

**MODELO GEOESTADISTICO BASADO EN OBJETOS DE LAS FORMACIONES
MUGROSA Y COLORADO, CAMPO LISAMA CUENCA DEL VALLE MEDIO
DEL MAGDALENA, COLOMBIA**

**RICARDO ANDRES GOMEZ MONCADA
JAIME MORALES ROJAS**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUIMICAS
ESCUELA DE GEOLOGIA
BUCARAMANGA
2008**

**MODELO GEOESTADISTICO BASADO EN OBJETOS DE LAS FORMACIONES
MUGROSA Y COLORADO, CAMPO LISAMA CUENCA DEL VALLE MEDIO
DEL MAGDALENA, COLOMBIA**

**RICARDO ANDRES GOMEZ MONCADA
JAIME MORALES ROJAS**

**Trabajo de grado presentado como requisito
Para optar el título de geólogo.**

**Director de Proyecto
Geólogo Msc. JORGE EDUARDO PINTO VALDERRAMA
Escuela de Geología
Co-director
Geólogo. JOSÉ LUIS SAAVEDRA AHUMADA
ECOPETROL, ICP**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUIMICAS
ESCUELA DE GEOLOGIA
BUCARAMANGA
2008**

DEDICATORIA

A Dios por bendecirme en cada instante y colmarme de salud y sabiduría.

A mis padres Antonio y María Eugenia, quienes con su esfuerzo, dedicación y sacrificio, han hecho posible que alcance los triunfos más importantes de mi vida.

A mi Hermano Jhon Alexis, de quien guardo los mejores recuerdos y que a pesar de su ausencia física, estoy seguro que desde el cielo me acompaña y me cuida.

A mis Hermanos Juan Diego y María Alejandra por alegrar los días en mi hogar y ser un motivación más para seguir adelante.

A Alba Lucía por su apoyo y compañía incondicional en el transcurso de mi carrera universitaria.

Ricardo Andrés

A Dios por ser la luz y la fuerza para la realización de este trabajo.

A mis padres Jaime y Carmen Alicia quienes con su profundo amor y sacrificio han hecho de mi lo que soy y quienes con su inmensa sabiduría me han brindado alivio en momentos difíciles.

A mis hermanos Jimmy y James Felipe fuente de alegrías y mi mayor motivación para seguir adelante.

A mis grandes amigos ya que su compañía y apoyo son parte importante en la realización de mis metas.

Al gran amor de mi vida motor incansable e incondicional, que me ha de acompañar toda mi vida, mi gran amor Rossy Mery.

Jaime

AGRADECIMIENTOS

Expresamos los más sentidos agradecimientos a:

A la Universidad Industrial de Santander por contribuir junto con su cuerpo docente de la Escuela de Geología a la formación personal y profesional.

Al instituto Colombiano del Petróleo (ICP) que por medio del Grupo de Investigación de Campos Maduros y el Plan Integral de Campos Maduros, nos brindaron los medios y la oportunidad de sacar adelante este proyecto, especialmente a los Ingenieros Claudia Patricia Soto y Héctor Hugo Pérez.

Al director del proyecto M. Sc. Jorge Eduardo Pinto Valderrama, por su asesoría y acompañamiento durante la realización del proyecto.

Al codirector Geol. José Luis Saavedra Ahumada quien con su apoyo incondicional estuvo al frente del proyecto durante todo el proceso de ejecución del mismo.

A los Ingenieros Rubén Castro y Esperanza Cotes por su gestión y colaboración dentro del Grupo de investigación de Campos Maduros quienes con su apoyo técnico y administrativo facilitaron la realización del proyecto.

Al Geol. José Ricardo Sandoval Ruíz (ECOPETROL), quien desde las etapas más tempranas del proyecto mostró un gran entusiasmo e interés convirtiéndose en una persona indispensable y guía crítica para la elaboración de este trabajo.

Al Geol. Mario Alexander Jaimes Bohórquez, por su gran dedicación, esfuerzo y permanente acompañamiento que con sus enseñanzas dejó ver un gran profesional y un excelente amigo.

Al grupo de Profesionales del Instituto Colombianos del Petróleo; Geol. Ana María Rocha (A.C.I. Proyectos), Ing. Martha Liliana Trujillo (A.C.I. Proyectos), Geol. David Gutierrez (A.C.I. Proyectos), Ing. Fabian Oriel Ramirez (A.C.I. Proyectos), por su generosidad y soporte técnico durante las diferentes etapas del proyecto.

Al Geol. Carlos Ruiz por su valiosa compañía y asesoría en etapas cruciales del proyecto.

Al personal del Área de Estratigrafía, Al Geol. M.Sc. Jorge Luis Pubiano y Geol. Néstor Gamba por su gran aporte en la generación del modelo estático del Área de estudio.

Finalmente a todas las personas que de una u otra manera estuvieron involucrados en la elaboración de este proyecto.

RESUMEN

TITULO: MODELO GEOESTADISTICO BASADO EN OBJETOS DE LAS FORMACIONES MUGROSA Y COLORADO, CAMPO LISAMA CUENCA DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA, COLOMBIA*

Autores: Gómez Moncada, Ricardo Andrés; Morales Rojas, Jaime**

Palabras Claves: Formación Mugrosa, Formación Colorado, Modelo estático, Modelamiento Basado en Objetos.

El Campo Lisama se encuentra ubicado en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, dentro del área Lisama, la cual está conformada por los campos Lisama, Tesoro, Nutria y Peroles y cuya producción proviene principalmente de las secuencias Terciarias denominadas Formaciones Mugrosa y Colorado . A partir de la concepción de la cuenca, la cual se encuentra dominada por un ambiente de depositación continental de tipo fluvial, se realizó una caracterización por medio del modelamiento geoestadístico que logró definir la posible dirección, continuidad y distribución espacial de los depósitos de relleno de paleocanales, los cuales se constituyen en el foco principal del yacimiento debido a su potencial para la acumulación de hidrocarburos.

Tomando como punto de partida la elaboración del modelo estático del campo en estudio y teniendo en cuenta los parámetros necesarios para realizar un modelo basado en objetos en este tipo de ambiente depositacional, se realizó un análisis estadístico para calcular los espesores más probables de las arenas asociadas a los depósitos de canal. Este análisis se realizó tomando medidas sobre datos provenientes de registros de pozos y datos de afloramiento, donde se logró predecir el espesor más probable de los intervalos arenosos asociados a depósitos de relleno de canal y en base a este parámetro calcular su ancho. Una vez obtenidos estos datos que sirvieron como soporte para el cálculo de las dimensiones de los cuerpos, se realizó el modelamiento de facies definiendo los objetos a modelar como facies de canal, de crevasse splay y de planicie de inundación. Adicionalmente y en base al análisis estadístico se generaron mapas de espesor promedio y porcentaje de arenas que ayudaron a delimitar las mejores zonas en cuanto a la potencia de las arenas de canal. Finalmente se generaron los modelos de porosidad, permeabilidad, saturación de agua y net gross los cuales fueron condicionados al modelo de facies.

*Trabajo de Grado Modalidad Investigación. Convenio de Cooperación Tecnológica UIS-ICP 010 de 2003

**Facultad de ingenierías Físico-Químicas, Escuela de Geología. Directores Geólogo Msc. Jorge Eduardo Pinto Valderrama (UIS) y Geólogo José Luis Saavedra Ahumada (ECOPETROL-ICP)

ABSTRACT

TITLE: GEOSTATISTICAL MODELING BASED ON OBJECTS OF THE MUGROSA AND COLORADO FORMATIONS, LISAMA FIELD, MIDDLE MAGDALENA VALLEY BASIN, COLOMBIA.*

Authors: Gómez Moncada, Ricardo Andrés; Morales Rojas, Jaime**

Key Words: Mugrosa Formation, Colorado Formation, Static Modeling, Geostatistical modeling based on objects.

The Lisama Field is located in the Middle Magdalena Valley basin, inside the Lisama area, which is conformed by the fields: Lisama, Tesoro, Nutria and Peroles, whose production comes mainly of the Tertiary sequences Mugrosa and Colorado. Starting from the conception of the basin, which is dominated by a fluvial environment, a reservoir characterization was development by Geostatistical modeling that was able to define the possible continuity and spatial distribution of the paleochannels fills deposits, which are constituted in the main focus of the reservoir due to their potential for the accumulation of hydrocarbons.

Taking as starting point the elaboration of the static pattern of the field and keeping in mind the necessary parameters to carry out a model based on objects in this kind of depositional environment, a statistical analysis was development to calculate the most probable thickness in the sands associated to channel deposits. In this analysis measures on wells data and outcrops data were taken, where it was possible to predict the most probable thickness in the sandy intervals associated to channel fills deposits and based on this parameter to calculate its width. Once obtained these data, was carried out the facies' modeling defining the objects to model as channel facies, crevasse splay and flood plain. Additionally maps of thickness average and percentage of sands were generated which helped to define the best areas of channel sands thickness. Finally the porosity, permeability, water's saturation and net gross models were generated which were conditioned to the pattern of facies.

*Trabajo de Grado Modalidad Investigación. Convenio de Cooperación Tecnológica UIS-ICP 010 de 2003

**Facultad de ingenierías Físico-Químicas, Escuela de Geología. Directores Geólogo Msc. Jorge Eduardo Pinto Valderrama (UIS) y Geólogo José Luis Saavedra Ahumada (ECOPETROL-ICP)

TABLA DE CONTENIDO

1. INTRODUCCION	24
2. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	25
3. JUSTIFICACIÓN.....	26
4. OBJETIVOS.....	27
4.1. OBJETIVO GENERAL	27
4.2. OBJETIVOS ESPECIFICOS	27
5. ESTADO DEL ARTE	28
6. FUNDAMENTO TEORICO DE AMBIENTES FLUVIALES.....	30
6.1. SISTEMAS DE FLUVIALES.....	30
6.1.1. Flujo de Canal	32
6.1.2. Flujo de Llanura de Inundación.....	33
6.1.3. Abandono de Canal.....	35
6.2. AMBIENTES FLUVIALES Y SUS FACIES	35
6.2.1. Facies de Relleno de Canal.....	36
6.2.2. Facies de Margen de Canal	36
6.2.2.1. Natural Levee	36
6.2.2.2. Crevasse Splay	37
6.2.3. Facies Intercanal de la Cuenca de Inundación.....	38
6.3. ESTILOS FLUVIALES.....	38
6.3.1. Sistemas de Canales Meándricos	40
6.3.2. Sistema de Canales Trenzados	42
6.3.3. Sistemas de Canales Anastomosados	44

7. FUNDAMENTO TEORICO DE LA GEOESTADISTICA	47
7.1. CONCEPTOS DE ESTADÍSTICA BÁSICA	47
7.1.1. Población.....	47
7.1.2. Individuo	47
7.1.3. Muestra	47
7.1.4. Carácter Estadístico.....	47
7.1.5. Variable Estadística.	47
7.1.6. Variable Estadística Discreta	47
7.1.7. Variables Estadística Continuas.	47
7.1.8. Frecuencia Absoluta	48
7.2 ANALISIS ESTADISTICO	48
7.2.1 Histogramas	50
7.2.1.1. Pautas típicas de variación.	51
7.3. ORIGEN DE LA GEOESTADÍSTICA	53
7.4. CONCEPTO DE LA GEOESTADÍSTICA	54
7.4.1. Variables Aleatorias Regionalizadas	55
7.5. ANÁLISIS EXPLORATORIO	57
7.6. ANÁLISIS ESTRUCTURAL	58
7.6.1. Semivariograma Experimental.....	59
7.6.2. Modelo Variográfico	61
7.6.3. Variogramas Teóricos.....	62
7.7. MODELAMIENTO GEOESTADÍSTICO BASADO EN OBJETOS	65
7.7.1. Modelamiento de Facies Basado en Objetos.....	65
7.7.2. Consideraciones Sobre Modelos Sedimentarios de un Sistema Fluvial	66

7.7.3. Geometría de los Objetos de un Sistema Fluvial.....	68
7.7.3.1. Llanuras De Inundación.....	68
7.7.3.2. Arenas De Relleno De Canal.....	69
7.7.3.3. Depósitos De Borde De Canal.....	72
7.7.3.4. Arenas De Desborde.....	72
7.7.4. Parámetros Primarios.....	73
7.7.5. Parámetros De Forma.....	74
7.7.6. Sinuosidad Del Cauce Principal.....	74
7.7.7. Formas Geológicas.....	76
7.7.8. Algoritmos para el Posicionamiento de Objetos.....	77
7.7.9. Datos Relevantes.....	79
8. GEOLOGIA DEL CAMPO EN ESTUDIO.....	80
8.1. UBICACION.....	80
8.2. ESTRATIGRAFÍA GENERAL.....	81
8.2.1 Formación Girón (Triásico-Jurásico).....	81
8.2.2. Formación Tambor (Berriasiano-Hauteriviano Superior).....	81
8.2.3. Formación Rosablanca (Hauteriviano-Barremiano).....	81
8.2.4. Formación Paja (Barremiano).....	82
8.2.5. Formación Tablazo (Aptiano-Albiano).....	82
8.2.6. Formación Simití (Albiano).....	82
8.2.7. Formación la Luna (Turoniano-Conaciano-Santoniano).....	82
8.2.8. Formación Umir, (Campaniano-Maestrichtiano).....	83
8.2.9. Formación Lisama (Paleoceno).....	83
8.2.10. Formación La Paz (Eoceno medio).....	83

8.2.11. Formación Esmeraldas (Eoceno medio-superior)	84
8.2.12. Formación Mugrosa (Eoceno-Oligoceno)	84
8.2.13. Formación Colorado (Oligoceno Superior a Mioceno Inferior)	85
8.2.14. Grupo Real (Mioceno – Plioceno).....	86
8.2.15. Formación Mesa (Plioceno-Pleistoceno).....	86
8.3. MARCO TECTÓNICO REGIONAL	87
8.3.4. Evolución Tectónica Regional	87
8.3.4.1. Cuenca extensional de retroarco (Triásico-Jurásico).....	87
8.3.4.2. Cuenca Pericratónica (Cretáceo – Paleoceno).	87
8.3.4.3. Cuenca Antepaís (Eoceno – Mioceno temprano).....	87
8.3.4.4. Cuenca Intramontana (Mioceno).....	88
9. METODOLOGIA DE ESTUDIO	89
9.1. REVISION BIBLIOGRAFICA	89
9.2. REVISION DE LOS DATOS	90
9.3. MODELO ESTRUCTURAL	90
9.3.1. Interpretación Sísmica.....	93
9.3.1.1. Falla de la Salina.	93
9.3.1.2. Falla de peña de Oro	94
9.3.1.3. Falla Satélite.	94
9.3.2. CARTOGRAFIA ESTRUCTURAL.....	96
9.4. MODELO ESTRATIGRAFICO	98
9.4.1. Definición de Topes	98
9.4.2. Definición de Facies.....	98
9.4.3. Mapas de Espesores Totales y Espesores de Facies.....	99

9.4.4. Distribución de Facies	100
9.4.5. Mapas de Facies	104
9.5. MODELAMIENTO PRETOFISICO.....	106
9.6. MODELAMIENTO GEOESTADISTICO	107
10. RESULTADOS	109
10.1. ANALISIS ESTADÍSTICO SOBRE REGISTROS ELÉCTRICOS.....	109
10.1.1. Generación De Histogramas	115
10.1.2. Generación De Mapas Estadísticos	124
10.2. TRABAJO DE GEOLOGÍA DE CAMPO	129
10.2.1 Mediciones Sobre El Flanco Este Del Sinclinal De Nuevo Mundo.....	131
10.2.2. Mediciones Sobre La Troncal Panamericana – Formaciones Mugrosa Y Colorado	135
10.3. MODELAMIENTO GEOESTADÍSTICO	143
10.3.1. Definición De Grilla De Simulación Geoestadística.....	144
10.3.2. Generación Del Armazón Del Campo A Nivel De Subunidades Formacionales.....	145
10.3.2.1. División En La Escala Vertical De Campo A Nivel De Subunidad. (Layering).....	146
10.3.3. Generación Del Modelo De Facies	147
10.3.3.1. Interpretación de Facies	147
10.3.3.2. Escalamiento De Las Facies	152
10.3.4. Modelamiento De Facies Basado En Objetos.....	155
10.3.4.1. Análisis De Las Curvas De Proporción Vertical	155
10.3.4.2. Definición De Parámetros Para El Modelamiento De Facies	160
10.3.4.3. Carga De Datos De Producción	162
10.3.5. Modelamiento Petrofísico.	168

10.3.5.1. Modelamiento De Las Propiedades Petrofísicas Para Cada Bloque	169
10.3.6. Modelos 3D De Propiedades Petrofísicas	172
10.3.7. Cálculo del Original Oil In Place (OOIP)	177
11. CONCLUSIONES	180
12. RECOMENDACIONES	183
BIBLIOGRAFIA	184

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Facies genéticas de los sistemas fluviales.....	35
Tabla 2. Relación arquitectural entre los diferentes estilos fluviales.....	45
Tabla 3. Tabla de relación entre el índice de sinuosidad y el tipo de canal	75
Tabla 4. Clasificación de cuerpos de Canales fluviales y valles rellenos según el tamaño y la forma de los depósitos	115
Tabla 5. Ubicación de las estaciones principales donde se reconocieron los cambios litológicos sobre el flanco Este y Oeste del Sinclinal de Nuevo Mundo.	142
Tabla 6. Determinación del Layering aplicado a cada subunidad teniendo en cuenta el espesor promedio de la celda	147
Tabla 7. Subunidades a modelar en cada bloque y para cada una de las propiedades petrofísicas.....	171
Tabla 8. Valores determinados de Máximos y Mínimos de las variables petrofísicas para los datos correspondientes a datos de producción.....	171
Tabla 9. Cálculo del OOIP para cada subunidad y para el campo Lisama.	178

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Clasificación de los sistemas fluviales según la forma.....	31
Figura 2. Relación entre la erosión, transporte, y sedimentación en función del tamaño de grano y la velocidad de flujo.....	32
Figura 3. Distribución de la velocidad y turbulencia dentro de un segmento sinuoso de canal	33
Figura 4. Marco depositacional de un Crevasse splay producido por un flujo a través de brechas en el Natural Levee a partir de un Canal principal.....	34
Figura 5. Expresión morfológica de un Crevasse Splay y el natural Levee en un sistema fluvial	38
Figura 6. Relación de sinuosidad de un canal	40
Figura 7. Componentes morfológicas de un sistema fluvial tipo meándrico.	41
Figura 8. Secuencia típica de disminución en el tamaño de grano (Granodecreciente hacia el tope) en los depósitos de sistemas fluviales meándricos	42
Figura 9. Componentes morfológicas de un sistema fluvial tipo trenzado	43
Figura 10. Distribución de datos en forma de campana	52
Figura 11. Histogramas con distribución de datos de forma sesgada (a) y truncada	53
Figura 12. Comportamiento mixto de una función aleatoria.....	54
Figura 13. Direcciones preferenciales en el cálculo de variograma	59
Figura 14. Componentes principales de un semivariograma.....	61
Figura 15. El variograma y los parámetros que describen la variabilidad de un conjunto de datos.....	62
Figura 16. Modelos teóricos de variogramas	64
Figura 17. Elementos geométricos del canal	69
Figura 18. Canal modelado mediante la unión de secciones transversales y las variables de ancho, espesor y línea central.....	70
Figura 19. Esquema de planta y cortes asociados a la trayectoria de un canal meandriforme.....	71

Figura 20. Vista de planta del canal y posicionamiento del Natural Levee y un Crevasse Splay con sus respectivas dimensiones geométricas.....	73
Figura 21. Ejemplo de una variable 1-D que modela la línea central de un objeto.	77
Figura 22. Dos ejemplos de condicionamiento directo de la línea central del canal respetando los datos locales de pozo.....	78
Figura 23. Localización zona de estudio, Área Lisama-Campo Lisama.....	80
Figura 24. Columna estratigráfica generalizada de la cuenca del valle Medio del magdalena	86
Figura 25. Modelo evolutivo regional de la Cordillera Oriental y las cuencas del Valle Medio del Magdalena y Llanos	88
Figura 26. Sismograma sintético generado para el amarre tiempo-profundidad.	91
Figura 27. Mapa geológico del borde oriental de la Cuenca del Valle Medio de Magdalena.	93
Figura 28. Corte estructural al norte del campo Lisama donde se observa altos buzamientos.....	94
Figura 29. Diagramas 3D de las zonas o regiones estructurales Norte, Centro y Sur, resaltando los rasgos propios de cada región	95
Figura 30. Mapa de contornos estructurales en TWT al tope de Colorado zona A.	97
Figura 31. Mapa de contornos estructurales en TWT al tope de Mugrosa zona B..	97
Figura 32. Amarre roca-registro, donde se observa las diferentes respuestas típicas de cada tipo de roca asociada esta a una facie respectiva	99
Figura 33. Mapas isocoros de cada una de la facies al tope de de las subunidades, A1, A2, A3.....	100
Figura 34. Ubicación de las traversas estratigráficas a través de toda el área Lisama.	102
Figura 35. Distribución lateral y vertical de facies, en una correlacion estratigráfica del campo	103
Figura 36. Traversa C-C´ en sentido E-W de la zona de estudio.....	104

Figura 37. Mapa de facies para Colorado A1 generado por el software Geographix 2006.....	105
Figura 38. Ejemplo de registro de facies exportado de un pozo del área Lisama desde el spreadsheet de PETREL, con su respectiva profundidad en MD.....	110
Figura 39. Tabulación de datos extraídos de los registros de facies para el pozo LISA0001E, con sus respectivos topes y fallas cargadas.....	111
Figura 40. Tabulación de los datos correspondientes a los espesores de arenas para cada uno de los pozos en las Formaciones Mugrosa y Colorado a nivel de sub-unidades (A1, A2, A3, B1, B2, B3).....	112
Figura 41. Tabulación de datos correspondientes al espesor promedio a nivel de sub-unidad para cada uno de los pozos a partir de la ejecución de filtros en Excel.	112
Figura 42. Tabulación de datos correspondientes al número de arenas a nivel de sub-unidad para cada uno de los pozos a partir de la ejecución de filtros en Excel 2003.....	113
Figura 43. Ejemplo de un pozo con las facies desplegadas entre dos topes estratigráficos con su respectivo cálculo de espesor promedio, número de canales y el porcentaje de arenas.....	114
Figura 44. Tabla de Excel mostrando los paquetes de arenas por subunidad sin alguna interrupción para la posterior generación de los histogramas.....	115
Figura 45. Histograma generado para los espesores de canal de la subunidad Colorado A1.....	117
Figura 46. Histograma generado para los espesores de canal de la subunidad Colorado A1.....	117
Figura 47. Histograma generado para los espesores de canal de la subunidad Colorado A2.....	118
Figura 48. Histograma generado para los espesores de canal de la subunidad Colorado A3.....	119
Figura 49. Histograma generado para los espesores de canal de la subunidad Mugrosa B1.....	119
Figura 50. Histograma generado para los espesores de canal de la subunidad Mugrosa B2.....	120
Figura 51. Histograma generado para los espesores de canal de la subunidad Mugrosa B3.....	120

Figura 52. Histograma generado para los espesores de canal de la subunidad Mugrosa C1	121
Figura 53. Histograma generado para los espesores de canal de la subunidad Mugrosa C2	121
Figura 54. Histograma generado para los espesores de canal de la subunidad Mugrosa C3	122
Figura 55. Histograma de frecuencias porcentuales para las subunidades de las Formaciones Mugrosa y Colorado del área Lisama.....	123
Figura 56. Histograma de frecuencias porcentuales para las subunidades de las Formaciones Mugrosa y Colorado del área Llanito.....	123
Figura 57. Ejemplo de histograma generado en la aplicación “Zone Manager”, de Geographix, para evaluar la escala de iluminación de los mapas de arenas y de porcentajes de arenas	125
Figura 58. Comparación entre el mapas de espesor de arenas y el mapa de porcentaje de arenas para la subunidad Colorado A1.....	125
Figura 59. Comparación entre el mapa de espesor de arenas y el mapa de espesor promedio para la subunidad Colorado A1	126
Figura 60. Comparación entre el mapa de espesor de arenas y el mapa de porcentaje de arenas para la subunidad Colorado A2.....	126
Figura 61. Comparación entre el mapa de espesor de arenas y el mapa de espesor promedio para la subunidad Colorado A2.....	127
Figura 62. Comparación entre el mapa de espesor de arenas y el mapa de porcentaje de arenas para la subunidad Mugrosa B1.....	127
Figura 63. Comparación entre el mapa de espesor de arenas y el mapa de espesor promedio para la subunidad Mugrosa B1.....	128
Figura 64. Mapa geológico de la zona de estudio. Sombreado se encuentra el Campo Lisama.....	130
Figura 65. Ejemplo de amalgamamiento de canales en la parte superior de la Formación la Paz.....	132
Figura 66. Ejemplo de amalgamamiento de canales hacia el tope de Formación La Paz conservando la parte conglomerática basal típica de un canal.....	132
Figura 67. Afloramiento correspondiente a la Formación Esmeraldas donde se aprecian las tres facies a modelar: <i>Canal, Crevasse Splay y Floodplain</i>	133

Figura 68. Mediciones de espesores de canales amalgamados hacia el tope de la Formación Esmeraldas	134
Figura 69. Mapa geológico del área de trabajo de campo con su respectiva trayectoria georeferenciada.	135
Figura 70. Areniscas de grano fino del Grupo Real sobre la vía de la Troncal Panamericana.....	136
Figura 71. Depósitos de canal sobre afloramientos de la Formación Colorado...	137
Figura 72. Depósitos de complejos de crevasse splay de la Formación Colorado.	138
Figura 73. Cambio de espesor de los depósitos de crevasse splay de la Formación Colorado.	138
Figura 74. Afloramiento de la Formación Colorado donde se pueden ver las tres facies características de los ambientes fluviales.....	139
Figura 75. Afloramiento de la Formación Colorado mostrando arenas de canal impregnadas de petróleo	140
Figura 76. Afloramientos de depósitos de canal de la Formación Colorado.	140
Figura 77. Afloramiento de la Formación Mugrosa donde se pueden ver depósitos de canales y de floodplain.	141
Figura 78. Histogramas de mediciones de espesores de canal sobre las Formaciones La Paz, Esmeraldas, Mugrosa y Colorado	142
Figura 79. Distribución de pozos en el Campo Lisama sobre el grid de celdas...	143
Figura 80. Modelo de fallas para el Campo Lisama mostrando el tren estructural en dirección Norte-Sur.	144
Figura 81. Generación del esqueleto del Campo con las tres superficies generadas en el tope el medio y la base.	145
Figura 82. Generación del Armazón del Campo Lisama con las 9 unidades intraformacionales definidas (De Base a Tope: C3, C2, C1, B3, B2, B1, A3, A2, A1)	146
Figura 83. Ejemplo de los cambios abruptos y graduales en los registros litológicos mostrados hacia la base de los canales	148
Figura 84. Ejemplo de registro SP con valores positivos, mientras el GR presenta	149

valores y formas de canal.	149
Figura 85. Registro SP presentando valores positivos, mientras que los resistivos al mismo intervalo muestran la presencia de fluido	149
Figura 86. Cambios abruptos del registro SP comparado con los resistivos en el mismo intervalo con posible presencia de agua	150
Figura 87. Ejemplo de solapamiento y separación de las curvas NPHI y RHOB..	150
Figura 88. Forma cilíndrica de los depósitos de canal sobre los registros litológicos.	151
Figura 89. Formas de barras y de campana de los registros litológicos de los depósitos de canal en la Formación Mugrosa	151
Figura 90. Facies de crevasse presentando zonas donde los registros SP y GR presentan pequeñas deflexiones al igual que los resistivos	152
Figura 91. Escalamiento de un registro de facies	153
Figura 92. Modelo de facies escalado para todas las subunidades de las Formaciones Mugrosa y Colorado	154
Figura 93. Correlación estratigráfica entre los pozos L-116, L-143, L-135, L-126, correspondientes a la Traversa J en dirección Norte-Sur.	154
Figura 94. Curva de proporción vertical de facies para la subunidad Colorado A1.	156
Figura 95. Curva de proporción vertical de facies para la subunidad Colorado A2	156
Figura 96. Curva de proporción vertical de facies para la subunidad Colorado A3	157
Figura 97. Curva de proporción vertical de facies para la subunidad Mugrosa B1.	157
Figura 98. Curva de proporción vertical de facies para la subunidad Mugrosa B2	158
Figura 99. Curva de proporción vertical de facies para la subunidad Mugrosa B3	158
Figura 100. Curva de proporción vertical de facies para la subunidad Mugrosa C1	159

Figura 101. Curva de proporción vertical de facies para la subunidad Mugrosa C2	159
Figura 102. Curva de proporción vertical de facies para la subunidad Mugrosa C3	160
Figura 103. Interfase suministrada por el software PETREL para insertar los parámetros relevantes en el modelamiento de los canales fluviales	161
Figura 104. Definición del Background del modelo a partir de las facies de Floodplain.	161
Figura 105. Iluminación de los datos de producción sobre el modelo de facies del Campo Lisama.....	162
Figura 106. Modelamiento geoestadístico para la subunidad Colorado A1, al tope de la unidad.	163
Figura 107. Modelamiento Geoestadístico para la subunidad Colorado A2 al tope de la unidad.	164
Figura 108. Modelamiento geoestadístico para la Subunidad Colorado A3 al tope de la unidad	164
Figura 109. Modelamiento geoestadístico para la Subunidad Mugrosa B1 al tope de la unidad	165
Figura 110. Modelamiento geoestadístico para la Subunidad Mugrosa B2 al tope de la unidad	165
Figura 111. Modelamiento geoestadístico para la Subunidad Mugrosa B3 al tope de la unidad	166
Figura 112. Modelamiento geoestadístico para la Subunidad Mugrosa C1 al tope de la unidad	166
Figura 113. Modelamiento geoestadístico para la Subunidad Mugrosa C2 al tope de la unidad	167
Figura 114. Modelamiento geoestadístico para la Subunidad Mugrosa C3 al tope de la unidad	167
Figura 115. Modelamiento geoestadístico para todas las subunidades del campo Lisama. (Formaciones Mugrosa y Colorado)	168
Figura 116. Áreas filtradas sobre el modelo de celdas para realizar la interpolación de las propiedades petrofísicas	169

Figura 117. Inserción de rangos del variograma generado para la facie de canal de la subunidad A1 en la zona Lisama Norte para el modelo de porosidad	170
Figura 118. Integración de todos los bloques del Modelo de Porosidad.....	172
Figura 119. Modelo de Porosidad incluyendo todos los bloques del Campo Lisama	173
Figura 120. Modelo de Permeabilidad incluyendo todos los bloques del Campo Lisama	173
Figura 121. Modelo de Saturación de Agua incluyendo todos los bloques del Campo Lisama.....	174
Figura 122. Modelo de Net Gross incluyendo todos los bloques del Campo Lisama	174
Figurara 123. Modelo de Porosidad sin efectuar filtro y con filtro de porosidad superior al 10%.....	175
Figurara 124. (a). Modelo se Saturación de Agua sin efectuar filtro y modelo de Saturación de Agua efectuando filtro de $Sw > 0.5$	176
Figura 125. Polígono seleccionado para el cálculo del Original Oil in Place.....	177
Figura 126. Modelos de facies y de propiedades petrofísicas para el campo Lisama. Abajo Modelo por objetos.....	179

1. INTRODUCCION

Dentro del Grupo de Investigación de Campos Maduros el cual se gestiona en convenio entre La Universidad Industrial de Santander y El Instituto Colombiano del Petróleo (ICP) y teniendo en cuenta las necesidades de ECOPETROL en la exploración y desarrollo de sus campos, se hace necesario desarrollar y aplicar nuevas técnicas que ayuden no solo a la caracterización del yacimiento sino que también proporcionen una evaluación del grado de incertidumbre con el que se cuenta. Una de estas técnicas que hoy en día cobran gran importancia a la hora de realizar una caracterización, es la Geoestadística la cual se constituye en los últimos años como una de las tecnologías de mayor impacto en el negocio de exploración y producción en los campos petroleros del mundo.

La propuesta que aquí se presenta como tema para desarrollar el trabajo de grado, en la 'Modalidad Investigación', toma como punto de partida la configuración depositacional de tipo fluvial presente en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena del Campo Lisama y tiene como objetivo visualizar la distribución espacial de las principales facies asociadas a depósitos de canal de las Formaciones Mugrosa y Colorado, teniendo en cuenta los parámetros más relevantes de los canales fluviales como lo son el espesor y el ancho de los mismos.

El modelamiento geoestadístico basado en objetos, es la técnica que se utilizará en la realización de este proyecto y cobra importancia debido a los rasgos geométricos asociados a las principales facies de canales fluviales que para este caso se definieron tres principalmente: facies de canal, facies de Crevasse Splay y facies de floodplain, los cuales a su vez se constituyen en los objetos a ser modelados teniendo como soporte una medición directa en una fase inicial de campo que pretende documentar parámetros reales de ancho y espesor de los cuerpos de canal (*objetos*) que en últimas se constituyen en los elementos de mayor jerarquía a la hora de evaluarlos como reservorios de interés dentro de un campo.

2. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

La zona de estudio correspondiente al campo Lisama se encuentra ubicada dentro del área Lisama junto a los tres campos productores de petróleo, Tesoro, Nutria y Peroles todos comprendidos en el área Lisama en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena. El campo Lisama que se encuentra hacia la parte norte del área, es la zona más productora y a su vez presenta buen cubrimiento de pozos.

A pesar del cubrimiento de pozos que se tiene sobre el Campo Lisama, existe incertidumbre en cuanto a la continuidad, distribución y dirección de los canales fluviales debido a la configuración depositacional que presentan este tipo de ambientes. Teniendo en cuenta estas características se quiere llegar a generar un modelo geoestadístico basado en objetos que permita la caracterización del yacimiento y que a su vez disminuya el grado de incertidumbre con el cual se cuenta hasta el momento sobre este campo. A si mismo se quiere realizar un comparativo con el modelo geoestadístico actual realizado por el método de celdas (Variogramas) para observar las fortalezas y falencias de cada una de los métodos y así evaluar la factibilidad de la aplicación de cada uno de ellos en un campo determinado.

Estudios anteriores realizados por ECOPETROL, donde se desarrollaron análisis sísmico-estratigráficos, y una evaluación regional en cuanto a tectonosecuencias del terciario en el VMM (Olaya, I. 2003), se ha demostrado que esta área donde se encuentran el campo Lisama, presenta depósitos de ambientes fluviales con facies asociadas a canales. Basados en la recopilación de esta información se refuerza mas la idea que aquí se plantea.

3. JUSTIFICACIÓN

Debido a los problemas relacionados con la incertidumbre en la interpretación de la continuidad, distribución y dirección de los canales del Campo Lisama, el Instituto Colombiano del Petróleo (ICP), ha buscado implementar por medio del Plan Integral de Campos Maduros, un procedimiento que defina las actividades indispensables para obtener una descripción detallada del yacimiento en la que se incluye de manera fundamental la caracterización geológica que en este caso se realizará implementando técnicas geoestadísticas partiendo de un modelo estático preliminar.

Con el desarrollo de este trabajo de investigación se quiere aportar a este plan de manera que se llegue a proponer un modelo depositacional enfocado a seguir la continuidad de los distintos geocuerpos asociados a depósitos de canal para la posterior evaluación de los prospectos del área.

4. OBJETIVOS

4.1. OBJETIVO GENERAL

Generar un modelo geoestadístico basado en objetos para determinar la dirección, continuidad y distribución espacial de los geocuerpos asociados a los depósitos de canal presentes en el Campo Lisama, pertenecientes al área Lisama, Cuenca del Valle Medio del Magdalena, Colombia.

4.2. OBJETIVOS ESPECIFICOS

- Identificar sobre afloramientos los depósitos de canal de las Formaciones Mugrosa y Colorado, para medir y documentar las dimensiones de ancho y espesor de los cuerpos asociados a los canales.
- Realizar un análisis estadístico a partir de datos provenientes de registros de pozo para conocer el rango del espesor promedio de los cuerpos asociados a los depósitos de canal.
- En base al análisis estadístico, evaluar la potencia de los cuerpos arenosos e identificar zonas de amalgamamiento de los canales
- A partir del modelo estático del Campo Lisama, generar un modelo de distribución de propiedades teniendo en cuenta la asignación de las propiedades petrofísica a las facies.
- En base al modelo geoestadístico final, definir y mapear las zonas mas prospectas para la posterior ubicación de pozos de desarrollo sobre el Campo Lisama.

5. ESTADO DEL ARTE

Los modelos de facies basados en objetos lograron adelantos científicos considerables gracias a los trabajos desarrollados por Haldorsen *et al.*, 1984; Stoyan *et al.*, 1987 y Clemensten *et al.*, 1990, entre otros. Dadas las características deposicionales que presentan los yacimientos fluviales generan complejas geometrías en las rocas almacenadoras, sobre las cuales se definen las propiedades petrofísicas que dan paso a la conectividad entre las arenas de canal. Los modelos de facies basados en objetos describen la naturaleza deposicional del yacimiento mediante una serie de realizaciones de facies (diversas imágenes equiprobables del yacimiento), simulando de forma ideal las geometrías interpretadas en afloramientos y análogos modernos. Estas facies corresponden a objetos geológicos bien definidos con una continuidad no lineal realista, la cual no puede ser modelada con los métodos tradicionales basados en celdas (Deutsch *et al.*, 2002).

En Colombia, la geoestadística está siendo aplicada como recurso importante en la exploración y desarrollo de los campos, especialmente en la recuperación de los campos maduros.

En el Campo Lisama, la determinación de la dirección y la continuidad lateral de los depósitos de canales fluviales tales como los que se encuentran en las Formaciones Mugrosa y Colorado del Valle Medio Del Magdalena, se convierten en el objetivo central de las investigaciones a realizarse sobre el campo para el desarrollo del mismo. Las más recientes investigaciones realizadas sobre el campo tienen que ver con la generación del modelo estático de toda el área Lisama, en las cuales sobresalen los trabajos realizados en los dos últimos años por el Instituto Colombiano del Petróleo por medio del Plan Integral de Campos Maduros, donde han definido las actividades indispensables para la caracterización del yacimiento y así poder contar con el modelo Estático del área, dada la gran complejidad que presentan este tipo de configuración depositacional fluvial. En cuanto al modelamiento basado en objetos sobresalen también los trabajos de E. A. Idrobo, N. Santos, H. Peña, E. E. Martínez, E. Pineda, G. D. Meza, J. A. Patarroyo (2005) donde plantean una metodología para el modelamiento de yacimientos fluviales y su aplicabilidad en la ubicación de pozos de desarrollo usando algoritmos genéticos para la selección del modelo más apropiado teniendo como base los principios de la selección natural y la genética.

Pese a todos los esfuerzos realizados para la caracterización del Campo Lisama, la incertidumbre con respecto a la orientación, distribución y continuidad de los canales, aún persiste. Por esta razón uno de los últimos trabajos que se están realizando en el Instituto Colombiano del Petróleo, por medio de Plan Integral de Campos Maduros, tiene que ver con la caracterización geoestadística del área Lisama, basada en la técnica de variogramas, técnica que analiza los rangos de distancias sobre las cuales se pueden correlacionar las muestras. De esta manera se hace evidente la evaluación de los dos modelos geoestadísticos (Estocásticos), evaluando las diferencias y congruencias entre los mismos y posteriormente observar el grado de incertidumbre de cada uno frente al resultado del programa sísmico 3D que se adelanta para el área Lisama.

6. FUNDAMENTO TEORICO DE AMBIENTES FLUVIALES

Dentro de los ambientes sedimentarios continentales se encuentran los ambientes fluviales están definidos principalmente por la energía, acción del agua en movimiento y por el conjunto de erosión, transporte y sedimentación que se llevan a cabo en el mismo, como también se encuentran controlados y dependiendo fuertemente de las condiciones climáticas.

Además de su papel como receptores de información geológica valiosa, los depósitos fluviales también cobran gran importancia en el aspecto económico, ya que son, desde proveedores de material para la construcción, hasta contenedores o reservorios de yacimientos minerales y de agua subterránea. Por todo lo que éstos representan, los ambientes fluviales han sido ampliamente estudiados y una compilación de trabajos importantes pueden ser encontrados en: Collison y Lewin (1983), Miall (1985), Flores y otros (1985), Reading (1986), y Ethridge y otros (1987), Miall (1992), Bridge and Mackey (1993), y Miall (1996), entre otros.

Existen métodos recientes que intentan clasificar, describir e interpretar los ambientes fluviales de una manera estandarizada basándose en parámetros como: (1) la jerarquía de los estratos y las superficies limítrofes; (2) las litofacies; (3) la asociación de litofacies o elementos arquitecturales; y (4) la geometría de los cuerpos sedimentarios, siendo este ultimo el que cobra importancia a la hora de realizar un modelamiento geoestadístico basado en objetos.

6.1. SISTEMAS DE FLUVIALES

Los sistemas fluviales y sus depósitos están constituidos por sedimentos que se acumulan a partir de la actividad de los ríos y los procesos de deslizamiento por gravedad asociados. Aunque estos depósitos se están generando actualmente bajo una gran diversidad de condiciones climáticas, desde desérticas hasta glaciales, se reconocen cuatro sistemas fluviales bien definidos: (1) sistema de río rectos (*straight*), (2) sistema de ríos trenzados (*braided*), (3) sistema de ríos meándricos (*meandering*), y (4) sistema de ríos anastomosados (*anastomosing*) (**Figura 1**). Dependiendo de cada tipo de sistema fluvial se preserva una configuración arquitectural específica de los depósitos asociados a cada uno de estos sistemas fluviales respectivamente; estos depósitos de tipo fluvial representan el registro preservado más importante de uno de los principales ambientes continentales.

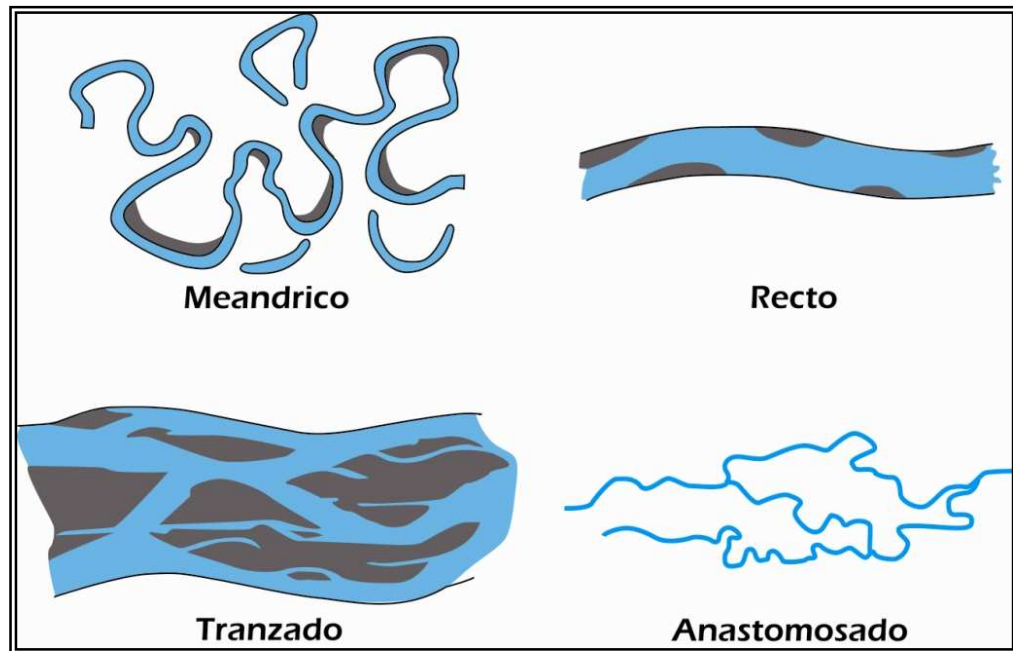


Figura 1. Tipos de Sistemas Fluviales; (A) Canales Rectos, (B) Canales Tranzados, (C) Canales Meándricos, (D) Canales Anastomosados. (Modificado de Miall, A.D. 1996)

Los sistemas fluviales son principalmente agradacionales, donde el canal es el foco de la depositación de la carga transportada, convirtiéndose este en la característica más importante de una superficie fluvial agradacional. Sin embargo la progradación y la acreción lateral son características estructurales que también se presentan.

Los procesos presentes en los sistemas fluviales calibra de forma eficientemente la carga heterogénea de sedimento que este recibe y transporta. Es así como varios procesos se combinan para segregar la carga de fondo y la carga en suspensión hacia ambientes deposicionales específicos como también estos procesos se combinan para atrapar y retener una fracción preferencial de la carga. La forma en la que los distintos materiales son transportados depende del tamaño del sedimento, así los sedimentos de tamaño molecular viajarán en disolución, los granos de tamaño arcilla, limo o arena viajan en suspensión, y las gravas o cantos más grandes lo hacen por saltación o tracción (**Figura 2**).

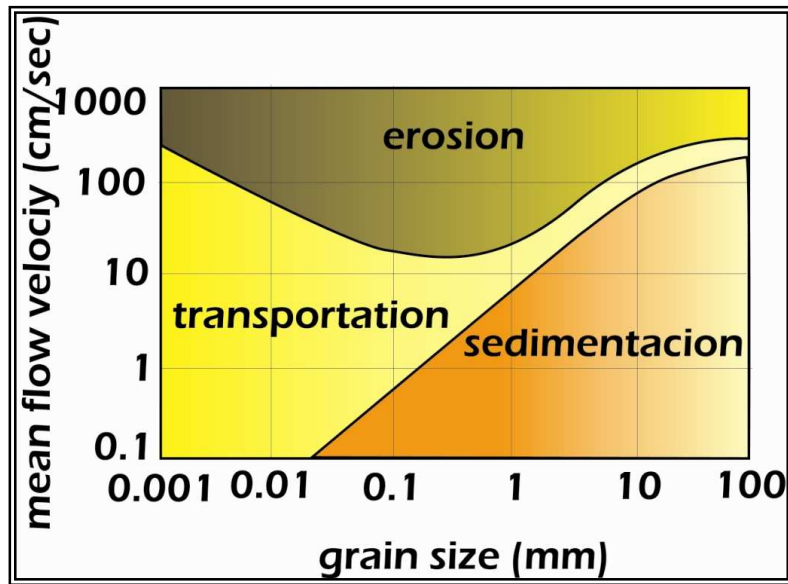


Figura 2. Diagrama de Hjulstrom. Relación entre la erosión, transporte, y sedimentación en función del tamaño de grano y la velocidad de flujo. (Modificado de Galloway and Hobday, 1983).

De igual forma, otros factores como lo son la pendiente del terreno, también controlan la sedimentación y en gran parte el tipo de canal.

6.1.1. Flujo de Canal

El flujo dentro un canal y sus efectos en la erosión, transporte y depositación del sedimento están determinados por la distribución de la velocidad y la turbulencia. Las áreas de máxima velocidad y turbulencia son lugares de erosión e intercambio de sedimentos; contrariamente las áreas de baja velocidad y turbulencia son áreas de estabilidad o de depositación.

En un canal sinuoso durante condiciones de bajo flujo, la línea de máxima velocidad cubre la parte exterior del banco o Cut Bank y lo corta diagonalmente, mientras que la máxima turbulencia ocurre cerca de la base del canal en el fondo, contra el banco exterior (cut bank). El sedimento en suspensión tiende a moverse hacia el banco interior un área de menor velocidad y turbulencia donde este se puede depositar denominado Point Bar o barras puntuales (**Figura 3**).

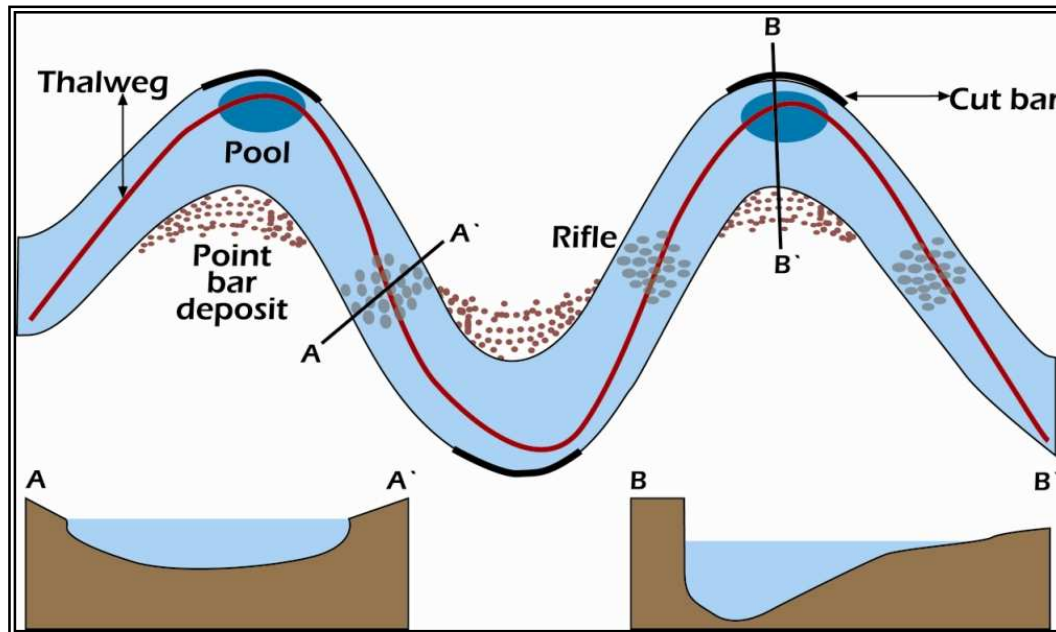


Figura 3. Distribución de la velocidad y turbulencia dentro de un segmento sinuoso de canal. (Modificado de Galloway and Hobday, 1983).

En segmentos rectos de un canal denominados Riffle, que corresponde a la parte simétrica de un canal, la línea de máxima velocidad yace cerca de la parte central del canal, y las zonas de turbulencia se presentan a lo largo de ambas márgenes. Los segmentos de canales con sinuosidad son parte asimétricas del canal y tienden a erodar lateralmente esta parte se denomina Pool, la depositación se lleva a cabo en las barras internas del canal. Los canales ajustan su geometría en diversas maneras acomodándose al flujo de agua y sedimentos que prevalece (Schumm 1977; knighton 1984).

6.1.2. Flujo de Llanura de Inundación

La agradación en los valles de inundación se produce cuando las aguas con sedimentos inundan los bancos o cauces de los ríos y vierten el exceso a través de las áreas fuera del canal. El agua de inundación que proviene de la parte superior de la columna de agua del río contiene principalmente sedimentos en suspensión, luego de sobrepasar los bancos el sedimento se asienta rápidamente, primero las arenas y los limos cerca de la margen del canal y las arcillas y limos finos un poco más lejos. El resultado total es la acumulación de sedimentos a lo largo de la margen del canal formando una cresta estable o un dique natural también conocido como Natural Levee (**Figura 4**).

Existe un desbordamiento que involucra grandes volúmenes de agua y grandes cantidades de sedimento que sucede cuando el agua de inundación pasa a través de brechas localizadas en este muro natural (Natural levee) de contención produciendo canales de desbordamiento llamados Crevasse Splay, que llevan sedimentos fuera del canal principal hacia la planicie de inundación (**Figura 4**). La carga de este tipo de canales es típicamente sedimentos en suspensión y material muy fino del lecho del canal.

Los depósitos de Natural Levee y de desbordamiento o de Crevasse Spaly se acumulan cerca de las márgenes de canales activos. En contraste la depositación correspondiente a la planicie de inundación o Flood Plain se puede extender varios kilómetros a través de la planicie aluvial, sin embargo la tasa de acreción de la planicie de inundación es típicamente baja, promedia alrededor de unos pocos centímetros por año en los sistemas depositacionales activos.

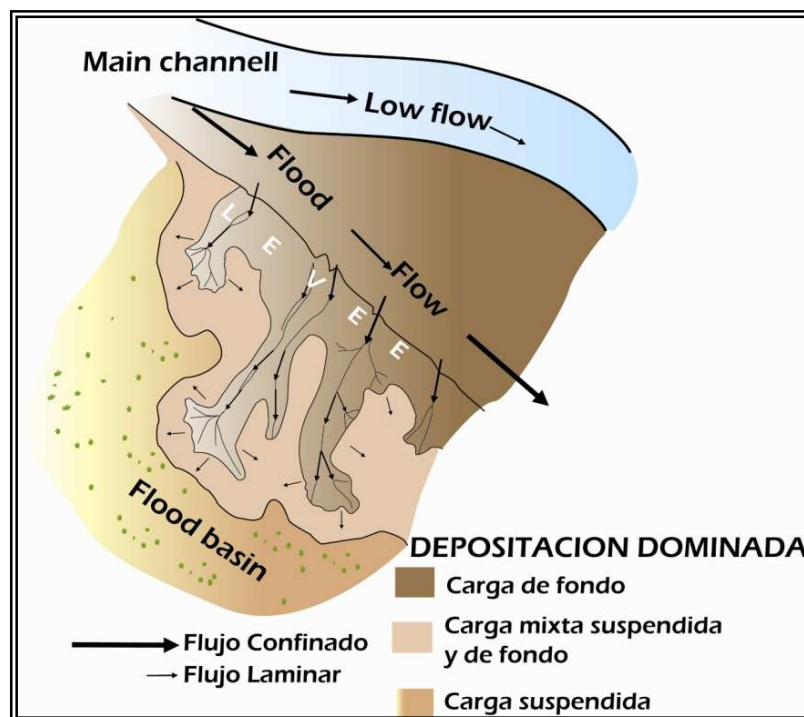


Figura 4. Marco depositacional de un Crevasse splay producido por un flujo a través de brechas en el Natural Levee a partir de un Canal principal. Ejemplo basado sobre Splays del Río Brahmaputra, descrito por Coleman (1969). (Modificado de Galloway and Hobday, 1983).

6.1.3. Abandono de Canal

Los abandonos de canal son un rasgo importante en la agradación de las planicies aluviales los cuales se caracterizan por cambios repetidos de los canales activos, es decir en una escala local los meandros pueden ser cortados a medida que el flujo cambia hacia un canal abierto o cortado por la base del meandro, en una escala mayor todo un canal puede abandonarse gradualmente o de manera abrupta durante ciclos sucesivos de inundación. Los nuevos canales que se forman vuelven a ocupar los ejes de los anteriores, por medio de controles que ayudan a este proceso tales como influencia tectónica sutil, la fácil erosión de los depósitos arenosos de los canales anteriores y la presencia de Natural Levees que se desarrollaron con imperfecciones. Este abandono de canal se convierte típicamente en lagos aislados o son rellenados con sedimentos finos en suspensión.

6.2. AMBIENTES FLUVIALES Y SUS FACIES

Los sistemas fluviales deposicionales, están conformados por un mosaico de facies genéticas (**Tabla 1**), que incluyen varias combinaciones de facies asociadas a rellenos de canal, barras de arena, márgenes de canal, y depósitos de inundación.

FACIES		
Relleno de Canal	Canal Abandonado	Cuenca de Inundación
Lagos	Margen de Canal	Planicie de Inundación
Estratos Acrecionales	Natural Levee	Pantano Posterior
Canal Secundario	Crevasse Splay	Lagos Intercanales
a. Recto	Estratos Laminares	
b. Ramificado		
Barras		
a. Longitudinales		
b. Transversales		
c. Puntuales		
d. Rectas		
e. laterales		

Tabla 1. Facies genéticas de los sistemas fluviales, Facies de Relleno de Canal, Facies de Canal Abandonado, Facies de Cuenca de Inundación. (Modificado de Miall, A.D. 1996)

6.2.1. Facies de Relleno de Canal

Los depósitos de canal son el componente principal para el diagnóstico, reconocimiento, y clave de la interpretación de los sistemas fluviales. El relleno de canal está conformado por una variedad de litofacies que se encuentran limitadas por superficies de estratificación y superficies erosionales (Allen, 1983; Miall, 1985). Los depósitos clave de las facies de relleno de canal incluyen complejos de estratos acrecionales, canales secundarios, barras acrecionales. Estos depósitos de canal contienen la mayoría de la carga del lecho que se encuentra retenida dentro del sistema fluvial, incluye unidades agradacionales y acrecionales laterales. La estructura interna de los rellenos del canal está determinada principalmente por la geometría del canal. La acreción lateral de las barras puntuales (Point Bar) caracteriza la alta sinuosidad de los canales.

Esta información se convierte de gran ayuda a la hora de definir los detalles de las diferentes litofacies de relleno de canal y su respectiva arquitectura, información que se puede obtener de afloramientos, datos de pozos y núcleos.

6.2.2. Facies de Margen de Canal

Durante la etapa o ciclos de inundación, un poco de la carga de fondo y buena parte del sedimento en suspensión se deposita a lo largo de los márgenes del canal a medida que el agua inunda los bancos o escapa por grietas locales. Este flujo extra no es confinado, consecuentemente la velocidad disminuye drásticamente y la mayoría del sedimento se deposita rápidamente, solo los sedimentos más finos suspendidos son transportados hacia las cuencas de inundación entre los canales. Se dan dos diferentes tipos de depósitos producto de estos eventos de inundación a lo largo de los márgenes de los canales: diques naturales (Natural Levees), los cuales limitan el canal y los Crevasse Splays, que se extienden hacia la cuenca de inundación a través de brazos o áreas bajas de los muros.

6.2.2.1. Natural Levee

Las arenas finas, limos y algunas arcillas se depositan a lo largo de los márgenes del canal a medida que la carga en suspensión sobrepasa los bancos, el incremento de sedimento se amontona con cada exceso de flujo, de esta forma el Natural Levee adquiere mayores características topográficas en elevación. Las características sedimentarias internas de los Natural Levees reflejan breves pulsos de rápida depositación separados por largos periodos de no depositación y

exposición sub-aérea. Las estructuras sedimentarias son predominantemente ripples, ondulitas, y laminación. Los Natural Levees están sujetos a repetidos ciclos de humedad y secado; de esta manera los sedimentos se compactan y oxidan lo que hace comunes los carbonatos pedogénicos y las concreciones nodulares de óxidos de hierro en estas facies **(Figura 5)**.

6.2.2.2. Crevasse Splay

Estos depósitos cobran importancia debido a su gran desarrollo que pueden llegar a tener y por consiguiente a su gran extensión lateral y vertical, se producen por rupturas locales de los Natural Levees drenando flujo del canal y drenando porciones inferiores de la columna de agua, proporcionando así conductos para que los sedimentos en suspensión se dispersen hacia las porciones cercanas de la cuenca de inundación **(Figura 5)**. Un sistema de pequeños canales distributarios anastomosados o trenzados se desarrolla y se extienden a través de la superficie de desborde. El Crevasse Splay se construye o se desarrolla por agradación cuando la carga de sedimentos en suspensión se esparce por la superficie de desborde y por progradación hacia los pantanos posteriores y lagos entre los canales. El Crevasse Splay finalmente puede evolucionar en unos canales bien definidos de sobre flujo o convertirse en el lugar por donde cambia el canal principal (Smith et al, 1989).

En sistemas propensos a las inundaciones, las superficies de desborde (Crevasse Splay) pueden ser muy grandes, cubriendo varios kilómetros cuadrados a los lados del canal principal. La estructura interna del Crevasse Splay es heterogénea, reflejando el origen de los múltiples eventos de inundación, condiciones caóticas de flujo y rápidas tasas de sedimentación. En lugares donde la planicie de inundación está conformada por lagos Intercanales permanentes, la progradación del Crevasse Splay produce una secuencia vertical análoga a la de un pequeño sistema lacustre o delta. Las estructuras comunes son ripples, y laminación cruzada en artesa de mediana escala. El tamaño de grano y los espesores son generalmente menores que aquellos asociados a secuencias de canal, pero pueden ser muy variadas dependiendo de la tasa de agradación de la planicie de inundación, magnitud de la inundación, efectividad de los Natural Levees confinantes, historia de migración del canal y las profundidades de agua en la cuenca de inundación. Las porciones superiores del Splay pueden estar levemente compactadas y oxidadas ya que se encuentran por arriba de la tabla de agua local. Los paleosuelos y zonas con raíces son comunes en la secuencia del

Splay; adicionalmente los Crevasse Splays son grandes pilas, que acumulan grandes cantidades de desechos de plantas y lodo.

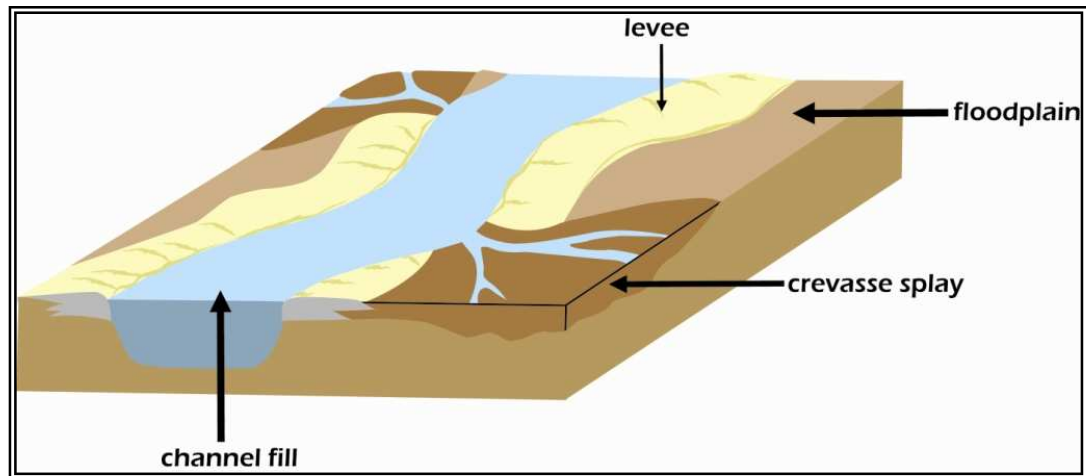


Figura 5. Expresión morfológica de un Crevasse Splay y el natural Levee en un sistema fluvial. (Modificado de Miall, A.D. 1996)

6.2.3. Facies Intercanal de la Cuenca de Inundación

Los sedimentos finos y la carga en suspensión son llevados hacia las áreas entre los canales durante periodos de inundaciones. La textura y cantidad de la evolución de la planicie de inundación depende principalmente del poder de la corriente y el carácter del sedimento (Nanson & Croke 1992). Por esto los atributos de las facies de la planicie de inundación son en parte características heredadas de los diferentes tipos de canal.

