



DEFINICION DE UN MODELO GEOESTADISTICO BASADO EN OBJETOS DE LA FORMACION MUGROSA A PARTIR DE LOS MODELOS ESTRATIGRAFICO Y PETROFISICO EN EL CAMPO LLANITO CUENCA DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA, COLOMBIA

MARIO ALBERTO PATIÑO GOMEZ

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

DEFINICION DE UN MODELO GEOESTADISTICO BASADO EN OBJETOS DE LA FORMACION MUGROSA A PARTIR DE LOS MODELOS ESTRATIGRAFICO Y PETROFISICO EN EL CAMPO LLANITO CUENCA DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA, COLOMBIA

MARIO ALBERTO PATIÑO GOMEZ

Trabajo de grado presentado como requisito para optar el titulo de Geólogo

**Director
Geólogo Msc. GERMAN MEZA
Escuela de Geología**

**Co-Director
Geólogo Msc. ALBERTO ORTIZ FERNANDEZ
ECOPETROL, ICP**

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

DEDICATORIA

A DIOS

*A MI MAMI QUE CON PACIENCIA, SACRIFICIO Y AMOR ACOMPAÑARON
CADA INSTANTE DE MI CARRERA*

AL MOTOR DE ESTE PROYECTO JUAN DIEGO

A MIS ABUELOS Y DEMAS FAMILIARES

*Y POR SUPUESTO A LAURA POR ACOMPAÑARME EN LAS BUENAS Y EN
LAS MALAS CON SU APOYO Y AMOR DURANTE TODO ESTE CICLO
UNIVERSITARIO.*

MARIO ALBERTO

AGRADECIMIENTOS

El autor expresa los más sentidos agradecimientos a:

A la Universidad Industrial de Santander en especial a la Escuela de Geología y su personal docente por formar profesionales con principios y espíritu de crecimiento

Al Instituto Colombiano del Petróleo ICP, Por permitir el desarrollo de este trabajo

Grupo de investigación en Estratigrafía, Geólogo Alberto Ortiz Fernández

Director de Proyecto, Geólogo. German David Meza ,UIS-ICP.

Geólogo. Ricardo Andrés Gómez Moncada, ICP

Geólogo Néstor Arley Gamba, ECOPETROL, ICP

Grupo De Profesionales Del ICP que de alguna u otra forma fueron ayuda en la elaboración de este Proyecto y de mi desarrollo Profesional

A todos mis amigos y compañeros los cuales me acompañaron durante todo el trayecto Universitario

RESUMEN

TITULO: DEFINICION DE UN MODELO GEOESTADISTICO BASADO EN OBJETOS DE LA FORMACION MUGROSA A PARTIR DE LOS MODELOS ESTRATIGRAFICO Y PETROFISICO EN EL CAMPO LLANITO CUENCA DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA, COLOMBIA*

Autor: Patiño Gomez, Mario Alberto**

Palabras Claves: Formación Mugrosa, Roca Reservorio, Yacimientos Fluviales, Geoestadística, Modelo Estratigráfico, Modelo Basado en Objetos

El Campo Llanito se encuentra en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, donde aflora la Formación Mugrosa principal roca reservorio del campo en cuanto a producción de hidrocarburo. La Formación Mugrosa 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 de objetos, para lo que se realiza un análisis de histogramas para determinar los espesores de los cuerpos arenosos asociados a los depósitos de canal. Esto se hizo tomando medidas sobre afloramientos, núcleos de perforación y medidas 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, Saturación y Net gross, teniendo en cuenta que estos fueran condicionados a las facies

*Trabajo de Grado Modalidad Investigación

**Facultad de ingenierías Físico-Químicas, Escuela de Geología. Director Geólogo Msc. German Meza (UIS)
Co- Director Geólogo Msc. Alberto Ortiz Fernández (ECOPETROL)

ABSTRACT

TITLE: DEFINITION OF A GEOSTATISTICAL MODELING BASED IN OBJECTS OF THE MUGROSA FORMATION, AS FROM STRATIGRAPHICS AND PETROPHYSICS MODELS, FIELD LLANITO, MIDDLE MAGDALENA VALLEY BASIN. COLOMBIA.*

Authors: PATIÑO GOMEZ, MARIO ALBERTO **

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

The field llanito is situated in the the Middle Magdalena Valley Basin, limited by North with Mares concesion in state of Santander, COLOMBIA. And ejecuted by Ecopetrol S.A. There have Mugrosa Formation, principal rock reservoir of the production hydrocarbon. The Formation Mugrosa is defined by a continental environment type fluvial. In this paper present a complet methodology for the characterization of fluvial deposits by applying geostatistical tools. The Process od 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 pricipal interest reservoir due to its great potential to accumulate hydrocarbon.

Firts. Generated a stratigraphic model to determine and limited the best zones with a potencial on a sand bodies. Second: To characterization petrophysics area by to determine zones with porosity conditions and saturation by hidrocarbon accumulation. Third: To created a neccesary measures to do a modelation based in objetcs and then to created an histogram stadistic analisis to determine the most probable thickness of sand bodies, associated to channel deposits.

Was made measures about hold emergin 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 stadistic analisis. Finally created models of porosity, permeability, saturation and net gross, hevening only conditioned facies and posterior parameters to the models of saturacion and porosity shoven only conditions from store deposits ok hidrocarbons.

* Undergraduate thesis. Research Work

** Physical Chemistry Engineering College. Scholl of Geology. Advisor. German Meza. and Alberto Ortiz Fernandez

CONTENIDO

	Pág.
RESUMEN	
ABSTRACT	
CONTENIDO	
INTRODUCCIÓN.....	24
1. OBJETIVOS.....	25
1.1. GENERALES.....	25
1.2. ESPECIFICOS.....	25
2. ESTADO DEL ARTE.....	26
2.1. GENERALIDADES DE LA CUENCA DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA.....	26
2.2. LOCALIZACIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO.....	28
2.3. GENERALIDADES DEL ÁREA DE ESTUDIO.....	29
2.4. RESEÑA HISTÓRICA DEL CAMPO	
3. MARCO TEÓRICO.....	31
3.1. FORMACIÓN TÉCTONO-ESTRATIGRÁFICA	31
3.2. ESTRATIGRAFÍA DE LA CUENCA DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA.....	33
3.2.1 Formación Girón (Triasico-Jurasico).....	33
3.2.2 Formación Tambor (Berriasiano-Hauteriviano superior).....	33
3.2.3 Formación Rosablanca (Hauteriviano-Barremiano).....	34
3.2.4 Formación Paja (Barremiano).....	34
3.2.5 Formación Tablazo (Aptiano-Albiano).....	34
3.2.6 Formación Simití (Albiano).....	34
3.2.7 Formación la Luna (Turociano-Conaciano-Santoniano).....	35
3.2.8 Formación Umir (Campaniano-Maestrichtiano).....	35
3.2.9 Formación Lisama (Paleoceno).....	35
3.2.10 Formación la Paz (Eoceno Medio).....	36
3.2.11 Formación Esmeraldas (Eoceno Medio Superior).....	36

3.2.12 Formación Mugrosa (Eoceno-Oligoceno).....	37
3.2.13 Formación Colorado (Oligoceno-Superior).....	37
3.2.14 Grupo Real (Mioceno-Plioceno).....	38
3.2.15 Formación Meza (Plioceno - Pleistoceno).....	38
3.3 MARCO TECTÓNICO REGIONAL.....	40
3.3.1 Evolución Tectónica Regional.....	40
3.3.1.1 Cuenca Extensional de Retroarco (Triásico-Jurásico)	
3.3.1.2 Cuenca Pericratónica (Cretácico-Paleoceno).....	40
3.3.1.3 Cuenca Antepais (Eoceno-Mioceno temprano).....	40
3.3.1.4 Cuenca Intramontana (Mioceno).....	41
3.4 GEOLOGÍA ESTRUCTURAL.....	42
4. FUNDAMENTOS TEÓRICOS.....	45
4.1 AMBIENTES DE DEPOSITACIÓN.....	45
4.1.1 Ambientes de Deposición Continental.....	46
4.1.2 Ambientes Fluviales.....	46
4.1.3 Sistemas Fluviales.....	48
4.1.3.1 Flujo de Canal.....	50
4.1.3.2 Flujo de Llanuras de Inundación.....	51
4.1.3.3 Abandono de Canal.....	52
4.1.3.4 Ambientes Fluviales y sus Facies.....	53
4.1.3.5 Facies de relleno de Canal.....	53
4.1.3.6 Facies de Margen de Canal.....	54
4.1.3.7 Natural Levee.....	54
4.1.3.8 Crevasse Splay.....	55
4.1.3.9 Facies de Intercanal de la Cuenca de Inundación.....	59
4.1.4 Estilos Fluviales.....	58
4.1.4.1 Sistemas de Canales Meandricos.....	58
4.1.4.2 Sistemas de Canales Trenzados.....	60
4.1.4.3 Sistemas de canales Anastomosados.....	61
5. FUNDAMENTOS TEÓRICOS DE LA CORRELACIÓN.....	64

5.1 REGISTROS DE POZO.....	66
5.1.1 Procesos de Obtención de los Registros de Pozo.....	66
5.1.2 Registro de Potencial Espontáneo.....	67
5.1.2.1 Curvas SP.....	67
5.1.2.2 Origen del Potencial Espontáneo.....	68
5.1.2.3 Interpretación.....	69
5.1.3 Registro de Rayos Gamma.....	70
5.1.3.1 Registro GR.....	70
5.1.3.2 Origen de los Rayos Gamma.....	71
5.1.3.3 Interpretación.....	71
6. FUNDAMENTOS TEÓRICOS DE PETROFÍSICA.....	73
6.1 POROSIDAD.....	73
6.2 PERMEABILIDAD.....	74
6.3 SATURACIÓN.....	74
6.3.1 Arcillas y Lutitas.....	75
6.4 EFECTOS DEL POZO SOBRE CONDICIONES DEL YACIMIENTO VIRGEN.....	75
6.5 PROCESO DE INVASIÓN.....	76
6.6 PERFIL DE INVASIÓN.....	77
6.7 REGISTROS CONVENCIONALES Y PRINECIPALES RESPUESTAS DE LOS PERFILES USADOS PARA LA INTERPRETACIÓN PETROFÍSICA.....	77
6.7.1 Registros Resistivos (RXO, RT).....	77
6.7.2 Registro Sónico (DT).....	79
6.7.3 Registro Neutrón.....	79
6.7.4 Registro Density (RHOB).....	80
7. FUNDAMENTOS TEÓRICOS DE GEOESTADÍSTICA.....	82
7.1 ORIGEN DE LA GEOESTADÍSTICA.....	82
7.2 GEOESTADÍSTICA EN LA INDUSTRIA DEL PETRÓLEO.....	83
7.3 CONCEPTO DE LA GEOESTADÍSTICA.....	84
7.3.1 Variables Aleatorias Regionalizadas.....	86

7.3.2 Variogramas.....	87
7.3.2.1 Modelamiento de Variogramas.....	88
7.4 MODELAMIENTO GEOESTADÍSTICO BASADO EN OBJETOS.....	92
7.4.1 Modelamiento de Facies basado en Objetos.....	92
7.4.1.1 Formas geológicas.....	93
7.4.1.2 Datos Relevantes.....	94
7.4.1.3 Algoritmos para el posicionamiento de Objetos.....	95
7.4.2 Arquitectura Fluvial: escala, controles y tiempo.....	97
7.4.3 Modelos Sedimentarios de un Sistema Fluvial.....	99
7.4.4 Geometría de los Objetos de un Sistema Fluvial.....	100
7.4.4.1 Llanura de Inundación.....	101
7.4.4.2 Arenas de Relleno de Canal.....	102
7.4.4.3 Depósitos de Borde de Canal.....	104
7.4.4.4 Arenas de Desborde.....	106
7.4.5 Parámetros de Forma.....	106
7.4.6 Sinuosidad del Cauce Principal.....	107
8. METODOLOGÍA DEL TRABAJO.....	109
8.1 CONTROL DE CALIDAD.....	110
8.2 MODELAMIENTO ESTRATIGRÁFICO.....	111
8.2.1 Distribución de Facies en Registros de Pozo.....	113
8.2.1.1 Definición de Marcadores Estratigráficos.....	113
8.2.1.2 Interpretación de Facies.....	114
8.2.2 Definición de Ciclos Estratigráficos.....	115
8.2.3 Correlaciones Estratigráficas.....	117
8.2.4 Mapas de Facies.....	117
8.2.5 Mapas de Promedios de Arenas y de Espesor de Arenas.....	118
8.3 MODELO PETROFÍSICO.....	119
8.4 MODELO GEOESTADÍSTICO.....	122
9. RESULTADOS.....	125
9.1 MODELO ESTRATIGRAFICO.....	125

9.1.1 Descripción de Facies.....	125
9.1.1.1 Facies Limonita Biotubada (FL-b).....	126
9.1.1.2 Facies Limonita (FL).....	126
9.1.1.3 Facies Limonitas con lentes de arenita (Fa-LentA)..	127
9.1.1.4 Facies Arenita Friable (A).....	128
9.1.1.5 Facies Arenita Bioturbada (A-b).....	128
9.1.1.6 Facies Arenita con Interclasto (A-i).....	129
9.1.1.7 Facies Arenita con Estratificación cruzada (A-x).....	129
9.1.1.8 Facies Arenita con Relictos de Estratificación Cruzada.....	129
9.1.1.9 Facie Conglomerado.....	130
9.1.2 Interpretación Ambiental.....	130
9.1.3 Sistemas Fluviales.....	130
9.1.3.1 Canal.....	130
9.1.3.2 Llanura de Inundación.....	131
9.1.3.3 Desborde de Canal.....	131
9.1.4 Distribución de Facies.....	131
9.1.4.1 Traversa 1.....	133
9.1.4.2 Traversa 2.....	135
9.1.4.3 Traversa 3.....	136
9.1.4.4 Traversa 4.....	137
9.1.5 Mapa de Facies.....	138
9.1.5.1 Facies al tope de Mugrosa B1.....	138
9.1.5.2 Facies al tope de Mugrosa B2.....	140
9.1.5.3 Facies al tope de Mugrosa B3.....	141
9.1.5.4 Facies al tope de Mugrosa B4.....	142
9.1.5.5 Facies al tope de Mugrosa C1.....	143
9.1.5.6 Facies al tope de Mugrosa C2.....	145
9.1.5.7 Facies al tope de Mugrosa C3.....	146
9.1.6 Mapas De Espesor De Arenas.....	147
9.1.6.1 Mapa de Espesor de Arenas B1.....	148

9.1.6.2	Mapa de Espesor de Arenas B2.....	149
9.1.6.3	Mapa de Espesor de Arenas B3.....	150
9.1.6.4	Mapa de Espesor de Arenas B4.....	150
9.1.6.5	Mapa de Espesor de Arenas C1.....	151
9.1.6.6	Mapa de Espesor de Arenas C2.....	152
9.1.6.7	Mapa de Espesor de Arenas C3.....	153
9.1.7	Mapas De Promedio De Arenas.....	154
9.2	MODELO PETROFISICO.....	157
9.2.1	Petrofísica MAPG 1.....	159
9.2.2	Petrofísica MAPG 2.....	161
9.2.3	Petrofísica MAPG 2.....	162
9.2.4	Petrofísica MAPG 3.....	163
9.2.5	Petrofísica MAPG 4.....	164
9.2.6	Petrofísica MAPG 5.....	165
9.2.7	Petrofísica MAPG 6.....	166
9.2.8	Petrofísica MAPG 7.....	167
9.2.9	Petrofísica MAPG 8.....	168
9.2.10	Petrofísica MAPG 9.....	169
9.2.11	Petrofísica MAPG 10.....	170
9.2.12	Petrofísica MAPG 11.....	171
9.2.13	Petrofísica MAPG 12.....	172
9.2.14	Petrofísica MAPG 13.....	173
9.2.15	Petrofísica MAPG 14.....	174
9.2.16	Petrofísica MAPG 15.....	175
9.3	MODELAMIENTO GEOESTADISTICO.....	176
9.3.1	Generación de Grid.....	177
9.3.2	Definición Del Armazón.....	178
9.3.3	Definición Del Layering.....	178
9.3.4	Definición De Parámetros De Canal.....	180
9.3.4.1	Registros de Pozo.....	180
9.3.4.2	Geología De Campo.....	189

9.3.4.3 Núcleos de Perforación.....	197
9.3.5 Escalamiento De Propiedades.....	200
9.4 MODELAMIENTO DE FACIES BASADO EN OBJETOS.....	204
9.5 MODELAMIENTO PETROFISICO.....	210
10 CONCLUSIONES.....	221
11 RECOMENDACIONES.....	224
BIBLIOGRAFIA	

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
<i>Figura 1.</i> Localización de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.....	27
<i>Figura 2.</i> Área de estudio Campo Llanito.....	28
<i>Figura 3.</i> Columna general del Valle Medio y Superior del Magdalena.....	32
<i>Figura 4.</i> Columna Estratigráfica generalizada en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.....	39
<i>Figura 5.</i> Modelo Evolutivo Regional de la Cordillera Oriental y las Cuencas del Valle Medio del Magdalena y Llanos.....	41
<i>Figura 6.</i> Línea de buzamiento LL-82-1218.....	42
<i>Figura 7.</i> Marco Geológico Estructural al tope de la zona C.....	43
<i>Figura 8.</i> Tipos de Sistemas Fluviales.....	49
<i>Figura 9.</i> Diagrama de Hjulstrom.....	50
<i>Figura 10.</i> Distribución de la velocidad y turbulencia dentro de un segmento sinuoso de canal.....	51
<i>Figura 11.</i> Marco depositacional de Crevasse splay producido por un flujo a través de brechas en el Natural Levee a partir del canal principal.....	52
<i>Figura 12.</i> . Expresión morfológica de un Crevasse Splay y el natural Levee en un sistema fluvial.....	56
<i>Figura 13.</i> Relación de sinuosidad de un canal.....	57
<i>Figura 14.</i> Componentes morfológicas de un sistema fluvial tipo meándrico.....	58
<i>Figura 15.</i> Secuencia típica de disminución en el tamaño de grano (Granodecreciente hacia el tope) en los depósitos de sistemas fluviales meándricos.....	59
<i>Figura 16.</i> Componentes morfológicas de un sistema fluvial tipo trenzado.....	61
<i>Figura 17.</i> Interfase entre zona virgen y la zona lavada para una corrección de línea base del la Curva SP.....	68
<i>Figura 18.</i> Representación de la porosidad de las rocas, correspondiente al espacio vacío con relación al espacio total.....	73

<i>Figura 19.</i> Muestra un bloque en el cual se supone que toda la porosidad está concentrada en el fondo del mismo, dejando matriz compacta encima.....	75
<i>Figura 20.</i> Muestra que la porosidad contiene agua e hidrocarburo.....	75
<i>Figura 21.</i> Modelo de roca invadida por el filtrado de lodo.....	76
<i>Figura 22.</i> Comportamiento mixto de una función aleatoria.....	85
<i>Figura 23.</i> Componentes principales de un variograma.....	88
<i>Figura 24.</i> Modelo Lineal.....	89
<i>Figura 25</i> Modelo Esférico.....	89
<i>Figura 26</i> Modelo Exponencial.....	90
<i>Figura 27.</i> Modelo de Potencia.....	90
<i>Figura 28.</i> Modelo Gaussiano.....	91
<i>Figura 29.</i> Modelo de Efectos de Hueco.....	91
<i>Figura 30.</i> Ejemplo de una variable 1-D que modela la línea central de un objeto, en este caso pertenece a un canal.....	96
<i>Figura 31.</i> Dos ejemplos de condicionamiento directo de la línea central del canal respetando los datos locales de pozo.....	97
<i>Figura 32.</i> Elementos geométricos del canal. (a) Vista de planta de un canal hipotético. (b) Vista de perfil del canal.....	98
<i>Figura 33.</i> Canal modelado mediante la unión de secciones transversales y las variables de ancho, espesor y línea central (BackBone).....	99
<i>Figura 34.</i> Esquema de planta y cortes asociados a la trayectoria de un canal meandriforme. La línea roja muestra la dirección del thalweg.....	104
<i>Figura 35.</i> (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.....	105
<i>Figura 36.</i> Ejemplo de un natural Levee modelado con la unión de secciones transversas y en función del ancho, espesor y línea central.....	106

<i>Figura 37</i> Metodología planteada para el desarrollo del proyecto.....	109
<i>Figura 38</i> Formato para la descripción de núcleos a escala 1:10 de la Litoteca Nacional Bernardo Taborda Arango.....	111
<i>Figura 39.</i> Formato para digitalización de Columnas estratigráficas a escala 1:100.....	112
<i>Figura 40.</i> Definición de Marcadores estratigráficos en cada uno de los Registros de pozo teniendo en cuenta la posición estratigráfica donde se ubican.....	114
<i>Figura 41.</i> Definición de las diferentes formas asociadas a los ambientes interpretados mediante registros de pozo.....	115
<i>Figura 42.</i> Metodología utilizada de estratigrafía de Secuencias en el Presente estudio. Tomado de Cross (1993).....	116
<i>Figura 43.</i> Mapa explicativo de la elaboración de los mapas de facies para Mugrosa B1 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; Rosado: Crevasse Splay; Gris: Flood Plain o Llanuras de inundación).....	118
<i>Figura 44.</i> Mapas de a) Espesor de arenas de Mugrosa B1 y b) Mapa de Promedio de Arenas de Mugrosa B1.....	119
<i>Figura 45.</i> En el t�mplate o en la pista 1 tenemos el registros potencial espontaneo corregido por línea base, en el segundo t�mplate esta la porosidad efectiva calculada a partir del registro de densidad el cual se encuentra en el ultimo template y en el template 3 y 4 tenemos representada la permeabilidad y la saturación respectivamente del pozo 103 de la Formación Mugrosa del Campo Llanito.....	121
<i>Figura 46</i> Pozo Llanito117, Formación Mugrosa. Facies FL-b.....	126
<i>Figura 47</i> Facies de la Formación Mugrosa en intervalos corazonados del Campo Llanito.....	127
<i>Figura 48.</i> Pozo Llanito 117, Formación Mugrosa. Facie Fa- LentA. Fa-LentA...	127
<i>Figura49.</i> Pozo Llanito117, Formación Mugrosa. Facies A. Arenita.....	128
<i>Figura 50.</i> Pozo Llanito 117, Formación Mugrosa. Facies A-i. Arenita con Intraclasto.....	129

<i>Figura 51</i> . Pozo Llanito 117, formación Mugrosa. Facies A-x-b. Arenita con Intraclastos.....	130
<i>Figura 52</i> Mapa de distribución espacial de pozos en el campo llanito y allí se ubican las Traversas Estratigráficas a través del área de estudio.....	132
<i>Figura 53.</i> Distribución lateral de Facies teniendo en cuenta que en los estados de menor A/S los canales presentan mayor continuidad.....	133
<i>Figura 54.</i> Correlación de facies arenosas para la travesa 1.....	134
<i>Figura 55</i> Correlación de facies arenosas para la travesa 2.....	135
<i>Figura 56</i> Correlación de facies arenosas para la travesa 3.....	136
<i>Figura 57</i> Correlación de facies arenosas para la travesa 4.....	137
<i>Figura 58.</i> Mapa de Facies al tope de B1 generados a mano donde se observa de color amarillo las facies de Canal, de Rosado las facies de desborde de canal y de color gris la facie de llanura de inundación (floodplain)..	139
<i>Figura 59.</i> Mapa de Facies al tope de B1 a partir de otra interpretación hecha por el autor.....	140
<i>Figura 60.</i> Mapa de Facies al tope de B2 generados a mano donde se observa de color amarillo las facies de Canal y de color gris la facie de llanura de inundación (floodplain).....	141
<i>Figura 61.</i> Mapa de Facies al tope de B3, generados a mano donde se observa de color amarillo las facies de Canal, de Rosado las facies de desborde de canal y de color gris la facie de llanura de inundación (floodplain)..	142
<i>Figura 62.</i> Mapa de Facies al tope de B4, generados a mano donde se observa de color amarillo las facies de Canal, de Rosado las facies de desborde de canal y de color gris la facie de llanura de inundación (floodplain)..	143
<i>Figura 63.</i> Mapa de Facies al tope de C1, generados a mano donde se observa de color amarillo las facies de Canal, de Rosado las facies de desborde de canal y de color gris la facie de llanura de inundación (floodplain)..	144
<i>Figura 64.</i> Mapa de Facies al tope de C1 a partir de otra interpretación hecha por el autor.....	145
<i>Figura 65.</i> Mapa de Facies al tope de C2, generados a mano donde se observa de color amarillo las facies de Canal, y de color gris la facie de llanura de inundación (floodplain).....	146

<i>Figura 66.</i> Mapa de Facies al tope de C3, generados a mano donde se observa de color amarillo las facies de Canal, de Rosado las facies de desborde de canal y de color gris la facie de llanura de inundación (floodplain)..	147
<i>Figura 67.</i> Mapa de Espesor de Arenas Mugrosa B1	148
<i>Figura 68.</i> Mapa de Espesor de Arenas Mugrosa B2.....	149
<i>Figura 69.</i> Mapa de Espesor de Arenas Mugrosa B3.....	150
<i>Figura 70.</i> Mapa de Espesor de Arenas Mugrosa B4.....	151
<i>Figura 71.</i> Mapa de Espesor de Arenas Mugrosa C1.....	152
<i>Figura 72.</i> Mapa de Espesor de Arenas Mugrosa C2.....	153
<i>Figura 73.</i> Mapa de Espesor de Arenas Mugrosa C3.....	154
<i>Figura 74.</i> (a) Mapa de Promedio de Arenas Mugrosa B1 (b) Mapa de Promedio de Arenas Mugrosa B3.....	155
<i>Figura 75.</i> (a) Mapa de Promedio de Arenas Mugrosa B3 (b) Mapa de Promedio de Arenas Mugrosa B4.....	155
<i>Figura 76.</i> (a) Mapa de Promedio de Arenas Mugrosa C1 (b) Mapa de Promedio de Arenas Mugrosa C2 (c) Mapa de Promedio de Arenas Mugrosa C3.....	156
<i>Figura 77.</i> 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.....	157
<i>Figura 78.</i> Resultados obtenidos mediante el Software Prizm para la formación Mugrosa, en el Pozo Llanito	159
<i>Figura 79.</i> Resultados obtenidos mediante el Software Prizm para la formación Mugrosa, en el Pozo MAPG 1	160
<i>Figura 80.</i> Resultados obtenidos mediante el Software Prizm para la formación Mugrosa, en el Pozo MAPG 2	161
<i>Figura 81.</i> Resultados obtenidos mediante el Software Prizm para la formación Mugrosa, en el Pozo MAPG 3	162
<i>Figura 82.</i> Resultados obtenidos mediante el Software Prizm para la formación Mugrosa, en el Pozo MAPG 4	163

<i>Figura 83. Resultados obtenidos mediante el Software Prizm para la formación Mugrosa, en el Pozo MAPG 5.....</i>	164
<i>Figura 84. Resultados obtenidos mediante el Software Prizm para la formación Mugrosa, en el Pozo MAPG 6.....</i>	165
<i>Figura 85. Resultados obtenidos mediante el Software Prizm para la formación Mugrosa, en el Pozo MAPG 7.</i>	166
<i>Figura 86. Resultados obtenidos mediante el Software Prizm para la formación Mugrosa, en el Pozo MAPG 8.</i>	167
<i>Figura 87. Resultados obtenidos mediante el Software Prizm para la formación Mugrosa, en el Pozo MAPG 9.</i>	168
<i>Figura 88. Resultados obtenidos mediante el Software Prizm para la formación Mugrosa, en el Pozo MAPG 10.</i>	169
<i>Figura 89.. Resultados obtenidos mediante el Software Prizm para la formación Mugrosa, en el Pozo MAPG 11.</i>	170
<i>Figura 90. Resultados obtenidos mediante el Software Prizm para la formación Mugrosa, en el Pozo MAPG 12.</i>	171
<i>Figura 91. Resultados obtenidos mediante el Software Prizm para la formación Mugrosa, en el Pozo MAPG 13.</i>	172
<i>Figura 92. Resultados obtenidos mediante el Software Prizm para la formación Mugrosa, en el Pozo MAPG 14.</i>	173
<i>Figura 93. Resultados obtenidos mediante el Software Prizm para la formación Mugrosa, en el Pozo MAPG 15.....</i>	174
<i>Figura 94. Resultados obtenidos mediante el Software Prizm para la formación Mugrosa, en el Pozo MAPG 16.....</i>	175
<i>Figura 95. Ubicación espacial de pozos en el grid de celdas.....</i>	176
<i>Figura 96. Generación del Esqueleto del campo con dos superficies que representan el tope y la base de la Formación Mugrosa.....</i>	177
<i>Figura 97. Armazón Área Piloto Campo Llanito, con las 7 Subunidades definidas como (Mugrosa C3, C2, C1, B4, B3, B2, B1).....</i>	178
<i>Figura 98 División vertical del campo a nivel de subunidad a partir de la generación del Layering.....</i>	179

<i>Figura 99. Ejemplo de registro de facies exportado desde Petrel con Formato spreadsheet para un pozo del área piloto del Campo Llanito Con su respectiva profundidad.....</i>	<i>181</i>
<i>Figura 100. Histograma realizado para los espesores de canal de la subunidad Mugrosa B1.....</i>	<i>184</i>
<i>Figura 101. Histograma realizado para los espesores de canal de la subunidad Mugrosa B2.....</i>	<i>184</i>
<i>Figura 102. Histograma realizado para los espesores de canal de la subunidad Mugrosa B3.....</i>	<i>185</i>
<i>Figura 103. Histograma realizado para los espesores de canal de la subunidad Mugrosa B4.....</i>	<i>185</i>
<i>Figura 104. Histograma realizado para los espesores de canal de la subunidad Mugrosa C1.....</i>	<i>186</i>
<i>Figura 105. Histograma realizado para los espesores de canal de la subunidad Mugrosa C2.....</i>	<i>187</i>
<i>Figura 106. Histograma realizado para los espesores de canal de la subunidad Mugrosa C3.....</i>	<i>187</i>
<i>Figura 107. Histograma de frecuencias porcentuales para las subunidades de la Formación Mugrosa en el Campo Llanito.....</i>	<i>188</i>
<i>Figura 108. Mapa geológico del área de trabajo con su respectivo recorrido.....</i>	<i>189</i>
<i>Figura 109. Afloramiento correspondiente a la Formación Lisama, donde se aprecia las intercalaciones de shale con paquetes más potentes de arenas.</i>	<i>190</i>
<i>Figura 110. Afloramiento correspondiente a la Formación Lisama , donde se aprecia los ripples al costado norte del afloramiento.....</i>	<i>190</i>
<i>Figura 111. Afloramiento de la base de la Formación la Paz, Reconocida por Gomez Elias (2005) como conglomerado basal de la Formación la Paz.....</i>	<i>191</i>
<i>Figura 112. Ejemplo de amalgamamiento de canales hacia el tope de Formación La Paz, conservando la parte conglomerática basal típica de un canal.....</i>	<i>191</i>

<i>Figura 113. Afloramiento de la Formación Esmeraldas donde se aprecian las tres facies: Canal, Crevasse Splay y floodplain.....</i>	<i>192</i>
<i>Figura 114. Afloramiento de la Formación Mugrosa donde se pueden ver las tres facies características de los ambientes fluviales.....</i>	<i>193</i>
<i>Figura 115. Afloramiento de la Formación Colorado donde se pueden ver las tres facies características de los ambientes fluviales.....</i>	<i>193</i>
<i>Figura 116 Afloramiento de la Formación Real donde se pueden ver muy bien los canales potentes embebidos en la matriz de Floodplain.....</i>	<i>194</i>
<i>Figura 117. Ubicación de afloramientos sobre la Formación Mugrosa en la quebrada la Putana.....</i>	<i>195</i>
<i>Figura 118. Mediciones de espesores de afloramiento sobre la Formación Mugrosa en la quebrada la Putana.....</i>	<i>196</i>
<i>Figura 119. Histograma generado a partir de mediciones de espesores de canal sobre las Formaciones La Paz, Esmeralda, Mugrosa y Colorado.....</i>	<i>197</i>
<i>Figura 120. Núcleos de Perforación donde se realizaron las respectivas medidas de espesor de canal.....</i>	<i>198</i>
<i>Figura 121. Histograma generado a partir de mediciones de espesores de canal de núcleo de perforación del Pozo Casabe 1045.....</i>	<i>199</i>
<i>Figura 122. Registro de facies escalados por pozo en el modelo 3D.....</i>	<i>200</i>
<i>Figura 123. Escalamiento de facies a nivel de Pozo. Tenemos en cada pozo a la izquierda la interpretación de facies y a la derecha las facies ya escaladas.....</i>	<i>201</i>

<i>Figura 124.</i> Registros Escalados. a) Porosidad Escalado, b) Permeabilidad Escalado y c) Saturación de Agua Escalado.....	202
<i>Figura 125.</i> Ejemplo de cómo se condicionan las propiedades petrofísicas a las facies.....	203
<i>Figura 126.</i> Ventana de Petrel donde se insertan los parámetros de ancho y espesor de canal para modelo de facies por el método de objetos.....	204
<i>Figura 127.</i> Ventana de petrel donde se asignan parámetros de dirección, amplitud y longitud de onda de los canales.....	205
<i>Figura 128.</i> Modelamiento geoestadístico al tope de la subunidad Mugrosa B1.....	206
<i>Figura 129.</i> Modelamiento geoestadístico al tope de la subunidad Mugrosa B2.....	206
<i>Figura 130.</i> Modelamiento geoestadístico al tope de la subunidad Mugrosa B3.....	207
<i>Figura 131.</i> Modelamiento geoestadístico al tope de la subunidad Mugrosa B4.....	207
<i>Figura 132.</i> Modelamiento geoestadístico al tope de la subunidad Mugrosa C1.....	208
<i>Figura 133.</i> Modelamiento geoestadístico al tope de la subunidad Mugrosa C2.....	208
<i>Figura 134.</i> Modelamiento geoestadístico al tope de la subunidad Mugrosa C3.....	209
<i>Figura 135.</i> Modelamiento geoestadístico para la Formación Mugrosa en área Piloto del Campo Llanito.....	209
<i>Figura 136.</i> Zona Norte y Sur elegida para realizar el modelo Petrofísico	

en el Área Piloto del Campo Llanito.....	210
<i>Figura 137.</i> Ventana de petrel donde se asignan los variogramas por zonas para cada una de las subunidades del campo llanito.....	211
<i>Figura 138.</i> Modelamiento de Porosidad para cada una de las Subunidades de la zona Llanito norte donde a) Mugrosa B1, b) Mugrosa B2, c) Mugrosa B3, d) Mugrosa B4, e) Mugrosa C1, f) Mugrosa C2 y g) Mugrosa C3.....	213
<i>Figura 139.</i> Modelo integrado de porosidad para todas las subunidades de la Formación Mugrosa en la zona definida como Llanito Norte.....	214
<i>Figura 140.</i> Modelamiento de Porosidad para cada una de las Subunidades de la zona Llanito Sur donde a) Mugrosa B1, b) Mugrosa B2, c) Mugrosa B3, d) Mugrosa B4, e) Mugrosa C1, f) Mugrosa C2 y g) Mugrosa C3.....	215
<i>Figura 141.</i> Modelo integrado de porosidad para todas las subunidades de la Formación Mugrosa en la zona definida como llanito Sur.....	216
<i>Figura 142.</i> Modelo de Porosidad incluyendo las dos zonas del área piloto del Campo Llanito.....	217
<i>Figura 143.</i> Modelo de Permeabilidad incluyendo las dos zonas del área piloto del Campo Llanito.....	217
<i>Figura 144.</i> Modelo de Saturación de Agua incluyendo las dos zonas del área piloto del Campo Llanito.....	218
<i>Figura 145.</i> Modelo de Net Gross incluyendo las dos zonas del área piloto del Campo Llanito.....	218
<i>Figura 146.</i> (a). Modelo de porosidad efectuando filtro, donde se tomo un valor de porosidad mayor al 13% (b) Modelo de Porosidad sin efectuar filtro....	219
<i>Figura 147.</i> (a). Modelo de Saturación de Agua efectuando filtro de Saturación de agua menor a 50%. (b). Modelo de Saturación de Agua sin efectuar filtro....	220

LISTA DE TABLAS

	Pág.
<i>Tabla 1.</i> Clasificación simplificada de los ambientes de depositacionales según Boggs.....	46
<i>Tabla 2.</i> Facies genéticas de los sistemas Fluviales.....	53
<i>Tabla 3.</i> Relación arquitectural entre los diferentes estilos fluviales.....	62
<i>Tabla 4.</i> Tiempo de transito y velocidad de matriz promedio de una unidad de formación.....	79
<i>Tabla 5.</i> Densidad promedio de una unidad de formación.....	81
<i>Tabla 6.</i> Densidad promedio del fluido de perforación (filtrado de lodo).....	81
<i>Tabla 7.</i> Índices de Sinuosidad.....	108
<i>Tabla 8.</i> Historia de los pozos Campo Llanito.....	113
<i>Tabla 9.</i> Parámetros de Petrofísica.....	120
<i>Tabla 10.</i> Intervalo corazonado de la Formación Mugrosa en el Campo Llanito.....	125
<i>Tabla 11.</i> Resultados del Análisis Petrofísico de la Formación Mugrosa para el pozo MAPG 1	159
<i>Tabla 12.</i> Resultados del Análisis Petrofísico de la Formación Mugrosa para el pozo MAPG 2	161
<i>Tabla 13.</i> Resultados del Análisis Petrofísico de la Formación Mugrosa para el pozo MAPG 3	162
<i>Tabla 14.</i> Resultados del Análisis Petrofísico de la Formación Mugrosa para el pozo MAPG 4	163
<i>Tabla 15.</i> Resultados del Análisis Petrofísico de la Formación Mugrosa para el pozo MAPG 5	164
<i>Tabla 16.</i> Resultados del Análisis Petrofísico de la Formación Mugrosa para el pozo MAPG 6	165
<i>Tabla 17.</i> Resultados del Análisis Petrofísico de la Formación Mugrosa para el pozo MAPG 7	166
<i>Tabla 18.</i> Resultados del Análisis Petrofísico de la Formación Mugrosa	

<i>para el pozo MAPG 8.....</i>	<i>167</i>
<i>Tabla 19. Resultados del Análisis Petrofísico de la Formación Mugrosa para el pozo 7.....</i>	<i>168</i>
<i>Tabla 20. Resultados del Análisis Petrofísico de la Formación Mugrosa para el pozo MAPG 8.....</i>	<i>169</i>
<i>Tabla 21. Resultados del Análisis Petrofísico de la Formación Mugrosa para el pozo MAPG 10.....</i>	<i>170</i>
<i>Tabla 22. Resultados del Análisis Petrofísico de la Formación Mugrosa para el pozo MAPG 12.....</i>	<i>171</i>
<i>Tabla 23. Resultados del Análisis Petrofísico de la Formación Mugrosa para el pozo MAPG 13.....</i>	<i>172</i>
<i>Tabla 24. Resultados del Análisis Petrofísico de la Formación Mugrosa para el pozo MAPG 14.....</i>	<i>173</i>
<i>Tabla 25. Resultados del Análisis Petrofísico de la Formación Mugrosa para el pozo MAPG 15.....</i>	<i>174</i>
<i>Tabla 26. Resultados del Análisis Petrofísico de la Formación Mugrosa para el pozo MAPG 16.....</i>	<i>175</i>
<i>Tabla 27. Definición del layering para cada subunidad teniendo en cuenta el espesor promedio por celda.....</i>	<i>179</i>
<i>Tabla 28 Ejemplo de tabulación de los datos de pozo correspondientes a los espesores de arena para cada uno de las subunidades de la Formación Mugrosa.....</i>	<i>182</i>
<i>Tabla 29. Clasificación de Cuerpos fluviales y valles rellenos según el tamaño de los depósitos.....</i>	<i>182</i>

INTRODUCCION

La Cuenca del Valle Medio del Magdalena contiene mas de 50 campos petrolíferos, dentro de estos esta el Campo Llanito que por sus características, basadas en la estratigrafía y la Petrofísica y análisis de producción, será sometido a recobro mejorado convencional mediante técnicas como la inyección de agua para aumentar la producción de petróleo y optimizar el recobro de hidrocarburos en el campo.

Se hace indispensable definir en este trabajo una metodología para la caracterización de yacimientos fluviales mediante la aplicación de herramientas geoestadísticas, donde el objetivo es construir un modelo lo mas realista posible para el Campo Llanito el cual logre disminuir la incertidumbre que se tiene de la orientación, distribución y continuidad espacial de los geocuerpos arenosos considerados como roca reservorio para la Formación Mugrosa en este campo.

La definición de un Modelo Geoestadístico basado en objetos tiene como punto de partida un modelo geológico inicial del área el cual a partir de la estratigrafía da alguna idea de posibles zonas de interés donde exista conectividad entre los cuerpos arenosos y a partir de las propiedades petrofísicas determinar que rocas presentas propiedades aptas para almacenar hidrocarburo. Seguido a esto el Modelamiento basado en objetos 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*).

Estas facies a modelar tiene un buen soporte de datos previos recopilados en trabajo de geología de campo y análisis de núcleos de perforación para determinar un posible ancho y espesor de las facies denominadas como canal, que en ultimas son las facies que representan un grado de interés mayor ya que son evaluadas como reservorios de interés dentro del el campo.

1. OBJETIVOS

1.1 OBJETIVO GENERAL

Definir un Modelo Geoestadístico basado en objetos de la formación Mugrosa a partir de los Modelos Estratigráfico y Petrofísico, que permita determinar la continuidad, dirección y distribución espacial de los geocuerpos arenosos en el sector este del Campo Llanito

1.2 OBJETIVOS ESPECIFICOS

- Realizar descripciones Sedimentológica, Estratigráfica y Petrofísica de la formación Mugrosa en el Campo Llanito, a partir de núcleos, registros eléctricos y datos recopilados en Campo
- Reconocer sobre afloramientos los depósitos de canal de las Formaciones Mugrosa, para medir y documentar las dimensiones de ancho y espesor de los cuerpos asociados a los canales
- Identificar 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.

2. ESTADO DEL ARTE

2.1 GENERALIDADES DE LA 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 (Gerencia de Yacimientos – ECOPETROL, 2004 en 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 (Gerencia de Yacimientos – ECOPETROL, 2004 en 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 (Gerencia de Yacimientos – ECOPETROL, 2004 en Castro y Gordillo, 2005). Esta cuenca contiene más de la mitad del OOIP almacenado en el terciario del país (10.771 MMBO), (Gerencia de Yacimientos – ECOPETROL, 2004 en 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. 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 (Gerencia de Yacimientos – ECOPEPETROL, 2004 en Castro y Gordillo, 2005). Cuenta con una extensión aproximada es de 35.000 Km² (Figura 1).



Figura 1. Localización de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena (patrón encerrado en rojo), las demás áreas blancas corresponden a Cuenas sedimentarias y las áreas oscuras son zonas levantadas o basamento (modificado de Ramón et al, 1997), el área de estudio se encuentra con mayor detalle en la Figura 2.

Las zonas de cordillera se encuentran separadas del valle al Este por la Falla de La Salina el Sinclinal de Nuevo Mundo (Cordillera Oriental), al Oeste por la Falla de la Palestina (Cordillera Central), Al Sur por Falla de rumbo de Ibagué en cercanías a la población de Honda en el Tolima; y una silla angosta formada por rocas ígneas de las Cordilleras Central y Oriental en las cercanías de Aguachica (Cesar) y/o del Banco Magdalena se considera como su límite Norte, en donde continua el Valle Inferior del Magdalena.

2.2 LOCALIZACIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO

El Campo Llanito (Figura 2), se ubica en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena (CVMM), en el Ciénaga de San Silvestre. El área Llanito abarca una extensión aproximada de 70 Km², 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

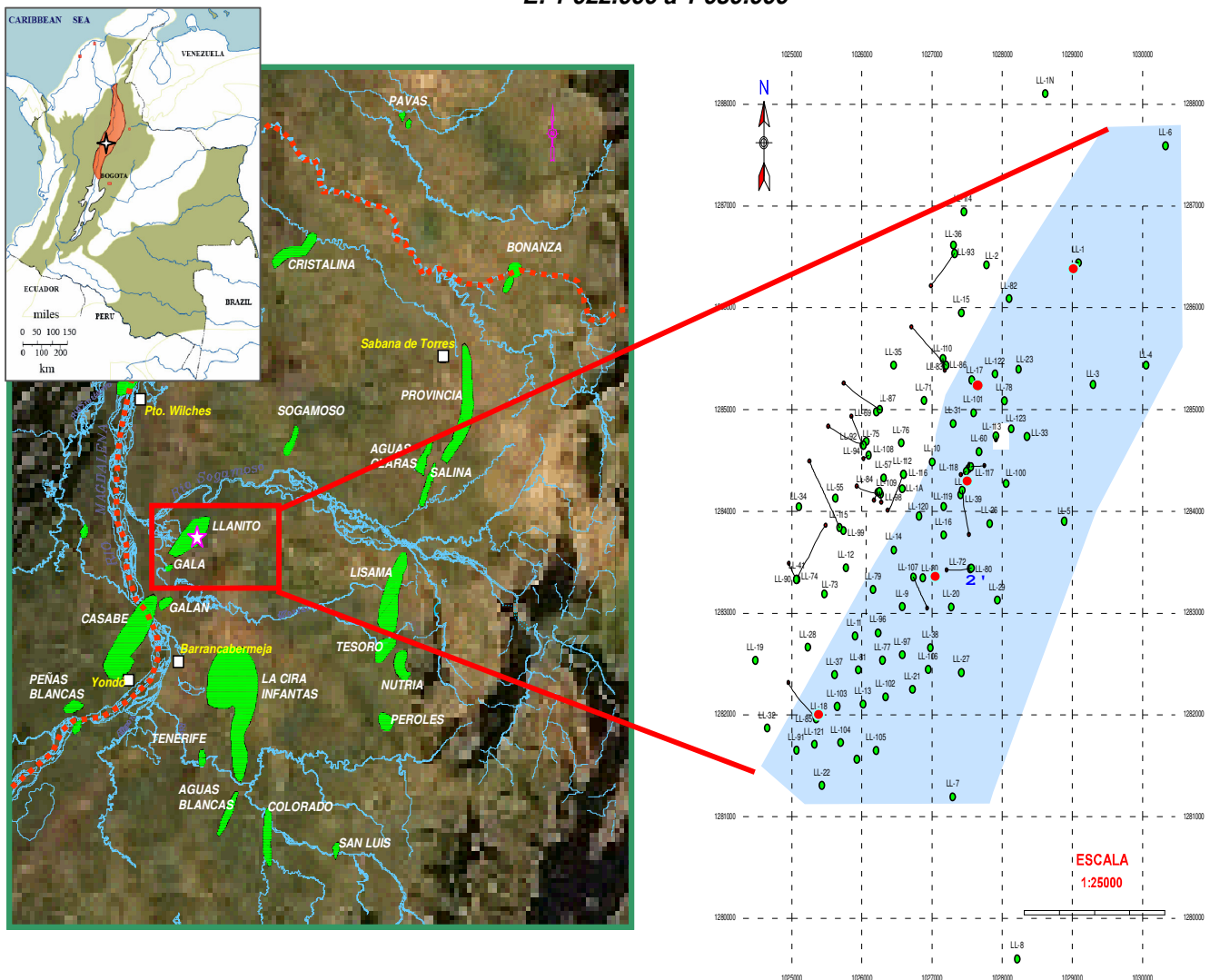


Figura 2. El cuadro Celeste de la derecha señala el área de estudio dentro del Campo Llanito, los puntos rojos resaltados en el mapa indican los pozos corazonados en el área.

El sector Este del Campo Llanito (Figura 2, derecha), 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 área de estudio por el Grupo de Investigación en Estratigrafía, como parte de los compromisos adquiridos durante el convenio para el año 2008, entre la Universidad Industrial de Santander y ECOPETROL – ICP. 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.

2.3 GENERALIDADES DEL ÁREA DE ESTUDIO

El área Llanito tiene una extensión aproximada de 70 Km², 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 area 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).

2.4 RESEÑA HISTÓRICA DEL CAMPO

La exploración en el campo Llanito-Gala se inicia el 19 de febrero de 1955 con la perforación de Llanito 1, el cual se perforó hasta las formaciones del grupo calcáreo Basal, alcanzando una profundidad de 13561 ft, sin encontrar manifestaciones de Hidrocarburos (en ECOPETROL –ICP, 2006).

A partir de la perforación del pozo Llanito 1 y hasta octubre de 1960, se perforaron siete (7) pozos adicionales, teniendo como objetivo el terciario (normalmente las 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 BOPD en flujo natural (tomado de ECOPETROL – ICP, 2006).

Durante 1977 se termina el pozo Llanito 1 Norte, cuyo objeto fue delimitar el campo hacia el Norte (ECOPETROL – ICP, 2006). 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 alcanzan a perforar 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 (ECOPETROL – ICP, 2006). Actualmente a los tres primeros meses de este año el Campo Llanito reporta una producción de 3247 BOPD (fuente web del Ministerio d Minas y Energía 2008).

3. MARCO TEORICO GENERAL

3.1 EVOLUCIÓN TÉCTONO–ESTRATIGRÁFICA.

En la actualidad, se considera aceptable la hipótesis en la que se plantea inicialmente una tectónica de bloques que alcanza a afectar sedimentos Pre-Eocénicos, producto de un ciclo orogénico Cretáceo–Paleoceno y un segundo evento compresivo, representado por fallas inversas y estructuras anticlinales y sinclinales, producto de la Orogenia Andina de edad Mioceno Medio (Ecopetrol, 2002), en la Figura 3, se puede observar la evolución Tectono – Estratigráfica de la CVMM .

Geológicamente, la cuenca ha sufrido una serie de eventos tectono-sedimentarios. En un principio actuó como una zona de **Rift** (durante el Jurásico Tardío hasta comienzos del Cretáceo Temprano), con depositación principalmente molásica (Toussaint, 1995; Cediél et al 1997; Cediél, 2003), la cuenca de **Rift** evolucionó hasta el Cretáceo Tardío en una cuenca **Back Arc** detrás de la zona de subducción Andina, con una sedimentación principalmente marina.

A finales del Cretáceo y comienzos del Terciario (aproximadamente en el intervalo Coniaciano-Paleoceno) la sedimentación tendió a ser más del tipo continental (fluvial, fluvio-paludal y/o fluvio-deltaica). Desde el Paleoceno Tardío al Eoceno Medio un fuerte período de erosión se extiende durante toda la Cuenca, suprimiendo del registro estratigráfico en algunos sectores la totalidad de la Secuencia Cretácica. Este episodio se reconoce en la cuenca por una inconformidad regional denominada Inconformidad del Eoceno Medio (Suarez, 1996 en ECOPETROL – ICP, 2006; Ramón, 1997; Olaya, 1997, Gómez et al, 2005). Después de este episodio, se reinicia la sedimentación continental, configurándose la cuenca como tipo **Foreland**, evento que se ha subdividido en dos etapas. La primera etapa se conoce como **Foreland** Preandino Temprano, abarcando desde el Eoceno Medio hasta el Eoceno Tardío y la segunda etapa se conoce como **Foreland** Preandino Tardío, desde el Oligoceno hasta inicios del Mioceno Medio (ECOPETROL, 2002 en Castro y Gordillo, 2005).

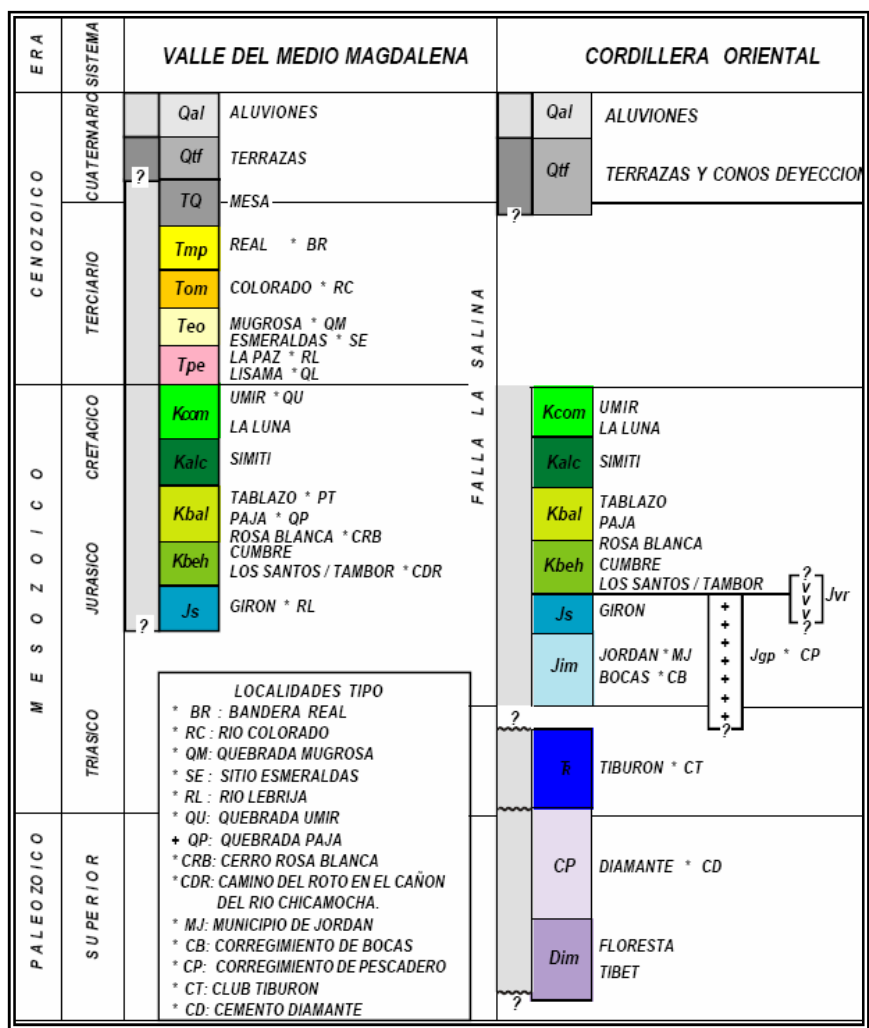


Figura 3. Unidades estratigráficas de las provincias tectónicas del Valle Medio del Magdalena y la Cordillera Oriental (Tomado de ROYERO, José y CLAVIJO, Jairo, 2001)

Durante el Mioceno Medio se produce la Orogenia Andina y ocurre una inversión tectónica en la Cuenca, la inversión se manifiesta en los desplazamientos producidos en las fallas normales “fossilizadas” y en el desplazamiento de las fallas inversas durante el evento del Cretáceo Superior–Paleoceno. En general, las estructuras asociadas a esta etapa tienen una dirección N-S. Durante esta etapa la cuenca se caracterizó por ser una cuenca Intramontana de una fase de **Foreland** Andino (Schamel, 1991; Gómez, et al, 2005).

Finalmente en el Mioceno Tardío-Plioceno, ocurrió un período de plegamiento y cabalgamiento en la Cordillera Oriental, simultaneo al levantamiento regional de dicha cadena montañosa (ECOPETROL y Schlumberger, 2003), limitando así la

parte oriental de la Cuenca e imprimiéndole las características estructurales presentes.

La Cuenca del Valle Medio del Magdalena se encuentra cubierta por una columna sedimentaria que sobrepasa los 16000 ft (4800m) de sedimentos continentales y marinos, cuya edad va desde el Triásico- Jurasico hasta el reciente (Gómez, 2005).

3.2 ESTRATIGRAFÍA GENERAL

La cuenca del Valle medio del Magdalena presenta dentro de su columna estratigráfica formaciones con Rocas Sedimentarias que van desde el Triásico hasta encontrar depósitos recientes. La sección estratigráfica de edad Terciario de la cual forma parte la formación a trabajar durante el desarrollo de este proyecto en el bloque este del Campo Llanito, comprende rocas que abarcan desde la Formación Lisama del Paleoceno hasta la Grupo Real del Mioceno superior al Plioceno. En la Figura 4 se muestra la columna generalizada de la cuenca del Valle medio del Magdalena.

3.2.1 Formación Girón (Jurásico-Cretácico Inferior)

Inicialmente el termino de Girón fue creado por tener en 1892 para designar una mega secuencia aflorante al occidente de Bucaramanga en los alrededores de Girón, Santander. Litológicamente está compuesta por una intercalación de areniscas, conglomerados y arcillolitas color marrón rojizo, (WARD, D., et al., 1973.). El espesor descrito y reportado en la sección tipo del río Lebrija, es de 4650 metros (1968, en WARD, D., et al., 1963.). El ambiente de depositación consiste en un ambiente tipo continental que presenta condiciones oxidantes, esto se puede evidenciar en la coloración rojiza típica de esta formación.

3.2.2 Formación Los Santos (Tambor) (Berriasiano-Hauteriviano Superior)

Fue definida por primera vez por Cediell (1968) y redefinida por Laverde (1985). Esta corresponde a una secuencia de areniscas conglomeráticas, lodolitas rojo grisáceas y cuarzo areniscas gris amarillentas, con estratificación cruzada. En la localidad tipo, el espesor es de 218 m. Estas Facies han sido interpretadas como depósitos fluviales acumulados por corrientes trenzadas. (Clavijo, 1985; Laverde y Clavijo, 1985; Laverde, 1985). Presenta una discontinuidad estratigráfica con la formación Girón la cual la infrayace. (Ver Royero J y Clavijo J. 2001)

3.2.3 Formación Rosablanca (Hauteriviano-Barremiano)

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

3.2.4 Formación Paja (Barremiano)

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

3.2.5 Formación Tablazo (Aptiano-Albiano)

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

3.2.6 Formación Simití (Albiano)

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

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

3.2.8 Formación Umir, (Campaniano-Maestrichtiano)

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

3.2.9 Formación Lisama (Paleoceno)

La formación Lisama está compuesta por lutitas abigarradas, arenisca de grano fino a medio de color pardo con cemento ferruginoso y mantos de carbón. El ambiente indica un paso de depositación marina del cretáceo superior a sedimentación continental característica en el terciario, más exactamente un ambiente de depositación lagunar a deltaico terminando aquí las condiciones marinas que dominaron en el Cretáceo. La parte media superior consta de arcillolitas limosas de tonos claros, pardo rojizas, pardo amarillo, violácea y gris claro con intercalaciones de areniscas arcillosas, gris y marrón, fina, micáceas, y compacta (Montt, M. Gutierrez D. Ecopetrol S.A., 2005). Su espesor es muy variable, especialmente en sentido E-W, notándose un incremento gradual hacia el sinclinal de Nuevo Mundo, donde parece haber tenido su máximo desarrollo con un espesor de 3.500 pies y en metros aproximadamente unos 1065 (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.

3.2.10 Formación La Paz (Eoceno medio)

Está dividida en tres miembros, el inferior de areniscas grises masivas conglomeráticas (Toro), el miembro medio shales grises en grandes paquetes y el miembro 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 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.

3.2.11 Formación Esmeraldas (Eoceno medio-superior)

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

superior es discordante y esta demarcado por el cambio al terminar la secuencia arenosa de la Formación Mugrosa (Olsson y Pilsburg, 1935).

3.2.12 Formación Mugrosa (Eoceno-Oligoceno)

Esta formación está conformada por rocas 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 depositó 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. La porosidad promedio de esta Formación está entre el 15 al 20%, además de esto se estableció que la Formación Mugrosa se encuentra subdividida en Zona B y Zona C para efectos operacionales (Waring, 1931 en Valderrama R. Pérez V.1977). La Formación Mugrosa presenta una sección inferior denominada Zona C (MZC), compuesta de areniscas gris verdosa y gris clara, de grano fino a grano medio, feldespática, ocasionalmente calcárea, con estratificación cruzada y geometría lenticular; alternando con arcillolitas gris clara y pardo amarillas, abigarradas. La sección superior corresponde a Zona B (MZB), y comprende una alternancia de areniscas de color gris verdosa, de grano fino a grano medio, con matriz arcillosa, selección regular, carbonosa y arcillolitas ligeramente arenosas, de color pardo amarillo. Las areniscas se caracterizan por ser lenticulares con estratificación cruzada y gradación vertical. El tope de la Formación Mugrosa está dado por el horizonte fosilífero de Mugrosa, el cual consta de shales gris verdosos, carbonosos, glauconíticos, en el que se encuentra englobado una fauna de moluscos.

3.2.13 Formación Colorado (Oligoceno Superior a Mioceno Inferior)

La Formación Colorado consiste de un nivel inferior el cual está compuesto de arcillolitas pardo rojizas, pardo amarillas y gris claras, abigarradas, ligeramente arenosas, masivas, con intercalaciones de areniscas cuarzosas de grano fino a conglomeráticas y matriz arcillosa. Seguido de un nivel superior de areniscas conglomeráticas, friables, compuestas de cuarzo y una alta proporción de chert amarillo y negro con una matriz arcillosa. Presenta un espesor de 210 metros hasta 914 metros. El ambiente de depositación de esta unidad es un ambiente con condiciones de alta oxidación, lo cual indica que es un ambiente continental (Morales, 1958). La Formación Colorado se caracteriza por una amplia distribución al oeste de la falla de la Salina y debido a que el ambiente de sedimentación es

continental de tipo fluvial, esta formación se constituye en los sedimentos molásicos del antepaís del Valle Medio del Río Magdalena y ha sido datada como Oligoceno superior con base en la asociación de moluscos presentes en el nivel arcilloso superior (Wheeler, 1935 en Valderrama R. Pérez V.1977). Esta formación presentan rocas reservorio con buena porosidad entre un 15 – 20% y permeabilidades entre 20 – 600 md. El contacto inferior está dado por los fósiles de Mugrosa y en ausencia de estos, está dado por un marcador eléctrico obtenido a partir de una alta lectura del registro de conductividad.

3.2.14 Grupo Real (Mioceno – Plioceno)

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

3.2.15 Formación Mesa (Plioceno-Pleistoceno)

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

ERA	PERIODO	ÉPOCA	EDAD	FORMACION	ZONA	DESCRIPCION	
CENOZOICO	CUATERNARIO	HOLOCENO		MESA		Conglomerados y areniscas de grano grueso con intercalaciones de limolitas, arcillolitas y suelos fósiles	
		PLEISTOCENO					
	NEOGENO	PLIOCENO	Tardío		REAL		Areniscas de grano grueso, estratificación cruzada. Arcillolitas pardo grisáceas, capas delgadas de yeso, restos de madera. Conglomerados y areniscas de grano grueso, friables, intercalaciones de arcillolitas grises y moteadas.
			Temprano				
		MIOCENO	Tardío		COLORADO	A	Topo La Cira Shale, fosilíferas. Secuencia alterna de areniscas grano decreciente con intercalaciones de arcillolitas pardo oscuras.
			Medio				
		OLIGOCENO	Tardío		MUGROSA	B	Topo lutitas Fósiles de Mugrosa. Secuencia fluvio deltaica con niveles delgados de areniscas de grano fino, lenticulares, con intercalaciones limo arcillosas pardo grisáceas. Facies de "Pontis Bar".
			Temprano			C	Areniscas de grano grueso, friables, glauconíticas, con estratificación cruzada festoneada.
	PALEOGENO	EOCENO	Tardío	ESMERALDA - LA PAZ	b	Areniscas de grano fino a medio, fluvio deltaicas, con intercalación de arcillolitas gris verdosas.	
			Medio				
			Temprano				
	PALEOCENO	Tardío		Discordancia Eoceno-Paleoceno			
		Temprano					

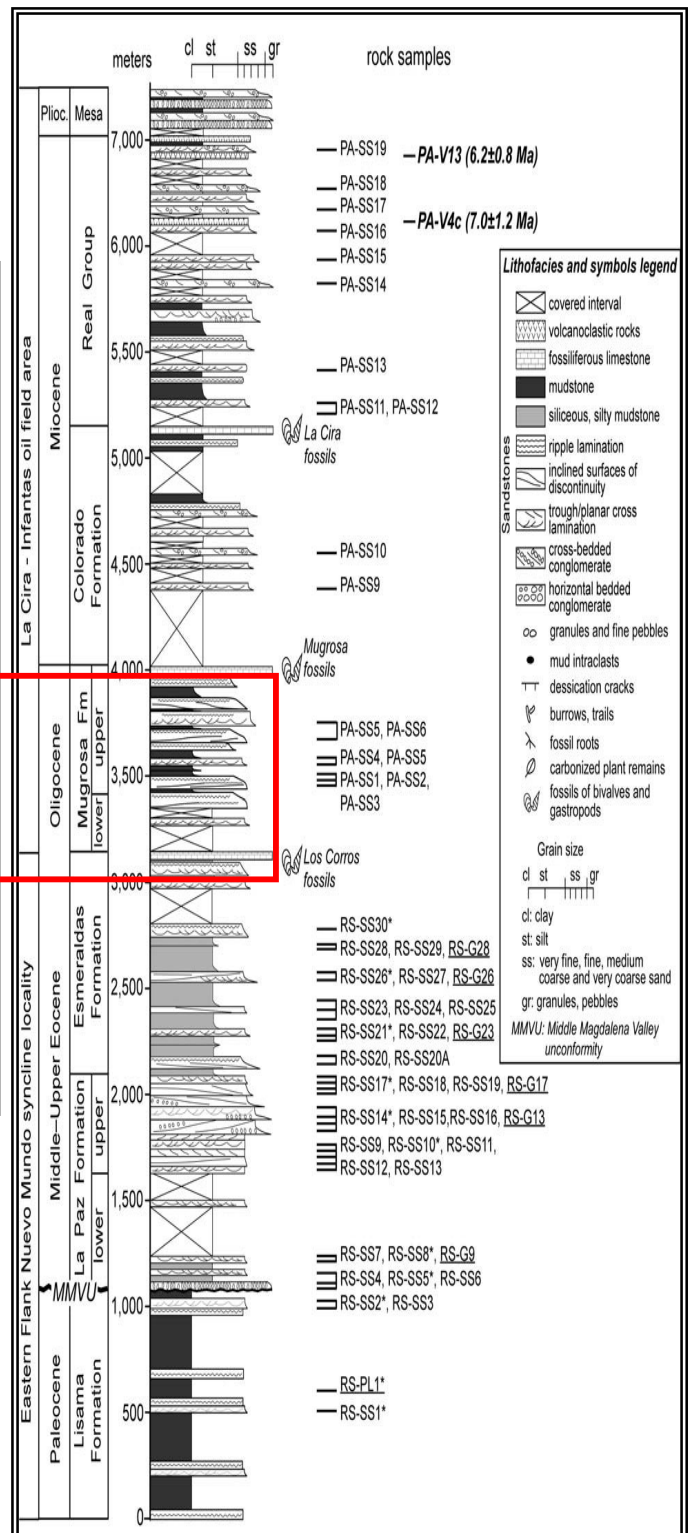


Figura 4 Columna estratigráfica generalizada de la cuenca del valle Medio del Magdalena. Tomado y Modificado de Gómez E (2005)

3.3 MARCO TECTÓNICO REGIONAL

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

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

- Anticlinales con dirección preferencial Noreste, con cabeceo al Norte.
- Mega falla de rumbo que corresponde a la prolongación Norte de la denominada Falla de Casabe.
- Fallas normales con los bloques orientales hundidos.
- Fallas transcurrentes satélites como resultado de fallas de basamento reactivadas.

