

Análisis estratigráfico y cartografía de las areniscas reservorio de hidrocarburos, en la Formación Colorado, localizado en un Bloque del Campo La Cira – Infantas.

Jhon Sebastian Leal Carreño

Jhon Andrés Barrera Ardila

Trabajo de Grado para Optar al Título de Geólogo

Director

Ana Milena Cardozo Ortiz

Magister en Ingeniería Geológica

Codirector

Sergio Iván Nuncira Carreño

Especialista en Ingeniería de Yacimientos

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Físicoquímicas

Escuela de Geología

Geología

Bucaramanga

2023

Dedicatoria

Con todo el cariño y esfuerzo dedicado principalmente a Dios y a mis padres por brindarme en cada momento fortaleza para seguir adelante. A Rodolfo Uribe, Sandra Leal y Leonardo Leal por ser mi inspiración y a mi pareja Karen Murillo, por llenarme de sonrisas, quitarme lágrimas y ser mi motivación en los momentos más difíciles de toda mi carrera.

Sebastian Leal C.

En este momento de mi vida estudiantil he podido evolucionar a través de la carrera, debido al apoyo de todos los maestros profesionales con quienes pude llegar a compartir un aula de clase, agradezco todas las experiencias que pude vivir a través de mi proceso de formación en la Universidad Industrial de Santander, estoy completamente agradecido y dedico este proyecto a mis padres y familiares que pudieron darme su apoyo ya sea económico y emocional para poder alcanzar esta meta y por ultimo pero no menos importante, agradezco a dios por la vida y la salud.

Jhon Barrera

Agradecimientos

A SierraCol Energy por los datos proporcionados y la oportunidad de trabajar en conjunto

A Slb por las facilidades para poder llevar a cabo todas las tareas dispuestas por SierraCol Energy y el préstamo de la licencia del entorno del software Petrel

A Sergio Nuncira, Gustavo Chacón y Ana Cardozo por el acompañamiento durante todo el desarrollo del proyecto

A la Universidad Industrial de Santander

A Dios por todas las cosas que nos brinda

Tabla de Contenido

	Pág.
Lista de Anexos.....	10
Introducción	15
1. Justificación	17
2. Objetivos.....	18
2.1 Objetivo General.....	18
2.2 Objetivos Específicos.....	18
3. Marco Teórico - Conceptual	19
3.1 Localización.....	19
3.2 Geología Regional	21
3.2.1 Estratigrafía de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.	22
3.2.1.1 Grupo Girón.....	24
3.2.1.2 Formación Los Santos.....	24
3.2.1.3 Formación Tambor.....	25
3.2.1.4 Formación Rosablanca.....	25
3.2.1.5 Formación Paja.	26
3.2.1.6 Formación Tablazo.	26
3.2.1.7 Formación Simití.	27
3.2.1.8 Formación La Luna.....	27
3.2.1.8.1 Formación Salada:	27
3.2.1.8.2 Formación Pujamana:	27
3.2.1.8.3 Formación Galembo:	28

3.2.1.8.3 Formación La Renta.....	28
3.2.1.9 Formación Umir.....	28
3.2.1.10 Formación Lisama.	28
3.2.1.11 Formación La Paz.	29
3.2.1.13 Formación Esmeralda:	30
3.2.1.12 Formación Mugrosa.....	30
3.2.1.13 Formación Colorado.	30
3.2.1.14 Grupo Real.....	31
3.2.1.15 Formación Mesa.....	31
3.3 Ambiente Sedimentario de Deposición Fluvial	32
3.4 Facies Sedimentarias.....	32
3.5 Información de Núcleos de Perforación	35
3.6 Registros Eléctricos	41
3.7 Paleocorrientes	42
3.8 Modelo Geológico de Facies Tridimensional	45
4. Metodología y Desarrollo	47
4.1 Recopilación y Análisis de la Información Existente.....	48
4.2 Procesamiento de Datos Recolectados en el Software Petrel	49
4.2.1 Información De Pozos.....	50
4.2.2 Definición de Límites Estratigráficos – Topes principales.....	53
4.2.3 Subdivisión de la Unidad de Interés – Subunidades.....	55
4.2.4 Registro Discreto de Dacies.....	57
4.2.5 Modelos de Mapas	59

4.2.5.1 Mapas de Espesor de Arenas.	59
4.2.5.2 Mapas de Paleodepositación del Flujo de Arenas.....	60
4.2.6 Modelado de Facies.	61
4.2.6.1 Control de Calidad del Modelo.....	63
4.3 Resultados.....	65
4.3.1 Mapas Promedio de Espesor y Proporción de Arenas.	65
4.4 Interpretación y discusión de los resultados.....	69
4.4.1 Interpretación de las correlaciones a partir de los registros combinados.....	69
4.4.2 Interpretación del modelo geológico tridimensional.....	72
5. Conclusiones.....	74
6. Recomendaciones.....	75
Referencias Bibliográficas.....	76
Anexos.....	82

Lista de Figuras

	Pág.
Figura 1. <i>Ubicación del Campo La Cira Infantas, Valle Medio del Magdalena</i>	20
Figura 2. <i>Ubicación del bloque Infantas Central, Valle Medio del Magdalena</i>	21
Figura 3. <i>Columna estratigráfica generalizada del Valle Medio del Magdalena</i>	23
Figura 4. <i>Principales rasgos morfológicos de un río meándrico</i>	35
Figura 5. <i>Núcleo dibujado a mano de las facies del canal de B3 Ss-10</i>	37
Figura 6. <i>Paleosuelo grueso que recubre una pequeña barra puntiaguda cruzada en B3 Ss-10</i>	38
Figura 7. <i>Facies de Point bar, levee, Splays on Floodplain, Crevasse Splay y Crevasse Channel del yacimiento B3 Ss-20 rico en arena</i>	39
Figura 8. <i>Facies en el reservorio B1 CSs-10: Caliche, Crevasse Channel, Poorly Drained Floodplain, Paleo Soil, Central Channel, Floodplain, Crevasse Splay y Distal Splays.</i>	40
Figura 9. <i>Electroformas y facies de depositación identificados usando el registro Gamma Ray</i>	42
Figura 10. <i>Mapa de paleocorrientes para la Formación Colorado a partir de los registros de dipmeter con resultados estadísticos</i>	44
Figura 11. <i>Ejemplo del modelo de facies 3D</i>	46
Figura 12. <i>Ejemplo de los canales definidos por el modelamiento de facies</i>	47
Figura 13. <i>Metodología de la investigación</i>	48
Figura 14. <i>Diagrama de flujo de procesamiento de datos en el software Petrel</i>	50
Figura 15. <i>Mapa de la ubicación de los pozos en la zona de estudio Infantas Central</i>	52
Figura 16. <i>X-Sections establecidas para correlacionar</i>	53

Figura 17. <i>Imagen del pozo tipo INFA3872 con topes definidos, generado en el software Petrel</i>	54
Figura 18. <i>Definición de subunidades y análisis del registro Gamma ray</i>	55
Figura 19. <i>Definición de subunidades y análisis de los registros de Resistividad</i>	56
Figura 20. <i>Imagen del pozo tipo INFA3872 con subtopes definidos, generado en el software Petrel</i>	57
Figura 21. <i>Registros discretos de facies general y detallada en pozo tipo INFA3872</i>	58
Figura 22. <i>Mapas de espesor de la unidad 1(A). Log signature de la unidad 1 (B)</i>	59
Figura 23. <i>Polígono base para el mapa de paleodepositación del flujo de arenas para la unidad 1</i>	60
Figura 24. <i>Mapa de paleodepositación del flujo de arenas para unidad 1</i>	61
Figura 25 <i>Estructura interna del modelo 3D</i>	62
Figura 26. <i>Modelo geológico 3D con posible distribución de las facies Point Bar, Crevasse Splay y Flood Plain</i>	63
Figura 27. <i>Curva de proporción para la zona 1</i>	64
Figura 28. <i>Curva de proporción para la unidad de interés</i>	64
Figura 29. <i>Mapa promedio de espesor y proporción de arenas generado a partir del modelo</i> ...	66
Figura 30. <i>Control estructural definido por el Sistema de Fallas de Infantas</i>	66
Figura 31. <i>Desplazamiento vertical por capas de 2ft en el Modelo de facies para la zona 1</i>	67
Figura 32. <i>Desplazamiento vertical por capas de 2ft en el Modelo de facies para la zona 6</i>	68
Figura 33. <i>Distribución de la facie Crevasse Splay en la zona 1</i>	69
Figura 34. <i>Sistema petrolífero de la cuenca del Valle Medio del Magdalena y su estratigrafía</i> .	71
Figura 35. <i>Correlación entre los pozos de la X-Sections OE1</i>	72

Figura 36. *Mapa paleodepositación del flujo del canal (A) vs de espesores a partir del modelo para la zona 1 (B)..... 73*

Lista de Anexos

Anexo 1. *Correlación entre los pozos de la X-section OE2.* 82

Anexo 2. *Correlación entre los pozos de la X-section OE3.* 83

Anexo 3. *Correlación entre los pozos de la X-section OE4.* 83

Anexo 4. *Correlación entre los pozos de la X-section OE5.* 84

Anexo 5. *Correlación entre los pozos de la X-section OE6.* 84

Anexo 6. *Correlación entre los pozos de la X-section NS1.*..... 85

Anexo 7. *Correlación entre los pozos de la X-section NS2.*..... 85

Anexo 8. *Mapa de espesor (A) y Log signature (B) de la unidad 2.* 86

Anexo 9. *Mapa de espesor (A) y Log signature (B) de la unidad 3.* 86

Anexo 10. *Mapa de espesor (A) y Log signature (B) de la unidad 4.* 87

Anexo 11. *Mapa de espesor (A) y Log signature (B) de la unidad 5.* 87

Anexo 12. *Mapa de espesor (A) y Log signature (B) de la unidad 6.* 88

Anexo 13. *Polígono base para el mapa de paleodepositación del flujo de arenas para la unidad 2.*..... 89

Anexo 14. *Polígono base para el mapa de paleodepositación del flujo de arenas para la unidad 3.*..... 89

Anexo 15. *Polígono base para el mapa de paleodepositación del flujo de arenas para la unidad 4.*..... 90

Anexo 16. *Polígono base para el mapa de paleodepositación del flujo de arenas para la unidad 5.*..... 90

Anexo 17. <i>Polígono base para el mapa de paleodepositación del flujo de arenas para la unidad 6.</i>	91
Anexo 18. <i>Mapa de paleodepositación del flujo de arenas para la unidad 2.</i>	91
Anexo 19. <i>Mapa de paleodepositación del flujo de arenas para la unidad 3.</i>	92
Anexo 20. <i>Mapa de paleodepositación del flujo de arenas para la unidad 4.</i>	92
Anexo 21. <i>Mapa de paleodepositación del flujo de arenas para la unidad 5.</i>	93
Anexo 22. <i>Mapa de paleodepositación del flujo de arenas para la unidad 6.</i>	93
Anexo 23. <i>Modelo geológico 3D con posible distribución de las facies point bar, crevasse splay y flood plain para la zona 2.</i>	94
Anexo 24. <i>Modelo geológico 3D con posible distribución de las facies point bar, crevasse splay y flood plain para la zona 3.</i>	94
Anexo 25. <i>Modelo geológico 3D con posible distribución de las facies point bar, crevasse splay y flood plain para la zona 4.</i>	95
Anexo 26. <i>Modelo geológico 3D con posible distribución de las facies point bar, crevasse splay y flood plain para la zona 5.</i>	95
Anexo 27. <i>Modelo geológico 3D con posible distribución de las facies point bar, crevasse splay y flood plain para la zona 6.</i>	96
Anexo 28. <i>Mapa paleodepositación del flujo del canal (A) vs de espesores a partir del modelo para la zona 2 (B).</i>	96
Anexo 29. <i>Mapa paleodepositación del flujo del canal (A) vs de espesores a partir del modelo para la zona 3 (B).</i>	97
Anexo 30. <i>Mapa paleodepositación del flujo del canal (A) vs de espesores a partir del modelo para la zona 4 (B).</i>	97

Anexo 31. <i>Mapa paleodepositación del flujo del canal (A) vs de espesores a partir del modelo para la zona 5 (B).</i>	98
Anexo 32 <i>Mapa paleodepositación del flujo del canal (A) vs de espesores a partir del modelo para la zona 6 (B).</i>	98
Anexo 33. <i>Desplazamiento vertical por capas de 2ft en el Modelo de facies para la zona 2</i>	99
Anexo 34. <i>Desplazamiento vertical por capas de 2ft en el Modelo de facies para la zona 3</i>	100
Anexo 35. <i>Desplazamiento vertical por capas de 2ft en el Modelo de facies para la zona 4</i>	101
Anexo 36. <i>Desplazamiento vertical por capas de 2ft en el Modelo de facies para la zona 5</i>	102
Anexo 37. <i>Distribución de la facie point bar en la zona 1</i>	103
Anexo 38. <i>Distribución de la facie point bar en la zona 2</i>	103
Anexo 39. <i>Distribucion de la facie point bar en la zona 3</i>	104
Anexo 40. <i>Distribucion de la facie point bar en la zona 4</i>	104
Anexo 41. <i>Distribucion de la facie point bar en la zona 5</i>	105
Anexo 42. <i>Distribucion de la facie point bar en la zona 6</i>	105

Resumen

Título: Análisis estratigráfico y cartografía de las areniscas reservorio de hidrocarburos, en la Formación Colorado, localizado en un bloque del campo La Cira – Infantas*

Autor: Jhon Sebastián Leal Carreño, Jhon Andrés Barrera Ardila**

Palabras Clave: *Análisis Estratigráfico, La Cira Infantas, Reservorio, Entrampamiento, Pozos De Desarrollo.*

Descripción: Las unidades de la Formación Colorado en el Campo La Cira - Infantas han sido controversiales en la perforación de pozos de desarrollo para la extracción de hidrocarburos, principalmente por el problema que genera el entrampamiento de forma aleatoria en zonas relativamente cercanas a superficie, debido a la presencia de areniscas lenticulares que actúan como reservorio, sin embargo, se ha evidenciado por medio de los registros de pozo la acumulación de hidrocarburos en un intervalo de la Formación Colorado que aflora en ciertas partes del bloque Infantas Central. Por lo que el objetivo principal de esta investigación es dar una solución mediante la cartografía de la distribución de las arenas lenticulares presentes en el Campo La Cira – Infantas. Por medio de un procesamiento de datos de pozo en el entorno del software petrel, el cual permite delimitar la zona de estudio en seis subunidades, para las cuales se identifican tres facies de acuerdo al ambiente de depositación fluvial denominadas Point Bar, Crevasse Splay y Flood Plain. Haciendo uso de estas facies se obtienen mapas de espesores y mapas de paleodepositación del flujo del canal con los cuales se establece la generación de un modelo de facies tridimensional que indique la continuidad y distribución espacial de las arenas lenticulares reservorio de hidrocarburos, así como también el flujo del canal y su dirección.

* Trabajo de Grado

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Geología. Programa académico. Director: Ana Milena Cardozo Ortiz. Magister en Ingeniería Geológica. Codirector: Sergio Ivan Nuncira Carreño. Especialista en Ingeniería de Yacimientos

Abstract

Title: Stratigraphic analysis and cartography of the hydrocarbon reservoir sandstones, in the colorado formation, located in a block of the la Cira – Infantas field *

Author(s): Jhon Sebastian Leal Carreño, Jhon Andres Barrera Ardila **

Key Words: *Stratigraphic Analysis, La Cira Infantas, Reservoir, Entrapment, Development wells*

Description: The Colorado Formation units in the La Cira - Infantas field have been controversial in the drilling of development wells for the extraction of hydrocarbons, mainly because of the problem generated by the random trapping in areas relatively close to the surface, due to the presence of lenticular sandstones that act as a reservoir, however, it has been evidenced by well logs the accumulation of hydrocarbons in an interval of the Colorado Formation that outcrops in certain parts of the Central Infantas block. Therefore, the main objective of this research is to provide a solution by mapping the distribution of lenticular sands in the La Cira - Infantas field. By means of well data processing in the petrel software environment, which allows delimiting the study area in six subunits, for which three facies are identified according to the fluvial deposition environment called point bar, crevasse splay and flood plain. Using these facies, thickness maps and paleodepositional maps of the channel flow are obtained, with which the generation of a three-dimensional facies model is established to indicate the continuity and spatial distribution of the lenticular sands reservoir of hydrocarbons, as well as the channel flow and its direction.

* Degree Work

** Faculty of Physicochemical Engineering. School of Geology. Academic program. Director: Ana Milena Cardozo Ortiz. Master's Degree in Geological Engineering. Codirector: Sergio Ivan Nuncira Carreño. Specialist in Reservoir Engineering

Introducción

El campo La Cira Infantas, ubicado en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena a 22 Km del distrito de Barrancabermeja, con un área aproximada de 160km² es el campo petrolero más antiguo de Colombia que a su vez, ha mantenido variedad de estudios y planes para la exploración y explotación de hidrocarburos, especialmente en rocas reservorios como la Formación Mugrosa y la Formación Colorado bastante relevantes, centrados en aumentar las reservas nacionales actuales de poco más de 2.039 millones de barriles para petróleo y 3.164 giga pies cúbicos para gas (Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), 2021)

Las unidades de la Formación Colorado han sido muy controversiales al momento de la extracción de hidrocarburos dado que hay zonas del campo La Cira Infantas en donde se encuentra aflorando, y en este caso, no se tiene ningún tipo de entrapamiento pues la erosión ha hecho que el grupo real, el cual actúa como sello en la zona, no forme ningún tipo de cubierta sobre o alrededor de la roca reservorio debido a sus características composicionales las cuales están presentes en las areniscas y arcillolitas impermeables, por tal razón se ven afectadas las reservas de hidrocarburos que son extraíbles en los pozos de desarrollo, en las zonas aflorantes de la unidad geológica de interés, ya que dicha litología se encuentra muy cerca de la superficie del campo.

Debido a la aparición de lentes de areniscas de origen fluvial que se encuentran en profundidades someras y que actúan como roca reservorio, no se da la pérdida de hidrocarburos en superficie, por tal motivo y de acuerdo con lo anteriormente expuesto, surge el presente estudio

como respuesta a la incertidumbre de cómo están distribuidas estas acumulaciones de rocas lenticulares que están presentes a lo largo de toda la Formación Colorado.

El presente proyecto se desarrolla en el software Petrel con enfoque a modelamiento 2D Y 3D con el fin de interpretar y definir los diferentes sub ambientes de depositación en los pozos perforados, mediante la generación de correlaciones estratigráficas y estructurales a partir de la información de registros eléctricos y, núcleos de perforación, para definir los límites estratigráficos diferenciables en un área, que permitan la generación de mapas paleo ambientales para la unidad de interés. Este estudio se realiza con el propósito de poder soportar las necesidades puntuales de la industria petrolera, así como mejorar el entendimiento de las áreas productoras de hidrocarburos y llevar consecuentemente a un aumento en las reservas nacionales.

1. Justificación

En el campo de producción de hidrocarburos de La Cira-Infantas operado por la compañía estatal Ecopetrol en asociación con SierraCol Energy, existe actualmente una producción aproximada de 30 mil barriles de crudo al día (Ecopetrol, 2021), siendo un actor importante en la región por la producción de hidrocarburos y actividad operativa asociada; su producción históricamente ha sido enfocada principalmente a la Formación Mugrosa y aún se encuentran algunas reservas por estimar en otras formaciones y subestructuras geológicas que puedan generar aportes adicionales al desarrollo futuro de los activos en producción.

De esta consideración surge la opción de desarrollar un proyecto que se enfoque en el estudio e interpretación detallada de algunas áreas del campo con pozos ya perforados que han atravesado formaciones geológicas que actualmente no están en producción (Formación Colorado en el área de Infantas), que han evidenciado presencia de hidrocarburos en profundidades cercanas a superficie y de la cuales no se tiene un entendimiento y mapeo de los cuerpos arenosos y cómo esto está afectando las operaciones de perforación debido a la presencia de gas, agua y aceite de forma aleatoria en el campo.

Este estudio permitirá tener un punto de partida para cuantificar volúmenes adicionales de gas o aceite en un bloque del campo, para una unidad específica de la Formación Colorado, y poder tener un control más claro durante la perforación de pozos, mediante el entendimiento de la distribución de los cuerpos arenosos y su relación con el entrapamiento de hidrocarburos, teniendo en cuenta que en gran parte del campo La Cira Infantas, la Formación Colorado aflora en superficie.

2. Objetivos

2.1 Objetivo General

Determinar la distribución del nivel arenoso de la Formación Colorado en un bloque del campo La Cira – Infantas utilizando técnicas estratigráficas y sedimentológicas con el fin de interpretar la relación que tienen con el entrapamiento de hidrocarburos y su presencia durante la perforación de pozos de desarrollo.

2.2 Objetivos Específicos

Identificar y definir los límites estratigráficos de una unidad de interés de la Formación Colorado en un bloque del campo La Cira Infantas

Interpretar y definir las diferentes facies pertenecientes al ambiente de depositación fluvial en los pozos perforados para una unidad de La Formación Colorado, a partir de registros eléctricos y su correlación con la información existente de núcleos de perforación

Correlacionar e identificar en los pozos perforados la continuidad de los cuerpos arenosos en un bloque del campo La Cira Infantas, para una unidad de La Formación Colorado.

Generar mapas de paleodepositación para la unidad de interés, integrando la información interpretada en los pozos y el entendimiento obtenido por correlaciones estratigráficas y estructurales.

Proponer un modelo Geológico de facies 3D del área de estudio según los resultados obtenidos en el presente trabajo

3. Marco Teórico - Conceptual

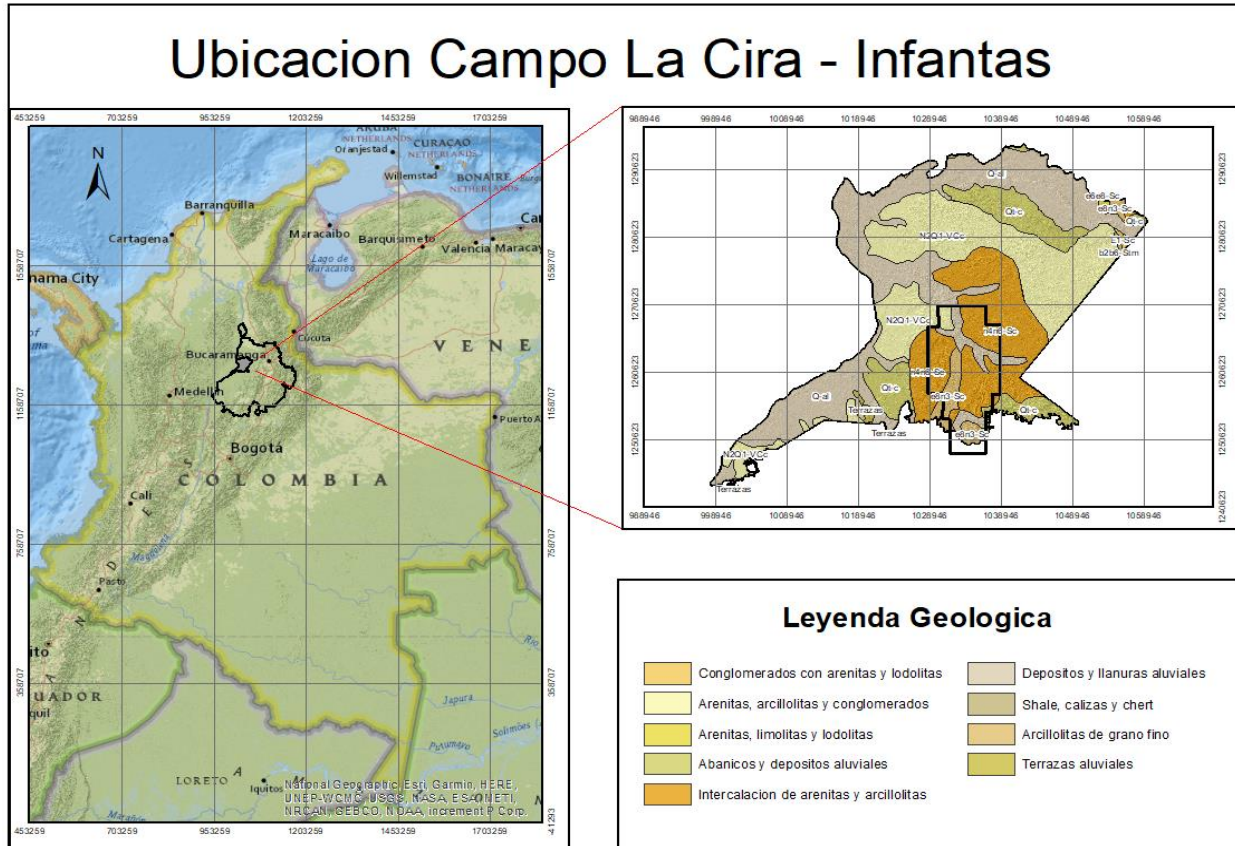
3.1 Localización

Este proyecto está definido para un bloque del campo La Cira Infantas (LCI), el cual es el campo más antiguo de Colombia y Sur América, fue descubierto en el año 1918 con la perforación del pozo Infantas 2 a cargo de la compañía Standard Oil (OXY-Ecopetrol, 2020 como se cita en Nuncira, 2022) empresa con la cual en 1939 el campo alcanzo una producción diaria histórica de 64.000 barriles comparado con los 28000 que se producen al día de hoy (SierraCol Energy, 2022). El campo está ubicado en el Valle del Rio Magdalena, con coordenadas $7^{\circ}04'N$, $73^{\circ}47'W$, a unos 22 km de distancia del distrito colombiano de Barrancabermeja, 250 km de la costa Caribe de Barranquilla y a 250 km de Bogotá.

Existen campos de petróleo que producen hidrocarburos de las mismas formaciones productoras que limitan las vecindades de LCI, como el campo Casabe, que se encuentra a una distancia de 20 km al Oeste y 65km hacia el norte. (Solano, 2011).

Figura 1.

Ubicación del Campo La Cira Infantas, Valle Medio del Magdalena.

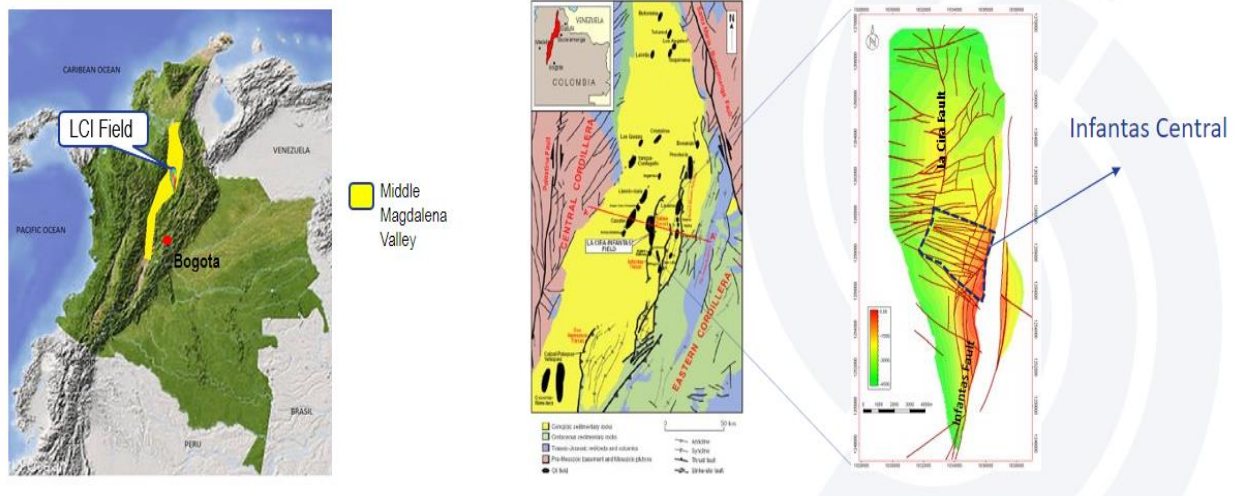


Nota: Elaborado por los autores

En la cuenca del Valle Medio del Magdalena, el campo se ubica a la parte media, la cual se encuentra entre las cordilleras Central y Oriental de los Andes Colombianos, limitando al sur por la falla de Cambao y al norte-este por la falla de Bucaramanga como se observa en la Figura 2 (Llamosa, 2010).

Figura 2.

Ubicación del bloque Infantas Central, Valle Medio del Magdalena



Nota: Documentos Internos de SierraCol Energy, 2022

3.2 Geología Regional

Geológicamente el campo se encuentra situado al centro del Río Magdalena sobre sedimentos Terciarios transportados que descansan sobre material Cretácico predominantemente Marino. El Valle del Río Magdalena es definido hacia el Este y Oeste, limitado por la Cordillera Occidental y la Cordillera Oriental. Las mismas series de rocas sedimentarias son encontradas en ambos campos, aunque Infantas ha sufrido un levantamiento mayor y más erosión que LCI.

Los campos de petróleo que se encuentran cerca a esta zona producen crudos similares a partir del mismo sistema petrolífero. La estructura del campo Infantas como lo define Silva (2009), coincide con un anticlinal que se encuentra fallado al Sur del campo LCI y la estructura en La Cira corresponde a un domo que se encuentra fallado al Noreste de Infantas. Las dos estructuras hacen

parte de campos diferentes, pero tienen los mismos intervalos productores y coinciden con las mismas rocas reservorio.

3.2.1 Estratigrafía de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.

En la Figura 3 se observa una columna estratigráfica generalizada de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena en la cual se evidencian formaciones que se han depositado desde el Jurásico hasta el Neógeno, así mismo se contempla el ambiente de cada formación: marino, transicional o continental. Se destaca una zona productora denominada ZONA A que hace parte de la Formación Colorado, siendo esta sección en la que se enfoca este proyecto.

Figura 3.

Columna estratigráfica generalizada del Valle Medio del Magdalena

PERIODO	ÉPOCA	UNIDAD ESTRATIGRAFICA	ZONA PRODUCTORA	UTOLOGÍA	AMBIENTE DEPOSITACIONAL	
CUATERNARIO	Holoceno	DEPÓSITOS ALUVIALES			CONTINENTAL	
NEOGENO	Plioceno	Fm MESA			CONTINENTAL	
	Mioceno	Gr REAL				
PALEOGENO	Oligoceno	Gr CHUSPA	Fm COLORADO			ZONA A
			Fm MUGROSA			ZONA B
			ZONA C			
	Eoceno	ESMERALDA - LA PAZ	ZONA D			
CRETACICO	Paleoceno	LISAMA			TRANSICIONAL	
	Maastrichtiano	UMIR			MARINO (Depósitos de frente de Delta)	
	Campaniano					
	Santoniano					
			LA LUNA			MARINO (Plataforma exterior)
			SIMITI			MARINO (Plataforma)
			TABLAZO			MARINO (Zona submareal)
			PAJA			MARINO (Plataforma intermedia, dominio de tormentas hacia la parte superior)
			ROSA BLANCA			MARINO (Plataforma calcárea. Planicie mareal, local)
			CUMBRE			CONTINENTAL (Sistemas fluviales a depósitos costeros, bajo la influencia de mareas)
			ARCABUCO - LOS SANTOS			
	JURASICO	Superior	GIRON			

Nota: Tomado de Columna estratigráfica generalizada del Valle Medio Del Magdalena modificado de Rolon, L., por Nuncira, S., 2022.

Actualmente la Cuenca del Valle Medio del Magdalena es considerada de tipo intramontana ó intracontinental con una estructura de semigraben inclinada hacia el Este, la cual

tiene una cobertura sedimentaria de más de 16000 pies (5000 m.) que descansa discordantemente sobre rocas Triásico-Jurásicas. La secuencia sedimentaria representa la sedimentación marina depositada durante el Cretácico y continental en el Terciario, donde la discordancia regional Eoceno- Paleoceno es su división más visible (Dengo et al. 1993, como se cita en Llamosa, 2010).

3.2.1.1 Grupo Girón. Es primero definido como Piso Girón según Hettner (1892, como se citó en Navas, 1963) por litologías observadas en las zonas de Zapatoca y Girón que es de donde surge el nombre de su localidad tipo. Navas (1963) divide el Grupo Girón en varios niveles; uno inferior lutítico con espesor de 550 m constituido por pizarras gris verdosas, seguidas de shales y pizarras rojizas siendo intercaladas por areniscas finas a gruesas. Un nivel arcóso inferior con coloración grisáceo a gris verdoso de 170 m con alguna acumulación de areniscas cuarzosas. Un nivel superior con lutitas rojizas que alternan con areniscas de 850 m. Otro nivel arco superior de color claro y amarillento de 700 m con intercalaciones de arcillas. Un nivel de lutitas rojas algo arenosa y micácea de 230 m. Y finalmente un conglomerado superior con 120 a 150 m de espesor, este es el nivel más alto de Girón, tiene unas areniscas y lutitas que se encuentran compactas, dentro de una matriz mayormente de arcillas con coloración rojiza. (Navas, 1963).

