

Desarrollo del nivel arenas A58 de la Formación Colorado en el campo La Cira - Infantas, a partir de la generación de un modelo estático 3D y cálculo del aceite original en sitio (OOIP)

Gabriela Majthenyi Correa

Trabajo de Grado Modalidad Práctica Empresarial

Para Optar al Título de Geóloga

Director

Mario García González

Doctor en Geología

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas

Escuela de Geología

Geología

Bucaramanga

2026

Dedicatoria

A mis padres, Ingrid y Antonio, por su amor incondicional, su apoyo constante y por enseñarme, a través de su ejemplo, los valores que han guiado mi formación personal y profesional.

A mi hermano, Esteban, por su cariño, compañía y apoyo incondicional a lo largo de este camino.

A mis docentes, por compartir sus conocimientos con dedicación y compromiso, y por ejercer su labor con vocación, contribuyendo de manera significativa a mi formación académica y profesional.

A mis amigos, por creer en mí, brindarme su apoyo y motivarme a seguir adelante en cada etapa de este proceso.

Agradecimientos

Expreso mi más sincero agradecimiento a SierraCol Energy por brindarme la oportunidad de realizar mis prácticas profesionales y por abrirme las puertas a un entorno de aprendizaje en el que encontré un equipo siempre dispuesto a compartir su experiencia y conocimientos.

Al equipo de geólogos e ingenieros del campo La Cira–Infantas, en particular a Elkin Báez, Silvio Pacheco, Christian Perdomo, Ivonne Mendoza y Gabriela Barreiro por su disposición, orientación y acompañamiento durante el desarrollo de este proyecto. Sus enseñanzas y apoyo fueron fundamentales para mi crecimiento profesional.

A mis directores de trabajo de grado, Mario García y Carlos Naranjo, por su guía, acompañamiento y valiosos aportes a lo largo de este proceso. Su experiencia, compromiso y confianza fueron esenciales para la culminación de este trabajo.

A la Universidad Industrial de Santander, por brindarme una formación académica de calidad y las herramientas necesarias para desarrollarme como geóloga.

Finalmente, agradezco a mis amigos y compañeros por su apoyo, motivación y compañía durante esta etapa. En especial, a Sara, Esteban y Juliana, por estar presentes en los momentos de mayor desafío y celebrar conmigo cada logro alcanzado.

Tabla de contenido

Introducción.....	12
1 Objetivos	15
2 Marco teórico	16
2.1 Marco referencial.....	16
2.2 Marco geológico	17
2.2.1 Localización del área de estudio	17
2.2.2 Marco geológico regional	19
2.2.3 Marco geológico local	21
3 Metodología	25
3.1 Interpretación estratigráfica y control de topes en pozo.	25
3.2 Construcción del modelo estructural y generación de la malla tridimensional.	28
3.3 Asignación de facies sedimentarias en pozo.....	29
3.4 Modelado geológico 3D.....	32
3.4.1 Poblamiento de facies	32
3.4.2 Poblamiento de propiedades petrofísicas.....	34
3.4.3 Modelado petrofísico.....	39
3.5 Cálculo del OOIP y control de calidad del modelo.....	43
3.6 Generación de un plan de desarrollo	44

4 Resultados.....	45
4.1 Malla y modelo estructural	45
4.2 Modelo de facies.....	50
4.3 Modelo petrofísico.....	56
4.3.1 Volumen de arcillas.....	58
4.3.2 Porosidad efectiva	60
4.3.3 Permeabilidad.....	61
4.3.4 Saturación de agua total.....	62
4.3.5 Comparación y validación de propiedades petrofísicas	63
4.4 Cálculo del aceite original en sitio	65
4.5 Plan de desarrollo	66
4.5.1 Definición del patrón de desarrollo	66
4.5.2 Análisis económico de los patrones propuestos.....	69
5 Conclusiones.....	71
6 Recomendaciones.....	73
Referencias Bibliográficas.....	74

Lista de figuras

Figura 1. Localización del campo La Cira – Infantas	12
Figura 2. Mapa de la ubicación de la zona de estudio	18
Figura 3. Columna estratigráfica generalizada, cuenca Valle Medio del Magdalena.....	20
Figura 4. Mapa estructural del campo La Cira – Infantas, dividido en las 8 zonas que se delimitan estructuralmente	21
Figura 5. Columna estratigráfica de La Cira – Infantas, en la cual se señalan las arenas A58	23
Figura 6. Mapa estructural al tope de la arena A58Ss80, con los pozos utilizados para la interpretación de topes	26
Figura 7. Muestra de la calibración de facies realizada sobre un núcleo del campo La Cira – Infantas	30
Figura 8. Ejemplos de respuesta del registro Gamma Ray para cada facies empleada en el modelo	31
Figura 9. Mapas de facies utilizados como referencia para el modelado por objetos	33
Figura 10. Ubicación de los pozos utilizados para análisis petrofísicos sobre el mapa estructural de la arena A58Ss80	34
Figura 11. Transformación normal de la propiedad VShale en la arena A58Ss10, en la facies de canal	36
Figura 12. Computación de variogramas considerando las direcciones de continuidad para el poblamiento de la facies de canal en la arena 58Ss10	38

Figura 13. Curvas de presión capilar utilizadas para la aplicación de la Jfunction en el cálculo de la saturación de agua	42
Figura 14. Corte en la zona de Cira Norte donde se representan los OWC y los ocho horizontes de A58.....	43
Figura 15. Correlación de pozos 1 al 6 con los topes estratigráficos realizados y cada intervalo señalado, donde se evidencia la estructura del Anticlinal de La Cira.....	46
Figura 16. Vista 3D del grid estructural con cada paquete de arenas representado en un color distinto	48
Figura 17. A) Vista en planta de la sísmica para la zona norte del campo con la interpretación de las fallas identificadas. La línea roja de mayor grosor representa el Crossline 1. B) Sísmica correspondiente al Crossline 1, donde se aprecian tres de las fallas utilizadas en el estudio, las cuales se señalan en el mapa estructural. C) Mapa estructural de la Figura 6	49
Figura 18. Grid dividido en bloques a través de las fallas del modelo estructural	50
Figura 19. Correlación de los pozos 3, 4, 5 y 6 donde se observa la interpretación de facies	51
Figura 20. Distribución de facies en la capa más representativa para las arenas del estudio. A) Intervalo basal 58Ss10. B) Intervalo 58Ss20. C) Intervalo 58Ss30. D) Intervalo 58Ss40. E) Intervalo 58Ss50. F) Intervalo 58Ss60. G) Intervalo 58Ss70. H) Intervalo 58Ss80.....	52
Figura 21. Histograma de distribución de las facies respectivamente en el poblamiento (barras azules), las celdas escaladas (barras verdes) y el registro discreto original (barras rojas).....	54
Figura 22. Correlación de los pozos 3, 4, 5 y 6 donde se aprecia el poblamiento petrofísico por celda	56

Figura 23. A) Modelo de Vshale para una capa representativa de la arena 58Ss70. B) Histograma comparativo de la distribución de Vshale entre la propiedad poblada, las celdas escaladas y los registros originales	59
Figura 24. A) Modelo de Porosidad Efectiva para una capa representativa de la arena 58Ss70. B) Histograma comparativo de la distribución de Porosidad Efectiva entre la propiedad poblada, las celdas escaladas y los registros originales.....	60
Figura 25. A) Modelo de Permeabilidad para una capa representativa de la arena 58Ss70. B) Histograma comparativo de la distribución de Permeabilidad entre la propiedad poblada, las celdas escaladas y los registros originales	61
Figura 26. Modelo de Saturación de Agua para una capa representativa de la arena 58Ss70	62
Figura 27. Relación entre porosidad efectiva y permeabilidad, clasificada por tipos de roca según la calidad.....	64
Figura 28. Net to Gross petrolífero calculado para el modelo, junto con el histograma de su distribución	67
Figura 29. Esquema de ubicación de los patrones propuestos para el desarrollo de las arenas basales de las arenas A58	68
Figura 30. Análisis de sensibilidad del Valor Presente Neto (VPN10) frente a las variaciones de los principales parámetros económicos.....	70
Figura 31. Indicadores económicos del caso base y un escenario de sensibilidad para el plan de desarrollo	71

Lista de tablas

Tabla 1. Clasificación de los tipos de arenisca a partir del criterio FZI.....	41
Tabla 2. Promedios de propiedades petrofísicas pobladas estadísticamente según la facies	64
Tabla 3. Resultados del cálculo de aceite original en sitio (OOIP) por arena.....	65

Resumen

Título: Desarrollo del nivel arenas A58 de la Formación Colorado en el campo La Cira - Infantas, a partir de la generación de un modelo estático 3D y cálculo del aceite original en sitio (OOIP)*

Autor: Gabriela Majthenyi Correa**

Palabras clave: Modelo geológico tridimensional, Campo La Cira – Infantas, Formación Colorado, Modelado por objetos, Modelado petrofísico, cálculo de aceite original en sitio, Plan de desarrollo, Petrel.

Descripción: El campo La Cira – Infantas es uno de los principales activos en Colombia, sin embargo, la depleción de sus intervalos productores tradicionales ha llevado a la búsqueda de nuevas oportunidades de desarrollo. En este contexto, el presente trabajo tuvo como objetivo construir un modelo geológico tridimensional de las Arenas A58 de la Formación Colorado para un sector del campo La Cira – Infantas, integrando información estructural, estratigráfica y petrofísica para estimar el volumen original de aceite en sitio y proponer un plan de desarrollo.

La metodología comprendió la interpretación de topes en 503 pozos, la asignación de facies en 501 pozos, la construcción del modelo estructural, el poblamiento de facies mediante el método de modelado por objetos, la distribución geoestadística de propiedades petrofísicas mediante simulación gaussiana secuencial y el modelado de saturación de agua utilizando la J-Function de Leverett. Este proceso se realizó en el entorno de Petrel. Finalmente, se realizó la estimación del aceite original en sitio (OOIP) y la evaluación de un plan de desarrollo mediante simulación dinámica y análisis económico.

Los resultados permitieron representar detalladamente la arquitectura del reservorio y la distribución espacial de sus propiedades, identificar zonas con mayor potencial para la recuperación secundaria a través de inyección de agua y formular un plan de desarrollo técnica y económicamente viable. Este trabajo es una herramienta de apoyo para la toma de decisiones en el desarrollo futuro del campo y aporta una metodología aplicable a la caracterización de reservorios fluviales heterogéneos.

*Trabajo de Grado

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas - Escuela de Geología - Director Mario Garcia González

Abstract

Title: Development of the A58 Sands of the Colorado Formation in the La Cira–Infantas Field Through 3D Static Geological Modeling and Original Oil in Place (OOIP) Estimation*

Author: Gabriela Majthenyi Correa**

Keywords: 3D geological modeling, La Cira–Infantas Field, Colorado Formation, Object Modeling, Petrophysical modeling, Original Oil in Place (OOIP), Development plan, Petrel.

Description: The La Cira–Infantas Field is one of Colombia's most important oil assets. However, the depletion of its traditional producing intervals has increased the need to identify new development opportunities. This study aimed to develop a three-dimensional geological model of the A58 Sands of the Colorado Formation in a sector of the La Cira–Infantas Field by integrating structural, stratigraphic, and petrophysical data to estimate the Original Oil in Place (OOIP) and support a development plan.

The methodology included stratigraphic interpretation of 503 wells, facies interpretation in 501 wells, structural modeling, object-based facies modeling, petrophysical property distribution using Sequential Gaussian Simulation, and water saturation modeling through Leverett J-Function, all performed in Petrel. The resulting model was used to estimate the OOIP and evaluate a development plan through dynamic reservoir simulation and economic analysis.

The results provided a detailed representation of the reservoir architecture and petrophysical distribution, allowing the identification of areas with the highest potential for secondary recovery through water injection. The proposed development plan is technically and economically feasible, providing a reliable basis for future field development and demonstrating a workflow applicable to the characterization of heterogeneous fluvial reservoirs.

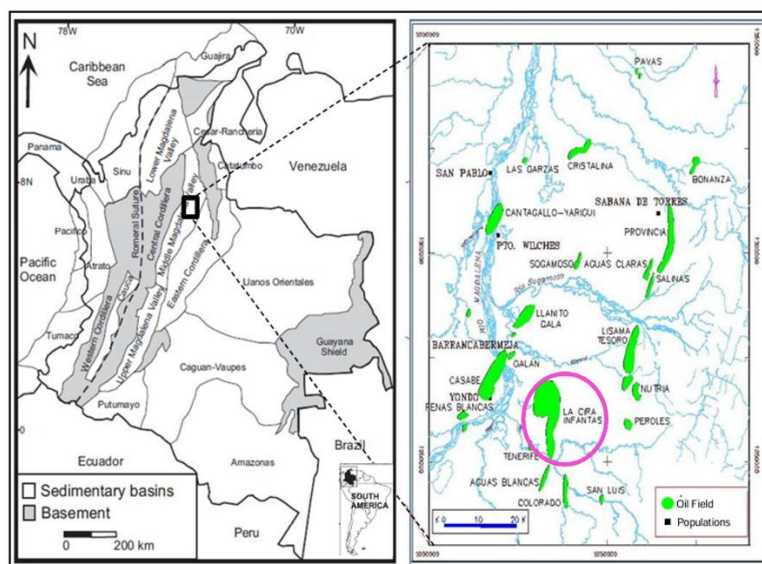
*Bachelor Thesis

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas - Escuela de Geología - Director Mario García González

Introducción

Figura 1.

Localización del campo La Cira – Infantas.



Nota. Modificado de Ecopetrol-ICP (2001) y Gutiérrez (2001).

El campo La Cira – Infantas, ubicado en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, ha sido de vital importancia en la historia petrolera de Colombia. Descubierto en 1918, con la perforación del pozo Infantas-2, fue pionero en nuestro país, iniciando la comercialización del petróleo. Es uno de los activos petroleros más importantes del país, con un petróleo original en sitio de aproximadamente 763 millones de barriles y una producción acumulada que supera los 712 millones de barriles y un factor de recobro del 19% (ANH, 2012). Desde sus inicios, el desarrollo se ha concentrado en explotar principalmente el intervalo inferior de la Formación Mugrosa, también conocidas como Arenas C, que corresponde a rocas del Oligoceno con gran acumulación de hidrocarburos (ANH, 2012).

El alto nivel de depleción de este horizonte, que por casi un siglo fue el único prospecto en el campo, ha llevado a la necesidad de buscar nuevas oportunidades para mantener la productividad del campo, como lo es la Formación Colorado, cuyas arenas inferiores, también llamadas Arenas B, se han venido desarrollando en los últimos años con resultados positivos y prospectivos para el campo, el cual en la actualidad utiliza el método de recuperación secundaria por inyección de agua (Sierracol Energy, RMT LCI, 2012). En este contexto, se busca desarrollar el potencial de las arenas más someras de esta formación, también conocidas como arenas A58, las cuales representan un potencial remanente aún subdesarrollado en el campo.

El análisis y caracterización de las arenas A58 resulta clave para la producción futura, apoyar estrategias de gestión de reservas y optimizar los factores de recobro. Para ello, surge la necesidad de construir un modelo tridimensional que integre topes estratigráficos, la distribución de facies y propiedades petrofísicas como permeabilidad, volumen de arcilla, porosidad y saturación de agua y evitando problemas de sobreestimación o subestimación del hidrocarburo original en sitio, que se vieron en un modelo previo de las arenas A58 realizado en 2022.

La construcción de este modelo estático junto con el cálculo del volumen original de hidrocarburos en sitio y la estimación de reservas recuperables, serán de gran importancia para resolver interrogantes respecto a la continuidad de los cuerpos arenosos, los cuales se encuentran más heterogéneos en estas arenas que en otras presentes en el campo; y a la distribución de las facies. A partir de estos resultados, se puede construir un modelo dinámico desde el área de ingeniería y operaciones, lo cual permitirá hacer estudios operativos y económicos que determinen la viabilidad de la explotación del intervalo A58.

En este marco, el presente proyecto busca proponer un plan de desarrollo para las Arenas A58 de la Formación Colorado en un área del campo La Cira - Infantas, mediante la generación de un modelo geológico 3D y su análisis volumétrico, con el fin de aportar al avance del conocimiento de estas unidades y la sostenibilidad de la producción petrolera en Colombia.

El presente trabajo se encuentra distribuido en los siguientes capítulos: Introducción, objetivos, marco teórico (que incluye el marco referencial, la localización del área de estudio y el marco geológico), metodología, resultados, conclusiones, recomendaciones y referencias bibliográficas.

1 Objetivos

Objetivo general:

Proponer un plan de desarrollo para las Arenas A58 en un área del campo La Cira - Infantas mediante la construcción de un modelo geológico 3D detallado, elaborado a partir de la interpretación de topes estratigráficos y facies en registros de pozo, con el fin de estimar el volumen original de hidrocarburos (OOIP) y orientar la toma de decisiones para la optimización del reservorio.

Objetivos específicos:

1. Recolectar y analizar la información geológica existente, incluyendo bibliografía, interpretaciones de topes previas, registros de pozo y mapas de arenas, para establecer una base de datos confiable que sustente la modelación del intervalo A58.

2. Generar un modelo geológico 3D detallado de las Arenas A58, mediante la asignación y ajuste de topes estratigráficos y la interpretación manual de facies entre los intervalos A58Ss10 y A58Ss80, con el propósito de mejorar la caracterización del reservorio y reducir incertidumbres estructurales y sedimentológicas.

3. Calcular el volumen original de hidrocarburos (OOIP) utilizando el modelo estático final, para estimar el potencial del intervalo y aportar precisión de reservas al proceso de planeación del campo.

4. Proponer un plan de desarrollo para las Arenas A58, integrando los resultados del modelado geológico, el análisis volumétrico y criterios de ingeniería de petróleos, con el fin de orientar estrategias futuras de explotación y optimizar la sostenibilidad productiva del campo.

2 Marco teórico

2.1 Marco referencial

El modelado geológico tridimensional es una de las herramientas más importantes para la caracterización de un yacimiento, debido a que integra la información del subsuelo en una representación espacial coherente. Estos modelos permiten comprender la distribución de facies, propiedades petrofísicas y elementos estructurales, que controlan el comportamiento de los fluidos. En este sentido, Bentley y Ringrose (2017) señalan que los modelos estáticos permiten evaluar el comportamiento del yacimiento y respaldar decisiones relacionadas con la exploración, el desarrollo y la producción. Además, destacan el concepto de modelos *fit-for-purpose*, en los cuales el nivel de detalle se ajusta a los objetivos del estudio y a la información disponible.

La construcción de un modelo estático requiere un flujo de trabajo multidisciplinario que inicia con la realización del modelo estructural, que incluye un modelo de fallas, los horizontes estratigráficos y límites del reservorio. Posteriormente se desarrolla el modelo estratigráfico y, sobre esta base, se construyen los modelos de distribución de facies y litologías, para finalmente distribuir las propiedades petrofísicas espacialmente, como lo son la porosidad efectiva, permeabilidad, volumen de arcilla y saturación de agua. Las distribuciones tanto de facies como de propiedades petrofísicas se desarrollan mediante métodos geoestadísticos que permitan representar la heterogeneidad del yacimiento.

Filak et al. (2013) describen este proceso como un flujo integrado en el que la información estructural, estratigráfica, sedimentológica, petrofísica y sísmica se combina para construir un modelo representativo del reservorio. En este contexto, la caracterización de las heterogeneidades geológicas resulta fundamental, ya que estas controlan el flujo de los fluidos y, por tanto, influyen directamente en el comportamiento productivo del yacimiento. Corrêa et al. (2025) destacan que los avances recientes en modelado geológico se han orientado en el desarrollo de metodologías multidisciplinarias, capaces de integrar información proveniente de afloramientos análogos, interpretación estructural, análisis estratigráfico y modelos conceptuales, reduciendo la incertidumbre asociada a la heterogeneidad del subsuelo.

Programas especializados como Petrel integran todas las etapas del modelado estático dentro de un único entorno de trabajo, desde la interpretación de topes y la construcción de la malla 3D hasta la distribución de las facies y propiedades petrofísicas y el cálculo del aceite original en sitio, facilitando la integración de gran cantidad de información.

