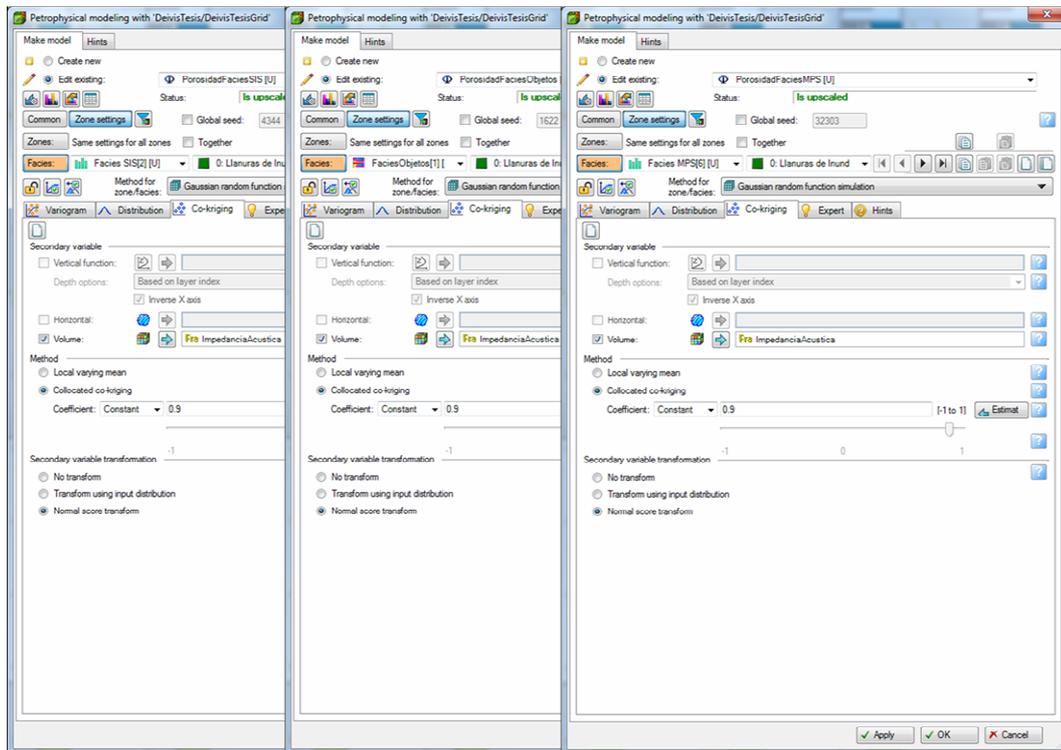


Figura 60. Simulación por SGS de la porosidad para el modelo de facies simulados. De izquierda a derecha: Simulación de porosidad para los modelos de SIS, Objetos y MPS respectivamente. Imagen tomada con Petrel (Versión 2014.1).

Se puede observar que se realizó un modelo de porosidad para cada modelo de facies simulado por las diversas técnicas geoestadísticas.

Posteriormente se usaron los modelos de porosidad para simular la permeabilidad para cada modelo de facies. Para saber si se puede usar la porosidad como información secundaria para la simulación de permeabilidad, se verificó que existe una relación estadística entre ambas propiedades petrofísicas.

Como se observa en la Figura 61, existe una relación lineal entre la porosidad y el logaritmo de la permeabilidad, por tanto, se tomó el logaritmo de esta propiedad antes de ser modelada por la técnica de SGS.

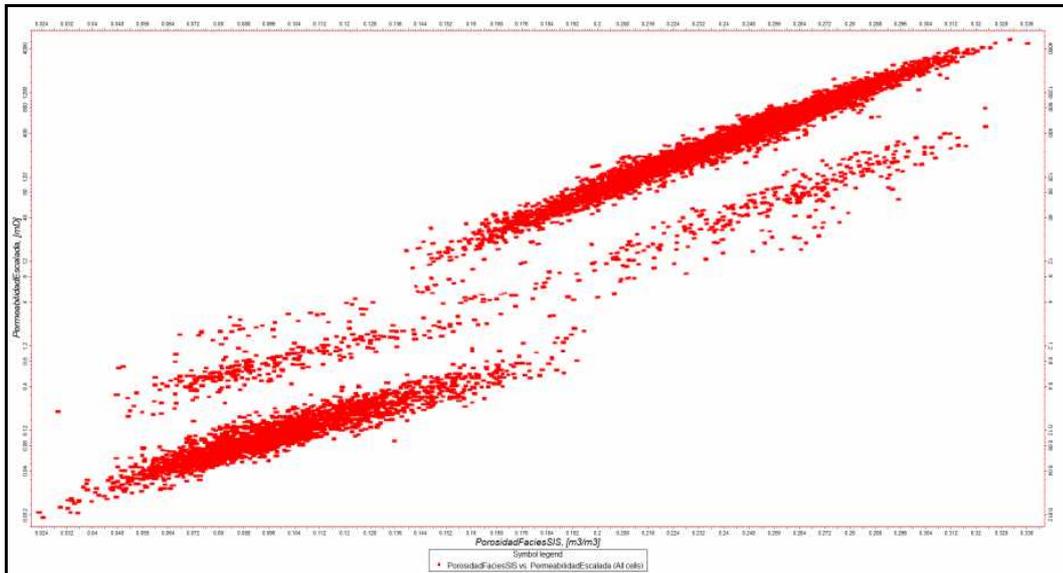


Figura 61. Crossplot entre la porosidad y el logaritmo de la permeabilidad escalada. Imagen tomada con Petrel (Versión 2014.1).

En la Figura 62, se muestra que después de calcular el logaritmo de la permeabilidad se realizó la transformación a un espacio gaussiano, para poder realizar el modelado espacial y la simulación con la técnica de SGS.

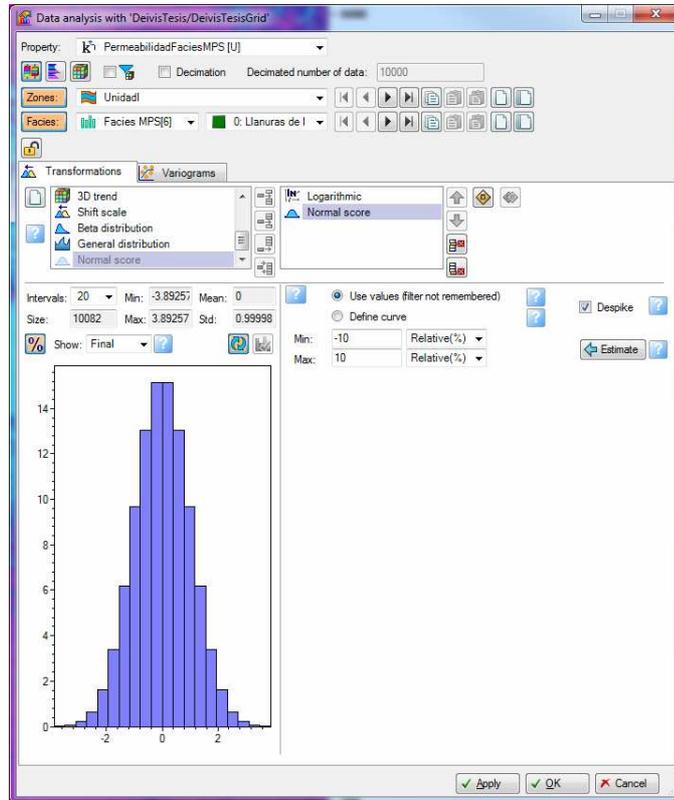


Figura 62. Transformación normal de las permeabilidades escaladas. Imagen tomada con Petrel (Versión 2014.1).

Como en el caso de las porosidades, ya transformadas las permeabilidades al dominio gaussiano o normal, se procedió a estimar el variograma de porosidad para cada facies en particular. Como el yacimiento está dividido en tres unidades estratigráficas, se realizó el modelado por variogramas para cada unidad, tal y como se muestra en la Figura 63.

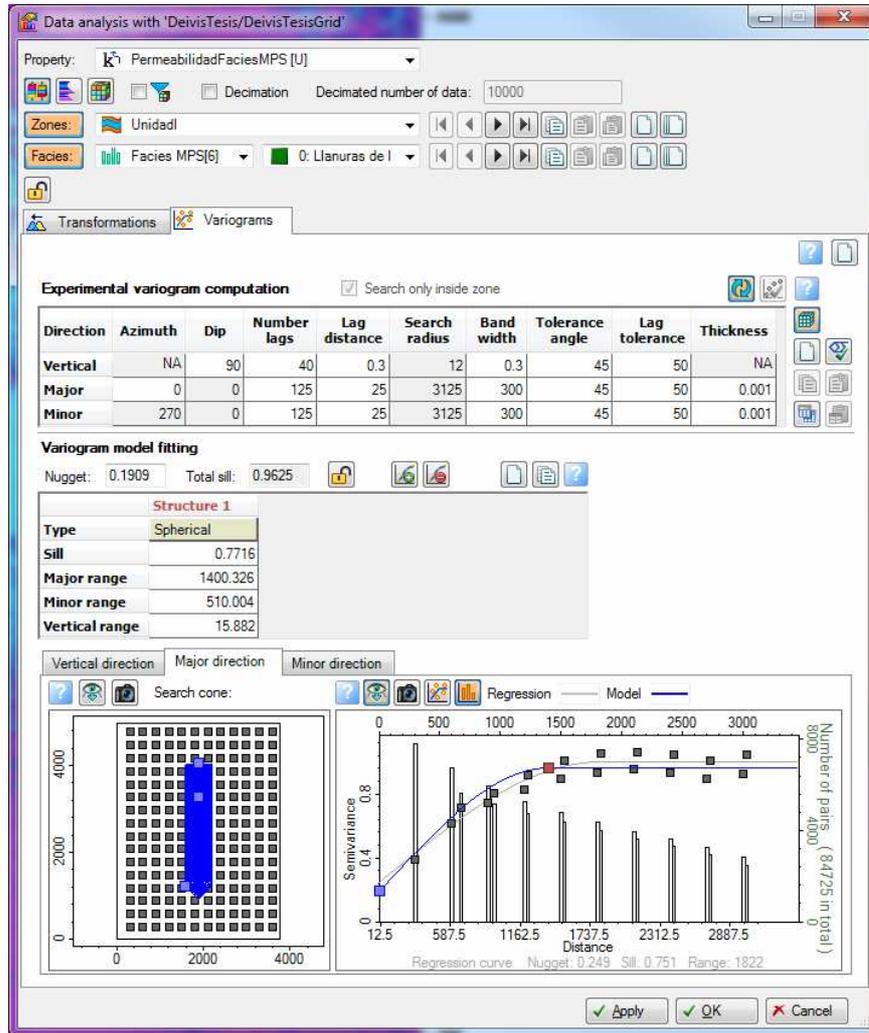


Figura 63. Modelado espacial por variogramas de las porosidades condicionadas por facies. Imagen tomada con Petrel (Versión 2014.1).

