

**APLICACIÓN DE DATOS DE AFLORAMIENTO EN EL MODELO DE FACIES DE
LAS FORMACIONES COLORADO Y MUGROSA EN EL CAMPO CASABE SUR
EN LA CUENCA DEL VALLE MEDIO DEL MAGADALENA (V.M.M).**

NICOLAY ALBERTO AVILA CORDERO



**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE FISICO QUÍMICAS
ESCUELA DE GEOLOGÍA
BUCARAMANGA
2010**

**APLICACIÓN DE DATOS DE AFLORAMIENTO EN EL MODELO DE FACIES DE
LAS FORMACIONES COLORADO Y MUGROSA EN EL CAMPO CASABE SUR
EN LA CUENCA DEL VALLE MEDIO DEL MAGADALENA (V.M.M).**

Autor:

NICOLAY ALBERTO AVILA CORDERO

Proyecto de grado como requisito para optar el título de Geólogo

Director:

Geólogo **RICARDO MIER UMAÑA**

Escuela de Geología (UIS).

Codirector:

Geólogo **JUAN PERALTA VARGAS**

Senior Reservoir Geology Casabe Project (IPM).

Tutor:

Geólogo **ANDRES ACEVEDO CABRA**

Team Leader Geology and Geophysics (SIS).



**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE FISICO QUÍMICAS
ESCUELA DE GEOLOGÍA
BUCARAMANGA**

2010

AGRADECIMIENTOS

Gracias a Dios por las enseñanzas y oportunidades brindadas a lo largo de mi vida.

A mis Padres Martha Cordero y Henry Avila por su apoyo, a mi Nona quien ha compartido la mayor parte de mi vida a mi lado enseñándome y aconsejándome en donde me ha brindado ese apoyo que en muchos casos han sido definitivos en el rumbo de mi vida, y en general a toda mi familia quien gracias a ellos he podido desarrollar y vivir grandes momentos.

A mis amigos que han compartido grande y pequeños momentos conmigo; Tito, Julian, Ivan Lopesierra, Poli, Felix, Lina Ramirez, Raul, Santamaria, Morales, Augusto, Jorge, Jhon Mario, Adriana Santos, etc.

A mis compañeros de la UIS quienes muchos de ellos me apoyaron durante la carrera.

Al equipo de SIS e IPM en Schlumberger quienes pusieron de su parte para poder desarrollar este trabajo de grado, y quienes depositaron confianza en mí para poder hacer parte de este equipo de trabajo; Andres Acevedo depositando su confianza en mi desde el primer día en Slb, Hector Valenciano con su buen ambiente laboral y excelente jefe, Juan Peralta el motor para realizar este trabajo, Luis Eduardo Peña por amigo y compañero, Walter Gambaretto con su experiencia siendo siempre participe de este proyecto, al resto del equipo de G&G, Producción y Simulación, y por ultimo y no menos importante a mi ángel de la guarda en Slb Lilia Ayala.

Al director de mi proyecto de grado Ricardo Mier por su paciencia y comprensión.

A los profesores de la Universidad Industrial de Santander por su enseñanza.

RESUMEN

TITULO:

APLICACIÓN DE DATOS DE AFLORAMIENTO EN EL MODELO DE FACIES DE LAS FORMACIONES COLORADO Y MUGROSA EN EL CAMPO CASABE SUR EN LA CUENCA DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA (V.M.M).

AUTOR:

NICOLAY ALBERTO AVILA CORDERO.

PALABRAS CLAVE:

Formación Colorado, Formación Mugrosa, Campo Casabe, Modelo Estático, Modelo de Facies, Software Petrel.

El campo Casabe se encuentra localizado en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena y es uno de los campos de explotación de hidrocarburos más importantes de la Cuenca.

La Alianza Casabe (Schlumberger-Ecopetrol), tiene como fin incrementar las reservas y la producción del campo Casabe por lo cual se está realizando una perforación intensiva y una inyección selectiva de agua. En el año 2009 se descubrió una estructura al sur del campo Casabe, en donde al igual que el campo Casabe, las Formaciones Colorado y Mugrosa, son las formaciones acumuladoras de hidrocarburos en el área de estudio.

Como apoyo al proyecto desarrollado en este campo (Casabe sur) se construirán dos modelos de facies a partir de la toma directa de muestras en afloramiento, y los datos obtenidos en pozo, para poder evaluar la sensibilidad del modelo facial actual ya que es de gran interés tener mayor certeza en la distribución espacial de los diferentes canales fluviales en un ambiente depositacional. El modelo estático que se genere por la toma directa de datos de afloramiento, se realizará con una nueva técnica de modelamiento de facies (Multi Point Statistics) en el software Petrel, desarrollado por la compañía Schlumberger, para implementar métodos más detallados de la interpretación de facies.

* Trabajo de grado modalidad Práctica empresarial. Desarrollado en Schlumberger Surencó

** Facultad de ingenierías Físico – Químicas, escuela de Geología.

*** Directores Geólogos Ricardo Mier, Juan Peralta.

****Tutor Geólogo Javier Andres Acevedo Cabra.

ABSTRACT

TITTLE:

APLICACION OF OUTCROP DATA IN THE FACIES MODEL OF THE COLORADO AND MUGROSA FORMATION IN THE SOUTH CASABE FIELD IN THE MIDDLE MAGDALENA VALLEY BASIN.

AUTOR:

NICOLAY ALBERTO AVILA CORDERO.

KEY WORDS:

Formation Colorado, Formation Mugrosa, Casabe Field, Static Model, Facies Model, Software Petrel.

Casabe field is located on the Middle Magdalena Valley Basin (MMVB) and it is one the most important hydrocarbon exploitation fields in such place.

The main goal of the Casabe Alliance (Schlumberger-Ecopetrol) is to increase the reserve and production of Casabe field. Therefore, an intensive drilling operation along with a selective injection of water is being carried out. In 2009 a new structure located in the south of Casabe field was found, where, as well as in Casabe field, Colorado and Mugrosa Formations are hydrocarbon storage formations on the study area.

As part of the project developed in this field -South Casabe- two facies models are going to be built. This will be done by sampling collection on direct outcrop sample collection as well as analyzing the data gathered from the well. This way, the sensitivity of the facial model will be evaluated, since it is highly important to be sure about the spatial arrangement of river canals within a depositional environment. The static model, made by of direct outcrop sample collection, will be carried out by using a new facies modeling technique -Multi Point Statistics- included in Petrel Software. Such software was developed by Schlumberger in order to make use of more detailed methods when interpreting facies.

** Undergraduate Internship. Developed in Schlumberger Surencó*

*** Faculty of Engineering Physicochemical, Geology School.*

**** Directors Geologists Ricardo Mier, Juan Peralta.*

*****Tutor Geologists Javier Andres Acevedo Cabra.*

CONTENIDO.

1.	INTRODUCCIÓN.....	24
2.	PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	25
3.	JUSTIFICACIÓN.	25
4.	OBJETIVOS.	26
4.1	Objetivo general.....	26
4.2	Objetivos específicos.	26
5.	GENERALIDADES DE LA CUENCA DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA.....	27
5.1	Localización.....	28
5.2	Geología regional.....	29
5.3	Estratigrafía.....	30
5.3.1	Cretácico.....	30
5.3.1.1	CRETÁCICO INFERIOR.	30
5.3.1.1.1	Formación Tambor.....	30
5.3.1.1.2	Formación Rosa Blanca.....	30
5.3.1.1.3	Formación Paja.....	31
5.3.1.1.4	Formación Tablazo.....	31
5.3.1.1.5	Formación Simití.....	31
5.3.1.2	CRETÁCICO SUPERIOR.....	32
5.3.1.2.1	Formación La Luna.....	32
5.3.1.2.1.1	Miembro Salada.....	32
5.3.1.2.1.2	Miembro Pujamana.....	32
5.3.1.2.1.3	Miembro Galembo.....	32

5.3.1.2.2	Formación Umir.....	33
5.3.2	Terciario.....	33
5.3.2.1	Paleógeno.....	33
5.3.2.1.1	PALEOCENO.....	33
5.3.2.1.1.1	Formación Lisama.....	33
5.3.2.1.2	EOCENO.....	34
5.3.2.1.2.1	Grupo Chorro.....	34
5.3.2.1.2.1.1	Formación La Paz.	34
5.3.2.1.2.1.2	Formación Esmeralda.	34
5.3.2.1.3	OLIGOCENO.....	35
5.3.2.1.3.1	Grupo Chuspas.....	35
5.3.2.1.3.1.1	Formación Mugrosa.	35
5.3.2.1.3.1.2	Formación Colorado.	35
5.3.2.2	Neógeno.....	36
5.3.2.2.1	MIOCENO.....	36
5.3.2.2.1.1	Grupo Real.....	36
5.3.2.3	Terciario – Cuaternario.....	36
5.3.2.3.1	PLIOCENO – PLEISTOCENO.	36
5.3.2.3.1	Grupo Mesa.....	36
5.4	Evolución tectónica.....	38
5.4.1	Fase de Syn-Rift (Extensión). Jurásico Superior.....	38
5.4.2	Fase Post Rift (Subsidencia Termal). Cretácico Superior.....	39
5.4.3	Cuenca de Antepaís (Foreland). Paleoceno – Oligoceno.....	40
5.4.4	Cuenca de Antepaís Fragmentado. (Mioceno).....	41
6	GENERALIDADES DEL CAMPO CASABE.....	45
6.1	Localización del Campo Casabe.....	46
6.2	Marco Geológico.....	47
6.3	Geología estructural.....	48
6.3.1	Falla Casabe – Peñas Blancas.....	48

6.3.2	Estructura Casabe.....	49
6.3.3	Estructura Peñas Blancas.....	50
6.3.4	Perfil Estructural Campo Casabe.....	50
6.4	Ambientes de Depositación.....	51
6.4.1	Asociación de Llanuras de Inundación.....	51
6.4.2	Barra de Punta (Point Bars).	52
6.4.2.1	Interpretación y Ambiente de Depósito.....	52
6.4.3	Depósitos de Desborde de Canal (Crevasee Splay).....	52
6.4.3.1	Interpretación y Ambiente de Depósito.	53
6.5	Distribución de Facies.....	53
7	FUNDAMENTOS TEÓRICOS.....	55
7.1	AMBIENTES DE DEPOSITACIÓN.....	55
7.1.1	Ambientes de depósito Continental.....	56
7.1.2	Sistemas Fluviales.....	57
7.1.2.1	Sistemas de Canales Trenzados.....	58
7.1.2.2	Sistemas de Canales Anastomosados.....	60
7.1.2.3	Sistemas de Canales Meándricos.....	61
7.1.3	Tipos de Depósitos Fluviales.....	62
7.1.3.1	Depósitos de Barras de Canal.....	63
7.1.3.2	Depósitos de Barras de Punta (Point Bar).....	63
7.1.3.3	Depósitos de Diques (Levee).....	64
7.1.3.4	Depósitos de Desborde de Canal (Crevasse Splay).....	64
7.1.3.5	Depósitos de Llanuras de inundación (Flood Plain).....	64
7.1.3.6	Depósitos de Canal Abandonado.....	65
7.2	GEOESTADÍSTICA.....	64
7.2.1	Algoritmos De Modelamiento Geoestadística.....	65
7.2.1.1	Algoritmos Determinísticos.....	65
7.2.1.2	Algoritmos Estocásticos.	66
7.2.2	Algoritmos de Modelamiento de Facies (Petrel).....	67

7.2.3	Multi Point Facies Simulation (MPFS).....	68
7.2.3.1	Multipunto (Multi-Point).....	69
7.2.3.2	Imagen de Entrenamiento (Training Image).....	70
7.2.3.3	Máscara de Búsqueda.....	71
7.2.3.4	Multi - Grilla.....	71
7.2.3.5	Sub – Grilla.....	71
8	METODOLOGÍA.....	72
8.1	Primera Etapa.....	72
8.1.1	Recopilación de información geológica disponible de la cuenca del Valle Medio del Magdalena.	72
8.2	Segunda Etapa.....	72
8.2.1	Levantamiento de datos de afloramientos necesarios para la generación del modelo de facies.	72
8.3	Tercera Etapa.	72
8.3.1	Implementación del software multi point statistics para la interpretación y realización del modelo de facies.....	72
9	RESULTADOS.	73
9.1	Geología de Campo.....	73
9.1.1	Localización del área de estudio.....	73
9.1.2	Recorrido del área de estudio.....	74
9.1.2.1.1	Estación numero 1.....	75
9.1.2.1.2	Estación numero 2.....	83
9.1.2.1.3	Estación numero 3.....	87
9.1.2.1.4	Estación numero 4.....	89
9.1.2.1.5	Estación numero 5.....	91
9.1.3	Recopilación de datos de campo.....	96
9.2	Construcción del modelo de Facies en el Software Petrel.....	97
9.2.1	Identificación de Facies Basada en Cross Plots.....	98

9.2.2	Interpretación de Registros de Facies.....	99
9.2.2.1	Cálculos por Cut Off.....	99
9.2.2.2	Redes Neuronales.....	100
9.2.2.3	Interpretación Manual.....	101
9.2.3	Generación del Modelo de Facies por el Método Secuencial Gaussian Simulation (SIS).....	102
9.2.3.1	Resultados modelamiento de Facies por el método Secuencial Indicator Simulation (SIS) en petrel 2009.2.....	104
9.2.3.2	Volumétrico.	117
9.2.4	Generación del Modelo de Facies por el Método Multi Point Facies (MPF).....	118
9.2.4.1	Resultados modelamiento de Facies por el método Multi Point Facies (MPF).en petrel 2009.2.	120
9.2.4.2	Volumétrico.....	133
9.3	Análisis de resultados.....	134
10	CONCLUSIONES.....	135
11	RECOMENDACIONES.....	136
12	BIBLIOGRAFÍA.....	137

LISTA DE FIGURAS

Figura N° 1: Mapa de localización de las cuencas sedimentarias en Colombia, resaltando la cuenda del Valle Medio del Magdalena. (Modificado de ANH, Colombian sedimentary Basin).28

Figura N° 2: Mapa Tectónico del Norte de los Andes de Colombia. (Tomado de: "Middle and Upper Magdalena Basin, Colombia" Capitulo 10, Steven Schamel). 422

Figura N° 3: Mapa Geológico generalizado de la Cordillera Oriental y la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.(Tomado de Cediel y Caceres. 1988). 433

Figura N° 4: Evolución tectónica de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.(Tomado de Silva, C.E et al 2009). 444

Figura N° 5: Mapa de localización del campo casabe (Modificado de Reservoir symposium 2010 Schlumberger y Epis)..... 466

Figura N° 6: Perfil estructural Campo Casabe-Peñas Blancas. (Tomado de Reservoir Symposium 2010, Schlumberger)..... 500

Figura N° 7: Mapas paleo-geográficos del valle Medio del Magdalena (Gómez, 2001), De acuerdo con estos mapas es posible señalar las tendencias principales de las corrientes que originaron los reservorios en Casabe con dirección Oeste-Este y Suroeste-Noreste. 542

Figura N° 8: Los cuatro estilos básicos de canales fluviales. (Modificado de A.D Miall 1977). 577

Figura N° 9: Canal Trenzado del Rio Magdalena. (Modificado de Google Earth y A.D Miall, 1977). 58

Figura N° 10: Canal Amostrosado del Rio Magdalena. (Modificado de Google Earth y A.D Miall, 1977)..... 59

Figura N° 11: Canal Meándrico del Rio Magdalena. (Modificado de Google Earth y A.D Miall, 1977). 600

Figura N° 12: Se observan los tipos de depósitos fluviales (tomado de Corrales I, Rosell J, Sánchez L, Vera, J, Vilas L, 1977). 611

Figura N° 13: Dos modelos los cuales son creados usando el mismo dato de entrada. El modelo de la izquierda fue construido usando un algoritmo

determinístico (kriging) y el de la derecha fue construido usando un algoritmo estocástico (Sequential Gaussian). (Tomado de Petrel Property Modeling, 2009.2)677

Figura N° 14: Ilustración de la metodología empleada por multipunto.(Tomado de Petrel Advanced Property Modeling, 2009.2)..... 69

Figura N° 15: Ilustración de la máscara de búsqueda y del pixel actualmente simulado. (Tomado de Petrel, Advanced Property Modelin). 69

Figura N° 16: Mapa: Geológico del área de estudio (Modificado del Mapa Geológico de Colombia INGEOMINAS)..... 73

Figura N° 17: Mapa de recorrido realizado sobre el cuadrángulo H11 y H12 (Modificado de Mapa Geológico H11 y H12 INGEOMINAS y Google Earth)..... 744

Figura N° 18: Esquema de la parte inferior del afloramiento de la Formación Mugrosa, se puede identificar BARRAS DE CANAL CON ESPESOR DE 6.50m y levee de 1.80m. 755

Figura N° 19: Fotografía de Afloramiento de la Formación Mugrosa se observa claramente la sección de una canal y el levee de 1.80m de la formación Mugrosa con orientación Norte-Sur (Fotografía Nicolay Avila. 2010). 755

Figura N° 20: Esquema de la Continuación del afloramiento de la formación Mugrosa de base a tope, se observa CANAL CON ESPESOR DE 1.80m. (Esquema Nicolay Avila. 2010). 766

Figura N° 21. Fotografía de la continuación del afloramiento de la Formación Mugrosa de base a tope, se observa barra de canal con espesor constante de 1.80m (Fotografía Nicolay Avila 2010)..... 766

Figura N° 22: Esquema de afloramiento de la Formación Mugrosa, donde se observan tres facies de depositación crevasse splay, flood plain y de CANAL CON ESPESOR DE 6.50m..... 777

Figura N° 23: Fotografía de la continuación del afloramiento de la Formación Mugrosa de base a tope en el cual se puede observar un canal en la parte inferior, flood plain con coloración pálida y crevasse splay en la parte superior (Fotografía Robin Castillo. 2010)..... 777

<i>Figura N° 24: Esquema de la continuación de afloramiento de la formación Mugrosa de base a tope, donde se observa la presencia de CANAL CON UN ESPESOR DE 5.80m.....</i>	<i>788</i>
<i>Figura N° 25: Fotografía de barra de canal de la Formación Mugrosa con espesor de 5.80m.</i>	<i>788</i>
<i>Figura N° 26: Esquema donde se observan depósitos fluviales de CANAL CON ESPESOR DE 7m, con un levee de 4.20m y flood plain de 1.10m – 2.20m. (Esquema Nicolay Avila. 2010).</i>	<i>79</i>
<i>Figura N° 27: Fotografía de la continuación de la Formación Mugrosa de Base a tope, donde se muestra un deposito de barra de canal de 7m de espesor (Fotografía Nicolay Avila. 2010).</i>	<i>79</i>
<i>Figura N° 28: Esquema donde se presentan dos CANALES de la Formación Mugrosa con ESPESORES DE 6.70m (canal inferior) Y 1.50M (canal superior). (Esquema Nicolay Avila. 2010).</i>	<i>80</i>
<i>Figura N° 29: Fotografía de la continuación de la Formación Mugrosa de base a tope, donde se observan 2 canales con saturación de hidrocarburo. (Fotografía Nicolay Avila. 2010).</i>	<i>80</i>
<i>Figura N° 30: Esquema donde se observan dos CANALES CON ESPESORES DE 2.60m (canal inferior con saturación de hidrocarburos) Y 7.10M (canal superior). (Esquema Nicolay Avila. 2010).</i>	<i>811</i>
<i>Figura N° 31: Fotografía de la continuación de la Formación Mugrosa de tope a Base, se observa depósitos fluviales de tipo crevasse splay y barras de canal con saturación de hidrocarburos.(Fotografía Robin Castillo. 2010).</i>	<i>811</i>
<i>Figura N° 32: Esquema donde se observa depósitos de CANAL CON ESPESORE DE 6.10m, levee de 5.00m y crevasse splay con espesor de 0.80m de espesor y flood plain. (Esquema Nicolay Avila. 2010).</i>	<i>822</i>
<i>Figura N° 33: Fotografía de la continuación de la Formación Mugrosa, se observan depósitos fluviales de tipo Crevasse Splay, Flood Plain y Canal. (Fotografía Nicolay Avila. 2010).</i>	<i>822</i>

Figura N° 34: Esquema donde se observa CANAL CON ESPESOR de 5m de arenas finas bien seleccionadas pertenecientes a la Formación Mugrosa. 833

Figura N° 35: Fotografía de canal de la Formación Mugrosa con espesor de 5m. 833
(Fotografía Nicolay Avila. 2010)..... 833

Figura N° 36: Esquema donde se aprecian Intercalaciones de shale de coloración azulosa, y espesores que varían entre 0.3m y 0.28cm y arenas que varían sus espesores de 0.13m a 0.40m..... 844
(Esquema Nicolay Avila. 2010)..... 844

Figura N° 37: Fotografía de Afloramiento de la Formación Mugrosa el cual presenta intercalación de shale y arenas, que presentan nódulos en la parte inferior del afloramiento. (Fotografía Nicolay Avila. 2010)..... 844

Figura N° 38: Esquema donde se observa depósito de CANAL CON ESPESOR DE 3m y levee con espesor de 1.80m. (Esquema Nicolay Avila. 2010)..... 855

Figura N° 39: Fotografía de la Formación Mugrosa con intercalaciones de shale, con espesores que varían entre 0.10m y 1.20m, y arenas que varían entre 30cm y 3m de espesor (Fotografía Nicolay Avila. 2010). 855

Figura N° 40: Esquema de intercalaciones de shale, de coloración azulosa con variación de espesores entre 0.10m y 0.35m, y arenas de coloración amarilla con variación en sus espesores de 0.20m y 0.50m. 866
(Esquema Nicolay Avila 2010). 866

Figura N° 41: Fotografía de afloramiento de la Formación Mugrosa donde se aprecian intercalaciones de shale y arenas con variación en sus espesores. 866

Figura N° 42: Esquema de CANAL CON ESPESORES QUE VARÍAN ENTRE 1m Y 5m los cuales presentan tendencias de canales amalgamados (Mario Patiño 2008). (Esquema Nicolay Avila. 2010). 877

Figura N° 43: Fotografía donde se observa depósito de BARRA DE CANAL de la Formación Mugrosa CON ESPESOR DE 1.30m. (Fotografía Nicolay Avila. 2010). 877

Figura N° 44: Fotografía de depósito de CANAL de la Formación Mugrosa con ESPESOR DE 2.80M y espesor del levee de 1.80m. 888

Figura N° 45: Fotografía de afloramiento de la Formación Mugrosa donde se aprecia depósito de CANAL CON ESPESOR DE 1.30m. (Fotografía Mario Patiño. 2008)..... 888

Figura N° 46: Esquema de afloramiento de la formación Colorado, se puede identificar un depósito de CANAL CON ESPESOR DE 1.10M y un levee de 0.60m. 89

Figura N° 47: Fotografía de afloramiento de la Formación Colorado, se identifican arenas de tamaño grueso, fallas locales. (Fotografía Robin Castillo. 2010). 900

Figura N° 48: Esquema de afloramiento de la formación Colorado, donde se aprecia en la parte superior un CANAL CON ESPESOR DE 1.10m y en la parte inferior un CANAL CON ESPESOR DE 3.20m(Esquema Nicolay Avila. 2010). .. 900

Figura N° 49: Fotografía de afloramiento de la formación Colorado, se identifican arenas de tamaño grueso, fallas locales. (Fotografía Nicolay Avila. 2010)..... 911

Figura N° 50: Esquema de afloramiento donde se puede apreciar el contacto entre las Formaciones Mugrosa (Parte inferior) y Colorado (parte superior), CANAL CON ESPESORES ENTRE 1.40m Y 2.30m..... 922

Figura N° 51: Fotografía de afloramiento de la formación Mugrosa donde se pueden apreciar depositaciones de CANAL CON ESPESORES DE 1.40m (canal inferior) y 1.50m (canal superior)(Fotografía Nicolay Avila. 2010). 922

Figura N° 52: Fotografía de afloramiento del tope de la formación Mugrosa donde se puede identificar depósitos de CANAL CON ESPESOR DE 2.30m y levee con espesor de 1.60m. (Fotografía Robin Castillo. 2010)..... 933

Figura N° 53: Fotografía de afloramiento del contacto (trazado color rojo) entre las Formaciones Mugrosa (parte inferior) y Colorado (parte superior CANAL de la Formación Colorado con ESPESOR DE 2.30M y levee 1.60m. (Fotografía Nicolay Avila. 2010)..... 933

Figura N° 54: Fotografía de afloramiento de la base de la formación Colorado, presenta depósito de CANAL CON ESPESOR DE 3.30m, levee con espesor 2.70m. (Fotografía Nicolay Avila. 2010)..... 944

Figura N° 55: Modelo sedimentológico – Determinación del ancho del canal (W_c) y del cinturón de meandro (W_m) a partir de la profundidad de los canales. (Tomado de Lorenz, et al., 1985). 955

Figura N° 56: Cross Plot entre las Porosidades-Permeabilidades-Volumenes de arcilla (VCL), para los 3 pozos exploratorios de Casabe Sur (Modelado en Petrel 2009.2)..... 988

Figura N° 57: Calculo de registros de facies por medio de la calculadora de registros de Petrel.(Nicolay Avila 2010). 99

Figura N° 58: Ventana de Petrel para la generación de las facies por el método de Redes Neuronales. (Nicolay Avila 2010)..... 1000

Figura N° 59: Análisis de componentes principales para generación de registro de facies (Nicolay Avila 2010)..... 1000

Figura N° 60: Interpretación de registros de facies, por 3 métodos. (Nicolay Avila 2010. Petrel). 1011

Figura N° 61: Modelo de facies de la Zona 1, segmento A0-A1, Modelado en Petrel 2009.2.(Nicolay Avila. 2010). 1044

Figura N° 62: Modelo de facies de la Zona 2, segmento A1-A1a, Modelado en Petrel 2009.2.(Nicolay Avila 2010)..... 1044

Figura N° 63: Modelo de facies de la Zona 2, segmento A1a-A1b, Modelado en Petrel 2009.2.(Nicolay Avila 2010)..... 1055

Figura N° 64: Modelo de facies de la Zona 2, segmento A1b-A1c, Modelado en Petrel 2009.2.(Nicolay Avila 2010)..... 1055

Figura N° 65: Modelo de facies de la Zona 2, segmento Ac-A1d, Modelado en Petrel 2009.2.(Nicolay Avila 2010)..... 1066

Figura N° 66: Modelo de facies de la Zona 2, segmento A1d-A1e, Modelado en Petrel 2009.2. (Nicolay Avila 2010)..... 1066

Figura N° 67: Modelo de facies de la Zona 2, segmento A1e-A1f, Modelado en Petrel 2009.2. (Nicolay Avila 2010)..... 1077

Figura N° 68: Modelo de facies de la Zona 2, segmento A1f-A1g, Modelado en Petrel 2009.2.(Nicolay Avila 2010)..... 1077

Figura N° 69: Modelo de facies de la Zona 2, segmento A1g-A1h, Modelado en Petrel 2009.2.(Nicolay Avila 2010)..... 1088

Figura N° 70: Modelo de facies de la Zona 2, segmento A1h-A2, Modelado en Petrel 2009.2.(Nicolay Avila 2010)..... 1088

Figura N° 71: Modelo de facies de la Zona 2, segmento A2-A2i, Modelado en Petrel 2009.2.(Nicolay Avila 2010)..... 10909

Figura N° 72: Modelo de facies de la Zona 2, segmento A2i-A3, Modelado en Petrel 2009.2.(Nicolay Avila 2010)..... 10909

Figura N° 73: Modelo de facies de la Zona 3, segmento A3-bA3, Modelado en Petrel 2009.2.(Nicolay Avila 2010)..... 1100

Figura N° 74: Modelo de facies de la Zona 3, segmento bA3-B1, Modelado en Petrel 2009.2.(Nicolay Avila 2010)..... 1100

Figura N° 75: Modelo de facies de la Zona 3, segmento B1-B1Inferior, Modelado en Petrel 2009.2.(Nicolay Avila 2010)..... 1111

Figura N° 76: Modelo de facies de la Zona 3, segmento B1Inferior-B1i, Modelado en Petrel 2009.2.(Nicolay Avila 2010)..... 1111

Figura N° 77: Modelo de facies de la Zona 3, segmento B1i-B2, Modelado en Petrel 2009.2. (Nicolay Avila 2010)..... 1122

Figura N° 78: Modelo de facies de la Zona 3, segmento B2-B2b, Modelado en Petrel 2009.2.(Nicolay Avila 2010)..... 1122

Figura N° 79: Modelo de facies de la Zona 3, segmento B2b1-B2c, Modelado en Petrel 2009.2.(Nicolay Avila 2010)..... 1133

Figura N° 80: Modelo de facies de la Zona 3, segmento B2c-B2d, Modelado en Petrel 2009.2.(Nicolay Avila 2010)..... 1133

Figura N° 81: Modelo de facies de la Zona 4, segmento B2d-B2e, Modelado en Petrel 2009.2. (Nicolay Avila 2010)..... 1144

Figura N° 82: Modelo de facies de la Zona 4, segmento B2e-B3, Modelado en Petrel 2009.2.(Nicolay Avila 2010)..... 1144

Figura N° 83: Modelo de facies de la Zona 4, segmento B3-B3i, Modelado en Petrel 2009.2.(Nicolay Avila 2010)..... 1155

Figura N° 84: Modelo de facies de la Zona 5, segmento B3i-La Paz, Modelado en Petrel 2009.2.(Nicolay Avila 2010)..... 1155

Figura N° 85: Modelo de facies de la Zona 5, segmento La Paz-C, Modelado en Petrel 2009.2.(Nicolay Avila 2010)..... 1166

Figura N° 86 : Modelo Estático de Facies del campo Casabe Sur (Nicolay Avila. 2010)..... 1166

Figura N° 87: Ilustración de la interpretación de los canales presentes en el área del campo Casabe Sur (Tomado de Symposium Reservoir Schlumberger 2010). 1188

Figura N° 88: Afloramiento de la Estación N°1, en la cual se baso la imagen de entrenamiento.(Fotografía Andres Acevedo 2010). 11919

Figura N° 89: Imagen de entrenamiento basada en afloramiento de la estación N°1, generada en Petrel 2009.1 (Nicolay Avila. 2010)..... 11919

Figura N° 90: Modelo de facies de la Zona 1, segmento A0-A1, Modelado en Petrel 2009.2. (Nicolay Avila. 2010). 1200

Figura N° 91: Modelo de facies de la Zona 2, segmento A1-A1a, Modelado en Petrel 2009.2.(Nicolay Avila. 2010)..... 1200

Figura N° 92: Modelo de facies de la Zona 2, segmento A1a-A1b, Modelado en Petrel 2009.2.(Nicolay Avila. 2010)..... 1211

Figura N° 93: Modelo de facies de la Zona 2, segmento A1b-A1c, Modelado en Petrel 2009.2.(Nicolay Avila. 2010)..... 1211

Figura N° 94: Modelo de facies de la Zona 2, segmento A1c-A1d, Modelado en Petrel 2009.2.(Nicolay Avila 2010)..... 1222

Figura N° 95: Modelo de facies de la Zona 2, segmento A1d-A1e, Modelado en Petrel 2009.2.(Nicolay Avila 2010)..... 1222

Figura N° 96: Modelo de facies de la Zona 2, segmento A1e-A1f, Modelado en Petrel 2009.2.(Nicolay Avila 2010)..... 1233

Figura N° 97: Modelo de facies de la Zona 2, segmento A1f-A1g, Modelado en Petrel 2009.2.(Nicolay Avila 2010)..... 1233

Figura N° 98: Modelo de facies de la Zona 2, segmento A1g-A1h, Modelado en Petrel 2009.2.(Nicolay Avila 2010)..... 1244

Figura N° 99: Modelo de facies de la Zona 2, segmento A1h-A2, Modelado en Petrel 2009.2.(Nicolay Avila 2010)..... 1244

Figura N° 100: Modelo de facies de la Zona 2, segmento A2-A2i, Modelado en Petrel 2009.2.(Nicolay Avila 2010)..... 1255

Figura N° 101: Modelo de facies de la Zona 2, segmento A2i-A3, Modelado en Petrel 2009.2.(Nicolay Avila 2010)..... 1255

Figura N° 102: Modelo de facies de la Zona 3, segmento A3-bA3, Modelado en Petrel 2009.2.(Nicolay Avila 2010)..... 1266

Figura N° 103: Modelo de facies de la Zona 3, segmento bA3-B1, Modelado en Petrel 2009.2.(Nicolay Avila 2010)..... 1266

Figura N° 104: Modelo de facies de la Zona 3, segmento B1-B1Inferior, Modelado en Petrel 2009.2.(Nicolay Avila 2010)..... 1277

Figura N° 105: Modelo de facies de la Zona 3, segmento B1i-B2, Modelado en Petrel 2009.2.(Nicolay Avila 2010)..... 1277

Figura N° 106: Modelo de facies de la Zona 3, segmento B1Inferior-B1i, Modelado en Petrel 2009.2.(Nicolay Avila 2010)..... 1288

Figura N° 107: Modelo de facies de la Zona 3, segmento B2-B2b, Modelado en Petrel 2009.2.(Nicolay Avila 2010)..... 1288

Figura N° 108: Modelo de facies de la Zona 3, segmento B2b-B2c, Modelado en Petrel 2009.2.(Nicolay Avila 2010)..... 12929

Figura N° 109: Modelo de facies de la Zona 4, segmento B2d-B2e, Modelado en Petrel 2009.2.(Nicolay Avila 2010)..... 12929

Figura N° 110: Modelo de facies de la Zona 3, segmento B2c-B2d, Modelado en Petrel 2009.2.(Nicolay Avila 2010)..... 1300

<i>Figura N° 111: Modelo de facies de la Zona 4, segmento B2e-B3, Modelado en Petrel 2009.2.(Nicolay Avila 2010).</i>	1300
<i>Figura N° 112: Modelo de facies de la Zona 4, segmento B3-B3i, Modelado en Petrel 2009.2.(Nicolay Avila 2010).</i>	1311
<i>Figura N° 113: Modelo de facies de la Zona 5, segmento B3i-La Paz, Modelado en Petrel 2009.2.(Nicolay Avila 2010).</i>	1311
<i>Figura N° 114: Modelo de facies de la Zona 4, segmento La Paz-C, Modelado en Petrel 2009.2.(Nicolay Avila 2010).</i>	1322
<i>Figura N° 115: Modelo de facies total por Multi Point Facies, Modelado en Petrel 2009.2.(Nicolay Avila 2010).</i>	1322

LISTA DE TABLAS

Tabla N° 1: Columna Estratigráfica Generalizada de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena. 377

Tabla N°2: Recopilación de datos de campo de las barras canal de las Formaciones Colorado y Mugrosa. (Nicolay Avila, 2010). 966

Tabla N° 3: Zonas y Segmentos del Modelo Estático del campo Casabe Sur... 1033

Tabla N° 4: Calculos de los volúmenes de Hidrocarburo y Gas en el reservorio. (Nicolay Avila 2010). 1177

Tabla N° 5: Volumétrico del campo casabe sur Obtenido por el método de Multi Piont Facies. 1333

1. INTRODUCCIÓN.

El trabajo realizado fue dado gracias a la convocatoria a nivel nacional de la compañía Schlumberger Surencó en la ciudad de Bogotá en donde se gestionó la participación de un estudiante en práctica en el segmento de SIS (*Schlumberger Information Solution*), el cual sirviera de apoyo en todas las labores referentes al soporte técnico de los software de la compañía, a raíz de esto en conjunto con la Alianza Casabe entre Schlumberger-Ecopetrol en el campo Casabe, se determina la necesidad de realizar un estudio de un nuevo campo en exploración al sur del campo Casabe (Casabe Sur). Esta necesidad nace a partir de que el modelo estático del campo casabe está definido por medio de datos tomados de núcleos en las actuales perforaciones que se tienen en el campo exploratorio.

Por medio de este trabajo de grado el cual está desarrollado en modalidad de prácticas empresariales, básicamente se quiere definir un modelo de facies a partir de toma de datos en afloramientos de las formaciones Colorado y Mugrosa acumuladoras de hidrocarburos para determinar el comportamiento y poder definir un patrón de los canales en cuanto a su distribución, orientación espesor y continuidad de los canales y las barras de canal basándonos en la integración de los datos tomados desde los afloramientos de estas formaciones.

Otro de los objetivos de la compañía es poder implementar nuevos métodos de modelamiento de facies, en uno de los Software más importantes que maneja la compañía a nivel mundial, que con su empeño por mejorar cada vez más en la incertidumbre que se maneja en el modelamiento de las facies, se ha hecho énfasis en una técnica llamada “Multi Point Statistics” que básicamente podemos entrar en mayor detalle para el modelamiento de facies de un campo, esta técnica está basada en la implementación de una imagen de entrenamiento en donde podemos definir modelos independientes de depositación y mejor aun pudiendo interactuar entre los diferentes ambientes en un mismo modelo, lo cual facilita el modelamiento ya que en un campo pueden existir estas diferencias entre los ambientes de depositación.

2. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.

Por muchas décadas la cuenca del Valle medio del Magdalena ha sido motivo de estudio y exploración gracias a su condición de extracción de hidrocarburos; de este modo la información obtenida por las diferentes entidades petroleras a través de la historia es abundante y en muchos casos no se le ha dado un buen manejo en términos de control de calidad y almacenamiento para una posterior reinterpretación y poseer un mejoramiento en la producción.

Schlumberger Surencó realizó una alianza con Ecopetrol llamada Alianza Casabe (Schlumberger- Ecopetrol), la cual tiene como fin incrementar la actividad de perforación exploratoria en el sur del campo Casabe en la cuenca del Valle Medio del Magdalena (V.M.M), conformado por las formaciones Colorado y Mugrosa, formaciones productoras de hidrocarburos para todo el campo Casabe. Basándose en la integración, de nuevos datos tomados en afloramientos con los datos de pozo, e interpretación de datos se quiere definir un patrón predominante para la realización de un modelo facial estático.

3. JUSTIFICACIÓN.

En el campo Casabe en la cuenca del Valle Medio del Magdalena (V.M.M), el modelo de facies es generado por los datos directos obtenidos en pozo. Por esta razón se quiere revisar la incertidumbre por medio de la generación de un modelo de facies construido a partir de medidas directas de afloramientos. Como apoyo al proyecto desarrollado en este campo (Casabe sur) se construirá un modelo facial a partir de toma directa de muestras en afloramiento para reducir incertidumbres del modelo facial realizado con datos de pozo, este modelo facial se creará con una nueva técnica (Multi Point Statistics) en el software Petrel, desarrollada por la compañía Schlumberger, para implementar nuevos métodos de interpretación de facies.

4. OBJETIVOS.

4.1 OBJETIVO GENERAL

Construir un modelo de facies en el sur del campo Casabe, ubicado en el centro de la cuenca del Valle Medio del Magdalena (V.M.M), utilizando la descripción detallada de los afloramientos de las formaciones Colorado y Mugrosa en el área central de la cuenca (V.M.M), con el fin de evaluar la sensibilidad del modelo facial con datos de pozo, por medio de la evaluación e interpretación de toma directa de medidas en afloramiento.

4.2 OBJETIVOS ESPECIFICOS.

- Realizar análisis e interpretación de tipo estratigráfica, estructural y petrofísica enfocada a zonas prospectivas al sur del campo Casabe, formaciones Colorado y Mugrosa en la cuenca del Valle Medio del Magdalena.
- Reconocer sobre afloramientos los depósitos de barras de canal, desborde de canal y llanuras de inundación principalmente de las Formaciones Mugrosa y Colorado, para medir e interpretar las dimensiones de ancho y espesor de los cuerpos asociados a los canales.
- Generar un modelo de facies basado en datos de campo, teniendo en cuenta el Modelo estático actual del campo casabe, el cual permita visualizar la distribución, orientación y continuidad de los canales.
- Realizar una evaluación entre el modelo de facies realizado con datos de pozo y el generado a partir de datos de afloramiento para revisar incertidumbres del modelo.
- Realizar la implementación de una nueva técnica de interpretación de facies (Multi Point Facies) para el modelamiento facial a partir de datos de afloramiento, asociadas al campo Casabe Sur.

5. GENERALIDADES DE LA CUENCA DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA (CVMM).

La Cuenca del Valle Medio del Magdalena es una de las más importantes cuencas del país, ya que esta cuenca ha contribuido con una de las mayores producciones de crudos en Colombia. La cuenca comprende un área de aproximadamente 34.000 km², teniendo así una longitud de 500 km². La cuenca del VMM está cubierta por sedimentos del Cenozoico y depósitos Cuaternarios.

Los mayores volúmenes de aceite original en sitio (OOIP) del país se encuentran en la cuenca del VMM con 10.392 millones de barriles de petróleo del país que representan el 38% del OOIP del país (Gerencia de Yacimientos de Ecopetrol, 2004 en Castro y Gordillo, 2005).

El balance del volumen del petróleo del 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 (9701 MMBO), se encuentra almacenado en rocas Cretáceas (Gerencia de yacimientos de Ecopetrol, 2004 en Castro y Gordillo).

La cuenca del Valle Medio del Magdalena contiene aproximadamente 50 campos petrolíferos (Ecopetrol-ICP, 2006), y actualmente en la cuenca existen numerosos yacimientos en exploración (Castro y Gordillo, 2005).

Con los antecedentes previstos en esta cuenca, se define como una cuenca con potenciales petrolíferos, en donde existen muchas áreas sin explotar, que incluyen desde los reservorios de Areniscas del Terciario hasta los niveles naturalmente fracturados del Cretáceo.

La Cuenca del Valle Medio del Magdalena es una región visiblemente alargada en sentido Norte – Sur, localizada entre las Cordilleras Oriental y Central de los andes Colombianos, las cuales constituyen sus límites Oriental y Occidental respectivamente (Gerencia de yacimientos de Ecopetrol, 2004 en Castro y Gordillo, 2005).

5.1 LOCALIZACIÓN (CVMM).

Límites

- **Sur-Este:** Sistema de Fallas La Salina y Bituima.
- **Norte:** Sistema de Fallas Espíritu Santo (E.S.F.S)
- **Oeste:** Sobre sedimentos del Neógeno por encima la Serranía de San Lucas (SL) y basamento de la Central Cordillera (CC)
- **Sur:** Cinturón Plegado de Girardot (GFB)
- **Norte-Este:** Sistema de Fallas de Bucaramanga - Santa Marta (B.S.M.F.)

