

Evaluación del potencial de hidrocarburos de una unidad de la formación Esmeraldas, en un
bloque del campo La Cira Infantas

Sergio Ivan Nuncira Carreño

Trabajo de Grado para Optar el Título de Especialista en Ingeniería de Yacimientos

Director

Zuly Calderón Carrillo

Doctora en Ingeniería Química

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas

Escuela de Ingeniería de Petróleos

Especialización en Ingeniería de Yacimientos

Bucaramanga

2022

Dedicatoria

A mi hijo Esteban y mi esposa Laura por ser mi inspiración y apoyo cada día.

Agradecimientos

A Sierracol Energy y Ecopetrol por la autorización de la información técnica requerida para la realización del trabajo, así como de los diferentes programas de interpretación.

Contenido

	Pág.
Introducción	12
1. Objetivos	13
1.1 Objetivo General	13
1.2 Objetivos Específicos.....	13
2. Evaluación de potencial de hidrocarburos	14
2.1 Marco Referencial.....	14
2.1.1 Antecedentes Investigativos.....	14
2.1.1.1 Edad y ambiente de depositación formación Esmeraldas	14
2.1.1.2 Técnicas de modelamiento geológico.....	15
2.1.2 Marco Teórico - Conceptual	16
2.1.2.1 Modelo de facies.....	16
2.1.2.2 Cálculo de volumen.....	16
2.1.3 Campo La Cira Infantas	17
2.1.3.1 Historia campo.....	17
2.1.3.2 Formaciones productoras.....	18
2.1.3.3 Modelo Estructural.....	22
2.2 Método	27
2.2.1 Descripción marco geológico regional y local.....	28
2.2.2 Interpretación geológica en pozos y correlación areal.....	37

2.2.2.1 Mapas de espesor y Log Signature.	37
2.2.3 Definición de propiedades petrofísicas	41
2.2.3.1 Cálculo de Volumen de Arcilla.....	42
2.2.3.2 Cálculo de la Porosidad.	43
2.2.3.3 Cálculo de Permeabilidades.....	44
2.2.4 Modelamiento Estático 3D	45
2.2.4.1 Modelamiento de Fallas y superficies.....	46
2.2.4.2 Generación de Grilla de modelamiento Geológico.....	46
2.2.4.3 Poblamiento de propiedades.	46
2.2.4.4 Cálculo Volumétrico.	48
2.3 Resultados	49
2.3.1 Entendimiento estratigráfico	49
2.3.2 Modelo de celdas	56
2.3.3 Resultado volumétrico	62
2.3.4 Áreas de interés para actividades de desarrollo de hidrocarburos	62
3. Conclusiones	64
4. Recomendaciones	65
Referencias Bibliográficas	66

Lista de Tablas

	Pág.
Tabla 1. Metodología para el desarrollo de este trabajo	27
Tabla 2. Volúmenes obtenidos del modelo geológico	62

Lista de Figuras

	Pág.
Figura 1. Columna estratigráfica generalizada del Valle Medio del Magdalena.....	20
Figura 2. Estructura actual del Campo La Cira Infantas en el Valle del Magdalena Medio, Colombia.....	23
Figura 3. Anticlinales de La Cira e Infantas en mapa estructural al tope de la zona C.	25
Figura 4. Ubicación del bloque de estudio en la parte Noreste del área de Cira. CE BLOQUE 326	
Figura 5. Síntesis de las características estructurales del VMM y VSM en los sectores orientales y occidentales.....	28
Figura 6. Corte esquemático de la cuenca en la zona de estudio hacia los bloques del Campo la Cira.....	30
Figura 7. Corte Sísmico (Time slice 610 ms) evidenciando los rasgos estructurales grandes del anticlinal de la Cira (cierre estructural y dirección principal del eje).....	31
Figura 8. Mapa estructural de todo el Campo La Cira – Infantas, al tope de la formación Esmeraldas resaltando la dirección del esfuerzo máximo	32
Figura 9. Datos estructurales medidos en imágenes de pozo, del esfuerzo máximo actual del campo (Ejemplo pozo Cira 4607).....	33
Figura 10. Línea sísmica Inline 87 mostrando los rasgos estructurales principales del bloque en la parte norte	34
Figura 11. Línea sísmica Inline 132 mostrando los rasgos estructurales principales del bloque en la parte media.....	35

Figura 12. Línea sísmica Inline 157 mostrando los rasgos estructurales principales del bloque en la parte alta (Sur).....	36
Figura 13. Ejemplo de generación de " Log Signature Maps"	38
Figura 14. Mapa de espesor de arena sumado con la información de registros en la unidad (Log Signature Maps).....	39
Figura 15. Mapa de espesor de arena sumado con la información de registros en la unidad (Log Signature Maps).....	40
Figura 16. Inventario de registros en el campo La Cira Infantas.....	42
Figura 17. Comparación de la estimación de porosidad con la porosidad del corazón. Ejemplo en Zona C (formación Mugrosa)	43
Figura 18. Modelo de Permeabilidad para las arenas C, curvas calibradas con los análisis de corazones. (I-3104, C-1880, C-1882 and C-1884).	45
Figura 19. Proceso de generación de la grilla geológica en el modelamiento 3D. Tomado del manual de Petrel, Property Modeling Course. Schlumberger. 1998.....	46
Figura 20. Registros de facies definidos en los pozos, Arcillolitas (Gris), areniscas con hidrocarburos (Amarillo) y areniscas con agua (Naranja).....	47
Figura 21. Pozo tipo definido para la identificación estratigráfica de la unidad de interés D1 de la formación Esmeraldas.....	49
Figura 22. En color amarillo se identifican los intervalos arenosos con presencia de hidrocarburos y en color naranja los intervalos arenosos con presencia de agua de formación...	51
Figura 23. Correlación estructural A-A' en sentido del rumbo de la estructura.....	52
Figura 24. Correlación estratigráfica B – B' en sentido del buzamiento de la estructura,	53
Figura 25. Correlación estructural B – B' en sentido del buzamiento de la estructura	54

Figura 26. Resultado mapa de tendencia para las areniscas sin hidrocarburos	55
Figura 27. Resultado mapa de tendencia para las areniscas con hidrocarburos	56
Figura 24. Vista 3 D de fallas y superficies modeladas para la generación del armazón estructural.....	57
Figura 26. Grilla 3D generada para el bloque de estudio	58
Figura 30. Ejemplo de escalamiento de las diferentes propiedades (facies, porosidad y permeabilidad) del pozo Cira2861	59
Figura 31. Flujo de poblamiento geoestadístico de propiedades petrofísicas teniendo como base el modelo de facies.....	60
Figura 32. Corte 3D de la definición del contacto agua – petróleo más seguro para el bloque en la unidad D1	61
Figura 33. Mapa de espesor con hidrocarburos para unidad D1 de la formación Esmeraldas en el bloque 3 del campo La Cira - Infantas	63

Resumen

Título: Evaluación del potencial de hidrocarburos de una unidad de la formación Esmeraldas, en un bloque del campo La Cira Infantas *

Autor: Sergio Ivan Nuncira Carreño **

Palabras Clave: Formación Esmeraldas, La Cira Infantas, Potencial hidrocarburos

Descripción:

La formación Esmeraldas, la cual se encuentra ubicada en la parte más basal de la secuencia productora de hidrocarburos del campo La Cira Infantas, presenta una heterogeneidad geológica que hace difícil el entendimiento del reservorio y la distribución del aceite atrapado en sus cuerpos arenosos. Mediante este trabajo, se cuantifica el volumen de hidrocarburos en una unidad operacional de la formación Esmeraldas en un bloque del Campo la Cira Infantas, mediante la generación del modelo 3D en el software de modelamiento Petrel, el cual representa las características geológicas y petrofísicas del reservorio.

El modelo geológico generado en este trabajo permite definir las reservas disponibles y las áreas con mejor potencial de producción y con menor incertidumbre hacia volúmenes sin recuperar. El potencial de hidrocarburos en sitio para la unidad D1 de la formación Esmeraldas se calcula entre 803,464 y 1'044,010 barriles de aceite de acuerdo con las diferentes posibles opciones de contacto agua – aceite.

Se evidencia un control estructural y estratigráfico en el llenado de hidrocarburos de los cuerpos fluviales. Cuando se tiene una mayor continuidad en las barras de canal y comunicación con las vías de migración, las cuales pueden ser combinadas entre cuerpos arenosos conectados o fallas actuando como ruta de migración desde la formación generadora, hay más probabilidad de encontrar hidrocarburos atrapados.

La mayor acumulación de hidrocarburos de la unidad D1 de la formación Esmeraldas se encuentra en la parte estructural media a baja del bloque, y a su vez asociado a un mayor espesor estratigráfico. Se insinúa un posible efecto de sin - deposición de los sedimentos que explican la ausencia de más cuerpos conectados en la parte más alta de la estructura, producto de una acumulación concentrada hacia la parte baja de la estructura por efecto del levantamiento estructural del gran anticlinal de La Cira.

* Proyecto de grado

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas Escuela de Ingeniería de Petróleos Especialización en Ingeniería de Yacimientos Director Zuly Calderón Carrillo Doctorado En Ingeniería Química

Abstract

Título: Evaluation of the hydrocarbon potential for a unit of the Esmeraldas formation, in a block of the La Cira Infantas field *

Autor: Sergio Ivan Nuncira Carreño **

Palabras Clave: Esmeraldas Formation, La Cira Infantas, Hydrocarbon potential

Descripción:

The Esmeraldas formation, which is located in the most basal part of the hydrocarbon-producing sequence of the La Cira Infantas field, presents a geological heterogeneity that makes it difficult to understand the reservoir and the distribution of the oil trapped in its sandy bodies. Through this work, the volume of hydrocarbons in an operational unit of the Esmeraldas formation in a block of the Cira Infantas Field is quantified, by generating the 3D model in the Petrel modeling software, which represents the geological and petrophysical characteristics of the reservoir.

The geological model generated in this work allows defining the available reserves and the areas with the best production potential and with less uncertainty towards unrecovered volumes. The hydrocarbon potential in place for unit D1 of the Esmeraldas formation is calculated between 803,464 and 1,044,010 barrels of oil according to the different possible water-oil contact options.

A structural and stratigraphic control is evident in the filling of hydrocarbons in the fluvial bodies. When there is greater continuity in the channel bars and communication with the migration paths, which can be combined between connected sand bodies or faults acting as a migration path from the generating formation, there is a greater probability of finding trapped hydrocarbons.

The largest accumulation of hydrocarbons in unit D1 of the Esmeraldas formation is found in the middle to lower structural part of the block, and in turn associated with greater stratigraphic thickness. A possible effect of non-deposition of the sediments is insinuated, which explains the absence of more connected bodies in the highest part of the structure, product of an accumulation concentrated towards the lower part of the structure due to the effect of the structural lifting of the great anticline of The Cira.

* Graduation project

** Faculty of Physicochemical Engineering School of Petroleum Engineering Specialization in Reservoir Engineering
Director Zuly Calderón Carrillo Doctor's in Petroleum Engineering

Introducción

La formación Esmeraldas, que se encuentra localizada en la parte basal de la secuencia productora de hidrocarburos del campo La Cira Infantas, muestra una heterogeneidad geológica que dificulta el entendimiento de las rocas reservorio y la respectiva distribución del aceite entrampado en sus cuerpos arenosos; actualmente no se tienen definidas las propiedades de calidad de roca ni las características dinámicas de este reservorio.

No existe un plan de explotación para esta unidad debido a la incertidumbre en la caracterización y cuantificación del volumen asociado a este reservorio, lo cual genera riesgos en términos técnicos y económicos para un adecuado desarrollo de las reservas existentes en el área.

El alcance de esta monografía es cuantificar el volumen de hidrocarburos en una unidad operacional de la formación Esmeraldas en un bloque del Campo la Cira Infantas, mediante la generación del modelo 3D en el software de modelamiento Petrel, que represente las características geológicas y petrofísicas del reservorio y que permita definir las reservas disponibles y las áreas con mejor potencial de producción que valoricen el activo de producción y permitan generar un plan de desarrollo con menor incertidumbre hacia volúmenes sin recuperar en el área.

Durante el proceso de perforación del campo La Cira Infantas se ha intentado profundizar los pozos hasta la formación Esmeraldas como objetivo secundario, teniendo resultados en algunos casos no muy positivos, perforando secciones estériles sin presencia de rocas con hidrocarburos interpretados.

Teniendo en cuenta las razones mencionadas anteriormente, los resultados de este trabajo permitirán definir en que ubicaciones se pueden proponer pozos a perforar para buscar la

formación Esmeraldas en la unidad operacional D1 con hidrocarburos y tener la valoración del volumen en sitio en un bloque específico del campo.

1. Objetivos

1.1 Objetivo General

Cuantificar el potencial de hidrocarburos en una unidad de la formación Esmeraldas, en un bloque del campo La Cira Infantas

1.2 Objetivos Específicos

Definir las características sedimentológicas y estratigráficas en una unidad de la formación Esmeraldas en un bloque del campo La Cira Infantas con relación al marco geológico regional de la cuenca.

Correlacionar los cuerpos arenosos en una unidad de la formación Esmeraldas en un bloque del campo La Cira Infantas a partir de información de registros de pozos

Generar las curvas de propiedades petrofísicas en los pozos del bloque para una unidad de la formación Esmeraldas.

Construir el modelo estático 3D en el software de modelamiento comercial Petrel y cuantificar el volumen en sitio para una unidad de la formación Esmeraldas en un bloque del campo La Cira Infantas y definir las áreas con mejor potencial de hidrocarburos.

2. Evaluación de potencial de hidrocarburos

2.1 Marco Referencial

2.1.1 Antecedentes Investigativos

2.1.1.1 Edad y ambiente de depositación formación Esmeraldas. A continuación, se mencionan algunos autores que han estudiado la edad y el ambiente de depositación de la formación Esmeraldas en Colombia:

La formación Esmeraldas definida de edad Eoceno tardío en las publicaciones de Cooper et al. (1995) y Villamil (1999) corresponde a depósitos fluviales con fuente de sedimentos de origen en cuerpos intrusivos y rocas volcánicas de la cordillera central.

En otro estudio de Rodríguez-Forero, Oboh-Ikuenobe, Jaramillo-Munoz, Rueda-Serrano, & Cadena-Rueda (2012) a partir de análisis palinológicos y sedimentológicos sugieren que sus depósitos se acumularon en un ambiente de planicies aluviales.

Por su parte Caballero, Parra, & Bohórquez (2010) plantean que los sedimentos de la formación Esmeraldas se depositan en una cuenca antepaís asociada a la Cordillera Central que en sus eventos de levantamiento y erosión depositan la formación. En estudios del mismo año Moreno (2010), basado en la asociación de litofacies plantea que los sedimentos tienen una fuente distante generando depósitos en ríos meándricos con los cuales inician los eventos de levantamiento de la cordillera oriental en su flanco occidental.

En publicaciones posteriores Caballero, Rubiano, Clavijo, Sandoval, (2016) definen dirección de paleocorrientes para los cuerpos de la formación Esmeraldas con dirección de 52.7° de azimut.

2.1.1.2 Técnicas de modelamiento geológico. Los depósitos fluviales son modelados de acuerdo con modelos matemáticos y experimentales que se basan en técnicas estadísticas para extrapolar la información de pozos en un área. A continuación, se describen las revisiones de algunos autores que han planteado bases teóricas para las técnicas de modelamiento geoestadístico:

Bridge, & Tye (2000) definen unas relaciones cuantitativas entre el espesor y el ancho de los cinturones de canales que sirve de guía para el modelamiento en un área.

Por otra parte, Deutsch & Tran (1996) entre sus principales publicaciones, plantean una forma de modelado de manera jerárquica, es decir (1) se establece un sistema de coordenadas estratigráficas para cada capa de yacimiento, (2) se colocan varios complejos de canales dentro de cada capa, y luego (3) se colocan canales dentro de cada complejo de canales. La especificación geométrica de cada canal relleno de arena dentro del fondo de las lutitas de la llanura aluvial es un proceso de puntos marcados. Cada canal está marcado con una ubicación de inicio, parámetros de tamaño y parámetros de sinuosidad.

En publicaciones posteriores, Deutsch & Tran (2002). presentan un programa FORTRAN para el modelado jerárquico basado en objetos de facies fluviales complejas. Este código denominado *flvsim* es de dominio público representa las diferentes facies relacionadas a los ambientes fluviales con algoritmos basados en objetos.

2.1.2 Marco Teórico - Conceptual

2.1.2.1 Modelo de facies. Las facies para modelar en la unidad de interés corresponden a facies de ambientes fluviales y están definidas así:

Nichols (2009) define que el flujo de agua en ríos y arroyos normalmente se limita a canales, que son depresiones o socavación en la superficie terrestre que contiene el flujo. El *overbank* o llanura aluvial es el área de tierra entre o más allá de los canales que (aparte de la lluvia) recibe agua solo cuando el río está inundado. Juntos el canal y *overbank* comprenden el ambiente fluvial. Las facies principales de los ríos meándricos se denominan depósitos de barras (*Point bar*), depósitos de desborde (*crevasse splay*) y llanuras de inundación. Los datos de paleo corrientes son una ayuda muy valiosa para reconstrucción de la paleogeografía de fluviales depósitos. Puede usarse para determinar la ubicación del área de origen de la que se derivó el sedimento y es posible indicar la posición general de la desembocadura del río y de ahí la costa. Estructuras sedimentarias que se pueden utilizar como indicadores de flujo en los depósitos fluviales incluyen la orientación del canal, estratificación cruzada en arenisca e imbricación de clastos en conglomerados.

2.1.2.2 Cálculo de volumen. Morton-Thompson & Woods (1993) en su libro define términos para comprender mejor la estimación de reservas. El aceite original en el lugar (OOIP) y el gas original en el lugar (OGIP) se refieren al volumen total de hidrocarburos almacenados en un reservorio antes de la producción. Las reservas recuperables son el volumen de hidrocarburos que se pueden extraer de forma rentable de un yacimiento utilizando la tecnología existente. Las estimaciones volumétricas de OOIP y OGIP se basan en un modelo geológico que describe

geométricamente el volumen de hidrocarburos en el yacimiento. Se requiere corregir los volúmenes del subsuelo a unidades estándar de volumen, medidas a condiciones de superficie.

La ecuación de volumen es:

$$N = 7758Ah\phi(1 - S_w)/B_{oi}$$

donde

- $N = \text{OOIP (STB)}$
- $7758 = \text{factor de conversión de acre-pie a barriles}$
- $A = \text{área del reservorio (acres) desde un dato de mapa}$
- $h = \text{altura o espesor de la zona con hidrocarburo (pies)}$
 - $\phi = \text{porosidad (decimal)}$
 - $S_w = \text{saturación de agua connata (decimal)}$
- $B_{oi} = \text{factor volumétrico a condiciones iniciales (reservoir bbl/STB)}$

Reservas de Aceite Recuperable = OOIP x RF

Donde RF = factor de recobro, equivale a RFP (factor de recobro primario) + RFS (factor de recobro secundario).

El factor de recobro primario es estimado a partir del mecanismo de producción del yacimiento los cuales pueden ser gas en solución, capa de gas, intrusión de agua, depleción, segregación gravitacional entre otros.