3.2.1.2 Formación Los Santos. Pertenece a la edad Berriasiano. Su espesor promedio es de 150 m. (Etayo-Serna, 2019). Esta identificada por Clavijo (1985, como se citó en Etayo-Serna, 2019) en la Quebrada Piedra Azul perteneciente al Rio Lebrija. Se presenta de manera tabular con coloración gris claro, haciendo contraste con los colores naranjas del Grupo Girón infrayacente. Está compuesta de arenitas de cuarzo con grano medio a grueso y coloración gris claro y violeta, siendo intercaladas por lodolitas violetas laminares de distinto espesor.

3.2.1.3 Formación Tambor. Se le atribuye una edad del Hauteriviano inferior o del Valanginiano (Morales et al., 1958, como se citó en Julivert, 1968). Su término proviene de la Quebrada Tambor perteneciente al Rio Lebrija (Julivert, 1968). Las areniscas de la Formación Tambor se encuentran en un contacto muy neto con las calizas de la Formación Rosa Blanca (Julivert, 1968). Está formado por shales, conglomerados de coloración rojiza, areniscas análogas a la Formación Girón y algunas capas de caliza en la parte superior. El espesor de la sección tipo es de 650 m (Morales et al., 1958, como se citó en Julivert, 1968). La Formación Tambor en la zona de la mesa de los santos y sus alrededores tiene un espesor que va desde 120 a más de 200m, está compuesta de tres niveles, el primero hacia la base con contenido de areniscas arcosas rojizas, otro nivel en la parte media conformado por arcillas con intercalaciones de areniscas rojizas y finalmente el nivel del techo compuesto de areniscas blancas con una mejor estratificación (Navas, 1963).

3.2.1.4 Formación Rosablanca. El nombre de la Formación Rosablanca, debe su nombre a O.C Wheeler (1929, como se citó en Etayo-Serna, 2019) y se le atribuye una edad Berriasiano con base en el principio de contigüidad de las facies de Walther al igual que la Formación Cumbre, y Los Santos. Su espesor en el rio Sogamoso es de 425m, este es muy variable. Presenta foraminíferos bentónicos en capas de 40m en el miembro Zo que es constituido por Packstone y Wackestone pluridecimétricos que alternan entre rocas Mudstone de tipo calcareo con una laminación inclinada infrayaciendo una secuencia de Wackestone y/o Thalassinoides junto a Mudstone calcáreos. El miembro superior de la Formación Rosablanca, se clasifica como Zapatoca que presenta areniscas ferruginosas que tienen espesores de 35m. (Etayo-Serna, 2019).

3.2.1.5 Formación Paja. Pertenece al Barremiano- Aptiano (Morales et al., 1958, como se citó en Julivert, 1968). Esta Formación en su sección tipo, mide 288m y está compuesta por una subdivisión de 5 zonas estratigráficas; La primera está compuesta por calizas Mudstone que presentan recristalización en capas gruesas a medianas de 0 a 73m de espesor. La segunda zona es similar en litología a la anterior, sin embargo, presenta también lentes y láminas de calcita fibrosa. El tercer segmento representa Mudstone arcilloso y material orgánico. El cuarto presenta una laminación plana paralela de calizas Mudstone y el ultimo segmento que suprayace el 4to, presenta arcillas predominantes de tipo Mudstone. (Etayo-Serna, 2019). Los primeros 250 a 300 m de la base cuentan con concreciones de caliza de hasta 30 cm, septarias y vetas de calcita. Su contacto con la Formacion Rosa Blanca es neto mientras que con la Formación Tablazo suprayacente su contacto es gradual (Morales, 1958, como se citó en Julivert, 1968).

3.2.1.6 Formación Tablazo. Pertenece al Aptiano – Albiano (Morales, 1958, como se citó en Julivert, 1968). En la parte Norte del Valle Medio del Magdalena su espesor varía entre 150 y 325 m. Es una sucesión de calizas duras, azuladas, con alto contenido fosilífero y margas, en la mitad superior predominan las calizas y en la mitad inferior predominan las margas (Morales et al., 1958, como se citó en Julivert, 1968). En su localidad tipo sobre el margen Norte del Rio Sogamoso se presenta con un espesor de 656 m, compuesta de arcillolitas negras laminares, levemente calcáreas y micáceas con abundantes nódulos y concreciones de limonita (O. C. Wheeler, 1929 como se citó en Julivert, 1968,).

3.2.1.7 Formación Simití. Pertenece al Albiano. En la parte Norte del Valle Medio del Magdalena su espesor varía entre 250 y 650 m, se compone de shale gris o negra, localmente calcárea y concrecionaria además de shales que están en contacto con delgadas laminas calcáreas de la Formación Tablazo. (Etayo-Serna, 2019). En el centro del Valle Medio del Magdalena, a la parte superior de la Formación Simití, se evidencia cantos pequeños que hacen parte de las capas delgadas de conglomerados que en su interior contienen dientes de pez y nódulos de fosfatos. (Morales et al., 1958, como se citó en Julivert, 1968)

3.2.1.8 Formación La Luna. Pertenece al Turoniano al Santoniano (Morales et al., 1958, como se citó en Julivert, 1968). Se compuesta por las formaciones La Renta, Galembo, Pujamana y Salada de tope a base. (Etayo-Serna, 2019). Litológicamente se encuentran rocas fosilíferas y shales calcáreos con concreciones de calizas negras. Morales et al. (1958) adopta el nombre de la formación para la cuenca del Valle Medio del Magdalena y la subdividen en 3 miembros siendo estos: Salada, Pujamana y Galembo. (A. H. Garner, 1926, como se citó en Julivert, 1968)

3.2.1.8.1 Formación Salada: En el campo Infantas se han perforado espesores de 125 m. En su base contiene abundante materia orgánica junto a calizas Wackestone y Mudstone calcareo de color negro y al tope de la unidad se encuentran laminaciones plano-paralelas de composición Mudstone terrígeno calcareo a no calcareo. Aflora en la zona Oriental, Central y Norte de la Concesión de Mares. (O. C. Wheeler, 1929 como se citó en Julivert, 1968,).

3.2.1.8.2 Formación Pujamana: Tiene una edad que va del Turoniano superior al coniaciano inferior. Su espesor varía entre 50 a 225 m. Está compuesto de shale gris o negra calcárea. (Morales et al., 1958, como se citó en Julivert, 1968)

3.2.1.8.3 Formación Galembo: Hace parte desde Turoniano superior hasta el Santoniano. Su espesor va desde los 180 hasta 350 m. Está conformado por calizas con textura Mudstone y Wackestone que contienen material orgánico en altas proporciones (Etayo-Serna, 2019). y nódulos discoidales de caliza los cuales alcanzan varios metros de diámetro con presencia de amonites. (Morales et al, 1958, como se citó en Julivert, 1968).

3.2.1.8.3 Formación La Renta. De edad Campaniano. Es similar litológicamente a la Formación Galembo, sin embargo, se evidencian a la base fosforitas Packstone en capas medianas y gruesas que tienen potencialmente hidrocarburos. Su espesor varía entre 45m y 77m. (Etayo-Serna, 2019)

3.2.1.9 Formación Umir. Tiene una edad del Campaniano – Maestrichtiano (Petters, 1955, como se cita en Julivert, 1968). Tiene un espesor de 1000 m. La base de la Formación contiene lutitas laminares delgadas con coloración gris oscuro, con láminas delgadas carbonáceas y micáceas; definida por capas más finas, lentes y concreciones ferruginosas pequeñas. El tope de la formación está compuesto de lutita blanda de color gris oscuro en forma de capas delgadas con varias láminas de carbón, capas delgadas de hierro, areniscas finas y limonita. Se encuentra concordante con la Formación Lisama y ligeramente en discordancia con el Miembro Galembo (Morales et al, 1958, como se citó en Julivert, 1968).

3.2.1.10 Formación Lisama. Pertenece al Paleoceno Tardío (Pardo & Roche, 2009, como se cita en Sarmiento et al., 2015). Según Rodríguez (2012) como se cita en Sarmiento et al (2015)

se puede observar un buen afloramiento de la Formación en el Rio Sucio, hacia el poblado Uribe Uribe. Este cuenta con un espesor de 915 m y se divide en 3 segmentos. La parte inferior cuenta con 88 m y está compuesta de capas tabulares de sublitoareniscas de grano medio, lodolitas y arenitas de granos finos con laminación ondulada intercalada. La parte media con 500 m de espesor conformado por intercalaciones de lodolitas grises verdosas, intervalos carbonosos, capas grano decrecientes de areniscas intercaladas e intercalaciones de lodolitas y arenitas. La parte superior con 327 m contiene lodolitas de tonos pardos, vedosos rojizos y sucesiones de areniscas grano decrecientes hasta el tope. (Sarmiento et al., 2015)

3.2.1.11 Formación La Paz. Se le asigna una edad del Eoceno Medio a Tardío (Jaramillo y Dilcher, 2001, Pardo y Roche, 2009, como se citó en Sarmiento et al., 2015). Su espesor puede alcanzar los 1500 m. Según Rodríguez (2012, como se citó en Sarmiento et al., 2015) observa que en el Rio Sucio la base de la formación con 50 m de espesor contiene niveles densos de conglomerados de guijos gruesos a cantos finos, con areniscas gruesas a finas. Según Rodríguez (2012, como se citó en Sarmiento et al., 2015) La Formación La Paz “Contiene capas macrocuneiformes de 5 metros que varían a capas gruesas cuneiformes de estratificación cruzada separadas por arenitas” (p. 70). Encima de estas capas sigue un conjunto de arenitas de tamaño de grano medio a muy fino y lodolitas con moteado pardo.

Siguiendo la sucesión se tienen lodolitas moteadas e intercalaciones de areniscas conglomeráticas y estratificación cruzada en un espesor de 120 m (Caballero et al., 2010). Para la última parte de la Formación esta comprende un espesor de 900 m, contiene areniscas muy gruesas a medias en estratificación tanto cruzada como en artesa, con amalgamiento de sus capas. (Sarmiento et al., 2015).

3.2.1.13 Formación Esmeralda: Esta Formación pertenece a la edad Eoceno Tardío. Alcanza espesores que van desde los 500 hasta 1255 m. Su sucesión tiene una intercalación de niveles de arenita grisácea a coloración gris verdoso de textura fina a media, micas, paquetes oscuros de arcillolitas gruesas y lodolitas grises oscuras. (Sarmiento et al., 2015).

3.2.1.12 Formación Mugrosa. Pertenece al Oligoceno Tardío. Su espesor pasa los 600 m alcanzando los 1330 m. Está compuesto por lodolitas rojizas y amarillas donde se intercalan niveles de areniscas con granos muy gruesos a conglomeráticas en menor proporción. (Caballero et al., 2010). Se diferencian 3 intervalos según Etayo-Serna, (2019) un intervalo lodolítico inferior de 200 m con presencia de lodolitas pardas rojizas de laminación plano-paralela y arenitas líticas de grano medio a grueso. Otro intervalo arenítico intermedio también de 200 m conteniendo arenitas líticas de grano medio a grueso en capas tabulares y por último un intervalo lodolítico superior igualmente de 200 m con presencia de lodolitas rojizas de laminación plano-paralela y con intercalaciones.

3.2.1.13 Formación Colorado. Su edad pertenece al Mioceno Temprano. Cuenta con un gran espesor alcanzado los 2500 m. El nombre proviene del Río Colorado ubicado en la parte sur del Sinclinal Nuevo Mundo situado en el Campo La Cira – Infantas, el cual contiene un horizonte fosilífero de 100 m de espesor denominado La Cira. (Morales et al., 1958, como se cita en Sarmiento et al., 2015). La Formación Colorado está conformada por areniscas conglomeráticas y

conglomerados con intercalaciones de lodolitas de diferentes colores. Su contacto con la Formación Mugrosa es concordante (Sarmiento et al., 2015).

3.2.1.14 Grupo Real. Se le asigna la edad del Mioceno Tardío. Su localidad tipo se encuentra en la Quebrada Real perteneciente al Rio Opón en el Sur Oeste del Sinclinal Nuevo Mundo. Está compuesto primero por una secuencia de 30 m de conglomerados de guijos de chert negro, cuarzo y areniscas. Seguido se encuentra una sección de más de 500 m con areniscas guijosas de estratificación cruzada siendo intercaladas por lodolitas. Suprayaciendo esto, se exponen 1300 m de lodolitas y areniscas con forma de estratificación cruzada. Se presentan otros 1100 m de arenisca con presencia de troncos los cuales se encuentran silicificados o carbonizados. Finalmente se tiene una sección de 500 m de lodolitas donde areniscas con hornblenda y augita se encuentran intercalando. (Morales et al., 1958, como se cita en Sarmiento et al., 2015).

3.2.1.15 Formación Mesa. Su edad se establece que varía del Plioceno al Pleistoceno. Su nombre es definido por las geoformas del sector Sur del Valle Medio del Magdalena. El espesor aproximado es de unos 575 m que se encuentran discordantemente suprayaciendo al Grupo Real. Esta Formación presenta depósitos volcano-sedimentarias de areniscas tobáceas, tobas andesíticas, aglomerados siendo intercalados por arcillas, limos, conglomerados y depósitos piroclásticos. Estos clastos volcánicos pertenecen a andesitas y dacitas; mientras que los materiales finos pertenecen a pumitas y cenizas. Finalmente, la composición de la unidad superior incluye gravas, bloques, arenas e intercalación de limos. (Morales et al., 1958, como se cita en Sarmiento et al., 2015).

3.3 Ambiente Sedimentario de Depositación Fluvial

En un ambiente de depositación fluvial, existen dos tipos de roca predominantes: Arenas y arcillas. Estas son depositadas de manera que se pueden agrupar en facies sedimentarias teniendo en cuenta sus características petrofísicas junto a la bibliografía existente para el caso de estudio. Este ambiente fluvial está relacionado con los ríos; consta de tres etapas básicamente que son erosión, transporte y sedimentación. Estas dependen de unas condiciones que están sujetas a características del río como la inclinación, el caudal del río, su energía y velocidad, así como el tipo de material presente en el río.

Según Schumm (1981, como se citó en Nichols, 2009). los ríos meandriiformes transportan y depositan una mezcla de carga suspendida y de fondo que juntos comprenden una carga mixta. La carga de fondo es transportada por el flujo en el canal, con el material más grueso transportado en las partes más profundas del canal. La carga de fondo más fina también se transporta en partes menos profundas del flujo y se deposita a lo largo de la curva interna de un bucle de meandro donde la fricción reduce la velocidad del flujo.

3.4 Facies Sedimentarias

Dentro del ambiente fluvial de los ríos meandriiformes y sinuosos se encuentra que los depósitos de una curva de meandro tienen un perfil característico de material más grueso en la base, volviéndose progresivamente más fino en el banco interior (Figura 4).

La formación de los depósitos de barras (Point Bar) ocurre en el banco interior del meandro a medida que el canal se mueve lateralmente por la erosión en el banco exterior y la depositación en el banco interior está experimentando una migración lateral. Esto sucede por dos tipos de flujos, uno más rápido en las partes más profundas del cauce el cual forma dunas subacuáticas en el sedimento que se desarrollan en forma de artesa o entrecruzamiento plano a medida que se acumula la arena. Y otro flujo más lento que ejerce arriba en el banco interior, se forman ondas en la arena más fina, lo que produce una laminación cruzada.

Los depósitos de llanura de inundación (Flood Plain) se establecen en la curva exterior de un bucle de meandro que es principalmente de sedimento fangoso. Estos depósitos se forman cuando la descarga excede la capacidad del canal, el agua fluye sobre las orillas y hacia la llanura aluvial donde se produce la depositación de la ribera o la llanura de inundación.

Los depósitos de desborde (Crevasse Splay) son generados con el tiempo, donde el nivel del fondo del canal puede elevarse debido a la sedimentación y el nivel del agua en el flujo de banco lleno se vuelve más alto que el nivel de la llanura aluvial. Cuando se rompe el nivel, el agua cargada de sedimentos se lleva a la llanura aluvial para crear una grieta abierta, generando un cono bajo de sedimento formado por el agua que fluye a través de la brecha en el banco y hacia la llanura aluvial (O'Brien y Wells, 1986 como se cita en Nichols, 2009).

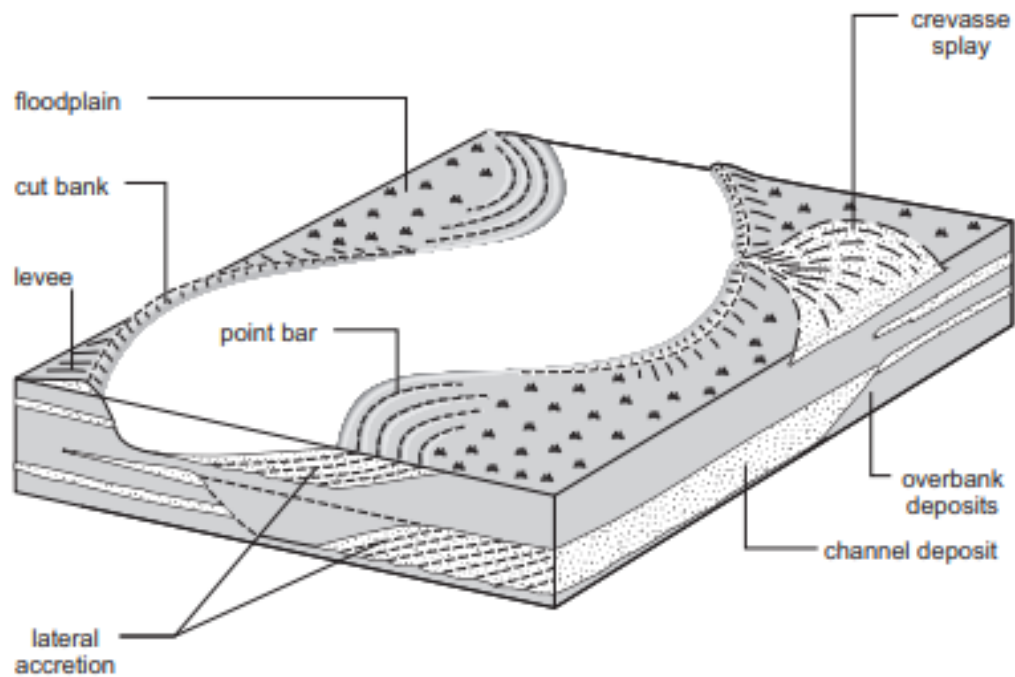
La brecha en el dique para que se pueda formar el Crevasse Splay no ocurre instantáneamente, sino como un conducto que se profundiza y ensancha gradualmente para que el agua pase a la llanura de inundación. Inicialmente, solo pasa una pequeña cantidad de agua y

sedimentos, pero el volumen de agua y el tamaño de grano de los detritos transportados aumentan hasta que la brecha alcanza su tamaño completo. Por lo tanto, los depósitos de expansión de grietas se caracterizan por un engrosamiento ascendente inicial del tamaño de las partículas de sedimento. Son típicamente lenticulares en tres dimensiones. Los canales dentro de los ensanchamientos de grietas pueden convertirse en nuevos canales fluviales y llevar progresivamente más agua hasta que ocurra la avulsión (Nichols, 2009).

En la Figura 4 se observa que la depositación ocurre en la barra de punta (Point Bar) en el lado interior de una curva, mientras que la erosión ocurre en el banco de corte opuesto. Los diques se forman cuando las aguas de la inundación depositan rápidamente sedimentos cerca de la orilla y se crean grietas (Crevasse Splays) cuando se rompe el dique.

Figura 4.

Principales rasgos morfológicos de un río meándrico



Nota: Tomado de *Main morphological features of a meandering river*, por Nichols, G.,

2009

3.5 Información de Núcleos de Perforación

Esta información suministrada por SierraCol Energy es de gran utilidad puesto que ayuda a verificar junto a la bibliografía las distintas características de la zona tales como el ambiente general de depositación fluvial, perteneciente a un río meandriforme muy sinuoso y la dirección de flujo que este tiene. Tyler y Tyler (2018) describen que la mayoría de los intervalos que componen los reservorios de Arena B fueron depositados en un sistema fluvial meandriforme de carga mixta por ríos que generalmente fluyen de sur a norte por el valle del Magdalena. Al ser un

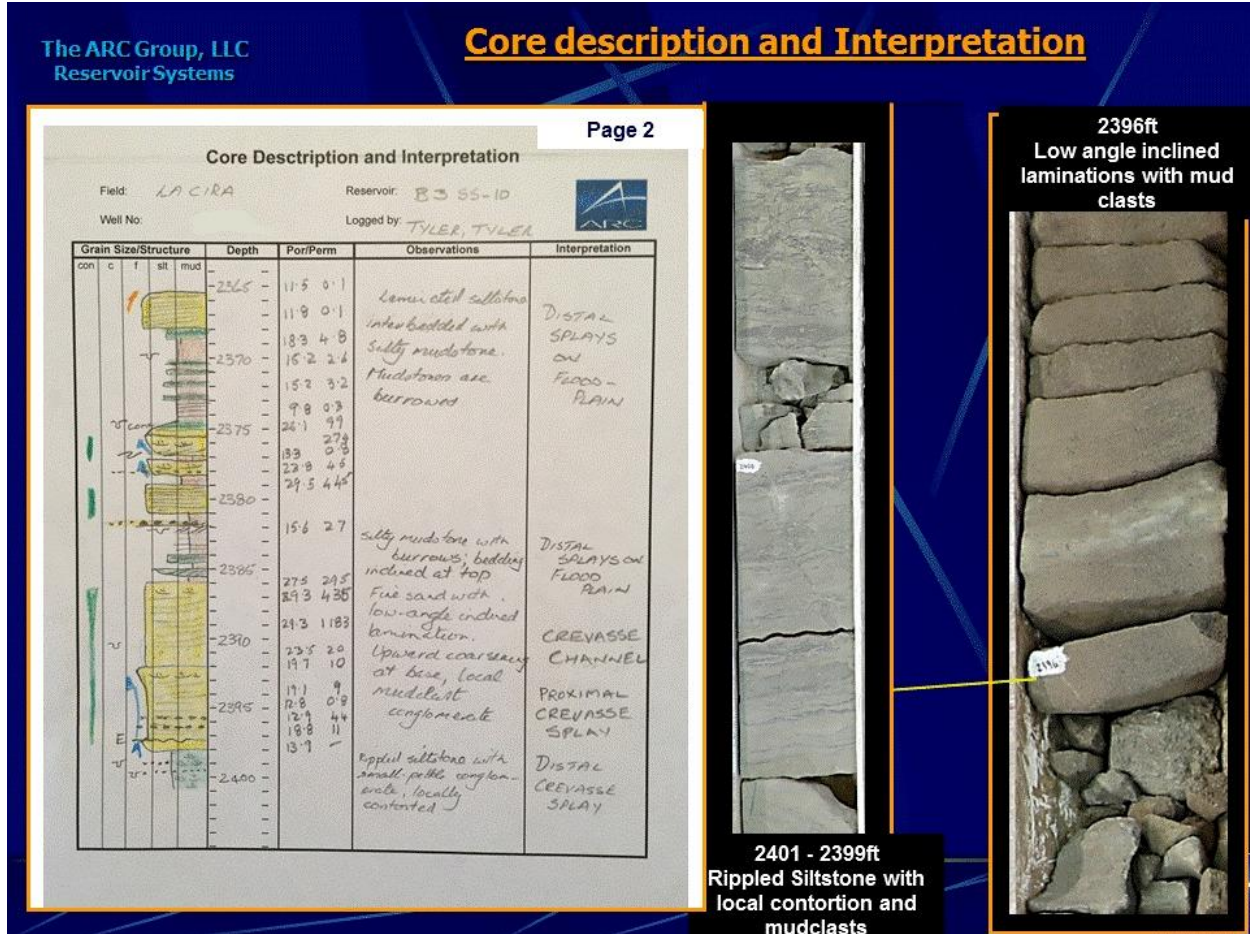
sistema meandriforme, los canales pueden tener una tendencia localmente hacia el este o hacia el oeste, pero la dirección general del transporte fue hacia el norte.

Adicionalmente se confirman las facies que se logran identificar en este proyecto debido al análisis de los diferentes muestreos de núcleos de perforación como se observa en las Figuras 5, 6, 7 y 8 dispuestas más adelante, estos muestran más a detalle las diferentes facies que se pueden encontrar en este tipo de ambiente fluvial como son central Channel, Crevasse Channel, Distal Splays y Poorly Drained Flood Plain que se evidencia frecuentemente. También de esta información se logra sacar un aproximado de un promedio de espesores de las facies de depósitos los cuales son necesarios en la realización de un mapa de paleodepositación del flujo de arenas el cual se desarrolla en el capítulo 4.2.5.2; en este estudio se tienen en cuenta tres tipos de depósitos principales los cuales son Crevasse Splays, Point Bar y Flood Plain.

Tyler y Tyler (2018) describen e interpretan núcleos del reservorio B3 Ss-10 donde se muestran las características sedimentológicas de las diferentes facies del campo La Cira - Infantas. Se observa un dibujo a mano y con fotografías representativas de limolita laminada ondulada y arenisca cruzada de ángulo bajo pertenecientes a la facie Crevasse splay Se extrajo el núcleo del pozo C-1882 donde se muestra que a la base contiene facies de expansión de grietas proximales y distales (Crevasse Splays) y depósitos de canales de grietas (Crevasse Channel) (Figura 5). En la parte superior del núcleo se evidencia una pequeña barra de punta (Point Bar) de 7 pies de espesor que está cubierta por una lutita lacustre de 20 pies de espesor que a su vez es infrayacente de un paleosuelo espeso y profundamente erosionado que se formó después del abandono del lago (Figura 6).

Figura 5.

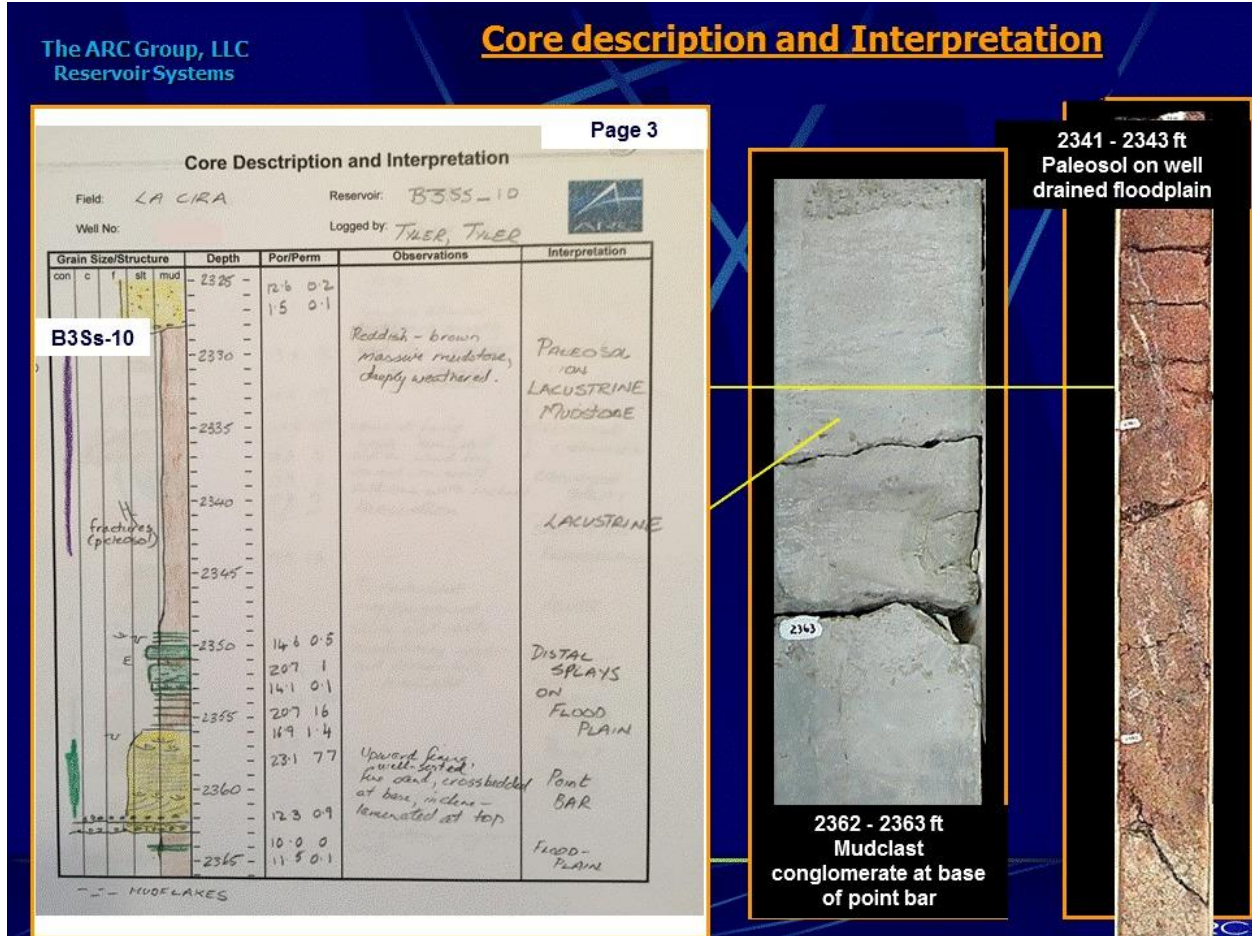
Núcleo dibujado a mano de las facies del canal de B3 Ss-10



Nota: Tomado de Hand drawn core description and interpretation of crevasse splay and channel facies of B3 Ss-10 with representative photos of ripple laminated siltstone and low angle crossbedded sandstone. Por Tyler, N., 2018

Figura 6.

Paleosuelo grueso que recubre una pequeña barra puntiaguda cruzada en B3 Ss-10

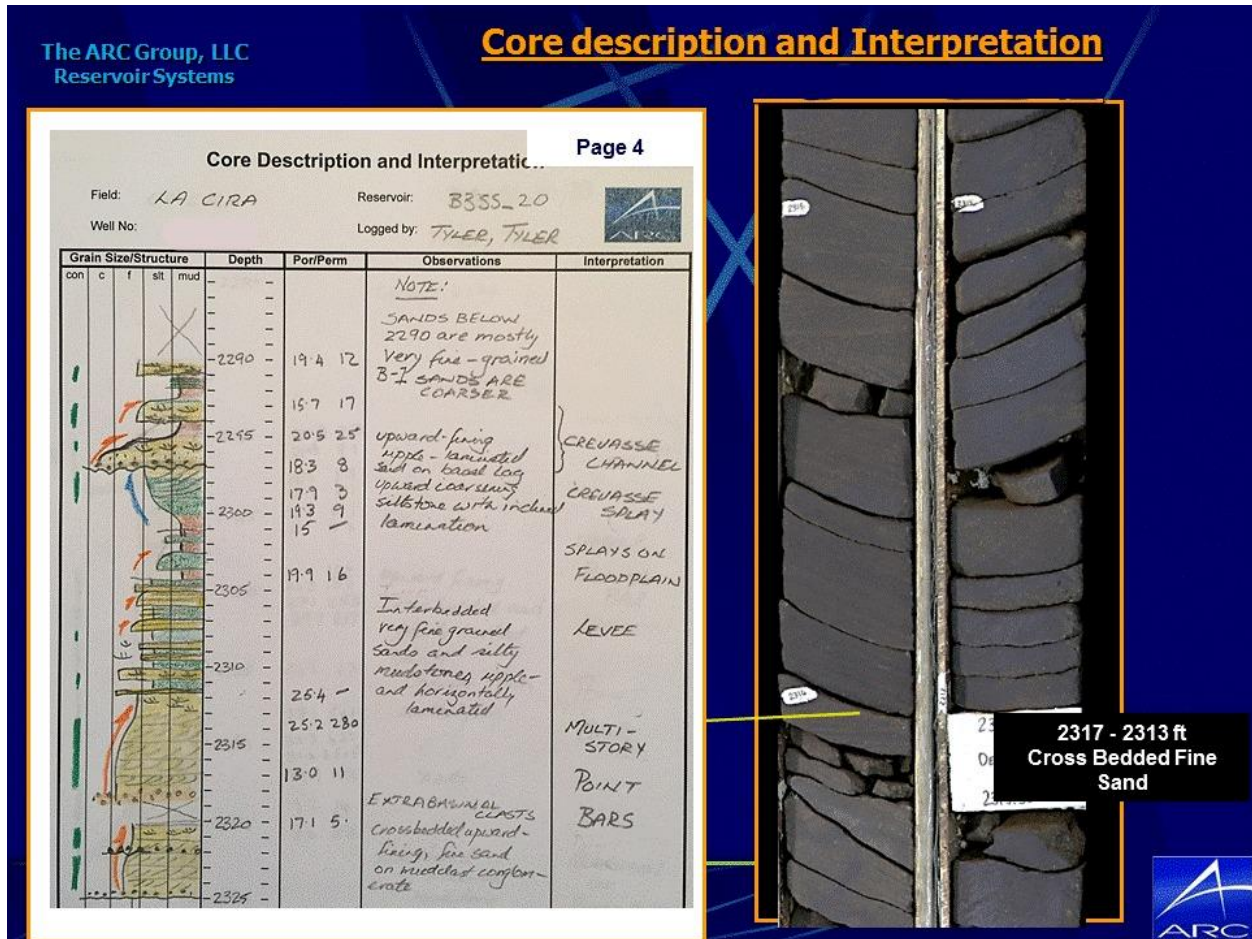


Nota: Tomado de Thick paleosol overlying a small crossbedded point bar in B3 Ss-10. Por

Tyler, N., 2018

Figura 7.