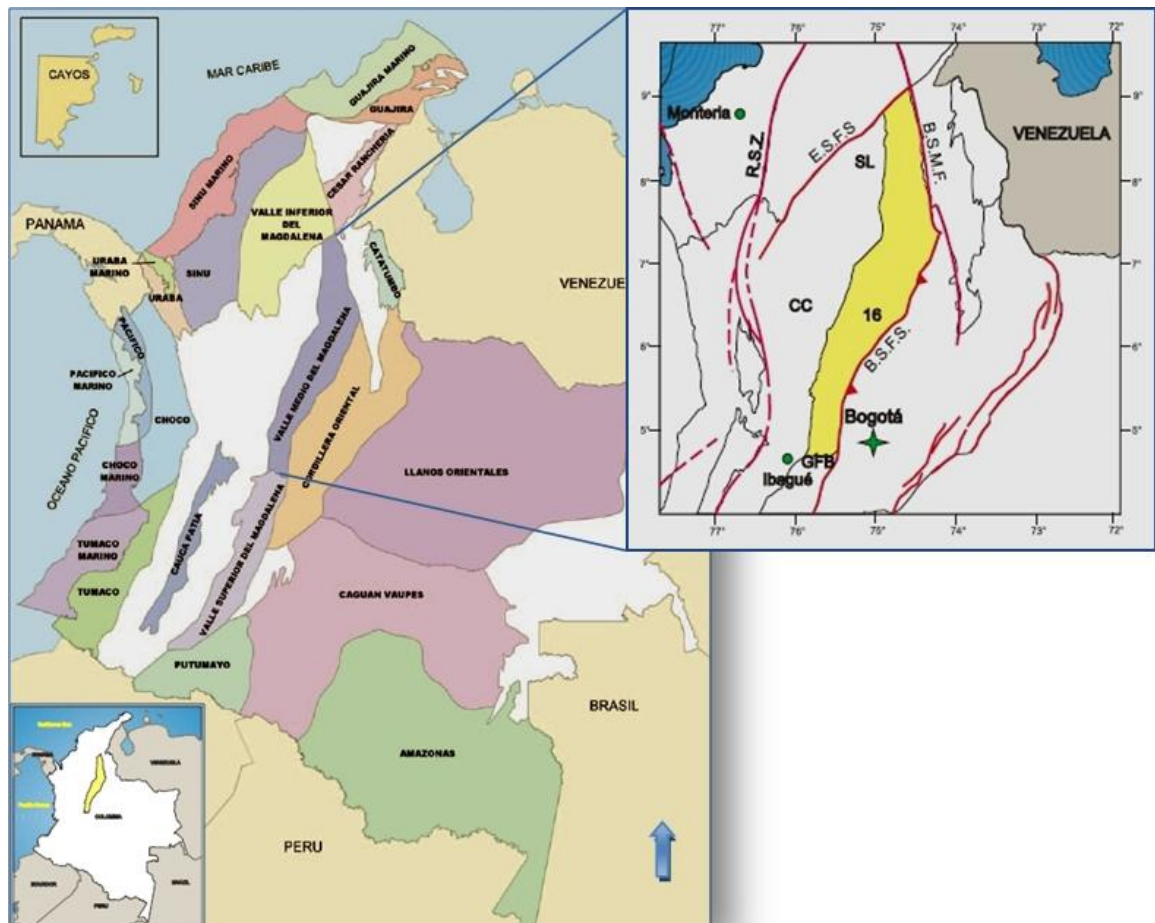


Figura N° 1: Mapa de localización de las cuencas sedimentarias en Colombia, resaltando la cuenca del Valle Medio del Magdalena. (Modificado de ANH, Colombian sedimentary Basin).

5.2 GEOLOGÍA REGIONAL (CVMM).

Geológicamente, la cuenca del Valle Medio del Magdalena ha sufrido una serie de eventos tectono-sedimentarios. En un principio actuó como una zona de Rift (durante el Jurásico Tardío hasta comienzos del Cretácico Temprano), con depositación principalmente Molásica (Toussaint, 1995; Cediél et al 1997; Cediél, 2003), la cuenca de Rift evolucionó hasta el Cretácico Tardío en una cuenca Back Arc (tras arco) 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 mas del tipo continental (fluvial, Fluvio - paludal y/o Fluvio - deltaica). Desde el Paleoceno Tardío al Eoceno Medio un fuerte periodo de erosión se tiende sobre la Cuenca, suprimiendo el registro stratigráfico en algunos sectores la totalidad de una secuencia Cretácica. Por este episodio se reconoce 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, un evento el cual se dividió en dos etapas principalmente. La primera etapa se conoce como Foreland Pre-Andino Temprano, abarcando desde el Eoceno Medio hasta el Eoceno Tardío y la segunda etapa se conoce como Foreland Pre-Andino Tardío, desde el oligoceno hasta inicios del Mioceno Medio (Gerencia de yacimientos de Ecopetrol, 2004 en Castro y Gordillo, 2005).

5.3 ESTRATIGRAFÍA (CVMM).

La columna estratigráfica consiste de un basamento ígneo metamórfico de edades del precámbrico al paleozoico temprano, seguido de rocas sedimentarias Jurasicas, Cretácicas y del Cenozoico.

5.3.1 CRETÁCICO.

5.3.1.1 CRETÁCICO INFERIOR.

Dentro del cual hacen parte las formaciones Tambor, Rosa Blanca, Paja, Tablazo y Simití.

5.3.1.1.1 Formación Tambor.

Está constituida litológicamente por areniscas conglomeráticas, lodolitas de coloración grisácea y cuarzo arenitas con variación de color de gris a amarillenta, presenta además estratificación cruzada en capas tabulares de espesores variables. Las facies identificadas han sido interpretadas como depósitos fluviales acumulados por corrientes trenzadas (Clavijo, 1985). Su espesor máximo fue determinado en el orden de los 650m. La formación Tambor se encuentra en contacto discordante hacia la base con la formación Girón y hacia el tope en contacto concordante con la formación Rosa Blanca. La edad de la formación le fue asignada la edad de Berriasiano – Hauteriviano (145.5ma – 130ma). (Gerencia de yacimientos de Ecopetrol, 2004 en Castro y Gordillo, 2005).

5.3.1.1.2 Formación Rosa Blanca.

La formación Rosa Blanca está conformada litológicamente por calizas de coloración azulosa, compacta la cual se transforma lateralmente a calizas conchíferas bituminosas negras, y en algunas ocasiones se manifiestan capas lidíticas, además presenta espesores variables de yeso. Hacia el tope de la formación se presentan delgados niveles de areniscas. El espesor de la formación varía entre los 150m y los 425m. La formación Rosa Blanca se encuentra hacia la base en contacto concordante con la formación Tambor y hacia el tope su contacto

es concordante con la formación Paja. La edad asignada para esta formación es Hauteriviano – Barremiano (133.9ma – 145.5ma). (Gerencia de yacimientos de Ecopetrol, 2004 en Castro y Gordillo, 2005).

5.3.1.1.3 Formación Paja.

Se encuentra constituida litológicamente por arcillolitas negras y lutitas blancas micáceas finamente laminadas y un poco calcáreas las cuales en la parte inferior presentan concreciones calcáreas. El espesor varía entre los 125m al oeste y los 625m hacia el oriente de la formación. Hacia la base de la formación de encuentra en contacto concordante con la formación Rosa Blanca y hacia el tope con la formación Tablazo en contacto concordante. La formación Paja está contenida por muchos fósiles en la que se identifica una edad Barremiano – Aptiano Medio (130ma – 128.5ma). (Gerencia de yacimientos de Ecopetrol, 2004 en Castro y Gordillo, 2005).

5.3.1.1.4 Formación Tablazo.

Está constituida litológicamente por margas calcáreas oscuras y compactas en la parte inferior que se convierten hacia arriba en calizas compuestas de color gris azulado de grano grueso. Algunos horizontes lutíticos con presencia de pirita son muy comunes en la formación. Sus espesores varían entre los 150m y los 325m. La formación se encuentra en contacto concordante tanto en la base con la Formación Paja como en el tope con la Formación Simití. La edad asignada a esta formación está comprendida por el Aptiano Medio a Superior (128.5ma – 112ma). (Gerencia de yacimientos de Ecopetrol, 2004 en Castro y Gordillo, 2005).

5.3.1.1.5 Formación Simití.

Se trata de una secuencia de lutitas, arcillolitas negras, en parte limolíticas a calcáreas, en la parte superior presentan concreciones calcáreas y fosilíferas de hasta 3m de diámetro en donde se presentan crudos en su interior. El espesor de la formación varía entre los 250m a 650m. La Formación Simití se encuentra hacia la base en contacto concordante con la Formación Tablazo y hacia el tope igualmente en contacto concordante con el “Salto” de la formación Tablazo. La

formación comprende casi todo en el Albiano (112ma – 99.6). (Gerencia de yacimientos de Ecopetrol, 2004 en Castro y Gordillo, 2005).

5.3.1.2 CRETÁCICO SUPERIOR.

El cretáceo Superior comprende de las formaciones La Luna y Umir.

5.3.1.2.1 Formación la Luna

La formación la Luna se subdivide en tres miembros en forma ascendente; *Salada*, *Pujamana* y *Galembo*.

5.3.1.2.1.1 El **Miembro Salada**. consta litológicamente de lutitas oscuras margosas, concreciones calcáreas con fuerte olor a petróleo. La litología y los fósiles indican un ambiente anóxico. Su espesor varía entre 50m y 100m. Se encuentra en contacto concordante tanto hacia la base con el “Salto” como hacia el tope con el Miembro Pujamana. Su edad está comprendida en el Turoniano (93.6ma – 88.6ma). (Gerencia de yacimientos de Ecopetrol, 2004 en Castro y Gordillo, 2005).

5.3.1.2.1.2 El **Miembro Pujamana** comprende litológicamente de lutitas finamente estratificadas a veces calcáreas. Su espesor varía entre 50m y 225m. Y sus contactos tanto hacia la base como hacia el tope son concordante con los miembros Salada y Galembo respectivamente. Su edad está considerada del Turoniano al Coniaciano inferior (88.6ma – 87.2ma). (Gerencia de yacimientos de Ecopetrol, 2004 en Castro y Gordillo, 2005).

5.3.1.2.1.3 El **Miembro Galembo** consta litológicamente de calizas oscuras separadas por lutitas y lutitas negras, con niveles de fosfatos los cuales se aprecian comúnmente. Sus espesores varían entre los 180m y los 350m. El miembro Galembo se encuentra hacia la base en contacto concordante con

el Miembro Pujamana y hacia el tope en contacto discordante con la formación Umir. Los amonites presentes en el miembro Galembó, los cuales están presentes en abundancia, asignan a la formación una edad Coniaciano – Santoriano (88.6ma – 83.5ma). (Gerencia de yacimientos de Ecopetrol, 2004 en Castro y Gordillo, 2005).

Entre la formación Simití y la formación la Luna aparece a veces un nivel calcáreo conocido con el nombre de “Salto”.

5.3.1.2.2 Formación Umir.

La formación Umir comprende litológicamente de un conjunto de Lutitas oscuras silíceas finamente estratificadas, concreciones ferruginosas y numerosas capas de carbón. El espesor es muy variable y se encuentra alrededor de los 1000m. La formación Umir se encuentra en contacto discordante hacia la base con el miembro Galembó y en contacto concordante hacia el tope con la formación Lisama. La edad de la formación está determinada por fósiles en los cuales se encontraron edades del Capaniano – Maastrichtiano (83.5ma – 65.5ma). (Gerencia de yacimientos de Ecopetrol, 2004 en Castro y Gordillo, 2005).

5.3.2 Terciario.

5.3.2.1 Paleógeno.

El Terciario Inferior está conformado por la formación Lisama.

5.3.2.1.1 PALEOCENO.

Comprendido por las formaciones.

5.3.2.1.1.1 Formación Lisama.

La formación Lisama consta litológicamente de lutitas abigarradas, areniscas de grano fino, mantos de carbón, el conjunto demuestra que fue depositado bajo condiciones lagunares deltaicas indicando una transición entre el ambiente marino. Su espesor varía entre los 950m y los 1225m. La formación Lisama se encuentra en contacto concordante hacia la base con la formación Umir y en contacto

discordante hacia el tope con la formación La Paz. Se determino una edad del Daniano – Tanetiano (65.5ma – 55.8ma) Paleoceno. (Gerencia de yacimientos de Ecopetrol, 2004 en Castro y Gordillo, 2005).

5.3.2.1.2 EOCENO.

Parte del Terciario Inferior el cual está comprendido por El **grupo Chorro** con las formaciones La Paz y Esmeraldas.

5.3.2.1.2.1 Grupo Chorro.

5.3.2.1.2.1.1 Formación La Paz.

La formación la Paz comprende litológicamente de areniscas grises masivas, conglomeráticas con estratificación cruzada y con intercalaciones de grandes paquetes de arcillas grises. En la parte inferior se presenta un paquete de aproximadamente 30m comprendido por arcillolitas duras presentando una coloración crema a rosada el cual es identificado como Miembro Toro. Su espesor varía entre los 225m y 2300m. La formación La Paz se encuentra en contacto discordante en su base con la formación Lisama y en contacto concordante hacia el tope con la formación Esmeraldas. La edad que presenta es del Ipresiano – Luténiano (55.8ma- 40.4ma) Eoceno Inferior. (Gerencia de yacimientos de Ecopetrol, 2004 en Castro y Gordillo, 2005).

5.3.2.1.2.1.2 Formación Esmeralda.

La formación esmeralda está constituida litológicamente por areniscas de grano fino de coloración grisácea y de coloración verdosa con intercalación de limolitas, arcillolitas y capas de carbón. Su espesor varía entre los 225m y los 2300m. La formación Esmeralda se encuentra en contacto concordante en la base con la formación La Paz y en el tope de la formación de encuentra en contacto discordante con la formación Mugrosa. La edad de formación es del Bartoniano –

Priaboriano (40.4ma – 33.9ma) Eoceno Superior. (Gerencia de yacimientos de Ecopetrol, 2004 en Castro y Gordillo, 2005).

5.3.2.1.3 OLIGOCENO.

Terciario Medio el cual está comprendido por El **grupo Chuspas** con las Formaciones La Mugrosa y Colorado

5.3.2.1.3.1 Grupo Chuspas.

5.3.2.1.3.1.1 Formación Mugrosa.

La formación Mugrosa consta litológicamente de areniscas de grano fino a medio las cuales predominan hacia la base de la formación, la parte superior de la formación está marcada por un horizonte fosilífero que contiene dientes de pescados, reptiles y mamíferos. El espesor de la formación varía entre los 575m y los 3200m. El contacto inferior es discordante con la formación Esmeralda y hacia el tope se encuentra en contacto concordante con la formación Colorado. La edad de la formación está determinada en el Rupeliano (33.9ma – 28.4ma) Oligoceno Inferior. (Gerencia de yacimientos de Ecopetrol, 2004 en Castro y Gordillo, 2005).

5.3.2.1.3.1.2 Formación Colorado.

La formación Colorado está conformada litológicamente por areniscas de grano grueso a conglomeraticas, arcillolitas rojas, hacia el tope de la formación se encuentra un horizonte de lutitas bien estratificadas, carbonáceas de color negro a parda, este horizonte ha sido conocido bajo el nombre de La Cira. El espesor de la formación varía entre los 575m y los 3200m. La formación Colorado se encuentra en contacto concordante hacia la base con la formación Mugrosa y hacia el tope en contacto discordante con el Grupo Real. La edad es considerada en el Chatiano (28.4ma – 23.03ma) Oligoceno Superior. (Gerencia de yacimientos de Ecopetrol, 2004 en Castro y Gordillo, 2005).

5.3.2.2 Neógeno**5.3.2.2.1 MIOCENO.****5.3.2.2.1.1 Grupo Real.**

El grupo Real está conformado litológicamente por un conglomerado de tipo Basal, seguido por areniscas compactas, con intercalaciones de arcillas grises, presenta algunos niveles con gran número de troncos de árboles silicificados, mantos de lignito y en la parte superior las areniscas contienen materiales volcánicos. Su espesor varía entre los 400m y los 3600m. El grupo Real se encuentra en contacto discordante tanto en la base como hacia el tope con las formaciones Colorado y el grupo mesa respectivamente. La edad que corresponde a al grupo real está entre Aquitaniano – Messiniano (23.03ma – 5.332ma) Mioceno. (Gerencia de yacimientos de Ecopetrol, 2004 en Castro y Gordillo, 2005).

5.3.2.3 TERCIARIO – CUATERNARIO.**5.3.2.3 PLIOCENO – PLEISTOCENO.****5.3.2.3.1 Grupo Mesa.**

El grupo Mesa está compuesto litológicamente por gravas las cuales presentan ausencia de cementación, arcillas negras friables y conglomerados. Su espesor varía entre los 150m y 575m. La formación la mesa presenta un contacto discordante hacia la base con el grupo Real. Su edad es considerada del Plioceno al Pleistoceno (5.332ma – 0.0117ma). (Gerencia de yacimientos de Ecopetrol, 2004 en Castro y Gordillo, 2005).

COLUMNA ESTRATIGRAFICA GENERALIZADA					
CUENCA VALLE MEDIO DEL MAGDALENA					
SISTEMA	SERIE EPOCA	ETAPA-EDAD	UNIDADES ESTRATIGRÁFICAS	ESPESOR (metros)	LITOLOGÍA
CUATERNARIO	Pleistoceno	Upper	GRUPO MESA	150-575	
		Ionian			
		Calabrian			
		Gelasian			
	Plioceno	Piacenzian	GRUPO REAL	400-3600	
		Zanclean			
	Miceno	Messinian	GRUPO REAL	400-3600	
		Tortonian			
		Serravallian			
		Langhian			
		Burdigalian			
		Aquitanian			
	Oligoceno	Chattian	GRUPO CHUSPAS	575-3200	
		Rupelian			
	Eoceno	Priabonian	GRUPO CHORRO	1225-2300	
		Bartonian			
		Lutetian			
		Ypresian			
	Paleoceno	Thanetian	FORMACIÓN LISAMA	950-1225	
Selandian					
Danian					
CRETÁCICO	Superior	Maastrichtian	FORMACIÓN UMIR	1000	
		Campanian			
		Santonian	FORMACIÓN LA LUNA	MIEMBRO GALEMBO	180-350
		Coniacian		MIEMBRO PUJAMANA	50-225
		Turonian		MIEMBRO SALADA	50-100
	Cenomanian	SALTO		50-125	
	Inferior	Albian	FORMACIÓN SIMITÍ		250-650
		Aptian	FORMACIÓN TABLAZO		150-325
		Barremian	FORMACIÓN PAJA		125-650
		Hauterivian	FORMACIÓN ROSA BLANCA		150-425
		Valaginian	FORMACIÓN TAMBOR		650
Berriasian		FORMACIÓN TAMBOR			

Tabla N° 1: Columna Estratigráfica Generalizada de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena. (Modificado de la ANH por Nicolay Avila 2010).

APLICACIÓN DE DATOS DE AFLORAMIENTO EN EL MODELO DE FACIES DE LAS FORMACIONES COLORADO Y MUGROSA EN EL CAMPO CASABE SUR EN LA CUENCA DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA (V.M.M).

5.4 EVOLUCIÓN TECTÓNICA (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 Cretácico temprano), con depositación principalmente Molásica (Toussaint, 1995; Cediel et al 1997; Cediel 2003), la cuenca de Rift evolucionó hasta el Cretácico Tardío En una Cuenca Tras arco (detrás de la zona de subducción Andina, con una sedimentación principalmente marina.

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

Dentro de las estructuras predominantes en la zona existen tendencias como Anticlinales con dirección preferencial Noreste, con cabeceo al norte, una mega falla de rumbo que corresponde a la prolongación Norte de la falla Casabe, Fallas normales con los bloques orientales hundidos, Fallas transcurrentes satélites como resultado de fallas de basamento reactivadas.

Se realizara una descripción segmentada ó dividida por periodos para mejorar el entendimiento de la evolución tectónica de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena (CVMM):

5.4.1 Fase de Syn-Rift (Extensión). Jurásico Superior.

Desde el Triásico Tardío al Jurásico temprano ocurrió la primera separación de Sur América, Norte América y África debido al Rift en la parte más occidental del mar de Thetys, el cual ocasionó el rompimiento en la Pangea.

Los esfuerzos extensionales entre el bloque continental resultaron en la formación de una estructura de Rift que tendía de Norte a Sur en el área que es actualmente ocupada por la cuenca del Valle Medio del Magdalena (Rolón et al, 2001; Etayo, Barraro and Renzoni 1969; Etayo et al., 1983; Fabre, 1983).

El proceso de Rifting fue pasivo y con una extensión este – oeste que hizo que hubiera un adelgazamiento de la corteza terrestre y un flujo alto de calor entre la Astenósfera y la Litosfera (Fabre 1983).

La sedimentación del Rift durante el estado del Syn-Rift representa la primera tectono secuencia, que fue conformada por las formaciones Jordan, Girón, Tambor, Rosa Blanca, Paja y Tablazo. Los cambios abruptos de estas unidades sugieren que su acumulación se llevo a cabo mientras que existían fallas normales que se encontraban activas.

Las rocas fluviales y lacustres de las formaciones Jordan y Girón, representan la parte inferior y continental de esta secuencia; mientras que las formaciones de Rosa Blanca, Paja y Tablazo representan ambientes regresivos y transgresivos. Al final de esta secuencia se llevo a cabo una inconformidad, que podría ser determinada como una primera fase de decantamiento termal (Roeder and Chamberlain, 1995).

5.4.2 Fase Post Rift (Subsidencia Termal). Cretácico Superior.

En el Albiano Medio la deformación extensional ha decrecido, y con la disminución del flujo del calor, nos lleva al comienzo de una fase de post Rift controlada por una subsidencia termal. Durante esta fase, los espesores de las unidades se volvieron muchos más uniformes a lo largo de la cuenca. Aun se mantuvo la deformación por fallas normales, pero el cual no era en la misma intensidad que lo ocurrido anteriormente.

En esta época se vieron referenciados dos eventos de máxima inundación, representados por la sedimentación de la Formación Simití, y la sedimentación de la Formación La Luna. La Formación la Luna es considerada como la mejor Roca Fuente, no solo en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena (CVMM) si no también en otras áreas de Colombia, Venezuela y Ecuador.

5.4.3 Cuenca de Antepaís (Foreland). Paleoceno – Oligoceno.

Al final del Cretácico (Campaniano – Maastrichiano), la cordillera occidental Colombiana, un terreno oceánico, colisiono con la placa Suramericana, a lo largo de una zona de subducción, lo que causo el levantamiento de la cordillera Central de Sur a Norte.

En la parte superior de la cuenca (VMM), el primer levantamiento de la cordillera Central ocurrió en el Maastrichiano y se evidencia por la Formación Cimarroa, la cual consiste de una serie de abanicos conglomeráticos y depósitos trenzados de un delta, intercalados con sedimentos calcáreos marinos. La fuente de estos sedimentos corresponden a rocas ígneas de la antigua Cordillera Central (Gómez, 2001).

En otras áreas de la cuenca, la deformación del borde occidental de la cuenca está evidenciada por inconformidades angulares que diferencia rocas con facies de planicies costeras ó deltas regresivos del Paleoceno (formación Lisama). De sedimentos más jóvenes de acumulaciones en ambientes marinos someros (formación Umir).

La colisión oblicua de la cordillera occidental también causo desarrollo de movimientos regionales de rumbo deslizantes en dirección Noreste - Suroeste. Las mayores fallas como las de Palestina, Cimitarra e Ibagué cortan los límites occidentales y al sur de la cuenca VMM modifican el estilo de la cuenca por extensión.

Durante el Oligoceno, la cordillera central continuo con el levantamiento, lo cual causo el desplazamiento del eje de depositación hacia el este y la sedimentación de la secuencia está constituida por la formación Mugrosa perteneciente al grupo chuspas (Suarez, 1996).

5.4.4 Cuenca de Antepaís Fragmentado. (Mioceno).

En el Mioceno temprano, alrededor de hace 20m.a, un segundo evento compressional mayor comenzó como consecuencia de la colisión del arco de islas Panamá – Chocó, con el limite Noroeste de Suramérica. Este evento fue conocido como la Orogenia Andina y es registrado por la inconformidad regional del Mioceno en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.

La Orogenia Andina fue la responsable de la sedimentación del material para la configuración final de la cuenca y también aportó la deformación del Eoceno Tardío – Oligoceno en la parte sur de la cordillera oriental. (Dango and Covey, 1993, Rolon et al., 2001).

La fase compressional Andina causo el aumento en el relieve topográfico que fue rápidamente erosionado y depositado dentro de la misma cuenca. Así la cuenca fue cubierta por sedimentos del Paleógeno de la Formación Colorado (Suarez, 1996). En este estado la Cuenca del Valle Medio del Magdalena (CVMM) se convirtió en una Cuenca Intermontana.

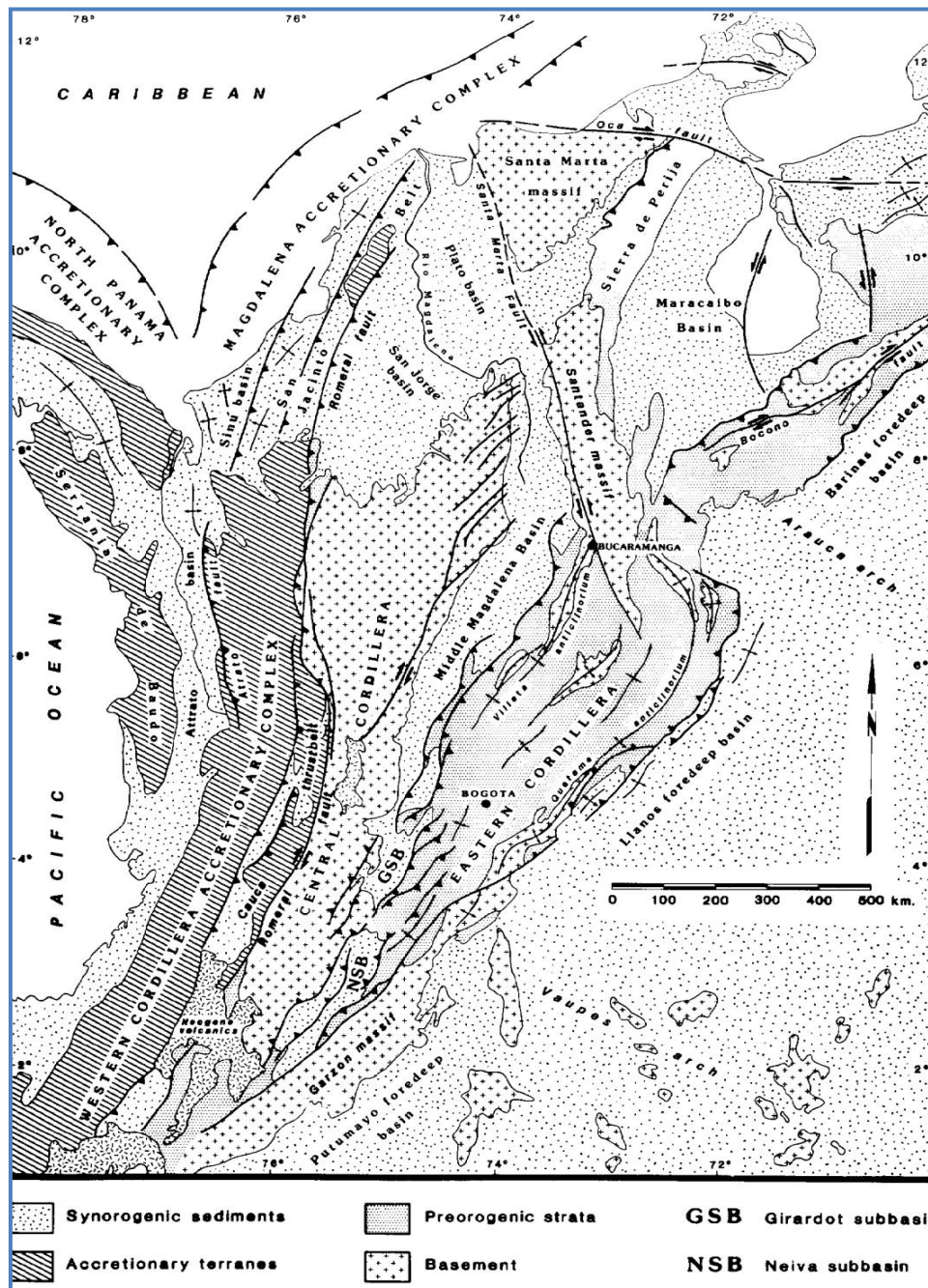


Figura N° 2: Mapa Tectónico del Norte de los Andes de Colombia. (Tomado de: "Middle and Upper Magdalena Basin, Colombia" Capítulo 10, Steven Schamel).

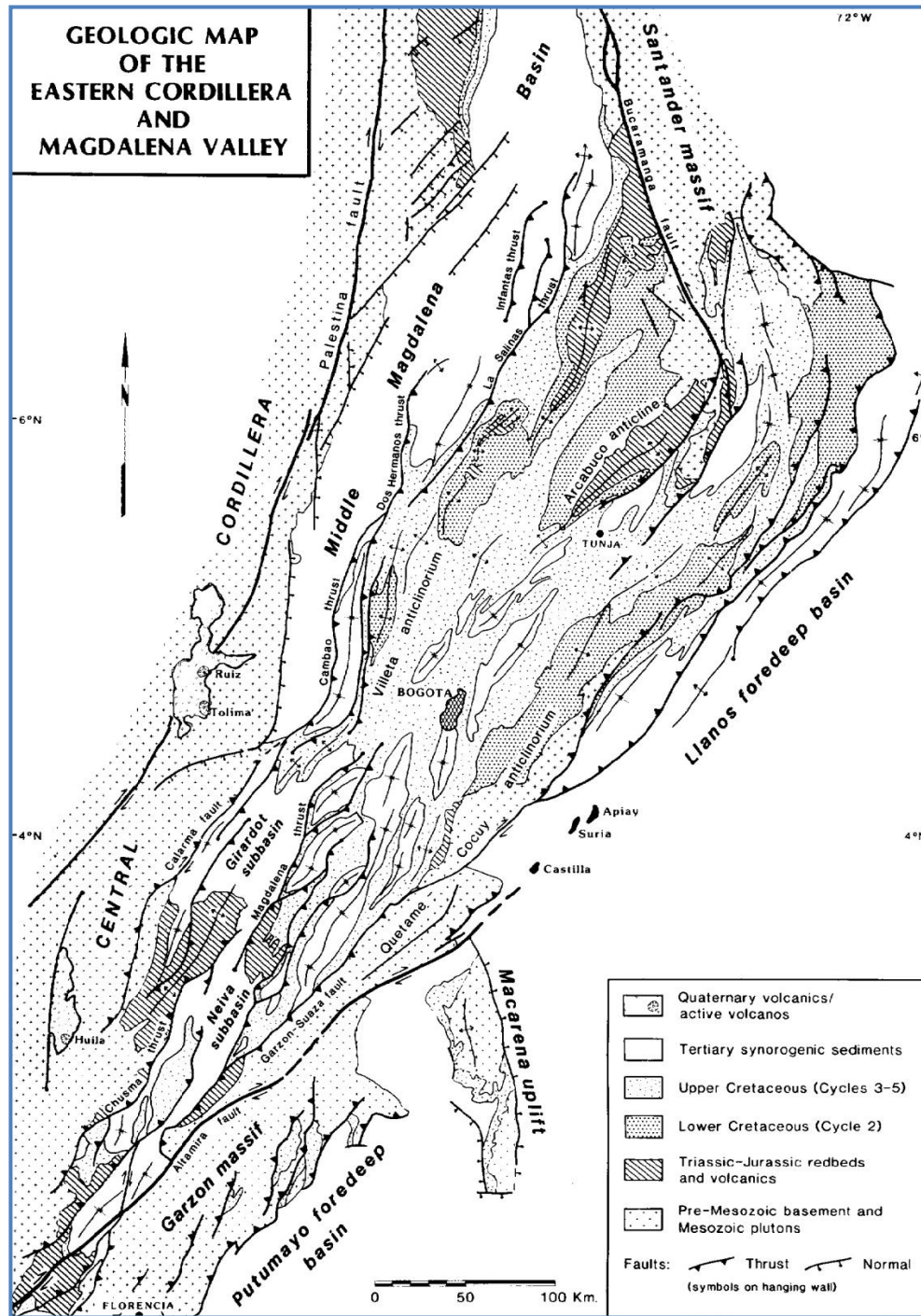


Figura N° 3: Mapa Geológico generalizado de la Cordillera Oriental y la Cuenca del Valle Medio del Magdalena. (Tomado de Cediel y Caceres. 1988).

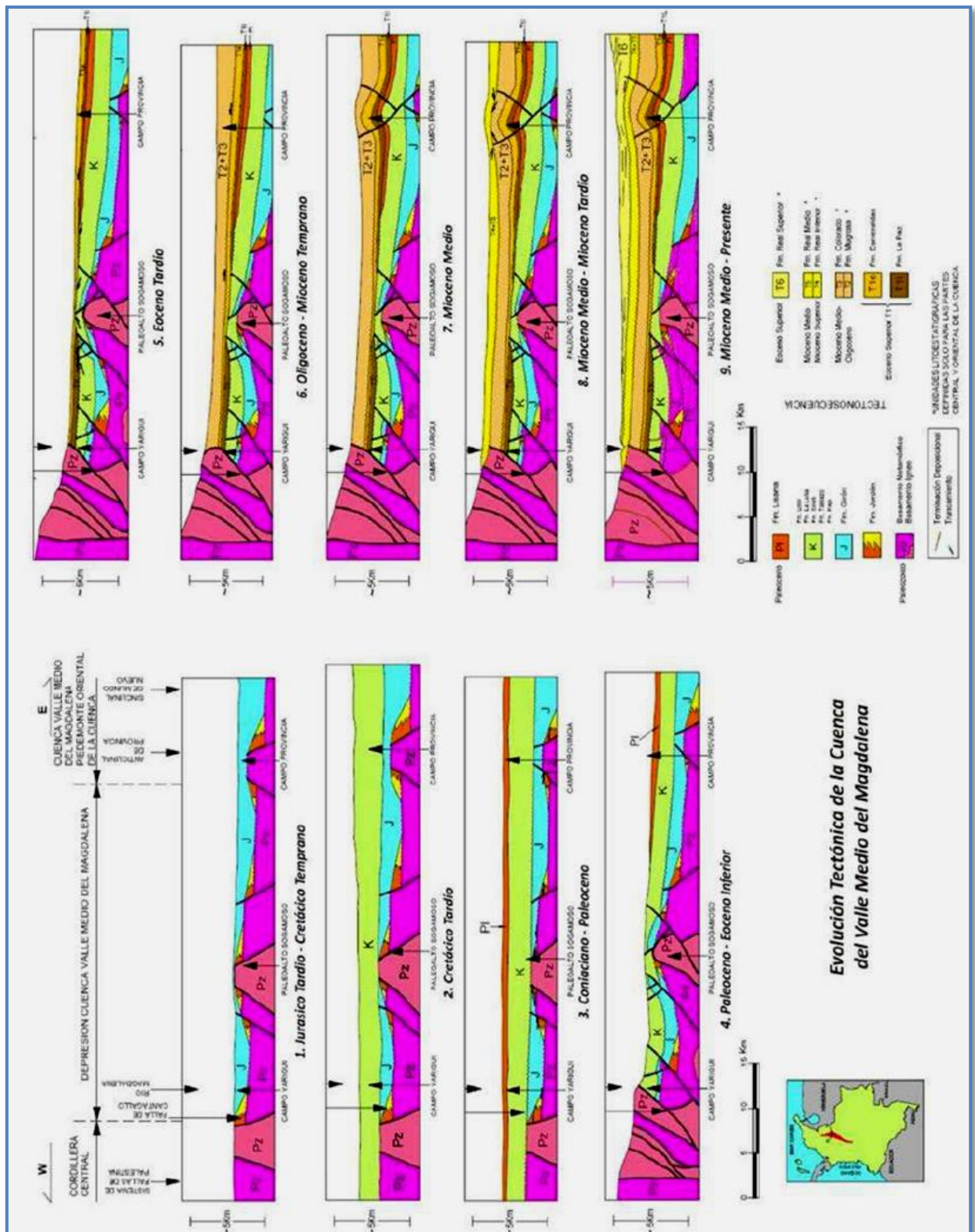


Figura N° 4: Evolución tectónica de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena. (Tomado de Silva, C.E et al 2009).

APLICACIÓN DE DATOS DE AFLORAMIENTO EN EL MODELO DE FACIES DE LAS FORMACIONES COLORADO Y MUGROSA EN EL CAMPO CASABE SUR EN LA CUENCA DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA (V.M.M).

6 GENERALIDADES DEL CAMPO CASABE.

El campo Casabe fue descubierto por Shell en 1941, está localizado en el Valle Medio del Magdalena y tiene más de 1.200 pozos, con acumulaciones de 284 MMbbl de aceite. Las Formaciones con acumulaciones de hidrocarburos son Mugrosa y Colorado, con un rango de profundidad de 2.200 a 5.500 pies. La producción alcanzó su punto máximo en 46.000 BOPD en 1953 y almacena un factor de recobro primario de 13%.

La estructura es un anticlinal asimétrico con pendiente moderada hacia el Este, afectada por fallas transpresionales en ambos periodos, tanto Cretácico como Paleógeno. Estas fallas transpresionales producen ambos tipos de falla, fallas normales y fallas inversas definiendo los bloques operacionales del campo.

Ecopetrol S.A es el operador del campo y posee todos los derechos sobre el campo y es el responsable de la comercialización de la producción de los hidrocarburos. Schlumberger es el modelo de ingeniería y tecnología y tiene la responsabilidad de proveer nuevas prácticas y nuevas tecnologías en el campo. Desde el 2004 Schlumberger y Ecopetrol S.A, han realizado una combinación de esfuerzos para revitalizar este campo e incrementar los valores de producción con la alianza Casabe.

La inyección seleccionada de agua ha sido un desafío debido a la heterogeneidad natural de los reservorios, complejidad de la continuidad de las arenas, la viscosidad del aceite, producción de arenas y pozos perdidos debido a colapsos. La revitalización del campo comienza con el análisis de estudios para proveer un mejor potencial en el sector petrolífero del campo, iniciando con la perforación de 6 nuevos pozos productores y la reparación de más de 20 pozos. En 5 años, este número debe ser incrementado a 65 nuevos pozos, 180 trabajos en pozo, y 60 pozos adicionales (2009).

6.1 Localización del Campo Casabe.

El campo Casabe se encuentra ubicado en el Valle Medio del Magdalena, en el departamento de Antioquia, adyacente al río Magdalena en el flanco occidental del Río Magdalena, delimitado al flanco occidental por la falla Casabe - Peñas blancas, entre los municipios de Barrancabermeja (Santander) y Yondó (Antioquia).

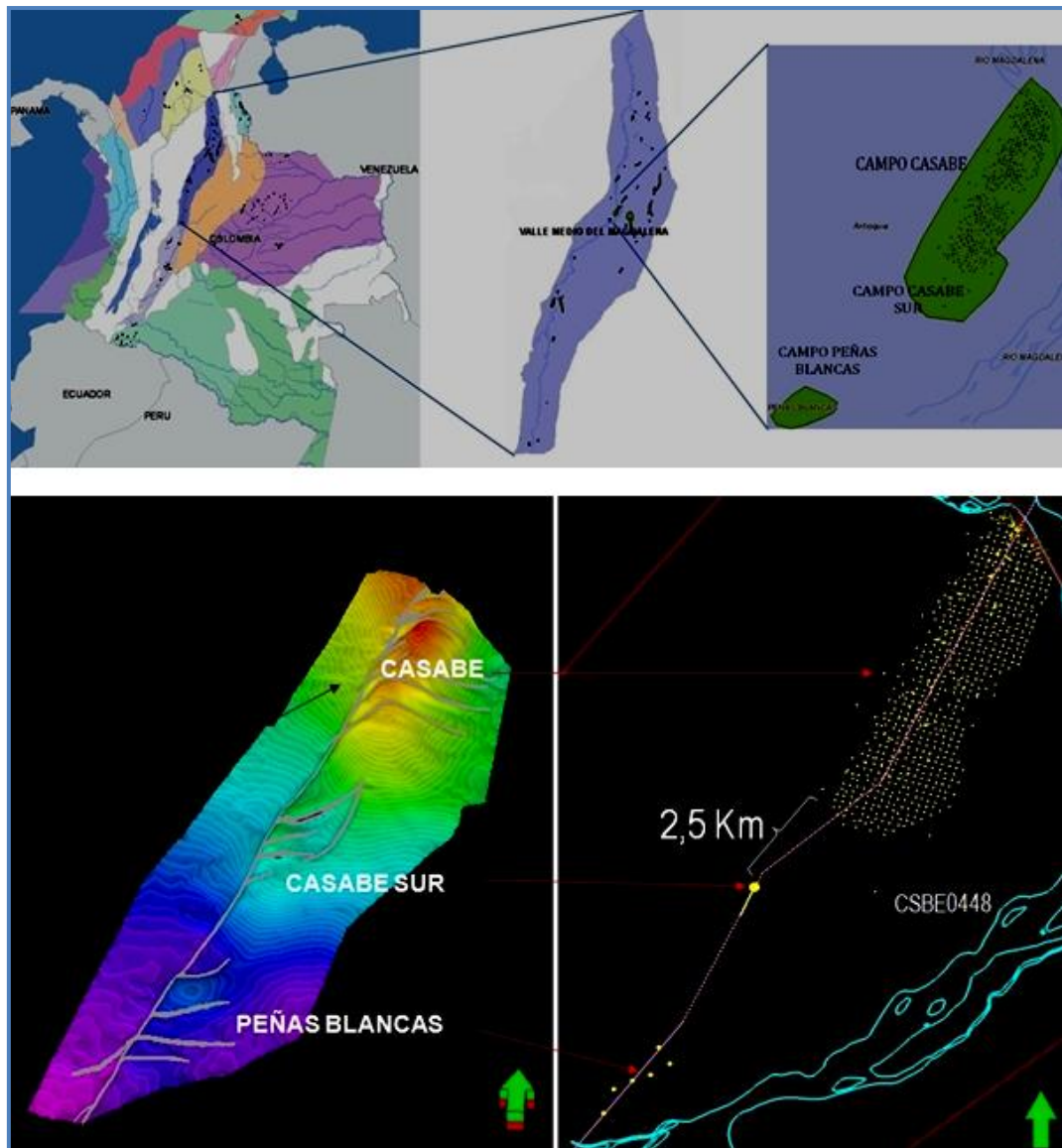


Figura N° 5: Mapa de localización del campo casabe (Modificado de Reservoir symposium 2010 Schlumberger y Epis).