2.1.3 Campo La Cira Infantas

2.1.3.1 Historia campo. OXY-Ecopetrol (2020), en su documento de plan de desarrollo integrado dentro de su documentación histórica refiere que el Campo La Cira-Infantas (LCI) fue el primer campo petrolero en Colombia, descubierto con el pozo Infantas 2, el cual fue completado el 27 de abril de 1918 en la Zona C. En 1920, la Compañía Standard Oil (Tropical Oil Company)

adquirió la Concesión de Mares y mantuvo su explotación hasta el 25 de agosto de 1951 cuando su manejo pasó a Ecopetrol. A comienzos de febrero de 1925, se inició la perforación del pozo LC58, que es completado en Zona A y comprueba la existencia del anticlinal de La Cira. En este mismo año, se descubren las Arenas 116, de la Zona A, mediante la perforación del pozo LC116. El pozo LC125 es el primer pozo productor de la Zona B y es también considerado como el descubridor de la Zona C en la estructura de La Cira, el pozo fue completado en julio de 1926 con una producción inicial de 2350 Bopd. En febrero 11 de 2005, Ecopetrol S.A. y Occidental Andina LLC, suscribieron un memorando de entendimiento en el cual las partes definieron los términos y condiciones bajo los cuales estarían interesadas en celebrar un contrato para desarrollar actividades conjuntas de explotación y exploración de hidrocarburos en el área contratada, incluyendo entre otros, proyectos de recobro secundario de hidrocarburos y actividades exploratorias.

2.1.3.2 Formaciones productoras. En el mismo documento interno OXY-Ecopetrol (2020), se detalla regionalmente el Campo La Cira-Infantas (LCI), el cual se encuentra localizado en la parte central de la cuenca sedimentaria del Valle Medio del Magdalena (VMM), la evolución tectónica de la cuenca se divide principalmente en dos fases: la primera fase de carácter distensivo que ocurre entre el Triásico tardío y el Cretácico Superior, en el cual se formó un graben o rift supra continental, bordeado por paleofallas normales, con subsidencia tectónica que generó una transgresión, la cual permitió que se depositaran las formaciones de origen marino Rosablanca, Paja, Tablazo, Simití, La Luna y Umir.

La segunda fase tectónica corresponde a una etapa de carácter compresional, que inicia en el Paleoceno con los depósitos de la formación Lisama; el levantamiento de la provincia de los macizos de Santander y Floresta ocurre durante el Eoceno temprano, esto facilitó la remoción por

erosión de gran parte de la megasecuencia Cretácica, aportando el material que formó las potentes unidades Terciarias de origen continental relacionadas con las formaciones La Paz, Esmeraldas, Mugrosa y Colorado.

Durante el Mioceno – Plioceno, continuó el levantamiento de la Cordillera Oriental. En el Mioceno medio a tardío se presentó una fase de compresión más intensa, provocando la reactivación de las paleofallas normales como fallas inversas y para el Mioceno tardío – Plioceno – Pleistoceno se depositó la secuencia molásica del Grupo Real. También se depositaron los sedimentos semiconsolidados de abanicos fluviotorrenciales provenientes de la Cordillera Oriental y gran variedad de depósitos aluviales.

Las formaciones productoras son asociadas al periodo Paleógeno y Neógeno (Secuencia terciaria):

Figura 1.

Columna estratigráfica generalizada del Valle Medio del Magdalena.

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

Nota. Tomado de Rolón L.F, 2004.

Secuencia Terciaria

Esta secuencia está compuesta por unidades siliciclásticas y descansa en discordancia angular sobre la secuencia Cretácica o pre-Cretácica hacia el sector oriental. Las formaciones que la componen de base a tope son:

- Formaciones La Paz – Esmeralda

También denominadas Grupo Chorro, en el área del Campo La Cira-Infantas estas formaciones no se desarrollaron tal como están descritas en su localidad tipo, presentándose

únicamente una secuencia de lutitas intercaladas con algunos desarrollos de areniscas pobres, que podrían corresponder a la formación Esmeraldas. No es la principal unidad productora en el Campo LCI, presentan un espesor variable entre 300 y 700 pies, dependiendo del control paleo geográfico. El ambiente de depositación de esta unidad en el área del campo ha sido interpretado como un ambiente fluvial meandriforme, esto implica que la unidad presenta en menor proporción desarrollo de paquetes de arenas y alto desarrollo de arcillas.

- Formación Mugrosa

Esta formación presenta un espesor aproximado de 1.800 pies en el Campo LCI, yace concordantemente sobre la formación Esmeraldas y se le ha asignado una edad Oligoceno inferior a medio. Consiste en intercalaciones de potentes lentes de areniscas y algunos lentes conglomeráticos, con lentes de lodolitas y arcillolitas, depositadas en sistemas fluviales y aluviales, con patrones de carga gruesa (bedload) y carga mixta (mixload) característicos de ambientes de planicies de inundación, llanuras aluviales y paleolagos.

- Formación Colorado

Esta formación la componen intercalaciones de paquetes de areniscas de grano fino y lodolitas masivas, depositadas en sistemas fluviales, principalmente de ambientes meandriformes y de corrientes anastomosadas con presencia de canales y barras, y con alguna influencia de llanuras fluviales. Presenta un contacto concordante con la infrayacente formación Mugrosa y su edad se estima como Oligoceno superior a Mioceno inferior.

- Formación/Grupo Real

Con el nombre de formación Real o Grupo Real, se le conoce al conjunto de areniscas y arcillolitas depositadas en ambientes continentales durante el Mioceno-Plioceno, con un espesor

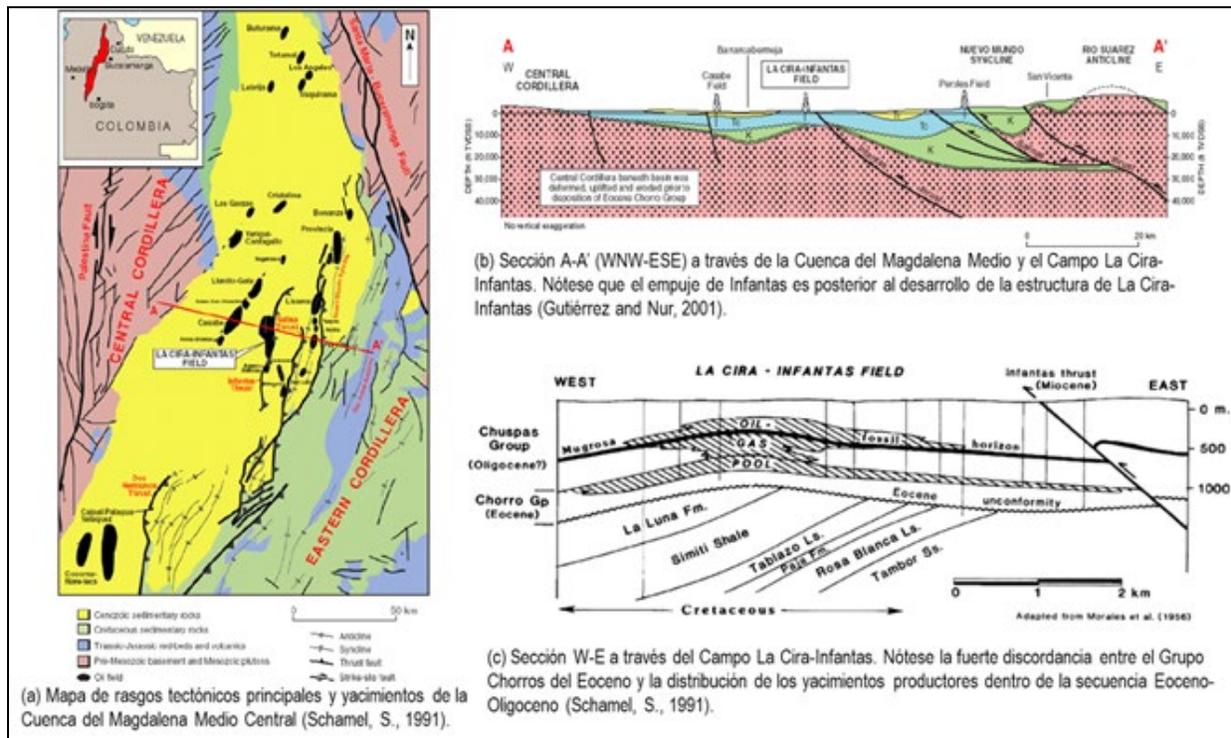
promedio de 4.500 pies. De acuerdo con su litología, puede dividirse en: Real inferior (de 2.000 a 2.500 pies), de carácter arcilloso con delgadas intercalaciones de areniscas conglomeráticas, y Real superior (unos 2.000 pies), conformada por capas de arenisca de grano fino a grueso intercaladas con finas capas de lodolitas silíceas competentes y que conforma los principales acuíferos en la cuenca del Valle Medio del Magdalena.

Las rocas de la formación Real, en el Campo LCI, afloran hacia el flanco del anticlinal de Infantas y sólo en la parte norte y noroccidental del anticlinal de La Cira, así como hacia la periferia occidental. Las areniscas y conglomerados de grano medio a grueso del Grupo Real en el campo tienen buen potencial para el almacenamiento de agua y agrupados con capas arcillosas confinantes conforman acuíferos multicapa con poco espesor (menor a 300 pies) y extensión en la zona del Campo La Cira-Infantas.

2.1.3.3 Modelo Estructural. Igualmente, en el documento interno OXY-Ecopetrol. (2020), se detalla el ambiente estructural del campo La Cira – Infantas de acuerdo con la evolución tectónica descrita, enmarcando el campo actualmente en etapa de compresión intensa con reactivación de fallas de etapas tectónicas previas. Ver Figura.

Figura 2.

Estructura actual del Campo La Cira Infantas en el Valle del Magdalena Medio, Colombia.



Nota. Tomado de Gutierrez y Nur, 2001 y Schamel, S., 1991

Gutierrez y Nur (2001), basados en su interpretación estructural e información sísmica 3D, plantearon dos periodos principales de deformación en el área del campo La Cira Infantas:

- Estructuras del Terciario Temprano: corresponde a la secuencia Cretácea, fuertemente plegada, fallada y erosionada bajo la discordancia del Eoceno. La estructura principal de las rocas del Cretáceo corresponde a un gran anticlinal elongado en dirección norte-sur. Su flanco occidental se encuentra bien preservado y su buzamiento es $S80^{\circ}W$. El flanco occidental de esta estructura está cortado extensamente por fallas de cabalgamiento, que generaron pliegues asimétricos en el bloque colgante.

- Estructuras del Terciario Tardío: corresponde a estructuras asociadas a deformación tectónica, dentro de las cuales se encuentran los anticlinales de La Cira e Infantas y sus rasgos estructurales asociados. Los dos campos, están ubicados sobre el paleoalto de Cáchira, el cual estuvo estructuralmente controlado y activo entre el Cretáceo Tardío y el Eoceno Tardío.

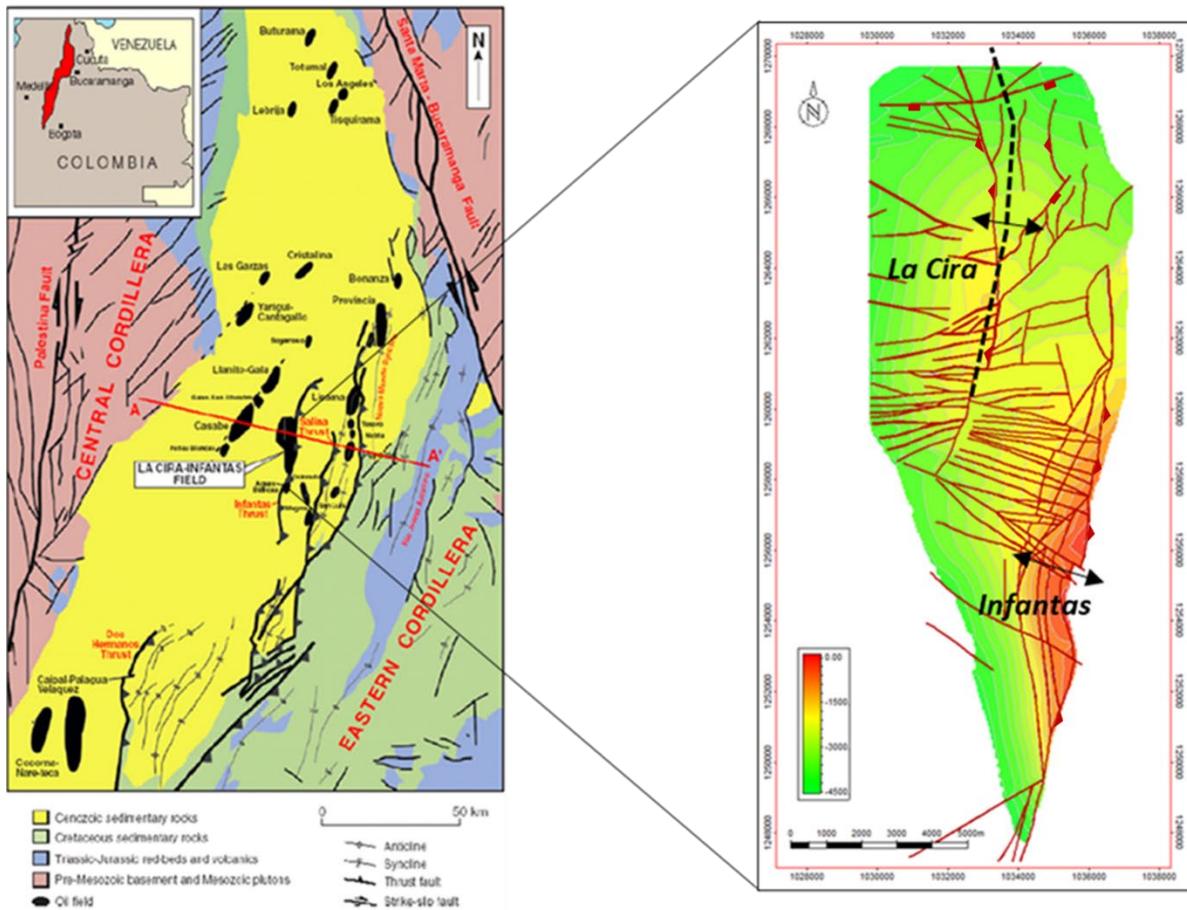
Estas estructuras, presentan expresiones claras en superficie, mediante lineamientos creados por las rocas competentes del Terciario, reflejando rasgos principales del subsuelo. La topografía también indica el grado de deformación y plegamiento. El anticlinal de La Cira se caracteriza por una expresión topográfica uniforme, con un pequeño relieve que refleja el bajo buzamiento, mientras que fuertes lineamientos con gran expresión topográfica reflejan los pronunciados buzamientos de las capas en Infantas.

El anticlinal de La Cira es una estructura asimétrica que cabecea hacia el norte y sur del campo. Su eje está orientado en dirección norte-sur y es paralelo a la falla de La Cira. Ésta falla rompe la estructura en el flanco oriental y junto con el sistema de fallas de Infantas, forman un pliegue negativo en la parte media comprendida entre éstas dos fallas.

La estructura de Infantas corresponde a un anticlinal elongado, que cabecea hacia el norte, cuyo eje parece estar orientado ligeramente, en dirección noreste - suroeste; cortado en su cresta por el sistema de fallas inversas de Infantas, que levantó el bloque oriental, el cual se encuentra parcialmente erosionado, principalmente en la sección de la formación Colorado. En el mapa estructural al tope de la Zona C, es posible ver estas características, ver siguiente figura:

Figura 3.

Anticlinales de La Cira e Infantas en mapa estructural al tope de la zona C.

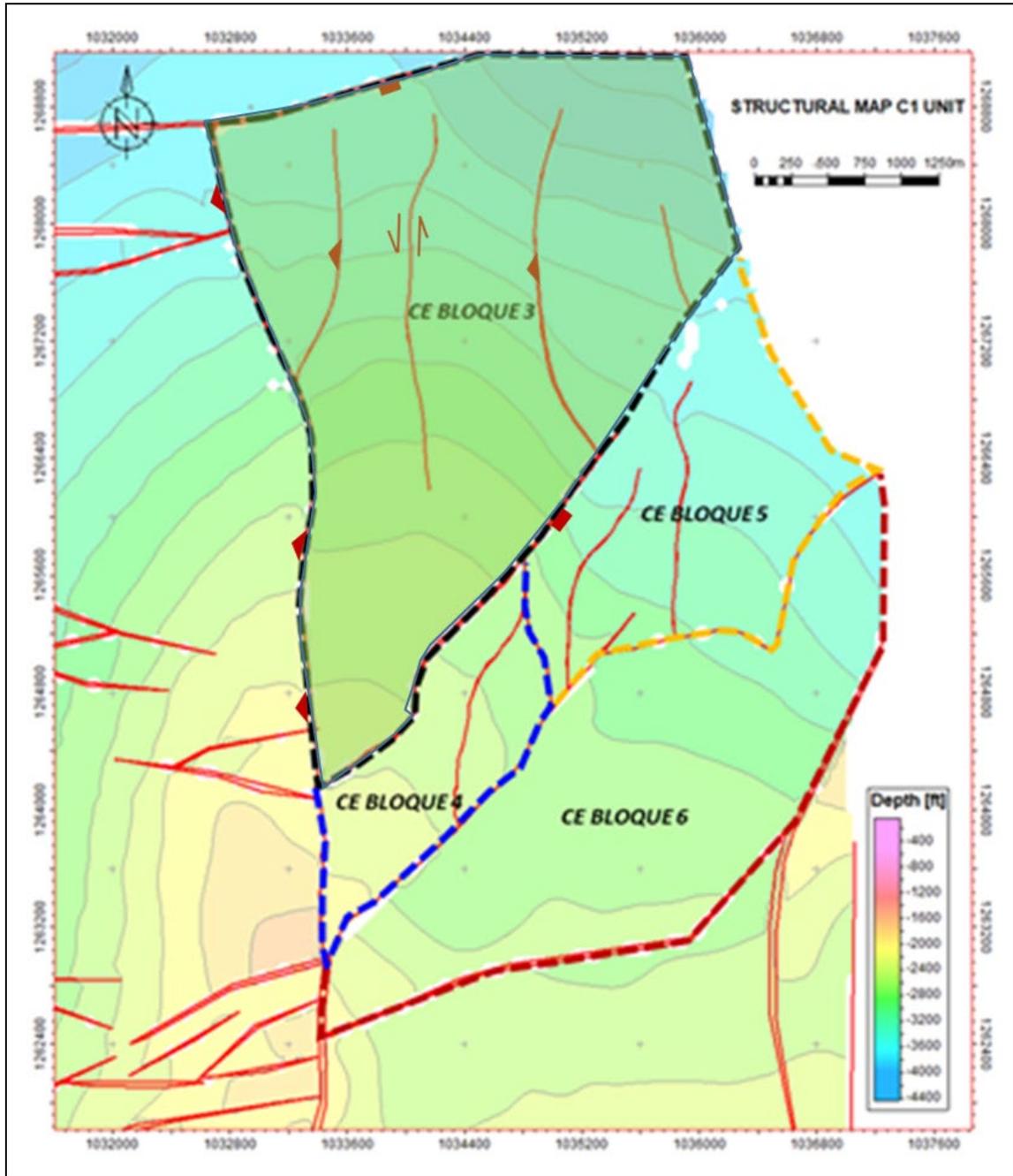


Tomado de Gutierrez y Nur, 2001 y Schamel, S., 1991

Para este estudio en el campo la Cira – Infantas desarrollado en esta monografía, se plantea el desarrollo de la cuantificación de hidrocarburos en una unidad de la formación Esmeraldas en el bloque 3 del área de Cira Este (CE BLOQUE 3) que corresponde al noreste del anticlinal de La Cira. El entrapamiento en el bloque es estructural contra las fallas que cierran el bloque y las heterogeneidades estratigráficas de los cuerpos arenosos de origen fluvial. En la siguiente imagen se observa la ubicación del bloque de estudio y los principales rasgos estructurales:

Figura 4.

Ubicación del bloque de estudio en la parte Noreste del área de Cira. CE BLOQUE 3



Nota. Tomado de documento interno OXY-Ecopetrol 2020, plan de desarrollo equipo Integrado.