En este trabajo, estos fundamentos conforman la base conceptual para la construcción del modelo geológico tridimensional del reservorio correspondiente a las arenas A58 de la Formación Colorado, mediante la integración de información estructural, estratigráfica y petrofísica, con el propósito de representar la arquitectura del reservorio y la distribución espacial de sus propiedades.

2.2 Marco geológico

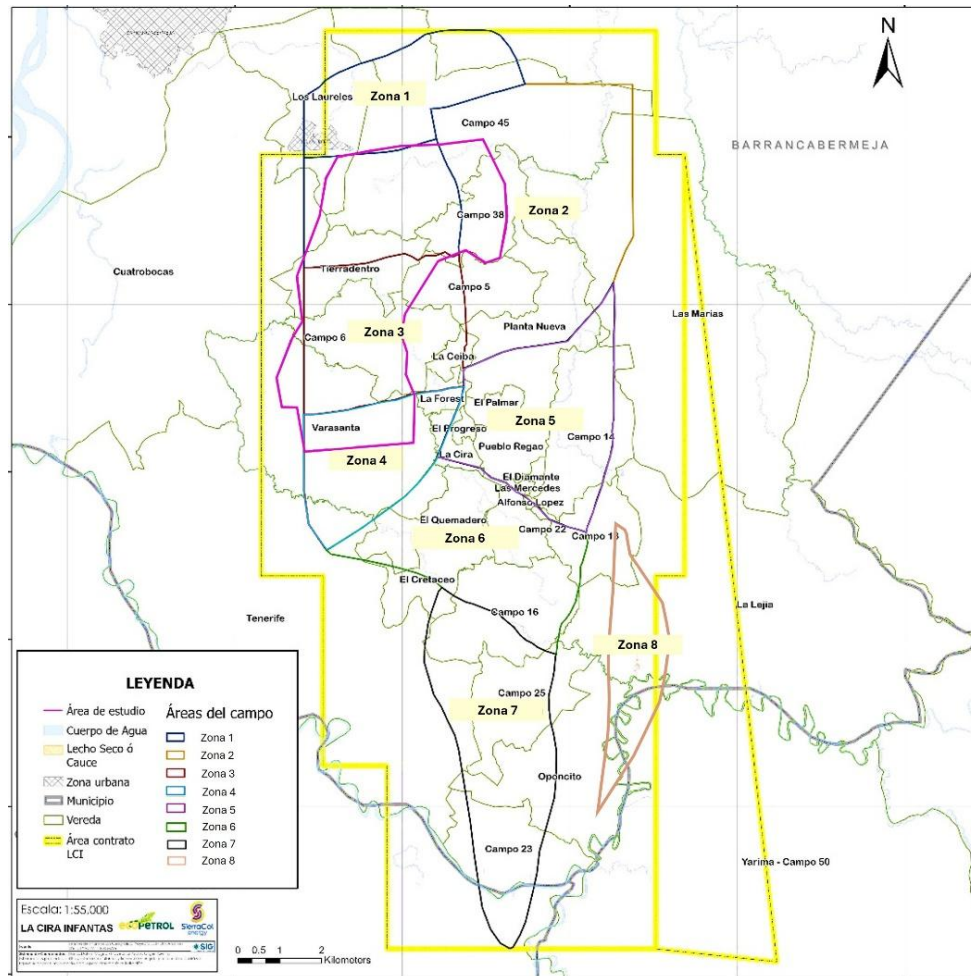
2.2.1 Localización del área de estudio

El área de jurisdicción del presente proyecto comprende la zona de influencia del Campo Cira – Infantas, ubicado al norte del municipio de Barrancabermeja, departamento de Santander. Más específicamente el área, delimitada por el polígono fucsia que se representa en la Figura 2, la

cual comprende parte del Anticlinal de La Cira, presentando la zona más alta hacia el este y la baja hacia el oeste.

Figura 2.

Mapa de la ubicación de la zona de estudio.



Nota. Modificado de LCI RMT (2022).

Esta región ha sido escenario de intensa actividad exploratoria desde comienzos del siglo XX, convirtiéndose en una de las áreas más estudiadas de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena (ANH, 2012).

2.2.2 *Marco geológico regional*

La Cuenca del Valle Medio del Magdalena corresponde a una cuenca intermontana ubicada entre las cordilleras Central y Oriental. Su evolución geológica posee una fase extensional durante el Triásico hasta comienzos del Cretáceo de tipo rift, con depósitos de tipo molásico. Durante el Cretácico la cuenca se configuró como un retroarco, detrás de la zona de subducción andina, con depósitos principalmente marinos. Hacia el Cretácico Tardío, la acreción de la Cordillera Occidental originó un proceso de deformación y plegamiento, con la erosión de la secuencia cretácica en el campo (Rojas Suárez, 2011).

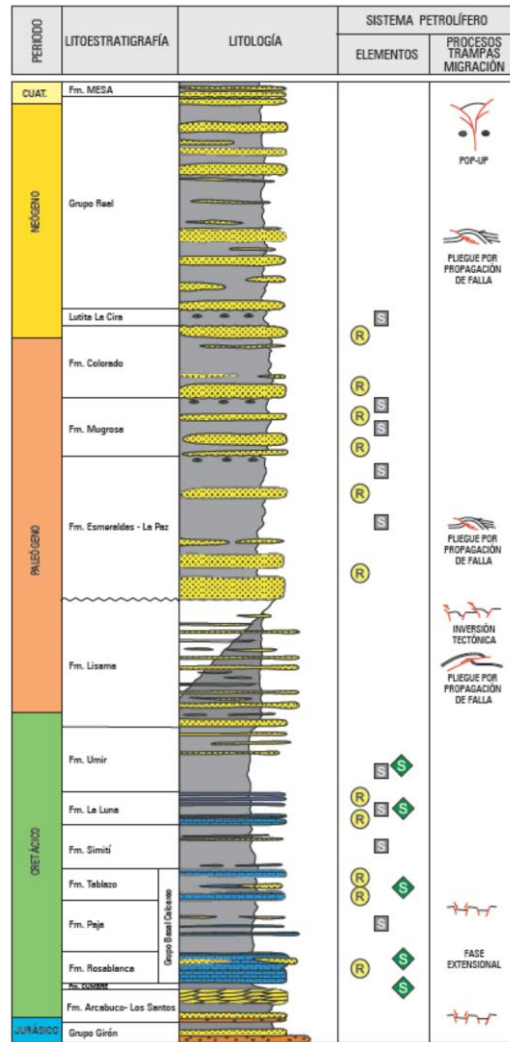
Posteriormente, en el Cenozoico, el levantamiento de la Cordillera Oriental dio lugar al desarrollo de una cuenca antepaís que acumuló grandes espesores de sedimentos continentales gracias a la subsidencia flexural (Cooper et al., 1995). En este contexto, se modificaron las áreas fuente y se favoreció el desarrollo de sistemas fluviales y deltaicos que caracterizan el relleno sedimentario de la cuenca (Caballero Ortiz, 2010), con formaciones como Umir, Lisama, La Paz, Esmeraldas, Mugrosa, Colorado y Real, que conforman gran parte de la sucesión cenozoica del Valle Medio del Magdalena (Agencia Nacional de Hidrocarburos & INGRAIN S.A.S., 2012). Como resultado, la cuenca presenta una arquitectura estructural dominada por anticlinales y fallas inversas con orientación preferencial norte-sur, que constituyen las principales trampas estructurales acumuladoras de hidrocarburos (Llamosa Ardila, 2010).

La sucesión sedimentaria de la cuenca abarca desde el Jurásico hasta el Cuaternario, como se presenta en la Figura 3. Durante el Cretácico predominó la sedimentación marina, dando origen a formaciones como Rosablanca, Paja, Tablazo, Simití y La Luna, siendo esta última la principal roca generadora de hidrocarburos de la cuenca (Llamosa Ardila, 2010). Las formaciones Tablazo

y algunos niveles de Simití actúan como reservorios, mientras que las lutitas de la Formación Paja y los niveles superiores de La Luna funcionan como sellos regionales (Llamosa Ardila, 2010).

Figura 3.

Columna estratigráfica generalizada, cuenca Valle Medio del Magdalena.



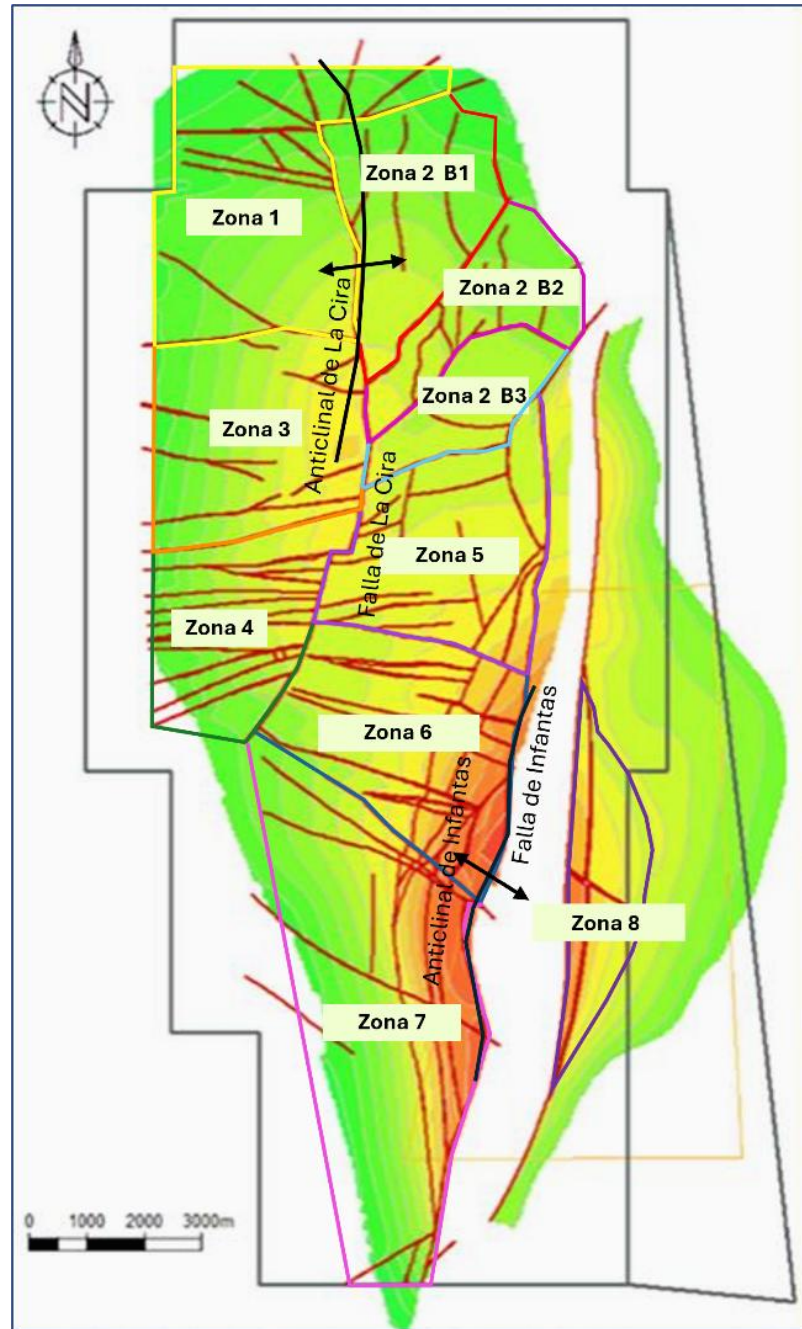
Nota. Tomado de ANH, (2012)

2.2.3 Marco geológico local

El campo La Cira – Infantas está formado por dos estructuras principales, las cuales son el Anticlinal de La Cira y el Anticlinal de Infantas, las cuales se formaron en el Terciario tardío y presentan una orientación general norte – sur, como se observa en la Figura 4. Ambos pliegues se asocian a las fallas principales: La Cira e Infantas, las cuales corresponden a fallas inversas que controlan la configuración del campo y compartimentación del reservorio (Rojas Suárez, 2011; Llamosa Ardila, 2010).

Figura 4.

Mapa estructural del campo La Cira – Infantas, dividido en las 8 zonas que se delimitan estructuralmente.



Nota. Las líneas rojas corresponden a las fallas, mientras que en negro se resaltan las estructuras principales del campo. Modificado de LCI RMT 2022.

El Anticlinal de La Cira corresponde a un pliegue asimétrico con 5 km de longitud, 3 km de ancho y un cabeceo hacia el norte y el sur. La Falla de La Cira, que buza hacia el oeste con un

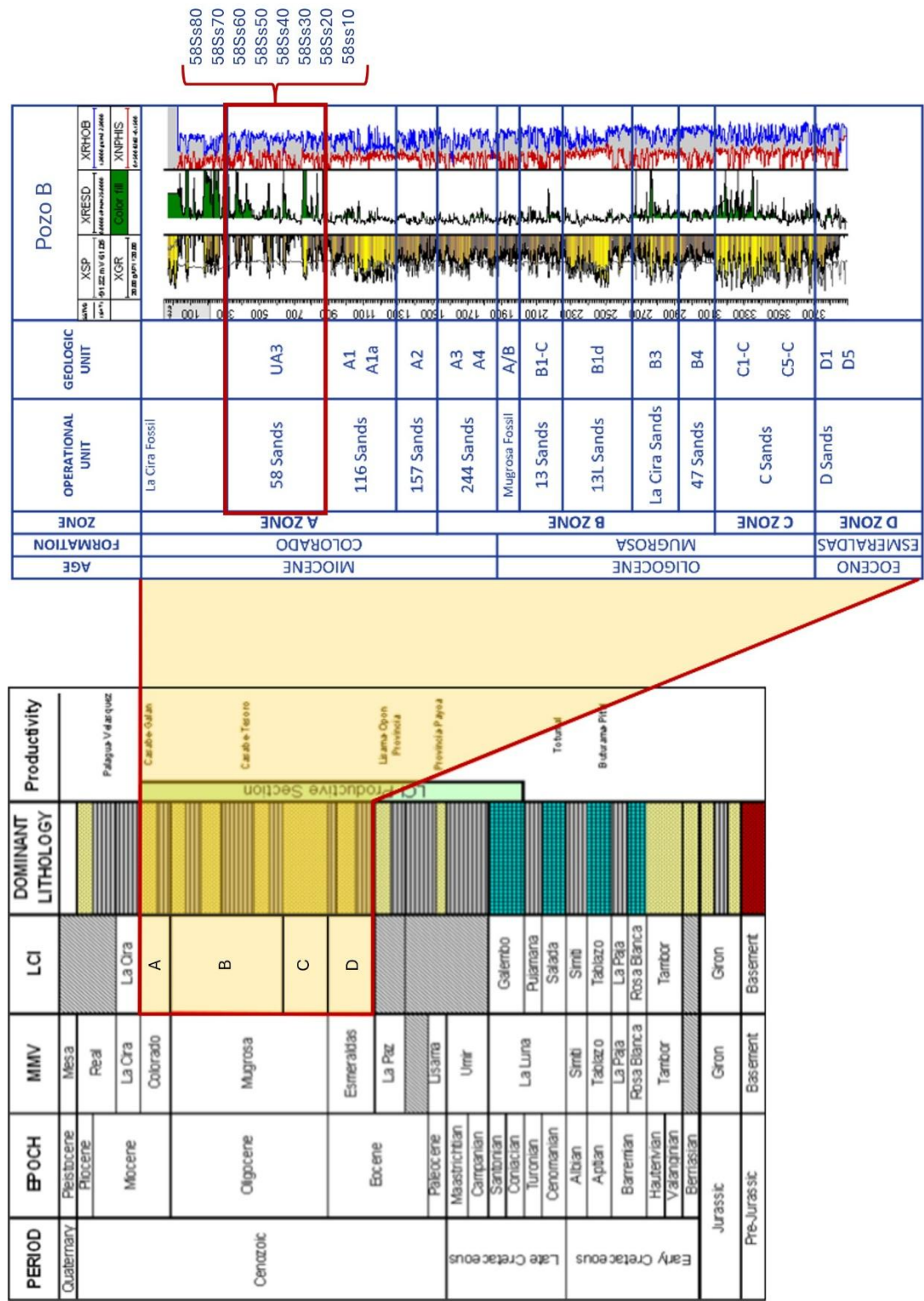
alto ángulo, corta este anticlinal en su flanco este y está asociada a un sistema de fallas de rumbo tipo “*wrenching*” (Rojas Suárez, 2011). Hacia el oriente de esta se forma una curvatura negativa leve, similar a un sinclinal, hasta limitar con la Falla de Infantas. Es importante destacar que la Falla de La Cira tiene propiedades sellantes y tanto el bloque colgante (Zonas 1,3 y 4, Fig. 4) como el bloque yacente (Zona 2, Fig. 4) son zonas productoras de hidrocarburo (Rojas Suárez, 2011).

En el caso del Anticlinal de Infantas, el Sistema de Fallas de Infantas se encuentra cortando su cresta y genera la erosión parcial del flanco este, además, buza hacia el oriente con ángulos entre 40° y 70°. Esta estructura es afectada por fallas normales que son perpendiculares al sistema de fallas principal y presenta una longitud aproximada de 12 km y 2km de ancho, siendo estructuralmente más alto que el Anticlinal de La Cira (Rojas Suárez, 2011; Llamosa Ardila, 2010).

Durante el Mioceno temprano se sedimenta la Formación Colorado, en cuyos niveles someros se ubican las arenas A58, representadas en la Zona A de la Figura 5. Esta se caracteriza por sus areniscas de grano fino a muy fino con abundante intercalación de lutitas y limolitas no consolidadas y con finos lentes esporádicos de caliza (Agencia Nacional de Hidrocarburos & INGRAIN S.A.S., 2012). Correspondiente a un sistema fluvial meándrico, en esta formación, predominan los subambientes de rellenos de canal (*channel belts*), abanicos de desbordamiento (*crevasse splays*), llanuras de inundación (*floodplain*), además de depósitos lacustres y paleosuelos. Estos subambientes reflejan la migración lateral de los canales y la evolución de la planicie aluvial (Rojas Suárez, 2011).

Figura 5.

Columna estratigráfica de La Cira – Infantas, en la cual se señalan las arenas A58.



Nota. Modificado de LCI RMT 2022.

3 Metodología

El proyecto se desarrolló en seis fases, las cuales integran la recopilación, procesamiento e interpretación de información geológica y petrofísica, así como la construcción de un modelo estático para el análisis volumétrico de hidrocarburos en las arenas A58.

3.1 Interpretación estratigráfica y control de topes en pozo.

En esta fase se realizó una revisión pozo a pozo con el propósito de identificar aquellos que contaban con los registros necesarios para el modelamiento geológico. Posteriormente, se llevó a cabo la interpretación de topes mediante correlaciones estratigráficas, tomando como referencia cuatro pozos tipo suministrados para el proyecto. Este procedimiento se desarrolló en el software DecisionSpace Geosciences.

Las correlaciones se realizaron por grupos de cuatro o cinco pozos cercanos, comparándolos con el pozo tipo más representativo para cada sector. De esta manera, se fue construyendo gradualmente la caracterización estratigráfica del área. Los pozos afectados por fallamiento se dejaron para las etapas finales de esta actividad, ya que para ese momento se contaba con un mayor número de pozos vecinos con topes previamente interpretados, lo que facilitó la comparación entre registros y permitió estimar con mayor precisión el punto en el que las fallas interceptaban la secuencia estratigráfica, apoyándose además en la interpretación sísmica en profundidad.

Es importante mencionar que el área ya contaba con un modelo estructural con 15 fallas, el cual fue sometido a un control de calidad durante esta etapa, mediante el software de Petrel.