6.2 Marco Geológico.

El Campo Casabe se sitúa en el costado oeste del Valle Medio del Magdalena (Figura 2). La secuencia estratigráfica terciaria de origen fluvial (Formaciones Mugrosa y Colorado) contiene los reservorios múltiples del campo.

La cuenca del Valle Medio del Magdalena, desde el Mioceno es una cuenca Intra-montañosa que separa las Cordilleras Central y Oriental de los Andes colombianos. La cuenca es asimétrica; Hacia el costado oeste, las rocas de la Cordillera Central (mismas que sirven de basamento a la cuenca) se hallan buzando suavemente hacia el este y muestran erosión y traslape (*onlap*) de la sucesión de sedimentitas Cretácicas y Terciarias. Hacia el Este, se halla el depocentro de la cuenca con mayor desarrollo de la sucesión Cretácica que contiene las rocas fuente.

Los campos situados al oeste de la cuenca como Casabe están relacionados a un patrón de relevos *en echelón* de fallas sub-verticales correspondientes a antiguas estructuras distensivas mesozoicos que sufrieron superposición de deformación compresiva, en la mayoría de los casos con componentes rumbo-dextrales. Los campos situados al Este de la Cuenca están desarrollados en estructuras relacionadas a los cabalgamientos del borde oeste de la Cordillera Oriental.

La estratigrafía del Valle del Magdalena registra una serie de eventos tectónicos ocurridos a lo largo de su evolución geológica. Los reservorios del Campo Casabe pertenecen a una secuencia terciaria originada en una cuenca *foreland* a los pies de la recién levantada Cordillera Central. La discordancia originada al levantarse esa cordillera separa el megaciclo Cretácico – Paleoceno de la secuencia que contiene los reservorios del Campo; Formaciones Mugrosa y Colorado. Esta sucesión fue sepultada por depósitos molásicos de edad Mioceno Tardío a Cuaternario originados al levantarse la Cordillera Oriental (Grupos Real y Mesa).

Para una mayor contextualización del Campo Casabe se recomienda la consulta de Morales et al. 1958 y Schamel, 1991.

6.3 Geología Estructural.

El Campo Casabe se desarrolla en una estructura sin expresión en superficie descubierta a finales de los años 30 del siglo pasado por medios geofísicos (gravimetría y sísmica, ver Morales *et al.*, *op. cit.*). Después de la perforación de los más de 1200 pozos del campo, la interpretación del cubo sísmico 3D (DCS-Schlumberger, 2007) permitió precisar la configuración estructural de Casabe y del pequeño campo de Peñas Blancas, así como el descubrimiento de otra pequeña estructura a mitad de camino entre estas dos (Figura 3). En este capítulo se resumen los aspectos geométricos-estructurales más relevantes para el modelo estático extraídos del estudio de interpretación sísmica de 2007 (*ibid*).

6.3.1 Falla Casabe-Peñas Blancas.

Las estructuras de Casabe y Peñas Blancas están limitadas por el flanco occidental, en toda su extensión por la falla Casabe-Peñas Blancas. Esta es una falla de trazo sub-vertical con buzamiento cercano a 85° hacia el Este y orientación aproximada N27°E que muestra variación en los saltos desde normales a inversos. El mayor desplazamiento de los estratos terciarios a lo largo de la Falla se encuentra a la altura del Bloque I (ver adelante, Figura 4) al Sur del Campo Casabe, en donde hay un salto vertical de cerca de 1400 pies. Al norte del campo Casabe el trazo de la falla principal hace una inflexión que coincide con la curvatura del Río Magdalena y determina, el límite Norte del Campo Casabe. Al norte se encuentran los campos Galán y Llanitos de Ecopetrol.

Las características geométricas hacen evidente que el desplazamiento más reciente y notorio de la Falla de Casabe – Peñas Blancas es de rumbo. No obstante, es preciso mencionar que en este sector de la cuenca del Valle Medio

del Magdalena está bien documentada la inversión de fallas que durante el mesozoico fueron normales (v. gr. Gómez 2001; Rolon, L., 2004).

El bloque al Oeste de la Falla de Casabe-Peñas Blancas es un monoclinal poco deformado con buzamiento suave hacia el Este Sur-Este. Mientras que en el bloque Este de la falla se encuentra el desarrollo de las estructuras de Peñas Blancas, Casabe, Galán y Llanito.

6.3.2 Estructura de Casabe.

La estructura de Casabe con aproximadamente 8 km de longitud y 3 km de ancho presenta orientación media de N30°E. Es una antiforma relativamente apretada cortada por fallas normales de alto ángulo que afectan la sucesión terciaria. Estas fallas muestran inclinación hacia el noroeste y norte y sus trazos en general tienen segmentos que forman ángulos cercanos a 20° (en planta) con la Falla de Casabe (rumbos cercanos a N45°E) y segmentos apartados de la falla principal entre N80°E y E10°S. De acuerdo con la interpretación sísmica, esas fallas normales definen seis compartimentos. Un séptimo compartimento es definido para los reservorios mas inferiores (C hasta B2c) en el costado Este de Casabe, en el bloque yacente de una falla inversa de alto ángulo de convergencia hacia el Este que afecta la parte norte de la estructura (Bloques 6 y 7). Las secciones perpendiculares a la estructura mayor muestran una geometría en forma de flor negativa.

La estructura que hay por debajo de la discordancia del Eoceno superior (base de los reservorios) no ha sido aun interpretada en la sísmica. Sin embargo, en el bloque este de la falla de Casabe es posible identificar una serie de fallas inversas de ángulo medio y bajo (cabalgamientos) convergencia hacia el Sur-Oeste que definen tres altos en la sucesión Cretácica. Estos altos coinciden con los altos de Peñas Blancas, el alto donde se ubica el nuevo prospecto (Casabe 1097) y el Bloque I del Campo Casabe. Hacia el Norte, bajo de los bloques 3 a 8 del Campo Casabe, se desarrolla una cuña estratigráfica que aumenta de espesor desde el Sur y Oeste hacia el Noreste por debajo de la discordancia del Eoceno Medio.

Esta cuña puede encerrar algunas posibilidades de entrapamiento estratigráfico ya que es ocupada por rocas del Paleoceno – Eoceno medio, de las formaciones Lisama y La Paz (?). 10 kilómetros hacia el Este, en el Campo la Cira Infantas, la Formación La Paz es una sucesión compuesta por cuarzo-arenitas bien desarrolladas.

6.3.3 Estructura de Peñas Blancas.

Peñas Blancas está formado en dos pequeñas estructuras antiforales con diámetros entre 800 y 1500 m asociados a una serie de fallas normales de alto ángulo que afectan la sucesión terciaria. Estas fallas muestran inclinación hacia el Norte y sus trazos rectilíneos con rumbo promedio N85°E forman ángulos de 45° - 50° con la Falla de Casabe - Peñas. La interpretación sísmica muestra que la estructura comprende 4 compartimentos distintos formados por la combinación de las pequeñas antiforales y las fallas normales

6.3.4 Perfil Estructural del Campo Casabe.

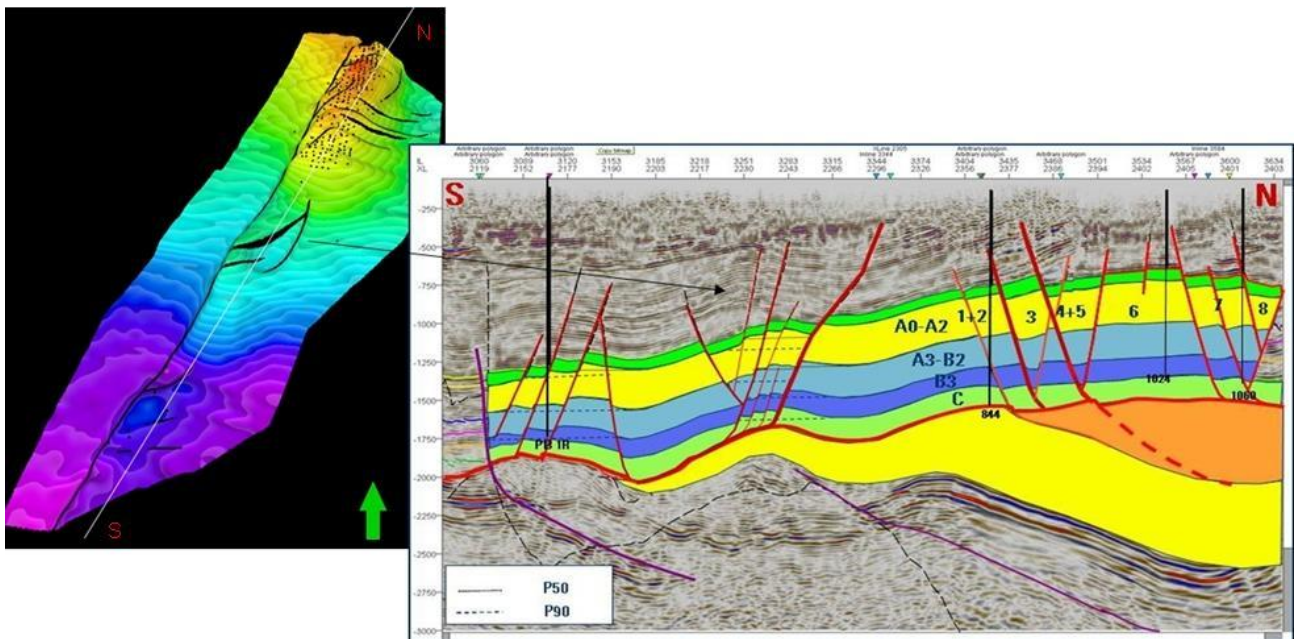


Figura N° 6: Perfil estructural Campo Casabe-Peñas Blancas. (Tomado de Reservoir Symposium 2010, Schlumberger).

6.4 Ambientes de Deposición.

La naturaleza de las asociaciones faciales indica que toda la sucesión corresponde al registro de pequeños canales fluviales de carga predominantemente arenosa, cuyo diseño fue predominantemente sinuoso con desarrollo exiguo de depósitos de desborde y un dominio muy notorio de las facies de llanura de inundación.

El origen continental de la sucesión es muy evidente a partir de las características de las facies lodosas con gran predominio del desarrollo de paleosuelos. Casi la totalidad de las facies arenosas se arreglan en secuencias grano-decrecientes que representan barras de meandro con espesores que varían entre 6 pies a 19 pies de espesor. Una porción muy baja de las arenas muestran arreglos grano-crecientes o se presentan en delgadas capas (menos de 4 pies de espesor) intercaladas entre las a lodolitas las cuales se han interpretado como complejos de desborde de canal (*crevasse splays*) (DCS Schlumberger 2008).

6.4.1 Asociación de Llanuras de Inundación.

Esta asociación representa cerca del 60% del total de las facies y principalmente son depósitos de agradación vertical en la llanura de inundación. Casi toda la sucesión comprende depósitos de decantación pura con algunos procesos de tracción-decantación en un ambiente de baja energía que fueron sujetos posteriormente a procesos de colonización vegetal, exposición a la atmósfera y en general al desarrollo de paleosuelos.

La continuidad de las facies lodosas es interrumpida por procesos de migración de los cinturones de canales o por eventos de desborde del canal principal.

6.4.2 Barra De Meandro (Point Bars).

Cerca del 35% del total de las facies corresponde a arenitas que se hallan en secuencias grano-decrecientes. El tamaño de las secuencias es muy constante cercano a 3.6m, con variaciones desde 1.8m hasta 5.7m. La parte media de cada secuencia compuesta por facies arenosas siempre muestra mancha intensa de hidrocarburos. Las facies conglomeráticas son de carácter accesorio y siempre se hallan en la base de secuencias de grano-decrecimiento.

6.4.2.1 Interpretación y Ambiente De Depósito.

Las barras de meandro se originan por acreción lateral durante la migración de los canales y la formación de los meandros que originan cuerpos lenticulares cuyas dimensiones dependen de la extensión de la migración lateral de la corriente (tamaño de los meandros) y cuyos espesores dependen de la profundidad de los canales.

Únicamente la superposición y apilamiento vertical de repetidos procesos de erosión y acreción lateral sobre las planicies dieron origen a los cuerpos arenosos con más de 20 pies de espesor.

6.4.3 Depósitos de Desborde de Canal (*Crevasee Splay*).

El tercer tipo de asociación facial corresponde a facies dominantes de arenitas de grano fino y muy fino. Se presentan en pequeñas secuencias grano-decrecientes y grano-crecientes pequeñas, completas e incompletas, conformando un complejo de secuencias que aisladas pueden variar entre 0.6m a 2.1m, pero que en conjunto puede alcanzar un espesor de hasta 6m a 7.5m. La saturación máxima de hidrocarburos se presenta en las facies de arenitas laminadas.

6.4.3.1 Interpretación y Ambiente de Depósito

La acción episódica de las corrientes ocasiona la alternancia de arenitas y lodolitas. El arreglo en secuencias grano-crecientes y grano-decrecientes, el predominio de arenitas con tamaño de grano fino y muy fino con laminación ondulada, la recurrencia de las facies bioperturbadas, entre otras características, sugieren complejos de depósitos de desborde (*crevasse splay*), disectando llanuras de inundación (*Flood plain*).

Varios niveles interpuestos de secuencias semi-completas y completas pequeñas pueden corresponder a rellenos laterales de canales secundarios de menor magnitud dando el menor espesor de las secuencias, granulometrías más finas y mayor proporción de bio-perturbación, desarrollados en sub-ambientes derivados de corrientes principales.

Estas asociaciones tienen importancia como conectores entre reservorios, mas no como almacenes de hidrocarburos.

6.5 Distribución de facies

Podemos interpretar en ámbito geológico y geográfico regional durante la acumulación de los reservorios. La serie que contiene los reservorios de Casabe, se acumuló en llanuras aluviales situadas al pie de la Cordillera Central en el contexto de una cuenca de Antepais (*foreland*). El mapa a la izquierda de la *figura 53* paleogeografía durante la acumulación de las Formaciones La Paz y Esmeraldas; el mapa de la derecha sirve para visualizar el ámbito de sedimentación que contiene los reservorios de Casabe.

Estos mapas fueron construidos a partir de una considerable cantidad de información estratigráfica en toda el área incluyendo indicadores de paleo-corrientes (Gómez, 2001). De acuerdo con ellos es posible señalar que las tendencias principales de las corrientes que originaron los reservorios en Casabe tienen dirección Oeste-Este y Suroeste-Noreste. La Localización de Casabe está

al Este del área fuente y al Sur-Oeste del mayor depocentro de la Cuenca durante el Oligoceno.

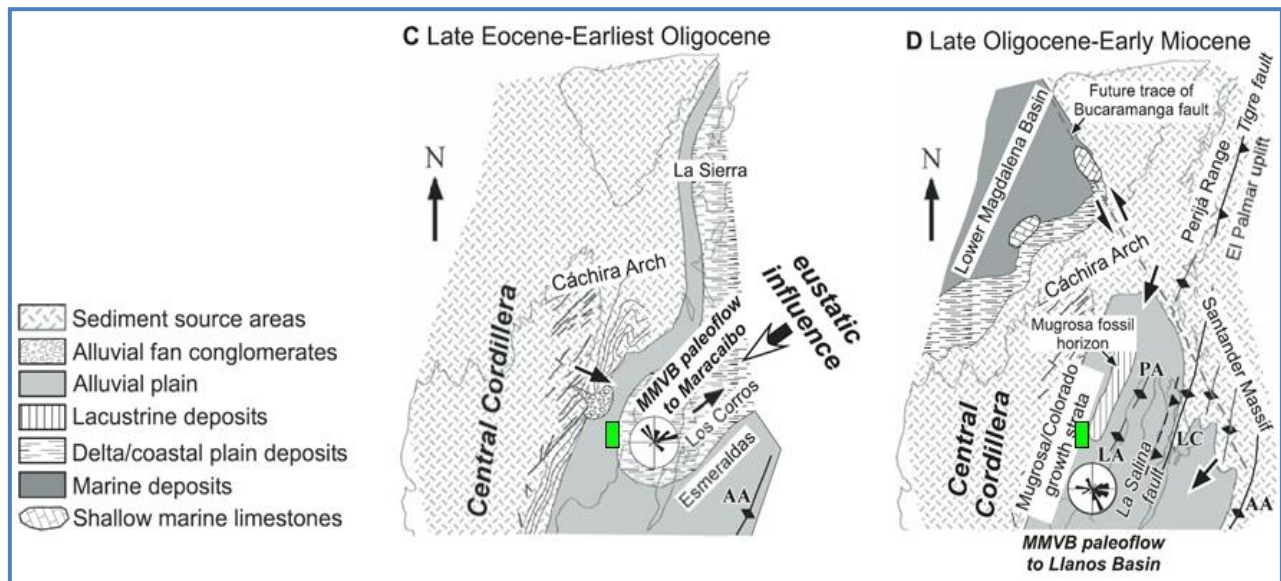


Figura N° 7: Mapas paleo-geográficos del valle Medio del Magdalena (Gómez, 2001), De acuerdo con estos mapas es posible señalar las tendencias principales de las corrientes que originaron los reservorios en Casabe con dirección Oeste-Este y Suroeste-Noreste.

7 FUNDAMENTOS TEORICOS.

7.1 AMBIENTES DE DEPOSITACIÓN.

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

El ambiente físico esta 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 del flujo del fluido (agua, viento, hielo, precipitaciones, nevadas, etc.). Los cuales influyen las corrientes y olas. Las características químicas de los ambientes (salinidad, ph, eh y el contenidos de dióxido de carbono y oxígeno) controlan los procesos químicos como la precipitación de minerales. La características biológicas restringen a las actividades de los organismos (crecimiento de las 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 nivel general se identifican tres ambientes principales de depositación: *Continental, Marino Marginal y Marino*. Cada uno de estos terrenos principales ha sido sub-dividido por diferentes autores dentro de varios y numerosos sub-ambientes. De manera sencilla (Boggs, 2001), ilustra una clasificación que envuelve el conjunto depositacional primario, el ambiente principal y el sub-ambiente, aunque advierte que no es una clasificación con todo rigor del caso para un proceso geológico, pero útil como ejercicio preliminar.

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.

7.1.1 Ambientes de depósito Continental.

La sedimentación de facies en ambientes continentales se encuentra dominada por los sedimentos siliciclásticos, un escases general de los fósiles y ausencia completa de fósiles marinos. El sedimento no-siliciclástico como los 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. (Secuencia de edad terciaria del la cuenca del valle medio del magdalena).

7.1.2 Sistemas Fluviales.

Los depósitos fluviales, se relacionan con un amplio espectro de sedimento generado por la actividad de los ríos, corrientes y los flujos de gravedad de sedimentos asociados a estos procesos. Tales depósitos ocurren en el presente bajo una variedad de condiciones climáticas y una variedad de escenarios que van desde áreas desérticas hasta regiones húmedas y glaciares, muchos ambientes fluviales antiguos pueden ser asignados a uno de los tres marcos ambientales generales: Abanicos aluviales, ríos trezados ó ríos meándricos. Estos ambientes por lo general se encuentran interrelacionados o superpuestos, Por ejemplo, los ríos trezados comúnmente ocurren en muchos abanicos aluviales y contribuyen a la depositación de los abanicos, algunos abanicos en regiones húmedas se mezclan cuesta abajo con sistemas de ríos trezados; y algunos ríos trezados son transformados rio abajo en ríos meándricos.

Los sistemas de ríos a través del tiempo han sido los agentes más importantes como conductos transportadores de sedimentos. El sedimento depositado por los ríos bajo algunas condiciones llega a formar parte del registro sedimentario antiguo. La morfología del canal, un amplio espectro de ríos es conocido en los ambientes modernos, rangos dados por la baja ó alta sinuosidad, y la prioridad de transporte.

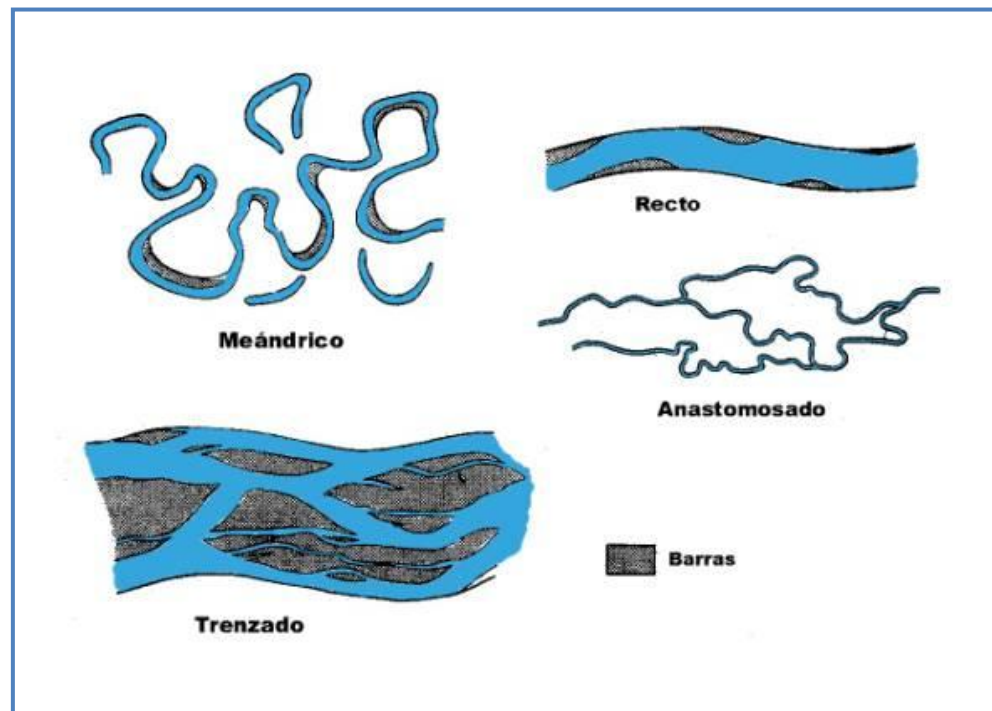


Figura N° 8: Los cuatro estilos básicos de canales fluviales. (Modificado de A.D Miall 1977).

7.1.2.1 Sistemas de Canales Trenzados.

Los ríos trezados se distinguen de los ríos meándricos por tener una baja sinuosidad y por presentar muchos canales separados por barras o por pequeñas islas. Los ríos trezados con presencia de gravas ocurren en áreas de alto relieve y generalmente se encuentran limitados por su área. Comúnmente gradan río abajo, por una abrupta disminución en el tamaño de grano, a ríos trezados arenosos.

Los ríos trezados muestran mayor desarrollo en las partes distales de los abanicos aluviales, y en las proximidades de los sistemas de alta montaña. En estas áreas, el sedimento es abundante, la descarga de agua es alta y comúnmente esporádica. Bajo estas condiciones, los ríos alcanzan una sobrecarga de sedimento, importante en la rápida depositación de sedimento. El trezamiento aparentemente se forma por rápidas fluctuaciones en la descarga del

rio; una abundancia del sedimento grueso; una alta tasa de aporte de sedimento. Los ríos trenzados tienden a tener altos gradientes lo cual hace estos ríos característicos de los sistemas de ríos montañosos.

Los ríos trenzados están caracterizados por unas estrato formas llamadas barras, las cuales se agrupan en tres grupos principales: Barras Longitudinales, Barras Trasversas y Barras Laterales (incluyen las barras Puntuales y Side Bars).

Dentro de las condiciones de régimen de flujo alto, que prevalecen en los ríos trenzados, la mayoría de los sedimentos depositados son denominados por gravas y/o arenas. El lodo se presentará como un elemento subordinado distintivo en los depósitos de corrientes trenzadas. Un río por lo general tiene una relación de sedimentos gruesos sobre sedimentos finos mayor que uno. Las barras Longitudinales tienden a estar compuestas de gravas o mezclas de arenas y gravas. Las barras Transversas y Laterales son generalmente más arenosas. Las barras longitudinales con alto contenido de gravas muestran estratificación plana incipiente y estratificación cruzada pobremente desarrollada. La estratificación cruzada es comúnmente mejor desarrollada en las unidades arenosas.



Figura N° 9: Canal Trenzado del Rio Magdalena. (Modificado de Google Earth y A.D Miall, 1977).

7.1.2.2 Sistemas de Canales Anastomosados.

Un sistema de canales anastomosados es un depósito fluvial con un gradiente de pendiente muy bajo la cual varía entre 0.09 a 0.012 m/km (Smith, 1980), 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 consiste de islas con vegetación, muros naturales y áreas donde pueden desarrollarse depósitos de desborde (crevasse splay). 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.

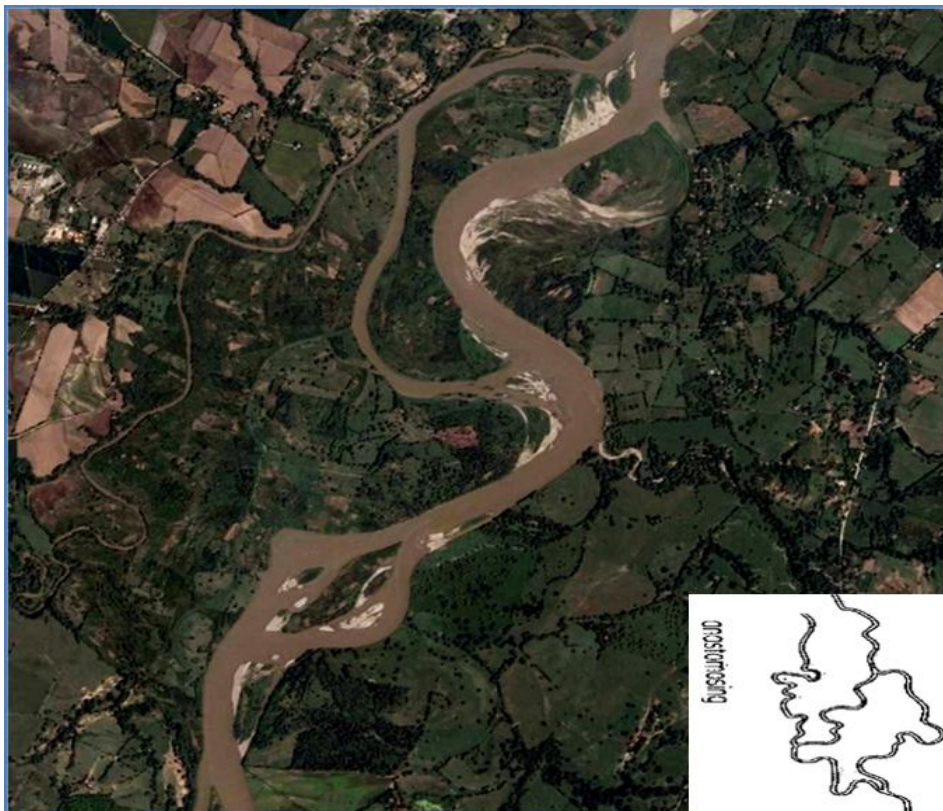


Figura N° 10: Canal Amostrosado del Rio Magdalena. (Modificado de Google Earth y A.D Miall, 1977).

7.1.2.3 Sistemas de Canales Meándricos

Los ríos meándricos tienden a ser confinados dentro de un canal principal, caracterizados por bancos cohesivos difíciles de erosionar. Las corrientes de meandros se caracterizan por su gran sinuosidad, bajos gradientes y carga de sedimentos finos.

Los elementos morfológicos de los sistemas de canales meándricos consisten fundamentalmente en el canal del meandro principal, de las barras puntuales que crecen hacia afuera de la parte interior de la curva del meandro, de los albardones, las llanuras de inundación y los meandros abandonados. El sedimento se acumula en diferentes partes del sistema debido al flujo del canal y a las inundaciones periódicas ó estacionarias.



Figura N° 11: Canal Meándrico del Rio Magdalena. (Modificado de Google Earth y A.D Miall, 1977).

7.1.3 Tipos de Depósitos Fluviales.

Los sedimentos de un medio fluvial presentan características diversas según la zona en que se hayan depositado; unos representan la acumulación en el canal; otros la que tuvo lugar en sus márgenes; finalmente, existen sedimentos correspondientes a zonas alejadas del cauce.

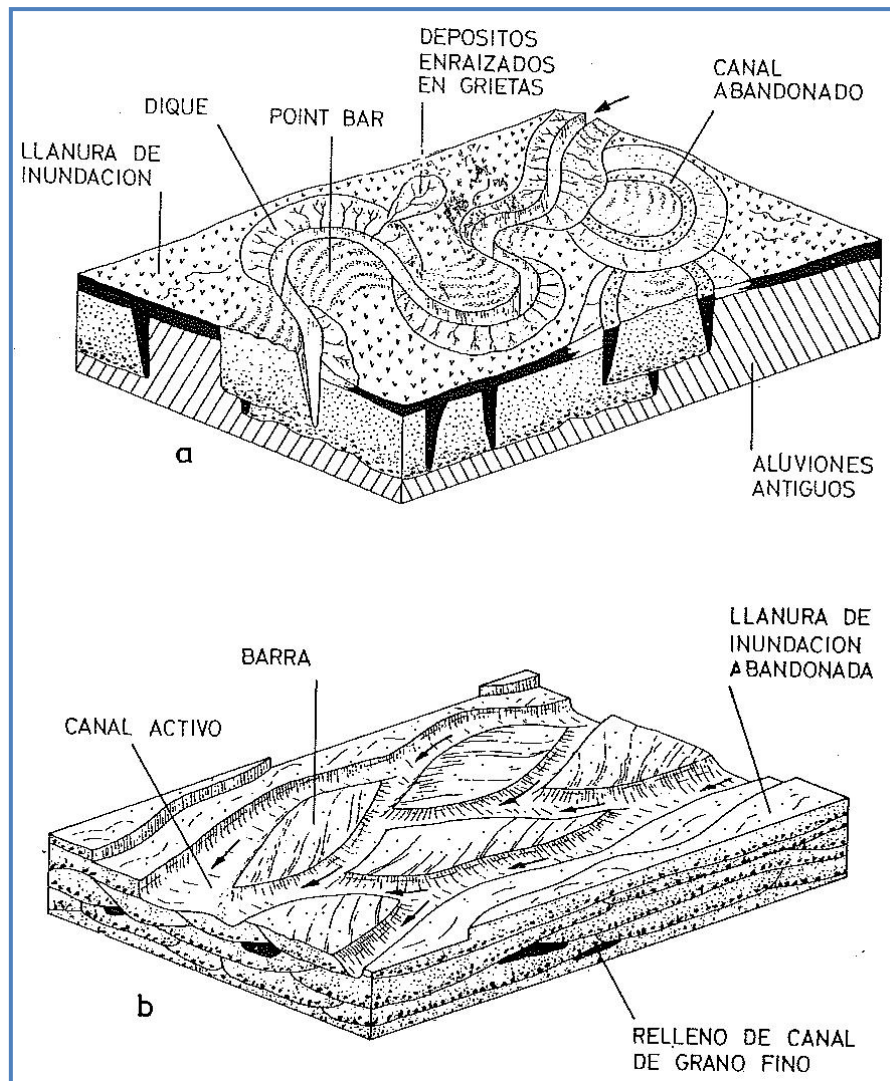


Figura N° 12: Se observan los tipos de depósitos fluviales (tomado de Corrales I, Rosell J, Sánchez L, Vera, J, Vilas L, 1977).

7.1.3.1 Depósitos de Barras de Canal.

Son depósitos típicos de ríos anastomosados, su granulometría varía según se trate de corrientes montañosas, en cuyo caso depositaran material grueso, ó de tramos en los cursos bajos de ríos que transportan una gran cantidad de sedimentos, siendo entonces la granulometría fina (Reineck y Stingh, 1973). Estas barras pueden desplazarse originando estratificación cruzada tabular. (*Corrales I, Rosell J, Sánchez L, Vera, J, Vilas L, 1977*).

7.1.3.2 Depósitos de Barras de Punta (Point Bar).

Son aquellos que se acumulan en la parte interna de los meandros y contienen los sedimentos más gruesos de los transportados por la corriente, observándose en ellos una grano-selección con disminución del tamaño de grano hacia la parte superior. Pueden presentar estratificación cruzada curva, debida a la migración de ripples, de tamaños tanto pequeños como grandes (la de mayor escala se encontraría hacia la base de la unidad); sobre está puede encontrarse estratificación cruzada plana y laminación paralela principalmente. En la parte superior de una secuencia de barras de punta (point bar) suelen existir depositaciones de limos y arcillas, que representan las condiciones de régimen muy tranquilos.

Cuando el depósito de barras de punto (point bar) está formado por materiales gruesos (McGowen y Garner, 1970) no parece presentar grano-selección. De muro a techo se pueden encontrar estratificación cruzada ó sedimento homogéneo; estratificación cruzada planar y curva, ambas a pequeña escala.

Es frecuente la existencia de restos de plantas, conchas de moluscos, generalmente fracturadas, así como restos de vertebrados. (*Corrales I, Rosell J, Sánchez L, Vera, J, Vilas L, 1977*).

7.1.3.3 Depósitos de Diques ó Albardones (Levee).

Forman bandas que bordean los causes. Sus sedimentos están entre los más gruesos de los depositados fuera de aquellos: arenas finas, limos y arcillas, generalmente, disminuyendo el tamaño de grano hacia la llanura de inundación, así como las aguas abajo. Suelen presentar inter-estratificación de los sedimentos más gruesos con los más finos, que sería debido a las inmersiones que sufren durante las épocas de avenidas. Pueden estar recubiertos por vegetación (Allen, 1965).

7.1.3.4 Depósitos de Desborde de Canal (Crevasse Splay).

Estos depósitos se generan cuando las aguas de la corriente principal logran romper los muros que la confinan. La sedimentación por tracción y suspensión ocurre rápidamente cuando el agua cargada, tanto con material grueso como fino, pierde su competencia en el transporte, dando como resultado depósitos gradados.

En épocas de avenida pueden producirse fisuras en los diques (levees), a través de las cuales circulará hacia la llanura de inundación. En estas zonas se produce un depósito de sedimento cuyo grosor puede ser incluso superior al del material de los diques (levees); suelen ser arenas de grano medio a fino, que alternan con limos arenosos y arcillosos. (Corrales I, Rosell J, Sánchez L, Vera, J, Vilas L, 1977).

7.1.3.5 Depósitos de Llanuras de inundación (Flood Plain).

Se encuentran en las zonas más alejadas del cauce. Están formados por sedimentos de grano fino, que han sido transportados en suspensión: limos y limos arcillosos. Puesto que durante largos periodos de tiempo quedan expuestos al aire presentan grietas de desecación, y si el clima es lo suficientemente seco pueden mostrar costras calcáreas y ferruginosas.

Además estos tipos de depósitos describen los llamados *depósitos de transición*, que son aquellos que se acumulan en los canales abandonados, especialmente en los tramos correspondientes a meandros, cuando la corriente rectifica su curso. Fundamentalmente están formados por limos y arcillas, aunque en ocasiones pueden contener también algo de arena fina; algunos presentan laminación, estratificación cruzada y grietas de desecación. (Corrales I, Rosell J, Sánchez L, Vera, J, Vilas L, 1977).

7.1.3.6 Depósitos de Canal Abandonado.

Compuestos generalmente de material grueso que los ríos pueden mover o transportar durante los períodos de máxima competencia de las corrientes. El Material incluye gravas, troncos u otro material vegetal de grandes dimensiones, como componente principal. Además tienden a ser depósitos de forma lenticular, en donde lo más característico es la imbricación de clastos que presentan. (Corrales I, Rosell J, Sánchez L, Vera, J, Vilas L, 1977).

7.2 GEOESTADÍSTICA.

En general, estadística está directamente relacionada con métodos científicos para recolección, organización, resumen, presentación y análisis de datos, como pozos, como interpretación de conclusiones y tomar decisiones razonables sobre la base de cada análisis.

Anteriormente, entre hace 15 a 20 años, la estadística fue utilizada en la industria del petróleo solo como una herramienta descriptiva para el modelamiento de los valores máximos, mínimos, la media, etc. Reconociendo asuntos de incertidumbre. La Geoestadística es construida sobre los principios de la estadística de variables aleatorias en el espacio. El uso de la geoestadística comienza en la industria de la minería Aurífera al sur de África, cuando los ingenieros Daniel Krig y Daniel Wijs realizaron una muestra empírica y realizaron un incremento de variabilidad. En

1962, George Matheron desarrollo en un marco científico de desarrollo el algoritmo de *Kriging*, el cual es utilizado hoy en día como uno de los algoritmos principales en la Geoestadística.

En el campo de las geociencias es común encontrar variables distribuidas espacialmente. Para el estudio de estas variables son usados diversos procedimientos geoestadísticos de estimación y/o simulación. Esto es, a partir de un conjunto de muestras tomadas en localizaciones del dominio en que se manifiesta un fenómeno a estudiar y consideradas representativas de su realidad, que por lo general es siempre desconocida, estos procedimientos permiten la descripción o caracterización de las variables con dos fines diferentes, primero, proporcionar valores estimados en localizaciones de interés y segundo, generar valores que en conjunto presenten iguales características de dispersión que los datos originales. La geología y la minería es el campo típico para la aplicación de estos modelos, campo en el que surge y se desarrolla la Geoestadística como ciencia aplicada

7.2.1 Algoritmos De Modelamiento Geoestadística.

La principal división en el modelamiento de algoritmos disponibles en petrel, es entre algoritmos Determinísticos y Estocásticos. Ambos tipos de algoritmos son disponibles en los procesos de *Facies Modeling* y *Petrofísica Modeling*.

7.2.1.1 Algoritmos Determinísticos.

Siempre arroja el mismo resultado con la misma entrada de datos. Estos algoritmos comúnmente son más rápidos en el procesamiento y son más transparentes. Esto es fácil para ver por qué una celda en particular tendrá un valor particular. La desventaja es que estos modelos con bajos datos de entrada son automáticamente suavizados, aun cuando pruebas y experiencia puedan sugerir que esto no sea probable. La adquisición de una idea buena de la

incertidumbre de un modelo lejos de los puntos de datos de entrada es a menudo difícil en estos modelos (*Petrel Property Modeling, 2009.2*).

7.2.1.2 Algoritmos Estocásticos:

Siempre arroja diferentes resultados con los mismos datos de entrada y funciona usando una semilla aleatoria en los datos de entrada, entonces, mientras corre resultados consecutivos darán resultados similares con los mismos datos de entrada, los detalles del resultado serán diferentes. Algoritmos estocásticos con un *Sequential Gaussian Simulation* son más complejos y además toma un gran tiempo en procesar los datos, pero ellos realmente son similares a los datos de entrada, específicamente la variabilidad de los datos de entrada. Esto quiere decir que máximos locales y bajos aparecerán en los resultados que no son dirigidos por los datos de entrada y cuya posición es puramente un artefacto de la semilla arbitraria usada. El resultado tendrá una distribución típica de los casos reales, aunque la variación específica improbablemente haga juego. Esto puede ser útil, en particular tomando el modelo con relación a la simulación, como la variabilidad de una propiedad probablemente es tan importante como su valor medio. La desventaja es que algunos aspectos importantes del modelo pueden ser arbitrarios y es importante realizar un análisis de incertidumbre apropiado con varias realizaciones del mismo modelo de propiedad con semillas arbitrarias diferentes (*Petrel Property Modeling, 2009.2*).

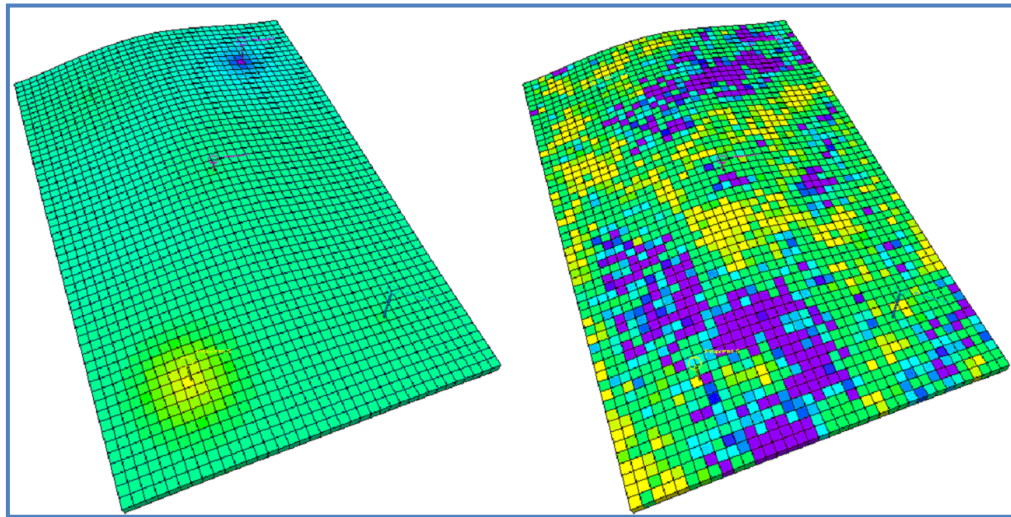


Figura N° 13: Dos modelos los cuales son creados usando el mismo dato de entrada. El modelo de la izquierda fue construido usando un algoritmo determinístico (kriging) y el de la derecha fue construido usando un algoritmo estocástico (Sequential Gaussian). (Tomado de Petrel Property Modeling, 2009.2)

7.2.2 Algoritmos de Modelamiento de Facies (Petrel).

7.2.2.1 Algoritmos determinístico.

1. *Indicator Kriging (es el único algoritmo determinístico para Facies Modeling).*
2. *Kriging interpolation*
3. *Kriging*
4. *Kriging by Gslib*
5. *Functional*

7.2.2.2 Algoritmos Estocásticos.

1. *Object Modeling*
2. *Truncated Gaussian with trends*
3. *Truncated Gaussian simulation*
4. *Sequential Indicator simulation.*
5. *Multi Point Facies simulation.*

7.2.3 Multi Point Facies Simulation (MPFS).

MPFS es un algoritmo basado en pixeles para la creación de modelos de facies la cual puede parecerse a modelar por objetos (*Object Modeling*). El algoritmo es basado sobre el algoritmo de simulación secuencial (*Sequential Simulation*) la cual puede utilizar distribución estadísticas más complejas para simulación de facies.

