

**MODELO GEOESTADÍSTICO BASADO EN OBJETOS PARA LA  
CARACTERIZACIÓN DE LOS CUERPOS ARENOSOS DE LA FORMACIÓN  
COLORADO EN EL CAMPO LLANITO CUENCA DEL VALLE MEDIO  
DEL MAGDALENA, COLOMBIA**

**KEDY YOHANA ARAQUE GUEVARA**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS  
ESCUELA DE GEOLOGÍA  
BUCARAMANGA  
2009**

**MODELO GEOESTADÍSTICO BASADO EN OBJETOS PARA LA  
CARACTERIZACIÓN DE LOS CUERPOS ARENOSOS DE LA FORMACIÓN  
COLORADO EN EL CAMPO LLANITO CUENCA DEL VALLE MEDIO  
DEL MAGDALENA, COLOMBIA**

**KEDY YOHANA ARAQUE GUEVARA**

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

**Director de Proyecto  
Geólogo Msc. GERMÁN DAVID MEZA  
ECOPETROL - ICP**

**Co - Director  
Geólogo Msc. ALBERTO ORTIZ FERNÁNDEZ  
ECOPETROL - ICP**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOQUÍMICAS  
ESCUELA DE GEOLOGÍA  
BUCARAMANGA  
2009**

## **DEDICATORIA**

A **DIOS**, por darme la vida, ser mi luz y brindarme la oportunidad de estar disfrutando junto con mi familia y mis amigos este logro.

A mi madre **MARÍA**, la mujer más importante en mi vida, quien con su amor y gran sacrificio ha hecho de mí la persona que soy.

A mi precioso hijo **JUAN SEBASTIÁN**, que con solo verlo sonreír, se ha convertido en mi mayor inspiración para salir adelante; por su amor, ternura, cariño, inocencia e inteligencia.

A **JULIÁN**, por su amor, apoyo y comprensión. Quien ha estado a mi lado en los buenos y malos momentos, siempre con una palabra dulce y una frase reconfortante.

A mis hermanos y hermanas, con quienes he compartido toda mi vida y quiero con todo mi corazón.

A mis grandes amigas y amigos de la vida, que con su apoyo y compañía han sido parte importante en la realización de mis metas....espero tenerlos siempre.

A ustedes dedico con amor y cariño el triunfo logrado y recuerden que no es solamente mío, es de todos...

**KEDY YOHANA**

## **AGRADECIMIENTOS**

Le doy mis más sinceros agradecimientos a todas las personas que hicieron posible que este proyecto fuese una realidad:

A la Universidad Industrial de Santander, por contribuir junto con el cuerpo docente de Geología, a mi formación personal y profesional.

Al Grupo de Investigación en Estratigrafía por haberme dado la oportunidad de hacer parte de este.

Al director de este proyecto Germán David Meza, por su asesoría y acompañamiento.

Al Geólogo Mario Patiño, quien fue mi guía para la elaboración de este trabajo, que con sus enseñanzas dejó ver un gran profesional y un buen amigo.

A todos mis compañeros y amigos en especial a Bocado, Marce, Lala, Gigi, La Flaca, Oscar, Natalia, Chiky, Pacho.... con quienes he pasado momentos muy agradables e inolvidables.

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

.

## RESUMEN

**TITULO: MODELO GEOESTADÍSTICO BASADO EN OBJETOS PARA LA CARACTERIZACIÓN DE LOS CUERPOS ARENOSOS DE LA FORMACIÓN COLORADO EN EL CAMPO LLANITO CUENCA DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA, COLOMBIA\***

**Autor:** Araque Guevara, Kedy Yohana\*\*

**Palabras Claves:** Formación Colorado, Yacimientos Fluviales, Geoestadística, Modelo Estratigráfico, Modelo Basado en Objetos

El Campo Llanito se encuentra en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, al Norte de la Concesión de Mares en el Departamento de Santander, y es operado por ECOPETROL S.A. Existe aquí la Formación Colorado. La formación Colorado se define por un ambiente depositacional continental de tipo fluvial, este trabajo desarrolla una metodología completa para la caracterización de yacimientos fluviales mediante la aplicación de herramientas geoestadísticas. El proceso de caracterización en este tipo de yacimientos lo que pretende es construir un modelo lo más realista posible y con el menor grado de incertidumbre que logre definir la posible dirección, distribución y continuidad espacial de los depósitos de canal, que representan el interés principal del yacimiento debido a su gran potencial para acumular hidrocarburo.

En primer lugar se incluye el modelo estratigráfico en el cual se logró determinar y delimitar las mejores zonas en cuanto a la potencia de los cuerpos arenosos, luego se caracterizo petrofísicamente el área para determinar que zonas presentaban condiciones de porosidad y saturación para la acumulación de hidrocarburo, seguido a esto se tuvo en cuenta los parámetros necesarios para realizar el modelamiento basado en objetos, para lo que se realiza un análisis estadístico de histogramas para determinar los espesores mas probables de los cuerpos arenosos asociados a los depósitos de canal. Esto se hizo tomando medidas sobre afloramientos en campo, núcleos de perforación y medidas indirectas tomadas sobre los registros de pozo, con el fin de predecir el espesor más probable para los depósitos de canal. Con esto se procede al modelamiento de facies basado en objetos, definiendo facies de Canal, Crevasse Splay y Llanura de Inundación y asignándole cada uno de los parámetros definidos mediante el análisis estadístico. Seguido a esto se generaron los modelos de porosidad, permeabilidad, y Saturación, teniendo en cuenta que estos fueran condicionados a las facies, y definiendo parámetros para que los modelos de Saturación y Porosidad solo mostrara condiciones a partir de las cuales el yacimientos almacenara hidrocarburo,

---

\*Trabajo de Grado Modalidad Investigación

\*\*Facultad de ingenierías Físico-Químicas, Escuela de Geología. Director Geólogo Msc. Germán David Meza (ICP) Co - Director Geólogo Msc. Alberto Ortiz Fernández (ECOPETROL)

## ABSTRACT

**TITLE: GEOSTATISTICAL MODELING BASED IN OBJECTS FOR THE CHARACTERIZATION OF SAND BODIES OF THE COLORADO FORMATION, IN LLANITO FIELD, MIDDLE MAGDALENA VALLEY BASIN, COLOMBIA.\***

**Author:** Araque Guevara, Kedy Yohana\*\*

**Key Words:** Fluvial deposits, Colorado Formation, Geostatistical, Stratigraphics model, Geoestatistical modeling in objects.

The field Llanito is situated in the Middle Magdalena Valley Basin, limited by North with Mares concession in state of Santander, Colombia. And executed by Ecopetrol S.A. There have Colorado Formation. The Formation Colorado is defined by a continental environment type fluvial. In this paper present a complete methodology for the characterization of fluvial deposits by applying geostatistical tools. The Process a characterization in this type of deposits it to build a more realistic model as possible and to a lesser degree of uncertainty that achieves define the possible direction, continuity and spatial distribution of the channel deposits, which represent the principal interest reservoir due to its great potential to accumulate hydrocarbon.

First, generated a stratigraphic model to determine and limited the best zones with a potential on sand bodies. Second: To characterization petrophysics area by to determine zones with porosity conditions and saturation by hydrocarbon accumulation. Third: To created a necessary measures to do a modelation based in objects and then to create a histogram statistic analysis to determine the most probable thickness of sand bodies, associated to channel deposits.

Was made measures about hold emerging over the field, measure the core y measure indirect over logs, to predict the most probable thickness to channel deposits. Then made a facies modeling flat, giving the parameters down statistic analysis. Finally created models of porosity, permeability and saturation, havening only conditioned facies and posterior parameters to the models of saturation and porosity showed only conditions from store deposits ok hydrocarbons.

---

\* Undergraduate thesis. Research Work

\*\* Physical Chemistry Engineering School, Department of Geology. Thesis Director: German Meza. And Thesis Co-Director: Alberto Ortiz Fernandez.

## TABLA DE CONTENIDO

1. INTRODUCCIÓN .....	25
2. OBJETIVOS .....	26
2.1 OBJETIVO GENERAL .....	26
2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS .....	26
3. ESTADO DEL ARTE .....	27
3.1 GENERALIDADES CUENCA DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA.....	27
3.2 LOCALIZACIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO .....	29
3.3 GENERALIDADES DEL ÁREA DE ESTUDIO .....	32
4. MARCO TEÓRICO GENERAL .....	34
4.1 ESTRATIGRAFÍA GENERAL.....	34
4.1.1 Formación Girón (Triásico-Jurásico) .....	34
4.1.2 Formación Tambor (Berriasiano-Hauteriviano Superior) .....	34
4.1.3 Formación Rosablanca (Hauteriviano-Barremiano) .....	35
4.1.4 Formación Paja (Barremiano) .....	35
4.1.5 Formación Tablazo (Aptiano-Albiano).....	35
4.1.6 Formación Simití (Albiano) .....	35
4.1.7 Formación la Luna (Turoniano-Conaciano-Santoniano) .....	36
4.1.8 Formación Umir, (Campaniano-Maestrichtiano) .....	36
4.1.9 Formación Lisama (Paleoceno) .....	36
4.1.10 Formación La Paz (Eoceno medio).....	37
4.1.11 Formación Esmeraldas (Eoceno medio-superior).....	37
4.1.12 Formación Mugrosa (Eoceno-Oligoceno) .....	38
4.1.13 Formación Colorado (Oligoceno Superior a Mioceno Inferior).....	39
4.1.14 Grupo Real (Mioceno – Plioceno) .....	39
4.1.15 Formación Mesa (Plioceno-Pleistoceno).....	40
4.2 MARCO TECTÓNICO REGIONAL .....	41
4.3 MODELO ESTRUCTURAL .....	43

5.	FUNDAMENTOS TEÓRICOS DE AMBIENTES FLUVIALES .....	45
5.1	AMBIENTES FLUVIALES .....	47
5.2.	SISTEMAS FLUVIALES.....	47
5.2.1	Flujo de Canal .....	49
5.2.2	Flujo de Llanura de Inundación.....	50
5.2.3	Abandono de Canal.....	51
5.3.	AMBIENTES FLUVIALES Y SUS FACIES .....	52
5.3.1	Facies de Relleno de Canal .....	53
5.3.2.	Facies de Margen de Canal .....	53
5.3.2.1	Natural Levee .....	53
5.3.2.2	Crevasse Splay .....	54
5.3.3	Facies Intercanal de la Cuenca de Inundación .....	55
5.4	ESTILOS FLUVIALES.....	55
5.4.1	Sistemas de Canales Meándricos.....	57
5.4.2	Sistema de Canales Trenzados .....	58
5.4.3	Sistemas de Canales Anastomosados.....	60
6.	FUNDAMENTOS TEÓRICOS DE CORRELACIÓN .....	63
6.1	ASPECTOS FUNDAMENTALES DE LOS REGISTROS ELÉCTRICOS.....	65
6.2.	REGISTROS ELÉCTRICOS .....	66
6.2.1	Curva de Potencial Espontáneo o SP .....	66
6.2.2	Curva de Resistividad Normal y Lateral .....	67
6.2.3	Registro Gamma Ray .....	67
7.	FUNDAMENTOS TEÓRICOS DE PETROFÍSICA.....	69
7.1.	PROPIEDADES BÁSICAS DE LA PETROFÍSICA .....	70
7.1.1	Porosidad .....	70
7.1.2	Permeabilidad .....	71
7.1.3	Saturación .....	72
7.2.	REGISTROS CONVENCIONALES Y PRINCIPALES RESPUESTAS DE LOS PERFILES USADOS PARA LA INTERPRETACIÓN PETROFÍSICA.....	73

7.2.1 Registros Resistivos .....	73
7.2.2 Registro de densidad .....	74
7.2.3 Registro Neutrón .....	74
7.2.4 Registro Sónico .....	75
8. FUNDAMENTOS TEÓRICOS DE LA GEOESTADÍSTICA.....	76
8.1 PROBLEMA QUE DIO ORIGEN A LA GEOESTADÍSTICA.....	76
8.2 CONCEPTO DE GEOESTADÍSTICA .....	78
8.2.1 Variables Aleatorias Regionalizadas.....	79
8.2.2 Variogramas.....	79
8.2.3 Modelamiento de Variogramas .....	81
8.3 DOMINIOS DE APLICACIÓN .....	82
8.4 LA GEOESTADÍSTICA EN LA INDUSTRIA DEL PETRÓLEO.....	83
8.5. MODELAMIENTO GEOESTADÍSTICO BASADO EN OBJETOS .....	84
8.5.1. Modelamiento de Facies basado en Objetos .....	84
8.5.1.1 Formas Geológicas .....	85
8.5.1.2 Datos Relevantes.....	86
8.5.1.3 Algoritmos para el Posicionamiento de Objetos.....	87
8.5.2. Modelos Sedimentarios de un Sistema Fluvial .....	89
8.5.3. Geometría de los Objetos de un Sistema Fluvial.....	90
8.5.3.1 Llanuras de Inundación .....	91
8.5.3.2 Arenas de Relleno de Canal .....	91
8.5.3.3 Depósitos de Borde de Canal .....	93
8.5.3.4 Arenas de Desborde .....	95
8.5.4 Parámetros primarios .....	95
8.5.5 Parámetros de forma.....	96
8.5.6 Sinuosidad del Cauce Principal.....	96
9. METODOLOGÍA DE ESTUDIO .....	98
9.1 RECOPIACIÓN, ANÁLISIS Y CONTROL DE CALIDAD DE LA INFORMACIÓN DISPONIBLE .....	98

9.2. MODELO ESTRATIGRÁFICO .....	99
9.2.1 Distribución de Facies en Registros de Pozo.....	101
9.2.1.1 Definición de Marcadores Estratigráficos.....	101
9.2.1.2 Interpretación de Facies.....	101
9.2.2 Definición de Ciclos Estratigráficos .....	103
9.2.3 Correlaciones Estratigráficas .....	104
9.2.4 Mapas de Facies .....	105
9.2.5 Mapas de Promedio de Arenas y de Espesor de Arenas .....	106
9.3 MODELO PETROFÍSICO .....	107
9.4 MODELO GEOESTADÍSTICO.....	108
10. RESULTADOS .....	111
10.1. MODELO ESTRATIGRÁFICO .....	111
10.1.1. Revisión De Descripción Del Pozo Corazonado Casabe - 1044 .....	111
10.1.2 Descripción De La Columna Estratigráfica.....	111
10.1.3 Descripción De Facies .....	112
10.1.3.1 Litofacies Areniscas Conglomeráticas (Spm).....	114
10.1.3.2 Litofacies Areniscas sin Estructuras Sedimentarias (Srm).....	114
10.1.3.3 Litofacies Areniscas con Estructuras Sedimentarias (Sr) .....	115
10.1.3.4 Litofacies Lodolitas Masivas (Fm).....	116
10.1.3.5 Litofacies Lodolitas con Estructuras Sedimentarias (FI) .....	117
10.1.3.6 Paleosuelos (P).....	118
10.1.4 Parámetros Estadísticos De Las Litofacies De La Formación Colorado .	120
10.1.5 Interpretación Ambiental .....	121
10.1.6. Sistemas Fluviales .....	121
10.1.6.1 Canal.....	121
10.1.6.2 Desborde De Canal.....	122
10.1.6.3 Llanura De Inundación (Fp).....	122
10.1.7. Distribución de Facies.....	123
10.1.7.1 TRAVERSA 1: Llanito 79, Llanito 30, Llanito 80 .....	125

10.1.7.2	TRAVERSA 2: Llanito 37, Llanito 81, Llanito 77, Llanito 97, Llanito 38	126
10.1.7.3	TRAVERSA 3: Llanito 11, Llanito 96, Llanito 9, Llanito 20, Llanito 29..	128
10.1.7.4	TRAVERSA 4: Llanito 14, Llanito 16, Llanito 26, Llanito 5 .....	128
10.1.8	Mapas De Facies .....	131
10.1.8.1	Mapa de Facies al Tope de La Cira Shale .....	131
10.1.8.2	Mapa de Facies al Tope de Colorado A1.....	132
10.1.8.3	Mapa de Facies al Tope de Colorado A2.....	134
10.1.8.4	Mapa de Facies al Tope de Colorado A3.....	135
10.1.8.5	Mapa de Facies al Tope de Colorado A4.....	136
10.1.9	Mapas de Espesor de Arenas .....	137
10.1.9.1	Mapa de Espesor de Arenas La Cira Shale .....	138
10.1.9.2	Mapa de Espesor de Arenas Colorado A1.....	139
10.1.9.3	Mapa de Espesor de Arenas Colorado A2.....	140
10.1.9.4	Mapa de Espesor de Arenas Colorado A3.....	142
10.1.9.5	Mapa de Espesor de Arenas Colorado A4.....	143
10.1.10	Mapas de Promedio de Arenas.....	144
10.2.	MODELO PETROFÍSICO .....	146
10.3	GEOLOGÍA DE CAMPO .....	148
10.4	MODELO GEOESTADÍSTICO.....	158
10.4.1	Definición De Grilla De Simulación Geoestadística .....	159
10.4.2	Generación del Armazón Del Campo a Nivel de Subunidades Formacionales.....	160
10.4.3	División en la Escala Vertical de Campo a Nivel de Subunidad (Definición del Layering).....	161
10.4.4.	Definición De Parámetros De Canal .....	162
10.4.4.1	Registros de Pozos .....	162
10.4.4.2	Geología De Campo.....	166
10.4.5	Escalamiento de Propiedades.....	167
10.5	MODELAMIENTO DE FACIES BASADO EN OBJETOS .....	169

10.5.1 Definición De Parámetros Para El Modelamiento De Facies.....	169
10.6 MODELO PETROFÍSICO .....	175
10.6.1 Modelamiento De Las Propiedades Petrofísicas Para Cada Bloque.....	176
11. CONCLUSIONES.....	182
BIBLIOGRAFÍA .....	184

## LISTA DE FIGURAS

<b>Figura 1.</b> Localización de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.....	28
<b>Figura 2.</b> Localización del área del Campo Llanito.....	30
<b>Figura 3.</b> El cuadro celeste señala el área de estudio dentro del Campo Llanito.....	31
<b>Figura 4.</b> Columna estratigráfica generalizada de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.....	40
<b>Figura 5.</b> Estilos Estructurales del Valle Medio del Magdalena (VMM).....	42
<b>Figura 6.</b> Línea de buzamiento LL-83-1218 mostrando la estructura en flor inversa (línea amarilla en el mapa) y Línea sísmica de Rumbo LL-83-1130 (línea roja en el mapa).....	44
<b>Figura 7.</b> Clasificación simplificada de los Ambientes de Depositación.....	46
<b>Figura 8.</b> Tipos de Sistemas Fluviales; (A) Canales Rectos, (B) Canales Meandricos, (C) Canales Trenzados, (D) Canales Anastomosados.....	48
<b>Figura 9.</b> Relación entre la erosión, transporte, y sedimentación en función del tamaño de grano y la velocidad de flujo.....	49
<b>Figura 10.</b> Distribución de la velocidad y turbulencia dentro de un segmento sinuoso de canal.....	50
<b>Figura 11.</b> 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,.....	51
<b>Figura 12.</b> Expresión morfológica de un Crevasse Splay y el natural Levee en un sistema fluvial.....	55
<b>Figura 13.</b> Relación de sinuosidad de un canal.....	57

<b>Figura 14.</b> Componentes morfológicas de un sistema fluvial tipo meándrico.....	58
<b>Figura 15.</b> Componentes morfológicas de un sistema fluvial tipo Trenzado.....	60
<b>Figura 16.</b> Métodos de Correlación.....	64
<b>Figura 17.</b> Tipos de porosidad.....	70
<b>Figura 18.</b> Relación entre porosidad, permeabilidad y tamaño de grano.....	71
<b>Figura 19.</b> Muestra que la porosidad contiene agua e hidrocarburo. Por definición de saturación de agua, si se elige la escala que X sea 100 unidades, entonces Y representa la saturación de agua.....	73
<b>Figura 20.</b> Carácter mixto de una función Aleatoria.....	78
<b>Figura 21.</b> Componentes principales de un variograma.....	81
<b>Figura 22.</b> Ejemplo de una variable 1-D que modela la línea central de un objeto, en este caso pertenece a un canal.....	88
<b>Figura 23.</b> Dos ejemplos de condicionamiento directo de la línea central del canal respetando los datos locales de pozo.....	89
<b>Figura 24.</b> Elementos geométricos del canal. (a) Vista de planta de un canal hipotético. (b) Vista de perfil del canal.....	92
<b>Figura 25.</b> Canal modelado mediante la unión de secciones transversales y las variables de ancho, espesor y línea central (BackBone).....	93
<b>Figura 26.</b> (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.....	94
<b>Figura 27.</b> Metodología planteada para el desarrollo del proyecto.....	101
<b>Figura 28.</b> Definición de Marcadores estratigráficos en cada uno de los	

Registros de pozo teniendo en cuenta la posición estratigráfica donde se ubican.....	103
<b>Figura 29.</b> Definición de las diferentes formas asociadas a los ambientes interpretados mediante registros de pozo.....	104
<b>Figura 30.</b> Metodología utilizada de estratigrafía de Secuencias en el Presente estudio.....	105
<b>Figura 31.</b> Mapa explicativo de la elaboración de los mapas de Facies para Colorado A1 a) Mapeo de facies por puntos en, (0: Arenas de Canal; 1: Crevasse Splay; 2: flood Plain o Llanuras de inundación) b) Mapeo manual de facies en Canvas X, (Amarillo: Arenas de canal; Naranja: Crevasse Splay; Gris: Flood Plain o Llanuras de inundación).....	107
<b>Figura 32.</b> Mapa de (a) Espesor de Arenas de Colorado A1 y (b) Mapa de Promedio de Arenas de Colorado A1.....	108
<b>Figura 33.</b> Columna Estratigráfica del pozo Casabe – 1044 (Profundidad 2426 – 2330).....	114
<b>Figura 34.</b> Litofacies Areniscas Conglomeráticas (Spm).....	115
<b>Figura 35.</b> Litofacies Areniscas sin estructuras (Srm).....	116
<b>Figura 36.</b> Litofacies Areniscas con Estructuras Sedimentarias (Sr).....	117
<b>Figura 37.</b> Litofacies Lodolitas Masivas (Fm).....	118
<b>Figura 38.</b> Litofacies Lodolitas con Estructuras (Fl).....	119
<b>Figura 39.</b> Paleosuelos (P).....	120
<b>Figura 40.</b> Distribución de espesores y porcentajes de Litofacies en el pozo Casabe – 1044.....	121
<b>Figura 41.</b> Trazas Fósiles observadas durante la descripción de los núcleos del pozo Casabe – 1044.....	123

<b>Figura 42.</b> Mapa de distribución espacial de pozos en el Campo Llanito en donde se encuentran ubicadas las Traversas Estratigráficas a través del área de estudio.....	125
<b>Figura 43.</b> Correlación de la Traversa 1: Llanito 79, Llanito 30, Llanito 80.....	127
<b>Figura 44.</b> Correlación de la Traversa 2: Llanito 37, Llanito 81, Llanito 77, Llanito 97, Llanito 38.....	128
<b>Figura 45.</b> Correlación de la Traversa 3: Llanito 11, Llanito 96, Llanito 9, Llanito 20, Llanito 29.....	130
<b>Figura 46.</b> Correlación de la Traversa 4: Llanito 14, Llanito 16, Llanito 26, Llanito 5.....	131
<b>Figura 47.</b> Mapa de Facies al tope de La Cira Shale, donde se observa de color amarillo las Facies de Canal, de color naranja las Facies de Desborde de Canal (Crevasse Splay) y de color gris las Facies de llanura de inundación (floodplain).....	133
<b>Figura 48.</b> Mapa de Facies al tope de Colorado A1, donde se observa de color amarillo las Facies de Canal y de color gris las Facies de llanura de inundación (floodplain).....	134
<b>Figura 49.</b> Mapa de Facies al tope de Colorado A2, donde se observa de color amarillo las Facies de Canal y de color gris las Facies de llanura de inundación (floodplain).....	135
<b>Figura 50.</b> Mapa de Facies al tope de Colorado A3, donde se observa de color amarillo las Facies de Canal, de color naranja las Facies de Desborde de Canal (Crevasse Splay) y de color gris las Facies de llanura de inundación (floodplain).....	136
<b>Figura 51.</b> Mapa de Facies al tope de Colorado A4, donde se observa de color amarillo las Facies de Canal, de color naranja las Facies de Desborde de Canal (Crevasse Splay) y de color gris las Facies de llanura de inundación (floodplain).....	138
<b>Figura 52.</b> Mapa de Espesor de Arenas al Tope de La Cira Shale.....	140

<b>Figura 53.</b> Mapa de Espesor de Arenas Colorado A1.....	141
<b>Figura 54.</b> Mapa de Espesor de Arenas Colorado A2.....	142
<b>Figura 55.</b> Mapa de Espesor de Arenas Colorado A3.....	143
<b>Figura 56.</b> Mapa de Espesor de Arenas Colorado A4.....	144
<b>Figura 57. (a)</b> Mapa promedio de arenas de Colorado A1. <b>(b)</b> Mapa promedio de arenas de Colorado A2.....	145
<b>Figura 58. (a)</b> Mapa promedio de arenas de Colorado A3. <b>(b)</b> Mapa promedio de arenas de Colorado A4.....	146
<b>Figura 59.</b> Mapa promedio de arenas de La Cira Shale.....	147
<b>Figura 60.</b> Mapa de distribución espacial de pozos en el campo llanito y allí se ubican los pozos que presenta caracterización Petrofísica a través del área de estudio.....	148
<b>Figura 61.</b> Mapa geológico del área de trabajo con su respectivo recorrido.....	149
<b>Figura 62.</b> Afloramiento correspondiente a la Formación Lisama, donde se observan intercalaciones de shale con paquetes de arenas.....	151
<b>Figura 63.</b> Afloramiento correspondiente la Formación Lisama, donde se observan ripples en la parte norte del afloramiento.....	151
<b>Figura 64.</b> Afloramiento de la base de la Formación La Paz. Reconocido por Gómez Elías (2005), como Conglomerado Basal.....	152
<b>Figura 65.</b> Amalgamamiento de los canales hacia el tope de la Formación La Paz, conservando la parte de Conglomerado Basal.....	152
<b>Figura 66.</b> Afloramiento de la Formación La Paz. Se observan los grandes paquetes arenosos que se empiezan a amalgamar.....	153
<b>Figura 67.</b> Afloramiento de la Formación Esmeraldas donde se aprecian	

las tres facies: Canal, Crevasse Splay y floodplain.....	154
<b>Figura 68.</b> Afloramiento de la Formación Esmeraldas donde se observan buenos espesores de canales.....	155
<b>Figura 69.</b> Depósitos de complejos de Crevasse Splay de la Formación Colorado.....	156
<b>Figura 70.</b> Afloramiento de la Formación Colorado, donde se aprecian las tres facies: Canal, Crevasse Splay y floodplain.....	157
<b>Figura 71.</b> Afloramiento de la Formación Colorado, mostrando hacia el tope arenas de canal impregnadas de petróleo.....	157
<b>Figura 72.</b> Afloramiento de la Formación Mugrosa donde se pueden ver las tres facies características de los ambientes fluviales.....	158
<b>Figura 73.</b> Afloramiento de la Formación Real.....	159
<b>Figura 74.</b> Ubicación espacial de pozos en el Grid de celdas.....	160
<b>Figura 75.</b> Generación del Esqueleto del campo con dos superficies que representan el tope y la base de la Formación Colorado.....	161
<b>Figura 76.</b> Armazón Área Piloto Campo Llanito, con las 5 Subunidades definidas como (Fósiles Mugrosa, Colorado A4, A3, A2, A1).....	162
<b>Figura 77.</b> Cambios abruptos del registro SP comparado con los resistivos en el mismo intervalo con posible presencia de agua.....	164
<b>Figura 78.</b> Forma cilíndrica de los depósitos de canal sobre los registros Litológicos.....	165
<b>Figura 79.</b> Ejemplo de registro de facies exportado desde Petrel con formato spreadsheet para un pozo del área piloto del Campo Llanito con su respectiva profundidad.....	166

<b>Figura 80.</b> Histograma generado a partir de mediciones de espesores de canal sobre las Formaciones La Paz, Esmeralda, Mugrosa y Colorado.....	167
<b>Figura 81. (a)</b> Registros de facies escalados por pozo en el modelo 3D. <b>(b)</b> Escalamiento de facies. A la izquierda interpretación de facies y a la derecha las facies ya escaladas.....	169
<b>Figura 82.</b> Ventana de Petrel donde se insertan los parámetros de ancho y espesor de canal para modelo de facies por el método de objetos.....	171
<b>Figura 83.</b> Ventana de petrel donde se asignan parámetros de dirección, amplitud y longitud de onda de los canales.....	172
<b>Figura 84.</b> Modelo Geoestadístico al tope de La Cira Shale.....	173
<b>Figura 85.</b> Modelo Geoestadístico al tope de Colorado A1.....	173
<b>Figura 86.</b> Modelo Geoestadístico al tope de Colorado A2.....	174
<b>Figura 87.</b> Modelo Geoestadístico al tope de Colorado A3.....	174
<b>Figura 88.</b> Modelo Geoestadístico al tope de Colorado A4.....	175
<b>Figura 89.</b> Modelo Geoestadístico para la Formación Colorado en el Área Piloto del Campo Llanito.....	175
<b>Figura 90.</b> Zona Norte y Sur elegida para realizar el modelo Petrofísico en el Área Piloto del Campo Llanito.....	176
<b>Figura 91.</b> Ventana de petrel donde se asignan los variogramas por zonas para cada una de las subunidades del campo llanito.....	177
<b>Figura 92.</b> Modelamiento de Porosidad para cada una de las Subunidades de la zona Llanito Norte y Llanito Sur donde: a) Tope de la Cira Shale, b) Colorado A1, c) Colorado A2.....	179
<b>Figura 93.</b> Modelamiento de Porosidad para cada una de las Subunidades de la zona Llanito Norte y Llanito Sur donde: d) Colorado A3, b) Colorado A4.....	180

**Figura 94.** Modelo integrado de porosidad para todas las subunidades de la Formación Colorado en todo el Campo Llanito (Llanito Norte y Llanito Sur).....180

**Figura 95.** Modelo de Permeabilidad incluyendo las dos zonas del área piloto del Campo Llanito.....181

**Figura 96.** Modelo de Saturación incluyendo las dos zonas del área piloto del Campo Llanito.....182

## LISTA DE TABLAS

<b>Tabla 1.</b> Facies genéticas de los sistemas fluviales, Facies de Relleno de Canal, Facies de Canal Abandonado, Facies de Cuenca de Inundación.....	52
<b>Tabla 2.</b> Relación arquitectural entre los diferentes estilos fluviales.....	61
<b>Tabla 3.</b> Índices de Sinuosidad, Modificado de Morisawa (1985).....	97
<b>Tabla 4.</b> Espesor de intervalos revisados en el pozo Casabe – 1044.....	112
<b>Tabla 5.</b> Definición del layering para cada subunidad teniendo en cuenta el espesor promedio por celda.....	163
<b>Tabla 6.</b> Clasificación de Cuerpos fluviales y valles rellenos según el tamaño de los depósitos.....	168
<b>Tabla 7.</b> Valores determinados de Máximos y Mínimos de las variables petrofísicas para los datos correspondientes a datos de producción.....	178

## 1. INTRODUCCIÓN

Dentro del Grupo de Investigación Estratigrafía, 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 Llanito y tiene como objetivo visualizar la distribución espacial de las principales facies asociadas a depósitos de canal de la Formación 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 toma importancia debido a los rasgos geométricos asociados a las principales facies que tenemos en ambientes de tipo fluvial que para este caso son: Facies de canal, facies de desborde de canal (Crevasse Splay) y Facies de Llanura de inundación (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 de los parámetros de ancho y espesor de los cuerpos de canal 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. OBJETIVOS**

### **2.1 OBJETIVO GENERAL**

Generar un Modelo Geoestadístico basado en objetos para la Formación Colorado, a partir de los Modelos Estratigráfico y Petrofísico, que permita determinar la continuidad, dirección y distribución espacial de los geocuerpos asociados a los depósitos de canal, en el sector este del Campo Llanito, Cuenca del Valle Medio del Magdalena, Colombia.

### **2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

- Realizar revisiones y descripciones sedimentológicas, estratigráficas y petrofísicas de la Formación Colorado en el Campo Llanito, a partir de núcleos, registros eléctricos y datos recopilados en Campo.
- Identificar sobre afloramientos los depósitos de canal de la Formación Colorado, para medir y documentar las dimensiones de ancho y espesor de los cuerpos asociados a los canales.
- Establecer el mejor trazado de los cuerpos arenosos que permitan tener un mayor conocimiento de la distribución espacial de las unidades de flujo y de las zonas de acumulación de Hidrocarburos.
- Generar un modelo de distribución de propiedades basado en objetos, teniendo en cuenta el Modelo Geológico y Petrofísico, el cual permita visualizar la distribución, orientación y continuidad de los geocuerpos arenosos.

### **3. ESTADO DEL ARTE**

#### **3.1 GENERALIDADES CUENCA DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA**

Hasta principios de los años ochenta, la Cuenca del Valle Medio del Magdalena (CVMM) aportó la mayor parte del petróleo producido en Colombia. La explotación comercial de la CVMM comienza a principios del siglo XX con el yacimiento del Campo La Cira Infantas, y desde entonces se han descubierto numerosos yacimientos, de menor proporción, pero que al igual que este poseen considerables reservas (Castro y Gordillo, 2005).

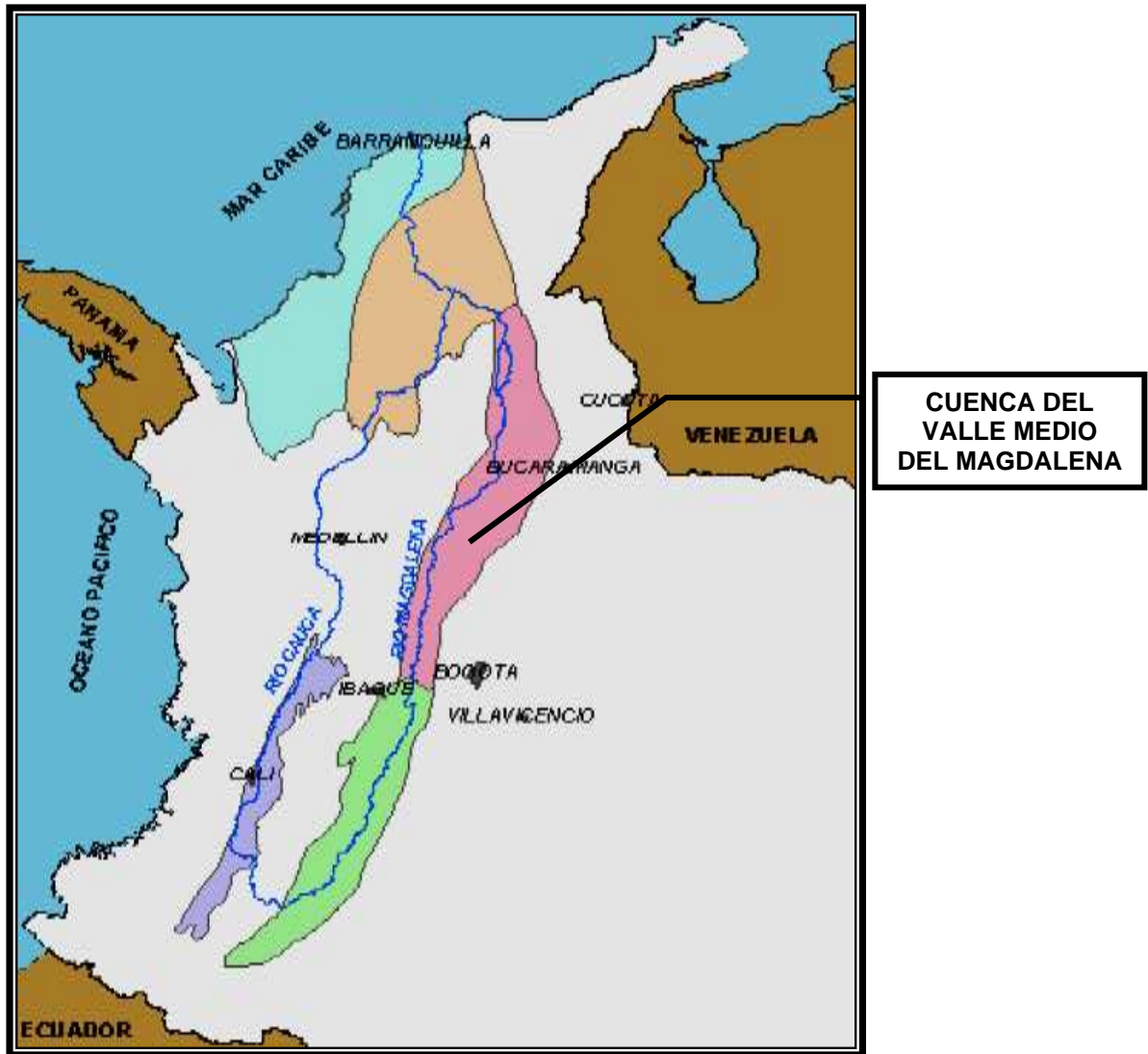
Los mayores volúmenes de aceite original en-sitio (OOIP) del país se encuentran en esta cuenca: 10.392 millones de barriles de petróleo (MMBO) que representan el 38% del OOIP del país (Castro y Gordillo, 2005).

El balance del volumen de petróleo en el país reveló que del total del OOIP del país, el 66% (18.872 MMBO), se encuentra almacenado en rocas de edad Terciaria y el 34% restante en (9701 MMBO), en rocas Cretáceas (Castro y Gordillo, 2005). Esta cuenca contiene más de la mitad del OOIP almacenado en el terciario del país (10.771 MMBO), (Castro y Gordillo, 2005).

La CVMM contiene 50 campos petrolíferos (ECOPETROL – ICP, 2006), y actualmente, aunque se han abandonado algunos yacimientos por su escasa viabilidad económica, en la cuenca quedan numerosos yacimientos en explotación (Castro y Gordillo, 2005). La industria en este momento se enfoca en la búsqueda de nuevas estrategias que conlleven a la recuperación de reservas, ya que hoy por hoy la CVMM no posee una alta producción, debido al agotamiento natural de sus campos

Con el antecedente de ser una zona petrolífera por excelencia, los potenciales petrolíferos residuales de la zona no se cuestionan, pues la cuenca posee aún

muchas zonas y varios niveles sin explotar, que incluyen desde los reservorios de Areniscas del Terciario hasta los niveles naturalmente fracturados de Calizas del Cretácico. Una mejor comprensión Geológica de la cuenca, logrará este cometido.



**Figura 1.** Localización de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena (Tomado y Modificado de [www.anh.gov.co](http://www.anh.gov.co)).

La Cuenca del Valle Medio del Magdalena es una región alargada en sentido Norte-Sur, que se localiza entre las Cordilleras Oriental y Central de los Andes Colombianos, las cuales constituyen sus límites Oriental y Occidental

respectivamente (Castro y Gordillo, 2005). Cuenta con una extensión aproximada es de 35.000 Km<sup>2</sup> (Figura 1).

La cuenca fue un área de depositación de sedimentos no marinos y de agua salobre durante el Terciario. Estos sedimentos descansan discordantemente sobre los sedimentos marinos del Cretáceo y algunas veces sobre rocas del basamento Pre – Cretáceo, el presente trabajo se limitó al estudio de La Formación Colorado del Campo Llanito.

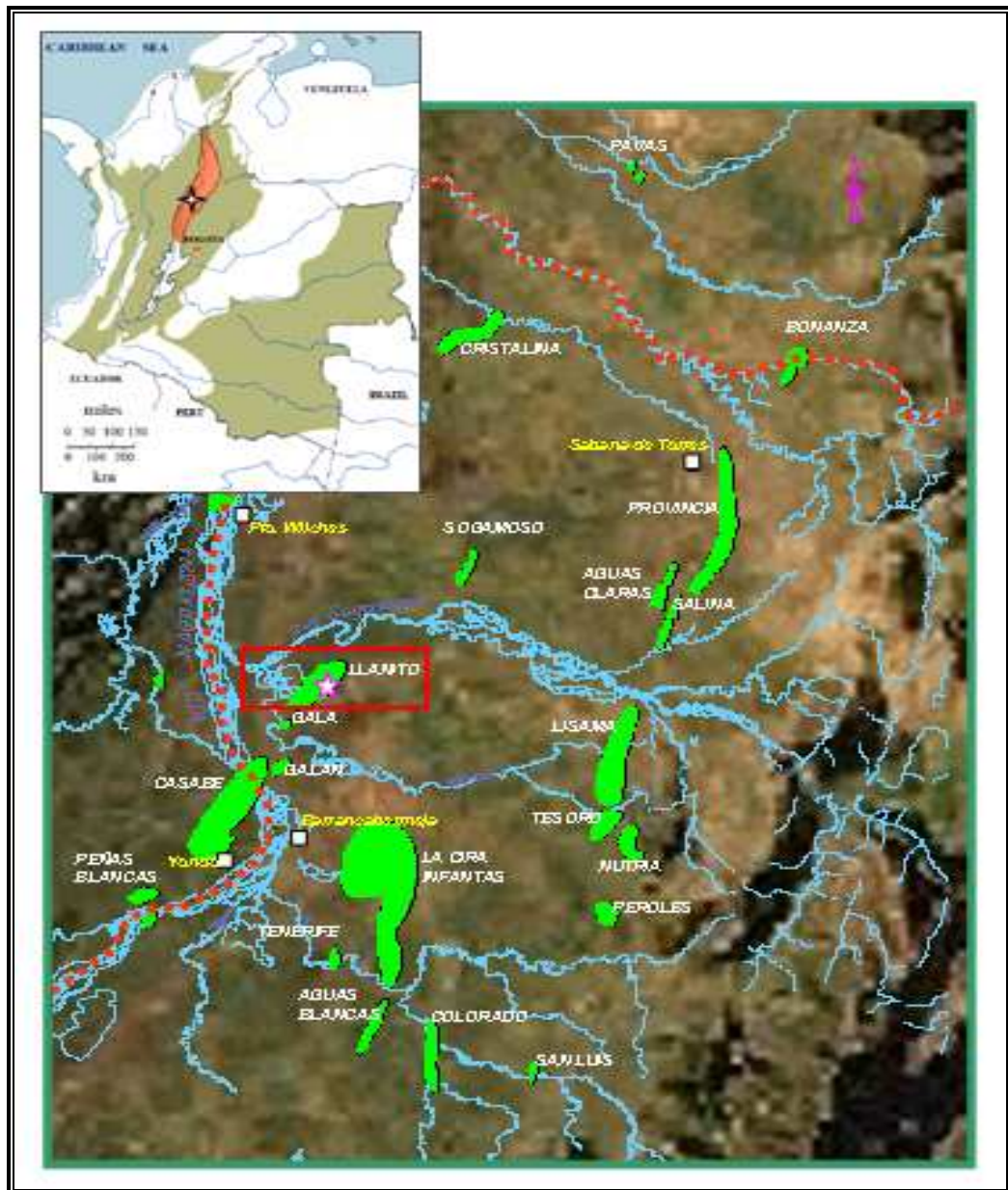
### **3.2 LOCALIZACIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO**

El Campo Llanito (Figura 2), esta ubicado en la parte en la Norte de la Concesión de Mares, en el Departamento de Santander, Cuenca del Valle Medio del Magdalena, entre las cordilleras Central y Oriental. Limita al Norte con el Río Sogamoso, al Sur con Barrancabermeja, al Occidente con la Ciénaga el Llanito y al Oriente con la Ciénaga de San Silvestre.

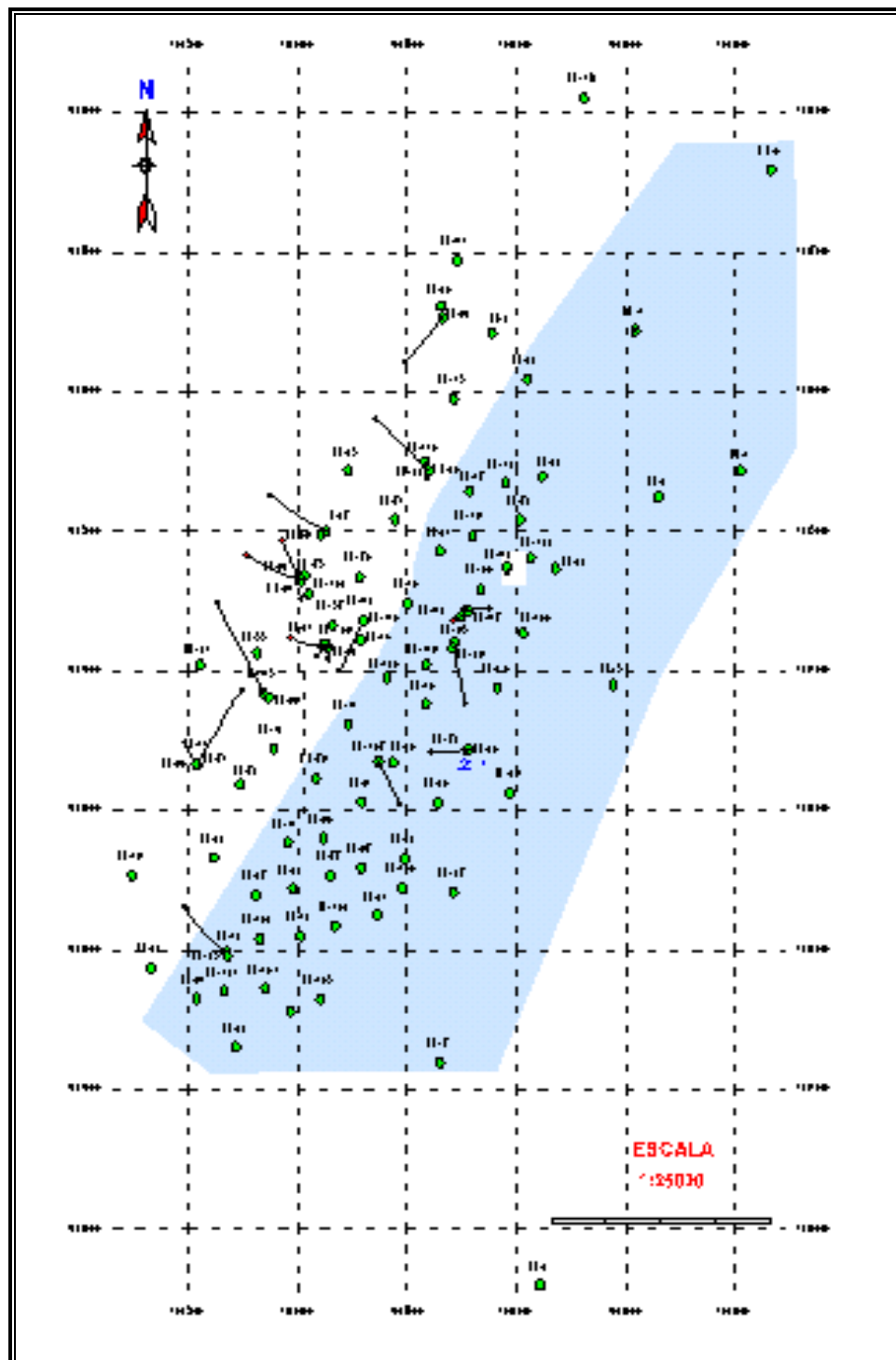
El área Llanito abarca una extensión aproximada de 70 Km<sup>2</sup>, y se encuentra comprendido entre las coordenadas geográficas (gauss):

**N: 1'288.000 a 1'277.000**

**E: 1'022.000 a 1'030.000**



**Figura 2.** Localización del área del Campo Llanito. (Tomado y Modificado De Informe técnico de proyectos; Ecopetrol - ICP, 2006).



**Figura 3.** El cuadro celeste señala el área de estudio dentro del Campo Llanito.

El sector Este del Campo Llanito (Figura 3), corresponde a un área poligonal limitada por los pozos: Llanito 6, Llanito4, Llanito 5, Llanito 7, Llanito 22, Llanito 91, Llanito 79, Llanito 10, Llanito 86, Llanito 82 ; ésta fue definida como el área de estudio. Inicialmente fue nombrada como área piloto y después se concertó su nombre actual, debido fundamentalmente a su ubicación, cabe resaltar que este sector no representa concretamente uno de los bloques estructurales definidos para el Campo.

### **3.3 GENERALIDADES DEL ÁREA DE ESTUDIO**

El área Llanito tiene una extensión aproximada de 70 Km<sup>2</sup>, en donde se han perforado alrededor de 238 pozos entre productores e inyectores. El sector tiene perforados 49 pozos, lo cual, en proporción con la extensión del campo es una buena densidad de pozos; la zona con mayor densidad de pozos en el sector este, se encuentra hacia el centro sur del sector del área piloto.