2.2 Método

La metodología para el desarrollo de este trabajo incluye cuatro capítulos principales que se describen en la siguiente tabla:

Tabla 1.

Metodología para el desarrollo de este trabajo

Actividad	Metodología
1. Descripción marco geológico regional y local	Fase 1. Búsqueda de información bibliográfica y electrónica del ambiente de depositación, eventos regionales tectónicos y definición de pozo tipo del área en la unidad de interés.
2. Interpretación geológica en pozos y correlación areal	Fase 2. Interpretación del ambiente de depositación en los pozos y revisión - definición de límites estratigráficos (Topes). Correlaciones tipo. Mapeo Límites estratigráficos y cuerpos arenosos
3. Definición de propiedades petrofísicas	Fase 3. Definición de curvas de porosidad, Net to gross, permeabilidad y saturación de agua en los pozos del área mediante la revisión del modelo petrofísico existente en el campo.
4. Modelo 3D, cálculo de volumen y definición de áreas con mejor potencial	Fase 4. Construcción del modelo de Celdas en el software de modelamiento Petrel, usando el marco estructural ya existente en el área y extrapolando información definida en el modelo estratigráfico de la unidad de interés mediante técnicas geoestadísticas. Calculo Volumen e identificación de zonas con mejor potencial de desarrollo de hidrocarburos (Mapas con áreas definidas y profundidades)

2.2.1 Descripción marco geológico regional y local

Adicionalmente al marco geológico definido en el marco referencial, el trabajo de Mojica y Franco (1990) plantea el resumen de ambientes tectónicos para la cuenca del Valle Medio y Superior del Magdalena, en el cual definen el campo La Cira Infantas en el este de la cuenca del Valle Medio del Magdalena, donde se observan anticlinales en rampa nucleados en basamento pre – cretácico y en algunas estructuras cretácicas. La siguiente figura resume las características estructurales definidas por Mojica y Franco (1990).

Figura 5.

Síntesis de las características estructurales del VMM y VSM en los sectores orientales y occidentales.

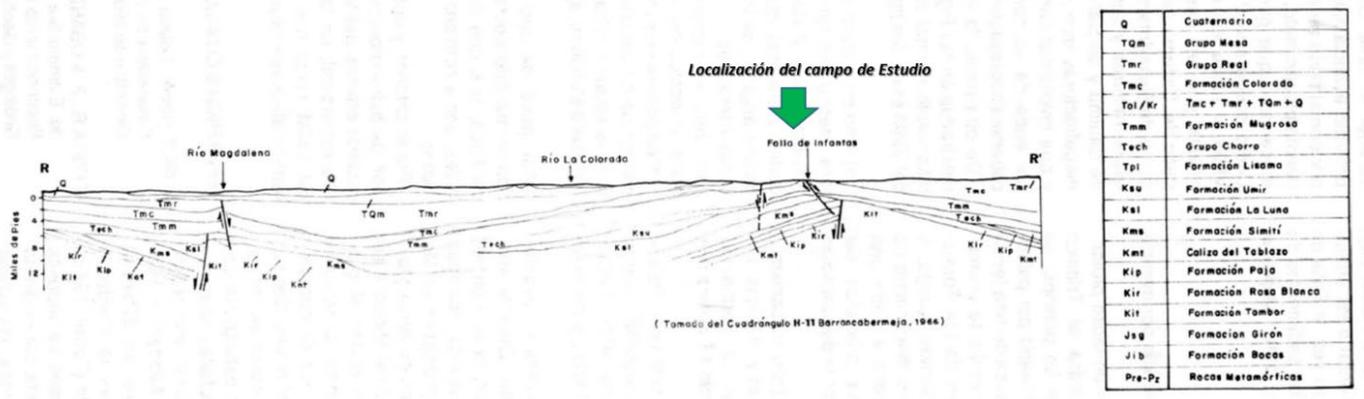
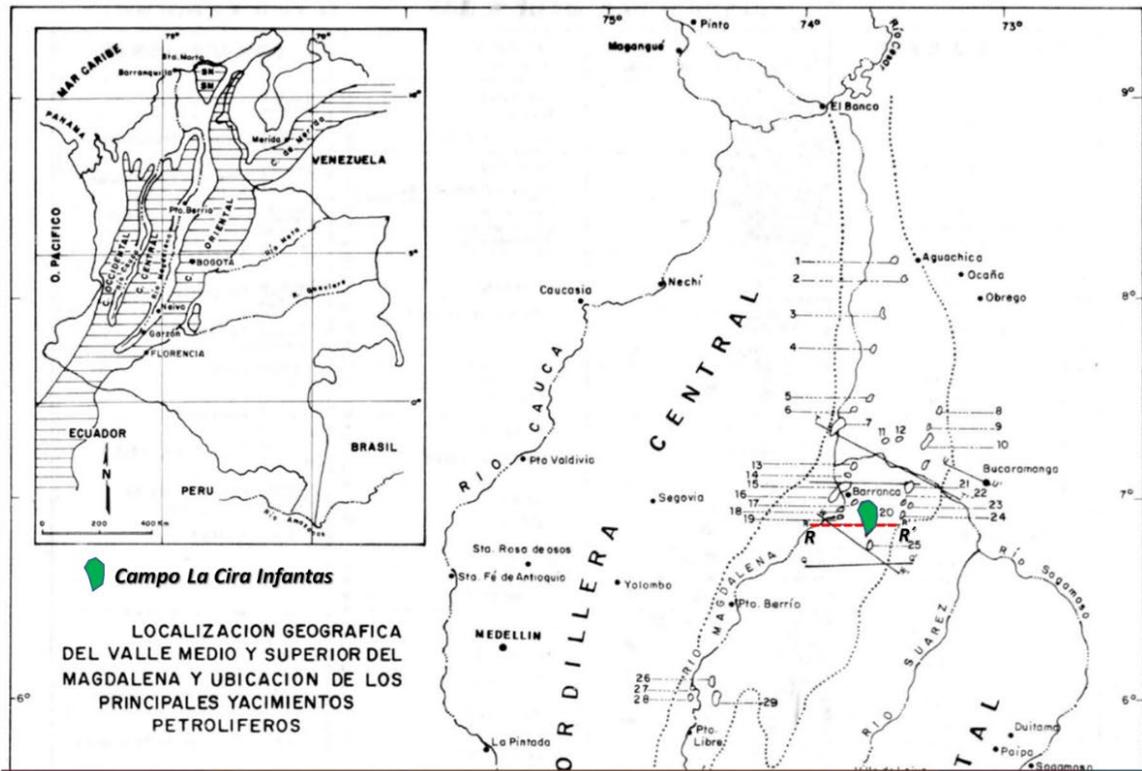
		OESTE DEL VALLE DEL MAGDALENA	ESTE DEL VALLE DEL MAGDALENA
ESTRUCTURALES	PLANTA	CADENA CABALGANTE DE ANTEPAIS CON VERGENCIA AL ESTE. DE EDAD OLIGOCENA MEDIA A TARDIA; REPRESENTADA POR LOS SISTEMAS DE FALLAS DE CHUSMA Y CALARMA (GIRARDOT). LA CADENA PRESENTA: - ANTICLINALES ESTRECHOS ASOCIADOS A SINCLINALES AMPLIOS (PLEGAMIENTOS EN RAMPA) - PLEGAMIENTOS Y FALLAMIENTOS EN ECHELON (TRANSFERENCIA DE DESPLAZAMIENTO) - FALLAMIENTO DE RUMBO - FALLAMIENTO NORMAL EN MENOR ESCALA	CADENA PLEGADA CABALGANTE CON VERGENCIA AL OESTE, DE EDAD MIOCENA TEMPRANA A PLIOCENA; CONSTITUIDA POR LOS SISTEMAS DE GARZON-SUAZA Y LA MAGDALENA; CARACTERIZADA POR: - PLEGAMIENTOS Y FALLAMIENTOS ASIMETRICOS "EN ECHELON" - FALLAS INVERSAS DE ANGULO ALTO A MODERADO - FALLAMIENTO DE RUMBO - FALLAMIENTO NORMAL EN MENOR ESCALA
	SEC. TRANS.	- LEVANTAMIENTOS CORTICALES DE ESCAMAS GRUESAS (MAS COMUNES EN LA SUBCUENCA DE GIRARDOT QUE EN LA DE NEIVA) - CABALGAMIENTOS CIEGOS, EXPRESADOS EN SUPERFICIE POR PLEGAMIENTOS ESTRECHOS - ANTICLINALES NUCLEADOS POR BASAMENTO - ABANICOS IMBRICADOS FRONTALES QUE CONFORMAN FAJAS DE CORRIMIENTO DE ESCAMAS DELGADAS (COMUNES EN LA SUBCUENCA DE NEIVA)	- LEVANTAMIENTOS DE ESTILO LARAMIDO (ESCAMAS GRUESAS) - CABALGAMIENTOS CIEGOS - ANTICLINALES NUCLEADOS POR BASAMENTO - ABANICOS FRONTALES (SUBCUENCA DE HONDA)
	PLANTA	- FALLAMIENTO NORMAL, CON PLANO BUZANTE AL ESTE QUE PUEDE TENER COMPONENTE IMPORTANTE DE MOVIMIENTO DEXTRAL Y SER ANTITETICO A LA FALLA DE BUCARAMANGA FALLAS DE ESTE TIPO SON LAS DE CASABE, CIMITARRA, CANTAGALLO, SAN BLAS A SANTO DOMINGO, ETC.	- CADENA PLEGADA CABALGANTE CON VERGENCIA AL OESTE DE EDAD MIOCENA; CONFORMADA POR LOS SISTEMAS DE FALLAS DE HONDA, CAMBRAS, BITUIMA Y LA SALINA. - FALLAMIENTOS Y PLEGAMIENTOS ASIMETRICOS "EN ECHELON" - FALLAMIENTO TRANSCURRENTE MENOR (NM-SE)
	SEC. TRANS.	- FALLAMIENTO NORMAL, BLOQUE ORIENTAL COLGANTE HUNDIDO CON RELACION AL BLOQUE YACIENTE OCCIDENTAL. ALGUNAS DE ESTAS FALLAS NO LLEGAN A LA SUPERFICIE.	- ABANICOS IMBRICADOS FRONTALES, QUE CONFORMAN FAJAS DE CORRIMIENTO DE ESCAMAS DELGADAS. - ANTICLINALES EN RAMPA NUCLEADOS POR BASAMENTO PRE-CRETACICO (E.G. ANTICLINALES DE SAN LUIS - COLORADO; LA CIRA - INFANTAS; CASANARE - GALAN, ETC.) - FALLAMIENTO CIEGO

Nota. Tomado de Mojica y Franco 1990.

El bloque 3 de la zona Este de campo La Cira, objeto de este estudio está limitado por la denominada falla de La Cira hacia el oeste la cual se plantea en este estudio como una falla reactivada con núcleo pre – discordante, la cual en el último evento de transpresión al cual está sometida la cuenca, evidenciado por esfuerzos principales horizontales en dirección aproximada 55° NW-SE, definida por análisis de *breakout* medidos en pozos de la zona por registros de imágenes. Fallas menores producto de la estabilización tectónica del área de acuerdo con los diferentes eventos de deformación en la cuenca cierran la acumulación terciaria del bloque hacia el Este permitiendo la acumulación de hidrocarburos en las diferentes formaciones. En la interpretación estructural (Corte R-R') del estudio de Mojica y Franco (1990) en la figura 6, se observa que la falla principal es la Falla de Infantas con convergencia hacia el Este y algunas fallas más verticales que tendrían desplazamientos de rumbo que podrían relacionarse a la denominada falla de La Cira en el campo, la cual se desarrolla desde el cretácico posiblemente por reactivación de fallas asociadas a los eventos distensivos que formaron el mar cretácico. En las siguientes figuras se observa un corte esquemático de la cuenca en la zona de estudio hacia los bloques del Campo la Cira (figura 6); un corte sísmico (Time slice 610 ms) donde se muestra la dirección de elongación del gran anticlinal de La Cira con eje en dirección NE – SW que evidencia un esfuerzo horizontal máximo de dirección aproximada NW – SE, (figura 7); el mapa estructural actualizado del área de estudio (Cira este Bloque 3) con los diferentes rasgos estructurales y la dirección del esfuerzo máximo medido en los pozos (figuras 8 y 9); así como algunas líneas sísmicas generales evidenciando estos principales límites estructurales del bloque, (figuras 10, 11 y 12).

Figura 6.

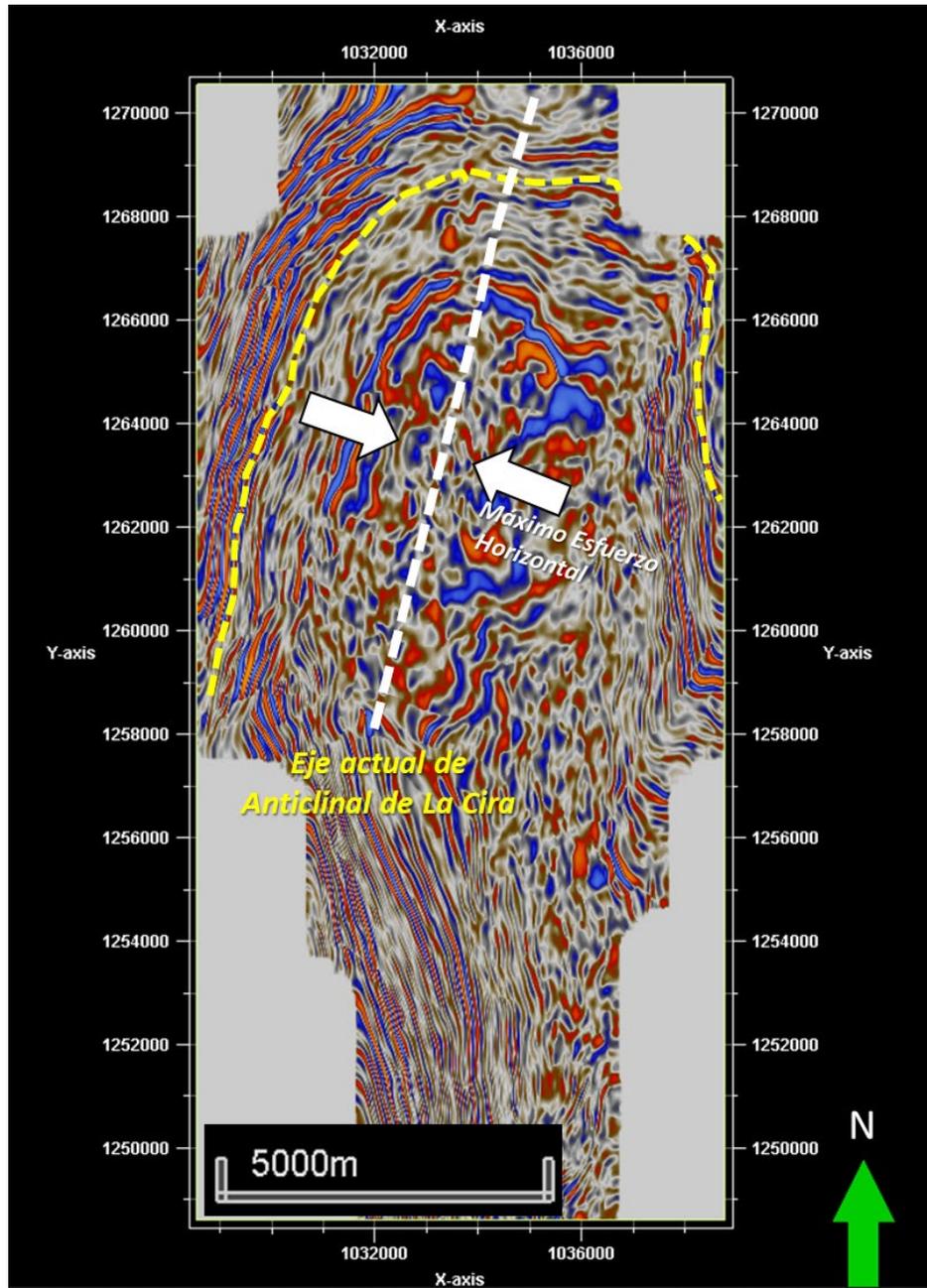
Corte esquemático de la cuenca en la zona de estudio hacia los bloques del Campo la Cira.



Nota. Tomado de Mojica y Franco 1990.

Figura 7.

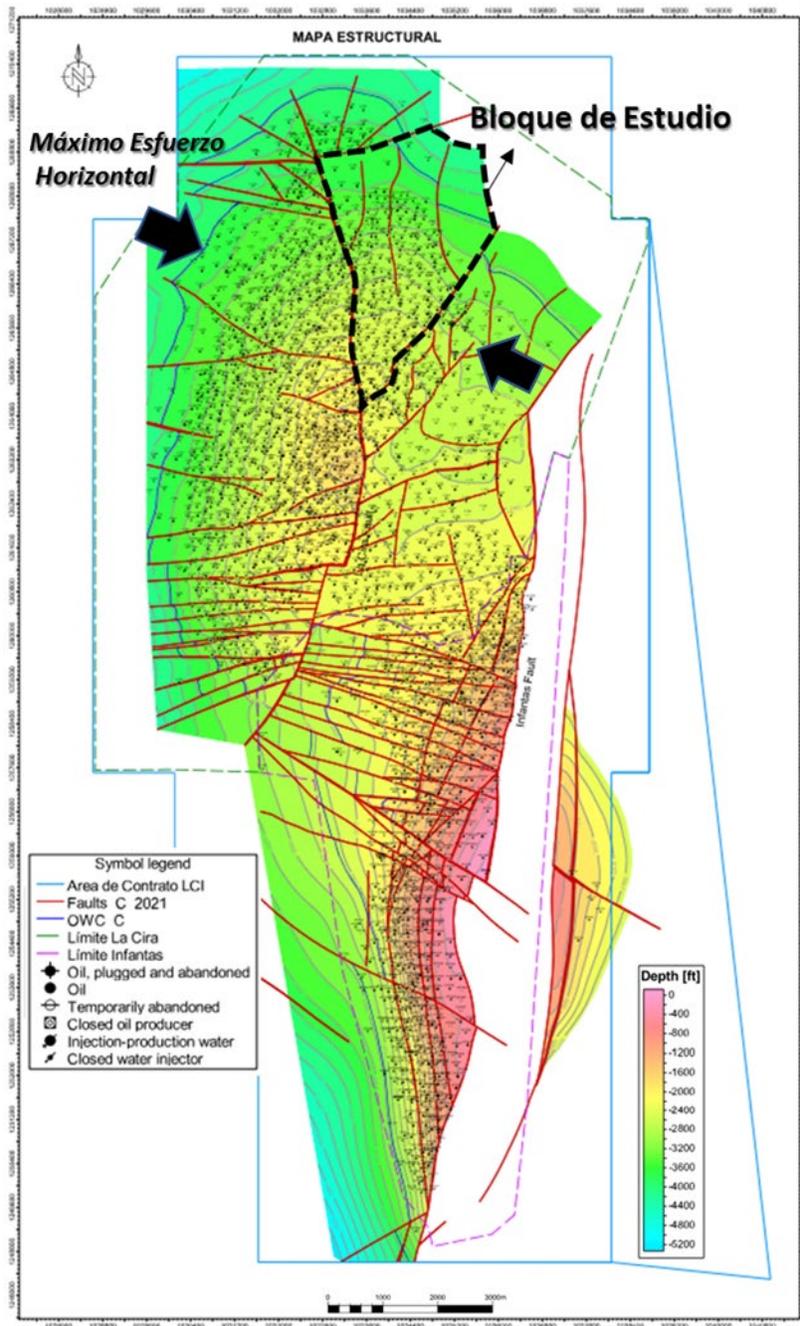
Corte Sísmico (Time slice 610 ms) evidenciando los rasgos estructurales grandes del anticlinal de la Cira (cierre estructural y dirección principal del eje)



Nota. Tomado de documento interno OXY-Ecopetrol 2020, plan de desarrollo equipo Integrado.