3.3.1 Evolución Tectónica Regional

La cuenca del valle medio del Magdalena, donde se encuentra la zona de estudio se ve afectada por varios eventos o estadios que hacen parte de la evolución tectónica regional, principalmente durante el Mesozoico y Cenozoico; a su vez se generó una estrecha relación entre los eventos tectónicos y la sedimentación. De manera clara general se muestra un modelo evolutivo regional propuesto por Cooper, M.A et al 1995, en el cual se observa la evolución de la Cordillera Oriental, las cuencas del Valle Medio y los Llanos (**Figura 5**).

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

3.3.1.2 Cuenca Pericratónica (Cretáceo – Paleoceno). Esta fase se reconoce como el principal evento la subsidencia continua relacionada a la apertura de la cuenca como efecto del evento del megagrabén activo. La cuenca se rellenó posteriormente de sedimentos depositados en ambientes transicionales a marinos someros.

3.3.1.3 Cuenca Antepaís (Eoceno – Miceno temprano). En esta fase la cuenca se rellenó de sedimentos que iban siendo controlados por el levantamiento de la Cordillera Central y su vergencia tectónica hacia el Este. Como aspecto importante

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

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

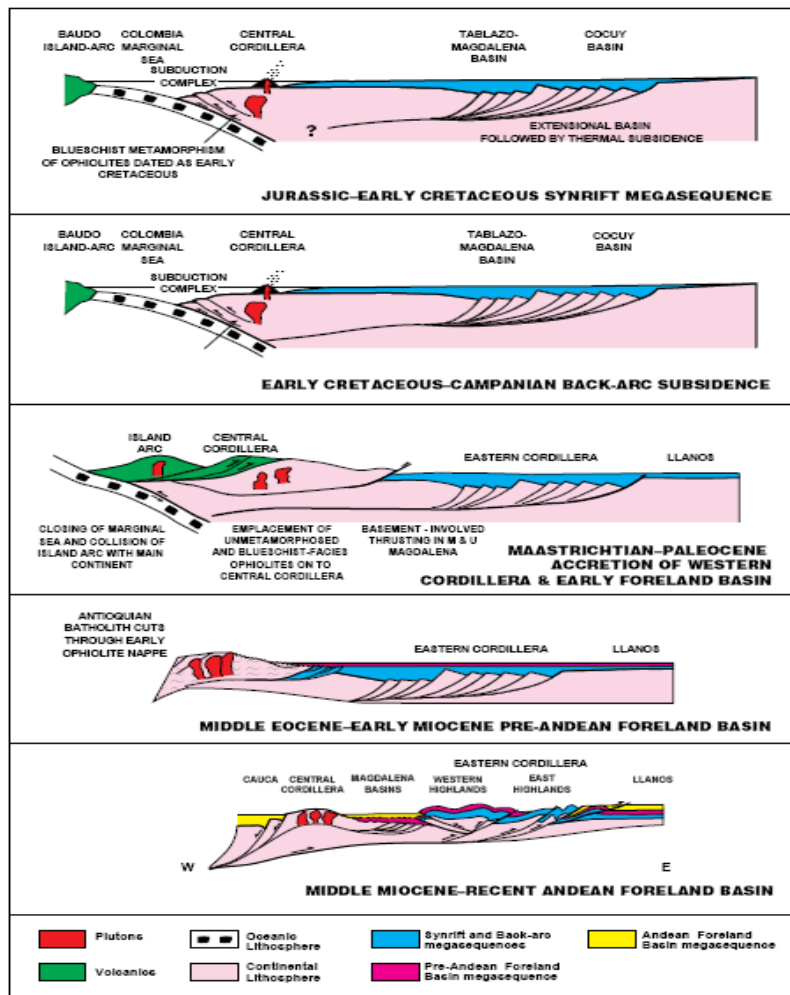


Figura 5. Modelo evolutivo regional de la Cordillera Oriental y las cuencas del Valle Medio del Magdalena y Llanos. (Tomado de Cooper, M.A et al 1995).

3.4 GEOLOGIA ESTRUCTURAL

La Agencia Nacional de Hidrocarburos (2006) propuso ciertos mecanismos principales de entrapamiento de Hidrocarburos para la Cuenca los cuales se encuentran asociados fundamentalmente a Fallas Normales, Anticlinales fallados y Trampas estratigráficas asociadas a onlaps (Eoceno tárdeo Mioceno) de Canales incisos sobre truncaciones de facies pre-Eocénicas.

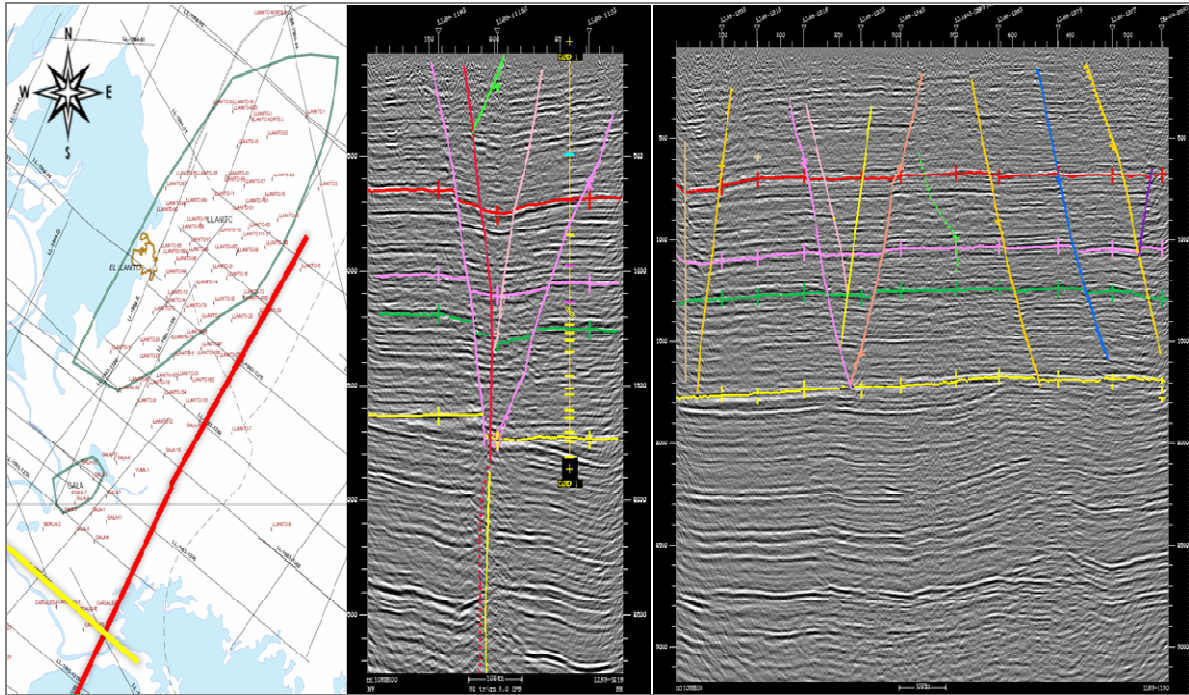


Figura 6. Línea de buzamiento LL-83-1218 mostrando la estructura en flor inversa (línea amarilla en el mapa) y Línea sísmica de Rumbo LL-83-1130 (línea roja en el mapa), Modificado de ECOPEPETROL – ICP, 2006.

El área Llanito, se localiza hacia el norte del Campo Casabe en la CCVM entre las fallas de Cimitarra y La Salina. Ésta, se encuentra sobre una estructura formada por un anticlinal asimétrico, alargado con su eje principal en dirección SW-NE. Su cierre en el norte de la estructura es erosivo (las capas se truncan contra la Discordancia de Eoceno) y hacia el sur es por buzamiento.

En detalle para el área Llanito, se describe una estructura controlada por un sistema de fallas de Rumbo de dirección SW - NE, que corresponde a la prolongación norte de la denominada falla de Casabe. ECOPEPETROL (2006), basado en información sísmica reprocesada interpreta ésta, como una falla reactivada que corta toda la secuencia Terciaria y Cretácica (Figura 6).

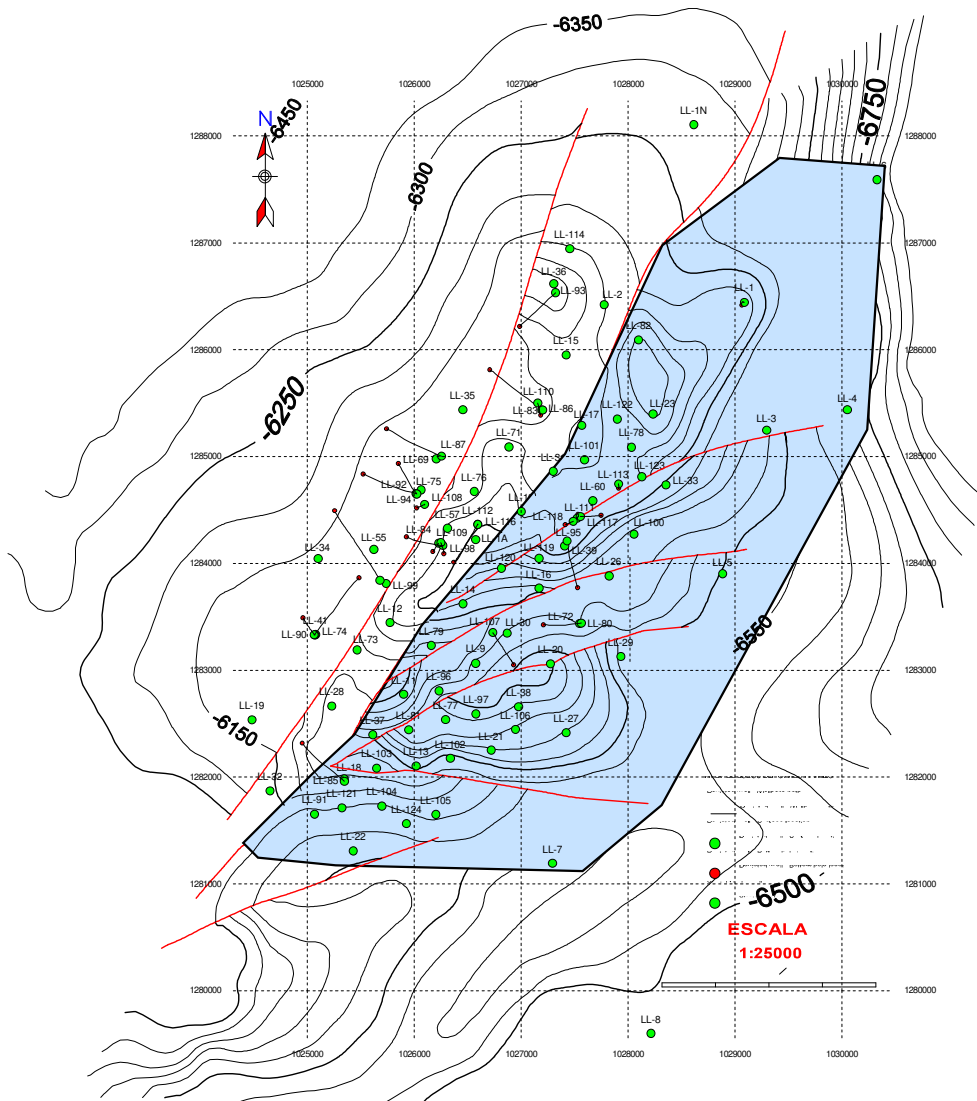


Figura 7. Marco Geológico Estructural al tope de la zona C, Modificado de Santacruz, 2004.

Asociada a esta falla se desarrolla un 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 (ver Figuras 6 y 7), esto secciona la estructura compartimentalizandola en bloques limitados al norte y al sur por fallas normales satélites a la Falla principal de Casabe. Se ha identificado que la acumulación está fuertemente controlada por la posición estructural de las diferentes unidades (ECOPETROL, 2006).

ECOPETROL (2003) en su estudio integrado de los Yacimientos de los Campo Llanito y Gala describen que *“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”*, y resaltan de su interpretación las zonas más deformadas a lo largo Campo las cuales se presentan esencialmente hacia norte (ver Figura 7).

4. FUNDAMENTOS TEORICOS

4.1 AMBIENTES DE DEPOSITACIÓN

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 ambientes principales ha sido subdividido por diferentes autores dentro de variados y numerosos subambientes. De manera sencilla Boggs (2001), ilustra una clasificación que envuelve el conjunto depositacional primario, el ambiente principal y el subambiente, aunque advierte que no es una clasificación con todo el rigor del caso para un consenso geológico, pero útil como ejercicio preliminar Ver Tabla 1.

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 suficiente 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 artículos, 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 (Selley, 1976).

Conjunto Deposicional Primario	Ambiente Principal	Subambiente
CONTINENTAL	*Fluvial	*Abanicos Aluviales
		*Corrientes Trenzadas
		*Corrientes Meandricos
	*Desertico	
	*Lacustre	
	*Glaciar	
MARINO MARGINAL	*Deltaico	*Planicie Deltaica
		*Frente Deltaico
		*Prodelta
	*Playa / Islas Barrera	
	*Estuario / Lagoonal	
	Plataforma mareal	
MARINO	Neritico	Plataforma Continental
		**Arrecife organico
	Oceanico	Talud Continental
		Piso oceánico profundo

Tabla 1. Clasificación simplificada de los ambientes de depositacionales según Boggs (2001); *Principalmente sedimentación de siliciclásticos; **Principalmente sedimentación de Carbonatos. Los ambientes que no se marcaron con el asterisco(s) pueden ser depositados como siliciclásticos, carbonatos, evaporitas, o una mezcla de sedimentos dependiendo de las condiciones.

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.

4.1.1 Ambientes de Depósito Continentales

En la práctica se reconocen cuatro tipos principales de ambientes, medios o modelos depositacionales continentales: Fluvial (Abanicos aluviales, Ríos), Desérticos, Lacustres (Lagos) y Glaciales. En un sentido completamente estricto, la ocurrencia de cada depósito continental es compuesta, por ejemplo, el sedimento eólico puede ser depositado en ambiente desértico y en algunos sectores del ambiente glacial. El sedimento Lacustre se forma en los lagos, y estos se forman en casi cualquier parte, incluyendo los desiertos y glaciales. Los sedimentos Fluviales son depositados principalmente en sistemas de ríos de regiones húmedas, pero también se generan en ríos dentro de áreas desérticas y ambientes glaciales (Boggs, 2001).

La sedimentación de Facies en ambientes continentales se encuentra dominada por los sedimentos siliciclásticos, una escasez general de fósiles y ausencia completa de fósiles marinos. El sedimento no-siliciclástico como las carbonatos/calizas y evaporitas de agua fresca ocurren también en ambientes continentales, pero son distintivamente subordinados a los depósitos siliciclásticos. Las Rocas sedimentarias continentales son menos abundantes que los sedimentos marinos marginales y marinos, sin embargo estas forman un importante registro geológico en algunas áreas (ej. La secuencia de edad Terciaria de la CVMM)

4.1.2 Ambientes Fluviales

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

Además de su papel como receptores de información geológica valiosa, los depósitos fluviales también cobran gran importancia en el aspecto económico, ya

que son, desde proveedores de material para la construcción, hasta contenedores o reservorios de yacimientos minerales y de agua subterránea. Por todo lo que éstos representan, los ambientes fluviales han sido ampliamente estudiados y una compilación de trabajos importantes pueden ser encontrados en: Collison y Lewin (1983), Miall (1985), Flores y otros (1985), Reading (1986), y Ethridge y otros (1987), Miall (1992), Bridge and Mackey (1993), y Miall (1996), entre otros.

Existen métodos recientes que intentan clasificar, describir e interpretar los ambientes fluviales de una manera estandarizada basándose en parámetros como: (1) la jerarquía de los estratos y las superficies limítrofes; (2) las litofacies; (3) la asociación de litofacies o elementos arquitecturales; y (4) la geometría de los cuerpos sedimentarios, siendo este último el que cobra importancia a la hora de realizar un modelamiento geoestadístico basado en objetos (Miall.A. D 1996).

4.1.3 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 (*straight*), (2) sistema de ríos trenzados (*braided*), (3) sistema de ríos meándricos (*meandering*), y (4) sistema de ríos anastomosados (*anastomosing*) (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.

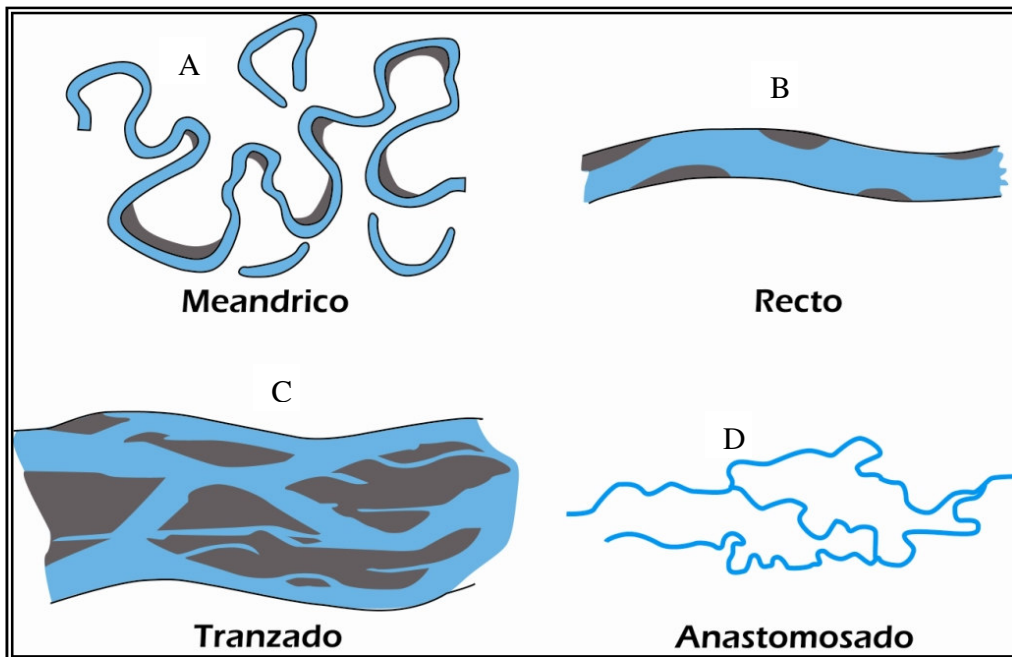


Figura 8. Tipos de Sistemas Fluviales; (A) Canales Meandricos (B) Canales Rectos, (C) Canales Tranzados, (D) Canales Anastomosados. (Modificado de Miall, A.D. 1996)

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

Los procesos presentes en los sistemas fluviales calibra de forma eficientemente la carga heterogénea de sedimento que este recibe y transporta. Es así como varios procesos se combinan para segregar la carga de fondo y la carga en suspensión hacia ambientes deposicionales específicos como también estos procesos se combinan para atrapar y retener una fracción preferencial de la carga.

La forma en la que los distintos materiales son transportados depende del tamaño del sedimento, así los sedimentos de tamaño molecular viajarán en disolución, los granos de tamaño arcilla, limo o arena viajan en suspensión, y las gravas o cantos más grandes lo hacen por saltación o tracción (Ver Figura 9).

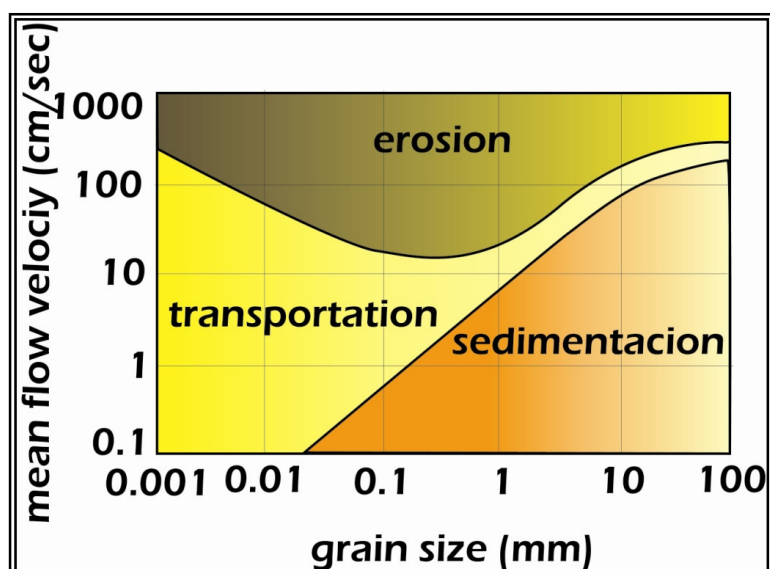


Figura 9. Diagrama de Hjulstrom. Relación entre la erosión, transporte, y sedimentación en función del tamaño de grano y la velocidad de flujo. (Modificado de Galloway and Hobday, 1983).

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

4.1.2.1 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).

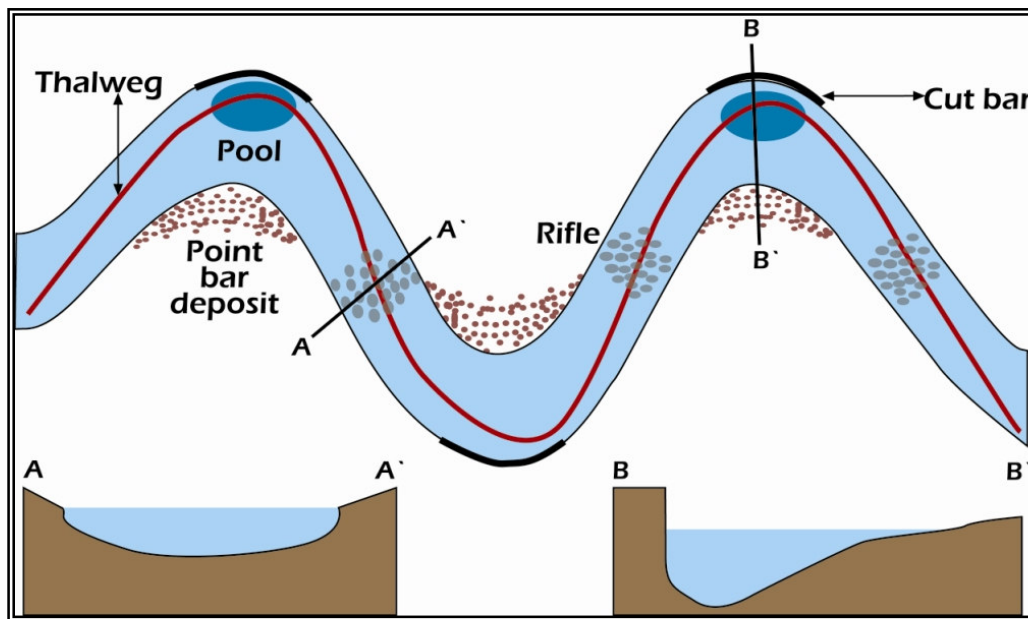


Figura 10. Distribución de la velocidad y turbulencia dentro de un segmento sinuoso de canal. (Modificado de Galloway and Hobday, 1983).

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

4.1.2.2 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).

Existe un desbordamiento que involucra grandes volúmenes de agua y grandes cantidades de sedimento que sucede cuando el agua de inundación pasa a través

de brechas localizadas en este muro natural (Natural levee) de contención produciendo canales de desbordamiento llamados Crevasse Splay, que llevan sedimentos fuera del canal principal hacia la planicie de inundación (Ver Figura 11). La carga de este tipo de canales es típicamente sedimentos en suspensión y material muy fino del lecho del canal.

Los depósitos de Natural Levee y de desbordamiento o de Crevasse 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.

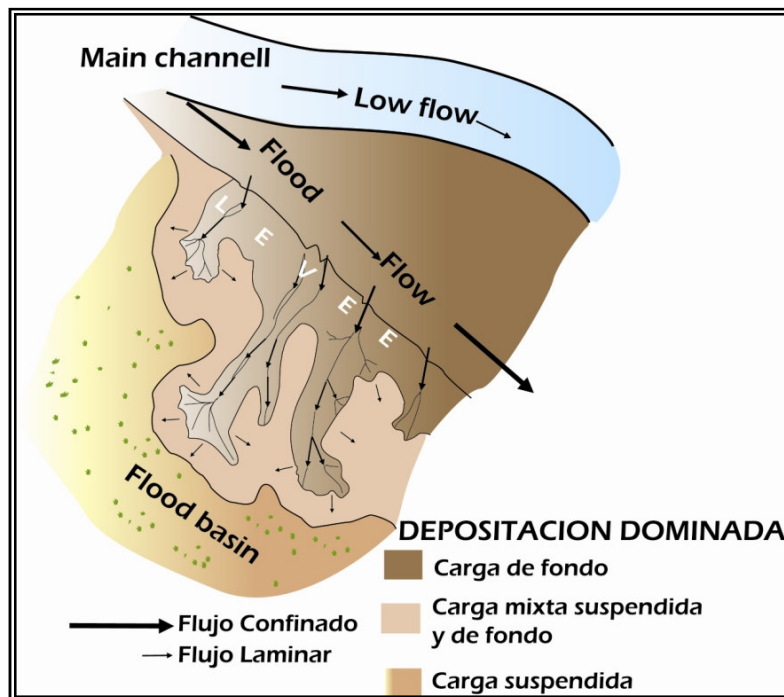


Figura 11. Marco depositacional de un Crevasse splay producido por un flujo a través de brechas en el Natural Levee a partir de un Canal principal. Ejemplo basado sobre Splays del Río Brahmaputra, descrito por Coleman (1969). (Modificado de Galloway and Hobday, 1983).

4.1.2.3 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.

4.1.2.4 Ambientes Fluviales y sus Facies

Los sistemas fluviales deposicionales, están conformados por un mosaico de facies genéticas (**Tabla 2**), 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 2. 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)

4.1.2.5 Facies de Relleno de Canal

Los depósitos de canal son el componente principal para el diagnóstico, reconocimiento, y clave de la interpretación de los sistemas fluviales. El relleno de canal está conformado por una variedad de litofacies que se encuentran limitadas por superficies de estratificación y superficies erosionales (Allen, 1983; Miall, 1985). Los depósitos clave de las facies de relleno de canal incluyen complejos de estratos acrecionales, canales secundarios, barras acrecionales. Estos depósitos

de canal contienen la mayoría de la carga del lecho que se encuentra retenida dentro del sistema fluvial, incluye unidades agradacionales y acrecionales laterales. La estructura interna de los relleno 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.

4.1.2.6 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 las 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 las 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

4.1.2.7 Natural Levee

Las arenas finas, limos y algunas arcillas se depositan a lo largo de las 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).

4.1.2.8 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 (Smith et al, 1989).

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

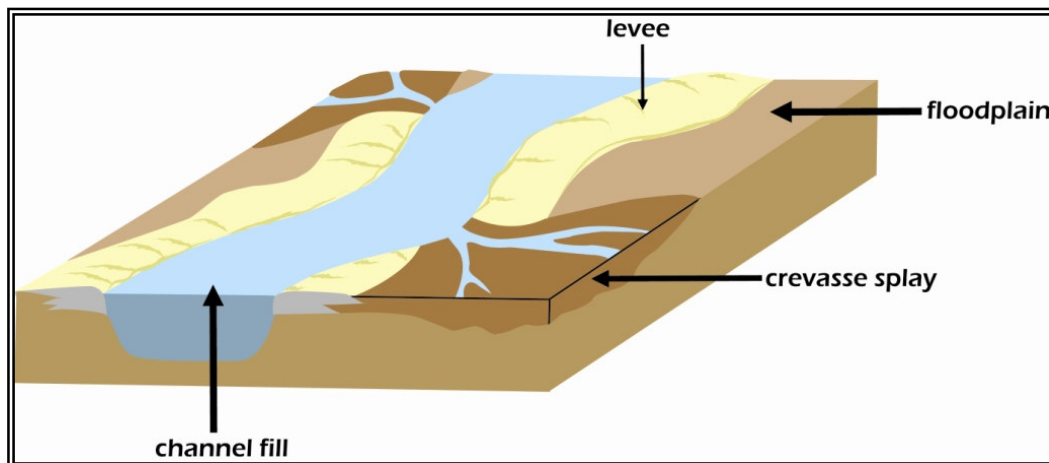


Figura 12. Expresión morfológica de un Crevasse Splay y el natural Levee en un sistema fluvial. (Modificado de Miall, A.D. 1996)

4.1.2.9 Facies Intercanal de la Cuenca de Inundación

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

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

4.1.4 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:

Q_w = caudal de Agua,

Q_s = carga de sedimento

W = Ancho

D = Profundidad

l = Longitud de Onda del Meandro

s = Pendiente

p = Sinuosidad

Otro parámetro utilizado para la clasificación de los tipos de canales fluviales es su índice de sinuosidad la cual consiste en la relación existente entre la distancia medida entre dos puntos a lo largo de la corriente y la distancia medida entre ellos en línea recta (Figura 13). De acuerdo con esto se define como canales sinuosos los que presentan un valor de esta relación mayor a 1.5.

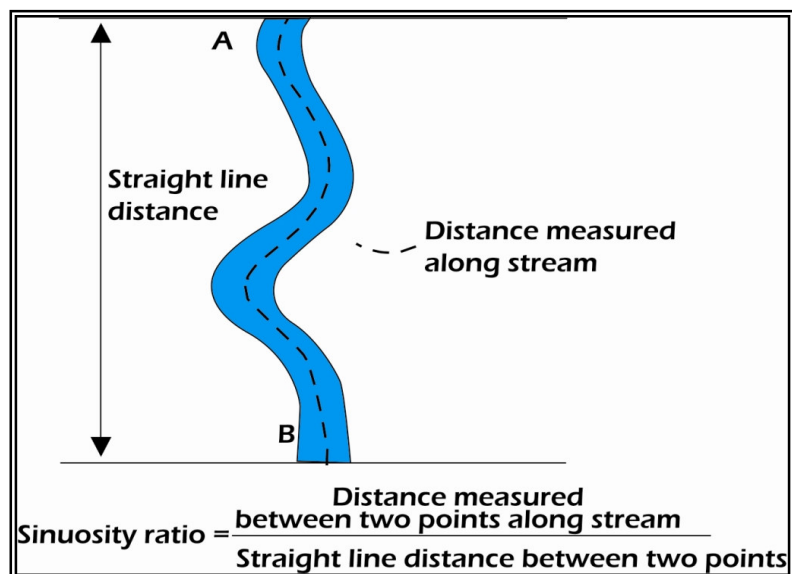


Figura 13. Relación de sinuosidad de un canal. (Modificado de Miall, A.D. 1996)

4.1.4.1 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 entrelazados; 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 entrelazados,

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.

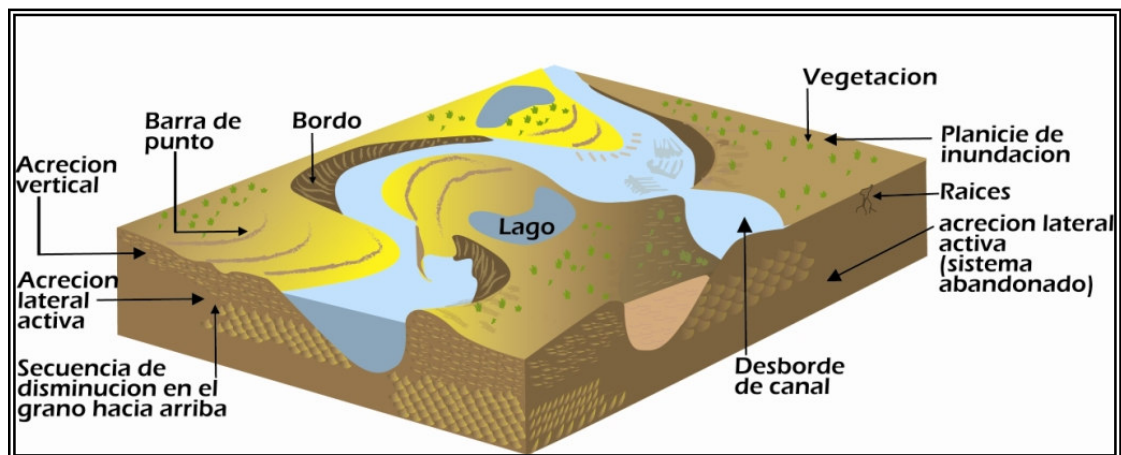


Figura 14. Componentes morfológicas de un sistema fluvial tipo meándrico. (Modificado de Miall, A.D. 1996)

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 superponerse. Así, los depósitos gruesos de gravas de los canales tienden a ser sobreyacidos por las secuencias arenosas de

disminución de tamaño de grano hacia arriba de los depósitos de barras de punto (Point Bar), los cuales a su vez, son también sobreyacidos por los sedimentos de lodos y arcillas de los depósitos de planicie de inundación (Flood Plain). A partir de este punto se da el modelo típico para un sistema de ríos meándricos (Figura 15), que fue propuesto por Allen (1970), y que desde entonces sigue vigente, siendo retomado por diversos autores que han realizado trabajos sobre este tipo de sistema fluvial (Cant, 1978 y 1982; Walker & Cant, 1984; Galloway, 1985; Fraser, 1989; Boggs, 1989; entre otros).

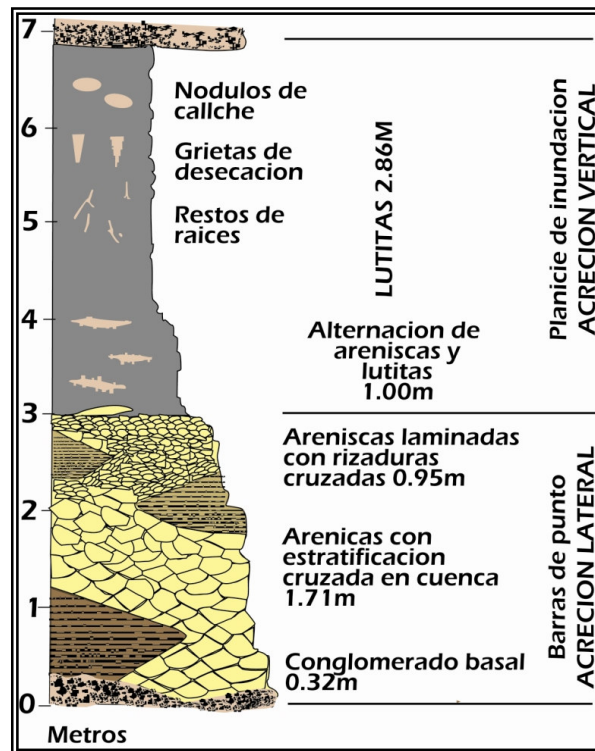


Figura 15. Secuencia típica de disminución en el tamaño de grano (Granodecreciente hacia el tope) en los depósitos de sistemas fluviales meándricos. (Modificado de Miall, A.D. 1996)

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

4.1.4.2 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 16), 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.

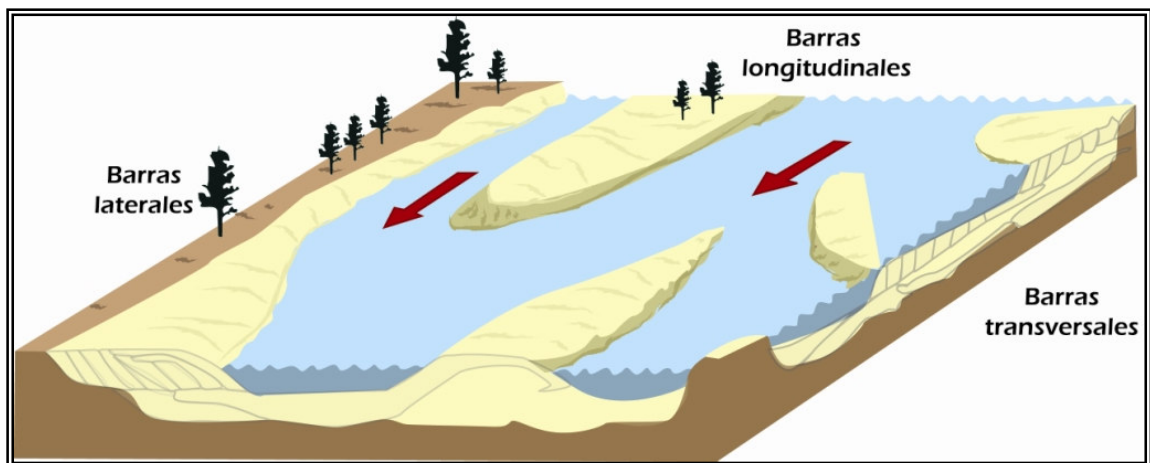


Figura 16. Componentes morfológicas de un sistema fluvial tipo trenzado (Modificado de Miall, A.D. 1996)

4.1.4.3 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). Entre los trabajos más importantes que se han llevado a cabo sobre los sistemas de canales anastomosados, podemos mencionar a Schumm (1968), Smith & Smith (1980), Rust y Legun (1983), Smith (1983), Knighton y Nanson (1993) y Nadon (1994).

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

Los diferentes tipos de canal y las relaciones existentes entre los tipos de transporte de la carga de sedimento por el canal, muestran una serie de características propias de cada tipo de sistema fluvial, la proporción del sedimento que se encuentra rellenando el canal, la geometría del canal y las demás características de tipo sedimentológico como la estructura interna, la secuencia vertical típica, generan un patrón arquitectural definido para cada estilo fluvial (Tabla 3).

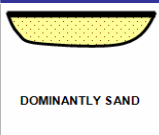
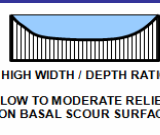

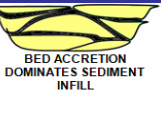



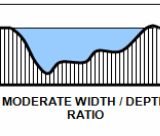


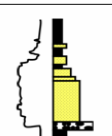

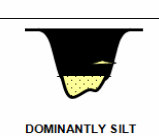
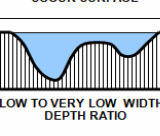


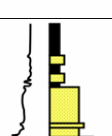

CHANNEL TYPE	COMPOSITION OF CHANNEL FILL	CHANNEL GEOMETRY		INTERNAL STRUCTURE		LATERAL RELATIONS
		CROSS SECTION	MAP VIEW	SEDIMENTARY FABRIC	VERTICAL SEQUENCE	
BEDLOAD CHANNEL	DOMINANTLY SAND 	 HIGH WIDTH / DEPTH RATIO LOW TO MODERATE RELIEF ON BASAL SCOUR SURFACE		 BED ACCRETION DOMINATES SEDIMENT INFILL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

Tabla 3. 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 3).

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 3).

5. FUNDAMENTOS TEÓRICOS DE LA CORRELACIÓN

El término correlación durante la historia de la estratigrafía ha tenido dos connotaciones importantes, uno de los puntos de vista inflexible sugiere que el significado de correlación se restringe a la demostración de equivalencias en tiempo, lo cual es usado, para establecer que dos cuerpos de roca fueron depositados al mismo tiempo (Dunbar y Rodges, 1957 y Rodges, 1959, en Boggs 2001). De este punto de vista se puede extraer, que la equivalencia de dos unidades de roca similares no constituye una correlación. Un punto de vista más amplio establece que una correlación puede ser expresada en términos de la litológicos, paleontológicos o cronológicos (Krumblein & Sloss 1963), en otras palabras se pueden correlacionar unidades litoestratigráficas, o Bioestratigráficas, similares, pero pueden eventualmente ser de diferentes edades. Es común para los geólogos del petróleo la rutina de correlación de superficies de formación en base a características litológicas, registradas a través de registros de pozo, o de reflexiones sísmicas.

El Código Estratigráfico Norteamericano, de 1983 (Apéndice B) reconoce tres tipos principales de correlación las cuales básicamente expresan:

LITOCORRELACIÓN, la cual relaciona unidades litológicas y estratigráficas de posiciones similares.

BIOCORRELACIÓN, la cual expresa similitud en el contenido fósil y en la posición bioestratigráfica.

CRONOCORRELACIÓN, la cual expresa correspondencia en edad y posición cronoestratigráfica.

Tearpock & Bischke (1991) proponen la correlación como un método sencillo para agrupar características estratigráficas. Sin embargo ellos sugieren que esta puede complicarse debido a varios factores estratigráficos o estructurales, como lo pueden ser: el adelgazamiento de niveles estratigráficos, el buzamiento de los estratos, fallas, inconformidades, cambios laterales de facies o por deficiencias en la calidad o resolución del registro a analizar.

Debido a estos factores Tearpock & Bischke (1991), introducen ciertas claves para lograr una correlación eficiente y minimizar los problemas al correlacionar, dichas claves se mencionaran a continuación:

- Para obtener una idea inicial y rápida de lo que sucede en el pozo, se recomienda identificar las arenas usando los perfiles de SP (Potencial Espontáneo) o el de Rayos Gamma.
- Para una correlación detallada, se deben primero identificar y correlacionar los shales, sino un carácter o electróforma claramente identificable en los demás perfiles
- El Datum debe definirse como un patrón correlacionable (rasgo o característica litológica) que sea fácilmente identificado los pozos a correlacionar.
- Es mejor usar una curva de resistividad corta normal, para obtener un mayor detalle al correlacionar shales.
- Se deben usar colores que permitan identificar puntos específicos en el registro.
- Siempre se debe empezar la correlación en el tope del registro.
- Por ningún motivo 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 involucran una génesis de ambientes de baja energía, y comúnmente cubren grandes áreas geográficas; teniendo en cuenta lo anterior los estratos de arena no son buenos marcadores en una correlación debido a que frecuentemente exhiben variaciones significativas de espesor y por tanto de carácter de registro a registro y tienden a ser lateralmente discontinuas. En definitiva, 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 que a veces pueden muy pronunciadas, por ejemplo Agua vs. Gas (Tearpock & Bischke, 1991).

El uso de colores es una excelente forma para identificar y marcar los patrones correlacionables en los registros. Los patrones de correlación pueden ser picos o

valles, que pueden ser reconocidos como deflexiones de correlación en correlación siempre y cuando conserve el carácter del nivel analizado (Tearpock & Bischke, 1991)

5.1 REGISTRO DE POZO

La importancia de los registros de pozo y el tipo de registro tomado en las diferentes etapas de exploración o desarrollo de un Campo petrolífero, involucran una característica u objetivo al cual la industria apunta, como lo puede ser, el establecer cuantitativamente la cantidad de aceite que existe en la región, o la potencia de los niveles de arenisca almacenadoras y la cantidad de fluidos asociados a estos.

En la Industria hoy en día son usados una gamma de perfiles para interpretar las Rocas indirectamente, algunos registros miden propiedades, como las tasas de variación de Temperatura, Flujo de Gas y Petróleo, dirección de planos de fractura y hasta la calidad del revestimiento de la pared del pozo, en esta sección se describirán los perfiles tenidos en cuenta en el desarrollo del proyecto los cuales básicamente describen propiedades litológicas y Petrofísicas (SP, GR, Resistivos, Neutron, Sonico, Densidad).

5.1.1 Proceso de Obtención de Registros de Pozo.

Antes de bajar la TR (Tubería de Revestimiento) o “casing”, se efectúa la operación de obtener los registros a agujero descubierto. Estos registros no pueden ser repetidos después de entubar el pozo; por lo tanto, debe verificarse inmediatamente, en el momento de su obtención, que sean de buena calidad. Ellos son datos de entrada críticos para la interpretación que permitirá evaluar el potencial del yacimiento.

La unidad de registros, con equipos electrónicos (para control de las herramientas dentro del pozo) y unos 8,000 m de cable para registro (de acero con varios cables eléctricos en su interior), se ubica frente al pozo.

El cable pasa por la primera roldana, fija a la parte baja de la estructura de la torre, y sube para pasar por la segunda roldana, colgada del aparejo o “travelling-block”; luego el cable es conectado a la herramienta a ser utilizadas en la primera bajada. Una vez verificado el correcto funcionamiento, la herramienta es bajada hasta el

fondo del pozo tan rápido como sea posible sin arriesgar su seguridad ni la del pozo.

El registro en sí comienza con la herramienta apoyadas en el fondo del pozo, para obtener el momento del despegue o “pick-up” que define la profundidad total cuando se recoge el cable. Se continúa recogiendo cable y obteniendo datos de la herramienta a una velocidad constante que depende de la herramienta en uso: de 600 a 6,000 pies por hora (ft/hr). El registro es una presentación de los datos medidos por la herramienta, o de valores derivados de estos datos, en función de la profundidad (ocasionalmente, en función del tiempo), impreso en forma continua en papel y grabado en medio magnético, generalmente a razón de una medición a cada ½ pie de pozo. Pueden agregarse curvas auxiliares como, por ejemplo, la tensión en el cable. El diámetro típico de las herramientas de registro es de 3+5/8”, con una longitud entre 7 y 17 m, dependiendo del número de herramientas usadas.

5.1.2 Registro de Potencial Espontáneo

5.1.2.1 Curva de SP

La curva de potencial espontáneo o SP (“Spontaneous-Potential”) representa la diferencia de potencial eléctrico entre un electrodo fijo en la superficie y otro móvil dentro del pozo, medida en mv (milivolts). La escala de SP no tiene un valor cero absoluto; apenas se registran los cambios de potencial dentro del lodo al pasar la herramienta de registro frente a diferentes capas.

El registro de SP puede aplicarse para:

- Localizar los contactos entre capas y correlacionarlos con los otros registros
- Estimar el espesor de las capas
- Determinar la salinidad del agua de formación
- Detectar capas permeables
- Evaluar la arcillosidad de las capas

La curva de SP se presenta normalmente en una interpretación ya sea litológica o petrofísica en la pista o en el template 1, de manera tal que indique zonas permeables cuando está próxima del extremo inferior de la pista e indique las lutitas o “shales” cuando está próxima del extremo superior de la pista (con el encabezado a la izquierda del observador).

5.1.2.2 Origen del potencial espontáneo

Dentro del pozo se originan potenciales eléctricos espontáneos en las interfaces entre rocas permeables e impermeables, así como en la interface entre zona virgen y zona lavada, como se muestra en la Figura 17; como consecuencia, se establece la circulación de corrientes eléctricas dentro de la formación, en la interface entre capas permeables e impermeables, las cuales atraviesan el lodo dentro del pozo solamente en las proximidades del contacto de estas capas.

No existe ninguna corriente eléctrica dentro del pozo en el centro de una lutita; en consecuencia, la curva de SP es plana (línea-base de lutitas). Al aproximarse a un contacto entre capas, la herramienta de SP pasa por la zona de corrientes en el lodo, generadas por el potencial espontáneo; en el contacto entre capas, el flujo de corriente es máximo, así como el cambio de potencial por cm de pozo (denominado de pendiente del registro de SP).

Una vez pasado el contacto entre capas, la intensidad de la corriente en el lodo disminuye hasta desaparecer, con lo que la curva de SP permanece en un valor constante, generalmente más negativo en las zonas permeables que en las lutitas o "shales". Al aproximarse al próximo contacto, ocurre una situación inversa a la anterior, con lo que la curva de SP regresa a la línea-base de lutitas.

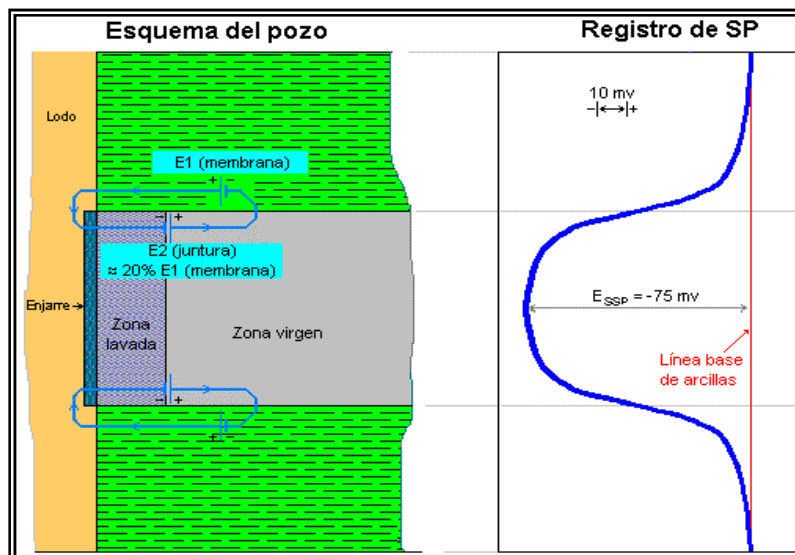


Figura 17. Interfase entre zona virgen y la zona lavada para una corrección de línea base de la Curva SP

El lodo en el pozo debe ser conductivo para permitir la circulación de las corrientes eléctricas mencionadas. Por otro lado, si el lodo es demasiado conductivo, no

existirá diferencia de potencial que pueda ser detectada, ya que el lodo sería prácticamente un cortocircuito.

5.1.2.3 Interpretación

En los intervalos permeables, la curva de SP se separa de la línea-base de lutitas. El sentido (a la derecha o a la izquierda de la línea-base de lutitas) y la cantidad de mv de esta separación, depende del contraste entre las resistividades R_w y R_{mf} . Generalmente, el valor de R_{mf} es conocido, por lo tanto puede usarse el registro de SP para estimar el valor R_w de la resistividad del agua de formación; esta característica puede también ser utilizada para la determinación del volumen de lutita o arcillosidad. Si las salinidades (por consecuencia, también las resistividades) del filtrado y del agua de formación son de valores aproximadamente iguales, la separación de la línea-base de lutitas será cero o de unos pocos mv, dificultando la interpretación de la curva de SP para detectar capas permeables o para estimar el espesor o la arcillosidad de las capas. Sin embargo, puede indicar que las salinidades son similares.

Los potenciales eléctricos espontáneos que se generan dentro del pozo, tienen origen electroquímico y electrocinético.

En los intervalos permeables, la curva de SP se separa de la línea-base de lutitas. Esta característica puede ser utilizada para la determinación de la arcillosidad v_{sh} (fracción del volumen total de la roca que es lutita) en las formaciones permeables, efectuando una interpolación lineal entre las lecturas de SP en lutitas o "shales" y en formaciones permeables limpias (como se trata de una aproximación, se aconseja la utilización simultánea de otros indicadores de arcillosidad) (Tomado de FONSECA. C. Paola, Definición Conceptual, Experimental Y Aplicada De Porosidad Total, Porosidad Efectiva Y Microporosidad):

$$V_{sh\ SP} = \frac{SP_{log} - SP_{ma}}{SP_{sh} - SP_{ma}}$$

V_{sh} = Es la arcillosidad (volumen de lutita) en la formación

SP_{log} = Es la lectura del registro de SP en la zona de interés

SP_{ma} = Es la lectura del registro de SP en zonas limpias

SPsh= Es la lectura del registro de SP en lutitas o "shales

5.1.3 Registro de Rayos Gama

5.1.3.1 Registro GR

La curva de rayos gamma o GR ("Gamma-Ray") representa la radioactividad natural de las formaciones y es presentada en unidades API ("American-Petroleum-Institute"); cada unidad API es definida como 1/200 de la respuesta generada por un calibrador patrón constituido por una formación artificial que contiene cantidades bien definidas de uranio, torio y potasio, mantenida por el API en Houston, Texas, USA.

Generalmente, la curva de GR es presentada en la pista o *template*, junto a las curvas de SP, con escalas de 0 a 100 ó de 0 a 150 API. Al igual que la curva de SP, la de GR tiene su escala definida de manera tal que ambas curvas indican zonas permeables cuando están próximas del extremo inferior de la pista o *template*, y ambas indican lutitas o "shales" cuando están próximas del extremo superior de la pista (con el encabezado a la izquierda del observador).

Este registro es muy útil para identificar zonas permeables debido a que los elementos radioactivos mencionados tienden a concentrarse en las lutitas o "shales" (impermeables), siendo muy poco frecuente encontrarlos en areniscas o carbonatos (permeables).

El registro de GR puede aplicarse para:

- Detectar capas permeables
- Determinar la arcillosidad de las capas
- Evaluar minerales radioactivos
- Definir los minerales radioactivos
- Correlación con registros a pozo revestido
- Correlación pozo a pozo

5.1.3.2 Origen de los rayos gamma

La radioactividad natural de las formaciones proviene de los siguientes tres elementos presentes en las rocas: uranio (U), torio (Th) y potasio (K). El decaimiento de estos elementos genera la emisión continua de rayos gamma naturales, los que pueden penetrar varias pulgadas de roca y también pueden ser medidos utilizando un detector adecuado dentro del pozo, generalmente un “scintillation-detector”, con una longitud de 20 a 30 cm. Este detector genera un pulso eléctrico por cada rayo gamma observado. El parámetro registrado es el número de pulsos por segundo registrados por el detector.

5.1.3.3 Interpretación

Debido a que los elementos radioactivos están generalmente concentrados en los minerales arcillosos, el registro de GR es muy utilizado en la determinación de la arcillosidad vsh (fracción lutita del volumen total de la roca) en las formaciones permeables. Básicamente se efectúa una interpolación lineal entre las lecturas de GR en formaciones limpias y lutitas o “shales” (como se trata de una aproximación, se aconseja la utilización simultánea de otros indicadores) (Tomado de FONSECA. C. Paola, Definición Conceptual, Experimental Y Aplicada De Porosidad Total, Porosidad Efectiva Y Microporosidad):

$$Vsh_{GR} = \frac{GR_{log} - GR_{ma}}{GR_{sh} - GR_{ma}}$$

Vsh = Es la arcillosidad (volumen de lutita) en la formación

GR_{log} = Es la lectura del registro de GR en la zona de interés, en unidades API

GR_{ma} = Es la lectura del registro de GR en zonas limpias, en unidades API

GR_{sh} = Es la lectura del registro de GR en lutitas o “shales”, en unidades API

Es importante destacar que vsh tiene valores entre 0 y 1, y así se lo debe utilizar en los cálculos. En la práctica se lo multiplica por 100 para expresar la arcillosidad en porcentaje. Por ejemplo: $vsh = 0.20 = 20\%$.

Si el registro de GR es de espectrometría de rayos gamma naturales, puede utilizarse la curva de CGR en lugar de GR para la determinación de arcillosidad sin considerar la contribución del uranio.

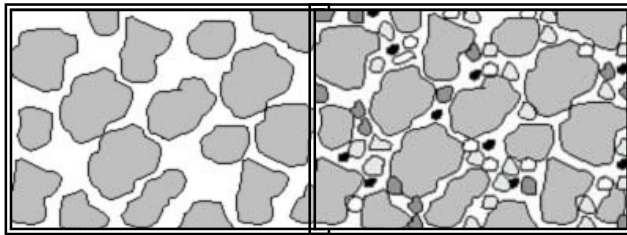
El registro de GR es particularmente útil en la identificación de capas permeables en casos como los de SP arredondada (capas de muy alta resistividad), SP sin carácter (resistividades similares del filtrado y del agua de formación), o cuando no puede registrarse la curva de SP (lodos a base de aceite) (Tomado de FONSECA. C. Paola, Definición Conceptual, Experimental Y Aplicada De Porosidad Total, Porosidad Efectiva Y Microporosidad).

6. FUNDAMENTOS TEORICOS DE PETROFISICA

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

6.1 POROSIDAD

Se define como el porcentaje del espacio vacío, o espacio no mineral, que se encuentra entre los granos, matriz, y cemento. Es una medida de la capacidad de una roca de almacenar petróleo, gas y agua. Se puede clasificar en total y efectiva. La porosidad total es la medida de todos los espacios vacíos, teniendo en cuenta los espacios separados y los espacios interconectados, mientras que la porosidad efectiva, es una medida de sólo aquellos espacios vacíos que están interconectados. La porosidad se puede obtener en el laboratorio o de registros y representa el volumen vacío como porcentaje del volumen total (Tomado de DEAKIN, M. 2003) :



$$\phi = (V_p / V_T) 100 = (V_T - V_g) 100 / V_T$$

Figura 18. Representación de la porosidad de las rocas, correspondiente al espacio vacío con relación al espacio total.

Para la medición de la porosidad de una muestra de roca se requiere la determinación de dos valores, volumen poroso y volumen total, o volumen de grano y volumen total. Debido a que las rocas son de forma irregular, el volumen de las rocas se puede determinar midiendo la cantidad de fluido que la muestra desplaza (principio de Arquímedes); el volumen que ocupa el fluido en la roca (volumen poroso), se puede medir directamente registrando el peso de la muestra seca y el peso de la muestra saturada con un fluido mojante. El volumen de grano se mide triturando la muestra y determinando la cantidad de fluido que desplazan los granos. En este caso, se determina exactamente la porosidad total, pero por supuesto, la muestra queda destruida. El volumen de grano también se puede determinar si se conoce la densidad de grano y el peso de la muestra seca.

$$V_g = P_g / \rho_g$$

6.2 PERMEABILIDAD

La permeabilidad es la medida de la capacidad de una roca para dejar fluir un fluido, la cual depende del tamaño y forma del grano y de la comunicación de los poros, por lo tanto también depende de las propiedades primarias de las rocas. Esta propiedad puede ser medida en el laboratorio en pequeñas muestras cilíndricas de roca y puede ser calculada por la siguiente expresión, asumiendo flujo laminar y que solo un fluido fluye por el medio poroso.

$$K = (Q/A)(\mu)(dL/dP)$$

Donde Q/A es el volumen de flujo por unidad de área, μ es la viscosidad del fluido, $\Delta L / \Delta P$ es el gradiente de presión en la dirección de flujo.

La unidad básica de la permeabilidad es el darcy. El milidarcy (mD) que es un milésimo de un darcy (D) se usa más comúnmente en el análisis de corazones. Las formaciones varían desde fracciones a más de 10,000 milidarcys, dependiendo de las dimensiones y configuración del poro. Las areniscas con grandes poros tienen alta permeabilidad, mientras una arenisca de grano muy fino tiene una permeabilidad muy baja. Una caliza oolítica tendrá alta permeabilidad y una caliza intercrystalina tendrá una baja permeabilidad. Las permeabilidades a condiciones de yacimiento generalmente son más bajas que las medidas en el laboratorio, debido a que la roca está sometida a la presión de sobrecarga.

6.3 SATURACIÓN

La saturación es la cantidad de fluido que contiene una roca y se expresa como un porcentaje del espacio poroso. Si una roca está 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 , está dada por:

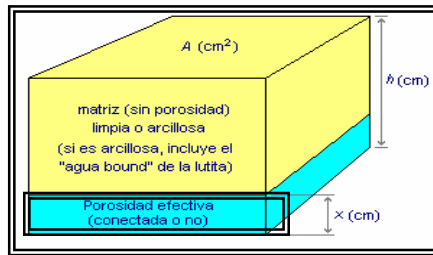
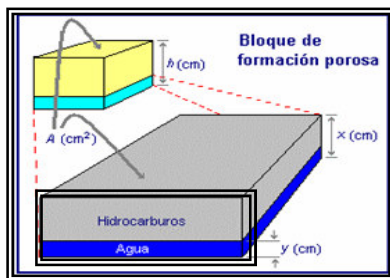


Figura 19. Muestra un bloque en el cual se supone que toda la porosidad está concentrada en el fondo del mismo, dejando matriz compacta encima. Por la definición de porosidad, si se elige la escala de manera tal que la altura h sea 100 unidades, x (en la escala elegida) representa la porosidad.



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

Figura 20. 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.

6.3.1 Arcilla y Lutita

Las arcillas son componentes comunes de las rocas sedimentarias y están formados por aluminosilicatos. Dependiendo del ambiente en que se formaron, puede corresponder a alguno de los siguientes tipos básicos: Montmorillonita, Illita, Clorita y Caolinita. Son partículas de tamaño muy pequeño, la relación de superficie a volumen es muy alta, en el orden de 100 a 100.000 la de las arenas y toman grandes cantidades de agua.

Las lutitas son principalmente mezclas de arcilla y limo (sílice muy fino) depositadas por agua de lento desplazamiento. Aunque pueden llegar a tener buenas porosidades (>40%), la permeabilidad es cero.

La presencia de arcillas y lutitas cuando se analizan formaciones productoras de hidrocarburos, complica sustancialmente la interpretación de registros. En consecuencia resulta necesario establecer primero los principios de la interpretación de perfiles en formaciones limpias, para después asumir el análisis de formaciones arcillosas.

6.4 Efectos Del Pozo Sobre Condiciones Del Yacimiento Virgen

Los diferentes parámetros utilizados en la evaluación de formaciones, están siempre referidos a condiciones del yacimiento virgen. La perforación de un pozo

altera notablemente las condiciones del yacimiento en las cercanías del mismo, dando origen a una serie de fenómenos que afectan los registros eléctricos y que necesitan ser evaluados para la correcta determinación de los parámetros petrofísicos de la formación. Es necesario considerar, la formación de cavernas y rugosidad en la pared del pozo, el tipo de lodo, la invasión en zonas permeables y la formación de la retorta de lodo en las mismas. La invasión causada por el filtrado de lodo y la evaluación del alcance de la misma al momento de la toma del registro, causan problemas muy particulares en la interpretación de los perfiles.

6.5 Proceso de Invasión

La presión del lodo debe mantenerse por encima de la presión del fluido en los poros de la formación, para evitar un reventón del pozo. La presión diferencial generada es típicamente de unos cientos de libras por pulgada cuadrada, la cual empuja fluido de perforación a la formación.

El espesor de la retorta se encuentra normalmente entre 1/8” y 3/4” y depende primariamente de las características del lodo y de la permeabilidad de las capas.

El líquido que se filtra, penetra la formación, el resultado del anterior proceso, es la creación es una zona invadida adyacente al pozo (ver Figura 21).

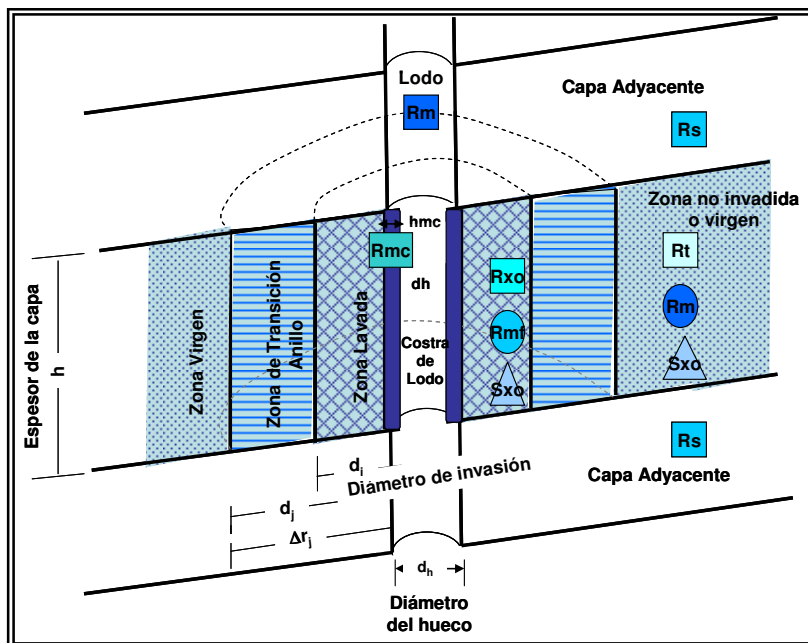


Figura 21. Modelo de roca invadida por el filtrado de lodo. Representa un modelo de formación porosa invadida por el filtrado del lodo durante la perforación. Tomado de BENDECK OLIVELA Jorge, 1992, Perfiles Eléctricos “Una Herramienta para la Evaluación de Formaciones”, AC

6.6 Perfil de Invasión

Cerca de la pared del pozo casi toda el agua de formación y parte de los hidrocarburos han sido desplazados por el filtrado. La zona es conocida como Zona Lavada. Si el desplazamiento fue total, contendrá una S_{or} , del orden del 10 al 40 %. El S_{or} dependerá del aceite inicial y la movilidad del filtrado y los hidrocarburos.

El agua desplaza aceite de mediana gravedad API con poca dificultad, pero cuando el aceite es pesado o liviano es muy malo el desplazamiento, el agua normalmente se canalizará. Al alejarse de la pared del pozo, el desplazamiento de los fluidos de la formación por el filtrado de lodo es menos y menos completo, resultando en una saturación completa de filtrado de lodo hasta la saturación original de agua de formación. A esta zona se le conoce como Zona Invasada.

La zona de transición se presenta inicialmente muy cerca de la pared del pozo, pero de manera gradual y en función del tiempo se aleja de ella. La condición de pseudo equilibrio en el patrón de invasión solo se alcanza algunos días después de la perforación.