A 2006 el área Llanito contaba con una producción diaria promedio de 3225 BOPD (en ECOPETROL – ICP, 2006); actualmente, gracias a los programas de recobro mejorado y nuevas técnicas, el Ministerio de Minas y Energía reporta un promedio de 4518 BOPD aproximadamente para los Campos Llanito y Gala en el primer trimestre de 2008. La gravedad API promedio del crudo producido es de 20 °API (en ECOPETROL – ICP, 2006).

La exploración en este campo inició el 19 de febrero de 1955 con la perforación de Llanito 1, el cual perforó las formaciones del grupo calcáreo Basal, hasta una profundidad de 13561 ft, sin encontrar manifestaciones de Hidrocarburos.

A partir de la perforación del pozo Llanito 1 y hasta octubre de 1960, se perforaron siete pozos adicionales, teniendo como objetivo el terciario (zonas C y B de la formación Mugrosa), sin obtener producción comercial en ellos; dos de estos pozos (Llanito 6 y 8) fueron abandonados como acuíferos.

En diciembre de 1960, se terminó el pozo Llanito 9, en zonas D y B, con una producción inicial de 580 BAPD en flujo natural.

Durante 1977 se termina el pozo Llanito Norte 1 con el objeto de delimitar el campo hacia el Norte.

A partir de 1981 se inicia el segundo desarrollo del Campo Llanito con la perforación de 8 pozos reduciendo el espaciamiento de 120 a 60 acres, durante este desarrollo se perforan 30 pozos, 28 de los cuales resultan productores.

A finales de 1985 se descubre el campo Gala, ubicado al sur del campo Llanito y cuyo desarrollo se completa en 1987 con la perforación de 9 pozos.

Durante 1988 se perforan los pozos Cardales 1 y Yuma 1, ubicados en la parte sur del campo Gala.

## **4. MARCO TEÓRICO GENERAL**

### **4.1 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 que se va a trabajar durante el desarrollo de este proyecto en el bloque este del Campo Llanito es del Terciario. En la Figura 4 se muestra la columna generalizada de la cuenca del Valle medio del Magdalena.

#### **4.1.1 Formación Girón (Triásico-Jurásico)**

Litológicamente está compuesta por una intercalación de areniscas, conglomerados y arcillolitas color marrón rojizo. El espesor descrito y reportado en la sección tipo del río Lebrija, es de 4650 metros. 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.

#### **4.1.2 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.

#### **4.1.3 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.

#### **4.1.4 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.

#### **4.1.5 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 eustáticas, donde se conserva un ambiente de carácter marino, esto se evidencia en la intercalación que se presenta de niveles de areniscas con arcillolitas.

#### **4.1.6 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.

#### **4.1.7 Formación la Luna (Turoniano-Conaciano-Santoniano)**

Esta formación comprende tres miembros que de base a tope 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 ratas de depositación bajas lo cual genera que esta formación tenga un buen potencial como roca generadora.

#### **4.1.8 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.

#### **4.1.9 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. 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.

#### **4.1.10 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.

#### **4.1.11 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.

#### **4.1.12 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 continental, más exactamente un ambiente fluvial de mediana energía.

Litológicamente se trata de una arenisca de matriz arcillosa bioturbada, 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.

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.

#### **4.1.13 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.

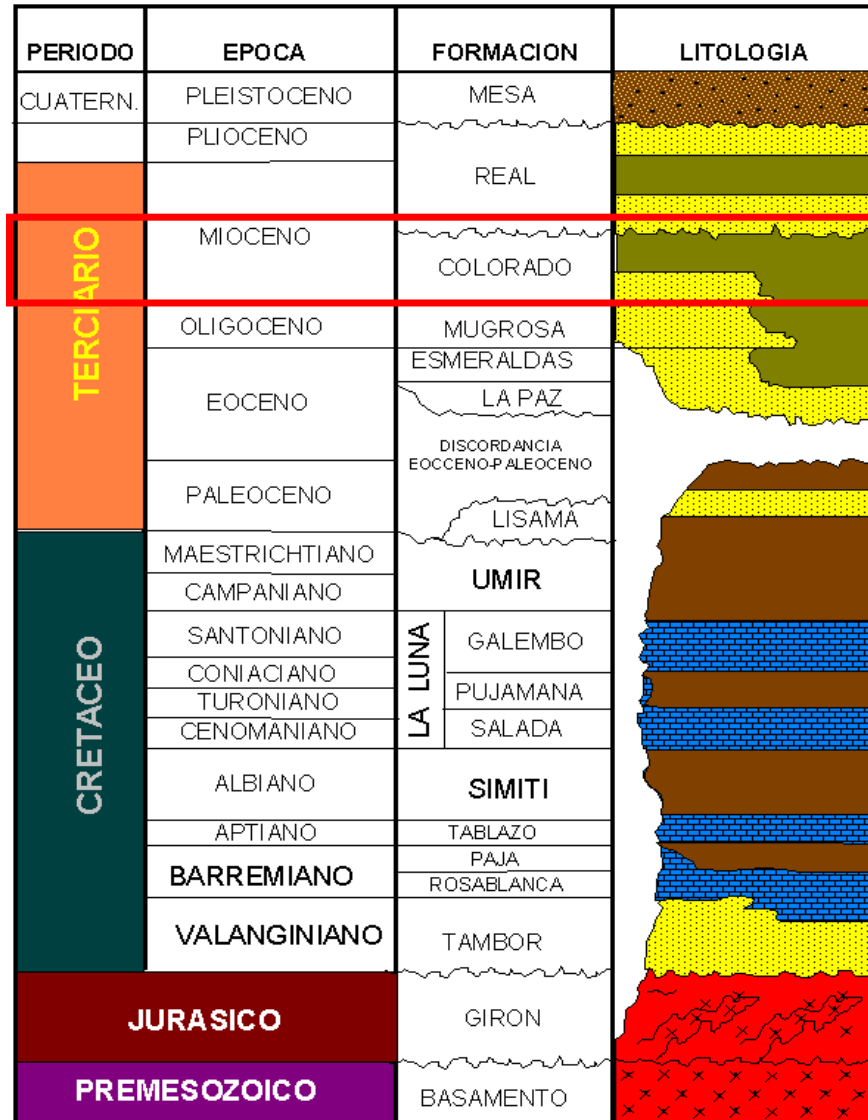
El ambiente de depositación de esta unidad es un ambiente con condiciones de alta oxidación, lo cual indica que es un ambiente continental (Morales, 1958). La Formación Colorado se caracteriza por una amplia distribución al oeste de la falla de la Salina y debido a que el ambiente de sedimentación es 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.

#### **4.1.14 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.

#### 4.1.15 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 4.** Columna estratigráfica generalizada de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena. (Tomado y Modificado de Santacruz, 2004).

## 4.2 MARCO TECTÓNICO REGIONAL

En el Valle Medio del Magdalena se depositaron sedimentos de origen marino y continental que conforman unidades cuyas edades van desde el Jurásico hasta el Cuaternario, las cuales han sido afectadas por eventos tectónicos de tensión y compresión a través del tiempo.

La cuenca del Valle Medio del Magdalena es un sector altamente afectado por estructuras geológicas que hacen aun más interesante su estudio, ya que se encuentra limitada por las Cordilleras Central y Oriental y así mismo corresponde a una depresión enmarcada por estos dos grandes accidentes geográficos.

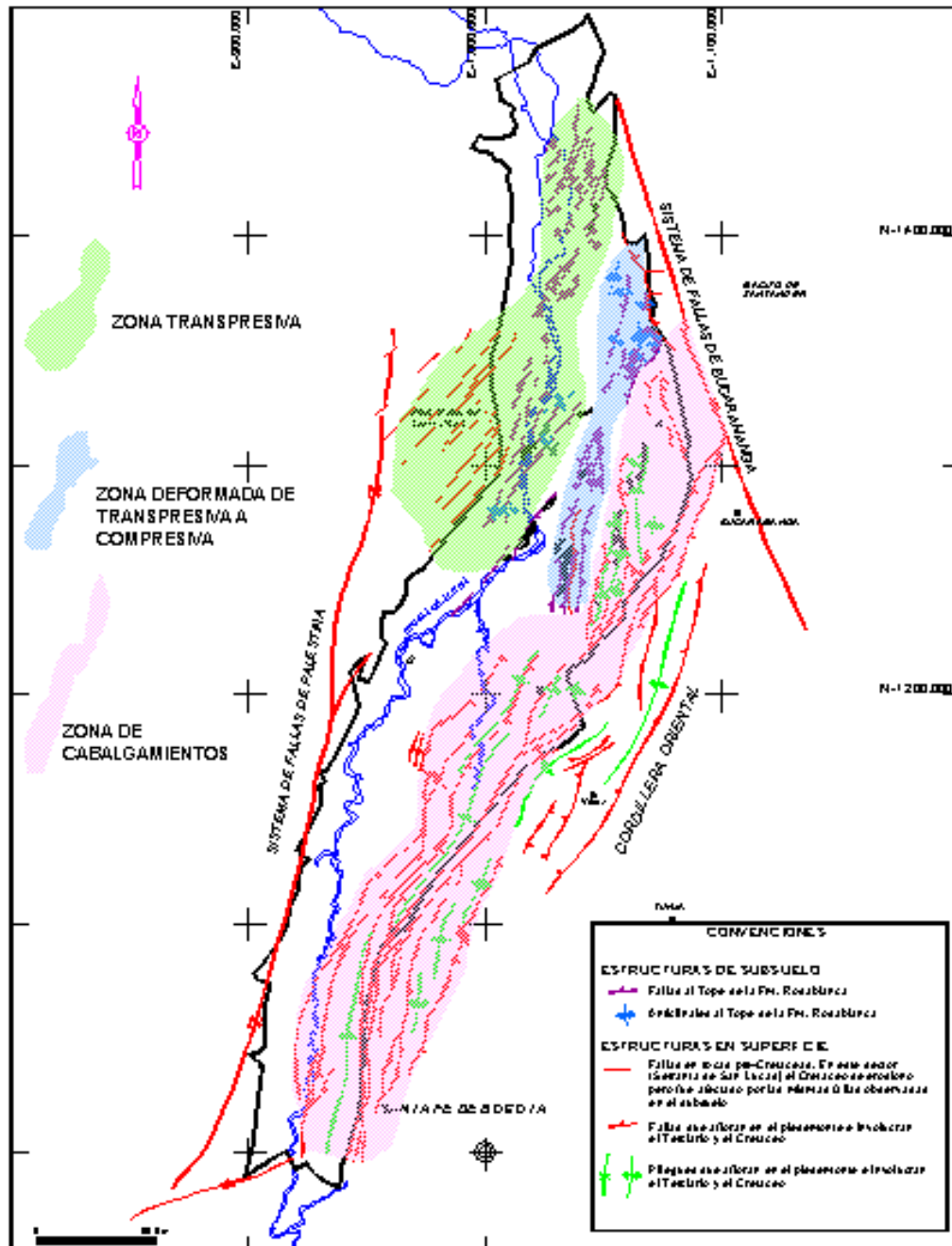
Estructuralmente el VMM es una depresión tectónica asimétrica con dos márgenes bien diferentes, su borde occidental está marcado por rocas metamórficas de la cordillera Occidental, de borde pasivo; hacia el oriente la deformación se incrementa y pasa a ser un margen de comportamiento compresional.

El límite occidental corresponde a un complejo de fallas de la Cordillera Central, al sur con la Falla de Palestina; en la parte Norte limita con el Sistema de fallas con rumbo Noreste y convergencia oriental cerca del “Alto del Banco”, las cuales corresponden a fallas satélites de la Falla Palestina. Al Oriente su limite con al Cordillera Oriental se caracteriza por sistemas de cabalgamiento convergencia occidental que se van presentando en relevos continuos hacia el norte hasta truncar con el sistema de Fallas Bucaramanga-Santa Marta, que corresponde al límite nororiental de la cuenca contra el Macizo de Santander (Suárez et al., 2000).

Según Suárez et al., 2000, la sección Cretácea del VMM está afectada por tres estilos estructurales; (Figura 5). Estos se formaron durante dos episodios tectónicos mayores; el primero de ellos asociado al levantamiento de la Cordillera Central, ocurrido durante el periodo Paleoceno tardío-Eoceno temprano, el segundo evento tectónico está relacionado al levantamiento de la Cordillera Oriental ocurrido durante el lapso Mioceno medio-Plioceno.

Los tres estilos estructurales que se presentan dan lugar a tres grandes zonas, las cuales se presentan seguidamente de la siguiente manera; la primera zona es el borde noroccidental o zona Transpresiva se caracteriza por fallas transpresionales regionales con tren nororiental y convergencia principalmente oriental; La zona media (parte central o zona deformada compresiva a transpresiva), localizada hacia el norte y centro de la cuenca, por debajo de la discordancia del Eoceno

medio se presenta una zona deformada que separa dos depocentros estructurales subregionales que controlaron la depositación de las formaciones La Paz y Esmeraldas.



**Figura 5.** Estilos Estructurales del Valle Medio del Magdalena (VMM)  
(Tomado de Suárez et al., 2000)

Posiblemente esta zona deformada se encuentra controlada en sus bordes por fallas normales preexistentes del Jurásico; la franja oriental o zona de cabalgamientos donde predomina el carácter compresivo, consiste en un cinturón de cabalgamientos convergencia occidental que afecta la sección Cretácea, Paleógena y del Mioceno inferior.

Este estilo estructural fue ocasionado por pulsos intensos de levantamiento de la Cordillera Oriental ocurridos desde el Mioceno medio hasta el Plioceno; las fallas en este sector se observan truncadas hacia la parte norte con la Falla Bucaramanga-Santa Marta.

#### **4.3 MODELO ESTRUCTURAL**

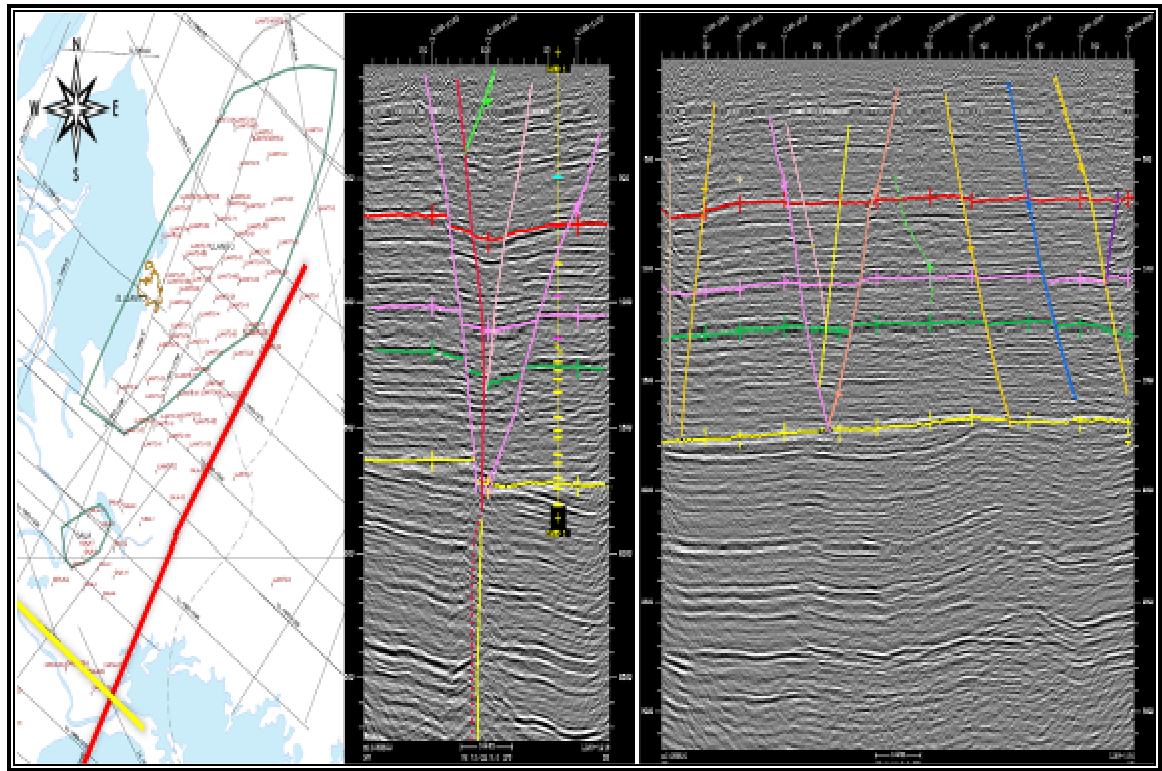
La estructura del Campo Llanito corresponde a un anticlinal con dirección preferencial Noreste, con cabeceo al Norte, controlada por fallas de Rumbo de dirección Suroeste – Noreste, que corresponden a la prolongación Norte de la denominada falla de Casabe, con cierre propio en el sector más Norte, que se interpreta según la información sísmica como una falla reactivada que corta toda la secuencia Terciaria y Cretácica.

Asociada a esta falla se desarrolla un gran anticlinal con rumbo NE y con pliegues menores de anticlinales y sinclinales alternos, con distribución de ejes en “echelon” y cabeceo preferencialmente al Norte controlados por fallas normales que conforman estructuras, en algunos casos, en forma de flor negativa característico de esta tectónica (Figura 6), lo cual compartimentaliza la estructura en bloques limitados al norte y al sur por fallas normales.

El flanco este del anticlinal esta controlado por fallas normales con dirección Noreste – Este que dividen la estructura en bloques.

De acuerdo al comportamiento de producción de los pozos en el Campo Llanito, se puede identificar que un factor controlador en la acumulación de hidrocarburos es la calidad de los diferentes tipos de roca, además de la posición estructural de las diferentes unidades.

El carácter sellante de las fallas depende de los tipos de depósito que se enfrenten a través del plano de falla y del salto relativo de las mismas.



**Figura 6.** Línea de buzamiento LL-83-1218 mostrando la estructura en flor inversa (línea amarilla en el mapa) y Línea sísmica de Rumbo LL-83-1130 (línea roja en el mapa). (Tomado y Modificado de Estudio Integrado De Yacimientos Campo Llanito\_Gala, ECOPETROL – ICP, 2003)

## 5. FUNDAMENTOS TEÓRICOS DE AMBIENTES FLUVIALES

Un ambiente de sedimentación está caracterizado por un conjunto geomorfológico particular en el cual un grupo de procesos químicos físicos y biológicos opera para generar un cierto tipo de depósito sedimentario (Boggs, 2001).

El ambiente físico está caracterizado por elementos estáticos y dinámicos. Los elementos físicos estáticos incluyen la geometría de la cuenca; materiales siliciclásticos depositacionales como grava, arena y lodo; profundidad del agua; y temperatura. Los elementos físicos dinámicos incluyen factores como la energía y dirección de flujo del fluido (agua, viento, hielo, precipitaciones, nevadas) los cuales influyen las corrientes y olas. Las características químicas de los ambientes (salinidad, pH, Eh, y el contenido de dióxido de carbono y oxígeno) controlan los procesos químicos, como la precipitación de minerales. Las características biológicas se restringen a las actividades de los organismos (crecimiento de plantas, madrigueras, descanso, alimentación / ingestión de sedimento y extracción de sílice y carbonato de calcio para generar material esquelético) y la presencia de restos orgánicos como material depositacional.

A grosos modo son reconocidos tres ambientes depositacionales principales: Continental, Marino Marginal y Marino. Cada uno de estos terrenos principales ha sido subdividido por diferentes autores dentro de variados y numerosos subambientes (Ver Figura 7).

Pocas o solo algunas herramientas pueden ser usadas en la determinación de ambientes de depositación. En muchos casos el examinar una sola propiedad de las rocas sedimentarias no es diciente al momento de deducir un ambiente de depositación para esa roca. Para interpretar los ambientes de depositación antiguos, debemos interpretar diferentes propiedades de la roca y entonces comparar estas propiedades para crear un cuadro mental (modelo) con las propiedades conocidas heredadas de un ambiente de depósito particular. Este cuadro mental constituye un modelo ambiental. Este modelo ambiental se nutre de nuestras experiencias en campo y frecuentemente de las experiencias de colegas, en sus publicaciones y en papers, en todo caso es importante resaltar que el obtener un buen modelo mental depende de cuan nutridos están nuestros datos, y

de las ideas plantadas por otros geólogos en sus publicaciones, lo cual sirve como marco de referencia en la interpretación de los ambientes depositacionales antiguos.



**Figura 7.** Clasificación simplificada de los Ambientes de Depositación. (Tomado y modificado de Seminario de Ambientes Fluviales, Campos Maduros)

Un modelo de facies es un resumen general dado por un sistema depositacional, escrito en términos que hacen el resumen capaz de usarse (Walker 1992, en Boggs 2001). Los modelos de facies pueden ser expresados como sucesiones de facies idealizadas, como bloque diagramas, o como gráficos o ecuaciones (Boggs 2001). Tales modelos sintetizados actúan como una regla que es usada en actividades de comparación y como un marco y guía para futuras observaciones.

Estas también sirven para predecir nuevas situaciones geológicas, y deben actuar como una base integrada a los sistemas que representan. Así, los modelos de facies proveen un método para simplificar, ordenar, categorizar e interpretar datos que pueden ser de otra manera aleatorios o confusos.

## **5.1 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.

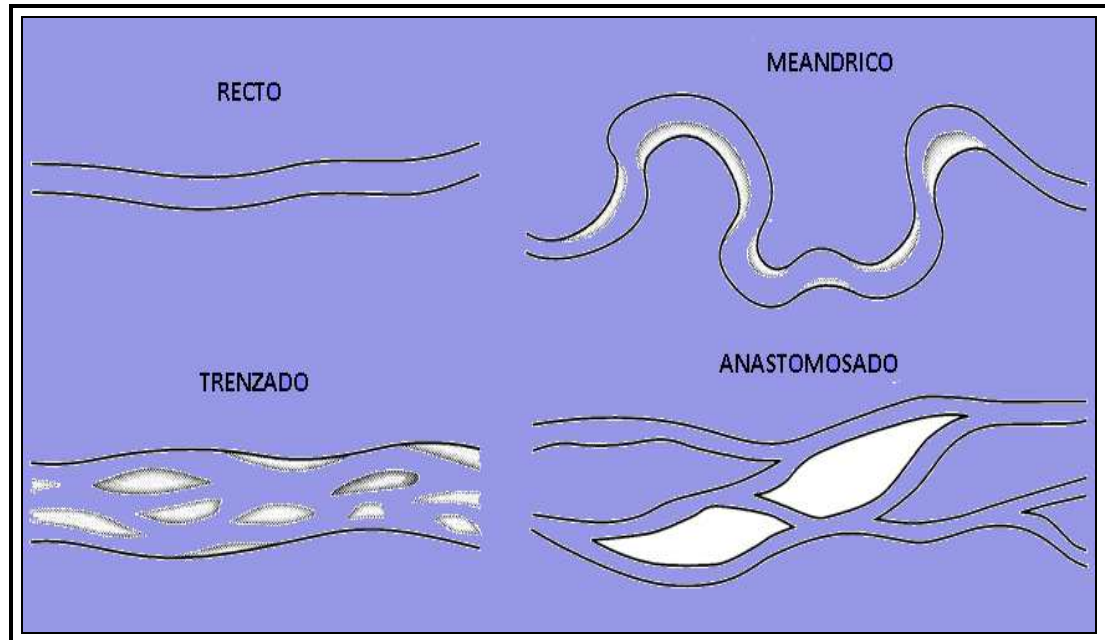
Además de su papel como receptores de información geológica valiosa, los depósitos fluviales también cobran gran importancia en el aspecto económico, ya que son, desde proveedores de material para la construcción, hasta contenedores o reservorios de yacimientos minerales y de agua subterránea. Por todo 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), 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 último el que cobra importancia a la hora de realizar un modelamiento geoestadístico basado en objetos (Miall.A. D 1996).

## **5.2. SISTEMAS 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, (2) sistema de ríos trenzado, (3) sistema de ríos meándricos, y (4) sistema de ríos anastomosados, (Ver Figura 8). 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.



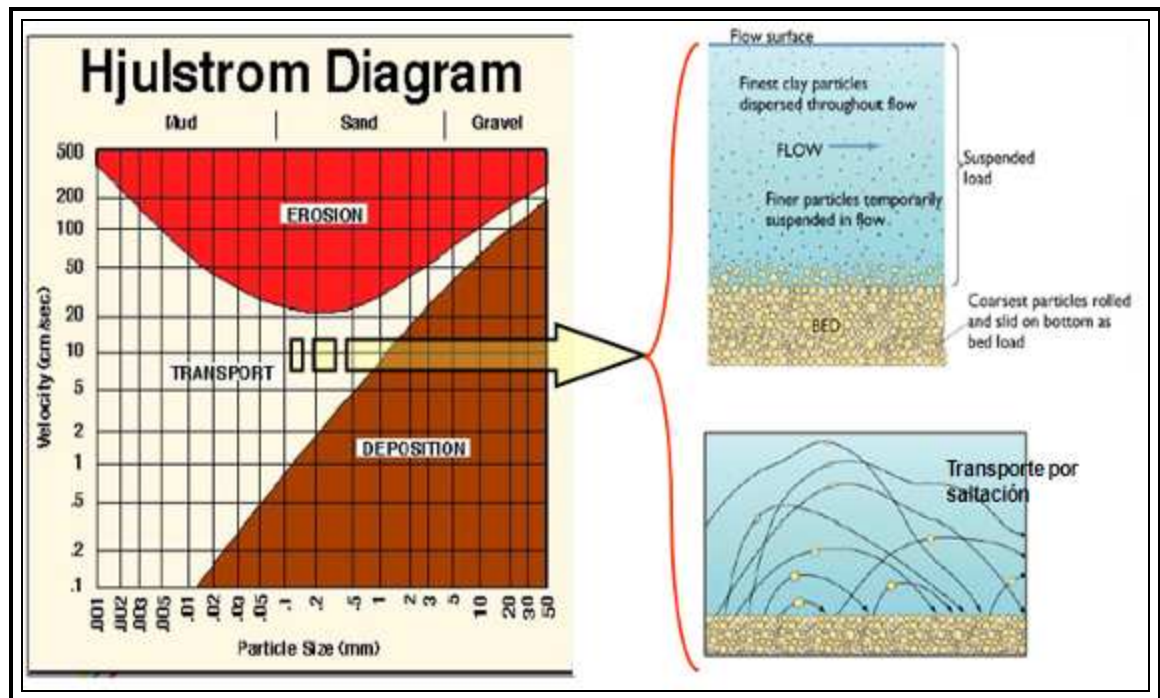
**Figura 8.** Tipos de Sistemas Fluviales; (A) Canales Rectos, (B) Canales Meandricos, (C) Canales Trenzados, (D) Canales Anastomosados. (Tomado y Modificado de [www.uic.edu.co](http://www.uic.edu.co))

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 calibran de forma eficiente 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 (Ver Figura 9).



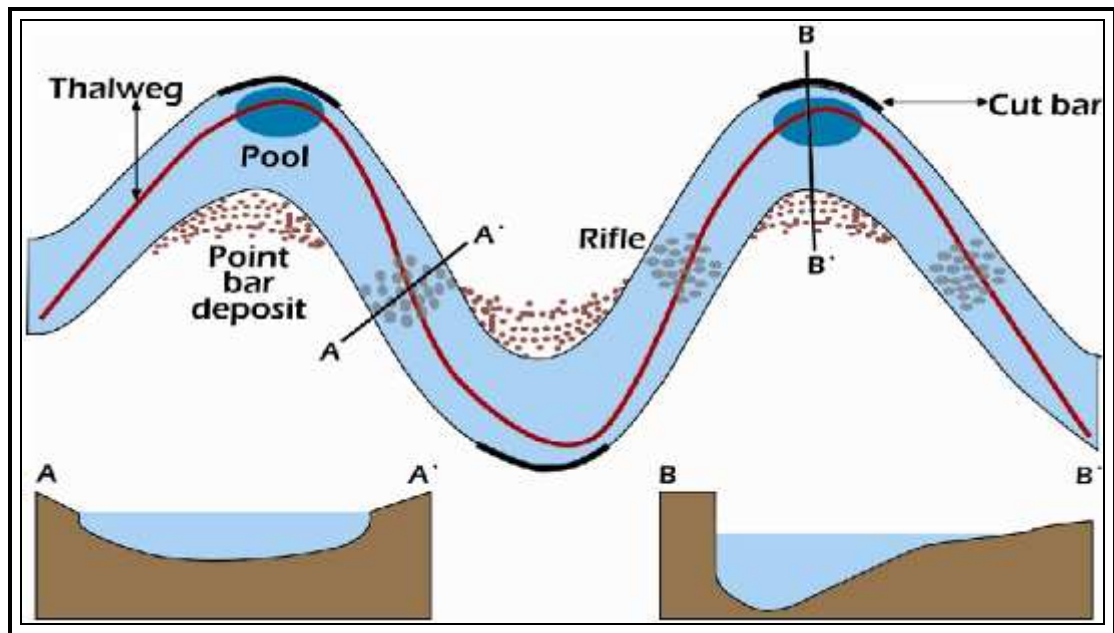
**Figura 9.** Relación entre la erosión, transporte, y sedimentación en función del tamaño de grano y la velocidad de flujo. (Tomado y Modificado de [www.geofisica.unam.mx](http://www.geofisica.unam.mx)).

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

### 5.2.1 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 (Ver Figura 10).

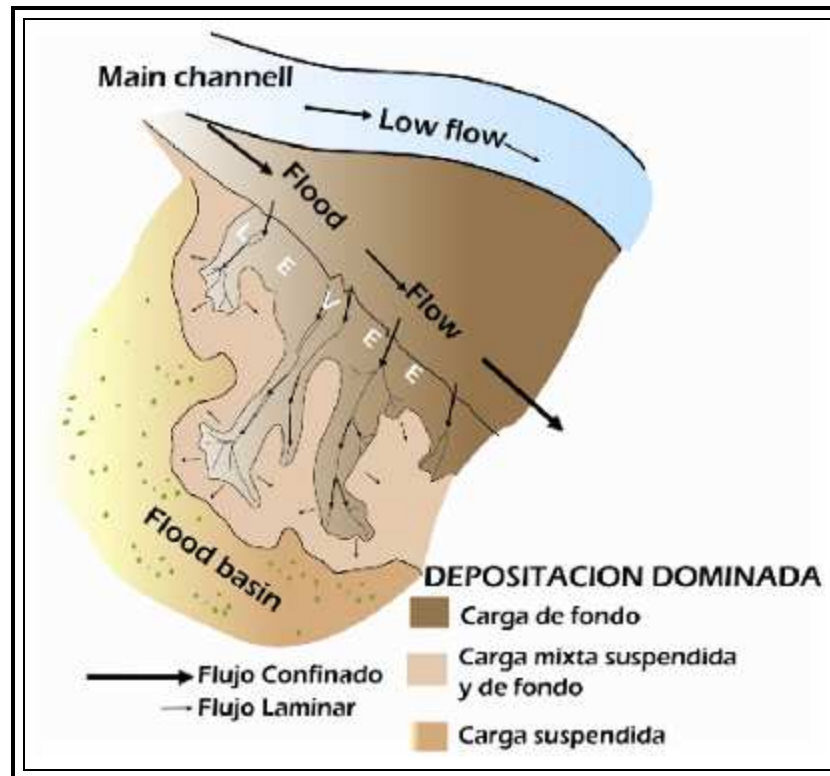


**Figura 10.** Distribución de la velocidad y turbulencia dentro de un segmento sinuoso de canal. (Modificado de Galloway and Hobday, 1983).

### 5.2.2 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 (Ver Figura 11).

Los depósitos de Natural Levee y de desbordamiento o de Crevasse Splay 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 11.** 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).

### 5.2.3 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.

### 5.3. 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)

### **5.3.1 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 (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.

### **5.3.2. 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.

#### **5.3.2.1 Natural Levee**

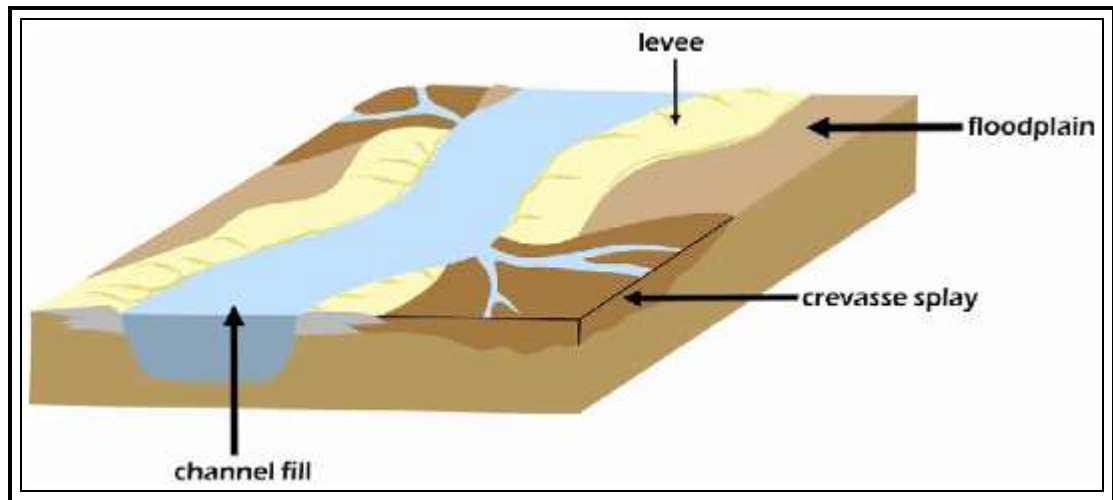
Las arenas finas, limos y algunas arcillas se depositan a lo largo de los márgenes del canal a medida que la carga en suspensión sobrepasa los bancos, el

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 12).

### **5.3.2.2 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 12). 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.

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.



**Figura 12.** Expresión morfológica de un Crevasse Splay y el natural Levee en un sistema fluvial. (Modificado de Miall, A.D. 1996)

### 5.3.3 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. 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.

## 5.4 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.

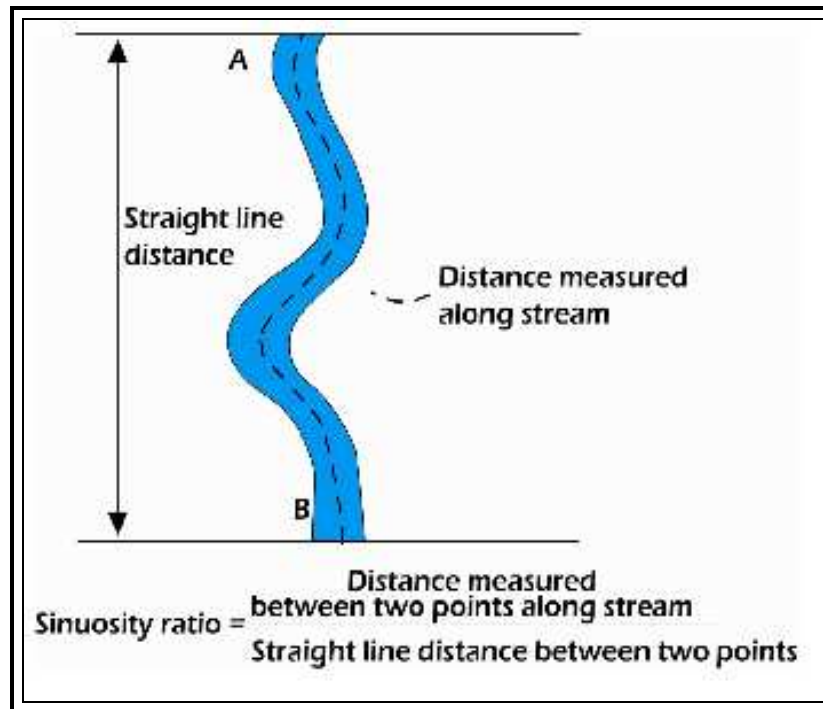
Las observaciones y medidas de ríos modernos y experimentos en modelos artificiales han mostrado que los patrones de canal son primordialmente dependientes del caudal, la carga sedimentaria, y la pendiente (Lane, 1957; Colman, 1957). Se demostró una transición natural entre los estilos trenzados y meándricos, dependiendo de la pendiente del canal y el caudal (Figura 13). 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:

- Qw = Caudal de Agua,
- Qs = 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 13). De acuerdo con esto se define como canales sinuosos los que presentan un valor de esta relación mayor a 1.5.

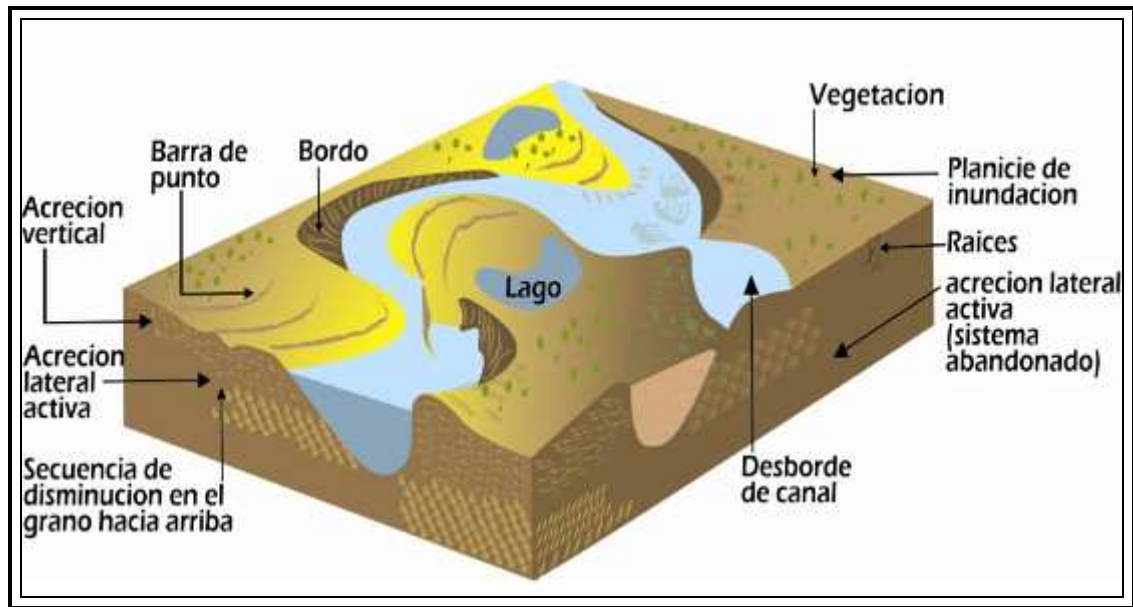


**Figura 13.** Relación de sinuosidad de un canal. (Modificado de Miall, A.D. 1996)

#### 5.4.1 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 trenzados; 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 trenzados,

Los principales elementos morfológicos que conforma un sistema de ríos meándricos (Figura 14) son: Canal Principal; Barras de Punto, Point Bar; Diques Naturales, Natural Levee; Planicie de Inundación, Flood Plain; Áreas de Desborde, Crevasse Splay.



**Figura 14.** Componentes morfológicas 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).

#### 5.4.2 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 15), 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.

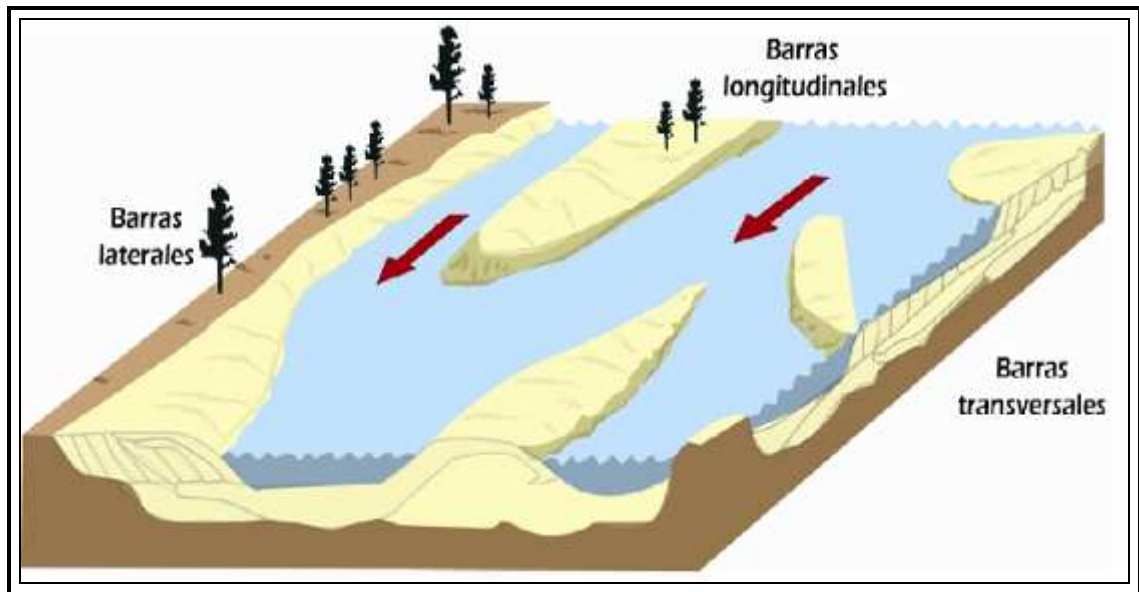
Durante los períodos de descarga alta, la corriente en los canales es rápidamente sobrecargada de sedimentos gruesos, formando barras alrededor de las cuales la corriente se desvía; un desarrollo repetitivo de estas barras y la separación consecuente de los canales, genera el aspecto trenzado de este 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.







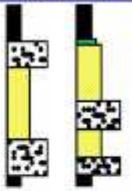


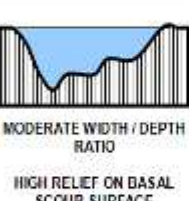


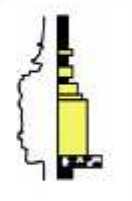





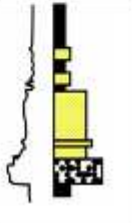

**Figura 15.** Componentes morfológicos de un sistema fluvial tipo trenzado  
(Modificado de Miall, A.D. 1996)

### 5.4.3 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).

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 rellenos 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 EXCEED 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).

## 6. FUNDAMENTOS TEÓRICOS DE CORRELACIÓN

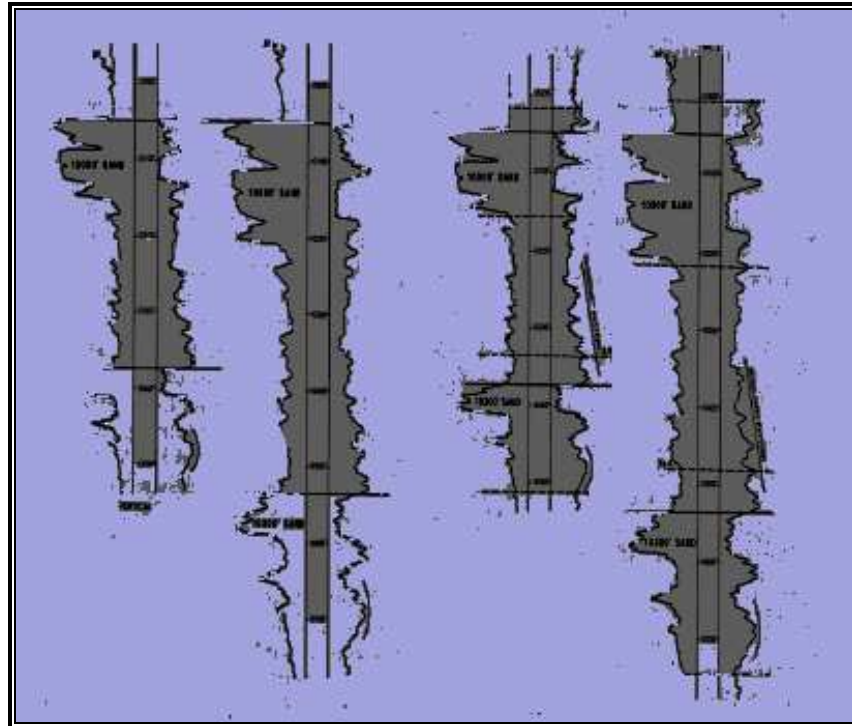
La correlación estratigráfica es un proceso sencillo (Tearpock & Bischke, 1991), sin embargo esta puede complicarse debido a un adelgazamiento estratigráfico, al buzamiento de los estratos, fallas, inconformidades, cambios laterales de facies o por la calidad pobre del registro a analizar (Tearpock & Bischke, 1991).

Por esta razón Tearpock & Bischke (1991) han introducido las siguientes claves para realizar una correlación eficiente y minimizar los problemas al correlacionar.

- Para una mirada inicial rápida, se recomienda identificar las arenas usando registros como la Curva Sp (Spontaneous Potential) o el Gamma ray.
- Para una correlación detallada, se deben primero identificar y correlacionar los shales (Ver Figura 16).
- Inicialmente se usa una curva de resistividad corta normal, la cual provee un mayor detalle al correlacionar shales.
- Usar colores para identificar puntos específicos en el registro.
- Siempre se debe empezar la correlación en el tope del registro.
- No se debe forzar una correlación.
- En áreas altamente falladas primero se debe correlacionar lo más profundo y luego lo más somero.

Las correlaciones se inician identificando los shales ya que son depositados en ambientes de baja energía y comúnmente cubren grandes áreas geográficas. Segundo, los estratos de arena no son buenos marcadores en una correlación ya que ellos frecuentemente exhiben variaciones significantes en espesor y carácter de registro a registro y son lateralmente discontinuos, finalmente, las curvas de resistividad de unas mismas arenas en dos registros correlacionados pueden ser diferentes. Las variaciones en los estratos de arena debido a los diferentes

sedimentos que transportan los fluidos pueden causar diferencias en la resistividad muy pronunciadas (ej. Agua vs. Gas) (Tearpock & Bischke, 1991).



**Figura 16.** Métodos de Correlación (Tearpock & Bischke, 1991)

El uso de colores es una excelente forma para identificar y marcar los patrones a correlacionar en los registros. Los patrones de correlación pueden ser picos o valles, que pueden ser reconocidos en muchos de los registros de pozos correlacionados (Tearpock & Bischke, 1991).

En general, las estructuras pueden ser menos complicadas hacia la superficie por varios factores. Muchas de las fallas tienden a desaparecer hacia la superficie y son muy pequeñas o no existen en la parte superior de los registros. Estos son inconvenientes para una fácil correlación. También, en muchas provincias geológicas, especialmente en cuencas de rocas blandas, los buzamientos estructurales tanto locales como regionales, decrecen hacia arriba. Entonces, la correlación se debe empezar en el tope del registro, por donde es usualmente más fácil (Tearpock & Bischke, 1991).

Las correlaciones no son siempre sencillas (Tearpock & Bischke, 1991). Los problemas en la correlación están frecuentemente asociados a la presencia de fallas, estratos con buzamientos altos, inconformidades y cambios en las facies. Y solo hasta que el problema sea resuelto se puede correlacionar con otro registro, estas correlaciones, deben ser revisadas al obtenerse nueva información. En áreas totalmente falladas, es ventajoso reconocer los cortes de falla en dos direcciones. Primero se debe correlacionar la parte de abajo del registro y luego se debe correlacionar la parte de arriba del registro (Tearpock & Bischke, 1991).

## 6.1 ASPECTOS FUNDAMENTALES DE LOS REGISTROS ELÉCTRICOS

Desde la aparición de los métodos eléctricos en 1920, se ha convertido en práctica general, hacer uso de estas herramientas al terminar la perforación, de todo el pozo o de intervalos durante la perforación (Mier, 1994).

Estos registros aunque no reemplazan a las muestras de núcleos, son más económicos y rápidos de obtener, para correlaciones geológicas de estratos, para detección y evaluación de horizontes posiblemente productores y posteriormente en el desarrollo del campo, así como en programas de recuperación secundaria (Mier, 1994).

En general los perfiles se pueden agrupar en tres categorías;

- **Perfiles de investigación profunda**  
Potencial espontaneo o SP, son perfiles litológicos y de permeabilidad.  
Dispositivo normal; normal corta y normal larga.  
Dispositivo lateral.
- **Perfiles Micro resistivos.** Usados para investigación somera, poseen buena resolución vertical.
- **Perfiles de Porosidad**  
Perfil de densidad.  
Perfil Neutrónico.

- **Otros perfiles**

Perfil de Rayos Gamma

Perfil de tiempo de degradación termal (TDT)

Dipmeter

## **6.2. REGISTROS ELÉCTRICOS**

Según Mier (1994) para evaluar zonas donde se encuentren reservorios de hidrocarburos se requiere conocer los siguientes parámetros: porosidad, saturación de hidrocarburos, espesor permeable de la capa y su permeabilidad, los cuales pueden ser deducidos de perfiles eléctricos, nucleares y acústicos.