Facies de Point bar, levee, Splays on Floodplain, Crevasse Splay y Crevasse Channel del yacimiento B3 Ss-20 rico en arena

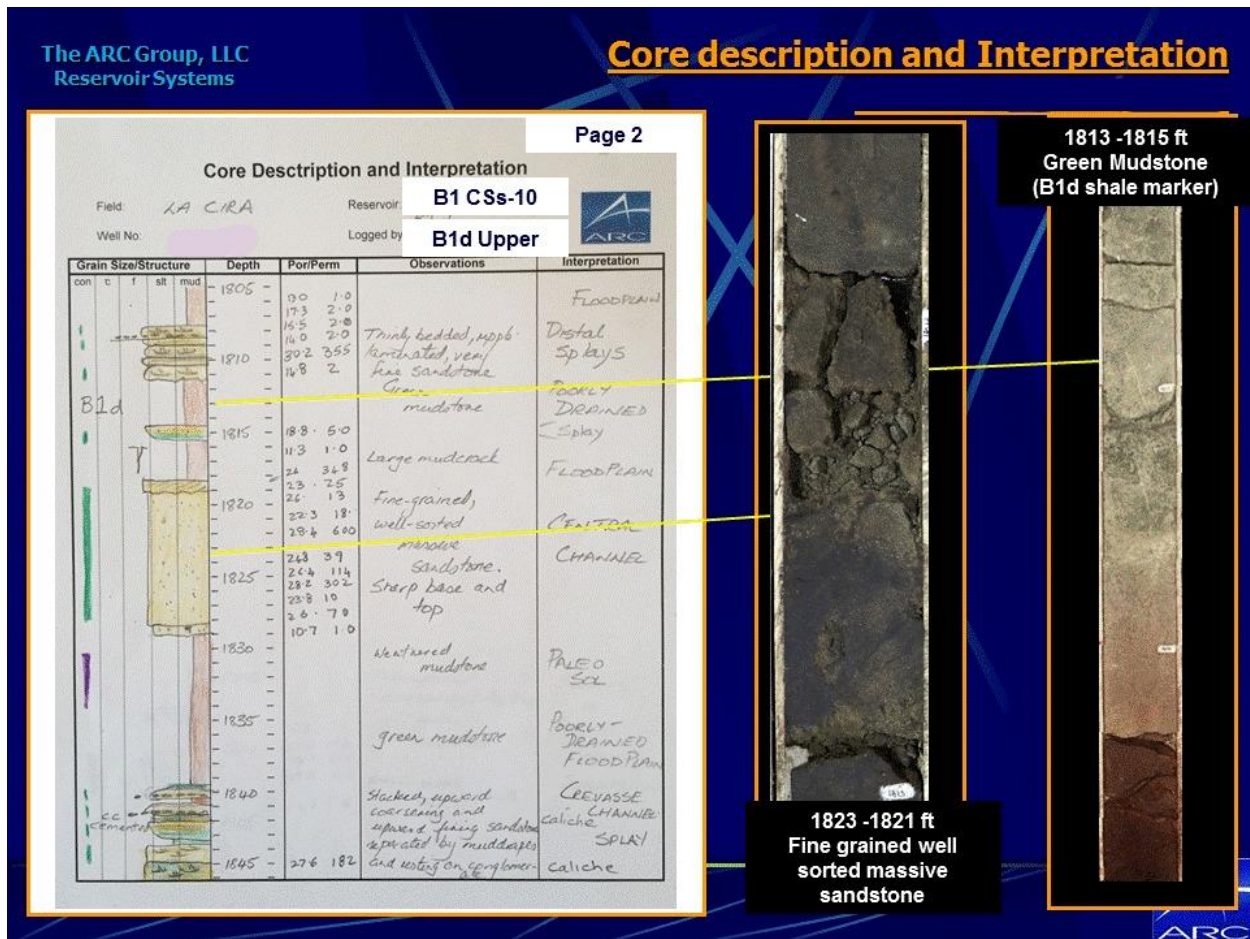


Nota: Tomado de Point bar, levee and splay facies of the sand-rich B3 Ss-20 reservoir..

Por Tyler, N., 2018

Figura 8.

Facies en el reservorio B1 CSs-10: Caliche, Crevasse Channel, Poorly Drained Floodplain, Paleo Soil, Central Channel, Floodplain, Crevasse Splay y Distal Splays.



Nota: Tomado de Massive, well-sorted and fine-grained sandstones with sharp bases and tops are interpreted as central channel facies. Por Tyler, N., 2018

3.6 Registros Eléctricos

Otro criterio que se debe considerar por la función que tiene en conjunto con los temas mencionados anteriormente y de igual manera, que ayuda a identificar y analizar las facies en relación con las electroformas obtenidas es el registro de rayos gamma (Gamma Ray).

Córdova, (2017) afirmó que:

El registro de rayos gamma se obtiene a partir de un equipo que se corre dentro del pozo, el cual mide la radioactividad natural de las formaciones, siendo útil para detectar el volumen de minerales como torio, potasio y uranio. El registro de rayos gamma indica la presencia de arcilla, ya que la mayoría de los materiales que emiten rayos gamma están contenidas en lutitas y acillas. Las rocas con bajo contenido de arcilla presentan un bajo nivel de emisión de rayos gamma. (Silva, 2009), (p18).

Fonseca (2022) describe el análisis de las electroformas como una técnica que permite identificar facies de depositación en cada pozo para lograr una cartografía de cuerpos rocosos que sirva, para interpretar las rocas reservorio y su comportamiento a nivel sedimentológico a partir de la relación entre los registros de pozo y los núcleos de perforación.

En la Figura 9 se puede observar las facies Point Bar, asociada a canales sedimentarios de acreción lateral, Crevasse Splay, como el desborde del canal y Flood Plain como la llanura de inundación, estas son determinadas a partir de los núcleos de perforación y las respectivas electroformas observadas en el registro Gamma Ray dentro del pozo.

Figura 9.

Electroformas y facies de depositación identificados usando el registro Gamma Ray



Nota: Tomado de Electroformas y subambientes de depositación identificados en la formación carbonera usando el registro GR, Fonseca, C., 2022.

Para este proyecto se hace uso solamente de tres electroformas, la granodecreciente relacionado a acrecion latelar o Point bar, la granocreciente asociada a depósitos de desborde o Crevasse splays y finalmente la electroforma aserrada que identifica depósitos de margen de canal o Flood plain.

3.7 Paleocorrientes

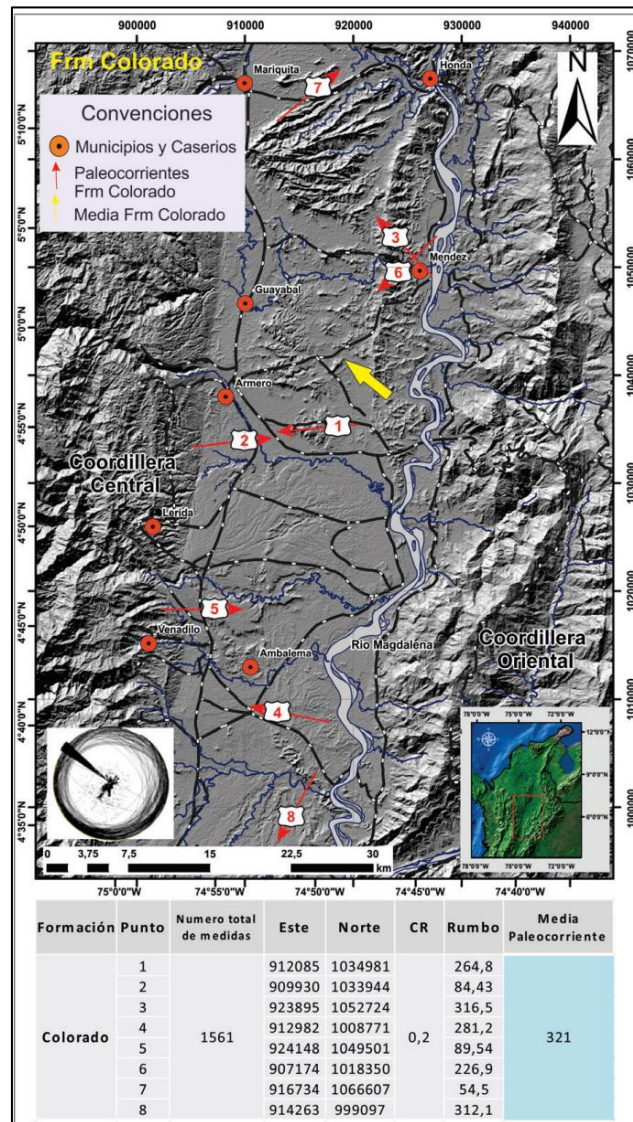
Es un elemento primordial que se necesita para la fase de modelamiento del proyecto donde permite realizar modelos tridimensionales de facies asociados a los datos que brindan las paleocorrientes. Nichols, 2009 menciona que un indicador de Paleocorrientes es evidencia de la dirección del flujo en el momento en que se depositó el sedimento, y también puede denominarse paleoflujo. Estos datos se utilizan junto con análisis de facies y estudios de procedencia para realizar reconstrucciones paleogeográficas. Los datos se recopilan de forma rutinaria cuando se realiza un registro sedimentario, pero también se pueden recopilar datos de paleocorrientes

adicionales de localidades que no han sido registradas para aumentar el tamaño del conjunto de datos.

Caballero, Rubiano, Clavijo y Sandoval, (2016) estudian la Formación Colorado (mioceno inferior) objeto de este estudio y allí evidencian unos resultados estadísticos de paleocorrientes obtenidos a partir de 1.561 datos de registros de dipmeter plasmados en un diagrama de rosetas, estos indican una forma polimodal con un valor de la media de 321° de azimut y una relación de consistencia de 0,2 (Figura 10).

Figura 10.

Mapa de paleocorrientes para la Formación Colorado a partir de los registros de dipmeter con resultados estadísticos



Nota: La imagen se crea a partir de resultados estadísticos como: formación, punto o estación, total de mediciones, coordenadas, relación de consistencia (CR), rumbo y media de paleocorriente. En rojo las flechas de paleocorrientes y en amarillo la media de estos datos. *Nota:* Tomado de “Mapa de paleocorrientes para la Formación Colorado a partir de los registros de

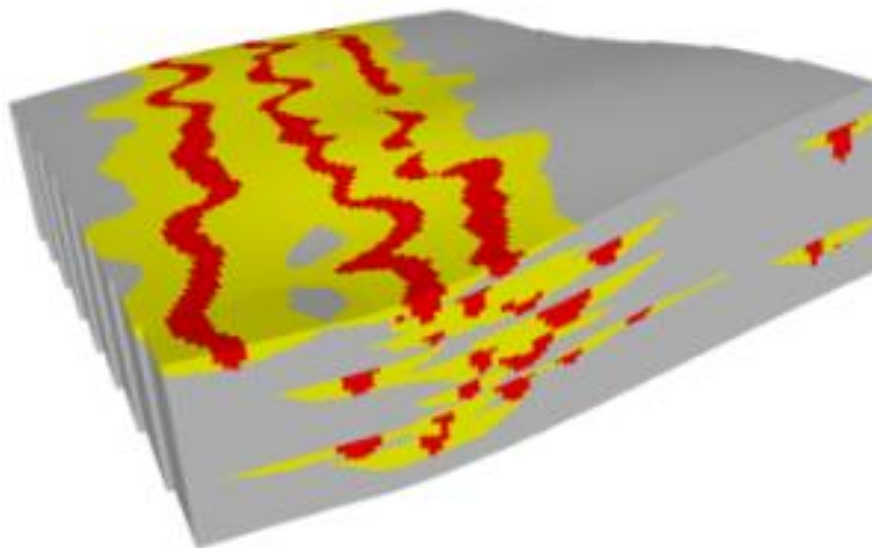
dipmeter con resultados estadísticos. (p81.), por Caballero, W. Rubiano, J. Clavijo, J. y Sandoval, J., 2016, *Boletín de Geología*, 38(1).

3.8 Modelo Geológico de Facies Tridimensional

Un modelo geológico tridimensional es la representación de elementos geológicos o características de un yacimiento. Esta, analiza la distribución espacial y temporal de las variables geológicas, las cuales, a través de bases de datos, alimentan a un software que posteriormente genera el modelo (Muñoz, s.f). El objetivo de crear un modelo es maximizar el valor del yacimiento permitiendo el manejo de grandes cantidades de datos, relaciones directas entre la geología y la simulación de flujo, probar y visualizar múltiples interpretaciones geológicas y evaluar la incertidumbre del depósito de interés. (Schlumberger 2017).

Figura 11.

Ejemplo del modelo de facies 3D

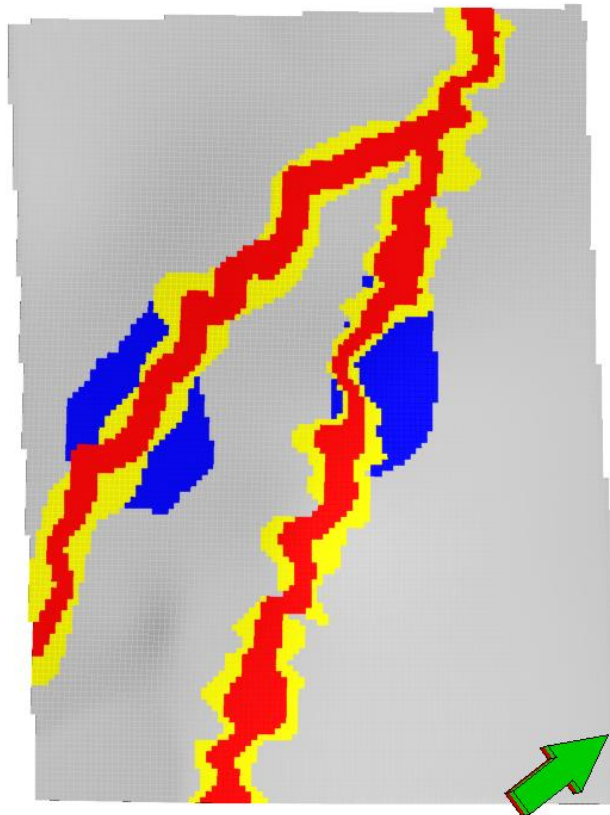


Nota: Tomado de Stochastic facies modeling, Schlumberger, 2017.

Existe un flujo de trabajo de modelado de propiedades que consiste en asignar un valor a cada celda de la cuadrícula 3D con datos discretos o continuos. Para la unidad de interés se establece el uso de un modelado de facies que permita distribuir datos discretos como facies. En el software Petrel, se realiza a partir de métodos estocásticos y deterministas o estimación e interpolación respectivamente (Schlumberger, 2017).

Figura 12.

Ejemplo de los canales definidos por el modelamiento de facies



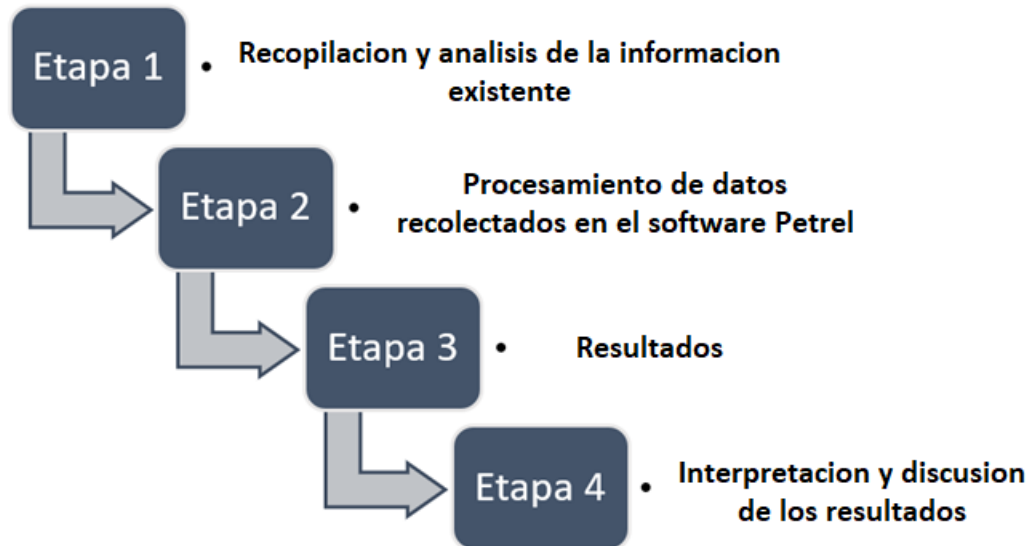
Nota: Tomado de Object Facies Modeling Overview, Schlumberger, 2017.

4. Metodología y Desarrollo

Para la realización del proyecto de investigación se dividen las actividades en 4 etapas principales como se observa en la siguiente figura:

Figura 13.

Metodología de la investigación



Nota: Elaborado por los autores

4.1 Recopilación y Análisis de la Información Existente.

El objetivo principal de esta primera fase consiste en reunir información bibliográfica correspondiente a la estratigrafía de la zona, facies de depositación y la delimitación del pozo tipo. Para esto se realiza una búsqueda en las plataformas de biblioteca de la UIS, artículos de revistas del boletín de Geología, documentos públicos e internos de Ecopetrol y SierraCol Energy, así como tesis publicadas en otras universidades y mapas de distintas capas del Servicio Geológico Colombiano; información que se describió en el **capítulo 3**.

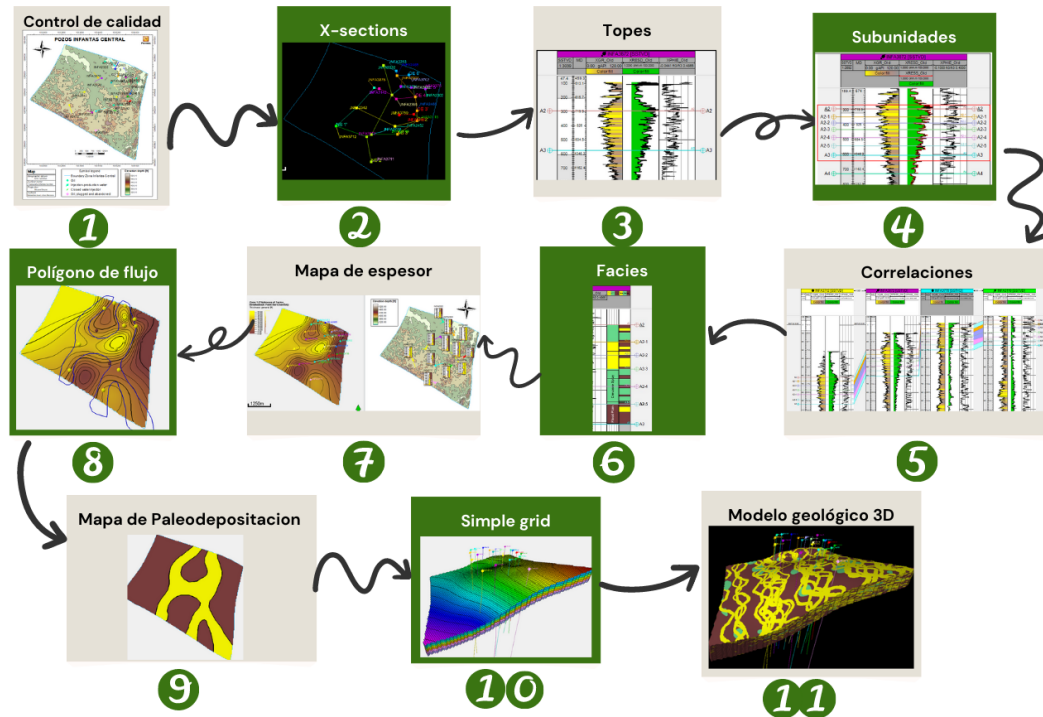
Así mismo fue necesaria la obtención de registros eléctricos de la Formación Colorado proporcionada por SierraCol Energy, cuyos datos emplean la base principal para la realización de la siguiente fase de la metodología.

4.2 Procesamiento de Datos Recolectados en el Software Petrel

A continuación, se presenta un diagrama que resume el procedimiento que se siguió para la realización del proyecto (Figura 14). Para iniciar la ejecución de la investigación, se parte desde la información petrofísica obtenida a partir de los registros eléctricos disponibles en los pozos, los cuales hacen parte de la base del proyecto. Inicialmente se realiza un control de calidad de los datos definiendo los pozos representativos en cada área del bloque de estudio los cuales no se ven afectados por el casing del pozo para la unidad de interés; con esto se definen topes de la unidad principal y permite subdividir en ciclos más detallados la sección a estudiar verificando que estos límites definidos sean correlacionables arealmente en los pozos. Posteriormente se identifican facies en los pozos, se crean mapas estructurales por cada subunidad, mapas de espesores de arenas, mapas de canales y finalmente un modelo de facies identificando la morfología de canales de la zona. Todo este análisis y operación de los datos se integran de forma tridimensional en el software Petrel, la licencia necesaria para poder utilizar este software fue otorgada por la empresa de servicios SIb anteriormente Schlumberger.

Figura 14.

Diagrama de flujo de procesamiento de datos en el software Petrel



Nota: Elaborado por los autores.

4.2.1 Información De Pozos.

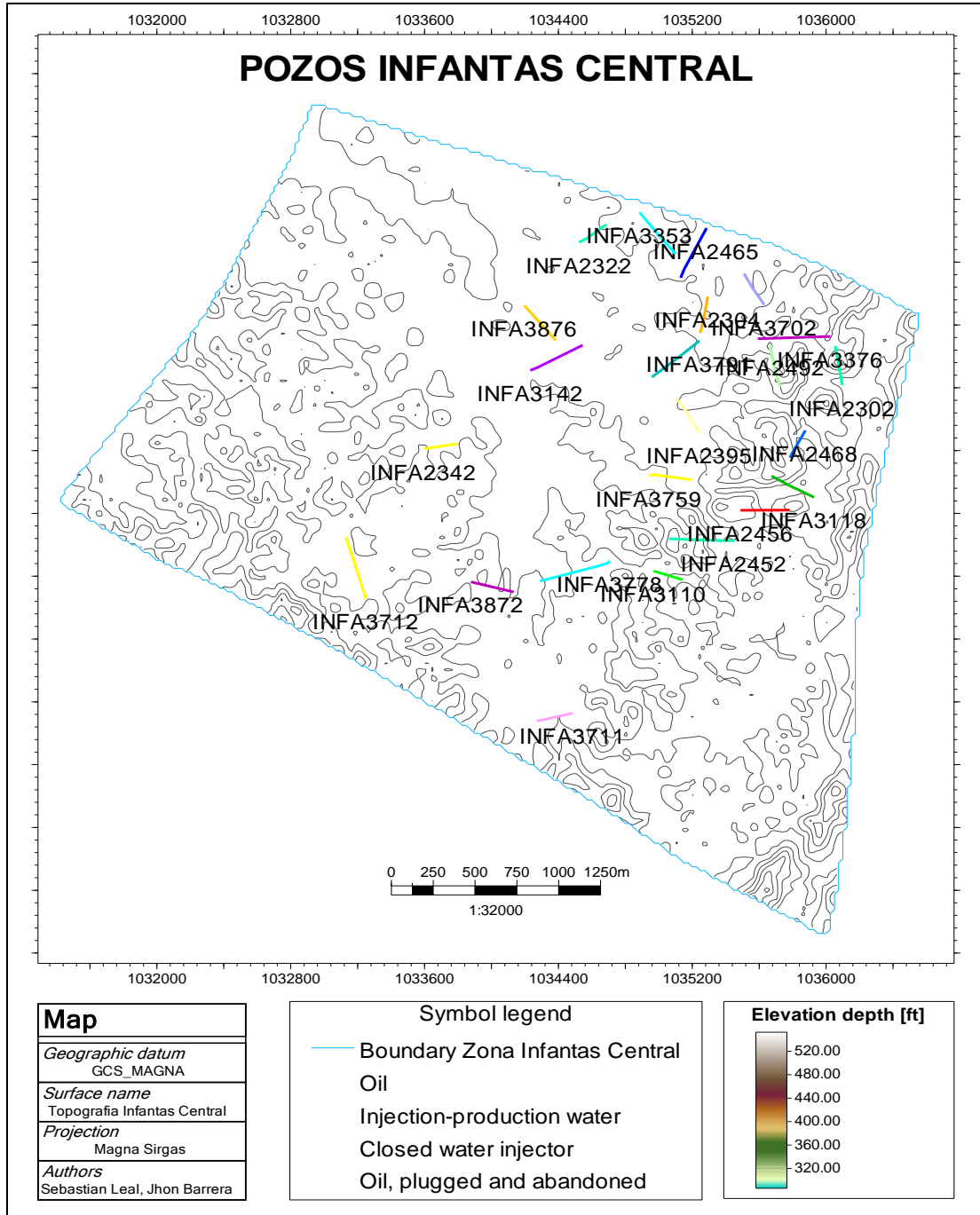
Para el desarrollo del proyecto se inicia con un proyecto base suministrado por SierraCol Energy, el cual contiene información de pozos, topes, fallas, mapas y los registros eléctricos en el bloque Infantas central.

Debido a la gran cantidad de información, se realiza un control de calidad de los datos, se revisa cuales tienen información en la zona a estudiar debido a que se encuentran pozos en los que no se alcanzaron a tomar datos de registros en la sección a examinar o que se encontraban por

fuera de esta sección, por lo cual se procede a eliminar/omitir estos datos que no resultan indispensables. En un principio se disponen de aproximadamente 159 pozos y al llevar a cabo el filtrado de la información se utiliza un total de 36 pozos para analizar (Figura 15) los cuales tienen variedad de registros eléctricos; para este estudio se emplean 3 registros principalmente que son: gamma ray (XGR_Old), resistivo (XRESO_Old) y porosidad (XPHIE_Old) como se observa en el pozo tipo en la Figura 17.

Figura 15.

Mapa de la ubicación de los pozos en la zona de estudio Infantas Central



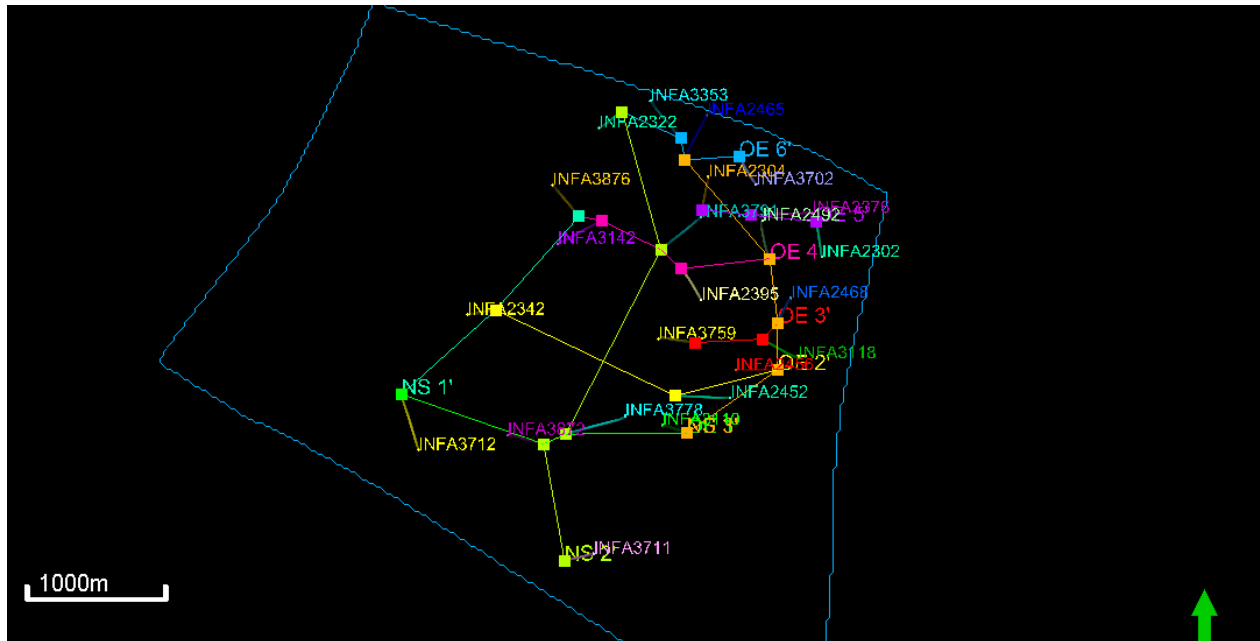
Nota: Elaborado por los autores

4.2.2 Definición de Límites Estratigráficos – Topes principales.

En esta sección se organizan y agrupan los pozos (X- Sections), con el fin de realizar correlaciones en sentidos NS, y OE que permitan un barrido espacial del bloque de forma ordenada, estas X-Sections (Figura 16) se elaboran principalmente para establecer una correlación entre los pozos e ir observando su continuidad.

Figura 16.

X-Sections establecidas para correlacionar



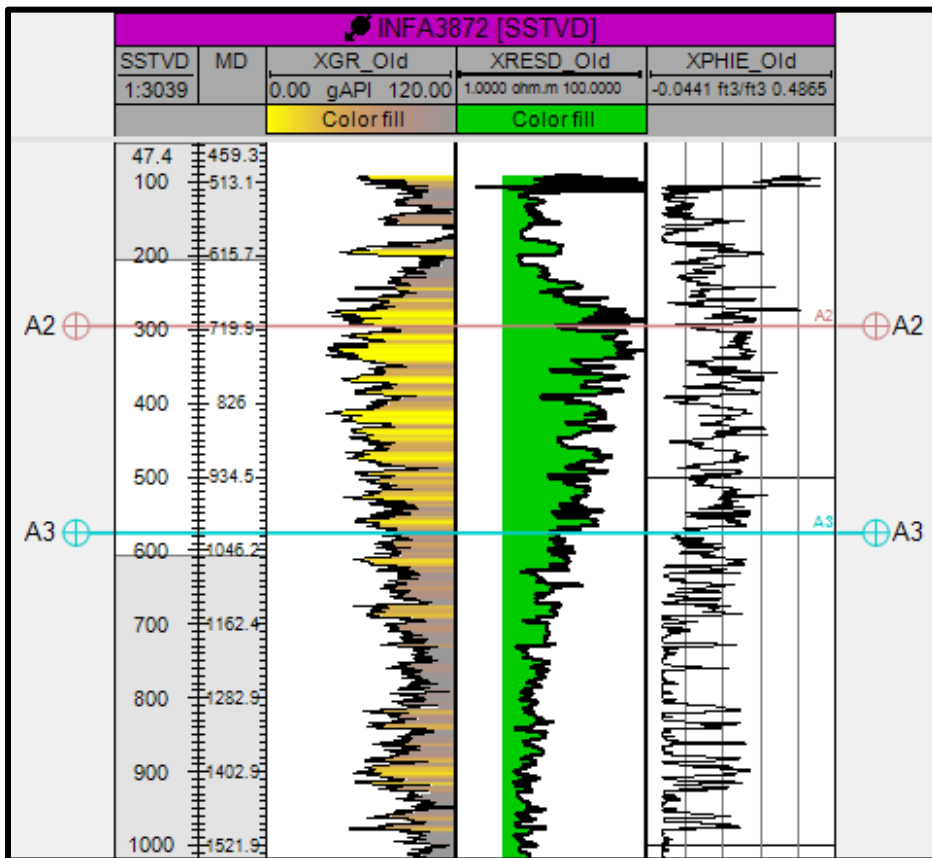
Nota: Elaborado por los autores

Para definir los topos principales con los que se trabaja se toma en consideración el análisis del registro Gamma Ray, donde valores altos de emisión indican presencia de arcilla y valores de emisión bajos representan arenas. Adicionalmente se tienen presentes otros registros como el resistivo y la porosidad. Se identifican dos eventos que definen el límite de la zona de estudio de

base a tope donde se evidencia un cambio de arenas a arcillas el cual se da cuando ocurre una inundación. Se designa un pozo tipo denominado INFA3872 (Figura 17) en el cual se delimitan los topes principales, estos topes se definen como A2 y A3 según la división operativa de SierraCol Energy corresponden a la sección a estudiar en este proyecto. Se realiza la revisión de cada uno de los pozos definidos en el estudio buscando una delimitación de la unidad a estudiar mediante la correlación de los topes principales, los cuales son posibles de seguir completamente en el bloque de estudio.