Después de modelada espacialmente la permeabilidad se procedió a simular esta propiedad petrofísica con SGS usando la porosidad para cada modelo de facies como información secundaria a través de collocated Co-kriging, tal y como se muestra en la Figura 64.

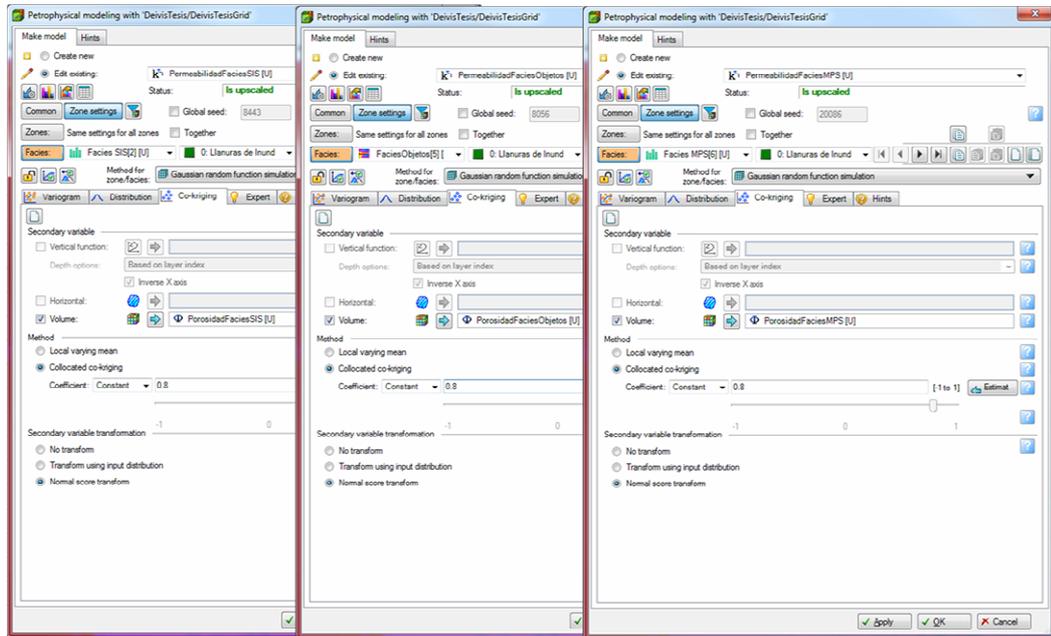


Figura 64. Simulación por SGS de la permeabilidad para el modelo de facies simulados. De izquierda a derecha: Simulación de permeabilidad para los modelos de SIS, Objetos y MPS respectivamente. Imagen tomada con Petrel (Versión 2014.1).

Luego de simulada la permeabilidad se procedió al escalamiento de las propiedades petrofísicas para un mallado más grueso (de menos celdas), con el objetivo de poder ser usado en la simulación dinámica del yacimiento.

## Escalamiento

Para realizar el escalamiento de las propiedades petrofísicas, primero se procedió a realizar el mallado donde serán escaladas tales propiedades. Para efectos de poder comparar los resultados obtenidos de la simulación dinámica con los resultados del trabajo de Lee 2012, se realizó un mallado con el mismo número de celdas del modelo dinámico Stanford VI-E. Este mallado más grueso consistió en (75x100x100) celdas en (x,y,z) respectivamente para un total de 750.000 celdas, representado una octava parte del modelo fino (modelo usado para simular las facies y propiedades petrofísicas) el cual contaba con 6.000.000 de celdas.

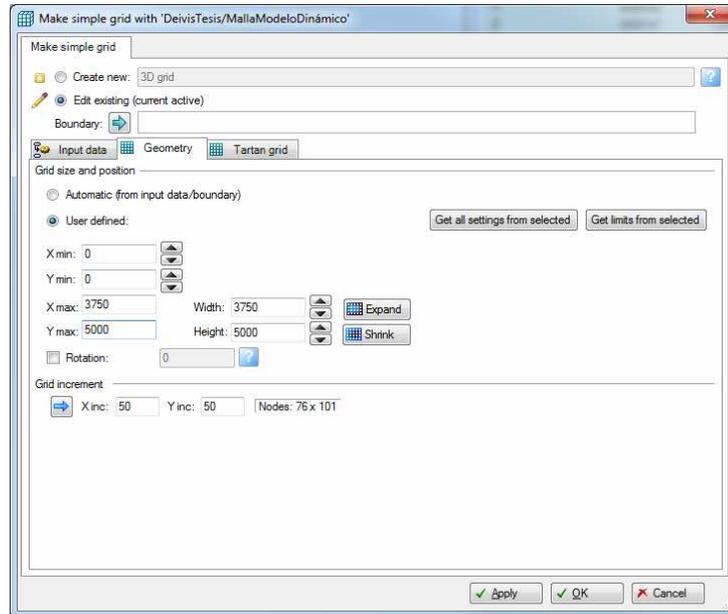


Figura 65. Creación del mallado 2D, ingresando las dimensiones del yacimiento Stanford VI-E y el tamaño de cada celda del mallado en las direcciones (x,y). Imagen tomada con Petrel (Versión 2014.1).

En la Figura 65 se muestra tales dimensiones, sin embargo se muestran los nodos en vez de las celdas. En cada dirección hay  $n+1$  nodos, donde  $n$  es el número de celdas. Luego se procedió a realizar el layering del mallado (definir el número de capas del modelo). La unidad I cuenta con 40 capas, la unidad II posee 20 capas y la unidad III 40 capas tal como se muestra en la Figura 66.

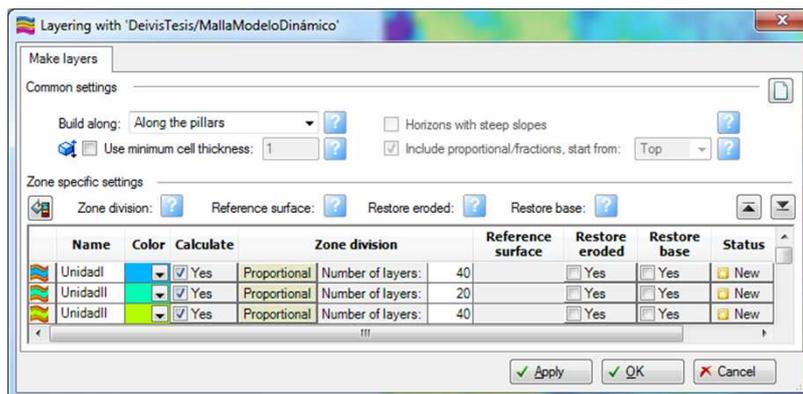


Figura 66. Unidades y capas del mallado 3D del yacimiento Stanford VI-E. Imagen tomada con Petrel (Versión 2014.1).

Una vez creado el mallado grueso se procedió a escalar las propiedades petrofísicas simuladas para cada modelo de facies, tal y como se muestra en la Figura 67.

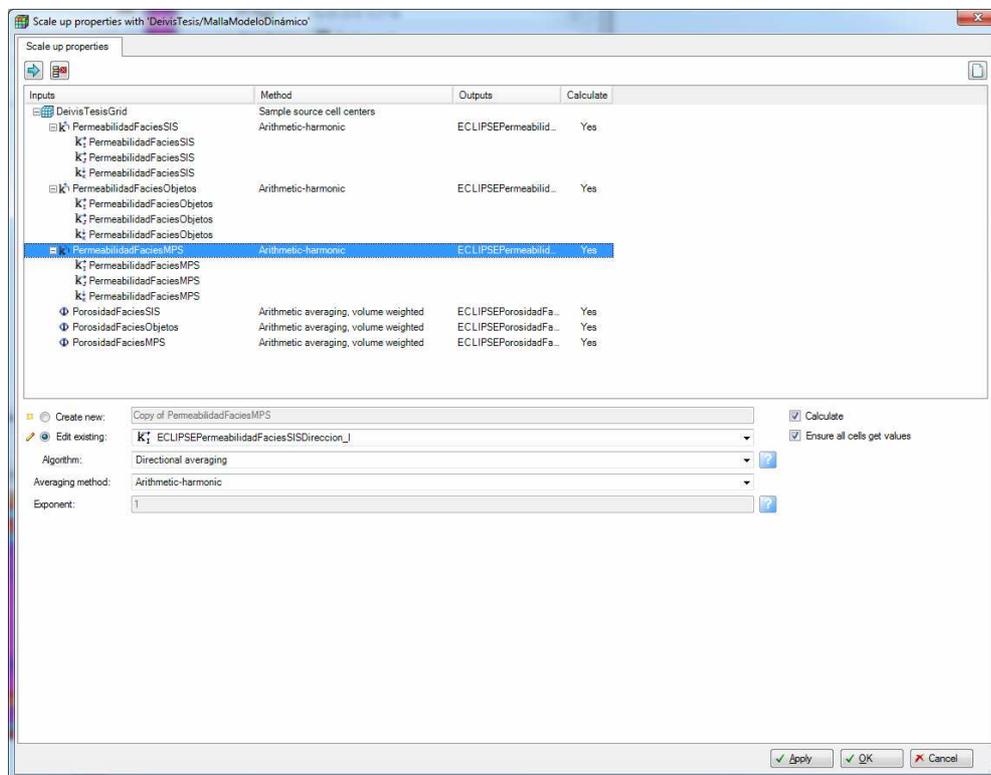


Figura 67. Unidades y capas del mallado 3D del yacimiento Stanford VI-E. Imagen tomada con Petrel (Versión 2014.1).

Se puede observar que fueron escaladas seis propiedades petrofísicas que consisten en las porosidades y permeabilidades de los tres modelos simulados con SIS, Objetos y MPS. La porosidad es una propiedad escalar y se calcula un solo valor por celda. La permeabilidad es un tensor, ya que es una propiedad que depende de la dirección, por tanto, se escaló una permeabilidad para cada dirección (x,y,z).

### Petróleo Original en Sitio, POES.

El POES fue calculado en Petrel una vez que se obtuvo el mallado de porosidad para cada modelo de facies simulado.

Como se puede observar en la Figura 68, Petrel calcula el POES o STOIIP por sus siglas en inglés (stock-tank oil initially in place) a partir de sencillos cálculos volumétricos. Es importante señalar que generalmente el POES se señala en barriles, sin embargo, para comparar con los demás cálculos volumétricos, todos los cálculos serán realizados en metros cúbicos (m<sup>3</sup>).