De los parámetros obtenidos directamente de los perfiles, se puede determinar las saturaciones  $S$ . Se utilizan medidas de  $R$ , individuales o combinadas para conocer la resistividad de la zona no invadida o  $R_t$ . También se puede calcular la  $R$  de la zona cercana a la pared del pozo, donde el filtrado de lodo ha reemplazado gran parte de los fluidos originales o zona lavada  $R_{xo}$  (Mier, 1994).

Los datos de  $R$ , porosidad y resistividad del agua de formación  $R_w$ , se utilizan para calcular valores de saturación agua  $S_w$  y con datos de saturación, se evalúan las posibilidades de la formación sea productora (Mier, 1994).

La permeabilidad, solo puede ser estimada mediante relaciones empíricas y solo debe ser considerada para obtener un orden de magnitud (Mier, 1994).

Los registros utilizados en las Correlaciones Litoestratigráficas son el SP, el Gamma Ray y la Curva de Resistividad Normal, la cual exhibe patrones que son fáciles de reconocer y correlacionar de registro a registro (Tearpock & Bischke, 1991).

### **6.2.1 Curva de Potencial Espontáneo o SP**

Es un registro de la diferencia de potencial de un electrodo móvil en el pozo y un potencial fijo en un electrodo de superficie, en función de la profundidad. Su origen es el resultado del flujo de corrientes naturales existentes dentro del lodo en el pozo (Mier, 1994).

En la técnica del Potencial Espontáneo (SP), las corrientes se originan a partir de las corrientes naturales que se forman a partir del movimiento de los iones presentes en las sales de las aguas que se encuentran en los espacios vacíos de las rocas porosas, y que es detectada en la sonda especializada que se coloca dentro del pozo (Falla, 2005).

Las formaciones sedimentarias son generalmente pocas conductoras, tienen resistividades entre 1 a 106 m, los minerales comunes en las rocas sedimentarias, tales como silicatos, óxidos y carbonatos, son prácticamente no conductores. Sin embargo, algunas rocas sedimentarias son porosas y contienen agua en la cual se encuentran varias sales disueltas donde existen cationes ( $\text{Na}^+$ ,  $\text{Ca}^{++}$ ,  $\text{Mg}^{++}$ , etc.) y aniones ( $\text{Cl}^-$ ,  $\text{SO}_4^{--}$ , etc.), los cuales tienden a crear un campo eléctrico generando flujos de corriente eléctrica en los sedimentos (Falla, 2005).

### **6.2.2 Curva de Resistividad Normal y Lateral**

En este tipo de perfil se envía corriente a la formación a través de electrodos y se miden los potenciales eléctricos en otros. La medición de estos potenciales permite determinar los valores de resistividad, que indican la presencia de hidrocarburos o no. Para realizar la medición es necesario que el pozo esté lleno de un fluido conductor de la electricidad (Mier, 1994).

De acuerdo a la forma como se dispongan los electrodos, se presentan dos clases de arreglos llamados normal y lateral. En las curvas normales se presenta simétrica con respecto al centro de la capa. En las curvas laterales se presentan asimétricas (Mier, 1994).

La resistividad se mide en ohmio-m, siendo la R de las formaciones por lo general entre 2 y 1000 ohmio-m (Mier, 1994).

### **6.2.3 Registro Gamma Ray**

Es un registro que mide la radioactividad natural de las formaciones, es decir, la medida de la radiación que se emite espontáneamente. Es por lo tanto útil en la detección y evaluación de minerales como Potasio (K) y Uranio (U) (Falla, 2005).

En formaciones sedimentarias, que se caracterizan porque sus estratos se han formado por el traslado de material a la superficie formando una capa encima de la otra, refleja el contenido de lutita, esto se debe a que los elementos radioactivos tienden a concentrarse en arcillas y lutitas. El Perfil de Rayos Gamma puede ser registrado en pozos entubados, lo cual es muy útil en operaciones de terminación y reacondicionamiento. Es frecuentemente usado como sustituto del Registro de Potencial Espontáneo (SP) en los pozos entubados, donde es imposible obtener un SP, ó en pozos abiertos cuando el SP no es satisfactorio. En ambos casos es útil en la ubicación de capas no arcillosas y para correlaciones (Falla, 2005).

## 7. FUNDAMENTOS TEÓRICOS DE PETROFÍSICA

Un tipo de roca petrofísica es aquel segmento litológico que al caracterizarse (especialmente en términos de permeabilidad) se note diferente a cualquier otro existente en el mismo yacimiento y que ojala corresponda sistemáticamente con alguna agrupación de facies comunes a un tipo de ambiente específico.

Existen diferentes posibilidades de dividir el yacimiento en tipos de roca, todo dependerá del alcance de la interpretación y obviamente de la información y tiempo disponible.

Una manera básica de iniciar el procedimiento puede ser el de realizar un análisis estadístico tipo cluster sobre las curvas continuas de permeabilidad, una vez se haya realizado su respectiva predicción.

Una vez realizada una primera diferenciación en tipos de roca, un paso importante es el de identificar aquellos que tengan capacidad de almacenar y producir hidrocarburos. Para tal fin, la comparación de éstas con su respectivo manchamiento o nivel de fluorescencia de aceite en corazones (intervalos arriba del contacto agua-aceite) no es solamente de gran ayuda sino que también proporciona indicios acerca de eventuales cutoffs de permeabilidad.

La diferenciación del yacimiento en tipos de roca igualmente facilita la obtención de promedios petrofísicos en términos de porosidad, permeabilidad, saturación de agua y valores net to gross.

Los tipos de roca (ojala basados en permeabilidad) también facilitan los posteriores procesos de modelamiento 3D, los de escalamiento y muy seguramente un mejor desempeño de las respectivas simulaciones de yacimiento.

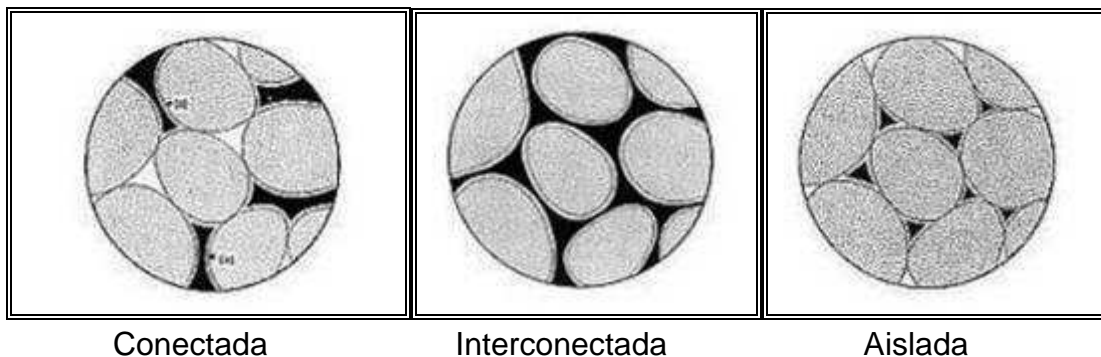
Por generalidad el petróleo se encuentra en los espacios porales. Los parámetros de interés para el análisis de perfiles son: porosidad, permeabilidad y saturación de agua.

## 7.1. PROPIEDADES BÁSICAS DE LA PETROFÍSICA

### 7.1.1 Porosidad

Porosidad se entiende como la capacidad de la roca para almacenar fluidos: entre más grande el poro, mejor la capacidad de almacenamiento (Figura 17).

En términos de almacenamiento la porosidad se puede definir entonces como el espacio de la roca ocupado por los fluidos libres (agua/aceite/gas).



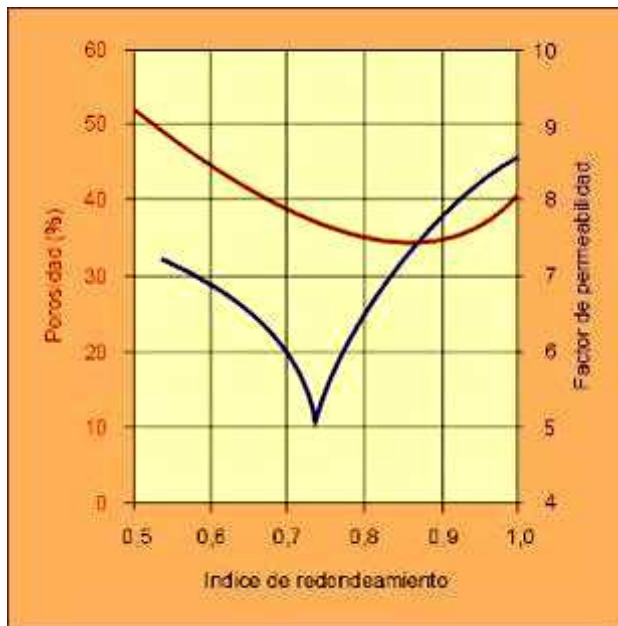
**Figura 17.** Tipos de porosidad

Los fluidos libres corresponden a aquellos que saldrán instantáneamente de la roca una vez se ponga en producción; no están adheridos a las paredes del poro.

La porosidad útil es, en general, inferior en un 20-50% a la total, dependiendo, sobre todo, del tamaño de grano de la roca: cuanto menor sea este tamaño de grano, más baja será la porosidad útil respecto a la total. También influye la forma de los granos (Ver figura 18).

La importancia de la porosidad radica en que es uno de los parámetros de entrada en la determinación volumétrica de hidrocarburos, OOIP (Original Oil in Place) y en los respectivos estimativos de reservas.

La porosidad es además el parámetro más utilizado en la extrapolación de otras variables de yacimiento, de las cuales tradicionalmente no se cuenta con mediciones continuas tipo registro, ejemplo la permeabilidad.



**Figura 18.** Relación entre porosidad, permeabilidad y tamaño de grano.

Para la medición de la porosidad se utilizan métodos directos y estimativos indirectos a través de registros. Los métodos directos se obtienen básicamente para calibrar o comparar los resultados de las aproximaciones indirectas.

### 7.1.2 Permeabilidad

Permeabilidad es una propiedad de la roca que indica su habilidad para dejar pasar fluidos a través de todo su espectro poroso conectado.

Se podría decir que es función directa del radio de garganta de poro que caracteriza la muestra, entre más grande y despejada la garganta, mejor el paso de fluidos, mayor permeabilidad.

Hay una expresión que se conoce como la Ley de Darcy y establece que el volumen de líquido ( $Q$ ) pasado a través de una muestra de área circular  $A$  y longitud  $L$  es directamente proporcional al gradiente de presión ( $\Delta P$ ) (diferencia o caída de presión), ejercido entre sus dos extremos. A este coeficiente de proporcionalidad se le denominó permeabilidad ( $K$ ).

El siguiente rango de valores de permeabilidad proporciona una referencia de la capacidad de flujo o permeabilidad de un yacimiento clástico (Shell).

- < 5 mD Roca apretada
- 5 – 10 mD Regular
- 10 – 100 mD Buena
- 100 – 1000 mD Muy buena

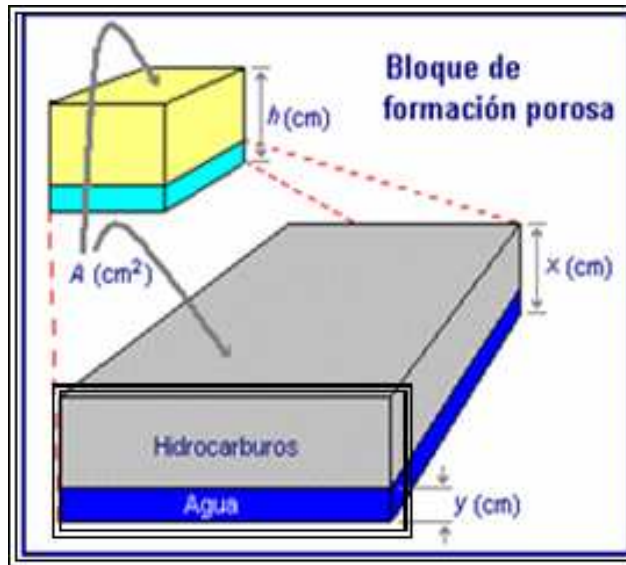
La importancia de la permeabilidad radica en que es una de las variables que determinan el movimiento de fluidos dentro de la roca.

La permeabilidad, a diferencia de la porosidad, no puede ser estimada mediante registros continuos de pozo. El registro de resonancia magnética es el único que puede eventualmente proporcionar en la actualidad mediciones continuas de permeabilidad.

### 7.1.3 Saturación

La saturación es la cantidad de fluido que contiene una roca y se expresa como un porcentaje del espacio poroso. Si una roca esta 100% saturada de agua, significa que todo el espacio poroso es ocupado por agua, pero generalmente en los yacimientos, las rocas contienen además de agua, gas y petróleo en cantidades variables. Para un fluido en particular, por ejemplo agua, la saturación  $S_w$ , esta dada por:

$$S_w = \frac{\text{Volumen de agua en la roca}}{\text{Volumen poroso total de la roca}}$$



**Figura 19.** Muestra que la porosidad contiene agua e hidrocarburo. Por definición de saturación de agua, si se elige la escala que  $X$  sea 100 unidades, entonces  $Y$  representa la saturación de agua.

## 7.2. REGISTROS CONVENCIONALES Y PRINCIPALES RESPUESTAS DE LOS PERFILES USADOS PARA LA INTERPRETACIÓN PETROFÍSICA

### 7.2.1 Registros Resistivos

La resistividad es la resistencia eléctrica por unidad de volumen que presenta un cierto material al paso de la corriente eléctrica y que representa una cualidad intrínseca del mismo. Su recíproco es la conductividad eléctrica.

La electricidad fluye a través de las rocas, a través de los componentes conductivos, agua y minerales conductivos. Excepciones Sulfuro metálico, grafito, roca seca (pero es extraño encontrarla durante la perforación).

Las rocas tienen resistividades finitas y medibles, gracias al agua intersticial, al agua ligada a las arcillas, y a los minerales conductivos.

Factores que afectan la resistividad:

- Resistividad del agua
- Porosidad de la Formación
- Geometría de poro - Tortuosidad
- Litología
- Grado de cementación
- Tipo y cantidad de minerales arcillosos en la roca

### **7.2.2 Registro de densidad**

La herramienta de densidad, curva RHO, es corrida en combinación con otra serie de registros, en especial los registros Gamma Ray y neutrón, su profundidad de investigación está limitada a la zona de invasión, por lo general inferior a las 12 pulgadas, y posee una resolución vertical del orden de las 13 pulgadas.

La escala de presentación del registro RHOB está por lo general entre 1.9 a 2.9 cuando se espera una matriz de roca predominantemente arenosa o entre 1.95 a 2.95 en caso de registrarse una roca calcárea.

### **7.2.3 Registro Neutrón**

La herramienta, curva NPHS, es corrida en hueco abierto en combinación con los registros Gamma Ray y Densidad, su profundidad de investigación esta alrededor de las 10 pulgadas. Puede ser corrida con Gamma Ray en hueco revestido.

El registro se calibra con un bloque de caliza directamente en el sitio de pozo, una vez pasada por el bloque la herramienta deberá marcar cero porosidades, cualquier cambio litológico en el pozo será registrado tomando como referencia la porosidad cero del bloque de caliza. Si la herramienta registra en el pozo un intervalo 100% caliza la porosidad serán cero, pero si encuentra un nivel arenoso la porosidad variará con respecto a la porosidad cero.

Debido a que la las mediciones están registradas tomando como referencia la matriz caliza, deben ser corregidas a una referencia o matriz arenosa en caso de que la formación registrada sea de naturaleza clástica, procedimiento que realiza

el operador del registro de manera automática (basado en cartas de su firma). Es importante que siempre se cuente con las mediciones matriz caliza originales y las convertidas según la matriz de la litología encontrada en el pozo. Tener ambas mediciones, neutrón matriz caliza y matriz arena, ayudan en la posterior identificación litológica y mineralógica de la roca en evaluación.

Las medidas proporcionadas por la herramienta son directamente en unidades de porosidad, generalmente se despliega en el mismo track del registro de densidad en una escala entre 0.45 y -0.15, la porosidad cero deberá coincidir con el valor RHOB de la matriz (2.65 para arenas, 2.71 en calizas).

Principales Respuestas del Registro Neutrón para los diferentes tipos de fluidos:

- Sobre el agua fresca no hay efectos.
- Los hidrocarburos líquidos es muy parecido al agua, poco o sin efecto.
- El agua salina tiene un contenido de hidrógeno reducido. La lectura de porosidad será baja.

#### **7.2.4 Registro Sónico**

La herramienta sónica, curva DT, se adquiere en hueco abierto, en compañía, por lo general, de los registros de resistividad y Gamma Ray. Es un registro, a diferencia de RHOB y NPHI, que se corre centrado en el hueco, su escala de presentación se localiza convencionalmente entre 40 y 140 microsegundos por pie,  $\mu\text{sec}/\text{ft}$ .

Los perfiles del registro sónico, son útiles en cálculos de porosidad de una formación; sin embargo se ve afectado principalmente por la litología, el contenido de arcilla y el tipo de fluido.

## **8. FUNDAMENTOS TEÓRICOS DE LA GEOESTADÍSTICA**

La Geoestadística es una ciencia demasiado vasta para resumirla en este apartado. Por eso, simplemente se presentan unas nociones básicas de geoestadística con el fin de facilitar la comprensión del estudio realizado.

Matheron, el impulsor del formalismo matemático de la Geoestadística, definió esta ciencia como “la aplicación del formalismo de las funciones aleatorias al reconocimiento y estimación de fenómenos naturales” [1962].

En el campo de las geociencias es común encontrar variables distribuidas espacialmente. 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, estos procedimientos 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. La geología y la minería es el campo típico para la aplicación de estos modelos, campo en el que surge y se desarrolla la Geoestadística como ciencia aplicada. Se hace referencia en esta monografía a los conceptos fundamentales de la Geoestadística. Para profundizar en el tema puede ser consultada la bibliografía citada.

### **8.1 PROBLEMA QUE DIO ORIGEN A LA GEOESTADÍSTICA**

La búsqueda, exploración y evaluación de yacimientos minerales útiles es una de las actividades fundamentales que toda empresa minera debe desarrollar durante su vida útil, destacándose entre otras tareas: el pronóstico científico en la localización de los yacimientos minerales útiles, la elaboración de métodos eficaces para la exploración y la evaluación geólogo económico de los yacimientos para su explotación (Lepin y Ariosa, 1986)

Todo esto condicionado al agotamiento de los recursos producto de la explotación y a las fluctuaciones de las cotizaciones del mercado. Los trabajos de búsqueda y exploración se dividen en estadios que son resultado de la aplicación de un principio importante del estudio del subsuelo, el Principio de Aproximaciones Sucesivas. Cada uno de los estadios culmina con la determinación lo más aproximada posible de los recursos minerales del yacimiento, actividad fundamental de las empresas geólogo - mineras conocida como **cálculo de recursos y reservas**.

El desarrollo de la minería ha traído unido el perfeccionamiento de los métodos de búsqueda de los minerales útiles, y los de la determinación de su cantidad y utilidad para la extracción (Lepin y Ariosa, 1986), además, el mundo minero se hace cada vez más competitivo y las compañías necesitan evaluar su potencial económico (Armstrong, 1997). Existen actualmente dos formas de realizar el cálculo de reservas, los métodos clásicos y los modernos. Como clásicos se pueden destacar, el de "Bloques Geológicos" y el de "Perfiles Paralelos" (Díaz, 2001), éstos se caracterizan por el uso de valores medios o media ponderadas de los contenidos de la exploración en bloques definidos convenientemente.

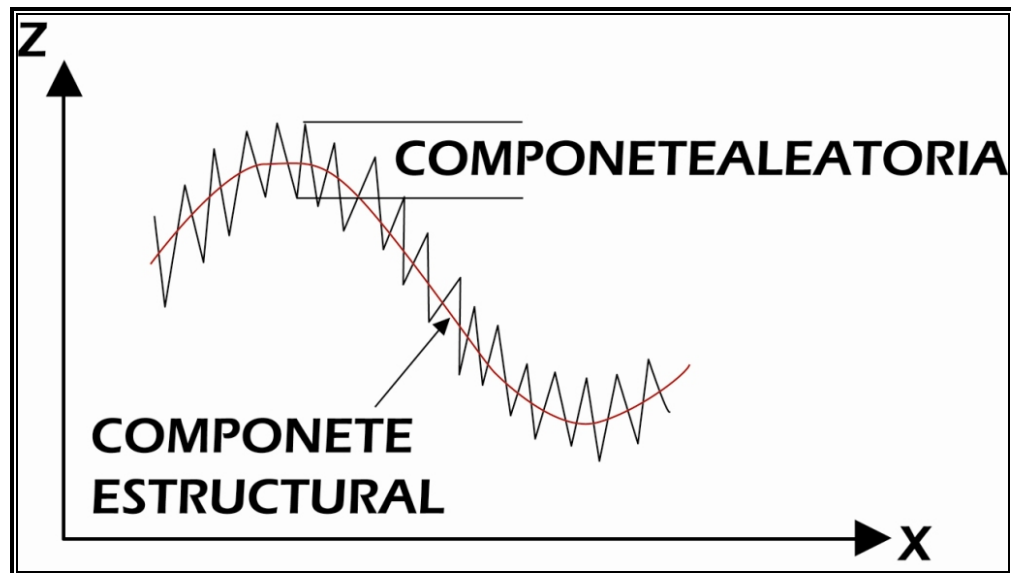
Estos métodos son eficientes cuando la información disponible presenta determinada regularidad, pero en la práctica, como se señala en Journel y Huijbregts (1978) la gran diversidad de formas en que se presentan los datos ha llevado a la utilización de técnicas matemáticas y estadísticas para resolver un único problema, estimar valores desconocidos a partir de los conocidos, para la estimación y caracterización de los recursos y reservas. En los últimos años muchas investigaciones se han desarrollado con este fin, existiendo mayor interés en las estimaciones a nivel local que a nivel global. Claro está, no existe un método por muy sofisticado que sea, que permita obtener resultados exactos.

La Geoestadística se consolidó y desarrollo en los últimos 30 años como ciencia aplicada casi exclusivamente en el campo minero, la cual ha sido ampliamente usada, existiendo como ciencia aplicada que da respuesta a necesidades prácticas y concretas. Se reconoce como una rama de la estadística tradicional, que parte de la observación de que la variabilidad o continuidad espacial de las variables distribuidas en el espacio tienen una estructura particular (Journel y Huijbregts, 1978), desarrollándose herramientas matemáticas para el estudio de estas variables dependientes entre sí, llamadas según Matheron **variables regionalizadas**, quien elaboró su teoría como se presenta en Matheron (1970), Journel y Huijbregts (1978). En resumen, la aplicación de la teoría de los

procesos estocásticos a los problemas de evaluación de reservas de distintos tipos de materias primas minerales y en general a las ciencias naturales en el análisis de datos distribuidos espacial y temporalmente dio origen a lo que hoy se conoce como Geoestadística.

## 8.2 CONCEPTO DE GEOESTADÍSTICA

La Geoestadística se define como la aplicación de la Teoría de Funciones Aleatorias al reconocimiento y estimación de fenómenos naturales (Journel y Huijbregts, 1978), o simplemente, el estudio de las variables numéricas distribuidas en el espacio, siendo una herramienta útil en el estudio de estas variables (Zhang, 1992). Su punto de partida es asumir una intuición topoproabilista (Matheron, 1970). Los fenómenos distribuidos en el espacio, la mineralización en un yacimiento mineral por ejemplo, presenta un carácter mixto, un comportamiento caótico o aleatorio a escala local, pero a la vez estructural a gran escala (Figura 20).



**Figura 20.** Carácter mixto de una función Aleatoria (Tomado de Gómez G., D; Vélez B., J. 2007.)

### **8.2.1 Variables Aleatorias Regionalizadas**

La información inicial para realizar el cálculo de reservas es el resultado del análisis de las muestras de perforación, o muestras de afloramiento, obtenido en las labores de exploración, que como una variable aleatoria puede tomar cualquier valor dentro de un rango determinado.

Esta es la característica fundamental que distingue a este tipo de variable, además de su valor, una posición en el espacio, hecho éste al que Matheron denominó Variable Aleatoria Regionalizada (Matheron, 1970), la cual está presente en la mayor parte de los estudios geológicos (Pawlowsky et al., 1995) y fenómenos naturales (de Fouquet, 1996), particularmente Journel y Huijbregts (1978) plantea que la definición de variable regionalizada como una variable distribuida en el espacio es puramente descriptiva y envuelve una interpretación probabilística, refiriéndose a 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, sugiriendo un estudio a fondo de la función variograma.

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.

Esta clase de variables son la base conceptual de la geoestadística, y se conocen en la literatura como variables regionalizadas. Estas, tal como lo enunció Matheron en 1965, se refieren a variables que caracterizan fenómenos que se distribuyen en el espacio y/o tiempo, y que presentan una cierta estructura de autocorrelación.

### **8.2.2 Variogramas**

Es una herramienta que permite analizar el comportamiento espacial de una propiedad o variable sobre una zona dada. Un variograma es una medida de variabilidad espacial y es la clave para cualquier estudio geoestadístico, en esencia el variograma reemplaza la distancia Euclidiana ( $h$ ), por una distancia

estructural  $2\gamma(h)$  que se especifica para encontrar y atribuir valores en el estudio del subsuelo del campo (Tomado de Díaz, V. 2004).

Los Variogramas cuantifican la correlación espacial de una determinada variable cualitativamente, el variograma de un litotipo describe tanto el tamaño como la frecuencia espacial de ocurrencia. El primer paso del modelamiento de los variogramas es calcular el variograma experimental a partir de la información de pozo y luego ajustarlo con un modelo de función Gaussiana truncada (modelo teórico). Su objetivo es detectar direcciones de anisotropía, zonas de influencia y su extensión, variabilidad con la distancia. Se denota  $\gamma(h)$ .

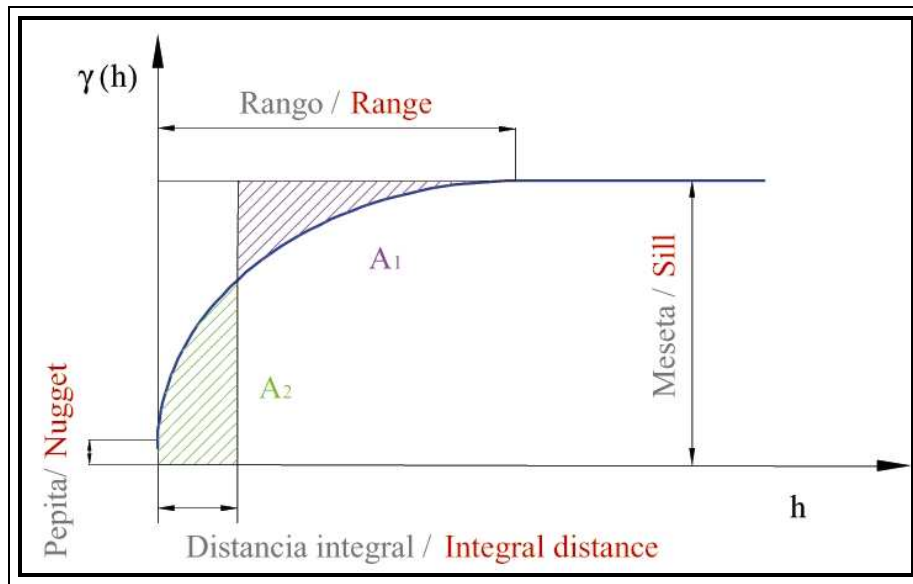
El variograma esta compuesto por los siguientes elementos:

**Efecto Nugget (Co) o Efecto pepita:** Es la medida de ruido que presenta la variable que se esta evaluando, el cual incluye tanto el error experimental como la diferencia posicional, que por ejemplo puede ser la variación que ocurre a una escala menor si se compara con nuestra escala de densidad de muestreo el variograma por definición es nulo en el origen, pero en la práctica las funciones obtenidas pueden presentar discontinuidad en el origen (Tomado de Díaz, V. 2004).

**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.

**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 21.** Componentes principales de un variograma. (Tomado y Modificado de Gómez G., D; Vélez B., J. 2007.).

### 8.2.3 Modelamiento de Variogramas

Es el proceso mediante el cual, una vez que el variograma experimental ha sido graficado, se ajusta a uno de los modelos teóricos existentes, con el fin de caracterizar el comportamiento espacial de la variable. Cada uno de estos modelos está definido por una función matemática que permite determinar la variabilidad o continuidad espacial de la variable regionalizada.

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 teniendo en cuenta dos características importantes de los variogramas, que son (Journel, A., Huijbregts, 1978): Su comportamiento en el origen, el cual puede ser lineal, parabólico y con efecto de pepita. Y la presencia o ausencia de meseta.

### 8.3 DOMINIOS DE APLICACIÓN

La minería es el campo que posibilitó el surgimiento de la geoestadística, pero en la actualidad esta ciencia se aplica en muchos dominios, siendo los principales la industria del petróleo y las ciencias ambientales, así mismo se aplica en la cartografía, la hidrogeología, los campos forestales, el análisis de imágenes, entre otros.

En la industria del petróleo se utiliza la tecnología de simulación estocástica condicional para modelar, cuantificar incertidumbres y tomar decisiones. Según M. Taheri y R. Vilorio (2003), la geoestadística se clasifica en la industria como una de las tecnologías de mayor impacto en la exploración y explotación de yacimientos, ya que constituye una herramienta de gran valor en la planificación de las empresas, que permite diseñar diferentes escenarios y tomar decisiones sobre la mejor estrategia a seguir para optimizar los procesos.

Las principales aplicaciones de la geoestadística en la ingeniería de yacimientos son:

- Modelación de las heterogeneidades del yacimiento
- Determinación de la geometría del medio poroso
- Integración de datos (petrofísicos, geológicos, yacimientos y geofísicos)
- Predicción de recobro
- Mejora de la calidad de secciones sísmicas
- Ajuste de historia de producción
- Modelos de yacimientos condicionados por pruebas de presión
- Predicción del volumen de petróleo en sitios y reservas
- Determinación de las áreas de drenaje
- Selección de intervalos de inyección

La integración de la información proveniente de la ingeniería y geociencias, es el principio fundamental del modelaje geoestadístico de yacimientos. Hoy en día, la integración es simple, gracias a la evolución de la informática, la cual ha permitido que la geoestadística se utilice cada vez más en diversos problemas de la industria del Petróleo.

En la actualidad se encuentran diversas herramientas comerciales, especializadas en la aplicación de las técnicas geoestadísticas enfocadas a la ingeniería de yacimientos, entre las cuales se encuentran PETREL, GOCAD, GSLIB e ISATIS

## 8.4 LA GEOESTADÍSTICA EN LA INDUSTRIA DEL PETRÓLEO

Los mapas y la cartografía son partes íntegras de la caracterización de yacimientos. Un mapa es un modelo numérico de un atributo (ejemplo la porosidad, la permeabilidad, el espesor, la estructura) la distribución espacial. Sin embargo, el mapeo de un atributo raramente es la meta; más bien, un mapa se usa para hacer una predicción sobre el yacimiento. Un mapa es un pobre modelo de la realidad, si no describe las características de la reales de distribución espacial de esos atributos, que en la mayoría afecta a la respuesta del yacimiento.

Las enormes inversiones iniciales por desarrollar los campos heterogéneos y el deseo de aumentar la última recuperación han estimulado a las compañías petroleras ha usar técnicas innovadoras de caracterización de yacimientos. La geoestadística es a menudo uno de muchas nuevas tecnologías incorporadas en el proceso. Por más de una década, técnicas de geoestadística, han tratado de incorporar datos sísmicos 3-D, esta ha sido una tecnología aceptada para caracterizar los yacimientos de petróleo.

La aplicación de la geoestadística hace necesario y facilita la cooperación entre las geociencias y el diseño de yacimiento, mientras permite a cada disciplina contribuir totalmente. Esto es bastante diferente del pasado, porque la formalización matemática se dejó a menudo al ingeniero de yacimiento. Así, la parte de la filosofía de la geoestadística es asegurar que esa realidad geológica no se pierde durante la construcción del modelo del yacimiento.

La geoestadística intenta mejorar las predicciones desarrollando un tipo diferente de modelo cuantitativo. La meta es construir un modelo lo más realista de la heterogeneidad del yacimiento usando métodos que no promedien las propiedades importantes del yacimiento. Como la determinística tradicional de aproximación, conservando datos "duros" indiscutibles dónde ellos son conocidos e interpretativos y los datos "suaves" dónde ellos son informativos.

Sin embargo, diferentes métodos determinísticos se acercan, la geoestadística proporciona numerosos resultados creíbles. El grado a que varios modelos difieren en una reflexión de lo desconocido o a una medida de "incertidumbre."

Algunos resultados pueden desafiar prevaleciendo la sabiduría geológica y casi proporcionarán ciertamente un rango de escenarios económicos, de optimista a pesimista. Teniendo más de un resultado a analizar los cambios del paradigma del análisis de yacimientos tradicional, puede requerir múltiples simulaciones de flujos

de yacimiento. Sin embargo, los beneficios pesan más que el tiempo adicional y el costo.

La estimación obtenida de esta forma, proporciona una imagen suave o lisa de la realidad, pero como en muchas ocasiones no es suficiente conocer sólo los valores estimados, sería conveniente una representación capaz de reflejar las fluctuaciones siempre presentes en la práctica, lo que es posible utilizando la dispersión del fenómeno estudiado (Journel, 1974). Como las variables regionalizadas son consideradas en la geoestadística como una función aleatoria, es posible obtener una realización particular de ésta (Journel y Huijbregts, 1978), es decir, una simulación que no sea una representación suave o lisa de la realidad, sino más bien una de las posibles realizaciones del fenómeno estudiado, de modo que presente la misma dispersión, o lo que es igual, las mismas características de variabilidad y correlación espacial encontrada en los datos experimentales, y por tanto que en la realidad desconocida. (Richard I. 2000).

## **8.5. MODELAMIENTO GEOESTADÍSTICO BASADO EN OBJETOS**

Otra técnica que incluyen la rama de la geoestadística es teniendo en cuenta la geometría de los geocuerpos que muestran las principales características geológicas de un yacimiento en un determinado ambiente. Teniendo en cuenta que esta técnica también se definen como de tipo estocástico las cuales pueden tener múltiples respuestas aleatorias, el modelamiento basado en objetos muestra como se encuentran distribuidos espacialmente los cuerpos de interés dentro de un yacimiento y con el menor grado de incertidumbre posible.

En los últimos años esta rama de la geoestadística ha tomado gran importancia en la interpretación de yacimientos ya que por medio de un modelamiento geoestadístico, se puede reconstruir estratigráficamente el ambiente de depositación con alto grado de confiabilidad.

### **8.5.1. Modelamiento de Facies basado en Objetos**

Es conveniente desde el punto de vista geológico observar los yacimientos desde una perspectiva cronoestratigrafía. A la luz de lo anterior la arquitectura sedimentaria debe ser considerada como un esquema de clasificación jerárquica.

Las facies de un yacimiento están divididas en secuencias, para secuencias, conjuntos de estratos, estratos, etc. Por ejemplo, las heterogeneidades en un ambiente fluvial son descritas como estratos estratigráficos, canales complejos, arenas levee y arenas crevasse a través de características de escala menor. El modelamiento de esta jerarquía genética de heterogeneidades se realiza mediante transformaciones de coordenadas sucesivas y objetos geométricos que representan las asociaciones de facies. Los modelos de porosidad y permeabilidad son posteriormente construidos a la escala adecuada usando los sistemas coordenados alineados con la continuidad deposicional (Tomado de Deutsch, C.V. 2002) .

En la actualidad los modelos basados en objetos son creados e implementados de forma rutinaria para la caracterización de yacimientos, donde los parámetros claves a considerar para establecer el modelo basado en objetos son:

- 1) Las formas geológicas y las distribuciones de probabilidad para sus parámetros,
- 2) los algoritmos para modificar la ubicación de los objetos, y
- 3) los datos relevantes para constreñir o limitar las realizaciones resultantes.

### **8.5.1.1 Formas Geológicas**

No existe una limitación inherente a las formas u objetos que pueden ser modeladas con las técnicas basadas en objetos. Las formas pueden ser especificadas por ecuaciones, una plantilla de píxeles (raster templates), o una combinación de las dos. Igualmente las formas geológicas pueden ser modeladas jerárquicamente, 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. 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 levee y crevasse pueden ser anexados a los canales. Los tapones de arcilla, concreciones

cementadas, clastos de arcilla y cualquier otro de tipo de facies de no interés puede ser posicionada 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 pueden ser modelados como lentes de arenas dentro de un fondo non-net (arcilloso). Algunas veces es recomendable modelar el canal completo (como se acotó anteriormente) y luego asignar los cuerpos de arena y arcilla dentro del canal de alguna manera más realista.

Las formas de dunas eólicas son candidatas obvias para ser modeladas mediante objetos. Aunque la geometría 3-D de estos objetos no es trivial para ser definida analíticamente, se pueden hacer las suposiciones necesarias para el modelamiento práctico.

Las arcillas remanentes pueden ser modeladas como objetos de forma de discos o elipsoides dentro de una matriz arenosa. Esto puede ser adecuado para yacimientos con un alto net-to-gross. Aunque estas arcillas pueden existir en baja proporción, afectarían de forma significativa la permeabilidad vertical, y por lo tanto, la producción y los problemas de codificación de un pozo vertical.

#### **8.5.1.2 Datos Relevantes**

Un modelo de facies que represente las condiciones propias de un yacimiento debe reproducir toda la información disponible dentro del sistema volumétrico así como la precisión de cada una de las fuentes de datos. Los datos relevantes incluyen los datos locales de pozo, los datos de producción y las interpretaciones geológicas que incluyen los objetos determinísticos, las conexiones y las tendencias.

Los datos locales de pozo consisten de los “códigos” de facies identificados en localizaciones arbitrarias dentro de los estratos o capas del yacimiento 3-D. Estas facies pueden provenir de observaciones directas como 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 variación local puede ser obtenida a partir de interpretaciones y mapeos geológicos. El conocimiento del sistema deposicional a menudo permite especificar áreas de mayor o menor proporción de facies.

Por último, el conjunto de datos relevantes incluye las distribuciones de incertidumbre relacionadas con el tamaño de los objetos, orientación, formas e interacciones. Estos parámetros son específicos para un problema en particular, pero están generalmente asociados con alguna incertidumbre.

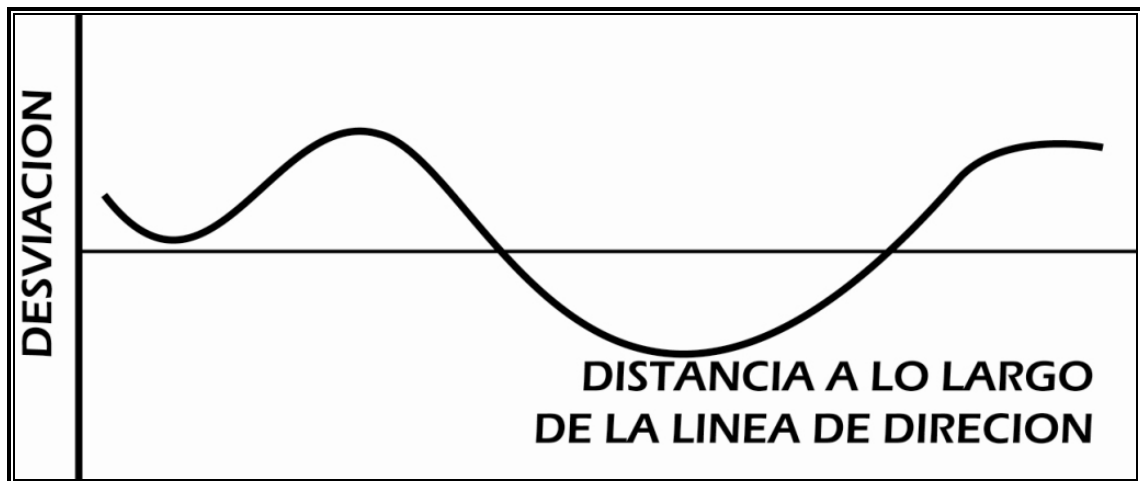
### **8.5.1.3 Algoritmos para el Posicionamiento de Objetos**

Los objetos deben estar ubicados de tal manera que estos parezcan realistas y respeten los datos de información disponible. Esto no es trivial, los algoritmos simplistas pueden conducir a objetos artificiales y aproximados a los datos condicionantes. Los algoritmos para el condicionamiento de los datos incluyen, los algoritmos analíticos que forjan u obligan la reproducción de los datos, los algoritmos de posicionamiento en dos etapas en donde los datos condicionantes son en primer lugar reproducidos y luego los restantes del dominio son llenados y los algoritmos iterativos tipo recocido simulado (Simulated Annealing).

El algoritmo básico para el modelamiento de facies basado en objetos es el de posicionamiento Booleano de objetos. Los objetos pueden acumularse o coleccionarse a partir de una base estratigráfica. De forma alternada, los objetos pueden ser incrustados dentro de una matriz de facies de acuerdo a algún proceso estocástico y reglas de erosión (los objetos estratigráficamente superiores erodan a los objetos más viejos) establecidas posteriormente. La simulación no condicional es directa, los objetos son posicionados aleatoriamente hasta reproducir las proporciones globales para los diferentes tipos de facies. La reproducción de información densa y bien condicionada representó en el pasado una tarea difícil, sin embargo, la mayoría de los algoritmos actuales han sido desarrollados para manejar este problema.

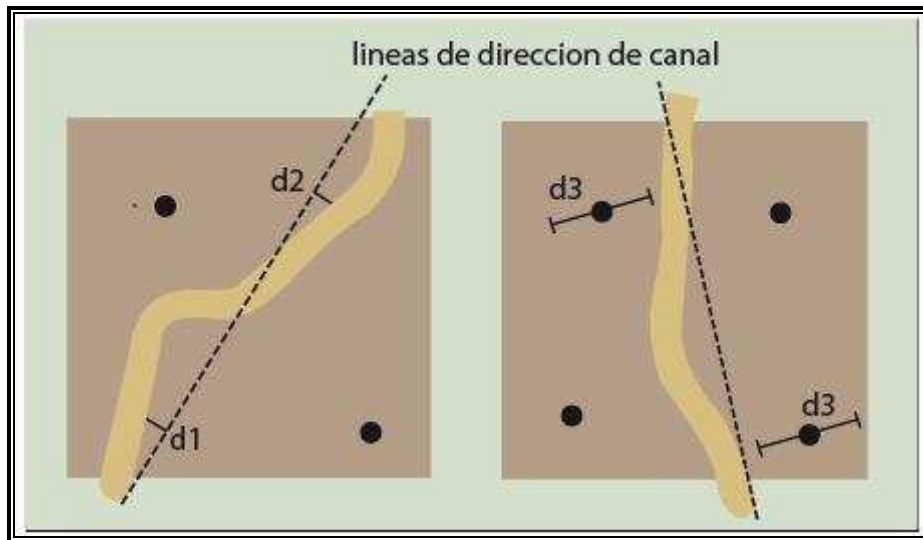
Los algoritmos de condicionamiento directo modifican el tamaño, la forma, o posición de los objetos para hacer honor mediante construcción de los objetos a los datos locales (condicionantes). El procedimiento puede ser implementado para una variedad de formas geológicas, pero los canales fluviales son los más

comunes. La Figura 22, ilustra un proceso 1-D que modela la línea central de un objeto tipo canal. La desviación a partir de la dirección principal es modelada con simulación geoestadística (generalmente del tipo Gaussiana). La desviación de la línea central puede ser usada como condicionante para los datos locales de pozo. La Figura 23, 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. En el caso de la derecha, el canal es forzado fuera de los pozos donde estos no existen.



**Figura 22.** Ejemplo de una variable 1-D que modela la línea central de un objeto, en este caso pertenece a un canal. (Tomado y Modificado de 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.



**Figura 23.** Dos ejemplos de condicionamiento directo de la línea central del canal respetando los datos locales de pozo. (Tomado y Modificado de Deutsch, SPE, and L, Wang, Stanford U)

### 8.5.2. Modelos Sedimentarios de un Sistema Fluvial

Los yacimientos fluviales tienen un alto grado de complejidad concerniente a la distribución espacial de las heterogeneidades que ellos pueden contener, es por ello muy importante conocer las relaciones estratigráficas y geométricas que permiten describir un modelo de objetos de un canal fluvial y los depósitos de overbank asociados, así como los elementos de llenado de los depósitos.

Genéticamente los sedimentos fluviales son debidos a un balance establecido entre los procesos de erosión y depositación, de forma similar al principio general de la estratigrafía de secuencias. Durante el ciclo de su vida el canal corresponde a un depósito de cuerpos de arenas, donde las rocas más porosas son depositadas, mientras en periodos de sobreflujo, los depósitos más finos se desarrollan fuera de los márgenes del canal, generalmente denominados depósitos de overbank.

Para la construcción y localización estratigráfica de los objetos de canal es importante entonces 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.

Un estudio detallado o un modelamiento estratigráfico (geométrico y genético), para la generación de los depósitos de canal y de overbank, permiten determinar la localización de los modelos de objetos geoméricos que definen la reconstrucción de un modelo de facies de un sistema fluvial.

Los procesos de simulación generarán numerosas realizaciones 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 relacionadas a los depósitos de overbank.

El objeto de esta simulación sedimentaria de la conformación de cuerpos fluviales permite definir la estimación mínima del número de objetos que pueden ser construidos y el número de cuerpos que pueden ser solapados.

### **8.5.3. 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 de arquitectura, 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 yacimiento se ha podido establecer, para facies fluviales, una arquitectura geométrica de los ambientes y la cual permite establecer unos modelos de objetos, los cuales 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 mejorar la calidad de la predicción del yacimiento.

Las diferentes metodologías establecidas para el modelamiento de yacimientos basado en objetos, han sido condicionadas principalmente a los datos de pozos, particularmente bajo la presencia de muchos pozos (datos densos). Adicionalmente la sísmica permite definir arealmente una geometría de la sinuosidad y dirección de los canales. La inferencia geológica de las propiedades geométricas involucra adicionalmente herramientas adicionales como la definición de paleocorrientes, la reconstrucción paleotopográfica, etc.

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

- Llanura de inundación (Floodplain Shale)
- Arenas de Canal.
- Depósitos de borde de canal (Natural Levee).
- Depósitos de desborde de canal (Crevasse Splays)

#### **8.5.3.1 Llanuras de Inundación**

El primer tipo de facies, la llanura de inundación (floodplain shale), es considerada como el background de los principales tipos de depósitos de canal, cuando son encontrados en una sucesión estratigráfica. Consiste de sedimentos finos depositados por suspensión a partir de las aguas que inundan la planicie adyacente al canal. El floodplain Shale puede ser visto como una matriz en la cual son embebidos o incrustados los objetos que representan las arenas de buena calidad del yacimiento. Uno puede considerar la llanura de inundación como un objeto en el cual se presenta una matriz de arena con un porcentaje menor al 10% en relación con el shale de los depósitos.

#### **8.5.3.2 Arenas de Relleno de Canal**

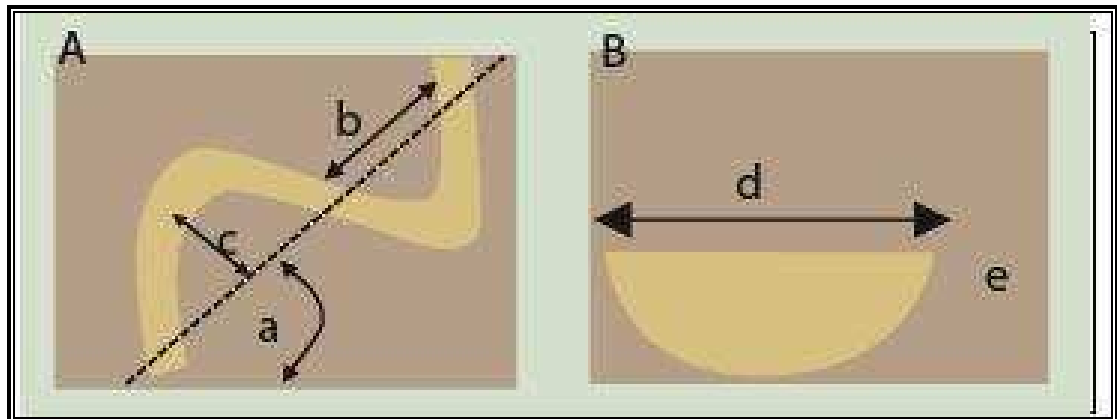
El segundo tipo de facies, son las arenas de canal, las cuales llenan canales sinuosos abandonados. Es vista como la de mejor calidad del yacimiento debido a

la alta energía de deposición y consecuentemente al tamaño de grano más grande. Los canales de relleno de canal son geoméricamente definidos por un ancho, espesor máximo y la posición relativa de la línea central del canal.

