

Modelo geoestadístico y estratigráfico de la Formación Mugrosa en un campo de la cuenca
del Valle Medio del Magdalena (Colombia)

Jaime Alberto Salcedo Blanco

Trabajo de Grado para Optar al Título de Geólogo

Director

Julián David De Bedout Ordoñez

Magíster en ingeniería de petróleos & gas (M.Eng.)

Codirector

Carlos Andres Naranjo

Geólogo de yacimientos

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Físicoquímicas

Escuela de Geología

Geología

Bucaramanga

2023

Dedicatoria

A toda mi familia, a mi madre que fue el pilar de apoyo durante todo este proceso, que me guio y aconsejo en los momentos más difíciles.

A mis abuelos por ser mi ejemplo de que la perseverancia y la disciplina son la base de los buenos resultados.

A mi hermana que fue la persona que me acompañó en momentos de felicidad y tristeza, que con su cariño y humor siempre me sacaba una sonrisa en momentos no tan buenos.

A mis amigos, que sin ellos este viaje no hubiera sido divertido, aprendimos, reímos, pasamos por buenos y no tan buenos momentos, pero siempre estuvieron ahí para ayudarme cuando lo necesitaba.

A los profesores que permitieron crear cada día que pasaba, más amor a la geología, gracias por todo su aprendizaje y ser los guías en todo este camino.

Agradecimientos

Primeramente, a mi madre y a mis abuelos, que sin ellos nada de esto hubiera sido posible, al profesor Julian David de Bedout Ordoñez que fue la guía y consejero en este trabajo, que me brindo todo el conocimiento para el desarrollo de este proyecto.

A los geólogos Carlos Andres Naranjo y Mauricio Lozano Castro por todo el conocimiento brindado durante la práctica, por brindarme las bases y darle seguimiento a este proyecto.

A la empresa SierraCol Energy por permitirme ser parte de su equipo de trabajo, de darme la oportunidad de desarrollarme como profesional y mejorar mis conocimientos.

TABLA DE CONTENIDO

1.	PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	17
2.	JUSTIFICACIÓN	19
3.	OBJETIVOS	20
3.1	Objetivo General	20
3.2	Objetivo Específico	20
4.	PREGUNTA DE INVESTIGACIÓN	21
5.	HIPÓTESIS	21
6.	METODOLOGÍA	21
7.	MARCO GEOLÓGICO	23
7.1	Localización.....	23
7.2	Marco estratigráfico	25
7.2.1	Estratigrafía general de la cuenca	25
7.2.2	Formación la Paz (Eoceno superior).	29
7.2.3	Formación Esmeraldas (Eoceno tardío).	30
7.2.4	Grupo Chuspas (Oligoceno a Mioceno medio).	30
7.2.5	Formación Mugrosa (Oligoceno).....	30
7.2.6	Zona E.	31
7.2.7	Zona A.	31

7.2.8	Formación Colorado (Mioceno temprano a medio).....	32
7.3	Marco estructural	32
7.3.1	Anticlinal La Cira.....	34
7.3.2	Anticlinal Infantas.....	35
7.3.3	Sistema De Fallas De Infantas.....	36
7.3.4	Falla La Cira.....	37
7.3.5	Fallas Normales.....	37
7.3.6	Evolución tectónica.....	38
8.	MARCO DE REFERENCIA.....	41
8.1	Nomenclatura de profundidad de pozo.....	41
8.1.1	MD (Measured Depth)	42
8.1.2	TVD (Total Vertical Depth)	43
8.1.3	TVDSS (Total Vertical Depth Subsea)	43
8.1.4	TD (Total Depth)	43
8.1.5	KB (Kelly Bushing)	44
8.2	Generalidades de los registros de pozos.....	44
8.2.1	Gamma Ray	44
8.2.2	Potencial Espontaneo	45
8.2.3	Resistivo	47
8.2.4	Densidad	48

8.2.5	Neutrón	49
8.3	Estratigrafía de secuencias.....	50
8.3.1	Nivel base	50
8.3.2	Factores que controlan el perfil base.....	53
8.3.3	Eustasia.....	53
8.3.4	Tectónica	54
8.4	Geoestadística	56
8.4.1	Media.....	57
8.4.2	Mediana	57
8.4.3	Varianza.....	58
8.4.4	Desviación estándar.....	58
8.4.5	Error estándar.....	59
8.4.6	Kriging.....	59
8.4.7	Crear un mapa de la superficie de predicción con el método kriging	60
8.4.8	Modelos de semivariograma.....	61
8.4.9	Modelado de Semivariogramas y Parámetros	63
8.4.10	Rango y meseta.....	64
8.4.11	Efecto pepita (Nugget).....	64
9.	ESTADO DEL ARTE	65
10.	RESULTADOS Y ANÁLISIS.....	66

10.1	Definición de topes de unidades operacionales e intraunidades.	66
10.2	Definición de facies	68
10.2.1	Facies de canal.....	68
10.2.2	Facies de depósitos de derrame	69
10.2.3	Facies de llanura de inundación	69
10.3	Elaboración de mapas de propiedades petrofísicas	70
10.3.1	Mapas estructurales	71
10.3.2	Mapas de arena neta.....	76
10.3.3	Mapas de porosidad	82
10.3.4	Mapas de saturación en aceite	87
10.3.5	Mapas de facies	92
10.3.6	Petróleo original en sitio (POES)	97
10.4	IDENTIFICACION DE OPORTUNIDADES.....	106
11.	CONCLUSIONES	109
12.	RECOMENDACIONES.....	112
	REFERENCIAS	113

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Diagrama de flujo de la metodología utilizada para el desarrollo del proyecto de investigación con el fin de poder obtener la elaboración de mapas para la interpretación de las características que permitan dar a conocer nuevas oportunidades.	22
Figura 2: Mapa de localización del área investigada en la cuenca del Valle Medio del Magdalena donde se muestran las vías y drenajes que hacen parte del campo La Cira-Infantas.	23
Figura 3: Límites establecidos del Valle Medio del Magdalena en la que forman parte fallas y sistemas de fallas de carácter regional y de cordilleras.....	24
Figura 4: Columna estratigráfica generalizada del Valle Medio del Magdalena.	27
Figura 5: Columna estratigráfica generalizada del campo La Cira-Infantas que representa los tipos de contacto entre unidades y la discordancia Eoceno-Paleoceno.	28
Figura 6: Bloque diagrama donde que representa las partes de un sistema fluvial de tipo meandriforme y como estos se identifican según sus características estratigráficas.	28
Figura 7: Bloque diagrama que representa el campo La Cira-Infantas muestra la distribución de las formaciones y la configuración estructural, siendo las dos principales: Estructura La Cira y Estructura Infantas.....	33
Figura 8: Patrones estructurales del campo La Cira-Infantas, las fallas principales del campo son de tipo inversa, encontradas en sentido N-S, fallas normales con orientación S-W.	34
Figura 9: Mapa estructural Tope Zona-A del campo La Cira-Infantas, con los nombres de las principales estructuras presentes.	35
Figura 10: Inline 5600 que muestra la expresión sísmica vertical del cabalgamiento de Infantas en el flanco oriental del anticlinal de La Cira.	36

Figura 11: Expresión sísmica de la Falla La Cira (Color verde), cortada por una falla normal (Color morado).	37
Figura 12: Imagen que representa la expresión sísmica vertical de las fallas normales en el flanco occidental del anticlinal La Cira, tendencia principal sentido Noreste.	38
Figura 13: Bloque diagrama en el área de La Cira-Infantas durante el Mesozoico al Paleógeno, depositación original horizontal.	39
Figura 14: Bloque diagrama en el área de La Cira-Infantas durante el Lutetiano. El levantamiento de la Cordillera Central, formación de las fallas principales del campo de tipo inversa.	39
Figura 15: Bloque diagrama en el área de La Cira-Infantas durante el Priaboniense al Aquitaniaense, la secuencia cretácica plegada, fallada y erosionada está cubierta por una sucesión de depósitos continentales.	40
Figura 16: Bloque diagrama en el área de La Cira-Infantas durante el Langhiense al Plioceno, sistema de fallas Santa Marta-Bucaramanga genera levantamiento de la cordillera oriental, formación y alineamiento de los anticlinales.	40
Figura 17: Bloque diagrama en el área de La Cira-Infantas durante el Plioceno al presente, el sistema de cabalgamiento regional de Infantas se desarrolló en este momento provocando el levantamiento, fallamiento y erosión parcial del flanco oriental del anticlinal de Infantas preexistente, formación de fallas normales perpendiculares a las fallas inversas.	41
Figura 18: Esquema que representa los diferentes tipos de profundidades y definición de <i>datums</i> de referencias en pozo.	42
Figura 19: Comportamiento de la curva Gamma Ray frente a rocas con ausencia o contenido de arcilla, medido por valores de uranio, torio y potasio.	45

Figura 20: Comportamiento de la curva SP frente a rocas con alta permeabilidad y no permeables, muestra de la línea base de las arcillas en curva SP.	46
Figura 21: Comportamiento de las curvas de resistividad ante un tipo de formación y la saturación de fluidos dentro de la roca para ver tipos de fluidos presentes.	47
Figura 22: Comportamiento de la curva de densidad frente a rocas con alta-baja porosidad y contenido de fluidos.	48
Figura 23: Comportamiento de la curva neutrón frente a rocas con alta y baja porosidad, dependiendo de los diferentes niveles de hidrogeno.....	49
Figura 24: Los controles de acomodación en ambientes no marinos. Los conceptos de <i>buffers</i> y <i>buffer</i> están adaptados de Holbrook <i>et al.</i> , (2006). Hettinger <i>et al.</i> , (1993), sugirieron las funciones relativas de los principales controles de la sedimentación.	51
Figura 25: Descripción de la columna estratigráfica de ambiente fluvial meandriforme con sus respectivos subambientes y descripción litológica de cada uno de ellos.	51
Figura 26: Conservación relativa de las areniscas del canal en condiciones de A/S bajas, donde se genera un amalgamiento de canales (b) y altas donde los lentes de arenas están más separados (a).....	52
Figura 27: Factores que generan un aumento o disminución en el nivel base y como este cambia respecto a un antiguo perfil base.	54
Figura 28: Modelo de secuencia para sistemas no marinos, localización de los <i>systems tracks</i> dependiendo de la relación entre tasa de acomodación y tasa de sedimentación.	55
Figura 29: Columna estratigráfica que representa los diferentes <i>systems tracks</i> con sus características litológicas y estructuras, muestra de <i>sequence boundary</i>	56

Figura 30: Representación de los factores modificables con el modelamiento: longitud, ancho, y dirección de preferencia de los canales.....	60
Figura 31: Representación de la interpolación de datos de puntos más cercanos haciendo uso del método kriging, el cual indica que la confiabilidad del método aumenta cuando se tiene una mayor población.....	61
Figura 32: Ecuaciones y parámetros determinados de los modelos exponencial, esférico y gaussiano, adicionalmente representación gráfica de los modelos haciendo uso de los ejes h y semivarianza.....	63
Figura 33: Modelo de variograma que ilustra los componentes que forman parte de este: rango, meseta y efecto pepita.....	65
Figura 34: Identificación de ciclos principales, unidades operacionales e intraunidades en los registros con sus respectivos ambientes según sus ciclos.....	67
Figura 35: Correlaciones de unidades e intraunidades de los pozos según los valores y formas de los registros.....	68
Figura 36: Identificación de facies por medio de los registros de Gamma Ray, S_w , Phi. Variable discreta que indica la facie: amarillo para canales, naranja para derrame y verde para llanura de inundación. Bloque diagrama que muestra los subambientes y su debida electrofacie.....	70
Figura 37: Modelo de los diferentes mapas estructurales para cada unidad con los pozos correspondientes.....	71
Figura 38: Mapa estructural de la intraunidad A115-I.....	72
Figura 39: Mapa estructural de la intraunidad A113-I.....	73
Figura 40: Mapa estructural de la intraunidad A109-I.....	74

Figura 41: Mapa de arena neta de la unidad A115-I.....	77
Figura 42: Mapa de arena neta de la unidad A113-I.....	78
Figura 43: Mapa de arena neta de la unidad A109-I.....	79
Figura 44: Mapa de porosidad de la intraunidad A115-I.....	83
Figura 45: Mapa de porosidad de la intraunidad A113-I.....	84
Figura 46: Mapa de porosidad de la intraunidad A109-I.....	85
Figura 47: Mapa de saturación de aceite de la intraunidad A115-I.....	88
Figura 48: Mapa de saturación de aceite de la intraunidad A113-I.....	89
Figura 49: Mapa de saturación de aceite de la intraunidad A109-I.....	90
Figura 50: Mapa de facies de la intraunidad A115-I.....	93
Figura 51: Mapa de facies de la intraunidad A113-I.....	94
Figura 52: Mapa de facies de la intraunidad A109-I.....	95
Figura 53: Mapa de hidrocarburo por volumen de la intraunidad A115-I.....	99
Figura 54: Mapa de hidrocarburo por volumen de la intraunidad A113-I.....	100
Figura 55: Mapa de hidrocarburo por volumen de la intraunidad A109-I.....	101
Figura 56: Parámetros empleados en el cálculo de petróleo original en sitio y factor de recobro.....	105
Figura 57: Oportunidad en <i>workover</i> identificada en la unidad A115-I en el pozo no cañoneado JAS2.....	107
Figura 58: Propuesta de nuevo pozo JAS22 en el lado NW de la zona de estudio.....	108

LISTA DE TABLAS

Tabla 1: Estado del arte de los papers: Llamosa del 2010, Solano del 2011, Díaz del 2013 y Herrera del 2016.	65
Tabla 2: Tabla de valores de petróleo original en sitio (POES) medido en bbl por cada unidad.	104
Tabla 3: Tabla de valores de acumulado de aceite medido en BO para cada pozo de la zona.	105

Glosario

A/S: espacio de acomodación/sedimentación

C.C: Cordillera Central

GR: gamma ray

SP: potencial espontáneo

VMM: Valle Medio del Magdalena

Sw: saturación de agua

PHI: porosidad

Resumen

Título: Modelo geoestadístico y estratigráfico de la Formación Mugrosa en un campo de la cuenca del Valle Medio del Magdalena (Colombia)

Autor: Jaime Alberto Salcedo Blanco

Palabras Clave: Formación Mugrosa, Kriging, Poes, Registros de pozos.

Descripción: Desde el punto de vista geológico, la Cuenca del Valle Medio del Magdalena se consolida como el área de explotación de recursos más antigua del país, y por tanto también una de las más estudiadas, actualmente se elaboran estudios en la zona con el fin de poder aumentar los niveles de producción y con esto establecerse de nuevo como uno de los campos más importantes del país. Sin embargo, estos estudios se han realizado a una escala general, no se había contemplado como objeto de interés el estudio facial a una escala más local que permite conocer nuevas oportunidades y el uso nuevos métodos geoestadísticos que representen de forma más certera el ambiente de formación que está sujeto a grandes cambios laterales. El presente trabajo de investigación tiene como objetivo generar un modelo estratigráfico y geoestadístico en la Formación Mugrosa con el fin de conocer los cambios faciales por intraunidades, por medio de elaboración de mapas haciendo uso de los registros de pozo. Para ello, se tendrán en cuenta herramientas geológicas tales como; correlaciones, registros de pozo, métodos geoestadísticos y creación de superficies.

* Trabajo de Grado

** Facultad de Fisicoquímicas, Escuela de Geología. Director: Julian David de Bedout Ordoñez. M.

Eng. Codirector: Carlos Andres Naranjo. Geólogo de yacimientos

Abstract

Title: Geostatistic and stratigraphic model of the Mugrosa Formation in a field of the Middle Magdalena Basin (Colombia)

Author: Jaime Alberto Salcedo Blanco

Key Words: Mugrosa Formation, Kriging, Poes, Well logs.

Description: From a geological point of view, the Middle Magdalena Basin is consolidated as the oldest resource exploitation area in the country, and therefore also one of the most studied. Studies are currently being carried out in the area in order to increase production levels and with this establish itself again as one of the most important fields in the country. However, these studies have been carried out on a general scale, the facial study on a more local scale had not been contemplated as an object of interest, which allows us to discover new opportunities and the use of new geostatistical methods that more accurately represent the training environment. which is subject to large lateral changes. The objective of this research work is to generate a stratigraphic and geostatistical model in the Mugrosa Formation in order to know the facial changes by intraunits, by means of mapping using well logs. For this, geological tools such as; correlations, well logs, geostatistical methods and surfacing.

* Trabajo de Grado

** Facultad de Fisicoquímicas, Escuela de Geología. Director: Julian David de Bedout Ordoñez. M.

Eng. Codirector: Carlos Andres Naranjo. Geólogo de yacimientos

1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Actualmente Colombia cuenta con reservas probadas netas estimadas de petróleo con una vida media equivalente a 8.2 años y reservas de gas con una vida media de 10.4 años, por lo que es de vital importancia la búsqueda de nuevas oportunidades en yacimientos convencionales a partir de un estudio petrofísico a detalle (Oyola & Córdoba, 2022).

Los modelos de facies estratigráficas se utilizan en la industria de los hidrocarburos con el fin de caracterizar el sistema deposicional y sus respectivos subambientes, esto permite conocer la distribución, continuidad y la heterogeneidad de los diferentes paquetes arenosos en el subsuelo (Seramur *et al.*, 1988; Sarmiento *et al.*, 2015). Por otra parte, los modelos geoestadísticos permiten reflejar por medio de la interpolación de datos un modelo más cercano a la realidad geológica de una zona, a través del uso de herramientas basada en las matemáticas y el análisis de datos.

Es por esto que el propósito de este trabajo de grado consiste en descubrir nuevas oportunidades de extracción petrolera en el campo La Cira-Infantas por medio de un modelo geoestadístico y estratigráfico, siendo la unidad de estudio la Formación Mugrosa que corresponde a la unidad productora de hidrocarburos del campo.

Para realizar este trabajo, se hicieron correlaciones de topes de unidades operacionales e intraunidades. Estas correlaciones se elaboran generando una malla de correlaciones en sentido norte-sur y este-oeste, para así poder determinar el cambio de espesores y continuidad lateral de la Formación Mugrosa. Luego se realiza un análisis de las asociaciones de facies y sus variaciones laterales.

Estas son afianzadas por el reconocimiento de las electrofacies y usos de mapas estructurales, de porosidad, saturación en aceite, Arena neta y POES.

En las etapas siguiente se hace uso del método geoestadístico Kriging que permite modificar los parámetros que restringen al ambiente de formación y tener como resultado un modelo que se acomoda a la realidad geológica de la zona ([Viera & Gonzáles, 2002](#)).

Con la aplicación de esta técnica se puede conocer de forma más detallada la arquitectura de las cuencas, determinando patrones de sedimentación y ambientes de acumulación. Adicionalmente permite conocer la información sedimentológica y estratigráfica de las cuencas sedimentarias, esto con el fin de desarrollar nuevas oportunidades de exploración y aportes en materia de *surveillance* ([Ramon & Cross, 1977](#)).

2. JUSTIFICACIÓN

Actualmente, las compañías del sector *Oil and Gas* se preocupan por la incorporación de nuevas tecnologías y herramientas para una mayor producción y entendimiento de los campos. Lo cual trae como resultado un aumento en los factores de recobro de sus campos y un aumento de las reservas.

En el Valle Medio del Magdalena se han realizado estudios a una escala general, por esto el proyecto propone un modelo sedimentario y geoestadístico a una escala local, con el fin de proponer nuevas oportunidades y darles respuesta a algunos problemas del campo aún no solucionados por medio de *Surveillance*. El proyecto consta de un estudio facial que permite conocer nuevas oportunidades y el uso de nuevos métodos geoestadísticos que representen de forma más certera el ambiente de formación, el cual está sujeto a grandes cambios laterales que permiten conocer la geología de forma más específica.

El presente trabajo de investigación tiene como objetivo generar un modelo estratigráfico y geoestadístico en la Formación Mugrosa, con el fin de conocer los cambios faciales por intraunidades. Esto por medio de elaboración de mapas de propiedades petrofísicas haciendo uso de los registros de pozo. Para ello, se tienen en cuenta herramientas geológicas como correlaciones, registros de pozo, métodos geoestadísticos y creación de superficies.

3. OBJETIVOS

3.1 Objetivo General

Elaborar un modelo geoestadístico y estratigráfico de la Formación Mugrosa ubicado en un campo de la cuenca del Valle Medio del Magdalena (Colombia).

3.2 Objetivo Específico

- Evaluar las propiedades petrofísicas a partir de registros de pozos en la zona investigada para la definición de facies.
- Efectuar un análisis geoestadístico en los registros de pozo con el fin de identificar tendencias de canales de arena por medio de propiedades petrofísicas.
- Realizar mapas de propiedades petrofísicas con el fin de evaluar tendencias de canales de arena en el yacimiento.
- Calcular nuevos valores de petróleo original en sitio, para identificar nuevas áreas con potencial económico.

4. PREGUNTA DE INVESTIGACIÓN

¿Cuáles son los factores que están presentes en el ambiente de formación que hay que tener en cuenta para el modelo geoestadístico y como este se integra al modelo estratigráfico?

5. HIPÓTESIS

La hipótesis de este trabajo de investigación se centra en verificar la presencia de nuevas zonas de producción de hidrocarburos que sean económicamente rentables para su extracción y ayude con el aumento de las reservas del campo. Creando un modelo estratigráfico y geoestadístico que busca comprobar el comportamiento de la distribución de arena en el campo. Con el fin de generar recursos para la toma de decisiones sobre las nuevas ubicaciones de los pozos y testear cuanta producción se puede obtener de ellos.

6. METODOLOGÍA

La metodología que se desarrolló para el proyecto investigativo de la práctica se dividió en 5 etapas plasmadas en la **Figura 1**, las cuales se propusieron con el fin de poder establecer el cumplimiento de los objetivos propuestos.