Figura 17.

Imagen del pozo tipo INFA3872 con topes definidos, generado en el software Petrel



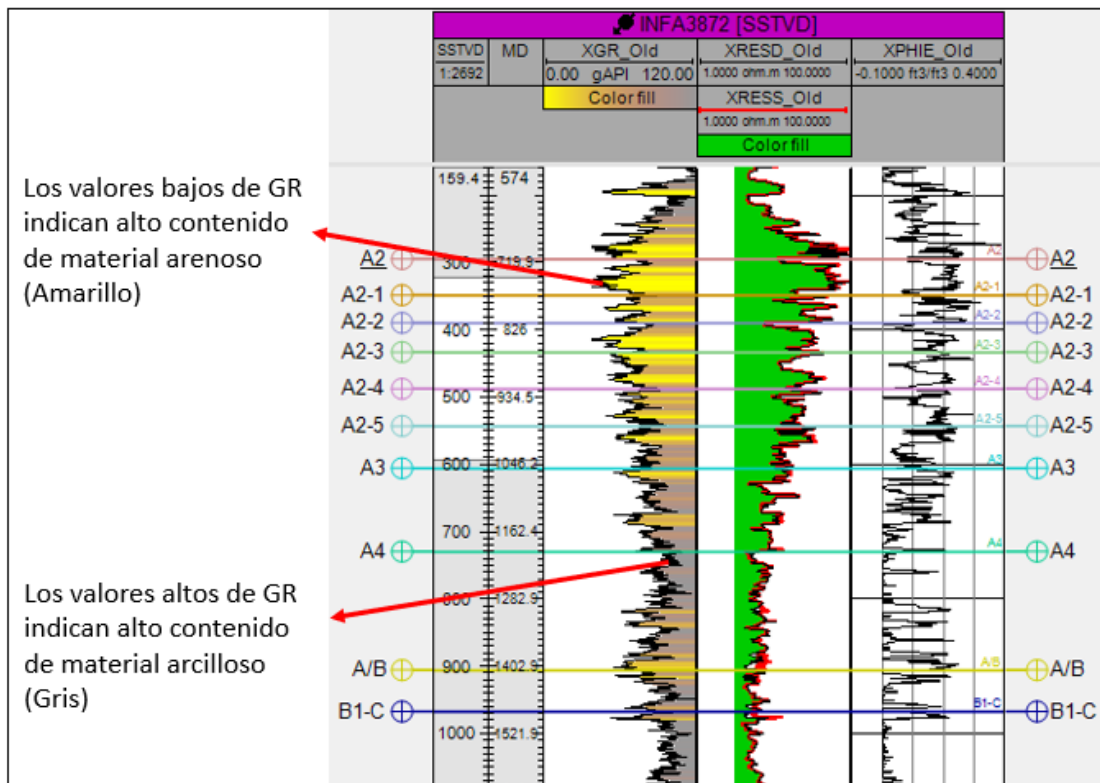
Nota. Elaborado por los autores.

4.2.3 Subdivisión de la Unidad de Interés – Subunidades.

Se realizan las respectivas correlaciones entre los pozos respecto a los límites establecidos y posteriormente se identifican 6 eventos principales de depositación. La clasificación de estas subunidades se hace utilizando el mismo método con los cuales se definen los topes principales, se observan cambios de eventos de depositación y de inundación, es decir, arenas y arcillas. Además de emplear el registro Gamma Ray, se utiliza la resistividad y la porosidad que ayuda también a reconocer y diferenciar entre arcillas y arenas separando así en 6 subunidades la sección comprendida entre los topes A2 y A3 (Figura 20).

Figura 18.

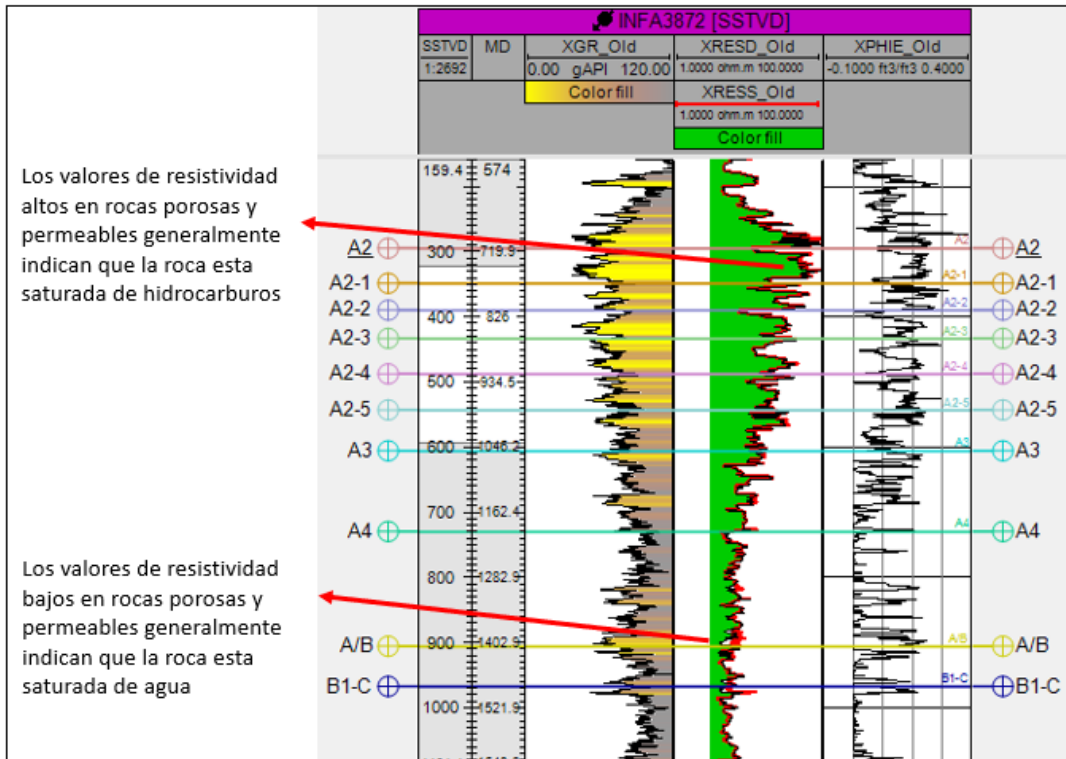
Definición de subunidades y análisis del registro Gamma ray



Nota: Elaborado por los autores

Figura 19.

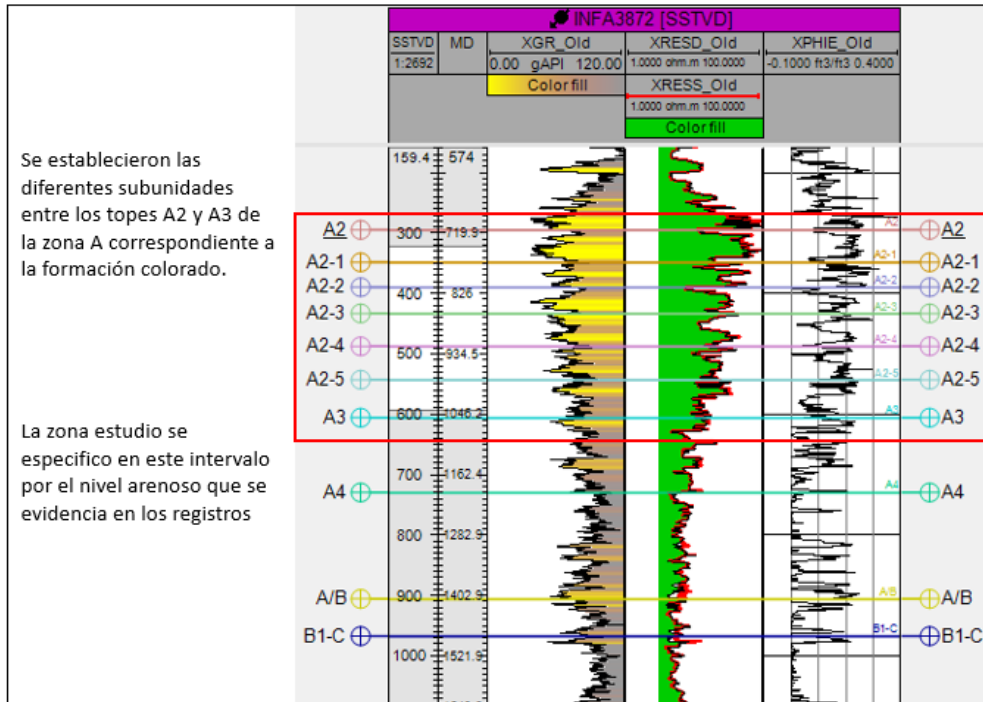
Definición de subunidades y análisis de los registros de Resistividad



Nota: Elaborado por los autores.

Figura 20.

Imagen del pozo tipo INFA3872 con subtopes definidos, generado en el software Petrel



Nota: Elaborado por los autores.

4.2.4 Registro Discreto de Dacies.

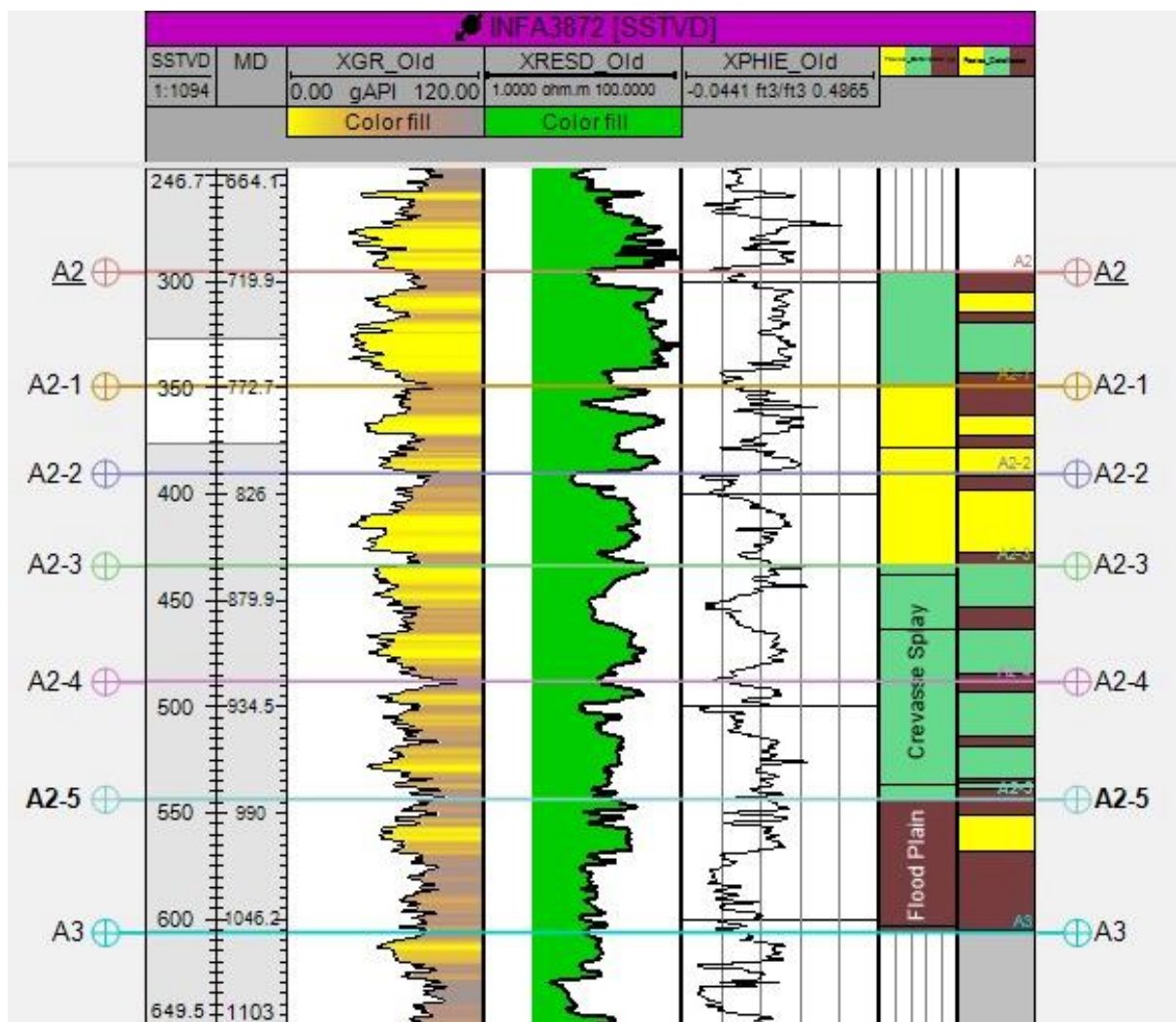
Una vez determinada la distribución de las subunidades en todos los pozos se establecen dos registros discretos para identificar facies de manera general y detallada, es decir, por eventos. El registro Gamma Ray permite reconocer las distintas facies presentes en la zona de estudio estableciendo la distribución de los granos y las electroformas que este genera y a su vez se catalogan en base a la clasificación dada por Fonseca (2022).

Se aplica el mismo criterio, donde al encontrar la forma grano decreciente de base a tope se clasifica como Point Bar, si está grano creciente de base a tope se clasifica como Crevasse

Splays y finalmente si se encuentra de manera irregular en forma de dientes aserrados se clasifica como Flood Plain. En la Figura 21 se enseñan los dos registros discretos catalogados por las tres facies anteriormente descritas las cuales son indispensables posteriormente para la elaboración de mapas de paleodepositación.

Figura 21.

Registros discretos de facies general y detallada en pozo tipo INFA3872



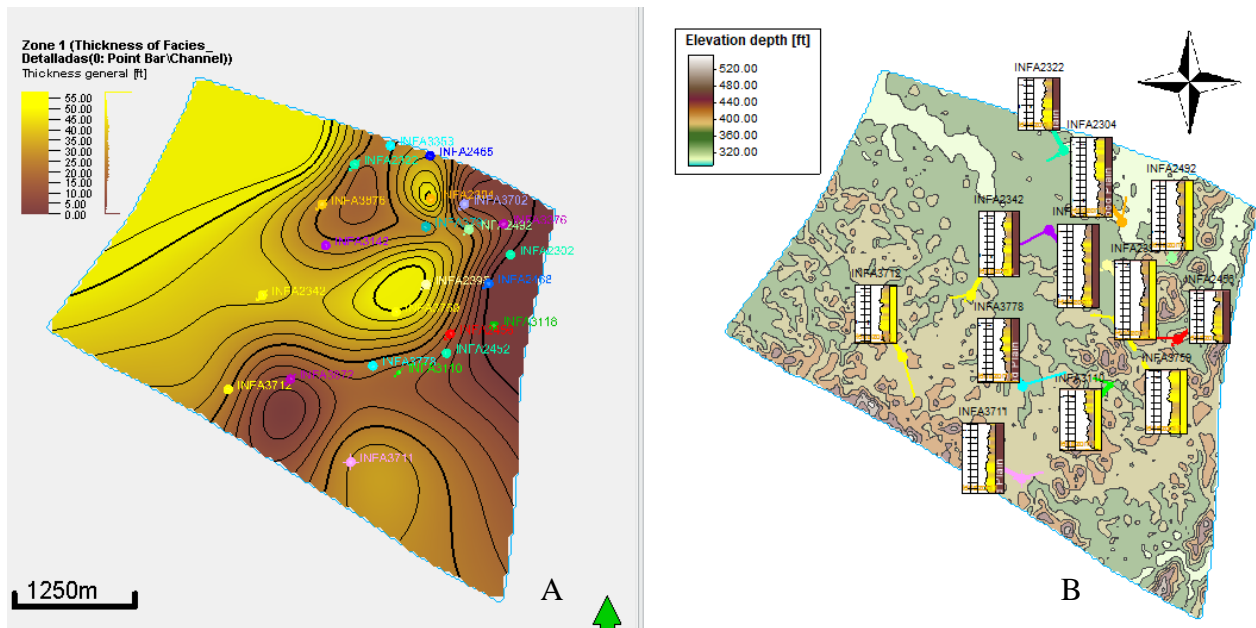
Nota: Elaborado por los autores.

4.2.5 Modelos de Mapas

4.2.5.1 Mapas de Espesor de Arenas. Generando un atributo de espesores de arena a las zonas de estudio, se crean puntos de datos de espesores que son utilizados para crear mapas que representen el grosor (Figura 22A) de la facie catalogada como Point Bar.

Figura 22.

Mapas de espesor de la unidad 1(A). Log signature de la unidad 1 (B)



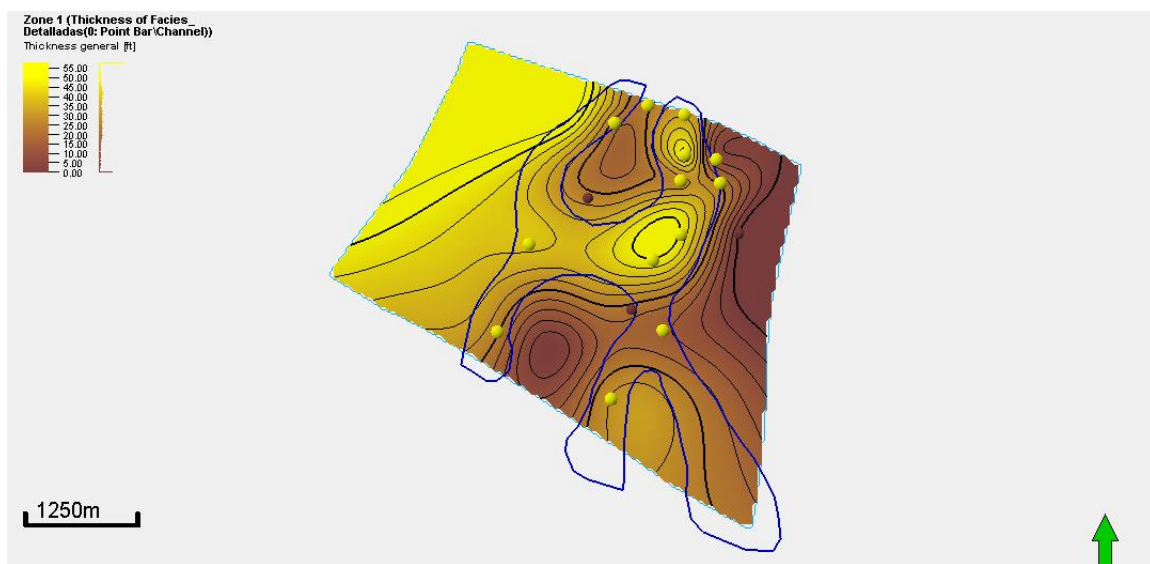
Nota: Elaborado por los autores.

Se utiliza un mapa que muestre la ubicación de los pozos con su respectivo registro Gamma Ray y facie (log signature) por zona (Figura 22b), para generar puntos que muestren la facie asociada a la ubicación de cada pozo. Este dato se emplea para crear un polígono que defina la continuidad de las arenas teniendo en cuenta el espesor de cada unidad (Figura 23). Esta

metodología se aplica para las 6 zonas con el propósito de generar un mapa de paleodepositación del flujo del canal por cada una y así posteriormente utilizarlos para elaborar mapas de probabilidad.

Figura 23.

Polígono base para el mapa de paleodepositación del flujo de arenas para la unidad 1

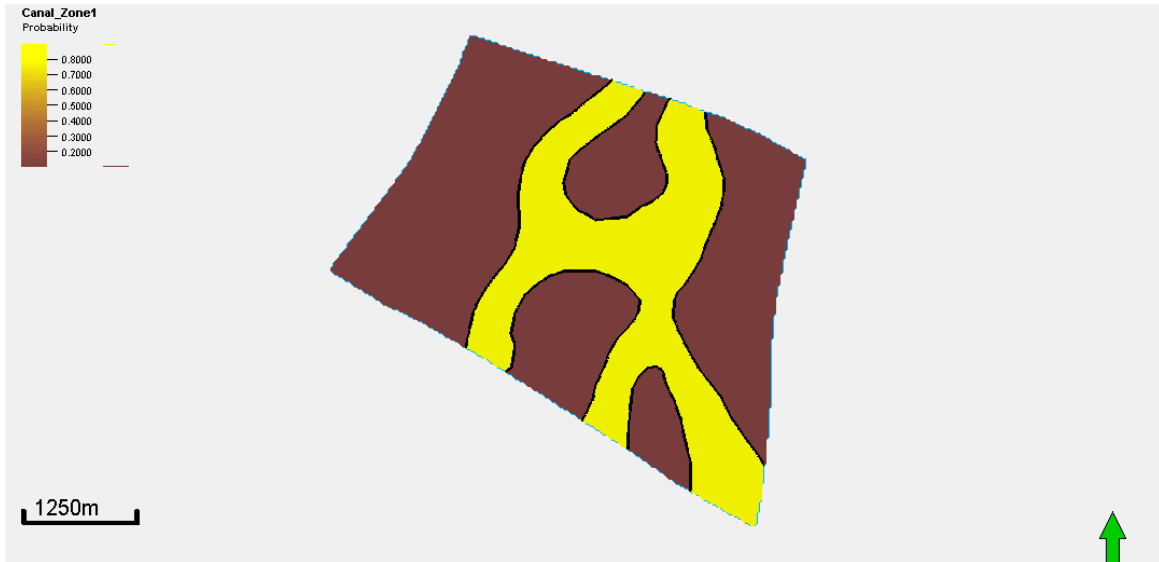


Nota: Elaborado por los autores.

4.2.5.2 Mapas de Paleodepositación del Flujo de Arenas. A partir del polígono y el mapa de espesores se genera un mapa de paleodepositación del flujo de arena (Figura 24) al que posteriormente se le atribuyen valores de probabilidad, usando un template con valores de 0 a 1 siendo 0 el valor menos probable y 1 el más probable, posteriormente se utilizan estos mapas para la generación de un modelo 3D.

Figura 24.

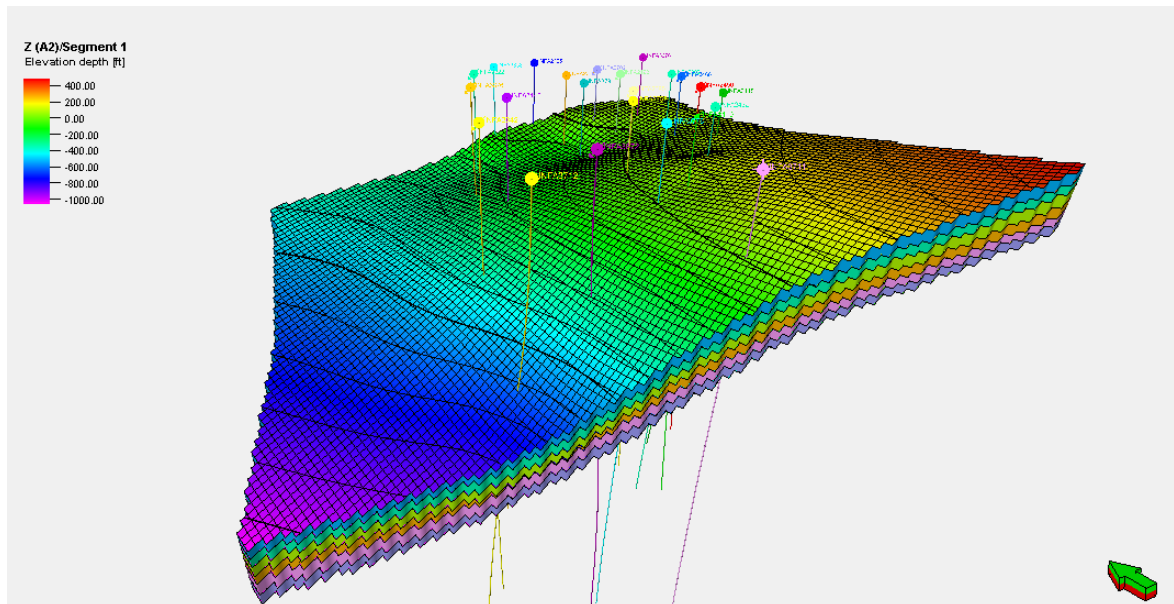
Mapa de paleodepositación del flujo de arenas para unidad 1



Nota: Elaborado por los autores.

4.2.6 Modelado de Facies.

Un modelo geológico 3D se crea con el fin de identificar la ubicación de los cuerpos arenosos lenticulares para la zona de estudio. Tomando como base el procesamiento de los datos y el mapa de paleodepositación del flujo de arenas que una vez aplicado a probabilidad, se utiliza para definir las posibilidades de la creación del flujo del canal.

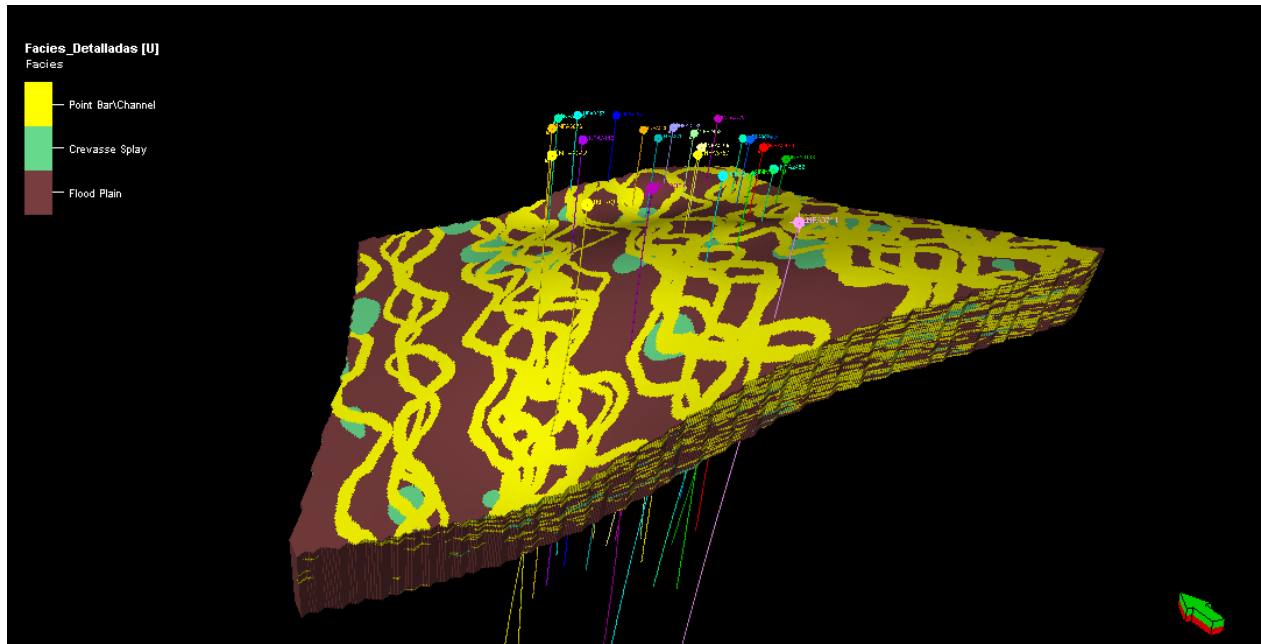
Figura 25*Estructura interna del modelo 3D*

Nota: Elaborado por los autores.

Se establece el modelo de facies para la generación del canal del flujo de arena y así mismo que integre la información obtenida a partir de los pozos respecto a la ubicación de las facies Crevasse Splay y Flood plain en el espacio por cada zona de estudio.

Figura 26.

Modelo geológico 3D con posible distribución de las facies Point Bar, Crevasse Splay y Flood Plain

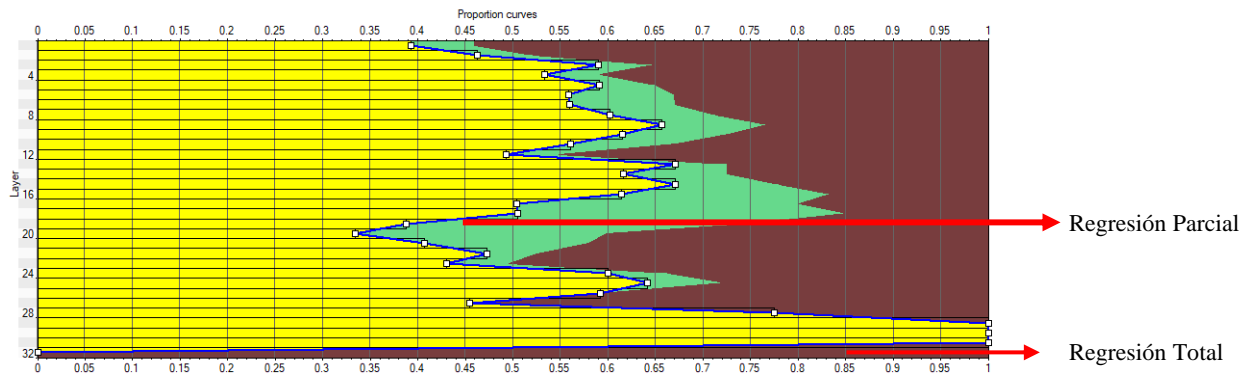


Nota: Elaborado por los autores.

4.2.6.1 Control de Calidad del Modelo. Se realiza un control de calidad para el modelo de facies y la definición de las zonas, con base en las curvas de proporción que muestran la separación de los eventos más significativos para la unidad de interés, siendo estas regresiones totales en cada una de las zonas establecidas.

Figura 27.

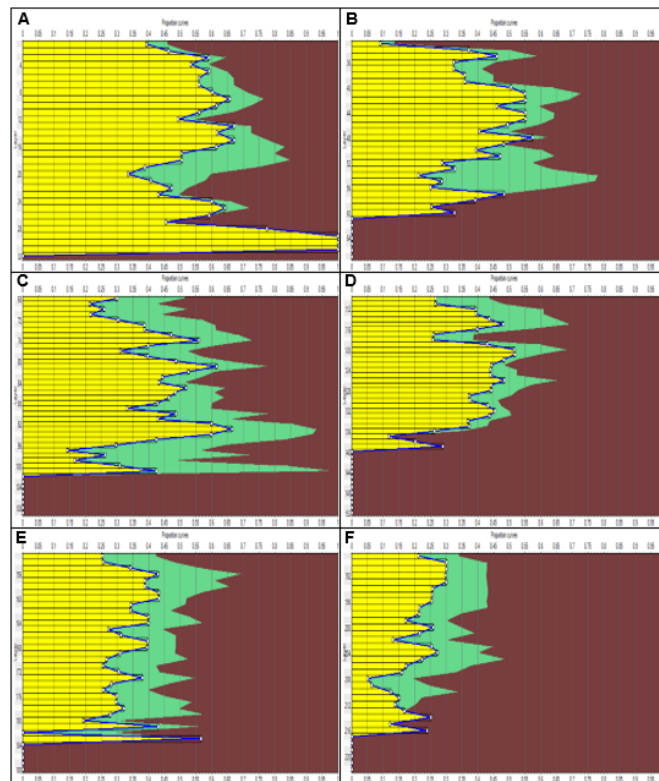
Curva de proporción para la zona 1



Nota: Elaborado por los autores.

Figura 28.

Curva de proporción para la unidad de interés



Nota: Elaborado por los autores.

Se lleva a cabo la generación de mapas de espesores a partir del modelo de facies para hacer un control de calidad en el modelo y verificar que se haya ajustado a los parámetros definidos por el mapa de probabilidad antes del modelamiento.

4.3 Resultados

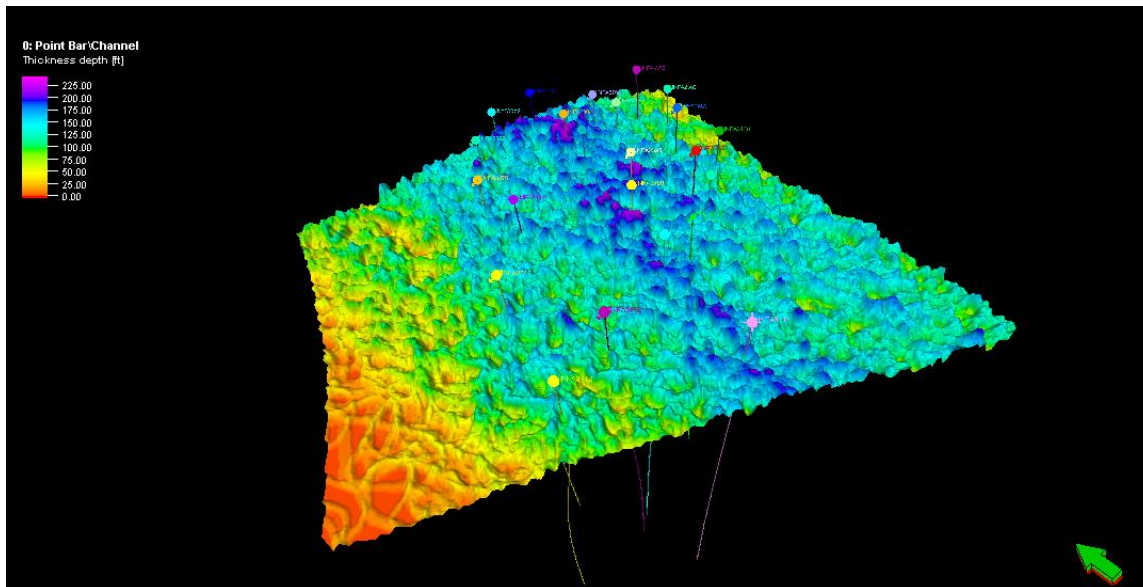
4.3.1 Mapas Promedio de Espesor y Proporción de Arenas.