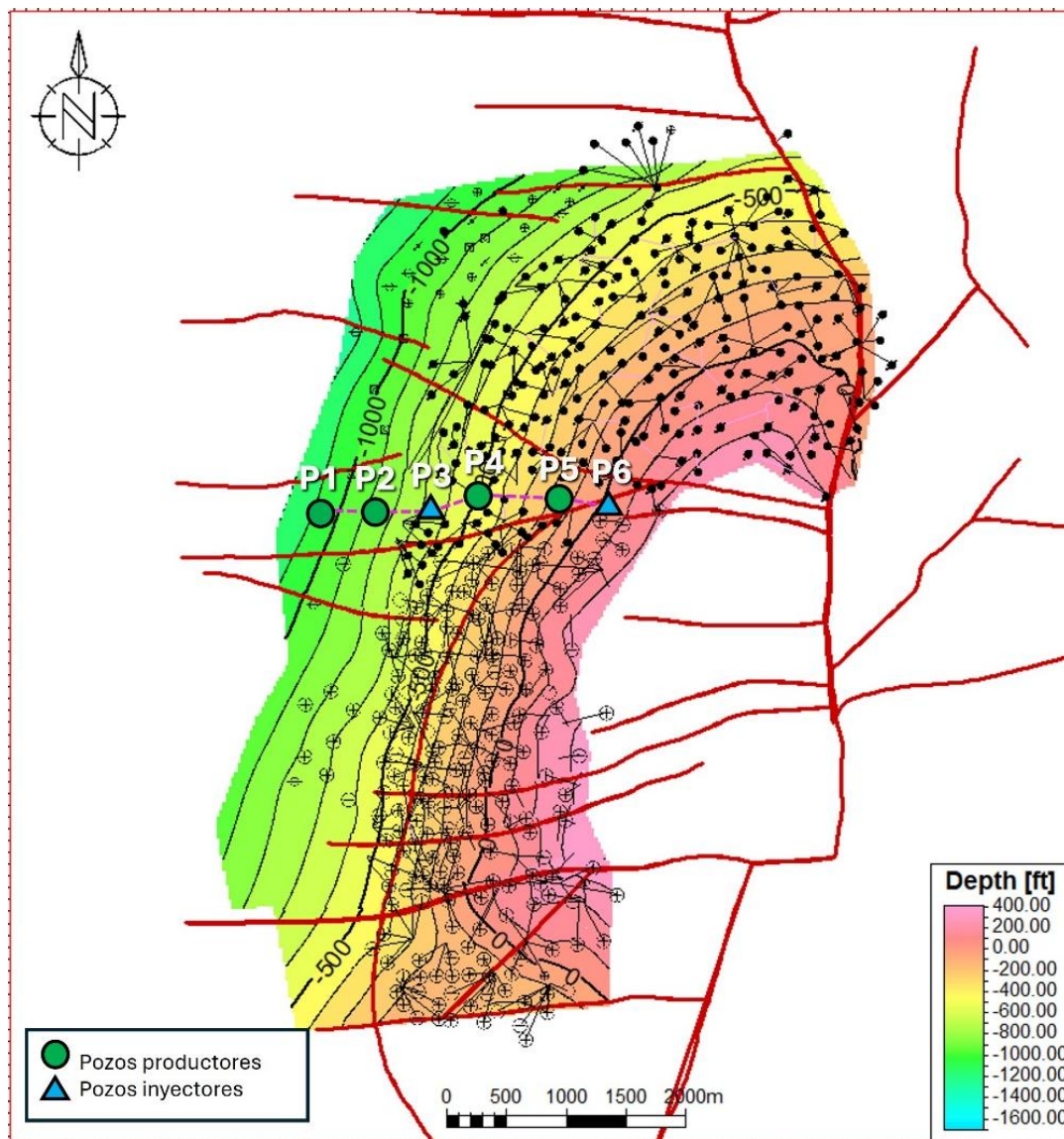
Como resultado de esta revisión, fue necesario realizar ajustes en los topes de una de las fallas para mejorar su representación dentro del modelo.

En total se interpretaron los topes correspondientes a 503 pozos, realizando el picado de nueve horizontes por cada uno de ellos, comprendidos entre los niveles A1 y 58Ss80, como se observa en la Figura 5, los cuales son respectivamente la base y el tope de las arenas A58. La interpretación de este volumen de información permitió obtener un control estratigráfico detallado, contribuyendo a que las superficies utilizadas posteriormente en la construcción de la malla tridimensional (*grid*) representaran de manera más consistente la geometría del yacimiento.

Como parte del control de calidad de los topes interpretados, estos se importaron a Petrel con el fin de generar superficies a partir de dichos horizontes, con el objetivo de identificar posibles irregularidades o inconsistencias en su geometría. En el mapa de la Figura 6 se presenta la superficie de la arena 58Ss80, sobre la cual se encuentran los pozos a los cuales se les interpretaron topes, representados por los símbolos color negro, compuestos por una curva que representa la trayectoria del pozo y el círculo el fondo de este. Asimismo, se resaltaron los pozos correspondientes a la correlación A, conformada por seis pozos, en la cual los pozos productores (P1, P2, P4 y P5) se representan con un círculo verde, mientras que los inyectores (P3 y P6) se muestran mediante un triángulo azul. Esta correlación se seleccionó como muestra para la sección de resultados, al extenderse desde la parte más baja hasta la más alta de la zona de estudio sobre el Anticlinal de La Cira.

Figura 6.

Mapa estructural al tope de la arena A58Ss80, con los pozos utilizados para la interpretación de topes



Nota. En la figura se observa en planta la correlación A, que comprende los pozos del 1 al 6.

Este procedimiento se complementó con la verificación realizada mediante la sísmica y permitió realizar los ajustes necesarios antes de continuar con las siguientes etapas del modelamiento.

3.2 Construcción del modelo estructural y generación de la malla tridimensional.

En un inicio se construyó el *Structural Framework* en función de la profundidad y, posteriormente, se actualizó el plano de una de las fallas del extremo sur, de acuerdo con los ajustes realizados en la fase anterior. A partir de este modelo se construyó el *Fault Framework*, utilizando como información de entrada las superficies de falla previamente modeladas.

Durante esta etapa se definieron los parámetros necesarios para la representación estructural de las 15 fallas que conforman el modelo, incluyendo aspectos como la resolución, la extrapolación y las relaciones geométricas entre ellas. Asimismo, se verificaron las relaciones de jerarquía y los truncamientos entre las fallas que entran en contacto, estableciendo cuál actúa como falla principal y cuál como falla secundaria, con el fin de garantizar una representación consistente de las intersecciones dentro del modelo estructural.

Posteriormente, se procedió con la construcción del *Model Boundary*, el cual define los límites tridimensionales del modelo. Para ello, se utilizó el polígono construido previamente para delimitar el área de estudio en planta y la información de topes de pozo para establecer los límites verticales del modelo.

Una vez definidos estos elementos, se procedió con la construcción de los horizontes del modelo a partir de los topes interpretados y de las superficies generadas con base en ellos. En esta etapa se definió un contacto de tipo conformable para los 9 horizontes modelados y se permitió la variación de espesores entre ellos. Posteriormente, se realizó el refinamiento del modelo, en el cual se establecieron parámetros como la resolución, el suavizado de las superficies y el límite para el descarte de *outliers*. Adicionalmente, se generaron mapas isócoros con el fin de analizar la

variación de espesores entre horizontes y realizar un control de calidad adicional, verificando que las superficies no se cruzaran en ningún sector del modelo.

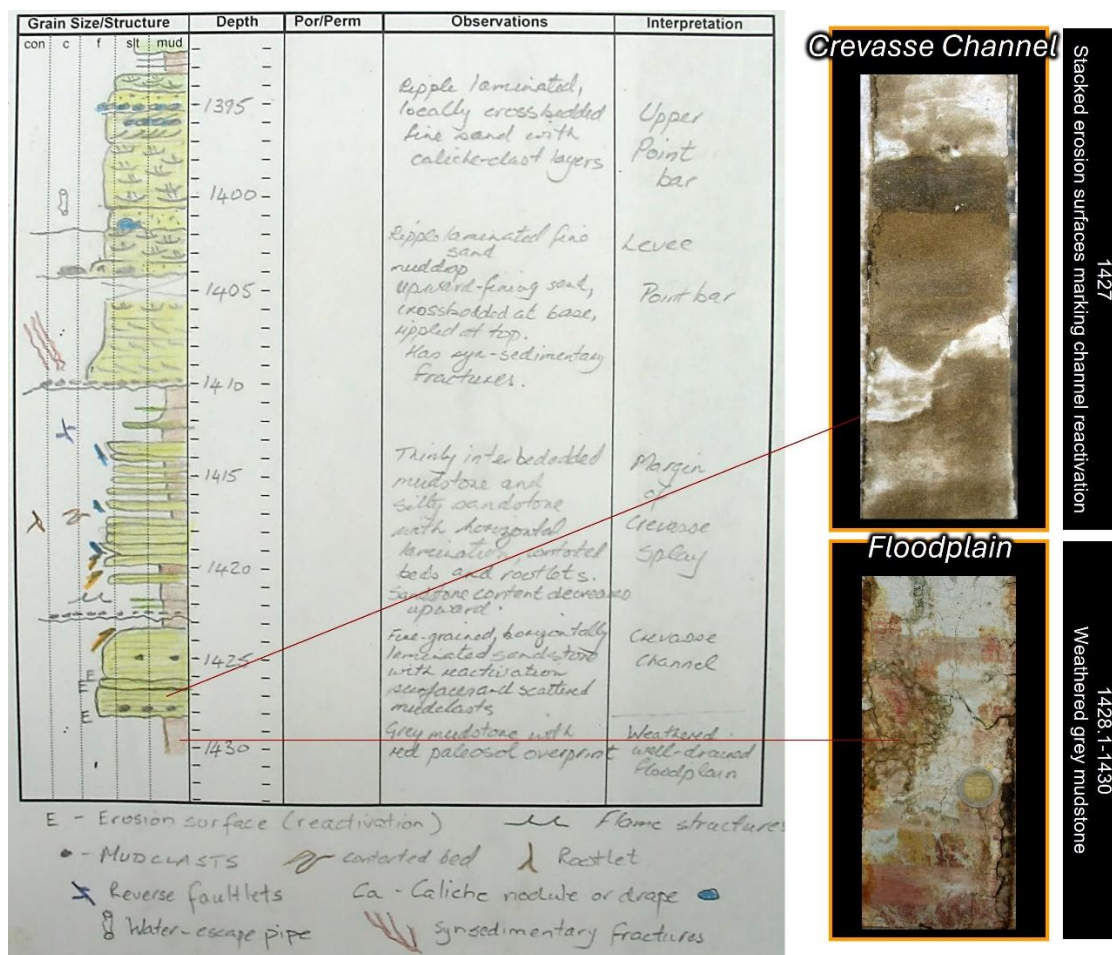
Una vez completadas estas etapas y realizados los controles de calidad correspondientes, se construyó el *grid* estructural. Para ello, se definieron celdas con dimensiones de 25 m × 25 m × 3 ft en las direcciones i, j y k. Asimismo, se estableció el número de capas para cada horizonte en función de su espesor, utilizando una resolución vertical de 3 ft, por lo que el número de capas asignado a cada horizonte correspondió aproximadamente al cociente entre su espesor promedio y el espesor definido para cada capa.

3.3 Asignación de facies sedimentarias en pozo

La definición de las facies empleadas en el modelo fue calibrada con un núcleo previamente mediante un estudio realizado por una empresa de servicios especializada. En dicho trabajo se establecieron ocho tipos de facies, sin embargo, para el presente estudio se trabajó con las tres facies principales: *channel belts*, *crevasse splays* y *floodplain*. Esta simplificación se debe al nivel de detalle de la información disponible y a limitaciones del software de Petrel, factores que permitieron la diferenciación consistente únicamente de estas tres facies. Una muestra de la calibración realizada se presenta en la Figura 7.

Figura 7.

Muestra de la calibración de facies realizada sobre un núcleo del campo La Cira – Infantas.



Nota. Modificado de The ARC Group (2017).

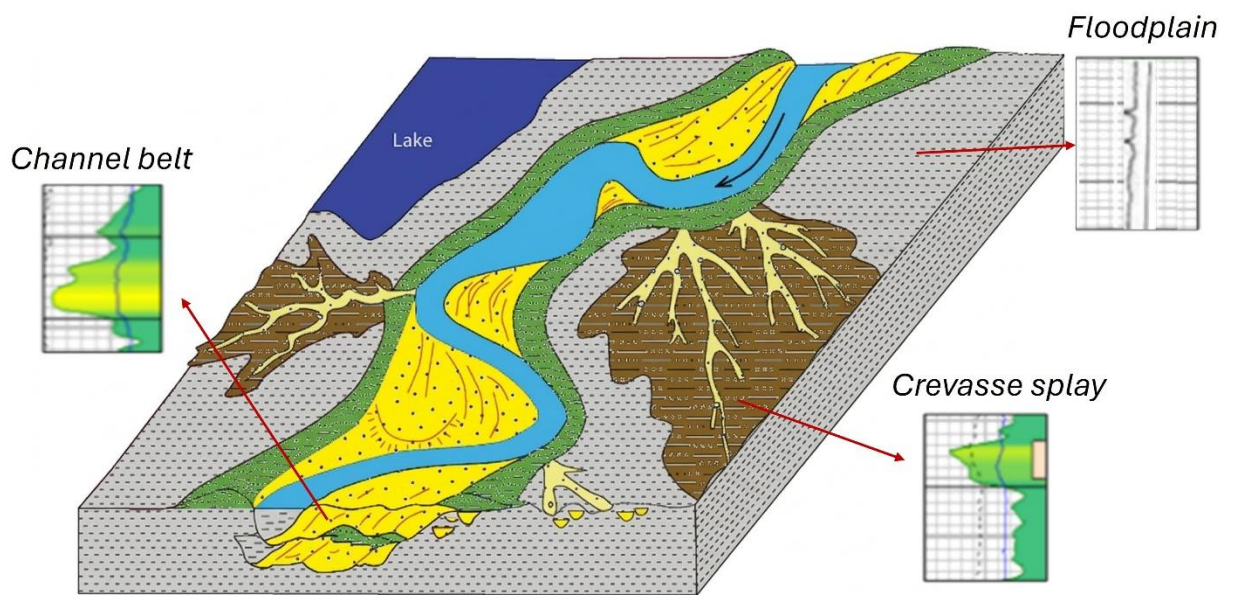
Para la asignación de facies sedimentarias se utilizaron los registros de Gamma Ray, Resistividad Profunda, Porosidad Neutrón y Densidad Bulk en un total de 501 pozos. En el registro discreto donde se asignaron facies, los *channel belts* fueron representados en color amarillo, los *crevasse splays*, de color naranja y el *floodplain*, de color gris.

La caracterización se realizó con base en la respuesta de los registros geofísicos. Para los *channel belts* se identificaron tendencias granodecrecientes o con forma de campana en el registro de Gamma Ray y se verificó que correspondieran a arenas limpias mediante el criterio de densidad-

neutrón. Para los *crevasse splays* se consideraron tendencias granocrecientes y arenas moderadamente limpias, igualmente evaluadas a partir del criterio de densidad-neutrón. Finalmente, los intervalos correspondientes a *floodplain* se identificaron por presentar valores altos y relativamente constantes de Gamma Ray, acompañados por un incremento en la separación de los registros de densidad y neutrón. La respuesta típica del Gamma Ray para cada una de las tres facies empleadas se ilustra en la Figura 8.

Figura 8.

Ejemplos de respuesta del registro Gamma Ray para cada facies empleada en el modelo.



Nota. Modificado de Xu et al. (2016).

El registro de Resistividad Profunda se utilizó como apoyo durante la interpretación, ya que permitía identificar intervalos con posible presencia de hidrocarburos y facilitaba la visualización de la columna estratigráfica. No obstante, estos registros se emplearon únicamente

como un criterio adicional de control de calidad y no constituyeron un parámetro determinante para la asignación de las facies.

Se generó un registro discreto manualmente para cada pozo, con el fin de obtener una caracterización detallada de las facies. Teniendo en cuenta que la resolución vertical definida para el modelo fue de 3 ft, este valor se estableció como el espesor mínimo para la asignación de facies dentro del registro discreto. Con este criterio se construyó un registro discreto de facies que permitió clasificar de manera continua la columna estratigráfica comprendida entre la base A1 y el tope A58Ss80, asignando a cada intervalo una de las tres facies sedimentarias definidas para el modelo.

3.4 Modelado geológico 3D

3.4.1 Poblamiento de facies

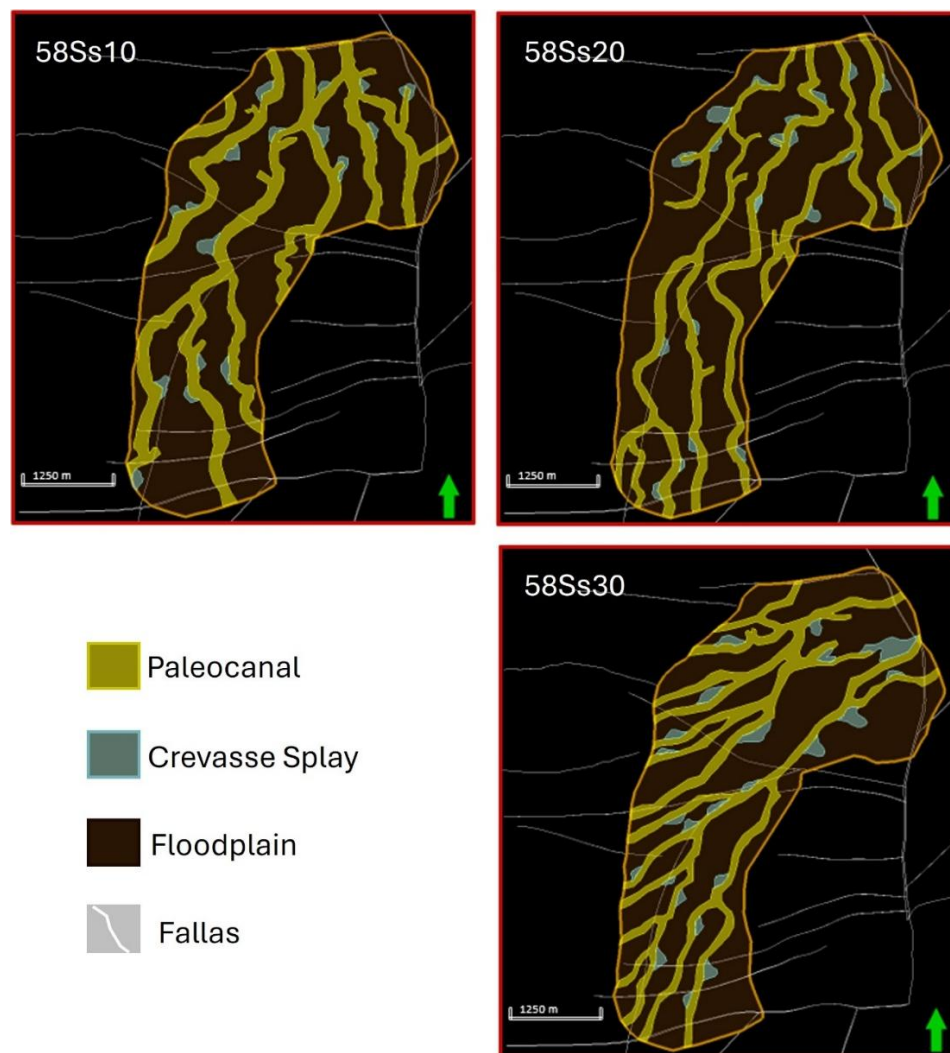
Para la propiedad realizada en el paso anterior, que fue un registro discreto de facies, se realizó un *upscaling* o escalado de celdas. Este escalado se realizó mediante la propiedad *Most Of*, lo que clasificaría las celdas como un tipo de facie u otra dependiendo de la facies que esté predominante en dicha celda. Para esto se utilizó la lista de pozos o *saved search* de aquellos que contenían el registro discreto de facies.

Posteriormente se realizó el poblamiento de facies mediante *Object Modeling*, un método que permite distribuciones cuerpos sedimentarios bajo parámetros geométricos previamente definidos que pueden evitar la sobreestimación de arena que se tuvo en el modelo previo, para el cual se utilizó un método diferente de modelado. Para los paleocanales estos parámetros de control fueron la orientación, amplitud, longitud de onda, espesor y ancho de canal. En el caso de los *crevasse splays*, se utilizaron la orientación, ancho menor, ancho mayor y el espesor promedio.