(1) La etapa 1 constó en la recopilación y revisión del material bibliográfico con el fin de establecer una contextualización sobre el campo La Cira-Infantas, y se adquirieron datos de interés geológico como la sedimentología, geología estructural y estratigrafía del campo.

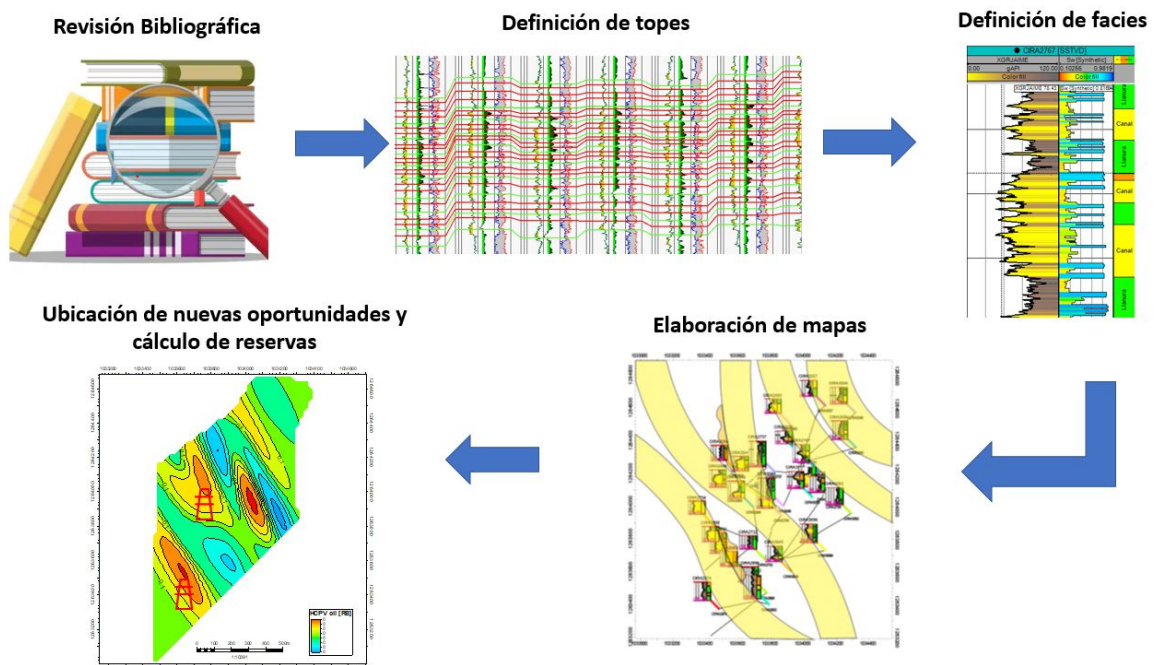
(2) En la etapa 2, se realizó una definición de topes de las unidades operacionales e intraunidades, correlacionando los registros de los pozos que van del bloque sur al este.

(3) La etapa 3 se caracterizó por la identificación de las facies presentes en cada pozo correlacionado, a partir de las electroformas, registros de Gamma Ray, S_w y Φ .

(4) En la etapa 4 se generaron mapas estructurales, arena neta, S_w , S_o y porosidad, con el fin de adquirir un mayor entendimiento de la dinámica del ambiente debido a sus cambios laterales.

(5) En la etapa 5, finalmente, el nuevo modelo realizado permitió un nuevo cálculo de reservas y la identificación de nuevas oportunidades de prospección para el campo, ya sea a nivel de *workover* o de nuevo pozo.

Figura 1: Diagrama de flujo de la metodología utilizada para el desarrollo del proyecto de investigación con el fin de poder obtener la elaboración de mapas para la interpretación de las características que permitan dar a conocer nuevas oportunidades.



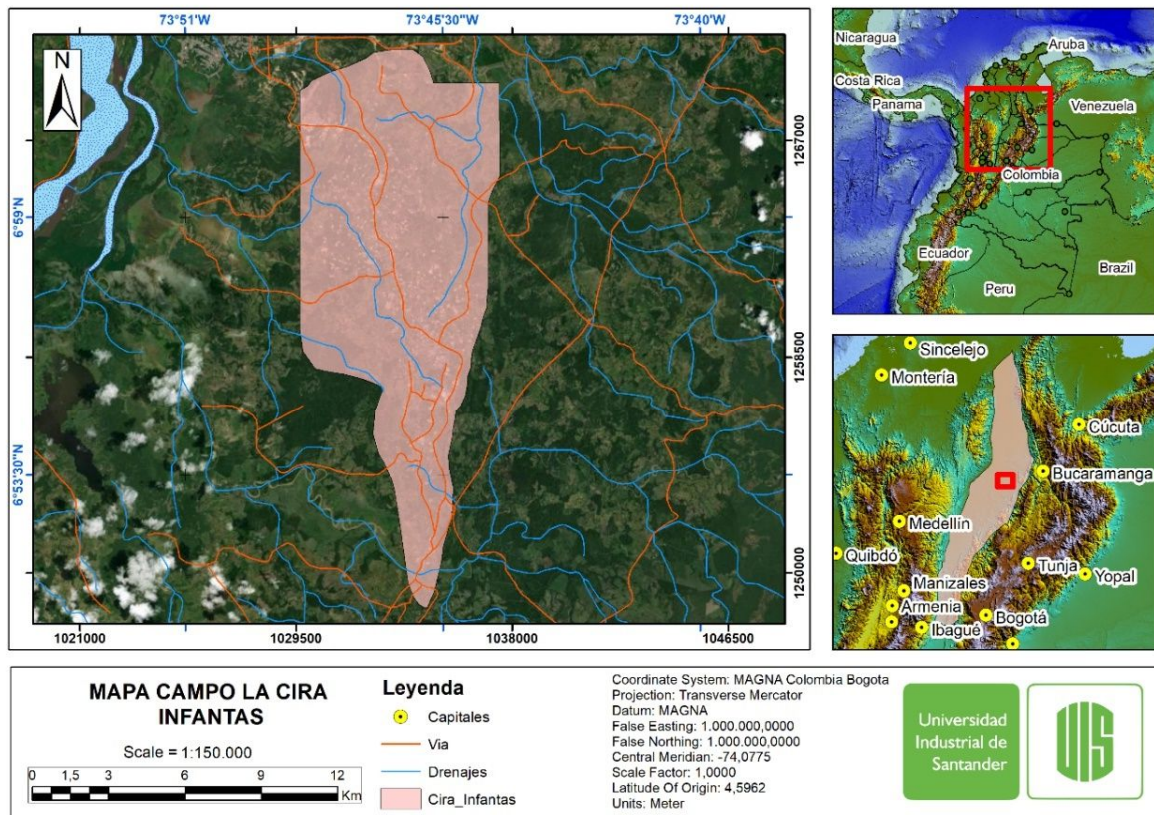
Fuente: Este estudio

7. MARCO GEOLÓGICO

7.1 Localización

El campo La Cira-Infantas se encuentra ubicado dentro de la cuenca del Valle Medio del Magdalena como lo indica la **Figura 2**. Geográficamente se localiza entre la cordillera Central y Oriental, en el departamento de Santander, Colombia, a una distancia aproximada de 22 Km del municipio de Barrancabermeja. Respecto a la subdivisión del campo la zona de estudio pertenece a la subdivisión Cira Este, específicamente a la parte más oeste del bloque estructural.

Figura 2: Mapa de localización del área investigada en la cuenca del Valle Medio del Magdalena donde se muestran las vías y drenajes que hacen parte del campo La Cira-Infantas.

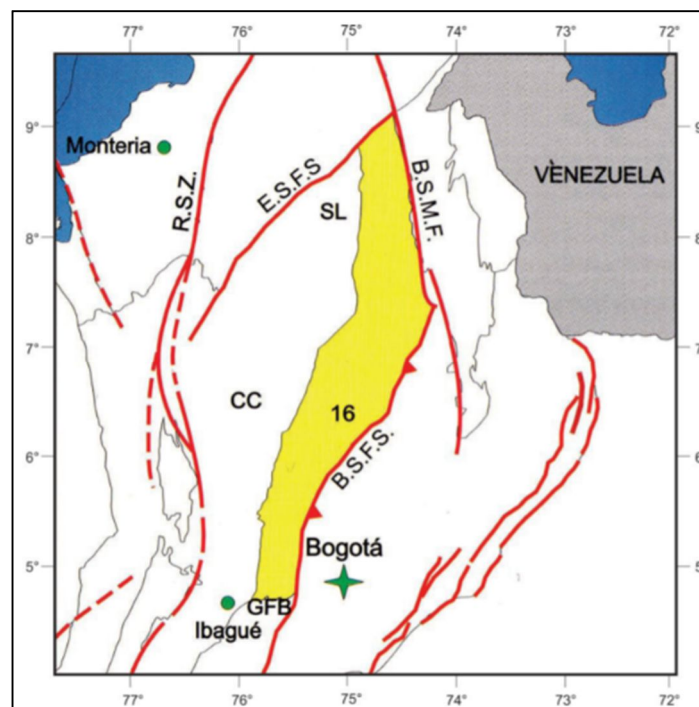


Fuente: Tomado y modificado de ANH (2012).

La cuenca del Valle Medio del Magdalena es una cuenca intramontana, con una extensión aproximada de 34.000 km², que separa la Cordillera Oriental y la Cordillera Central en el norte colombiano. Esta se extiende longitudinalmente de sur a norte desde la falla de Ibagué y el cinturón Plegado de Girardot, que a su vez la separan de la cuenca del Valle Superior del Magdalena.

La **Figura 3** muestra que la cuenca es limitada al SE por el sistema de fallas Bituima y La Salina (B.S.F.S), al norte por el sistema de fallas del Espíritu Santo (B.S.F.S), al occidente por el *onlap* de los sedimentos neógenos contra el basamento de la Serranía de San Lucas (S.L) y la Cordillera Central (C.C), y finalmente, al NE por el sistema de fallas Santa Marta-Bucaramanga (B.S.F.S) (ANH, 2012). El campo La Cira-Infantas cuenta con un desarrollo secundario asociado a un fuerte proceso de inyección de agua.

Figura 3: Límites establecidos del Valle Medio del Magdalena en la que forman parte fallas y sistemas de fallas de carácter regional y de cordilleras.



Tomado de ANH (2012).

7.2 Marco estratigráfico

7.2.1 Estratigrafía general de la cuenca

Las rocas más antiguas expuestas en la Cordillera Oriental y Central son del Proterozoico superior, y corresponden a gneis polimetamorfosados, anfibolitas, rocas metasedimentarias y rocas cámbricas. Estas rocas representan el basamento cristalino de la cuenca del Valle Medio del Magdalena ([Gutiérrez, 2001](#)).

Geológicamente, el Campo La Cira-Infantas está ubicado en la sección central de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, la cual fue un área de depositación de sedimentos no marinos y de agua salobre durante el Terciario. Estos sedimentos descansan discordantemente sobre los sedimentos marinos del Cretáceo y algunas veces sobre rocas del basamento pre-Cretáceo. La columna estratigráfica (**Figura 4**), atravesada por los pozos perforados en el campo abarca rocas que van desde el pre-Cretáceo hasta el Oligoceno. El Mioceno está presente en algunos campos vecinos, y los depósitos del Pleistoceno descansan discordantemente sobre el Oligoceno hacia el Occidente de La Cira, representado en la **Figura 5** ([Cordoba & Kairuz, 2000](#)).

Según la clasificación de unidades operacionales del campo, las unidades productoras corresponden principalmente a las arenas productoras de A, que hacen parte de la Formación Mugrosa. Las otras unidades a estudiar son las arenas de E relacionadas también a la Formación Mugrosa, y recientes estudios que buscan identificar producción en arenas operacionales en S, identificadas como parte de la Formación Colorado y unidades fracturadas del Cretáceo ([Madero *et al.*, 2010](#); [Rojas, 2011](#)).

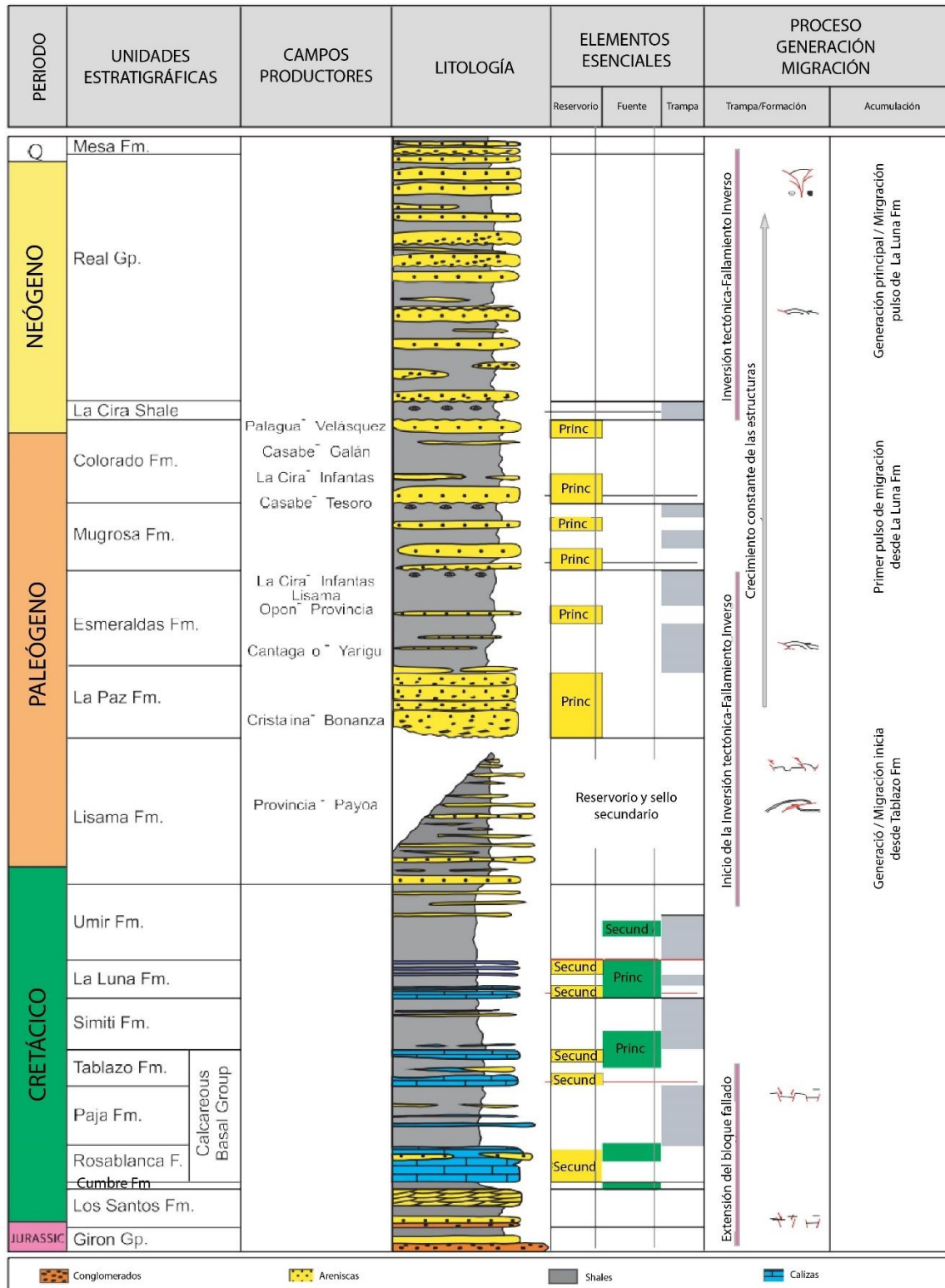
La Formación Mugrosa está compuesta por areniscas de grano medio con superficies sigmoideas e intercalaciones de lutitas de varios colores, depositadas en ríos meandriformes. En el tope se encuentran secuencias más lodosas y estructuras sedimentarias de pequeña escala conservadas, en esta zona también se encuentra el horizonte fósil de Mugrosa que contiene fósiles de agua dulce, moluscos, peces, cocodrilos y tortugas (Caballero et al., 2010). Según los datos de campo actualizados, el espesor de la unidad A contiene valores de 500 a 650 pies (Rojas, 2011).

La Formación Mugrosa unidad A se divide en dos unidades principales: superior e inferior, representadas por un ambiente de tipo fluvial con cambios en el nivel de energía, como lo muestra la **Figura 6** (Rojas, 2011; Otero, 2016).

La unidad superior, corresponde a un ambiente de ríos meandriformes de mayor energía, como se observa en los registros. En ella se encuentra una mayor presencia de canales superpuestos que logran mayores espesores de arena petrolífera debido a menores espacios de acomodación/sedimentación (A/S), que genera menor desarrollo de llanuras de inundación (Madero et al., 2010).

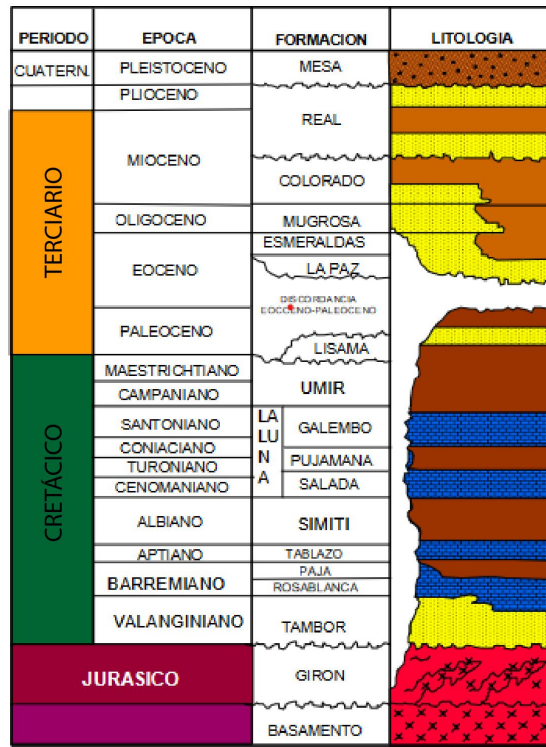
La unidad inferior, corresponde también a un ambiente de ríos meandriformes, estos se diferencian de la unidad superior por presentar menores valores de energía. En esta unidad los canales se encuentran más separados y hay mayor desarrollo de llanuras de inundación, las cuales forman parte del reservorio del campo, además, contiene mayores valores de acomodación/sedimentación (A/S) (Rojas, 2011).

Figura 4: Columna estratigráfica generalizada del Valle Medio del Magdalena.



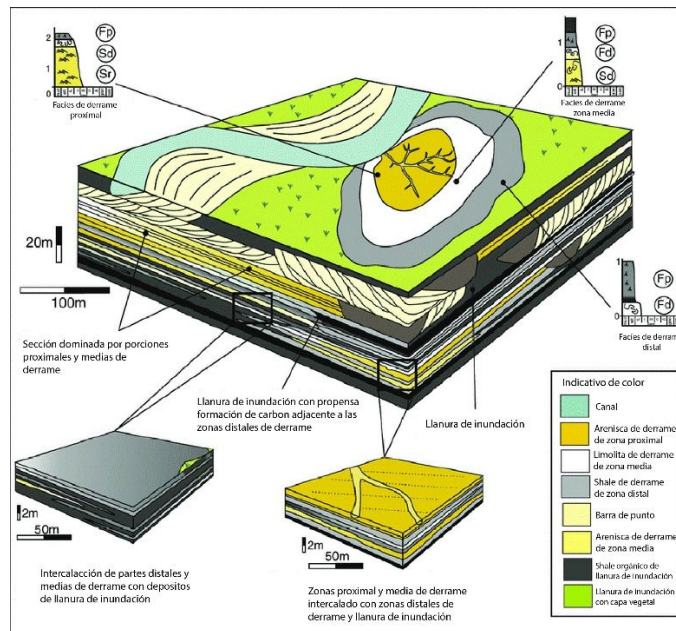
Tomado y modificado de Pardo *et al.*, (2007).

Figura 5: Columna estratigráfica generalizada del campo La Cira-Infantas que representa los tipos de contacto entre unidades y la discordancia Eoceno-Paleoceno.



Tomado y modificado de Solano (2011).

Figura 6: Bloque diagrama donde que representa las partes de un sistema fluvial de tipo meandriforme y como estos se identifican según sus características estratigráficas.



Tomado y modificado de Burns *et al.*, (2017).

7.2.2 Formación la Paz (Eoceno superior).

Corresponden a esta unidad todos los sedimentos que se encuentran entre el “Piso de Guaduas” y el “Piso de Honda” (Stutzer, 1934). Se le asigna una edad más precisa: Eoceno superior (Sarmiento *et al.*, 2015). Está compuesta por superposiciones de sucesiones que incluyen facies de conglomerados, arenitas, y en menor proporción, facies finas de limolitas y lodolitas (Morales, 1958).

Las sucesiones grano decrecientes completas pueden iniciar con facies de conglomerados arenosoportados, polimíctico, masivo, luego pasan a facies de arenitas conglomeráticas, para continuar con arenitas de grano grueso, cuarzosa, con estratificación cruzada planar, en artesa y tipo épsilon, pueden seguir arenitas con laminación horizontal y concluir con facies finas de limolitas y lodolitas con laminación horizontal (Morales, 1958).

Su relación con la infrayacente Formación Lisama es marcada por una discordancia regional bien definida llamada “Discordancia del Eoceno” o “Discordancia del Valle Medio del Magdalena”. Esta unidad estratigráfica no está presente en el área de influencia del Campo La Cira- Infantas (Rojas, 2011).

Sucesiones semicompletas a incompletas son el resultado de varios procesos de carácter fluvial, de corrientes meandriformes, entre otros, superposición o sobreposición de canales sinuosos (Morales, 1958).