La unidad básica deposicional de las facies de la planicie de inundación corresponde a un estrato delgado agudo en la base, grano decreciente y con un espesor de unos pocos centímetros. La mayoría de las tasas de sedimentación son bajas y el retrabajamiento por organismos excavadores, plantas y proceso pedogénicos destruyen las estructuras primarias.

6.3. ESTILOS FLUVIALES

Los trabajos teóricos y experimentales sobre los sistemas fluviales han tratado de explicar las causas principales que controlan la formación de meandros, la formación de ríos trenzados y anastomosados. Los meandros de los canales en particular reciben mucha atención ya que éstos ocurren en todos los sistemas

fluviales como un resultado de la turbulencia, cizallamiento interno, y cargas de fricción de fondo, es así como los canales rectos comúnmente desarrollan meandros debido a la acción de estos controles.

Las observaciones y medidas de ríos modernos y experimentos en modelos artificiales han mostrado que los patrones de canal son primordialmente dependientes del caudal, la carga sedimentaria, y la pendiente (Lane, 1957; Colman, 1957). Se demostró una transición natural entre los estilos trenzados y meándricos, dependiendo de la pendiente del canal y el caudal (**Figura 6**). Así para una pendiente dada un río cambia desde meandrico a Trenzado a medida que incrementa su caudal. Schumm (1968) propone la siguiente ecuación general:

$$Q_w \propto \frac{w \cdot d \cdot l}{s} \quad ; \quad Q_s \propto \frac{w \cdot d \cdot l}{d \cdot p}$$

Donde:

Q_w = caudal de Agua,

Q_s = carga de sedimento

W = Ancho

D = Profundidad

l = Longitud de Onda del Meandro

s = Pendiente

p = Sinuosidad

Otro parámetro utilizado para la clasificación de los tipos de canales fluviales es su índice de sinuosidad la cual consiste en la relación existente entre la distancia medida entre dos puntos a lo largo de la corriente y la distancia medida entre ellos en línea recta (**Figura 5**). De acuerdo con esto se define como canales sinuosos los que presenta una un valor de esta relación mayor a 1.5.

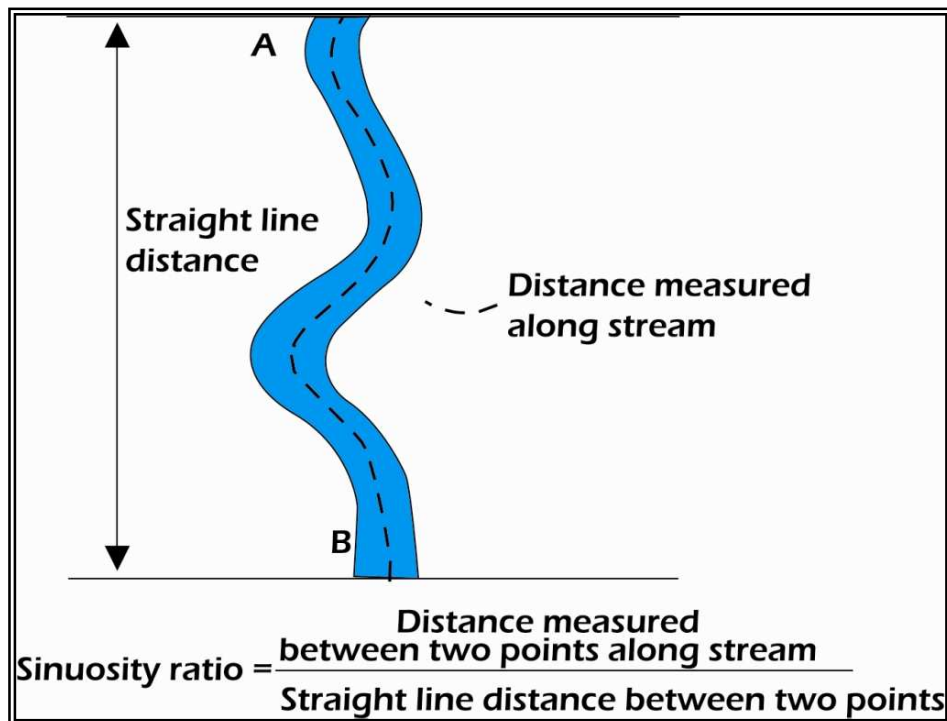


Figura 6. Relación de sinuosidad de un canal. (Modificado de Miall, A.D. 1996)

6.3.1. Sistemas de Canales Meándricos

Los sistemas de canales meándricos tienden a ser confinados a un canal principal, el cual presenta una sinuosidad mayor a 1.5, estos sistemas mantienen un gradiente de la pendiente relativamente bajo y los sedimentos involucrados en la carga de las corrientes son más finos. Los sistemas de canales meándricos ocurren como sistemas independientes, pero también pueden representar un cambio gradual corriente abajo de un sistema de canales trezados; comúnmente los grandes sistemas de ríos meándricos desarrollan en su desembocadura sistemas deltáicos de depósito. Algunos autores prefieren llamar sistema de canales de alta sinuosidad a este tipo de sistema fluvial (Miall, 1987). A diferencia del desarrollo de varios canales en los sistemas de ríos trezados,

Los principales elementos morfológicos que conforma un sistema de ríos meándricos (**Figura 7**) son: Canal Principal; Barras de Punto, Point Bar; Diques Naturales, Natural Levee; Planicie de Inundación, Flood Plain; Áreas de Desborde, Crevasse Splay.

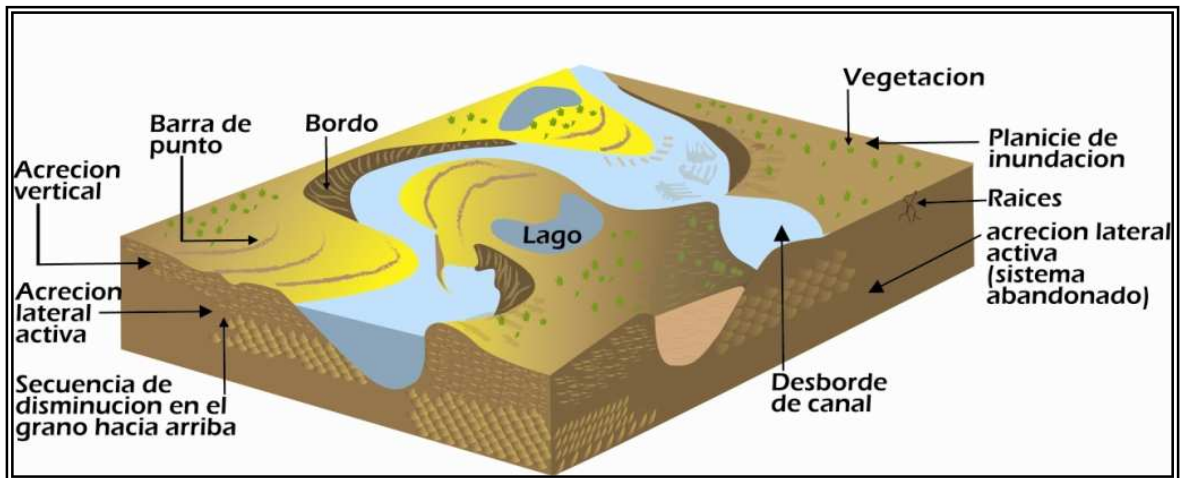


Figura 7. Componentes morfológicos de un sistema fluvial tipo meándrico. (Modificado de Miall, A.D. 1996)

La sedimentación dentro de los sistemas de ríos meándricos se lleva cabo casi simultáneamente en todos los sitios, ya sea sobre el canal o sobre la planicie de inundación. Cuando el canal migra por su acción erosiva, los diferentes ambientes del sistema migran también lateralmente y los sedimentos depositados en ambientes continuos llegan a sobreponerse. Así, los depósitos gruesos de gravas de los canales tienden a ser sobreyacidos por las secuencias arenosas de disminución de tamaño de grano hacia arriba de los depósitos de barras de punto (Point Bar), los cuales a su vez, son también sobreyacidos por los sedimentos de lodos y arcillas de los depósitos de planicie de inundación (Flood Plain). A partir de este punto se da el modelo típico para un sistema de ríos meándricos (**Figura 8**), que fue propuesto por Allen (1970), y que desde entonces sigue vigente, siendo retomado por diversos autores que han realizado trabajos sobre este tipo de sistema fluvial (Cant, 1978 y 1982; Walker & Cant, 1984; Galloway, 1985; Fraser, 1989; Boggs, 1989; entre otros).

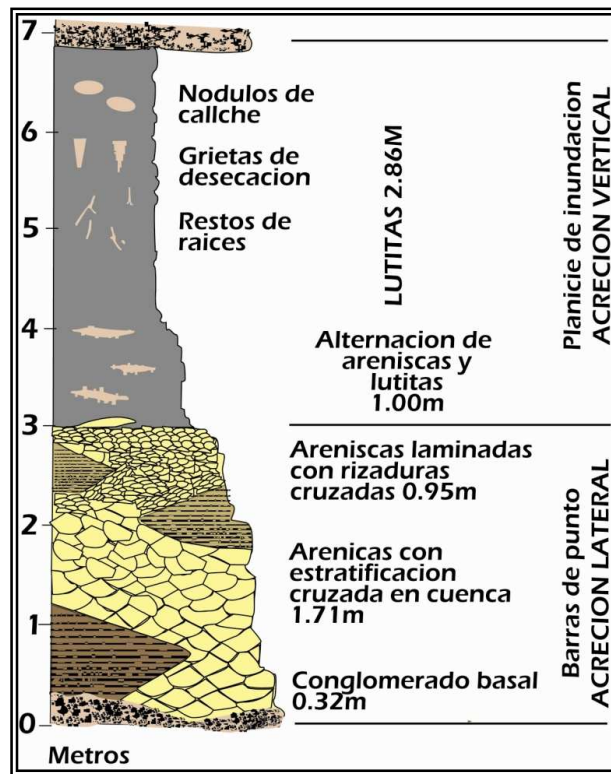


Figura 8. Secuencia típica de disminución en el tamaño de grano (Granodecreciente hacia el tope) en los depósitos de sistemas fluviales meándricos. (Modificado de Miall, A.D. 1996)

Este modelo consiste de una secuencia de disminución de tamaño de grano hacia arriba que da inicio con un conglomerado basal sobre una superficie de erosión. Esta unidad basal es reemplazada por arenas con estratificación cruzada cóncava de típicas de los Point Bars o barra de punto, cuyo tamaño de grano decrece hacia arriba; algunas arenas con laminación paralela pueden estar presentes como cuerpos lenticulares representando acreción lateral. La parte superior de esta secuencia está caracterizada por lodos y arcillas de los depósitos de la planicie de inundación que contienen restos de raíces, grietas de desecación, y posiblemente estructuras de bioturbación.

6.3.2. Sistema de Canales Trenzados

Los sistemas de canales trenzados tienen una baja sinuosidad de entre 1.1 y 1.2, este estilo fluvial se caracteriza por muchos canales separados entre sí por barras longitudinales y transversales a manera de pequeñas islas (**Figura 9**), es muy común encontrar este tipo de canales donde los sedimentos son abundantes, los

caudales de agua son altas y esporádicos, sobrecargándolos con sedimentos; esto ocurre generalmente en las partes distantes de los abanicos aluviales. Durante los períodos de descarga alta, la corriente en los canales es rápidamente sobrecargada de sedimentos gruesos, formando barras alrededor de las cuales la corriente se desvía; un desarrollo repetitivo de estas barras y la separación consecuente de los canales, genera el aspecto trenzado de este sistema fluvial. De hecho, los sistemas de canales trenzados son particularmente definidos a partir de los diferentes tipos de barras que en ellos se generan, y que pueden ser agrupadas en tres tipos básicos: (a) Barras Longitudinales, que se forman en la parte media de los canales cuando los sedimentos más gruesos incluidos en la corriente (gravas y arenas), son depositados debido a la pérdida de competencia en el transporte, orientándose con el eje principal paralelo a la dirección de la corriente. La fracción gruesa del material se concentra a lo largo del eje principal y en la parte basal de la barra, tendiendo a existir una disminución en el tamaño del grano hacia arriba de la misma, y corriente abajo. La estructura interna de las barras longitudinales está representada por una estratificación principalmente masiva, aunque pueden presentarse capas con una estratificación horizontal pobremente desarrollada. (b) Barras Transversales, se forman de manera transversal al flujo principal de la corriente, y son muy características en sistemas de ríos trenzados que transportan una mayor carga de detritos del tamaño de la arena. Las barras transversales presentan formas rómbicas, llegando a representar rizaduras de gran escala por la inclinación característica de las capas. (c) Barras Laterales, son barras muy largas que se desarrollan en áreas de energía relativamente baja a lo largo de las porciones laterales de la corriente principal.

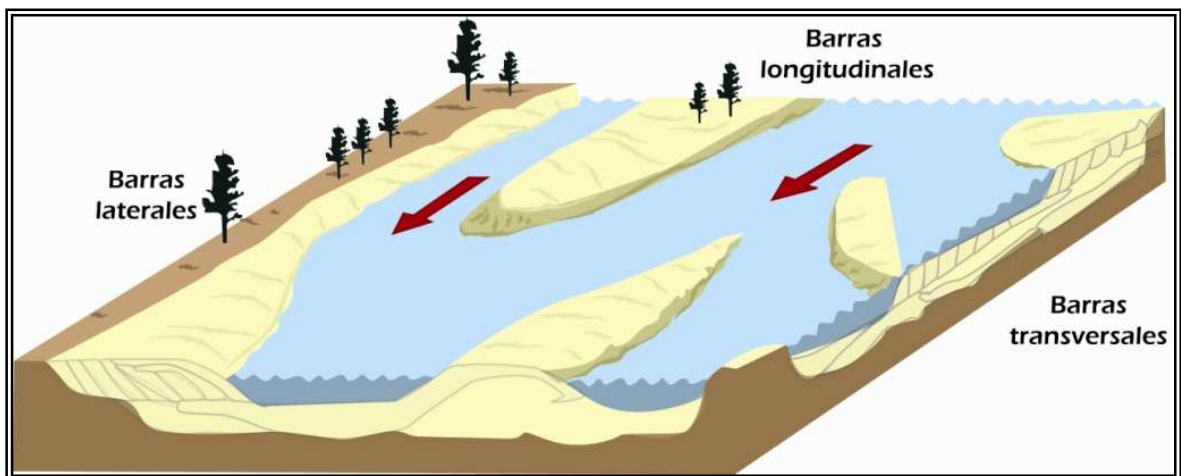


Figura 9. Componentes morfológicos de un sistema fluvial tipo trenzado (Modificado de Miall, A.D. 1996)

6.3.3. Sistemas de Canales Anastomosados

A diferencia de los otros sistemas fluviales, los sistemas de ríos anastomosados han sido muy poco estudiados por los sedimentólogos, de hecho este sistema ha sido considerado como un tipo especial de los sistemas de ríos meándricos, en donde se desarrolla un sistema de canales de muy alta sinuosidad de manera estable y permanente (Miall, 1977). Entre los trabajos más importantes que se han llevado a cabo sobre los sistemas de canales anastomosados, podemos mencionar a Schumm (1968), Smith & Smith (1980), Rust y Legun (1983), Smith (1983), Knighton y Nanson (1993) y Nadon (1994).

Para Smith y Smith (1980), el término anastomosado es empleado para describir un complejo de depósito fluvial con un gradiente de pendiente muy bajo entre 0.09 - 0.012 m/km, en donde se interconectan una serie de canales de muy alta sinuosidad, angostos y relativamente profundos. Además, en estos sistemas los canales son separados por planicies de inundación que consisten de islas con vegetación, muros naturales y áreas donde pueden desarrollarse depósitos de desborde. Los canales en estos sistemas son rellenados con arena y grava, formando depósitos lenticulares, limitados por depósitos areno-arcillosos de muro natural. Por otra parte, en las planicies de inundación, los depósitos característicos los constituyen materiales limo-arcillosos finamente laminados, incluyendo depósitos finos de pantanos con un alto contenido de materia orgánica.

Los diferentes tipos de canal y las relaciones existentes entre los tipos de transporte de la carga de sedimento por el canal, muestran una serie de características propias de cada tipo de sistema fluvial, la proporción del sedimento que se encuentra rellenando el canal, la geometría del canal y las demás características de tipo sedimentológico como la estructura interna, la secuencia vertical típica, generan un patrón arquitectural definido para cada estilo fluvial **(Tabla 2)**.


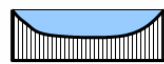


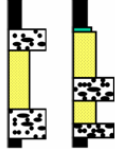


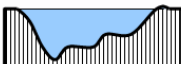


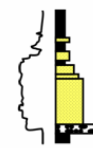


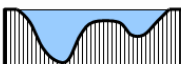


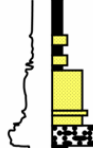

CHANNEL TYPE	COMPOSITION OF CHANNEL FILL	CHANNEL GEOMETRY		INTERNAL STRUCTURE		LATERAL RELATIONS
		CROSS SECTION	MAP VIEW	SEDIMENTARY FABRIC	VERTICAL SEQUENCE	
BEDLOAD CHANNEL	 DOMINANTLY SAND	 HIGH WIDTH / DEPTH RATIO LOW TO MODERATE RELIEF ON BASAL SCOUR SURFACE		 BED ACCRETION DOMINATES SEDIMENT INFILL		 MULTILATERAL CHANNEL FILL COMMONLY VOLUMETRICALLY EXCEEDS OVERBANK DEPOSITS
MIXED LOAD CHANNEL	 MIXED SAND, SILT AND MUD	 MODERATE WIDTH / DEPTH RATIO HIGH RELIEF ON BASAL SCOUR SURFACE		 BANK AND BED ACCRETION BOTH PRESERVED IN SEDIMENT INFILL		 MULTISTORY CHANNEL FILLS GENERALLY SUBORDINATE TO SURROUNDING OVERBANK DEPOSITS
SUSPENDED LOAD CHANNEL	 DOMINANTLY SILT AND MUD	 LOW TO VERY LOW WIDTH / DEPTH RATIO HIGH RELIEF SCOUR WITH STEEP BANKS, SOME SEGMENTS WITH MULTIPLE THALWEGS		 BANK ACCRETION DOMINATES SEDIMENT INFILL		 MULTISTORY CHANNEL FILLS ENCASED IN ABUNDANT OVERBANK MUD AND CLAY

Tabla 2. Relación arquitectural entre los diferentes estilos fluviales. (Modificado de Miall, A.D. 1996)

En sistemas de canales donde el transporte se lleva a cabo a manera de carga de fondo, la composición del relleno del canal que se genera presenta una mayor proporción de arena en relación con el depósito de material fino y arcilloso, estos sistemas por lo general muestran una moderada sinuosidad lo que hace que en condiciones especiales se presenten grandes espesores debido a un mayor amalgamamiento de estos cuerpos arenosos, que a su vez se encuentran embebidos en una matriz fina arcillosa correspondiente a depósitos de flood plain o llanura de inundación, también es importante resaltar que se espera contar con una mayor continuidad lateral y vertical, asociados a este sistema fluvial (ver tabla 2).

Cuando el transporte del sedimento es de carácter mixto o mezclado las condiciones de la generación de cuerpos arenosos varía en cuanto a la proporción del relleno del canal, es decir ya no predomina la arena si no que se encuentra en iguales proporciones sin el predominio de un componente sobre el otro, estos sistemas fluviales presentan una sinuosidad mayor con relación a los sistemas anteriormente descritos; los canales de estas características presentan cuerpos de arena con importantes espesores que se encuentran embebidos en una matriz fina pero que a diferencia de los sistemas de carga de fondo son cuerpos que se encuentran aislados, lo que no permite el desarrollo de una continuidad lateral como vertical (ver tabla 2).

Por último los sistemas de canales que presenta un transporte de sedimento en suspensión son catalogados como los menos competentes a la hora de generar depósitos con importantes aportes de cuerpos arenosos que representen grandes espesores; dentro del relleno del canal el material predominante corresponde a depósitos finos (flood plain), y en una menor cantidad depósitos de arena, este sistemas de canales no proporciona espesores representativos por consiguiente una pobre continuidad entre cuerpos arenosos.

7. FUNDAMENTO TEORICO DE LA GEOESTADISTICA

Se tiene como premisa para entender y abordar la geoestadística como ciencia la aplicación del formalismo de las funciones aleatorias al reconocimiento y estimación de fenómenos naturales, más exactamente en el campo de las geociencias donde es común encontrar variables distribuidas espacialmente. Con esta definición G. Matheron introdujo el término geoestadística en 1962 para describir un aprovechamiento científico a problemas de evaluación en geología y minería.

7.1. CONCEPTOS DE ESTADÍSTICA BÁSICA

A continuación se presenta un vocabulario y un resumen de los conceptos básicos y necesarios de estadística, lo cual se establece como punto inicial de abordada a la Geoestadística y así poder llegar a un mejor dominio de esta reflejado en la obtención de excelentes resultados.

7.1.1. Población: es el conjunto de todos los elementos que cumplen una determinada característica, que se desea medir o estudiar.

7.1.2. Individuo: es cada uno de los elementos de la población.

7.1.3. Muestra: es un subconjunto de la población, suficientemente representativa de la misma.

7.1.4. Carácter Estadístico: se define como cada una de las propiedades o aspectos, que pueden estudiarse en los individuos de una población. Un carácter permite clasificar a los individuos de la población; a su vez es un carácter cuantitativo el cual se puede llegar a medir; ejemplo *la talla de un individuo, el diámetro de una pieza de precisión, etc.* Un carácter es cualitativo si no se puede llegar a medir; ejemplo: *el estado civil, el color de los ojos, etc.*

7.1.5. Variable Estadística: corresponde al conjunto de valores que toma un carácter estadístico cuantitativo.

7.1.6. Variable Estadística Discreta: Una variable estadística se denomina variable discreta cuando solo puede tomar determinados valores; ejemplo: *el número de empleados de cada fábrica, el número de hijos de cada familia, etc*

7.1.7. Variables Estadística Continuas: estas variables se denominan continuas ya que puede tomar cualquiera de los infinitos valores de un intervalo; ejemplo: *la medida del cráneo de los recién nacidos, las temperaturas registradas en un observatorio cada hora, etc.*

7.1.8. Frecuencia Absoluta: es el número de veces que una variable estadística ya sea discreta o continua toma dicho valor.

7.2 ANALISIS ESTADISTICO

Partiendo de que es difícil visualizar, describir e interpretar los datos con los que se cuenta, se hace necesario un análisis estadístico preliminar de estos datos como etapa inicial para la realización de un estudio geoestadístico; esta etapa contempla un análisis exploratorio de los datos, pasando por una limpieza de los mismos y logrando así identificar poblaciones, seguidamente se realiza un análisis de la continuidad espacial de estos datos para posteriormente poder hacer el respectivo análisis e interpretación, modelaje y ajuste. En conclusión el propósito de este análisis estadístico es organizar, explotar y describir los datos de entrada a el estudio geoestadístico, condensar y/o sintetizar la información, para poder llegar a construir un vehículo con el cual se pueda llegar a comunicar la información.

En base a esto se tiene las siguientes definiciones las cuales son necesarias para la realización de un análisis de estadística descriptiva (Krajewski y Gibbs, 1993; Journel y Huijbregts, 1978; David, 1977).

DEFINICIONES:

Cálculos estadísticos o estadística descriptiva. Permiten determinar si la distribución de los datos es normal, lognormal, o si no se ajustan a una distribución estadística, lo cual implica tener conocimiento de:

Número de casos: Es el número de valores muestreados del fenómeno en estudio, representados por n y los datos por x_i , donde $i = 1, \dots, n$, lo que llamamos distribución.

Rango de la distribución: Es la diferencia entre el valor máximo y el mínimo.

Media: Es la media aritmética de la distribución, dado por la fórmula:

$$X_m = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n X_i$$

Esta medida nos muestra la posición central más común y suele llamarse promedio. En forma general este promedio se define como el valor más representativo dentro de un conjunto de datos. Las ventajas y desventajas de la

media es que permite resumir o sintetizar la información de una gran masa de datos por uno solo, lo cual, suministra un indicativo básico sobre el comportamiento del fenómeno estudiado. La desventaja principal es que se comporta de manera sensible a valores extremos.

Moda: este es el valor más típico, más frecuente y el que más se repite dentro de una serie de datos. Desde un punto gráfico, se interpreta como el valor del eje de las abscisas correspondiente a la ordenada máxima.

Mediana: Es el valor para el cual la mitad de los datos son menores y la otra mitad están por encima de este valor.

Si ordenamos los datos en orden ascendente podemos calcular la mediana como.

$$M = \begin{cases} X_{(n+1)/2} & \text{si } n \text{ es impar.} \\ (X_{n/2} + X_{n/2+1})/2 & \text{si } n \text{ es par.} \end{cases}$$

La mediana es también llamada percentil 50, además los datos no solo se dividen en dos grupos, sino que se pueden dividir en cuatro partes, cuartiles, donde $Q_1 =$ percentil 25, $Q_2 =$ Mediana y $Q_3 =$ percentil 75, si los datos se dividen en 10, tenemos los deciles. De forma general estas medidas se pueden calcular por: $[p(n+1)/100]$ ésima observación de los datos ordenados ascendentemente, donde p es el percentil que se desea calcular.

Varianza: Describe la variabilidad de la distribución, en otras palabras es la medida de la desviación o dispersión de la distribución y se calcula por:

$$\sigma^2 = \frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n (X_i - X_m)^2$$

La razón principal por la que se aboga por la división entre $n-1$ en la estimación de la varianza, es porque proporciona un mejor estimado; si dividimos por $n-1$ nos referimos a la varianza muestral S^2 como un estimador insesgado de la varianza poblacional σ^2 . Esto significa que si un experimento fuera repetido muchas veces se podría esperar que el promedio de los valores así obtenidos para S^2 igualaría a σ^2 . Por otra parte si dividimos entre n los valores obtenidos para S^2 serían como promedio demasiado pequeño.

Variograma (g (h)): es la medida de la influencia de las muestras sobre áreas vecinas dentro de un depósito. Esta varianza es denominada variograma, expresando el grado de correlación que tienen un conjunto de muestras.

Desviación estándar: Describe la tendencia o dispersión de la distribución. Es la medida de desviación alrededor de la media. Al igual que la media es muy sensible a valores extremos; Se calcula por:

$$\sigma = \sqrt{\sigma^2}$$

Coefficiente de asimetría: Describe la simetría de la distribución relativa a la distribución normal. Se calcula por:

$$\alpha_3 = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (X_i - X_m)^3 / S^3$$

En la distribución normal la asimetría tiene valor cero, un valor negativo indica una cola a la izquierda y un valor positivo indica una cola a la derecha.

Curtosis: Describe el grado de esbeltez de la distribución, tomado por lo general en relación a una distribución normal, y se puede calcular por:

$$\alpha_4 = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (X_i - X_m)^4 / S^4$$

Error estándar: Describe el grado de conocimiento de los datos y se puede calcular por:

$$\varepsilon = \sqrt{\sigma^2 / n}$$

La distribución normal tiene un valor de error estándar menor que 1.25 y la distribución lognormal o una distribución con tendencia positiva, tiene valores de error estándar mayores que 1.25.

7.2.1 Histogramas

Los histogramas son diagramas de barras que se utilizan específicamente para el estudio de variables agrupadas por intervalos, permitiendo caracterizar un grupo de observaciones y dejando ver como se distribuye estas observaciones entre el valor mínimo y máximo de los datos, adicionalmente se logra identificar por medio de los histogramas que fracción de los datos están por debajo o por encima de un determinado valor X , por último se puede llegar a definir mediante los histogramas

si las muestras están distribuidas uniformemente entre los valores mínimos y máximos o si se encuentran más cerca del valor mínimo o máximo.

Estos diagramas tienen aplicación en todos los estudios en los cuales se hace necesario analizar la pauta de comportamiento de un determinado fenómeno en función de su frecuencia de aparición, pudiéndose presentar en frecuencia absoluta, frecuencia relativa o porcentajes.

Partiendo entonces de que un histograma es un resumen gráfico de los valores producidos por las variaciones de una determinada característica, representando la frecuencia con que se presentan distintas categorías dentro de dicho conjunto, este presenta una capacidad de comunicación de forma clara y sencilla sobre situaciones complejas.

Fenómenos como la estratificación la cual se define como la separación de un conjunto de datos en diferentes grupos o categorías, de forma que los datos pertenecientes a cada grupo comparten unas características comunes que definen la categoría y el recorrido el cual corresponde a la medida de la dispersión, correspondiente a la diferencia entre el valor máximo y el valor mínimo de un conjunto de valores, son de gran importancia a la hora de la interpretación de los histogramas.

En la interpretación de los histogramas es importante la identificación de las pautas de variación del conjunto de datos estudiado como el valor medio, recorrido, forma y la elaboración de una explicación admisible y relevante para dicha pauta, que relacione la variación con el proceso o fenómeno en estudio. El resultado de este análisis es una teoría sobre el funcionamiento del proceso o sobre la causa del problema que se está investigando. Por ser una teoría es necesario confirmarla o rechazarla, recogiendo otros datos que nos den información más específica sobre dicha teoría.

7.2.1.1. Pautas típicas de variación. Uno de los propósitos de los análisis o interpretación de un histograma es identificar y clasificar la pauta de variación del conjunto de datos estudiando el valor medio, recorrido y forma para elaborar una explicación admisible y relevante para dicha pauta, que relacione la variación con el proceso en estudio.

Distribución en forma de campana: Forma simétrica con un pico en la mitad del recorrido de los datos. Es la distribución natural, habitual para los datos de gran cantidad de procesos. Por esta circunstancia se llama Distribución Normal.

La desviación respecto a esta forma puede indicar la existencia de problemas o influencias externas al proceso. Sin embargo la forma de campana no asegura, por sí misma y sin analizar su valor medio y el recorrido de los datos, que el proceso funcione de forma satisfactoria (**Figura 10 a**).

Distribución con doble campana o con doble pico: Un marcado valle en el centro de la distribución con picos a ambos lados. Esta forma, generalmente, es la combinación de dos distribuciones y sugiere la presencia de dos procesos distintos. Deberán ensayarse varios esquemas de estratificación para separar los distintos procesos (**Figura 10 b**).

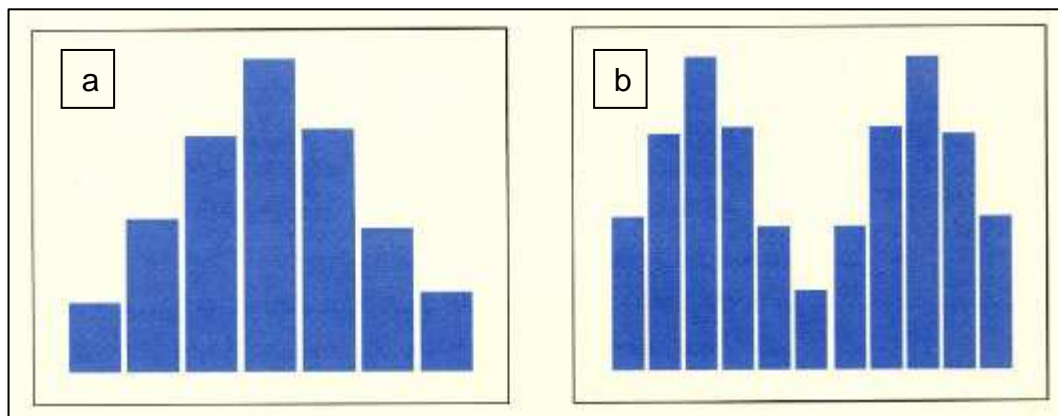


Figura 10. Distribución de datos en forma de campana (a) y campana con doble pico (b). Tomado de <http://www.fundibeq.org/metodologias/herramientas/histograma.pdf>

Distribución sesgada o truncada: Forma asimétrica, con un pico descentrado dentro del recorrido de los datos, las colas descienden: bruscamente en un lado y suavemente en el otro (**Figura 11**). Esta distribución es típica de procesos con límites prácticos a un lado del valor nominal o a datos parciales de un proceso

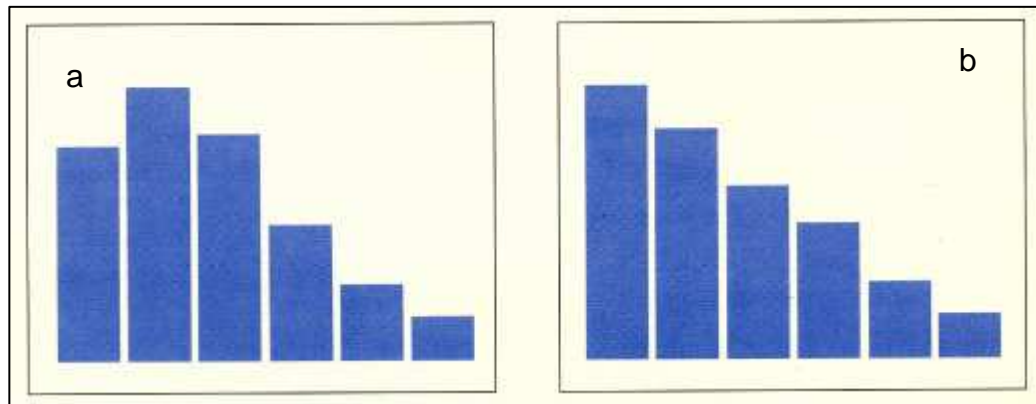


Figura 11. Histogramas con distribución de datos de forma sesgada (a) y truncada (b). (Tomado de...)

7.3. ORIGEN DE LA GEOESTADÍSTICA

La geoestadística nace más exactamente como una necesidad en la industria minera entre la década del 40 y 50, donde el cálculo de recursos y reservas que se realizaba para la búsqueda, evaluación y explotación de yacimientos minerales se basaba en la aplicación de un principio importante del estudio sobre el subsuelo, este principio se conoce como el de aproximaciones sucesivas. Los métodos clásicos de estimación se caracterizan por el uso de valores medios o medias ponderadas de la variable en estudio, los cuales son representativos cuando los datos presentan regularidad, pero en la práctica existen diversas distribuciones de estos datos, lo que ha llevado a la utilización de técnicas matemáticas y estadísticas para resolver un único problema, estimar valores desconocidos a partir de los conocidos; con el objetivo de estimar y caracterizar los recursos y reservas de un determinado recurso.

El geostatístico G. Matheron desarrollo un método de estimación el cual minimiza la varianza del error, basado en trabajos iniciales de H. S. Sichel en 1947 y 1949, partiendo de que la geoestadística es una rama de la estadística tradicional que se aplica al estudio de la continuidad espacial de información que presenta un carácter mixto o aleatorio a escala local, pero a la vez estructural a gran escala, como por ejemplo, las variables de las ciencias de la tierra. Matheron desarrollo herramientas matemáticas para el estudio de estas variables dependientes entre sí, llamadas variables regionalizadas, llegando con el tiempo a desarrollar su teoría, como se presenta en Matheron (1970). La continuidad del fenómeno en estudio se cuantifica con el grado de correlación entre los datos, los

cuales son diferentes, más no independientes; por lo tanto la determinación de la función de correlación espacial de los datos proporciona el éxito de esta técnica. Para el estudio de estas variables son usados diversos procedimientos geoestadísticos de estimación y/o simulación. Esto es, a partir de un conjunto de muestras tomadas en localizaciones del dominio en que se manifiesta un fenómeno a estudiar y consideradas representativas de su realidad, que por lo general es siempre desconocida, se realizan procedimientos que permiten la descripción o caracterización de las variables con dos fines diferentes, primero, proporcionar valores estimados en localizaciones de interés y segundo, generar valores que en conjunto presenten iguales características de dispersión que los datos originales.

7.4. CONCEPTO DE LA GEOESTADÍSTICA

La geoestadística es definida como el estudio de las variables numéricas distribuidas en el espacio (Zhang, 1992; Chauvet, 1994), convirtiéndose en una herramienta útil en el estudio de estas variables, su punto de partida es asumir una intuición topo-probabilista (Matheron, 1970). Los fenómenos distribuidos en el espacio, presentan un carácter mixto, es decir un comportamiento caótico o aleatorio a escala local, pero a la vez estructural en una escala mayor (**figura 12**).

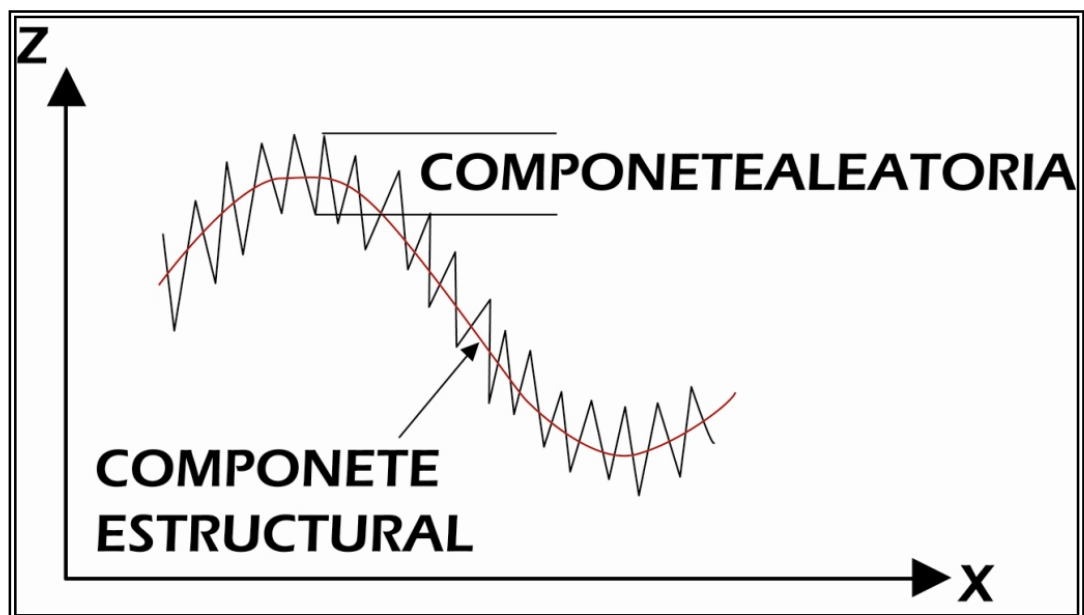


Figura 12. Comportamiento mixto de una función aleatoria. (Modificado de “Caracterización Geoestadística de esfuerzos en el Piedemonte llanero Colombiano”; Gomez G., D; Velez B., J. 2007.)

Se puede entonces sugerir la idea de interpretar este fenómeno en términos de Función Aleatoria (FA), es decir, a cada punto x del espacio se le asocia una Variable Aleatoria (VA) $Z(x)$, para dos puntos diferentes x e y , se tendrán dos VAs $Z(x)$ y $Z(y)$ diferentes pero no independientes, y es precisamente su grado de correlación el encargado de reflejar la continuidad del fenómeno en estudio, de modo que el éxito de esta técnica es la determinación de la función de correlación espacial de los datos (Zhang, 1992). Su estimador, El **Krigeaje**, tiene como objetivo encontrar la mejor estimación posible a partir de la información disponible, y en efecto, el valor estimado obtenido $Z^*(x)$ de un valor real y desconocido $Z(x)$, consiste en una combinación lineal de pesos asociados a cada localización donde fue muestreado un valor $Z(x_i)$ ($i = 1, \dots, n$) del fenómeno estudiado, observando dos condiciones fundamentales:

1. Que el estimador sea insesgado. $E[Z^* - Z] = 0$
2. Que la varianza $\text{Var}[Z^* - Z]$ sea mínima, consiguiéndose de este modo minimizar la varianza de error de estimación.

A diferencia de otros métodos de interpolación, como por ejemplo el inverso de la distancia, el krigeaje utiliza en la estimación las características de variabilidad y correlación espacial del fenómeno estudiado, por lo que su uso implica un análisis previo de la información con el objetivo de definir o extraer de esta información inicial un modelo que represente su continuidad espacial. Una vez logrado, se encuentra en condiciones de obtener el mejor valor posible en cada localización o bloque a estimar a partir de los datos medidos, acompañada de la varianza de krigeaje como medida del error de la estimación realizada (Armstrong y Carignan, 1997), lo que distingue al krigeaje de otros métodos de interpolación (Abasov et al., 1990; de Fouquet, 1996; Carr, 1995).

7.4.1. Variables Aleatorias Regionalizadas

Hay variables aleatorias que pueden tomar cualquier valor dentro de un rango y un dominio determinado. Esta es la característica fundamental que distingue a este tipo de variable, además de su valor, una posición en el espacio, el matemático Matheron denominó *Variable Aleatoria Regionalizada* a este tipo de variables (Matheron, 1970), la cual está presente en la mayor parte de los estudios geológicos (Pawlowsky et al., 1995) y fenómenos naturales (de Fouquet, 1996). Journel y Huijbregts (1978) definen una variable regionalizada como una variable distribuida en el espacio la cual es puramente descriptiva y que a su vez envuelve una interpretación probabilística, lo que significa que, desde el punto de vista matemático una variable regionalizada es simplemente una función $f(x)$ que toma

valores en todos los puntos x de coordenadas (x_i, y_i, z_i) en el espacio tridimensional. Sin embargo, es muy frecuente que estas funciones varíen tan irregularmente en el espacio que impide un estudio matemático directo, y se hace necesario realizar un análisis de variabilidad de la información disponible.

En términos teóricos es oportuno aclarar que una variable aleatoria (VA) es una variable que puede tomar ciertos valores de acuerdo a cierta distribución de probabilidades. Un valor medido en cada punto x_i es considerado como una realización $z(x_i)$ de una VA $Z(x_i)$ cuya media es $m(x_i)$. En los puntos x donde no existen valores medidos es desconocida la propiedad que se estudia, pero están bien definidos y pueden asimismo considerarse variables aleatorias $Z(x)$. Al conjunto de todas las mediciones $z(x)$ en el área de estudio de la variable regionalizada puede considerarse como una realización particular del conjunto de VAs $Z(x)$, $x \in$ área de estudio. A este conjunto de variables aleatorias (VAs) se llama Función Aleatoria y se escribe $Z(x)$ (Journel y Huijbregts, 1978; Armstrong y Carignan, 1997). De modo que al extender el concepto de función aleatoria al espacio de una o más dimensiones, aparece la noción aleatoria y estructural de una variable regionalizada: primero $Z(x)$ como VA y segundo que las VAs $Z(x)$ y $Z(x+h)$ no son en general independientes, si no que están relacionadas por la estructura espacial de la variable regionalizada original $Z(x)$.

En el estudio de las variables aleatorias regionalizadas es importante presentar conceptos que se señalan en Journel y Huijbregts (1978) y David (1977) y que son utilizados por la mayoría de los autores donde se aplican los métodos geoestadísticos como herramienta fundamental de trabajo. Estos conceptos son:

Región: se refiere al espacio en el cual existe y se estudia el fenómeno natural.

Localización: Es el punto de una región en la cual se define una variable aleatoria regionalizada.

Soporte Geométrico: Está determinado por el elemento físico sobre el cual se realiza la determinación de la variable aleatoria regionalizada, esto no es más que la muestra unitaria, sobre la cual estudiaremos el atributo de interés.

Momentos de primer orden:

Si la función de distribución de $Z(x_i)$ tiene una media definida, será una función de la localización x_i .

$$m(x_i) = E\{Z(x_i)\}$$

Momento de segundo orden: Si la varianza (Var) de $Z(x_i)$ existe, entonces se define como el momento de segundo orden y será también una función de la localización x_i .

$$\text{Var} \{Z(x_i)\} = E\{[Z(x_i) - m(x_i)]^2\}$$

Si la varianza de las variables $Z(x_i)$ y $Z(x_j)$ existe entonces la covarianza (Cov) de las éstas también existe y es función de las localizaciones x_i y x_j .

$$\text{Cov}[Z(x_i), Z(x_j)] = E\{[Z(x_i) - m(x_i)][Z(x_j) - m(x_j)]\}$$

Si $x_i = x_j$;

$$\text{Cov} [Z(x_i), Z(x_j)] = \text{Var} \{Z(x_i)\}$$

La función variograma o función estructural se define como la varianza de la diferencia

$$\begin{aligned} & Z(x_i) - Z(x_j). \\ \text{Var}\{Z(x_i) - Z(x_j)\} &= 2\gamma(x_i, x_j) \end{aligned}$$

La magnitud $\gamma(x_i, x_j) = \frac{1}{2} \text{Var}\{Z(x_i) - Z(x_j)\}$, se denomina **semivariograma**.

7.5. ANÁLISIS EXPLORATORIO

En el estudio geoestadístico el primer paso sea la técnica que sea la elegida para llevar a cabo la realización de un modelamiento geoestadístico es la planeación de un análisis exploratorio de datos (A.E.D.), el análisis exploratorio de los datos es un conjunto de técnicas estadísticas cuya finalidad es conseguir un entendimiento básico de los datos y de las relaciones existentes entre las variables analizadas. Para conseguir este objetivo el A.E.D. proporciona métodos sistemáticos sencillos para organizar y preparar los datos, detectar fallas en el diseño y recopilación de los mismos, tratamiento y evaluación de datos ausentes (missing), identificación de casos atípicos (outliers) y comprobación de los supuestos subyacentes en la mayor parte de las técnicas multivariantes - normalidad, linealidad, etc.

Para realizar un A.E.D. conviene seguir las siguientes etapas:

- Preparar los datos para hacerlos accesibles a cualquier técnica estadística.
- Realizar un examen gráfico de la naturaleza de las variables individuales a analizar y un análisis descriptivo numérico que permita cuantificar algunos aspectos gráficos de los datos.
- Realizar un examen gráfico de las relaciones entre las variables analizadas y un análisis descriptivo numérico que cuantifique el grado de interrelación existente entre ellas.

- Identificar los posibles casos atípicos –outliers- y evaluar el impacto potencial que puedan ejercer en análisis estadísticos posteriores.
- Evaluar, si fuera necesario, el impacto potencial que pueden tener los datos ausentes –missing- sobre la representatividad de los datos analizados.

Una vez organizados los datos, el segundo paso de un análisis estadístico de datos (A.E.D.) consiste en realizar un análisis estadístico gráfico y numérico de las variables del problema con el fin de tener una idea inicial de la información contenida en el conjunto de datos así como detectar la existencia de posibles errores en la codificación de los mismos.

El método gráfico para diagnosticar la normalidad es una comprobación visual conjunta del histograma y variograma que permite comparar los valores de los datos observados con una distribución normal. Aunque atractivo por su simplicidad, este método es problemático para muestras pequeñas, donde la construcción del histograma puede distorsionar la representación visual de tal forma que el análisis sea poco fiable. Otras posibilidades, también basadas en información gráfica, consisten en realizar diagramas de cuantiles Q-Q plots. Los diagramas de cuantiles comparan en un sistema de coordenadas cartesianas, los cuantiles muestrales eje X, con los cuantiles esperados bajo la hipótesis normalidad. Si la distribución de partida es normal dichos diagramas tenderán a ser rectas que pasan por el origen. Cuanto más se desvíen de una recta, menos normales serán los datos.

7.6. ANÁLISIS ESTRUCTURAL

La relación espacial de la variable, o variables, de interés se tiene por medio del análisis estructural. Esta es la etapa de un estudio geoestadístico donde se desarrollan los semivariogramas experimentales y se ajustan a los modelos teóricos.

El cálculo del semivariograma experimental es la herramienta geoestadística más importante en la determinación de las características de variabilidad y correlación espacial del fenómeno estudiado (Chica, 1987), es decir, tener conocimiento de cómo la variable cambia de una localización a otra (Lamorey y Jacobsom, 1995; Issaks & Co.,1999); el semivariograma es la herramienta más importante de que dispone el geoestadístico para el análisis del fenómeno o de la variable de distribución espacial en estudio (Sahin et al.,1998; Genton, 1998). Este análisis tiene como condicionantes: la distribución estadística, la existencia de valores anómalos, la presencia de zonas homogéneas o posibles zonaciones en la distribución de las leyes. Puede ser calculado inicialmente el semivariograma

medio, global u “omnidireccional”, proporcionando una idea inicial de la variabilidad espacial de los datos, convirtiéndose esto en lo más idóneo para representar u obtener una estructura clara y definida. Posteriormente deben ser calculados los semivariogramas en diferentes direcciones, puede ser calculado en 4 direcciones separadas 45° con tolerancia angular de 22.5° , comenzando por 0° (**figura 13a**) hasta encontrar la dirección de máxima o mínima variabilidad (**figura 13b**), pueden ser calculados también, más específicamente, en 8 direcciones separadas por 22.5° . Una forma rápida y práctica de visualizar la existencia de anisotropía es mediante el cálculo del “Mapa de Variogramas” (Frykman y Rogon, 1993; Homand-Etienne et al.,1995; Isaaks & Co.,1999), el cual además permitirá obtener la dirección inicial aproximada para el cálculo de los semivariogramas direccionales, permitiendo un análisis adecuado de anisotropía. Posteriormente, dependiendo de la continuidad espacial, es suficiente sólo calcular dos semivariogramas separados 90° .

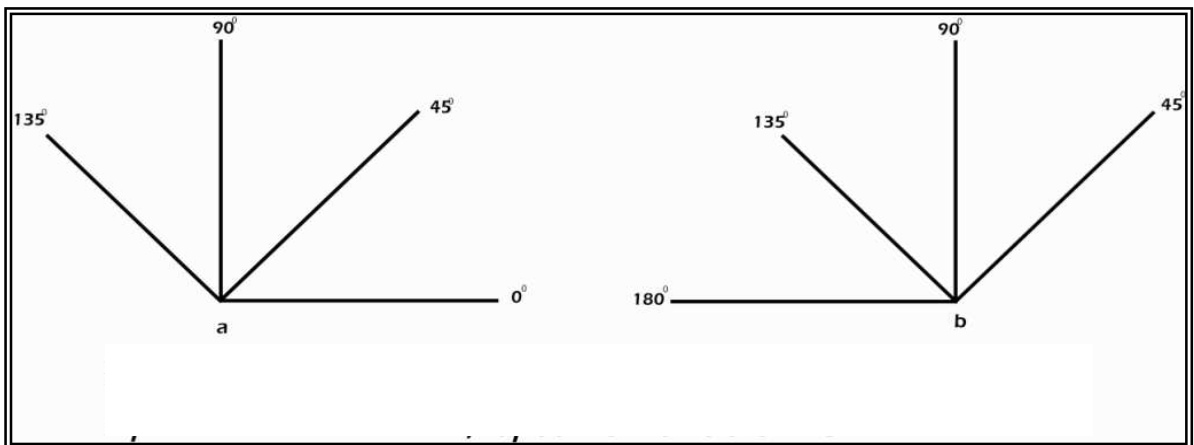


Figura 13. Direcciones en el cálculo de variograma, (a) barrido comenzando en cero; (b) barrido comenzando en 45° . (Modificado de “Caracterización Geoestadística de esfuerzos en el Piedemonte llanero Colombiano”; Gomez G., D; Velez B., J. 2007.)

7.6.1. Semivariograma Experimental

El semivariograma es un elemento con el cual se puede llevar a cabo un estudio estadístico, ya que su elaboración implica o está asociado a la dirección y las tolerancias angulares con que será calculado el semivariograma, así como el incremento o paso h en el cálculo del semivariograma y su tolerancia y por último el ancho de banda, que indica la distancia máxima a la que puede estar las demás muestras que se pueden llegar a correlacionar con respecto a la línea que define

la dirección del cálculo, para posteriormente tener en cuenta toda esta información en la estimación o simulación. En general el variograma es una herramienta que se utiliza para cuantificar la correlación espacial de una variable en el espacio.

El semivariograma se define como la media aritmética de todos los cuadrados de las diferencias entre pares de valores experimentales separados una distancia h , es decir:

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

Donde; $\gamma(h)$ hace referencia la función semivariograma, la cual se obtiene por medio de la siguiente ecuación:

$$\gamma(h) = \frac{1}{2N_p(h)} \sum_{i=1}^{N_p(h)} [Z(x_i) - Z(x_i + h)]^2$$

Donde:

$Z(x)$ es el valor de la muestra a una distancia x y $Z(x+h)$ es el valor del segundo punto del par de muestras.

$N_p(h)$ es el número de pares de muestras separadas una distancia h , h indica el Incremento.

$Z(x_i)$ son los valores experimentales y x_i las localizaciones donde son medidos los valores $z(x_i)$.

Las partes principales de un semivariograma de las cuales se interpreta la información estadística son: (Figura abajo variograma)

Meseta: Es el valor límite constante, que coincide con la varianza de la Muestra z . Cuando el proceso es estacionario.

Rango: Es el valor que marca la zona de influencia en torno a un punto, Más allá la autocorrelación es nula.

Efecto pepita: Aunque $\gamma(0) = 0$, con frecuencia el semivariograma es discontinuo en el origen, con un salto finito que se denomina efecto pepita.

Rango integral: Es el valor de h en el que las áreas ralladas en la figura son iguales. Esta distancia suele emplearse para medir el grado de correlación espacial de la variable.

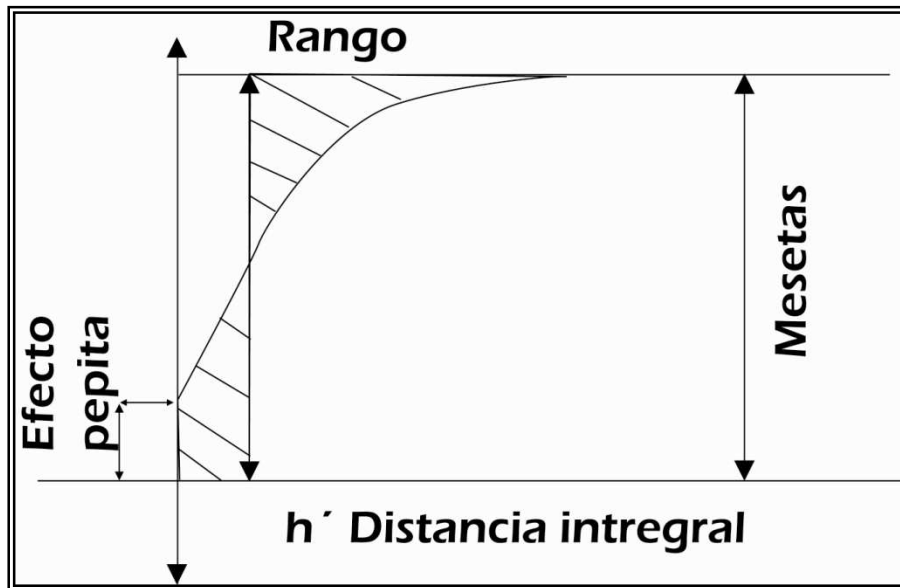


Figura 14. Componentes principales de un semivariograma. (Modificado de “Caracterización Geoestadística de esfuerzos en el Piedemonte llanero colombiano”; Gomez G., D; Velez B., J. 2007.).

7.6.2. Modelo Variográfico

Una vez construido el variograma experimental o semivariograma, se debe ajustar este a un modelo teórico (Journel, A., Huijbregts, Ch. Mining Geoestatistic. Ed. Academic Press, 1978), con el fin de determinar las características de la relación espacial de los datos para ser utilizadas posteriormente en la estimación o simulación. El variograma proporciona un sentido preciso a la noción tradicional de la zona de influencia de una muestra (Matheron, G., 1975). La velocidad de crecimiento del variograma refleja cómo se deteriora la relación espacial de una muestra a grandes distancias, es decir, en zonas cada vez más alejadas en este caso del yacimiento. Existen tres parámetros que describen la variabilidad y continuidad espacial de la información en el modelo variográfico, como se presentan en Journel y Huijbregts (1978). El primer parámetro es la discontinuidad en el origen *efecto pepita*, el segundo parámetro es el valor máximo de variabilidad *meseta*, y el tercer parámetro es el área de influencia de la correlación *alcance*, (**Figura 15**).

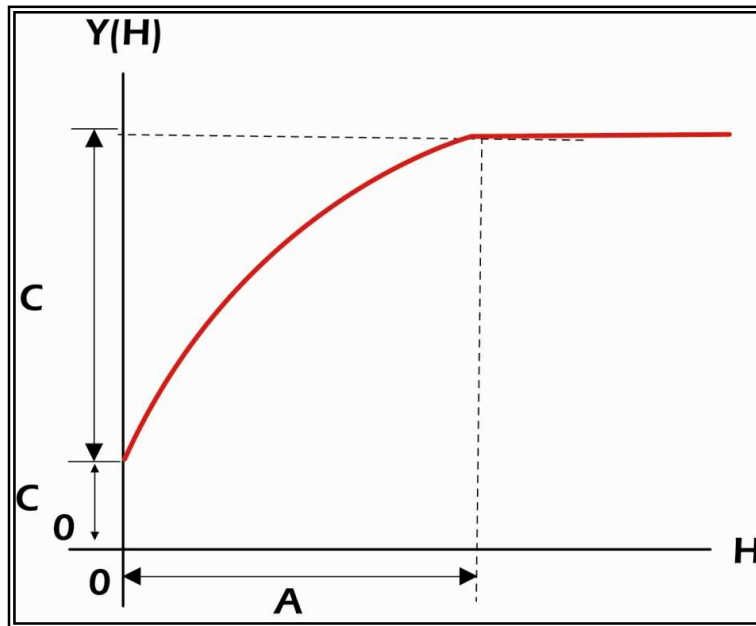


Figura 15. El variograma y sus diferentes parámetros que describen la variabilidad. (Modificado de “Caracterización Geoestadística de esfuerzos en el Piedemonte llanero colombiano”; Gomez G., D; Velez B., J. 2007.)

Por definición el semivariograma debe ser nulo en el origen, sin embargo, las funciones obtenidas en la práctica siempre presentan el efecto pepita (*nugget efecto*), representado como C_0 . Cuando el intercepto es negativo se asume que el valor es cero, pues valores negativos de $\gamma(0)$ no tienen significado y no es común. El efecto pepita se presenta por errores en la medición de las variables, por la presencia de estructuras a una distancia menor a la utilizada y por la falta de autocorrelación de los datos (Taheri M., Viloria R., 2003).

La Meseta (*Sil*) es un valor constante al cual se estabiliza la función $\gamma(h)$ con el aumento de h . Se representa como $C_T = C + C_0$, valor que se obtiene al identificar el intercepto de la ordenada con la línea paralela al eje X que ajusta a los puntos mayor valor del semivariograma. Por otra parte la distancia h para la cual los valores de la variable no tienen correlación o su correlación es despreciable se denomina *Alcance (Range)* y se representa por α . La ordenada de la meseta del semivariograma es el alcance (**Figura 15**).

7.6.3. Variogramas Teóricos

La relación espacial de la variable, o variables, de interés se obtiene por medio del modelo de variograma. El modelo variográfico describe el fenómeno en cualquier dimensión espacial y con cualquier número de variables que se estudien de

manera simultánea. Este modelo es una combinación de funciones básicas las cuales garantizan que el valor de la varianza es mínimo y así el proceso de estimación y simulación produce resultados confiables. La expresión matemática y la curva típica de los modelos teóricos de semivariogramas más utilizados en la práctica se presentan en la Tabla 3, donde se tienen en cuenta las dos características más importantes de los variogramas, que son (Journel, A., Huijbregts, Ch. Mining Geoestatistic., 1978): Su comportamiento en el origen, el cual puede ser lineal, parabólico y con efecto de pepita. Y la presencia o ausencia de meseta.

El Efecto Pepita es considerado un modelo variográfico que corresponde a un fenómeno puramente aleatorio -ruido blanco-, sin correlación entre las muestras, cualquiera sea la distancia que las separe (Journel, A., Huijbregts, Ch. Mining Geoestatistic., 1978). **(Figura 16)**. Los *Modelos Esférico* y *Exponencial* presentan un comportamiento lineal en el origen, pero estos se diferencian en la velocidad de crecimiento y en la presencia o ausencia de meseta. El modelo exponencial no alcanza el sill a una distancia finita ya que se estabiliza de forma asintótica, mientras que el modelo esférico alcanza la meseta a una distancia de $(2/3) \alpha$, donde α representa el valor del alcance. Como la meseta del modelo exponencial no se alcanza a una distancia finita, se usa con fines prácticos el "alcance efectivo" o "alcance práctico" α' , valor que se obtiene en el punto de abscisa para el cual el modelo obtiene el 95% de la meseta, con un valor aproximado de $\alpha' \approx 3 \alpha$. **(Figura 15)**. A diferencia de los modelos esférico y exponencial el *Modelo Gaussiano* presenta un comportamiento parabólico en el origen, después al igual que el modelo Exponencial alcanza la meseta de forma asintótica, donde el alcance práctico tiene un valor de $\alpha' \approx 1.73 \alpha$.


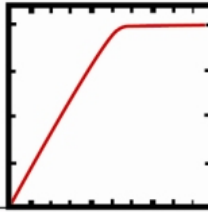
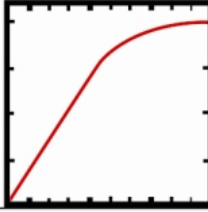
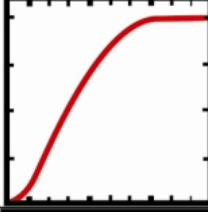
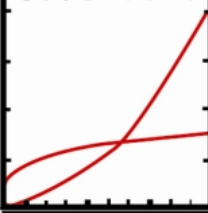
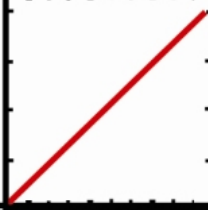
Nombre	Expresión de Matemáticas	Forma de la Función
Efecto Pepita	$y(h) = 0 \quad h = 0$ $= C h > 0$	
Modelo Esférico	$y(h) = C \left[\frac{3}{2} \left(\frac{h}{a} \right) - \frac{1}{2} \left(\frac{h}{a} \right)^3 \right] \quad h \leq a$ $= C \quad h > a$	
Modelo Exponencial	$y(h) = C \left[1 - \text{Exp}(- h /a) \right] \quad h > 0$	
Modelo Gaussiano	$y(h) = C \left[1 - \text{Exp}(- h ^2/a^2) \right] \quad h > 0$	
Modelo con función potencia	$y(h) = h ^a \quad \text{con } a \in]0, 2[$	
Modelo Lineal	$y(h) = (C/a) h $	

Figura 16. Modelos teóricos de variogramas. (Modificado de “Caracterización Geoestadística de esfuerzos en el Piedemonte llanero Colombiano”; Gomez G., D; Velez B., J. 2007.)