Figura 8.

Mapa estructural de todo el Campo La Cira – Infantas, al tope de la formación Esmeraldas resaltando la dirección del esfuerzo máximo

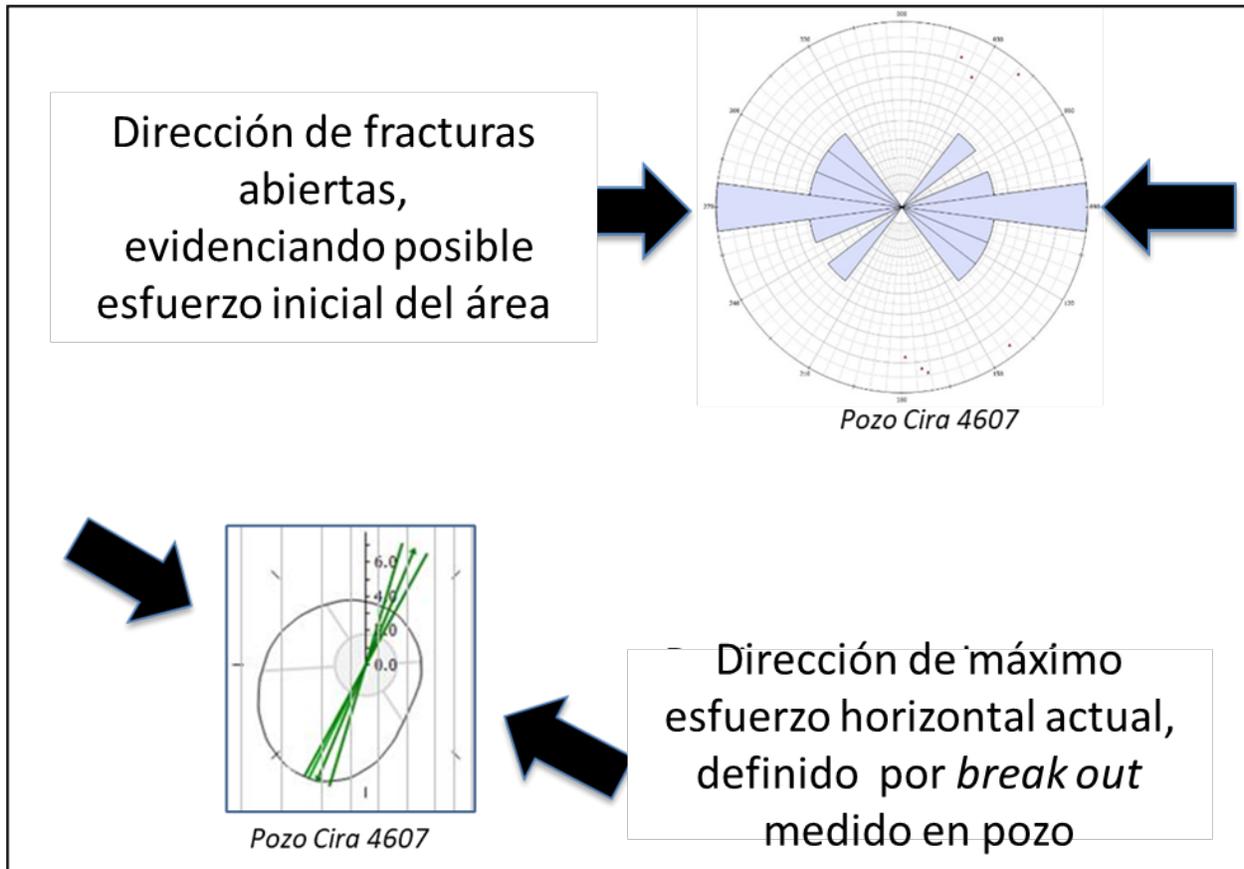


Nota. Tomado de documento interno OXY-Ecopetrol 2020, plan de desarrollo equipo Integrado.

Figura 9.

Datos estructurales medidos en imágenes de pozo, del esfuerzo máximo actual del campo

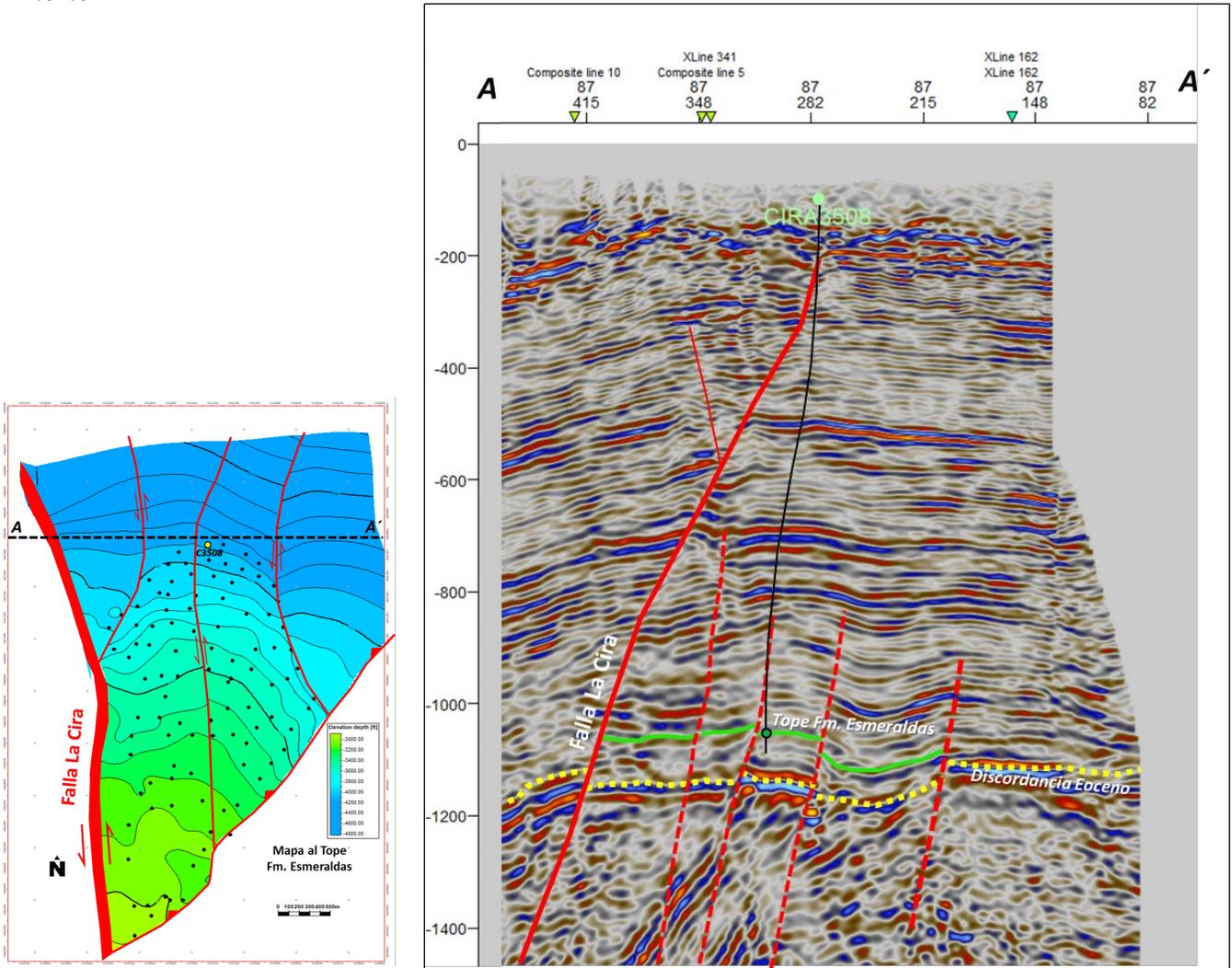
(Ejemplo pozo Cira 4607)



Nota. Imagen generada a partir de la información obtenida en los registros de imágenes de un pozo del campo La Cira - Infantas.

Figura 10.

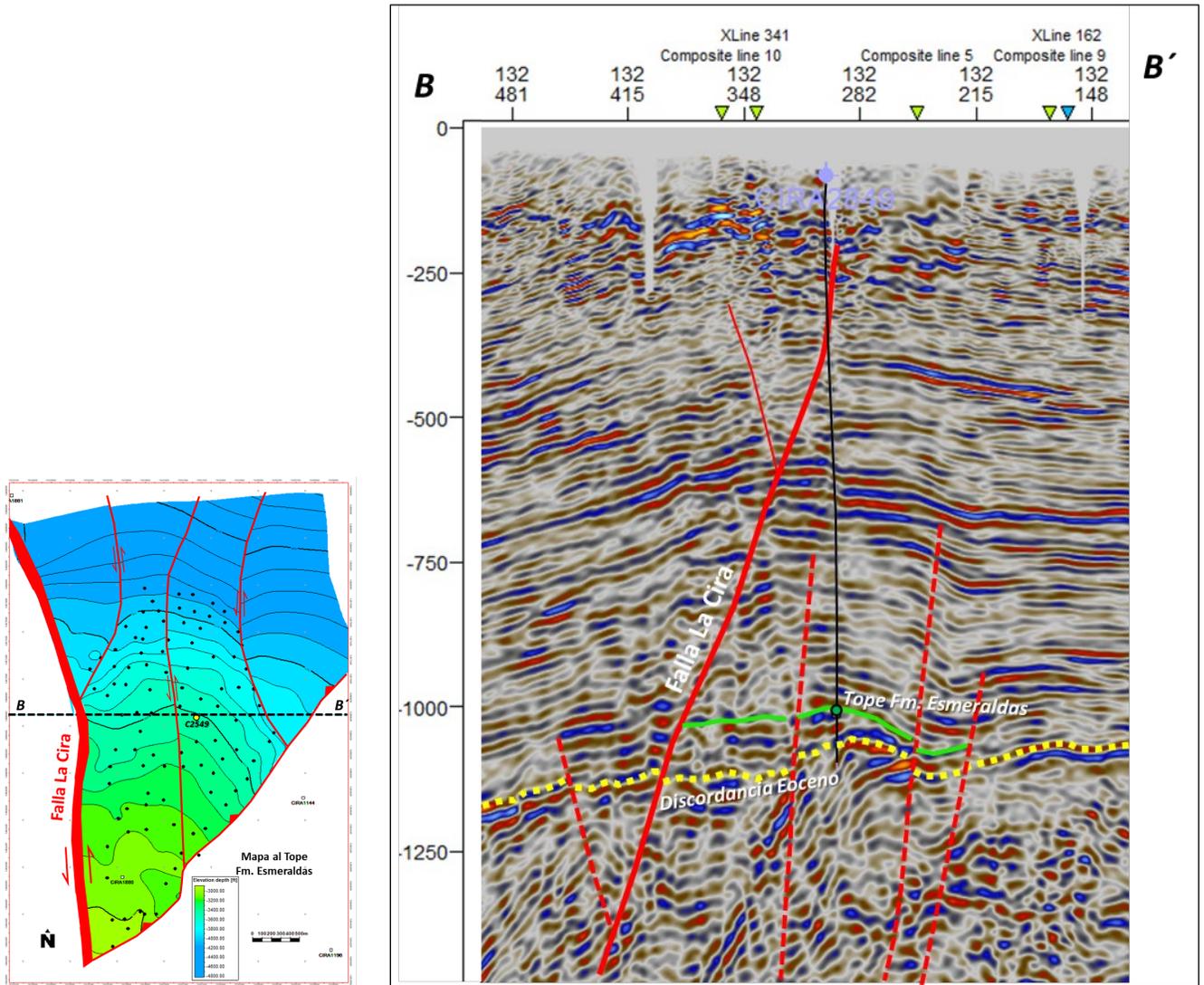
Línea sísmica Inline 87 mostrando los rasgos estructurales principales del bloque en la parte norte



Nota. Tomado de documento interno OXY-Ecopetrol 2020, plan de desarrollo equipo Integrado.

Figura 11.

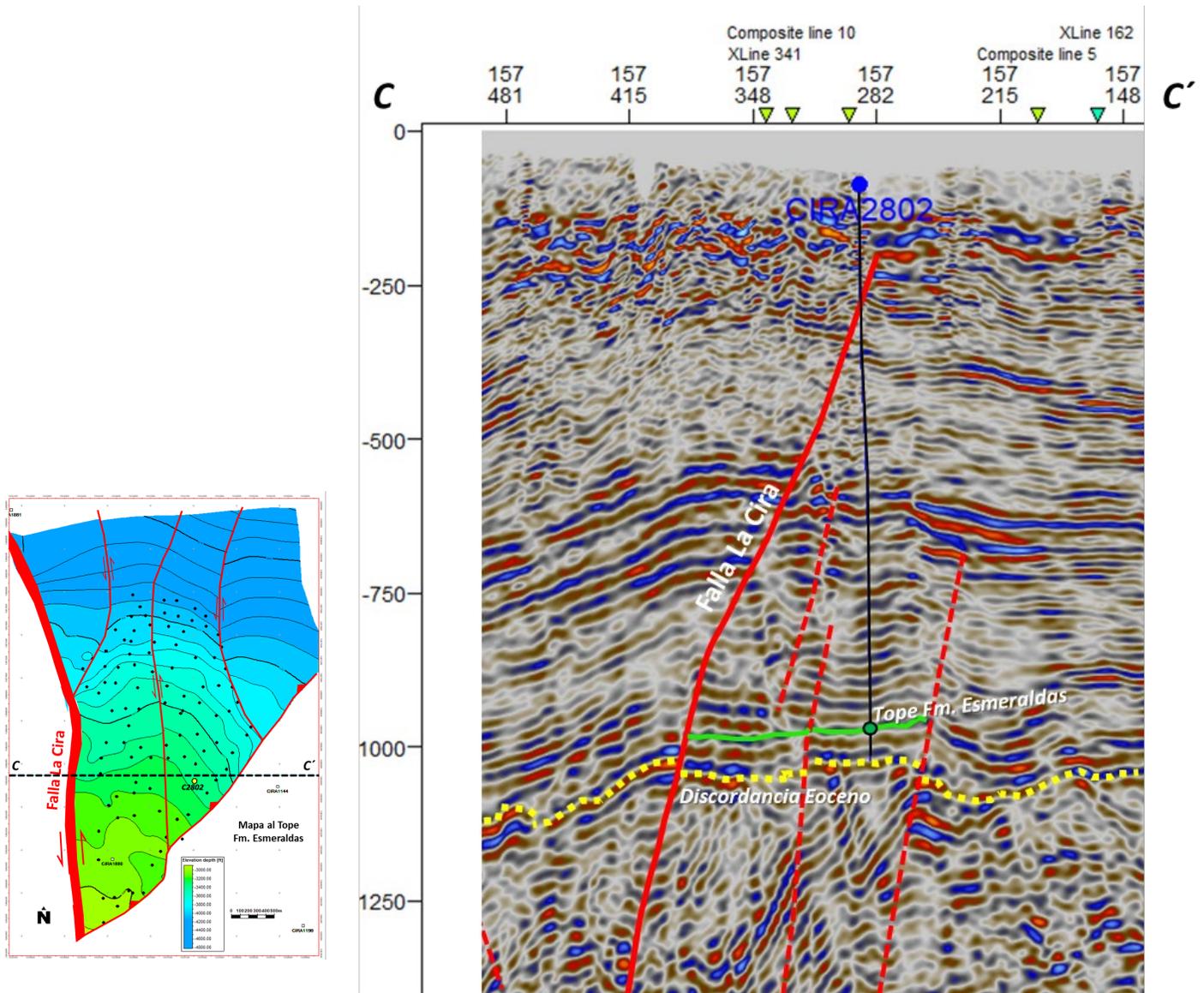
Línea sísmica Inline 132 mostrando los rasgos estructurales principales del bloque en la parte media



Nota. Tomado de documento interno OXY-Ecopetrol 2020, plan de desarrollo equipo Integrado.

Figura 12.

Línea sísmica Inline 157 mostrando los rasgos estructurales principales del bloque en la parte alta (Sur)



Nota. Tomado de documento interno OXY-Ecopetrol 2020, plan de desarrollo equipo Integrado.

2.2.2 Interpretación geológica en pozos y correlación areal

El ambiente de depositación fluvial meandriforme definido para las unidades de la formación Esmeraldas de acuerdo con los diferentes autores exhibe heterogeneidad estratigráfica haciendo compleja la interpretación y seguimiento de las barras arenosas, las cuales son el reservorio posible para los hidrocarburos en el bloque.

Como base para realizar la interpretación de los límites verticales de la unidad de interés, se define un pozo tipo el cual sirve de patrón de interpretación para los pozos que atravesaron la unidad D1, la cual es el tope de la formación de interés.

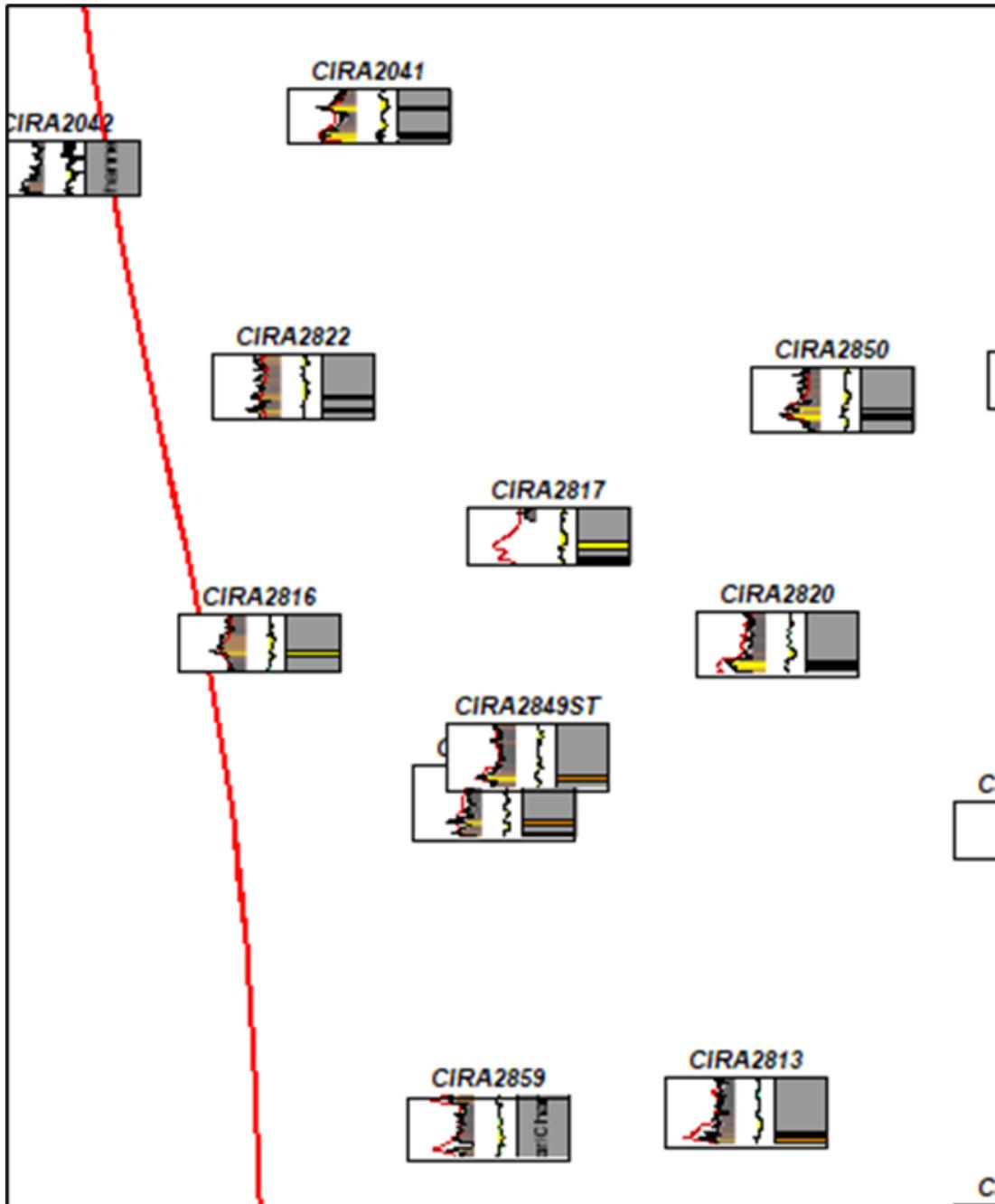
2.2.2.1 Mapas de espesor y Log Signature. La creación de mapas de espesor es una herramienta para determinar arealmente la continuidad del reservorio o de las barras de arena dentro de la unidad, para esto se definen valores de espesor por pozo, por la unidad de interés, con los cuales se hacen mapas de contornos que representan el espesor de los cuerpos arenosos interpolados en el bloque.