Se observa que la mayor proporción de acumulación de arenas que nos representa el modelo en la zona de estudio se encuentra en la parte central aumentando su proporción en dirección SO. Relacionado con el control estructural que está dado por las principales fallas de la zona que limitan o definen el campo La Cira – Infantas.

Estas fallas a su vez evidencian a la parte Este de la zona de estudio, un levantamiento que se asocia a la estructura del Sistema de Fallas de Infantas que buza al Este entre los ángulos 40° y 70° (Armenta y Niño, 2018) como se puede observar en la Figura 30.

Figura 29.

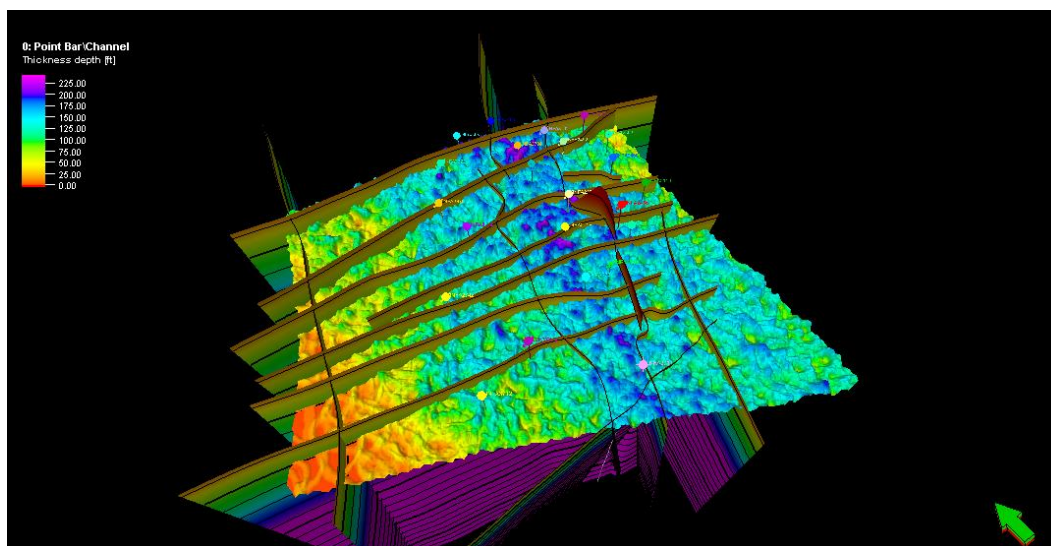
Mapa promedio de espesor y proporción de arenas generado a partir del modelo



Nota: Elaborado por los autores.

Figura 30.

Control estructural definido por el Sistema de Fallas de Infantas

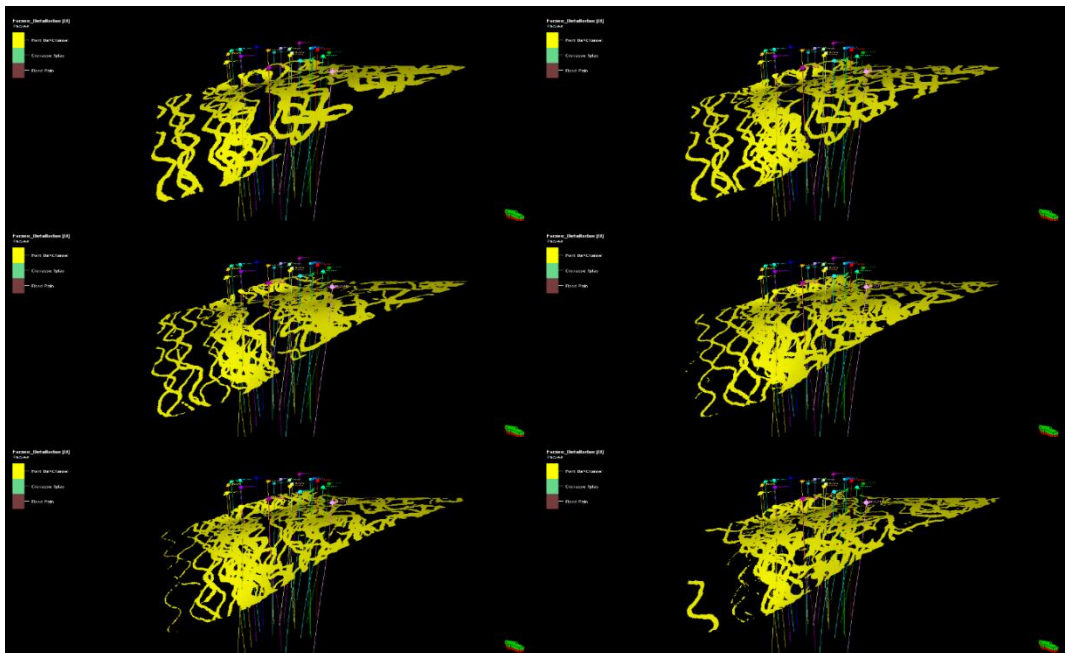


Nota: Elaborado por los autores.

Se puede evidenciar como la depositación del canal fue aumentando al desplazarse del tope (A) hacia la base (F) en la figura 31, y posteriormente al centro de la unidad disminuyendo su proporción desde el tope (A) hacia la base (F) en la figura 32, demostrando así que la energía de la sedimentación es más fuerte en el centro de la unidad generando una estratificación lenticular con lentes conectados y amalgamamiento de los canales (Ramon y Cross, 1997), mientras al desplazarse al tope y la base, se ve como disminuye la proporción de arenas y se observa como los canales empiezan a aislarse.

Figura 31.

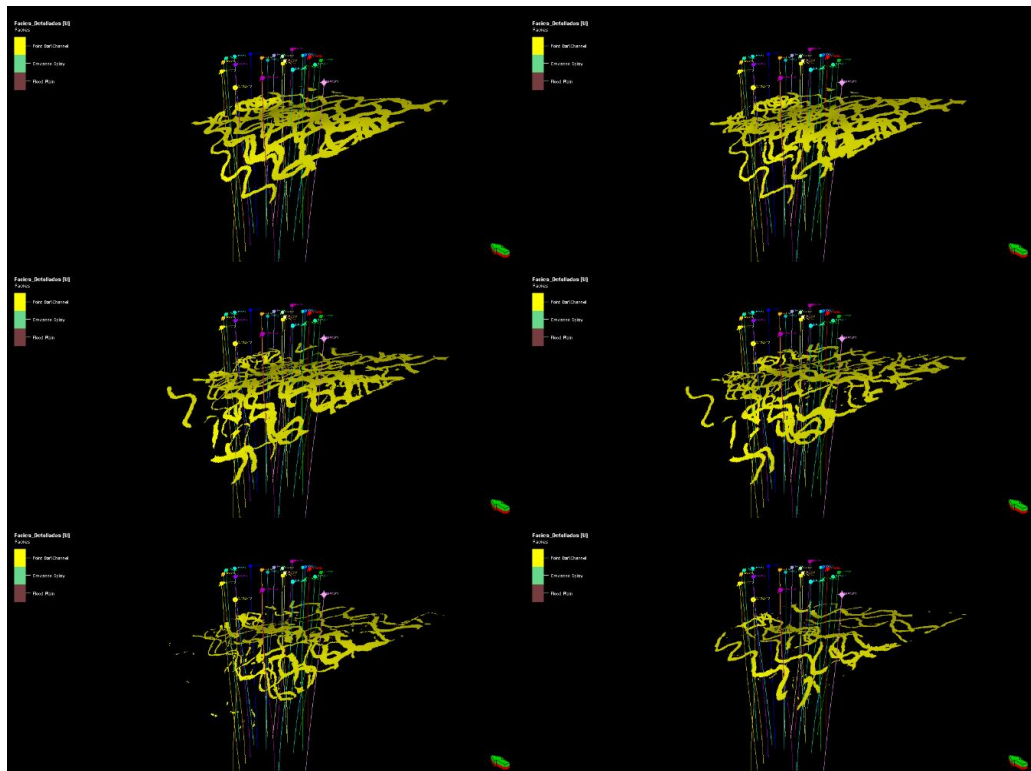
Desplazamiento vertical por capas de 2ft en el Modelo de facies para la zona 1



Nota: Elaborado por los autores.

Figura 32.

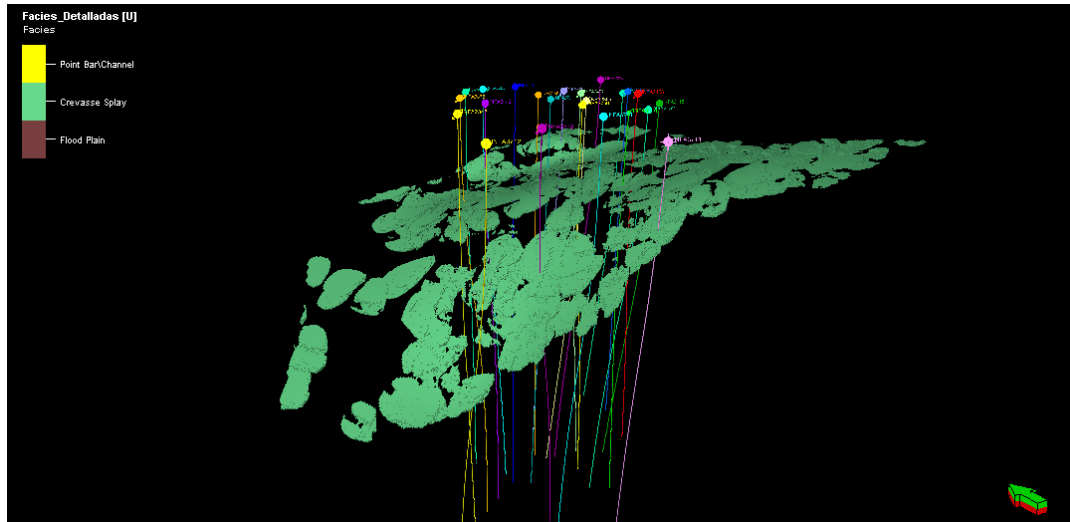
Desplazamiento vertical por capas de 2ft en el Modelo de facies para la zona 6



Nota: Elaborado por los autores.

Figura 33.

Distribución de la facie Crevasse Splay en la zona 1



Nota: Elaborado por los autores.

4.4 Interpretación y discusión de los resultados

4.4.1 Interpretación de las correlaciones a partir de los registros combinados

Con base en los registros de Gamma Ray, Porosidades y Resistividades de corto y largo alcance para los pozos de la X-Section OE1, como se observa en la figura 35, se determinan las mejores zonas para la prospección de hidrocarburos a partir del pozo tipo INFA 3872 bajo los parámetros de que las rocas con granos más gruesos (arenas), más porosas y con altas resistividades representan una roca saturada en hidrocarburos y por consiguiente una zona con mayor prospección del mismo material.

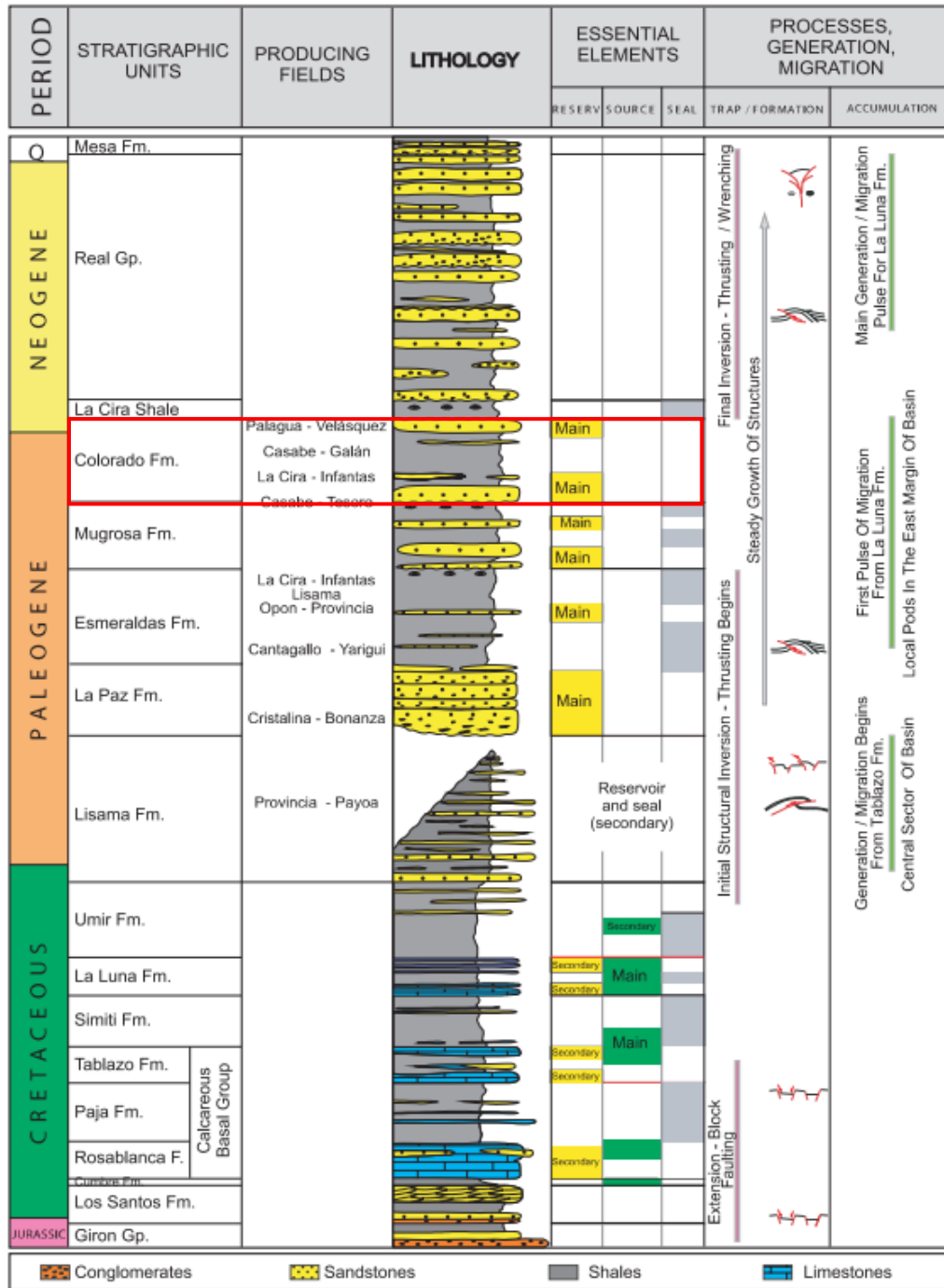
Se puede observar en la Figura 35, como los cuerpos arenosos reservorio de hidrocarburos del intervalo a estudiar disminuyen de manera progresiva a medida que se desplaza hacia superficie mientras que a la base de la unidad se representan las rocas de grano más fino como lutitas o shales que no representan ser buen prospecto para reservorio de hidrocarburos.

Se puede definir una secuencia cíclica de intercalaciones de roca con alta y baja porosidad, argumentándolo desde las litologías de arenas y lutitas o shales que se definen por el registro de Gamma Ray, demostrando valores altos para una roca de grano relativamente grueso y otra de grano fino a muy fino. Para las arenas viene predominando los valores altos de resistividad al tope de la unidad lo cual evidencia que probablemente se esté estudiando estratigráficamente suprayaciendo el intervalo de contacto agua-aceite.

En este sentido los análisis de la secuencia cíclica coinciden con la literatura (Barrero, 2007) la cual señala en su descripción de litologías de la cuenca del Valle Medio del Magdalena, que la Formación Colorado a la altura estratigráficamente de La Cira - Infantas, presenta intercalaciones de shales y arenas en donde se evidencia también la presencia de cuerpos lenticulares aleatorios al centro de la unidad representando un aumento progresivo de base a tope en la acumulación de arenas en la Figura 34. que también se evidencia en el trabajo anteriormente descrito.

Figura 34.

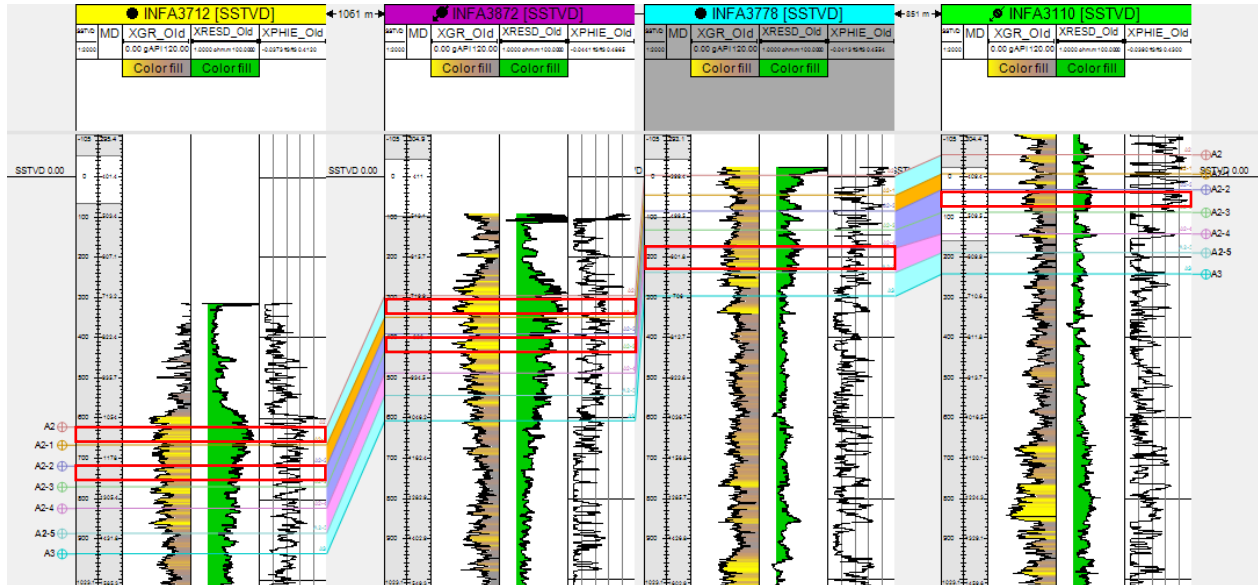
Sistema petrolífero de la cuenca del Valle Medio del Magdalena y su estratigrafía



Nota: Tomado de Middle Magdalena Valley Basin Petroleum system chart, Barrero, D., 2007

Figura 35.

Correlación entre los pozos de la X-Sections OEI



Nota: Elaborado por los autores.

Este análisis de correlaciones se realiza para los 36 pozos seleccionados como el ejemplo del pozo tipo INFA3872 y sus pozos correlacionables con el fin de identificar los diferentes tipos litológicos y las respectivas características petrofísicas, al igual que los intervalos con alta probabilidad de almacenar hidrocarburos.

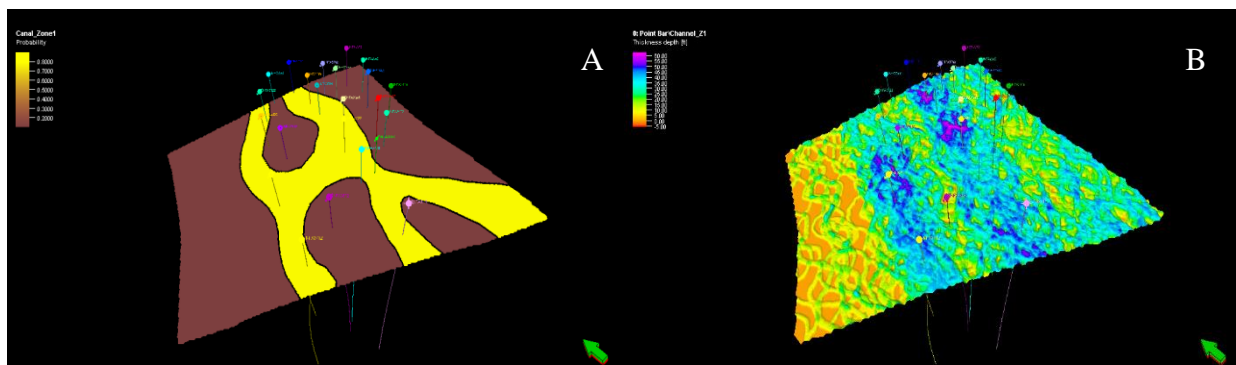
4.4.2 Interpretación del modelo geológico tridimensional

Una vez realizado el control de calidad del modelo, se identifican patrones de dirección al generar mapas de espesores a partir del modelo, los cuales son contrastados con los mapas de paleodeposición del flujo del canal en donde se puede observar la continuidad de las arenas en una dirección predominante N-S y un flujo relativamente ausente al Oeste de la unidad (Figura 29)

debido a la dirección de buzamiento que se puede evidenciar en el modelo, la cual ha sido demostrada en los trabajos de (Julivert,1961) quien comparte que “ El campo Infantas, está formado por unas capas inclinadas hacia el W, cortadas al E por una falla inversa formando una trampa estructural que funciona como sello para facilitar la acumulación de los hidrocarburos”. (p.42) Esta idea también argumenta el capítulo anterior **4.3.1**, donde se evidencia que la zona con mayor acumulación de hidrocarburos es estratigráficamente media – alta; en el modelo se puede observar cómo se produce un amalgamiento de los canales al centro de la unidad permitiendo una mayor interconexión y comunicación entre las rocas que son porosas, actuando como una mejor ruta para la migración de hidrocarburos con porosidades de 9 a 25% y permeabilidades promedio de 20 – 600 md (Barrero, 2007) desde una formación generadora como lo es la Formación La Luna (Lozano,2014) la cual compone el sistema petrolífero del cual hace parte la Formación Colorado en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.

Figura 36.

Mapa paleodepositación del flujo del canal (A) vs de espesores a partir del modelo para la zona 1 (B)



Nota: Elaborado por los autores.

5. Conclusiones

La determinación de la cartografía del nivel arenoso de la Formación Colorado en el bloque Infantas Central del campo La Cira – Infantas que se realizó por medio de las correlaciones estratigráficas y la identificación de los topes para cada subzona en que se divide la Formación Colorado (Zona operacional A), la generación de mapas de paleodepositación y la creación de un modelo geológico de facies tridimensional, permitió establecer la distribución y continuidad lateral de los lentes arenosos que son reservorio de hidrocarburos. La parte central-alta de la unidad de interés que es representada por las subzonas A2 y A2-3, evidencia mayor desarrollo de areniscas en dos direcciones, la primera SO con intervalos de espesores de 120 a 150 pies y azimut de rumbo de 152°, y la segunda en dirección NS con intervalos de espesores de 150 a 170 pies, que probablemente por su continuidad lateral y características petrofísicas para las arenas definidas con valores de Gamma Ray por debajo de 70 gAPI, resistividades mayores a 4 Ohm en registro de resistividad profunda y porosidades en intervalos de 15 a 25%, representan un buen prospecto para acumulación de hidrocarburos en el intervalo de estudio.

Lo más relevante de la investigación fue la relación que mostraron los mapas de flujo de arenas respecto a la dirección N-S que va acorde a la dirección predominante del control estructural por el Sistema de Fallas de Infantas y la acumulación de arenas en una zona media – alta que se pudo observar al generar el modelo geológico de facies tridimensional visto en capas de 2 pies por subunidad, ya que la estructura del modelo se realiza sin tener en cuenta las fallas de la zona, lo que demuestra una vez más que el nivel arenoso que es reservorio de hidrocarburos presenta una

tendencia al levantamiento del bloque en la parte Este de la zona y se encuentra entrampado de manera estructural a profundidades relativamente superficiales en la Formación Colorado.

Lo más difícil al momento de cartografiar las arenas reservorio de la zona, fue la generación de la facie Crevasse Splay (Figura 33.), porque el algoritmo utilizado (Object Modeling) no permite una asociación directa de esta facie con los canales de depositación por ende en el modelo, se generaban Crevasses de manera aleatoria en cada subzona haciendo parecer que estaban asociados a la facie Flood Plain, argumento que es geológicamente erróneo, ya que el Crevasse no se genera en la llanura de inundación sino cuando ocurre un desborde del canal, es decir, se asocia principalmente al Point Bar.

6. Recomendaciones

A partir del modelo geológico de facies tridimensional que se generó por el algoritmo de Object Modeling, se recomienda crear un modelo complementario por el algoritmo de Multi Point Statistics (MPS) a fin de generar un modelo de yacimiento geológicamente más realista y detallado a partir de pixeles de menos de 1m de resolución.

Tomando como base el modelo geológico de facies tridimensional se sugiere seguir con una simulación de yacimiento de hidrocarburos, que permita cuantificar volúmenes de acumulación de hidrocarburos.

Referencias Bibliográficas

- Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH). (2012). *Cuenca Valle Medio del Magdalena Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos*. Editorial ANH
<https://www.anh.gov.co/documents/2671/6. Informe Final VMM.pdf>
- Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH). (2021). *Informe de Gestión 2021*. Editorial ANH
<https://www.anh.gov.co/documents/1177/Informe de gestión 2021.pdf>
- Aguilar, C. (2018). [César Aguilar] *Caracterización Petrofísica de Yacimientos Laminares* (Parte 4). <https://www.linkedin.com/pulse/caracterización-petrofísica-de-yacimientos-laminares-parte-aguilar-3e/>
- Armenta, A., Niño, M. (2018). Evaluación técnico-financiera del empaquetamiento revestido con grava para el control de arena del pozo T1, del campo La Cira Infantas. [Tesis de pregrado, Universidad de América]. Repositorio institucional – Universidad de América.

- Barrero, D., Pardo, A., Vargas, C., y Martinez, J. (2007). *Colombian Sedimentary Basins: Nomenclatura, Boundaries and Petroleum Geology*. ANH y B&M Exploration Ltda. P. 26, 45.
- Caballero, V., Parra, M. & Mora, A.R. (2010). Levantamiento de la Cordillera Oriental de Colombia durante el Eoceno tardío – Oligoceno temprano: Proveniencia sedimentaria en el sinclinal de Nuevo Mundo, cuenca Valle Medio del Magdalena. *Boletín de Geología* 32. 45-77.
- Caballero, W., Rubiano, J., Clavijo, J., y Sandoval. (2016). Procedencia en el Extremo Sur del Valle Medio Del Magdalena Durante el Cenozoico; Determinaciones con Base en el Análisis Cuantitativo de Paleo Corrientes. *Boletín de Geología*, 38(1). 73–86.
- Colmenares, F. (2016). *Reporte Final Arquitectura Facial Afloramientos Arenas A & B LCI. Valle Medio del Magdalena, Colombia*. Occidental de Colombia/Andina LLC.
- Córdova, F. (2017). *Desarrollo de Software interpretación de Registros Eléctricos*. Universidad Central de Ecuador. [Tesis de pregrado, Universidad Central del Ecuador]. Repositorio institucional - Universidad Central del Ecuador.
- Dengo., c.a. & Covey. M.C. (1993). *Structure of the Eastern Cordillera of Colombia, Implications for trap styles and regional tectonics*. A.A.P.G. Bull., Vol. 77:8.

De Porta, J. (1974). *Léxico Estratigráfico Internacional – América Latina. Colombia. Volumen V, Fascículo 4B. Francia*

Ecopetrol. (2005). *Evaluación Integrada de Yacimientos del Campo La Cira Infantas. División de Yacimientos GCO. Informe Técnico.*

Ecopetrol. (2021). *Documentos Internos, La Cira – Infantas.*

Etayo F., Montoya D., Moreno G., Terraza R., y Guzman G. (2019). *Estudios geológicos y paleontológicos sobre el Cretacico en la región del embalse del rio Sogamoso, Valle Medio del Magdalena. Bogota: Servicio Geológico Colombiano. Vol 23.*

Fonseca Salas, C. (2022). *Caracterización de Propiedades Petrofísicas Mediante Inversión Sísmica Geoestadística en la Formación Carbonera, Cuenca Llanos, Colombia.* [Tesis de maestría, Universidad Nacional de Colombia]. Repositorio Institucional - Universidad Nacional de Colombia.

Gomez, L., Patiño, A., Renzoni, G., Beltran, A., Quintero, C., & Manrique, M. (2008). *Cartografía Geológica y Muestreo Geoquímico Escala 1:100.000 de la Plancha 119-Barrancabermeja.*

Julivert, M. (1968). *Léxico Estratigráfico Internacional – América Latina. Colombia*. Volumen V, Fascículo 4^a. Francia.

Julivert, M. (1961). *Las estructuras del valle medio del Magdalena y su significación*. *Boletín De Geología*, (6), 33–52. Recuperado a partir de <https://revistas.uis.edu.co/index.php/revistaboletindegologia/article/view/4257>

Llamosa, O. (2010). *Análisis de la Continuidad Lateral de las Sub - Unidades Reservorio de la Formación Esmeraldas (Zona D) en un Sector del Campo La Cira Infantas, Cuenca Valle Medio del Magdalena*. [Tesis de pregrado, Universidad Industrial de Santander]. Repositorio institucional – Universidad Industrial de Santander.

Lozano, E., Y Zamora, N. (2014). *Compilación de la cuenca del Valle Medio del Magdalena. Mapa de profundidad de la isoterma de Curie para Colombia*

Miall, A. (1977). *Lithofacies Types and Vertical Profile Models in Braided River Deposits: a Summary*.

Muñoz, S. (2023). *Modelamiento Geológico 3D*. Recuperado de <https://avrconsultores.cl/modelamiento-geologico-3d/>

Navas, J. (1963). Estudio estratigráfico de Girón, al W del Macizo de Santander (Cordillera Oriental, Colombia). *Boletín de Geología*, 12: 19-33.

Nichols, G. (2009). *Sedimentology and Stratigraphy*. United Kingdom. Second Edition. *Wiley-Blackwell*.

Nuncira, S. (2022). *Evaluación del Potencial de Hidrocarburos de una Unidad de la Formación Esmeraldas, en un Bloque del Campo La Cira Infantas*. [Tesis de especialización, Universidad Industrial de Santander]. Repositorio Institucional - Universidad Industrial de Santander

O'Brien, P.E. & Wells, A.T. (s.f). A Small, *Alluvial Crevasse Splay*. *Journal of Sedimentary Petrology*, 56. 1986. 876–879p.

OXY-Ecopetrol. 2020. *Plan de Desarrollo Integrado La Cira Infantas. Informe Interno*.

Ramon, J.C. Cross, T. (1997). *Characterization and Prediction of Reservoir Architecture and Petrophysical Properties in Fluvial Channel Sandstones, Middle Magdalena Basin, Colombia*.

Rolon, Luisa. (2004). *Structural Geometry of the Jura-Cretaceous Rift of the Middle Magdalena Valley Basin, Colombia*. West Virginia University.

Sarmiento, G., Puentes, J., y Sierra, C. (2015). Evolución geológica y estratigrafía del Sector Norte del Valle Medio del Magdalena. *Geología Norandina* 12: 51-82.

Schumm, Stanley. Evolution and Response of the Fluvial System; Sedimentologic Implications.

In: Recent and Ancient Nonmarine Depositional Environments (s.f) (Eds Ethridge, F.G. & Flores, R.M.). Special Publication 31, *Society of Economic Paleontologists and Mineralogists*, Tulsa, OK. 1981. 19–29p.

Silva, Crithian. (2009). *Desarrollo y Manejo de Información de Pozos Nuevos a Perforar en el Campo La Cira Infantas*. [Tesis de pregrado, Universidad Industrial de Santander].

Repositorio institucional – Universidad Industrial de Santander.

SierraCol Energy. (2022). *Documentos internos, La Cira - Infantas*.

Schlumberger. (2017). *Petrel 2017 Property Modeling, Module 10: Object Modeling*.