Como se puede observar en la figura 24, se requieren las siguientes distribuciones para especificar la geometría del canal:

1. (α) 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

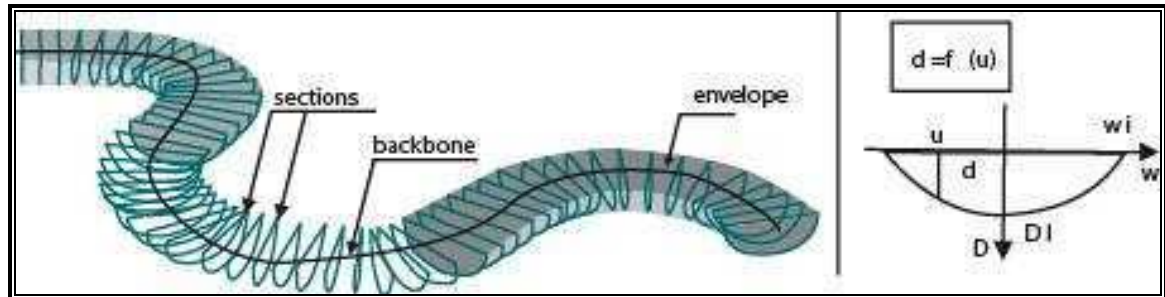
Se puede asumir una geometría en donde el máximo espesor del canal está en el centro del canal y la geometría de los perfiles se definirá entonces por una parábola



**Figura 24.** Elementos geométricos del canal. (a) Vista de planta de un canal hipotético. (b) Vista de perfil del canal. (Tomado y Modificado de Deutsch, SPE, University of Alberta).

Sin embargo la geometría del perfil de un canal se define por la línea del mayor espesor (Talweg). La Figura 25, 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.



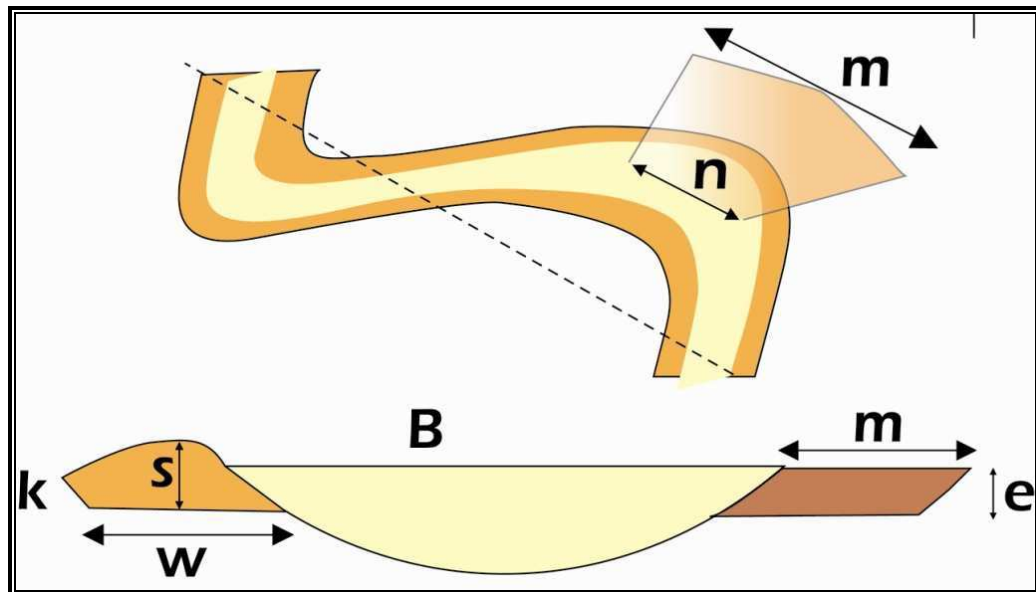
**Figura 25.** Canal modelado mediante la unión de secciones transversales y las variables de ancho, espesor y línea central (BackBone). (Tomado y Modificado Sophie VISEUR, A.S.G.A.-GOCAD)

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.

### 8.5.3.3 Depósitos de Borde de Canal

El tercer tipo de facies es el depósito de borde de canal, Natural Levee. Estos depósitos 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. Los parámetros definidos para el Natural Levee son, el ancho  $w$ , la altura total  $s$ , y la profundidad por debajo del tope del canal  $k$ . (Ver figura 26).



**Figura 26.** (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. (Tomado y Modificado de Schlumberger and C.V. Deutsch, SPE, University of Alberta)

La forma definida para este tipo de depósitos puede ser descrita mediante una función doble en donde se relacionan los espesores por encima y por debajo del nivel base y el ancho del depósito. De forma similar que en el canal, es importante tener en cuenta la dirección de la línea central del canal para la definición y organización de las formas de perfiles (lóbulos alargado alejándose del centro del canal) a lo largo de los bordes del canal. De la misma forma la geometría se define en función del ancho, espesor y posición relativa a la línea del centro del canal.

La formación de los Levees se forma 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 en altura comienza a disminuir la distancia de extensión lejos del canal.

#### **8.5.3.4 Arenas de Desborde**

El último tipo de facies son los Crevasse Splay, formados durante época de inundación, cuando el Natural Levee es roto y las arenas son depositadas lejos del canal principal. Estas arenas son consideradas de menor calidad con respecto a las arenas del canal y 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 26).

Todos los parámetros geométricos están relacionados al ancho del canal y al espesor. El número de parámetros que describen las geometrías de los diferentes tipos de facies, se han agrupado en dos clases principales para simplificar su proceso de estimación.

#### **8.5.4 Parámetros primarios**

Están relacionados con las proporciones del canal, orientación, ancho, espesor y sinuosidad; tienen más importancia para 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)
9. Sinuosidad del canal (longitud de onda)

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

### **8.5.5 Parámetros de forma**

Son incorporados para proveer flexibilidad. 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.

### **8.5.6 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, originando 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 permite el cauce al seguimiento de algunas fracturas 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 (Ver tabla 3). 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).  
(Tomado y Modificado de 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 coinciden; 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.

## **9. METODOLOGÍA DE ESTUDIO**

Se planteo una metodología de trabajo que a partir de la integración de registros de pozo, núcleos y petrofísica, permitiera alcanzar los objetivos propuestos; los cuales dieran pie para definir un Modelamiento Geoestadístico basado en objetos, el cual se asemeje muy bien al las condiciones que presenta el yacimiento.

La metodología con que se llevo a cabo el trabajo de investigación para la Definición del Modelamiento Geoestadístico (Figura 27). Tiene como base la elaboración de un Modelo Geológico y Petrofísico a partir de Registros de Pozo y Núcleos y Datos de Petrofísica, pasando primero por la elaboración de un modelo estratigráfico y Petrofísico, los cuales permiten adquirir un conocimiento claro de toda la geología del área a estudiar.

Teniendo ya un Modelo Geológico y Petrofísico como base se implemento la metodología para la Generación del Modelamiento Geoestadístico Basado en Objetos. Con los procesos que se llevaron a cabo antes de elaborar el modelamiento se hace necesario describir a continuación cada una de las metodologías empleadas para cada uno de estos procesos.

Para la realización del Modelo Geoestadístico para la Formación Colorado en la parte este del Campo Llanito, la metodología empleada consistió de las siguientes cuatro etapas:

1. Recopilación, análisis y control de calidad de la información disponible.
2. Generación del Modelo Estratigráfico.
3. Generación del Modelo Petrofísico.
4. Generación del Modelo Geoestadístico.

### **9.1 RECOPIACIÓN, ANÁLISIS Y CONTROL DE CALIDAD DE LA INFORMACIÓN DISPONIBLE**

Como primera fase del desarrollo de este proyecto, se realizo un trabajo de investigación que consistió en la recopilación bibliográfica, teniendo en cuenta la

importancia que se le debería dar a los fundamentos teóricos sobre los ambientes fluviales, los diferentes factores y parámetros de control de este tipo de ambientes; así como también a los conceptos de Geoestadística y de petrofísica.

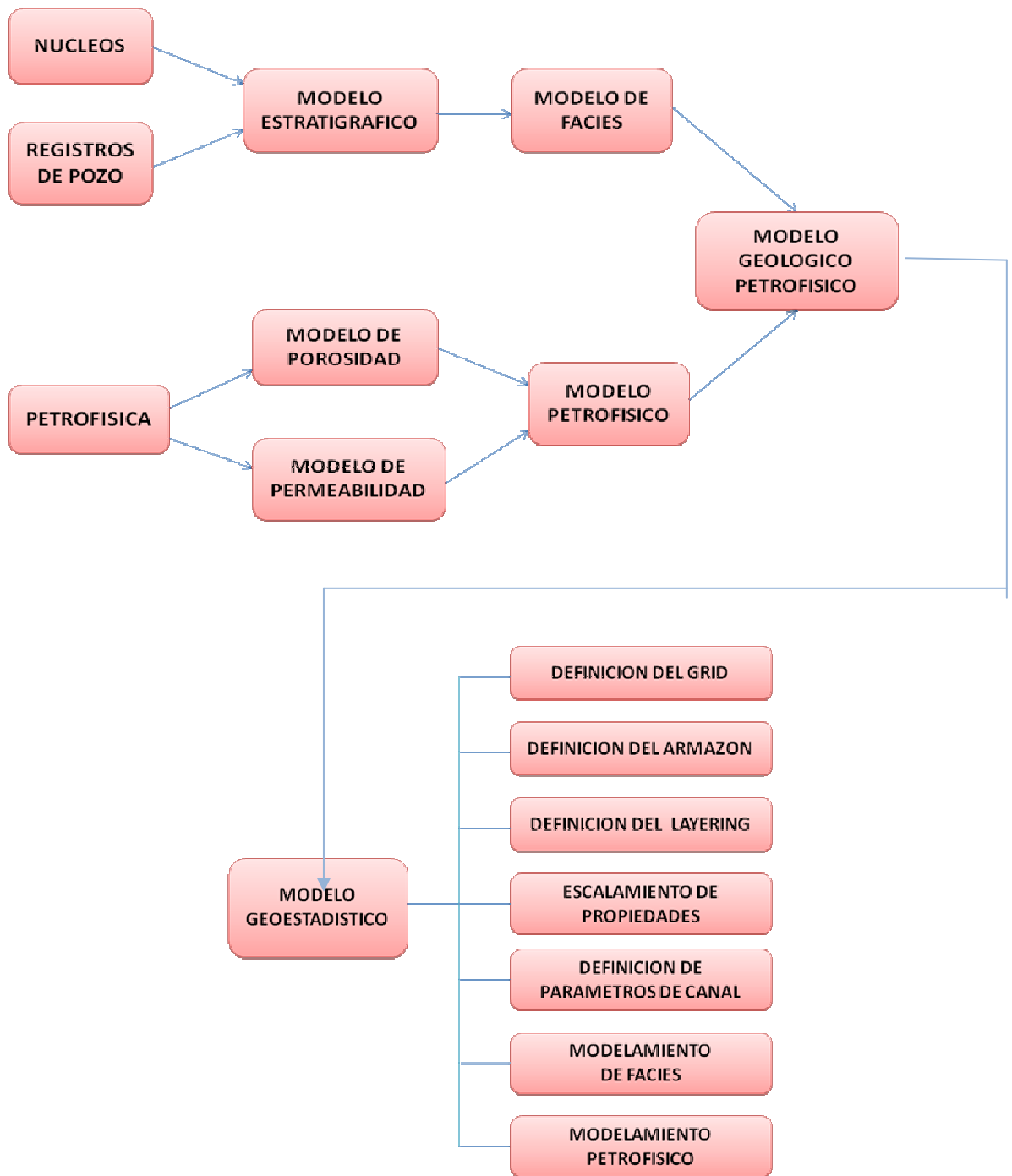
Iniciando la investigación se procedió a buscar más a fondo toda la información relacionada con la caracterización petrofísica de yacimientos, a partir de registros de pozo y también como a partir de una descripción sedimentológica de corazones se podría amarrar esta información indirecta a una directa.

Con información que me permitiera avanzar en dirección de mis objetivos se busco información existente en libros, revistas, cursos, y tesis, sobre las metodologías empleadas anteriormente en Modelamiento Geoestadístico basado en objetos y que estas hubiesen tenido buenos resultados en ambientes de tipo fluvial para así tener base en alguna metodología a emplear en esta investigación.

## **9.2. MODELO ESTRATIGRÁFICO**

Teniendo en cuenta el ambiente depositacional que tuvo lugar en la formación de rocas reservorios presentes en el área de trabajo, se procedió a realizar una revisión de la descripción sedimentológica de pozos corazonados, además de realizar una recopilación de la información existente en el centro de información técnica (CIT) del ICP, sobre los pozos de interés del Campo Llanito, para la elaboración de este trabajo.

Finalmente se realizo la unificación de Facies, Caracterización de Ambientes y subambientes de depositación, determinación de ciclos estratigráficos. Se tomo la descripción del pozo Casabe 1044, hecha previamente y fue modificada acorde al formato actual de descripción, y en el caso donde se ameritaba se hizo reinterpretación de los datos. El corazón descrito se encuentra almacenado en la Litoteca Nacional Bernardo Taborda Arango de la Agencia Nacional de Hidrocarburos ANH con un estado de preservación variable.



**Figura 27.** Metodología planteada para el desarrollo del proyecto

### **9.2.1 Distribución de Facies en Registros de Pozo**

Con base en la definición de facies hecha a partir de la revisión de la descripción de núcleos, se procede a realizar las traversas entre los pozos, definiendo topes de cada una de las sub-unidades para todos los pozos.

Antes de concretar cual seria la dirección de las Correlaciones se realiza un ejercicio que especifica, a partir de la interpretación de facies, dónde se encuentra una alta continuidad lateral de facies entre pozos para así poder definir, a partir de las correlaciones, las direcciones mas probables que presentaran mayor continuidad lateral en los canales.

#### **9.2.1.1 Definición de Marcadores Estratigráficos**

Luego de haber contado con un buen reconocimiento y revisión de calidad a cada uno de las herramientas indirectas a utilizar en el modelo estratigráfico, como los Registros de Pozo, se procedió a definir cada una de las subunidades para la Formación Colorado.

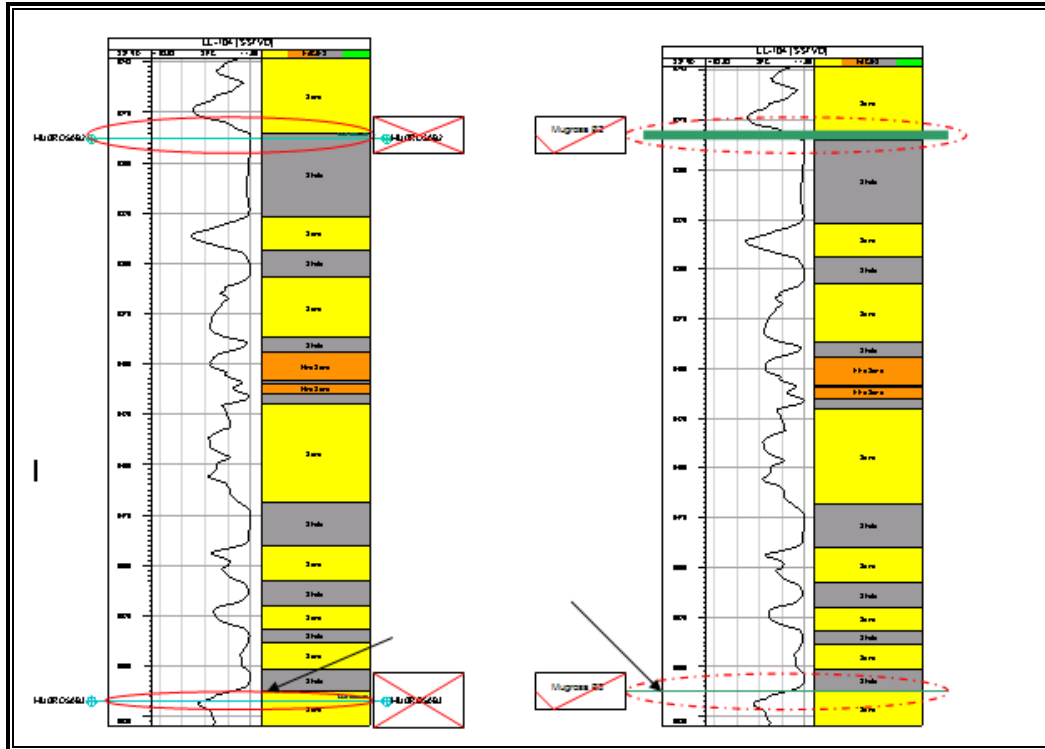
Para ello se conto con unos marcadores o topes operacionales los cuales fueron suministrados por el ICP, sin embargo estos marcadores fueron reevaluados nuevamente para la elaboración de este modelo estratigráfico ya que para poder correlacionar estratigráficamente se deben tener marcadores distribuidos espacialmente en una misma facies ya sea en la base o en el tope y no cortando una de las mismas. (Ver Figura 28).

#### **9.2.1.2 Interpretación de Facies**

El análisis de registros de pozo, en la industria del petróleo, es la técnica mas empleada a la hora de caracterizar las formaciones que componen un yacimiento, ya que los registros presentan mayor continuidad a lo largo del pozo, al contrario de los corazones, e incluso de afloramientos, ya que en varias ocasiones no se cuenta con una secuencia estratigráfica total aflorando en superficie.

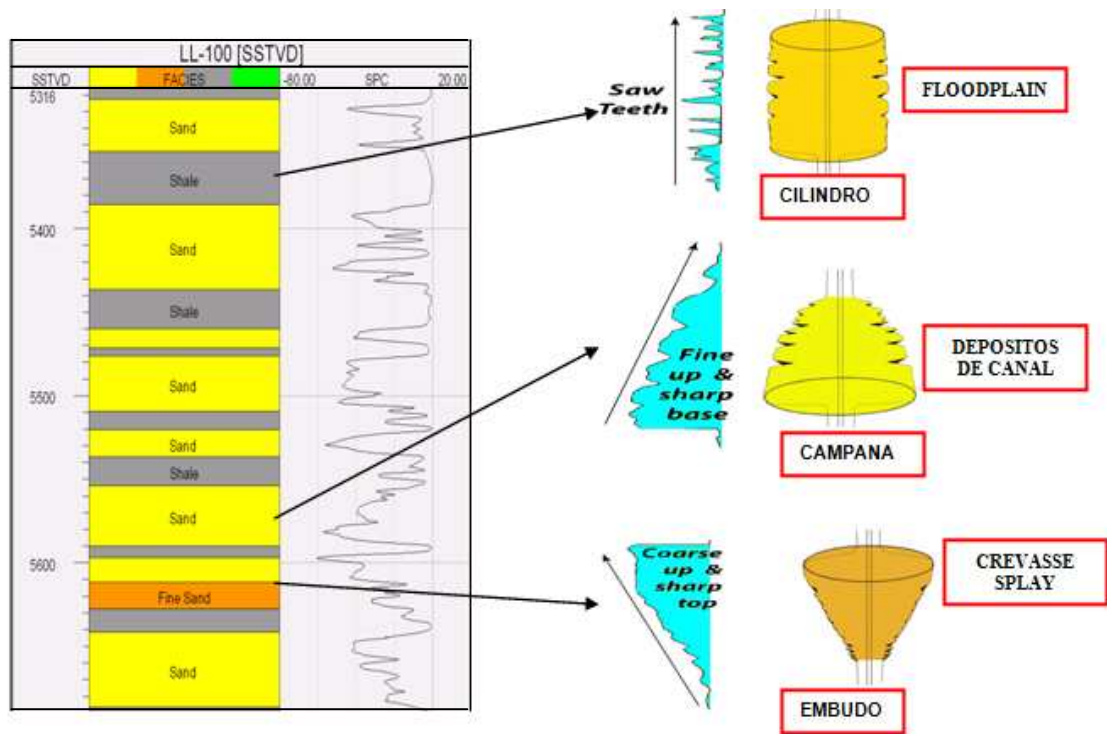
Según (Nanz 1959) se ha estudiado claramente el comportamiento que presenta el registro de potencial espontaneo SP para realizar interpretaciones faciales. El

cual sirve para determinar el tipo de litología que esta registrando el Perfil de Potencial espontaneo.



**Figura 28.** Definición de Marcadores estratigráficos en cada uno de los Registros de pozo teniendo en cuenta la posición estratigráfica donde se ubican.

Según esto se definen Facies ambientalmente según la forma que tome el registro, una primera forma puede ser la forma de campana, (Figura 29) para generar estas formas se invierte el registro y se confronta con el registro en su forma original, esta figura de campana muestra una secuencia granocreciente y se interpreta como un Crevasse Splay, que son arenas de poca continuidad, la siguiente forma (Figura 29), corresponde a la forma de cilindro, la cual se interpreta como Flood Plain, y generalmente presenta continuidades mayores y su tamaño de grano es muy fino y por ultimo esta la forma de embudo que se considera como facies de canal, estas facies son consideradas los buenos reservorios presentes en depósitos de ambientes continentales de tipo Fluvial, ya que se presentan con buenos espesores para contener hidrocarburo y tiene buena continuidad lateral (Figura 29).



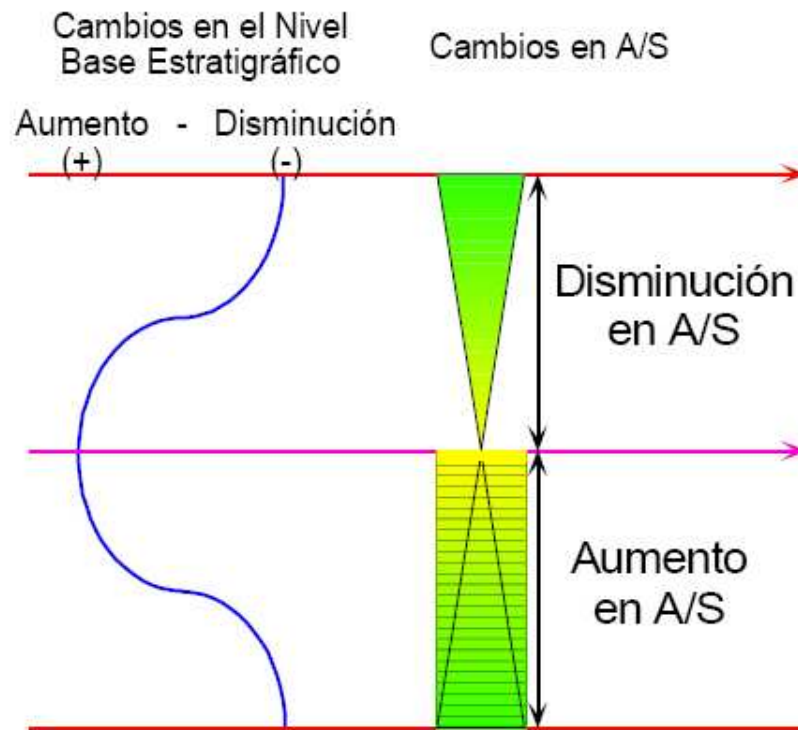
**Figura 29.** Definición de las diferentes formas asociadas a los ambientes interpretados mediante registros de pozo.

### 9.2.2 Definición de Ciclos Estratigráficos

Para la definición de ciclos estratigráficos se requiere de tener un conocimiento de las asociaciones laterales de facies repetidas en sucesiones verticales de facies. Estas sucesiones pueden obedecer o adaptarse de la ley de Walter. En la definición de los ciclos estratigráficos se considera que este registra la respuesta sedimentaria de un ciclo de nivel base.

Dentro de la metodología a seguir en este trabajo se definen ciclos estratigráficos por medio de triángulos que se usan convencionalmente para describir una jerarquía de los ciclos estratigráficos, el tiempo geológico y las condiciones de A/S que acompañaron los ciclos de nivel base. Convencionalmente la notación de triángulos es usada para describir ciclos y los hem Ciclos de nivel base. Un RH es designado como un triángulo con su ápice hacia arriba y un FH es representado con un triángulo con su ápice hacia abajo (Figura 30).

Un ciclo simétrico representa sedimentación continua en una posición geográfica constante a través del tiempo; en un ciclo parcialmente asimétrico el ciclo mas pequeño representa menor acumulación de sedimentos por unidad de tiempo.



**Figura 30.** Metodología utilizada de estratigrafía de Secuencias en el Presente estudio. Tomado de Cross (1993)

Los ciclos estratigráficos asignados para la Formación Colorado corresponden a ciclos estratigráficos de tercer orden, es decir ciclos de cambios relativos o eustáticos del nivel del mar que tienen una duración del orden de 1 a 10 millones de años (Vail, 1977), estos fueron definidos teniendo en cuenta la respuesta de los registros de pozo básicamente, potencial espontaneo (SP) y los registros resistivos largo y corto.

### 9.2.3 Correlaciones Estratigráficas

Después de la identificación de ciclos estratigráficos, se procedió a realizar algunas correlaciones entre pozos definiendo cada uno de los marcadores de las

subunidades definidas para cada pozo. Estas subunidades corresponden a unidades operacionales del campo.

Siguiendo con el objetivo planteado se propusieron cuatro correlaciones litoestratigraficas teniendo en cuenta la continuidad lateral de facies. Los pozos utilizados en cada travesa son los siguientes:

**Traversa 1:** Llanito 79, Llanito 30, Llanito 80

**Traversa 2:** Llanito 37, Llanito 81, Llanito 77, Llanito 97, Llanito 38

**Traversa 3:** Llanito 11, Llanito 96, Llanito 9, Llanito 20, Llanito 29

**Traversa 4:** Llanito 14, Llanito 16, Llanito 26, Llanito 5.

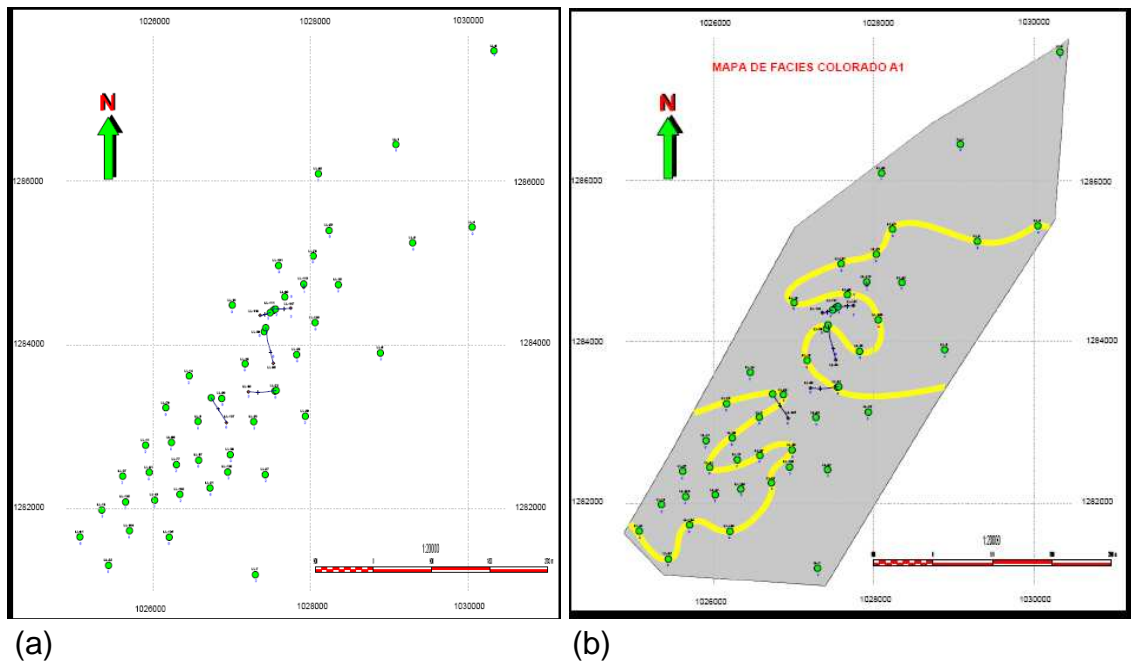
#### **9.2.4 Mapas de Facies**

Con toda la información cargada de topes y zonas definidas para la formación Colorado se procede a generar mapas de facies al tope de cada subunidad, esto a partir de los datos de la interpretación de facies en los registros de pozo generada en Petrel, para los pozos del área piloto del campo llanito.

Los mapas de facies se realizaron manualmente donde inicialmente se genero una base de la distribución espacial de los pozos del área piloto donde se les designaron códigos a cada una de las facies, designándolos de la siguiente manera:

- (0) Arenas de Canal
- (1) Crevasse Splay
- (2) Flood plain

Seguido de esto se genero un mapa base con la distribución espacial de pozos con cada una de las facies por subunidad (Figura 31).

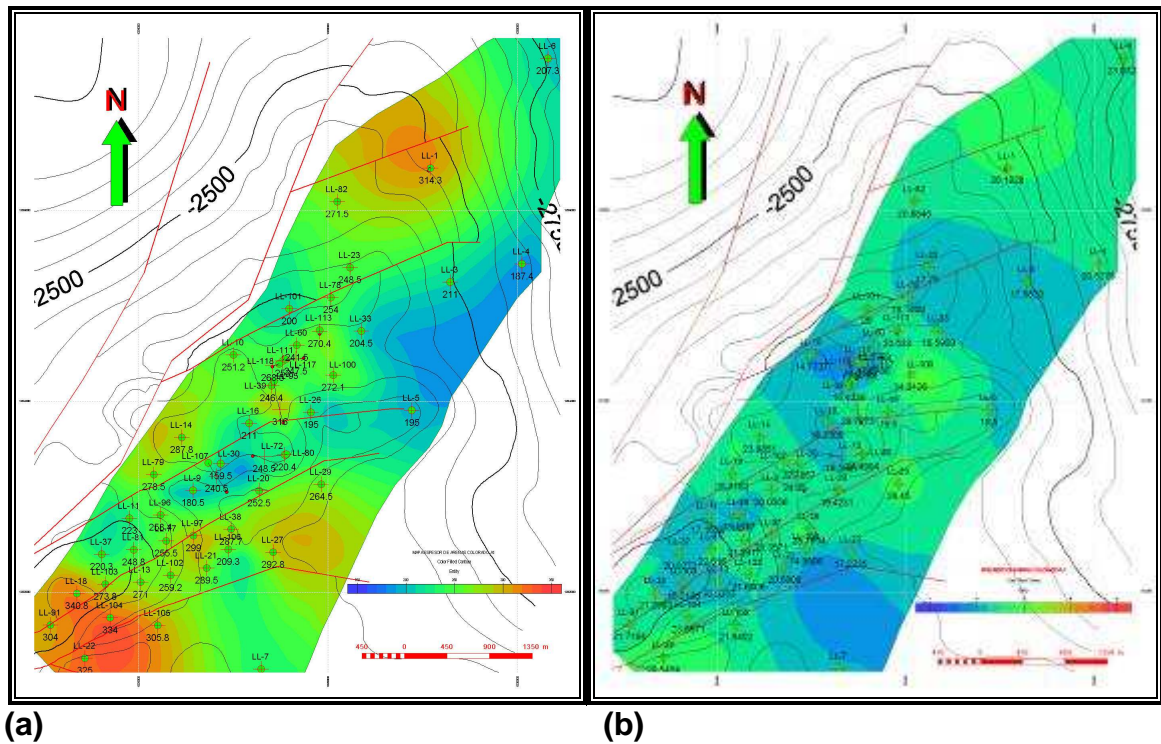


**Figura 31.** Mapa explicativo de la elaboración de los mapas de Facies para Colorado A1 a) Mapeo de facies por puntos en, (0: Arenas de Canal; 1: Crevasse Splay; 2: flood Plain o Llanuras de inundación) b) Mapeo manual de facies en Canvas X, (Amarillo: Arenas de canal; Naranja: Crevasse Splay; Gris: Flood Plain o Llanuras de inundación).

### 9.2.5 Mapas de Promedio de Arenas y de Espesor de Arenas

Una vez generados los mapas de facies para cada subunidad surgió la duda si a partir de estos mapas de facies que presentan una dirección principal de los canales facies reservorio, y generando mapas de espesor de arenas y de promedio de arenas se puede inferir donde se encuentran las mejores zonas para la acumulación de hidrocarburo.

Para esto y teniendo en cuenta nuevamente la interpretación de facies en los registros de pozo se procedió a generar mapas de espesor de arenas y mapas de promedio de arenas para cada subunidad. En la figura 44 se observa un ejemplo de los mapas de espesor de arenas y promedio de arenas.



**Figura 32.** Mapa de (a) Espesor de Arenas de Colorado A1 y (b) Mapa de Promedio de Arenas de Colorado A1

### 9.3 MODELO PETROFÍSICO

El Modelo Petrofísico fue realizado por profesionales del grupo de Campos Maduros, del Instituto Colombiano del Petróleo y se adecuó al modelo geoestadístico 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.

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.

#### **9.4 MODELO GEOESTADÍSTICO**

Teniendo el primer ciclo de la metodología propuesta, que consiste en el Modelo Estratigráfico y Petrofísico para la Formación Colorado en el Campo Llanito en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, donde se integro toda la información disponible de registros de Pozo, núcleos y Petrofísica, se dispuso a seguir una metodología en la cual se lograra determinar en un ambiente continental fluvial como el del Campo Llanito como era la distribución, orientación de los canales que son las facies considerada como buenos reservorios en esta cuenca.

Manteniendo las consideraciones previas y sabiendo que una de las maneras para acercarse al conocimiento arquitectural de los yacimientos es usar modelos geométricos tridimensionales que predigan la distribución orientación de estos geocuerpos a escala del reservorio. Se hizo un tratamiento estadístico de todos los datos que se generaron a partir de modelo estratigráfico y Petrofísico, para poder llevar estos datos a un modelo tridimensional que ilustre las condiciones del área de estudio en especial la dirección, distribución y continuidad de los depósitos de canales fluviales del campo Llanito.

Con esto queda claro que al construir un modelo geoestadístico es de gran importancia saber que la mejor validación de este, se da en los modelos estratigráfico y Petrofísico previamente elaborados. Por esto es de gran importancia el buen control de calidad que estos datos hubiesen tenido a la hora de construir estos modelos, ya que de esta interpretación dependerá que tan realista sea el modelo generado a partir de la geoestadística.

Entrando ya mas a fondo con el tema central de esta investigación que fue la generación de un modelo geoestadístico basado en la geometrías de los geocuerpos, se contó con una metodología que trato primero en hacer un análisis estadístico de todos los datos de entrada para el modelo y con esto se procedió a construir paso por paso el modelo geoestadístico basado en objetos para la formación mugrosa en el campo Llanito.

Antes de mostrar detalladamente la metodología llevada para la Generación del Modelo vale recalcar que los objetos a modelar son representados por las tres facies mas 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 planicie de inundación (Floodplain) las cuales se describen 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, representara la matriz donde se encuentran embebidos estos objetos (Background)

Ya con estas consideraciones se comienza el modelo con la delimitación del área de trabajo donde se define un grid con una división areal en (x) y en (y) y que son reconocidas en el software de modelamiento (Petrel) como (i, j) y quedan distribuidas de 100x100 es decir en el software se distribuyen en 100i x 100j. Para la generación del grid se tuvo en cuenta la delimitación del campo, donde principalmente lo delimitaban hacia el Norte el Pozo Llanito 6 hacia el sur el pozo Llanito 7 y Llanito 22 hacia el Oeste la Falla Llanito y hacia el este los pozos Llanito 4 y Llanito 5. También en la elaboración del grid se tuvo en cuenta el numero de celdas del modelo y que estas celdas estuvieran distribuidas uniformemente por todo el grid y que no fueran a quedar por ejemplo dos pozos en una misma celda para eso se tubo en cuenta el espaciamiento de cada pozo.

Seguido a esto y con el grid definido se genera el armazón de cada una de la subunidades en las cuales esta dividido operacionalmente la Formación Colorado en este campo, en las cuales se irán modelando subunidad por subunidad cada una de las propiedades. Esto en el software de modelación se le denomina crear zonas a partir del filtro creado con la definición del grid.

Con estas zonas ya definidas se procede a crear el total de celdas que estarán distribuidas verticalmente en cada subunidad. A esto se le definirá según el software como el Layering. Este layering se genero con el fin de tener mayor control con la información que se tenía de la facies y de las propiedades petrofísicas, para que al general el modelo, el layering se encargue de tener mayor control con la pérdida de información.

El definir un layering para el área de estudio se tuvo en cuenta el espesor de cada subunidad y se definió un layering de teniendo en cuenta el espesor promedio de la arenas de canal.

Con el Layering ya definido se procedió a escalar cada una de las propiedades con el fin de unificar el valor final de la propiedad para cada celda, y con este no tener un porcentaje alto de pérdida de interpretación inicial. Este escalamiento se realizo para todos los LAS de facies, porosidad, permeabilidad y saturación de agua.

Ya con estos parámetros definidos se procedió a Realizar el Modelamiento de Facies, pero antes de esto llevaron a cabo una serie de parámetros para los depósitos de canal, en los cuales mediante una Estadística básica de los registros se determino un espesor promedio para los canales, también para este parámetro se realizo una salida de campo recorriendo una gran parte de las unidades del terciario donde sobre afloramiento se logro también medir un espesor promedio de estos canales los cuales eran un soporte muy bueno para definir esos parámetro de canal que se necesitan, por ultimo también se midieron esos espesor de canal en unos núcleos que presentabas buena continuidad en toda la formación mugrosa. Con estos tres parámetros se logro tener un espesor promedio de los Depósitos de canal. Otro parámetro importante para el modelo de facies era determinar la dirección principal de estos depósitos de canal, los cuales se lograron determinar a partir de los mapas de facies elaborados al tope de cada subunidad los cuales mostraban una dirección preferencial de estos geocuerpos arenosos.

Con estos parámetros definidos se procede a ser el modelo de facies, para el cual se contó con la interpretación de facies de 49 pozos la cual se realizo en base a las electrofacies identificadas sobre los registros SP, GR. En esta Interpretación como ya se ha mencionado se definieron 3 facies para el modelamiento las cuales corresponde a Facies de canal, facies de desborde de canal (Crevasse Splay) y las facies de Floodplain.

Teniendo ya el modelamiento de facies se continuo con el modelado de las propiedades petrofísicas, donde se comenzó con el modelo de porosidad seguido de la permeabilidad y saturación de agua, este modelamiento se hizo con el fin de tener unas propiedades petrofísicas que estuvieran ligadas al previo modelo de facies, esto se logro cuando se hizo el previo análisis estadístico de la información se determino cuales eran los datos numéricos de porosidad y que estos datos me mostraran las mejores porosidad estuvieran ligadas a los depósitos de canal, las porosidades regulares estuvieran amarradas a los depósitos de desborde de canal (crevasse splay) y que las porosidades mas malas me estuviera representando el Background (Flood Plain).

## 10. RESULTADOS

### 10.1. MODELO ESTRATIGRÁFICO

#### 10.1.1. Revisión De Descripción Del Pozo Corazonado Casabe - 1044

El intervalo corazonado de la Formación Colorado en el pozo Casabe – 1044, que fue revisado, corresponde a 560'3 pies, tal como se muestra en la Tabla 4.

POZO	TOPE (PIES)	BASE (PIES)	ESPESOR REVISADO (PIES)
CASABE - 1044	2330	2388	58
CASABE - 1044	2390	2479	89
CASABE - 1044	2482	2516	34
CASABE - 1044	2758	2776' 8	18' 8
CASABE - 1044	2779	2821	42
CASABE - 1044	3026	3101	75
CASABE - 1044	3320	3412' 5	92' 5
CASABE - 1044	3433	3584	151

**Tabla 4.** Espesor de intervalos revisados en el pozo Casabe – 1044

#### 10.1.2 Descripción De La Columna Estratigráfica

- **Sección Formación Colorado**

La recolección de la información fue hecha de base a tope, esto con el fin de seguir la secuencia real en la que se depositaron los sedimentos. El intervalo

revisado corresponde al tope de la Formación Colorado correspondiente al intervalo que va desde 3584 hasta 2330 pies (Ver Figura 33 - Pozo Casabe 1044).

Los resultados obtenidos son los siguientes:

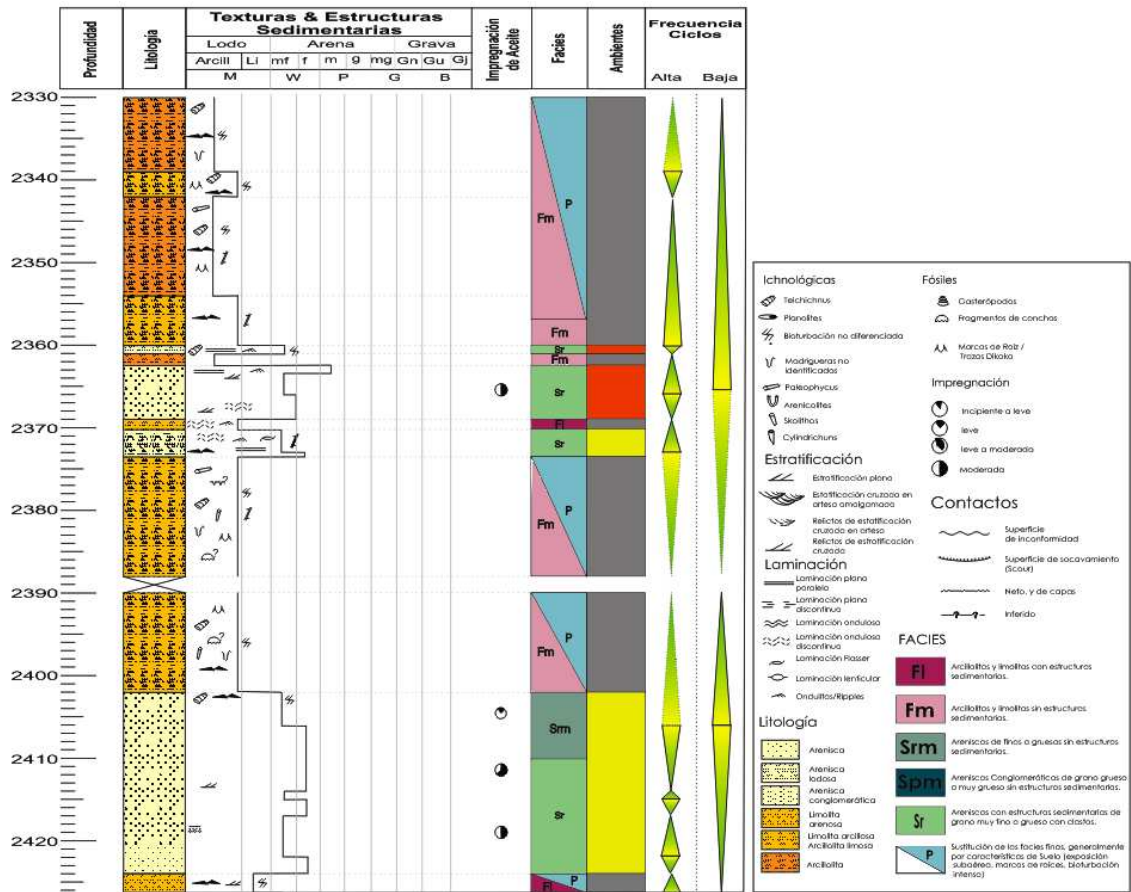
Hacia la base del intervalo revisado se encontraron areniscas lodosas cuyos colores varían de gris claro a marrón claro de granos subangulares a subredondeados de moderados a bien calibrados. En algunos sectores compactos y en otros fósiles. Se encontraron relictos de estratificación cruzada en artesa, relictos de estratificación cruzada paralela y relictos de estratificación plana paralela, siendo estos últimos los de mayor predominio hacia la base de intervalo.

Dichas areniscas se encontraron intercaladas con limolitas arenosas varicoloreadas cuyos colores predominantes son el gris, rojo y amarillo, las cuales poseen un buen grado de compactación. Estas limolitas se caracterizan por poseer gran cantidad de trazas fósiles como planolites, teichichnus, madrigueras no diferenciadas, conchas (poca cantidad) y restos de raíces. Además se observaron intraclastos de arcilla y fracturas rellenas de arcilla en estos sectores.

Hacia el tope del intervalo descrito (Figura 33) predominan los sedimentos de grano fino. Se observaron limolitas, arcillas limosas y arcillas de color gris amarillento y rojizos en donde se encuentran gran cantidad de trazas fósiles entre las cuales se distinguen teichichnus, planolites, cylindrichums, madrigueras no diferenciadas y otro tipo de bioturbaciones no diferenciadas. Hacia el tope del intervalo se observan también relictos de estratificación ondulosa discontinua, estratificación plano paralela y ondulitas.

### **10.1.3 Descripción De Facies**

En la revisión del pozo corazonado las facies sedimentarias que son descritas, fueron escogidas y nombradas haciendo referencia a sus principales atributos litológicos, texturales, granulométricos, estructurales y según el contenido de trazas fósiles.



**Figura 33.** Columna Estratigráfica del pozo Casabe – 1044 (Profundidad 2426 – 2330). (Tomado de Jaimes, 2008)

Las litofacies son nombradas utilizando abreviaturas que simplifican la descripción de los principales rasgos estructurales en las mismas. Las facies definidas son: **Litofacies Areniscas Conglomeráticas (Spm)**, **Litofacies Areniscas sin Estructuras Sedimentarias (Srm)**, **Litofacies Areniscas con Estructuras Sedimentarias (Sr)**, **Litofacies Lodolitas Masivas (Fm)**, **Litofacies Lodolitas con Estructuras Sedimentarias (Fl)**, y **Paleosuelos (P)**.

Para la Formación Colorado han sido tomadas como referencia, los “architectural elements” de Miall (1996). La organización de estas asociaciones de litofacies ha permitido definir y caracterizar determinados ambientes sedimentarios.

A continuación se presenta una descripción detallada de cada una de las facies:

### 10.1.3.1 Litofacies Areniscas Conglomeráticas (Spm)

Las litofacies Areniscas Conglomeráticas, corresponden a areniscas de grano medio a muy grueso cuyos granos varían de subredondeados a redondeados los cuales se encuentran mal calibrados.

Estas litofacies se caracterizan por no poseer estructuras sedimentarias. Además reciben su nombre debido a que presentan gránulos de 7 mm de diámetro y guijas de hasta 2.1 cm de diámetro, estas representan el 0.50 % de los pies corazonados para la Formación Colorado y es equivalente a 3 pies.



**Figura 34.** Litofacies Areniscas Conglomeráticas (Spm).  
(Tomado de Jaimes, 2008)

### 10.1.3.2 Litofacies Areniscas sin Estructuras Sedimentarias (Srm)

Las litofacies Areniscas sin Estructuras (Srm) corresponden a areniscas de granos muy finos a muy gruesos. El tamaño de grano de estas areniscas varía de subangular a subredondeado y su calibrado varía de bien a moderadamente calibrados. Además en algunos sectores del pozo se presentan capas de arcilla de hasta 7 cm.

También en algunos sectores hacia la base de las litofacias granos flotantes que alcanzan hasta 7 mm de diámetro. Además se encuentran impregnadas de hidrocarburos.



**Figura 35.** Litofacias Areniscas sin estructuras (Srm).  
(Tomado de Jaimes, 2008)

En algunos sectores las litofacias corresponden a areniscas de grano medio a muy grueso, cuyos granos varían de subredondeados a redondeados mal calibrados.

Hacia el tope de las litofacias esporádicamente se encuentran trazas de bioturbación no diferenciada e intraclastos, estas representan el 16.7 % de los pies corazonados para la Formación Colorado y es equivalente a 94'1 pies.

### **10.1.3.3 Litofacias Areniscas con Estructuras Sedimentarias (Sr)**

Las litofacias Areniscas con Estructuras Sedimentarias, corresponden a areniscas de granos muy finos a grueso, cuyos granos varían de subangulares a subredondeados moderadamente a bien calibrados. Dichas areniscas en el pozo Casabe – 1044 presentan lentes de arcilla.

Son compactas y físciles en algunos sectores, se observan relictos de estratificación cruzada, estratificación en artesa relictos de laminación plana paralela y relictos de laminación plana ondulosa y estratificación convoluta. Poseen una leve bioturbación no diferenciada y en algunos sectores se alcanzan a distinguir madrigueras no diferenciadas e intraclastos de arcilla.



**Figura 36.** Litofacies Areniscas con Estructuras Sedimentarias (Sr).  
(Tomado de Jaimes, 2008)

En algunos sectores estas litofacies se encuentran impregnadas; sin embargo el grado de impregnación dentro de las litofacies varía de incipiente a moderado.