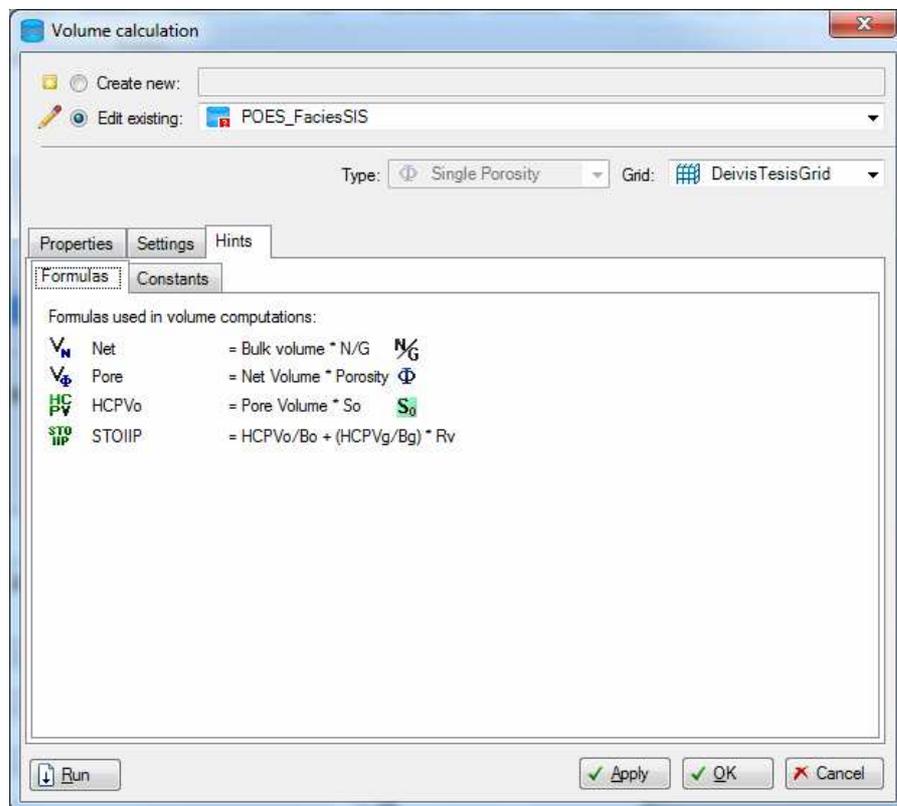


Figura 68. Fórmulas usadas por Petrel para los cálculos volumétricos. Imagen tomada con Petrel (Versión 2014.1).

Donde:

Bulk Volume es el volumen del yacimiento

$N/G$  es el net to gross, que en este caso es igual a 1 ya que todo el yacimiento está constituido por facies sedimentarias.

$\Phi$  es la porosidad de cada modelo simulado

HCPV es el volumen poroso lleno de hidrocarburos, que en este caso es igual al volumen poroso lleno de petróleo ya que no hay gas.

$S_o$  es la saturación de petróleo que en este caso es igual a  $1 - S_w$ , ya que no hay gas en los poros del yacimiento, ( $S_w$  es saturación de agua). En este caso  $S_w = 0.15 \Rightarrow S_o = 0.85$

$B_o$  Factor volumétrico del petróleo que de acuerdo al modelo de Lee y Mukerji (2012), tiene un valor de  $1 \text{ m}^3/\text{m}^3$ . Las unidades de  $B_o$  son metros cúbicos a condiciones de yacimiento/metros cúbicos a condiciones estándar de superficies y es usado para indicar el POES a condiciones de tanque del almacenamiento o stock-tank.

El POES, además de representar económicamente el valor más importante del modelo estático, nos permite poder conocer las condiciones iniciales de los fluidos (original en sitio) antes de iniciar la simulación dinámica de yacimientos.

### **Simulación de Yacimientos**

La simulación de yacimientos fue realizada con el software comercial Eclipse Versión 2013.1 de la compañía Schlumberger. La información necesaria para realizar el modelo de simulación fue obtenida del artículo de Lee y Mukerji (2012).

Se simularon cuatro casos dinámicos (cuatro corridas) correspondientes a los cuatro modelos de porosidad y permeabilidad obtenidos para los modelos de facies simulados, el modelo de Lee y Mukerji (2012) y los modelos obtenidos por las técnicas de SIS, Objetos y MPS.

El modelo de simulación consiste de dos fases, petróleo y agua, por tanto, no se considera gas libre ni gas en solución. En la Tabla 3 se muestra un resumen de las propiedades PVT (presión, volumen, temperatura) usadas por el modelo de simulación.

Tabla 3. Resumen de las Propiedades PVT de los fluidos

Propiedad	Petróleo	Agua
Densidad (lb/ft <sup>3</sup> )	45.09	61.80
Viscosidad (cp)	1.18	0.325
Formation Volume Factor	1.0	1.0

Los datos de interacción roca-fluido están dados por las curvas de permeabilidad relativa que se muestran en la Figura 69, los cuales fueron tomados del trabajo de Lee y Mukerji (2012)

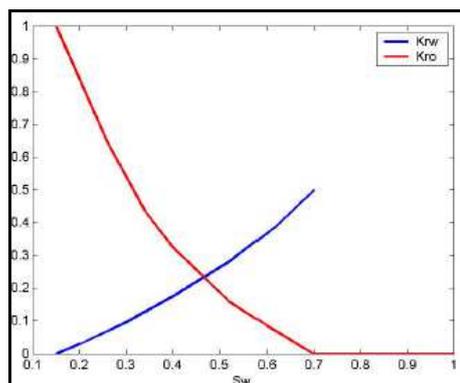


Figura 69. Curvas de Permeabilidad Relativa del petróleo y el agua. Imagen tomada con Eclipse (Versión 2013.1).

Un acuífero activo de flujo constante está debajo del yacimiento. La tasa de flujo del acuífero es de 31000 STB/d (barriles standard de agua por día). La simulación de flujo comienza en Enero de 1975 (ya que es la fecha considerada en el artículo de Lee y Mukerji (2012) con 6 pozos en producción (producción primaria). En la Figura 70 se muestra el mapa base de los pozos productores e inyectores.

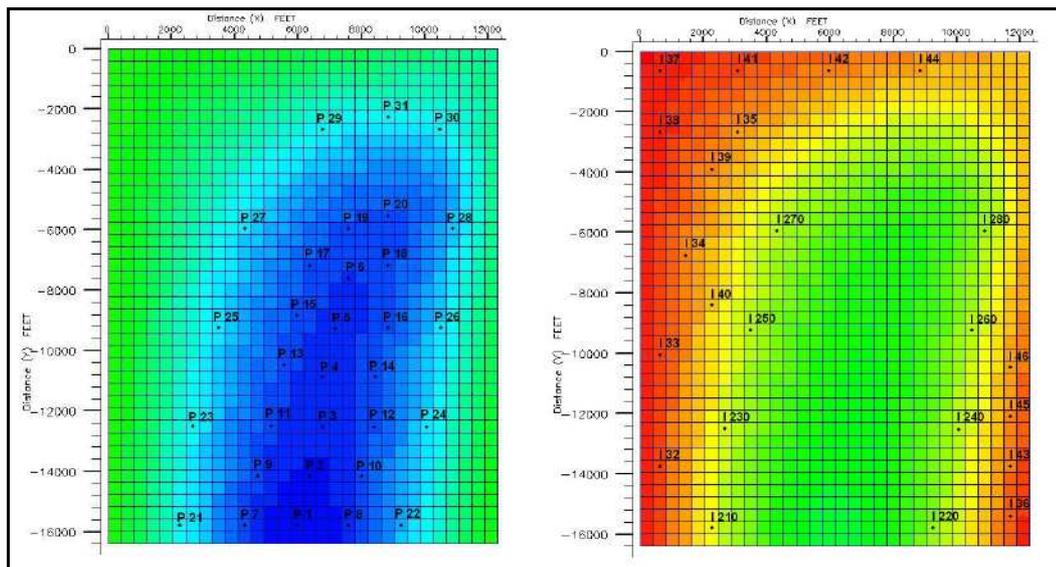


Figura 70. Mapa Base de los pozos. Izquierda: Pozos Productores. Derecha: Pozos Inyectores. Imagen tomada con Eclipse (Versión 2013.1).

En la Tabla 4 se muestra un resumen del programa de producción e inyección de los pozos, el cual fue tomado del trabajo de Lee y Mukerji (2012).

Tabla 4. Programa de producción en inyección de los pozos

Fecha	Operación
Enero 1975	Inicio de producción primaria de petróleo y agua con los pozos P1 y P6
Enero 1979	Pozos P22 y P24 son abiertos a producción
Enero 1981	Pozos P26, P28 y P30 son abiertos a producción
Enero 1983	Pozos P21, P23, P25, P27, P29 y P31 son abiertos a producción
Enero 1986	Pozos P7, P9, P11, P13, P15, P17 y P19 son abiertos a producción.  Comienza la inyección de agua en pozos I32, I33, I36, I37, I38, I41, I43 e I45
Enero 1989	Pozos P8, P10, P12, P14, P16, P18 y P20 son abiertos a producción.  Comienza la inyección de agua en pozos I35, I39, I42 e I40
Octubre 1989	Comienza la inyección de agua en los pozos I44 e I46
Octubre 1990	Fin de la simulación dinámica de fluidos

El yacimiento tiene 15 años de producción activa con 31 pozos productores y 15 pozos inyectoros de agua. Como indica la tabla con el programa de producción, no todos los pozos comienzan a producir petróleo o inyectar agua al mismo tiempo, tal y como es típico en la explotación de un yacimiento real, donde nuevos pozos son constantemente añadidos.

Los pozos productores son controlados por tasa de producción máxima de líquido con una restricción por BHP (por las siglas en inglés de bottom hole pressure, presión de fondo de pozo), mientras los pozos inyectoros son controlados por una tasa de inyección constante de agua. Una vez incorporados todos estos datos de entrada, el simulador puede resolver las ecuaciones diferenciales parciales de flujo de fluidos para posteriormente visualizar los resultados de cada corrida realizada.

## Medidas de Desempeño

En esta tesis aprovechando el hecho de que se cuenta con un yacimiento sintético validado, se usará además de una evaluación visual, medidas cuantitativas que usarán como patrón de referencia el yacimiento sintético Stanford VI-E de Lee y Mukerji (2012), tal y como se muestra en la Tabla 5.

Tabla 5. Medidas de desempeño para la evaluación de los modelos de facies.