La resistividad de la zona de invasión se denomina R_{xo} y su saturación S_{xo} , donde para formación limpia:

$$S_{xo} = \sqrt{\frac{F * R_{mf}}{R_{xo}}}$$

Algunas veces las formaciones tienen petróleo o gas, donde la movilidad de los hidrocarburos es mayor que la del agua de formación, en las cuales el petróleo o el gas salen dejando una zona anular llena de agua de formación.

Si $R_{mf} > R_w$ la zona anular tendrá una resistividad menor que R_{xo} o R_t y puede dar un cálculo de saturación pesimista.

6.7 Registros Convencionales y Principales respuestas De Los Perfiles usados para la Interpretación Petrofísica

6.7.1 Registros Resistivos (RXO, RT)

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.

Los hidrocarburos son aislantes perfectos y no permiten el paso de la corriente eléctrica, el agua de formación presentará un mayor o menor grado de conductividad dependiendo de su salinidad, debido al fenómeno conocido como conductividad electrolítica. El movimiento de iones cargados bajo la influencia de un potencial eléctrico, capacita a la solución salina para conducir la electricidad. Cada ión es capaz de transportar solo una cantidad bien definida de carga eléctrica; esto implica, que a mayor disponibilidad de iones (mayor salinidad) para transportar carga y en función directa a su movilidad (tamaño del ión), mayor será la conducción de cargas en el fluido.

Existe una relación de proporcionalidad constante entre la resistividad de una roca limpia saturada con agua (R_o) y la resistividad del agua contenida (R_w), la cual es independiente de la salinidad de la solución:

$$F = \frac{R_o}{R_w}$$

Este factor es conocido como factor de resistividad de formación y es una constante. Otra relación empírica desarrollada por Archie para el factor de resistividad dice que para una formación limpia, la porosidad y el factor de formación están relacionados por:

$$F = \frac{a}{\phi^m}$$

Donde, a es un coeficiente que depende de la litología y varía entre 0.6 y 2.0, m es el factor de cementación que depende del tipo de sedimentos, la conformación poral, la compactación de la roca, el tipo de porosidad y su distribución. Este factor se encuentra entre 1.9 y 2.2 para areniscas consolidadas.

A partir de experimentos de laboratorio, se determinó una de las principales fórmulas para calcular la saturación de agua en términos de la resistividad verdadera, es la Formula de Archie:

$$S_w^n = \frac{a * R_w}{R_t * \phi^m}$$

Donde, n es el exponente de saturación que es determinado empíricamente, para efectos de aproximación se asume $n = 2$. El rango de valores para n está entre 1.2 y 2.2.

6.7.2 Registro Sónico (DT)

El perfil sónico mide el tiempo de tránsito de una onda de compresión a través de la formación. El tiempo de tránsito de intervalo ΔT es el recíproco de la velocidad de la formación y se expresa en microsegundos por pie ($\mu\text{sec}/\text{ft}$) para evitar pequeñas fracciones decimales

$$\Delta T (\mu \text{ sec}/\text{ft}) = \frac{1000000}{\text{velocidad}_{\text{ matriz}}(\text{ft} / \text{sec})}$$

En la tabla 4 se observan ΔT para diferentes litologías. Los tiempos de tránsito para las rocas de matriz arenosa son mayores que para la anhidrita, las calcáreas y las dolomitas, siendo estas últimas las de menor ΔT ; este hecho se debe a la porosidad primaria generalmente alta de las arenas (poco compactadas) y baja de las dolomitas, dado que el registro sónico ignora la porosidad secundaria.

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.

Material	Velocidad Matriz [ft/seg]	Δt_{ma} [$\mu\text{sec}/\text{ft}$]
Arenisca	18.000 – 19.500	55.5 ó 51.0
Caliza	21.000 – 23.000	47.5
Dolomita	23.000	43.5
Anhidrita	20.000	50.0
Sal	15.000	66.7
Tubería (Hierro)	17.500	57.0

Tabla 4 Tiempo de tránsito y velocidad de matriz promedio de una unidad de formación

6.7.3 Registro Neutrón (NPHI)

Las herramientas neutrónicas responden primeramente a la cantidad de hidrógeno presente en la formación. En formaciones limpias cuyos espacios porosos están llenos de líquido (agua o gas), el perfil refleja el espacio poroso lleno de líquido.

Los neutrones son partículas eléctricamente neutras con una masa casi idéntica a la del átomo de hidrógeno. Esta característica hace que la herramienta responda al índice de hidrógeno de la formación, considerándose este como la cantidad de hidrógeno por unidad de volumen de la formación.

Principales Respuestas

Para los diferentes tipos de fluidos las respuestas de la herramienta son las siguientes:

- 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.

6.7.4 Registro Density (RHOB)

El registro Density mide la densidad de electrones, la cual es proporcional a la densidad física de la masa de la formación. La medida básica de la herramienta es la densidad ρ_b medida en g/cm^3 .

Una fuente radioactiva aplicada a la pared del hueco en un patín emite rayos Gamma de energía media dentro de la formación. La fuente y los detectores están diseñados de tal manera que la respuesta de la herramienta se deba a la dispersión por efecto Compton (desviación del rayo gamma debido a un electrón. Predomina en un rango de energía de 75kev a 10mev).

$$\rho_b = \phi \rho_f + (1 - \phi) \rho_{ma}$$

La ecuación anterior muestra la relación entre la densidad bulk (ρ_b) y la porosidad de la formación, la cual puede ser escrita nuevamente como:

$$\phi_D = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f}$$

Donde ρ_{ma} depende de la litología, ρ_b es medido por el perfil y ρ_f depende del tipo de fluido que ocupa el volumen poroso (filtrado del lodo de perforación).

Los valores de ρ_b son usados para rocas de depósitos comunes (porosidad cero). Los valores de ρ_{ma} para las principales litologías se observan en la tabla 5. Los valores de ρ_f se observan en la tabla 6.

Tipo de Roca	Densidad de Matriz (g/ cm³)
Arena	2.65
Limonita	2.71
Dolomita	2.87
Anhidrita	2.98

Tabla 5. Densidad promedio de una unidad de formación

Tipo de Roca	Densidad de Matriz (g/ cm³)
Arena	2.65
Limonita	2.71
Dolomita	2.87
Anhidrita	2.98

Tabla 6. Densidad promedio del fluido de perforación (filtrado de lodo).

7. FUNDAMENTOS TEORICOS DE LA GEOESTADISTICA

A continuación, se presenta una reseña historia de la geoestadística, la integración de las principales teorías que han dado lugar a esta ciencia, los autores que dieron origen y contribuyeron al desarrollo de estas teorías y los diferentes campos en los que empezó a ser aplicada. Asimismo se presentan conceptos básicos de la geoestadística, señalando los principales pasos que se deben seguir para desarrollar un estudio geoestadístico.

La geoestadística es una rama rápidamente evolucionada de la estadística aplicada y la matemática que ofrecen una colección de herramientas que cuantifican y modelan la variabilidad espacial. La variabilidad espacial incluye la escala de la variabilidad (la heterogeneidad) y direccionalidad dentro de un set de datos.

7.1 LOS ORÍGENES DE LA GEOESTADISTICA.

Para hablar de los orígenes de la geoestadística nos dirigiremos a la industria minera en la cual. D. G. Krige, ingeniero de minería sudafricano, y H. S. Sichel, un estadístico, desarrolló un nuevo método de estimación en los años 1950s cuando la estadística "clásica" se encontró impropia para estimar las reservas en las minas. Luego más tarde Georges Matheron, un ingeniero francés, desarrolló innovadores conceptos del Krige y los formalizó dentro de un solo soporte con su Teoría de Variables Regionalizadas. Matheron, es el centro de la geoestadística, abrió camino al uso de la geoestadística en la minería en los años 1960s. La palabra kriging fue un reconocimiento a D. G. Krige.

Es interesante que la geoestadística no fue desarrollada originalmente para resolver los problemas de la interpolación (el kriging) si no pero para dirigirla, lo cual se le llamo el efecto de apoyo. En la minería, esto se refiere a la diferencia entre la variación de los valores promedios medidos de muestras grandes y la variación de los valores promedios medidos de muestras pequeñas que llevan un prejuicio sistemático en las estimaciones. La mayoría de nosotros pasa por alto el efecto de apoyo inconscientemente en la industria de petróleo, sobre todo al combinar medidas de registros de pozos, atributos sísmicos, corazones y pruebas de permeabilidades de pozos.

Por los años 1970s, los kriging habían demostrado ser muy útil en la industria minera. La geoestadística se presentó a la comunidad del petróleo a mediados de los 1970s a través de su primer paquete del software comercial, BLUEPACK. La técnica se extendió a muchas otras áreas de la ciencia de la tierra en los años setenta con el surgimiento de computadoras de gran velocidad. Sin embargo, no fue hasta los años ochenta que esta técnica de geoestadística se usó a cualquier magnitud en la industria de petróleo, y su popularidad ha crecido en todos estos años. (Richard L. 2000)

7.2 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).

7.3 CONCEPTO DE LA GEOESTADÍSTICA

La geoestadística es definida como el estudio de las variables numéricas distribuidas en el espacio (Zhang, 1992; Chauvet, 1994), convirtiéndose en una herramienta útil en el estudio de estas variables, su punto de partida es asumir una intuición topo-probabilista (Matheron, 1970). Los fenómenos distribuidos en el espacio, presentan un carácter mixto, es decir un comportamiento caótico o aleatorio a escala local, pero a la vez estructural en una escala mayor (figura 22).

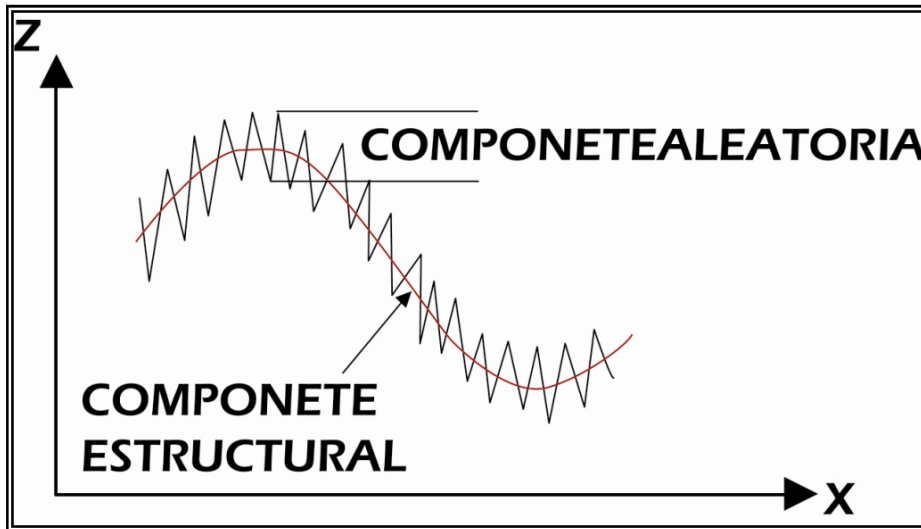


Figura 22. Comportamiento mixto de una función aleatoria. (Modificado de “Caracterización Geoestadística de esfuerzos en el Piedemonte llanero Colombiano”; Gomez G., D; Velez B., J. 2007.)

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

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

A diferencia de otros métodos de interpolación, como por ejemplo el inverso de la distancia, el krigaje utiliza en la estimación las características de variabilidad y correlación espacial del fenómeno estudiado, por lo que su uso implica un análisis previo de la información con el objetivo de definir o extraer de esta información inicial un modelo que represente su continuidad espacial. Una vez logrado, se encuentra en condiciones de obtener el mejor valor posible en cada localización o bloque a estimar a partir de los datos medidos, acompañada de la varianza de

krigeaje como medida del error de la estimación realizada (Armstrong y Carignan, 1997), lo que distingue al krigeaje de otros métodos de interpolación (Abasov et al., 1990; de Fouquet, 1996; Carr, 1995).

7.3.1 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.

La geoestadística busca extraer de la información experimental, (mediciones de la variable regionalizada), los rasgos y características principales del fenómeno, de modo que puedan utilizarse en métodos de estimación y simulación de las variables involucradas. Para lograr esta caracterización, la geoestadística se fundamenta en el análisis de variabilidad espacial del fenómeno a través del variograma; el cual cuantifica probabilísticamente la dispersión espacial de la

variable regionalizada (Chica M., 1987). Este análisis es el fundamento del método geoestadístico del Kriging, cuya técnica permite estimar valores de la variable en sitios en donde se desconoce su valor, y de esta forma, generar mapas de distribución espacial de la variable regionalizada. (Deutsch, Clayton; Journel, Andre). (1998) .

7.3.2 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.

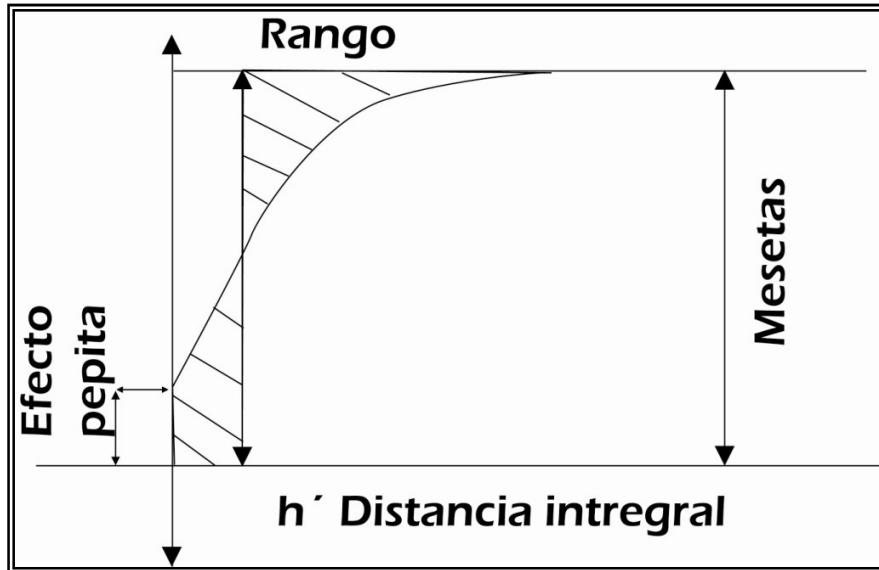


Figura 23. Componentes principales de un variograma. (Modificado de “Caracterización Geoestadística de esfuerzos en el Piedemonte llanero colombiano”; Gomez G., D; Velez B., J. 2007.).

7.3.2.1 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 (Franco F. y Mulford A., 1991).

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, Ch. Mining Geoestatistic., 1978): Su

comportamiento en el origen, el cual puede ser lineal, parabólico y con efecto de pepita. Y la presencia o ausencia de meseta.

Modelo Lineal: es el modelo más simple. Como se muestra en la figura 24.

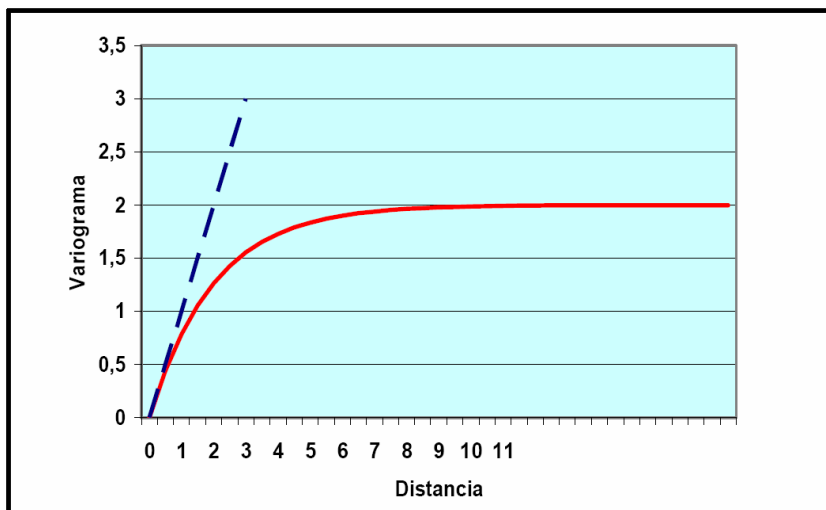


Figura 24. Modelo Lineal

Como se observa en la figura, este es uno de los modelos donde no se alcanza el umbral y por lo tanto no existe un rango de influencia. En este modelo de variograma los datos no se estabilizan, y por lo tanto no llegan a ser independientes a medida que se incrementa la separación entre ellos, sino que por el contrario el valor del variograma continúa cambiando con una tendencia marcada.

Modelo Esférico:



Figura 25. Modelo Esférico

Modelo Esponencial:

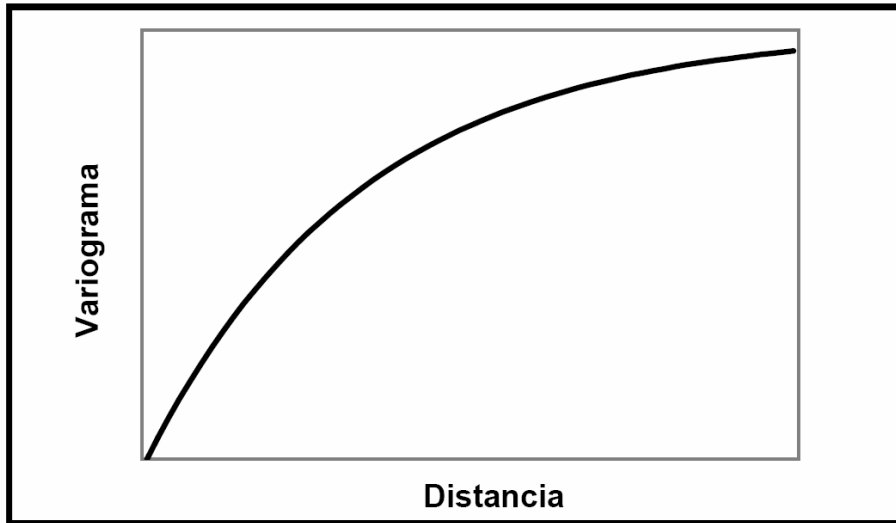


Figura 26. Modelo Esponencial

Este modelo se levanta a partir del origen más lentamente que el modelo esférico y nunca alcanza completamente su umbral, sin embargo, para conceptos prácticos se considera una línea recta tangente al origen intercepta el umbral del variograma a una distancia igual al rango de influencia.

Modelo de Potencia:

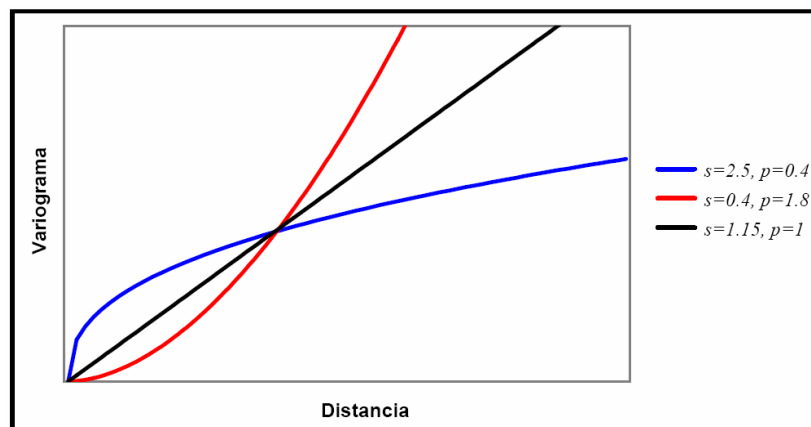


Figura 27. Modelo de Potencia

Cuando n es igual a 1, el modelo de potencia se convierte en un modelo lineal. Este modelo que se ilustra en la siguiente figura, se ha utilizado en el estudio de la porosidad y conductividad hidráulica vertical en yacimientos de petróleos.

Modelo Gaussiano: El esquema del modelo gaussiano se muestra en la figura 28:

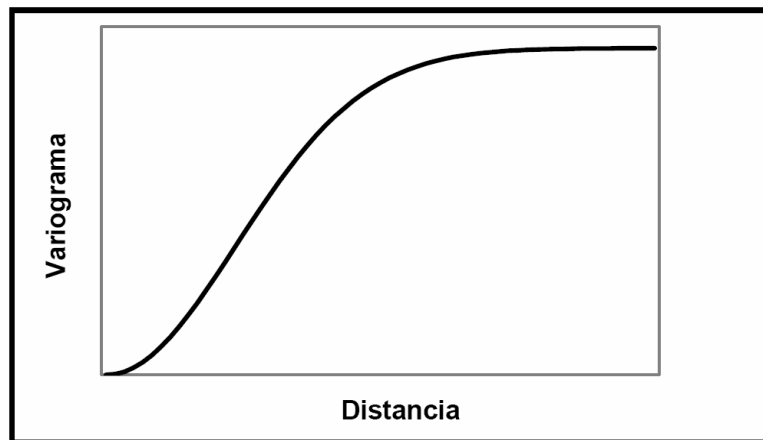


Figura 28. Modelo Gaussiano

Modelo del Efecto Hueco: se utiliza para representar fenómenos continuos con periodicidades, como se observa en la figura 29.



Figura 29. Modelo de Efecto de Hueco

El Efecto Pepita es considerado también un modelo variográfico que corresponde a un fenómeno puramente aleatorio -ruido blanco-, sin correlación entre las muestras, cualquiera sea la distancia que las separe (Journel, A., Huijbregts, Ch. Mining Geostatística., 1978).

Todos los modelos descritos tienen una característica que los hace similares, presentan meseta, mientras que el *Modelo con Función Potencia* es un modelo sin meseta, además su forma varía en función de α , valor que oscila entre 0 y 2. Un caso particular de este modelo es cuando $\alpha=1$, denominado *Modelo Lineal*. La

principal característica del modelo lineal es que no tiene ni meseta ni alcance. Es posible que en la práctica se puedan presentar estructuras a las cuales se les debe ajustar varios modelos teóricos, es decir, aplicar el principio de superposición para desarrollar las *Estructuras Imbricadas* o *Modelos Combinados* (Journel, A., Huijbregts, 1978 y David, 1977).

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

7.4 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 me 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 deposición con alto grado de confiabilidad.

7.4.1 Modelamiento de Facies basado en Objetos

Es conveniente desde el punto de vista geológico observar los yacimientos desde una perspectiva cronoestratigráfica. 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.

7.4.1.1 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.
- Otros sistemas deposicionales tipo canal, entre los que se incluyen los sistemas de estuarios y de aguas profundas, son modelados a menudo mediante una adaptación de las técnicas de modelamiento de canales fluviales a las consideraciones específicas del sistema, entre ellas, el tamaño del canal, las relaciones de ancho y espesor y las heterogeneidades internas.

- 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 conificación de un pozo vertical.
- Los yacimientos deltaicos pueden ser modelados como unidades de arena en forma de abanicos (fan) dentro de una matriz de sedimentos de baja calidad. Históricamente, las técnicas basadas en celdas han sido usadas en tales sistemas.

7.4.1.2 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*.

La localización de algunos objetos geológicos puede establecerse de forma exacta a partir de interpretaciones de pruebas de presión o datos de producción, o de un mapeo geológico. El posicionamiento de tales objetos debe ser establecido y no permitir que un algoritmo lo realice de forma estocástica. Hay otros tipos de información correspondientes a la ubicación de los objetos: (1) El conocimiento de la posición exacta de algunos objetos, (2) conocer que dos (o más) intersecciones de la misma *facies* no pueden relacionar al mismo objeto, o (3) una medida probabilística de dos (o más) intersecciones que corresponden a la misma *facies*. Estas conexiones provienen de las interpretaciones geológicas de corazonces particulares y de datos de ingeniería que relacionan la continuidad de presión entre intersecciones de diferentes pozos.

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.

7.4.1.3 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 forzan 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 30 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 31 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.

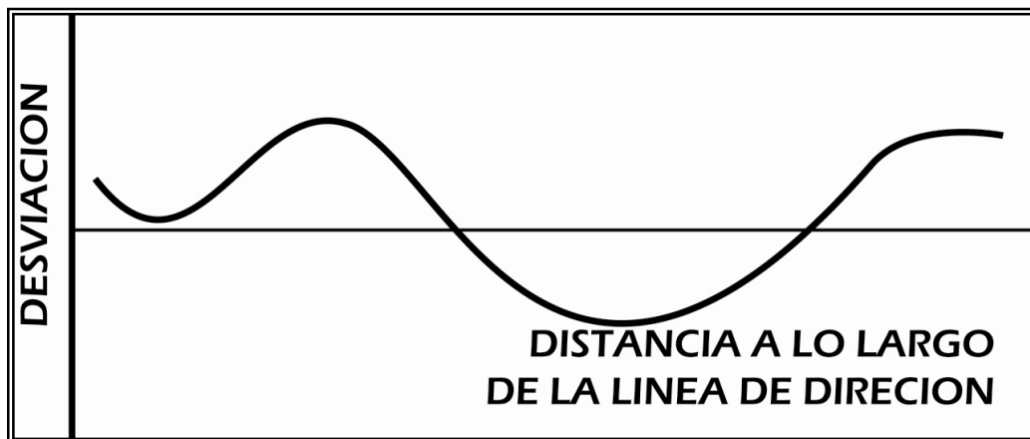


Figura 30. Ejemplo de una variable 1-D que modela la línea central de un objeto, en este caso pertenece a un canal. (Modificado de "Hierarchical Object-Based Geostatistical Modeling of Fluvial Reservoirs", SPE 36514; C.V. Deutsch, SPE, and L. Wang, Stanford U)

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

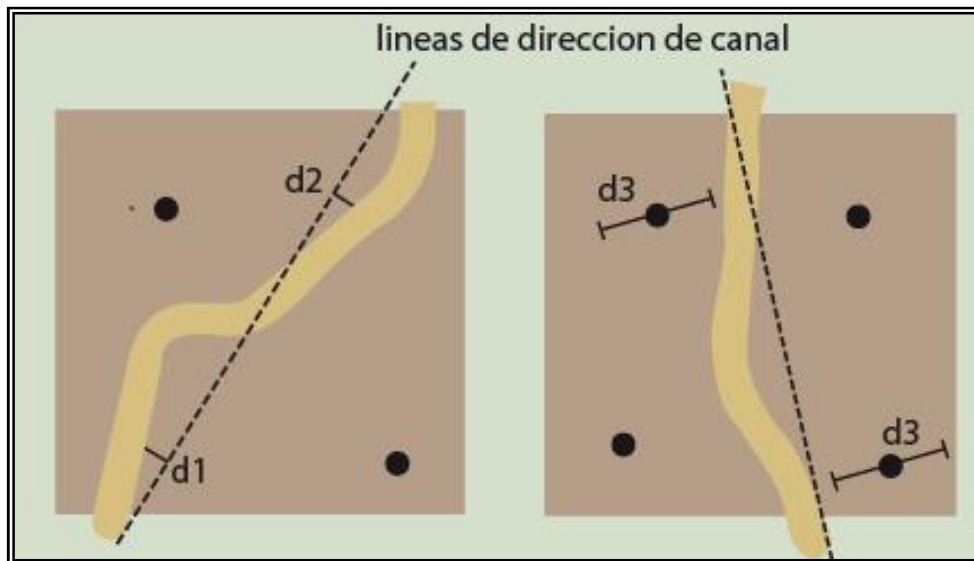


Figura 31. Dos ejemplos de condicionamiento directo de la línea central del canal respetando los datos locales de pozo. (Modificado de "Hierarchical Object-Based Geostatistical Modeling of Fluvial Reservoirs", SPE 36514; C.V. Deutsch, SPE, and L. Wang, Stanford U)

Una aproximación completamente diferente para la ubicación de los objetos son los algoritmos iterativos. Un conjunto inicial de objetos son ubicados dentro del volumen de yacimiento hasta ajustar la proporción global de las diferentes facies. Este posicionamiento inicial puede violar los datos locales de pozo y las proporciones de variación local. Posteriormente se define y calcula una función objetivo para medir la desviación o error con respecto a los datos medidos. Luego, el modelo es perturbado de forma iterativa hasta que la función objetivo sea minimizada (cercana a cero).

7.4.2 Arquitectura Fluvial: Escala, controles y tiempo

Es importante conocer la relación existente entre la sedimentación y la tectónica, para conocer la incidencia en los procesos de desarrollo de espacio y tiempo de los diferentes tipos de ambientes sedimentarios. De acuerdo con esto, es importante definir en primer lugar la escala del manejo tiempo-espacio, para el control del manejo de las variables que controlan cada uno de los procesos de formación de las estructuras sedimentarias del flujo de partículas en corrientes, los canales y el desarrollo macro de cuencas y redes hidrográficas.

El tipo de cuenca es establecido por tectónica y provee el marco macro de arquitectura para la caracterización de yacimientos. Las escalas en tiempo están en el rango de 10^6 a 10^8 años, con una longitud horizontal de escalas de 10^1 a 10^3

Km. y escalas de longitud vertical de 10^0 a 10^1 Km. Las cuencas distensionales son facies mosaicas y a menudo son fuertemente asimétricas y controladas por la rotación de fallas normales. Las cuencas de *pull-apart* inflexionan en fallas de rumbo buzamiento son estrechas y frecuentemente asimétricas. Las cuencas de ambientes compresivos pueden formar sinclinales de crecimiento estrechos en el *footwall* de *thrust*, o pueden definir cuencas flexurales de gran longitud de onda adyacentes a las cargas de la corteza mayores establecidas por *thrusting* regional. El tamaño de cuencas recientes y sistemas fluviales que las drenan por medio de facies mosaicas es poco probable que estén controlados por tectónica primaria. Los sistemas aluviales en otras cuencas sedimentarias son también improbablemente controladas por tectónica activa, debido a la subsidencia es estable y baja y/o debido a que la magnitud de la deformación tectónica es tan baja para influenciar el comportamiento del canal.

Las condiciones de un yacimiento complejo son determinadas por una escala meso-arquitectural, dada por el arreglo de cuerpos de arenas fluviales entre la matriz de llanuras de inundación finas y horizontes de paleosuelos. Estos registran la ocurrencia de un número de canales de avulsión sobre escalas de tiempo en el rango de 10^3 a 10^6 años y con una longitud vertical de escalas de 10^{-1} a 10^0 Km. El patrón de arquitectura es controlado por la respuesta migratoria en dos dimensiones del canal a los cambios de gradiente tectónico, fluctuaciones de clima que causan cambios en la descarga, cambios en el nivel base que causan incisión y agradación y los efectos de compactación y pedogénesis en la estabilidad del canal y migración.

Las condiciones descritas al interior del yacimiento, reflejan los efectos microarquitecturales que producen los canales y las discontinuidades entre los cuerpos de arenas de canal individuales. Ellos son dominados por la hidrografía fluvial cambiante en escalas de tiempo de 10^{-2} a 10^2 años y con una longitud vertical de escalas de 10^{-4} a 10^{-2} Km. Tales características incluyen el espesor de los cuerpos de arenas y el tipo de estratificación, *plugs* abandonados de arcillas en canales.

Los tipos de depósitos generados por las corrientes generados en escalas al interior del yacimiento y del yacimiento completo son del interés para la construcción de la arquitectura fluvial que permite modelarse mediante objetos para ser llenados por propiedades y sus componentes descriptivas y genéticas.

7.4.3 Modelos Sedimentarios de un Sistema Fluvial

Debido a que muchos de los procesos son sobre impuestos durante millones de años, 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*.

En la definición de modelos cuantitativos que representan la arquitectura aluvial, varios modelos en procesos han sido propuestos para estudiar los factores que controlan la estratigrafía fluvial. Los parámetros que relacionan la estratigrafía y el control geométrico del llenado de los canales incluyen entre otros las dimensiones del ancho del cinturón de canal comparada con el ancho de llanura de inundación, las ratas de sedimentación, las frecuencias de avulsión y naturaleza, compactación y tectonismo. La aplicación de los conceptos de generación estratigráfica de depósitos permite establecer que los eventos de avulsión son un factor importante en el apilado del ancho del cinturón de canal.

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.

- Geométricamente, este representa el tope de los objetos del cinturón de canal.
- Genéticamente, simboliza el relieve del ambiente fluvial justo antes de un evento de avulsión.

- Escala de tiempo, las superficies de avulsión corresponden a periodos cruciales cuando el canal cambia predominantemente de locaciones.

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 geométricos 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 sobrelapamiento 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 sobrelapados.

7.4.4 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*). Depósitos de material muy fino dados por los períodos de inundación de los canales.
- Arenas de Canal. Dentro de este tipo se pueden definir los tipos de depósitos de rellenos de canal, barras puntuales (*Points Bars*), lentes de barras y barras laterales.
- Depósitos de borde de canal (*Natural Levee*). Depósitos formados a los bordes del canal.
- Depósitos de desborde de canal (*Crevasse Splays*). Depósitos formados por el desborde del canal y están ligados a la alta energía de la corriente.

7.4.4.1 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.

7.4.4.2 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 depositación 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 32, se requieren las siguientes distribuciones para especificar la geometría del canal:

1. Ángulo de dirección del azimut, α
2. Longitud de la sinuosidad, b
3. Desviación promedio del eje del canal, c
4. Espesor promedio, e
5. Relación ancho-espesor, d/e
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

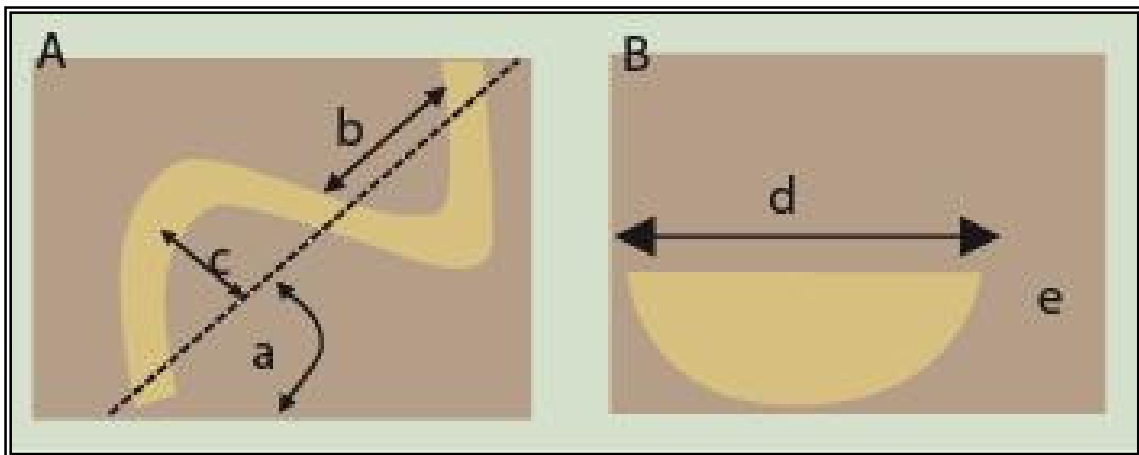


Figura 32. Elementos geoméricos del canal. (a) Vista de planta de un canal hipotético. (b) Vista de perfil del canal. (Modificado de "Object-Based Modeling of Fluvial / Deepwater Reservoirs with Fast Data Conditioning: Methodology and Case Studies", SPE 56821; L.E. Shmaryan, SPE, Schlumberger and C.V. Deutsch, SPE, University of Alberta).

Sin embargo la geometría del perfil de un canal se define por la línea del mayor espesor (*Talhweg*). La figura 33 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.

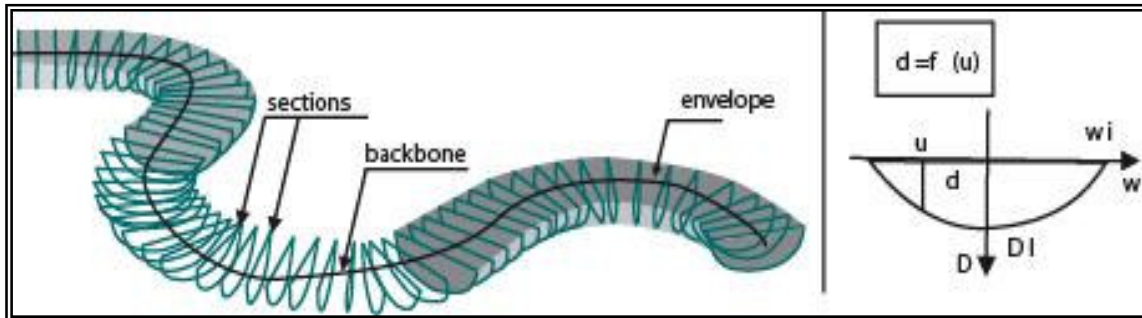


Figura 33. Canal modelado mediante la unión de secciones transversales y las variables de ancho, espesor y línea central (BackBone). (Modificado Stochastic Boolean Simulation of Fluvial Deposits : A New Approach Combining Accuracy with Efficiency; de SPE 56688, Sophie VISEUR, A.S.G.A.-GOCAD)

En la figura 34 se presenta un ejemplo que demuestra puntos importantes en la definición de la forma geométrica del perfil de un río. En este esquema se puede observar que la línea principal de *thalweg* (línea que demarca la mayor profundidad del canal), no necesariamente corresponde con la línea del centro del canal. Se puede describir que se encuentra coincidiendo la línea central con la línea del *thalweg* en las trayectorias rectas del canal, conservándose un perfil asociado con forma parabólica (esquema y secciones 1-3, en la figura). Mientras que en los tramos más curvos la mayor energía asociada a los sectores más profundos demarcan una forma de perfil menos parabólica con mayor profundización de los espesores en el punto de asociación con la línea del *thalweg* y más elongado hacia los sectores de depositación en el flanco más cóncavo de la trayectoria curva del canal (esquema y secciones 2-4, en la figura). Adicionalmente se puede observar que los vectores que demarcan la energía de la corriente, muestran que es mayor en los sectores más curvos y pueden ser asociados a características texturales y composicionales de las partículas depositadas en las trayectorias del canal fluvial.

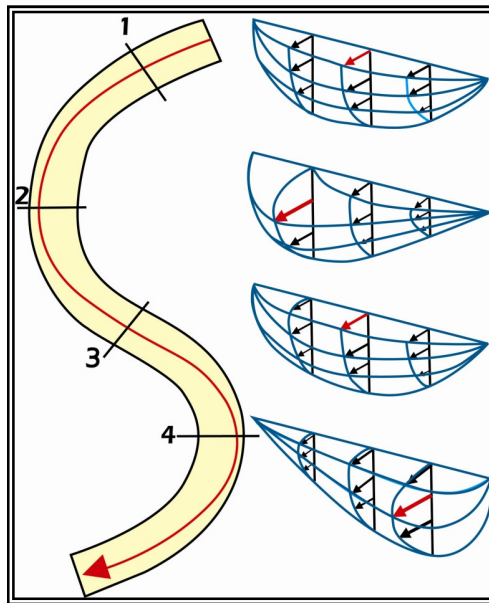


Figura 34. Esquema de planta y cortes asociados a la trayectoria de un canal meandriforme. La línea roja muestra la dirección del thalweg. (Modificado Stochastic Boolean Simulation of Fluvial Deposits : A New Approach Combining Accuracy with Efficiency; de SPE 56688, Sophie VISEUR, A.S.G.A.-GOCAD)

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*.

7.4.4.3 Depósitos de Borde de Canal

El tercer tipo de facie 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 35).

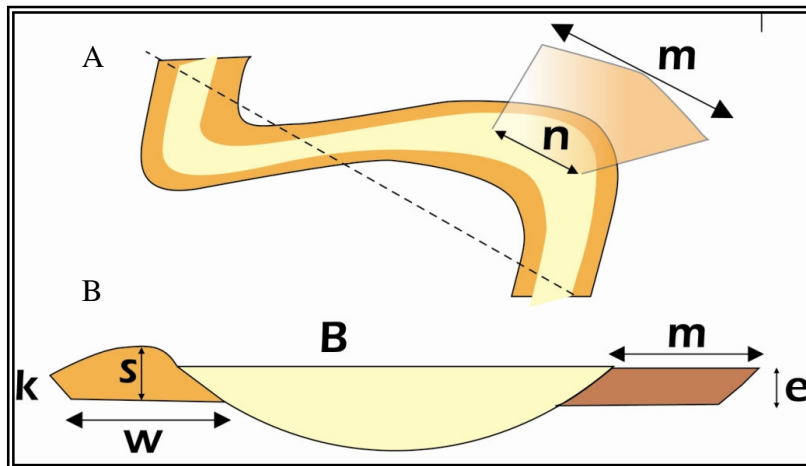


Figura 35. (A) Vista de planta del canal, y posicionamiento del Natural Levee (en marrón claro) y un Crevasse Splay (en rosado); (B) vista de perfil de estos tipos de depósitos con sus respectivas dimensiones geométricas. (Modificado de "Object-Based Modeling of Fluvial / Deepwater Reservoirs with Fast Data Conditioning: Methodology and Case Studies", SPE 56821; L.E. Shmaryan, SPE, Schlumberger and C.V. Deutsch, SPE, University of Alberta)

Como se puede observar en la figura 36, 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.

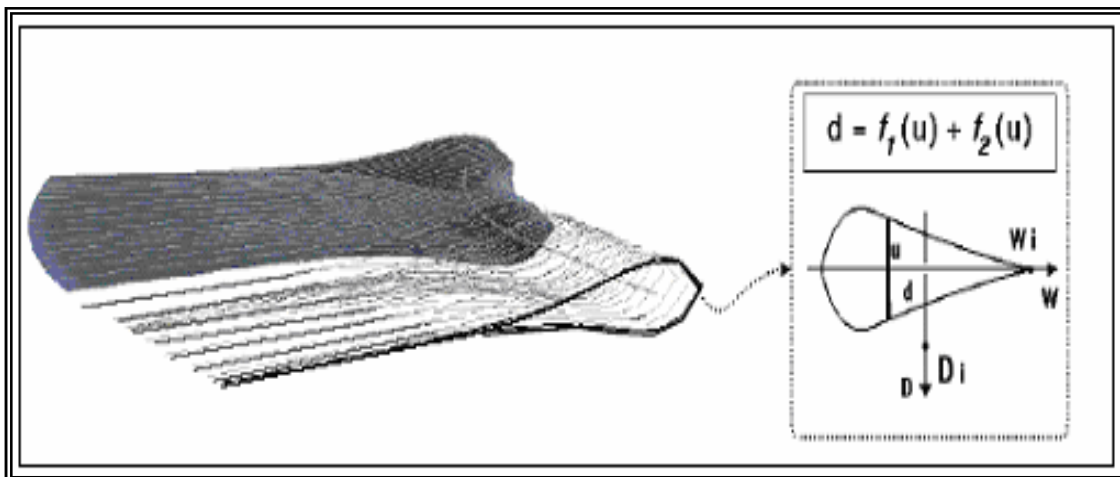


Figura 36. Ejemplo de un natural Levee modelado con la unión de secciones transversas y en función del ancho, espesor y línea central. (Modificado de "Object-Based Modeling of Fluvial / Deepwater Reservoirs with Fast Data Conditioning: Methodology and Case Studies", SPE 56821; L.E. Shmaryan, SPE, Schlumberger and C.V. Deutsch, SPE, University of Alberta)

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.

7.4.4.4 Arenas de Desborde

El último tipo de facie 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, espesor e , longitud anexa n , y diámetro m . (Ver figura 35).

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.

7.4.5 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

aflorescimientos. La integración de diversas disciplinas de la geología permiten definir un modelo de canal lo más real posible para ser simulado.

7.4.6 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.

7.4.7 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 7). 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 7. Índices de Sinuosidad, Modificado de Morisawa (1985). (Modificado de "Object-Based Modeling of Fluvial / Deepwater Reservoirs with Fast Data Conditioning: Methodology and Case Studies", SPE 56821; L.E. Shmaryan, SPE, Schlumberger and C.V. Deutsch, SPE, University of Alberta)

En áreas montañosas, con frecuencia la longitud media del valle y la longitud del cauce principal 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.

8. METODOLOGIA DE TRABAJO

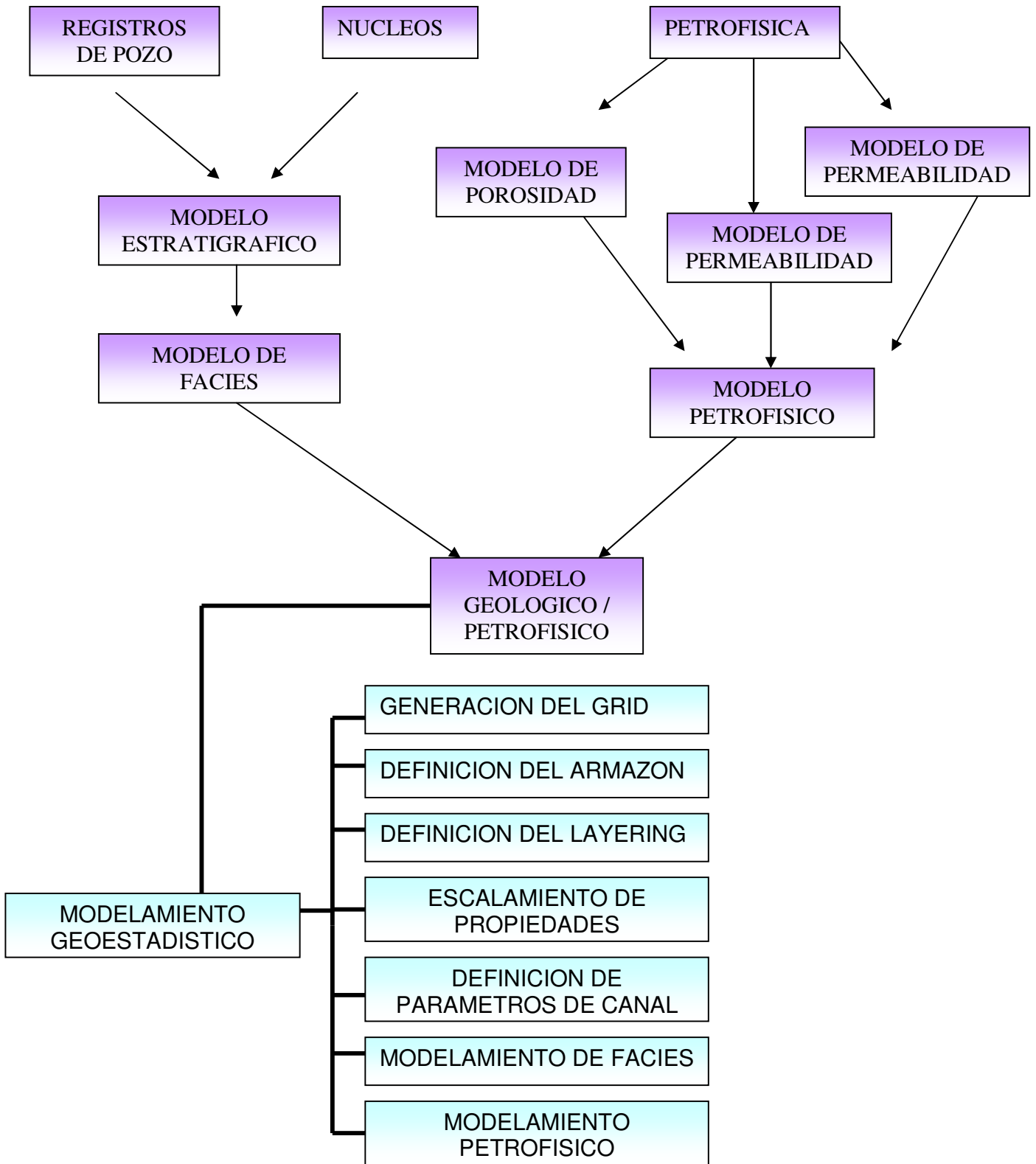


Figura 37. Metodología planteada para el desarrollo del proyecto

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

La primera fase de la investigación consistió en la recopilación bibliográfica, donde teniendo en cuenta la importancia que se le debería dar al fundamento teórico de los ambientes continentales de tipo fluvial se comenzó con recopilar una base importante de informes y artículos que permitan entender bien todos los parámetros y procesos que tienen lugar en este tipo de ambiente en especial. Contando ya con las bases teóricas para poder iniciar la investigación se procedió a investigar 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 corazonas se podría amarrar esta información indirecta a una directa. Contando ya con información que me permitiera avanzar en dirección de mis objetivos se buscó información existente en libros, revistas, cursos, tesis, de 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.

La metodología con que se llevo a cabo el trabajo de investigación para la Definición del Modelamiento Geoestadístico (figura 37) 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 en mente se implemento la metodología para la Generación del Modelamiento Geoestadístico Basado en Objetos. Teniendo en cuenta todos los procesos que se llevaron a cabo antes de elaborar el modelamiento geoestadístico se hace necesario describir a continuación cada una de las metodologías empleadas para cada uno de estos procesos.

8.1 CONTROL DE CALIDAD

Antes de iniciar con la elaboración de los modelos Estratigráficos y Petrofísicos se inicio con esta fase de control de calidad, ya que de aquí dependía cada que los resultados finales de esta investigación fuera validados. Esta Fase de Control de Calidad se baso en la revisión y recopilación de todos los datos del campo, donde

se realizó un análisis preliminar del nivel de calidad de la información observando y evaluando la viabilidad en el desarrollo del modelo teniendo en cuenta la cantidad y la distribución de los datos sobre el área de estudio. La información que se recopiló fue principalmente: Núcleos, Registros de Pozo.

8.2 MODELO ESTRATIGRAFICO

Para la elaboración del modelo estratigráfico se tuvo primero que todo en cuenta el tipo de ambiente de Deposición donde tuvo lugar la formación de las rocas reservorio presentes en el área de trabajo. Seguido a esto se procedió a realizar una descripción sedimentológica de corazones, donde se inició recopilando la información existente del Campo Llanito en el centro de información técnica (CIT) del ICP. A continuación se procedió con la descripción sedimentológica, análisis facial en formatos borrador a escala 1:10 (figura 38) con base en el formato de descripción de muestras de la litoteca Nacional Bernardo Taborda Arango de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) y posteriormente se elaboraron las columnas digitalizada a escala 1:100 (Figura 39) teniendo como base un formato de ECOPETROL ICP. Las columnas fueron digitalizadas en Corel Draw. X3 y otras en Canvas X (Figura 2)

POZO:		CORE:										CAJA:	PROF:	FECHA:	ANALIZO:
Profundidad	Litología	Textura / Estructura					FACIE	Aparente Spermatofito	CICLOS	D.C. Estimación	Dato paralelo	OBSERVACIONES			
		Mud		Sand		Gravel									
		Clay	sl	vf	f	m							c	vc	P
1ft															

Figura 38. Formato para la descripción de núcleos a escala 1:10 de la Litoteca Nacional Bernardo Taborda Arango

Pozo:
Cuenca:
Formación:
Compañía:
Sección:

Analizó:
Profundidad:
Escala:
Fecha:

Profundidad	Litología	Texturas & Estructuras Sedimentarias										Impregnación de Aceite	Facies	Ambientes	Sub-ambiente	Frecuencia Ciclos		Descripción	
		Lodo			Arena			Grava								Alta	Baja		
		Arcilit	Li	mf	r	m	g	mg	Gn	Gu	Gj								
M	W	P	G	B															
10 ft																			

Figura 39. Formato para digitalización de Columnas estratigráficas a escala 1:100, modificado de ECOPETROL – ICP (2008).

Finalmente se realizó la unificación de Facies, Caracterización de Ambientes y subambientes de depositación, determinación de ciclos estratigráficos. En algunos pozos como el caso de Llanito 7, Llanito 10, Llanito 17, Llanito 18 fueron tomadas las descripciones hechas previamente y fueron modificadas acorde al formato actual de descripción, y en el caso donde se ameritaba se hizo reinterpretación de los datos. Los corazones descritos se encuentran almacenados en la litoteca Nacional Bernardo Taborda Arango de la Agencia Nacional de Hidrocarburos ANH con un estado de preservación variable.

Los Pozos Corazonados Llanito 7, 10, 17, 18, 30, 117 por encontrarse de bien a regularmente preservados presentan una alta a moderada confiabilidad en el amarre con la profundidad. El pozo Llanito-1 presenta cambios de diámetro de los corazones y cambios bruscos de facies entre cajas. Sin embargo la calidad de la preservación es buena.

En la tabla 8 se hace una breve historia de cada pozo. Aquí se hace referencia a la elevación del terreno y elevación de la Nelly Bushing con respecto al nivel del mar, la Fecha de perforación y de Completado del Pozo y la profundidad Final.

Pozo	Localización	Elevación Kelly Bush	Fecha de inicio perforación	Fecha de fin de la perforación	Fecha de terminación	Profundidad final
Llanito-1	N: 1.286402.100 E: 1.029.538,879	289.89	19-II-1955	4-XI-1955		13.561
Llanito-7	N: 1.281.196,54 E: 1.207.003,41	321.06	30-VII-1959	1-IX-1960	27-IX-1960	8105
Llanito-10	N: 1.284.486,95 E: 1.207.003,41	305.32	14-II-1961	5-III-1961	7-IV-1961	6763
Llanito-17	N: 1.281.984,51 E: 1.207.566,76	300.02	7-IX-1961	4-X-1961	12-XII-1961	7625
Llanito-18	N: 1.281.984,51 E: 1.025.345,49	327,86	11-XI-1961	16-XII-1961	14-III-1962	7860
Llanito-30	N: 1.283.346,55 E: 1.026.869,96	251.35	18-V-1962	10-VII-1962	9-I-1965	7687
Llanito-117	N: 1.284.437,6 E: 1.027.553,93	324.7				8018

Tabla 8. Historia de los pozos Campo Llanito

8.2.1 Distribución de Facies en Registros de Pozo

8.2.1.1 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 Mugrosa. 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 facie ya sea en la base o en el tope y no cortando una de las mismas. (Ver Figura 40)

Finalmente después de reevaluar estos marcadores estratigráficos se procedió a realizar la respetiva interpretación de facies en los 49 pozos del área piloto de la siguiente manera.

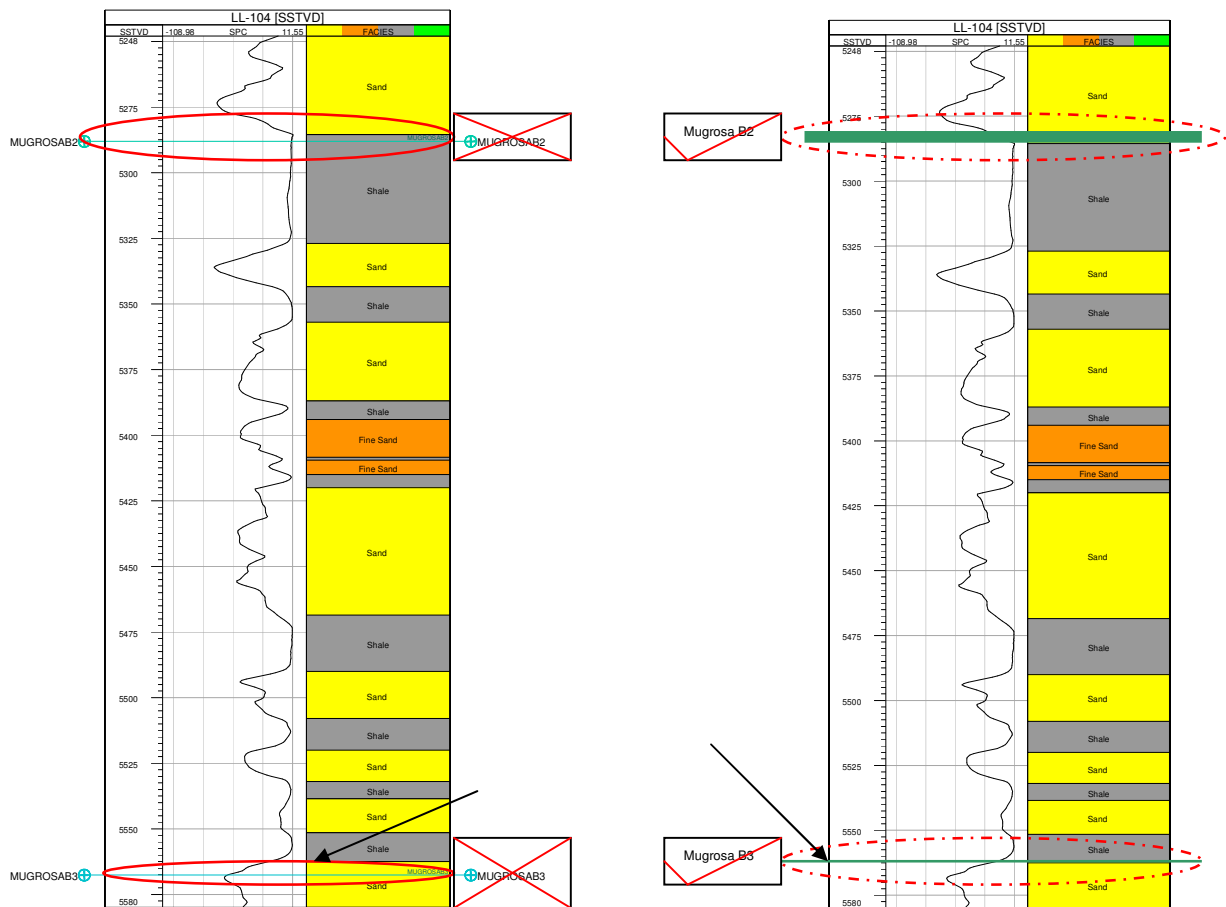


Figura 40. Definición de Marcadores estratigraficos en cada uno de los Registros de pozo teniendo en cuenta la posición estratigrafica donde se ubican.

8.2.1.2 Interpretación de Facies

En la industria del Petróleo el análisis de registros de pozo 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 a estudiado claramente el comportamiento que presenta el registro de potencial espontaneo SP para realizar interpretaciones faciales. El cual sirve para determinar el tipo de litologia que esta registrando el Perfil de Potencial espontaneo.

Según esto se definen Facies ambientalmente según la forma que tome el registro, una primera forma puede ser la forma de campana, (Figura 41) 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 41) 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 último 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 41).

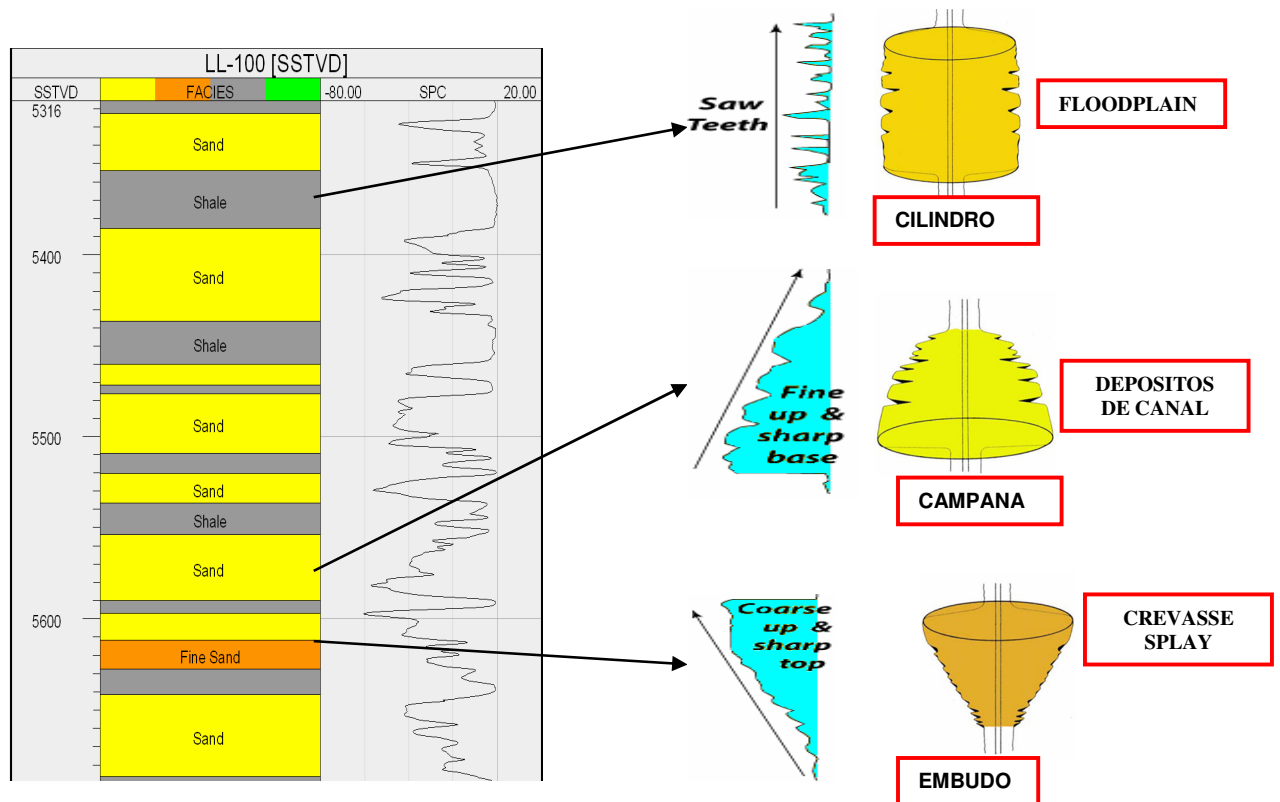


Figura 41. Definición de las diferentes formas asociadas a los ambientes interpretados mediante registros de pozo.

8.2.2 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 (Wheeler, 1964). Donde un ciclo de nivel base consiste de un hemicycle de subida (RH) y un hemicycle de caída (FH) 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 hemicyclos de nivel ase. Un RH es designado como un triangulo con su apice hacia arriba y un FH es representado con un triangulo con su apice hacia abajo Figura 42. Un ciclo simétrico es representado por un RH y por un FH de dimensiones diferentes; Finalmente un ciclo asimétrico es representado solo por un Rh o un FH.

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.

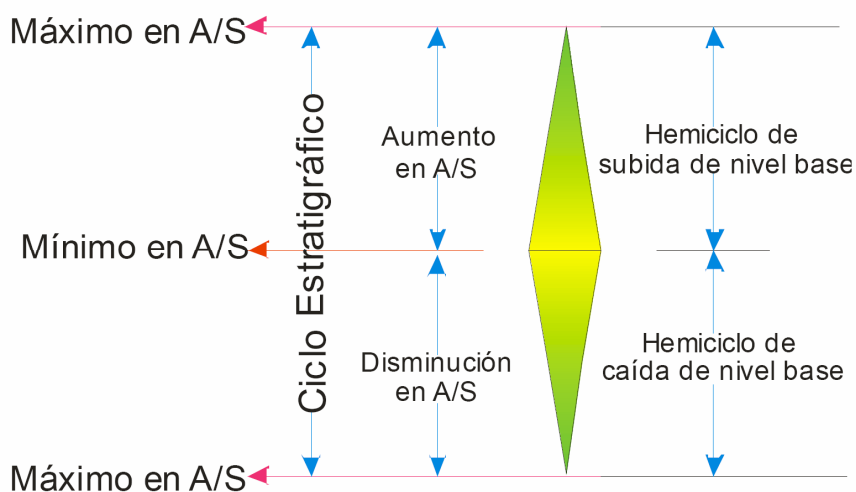


Figura 42. Metodología utilizada de estratigrafía de Secuencias en el Presente estudio. Tomado de Cross (1993)

Los ciclos estratigráficos asignados para la Formación Mugrosa corresponde 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)

Los ciclos para la Formación Mugrosa fueron definidos Teniendo en cuenta la respuesta de los registros de pozo básicamente, potencial espontaneo (SP) y los registros resistivos largo y corto.

8.2.3 Correlaciones Estratigráficas.

Seguido a 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 corresponde a unidades operacionales del campo llanito y se subdividen en 2 zonas para la formación mugrosa que son zona B que se encuentra subdividida en B1, B2, B3 y B4 y la zona C que también se encuentra subdividida en C1, C2, C3.

8.2.4 Mapas de Facies

Ya con toda la información cargada de topes y zonas definidas para la formación mugrosa 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 arenas de canal (0), crevasse splay (1) y Flood plain(2). Seguido de esto se genero un mapa base con la distribución espacial de pozos con cada una de las facies por subunidad (Figura 43).

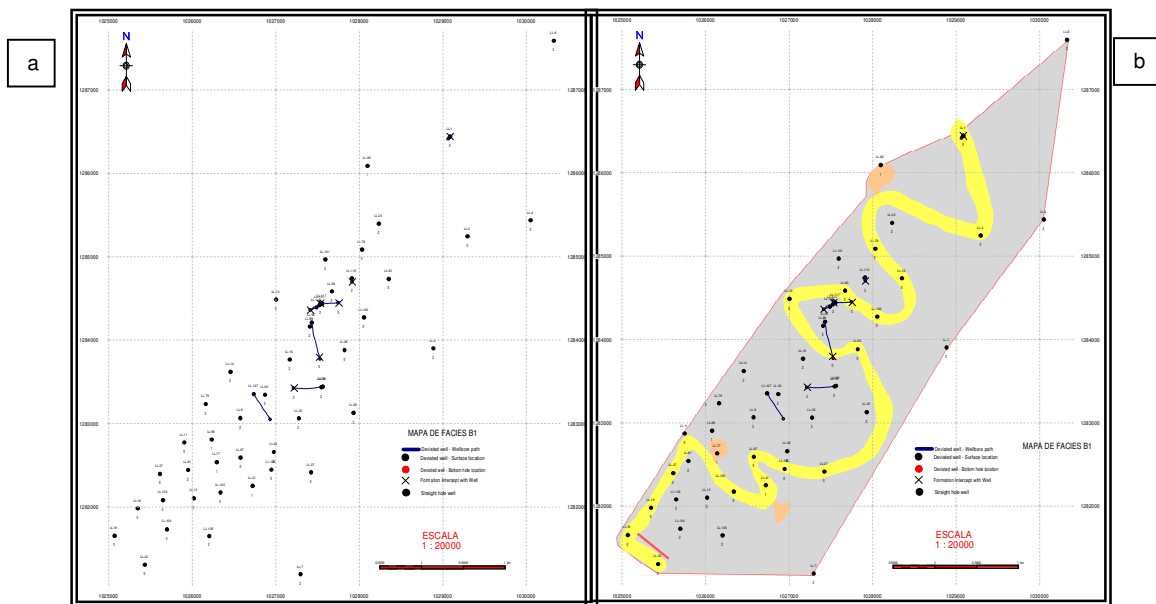


Figura 43. Mapa explicativo de la elaboración de los mapas de facies para Mugrosa B1 a) Mapeo de facies por puntos en, (0: Arenas de Canal; 1: Crevasse Splay; : 2 flood Plain o Llanuras de inundación) b) Mapeo manual de facies en Canvas X, (Amarillo: Arenas de canal; Rosado: Crevasse Splay; Gris: Flood Plain o Llanuras de inundación).