Estas litofacies representan el 19'8 % de los pies corazonados para la Formación Colorado y es equivalente a 111'5 pies.

#### **10.1.3.4 Litofacies Lodolitas Masivas (Fm)**

Las litofacies lodolitas masivas, corresponden a arcillolitas, limolitas y limolitas arenosas de color gris, las cuales tienen un grado de compactación que varía de bueno a muy bueno. En algunos sectores se hay intraclastos.

Estas litofacies se caracterizan por no presentar estructuras, además en algunos sectores del pozo el tope las litofacies se encuentran trituradas.



**Figura 37.** Litofacies Lodolitas Masivas (Fm).  
(Tomado de Jaimes, 2008)

Estas litofacies representan el 1.2 % de los pies corazonados para la Formación Colorado y es equivalente a 6'8 pies.

#### **10.1.3.5 Litofacies Lodolitas con Estructuras Sedimentarias (FI)**

Las litofacies Lodolitas con estructuras, corresponden a arcillas y limolitas con ondulitas, relictos de estratificación plana ondulosa, estratificación plana y en algunos sectores laminación convoluta.



**Figura 38.** Litofacies Lodolitas con Estructuras (FI).  
(Tomado de Jaimes, 2008)

Hacia el tope de estas litofacies en algunos sectores se observa bioturbación no diferenciada. Estas litofacies representan el 0.60 % de los pies corazonados para la Formación Colorado y es equivalente a 3'4 pies.

#### **10.1.3.6 Paleosuelos (P)**

Los Paleosuelos, corresponden a Areniscas lodosas, Limolitas arenosas, Arcillas limosas y Arcillas varicoloreadas que han sido remplazadas por paleosuelos debido a que han sufrido exposición subaérea.

Los paleosuelos se caracterizan por presentar tonalidades rojizas y amarillentas bioturbación no diferenciada, marcas de raíces y trazas fósiles como Conchas, Planolites, Teichichnus, Beaconites, Cylindrichums y Paleopicus, en menor proporción.



**Figura 39.** Paleosuelos (P). (Tomado de Jaimes, 2008)

Además en estas litofacies también se pueden encontrar intraclastos, fracturas rellenas algunas veces con arcilla y otras veces con arena de grano muy fino y fracturas inducidas.

Los paleosuelos han sido divididos en 4 grupos dependiendo de la litofacie a la cual estén sustituyendo. Los grupos en que han sido divididos los paleosuelos son: Litofacies Areniscas sin Estructuras Sedimentarias + Paleosuelos (Srm/P), Litofacies Areniscas con Estructuras Sedimentarias + Paleosuelos (Sr/P), Litofacies Lodolitas con Estructuras Sedimentarias + Paleosuelos (Fl/P), y Litofacies Lodolitas Masivas + Paleosuelos (Fm/P).

Las litofacies Srm/P representan el 4.4 % de los pies corazonados para la Formación Colorado y es equivalente a 24'8 pies.

Las litofacies Sr/P representan el 0.3 % de los pies corazonados para la Formación Colorado y es equivalente a 1'5 pies.

Las litofacies Fl/P representan el 5.1 % de los pies corazonados para la Formación Colorado y es equivalente a 28'8 pies.

Las litofacies Fm / P representan el 51.4 % de los pies corazonados para la Formación Colorado y es equivalente a 289 pies.

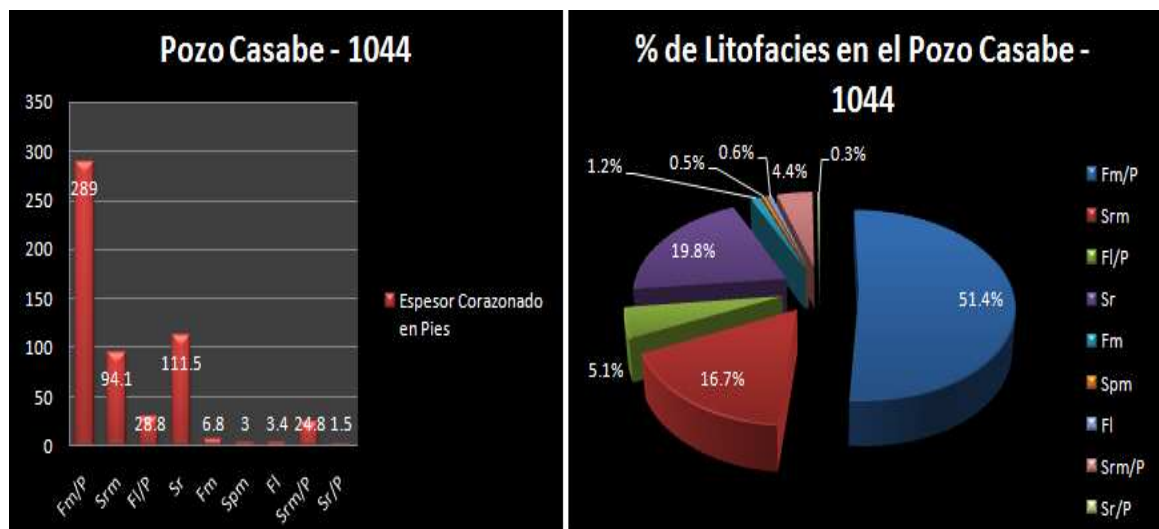
### 10.1.4 Parámetros Estadísticos De Las Litofacies De La Formación Colorado

Con base en la descripción del pozo corazonado Casabe – 1044 para la Formación Colorado, se realizó la siguiente información estadística de las litofacies obtenidas durante la descripción del lo pozo revisado.

En la Figura 40, se observa que las litofacies con mayor presencia en el pozo Casabe – 1044, corresponden a las facies de grano fino como son las arcillas y las limolitas pertenecientes al grupo de los paleosuelos, específicamente a las litofacies Fm / P seguidas por las litofacies Fl / P y Srm / P y en menor proporción por las litofacies Sr / P las cuales sólo representan el 0.3 % del total del pozo corazonado descrito para la Formación Colorado.

Las litofacies de tamaño de grano fino que no han sido sometidas a exposición subaérea representan una mínima parte del total del pozo corazonado descrito siendo las litofacies Fm tan sólo el 1.2 % y las litofacies Fl el 0.60 %.

Las litofacies arenosas de tamaños de grano fino a grueso con mayor presencia en el pozo Casabe – 1044 son las litofacies Sr y Srm y en menor proporción podemos encontrar las litofacies arenosas de tamaño de grano medio a muy grueso con gránulos Spm que corresponden a tan sólo el 0.5 % del total del pozo corazonado descrito para dicha formación.



**Figura 40.** Distribución de espesores y porcentajes de Litofacies en el pozo Casabe - 1044

### **10.1.5 Interpretación Ambiental**

La interpretación ambiental que se hace en este estudio está basada en la descripción de facies y caracterización de sucesiones verticales de facies del pozo corazonado Casabe – 1044; y en el estudio de electrofacies para la Formación Colorado en el área norte del Campo Llanito.

Estas facies, electrofacies y sucesiones verticales de facies son asociadas a procesos que operan en Ambientes Continentales Fluviales de tipo Trenzado, Meandriforme y Anastomosado.

### **10.1.6. Sistemas Fluviales**

#### **10.1.6.1 Canal**

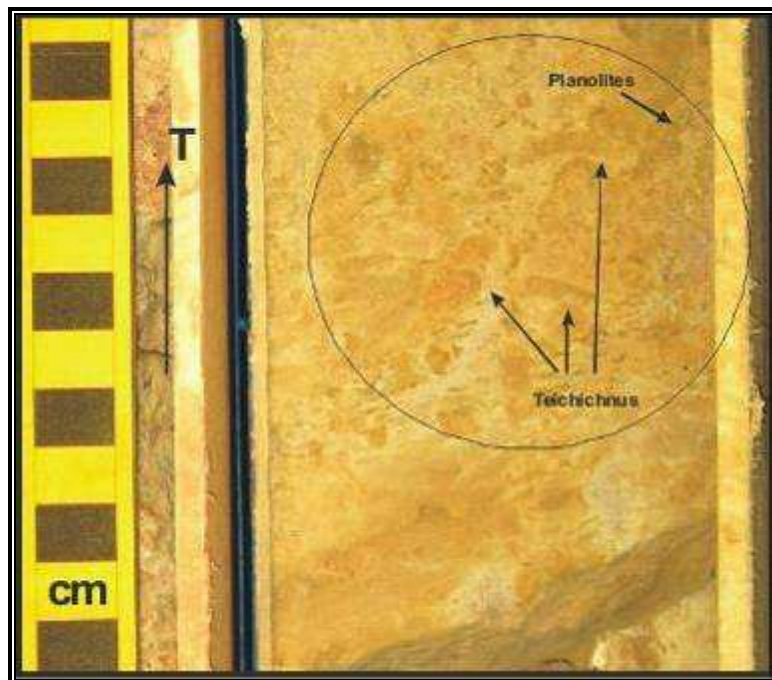
Las asociaciones de litofacies de canal, se caracterizan por presentar hacia la base arenas de grano grueso, algunas veces conglomerático, intraclastos arcillosos e intercalación de arcillas caoliníticas. La estratificación varía de plana paralela a estratificación cruzada y estratificación en artesa. Posee una tendencia granodecreciente (que es típica de asociaciones de litofacies de canal), donde después de una primera fase con alta energía de las corrientes y erosión del fondo, hay una fase de deposición con disminución de la energía y el posterior relleno del canal. Evidencias de exposición subaérea son testimoniadas por la presencia de trazas fósiles y paleosuelos.

La sucesión vertical de litofacies que caracterizan los canales revisados en el pozo Casabe – 1044, consisten en la aparición de 4 litofacies de base a techo, de la siguiente manera: Litofacies Areniscas Conglomeráticas (Spm), Litofacies Areniscas con estructuras sedimentarias (Sr) y Litofacies Areniscas sin estructuras (Srm). La sucesión vertical de facies anteriormente mencionada representa solamente las barras puntuales o barras del canal (point bars).

La sucesión de facies caracterizada como canal presenta espesores que varían de 3.6 a 32 pies en el pozo Casabe – 1044.

### 10.1.6.2 Desborde De Canal

Las asociaciones de litofacies de desbordamiento, se caracterizan por litologías más finas, como arcillas, arcillas lodosas, limos y areniscas de grano muy fino a medio, bioturbadas, con marcas de raíces, superficies de oxidación y trazas fósiles típicas de ambientes continentales como *Teichichnus*, *Planolites*, *Beaconites* (Ver Figura 41) y *Paleophicus* en menor proporción, además de evidencias de exposición subaérea.



**Figura 41.** Trazas Fósiles observadas durante la descripción de los núcleos del pozo Casabe – 1044. (Tomado de Jaimes, 2008)

### 10.1.6.3 Llanura De Inundación (Fp)

La llanura de inundación está representada por los depósitos más finos, como arcillas, arcillas lodosas y limolitas bioturbadas en su mayoría, en donde los sectores que se encontraban más oxidados, contenían la mayor cantidad de trazas fósiles.

Los sedimentos presentan hacia el tope, relictos de estratificación cruzada y estratificación plano paralela. La estratificación se hace más evidente a medida que el tamaño de grano aumenta, hasta que aparecen pequeños sets de arena muy fina.

La sucesión vertical de litofacies que caracterizan las llanuras de inundación observadas en el pozo Casabe – 1044, consisten en la aparición de 2 litofacies de base a techo, de la siguiente manera: Litofacies Lodolitas masivas (Fm) y Litofacies Lodolitas con Estructuras (FI), las cuales han sido reemplazadas en su mayoría por Paleosuelos (P).

#### **10.1.7. Distribución de Facies**

Con base a la definición de facies hechas a partir de la revisión del núcleo descrito Casabe – 1044, se procede a realizar las transectas entre los pozos definiendo topes de cada una de las sub - unidades para todos los pozos.

Para definir la dirección de las Correlaciones se realiza un ejercicio que especifica, a partir de la interpretación de facies, dónde se encuentra una alta continuidad lateral de facies entre pozos para así poder definir, a partir de las correlaciones, las direcciones mas probables que presentaran mayor continuidad lateral en los canales.

Siguiendo con el objetivo planteado se propusieron cuatro correlaciones litoestratigraficas (Ver Figura 42) teniendo en cuenta la continuidad lateral de facies. Los pozos utilizados en cada travesa son los siguientes:

**Traversa 1:** Llanito 79, Llanito 30, Llanito 80

**Traversa 2:** Llanito 37, Llanito 81, Llanito 77, Llanito 97, Llanito 38

**Traversa 3:** Llanito 11, Llanito 96, Llanito 9, Llanito 20, Llanito 29

**Traversa 4:** Llanito 14, Llanito 16, Llanito 26, Llanito 5.

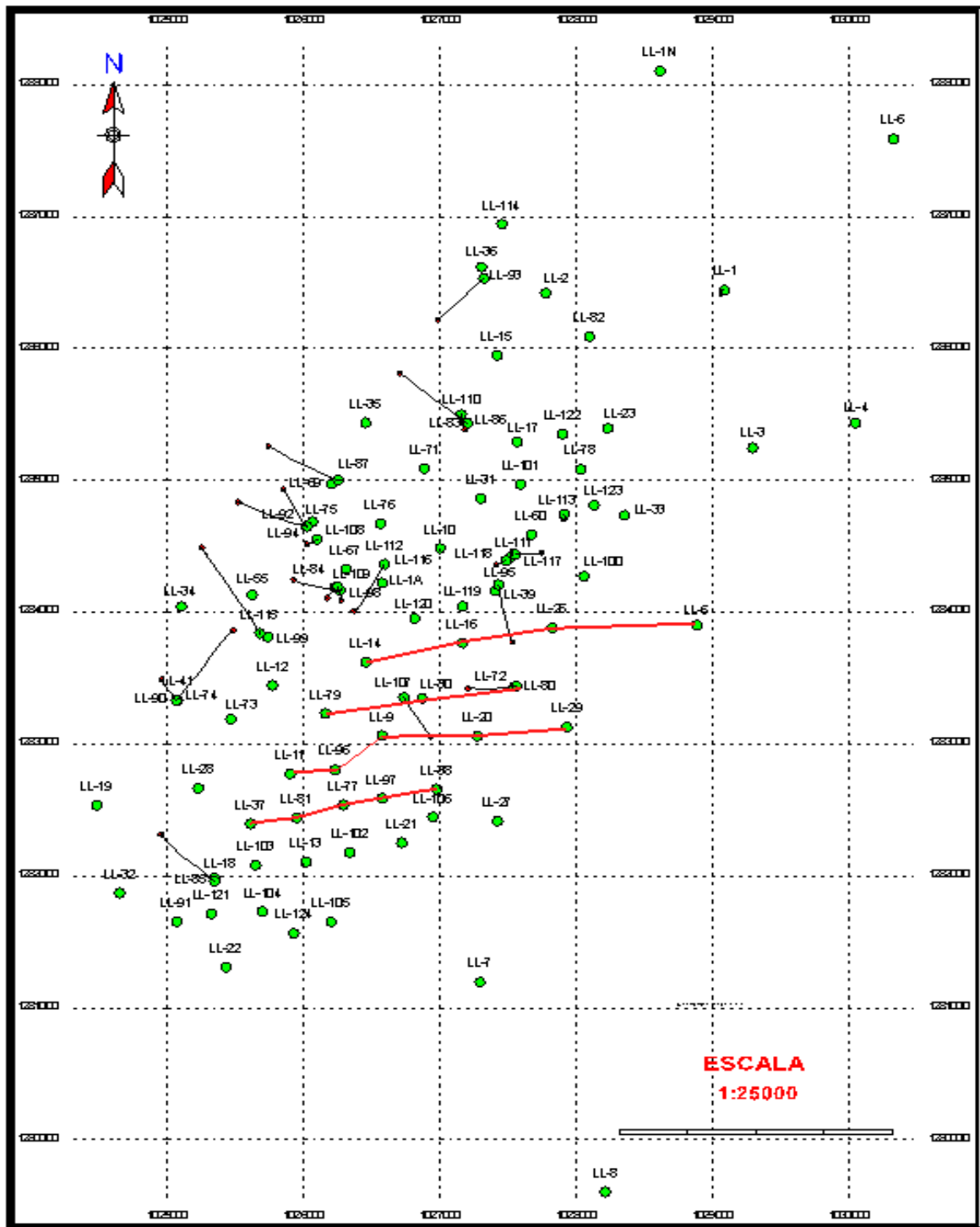


Figura 42. Mapa de distribución espacial de pozos en el Campo Llanito en donde se encuentran ubicadas las Traversas Estratigráficas a través del área de estudio.

En las 4 correlaciones trazadas para el área piloto del Campo Llanito se determinó la continuidad lateral de facies, la cual se encuentra en función del espesor definido en la interpretación de facies. Los patrones que controlan el grado de amalgamamiento de canales son los ciclos estratigráficos que determinan la continuidad y no continuidad en un determinado recorrido de la correlación.

Por medio de las 4 correlaciones se definió que las facies de canal presentan mayor continuidad lateral en estados de menor A/S y poca continuidad lateral en estados de Mayor A/S.

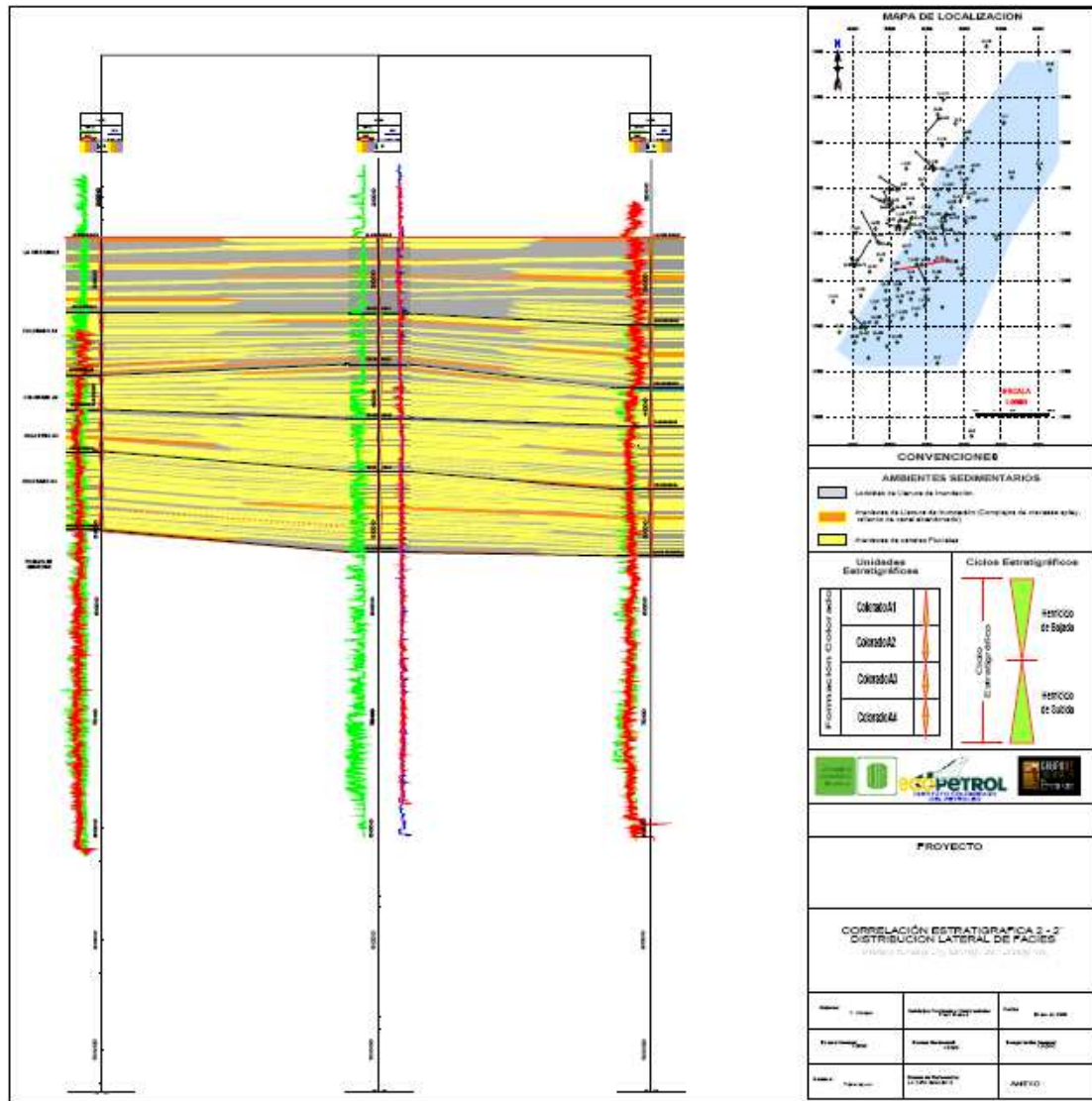
## **ANÁLISIS DE LAS CORRELACIONES**

### **10.1.7.1 TRAVERSA 1: Llanito 79, Llanito 30, Llanito 80**

En la Traversa 1 (Figura 43), se incluyeron los registros correspondientes a la Formación Colorado y esta conformada por tres pozos que cortan la zona en dirección SE – NE, donde se puede apreciar una interesante continuidad lateral de las facies de depósitos de canal a medida que se va bajando estratigráficamente, además también se observan buenos espesores de canal que pueden asociarse a canales amalgamados.

Se evidencia la poca presencia de arenas de canal entre el tope de La Cira Shale y la subunidad Colorado A1, evidenciándose de manera más clara en el pozo Llanito 30. En esta zona hay gran presencia de finos, lo que se denomina facies de llanura de inundación, al centro de la correlación los canales se ven más apilados o amalgamados.

En general, en la correlación se observa que las zonas más prospectivas y que poseen mayor cantidad de paquetes arenosos con buenos espesores y que tienden a amalgamarse es la zona que se encuentra entre Fósiles de Mugrosa y Colorado A2.

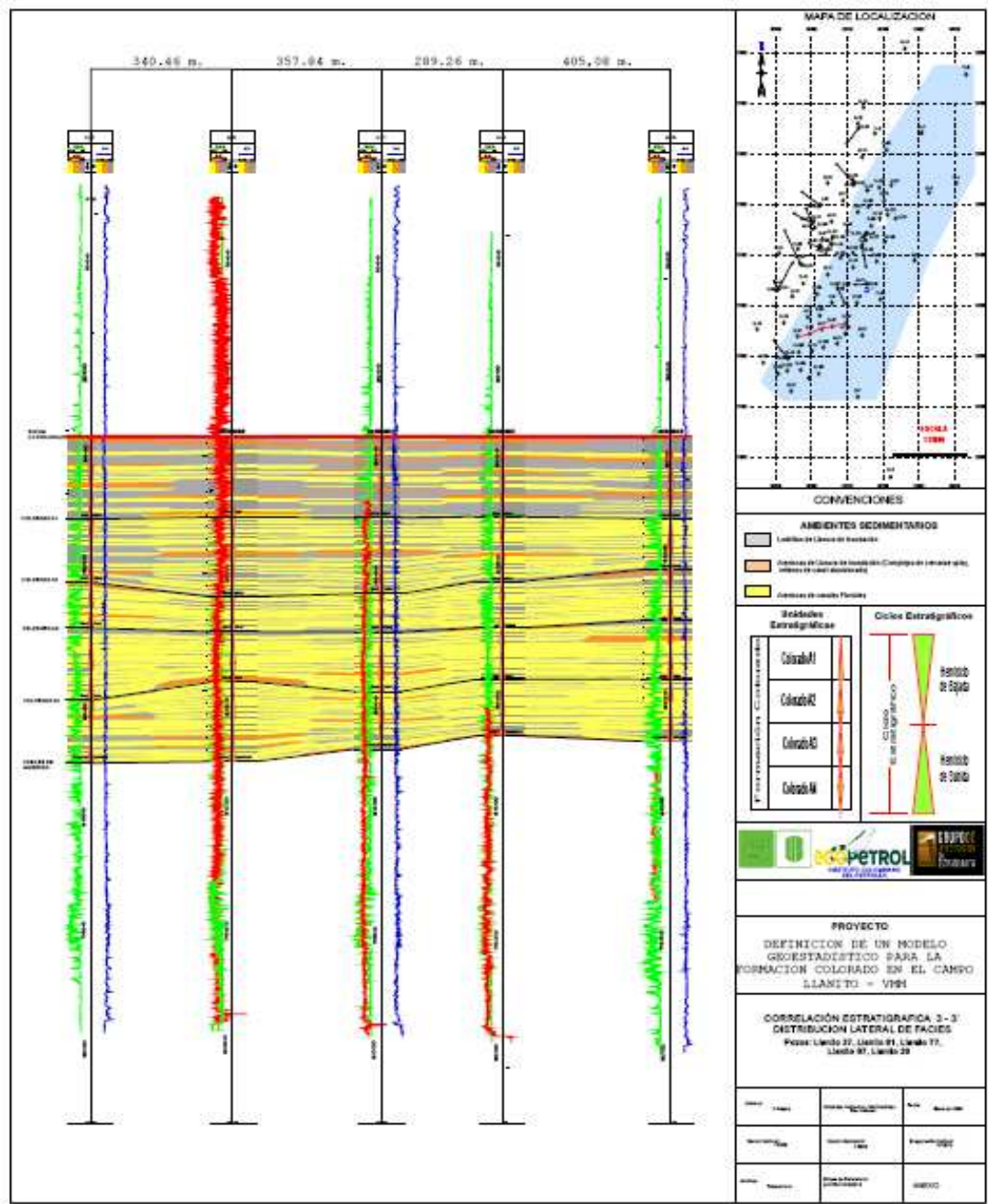


**Figura 43.** Correlación de la Traversa 1: Llanito 79, Llanito 30, Llanito 80

### 10.1.7.2 TRAVERSA 2: Llanito 37, Llanito 81, Llanito 77, Llanito 97, Llanito 38

La travesa 2 ilustrada en la Figura 44, esta conformada por cinco pozos, que corta la zona en dirección SW - NE al igual que la travesa 1; en esta travesa se observa la poca continuidad lateral de facies de canal hacia el tope de la Formación Colorado, de donde se deduce que, según la localización de la travesa en el área piloto, los buenos espesores y mejor continuidad de las arenas se encuentran a medida que se va hacia la base de la Formación Colorado.

En la correlación podemos observar que entre las zonas Colorado A3 y La Cira Shale de los pozos Llanito 37, Llanito 81 y Llanito 77, se muestra claramente la gran disminución de los paquetes arenosos en comparación con el resto de correlación.



**Figura 44.** Correlación de la Traversa 2: Llanito 37, Llanito 81, Llanito 77, Llanito 97, Llanito 38

### **10.1.7.3 TRAVERSA 3: Llanito 11, Llanito 96, Llanito 9, Llanito 20, Llanito 29**

Esta conformada por cinco pozos y de la misma forma que en la travesa 2, se observa muy buena continuidad lateral, con unos espesores no tan grandes, pero que permiten observar mejor la continuidad de las facies de canal en especial hacia la base de la Formación Colorado, mas específicamente entre Colorado A2 y Fósiles Mugrosa.

También se puede observar que las arenas de llanura de inundación (Crevasse Splay) aumentan su número de apariciones hacia el tope, además se ve un poco el predominio de canales amalgamados hacia la base de la Formación, ya que estos están separados por pequeños paquetes de shale. Aunque en el pozo Llanito 38 al contrario de los otros pozos el amalgamamiento es más elevado, debido a que los paquetes arenosos tiene mayores espesores.

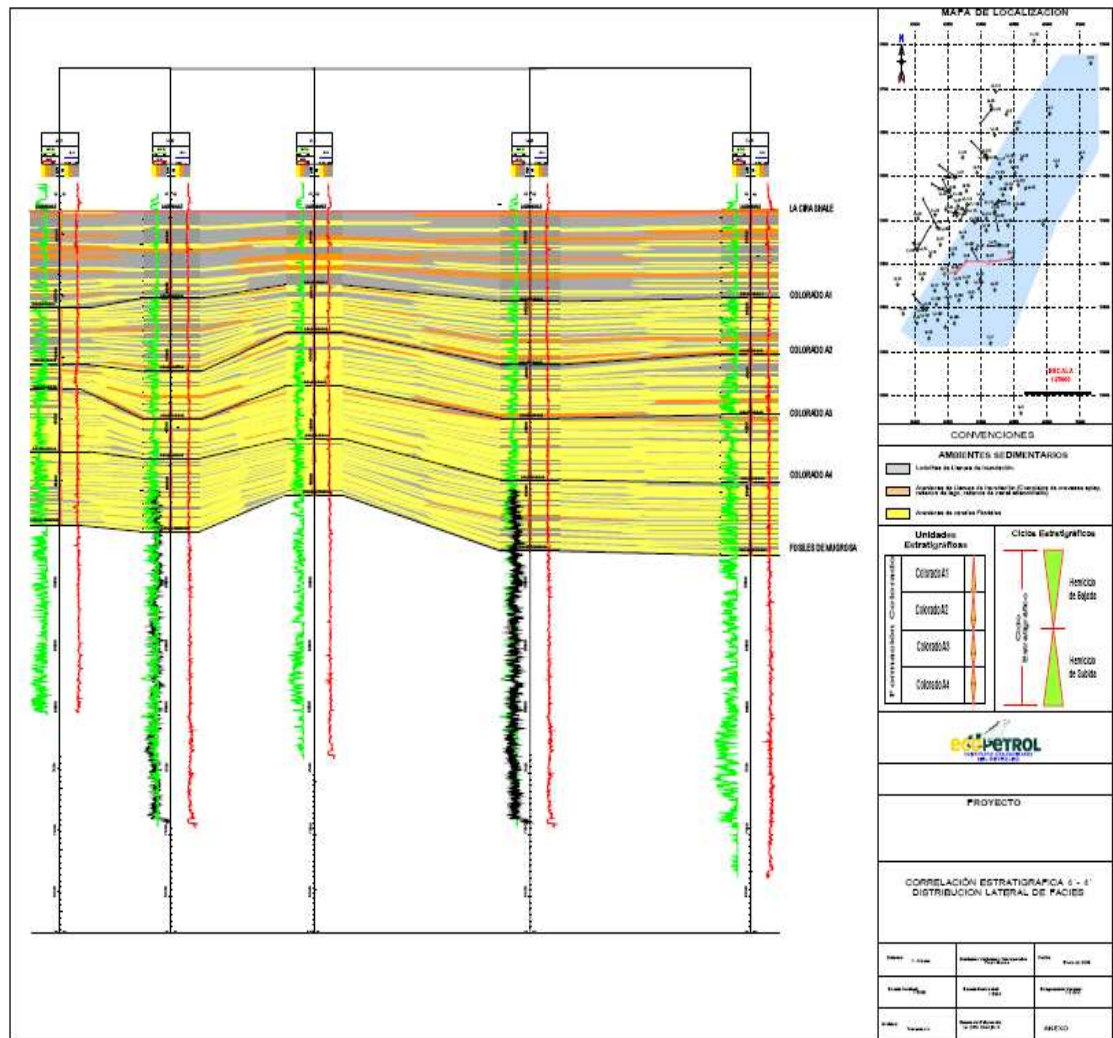
Con respecto a la localización espacial de los pozos se encuentra mayor continuidad lateral hacia el norte del Área piloto del Campo Llanito que hacia el sur.

En general, en la correlación se observa que las zonas con mayor prospección son las zonas entre Colorado A4 y Colorado A2, ya que en dichas zonas es donde se encuentran los canales más continuos y en donde el amalgamamiento de los mismos es mayor.

### **10.1.7.4 TRAVERSA 4: Llanito 14, Llanito 16, Llanito 26, Llanito 5**

La travesa 4 localizada hacia el norte del campo llanito permite observar muy bien lo mencionado anteriormente acerca del aumento de la continuidad de facies de canal a medida que nos vamos acercando al norte.

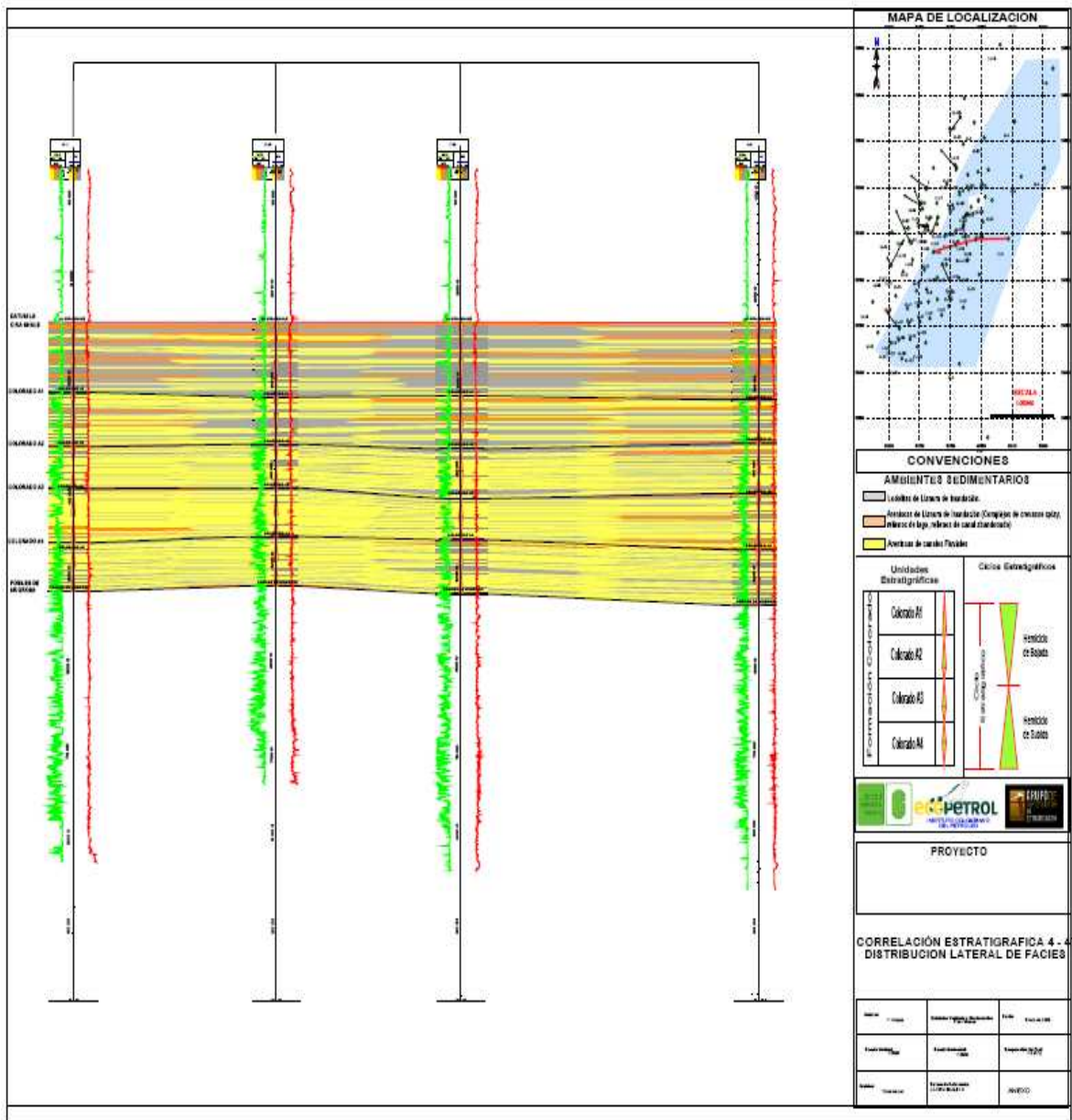
En esta correlación a diferencia con las anteriores se evidencia una disminución en el espesor de los paquetes arenosos, así como el amalgamamiento de los canales; sin embargo podrían sacarse como excepción las zonas entre Colorado A2 y Colorado A4, de los pozos Llanito 14 y Llanito 16, que presentan unos paquetes con buen espesor que tienden a amalgamarse.



**Figura 45.** Correlación de la Traversa 3: Llanito 11, Llanito 96, Llanito 9, Llanito 20, Llanito 29

Al igual que en las correlaciones anteriores las arenas de llanura de inundación (Crevasse Splay), aumentan hacia el tope de la Formación Colorado, aunque nunca han presentado buenos espesores.

En general, en la correlación consta de una intercalación de paquetes de arenas y de shale relativamente del mismo espesor, esto hace que el amalgamamiento de los canales sea muy leve.



**Figura 46.** Correlación de la Traversa 4: Llanito 14, Llanito 16, Llanito 26, Llanito 5

### **10.1.8 Mapas De Facies**

A continuación se presentan los Mapas de facies que se generaron al tope de cada subunidad con el fin de determinar una posible distribución y dirección primordialmente de las facies de canal en una superficie determinada.

Cabe mencionar que estos mapas fueron hechos a mano y con la interpretación geológica realizada por el autor; donde se busca darle una dirección primordial a los depósitos de canal; por ende esto se puede prestar para muchas interpretaciones geológicas.

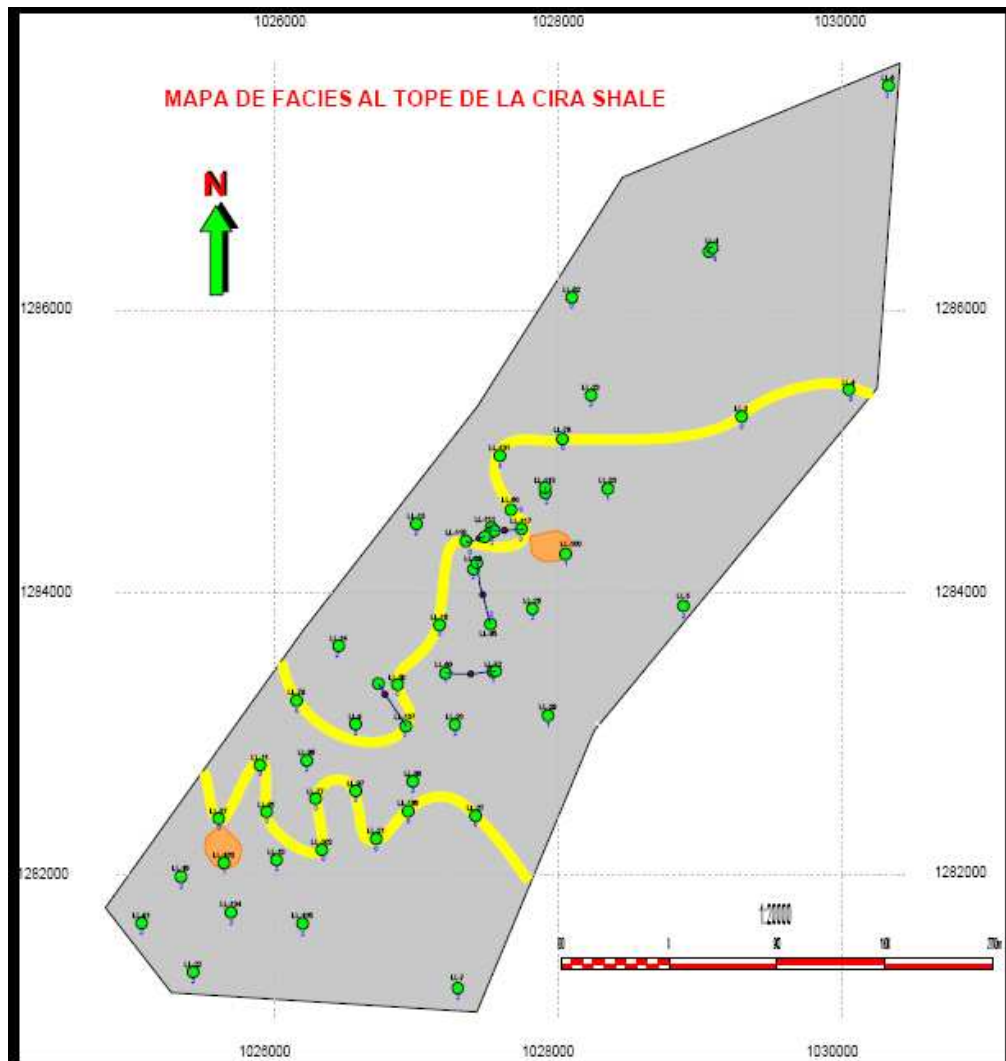
#### **10.1.8.1 Mapa de Facies al Tope de La Cira Shale**

En este mapa de facies se representa el tope de la Formación Colorado en una superficie determinada, donde se observa en la figura 47, la tendencia de los canales en una dirección SW - NE; además se observan las arenas de desborde de canal (interpretadas por las facies de color naranja) con una disposición adecuada, ya que estas son el producto del desborde de canal, y se desprenden del canal principal.

A Partir de este mapa de facies se determinan parámetros importantes para el Modelamiento Geoestadístico basado en objetos dentro de los cuales se destacan:

Amplitud:	Máximo: 600,2	Media: 498,6	Mínimo: 410,4
Longitud de Onda:	Máximo: 756,6	Media: 541,8	Mínimo: 472,4

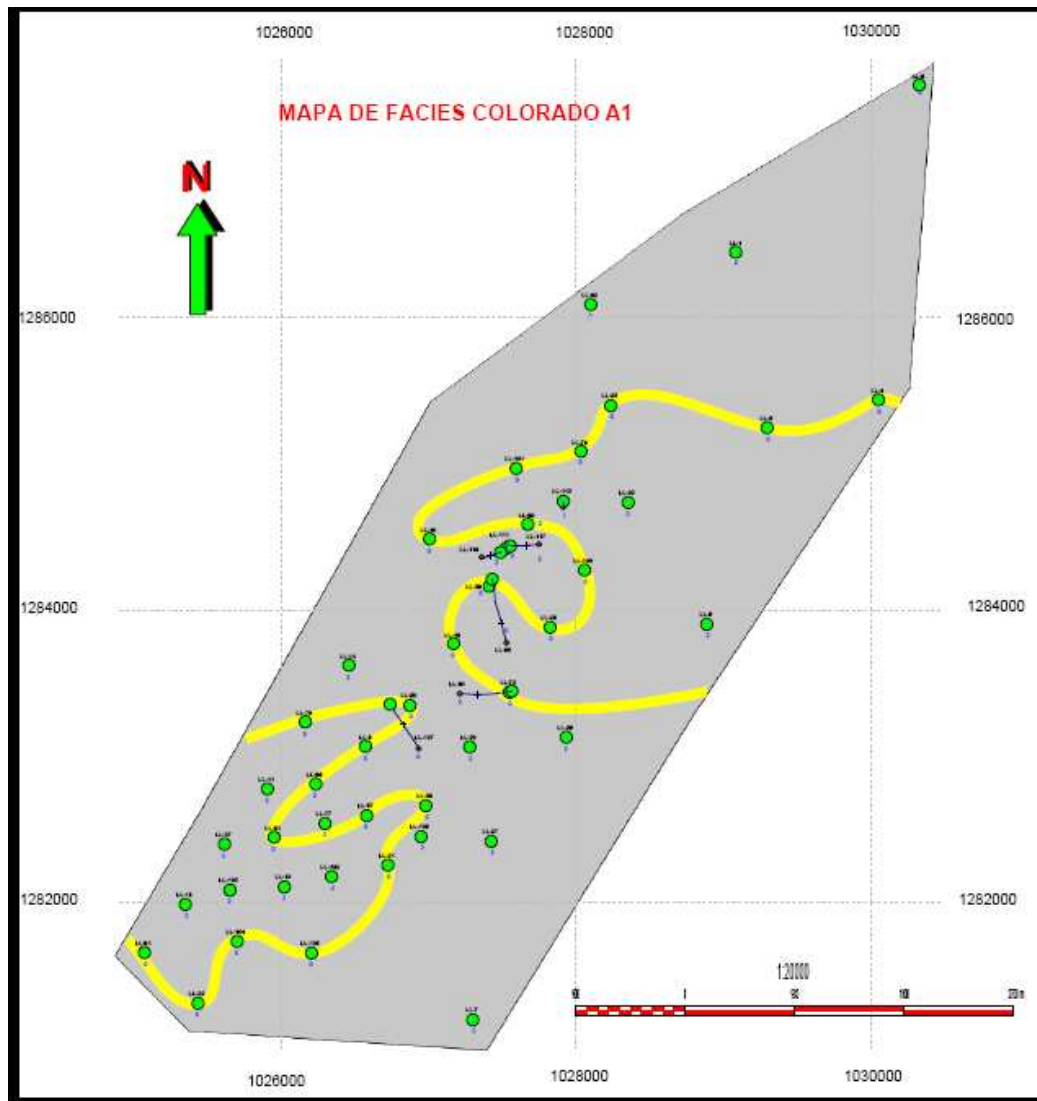
Dentro de lo observado se tiene que al tope de esta subunidad existe mas desarrollo de la sinuosidad de los canales hacia la parte sur del campo. Hacia la parte norte se evidencia el poco desarrollo de canales, aunque algunos sectores presentan canales casi rectos y hay buena presencia de Facies de Llanura de Inundación.



**Figura 47.** Mapa de Facies al tope de La Cira Shale, donde se observa de color amarillo las Facies de Canal, de color naranja las Facies de Desborde de Canal (Crevasse Splay) y de color gris las Facies de llanura de inundación (floodplain).

#### 10.1.8.2 Mapa de Facies al Tope de Colorado A1

En la figura 48 muestra el mapa de facies al tope de la unidad Colorado A1, donde se observan los canales en la misma dirección preferencial SW-NE, los cuales están ubicados más hacia el centro sur del campo. No se evidencia desarrollo de canales hacia el norte del campo, su sinuosidad es muy baja y se ven sectores con canales casi rectos y se observa que la facies de arenas de desborde de canal no está presente en todo el campo.



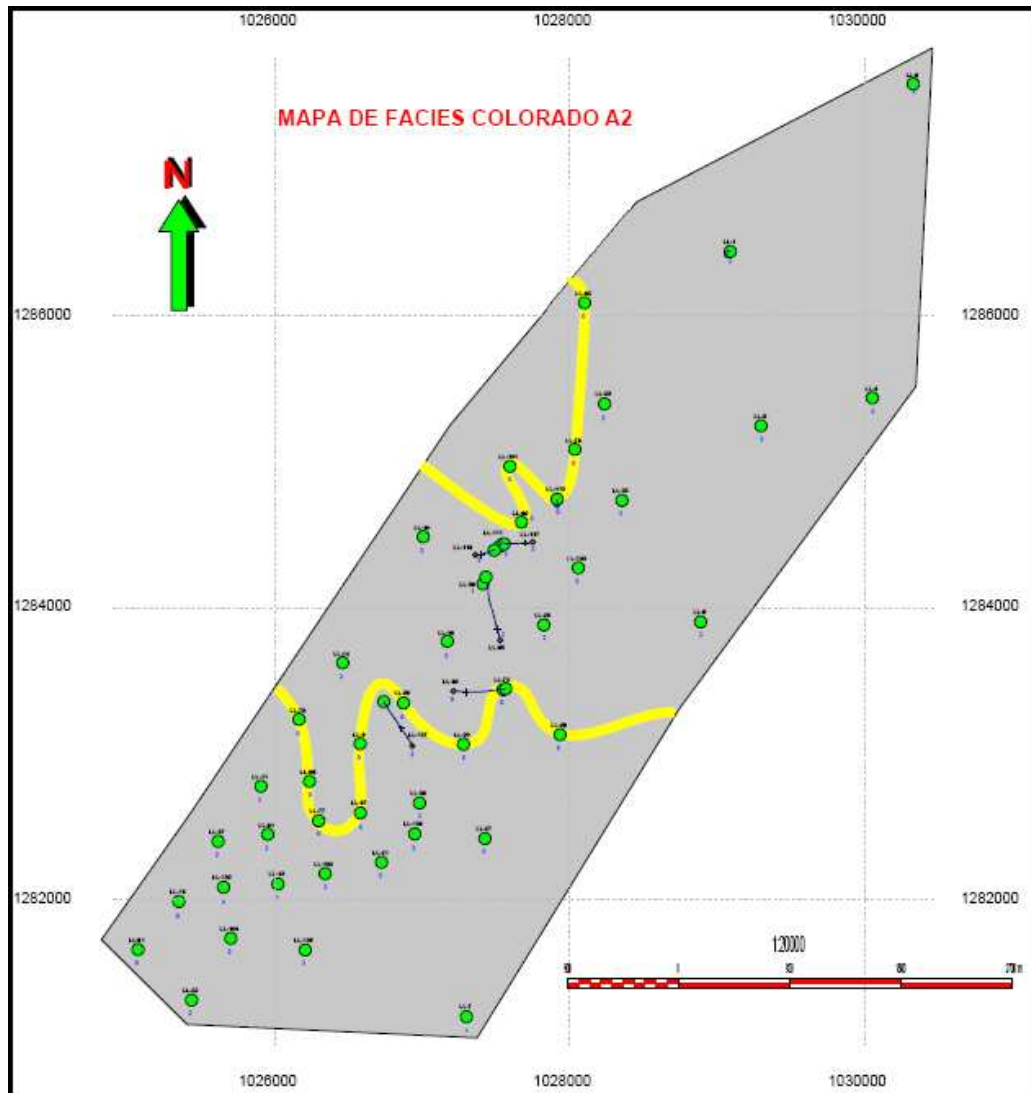
**Figura 48.** Mapa de Facies al tope de Colorado A1, donde se observa de color amarillo las Facies de Canal y de color gris las Facies de llanura de inundación (floodplain).