Todos los parámetros fueron medidos a partir de mapas de facies que estaban disponibles para cada uno de los 8 horizontes en particular, con el objetivo de tener un control general con el modelado. En la Figura 9 se presentan estos mapas de facies para las tres unidades más profundas de A58.

Figura 9.

Mapas de facies utilizados como referencia para el modelado por objetos.



Nota. Modificado de LCI RMT (2024).

Después se realizó un análisis de la data de cada zona, ajustando las curvas de proporción y probabilidad y los variogramas, con el fin de tener un poblamiento que estuviera acorde proporcionalmente a los datos del registro escalado. Este control de calidad se realizó mediante secciones en petrel, donde se realizaron cortes y se encendieron los registros discretos escalados.

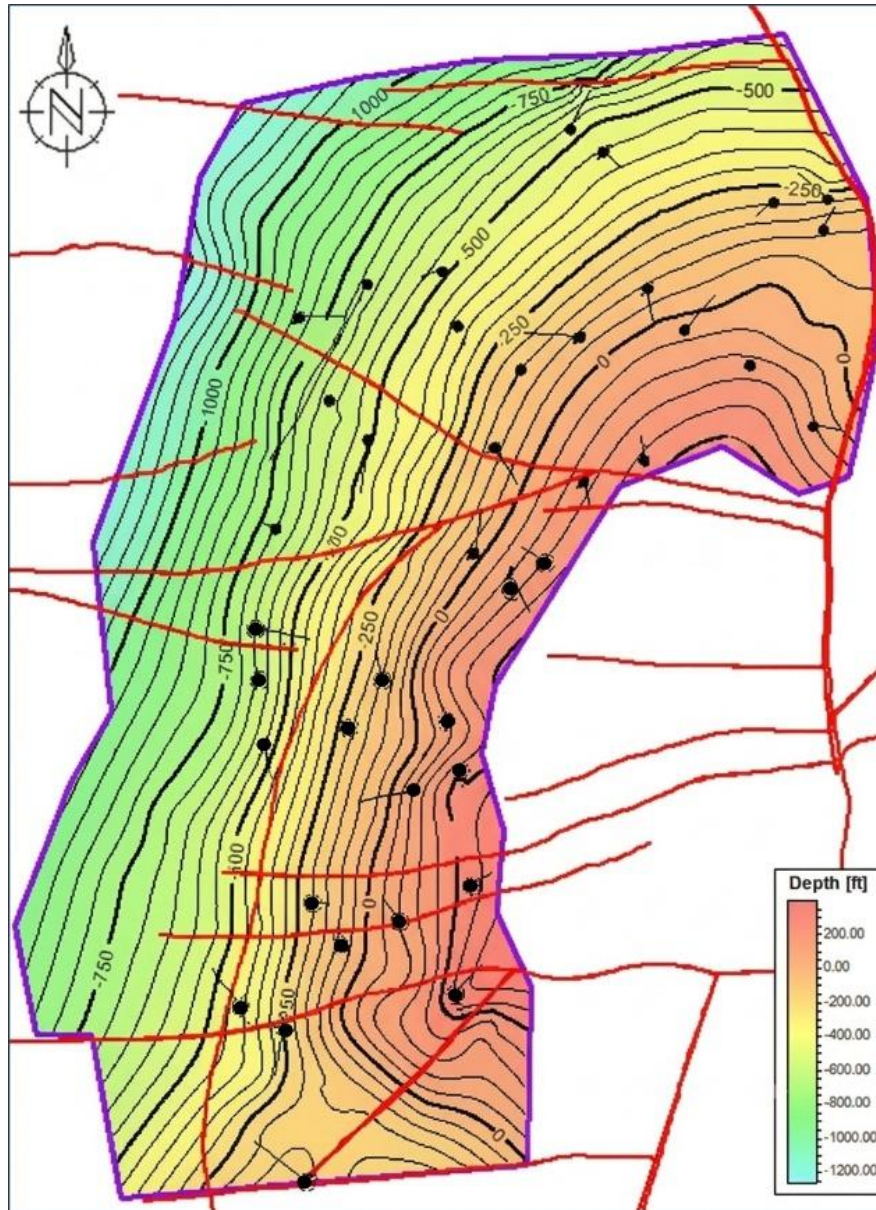
El modelado de *channel belts* y *crevasse splays* se dio mediante los métodos uniforme y determinístico, dependiendo el parámetro y realizando un control visual para asegurar que la propiedad se estuviera poblando adecuadamente y concordara con las celdas originales del escalado.

3.4.2 Poblamiento de propiedades petrofísicas

En una primera etapa se seleccionaron 40 pozos distribuidos en toda el área de estudio que contaron con el conjunto completo de registros de Gamma Ray, Densidad Bulk, Porosidad Neutrón, registros de resistividad y Potencial Espontáneo (SP). La distribución de los pozos seleccionados, los cuales son en su mayoría pozos desviados, se presenta en la Figura 10.

Figura 10.

Ubicación de los pozos utilizados para análisis petrofísicos sobre el mapa estructural de la arena A58Ss80.



Nota. Las mayores profundidades son de color celeste, mientras que lo más somero se encuentra en tonos naranja.

Desde el área de petrofísica se generaron los registros correspondientes a las propiedades de volumen de arcillas (V_{shale}), porosidad efectiva y permeabilidad. Una vez recibida esta información, se realizó una depuración de los datos (*cleansing*), estableciendo los valores máximos y mínimos para cada propiedad con base en la bibliografía y en criterios petrofísicos.

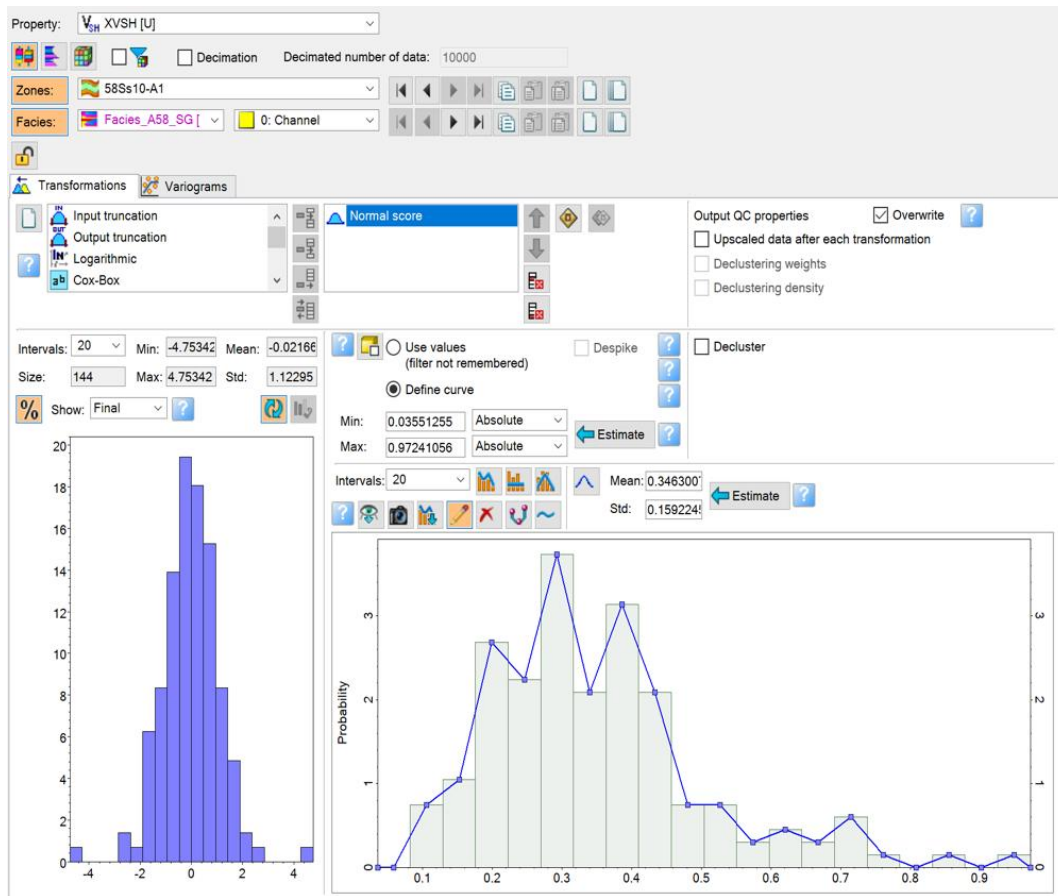
En un inicio, se descartaron los valores de volumen de arcilla inferiores a 0 o superiores a 1, aplicando el mismo criterio para la porosidad. En el caso de la permeabilidad, se eliminaron los valores negativos y aquellos superiores a 10000 mD, asignándolos como datos indefinidos por no representar condiciones consistentes con el comportamiento esperado del yacimiento.

Posteriormente, se limitaron los valores de porosidad a un máximo de 27 %. Para la permeabilidad, los valores inferiores a 0,001 mD se ajustaron a este valor mínimo, mientras que aquellos superiores a 5000 mD se limitaron a este valor máximo. Finalmente, el escalado de las propiedades petrofísicas se realizó mediante el método aritmético para los casos del volumen de arcilla y la porosidad, mientras que la permeabilidad se escaló por el método geométrico.

El siguiente paso fue realizar el análisis estadístico de los datos para cada arena y para cada una de las tres facies sedimentarias. En el caso del Vshale y la porosidad, se aplicó la transformación *Normal Score* y, mediante los histogramas de probabilidad generados, se verificó que la distribución de los datos fuera consistente con el comportamiento esperado, obteniendo los valores máximos, mínimos y promedio de cada propiedad. La transformación realizada para la arena 58Ss10 en su facies de canal puede evidenciarse en la Figura 11.

Figura 11.

Transformación normal de la propiedad VShale en la arena A58Ss10, en la facies de canal.



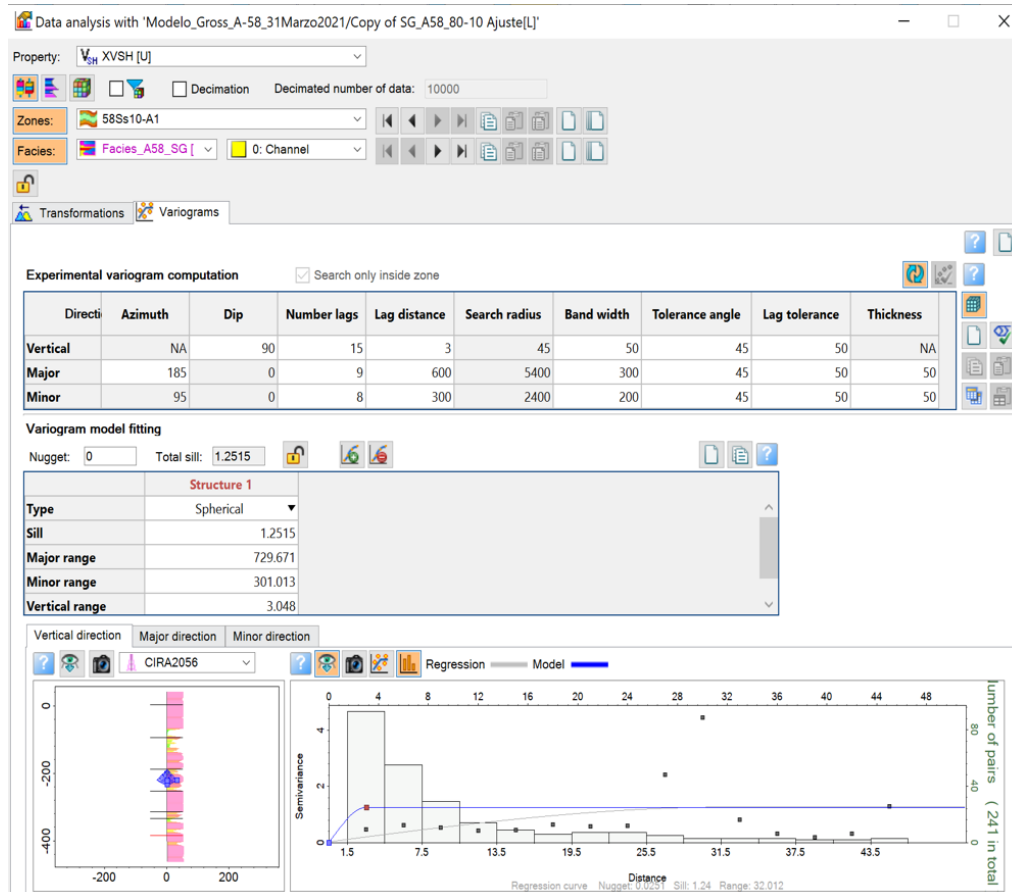
Para la permeabilidad, el análisis requirió pasos adicionales debido a la alta dispersión que presenta esta propiedad. En primer lugar, se aplicó una transformación logarítmica, con el fin de reducir la asimetría de los datos. Posteriormente, se incluyó un modelo de tendencia tridimensional (*3D Trend*) utilizando la porosidad efectiva como propiedad de referencia, con el propósito de representar la tendencia existente entre ambas variables antes de realizar el análisis geoestadístico. Finalmente, se aplicó la transformación *Normal Score*, obteniendo una distribución adecuada para la posterior computación de variogramas y el poblamiento de la propiedad.

Adicionalmente, se definieron las direcciones de continuidad para el poblamiento de las propiedades a partir del análisis y la computación de variogramas, como puede verse en la Figura 12. Para la facies *channel belt*, la dirección principal del variograma se estableció de acuerdo con

la orientación de los paleocanales, mientras que para la facies *crevasse splay* se utilizó la dirección predominante de los abanicos de desbordamiento, debido a que ambas facies presentan una orientación preferencial, aunque con patrones de continuidad diferentes. Por esta razón, el análisis se realizó de manera independiente para cada facies.

Figura 12.

Computación de variogramas considerando las direcciones de continuidad para el poblamiento de la facies de canal en la arena 58Ss10.



La computación del variograma experimental se llevó a cabo considerando tres direcciones: una dirección mayor, correspondiente a la orientación principal de continuidad de la facies; una dirección menor, perpendicular a la anterior; y una dirección vertical, correspondiente al eje Z. Con este criterio se buscó representar la anisotropía propia de los cuerpos sedimentarios, esperando una continuidad aproximadamente dos veces mayor en la dirección principal que en la dirección menor. De igual manera, durante este proceso se ajustaron los anchos de banda (*band width*) para obtener una mejor representación de la continuidad espacial de los datos.

El análisis variográfico no se realizó para la facies *floodplain*, ya que esta se utilizó como facies de fondo (*background*) durante el modelado de las propiedades.

3.4.3 Modelado petrofísico

Una vez definido el comportamiento estadístico de las propiedades, se generó el modelo petrofísico en Petrel utilizando el método de *Gaussian Random Function Simulation*, el cual se encarga de distribuir las propiedades para cada arena y facies mediante análisis geoestadístico, incorporando el modelo variográfico, la anisotropía y las direcciones de continuidad.

El flujo de trabajo consistió en modelar primero el volumen de arcillas, después la porosidad y, finalmente, la permeabilidad. Este orden se definió con el fin de generar un amarre entre las tres propiedades. Una vez modelado el volumen de arcillas (*Vshale*), este se utilizó como propiedad guía para el modelado de la porosidad efectiva. Posteriormente, esta porosidad modelada se empleó como propiedad guía para el poblamiento de la permeabilidad, logrando que las tres propiedades mantuvieran una relación consistente entre sí, además las propiedades de porosidad y permeabilidad se configuraron para estar definidas únicamente en las facies de *crevasse splay* y *channel belt*.

Para el modelo de saturación de agua se aplicó el método de J-Function de Leverett, el cual permite estimar la presión capilar normalizada y, a partir de ella, calcular la saturación de agua normalizada, que se ajusta de acuerdo con los tipos de roca, que en este caso son areniscas, definidos para el modelo. La J-Function se expresa mediante la siguiente ecuación (Leverett, 1941):

(Ecuación 1) Ecuación de la JFunction:
$$J(S_w) = \frac{P_c \sqrt{\frac{k}{\phi}}}{\sigma \cos \theta}$$

Donde:

- $J(S_w)$: Función adimensional del Leverett
- P_c : Presión capilar (psi)
- k : Permeabilidad absoluta (mD)
- ϕ : Porosidad efectiva (fracción)
- σ : Tensión interfacial entre agua y petróleo (dyn/cm)
- θ : Ángulo de contacto entre los fluidos y la roca (°)

En una primera etapa del proceso, se calcula la porosidad normalizada y posteriormente el *Rock Quality Index* (RQI), parámetro propuesto por Amaefule et al. (1993). Este índice se obtiene a partir de la permeabilidad y la porosidad efectiva y constituye un indicador de la calidad hidráulica de la roca, de manera que valores más altos representan rocas con mejores propiedades petrofísicas.

A continuación, se calcula el *Flow Zone Indicator* (FZI), utilizado para clasificar los tipos de roca de acuerdo con su calidad. Este parámetro se obtiene mediante la relación entre el RQI y la porosidad normalizada. En este caso se definieron cuatro tipos de arenisca a partir del FZI, como se observa en la Tabla 1.

Tabla 1.

Clasificación de los tipos de arenisca a partir del criterio FZI.

Tipo de arenisca	Relación con FZI
1	$FZI \geq 4.5$
2	$4.5 > FZI \geq 2.5$
3	$2.5 > FZI \geq 1.3$
4	$1.3 > FZI$

Adicionalmente, se definió un quinto tipo de arenisca para intervalos con valores de V_{shale} mayores o iguales a 0,5 y porosidades menores o iguales al 10 %, correspondientes a rocas de muy baja calidad.

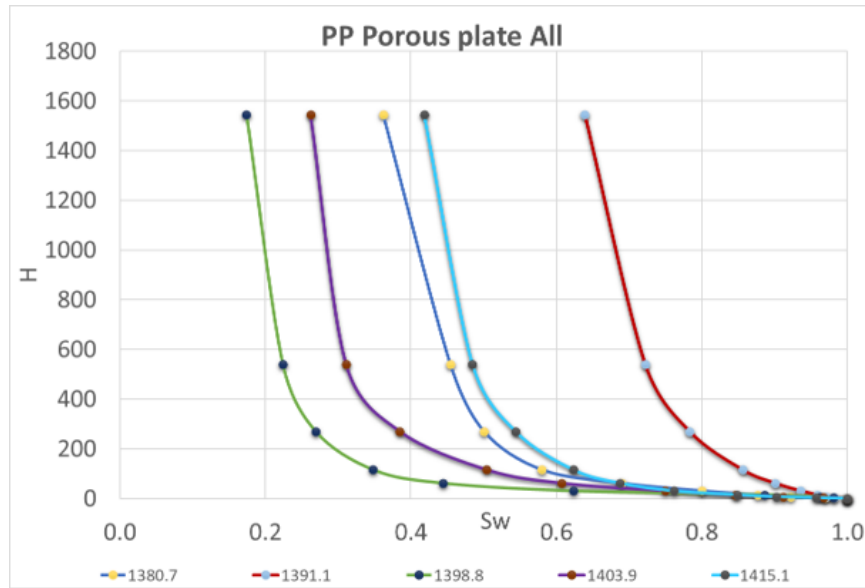
Posteriormente se calculó el *Net To Gross* (NTG), utilizado para identificar los intervalos correspondientes a arena neta. Para ello, se tomaron en cuenta solo las facies *channel belt* y *crevasse splay*. Adicionalmente, se excluyeron los intervalos de baja calidad de roca, caracterizados por porosidades bajas y altos valores de V_{shale} .

Para la aplicación de la J-Function, previamente se verificaron los contactos agua-aceite (OWC) presentes en la zona y se emplearon las curvas de presión capilar desarrolladas previamente por el equipo de RMT de La Cira – Infantas. Estas se representan en la Figura 13 y corresponden

a los cinco tipos de arenisca definidos en el modelo de 2022, verificando que fueran consistentes con las condiciones del área de estudio.

Figura 13.