MPFS es considerado el algoritmo más avanzado que posee el software Petrel y fue introducido en la versión 2009.1, y disminuye las limitaciones que poseen los métodos tradicionales utilizados en el modelamiento de facies.

La principal ventaja de este nuevo algoritmo es que es capaz de producir modelos considerablemente más complejos geológicamente y condiciona los datos más fácilmente que los otros algoritmos de modelamiento.

Geoestadísticas tradicionales como *Kriging* ó técnicas de Simulación estocástica trabajan sobre la base de correlación en el espacio entre “dos puntos” (*two points*) y/ó tiempo usando el variograma. En casos donde los datos de pozo ó la información que se tiene son suficientes y en todas las direcciones el variograma explica la estructura espacial adecuadamente. Pero cuando esto tiene problemas de conectividad o alto distanciamiento entre los datos, la tradicional geoestadística muestra información con alta incertidumbre.

MPFS es un algoritmo estocástico para convertir una imagen de entrenamiento (modelo conceptual geológico) dentro de un modelo de reservorio, en el modelo final, extrapolando los datos de la imagen de entrenamiento a todo el modelo, por medio de esta imagen.

Este algoritmo necesita de un buen entendimiento del concepto de la imagen de entrenamiento, para obtener buenos resultados al momento del procesamiento del modelo (*Petrel Advanced Property Modeling, 2009.2*).

7.2.3.1 Multipunto (Multi-Point).

Principalmente explora la relación entre uno a muchos puntos en el mismo tiempo.

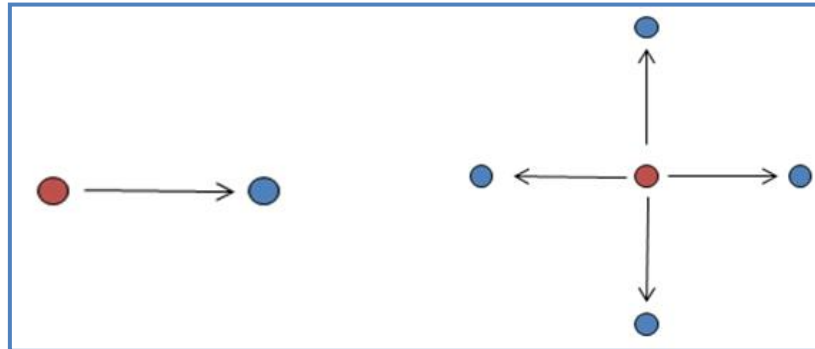


Figura N° 14: Ilustración de la metodología empleada por multipunto. (Tomado de Petrel Advanced Property Modeling, 2009.2).

En *Multi Point Facies* el tradicional variograma será reemplazado por la Imagen de entrenamiento (*Training Image*) y el Modelo de facies Multi punto (*Multi Point Facies Pattern*). Esta imagen de entrenamiento describe las facies geológicas en relación a la interacción de cada una. El modelo (*Pattern*) almacena las probabilidades con cada una de las vecindades, la última será la principal entrada en la adecuación del modelamiento para el modelo del variograma.

La condición de distribución es la construcción por escaneo directo de la imagen de entrenamiento usando una máscara de búsqueda.

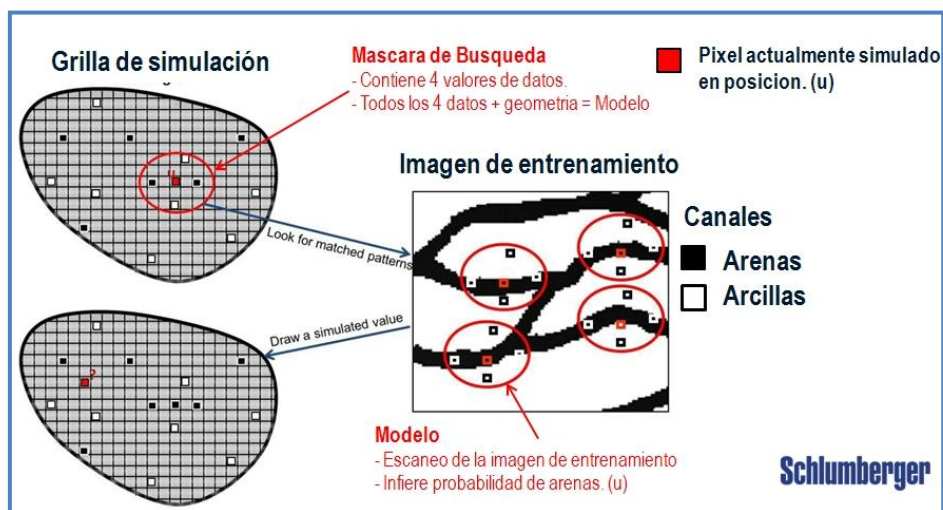


Figura N° 15: Ilustración de la máscara de búsqueda y del pixel actualmente simulado. (Tomado de Petrel, Advanced Property Modelin).

La condición de distribución local y la máscara de búsqueda son calculadas por escaneo de la imagen de entrenamiento.

Dentro de la máscara de búsqueda tenemos el pixel de simulación, el cual posee 4 valores, 2 son arenas y 2 son arcillas (pixeles blancos), estos 4 valores que están en esta máscara de búsqueda a lo largo de la configuración geométrica son llamados "Modelo". Este modelo es usado para escanear el canal de la imagen de entrenamiento por deducción de las probabilidades de arenas.

En la simulación multipunto la condición local de distribución es construir por escaneo directo una imagen de entrenamiento. Como este es un método estocástico, el algoritmo de simulación secuencial define un camino pasando por todos los nodos. Para cada nodo una distribución condicional es modelada y simulada para generar un dibujo de los posibles caminos que se pueden modelar (*Petrel Advanced Property Modeling, 2009.2*).

7.2.3.2 Imagen de Entrenamiento (*Training Image*).

La imagen de entrenamiento es una representación idealizada y simplificada de la geología. Esto muestra la relación entre las diferentes facies. En Petrel la imagen de entrenamiento es una propiedad derivada de:

- Crear imágenes manualmente.
- Modelo de Objetos existentes.
- Nuevo muestreo sísmico
- Imágenes aéreas
- Análogos de afloramientos.

Hacer una imagen de entrenamiento es equivalente al variograma en la estadística punto a punto

Cuando se prepara una imagen de entrenamiento, no es necesario mostrar muchos detalles sencillos, es más importante mostrar las características

principales, por ejemplo: un sistema de 3 facies (*shale, canal y levee*) y como estas interactúan entre sí (*Petrel Advanced Property Modeling, 2009.2*).

7.2.3.3 Máscara de Búsqueda.

El propósito de la sección “máscara de búsqueda” es definir un área de búsqueda usando una máscara geométrica. La cual puede ser de tipo Elipsoide ó Rectangular (la última es más grande).

El radio en el numero de celdas en dirección I, J, K; es comparable con el radio de búsqueda en geoestadística clásica. Esto puede ser aplicado sobre la imagen de entrenamiento (*Petrel Advanced Property Modeling, 2009.2*).

7.2.3.4 Multi-Grilla

Trabajar con multi-grillas y sub-grillas ayuda a hacer el algoritmo más eficiente. El objetivo principal de multi-grillas es describir que tan pequeñas o grandes son las escalas de las estructuras y que tan corto o largo son los rangos de los variogramas en punto a punto (*two points*). Cuando se crea un modelo de *multi point facies*, la grilla más ancha es poblada primero y la grilla más fina después. En la grilla más ancha siempre $2^{(m-1)}$, donde $m = \#$ de multi-grillas (*Petrel Advanced Property Modeling, 2009.2*).

7.2.3.5 Sub Grilla

Es el camino de llenado de las celdas determinado para un nivel de grilla en particular el cual nos ayuda a entender que tenemos un modelo regular para el entendimiento de nuevos posibles datos (*Petrel Advanced Property Modeling, 2009.2*).

8 METODOLOGÍA.

8.1 Primera Etapa.

8.1.1 *RECOPILACIÓN DE INFORMACIÓN GEOLÓGICA DISPONIBLE DE LA CUENCA DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA.*

En esta Primera etapa se identificó la información existente del área de interés dentro de las cuales se recopiló información Geológica, Cartográfica, Topográfica, información de estudios anteriores; artículos, tesis, publicaciones, entre otras.

8.2 Segunda Etapa.

8.2.1 *LEVANTAMIENTO DE DATOS DE AFLORAMIENTOS NECESARIOS PARA LA GENERACIÓN DEL MODELO DE FACIES.*

En esta segunda etapa se pudo realizar la descripción sedimentológica, estratigráfica y estructural de afloramientos de las formaciones Colorado y Mugrosa, específicamente en la cuenca del Valle Medio del Magdalena.

8.2.2 *CONTROL DE CALIDAD DE LA INFORMACIÓN.*

En esta instancia de la segunda etapa se debe realizar un buen manejo del control de calidad de la información, tanto de los datos recopilados en artículos, mapas, tesis, etc., como los datos obtenidos en afloramiento, manejando un buen nivel de estudio de la información.

8.3 Tercera Etapa.

8.3.1 *IMPLEMENTACION DEL SOFTWARE PETREL PARA LA INTERPRETACION Y REALIZACIÓN DEL MODELO DE FACIES.*

En esta tercera etapa se realizó la carga de datos al software (Petrel) y se realizó el modelamiento de facies, para el campo Casabe Sur, con un método basado en la interpretación de registros eléctricos y por otro método el cual se basa en la interpretación de los afloramientos localizados en campo. Para su posterior análisis y deducción de incertidumbre manejada en los modelos.

9 RESULTADOS

9.1 Geología de campo

El recorrido se realizó con la ayuda de los Mapas Geológicos de los cuadrángulos H-11 (Barrancabermeja) y H-12 (Bucaramanga) del Instituto Colombiano de Geología y Minería (INGEOMINAS), y las Planchas Cartográficas 108, 109, 119, 120 del Instituto Geográfico Agustín Codazzi (IGAC).

Partiendo de estos mapas tanto geológicos como cartográficos se pudo identificar las áreas de interés para este proyecto.

En principio se realizó un recorrido el cual comprendió de la búsqueda de afloramientos de la Formación Mugrosa, por la parte este del campo casabe donde se tomaron como referencias el mapa geológico H11 y los cartográficos 108 y 119, luego se continuó con los mapas Geológicos H12 y las planchas cartográficas 109 y 120 para localizar y tener mayor información de la Formación Mugrosa y agregar información de la Formación Colorado.

9.1.1 Localización de área de estudio.

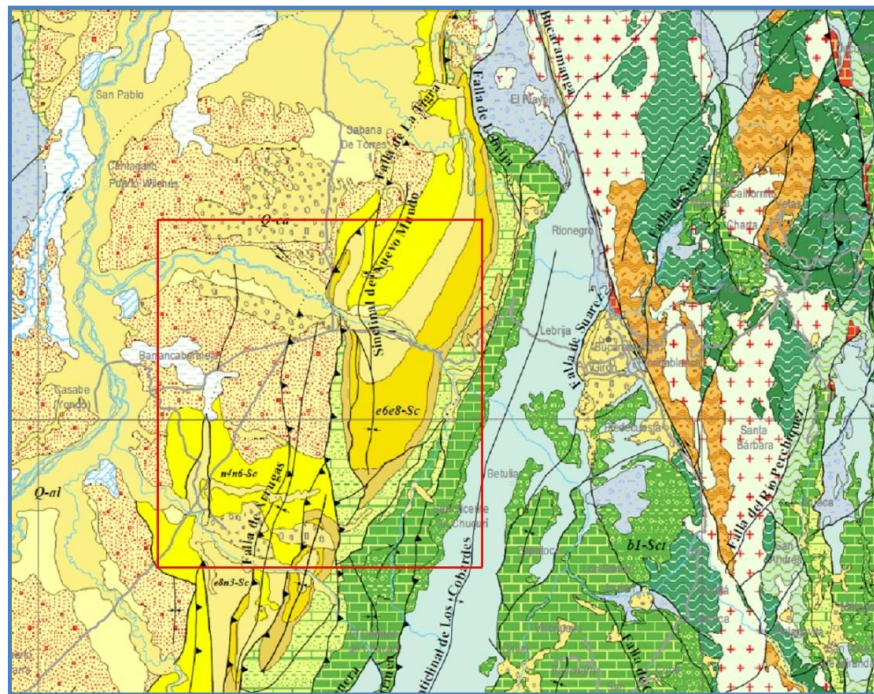


Figura N° 16: Mapa: Geológico del área de estudio (Modificado del Mapa Geológico de Colombia INGEOMINAS).

9.1.1 Recorrido del Área de estudio.

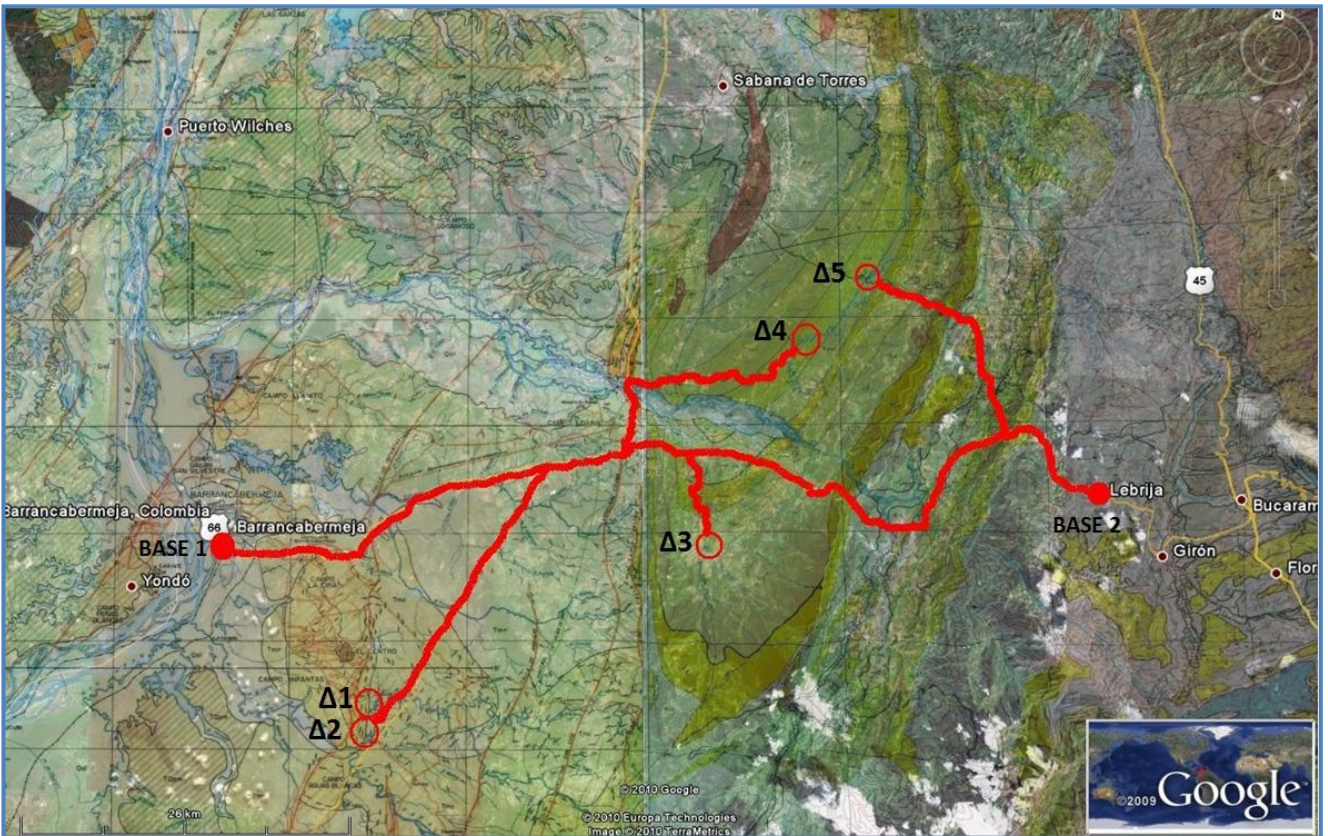


Figura N° 17: Mapa de recorrido realizado sobre el cuadrángulo H11 y H12 (Modificado de Mapa Geológico H11 y H12 INGEOMINAS y Google Earth).

El recorrido está principalmente situado sobre la vía número 66, la cual conduce de las ciudades de Bucaramanga a Barrancabermeja y por la vía número 45 Panamericana la cual conduce de los Municipios de Puerto Berrío a San Alberto (Cesar), se pudieron localizar afloramientos sobre estas vías y además desviándonos por vías no principales, como la que conduce por la azufrada a los municipio de Uribe – Uribe y Sabana de Torres (Santander).

9.1.1.1 Estación Número 1.

FORMACIÓN MUGROSA

10 Localización.

Y: 1'035.868

X: 1'253.034

11 Ubicación.

Sobre la vía Panamericana (N°66) la cual conduce del Caserío La Fortuna al Municipio de Puerto Berrío, cercano al río Oponcito y a la entrada al campo 23.

12 Esquemas.

13 Datos Estructurales: **N12°W/32NE**

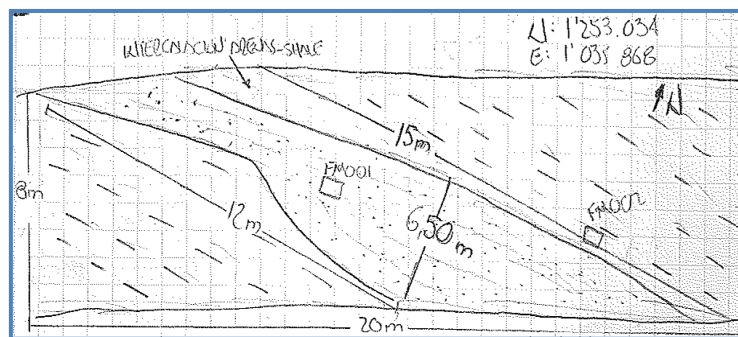


Figura N° 18: Esquema de la parte inferior del afloramiento de la Formación Mugrosa, se puede identificar BARRAS DE CANAL CON ESPESOR DE 6.50m y levee de 1.80m.



Figura N° 19: Fotografía de Afloramiento de la Formación Mugrosa se observa claramente la sección de una canal y el levee de 1.80m de la formación Mugrosa con orientación Norte-Sur (Fotografía Nicolay Avila. 2010).

- Datos Estructurales: **N13°W/30NE**

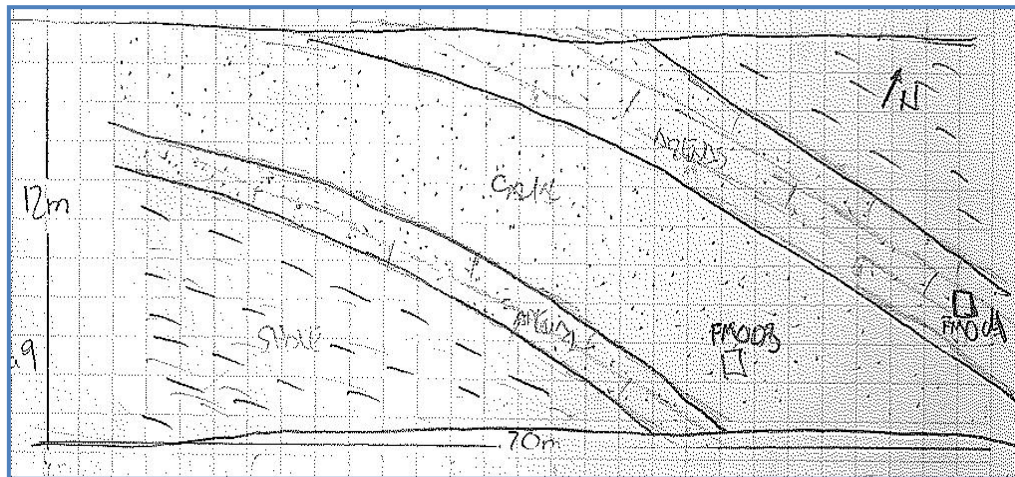


Figura N° 20: Esquema de la Continuación del afloramiento de la formación Mugrosa de base a tope, se observa CANAL CON ESPESOR DE 1.80m. (Esquema Nicolay Avila. 2010).

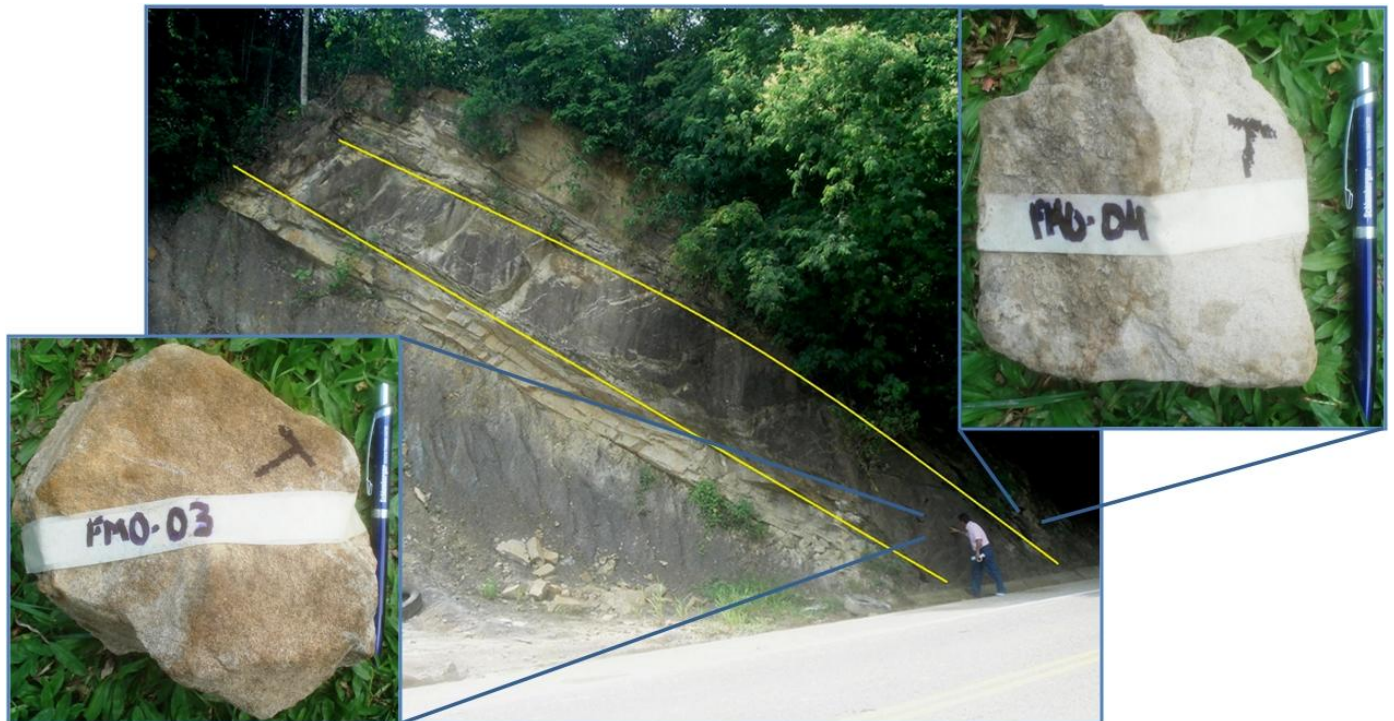


Figura N° 21. Fotografía de la continuación del afloramiento de la Formación Mugrosa de base a tope, se observa barra de canal con espesor constante de 1.80m (Fotografía Nicolay Avila 2010).

- Datos Estructurales: N13°W/48NE



Figura N° 22: Esquema de afloramiento de la Formación Mugrosa, donde se observan tres facies de deposición crevasse splay, flood plain y de CANAL CON ESPESOR DE 6.50m.



Figura N° 23: Fotografía de la continuación del afloramiento de la Formación Mugrosa de base a tope en el cual se puede observar un canal en la parte inferior, flood plain con coloración pálida y crevasse splay en la parte superior (Fotografía Robin Castillo. 2010).

- Datos Estructurales: **N13°W/52NE**



Figura N° 24: Esquema de la continuación de afloramiento de la formación Mugrosa de base a tope, donde se observa la presencia de CANAL CON UN ESPESOR DE 5.80m.



Figura N° 25: Fotografía de barra de canal de la Formación Mugrosa con espesor de 5.80m.

- Datos Estructurales: **N18°W/35NE**

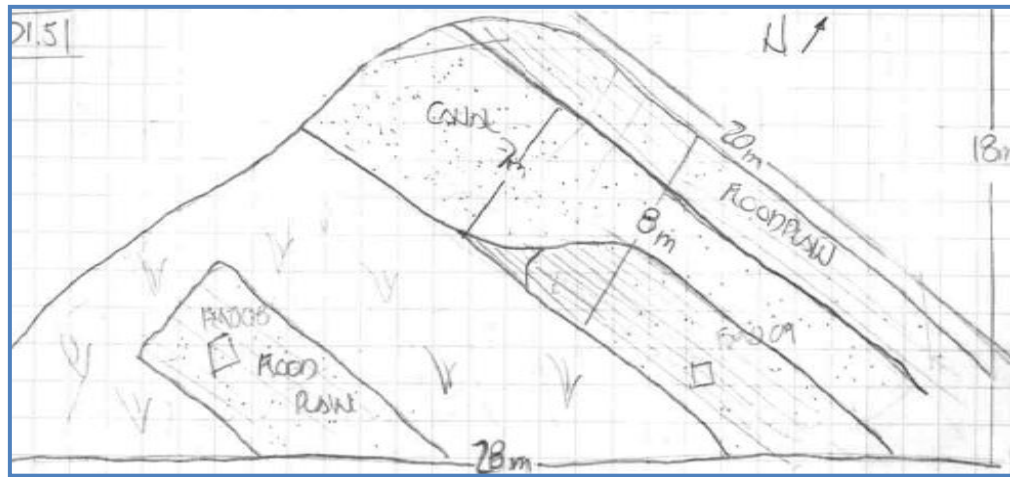


Figura N° 26: Esquema donde se observan depósitos fluviales de CANAL CON ESPESOR DE 7m, con un levee de 4.20m y flood plain de 1.10m – 2.20m. (Esquema Nicolay Avila. 2010).

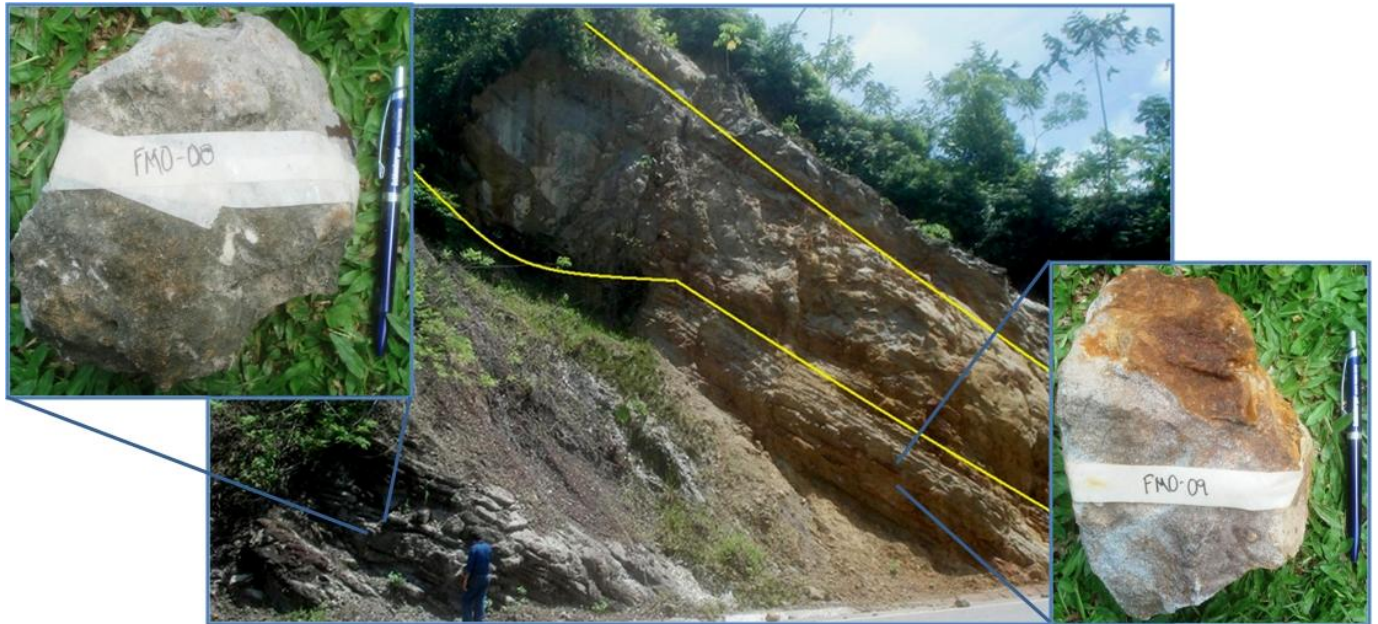


Figura N° 27: Fotografía de la continuación de la Formación Mugrosa de Base a tope, donde se muestra un depósito de barra de canal de 7m de espesor (Fotografía Nicolay Avila. 2010).

- Datos Estructurales: **N11°W/38NE**

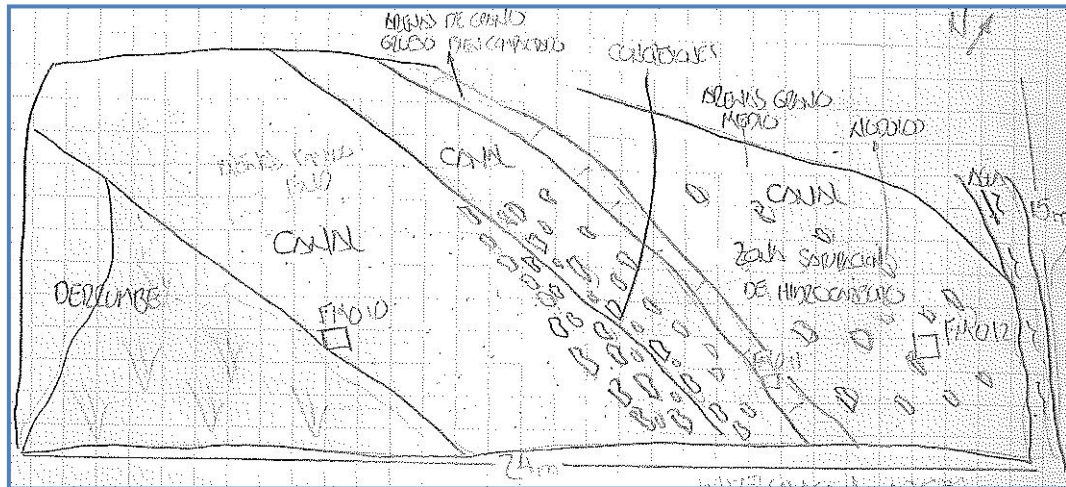


Figura N° 28: Esquema donde se presentan dos CANALES de la Formación Mugrosa con ESPESORES DE 6.70m (canal inferior) Y 1.50M (canal superior). (Esquema Nicolay Avila. 2010).



Figura N° 29: Fotografía de la continuación de la Formación Mugrosa de base a tope, donde se observan 2 canales con saturación de hidrocarburo. (Fotografía Nicolay Avila. 2010).

- Datos Estructurales: **N10°W/30NE**

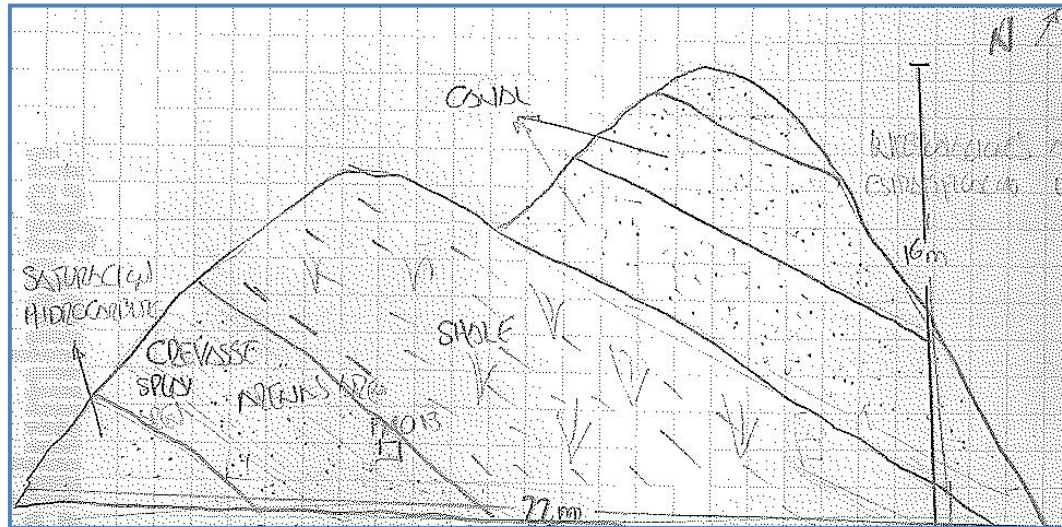


Figura N° 30: Esquema donde se observan dos CANALES CON ESPESORES DE 2.60m (canal inferior con saturación de hidrocarburos) Y 7.10M (canal superior). (Esquema Nicolay Avila. 2010).



Figura N° 31: Fotografía de la continuación de la Formación Mugrosa de tope a Base, se observa depósitos fluviales de tipo crevasse splay y barras de canal con saturación de hidrocarburos. (Fotografía Robin Castillo. 2010).

- Datos Estructurales: N15°W/30NE

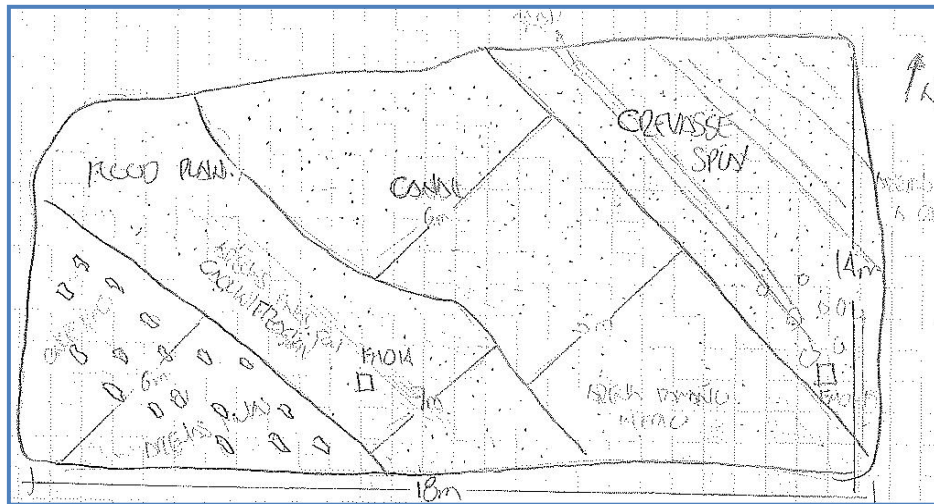


Figura N° 32: Esquema donde se observa depósitos de CANAL CON ESPESORE DE 6.10m, levee de 5.00m y crevasse splay con espesor de 0.80m de espesor y flood plain. (Esquema Nicolay Avila. 2010).



Figura N° 33: Fotografía de la continuación de la Formación Mugrosa, se observan depósitos fluviales de tipo Crevasse Splay, Flood Plain y Canal. (Fotografía Nicolay Avila. 2010).

Descripción: Se puede observar la Formación Mugrosa, en la cual se presentan canales típicos de esta formación e intercalaciones de arenas y shale, se pueden identificar las tres facies características de los ambientes fluviales como Desborde de Canal, Llanura de inundación y de Barras de Canal, los espesores de estos canales varían entre .

9.1.1.2 Estación Número 2

FORMACION MUGROSA.

- Localización.

Y: 1'035.588

X: 1'251.734

- Ubicación.

Sobre la vía Panamericana (N°66) la cual conduce del Caserío La Fortuna al Municipio de Puerto Berrío, cercano al rio el Oponcito y a la entrada al campo 23. A 1 km aproximadamente de la estación anterior en sentido norte sur.

- Esquemas.

- Datos Estructurales: **N10°W/37NE**

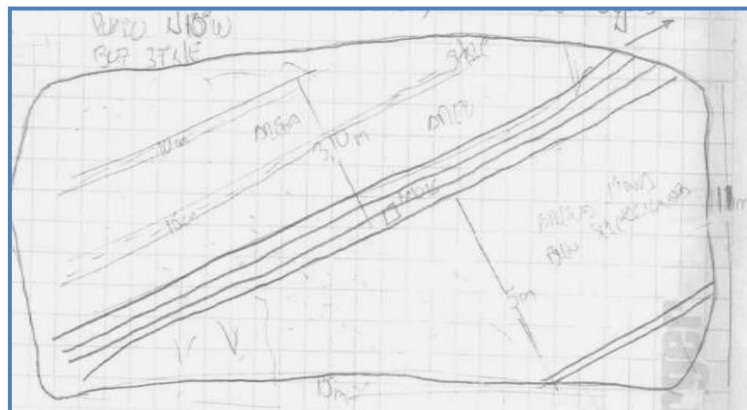


Figura N° 34: Esquema donde se observa CANAL CON ESPESOR de 5m de arenas finas bien seleccionadas pertenecientes a la Formación Mugrosa.



Figura N° 35: Fotografía de canal de la Formación Mugrosa con espesor de 5m. (Fotografía Nicolay Avila. 2010).

- Datos Estructurales: **N10°W/32NE**

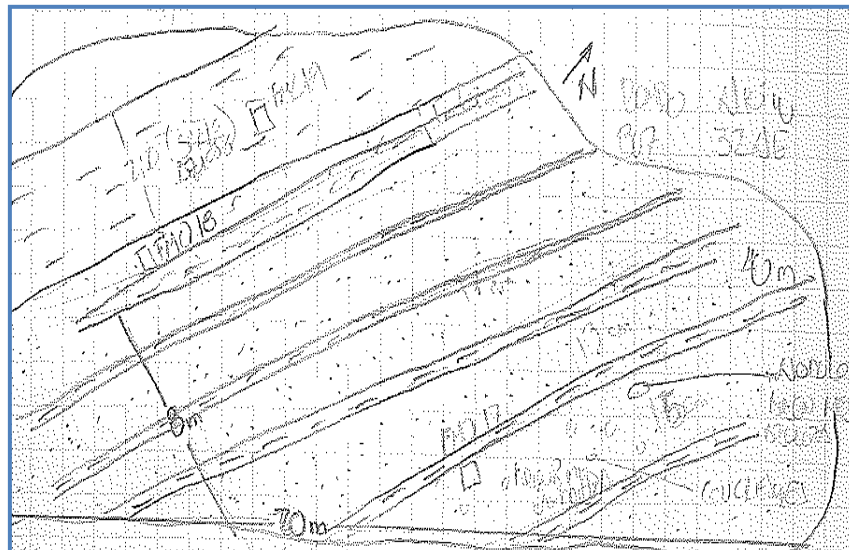


Figura N° 36: Esquema donde se aprecian Intercalaciones de shale de coloración azulosa, y espesores que varían entre 0.3m y 0.28cm y arenas que varían sus espesores de 0.13m a 0.40m. (Esquema Nicolay Avila. 2010).



Figura N° 37: Fotografía de Afloramiento de la Formación Mugrosa el cual presenta intercalación de shale y arenas, que presentan nódulos en la parte inferior del afloramiento. (Fotografía Nicolay Avila. 2010).

- Datos Estructurales: **N15°W/28NE**

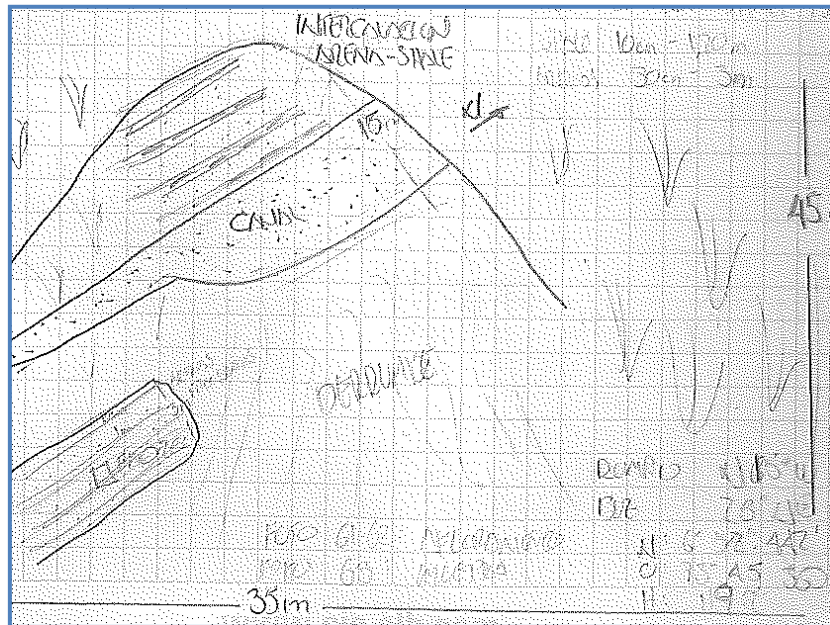


Figura N° 38: Esquema donde se observa depósito de CANAL CON ESPESOR DE 3m y levee con espesor de 1.80m. (Esquema Nicolay Avila. 2010).