Adicionalmente se realizan mapas mediante la técnica denominada "Log Signature Maps" donde se grafica en cada posición de los pozos los registros correspondientes a la unidad D1; estos mapas sirven de guía para realizar una interpretación cualitativa y de continuidad de las barras arenosas que sumado a los mapas de arena permiten tener una visión de la distribución del reservorio.

Las siguientes figuras explican el proceso de construcción de los mapas de arena y "Log Signature" y las interpretaciones de continuidad de cuerpos arenosos de acuerdo con lo que se identifica con hidrocarburo o con agua de formación.

Figura 13.

Ejemplo de generación de "Log Signature Maps"



Como se explicó anteriormente, en todos los pozos se identificaron cuales barras de arena tenían presencia de hidrocarburos y en cuales hay agua de formación, esta información

adicionalmente a los mapas anteriormente descritos son una guía para el planteamiento del modelo de conexión de cuerpos arenosos.

Figura 14.

Mapa de espesor de arena sumado con la información de registros en la unidad (Log Signature Maps)

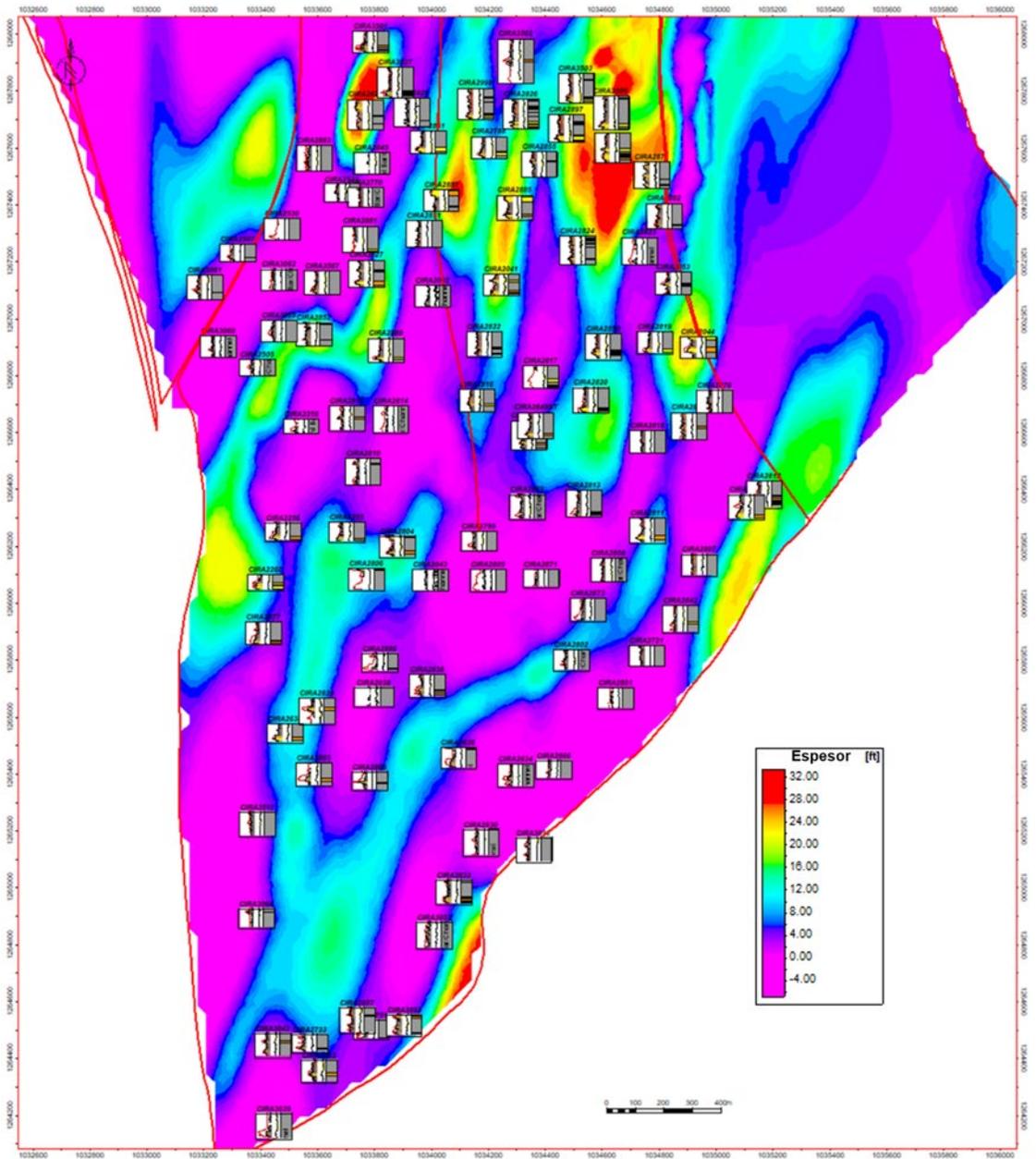
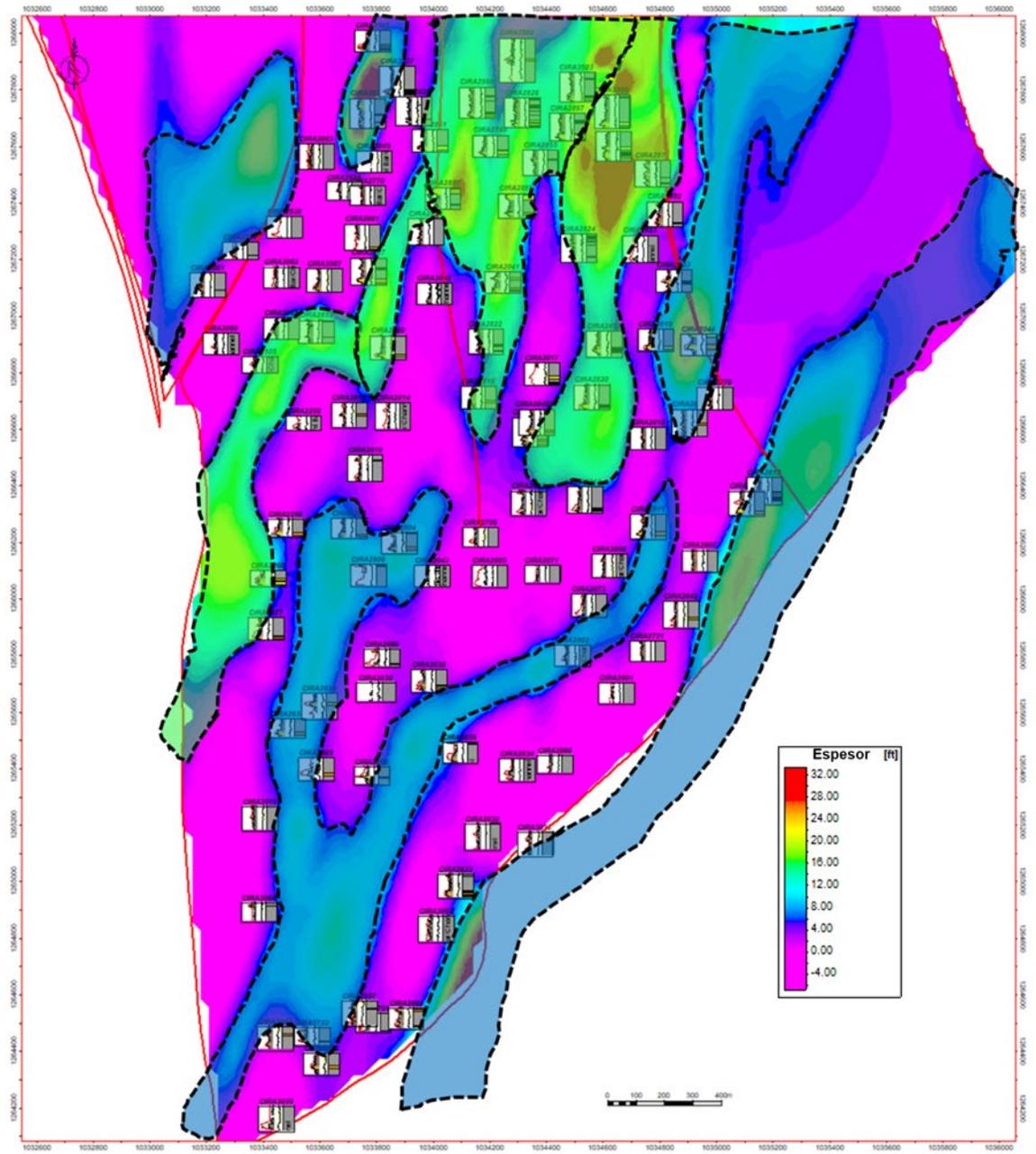


Figura 15.

Mapa de espesor de arena sumado con la información de registros en la unidad (Log Signature Maps)



Nota. Resaltando las unidades que se pueden conectar con presencia de hidrocarburos (Verde) y los cuerpos que estarían llenos de agua de formación (Azul)

Los resultados de estos mapas representan la interpretación determinística de la continuidad del reservorio en la unidad operacional D1 que corresponde al tope de la formación Esmeraldas, esto será la base para la construcción del modelo geoestadístico tridimensional para el área.

2.2.3 Definición de propiedades petrofísicas

Debido a la ausencia de núcleos de perforación en la formación Esmeraldas, para la definición de las curvas petrofísicas se utiliza el modelo generado para la unidad operacional C que pertenece a la formación Mugrosa que se encuentra estratigráficamente por encima de la formación Esmeraldas, este apartado describe la forma como se obtienen las curvas usadas en el modelo generadas por el equipo de petrofísica de la Cira Infantas de acuerdo a lo desarrollado en el documento interno OXY-Ecopetrol (2020) Plan de desarrollo equipo Integrado.

Los datos de entrada del modelo son registros eléctricos de 1491 pozos incluyendo SP, GR, Neutrón, Densidad, Potencial Fotoeléctrico, Resistividad Inducción, Carbono Oxígeno y Resonancia Magnética (ver siguiente tabla).

Figura 16.*Inventario de registros en el campo La Cira Infantas*

Registros Eléctricos	# de Pozos Arenas C
GR-SP-Densidad-Neutrón-Inducción-Resistividad	1491
DSI Dipolar Sónico	11
CMR	1
Carbon Oxygen	8
ECS Elementary Capture Spectroscopy Tool	2
FMI	18
Sidewall Cores	2
NTG-Espectral Magnética	5
MRIL-Resonancia magnética	3
Probadores de Formación-MDT-FRT	472

La información de los análisis básicos, especiales, de sedimentología, petrografía, secciones delgadas, difracción de Rayos gamma, entre otros análisis realizados en estos corazones, (adquirida durante los últimos 35 años), sirvió para construir y calibrar el modelo. Los 5 primeros pozos corazonados en los años 80s, se utilizaron para la construcción del modelo actual junto con el pozo Infa-3104, y el corazón del pozo Cira-2566 se utilizó para validarlo.

En el modelo también se ha incluido la información de producción, como muestras de agua en pozos productores y la historia de inyección de los últimos 50 años. Además, análisis fisicoquímicos de agua se han realizado en algunas muestras con el objeto de caracterizar el agua de formación.

2.2.3.1 Cálculo de Volumen de Arcilla. Para todos los modelos petrofísicos del campo, el Volumen de Arcilla se estimó mediante los crossplots de Densidad – Neutrón. Este método es el más apropiado debido a su confiabilidad en presencia de areniscas radioactivas tales como los

feldespatos. El modelo de V_{Clay} se calibró usando los análisis de mineralogía de los corazones (V_{Clay} a partir de XRD), obteniendo un buen ajuste de los datos.

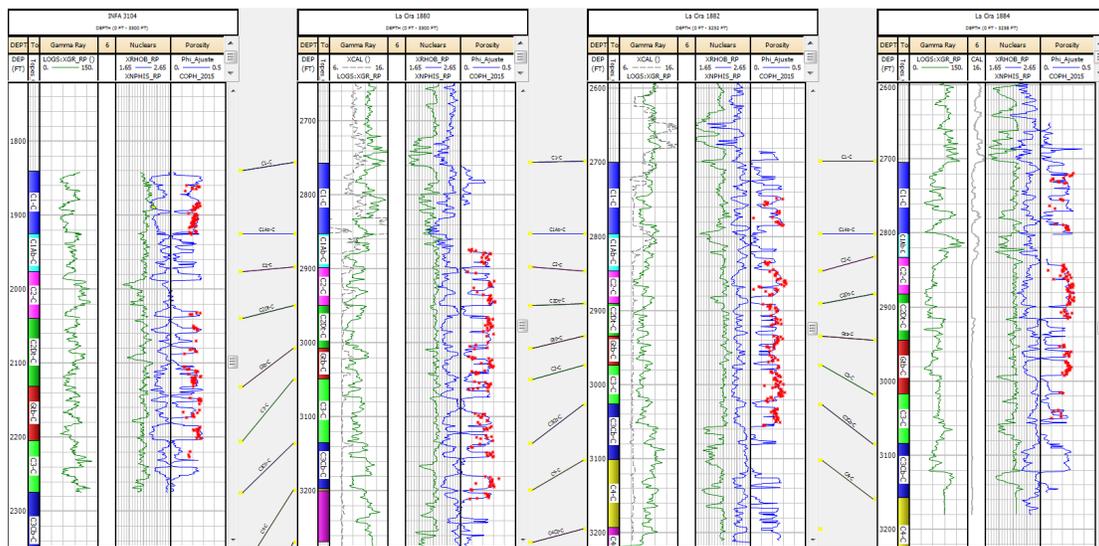
Cuando una sección del hoyo se encontró en mal estado o en intervalos con presencia de gas, el indicador de arcillocidad se cambió a GR o SP. Los valores mínimo y máximo de GR se calibraron con la respuesta de Densidad Neutrón en zonas en buenas condiciones.

2.2.3.2 Cálculo de la Porosidad. El modelo de porosidad efectiva se construyó usando el registro de densidad, con una matriz de densidad de 2.66 g/cc, y una densidad de fluido de 1.0 g/cc. La porosidad total y efectiva son calculadas dentro de IP (*Interactive Petrophysics*)

La siguiente figura muestra el buen ajuste del registro de porosidad y la porosidad del corazón para los pozos Cira-1880, Cira-1882, Cira-1884 e Infa-3104.

Figura 17.

Comparación de la estimación de porosidad con la porosidad del corazón. Ejemplo en Zona C (formación Mugrosa)



Nota. Tomado de documento interno OXY-Ecopetrol 2020, plan de desarrollo equipo Integrado.

2.2.3.3 Cálculo de Permeabilidades. En términos generales, el yacimiento es muy heterogéneo lo cual impacta la porosidad y la permeabilidad. Hay también diferencias importantes en los rangos de permeabilidad entre las zonas A, B, C y D principalmente debido a los procesos de cementación y compactación que cada unidad sufrió durante la historia de enterramiento y depositación de la cuenca. Esto hace que las permeabilidades para cada unidad se manejen de forma distinta.

El Modelo de Permeabilidad para las arenas C se construyó mediante un modelo de red neuronal, incluyendo la información de 6 corazones del área para las arenas de C como calibración. Los corazones empleados fueron Cira-1880, Cira-1882, Cira-1884, Cira-1888, Cira-1891 e Infa-3104. La permeabilidad del aire se usó como el input de calibración, a una Presión Neta de Confinamiento Promedio de 700 psig. Este modelo aplica para toda el área del campo La Cira – Infantas, arenas C y D, y se requieren las siguientes curvas:

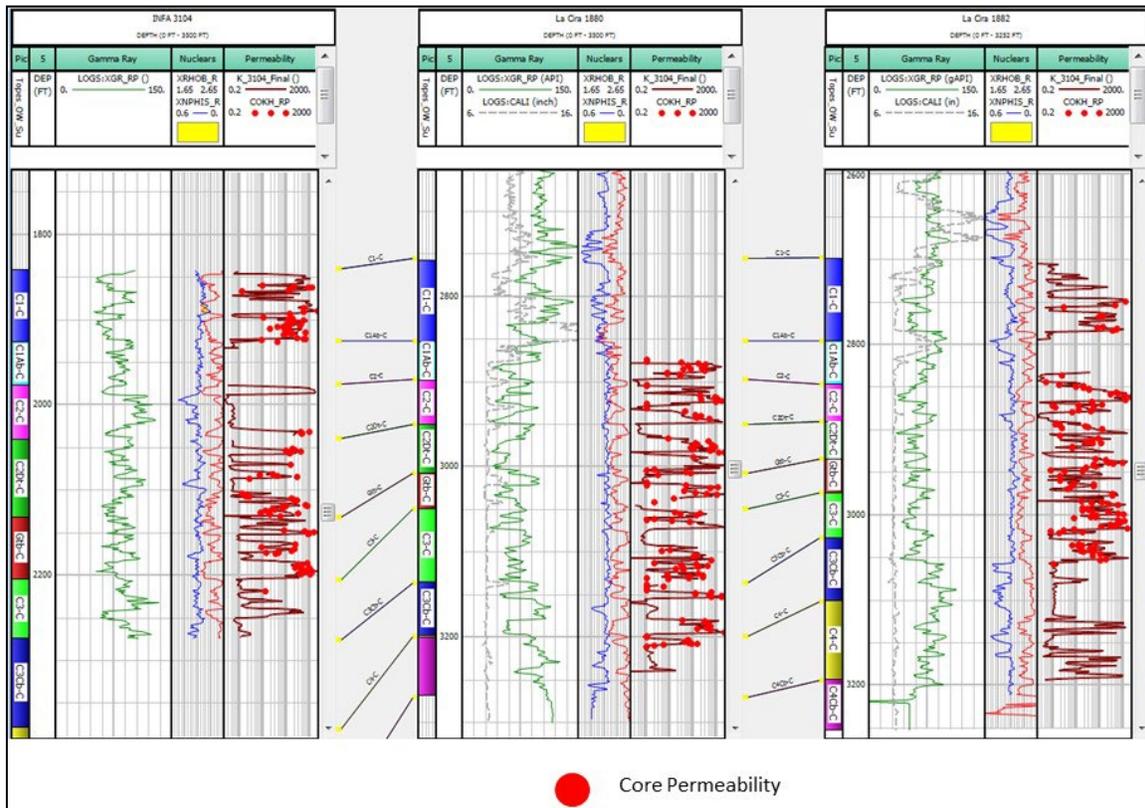
1. VCL: Volumen de clay
2. RhoMatapp: Densidad de Matriz aparente
3. Swi: Saturación inicial de agua
4. Porosidad: Porosidad estimada a partir de Densidad
5. Neutrón: Registro Neutrón
6. Rayos Gamma: Registro GR

Adicionalmente, 4 distintos Tipos de Roca (TR), se estimaron usando la porosidad y permeabilidad calculada con los modelos previamente descritos. Se empleó la metodología RQI

Figura 18.