Todos los modelos descritos tienen una característica que los hace similares, presentan meseta, mientras que el *Modelo con Función Potencia* es un modelo sin meseta, además su forma varía en función de α , valor que oscila entre 0 y 2. Un caso particular de este modelo es cuando $\alpha=1$, denominado *Modelo Lineal*. La principal característica del modelo lineal es que no tiene ni meseta ni alcance. Es posible que en la práctica se puedan presentar estructuras a las cuales se les debe ajustar varios modelos teóricos, es decir, aplicar el principio de superposición para desarrollar las *Estructuras Imbricadas* o *Modelos Combinados* (Journel, A., Huijbregts, 1978 y David, 1977).

La selección del variograma y de sus parámetros es el paso más importante en el proceso de realización de un estudio geoestadístico, ya que los parámetros del variograma describen las zonas de influencia de todo el yacimiento.

7.7. MODELAMIENTO GEOESTADÍSTICO BASADO EN OBJETOS

Las técnicas geoestadísticas estocásticas, las cuales se definen como de múltiples respuestas aleatorias, tienen como propósito la definición de geocuerpos que representan las características geológicas propias de un yacimiento en un determinado ambiente, el modelamiento basado en objetos identifica la distribución espacial de estos geocuerpos de interés dentro del yacimiento con el menor grado de incertidumbre posible. No existe una limitación inherente a las formas u objetos que pueden ser modeladas con las técnicas basadas en objetos. Estas formas pueden ser especificadas por ecuaciones, una plantilla de píxeles, o una combinación de ambas. Así mismo, ser modeladas jerárquicamente, es decir, un objeto puede ser utilizado a una escala mayor y luego formas diferentes pueden ser empleadas como análogas geológicas internas de menor escala.

Desde el punto de vista geoestadístico la definición de modelos de objetos es de gran importancia para la interpretación de estos yacimientos, puesto que permite construir estratigráficamente el ambiente de depositación con alto grado de confiabilidad.

7.7.1. Modelamiento de Facies Basado en Objetos

Los modelos de facies basados en objetos alcanzaron adelantos científicos considerables gracias a los trabajos desarrollados por Haldorsen *et al.*, 1984; Stoyan *et al.*, 1987 y Clemensten *et al.*, 1990, entre otros. Las diferentes características deposicionales de los yacimientos dan lugar a complejas geometrías en las unidades almacenadoras. Los modelos de facies basados en

objetos describen la naturaleza deposicional yacimiento mediante una serie de realizaciones de facies (diversas imágenes equiprobables del yacimiento), simulando de forma ideal las geometrías interpretadas en afloramientos y análogos modernos, lo que lo hace visualmente atractivo e importantes. Estas facies corresponden a objetos geológicos bien definidos con una continuidad no lineal realista, la cual no puede ser modelada con los métodos tradicionales basados en celdas (Deutsch *et al.*, 2002).

Para el modelamiento y desde el punto de vista geológico, es conveniente observar los yacimientos desde una perspectiva cronoestratigráfica en donde la arquitectura sedimentaria debe ser considerada dentro de un esquema de clasificación jerárquica, es decir las facies de un yacimiento están divididas en secuencias, parasecuencias, conjuntos de estratos, estratos, etc. Un ejemplo de esto puede ser las heterogeneidades que se presentan en un ambiente fluvial, estas son descritas como estratos estratigráficos, correspondientes a canales complejos, arenas de Natural Levee y arenas de Crevasse Splay a través de características de escala mayor a menor resolución. El modelamiento de esta jerarquía genética de heterogeneidades se realiza mediante transformaciones de coordenadas sucesivas y objetos geométricos que representan las asociaciones de facies.

El tratamiento coherente de la información geológica, el fácil entendimiento de los parámetros de entrada y la rapidez relativa de modelado son las características más importantes y ventajas del Modelo Geoestadístico basado en Objetos.

7.7.2. Consideraciones Sobre Modelos Sedimentarios de un Sistema Fluvial

Los yacimientos fluviales tienen un alto grado de complejidad concerniente a la distribución espacial de las heterogeneidades que este tipo de yacimientos presentan asociados a los ambientes de depositación fluvial. Esto hace de suma importancia llegar a conocer las relaciones estratigráficas y geométricas las cuales se logran describir con un modelo de objetos de canales fluviales y sus depósitos asociados de llanura de inundación (overbank), así como los elementos de llenado que conforman los depósitos de canales fluviales.

Genéticamente los sedimentos fluviales se deben a un balance establecido entre los procesos de erosión y depositación, y de manera similar se encuentran asociados al principio general de la estratigrafía de secuencias. Es así como durante el ciclo de bajada el canal corresponde a un depósito de cuerpos de

arenas, donde las rocas más porosas son depositadas, mientras que en periodos de sobreflujo correspondientes a ciclos de subida del nivel base, los depósitos más finos se desarrollan fuera de los márgenes del canal, generalmente denominados depósitos de *overbank*.

Los parámetros que relacionan la estratigrafía y el control geométrico de los depósitos de los canales incluyen las dimensiones del ancho del canal comparado con el ancho de la llanura de inundación, las tasas de sedimentación, las frecuencias de avulsión y naturaleza, compactación y tectónismo de la cuenca. La aplicación de los conceptos de estratigráfica sobre la generación de depósitos de una cuenca de tipo fluvial permite establecer que los eventos de avulsión son un factor importante en el apilado y por consiguiente en el ancho del canal o del cinturón de canales.

Para la construcción y localización estratigráfica de los canales (objetos) es importante definir un punto o un evento (superficie) de avulsión que permitan tener referenciado los objetos en relación a las llanuras de inundación. Las superficies de avulsión pueden ser descritas desde tres puntos de vista diferentes: geoméricamente, genéticamente y relacionadas a la escala tiempo.

- Geométricamente, este representa el tope de los objetos del cinturón de canal.
- Genéticamente, simboliza el relieve del ambiente fluvial justo antes de un evento de avulsión.
- En la escala de tiempo, las superficies de avulsión corresponden a periodos cruciales cuando el canal cambia predominantemente de localización.

Los procesos de modelamiento estocástico como el modelamiento basado en objetos generarán numerosos resultados a partir de los siguientes parámetros y relaciones:

- **Conocimiento geológico:** Comprende el mayor cubrimiento de los datos (dirección y pendiente de los cuerpos del canal, tipos de depósitos, amalgamamiento, relaciones estratigráficas de acomodación / espacio A/S, canibalismo o solapamiento vertical).
- **Descripción de facies:** Estos tipos de datos son divididos en dos categorías: las facies de canal y las facies de background o matriz, relacionadas a los depósitos de overbank (facies de llanura de inundación).

7.7.3. Geometría de los Objetos de un Sistema Fluvial.

De acuerdo con los tipos de patrones fluviales definidos para los diferentes sistemas de ambientes fluviales, se puede establecer una geometría particular para cada uno de ellos. Esta geometría se puede caracterizar por medio de una serie de elementos arquitecturales, los cuales definen las principales características morfométricas para la construcción de los modelos estratigráficos mediante un sistema de modelos de objetos.

En la definición de los modelos de un yacimiento se ha podido establecer, para facies fluviales, una arquitectura geométrica de estos ambientes, la cual permite establecer unos modelos de objetos, que pueden ser utilizados como elementos para la distribución de propiedades petrofísicas y de la estratigrafía de los canales. Estos objetos pueden ser modelados mediante una distribución estocástica de las propiedades para lograr mejorar la predicción del yacimiento.

Las diferentes metodologías establecidas para el modelamiento de yacimientos basado en objetos, todas han sido condicionadas principalmente a los datos obtenidos de pozos, particularmente en un campo que se encuentra bajo la presencia de muchos pozos (datos densos). La inferencia geológica de las propiedades geométricas involucra adicionalmente herramientas como la definición de paleocorrientes, la reconstrucción paleotopográfica, etc.

Existen cuatro tipos de depósitos fluviales en donde las especificaciones geométricas de cada una son completamente diferentes en cuanto a forma y tamaño:

7.7.3.1. Llanuras De Inundación

La llanura de inundación (Floodplain), es un depósito considerado como el background o la matriz en donde se encuentra embebidos los principales tipos de depósitos del canal, cuando son encontrados en una sucesión estratigráfica. Este tipo de depósito consiste en sedimentos finos depositados por suspensión a partir de las aguas que inundan la planicie adyacente al canal en periodos de inundación. En el modelamiento, el Floodplain Shale es la matriz en la cual son embebidos o incrustados los objetos que representan las arenas de buena calidad del yacimiento.

7.7.3.2. Arenas De Relleno De Canal.

Dentro de este tipo de depósito se pueden definir los depósitos de relleno de canal, barras puntuales (Point Bar), lentes de barras y barras laterales. Las arenas de canal, las cuales van quedando como depósito en la migración del canal tanto en la vertical como en la horizontal y/o llenan canales sinuosos abandonados, son vistas como las de mejor calidad del yacimiento debido a que la alta energía de depositación proporciona mayor tamaño de grano y contribuye a la generación de unas buenas propiedades petrofísicas. Los canales de relleno de canales fluviales son geoméricamente definidos por un ancho, espesor máximo y la posición relativa de la línea central del canal.

Para especificar la geometría del canal se requieren de las siguientes distribuciones: **(Figura 17)**.

1. (a) Ángulo de dirección del azimut
2. (b) Longitud de la sinuosidad
3. (c) Desviación promedio del eje del canal
4. (e) Espesor promedio
5. (d/e) Relación ancho-espesor
6. Ancho de la ondulación

Se puede asumir una geometría en donde el máximo espesor del canal está en el centro del canal y la geometría de los perfiles se definirá entonces por una parábola. **(Figura 17B)**

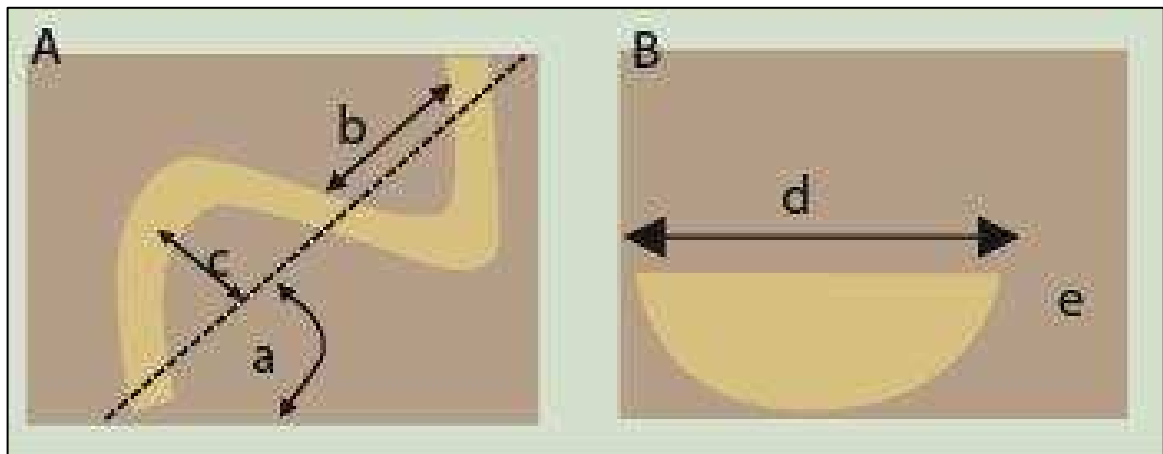


Figura 17. Elementos geométricos del canal. (a) Vista de planta de un canal hipotético. (b) Vista de perfil del canal. (Modificado de “Object-Based Modeling of Fluvial / Deepwater Reservoirs with Fast Data Conditioning: Methodology and

Case Studies”, SPE 56821; L.E. Shmaryan, SPE, Schlumberger and C.V. Deutsch, SPE, University of Alberta).

Sin embargo la geometría del perfil de un canal se define por la línea del mayor espesor (*Talhweg*). La figura 18 incluye un esquema idealizado de un canal con la definición de perfiles con forma parabólica. El canal fluvial como objeto está compuesto de una línea poligonal (denominada como *BackBone*) y una serie de secciones de perfiles verticales unidas por esta línea central. Esto permite definir una geometría en función del ancho, espesor y línea central del canal $f_s(u) = (W, D, P_i)$. Siendo W el ancho, D el espesor en el centro del canal y P_i el punto correspondiente a la línea central del canal.

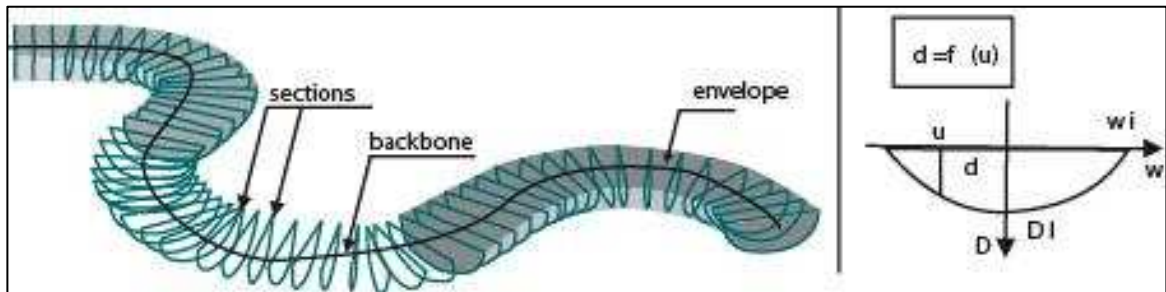


Figura 18. Canal modelado mediante la unión de secciones transversales y las variables de ancho, espesor y línea central (*BackBone*). (Modificado Stochastic Boolean Simulation of Fluvial Deposits : A New Approach Combining Accuracy with Efficiency; de SPE 56688, Sophie VISEUR, A.S.G.A.-GOCAD)

La línea central llamada thalweg es la línea que demarca la mayor profundidad del canal, y no necesariamente corresponde con la línea del centro del canal (**Figura 19**). Se puede decir que se encuentra coincidiendo la línea central con la línea del thalweg en las trayectorias rectas del canal, conservándose un perfil asociado con forma parabólica (secciones 1-3, en la figura). Mientras que en los tramos más curvos la mayor energía asociada a los sectores más profundos demarcan una forma de perfil menos parabólica con mayor profundización de los espesores en el punto de asociación con la línea del thalweg y más elongado hacia los sectores de depositación en el flanco más cóncavo de la trayectoria curva del canal (secciones 2-4, en la figura). Adicionalmente se puede observar que los vectores que demarcan la energía de la corriente, muestran que es mayor en los sectores más curvos y pueden ser asociados a características texturales y composicionales de las partículas depositadas en las trayectorias del canal fluvial.

Algunos elementos geométricos importantes a describir en un modelo de facies de tipo meandriforme, dadas sus características principales de curvas, incluyen principalmente:

- Ancho de canal
- Profundidad
- Relación ancho/profundidad.
- Ubicación del centro del canal
- Ubicación de la línea del *thalweg*.

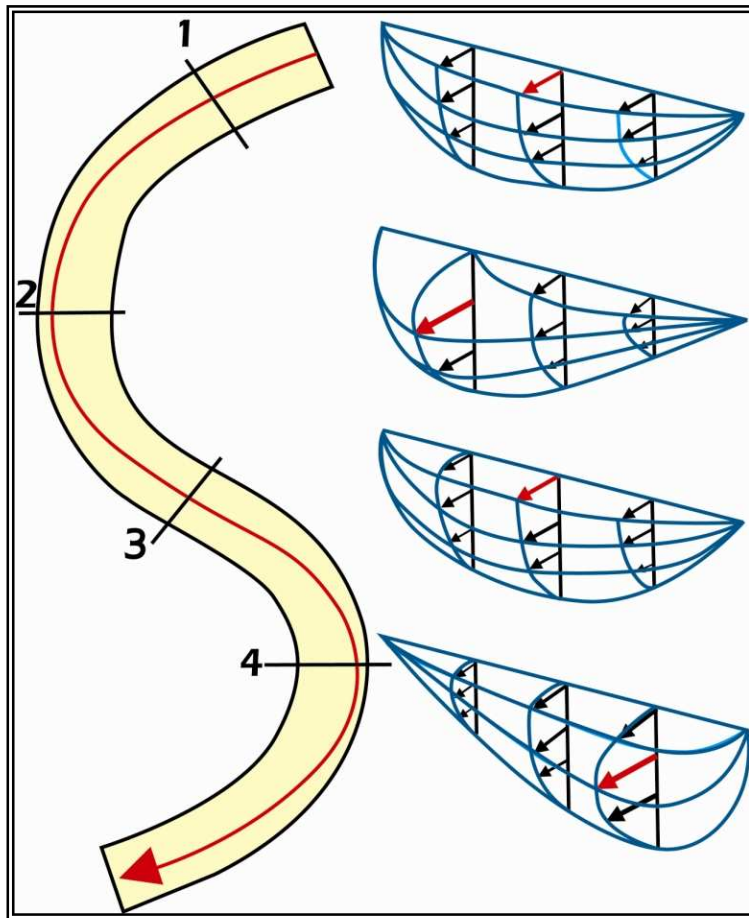


Figura 19. Esquema de planta y cortes asociados a la trayectoria de un canal meandriforme. La línea roja muestra la dirección del *thalweg*. (Modificado Stochastic Boolean Simulation of Fluvial Deposits : A New Approach Combining Accuracy with Efficiency; de SPE 56688, Sophie VISEUR, A.S.G.A.-GOCAD)

7.7.3.3. Depósitos De Borde De Canal

Los depósitos de borde de canal, o depósitos de Natural Levee. Son depósitos que se desarrollan a lo largo y de forma paralela al canal, disminuyendo el tamaño de grano a medida que se separa del canal. Estas arenas son consideradas de menor calidad que las arenas de canal. Sin embargo se encuentran definidos los parámetros geométricos para el Natural Levee y corresponden al ancho w , la altura total s , y la profundidad por debajo del tope del canal k . **(figura 20)**.

La formación de los Natural Levee se lleva a cabo por medio de unos montículos sobre la línea del perfil del canal fluvial desarrollados a lo largo de la dirección del canal, formado por el proceso repetitivo de los ciclos de inundación, incrementando cada vez más en altura hasta un límite superior en donde si se comienza a incrementar la altura comienza a disminuir la distancia de extensión lejos del canal.

7.7.3.4. Arenas De Desborde

Los Crevasse Splay o depósitos de desborde de canal, son formados durante época de inundación, cuando el Natural Levee es roto y las arenas son depositadas lejos del canal principal es decir se encuentran ligados a la alta energía de la corriente. Estas arenas son consideradas de menor calidad con respecto a las arenas del canal pero son de interés como reservorio, a menudo se forman cuando la curvatura del meandro es alta, junto con el Natural Levee, están siempre unidos al canal.

Los parámetros que lo caracterizan son.

1. (e) Espesor
2. (n) Longitud anexa
3. (m) Diámetro **(Ver figura 20)**.

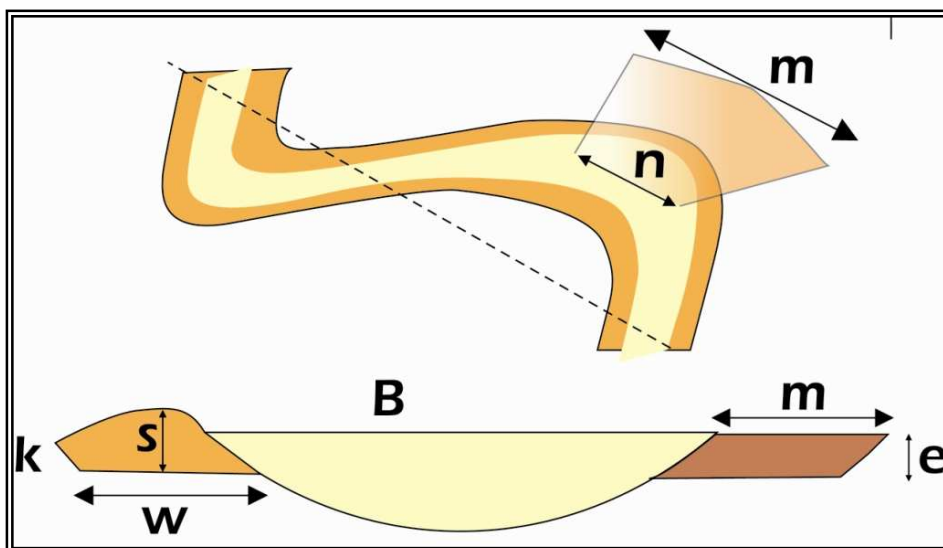


Figura 20. (A) Vista de planta del canal, y posicionamiento del Natural Levee (en rojo) y un Crevasse Splay (en azul); (B) vista de perfil de estos tipos de depósitos con sus respectivas dimensiones geométricas. (Modificado de “Object-Based Modeling of Fluvial / Deepwater Reservoirs with Fast Data Conditioning: Methodology and Case Studies”, SPE 56821; L.E. Shmaryan, SPE, Schlumberger and C.V. Deutsch, SPE, University of Alberta)

En resumen todos los parámetros geométricos de los diferentes depósitos asociados a los canales están relacionados al ancho y al espesor del canal. El número de parámetros que describen las geometrías de estos diferentes tipos de facies, se han agrupado en dos clases principales para simplificar su proceso de estimación.

7.7.4. Parámetros Primarios

Estos parámetros están relacionados con las proporciones del canal, orientación, ancho, espesor y su sinuosidad; son los parámetros con mayor importancia para la determinación de la conectividad y flujo dentro de los yacimientos fluviales. Estos son:

1. Proporción del canal
2. Espesor promedio del canal
3. Variabilidad del espesor del canal (entre diferentes canales)
4. Orientación principal del canal
5. Variabilidad de la orientación del canal

6. Promedio del ancho del canal
7. Variabilidad de anchos de canal (entre diferentes canales)
8. Sinuosidad del canal (amplitud, longitud de onda)

Es fundamental estimar los valores para todos estos parámetros basados en un conjunto de datos a partir de información de pozos, información paleogeográfica y de afloramientos. La integración de diversas disciplinas de la geología permiten definir un modelo de canal lo más real posible para ser simulado.

7.7.5. Parámetros De Forma

Estos parámetros se encuentran relacionados con la forma externa de los diferentes cuerpos del canal. Aunque su propósito generalmente es mal interpretado, su principal función es permitir la flexibilidad para condicionar la información del pozo. Existen cuatro tipos de parámetros de forma del canal.

1. Variabilidad del ancho (dentro de un canal)
2. Variabilidad del espesor (dentro de un canal)
3. Sinuosidad vertical
4. Pendiente

El ancho y el espesor pueden variar a lo largo de un canal. Estos parámetros se usan para capturar la variabilidad real de la geometría del canal.

7.7.6. Sinuosidad Del Cauce Principal

Luego de ser determinado el cauce principal de una red de drenaje, el conocimiento de la sinuosidad puede aportar datos importantes con relación tanto a datos históricos como a la fuerza de la acción lineal a lo largo de un cauce.

La mayor sinuosidad suele ser frecuente en cauces de poca pendiente con mayor fuerza erosiva, frente a una baja sinuosidad manifestada por un cauce de mayor pendiente, otras veces tiene causas de tipo estructural, originándose una alta sinuosidad cuando existe una red de fallas que modifica el trazado del cauce, así como también se puede dar que un sustrato rocoso muy resistente que se opone a la profundización del cauce y solo le permite al cauce el seguimiento de algunas fracturas o sistemas de diaclasas que puedan existir. Sin embargo, en una falla de considerable extensión se puede establecer una trayectoria rectilínea a lo largo de la falla en un área de baja pendiente. Por tanto, en áreas sin control estructural,

una alta sinuosidad revela baja fuerza erosiva, o bien gran resistencia del sustrato a la acción lineal.

Se pueden establecer tres índices generales de sinuosidad en una cuenca (tabla 1). Estos están basados en la medición de la longitud del cauce principal (LC), longitud media del valle (LV) y distancia más corta entre inicio y final del cauce (LD). A partir de aquí se calculan tres índices de sinuosidad:

- Sinuosidad total: LC/LD
- Sinuosidad topográfica: LV/LD
- Sinuosidad hidráulica: LC/LV

Tipo de Canal	Índice de Sinuosidad	Relación ancho/profundidad
Rectilíneo	< 1,05	< 40
Entrelazado	1,05 – 1,50	< 40
Sinuoso	> 1,50	< 40
Anastomosado	> 1,80	> 40
Meandriforme	> 2,00	< 10

Tabla 3. Índices de Sinuosidad, Modificado de Morisawa (1985). (Modificado de “Object-Based Modeling of Fluvial / Deepwater Reservoirs with Fast Data Conditioning: Methodology and Case Studies”, SPE 56821; L.E. Shmaryan, SPE, Schlumberger and C.V. Deutsch, SPE, University of Alberta)

En áreas montañosas, con frecuencia la longitud media del valle y la longitud del cauce principal coincide, entonces el índice de sinuosidad hidráulica es igual o algo superior a 1. Sólo en áreas donde el valle se abre y permite el desarrollo de grandes meandros en la llanura de inundación aparecen diferencias entre longitud del valle y longitud del cauce: esto puede ocurrir en cursos bajos de los ríos, donde las llanuras aluviales adquieren mayor amplitud. La medición de la longitud media de un valle resulta complicada cuando gran parte del mismo discurre por áreas abiertas cuyos límites son imprecisos. Los canales rectilíneos suelen llevar carga de fondo o de todo tipo, con poco ensanchamiento del cauce y alta actividad de la incisión. Los canales sinuosos se caracterizan por llevar carga de todo tipo,

siendo frecuente el ensanchamiento e incisión del cauce. Los canales meandriformes suelen llevar carga en suspensión o de todo tipo, generando incisión del canal y ensanchamiento en meandros. En canales entrelazados predomina la carga de fondo y el ensanchamiento del cauce y en canales anastomosados es usual el material en suspensión y un lento ensanchamiento de los meandros.

En la actualidad los modelos basados en objetos son creados e implementados de forma rutinaria para la caracterización y modelamiento de yacimientos. Existen tres importantes parámetros a considerar para establecer y llevar a cabo un modelo basado en objetos, estos parámetros son:

1. Formas geológicas y las distribuciones de probabilidad para sus parámetros, como lo son las dimensiones de ancho y espesor.
2. Algoritmos para modificar la ubicación de los objetos.
3. Datos relevantes.

7.7.7. Formas Geológicas

No existe una limitación inherente a las formas u objetos que con este método de modelamiento basado en objetos pueden llegar a ser modeladas. Igualmente las formas geológicas pueden ser modeladas de manera jerárquica, esto es, un objeto puede ser utilizado a una escala mayor y luego formas diferentes pueden ser utilizadas como formas geológicas internas de menor escala. Algunas formas evidentes son: Canales fluviales rellenos de arenas, abandonados dentro de una matriz de arcillas de una llanura de inundación y sedimentos de grano finos. En un caso particular las formas del canal sinuoso son modeladas por una línea central de 1-D y una sección transversal variable a lo largo de la línea central. Los objetos de Crevasse Splay pueden ser anexados a los canales. Los sellos de arcilla, concreciones cementadas, clastos de arcilla y cualquier otro de tipo de facies de no interés puede ser posicionadas también dentro de los canales. El agrupamiento de los canales dentro de los cinturones de canal puede ser manejado por objetos de gran escala o como parte del algoritmo de posicionamiento de los objetos.

Los sistemas meandriformes de baja energía por ejemplo pueden ser modelados como lentes de arenas dentro de un fondo non-net (arcilloso). Los sistemas meandriformes de baja energía pueden ser modelados como lentes de arenas dentro de un fondo non-net (arcilloso).

7.7.8. Algoritmos para el Posicionamiento de Objetos

Los objetos deben estar ubicados de tal manera que estos parezcan realistas y respeten los datos de información disponible. Esto no es trivial, estos algoritmos simplistas pueden conducir a objetos artificiales y aproximados a los datos condicionantes.

El algoritmo básico para el modelamiento de facies basado en objetos es el de posicionamiento *Booleano* de objetos. Con este algoritmo los objetos pueden acumularse o coleccionarse a partir de una base estratigráfica. De esta misma forma, los objetos pueden ser incrustados dentro de una matriz de facies de acuerdo a algún proceso estocástico y mediante reglas de erosión establecidas es decir los objetos estratigráficamente superiores erodan a los objetos más viejos.

Los algoritmos de condicionamiento directo en este caso modifican el tamaño, la forma, mediante la construcción de estos objetos de acuerdo a los datos locales (condicionantes). El procedimiento puede ser implementado para una variedad de formas geológicas, pero los canales fluviales son los más comunes. La figura 21 ilustra un proceso en 1-D que modela la línea central de un objeto que corresponde a un canal. La desviación del cauce del canal a partir de la dirección principal de este es modelada con simulación geoestadística (generalmente del tipo *Gaussiana*). Los datos de pozo son datos que son usados para la desviación del cauce del canal con respecto a la dirección de la línea de la dirección principal del canal.

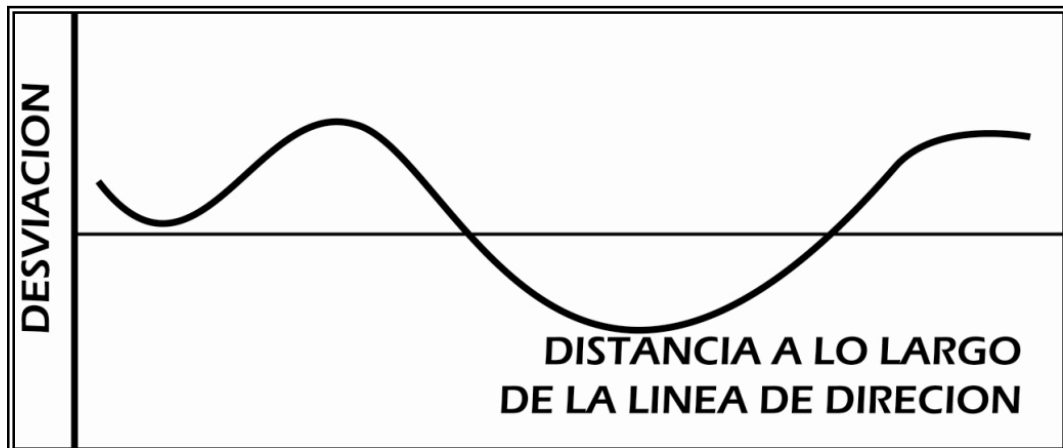


Figura 21. Ejemplo de una variable 1-D que modela la línea central de un objeto, en este caso pertenece a un canal. (Modificado de “*Hierarchical Object-Based*”)

Geostatistical Modeling of Fluvial Reservoirs”, SPE 36514; C.V. Deutsch, SPE, and L. Wang, Stanford U)

Generalmente, los algoritmos de condicionamiento directo son aplicados en dos etapas. La primera etapa consiste en adicionar objetos para “cubrir” las intersecciones de facies locales, esto es, ajustar todos los datos condicionantes que no representan facies de background. La segunda etapa consiste en sumar objetos adicionales, que no violen las intersecciones conocidas de facies de background, hasta que se alcance la proporción adecuada de cada uno de los tipos de facies.

En la figura 22 se presenta dos ejemplos simplistas al respecto. En el caso de la izquierda, las distancias d_1 y d_2 se usan para forzar al canal a ir a través de los dos pozos con datos. En el caso de la derecha, el canal es forzado fuera de los pozos donde estos no existen.

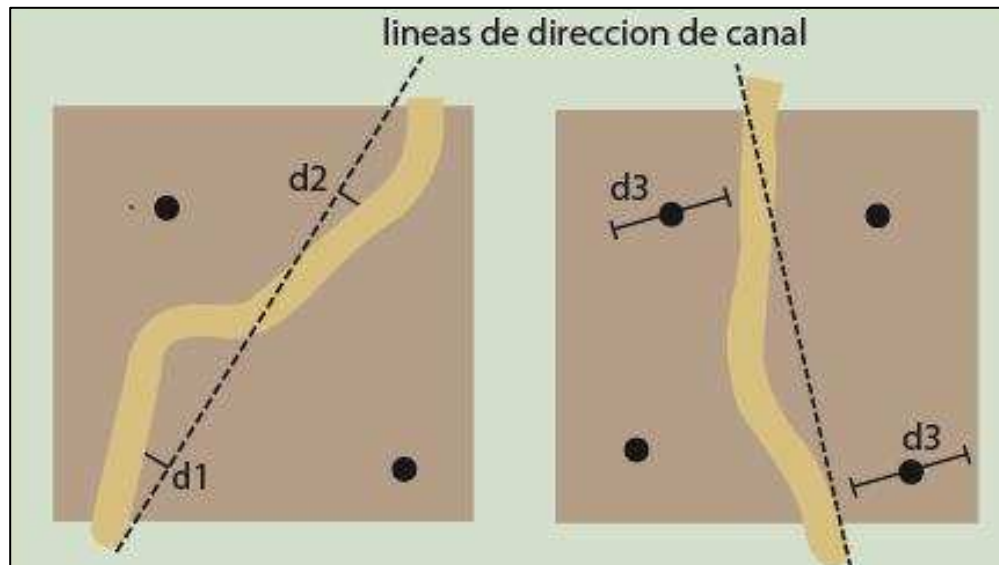


Figura 22. Dos ejemplos de condicionamiento directo de la línea central del canal respetando los datos locales de pozo. (Modificado de “Hierarchical Object-Based Geostatistical Modeling of Fluvial Reservoirs”, SPE 36514; C.V. Deutsch, SPE, and L. Wang, Stanford U)

Una aproximación completamente diferente para la ubicación de los objetos son los algoritmos iterativos. Un conjunto inicial de objetos son ubicados dentro del volumen de yacimiento hasta ajustar la proporción global de las diferentes facies. Este posicionamiento inicial puede violar los datos locales de pozo y las

proporciones de variación local. Posteriormente se define y calcula una función objetivo para medir la desviación o error con respecto a los datos medidos. Luego, el modelo es perturbado de forma iterativa hasta que la función objetivo sea minimizada (cerca a cero).

7.7.9. Datos Relevantes

Un modelo de facies basado en objetos se debe reproducir toda la información disponible dentro yacimiento. Los datos relevantes incluyen los datos locales de pozo e interpretaciones geológicas que incluyen en este caso los objetos determinísticos, las conexiones y las tendencias de las facies a modelar. Los datos locales de pozo consisten de los “códigos” asignados a cada facie identificadas en localizaciones arbitrarias dentro de los estratos o capas del yacimiento 3-D. Estas facies provienen de observaciones directas como lo son las interpretaciones de los corazones o a partir de inferencias indirectas como los registros de pozos. Los datos de pozo toman la forma de intersecciones de tipos de *facies* para una orientación y localización arbitraria. Igualmente la información sobre la proporción de facies con variaciones locales puede ser obtenida a partir de interpretaciones y mapeos geológicos, que mediante el conocimiento del sistema deposicional del campo, a menudo permite especificar áreas de mayor o menor proporción de facies a modelar.

Por último, el conjunto de datos relevantes incluye las distribuciones de incertidumbre relacionadas con el tamaño de los objetos, orientación, formas e interacciones.

8. GEOLOGIA DEL CAMPO EN ESTUDIO

La Compañía **TROCO** inicia la explotación del Campo Lisama en 1935, bajo la concesión Putana, con la perforación del pozo Lisama-1, en la actualidad el campo Lisama hace parte del área Lisama que junto con los campos Tesoro, Nutria y Peroles se encuentran dentro de los Campo Maduros de Colombia y actualmente se encuentran gerenciados mediante el plan integral de campos maduros del Instituto Colombiano del Petróleo (ICP-Ecopetrol)

8.1. UBICACION

El Campo Lisama se encuentra al norte del Área Lisama la cual está localizada en el margen oriental de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, al sur-oeste de la cuenca de Provincia y al Norte del campo de La Cira e Infantas de ECOPETROL S.A.

El Campo Lisama es un anticlinal situado al Noreste de la antigua Concesión De Mares, a 45 Km. De Barrancabermeja, limitado hacia el este por la Falla de La Salina y hacia el Oeste por la Falla de Peña de Oro. **(Figura 23)**.

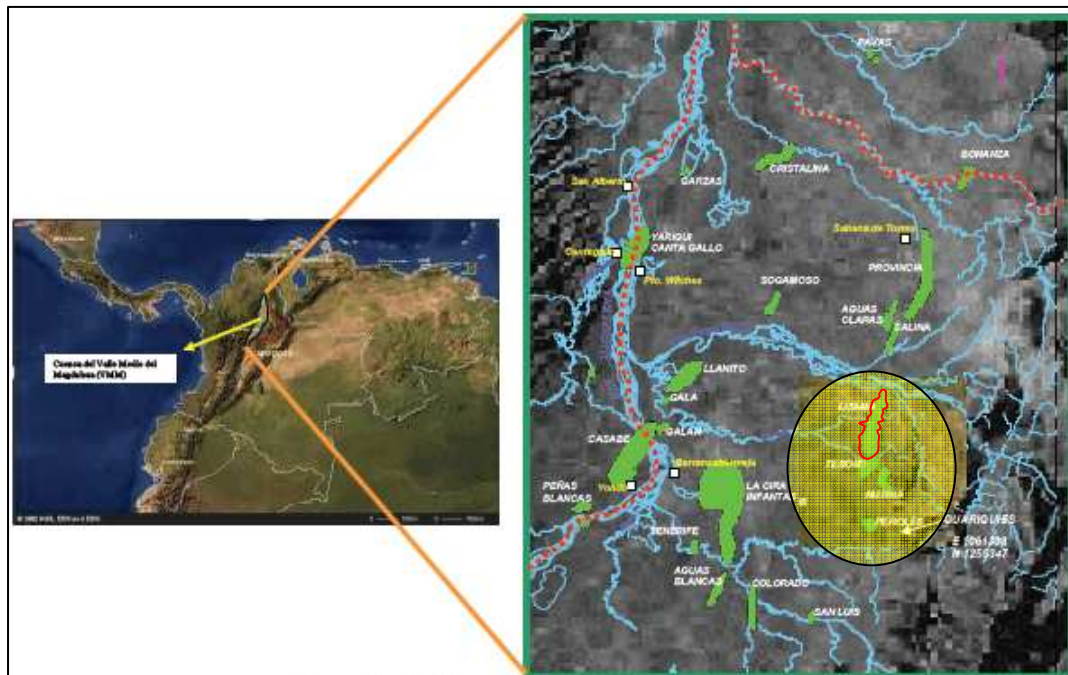


Figura 23. Localización zona de estudio, Área Lisama-Campo Lisama. (Tomado de informe técnico de proyectos; Ecopetrol-ICP, 2006).

8.2. ESTRATIGRAFÍA GENERAL

La cuenca del Valle medio del Magdalena presenta dentro de su columna estratigráfica formaciones con sedimentos que van desde el Triásico hasta encontrar sedimentos recientes. La sección estratigráfica de edad Terciario de la cual forman parte las formaciones a trabajar durante el desarrollo de este proyecto en el sector del Área Lisama comprende rocas que abarcan desde la Formación Lisama del Paleoceno hasta la Formación Real del Mioceno superior al Plioceno. En la Figura 24 se muestra la columna generalizada de la cuenca del Valle medio del Magdalena.

8.2.1 Formación Girón (Triásico-Jurásico)

Litológicamente está compuesta por una intercalación de areniscas, conglomerados y arcillolitas color marrón rojizo, (WARD, D., et al., 1973.). El espesor descrito y reportado en la sección tipo del río Lebrija, es de 4650 metros (1968, en WARD, D., et al., 1963.). El ambiente de depositación consiste en un ambiente tipo continental que presenta condiciones oxidantes, esto se puede evidenciar en la coloración rojiza típica de esta formación.

8.2.2. Formación Tambor (Berriasiano-Hauteriviano Superior)

Esta corresponde una secuencia de areniscas con estratificación cruzada, areniscas biopertubadas, lodolitas, conglomerados de intraclastos y algunos niveles de arenisca calcárea fosilífera (Morales, 1958, Taborda, 1965). Presenta un espesor aproximado de 650 metros. Esta unidad fue depositada en un ambiente típico de un sistema fluvial, se encuentra esta unidad caracterizada por un periodo de transgresión, presenta un contacto transicional con la infrayacente formación Girón.

8.2.3. Formación Rosablanca (Hauteriviano-Barremiano)

Esta formación está compuesta de calizas grises azulosas y compactas, con una variación lateral a calizas, bituminosas con algunas capas margosas. Se reporta un espesor que varía entre 150 metros a 450 metros. El ambiente de depositación corresponde a un ambiente de plataforma, donde se evidencia un paso a través de la secuencia estratigráfica de un ambiente litoral a uno más marino.

8.2.4. Formación Paja (Barremiano)

Esta formación está se encuentra constituida por arcillolitas negras y blancas, poco calcáreas y con algunos niveles de concreción calcárea (Taborda, 1965). Su espesor aproximado es de 650 metros hacia el oriente y de aproximadamente 150 metros hacia el occidente de la cuenca. El ambiente de depositación es marino nerítico inferior a medio, de aguas tranquilas, con bajas condiciones anóxicas y con ausencia de perturbación, las condiciones de depositación son reductoras evidenciado en los contenidos de pirita.

8.2.5. Formación Tablazo (Aptiano-Albiano)

Consiste en margas oscuras calcáreas y compactas hacia la base, convirtiéndose hacia el tope en paquetes gruesos de calizas, fosilíferas, de grano grueso; hacia la parte media presenta niveles de arenisca masiva de grano fino, levemente calcáreas, con materia orgánica y bioperturbacion localmente, con algunos horizontes lutíticos (Taborda 1965). El espesor de esta formación va desde 150 metros hasta 325 metros en diferentes zonas. Presenta un ambiente de depositación el cual indica una somerización, con fluctuaciones eustaticas, donde se conserva un ambiente de carácter marino, esto se evidencia en la intercalación que se presenta de niveles de areniscas con arcillolitas.

8.2.6. Formación Simití (Albiano)

Esta secuencia consistente de Shales blandos, finamente laminados y carbonáceos, de color gris oscuro a negro, se presenta niveles calcáreos en algunos sectores, con algunos niveles de concreciones, y algunos niveles conglomerados con nódulos fosfáticos hacia el tope (Morales, 1958). En cuanto a su espesor este varía de 250 metros a 650 metros en algunas zonas. El ambiente presente en la depositación de esta formación es de predominio marino, con un importante evento de transgresión generando una profundización de la cuenca.

8.2.7. Formación la Luna (Turoniano-Conaciano-Santoniano)

Esta formación comprende tres miembros que de base a techo corresponden: en primer lugar el miembro *Salada* que consisten en lutitas oscuras a margosas y concreciones calcáreas con hidrocarburos; en segundo lugar el miembro *Pujamana* en el que se encuentra estratos de lutitas con estratificación fina, por último el miembro *Galembo* que consiste en una Secuencia de Chert gradando a

lidita, calizas y Chert calcáreo. Presenta un espesor que varía desde 180 metros a 350 metros. En ambiente de depositación es definido como un ambiente Deltáico que refleja condiciones oxidantes y alcalinas, así como luz, temperatura adecuada y abundancia de nutrientes con tasas de depositación bajas lo cual genera que esta formación tenga un buen potencial como roca generadora.

8.2.8. Formación Umir, (Campaniano-Maestrichtiano)

Esta formación está compuesta por un conjunto de Shales silíceos oscuros, con laminaciones carbonáceas y micáceas hacia el tope, observándose intercalaciones de areniscas duras con concreciones ferruginosas y capas delgadas de carbón. Presenta un espesor que va desde 950 metros hasta 1225 metros. Es un ambiente de depositación principalmente de tipo continental muy cercano al litoral.

8.2.9. Formación Lisama (Paleoceno)

La formación Lisama está compuesta por lutitas abigarradas, arenisca de grano fino a medio de color pardo con cemento ferruginoso y mantos de carbón. El ambiente indica un paso de depositación marina del cretáceo superior a sedimentación continental característica en el terciario, más exactamente un ambiente de depositación lagunar a deltaico terminando aquí las condiciones marinas que dominaron en el Cretáceo. La parte media superior consta de arcillolitas limosas de tonos claros, pardo rojizas, pardo amarillo, violácea y gris claro con intercalaciones de areniscas arcillosas, gris y marrón, fina, micáceas, y compacta (Montt, M. Gutierrez D. Ecopetrol S.A., 2005). Su espesor es muy variable, especialmente en sentido E-W, notándose un incremento gradual hacia el sinclinal de Nuevo Mundo, donde parece haber tenido su máximo desarrollo con un espesor de 3.500 pies aproximadamente (Valderrama R y Pérez V.1977). El contacto inferior es transicional con la Formación Umir en el sector del Sinclinal de Nuevo Mundo. El contacto superior con la Formación La Paz, es discordante. La edad de la Formación Lisama ha sido determinada Paleoceno por los estudios paleontológicos realizados por Van der Hammen 1959.

8.2.10. Formación La Paz (Eoceno medio)

Está constituida por tres niveles, el inferior de arenas grises masivas conglomeráticas (Toro), el nivel medio Shales grises en grandes paquetes y el nivel superior de areniscas gruesas. Esta formación presenta un espesor que

claramente puede alcanzar los 1000 metros. Esta formación corresponde a un ambiente de depositación y de formación más de tipo fluvial en presencia de condiciones oxidantes, confiriéndole una coloración rojiza.

Estas areniscas presentan un potente espesor, porosidad y permeabilidades optimas, lo cual hace que sean consideradas como rocas reservorio. La Formación la Paz en refleja condiciones de depositación predominantemente continental que se mantienen durante el Eoceno (Suárez, 1996). La continuidad de la Formación la Paz se ve afectada debido a una variación lateral identificada no solo en su litología si no en su espesor, mostrándose menos arcilloso y de mayor espesor hacia el este. En general la formación La Paz se considera de una estratificación masiva, que en afloramientos muy locales se muestra de manera lenticular con una gradación vertical, conglomerática hacia la base y muy fina hacia el tope. Su contacto inferior con la Formación Lisama es discordante, mientras que el contacto superior es concordante con la Formación Esmeraldas.

8.2.11. Formación Esmeraldas (Eoceno medio-superior)

La Formación esmeralda está constituida principalmente por arenisca de grano fino de color gris claro a verdoso con estratificación fina a laminada intercalada con Shales gris oscuro. Esta formación presenta un espesor aproximado de 1200 metros aproximadamente, su ambiente de depositación es interpretado como planicie de inundación dominada por ríos meandriformes con desarrollo de barras de canal, más exactamente un ambiente Deltáico lagunar que permitió la depositación de material terrígeno muy bien seleccionado, creando una secuencia Grano decreciente en los períodos de tranquilidad. Esta formación de manera más detallada consiste de intervalos espesos de arcillolita gris o lodolitas gris oscuras que embeben cuerpos lenticulares aislados de areniscas de poca continuidad lateral. La parte superior de la Formación Esmeraldas corresponde el horizonte fosilífero Los Corros y es su vez el contacto inferior es concordante con la Formación La Paz y está dado por el cambio litológico que ocurre al pasar a la Formación La Paz, cuya secuencia es principalmente arenosa. Su contacto superior es discordante y esta demarcado por el cambio al terminar la secuencia arenosa de la Formación Mugrosa (Olsson y Pilsburg, 1935).

8.2.12. Formación Mugrosa (Eoceno-Oligoceno)

Esta formación está conformada por varias zonas donde predominan principalmente las areniscas que en algunos sectores presentan coloraciones rojizas a verdosas (Van de Hammen en Julivert 1961). Presentan un espesor de

aproximadamente 488 metros hasta 823 metros. El ambiente en el cual se deposita esta formación corresponde a un ambiente terrestre, más exactamente un ambiente fluvial de mediana energía. Litológicamente se trata de una arenisca de matriz arcillosa bioperturbada, que no es excelente, a pesar de esto se observan resumaderos activos que emanan aceite y agua, probablemente generados en la Formación La Luna. La porosidad promedio de esta Formación está entre el 15 al 20%, además de esto se estableció que la Formación Mugrosa se encuentra subdividida en Zona B y Zona C para efectos operacionales (Waring, 1931 en Valderrama R. Pérez V.1977). La Formación Mugrosa presenta una sección inferior denominada Zona C (MZC), compuesta de areniscas gris verdosa y gris clara, de grano fino a grano medio, feldespática, ocasionalmente calcárea, con estratificación cruzada y geometría lenticular; alternando con arcillolitas gris clara y pardo amarillas, abigarradas. La sección superior corresponde a Zona B (MZB), y comprende una alternancia de areniscas de color gris verdosa, de grano fino a grano medio, con matriz arcillosa, selección regular, carbonosa y arcillolitas ligeramente arenosas, de color pardo amarillo. Las areniscas se caracterizan por ser lenticulares con estratificación cruzada y gradación vertical. El tope de la Formación Mugrosa está dado por el horizonte fosilífero de Mugrosa, el cual consta de shales gris verdosos, carbonosos, glauconíticos, en el que se encuentra englobado una fauna de moluscos.

8.2.13. Formación Colorado (Oligoceno Superior a Mioceno Inferior)

La Formación Colorado consiste de un nivel inferior el cual está compuesto de arcillolitas pardo rojizas, pardo amarillas y gris claras, abigarradas, ligeramente arenosas, masivas, con intercalaciones de areniscas cuarzosas de grano fino a conglomeráticas y matriz arcillosa. Seguido de un nivel superior de areniscas conglomeráticas, friables, compuestas de cuarzo y una alta proporción de chert amarillo y negro con una matriz arcillosa. Presenta un espesor de 210 metros hasta 914 metros. El ambiente de depositación de esta unidad es un ambiente con condiciones de alta oxidación, lo cual indica que es un ambiente continental (Morales, 1958). La Formación Colorado se caracteriza por una amplia distribución al oeste de la falla de la Salina y debido a que el ambiente de sedimentación es continental de tipo fluvial, esta formación se constituye en los sedimentos molásicos del antepaís del Valle Medio del Río Magdalena y ha sido datada como Oligoceno superior con base en la asociación de moluscos presentes en el nivel arcilloso superior (Wheeler, 1935 en Valderrama R. Pérez V.1977). Esta formación presentan rocas reservorio con buena porosidad entre un 15 – 20% y permeabilidades entre 20 – 600 md. El contacto inferior está dado por los fósiles

de Mugrosa y en ausencia de estos, está dado por un marcador eléctrico obtenido a partir de una alta lectura del registro de conductividad.

8.2.14. Grupo Real (Mioceno – Plioceno)

El grupo real comprende las formaciones Real inferior, Real medio y Real superior. La Formación Real Inferior muestra un contacto discordantemente con la Formación Colorado y los contactos entre las Formaciones Real medio y Real superior son inconformidades (Suárez, 1996). El espesor de esta unidad aproximadamente es de 500 metros hasta 1500 metros.

8.2.15. Formación Mesa (Plioceno-Pleistoceno)

Esta formación esta principalmente compuesta por gravas de escasa cementación, arcillas negras, conglomerados y depósitos de tipo piroclásticos. Su edad es considerada como (Jullivert 1961). Representa espesor que van desde 350 metros hasta 575 metros.

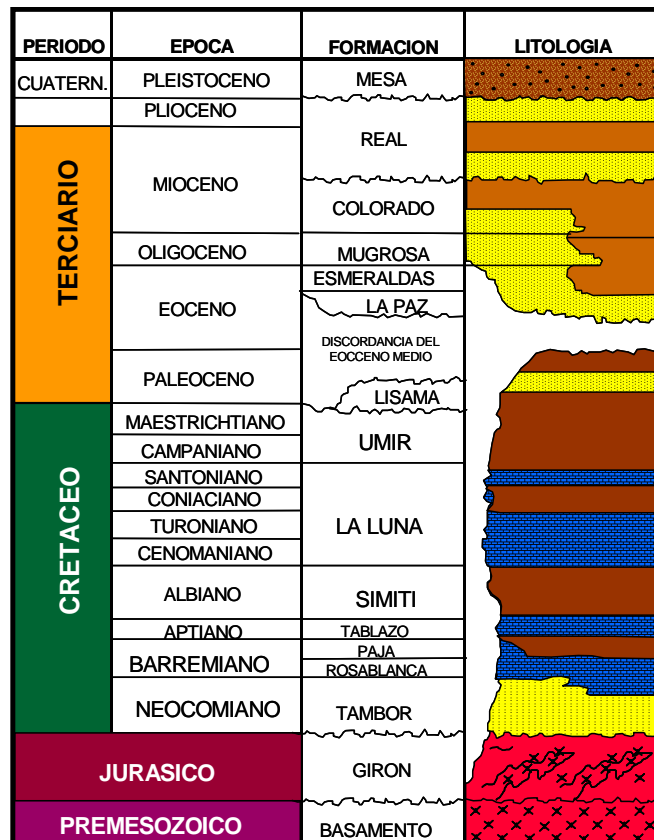


Figura 24. Columna estratigráfica generalizada de la cuenca del valle Medio del Magdalena. Tomado de informe técnico de proyectos; Ecopetrol-ICP, 2007).

8.3. MARCO TECTÓNICO REGIONAL

Dentro del estilo estructural la cuenca del Valle Medio del Magdalena se comporta como una depresión tectónica de carácter asimétrico, presentando al occidente un borde pasivo con predominio de geometrías monoclinales, truncaciones de las secuencias cretácicas y además flexuras y fallas. Hacia el borde o margen oriental predomina el incremento de la deformación comportándose como un margen compresional.

Dentro de las estructuras predominantes en la zona existen las siguientes tendencias:

- Anticlinales – Sinclinales asimétricos, también abanicos imbricados y fallas ciegas
- Mega falla de rumbo Sinestral
- Fallas normales con los bloques orientales hundidos.
- Fallas transcurrentes satélites como resultado de fallas de basamento reactivadas.

8.3.4. Evolución Tectónica Regional

La cuenca del valle medio del Magdalena, donde se encuentra la zona de estudio se ve afectada por varios eventos o estadios que hacen parte de la evolución tectónica regional, principalmente durante el Mesozoico y Cenozoico; a su vez se genero una estrecha relación entre los eventos tectónicos y la sedimentación. De manera clara general se muestra un modelo evolutivo regional propuesto por Cooper, M.A et al 1995, en el cual se observa la evolución de la Cordillera Oriental, las cuencas del Valle Medio y los Llanos (**Figura 25**).

8.3.4.1. Cuenca extensional de retroarco (Triásico-Jurásico). En esta fase se desarrollaron sistemas de graben y depósitos continentales representados por la Formación Girón.

8.3.4.2. Cuenca Pericratónica (Cretáceo – Paleoceno). Esta fase se reconoce como el principal evento la subsidencia continua relacionada a la apertura de la cuenca como efecto del evento del megagrabén activo. La cuenca se rellenó posteriormente de sedimentos depositados en ambientes transicionales a marinos someros. La Formación Lisama del Paleoceno representa la regresión final y abandono de los ambientes marinos.

8.3.4.3. Cuenca Antepaís (Eoceno – Miceno temprano). En esta fase la cuenca se rellenó de sedimentos que iban siendo controlados por el levantamiento de la Cordillera Central y su vergencia tectónica hacia el Este. Como aspecto importante y muy característicos tiene a la base de esta secuencia la discordancia regional

del Eoceno y la mega secuencia depositada sobre esta, que involucra rocas fluviales de las formaciones la Paz, Esmeraldas, Mugrosa y Colorado. La principal fuente de sedimentos fue la cordillera Central, el Macizo de Santander y los paleoaltos de La Cira y Cáchira.

8.3.4.4. Cuenca Intramontana (Mioceno). El principal evento tectónico de esta fase fue la Orogenia Andina, generando el levantamiento de la Cordillera Oriental y por consiguiente el inicio de la cuenca Intramontana del Magdalena, limitada al Oeste por la Cordillera Central y al Este por el piedemonte occidental de la Cordillera Oriental. La correspondiente mega secuencia es molásica representada por el grupo Real, la cual involucra tres secuencias de segundo orden que representan tres pulsos del levantamiento (Suárez M., 1996).

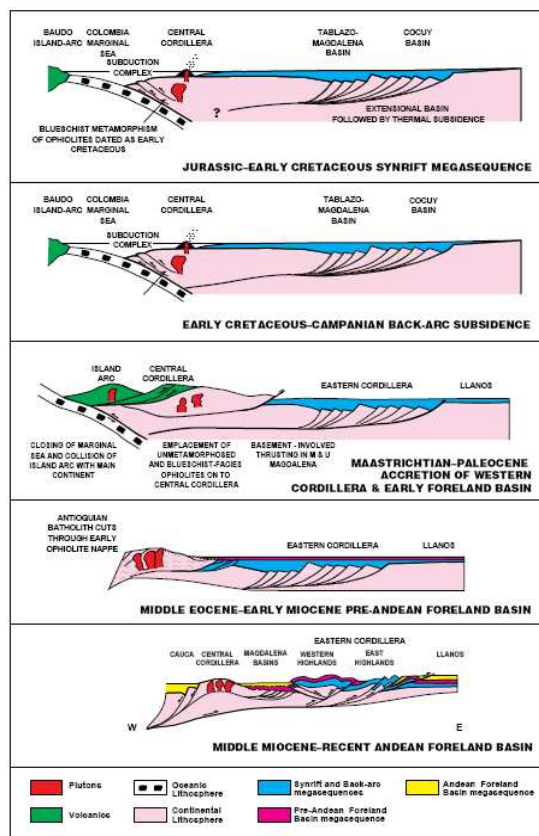


Figura 25. Modelo evolutivo regional de la Cordillera Oriental y las cuencas del Valle Medio del Magdalena y Llanos. (Tomado de Cooper, M.A et al 1995).

9. METODOLOGIA DE ESTUDIO

Aquí se plantea la metodología de trabajo aplicada para alcanzar los objetivos propuestos en el desarrollo del trabajo de investigación, que conllevaría al modelamiento geoestadístico de las Formaciones Mugrosa y Colorado del Campo Lisama.

9.1. REVISION BIBLIOGRAFICA

Como primera fase del desarrollo de este proyecto, se realizó un trabajo de investigación acerca de los fundamentos teóricos sobre ambientes fluviales, los diferentes factores y parámetros de control de este tipo de ambientes y procesos como erosión, transporte y depositación que tienen lugar en este ambiente específico. Es así como una vez se contó con las bases teóricas para poder abordar el tema se continuó con la recopilación bibliográfica pero más enfocada a las metodologías existentes sobre modelamiento geoestadísticos, partiendo de información de tipo documental (publicaciones, artículos, informes, tesis, otros), con las cuales se desarrollaron síntesis de cada uno de esos artículos para identificar las principales metodologías que de una u otra forma generaron resultados de interés en campos petroleros con sistemas depositacionales de tipo fluvial.

El desarrollo del trabajo de grado tiene como base el modelo estático y por consiguiente se hace necesario conocer la metodología en la zona de estudio. Basándonos en este modelo y su metodología se da inicio al modelamiento geoestadístico, para el cual se utilizaron dos software principalmente; Geographix, para la generación de mapas estadísticos y mapas de arenas y Petrel 2007 en donde se llevó a cabo el modelamiento estructural, estratigráfico y finalmente geoestadístico. El modelo estático permitió adquirir un conocimiento claro de la geología del Campo, de esta manera una vez que se obtuvo el modelo estático del área, se implementó la metodología concerniente al “Modelamiento Geoestadístico Basado En Objetos” la cual se describirá de igual manera a continuación.

Para la realización del modelo estático del Campo Lisama se llevó a cabo una metodología que consta de las siguientes cuatro etapas:

1. Recopilación, análisis y control de calidad de la información disponible.
2. Generación del modelo estructural.
3. Generación del modelo estratigráfico.

4. Generación del modelo petrofísico.

Cabe resaltar que para la generación del modelo estático se trabajó en conjunto con el personal profesional del Plan Integral de Campos Maduros que se gestiona en el instituto Colombiano del Petróleo – ICP. Para esto se desarrollaron tareas específicas para la elaboración del modelo estructural y el modelo estratigráfico principalmente. Fue así como se obtuvo el modelo base sobre el cual se generaría finalmente el modelo geoestadístico.

9.2. REVISION DE LOS DATOS

Esta se constituyó como la primera fase para la elaboración del modelo estático del área de estudio, ya que de aquí dependía la calidad del resultado final del modelo estático. Esta revisión y recopilación de todos los datos del campo, se realizó de manera cuidadosa y multidisciplinaria en donde todas las ramas interactuaron en el trabajo. Así mismo también se realizó una evaluación tanto cualitativa como cuantitativa de los datos disponibles incluyendo principalmente toda la data sísmica sumada a los datos geológicos e ingenieriles.

En esta fase de recopilación de datos se realizó implícitamente un análisis preliminar del nivel de calidad de la información evaluando la viabilidad en el desarrollo del modelo teniendo en cuenta la cantidad y la distribución de los datos sobre el área de estudio. La información que se recopiló corresponde principalmente a: registros de pozos, núcleos e información sísmica.

9.3. MODELO ESTRUCTURAL

En la generación de este modelo toma gran importancia el entendimiento del marco tectónico regional para poder comprender y definir los rasgos estructurales de menor escala que controlan la estructura en un área de estudio determinada, en este caso el Campo Lisama.

El modelo estructural consistió de la generación de todos los planos de falla y capas geológicas en profundidad, el primer modelo a gran escala resultó de la interpretación de los horizontes interpretados en las líneas sísmica. La información proveniente de la sísmica proporcionó la información más contundente para realizar el control de la estructura del área ya que se identificaron tanto los horizontes estratigráficos como también los correspondientes a los planos de falla.