Curvas de presión capilar utilizadas para la aplicación de la Jfunction en el cálculo de la saturación de agua.



Nota. Reproducido de LCI RMT 2022.

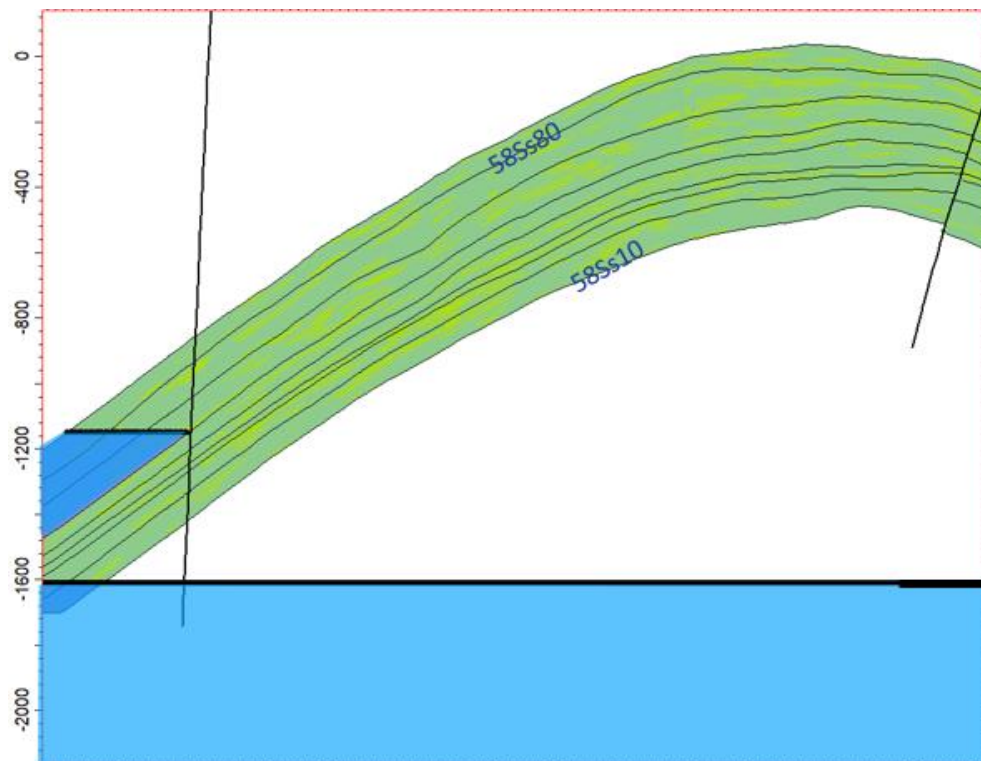
De esta manera, la presión capilar (P_c) de la ecuación se substituyó por la presión equivalente obtenida a partir de la altura sobre el contacto agua-aceite y el gradiente de densidad entre ambas fases. Posteriormente, se calculó la saturación de agua normalizada mediante la relación derivada de las curvas de presión capilar y, finalmente, utilizando la saturación de agua irreducible asignada a cada tipo de arenisca - también obtenida a partir de dichas curvas -, se estimó la saturación de agua definitiva para el modelo.

3.5 Cálculo del OOIP y control de calidad del modelo

En esta fase se verificaron los contactos agua-aceite (OWC) en la zona, con el apoyo del área de ingeniería de yacimientos. Estos contactos corresponden a -1150 ft para las arenas A58Ss60, A58Ss70 y A58Ss80. Para las arenas comprendidas entre A58Ss10 y A58Ss50, el OWC se estableció en -1610 ft. Esta configuración se evidencia en el corte de la Figura 14.

Figura 14.

Corte en la zona de Cira Norte donde se representan los OWC y los ocho horizontes de A58.



Nota. Este corte se realizó en la propiedad de volumen de arcillas, donde los colores amarillos más claro representan arenas más limpias y el tono verde general representa zonas arcillosas.

Con esta información se realizó el cálculo volumétrico del aceite original en sitio (OOIP) utilizando el modelo geológico construido, los contactos agua-aceite y las propiedades petrofísicas obtenidas durante la fase anterior, mediante la siguiente ecuación (Dake, 1978):

$$\text{(Ecuación 2) Ecuación para el cálculo de OOIP: } OOIP = \frac{7758 * A * h * \phi * (1 - S_w)}{B_o}$$

Donde:

- OOIP: Volumen original de aceite en sitio, expresado en barriles estándar de petróleo (STB).
- 7758: Factor de conversión entre acres-pie y barriles
- A: Área del reservorio (acres)
- h: Espesor efectivo de producción (ft)
- ϕ : Porosidad efectiva (fracción)
- S_w : Saturación de agua (fracción)
- B_o : Factor volumétrico del petróleo (bbl/STB)

3.6 Generación de un plan de desarrollo

Una vez construido el modelo estático, se generaron mapas de *Net to Gross* petrolífero con el fin de estimar la zona en la que se podía llevar a cabo el plan de desarrollo. El modelo tridimensional se utilizó como base para la simulación dinámica del yacimiento, desarrollada por el área de ingeniería de yacimientos. A partir de los resultados obtenidos, se identificó que el sector con el mayor potencial de producción y con base en este análisis, se propuso el plan de desarrollo para dicha zona.

El plan contempló la perforación de cinco nuevos pozos, correspondientes a dos inyectores y tres productores, además de la intervención mediante operaciones de *workover* sobre tres pozos existentes. La factibilidad de estas intervenciones fue evaluada previamente por el área de operaciones, permitiendo reducir los costos de inversión al disminuir el número de pozos nuevos requeridos. Para el desarrollo se plantearon dos patrones de cinco puntos, los cuales comparten dos pozos y cuentan con un pozo inyector ubicado en el centro de cada patrón. La respuesta productiva de esta configuración fue evaluada mediante simulación dinámica por el área de ingeniería de yacimientos.

Con las proyecciones de producción obtenidas y la información suministrada por el área de operaciones respecto a los costos de intervención, inversión y operación, se desarrolló la evaluación económica del proyecto, los cuales se estimaron comparando los precios de pozo de Arenas B. Esta incluyó la estimación de los costos de capital (CAPEX) y de operación (OPEX), la elaboración del flujo de caja y el cálculo de indicadores como el Valor Presente Neto (VPN), el tiempo de recuperación de la inversión (*payback*) y el Retorno sobre la Inversión (ROI). Adicionalmente, se realizaron análisis de sensibilidad frente a variaciones en variables económicas, principalmente el precio del petróleo, con el fin de evaluar la solidez del plan de desarrollo bajo diferentes escenarios.

4 Resultados

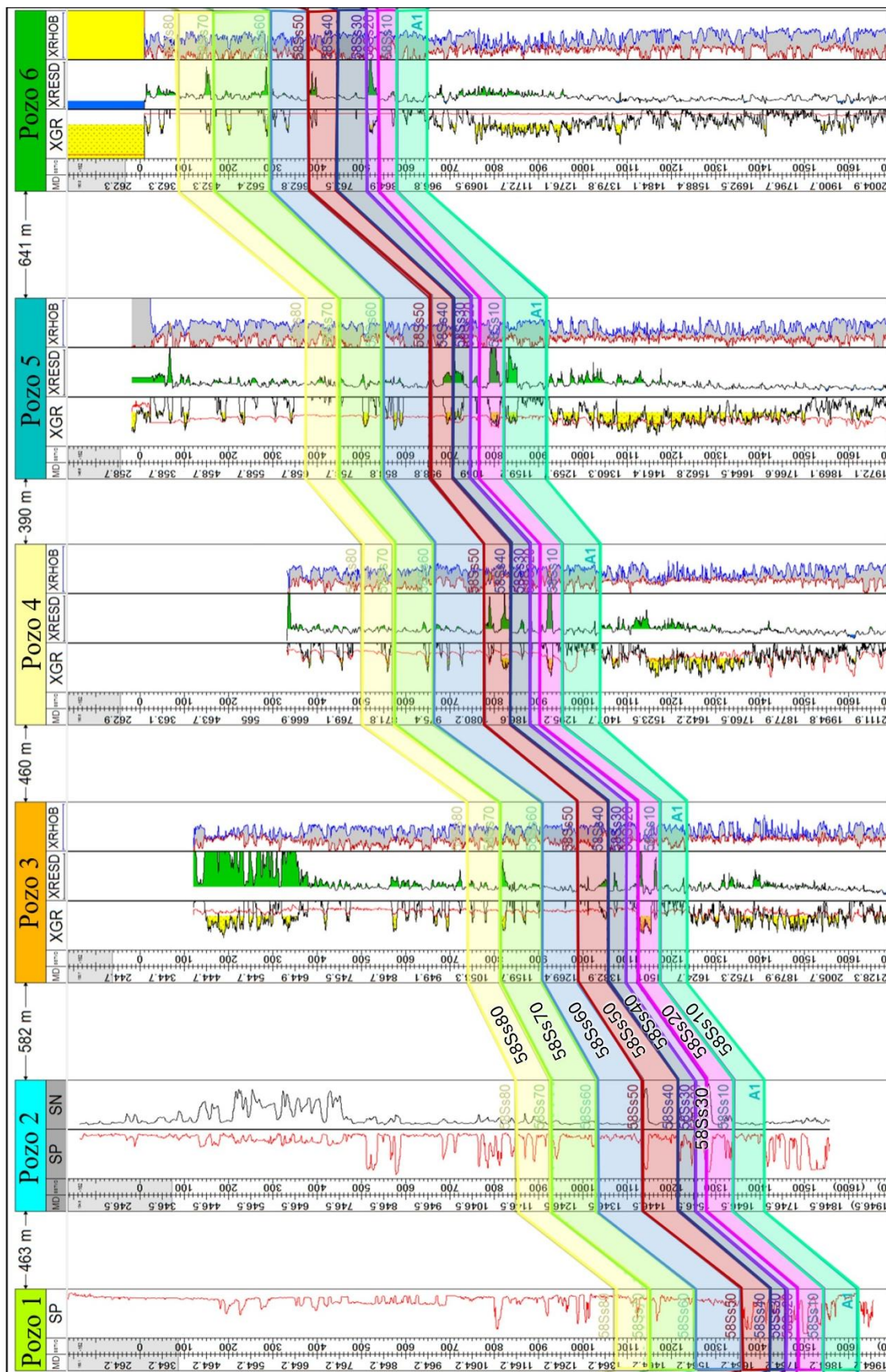
4.1 Malla y modelo estructural

El modelo generado se configuró con 11,9 millones de celdas y 181 capas divididas entre las 8 unidades de A58. El tope del *Model Boundary* se definió a 450 ft de elevación y la base a -1700 ft de profundidad. Se representó adecuadamente la geometría del anticlinal, cosa que se

aprecia en la correlación estructural de la Figura 15, la cual corresponde a la Correlación A, donde se ve representado el flanco oeste del Anticlinal de La Cira mediante los 9 horizontes interpretados.

Figura 15.

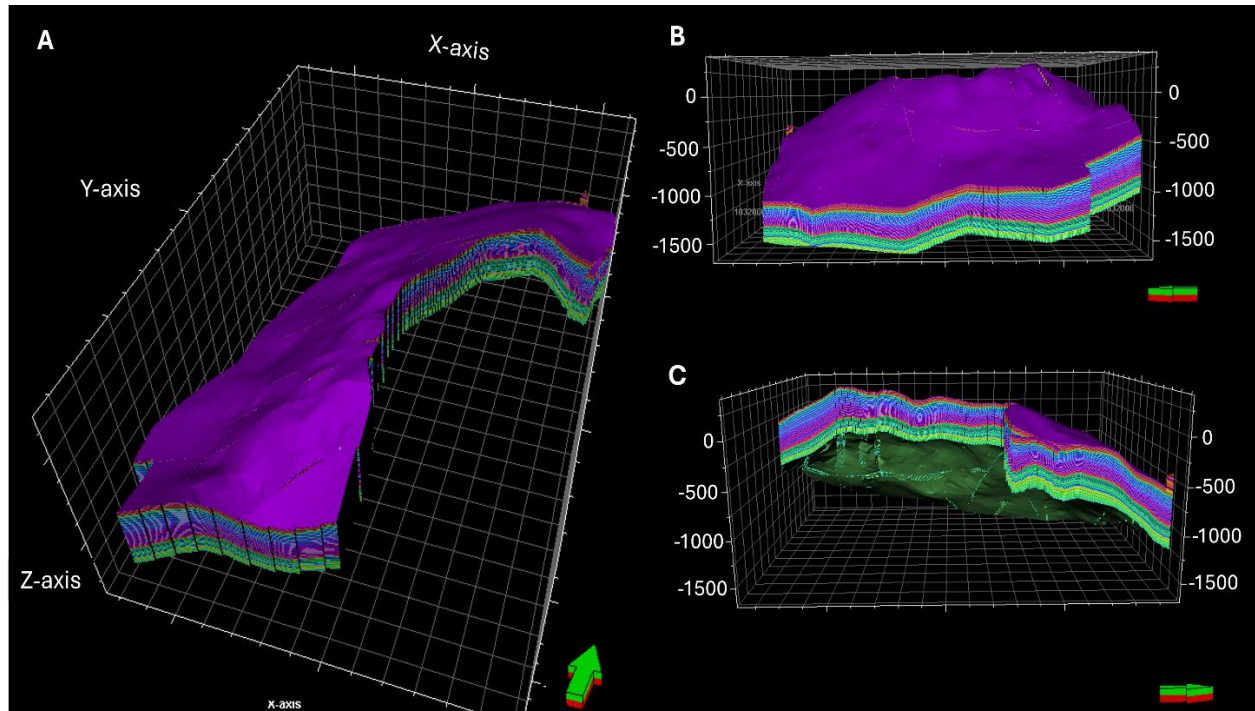
Correlación de pozos 1 al 6 con los topes estratigráficos realizados y cada intervalo señalado, donde se evidencia la estructura del Anticlinal de La Cira.



La maya tridimensional a su vez mostró los resultados esperados en cuanto a la representación del anticlinal, como se muestra en la Figura 16.

Figura 16.

Vista 3D del grid estructural con cada paquete de arenas representado en un color distinto.



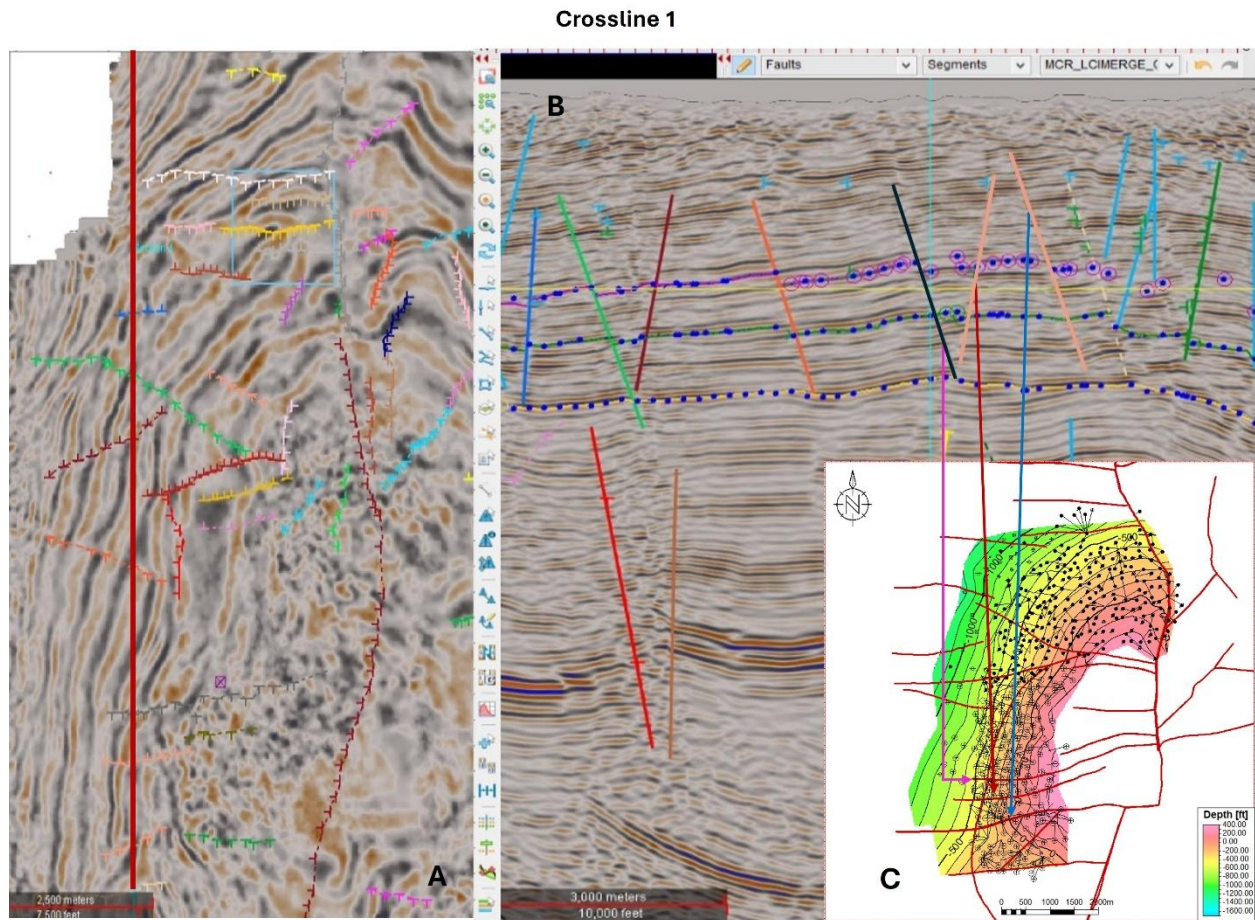
Nota. La flecha verde indica el norte.

Asimismo, en la Figura 17 se muestra la sísmica para 3 fallas que se ubican en el sector sur de la zona de estudio, las cuales se verificaron al momento de hacer el *Fault Framework*.

Figura 17.

A) Vista en planta de la sísmica para la zona norte del campo con la interpretación de las fallas identificadas. La línea roja de mayor grosor representa el Crossline 1. B) Sísmica correspondiente

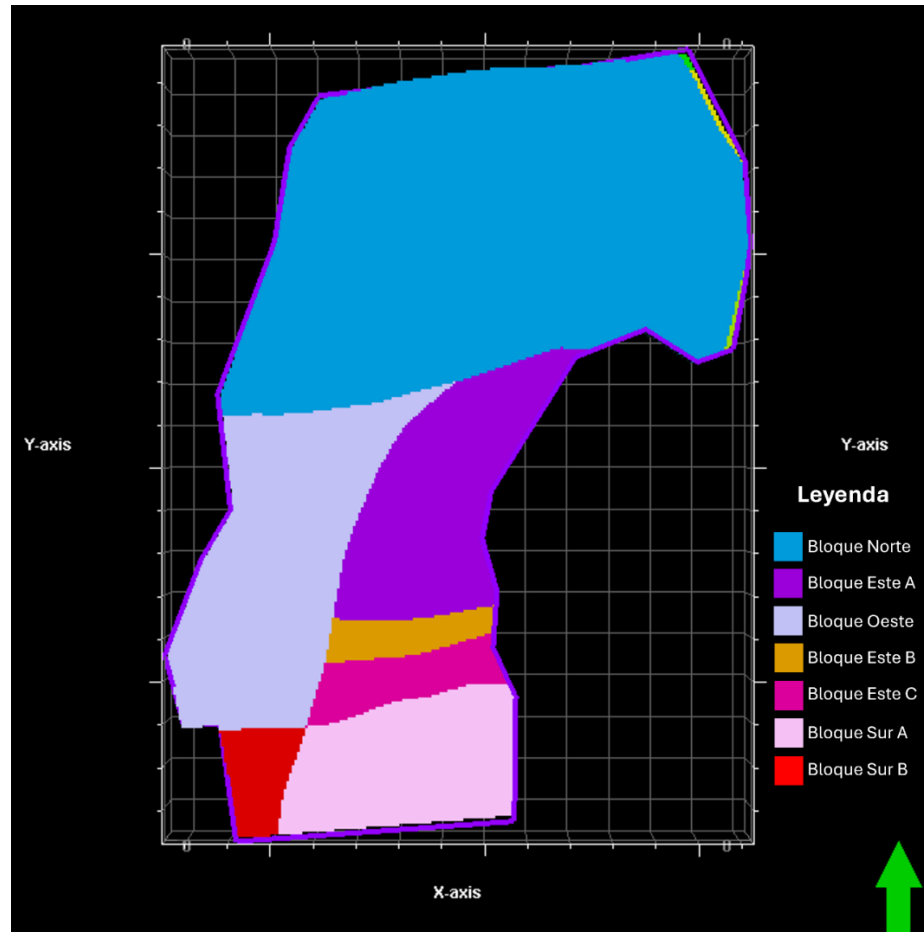
al Crossline 1, donde se aprecian tres de las fallas utilizadas en el estudio, las cuales se señalan en el mapa estructural. C) Mapa estructural de la Figura 6.