Modelo de Permeabilidad para las arenas C, curvas calibradas con los análisis de corazones.

(I-3104, C-1880, C-1882 and C-1884).



Nota. Tomado de documento interno OXY-Ecopetrol 2020, plan de desarrollo equipo Integrado.

2.2.4 Modelamiento Estático 3D

El flujo de trabajo para el modelamiento 3D se define en las siguientes etapas:

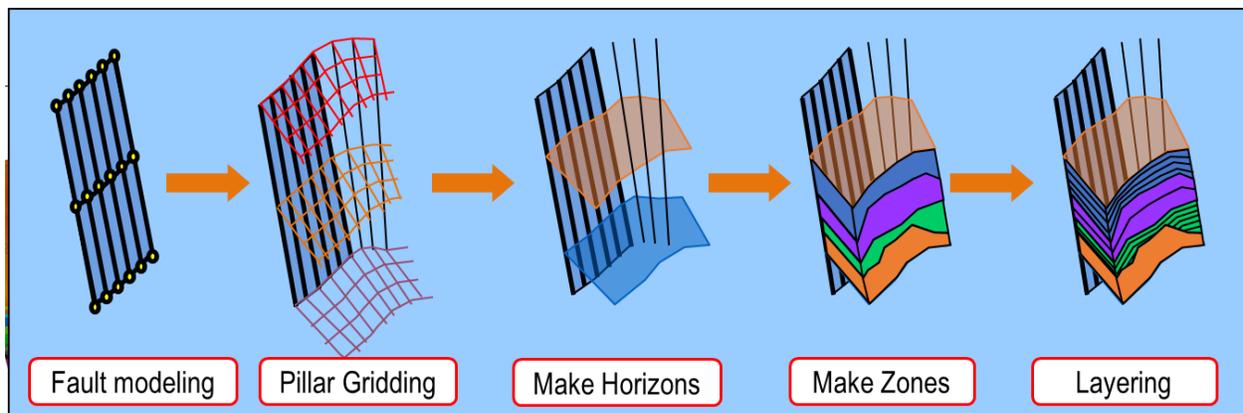
- Modelamiento de fallas y superficies (Armazón Estructural)
- Generación de Grilla de modelamiento Geológico
- Poblamiento - extrapolación geoestadística de propiedades
- Cálculo volumétrico

2.2.4.1 Modelamiento de Fallas y superficies. Se tiene en cuenta los mapas estructurales para el tope y base de la unidad estratigráfica D1 de la formación Esmeraldas y la información sísmica interpretada ajustada a los topes interpretados en los pozos; la generación de estas superficies 3D se realiza en el software de modelamiento Petrel y son la entrada para generar el armazón estructural del modelo del bloque 3 del campo La Cira, objeto de este estudio.

2.2.4.2 Generación de Grilla de modelamiento Geológico. La grilla geológica del bloque en estudio se genera a partir de la metodología de pilares de fallas donde estas actúan con guía para la generación y dirección de la construcción de celdas, y subdivisión vertical del modelo (Zonas y capas) como se observa en la siguiente figura de forma esquemática donde se explica el proceso:

Figura 19.

Proceso de generación de la grilla geológica en el modelamiento 3D. Tomado del manual de Petrel, Property Modeling Course. Schlumberger. 1998



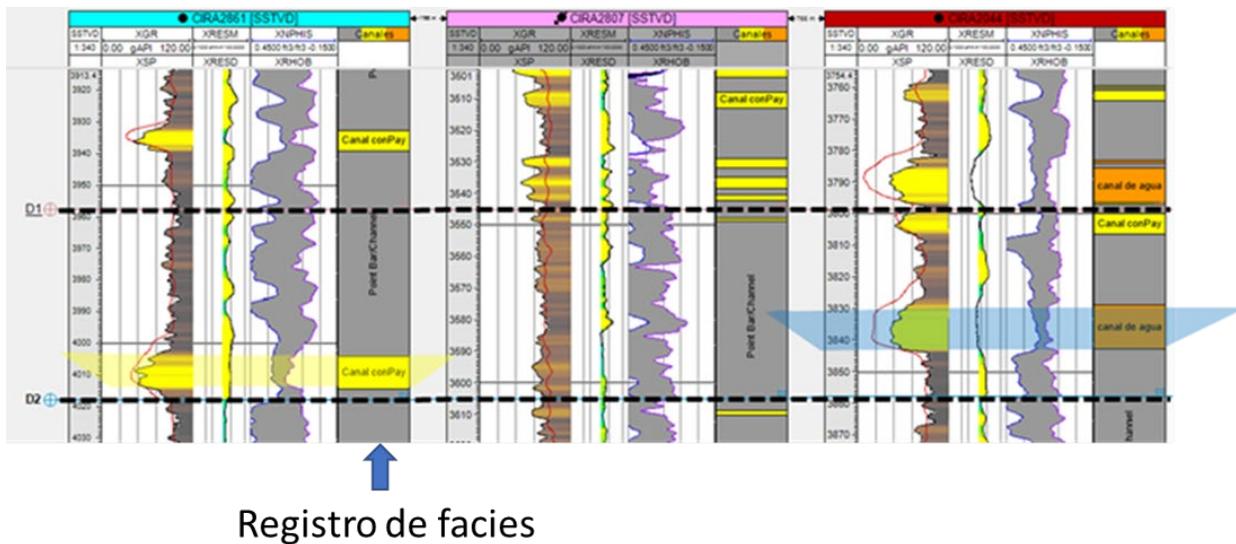
2.2.4.3 Poblamiento de propiedades. Para la extrapolación de las propiedades petrofísicas se define antes un modelo base de litología que se ha denominado modelo de facies, el cual

representa la distribución de los cuerpos sedimentarios en la unidad de interés y se basa en el análisis estratigráfico estructurado por los mapas de distribución de arena, la definición de cuerpos arenosos con presencia de hidrocarburos y de agua, para la generación de este modelo se definen las siguientes actividades:

- **Definición de facies en los pozos:** se genera una curva discreta en cada pozo identificando en la unidad D1 de la formación Esmeraldas los intervalos de arcillolitas (color gris), de areniscas con contenido principalmente de agua (Color naranja) y areniscas con contenido de hidrocarburos (color amarillo)

Figura 20.

Registros de facies definidos en los pozos, Arcillolitas (Gris), areniscas con hidrocarburos (Amarillo) y areniscas con agua (Naranja)



- **Mapas de tendencia para guiar el poblamiento de facies:** Basado en las interpretaciones areales donde se define una serie de cuerpos conectados con aceite y con agua y

el entendimiento realizado de los mapas de arena neta, se crean mapas de tendencia que sirven de guía para el poblamiento del modelo de facies, estos mapas ayudan a conectar más coherentemente los cuerpos sedimentarios cuando se apliquen los algoritmos geoestadísticos; se genera un mapa de tendencia para las areniscas con agua y otro para las areniscas con hidrocarburos.

2.2.4.4 Cálculo Volumétrico. Basado en las propiedades petrofísicas extrapoladas por técnicas geoestadísticas en la grilla geológica y los contactos agua – petróleo, definidos para los tres escenarios P10, P50 y P90, se calcula el aceite original en sitio para la unidad D1 de la formación Esmeraldas en el bloque de estudio, mediante el módulo de cálculo de volumen del software Petrel, el cual utiliza los modelos tridimensionales de celdas, donde cada celda tiene un valor de las diferentes propiedades petrofísicas (porosidad, permeabilidad, saturación de agua y *net to gross*) y se obtiene un valor volumétrico para cada celda; el total de aceite original en sitio para el bloque definido en este estudio, es la suma de los volúmenes de cada celda por encima del contacto agua – petróleo.

Las ecuaciones que utiliza el software Petrel se definen de la siguiente forma:

$$\boxed{V_N} \text{ **Volumen Neto** } = \text{Volumen total de la celda} \times \text{Net to Gross (Valor de la propiedad en cada celda)}$$

$$\boxed{V_\Phi} \text{ **Volumen poroso** } = \text{Volumen Neto (} \boxed{V_N} \text{)} \times \text{Porosidad (Valor de la propiedad en cada celda)}$$

$$\boxed{\frac{HC}{PV}} \text{ **Volumen poroso con Hidrocarburos** } = \text{Volumen Poroso (} \boxed{V_\Phi} \text{)} \times \text{Saturación de aceite (Valor de la propiedad en cada celda)}$$

$$\boxed{\frac{STO}{HIP}} \text{ **Aceite original en sitio** } = \text{Volumen Poroso con hidrocarburos (} \boxed{\frac{HC}{PV}} \text{)} / Bo \text{ (Factor volumétrico del aceite)}$$

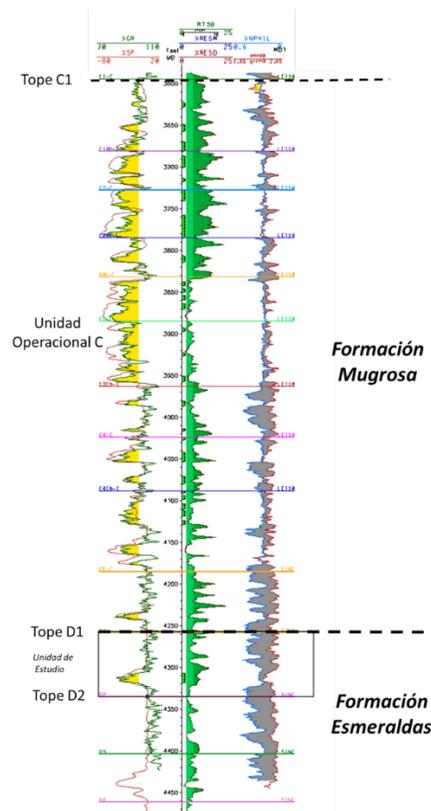
2.3 Resultados

2.3.1 Entendimiento estratigráfico

En la siguiente figura se puede observar el pozo 1, el cual se toma como referencia, donde se muestran los límites entre la formación Mugrosa (Unidad operacional C) y la formación Esmeraldas (Unidad Operacional D), particularmente para este trabajo se realiza el modelo geológico de la unidad operacional D1, que se considera el tope de la formación Esmeraldas.

Figura 21.

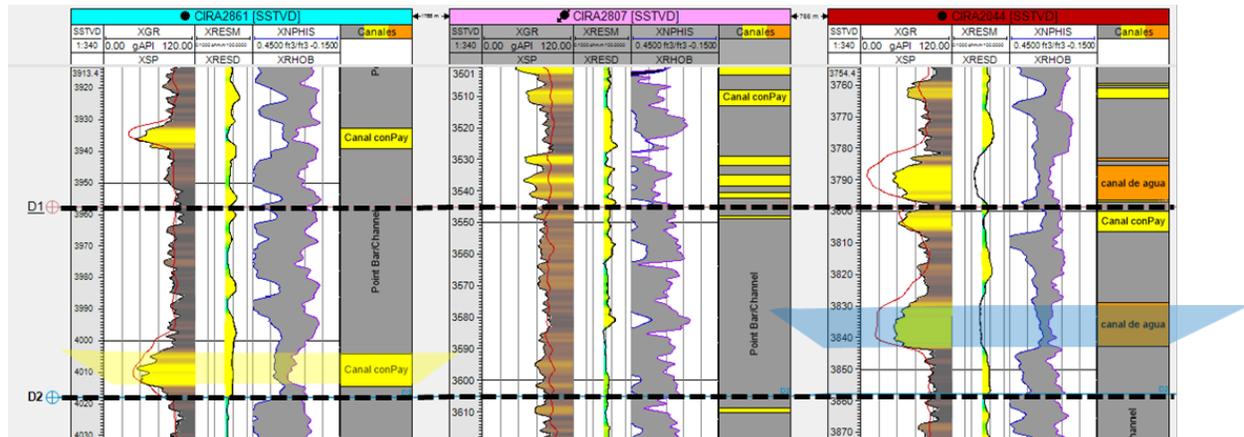
Pozo tipo definido para la identificación estratigráfica de la unidad de interés D1 de la formación Esmeraldas.



Una vez definidos los topes de la unidad de interés se identifican en cada uno de los pozos del bloque, se interpretan los cuerpos en la vertical por interpretación del registro de rayos Gamma (GR), en lo cual valores bajos de GR con deflexión a la izquierda del registro SP indican roca baja en material radioactivo con valores más alto de permeabilidad que generan un intercambio catiónico y deflexión del registro SP; igualmente en la mayoría de pozos se cuenta con registros de Densidad y Neutrón los cuales en la escala adecuada al unirse (Densidad 2.6 g/cc aprox. y Neutrón 0.2) se interpretan como areniscas con mejores propiedades petrofísicas con respecto a las rocas adyacentes. El registro de resistividad, el cual en el campo es un indicador de fluidos permite identificar cuales de los intervalos que se interpretan como areniscas tienen presencia de hidrocarburos, de acuerdo con algunas pruebas realizadas se ha podido definir de forma general que valores por encima de 3.5 Ohm-m corresponden a presencia de hidrocarburos. En la siguiente figura se observa de forma general como se identifican en los pozos los intervalos arenosos con presencia de hidrocarburos y en los que se identifican de forma preliminar la presencia principalmente de agua (deficiencia en el llenado de hidrocarburos del reservorio).

Figura 22.

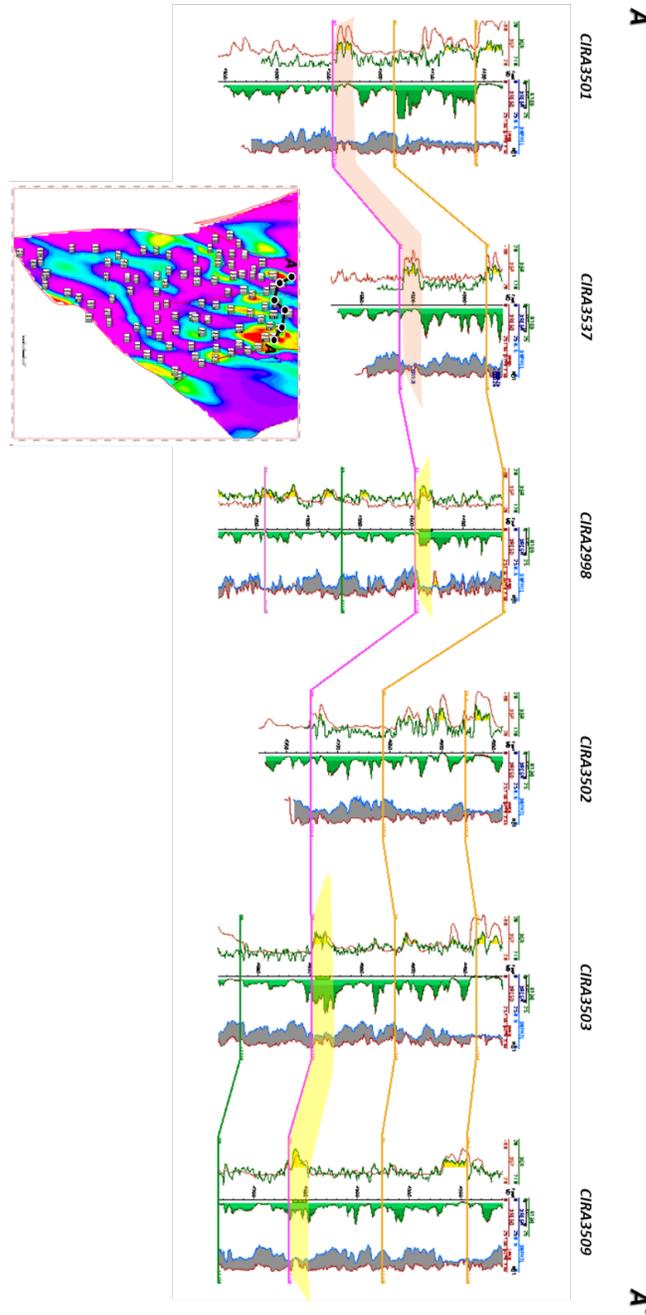
En color amarillo se identifican los intervalos arenosos con presencia de hidrocarburos y en color naranja los intervalos arenosos con presencia de agua de formación



Otro paso adicional en la caracterización estratigráfica para definir la arquitectura del reservorio o de los cuerpos arenosos en la unidad de interés son las correlaciones estratigráficas que sirven de entendimiento de la distribución de las barras de arena, para este trabajo se realizan correlaciones perpendiculares al buzamiento de la estructura y en sentido del rumbo de la estructura. De forma general se puede observar una secuencia un poco más espesa de la unidad D1 hacia la parte estructuralmente más baja del bloque, insinuando un posible efecto de sin – depositación (depositación en sincronismo con el levantamiento estructural) para la unidad D1 de la formación Esmeraldas. Las siguientes figuras muestran las diferentes correlaciones estructurales y estratigráficas con la interpretación cualitativa de conectividad de cuerpos arenosos.

Figura 23.

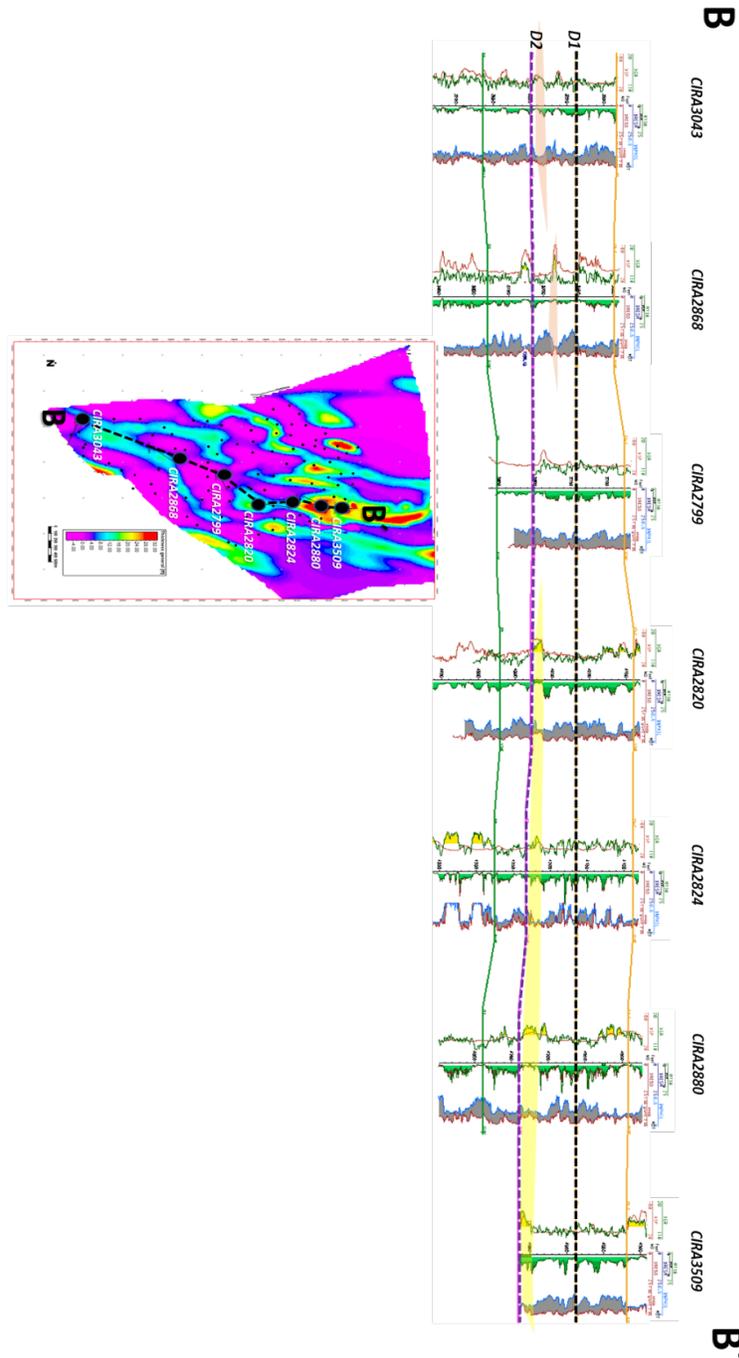
Correlación estructural A-A' en sentido del rumbo de la estructura



Nota. Mostrando la continuidad y conectividad de cuerpos con presencia de agua (Color rosado) y cuerpos con presencia de hidrocarburos (Color amarillo) en la parte baja de la estructura del bloque en estudio (Norte)

Figura 24.