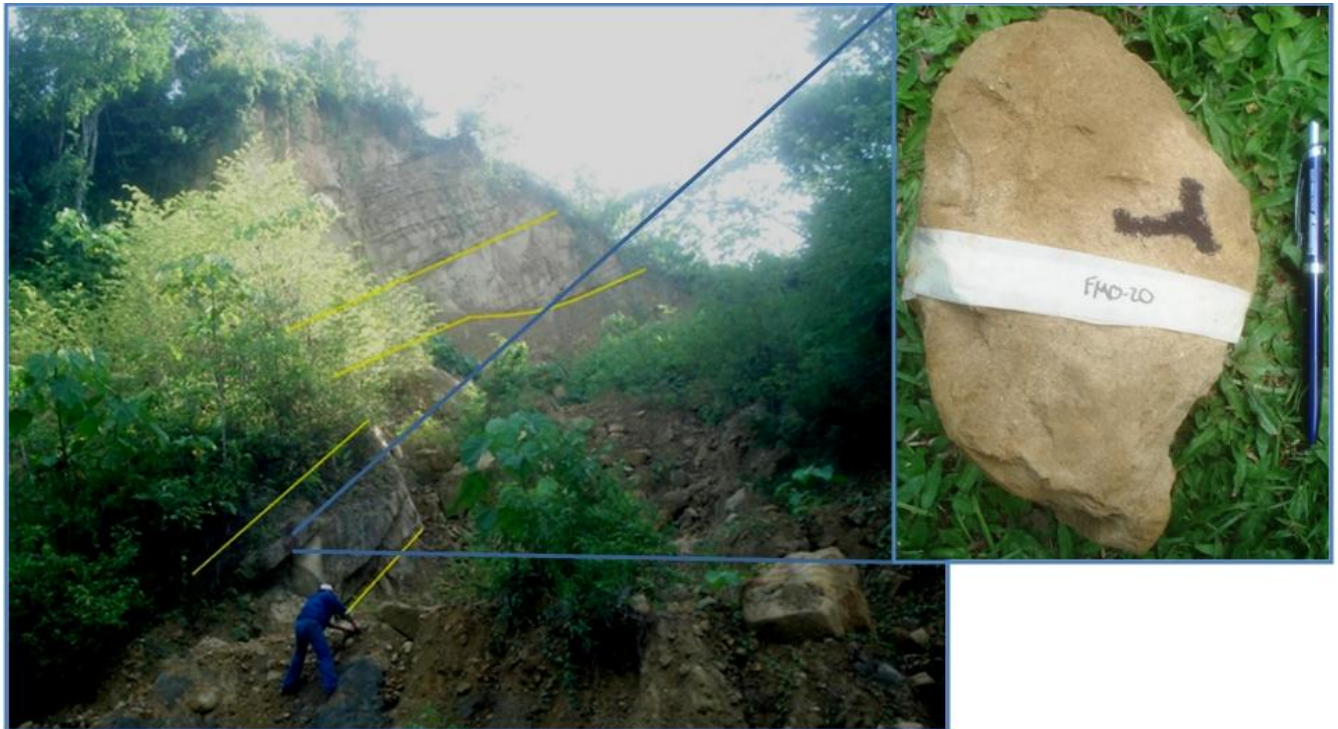


Figura N° 39: Fotografía de la Formación Mugrosa con intercalaciones de shale, con espesores que varían entre 0.10m y 1.20m, y arenas que varían entre 30cm y 3m de espesor (Fotografía Nicolay Avila. 2010).

- Datos Estructurales: **N20°W/27NE**

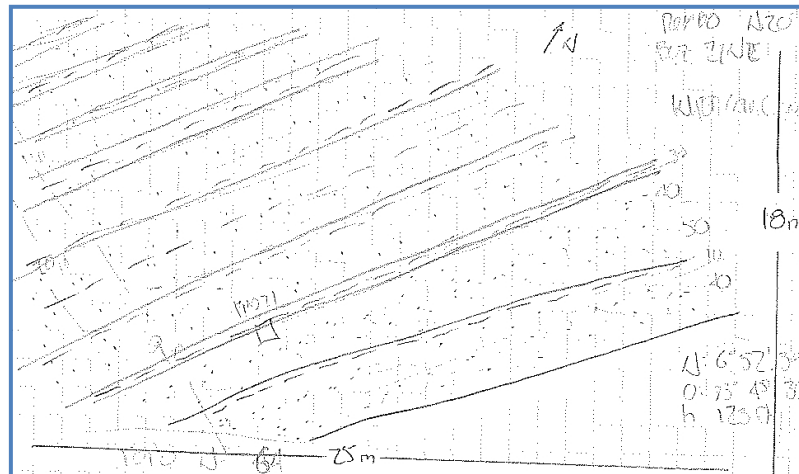


Figura N° 40: Esquema de intercalaciones de shale, de coloración azulosa con variación de espesores entre 0.10m y 0.35m, y arenas de coloración amarilla con variación en sus espesores de 0.20m y 0.50m. (Esquema Nicolay Avila 2010).



Figura N° 41: Fotografía de afloramiento de la Formación Mugrosa donde se aprecian intercalaciones de shale y arenas con variación en sus espesores.

- Descripción.

Se puede observar la Formación Mugrosa, en la cual se presentan canales típicos de esta formación e intercalaciones de arenas y shale, se pueden identificar las tres facies características de los ambientes fluviales como levee, floodplain, crevasse splay.

9.1.1.3 Estación Número 3

FORMACIÓN MUGROSA

- Localización.
Y: 1'062.650
X: 1'278.041
- Ubicación.
Sobre la quebrada la Putana aguas arriba de la vía principal que conduce del caserío la Fortuna al peaje Sogamoso.
- Esquema.
- Datos Estructurales: **N°10W/52NE**

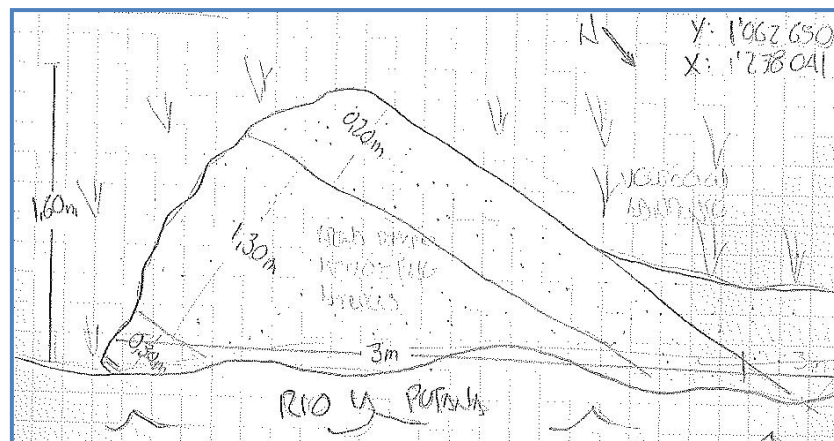


Figura N° 42: Esquema de CANAL CON ESPESORES QUE VARIAN ENTRE 1m Y 5m los cuales presentan tendencias de canales amalgamados (Mario Patiño 2008). (Esquema Nicolay Avila. 2010).



Figura N° 43: Fotografía donde se observa depósito de BARRA DE CANAL de la Formación Mugrosa CON ESPESOR DE 1.30m. (Fotografía Nicolay Avila. 2010).

- Localización.
X: 1'279.694
Y: 1'061.995
- Dato Estructural: **N°18W/83NE**



Figura N° 44: Fotografía de depósito de CANAL de la Formación Mugrosa con ESPESOR DE 2.80M y espesor del levee de 1.80m.

- Localización.
X: 1.279.693
Y: 1.062.001
- Dato Estructural: **N15W/85NE**



Figura N° 45: Fotografía de afloramiento de la Formación Mugrosa donde se aprecia depósito de CANAL CON ESPESOR DE 1.30m. (Fotografía Mario Patiño. 2008).

- Descripción.

Se tomaron algunos datos de espesor de canales de la formación Mugrosa la cual aflora a lo largo de la quebrada la Putana, y se identificaron canales con espesores entre 1m y 5m, con intercalación de paquetes potentes de shale.

9.1.1.4 Estación Número 4

FORMACIÓN COLORADO

- Localización.

X: 1'283.715

Y: 1'059.655

- Ubicación.

Sobre el río Sucio, por la vía que conduce del caserío de la Fortuna al municipio de Sabana de Torres (Santander). Entrando primero por el río Sogamoso y desviándonos por la intersección con el río Sucio.

- Esquema.

- Datos Estructurales: **N32W/44NE**

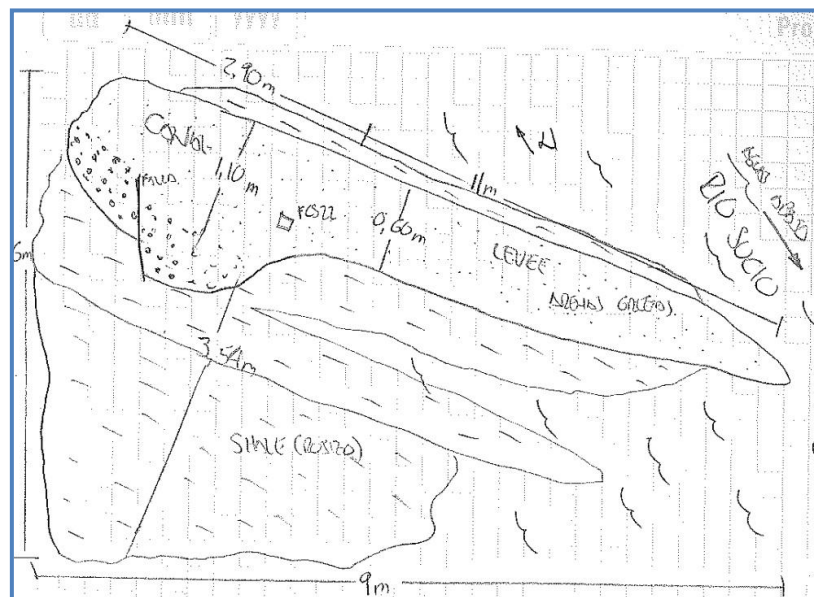


Figura N° 46: Esquema de afloramiento de la formación Colorado, se puede identificar un depósito de CANAL CON ESPESOR DE 1.10M y un levee de 0.60m.



Figura N° 47: Fotografía de afloramiento de la Formación Colorado, se identifican arenas de tamaño grueso, fallas locales. (Fotografía Robin Castillo. 2010).

- Datos Estructurales: N32W/44NE

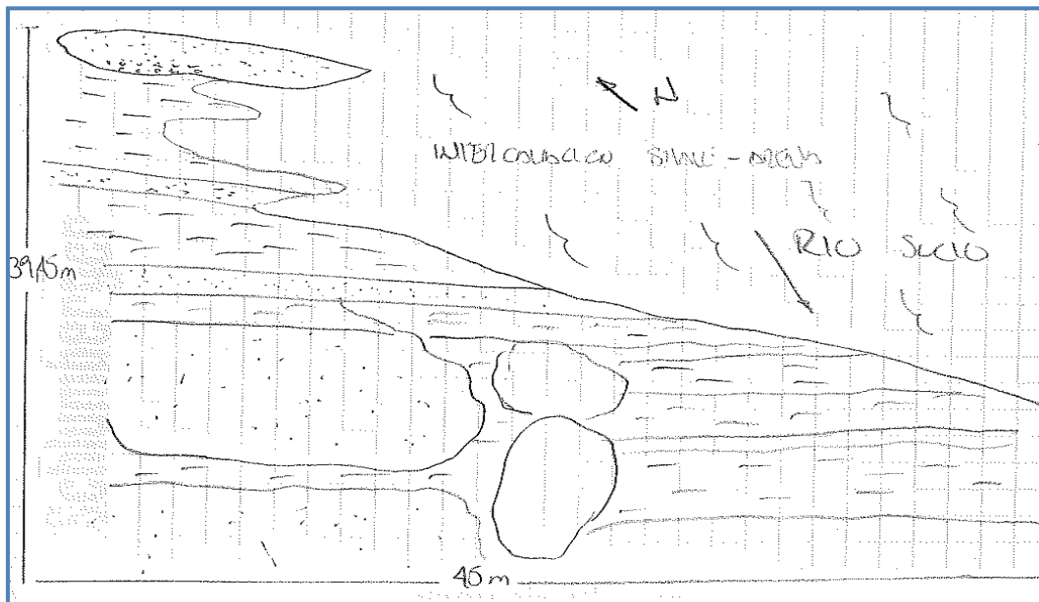


Figura N° 48: Esquema de afloramiento de la formación Colorado, donde se aprecia en la parte superior un CANAL CON ESPESOR DE 1.10m y en la parte inferior un CANAL CON ESPESOR DE 3.20m. (Esquema Nicolay Avila. 2010).



Figura N° 49: Fotografía de afloramiento de la formación Colorado, se identifican arenas de tamaño grueso, fallas locales. (Fotografía Nicolay Avila. 2010).

9.1.1.5 Estación Número 5

FORMACION COLORADO-MUGROSA (CONTACTO).

- Localización.
X: 1´293.803
Y: 1´077.604
- Ubicación.
Localizada Sobre la vía que conduce de La Azufrada al Municipio de Sabana de Torres, pasando por el caserío Uribe-Uribe, a unos 50m de la quebrada Rio Sucio.

- Esquema.

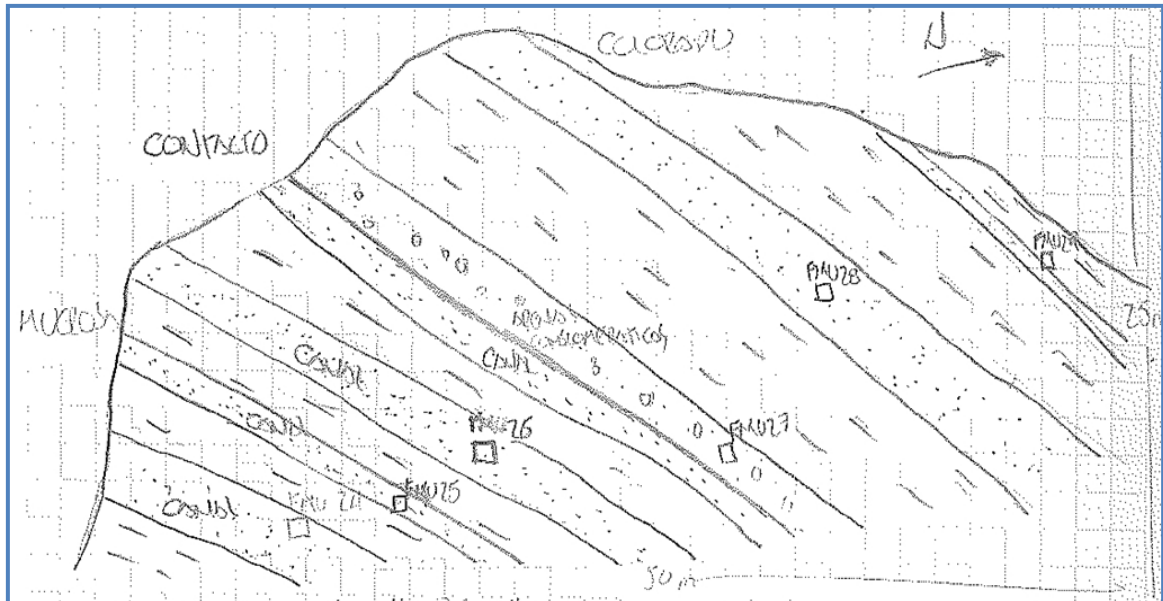


Figura N° 50: Esquema de afloramiento donde se puede apreciar el contacto entre las Formaciones Mugrosa (Parte inferior) y Colorado (parte superior), CANAL CON ESPESORES ENTRE 1.40m Y 2.30m.



Figura N° 51: Fotografía de afloramiento de la formación Mugrosa donde se pueden apreciar depositaciones de CANAL CON ESPESORES DE 1.40m (canal inferior) y 1.50m (canal superior). (Fotografía Nicolay Avila. 2010).



Figura N° 52: Fotografía de afloramiento del tope de la formación Mugrosa donde se puede identificar depósitos de CANAL CON ESPESOR DE 2.30m y levee con espesor de 1.60m. (Fotografía Robin Castillo. 2010).



Figura N° 53: Fotografía de afloramiento del contacto (trazado color rojo) entre las Formaciones Mugrosa (parte inferior) y Colorado (parte superior CANAL de la Formación Colorado con ESPESOR DE 2.30M y levee 1.60m. (Fotografía Nicolay Avila. 2010).



Figura N° 54: Fotografía de afloramiento de la base de la formación Colorado, presenta depósito de CANAL CON ESPESOR DE 3.30m, levee con espesor 2.70m. (Fotografía Nicolay Avila. 2010).

- Descripción.

Se observa el contacto entre las formaciones Mugrosa y Colorado, el cual se determina a partir del cambio en el tamaño de las arenas la cual hace la diferencia entre las formaciones Colorado y mugrosa ya que la formación Colorado posee arenas de tamaño de grano grueso a conglomerático (Figura 50 FMU-27) y coloraciones más claras que la formación mugrosa que posee tamaño en los granos de finos a medios y coloraciones mas grisácea y amarillenta.

9.1.2 Ambientes de Depositación.

Podemos definir según los datos recopilados en campo que nos encontramos con afloramientos principalmente con canales y barras de canal de carga arenosa, con unos sistemas de canales predominantemente sinuosos que presentan en algunas ocasiones albardones (levee), los cuales fueron caracterizados por su geometría, el cual presenta en algunos canales desarrollo de depósitos de desborde (crevasse splay) y depositación notoria de llanuras de inundación (flood plain).

Basados en la fórmula propuesta por Lorenz (1985) podemos determinar un ancho de canal para cada uno de los canales localizados en campo.

En donde:

- W_c = Ancho de Canal
- h = Espesor del canal

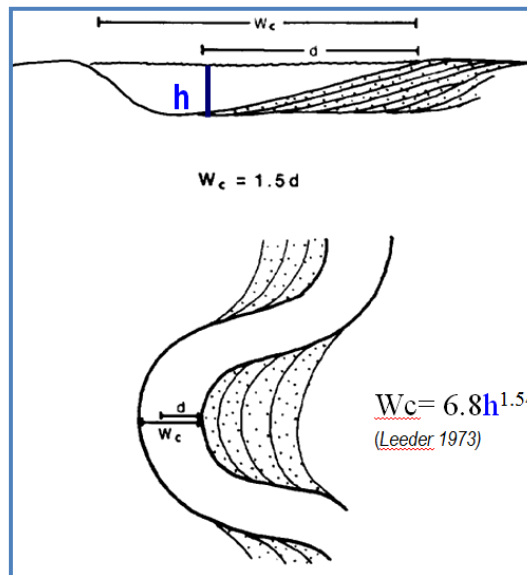


Figura N° 55: Modelo sedimentológico – Determinación del ancho del canal (W_c) y del cinturón de meandro (W_m) a partir de la profundidad de los canales. (Tomado de Lorenz, et al., 1985).

9.1.3 Recopilación de datos de campo.

DATOS DE CANAL						
N°	LOCALIZACIÓN	DATO ESTRUCTURAL DE CANAL	ESPESOR DE CANAL (m)	ANCHO DE CANAL (m)	ESPESOR DE LEVEE (m)	FORMACIÓN
ESTACION N°1						
1	Y: 1'035,868	N12W/32NE	6,50	341,94	1,80	Mugrosa
	X: 1'253,034					
2	Y: 1'035,868	N12W/32NE	1,80	47,34	0,00	Mugrosa
	X: 1'253,034					
3	Y: 1'035,868	N12W/32NE	6,50	341,94	0,00	Mugrosa
	X: 1'253,034					
4	Y: 1'035,868	N12W/32NE	5,80	286,91	0,00	Mugrosa
	X: 1'253,034					
5	Y: 1'035,868	N12W/32NE	7,00	383,28	4,20	Mugrosa
	X: 1'253,034					
6	Y: 1'035,868	N12W/32NE	6,70	358,28	0,00	Mugrosa
	X: 1'253,034					
7	Y: 1'035,868	N12W/32NE	1,50	35,75	0,00	Mugrosa
	X: 1'253,034					
8	Y: 1'035,868	N12W/32NE	2,60	83,39	0,00	Mugrosa
	X: 1'253,034					
9	Y: 1'035,868	N12W/32NE	7,50	426,24	0,00	Mugrosa
	X: 1'253,034					
10	Y: 1'035,868	N12W/32NE	6,10	310,08	5,00	Mugrosa
	X: 1'253,034					
ESTACION N°2						
11	Y: 1'035,588	N10W/37NE	5,00	228,29	0,00	Mugrosa
	X: 1'251,734					
12	Y: 1'035,588	N15W/28NE	3,00	103,95	1,80	Mugrosa
	X: 1'251,734					
ESTACION N°3						
13	Y: 1'062,655	N10W/52NE	1,30	28,68	0,00	Mugrosa
	X: 1'278,041					
14	Y: 1'061,955	N18W/83NE	2,80	93,47	1,80	Mugrosa
	X: 1'279,694					
15	Y: 1'062,001	N15W/85NE	1,30	28,68	0,00	Mugrosa
	X: 1'279,693					
ESTACION N°4						
16	Y: 1'062,001	N32W/44NE	1,10	22,17	0,60	Colorado
	X: 1'279,693					
17	Y: 1'059,655	N32W/44NE	3,20	114,81	0,00	Colorado
	X: 1'283,715					
ESTACION N°5						
18	Y: 1'077,604	N37W/35NE	1,40	32,14	0,00	Mugrosa
	X: 1'293,803					
19	Y: 1'077,604	N37W/35NE	1,50	35,75	0,00	Mugrosa
	X: 1'293,803					
20	Y: 1'077,604	N37W/35NE	2,30	69,04	0,00	Mugrosa
	X: 1'293,803					
21	Y: 1'077,604	N37W/47NE	2,30	69,04	1,60	Colorado
	X: 1'293,803					
22	Y: 1'077,604	N37W/47NE	3,10	109,34	0,00	Colorado
	X: 1'293,803					
23	Y: 1'077,604	N37W/47NE	3,30	120,39	2,70	Colorado
	X: 1'293,803					

Tabla N°2: Recopilación de datos de campo de las barras canal de las Formaciones Colorado y Mugrosa. (Nicolay Avila, 2010).

9.2 CONSTRUCCION DEL MODELO FACIAL EN PETREL®.

La construcción del modelo facial en el software de petrel se realizó en la versión que se está manejando en el momento en la alianza Casabe (*Schlumberger-Ecopetrol*), Petrel 2009.2, el cual tiene como fin el modelamiento de las facies, en donde primero se analizarán los registros de porosidad (PHI), Permeabilidad (KINT), Potencial Espontaneo (SP), Impedancia Acústica (AI), Volumen de Arcillas (VCL), para generar un registro de facies, que serán escalados en los 3 pozos productores que se tienen en el campo Casabe Sur; CBES-0001, CBES-0002 y CBES-0003.

La interpretación de las facies, se realizó por medio de la interpretación de un Cross Plot, interpretación directa en los registros de pozo, basado en interpretación personal y soportada en el software por medio de redes neuronales y cálculos basados en cantidades específicas encontradas en exploración como los valores determinísticos de la Porosidad (PHI), Permeabilidad (KINT) y los volúmenes de Arcillas (VCLAY). Luego de Obtener los registros de Facies, se dará como segunda instancia el escalamiento de los registros de facies a los pozos (*scale up well logs, en petrel*), donde ya con este escalamiento podemos realizar un análisis de los datos (*data analysis, en petrel*), en donde se buscará interpretar los variogramas, para obtener mejores resultados en el modelamiento de las Facies por el método de *Secuencial Gaussian Simulation* (SIS), que se basa en la interpretación geoestadística. Posteriormente se realizará el modelamiento de facies por medio del método *Multi Point Facies*, en donde se genera una interpretación manual del ambiente de depositación y basado en esta imagen, se realiza el modelado de las facies en Petrel. Con los datos obtenidos en las facies, se modela las propiedades de Porosidad, Saturación de Agua y Net Gross, condicionando cada una de estas propiedades a las facies interpretadas, para poder llegar al cálculo de un volumétrico para cada método empleado y esto con el

fin de obtener un nivel de incertidumbre de los datos obtenidos en pozo con los datos obtenidos en afloramiento.

9.2.1 Identificación de Facies Basada en Cross Plots.

En los cross Plots Realizados en el Software se pueden observar una tendencia (figura n°55) en los tres tipos de roca identificadas en campo (Barras de Canal, Llanuras de Inundación, Desborde de Canal).

Estas tendencias se ven en los cross plots y partiendo de esto, podemos realizar una interpretación de los registros de facies.

El Cross Plot está definido por la porosidad en el eje de las X, la permeabilidad en el eje de las Y y los valores de la coloración están definidos por la fracción de volumen de arcilla, siendo la s de coloración más oscura (morado, azul oscuro) el menor contenido de arcillas y los colores más claros (amarillo y naranjado) los mayores contenidos de arcilla (figura N°54).

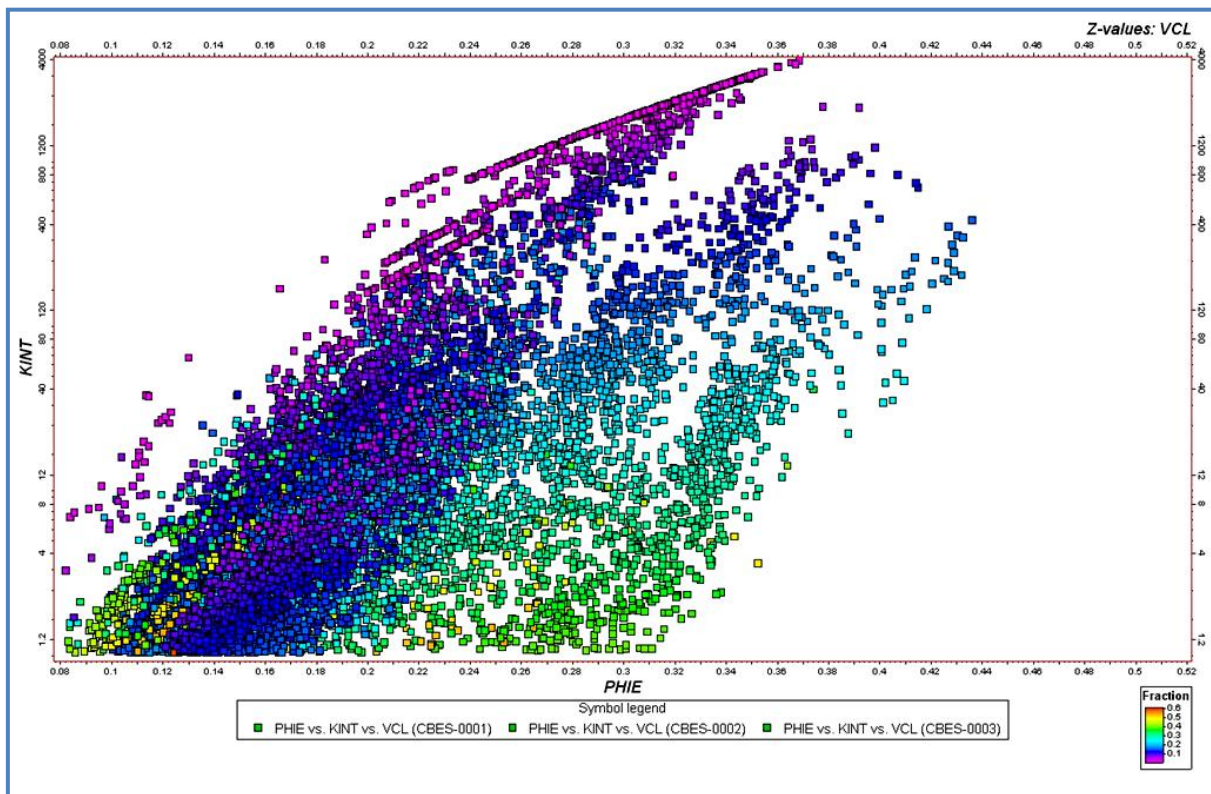


Figura N° 56: Cross Plot entre las Porosidades-Permeabilidades-Volumenes de arcilla (VCL), para los 3 pozos exploratorios de Casabe Sur (Modelado en Petrel 2009.2).

9.2.2 Interpretación de Registros de Facies.

9.2.2.1 Cálculos por Cut Off.

Los *Cut-off* identificados en el campo casabe, ayudan a la interpretación de facies en el campo Casabe Sur, dentro de los cuales están los registros de Volumen de arcilla, la permeabilidad y la porosidad.

Definidos los cut-off para estos registros, damos cabida a la realización de las facies, con las pautas especificadas para cada registro, por medio de la calculadora de los registros en Petrel.

Este método es general, pero presenta una buena interpretación de las facies, la cual sirve como base para realizar una posterior interpretación manual de los registros de facies.

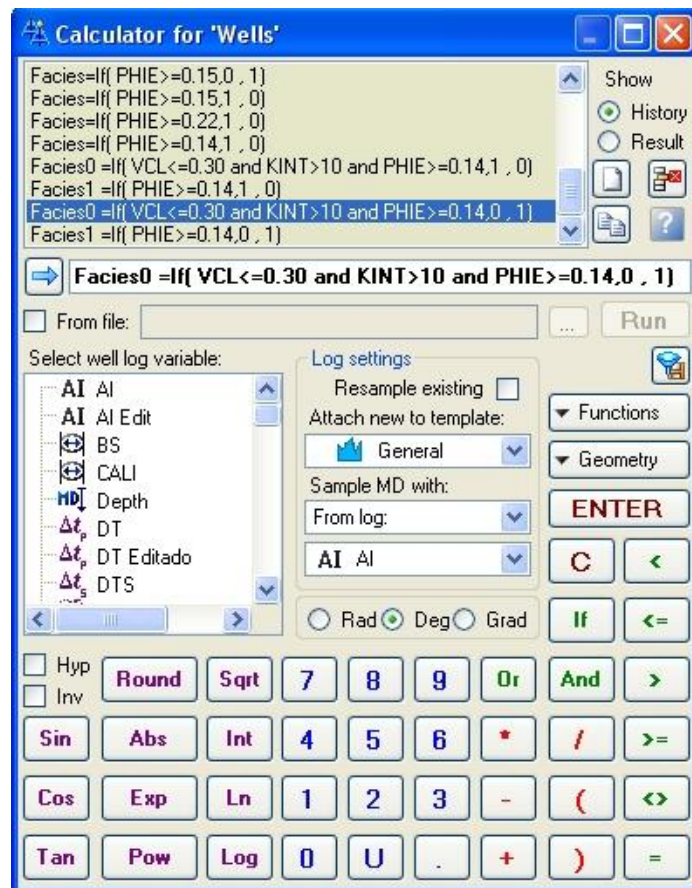


Figura N° 57: Calculo de registros de facies por medio de la calculadora de registros de Petrel. (Nicolay Avila 2010).

9.2.2.2 Redes Neuronales.

La interpretación de las facies por medio el método de redes neuronales es para dar soporte a la interpretación que se realizará manualmente, ya que los métodos por redes neuronales son netamente estadísticos.

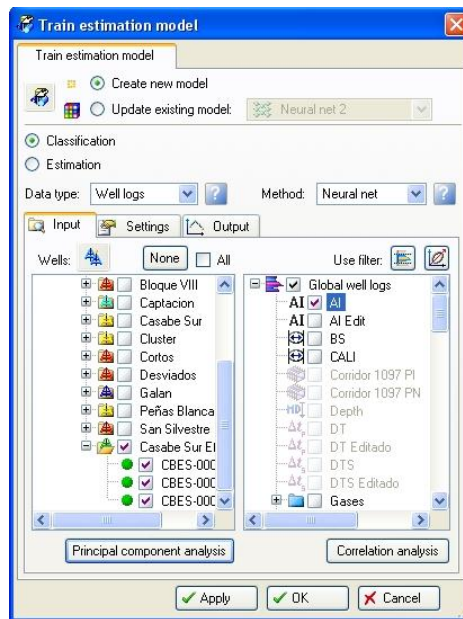


Figura N° 58: Ventana de Petrel para la generación de las facies por el método de Redes Neuronales (Nicolay Avila 2010).

Este método genera un análisis de componentes principales de los registros para una mejor estimación de facies, en donde indica los mejores registros que pueden arrojar valores con menores errores. (Figura n°57).

Correlation Coefficients	PC1	PC2	PC3	PC4	PC5
AI	0.7868	0.5862	0.0322	0.0650	0.1791
KINT	-0.8854	0.3038	0.1121	0.3328	0.0210
PHIE	-0.9292	-0.2629	0.0646	-0.2002	0.1525
SP	0.3798	-0.7308	0.5619	0.0749	0.0190
VCL	0.1836	-0.8658	-0.4328	0.1584	0.0662
Eigenvalue	2.4444	1.7886	0.5208	0.1857	0.0605
Contribution (%)	48.89	35.77	10.42	3.71	1.21
Cumulative Contribution (%)	48.89	84.66	95.08	98.79	100.00

Figura N° 59: Análisis de componentes principales para generación de registro de facies (Nicolay Avila 2010).

9.2.2.3 Interpretación Manual.

Esta Interpretación fue realizada por medio de la interpretación manual basada en los registros de Impedancia acústica (AI), Porosidad (PHIE), Permeabilidad (KINT) y Potencial Espontáneo (SP), principalmente, los cuales fueron los registros con mayor coeficiente de correlación, y también se tomo como referencia la interpretación de las facies generadas a partir de cut off y redes neuronales.

Como otro control de calidad se tomaron los datos de intervalos donde se realizo el cañoneo en campo para refinar la interpretación realizada por interpretación manual.

Es importante recordar que los análisis de interpretación manual es personal del autor, con el fin de obtener unos registros de facies para su posterior modelamiento en 3D.

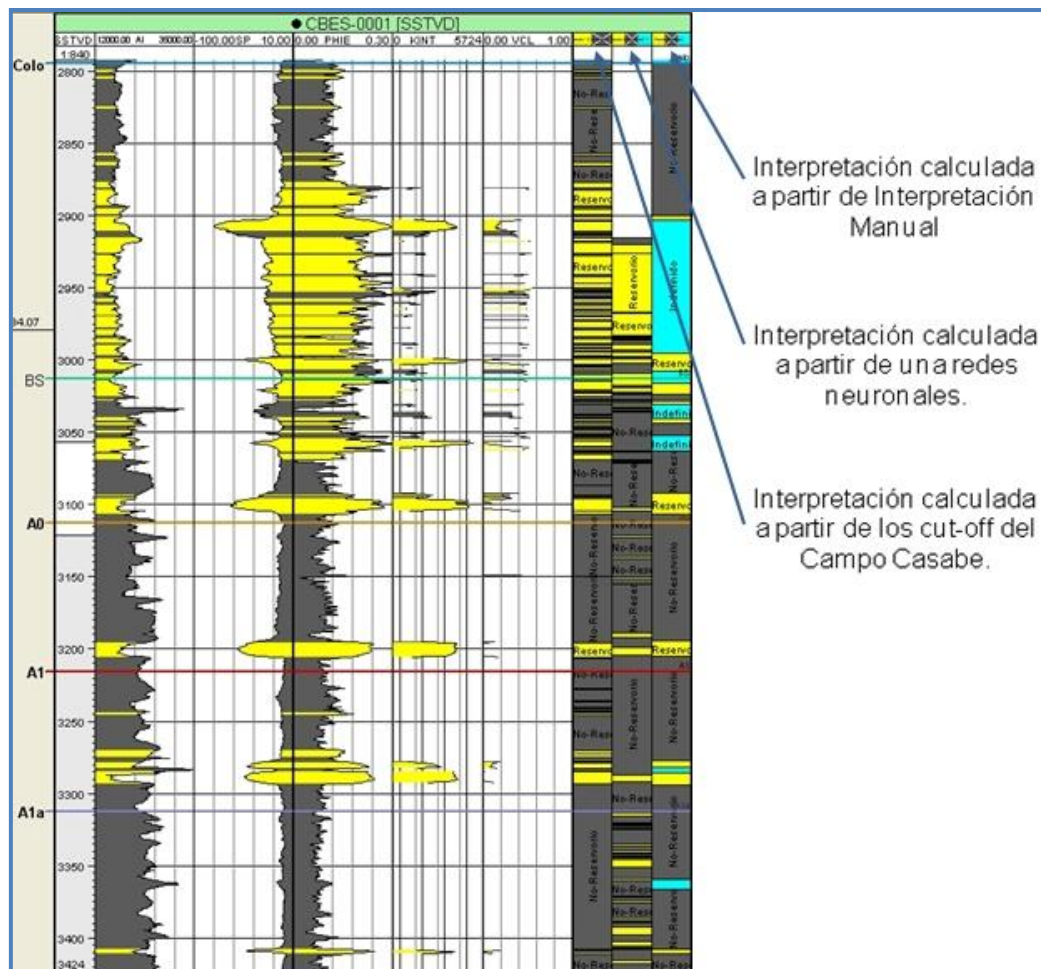


Figura N° 60: Interpretación de registros de facies, por 3 métodos. (Nicolay Avila 2010. Petrel).

9.2.3 Generación del modelo de Facies por el Método Secuencial Indicator Simulator (SIS).

Basados en el modelo estático actual del capo casabe sur (Realizado por Luis Eduardo Peña Rojas, 2010, Schlumberger.) Se empezó por realizar el modelamiento de las facies, porosidades, saturaciones de agua y Net/Gross para poder finalizar con un cálculo de volúmenes el cual va a estar condicionado a la interpretación de los registros de facies y su modelamiento.

Como primer paso luego de la interpretación de los registros de facies se tomo como base el modelo estructural actual y se realizo el refinamiento de la grilla vertical (*layering*), para poder tener una resolución más adecuada para el modelamiento de las facies, creando una mayor densidad de la grilla vertical en las zonas donde existe mayor cantidad de arenas, y disminuyendo su densidad en las zonas con menos prospección de canales.

Luego del ajuste de la grilla vertical (*layering*) realizamos el escalamiento de los registros de pozo, dentro de los cuales escalamos registros de Facies, Porosidad, Saturación de Agua y Net/Gross. A cada uno de estos registros, en el escalamiento, le realizamos un control de calidad, basándonos en el histograma de cada registro, donde podemos visualizar los registros de pozo, los registros escalados y posteriormente las propiedades ya modeladas.

Modelamiento de las propiedades, para cada una de los registros de utiliza un método diferente dependiendo el tipo de registro. A su vez realizamos el control de calidad con los histogramas mencionados anteriormente.

En el modelo se trabajaron 5 zonas divididas en 26 segmentos en total (tabla N°3) y para cada una de ellas se realizo el escalamiento y modelamiento de las propiedades Facies, Porosidad, Saturación de Agua y Net/Gross, para poder calcular el volumétrico del modelo estático del campo Casabe Sur.

ZONA	SEGMENTO
ZONA 1	BS-A0
	A0-A1
ZONA 2	A1-A1a
	A1a-A1b
	A1b-A1c
	A1c-A1d
	A1d-A1e
	A1e-A1f
	A1f-A1g
	A1g-A1h
	A1h-A2
	A2-A2i
	A2i-A3
ZONA 3	A3-bA3
	bA3-B1
	B1-B1inferior
	B1inferior-B1i
	B1i-B2
	B2-B2b
	B2b-B2c
	B2c-B2d
ZONA 4	B2d-B2e
	B2e-B3
	B3-B3i
ZONA 5	B3i-Sur and La Paz
	La Paz-C

Tabla N° 3: Zonas y Segmentos del Modelo Estático del campo Casabe Sur.

En el modelo los colores van de acuerdo a las facies, siendo:

- Amarillo: Barras de Canal.
- Gris: Llanuras de Inundación (*Flood Plain*).
- Azul: Desborde de canal (*crevasse splay*).

9.2.3.1 Resultados modelamiento de Facies por el método *Secuencial Indicator Simulation (SIS)* en petrel 2009.2.

9.2.3.1.1 ZONA 1

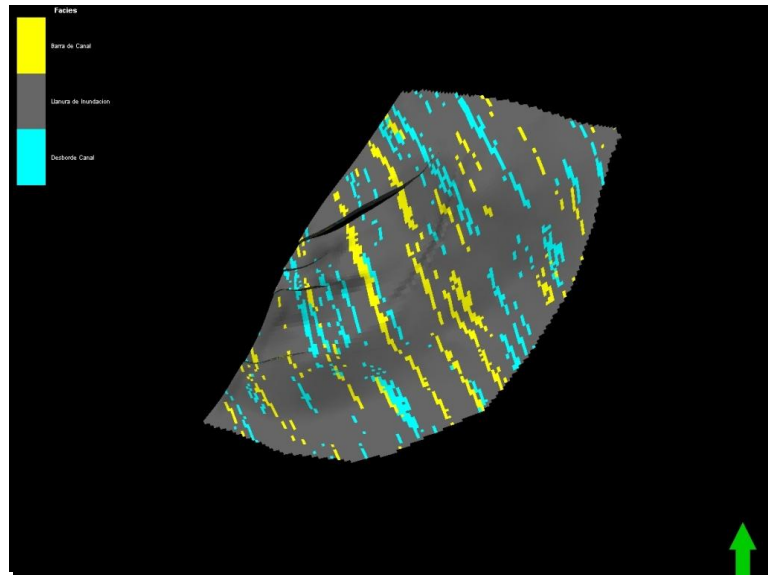


Figura N° 61: Modelo de facies de la Zona 1, segmento A0-A1, Modelado en Petrel 2009.2. (Nicolay Avila. 2010).

9.2.3.1.2 ZONA 2

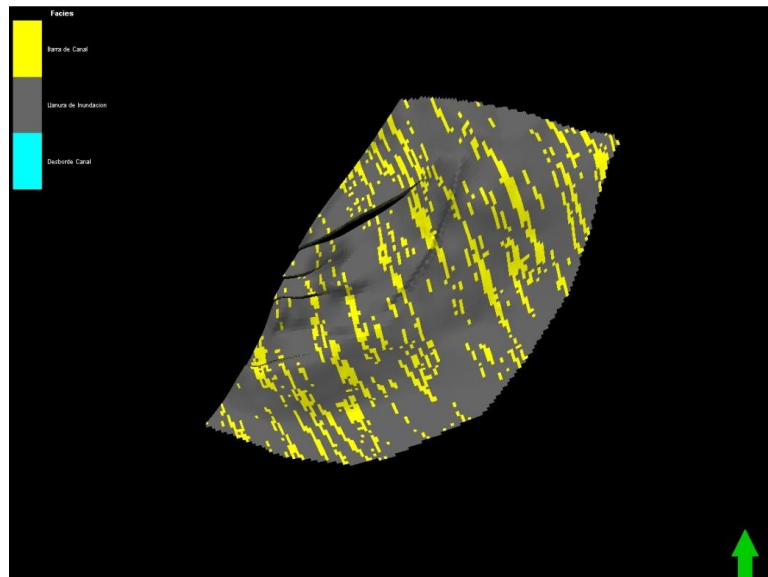


Figura N° 62: Modelo de facies de la Zona 2, segmento A1-A1a, Modelado en Petrel 2009.2. (Nicolay Avila 2010).