Las celdas se dividieron en 7 grandes secciones limitadas por las fallas principales del modelo, como puede verse en la Figura 18. Esta división fue útil para discriminar el OOIP por zonas. Se nombraron estas secciones para facilitar su diferenciación: la sección azul corresponde al Bloque Norte, la violeta al Bloque Este A, la naranja al Bloque Este B, la fucsia al Bloque Este C, la lila al Bloque Oeste, la rosa al Bloque Sur A y la roja al Bloque Sur B.

Figura 18.

Grid dividido en bloques a través de las fallas del modelo estructural.



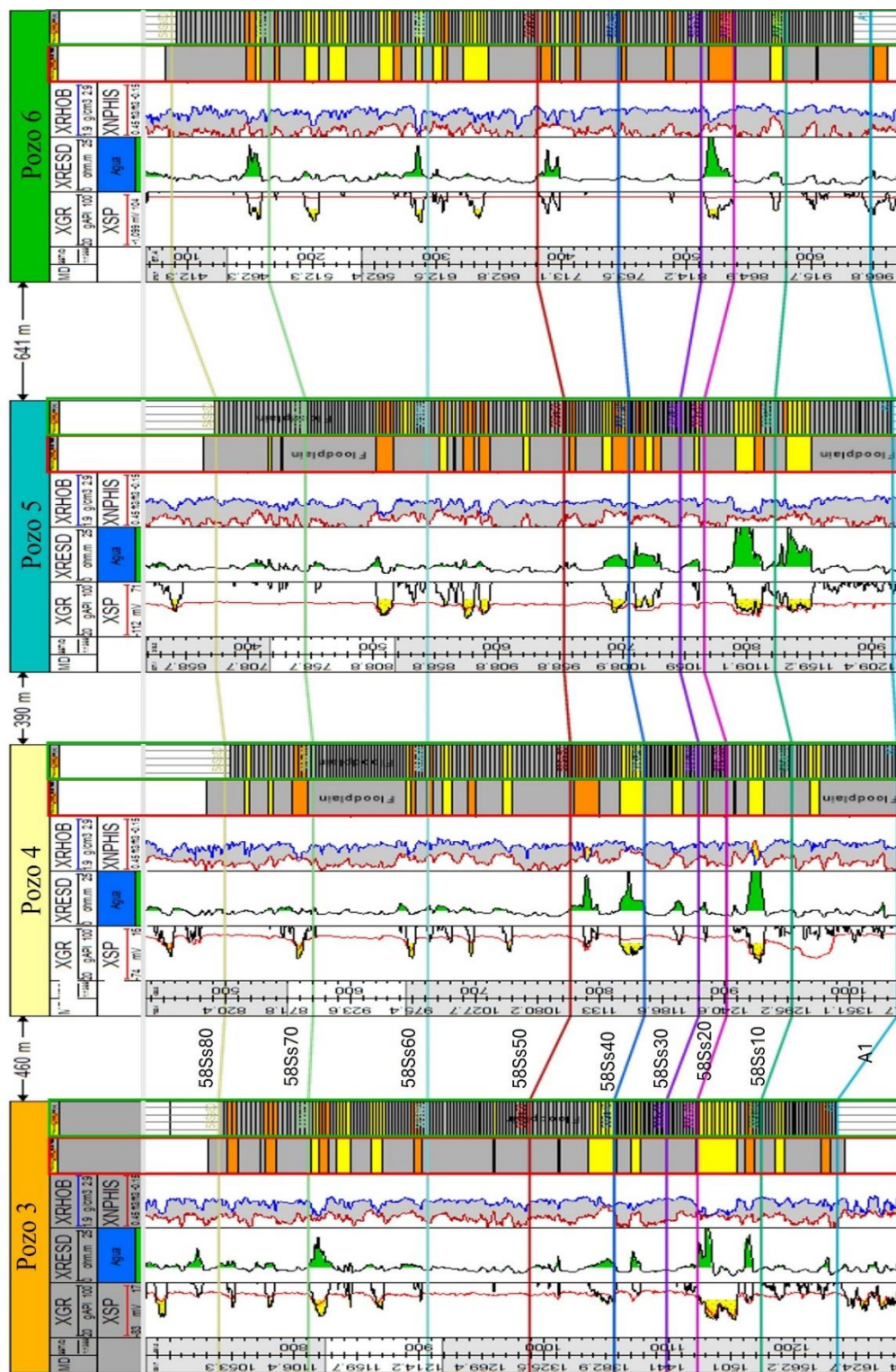
Nota. La flecha verde indica el norte.

4.2 Modelo de facies

El modelo de facies se generó con 181 capas, las cuales se poblaron de acuerdo con lo esperado con la priorización de los datos de *input*. En la Figura 19 se representa la correlación de los pozos P3, P4, P5 y P6, en la cual se encuentra el registro discreto de facies realizado señalado en rojo y su escalado señalado en verde.

Figura 19.

Correlación de los pozos 3, 4, 5 y 6 donde se observa la interpretación de facies.

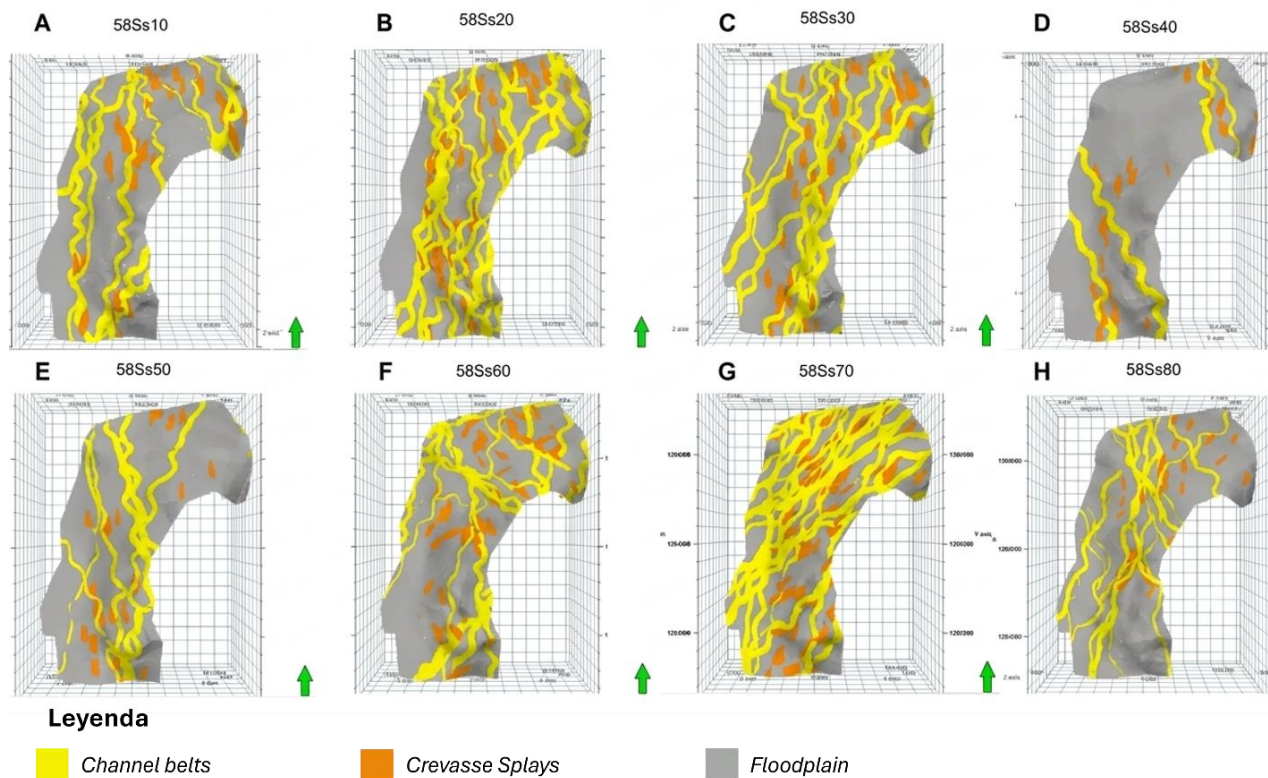


Nota. En cada pozo se presentan, de izquierda a derecha, los registros de Gamma Ray y Potencial Espontáneo (SP), Resistividad Profunda, Densidad Bulk y Porosidad Neutrón. Los dos últimos tracks corresponden, respectivamente, al registro discreto de facies (señalado en rojo) y al registro escalado del mismo (señalado en verde) utilizado para el modelo, en los cuales representan la facies de canal en amarillo, los desbordes de canal en naranja y las llanuras de inundación en gris.

Los paleocanales siguieron la orientación esperada, al igual que los *crevasse splays*. El *floodplain* también se generó correctamente como *background*. Mediante este modelo se observó que las mejores arenas en general son las basales, 58Ss10, 58Ss20 y 58Ss30, además de la arena 58Ss70, estas tuvieron la de mejor calidad y concentración de paleocanales. La Figura 20 muestra distribuciones representativas para cada arena.

Figura 20.

Distribución de facies en la capa más representativa para las arenas del estudio. A) Intervalo basal 58Ss10. B) Intervalo 58Ss20. C) Intervalo 58Ss30. D) Intervalo 58Ss40. E) Intervalo 58Ss50. F) Intervalo 58Ss60. G) Intervalo 58Ss70. H) Intervalo 58Ss80.



Los paleocanales muestran una tendencia general norte – sur, con variaciones de hasta 38° hacia el este, como se observa en la Figura 20G, y de hasta 45° hacia el oeste en el caso de la arena representada en la Figura 20F. Por su parte, las direcciones de flujo para las arenas A58 fueron determinadas previamente por el equipo *de Reservoir Management Team* (RMT), lo cual se hizo mediante el análisis de registros de buzamiento (*dip meter*), a partir de los cuáles se determinaron paleocorrientes. Estas fueron corroboradas con el modelo de evolución tectónica que se tiene para el campo, estableciendo una dirección de flujo con tendencia de sur a norte y variaciones de menos de 45° al Este u Oeste (RMT La Cira–Infantas, 2022). Este patrón es evidente en los paleocanales modelados, especialmente para arenas basales en las Figuras 20A, 20B y 20C. Estas también exhiben una alta concentración de *channel belts* y *crevasse splays*, lo que indica una buena calidad del reservorio.

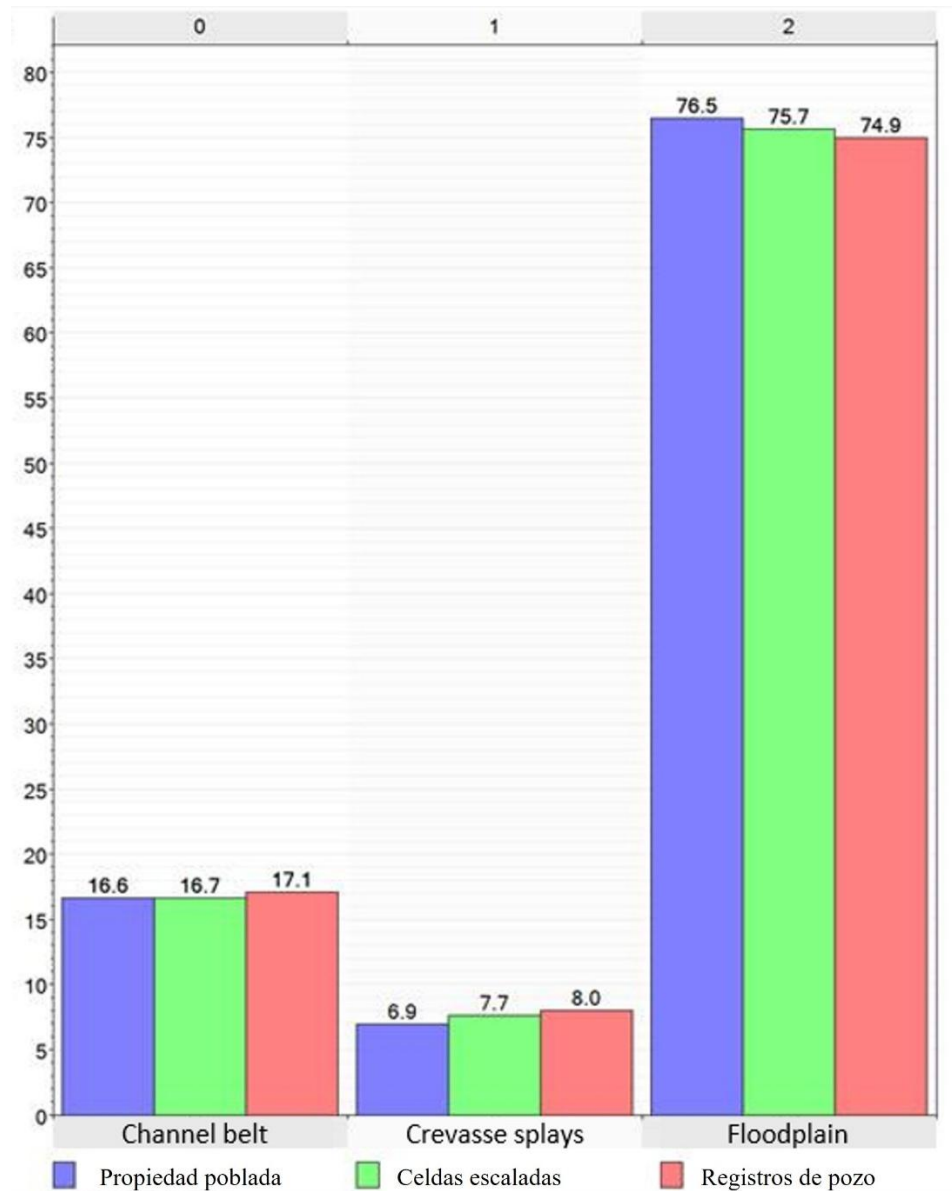
La arena 58Ss40 corresponde al intervalo de menor calidad con escasa presencia de paleocanales, como se observa en la Figura 20D. Los paleocanales en este nivel tienen una orientación predominante sureste - noreste. La arena 58Ss50 (Figura 20E), conserva la orientación sur – norte, con pequeñas variaciones hacia el este en el sector norte del área de estudio.

La Figura 20F, correspondiente a la arena 58Ss60 presenta una orientación suroeste - noreste hacia el sector sur de la zona, mientras que hacia el norte predominan paleocanales con orientaciones sureste - noroeste. En la Figura 20G, se observa que la arena 58Ss70 corresponde al intervalo de mejor calidad, con una gran concentración de paleocanales con una orientación bien definida suroeste - noreste. Finalmente, la arena 58Ss80, representada en la Figura 20H vuelve a una tendencia general sur – norte.

Por su parte la calidad de la distribución proporcional de las facies se verificó por medio del histograma de la Figura 21, el cual nos muestra la proporción de cada facies en: el registro discreto original representado en rojo, el escalado al modelo de estos en verde y finalmente el del poblamiento en azul.

Figura 21.

Histograma de distribución de las facies respectivamente en el poblamiento (barras azules), las celdas escaladas (barras verdes) y el registro discreto original (barras rojas).



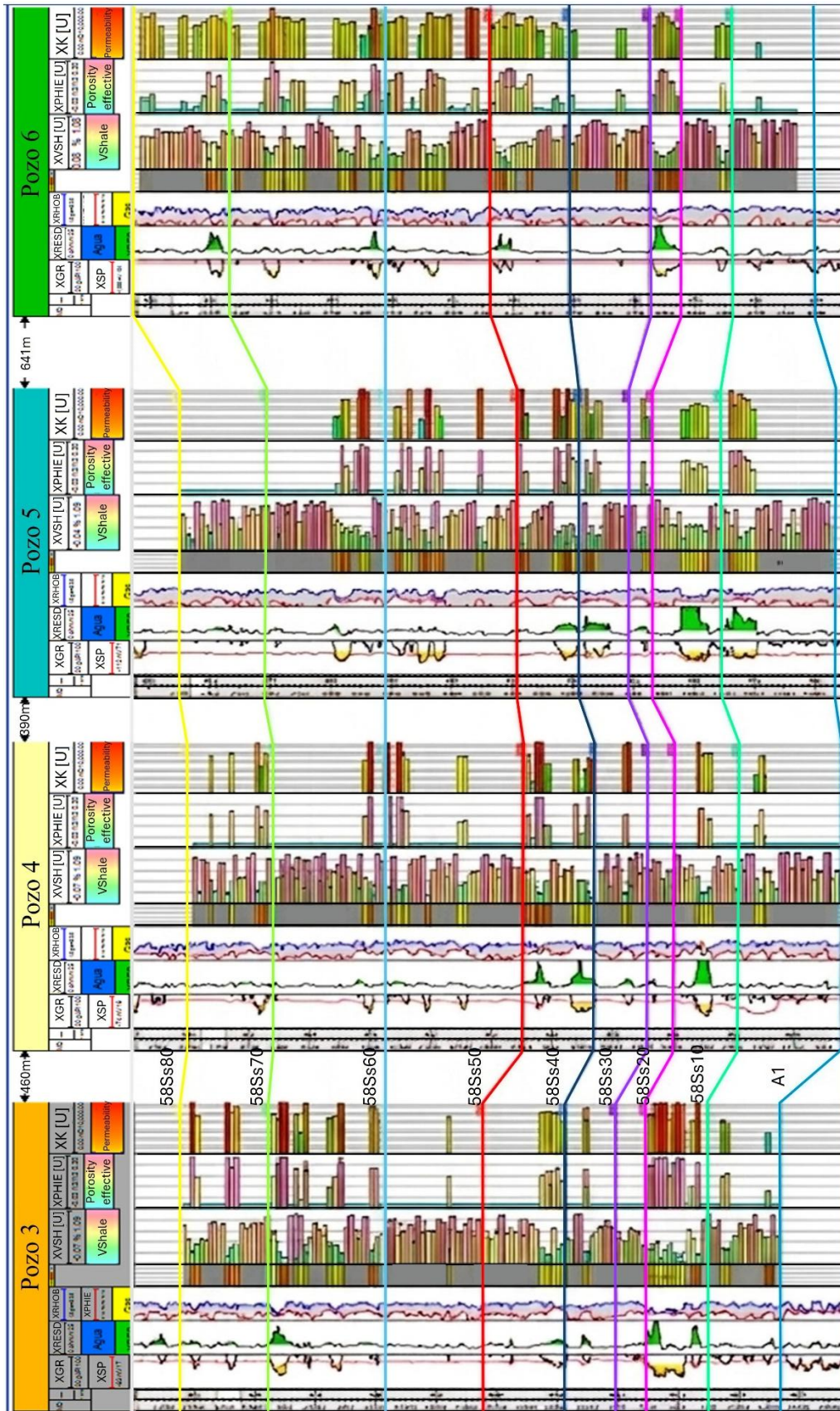
El resultado fue el esperado, teniendo principalmente arcillas en la zona, con un 76.5% en el poblamiento, seguida por los paleocanales que conforman un 16.6% y finalmente los *crevasse splays* con un porcentaje de 6.9%. Se presentan variaciones mínimas en estas proporciones entre los registros, el poblamiento y el escalado, sin embargo, son mínimas y están ligadas al método por el cual se modelaron.