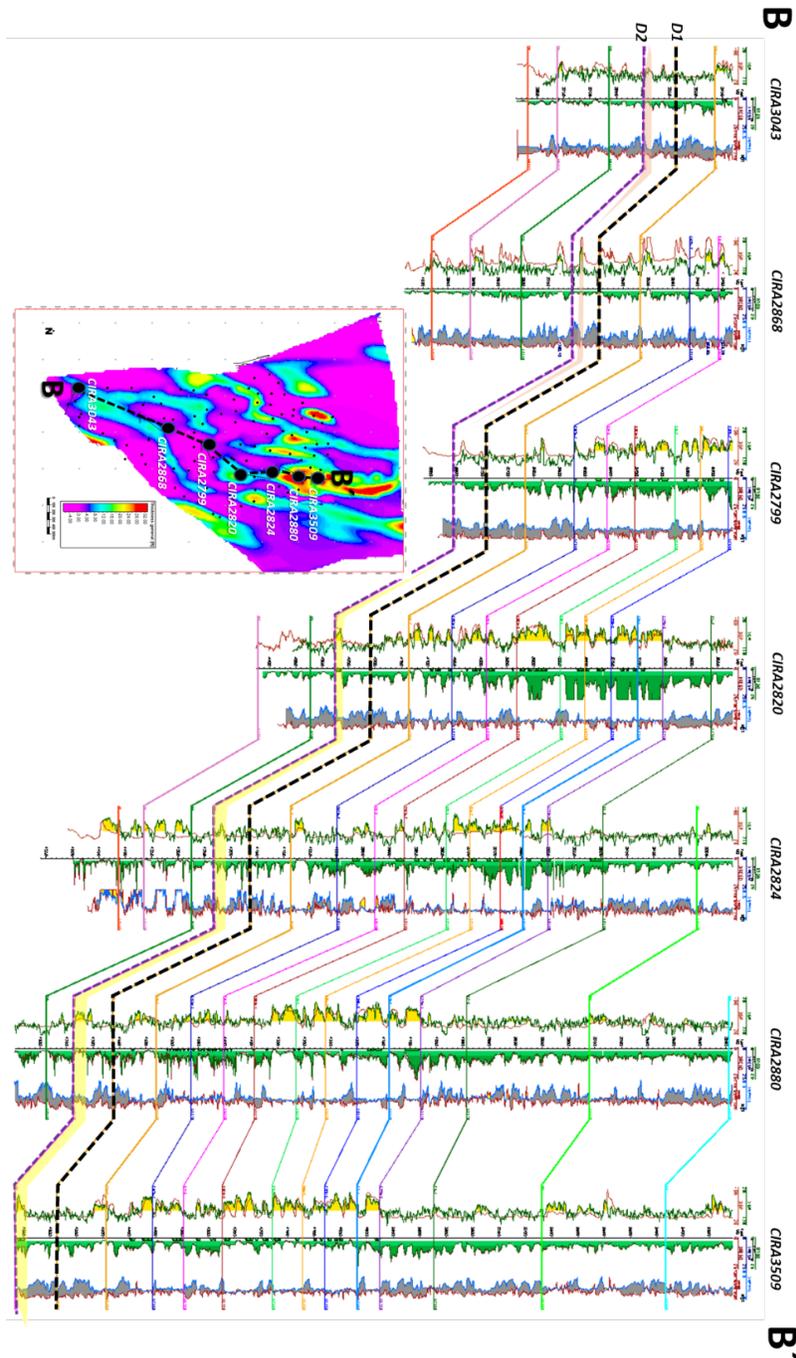
Correlación estratigráfica B – B' en sentido del buzamiento de la estructura,



Nota. Mostrando la continuidad y conectividad de cuerpos con presencia de agua (Color rosado) y cuerpos con presencia de hidrocarburos (Color amarillo)

Figura 25.

Correlación estructural B – B' en sentido del buzamiento de la estructura



Nota. Mostrando la continuidad y conectividad de cuerpos con presencia de agua (Color rosado) y cuerpos con presencia de hidrocarburos (Color amarillo)

A partir de los mapas de arena generados de la información de pozo, los análisis de correlaciones estratigráficas y estructurales y la identificación de cuerpos arenosos con hidrocarburos y con agua, se obtienen como resultado mapas de espesor y mapas de tendencia para estas dos condiciones como se puede observar en las siguientes figuras:

Figura 26.

Resultado mapa de tendencia para las areniscas sin hidrocarburos

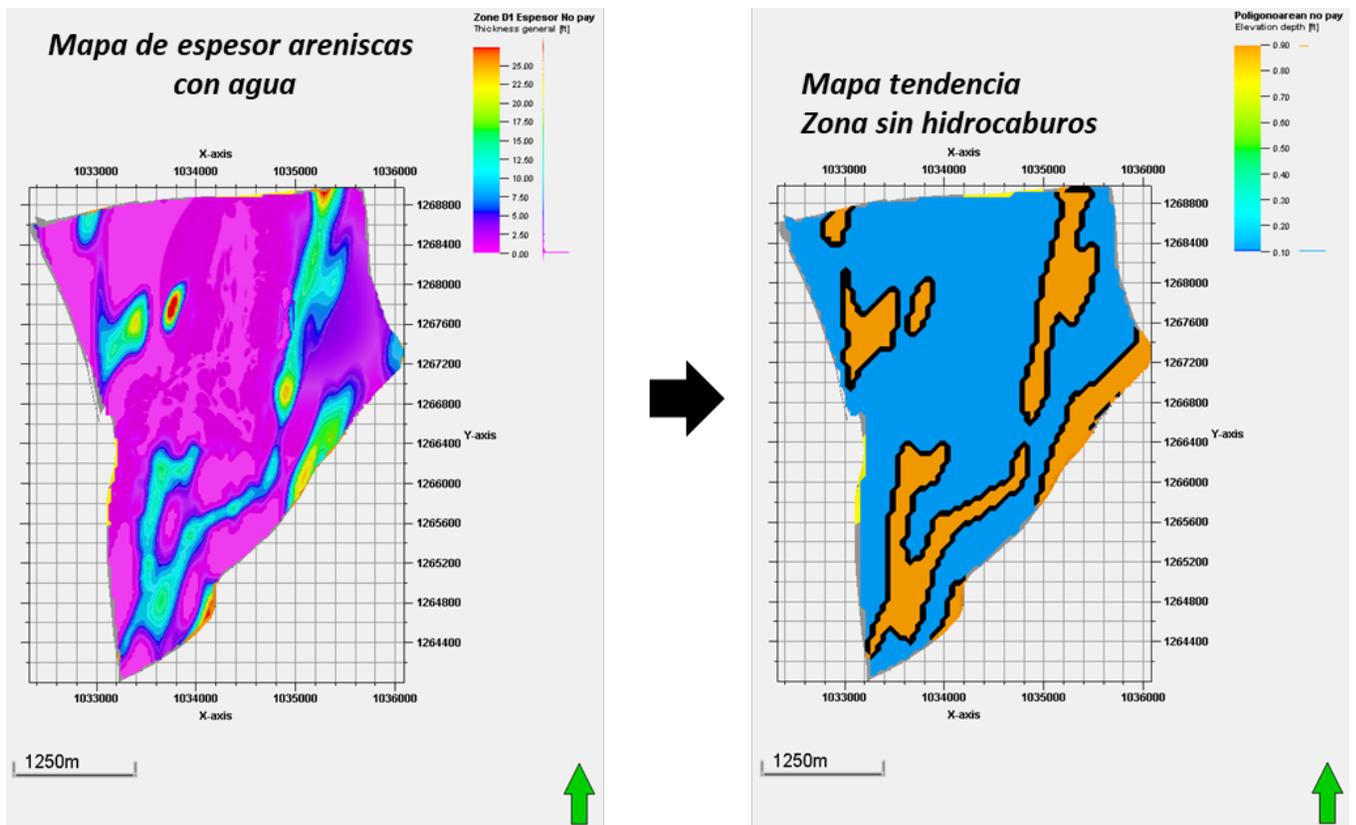
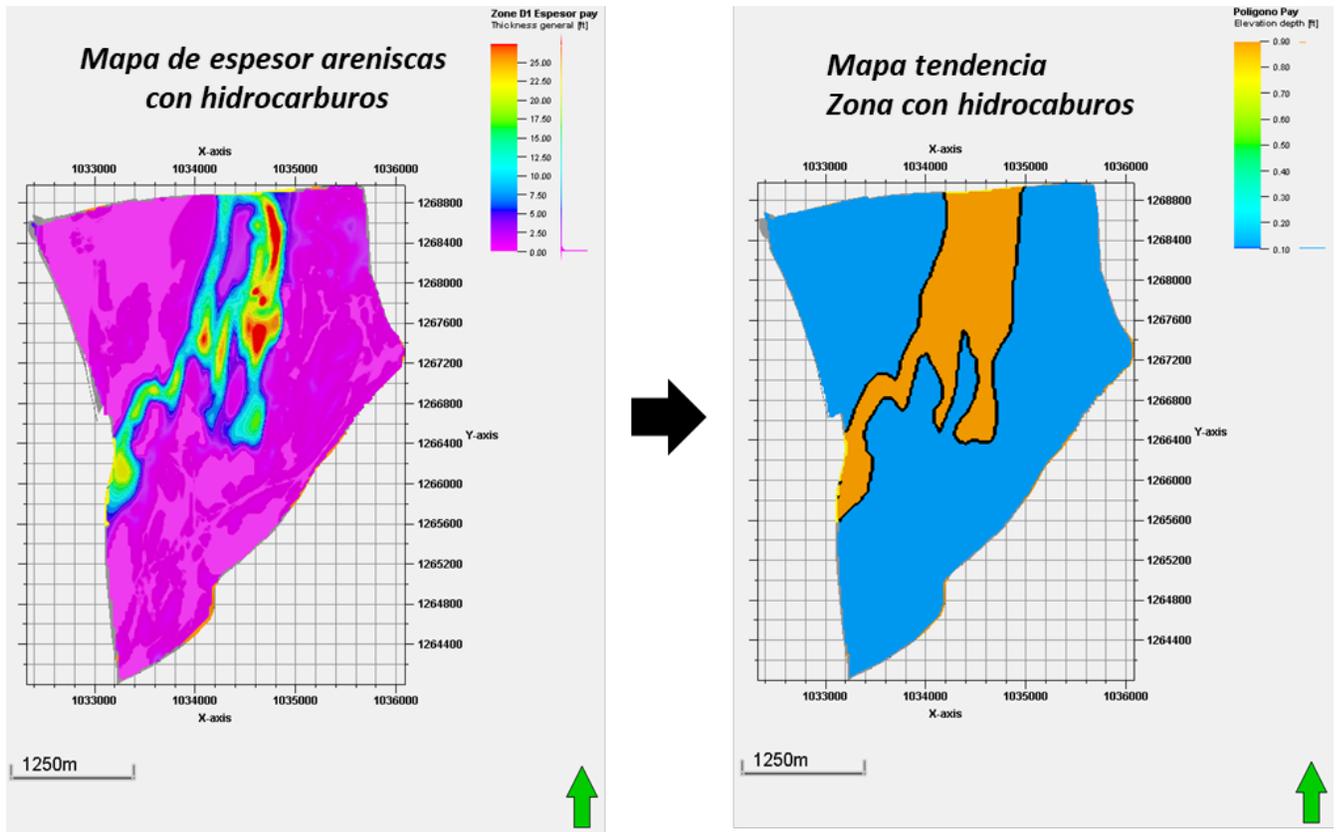


Figura 27.

Resultado mapa de tendencia para las areniscas con hidrocarburos

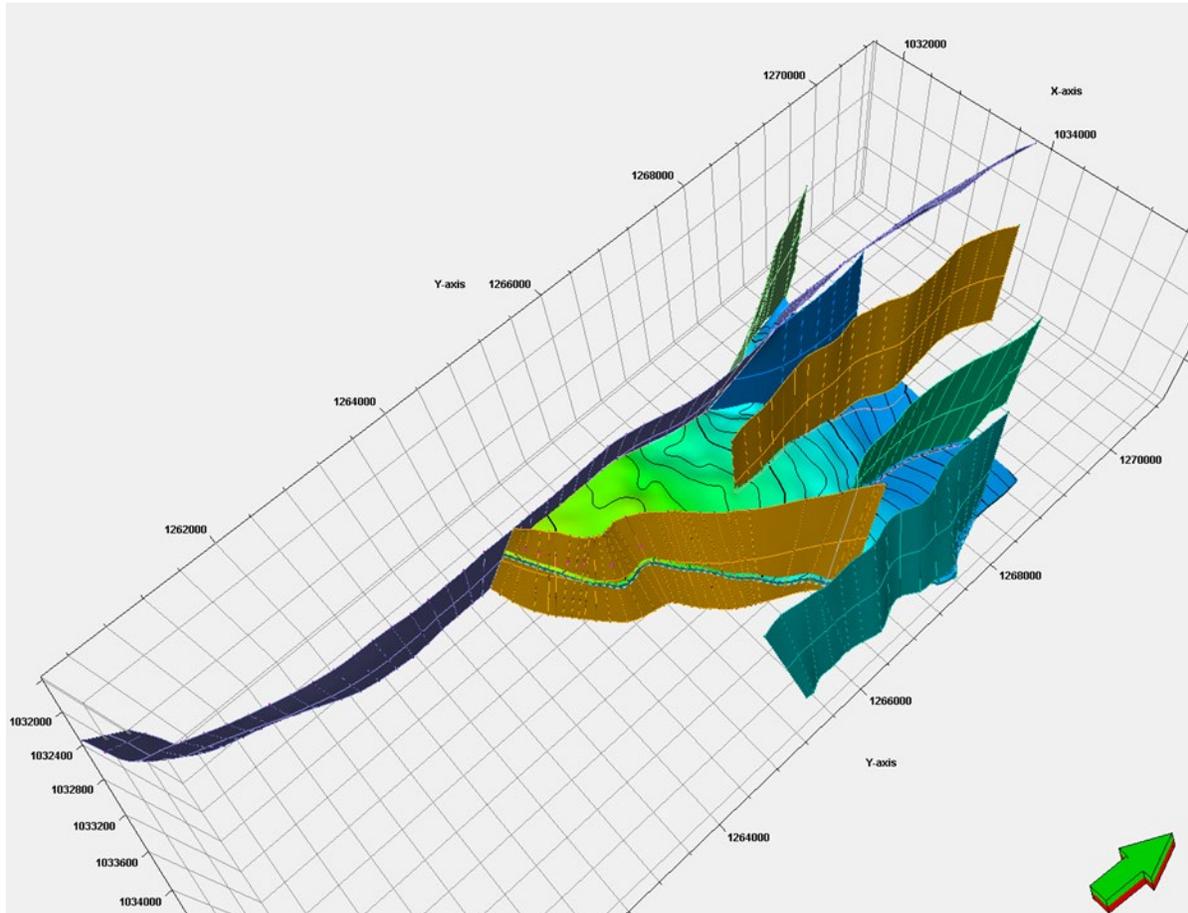


2.3.2 Modelo de celdas

En la siguiente figura se observa una imagen de las superficies 3D generadas de las fallas que limitan el modelo y la superficie del tope de la formación Esmeraldas.

Figura 28.

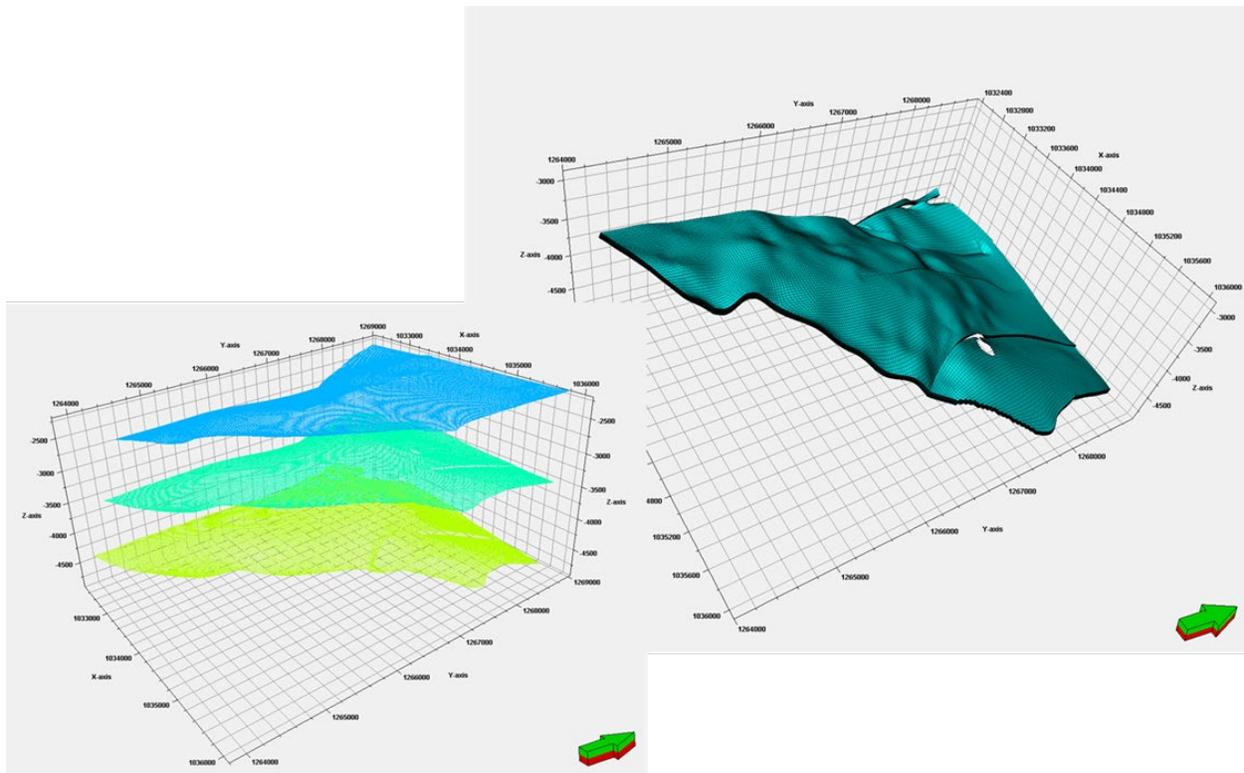
Vista 3 D de fallas y superficies modeladas para la generación del armazón estructural



Las dimensiones definidas para la grilla del bloque son celdas en promedio de 25m * 25m en dimensiones X, Y y espesor promedio de 2' pies en la escala vertical (Z); en total el modelo tiene un número total de 495480 celdas. La siguiente imagen muestra la generación de la grilla geológica generada para el bloque:

Figura 29.