7.2.3 Formación Esmeraldas (Eoceno tardío).

Predominan las arenitas cuarzosas de grano fino a medio con estratificación cruzada planar en sucesiones grano decrecientes, que pueden incluir arenitas de grano fino, masivas, sin estructura interna aparente; arcillolitas masivas, color gris claro. Las capas de cuarzoareniscas tienen geometrías lenticulares y se encuentran intercaladas con las lodolitas en bancos métricos, hacia el Tope de esta Formación aparece un delgado nivel fosilífero compuesto por moluscos, principalmente de agua dulce y unos pocos de agua ligeramente salobre, este nivel es conocido como “Horizonte Fosilífero de Los Corros” ([Wheeler, 1935](#); [Morales, 1958](#)).

La Formación Esmeraldas descansa concordante sobre la Formación La Paz y el límite es transicional. Infrayace los depósitos pre-Eocénicos que están marcados por una discordancia Regional bien definida llamada “Discordancia del Eoceno” o “Discordancia del Valle Medio del Magdalena”. Las características faciales reconocidas en esta unidad sugieren ambientes continentales fluviales de bajas energía. Además, es discordante debajo de la Formación Mugrosa ([Morales, 1958](#); [Ward *et al.*, 1973](#)).

7.2.4 Grupo Chuspas (Oligoceno a Mioceno medio).

Este grupo está compuesto por las formaciones Colorado y Mugrosa.

7.2.5 Formación Mugrosa (Oligoceno).

Este nombre se usa para incluir los sedimentos que se encuentran entre el “Horizonte Fosilífero de Los Corros” a su base y el Horizonte Fosilífero denominado “Fósiles de Mugrosa” presente al tope de la formación ([Gómez *et al.*, 2005](#)).

Esta Formación se divide en dos zonas, la superior, es la “Zona-E” y la inferior, es la “Zona-A” separadas por intervalos de lodolitas y lutitas (Otero, 2016).

7.2.6 Zona E.

Esta zona está compuesta principalmente por arcillas varicoloreadas intercaladas con delgados niveles de limolitas. Hacia la parte media de la unidad se presentan importantes desarrollos de areniscas de canales fluviales de sistemas de ríos meandriformes. Hacia la base de esta zona se presenta un potente desarrollo de lutitas de aproximadamente 200 pies de espesor. Es característico encontrar al tope de esta Zona, un nivel fosilífero denominado “Fósiles de Mugrosa” compuesto de fragmentos calcificados de gasterópodos de agua dulce que por su amplia distribución areal constituye un *datum* estratigráfico del área (Gómez *et al.*, 2005).

7.2.7 Zona A.

Compuesta por el apilamiento de areniscas depositadas en cinturones de canales fluviales de sistemas de ríos meandriformes con intercalación de niveles de lodolitas depositadas en llanuras fluviales y paleolagos. En las llanuras de inundación es característico la formación de paleo-suelos, por esta razón es común observar en las lodolitas el desarrollo de perfiles pedológicos. Debido a que la Zona A constituye el principal reservorio de aceite en el área, este proyecto se enfocará en el modelamiento geoestadístico tridimensional de esta unidad. El contacto de la Formación Mugrosa con la infrayacente Formación Esmeraldas está caracterizado por una paraconformidad (discordancia paralela sin superficie de erosión visible) (Otero, 2016).

Esta paraconformidad en la mayor parte del área es muy difícil de identificar debido a que las litologías de las dos formaciones son muy similares ([Gómez et al., 2005](#)).

7.2.8 Formación Colorado (Mioceno temprano a medio).

En general se constituye como una secuencia monótona de arcillas de color gris claro, púrpura y tonalidades rojas, en capas tabulares y cuneiformes, con estratificación inclinada subparalela y contactos ondulados. Presenta intercalaciones de cuarzo arenitas a subarcosas de grano medio en capas tabulares de espesor variable con estratificación cruzada. Hacia la base de la unidad se presentan los más importantes desarrollos de areniscas, los cuales se depositaron en un ambiente fluvial de ríos meandriformes y son rocas almacenadoras y productoras de aceite en el área ([Gómez et al., 2005](#)).

La Formación Colorado descansa concordante sobre la Formación Mugrosa. Al límite superior la Formación Colorado infrayace al Grupo Real de manera discordante. Es una sucesión estrato creciente con facies que permiten predecir abanicos aluviales canaliformes (ríos trenzados) ([Gómez et al., 2005](#)).

7.3 Marco estructural

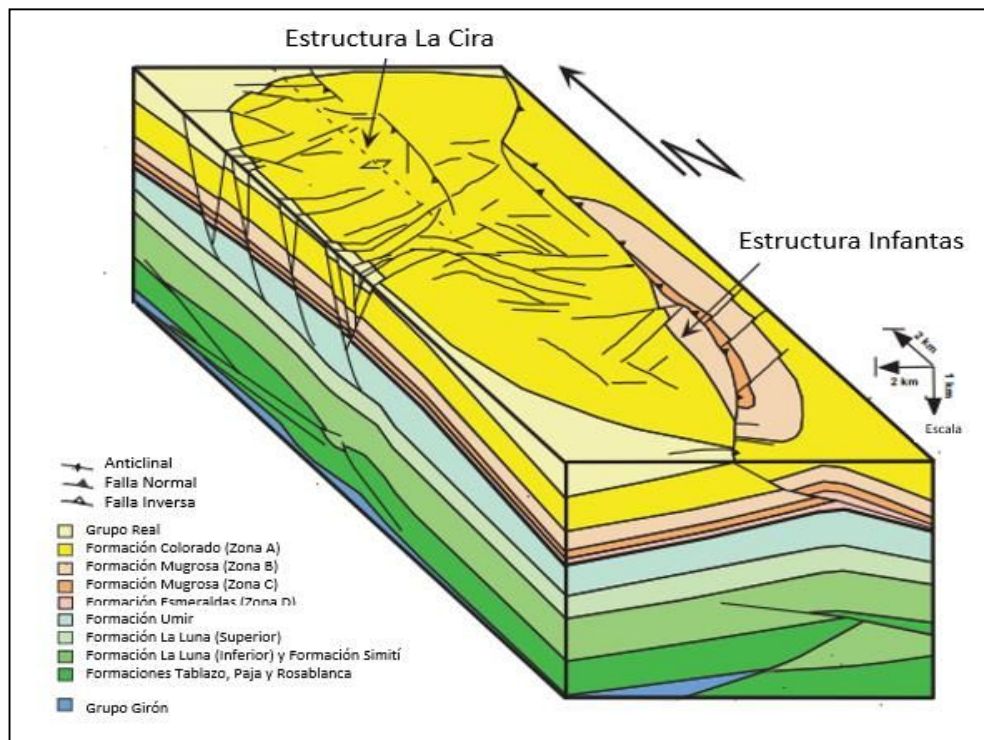
La Cuenca del Valle Medio del Magdalena es una cuenca sedimentaria asimétrica caracterizada por una evolución geológica compleja. Su evolución geológica es compuesta por una serie de distintas etapas de desarrollo tectónico: el Valle Medio del Magdalena evolucionó como una cuenca aulocógena en el Triásico al Jurásico ([Gutiérrez, 2001](#)).

Esta cuenca se interpretó como una cuenca de margen pasivo en el Cretácico al Paleoceno y como una cuenca de antepaís con vergencia este durante el Eoceno al Oligoceno. Desde el Mioceno ha sido interpretada como una cuenca intermontana (Madero *et al.*, 2010).

Respecto a las formaciones de interés del Campo, estas, se caracterizan por estructuras de esfuerzos compresivos. Además, las rocas del pre-Cretáceo hasta el Cenozoico están deformadas, dando origen a pliegues altamente fallados como se indica en la **Figura 7**. Las dos estructuras principales en el campo son: Anticlinal de La Cira y el Anticlinal de Infantas representado en la **Figura 8** (Sarmiento *et al.*, 2015).

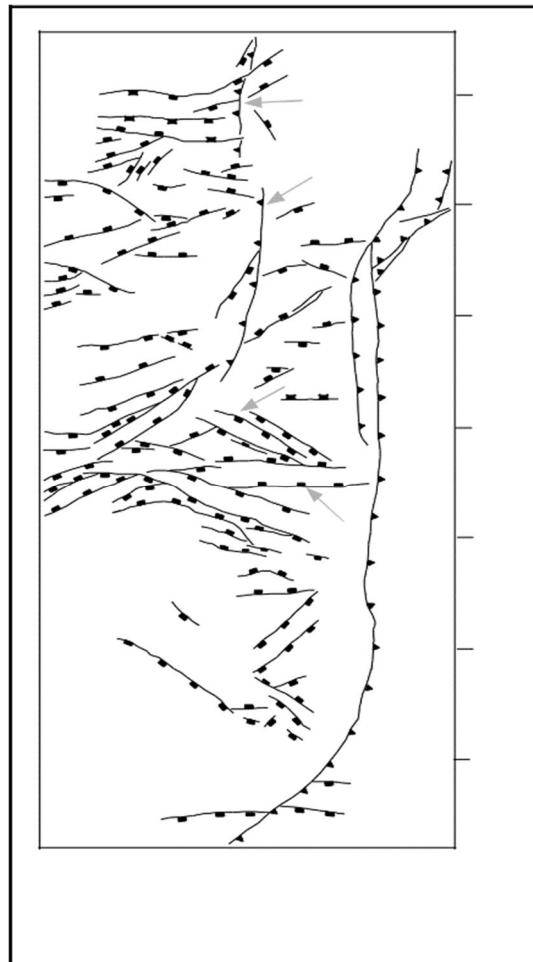
En estas dos estructuras está presente la discordancia regional llamada “Discordancia del Valle Medio del Magdalena” o “Discordancia del Eoceno” (Sarmiento *et al.*, 2015).

Figura 7: Bloque diagrama que representa el campo La Cira-Infantas muestra la distribución de las formaciones y la configuración estructural, siendo las dos principales: Estructura La Cira y Estructura Infantas.



Tomado y modificado de Gutiérrez, (2001).

Figura 8: Patrones estructurales del campo La Cira-Infantas, las fallas principales del campo son de tipo inversa, encontradas en sentido N-S, fallas normales con orientación S-W.



Tomado de [Gutiérrez \(2001\)](#).

7.3.1 Anticlinal La Cira.

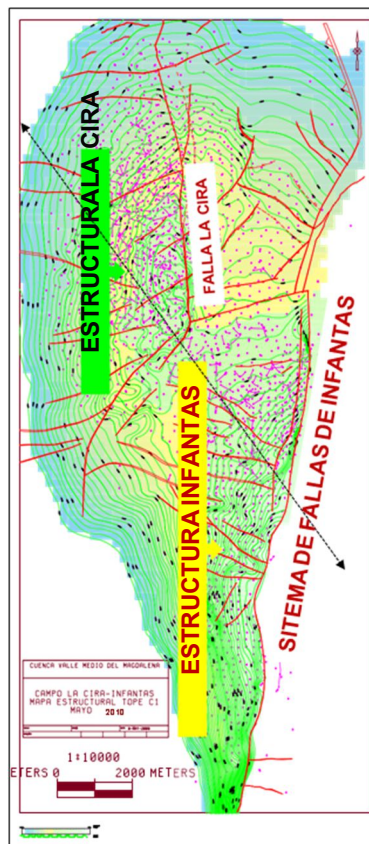
El anticlinal La Cira es un pliegue asimétrico que tiene un *plunge* que va de norte a sur. El eje está orientado aproximadamente de norte a sur y es paralelo a la falla de La Cira. Esta falla rompe el pliegue en el flanco oriental y forma con el sistema de fallas de Infantas una flexión negativa muy suave en el medio. Este anticlinal está compartimentado por varias fallas normales, generalmente concentradas en el flanco occidental. Por el contrario, el sinclinal oriental solo tiene fallas leves ([Gutiérrez, 2001](#); [Chaparro & Ordoñez, 2019](#)).

7.3.2 Anticlinal Infantas.

El anticlinal de Infantas tiene una forma estrecha y alargada cuyo eje también tiende de norte a sur. Esta antifforma se encuentra fracturada en su línea de cresta por el sistema de fallas de Infantas, provocando el levantamiento que muestra altos estructurales representados en la **Figura 9**, y erosión parcial del flanco este. Un flanco oeste bien conservado está deformado por fallas normales ([Gutiérrez, 2001](#)).

El Sistema de Fallas de Infantas es el principal límite estructural oriental del campo petrolero, jugando un papel importante en la generación de la trampa del campo ([González et al., 2003](#)).

Figura 9: Mapa estructural Tope Zona-A del campo La Cira-Infantas, con los nombres de las principales estructuras presentes.

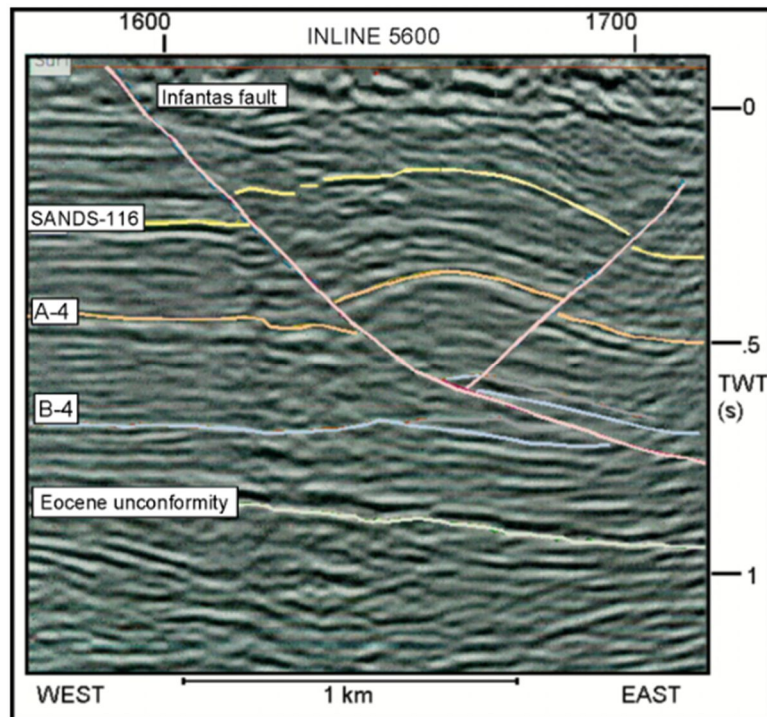


Tomado de [Rojas \(2011\)](#).

7.3.3 Sistema De Fallas De Infantas.

El sistema de fallas de Infantas (**Figura 10**), está compuesto por un conjunto de fallas inversas de bajo ángulo y vergencia, las cuales se extienden generalmente desde un sentido norte a sur hasta los N30°E. La exposición de la superficie de su plano de falla, crea un lineamiento topográfico nítido, que se correlaciona muy bien con la expresión sísmica del sistema de fallas a lo largo del levantamiento sísmico. El desplazamiento a lo largo de este sistema, como se deduce de la interpretación sísmica detallada y el mapeo geológico de superficie, disminuye claramente de sur a norte en el área cubierta por los datos sísmicos. Antiguas interpretaciones geológicas ([Morales, 1958](#); [Irving, 1971](#); [Mojica & Franco, 1990](#)) muestran que el sistema Infantas falla en los sedimentos del Cretácico.

Figura 10: Inline 5600 que muestra la expresión sísmica vertical del cabalgamiento de Infantas en el flanco oriental del anticlinal de La Cira.

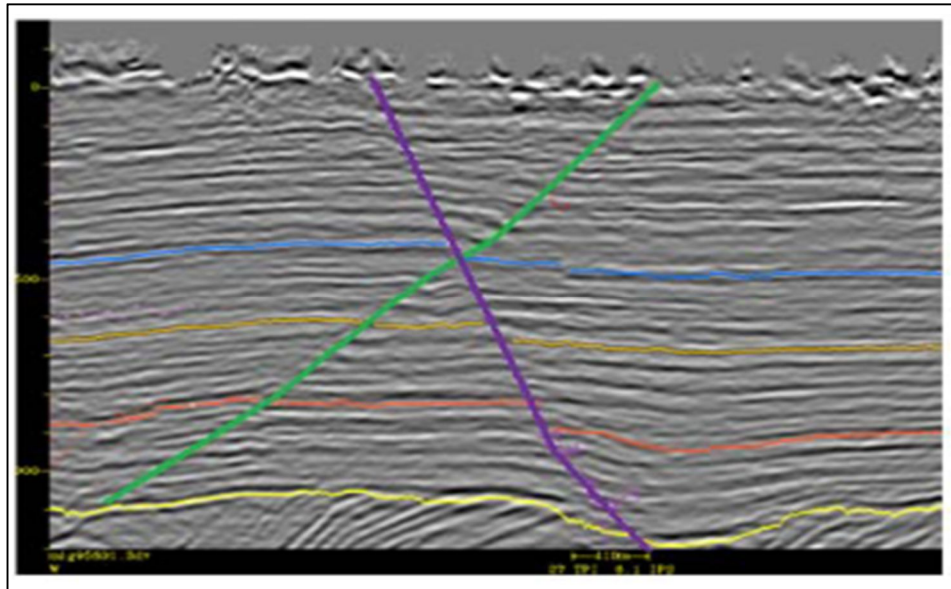


Tomado de [Gutiérrez \(2001\)](#).

7.3.4 Falla La Cira.

La falla La Cira identificada en la **Figura 11** es una falla inversa de alto ángulo con vergencia oeste y un azimut norte-sur. La falla se ubica en la zona central del anticlinal La Cira, mostrando una exposición superficial. El plano de falla corta toda la secuencia del Terciario, llegando a la discordancia del Eoceno. Sin embargo, la falla no afecta drásticamente los depósitos del Cretácico ([Gutiérrez, 2001](#)).

Figura 11: Expresión sísmica de la Falla La Cira (Color verde), cortada por una falla normal (Color morado).

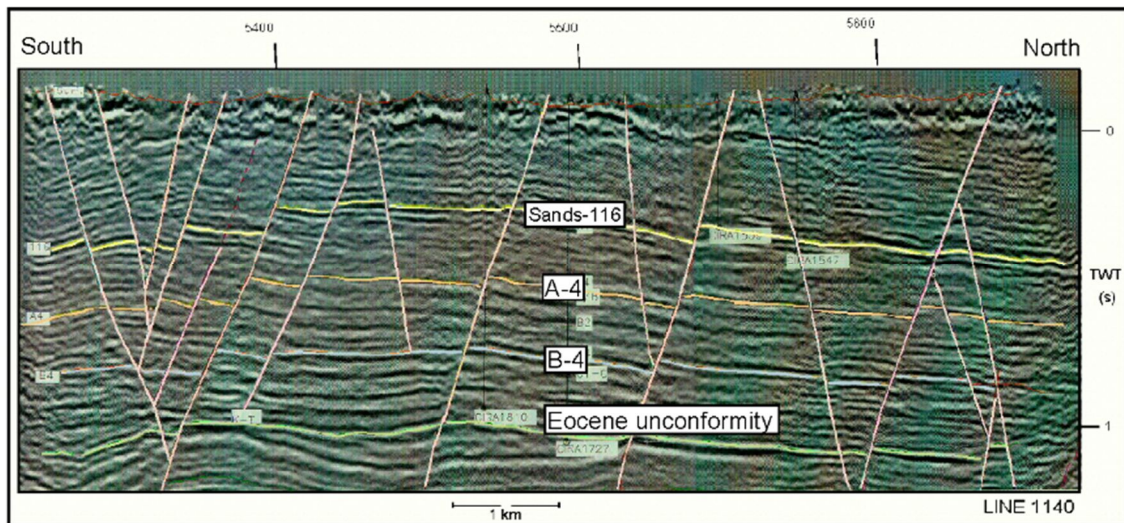


Tomado de [Gutiérrez \(2001\)](#).

7.3.5 Fallas Normales

Los anticlinales de La Cira e Infantas representados en la **Figura 12** están compartimentados por muchas fallas normales en un conjunto de bloques de reservorio. Sobre la base del patrón normal de fallas en la vista en planta, se identificaron dos conjuntos diferentes y claros: un conjunto longitudinal y un conjunto oblicuo de fallas ([Gutiérrez, 2001](#)).

Figura 12: Imagen que representa la expresión sísmica vertical de las fallas normales en el flanco occidental del anticlinal La Cira, tendencia principal sentido Noreste.



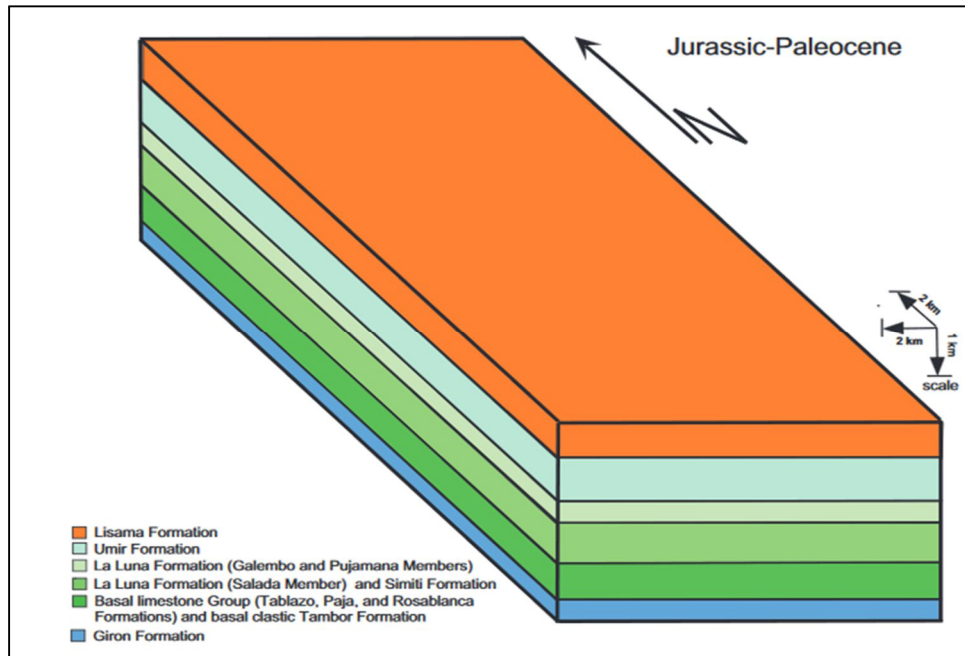
Tomado de [Gutiérrez \(2001\)](#).