4.3 Modelo petrofísico

Como resultado del flujo de trabajo geostadístico se obtuvieron modelos tridimensionales para las propiedades de volumen de arcilla, porosidad efectiva y permeabilidad. Por su parte, mediante la aplicación de la J-Function se generó el modelo de saturación de agua. La Figura 22 presenta la correlación de los pozos P3, P4, P5 y P6 con las propiedades geofísicas que fueron pobladas mediante geoestadística, lo que permite visualizar la distribución dentro del modelo petrofísico. Se resalta que la facies de *floodplain* presenta valores de porosidad efectiva y permeabilidad iguales a cero, de acuerdo con los criterios de asignación que fueron definidos previamente.

Figura 22.

Correlación de los pozos 3, 4, 5 y 6 donde se aprecia el poblamiento petrofísico por celda.



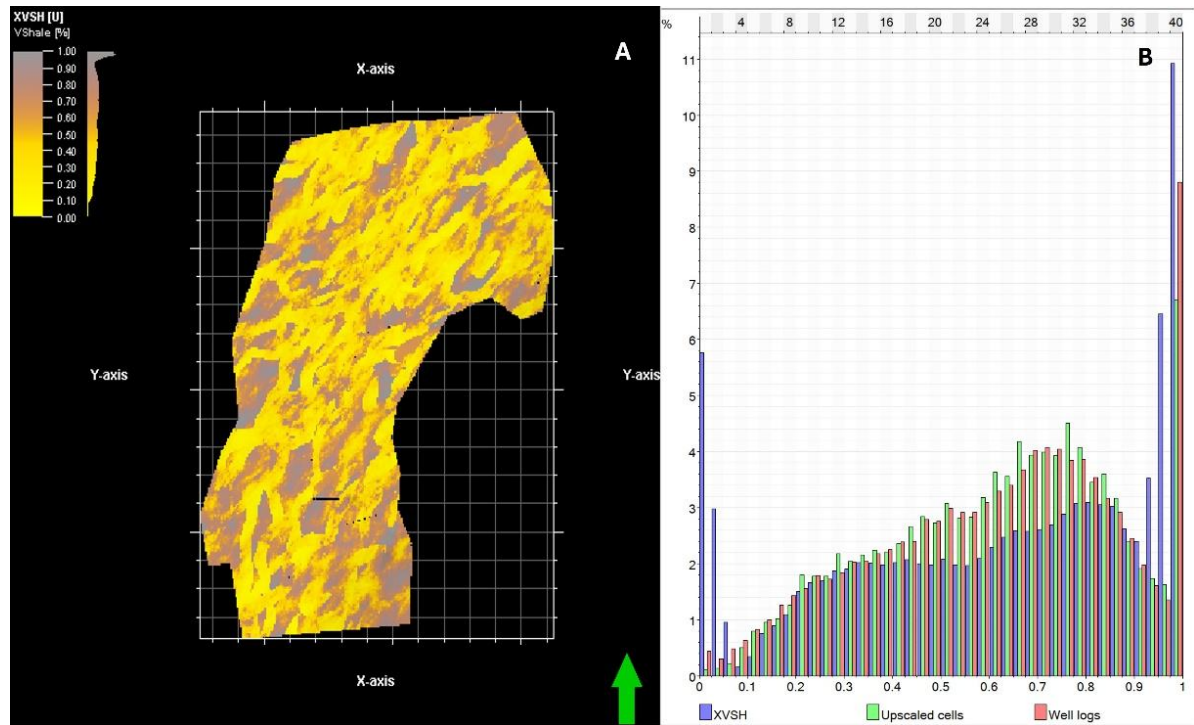
Nota. El track correspondiente al volumen de arcillas tiene el nombre «XVSH [U]», mientras el de porosidad efectiva se etiqueta como «XPHIE [U]» y el de permeabilidad «XK [U]».

4.3.1 Volumen de arcillas

La Figura 23B presenta el histograma comparativo entre los registros de pozo, las celdas escaladas y el modelo poblado del volumen de arcillas. Se observa que la distribución presenta algunas diferencias respecto a los registros de pozo y las celdas escaladas hacia los valores intermedios y los extremos.

Figura 23.

A) Modelo de Vshale para una capa representativa de la arena 58Ss70. B) Histograma comparativo de la distribución de Vshale entre la propiedad poblada, las celdas escaladas y los registros originales.



Nota. En la Figura A los valores que tienden al amarillo claro representan arenas limpias, mientras que el color gris corresponde a intervalos arcillosos

Estas variaciones son consecuencia del modelo geoestadístico, el cual distribuye la propiedad según la continuidad espacial definida, por lo que no busca reproducir la distribución original de los registros sino mantener su comportamiento. La Figura 23A muestra la distribución espacial del Vshale para una capa representativa de la arena 58Ss70, donde los valores bajos se asocian al color amarillo, indicando la presencia de cuerpos arenosos, y los valores altos se asocian al color gris, indicando altos contenidos de arcilla. Esta distribución es coherente con los resultados del modelado de facies.

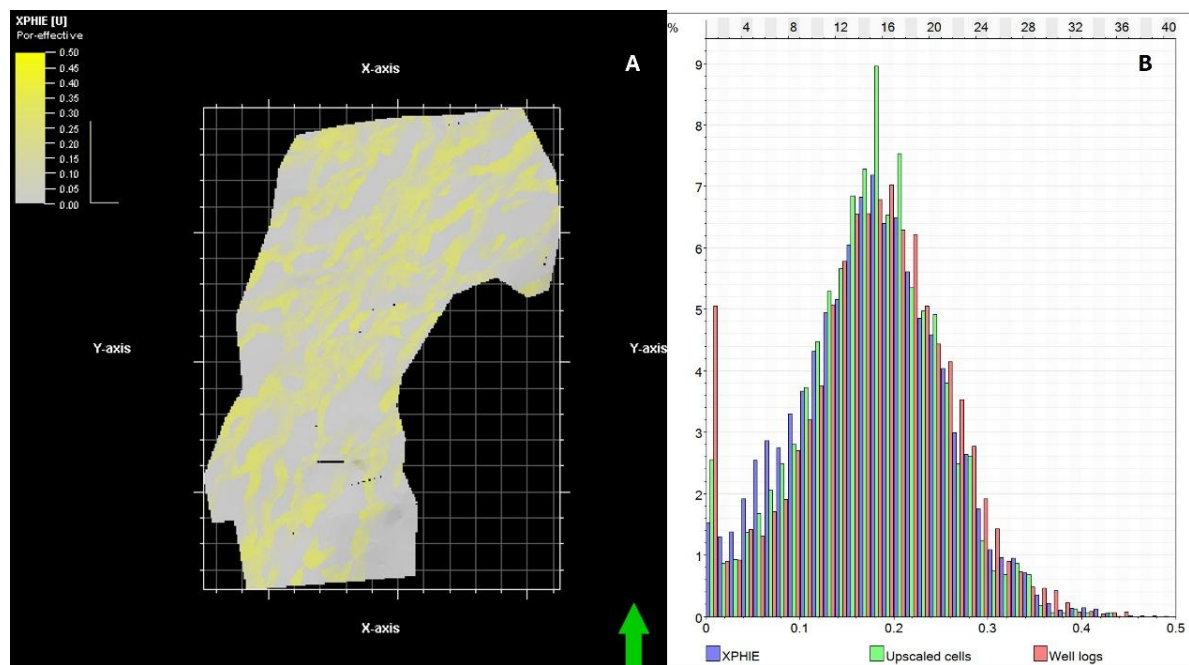
4.3.2 Porosidad efectiva

La Figura 24B presenta el histograma comparativo entre la propiedad de Porosidad Efectiva (XPHIE) poblada, las celdas escaladas y los registros originales. Se destaca que la distribución del modelo presenta un comportamiento coherente con las otras dos propiedades.

Figura 24.

A) Modelo de Porosidad Efectiva para una capa representativa de la arena 58Ss70. B)

Histograma comparativo de la distribución de Porosidad Efectiva entre la propiedad poblada, las celdas escaladas y los registros originales.



Nota. En la Figura A las porosidades altas se representan en amarillo y las bajas en gris.

La Figura 24A se muestra la distribución espacial de la propiedad para la misma capa representativa de la arena 58Ss70. Los valores más altos de porosidad se representan en amarillo, mientras que los valores bajos se representan en gris. El *floodplain* se tomó con un valor de cero

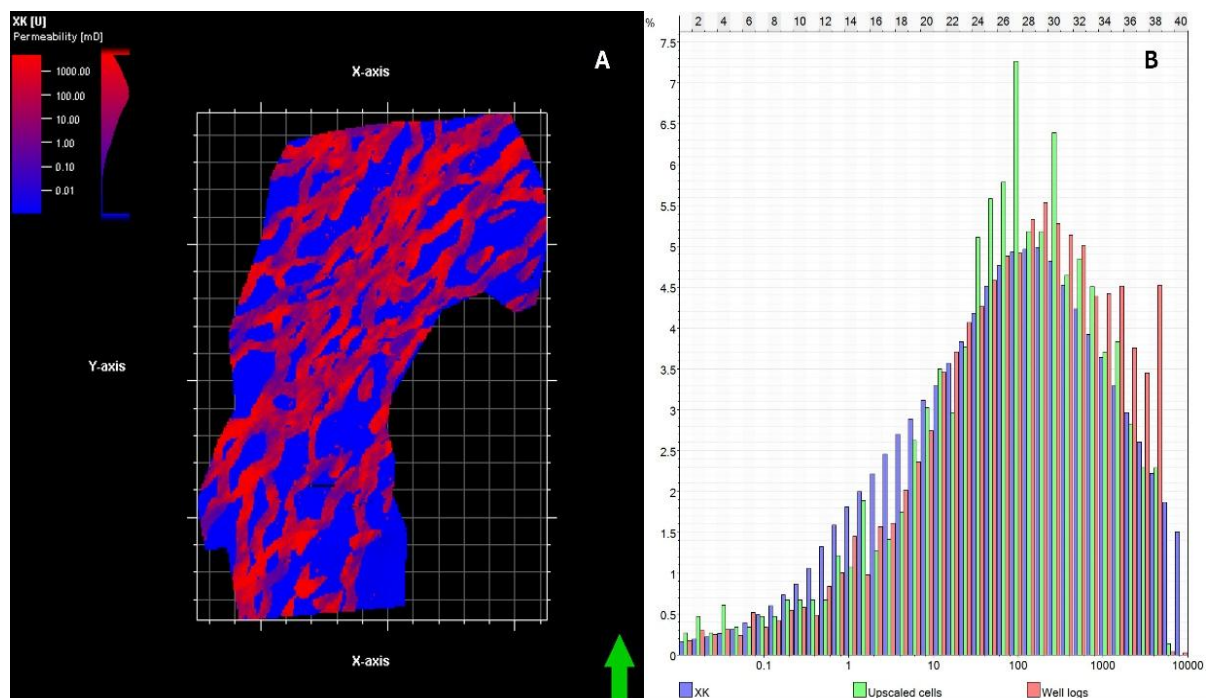
para esta propiedad. Se destaca que la distribución es coherente con el modelo de facies y con la propiedad de Vshale, cuya distribución para esta misma capa se aprecia en la Figura 23A.

4.3.3 Permeabilidad

La Figura 25B presenta el histograma de distribución de la propiedad de Permeabilidad (XK) para la propiedad poblada, las celdas escaladas y los registros originales. A diferencia de los histogramas de las Figuras 23 y 24, este se representa en escala logarítmica debido a la amplia variación de esta propiedad. Se observa una tendencia general coherente con los registros originales.

Figura 25.

A) Modelo de Permeabilidad para una capa representativa de la arena 58Ss70. B) Histograma comparativo de la distribución de Permeabilidad entre la propiedad poblada, las celdas escaladas y los registros originales.



Nota. En la Figura A el rojo representa las permeabilidades más altas, mientras que el azul más oscuro corresponde a las más bajas.

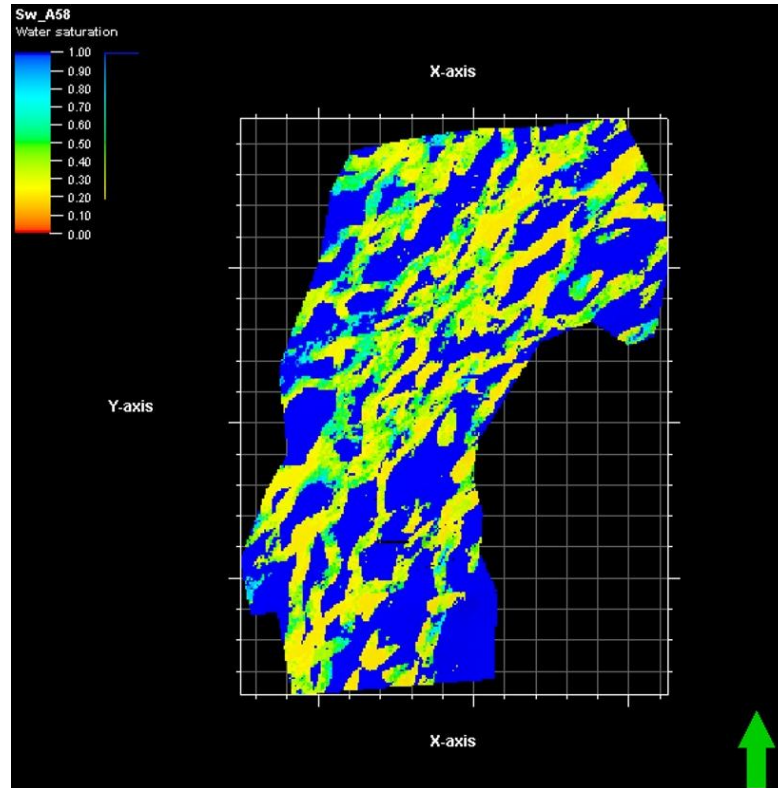
La Figura 25A se presenta la distribución espacial de esta propiedad para la arena 58Ss70 en su capa representativa que se ha venido utilizando de ejemplo. Los valores altos de permeabilidad se representan en rojo, asociados a los cuerpos arenosos presentes, mientras que los bajos tienden al azul oscuro. El *floodplain* fue definido con un valor de permeabilidad de cero. La distribución obtenida es consistente tanto con el modelo de facies como con los resultados obtenidos para volumen de arcilla y porosidad efectiva, donde las zonas de menor contenido de arcilla y mayor porcentaje de porosidad corresponden también a altas permeabilidades.

4.3.4 Saturación de agua total

La Figura 26 muestra la distribución espacial de saturación de agua total (SW) obtenida mediante la J-Function de Leverett para la capa representativa escogida de la arena 58Ss70. Los valores bajos de esta propiedad se encuentran en tonalidades que tienden al amarillo, mientras que los valores altos se presentan en tonos azules.

Figura 26.

Modelo de Saturación de Agua para una capa representativa de la arena 58Ss70.



Nota. El color amarillo representa saturaciones de agua bajas, mientras que el azul corresponde a saturaciones altas como se puede ver en la escala de colores de la propiedad.

Esta distribución es consistente con el comportamiento esperado, debido a que la estimación de saturación de agua incorpora la información de porosidad efectiva, permeabilidad, tipos de roca y la distancia a los OWC. Por este motivo se mantiene coherencia, teniendo las zonas de mejores propiedades petrofísicas con saturaciones bajas de agua, demostrando que la J-Function mantuvo la relación esperada entre calidad de roca y distribución de fluidos.

4.3.5 Comparación y validación de propiedades petrofísicas

Con el fin de verificar la consistencia entre el modelo de facies y las propiedades petrofísicas, se calcularon valores promedio de las propiedades de volumen de arcilla, porosidad efectiva y permeabilidad, como se representa en la Tabla 2.

Tabla 2.

Promedios de propiedades petrofísicas pobladas estadísticamente según la facies.

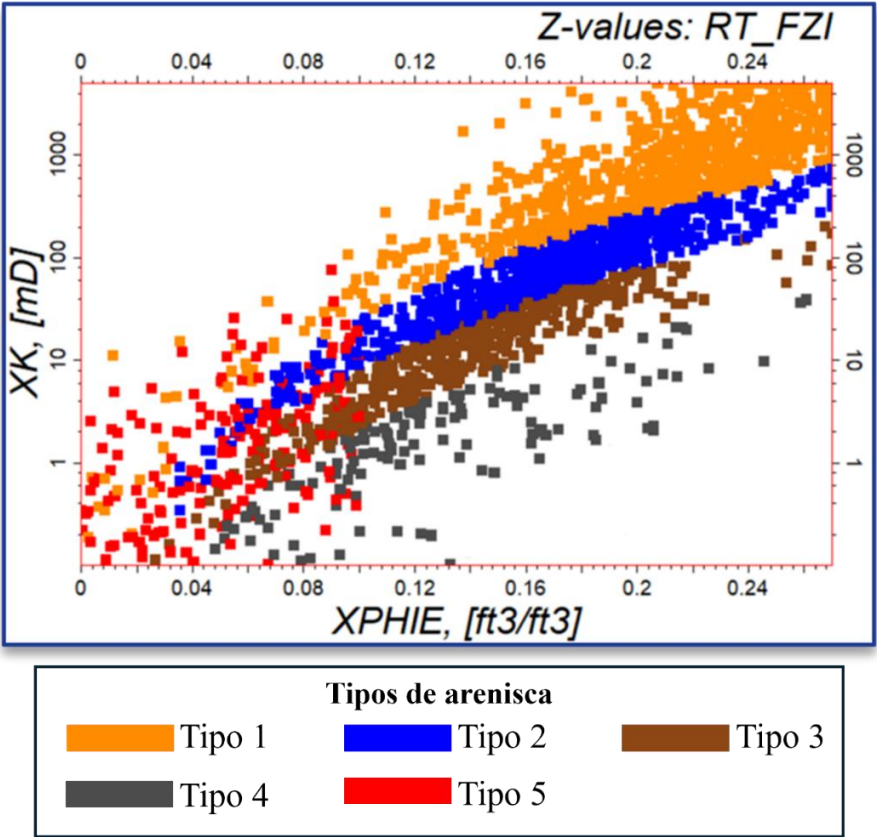
Promedio de propiedades por facies			
Propiedad	<i>Canal</i>	<i>Crevasse</i>	<i>Floodplain</i>
VSHALE	34%	38%	70%
XPHIE	17%	16%	-
XK	899 mD	821 mD	-

Se observa que la facies de canal presenta los menores contenidos de arcilla, la mayor porosidad y la permeabilidad más alta, seguida por la facies de *crevasse*, que presenta propiedades ligeramente menores de XPHIE y XK. El *floodplain* a su vez mantiene los resultados esperados, con un promedio de volumen de arcillas del 70% y porosidades efectivas y permeabilidades de cero, gracias al control que se realizó previamente según la facies. Estos resultados reflejan que el poblamiento petrofísico mantuvo la relación esperada entre propiedades.

Adicionalmente, la Figura 27 presenta el diagrama de dispersión (*crossplot*) entre la porosidad efectiva y la permeabilidad según los 5 tipos de roca definidos mediante el *Flow Zone Indicator* (FZI). Se observa una relación coherente entre ambas propiedades, donde los valores altos de porosidad coinciden con los valores altos de permeabilidad. La clasificación por tipos de roca también evidencia la diferenciación apropiada por calidad petrofísica, lo que nos confirma la consistencia entre las cuatro propiedades petrofísicas y en los modelos obtenidos.

Figura 27.

Relación entre porosidad efectiva y permeabilidad, clasificada por tipos de roca según la calidad.



4.4 Cálculo del aceite original en sitio

A partir del modelo petrofísico y de los contactos agua - aceite definidos previamente, se realizó el cálculo del aceite original en sitio, obteniendo un volumen total de 674 MMSTB para la zona modelada. En la Tabla 3 se muestra el volumen neto, volumen poroso y volumen de hidrocarburos en condiciones de yacimiento y superficie, además incluye que porcentaje del STOIP corresponde a cada arena.

Tabla 3.

Resultados del cálculo de aceite original en sitio (OOIP) por arena.