<b>Medida de desempeño</b>	<b>Definición</b>
Visualización de facies	Comparación visual de facies entre los modelos simulados y el modelo de Lee y Mukerji (2012)
Error celda por celda	Comparación de facies para cada celda entre los modelos simulados y el modelo de Lee y Mukerji (2012). Se obtiene el número y porcentaje de celdas con facies erradas por modelo
Proporción de facies	Comparación de proporciones de facies entre los modelos simulados y el modelo de Lee y Mukerji (2012)
Reproducción del Variograma	Comparación de variogramas teóricos entre los modelos de facies simulados y el modelo de facies de Lee y Mukerji (2012)
Propiedades Petrofísicas	Comparación de las porosidades y permeabilidades entre los modelos de facies simulados y el modelo de facies de Lee y Mukerji (2012)
Petróleo Original en Sitio (POES)	Comparación de POES entre los modelos de facies simulados y el modelo de facies de Lee y Mukerji (2012)
Producción de Petróleo	Comparación del acumulado de producción de petróleo entre los modelos de facies simulados y el modelo de facies de Lee y Mukerji (2012)

## CAPÍTULO IV

### RESULTADOS Y ANÁLISIS DE RESULTADOS

En este capítulo se presentan los resultados obtenidos del estudio con su respectivo análisis.

#### MEDIDAS DE DESEMPEÑO

##### Visualización de Facies.

En las Figuras 71, 72, 73 y 74 se comparan las facies del modelo Stanford VI-E de Lee y Mukerji (2012) con los modelos simulados por las técnicas SIS, Objetos y MPS para cada unidad del yacimiento.

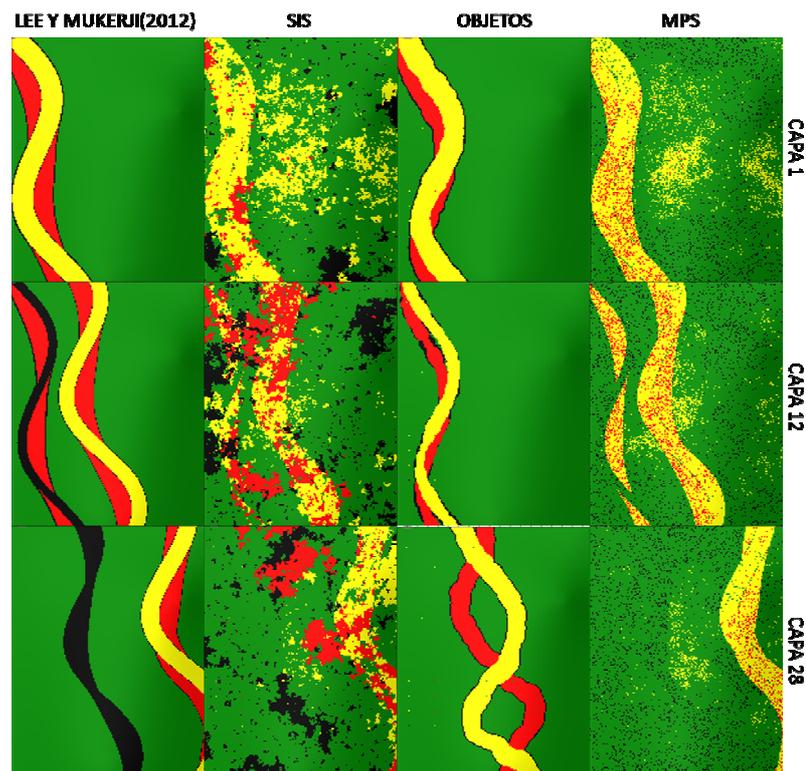


Figura 71. Comparación de los modelos de facies de la Unidad I. De izquierda a derecha: Modelo Stanford VI-E, SIS, Objetos y MPS. Imagen tomada con Petrel (Versión 2014.1).

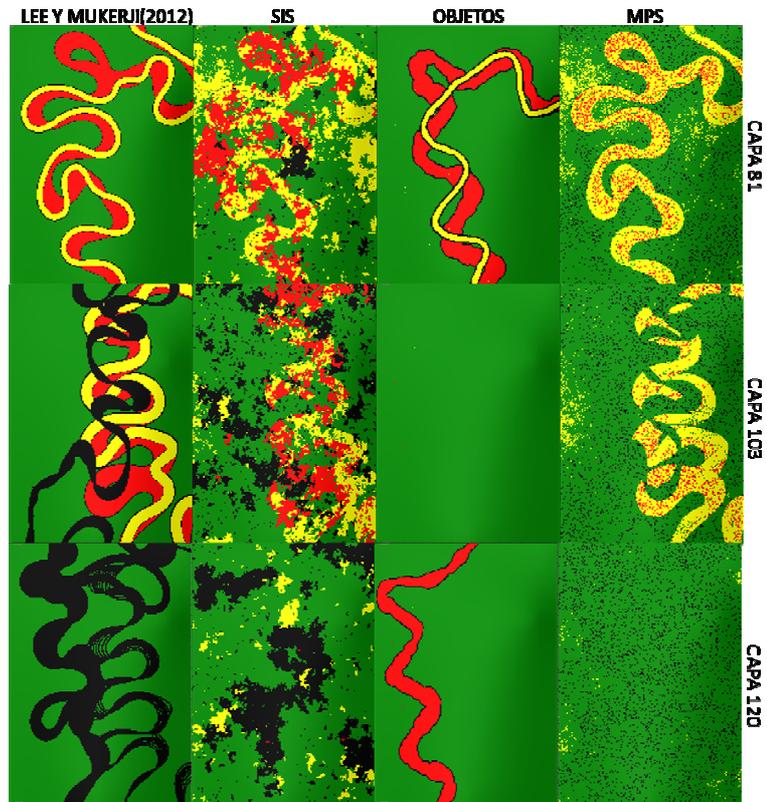


Figura 72. Comparación de los modelos de facies de la Unidad II. De izquierda a derecha: Modelo Stanford VI-E, SIS, Objetos y MPS. Imagen tomada con Petrel (Versión 2014.1).

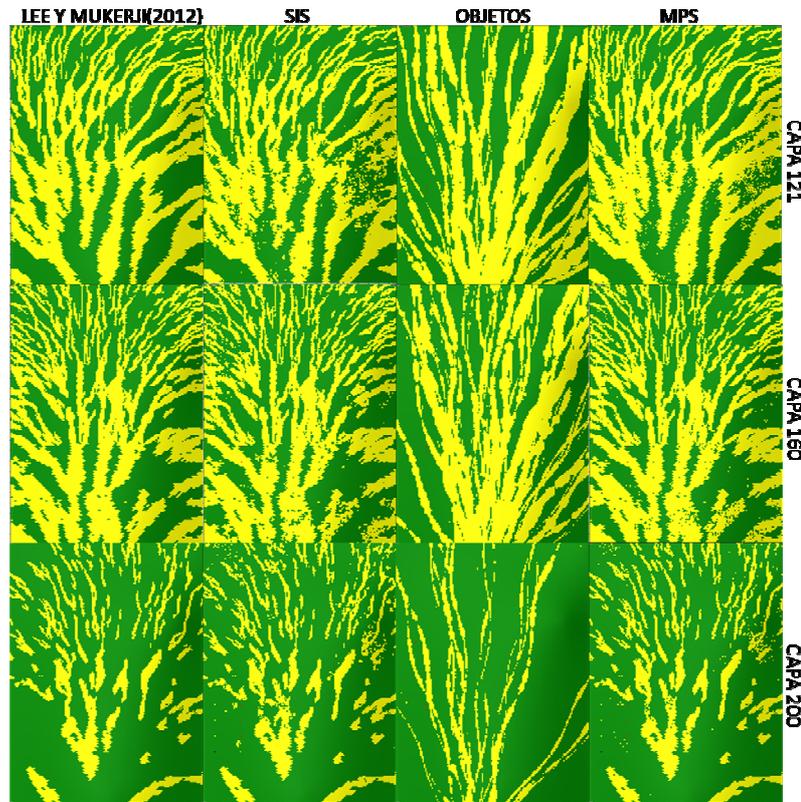


Figura 73. Comparación de los modelos de facies de la Unidad III. De izquierda a derecha: Modelo Stanford VI-E, SIS, Objetos y MPS. Imagen tomada con Petrel (Versión 2014.1).

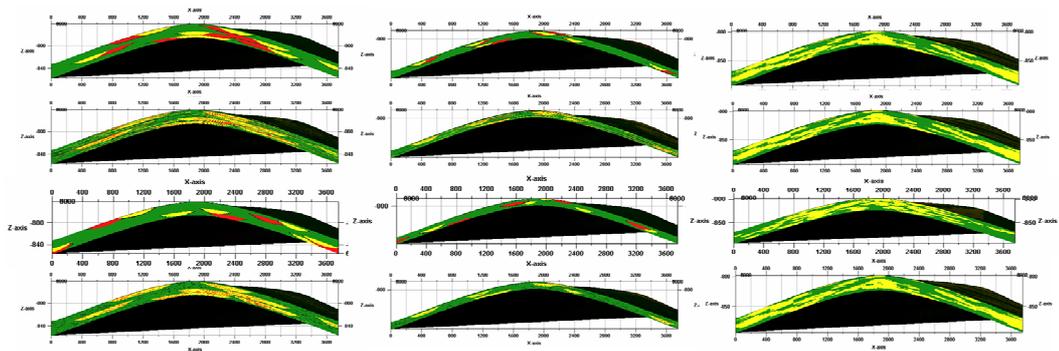


Figura 74. Comparación de los modelos de facies. Vista vertical. De izquierda a derecha: Unidad I, II y III. De arriba hacia abajo: Modelo de Lee y Mukerji (2012), SIS, Objetos y MPS. Imagen tomada con Petrel (Versión 2014.1).

Se puede observar en las Figuras 71, 72, 73 y 74 que las técnicas SIS y MPS no logran reproducir correctamente la clasificación de facies realizada previamente en el estudio (cada facies tiene un color que la identifica dentro del software) ya que el atributo sísmico usado presenta valores numéricos muy parecidos (incluso en ocasiones, los mismos valores) entre las facies de arena (Canal y Barras de Meandro), lo que no permite poder discernir entre ambas facies a partir de la impedancia acústica. Por tanto, resulta necesario recurrir al criterio geológico para poder diferenciar entre estas facies a partir de la morfología (geometría) característica de cada facies y su asociación. De igual manera sucede con las facies de lutitas, entiéndase los Diques y Llanuras de Inundación. El uso de otro atributo sísmico que presente mayores contrastes entre los valores numéricos correspondientes a cada facies, permitiría distinguir cada facies simulada de acuerdo a la clasificación realizada. Sin embargo, es pertinente garantizar la calidad de los datos medidos del atributo sísmico en todo el mallado y la relación estadística existente con las facies, de manera que tales facies se puedan posicionar en su lugar correcto de sedimentación.