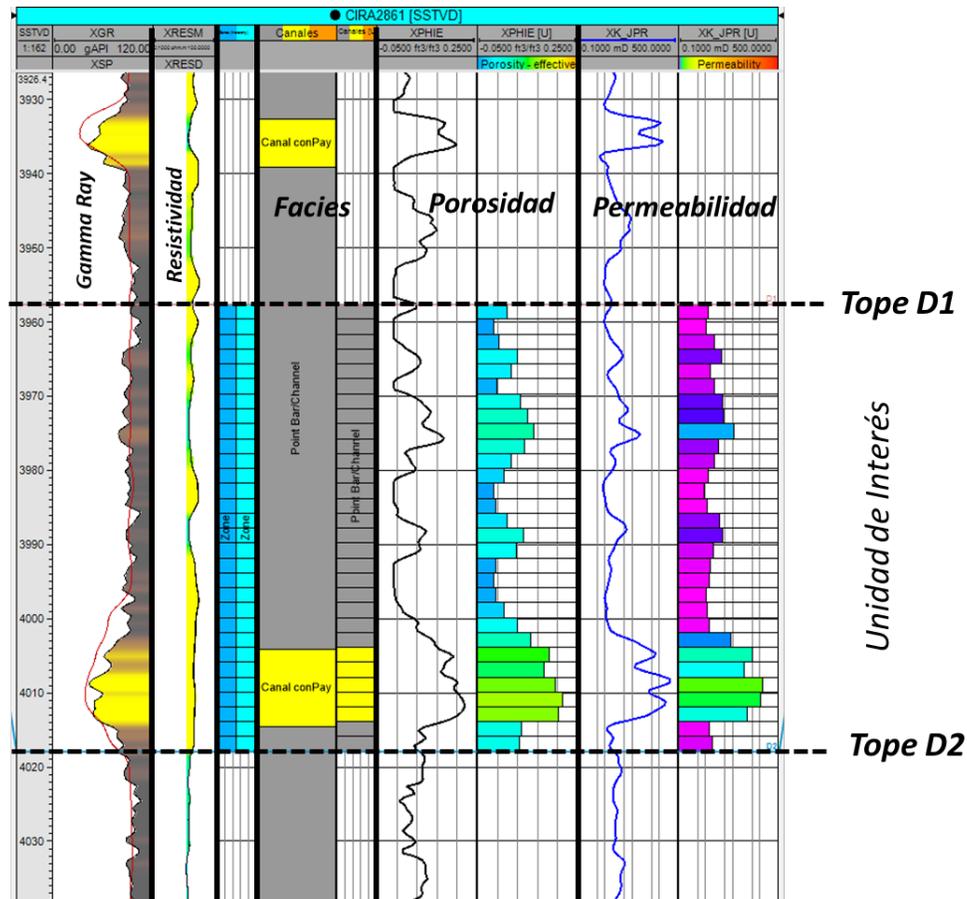
Grilla 3D generada para el bloque de estudio



- **Escalamiento:** Una vez se tiene el modelo conceptual de facies definido para el área y todos los pozos cuentan con los registros tanto litológicos como de propiedades petrofísicas, estos datos se llevan al nivel de la grilla geológica mediante el proceso denominado escalamiento de propiedades, que consiste en llevar de un intervalo de muestreo de 0,5 pies que es la resolución que tienen los registros a tener un dato cada 2 pies aproximadamente que es el tamaño de las celdas en escala vertical en el modelo; la siguiente figura muestra un ejemplo del escalamiento de un pozo a escala de modelo:

Figura 30.

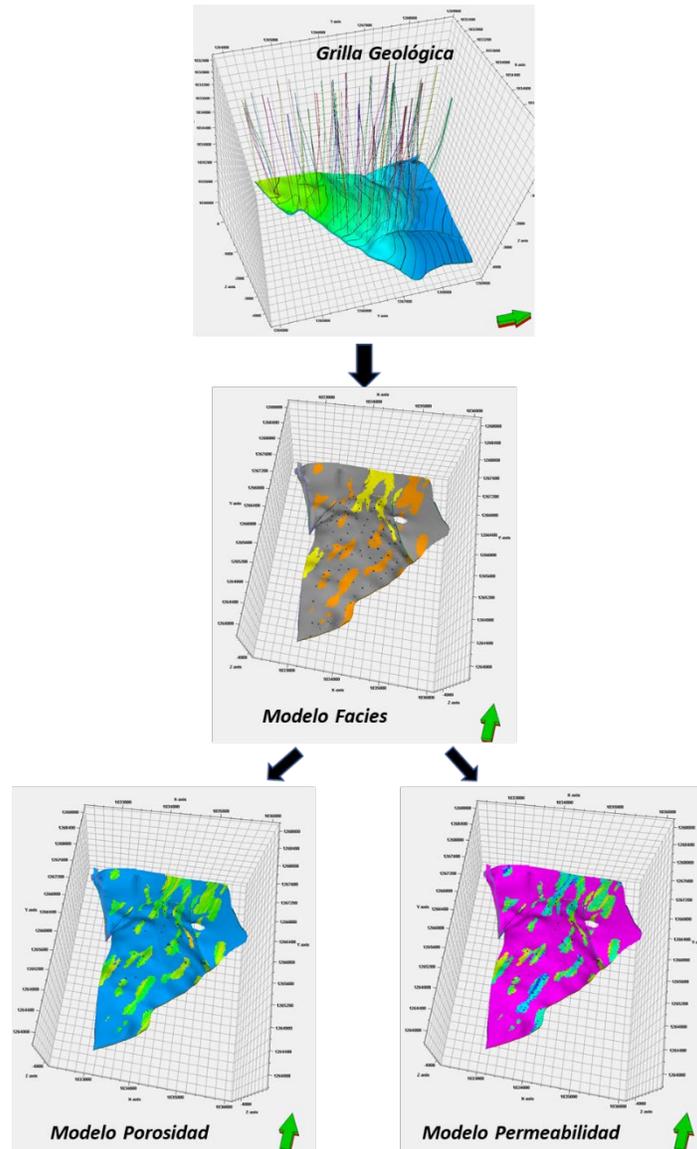
Ejemplo de escalamiento de las diferentes propiedades (facies, porosidad y permeabilidad) del pozo Cira2861



El modelo base para poblar las propiedades petrofísicas es el modelo litológico (Modelo de facies) sobre el cual se hace el poblamiento de las propiedades petrofísicas se Porosidad y permeabilidad, este proceso se realiza en el software de modelamiento geológico Petrel mediante los algoritmos gaussianos de simulación; la siguiente figura muestra el flujo de trabajo general y una imagen 3D de los modelos generados:

Figura 31.

Flujo de poblamiento geostatístico de propiedades petrofísicas teniendo como base el modelo de facies



El modelo de saturación se define mediante la metodología de función J definido en el capítulo de petrofísica por encima del contacto agua petróleo interpretado en el bloque de estudio, es importante aclarar que se genera volumen de hidrocarburos solamente en los cuerpos

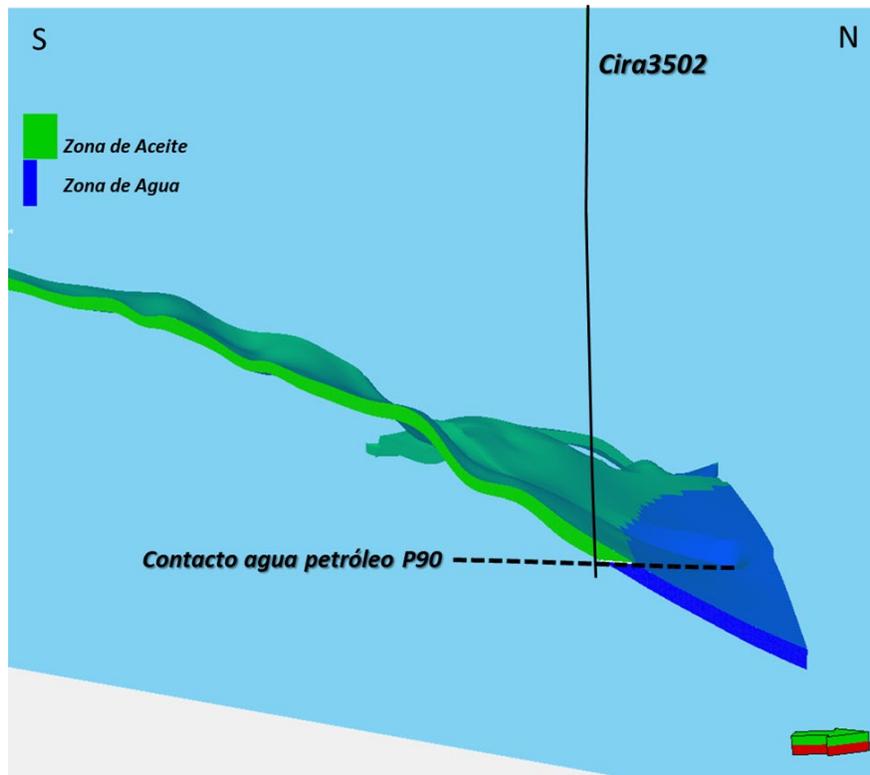
sedimentarios identificados con esta presencia desde el análisis estratigráfico y se toma como nivel de aceite más bajo identificado en el pozo perforado más bajo estructuralmente como el escenario base o más conservador para el contacto agua petróleo (P90), adicionalmente se generan dos escenarios adicionales P50 y P10 definiendo dos contactos adicionales 60' y 120' más profundos respectivamente

La siguiente imagen muestra un corte transversal sobre el modelo y la definición del contacto P90 visualizado en un pozo del campo:

Figura 32.

Corte 3D de la definición del contacto agua – petróleo más seguro para el bloque en la unidad

DI



2.3.3 Resultado volumétrico

La siguiente tabla resume los volúmenes obtenidos para los tres escenarios de contactos agua -petróleo:

Tabla 2.

Volúmenes obtenidos del modelo geológico

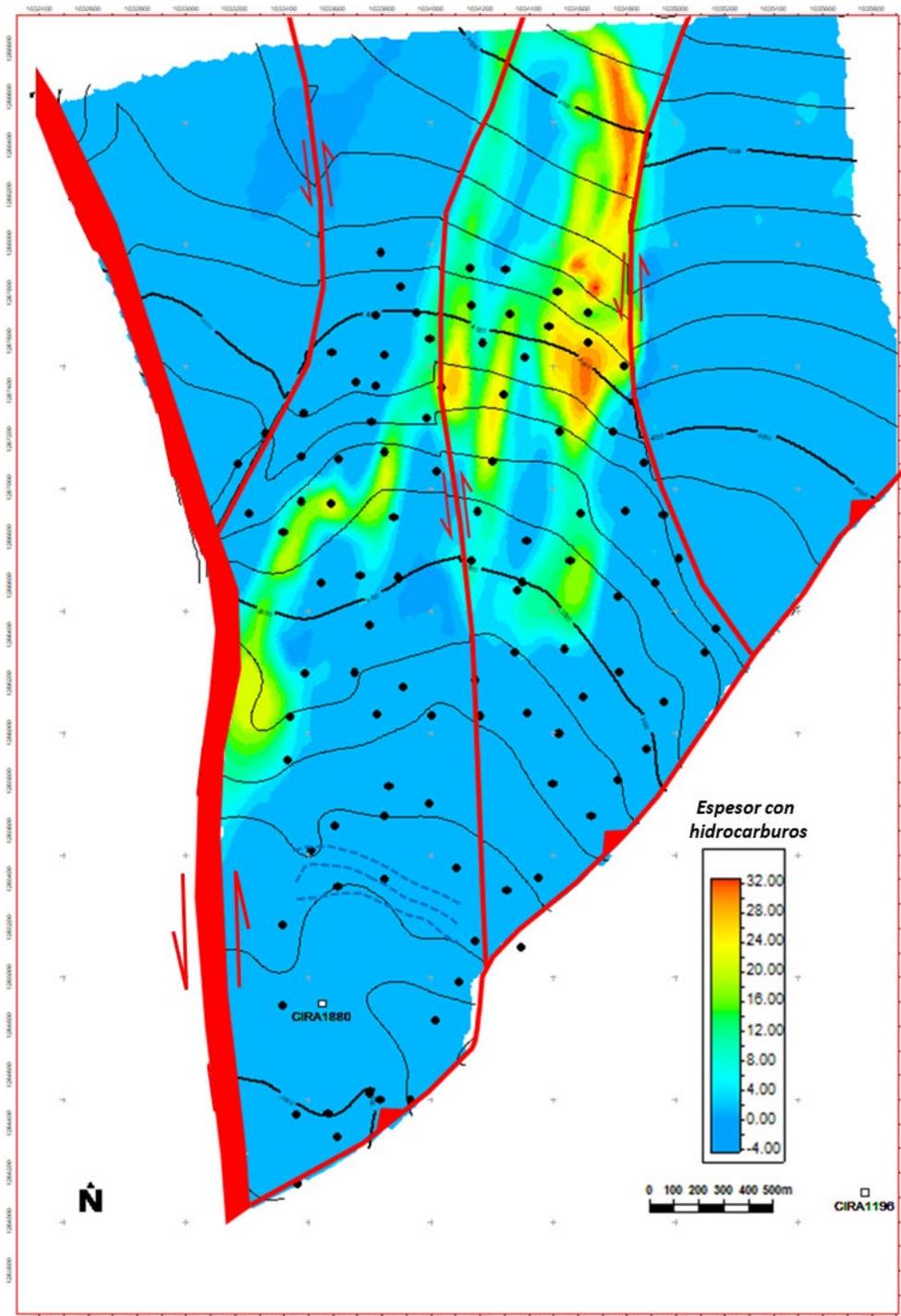
Caso	Volumen poroso (Barriles)	Volumen Poroso con Hidrocarburos (Barriles)	Aceite Original en Sitio (Barriles)
P90	7'185,428	875,776	803,464
P50	7'895835	993,782	911,726
P10	8'684,686	1'137971	1'044,010

2.3.4 Áreas de interés para actividades de desarrollo de hidrocarburos

A partir de los análisis realizados desde las diferentes disciplinas en función de criterios geológicos, petrofísicos y volumétricos, se definen áreas o zonas prospectivas para el desarrollo de la unidad D1 de la formación Esmeraldas; con un potencial de hidrocarburos en sitio que varía entre 800.000 y mas de 1'000.000 de barriles de petróleo que se podrían explotar desde las áreas identificadas; en la siguiente figura se pueden observar un mapa de espesor de arena con hidrocarburos donde se pueden resaltar las áreas potenciales para el desarrollo futuro:

Figura 33.

Mapa de espesor con hidrocarburos para unidad D1 de la formación Esmeraldas en el bloque 3 del campo La Cira - Infantas



3. Conclusiones

El potencial de hidrocarburos calculado de hidrocarburos en sitio para la unidad D1 de la formación Esmeraldas se calcula entre 803,464 y 1'044,010 barriles de aceite de acuerdo con las diferentes posibles opciones de contacto agua – aceite.

Se evidencia un control estructural y estratigráfico en el llenado de hidrocarburos de los cuerpos fluviales, visualizando que cuando se tiene una mayor continuidad en las barras de canal y comunicación con las vías de migración que pueden ser combinadas entre cuerpos arenosos conectados o fallas actuando como ruta de migración desde la formación generadora hay más probabilidad de encontrar hidrocarburos atrapados.

La mayor acumulación de hidrocarburos de la unidad D1 de la formación Esmeraldas se encuentra en la parte estructural media a baja del bloque, y a su vez asociado a un mayor espesor estratigráfico, lo cual insinúa un posible efecto de sin - depositación de los sedimentos que explican la ausencia de más cuerpos conectados en la parte más alta de la estructura producto de una acumulación concentrada hacia la parte baja de la estructura por efecto del levantamiento estructural del gran anticlinal de La Cira.

4. Recomendaciones

Realizar una reconstrucción de paleo depositación de los cuerpos fluviales mediante interpretaciones sísmicas detalladas y mapeos reconstruidos estructuralmente al tiempo de sedimentación para verificar la propuesta de sin – depositación de la unidad D1 de la formación Esmeraldas.

Calcular el factor de recobro esperado con base en análogos del área y propiedades petrofísicas, para plantear un plan de desarrollo para la unida D1 de la formación Esmeraldas en el bloque, involucrando costos de perforación de pozos nuevos, profundizaciones de pozos existentes y perforaciones adicionales en pozos del área que permitan tener una valoración económica de un potencial proyecto de desarrollo incremental de hidrocarburos.

Extraer un núcleo de perforación para estudiar en detalle las características litológicas y petrofísicas de la unidad D1 de la formación Esmeraldas en el bloque de estudio.

Referencias Bibliográficas

- Bridge, J. S., & Tye, R. S. (2000). Interpreting the dimensions of ancient fluvial channel bars, channels, and channel belts from wireline-logs and cores. *AAPG bulletin*, 84(8), 1205-1228.
- Caballero M., W. J., Rubiano, J. L., Clavijo T., J., & Sandoval, J. R. (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. <https://bibliotecavirtual.uis.edu.co:2236/10.18273/revbol.v38n1-2016004>
- Caballero, V., Parra, M., & Bohórquez, A. R. M. (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 de la magdalena. (Spanish). *Boletín de Geología*, 32(1), 45.
- Cooper, M. A., Addison, F. T., Alvarez, R., Coral, M., Graham, R. H., Hayward, A. B., ... & Pulham, A. J. (1995). Basin development and tectonic history of the Llanos Basin, Eastern Cordillera, and middle Magdalena Valley, Colombia. *AAPG bulletin*, 79(10), 1421-1442.
- Deutsch, C. V., & Tran, T. T. (2002). FLUVSIM: a program for object-based stochastic modeling of fluvial depositional systems. *Computers & Geosciences*, 28(4), 525-535.
- Deutsch, C. V., & Wang, L. (1996). Hierarchical object-based stochastic modeling of fluvial reservoirs. *Mathematical geology*, 28(7), 857-880.
- Gutierrez, M. A., & Nur, A. (2001). 3-D seismic interpretation of tectonic wrenching and faulting in La Cira–Infantas. *The Leading Edge*, 20(7), 752-760.

- Moreno, C. J. (2010). *Paleogene sedimentation patterns and basin evolution during Andean orogenesis, Middle Magdalena Valley basin, Colombia* (Doctoral dissertation).
- Morton-Thompson, D., & Woods, A. M. (Eds.). (1993). *Development geology reference manual: AAPG methods in exploration series*, no. 10 (No. 10). AAPG.
- Nichols, G. (2009). *Sedimentology and stratigraphy*. John Wiley & Sons.
- OXY-Ecopetrol. (2020) *Plan de desarrollo integrado la Cira Infantas*. Informe interno.
- Rodríguez-Forero, G., Oboh-Ikuenobe, F., Jaramillo-Munoz, C., Rueda-Serrano, M., & Cadena-Rueda, E. (2012). Palynology of the Eocene Esmeraldas Formation, Middle Magdalena Valley Basin, Colombia. *Palynology*, 36, 96–111.
<https://bibliotecavirtual.uis.edu.co:2236/10.1080/01916122.2012.650548>
- Rolon, L. F. (2004). *Structural geometry of the Jura-Cretaceous rift of the Middle Magdalena Valley basin, Colombia*. West Virginia University.
- Schamel, S. (1991). *Middle and Upper Magdalena Basins, Colombia*: Chapter 10.
- Schlumberger, (1998). *Property Modeling Course*, Petrel 2011
- Villamil, T. (1999). Campanian–Miocene tectonostratigraphy, depocenter evolution and basin development of Colombia and western Venezuela. *Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology*, 153(1-4), 239-275.