Los parámetros de amplitud y sinuosidad se presentan a continuación:

Amplitud:	Máximo: 1177,8	Media: 719,4	Mínimo: 444,4
Longitud de Onda:	Máximo: 1261,8	Media: 816	Mínimo: 593,2

### 10.1.8.3 Mapa de Facies al Tope de Colorado A2

En la figura 49 se observan la presencia de muy pocos canales en dirección preferencial SE - NE y los cuales están ubicados mas hacia el centro del campo. No se observan desarrollo de canales hacia el norte y sur del campo, su sinuosidad es muy baja, se ven sectores con canales casi rectos y no hay desarrollo de arenas de desborde de canal.

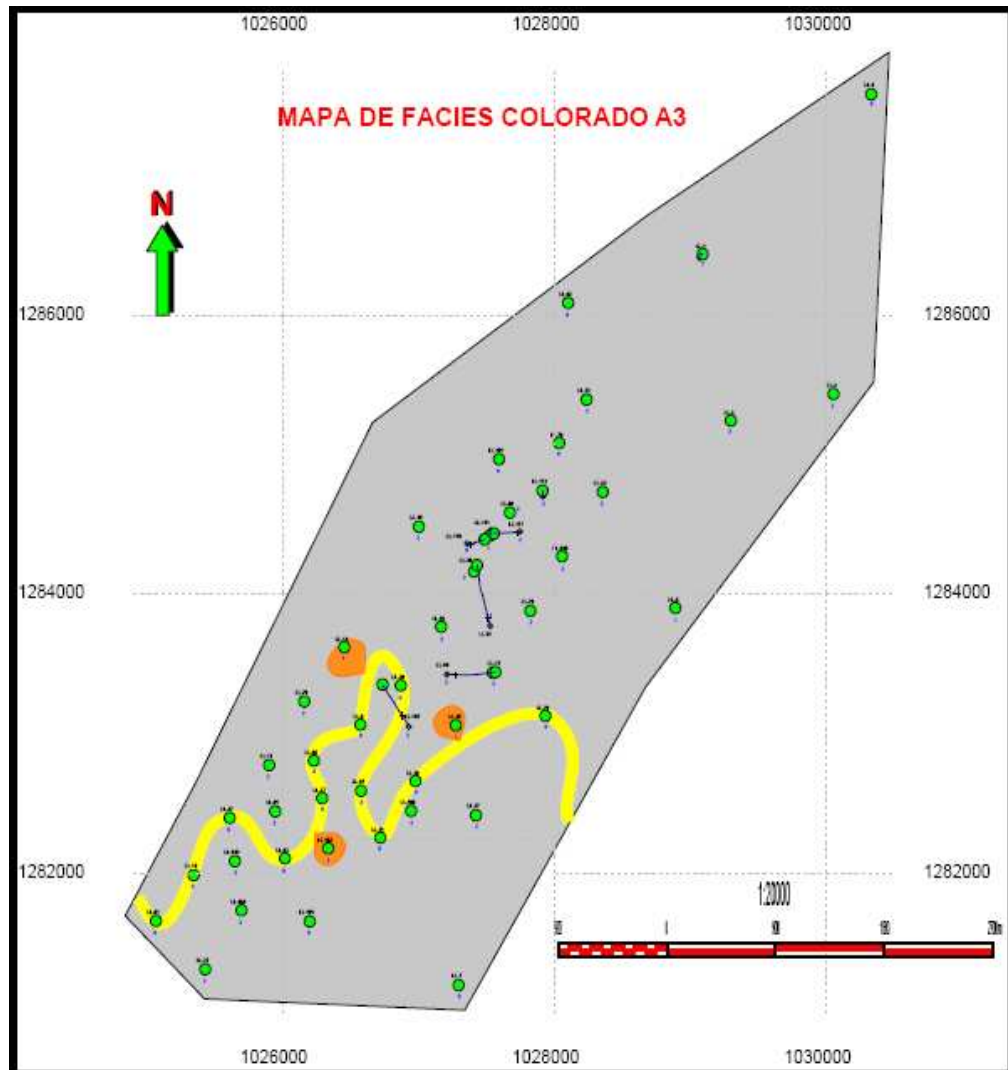


**Figura 49.** Mapa de Facies al tope de Colorado A2, donde se observa de color amarillo las Facies de Canal y de color gris las Facies de llanura de inundación (floodplain).

Los parámetros de amplitud y sinusidad se presentan a continuación:

Amplitud:	Máximo: 1034	Media: 753,4	Mínimo: 385,6
Longitud de Onda:	Máximo: 1143,6	Media: 963	Mínimo: 399

#### 10.1.8.4 Mapa de Facies al Tope de Colorado A3



**Figura 50.** Mapa de Facies al tope de Colorado A3, donde se observa de color amarillo las Facies de Canal, de color naranja las Facies de Desborde de Canal (Crevasse Splay) y de color gris las Facies de llanura de inundación (floodplain).

En la figura 50, se muestra el mapa de facies al tope de Colorado A3, donde se puede observar la presencia de canales en la parte sur del campo y la ausencia de estos al norte del campo, en donde hay mas presencia de finos. Los canales presentan una sinuosidad no muy buena.

Nuevamente la ubicación de las arenas de desborde de canal muestran una disposición adecuada, desprendiéndose del canal principal.

Los parámetros de amplitud y sinuosidad se presentan a continuación:

Amplitud:	Máximo: 1016,6	Media: 641	Mínimo: 413,6
Longitud de Onda:	Máximo: 1142,4	Media: 832,4	Mínimo: 557,2

#### **10.1.8.5 Mapa de Facies al Tope de Colorado A4**

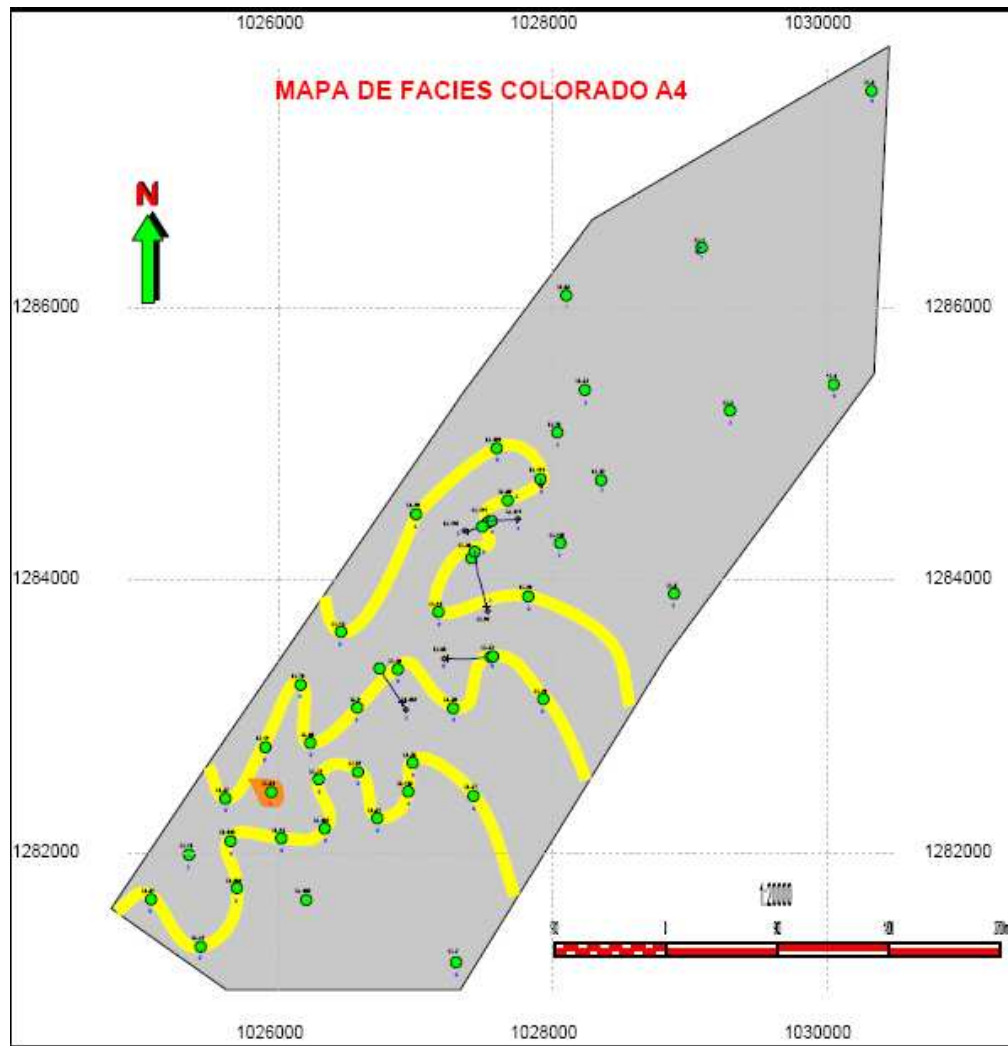
En la Figura 51, se observa el mapa de Facies al tope de Colorado A4, en donde al igual que mapas de facies anteriores, se evidencia claramente la ausencia de canales al norte del campo y la presencia de facies de Llanura de inundación; y por el contrario en la parte centro y sur de este hay buena presencia de canales, los cuales en esta interpretación presentan cierto paralelismo entre ellos.

Estos canales tienden a muy sinuosos a medida que se va hacia el sur del Campo, en la parte central del área comienzan a desaparecer, lo que permite sugerir una posible migración del canal, debido a que a partir de este punto se comienzan a observar mas presencia de finos.

La presencia de arenas de desborde de canal es muy poca.

Los parámetros de amplitud y sinuosidad se presentan a continuación:

Amplitud:	Máximo: 1270,4	Media: 488,4	Mínimo: 346
Longitud de Onda:	Máximo: 977,4	Media: 658,2	Mínimo: 443,6



**Figura 51.** Mapa de Facies al tope de Colorado A4, donde se observa de color amarillo las Facies de Canal, de color naranja las Facies de Desborde de Canal (Crevasse Splay) y de color gris las Facies de Llanura de inundación (floodplain).

### 10.1.9 Mapas de Espesor de Arenas

En general todos los mapas de espesor de arenas iluminan zonas que enmarcan la mayor potencia de los depósitos de canales fluviales.

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.

Al tener la probable dirección y distribución de los depósitos de canal, es importante tener en cuenta que no es suficiente para determinar una distribución de los cuerpos arenosos, ya que estos mapas de facies solo revelan una superficie y no el predominio de las facies en toda la subunidad, para ello se llegó a la elaboración de mapas de espesor donde se tiene en cuenta todo el intervalo arenosos por subunidad.

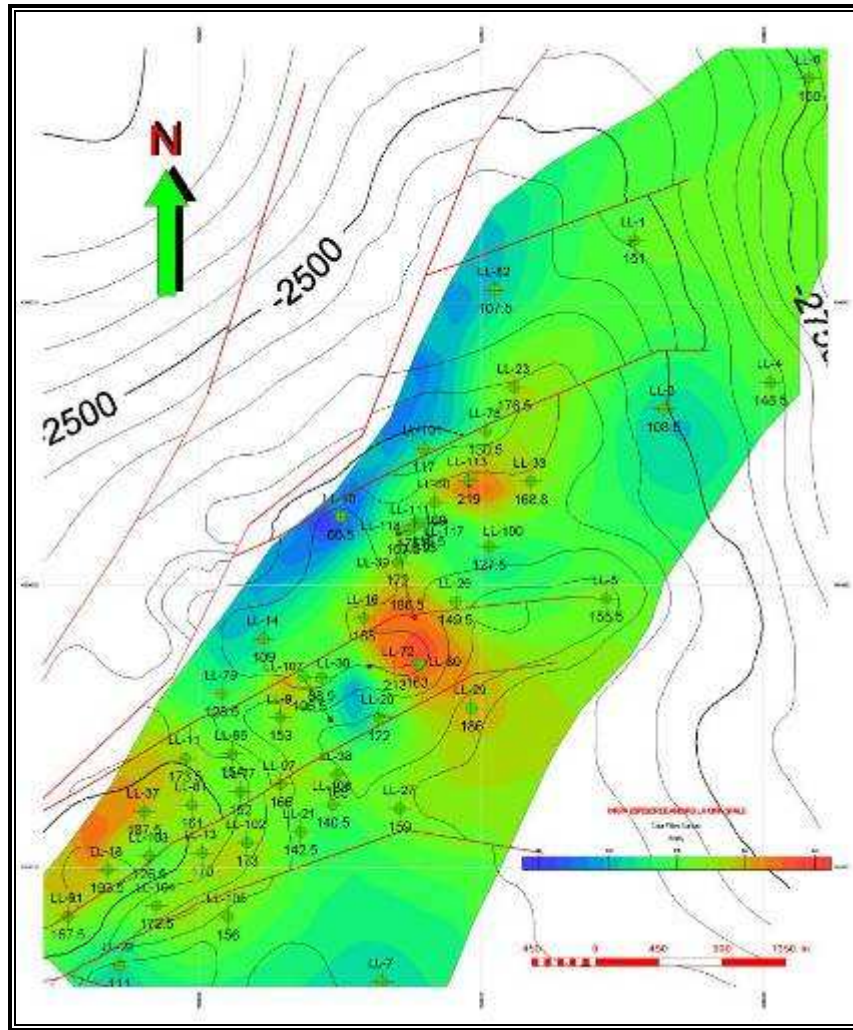
A continuación se presentan los resultados por subunidad de cada uno de los mapas de espesor de arenas para toda la Formación Colorado.

#### **10.1.9.1 Mapa de Espesor de Arenas La Cira Shale**

Las arenas del Tope de La Cira Shale, que se muestran en la Figura 52, representa los mejores espesores de arenas en sentido SW del área, localizados en los pozos Llanito 113, Llanito 72 y Llanito 37.

Hacia la parte norte del campo se observa la ausencia de arenas, mientras que a medida que se va hacia el centro y sur del campo, los espesores de las arenas presentes van aumentando, con espesores aproximados entre 150 y 219.

En el mapa se visualiza que los buenos espesores arenosos, no están en una forma continua sino se encuentran a manera de zonas aisladas.



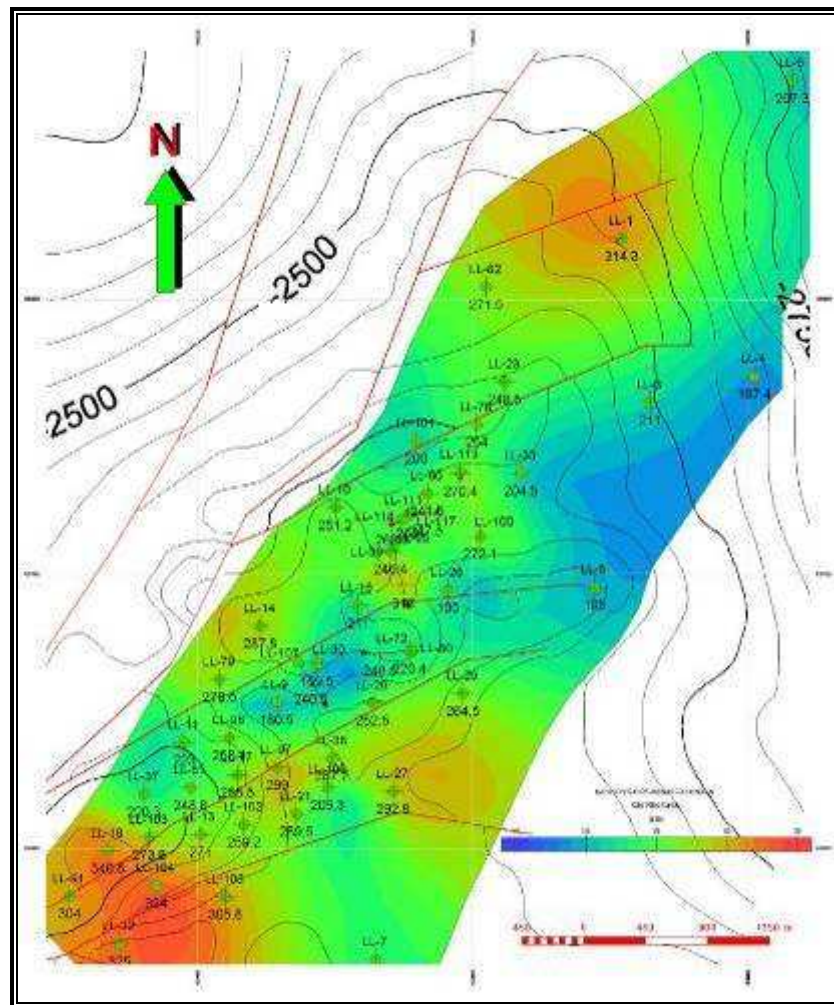
**Figura 52.** Mapa de Esesor de Arenas al Tope de La Cira Shale.

### 10.1.9.2 Mapa de Esesor de Arenas Colorado A1

Las arenas que tenemos representadas en la figura 53 para la subunidad de Colorado A1 presentan una tendencia en dirección SW - NE donde se ven buenos espesores de arenas. En sentido SW se muestran los mejores espesores para esta subunidad, localizados en los pozos Llanito 104 y Llanito 22, los cuales presenta espesores de arenas entre 334 - 340 pies.

La parte NW del área se caracteriza por presentar espesores muy bajos, las arenas de esta subunidad en la parte norte están representadas en el pozo Llanito 1 con espesores aproximados de 314 pies.

A medida que se va hacia el centro del Campo, las pocas arenas tienden a desaparecer.



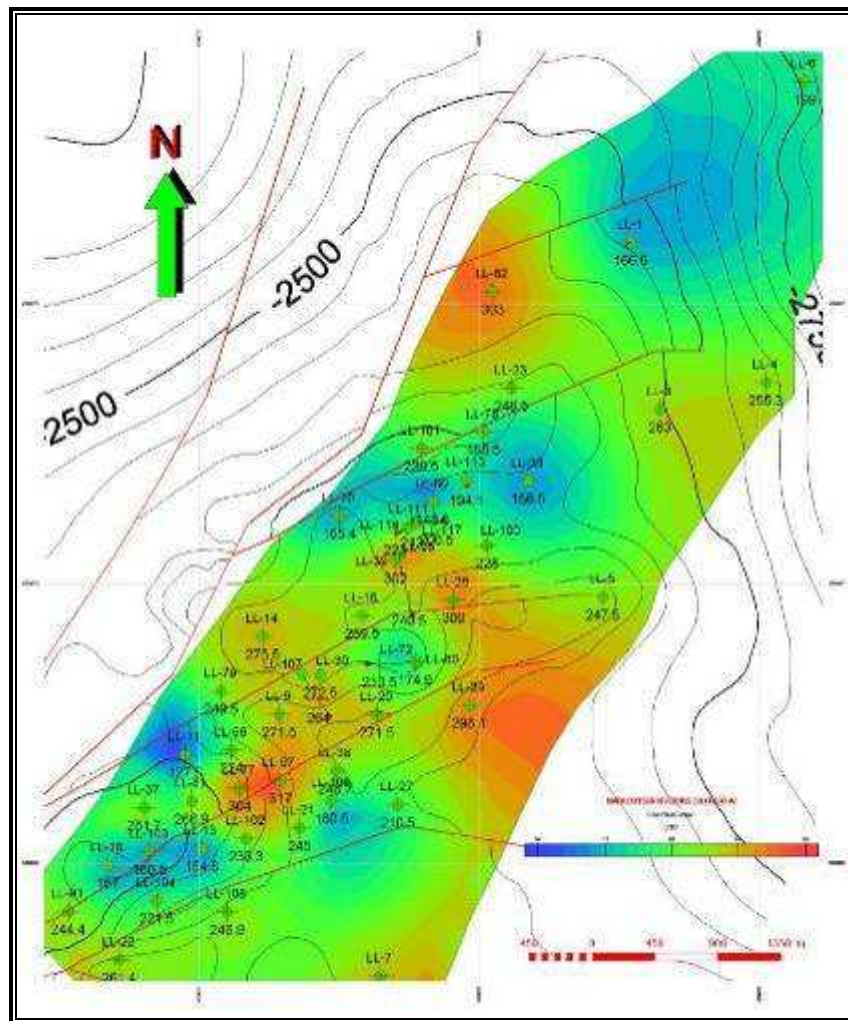
**Figura 53.** Mapa de Espesor de Arenas Colorado A1.

### 10.1.9.3 Mapa de Espesor de Arenas Colorado A2

Las arenas que tenemos representadas en la figura 54 para la subunidad de Colorado A2 presentan una tendencia en dirección SW – NE, en este mapa se

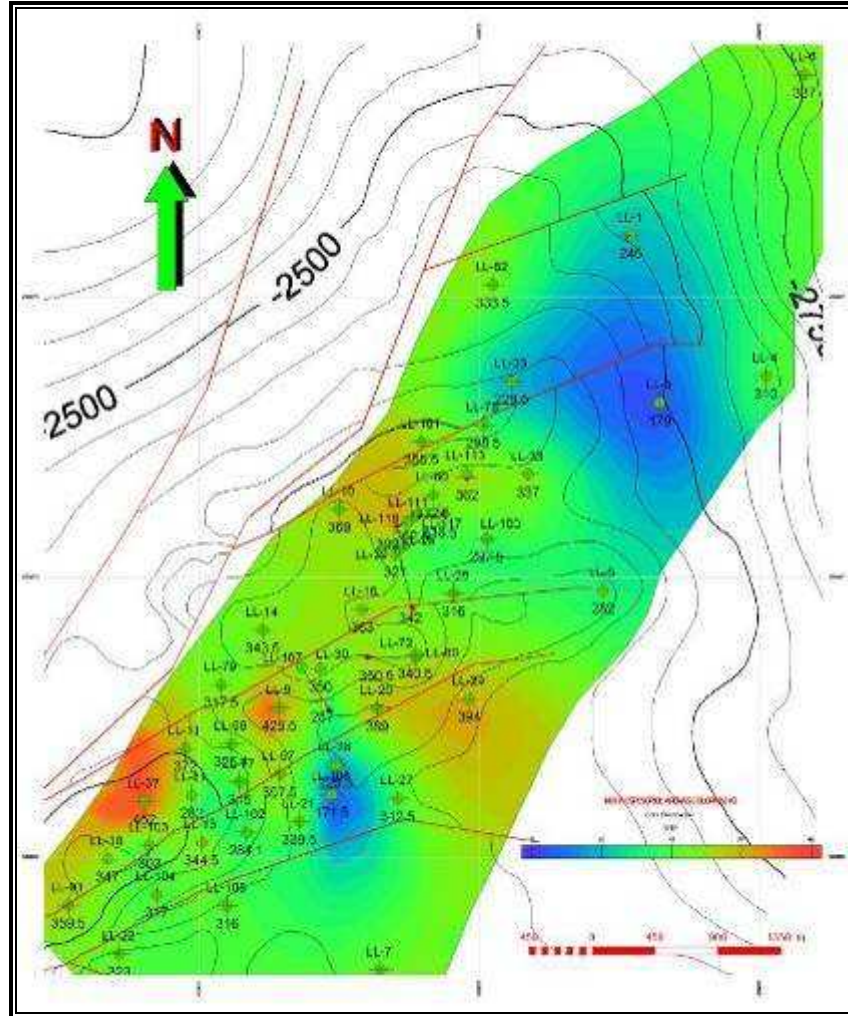
observan mejores espesores que en el Colorado A1. Vale mencionar la tendencia que se presenta hacia el centro del Área Piloto del Campo Llanito, donde se empiezan a presentar buenos espesores de arenas para esta subunidad; en los pozos Llanito 29, Llanito 26 y Llanito 39, con espesores que van aproximadamente de 298 a 228 pies.

A medida que se va a la parte sur del campo, los espesores arenosos van desapareciendo.



**Figura 54.** Mapa de Espesor de Arenas Colorado A2.

#### 10.1.9.4 Mapa de Espesor de Arenas Colorado A3

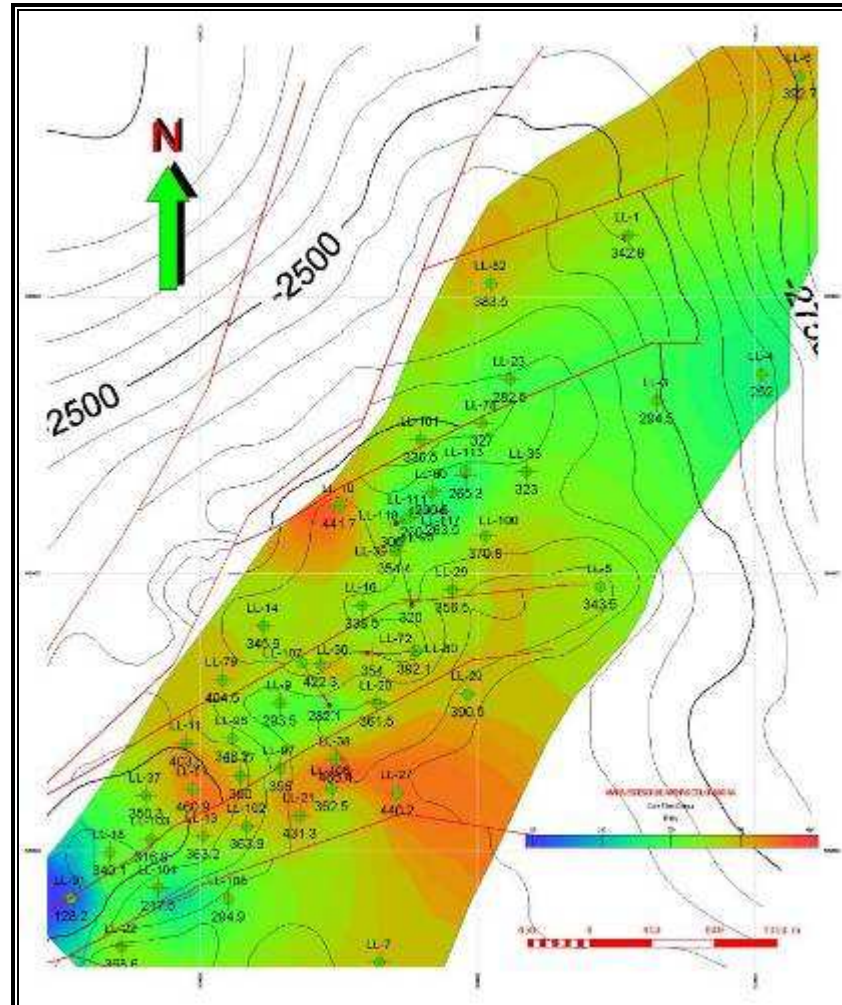


**Figura 55.** Mapa de Espesor de Arenas Colorado A3.

El mapa de espesor de arenas de Colorado A3 (Figura 55), muestra una de las unidades con espesores más bajos.

Hacia el sur del campo, se observa un buen espesor en el pozo Llanito 3 con unas medidas aproximadas de 171 a 179 pies; mientras que hacia el centro del campo los espesores tienden a disminuir, dejando solo un pequeño rastro de su presencia.

### 10.1.9.5 Mapa de Espesor de Arenas Colorado A4



**Figura 56.** Mapa de Espesor de Arenas Colorado A4.

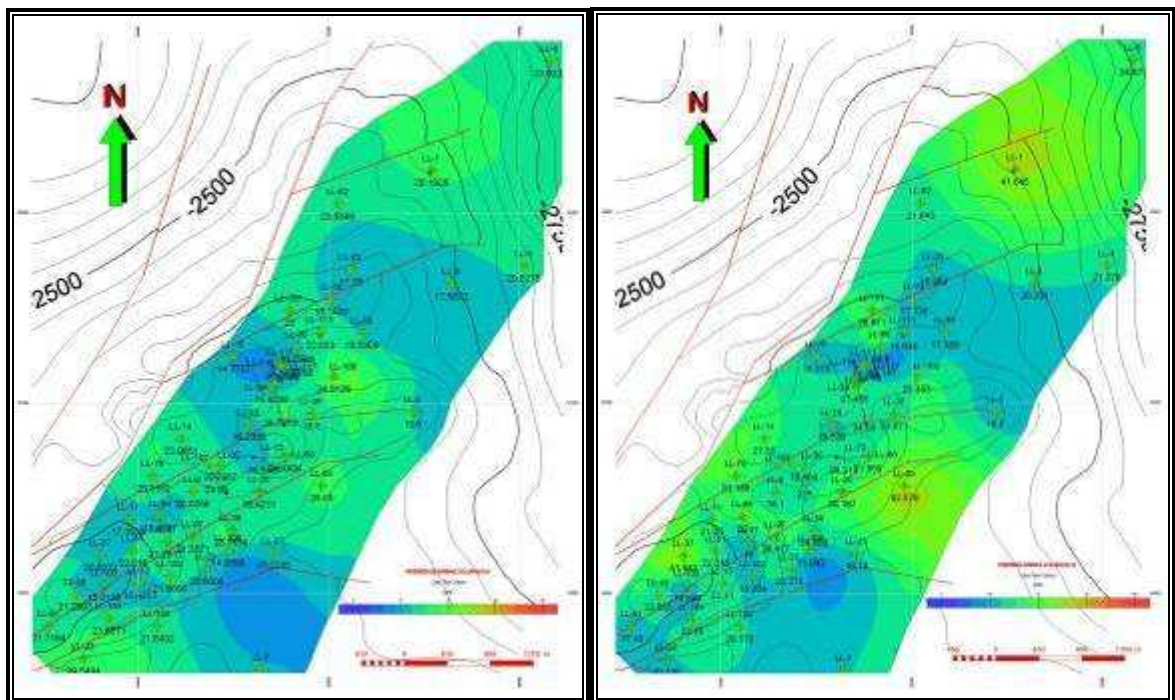
Este mapa es el que muestra la unidad con mejores espesores dentro de la Formación Colorado, del área piloto del Campo Llanito, e indican una tendencia NE - SW.

Se observan buenos espesores en toda el área del campo, aunque los mejores espesores tienden a irse hacia el centro del Campo, los pozos que tienen el predominio de estos cuerpos arenosos son Llanito 6, Llanito 82, Llanito 10, Llanito 27, Llanito 81 y Llanito 105; con aproximadamente 465 a 383 pies de espesor, los cuales son los más altos encontrados en la Formación Colorado, en Llanito.

### 10.1.10 Mapas de Promedio de Arenas

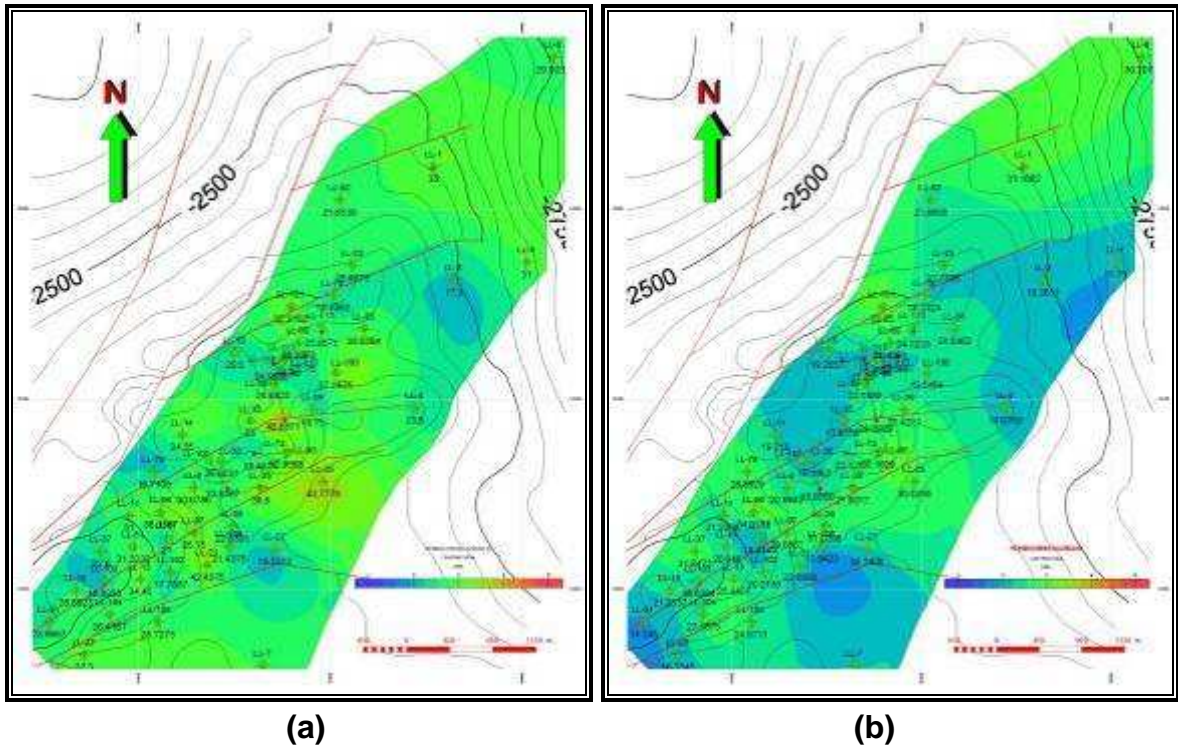
Teniendo como base los mapas de espesor de arenas para determinar cuales subunidades presentan los mayores espesores de arena, se elaboraron mapas de promedio de arenas como valor agregado para resaltar zonas que pueden llegar a representar mayor interés a la hora de evaluar la potencia de los paquetes arenosos e incluso señalar zonas donde pueden llegar a ser mas efectivo un proyecto de inyección de agua.

De manera general estos mapas resultan 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.

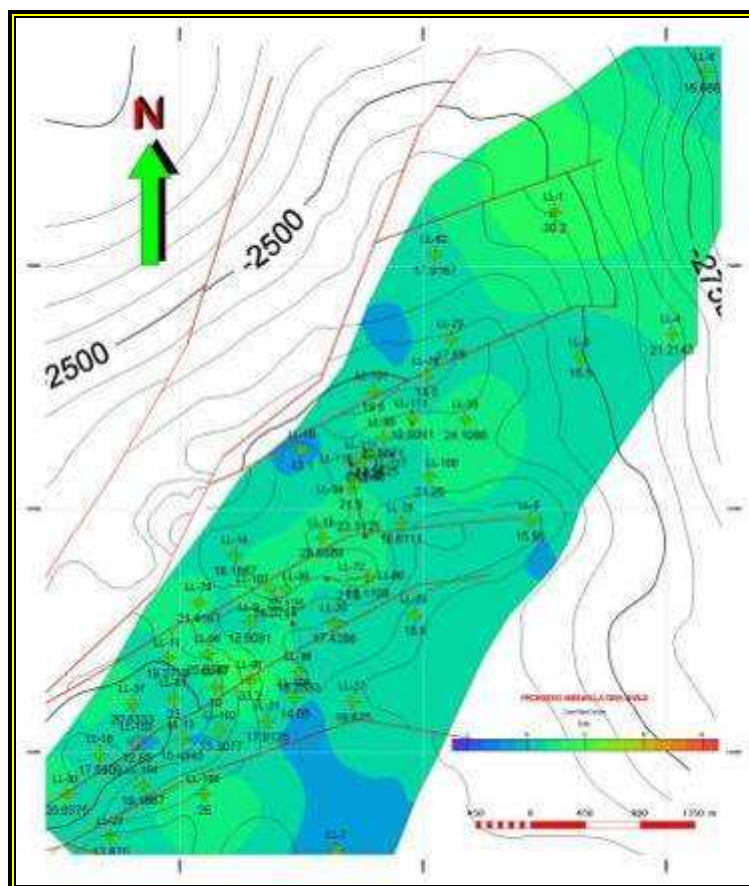


**Figura 57. (a)** Mapa promedio de arenas de Colorado A1. **(b)** Mapa promedio de arenas de Colorado A2.

Generalmente los mapas de promedio de arenas para toda la Formación Colorado iluminan zonas con mayor potencia de depósitos de canal que los mapas de espesor de arenas algunas veces no dejan ver.



**Figura 58. (a)** Mapa promedio de arenas de Colorado A3. **(b)** Mapa promedio de arenas de Colorado A4.



**Figura 59.** Mapa promedio de arenas de La Cira Shale.

## 10.2. MODELO PETROFÍSICO

En este trabajo se mostraran los resultados obtenidos del Modelamiento Petrofísico para la Formación Colorado en área piloto del Campo Llanito en 18 pozos que se muestran en la Figura 60, los cuales fueron seleccionados debido a que el área piloto esta compuesta de 49 pozos pero solo 18 tienen un set de curvas que permiten hacer el calculo de estas propiedades a partir de esta herramienta.





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) Ver Figura 61.

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.

▪ **Δ1 Formación Umir (N: 1.275.388 - E: 1.079.931)**

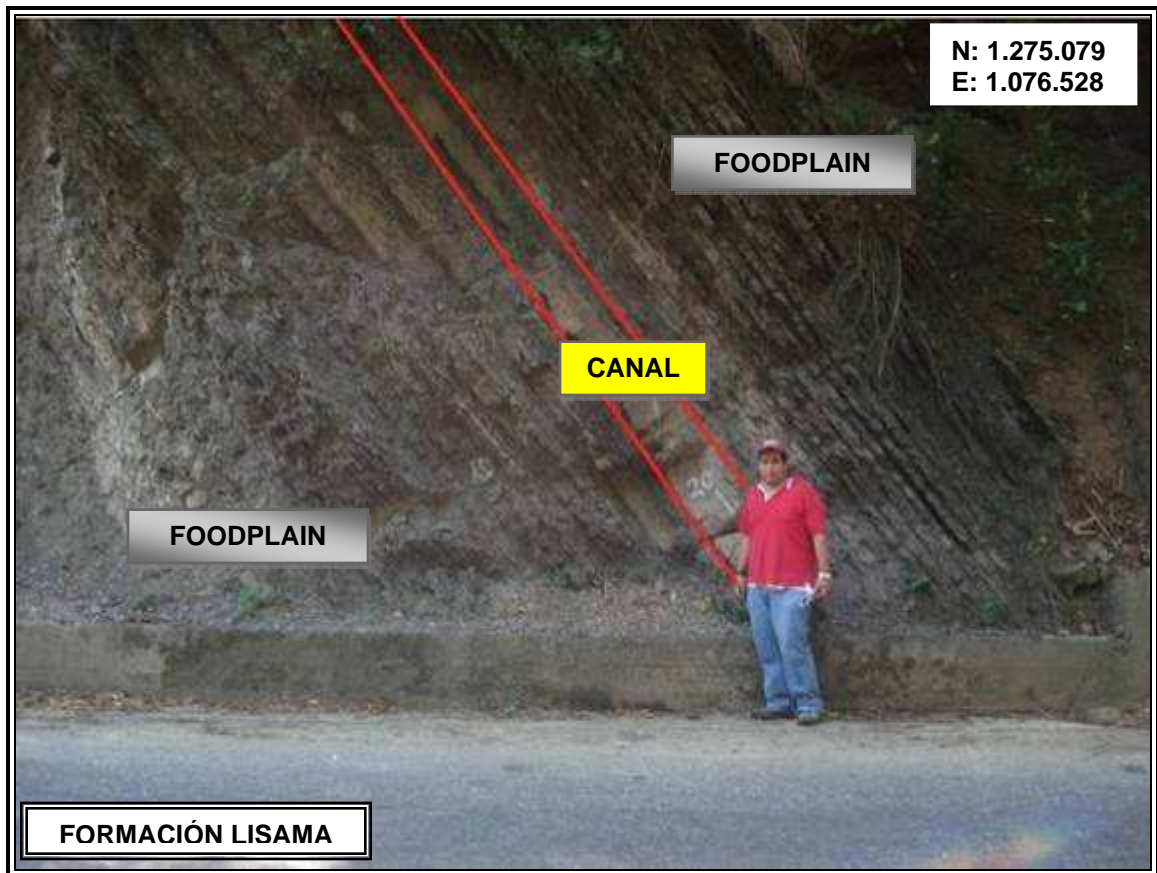
El recorrido se empezó sobre el flanco este del Sinclinal de Nuevo Mundo, y en orden estratigráfico esta es la primera formación que aflora sobre este Flanco, en los márgenes de la Quebrada Mata de Cacao, donde se observan intercalaciones de lodolitas con capas de arenas de espesores no muy altos entre 10 y 30 cm en promedio.

▪ **Δ2 Formación Lisama (N: 1.275.079 - E: 1.076.528)**

Presenta intercalaciones de paquetes de arenas y shale característicos por su color gris y rojizo (Figura 62). La Formación Lisama presenta gran aporte de material fino, y se observa el cambio que hay en la potencia de los estratos donde las capas de arena conservan su geometría tabular, y se encuentran además ripples típicos de ambiente de plataforma marina (Figura 63). Esta formación indica la base del terciario, y el tope del cretáceo.

▪ **Δ3 Contacto entre la Formación Lisama y Formación La Paz (N:1.276.578 - E: 1.075.549)**

Contacto discordante que se llegó a reconocer por un marcador estratigráfico el cual fue descrito por Gómez, Elías (2005) como un conglomerado basal de la Formación la Paz (Figura 64). A partir de este punto se empieza a reconocer las facies asociadas a canal y por ende se comienza con las mediciones. Hacia el tope de la Formación la Paz se llevó a cabo el Δ4 donde se reconoció el gran aporte continental, donde se observaron capas gigantes de arenas amalgamadas, con gran continuidad lateral, (Figura 65).



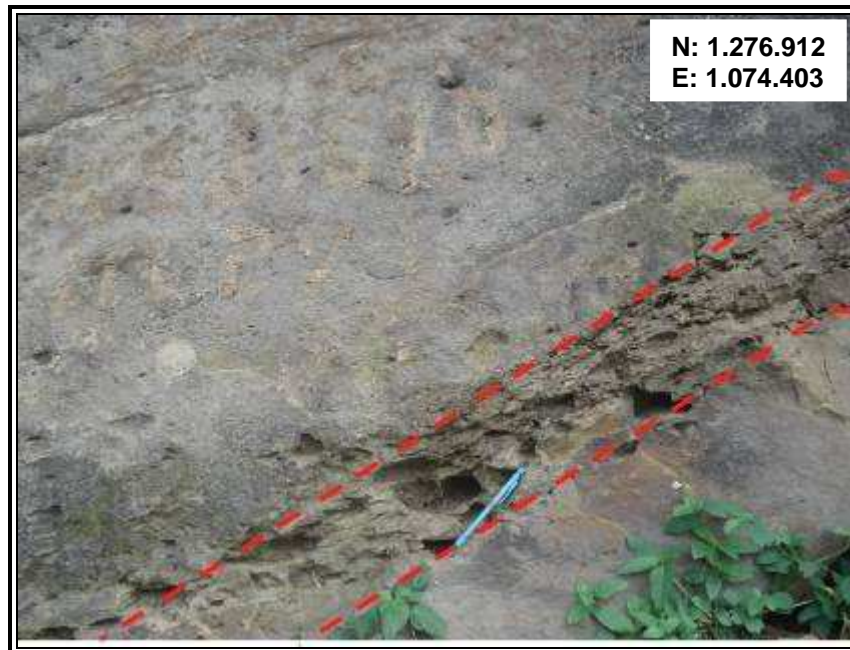
**Figura 62.** Afloramiento correspondiente a la Formación Lisama, donde se observan intercalaciones de shale con paquetes de arenas.



**Figura 63.** Afloramiento correspondiente la Formación Lisama, donde se observan ripples en la parte norte del afloramiento.



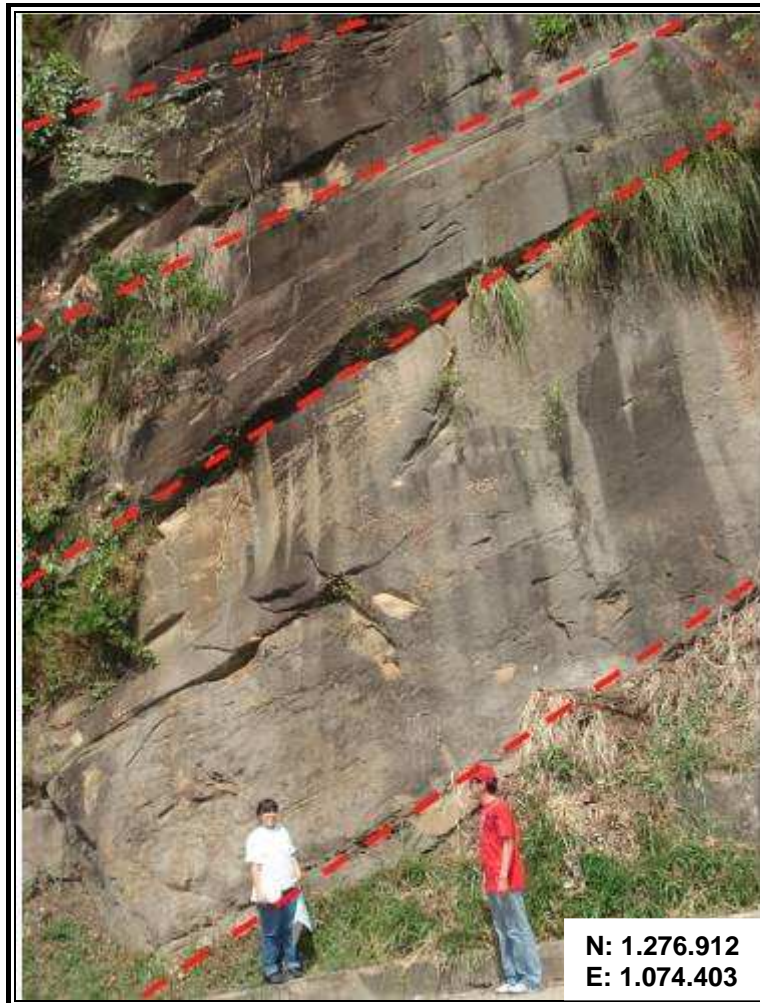
**Figura 64.** Afloramiento de la base de la Formación La Paz. Reconocido por Gómez Elías (2005), como Conglomerado Basal.



**Figura 65.** Amalgamamiento de los canales hacia el tope de la Formación La Paz, conservando la parte de Conglomerado Basal.

▪ **Δ4 Tope Formación La Paz (N: 1.276.912 - E: 1.074.403)**

A partir de este delta se empieza a observar el gran aporte continental, donde se evidencia capas gruesas de arenas amalgamadas a tal punto que es difícil distinguir los cuerpos aislados sobre los afloramientos, además presentan buena continuidad lateral.

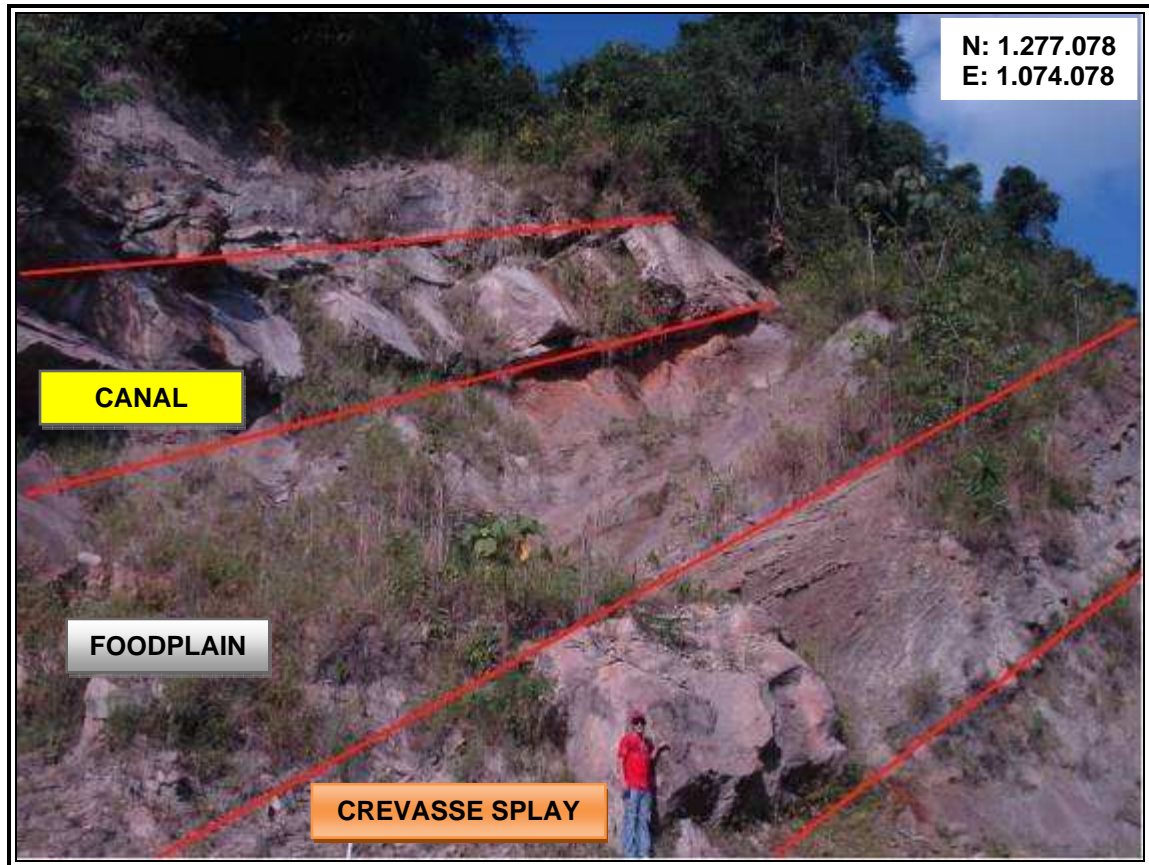


**Figura 66.** Afloramiento de la Formación La Paz. Se observan los grandes paquetes arenosos que se empiezan a amalgamar.