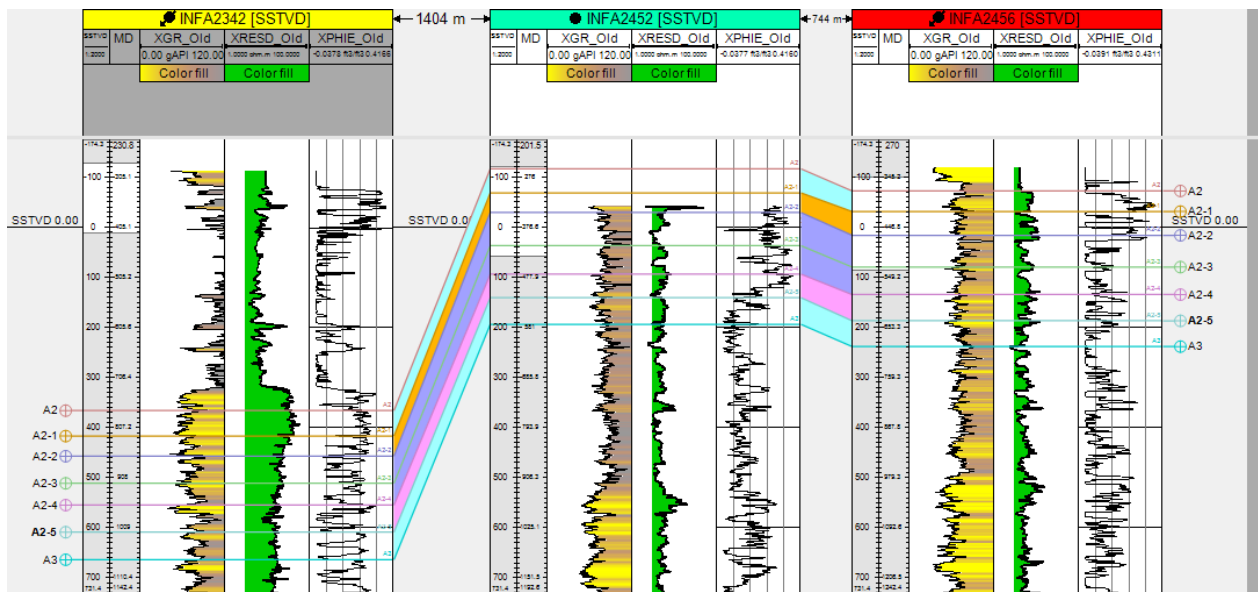
Solano, A. (2011). *Análisis de Información Obtenida de Registros de Pozos y del Modelo Petrofísico y su Integración con la Geología del Yacimiento para Soportar el Plan de Desarrollo del Campo La Cira Infantas*. [Tesis de pregrado, Universidad Industrial de Santander]. Repositorio institucional – Universidad Industrial de Santander

Tyler, N. y Tyler, R. (2018). *Meandering and Anastomosing Fluvial Depositional Systems of the B Reservoir System in Area 4 of La Cira Field, Middle Magdalena Valley Basin*. Occidental Andina LLC. ARC Group.

Anexos

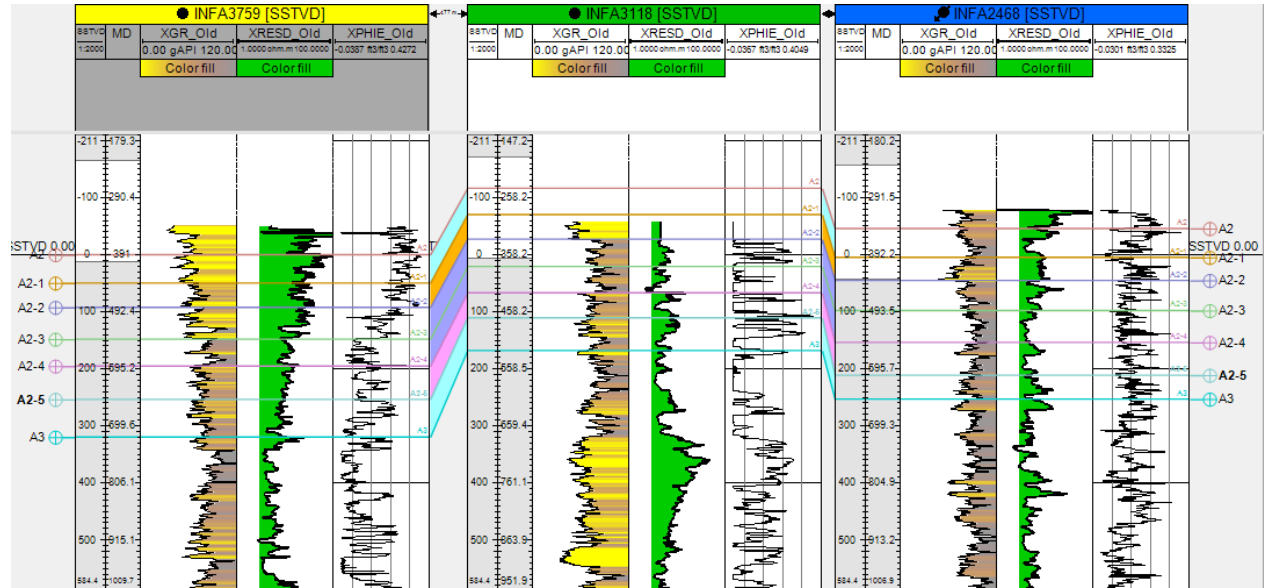
Anexo 1.

Correlación entre los pozos de la X-section OE2.



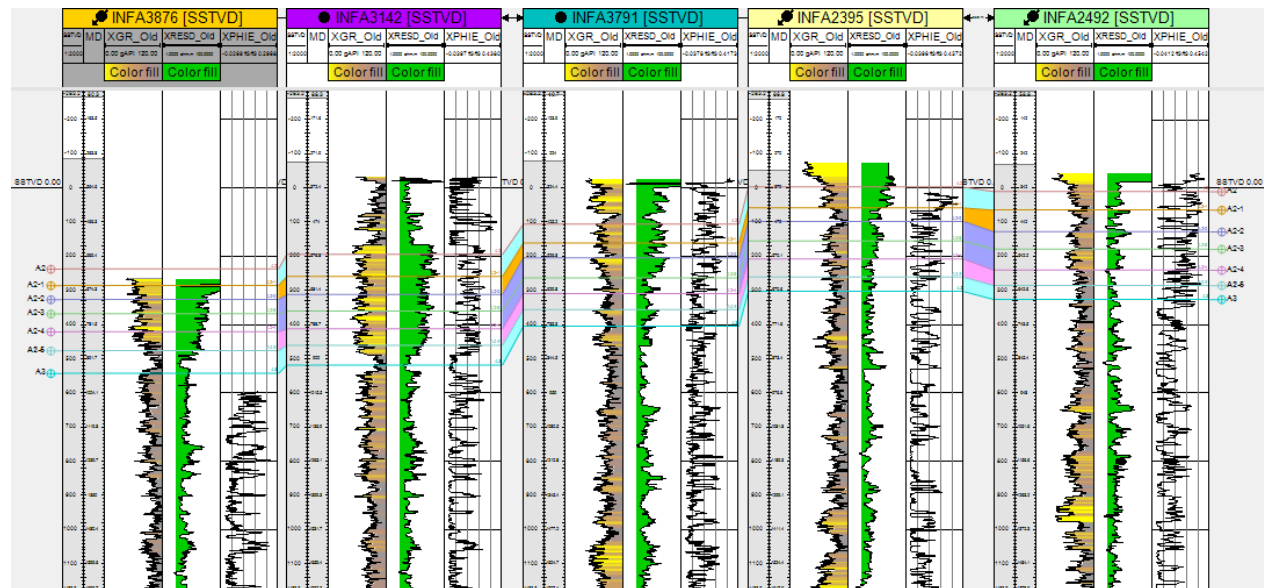
Anexo 2.

Correlación entre los pozos de la X-section OE3.



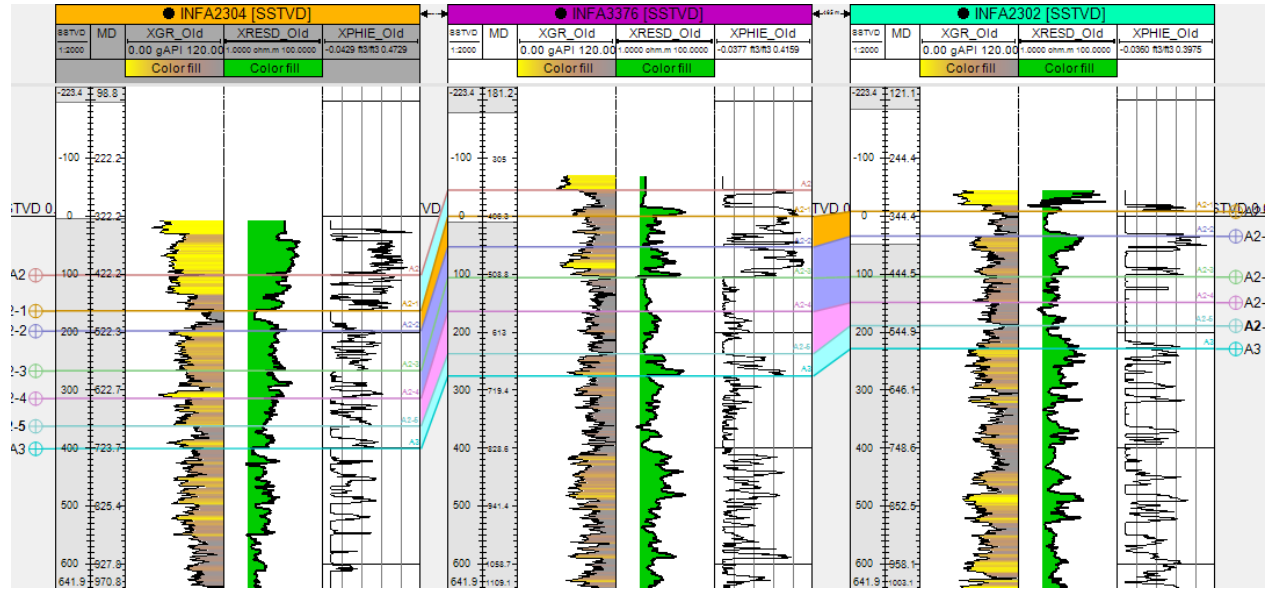
Anexo 3.

Correlación entre los pozos de la X-section OE4.



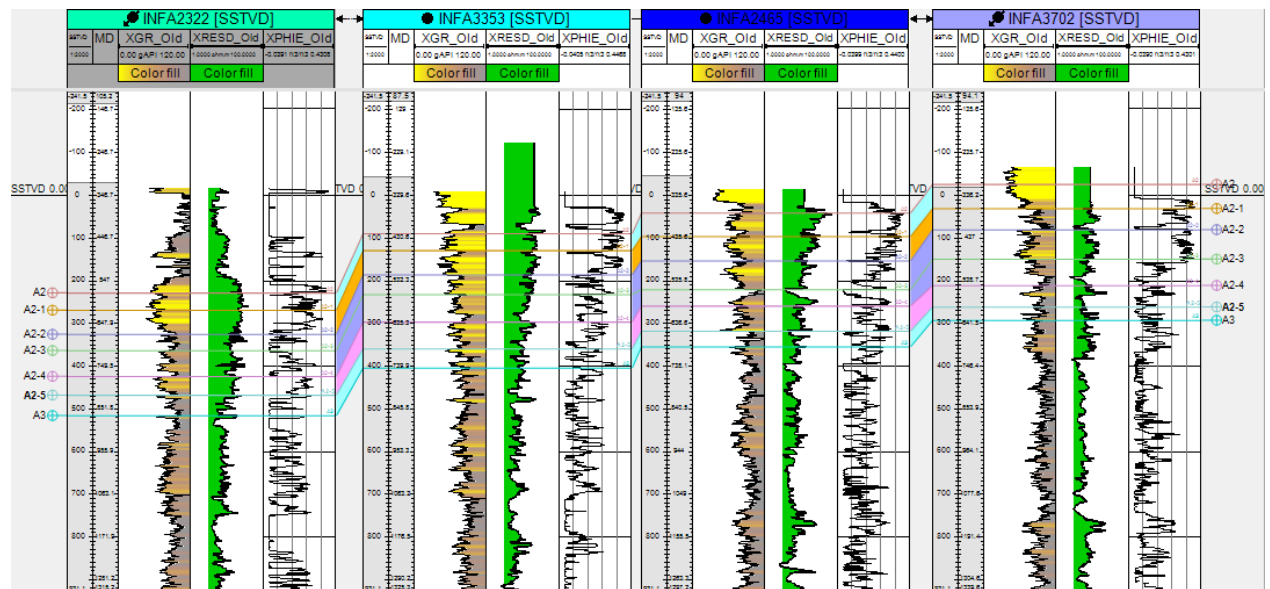
Anexo 4.

Correlación entre los pozos de la X-section OE5.



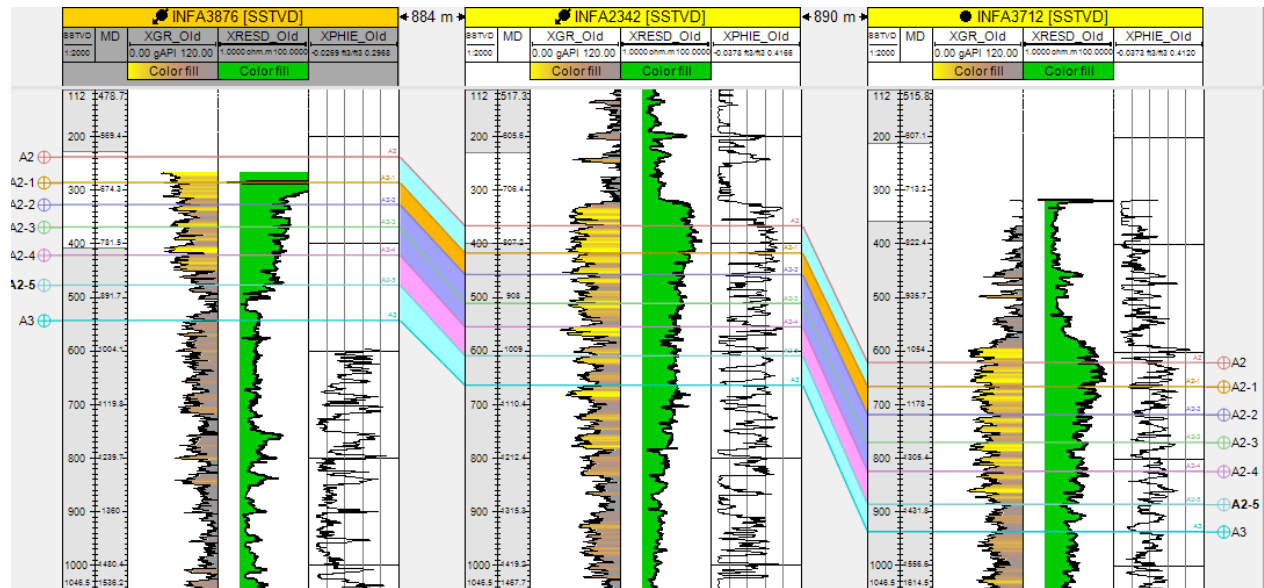
Anexo 5.

Correlación entre los pozos de la X-section OE6.



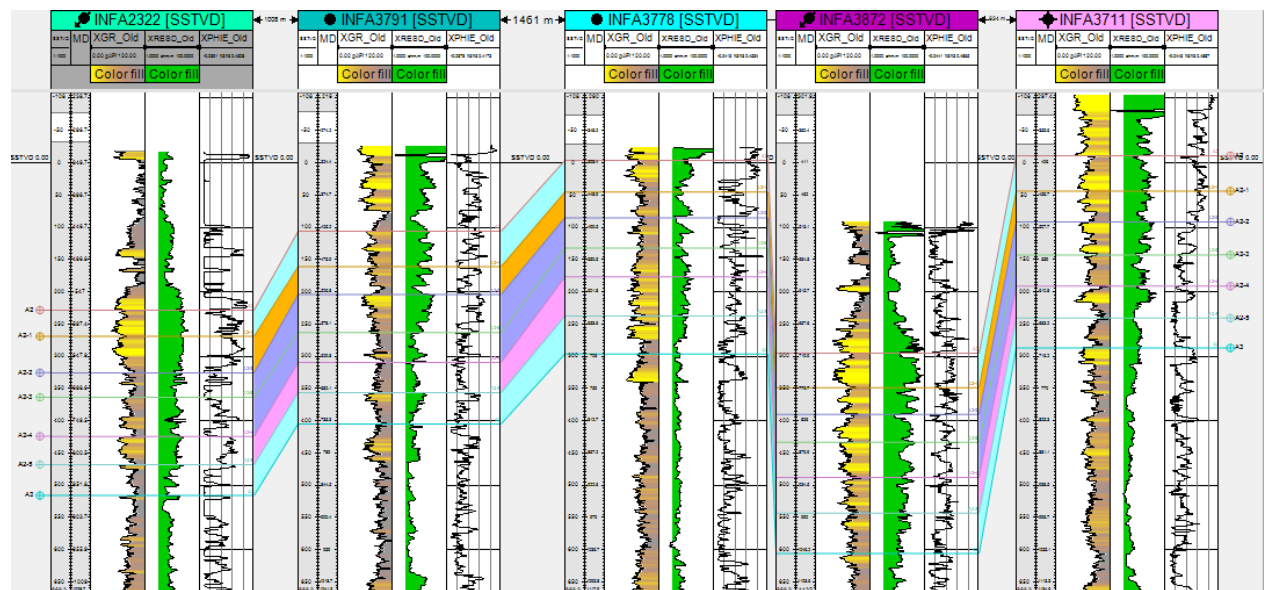
Anexo 6.

Correlación entre los pozos de la X-section NS1.



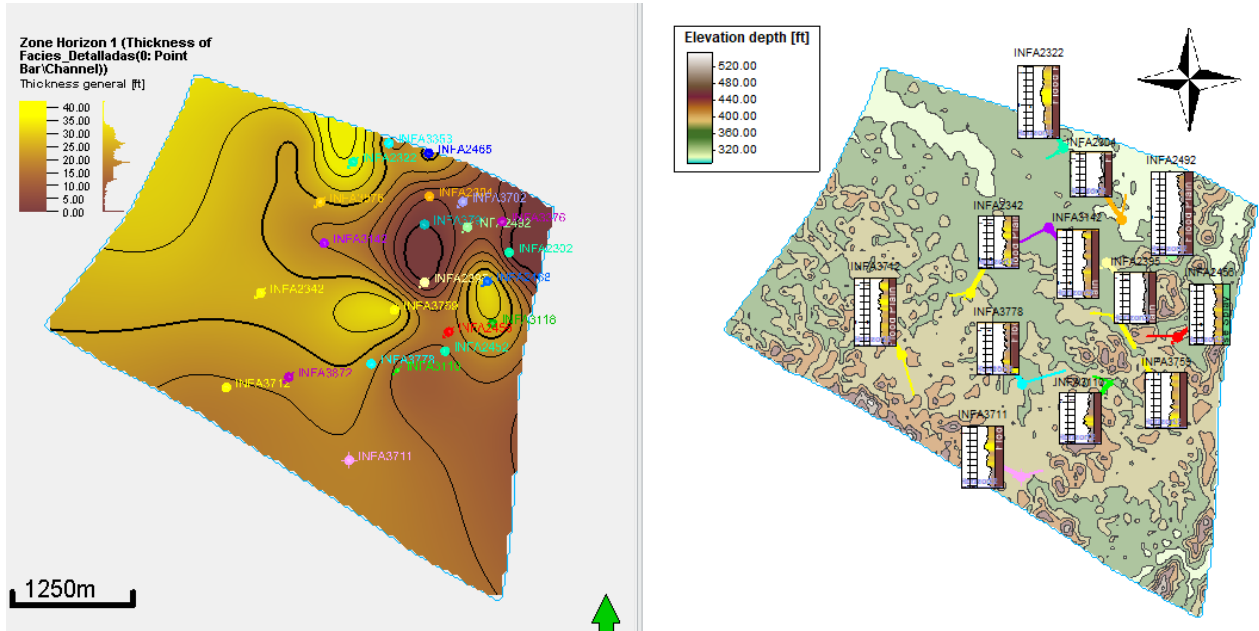
Anexo 7.

Correlación entre los pozos de la X-section NS2.



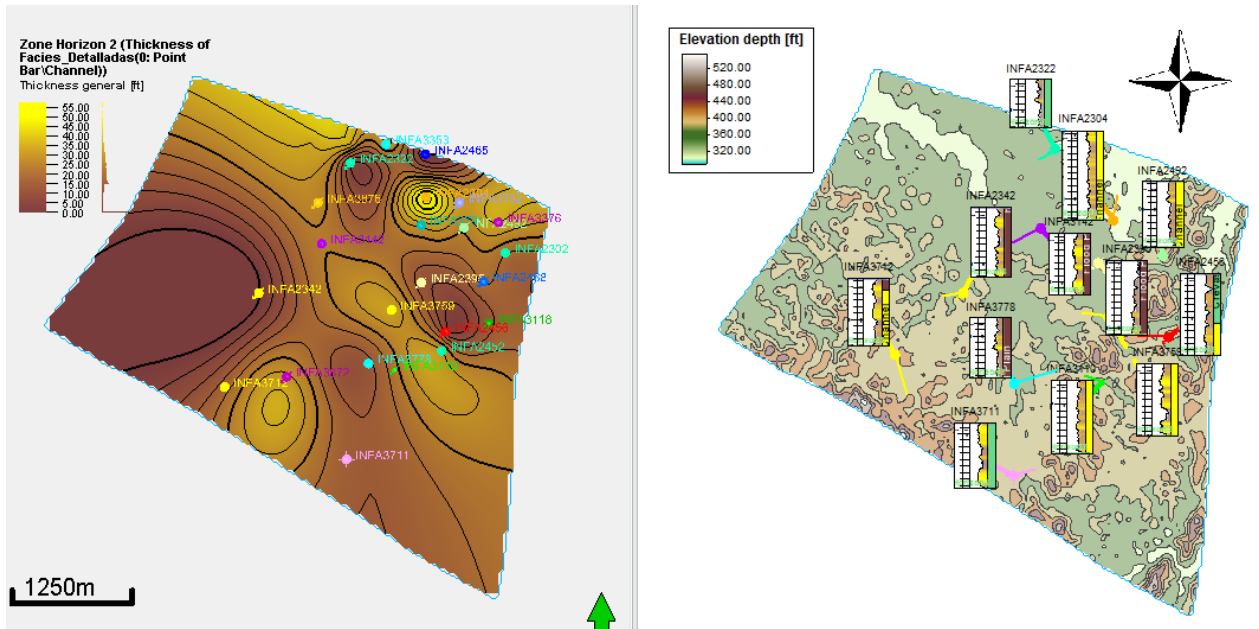
Anexo 8.

Mapa de espesor (A) y Log signature (B) de la unidad 2.



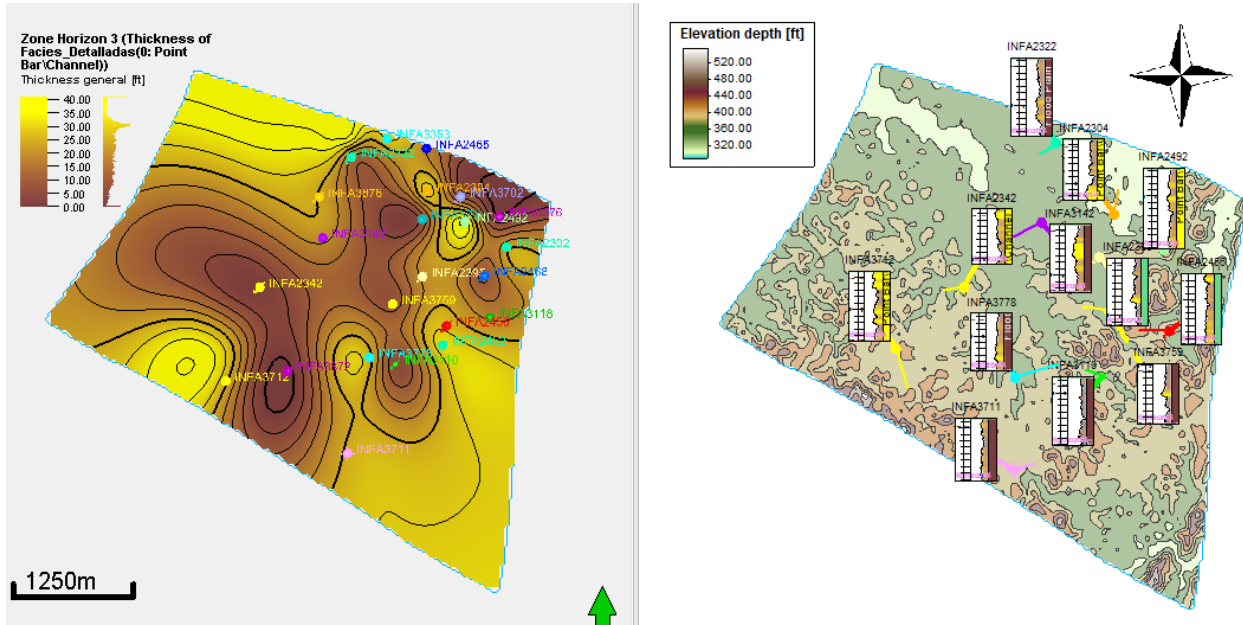
Anexo 9.

Mapa de espesor (A) y Log signature (B) de la unidad 3.



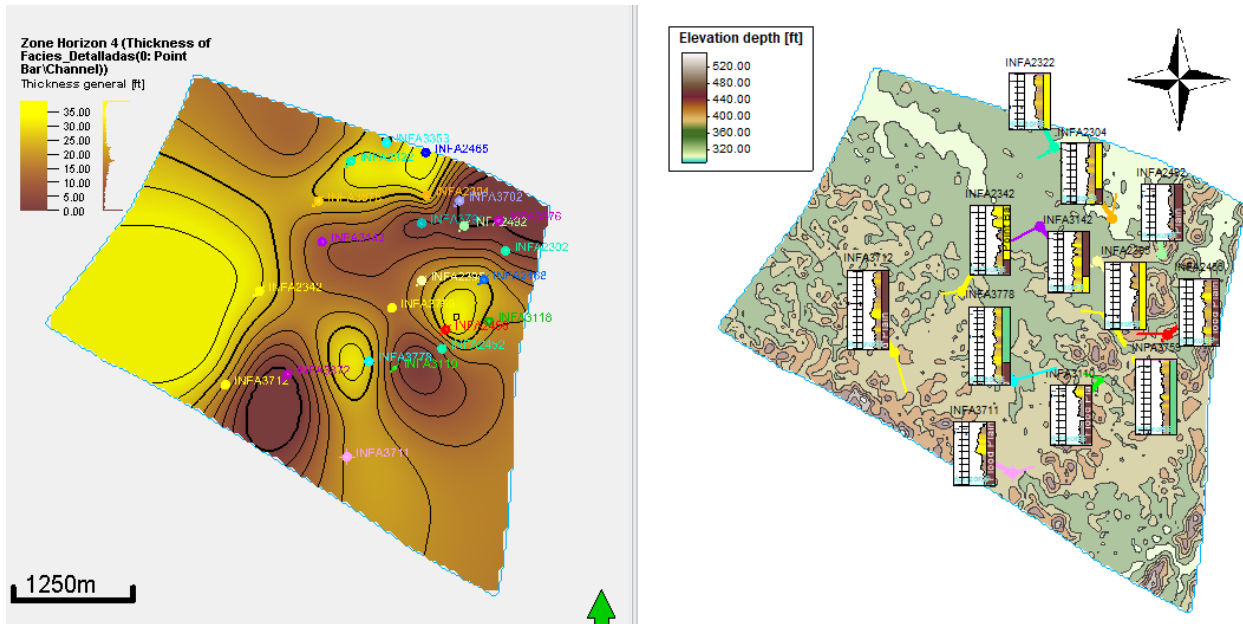
Anexo 10.

Mapa de espesor (A) y Log signature (B) de la unidad 4.



Anexo 11.

Mapa de espesor (A) y Log signature (B) de la unidad 5.



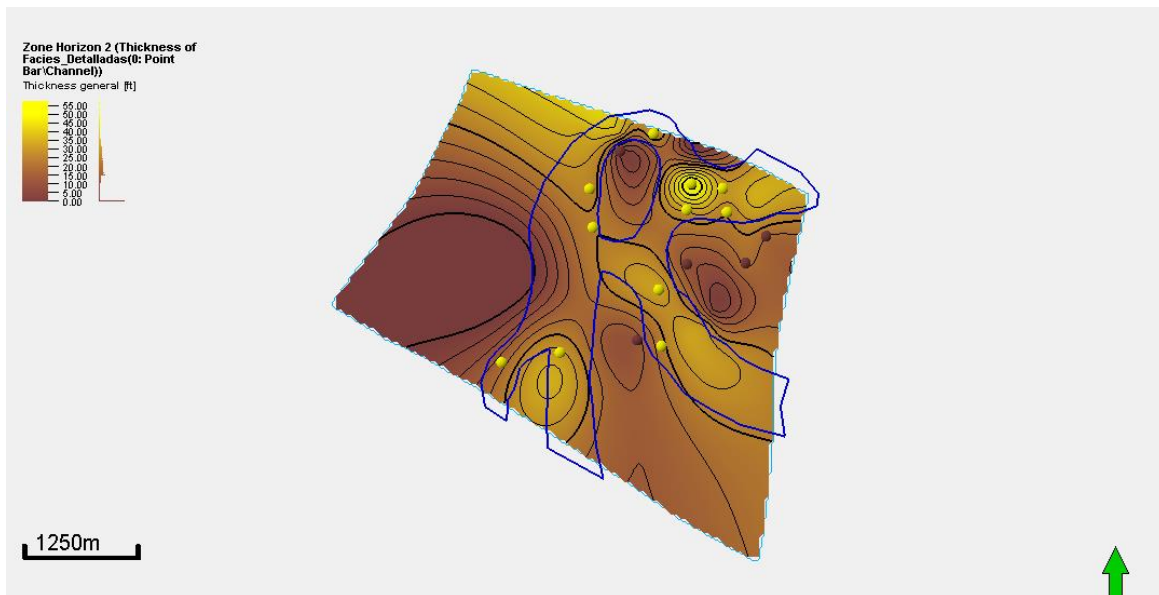
Anexo 13.

Polígono base para el mapa de paleodepositación del flujo de arenas para la unidad 2.



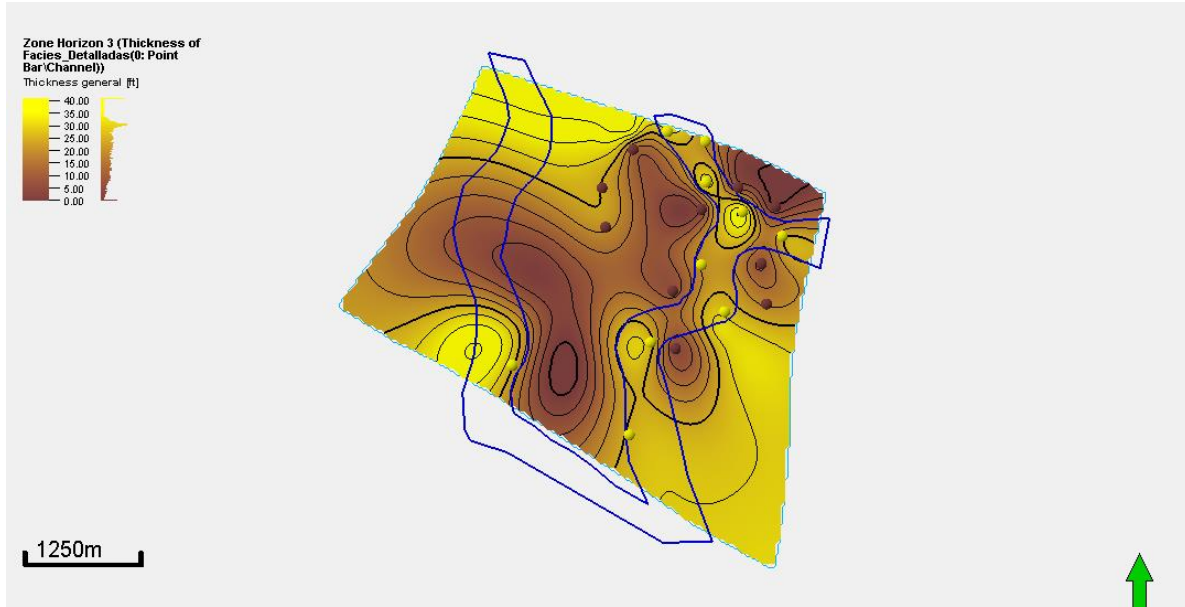
Anexo 14.

Polígono base para el mapa de paleodepositación del flujo de arenas para la unidad 3.