De acuerdo con lo anterior el primer paso fue realizar un amarre tiempo-profundidad previo a la interpretación sísmica. Este amarre se realizó entre los pozos y la información sísmica que cubre del área de estudio, correspondiente al Campo Lisama, donde se dispone de tablas de los registros de sísmica *Checkshot* (*CHKSH*) y pozos seleccionados por su completa información.

El siguiente paso fue la integración entre los horizontes que fueron marcados tanto en los datos sísmicos como en los registros de pozos, validándolo mediante la generación de sismogramas sintéticos que se utilizaron para reconocer atributos sísmicos que ayudaron a identificar las superficies estratigráficas, esto con el fin de tener un amarre entre una ondícula generada y única para un pozo y la traza sísmica sobre la cual se requiere adelantar la interpretación. Con esto se busca que los reflectores sísmicos en tiempo correspondieran a un evento geológico identificado con los registros de pozo en profundidad (**Figura 26**)

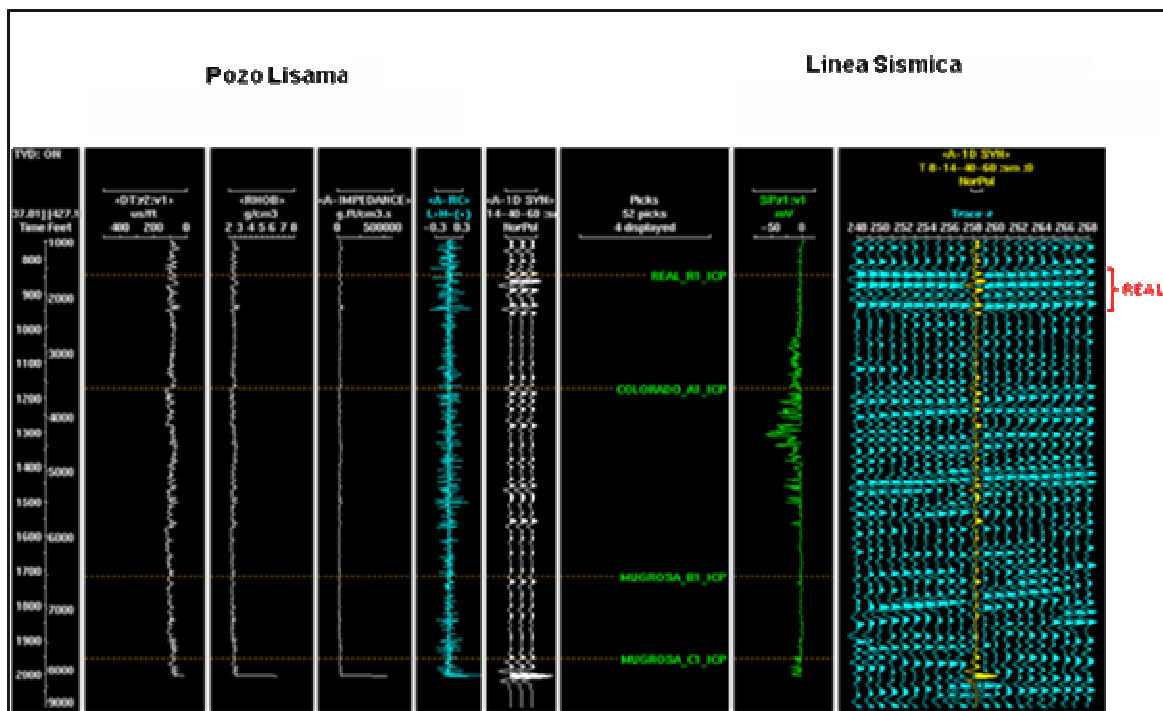


Figura 26. Sismograma sintético, parte izquierda ondícula de un Pozo Lisama, parte derecha línea sísmica. (Tomado de informe técnico de proyectos; Ecopetrol-ICP, 2007).

En la figura anterior se muestra un ejemplo de un sismograma sintético que en este caso presenta un buen ajuste entre la ondícula y los reflectores de la línea sísmica, este caso al tope del Grupo Real. Es importante mencionar que en este

proceso de interpretación sísmica, la información proveniente de los registros dipmeter o registros FMI, fue de gran ayuda a la hora de ajustar verificar datos sobre los horizontes previamente identificados.

En el siguiente paso se realizó un nuevo ajuste esta vez con los horizontes estratigráficos ya definidos sobre los registros de cada pozo, para así proporcionar una representación estructural más exacta del campo. En este proceso se generó un modelo de velocidad el cual fue inicializado usando las tablas de tiempo-profundidad. Estas tablas de tiempo-profundidad luego fueron modificadas durante la interpretación de horizontes tanto como fue necesario.

El siguiente paso fue la interpretación de la Geología de Superficie, mediante el uso del mapa geológico del borde oriental de la cuenca de Valle Medio del Magdalena, (base cartográfica suministrada por cartografía sistematizada de VEX) **(Figura 27)**; sobre este mapa de cartografía geológica se identifico la disposición espacial de los diferentes elementos geológicos que afloran en el área, llegando a entender y definir que esta área se encuentra influenciada por diferentes estructuras geológicas como el Anticlinal de Lisama y San Luis, el Sinclinal de Nuevo Mundo, el Sinclinal de Peña de Oro, la Falla de la Salina y la Falla de Sogamoso principalmente.

El área de estudio presenta dos comportamientos estructurales bien definidos, los cuales se encuentran separados por la falla de La Salina; el primero se ubica al este de esta falla dentro del Sinclinal de Nuevo Mundo caracterizado por presentar la secuencia Terciaria completa, aflorando desde la Formación Umir hasta el Grupo Real. La otra región localizada al oeste de la Falla de la Salina presenta dos sub regiones; la primera al Norte del Anticlinal de Lisama, donde la Falla de Sogamoso corta la Falla de la Salina presentando en profundidad una zona de alta deformación y fallamiento; La segunda sub región se localiza al sur del Anticlinal de Lisama donde se presenta una estructura mas suave y regular. Su comportamiento estructural está principalmente relacionado a fallas Pre-Eocenas con reactivaciones posteriores que no llegan a alterar toda la secuencia.

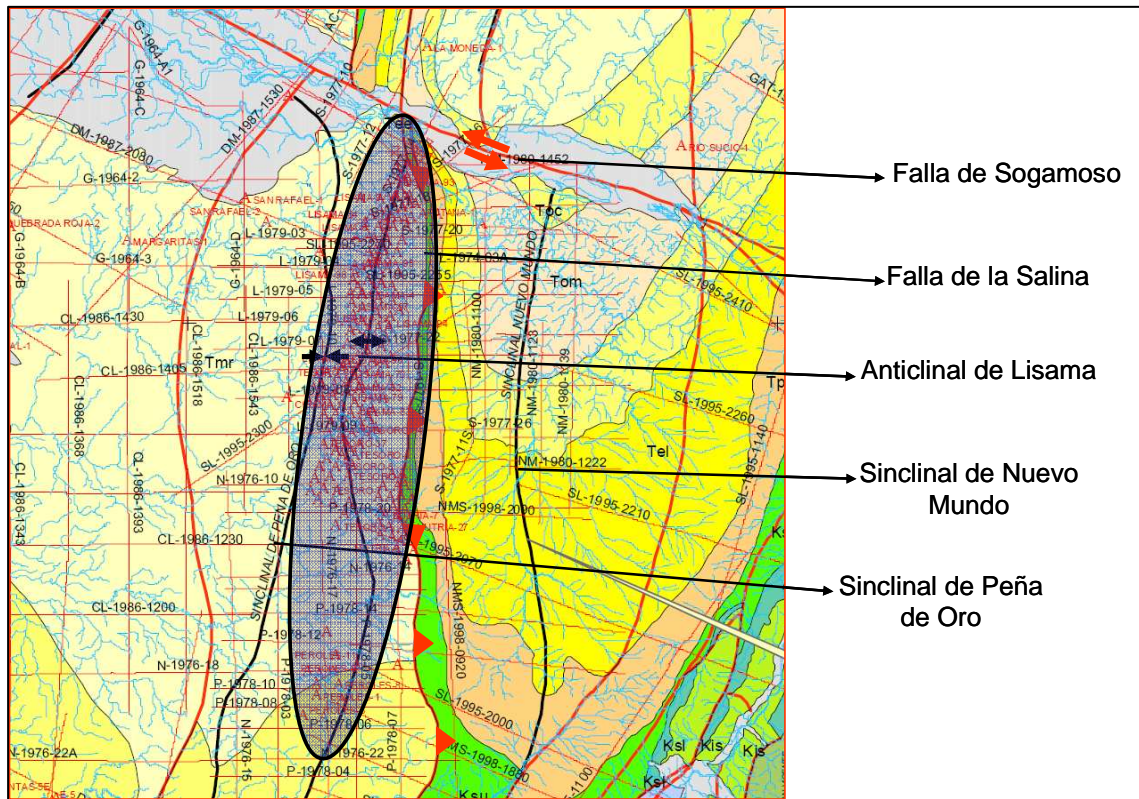


Figura 27. Mapa geológico borde oriental cuenca VMM base cartografía suministrada por cartografía sistematizada de VEX. (Tomado de evaluación regional de las tectonosecuencias terciarias en la cuenca del VMM sector entre el río Sogamoso y Cascajales 2003). (Tomado de informe técnico de proyectos; Ecopetrol-ICP, 2007).

9.3.1. Interpretación Sísmica

De la interpretación de las secciones sísmicas y todo el procedimiento anteriormente descrito se obtuvo la clara identificación y delimitación del área por Las fallas de Peña de Oro y la de La Salina al norte y la falla del campo Peroles y la Salina al Sur (**Figura 28**).

9.3.1.1. Falla de la Salina: Es la falla más continua que corta los estratos desde la superficie hasta más de 20.000 pies de profundidad en el subsuelo. Presenta un carácter inverso y una vergencia hacia el oeste. Se extiende a lo largo del flanco oriental del Valle Medio del Río Magdalena, en una longitud aproximada de 160 Km, desde el sur del río Honda hasta el norte del campo Provincia. (R. Valderrama, 1977).

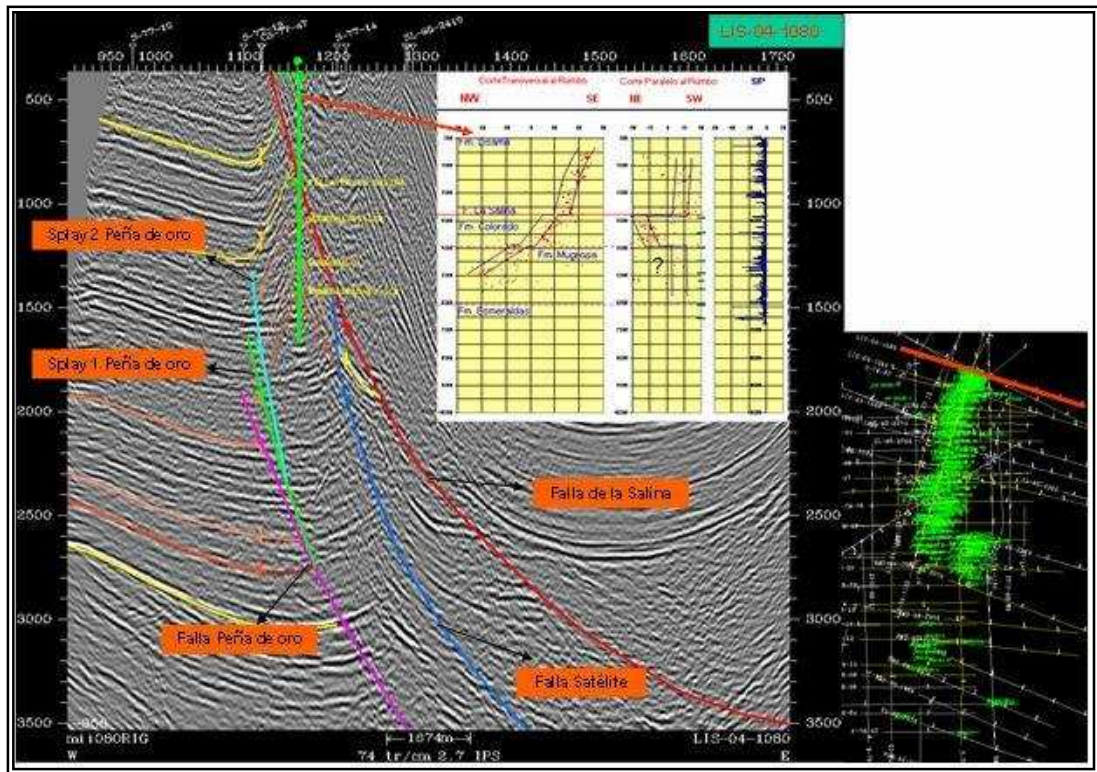


Figura 28. Corte estructural al norte del campo Lisama donde se observa altos buzamientos. Línea sísmica LIS-04-1080. (Tomado de informe técnico de proyectos; Ecopetrol-ICP, 2007).

9.3.1.2. Falla de Peña de Oro: Es el límite occidental del campo Lisama y se manifiesta como una falla inversa con vergencia hacia el oeste. Es la falla más reciente dentro del conjunto, cuyo primer movimiento parece haber tomado lugar en el Oligoceno durante la depositación de la zona más temprana de la Formación Colorado. (David K. Davis, 1995). Esta falla presenta dos Splay en el norte los cuales cortan la zona norte del campo, presentado un salto irregular el cual llega a cero a la en la terminación de la misma y con salto de hasta 3000 pies en el Norte de Área.

9.3.1.3. Falla Satélite: Es una falla ciega que presenta una vergencia hacia el oeste. En los estudios anteriores se definió como una falla normal; posteriormente, con la incorporación de la nueva información de los estudios sísmicos adelantados, se pudo establecer el carácter inverso de esta falla que se encuentra afectando las capas inferiores del Terciario, dando origen a una estructura

anticlinal estrecha con fuerte inclinación de su flanco oriental a la altura del campo Nutria y cortando el flanco este del anticlinal de Lisama al norte de área.

De manera general el área Lisama se divide estructuralmente en 4 zonas o regiones las cuales presenta características propias principalmente el grado de deformación, cada una presenta estructuras propias de acuerdo a el esfuerzo que se encuentran asociadas, es importante resaltar que la zona de estudio correspondiente a el Campo Lisama se encuentra conformada por la zonas Norte y Centro. **(Figuras 29).**

1. Zona Norte. Anticlinal de Lisama.
2. Zona Centro. Campo Tesoro-Nutria.
3. Zona Sur. Campo Peroles.
4. Zona Este.

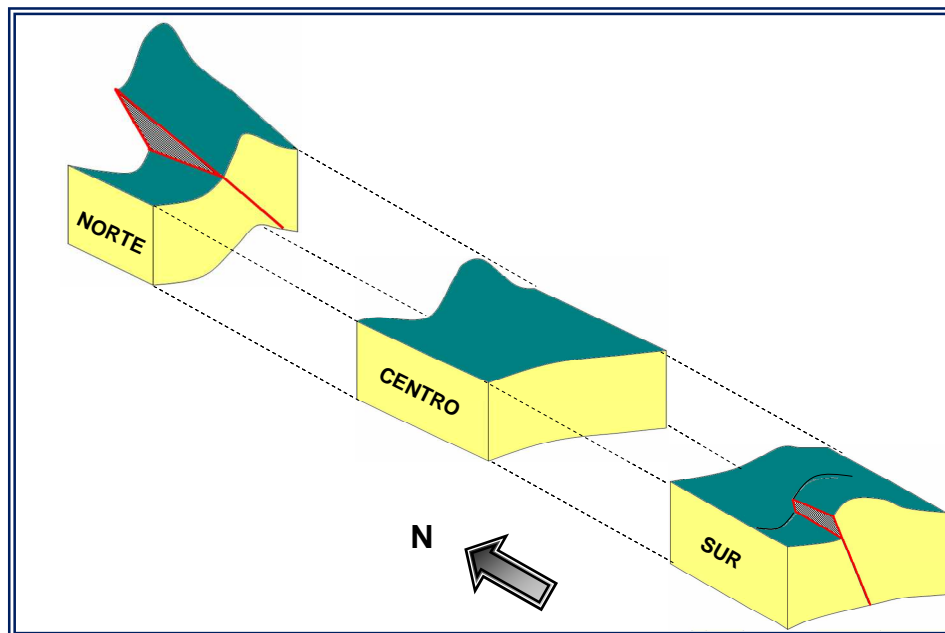


Figura 29. Diagrama en el que se muestra las zonas o regiones estructurales Norte, Centro y Sur, resaltando los rasgos propios de cada región. (Tomado de informe técnico de proyectos; Ecopetrol-ICP, 2007).

De acuerdo con lo anterior las zonas de interés en el desarrollo del trabajo son la zona Norte y centro que se describirán de manera breve a continuación:

Zona Norte: esta zona corresponde presenta e rasgo estructural más importante y sobresaliente del campo ya que esta zona se desarrolla dentro de una estructura anticlinal con buzamientos altos hacia el norte los cuales disminuyen al sur asociado al cabeceo. El flanco oeste posee un alto fallamiento asociado la Falla de Peña de Oro, el flanco este es mas alargado pero al igual fallado de manera regular por la Falla Satélite y limitando el campo al este contra la Falla de la Salina

Zona Centro: en esta zona se encuentran estructuras domicas de formas alargadas presentando cabeceo. Estas estructuras se encuentran separadas por un bajo estructural; al oeste aparece el sinclinal de Peña de Oro el cual es el límite oeste de toda el área Lisama.

Una importante consideración acerca de la sedimentación es que se lleva a cabo de manera sintectónica con la deformación, involucrando las formaciones reservorio, y generando de esta manera el engrosamiento de las mismas. Este engrosamiento se observa hacia la parte Sur y el Oeste del área identificándose como estratos de crecimiento.

9.3.2. CARTOGRAFIA ESTRUCTURAL

Una vez se tuvo calibrada la estructura del campo se procedió a generar los mapas en tiempo (ms), los cuales posteriormente fueron convertidos a profundidad, para por ultimo ser modelados en el software y así finalmente generar las superficies de cada unidad en un modelo 3-D. De esta misma manera se procedió a generar y modelar las fallas para hacer el ensamblaje entre las superficies de los topes de cada unidad y así determinar cuáles son las trayectorias de corte entre las fallas y las superficies. Por último se procedió a limitar el área de estudio teniendo en cuenta las fallas y el control de pozos sobre el área. Los datos que fueron exportaron en TWT de los horizontes interpretados (Colorado Zona A, Mugrosa zona B, Mugrosa zona C y Esmeraldas zona D), así como también las fallas (**Figura 30 y 31**).

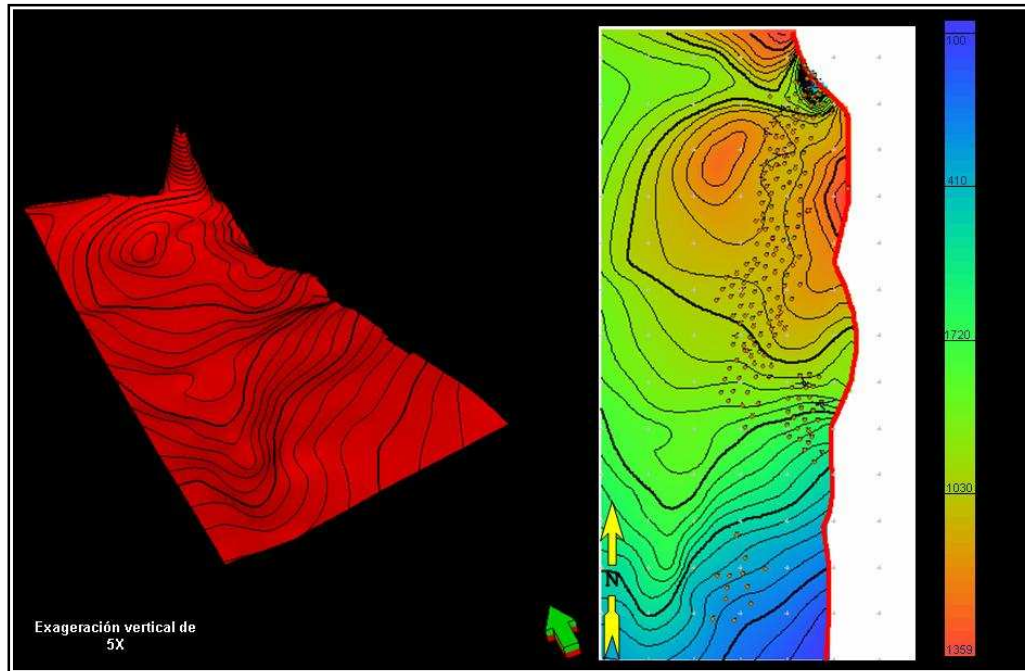


Figura 30. Mapa de contornos estructurales en TWT al tope de Colorado zona A, Esta superficie se caracteriza por ser la zona menos fallada dentro de la secuencia. (Tomado de informe técnico de proyectos; Ecopetrol-ICP, 2007).

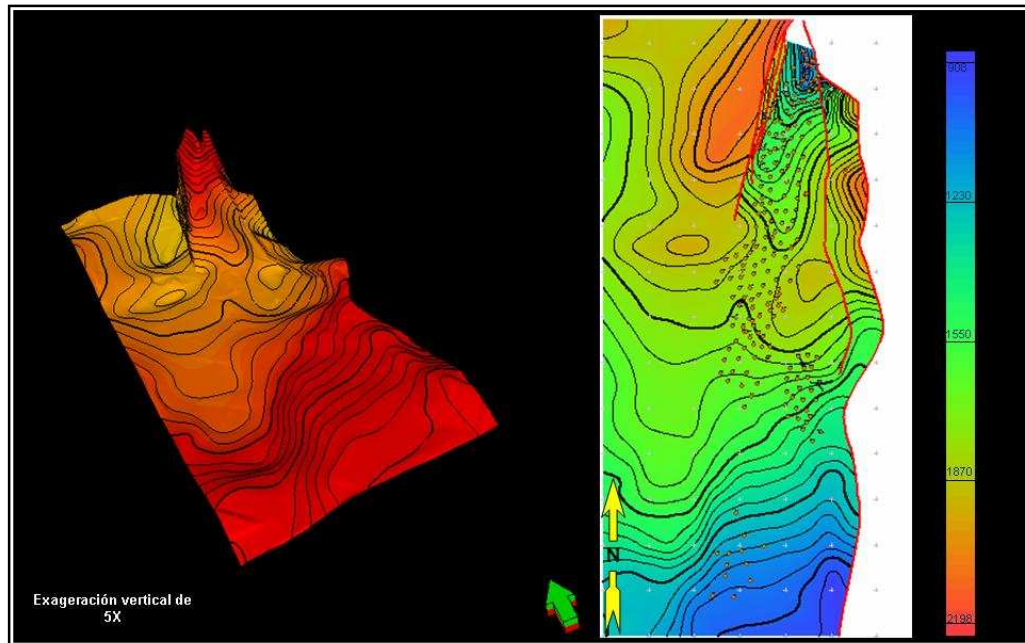


Figura 31. Mapa de contornos estructurales en TWT al tope de Mugrosa zona B. Presenta dominios de buzamientos bien diferenciados a lo largo de toda su extensión. (Tomado de informe técnico de proyectos; Ecopetrol-ICP, 2007).

9.4. MODELO ESTRATIGRAFICO

Teniendo en cuenta el ambiente depositacional que tuvo lugar en la formación de las rocas reservorio involucradas en el yacimiento, se procedió a realizar una descripción sedimentológica sobre los núcleos existentes, seguidamente se realizó un amarre de esta información con los registros de pozos. Durante esta descripción se identificaron las facies correspondientes a los ambientes de depositación que para facilidades del modelo no deberían ser muchas. Sin embargo lo más importante fue identificar las facies correspondientes a las rocas reservorio, a las rocas sello y una fase de transición o retardante, que en este caso se distribuyeron de la siguiente manera: arenas de canal, depósitos de floodplain y depósitos de crevasse splay respectivamente.

9.4.1. Definición de Topes

Para la definición de topes estratigráficos se tomó como base preliminar los topes anteriormente definidos por anteriores interpretes (David K Davis, Carlos Andres Osorio), sin embargo fueron evaluados nuevamente teniendo en cuenta varios factores entre los cuales se destacan el análisis de los registros de Dipmeter (en los pozos en los cuales este registro estaba presente) para identificar posibles inconformidades que estuvieran marcando topes de unidades.

Adicionalmente se realizó una calibración de los datos estratigráficos con la interpretación sísmica, y finalmente se identificaron los topes de las formaciones y de sus respectivas unidades y subunidades asociados a cambios a la relación del espacio de acomodación contra el aporte de sedimentos (relación A/S de acuerdo a Cross, 1992). Identificadas las respuestas sobre los registros de pozos se procedió a realizar la interpretación estratigráfica y estructural sobre los registros de pozo (Impresos en papel) utilizando los conceptos de la estratigrafía de secuencias y teniendo en cuenta la relación A/S que controló el ambiente depositacional.

9.4.2. Definición de Facies

Para la definición de facies se llevó a cabo una calibración de las descripciones de algunos núcleos de perforaciones con sus respectivos registros eléctricos correspondientes al intervalo corazonado. Se definieron tres facies de esta calibración registro roca (**Figura 32**):

1. Areniscas limpias principalmente de grano medio a fino las cuales presentan una importante deflexión del registro SP y valores bajos de GR con forma tabular o granodecreciente. Esta facies fue relacionada con ambientes de canal dentro de un sistema fluvial.
2. Areniscas lodosas, limolitas y lodolitas arenosas, las cuales tienen una deflexión moderada del registro SP y valores intermedios del registro GR y generalmente con forma granocreciente. Esta facies fue asociada a ambientes de crevasse splay rellenos de canal abandonados y/o rellenos de lago.
3. Lodolitas, las cuales no presentan deflexión en el registro SP y tienen altos valores del registro de GR. Esta facies fue asociada principalmente a llanuras de inundación fluvial.

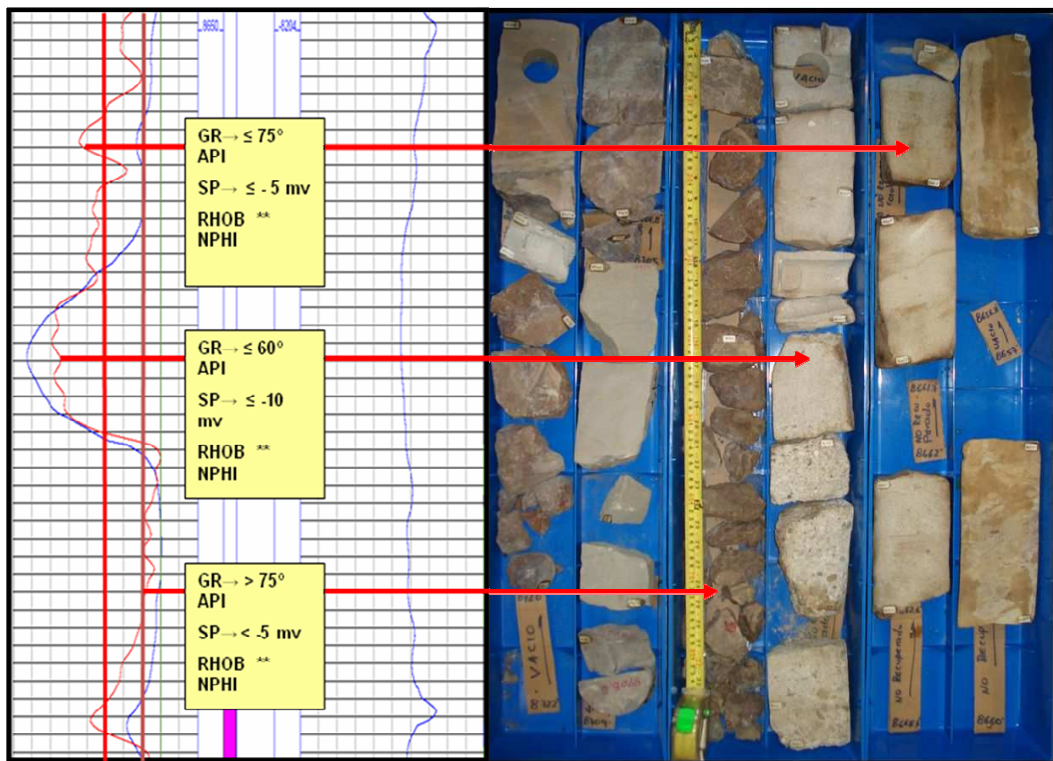


Figura 32. Amarre roca-registro, donde se observa las diferentes respuestas típicas de cada tipo de roca asociada esta a una facies respectiva. (Tomado de informe técnico de proyectos; Ecopetrol-ICP, 2007).

9.4.3. Mapas de Espesores Totales y Espesores de Facies

Una vez se tuvo los topes definidos y cargados en el software Petrel, se crearon zonas, las cuales están definidas como los intervalos delimitados por los topes de

cada una de las sub unidades (Colorado A1, Colorado A2, Colorado A3, Mugrosa B1, Mugrosa B2, Mugrosa B3, Mugrosa C1, Mugrosa C2, Mugrosa C3).

Posteriormente se realizaron mapas isocoros de cada una de las facies y de espesor total para cada subunidad (**Figura 33**). Estos mapas se contornearon a mano con el fin de tener un control en el trazo de los contornos, y obtener áreas más representativas dentro de cada subunidad.

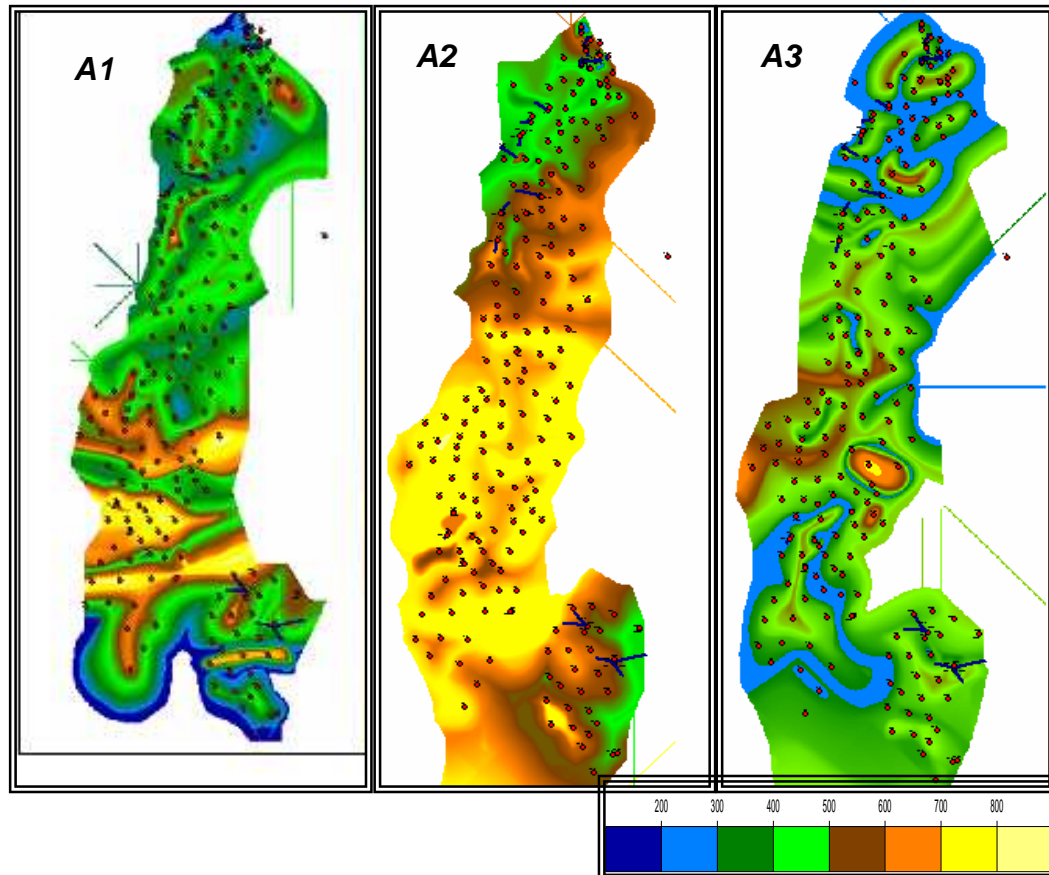


Figura 33. Mapas isocoros de cada una de la facies al tope cada subunidad, en este caso las subunidades A1, A2, A3 de la unidad colorado A. (Tomado de informe técnico de proyectos; Ecopetrol-ICP, 2007).

9.4.4. Distribución de Facies

Una vez se identificaron a nivel de sub-unidades los ciclos estratigráficos, se procedió a realizar las correlaciones entre pozos definiendo topes de cada una de las sub-unidades y para todos los pozos. Estas sub-unidades corresponden a unidades operativas del Campo y se subdividen de la siguiente manera; La

Formación Mugrosa se divide en las zonas B y C y estas a su vez en sub-unidades más pequeñas (B1, B2, B3 y C1, C2, C3) y la Formación Colorado (Zona A) se subdivide en A1, A2 y A3. La identificación de planos de falla sobre los registros fue de importancia ya que sirvió tanto en el ajuste de la estructura como también en la parte estratigráfica que de acuerdo a la magnitud de los saltos que presentaron las fallas, fue posible identificar zonas en donde la secuencia se estaba repitiendo o por el contrario se evidenciaban pérdidas de secuencia.

Ahora bien Teniendo definidas las facies para todos los pozos se realizaron 12 travesas (**Figura 34**) estratigráficas distribuidas a través del área de interés. Los pozos utilizados en cada travesa son los siguientes:

Traversa A: Lisama 9, Lisama 93, Lisama 13 y Lisama 176.

Traversa B: Lisama 73, Lisama 146, Lisama 77 y Lisama 105

Traversa C: Lisama 136, Lisama 10, Lisama 92 Lisama 65 y Lisama 1E

Traversa E: Lisama 116, Lisama 103, Lisama 39 Lisama 30 y Lisama 94

Traversa G: Tesoro 6, Tesoro 2, Tesoro 9 y Tesoro 36

Traversa H: Tesoro 5, Nutria 8, Nutria 13 y Nutria 27

Traversa I: Peroles 5, Peroles 7, Peroles 2 y Peroles 11

Traversa K: Nutria 23, Nutria 3, Nutria 10, Nutria 13, Nutria 29 y Nutria 17

Traversa L: Lisama 83, Lisama 141, Lisama 81, Tesoro 27, Tesoro 32, Tesoro 34A

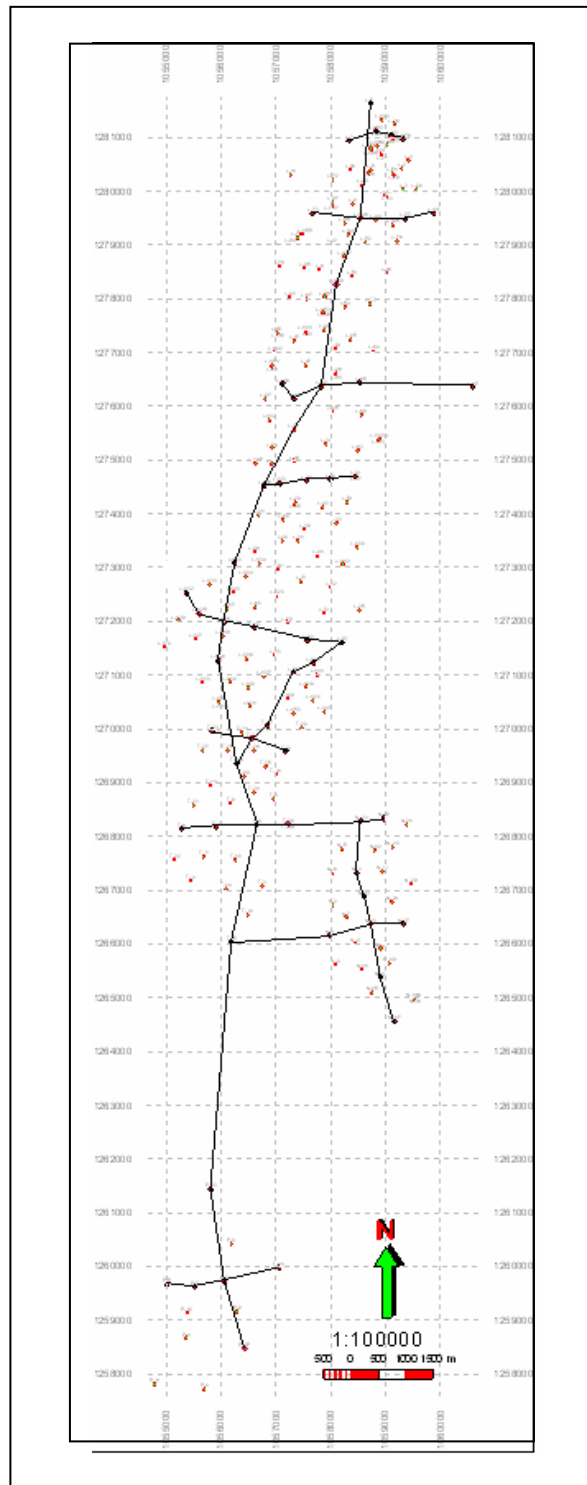


Figura 34. Ubicación de las traversas estratigráficas a través de toda el área. (Tomado de informe técnico de proyectos; Ecopetrol-ICP, 2007).

En las 12 traversas estratigráficas se determinó la continuidad lateral relativa de las diferentes facies a través de 9 perfiles E-W y 3 perfiles N-S. la continuidad se encuentra en función del espesor definido de las facies y de la posición en la que se encuentre con respecto a los ciclos estratigráficos, siendo este ultimo el factor que más controla el grado de amalgamamiento de los canales y por consiguiente la continuidad o no continuidad en un determinado trayecto de una travesa.

Las facies de canal son las que presentan una mayor continuidad en comparación con las demás facies, en zonas donde existe un máximo de A/S son cuerpos mas discontinuos embebidos en el Flood plain. **(Figura 37).**



Figura 35. Distribución lateral y vertical de facies, en una correlación estratigráfica del campo. (Tomado de informe técnico de proyectos; Ecopetrol-ICP, 2007).

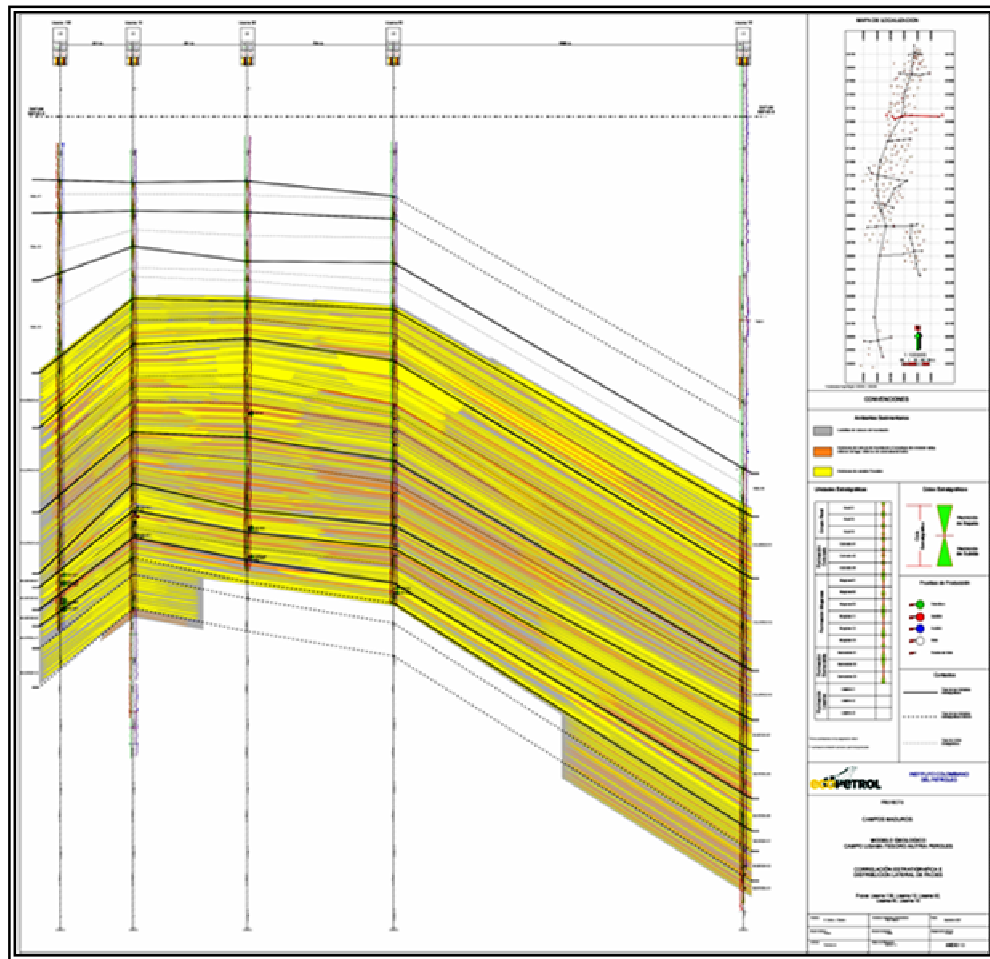


Figura 36. Traversa C-C' en sentido E-W de la zona de estudio. (Tomado de informe técnico de proyectos; Ecopetrol-ICP, 2007).

En la figura anterior se logra visualizar la distribución vertical y lateral de facies, mostrando tendencias en cuanto al contenido de arenas en las diferentes zonas; también se logra obtener una imagen de la estructura del campo en sentido de la travesa.

9.4.5. Mapas de Facies

Por último se generaron mapas de facies al tope de cada una de las sub-unidades para evaluar la distribución de las mismas en una superficie determinada (**Figura 37**). El análisis de estos mapas permitió suponer la configuración depositacional en un tiempo determinado, dar una idea de la capacidad de migración o estabilidad de los canales y medir rangos de sinuosidad de los meandros de los

canales, parámetro que es indispensable para el modelamiento geoestadístico basado en objetos.

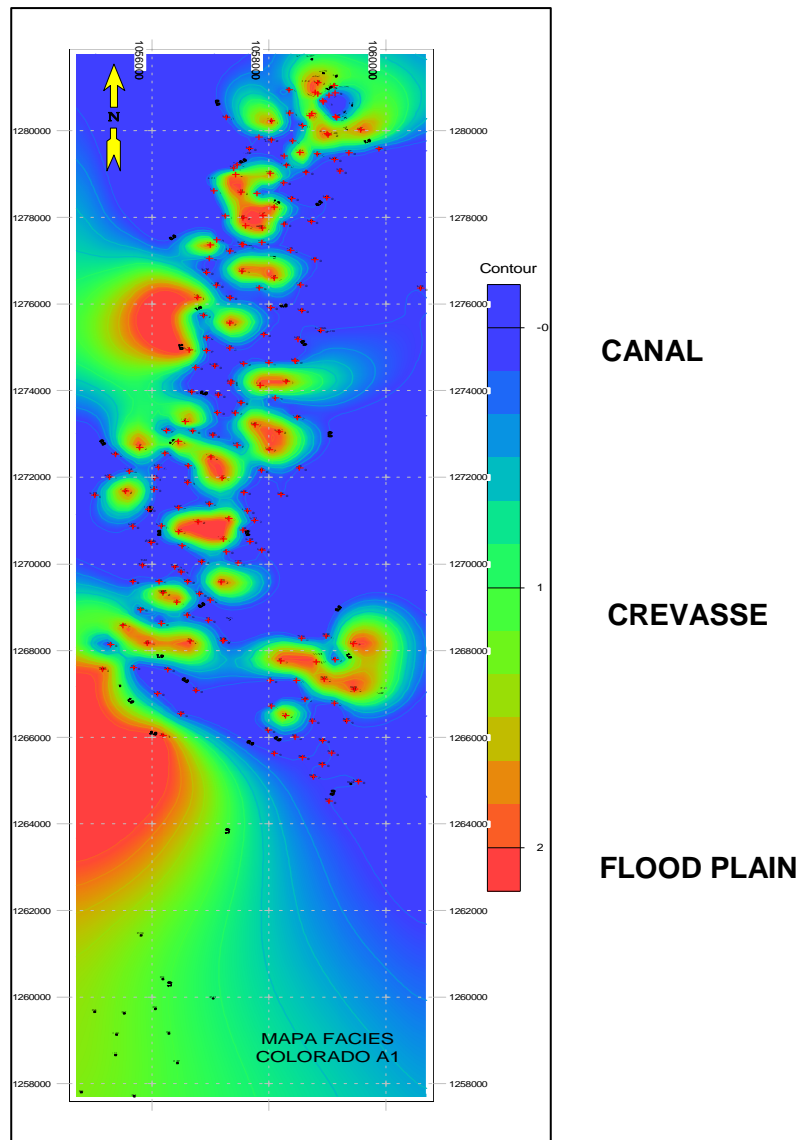


Figura 37. Mapa de facies para Colorado A1 generado por el software. Donde se observa que en medio de Canal (Azul) y Flood plain (Rojo), siempre se encuentra Crevasse (Verde). (Tomado de informe técnico de proyectos; Ecopetrol-ICP, 2007).

Como es de esperarse que la estructura determinada desde la sísmica difiera de la estructura generada a partir de la estratigrafía como se mencionó anteriormente, se realizaron los ajustes que fueron necesarios para concluir con un modelo estructural final consistente y de calidad que fue la base del modelo estático.

Todas las sub-unidades, mapas isocoros e isopacos. En la generación de estos mapas, se tuvo en cuenta muchos factores de suma importancia tales como las correcciones para los pozos desviados, los espesores exagerados en zonas donde los buzamientos son muy altos, pozos que quedaban colgados estratigráficamente, etc. En todos los casos, los espesores fueron corregidos proyectándolos sobre la vertical (TVT) y luego teniendo en cuenta las magnitudes de los buzamientos, se corrigieron finalmente al espesor estratigráfico (TST). Adicionalmente se realizó un análisis de los mapas con su respectivo control de calidad para prospectar zonas con buen potencial para ser rocas reservorio.

9.5. MODELAMIENTO PETROFISICO.

El Modelo Petrofísico fue realizado por el Ingeniero Mcs. Héctor Hugo Pérez, del Instituto Colombiano del Petróleo y se adecuó al modelo estático final, teniendo en cuenta que las propiedades petrofísicas definidas fueron asignadas a los tipos de rocas identificadas y estos a su vez asignadas a los tres tipos de facies a modelar en este proyecto correspondientes a las facies de Canal (0), facies de Crevasse Splay (1) y facies de Planicie de inundación (2).

El modelo petrofísico tiene como objetivos entre otros, identificar los tipos de roca definiendo propiedades petrofísicas de cada una de estas. Los tipos de roca son los intervalos de roca caracterizados por una geometría poral específica, y con porosidad, permeabilidad, propiedades eléctricas y características de flujo distintivas.

El estudio se enfocó en la distinción los tipos de roca según sus propiedades petrofísicas. Esta caracterización se llevo a cabo mediante el análisis de láminas o secciones delgadas y SEM (microscopio electrónico). La litología, el sistema poral, porosidad, permeabilidad, y saturaciones son las propiedades que permiten caracterizar un tipo de roca, de igual manera estas propiedades y valores son tomados de las pruebas de laboratorio, con las que se pudo desarrollar relaciones de porosidad, permeabilidad, y saturación para cada tipo de roca.

Para el desarrollo de cálculos de parámetros petrofísicos se debe tener en cuenta algunas consideraciones básicas tales como la información disponible de registro y los modelos de cálculo de que más se acoplen a esta.

9.6. MODELAMIENTO GEOESTADISTICO

Con el tratamiento geoestadístico se quiere llegar a desarrollar un modelo numérico de las propiedades petrofísicas en un volumen 3-D, todo esto a partir del modelo geológico conceptual ya definido para el campo estudio, haciendo uso de todas las fuentes de información disponibles: información estática (núcleos, registros de pozo y sísmica) y la información dinámica (pruebas de pozo e historia de producción). El desarrollo del modelamiento geoestadístico se hace de manera general en dos grandes fases. La primera fase consiste en la obtención de los datos de entrada para la simulación estocástica, mientras que la segunda fase consiste en la elaboración del modelo geoestadístico y validación del mismo. Cabe resaltar que el modelamiento geoestadístico es validado a partir del modelo geológico preliminar, es decir el Modelo Estático; es por esto que cobra importancia el control de calidad que se tenga durante todo el proceso de generación del modelo estático, ya que si existen falencias en el mismo, el modelamiento geoestadístico también las reproducirá y el error aumentará. Teniendo en cuenta lo anterior se dará inicio al modelamiento geoestadístico una vez se obtiene el “cascaron”, se comienza a realizar los respectivos análisis estadísticos para determinar las direcciones de los paleocanales y los rangos más acertados de sus parámetros y así dar inicio a la distribución de propiedades sobre todo el área. En este sentido muchas veces es mejor realizar este proceso restringiendo áreas más pequeñas conocidos como segmentos, para no generalizar la distribución de propiedades y lograr obtener un modelo más congruente con la realidad.

De manera preliminar al análisis estadístico basado en objetos, se realizó un análisis estadístico básico teniendo en cuenta los intervalos arenosos que fueron identificados sobre los registros eléctricos al realizar la interpretación de facies. Este análisis se realizó para cada una de las sub-unidades de las Formaciones Mugrosa y Colorado y tuvo como fin último identificar el espesor promedio de los depósitos que fueron asociados a las facies de canal los cuales representan el mayor interés a la hora de evaluar los reservorios del campo. Una vez se realizó este análisis, se pudo tener una idea preliminar de las dimensiones de los canales teniendo en cuenta la relación de *Ancho \ Espesor* que existe en este tipo de depósitos y que a su vez son los parámetros más relevantes a la hora de realizar un modelo geoestadístico basado en objetos. Finalmente, estos parámetros fueron comparados y validados por datos reales tomados sobre afloramientos en una fase de campo que tuvo lugar en el desarrollo del proyecto.

Los objetos definidos son representados por las tres facies más representativas en cuanto a las características petrofísicas y sedimentológicas como lo son las facies de canal, facies de desborde de canal (Crevasse Splay) y las facies de planicies de inundación (Floodplain) las cuales se describieron como variables discretas (0,1 y 2 respectivamente), en donde los objetos principalmente corresponderían a los canales y a los depósitos de crevasse debido a su asociación con formas geométricas definidas mientras que los depósitos asociados a Floodplain, representarían la matriz donde se encuentran embebidos estos objetos (Background).

Una vez definidos los parámetros de entrada a tener en cuenta, (Ancho del canal, espesor promedio del canal y sinuosidad promedio de los canales), y definidos los objetos, se procederá a realizar el modelamiento geoestadístico teniendo en cuenta para su validación los datos provenientes de mapas de producción, mapas isocoros y algunos otros mapas que se generaron a partir del análisis estadístico básico anteriormente mencionado como lo son los mapas de porcentaje de arenas y los mapas de promedio de arenas.

10. RESULTADOS

10.1. ANALISIS ESTADÍSTICO SOBRE REGISTROS ELÉCTRICOS

Teniendo en cuenta los datos obtenidos de los registros de pozos y en base a la interpretación de facies efectuada sobre los mismos, se realizó un análisis estadístico básico para evaluar aspectos importantes de los depósitos asociados a facies de canal que para este proyecto son determinantes. Estos aspectos están relacionados principalmente con las dimensiones de ancho y espesor de los canales, siendo estos parámetros los más relevantes a la hora de realizar el modelamiento geoestadístico final.

Para este análisis estadístico se tuvieron en cuenta todos los pozos del Campo Lisama que contaran con el registro de facies. La interpretación fue realizada en base a los registros eléctricos Gamma Ray (GR), Spontaneous Potential SP y Resistivos, los cuales fueron cargados e interpretados en el software Petrel y para la cual se definieron tres facies representativas y relevantes dentro del modelo. Las facies interpretadas corresponden a facies de Relleno de Canal, facies de Crevasse Splay y facies de Planicie de Inundación (Floodplain). Las facies de relleno de canal, identificada en el registro de facies como la variable discreta cero (0), representan las rocas con mejores propiedades petrofísicas, siendo esta litología la que más posibilidades presenta a la hora de almacenar hidrocarburos. Las facies asociadas a los depósitos de Crevasse Splay se identifican en el registro de facies con la variable discreta uno (1) y en el modelo estas facies son consideradas como una facie de transición entre el background (Floodplain) y los objetos de interés que para este caso son los canales. Sin embargo, estas facies de Crevasse Splay pueden llegar a almacenar hidrocarburos aunque las propiedades petrofísicas de este tipo de roca en general no sean las más favorables para que esto ocurra. Por último, las facies de Planicie de Inundación, identificadas sobre los registros de facies con la variable discreta (2), corresponden a la matriz donde se encuentran contenidos los depósitos de las facies anteriormente descritas y se caracteriza por la continuidad que presenta tanto lateral como verticalmente. Por esta razón y por motivos de simplicidad en el modelamiento geoestadístico, estos depósitos de floodplain actúan como el Background del modelo.

Teniendo en cuenta que las facies de relleno de canal representan la mayor eficiencia como rocas reservorios y por lo tanto, de donde proviene la mayor parte de la producción del Campo Lisama, el estudio estadístico preliminar se centro solo sobre estos cuerpos. Para esto fue necesario exportar los registros de facies de cada pozo (spreadsheet de facies) y cargarlos sobre una hoja de cálculo de Excel para tabular los datos de alguna manera que fuese fácil visualizar. (Figura 38).

Sin embargo, en este proceso, fue necesario generar una macro y aplicar algunos filtros en Excel para poder identificar y visualizar de manera clara, solamente los paquetes arenosos correspondientes a la variable cero (0) incluidos a lo largo del pozo .

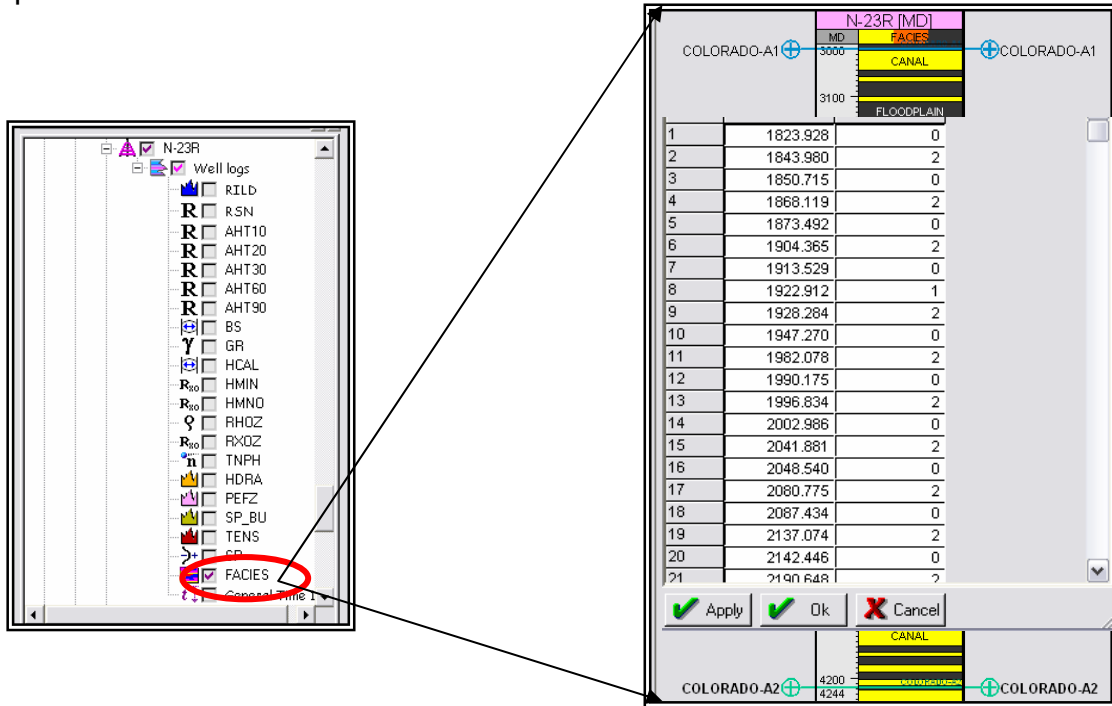


Figura 38. Ejemplo de registro de facies exportado de un pozo del área Lisama desde el spreadsheet de PETREL, con su respectiva profundidad en MD.

Una vez realizado esto y teniendo en cuenta que el registro de facies era exportado con su respectiva profundidad en MD (Measure Depth), se procedió a realizar las respectivas correcciones por buzamiento, lo cual no represento un problema de gran importancia teniendo en cuenta que el valor de los paquetes arenosos no era muy grande como para esperar cambios abruptos en cuanto al espesor de los canales, a excepción de algunos pozos de la zona norte del área de estudio la cual presenta cierta complejidad estructural. También se hizo la corrección por desviación de los pozos llevándolos a una profundidad en TVT y posteriormente a TST (True Stratigrafic Thickness). Los pozos desviados en el área son 15 correspondientes a los pozos: LISA0151, LISA0152, LISA0153, LISA0154, LISA0155, LISA0156, LISA0157, LISA0158, LISA0159, LISA0160, LISA0161, LISA0162, LISA0165, LISA0166 y LISA0176.

Una vez los paquetes de arenas se encontraban de manera tabulada sobre la hoja de cálculo en Excel, con su espesor correspondiente, se procedió a cargar los topes estratigráficos y las fallas para cada uno de los pozos, de manera que en el archivo final, se mostraran los paquetes que correspondían a cada subunidad estratigráfica. De esta manera, luego sería fácil extraer de cada subunidad

estratigráfica los paquetes correspondientes y así poder evaluar la cantidad y el espesor promedio de los canales a nivel de subunidad. (Figura 39).

1	TVT	Value	Delta	h Ceros	h Unos	h Dos	h Facie
2	4700	0					FAULT_L-1E
3	6050	0					UMIR
4	7029	0					FAULT_SALINA
5	7029	0					REAL-R3
104	7664	0	0.004	64.374	0	0	64.374
106	7679.405	0	25.595	25.595	0	0	25.595
107	7705	0					COLORADO-A1
149	7737	0	12.41	26.91	0	0	26.91
200	7800.5	0	23.111	60.055	0	0	60.055
286	7877.5	0	19.273	34.951	0	0	34.951
289	7936.901	0	15.229	15.229	0	0	15.229
291	7964.416	0	24.573	24.573	0	0	24.573
304	8038.5	0	20.962	37.101	0	0	37.101
306	8085.675	0	22.954	22.954	0	0	22.954
308	8123.967	0	21.458	21.458	0	0	21.458
310	8157.538	0	15.402	15.402	0	0	15.402
342	8273.5	0	2.118	19.071	0	0	19.071
367	8372.291	0	15.229	15.229	0	0	15.229
418	8485.5	0	4.609	45.214	0	0	45.214
443	8562.5	0	7.983	17.475	0	0	17.475
467	8608.329	0	39.801	39.801	0	0	39.801
469	8660.417	0	16.583	16.583	0	0	16.583
470	8677	0					COLORADO-A2
540	8727	0	17.64	42.674	0	0	42.674
542	8756.926	0	24.573	24.573	0	0	24.573
564	8838.5	0	11.865	23.851	0	0	23.851
600	8870.273	0	27.687	27.687	0	0	27.687
602	8913.189	0	23.824	23.824	0	0	23.824
633	8989.849	0	15.401	15.401	0	0	15.401
637	9041.937	0	24.573	24.573	0	0	24.573
639	9081.911	0	18.343	18.343	0	0	18.343
643	9155.456	0	15.402	15.402	0	0	15.402
647	9225.887	0	15.401	15.401	0	0	15.401
652	9379.208	0	12.286	12.286	0	0	12.286
662	9426.862	0	22.495	33.806	0	0	33.806
665	9480.441	0	15.229	15.229	0	0	15.229
677	9545	0	3.143	13.106	0	0	13.106
690	9578.56	0	12.286	12.286	0	0	12.286
692	9618.361	0	15.401	15.401	0	0	15.401
695	9667.507	0	12.285	12.285	0	0	12.285

Figura 39. Tabulación de datos extraídos de los registros de facies para el pozo LISA0001E, con sus respectivos topes y fallas cargadas.

Teniendo las respectivas tabulaciones de todos los pozos, en archivos independientes, se procedió a realizar una tabulación final que permitió visualizar la totalidad de los paquetes arenosos a nivel de sub-unidad para cada uno de los pozos del Campo. De esta manera fue posible realizar los cálculos respectivos a la cantidad de paquetes de arenas asociados a los depósitos de canal (No. de Arenas) y su respectivo espesor promedio (Espesor PROM), todo a nivel de sub-zona (Figura 40). Luego se ejecutaron los filtros en la hoja de calculo para obtener una tabulación tanto del No. de Arenas como del espesor promedio para cada uno de los pozos en el orden que serían cargados al “Zone Manager”, una aplicación

del software Geographix en el cual se generarían posteriormente los mapas estadísticos. (Figura 41).

WELL ID	DATOS	A1	A2	A3	B1	B2	B3	C1	C2	C3	D1	
LISA0001E		26.91	42.674	18.343	12.113	30.58	12.29	15.402	21.458	15.402	9.171	
		60.055	24.573	9.172	25.628	19.63	24.57	18.343	12.286	9.171		
		34.951	23.851	10.887	18.344	16.33	27.51	12.113	18.343			
		15.229	27.687	22.954	11.231	18.58	70.6	15.228	12.286			
		24.573	23.824	9.172	12.286	17.48	18.52	9.172				
		37.101	15.401	12.113	15.826	9.778	18.34	12.286				
		22.954	24.573	9.172	30.582	17.48	15.4	12.286				
		21.458	18.343	76.661	35.435	10.96	15.23	11.334				
		15.402	15.402	12.114	28.77	31.37	33					
		19.071	15.401	33.157	25.92	18.34						
		15.229	12.286	21.134		24.57						
		45.214	33.806			12.29						
		17.475	15.229									
		39.801	13.106									
		16.583	12.286									
			15.401									
			12.285									
			9.172									
			15.229									
			15.229									
			14.147									
			12.287									
			13.342									
			9.172									
			12.287									
		N. de Arenas	15	25	11	10	12	9	8	4	2	1
		Espesor PROM	27.46706667	17.88	21.35	21.61	18.9	26.2	13.2705	16.09	12.29	9.171

Figura 40. Tabulación de los datos correspondientes a los espesores de arenas para cada uno de los pozos en las Formaciones Mugrosa y Colorado a nivel de sub-unidades (A1, A2, A3, B1, B2, B3).