7.3.6 Evolución tectónica

La evolución tectónica del campo La Cira-Infantas se encuentra resumida en la secuencia de figuras: **Figura 13**, **Figura 14**, **Figura 15**, **Figura 16** y **Figura 17**. Iniciando en el cambio de dirección del movimiento presente en la placa de Nazca, la cual durante el final del Cretácico se movía en dirección NW (paralela a la línea de costa) y desde los 49 Ma cambia su dirección de movimiento a una subducción prominente con respecto a la placa suramericana. Este cambio se origina al producirse el rompimiento de la PaleoPlaca de Farallón, dentro de la cual formaba parte la placa de Nazca ([Gutiérrez, 2001](#)).

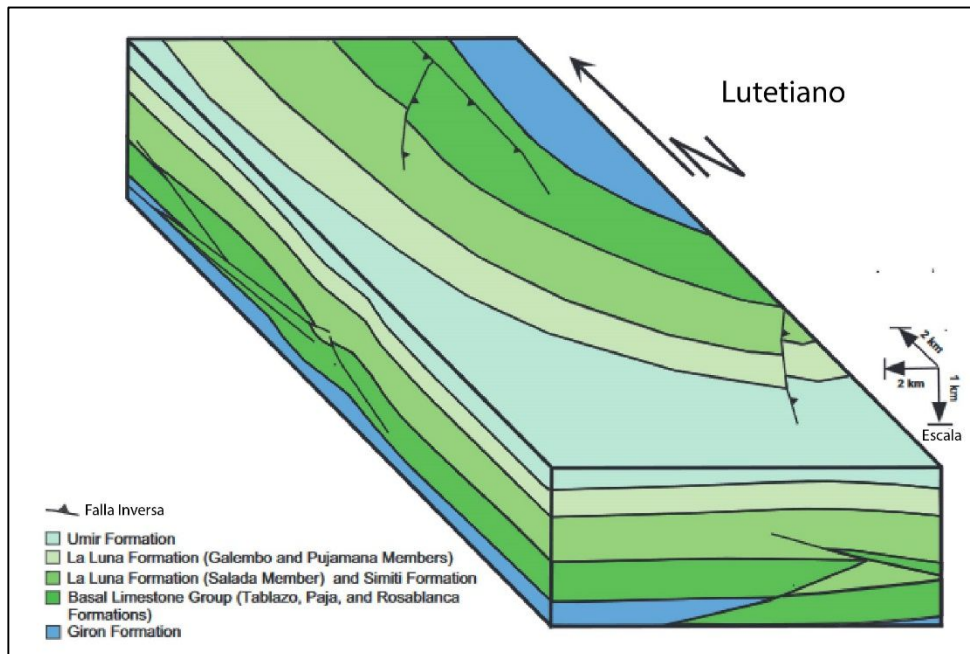
En el periodo de deformación del Eoceno se generó una serie de estructuras compresionales. El cual incluye las principales antiformas y características secundarias (corrimientos y pliegues menores) identificadas debajo de la discordancia del Eoceno en el área de La Cira-Infantas ([Sarmiento et al., 2015](#)).

Figura 13: Bloque diagrama en el área de La Cira-Infantas durante el Mesozoico al Paleógeno, depositación original horizontal.



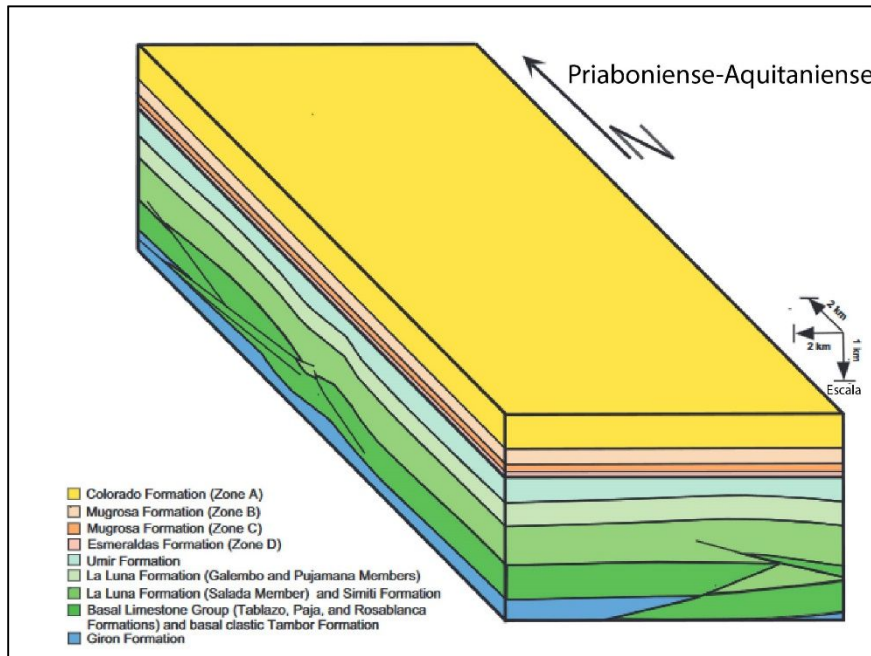
Tomado y modificado de [Gutiérrez \(2001\)](#).

Figura 14: Bloque diagrama en el área de La Cira-Infantas durante el Lutetiano. El levantamiento de la Cordillera Central, formación de las fallas principales del campo de tipo inversa.



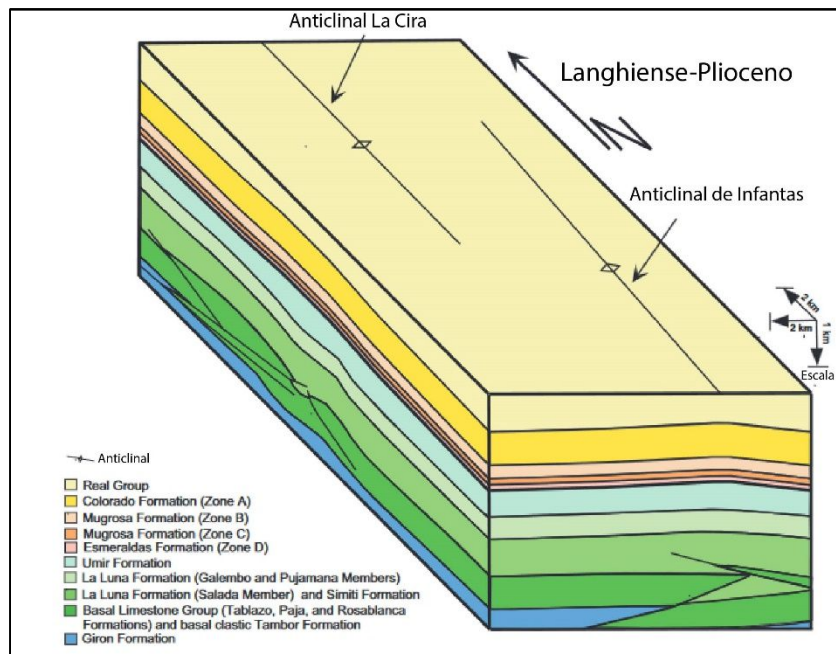
Tomado y modificado de [Gutiérrez \(2001\)](#).

Figura 15: Bloque diagrama en el área de La Cira-Infantas durante el Priaboniense al Aquitaniense, la secuencia cretácica plegada, fallada y erosionada está cubierta por una sucesión de depósitos continentales.



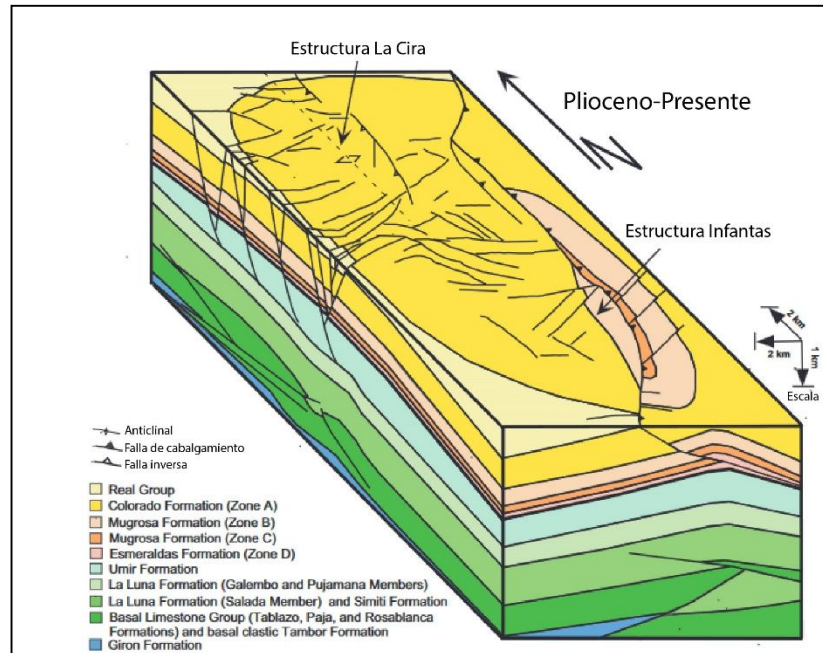
Tomado y modificado de [Gutiérrez \(2001\)](#).

Figura 16: Bloque diagrama en el área de La Cira-Infantas durante el Langhiense al Plioceno, sistema de fallas Santa Marta-Bucaramanga genera levantamiento de la cordillera oriental, formación y alineamiento de los anticlinales.



Tomado y modificado de [Gutiérrez \(2001\)](#).

Figura 17: Bloque diagrama en el área de La Cira-Infantas durante el Plioceno al presente, el sistema de cabalgamiento regional de Infantas se desarrolló en este momento provocando el levantamiento, fallamiento y erosión parcial del flanco oriental del anticlinal de Infantas preexistente, formación de fallas normales perpendiculares a las fallas inversas.



Tomado y modificado de [Gutiérrez \(2001\)](#).

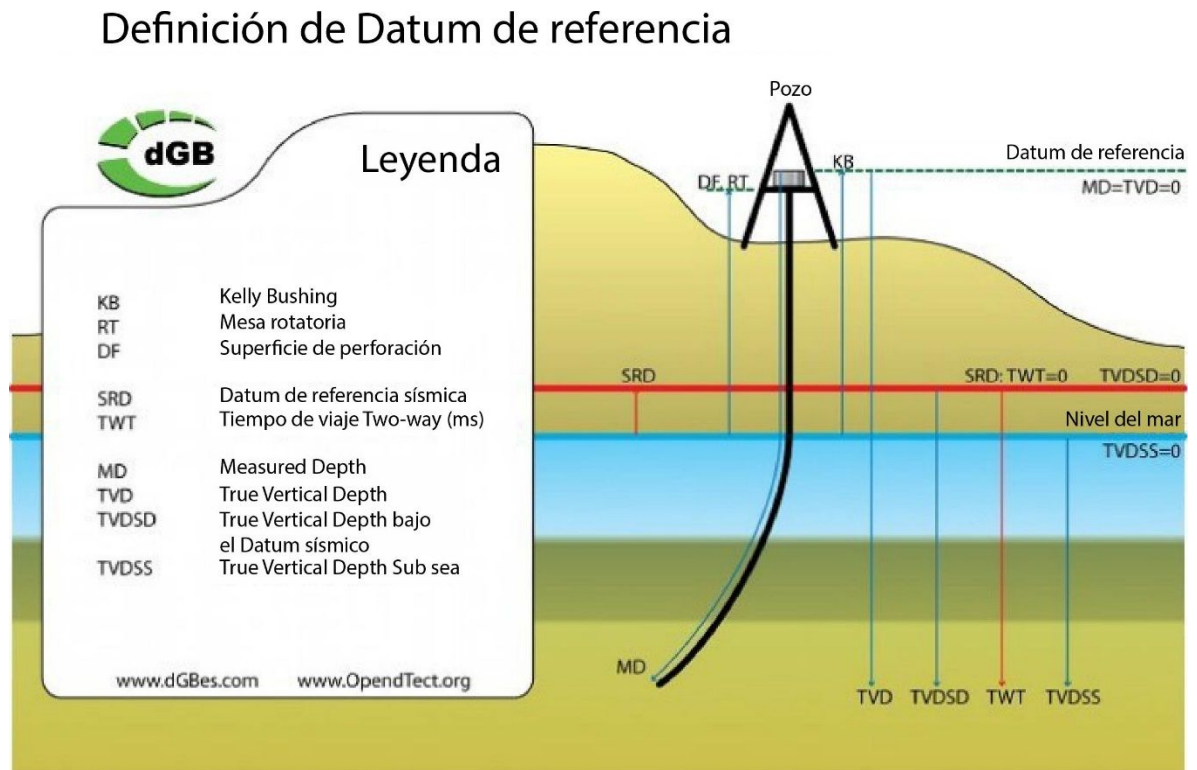
8. MARCO DE REFERENCIA

8.1 Nomenclatura de profundidad de pozo

La profundidad de un pozo es una medida utilizada en el sector *oil and gas*, para hacer referencia a un punto del pozo, el cual es medido desde una línea de referencia o elevación ([Dailey, 1977](#); [Inglis, 1987](#); [ElGizawy et al., 2017](#)).

Existen varias referencias de profundidad mostradas en la **Figura 18** utilizadas en los registros de pozos para indicar una posición a lo largo del pozo. A continuación, se realiza un resumen de las distintas profundidades utilizadas en el proyecto que son medidas fundamentales para el desarrollo y finalización de un pozo ([ElGizawy et al., 2017](#)).

Figura 18: Esquema que representa los diferentes tipos de profundidades y definición de *datums* de referencias en pozo.



Tomado y modificado de [Engheim \(2018\)](#).

8.1.1 MD (Measured Depth)

La longitud del pozo, como si estuviera determinada por una vara de medir. Esta medida difiere de la verdadera profundidad vertical del pozo en todos los pozos, excepto en los verticales. Dado que el pozo no se puede medir físicamente de punta a punta, las longitudes de las uniones individuales de la tubería de perforación, los collares de perforación y otros elementos de la sarta de perforación se miden con una cinta métrica de acero y se suman ([ElGizawy et al., 2017](#)).

8.1.2 TVD (Total Vertical Depth)

La distancia vertical desde un punto en el pozo (generalmente la profundidad actual o final) hasta un punto en la superficie, generalmente la elevación del casquillo rotativo *Kelly*. Esta es una de las dos medidas principales de profundidad utilizadas por los perforadores, la otra es la profundidad medida. Esta profundidad es importante para determinar las presiones de fondo de pozo, que son causadas en parte por la carga hidrostática del fluido en el pozo. Para este cálculo, la profundidad medida es irrelevante y se debe usar TVD (Sawyer & Lieuallen-Dulama, 1998; ElGizawy *et al.*, 2017).

8.1.3 TVDSS (Total Vertical Depth Subsea)

TVDSS es la distancia vertical entre el fondo del pozo y el nivel medio del mar. La profundidad submarina es la longitud de la sarta de perforación medida desde el nivel medio del mar, hasta el fondo del pozo. TVDSS se calcula a partir de la profundidad submarina, pero se corrige para tener en cuenta el efecto acumulativo de los ángulos de declinación en cada segmento del pozo (calculado a partir de estudios de desviación efectuados a intervalos establecidos (Hauge, 1981; ElGizawy *et al.*, 2017)).

8.1.4 TD (Total Depth)

Longitud total del pozo perforado, dada como una profundidad medida, en pies o metros tomados desde un punto de referencia, generalmente el *Kelly bushing*. Dado como la profundidad del perforador y como la profundidad del registrador de cable (Hauge, 1981; ElGizawy *et al.*, 2017).

8.1.5 KB (Kelly Bushing)

Un adaptador que sirve para conectar la mesa giratoria al *kelly*. El *Kelly bushing* tiene un perfil de diámetro interior que coincide con el del *Kelly*, generalmente cuadrado o hexagonal. Está conectado a la mesa giratoria mediante cuatro grandes pasadores de acero que encajan en los orificios correspondientes de la mesa giratoria (Tullos & Woods, 1991).

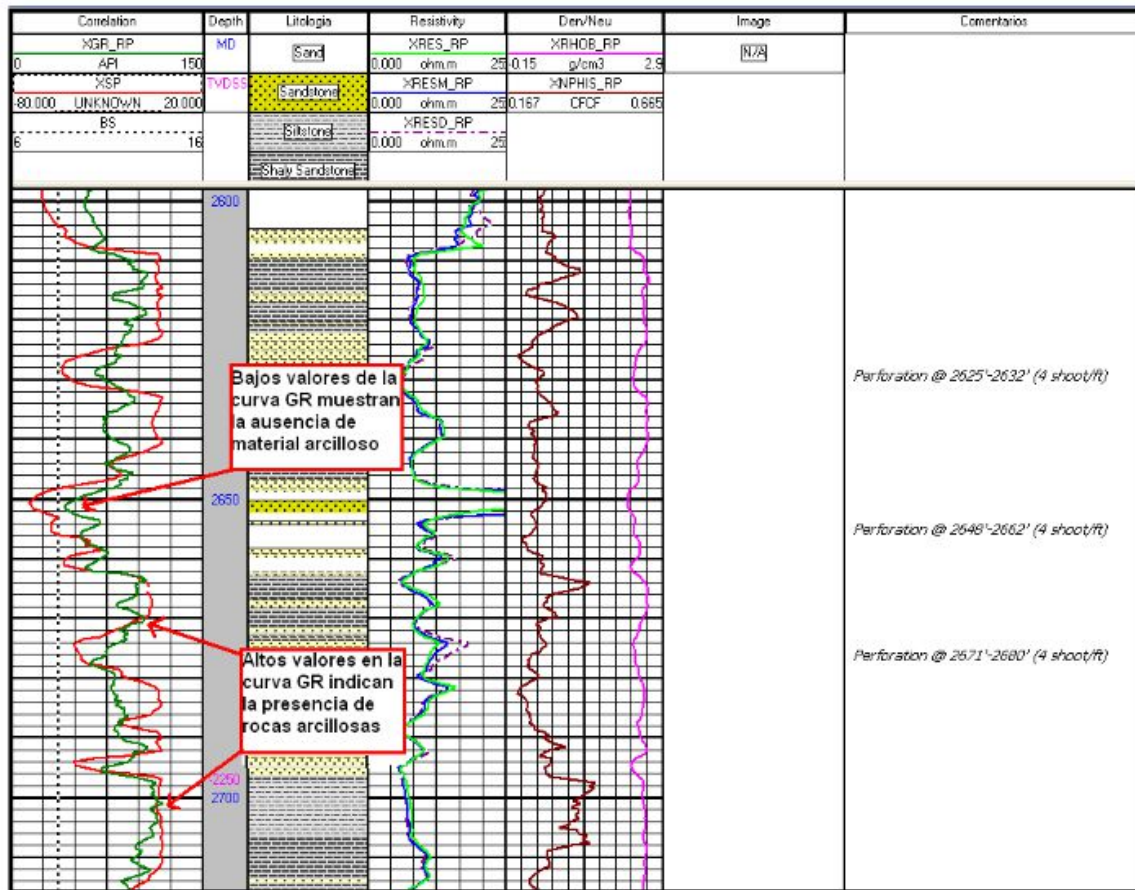
8.2 Generalidades de los registros de pozos

Los registros de pozo son herramientas utilizadas para conocer las características litológicas, límites de la formación, correlación estratigráfica y el estado actual del pozo.

8.2.1 Gamma Ray

Mide la radioactividad de la formación y evaluación de los minerales radiactivos como el uranio, torio y potasio. Este registro es utilizado para identificar los tipos de litologías presentes, permite marcar los topes de las diferentes unidades a través de la identificación de los ciclos estratigráficos. Por medio del reconocimiento de las diferentes formas de este registro se puede establecer las electrofacies que tiene como objetivo, la interpretación del tipo de subambiente que se encuentra a una profundidad establecida, su interpretación se observa en la **Figura 19** (Russell, 1944; Wahl, 1983; Bigelow, 1992).

Figura 19: Comportamiento de la curva Gamma Ray frente a rocas con ausencia o contenido de arcilla, medido por valores de uranio, torio y potasio.



Tomado de Solano (2011).

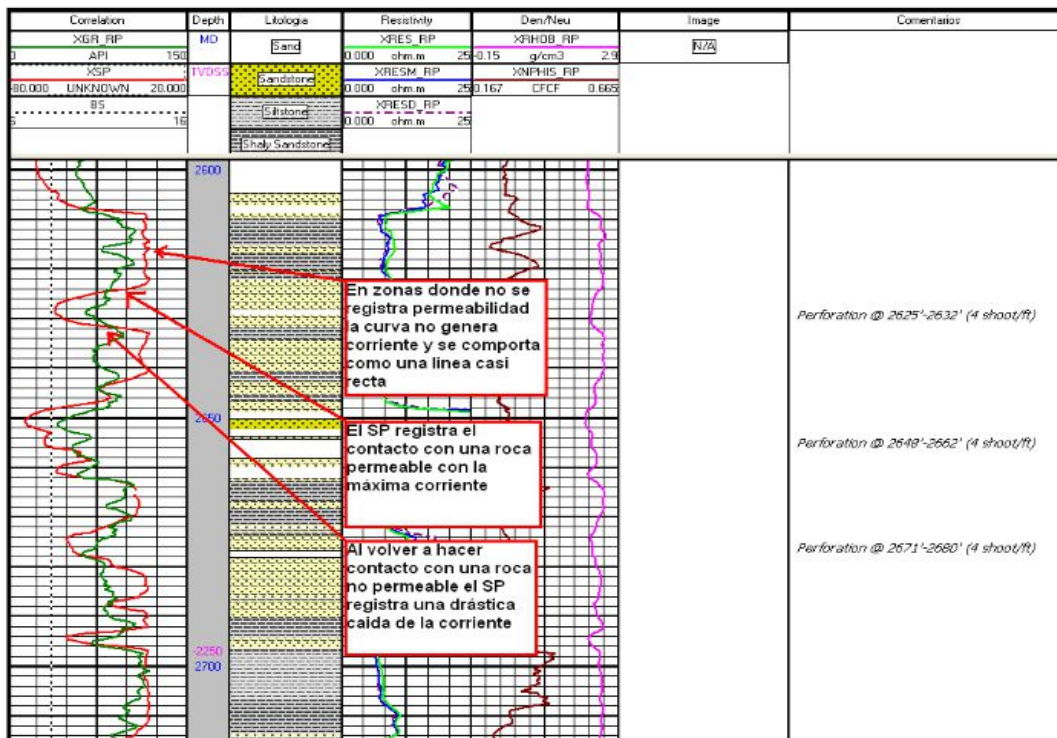
8.2.2 Potencial Espontaneo

Mide la diferencia de potencial eléctrico entre dos electrodos, uno de ellos conectado a tierra y el otro en la sonda que es la herramienta de registro. Este registro se utiliza para identificar litologías presentes y tipos de fluido representado en la **Figura 20** (Briseño & León, 1993).