8.2.5 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 observan los mapas de espesor de arenas y promedio de arenas para la subunidad de Mugrosa B1.

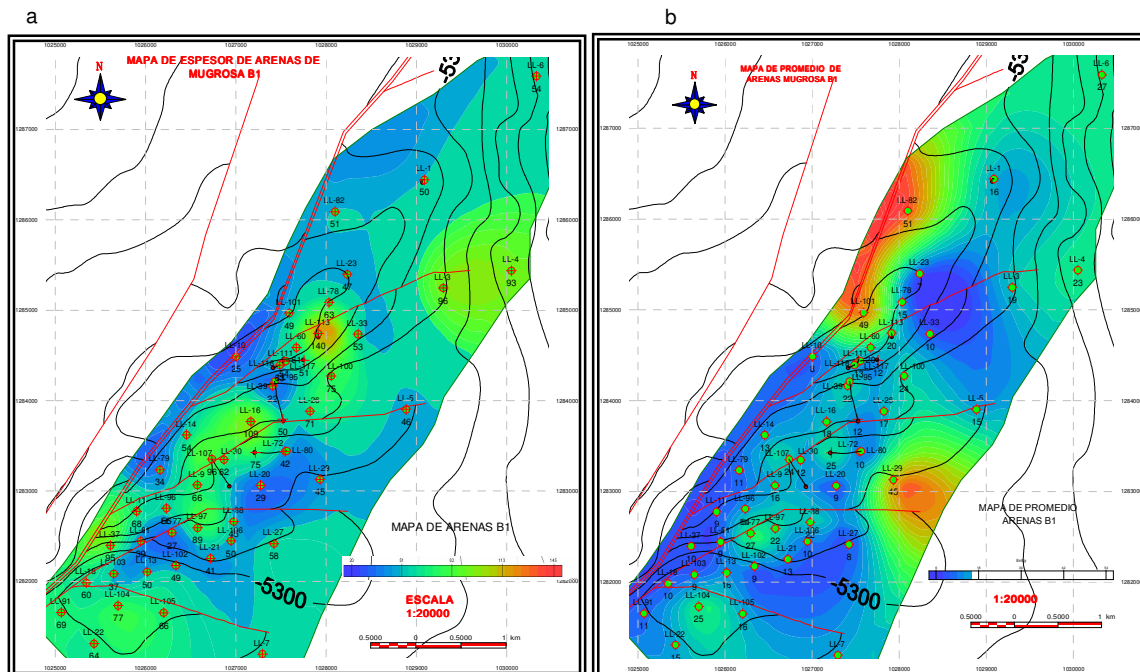


Figura 44. Mapas de a) Espesor de arenas de Mugrosa B1 y b) Mapa de Promedio de Arenas de Mugrosa B1.

8.3 MODELO PETROFISICO

Durante la ejecución del proyecto se genero un modelo petrofísico el cual se baso principalmente en la creación de una base de datos en Geographix, que involucro en parte, que se entraran datos de la ubicación del pozo, tope de la formación y su respectivo registro de pozo abierto en una base computacional.

A Partir de la base de estos registros se comenzó con el calculo de cada una de las propiedades petrofísicas donde al comenzar a caracterizar cada pozo se determinaron cuales era los mejores registros para el calculo de las mismas.

De esta manera se normalizaron por pozos parámetros para los registros calculados y con esto se determino el modelo petrofísico con 18 pozos que se encuentran distribuidos equitativamente para toda el área piloto.

La normalización de estos registros se hizo con el fin de que registros como el Gamma Ray (GR) que en el Valle Medio del Magdalena tiene comportamiento anomalos debido al contenido de feldespatos, podrían afectar la medida del calculo del volumen de Arcilla (Vshale) para esto se determino que como registro litológico se usaría el registro de potencial espontaneo con su previa corrección de

línea base. Para el caso de cálculo de la porosidad también se hizo una normalización de registros teniendo en cuenta que al hacer el cálculo de la porosidad por medio del Registro sísmico y comparándolo con los datos que arrojaba el Registro de Densidad se determinó que el registro que mejor se acondicionaba a los datos de porosidad determinados por análisis básicos de petrofísica, son los arrojados por el Registro de Densidad RHOB

Los Algoritmos usados para la caracterización petrofísica se nombran a continuación.

Cálculo de la Porosidad Aparente.

$$PHID = (RhoM - RHOB[]) / (RhoM - RhoF)$$

Cálculo del Volumen de Arcilla.

$$Vshl = \min(1, \max(0, (SPC[] - SPCcIn) / (SPCshl - SPCcIn)))$$

Cálculo de la Porosidad Efectiva.

$$PHIERHOBSP = PHID * (1 - Vshl)$$

Cálculo de la Saturación de Agua.

$$Swl = (1/RT[]) / (Vshl^{(1-.5*Vshl)} / (Rshl) + (PHIE[]^m / (a*Rw)))$$

Cálculo del Volumen del Agua

$$BVW[] = PHIE * SwA$$

Los parámetros usados se describen a continuación en la tabla 9:

Nombre	Valor	Unidades	Descripción
RhoF	1.000	GM/CC	Densidad del fluido
RhoM	2.65	GM/CC	Densidad de la matriz
Rw	0.09	OHMM	Resistividad de del Agua de Formación
SPCcIn	-80	MV	SP Clean
SPCshl	0.00	MV	Sp Shale
a	1		Archie
m	2		Archie
n	2		Archie
Swlrr	0.3	V/V	Saturación de Agua Irreducible

Tabla 9. Parámetros de Petrofísica

Dentro de los Registros de Pozo que se usaron para el modelo petrofísico tenemos (Figura 45):

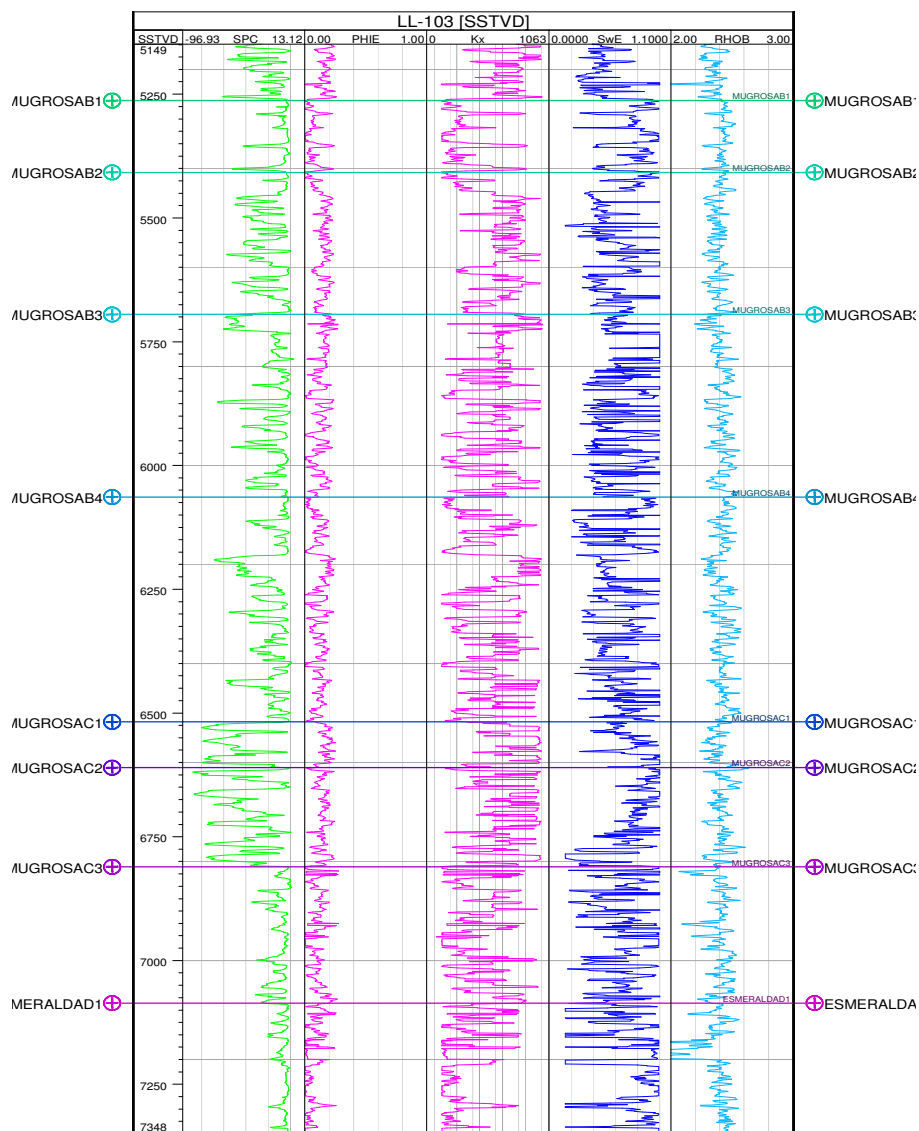


Figura 45. En el template o en la pista 1 tenemos el registros potencial espontaneo corregido por linea base, en el segundo template esta la porosidad efectiva calculada apartir del registro de densidad el cual se encuentra en el ultimo template y en el template 3 y 4 tenemos representada la permeabilidad y la saturación respectivamente del pozo 103 de la Formación Mugrosa del Campo Llanito

8.4 MODELAMIENTO GEOESTADISTICO

Cumplido el primer ciclo de la metodología propuesta donde se tenía como objetivo la elaboración de un Modelo Estratigráfico y Petrofísico para la formación Mugrosa 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 la facie considerada como buenos reservorios en esta cuenca.

Teniendo en cuenta 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 Mugrosa 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 tenia de la facies y de las propiedades petrofisicas, para que al general el modelo, el layering se encarga de tener mayor control con la perdida de información.

El definir un layering para el area 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 procedio 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 perdida de interpretación inicial. Este escalamiento se

realizo para todos los LAS de facies, porosidad, permeabilidad, saturación de agua y Net to Gross.

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 realizó 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 presentaban 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 realizó 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).

9. RESULTADOS

9.1 MODELO ESTRATIGRAFICO

9.1.1 Descripción de Facies

Para la definición de facies se llevo a cabo una calibración de las descripciones de algunos núcleos de perforaciones con sus respectivos registros eléctricos correspondientes al intervalo corazonado.

A continuación se presenta la descripción de cada facie existente para la Formación Mugrosa. Dicha descripción incluye textura, composición de la roca y las estructuras sedimentarias que se alcanzaron a observar.

Formación Mugrosa

Esta Formación esta representada en los corazones de los pozos Llanito 1, Llanito 7, Llanito 10, Llanito17, Llanito 18, Llanito 30. como se ve en la tabla 10 y en la figura 46.

Suma de espesor pies	Pozo						Total general
facies	Llanito-1	Llanito-7	Llanito-10	Llanito-17	Llanito-18	Llanito-30	Total general
A	1,75		2,83	17,50	25,50	17,58	65,17
A-b	8,83	4,75	1,25	5,42	16,08		36,33
A-b-r		1,58				0,17	1,75
A-i		0,33	0,08				0,42
A-x						0,50	0,50
A-x-b			0,75	0,33		3,75	4,83
	10,58	6,67	4,92	23,25	41,58	22,00	109,00
A				1,58			1,58
				1,58			1,58
C				0,92			0,92
				0,92			0,92
FL				8,92	3,50		12,42
FL-b		1,67	0,67	1,75	1,00		5,08
		1,67	0,67	10,67	4,50		17,50
FLA-lentA			0,33	0,58			0,92
FL-b	1,58			0,67			2,25
Total Limonita Arenosa	1,58		0,33	1,25			3,17
Total General	12,17	8,33	5,92	37,67	46,08	22,00	132,17

Tabla 10. Intervalo corazonado de la Formación Mugrosa en el Campo Llanito

9.1.1.1 Facies Limonita Bioturbada (FL-b)

Limonitas y limonitas arenosas de color gris verdoso a gris verdoso oscuro y gris oliva con moteamiento gris marronaceo, bioturbacion intensa. Trazas de Moscovita. La facies limonita bioturbada (FL-b) ocurre en los intervalos corazonados de los pozos Llanito-1, Llanito-7, Llanito 10, Llanito 18 y Llanito 117.

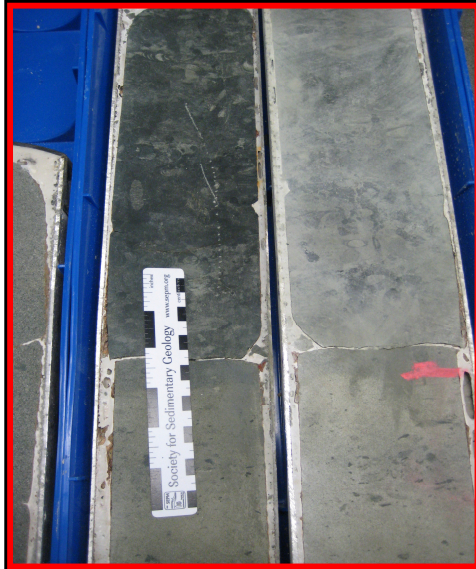


Figura 46. Pozo Llanito117, Formación Mugrosa. Facies FL-b

9.1.1.2 Facies Limonita (FL)

Fragmentos de limonita gris verdosa con moteamiento gris marronaceo y marron grisaceo. En ocasiones muy ligeramente calcarea. Esta Facie de Limonita (FL) ocurre en el intervalo corazonado del Pozo Llanito 18.

campo|(Todas)|formacion|Mugrosa

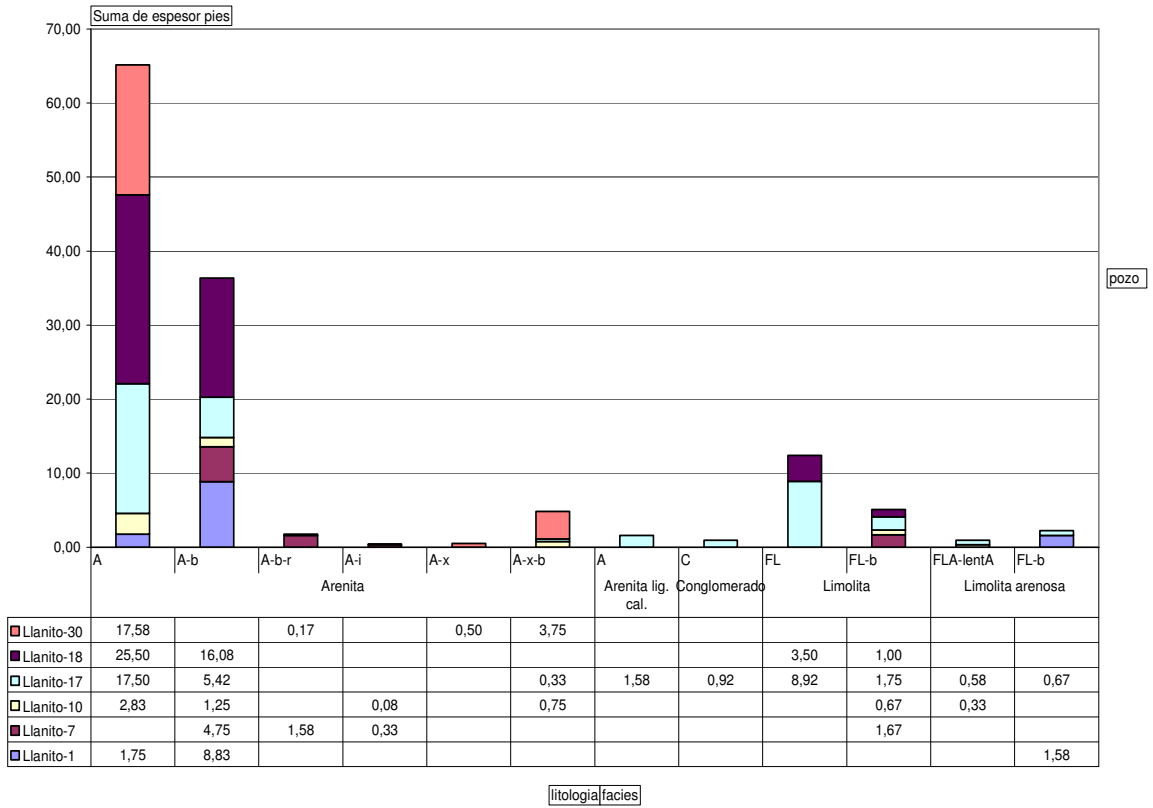


Figura 47. Facies de la Formación Mugrosa en intervalos corazonados del Campo Llanito.

9.1.1.3 Facies Limonitas con lentes de arena (Fa- LentA)

Limolita arenosa color gris claro medio gris oliva y presenta lentes de arena fina. Presenta, laminacion ondulosa y bioturbacion no diferenciada, Estas Facie se encuentra corazonada en los pozos Llanito-10, Llanito 17 y Llanito 117.

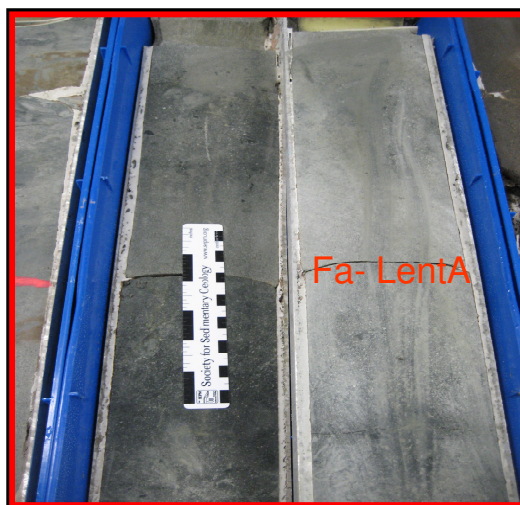


Figura 48. Pozo Llanito 117, Formación Mugrosa. Facie Fa- LentA. Fa-LentA

9.1.1.4 Facies Arenita Friable (A)

Subarcosa a arcosa litica color gris ocasionalmente gris oliva claro, de grano medio predominantemente, en menor proporción grano fino, con partículas subangulares- subredondeadas, selección modelarada a buena, Friable a muy friable principalmente.

Las posibles estructuras sedimentarias físicas y orgánicas se encuentran enmascaradas por tratarse de una arenita friable, fragmentada o suelta. Estas Facies se presentan en los intervalos corazonados de los pozos Llanito 1, Llanito 10, Llanito17, Llanito 18, Llanito 30 y Llanito 117.



Figura49. Pozo Llanito117, Formación Mugrosa. Facies A. Arenita

9.1.1.5 Facies Arenita Bioturbada (A-b)

Subarcosa, Arcosa litica color gris amarillento a gris verdoso de grano fino a muy fino, en menor proporción se observa tamaño de grano medio, con partículas subangulares y en algunos sectores angulares, selección buena a moderada. Presenta alta bioturbación no diferenciada. Las facies arenita bioturbada (A-b) se encuentran en los intervalos corazonados de los pozos Llanito1, Llanito 7, Llanito 10, Llanito 17 y Llanito 18.

9.1.1.6 Facies Arenita con Intraclasto (A-i)

Arenita color gris amarillento de tamaño de grano de medio a grueso, con intraclasto de color verde , moderadamente friable. Presentan estructuras sedimentarias físicas intraclastos de lodositas. Estas Facie ocurra en el intervalo corazonado de los pozos Llanito-7, Llanito-10 y Llanito 117 .

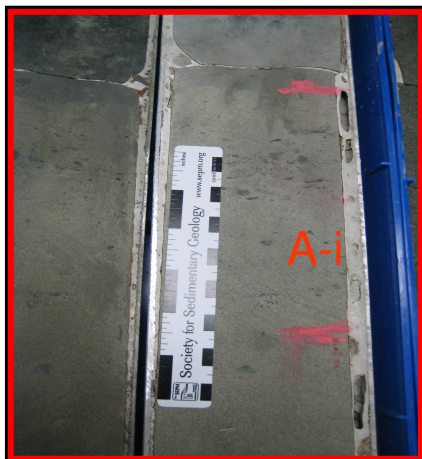


Figura 50. Pozo Llanito 117, Formación Mugrosa. Facies A-i. Arenita con Intraclastos

9.1.1.7 Facies Arenita con estratificación cruzada (A-x)

Arcosa litica color gris oliva claro, grano fino, subangular, selección moderada, friable; estratificación cruzada a pequeña escala. Esta Facies Ocorre en el intervalo corazonado del Pozo Llanito 30.

9.1.1.8 Facies Arenita con Relictos de Estratificación cruzada (A-x-b)

Arcosa litica color gris amarillento a gris claro, tamaño de grano medio a grueso, en algunos sectores granocreciente, subangular, y en menor proporción subredondeado, selección moderada. Como estructuras presentan bioturbación no diferenciada con relictos de estratificación cruzada. Esta Facie ocurre en el intervalo corazonado de los pozos Llanito-10, Llanito-17, Llanito-30 y Llanito 117.

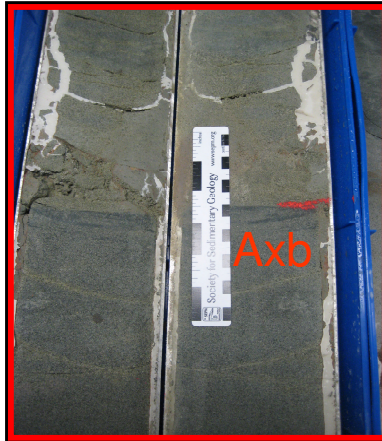


Figura51 . Pozo Llanito 117, formación Mugrosa. Facies A-x-b. Arenita con Intraclastos

9.1.1.9 Facie Conglomerado

Conglomerado arenoso color gris, granos subangulares principalmente de cuarzo, con intraclastos imbricados color gris verdoso, cuyo tamaño alcanzan 2 cm. Esta Facie solo ocurre en el intervalo corazonado del Pozo Llanito 17.

9.1.2 INTERPRETACION AMBIENTAL

La interpretación Ambiental que se hace en esta parte de la investigación esta limitada por la poca extensión de los intervalos corazonados. El ambiente en el cual se depositan las rocas descritas en los corazones del Campo Llanito se identifican como continental tipo fluvial para la formación mugrosa.

9.1.3 SISTEMA FLUVIAL

Dentro del sistema fluvial se diferencian tres subambientes o elementos geomorfológicos, como son: canal, desborde de canal y Llanura de inundación. Estos corresponde a depósitos de tipo agradacional (Llanura de Inundación), depósitos progradantes (desborde de canal) y depósitos de acresion lateral (canal).

9.1.3.1 Canal.

Corresponde a depositos de rios meandriformes. Se encuentran en su mayor parte representados por las facies arenita friable (A), así como la sucesión de facies arenita con estratificación cruzada (A-x), arenita bioturbada con relictos de estratificación cruzada (A-x-b) y arenita bioturbada (A-b). La sucesión de Facies

muestra que sobrepuesto a los depósitos de canal se hallan los depósitos de tipo agradacional (Llanura de Inundación)

9.1.3.2 Llanura de Inundación.

Depósitos de tipo agradacional, que corresponde a limonitas a arcillositas gris oliva claro, gris marronáceas con tonalidades rojizas. Representada por las, limonita (FL), y limonita bioturbada (FL-b)

9.1.3.3 Desborde de Canal.

Depósito progradante que corresponde a las facies arenita friable (A), arenita bioturbada (A-b) y arenita bioturbada con relictos de estratificación cruzada (A-x-b)

9.1.4 Distribución de Facies

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

La formación Mugrosa en el Campo Llanito se encuentra dividida operacionalmente en zonas B y C donde estas a su vez se subdividen en unidades más pequeñas (B1, B2, B3, B4) para la zona B y para la zona C tenemos (C1, C2, C3).

Antes de concretar cuál sería 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 más probables que presentarían mayor continuidad lateral en los canales.

Siguiendo con el objetivo planteado se realizaron 4 correlaciones litoestratigráficas (Ver ubicación Figura 52) teniendo en cuenta la continuidad lateral de facies. Los pozos utilizados en cada travesía son los siguientes:

Travesía 1: Llanito 79, Llanito 30, Llanito 80

Travesía 2: Llanito 37, Llanito 81, Llanito 77, Llanito 97, Llanito 38

Travesía 3: Llanito 11, Llanito 96, Llanito 9, Llanito 20, Llanito 29

Travesía 4: Llanito 14, Llanito 16, Llanito 26, Llanito 5.

En las 4 correlaciones trazadas para el área piloto del Campo Llanito se determino 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.

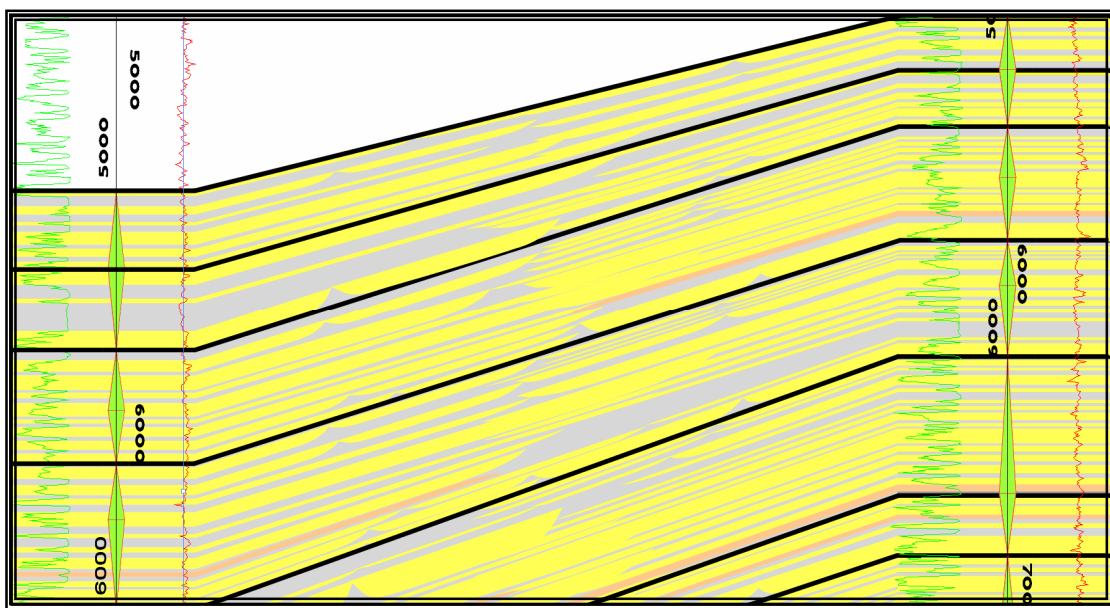


Figura 53. Distribución lateral de Facies teniendo en cuenta que en los estados de menor A/S los canales presentan mayor continuidad

ANÁLISIS DE TRAVERSAS.

9.1.4.1 TRAVERSA 1: Llanito 79, Llanito 30, Llanito 80

En la Traversa 1 (Figura 54), se incluyeron los registros correspondientes a la Formación Mugrosa y parte de la Formación Esmeralda, donde se puede apreciar una interesante continuidad lateral de las facies de depósitos de canal que presentan un aumento de espesor hacia la derecha, es decir hacia el este del Área piloto; también se observa que hacia el tope de la formación esmeralda se tienen unos buenos espesores de arenas de canal hacia la parte oeste del área y hacia el este se observa una buena continuidad lateral con poco espesor de arenas de canal, lo que hace pensar que hacia la parte oeste de los canales de buen espesor estén representados canales mas apilados o amalgamados.

Como se puede observar hacia el tope de la formación Mugrosa existe la presencia de finos, lo que se denomina facies de llanura de inundación, donde los paquetes arenosos ya son menos continuos y presentan menor espesor en comparación con los paquetes arenosos tan potentes y de buen espesor que se observan hacia la base de la formación.

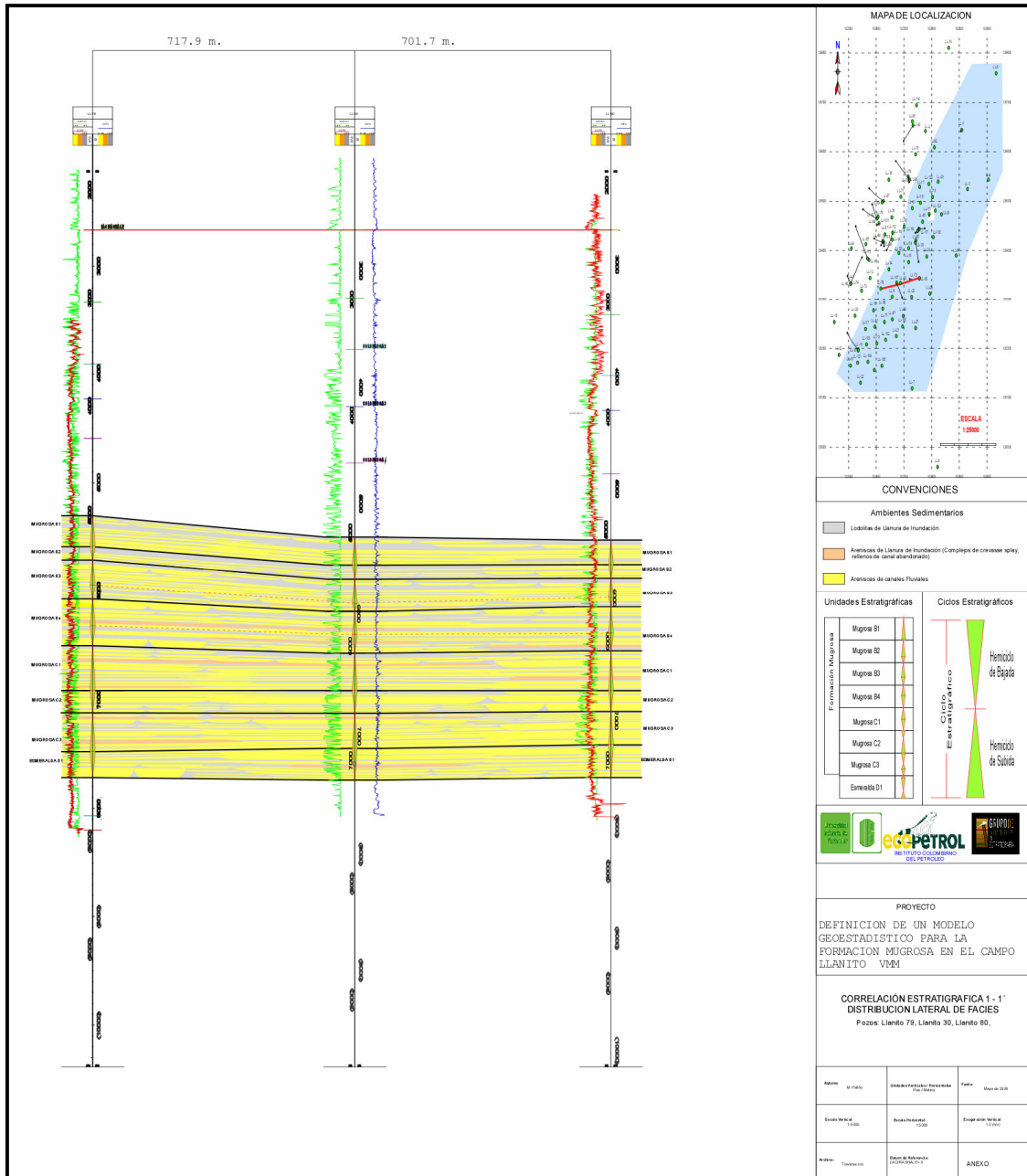


Figura 54. Correlación de facies arenosas para la travesa 1

9.1.4.2 TRAVERSA 2: Llanito 37, Llanito 81, Llanito 77, Llanito 97, Llanito 38

La travesa 2 ilustrada en la figura 55 esta conformada por 5 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 Esmeralda y de la Formación Mugrosa, de donde se deduce que, según la localización de la travesa en el área piloto, los espesores y la poca continuidad de las arenas hacia la base de la Formación Mugrosa se encuentran hacia el sur del campo Llanito. También se observa que a medida que se va subiendo estratigráficamente se presenta una buena continuidad lateral y buenos espesores de arenas de canal que pueden estar asociados a canales amalgamados hacia la tope de la zona c y base de la zona b.

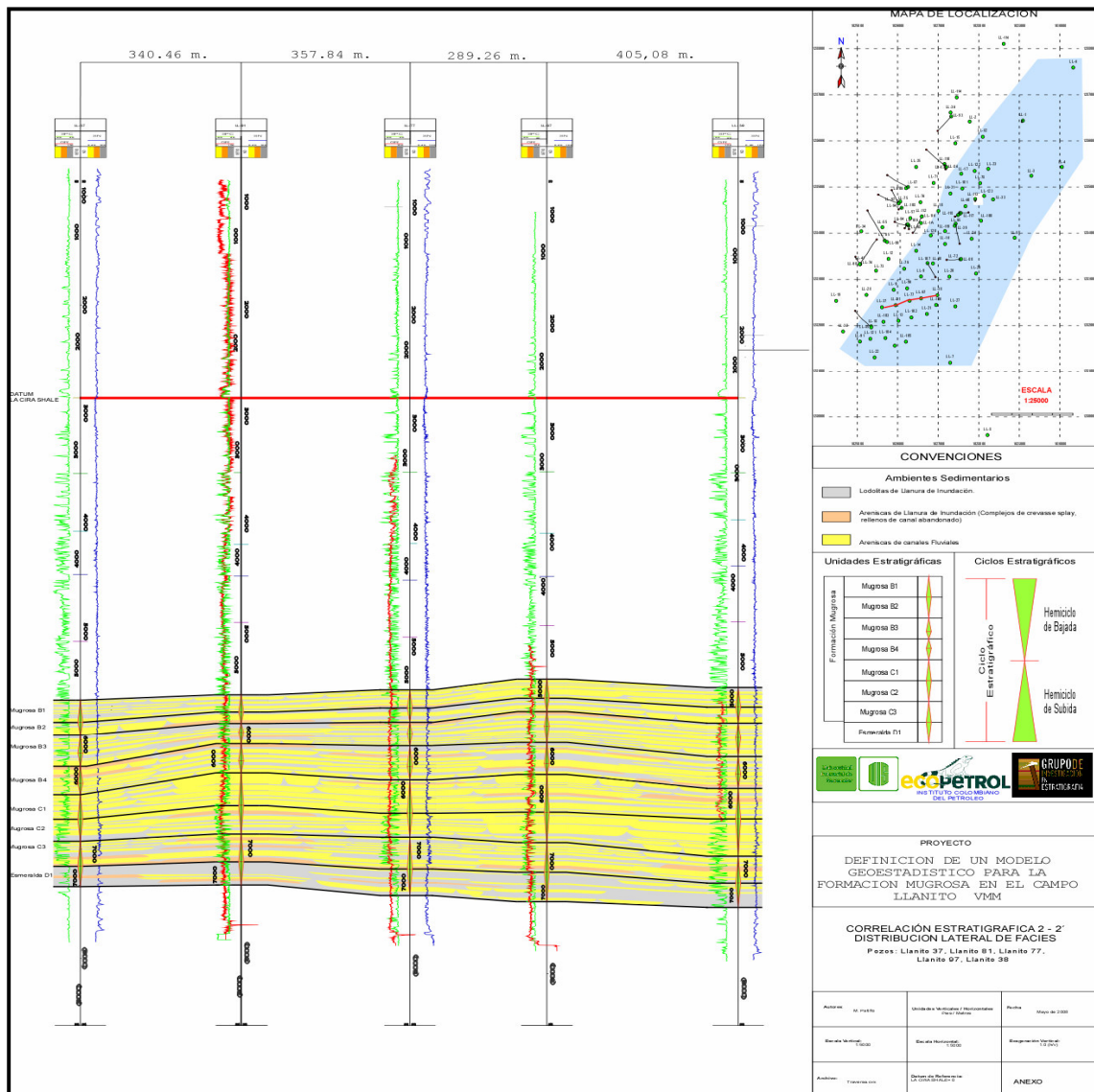


Figura 55. Correlación de facies arenosas para la travesa 2

9.1.4.3 TRAVERSA 3: Llanito 11, Llanito 96, Llanito 9, Llanito 20, Llanito 29

De la misma forma en la travesa 3, se observa muy buena continuidad lateral ya con unos espesores no tan grandes, pero que permiten observar mejor la continuidad lateral de las facies de canal en especial hacia la base de zona B de la Formación Mugrosa mas específicamente a lo que operacionalmente ECO PETROL denominaría Mugrosa B4.

Vale recalcar lo interesante de esta travesa ya que no solo su buena continuidad la presenta esta subunidad si no que también se observa que a medida que se va de base a tope por la zona B se observan las diferencias con respecto a las otras travesas debido a que esta presenta una mayor continuidad lateral de las facies de depósitos de canal en estas subunidades.

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; esto también se reafirma con lo observado en la travesa 2 localizada hacia la parte sur del campo, donde se aprecia poca continuidad lateral de facies de canal hacia el tope de la Formación Esmeralda y base de la Formación Mugrosa, a diferencia de la travesa 3 que se encuentra un poco mas hacia el centro norte del campo, donde existe mas continuidad lateral de facies de canal en la dirección preferencial de la travesa.

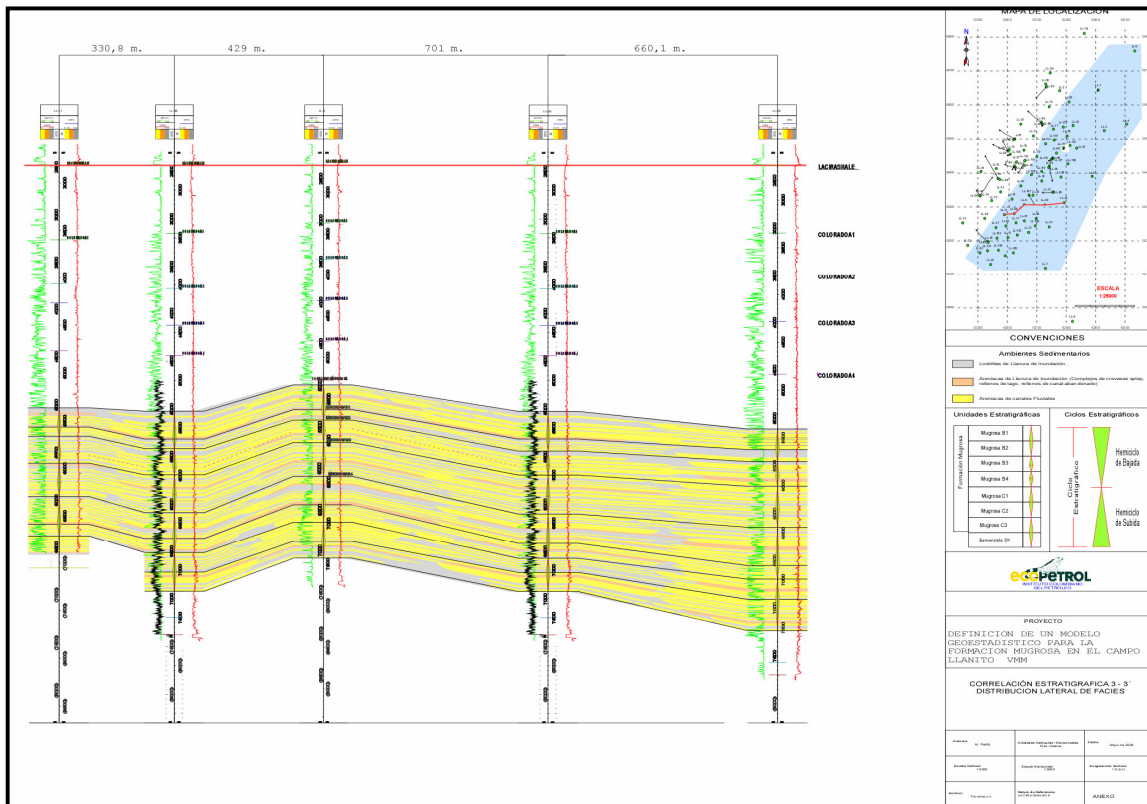


Figura 56. Correlación de facies arenosas para la travesa 3

9.1.4.4 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 medida se puede apreciar la notable diferencia de espesores y continuidad lateral de facies de canal entre la travesa 2 y la travesa 4, donde al tope de la formación esmeralda y base de la formación mugrosa en la travesa 2, que es la que mas esta hacia el sur del Área, no presenta mucha continuidad de Facies de canal, por el contrario la travesa 4 localizada mas hacia el norte presenta una buena continuidad lateral. Existirán así tres subunidades que presentarán las mejores continuidades y espesores de arenas de canal hasta ahora descritos que corresponden a: Mugrosa B3, Mugrosa B4 y Mugrosa C1.

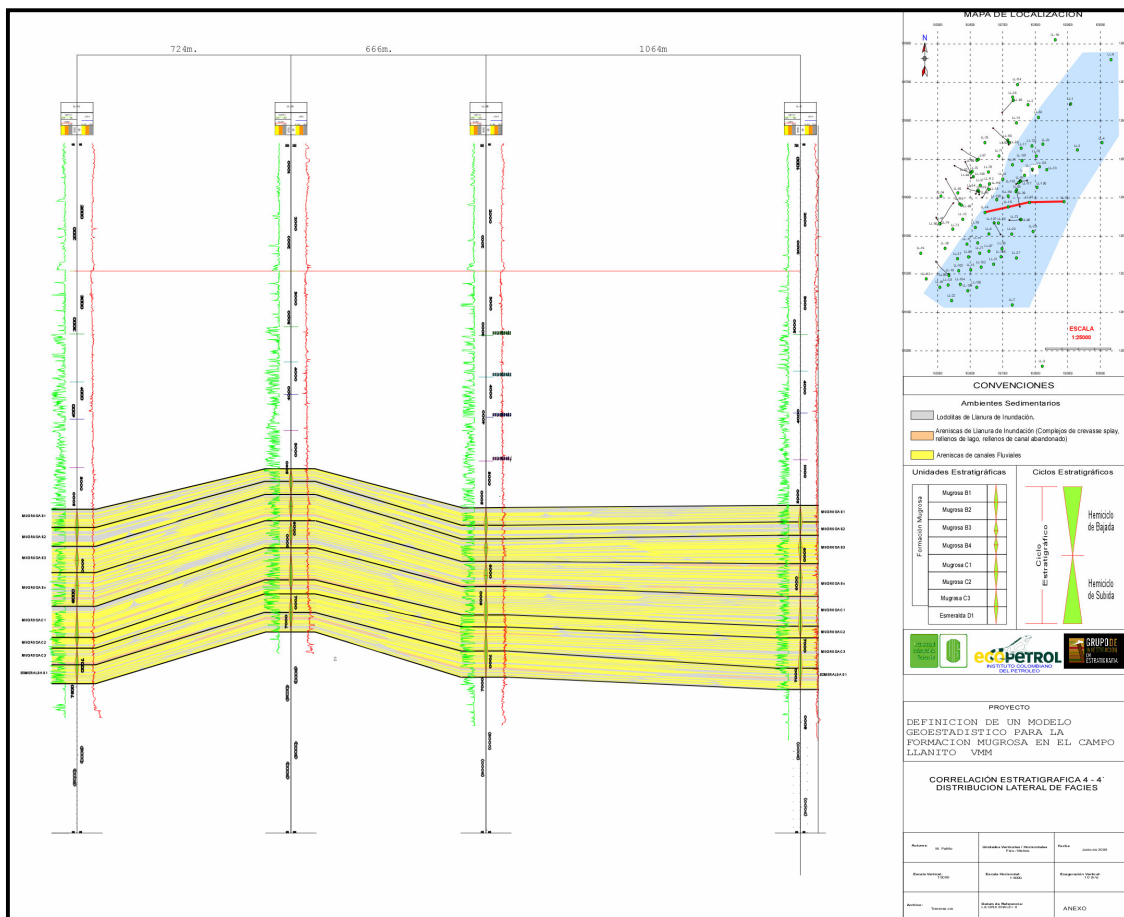


Figura 57. Correlación de facies arenosas para la travesa 4

9.1.5 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 la facie 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.

9.1.5.1 Facies al Tope de Mugrosa B1

Este mapa de facies representa el tope de la formación mugrosa en una superficie determinada, donde se observa en la figura 58 la tendencia del canal en una dirección SW-NE; además se observan las arenas de desborde de canal (interpretadas por las facies de color rosado) 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 facie se determinan parámetros importantes para el Modelamiento Geoestadístico basado en objetos dentro de los cuales se destacan:

Amplitud:	Máximo: 1148	Media: 804	Mínimo: 477.2
Longitud de Onda:	Máximo: 1978	Media: 1574	Mínimo: 1358

Dentro de lo observado se tiene que al tope de esta subunidad existe mas desarrollo de la sinuosidad del canal hacia la parte norte del campo.

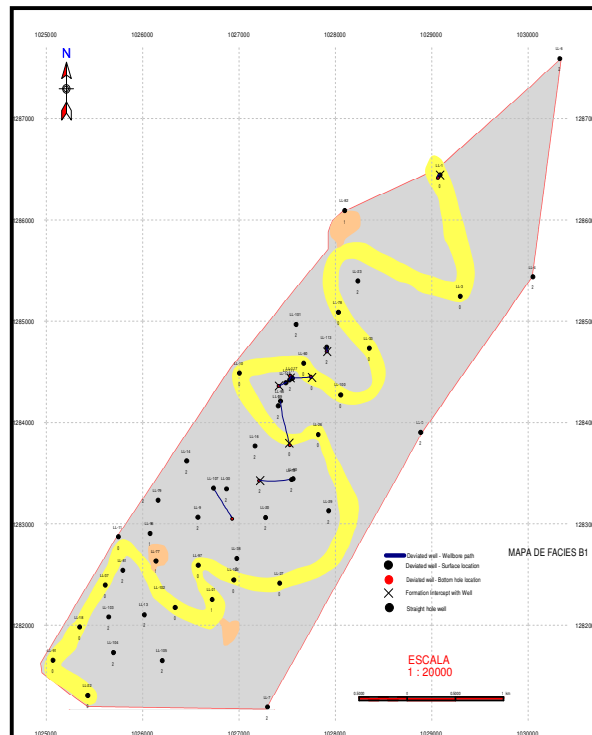


Figura 58. Mapa de Facies al tope de B1 generados a mano donde se observa de color amarillo las facies de Canal, de Rosado las facies de desborde de canal y de color gris las facies de llanura de inundación (floodplain).

En la figura 59 se observa la realización de una nueva interpretación a la figura anterior donde se puede ver un poco más el desarrollo de los meandros hacia la parte sur de campo, donde los parámetros de Amplitud y longitud de onda fueron:

Amplitud:	Maximo: 1402	Media: 1069	Minimo: 701.4
Longitud de Onda:	Maximo: 1580	Media: 1305	Minimo: 1075

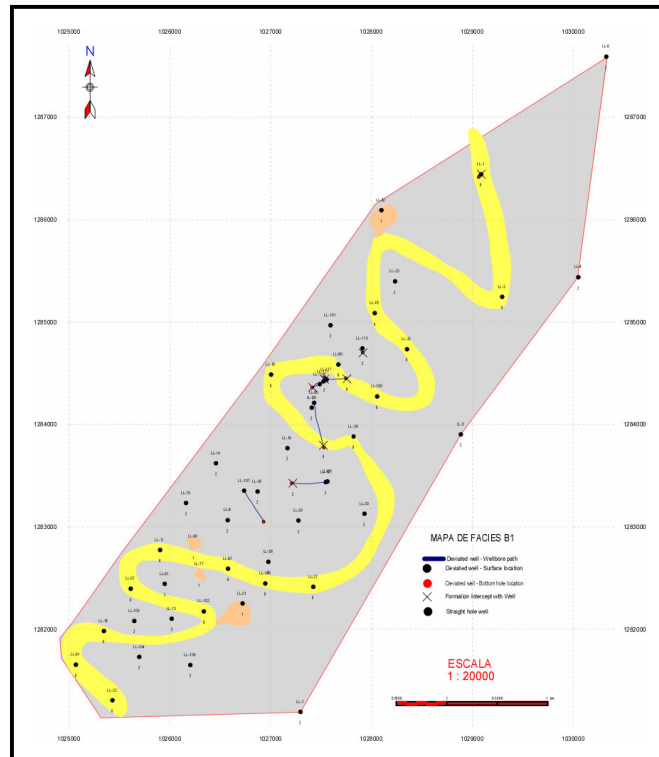


Figura 59. Mapa de Facies al tope de B1 a partir de otra interpretación echa por el autor.

9.1.5.2 Facies al Tope de Mugrosa B2

Esta superficie representada en la figura 60 muestra unos canales mas sinuosos hacia el sur del campo y con una dirección preferencial SW-NE. En este plano del tope de B2 no se observa el desarrollo de arenas de desborde de canal. Los parámetros de amplitud y longitud de onda medidos en esta superficie son:

Amplitud: Maximo; 1438 Media; 935 Minimo: 360

Longitud de onda: Maximo; 1376 Media: 971 Minimo 614

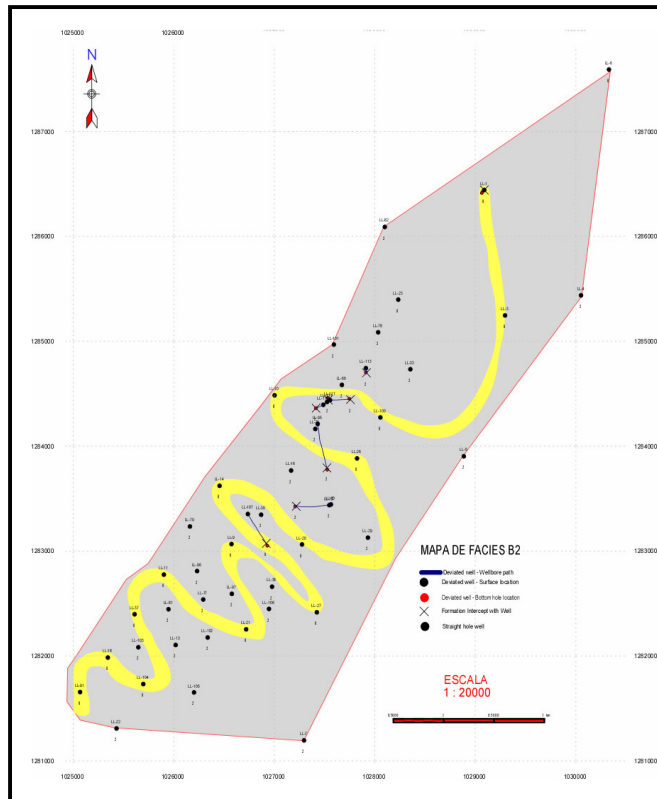


Figura 60. Mapa de Facies al tope de B2 generados a mano donde se observa de color amarillo las facies de Canal y de color gris las facies de llanura de inundación (floodplain)

9.1.5.3 Facies al Tope de Mugrosa B3

El mapa de facies al tope de B3 en la figura 61 muestra que al parecer la tendencia del canal principal esta cambiando al norte del campo con una dirección mas Norte- Sur pero igual se sigue observando la tendencia de SW-NE. Al parecer en esta superficie la tendencia que presentan los canales tienden a muy sinuosos hacia el sur del campo y en la parte central del área piloto comienzan a desaparecer; lo que permite inferir la existencia de una posible migración del canal, debido a que a partir de este punto se comienzan a observar mas presencia de finos.

Nuevamente la ubicación de las arenas de desborde de canal muestran disposición apropiada, aunque de un tamaño mas bajo. Además el mapa de facies muestra escasas de estas facies en este punto. Los parámetros de amplitud y longitud de onda también se lograron medir en esta facies:

Amplitud:	Máximo; 768	Media; 613	Mínimo; 510
Longitud de onda	Máximo; 1054	Media; 824	Mínimo; 692

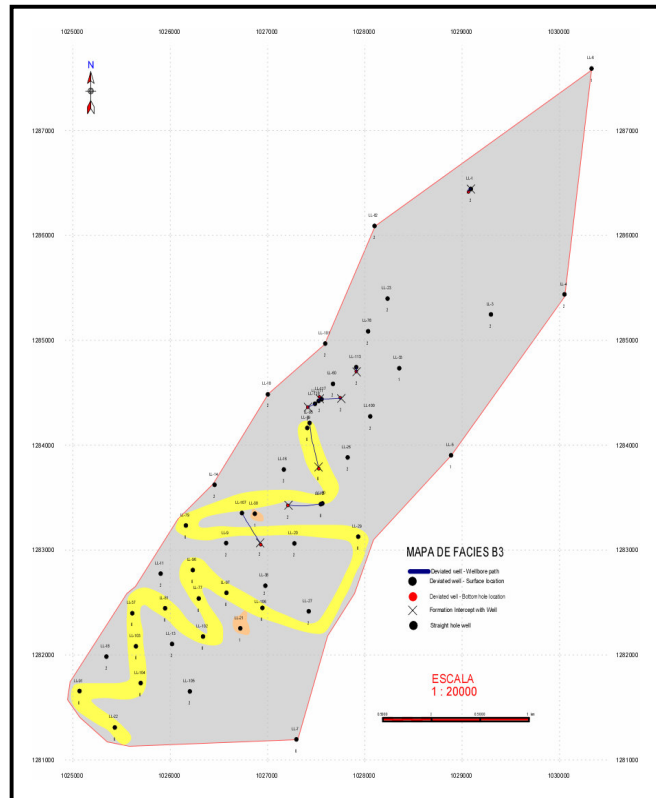


Figura 61. Mapa de Facies al tope de B3, generados a mano donde se observa de color amarillo las facies de Canal, de Rosado las facies de desborde de canal y de color gris las facies de llanura de inundación (floodplain)

9.1.5.4 Facies al tope de B4

El Mapa de Facies del tope de B4 figura 62 muestra claramente que la tendencia principal del canal es mas en dirección Norte-Sur donde se observa un recorrido del canal por todo el campo pero igualmente presentando una mayor sinuosidad y sus mayores espesores de canal hacia el sur de campo, aunque como se puede ver la parte mas sinuosa hacia la parte sur no presenta mucha amplitud en comparación con las amplitud que presentan los mapas de facies de la subunidad B1 o B2. Los parámetros de amplitud y longitud de onda que arrojó este mapa son:

Amplitud: Máximo; 1009 Media; 716 Mínimo; 470

Longitud de Onda: Máximo; 1016 Media; 1140 Mínimo; 679

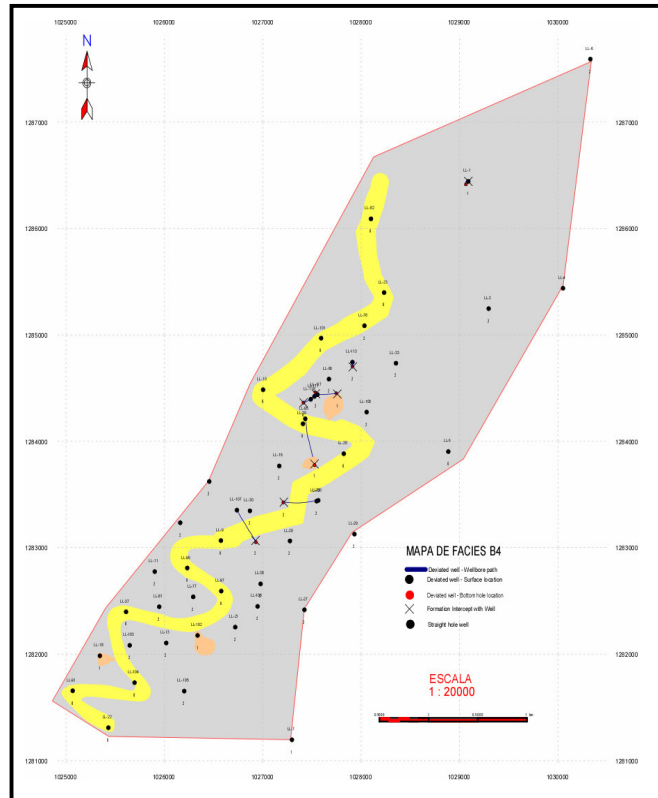


Figura 62. Mapa de Facies al tope de B4, generados a mano donde se observa de color amarillo las facies de Canal, de Rosado las facies de desborde de canal y de color gris las facies de llanura de inundación (floodplain)

9.1.5.5 Facies al Tope de C1

En el mapa de Facies al tope de C1 se observa que se han desarrollado canales paralelos que muestran una clara dirección SW-NE. Estos canales presenta una sinuosidad no tan marcada como la de las anteriores facies, aquí ya se observan canales mas rectos y con poco desarrollo de arenas de desborde de canal. Los parámetros de amplitud y longitud de onda calculados para esta subunidad son:

Amplitud	Máximo; 663	Media; 549	Mínimo; 306,6
Longitud de Onda:	Máximo; 1503	Media; 1490	Mínimo 1309

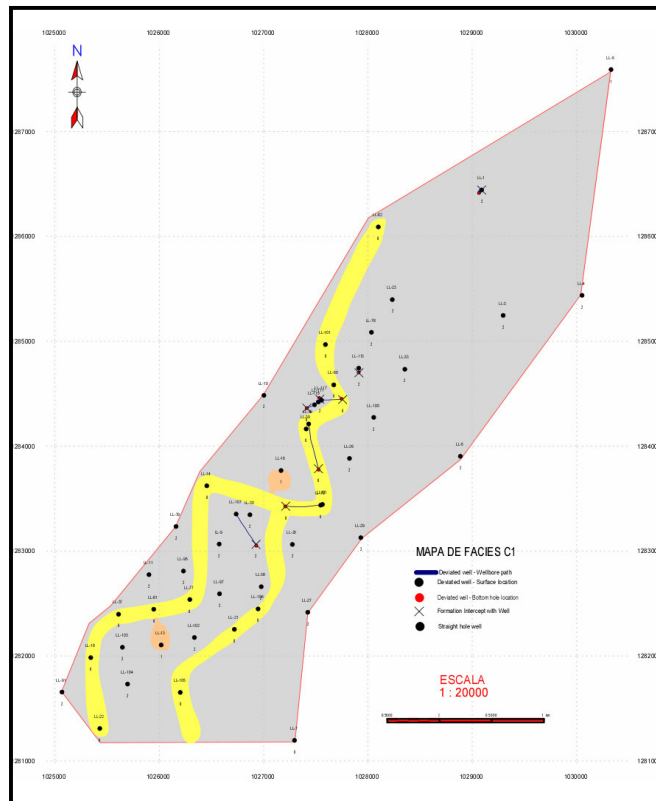


Figura 63. Mapa de Facies al tope de C1, generados a mano donde se observa de color amarillo las facies de Canal, de Rosado las facies de desborde de canal y de color gris las facies de llanura de inundación (floodplain)

En la figura 64 se realizo una nueva interpretación al mapa de facies anterior; en la interpretación hecha para la figura 63 existía poca sinuosidad que presentaban los canales y donde se observaba una tendencia mas recta; en la nueva interpretación se tienen las misma facies pero con un desarrollo mas alto de sinuosidad hacia el sur del campo, y una tendencia de canales mas rectos hacia el norte del campo. Los parámetros de amplitud y longitud de onda para esta interpretación muestran el cambio tan alto entre estos valores y los determinados en la interpretación anterior.

Amplitud: Máximo; 1035 Media; 858 Mínimo; 752

Longitud de Onda: Máximo; 1016 Media; 878 Mínimo; 737

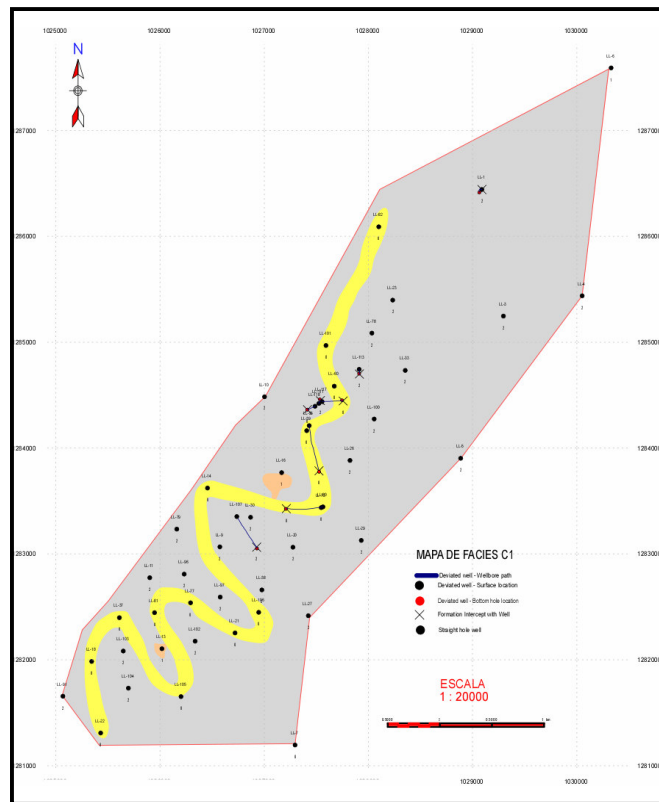


Figura 64. Mapa de Facies al tope de C1 a partir de otra interpretación hecha por el autor

9.1.5.6 Facies al Tope de C2

La figura 64 muestra el mapa de facies al tope de la unidad C2 de la Formación mugrosa, donde el canal mantiene su tendencia en dirección SW-NE, y presenta una alta sinuosidad y amplitud a lo largo de todo el canal.

Aquí se observa que la facie de arenas de desborde de canal no esta presente en todo el campo.

Los parámetros de amplitud y sinuosidad se presentan a continuación:

Amplitud: Máximo; 1002 Media; 850 Mínimo; 526

Longitud de Onda: Máximo; 1453 Media; 1011 Mínimo; 647

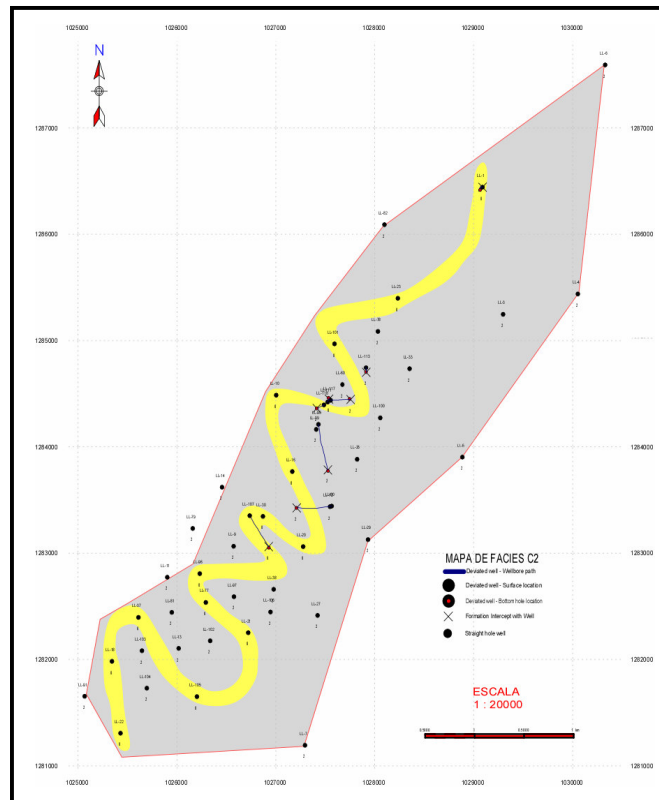


Figura 65. Mapa de Facies al tope de C2, generados a mano donde se observa de color amarillo las facies de Canal, y de color gris las facies de llanura de inundación (floodplain)

9.1.5.7 Facies al Topo de C3

En la figura 66 se observan los canales en la misma dirección preferencial SW-NE y los cuales están ubicados mas hacia el centro sur del campo. No se observan desarrollo de canales hacia el norte del campo, su sinuosidad es muy baja y se ven sectores con canales casi rectos y con poco desarrollo de arenas de desborde de canal.

Los parámetros de amplitud y longitud de onda calculados a partir de este superficie se mencionan a continuación.