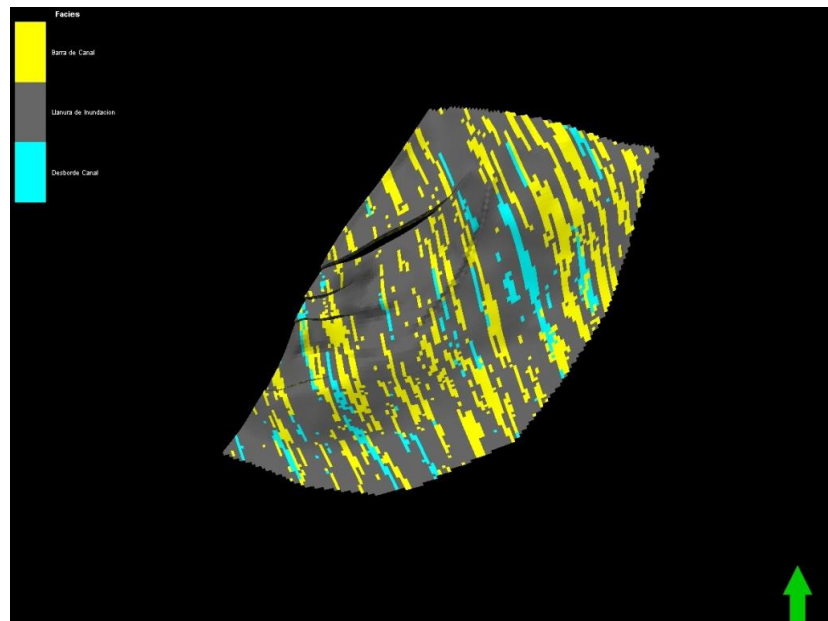


Figura N° 63: Modelo de facies de la Zona 2, segmento A1a-A1b, Modelado en Petrel 2009.2. (Nicolay Avila 2010).

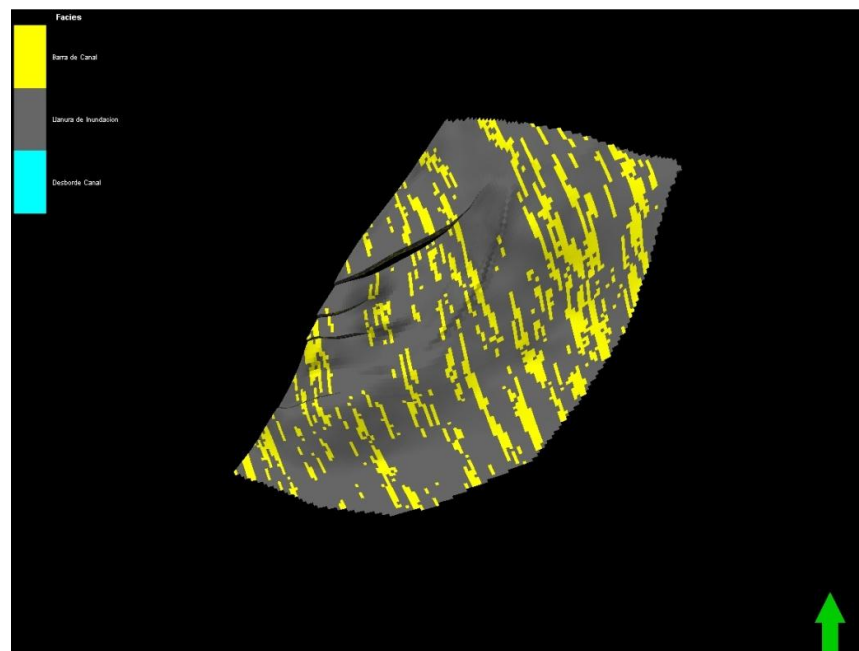


Figura N° 64: Modelo de facies de la Zona 2, segmento A1b-A1c, Modelado en Petrel 2009.2. (Nicolay Avila 2010).

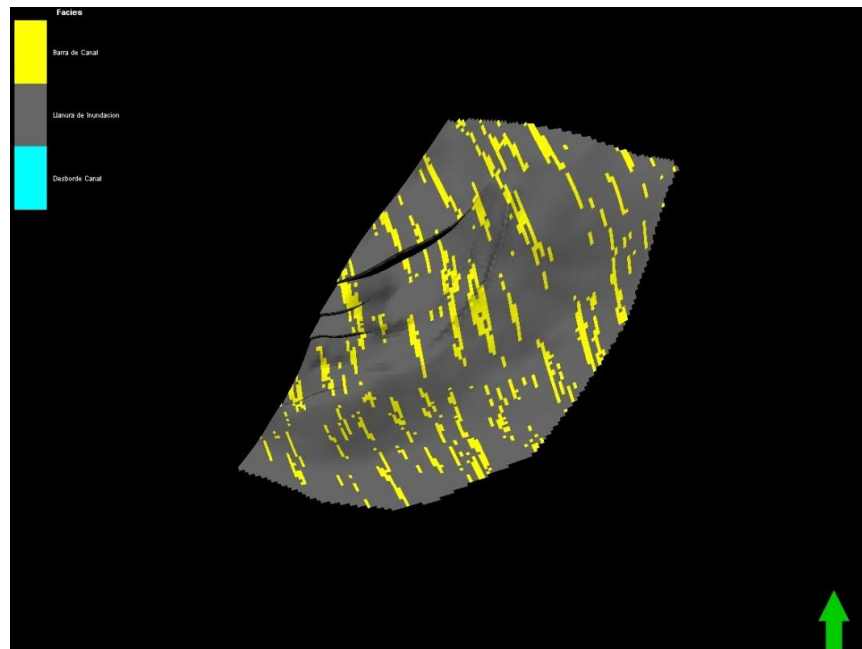


Figura N° 65: Modelo de facies de la Zona 2, segmento Ac-A1d, Modelado en Petrel 2009.2. (Nicolay Avila 2010).

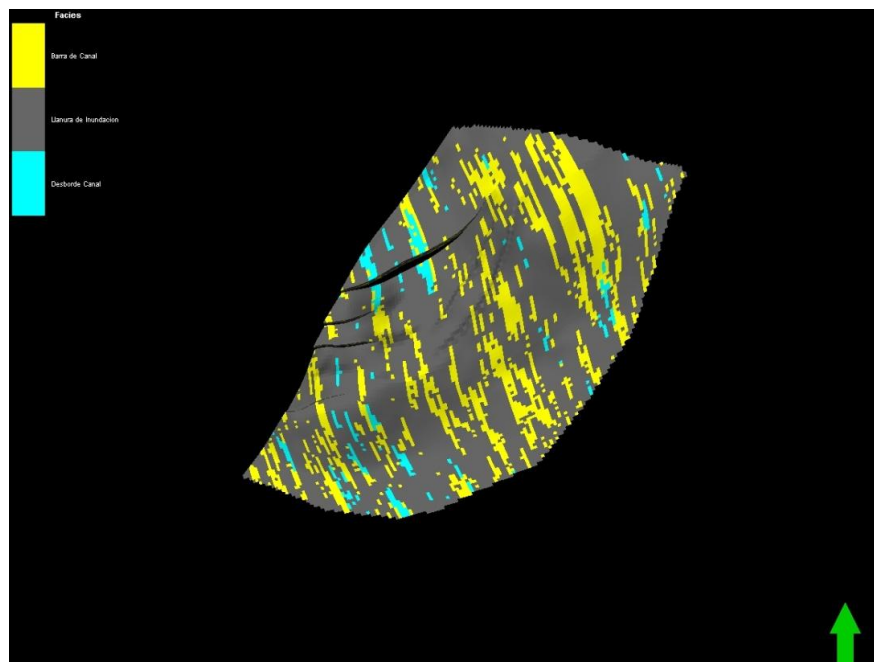


Figura N° 66: Modelo de facies de la Zona 2, segmento A1d-A1e, Modelado en Petrel 2009.2. (Nicolay Avila 2010).

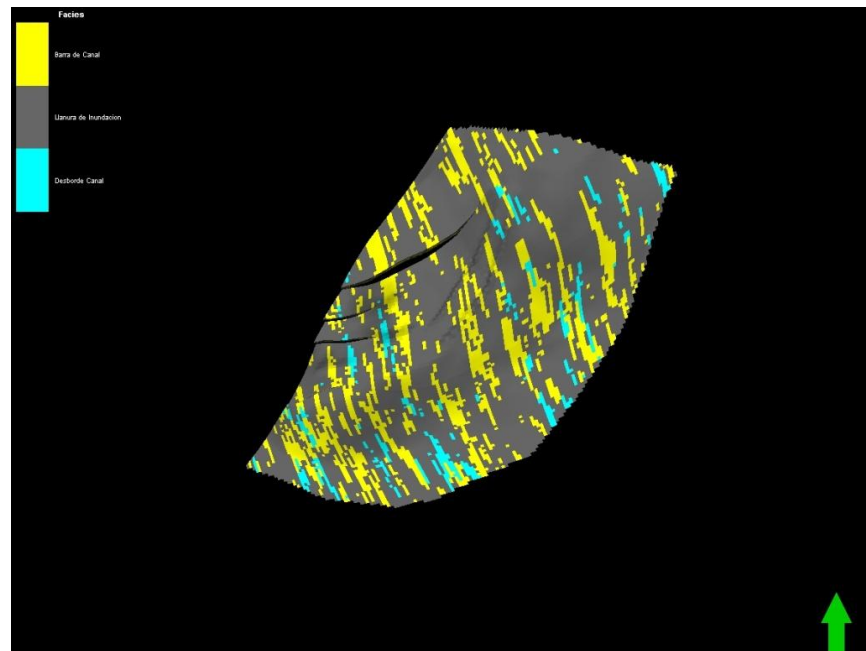


Figura N° 67: Modelo de facies de la Zona 2, segmento A1e-A1f, Modelado en Petrel 2009.2. (Nicolay Avila 2010).

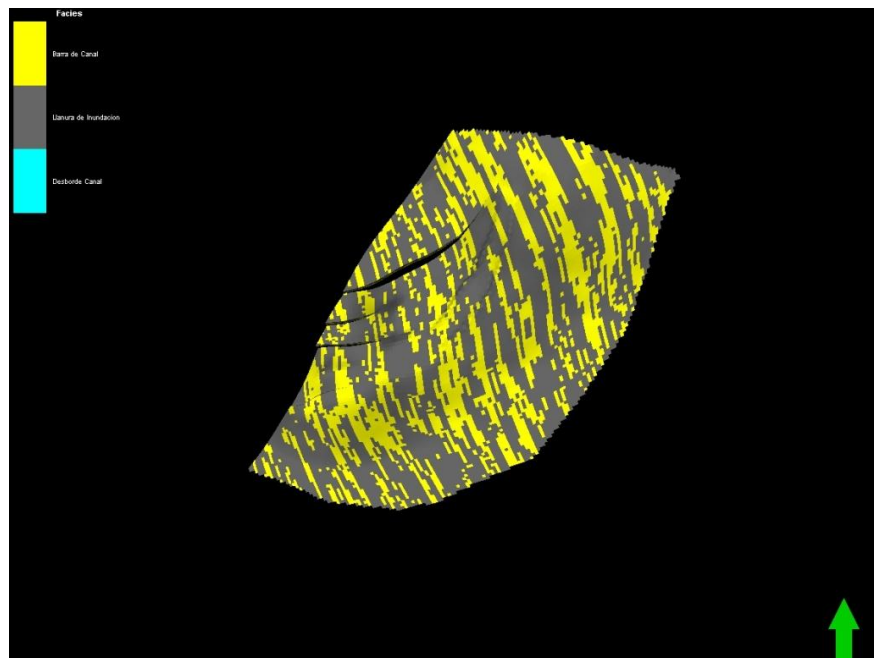


Figura N° 68: Modelo de facies de la Zona 2, segmento A1f-A1g, Modelado en Petrel 2009.2. (Nicolay Avila 2010).

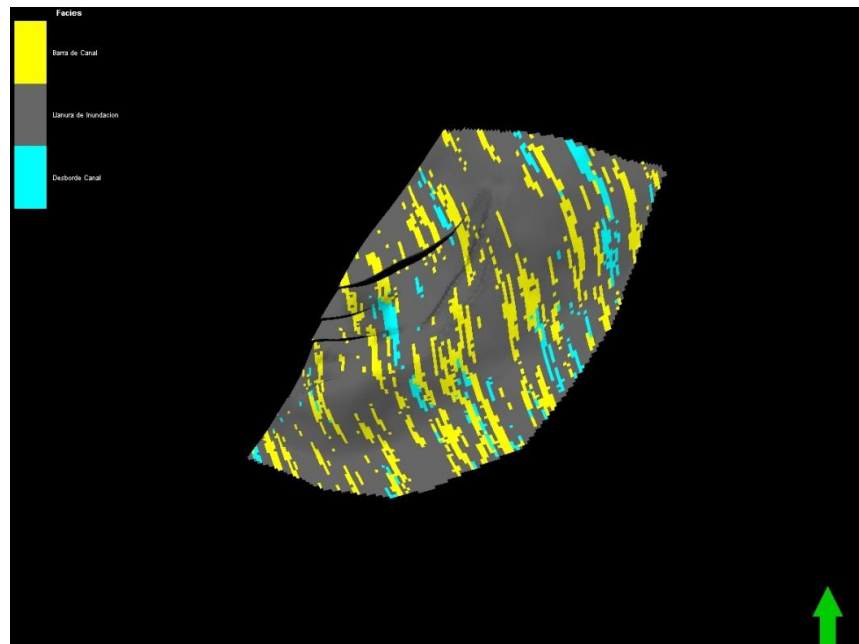


Figura N° 69: Modelo de facies de la Zona 2, segmento A1g-A1h, Modelado en Petrel 2009.2. (Nicolay Avila 2010).

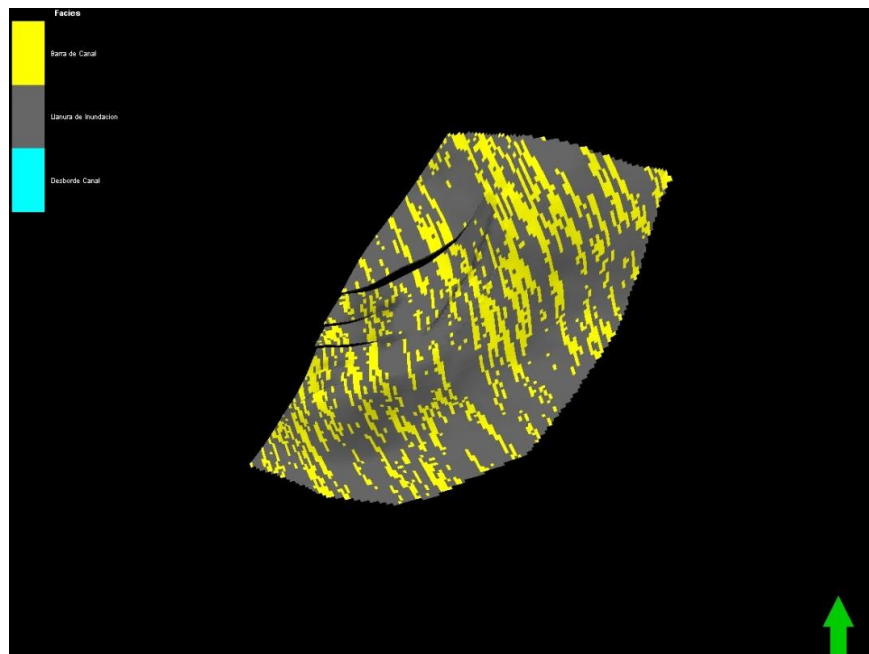


Figura N° 70: Modelo de facies de la Zona 2, segmento A1h-A2, Modelado en Petrel 2009.2. (Nicolay Avila 2010).

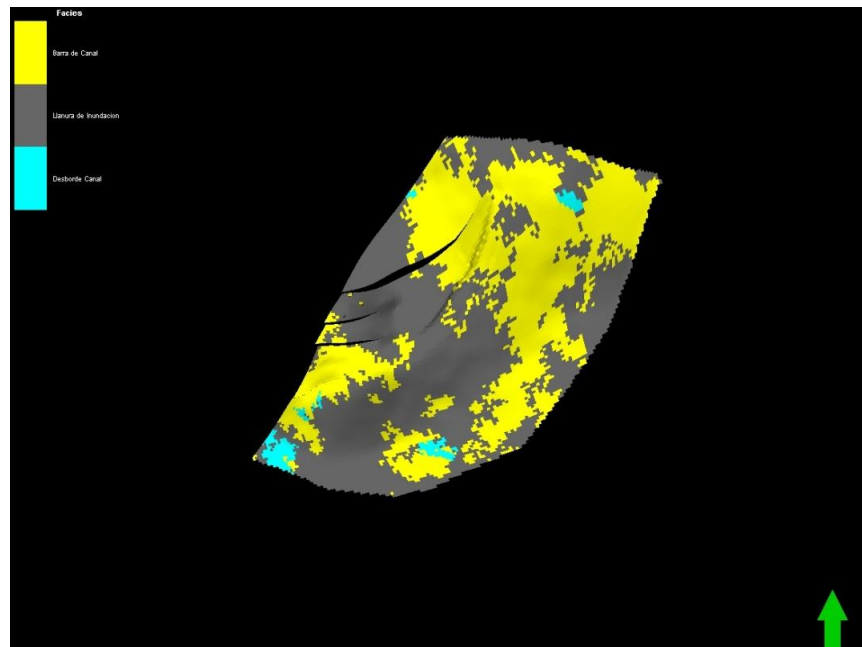


Figura N° 71: Modelo de facies de la Zona 2, segmento A2-A2i, Modelado en Petrel 2009.2. (Nicolay Avila 2010).

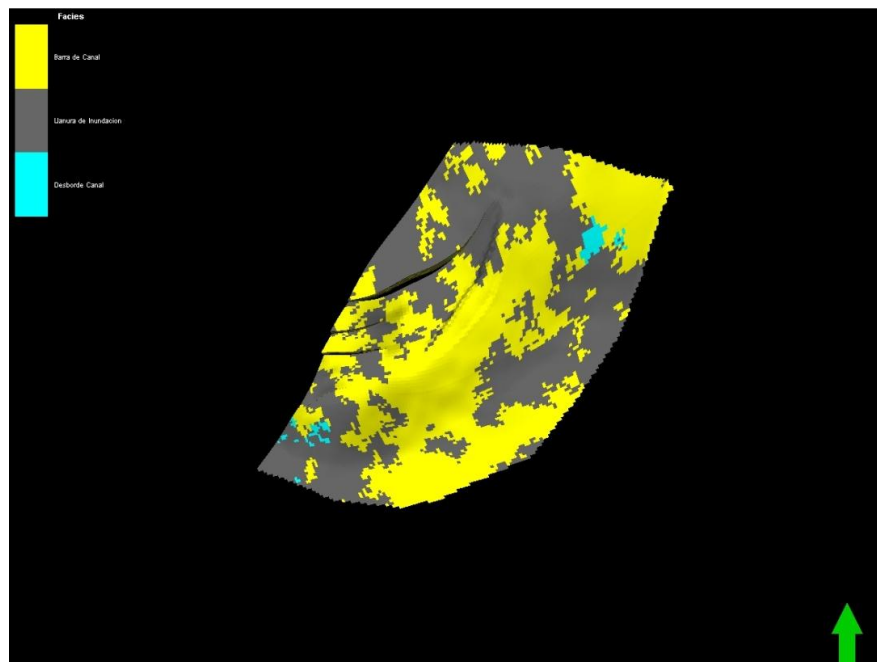


Figura N° 72: Modelo de facies de la Zona 2, segmento A2i-A3, Modelado en Petrel 2009.2. (Nicolay Avila 2010).

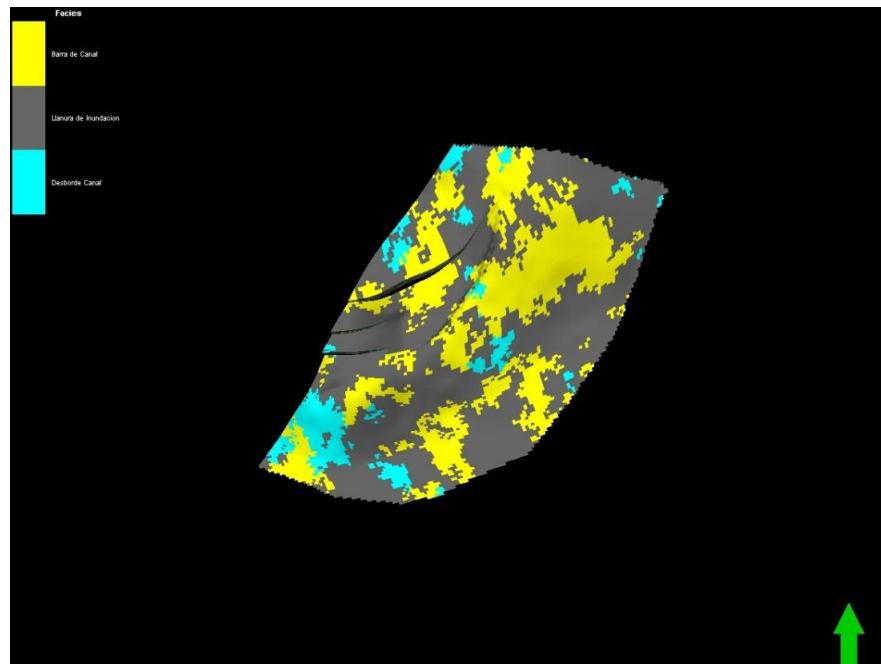


Figura N° 73: Modelo de facies de la Zona 3, segmento A3-bA3, Modelado en Petrel 2009.2. (Nicolay Avila 2010).

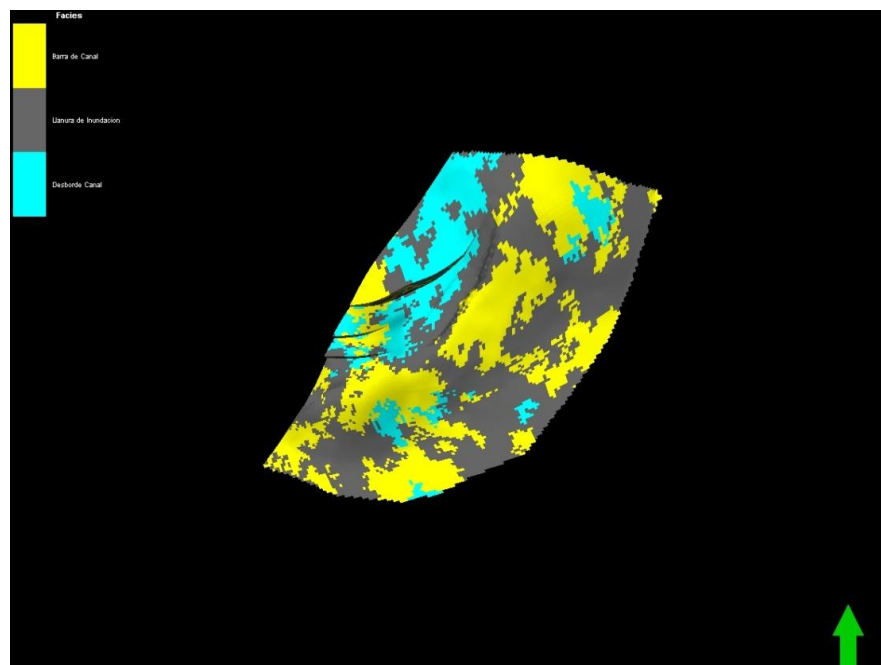


Figura N° 74: Modelo de facies de la Zona 3, segmento bA3-B1, Modelado en Petrel 2009.2. (Nicolay Avila 2010).

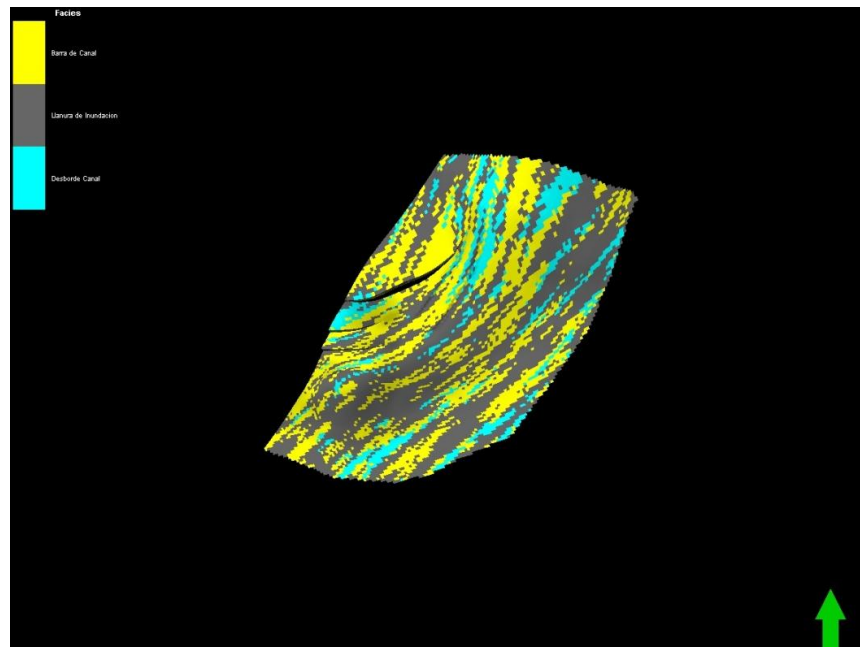


Figura N° 75: Modelo de facies de la Zona 3, segmento B1-B1Inferior, Modelado en Petrel 2009.2. (Nicolay Avila 2010).

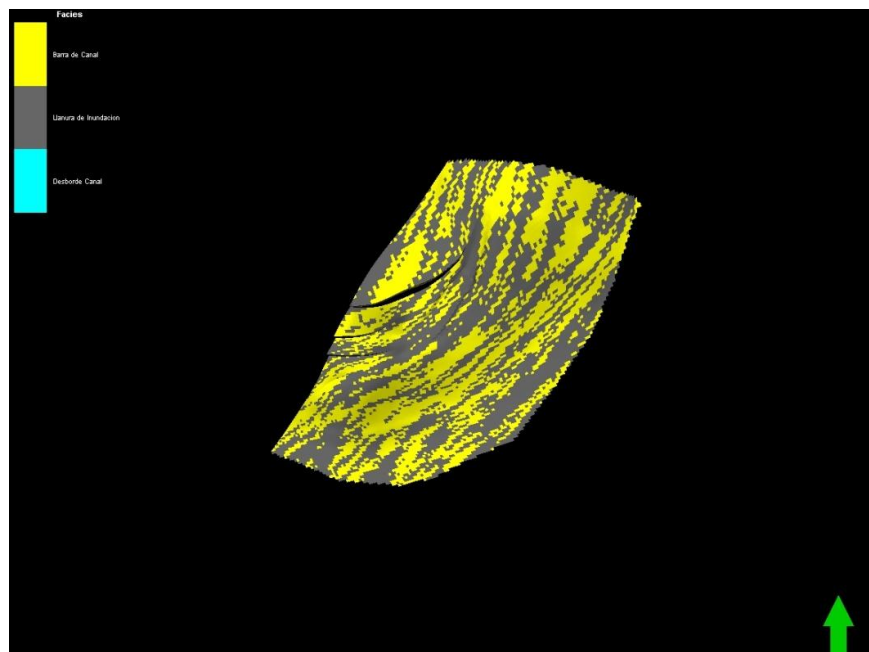


Figura N° 76: Modelo de facies de la Zona 3, segmento B1Inferior-B1i, Modelado en Petrel 2009.2. (Nicolay Avila 2010).

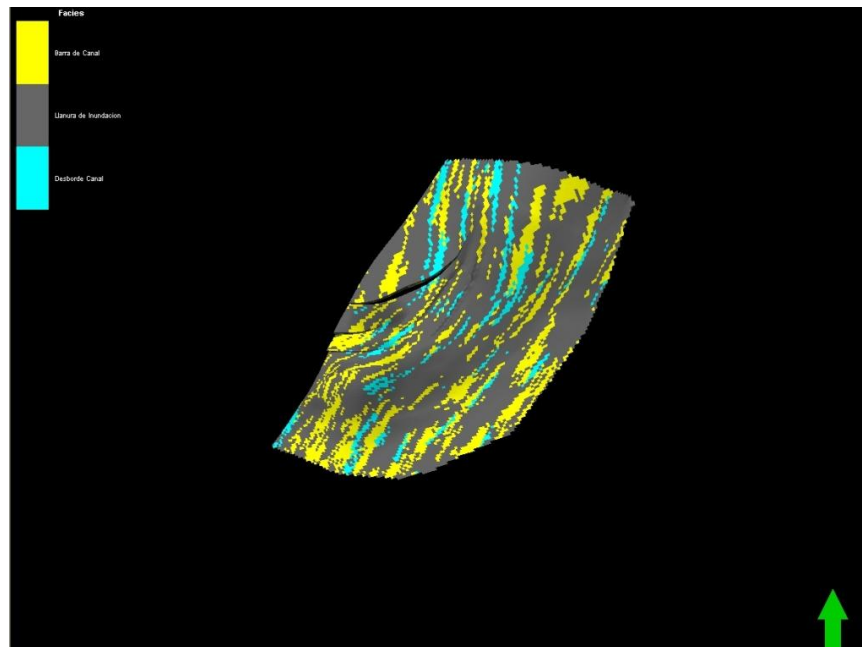


Figura N° 77: Modelo de facies de la Zona 3, segmento B1i-B2, Modelado en Petrel 2009.2 . (Nicolay Avila 2010).

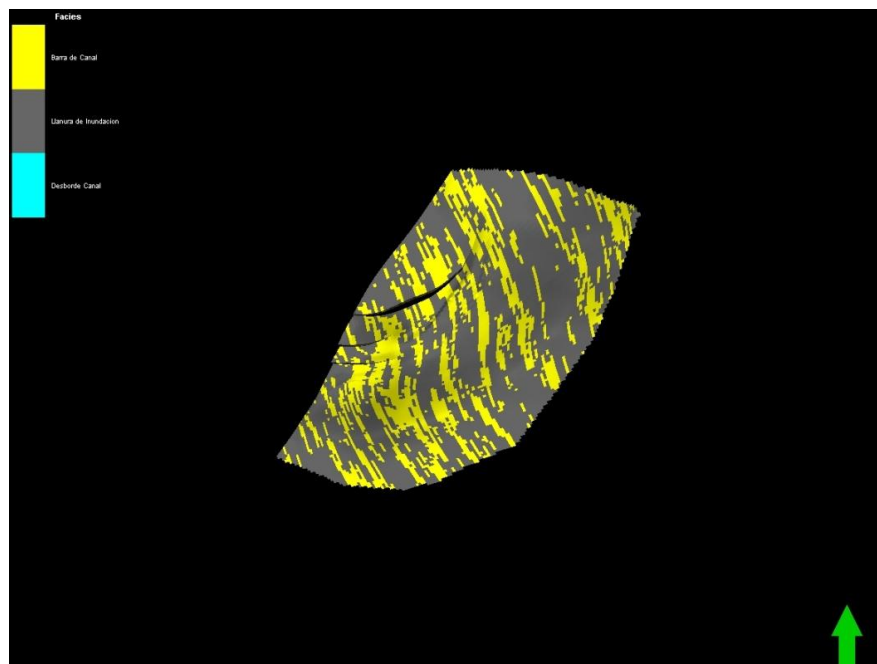


Figura N° 78: Modelo de facies de la Zona 3, segmento B2-B2b, Modelado en Petrel 2009.2. (Nicolay Avila 2010).

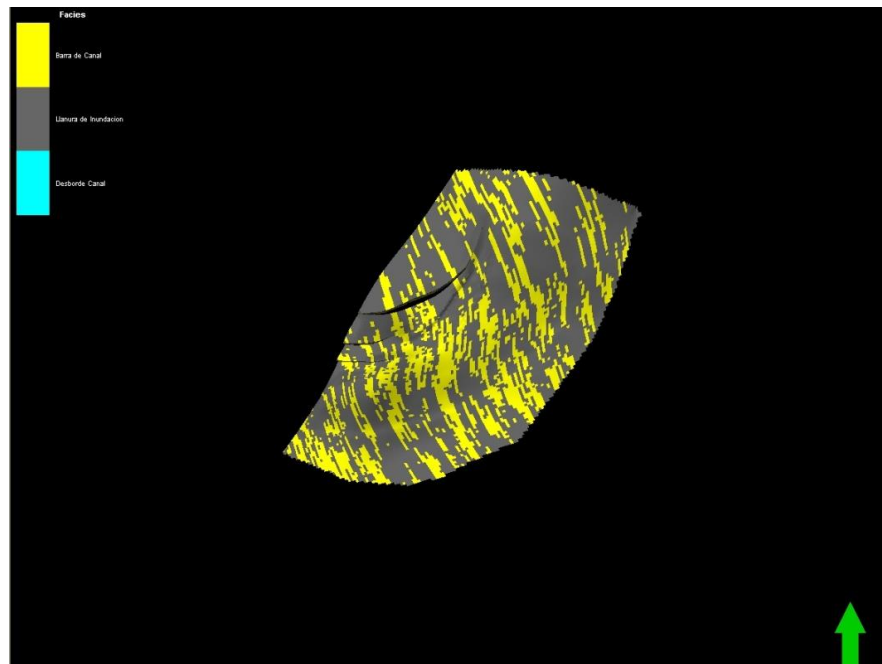


Figura N° 79: Modelo de facies de la Zona 3, segmento B2b1-B2c, Modelado en Petrel 2009.2. (Nicolay Avila 2010).

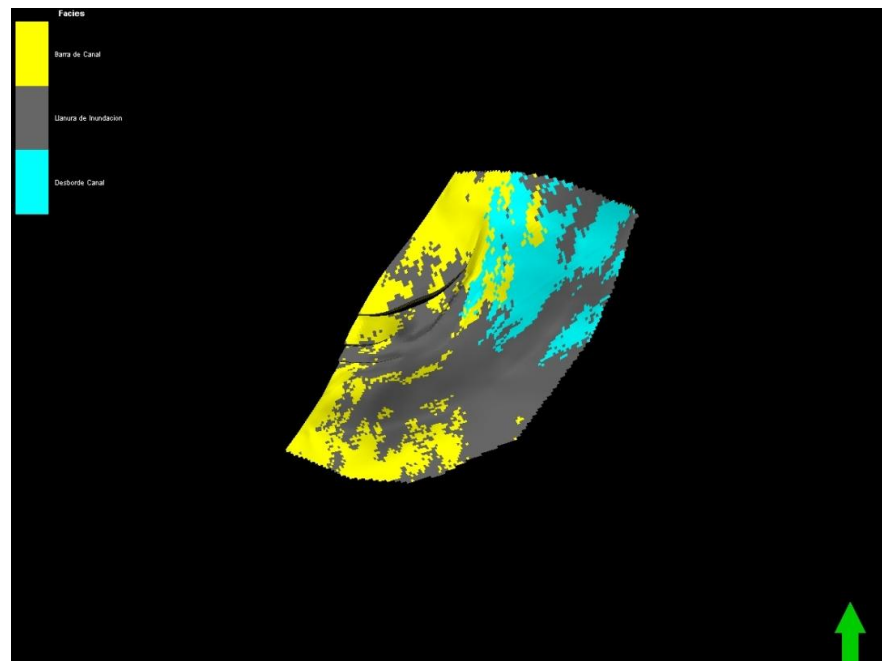


Figura N° 80: Modelo de facies de la Zona 3, segmento B2c-B2d, Modelado en Petrel 2009.2. (Nicolay Avila 2010).

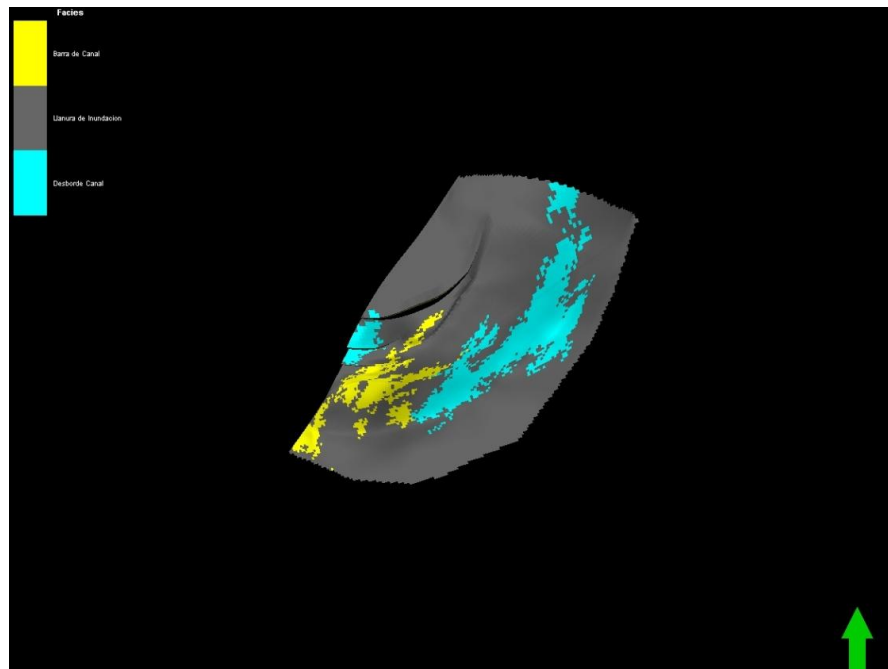


Figura N° 81: Modelo de facies de la Zona 4, segmento B2d-B2e, Modelado en Petrel 2009.2 . (Nicolay Avila 2010).

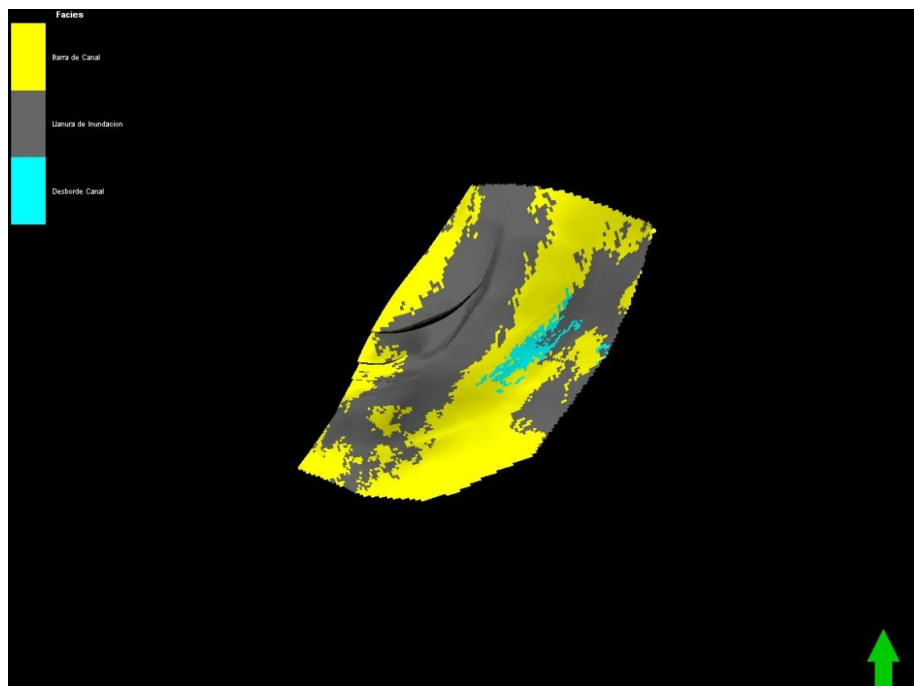


Figura N° 82: Modelo de facies de la Zona 4, segmento B2e-B3, Modelado en Petrel 2009.2. (Nicolay Avila 2010).

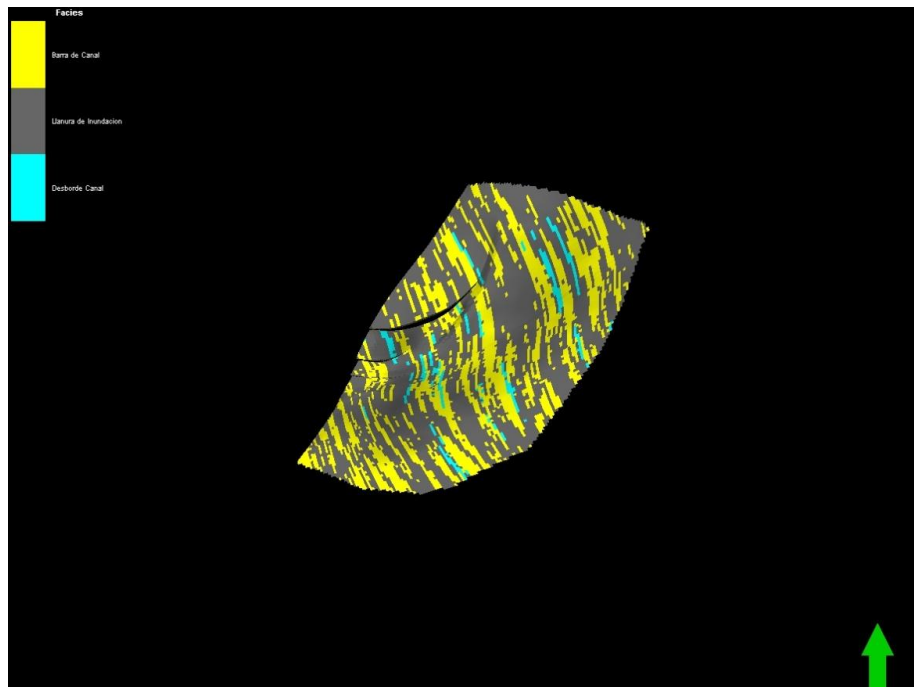


Figura N° 83: Modelo de facies de la Zona 4, segmento B3-B3i, Modelado en Petrel 2009.2. (Nicolay Avila 2010).