La curva de Potencial Espontaneo es un registro en función de la profundidad, de la diferencia entre el potencial de un electrodo móvil en el pozo y el potencial fijo de un electrodo en superficie. La unidad utilizada es el milivoltio (Briseño & León, 1993).

Para la detección de formaciones impermeables como las lutitas, las lecturas de la curva SP son relativamente constantes, forma una línea recta que es denominada línea base de las lutitas. Cuando se observan deflexiones en la curva ya sea hacia a la izquierda o hacia la derecha estas lecturas identifican las arenas. Respecto al tipo de fluido la deflexión hacia la izquierda indica aceite y a la derecha indica agua. Adicionalmente, permite identificar el tipo de lodo utilizado al momento de la perforación, ya que este registro no puede ser utilizado en lodos no conductivos (Wyllie, 1949; Pied & Poupon, 1966; Briseño & León, 1993).

Figura 20: Comportamiento de la curva SP frente a rocas con alta permeabilidad y no permeables, muestra de la línea base de las arcillas en curva SP.

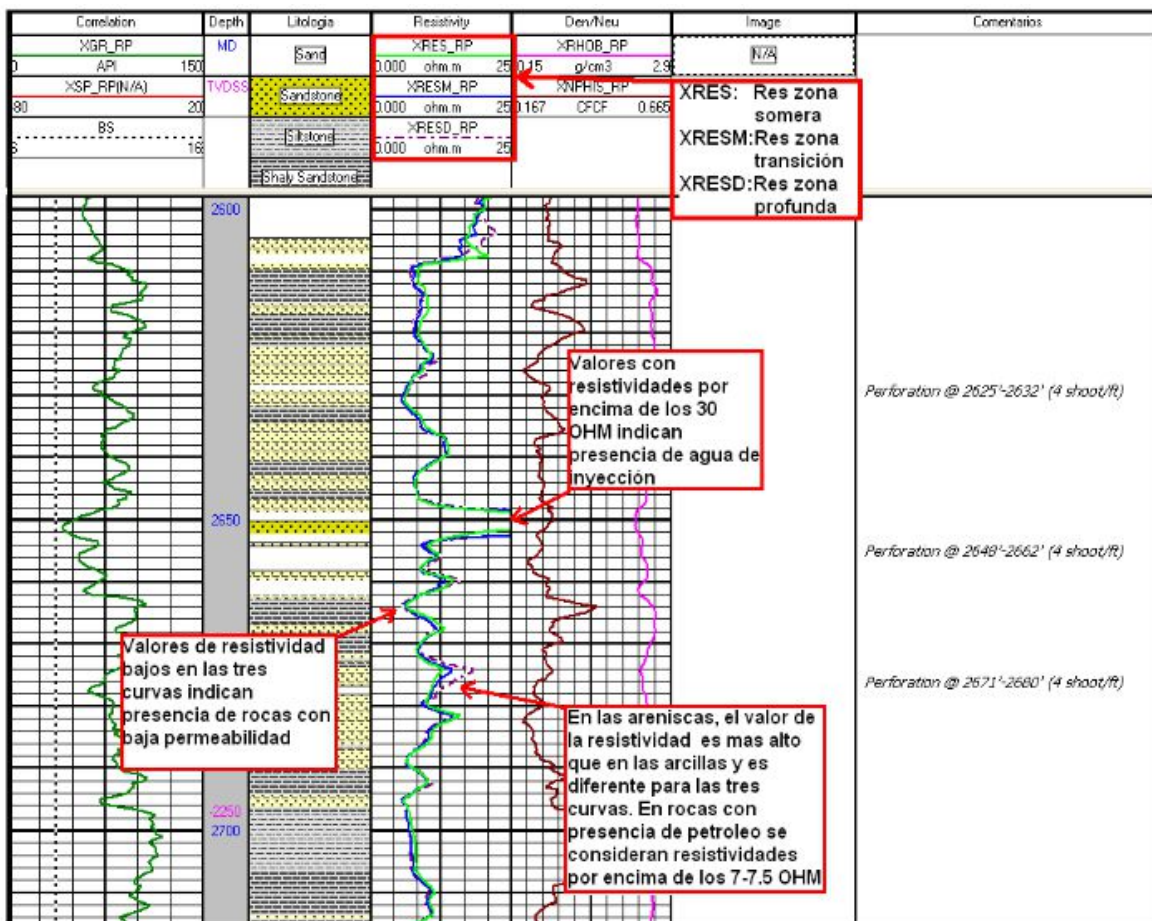


Tomado de Solano (2011).

8.2.3 Resistivo

Este registro se utiliza con el fin de conocer la resistividad en el subsuelo, la cual disminuye con el aumento de contenido de humedad y componentes minerales de las rocas. Se utiliza para el cálculo de saturación de agua del reservorio de formación, conductividad eléctrica o resistividad de los materiales. Este registro es utilizado para la identificación del tipo de fluido presente a cierta profundidad. También permite analizar donde se encuentra el contacto agua-aceite y la identificación del tipo de litología, su comportamiento se representa en la **Figura 21** (Schlumberger, 1970; Woodhouse, 1978).

Figura 21: Comportamiento de las curvas de resistividad ante un tipo de formación y la saturación de fluidos dentro de la roca para ver tipos de fluidos presentes.

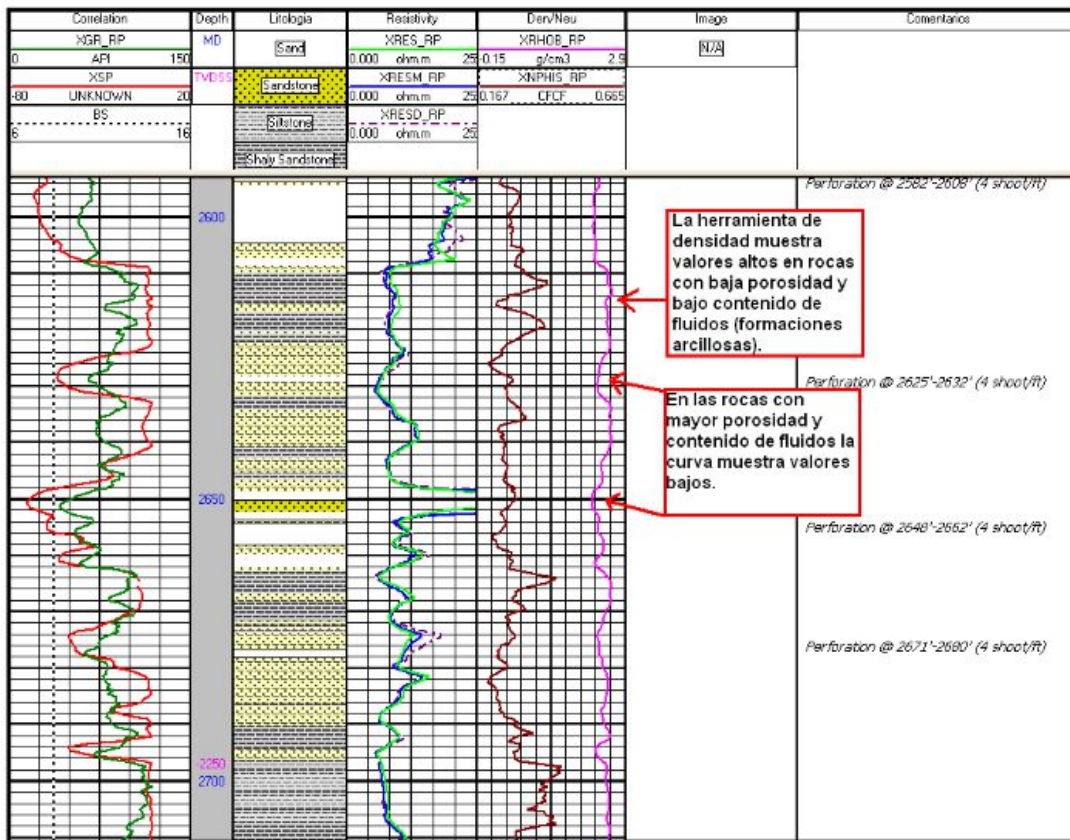


Tomado de Solano (2011).

8.2.4 Densidad

El registro de densidad se basa en la dispersión de rayos gamma en función de la densidad aparente de la matriz irradiada. La densidad aparente es la densidad total de la matriz y los fluidos (agua, petróleo, gas) dentro de los poros. Este registro mide la densidad *bulk* de la formación por medio de una herramienta que emite una onda radioactiva de rayos gamma. También mide la densidad de la roca, porosidad, litología de la formación y fluidos representado en la **Figura 22**. Se utiliza en conjunto con el registro de Neutrón para la identificación de zonas asociadas a gas (Gluyas & Swarbrick, 2004; Tiab & Donaldson, 2015).

Figura 22: Comportamiento de la curva de densidad frente a rocas con alta-baja porosidad y contenido de fluidos.

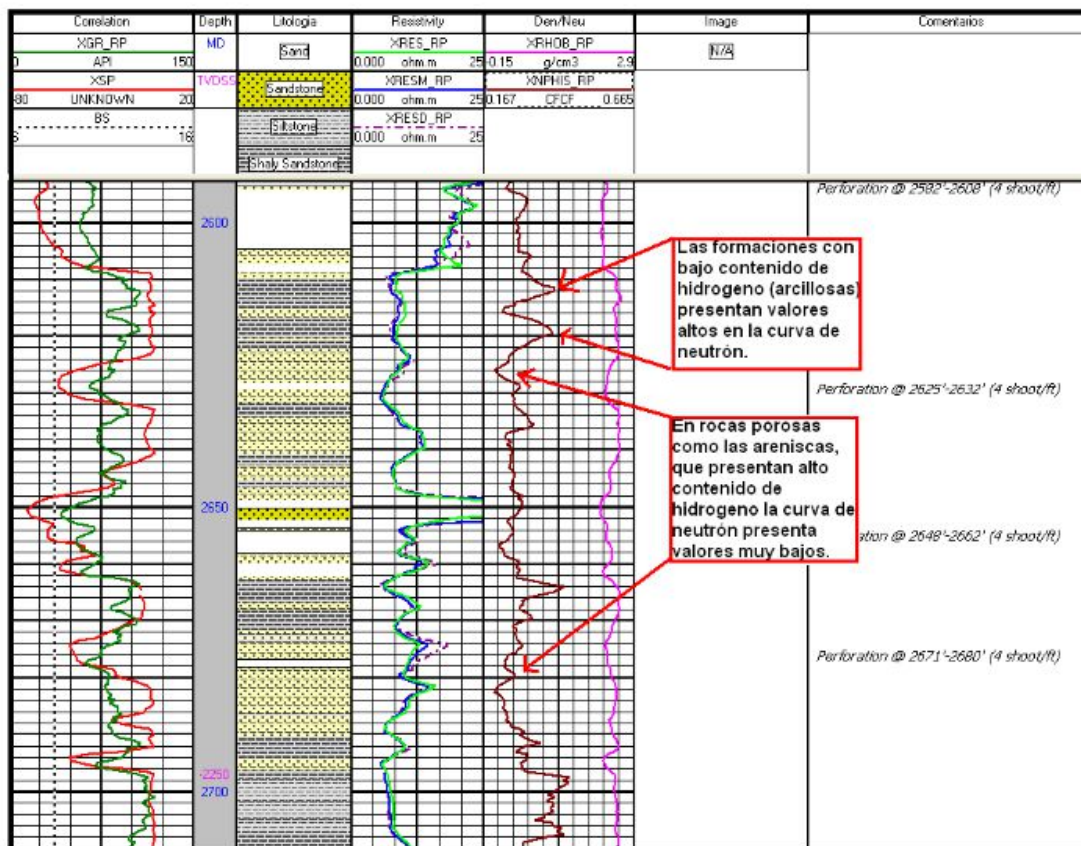


Tomado de Solano (2011).

8.2.5 Neutrón

La herramienta opera bombardeando la formación con neutrones de alta energía. Estos neutrones se dispersan en la formación, pierden energía y producen rayos gamma de alta energía. Las reacciones de dispersión ocurren más eficientemente con átomos de hidrógeno. Los neutrones de baja energía resultantes o los rayos gamma pueden detectarse y su la tasa de conteo está relacionada con la cantidad de átomos de hidrógeno en la formación. Es utilizada para identificar litologías, tipo de fluidos y se usa en conjunto con el registro de Densidad para la identificación de zonas asociadas a gas, su interpretación se representa en la **Figura 23** (Dahlberg, 1989; Wiley & Pachett, 1990; Tiab & Donaldson, 2015).

Figura 23: Comportamiento de la curva neutrón frente a rocas con alta y baja porosidad, dependiendo de los diferentes niveles de hidrogeno.



Tomado de Solano (2011).

8.3 Estratigrafía de secuencias

Es el estudio de las relaciones de las rocas dentro de un marco cronoestratigráfico de estratos repetitivos genéticamente relacionados. Delimitados por superficies de erosión o no deposición, o sus discordancias correlativas. La reconstrucción paleogeográfica de cinturones de facies en momentos precisos es el objetivo del estratígrafo secuencial (Bryant, 1996; Miall, 2010; Octavian *et al.*, 2017).

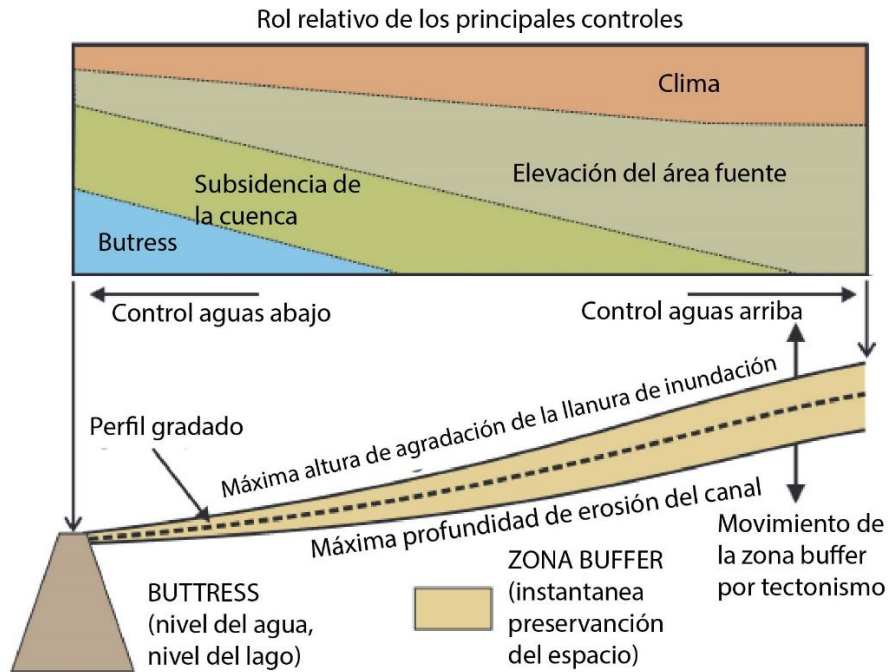
Las técnicas estratigráficas de secuencia proporcionan: (1) un método más eficaz para evaluar la continuidad del sistema de yacimiento y las direcciones de tendencia y (2) métodos mejorados para predecir el sistema de yacimiento, y las facies sello lejos del control del pozo (Octavian *et al.*, 2017).

8.3.1 Nivel base

Es una línea imaginaria por encima de la cual hay fenómenos de erosión y por debajo procesos de sedimentación. En ambientes tipo fluvial, la sedimentación ocurre dentro la zona *buffer*, la cual su límite superior abarca la máxima superficie de inundación. Permite el pleno desarrollo de las planicies de inundación y el límite inferior que erosiona la parte más profunda del sistema de canales representado en la **Figura 24** (Phillips, 2002; Holbrook *et al.*, 2006; Orme, 2007).

El nivel base en ambiente fluvial costero corresponde al nivel del mar, mientras en el fluvial continental corresponde al *buttrass* ubicado en el extremo aguas debajo de la zona de *buffer*. La sedimentación en la zona *buffer* es representada por ciclos granodecrecientes como se observa en la columna de la **Figura 25** (Phillips, 2002; Holbrook *et al.*, 2006; Orme, 2007).

Figura 24: Los controles de acomodación en ambientes no marinos. Los conceptos de *butters* y *buffer* están adaptados de Holbrook *et al.*, (2006). Hettinger *et al.*, (1993), sugirieron las funciones relativas de los principales controles de la sedimentación.



Tomado y modificado de Octavian *et al.*, (2017).

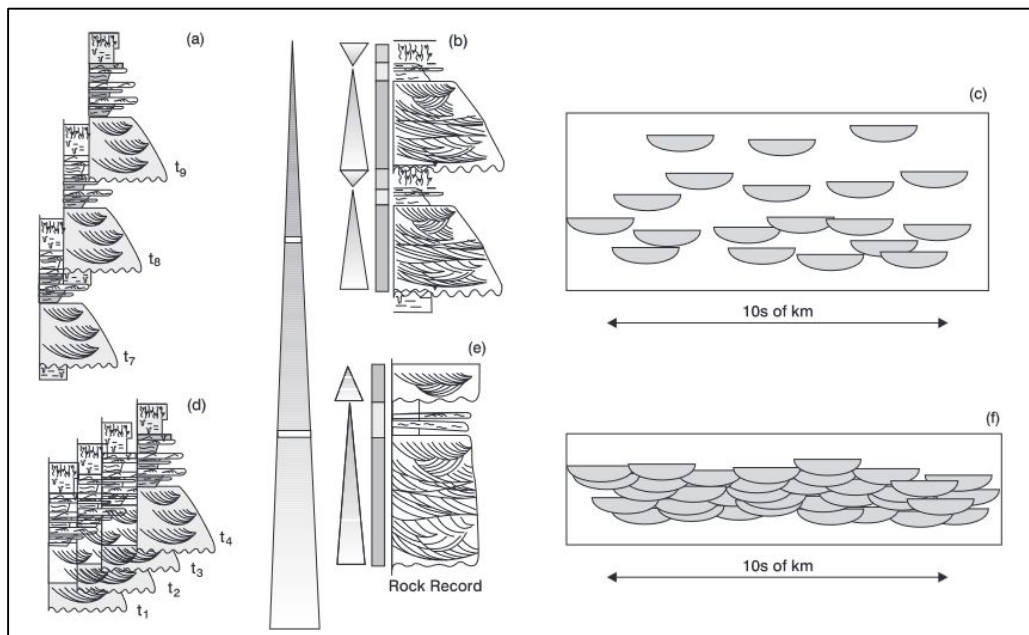
Figura 25: Descripción de la columna estratigráfica de ambiente fluvial meandriforme con sus respectivos subambientes y descripción litológica de cada uno de ellos.

RÍO MEANDRIFORME		
Secuencia de barra de meandro	Cl Si Arena Gr	Descripción
	Llanura de inundación	5. Arcillas de llanura de inundación con grietas de lodo y huellas de raíces. Aquí se pueden formar carbones. Las arenas con estratificación cruzada (planares y en artesa) son depósitos de derrame
	Barra de meandro	4. Arenas finas a limos; ondulaciones comunes. Algunas huellas de raíz.
	Canal	3. Arena media a fina; estratificación cruzada
	Llanura de inundación	2. Arena gruesa a media con estratificación cruzada, en laminaciones de alta velocidad.
	Llanura de inundación	1. Gravos (guijarros de barro por desplome de bancos) a arena media. La base del canal presenta erosión

Tomado y modificado de Octavian *et al.*, (2017).

La arquitectura de este tipo de yacimientos depende de las condiciones de acomodación y suministro de sedimentos A/S (espacio de acomodación/sedimentación) durante la sedimentación. En condiciones A/S bajas, los canales de arena generan un amalgamamiento conocido como amalgamamiento de canales que pueden llegar hasta los 5m de espesor. El desarrollo de la llanura de inundación es bajo. En condiciones de A/S mayores los canales formados se encuentran más separados, lo cual representa menor continuidad y se encuentran embebidos en una matriz lodosa, que corresponde a la mayor preservación de las llanuras de inundación plasmado en la **Figura 26**. Como la preservación relativa depende de A/S, está relación controla de igual medida los valores de porosidad y permeabilidad incluso en facies idénticas. Por lo tanto, las arenas fluviales que se desarrollan en condiciones de menor A/S tienen valores de porosidad y permeabilidad mayores que cuando se desarrollan en condiciones de A/S bajas ([Ramon & Cross, 1997](#); [Walling, 2013](#); [Miall, 2010](#)).

Figura 26: Conservación relativa de las areniscas del canal en condiciones de A/S bajas, donde se genera un amalgamamiento de canales (b) y altas donde los lentes de arenas están más separados (a).



Tomado de [Ramon & Cross \(1977\)](#).