▪ **Δ5 Formación Esmeraldas (N: 1.277.078 - E: 1.074.035)**

Luego de sobrepasar el tope de la Formación La Paz, se reconoce 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

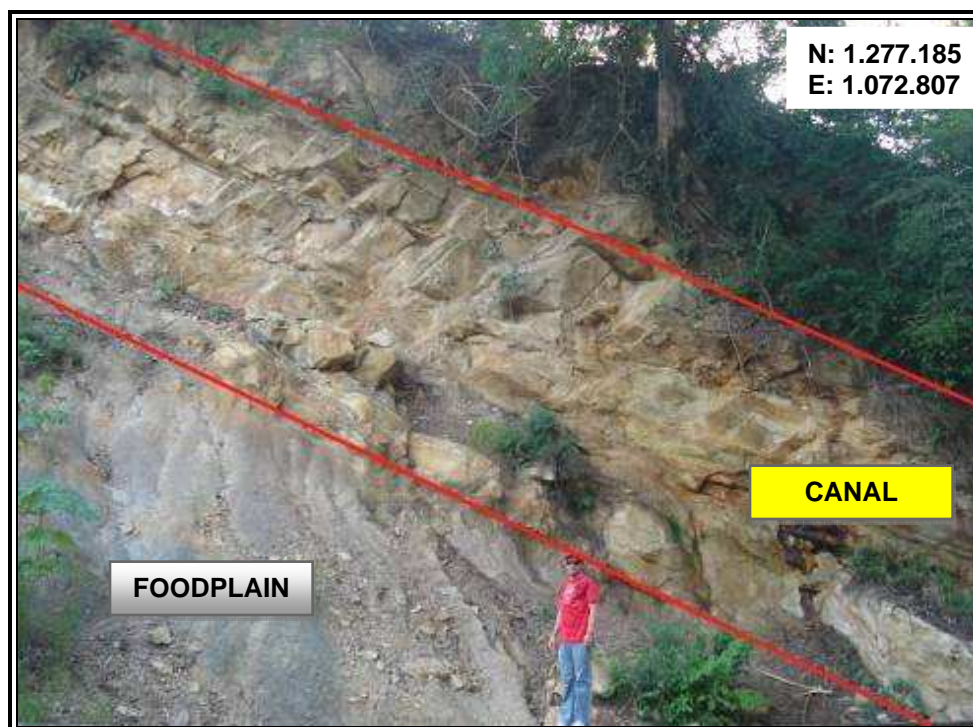
más marcada hacia la parte inferior a media de esta Formación. Hacia el tope de la misma, los depósitos de canal empiezan a aparecer con mayor potencia presentando cierto grado de amalgamamiento y mayor continuidad.



**Figura 67.** Afloramiento de la Formación Esmeraldas donde se aprecian las tres facies: Canal, Crevasse Splay y floodplain.

▪ **Δ6 Formación Esmeraldas (N: 1.277.185 - E: 1.072.713)**

Se siguen observando presencia de canales de altos espesores, 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.



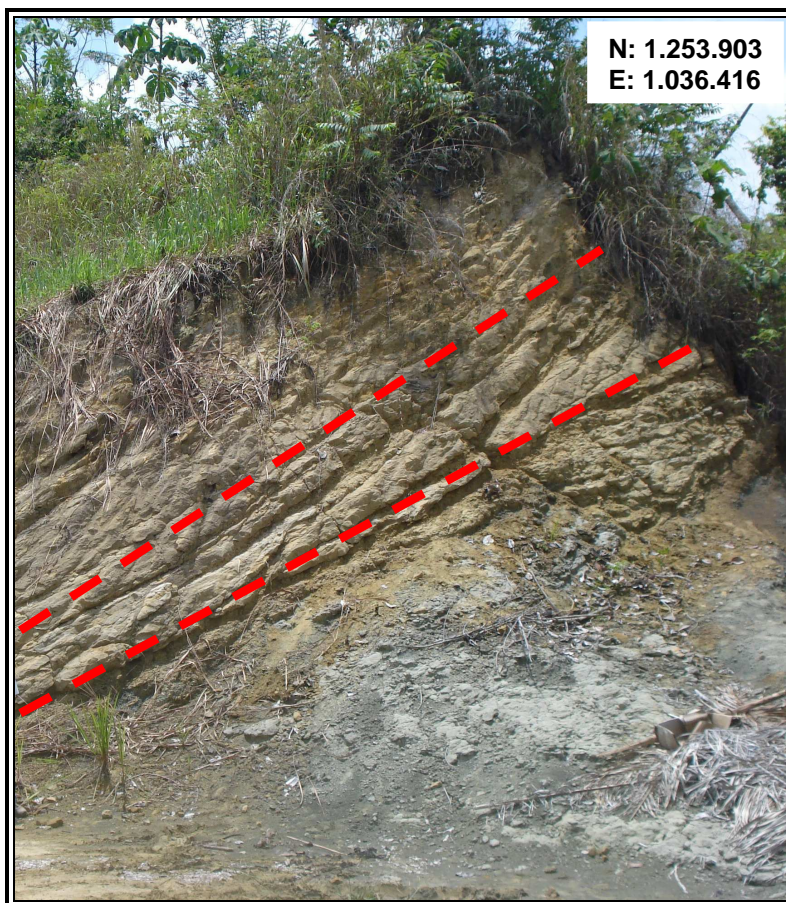
**Figura 68.** Afloramiento de la Formación Esmeraldas donde se observan buenos espesores de canales.

Las siguientes mediciones se realizaron sobre La Troncal Panamericana, en esta trayectoria el kilometraje de referencia fue tomado a partir del desvío de la troncal y la vía que conduce a Barrancabermeja.

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 localizaron sobre la troncal Panamericana en donde se encontraron tal vez los mejores afloramientos correspondientes a la Formación Colorado.

▪ **Δ7 Formación Colorado (N: 1.253.903 - E: 1.036.416)**

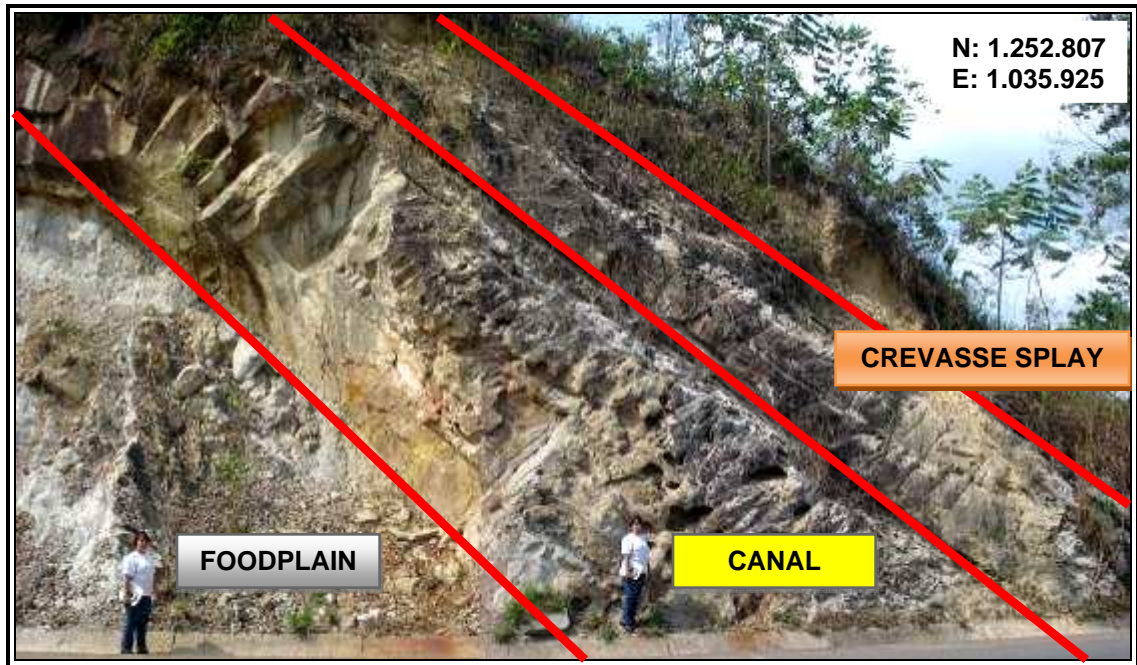
Desde este delta se empiezan a reconocer los afloramientos de la Formación Colorado, se empiezan a tomar una buena densidad de mediciones de espesor de canales. Sobre algunos otros afloramientos sobre esta vía, también se reconocieron depósitos de crevasse splay los cuales llegan a alcanzar espesores 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 69).



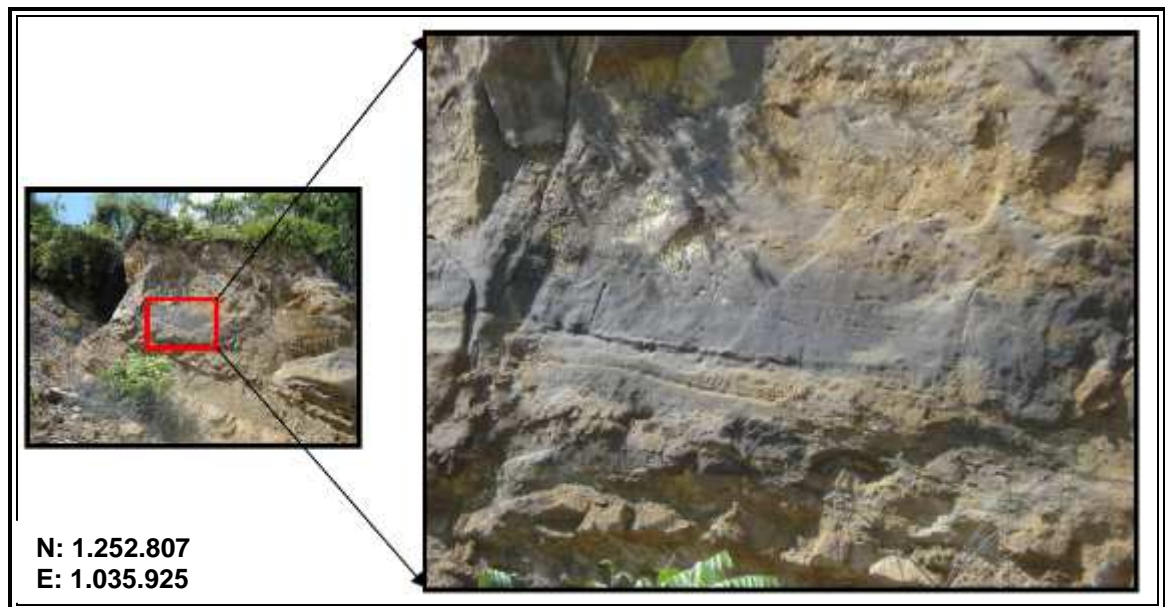
**Figura 69.** Depósitos de complejos de Crevasse Splay de la Formación Colorado

▪ **Δ8 Formación Colorado (N: 1.252.807 - E: 1.035.925)**

Este afloramiento encontrado en este delta, el cual comprende aproximadamente unos 70m sobre un costado de la Troncal Panamericana, mostró de manera clara los depósitos de las facies características de los ambientes fluviales correspondientes a facies de canal, crevasse y floodplain, que se tuvieron en cuenta para el modelamiento. A su vez se logró ver zonas de amalgamamiento separadas por depósitos de floodplain de más de 20 metros de espesor que es reflejada por topografías 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 70.



**Figura 70.** Afloramiento de la Formación Colorado, donde se aprecian las tres facies: Canal, Crevasse Splay y floodplain.



**Figura 71.** Afloramiento de la Formación Colorado, mostrando hacia el tope arenas de canal impregnadas de petróleo.

▪ **Δ9 Formación Mugrosa (N: 1.252.733 - E: 1.035.845)**

En este delta se reconoce el primer y mejor afloramiento de la Formación Mugrosa, donde se representan las condiciones depositacionales muy claramente y se reconocen los tres tipos de facies.

En este afloramiento los depósitos de desborde de canal (Crevasse Splay) dejan ver claramente su zona proximal y distal, además se reconoce que a partir del sector donde se presenta el rompimiento, el punto mas cercano tiene alta energía y muy poca presencia de material fino, mientras mas alejado del deposito de desborde aparecen los sedimentos finos y es donde hay menos energía.

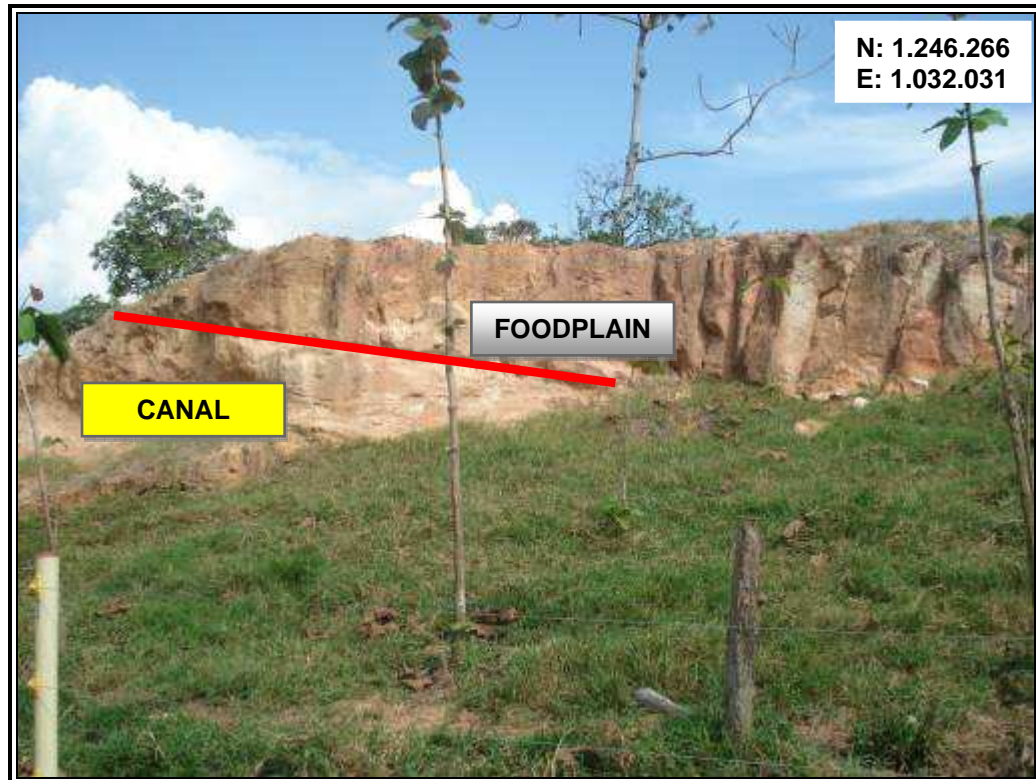
Esto hace que gran parte de la carga de sedimentos que aporta el canal pasen por este punto sin lograr la depositación de sedimentos finos los cuales serán arrastrados por la corriente hasta la zona donde la energía se vea disminuida y allí finalmente tendrá lugar la depositación. Ver figura 72.



**Figura 72.** Afloramiento de la Formación Mugrosa donde se pueden ver las tres facies características de los ambientes fluviales.

▪ **Δ10 Formación Real (N: 1.246.266 - E: 1.032.031)**

Se encuentra esta formación, donde se observan potentes canales amalgamados embebidos en una matriz de floodplain, sobre la troncal panamericana.



**Figura 73.** Afloramiento de la Formación Real.

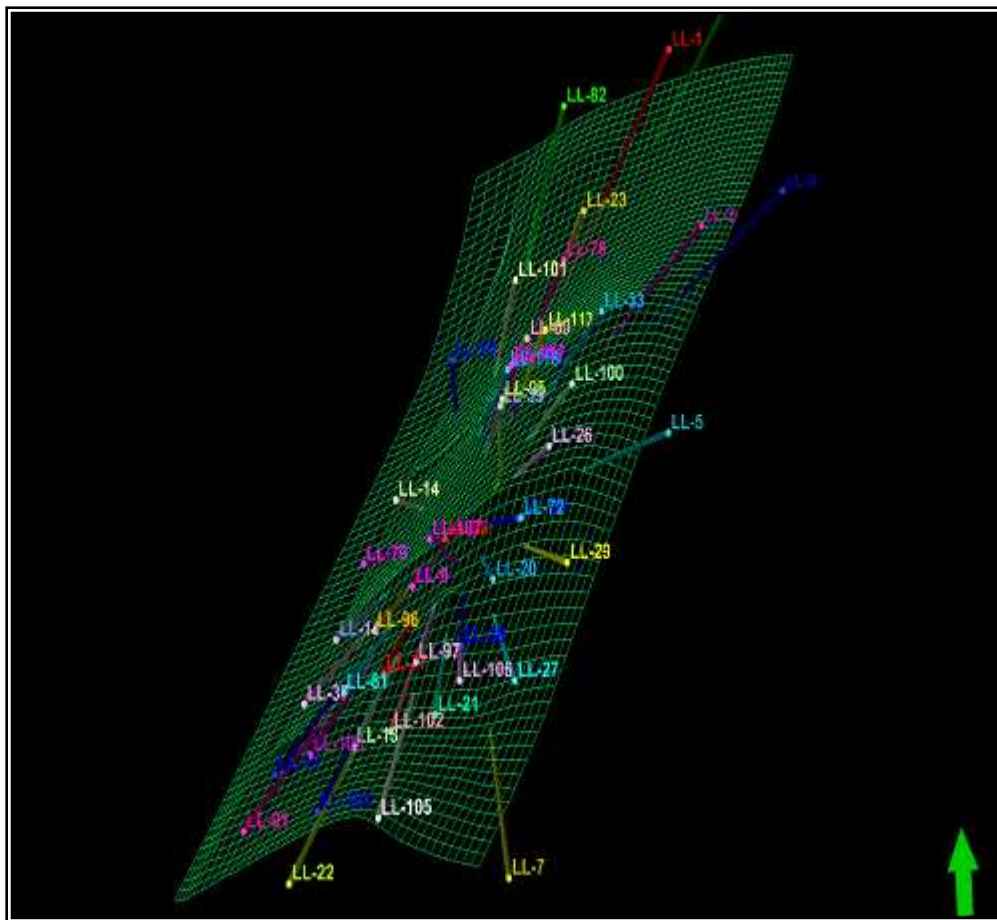
#### **10.4 MODELO GEOESTADÍSTICO**

El Modelo Geoestadístico que se realizó para el Formación Colorado en el Campo Llanito, 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 la Formación de interés incluyendo las Formaciones Mugrosa, La Paz y Esmeraldas.

Al iniciar el modelamiento geoestadístico se evaluaron, por subunidad, cada una de las características geológicas de las propiedades a modelar, con el fin de tener

un mayor control del campo y determinar hacia que parte del campo se tendrá más densidad de pozos y por limitar la interpolación de propiedades entre los pozos.

Para el Modelamiento Geoestadístico se utilizaron 49 pozos (Figura 74) que hacen parte del área piloto y que son de interés para ECOPEPETROL en el proyecto de inyección de agua.

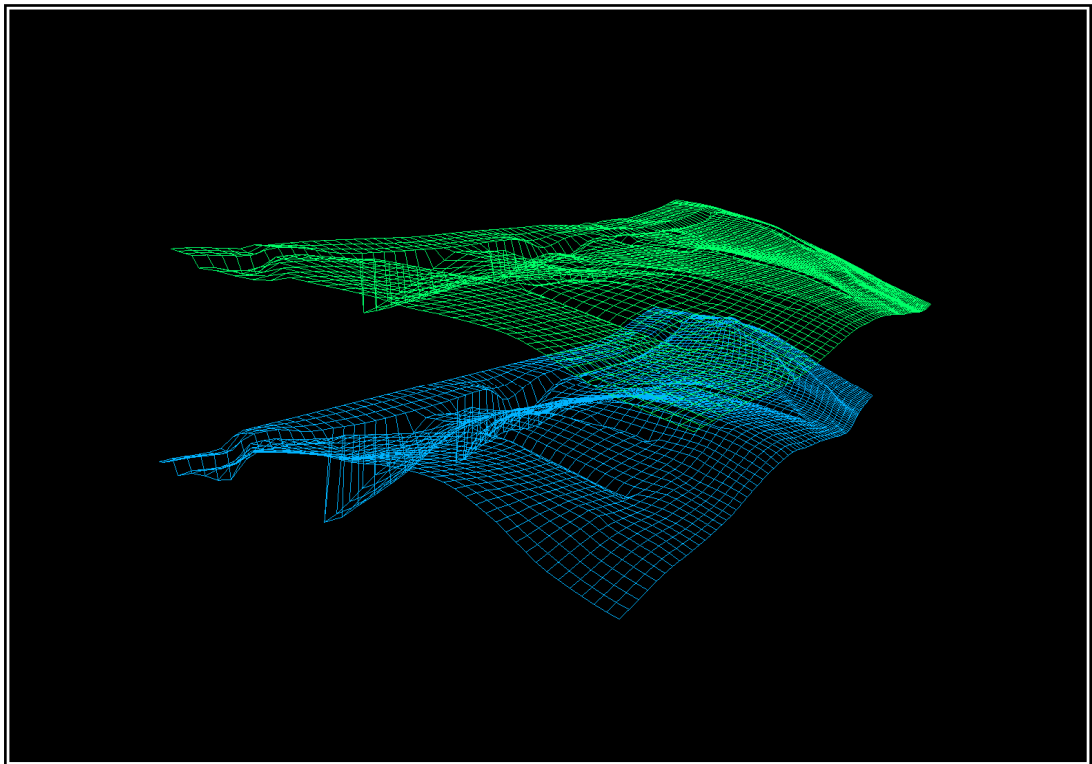


**Figura 74.** Ubicación espacial de pozos en el Grid de celdas

#### 10.4.1 Definición De Grilla De Simulación Geoestadística

La generación del Grid no es mas que limitar el Campo al cual se le hará el modelamiento, donde los parámetros tenidos en cuenta fueron los pozos que limitan el área del proyecto de inyección de agua que son: Llanito 1 al norte,

Llanito 5 al este, Llanito 22 al Sur y Llanito 14 al Este. Teniendo estos puntos como referencia se realiza la división areal asignando dimensiones en (x) y en (y), pero que en el software de modelamiento (Petrel) son reconocidas como (i,j). Ya con esta definición areal se permitió dar la forma y la orientación de cada una de las celdas, donde cada celda se le asignó un valor promedio de  $100i \times 100j$ ; esto teniendo en cuenta la cantidad de pozos, el espaciamiento entre ellos y la cantidad de celdas que se generan. Con estos parámetros ya establecidos se procede a definir las dos superficies que definen el campo de base a tope, con la herramienta de "pillar gridding" que se encuentra en la barra de utensilios de Petrel, que es definido como el esqueleto del campo de estudio (Figura75).

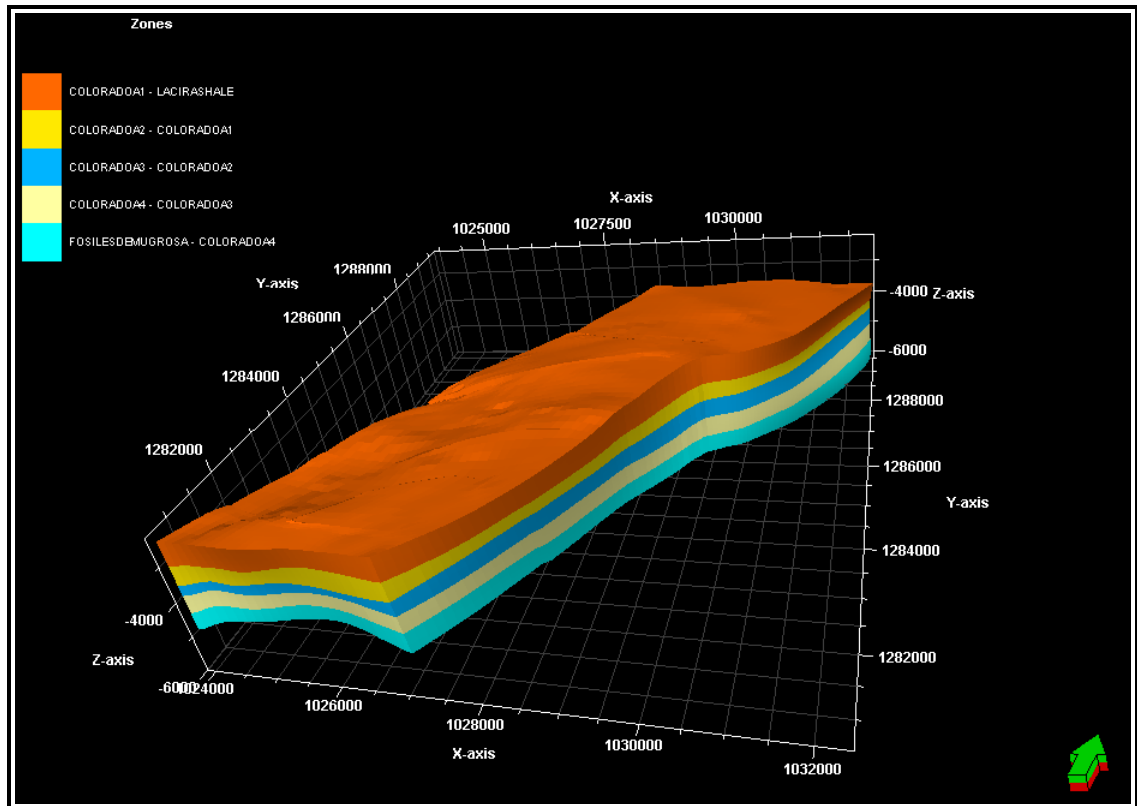


**Figura 75.** Generación del Esqueleto del campo con dos superficies que representan el tope y la base de la Formación Colorado.

#### **10.4.2 Generación del Armazón Del Campo a Nivel de Subunidades Formacionales**

Partiendo de las subunidades definidas en el Modelo Estratigráfico para la Formación Colorado, en el Campo Llanito se procede a generar subunidades por

zonas por medio de “Geometrical Modeling” una herramienta de petrel, que permite generar un armazón a partir de la grilla definida para el campo donde muestra las subunidades definidas en el modelo estratigráfico, con zonas divididas de base a tope como Fósiles Mugrosa, Colorado A4, A3, A2, A1 y La Cira Shale, como se puede ver en la figura 76.



**Figura 76.** Armazón Área Piloto Campo Llanito, con las 5 Subunidades definidas como (Fósiles Mugrosa, Colorado A4, A3, A2, A1)

### 10.4.3 División en la Escala Vertical de Campo a Nivel de Subunidad (Definición del Layering)

El Layering no es más que la división en la escala vertical del campo en cada subunidad. Esta representado por el numero de celdas totales que se van a tener en la vertical para cada subunidad, esto con el fin de tener la menor perdida de información posible en cuanto a la interpretación de facies.

A continuación se calculó a partir de los registros eléctricos, un espesor promedio por cada subunidad para luego calcular el número de capas en el que se dividirían estas zonas esperando que las celdas se ajustaran al valor mínimo de los cuerpos a modelar los cuales para el Campo Llanito dieron en promedio de 10 a 15 pies (Tabla 5)

SUBUNIDAD	ESPESOR PROMEDIO	NUMERO DE CELDAS	ESPESOR PROMEDIO
	DE LA CAPA	(LAYERING)	DE LA CELDA
LA CIRA SHALE	649	72	9
COLORADO A1	494	55	9
COLORADO A2	379	42	9
COLORADO A3	458	51	9
COLORADO A4	502	56	9
FOSILES DE MUGROSA	216	24	9

**Tabla 5.** 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:

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

#### 10.4.4. Definición De Parámetros De Canal

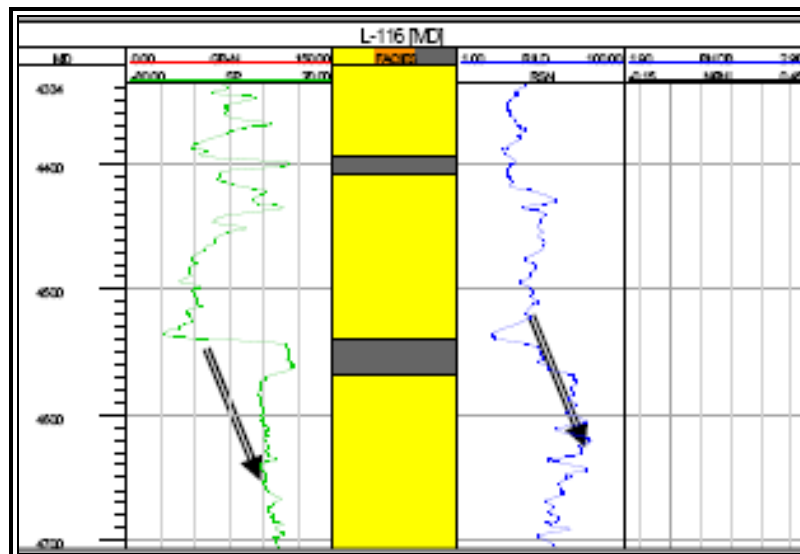
##### 10.4.4.1 Registros de Pozos

La definición de parámetros de canal se hace teniendo en cuenta que el modelamiento geoestadístico se realizó por el método de objetos y conociendo las geometrías de los depósitos a modelar (Canal, Crevasse Splay y Llanura de inundación), se hace indispensable determinar parámetros de espesor de canales.

Con base en esto y con el fin de tener el menor grado de incertidumbre con referencia al espesor promedio de los canales, se procede a determinar este patrón por medio de un análisis estadístico de Registros de Pozo, Datos de Afloramientos y Datos de Núcleos de Perforación.

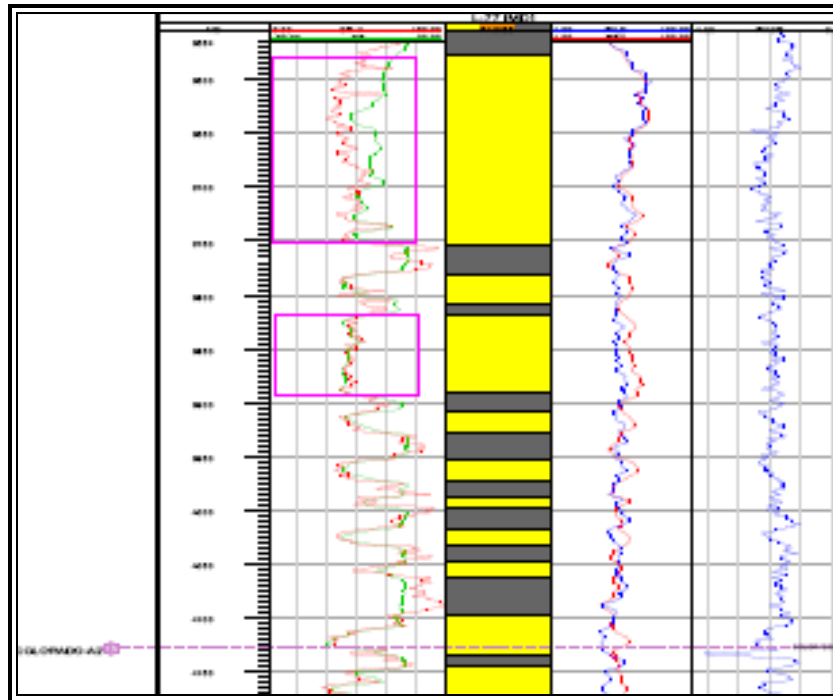
El análisis estadístico comienza teniendo en cuenta los datos obtenidos en los registros de pozo y la previa interpretación de facies efectuada sobre los mismos, donde como ya se menciono anteriormente en el modelo estratigráfico estas facies fueron interpretadas como Facies de Relleno de Canal, facies de desborde de Canal (Crevasse Splay) y Facies de Llanura de inundación (floodplain).

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 77).



**Figura 77.** Cambios abruptos del registro SP comparado con los resistivos en el mismo intervalo con posible presencia de agua.

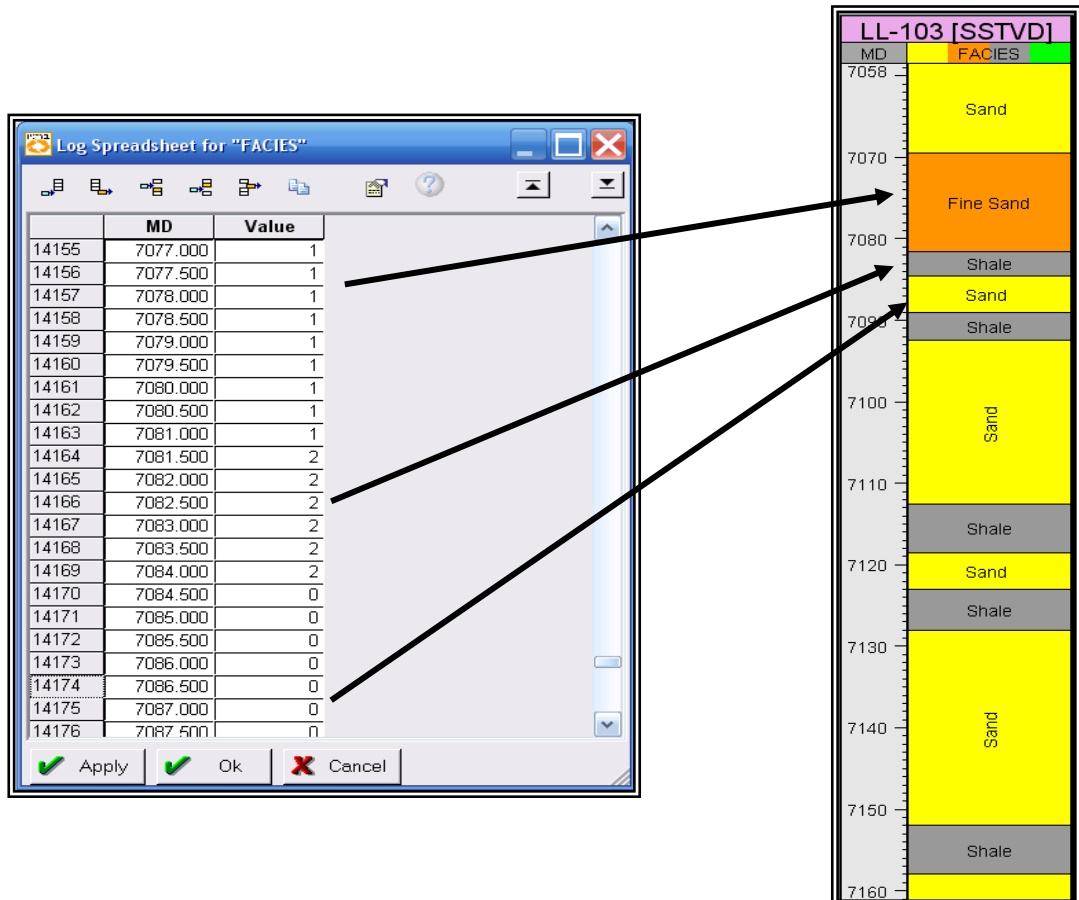
En cuanto a la forma de los registros se refiere, las formas de cilindro son las más comunes donde las arenas son muy espesas, caso que se presenta en la Formación Colorado (Figura 78), y las formas de campana son más esporádicas en las zonas donde los canales tienen menores espesores.



**Figura 78.** Forma cilíndrica de los depósitos de canal sobre los registros Litológicos.

Las facies de relleno de canal son identificadas en el registro de facies como una variable discreta cero (0), y representan las rocas con mejores propiedades petrofísicas, siendo esta litología la que mas posibilidad presenta a la hora de almacenar hidrocarburos. Las facies asociadas a depósitos de desborde de canal (Crevasse Splay) están representadas en el registro de facies como variable discreta uno (1) y en el modelo estas facies son consideradas como una facies de transición entre el background (Floodplain) y los objetos de interés que para este caso son los canales. Aunque estas facies de desborde de canal (Crevasse Splay) pueden llegar a almacenar hidrocarburo, las condiciones que presentan las propiedades petrofísicas no son tan favorables como las que presentan los depósitos de desborde de canal. Por ultimo tenemos las facies de llanura de inundación identificadas sobre los registros de facies como variable discreta dos (2) y corresponde a la matriz donde se encuentran los depósitos de las facies anteriormente mencionadas.

Para este estudio fue necesario exportar los registros de facies de cada pozo en formato "Spreadsheet" de Petrel (Figura 79), y cargarlos sobre una hoja de cálculo de Excel para tabular los datos de forma que fuese más fácil el análisis.



**Figura 79.** Ejemplo de registro de facies exportado desde Petrel con formato spreadsheet para un pozo del área piloto del Campo Llanito con su respectiva profundidad.

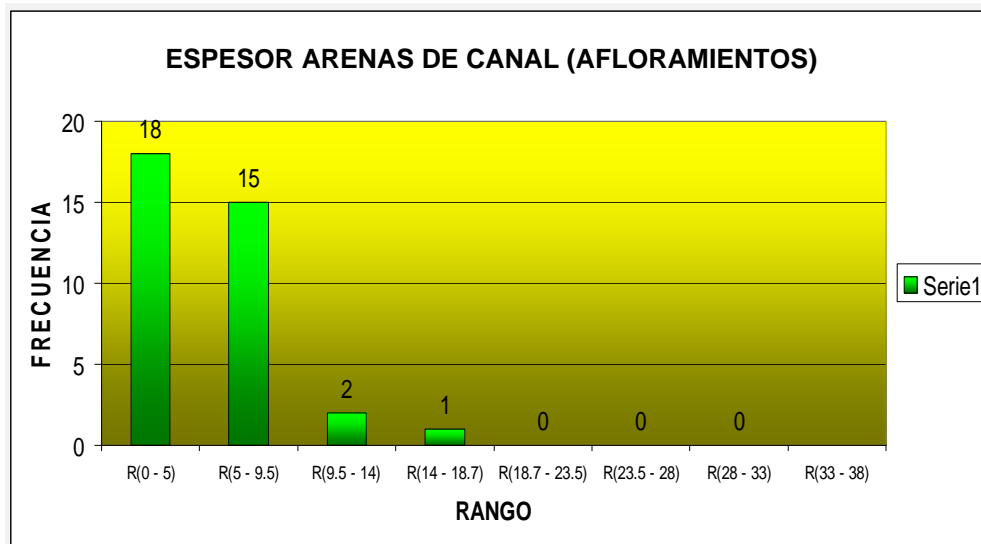
Con los paquetes de arenas tabulados en una hoja de Excel se cargaron los topos estratigráficos, de manera que la tabla mostrara los paquetes de arena correspondientes a cada subunidad estratigráfica. Teniendo tabulado todos los pozos, se procedió a realizar la tabulación final donde se visualiza la totalidad de los paquetes arenosos a nivel de subunidad para cada uno de los pozos del área piloto.

Ya teniendo toda la información debidamente tabulada, se procede en base a los espesores de arena encontrados a nivel de subunidad de la Formación Colorado,

a realizar un análisis estadístico para cada subunidad calculando de manera estadística la variación del espesor de los canales que están presentes en el área piloto del Campo Llanito.

#### 10.4.4.2 Geología De Campo

Luego de recoger una buena cantidad de datos en campo se procede a tabularlos y generar un histograma similar a los elaborados a partir de los datos indirectos de los registros de pozo (Figura 80).



**Figura 80.** Histograma generado a partir de mediciones de espesores de canal sobre las Formaciones La Paz, Esmeralda, Mugrosa y Colorado

Como se puede ver el resultado arrojado por el histograma generado para las mediciones de espesor de canal a nivel de afloramientos se tiene que en promedio los espesores de canal tomados en campo se mueven en un rango entre 5 y 10 pies. Sin embargo es bueno recalcar, que en la mayoría de los afloramientos en especial donde se centro el trabajo en la Formación Colorado se tiene un alto grado de amalgamamiento de cuerpos donde se ve un buen grado de conectividad.

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.

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
<b>Medio</b>	<b>&gt; 100</b>	<b>Medio</b>	<b>&gt; 5</b>	<b>Láminas Estrechas</b>	<b>&gt; 15</b>	<b>Medio</b>	<b>&gt; 100</b>
Estrecho	> 10	Delgado	> 1	Cinturones Amplios	> 5	Pequeño	> 10
Muy Estrechos	< 10	Muy Delgado	< 1	Cinturones Estrechos	< 5	Muy Pequeño	< 10

**Tabla 6.** Clasificación de Cuerpos fluviales y valles rellenos según el tamaño de los depósitos. Tomado de Gibling M. R (2006).

#### 10.4.5 Escalamiento de Propiedades

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 81a).

Con el registro de facies ya escalado se pudo comprobar que el layering generado funciono, de manera que se evito al máximo la pérdida de información de la interpretación de facies como se puede ver en la figura 81b.



## **10.5 MODELAMIENTO DE FACIES BASADO EN OBJETOS**

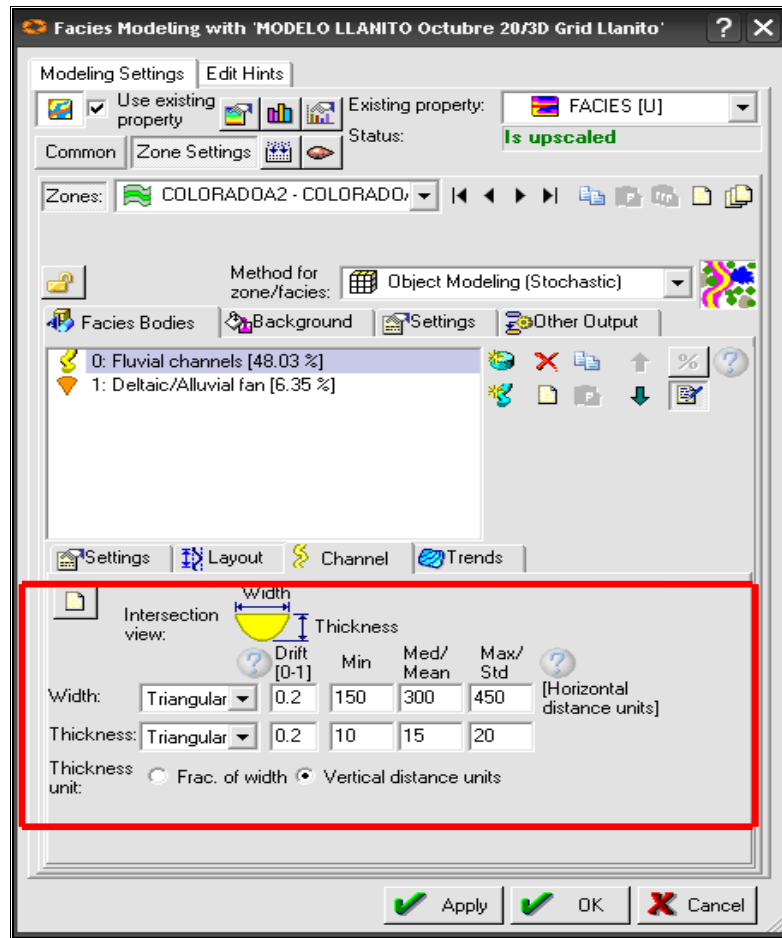
Para generar el modelamiento de facies los parámetros se implementaron con base en los análisis estadísticos hechos sobre los registros, afloramientos y núcleos de perforación. Para esto fue necesario definir los patrones más relevantes de los cuerpos asociados a depósitos de canal como el ancho y su espesor. Se determinó un valor mínimo de 10 y un valor máximo de 20 pies para el espesor del canal, asumiendo que estos valores no corresponden a canales amalgamados si no a canales independientes, y para el ancho se guardó la misma proporción que hay entre el espesor y el ancho, donde a mayor espesor mayor ancho de canal.

### **10.5.1 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 82). Esto implica que el ancho de los canales estaría en un rango mayor a 100m, es decir mayor a 300 pies. Este valor se tomó como el valor medio (300 pies), tomando un máximo de 450 pies y un mínimo de 150 pies. (Figura 82)

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.

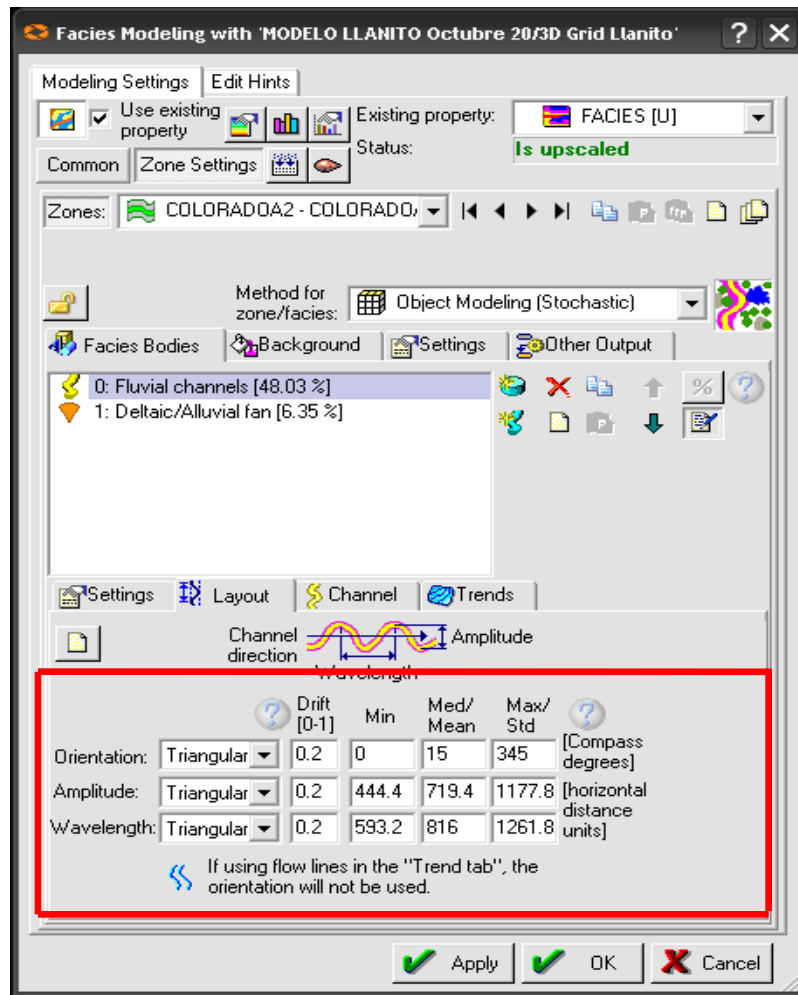
Uno de los parámetros más difíciles de calcular es la sinuosidad del canal. Sin embargo el modelamiento que se realizó estuvo condicionado a los datos interpretados de los pozos ya que de esta manera, además de respetar los datos reales de las facies de canal interpretadas, también estaría condicionado 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.



**Figura 82.** Ventana de Petrel donde se insertan los parámetros de ancho y espesor de canal para modelo de facies por el método de objetos.

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.