WELL ID	DATOS	A1	A2	A3	B1	B2	B3	C1	C2	C3	D1
LISA0001E	Espesor PROM	27.46706667	17.88	21.35	21.61	18.9	26.2	13.2705	16.09	12.29	9.171
LISA0004	Espesor PROM	14.63033333	16.83	11.92	11.51	15.1	16.2	13.44736842	12.36	18.73	14.48
LISA0005	Espesor PROM	24.09385714	34.13	21.31	15.28	20.6	21.7	24.94633333	15.58		
LISA0006	Espesor PROM	33.13825	17.26	12.28	10.34	23.4	22.2	13.753	16.69	11.7	9.712
LISA0007	Espesor PROM		17.9	17.79	22.63	23	27	41.66666667	25.35	11.75	19
LISA0008	Espesor PROM	25.7079	14.9	9.468	13.75	17.5	20.4	17.7174	17.87	10.55	13.47
LISA0009	Espesor PROM	24.47654545	23.56	25.88	36.81	29.5	25.2	33.5775	15.91	24.73	23.14
LISA0010	Espesor PROM	34.56641667	38.24	15.1	34.17	33.4	27.9	21.96466667	33		
LISA0011	Espesor PROM	20.18090909	21.74	11.14	16.69						
LISA0013	Espesor PROM	28.28536364	49.63	14.47	20.47	23.6	22.9	18.883	26.69		36.01
LISA0015	Espesor PROM	19.2765	17.2	9.715	12.97	21.2	16.7	24.07475			
LISA0016	Espesor PROM	15.665	22.12	11.21	15.25	10	24.3	17.82666667			
LISA0017	Espesor PROM	14.31028	16.05	18.75	14.2	13.4	19.5	15.60127273	5.5		
LISA0018	Espesor PROM	20.04475	23.25	7.161	8.295	12.6	14	10.9465			
LISA0019	Espesor PROM	26.72776923	22.77	22.71	22.52	45.6	36.4	13.14466667	16.84		
LISA0020	Espesor PROM	22.49458333	18.57	13.55	18.86	19.9	18.7	26.763			

Figura 41. Tabulación de datos correspondientes al espesor promedio a nivel de sub-unidad para cada uno de los pozos a partir de la ejecución de filtros en Excel.

S114		f											
1	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M
1	WELL ID	DATOS	A1	A2	A3	B1	B2	B3	C1	C2	C3	D1	
28	LISA0001E	N. de Arenas	15	25	11	10	12	9	8	4	2	1	
95	LISA0004	N. de Arenas	15	39	23	10	64	25	19	33	5	1	
114	LISA0005	N. de Arenas	14	16	12	10	8	7	9	11			
134	LISA0006	N. de Arenas	12	17	6	14	14	7	7	6	6	1	
148	LISA0007	N. de Arenas		10	7	8	7	6	6	10	4	11	
178	LISA0008	N. de Arenas	10	27	7	14	18	4	5	7	3	5	
201	LISA0009	N. de Arenas	11	20	11	4	13	4	2	7	2	1	
225	LISA0010	N. de Arenas	12	21	15	7	7	4	6	10			
250	LISA0011	N. de Arenas	22	18	5	2							
269	LISA0013	N. de Arenas	11	16	8	3	7	5	4	4		3	
315	LISA0015	N. de Arenas	18	43	6	7	9	10	4				
348	LISA0016	N. de Arenas	15	30	17	2	28	6	3				
438	LISA0017	N. de Arenas	50	87	40	39	81	14	22	8			
471	LISA0018	N. de Arenas	20	30	9	4	12	10	2				
494	LISA0019	N. de Arenas	13	20	4	7	9	6	6	4			

Figura 42. Tabulación de datos correspondientes al número de arenas a nivel de sub-unidad para cada uno de los pozos a partir de la ejecución de filtros en Excel.

Los datos generados a partir de estas tablas como lo son el espesor promedio, número de canales y porcentaje de arena, fueron tomados como “atributos”, en donde cada uno de los pozos y en cada subunidad, asume un sólo valor que representa en este caso la calidad de la zona en cuanto al contenido de arenas y la potencia que puedan llegar a tener los depósitos de canal, quienes se constituyen en el máximo interés a la hora de almacenar hidrocarburos.

Estos datos fueron utilizados para la evaluación de dos aspectos principalmente; El primer aspecto fue la elaboración de mapas estadísticos según datos de espesor promedio de los paquetes de arenas (Espesor PROM), número de paquetes de arenas (N. de Arenas) y el porcentaje de arenas (Figura 43). Estos últimos se generaron a partir de las tablas de facies en TVD donde se puede observar para cada sub-unidad los espesores correspondientes a Arenas de canal, a Crevasse y a Floodplain. De esta manera se estimaría el porcentaje de arena que luego sería tabulado como un atributo para la generación de estos mapas estadísticos. El segundo aspecto y tal vez el de mayor importancia fue la estimación de rangos de los parámetros de ancho de los paleocanales que se encuentran en este sector del Valle Medio del Magdalena, teniendo como referencia los datos de espesor que fueron tomados desde los registros de pozos y datos directamente medidos sobre los afloramientos en la salida de campo, para posteriormente suponer la continuidad lateral de estos cuerpos (Ancho del canal).

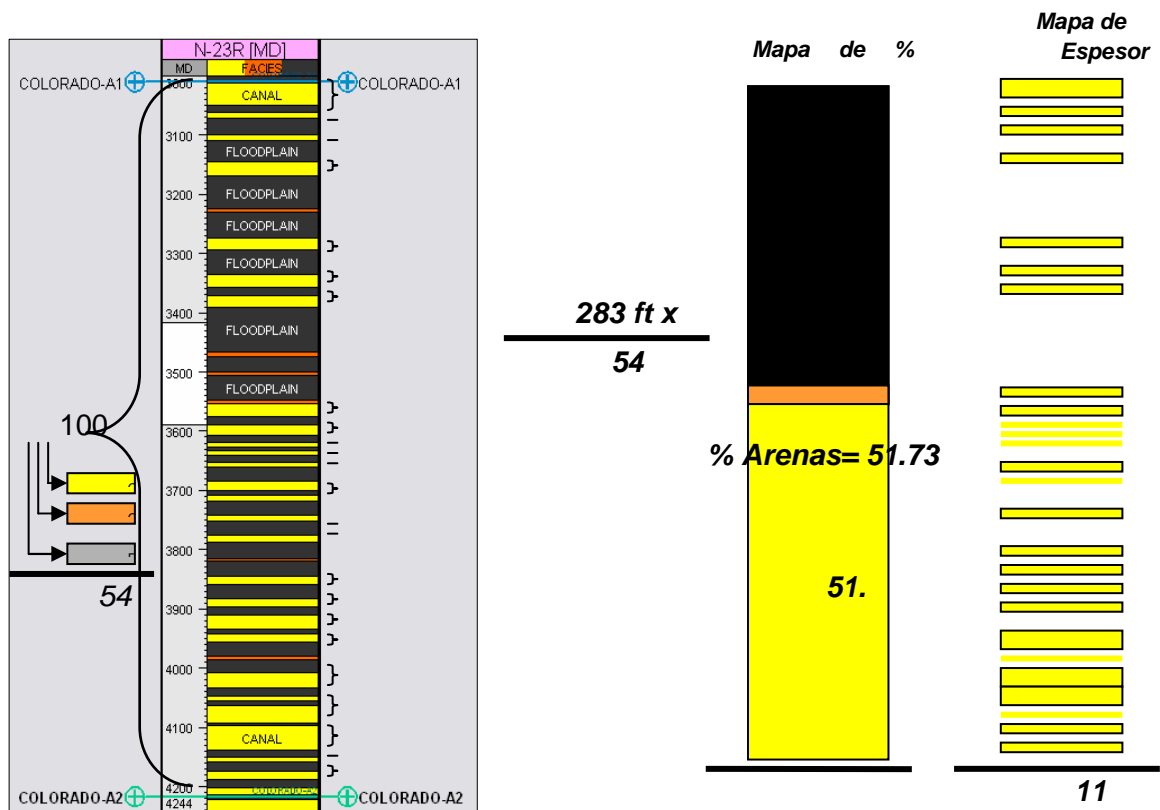


Figura 43. Ejemplo de un pozo con las facies desplegadas entre dos topes estratigráficos con su respectivo cálculo de espesor promedio, número de canales y el porcentaje de arenas.

Para realizar la estimación del ancho del canal, se tomó como base un estudio reciente de Martin R. Gibling (2006), quien realizó una investigación referente al ancho y espesor de los canales, teniendo en cuenta las características presentadas por los ríos actuales y algunos consignados en el registro geológico de otros estudios, en donde se sugiere que según el espesor de los mismos, se tiene un valor estimado del ancho del canal. Dentro del estudio de Gibling, se realizó una clasificación según estos parámetros de ancho y espesor de los canales la cual fue confirmada con el trabajo de investigación realizado por El y su equipo y el cual sirvió de base para la estimación del ancho de los paleocanales sobre el área Lisama. La clasificación general se puede observar en la tabla 4.

Este trabajo de investigación tuvo un valioso soporte con el trabajo de campo realizado a partir del cual se obtuvieron datos de espesor, grado de amalgamamiento y posibles continuidades de los depósitos de canal, todo esto a partir de datos de afloramiento.

ANCHO (Metros)		ESPESOR (Metros)		ANCHO / ESPESOR		AREA (Km2)	
Muy Ancho	> 10000	Muy Grueso	> 50	Láminas muy Amplias	> 1000	Muy Grande	> 10000
Ancho	> 1000	Grueso	> 15	Láminas Amplias	> 100	Grande	> 1000
Medio	> 100	Medio	> 5	Láminas Estrechas	> 15	Medio	> 100
Estrecho	> 10	Delgado	> 1	Cinturones Amplios	> 5	Pequeño	> 10
Muy Estrechos	< 10	Muy Delgado	< 1	Cinturones Estrechos	< 5	Muy Pequeño	< 10

Tabla 4. Clasificación de cuerpos de Canales fluviales y valles rellenos según el tamaño y forma de los depósitos. Tomado y modificado de Gibling M. R. (2006) Journal of Sedimentary Research.

10.1.1. Generación De Histogramas

Partiendo de este punto donde toda la información se encontraba debidamente tabulada, se procedió a realizar un análisis estadístico en base a los espesores de arena encontrados en cada subunidad de las Formaciones Colorado y Mugrosa. Para esto se generaron histogramas para cada subunidad donde se pudo evaluar de manera estadística la variación del espesor de los paleocanales que están presentes a lo largo del Área Lisama. Para este análisis, fue necesario involucrar todos los pozos del área Lisama, teniendo en cuenta que los depósitos de canal presentes en los campos Tesoro Nutria y Peroles, (Campos de aledaños al campo Lisama de donde se tomaron los demás datos), se encontraban en el mismo sistema fluvial que generó los depósitos del área Lisama. Teniendo en cuenta lo anterior se generó una tabla en Excel, donde se pudo graficar los histogramas y realizar los cálculos de frecuencia de cada uno de los rangos de espesores de los canales para cada subunidad.

WELL ID	RANGOS	FRECUENCIA	A1	A2	A3	B1	B2	B3	C1	C2	C3
1											
2											
3											
4											
5											
6											
7											
8											
9											
10											
11											
12											
13											
14											
15											
16											
17											
18											
19											
20											
21											
22											
23											
24											
25											
26											
27											
28											
29											
30											
31											
32											
33											
34											
35											
36											
37											
38											
39											
40											

Figura 44. Tabla de Excel mostrando los paquetes de arenas por subunidad sin alguna interrupción para la posterior generación de los histogramas.

En la generación de los histogramas se tuvo en cuenta ciertos parámetros para evitar la mala interpretación de este tipo de gráficas. Los parámetros evaluados fueron:

- El número de clases a determinar según la cantidad de datos
- El recorrido según el valor máximo y el mínimo

Las clases en este estudio están representadas por los rangos de espesor que se encuentran sobre el eje X, que para nuestro caso y según el número de datos debe ser menor o igual a 20 clases debido a que los datos en estudio superan una cantidad de mil (1000) para casi todas las subunidades exceptuando C1, C2 y C3 que se ven disminuidos en la cantidad de datos ya que muy pocos pozos llegan hasta esta subunidad.

En cuanto al recorrido se pudo ver un rango muy grande ya que los paquetes van desde valores muy pequeños (5 pies) hasta espesores grandes (Mayores a 150 pies). Esta condición se entiende como la respuesta deposicional a los cambios en la relación A/S, controlando de esta manera el aislamiento o amalgamamiento de los canales e implícitamente la potencia de los cuerpos.

Preliminarmente los histogramas se generaron con un número de clases de 20 dividida en rangos de 10 pies, pero aunque la tendencia se mostró de la manera esperada, se estaban dejando de mostrar espesores anómalos que representan zonas de interés asociadas a amalgamamiento de canales. Por esta razón se decidió tomar cada clase involucrando un rango de 5 pies hasta llegar a un total de 40 clases. De esta manera las clases van desde el rango de espesor entre 0 y 5 Pies (0-5) hasta un rango de 195 y 200 Pies (195-200). Al compararlos con los histogramas generados con 20 clases se pudo observar que la distribución de los datos era igual a la generada con las 40 clases. Con estos últimos se pudo separar aún más los rangos para evaluar el espesor de los paleocanales que predominaron el área.

A continuación se muestran los histogramas generados para cada subunidad, en donde se puede ver una tendencia muy similar para cada una de las subunidades de las Formaciones Mugrosa y Colorado mostrando tendencias de tipo sesgada sin mostrar algún tipo de truncamiento en ninguna subunidad.

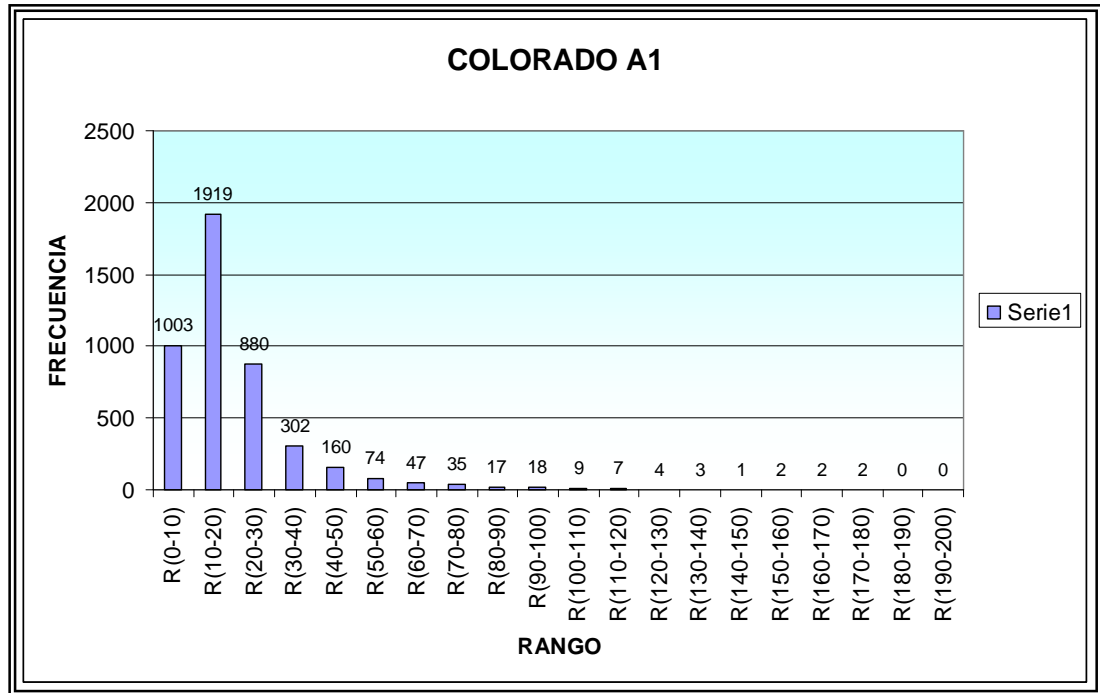


Figura 45. Histograma generado para los espesores de canal de la subunidad Colorado A1, con 20 clases, con un total de 4485 datos.

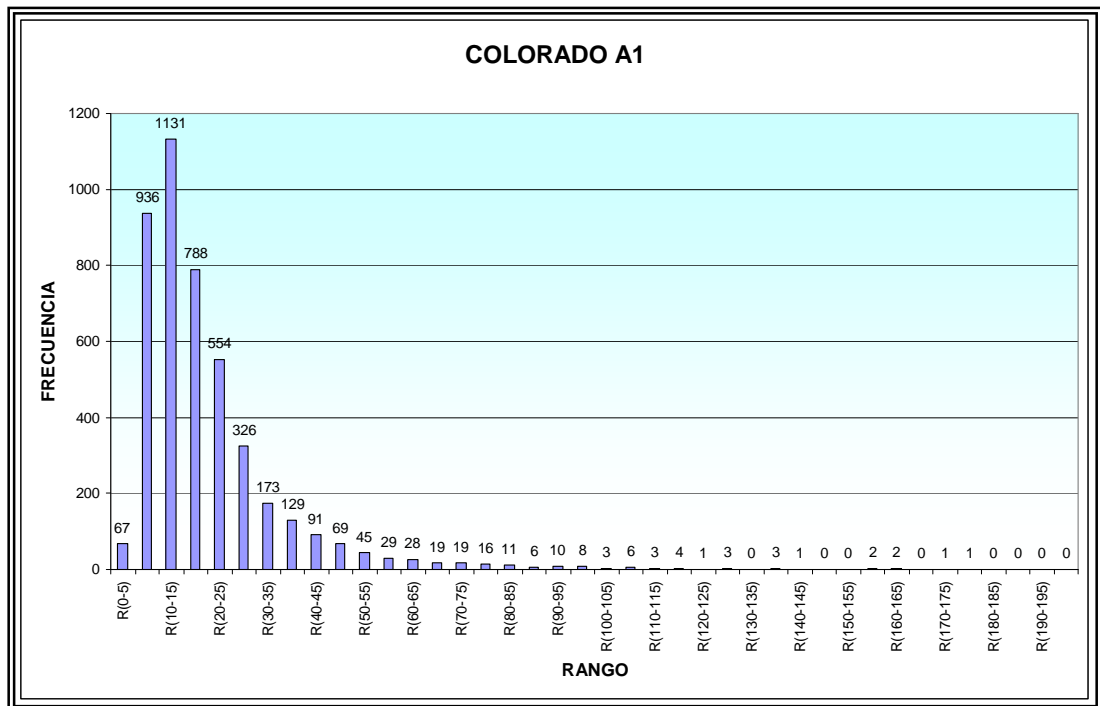


Figura 46. Histograma generado para los espesores de canal de la subunidad Colorado A1, con 40 clases, con un total de 4485 datos.

Como se puede observar en estas dos gráficas de tipo lognormal, el espesor más probable se mueve en la clase R(10-20) pies, representado por las modas en R(10-20) y R(10-15) mostradas en las figuras 45 y 46 respectivamente. Sin embargo, si se observan las clases adyacentes al valor nominal en las dos gráficas se puede observar que en porcentaje, representan un gran número de datos que podrían estar asociadas a amalgamamiento de canales que estarían ocultando valores de espesor de canales aislados que difícilmente pueden ser identificados sobre los registros eléctricos.

Así como en el ejemplo mostrado para la subunidad A1, todas las demás subunidades (A2, A3, B1, B2, B3, C1, C2, C3) mostraron la misma tendencia de histogramas sesgados de tipo lognormal presentados por valores modales entre las clases R(5-10) y R(10-15) Figuras 47- 54. Esto representa un rango de espesor de los paleocanales aproximado entre 5-20 pies si se tienen en cuenta las clases límites cercanas al valor nominal para cada uno de los casos.

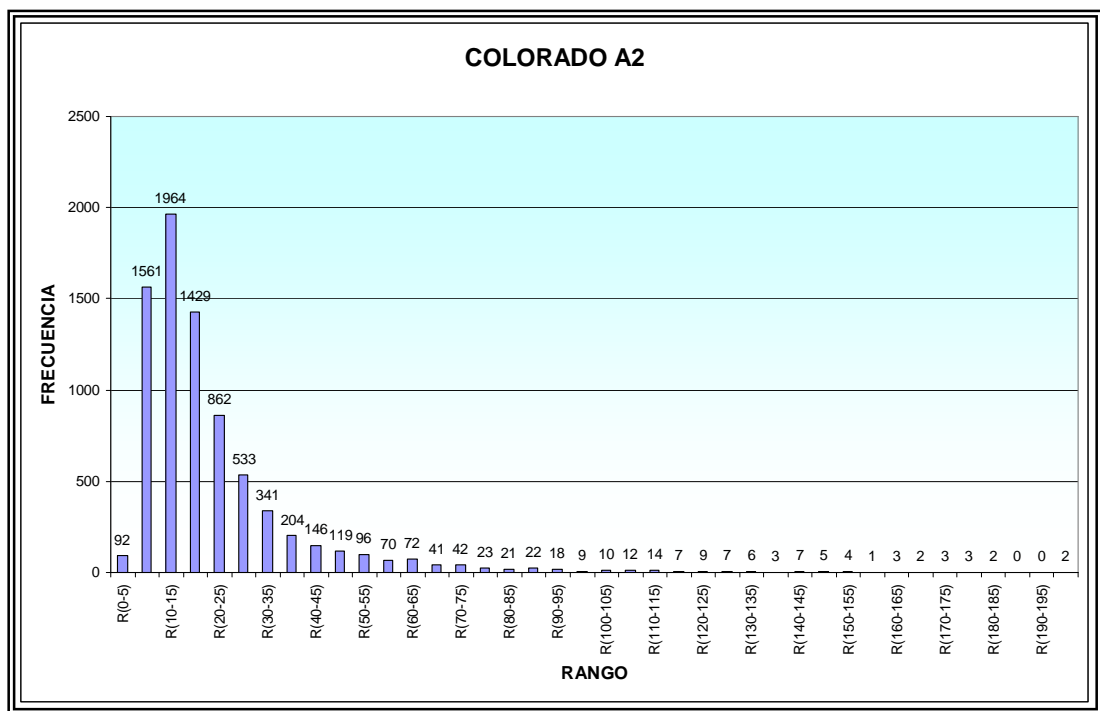


Figura 47. Histograma generado para los espesores de canal de la subunidad Colorado A2, con 40 clases, con un total de 7765 datos.

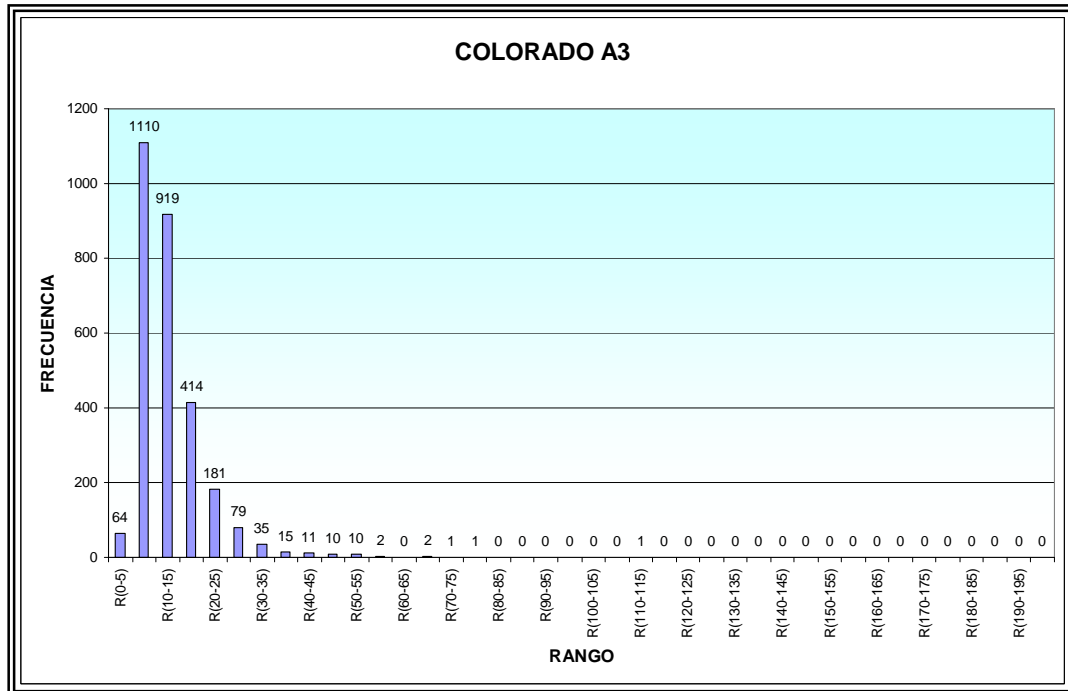


Figura 48. Histograma generado para los espesores de canal de la subunidad Colorado A3, con 40 clases, con un total de 2855 datos.

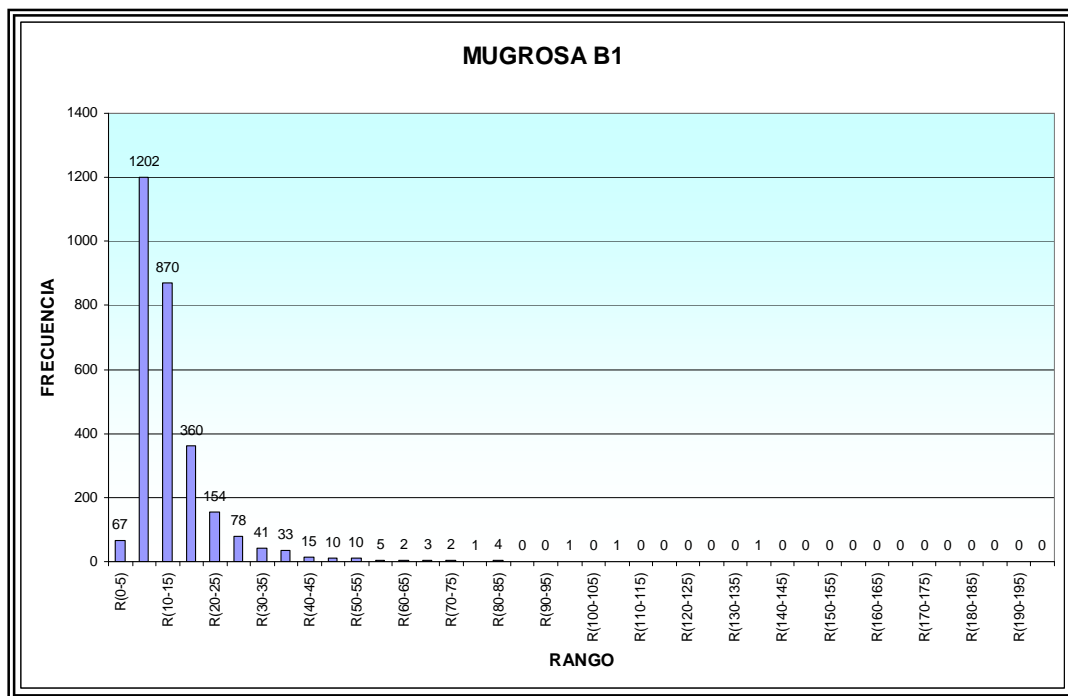


Figura 49. Histograma generado para los espesores de canal de la subunidad Mugrosa B1, con 40 clases, con un total de 2860 datos.

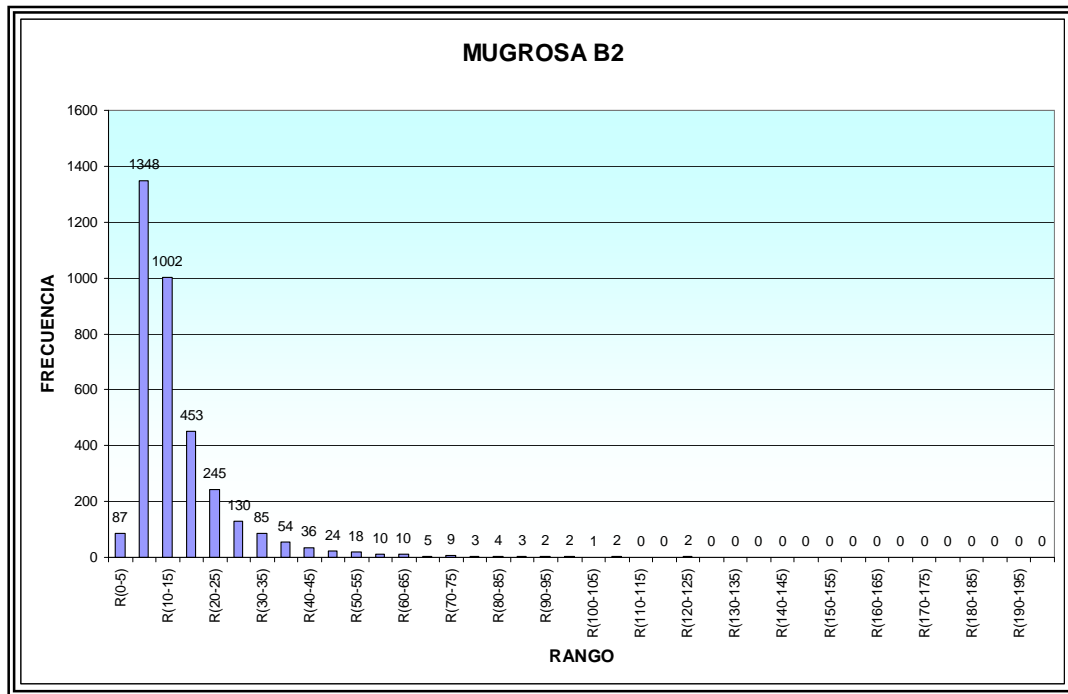


Figura 50. Histograma generado para los espesores de canal de la subunidad Mugrosa B2, con 40 clases, con un total de 3535 datos.

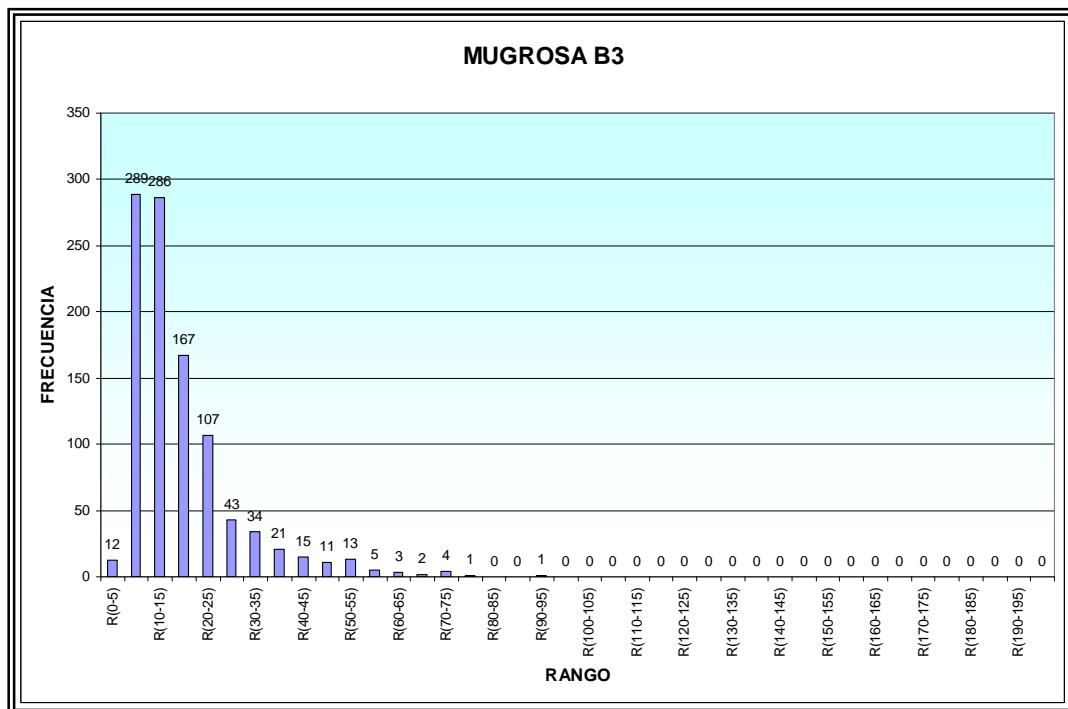


Figura 51. Histograma generado para los espesores de canal de la subunidad Mugrosa B3, con 40 clases, con un total de 1014 datos.

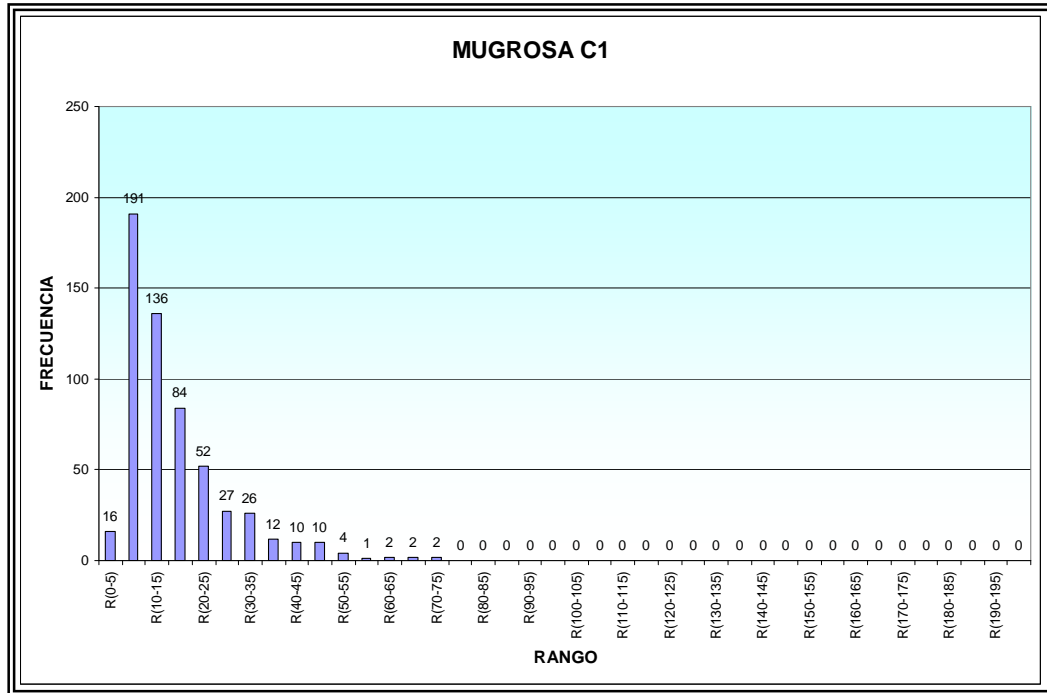


Figura 52. Histograma generado para los espesores de canal de la subunidad Mugrosa C1, con 40 clases, con un total de 575 datos.

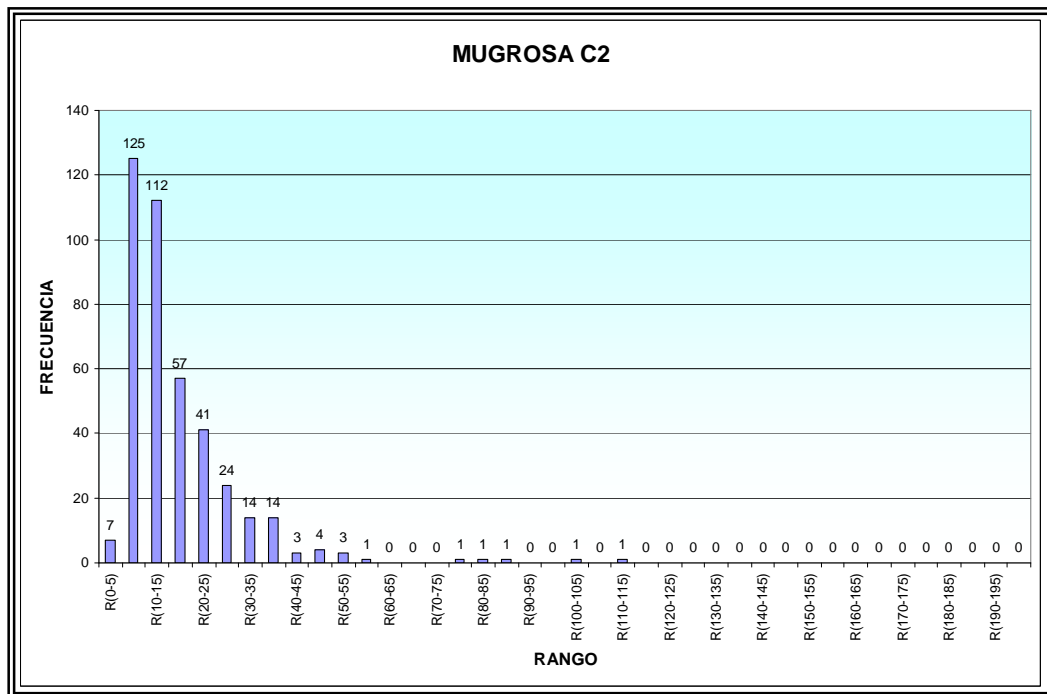


Figura 53. Histograma generado para los espesores de canal de la subunidad Mugrosa C2, con 40 clases, con un total de 410 datos.

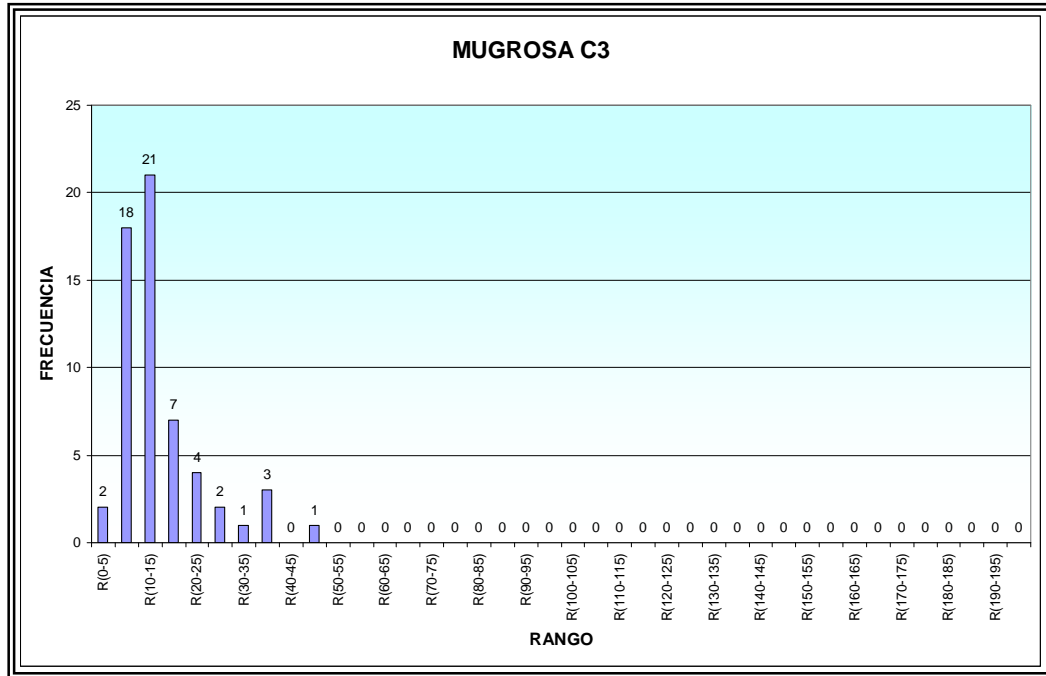


Figura 54. Histograma generado para los espesores de canal de la subunidad Mugrosa C3, con 40 clases, con un total de 59 datos.

Dada la variación de la cantidad de datos (N) para cada subunidad se realizó una normalización de los datos llevándolos a un valor porcentual y así poder evaluar la representatividad de los rangos de espesor. Para poder ver de manera más clara la relación entre las subunidades y la variable asociada al espesor de los paleocanales, se graficaron todas las curvas a la vez, mostrando así que el espesor más probable corresponde a la clase R(10-15) pies. Figura 55.

Al término de esta actividad y con el objeto de realizar algún tipo de correlación de datos, se decidió realizar todo el procedimiento anteriormente descrito pero esta vez para el campo Llanito, teniendo en cuenta que esta área presenta la misma configuración depositacional de tipo fluvial y mejor aún que se encuentra localizado en la misma cuenca del valle medio del Magdalena aproximadamente a unos 30 kilómetros al oeste del campo Lisama. Para ello se realizaron las tabulaciones de igual manera que se hizo para el campo Lisama y se generaron los histogramas para cada una de las subunidades. Al comparar los espesores más probables obtenidos a nivel de subunidad en el área Lisama con los del campo Llanito, se pudo observar sobre los histogramas que para el área Llanito, los valores modales coinciden con los del campo Lisama correspondientes a R(5-10) y R(10-15). Sin embargo se notó una diferencia en los datos asociados a las clases adyacentes de estos valores modales, mostrando un mayor número de datos, suponiendo así que los depósitos de canal del área Llanito son más potentes o en cierto modo presentan un mayor grado de amalgamamiento que los presentes en el área Lisama. De igual manera se normalizaron las curvas

llevándolas a porcentaje y se obtuvo el mismo valor de espesor más probable. Figura 56.

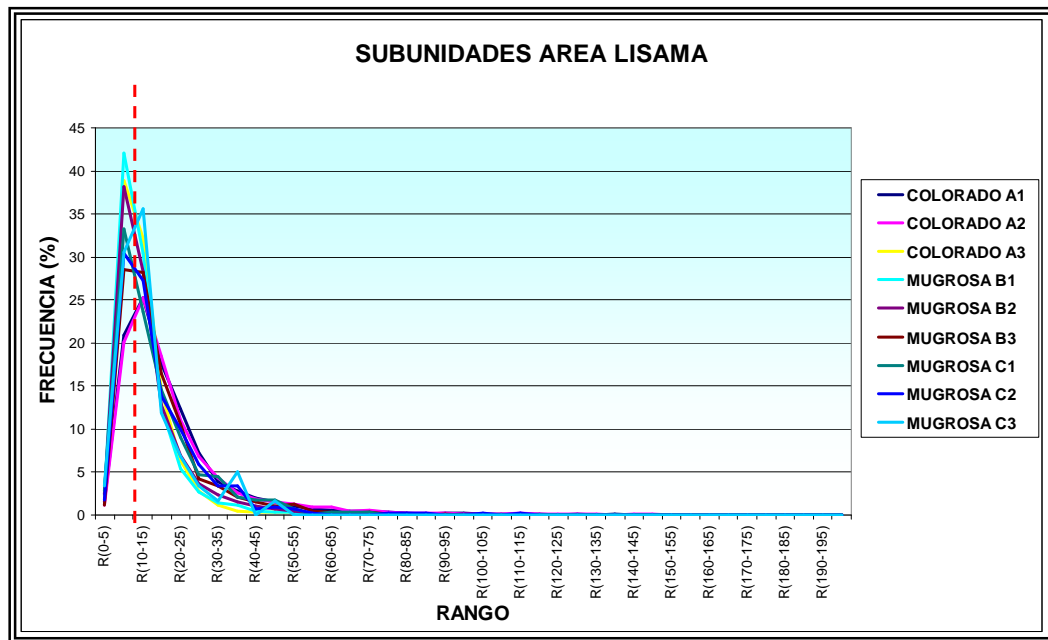


Figura 55. Histograma de frecuencias porcentuales para las subunidades de las Formaciones Mugrosa y Colorado del área Lisama.

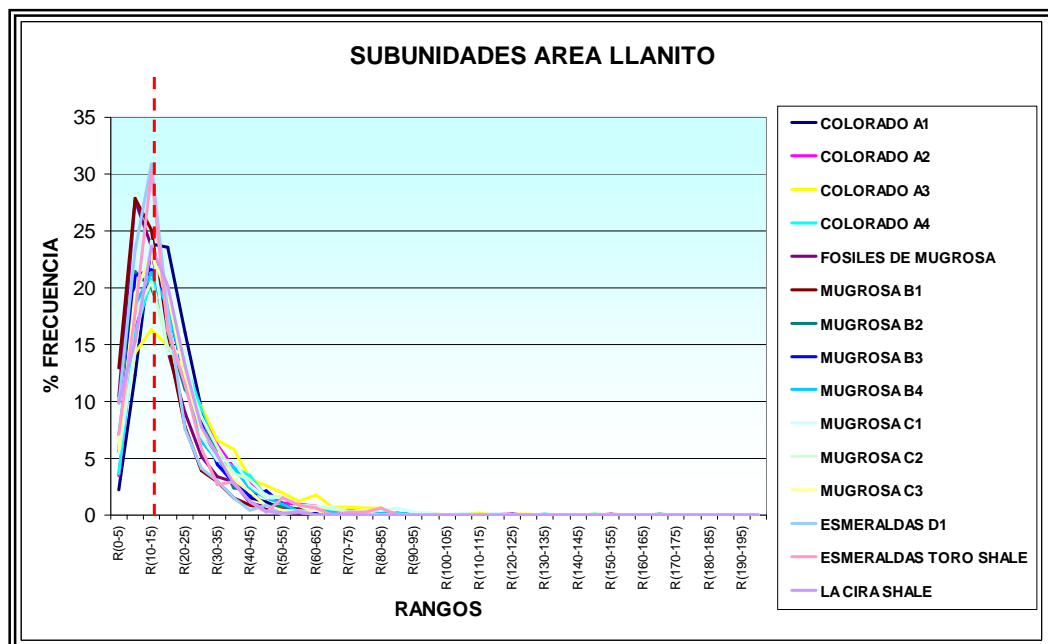


Figura 56. Histograma de frecuencias porcentuales para las subunidades de las Formaciones Mugrosa y Colorado del área Llanito.

Al comparar las figuras 55 y 56, se puede ver que tanto en el área Lisama como en el área Llanito, los espesores de los depósitos asociados a canales fluviales identificados sobre los registros de pozos se encuentran en el mismo rango. Esto resulta lógico en el sentido que la depositación de estas secuencias terciarias ocurrió sobre la misma cuenca y al mismo tiempo consistiendo de un gran sistema fluvial que permitió la depositación sintectónica de las unidades en estudio.

Teniendo en cuenta la gran cantidad de datos que se utilizaron en la elaboración de los histogramas para cada subunidad en el área Lisama y la correlación generada con los datos del área Llanito, se obtuvo una idea preliminar de los espesores de los depósitos de canal que se encuentran en esta área, los cuales representan el mayor interés en cuanto a la calidad de roca para almacenar hidrocarburos se refiere. Estos datos obtenidos serían comprobados en el trabajo de campo que se realizó sobre el área rural entre Bucaramanga y Barrancabermeja.

10.1.2. Generación De Mapas Estadísticos

Teniendo en cuenta el grado de complejidad de los sistemas fluviales y la poca continuidad lateral y vertical de los depósitos que estos conforman, se quiso dar un valor agregado a los mapas de arenas resultantes para resaltar zonas que pueden llegar a representar mayor interés a la hora de evaluar la potencia de los paquetes de arenas e inclusive señalar zonas donde puede llegar a ser más efectivo un proyecto de inyección de agua.

Para la elaboración de estos mapas, se utilizaron los datos del estudio estadístico previo de los datos donde se evaluó el espesor de los cuerpos que fueron reconocidos como depósitos de canal en la interpretación de facies sobre los registros eléctricos de pozos teniendo en cuenta el SP y el GR. De manera general para el área Lisama se observó un rango de espesor entre 10 y 15 ft. Este primer dato y tal vez el más importante conlleva a suponer las dimensiones reales de los paleo-canales que se encuentran en el área Lisama dentro del Valle Medio del Magdalena, los cuales teniendo como referencia la clasificación de Gibling 2006,(Ver Tabla 4) en la que se muestra la relación ancho-espesor de los cuerpos de canales fluviales, estos llegarían a extenderse hasta más de 300 ft. A su vez esta información ayudó a reconocer zonas anómalas de grandes espesores mostrando cuerpos que se encuentran por fuera de la moda relacionados con eventos de baja energía donde el amalgamamiento de canales fue más propicio.

Así se realizó un análisis en la elaboración de cada mapa generando histograma de los datos como se puede ver en la figura 57. En rojo se puede ver el rango de espesor promedio a partir del cual representa los mejores espesores en esta subunidad.(En este caso existen 15 datos en este rango de espesor que sería verificado en el Zone Manager).

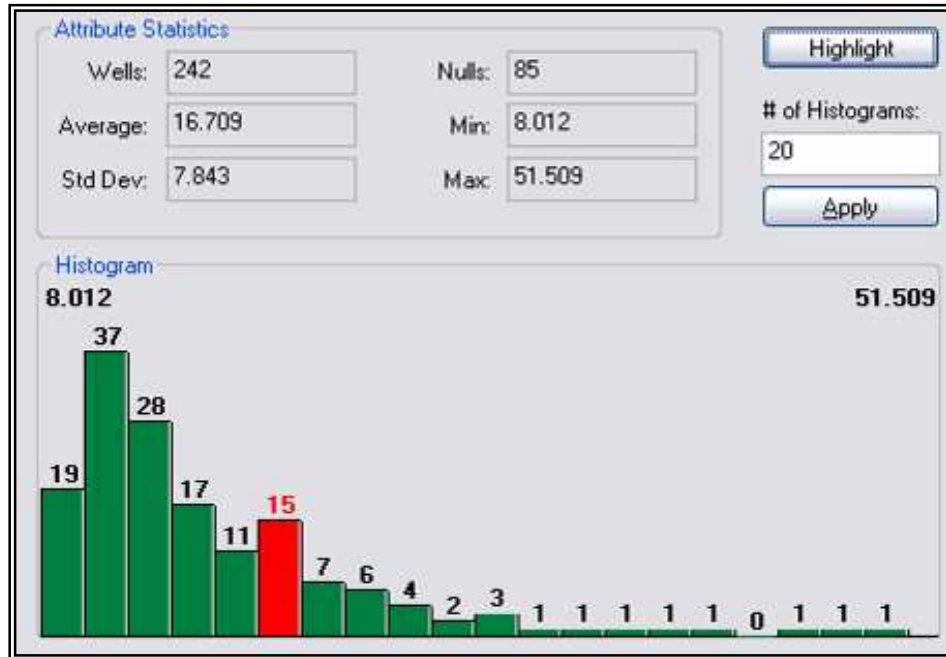


Figura 57. Ejemplo de histograma generado en la aplicación “Zone Manager”, de Geographix, para evaluar la escala de iluminación de los mapas de arenas y de porcentajes de arenas.

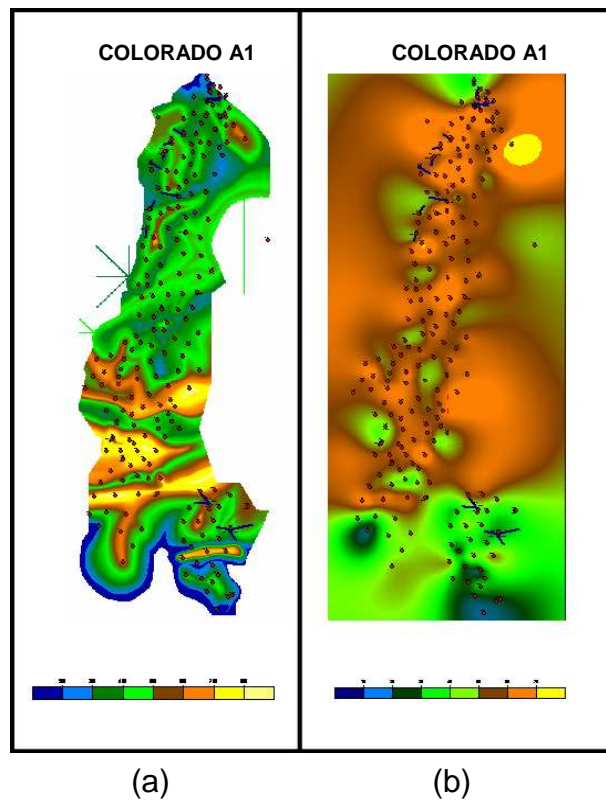
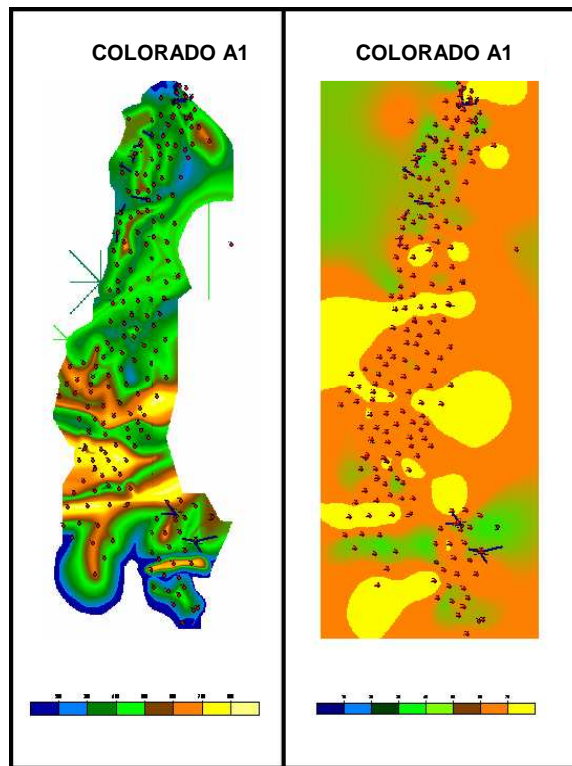


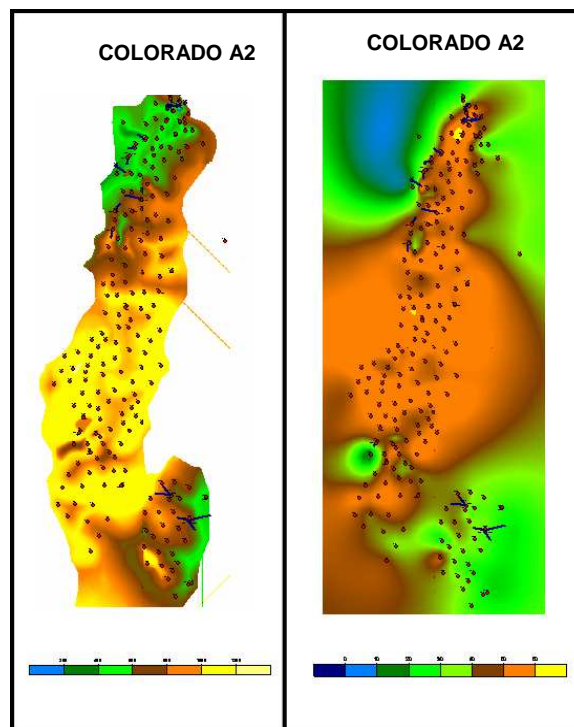
Figura 58. (a). Mapa de espesor de arenas. (b). Mapa de porcentaje de arenas.



(a)

(b)

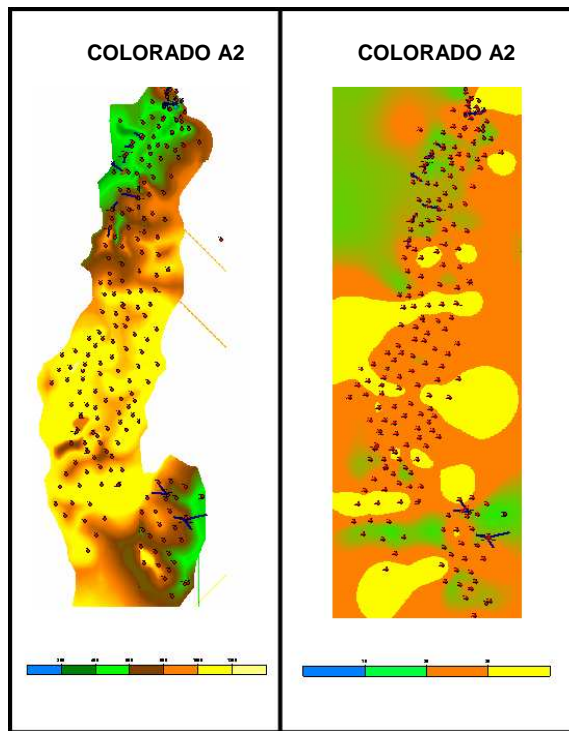
Figura 59. (a). Mapa de espesor de arenas. (b). Mapa de espesor promedio



(a)

(b)

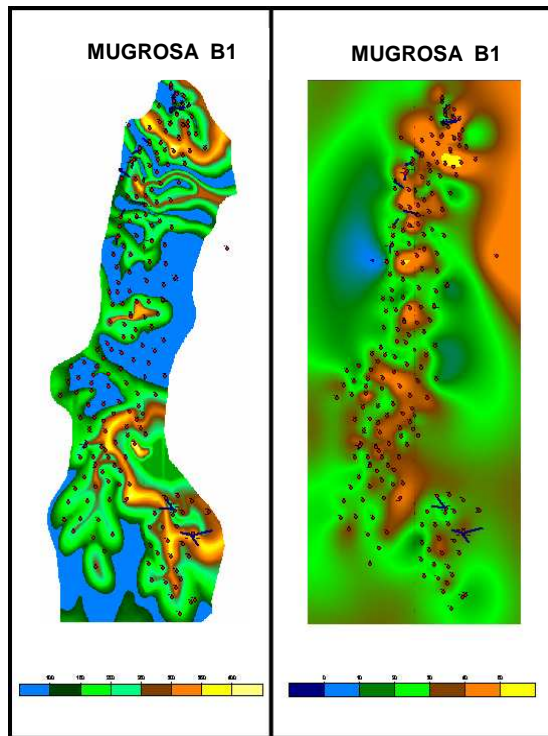
Figura 60. (a). Mapa de espesor de arenas. (b). Mapa de porcentaje de arenas.



(a)

(b)

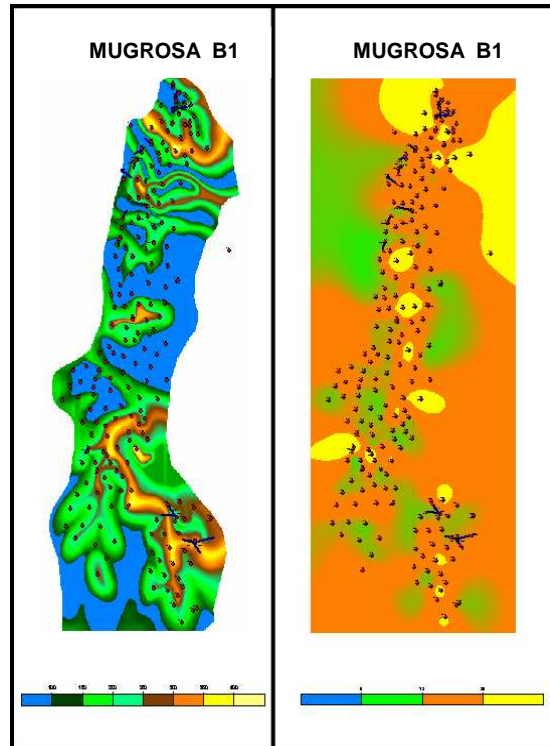
Figura 61. (a). Mapa de espesor de arenas. (b). Mapa de espesor promedio.



(a)

(b)

Figura 62. (a). Mapa de espesor de arenas. (b). Mapa de porcentaje de arenas.



(a)

(b)

Figura 63. (a). Mapa de espesor de arenas. (b). Mapa de espesor promedio

En general todos los mapas de espesor promedio y los de porcentaje de arenas iluminaron zonas que enmarcan la mayor potencia de los depósitos de canales fluviales y que en muchas ocasiones como lo fue el mapa de Mugrosa B1, los mapas de arenas no dejan ver.

Teniendo como punto de partida la base de datos generada en el estudio estadístico que se realizó en base a los espesores asociados a las facies de canal interpretados sobre los registros eléctricos, se crearon dos nuevos atributos que luego serían mapeados con ayuda del software Geographix, en la aplicación de Geoatlas. Estos nuevos atributos corresponden al espesor promedio de los canales y el porcentaje de arenas de canal contenido a nivel de subunidad.

En la generación de estos mapas, no se tomaron valores de referencia fijos para la iluminación de los mismos, ya que en cada subunidad, los valores máximos y mínimos de los espesores promedio y el porcentaje de arena varían significativamente. Para no pasar por alto esta situación se decidió evaluar el histograma generado por subunidad y así decidir a partir de que valor, se están generando los mejores espesores o porcentajes de arenas. (Figura 57). De esta manera se ajustó la escala gráfica de colores para iluminar los valores verdaderamente representativos para cada subunidad.

Todos los mapas generados serían cruzados con los mapas estructurales y de producción para zonificar aún más y disminuir así el grado de incertidumbre en cuanto a la continuidad y potencia de los paquetes arenosos del área Lisama.

Vale la pena aclarar que en la generación de mapas incluyendo los mapas estadísticos, es necesario crear filtros por zonas (En superficie) de acuerdo a la densidad de pozos, esto con el fin de controlar el contorno.

De manera general estos mapas resultaron ser muy útiles a la hora de hacer una discriminación de los valores proporcionados por los mapas de arenas ya que en muchos casos donde los mapas mostraban que los espesores eran buenos, realmente estaban correspondiendo a la suma de muchas pequeñas láminas que opacarían valores de espesores buenos. A su vez muchos de los datos mostrados sobre los mapas de arenas del campo en estudio, aparecen como valores bajos que esconden buenos promedios de espesores de arenas de canal.