8.3.2 Factores que controlan el perfil base

El nivel base fluctúa en la cual de manera heterogénea por factores como: la elevación del punto límite de divisoria de aguas: *watershed*. Esto, respecto al nivel relativo del mar, la distancia longitudinal entre este punto y la línea de costa, la descarga del río, la cantidad, tamaño y tipo de sedimento en suspensión que transporta el río, la forma de los canales del río, levantamiento o subsidencia en el continente, un aumento o caída del nivel del mar, cambios climáticos, cambios en el suministro de sedimentos. Adicionalmente un incremento o disminución en la distancia longitudinal a la costa. La **Figura 27** representa estas variables que controlan el perfil base y una vez estas sufren algún cambio, los ríos y tributarios respectivos se ajustan a la nueva posición del nuevo perfil base (Orme, 2007; Lidmar-Bergström *et al.*, 2013; Green *et al.*, 2013).

8.3.3 Eustasia

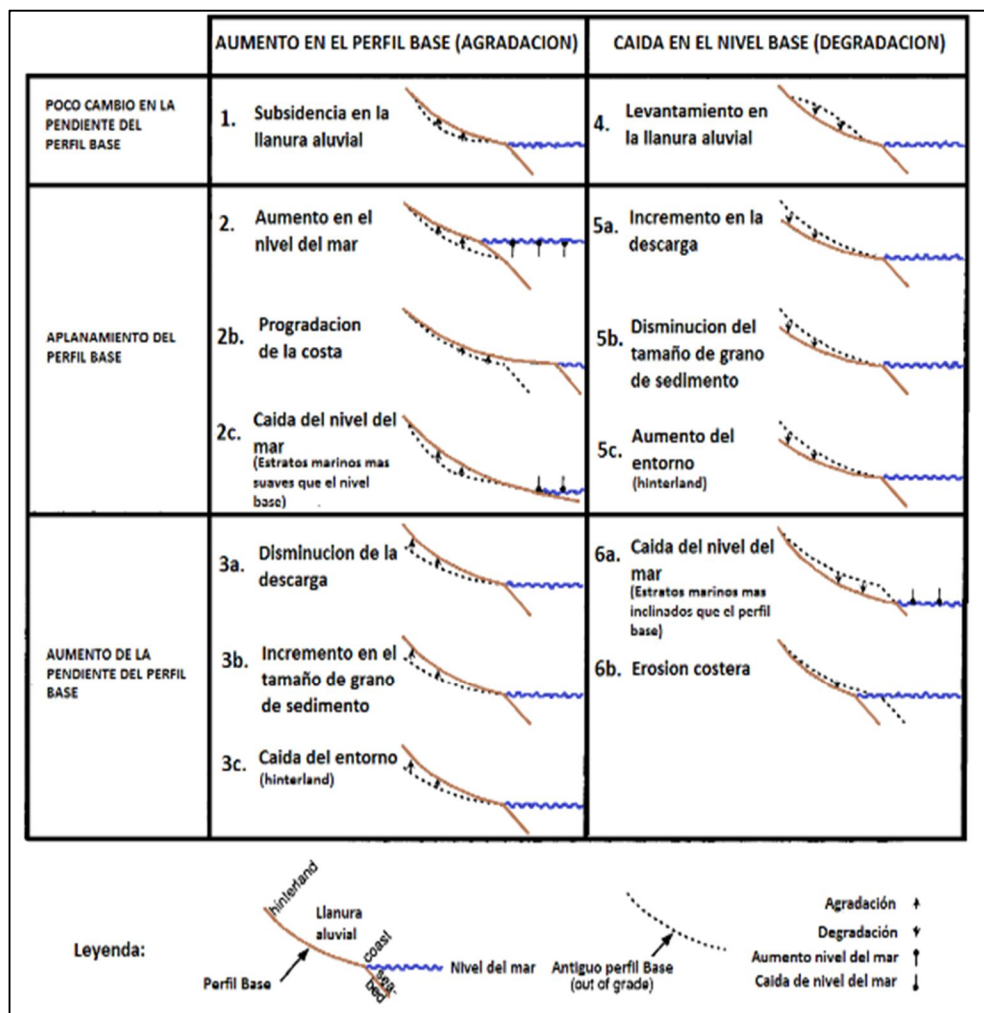
Este concepto está relacionado con los cambios del nivel del mar, la eustasia se define como un nivel mundial del mar medido entre la superficie del mar y un punto de referencia estacionario en el centro de la Tierra (Schlager, 2005).

Estas variaciones en el nivel del mar están asociadas a factores a descongelamiento y congelamiento de los polos y tectónica. Este factor pierde importancia a medida que se acerca más al continente por su área de influencia. Por lo tanto, dentro del interior de la cuenca la eustasia no resulta un factor significativo y la arquitectura fluvial será función del clima, el suministro de sedimentos y de la tectónica (Schlager, 2005; Patzkowsky & Holland, 2012).

8.3.4 Tectónica

Este factor está asociado a levantamientos o hundimiento de las cuencas por la configuración de los esfuerzos de la zona. Esto afecta el espacio de acomodación, que causa el levantamiento o hundimiento de la tierra en un lugar en particular. Esto puede ser debido al gran movimiento de tierra como los grandes terremotos que pueden causar levantamientos o procesos tectónicos pasivos como el peso producido por masas de hielo (Watts *et al.*, 1982; Butler & Grassot, 1993).

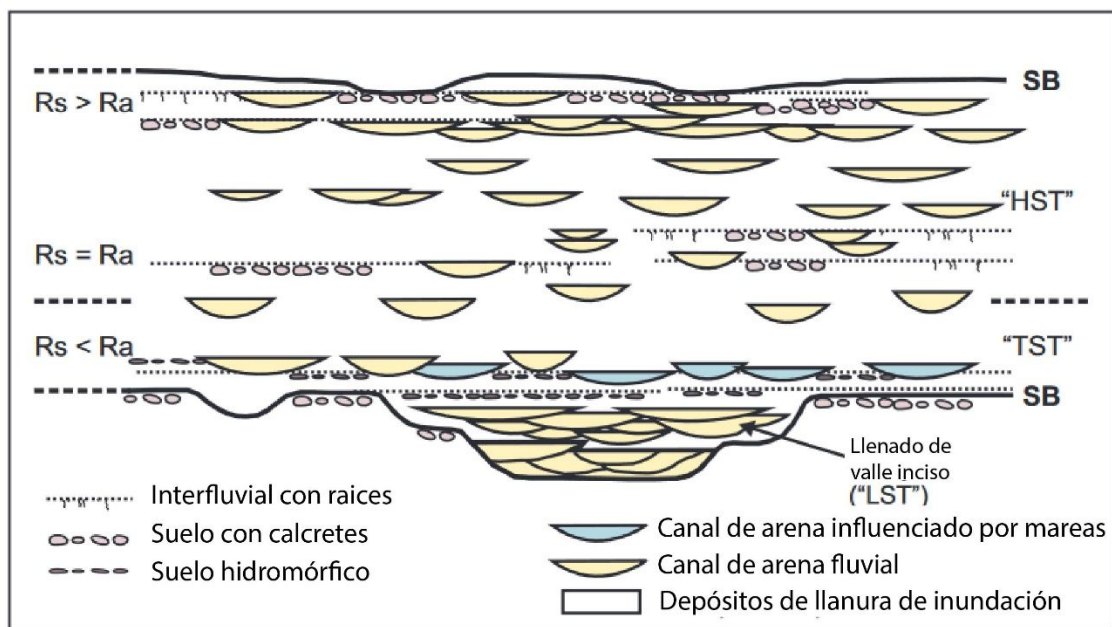
Figura 27: Factores que generan un aumento o disminución en el nivel base y como este cambia respecto a un antiguo perfil base.



Tomado de Ramon & Cross (1977).

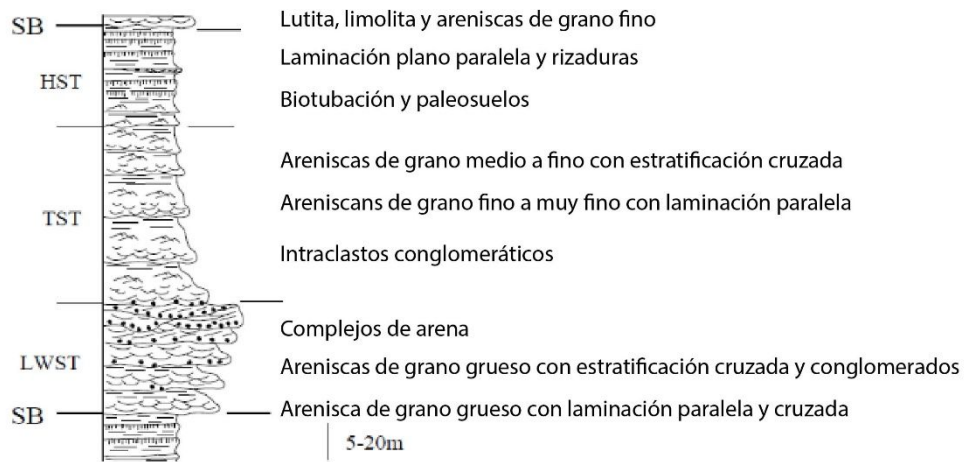
(Hettinger *et al.*, 1993), han relacionado a partir de estudios estratigráficos y sedimentológicos, una relación aproximada entre la arquitectura fluvial y la zona costera *Shoreface* como función del cambio del nivel base. La **Figura 28** muestra cambios de tasa de sedimentación. Por lo cual establece el *Highstand* cuando al final de la fase de aumento del nivel base, la tasa de la generación de acomodación se ralentiza, lo que conduce a una reducción en la capacidad de los sistemas fluviales de hacer agradación. La tasa de sedimentación es igual que la tasa de acomodación, *Transgressive* en fluvial continental esto puede ser indicado por la apariencia de la influencia marina en el típico desarrollo fluvial. La tasa de sedimentación es menor que la tasa de acomodación. *Lowstand* ocurre como llenado de valle donde la tasa de sedimentación es mayor que la tasa de acomodación, como está representado en el esquema de la **Figura 29** (Lidmar-Bergström *et al.*, 2013; Green *et al.*, 2013).

Figura 28: Modelo de secuencia para sistemas no marinos, localización de los systems tracks dependiendo de la relación entre tasa de acomodación y tasa de sedimentación.



Tomado y modificado de Wright y Marriott (1993).

Figura 29: Columna estratigráfica que representa los diferentes *systems tracks* con sus características litológicas y estructuras, muestra de *sequence boundary*.



Tomado y modificado de [Shanley et al., \(1994\)](#).

8.4 Geoestadística

Las técnicas geoestadísticas se basan en modelos estadísticos que se basan en la teoría de funciones aleatorias (o variables aleatorias) para modelar la incertidumbre asociada con la estimación y simulación espacial ([Banerjee et al., 2014](#)).

Con los datos registrados en ciertos puntos se hacen interpolaciones por medio de métodos geoestadísticos, que permitan realizar un estimado de las zonas donde aún no se tienen datos. El método geoestadístico a elegir se hace en base a los factores directos que se van a modelar. ([Banerjee et al., 2014](#), [Banerjee, 2017](#)).

La Geoestadística tiene el objetivo de proveer descripciones cuantitativas de variables naturales distribuidas en espacio o tiempo y espacio ([Banerjee, 2017](#)). A continuación, se presenta un resumen de los conceptos necesarios de estadística básica.

8.4.1 Media

Como se observa en la **Ecuación 1**, el promedio aritmético de un conjunto de mediciones es una medida de centro muy común y útil. Es frecuente que esta medida se conozca como media aritmética o simplemente media, de un conjunto de mediciones. Para distinguir entre la media para la muestra y la media para la población, usamos el símbolo χ_m . Para una media muestral y el símbolo μ para la media de una población ([Mendenhall et al., 2013](#)).

$$\chi_m = \frac{1}{\eta} \sum_{i=1}^{\eta} \chi_i \quad (1)$$

η = Número de mediciones

χ = Variable a utilizar

i = Número del ciclo inicial de la sumatoria

8.4.2 Mediana

La mediana es el valor que separa la mitad superior de la mitad inferior de una muestra de datos, una población o una distribución de probabilidad. La mediana se puede definir de la siguiente manera **Ecuación 2** y **Ecuación 3**, para un conjunto de datos x de n elementos, ordenados de menor a mayor ([García, 2004](#)).

si η es impar.

$$\chi_{(\eta+1)}/2 \quad (2)$$

si η es par

$$\frac{\chi\left(\frac{\eta}{2}\right)+\chi\left(\frac{\eta}{2}\right)+1}{2} \quad (3)$$

8.4.3 Varianza

Como se muestra en la **Ecuación 4**, la varianza es la expectativa de la desviación al cuadrado de una variable aleatoria de su media poblacional o media muestral. El uso de la varianza se da para ver cómo los números individuales se relacionan entre sí dentro de un conjunto de datos. En lugar de usar técnicas matemáticas más amplias, como ordenar los números en cuartiles. La ventaja de la varianza es que trata todas las desviaciones de la media como iguales, independientemente de su dirección. Las desviaciones al cuadrado no pueden sumar cero y dan la apariencia de que no hay variabilidad en los datos ([García, 2004](#); [Banerjee *et al.*, 2014](#); [Banerjee, 2017](#)).

$$\sigma^2 = \frac{\sum(\chi_i - \mu)^2}{\eta} \quad (4)$$

σ^2 = Varianza Poblacional

μ = Media de la población

8.4.4 Desviación estándar

Como se observa en la **Ecuación 5**, la desviación estándar/típica es una medida de la cantidad de variación o dispersión de un conjunto de valores. Una desviación estándar baja indica que los valores tienden a estar cerca de la media del conjunto, mientras que una desviación estándar alta indica que los valores se distribuyen en un rango más amplio ([Banerjee *et al.*, 2014](#), [Banerjee, 2017](#)).

$$\sigma = \sqrt{\sigma^2} \quad (5)$$

8.4.5 Error estándar

Es la desviación estándar de su distribución muestral de estadísticas muestrales, como la media o la mediana representada por la **Ecuación 6**. Cuanto menor sea el error estándar, más representativa será la muestra de la población general (Banerjee *et al.*, 2014; Banerjee, 2017).

$$SE = \frac{\sigma}{\sqrt{n}} \quad (6)$$

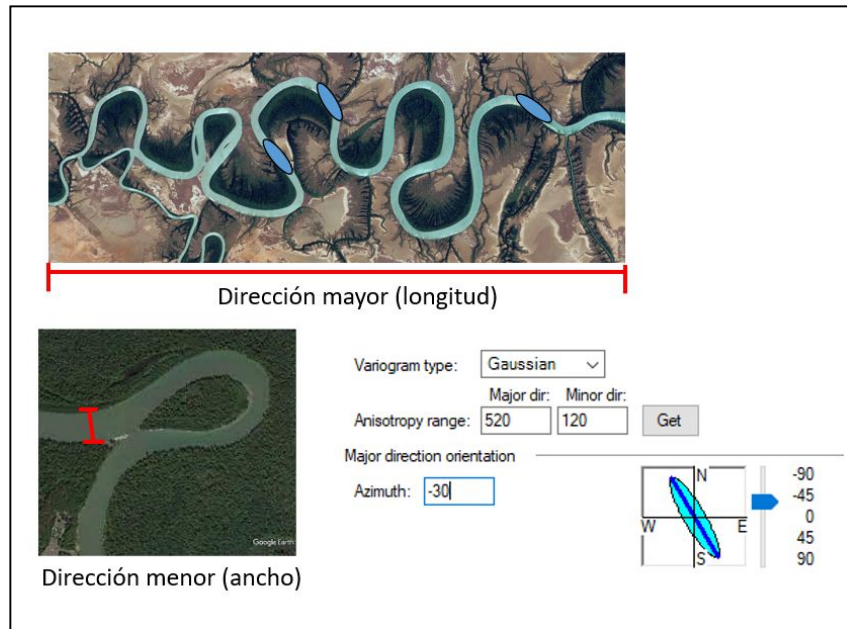
SE = Error Estándar

8.4.6 Kriging

Este método geoestadístico está basado en modelos estadísticos que incluyen la autocorrelación. Es decir, las relaciones estadísticas entre los puntos medidos, tienen la capacidad de producir una superficie de predicción y proporcionan alguna medida de certeza o precisión de las predicciones (Williams, 1998; Olea, 1999; Bayraktar & Sezer, 2005).

Kriging ajusta una función matemática a un número específico de puntos o a todos los puntos dentro de un radio especificado, para determinar el valor de salida para cada ubicación. Este método es adecuado para el uso de modelamiento de ambientes fluviales ya que tiene en cuenta factores importantes de este ambiente como lo es el largo del canal por medio de la dirección mayor. El ancho del canal por medio de la dirección menor y la influencia direccional que es registrada en el azimuth mostrada en la **Figura 30** (Williams, 1998; Banerjee, 2017; Chung *et al.*, 2019).

Figura 30: Representación de los factores modificables con el modelamiento: longitud, ancho, y dirección de preferencia de los canales.



Fuente: Tomado y modificado [Wikipedia, \(2006\)](#).

El método kriging pondera los valores medidos circundantes para calcular una predicción de una ubicación sin mediciones ([Chung et al., 2019](#)).

$$Z_{(s_0)} = \sum_{i=1}^{\eta} \lambda_i Z_{(s_i)} \quad (7)$$

$Z_{(s_i)}$ = El valor medido en la ubicación n.º i

λ_i = Un peso desconocido para el valor medido en la ubicación n.º i

S_0 = La ubicación de la predicción

η = El número de valores medidos

8.4.7 Crear un mapa de la superficie de predicción con el método kriging

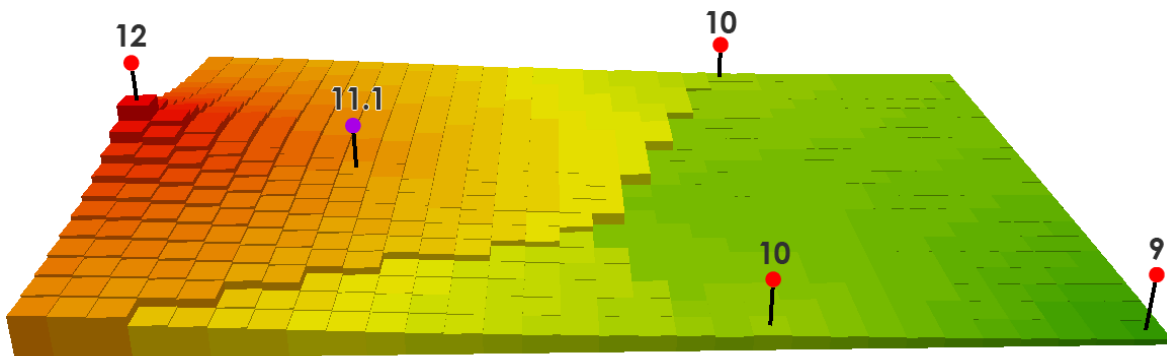
Para llevar a cabo una predicción con el método de interpolación de kriging, es necesario realizar dos tareas:

- Descubrir las reglas de dependencia.
- Realizar las predicciones.

El algoritmo de interpolación convergente en Petrel representa de manera más realista la complejidad geológica de las unidades estratigráficas comparados con otros softwares como Arcgis o Modeler (Lin, 2010).

La fórmula implica calcular la diferencia cuadrada entre los valores de las ubicaciones asociadas (Chung *et al.*, 2019). Como se muestra en la **Figura 31** se tiene la asociación de un punto (en color rojo) con todas las demás ubicaciones medidas. Este proceso continúa con cada punto medido (GISGeoprahy, 2022).

Figura 31: Representación de la interpolación de datos de puntos más cercanos haciendo uso del método kriging, el cual indica que la confiabilidad del método aumenta cuando se tiene una mayor población.



Tomado de GISGeoprahy, (2022).

8.4.8 Modelos de semivariograma

El semivariograma, conocido también como variograma, es la herramienta central de la geoestadística. Dada una variable regionalizada $Z(x)$ que cumpla la Hipótesis Intrínseca entonces existe la función semivarianza.

La herramienta Kriging proporciona las siguientes funciones representadas en la **Figura 32**, entre las que se puede escoger para modelar el semivariograma empírico. Se elige el que mejor tenga relación con el modelo empírico (Olea, 1991; Ford, 2017; Arregui *et al.*, 2018).