Amplitud: Máximo; 1045 Media; 602 Mínimo; 348

Longitud de Onda: Máximo; 1258 Media; 1026 Mínimo; 718

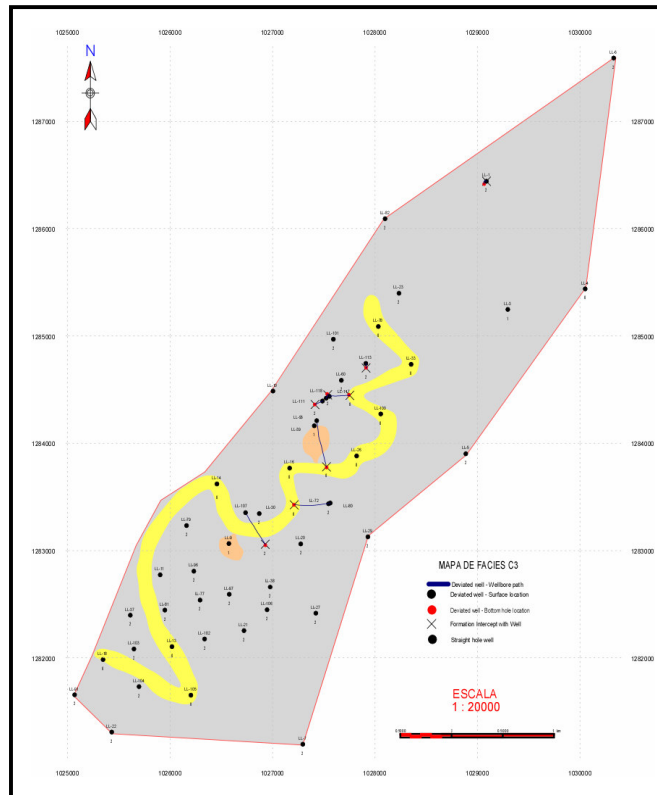


Figura 66. Mapa de Facies al tope de C3, generados a mano donde se observa de color amarillo las facies de Canal, de Rosado las facies de desborde de canal y de color gris la facie de llanura de inundación (floodplain)

9.1.6 MAPAS DE ESPESOR DE ARENAS

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 mugrosa.

9.1.6.1 Mapa de Espesor de Arenas B1

Las arenas que tenemos representadas en la figura 67 para la subunidad de Mugrosa B1 presentan una tendencia en dirección SW-NE donde se ven espesores de arenas no tan buenos. Los mejores espesores para esta subunidad se presentan para el pozo Llanito 113 el cual presenta un espesor de arenas de 140 pies. La parte NW del área se caracteriza por presentar espesores muy bajos para las arenas de esta subunidad.

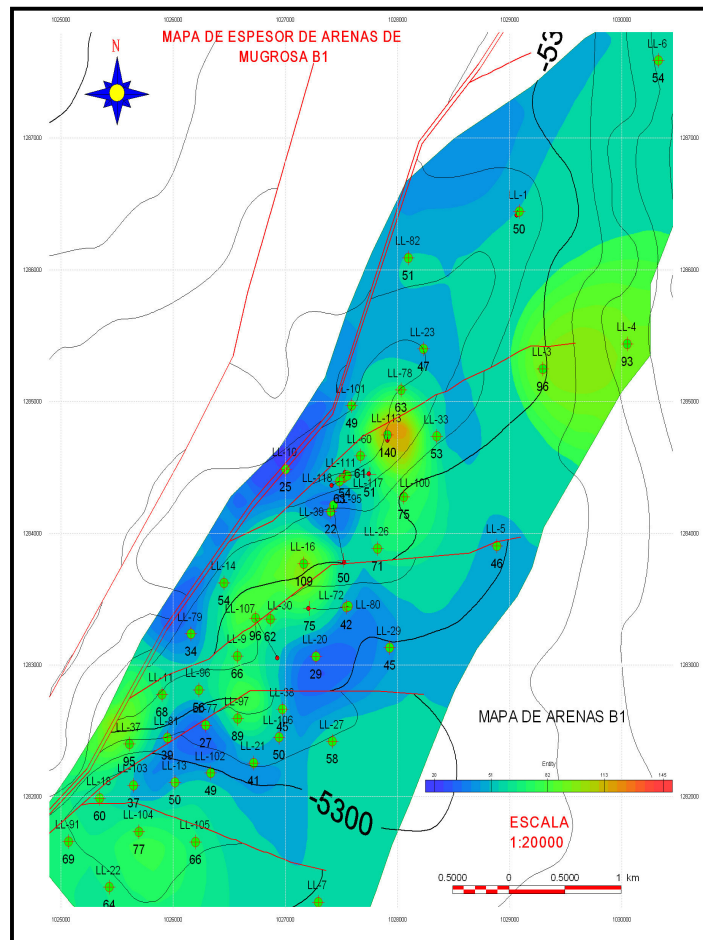


Figura 67. Mapa de Espesor de Arenas Mugrosa B1

9.1.6.2 Mapa de Espesor de Arenas B2

Las arenas que se ven representadas en la figura 68 hacen referencia a los buenos espesores de arenas que comienzan a observarse en la subunidad B2 de la formación mugrosa donde los máximos espesores de arena están representados en un rango que va desde 204 a 234 ft de espesor, localizados en la parte Este y Noreste del campo donde se tienen los mayores espesores en el pozo llanito 5 con un espesor de arenas de 234 ft. También se observan espesores de arenas considerables hacia la parte Sur Oeste del Campo donde existen espesores de arenas entre 207 y 204 en los pozos llanito 14 y 79 respectivamente, y hacia el centro del campo se aprecian espesores de arenas para el pozo llanito 39 de 221 ft de espesor. A partir de lo anterior se puede concluir que para la Subunidad B2 de la formación mugrosa existen buenos espesores de arenas en dirección Este-Oeste del Área piloto del campo llanito; además se puede observar que en la parte sur oeste del campo se presenta un buen espesor para el Pozo Llanito 22 y buenos espesores para los pozos llanito 5 y llanito 4 y que dichos espesores de arenas fueran en una dirección preferencial SW-NE. Vale mencionar la tendencia que se mantiene, donde la parte NW del Área Piloto del Campo Llanito se sigue caracterizando por presentar espesores de arenas bajos para esta subunidad.

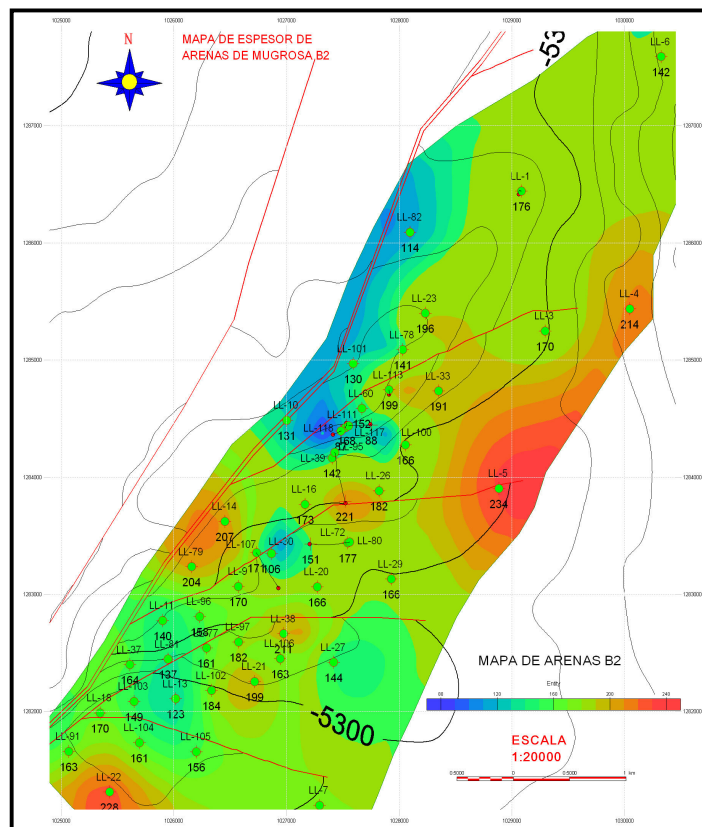


Figura 68. Mapa de Espesor de Arenas Mugrosa B2

9.1.6.3 Mapa de Espesor de Arenas B3

Las arenas en la subunidad B3 de la formación Mugrosa que se observan en la figura 69 presentan una tendencia SW-NE bien definida para su espesor, los máximos espesores se presentan al sur oeste en los pozos Llanito 91, 22,104 y 105 con espesores que oscilan en rangos de 225 a 266 pies de espesor. Estos espesores aumentan hacia el centro del campo donde se encuentra el pozo llanito 9 y 29 con espesores de 250 y 263 pies de espesores respectivamente, y ya hacia el norte de Área piloto encontramos para el pozo llanito 3 un espesor de arena de 289 ft.

La parte SW de esta subunidad se caracteriza por presentar sectores con espesores de arenas muy bajos especialmente los pozos Llanito 18 y 37.

9.1.6.4 Mapa de Espesor de Arenas B4

Las arenas en la subunidad B4 de la Formación Mugrosa que se representan en la figura 70 presentan los mejores espesores de arenas en dirección SE del área piloto donde se dan espesores en rangos que oscilan entre 232 y 287. Hacia la parte Este del Campo también se encuentran buenos espesores en los pozos Llanito 16 y 60 los cuales oscilan entre 280 y 300 y son los espesores mas altos que se encuentran es esta subunidad.

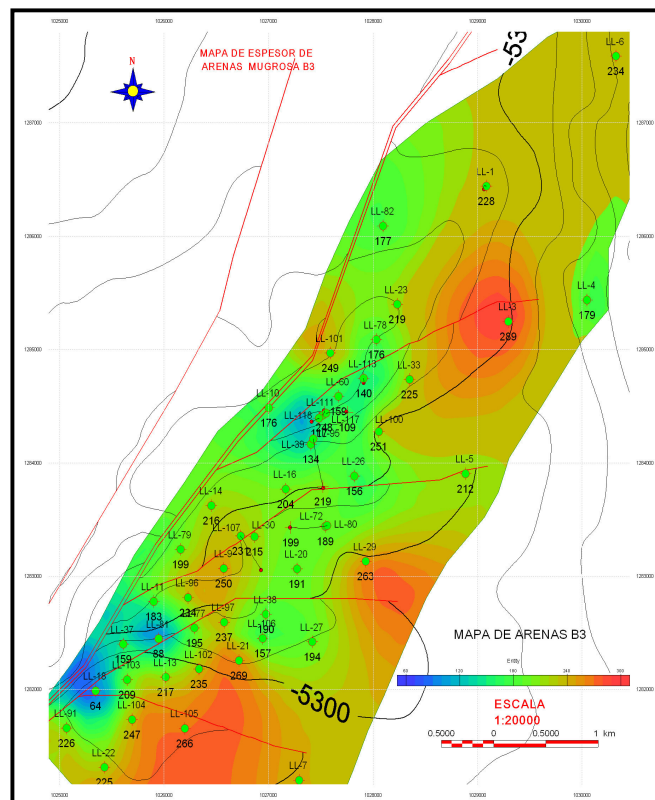


Figura 69. Mapa de Espesor de Arenas Mugrosa B3

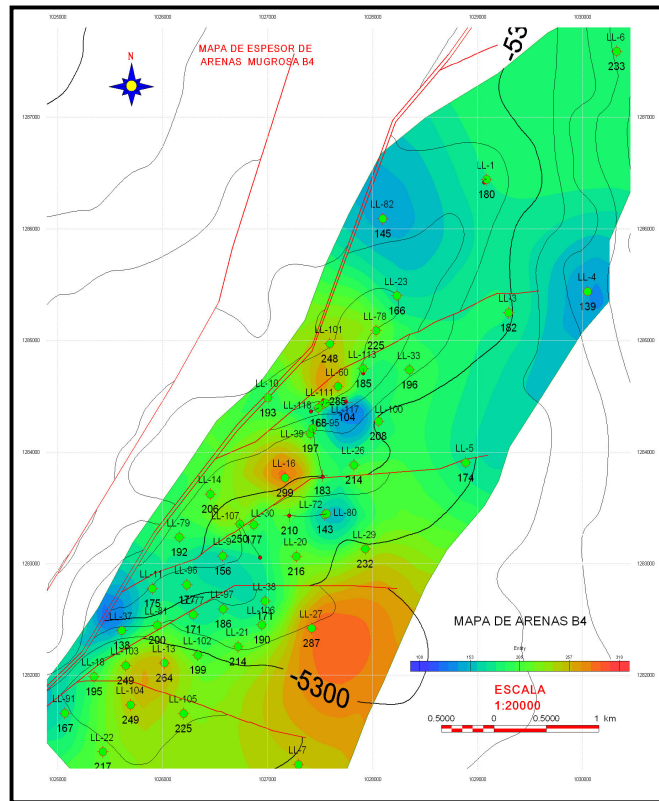


Figura 70. Mapa de Espesor de Arenas Mugrosa B4

9.1.6.5 Mapa de Espesor de Arenas C1

Las arenas de la subunidad C1 de la formación Mugrosa que se observan en la figura 71 presentan espesores de arena no muy buenos en comparación con zonas como B2 y B3, además se observan que los mejores espesores de arenas para esta subunidad están ubicados en sectores o zonas aisladas hacia el centro del Área Piloto del campo Ilanito, mas específicamente en los pozos Llanito 81, Llanito 16 y Llanito 11, con espesores de arenas que oscilan entre 165 a 208.

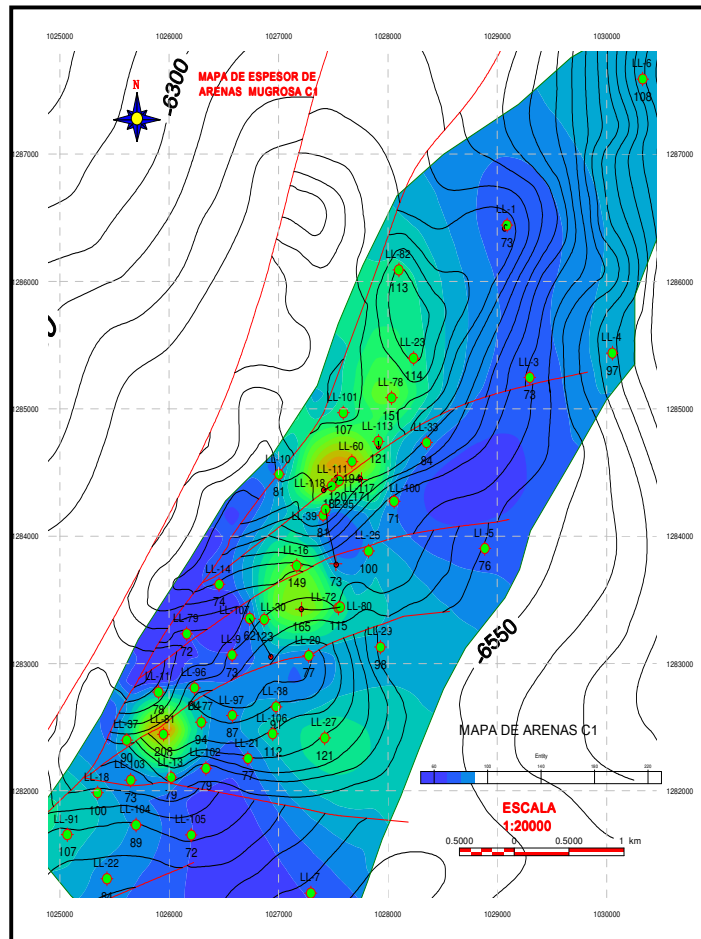


Figura 71. Mapa de Espesor de Arenas Mugrosa C1

9.1.6.6 Mapa de Espesor de Arenas C2

Las arenas de la subunidad C2 de la formación mugrosa que se ven representadas por la figura 72 presentan una tendencia SW- NE.

En esta zona se encuentran los mejores espesores de arenas de toda la formación Mugrosa en el Área Piloto del Campo Llanito, los cuales alcanzan espesores de hasta 356 pies en el pozo Llanito 4, siendo este el espesor más alto encontrado en toda la Formación Mugrosa en el Área Piloto. Seguido a este se encuentran espesores en esta zona que oscilan en un rango de 250 a 325 pies y se ven distribuidos en la dirección ya mencionada.

Los pozos Llanito 37, 11,74 y 14 localizados hacia el Este del Área se caracterizan por presentar sectores con bajos espesores de arenas en esta subunidad.

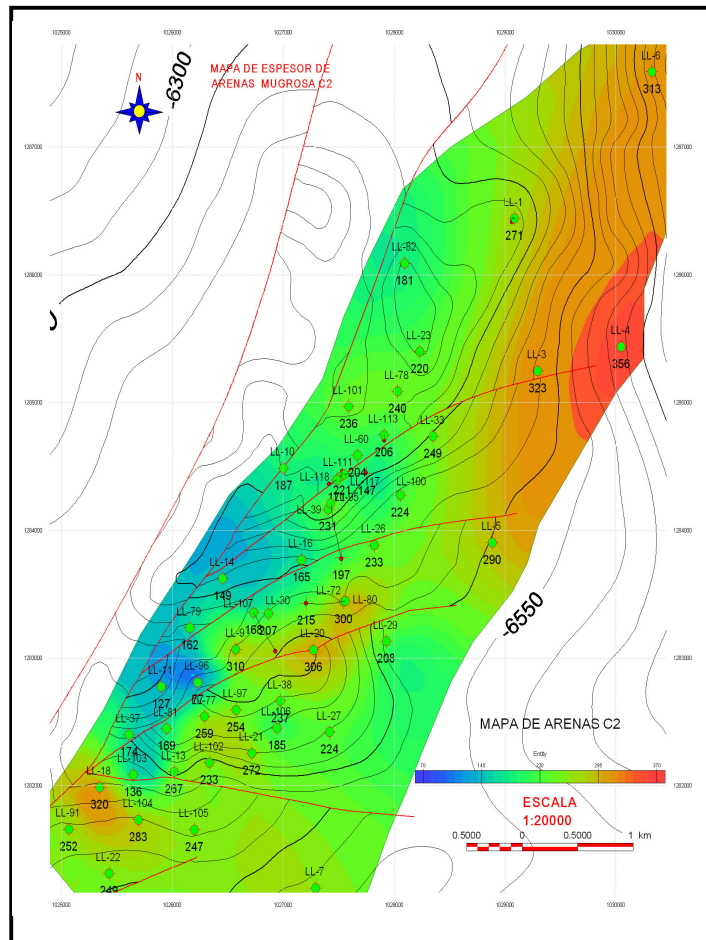


Figura 72. Mapa de Espesor de Arenas Mugrosa C2

9.1.6.7 Mapa de Espesor de Arenas Mugrosa C3

Por ultimo se tienen las arenas de la subunidad C3 que se ven representadas por las figura 73, no muestra una tendencia definida para su espesor de arenas y predominan regulares espesores en general para toda el área. Únicamente desde la parte central hacia el sur se puede apreciar un aumento en los espesores que no se presentan en una forma continua sino a manera de zonas aisladas.

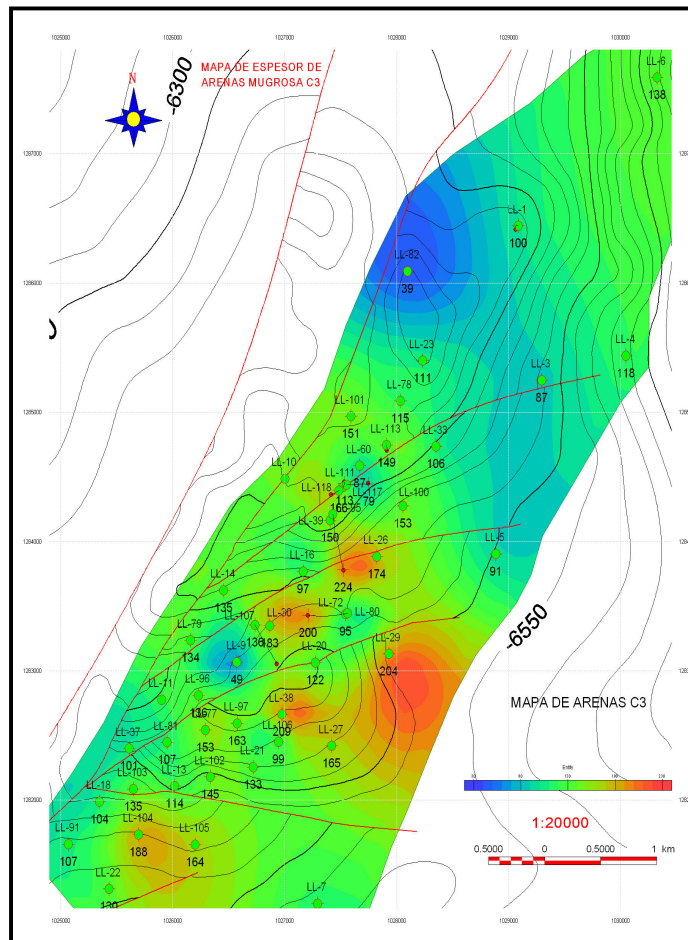


Figura 73. Mapa de Espesor de Arenas Mugrosa C3

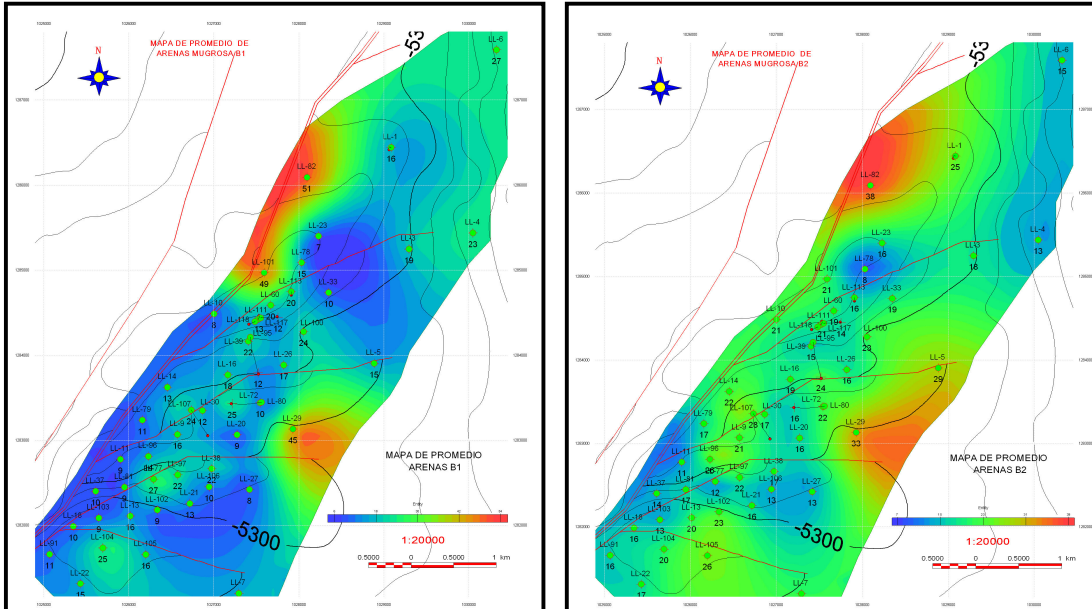
9.1.7 MAPAS DE PROMEDIO DE ARENAS

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.

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

Estos mapas resultaron ser muy útiles para descartar valores arrojados por los mapas de espesor de arenas ya que en muchos casos donde estos mapas

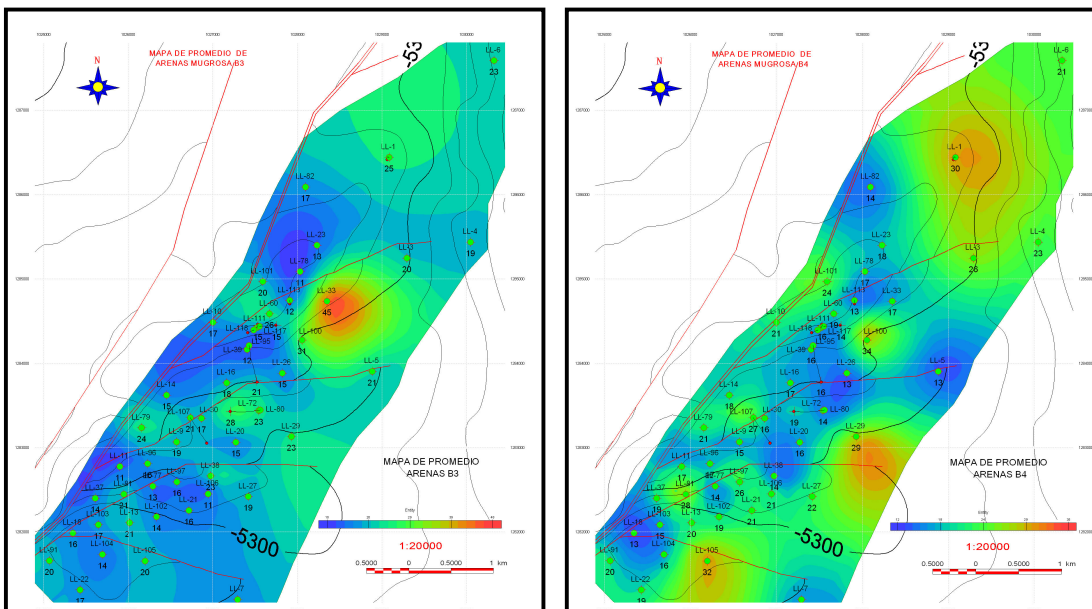
mostraban espesores buenos, realmente correspondían a la suma de muchas pequeñas láminas que ocuparían valores de espesores altos. A su vez muchos de los valores arrojados por los mapas de espesores de arenas, aparecen como valores bajos que esconden buenos promedios de espesor de arenas de canal.



(a)

(b)

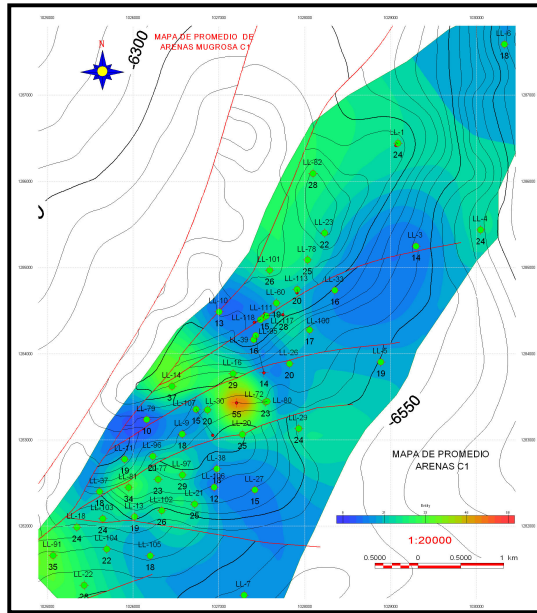
Figura 74. (a) Mapa de Promedio de Arenas Mugrosa B1 (b) Mapa de Promedio de Arenas Mugrosa b3



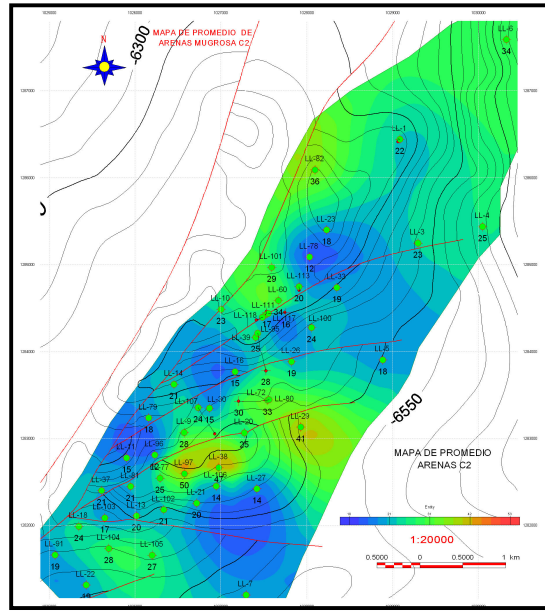
(a)

(b)

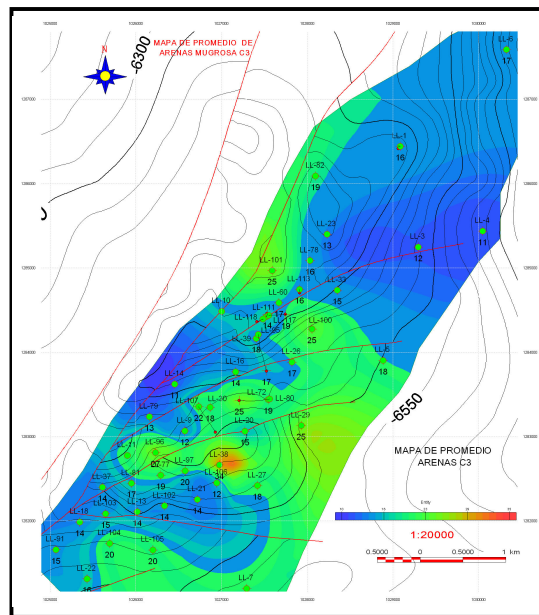
Figura 75. (a) Mapa de Promedio de Arenas Mugrosa B3 (b) Mapa de Promedio de Arenas Mugrosa B4



(a)



(b)



(c)

Figura 76 .(a) Mapa de Promedio de Arenas Mugrosa C1 (b) Mapa de Promedio de Arenas Mugrosa C2 (c) Mapa de Promedio de Arenas Mugrosa C3

9.2 MODELO PETROFISICO

En este trabajo se mostraran los resultados obtenidos del Modelamiento Petrofísico para la formación mugrosa en área piloto del campo llanito en los pozos que se muestran en la figura77 (18 Pozos), 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.

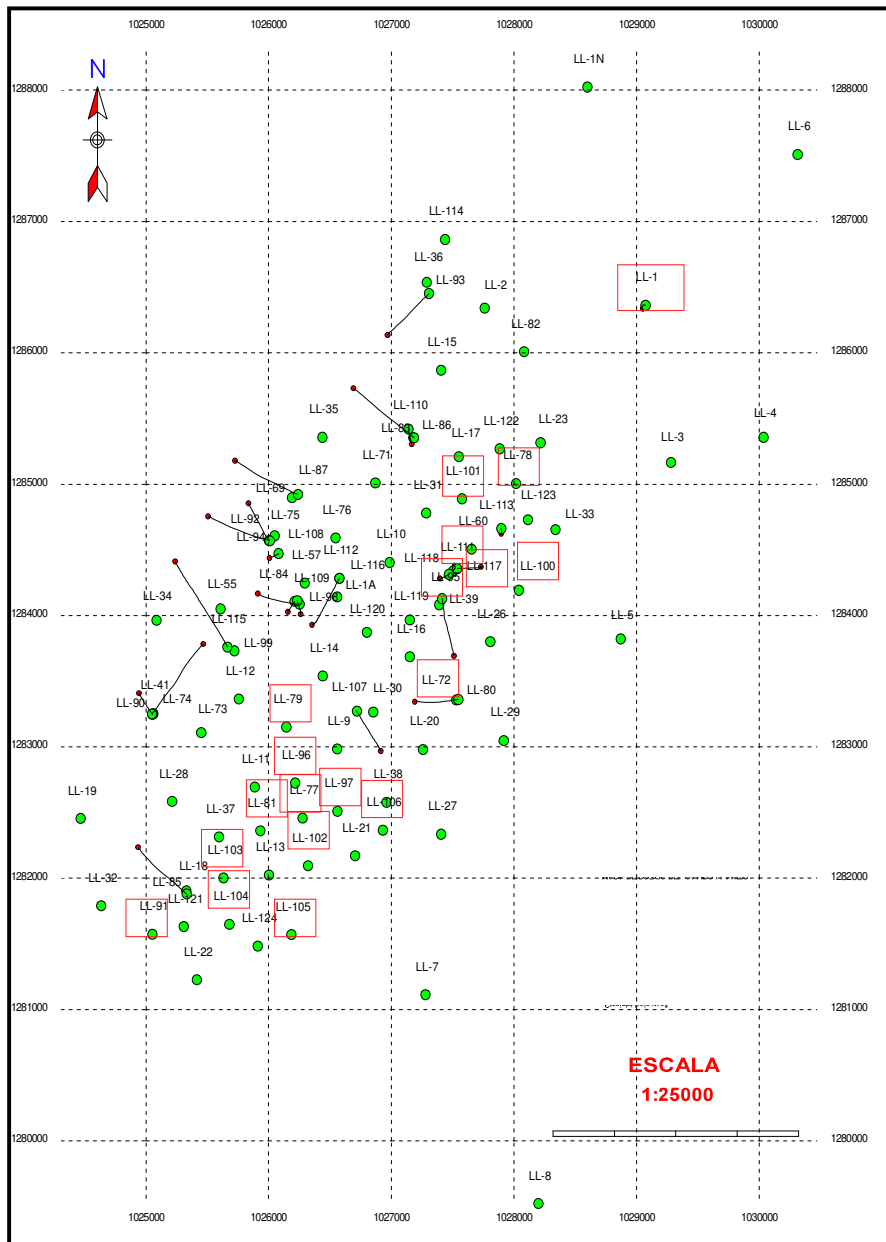


Figura 77. Mapa de distribución espacial de pozos en el campo llanito y allí se ubican los pozos que presenta caracterización Petrofísica a través del área de estudio.

SP= Potencial Espontáneo

GR= Gama Ray

SCP= Potencial Espontáneo corregido

RXO-RT= Registros Resistivos Largo- Corto

RHOB= Registro de Densidad

Sw= Saturación de Agua

PHIE= Porosidad Efectiva

VShale= Volumen de Arcilla

PHIA= Porosidad Aparente.

A continuación se presentan los resultados obtenidos en la caracterización Petrofísica.

9.2.1 Petrofísica MAPG 1

FORMACIÓN	PHIE	VSH	PHID	SATURACION
Mugrosa B1	0,05	0,73	0,17	0.30
Mugrosa B2	0,02	0,88	0,16	0.53
Mugrosa B3	0,03	0,81	0,16	0.60
Mugrosa B4	0,03	0,8	0,15	0.48
Mugrosa C1	0,04	0,79	0,15	0.66
Mugrosa C2	0,1	0,41	0,16	0.71
Mugrosa C3	0,08	0,47	0,15	0.80

Tabla 11. Resultados del Análisis Petrofísico de la Formación Mugrosa para el pozo Llanito 72

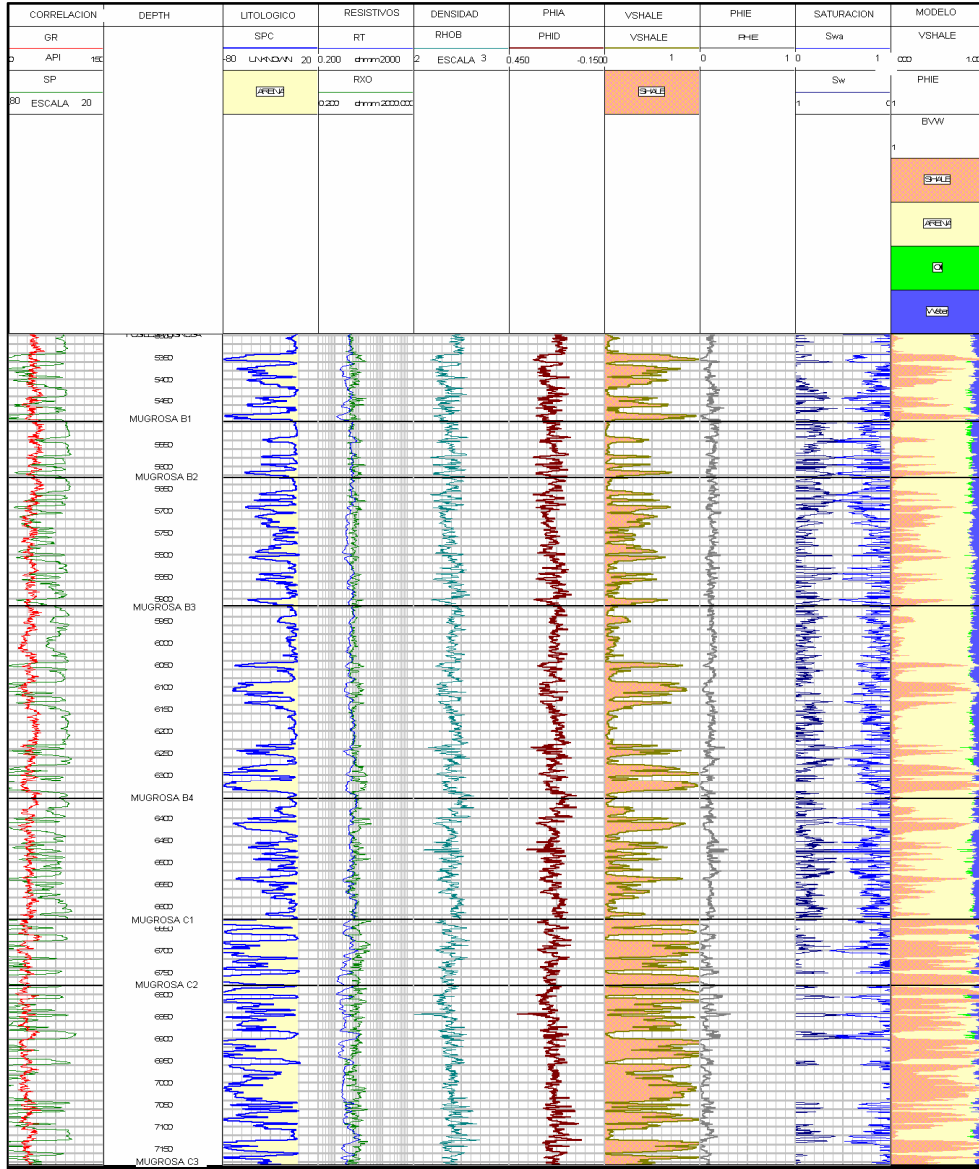


Figura 79. Resultados obtenidos mediante el Software Prizm para la formación Mugrosa, en el Pozo **MAPG 2**.

9.2.2 PETROFISICA MAPG 3

FORMACIÓN	PHIE	VSH	PHID	Saturacion
Mugrosa B1	0,08	0,60	0,17	0.69
Mugrosa B2	0,002	0,98	0,15	0.40
Mugrosa B3	0,06	0,69	0,20	0.49
Mugrosa B4	0,62	0,86	0,19	0.68
Mugrosa C1	0,03	0,80	0,18	0.66
Mugrosa C2	0,11	0,38	0,17	0.57
Mugrosa C3	0,10	0,39	0,16	0.59

Tabla 12. Resultados del Análisis Petrofísico de la Formación Mugrosa para el pozo MAPG 3

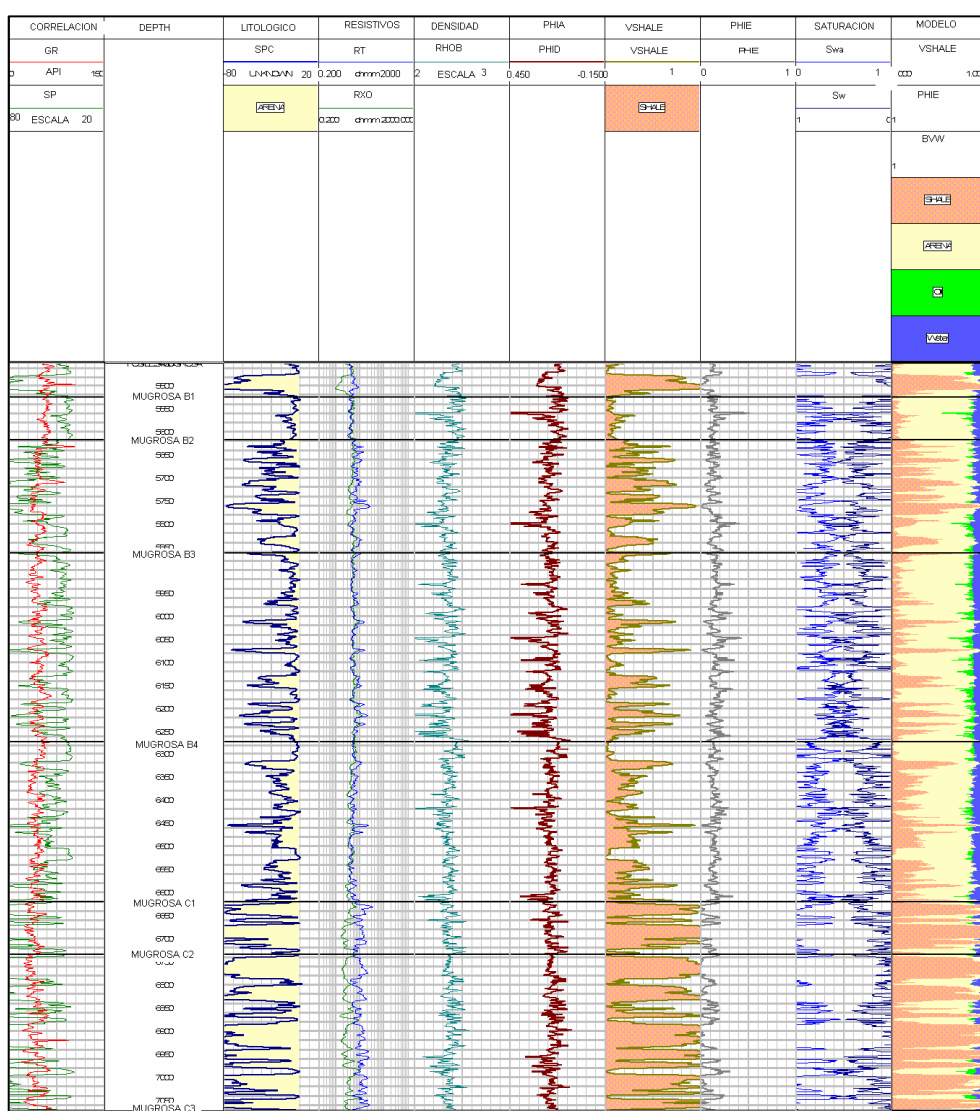


Figura 80. Resultados obtenidos mediante el Software Prizm para la formación Mugrosa, en el Pozo MAPG 4.

9.2.3 PETROFISICA MAPG 5

SUBUNIDAD	PHIE	VSH	PHID	SATURACION
Mugrosa B1	0,04	0,79	0,17	0.47
Mugrosa B2	0,02	0,87	0,15	0.49
Mugrosa B3	0,03	0,78	0,15	0.70
Mugrosa B4	0,03	0,8	0,15	0.67
Mugrosa C1	0,06	0,65	0,16	0.77
Mugrosa C2	0,11	0,37	0,16	0.80
Mugrosa C3	0,07	0,57	0,15	0.83

Tabla 13. Resultados del Análisis Petrofísico de la Formación Mugrosa para el pozo **MAPG 5**

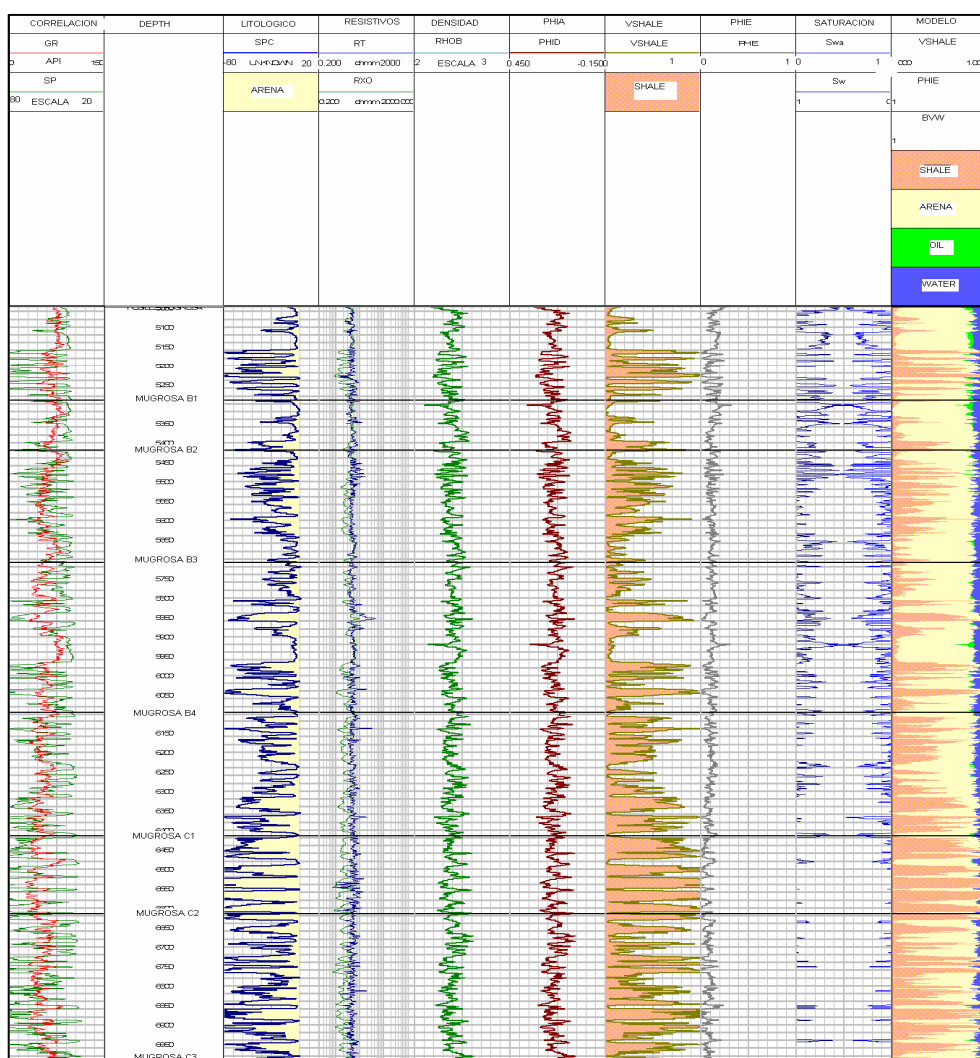


Figura 81. Resultados obtenidos mediante el Software Prizm para la formación Mugrosa, en el Pozo Llanito 78.

9.2.4 PETROFISICA MAPG 6

FORMACIÓN	PHIE	VSH	PHID	SATURACION
Mugrosa B1	0,03	0,79	0,16	0.56
Mugrosa B2	0,61	0,91	0,14	0.65
Mugrosa B3	0,05	0,71	0,16	0.67
Mugrosa B4	0,02	0,85	0,15	0.76
Mugrosa C1	0,04	0,73	0,15	0.52
Mugrosa C2	0,05	0,68	0,170	0.49
Mugrosa C3	0,07	0,52	0,156	0.51

Tabla 14. Resultados del Análisis Petrofísico de la Formación Mugrosa para el pozo Llanito 79

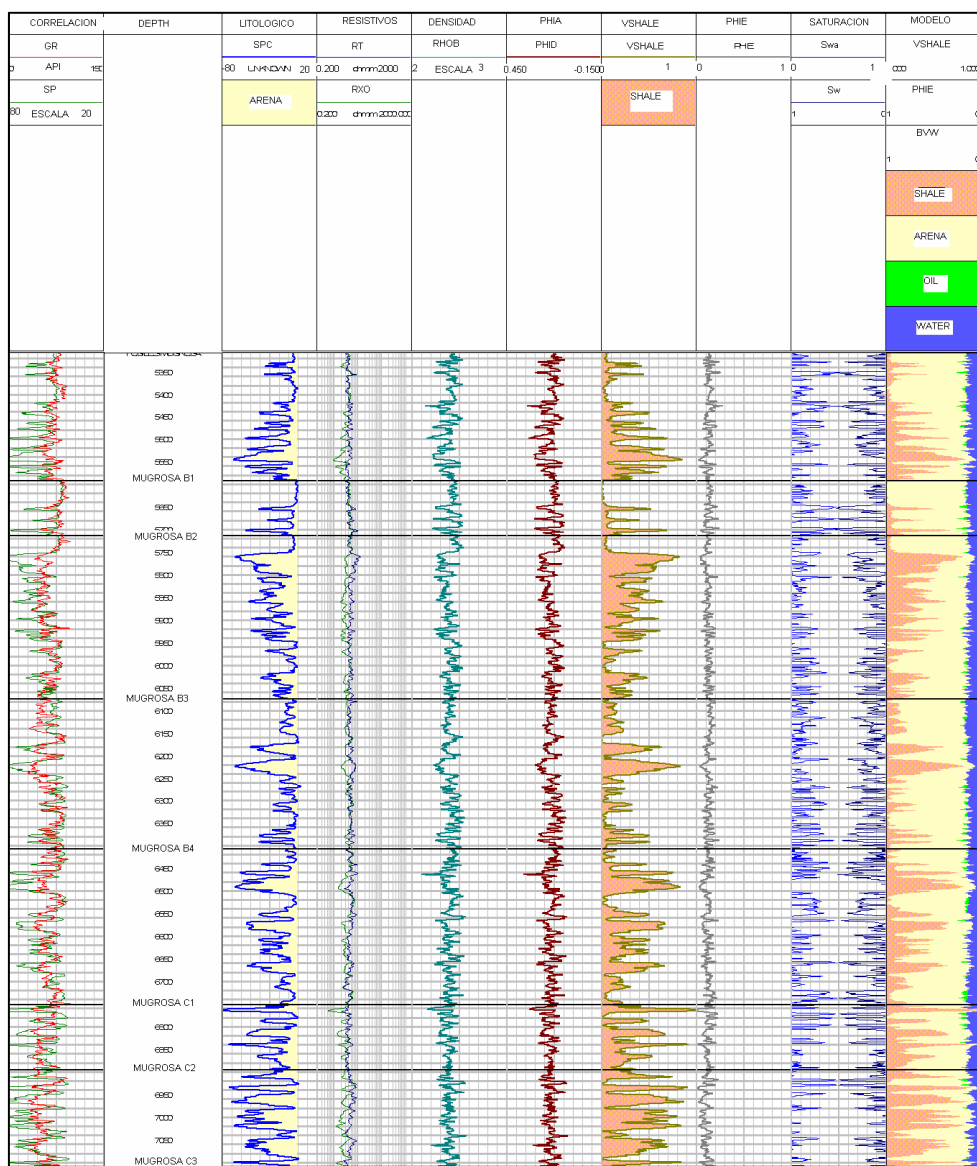


Figura 82. Resultados obtenidos mediante el Software Prizm para la formación Mugrosa, en el Pozo Llanito 79.

9.2.5 PETROFISICA LLANITO 81

FORMACIÓN	PHIE	VSH	PHID	SATURACION
Mugrosa B1	0,03	0,85	0,16	0.81
Mugrosa B2	0,03	0,84	0,14	0.75
Mugrosa B3	0,07	0,62	0,16	0.59
Mugrosa B4	0,03	0,80	0,15	0.60
Mugrosa C1	0,05	0,72	0,15	0.65
Mugrosa C2	0,13	0,23	0,170	0.88
Mugrosa C3	0,08	0,48	0,156	0.80

Tabla 15. Resultados del Análisis Petrofísico de la Formación Mugrosa para el pozo Llanito 81

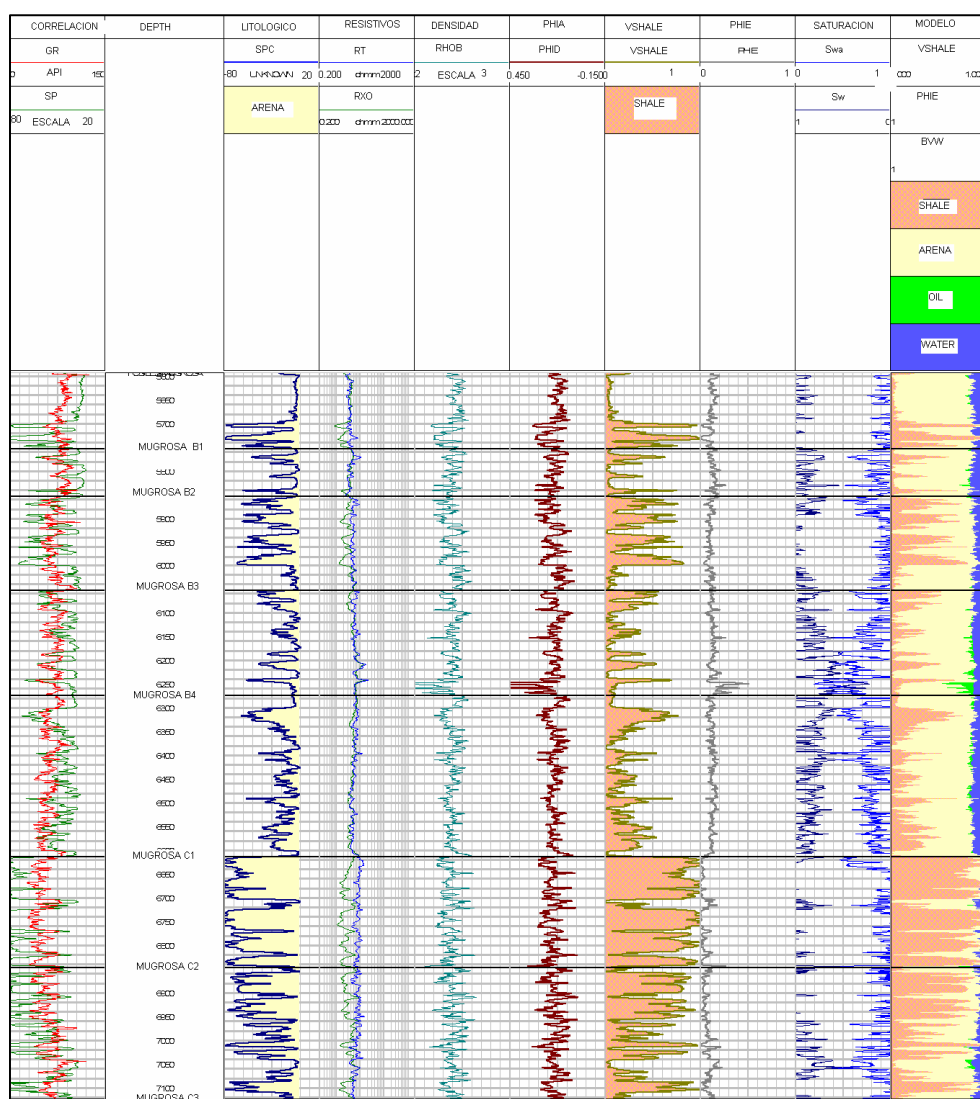


Figura 83. Resultados obtenidos mediante el Software Prizm para la formación Mugrosa, en el Pozo Llanito 81.

9.2.6 PETROFISICA LLANITO 91

FORMACIÓN	PHIE	VSH	PHID	SATURACION
Mugrosa B1	0,03	0,85	0,16	0.77
Mugrosa B2	0,02	0,91	0,14	0.65
Mugrosa B3	0,03	0,85	0,16	0.69
Mugrosa B4	0,02	0,87	0,15	0.72
Mugrosa C1	0,03	0,81	0,15	0.66
Mugrosa C2	0,12	0,41	0,170	0.81
Mugrosa C3	0,08	0,57	0,156	0.79

Tabla 16. Resultados del Análisis Petrofísico de la Formación Mugrosa para el pozo Llanito 91

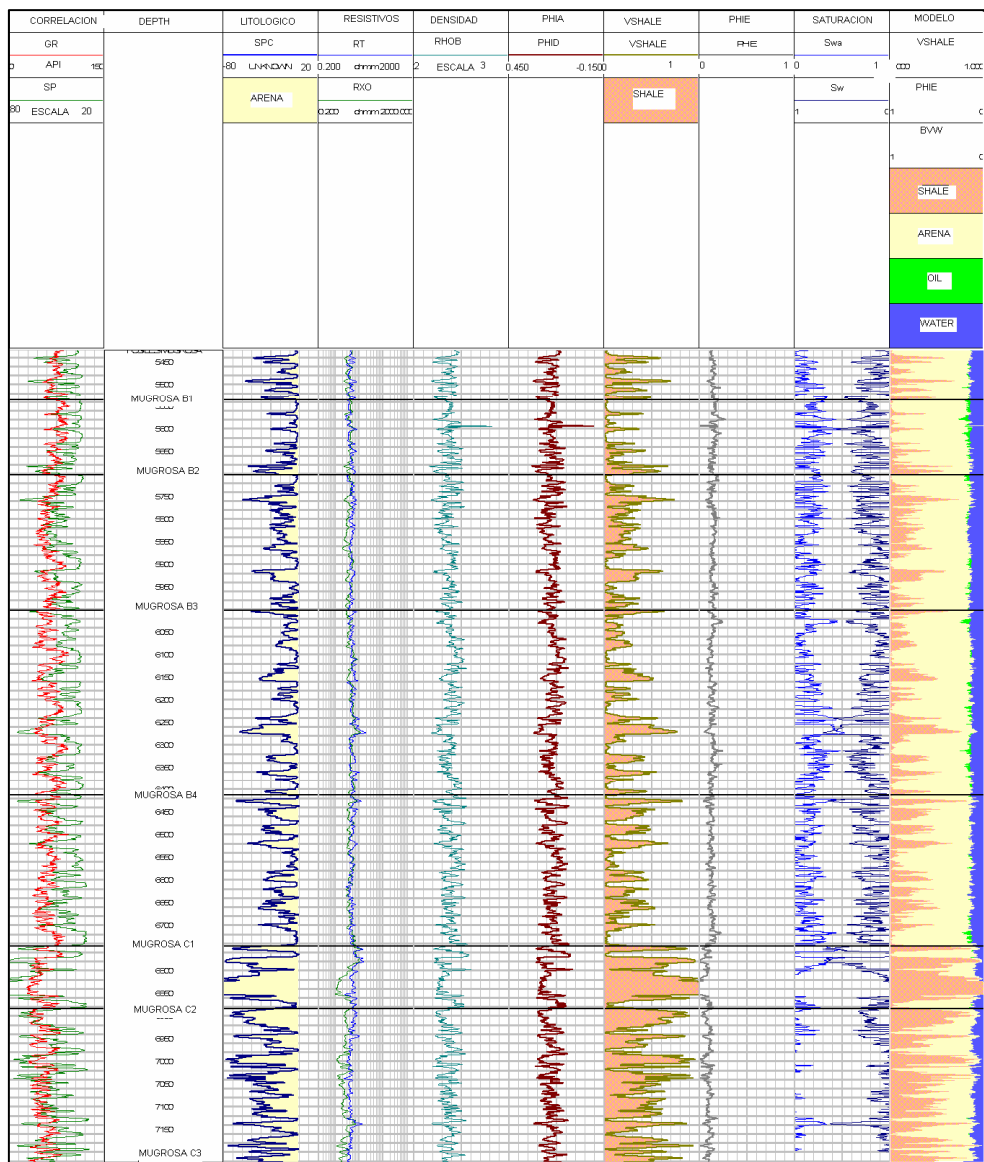


Figura 84. Resultados obtenidos mediante el Software Prizm para la formación Mugrosa, en el Pozo Llanito 91.

9.2.7 PETROFISICA LLANITO 95

FORMACIÓN	PHIE	VSH	PHID	SATURACION
Mugrosa B1	0,083	0,62	0,16	0.57
Mugrosa B2	0,033	0,82	0,14	0.79
Mugrosa B3	0,06	0,68	0,16	0.65
Mugrosa B4	0,055	0,71	0,15	0.70
Mugrosa C1	0,08	0,54	0,15	0.73
Mugrosa C2	0,10	0,40	0,170	0.69
Mugrosa C3	0,11	0,32	0,156	0.76

Tabla 17. Resultados del Análisis Petrofísico de la Formación Mugrosa para el pozo Llanito 95

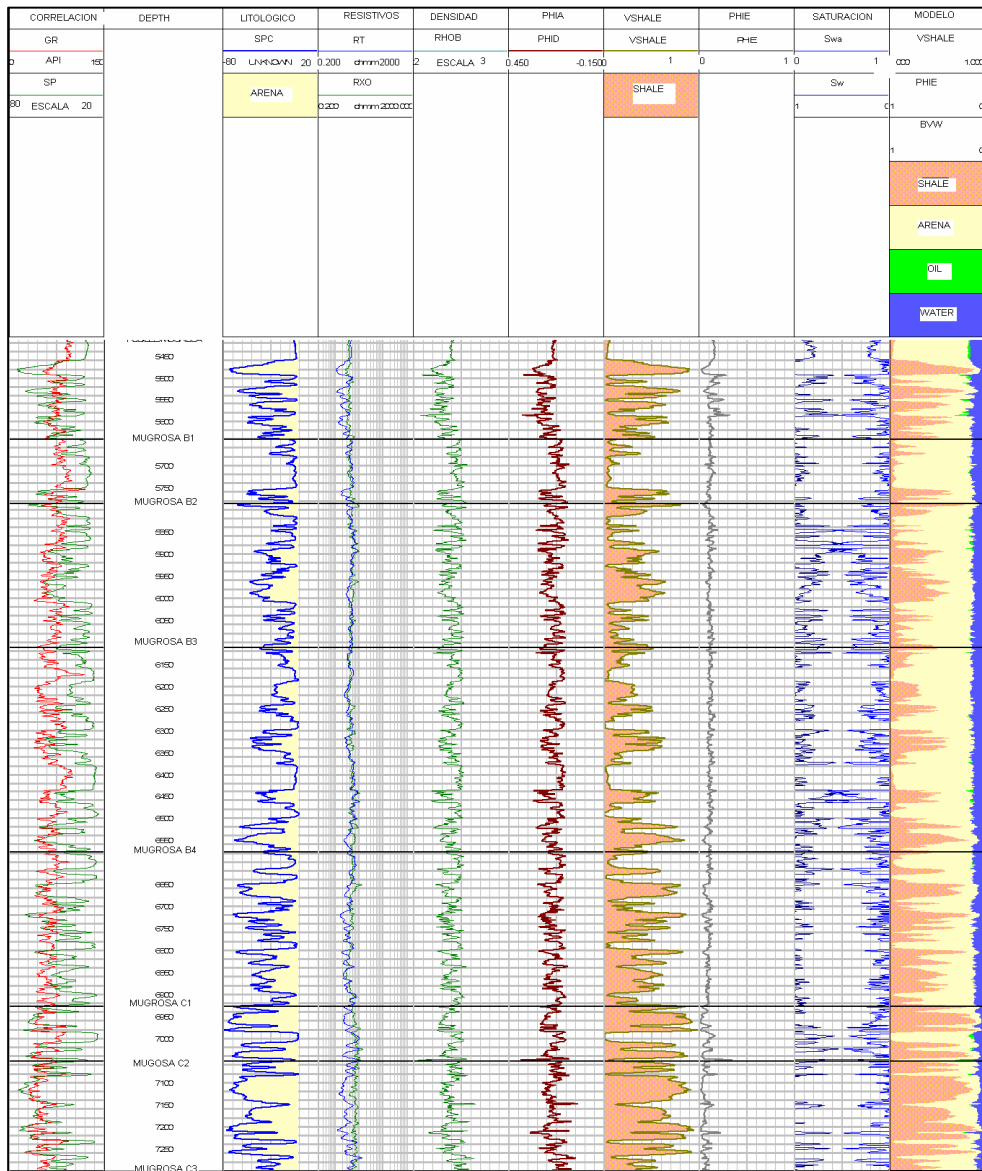


Figura 85. Resultados obtenidos mediante el Software Prizm para la formación Mugrosa, en el Pozo Llanito 95.

9.2.8 PETROFISICA LLANITO 96

FORMACIÓN	PHIE	VSH	PHID	SATURACION
Mugrosa B1	0,05	0,75	0,16	0.48
Mugrosa B2	0,01	0,91	0,14	0.52
Mugrosa B3	0,08	0,55	0,16	0.55
Mugrosa B4	0,04	0,78	0,15	0.62
Mugrosa C1	0,05	0,71	0,15	0.59
Mugrosa C2	0,06	0,60	0,170	0.55
Mugrosa C3	0,04	0,72	0,156	0.69

Tabla 18. Resultados del Análisis Petrofísico de la Formación Mugrosa para el pozo Llanito 96

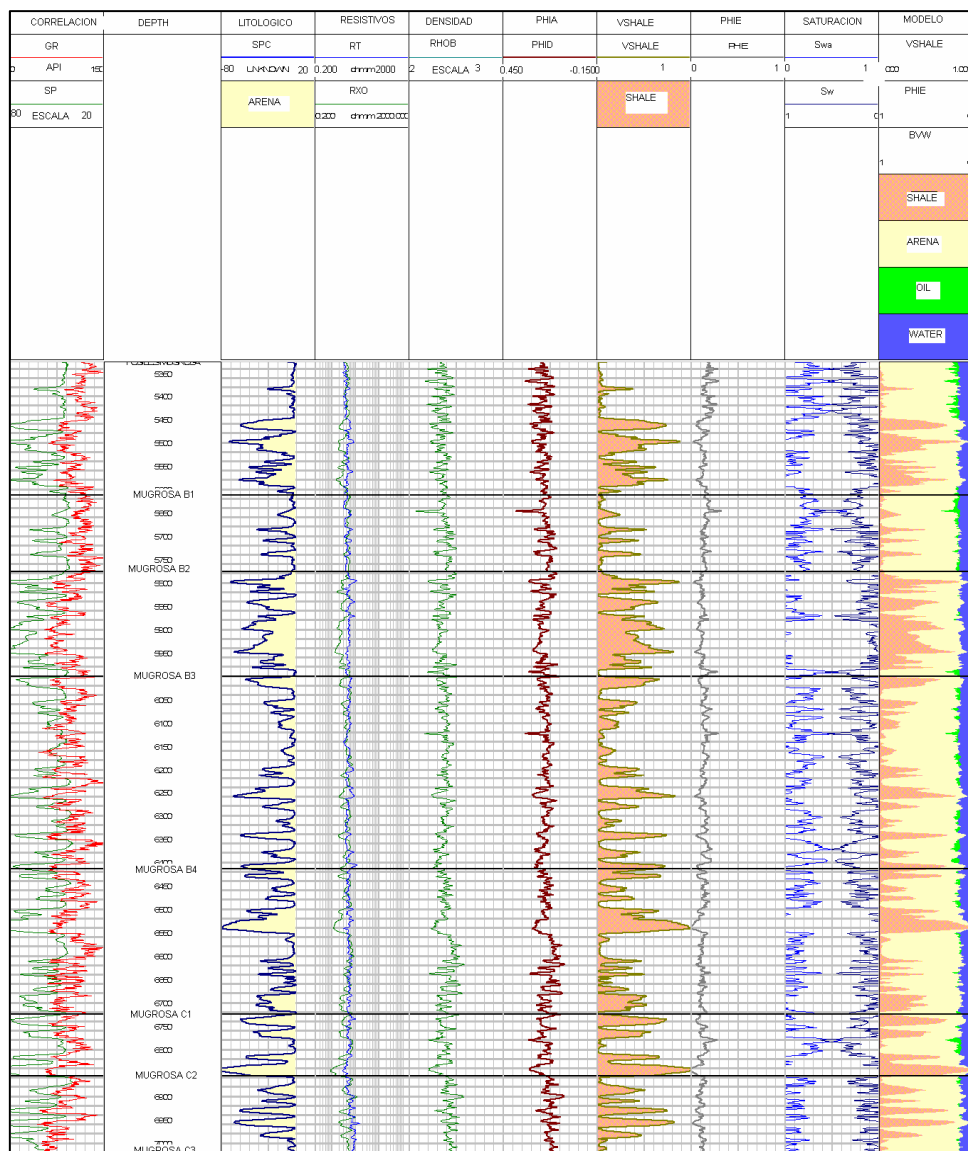


Figura 86. Resultados obtenidos mediante el Software Prizm para la formación Mugrosa, en el Pozo Llanito 96.