Por el contrario, la técnica de Simulación Basada en Objetos reproduce correctamente la clasificación de facies efectuada previamente en el estudio, debido a que simula las facies de acuerdo a lo señalado explícitamente en el modelado, delimitándolas independientemente del uso de información secundaria. Sin embargo, esta supuesta independencia con la información secundaria (ya que no usa la información celda por celda, sino como tendencia volumétrica de probabilidad) impide la correcta deposición de las facies en todo el modelo, propagando facies en volúmenes donde tiene nula o poca probabilidad de estar presente.

Las simulaciones obtenidas por SIS y MPS están pixeladas, es decir, se observan celdas con valores de facies aisladas en todo el modelo. Este resultado es característico de estas técnicas, ya que simulan los valores de facies celda por celda y al no reproducir la facies correcta en una determinada celda, dicha facies resulta pixeladas, por tanto, pierde continuidad. Más evidente resulta en las Unidades I y II

(Figuras 71 y 72), ya que están presentes todas las facies. Sin embargo, cuando el modelo no está muy pixelado se puede delimitar cada facies a partir de su geometría.

La técnica de Objetos reproduce la continuidad de las facies, ya que modela cada facies con objetos continuos de diferentes formas, dimensiones y orientaciones, independientemente de las celdas que atraviesan las facies. Sin embargo, al no reproducir la correcta deposición de cada facies en el modelo, no logra respetar la geometría y asociación de cada facies, independientemente de lo señalado por el color de identificación. En estos casos es pertinente realizar un estudio más profundo para determinar si la facies identificada realmente está presente en el yacimiento.

Es importante destacar, que con la técnica de Objetos no hay garantía de poder representar una dada configuración de facies (geometría, asociación y lugar correcto de deposición). Se tendría que realizar indeterminada cantidad de simulaciones (realizaciones equiprobables) por cada capa del yacimiento de manera de alcanzar un resultado satisfactorio. Por tanto, lógicamente se cuestiona la practicidad de la técnica en modelos tan finos como el evaluado (200 capas).

La complejidad del modelado por Objetos radica en el balance que se debe mantener para honrar la geometría, asociación y correcta deposición de las facies en el modelo. Las facies al ser modeladas independientemente no necesariamente respetaran las asociaciones de facies, en efecto, es el escenario menos probable, desde un punto de vista estadístico (Se podría obtener la simulación deseada después de realizar un número muy grande de realizaciones equiprobables). Al no simular celda por celda, sino por facies con dimensiones promedios (independientes de las celdas que atraviese dichas facies) no permite honrar los datos duros e información secundaria en cada celda, por tanto, para respetar el correcto lugar de deposición de las facies, también resultaría necesario realizar una cantidad indeterminada de simulaciones afectando la asociación de facies previamente lograda. Además, generalmente se recurre a un postprocesamiento de los modelos obtenidos de manera de poder editar (dibujar) cada facies de acuerdo a su correcta morfología (su geometría), ya que el modelo de facies que mejor satisface una capa determinada puede presentar ciertas

geometría de facies que no corresponden con la definición de las facies y por tanto, no corresponde con la facies que está presente en el yacimiento real (en este caso, el yacimiento de referencia de Lee y Mukerji). De nuevo, el criterio geológico de un especialista (a partir del conocimiento de las facies para cada ambiente sedimentario) resulta pertinente para evaluar los resultados que me arroja el software.

El análisis detallado de algunas capas permite ilustrar las ideas señaladas.

En la capa 1 (Figura 71), la técnica de Objetos reproduce correctamente la clasificación de facies efectuada. Incluso la geometría y asociación de cada una de las facies también la representa. Esto se debe a que se generaron las simulaciones necesarias para lograr que la técnica reprodujera de manera aleatoria la capa mencionada. Sin embargo, no logra ubicar perfectamente el lugar de sedimentación del cuerpo de arena conformado por las facies Canal y Barras de Meandro. Una inspección minuciosa permite observar que el canal de arena mencionado está ligeramente desplazado con respecto a su lugar correcto de deposición. Cada celda mide de largo y ancho 25 m, por tanto, al estar ligeramente desplazado el canal por 10 celdas, las facies de arenas estarían desplazadas 250 m con respecto a su correcto lugar de deposición. A esta escala, lo que visualmente resulta imperceptible en la práctica podría repercutir en no encontrar las facies mencionada y peor aún, tomar decisiones incorrectas en cuanto a perforaciones de pozos. Las técnicas SIS y MPS no reproducen correctamente la clasificación de facies (por color) de la Barra de Meandro, pero el criterio geológico permitiría identificar correctamente la facies de acuerdo a su geometría. Surgiría la siguiente interrogante, es necesario editar el modelo obtenido por SIS y MPS para identificar cada facies de acuerdo a la clasificación de facies (por color) realizada?

Las simulaciones obtenidas por SIS y MPS, tal y como se ha mencionado, ubicarán las facies en su correcto lugar de deposición de acuerdo a lo señalado por el atributo sísmico medido en todo el mallado, independiente del número de realizaciones que realice. Por tanto, desde este enfoque numérico, ambas técnicas pixeladas resultarían más eficientes que la técnica de Objetos. Sin embargo, resulta también pertinente

cuestionarse que sucedería si se realiza el estudio de simulación geoestadística para las tres técnicas sin usar la información secundaria?

Una vez satisfechos con la configuración de las facies para la primera capa, se tendría que evaluar las siguientes 199 capas del yacimiento. Sin embargo, modificar cualquiera de las otras capas implicaría a su vez modificar de nuevo la primera capa. Por tanto, se insiste que sería necesario realizar las simulaciones de manera independiente (un número indeterminado de simulaciones por capas) sin garantía de alcanzar resultados satisfactorios. En la capa 12 (Figura 71) del modelo de referencia (a 12 m de profundidad con respecto al tope del yacimiento), se encuentra presente un depósito de lutita en el thalweg del mismo canal presente en la capa 1. La técnica de Objetos ubica todavía en dicho thalweg la facies Canal y no el depósito de lutita ya que el espesor promedio señalado en la Unidad I para cada facies Canal es de 20 m. Para poder representar por la técnica de Objetos estos depósitos de lutita, se tendría que modelar las capas del modelo donde están presentes por separado. Tales complejidades geológicas, están presentes en la mayoría de las capas. Es importante destacar que a pesar que el modelo sintético identifica los depósitos de lutitas como Diques (de acuerdo a su clasificación de facies por color), tales depósitos no son facies Diques ya que no corresponden a la definición de estas facies de acuerdo a su geometría. El modelo sintético representa estos depósitos como Diques para diferenciar estas lutitas de la Llanura de Inundación e ilustrar que el origen del tal depósito corresponde a los remanentes del thalweg del Canal. Las técnicas SIS y MPS reproducen correctamente la deposición de las facies Barras de Meandro que se emplazan en los bordes internos convexos de este depósito de lutita, pero reproduce dicho depósito como una facies Llanuras de Inundación. Es decir, no se podría identificar a partir de SIS y MPS el origen de estos depósitos (relacionados al thalweg del Canal). Además podemos observar que el modelo de referencia presenta otro canal (más antiguo) con sus respectivas Barras de Meandro y Diques. La técnica de Objetos no logra reproducir este segundo Canal en la capa. (Lo reproduce en capas subyacentes). Este comportamiento de reproducir facies donde no tienen probabilidad

de estar presente (en este caso Llanuras de Inundación dónde tendría que estar presente el Canal previamente mencionado), es característico de la técnica y nuevamente exige un modelado independiente de la capa y posibles ediciones. Las técnicas SIS y MPS reproducen este segundo canal con sus asociaciones de facies, en el lugar correcto de deposición. Sin embargo, de nuevo resulta necesario recurrir al análisis geológico para poder diferenciar las Barras de Meandro a partir de su geometría.

En la capa 28, se podría destacar la deposición de las facies simuladas por la técnica de Objetos, ya que no reproduce la correcta deposición de la Barra de Meandro y por tanto, no respeta su geometría (depositos arqueados de arena) ni su asociación de facies (los depositos de arena deben sedimentarse en los bordes internos convexos de los canales). De nuevo, SIS y MPS reproducen correctamente la deposición de las facies pero es necesario recurrir a su geometría para distinguir entre Barras de Meandro y Canal.

En las capas siguientes del modelo, los análisis de los resultados serían similares, prevaleciendo la influencia de la información secundaria en la simulación de las facies. De hecho, resulta difícil distinguir entre los modelos de facies obtenidos por SIS y MPS en las capas de la Unidad III (Figura 73), debido a que la estadística de múltiples puntos de MPS funciona prácticamente de la misma manera que la estadística bipuntual del variograma para modelos con dos facies (usando ambas técnicas también la información secundaria). Sin embargo, cuando están presentes más facies como en la Figura 71 y 72, MPS al usar imágenes de entrenamiento, con información multipunto de las facies del yacimiento, permite extraer las complejas relaciones entre las asociaciones de facies del modelo a reproducir, lo cual no puede ser obtenido solamente con la representación matemática bipuntual del variograma.

En definitiva se podría señalar que los modelos geoestadísticos de facies simulados están condicionados por la información secundaria usada, repercutiendo sobre las características que definen los modelos de facies obtenidos (continuidad, geometría, asociación y correcta deposición de las facies en todo el yacimiento).

### Error Celda por Celda.

Esta medida de desempeño se puede usar porque se cuenta con un modelo sintético (teórico) ya elaborado, el cual sirve como patrón de referencia para las comparaciones. En las gráficas mostrada en las Figura 75 se muestran los histogramas que se obtuvieron comparando las celdas de los modelos simulados con las celdas del modelo de facies Stanford VI-E de Lee y Mukerji (2012). Los histogramas están representados por dos clases de valores. El valor 0 corresponde a una celda que no presenta error en la facies simulada, es decir, la facies simulada en la celda coincide con la facies del modelo de Stanford VI-E. Un valor de 1 indica que hay error en la facies simulada en la celda. Por tanto, el porcentaje en la barra correspondiente al valor 1 representa el error del modelo de facies simulado por cada técnica.

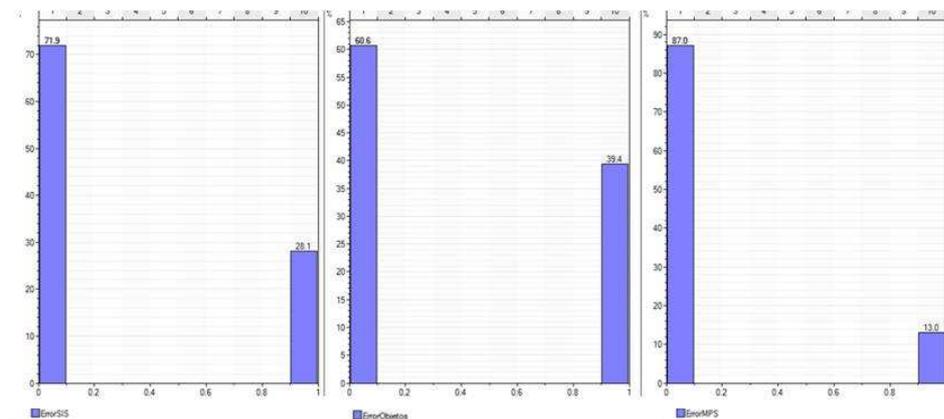


Figura 75. Error celda por celda de los modelos de facies simulados. Imagen tomada con Petrel (Versión 2014.1).