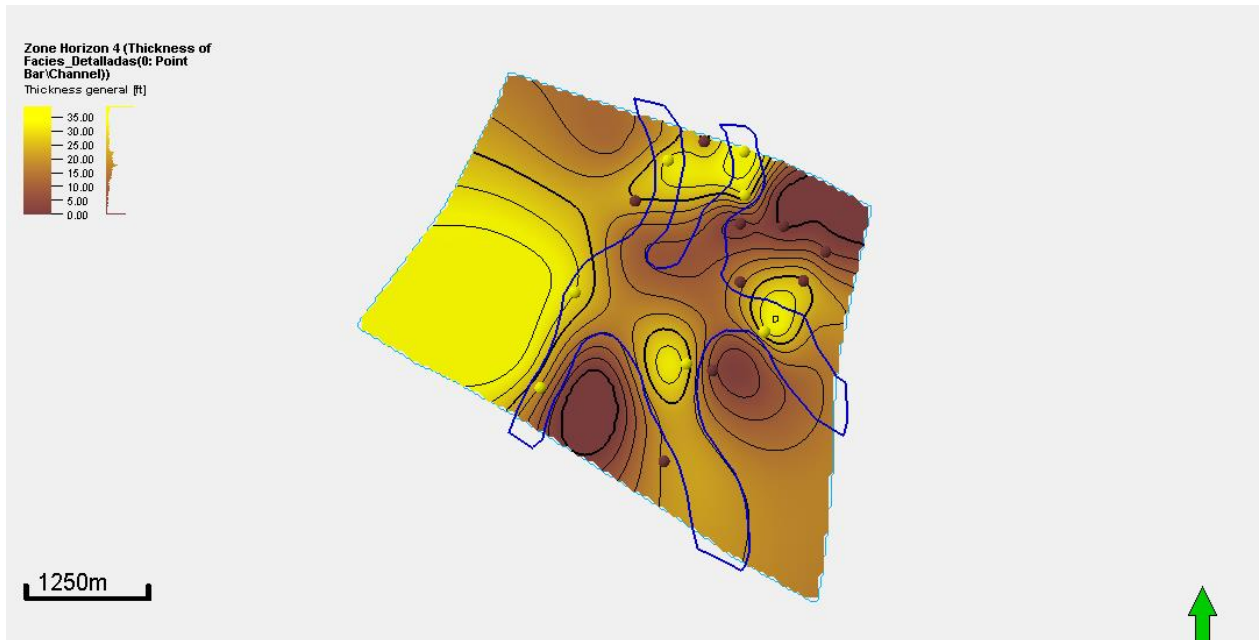
Anexo 15.

Polígono base para el mapa de paleodepositación del flujo de arenas para la unidad 4.



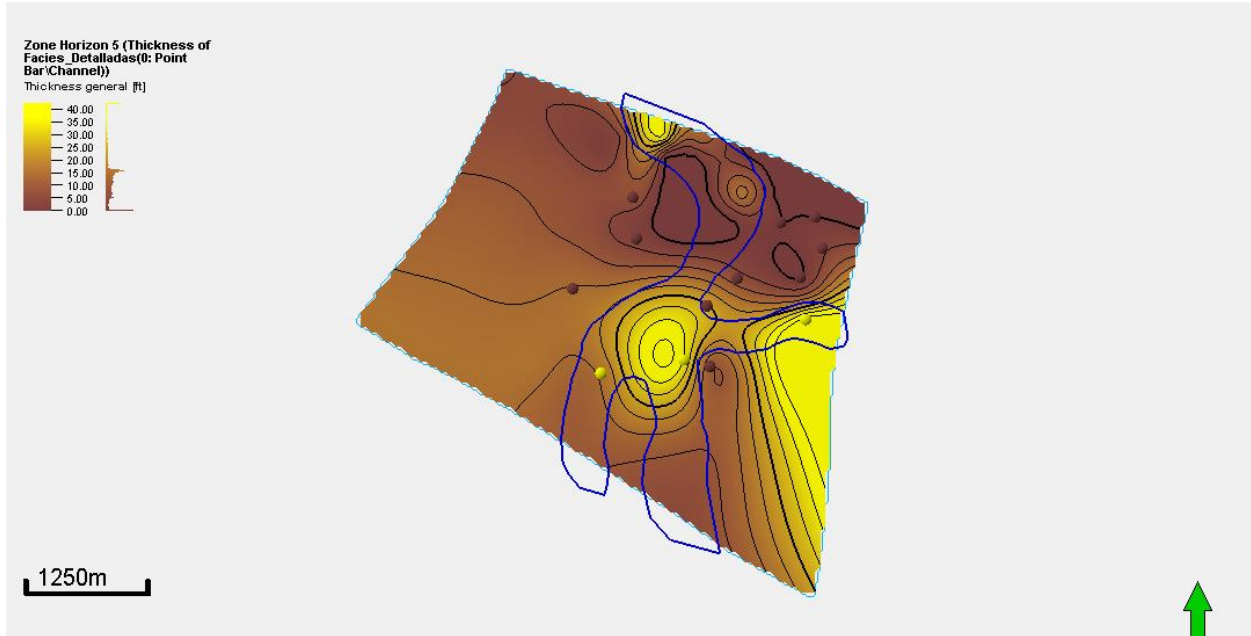
Anexo 16.

Polígono base para el mapa de paleodepositación del flujo de arenas para la unidad 5.



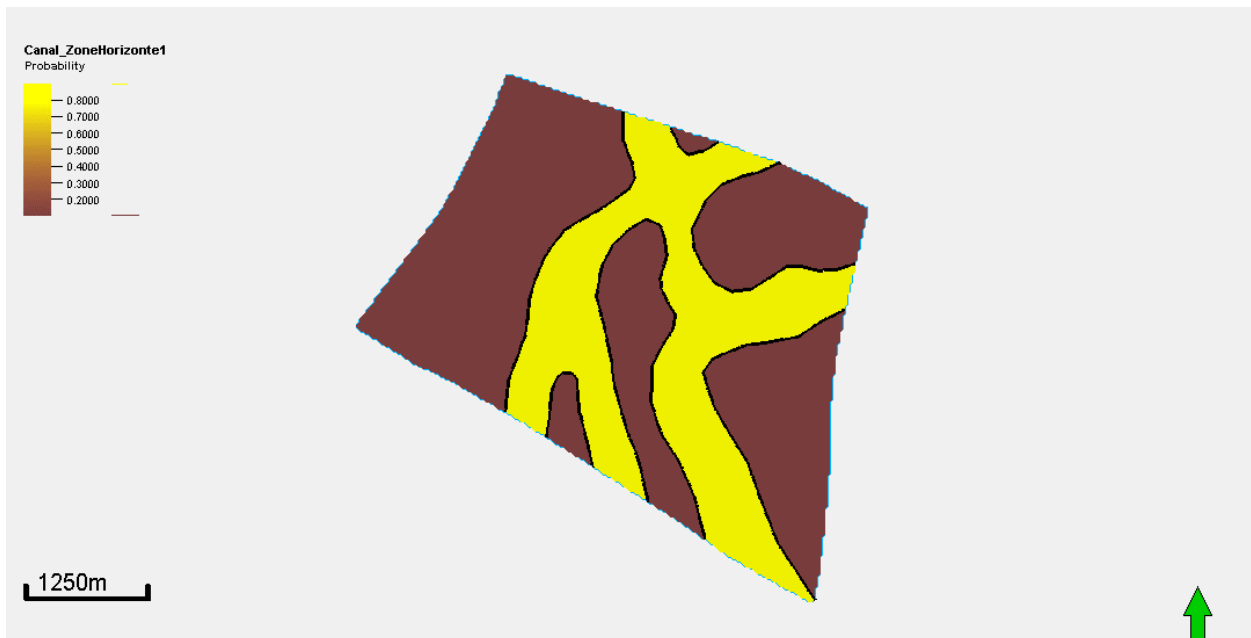
Anexo 17.

Polígono base para el mapa de paleodepositación del flujo de arenas para la unidad 6.



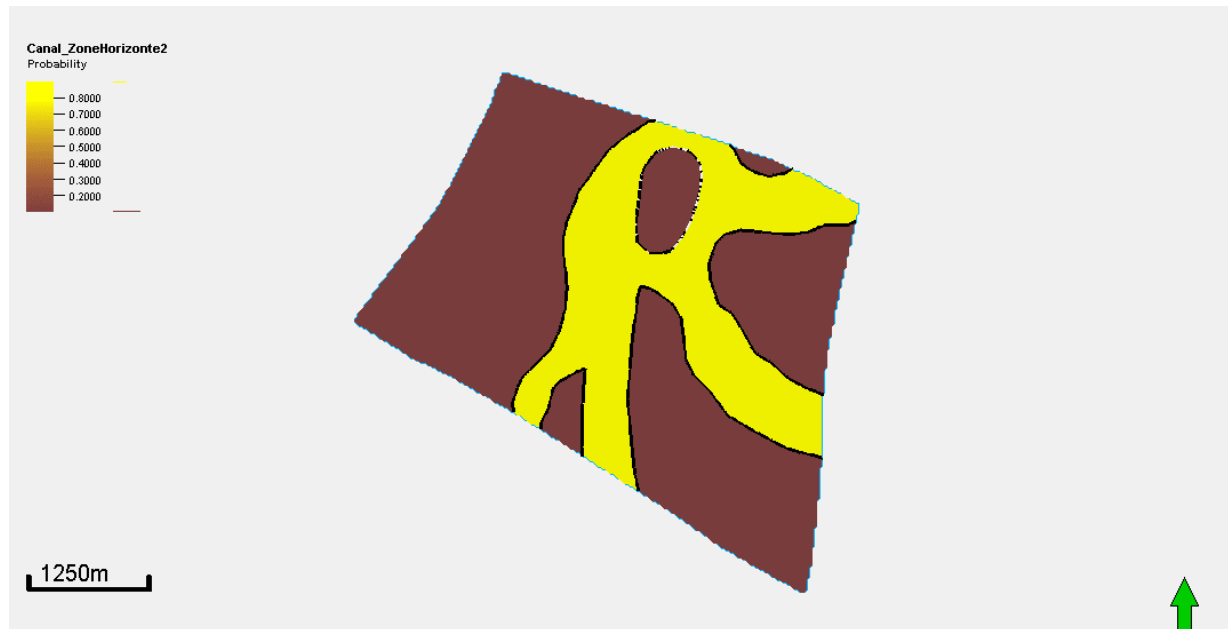
Anexo 18.

Mapa de paleodepositación del flujo de arenas para la unidad 2.



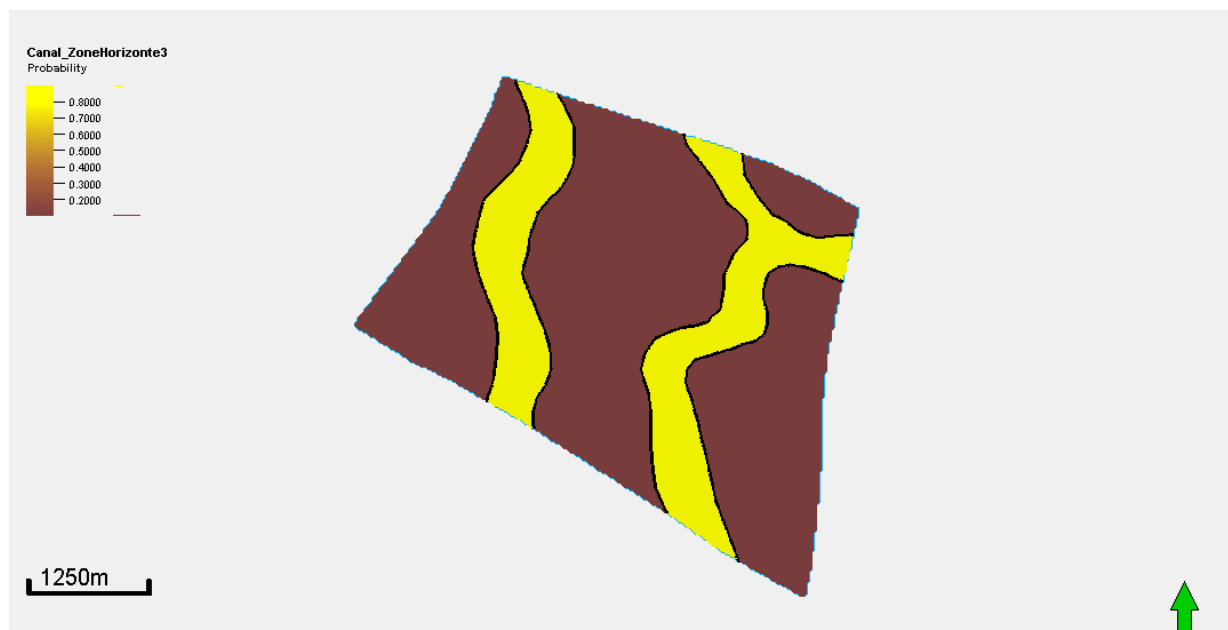
Anexo 19.

Mapa de paleodepositación del flujo de arenas para la unidad 3.



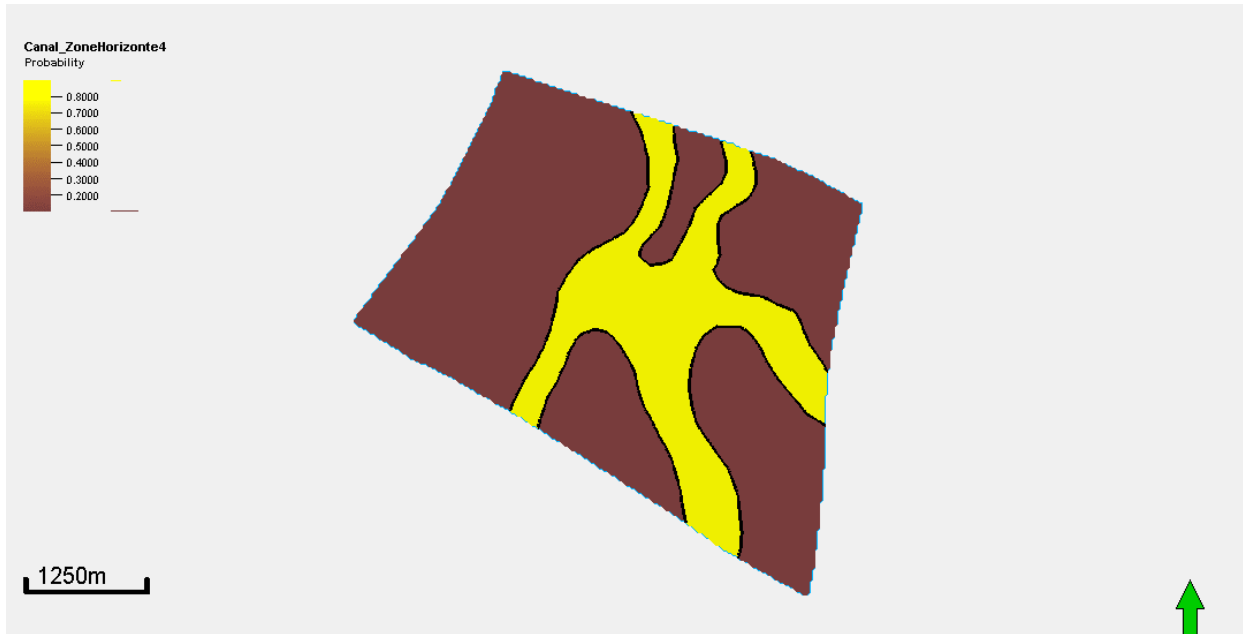
Anexo 20.

Mapa de paleodepositación del flujo de arenas para la unidad 4.



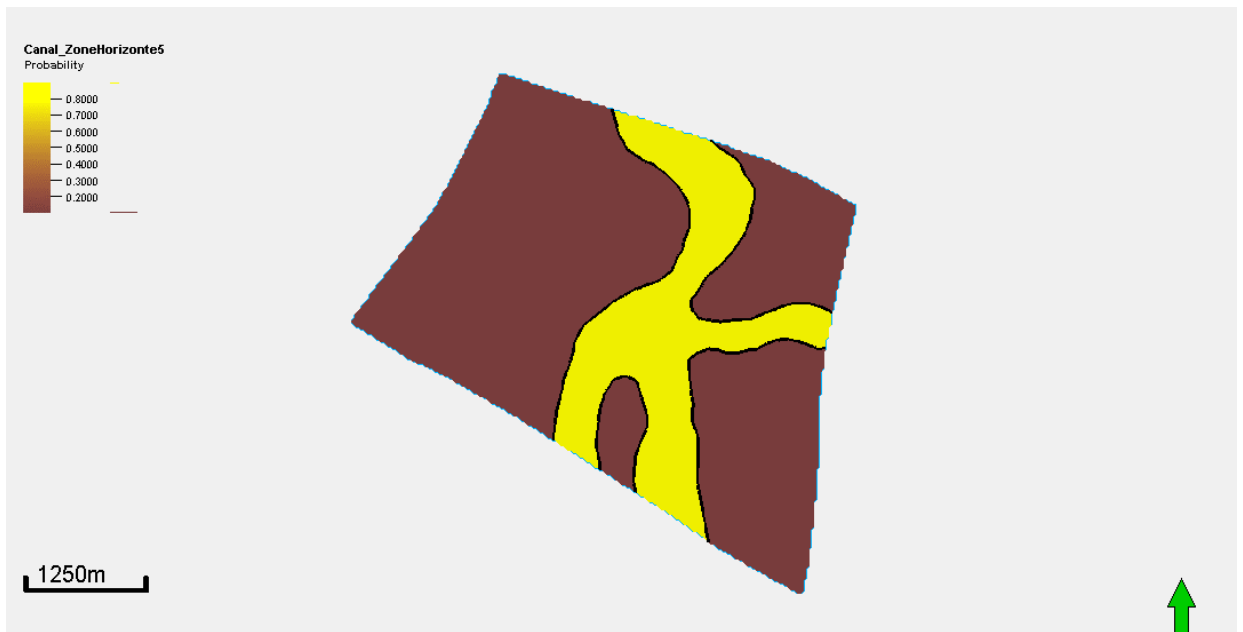
Anexo 21.

Mapa de paleodepositación del flujo de arenas para la unidad 5.



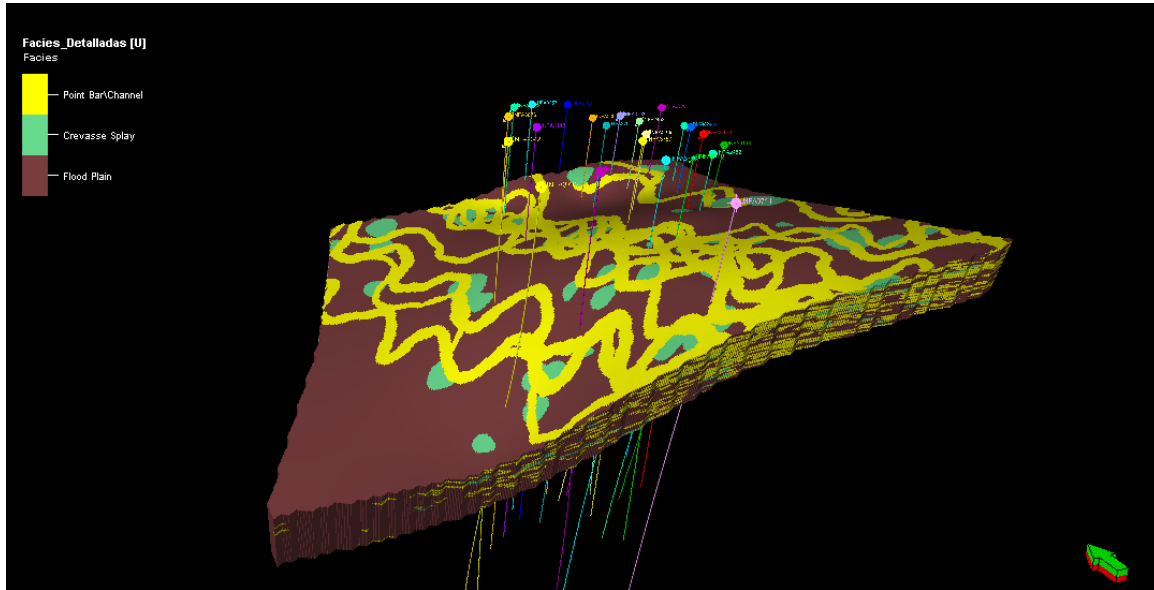
Anexo 22.

Mapa de paleodepositación del flujo de arenas para la unidad 6.



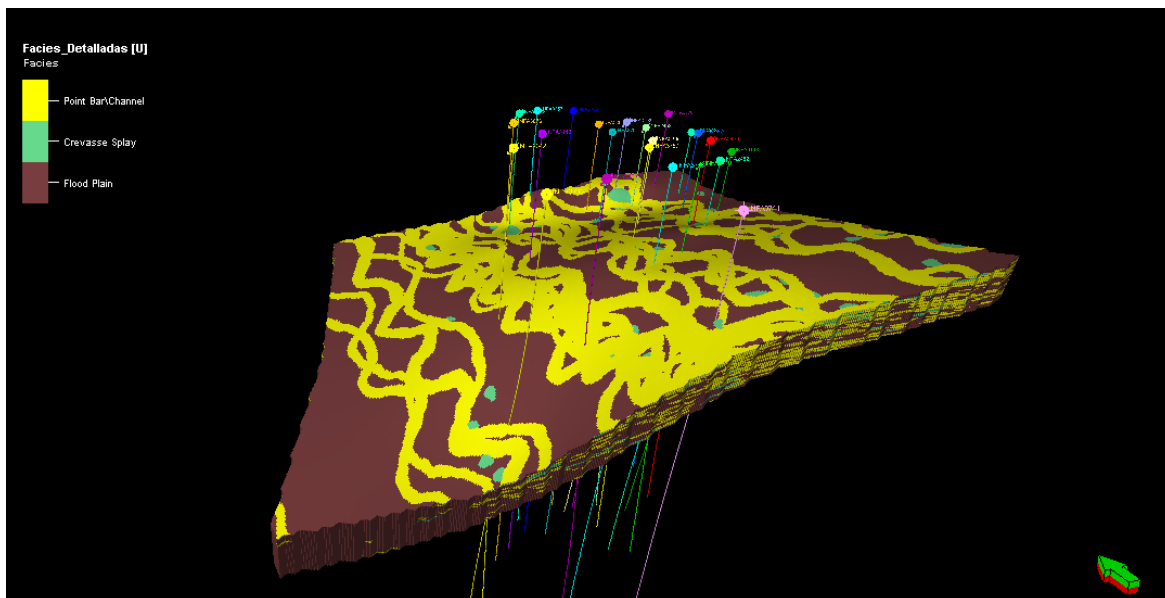
Anexo 23.

Modelo geológico 3D con posible distribución de las facies point bar, crevasse splay y flood plain para la zona 2.



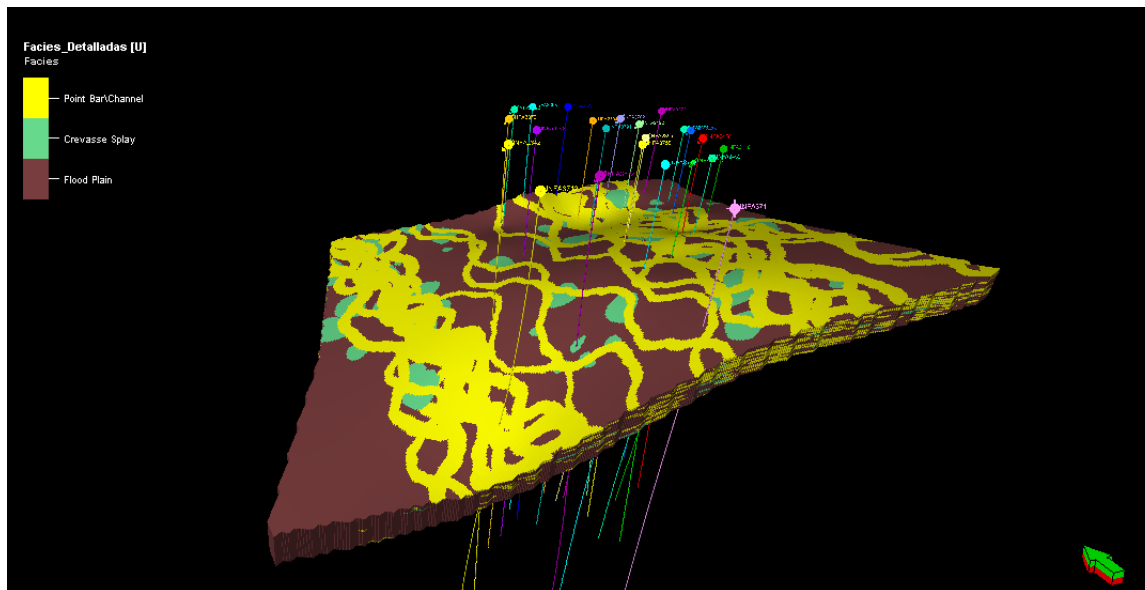
Anexo 24.

Modelo geológico 3D con posible distribución de las facies point bar, crevasse splay y flood plain para la zona 3.



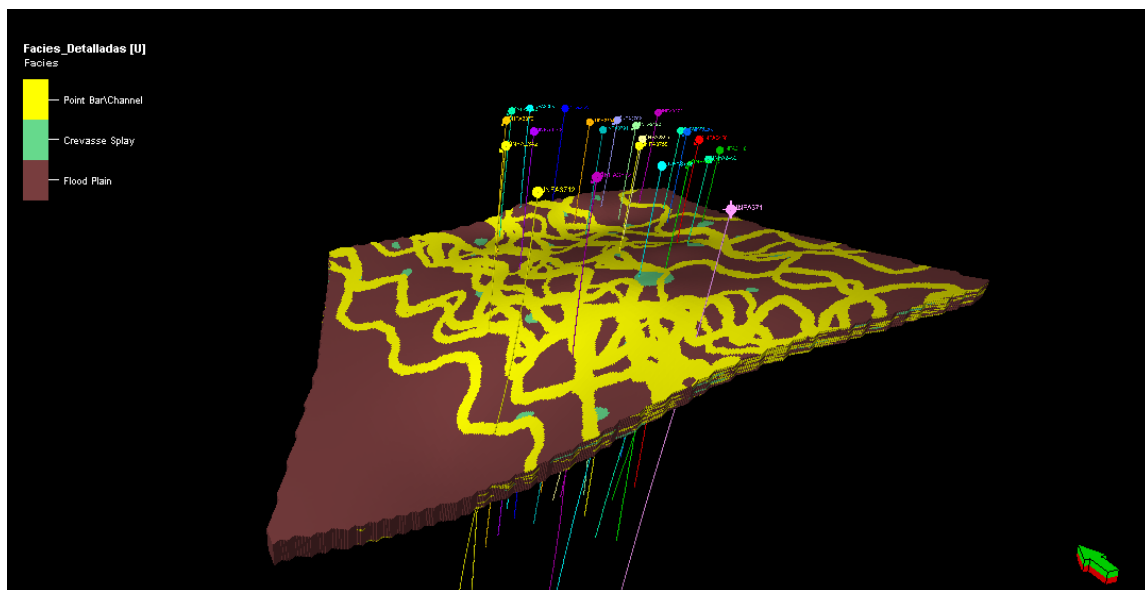
Anexo 25.

Modelo geológico 3D con posible distribución de las facies point bar, crevasse splay y flood plain para la zona 4.



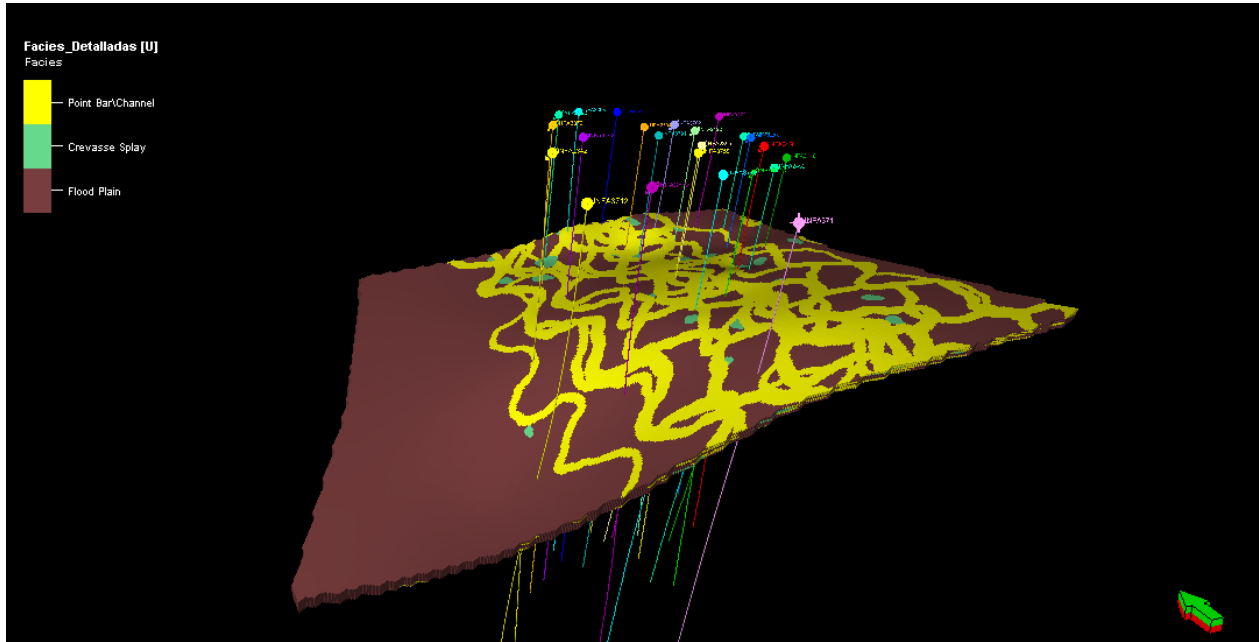
Anexo 26.

Modelo geológico 3D con posible distribución de las facies point bar, crevasse splay y flood plain para la zona 5.



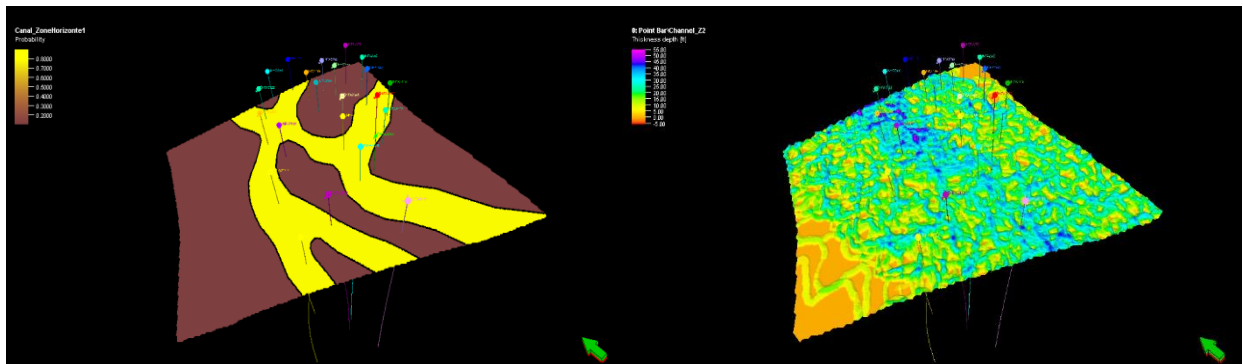
Anexo 27.

Modelo geológico 3D con posible distribución de las facies point bar, crevasse splay y flood plain para la zona 6.



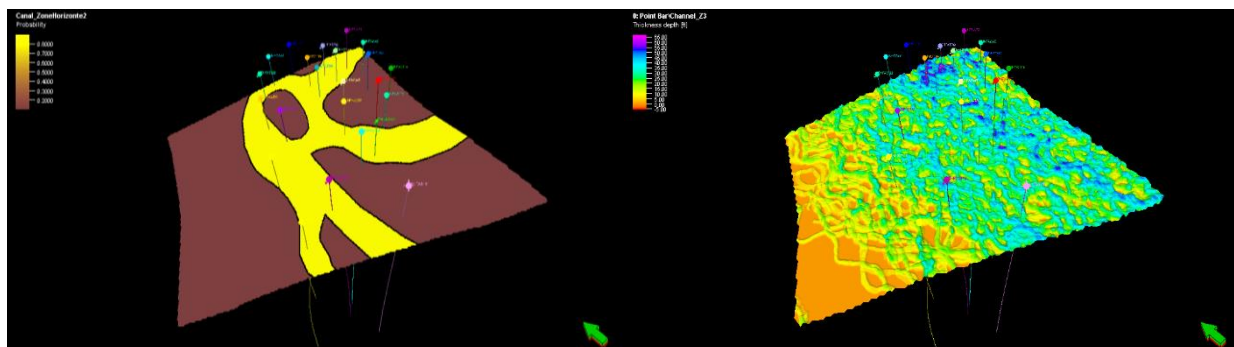
Anexo 28.

Mapa paleodepositación del flujo del canal (A) vs de espesores a partir del modelo para la zona 2 (B).