10.2. TRABAJO DE GEOLOGÍA DE CAMPO

Teniendo en cuenta los datos de espesores de canal obtenidos del análisis estadístico basados en la interpretación realizada sobre los registros eléctricos, y después de haber realizado la correlación con los datos del campo Llanito obteniendo resultados coherentes en cuanto al espesor más probable de los paleocanales, se procedió a realizar el trabajo correspondiente al estudio de campo en el área rural entre Bucaramanga y Barrancabermeja en cercanía al campo Lisama.

El trabajo de campo consistió principalmente en el reconocimiento de la estratigrafía del área y la descripción de afloramientos, reconociendo así las facies que tendrían lugar en el modelamiento geoestadístico y a su vez tomando medidas directas de espesores de los depósitos de canal para evaluar y realizar un estudio comparativo con los resultados obtenidos de manera indirecta sobre los registros de pozos. Cabe resaltar que el estudio de campo fue asesorado por Geólogos de ECOPETROL, quienes realizaron un acompañamiento instructivo en base al conocimiento que tienen de la zona donde se realizó el trabajo de campo.

Para el reconocimiento de campo se tomaron como referencia los mapas geológicos de la base cartográfica suministrada por la cartografía sistematizada de VEX. (Tomado de evaluación regional de las tectonosecuencias terciarias en la cuenca del VMM sector entre el río Sogamoso y Cascajales 2003) Figura 64. Además se revisaron algunos trabajos correspondientes a la cuenca del valle medio del Magdalena referentes a la estratigrafía y al ambiente depositacional de la cuenca como los trabajos de Elías Gómez, 2005.

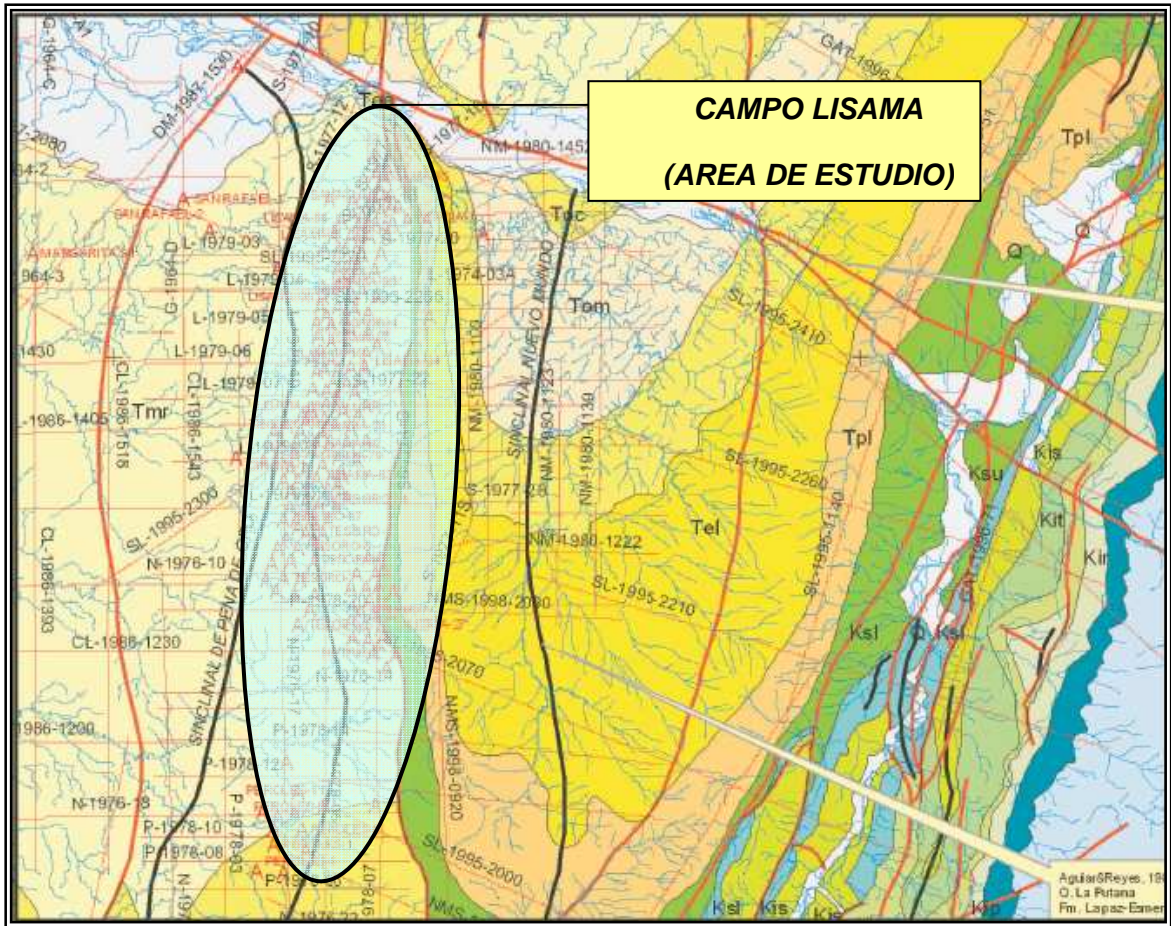


Figura 64. Mapa geológico de la zona de estudio. Sombreado el campo Lisama. (Tomado de “Evaluación Regional De Las Tectonosecuencias Terciarias En La Cuenca Del VMM Sector Entre El Río Sogamoso Y Cascajales 2003)

En el recorrido de campo se realizó el reconocimiento de todas las subunidades, desde la Formación Umir hasta la Formación Real identificadas sobre el flanco este del sinclinal y la troncal que conduce a Bogotá, todas reconocidas sobre la vía que de Bucaramanga conduce a Barrancabermeja y la desviación de la troncal panamericana.

A continuación se resume la estratigrafía reconocida sobre esta sección y se muestra la tabla con los respectivos deltas (Tabla 5). El punto de referencia para el kilometraje registrado sobre el flanco este del Sinclinal de Nuevo Mundo fue la bomba de suministro de combustible que se encuentra hacia la salida del Municipio de Lebrija vía Barrancabermeja.

Los deltas registrados en la tabla 5, corresponden a los principales afloramientos donde se reconocieron las Formaciones que conforman la columna estratigráfica anteriormente mencionada aunque se omiten algunas paradas de control y toma

de medidas sobre los afloramientos. Sin embargo para la medición de los espesores de los paleocanales se tuvo en cuenta todos los afloramientos que se encontraron sobre la vía, incluyendo valores de espesor de canal de las Formaciones La Paz, Esmeraldas, Mugrosa y Colorado.

10.2.1 Mediciones Sobre El Flanco Este Del Sinclinal De Nuevo Mundo

En orden estratigráfico, la primera Formación que se logró reconocer sobre la trayectoria recorrida y en base al mapa geológico guía, fue la parte basal de la Formación Umir ($\Delta 1$), que aflora en los márgenes de la Quebrada Mata de Cacao. Sobre esta Quebrada se observaron arcillas carbonosas intercaladas con capas de arenas de espesores no muy grandes entre 20 y 30 cm en promedio. Estas capas de arenas se encuentran intercaladas con capas de lodolitas de 5 a 10 cm de espesor. Unos 100m adelante de la Quebrada Mata de Cacao se empiezan a ver estratos de mayor espesor en las capas de areniscas de grano fino igualmente acompañadas de lodolitas. La principal característica de esta Formación en comparación a las demás, es la clara estratificación tabular que presentan las capas.

En el ($\Delta 2$), se reconoció el contacto entre la Formación Umir y la Formación Lisama cerca de la Hacienda Las Cruces mostrando un cambio marcado en la potencia de los estratos al mismo tiempo que se empiezan a ver capas gruesas de lodos entre los estratos de arenas. Sin embargo, las capas siguen conservando la geometría tabular. De esta manera se siguieron reconociendo algunos otros afloramientos sobre la Formación Lisama haciendo referencia a los deltas $\Delta 3$, $\Delta 4$, $\Delta 5$ y $\Delta 6$

En general la Formación Lisama presenta intercalaciones de paquetes de arenas de grano fino y shales característico por su color gris y rojizo. Hacia el tope de esta Formación empiezan a aparecer capas gruesas de areniscas de más de 15 metros aproximadamente.

En el contacto entre las Formaciones Lisama y La Paz se reconoció un marcador estratigráfico característico correspondiente al conglomerado basal de la Formación la Paz el cual es descrito en el trabajo realizado por Elías Gómez (2005). A partir de este marcador se empezaron a realizar las mediciones de espesor de las facies asociadas a canal que para esta sección empiezan a aparecer hacia el tope de la Formación y en donde se puede evidenciar un alto grado de canibalismo y amalgamamiento de canales a tal punto que es difícil de distinguir los cuerpos aislados sobre los afloramientos. Figuras 65 y 66. Este afloramiento alcanza aproximadamente unos 400 metros en esta zona.



Figura 65. Ejemplo de amalgamamiento de canales en la parte superior de la Formación la Paz, evidenciando canibalismo entre depósitos de canal.

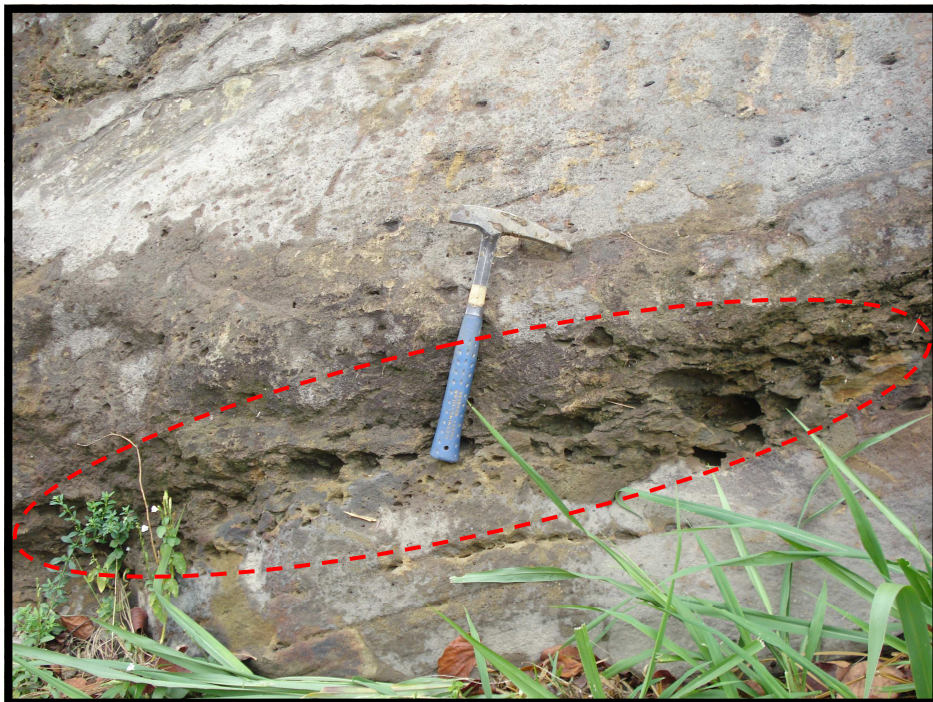


Figura 66. Ejemplo de amalgamamiento de canales hacia el tope de Formación La Paz, conservando la parte conglomerática basal típica de un canal.

El miembro superior de la Formación La Paz se asocia a un ambiente fluvial de canales trenzados que además de presentar un claro amalgamamiento de canales, muestra a su vez una gran continuidad lateral. Algunos depósitos de crevasse splay se reconocieron más hacia el tope de la Formación La Paz con intercalaciones de depósitos de Flood Plain.

Luego de sobrepasar el tope de la Formación La Paz, sobre la Formación Esmeraldas, se nota un cambio drástico en la distribución espacial de los cuerpos que se ve reflejado en la aparición de grandes depósitos de floodplain y poca presencia de depósitos de canal (Figura 67). Esta tendencia depositacional se ve más marcada hacia la parte inferior a media de esta Formación. Hacia el tope de la misma, los depósitos de canal empiezan a aparecer con mayor potencia presentando cierto grado de amalgamamiento y mayor continuidad.

Gran parte de las medidas sobre afloramientos fueron tomadas sobre esta Formación teniendo en cuenta que las condiciones en las cuales se depositó no difiere mucho en los procesos depositacionales que dieron lugar a las Formaciones que se encuentran suprayaciendo la misma, correspondientes a las Formaciones Mugrosa y Colorado.

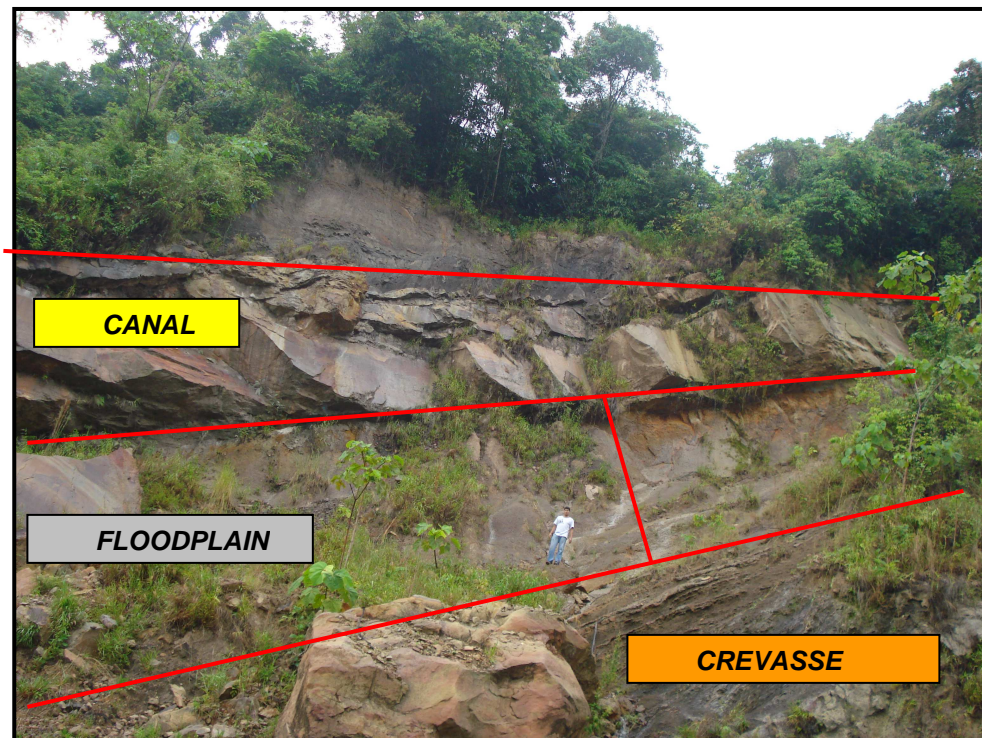


Figura 67. Afloramiento correspondiente a la Formación Esmeraldas donde se aprecian las tres facies a modelar: *Canal*, *Crevasse Splay* y *Floodplain*.



Figura 68. Mediciones de espesores de canales amalgamados hacia el tope de la Formación Esmeraldas.

En el recorrido realizado sobre el flanco este del Sinclinal de Nuevo Mundo, hasta el delta correspondiente al delta 10 en la tabla 5, se tomaron un total de 46 datos de espesor de canal teniendo en cuenta que las mediciones realizadas se tomaron como cuerpos de canales separados en los casos que fuese posible hacerlo, identificando las características granulométricas que presentan estos depósitos, especialmente la base conglomerática de los mismos. En muchos de los casos se supone, que dado el grado de amalgamamiento y canibalismo de los canales, se sobreestimó el espesor de los mismos generando valores más grandes de los que puedan llegar a tener realmente. Sin embargo teniendo en cuenta el criterio geológico y la observación de muchos datos se trató de evitar estas mediciones erróneas.

10.2.2. Mediciones Sobre La Troncal Panamericana – Formaciones Mugrosa Y Colorado

En esta trayectoria el kilometraje de referencia fue tomado a partir del desvío de la troncal panamericana y la vía que conduce a Barrancabermeja. La trayectoria recorrida puede verse en la figura 69.

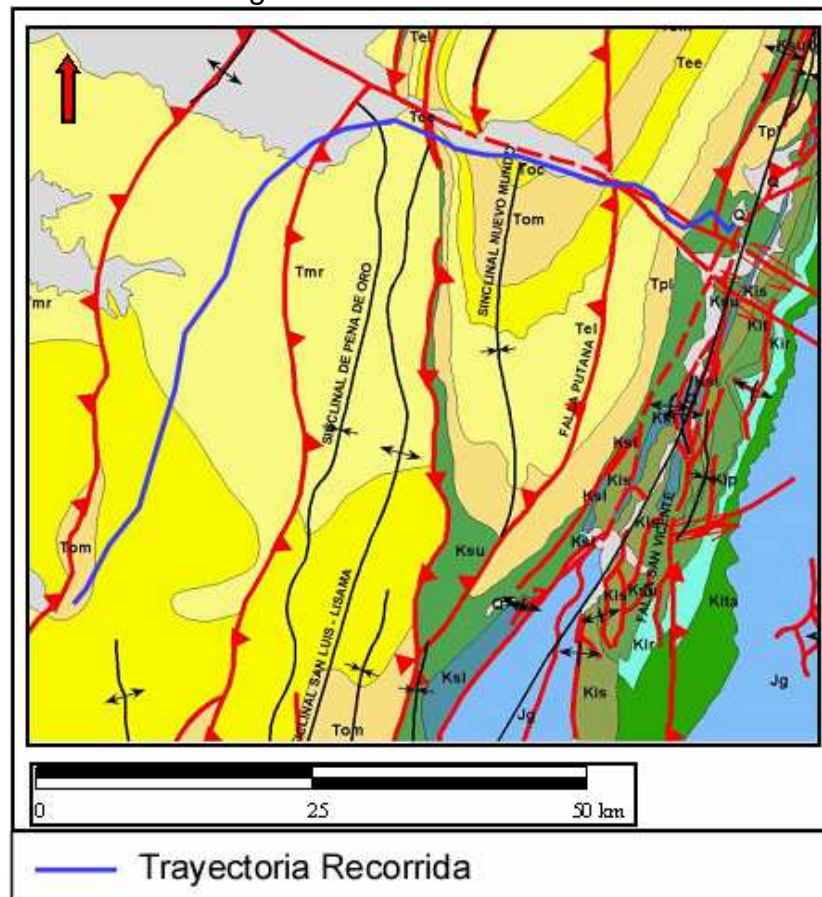


Figura 69. Mapa geológico del área de trabajo de campo con su respectiva trayectoria georeferenciada por los deltas de la tabla 5.

Sobre este sector de la trayectoria recorrida en el trabajo de campo, de igual manera se continuó con la toma de medidas de espesor en todos los afloramientos que se encontraron sobre la troncal Panamericana en donde se encontraron tal vez los mejores afloramientos correspondientes a la Formación Colorado.

Sobre este recorrido se inició con el reconocimiento de las rocas pertenecientes al Grupo Real ($\Delta 11$), caracterizadas por su coloración blanquecina y rojizas de grano fino con laminación plana paralela y presencia de intraclastos que dejan ver un cambio de energía en los procesos depositacionales que allí tuvieron lugar. (Figura 70).



Figura 70. Areniscas de grano fino del Grupo Real sobre la vía de la Troncal Panamericana.

Algunos otros afloramientos de esta misma unidad se reconocieron sobre la vía antes de identificar los afloramientos de mayor interés sobre las Formaciones Mugrosa y Colorado, Formaciones de interés en el modelamiento geoestadístico que se realizaría en base a los parámetros de ancho de canal que se midieron en este estudio de campo y al análisis estadístico realizado sobre los registros de pozos interpretados con las facies a modelar.

Fue hasta el delta 14 ($\Delta 14$), según Tabla 5, donde se empezaron a reconocer los afloramientos sobre la Formación Colorado tomando una gran densidad de mediciones de espesor de canales.

Esta Unidad presenta un cambio de coloración con respecto a las litologías reconocidas en el Grupo Real presentando tonalidades rojizas y amarillentas. Las areniscas de esta unidad son de grano medio a grueso muy poco compactadas presentando una estratificación cruzada fácil de ver, evidenciando las superficies de acreción lateral que marcan la dirección de migración de los paleocanales como se puede ver en la figura 71.

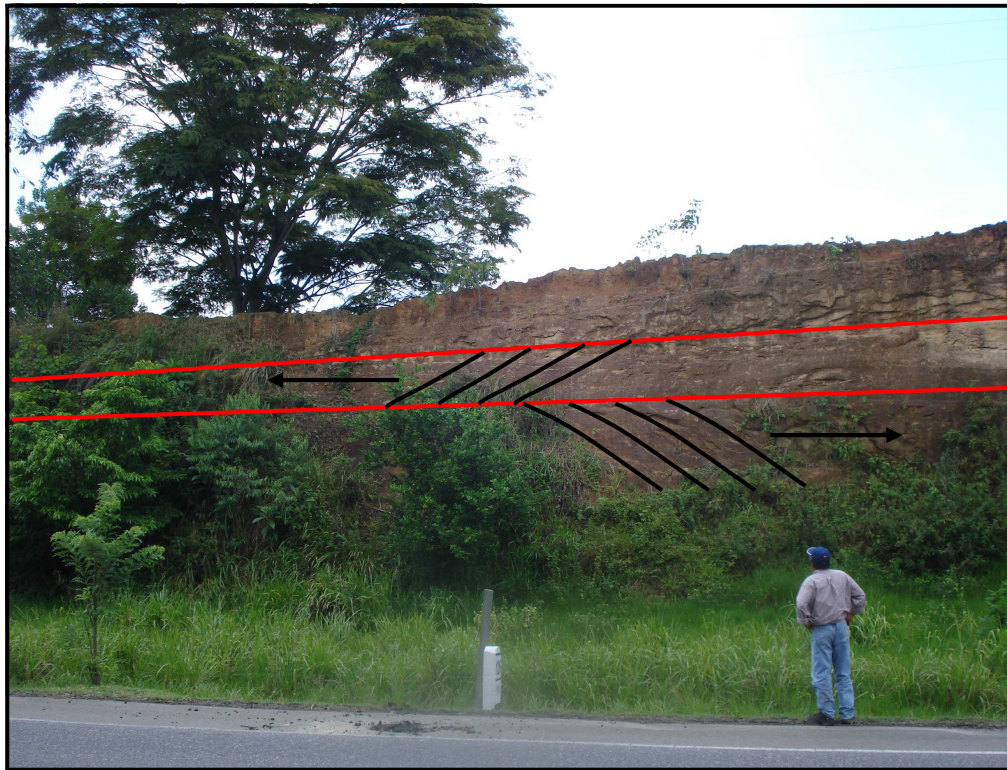


Figura 71. Depósitos de canal sobre afloramientos de la Formación Colorado. En Rojo se muestran las superficies límites entre cuerpos independientes de canal. Las flechas en negro indican la dirección de migración de los canales.

Al igual que en las Formaciones La Paz y Esmeraldas, los cuerpos asociados a depósitos de canal de la Formación Colorado se encuentran amalgamados mostrando un grado de conectividad alto.

Sobre algunos otros afloramientos sobre esta vía, también se reconocieron depósitos de crevasse splay los cuales llegan a alcanzar espesores de hasta más de 1.5 m. Estos depósitos se encuentran intercalados por capas de lodolitas de llanuras que se hacen más espesas hacia un lado y menos hacia el otro. (Figura 72).



Figura 72. Depósitos de complejos de crevasse splay de la Formación Colorado.

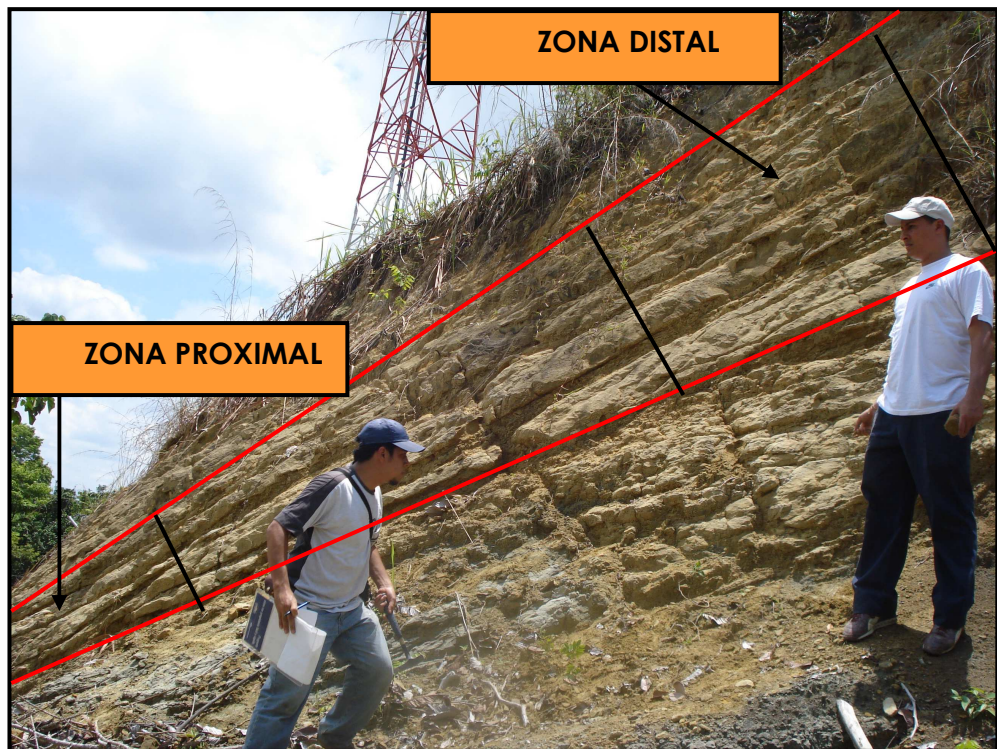


Figura 73. Cambio de espesor de los depósitos de crevasse splay de la Formación Colorado.

Esta situación refleja condiciones depositacionales claras dejando ver la zona proximal y distal del depósito de desborde sobre el canal ya que a partir del sector donde se presenta el rompimiento sobre el mismo, el punto más cercano tiene muy poca presencia de sedimentos finos mientras que hacia la parte más alejada del depósito de desborde del canal aparecen este tipo de sedimentos. Esta situación tiene su fundamento sedimentológico en respuesta a la diferencia de energías que se manejan entre estas dos zonas del depósito. En la zona de rompimiento (Avulsión del canal), la energía es más alta debido al empuje hidráulico que aporta el canal en el caso que no avulsione totalmente. Esto hace que gran parte de la carga de sedimentos que aporta el canal pasen por este punto sin lograr la depositación de sedimentos finos los cuales serán arrastrados por la corriente hasta la zona donde la energía se vea disminuida y allí finalmente tendrá lugar la depositación. Figura 73 y 74.



Figura 74. Afloramiento de la Formación Colorado donde se pueden ver las tres facies características de los ambientes fluviales. Correspondiente al ($\Delta 14$).

Este afloramiento encontrado en el ($\Delta 14$), el cual comprende aproximadamente unos 70m sobre un costado de la Troncal Panamericana, mostr6 de manera clara los dep6sitos de las facies caracteristicas de los ambientes fluviales correspondientes a facies de canal, crevasse y floodplain. A su vez se logr6 ver zonas de amalgamamiento separadas por dep6sitos de floodplain de m6s de 20 metros de espesor que es reflejada por topografias suaves. Hacia la parte media de este afloramiento se encontraron algunas capas de arenas de canales impregnadas con crudo como se puede ver en la figura 75.

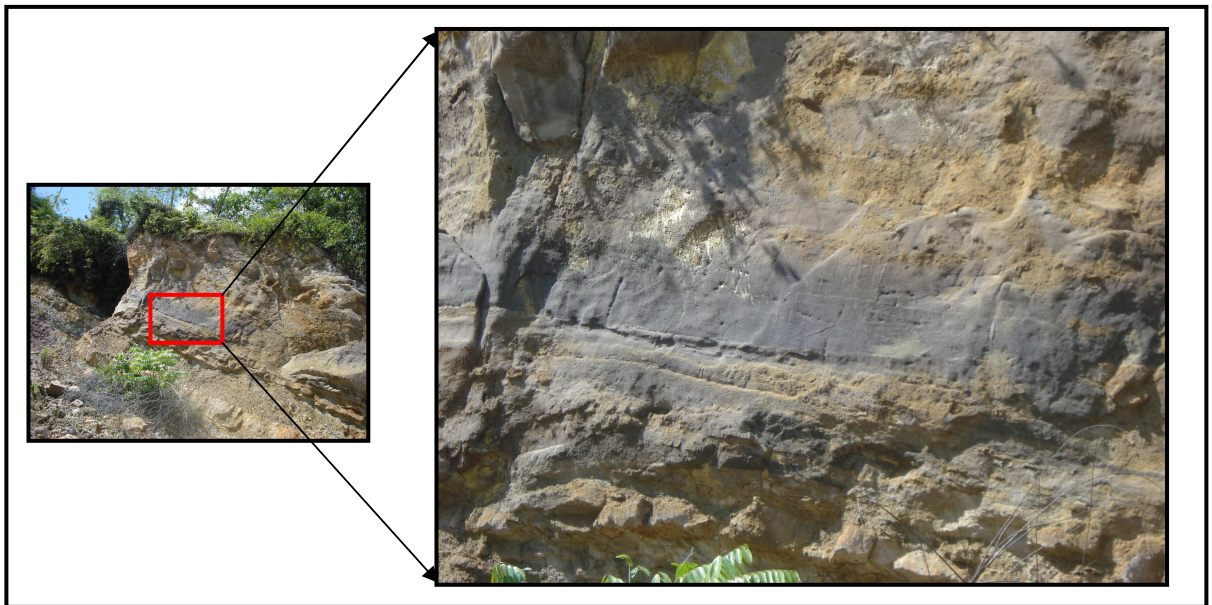


Figura 75. Afloramiento de la Formaci6n Colorado mostrando arenas de canal impregnadas de petr6leo. (Delta 14 seg6n tabla 2).



Figura 76. Afloramientos de dep6sitos de canal de la Formaci6n Colorado.

Después de este afloramiento se continuó sobre la vía hasta encontrar la Formación Mugrosa. Con la toma de algunas medidas sobre los afloramientos que encontramos de esta Formación se dio término al trabajo de campo que se tenía estipulado.

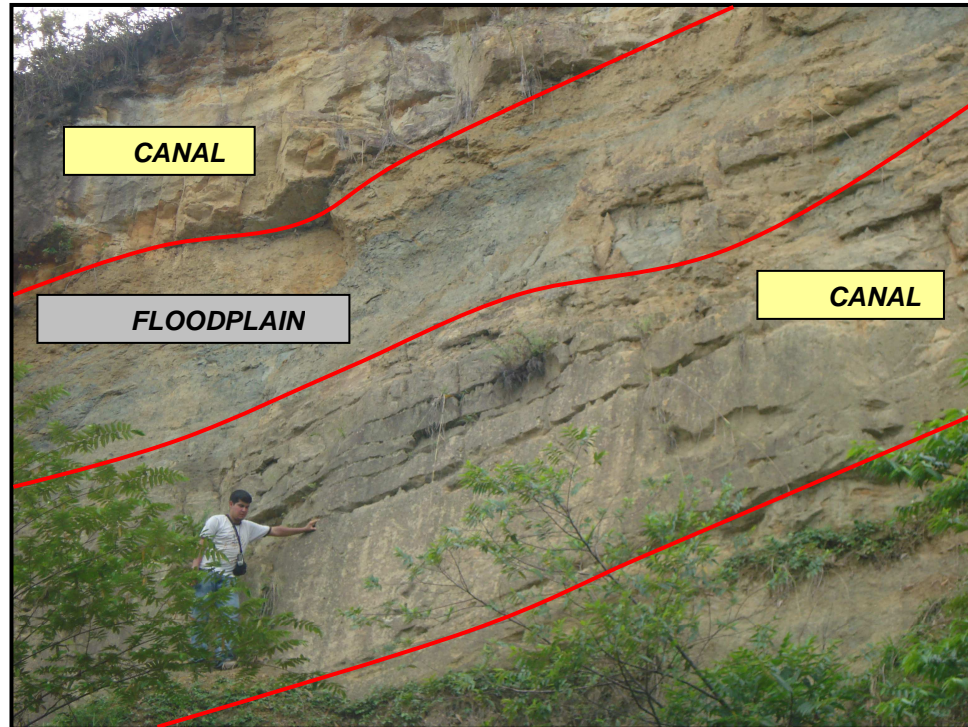


Figura 77. Afloramiento de la Formación Mugrosa donde se pueden ver depósitos de canales y de floodplain.

A continuación se muestra la tabla de las estaciones principales a lo largo del recorrido realizado en el trabajo de campo.

Flanco	ESTACION N°	COORDENADAS		Formación	Kms. Ref.	
	SNM	Salida Año 2008	Norte			Este
ESTE	1		1,275,843.1	1,079,865.10	Umir	32.4
	2		1,275,271.3	1,079,648.10	Umir	
	3		1,275,389.4	1,076,551.20	Umir/Lisama	36.4
	4		1,275,610.4	1,076,336.00	Lisama	
	5		1,275,739.2	1,076,216.20	Lisama	
	6		1,276,902.7	1,075,622.10	La Paz	
	7		1,277,389	1,074,081	Esmeralda	38.8
	8		1,277,499	1,073,830	Esmeralda	39.9
	9		1,277,681	1,073,696	Esmeralda	
	10		1,277,710	1,073,400	Esmeralda	

OESTE	11	1,273,346	1,047,816	Real	
	12	1,271,054	1,046,356	Real	
	13	1,258,393	1,039,690	Colorado	
	14	1,253,903	1,036,416	Colorado	
	15	1,253,052	1,035,852	Colorado	
	16	1,252,679	1,035,660	Colorado	
	17	1,251,681	1,035,560	Colorado	
	18	1,251,005	1,035,213	Colorado	
	19	1,249,694	1,033,931	Mugrosa	

Tabla 5. Ubicación de las estaciones principales donde se reconocieron los cambios litológicos sobre el flanco Este y Oeste del Sinclinal de Nuevo Mundo.

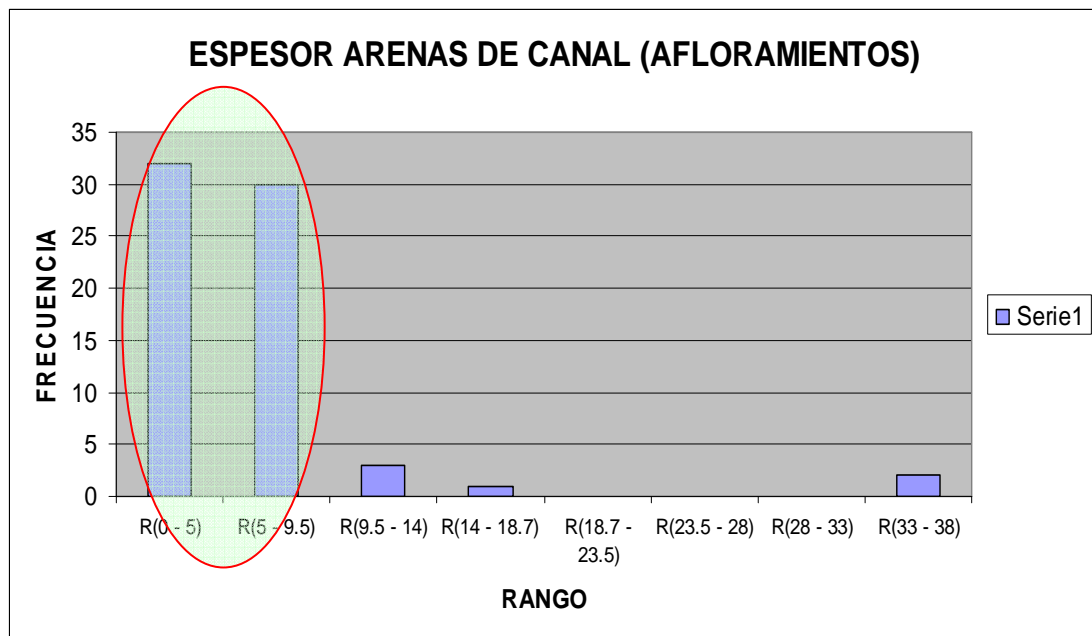


Figura 78. Histogramas de mediciones de espesores de canal sobre las Formaciones La Paz, Esmeraldas, Mugrosa y Colorado.

Los resultados arrojados de los datos de campo sugieren que los espesores de los depósitos de canal tienen un promedio esperado entre 5 y 10 pies, si se miran los paquetes de arenas aislados tal y como se tomaron en la salida de campo. Sin embargo, casi en la totalidad de los afloramientos de todas las Formaciones se pudo ver un grado de amalgamamiento alto entre los cuerpos presentando un buen grado de conectividad.

Al realizar un comparativo con los datos extraídos de los registros de pozos se puede ver que la moda para todas las subunidades está representada por este rango.

10.3. MODELAMIENTO GEOESTADÍSTICO

El modelamiento geoestadístico que se realizó para el Campo Lisama se hizo en base a los datos de soporte que se obtuvieron de los análisis estadísticos básicos a partir de los registros de pozos y el trabajo de campo realizado sobre las Formaciones de interés incluyendo las Formaciones La Paz y Esmeraldas.

Teniendo en cuenta que el modelamiento geoestadístico se realizó por el método basado en objetos y dadas las condiciones geométricas de los depósitos a modelar en el yacimiento (Canal, crevasse splay y floodplain), se tuvo en cuenta los parámetros de espesor de canales obtenidos en los análisis previos para suponer el rango mínimo y máximo del ancho de mismos y así generar finalmente un modelo de distribución de facies para cada superficie en profundidad que luego sería amarrado al modelo petrofísico.

Antes de realizar el modelamiento geoestadístico se tuvo que realizar un chequeo de las características geológicas del campo para evaluar la manera de modelar las propiedades (Facies, porosidad, permeabilidad, saturación de agua y net gross) limitando la interpolación entre pozos y así controlar la distribución de propiedades en el grid de simulación. Para el modelamiento se utilizó un total de 152 pozos, para los cuales se definieron facies. (Figura 79)

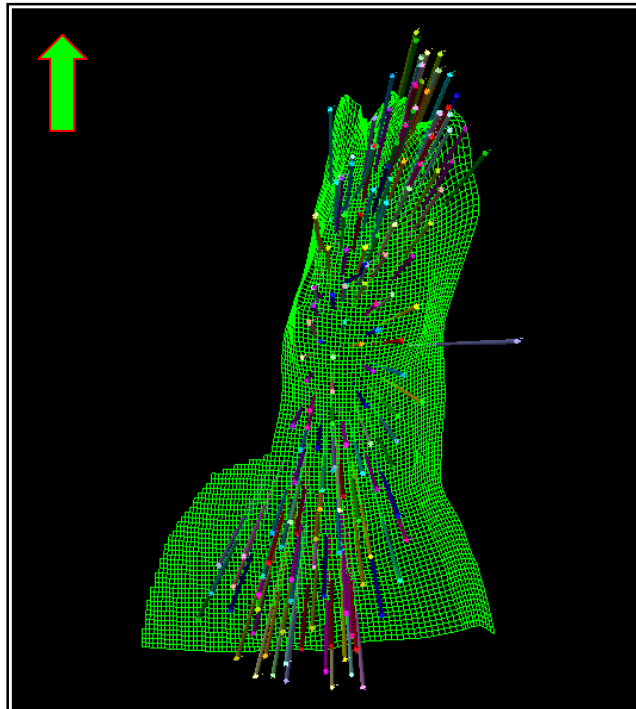


Figura 79. Distribución de pozos en el campo Lisama sobre el grid de celdas.

10.3.1. Definición De Grilla De Simulación Geoestadística

Para la generación del grid del campo, el factor que más influencia presento fue el modelo estructural asociado al modelo de fallas generadas en petrel, esto debido a la complejidad estructural que presenta el campo.

La primera de división que se realiza es la areal en donde se dieron las dimensiones en (x) y en (y), reconocidas en Petrel como (i, j), y a su vez permitiendo dar la forma y la orientación de cada una de las celdas. Para esto se tuvo en cuenta el tren estructural presentado por el modelo de fallas y la orientación preferente de los geocuerpos a modelar que para este caso fueron los depósitos de los canales fluviales. Para esta orientación se utilizaron estudios de paleocorrientes donde se tiene estipulada una tendencia en la dirección Norte – Sur.

La tendencia estructural fue seguida por el tren de fallas, siguiendo la orientación de las fallas principales (Fallas de la Salina y Falla Peña de Oro) y las secundarias. Figura 80. Algunas otras tendencias locales son necesarias para dar control donde no se cuenta con tendencias estructurales.

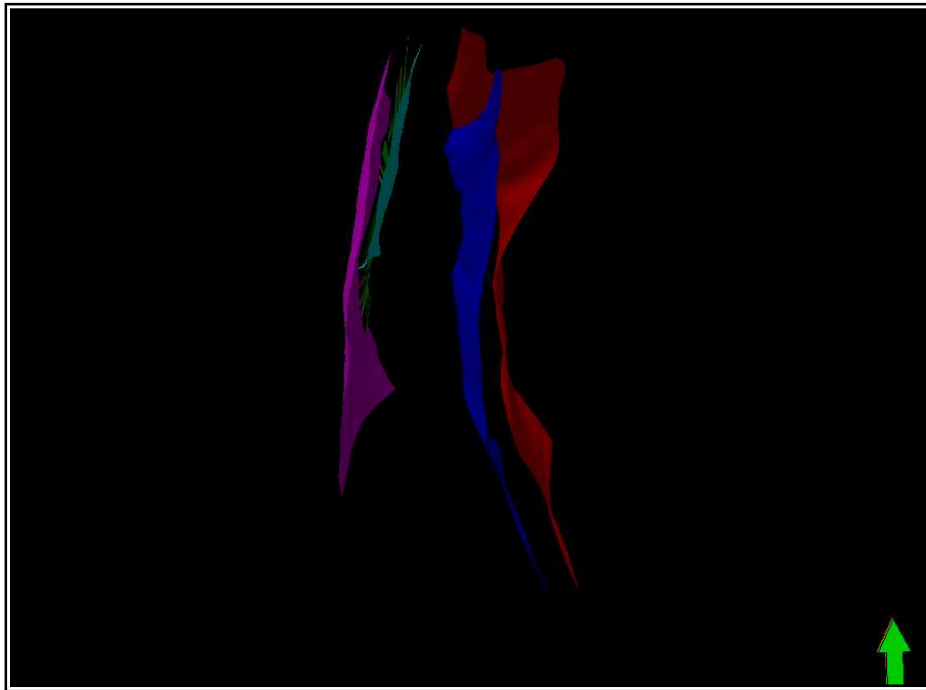


Figura 80. Modelo de fallas para el campo Lisama mostrando el tren estructural en dirección Norte-Sur.

Cuando se definieron las tendencias para la generación del grid, se procedió a asignar un valor promedio a la celda que para el caso del campo Lisama se tomó un promedio de $100i \times 100j$, teniendo en cuenta la cantidad de celdas a generar y también el espaciamiento entre los pozos. Una vez definieron estas medidas se procedió a generar el grid a partir de la herramienta de “pillar gridding” que presenta Petrel, la cual permitió generar tres superficies que definen el esqueleto del campo a modelar. Figura 81.

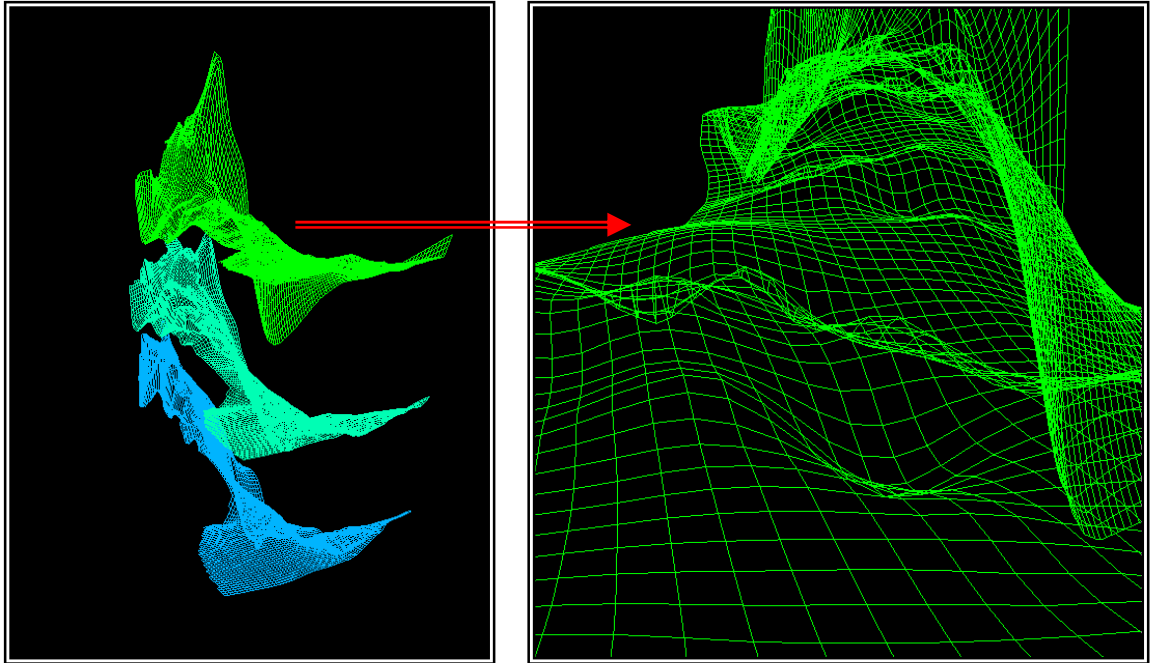


Figura 81. Generación del esqueleto del campo con las tres superficies generadas en el tope el medio y la base.

10.3.2. Generación Del Armazón Del Campo A Nivel De Subunidades Formacionales

En base al modelo estratigráfico definido por el grupo de trabajo del Plan Integral de Campos Maduros, para el campo Lisama se definieron nueve subunidades incluidas en las formaciones Mugrosa Zona C, Mugrosa Zona B y Colorado, y luego se procedió a generar el armazón del campo completo. Figura 82.

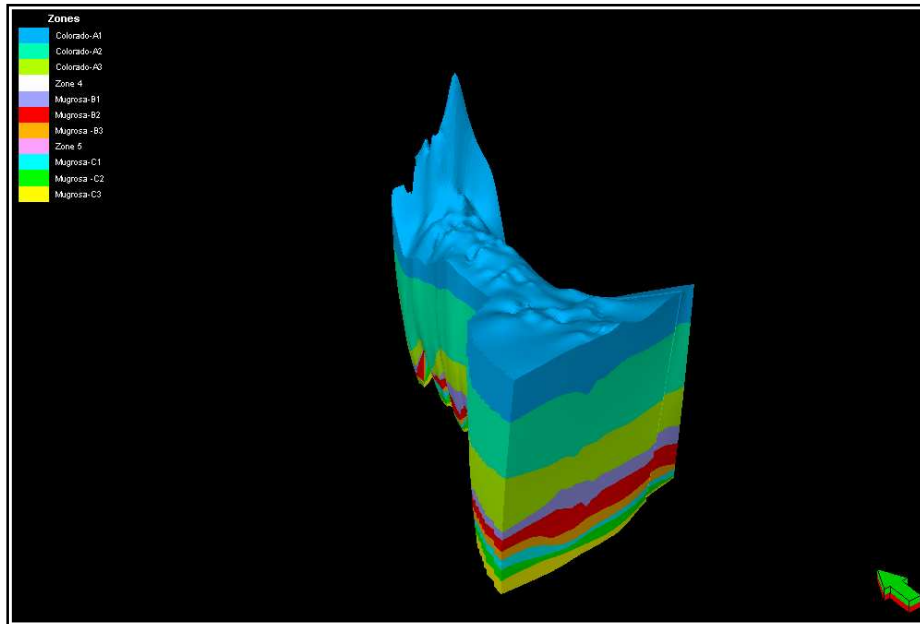


Figura 82. Generación del Armazón del Campo Lisama con las 9 unidades intraformacionales definidas (De Base a Tope: C3, C2, C1, B3, B2, B1, A3, A2, A1)

En el desarrollo del modelo estructural se generaron las superficies estructurales al tope de las unidades A1, B1, C1 y D1, siendo estas superficies controladas con el amarre sísmico además de estar definidas como superficies discordantes de las tectonosecuencias del terciario. Sin embargo, para el modelo era necesario cargar las demás subunidades para definir las propiedades a nivel de subzona como se propuso desde el inicio del desarrollo del trabajo. Para la generación de las superficies intraformacionales (A2, A3, B2, B3, C1, C2 y C3), se tuvo en cuenta tanto las superficies discordantes de las subunidades y su orden natural de depositación, es decir, que para las subunidades que suprayacen las superficies discordantes, estas tomarían los rasgos estructurales de la base (Superficie discordante), y de esta manera se realizaría así sucesivamente hasta llegar a la siguiente discordancia. El sentido de hacerlo de esta manera tiene su lógica en la naturaleza de las discordancias, ya que después de un evento erosivo la depositación que se genera a partir de esta superficie, va a tender a guardar la forma de la base donde empieza nuevamente a depositarse la secuencia.

10.3.2.1. División En La Escala Vertical De Campo A Nivel De Subunidad. (Layering)

El layering está representado por el número total de celdas que se van a tener en la vertical para cada subunidad y fue definido pensando en el modelo de facies que se realizaría a partir de la estadística realizada para cada subunidad desde los registros de pozos y los datos obtenidos en el trabajo de campo. Teniendo en cuenta esto y que el principal objetivo en la determinación del layering busca la menor pérdida de información posible en cuanto a la interpretación de facies se refiere, se procedió a calcular un espesor promedio por subzona para luego

calcular el número de capas en el que se dividiría esperando que las celdas se ajustaran al valor mínimo de los cuerpos a modelar, que para el campo Lisama fue en promedio de 5 a 10 pies (Tabla 6). Es importante aclarar que para la Formación Mugrosa se realizó un refinamiento mayor en la vertical debido a que la mayor parte de la producción proviene de esta zona.

SUBUNIDAD	ESPEJOR PROMEDIO DE LA CAPA	NUMERO DE CELDAS (LAYERING)	ESPEJOR PROMEDIO DE LA CELDA
COLORADO A1	1187	79	15
COLORADO A2	2072	138	15
COLORADO A3	1171	78	15
MUGROSA B1	778	97	8
MUGROSA B2	649	81	8
MUGROSA B3	409	51	8
MUGROSA C1	354	44	8
MUGROSA C2	553	69	8
MUGROSA C3	301	20	15

Tabla 6. Determinación del Layering aplicado a cada subunidad teniendo en cuenta el espesor promedio de la celda.

De esta manera el número total de celdas en el modelo en 3D son:

$$\text{No. Celdas} = 76i \times 121j \times 657k = 6'041.772$$

Teniendo definido el layering para cada subunidad, ya era posible realizar la distribución de propiedades la cual estaría sujeta al modelo de facies que serían interpretadas para cada pozo del campo Lisama.

10.3.3. Generación Del Modelo De Facies

10.3.3.1. Interpretación de Facies

Para el modelo de facies se utilizó la información de 152 pozos los cuales resultaron seleccionados para la interpretación que se realizó en base a las electrofacies identificadas sobre los registros SP, GR y Resistivos a lo largo de todo el pozo hasta donde fuese posible. Las tres facies definidas para el modelamiento corresponden a facies de canal, facies de crevasse splay y las facies de floodplain, (En colores amarillo, naranja y gris respectivamente) siendo este último el utilizado para definir el background de modelo (La matriz donde estarían embebidos los cuerpos). De esta manera se obtuvo la interpretación de

las tres facies a nivel de subunidad ya que el modelamiento se realizaría a este mismo nivel de resolución.

En general las facies identificadas sobre los registros como facies de canal se encontraron en algunos casos, presentando cambios abruptos en los registros litológicos y en algunos otros cambios graduales pero siempre caracterizados por los cambios repentinos sobre los registros litológicos. Figura 83.

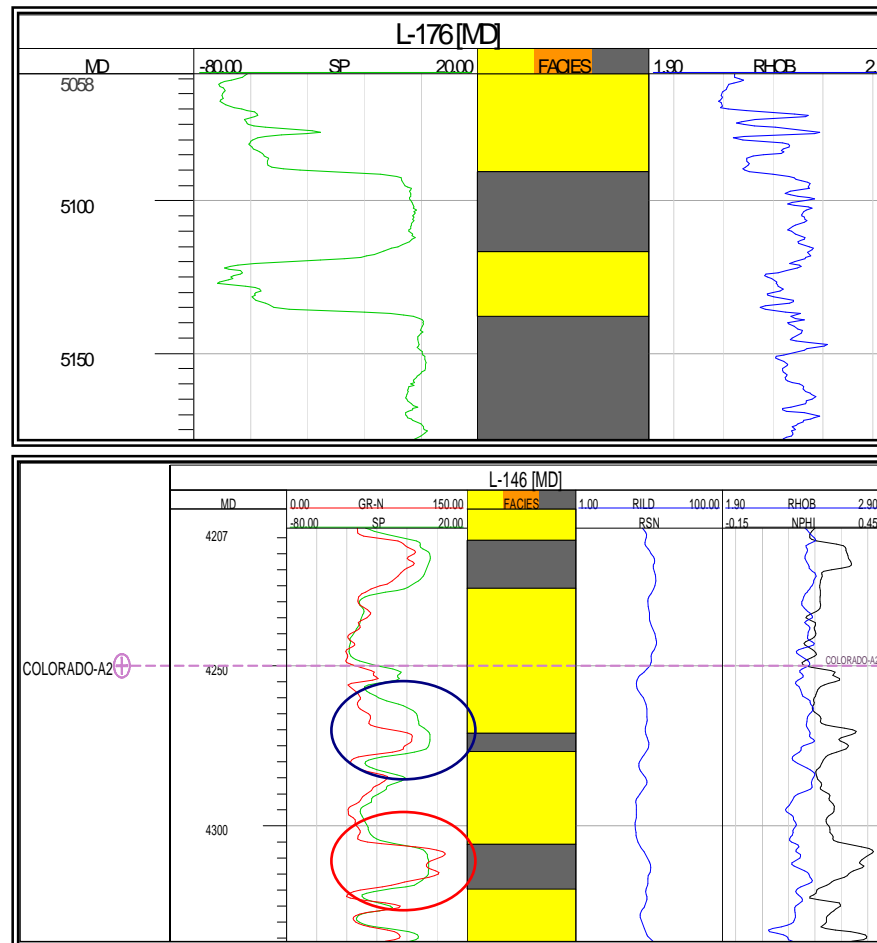


Figura 83. Ejemplo de los cambios abruptos y graduales en los registros litológicos mostrados hacia la base de los canales.

En algunos casos el registro SP se mantiene en valores positivos o cerca de ellos, razón por la cual el registro GR es el mas eficiente indicador de litología (Figura 84), pero en el caso de que no exista este ultimo, los registros resistivos son los principales guías con sus cambios de resistividad (Figura 85).

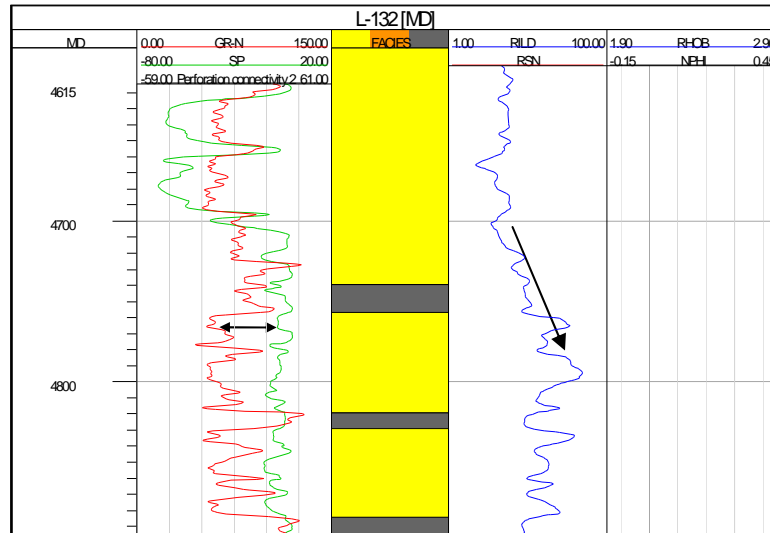


Figura 84. Ejemplo de registro SP con valores positivos, mientras el GR presenta valores y formas de canal. Los resistivos marcan la presencia de fluidos.

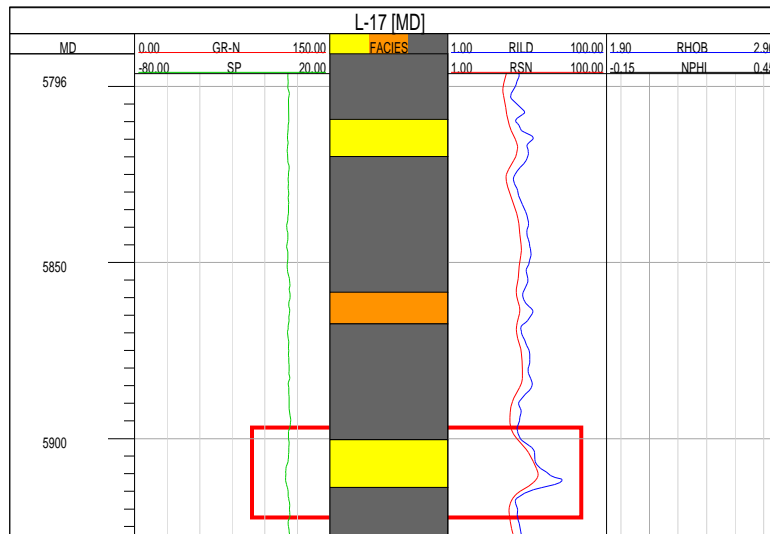


Figura 85. Registro SP presentando valores positivos, mientras que los resistivos al mismo intervalo muestran la presencia de fluido.

En la Formación Colorado, hacia el tope de la misma, en algunos casos se encuentran pozos que solo presentan en su set de registros SP y Resistivos. En algunos casos el SP presenta cambios, pero en un rango de valores pequeños (5 a -10), y el resistivo presentan significativas deflexiones. Cuando se ubica un pozo que cuente con registro GR, se observa que este registro presenta geometrías de canal. Una posible explicación es una zona de agua al tope de Colorado donde se ve afectado el SP (Figura 86).

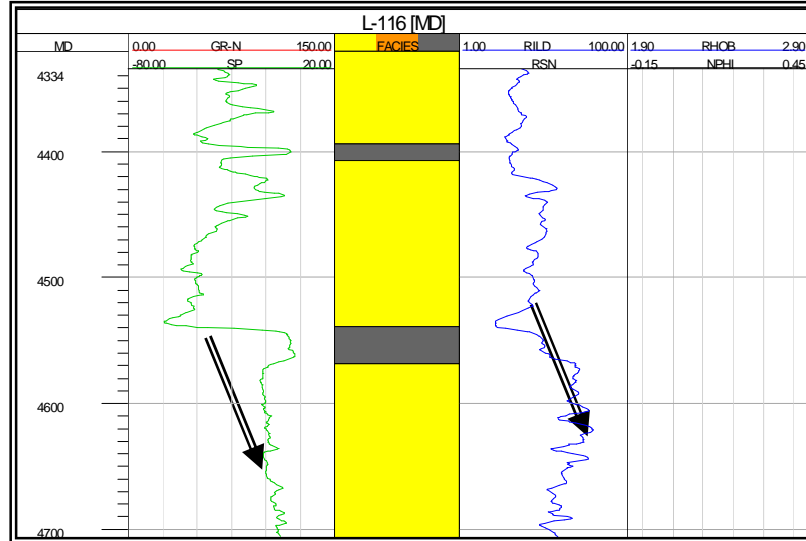


Figura 86. Cambios abruptos del registro SP comparado con los resistivos en el mismo intervalo con posible presencia de agua.

En algunos casos como el ejemplo mostrados para la Formación Mugrosa en la figura 87, aparecen los registros densidad y porosidad, permitiendo identificar zonas con mayor presencia de arenas y zonas con muy poca presencia de arenas ya que cuando estos dos registros están solapados es un buen indicador de presencia de arenas, mientras que cuando se separan las dos curvas, indica presencia de shale.

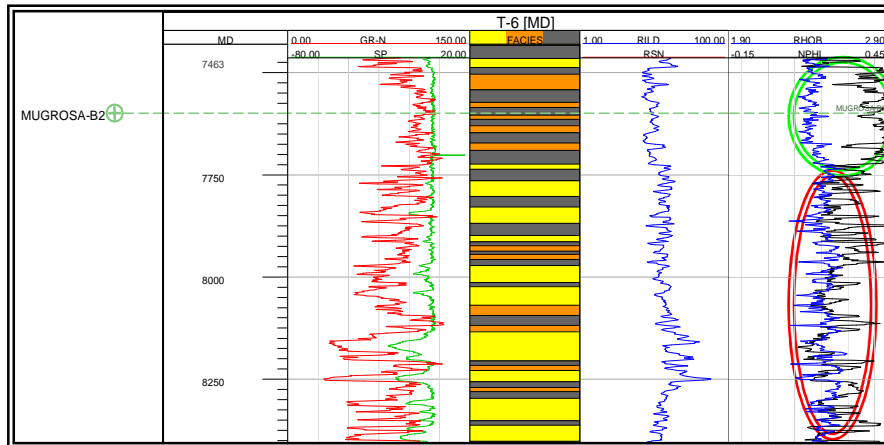


Figura 87. Ejemplo de solapamiento y separación de las curvas NPHI y RHOB. En rojo indicando presencia de finos y en verde indicando presencia de arenas.

En cuanto a la forma de los registros se refiere, las formas de cilindro son las más comunes donde las arenas son muy espesas, caso que se presenta en la Formación Colorado (Figura 88), y las formas de campana son más esporádicas

en las zonas donde los canales tienen menores espesores, como en la Formación Mugrosa (Figura 89).