Se observa que la técnica de MPS es la que presenta menor error con sólo un 13% de las celdas del mallado no coincidiendo con el modelo de Stanford VI-E, mientras Objetos es la que presenta mayor error, con un 39.4% de las celdas. Estos resultados son consistentes con la manera en como simulan cada técnica. Las técnicas SIS y MPS al simular por celda y usando un valor valores del atributo sísmico medido en todo el mallado, presentan menor error que la técnica de objetos que me reproduce las facies obedeciendo una geometría determinada.

## Proporción de Facies

Como se muestra en la Figura 76, el modelo de MPS fue el que mejor logró reproducir las proporciones de facies en los pozos con las que se partió en la simulación para cada técnica, importadas del modelo de Lee y Mukerji (2012), mientras el modelo por Objetos fue el que presentó valores más lejanos, particularmente para las facies Canal y Llanuras de Inundación que son las facies predominantes del yacimiento.

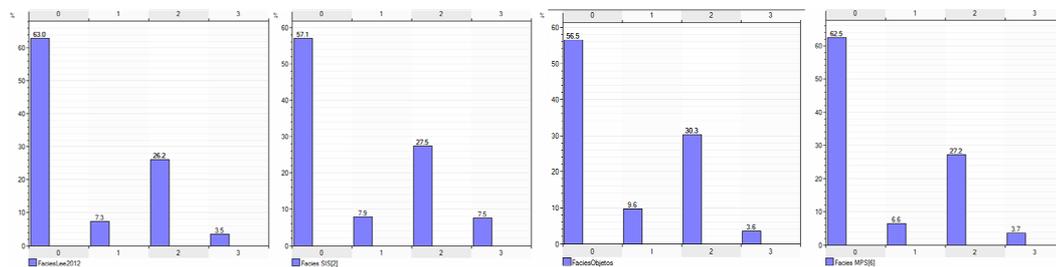


Figura 76. Histogramas de proporciones de facies para los modelos simulados. 0: Llanura de Inundación, 1: Barras de Meandro, 2: Canal, 3: Diques. Imagen tomada con Petrel (Versión 2014.1).

Esta medida de desempeño, resulta muy importante ya que cuando no se está modelando un yacimiento teórico (ya elaborado), las proporciones de facies con las que se inició la simulación constituyen un patrón de referencia medido en cada pozo.

## **Reproducción del Variograma**

Esta medida de desempeño consistió en la comparación de variogramas teóricos entre los modelos de facies simulados y el modelo de facies de Lee y Mukerji (2012).

En la Tabla 6 se pueden observar los variogramas teóricos que mejor ajustaron a los variogramas experimentales. Se muestran los variogramas para cada facies por separado.

De los modelos simulados, el modelado por Objetos es el que presenta mayores rangos ya que las facies simuladas son continuas y no pixeladas como las técnicas de SIS y MPS. Se puede observar que los componentes que definen el variograma: rangos, meseta y efecto pepita, son mejor reproducidos por la técnica de Objetos cuando se compara con el variograma del Stanford VI-E, ya que reproduce mejor la continuidad espacial (rango), varianza (silla) y ruido (nugget) del modelo de Lee y Mukerji (2012).

Las técnicas basadas en píxeles, MPS y SIS fallaron en reproducir los variogramas de las facies, principalmente de los Diques y Barras de Meandro del modelo sintético, ya que como se puede observar en la reproducción visual de las facies, ambos modelos fallaron en reproducir la continuidad de ambas facies (es decir, para el simulador cada facies es una variable y así describe su continuidad espacial, independiente de cualquier interpretación geológica sobre la geometría de cada facies), por tanto, los rangos simulados para estas facies son menores cuando se compara con el modelo de Lee y Mukerji (2012).

Es importante señalar que los resultados por el variograma indican las relaciones espaciales entre una facies determinada, es decir, se podría inferir la continuidad de cada facies. Sin embargo, de los variogramas teóricos obtenidos no se puede concluir acerca de la ubicación espacial de cada facies.

Tabla 6. Variogramas teóricos para cada facies de los modelos simulados

Variograma		Lee y Mukerji		SIS		MPS		Objetos		Facies
Tipo		Esférico		Esférico		Esférico		Esférico		Llanura de Inundación
Nugget	Silla	0.232	0.708	0.326	0.921	0.271	0.862	0.012	0.522	
Rango Vertical		6.442		3.271		5.47		7.368		
Rango Mayor		860		500		660		810		
Rango Menor		860		500		660		810		
Tipo		Esférico		Esférico		Esférico		Esférico		
Nugget	Silla	0.001	0.927	0.349	0.882	0.171	0.976	0.108	0.988	
Rango Vertical		6.155		1.772		3.125		7.220		
Rango Mayor		690		560		660		790		
Rango Menor		429		550		489		580		
Tipo		Esférico		Esférico		Esférico		Esférico		Canal
Nugget	Silla	0.291	0.865	0.483	0.843	0.385	0.890	0.010	0.922	
Rango Vertical		6.649		3.454		5.150		5.876		
Rango Mayor		480		450		520		820		
Rango Menor		480		349		389		790		
Tipo		Esférico		Esférico		Esférico		Esférico		
Nugget	Silla	0.442	0.879	0.886	0.929	0.434	0.830	0.120	0.976	
Rango Vertical		1.308		0.415		0.001		1.600		
Rango Mayor		430		330		310		420		
Rango Menor		390		300		289		330		

## Propiedades Petrofísicas

Esta medida de desempeño consistió en la comparación de las porosidades y permeabilidades entre los modelos de facies simulado y el modelo de facies de Lee y Mukerji (2012). En las Figuras 77 y 78 se observa los modelos de porosidad y permeabilidad simulados para cada modelo de facies y el modelo de Lee y Mukerji (2012). Visualmente los modelos de porosidad y permeabilidad para las facies simuladas por MPS, son los más parecidos al modelo original de estas propiedades petrofísicas. Los modelos de porosidad y permeabilidad para las facies simuladas por objetos, son los que más difieren. Era de esperar porque estos modelos están condicionados por la simulación de facies, destacando la importancia de la simulación de facies en el modelado de propiedades petrofísicas.

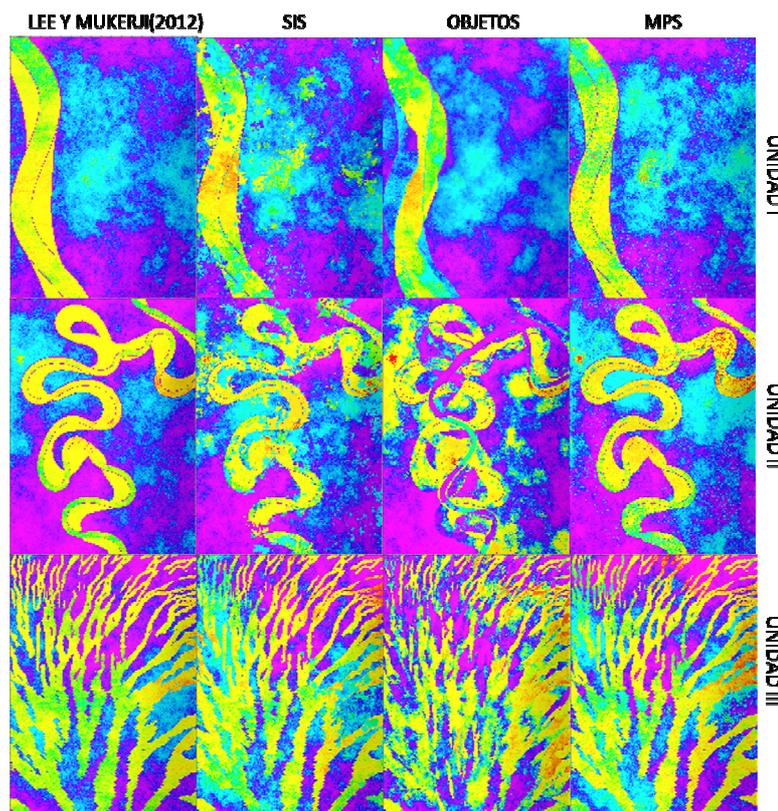


Figura 77. Comparación de los modelos de porosidad. De arriba hacia abajo: Unidad I, II y III. De izquierda a derecha modelos de porosidad para los modelos de facies: Lee y Mukerji (2012), SIS, Objetos y MPS. Imagen tomada con Petrel (Versión 2014.1).

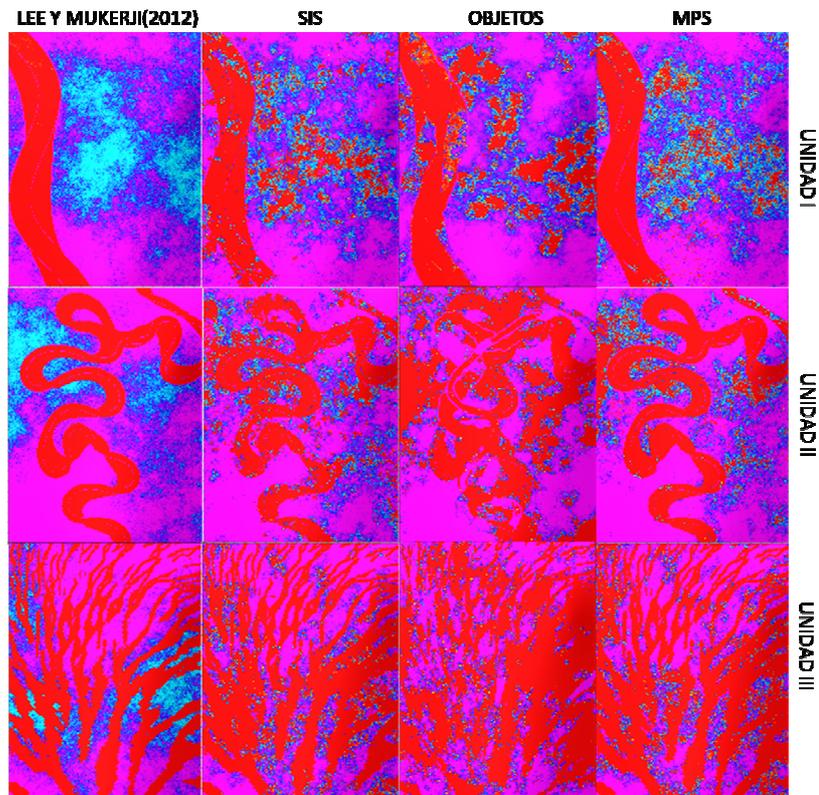


Figura 78. Comparación de los modelos de permeabilidad. De arriba hacia abajo: Unidad I, II y III. De izquierda a derecha modelos de permeabilidad para los modelos de facies: Lee y Mukerji (2012), SIS, Objetos y MPS. Imagen tomada con Petrel (Versión 2014.1).