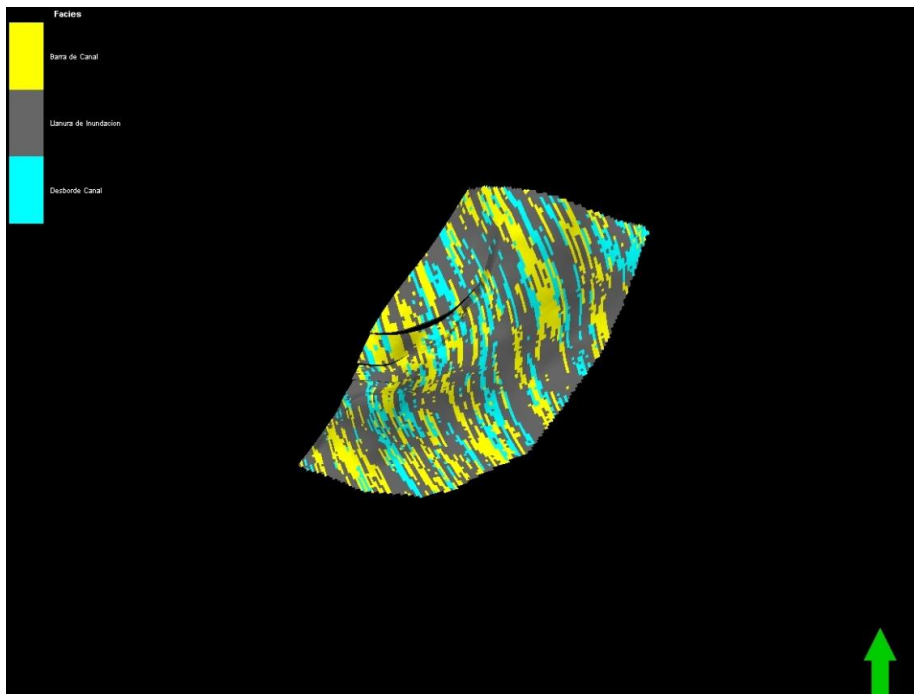


Figura N° 84: Modelo de facies de la Zona 5, segmento B3i-La Paz, Modelado en Petrel 2009.2. (Nicolay Avila 2010).

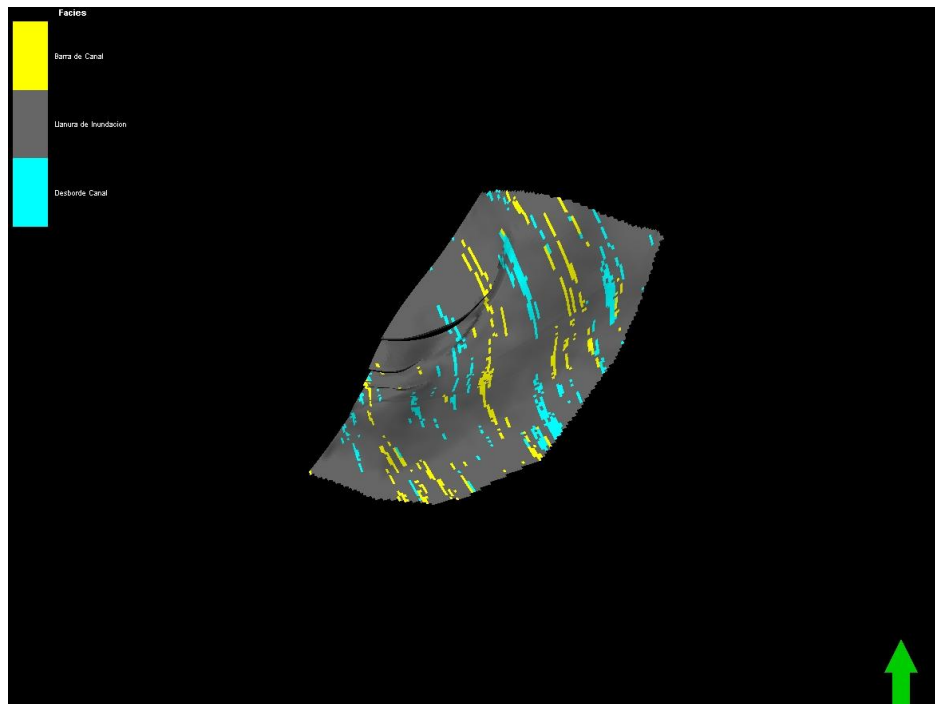


Figura N° 85: Modelo de facies de la Zona 5, segmento La Paz-C, Modelado en Petrel 2009.2. (Nicolay Avila 2010).

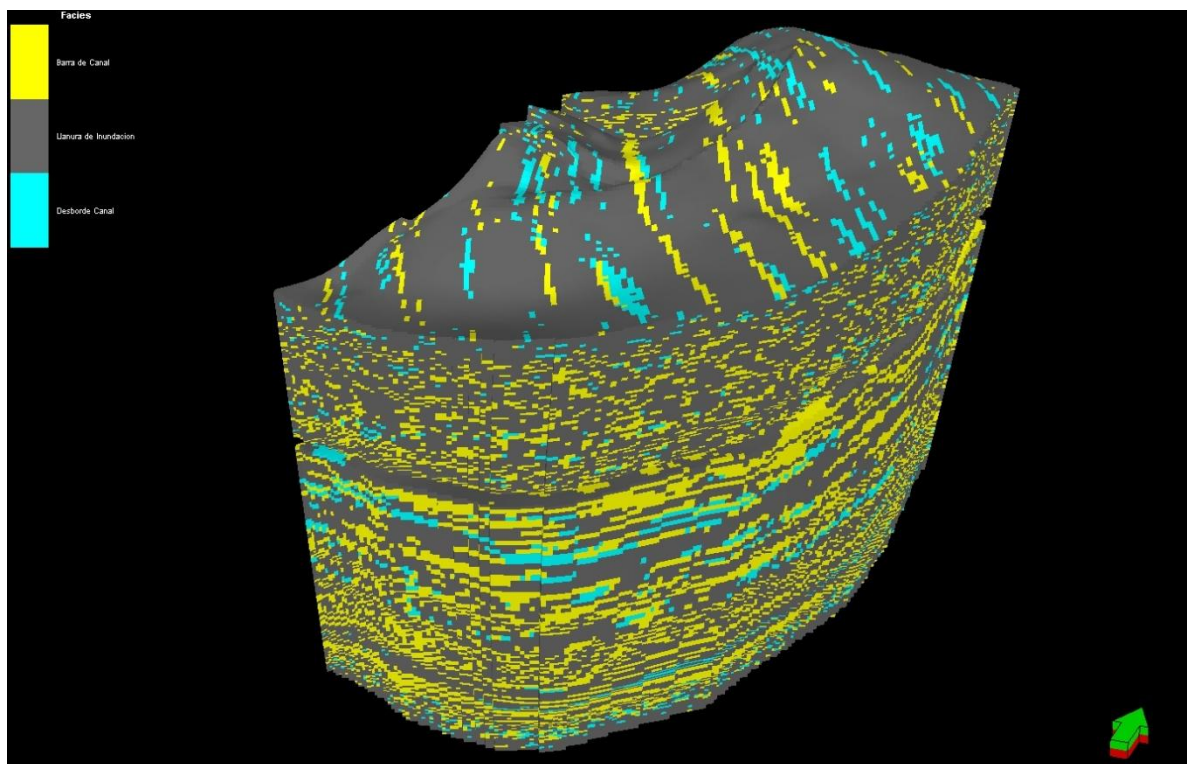


Figura N° 86 : Modelo Estático de Facies del campo Casabe Sur (Nicolay Avila. 2010).

9.2.3.2 Volumétrico

El volumétrico obtenido fue caracterizado por medio de las propiedades de Porosidad, Saturación de Agua, y *Net to Gross* condicionado a las facies modeladas con el método de *Secuencial Gaussian Simulation*.

Petrel 2009.2	Schlumberger								
User name	NCordero								
Date	Saturday, August 07 2010 14:13:16								
Project	24Casabe21-5-10LEPR.pet								
Model	Volumetrico Casabe Sur								
Grid	A0-A1Volumetrico_LEPR								
Input XY unit	m								
Input Z unit	ft								
HC intervals	Includes gas interval only.								
Lower gas contact:	Gas Water contact								
General properties									
Porosity:	PHIE_Final_NIC								
Net gross:	NTG_Final								
Properties in gas interval:									
Sat. water:	SW_Final_NIC								
Sat. gas:	1-Sw-So					TOTAL			TOTAL
Sat. oil:	0.00000000					STOIIP[*10^3 STB]			GIIP[*10^6 MSCF]
Bg (formation vol. factor):	0.03920000	[RB/MSCF]							
Rv (vaporized oil/gas ratio):	0.00000000	[STB/MSCF]				56198			4090
						Barriles a condiciones			Millones de pies cúbicos estandar
Properties in oil interval:									
Bo (formation vol. factor):	Bo	[RB/STB]							
Rs (solution gas/oil ratio):	0.00000000	[MSCF/STB]							
Boundaries used									
Polygons 1									
Case	Bulk volume[*10^6 barrel]	Pore volume[*10^6]	STOIIP (in oil)[*10^3 STB]	STOIIP (in gas)[*10^6 STB]	STOIIP[*10^3 STB]	GIIP (in gas)[*10^6 MSCF]	GIIP (in oil)[*10^6 MSCF]		GIIP[*10^6 MSCF]
	1	1768	25	0	0	0	55		0
									55

Tabla N° 4: Calculos de los volúmenes de Hidrocarburo y Gas en el reservorio. (Nicolay Avila 2010).

El cálculo del volumen de aceite fue realizado en la herramienta por medio de la Saturación de Agua, Net Gross y la Porosidad.

Teniendo en cuenta las propiedades mencionadas el software calcula un volumen de aceite de 56'198.000 millones de Barriles a condiciones estándar de Hidrocarburo y 4'090.000 pies cúbicos de Gas. Este cálculo de volúmenes se define para verificar la calidad del modelamiento de las facies, teniendo como base de comparación el volumétrico manejado en el campo casabe sur.

9.2.4 Generación del modelo de Facies por el Método Multi Point Facies (MPF).

Para este modelamiento es necesario tener una clara interpretación de la geología de la cuenca y detalle del area de estudio, para poder generar un modelo basado en una imagen de entrenamiento la cual es netamente interpretación del autor. Esto nos lleva a una buena o mala calidad del modelo de facies por este método de *Multi Point Facies* (MPF).

Para la creación del modelo tomaremos como base el estudio realizado en campo, en donde se pudo levantar un afloramiento de 261m sobre la vía el cual es un buen afloramiento para generar una imagen de entrenamiento y posteriormente realizar el modelo facial en Petrel.

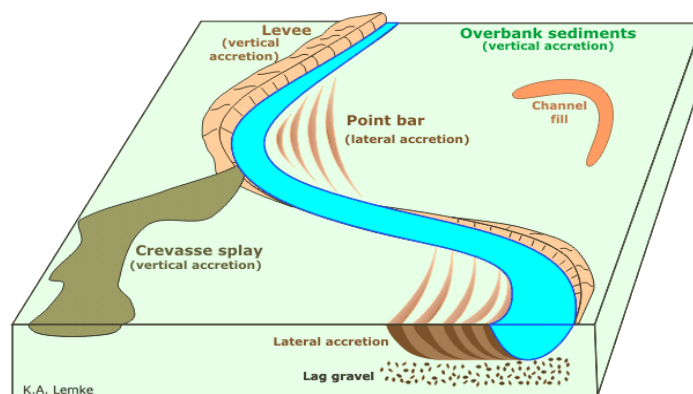


Figura N° 87: Ilustración de la interpretación de los canales presentes en el área del campo Casabe Sur (Tomado de Symposium Reservoir Schlumberger 2010).

Basaremos esta imagen de entrenamiento en el afloramiento de la estación N°1. Para esto generaremos en petrel las coordenadas del área a modelar como imagen de entrenamiento. Seguido a esto, con los datos obtenidos en campo realizaremos un modelo estructural base donde estarán los datos de rumbo y buzamiento de las capas, además de los datos estructurales de los canales, como espesores, anchos y dirección. Posteriormente se realizará la interpretación manual en el modelo generado el cual estaba sujeto al afloramiento (Anexo n°1). El cual se utiliza en última instancia como imagen de entrenamiento.

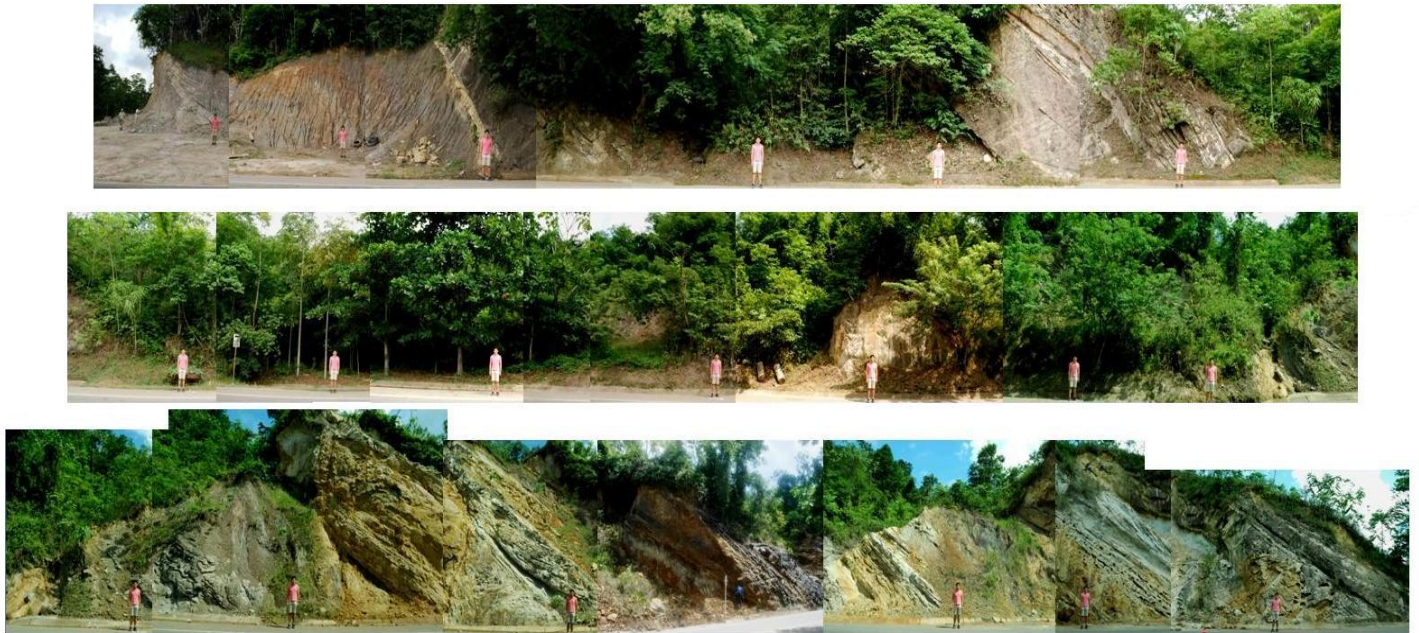


Figura N° 88: Afloramiento de la Estación N°1, en la cual se baso la imagen de entrenamiento.
(Fotografía Andres Acevedo 2010).

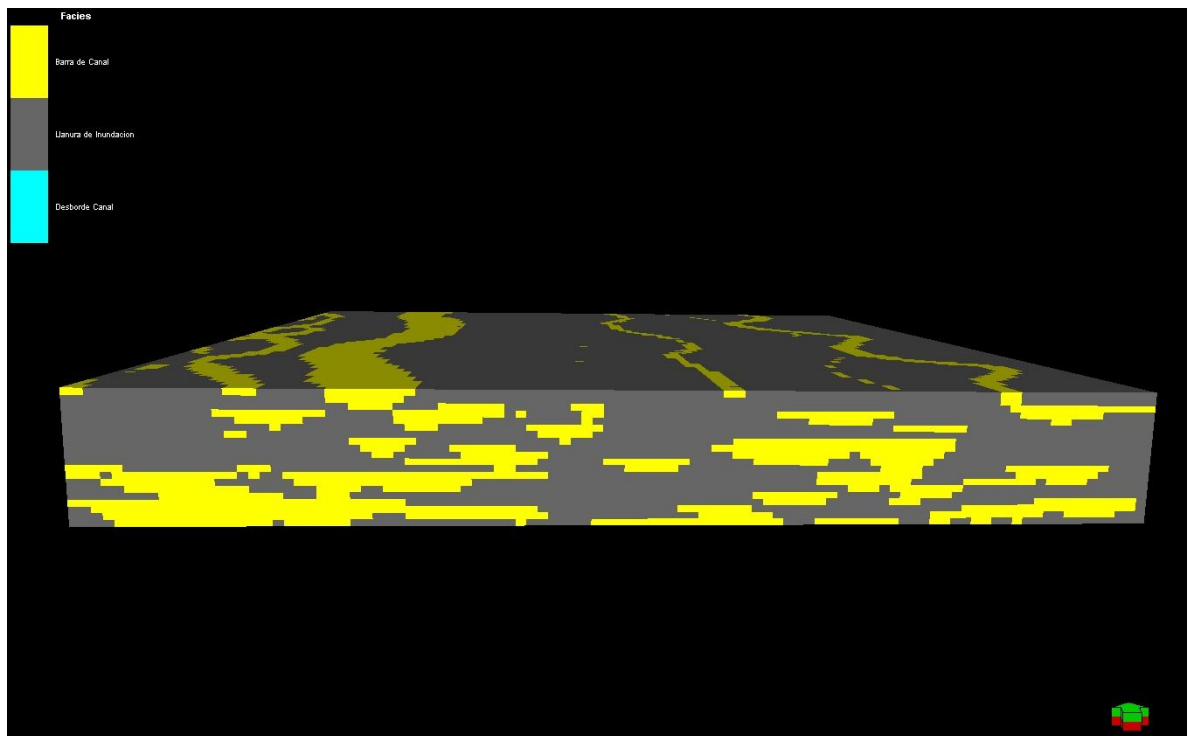


Figura N° 89: Imagen de entrenamiento basada en afloramiento de la estación N°1, generada en Petrel 2009.1 (Nicolay Avila. 2010).

9.2.4.1 Resultados modelamiento de Facies por el método *Multi Point Facies (MPF)* en petrel 2009.2.

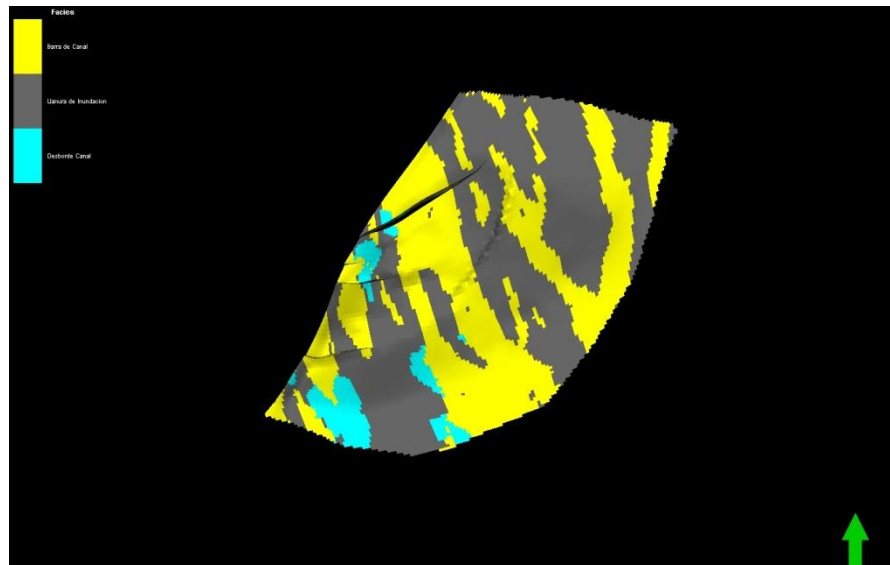


Figura N° 90: Modelo de facies de la Zona 1, segmento A0-A1, Modelado en Petrel 2009.2 . (Nicolay Avila. 2010).

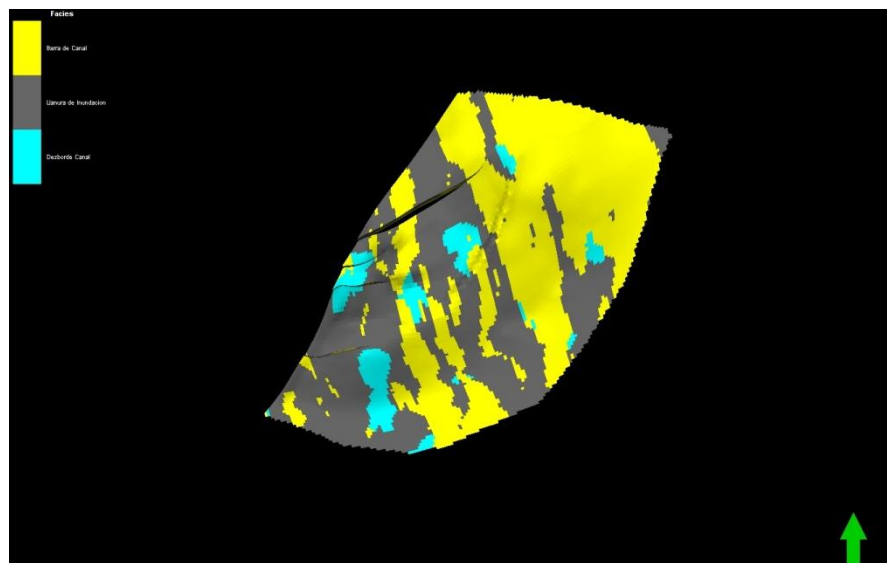


Figura N° 91: Modelo de facies de la Zona 2, segmento A1-A1a, Modelado en Petrel 2009.2. (Nicolay Avila. 2010).

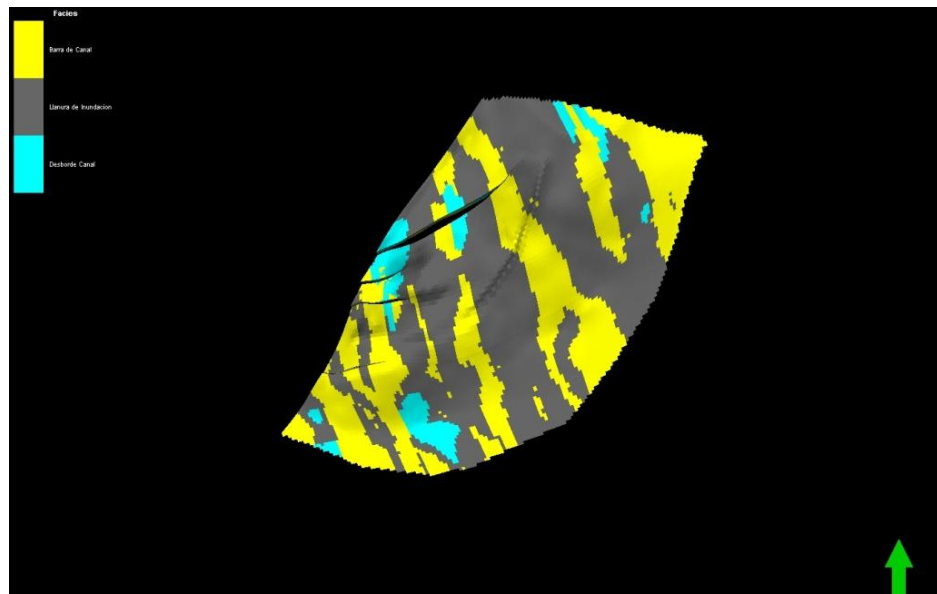


Figura N° 92: Modelo de facies de la Zona 2, segmento A1a-A1b, Modelado en Petrel 2009.2. (Nicolay Avila. 2010).

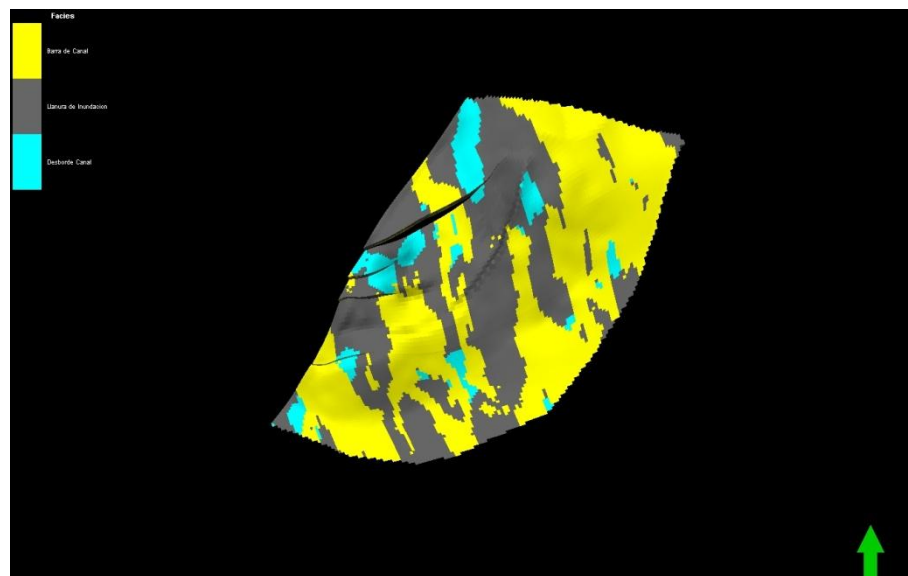


Figura N° 93: Modelo de facies de la Zona 2, segmento A1b-A1c, Modelado en Petrel 2009.2. (Nicolay Avila. 2010).

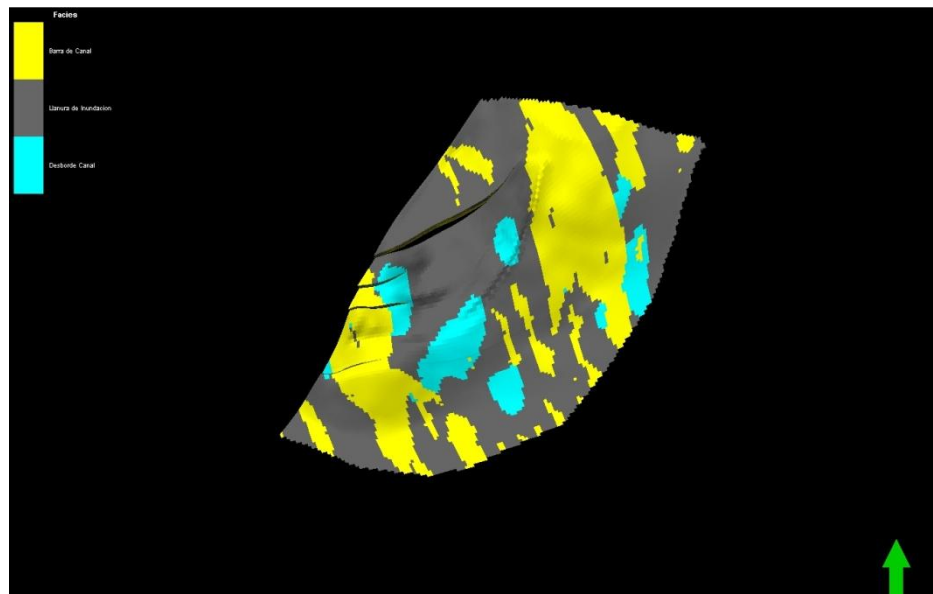


Figura N° 94: Modelo de facies de la Zona 2, segmento A1c-A1d, Modelado en Petrel 2009.2. (Nicolay Avila 2010).

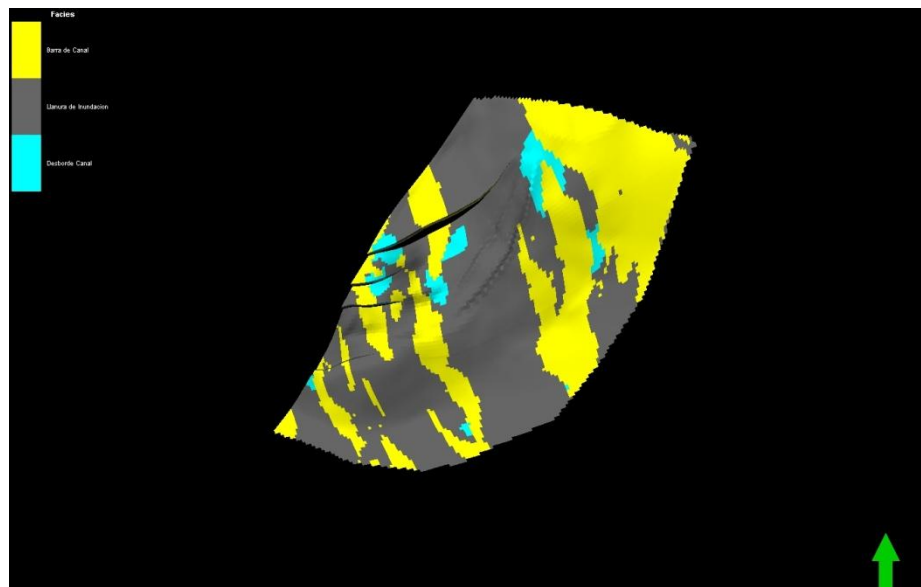


Figura N° 95: Modelo de facies de la Zona 2, segmento A1d-A1e, Modelado en Petrel 2009.2. (Nicolay Avila 2010).

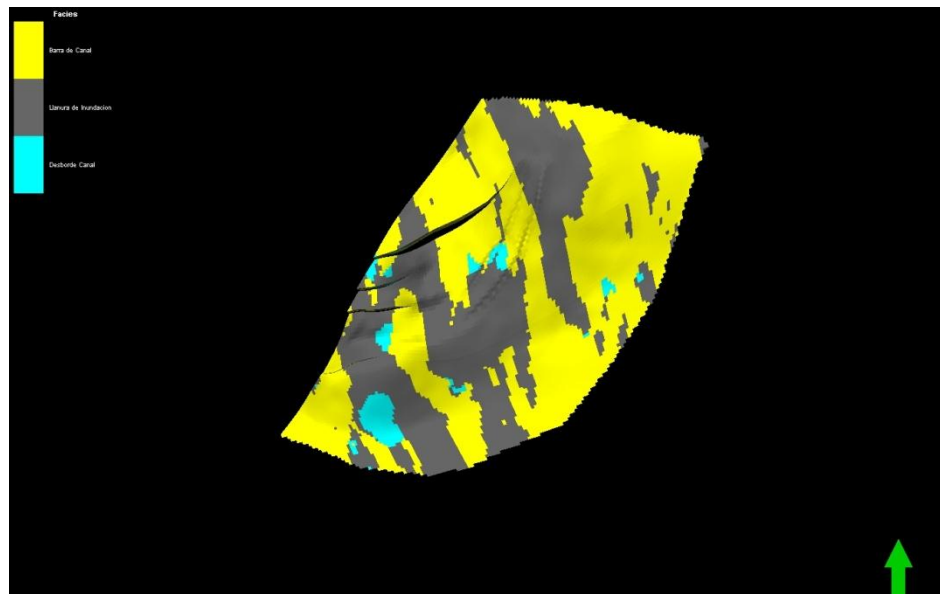


Figura N° 96: Modelo de facies de la Zona 2, segmento A1e-A1f, Modelado en Petrel 2009.2. (Nicolay Avila 2010).

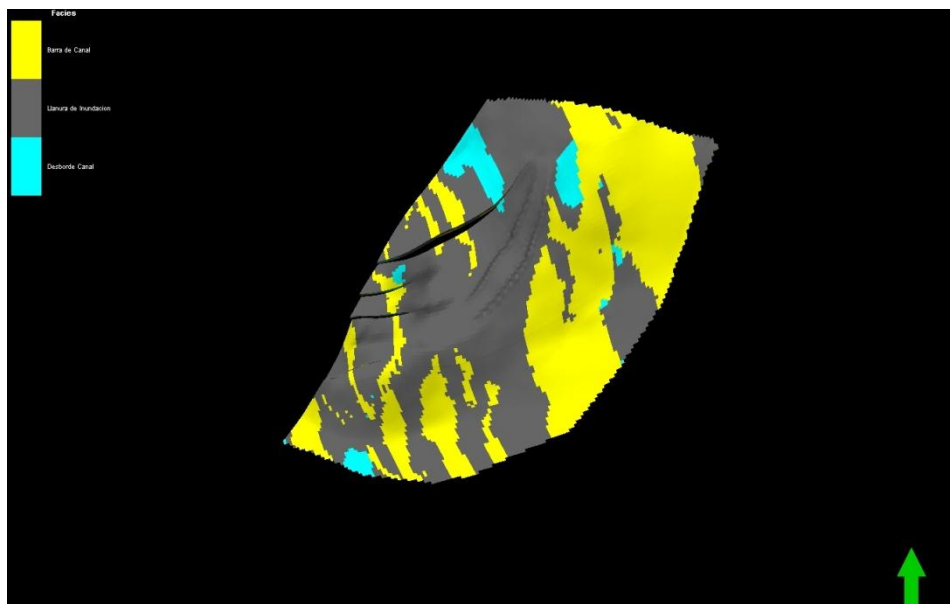


Figura N° 97: Modelo de facies de la Zona 2, segmento A1f-A1g, Modelado en Petrel 2009.2. (Nicolay Avila 2010).

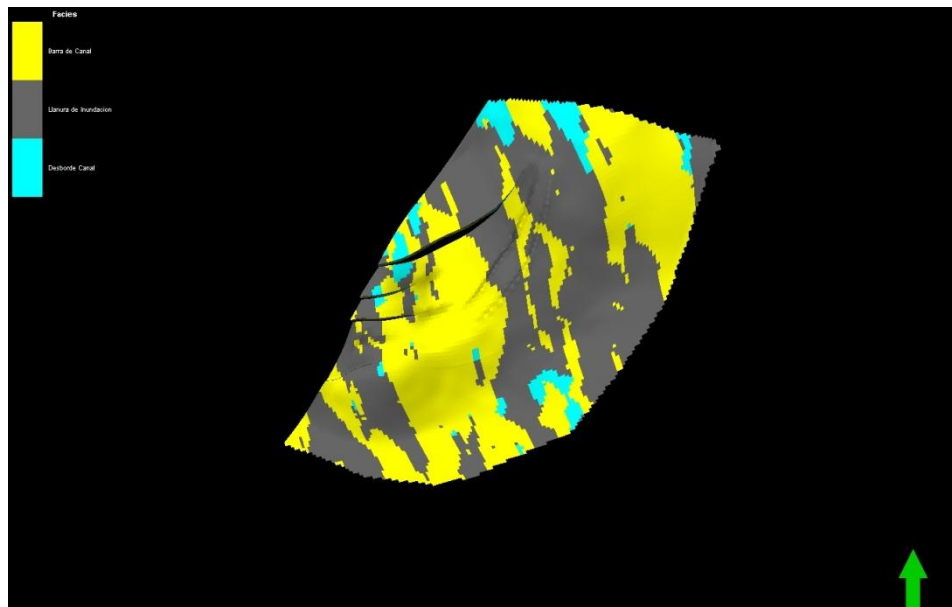


Figura N° 98: Modelo de facies de la Zona 2, segmento A1g-A1h, Modelado en Petrel 2009.2. (Nicolay Avila 2010).

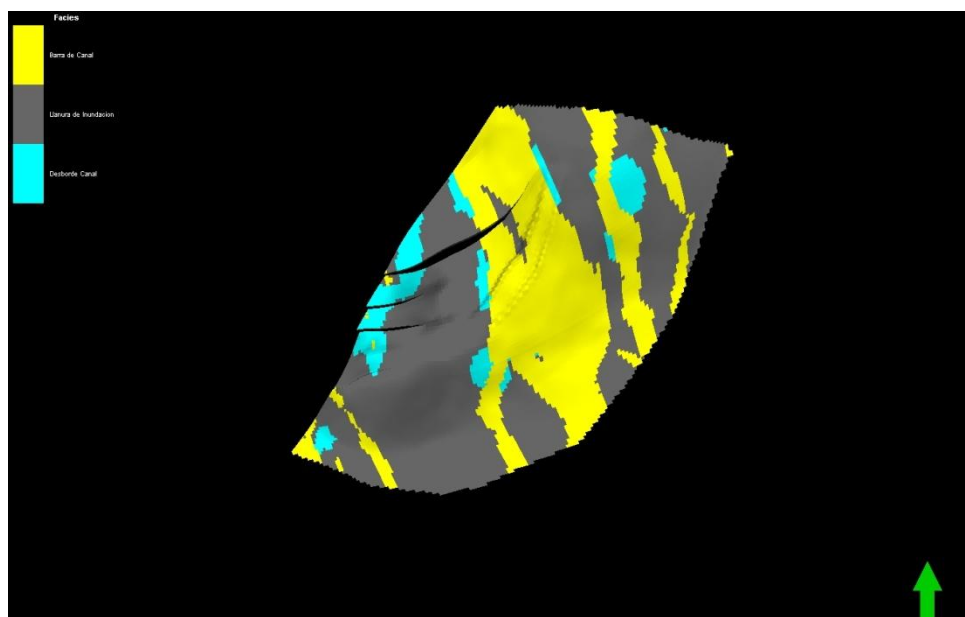


Figura N° 99: Modelo de facies de la Zona 2, segmento A1h-A2, Modelado en Petrel 2009.2. (Nicolay Avila 2010).

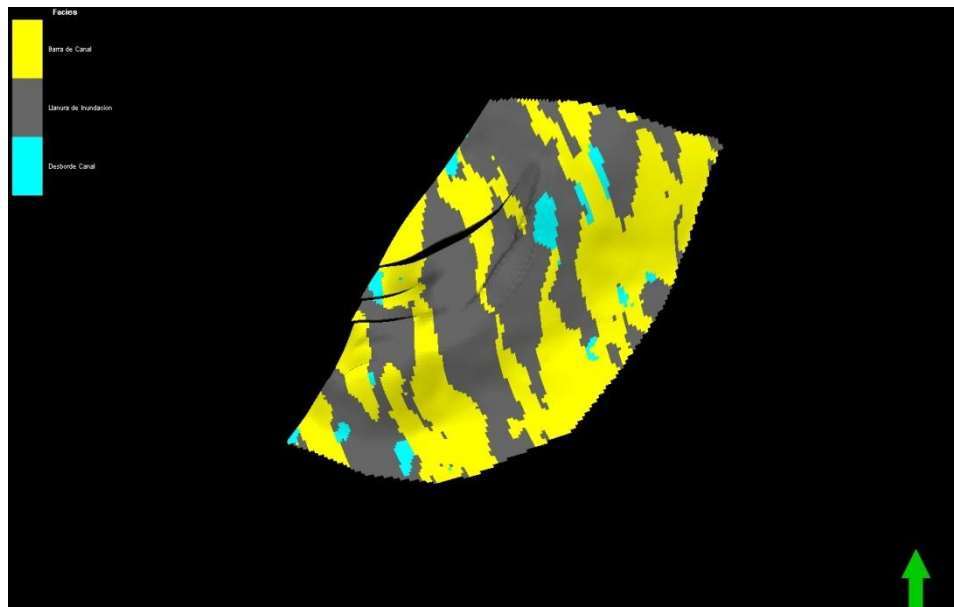


Figura N° 100: Modelo de facies de la Zona 2, segmento A2-A2i, Modelado en Petrel 2009.2. (Nicolay Avila 2010).

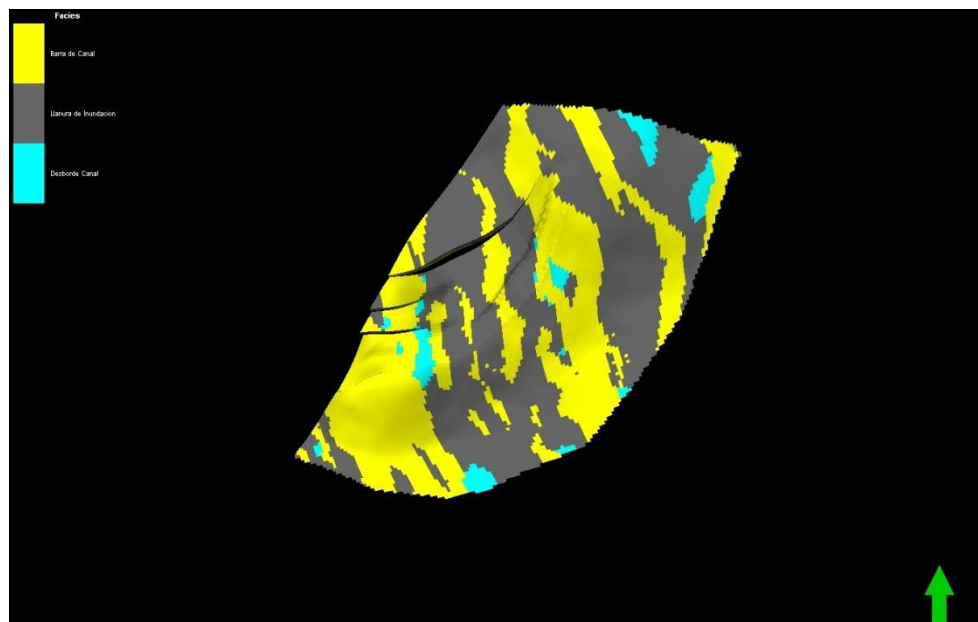


Figura N° 101: Modelo de facies de la Zona 2, segmento A2i-A3, Modelado en Petrel 2009.2. (Nicolay Avila 2010).