El semi variograma también muestra el peso que se utiliza para la interpolación. El semivariograma se mide en función de una muestra de semivariograma con distancia h , valor Z y número de muestra de datos N (Goovaerts, 2008).

$$Z_{(x)} = m_{(x)} + R_{(x)} \quad (8)$$

$$\gamma_{(h)} = \frac{1}{2} \text{Var}(Z_{(x)} - Z_{(x+h)}) \quad (9)$$

$Z_{(x)}$ = Función aleatoria

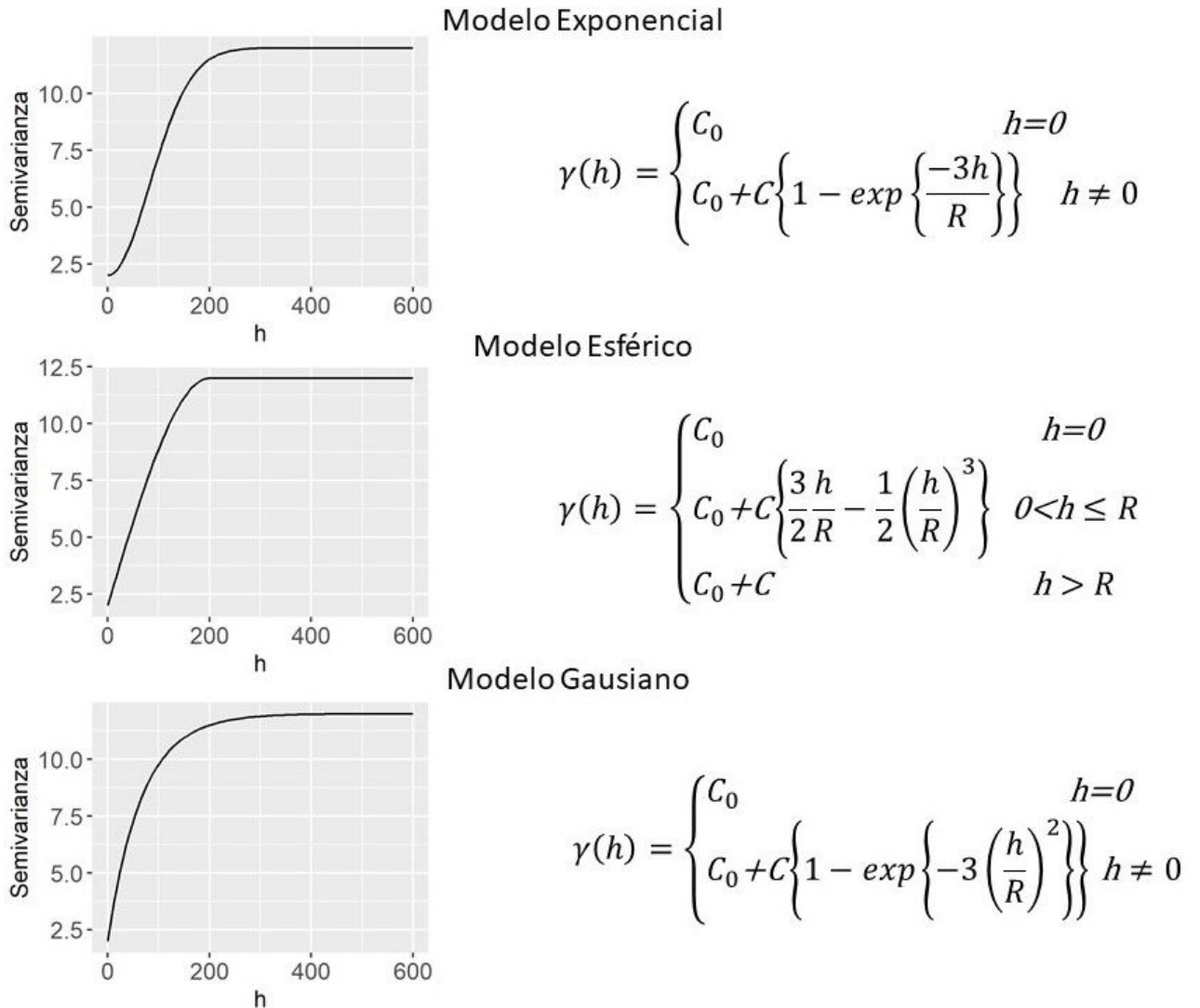
$m_{(x)}$ = Componente determinístico

$R_{(x)}$ = Residuo estacionario

h = Vector

El semivariograma es una función que relaciona la semivarianza con el vector h conocido como "lag". Este, denota la separación en distancia y dirección de cualquier par de valores $Z_{(x)}$ y $Z_{(x+h)}$ (Viera & Gonzáles, 2002).

Figura 32: Ecuaciones y parámetros determinados de los modelos exponencial, esférico y gaussiano, adicionalmente representación gráfica de los modelos haciendo uso de los ejes h y semivarianza.



Tomado de Córdoba *et al.*, (2019).

8.4.9 Modelado de Semivariogramas y Parámetros

El semivariograma muestra la autocorrelación espacial de los puntos de muestra medidos, los puntos medidos que están cerca por lo general tendrán una diferencia cuadrada menor que la de aquellos que están más distanciados (Olea, 1991; Ford, 2017; Arregui *et al.*, 2018):

8.4.10 Rango y meseta

Al observar el modelo de un semivariograma; notará que, a una determinada distancia, el modelo se nivela. La distancia a la que el modelo comienza a aplanarse se denomina rango. Las ubicaciones de muestra separadas por distancias más cortas que el rango están autocorrelacionadas espacialmente, mientras que las ubicaciones que están más alejadas que el rango, no lo están. El valor en el cual el modelo de semivariograma alcanza el rango (el valor en el eje Y) se denomina meseta (Bohling, 2005; Grinias *et al.*, 2015).

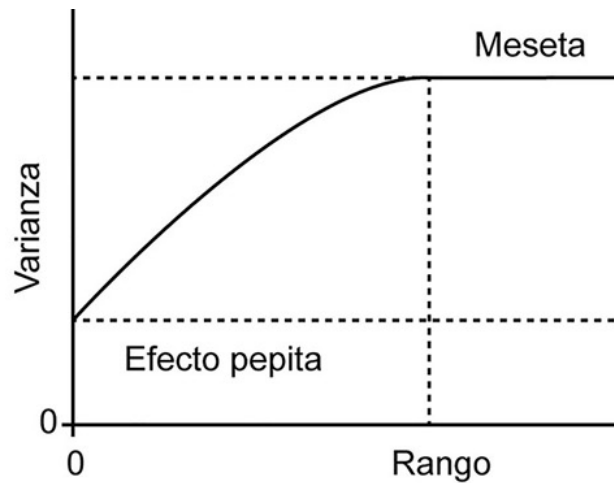
8.4.11 Efecto pepita (Nugget)

Teóricamente, a una distancia de separación de cero (por ejemplo, intervalo = 0), el valor del semivariograma es 0. Sin embargo, a una distancia de separación infinitamente pequeña, el semivariograma muestra con frecuencia un efecto nugget, que es un valor mayor que 0. Si el modelo de semivariograma intercepta el eje y en 2, el nugget es de 2.

El efecto nugget puede atribuirse a errores de medición o a Tomado des espaciales de variación a distancias que son menores que el intervalo de muestreo (o a ambas cosas). Los errores de medición ocurren debido al error inherente a los dispositivos de medición (Pitard, 1994; Grinias *et al.*, 2015; Camana & Deutsch, 2019).

Finalmente hay algunos aspectos a considerar en la estimación del efecto pepita. En primer lugar, un diámetro y una orientación de perforación constantes harán que el efecto pepita sea más predecible como se muestra en la **Figura 33**. La duración del muestreo base debe ser corta y estandarizada para permitir una composición adecuada, que debe elegirse en función de consideraciones geológicas y de ingeniería (Camana & Deutsch, 2019).

Figura 33: Modelo de variograma que ilustra los componentes que forman parte de este: rango, meseta y efecto pepita.



Tomado de Garnier (2021).

9. ESTADO DEL ARTE

Tabla 1: Estado del arte de los papers: Llamosa del 2010, Solano del 2011, Díaz del 2013 y Herrera del 2016.

Llamosa, (2010)	Solano, (2011)	Díaz, (2013)	Herrera, (2016)
<ul style="list-style-type: none"> -Por medio de registros se identificaron los diferentes topes de las subunidades reservorio en que se divide la Formación Esmeraldas - Generación de mapas estructurales y mapas de arena neta para cada una de las subunidades reservorio en que está dividida la Formación Esmeraldas 	<ul style="list-style-type: none"> -Caracterización de arenas operacionales del campo mediante el uso de estratigrafía detallada -Generar grillas de correlación estratigráfica que permitan identificar continuidad de arenas operacionales en una zona específica del campo 	<ul style="list-style-type: none"> -Redefinir las principales unidades sedimentarias en el Campo La Cira-Infantas (Área Infantas Norte) -Uso de registros eléctricos (SP, Gamma Ray, Resistivity, Density, Neutron-Porosity) para identificar zonas de petróleo. 	<ul style="list-style-type: none"> -Caracterización de las propiedades petrofísicas (porosidad, permeabilidad y mojabilidad) a nivel de afloramiento en las areniscas de la Formación Mugrosa -correlacionarlas con datos del subsuelo en los segmentos productores

Fuente: Este estudio

10. RESULTADOS Y ANÁLISIS

10.1 Definición de topes de unidades operacionales e intraunidades.

Por medio del software *DecisionSpace* se realizaron correlaciones estratigráficas de manera detallada, correlacionando unidades operacionales e intraunidades de la zona A perteneciente a la Formación Mugrosa, utilizando como base, los topes oficiales de Infantas Norte basados en interpretación por ciclos estratigráficos. Estas correlaciones se realizan con el fin de generar una división detallada de los horizontes arenosos de la zona A del campo.

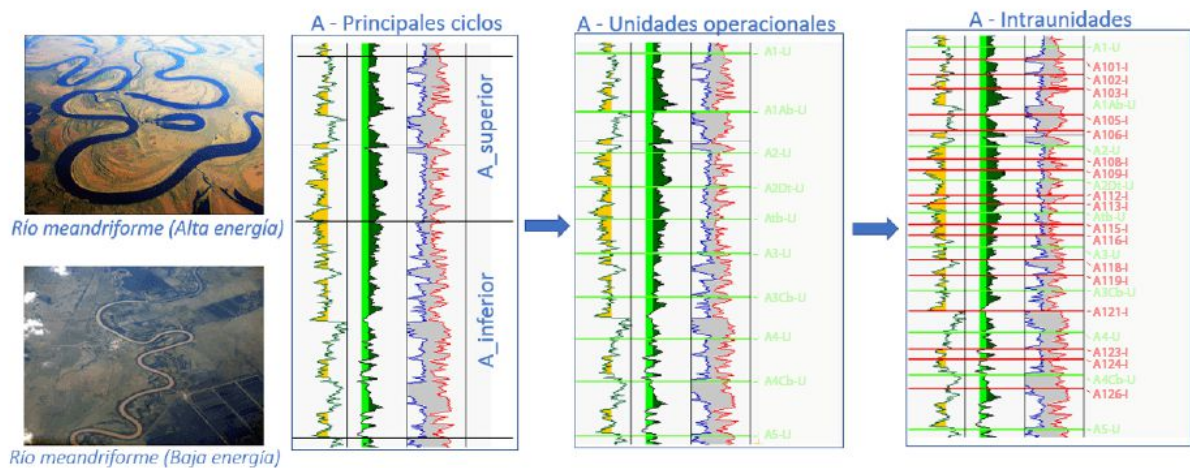
Para una mejor identificación de las subdivisiones se realiza un *datum* a 2872 en MD, donde se identifica una arcilla continua alrededor de toda la zona de estudio. Esta continuidad en las arcillas se da por la depositación que ocurre generalmente de forma horizontal, en ambientes de baja energía y cubriendo extensas áreas, tal como ocurre en las llanuras de inundación, por lo que para su interpretación se hace uso de los registros básicos. Adicionalmente, las correlaciones se elaboraron en forma de grilla, una en sentido norte-sur y otra en sentido este-oeste, esto con el fin de poder hacer uso de todos los pozos presentes en la zona de estudio, conocer las variaciones laterales y su complejidad estructural.

A lo largo de las interpretaciones se observa una alta variación lateral, especialmente relacionada con los paquetes de arena que se presentan en forma de lentes. Esta variación se da por su depositación en ambientes de energía media a alta, característico de ambientes fluviales donde es típico encontrar pinchamientos y acreciones, entre otras variaciones laterales en la continuidad de los horizontes arenosos.

Para realizar de las correlaciones estratigráficas se hizo uso de 110 pozos y de los registros: Gamma Ray, Potencial Espontáneo, Resistividad y Densidad-Neutrón.

En la **Figura 34**, se puede observar la clasificación de unidades principales, operacionales e intraunidades. Las unidades principales se definen con el fin de diferenciar un cambio en el nivel del ambiente de depositación de río meandriforme, debido a que, en la parte inferior se identifican valores más altos de Gamma Ray y un aumento de los niveles de arcillosidad, interpretados por valores más altos en los registros Densidad-Neutrón. Estos valores concuerdan con una disminución en los niveles de energía.

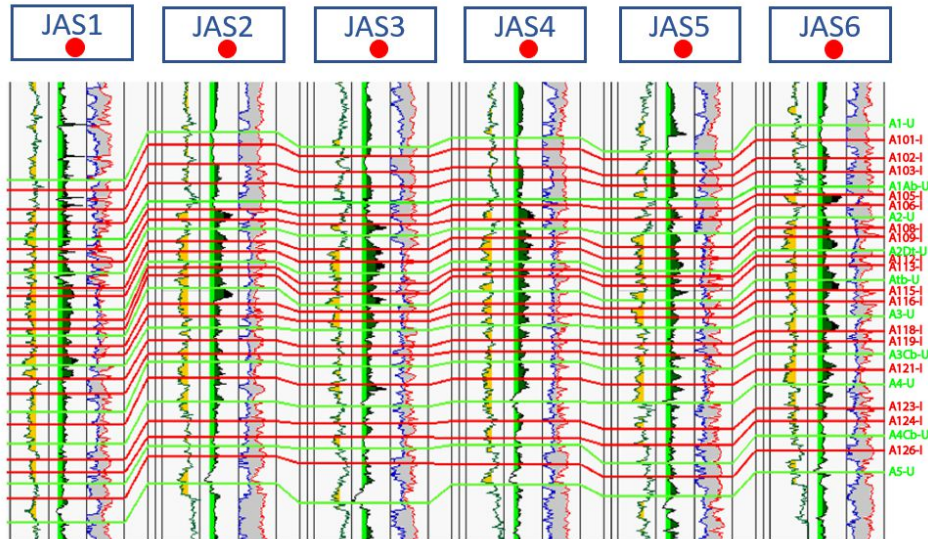
Figura 34: Identificación de ciclos principales, unidades operacionales e intraunidades en los registros con sus respectivos ambientes según sus ciclos.



Fuente: Tomado y modificado de [Wikipedia](https://es.wikipedia.org/wiki/Meandro), (2006).

La ubicación de las unidades operacionales se define según los ciclos estratigráficos observados en los registros (**Figura 35**). Por último, se tienen las intraunidades que reflejan cambios notables dentro de los ciclos, y permiten un análisis más detallado en la zona de estudio.

Figura 35: Correlaciones de unidades e intraunidades de los pozos según los valores y formas de los registros.



Fuente: Este estudio

10.2 Definición de facies

Se hace uso del programa Petrel para la definición de facies; en la ventana de visualización de registros se crea una propiedad discreta, la cual va a estar clasificada por tres facies (**Figura 36**): facies de canal, facies de depósitos de derrame y facies de llanura de inundación. Estas facies van a contener las siguientes características utilizando registros de Gamma Ray, Saturación en agua y Porosidad.

10.2.1 Facies de canal

Las facies de canal se identifican en el registro Gamma Ray con valores menores a 65 gAPI. Son interpretadas como litologías de tipo arenisca, haciendo uso de la forma de las electrofacies son identificadas como secuencias granodecrecientes, las cuales tienen toda la sección que va de areniscas de muy buena calidad a areniscas de tamaño fino.

En la parte superior, es probable desarrollar ciertos niveles lodosos. Otra de las secuencias presentes es la tipo bloque, en la que se observan mayores espesores y hacen parte areniscas de buena calidad debido al amalgamiento de canales. Además, debido a un bajo espacio de acomodación, no se desarrolla la parte más superior de la secuencia, y los valores de porosidad son medianos a altos debido a que las areniscas que la conforman tienen buena capacidad de almacenamiento. Por último, para conocer el tipo de fluido presente en las facies, es indispensable hacer uso del registro de Resistividad.

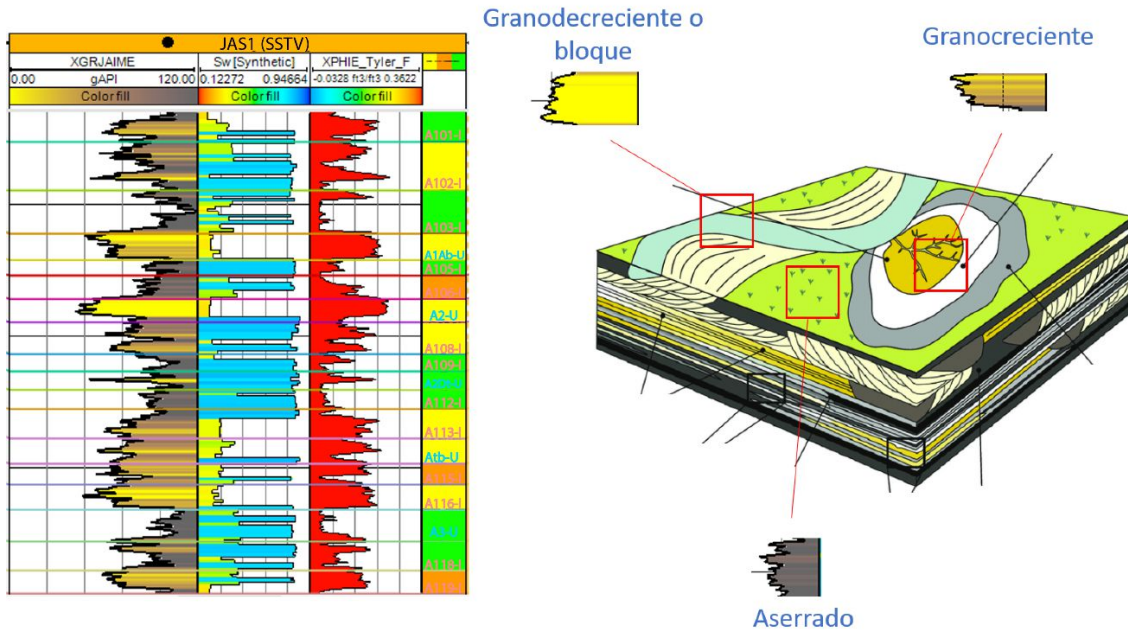
10.2.2 Facies de depósitos de derrame

Estas facies son identificadas con valores de Gamma Ray medios, interpretadas como litologías que van de arenisca de grano medio a lodos. La forma de las electrofacies para identificadas son de tipo granocreciente, que va de litologías de tipo lodo hasta areniscas de grano medio. Además, los espesores de estas facies son bajos y los valores de porosidad son de medios a bajos.

10.2.3 Facies de llanura de inundación

Las facies de llanura de inundación se caracterizan por la presencia de altos contenidos de Gamma Ray, ya que la litología predominante son las lutitas. La forma de las electrofacies son de tipo aserrada, contienen los espesores más altos presentes en los registros, presentan muy buena continuidad lateral, y se forman en mayores espacios de acomodación. Por otra parte, presentan poros pequeños y poco conectados, mientras que los valores de saturación de agua no son de relevancia para la identificación de estas facies.

Figura 36: Identificación de facies por medio de los registros de Gamma Ray, S_w , Φ_i . Variable discreta que indica la facie: amarillo para canales, naranja para derrame y verde para llanura de inundación. Bloque diagrama que muestra los subambientes y su debida electrofacie.



Tomado y modificado de Burns *et al.*, (2017).

10.3 Elaboración de mapas de propiedades petrofísicas

La elaboración de los mapas de las distintas propiedades petrofísicas utilizadas, se hacen con el fin de poder conocer la distribución de dichas características. Para la realización de este tipo de mapas se hace uso de los métodos geostatísticos, en este caso el método kriging. Este método es el mejor debido a que se adapta a las características del ambiente de formación de tipo fluvial, además, permite hacer modificaciones de los distintos parámetros presentes en los canales de arena, como el ancho y largo del canal.

Con esto, se pueden obtener los valores estimados por medio del espesor de los canales, utilizando los registros de pozo con el fin de poder generar una orientación preferencial de las arenas.

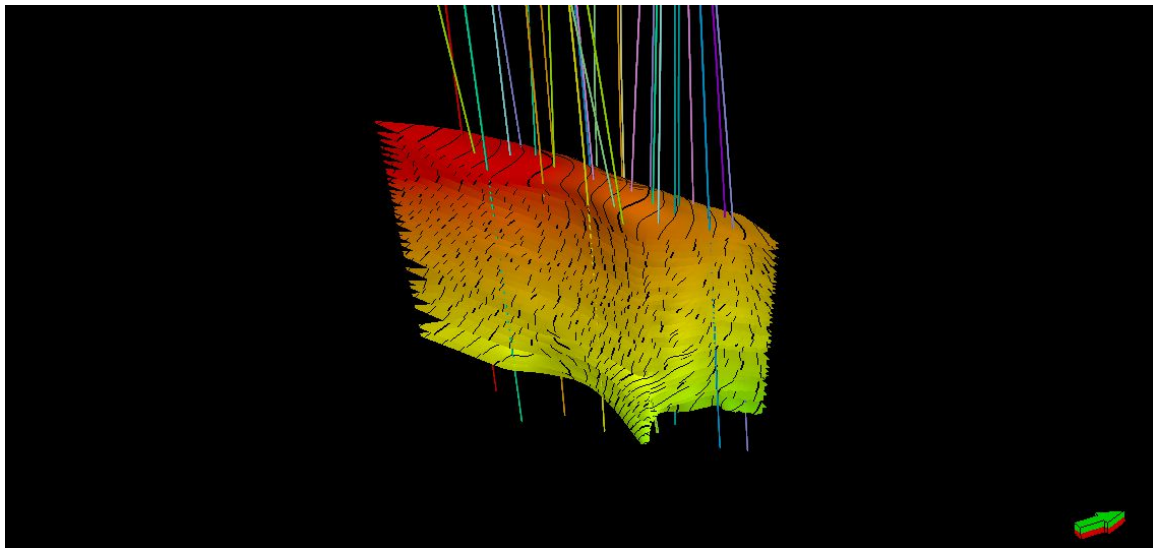
10.3.1 Mapas estructurales

Una curva estructural es una línea imaginaria que conecta puntos de igual posición estructural en el subsuelo y que muestra la configuración de un horizonte o estrato.

Para la elaboración de este tipo de mapas, se exportaron los topes de cada unidad generados de las correlaciones en *DecisionSpace*. Luego se importaron los topes al programa Petrel, en el cual se utiliza la herramienta “hacer superficie”, ubicada en la sección de estratigrafía. Se selecciona el método de interpolación tipo “*convergent interpolation*” y se genera la superficie.