En las Tablas 7 y 8 se muestra el valor mínimo, media y máximo de cada modelo de porosidad y permeabilidad respectivamente.

Tabla 7. Medidas estadísticas de posición de la porosidad.

Modelo	Mínimo	Máximo	Media
Lee y Mukerji (2012)	0,0230	0,3358	0,1382
SIS	0,0238	0,3384	0,1418
Objetos	0,0230	0,3358	0,1422
MPS	0,0238	0,3345	0,1399

Tabla 8. Medidas estadísticas de posición de la permeabilidad. Los subíndices x,y,z se refieren a las permeabilidades en las direcciones respectivas.

Modelo	Mínimo(mD)	Máximo(mD)	Media(mD)
(Lee y Mukerji) <sub>x</sub>	0,0106	5742	1098
SIS <sub>x</sub>	0,0104	5728	1094
Objetos <sub>x</sub>	0,0104	5718	1002
MPS <sub>x</sub>	0,0104	5721	1093
(Lee y Mukerji) <sub>y</sub>	0,0106	5742	1120
SIS <sub>y</sub>	0,0104	5728	1113
Objetos <sub>y</sub>	0,0104	5718	1096
MPS <sub>y</sub>	0,0104	5721	1113
(Lee y Mukerji) <sub>z</sub>	0,0106	5742	1065
SIS <sub>z</sub>	0,0104	5728	991
Objetos <sub>z</sub>	0,0104	5718	920
MPS <sub>z</sub>	0,0104	5721	1040

Se puede observar en la Tabla 7 que en promedio los modelos simulados presentan valores de porosidad más elevados que el modelo de Lee y Mukerji (2012). Estos valores son consistentes con las proporciones de facies previamente analizadas, ya que las facies más porosas (Canal y Barras de Meandro) presentan proporciones mayores para los modelos simulados, cuando comparamos con el caso de Lee y Mukerji (2012). En particular, el modelo obtenido por la técnica de Objetos presenta la mayor porosidad, siendo el que mayor diferencia presenta con respecto al modelo original. El modelo por MPS presenta los valores de porosidad más parecidos al yacimiento sintético, coincidiendo también con la evaluación visual de las facies.

A diferencia de la porosidad, los modelos simulados subestiman los valores de permeabilidad, tal y como se muestra en la Tabla 8. La permeabilidad es una propiedad que depende de la dirección, la continuidad de cada facies y la conectividad entre ellas. Los modelos de SIS y MPS no lograron reproducir perfectamente la continuidad de las facies del modelo sintético al ser pixeladas. Las facies modeladas por Objetos presentan continuidad, pero el modelo al no reproducir correctamente la deposición de las facies en el yacimiento, presentó valores que son los que más difieren del modelo sintético, en este caso también subestimándolos.

Recuérdese, que para la técnica de Objetos se intentó reproducir la geometría de facies promedio de cada unidad, pero en cada una de las 200 capas del modelo hay complejas asociaciones de facies que resulta complicado modelar con esta técnica impactando en la capacidad de conducir (permear) fluido del modelo obtenido.

### **Petróleo Original en Sitio, POES.**

En la Tabla 9 se muestra el reporte del cálculo volumétrico para los cuatro modelos, el modelo de Lee y Mukerji (2012) y los tres modelos de facies simulados.

Como es de esperar, los cuatro modelos de facies presentan el mismo volumen de yacimiento (bulk volume) que es igual a  $1143 \times 10^6 \text{ m}^3$ . El volumen neto es igual al volumen del yacimiento, ya que el *net to gross* es igual a 1. El volumen poroso para el modelo de Lee y Mukerji (2012) es igual a  $158 \times 10^6 \text{ m}^3$ ; por tanto, sólo un 14% del volumen del yacimiento es volumen poroso. Recuérdese que las facies Llanuras de Inundación y Diques son de porosidad casi nula. De los  $158 \times 10^6 \text{ m}^3$  de poros del yacimiento sólo un 85% contiene petróleo, resultando un volumen poroso de hidrocarburos (HCPV) igual a  $134 \times 10^6 \text{ m}^3$ . Como el factor volumétrico del petróleo  $B_o$  es igual a 1, el POES también es igual a  $134 \times 10^6 \text{ m}^3$ .

Tabla 9. Medidas volumétricas obtenidas para los modelos de Facies. Tabla tomada con Petrel (Versión 2014.1).

Petrel 2014.1 (64-bit)	Schlumberger	Schlumberger	Schlumberger	Schlumberger
User name	ramirezdp	ramirezdp	ramirezdp	ramirezdp
Date	Monday, June 11 2018 12:03:18	Friday, May 11 2018 08:12:22	Wednesday, Jan 3 2019 09:33:18	Tuesday, May 15 2018 03:12:24
Project	TesisDelvisRamirez	TesisDelvisRamirez	TesisDelvisRamirez	TesisDelvisRamirez
Model	DelvisTesis	DelvisTesis	DelvisTesis	DelvisTesis
Grid	DelvisTesisGrid	DelvisTesisGrid	DelvisTesisGrid	DelvisTesisGrid
Input XY unit	m	m	m	m
Input Z unit	m	m	m	m
General properties				
Porosity:	PorosidadFaciesLeeMukerji(2012)	PorosidadFaciesSIS	PorosidadFaciesObjetos	PorosidadFaciesMPS
Net gross:	1	1	1	1
Sat. water:	0,15	0,15	0,15	0,15
Sat. oil:	0,85	0,85	0,85	0,85
Sat. gas:	0	0	0	0
Bo (formation vol. factor) [rm3/sm3]	1	1	1	1
Bulk volume[*10^6 m3]	1143	1143	1143	1143
Net volume[*10^6 m3]	1143	1143	1143	1143
Pore volume[*10^6 rm3]	158	162	163	160
HCPV oil[*10^6 rm3]	134	138	139	136
STOIIP (in oil)[*10^6 sm3]	134	138	139	136

Se puede observar que todas las técnicas simuladas sobreestiman el POES. Este resultado es directamente proporcional al volumen poroso y como también se muestra en la Tabla 9, los volúmenes porosos simulados son mayores al volumen poroso del yacimiento de Lee y Mukerji (2012). El POES obtenido para el modelo de facies por MPS es el más cercano. El POES obtenido por la técnica de Objetos es el que más difiere. Recuérdese que el POES se calculó a partir de los modelos de porosidad y a su vez, estos modelos petrofísicos fueron obtenidos a partir de las facies simuladas por cada técnica, por tanto, su valor es consistente con las medidas de desempeño previamente analizadas.

El POES representa la cantidad de petróleo almacenada en el yacimiento, sin embargo, para conocer la cantidad de este petróleo que puede ser extraído, es necesario recurrir a la simulación dinámica del yacimiento.

## Producción de Petróleo

El acumulado de producción de petróleo representa el resultado más importante de un modelo de simulación dinámica de yacimientos.

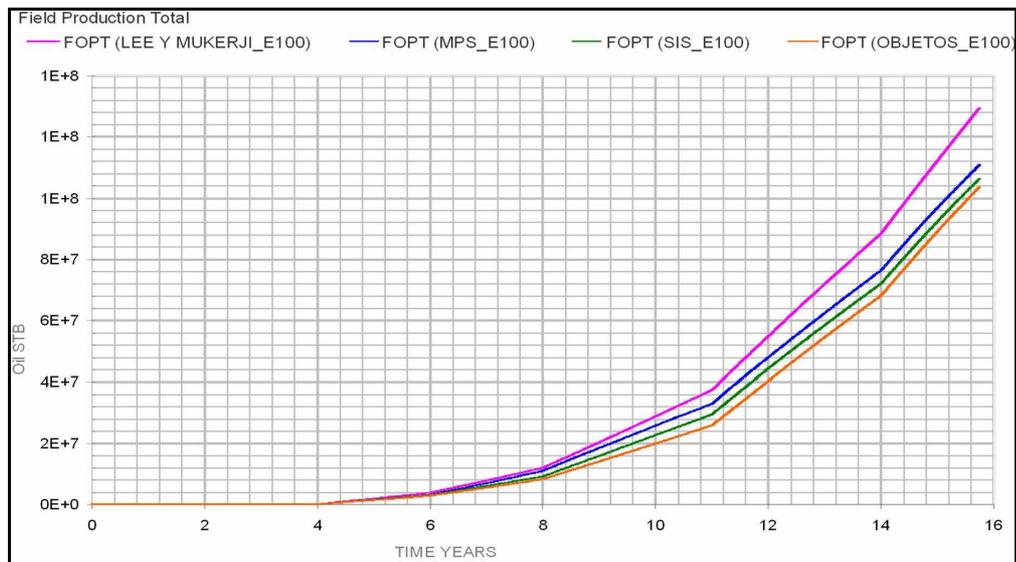


Figura 79. Petróleo acumulado para cada modelo de facies. La nomenclatura FOPT corresponde a Producción Total de Petróleo en Campo. Imagen tomada con Eclipse (Versión 2013.1).

Como se puede observar en la Figura 79, la producción de petróleo para todos los modelos de facies simulados, es menor que la producción del modelo de Lee y Mukerji (2012). La técnica de MPS es la que mejor reproduce los resultados de producción de petróleo, mientras la técnica de Objetos es la que más los subestima. A pesar que el POES de la técnica de Objetos es el mayor, es la que menor lograr producir este petróleo en sitio, lo cual es consistente con los valores de permeabilidad. Recuérdese, que la porosidad mide el espacio disponible (poros) en la roca para almacenar fluidos y la permeabilidad mide la capacidad que tienen dichos fluidos de desplazarse (permear) a través de los poros de la roca.

La configuración de pozos es la misma para todos los modelos simulados y esta obedece la configuración óptima para el yacimiento original, el modelo sintético Stanford VI-E, es decir, los pozos están colocados de tal manera que atraviesen la mayor cantidad de arena posible (tanto facies Canal como Barras de Meandro) del

modelo mencionado. El modelo obtenido por Objetos al no reproducir exactamente la deposición de las facies Canal y Barras de Meandro a lo largo del yacimiento, no logra producir la misma cantidad de petróleo que el modelo original (modelo de Lee y Mukerji).