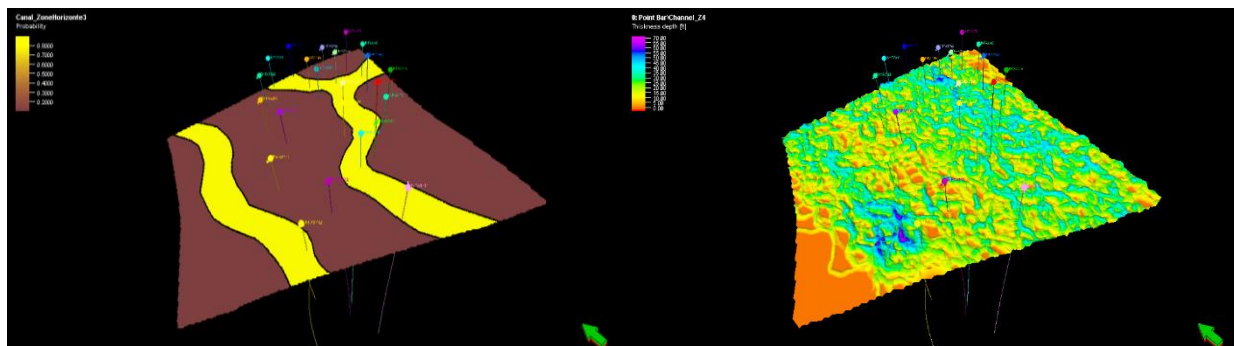
Anexo 29.

Mapa paleodepositación del flujo del canal (A) vs de espesores a partir del modelo para la zona 3 (B).



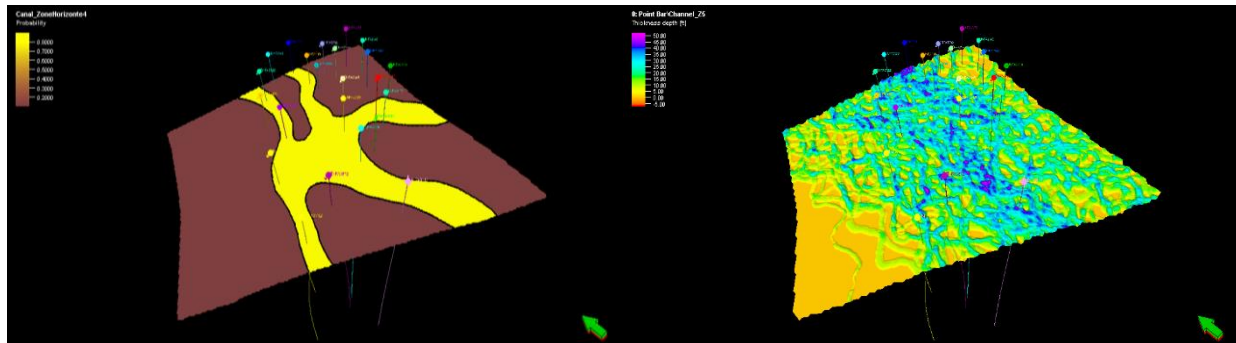
Anexo 30.

Mapa paleodepositación del flujo del canal (A) vs de espesores a partir del modelo para la zona 4 (B).



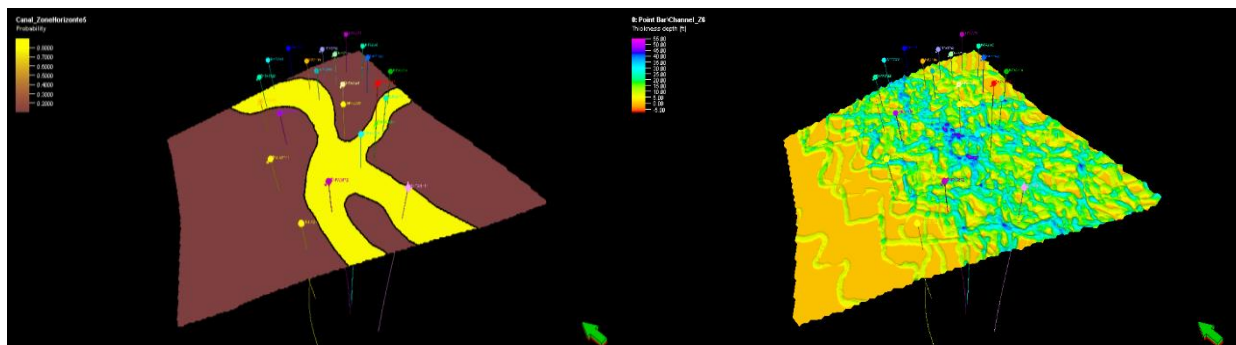
Anexo 31.

Mapa paleodepositación del flujo del canal (A) vs de espesores a partir del modelo para la zona 5 (B).



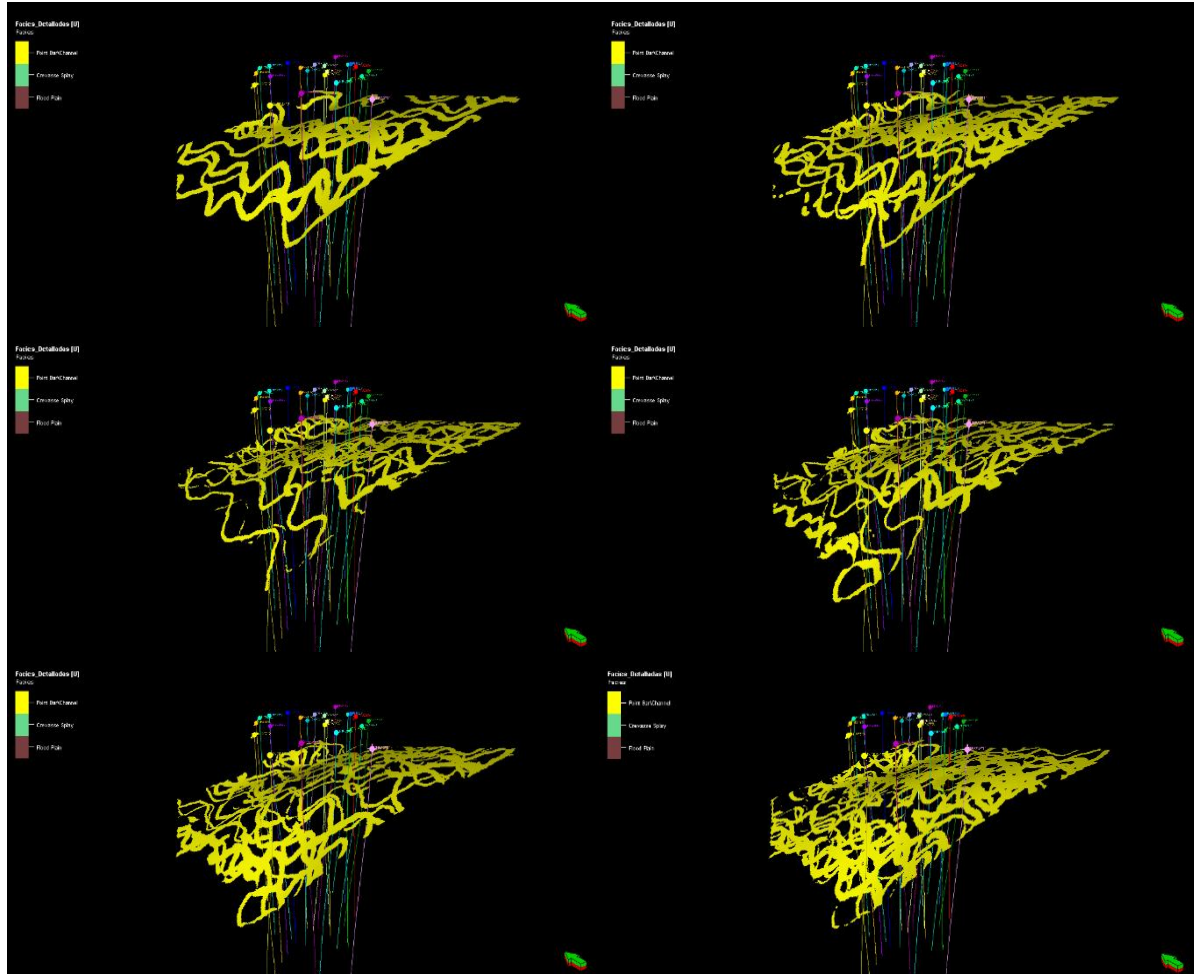
Anexo 32

Mapa paleodepositación del flujo del canal (A) vs de espesores a partir del modelo para la zona 6 (B).



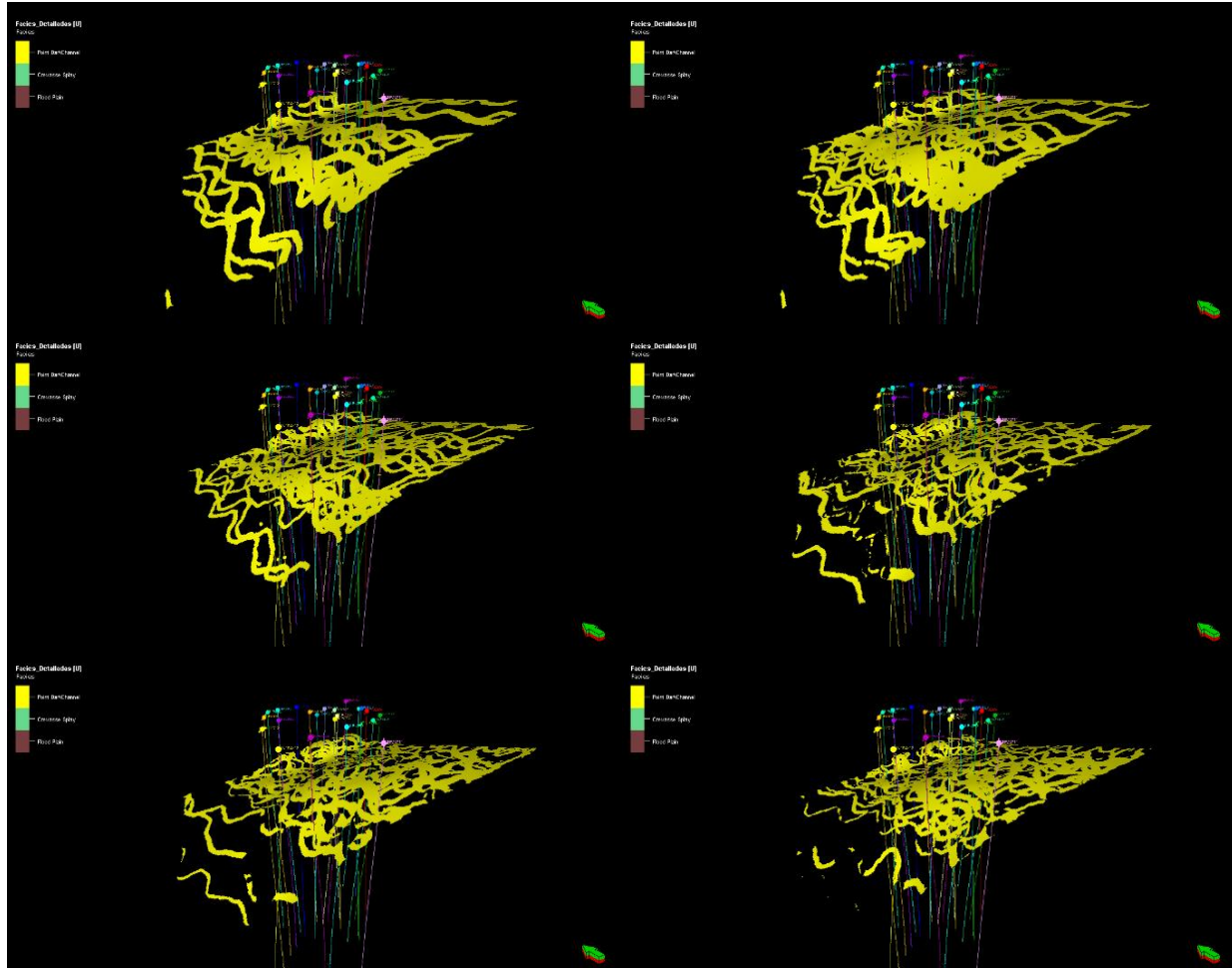
Anexo 33.

Desplazamiento vertical por capas de 2ft en el Modelo de facies para la zona 2



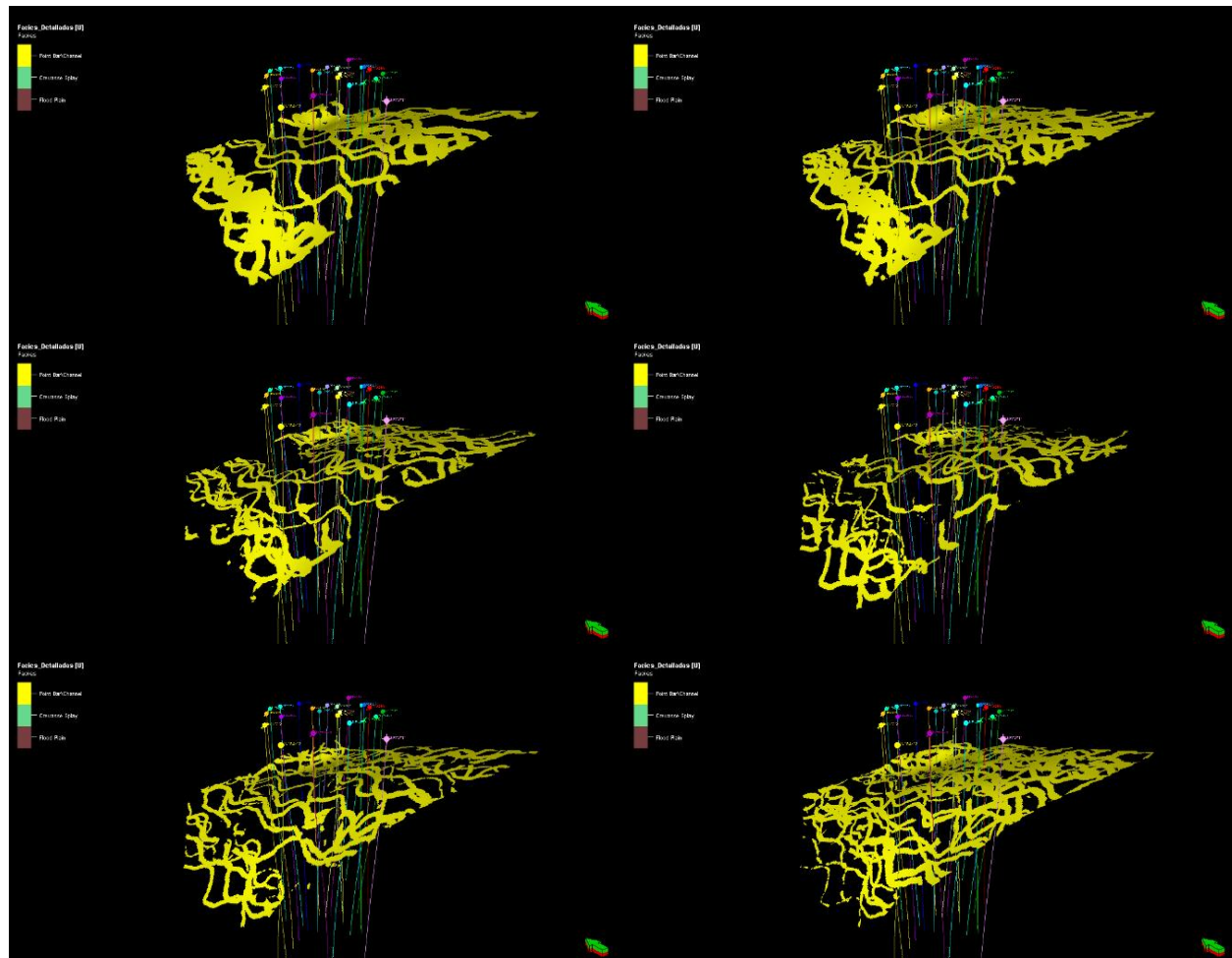
Anexo 34.

Desplazamiento vertical por capas de 2ft en el Modelo de facies para la zona 3



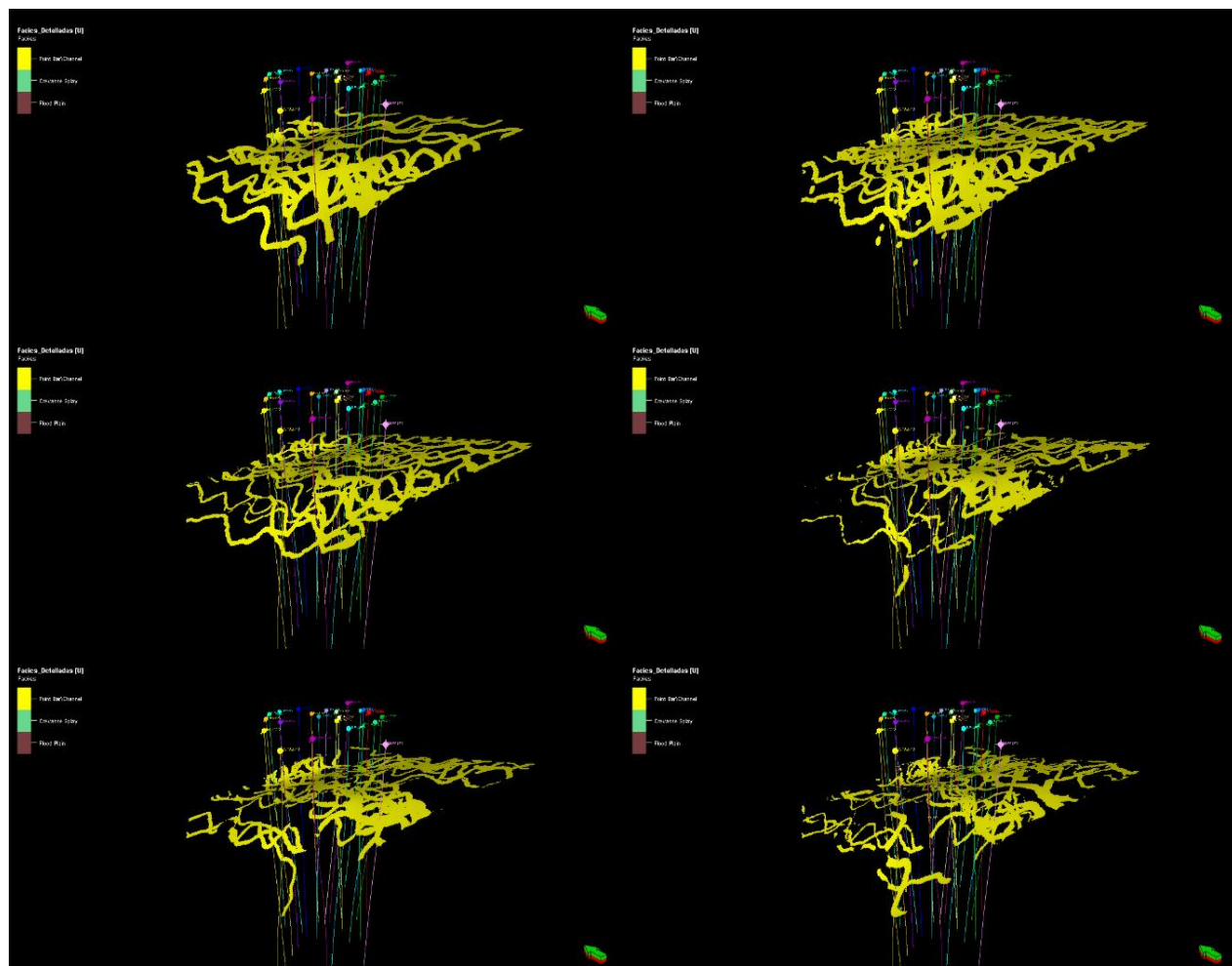
Anexo 35.

Desplazamiento vertical por capas de 2ft en el Modelo de facies para la zona 4



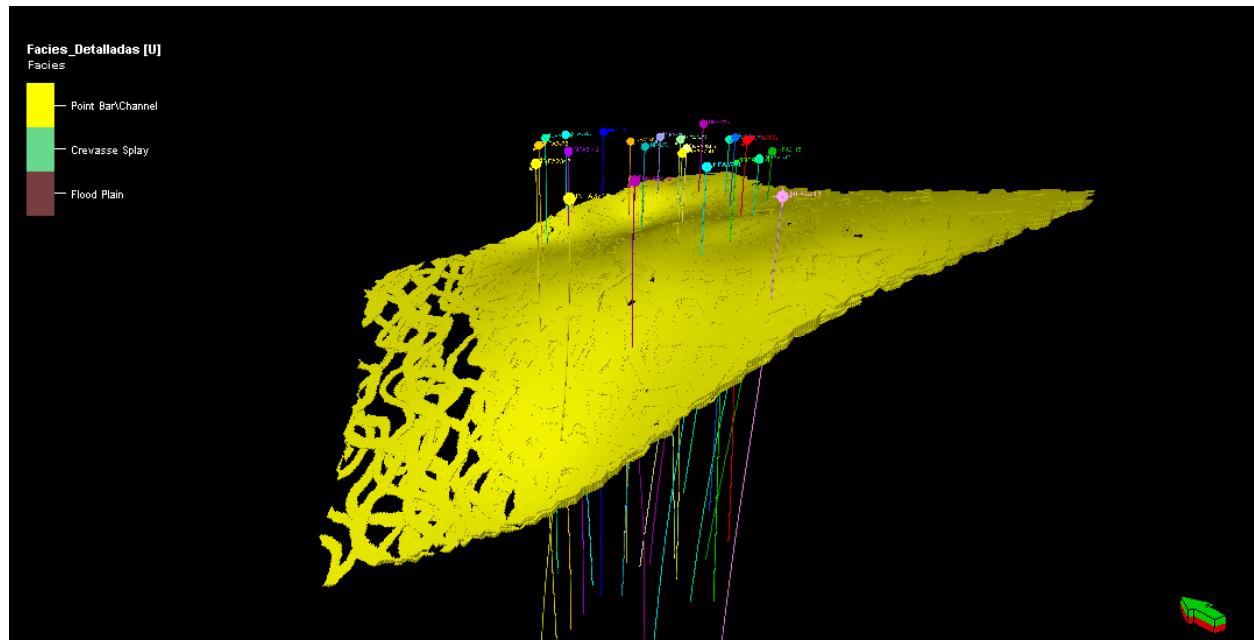
Anexo 36.

Desplazamiento vertical por capas de 2ft en el Modelo de facies para la zona 5



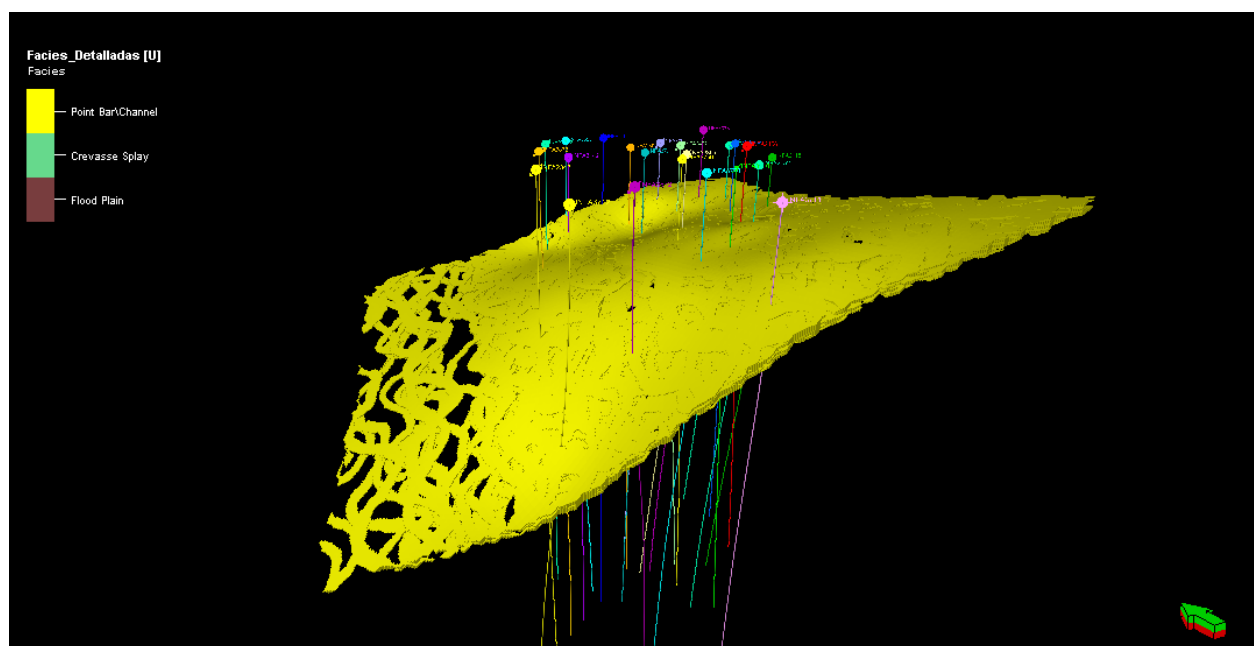
Anexo 37.

Distribución de la facie point bar en la zona 1



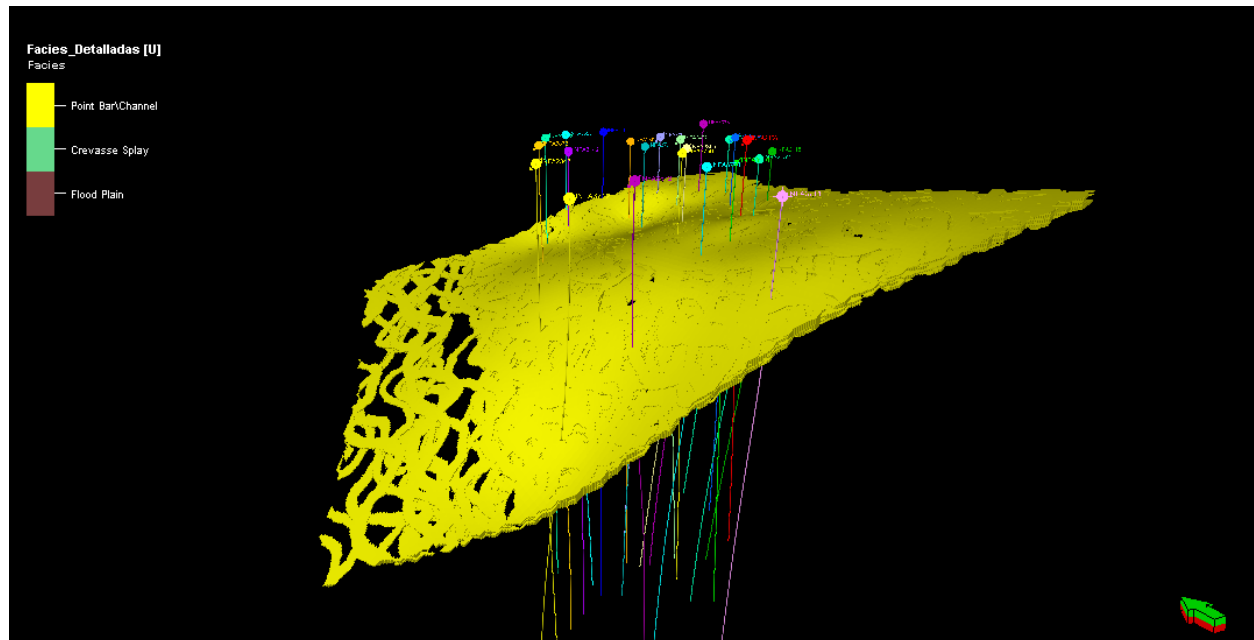
Anexo 38.

Distribución de la facie point bar en la zona 2



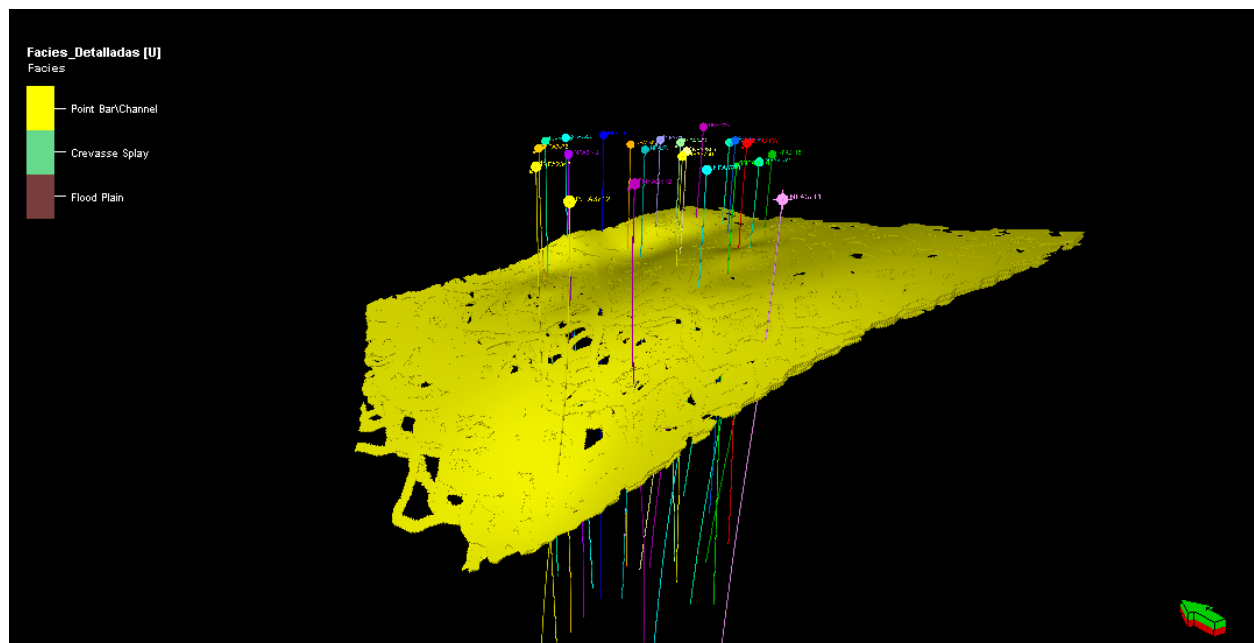
Anexo 39.

Distribucion de la facie point bar en la zona 3



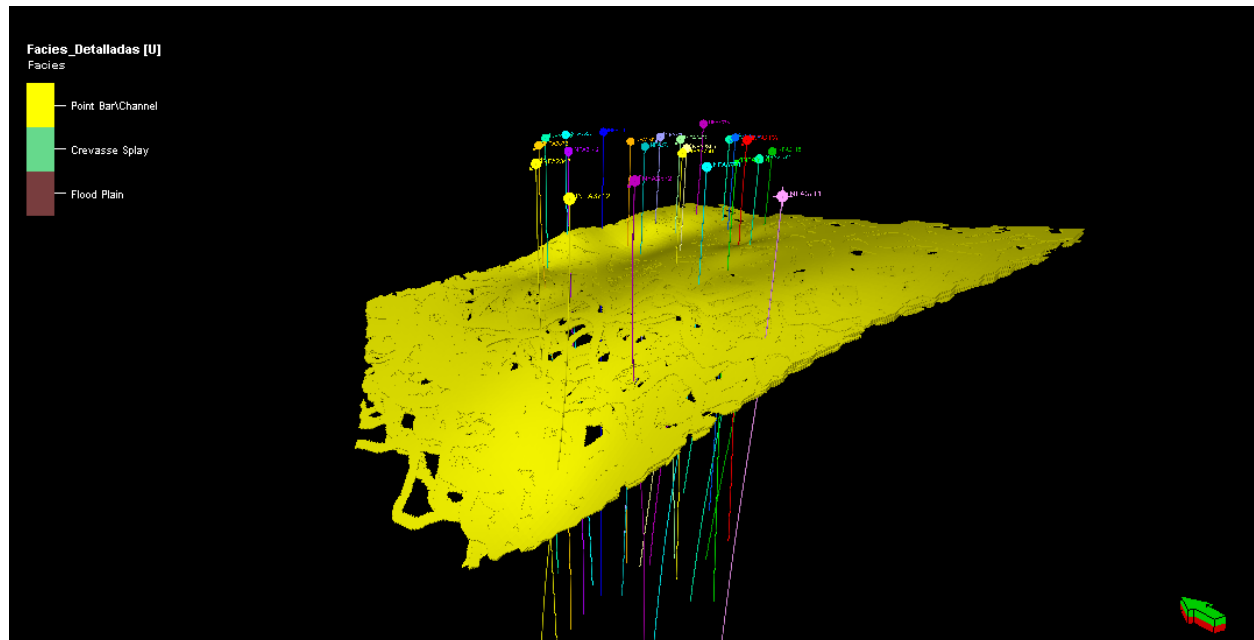
Anexo 40.

Distribucion de la facie point bar en la zona 4



Anexo 41.

Distribucion de la facie point bar en la zona 5



Anexo 42.

Distribucion de la facie point bar en la zona 6