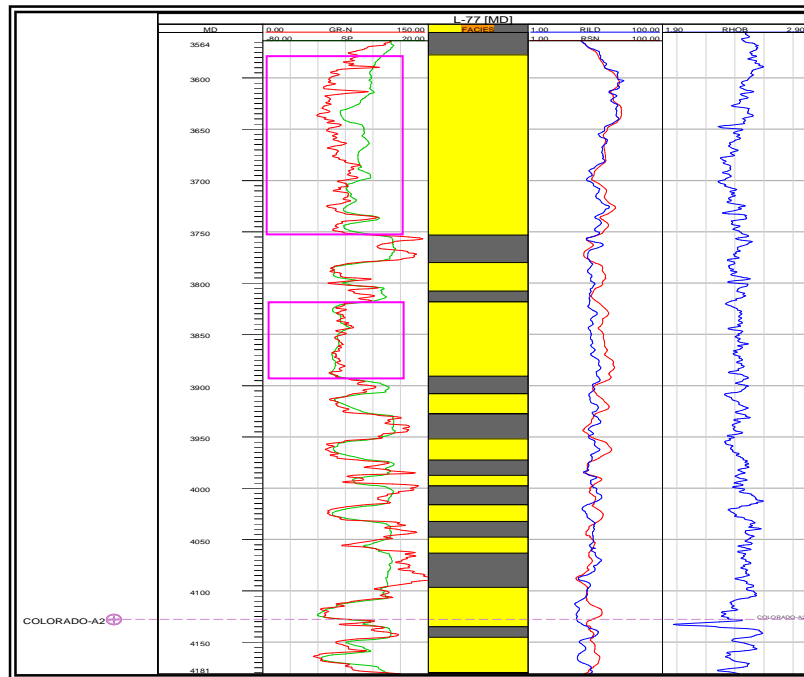


Figura 88. Forma cilíndrica de los depósitos de canal sobre los registros litológicos.

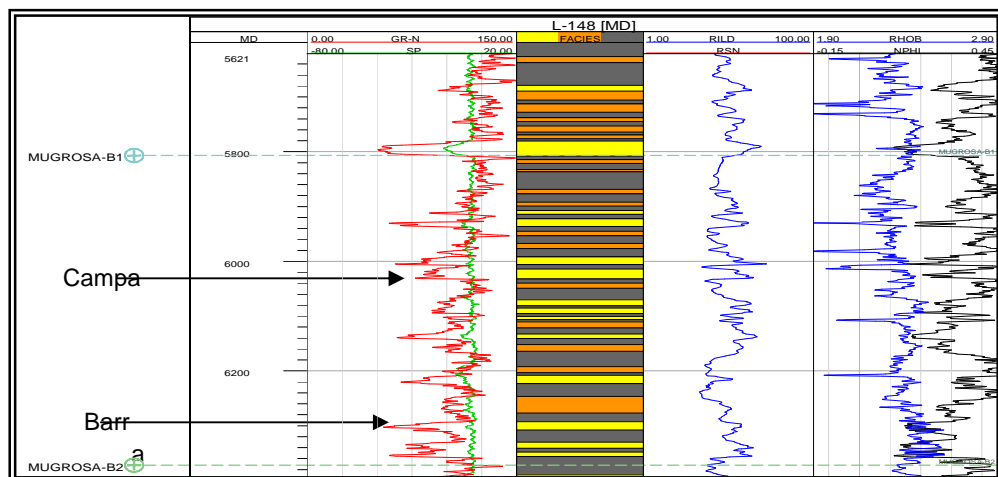


Figura 89. Formas de barras y de campana de los registros litológicos de los depósitos de canal en la Formación Mugrosa.

Las Facies de Crevasse presentan cambios repentinos en el registro litológico. En algunos casos se encuentran en medio de una zona de sedimentación fina (Figura 90) y en otros casos los suprayacen los depósitos de canales. De manera general

los registros resistivos no son buenos indicadores, porque por lo general no deflektan y es posible que estos depósitos puedan ser confundidos con un canal.

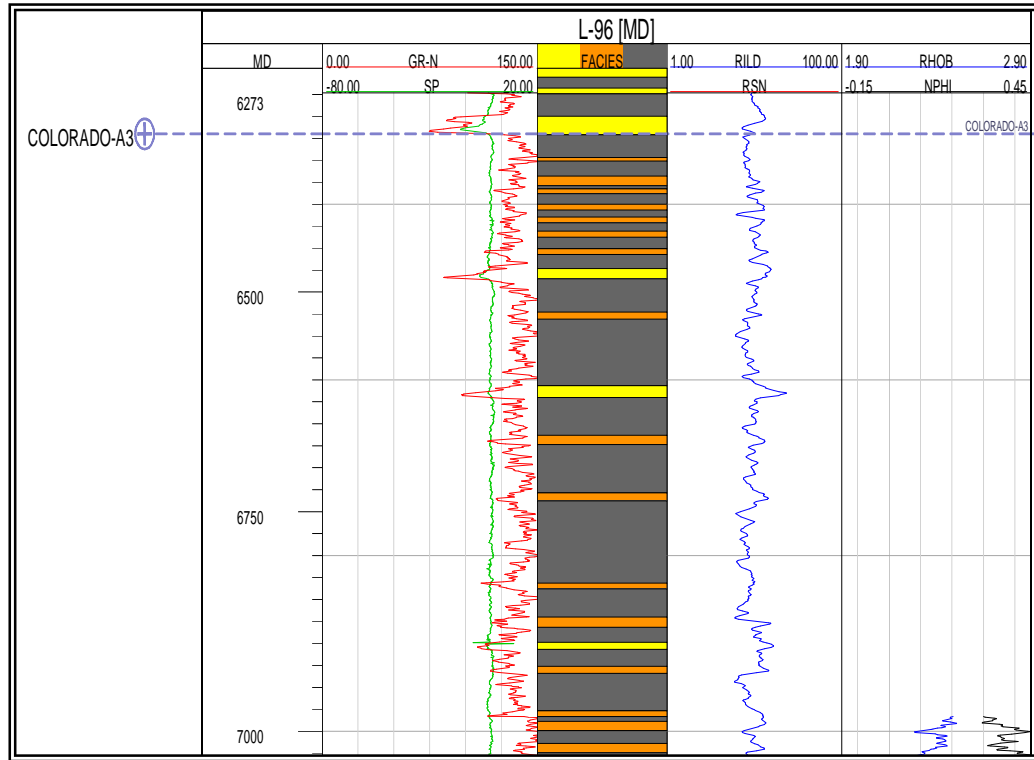
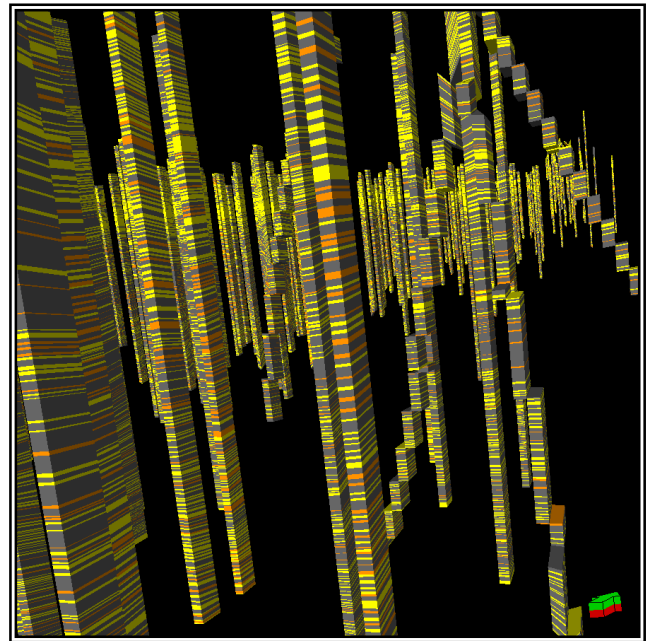
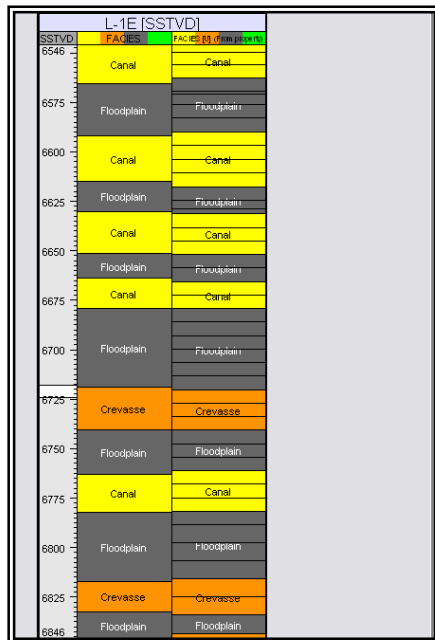


Figura 90. Facies de crevasse (naranja) presentando zonas donde los registros SP y GR presentan pequeñas deflexiones al igual que los resistivos (este último es mejor indicador).

Las Facies de floodplain permanecen con valores de SP y GR bajos, y actúan como sellos presentando resistividades nulas prácticamente. Los registros densidad (RHOB) y porosidad (NPHI) presentan separación máxima entre ellas en estas cuando se presentan este tipo de facies.

10.3.3.2. Escalamiento De Las Facies

Una vez definidas las facies para cada pozo, y antes de empezar a realizar el modelamiento de las facies para cada subunidad, se realizó el escalamiento de las facies interpretadas donde se pudo comprobar que el layering funcionó de tal manera que evitó al máximo la pérdida de información. Este escalamiento consistió en asignar un solo valor de facie (0,1 o 2) para cada celda de tal manera que si una celda estaba conteniendo más de una facie, al final resultaría una celda con un solo valor de facie asignándole la que más porcentaje tenga en la celda. (Figura 91).



(a)

(b)

Figura 91. (a). Escalamiento de facies. A la izquierda la interpretación de facies y a la derecha las facies ya escaladas. (b). Registros de facies escalados por pozo en el modelo 3D.

Al escalar los registros de facies de cada pozo pertenecientes al área de estudio se pudo ver que el modelo estratigráfico mostrado sobre algunas traversas era coherente con el modelo de facies escalado final. (Figura 92 y 93). Esto se puede ver por ejemplo en la Formación Colorado donde se presentan excelentes espesores de arenas hacia la parte superior del modelo, mientras que para la Formación Mugrosa se puede ver una disminución marcada en la presencia de arenas. De esta manera, se observan los ciclos estratigráficos que controlaron la depositación para estas Formaciones y que tiene su explicación en los cambios a través del tiempo de la relación que existe entre el espacio de acomodación y el suministro de sedimento (A/S). Para la Formación Mugrosa, incluyendo las zonas C y B, se puede observar que la depositación de esta secuencia corresponde a un evento transgresivo asociado a un ciclo de subida del nivel base, donde la energía de depositación fue disminuyendo a medida que se depositaba esta Formación. La depositación de la Formación Colorado, corresponde a un evento regresivo asociado a un ciclo de bajada del nivel base que causó que el suministro de sedimento aportado a través del tiempo generara los principales espesores hacia el tope de esta Formación. (Figura 92)

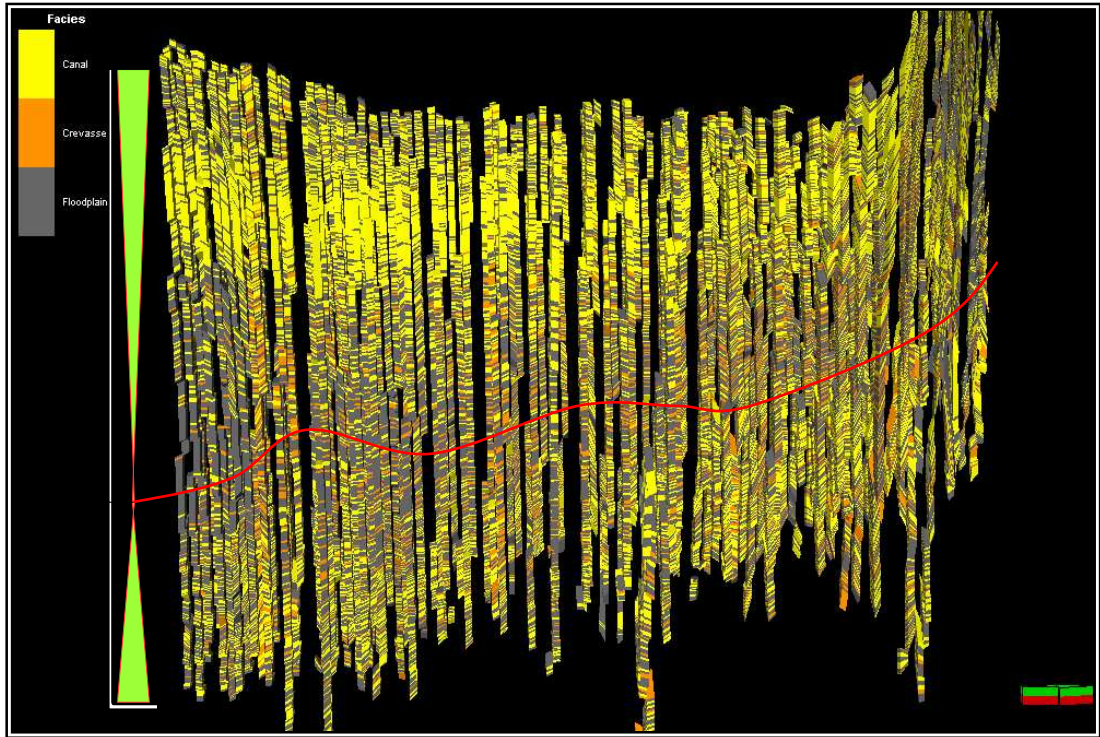


Figura 92. Modelo de facies escalado para todas las subunidades de las Formaciones Mugrosa y Colorado.

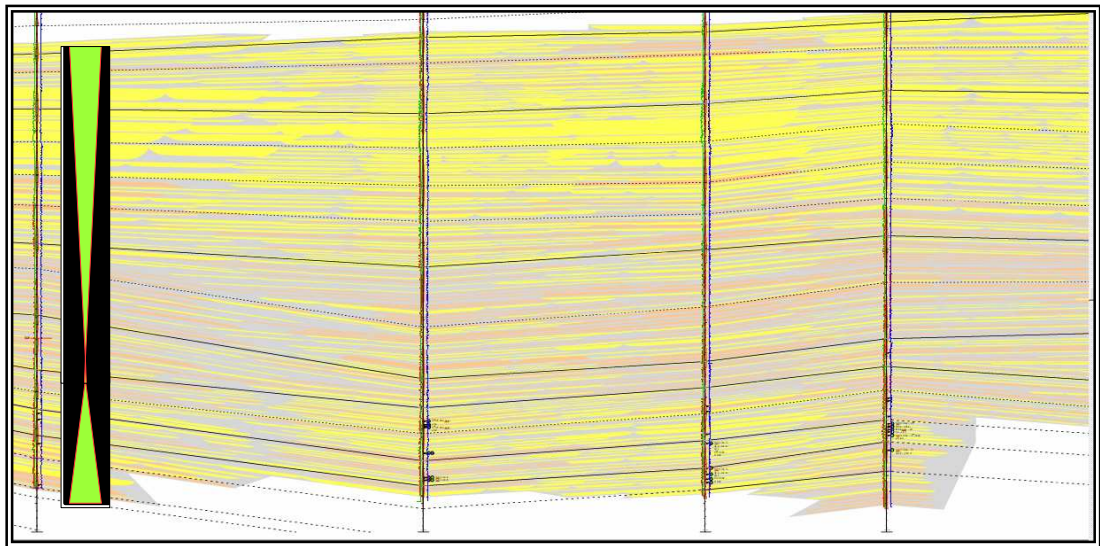


Figura 93. Correlación estratigráfica entre los pozos L-116, L-143, L-135, L-126, correspondientes a la Traversa J en dirección Norte-Sur.

Una vez se obtuvo el escalamiento y se comprobó que el layering utilizado era el adecuado para evitar que se perdiera información de la interpretación de facies, se procedió a realizar el modelamiento de facies por objetos, al cual serían amarrados los modelos de porosidad, permeabilidad, saturación de agua y net gross.

10.3.4. Modelamiento De Facies Basado En Objetos

Para generar el modelamiento de las facies se implementaron los parámetros obtenidos del análisis estadístico sobre los registros y sobre el trabajo de campo. Para ello fue necesario definir los parámetros más relevantes de las geometrías de los geocuerpos asociados a depósitos de canales fluviales como lo son el espesor y el ancho de los mismos, que para este caso en particular se estimó un valor mínimo de 10 y un valor máximo de 25 pies, asumiendo que estos valores corresponden a canales independientes. Sin embargo los valores fueron ingresados de manera triangular permitiendo de esta forma, mantener un rango de espesor posible y así mismo guardar la proporción existente entre el ancho y el espesor, es decir a mayor espesor mayor ancho de canal generado y viceversa.

10.3.4.1. Análisis De Las Curvas De Proporción Vertical

En este análisis se generaron 9 curvas de proporción vertical, cada una asignada a una subunidad en particular. Las curvas de proporción vertical permitieron visualizar la distribución de las facies en cada layering de cada subunidad, evaluando así el porcentaje de cada facie presente en cada layering de todo el campo y la curva de distribución probabilística para el modelado. (Figura 94). Cada una de las curvas de proporción vertical a su vez proporcionó información acerca de la distribución vertical de las facies permitiendo de esta manera identificar los ciclos estratigráficos que controlaron la depositación de las Formaciones Mugrosa y Colorado.

En la mayoría de los casos, las curvas de proporción vertical permitieron identificar ciclos estratigráficos de baja frecuencia a nivel de subunidad que dejaron ver el comportamiento de la relación A/S (Acomodación/Suministro de Sedimento) según las fluctuaciones del nivel base.

A continuación se pueden observar las curvas de proporción vertical de facies para cada subunidad con su respectivo comportamiento según la relación A/S.

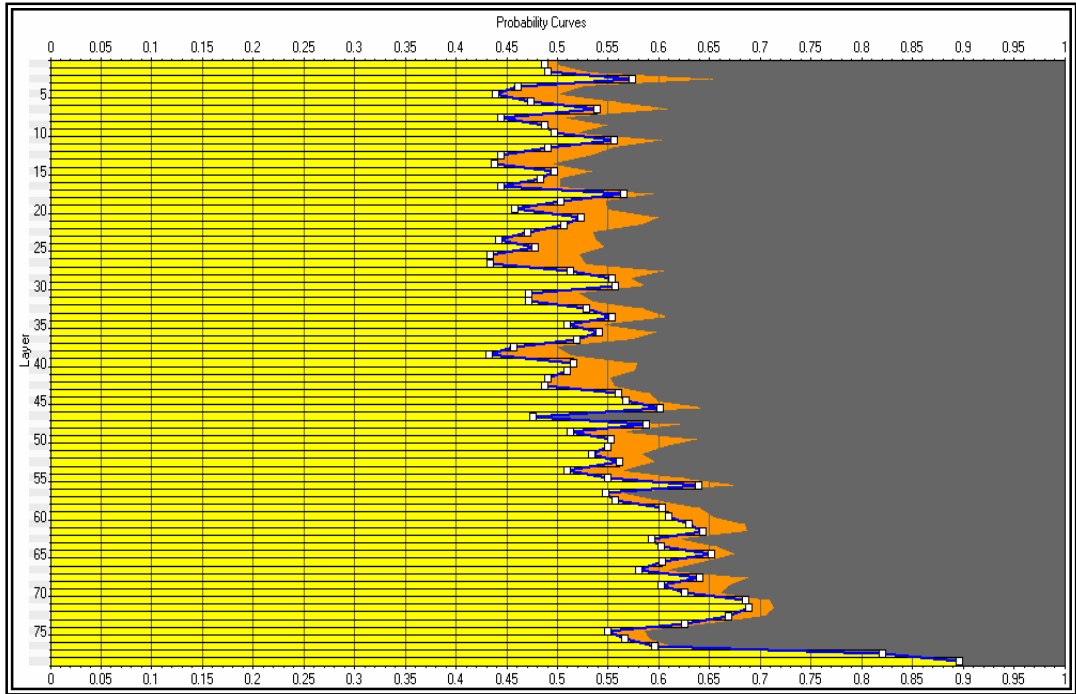


Figura 94. Curva de proporción vertical de facies para la subunidad Colorado A1.

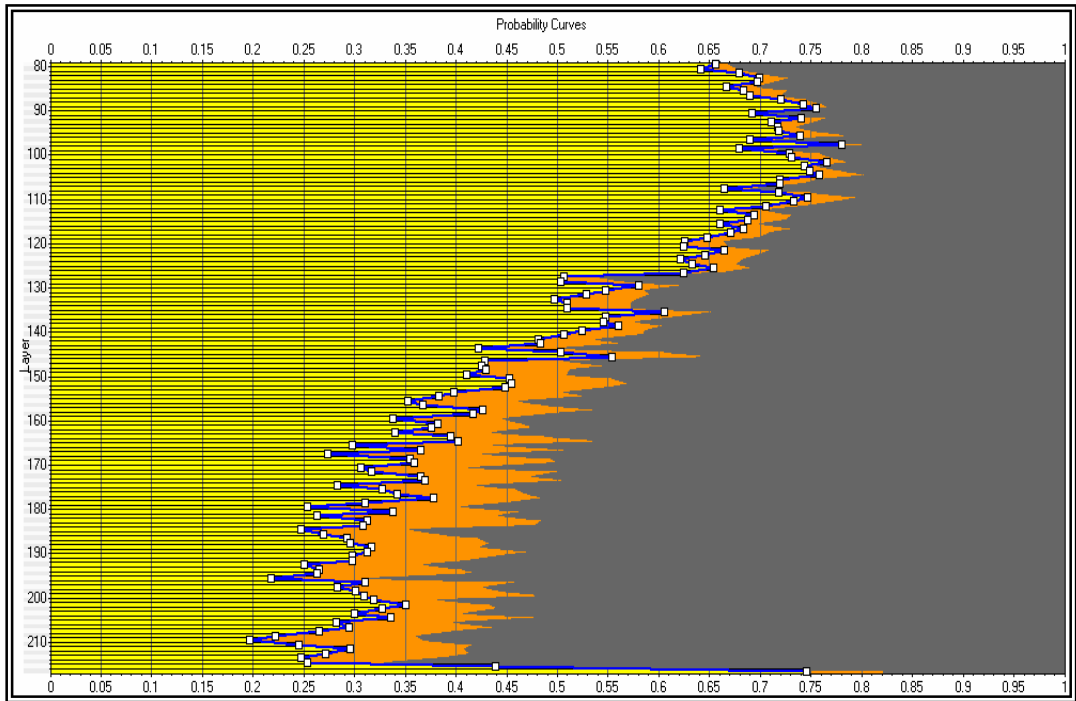


Figura 95. Curva de proporción vertical de facies para la subunidad Colorado A2.

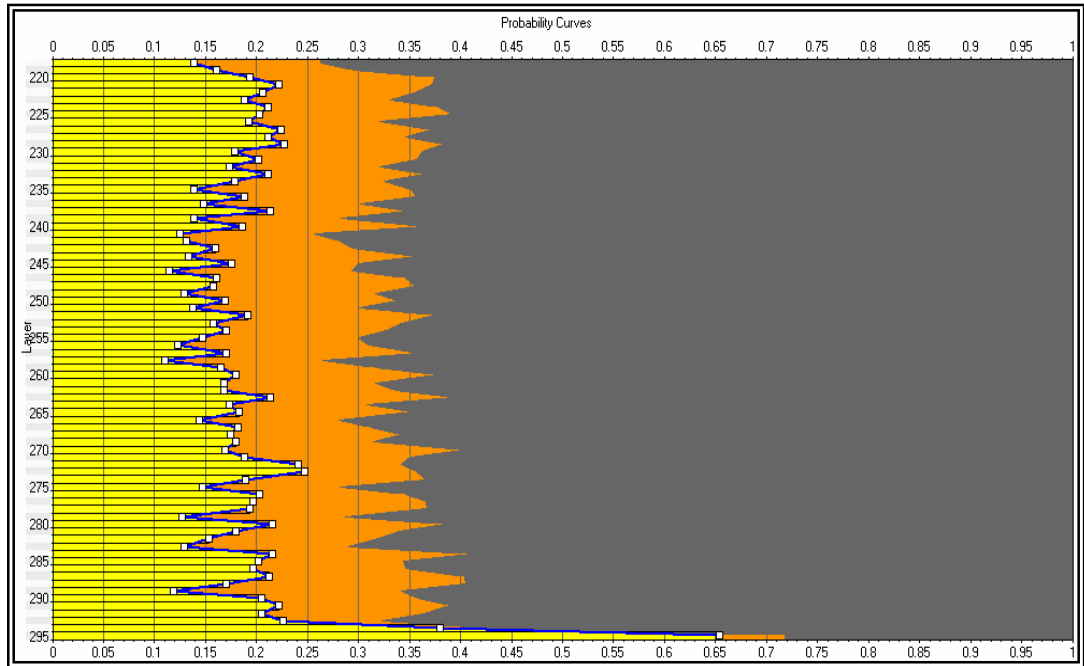


Figura 96. Curva de proporción vertical de facies para la subunidad Colorado A3.

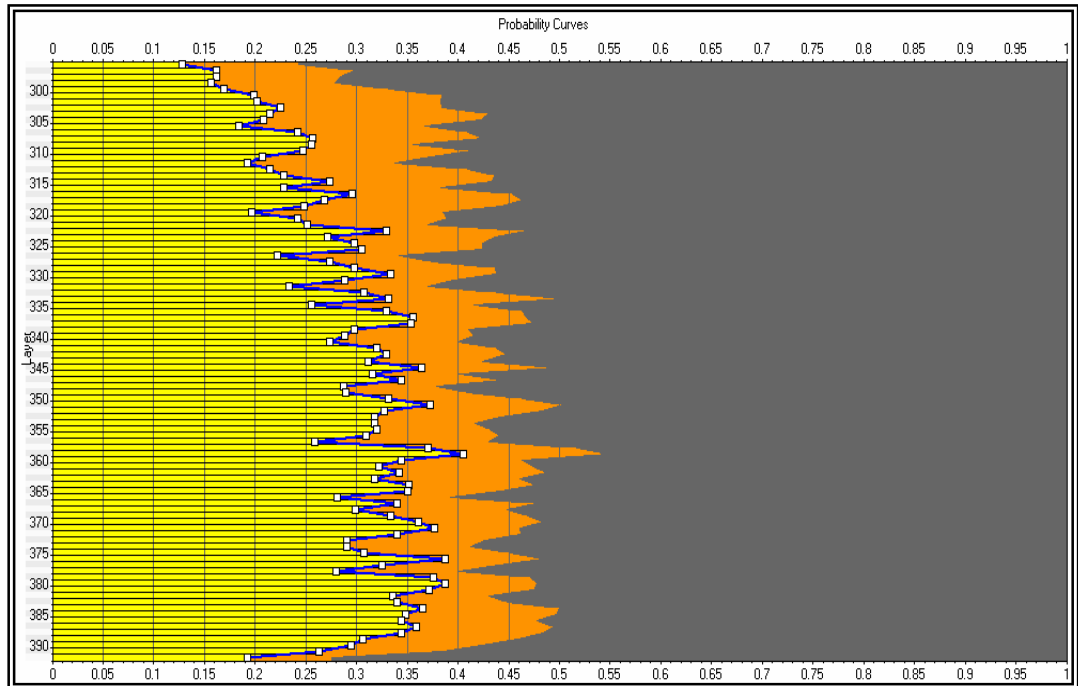


Figura 97. Curva de proporción vertical de facies para la subunidad Mugrosa B1.

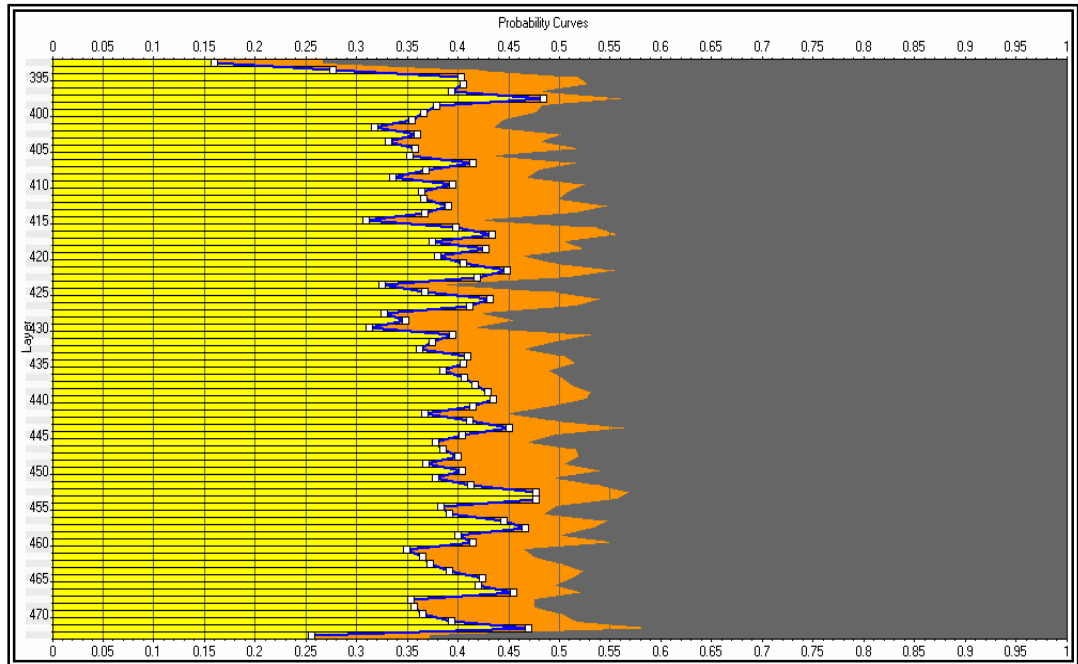


Figura 98. Curva de proporción vertical de facies para la subunidad Mugrosa B2.

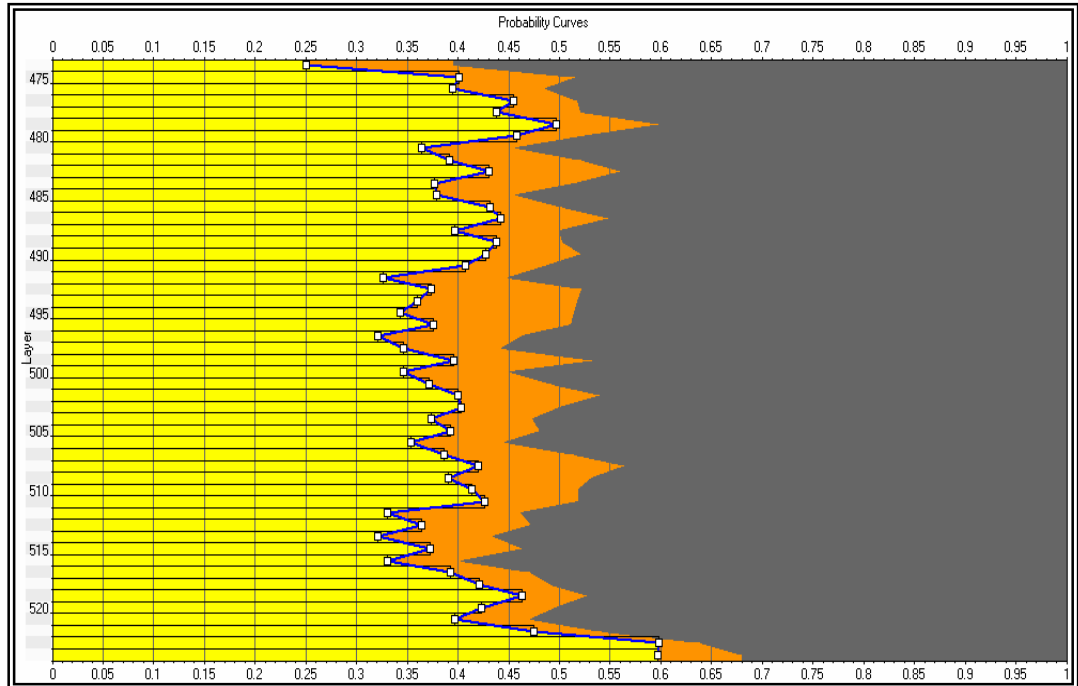


Figura 99. Curva de proporción vertical de facies para la subunidad Mugrosa B3.

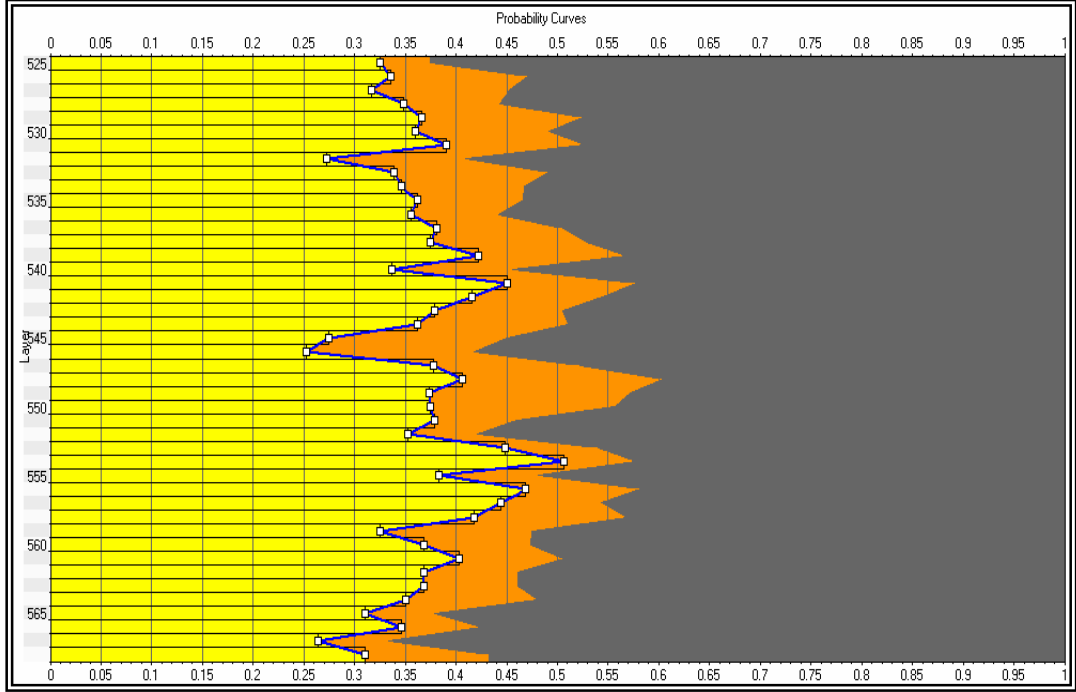


Figura 100. Curva de proporción vertical de facies para la subunidad Mugrosa C1.

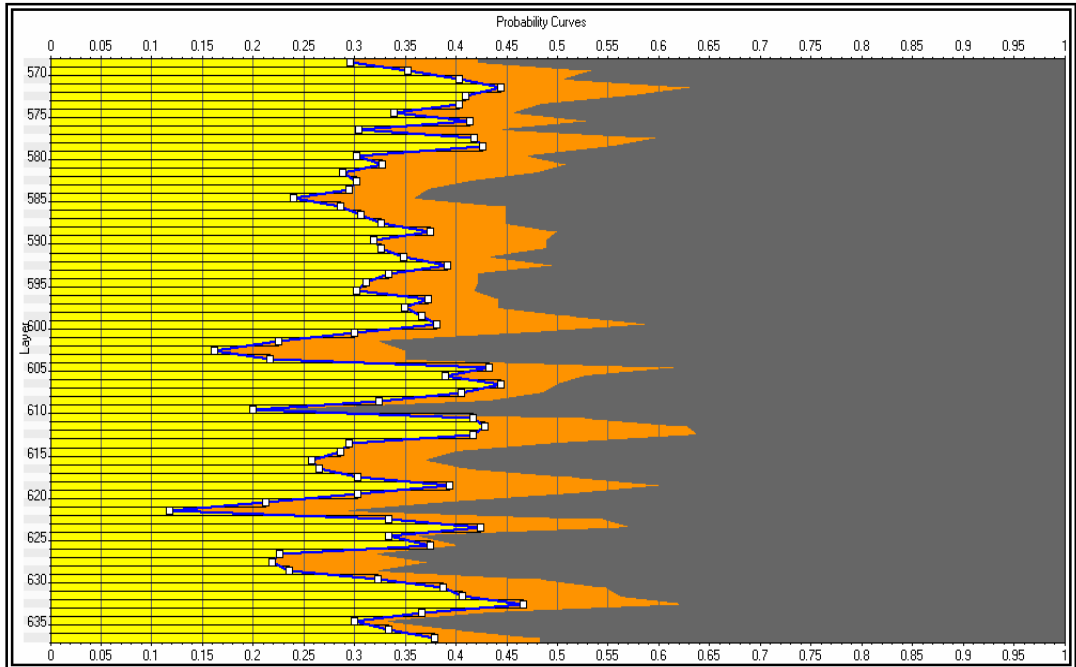


Figura 101. Curva de proporción vertical de facies para la subunidad Mugrosa C2.

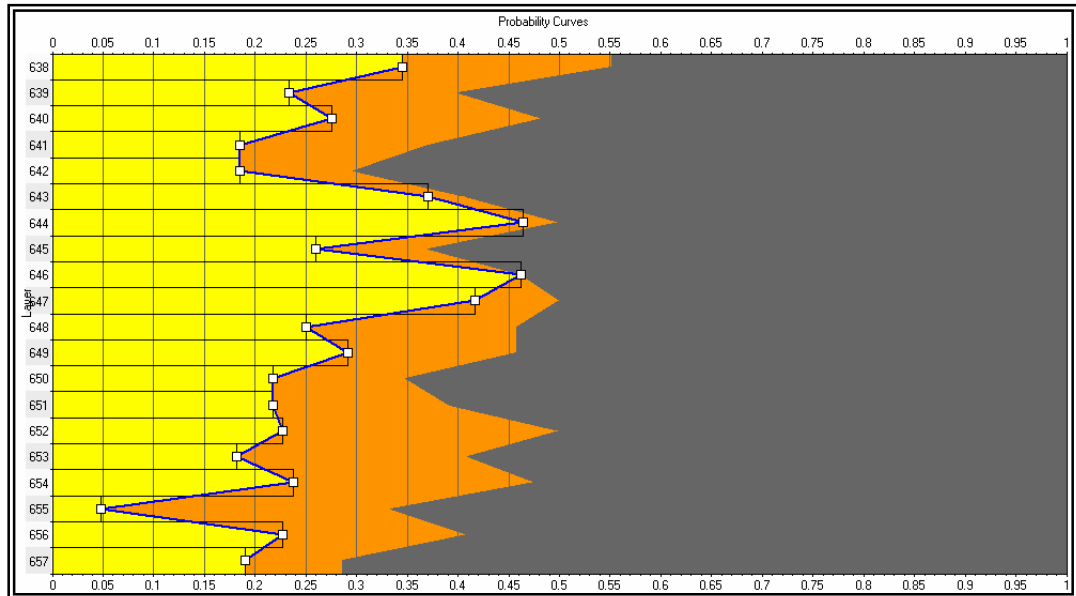


Figura 102. Curva de proporción vertical de facies para la subunidad Mugrosa C3.

Los porcentajes mostrados por las curvas de proporción vertical serían los ingresados para realizar el modelamiento de cada subunidad. De esta manera, el modelo garantiza que se guarden las proporciones entre el escalado del registro de facies y el modelo definitivo de facies.

10.3.4.2. Definición De Parámetros Para El Modelamiento De Facies

Teniendo como punto de partida los análisis previos realizados con respecto al espesor y ancho de los canales, y en base a los datos arrojados de la estadística y el trabajo de campo con respecto al parámetro base que fue el espesor, se determinó el rango triangular del ancho del canal que fue estimado en base al planteamiento de Gibbling (2006). De esta manera y según los datos obtenidos desde los registros y las mediciones realizadas en campo se tomó una relación Ancho / Espesor mayor a 15. (Figura 103). Esto implica que el ancho de los canales estaría en un rango mayor a 100m, es decir mayor a 300 pies. (Ver Tabla 1). Este valor se tomó como el valor medio (300pies), tomando un máximo de 450pies y un mínimo de 150 pies. (Figura 103)

Es importante aclarar que el método utilizado por el software tiene en cuenta las zonas donde están más amalgamados los canales permitiendo mayores continuidades laterales que en el caso donde los cuerpos se encuentren aislados.

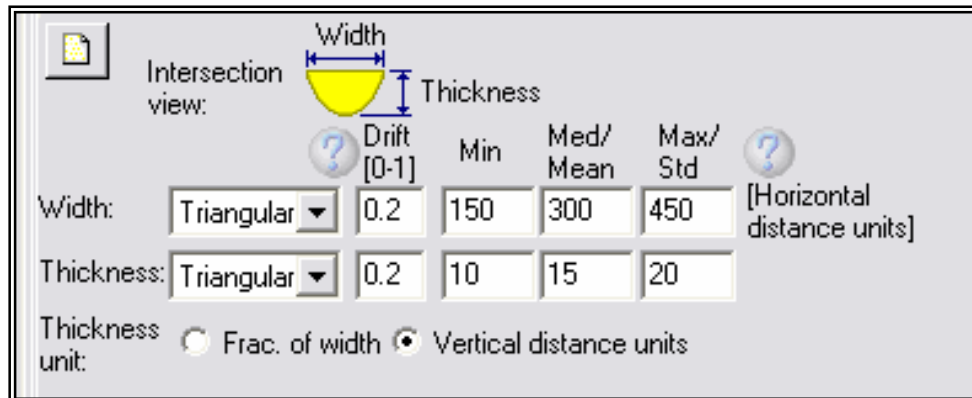


Figura 103. Interfase suministrada por el software PETREL para insertar los parámetros relevantes en el modelamiento de los canales fluviales.

Uno de los parámetros más difíciles de calcular es la sinuosidad del canal. Sin embargo el modelamiento que se realizó estuvo condicionado a los datos interpretados de los pozos ya que de esta manera, además de respetar los datos reales de las facies de canal interpretadas, también estaría condicionado a seguir las tendencias más cercanas entre pozos. Sumado a esto, para evitar la idealización de la sinuosidad de los canales se utilizó una desviación (Drift) alta (mayor a 0.5), para que de esta manera no se condicionara la línea de tendencia principal con la dirección generada por la interpolación entre los pozos.

El último parámetro que se tuvo en cuenta fue la definición del Background que corresponde a la facie de floodplain. El background se define como la matriz en la cual deben estar contenidos los cuerpos que para este caso corresponden a los depósitos de canal y los de crevasse splay.

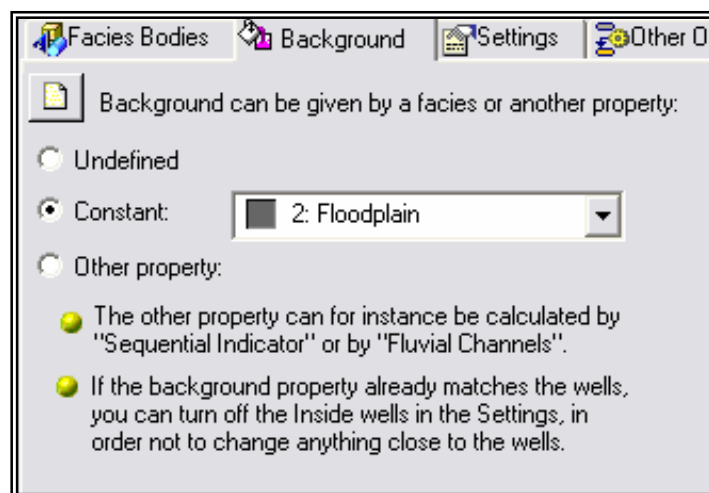


Figura 104. Definición del Background del modelo a partir de las facies de Floodplain.

10.3.4.3. Carga De Datos De Producción

Para tener un mayor control sobre el modelo, se cargaron los datos de producción de tal manera que el modelo respetara estos valores y sirviera como punto de control sobre los datos correspondientes a la interpretación de facies. Así, este nuevo registro de producción se le introduciría al modelo como una nueva “facie” para posteriormente ser asignada a y mapeada con las tendencias de las arenas.

Los registros de producción fueron suministrados por el grupo de trabajo de Ingeniería de Yacimientos del Plan Integral de Campos Maduros, quienes exportaron el registro en formato .LAS para luego ser cargado en PETREL y posteriormente escalado de igual manera que como se realizó para los registros de facies de los pozos. Una vez escalados los registros fue posible asignar la “facie de producción” como un objeto más dentro del modelo de objetos pero esta vez siendo condicionada a las facies de arenas de canal para que siguiera las mismas tendencias e hiciera parte de ellas. (Figura 105).

Para efectos de visualización las facies que aparecen en verde y que corresponden a las arenas de canal, posteriormente serían tomadas como facies de canal y mostradas en el color amarillo correspondiente.

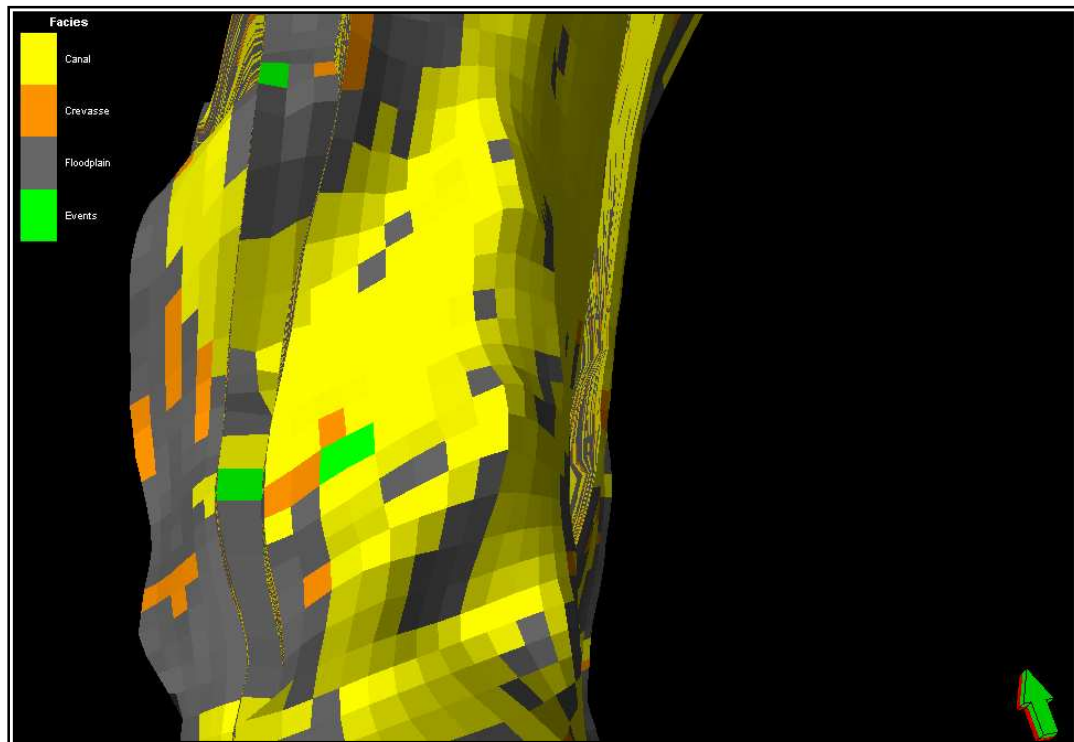


Figura 105. Iluminación de los datos de producción sobre el modelo de facies del Campo Lisama. (Datos de producción en verde).

El procedimiento anteriormente descrito se tuvo en cuenta para el modelamiento de cada subunidad, el cual se realizó de manera independiente para cada subzona por motivos de capacidad de la máquina ya que los procesos generados en el modelamiento pueden conllevar a problemas en el comportamiento del software si no se tiene en cuenta este factor. Finalmente se realizaría la integración de todas las subunidades para obtener así el modelo de facies.

Las figuras mostradas a continuación corresponden al modelamiento 3D de cada subunidad, dejando ver la distribución de facies al tope de cada una de ellas. A continuación se muestran los modelos obtenidos para cada subunidad y todo el modelo integrando todas las subunidades.

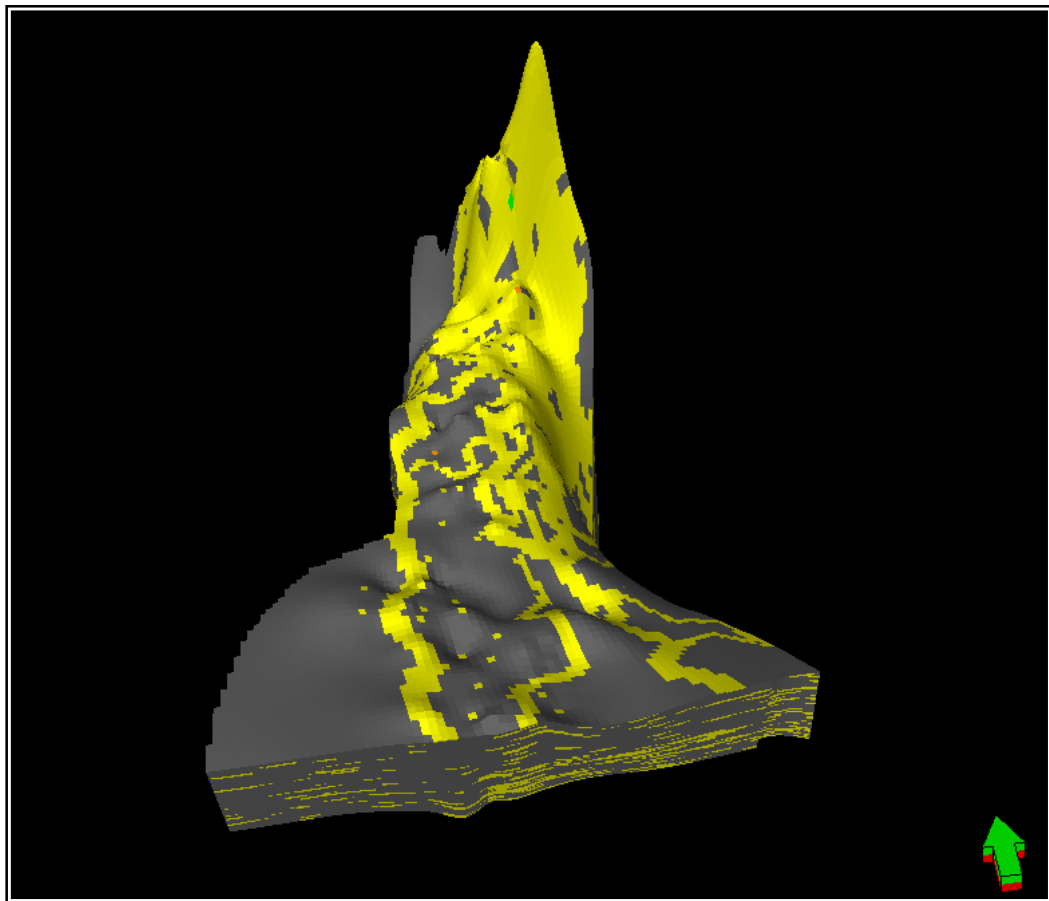


Figura 106. Modelamiento geoestadístico para la subunidad Colorado A1, al tope de la unidad.

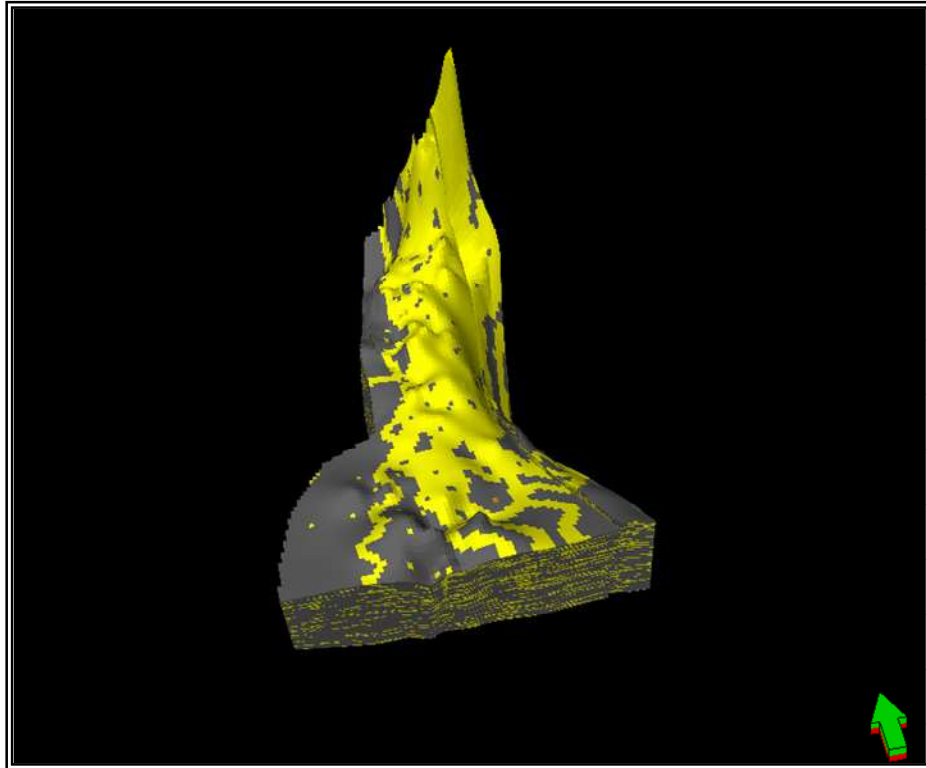


Figura 107. Modelamiento Geoestadístico para la subunidad Colorado A2 al tope de la unidad.

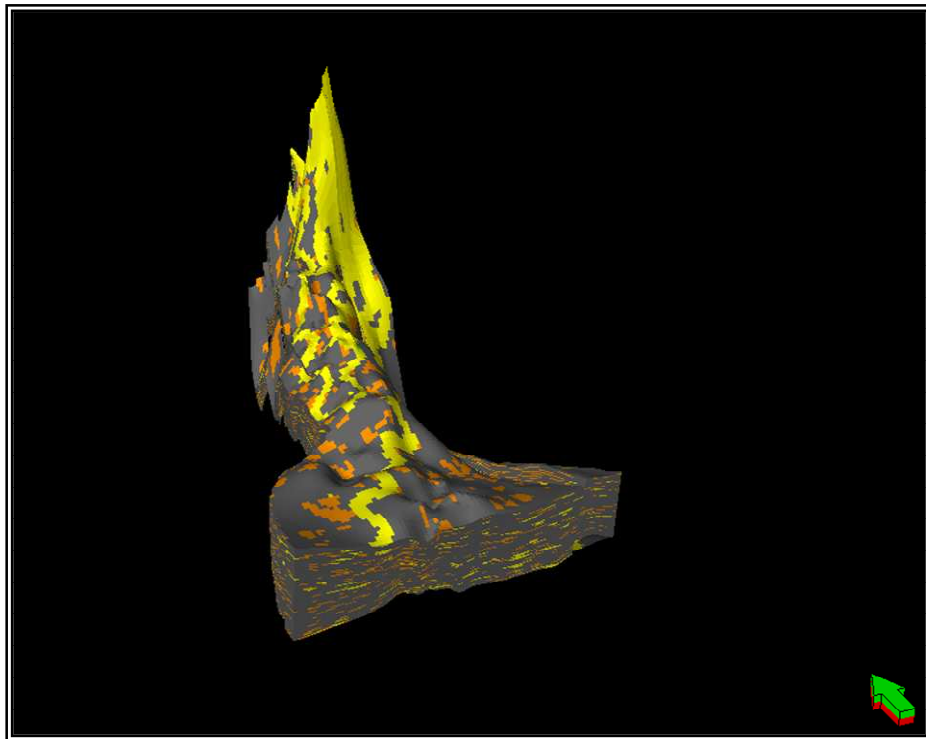


Figura 108. Modelamiento geoestadístico para la Subunidad Colorado A3 al tope de la unidad.

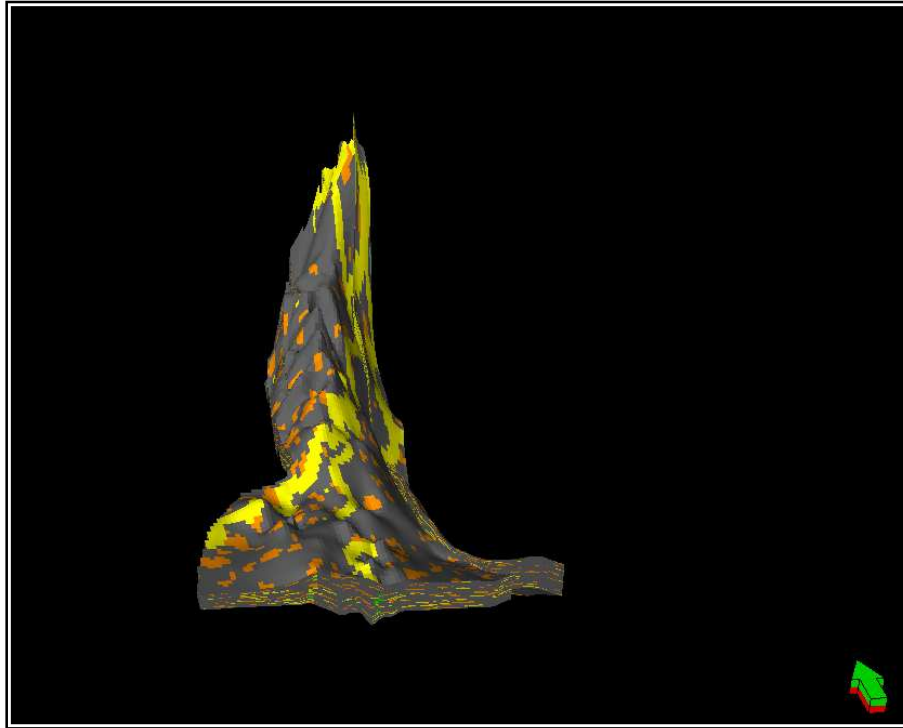


Figura 109. Modelamiento geoestadístico para la Subunidad Mugrosa B1 al tope de la unidad.

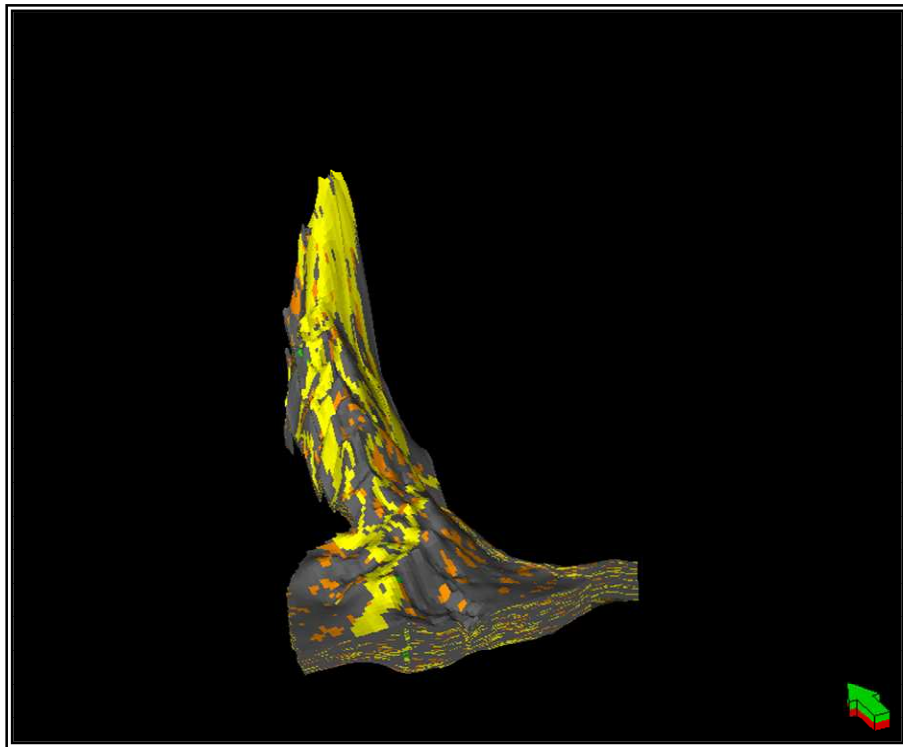


Figura 110. Modelamiento geoestadístico para la Subunidad Mugrosa B2 al tope de la unidad.

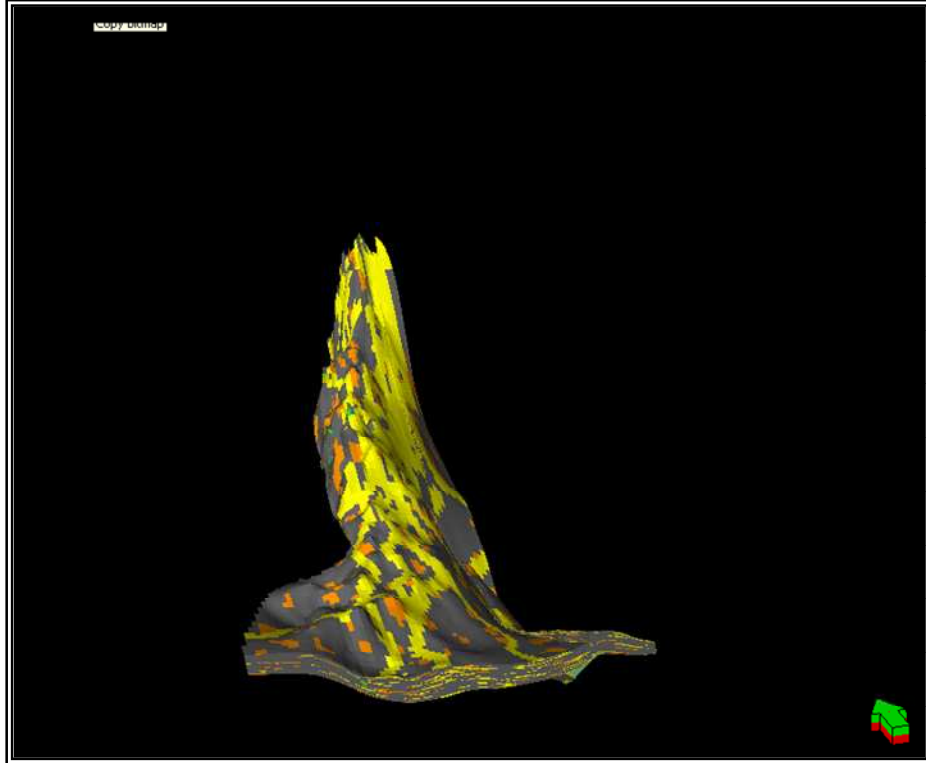


Figura 111. Modelamiento geoestadístico para la Subunidad Mugrosa B3 al tope de la unidad.