Los modelos de MPS y SIS logran producir mayor cantidad de petróleo que la técnica de Objetos porque prácticamente modelan las facies Canal y Barras de Meandro como una sola facies de arena, permitiendo al petróleo desplazarse por la arena y producirse a través de los pozos.

De las gráficas de producción también se puede observar los mismos quiebres en la curvas de producción, lo cual obedece a que los cuatro modelos están sometidos a las mismas condiciones operacionales, es decir, los pozos son puestos a producción e inyección en el mismo momento para todos los modelos.

Aunque el comportamiento de las curvas sea similar para los cuatro modelos, un análisis cuantitativo destaca la importancia de un correcto modelado de facies. En la Tabla 10 se muestra la producción acumulada a los 15 años de explotación del yacimiento para cada modelo de facies.

Tabla 10. Acumulados de producción de petróleo

Tiempo (años)	Lee y Mukerji (2012). (MMSTB)	SIS (MMSTB)	Objetos (MMSTB)	MPS (MMSTB)
15	129	106	104	111

Se observa que los modelos simulados: SIS, Objetos y MPS subestiman la producción en (23, 25 y 18) MMSTB (millones de barriles a condiciones estándar), respectivamente. Si se considera un precio promedio de 50 dólares/Barril, se tiene que los modelos de SIS, Objetos y MPS subestiman la producción de petróleo en (1160, 1268 y 931) millones de dólares.

## CONCLUSIONES

Los modelos obtenidos por SIS y MPS no permiten distinguir correctamente las facies Barras de Meandro y Diques a partir de la clasificación de facies efectuada previamente en el estudio. Este comportamiento es debido a que el atributo sísmico usado como información secundaria en la simulación no presenta contrastes entre algunas facies. Es necesario recurrir a la geometría de cada facies para poder delimitarlas.

La técnica de Objetos al representar de manera independiente cada facies de acuerdo a lo señalado en el modelado, logra reproducir la clasificación de facies efectuada previamente en el estudio.

Las técnicas SIS y MPS al simular las facies celdas por celdas, sacaron mayor provecho del atributo sísmico medido en todo el mallado al sedimentar las facies en su lugar correcto de deposición. La técnica de Objetos al usar dicha información puede propagar facies en volúmenes donde tiene nula o poca probabilidad de estar presente ya que no honra tal información celda por celda. Por tanto, surge la siguiente interrogante, ¿qué resultados obtendrían las tres técnicas sin usar el atributo sísmico?.

La técnica de Objetos exige un modelado capa por capa de manera independiente y un número de indeterminado de simulaciones para intentar reproducir la correcta deposición de las facies. ¿Es viable realizar tal modelado con muchas capas presentes?

La técnica de Objetos captura la continuidad de las facies al simularlas con una determinada forma, dimensión y orientación, independiente de las celdas que atravesase las facies simuladas.

La técnica de Objetos se convierte casi impráctica cuando las simulaciones son condicionadas con alta densidad de datos de pozos.

Las técnicas SIS y MPS reprodujeron los valores de porosidad, permeabilidad, POES y producción de petróleo más parecidos al modelo de referencia, al simular las facies de arenas y de lutitas en el correcto lugar de deposición.

Las imágenes de entrenamiento deben representar todo el rango de posibles dimensiones y geometrías de las facies, así como las posibles asociaciones entre ellas, de manera de poder sacar el máximo provecho de la técnica de MPS. ¿Qué resultado se obtendría si se usa como imagen de entrenamiento una capa del modelo de facies obtenido por Objetos?

En yacimientos de hidrocarburos, la simulación de facies impacta más allá del modelado estático, ya que el modelo geoestadístico de facies que reproduzca mejor la sedimentología del yacimiento, tendrá mayor posibilidad de realizar un esquema óptimo de explotación, incrementando la factibilidad económica de la producción de hidrocarburos.

## **RECOMENDACIONES**

Evaluar el impacto del atributo sísmico en los resultados.

Usar otros atributos sísmicos como información secundaria en el modelado de facies, se sugiere en particular alguno que presente mayores contrastes entre las facies.

Simular MPS usando como imagen de entrenamiento una capa del modelo obtenido por la técnica de Objetos.

Comparar las técnicas geoestadísticas de simulación de facies en el modelado de yacimientos de ambientes no fluviales.

Evaluar otras técnicas de simulación geoestadística en el modelado de facies del yacimiento sintético Stanford VI-E.

Realizar la simulación dinámica del yacimiento Stanford VI-E considerando diferentes curvas de permeabilidad relativa para cada facies.

## BIBLIOGRAFIA

- Araya, L. (2014). *Creación de un modelo geoestadístico del yacimiento ferrífero del cerro San Joaquín, Venezuela*. Trabajo de grado de maestría, Universidad Simón Bolívar.
- Arche, A (2010). *Sedimentología: Del proceso físico a la cuenca sedimentaria*. Consejo superior de investigaciones científicas, Madrid, España.
- Arias, F. (1999). *El proyecto de investigación: Guía para su elaboración*. 3ra Edición. Editorial Episteme. Caracas, Venezuela.
- Boggs, S. (1995). *Principles of Sedimentology and Stratigraphy*. University of Oregon. USA.
- Bronlund, S. (2010). *Reservoir modeling of fluvial systems: An example from the Gulf of Thailand*. Master's thesis, University of Bergen, Noruega.
- Caers, J. (2005). *Petroleum Geostatistics*. Society of Petroleum Engineers. Texas, USA.
- Caers, J. y Zhang, T. (2002). *Multiple-point geostatistics: a quantitative vehicle for integrating geologic analogs into multiple reservoir models*. AAPG Special Volumes. 383-394.
- Castro, S., Caers, J. y Mukerji, T. (2005). *The Stanford VI reservoir*. 18th Annual Report, Stanford Center for Reservoir Forecasting. Universidad de Stanford. California, USA.
- Delgado, Y. (2011). *Generación de un modelo de facies empleando técnicas geoestadísticas de alto orden en un área de la Faja Petrolífera del Orinoco*. Informe de Pasantía. Universidad Simón Bolívar. Venezuela.
- Deutsch, C. y Journel, A. (1998). *GSLIB - Geostatistical Software Library and User's Guide*. 2nd ed. Oxford University Press. Nueva York, USA. 369pp.
- Deutsch, C. (2011). *Guide to best practice in geostatistics*. Technical report, Centre for Computational Geostatistics, Edmonton.
- Domínguez, E. (2015). *Geoestadística de múltiples puntos para el modelado de yacimientos petrolíferos sintéticos para determinar las distribuciones de facies y ambientes sedimentarios*. Tesis de Maestría. Universidad del Zulia.

- Guardiano, F. y Srivastava, M. (1993). *Multivariate geostatistics: Beyond bivariate moments*. En: Soares, A. (ed.). *Geostatistics – Troia*. Kluwer Academic, Dordrecht.
- Haldorsen y Damsleth (1990). *Stochastic modeling*. *Journal of Petroleum Technology*. p. 404-412.
- Hashemi, S. (2015). *Two-point versus multiple-point geostatistics: the ability of geostatistical methods to capture complex geobodies and their facies associations— an application to a channelized carbonate reservoir, southwest Iran*. *Journal of Geophysics and Engineering*, Volume 11, Number 6
- Hernández, R., Fernández C., y Baptista L. (1998). *Metodología de la Investigación*. 2da Edición. Editorial Mc. Graw-Hill, México.
- Hu, L. y Chugunova, T. (2008). *Multiple-point geostatistics for modeling subsurface heterogeneity: A comprehensive review*. *Water Resources Research*. 44.
- Journel, A. y Alabert, F. (1989). *Non-Gaussian data expansion in the earth sciences*. *Terra Nova*. p. 123-134.
- Kelkar, M. (2002). *Applied Geostatistics for Reservoir Characterization*. Society of Petroleum Engineers.
- Lee, J. y Mukerji, T. (2012). *The Stanford VI-E reservoir: A synthetic data set for joint seismic-EM-time-lapse monitoring algorithms*. 25th Annual Report, Stanford Center for Reservoir Forecasting. Universidad de Stanford, California, USA.
- Leeder, M. (1999). *Sedimentology and Sedimentary Basins: from turbulence to Tectonics*. Blackwell, Oxford.
- Leuangthong, O y Deutsch, C. (2004). *Geostatistics Banff 2004. Quantitative Geology and Geostatistics*. Volume 1. Springer. The Netherlands.
- Liu, Y. (2006). *Using the SNESIM program for multiple-point statistical simulation*. *Computer & Geosciences*. 32. P. 1544-1563.
- Maharaja, A. y Journel, A. (2005). *Hierarchical simulation of Multiple-Facies reservoirs using Multiple Point Geostatistics*. SPE Annual Technical Conference and Exhibition.
- Materano, L. (2015). *Análisis comparativo entre la geoestadística basada en variogramas y la geoestadística basada en múltiples puntos para el modelado de yacimientos petrolíferos reales*. Tesis de Maestría. Universidad del Zulia.

- Matheron, G. (1965). *Las variables regionalizadas y su estimación*. Tesis Doctoral. Universidad de Paris. Francia.
- Matheron, G., Beucher, H. y Ravenne, C. (1987). *Conditional simulation of the geometry of fluvio-deltaic reservoirs*. SPE 16753.
- Méndez, J. (2006). *Petrología*. PDVSA INTEVEP. Facultad de Ciencias, Universidad Central de Venezuela.
- Pyrz, M (2014). *Geostatistical Reservoir Modeling*. Second Edition. Oxford University Press.
- Schatzinger (1999). *Reservoir characterization: Recent Advances*. American Association of Petroleum Geologists.
- Schlumberger (2013). *Eclipse (Versión 2013.1) [Software]*. Texas, USA.
- Schlumberger (2014). *Petrel (Versión 2014.1) [Software]*. Texas, USA.
- Seifert, D. (2000). *Object and Pixel-Based Reservoir Modeling of a Braided Fluvial Reservoir*. International Association for Mathematical Geology
- Selley, R. (1970). *Ancient Sedimentary Environments*. Chapman Hall, London.
- Strebelle, S. (2008). *Using multiple-point statistics to build geologically realistic reservoir models: the MPS/FDM workflow*. The Geological Society of London
- Tamayo, M. (2009). *El proceso de la investigación científica*. Editorial Limusa. México.
- Vera, J. (1994). *Estratigrafía: Principios y Métodos*. Editorial Rueda. Madrid
- Walker, R (1979). *Facies Models*. Geological Association of Canada, Second Edition, Canadá.
- Walther, J. (1893). *Einleitung in die Geologie als historische Wissenschaft*. Verlag um Gustav Fischer, Jena, 3 vol. 1055 p.
- Yarus, J. (2006). *Practical Geostatistics - An Armchair Overview for Petroleum Reservoir Engineers*. Society of Petroleum Engineers.