9.2.9 PETROFISICA LLANITO 97

FORMACIÓN	PHIE	VSH	PHID	SATURACION
Mugrosa B1	0,04	0,79	0,16	0.56
Mugrosa B2	0,03	0,83	0,14	0.51
Mugrosa B3	0,07	0,64	0,16	0.59
Mugrosa B4	0,04	0,76	0,15	0.65
Mugrosa C1	0,07	0,61	0,15	0.69
Mugrosa C2	0,12	0,35	0,170	0.65
Mugrosa C3	0,12	0,31	0,156	0.80

Tabla 19. Resultados del Análisis Petrofísico de la Formación Mugrosa para el pozo Llanito 97

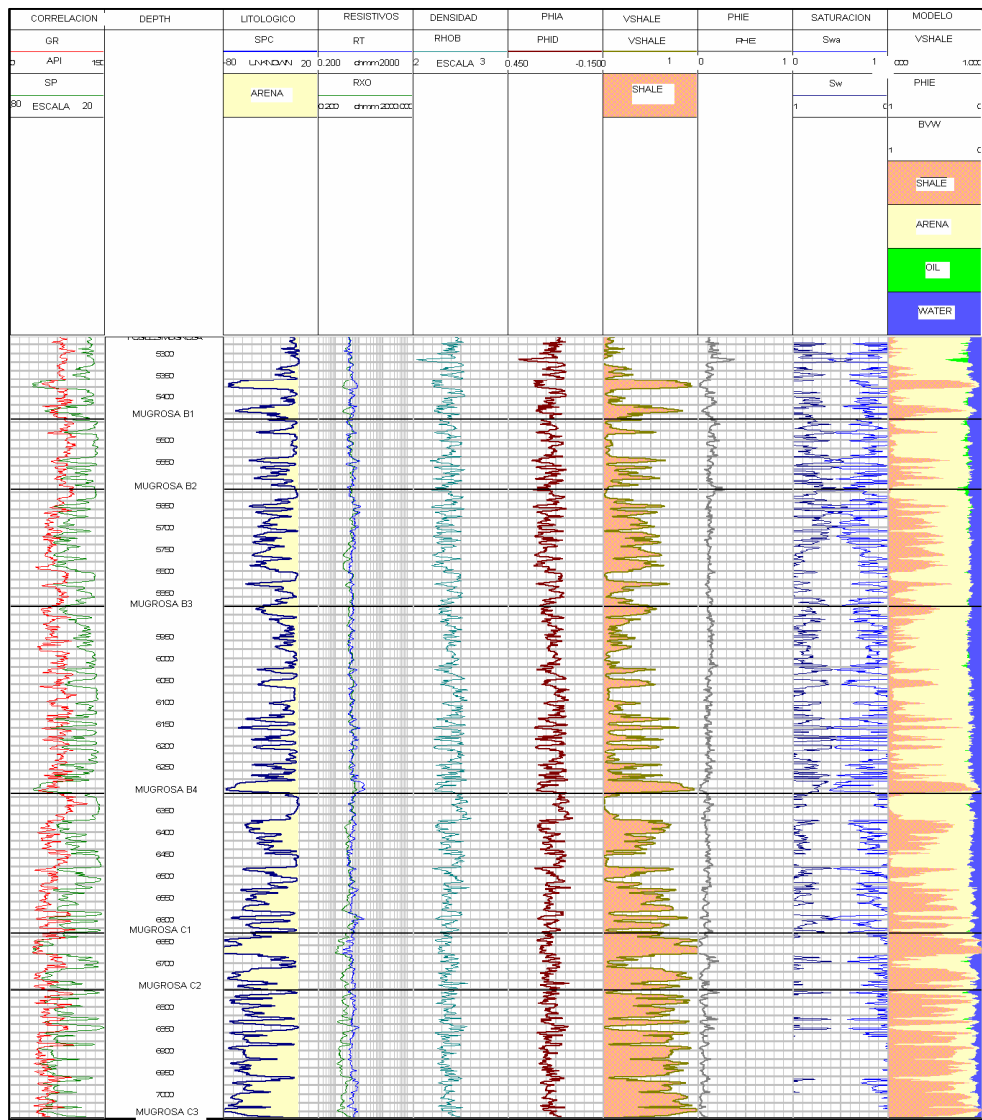


Figura 87. Resultados obtenidos mediante el Software Prizm para la formación Mugrosa, en el Pozo Llanito 97.

9.2.10 PETROFISICA LLANITO 100

FORMACIÓN	PHIE	VSH	PHID	SATURACION
Mugrosa B1	0,04	0,79	0,16	0.81
Mugrosa B2	0,03	0,83	0,14	0.64
Mugrosa B3	0,07	0,65	0,16	0.87
Mugrosa B4	0,05	0,76	0,15	0.77
Mugrosa C1	0,07	0,07	0,15	0.71
Mugrosa C2	0,12	0,36	0,170	0.85
Mugrosa C3	0,12	0,31	0,156	0.88

Tabla 20. Resultados del Análisis Petrofísico de la Formación Mugrosa para el pozo Llanito 100

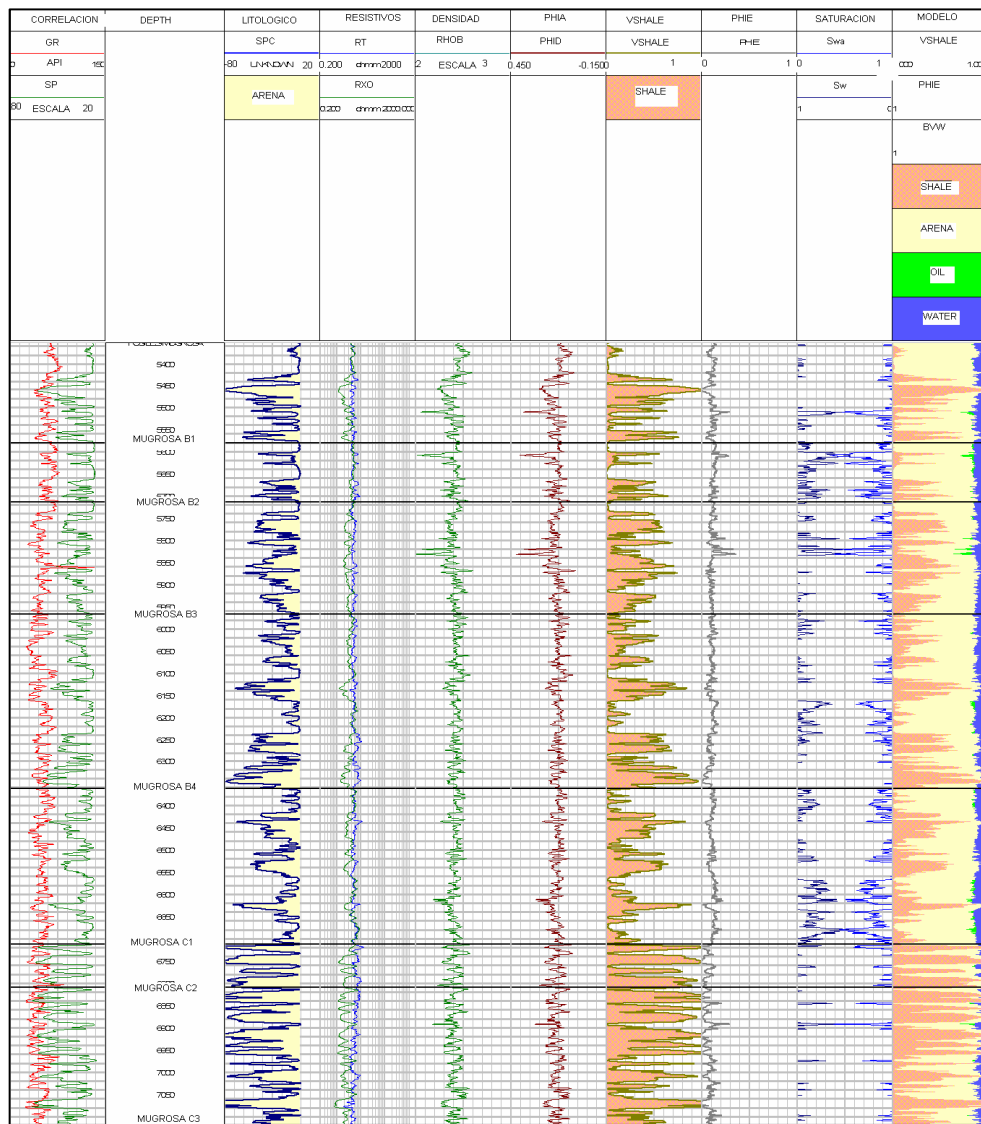


Figura 88. Resultados obtenidos mediante el Software Prizm para la formación Mugrosa, en el Pozo Llanito 100.

9.2.11 PETROFISICA LLANITO 101

FORMACIÓN	PHIE	VSH	PHID	SATURACION
Mugrosa B1	0,06	0,72	0,16	0.55
Mugrosa B2	0,03	0,84	0,14	0.50
Mugrosa B3	0,05	0,73	0,16	0.49
Mugrosa B4	0,05	0,76	0,15	0.54
Mugrosa C1	0,07	0,64	0,15	0.58
Mugrosa C2	0,11	0,42	0,170	0.67
Mugrosa C3	0,1	0,46	0,156	0.78

Tabla 21. Resultados del Análisis Petrofísico de la Formación Mugrosa para el pozo Llanito 101

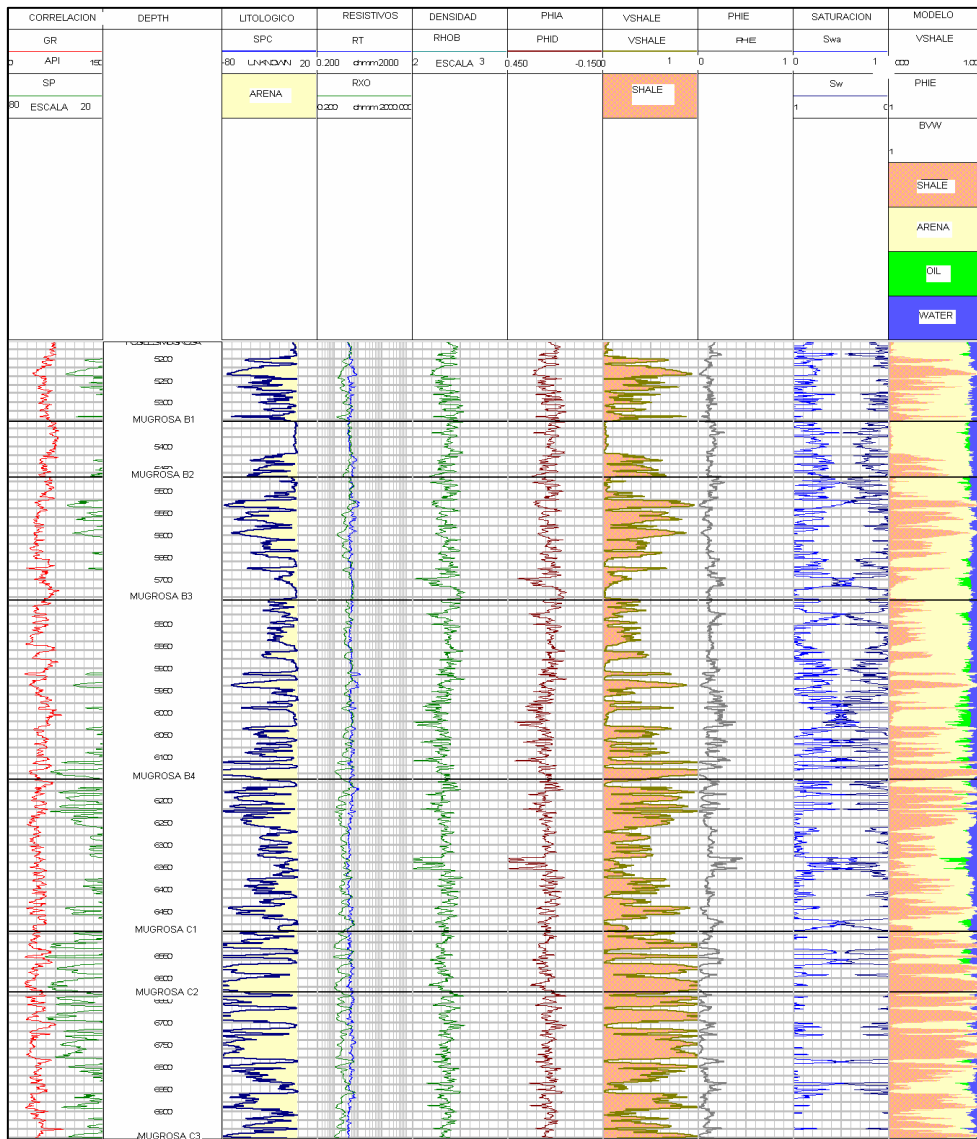


Figura 89. Resultados obtenidos mediante el Software Prizm para la formación Mugrosa, en el Pozo Llanito 101.

9.2.12 PETROFISICA LLANITO 102

FORMACIÓN	PHIE	VSH	PHID	SATURACION
Mugrosa B1	0,03	0,86	0,16	0,56
Mugrosa B2	0,03	0,84	0,14	0,67
Mugrosa B3	0,06	0,68	0,16	0,73
Mugrosa B4	0,03	0,83	0,15	0,67
Mugrosa C1	0,04	0,78	0,15	0,64
Mugrosa C2	0,12	0,34	0,170	0,71
Mugrosa C3	0,09	0,48	0,156	0,84

Tabla 22. Resultados del Análisis Petrofísico de la Formación Mugrosa para el pozo Llanito 102

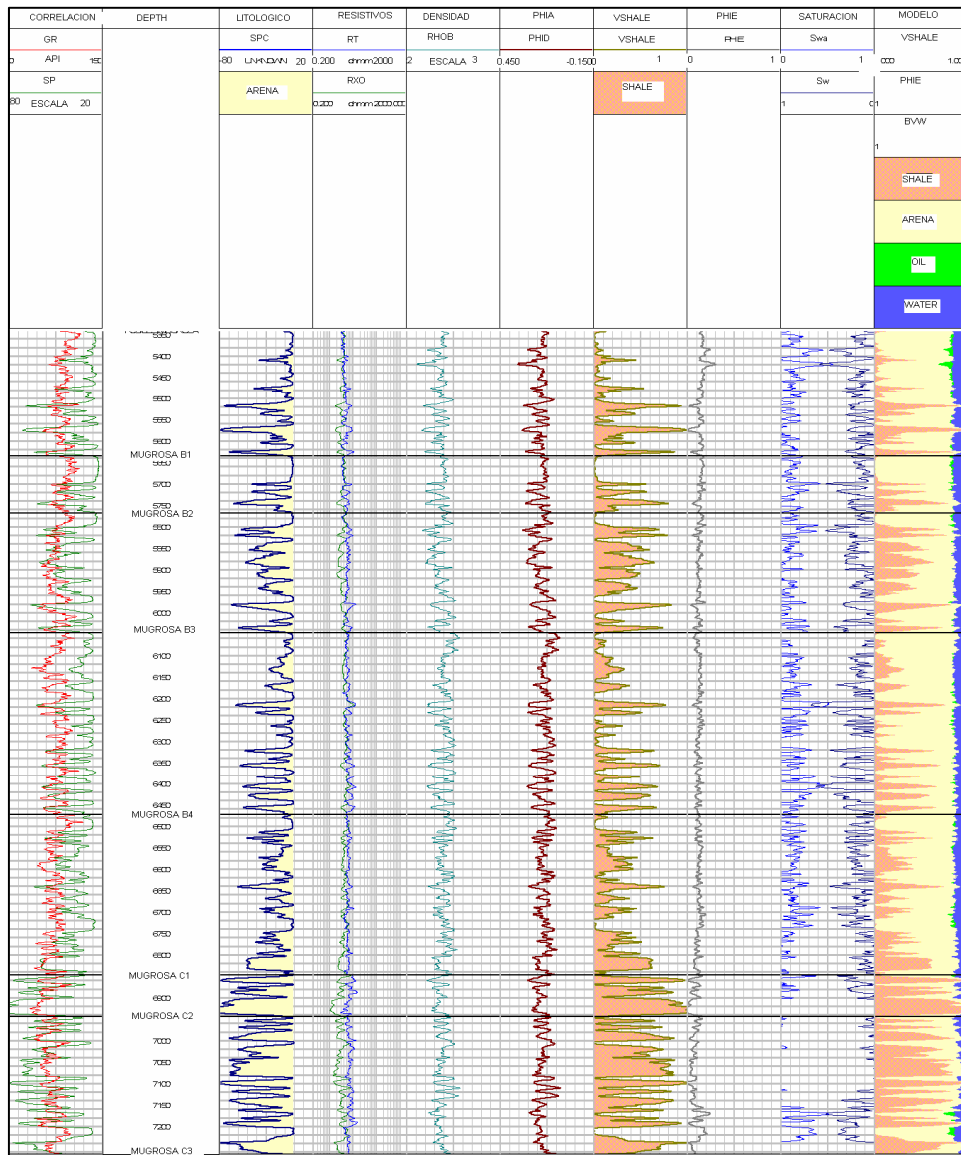


Figura 90. Resultados obtenidos mediante el Software Prizm para la formación Mugrosa, en el Pozo Llanito 102.

9.2.13 PETROFISICA LLANITO 103

FORMACIÓN	PHIE	VSH	PHID	SATURACION
Mugrosa B1	0,04	0,78	0,16	0.76
Mugrosa B2	0,01	0,93	0,14	0.70
Mugrosa B3	0,05	0,73	0,16	0.76
Mugrosa B4	0,03	0,79	0,15	0.69
Mugrosa C1	0,03	0,78	0,14	0.65
Mugrosa C2	0,09	0,33	0,15	0.80
Mugrosa C3	0,08	0,46	0,14	0.89

Tabla 23. Resultados del Análisis Petrofísico de la Formación Mugrosa para el pozo Llanito 103

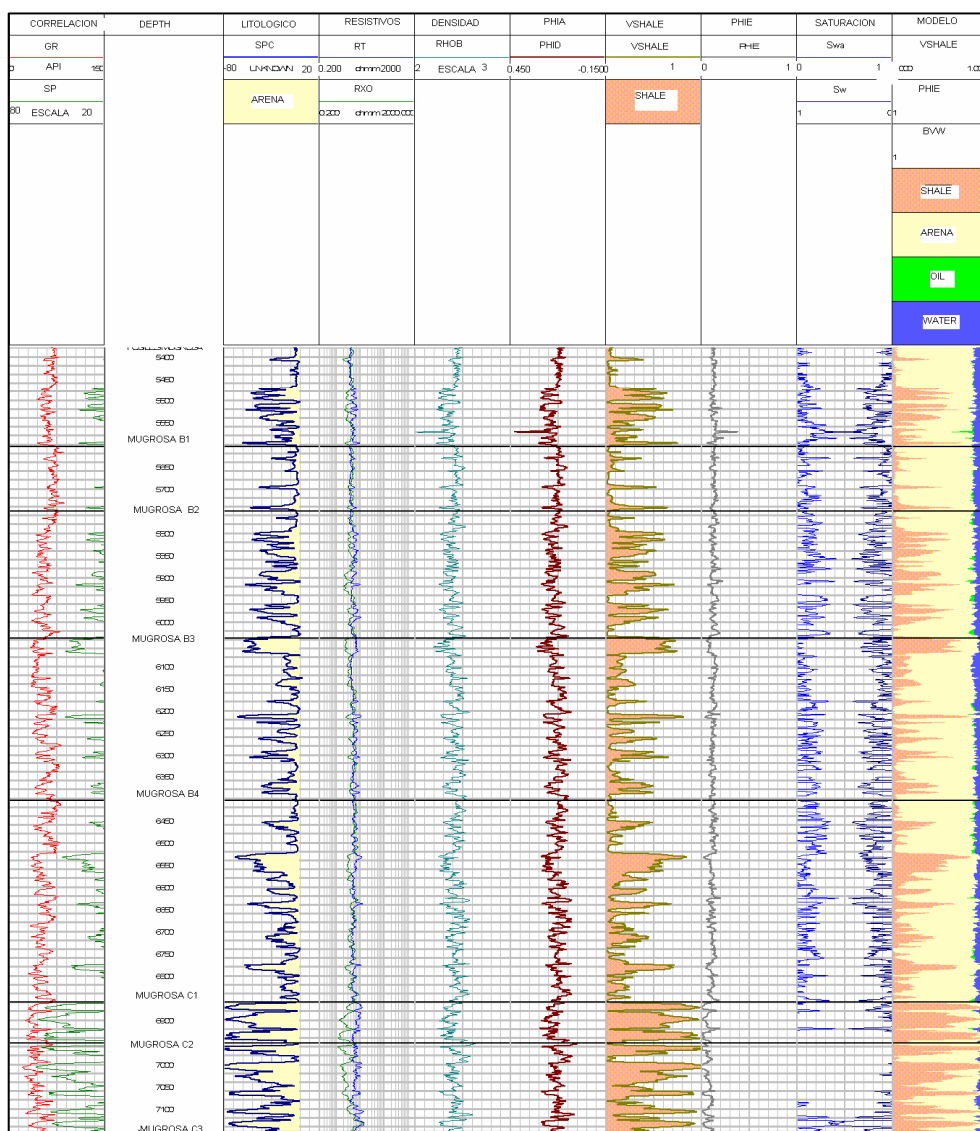


Figura 91. Resultados obtenidos mediante el Software Prizm para la formación Mugrosa, en el Pozo Llanito 103.

9.2.14 PETROFISICA LLANITO 104

FORMACIÓN	PHIE	VSH	PHID	SATURACION
Mugrosa B1	0,03	0,82	0,16	0.70
Mugrosa B2	0,02	0,87	0,14	0.73
Mugrosa B3	0,04	0,77	0,16	0.68
Mugrosa B4	0,03	0,84	0,15	0.56
Mugrosa C1	0,04	0,77	0,15	0.53
Mugrosa C2	0,11	0,46	0,170	0.75
Mugrosa C3	0,09	0,52	0,156	0.77

Tabla 24. Resultados del Análisis Petrofísico de la Formación Mugrosa para el pozo Llanito 104

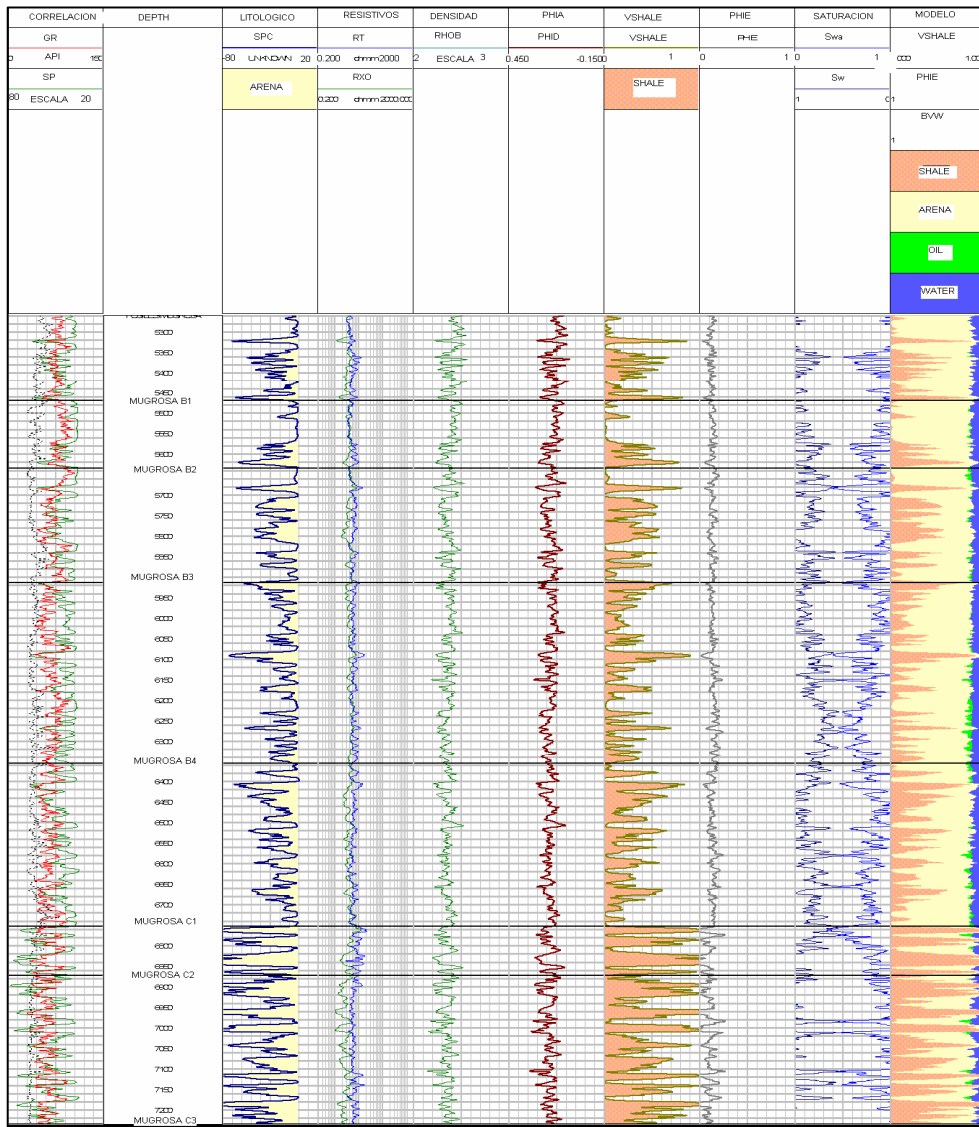


Figura 92. Resultados obtenidos mediante el Software Prizm para la formación Mugrosa, en el Pozo Llanito 104.

9.2.15 PETROFISICA LLANITO 105

FORMACIÓN	PHIE	VSH	PHID	SATURACION
Mugrosa B1	0,02	0,59	0,11	0.50
Mugrosa B2	0,06	0,72	0,07	0.49
Mugrosa B3	0,03	0,59	0,11	0.60
Mugrosa B4	0,08	0,62	0,10	0.66
Mugrosa C1	0,09	0,57	0,11	0.70
Mugrosa C2	0,13	0,31	0,14	0.80
Mugrosa C3	0,10	0,44	0,11	0.82

Tabla 25. Resultados del Análisis Petrofísico de la Formación Mugrosa para el pozo Llanito 105

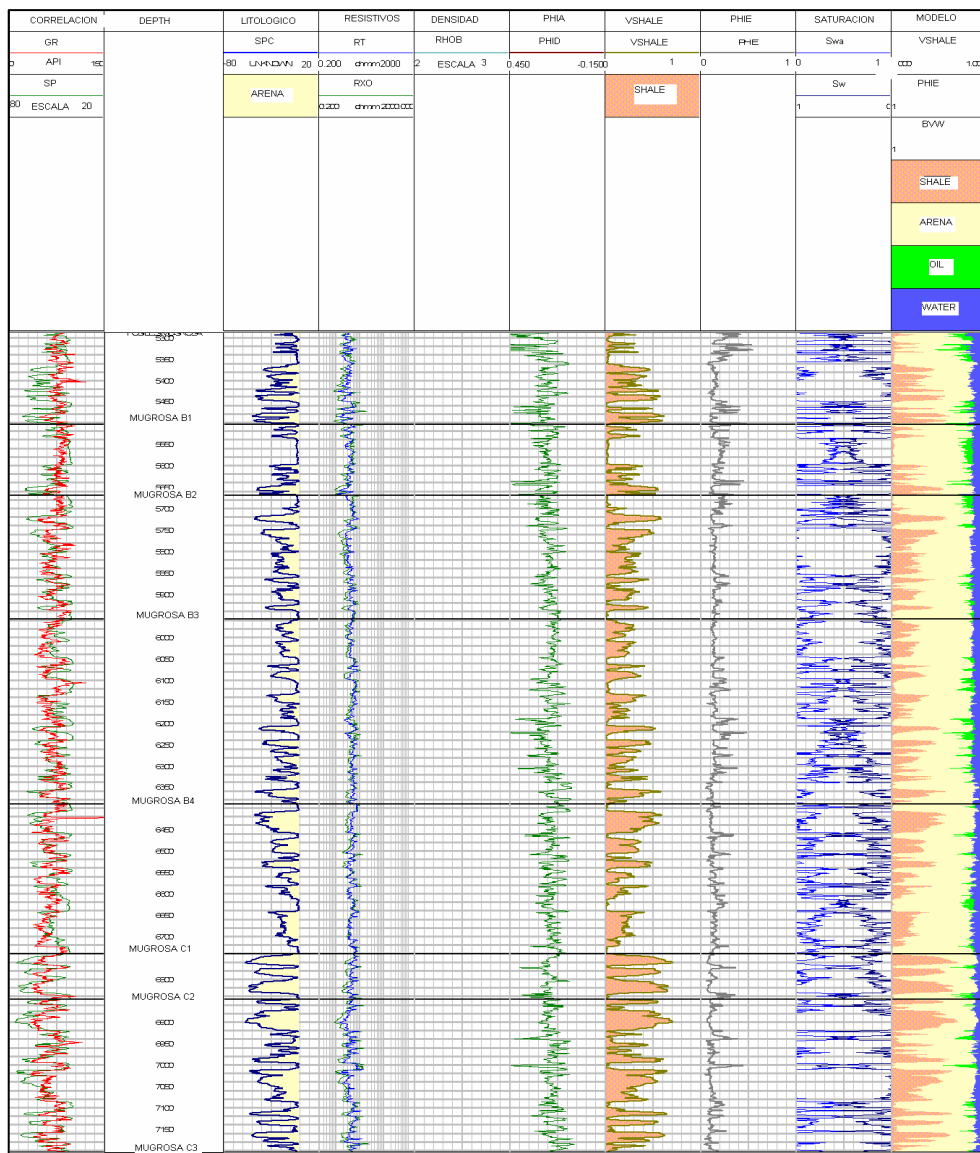


Figura 93. Resultados obtenidos mediante el Software Prizm para la formación Mugrosa, en el Pozo Llanito 105.

9.2.16 PETROFISICA LLANITO 106

SUBUNIDAD	PHIE	VSH	PHID	SATURACION
Mugrosa B1	0.15	0.29	0.18	0.49
Mugrosa B2	0.10	0.40	0.15	0.43
Mugrosa B3	0.16	0.34	0.16	0.45
Mugrosa B4	0.13	0.43	0.14	0.46
Mugrosa C1	0.09	0.48	0.15	0.60
Mugrosa C2	0.07	0.47	0.14	0.87
Mugrosa C3	0.04	0.58	0.12	0.89

Tabla 26. Resultados del Análisis Petrofísico de la Formación Mugrosa para el pozo Llanito 106

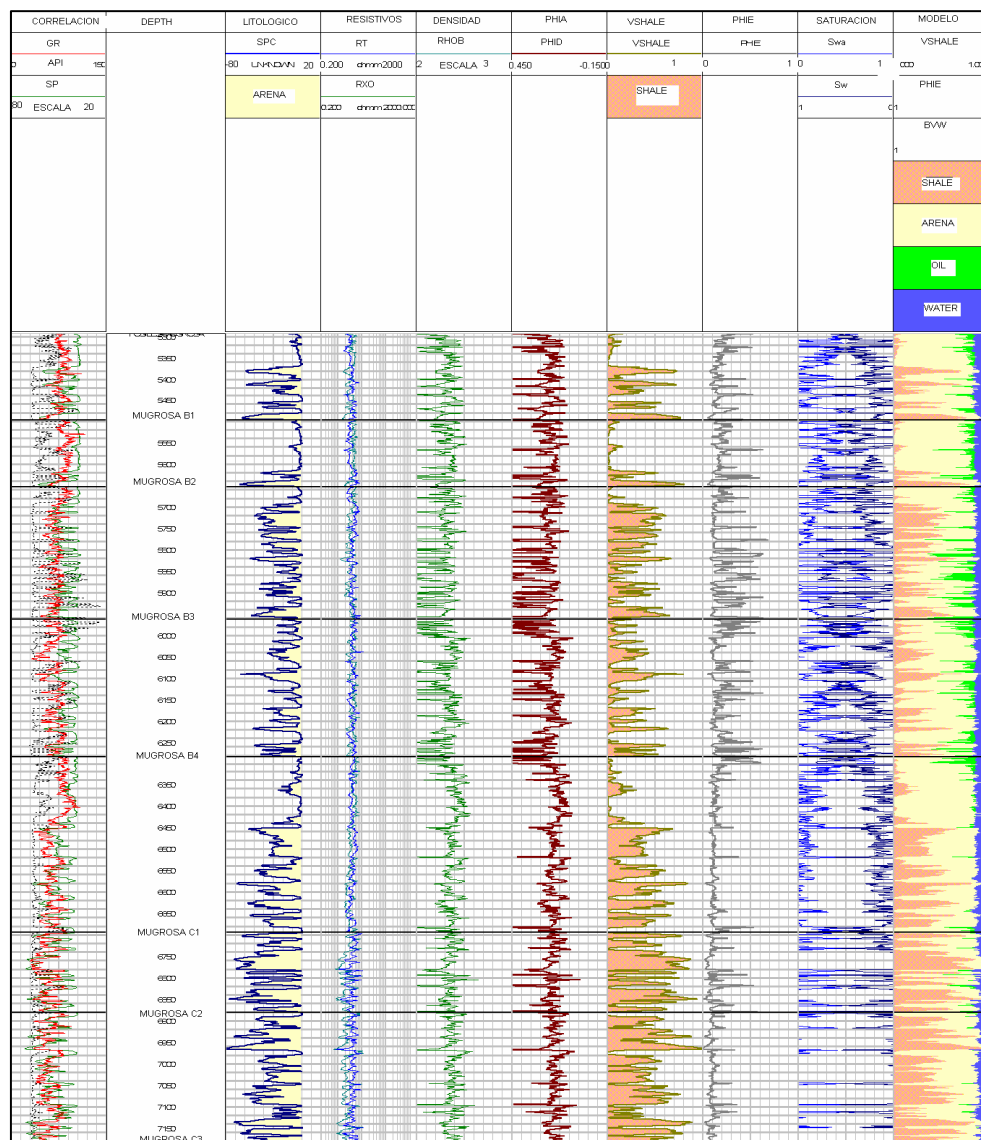


Figura 94. Resultados obtenidos mediante el Software Prizm para la formación Mugrosa, en el Pozo Llanito 106.

9.3 MODELAMIENTO GEOESTADISTICO

El Modelamiento Geoestadístico que se llevó a cabo para el Campo Llanito en especial para la Formación Mugrosa, integro toda la información obtenida sobre los Registros de Pozo, Núcleos de perforación, Petrofísica.

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 95) que hacen parte del área piloto y que son de interés para ECOPEPETROL en el proyecto de inyección de agua.

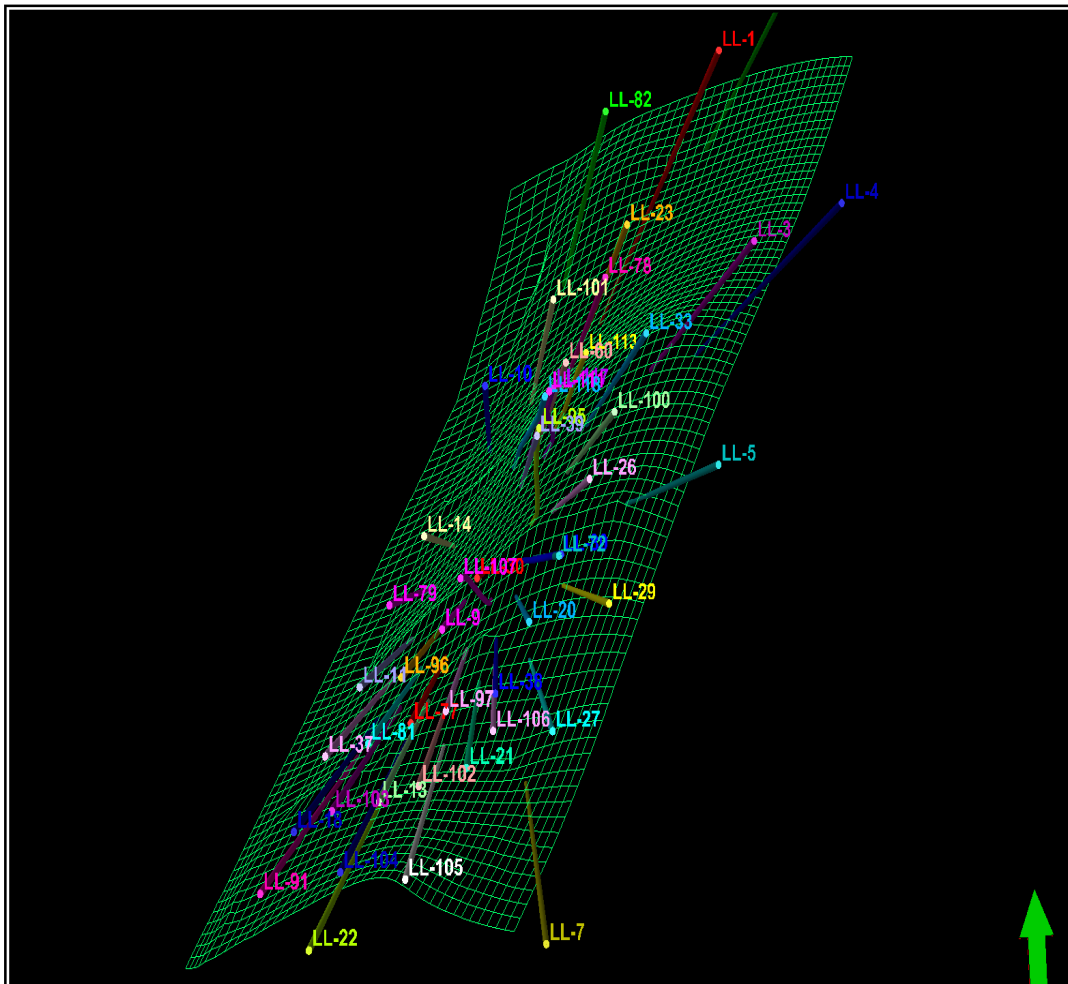


Figura 95. Ubicación espacial de pozos en el grid de celdas
9.3.1 Generación de Grid.

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 asigno 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 (Figura 96).

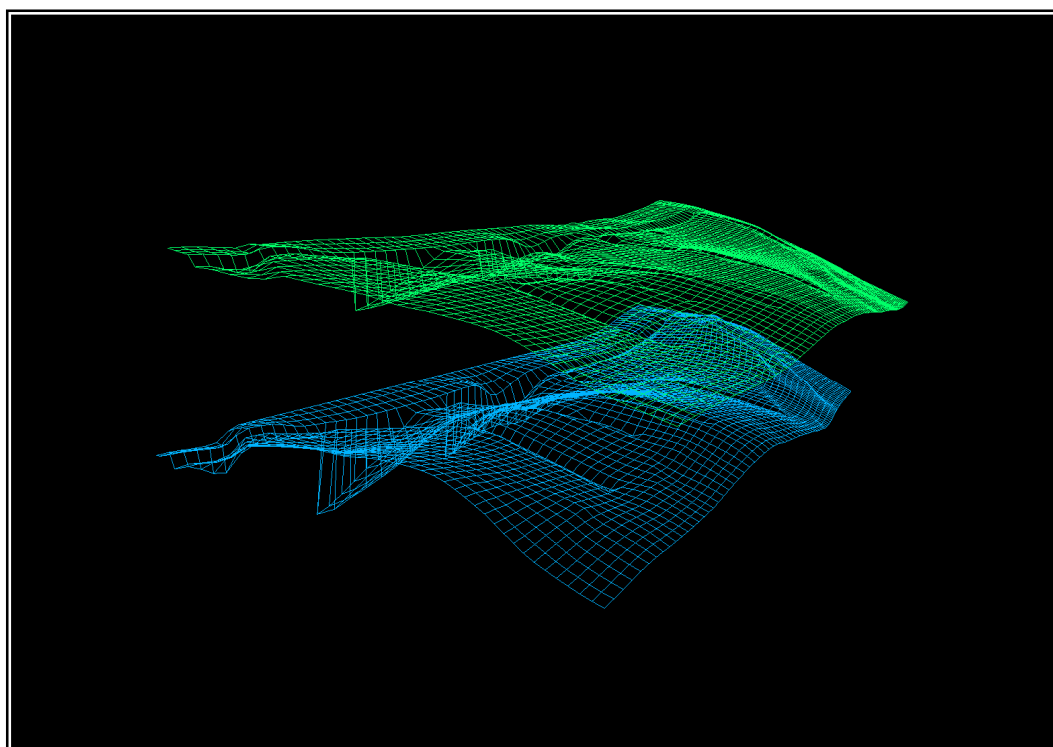


Figura 96. Generación del Esqueleto del campo con dos superficies que representan el tope y la base de la Formación Mugrosa.

9.3.2 DEFINICION DEL ARMAZON.

Partiendo de las subunidades definidas en el Modelo Estratigráfico para la Formación Mugrosa 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 Mugrosa C3, C2, C1, B4, B3, B2, B1 como se puede ver en la figura 97

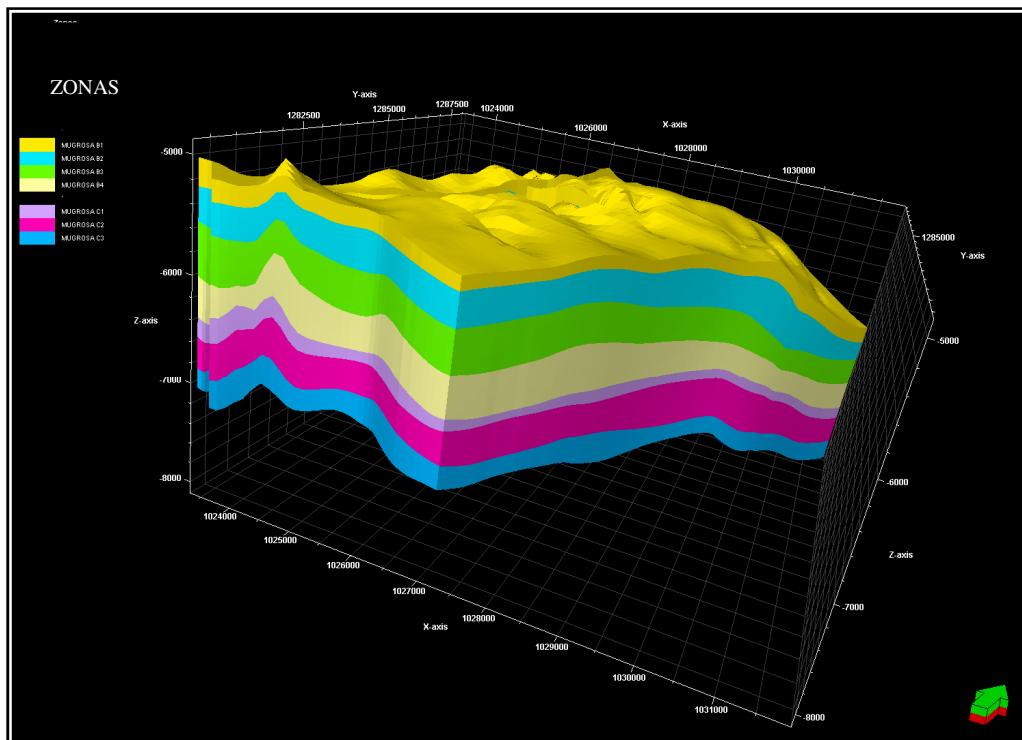


Figura 97. Armazón Área Piloto Campo Llanito, con las 7 Subunidades definidas como (Mugrosa C3, C2, C1, B4, B3, B2, B1)

9.3.3 DEFINICION DEL LAYERING

El Layering no es más que la división en la escala vertical del campo en cada subunidad (ver figura 98). 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 calculó a partir de los registros eléctricos, un espesor promedio por cada subunidad para luego calcular el numero 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 27)

SUBUNIDAD	ESPESOR PROMEDIO	NUMERO DE CELDAS	ESPESOR PROMEDIO
	DE LA CAPA	(LAYERING)	DE LA CELDA
MUGROSA B1	145	29	5
MUGROSA B2	287	58	5
MUGROSA B3	359	71	5
MUGROSA B4	344	69	5
MUGROSA C1	141	29	5
MUGROSA C2	321	64	5
MUGROSA C3	244	49	5

Tabla 27. Definición del layering para cada subunidad teniendo en cuenta el espesor promedio por celda

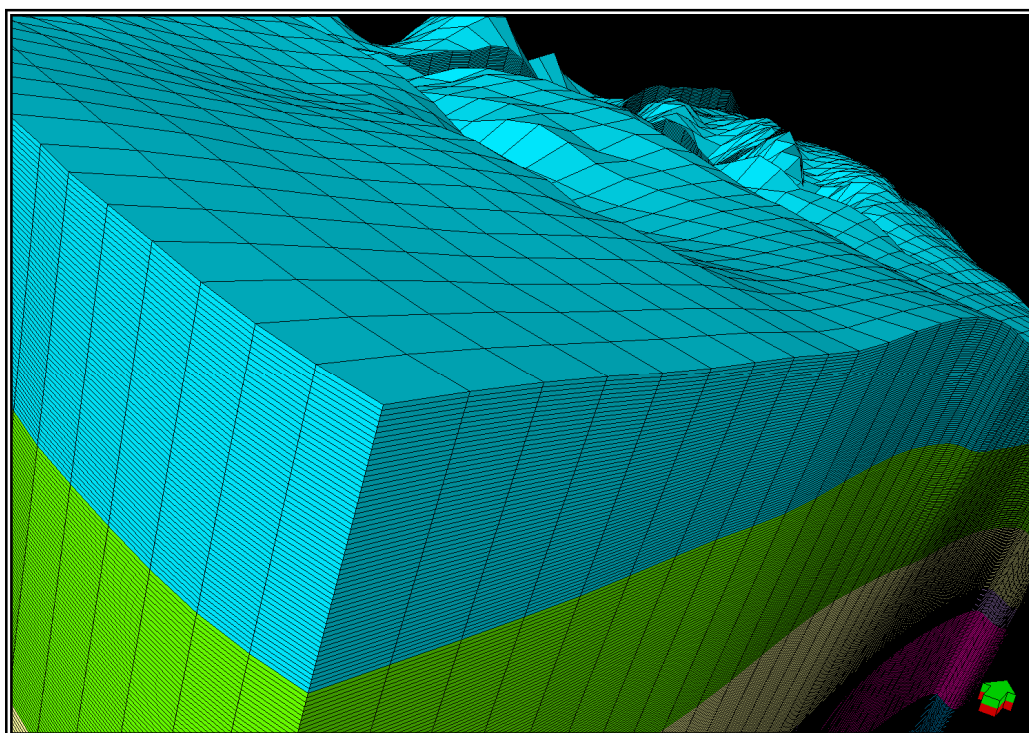


Figura 98. División vertical del campo a nivel de subunidad a partir de la generación del Layering

9.3.4 DEFINICION DE PARAMETROS DE CANAL

9.3.4.1 Registro 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.

En base a 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 mencionó 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). 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 más 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 facie 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 último 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.

En base a esto se realizó un análisis estadístico básico para evaluar aspectos importantes de los depósitos asociados a las facies de canal, que representa el parámetro más importante para este proyecto ya que son las facies que representan la mayor eficiencia como roca reservorio y por lo tanto, de donde proviene la mayor parte de la producción del Campo Llanito. El estudio estadístico

se centro solo sobre estos cuerpos en la determinación de parámetros relacionados con el ancho y espesor de estas Facies de canal, ya que teniendo estos parámetros bien definidos se contara con un modelo de facies que se ajuste mas a la realidad y que no presente alguna incertidumbre respecto a estos datos de ancho y espesor en el modelo final.

Para este estudio fue necesario exportar los registros de facies de cada pozo en formato "Spreadsheet" de Petrel (Figura 99), y cargarlos sobre una hoja de cálculo de Excel para tabular los datos de forma que fuese más fácil el análisis.

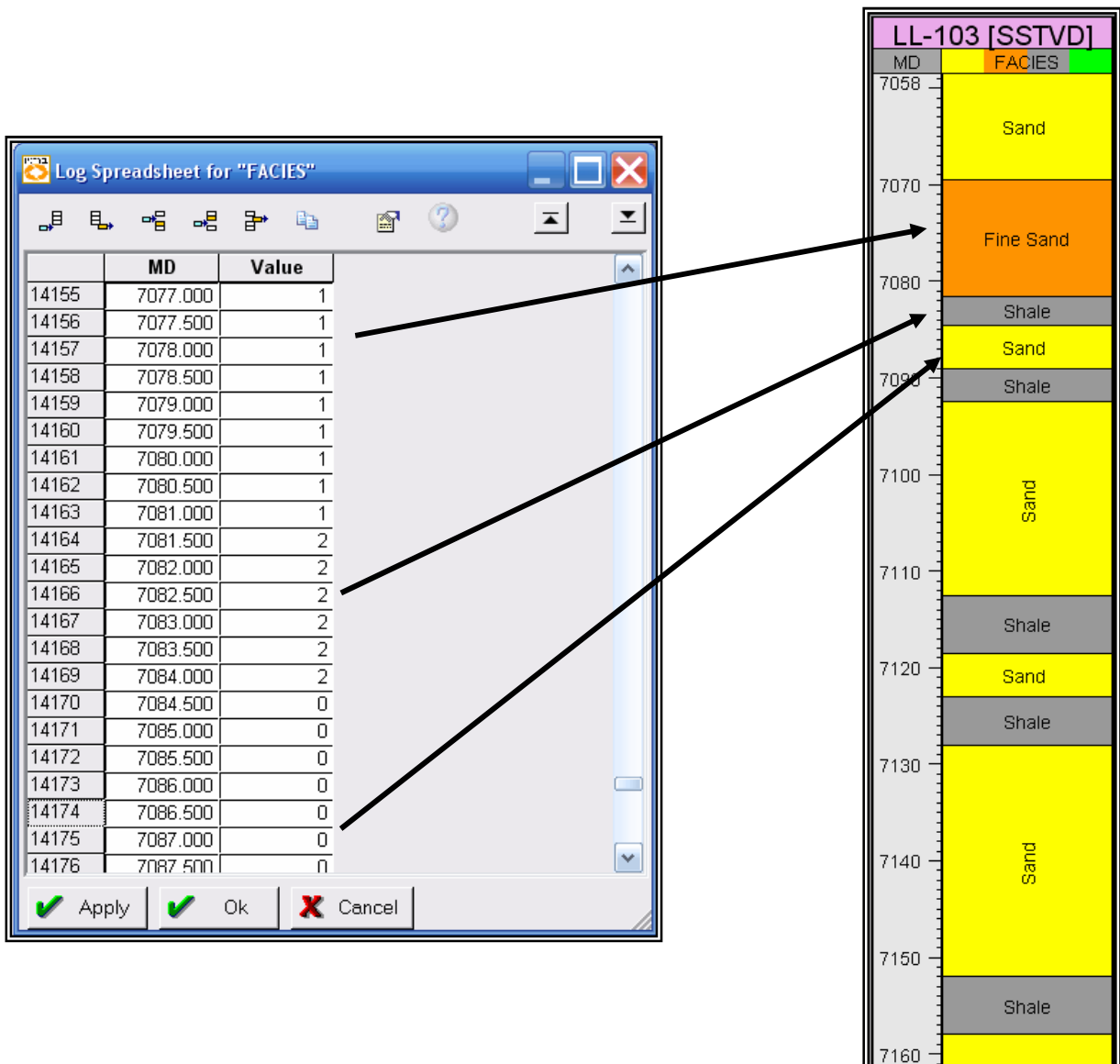


Figura 99. Ejemplo de registro de facies exportado desde Petrel con formato spreadsheet para un pozo del área piloto del Campo Llanito con su respectiva profundidad.

Luego de tener los datos tabulados en Excel se procedió a crear un filtro que mostrara los paquetes arenosos que representaran la variable discreta cero (o) en el Registro de Facies; debido a que, como se observa en la figura 98, el “Spreadsheet” de Facies exporta todas las variables discretas que tiene la interpretación de facies en el registro de pozo.

Con los paquetes de arenas tabulados en una hoja de Excel se cargaron los topes 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. Ver Tabla 28.

MUGROSA B1	MUGROSA B2	MUGROSA B3	MUGROSA B4	MUGROSA C1	MUGROSA C2	MUGROSA C3
2	31,5	1,5	11	19	7,5	20,5
12	24	19,5	20,5	21,5	11	7
12,5	26,5	14,5	38,5	38,5	25	10
15	25,5	23	21,5		28	13
7	30,5	19	15,5		39	18,5
	20,5	14,5	15,5		17	18
	12	12	7		13	16
	14	12	26,5		18	24
		8,5	9,5		6	12
		13	34		28	6,41
		9,5			41	
		18				
		10				
		19,5				
		19				
		21				

Tabla 28. Ejemplo de tabulación de los datos de pozo correspondientes a los espesores de arena para cada uno de las subunidades de la Formación Mugrosa.

Ya teniendo toda la información debidamente tabulada, se procede en base a los espesores de arena encontrados a nivel de subunidad de la Formación Mugrosa, a realizar un análisis estadístico; donde se generaron histogramas para cada subunidad calculando de manera estadística la variación del espesor de los canales que están presentes en el área piloto del Campo Llanito.

Antes de empezar con la descripción de cada uno de los histogramas generados para evaluar el espesor de las arenas de canal en el Campo Llanito es bueno

saber que para la generación de estos histogramas se tuvieron en cuenta ciertas pautas para evitar la mala interpretación de este tipo de grafica, entre ellas: el numero de clases a determinar según la cantidad de pozos y el recorrido según el valor máximo y mínimo.

Para este proyecto el término clases representa los rangos de espesor que se encuentran sobre el eje de las X, que para este caso y según el número de datos debe ser menor o igual a 20 clases debido a que los datos en estudio superan los 1000 para cada una de las subunidades. En cuanto al recorrido se puede ver un rango muy grande ya que los paquetes van desde valores muy pequeños hasta alcanzar valores de casi 150 pies.

De esta manera tenemos que las clases para este proyecto van desde el rango de espesor de 0 y 5 pies (0-5) hasta un rango de (195-200)

A continuación se muestran los histogramas generados para cada subunidad, en donde se puede ver una tendencia muy similar para cada una de las subunidades de la Formación Mugrosa tendencias de tipo sesgada sin mostrar ningún tipo de truncamiento en ninguna subunidad.

Como se puede ver en las figuras 100 y 101 para la subunidad Mugrosa B1 y B2 el espesor mas probable se mueve en la clase R (10-15) y R (5-10). Sin embargo, si se observan las clases adyacentes al valor nominal sobre todo en la figura 101 se puede observar que en porcentaje, representan un gran numero de datos que a su vez pueden estar asociados a amalgamamiento de canales que estarían ocultando valores de espesor de canales aislados que difícilmente pueden ser identificados sobre los registros de pozo.

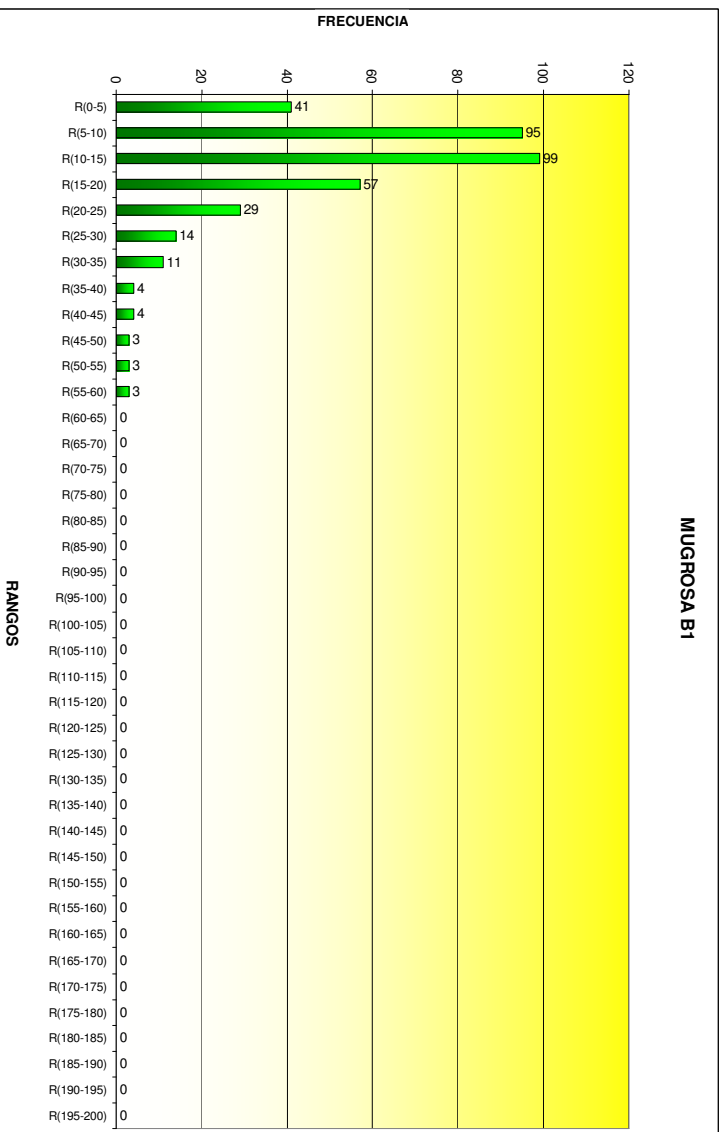


Figura 100. Histograma realizado para los espesores de canal de la subunidad Mugrosa B1

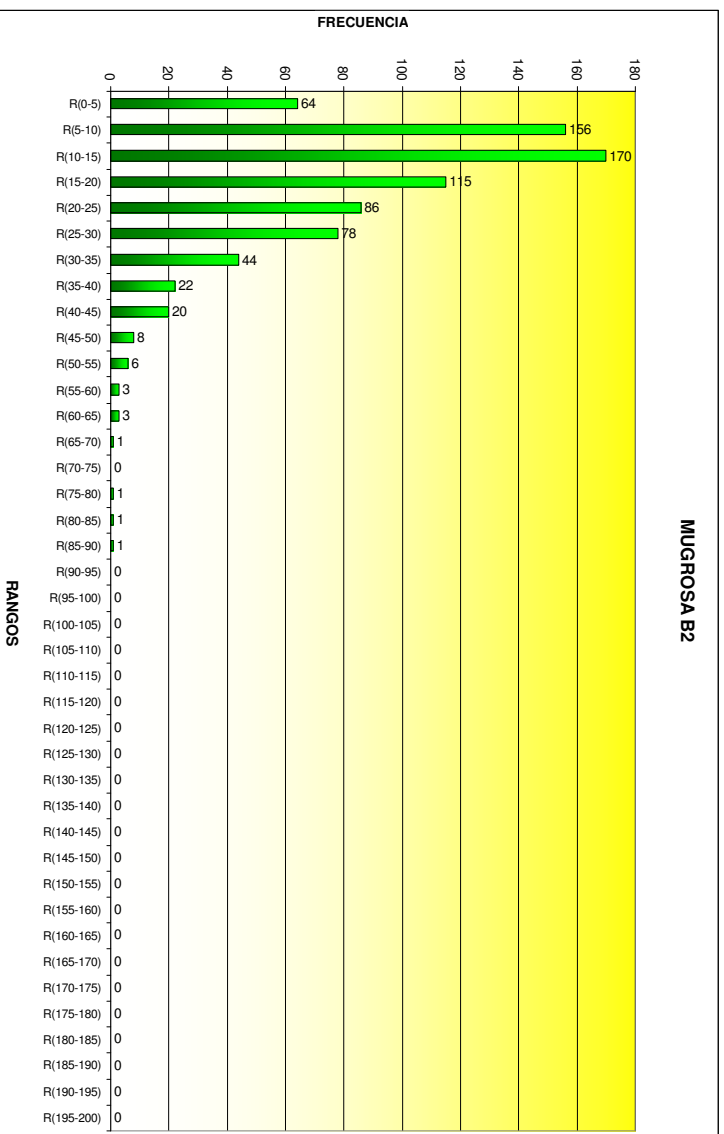


Figura 101. Histograma realizado para los espesores de canal de la subunidad Mugrosa B2

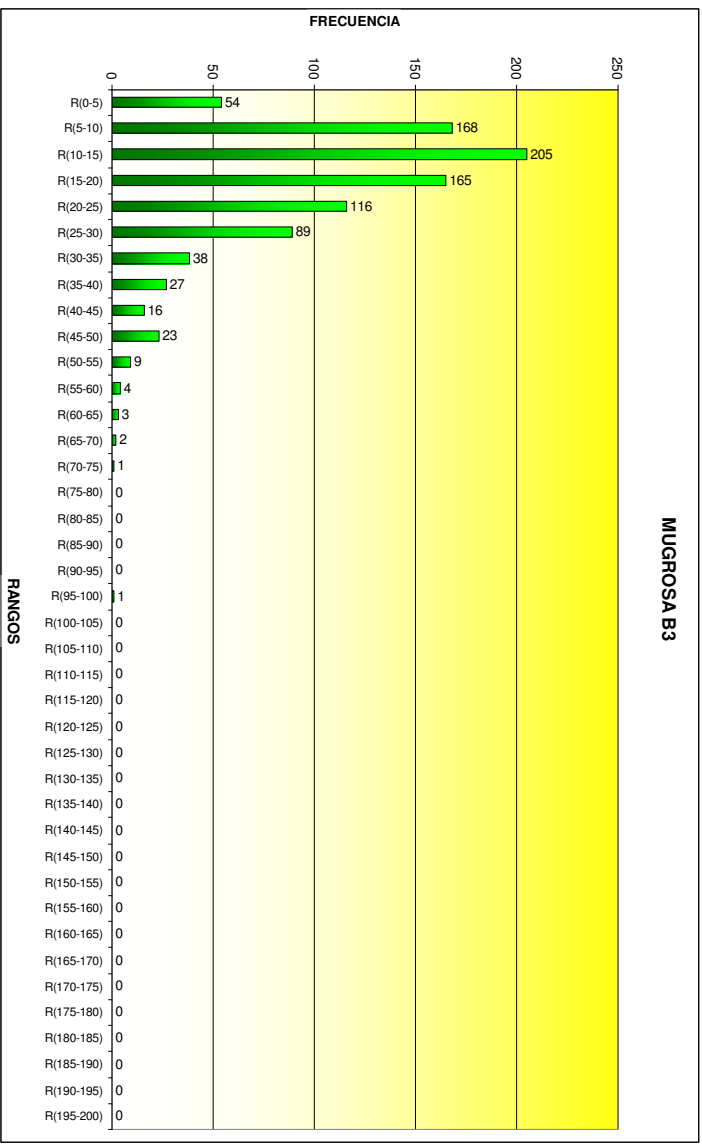


Figura 102. Histograma realizado para los espesores de canal de la subunidad Mugrosa B3

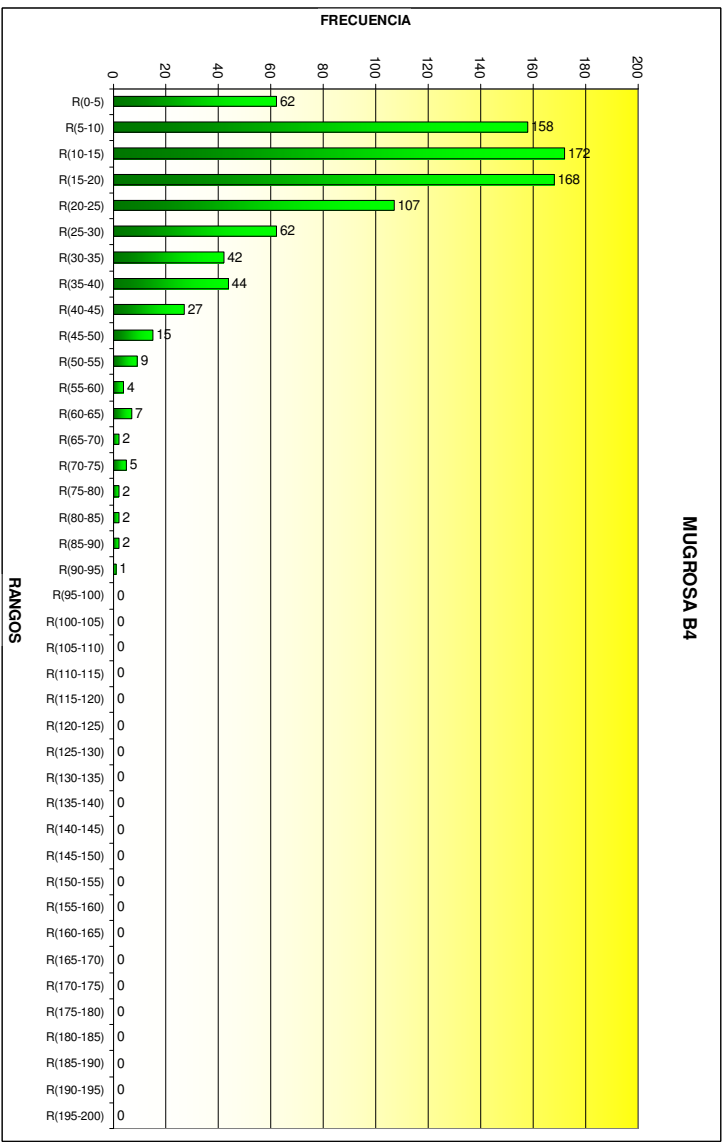


Figura 103. Histograma realizado para los espesores de canal de la subunidad Mugrosa B4

En las figuras 102 y 103 tenemos los histogramas para determinar el espesor de canal mas probable para las subunidades Mugrosa B3 y B4 y allí se sigue viendo que la tendencia se esta moviendo en la clase R(10-15) aunque aquí toma mas porcentaje la clase R(15-20) igualando y superando en algunos casos la clase R(5-10). En estas subunidades se puede ver que al igual que para la figura 101 las clases adyacentes al valor nominal en las dos graficas se ve que en porcentaje, representan como ya mencione altos valores que pueden estar asociados a canales amalgamados.