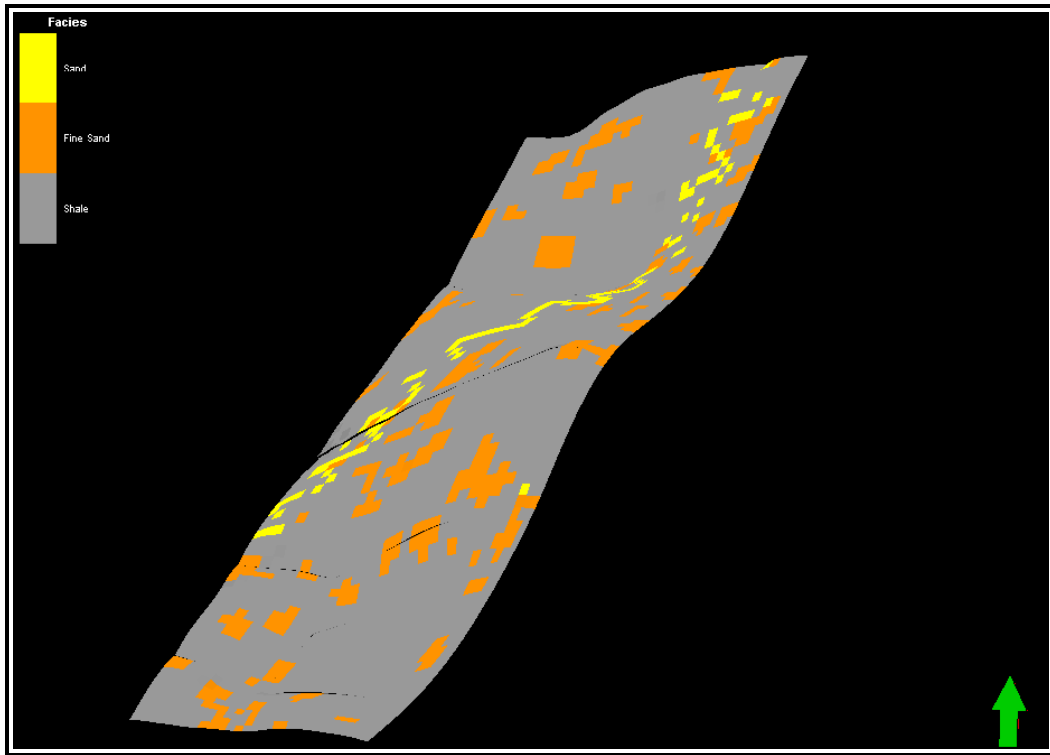
Seguido a esto se procede a insertarle al software los parámetros de dirección de los canales, teniendo en cuenta los datos arrojados por los mapas de facies, determinando así la amplitud y longitud de onda de los depósitos de canal y una dirección predominante que presentaban los canales (Figura 83).



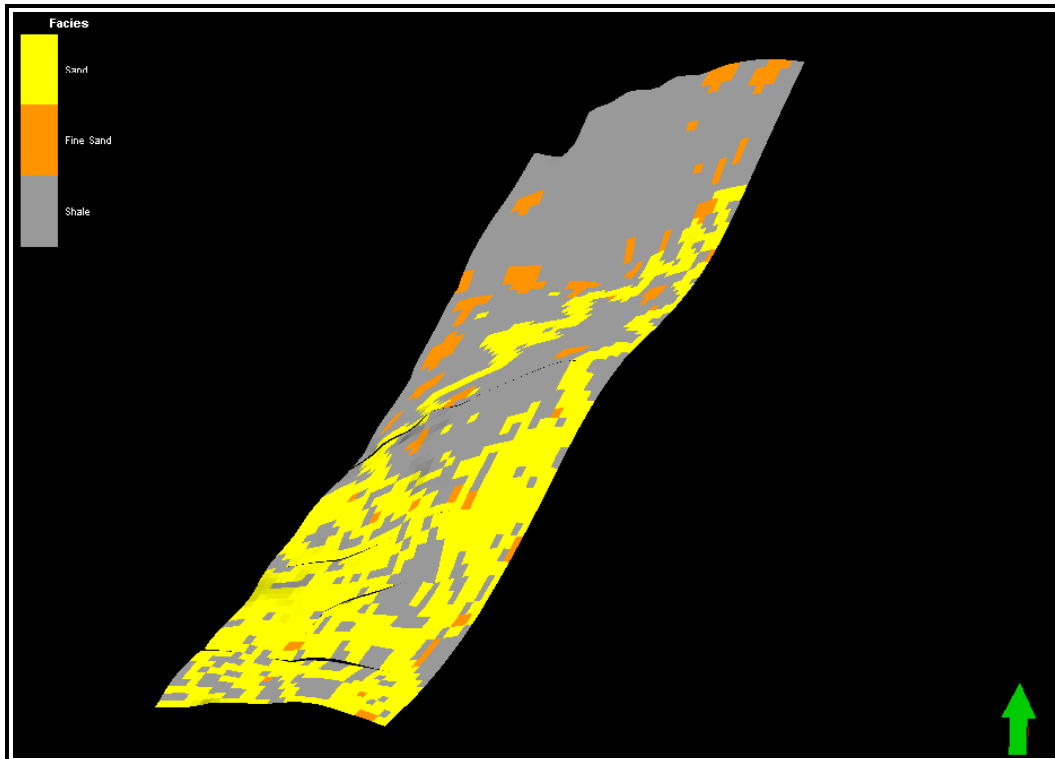
**Figura 83.** Ventana de petrel donde se asignan parámetros de dirección, amplitud y longitud de onda de los canales.

El procedimiento que se mostró anteriormente, donde se insertan todos los datos para el modelo de facies por el método de objetos, tuvo en cuenta a cada una de las subunidades de la Formación Colorado, y se insertaron los datos por separado para cada subunidad para ir generando el modelamiento de Facies por subunidad, donde se lograra ver la distribución de facies al tope de cada una de ellas.

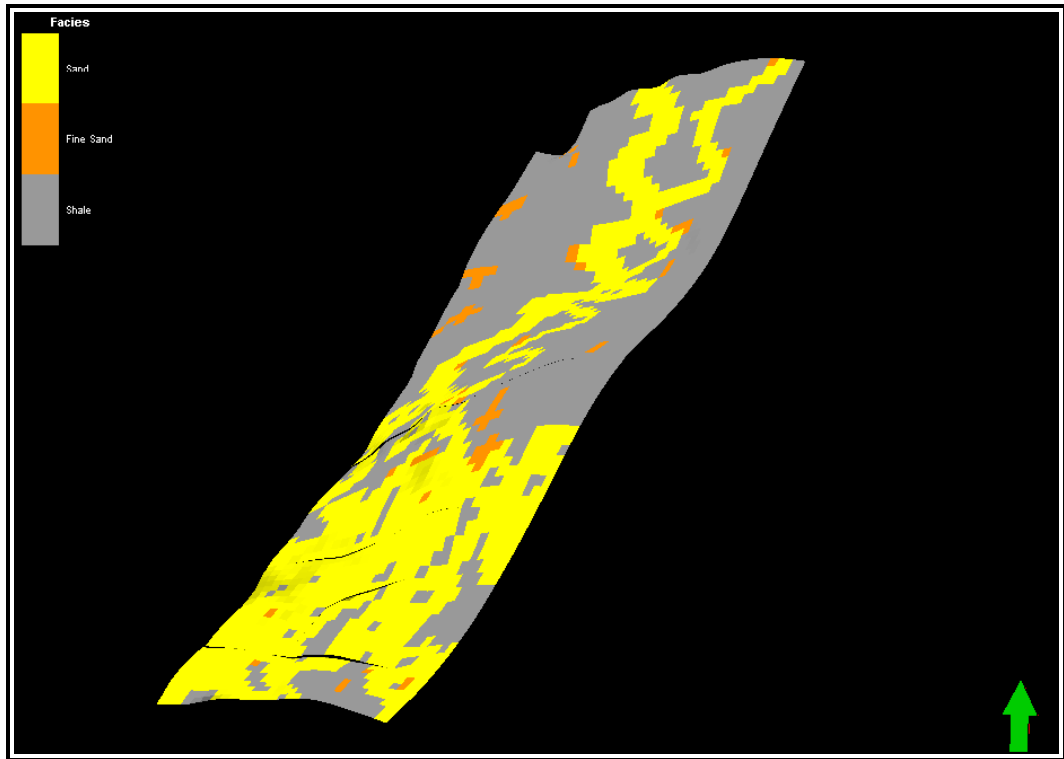
A continuación se exponen los modelos de facies obtenidos para cada subunidad y todo el modelo integrando todas las subunidades.



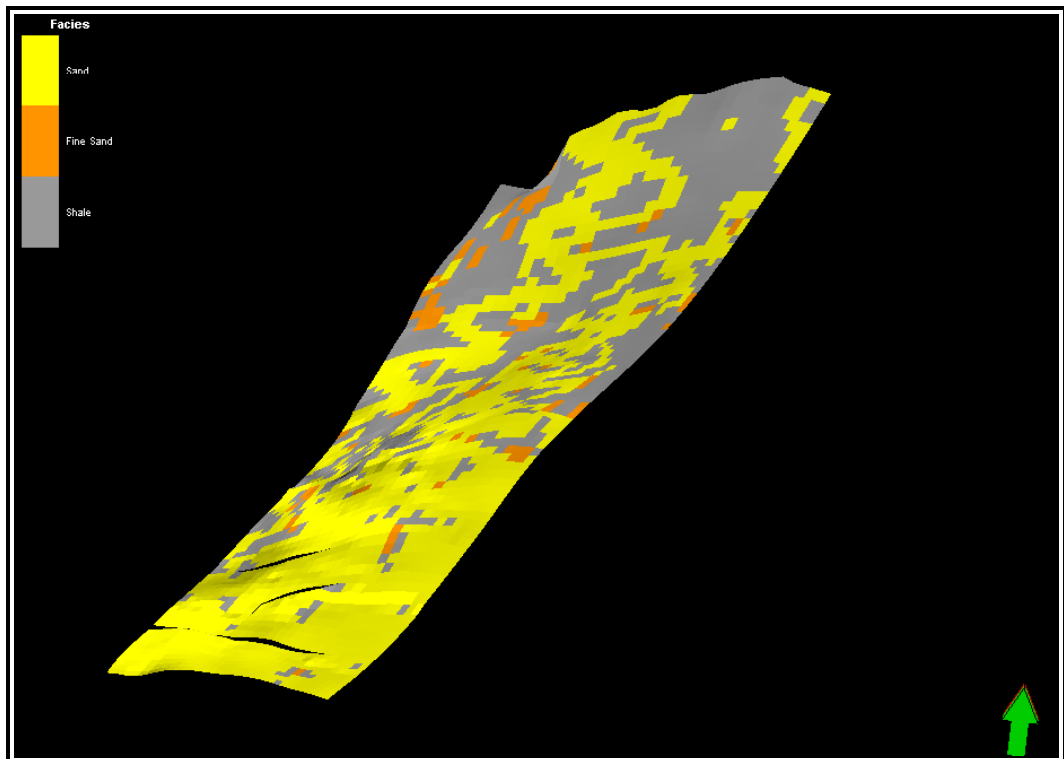
**Figura 84.** Modelo Geoestadístico al tope de La Cira Shale



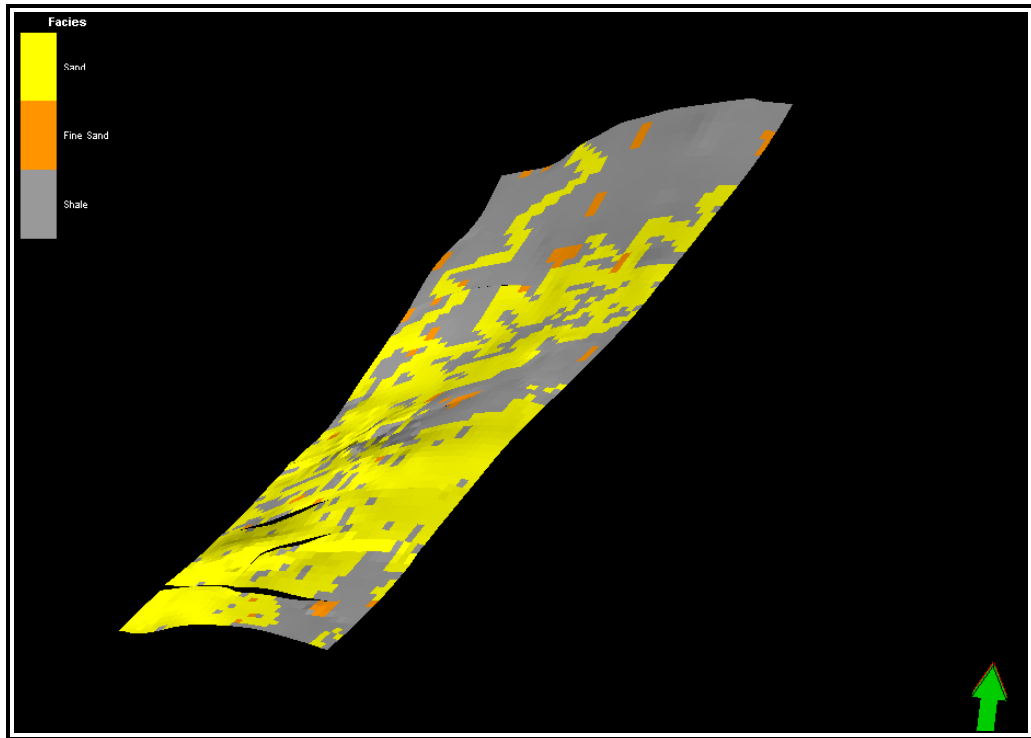
**Figura 85.** Modelo Geoestadístico al tope de Colorado A1



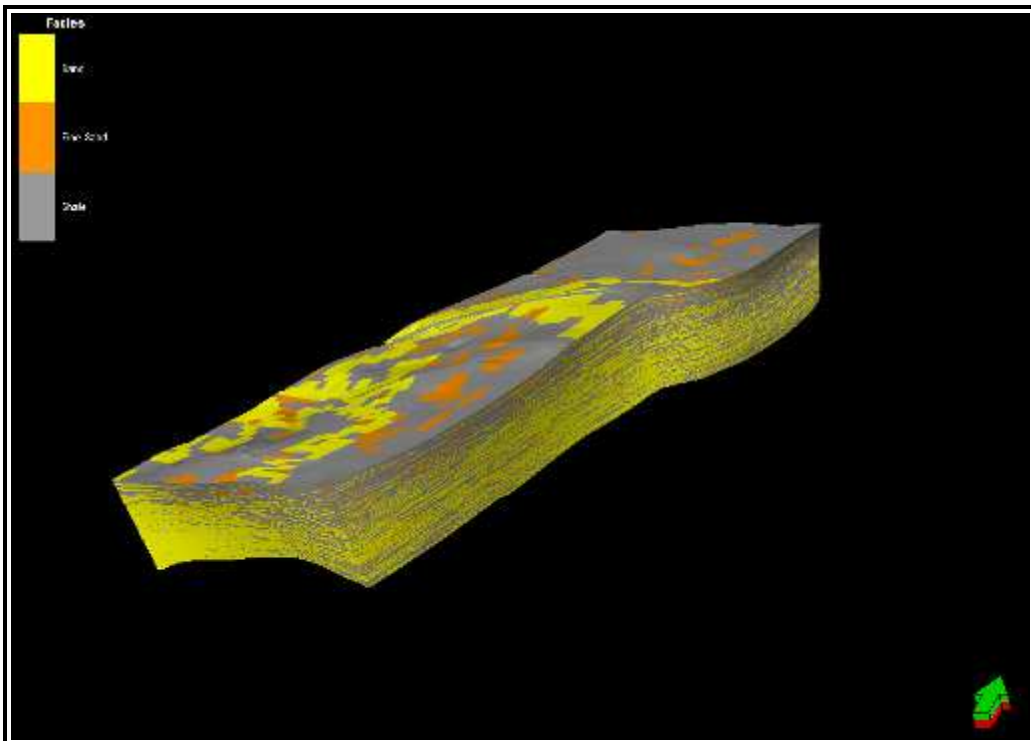
**Figura 86.** Modelo Geoestadístico al tope de Colorado A2



**Figura 87.** Modelo Geoestadístico al tope de Colorado A3



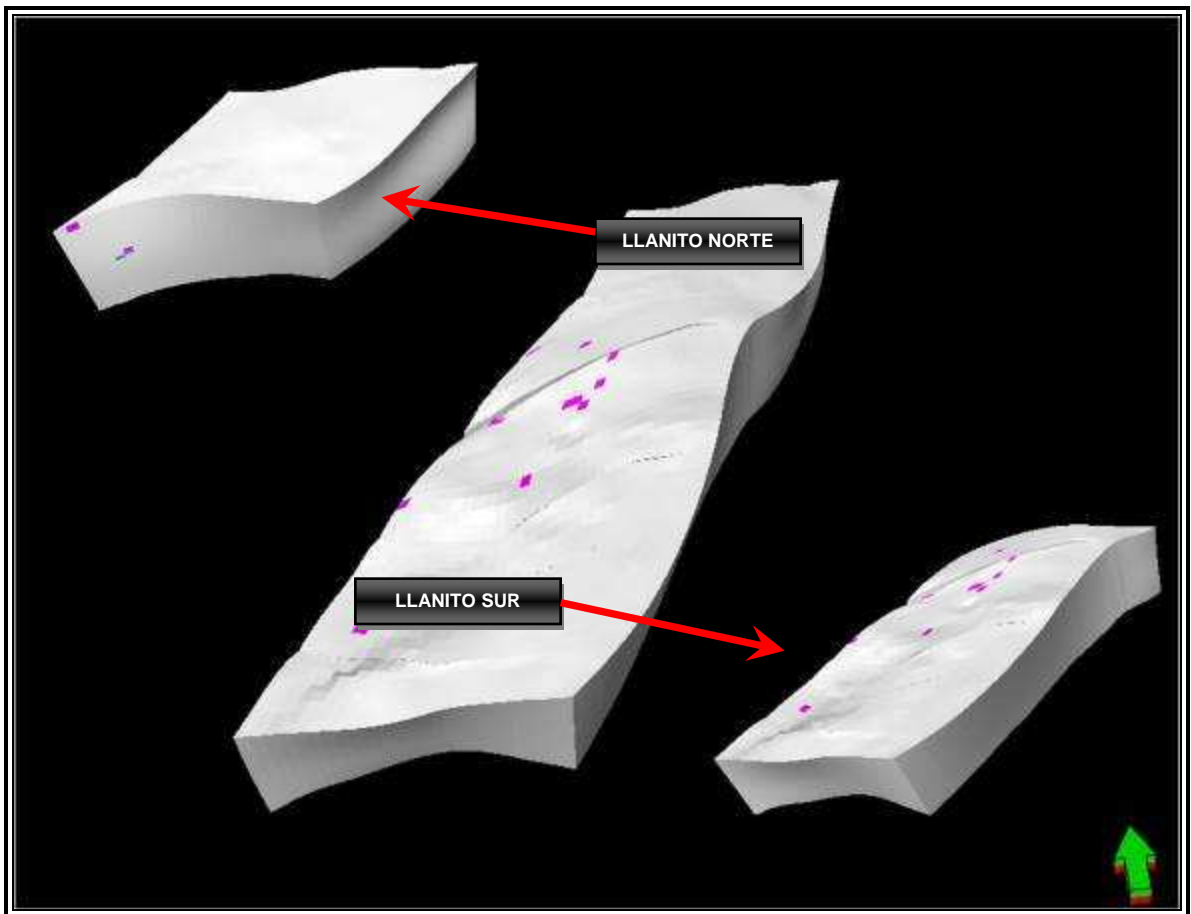
**Figura 88.** Modelo Geoestadístico al tope de Colorado A4



**Figura 89.** Modelo Geoestadístico para la Formación Colorado en el Área Piloto del Campo Llanito

## 10.6 MODELO PETROFÍSICO

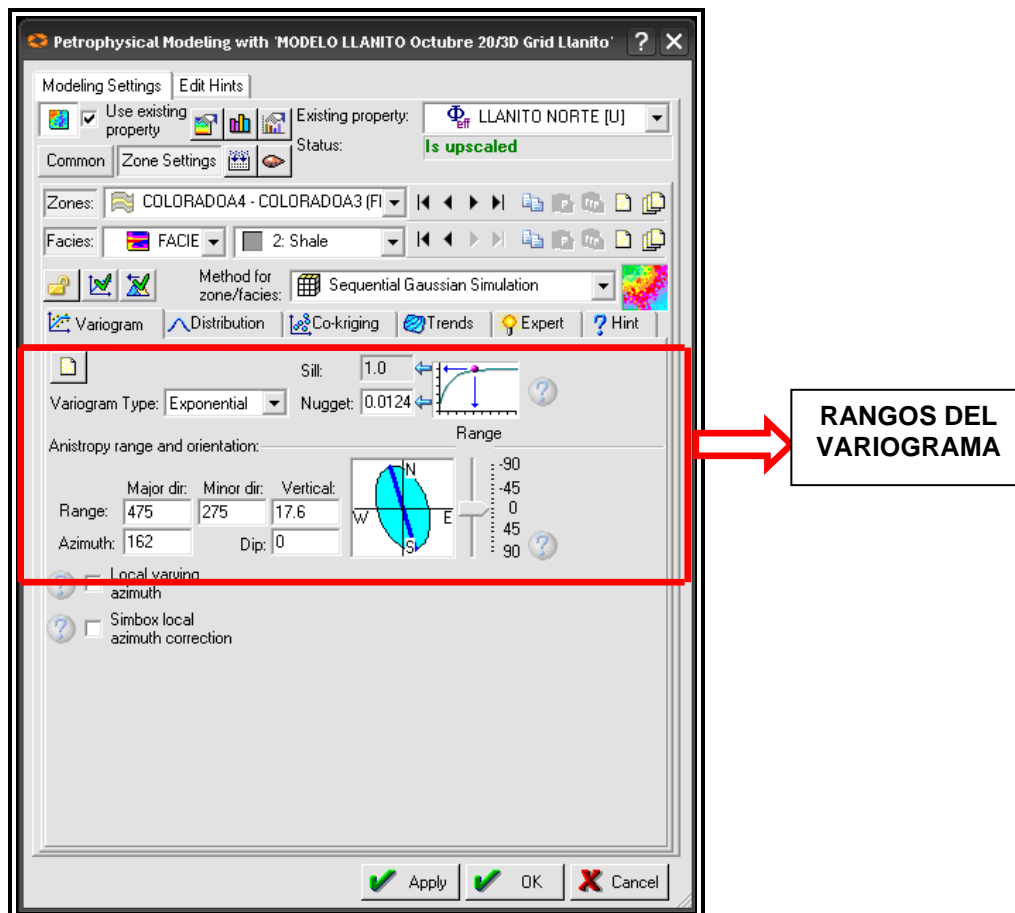
Para realizar el modelamiento Petrofísico se tuvo en cuenta un control más detallado de pozos, donde se decidió dividir el sector del área piloto en 2 bloques, teniendo en cuenta que la densidad de pozos era más alta hacia el sur que hacia el norte y que los pozos que tenían mayor interpretación Petrofísica se encontraban también hacia el sur. Para esto se dividió el campo en Llanito Norte y Llanito Sur donde fue necesario realizar modificaciones sobre el grid, aplicándole una serie de filtros para crear cada una de las dos zonas, de modo que cuando se modelara cada una de las propiedades solo lo hiciera para la zona correspondiente (Figura 90)



**Figura 90.** Zona Norte y Sur elegida para realizar el modelo Petrofísico en el Área Piloto del Campo Llanito.

### 10.6.1 Modelamiento De Las Propiedades Petrofísicas Para Cada Bloque

Para el Modelamiento Petrofísico se tuvo en cuenta los Variogramas obtenidos del modelamiento Petrofísico actual, manteniendo el condicionamiento de las facies, lo cual fue tomado a partir del modelamiento por objetos. Teniendo el área piloto dividida en dos sectores se generan los modelos geoestadísticos para cada propiedad Petrofísica a partir de los registros previamente escalados. Para dar lugar al Modelamiento Petrofísico en primer lugar se cargaron los variogramas para el área Llanito Norte y seguido a esto los variogramas para Llanito sur (Figura 91). Ya con los variogramas definidos se generaron 4 copias del registro escalado de porosidad para luego realizar el modelamiento en cada zona. Con esto se inicia a modelar cada una de las propiedades petrofísicas por zona y por subunidades de la Formación Mugrosa.



**Figura 91.** Ventana de petrel donde se asignan los variogramas por zonas para cada una de las subunidades del campo Llanito

Como se puede ver en la figura 91 cada variograma esta compuesto por los siguientes datos:

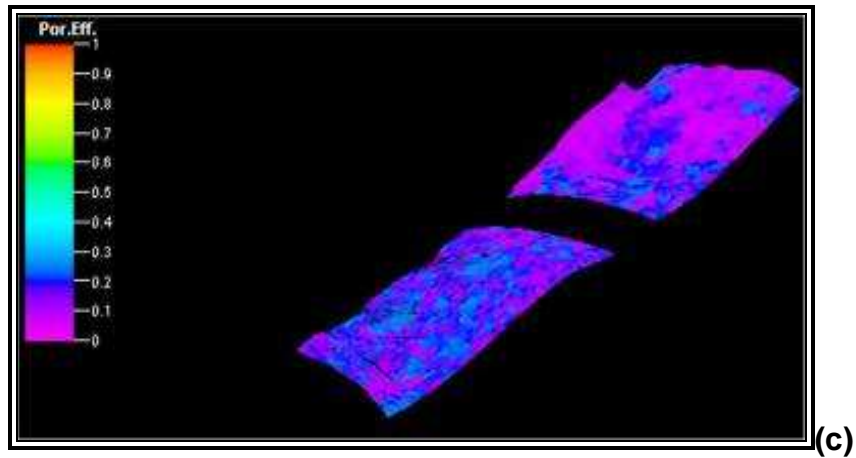
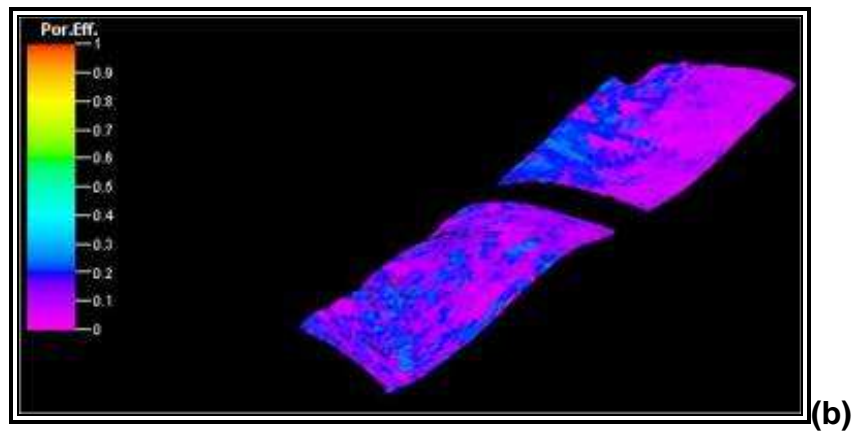
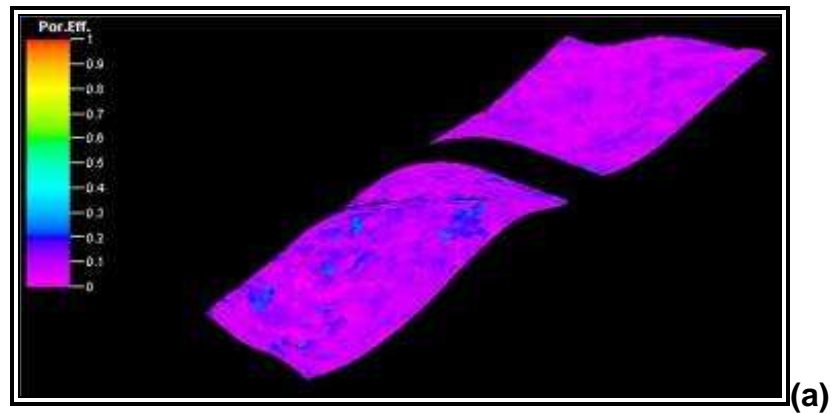
- **Rango Mayor**
- **Rango Menor**
- **Rango Vertical**
- **Azimut**
- **Nugget**

Antes de iniciar a modelar cada una de las propiedades Petrofísicas se estimaron máximos y mínimos propuestos, según las condiciones necesarias para que un pozo pueda producir aceite (Tabla 7). Estos máximos y mínimos se sacaron de los registros de producción suministrados por el grupo integral de Campo Maduros de Instituto Colombiano del Petróleo, y con estos se determinaron los siguientes parámetros para el modelamiento.

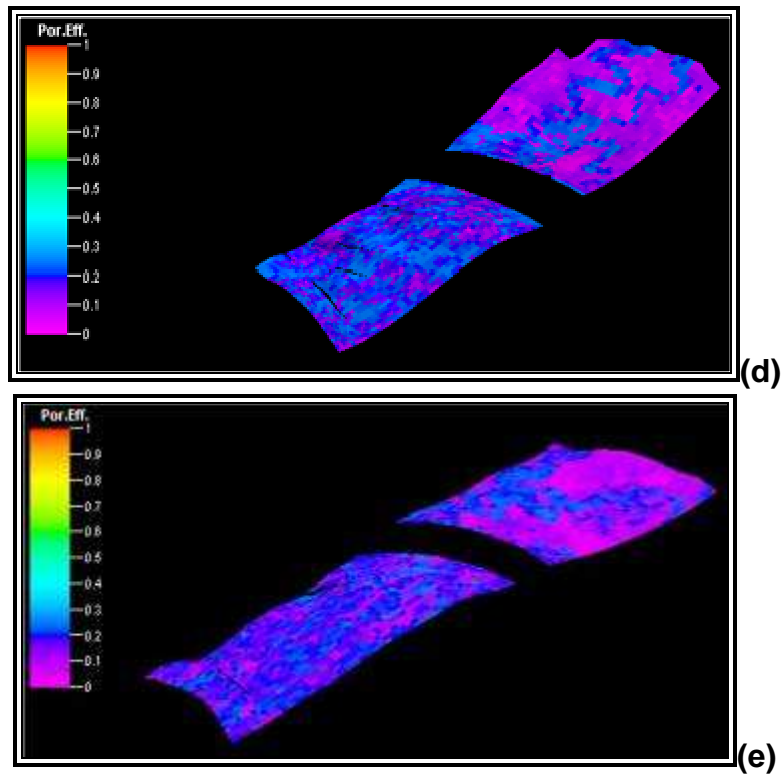
<b>VARIABLE</b>	<b>MÍNIMO</b>	<b>MÁXIMO</b>
<b>Porosidad</b>	<b>0.1</b>	<b>-</b>
<b>Permeabilidad</b>	<b>5</b>	<b>-</b>
<b>Saturación de Agua</b>	<b>-</b>	<b>0.5</b>

**Tabla 7.** Valores determinados de Máximos y Mínimos de las variables petrofísicas para los datos correspondientes a datos de producción.

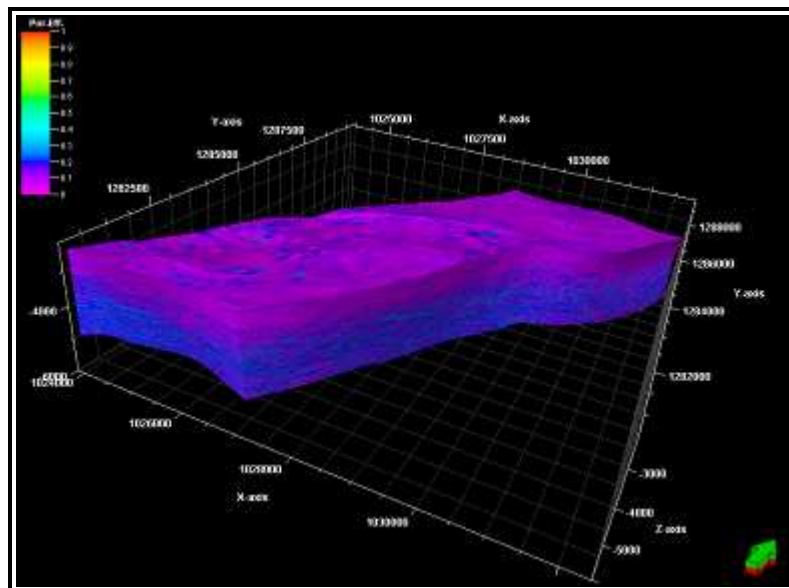
Con todos los parámetros de Petrofísica ya definidos se procede a realizar el modelamiento geoestadístico para cada una de las propiedades como porosidad, permeabilidad y saturación de agua, que a continuación se presentan por zonas y para cada una de las Subunidades de la Formación Colorado.



**Figura 92.** Modelamiento de Porosidad para cada una de las Subunidades de la zona Llanito Norte y Llanito Sur donde: a) Tope de la Cira Shale, b) Colorado A1, c) Colorado A2.

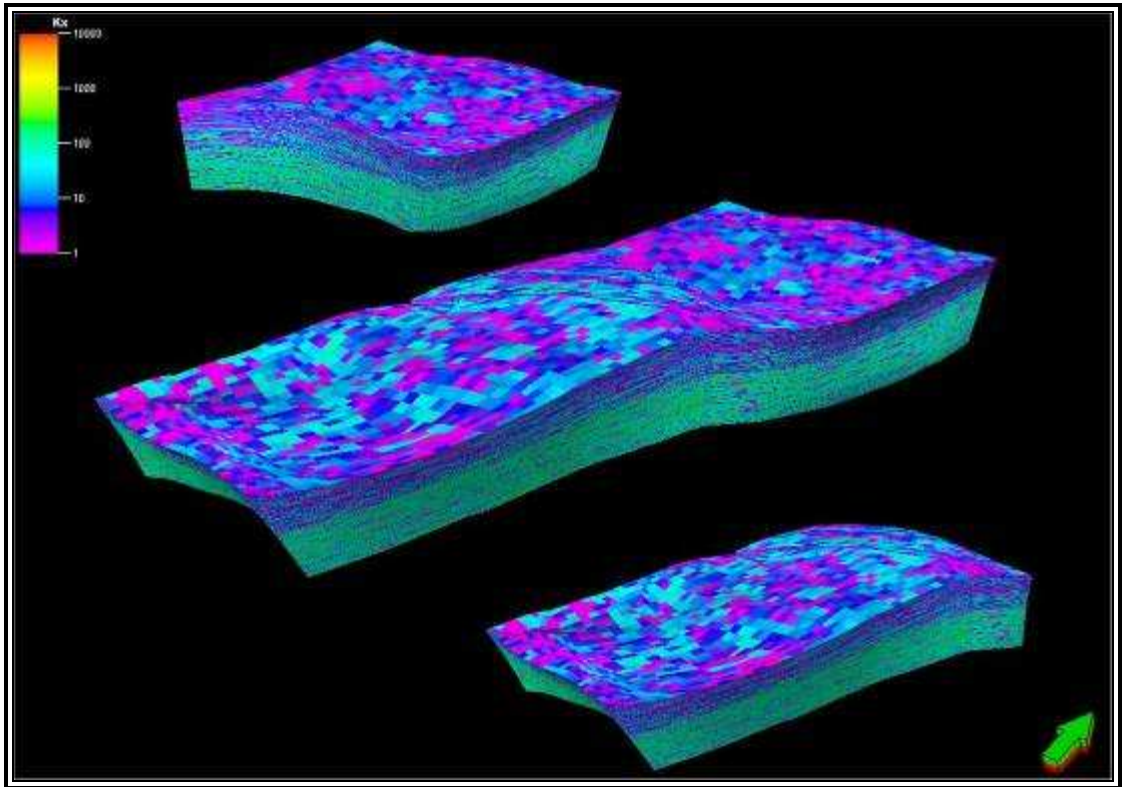


**Figura 93.** Modelamiento de Porosidad para cada una de las Subunidades de la zona Llanito Norte y Llanito Sur donde: d) Colorado A3, b) Colorado A4.

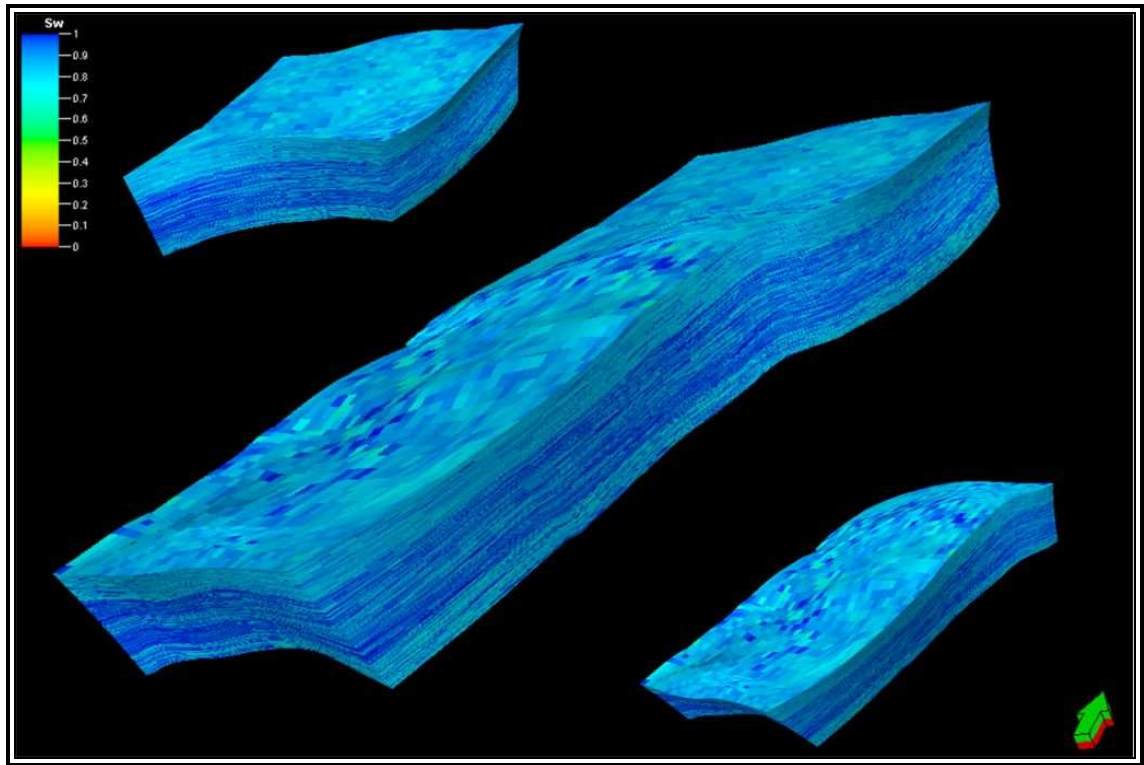


**Figura 94.** Modelo integrado de porosidad para todas las subunidades de la Formación Colorado en todo el Campo Llanito (Llanito Norte y Llanito Sur).

Así mismo como se hizo para el modelamiento de la porosidad, se siguió el mismo proceso para los modelos de permeabilidad y saturación de agua. Teniendo en cuenta este proceso el siguiente paso fue el unir las zonas en todos los modelos para tener el modelo Petrofísico integrado de cada una de estas propiedades como se puede ver a continuación:



**Figura 95.** Modelo de Permeabilidad incluyendo las dos zonas del área piloto del Campo Llanito



**Figura 96.** Modelo de Saturación de Agua incluyendo las dos zonas del área piloto del Campo Llanito

## 11. CONCLUSIONES

Los parámetros de espesor de canal medidos sobre datos de afloramientos presentan un rango de espesor promedio entre 5 y 10 pies, Sin embargo, los depósitos de canal de la Formación Colorado presentan un alto grado de amalgamamiento lo que hace que resulte difícil identificar de manera aislada estos depósitos.

Se asume que gran parte de los datos de espesores interpretados sobre los registros de pozos, corresponden a un mínimo de amalgamamiento que registra un espesor entre 10 y 20 pies en la mayoría de los casos omitiendo de esta manera los espesores reales de los paleocanales.

Para la Formación Colorado se definieron 5 facies sedimentarias las cuales fueron escogidas y nombradas haciendo referencia a sus principales atributos litológicos, texturales, granulométricos, estructurales y según el contenido de trazas fósiles. Estas litofacies son: Litofacies Areniscas Conglomeráticas (Spm) Litofacies Areniscas sin estructuras (Srm), Litofacies Areniscas con Estructuras Sedimentarias (Sr), Litofacies Lodolitas Masivas (Fm), Litofacies Lodolitas con estructuras (FI) y Paleosuelos (P).

Relacionando los horizontes descritos en el proyecto se encontró que cada una de las correlaciones trazadas para esta investigación deduce que la Formación Colorado presenta subunidades o zonas de interés, en las que se observa buena conectividad de los cuerpos arenosos en las subunidades que van de Colorado A2 hasta Fósiles de Mugrosa. También se tiene que la continuidad lateral y el espesor de los cuerpos arenosos para el Campo Llanito aumenta hacia el norte del área y estas condiciones se pueden observar hacia la base de la Formación a lo largo de todas las traversas.

La generación de mapas de Facies al tope de cada subunidad, nos muestra que los depósitos de las facies de canal se dan con una dirección preferencial SE- NW y que el río varía su comportamiento a lo largo del tiempo ya que a partir de estos mapas de facies se encuentran conductas diferentes de sinuosidad. En general, los mapas de facies nos manifiestan que hacia el centro y sur del campo, se presentan mayor cantidad de canales.

Los mapas de espesor de arenas presentan los mejores intervalos en las unidades de Colorado A2, y A4 y los espesores más bajos en la unidad Colorado A3 y al tope de La Cira Shale.

Los mapas de Promedio de arenas generados para el área piloto del Campo Llanito hacen sugerir que para las subunidades A3 y probablemente para A2 de la Formación Colorado es factible implementar planes de recobro mejorado como puede ser la inyección de agua.

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.

La sectorización por bloques realizada para la generación de los modelos de porosidad, permeabilidad y saturación de agua, 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 valores promedio de las propiedades petrofísicas determinadas en el área piloto del Campo Llanito para la Formación Colorado permiten asociar porosidades menores del 10% a depósitos de llanura de inundación (floodplain), y mayores del 10% a depósitos de canal; como para la saturación de agua se tiene que valores mayores del 55% están asociados a depósitos de Llanura de inundación (Floodplain) y valores menores del 55% estarán asociados a depósitos de canal o de desborde de canal.

## BIBLIOGRAFÍA

ARMSTRONG, M. y Roth, C., 1997, Notas del curso Geoestadística Lineal, en el CFSG “Ciclo de Formación Especializada en Geoestadística”, Curso: 1997-98, Centro de Geoestadística de la Escuela Nacional Superior de Minas de Paris, Fontainebleau, Francia.

BAKER Hughes INTEQ Training & Development, 80825 Rev. B April 1996, Wellsite Geology Reference Guide Chapter 2, Baker Hughes INTEQ, Houston, TX United States of América.

BASSIOUNI, Zaki. Theory, Measurement, and Interpretation of Well Logs. SPE Textbook Series Vol. 4. Richardson TX, 1994.

BENDECK OLIVELA Jorge, 1992, Perfiles Electricos “Una Herramienta para la Evaluación de Formaciones”, ACGGP, Bogotá, Colombia.

BOHLING, G. (2005). “Introduction to geostatistics And Variogram analysis”. Kansas Geological Survey.

BOGGS, Jr. Sam, 2001, Principles of Sedimentology and Stratigraphy, Third Edition, Prentice hall, New Jersey.

BREIT, V. S., y DOZZO, J. A. (2004). “state of the art” integrated Studies Methodologies, An Historical Review. SPE 87032.

CASTRO, R y GORDILLO, G, 2005; Tesis: “Historia y criterios empíricos en la Aplicación de Inyección de Agua en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena”; Tesis de grado, Universidad de las Américas.

CLARK, I. (1982). Practical Geostatistics. Elsevier Applied Science, London and New York.

CUADOR, J, (2003). “Elementos de Geoestadística”. Departamento de Informática, Universidad de Pinar del Río, Cuba,

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.

DIAZ Viera, M. A. Y Dr. CASAR GONZALEZ , 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 Maduros De Las Cuencas Del Valle Medio Del Magdalena Y Catatumbo – Campo Llanito, INFORME TECNICO DE PROYECTOS 2006, Unidad De Investigación ECOPETROL – ICP, Piedecuesta-Santander, Colombia.

ECOPETROL (1990). Vicepresidencia de Exploración y Producción. Gerencia de Producción. División de Yacimientos. : Evaluación de los yacimientos del área Gala-Llanito.

ECOPETROL. ICP (1996). División de Exploración y Producción. Laboratorio de Estratigrafía. : Estratigrafía del terciario del Valle Medio del Magdalena Por Laboratorio de Estratigrafía ICP.

ECOPETROL. ICP (1999). División de Exploración y Explotación. : Estudio petrofísico complementario Campo Gala-Llanito Formación Mugrosa arenas B y C, Gerencia Centro Oriente Realizado por Francisco Zapata, Carmen Cecilia Benavides, Gloria Cobaleda, Zarith Pachón, Mauricio González.

FALLA, 2005. Interpretación de Registros de Pozos de Petróleo. Universidad Nacional Mayor de San Marcos. Lima – Perú.

FONSECA. C. Paola,(2004) Definición Conceptual, Experimental Y Aplicada De Porosidad Total, Porosidad Efectiva Y Microporosidad.

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

GIBLING , Martin R, 2006. Width and thickness of fluvial channel bodies and bodies and valley fills in the Geological Record: Journal Of Sedimentary Research V76 pag 731- 764

GÓMEZ , E.; JORDAN , T.; ALLMENDINGER, R.; HEGARTY, K.; Kelley, S.;2005, Syntectonic Cenozoic Sedimentation In The Northern Middle Magdalena Valley Basin Of Colombia And Implication For Exhumation Of The Northern Andes., Geological Society Of American Bulletin, May/June 2005.

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., 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.

INGEOMINAS, 1978, Geología Del Cuadrángulo H12 Bucaramanga – Pamplona Y Memoria Explicativa Del Cuadrángulo H12.

JAIMES, Yvonne Nayibe. Modelo Estratigráfico Del Área Norte Del Campo Llanit Aplicado A Las Formaciones Mugrosa Y Colorado, Cuenca Valle Medio Del Magdalena. Colombia. UIS – ICP. 2208

JOURNEL, A. G. y Huijbregts, C. J., 1978, Mining Geostatistics, Academic Press, New York, 600 p.

LEPIN, O. V. y Ariosa, J. D., 1986, Búsqueda, Exploración y Evaluación Geólogo Económica de Yacimientos Minerales Sólidos, Editorial Pueblo y Educación, Ciudad de La Habana, Primera Parte, 348 p, Segunda Parte, 191 p.

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.

MIER, Umaña Ricardo. (1994). Geología del Petróleo Básica. Universidad Industrial de Santander, Escuela de Geología.

MONTGOMERY, S.; 1992, Petroleum Potential of Upper and Middle Magdalena Basins, Colombia; Petroleum Information Corporation.

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

PATIÑO, Mario Alberto. Definición De Un Modelo Geoestadístico Basado En Objetos De La Formación Mugrosa A Partir De Los Modelos Estratigráfico Y Petrofísico En El Campo Llanito Cuenca Del Valle Medio Del Magdalena, Colombia. UIS – ICP. 2008.

RAMON, 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.

RAMON, J. C.; & CROSS T. A.; Correlation Strategies and Methods in Continental Strata, Middle Magdalena Basin, Colombia, Department of Geology and Geological Engineering, Colorado School of Mines (No dates).

RAMON, J. C.; & CROSS, T. A.; 1997, Estratigrafía Secuencial en Estratos Continentales., VI Simposio Bolivariano “Exploración Petrolera en Cuencas Subandinas”, Memorias Tomo II, Cartagena de Indias, Colombia, Septiembre 14 – 17 de 1997

ROYERO, José y CLAVIJO, Jairo, 2001, Memoria Explicativa del Mapa de Santander escala 1:400000, INGEOMINAS 2001

Saavedra, N. et al, 2006. Modelamiento para Optimizar el Factor de Recobro en Campos Maduros de las Cuencas del Valle Medio del Magdalena y Catatumbo. ECOPETROL - ICP

SANTACRUZ, Ricardo Y Otros; 2004, Actualización Del Modelo Geológico Del Campo Llanito – Gala, ECOPETROL.

SCHLUMBERGER, Cased Hole Log Interpretation Principles / Applications. Houston, Texas 1989.

STOYAN, D., Kendall, W. S., and MECKE, J., (1987). “Stochastic Geometry and its Applications”. John Willey and Sons, Inc., N.Y.

TEARPOCK, D. & Bischke, R.; 1991, Applied Subsurface Geological Mapping., Prentice Hall PTR.

ZHANG, R., Myers, D. E. y Warrick, A. W., 1992, Estimation of the Spatial Distribution of Soil Chemical Using Pseudo Cross-Variograms, Soil Science Society of America Journal, Vol. 56, No. 5, pp.1444-1452.

WEB:

[www.anh.gov.co](http://www.anh.gov.co)

[www.uic.edu.co](http://www.uic.edu.co)

[www.geofisica.unam.mx](http://www.geofisica.unam.mx)