	Net volume[bbl]	Pore volume[RB]	HCPV oil[RB]	STOIIP[STB]	
Total	5,761,888,685	1,055,246,288	687,571,590	674,089,807	
Distribución por arenas					%
58Ss80	691,410,925	128,224,511	83,498,234	81,861,015	12.14
58Ss70	1,219,967,370	239,215,950	163,610,250	160,402,209	23.8
58Ss60	982,891,391	180,211,720	114,154,123	111,915,809	16.6
58Ss50	597,916,937	113,064,530	75,833,396	74,346,468	11.03
58SS40	385,500,548	60,607,231	40,621,482	39,824,983	5.91
58Ss30	440,787,536	79,400,155	52,882,901	51,845,982	7.69
58SS20	763,367,959	137,260,918	86,189,716	84,499,723	12.54
58SS10	680,046,021	117,261,273	70,781,488	69,393,617	10.29

Se observa que las arenas superiores 58Ss60, 58Ss70 y 58Ss80 concentran la mayor proporción de aceite, con 52,54% del OOIP total. Sin embargo, el análisis integrado realizado por el área de simulación dinámica indicó que el crudo presente en estas arenas posee una alta viscosidad, cuya explotación requeriría la implementación de un método de recuperación térmica mediante inyección de vapor. Este tipo de estrategia no ha sido implementada previamente en el campo y representa altos costos de inversión y operación, por lo cual se determinó que no sería económicamente rentable llevarla a cabo. Adicionalmente, su menor profundidad podría generar dificultades operacionales durante la explotación.

Con base en estos resultados y en la evaluación realizada por el área de yacimientos, se determinó que el plan de desarrollo se llevaría a cabo en las tres arenas más basales, donde se identificó un potencial productivo alto mediante inyección de agua.

4.5 Plan de desarrollo

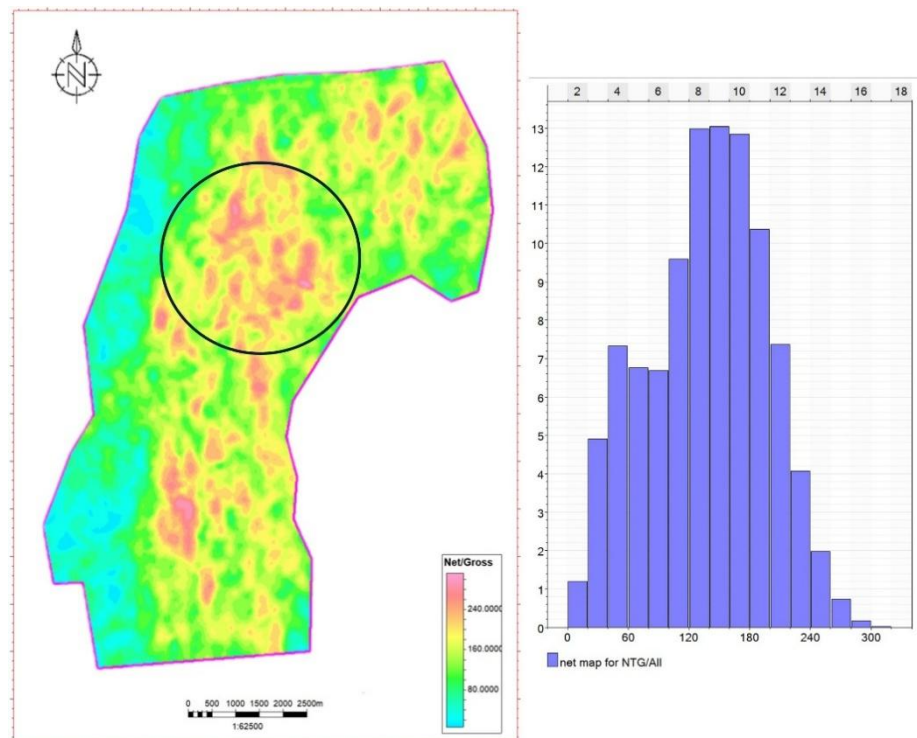
4.5.1 Definición del patrón de desarrollo

Por medio del mapa de *Net to Gross* para el modelo de la Figura 28, se resalta que los valores más altos se encuentran hacia el norte, en la zona señalada con un círculo negro, la cual

corresponde al Bloque Norte. El histograma nos muestra que el NTG presenta una media en aproximadamente 145 ft de espesor, lo cual tiene coherencia con datos entregados por petrofísica, calculados a partir de los registros que entregó dicha área, en los cuales se presentaba una media de 144.3 ft de espesor para el NTG.

Figura 28.

Net to Gross petrolífero calculado para el modelo, junto con el histograma de su distribución.



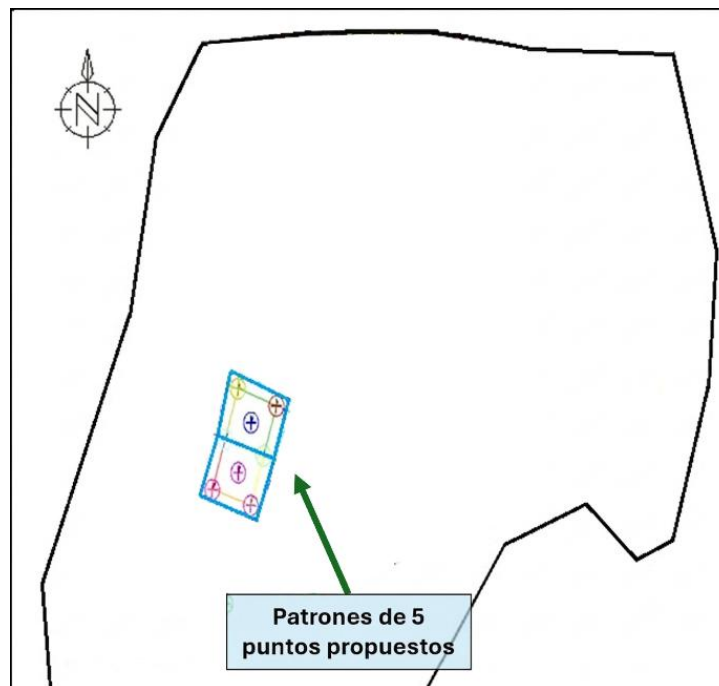
Nota. En el mapa se señala la mejor zona según esta propiedad con un círculo y en el histograma el eje X corresponde al espesor del NTG en pies.

Este resultado se confirmó durante la simulación dinámica, la cual concluyó que la zona de mejor calidad para llevar a cabo un plan de desarrollo era el Bloque Norte en sus arenas basales, donde se determinó tanto una mayor proporción de roca reservorio con potencial productivo, como la viabilidad del proceso de recuperación secundaria mediante inyección de agua.

Con base en este análisis se propusieron dos patrones de cinco puntos, con cuatro productores y un inyector en el centro representados en la Figura 29. Estos se ubican en el sector con mayor NTG y mejor respuesta obtenida durante el proceso de simulación dinámica desarrollado por el área de ingeniería de yacimientos.

Figura 29.

Esquema de ubicación de los patrones propuestos para el desarrollo de las arenas basales de las arenas A58.



La definición de estos patrones consideró tanto las propiedades petrofísicas del modelo tridimensional como los resultados del estudio de ingeniería de yacimientos y simulación.

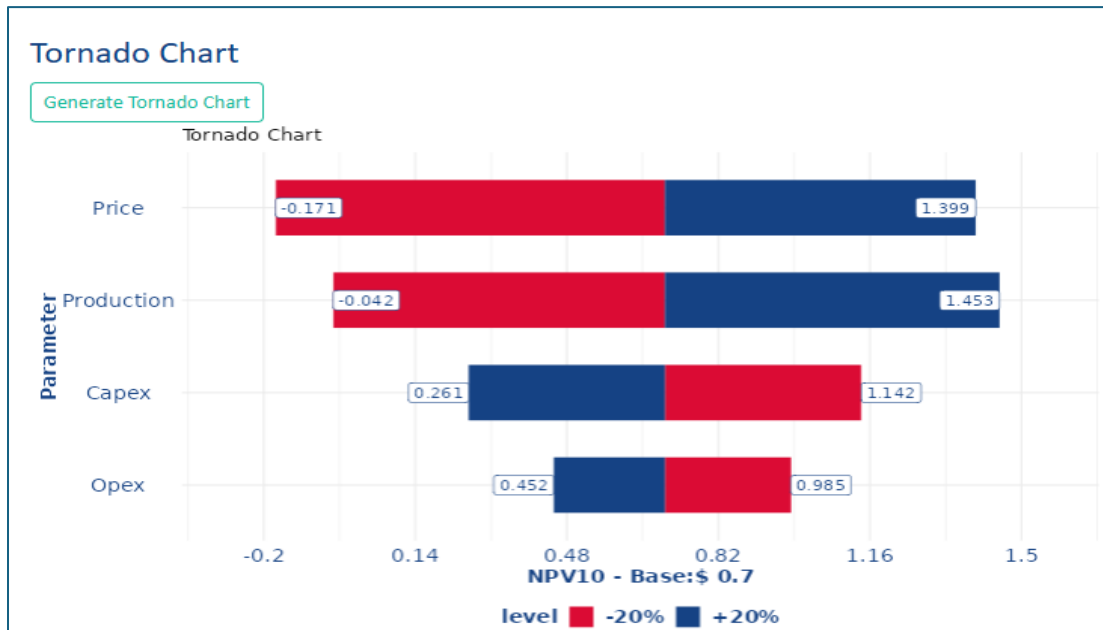
4.5.2 *Análisis económico de los patrones propuestos.*

La evaluación económica se realizó para el escenario de desarrollo propuesto, donde se perforarían 3 pozos productores, 2 inyectores y la intervención de 3 pozos existentes mediante *workovers*. Estas intervenciones fueron definidas por el área de operaciones, que evaluó la factibilidad técnica de reacondicionar pozos de Arenas B para producir en A. El plan de desarrollo permite generar una producción incremental estimada de 450 MSTB, distribuída en los dos patrones propuestos.

La Figura 30 muestra el análisis de sensibilidad realizado sobre el Valor Presente Neto, considerando variaciones del 20% en el precio del petróleo, la producción, los costos CAPEX y los costos OPEX. Se observa que la variable de mayor influencia sobre la rentabilidad del proyecto es el precio del crudo, seguido por la producción.

Figura 30.

Análisis de sensibilidad del Valor Presente Neto (VPN10) frente a las variaciones de los principales parámetros económicos.



Los indicadores económicos obtenidos se representan en la Figura 31. El caso base se evaluó con un precio de 57 USD/bbl (diciembre de 2025), obteniendo un VPN10 de 0,70 millones de dólares, una Recuperación sobre Inversión (ROI) de 26,43% y un *payback* de 2.17 años. Estos datos confirman la prospectividad del proyecto. En el escenario de sensibilidad, se evaluó un precio del barril Brent de 64 USD/bbl, obteniendo un VPN10 de hasta 1.22 millones de dólares, un incremento del ROI hasta el 41,32% y un *payback* que disminuye a 1.75 años. Estos escenarios demuestran el potencial económico del proyecto, el cual mejora significativamente bajo mayores cotizaciones del precio del crudo.

Figura 31.

Indicadores económicos del caso base y un escenario de sensibilidad para el plan de desarrollo.

Key KPIs			
KPI	Base Case	Sense Case	Variation
Realized Price [\$ /bo]	57.00	64.00	7.00
Gross Reserves [mbo]	0.46	0.46	0.00
Net Reserves [mbo]	0.20	0.20	0.00
Gross Capex [\$m]	5.90	5.90	0.00
Net Capex [\$m]	3.07	3.07	0.00
Gross F&D [\$ /bo]	12.84	12.84	0.00
NPV10 [\$m]	0.70	1.22	0.52
DPI10	1.25	1.44	0.19
Payout (y) ¹	2.17	1.75	-0.42
Payout (y) ²	2.17	1.75	-0.42
ROR[%]	26.43	41.32	14.89
Gross Opex [\$m]	5.74	6.41	0.67
Opex per Barrel [\$ /bo]	12.49	13.96	1.47

Nota. Los precios del crudo se evaluaron en diciembre de 2025.

En conjunto, los resultados del modelado estático, el poblamiento petrofísico, la estimación de OOIP y la evaluación económica permitieron identificar el sector norte, donde se hicieron los patrones representados en la Figura 29, como el mejor potencial para la recuperación secundaria a través de inyección de agua. La integración de estos resultados proporcionó la base técnica para la propuesta de un plan de desarrollo económicamente viable, orientado a aumentar las reservas de la zona de estudio.

5 Conclusiones

- Se desarrolló un modelo geológico tridimensional detallado para las Arenas A58 de la Formación Colorado mediante la integración de interpretación estratigráfica, el modelado

estructural, la caracterización sedimentológica y el poblamiento petrofísico a más de 500 pozos. La interpretación manual de topes y facies permitió presentar con mayor precisión la arquitectura del reservorio, logrando reducir la incertidumbre frente a modelos previos.

- El uso del modelado por objetos (*Object Modeling*) permitió representar la geometría y distribución de los cuerpos arenosos correspondientes a *channel belts* y *crevasse splays*, evitando la sobreestimación de arena observada en el modelo previo y reproduciendo una arquitectura del reservorio coherente con los análisis previos.
- El poblamiento geoestadístico de las propiedades de volumen de arcilla, porosidad efectiva y permeabilidad, además de la aplicación del método de J-Function para el modelo de saturación de agua, generaron distribuciones coherentes con la información de pozo, proporcionando una base sólida para el cálculo del volumen original de hidrocarburos en sitio y estudios posteriores de simulación dinámica.
- El modelado estático permitió estimar el volumen de aceite original en sitio, con un valor aproximado de 674 MMSTB para el área de estudio, teniendo el bloque azul de la Figura 16 como el de mejores cualidades. Aunque las arenas superiores (58Ss60, 58Ss70 y 58Ss80) concentran la mayor parte de ese OOIP, la integración de resultados de simulación dinámica e ingeniería de yacimientos indicó que las arenas 58Ss10, 58Ss20 y 58Ss30 presentaban mejores condiciones para la recuperación secundaria mediante inyección de agua, debido a su viabilidad técnica y económica.
- La integración del modelo geológico tridimensional, la estimación volumétrica y la simulación dinámica y análisis desarrollados por las áreas de ingeniería de yacimientos y operaciones, respectivamente, permitió proponer un plan de desarrollo para el sector del Bloque Norte, basado en dos patrones de cinco puntos, los cuales plantean la perforación

de cinco pozos nuevos y la intervención mediante *workovers* de otros tres. La evaluación económica confirmó la viabilidad del proyecto, obteniendo un valor presente neto positivo y un periodo de recuperación cercano a dos años con un retorno sobre la inversión favorable, evidenciando que la propuesta es una alternativa sólida y viable para orientar futuras estrategias de explotación para el campo.

6 Recomendaciones

- Se recomienda incorporar un mayor número de pozos a la caracterización petrofísica. Aunque los 40 pozos utilizados permitieron obtener resultados sólidos, la inclusión de un porcentaje mayor de los más de 500 pozos utilizados en el modelo, permitiría una representación espacial de las propiedades petrofísicas con mayor detalle, reduciendo la incertidumbre del modelo.
- La realización de trabajos de campo en afloramientos de las Arenas A58 permitiría obtener información adicional sobre la geometría, continuidad y arquitectura interna de los cuerpos sedimentarios. Esta información ayudaría a la mejora de la parametrización empleada en el *Object Modeling*.
- Se recomienda realizar nuevas simulaciones dinámicas considerando nuevos esquemas de inyección, con el objetivo de optimizar el desarrollo de las arenas basales de A58 y evaluar alternativas de incremento adicional del factor de recobro.
- Para las arenas superiores de A58, se recomienda realizar estudios de recuperación térmica que permitan evaluar la viabilidad de la implementación de procesos de inyección de vapor bajo escenarios futuros de precio del crudo.

Referencias Bibliográficas

- Agencia Nacional de Hidrocarburos – ANH & INGRAIN S.A.S. (2012). *Informe final. Evaluación geológica, geoquímica y de sistemas petrolíferos de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena (VMM)*. (pp. 29-30, 41). Bogotá, Colombia: Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) – INGRAIN S.A.S.
- Agencia Nacional de Hidrocarburos. (2012). *Petroleum geology of Colombia (Vol. 11): Middle Magdalena Basin*. (pp. 16, 150) Agencia Nacional de Hidrocarburos.
- Amaefule, J. O., Altunbay, M., Tiab, D., Kersey, D. G., & Keelan, D. K. (1993). Enhanced reservoir description: Using core and log data to identify hydraulic (flow) units and predict permeability in uncored intervals/wells. In *Proceedings of the SPE Annual Technical Conference and Exhibition* (pp. 205–208). Society of Petroleum Engineers. <https://doi.org/10.2118/26436-MS>.
- Bentley, M., Ringrose, P., (2018). Future directions in reservoir modelling: new tools and ‘fit-for-purpose’ workflows. *Petroleum Geology Conference Series*, 8, (pp. 537–546). <https://doi.org/10.1144/PGC8.40>.
- Caballero Ortiz, V. M. (2010). *Evolución tectono-sedimentaria del Sinclinal de Nuevo Mundo, Cuenca Sedimentaria Valle Medio del Magdalena, Colombia, durante el Oligoceno–Mioceno* (Tesis de maestría). (pp. 23-26) Universidad Industrial de Santander.
- Cooper, M. A., Addison, F. T., Alvarez, R., Coral, M., Graham, R. H., Hayward, A. B., Howe, S., Martinez, J., Naar, J., Peñas, R., Pulham, A. J., & Taborda, A. (1995). Basin development and tectonic history of the Llanos Basin, Eastern Cordillera, and Middle Magdalena Valley, Colombia. *AAPG Bulletin*, 79(10), 1421–1443.
- Corrêa, S. N., Bezerra, F. H. R., La Bruna, V., Ida, M., Stohler, R. C., Moriss, M. A. G., Dantas, T. B., Bagni, F. L., Araújo, R. E. B., Roisenberg, C., & Lima-Filho, F. P. (2025). *3D geological*

modeling and reservoir production numerical simulation of multiple scenarios in fractured-karstified carbonate reservoirs using high-resolution outcrop characterization. Geoenergy Science and Engineering. <https://doi.org/10.1016/j.geoen.2025.213866>

Dake, L. P. (1978). *Fundamentals of reservoir engineering*. Elsevier Science B.V.

Filak, J.M., Van Lint, J., Ali, F., Ma, E., Al-Houti, R., (2013). Advanced workflow for 3-D geological modeling of a complex giant field, greater Burgan, Kuwait. In *SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference*. Society of Petroleum Engineers. <https://doi.org/10.2118/164294-MS>.

Leverett, M. C. (1941). Capillary behavior in porous solids. *Transactions of the American Institute of Mining and Metallurgical Engineers*, 142(1), (pp. 152–169). <https://doi.org/10.2118/941152-G>

Llamosa Ardila, O. E. (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 (Proyecto de grado)*. (pp. 43-48) Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, Colombia.

Reservoir Management Team (RMT) La Cira–Infantas. (2022). *Modelo sedimentológico de las Arenas A58 del campo La Cira–Infantas* [Informe técnico interno]. SierraCol Energy.

- Reservoir Management Team (RMT) La Cira–Infantas. (2012). *Geological and reservoir characterization of La Cira–Infantas* [Informe técnico interno]. SierraCol Energy.

Reservoir Management Team (RMT) La Cira–Infantas. (2024). *Caracterización sedimentológica y mapas de facies de las Arenas A58 de la Formación Colorado* [Presentación técnica interna]. SierraCol Energy.

- Rojas Suárez, C. A. (2011). *Modelamiento geoestadístico de los depósitos fluviales de la Zona C de la Formación Mugrosa en el área La Cira-Este del Campo La Cira* (Tesis de maestría, Universidad Nacional de Colombia). (pp. 11-13, 21-24, 32)
- The ARC Group. (2017). La Cira–Infantas field facies study [Presentación técnica interna preparada para SierraCol Energy]
- Xu, J., Snedden, J. W., Galloway, W. E., Milliken, K. T., & Blum, M. D. (2016). Channel-belt scaling relationship and application to early Miocene source-to-sink systems in the Gulf of Mexico basin. *Geosphere*, 13, 1–22. <https://doi.org/10.1130/GES01376.1>