Igualmente con lo mostrado para las subunidades B1, B2, B3, B4, todas las otras tres subunidades (ver figuras 104 a 105) presentan las mismas tendencias de histogramas con valores modales entre las clases R(5-10) R(10-15) y R(15-20) lo que representa para el interes de este proyecto un rango de espesor de canal aproximado entre 5-20 pies.

Cabe notar que en el histograma generado para la subunidad C1 se tiene menor porcentaje de las clases R(5-10) y R(15-20), pero igualmente como para todos los histogramas esta predominando la clase R(10-15) representando así un valor considerable para la definición de parámetros de canal en el modelo geoestadístico.

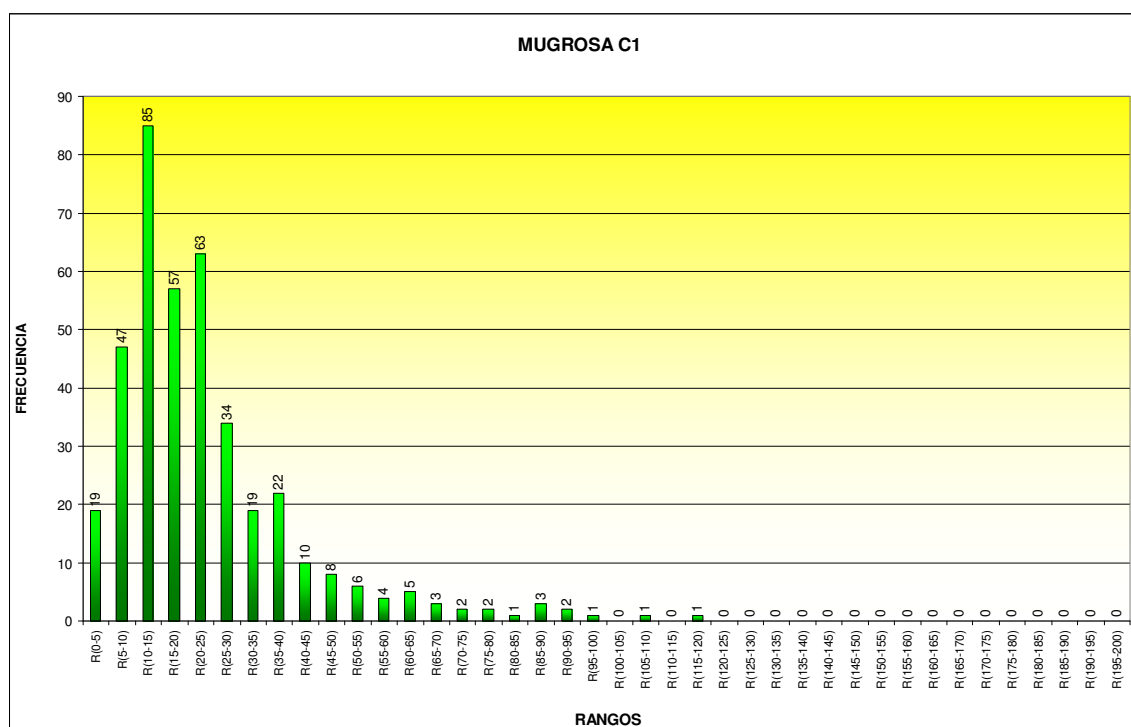


Figura 104. Histograma realizado para los espesores de canal de la subunidad Mugrosa C1

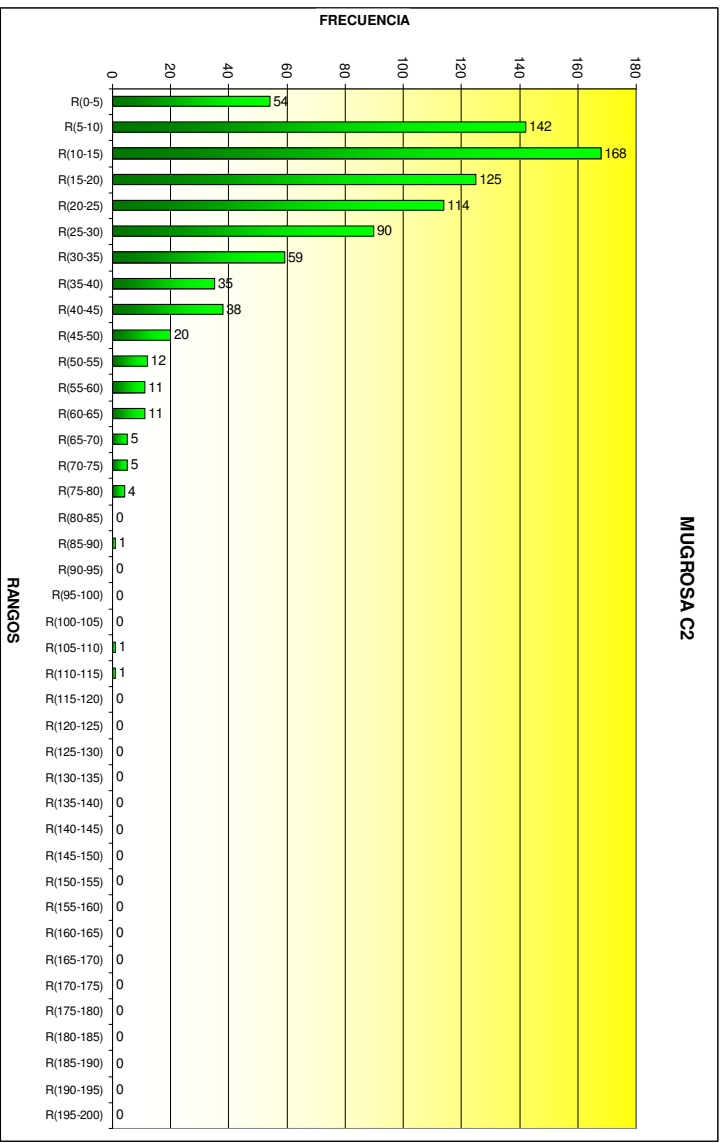


Figura 105. Histograma realizado para los espesores de canal de la subunidad Mugrosa C2

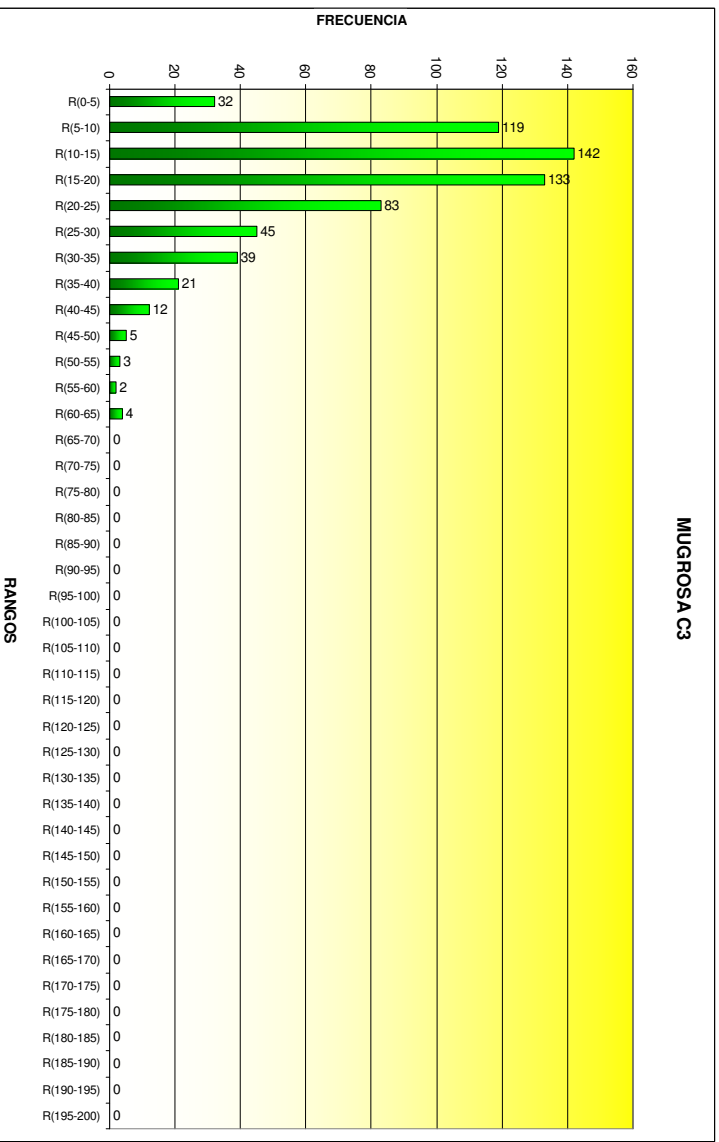


Figura 106. Histograma realizado para los espesores de canal de la subunidad Mugrosa C3

Teniendo en cuenta la gran cantidad de datos que se tienen en los histogramas generados para cada subunidad, se realizó una normalización de los datos llevándolos a un valor porcentual para poder evaluar la representatividad de los rangos de espesor. Con esto se graficaron todas las curvas a las vez, mostrando así que el espesor mas probable para el área de estudio del Campo Llanito corresponde a la clase R(10-15)pies. Figura 107

Ya teniendo una idea preliminar de los espesores de los depósitos de canal que se evaluaron a partir de un análisis estadístico del registro de facies, se procedió a comparar estos datos con el trabajo de campo sobre afloramiento en la vía que comunica a Bucaramanga con Barrancabermeja, y también con el trabajo que se realizó sobre un núcleo de perforación.

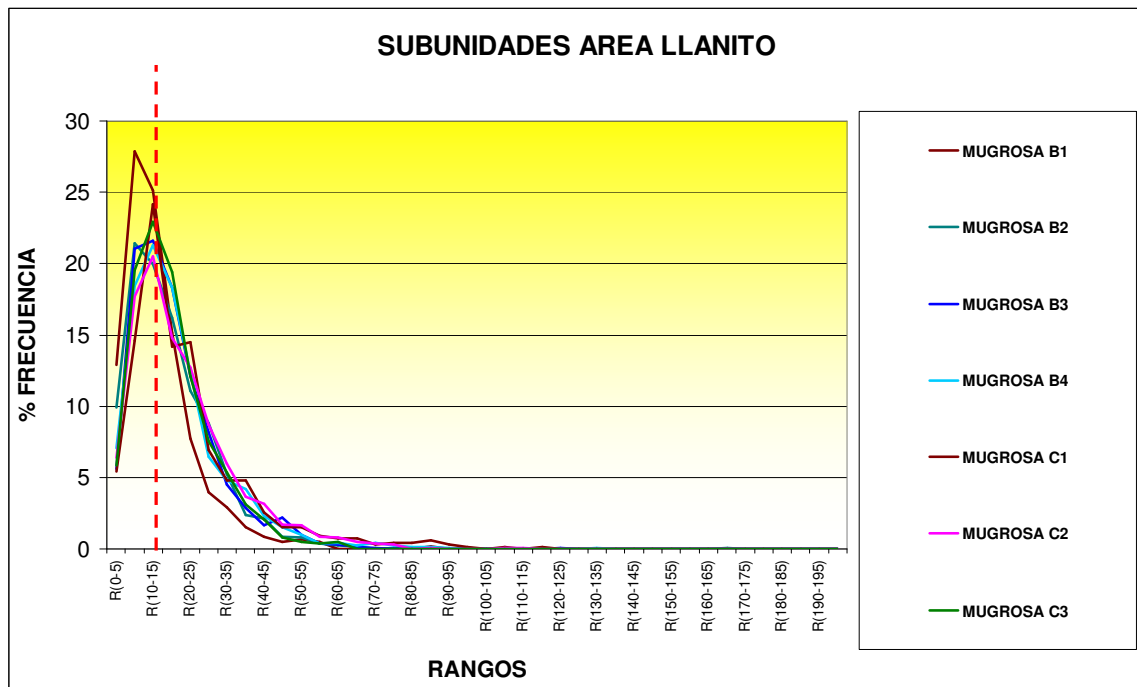


Figura 107. Histograma de frecuencias porcentuales para las subunidades de la Formación Mugrosa en el Campo Llanito.

9.3.4.2 Geología de Campo

El trabajo de Campo consistió en el reconocimiento de la estratigrafía del área, la descripción de afloramientos y tener idea a escala de afloramiento de medidas directas de espesor de los canales para realizar un análisis estadístico a estos datos y compararlos con los datos obtenidos de manera indirecta a través de los registros de pozo. Dentro del objetivo de este trabajo de campo está también el reconocer las principales facies que se tendrán en cuenta para el modelamiento de facies por el método de objetos.

Se realizó un reconocimiento de todas las subunidades iniciando desde la Formación Umir hasta culminar con la Formación Real, estas Formaciones fueron reconocidas sobre la vía que conduce a Barrancabermeja y sobre la desviación de la troncal panamericana. Ver figura 108.

En base a la cartografía geológica reportada en el Mapa de ingeominas, se reconoce la Formación Umir ($\Delta 1$ con coordenadas **N:** 1.275.704 - **E:** 1.079.950) que aflora sobre el Flanco Este del sinclinal de Nuevo mundo, sobre la Quebrada Mata de Cacao, donde se observan intercalaciones de arcilositas con capas de arenas de espesores no muy alto entre 10 y 30 cm en promedio.

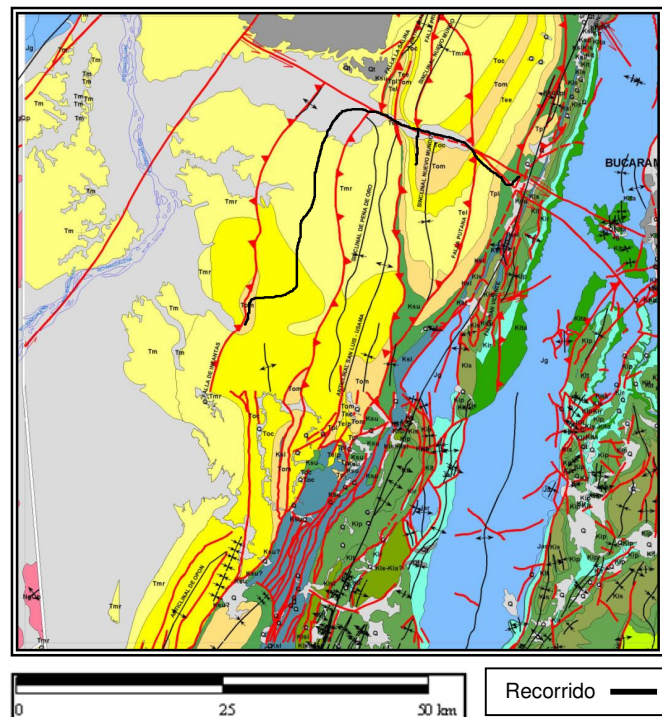


Figura 108. Mapa geológico del área de trabajo con su respectivo recorrido.

En el $\Delta 2$ (N: 1.275.380 - E:1.076.583) se reconoce la formación Lisama que presenta intercalaciones de paquetes de arenas y shale característicos por su color gris y rojizo (Figura 109). 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 110).



Figura 109. Afloramiento correspondiente a la Formación Lisama, donde se aprecia las intercalaciones de shale con paquetes más potentes de arenas.

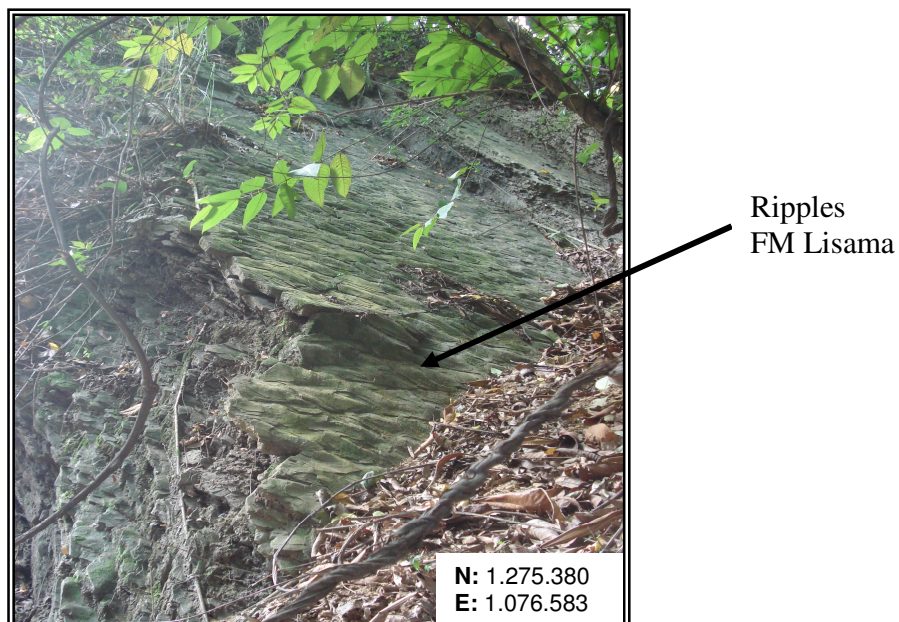


Figura 110. Afloramiento correspondiente a la Formación Lisama, donde se aprecia los ripples al costado norte del afloramiento

El Δ_3 (N: 1.276.877 - E: 1.075.562) es el contacto discordante entre la Formación Lisama y la Formación la Paz, y se llegó a reconocer por un marcador estratigráfico el cual fue descrito por Gomez Elias (2005) como un conglomerado basal de la Formación la Paz (Figura 111). 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 Δ_4 donde se reconoció el gran aporte continental, donde se observaron capas gigantes de arenas amalgamadas, con gran continuidad lateral. Figura 112

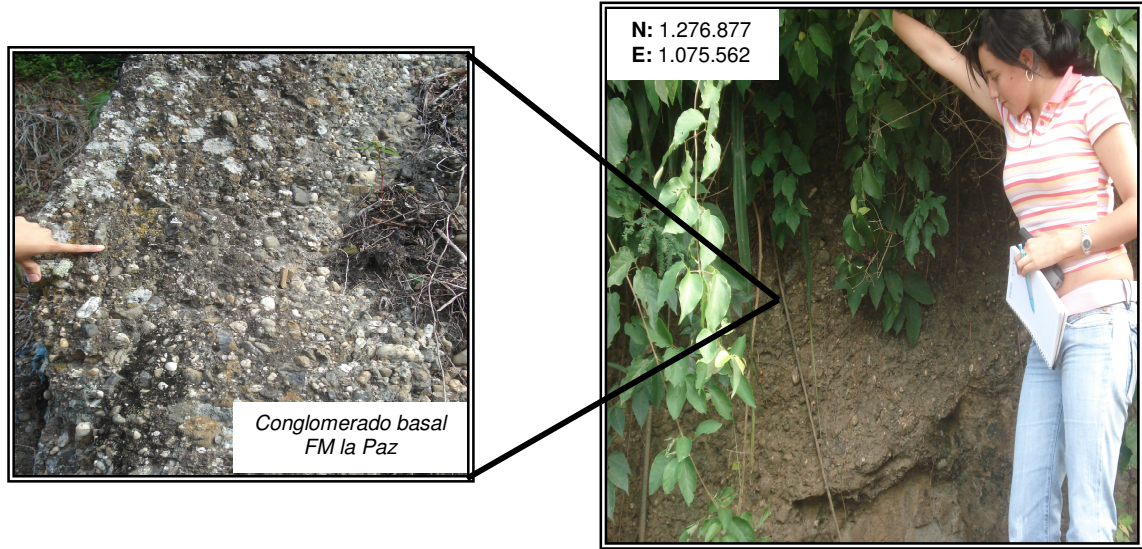


Figura 111. Afloramiento de la base de la Formación la Paz, Reconocida por Gomez Elias (2005) como conglomerado basal de la Formación la Paz.



Figura 112. Ejemplo de amalgamamiento de canales hacia el tope de Formación La Paz, conservando la parte conglomerática basal típica de un canal.

Luego de cruzar el tope de la formación la Paz, se reconoció la Formación esmeralda $\Delta 5$ (N: 1.277.397- E:1.074.082), donde se paso de unos cuerpos de arenas grandes a una distribución de cuerpos, que se ven representados en la aparición de depósitos de Floodplain con buen espesor y unos canales con menos dimensión areal. Ver Figura 113.

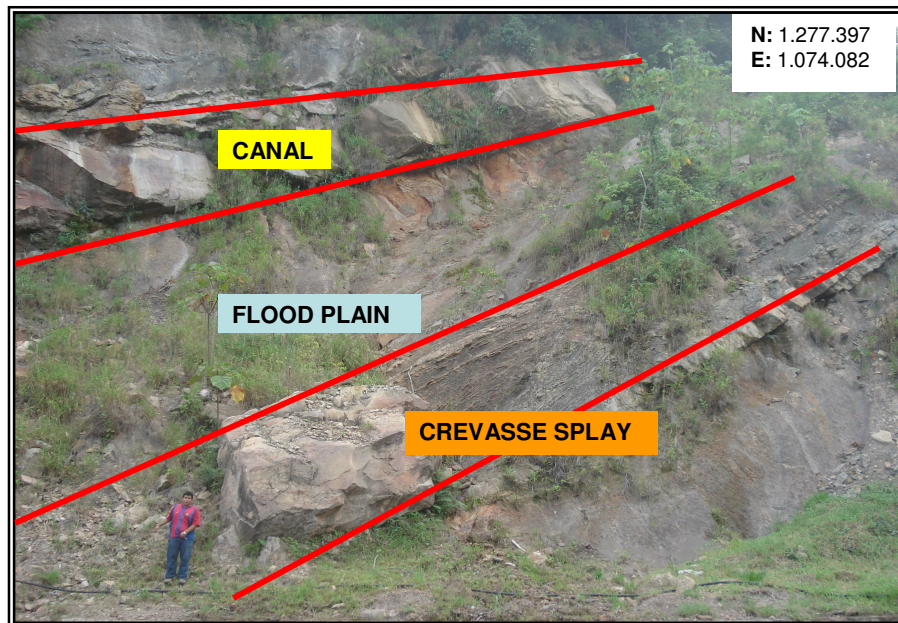


Figura 113. Afloramiento de la Formación Esmeraldas donde se aprecian las tres facies: Canal, Crevasse Splay y floodplain.

Seguido a esto se reconoce el primer y mejor afloramiento que se encontró de la formación Mugrosa $\Delta 6$ (N:1.253.034 - E:1.035.868) donde se reflejan las condiciones depositacionales claras y se reconocen los tres tipos de facies que se tuvieron en cuenta para el modelamiento

Allí 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 114.

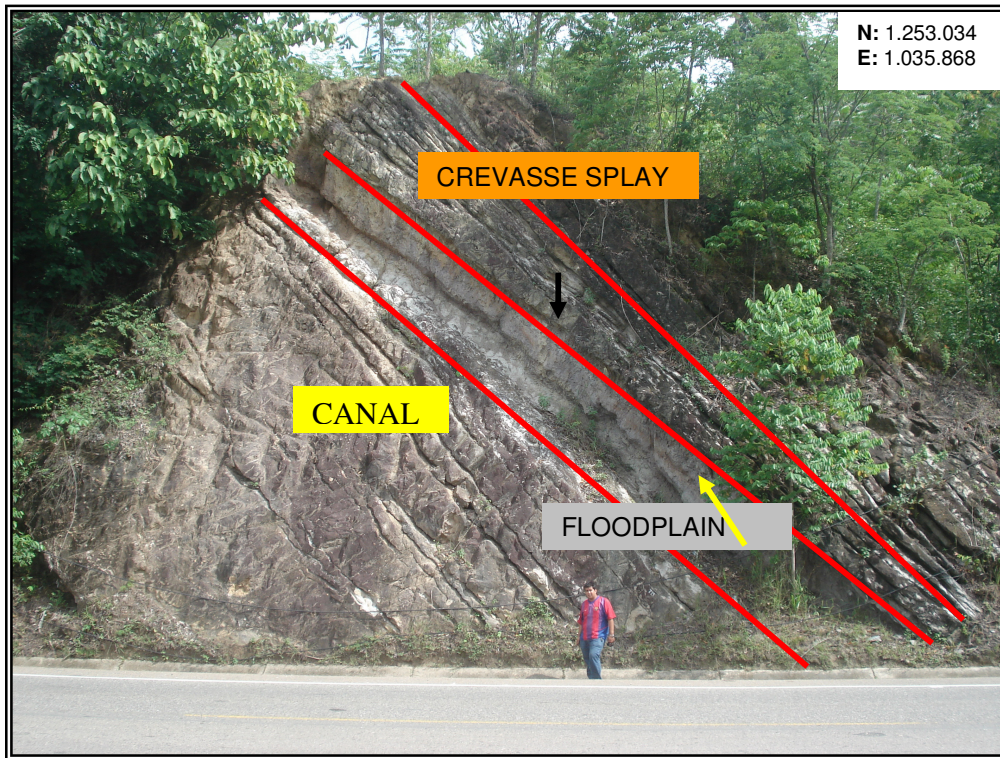


Figura 114. Afloramiento de la Formación Mugrosa donde se pueden ver las tres facies características de los ambientes fluviales.

Seguido a esto se reconoce la Formación Colorado en el $\Delta 7$ (N: 1.253.113 - E: 1.035.213) donde se presentan de manera clara los depósitos de las facies características de los ambientes fluviales con canales potentes típicos de esta Formación, depósitos de Crevasse Splay y Floodplain.

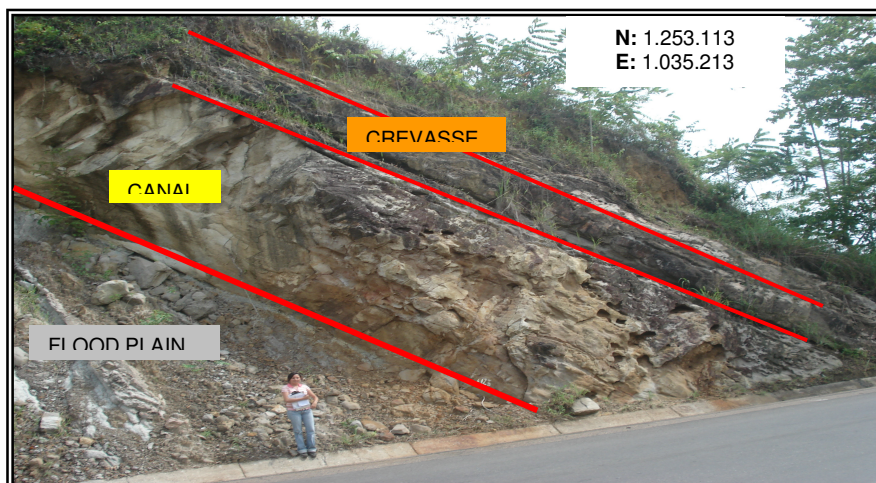


Figura 115. Afloramiento de la Formación Colorado donde se pueden ver las tres facies características de los ambientes fluviales.

Siguiendo con el recorrido encontramos la formación real donde encontramos potentes canales amalgamados embebidos sobre una matriz de floodplain en el $\Delta 8$ (N: 1.241.872 - E: 1.028.900) sobre la carretera panamericana (Figura 116).

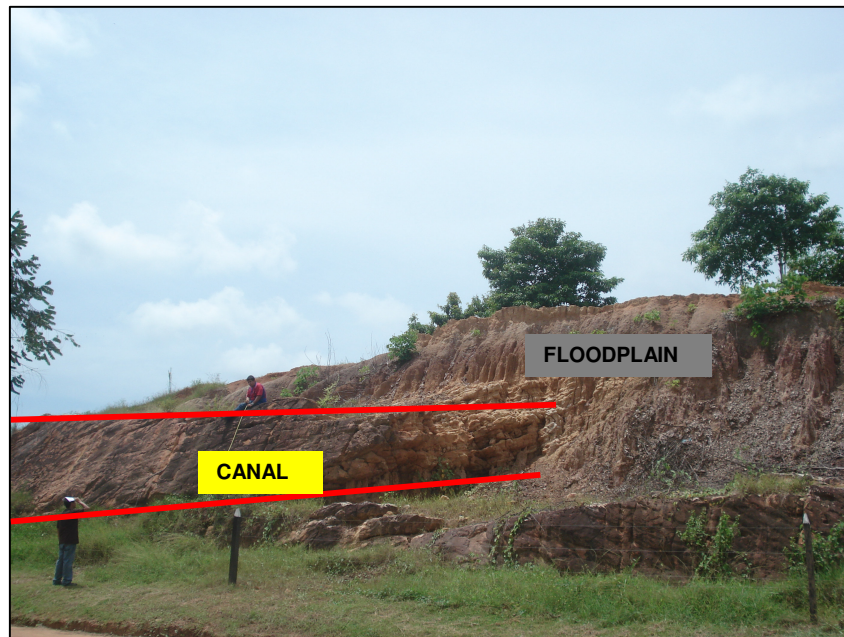


Figura 116. Afloramiento de la Formación Real donde se pueden ver muy bien los canales potentes embebidos en la matriz de Floodplain..

Luego de reconocer el ultimo afloramiento sobre la carretera panamericana, nos devolvimos hasta llegar al sitio denominado la fortuna donde se continuó la búsqueda de afloramientos para tomar medidas de espesor de canales pero ahora mas centrado hacia la formación Mugrosa la cual será el centro del Modelamiento Geoestadístico.

Para esto se reconocieron afloramientos de la Formación de interés sobre la quebrada la Putana (Figura 117).

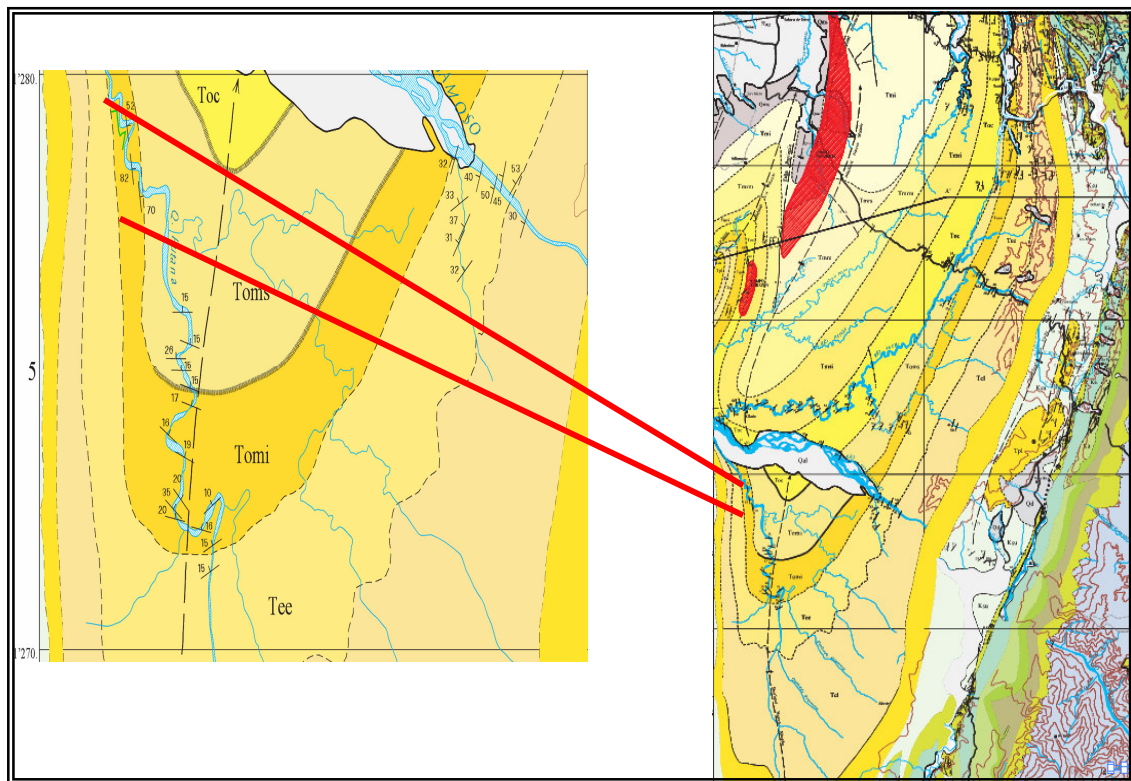


Figura 117. Ubicación de afloramientos sobre la Formación Mugrosa en la quebrada la Putana (Tomado de Mapa Geológico Del Cuadrángulo H-12, Bucaramanga)

A partir de este punto se trato de recoger el mayor numero de mediciones de espesores de canal, ya que se tenían buen numero de afloramientos de la formación mugrosa y que de aquí se podía extraer información muy valiosa para la elaboración del modelo geoestadístico.

En la figura 118 se puede ver como se observan los cuerpos de la Formación Mugrosa sobre la quebrada donde durante todo el recorrido se observaron canales con espesores entre 1 y 5 metros de espesor y con tendencias de amalgamamiento y embebidos en la matriz de flood plain a su vez embebidos en la matriz de floodplain.



Figura 118. Mediciones de espesores de afloramiento sobre la Formación Mugrosa en la quebrada la Putana.

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 119).

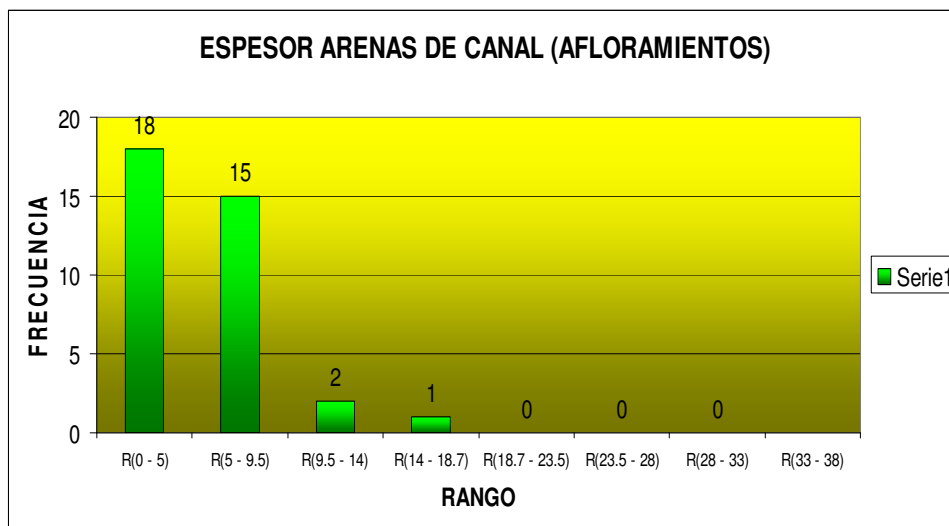


Figura 119. Histograma generado a partir de mediciones de espesores de canal sobre las Formaciones La Paz, Esmeralda, Mugrosa y Colorado

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 Mugrosa se tiene un alto grado de amalgamamiento de cuerpos donde se ve un buen grado de conectividad.

9.3.4.3 Núcleos de Perforación

Ya teniendo definidos parámetros de canal tanto directos (medidas de Afloramientos) como indirectos (Registros de Pozo) y haciendo el comparativo entre estos dos métodos, se encontró que existe un rango en común de espesor de arenas para todas las subunidades. Con esto definido se quiso tener otro parámetro de tipo directo para tomar medidas de espesor de arenas, pero ya en una sección más continua a nivel de pozo. Para esto se realizó el análisis estadística para un núcleo de perforación correspondiente al pozo casabe 1045 en la Formación Mugrosa.

Para esto se hizo el ejercicio de identificar sobre núcleos de perforación los depósitos de interés para el modelamiento geoestadístico, y medir sobre ellos el espesor de los canales, eso si teniendo en cuenta el grado de amalgamamiento que presentan estos cuerpos. A continuación se muestra en la Figura 120 los núcleos de casabe 1045 donde se realizaron estas mediciones.

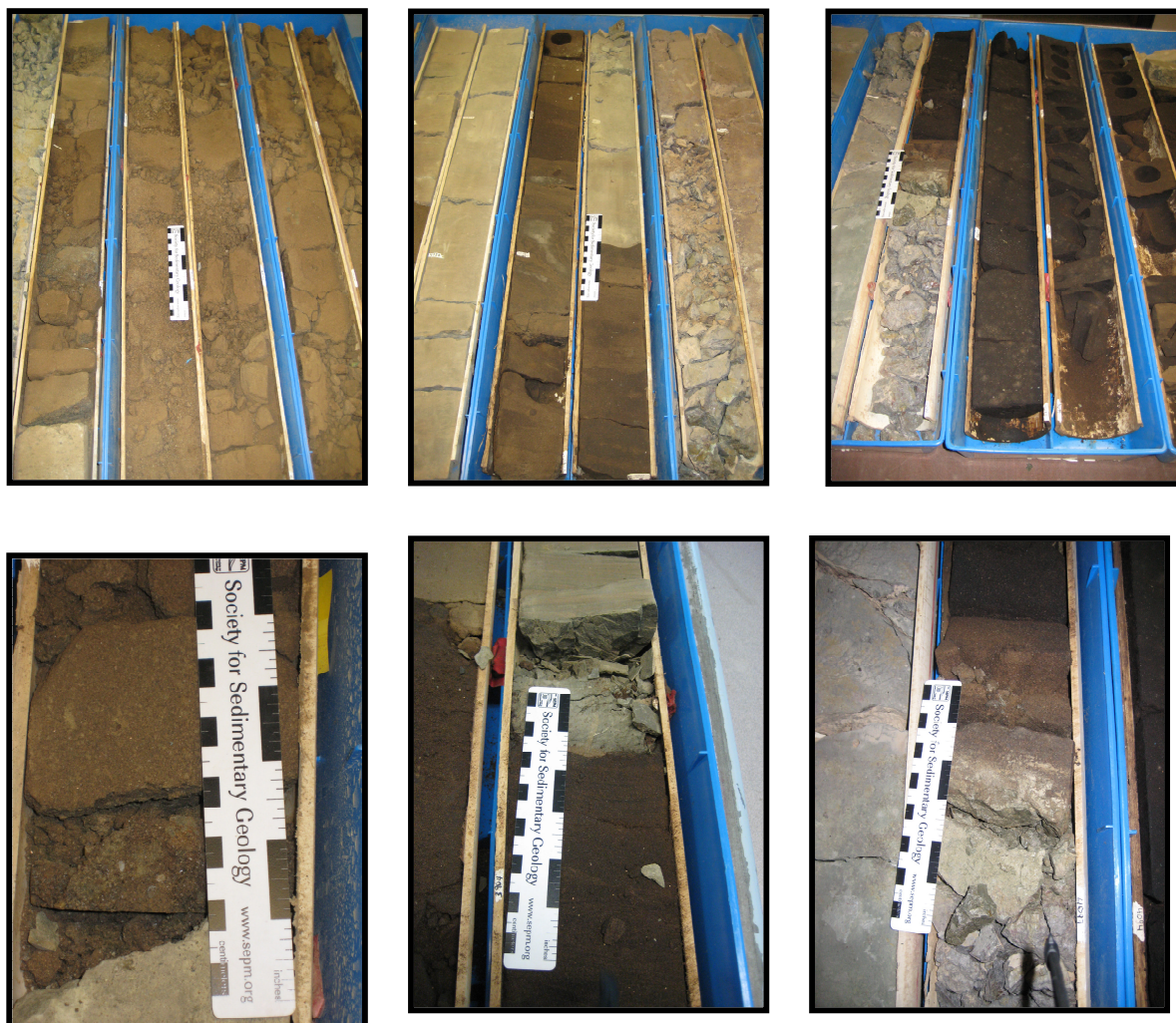


Figura 120. Núcleos de Perforación donde se realizaron las respectivas medidas de espesor de canal.

Igualmente como se hizo con los datos recogidos sobre afloramientos se procede a tabularlos y generar un histograma de los espesores de canal medidos ya sobre el pozo casabe 1045 teniendo en cuenta que aquí la cantidad de datos no es tan alta como lo fueron a nivel de afloramiento y mas aun con los datos de registro de pozo (Figura 121).

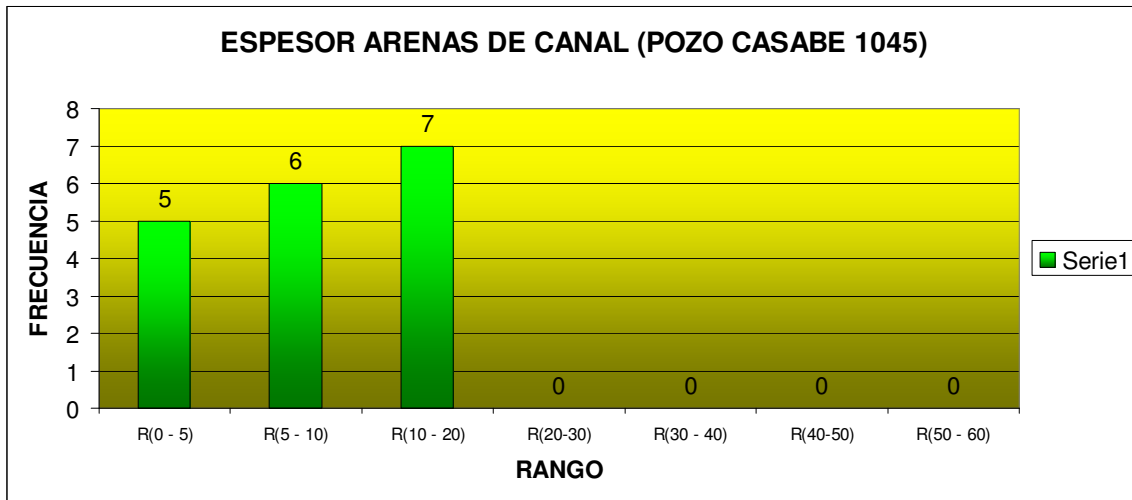


Figura 121. Histograma generado a partir de mediciones de espesores de canal de núcleo de perforación del Pozo Casabe 1045.

Ya con otro parámetro mas directo que nos muestra un rango de espesores de canal entre 10 a 20 pies en promedio podemos concluir de este estudio que para los depósitos asociados a canales presentes en el Campo Llanito, se puede determinar que los espesores de canal van desde 5 a 20 pies de espesor en promedio.

Basado en tres parámetros, y teniendo una idea de los espesores promedio que tienen los depósitos de canal para el Campo Llanito, se procede a realizar la estimación del ancho del canal. Para definir este parámetro se tuvo en cuenta el estudio reciente realizado por Gibling M (2006), el cual reviso todo lo referente al ancho y espesor de los canales, teniendo en cuenta el estado que presentan actualmente los ríos, y que están consignados en el registro geológico de otros estudios.

En este estudio Gibling sugiere que según el espesor que presenten los cuerpos arenosos se tendrá un valor estimado del ancho del canal. En este estudio se realizo una clasificación según parámetros de ancho y espesor de los canales la cual es comprobada por el trabajo de investigación de el. Este trabajo sirvió para determinar un posible ancho de canal para los cuerpos sobre el Campo Llanito. La clasificación donde Gibling sugiere un posible ancho de canal a partir de su espesor se puede ver en la tabla 29.

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

Tabla 29. Clasificación de Cuerpos fluviales y valles rellenos según el tamaño de los depósitos. Tomado de Gibling M. R (2006) *Journal of Sedimentary Research*.

9.3.5 Escalamiento de Propiedades

Ya definidos los parámetros de canal para el modelo de facies y antes de continuar con el mismo se procede a realizar el escalamiento de cada una de las propiedades que tendrán lugar en el modelamiento geoestadístico. Para el caso de las facies se comenzó por asignar un solo valor de facie (0,1 o 2) para cada celda de tal manera que cada facie quedara asignada a una celda determinada y no presentar inconvenientes donde se tuviera mas de una facies en una celda (Figura 122).

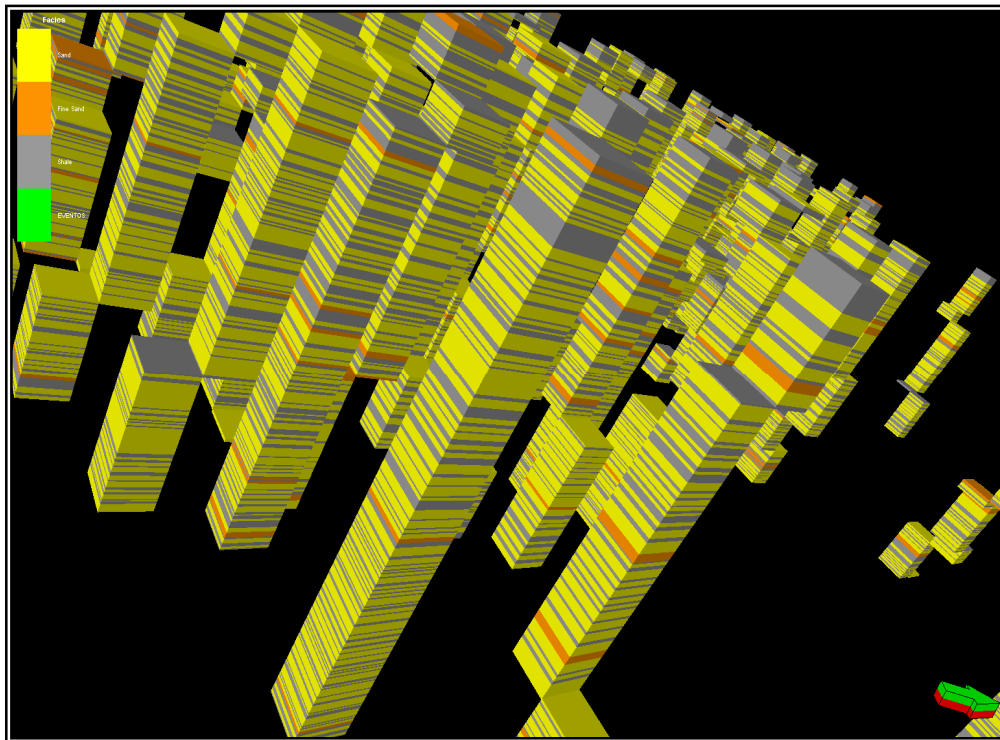


Figura 122. Registro de facies escalados por pozo en el modelo 3D

Con el registro de facies ya escalado se pudo comprobar que el layering generado funciono, de manera que se evito al máximo la perdida de información de la interpretación de facies como se puede ver en la figura 123.

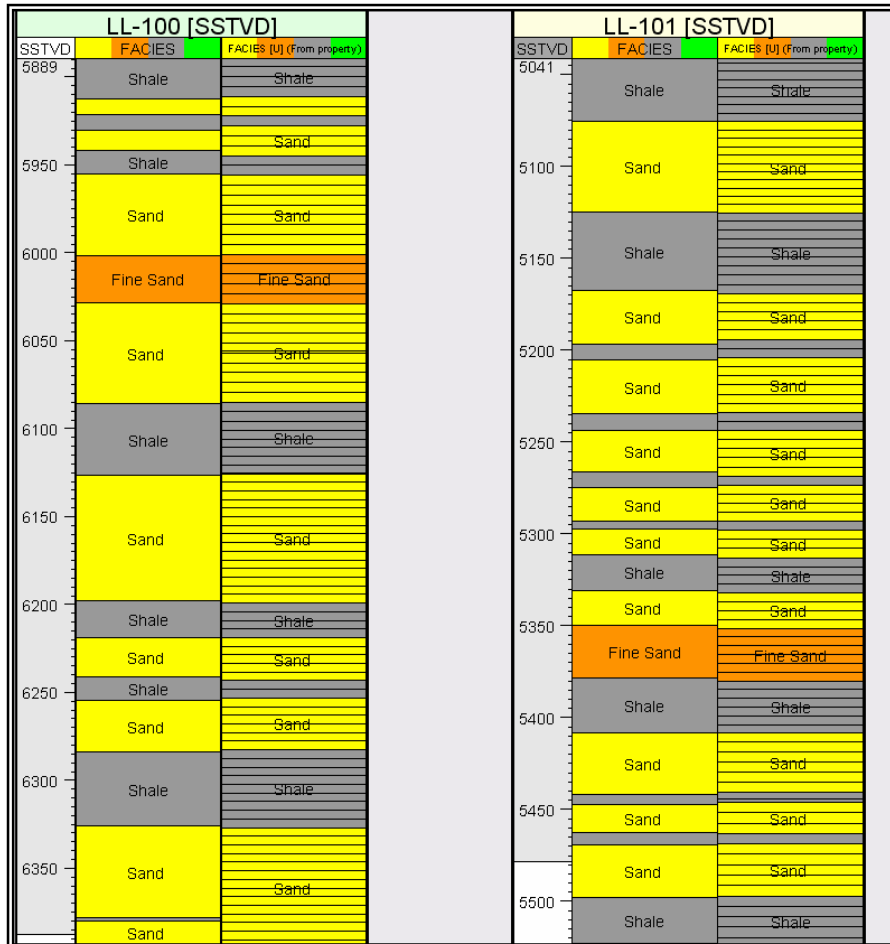


Figura 123. Escalamiento de facies a nivel de Pozo. Tenemos en cada pozo a la izquierda la interpretación de facies y a la derecha las facies ya escaladas.

Así mismo como se escalaron la facies de la misma manera se procedió a escalar cada una de las propiedades petrofísicas como se puede ver en la figura 124, y teniendo ya todas las propiedades petrofísicas se comprobó en los registros escalados que cada una de estas propiedades estuvieran condicionadas a las facies. Mas explícitamente se puede decir que debemos encontrar en los registros escalados que las mejores propiedades petrofísicas estén asociadas a los depósitos de canal, las propiedades con valores petrofísicos medios o regulares estén asociados a depósitos de Crevasse Splay y que las peores propiedades petrofísicas estén asociadas a depósitos de Llanura de Inundación (Figura 124).

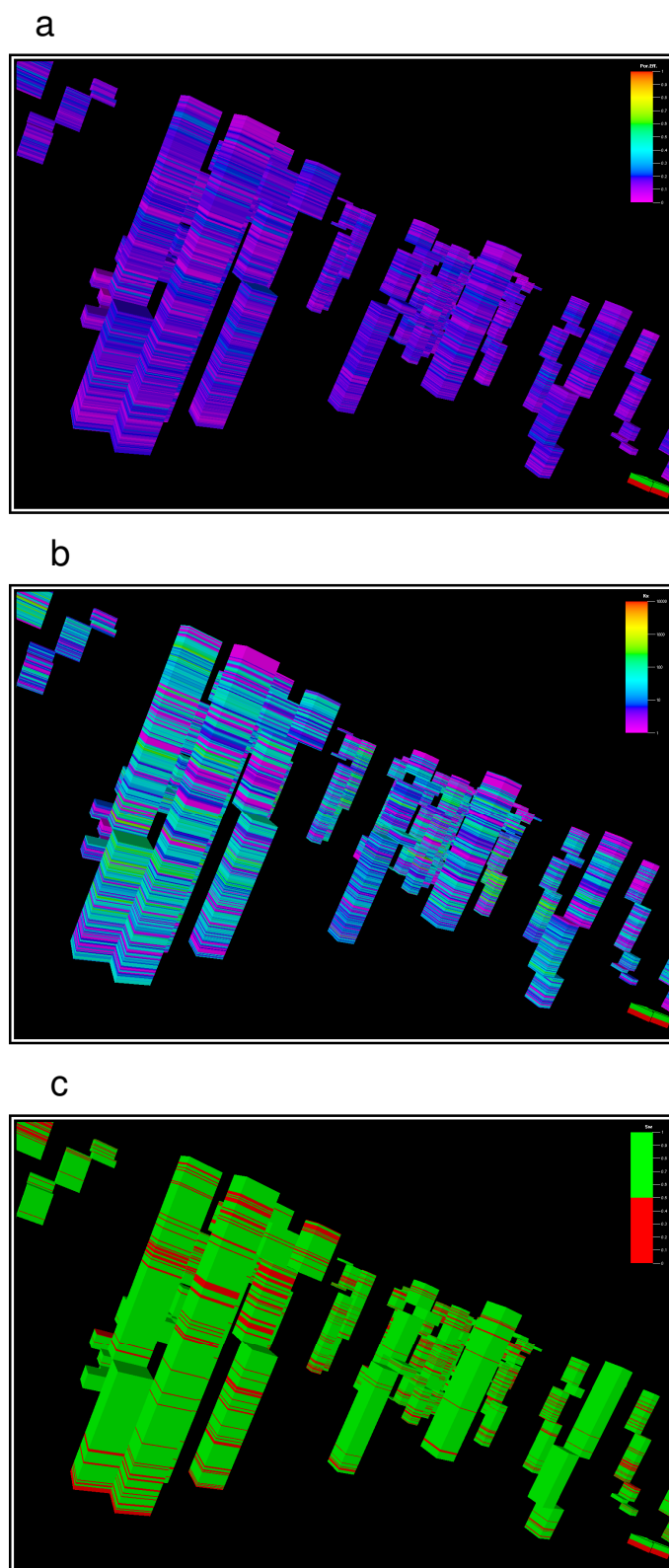


Figura 124. Registros Escalados. a) Porosidad Escalado, b) Permeabilidad Escalado y c) Saturación de Agua Escalado.

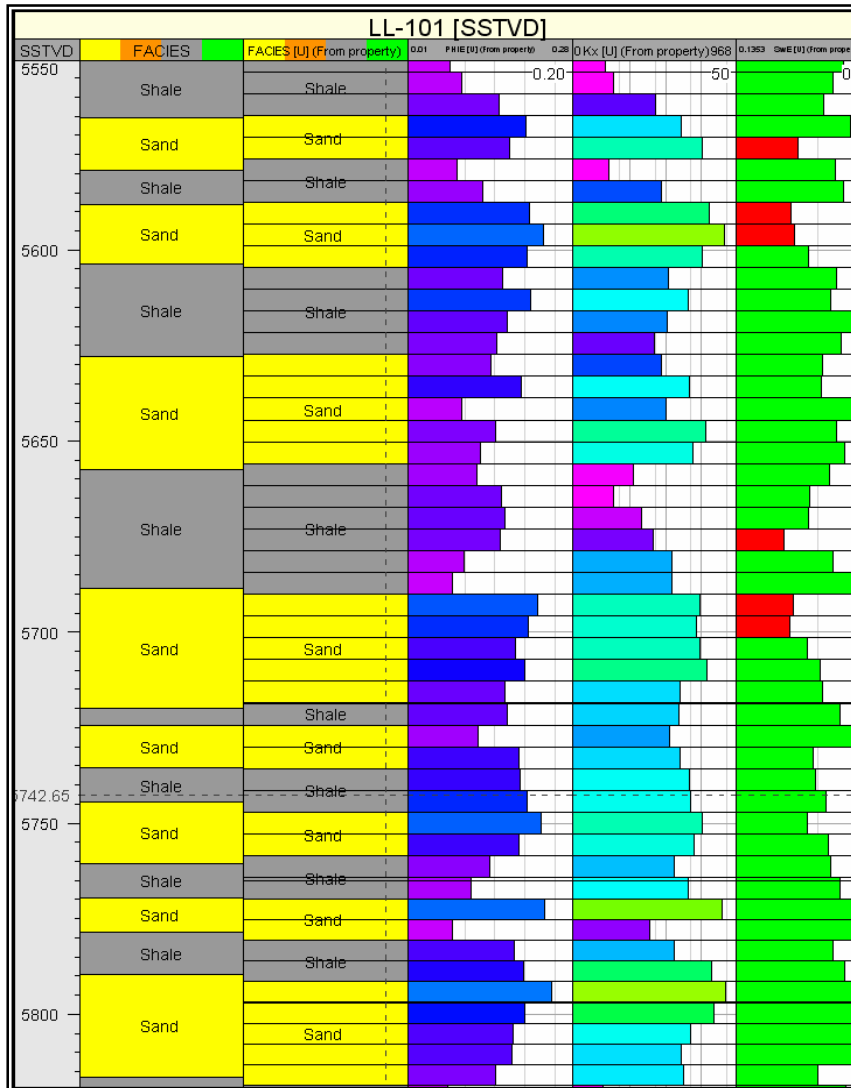


Figura 125. Ejemplo de cómo se condicionan las propiedades petrofísicas a las facies.

Como se puede ver en la figura 125 tenemos que las propiedades petrofísicas se encuentran bien condicionadas a las facies, pues si se observa por ejemplo a una profundidad de aproximadamente 5600 pies, tenemos depósitos de canal asociado a un porosidad mayor al 10% una permeabilidad mayor de 5 MD y poca saturación de agua, lo cual se condiciona muy bien para que esta zona sea muy prospectiva con estas condiciones para la generación de hidrocarburo, mientras que a una profundidad de 5550 pies se tienen unas facies interpretadas como Floodplain con porosidades no mayor de 8% y permeabilidades tampoco muy alta y caso todo se encuentra para esta facie saturado de agua, lo cual muestra que no será prospectiva para la generación de hidrocarburo. De este hecho parte lo importante de condicionar las propiedades petrofísicas a cada una de las facies interpretadas.

9.4 MODELAMIENTO DE FACIES BASADO EN OBJETOS

El modelamiento de facies se genero en base a los parámetros obtenidos del análisis estadístico hecho 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 determino 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 guardo la misma proporción que hay entre el espesor y el ancho, donde a mayor espesor mayor ancho de canal. De esta manera como se puede ver en la figura 126 se determina que el ancho de los canales estaría en un rango de 300 pies y de acuerdo con la tabla generada por gibbling se determino que este valor sería el valor medio y que 150 el mínimo y 450 el máximo.

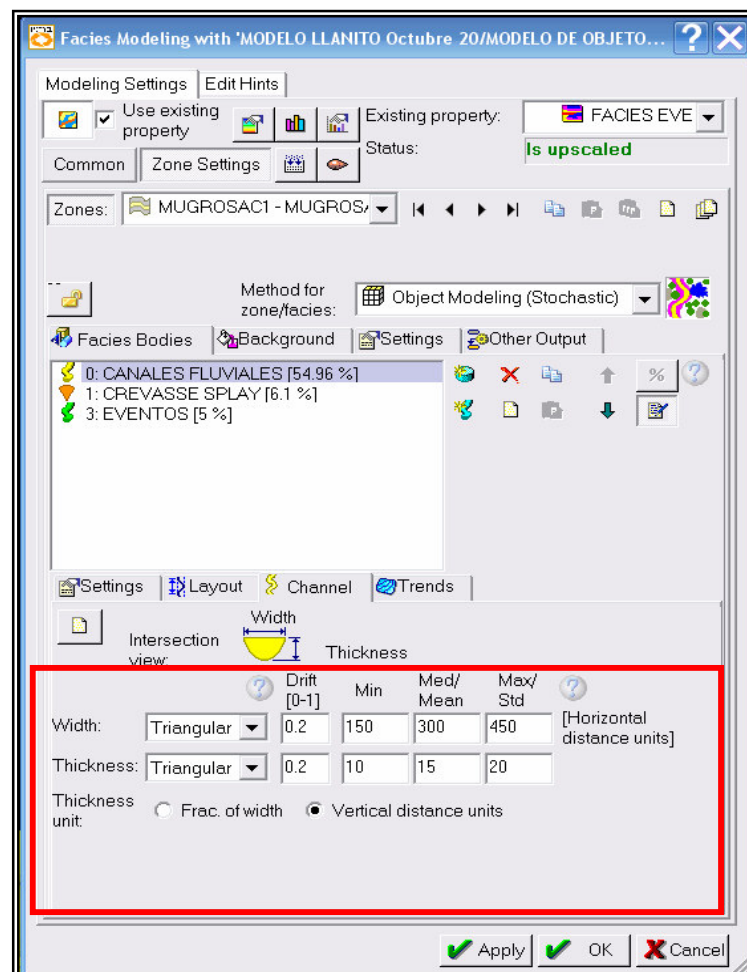


Figura 126. Ventana de Petrel donde se insertan los parámetros de ancho y espesor de canal para modelo de facies por el método de objetos.

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 127).

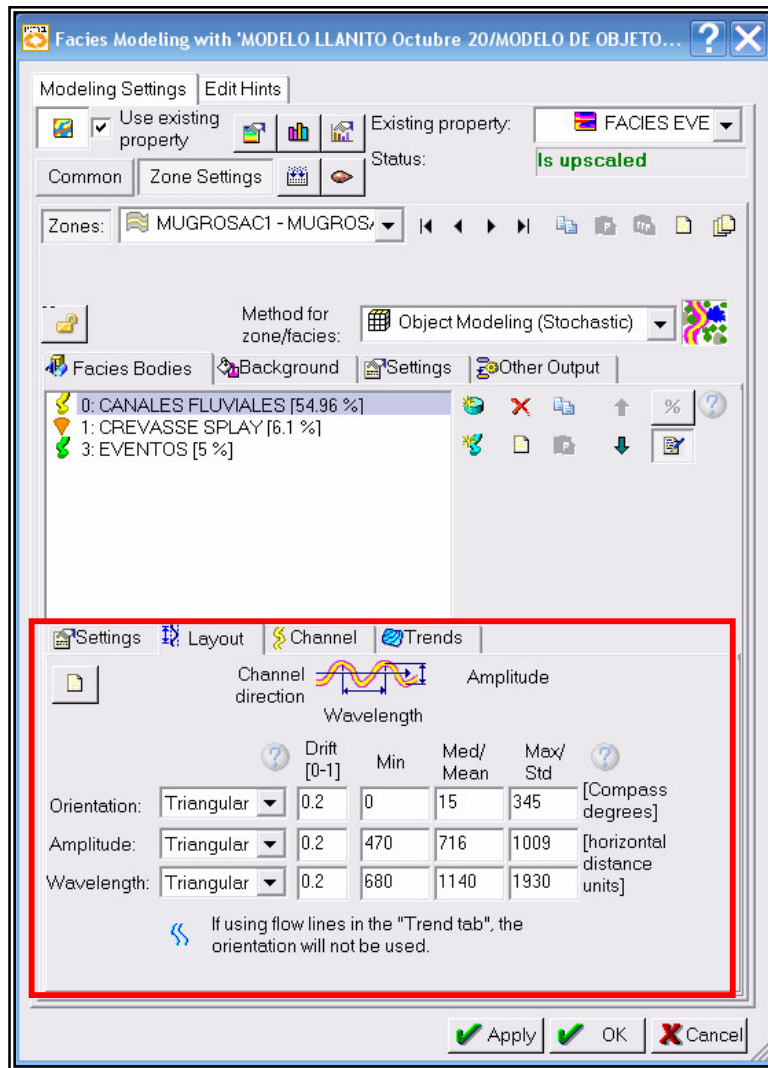


Figura 127. Ventana de petrel donde se asignan parámetros de dirección, amplitud y longitud de onda de los canales.

Por ultimo se selecciona el parámetro que en el modelamiento de facies representara el background que corresponde a las Facies de Floodplain. Este background es solo la matriz donde van a estar embebidos los cuerpos de canal y crevasse Splay

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 Mugrosa, 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.