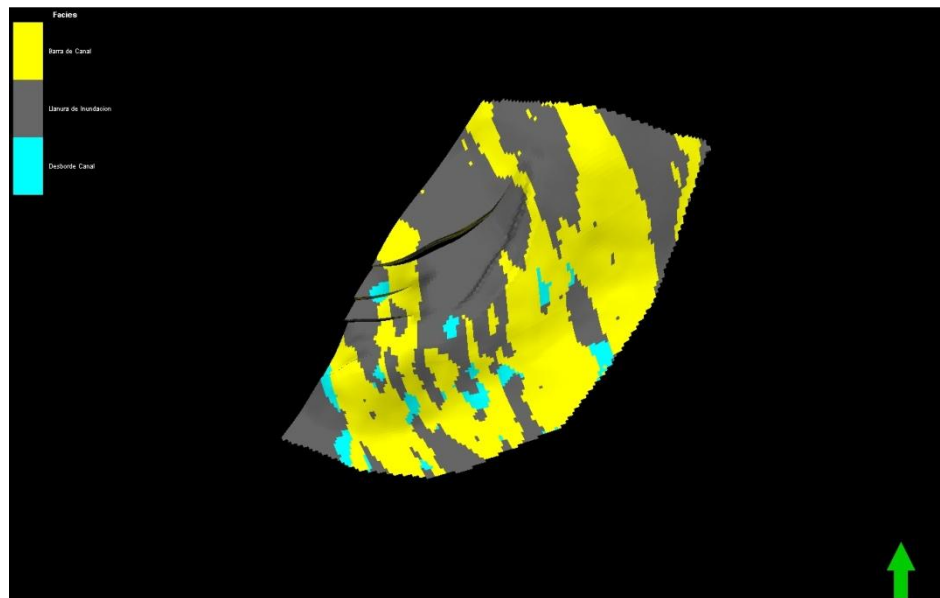


Figura N° 102: Modelo de facies de la Zona 3, segmento A3-bA3, Modelado en Petrel 2009.2. (Nicolay Avila 2010).

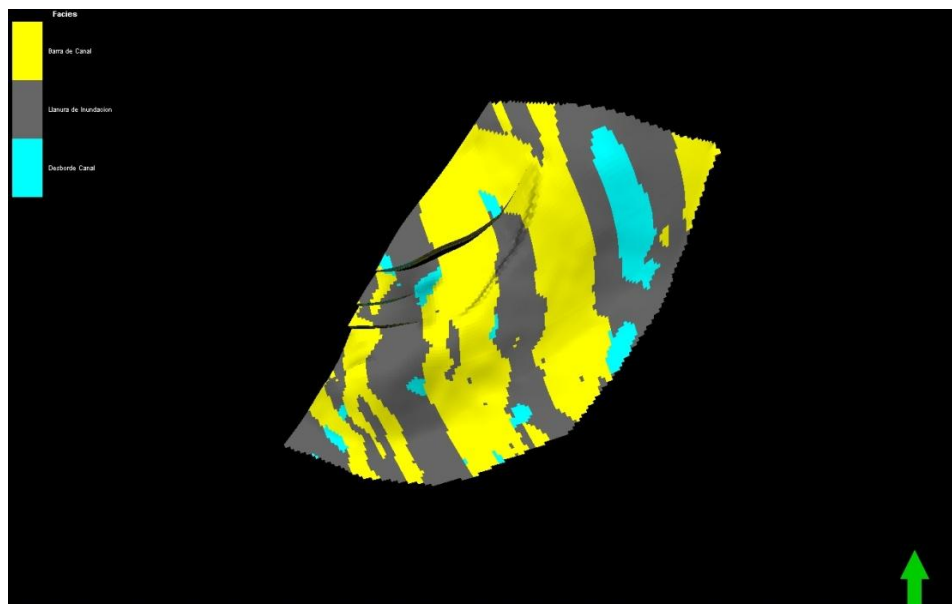


Figura N° 103: Modelo de facies de la Zona 3, segmento bA3-B1, Modelado en Petrel 2009.2. (Nicolay Avila 2010).

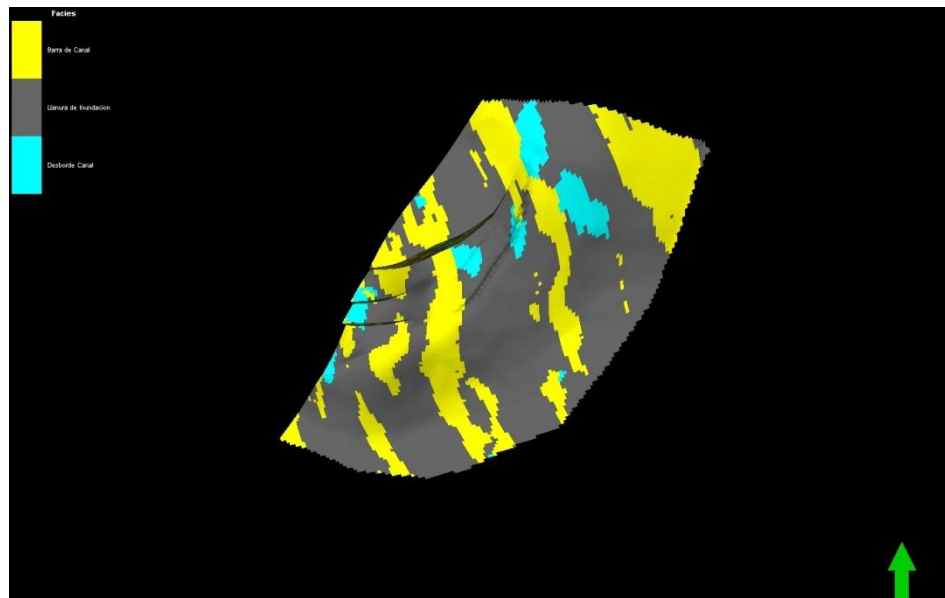


Figura N° 104: Modelo de facies de la Zona 3, segmento B1-B1Inferior, Modelado en Petrel 2009.2. (Nicolay Avila 2010).

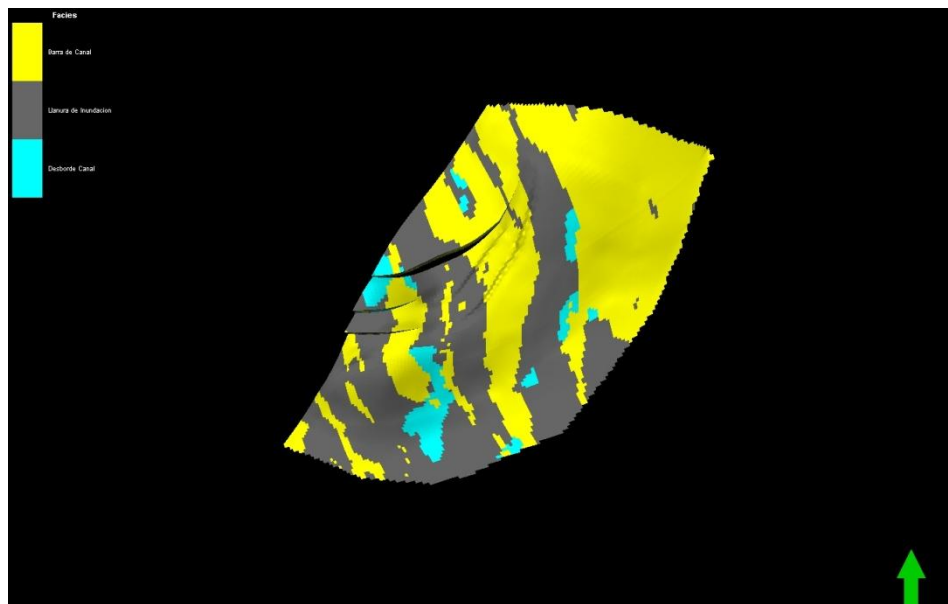


Figura N° 105: Modelo de facies de la Zona 3, segmento B1i-B2, Modelado en Petrel 2009.2. (Nicolay Avila 2010).

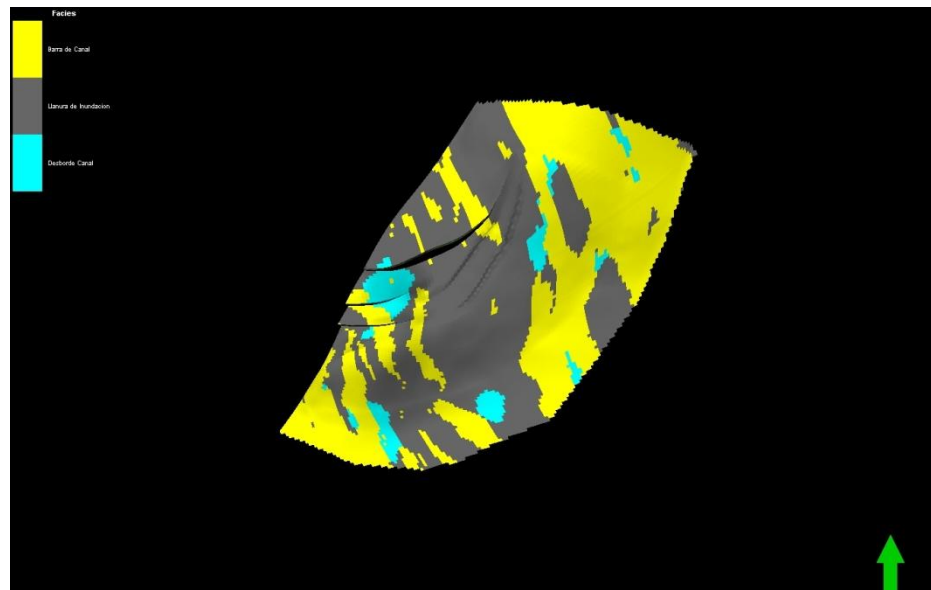


Figura N° 106: Modelo de facies de la Zona 3, segmento B1Inferior-B1i, Modelado en Petrel 2009.2. (Nicolay Avila 2010).

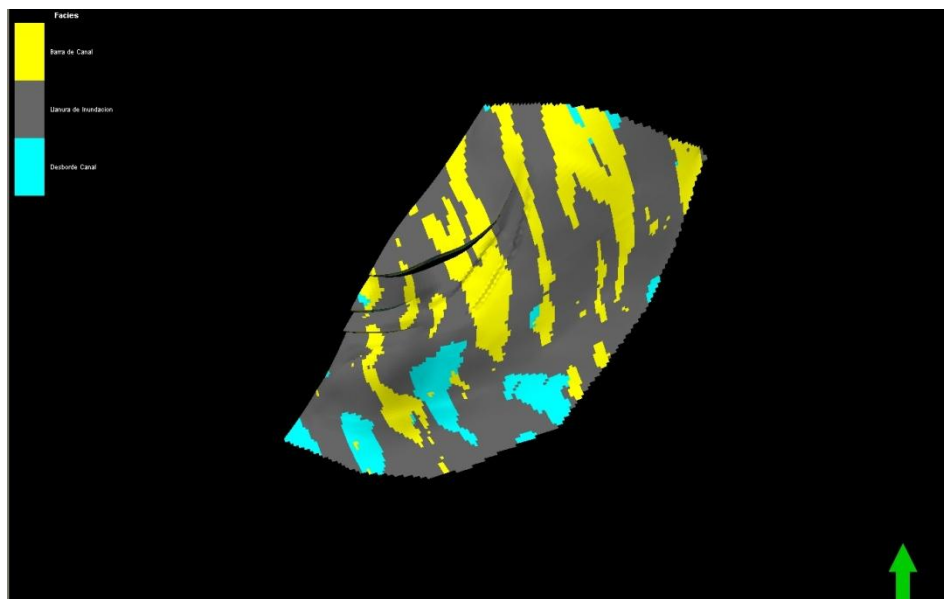


Figura N° 107: Modelo de facies de la Zona 3, segmento B2-B2b, Modelado en Petrel 2009.2. (Nicolay Avila 2010).

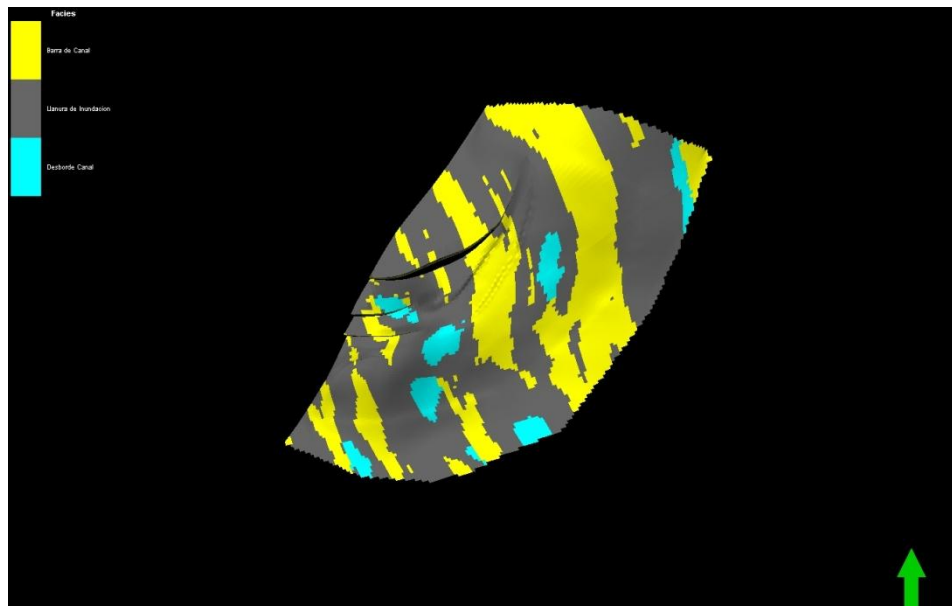


Figura N° 108: Modelo de facies de la Zona 3, segmento B2b-B2c, Modelado en Petrel 2009.2. (Nicolay Avila 2010).

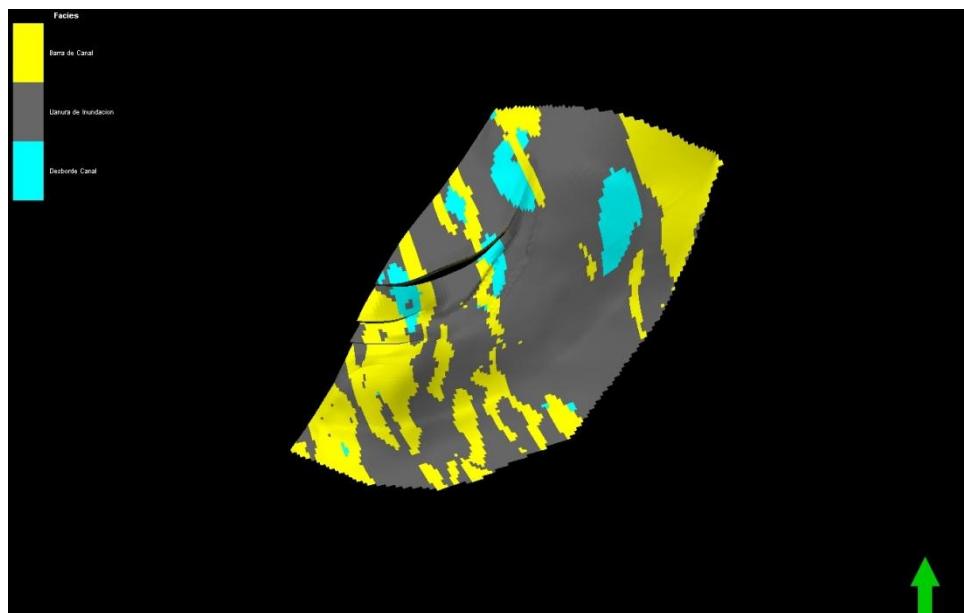


Figura N° 109: Modelo de facies de la Zona 4, segmento B2d-B2e, Modelado en Petrel 2009.2. (Nicolay Avila 2010).

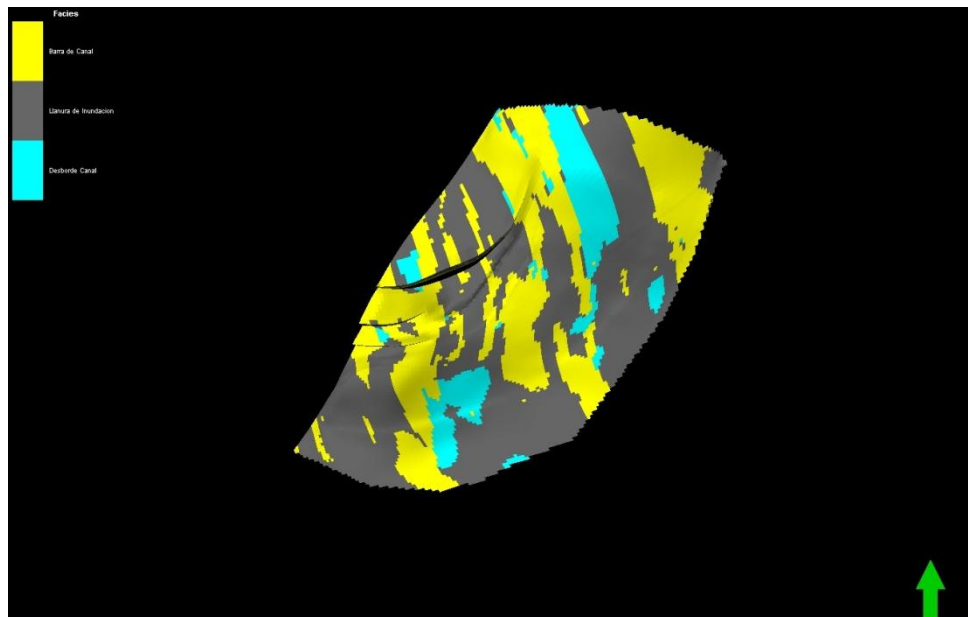


Figura N° 110: Modelo de facies de la Zona 3, segmento B2c-B2d, Modelado en Petrel 2009.2. (Nicolay Avila 2010).

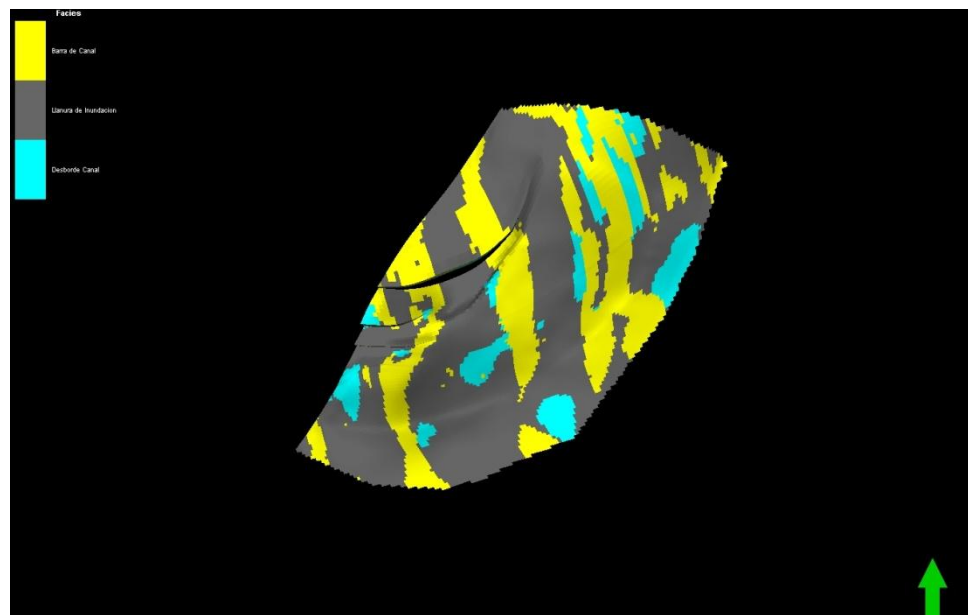


Figura N° 111: Modelo de facies de la Zona 4, segmento B2e-B3, Modelado en Petrel 2009.2. (Nicolay Avila 2010).

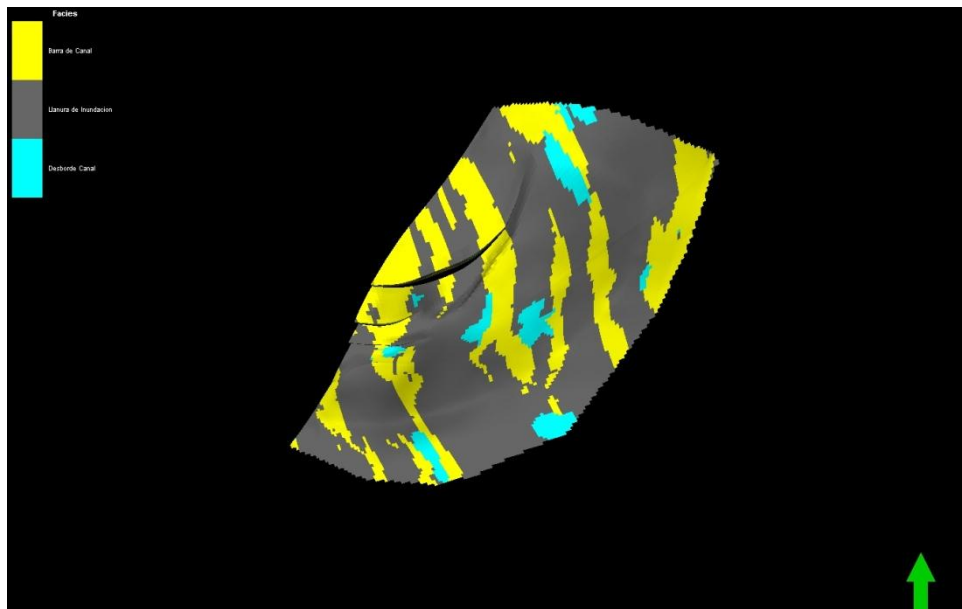


Figura N° 112: Modelo de facies de la Zona 4, segmento B3-B3i, Modelado en Petrel 2009.2. (Nicolay Avila 2010).

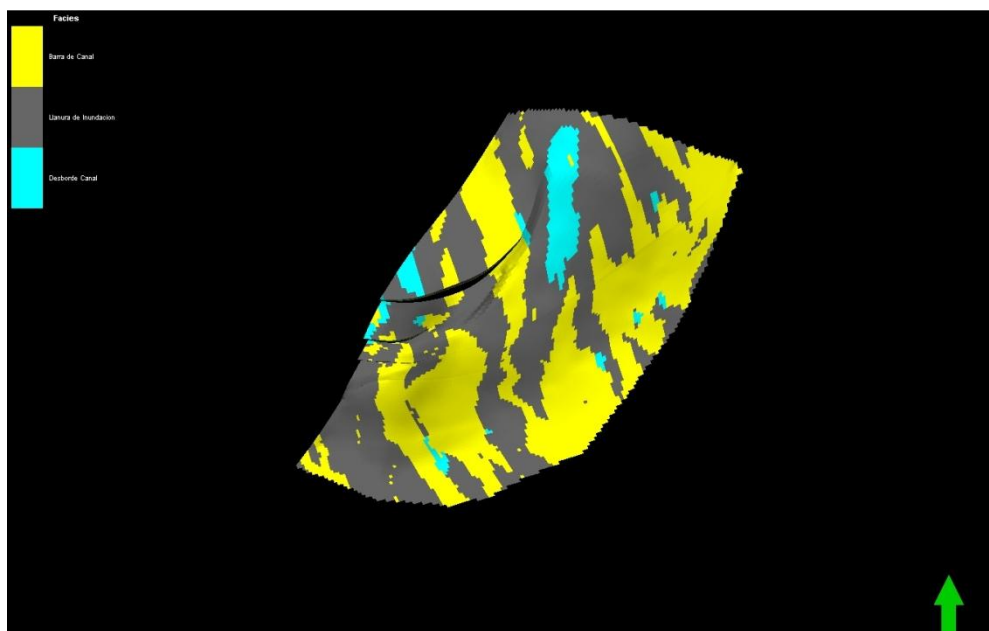


Figura N° 113: Modelo de facies de la Zona 5, segmento B3i-La Paz, Modelado en Petrel 2009.2. (Nicolay Avila 2010).

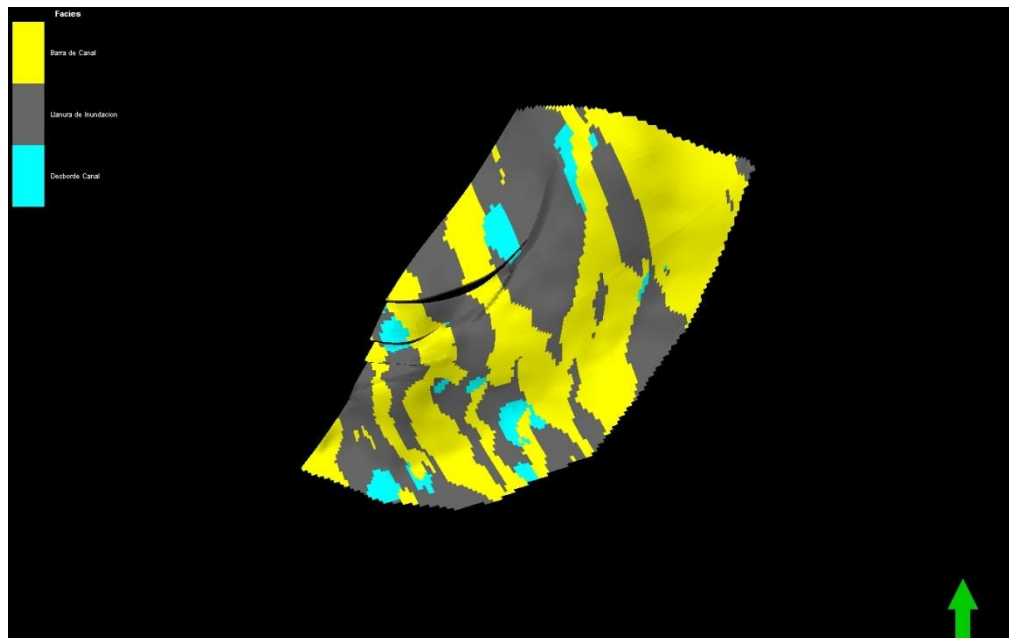


Figura N° 114: Modelo de facies de la Zona 4, segmento La Paz-C, Modelado en Petrel 2009.2. (Nicolay Avila 2010).

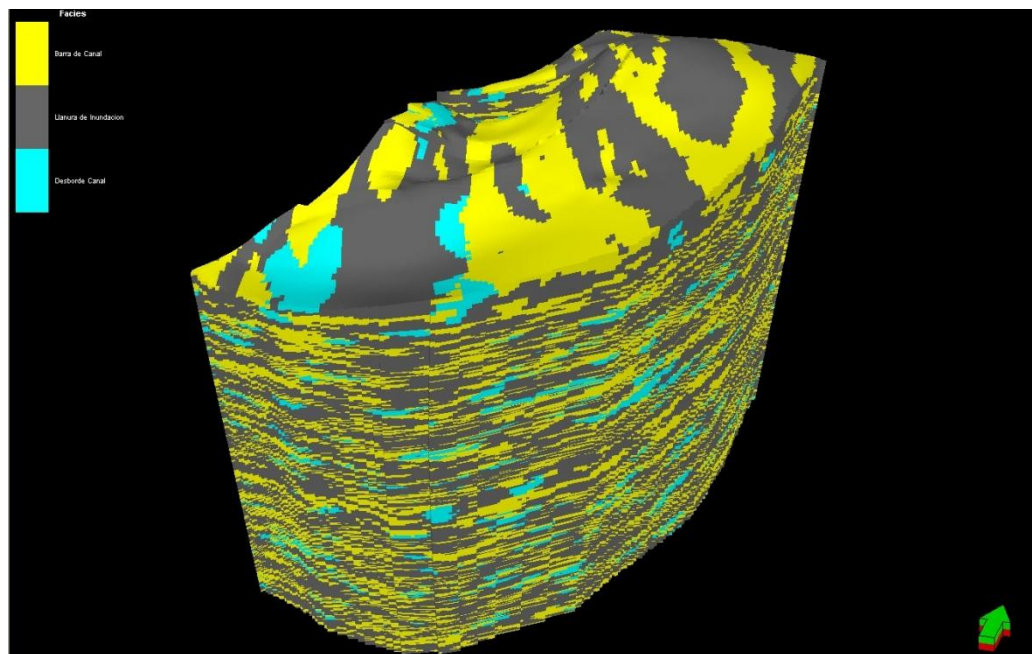


Figura N° 115: Modelo de facies total por Multi Point Facies, Modelado en Petrel 2009.2. (Nicolay Avila 2010).

9.2.4.2 Volumétrico.

El volumétrico obtenido fue caracterizado por medio de las propiedades de Porosidad, Saturación de Agua, y *Net to Gross* condicionado a las facies modeladas con el método de Multi Point Facies. (MPF).

Petrel 2009.2	Schlumberger							
User name	NCordero							
Date	Saturday, August 09 2010 02:35:59							
Project	24Casabe21-5-10LEPR.pet							
Model	Volumetrico Casabe Sur							
Grid	A0-A1Volumetrico_LEPR							
Input XY unit	m							
Input Z unit	ft							
HC intervals	Includes gas interval only.							
Lower gas contact:	Gas Water contact							
General properties								
Porosity:	PHIE_Final							
Net gross:	NTG_Final							
Properties in gas interval:								
Sat. water:	SW_Final_NIC							
Sat. gas:	1-Sw-So				TOTAL			TOTAL
Sat. oil:	0.00000000				STOIIP[*10^3 STB]			GIIP[*10^6 MSCF]
Bg (formation vol. factor):	0.03920000	[RB/MSCF]						
Rv (vaporized oil/gas ratio):	0.00000000	[STB/MSCF]			53957			3842
Properties in oil interval:					Barriles a condiciones			Millones de pies cubicos estandar
Bo (formation vol. factor):	Bo	[RB/STB]						
Rs (solution gas/oil ratio):	0.00000000	[MSCF/STB]						
Boundaries used								
Polygons 1								
Case	Bulk volume[*10^6 barrel]	Pore volume[*10^6	STOIIP (in oil)[*10^3 STB]	STOIIP (in gas)[*10^6 STB]	STOIIP[*10^3 STB]	GIIP (in gas)[*10^6 MSCF]	GIIP (in oil)[*10^6 MSCF]	GIIP[*10^6 MSCF]
1	1739	27	0	0	0	52	0	52

Tabla N° 5: Volumétrico del campo casabe sur Obtenido por el método de Multi Piont Facies.

El cálculo del volumen de aceite fue realizado en la herramienta por medio de la Saturación de Agua, Net Gross y la Porosidad.

Teniendo en cuenta las propiedades mencionadas el software calcula un volumen de aceite de 53'957.000 millones de Barriles a condiciones estándar de Hidrocarburo y 3'842.000 pies cúbicos de Gas.

Este cálculo de volúmenes se define para verificar la calidad del modelamiento de las facies, teniendo como base de comparación el volumétrico manejado en el campo casabe sur.

9.3 Análisis de Resultados

Teniendo en cuenta los resultados de los volumétricos de los dos métodos empleados en el modelamiento de facies, podemos analizar una variación del 4% hidrocarburos y 6% en Gas, donde la estimación es buena, y no sirve para mitigar la incertidumbre ya que el modelo trabajado por Multi Point Facies es un modelo basado en datos fuertes de afloramiento en donde podemos visualizar los canales hasta en 3 dimensiones, lo cual hace el método más eficiente, pero sin llegar a manejar un nivel de incertidumbre bajo debido a la ausencia de datos de pozo, ya que manejando un área con estas dimensiones lo ideal es tener más datos de pozo para mitigar aun más la incertidumbre manejada en el modelo de facies.

10. CONCLUSIONES.

El método implementado permite la generación de un modelo de facies en donde el geólogo puede interactuar directamente con la geología de campo.

El modelo nos permite disminuir la incertidumbre manejada en el campo.

La incertidumbre manejada en el campo Casabe Sur sigue siendo alta debido a los pocos datos de pozo.

El cálculo de los volumétricos nos sirve para verificar la calidad del modelo.

El ambiente de depositación de las rocas en el campo Casabe Sur, se clasifica como depositación de tipo continental fluvial, donde se logran identificar tres sub-ambientes; Barras de canal correspondientes a ríos meandriiformes, depósitos de llanura de inundación en un alto porcentaje y desborde de canal.

El escalamiento de los registros juega un papel muy importante en los buenos resultados que puede arrojar el software, por lo cual se debe manejar un buen control de calidad por medio de los histogramas de cada propiedad, donde nos muestran tanto los histogramas de los registros eléctricos, los histogramas de las propiedades escaladas y los histogramas de las propiedades modeladas.

El modelamiento por Multi Point Facies es un método muy bueno desde que se tenga una interpretación geológica del campo buena para poder dar una buena imagen de entrenamiento.

La interpretación de la imagen de entrenamiento juega uno de los papeles más importantes en el modelamiento, ya que es la base para que el software obtenga buenos resultados

Es de gran importancia reconocer bien la geometría de los cuerpos para una buena interpretación del modelo de facies, y tener claro los conceptos para un buen manejo de la información.

11.RECOMENDACIONES.

Generación de un nuevo modelo con mayor densidad de datos de pozo.

Análisis Petrofísico con secciones delgadas.

Manejar un buen control de calidad de la información obtenida en campo para su posterior interpretación en el modelamiento de las facies.

12. BIBLIOGRAFÍA.

Allen, Jr. L., 1963. The sedimentation and paleogeography of the Old Red Sandstone of Angeles, North Wales; Proceedings of the Yorkshire Geological Society. V 35. P 139-185.

Allen Jr. L., 1980. Sand Wanes a Model of Origin and Internal Structures Sedimentary Geology. V. 26, p 281-328.

Allen Jr. L. 1983. Satudies in Fluviative Sedimentation: Bars, Bar Complex and Sandtone Sheets in the Brownstonews, Welsh Borders. Sedimentary Geology, v. 33, p. 237-293.

Archie G.E. 1952. Classification of reservoir rocks and petrophysical considerations: AAPG Bulletin, v. 36, n°2, p 278-298.

Asquith, and D. Krygowsky, 2004, Spontaneus Potential, in G. Asquith and D. Krygowski.

Ballesteros J. M. 2010. Caracterización Geológica en áreas de exploración del Valle Medio del Magdalena, basada en la información estratigráfica, sísmica y petrofísica. Tesis de Grado, Universidad Industrial de Santander. Colombia.

Barreno D., Pardo A., Vargas C. A., Martinez J. F. 2007. Colombian Sedimentary Basins, ANH (Agencia Nacional de Hidrocarburos).

Basik Well Log Analysis: AAPG Methods in Exploration 16, p 21-101 (No Data).

Bawiec W. J., Grundy W. D. 1992. . Computer Modeling of Geologic Surfaces and Volumes. Computer Generate Surfaces and Grids of the Geometry, Rock Type, and Chemistry of a Bedded Mineral Deposit. p 37-46.

Boggs, J. Sam J. 2001, Principles of Sedimentology and Stratigraphy, Tird Edition, Prentice hall, New Jersey.

Bridge J. S. and Tye R. S., 2000. Interpreting the Dimensions of Ancient Fluvial Channel Bars, Channel, and Channel Belts from Wireline – Logs and Cores. The American Association of Petroleum Geologists.

Buttler K., Schamel S., 1989, Structure along Eastern Margin of the Central Cordillera, Upper Magdalena Valley, Colombia: Journal of South American Earth Science, v. 1, p. 109-120.

Casadiegos E. 2008. Estudio de la continuidad lateral y vertical de las arenas de la Formación Mugrosa en el campo Casabe y Llanito, Valle Medio del Magdalena. Tesis de Grado, Universidad Industrial de Santander. Colombia.

Castillo A., Ríos J. R. 2008. Caracterización petrofísica a partir de núcleos de perforación y registros de pozo para las areniscas de la Formación Mugrosa del Campo Colorado Bloques I y II. Colombia.

Castro R., Gordillo G., 2005. Historia y criterio empíricos en la aplicación de inyección de Agua en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, Tesis de grado, Universidad de las Americas.

Cifuentes A. 2008. Análisis sedimentológico y estratigráfico de la Formación Mugrosa en el sector central del Campo Llanito, cuenca del Valle Medio del

Magdalena, Santander. Tesis de Grado, Universidad Industrial de Santander. Colombia.

Clark E. W. 1958. Petroleum Developments In South America and Caribbean Area in 1957. Bulletin of the American Association of Petroleum Geologists, vol. 42 n°7. Caracas Venezuela.

Demaison, G. J. 1984. The generative basin concept. In: G.J.Demaison and R.J.Murris (eds.), Petroleum Geochemistry and basin evolution. AAPG Memoir 35. Tulsa p. 1-14.

Donselaar M. E., Overeem I. 2008. Connectivity of fluvial point-bar deposits: An example from the Miocene Huesca fluvial fan, Ebro Basin, Spain. AAPG Bulletin, V. 92, No. 9, P. 1109-1129.

Doveton J. H. 1994. Geologic Log Analysis of Reservoir Properties. Statistical Methods for Logs Analysis of Reservoir Properties. p 1-22.

Doveton J. H.. 1994. Geologic Log Analysis of Reservoir Properties. Graphical Techniques for the Analysis and Display of Logging Information. p 23-46.

Gibling M. R., 2006. Width and Thickness of Fluvial Channel Bodies and Valley Fills in the Geological Record. Journal Sedimentary Research, v. 76, p. 731-770.

Gómez, E., 2005. Syntectonic Cenozoic Sedimentation in the Northern Middle Magdalena Valley Basin of the Colombia and implications for Exhumation of the Northern Andes. Geological Society America Bulletin, v. 117, p 547-569.

Hamilton D.E, 1992. Computer Modeling of Geologic Surfaces and Volumes. Algorithm Comparasion With Cross Sections. p. 273-278.

Hart Bruce S. 2008. Channel detection in 3-D seismic data using sweetness. AAPG Bulletin, V. 92, No. 6, P. 733-742.

IGAC, 2008. PLANCHA CARTOGRÁFICA, Hoja N°108, Escala 1-100.000, Departamentos de Antioquia-Bolivar-Santander, Puerto Wilches. Colombia.

IGAC, 2008. PLANCHA CARTOGRÁFICA, Hoja N°109, Escala 1-100.000, Departamento de Santander, Rionegro. Colombia.

IGAC, 2008. PLANCHA CARTOGRÁFICA, Hoja N°119, Escala 1-100.000, Departamento de Santander, Bucaramanga. Colombia.

IGAC, 2008. PLANCHA CARTOGRÁFICA, Hoja N°120, Escala 1-100.000, Departamentos de Antioquia- Santander, Barrancabermeja. Colombia.

INGEOMINAS, 1966, GEOLOGÍA DEL CUADRANGULO H-11. Escala 1-200.000 BARRANCABERMEJA y Memoria explicativa del Cuadrángulo H11. Colombia.

INGEOMINAS, 1977, GEOLOGIA DEL CUADRANGULO H-12. Escala 1-100.000 BUCARAMANGA y Memoria explicativa del Cuadrángulo H12. Colombia.

INGEOMINAS, 2007, MAPA GEOLOGÍCO DE COLOMBIA, Escala 1-1'000. Colombia.

Kjemperud A. V., Schomacker E. R., Cross T. A. 2008. Architecture and stratigraphy of alluvial deposits, Morrison Formation (Upper Jurassic), Utah. AAPG Bulletin, V. 92, No. 8, P. 1055-1076.

Knudby, C., Zhang, T, McCormick, D., and Daly, C., 2007. Geologically Consistent History Matching applied to Forties Field. 2007 Schlumberger Reservoir Symposium.

Lorenz J. C., Heinze D. M., Clark J. A., Searls C. A.; 1985. Determination of widths of Meander Belt Sandstone Reservoirs from Vertical Downhole data, Mesaverde Group, Piceance Creek Basin, Colorado. The American Association of Petroleum Geologists Bulletin, v 69, n°5. p. 710 – 721.

Magoon, L. M., Dow, W.G. (1994). The petroleum system. In: The petroleum system, from source to trap, v.60, AAPG Memoir, The American Association of Petroleum Geologists, USA.

Marquez L, SPE; Elphick J; Peralta J, Schlumberger; Amaya, M., Lozano E., Ecopetrol, 2009. Casabe Mature Field Revitalization Through an Alliance: A case Study of Multicompany and Multidiscipline Integration. Cartagena, Colombia.

Miall, A. D.; 1996, The Geology of Fluvial Deposits; Sedimentary Facies, Basin analysis and Petroleum Geology. Springer-Verlag; Berlin.

Modelo Estático Campo Casabe. Reporte Interno Schlumberger. 2008

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

Morales L. G. 1958. General geology and oil occurrences of Middle Magdalena Valley, Colombia, Habitat of oil symposium: AAPG Special Publication.

Parker, A. D. 1992, La Cira Infantas Field Colombia., Middle Magdalena Basin. Cooper M. A, Addison F. T., Alvarez R., Coral M., Graham R. H., Hayward A. B., Howe S., Martinez J., Naar J., Peñas R., Pulham A. J., and Taborda. . 1995, Basin

Development and Tectonic History of the Llanos Basin, Eastern Coodillera, and Middle Magdalena Valley, Colombia.

Patiño M. A. 2008. Definición de un modelo Geoestadística basado en objetos de la Formación Mugrosa a partir de los modelos estratigráfico y petrofísico en el campo llanito cuenca del Valle Medio del Magdalena. Tesis de Grado, Universidad Industrial de Santander. Colombia.

Plan de desarrollo Campo Casabe. Reporte Interno Schlumberger. 2008.

Ramon, J. C., Cross T. A. 1997, Characterization and prediction of reservoir in fluvial channel sandstones, Middle Magdalena Basin, Colombia. Revista CT&F Vol 1 N° 3 Diciembre de 1997.

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 “Exploracion Petrolera en Cuencas Subandinas”, Memorias Tomo II, Cartagena de Indias, Colombia, Septiembre 14 – 17 de 1997.

Royero, J., Clavijo J. 2001, Memoria Explicativa del Mapa de Santander escala 1:400000, INGEOMINAS 2001.

Reynolds A. D. 1999. Dimensions of Paralic Sandstone Bodies. The American Association of Petroleum Geologists.

Schlumberger, 2009. Petrel Introduction. In: Houston (Texas): Schlumberger Information Solutions.

Schlumberger, 2009. Petrel Property Modeling. In: Houston (Texas): Schlumberger Information Solutions.

Schlumberger, 2009. Advanced Petrel Property Modeling. In: Houston (Texas): Schlumberger Information Solutions.

Schamel S., 1989. Middle and Upper Magdalena Basin, Colombia. Earth Sciences and Resources Institute University of South Carolina Columbia, U.S.A.

Silva C. E. 2009. Desarrollo y manejo de información de pozos nuevos a perforar en el campo la Cira Infantas. Tesis de Grado, Universidad Industrial de Santander. Colombia.

Páginas Web

<http://www.hub.slb.com/>

<http://www.epis.com.co/>

<http://www.anh.gov.co/>

<http://www.ingominas.gov.co/>

http://www.igac.gov.co