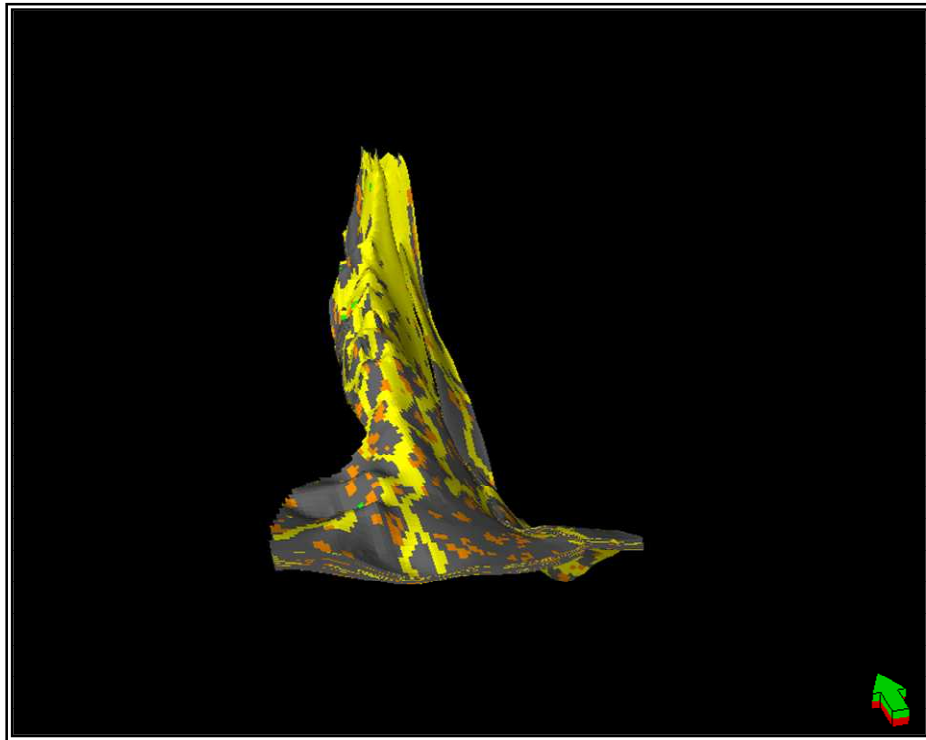


Figura 112. Modelamiento geoestadístico para la Subunidad Mugrosa C1 al tope de la unidad.

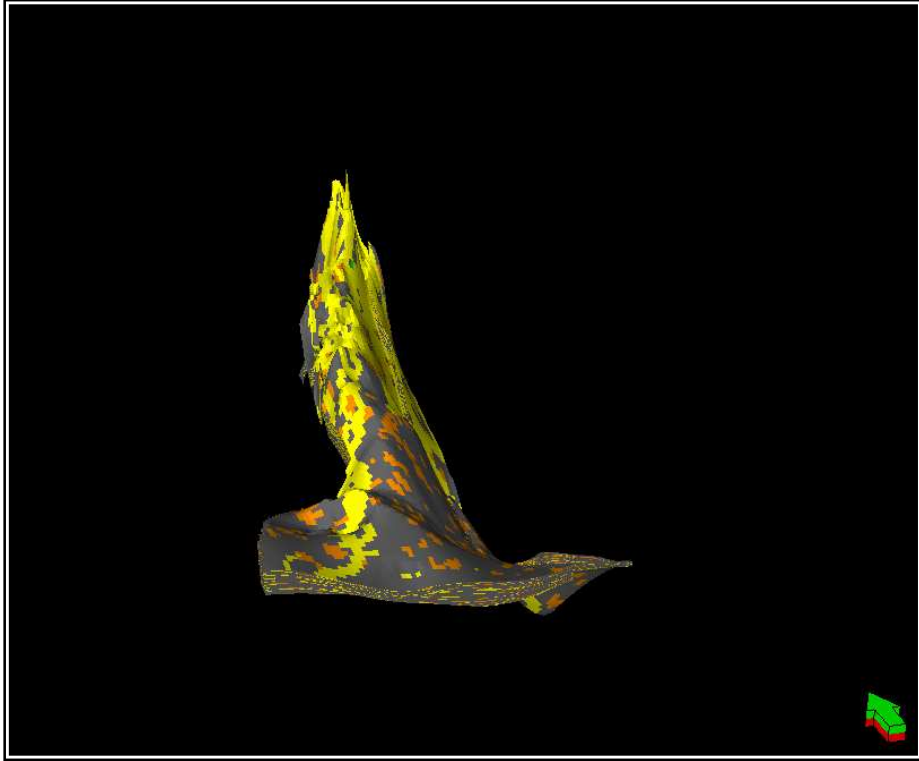


Figura 113. Modelamiento geoestadístico para la Subunidad Mugrosa C2 al tope de la unidad.

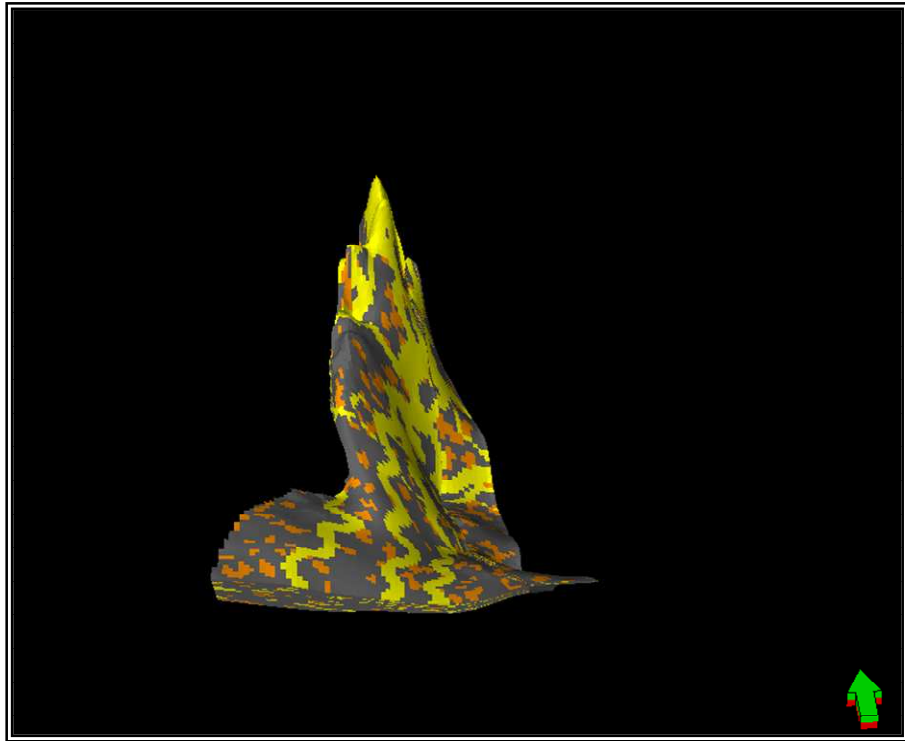


Figura 114. Modelamiento geoestadístico para la Subunidad Mugrosa C3 al tope de la unidad.

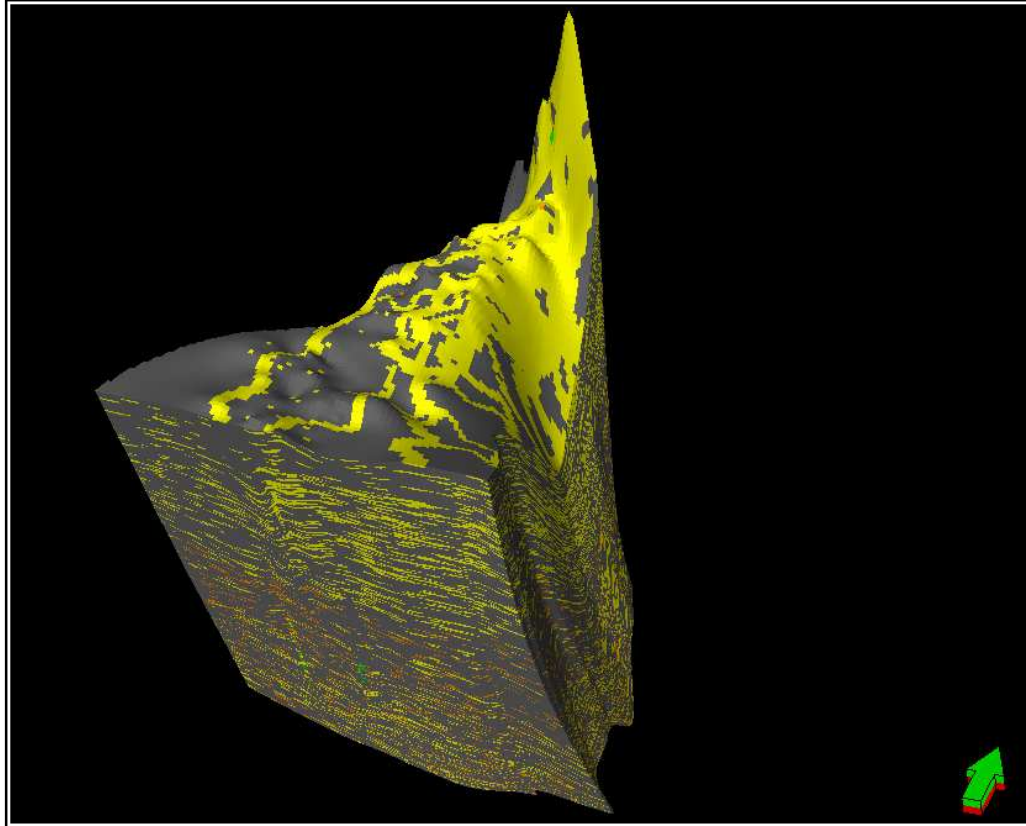


Figura 115. Modelamiento geoestadístico para todas las subunidades del campo Lisama. (Formaciones Mugrosa y Colorado)

10.3.5. Modelamiento Petrofísico.

Para el modelamiento petrofísico se decidió sectorizar el campo ya que geológicamente presenta variaciones sedimentológicas y estructurales. Para esto se tuvo en cuenta la cantidad de pozos que contaran con interpretación petrofísica en cada una de las zonas (Areal) representadas por bloques, y al intervalo estratigráfico al cual pertenece. En base a esto, el campo se subdividió en seis Bloques que se describen a continuación. (Ver Tabla 7)

- Lisama Norte
- Lisama Centro Sur
- Lisama Centro
- Lisama Sur
- Todo el campo Lisama
- Lisama Sur Este

Para realizar este modelamiento petrofísico se realizaron filtros sobre el grid para crear cada zona, de tal manera que cuando se modelara, solo lo hiciera para la zona correspondiente al filtro. Los modelos 3D correspondientes a cada filtro se muestran en la figura 116.

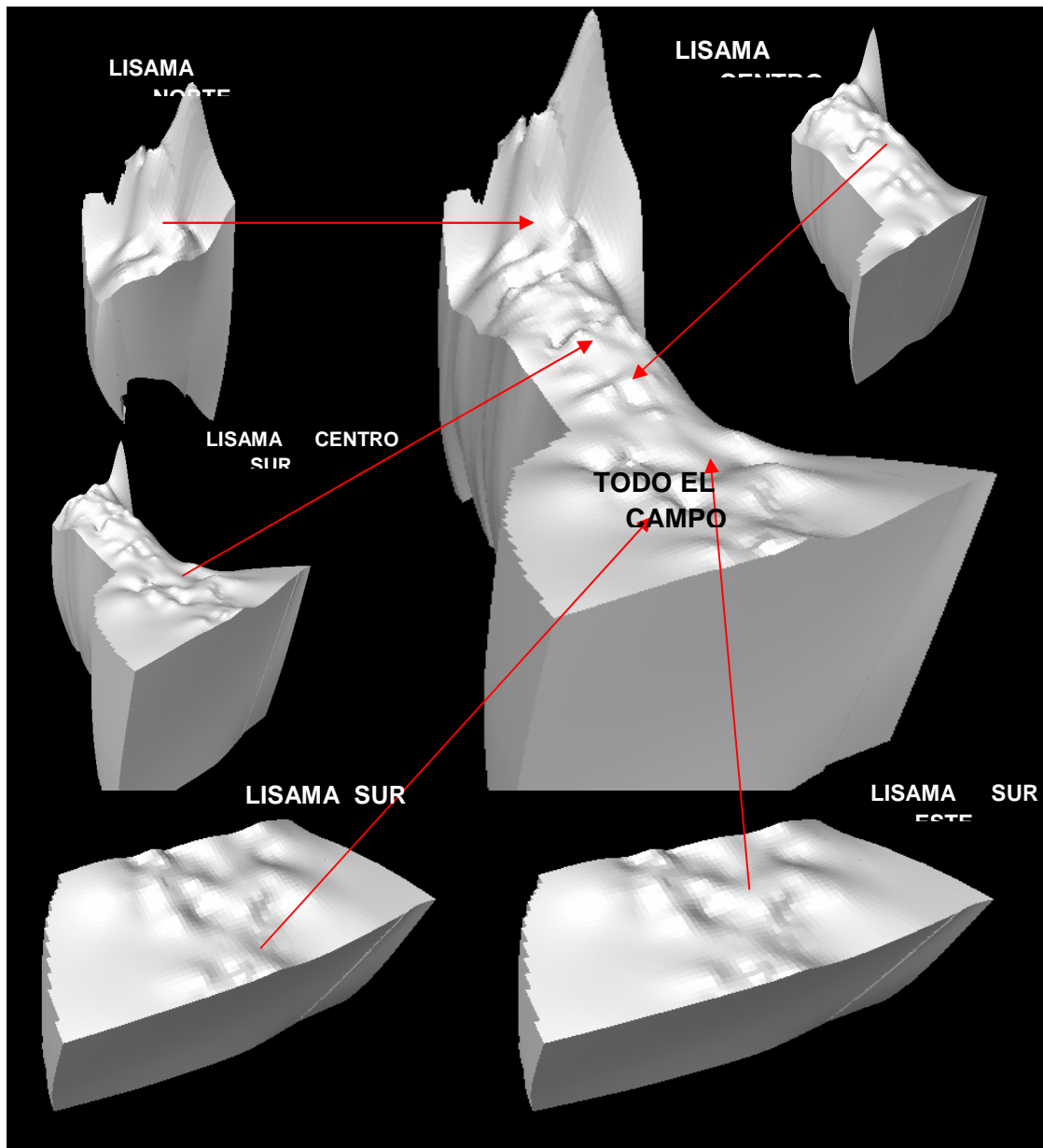


Figura 116. Áreas filtradas sobre el modelo de celdas para realizar la interpolación de las propiedades petrofísicas.

10.3.5.1. Modelamiento De Las Propiedades Petrofísicas Para Cada Bloque

Para el modelo petrofísico se utilizaron los rangos de los variogramas obtenidos del modelo petrofísico actual teniendo en cuenta que el condicionamiento al modelo de facies fue tomado a partir del modelamiento por objetos producto de este trabajo. Esto se realiza para tener aún más control con respecto a la interpolación de las propiedades petrofísicas ya que el control con los datos de pozos no es el mejor.

Una vez definidas las áreas, se generaron los modelos de cada propiedad a partir de los registros escalados. Se dio inicio con el modelo de porosidad. Para esto se generaron 6 copias del registro escalado de porosidad (En este caso) para realizar el modelamiento en cada una de las zonas seleccionadas a partir de los filtros creados para la visualización de cada una de ellas (De igual manera se realizaría para las otras tres propiedades petrofísicas). Cada uno de los bloques fue modelado teniendo en cuenta las subzonas correspondientes e insertando a cada una de ellas los respectivos variogramas obtenidos para cada facie exceptuando las “facies de producción” ya que para estas se tomarían los mismos valores de los variogramas de las arenas. Cada variograma contiene los siguientes datos:

- Rango Mayor**
- Rango Menor**
- Rango Vertical**
- Azimut**
- Nugget**

En la figura 117, se puede observar un ejemplo de los rangos del variograma generados para la facie de canal de la subunidad Colorado A1 modelada para la zona Lisama Norte.

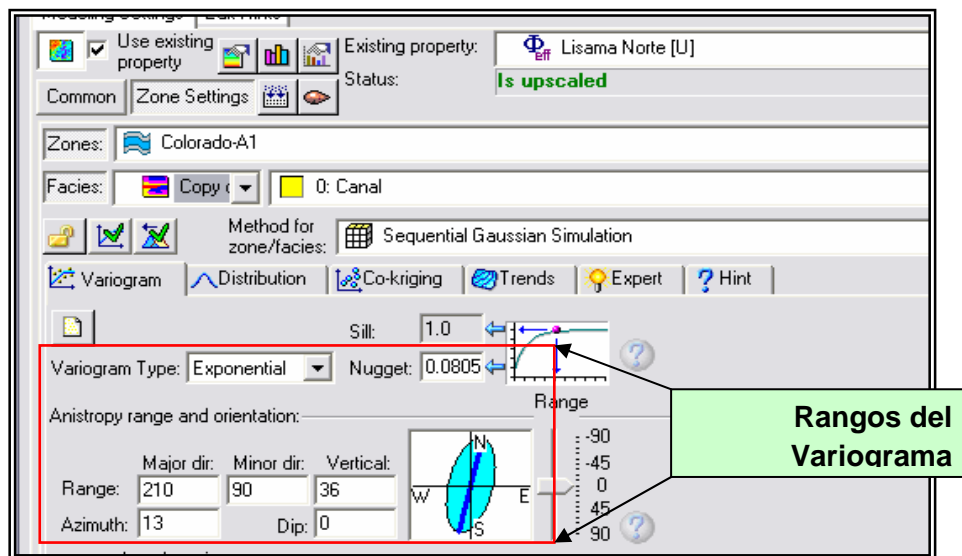


Figura 117. Inserción de rangos del variograma generado para la facie de canal de la subunidad A1 en la zona Lisama Norte para el modelo de porosidad.

Una vez se cargaron todos los variogramas para cada subzona que estuviese incluida en el bloque a modelar, se procedió a realizarlo de igual manera para cada bloque y así poder obtener los diferentes bloques modelados de la misma propiedad. Finalmente, por medio de un algoritmo todos los bloques fueron unidos nuevamente para generar el modelo final. (Figura 118 y 119)

Este mismo procedimiento se llevó a cabo para generar los modelos de permeabilidad, saturación de agua y Net-gross.

NOMBRE DEL BLOQUE	NOMBRE DE LA(S) SUBZONAS A MODELAR
LISAMA NORTE	A1 A2 A3 B1 B2 B3 C1 C2
LISAMA CENTRO SUR	A1
LISAMA CENTRO	A2 A3 B1 B2 B3 C1 C2
LISAMA SUR	B3 C1 C2
TODO EL CAMPO LISAMA	C3
LISAMA SUR ESTE	A2 A3 B1 B2

Tabla 7. Subunidades a modelar en cada bloque y para cada una de las propiedades petrofísicas.

Para la generación de los modelos de las variables petrofísicas se utilizaron máximos y mínimos propuestos, según las condiciones necesarias para que un pozo pueda producir aceite. Estos datos se tuvieron en cuenta para las zonas donde se tienen registros de producción.(Tabla 8).

VARIABLE	Min	Max
Porosidad	0.1	
Permeabilidad	5	
Saturación de Agua		0.5
Net Gross	0.1	

Tabla 8. Valores determinados de Máximos y Mínimos de las variables petrofísicas para los datos correspondientes a datos de producción.

10.3.6. Modelos 3D De Propiedades Petrofísicas

Cuando se generaron los modelos de una propiedad específica en los diferentes bloques, se obtuvieron seis modelos independientes los cuales deberían ser unidos para visualizar el modelo final. Para solucionar esta situación se empleó un algoritmo de tal manera que las zonas donde el bloque reconociera una zona diferente de indefinido, es decir, donde el bloque estuviese modelado, en ese caso dejaría el bloque tal y como está. De lo contrario se añadiría la nueva zona resultando así la suma de dos bloques. Esta operación se repitió hasta haber sumado todos los bloques.

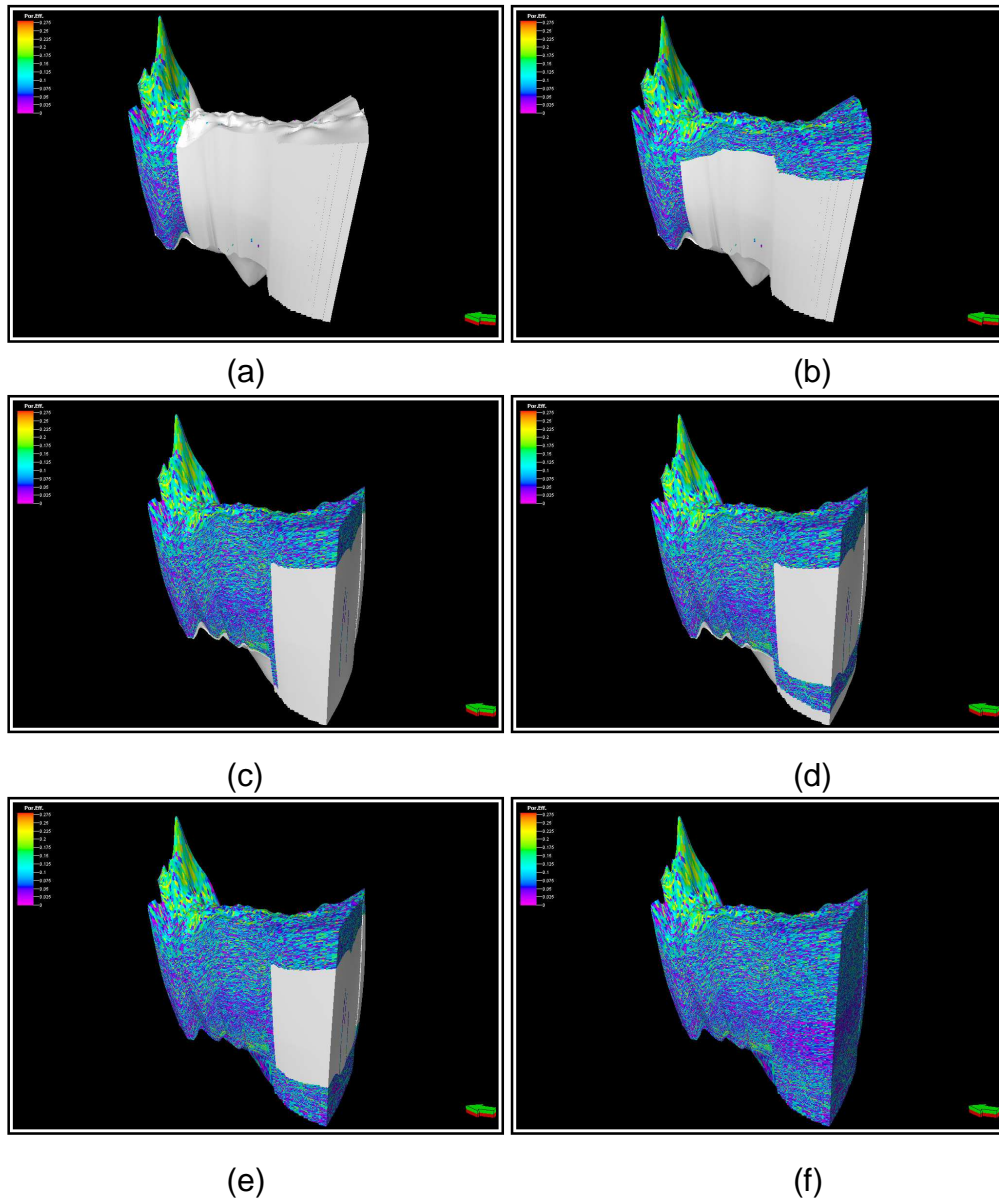


Figura 118. Integración de todos los bloques del Modelo de Porosidad (a). Lisama Norte, (b). Lisama Norte y Lisama Centro Sur, (c). Lisama Norte, Lisama Centro Sur y Lisama Centro, (d). Lisama Norte, Lisama Centro Sur, Lisama Centro y

Lisama Sur, (e). Lisama Norte, Lisama Centro Sur, Lisama Centro, Lisama Sur y Todo el campo Lisama. (f). Todos los Bloques.

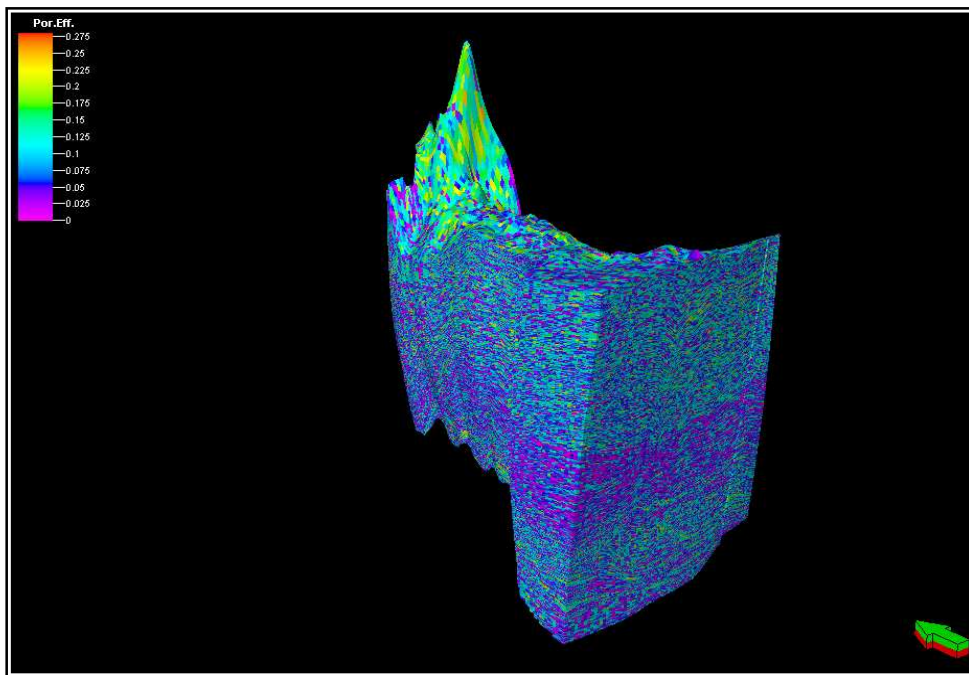


Figura 119. Modelo de Porosidad incluyendo todos los bloques del Campo Lisama.

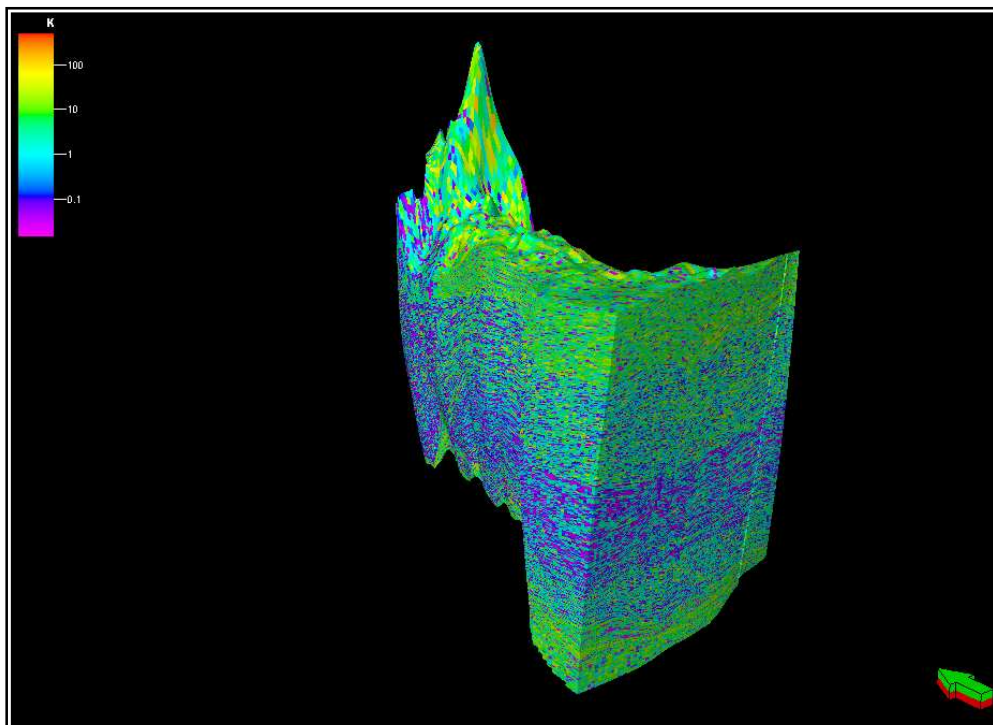


Figura 120. Modelo de Permeabilidad incluyendo todos los bloques del Campo Lisama.

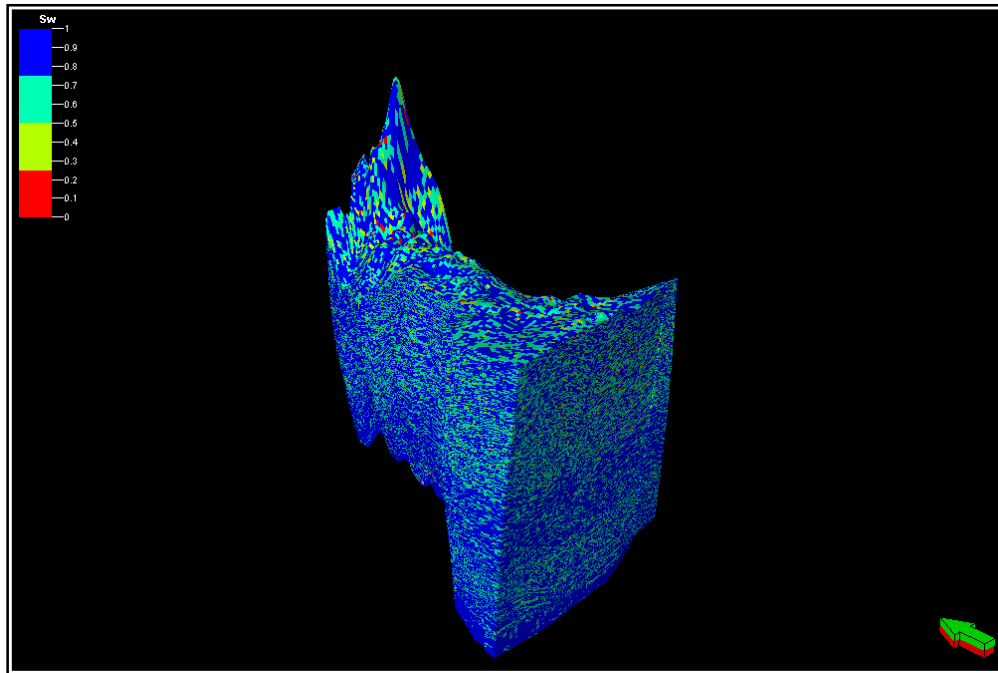


Figura 121. Modelo de Saturación de Agua incluyendo todos los bloques del Campo Lisama.

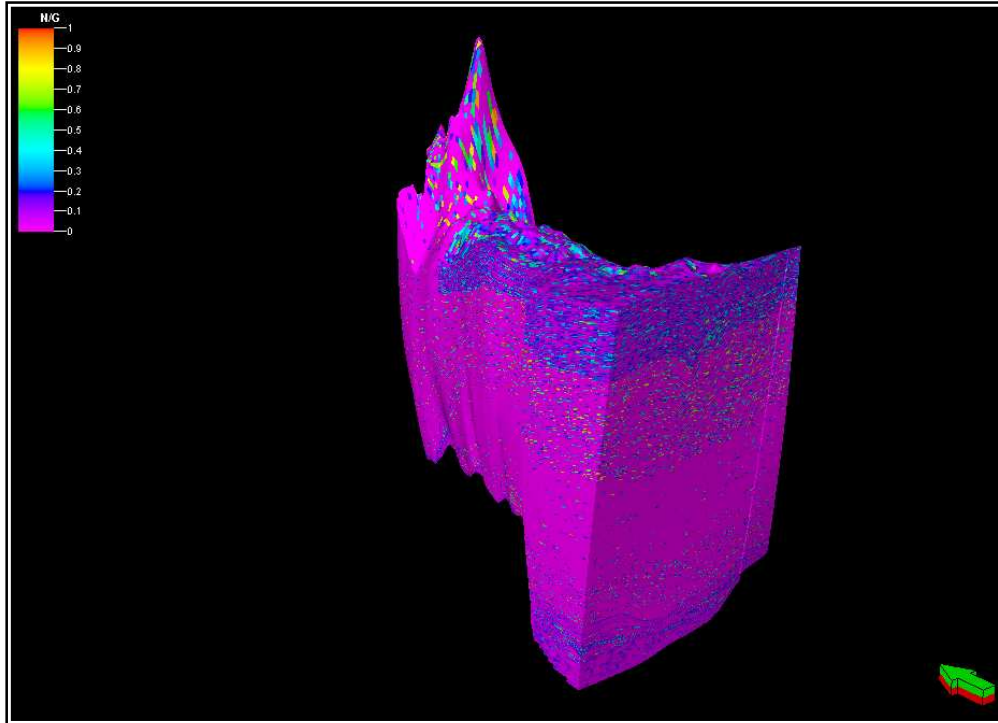
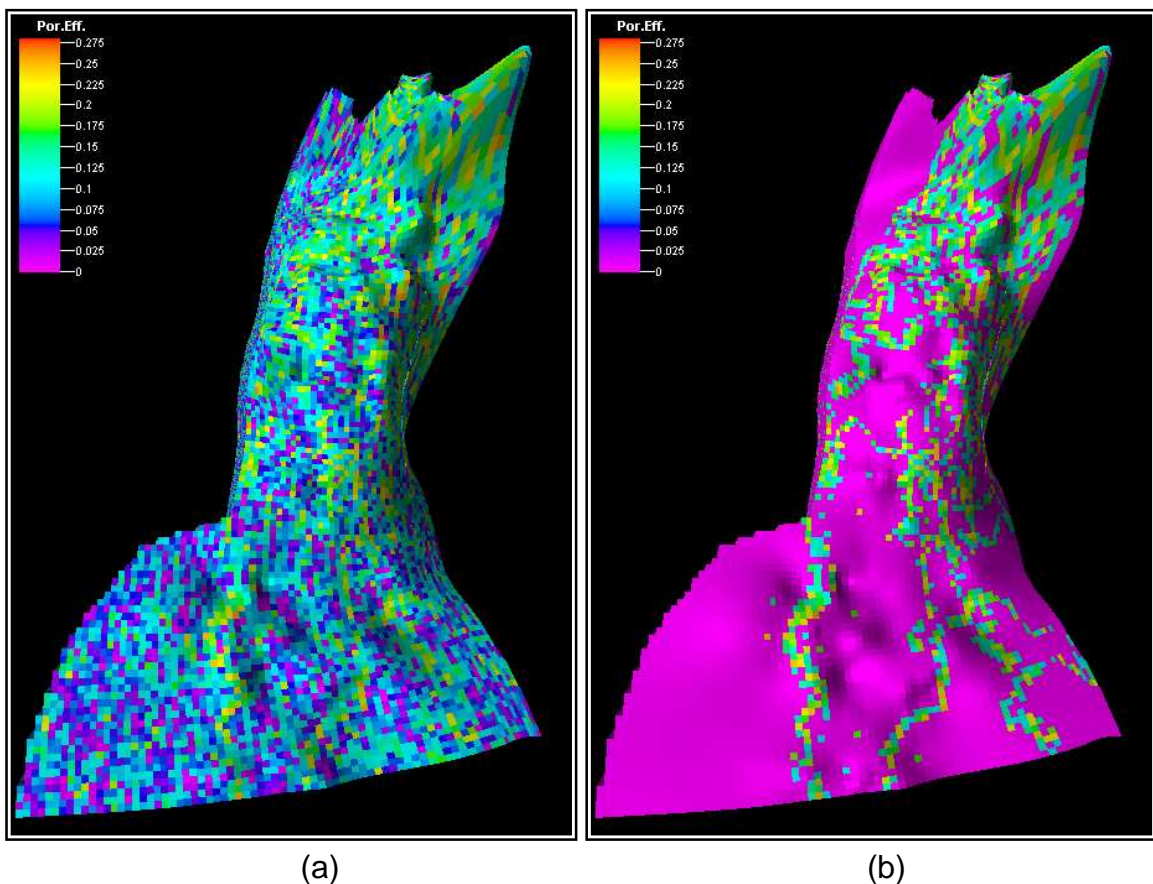


Figura 122. Modelo de Net Gross incluyendo todos los bloques del Campo Lisama.

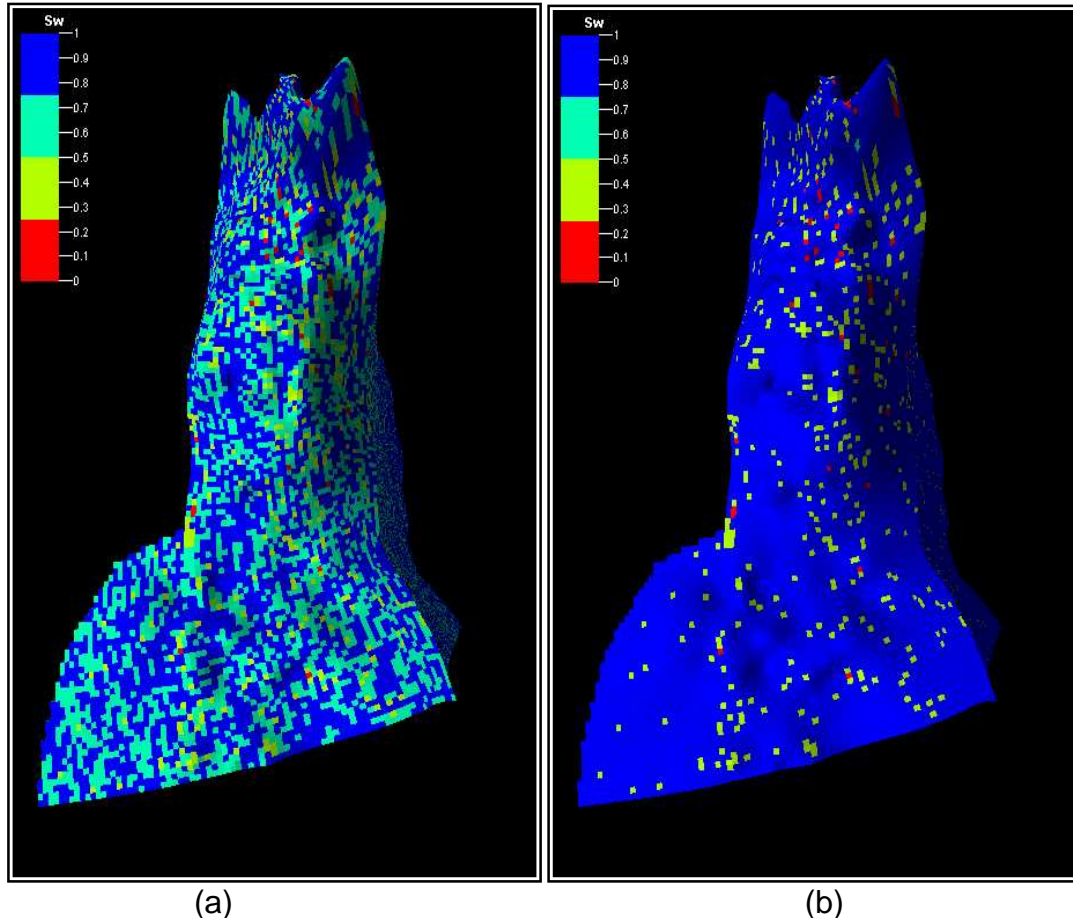
Estos modelos generados para cada una de las propiedades petrofísicas se realizaron sin tener en cuenta algún tipo de corte. Esto quiere decir que los valores interpolados no están respetando el orden jerárquico que debería ser el condicionamiento a facies. Por ejemplo en el caso de porosidades encontradas sobre los depósitos de floodplain o en el caso del modelo de saturación de agua, algunas arenas tendrían la capacidad de producir cuando tengan un valor mayor de 0.5 de Sw. (Esto solo se cargó para los registros de producción donde se tenía certeza de los condicionamientos petrofísicos para la producción de aceite). Para realizar estos condicionamientos se utilizaron algunos otros algoritmos que controlaron de manera más rígida la interpolación entre los datos petrofísicos y los resultados se pueden observar en las figuras 123 y 124.



Figurara 123. (a). Modelo de Porosidad sin efectuar filtro. (b). Modelo de porosidad efectuando filtro por facies de floodplain y crevasse splay, tomando un valor de porosidad mayor al 10%.

Como se puede ver en la comparación mostrada en la figura 123, al efectuar los filtros se suprimieron las porosidades asignadas a las facies de floodplain y crevasse splay. Este condicionamiento hace que los valores de porosidades se vean disminuidos fuertemente iluminando prácticamente las zonas correspondientes a los depósitos de canal.

Al efectuar el filtro de $Sw > 0.5$ se puede ver nuevamente el cambio brusco en el contraste mostrando muy pocos sectores donde la saturación de agua está por debajo de 0.5. Figura 124.



Figurara 124. (a). Modelo se Saturación de Agua sin efectuar filtro. (b). Modelo de Saturación de Agua efectuando filtro de $Sw > 0.5$

El objetivo de aplicar los filtros para estos modelos es disminuir el ruido proporcionado por la interpolación del software de manera que se iluminen las zonas con mayor probabilidad para la acumulación de hidrocarburos.

Los filtros aplicados para los modelos de porosidad y saturación de agua fueron realizados en base a los análisis de los resultados de modelo petrofísico para los cuales fueron estimados los valores máximos y mínimos de las variables petrofísicas, necesarios para que produzcan las arenas del yacimiento. (Ver tabla 8).

10.3.7. Cálculo del Original Oil In Place (OOIP)

Una vez generados los modelos de facies, porosidad, permeabilidad y Net Gross se procedió a realizar el cálculo de OOIP.

Para realizar un cálculo de OOIP, se generó un polígono que cubriera el área en donde las propiedades generadas en el modelo geoestadístico tuvieran una incertidumbre menor, es decir donde hubiese un buen control de datos correspondiente a pozos. Figura 125.

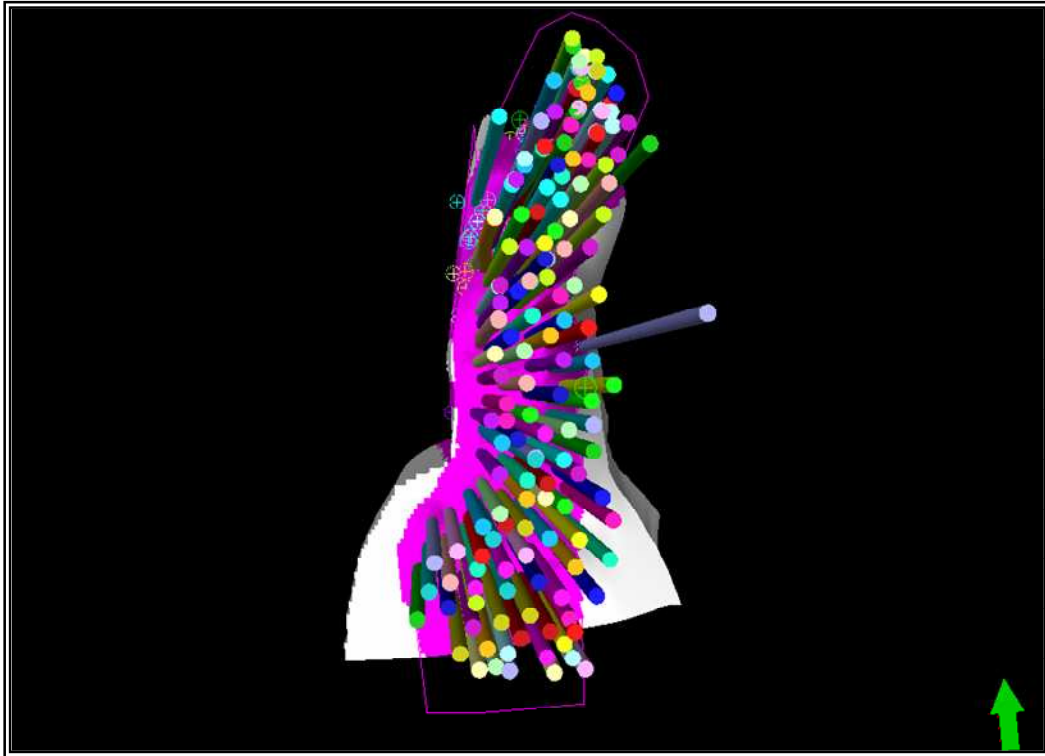


Figura 125. Polígono seleccionado para el cálculo del Original Oil in Place.

Para el respectivo cálculo se tomaron en cuenta las consideraciones de los valores máximos y mínimos de las variables petrofísicas necesarias para la producción de hidrocarburos. De esta manera el OOIP calculado tiene involucrado los cortes generados para los modelos de porosidad y saturación de agua, siendo este último el corte que más controla la producción de aceite en el campo Lisama. En la tabla 9, se pueden observar los valores de OOIP calculados para cada subunidad.

SUBZONAS	STOIIP (in oil)[*10E6 STB]
Colorado-A1	8.455399
Colorado-A2	20.703495
Colorado-A3	17.83924
Mugrosa-B1	46.517569
Mugrosa-B2	69.537454
Mugrosa -B3	26.137261
Mugrosa-C1	17.110725
Mugrosa -C2	43.087456
Mugrosa-C3	14.664541
Campo Lisama	264.05314

Tabla 9. OOIP calculado para cada subunidad y para el campo Lisama.

Por último se hizo una revisión de tipo comparativa con respecto al modelo generado por el método de variogramas para el campo Lisama. En cuanto al modelo de facies generado por los dos métodos existen diferencias marcadas en cuanto a la distribución de las facies se refiere, siendo más aleatoria en el modelo generado por variogramas. Sin embargo al evaluar las fracciones porcentuales de cada una de las facies a nivel de subunidad, se guardaron las proporciones. En el modelo generado por objetos se entiende mejor desde el punto de vista ambiental ya que tiene presentes las dimensiones y morfología de los canales fluviales permitiendo de esta manera visualizar de alguna manera las direcciones de los canales.

En cuanto a los modelos de las propiedades petrofísicas se ve una similitud en los dos casos. Esto es debido a que las condiciones necesarias para que las arenas del campo produzcan controlan de manera general la petrofísica en uno u otro modelo. En la figura 126, se observa la comparación entre los modelos de facies, porosidad, permeabilidad, saturación de agua y net gross generados a partir del método de variogramas y de objetos para el tope de la subunidad B2.

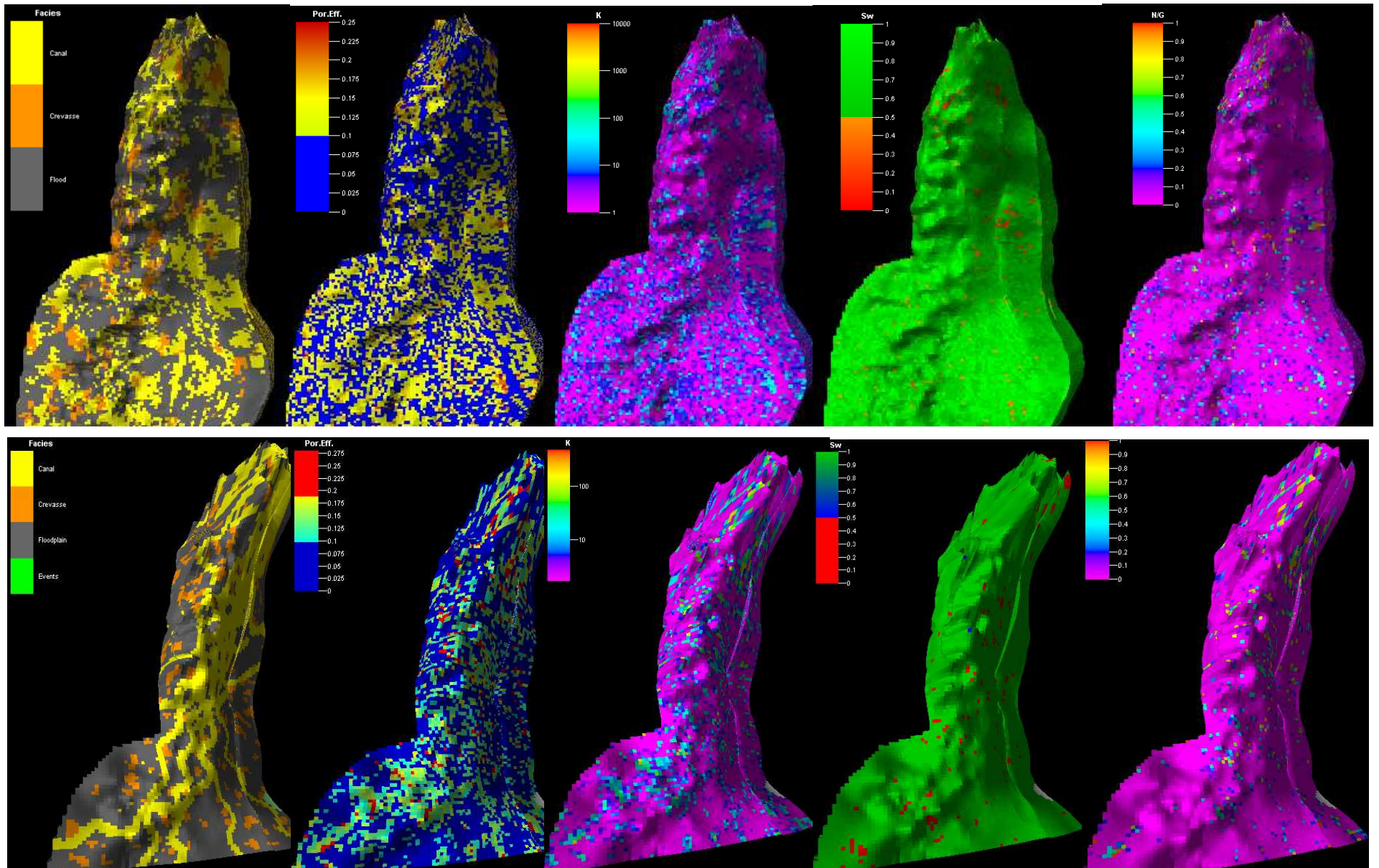


Figura 126. Modelos de facies y de propiedades petrofísicas para el campo Lisama. Abajo Modelo por objetos.

11. CONCLUSIONES

Los parámetros de espesor de canal medidos sobre datos de afloramientos presentan un rango de espesor promedio entre 5 y 10 pies, rango que coincide con la mayoría de los valores modales de los histogramas generados para cada subunidad. Sin embargo, los depósitos de canal de las Formaciones Mugrosa y Colorado presentan un alto grado de amalgamamiento lo que hace que resulte difícil identificar de manera aislada estos depósitos. Así mismo se asume que gran parte de los datos de espesores interpretados sobre los registros de pozos, corresponden a un mínimo de amalgamamiento que registran un espesor entre 10 y 20 pies en la mayoría de los casos omitiendo de esta manera los espesores reales de los paleocanales.

En la asignación del ancho de los depósitos de los paleocanales presentes en las Formaciones Mugrosa y Colorado y en base a los datos obtenidos a partir de los análisis estadísticos sobre los registros eléctricos y el trabajo de campo realizado sobre las Formaciones de interés, se estimó un valor medio de 100 metros (> 300 ft). Este valor fue condicionado en el modelamiento de tal manera que cuando se encontrara en zonas de amalgamamiento de canales tuviese un espesor mayor que cuando los cuerpos se encontraban de manera aislada en el yacimiento.

Los espesores de los depósitos de los canales fluviales interpretados sobre los registros de pozos para el área Llanito, resultan de mayor potencia que los encontrados en el área Lisama, suponiendo eventos sintectónicos y de basculamiento que favorecieron la depositación hacia el oeste de la cuenca del Valle Medio del Magdalena. Sin embargo la correlación de datos realizada entre los Campos Lisama y Llanito resultó útil para el cálculo del ancho de los canales ya que en ambos campos los valores modales estuvieron cercanos al rango de espesor entre 5 y 10 pies.

Aunque en el análisis estadístico realizado sobre los registros de pozos presenta un alto grado de variación de los datos, la generación de los histogramas permitió evaluar la tendencia general de los espesores de arenas que se encuentran sobre el Campo Lisama permitiendo así la localización de zonas donde sea factible un programa de desarrollo de pozos infill o un proyecto de inyección de agua.

Los mapas generados a partir del análisis estadístico sobre los registros de pozos resulta de gran importancia a la hora de evaluar campos petroleros que presenten algún grado de complejidad en cuanto a la configuración depositacional se refiere, ya que permite iluminar zonas más focalizadas que los mapas convencionales de arenas no presentan. También es necesario tener en cuenta que para la generación de mapas estadísticos se deben evaluar valores representativos a nivel de subzonas como es el caso del promedio de los paquetes de arenas y el porcentaje de arena contenido en la subunidad y no entrar en el error de generar

mapas de variables anisotrópicas como es el caso de las permeabilidades, porosidades, etc.

En el modelamiento geoestadístico basado en objetos se hace necesario tener un excelente control de la calidad de la información especialmente en la interpretación de facies ya que los demás modelos asociados a las propiedades petrofísicas del yacimiento, son controlados en gran parte con el modelo de Facies.

En la generación del modelo de facies es indispensable realizar un escalamiento de las propiedades acorde con las dimensiones de los objetos a modelar para así evitar al máximo la pérdida de la información producto de las interpretaciones iniciales del modelo. A su vez el escalamiento está condicionado a la capacidad de la computadora en la cual se realice el modelo y el grado de refinamiento que se requiera.

El modelo de facies proporcionó las tendencias principales y la continuidad de las arenas de interés en el yacimiento. Sin embargo para la generación del mismo, fue indispensable involucrar la información proveniente de los registros de producción para tener un control sobre las zonas de producción de hidrocarburos en el campo ya que se asume que la producción proviene de las facies asociadas a los depósitos de canal.

La sectorización por bloques realizada para la generación de los modelos de porosidad, permeabilidad, saturación de agua y net gross, permite tener un buen control a la hora de realizar la interpolación ya que se tienen en cuenta las características estructurales y estratigráficas del yacimiento.

Los modelos generados de las propiedades petrofísicas sin realizar algún corte, muestran que la interpolación no respeta la jerarquía del condicionamiento a facies. Sin embargo al aplicar los cortes en los modelos de porosidad ($> 10\%$) y saturación de agua ($< 50\%$) se filtra mucha de la información que estaba siendo interpolada erróneamente, reduciendo así drásticamente el modelo.

La saturación de agua resultó ser la variable petrofísica que más condiciona la producción de aceite en el yacimiento reduciendo notablemente las probabilidades para la producción del campo Lisama.

En el análisis comparativo entre el modelo basado en objetos y el modelo realizado por el método de variogramas, se observaron diferencias marcadas en el modelo de facies en cuanto a las continuidades de las mismas. En la evaluación de los modelos de las propiedades petrofísicas por el contrario se observa una gran similitud debido a que los cortes proporcionados para el modelo de porosidad y saturación de agua controlan de igual manera en los dos modelos. A su vez en

la revisión de los cálculos del aceite original in situ proporcionado para cada modelo resultó ser muy coherente.

Cuando se realice la caracterización de un yacimiento por el método de objetos se hace indispensable reconocer la geometría de los cuerpos a modelar haciendo si es posible, un trabajo previo de geología de campo para evaluar las dimensiones que involucra como parámetros de entrada la realización de un modelamiento geoestadístico.

12. RECOMENDACIONES

Para la caracterización idónea del campo Lisama es necesario realizar un refinamiento del modelo estratigráfico llegando a definir ciclos de alta frecuencia para evitar la pérdida de información tanto en la generación de los mapas como en la generación del modelo.

Realizar un proyecto de cartografía sobre las Formaciones que conforman la columna estratigráfica del Valle Medio de Magdalena para renovar las fuentes cartográficas actuales y verificar datos que han sido tomados en base a estos mapas.

Con las muestras recolectadas en la salida de campo, realizar secciones delgadas que permitan realizar algún tipo de correlación petrográfica entre las formaciones de interés y así corroborar la ubicación de las Formaciones sobre los afloramientos disponibles.

Dadas las ventajas que proporciona la sísmica 3D, la cual será corrida para el Campo Lisama, realizar un análisis con los datos obtenidos en el desarrollo de este proyecto y así validar o no los modelos geoestadísticos generados para el campo.

BIBLIOGRAFIA

- Bassiouni, Z. Theory (1994). Measurement, and Interpretation of Well Logs. Richardson, Texas.
- Bohling, G. (2005). "Introduction to geostatistics And Variogram analysis". Kansas Geological Survey.
- Breit, V. S., y Dozzo, J. A. (2004). "state of the art" integrated Studies Methodologies, An Historical Review. SPE 87032.
- Clark, I. (1982). Practical Geostatistics. Elsevier Applied Science, London and New York.
- Clemensten, R., Hurst, A. R., Knarud, R., and More, H., (1990). "A computer program for evaluation of fluvial reservoirs". Buller *et al.* editors, *North Sea Oil and Gas Reservoirs II*, Graham and Trotman, London.
- Collinson, J. D., and Lewin, H. (1983), "Vertical sequence and sand body shape in alluvial sequences," in *Fluvial Sedimentology* Canadian Society of Petroleum Geologists Memoir 5, 577-588.
- Cuador, J, (2003). "Elementos de Geoestadística". Departamento de Informática, Universidad de Pinar del Río, Cuba,
- Deutsch C.V., and Tran T.T., (2001). "Fluvsim: A Program For Object-Based Stochastic Modeling Of Fluvial Depositional Systems". *Computers Geosciences*. Canada.
- Deutsch, C. V. and Tran, T. T., (2002). "FLUVSIM: A Program for Object-Based Stochastic Modelling of Fluvial Depositional Systems". *Computers & Geosciences*, 28(3): 525-535.
- Díaz Viera, M. A. Y Dr. Casar González, R. (2004). "Geoestadística Aplicada a la Caracterización de Yacimientos. Instituto mexicano del petróleo. México.

ECOPETROL-ICP (2006). Modelamiento para optimizar el factor De recobro en campos de petróleo Maduros de las cuencas del Valle Medio Del Magdalena y Catatumbo. Informe técnico.

Galloway, W., E., and Hobday, D., K., (1990-1996). Terrigenous Clastic Depositional Systems, Applications To Fossil Fuel And Groundwater Resources, Springer- Verlag Berlin Heidelberg.

Haldorsen, H. H. and Lake, L. W., (1984). "A new approach to shale management in field – scale models". *SPE J.*, 447 – 457.

Idrobo, E. A., Santos, N., Peña, H., Martínez, E. E., Pineda, E., Meza, G. D., Patarroyo J. A., (2004). Localización Óptima de Pozos de Desarrollo Mediante la Integración de Modelamiento Geoestadístico Basado en Objetos y Computación Evolutiva.

Idrobo, E. A., Santos N., y Pérez Vega, H. H. (2005). Aplicación de Algoritmos Genéticos como Herramienta de Optimización en la Ubicación de Pozos de Desarrollo y en el Trazado De los Canales en Yacimientos de Deposición Fluvial. CT&F - Ciencia, Tecnología y Futuro - Vol. 3.

Kelkar M., Perez G, (2002). "Applied Geostatistics for Reservoir Characterization". Society of Petroleum Engineers, Texas.

Lin, H. y Jenni S., (2005). History Matching of Object-Based Stochastic Reservoir Models. Instituto francés del petróleo. SPE 81503.

Matheron, G. (1973). "The Intrinsic Random Functions and Their Applications", *Advances in Applied Probability*. 5,439-68

Miall, A. D., (1985). "Principles Of Sedimentary Basin Analysis". Springer-Verlag New York Eds.

Miall, A., D., (1996). *The Geology Of Fluvial Deposits, Sedimentary Facies, Basin Analysis, and Petroleum Geology*. Springer-Verlag Berlin Heidelberg.

Olaya L., I., (1997). Seismic Stratigraphic Characterization Of The Lower Tertiary In The Cachira Paleohigh, Middle Magdalena Basin, Colombia.

Ramón, J., C., and Cross, T., (1997). "Characterization and prediction of reservoir architecture and petrophysical properties in fluvial Channel Sandstones, Middle Magdalena Basin, Colombia". Ciencia, Tecnología y futuro (CT&F), Vol 1, Num 3.

Randal, J (1993). "Geostatistics for subgrade characterization". Departamento de Ingeniería Civil y Minería, Universidad de Minesota.

Richard, L., Jeffrey, M., Kirk, B (2000). Petroleum Geostatistics for Nongeostatisticians: Part Two. Thee Leading Edge,

Stoyan, D., Kendall, W. S., and Mecke, J., (1987). "*Stochastic Geometry and its Applications*". John Willey and Sons, Inc., N.Y.

Taheri M., Viloría R, (2003). "Taller: Introducción a la Caracterización Geoestadística de Yacimientos". Tercera Edición, GeoIntegration, S.A.