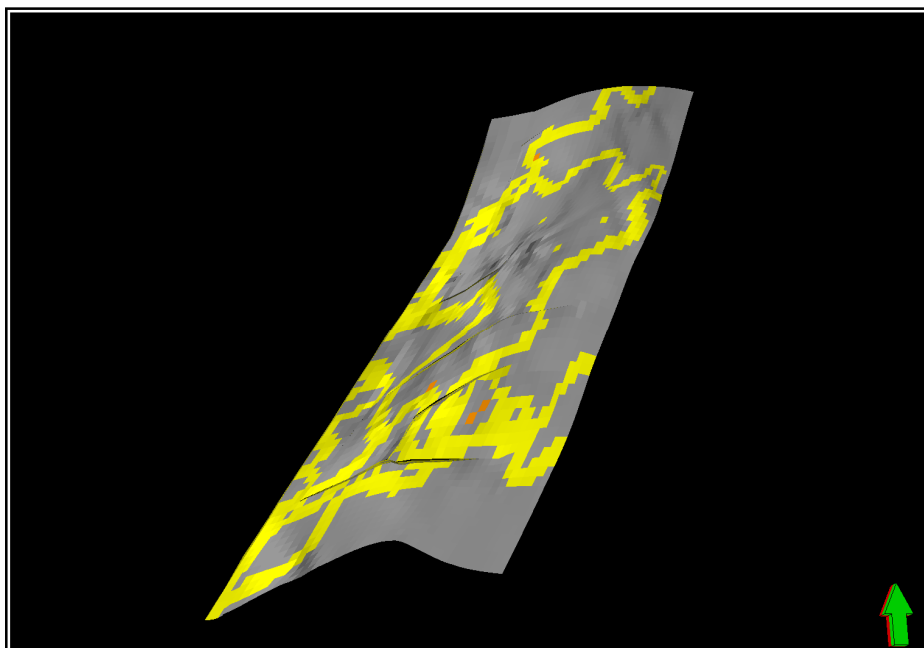


Figura 128. Modelamiento geoestadístico al tope de la subunidad Mugrosa B1

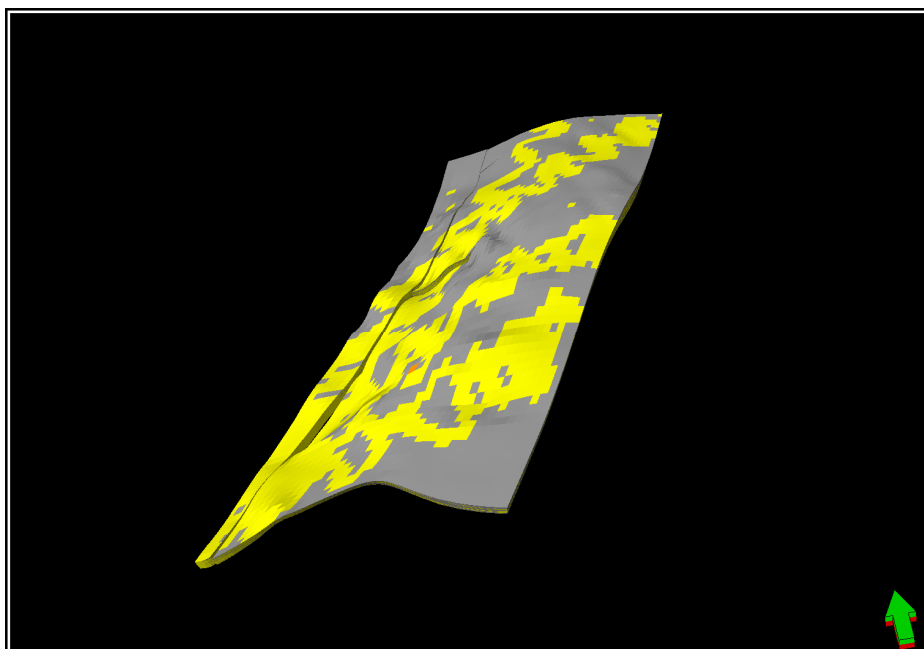


Figura 129. Modelamiento geoestadístico al tope de la subunidad Mugrosa B2

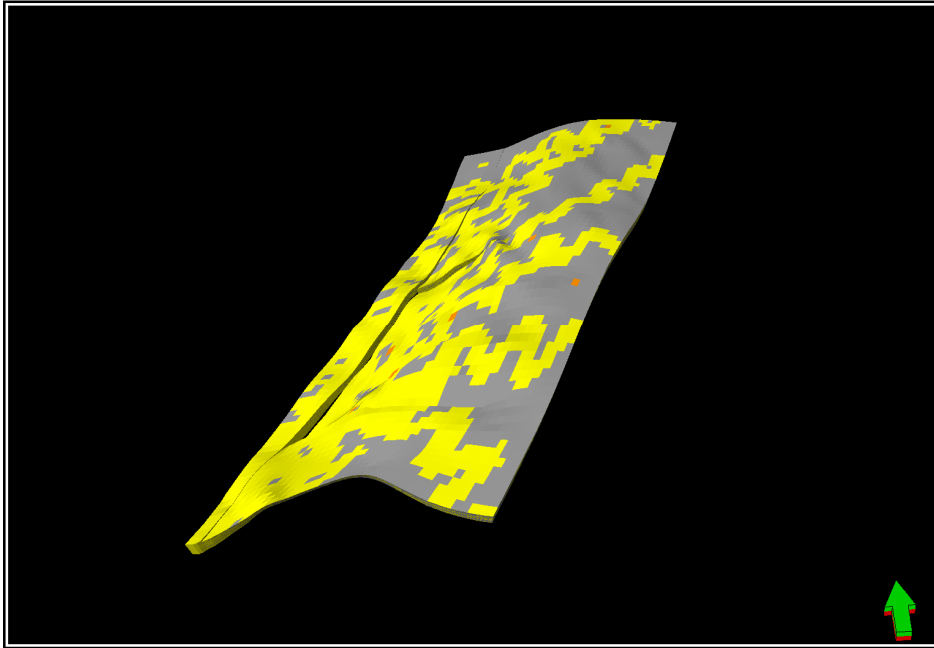


Figura 130. Modelamiento geoestadístico al tope de la subunidad Mugrosa B3

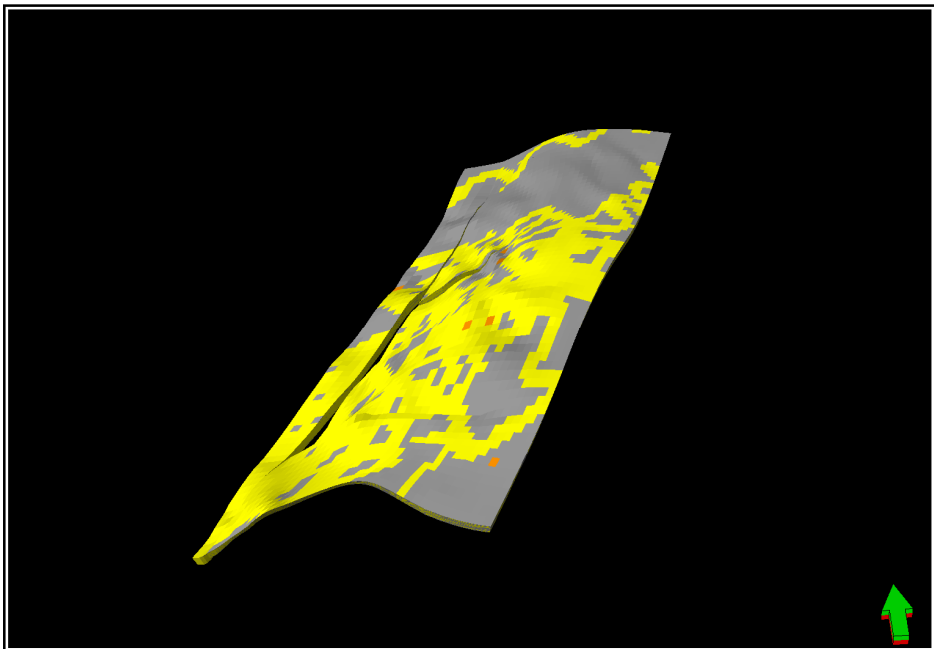


Figura 131. Modelamiento geoestadístico al tope de la subunidad Mugrosa B4

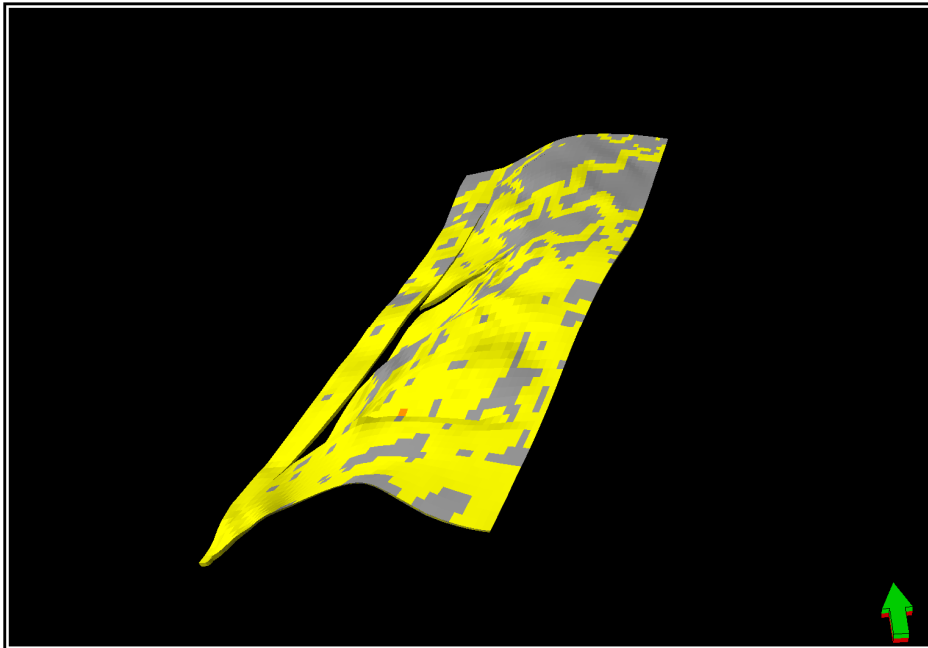


Figura 132. Modelamiento geoestadístico al tope de la subunidad Mugrosa C1

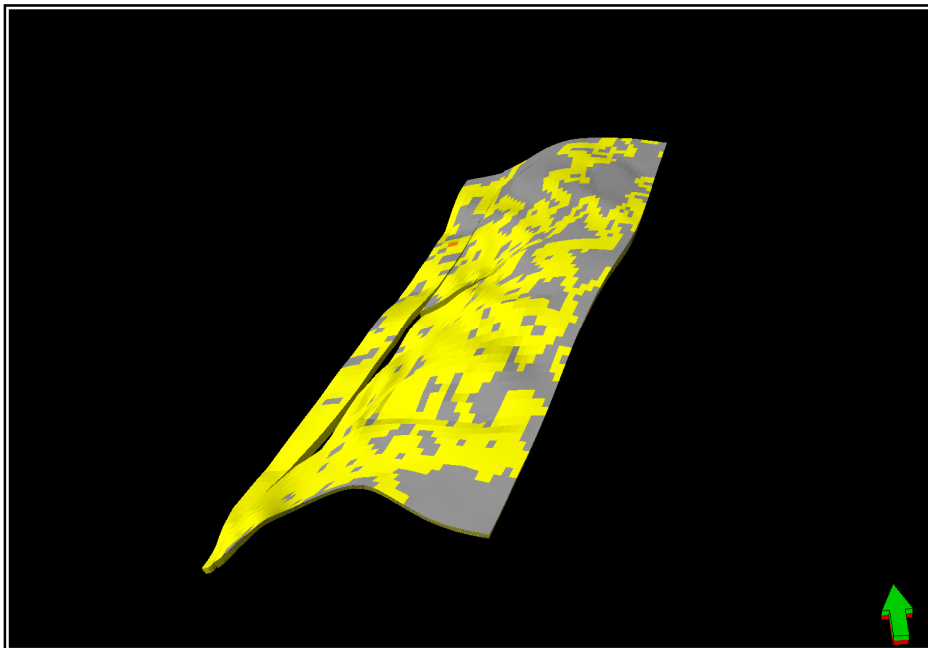


Figura 133. Modelamiento geoestadístico al tope de la subunidad Mugrosa C2

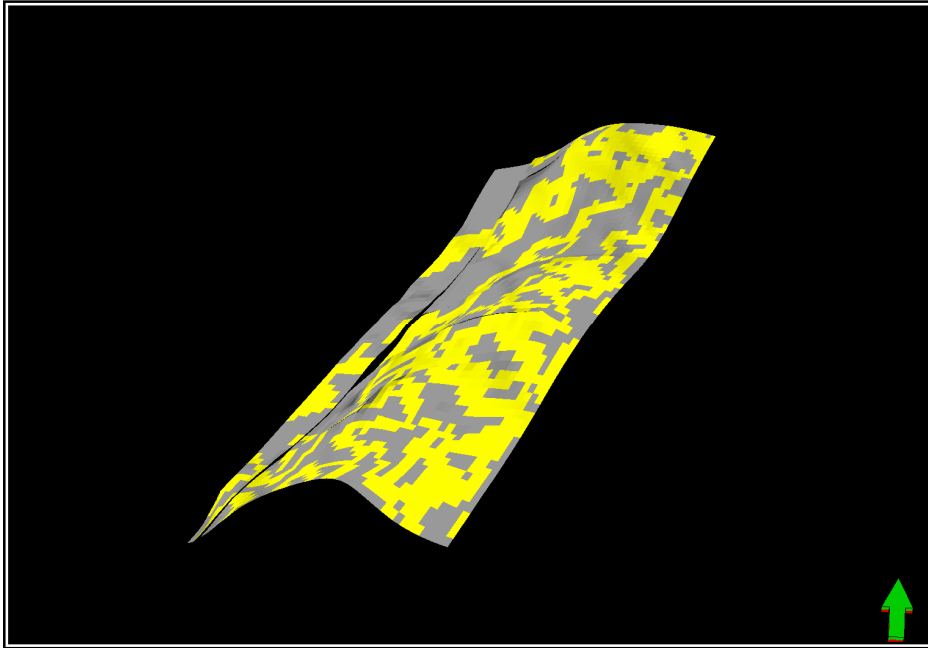


Figura 134. Modelamiento geoestadístico al tope de la subunidad Mugrosa C3

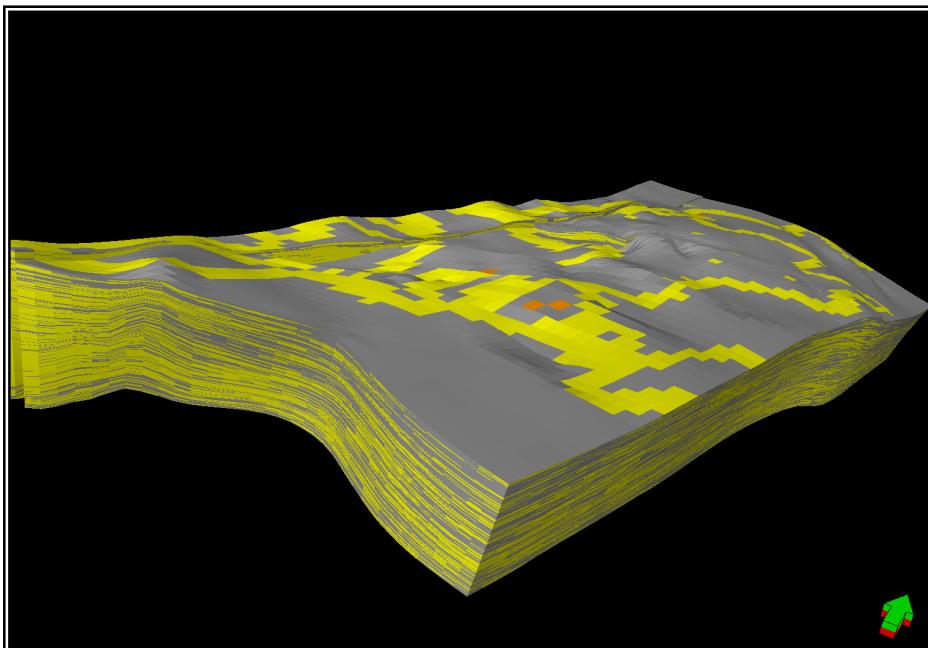


Figura 135. Modelamiento geoestadístico para la Formación Mugrosa en área Piloto del Campo Llanito.

9.5 MODELAMIENTO PETROFISICO

Para 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 136).

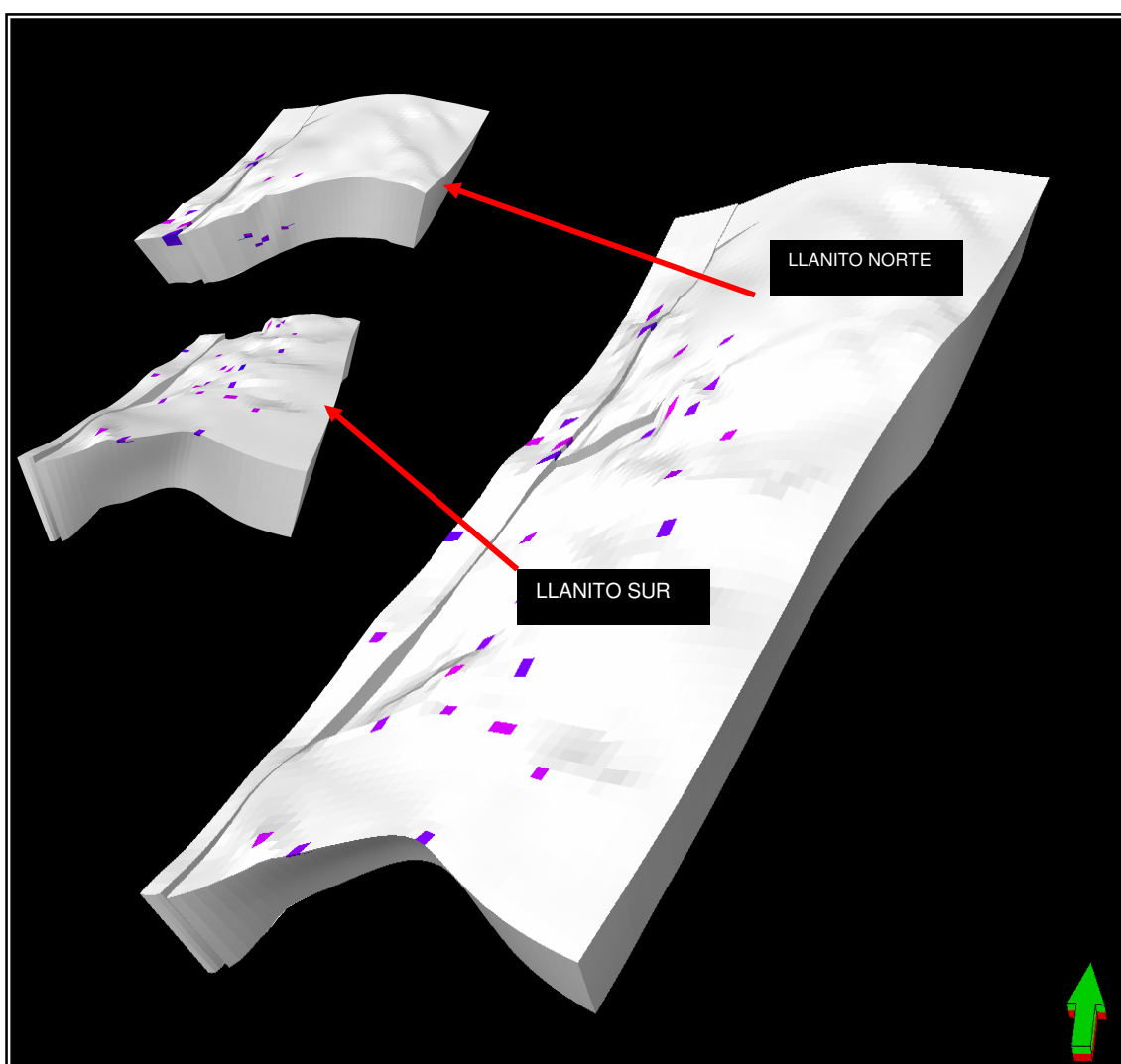


Figura 136. Zona Norte y Sur elegida para realizar el modelo Petrofísico en el Área Piloto del Campo Llanito.

Para el Modelamiento Petrofísico se tuvo en cuenta los variogramas obtenidos del modelamiento Petrofísico actual teniendo en cuenta el condicionamiento de las facies, lo cual fue tomado a partir del modelamiento por objetos. Teniendo el área piloto 2 en 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 137). 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.

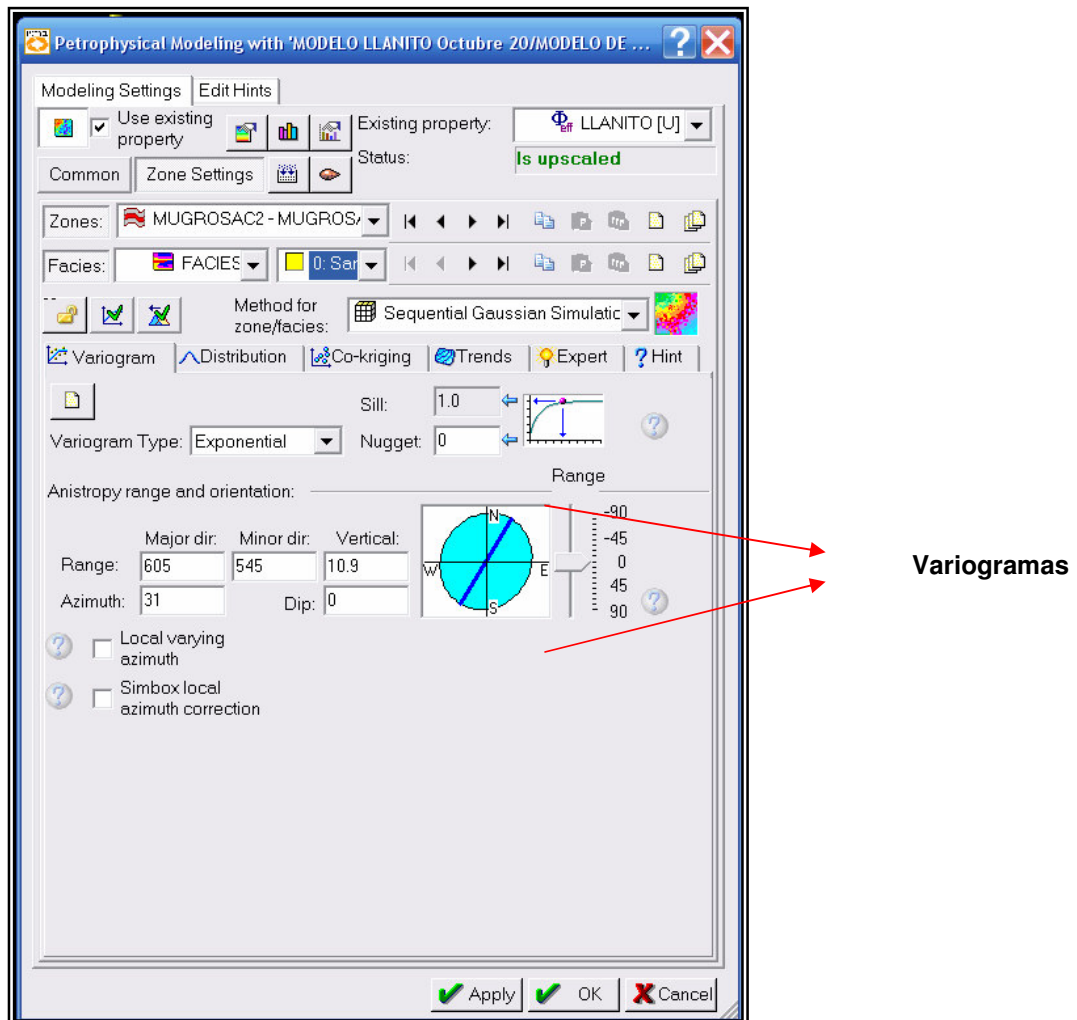


Figura 137. Ventana de petrel donde se asignan los variogramas por zonas para cada una de las subunidades del campo Llanito

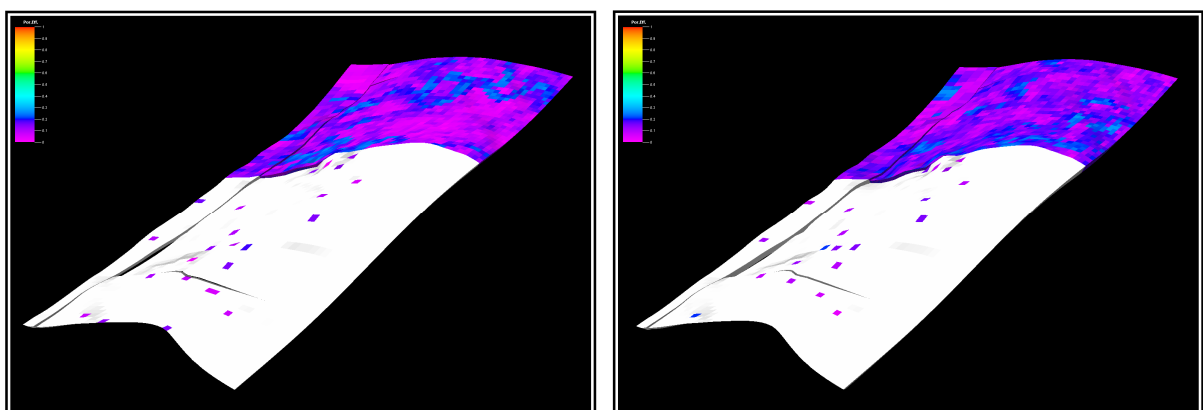
Como se puede ver en la figura 137 cada variograma esta compuesto por los siguientes datos:

- **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. 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.

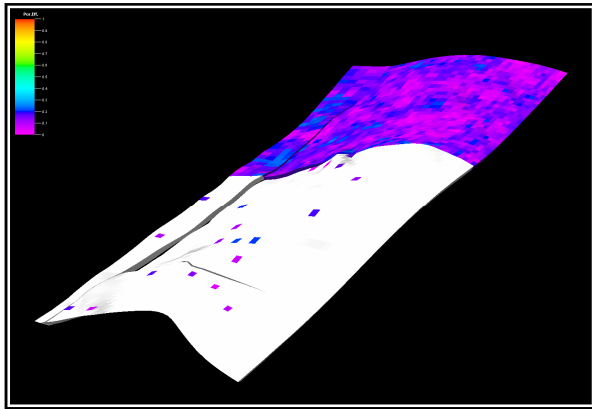
POROSIDAD > 13%
PERMEABILIDAD > 5 MD
SATURACION < 50 %

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

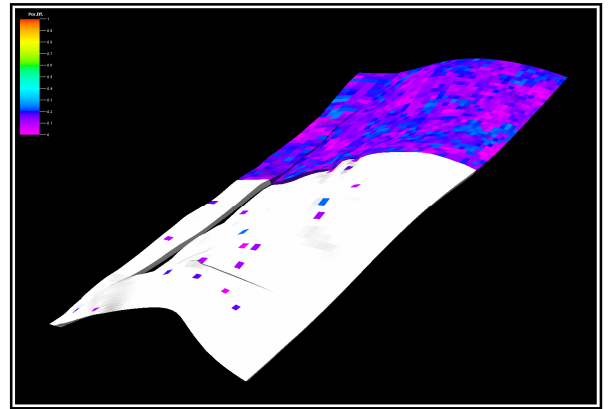


a

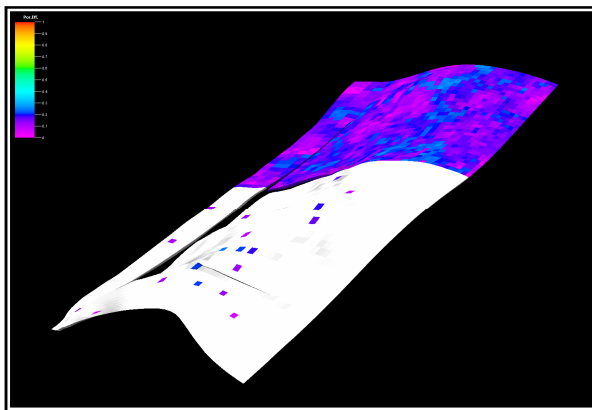
b



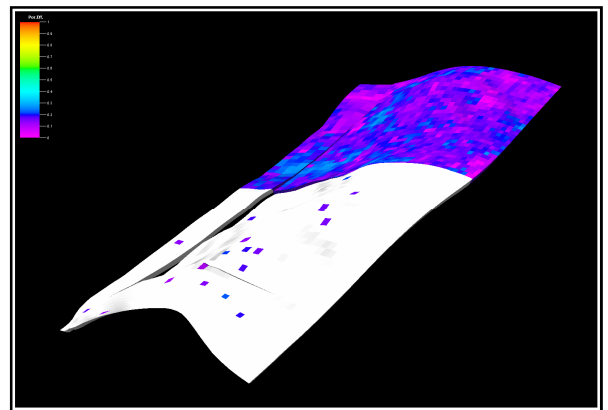
c



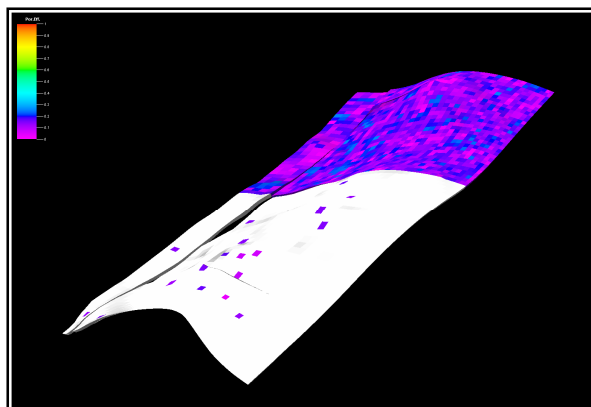
d



e



f



g

Figura 138. Modelamiento de Porosidad para cada una de las Subunidades de la zona Llanito norte donde a) Mugrosa B1, b) Mugrosa B2, c) Mugrosa B3, d) Mugrosa B4, e) Mugrosa C1, f) Mugrosa C2 y g) Mugrosa C3

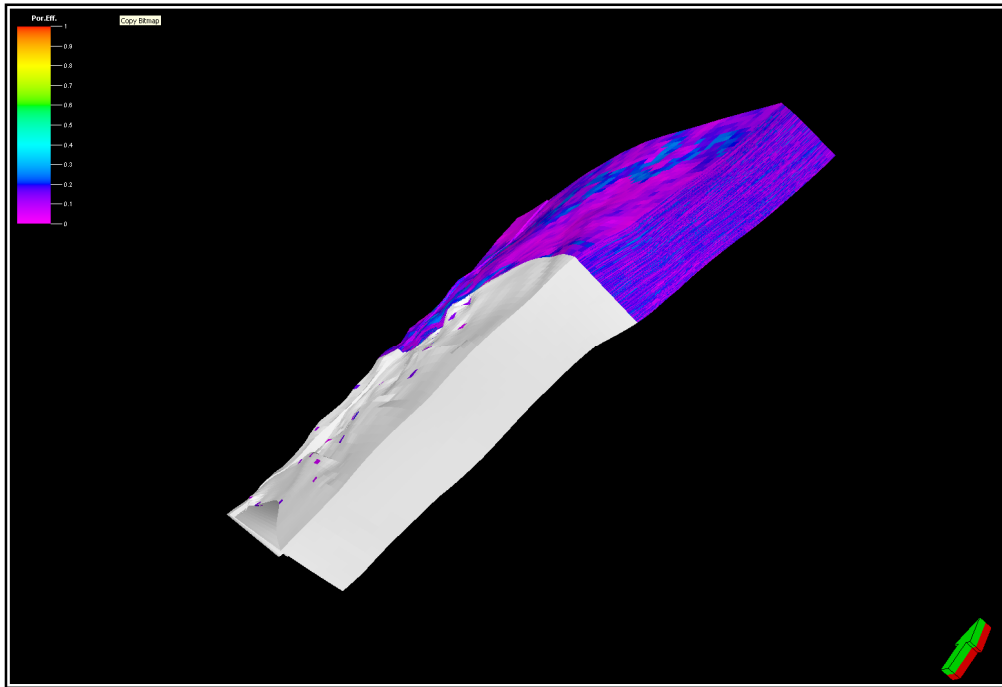
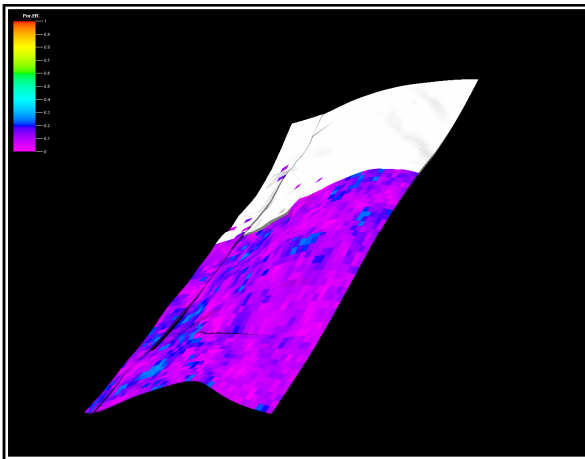
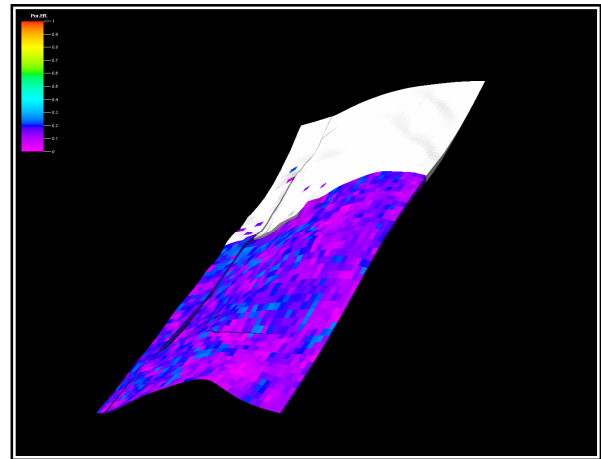


Figura 139. Modelo integrado de porosidad para todas las subunidades de la Formación Mugrosa en la zona definida como Llanito Norte

A continuación se presentan los resultados del modelamiento de Porosidad para la zona denominada Llanito Sur para cada una de las subunidades.



a



b

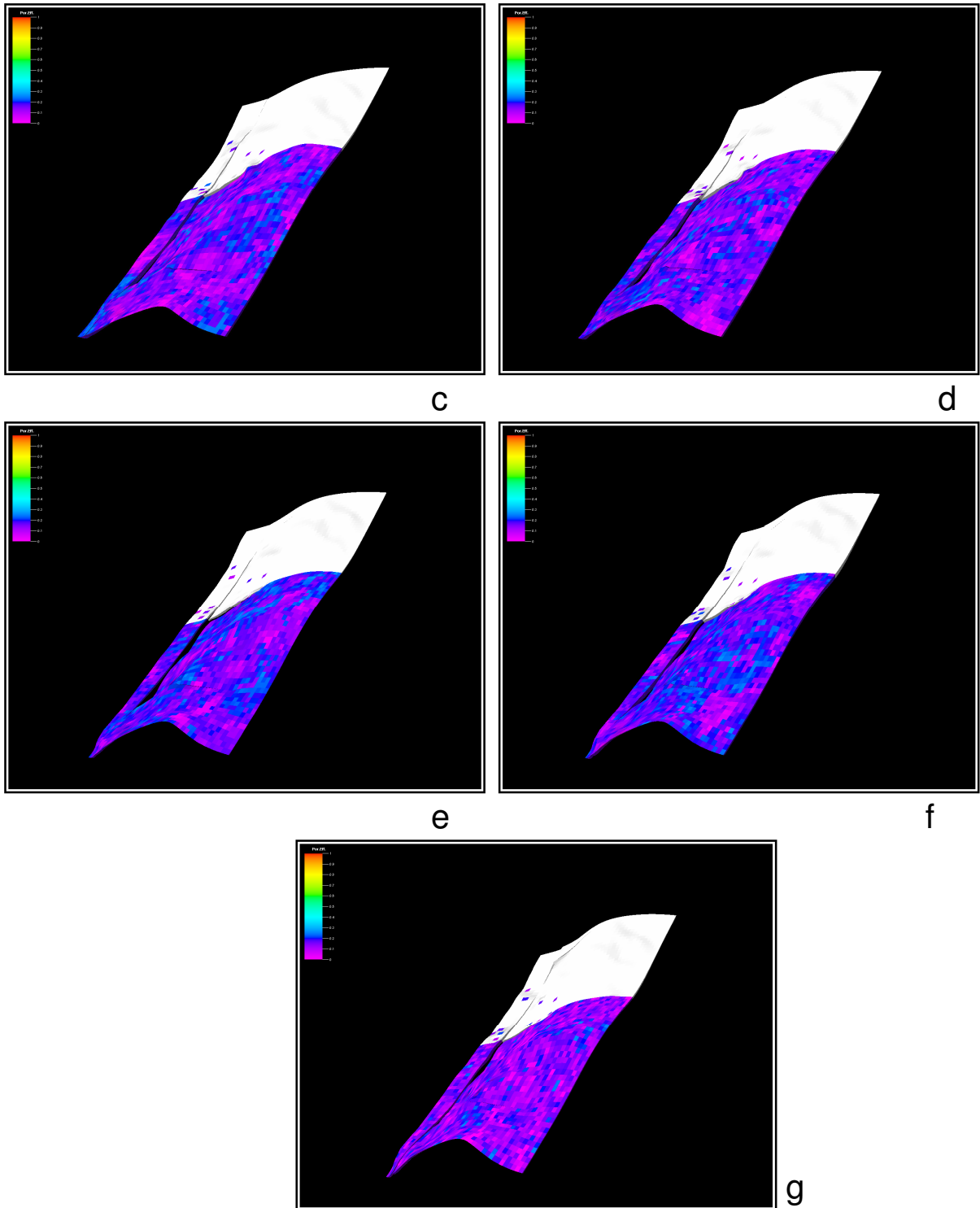


Figura 140. Modelamiento de Porosidad para cada una de las Subunidades de la zona Llanito Sur donde a) Mugrosa B1, b) Mugrosa B2, c) Mugrosa B3, d) Mugrosa B4, e) Mugrosa C1, f) Mugrosa C2 y g) Mugrosa C3

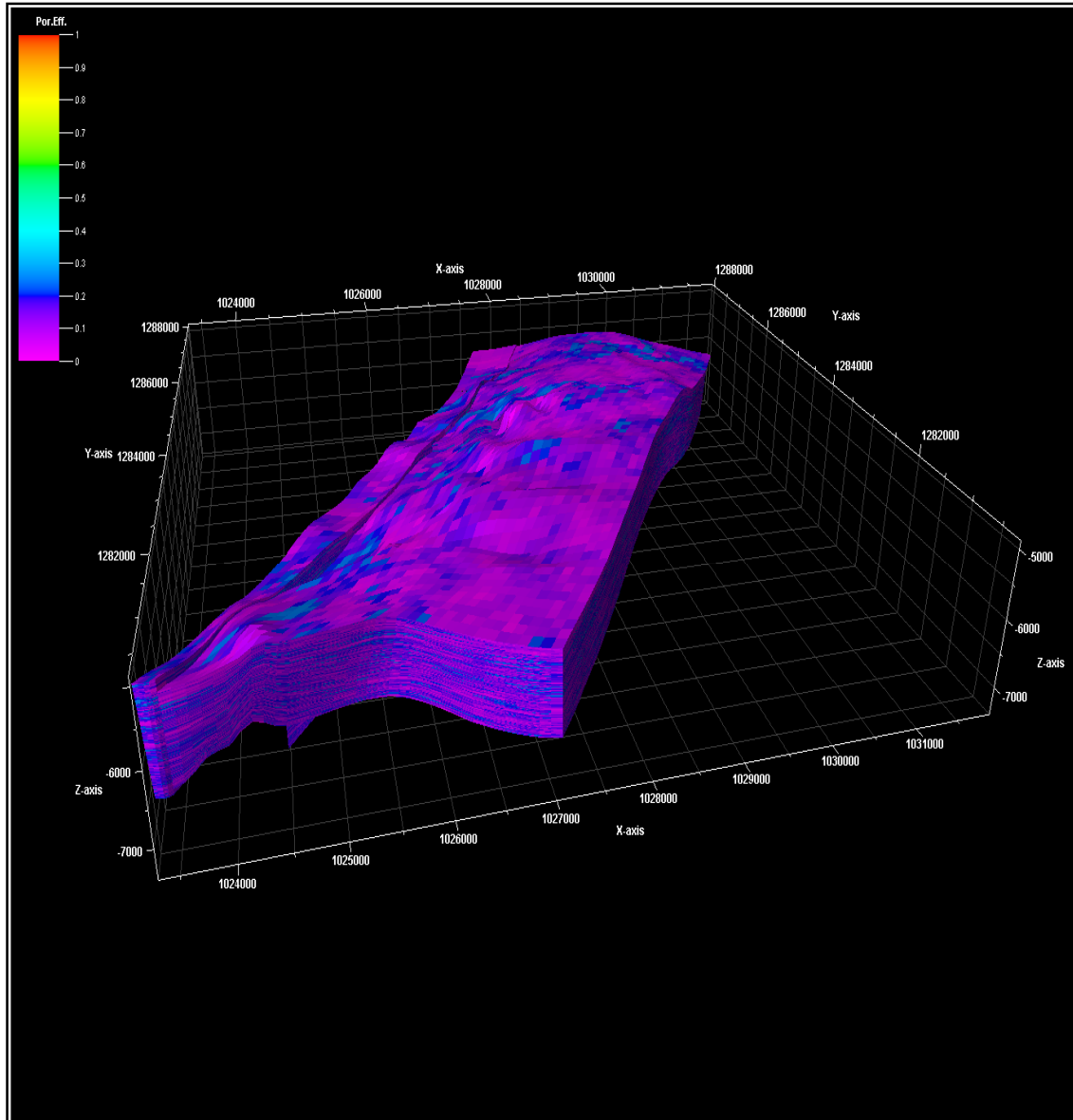


Figura 141. Modelo integrado de porosidad para todas las subunidades de la Formación Mugrosa en la zona definida como Llanito Sur.

Así mismo como se hizo para el modelamiento de la porosidad, se siguió el mismo proceso para los modelos de permeabilidad, saturación de agua y net gross. 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:

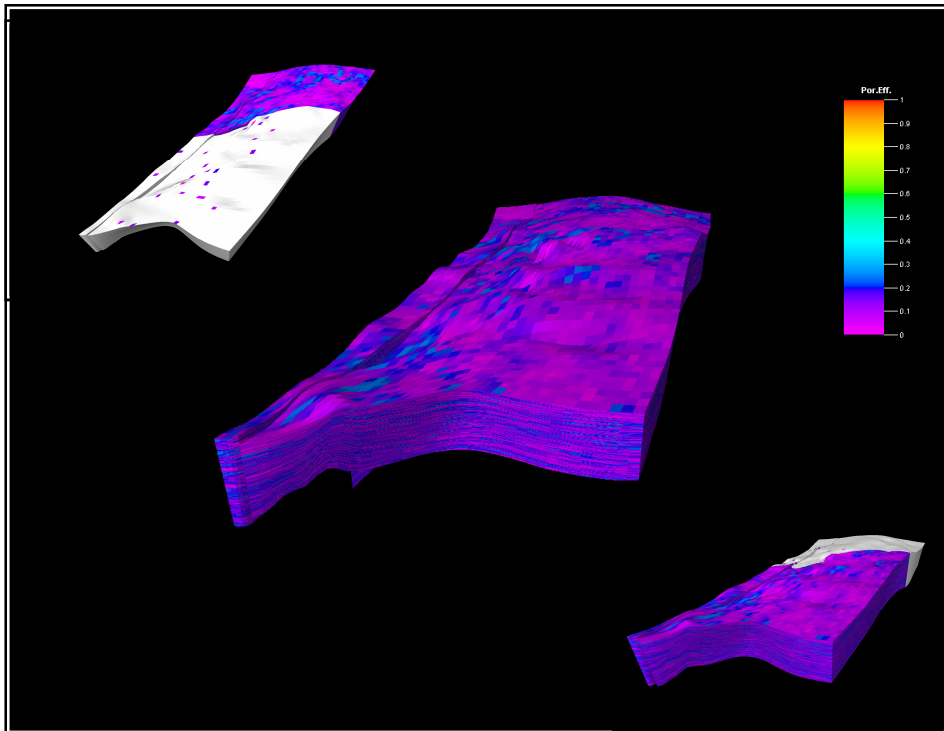


Figura 142. Modelo de Porosidad incluyendo las dos zonas del área piloto del Campo Llanito

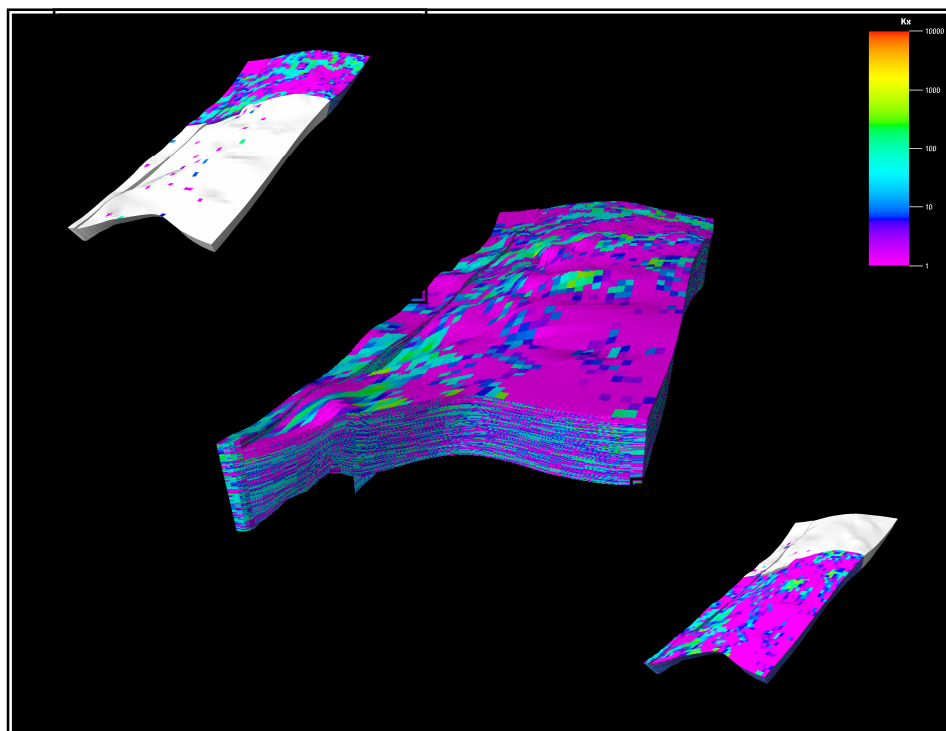


Figura 143. Modelo de Permeabilidad incluyendo las dos zonas del área piloto del Campo Llanito

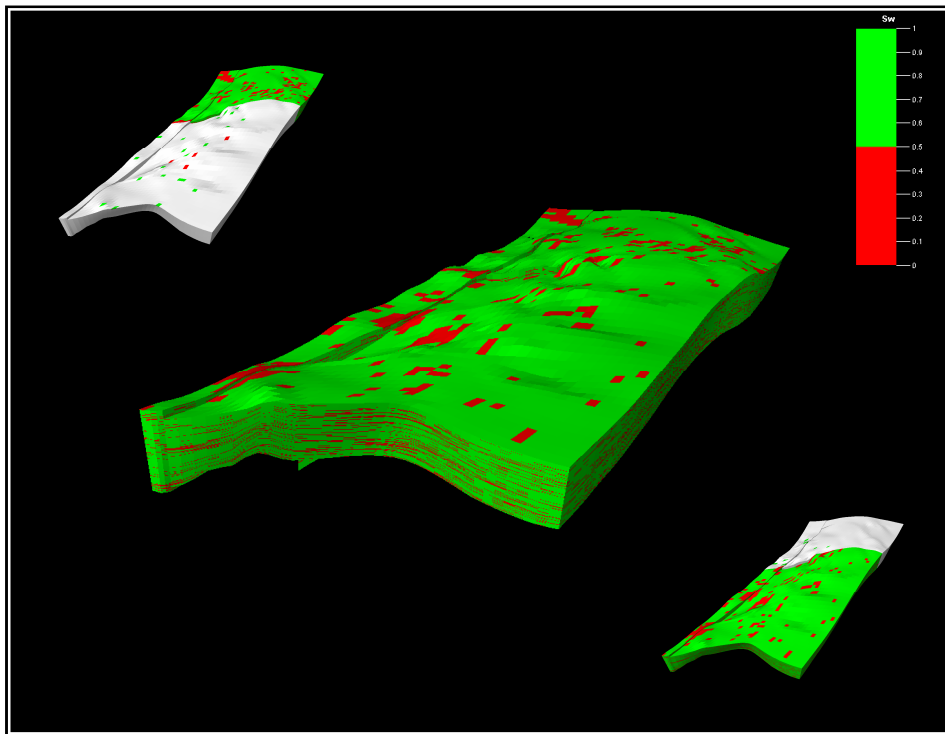


Figura 144. Modelo de Saturación de Agua incluyendo las dos zonas del área piloto del Campo Llanito

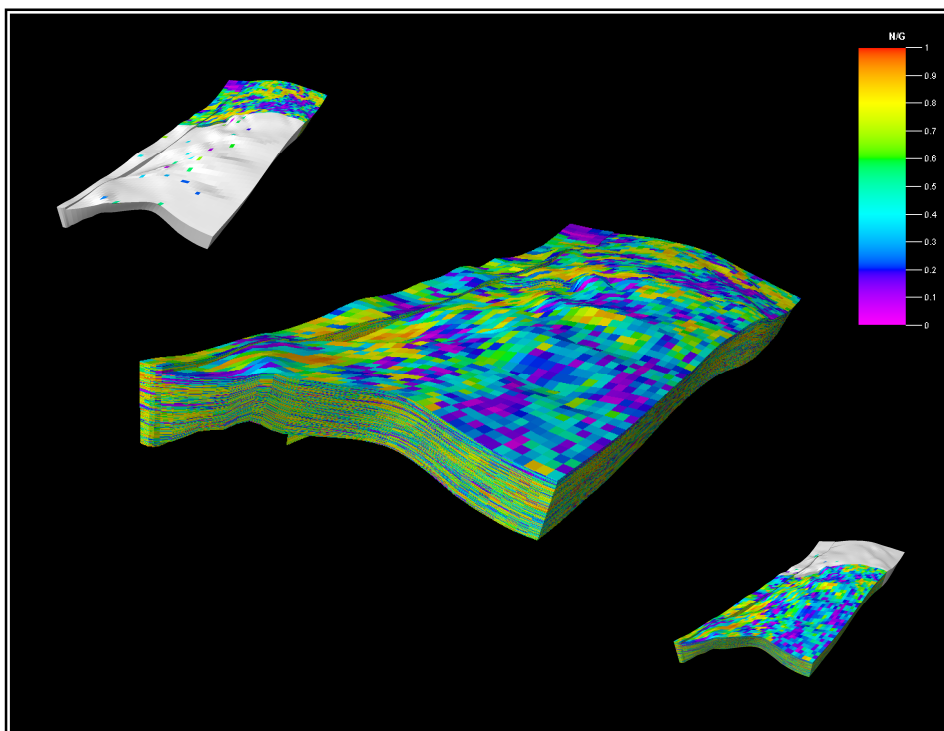


Figura 145. Modelo de Net Gross incluyendo las dos zonas del área piloto del Campo Llanito

Ya con los modelos de propiedades petrofísicas generados se procedió a aplicar un corte a los modelos de porosidad y saturación, con el fin de identificar las zonas a partir de un valor determinado de porosidad para que las arenas de la formación Mugrosa fuesen prospectivas en cuanto a la generación de hidrocarburo. Igualmente se hizo lo mismo para la saturación. Para este corte se estimaron valores de porosidad mayores del 13% y para la saturación de agua menor al 50% como ya se había mencionado anteriormente. Estos resultados se pueden ver en la figura 146.

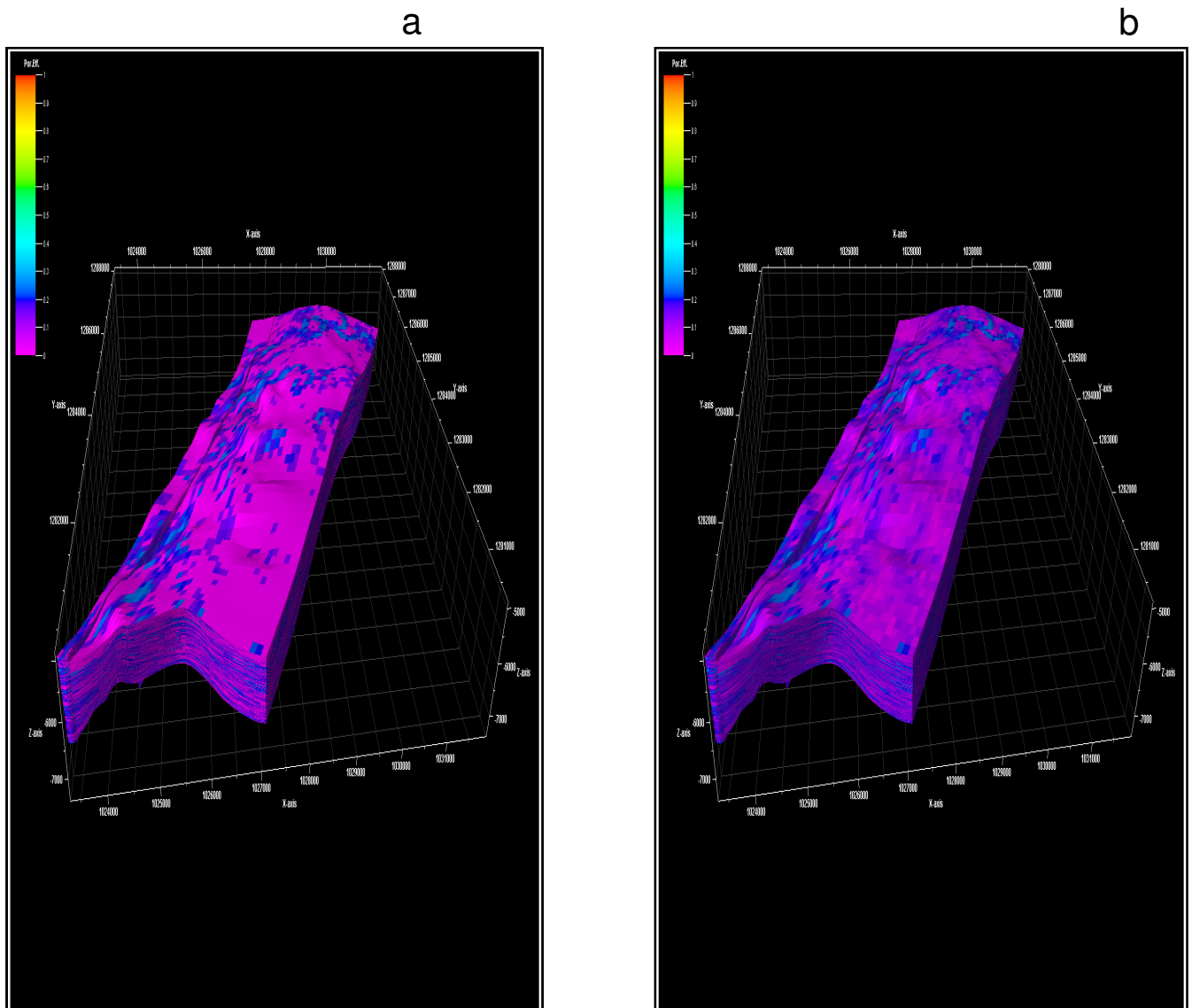


Figura 146. (a). Modelo de porosidad efectuando filtro, donde se tomo un valor de porosidad mayor al 13% (b) Modelo de Porosidad sin efectuar filtro.

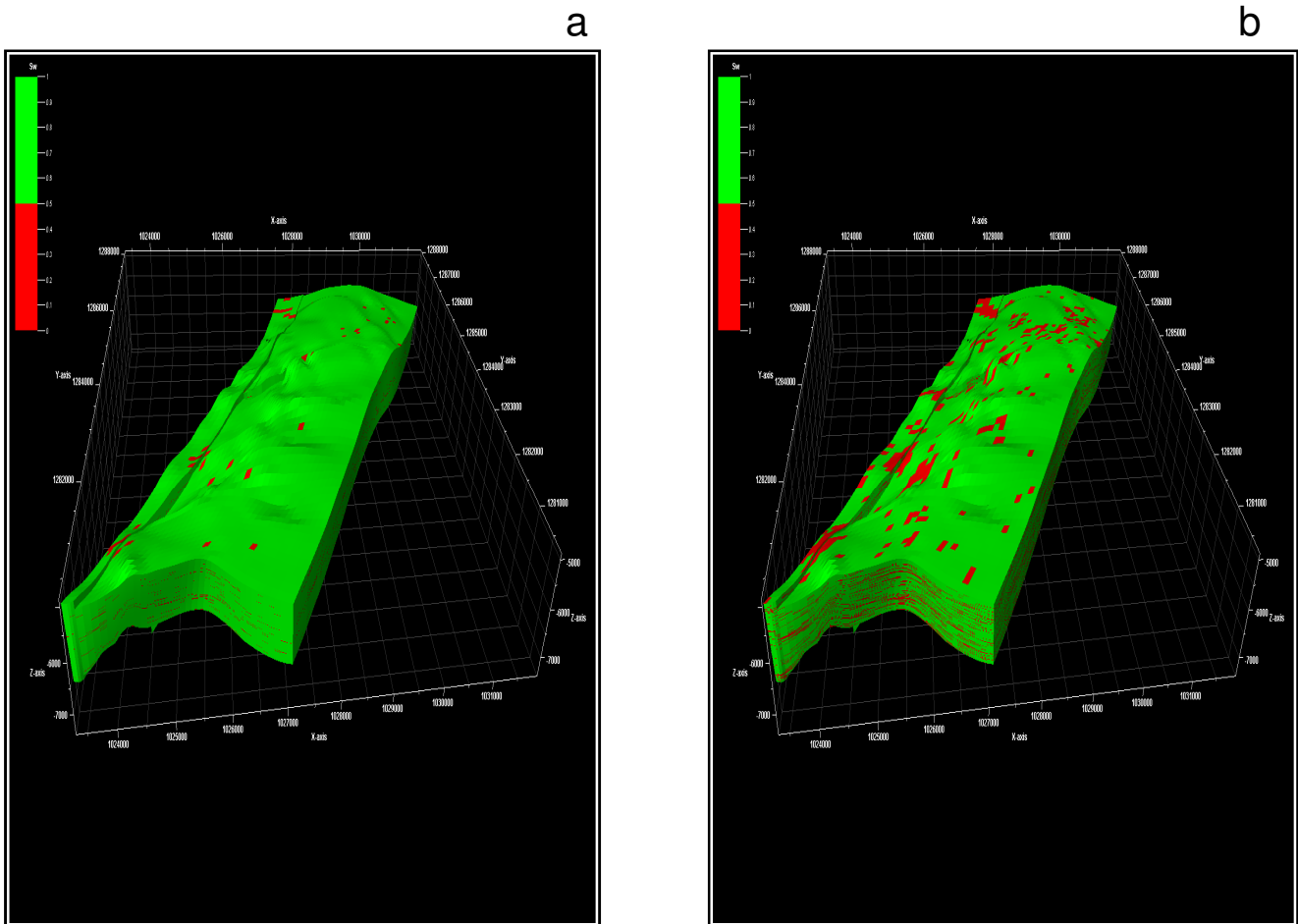


Figura 147. (a). Modelo de Saturación de Agua efectuando filtro de Saturación de agua menor a 50%. (b). Modelo de Saturación de Agua sin efectuar filtro.

Como se puede ver en las Figuras 146 y 147, al efectuar los filtros las porosidades y las saturaciones se restringieron a un punto que se ven disminuidas fuertemente, iluminando prácticamente las zonas correspondientes a los depósitos de canal.

Ya por ultimo se tiene que el objetivo al efectuar los filtros para los modelos de porosidad y permeabilidad es disminuir el ruido proporcionado por la interpolación que el software hace, de manera que se iluminen las zonas con mayor probabilidad para que se acumule hidrocarburo.

10. CONCLUSIONES.

Las facies identificadas a partir de núcleos de perforación para la Formación Mugrosa fueron: Limolita bioturbada (FL-b), limolita (FL), limolita con lentes de Arenitas (Fa-LentA), Arenita friable (A), Arenita bioturbada (A-b), Arenita con intraclastos (A-i), Arenita con estratificación cruzada (A-x), Arenita con relictos de estratificación cruzada (A-x-b) y Conglomerado (C).

El ambiente en el cual se depositan las rocas descritas en los corazones del Campo Llanito se clasifican como continental tipo fluvial donde se identifican tres subambientes los cuales se asocian de la siguiente manera: Canales correspondientes a ríos meandriformes, que se encuentran en su mayor parte representados por las facies de: arenita friable (A), arenita con estratificación cruzada (A-x), arenita bioturbada con relictos de estratificación cruzada (A x b) y arenita bioturbada (A-b). Sobrepuesto a esto por sucesión de facies tenemos los depósitos de Llanura de Inundación (Floodplain) representado por las facies limonita bioturbada (FL-b), limonita con lentes de arenita (Fa-LentA) y tenemos los depósitos de desborde de Canal (Crevasse Splay) representado por las facies de arenita bioturbada (A-b) y arenita bioturbada con relictos de estratificación cruzada

Tratando de relacionar los horizontes descritos en el proyecto se encontró que cada una de las correlaciones trazadas para esta investigación deduce que la formación mugrosa presenta subunidades o zonas de interés, en las que se observa buena conectividad de los cuerpos arenosos en las subunidades B4, C1, C2. 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, a pesar de que al generarse de esta manera solo se puede observar una superficie de toda la zona, sugiere que los depósitos de las facies de canal se dan con una dirección preferencial SE- NW y que el río varia su comportamiento a lo largo del tiempo ya que a partir de estos mapas de facie se encuentran conductas diferentes de sinuosidad.

Los mapas de espesor de arenas muestran los mejores intervalos de espesor para las subunidades B3, B4 y C2, donde los buenos espesores tienen una dirección predominante SW-NW.

Los mapas de Promedio de arenas generados para el área piloto del campo Llanito hacen sugerir que para las subunidades B4 y C2 de la formación Mugrosa es factible implementar planes de recobro mejorado como puede ser la inyección de agua.

Los valores promedio de las propiedades petrofísicas determinadas en el área piloto del Campo Llanito para la formación mugrosa 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.

Las propiedades petrofísicas para el área piloto del campo Llanito, muestran que las mejores condiciones para generar hidrocarburo en la formación mugrosa se dan petrofísicamente en las subunidades B3 y B4, que a nivel de toda la formación son las que presentan las mas altas porosidades y las saturaciones no mayores de 50%, lo que son condiciones favorables para la generación de hidrocarburo.

A partir de la definición de parámetros de canal se definieron probables espesores de canal del rango entre 5 y 10 pies para las arenas medidas a partir de afloramientos, y entre 5 y 20 pies para las arenas medidas sobre los núcleos de perforación, que coincidieron con los parámetros definidos a partir de medidas indirectas como se ve en los histogramas generados para cada subunidad en cada uno de los registros. Con estos tres parámetros se definió un espesor promedio para las arenas y asumiendo que los pozos presentan alto grado de amalgamamiento resulta un poco difícil la identificación de manera aislada de estos depósitos. De esta manera se asume, para el modelo de facies basado en objetos, un espesor promedio que va en un rango entre 10 y 20 pies.

Para la Generación de un Modelo geoestadístico basado en objetos fue de suma importancia el control de calidad realizado a partir de los modelos estratigráficos y Petrofísico ya que a partir de estos datos se generó el modelo de facies y los modelos de porosidad, permeabilidad, Saturación y Net Gross.

Para la elaboración de cada uno de los modelos fue primordial la realización de un escalamiento de todas las propiedades dependiendo de las celdas que ocupen cada uno de los objetos a modelar, con lo que se evitó la mayor pérdida de información que se obtuvo de la interpretación de facies en el modelo estratigráfico y de los datos obtenidos a partir del modelo Petrofísico inicial.

El modelo de facies arrojó las principales tendencias de distribución, orientación y continuidad de los geocuerpos arenosos de interés del yacimiento donde para cada subunidad se determinó la dirección principal que tiene estos cuerpos arenosos a través del área piloto que se estudió.

Para evitar la interpolación de datos en los modelos de porosidad, permeabilidad, saturación y net-gross, se hizo indispensable sectorizar el área de estudio, teniendo en cuenta hacia que sector se tiene mayor densidad de pozos, para tener buen control estratigráfico del yacimiento en estos modelos.

Con el fin de lograr modelos lo más realistas posibles, fue necesario aplicar una serie de filtros a los modelos de porosidad y saturación de modo que no pasara la información errónea en la interpolación hecha por el software de manera que, para el caso de la porosidad, solo se estimaron valores mayores del 13% y para la saturación de agua valores menores del 50%, que fueron los valores determinados a partir de los cuales una roca en el campo llanito puede producir petróleo.

Al caracterizar un yacimiento por el método de objetos fue primordial reconocer la geometría que tienen los cuerpos, a través de métodos directos como geología de campo donde fue necesaria la determinación de las dimensiones que involucran estas geometrías como parámetros principales para el Modelamiento Geoestadístico basado en estos objetos.

Fue indispensable para la caracterización de un yacimiento usando técnicas geoestadísticas la determinación, primero, de un modelo de facies que mostró las condiciones estratigráficas del yacimiento, para que luego los modelos de porosidad, permeabilidad y saturación fueran condicionados a este modelo de facies.

11. RECOMENDACIONES

En base a las muestras de campo recogidas en la quebrada La Putana, realizar análisis básicos de Petrofísica para determinar la porosidad y permeabilidad de rocas de la formación Mugrosa para determinar que la calidad de tipo de roca como reservorio.

Se hace necesario realizar una comparación entre los modelos geoestadísticos generados por el método de objetos y el modelo por el método de simulación gaussiana con el fin de determinar cuáles son las zonas que presentan buena continuidad y distribución espacial en los dos modelos.

Para la caracterización eficaz del campo Llanito se debe realizar un mejoramiento al modelo Petrofísico llegando a definir por medio de núcleos de perforación o pruebas de producción donde encontramos el contacto agua aceite, para este ser amarrado al modelo facies.

Es importante determinar el volumen original y las reservas de hidrocarburo para la Formación Mugrosa, en base a los valores obtenidos en el modelo Petrofísico

BIBLIOGRAFIA

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.

DEAKIN, M; Basic Petrphysics and Data Intergration for Reserves and Simulation. Notas de curso. Houston, Noviembre del (2003).

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- ICP (2004). Vicepresidencia de Exploración y Producción. Gerencia de Producción. División de Yacimientos. : Evaluación de los yacimientos del área Gala-Llanito.

ECOPETROL. ICP.(2000) División de Exploración y Producción. Laboratorio de Estratigrafía. : Estratigrafía del terciario del Valle Medio del Magdalena Por Laboratorio de Estratigrafía ICP.

ECOPETROL. ICP. (2006) 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.

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

GALLOWAY , W., E., and HOBDAK , 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.

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

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

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

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

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

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.

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 .

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.