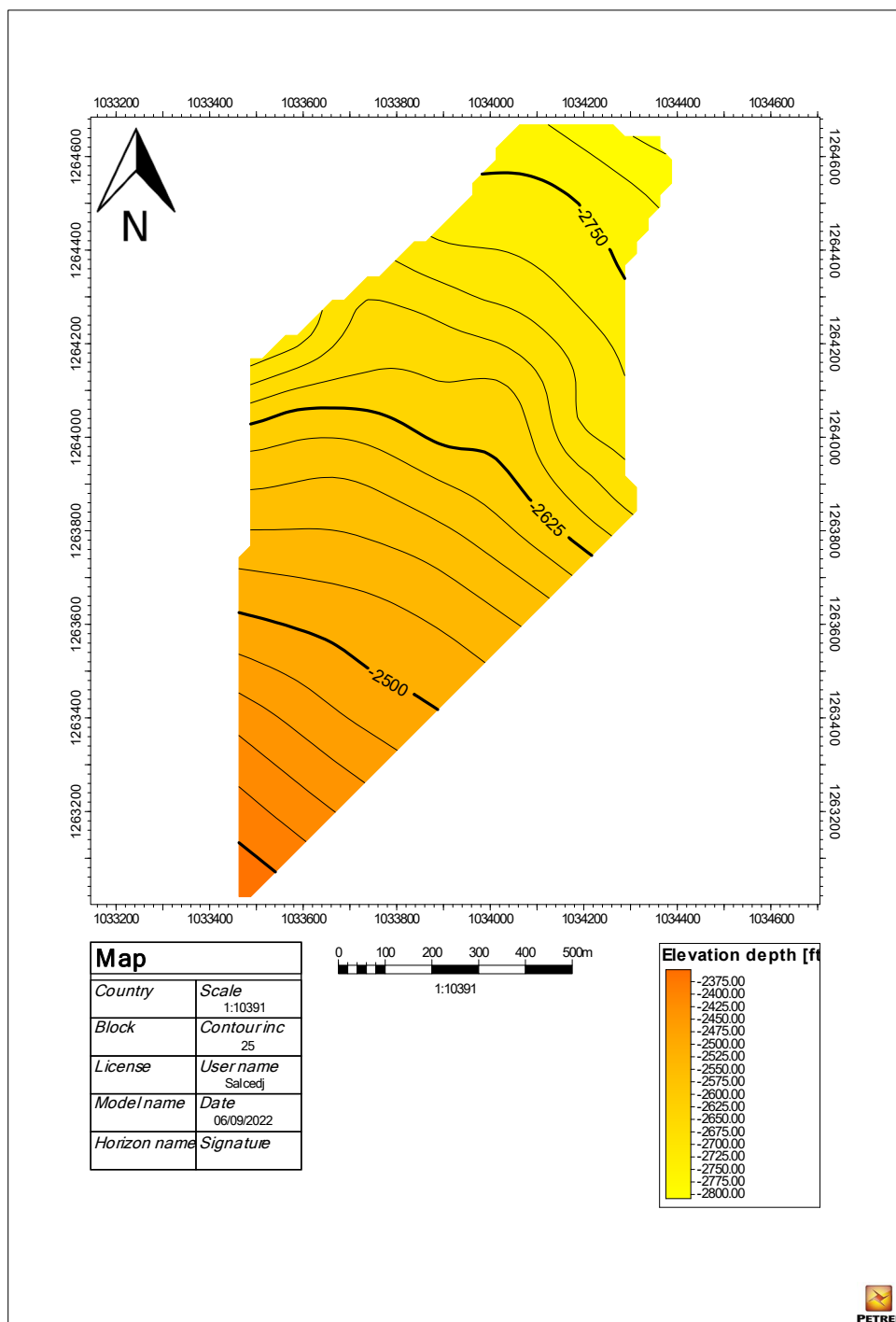
El modelo de la **Figura 37** muestra este tipo de mapas, este permite identificar los altos y bajos estructurales, adicionalmente, permite visualizar las diferentes estructuras presentes en la zona como la orientación del anticlinal La Cira.

Figura 37: Modelo de los diferentes mapas estructurales para cada unidad con los pozos correspondientes.



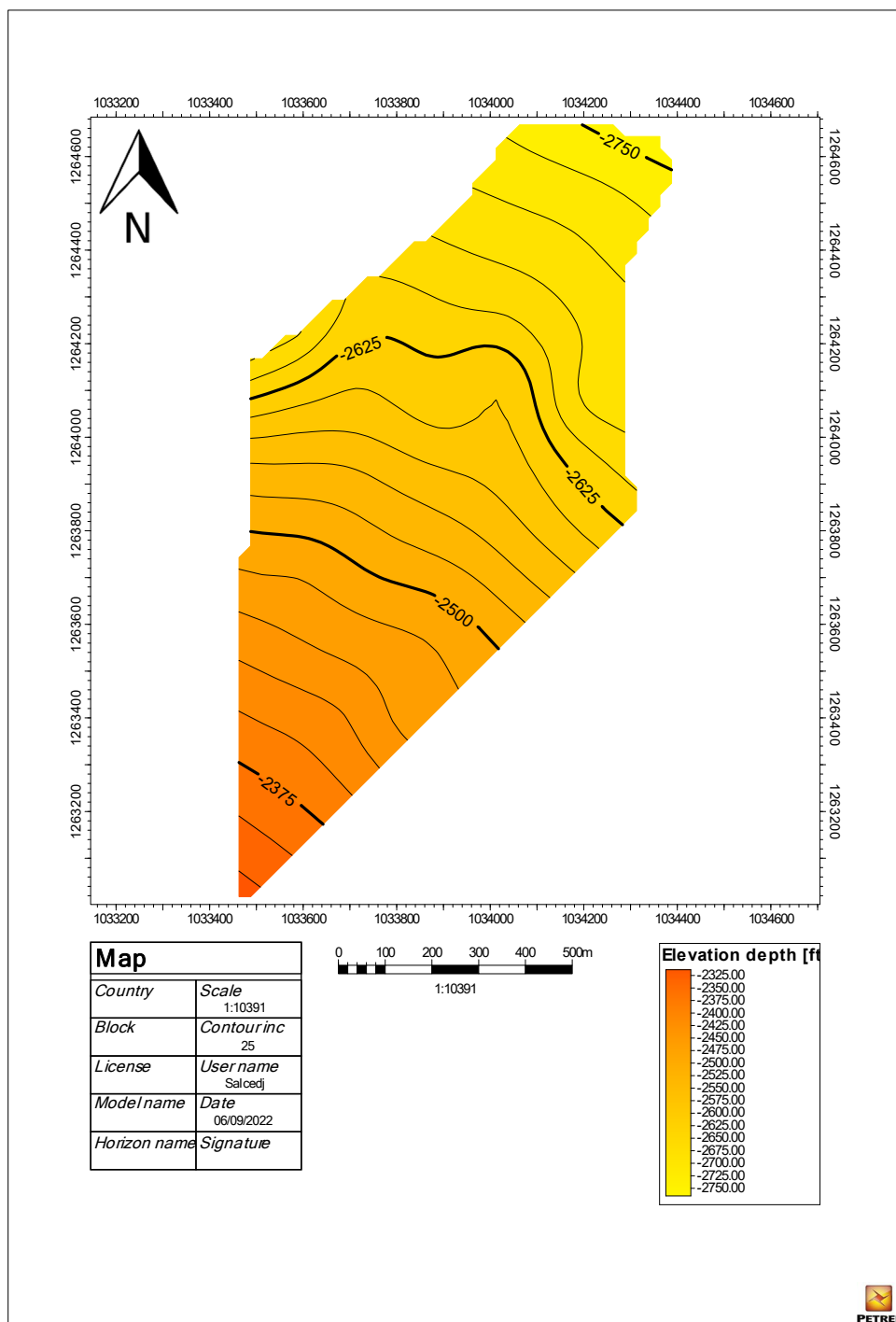
Fuente: Este estudio.

Figura 38: Mapa estructural de la intraunidad A115-I.



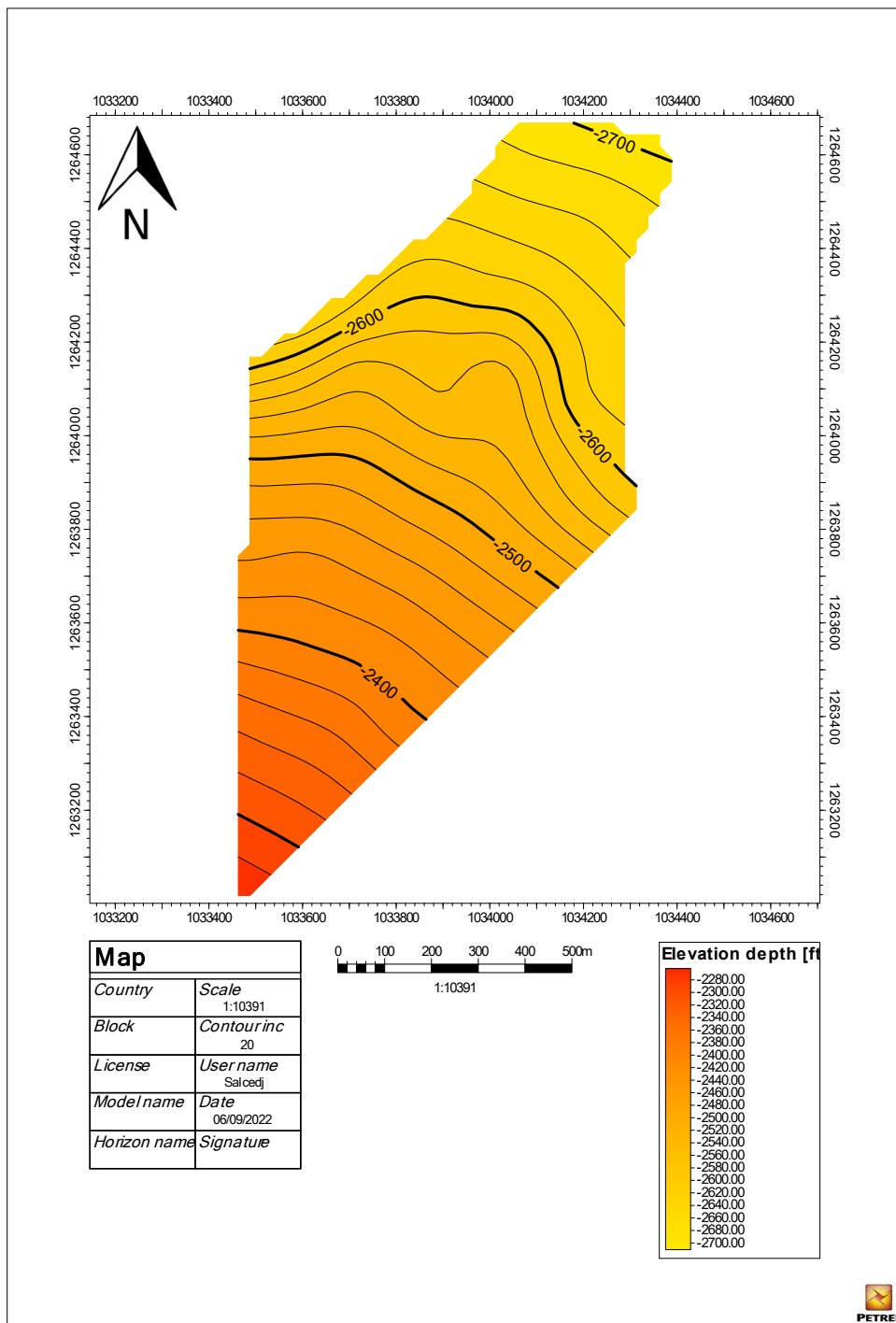
Fuente: Este estudio.

Figura 39: Mapa estructural de la intraunidad A113-I.



Fuente: Este estudio

Figura 40: Mapa estructural de la intraunidad A109-I.



Fuente: Este estudio

Estos mapas estructurales permiten verificar las correlaciones hechas a través de un análisis de la continuidad de las curvas de nivel que conforman la estructura. Cuando se encuentran curvas de forma irregular son interpretadas como una mala definición de topes, por lo cual se procede a generar una nueva ubicación de los topes, para así obtener curvas de nivel de manera coherente y continua.

La clasificación de colores mostrada en los mapas varía en el rango de tonalidades naranjas, en donde las tonalidades más oscuras corresponden con altos estructurales o también definido como menores valores de profundidad.

Por lo tanto, en la intraunidad A115-I (**Figura 38**) se observa una tendencia en situar los altos estructurales en la dirección SW, y los bajos estructurales en sentido NE, por lo cual se puede establecer que, para esa unidad, la dirección de buzamiento va NE. Las curvas de nivel en esta intraunidad van de 2750 m a 2500 m, no hay interrupción en las curvas de nivel, por lo cual no hay presencia de fallamiento.

Para la intraunidad A113-I (**Figura 39**) la tendencia en situar los altos estructurales va en sentido SW, y los bajos en sentido NE, lo que termina una dirección de buzamiento NE. Las curvas de nivel en esta intraunidad van de 2750 m a 2375 m, no hay interrupción en las curvas de nivel, por lo cual no hay presencia de fallamiento.

Respecto a la intraunidad A109-I (**Figura 40**) la tendencia en situar los altos estructurales va en sentido SW, y los bajos en sentido NE. Este es el mapa con la mayor distribución de tonalidades oscuras alrededor de la zona de estudio, su dirección de buzamiento es NE. Las curvas de nivel en esta intraunidad van de 2700 m a 2400 m, no hay interrupción en las curvas de nivel, por lo cual no hay presencia de fallamiento.

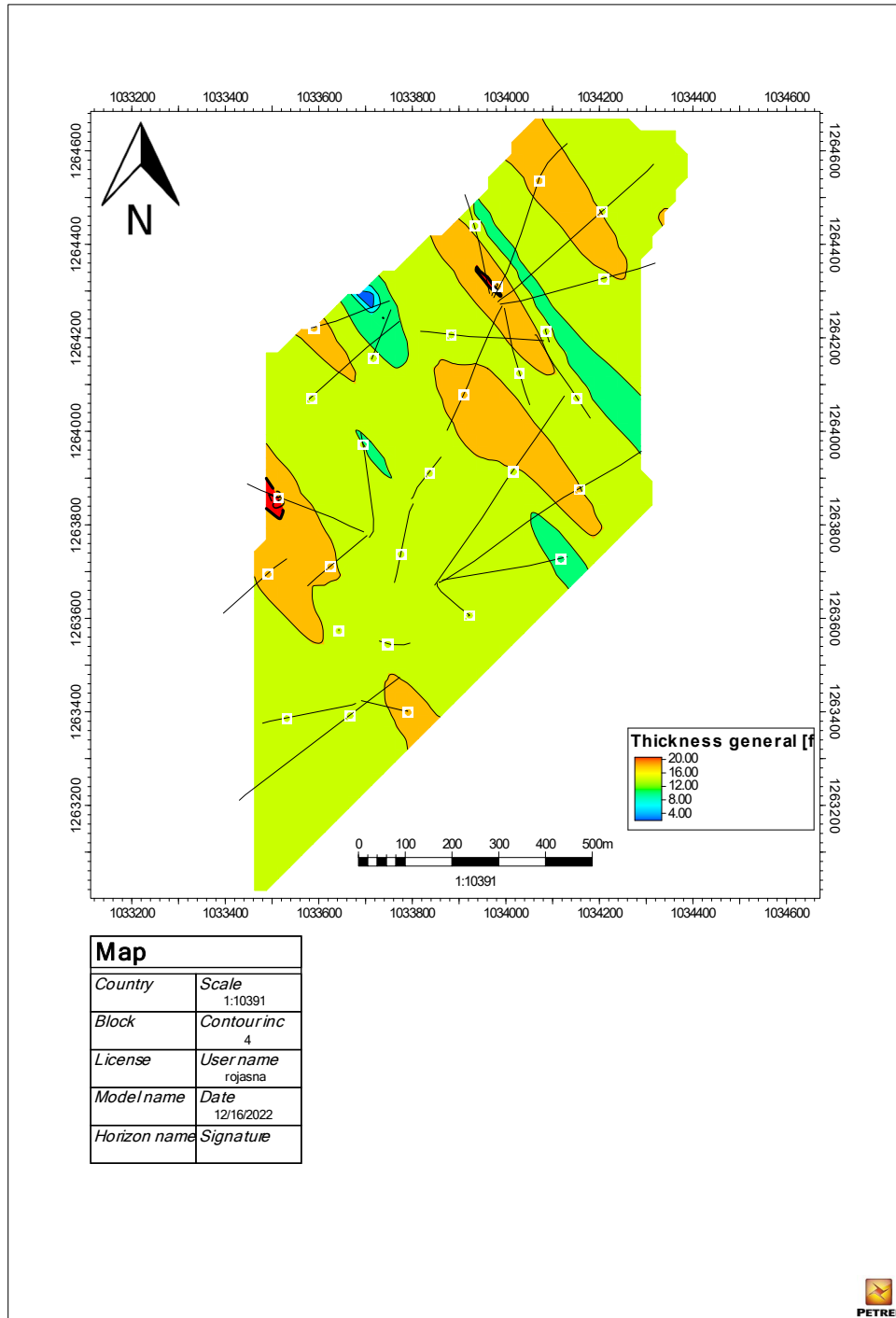
Es importante conocer la ubicación de los altos estructurales ya que estos determinan las profundidades más bajas teniendo como referencia el nivel de la superficie, el cual permite dar un panorama de donde proponer un pozo, ya que a mayor profundidad se tendrán mayores gastos económicos. Adicionalmente en la zona no hay presencia de fallas lo cual genera menores riesgos estructurales.

10.3.2 Mapas de arena neta

Los mapas de arena neta muestran el espesor en pies de arena de cada pozo en cada subunidad. Se realizan con el fin de reconocer las distintas facies presentes en la zona y los paquetes de arenas para la acumulación de hidrocarburos, dirección preferencial del flujo de este y de la inyección del agua.

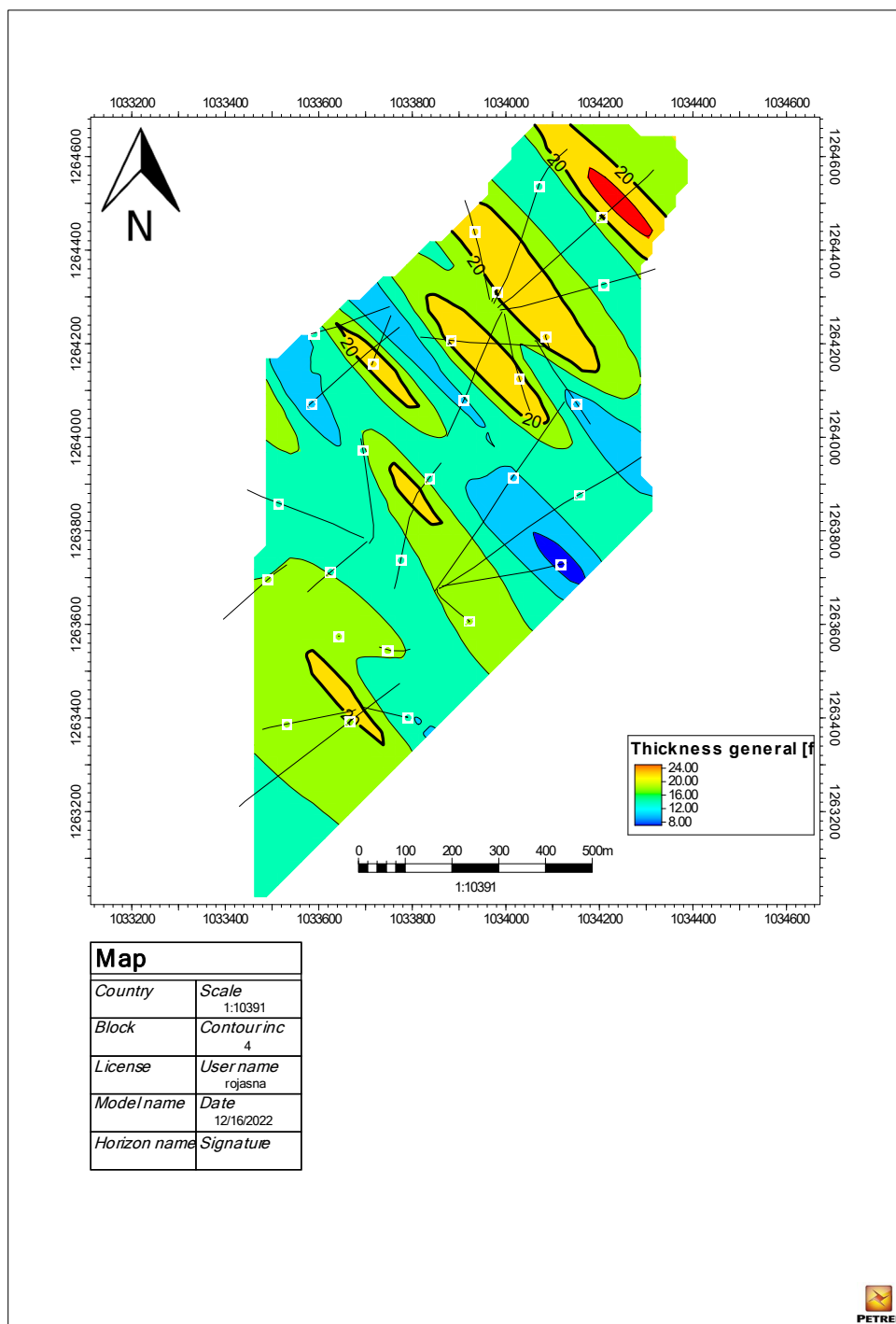
Los mapas de arena neta se obtienen de las correlaciones estratigráficas realizadas y verificadas en las fases anteriores, por lo tanto, se exportan los topes generados de las correlaciones en *DecisionSpace*, y luego se importan al programa Petrel. Para la identificación de los paquetes de arena, se procede a hacer uso de la calculadora de propiedades, usando como valor de entrada el registro de Gamma Ray. Posteriormente, se define un *cut-off* con valores menores a 65 gAPI correspondientes a intervalos de arena, y una vez diferenciados, se elaboran los mapas de cada intraunidad con la herramienta “hacer superficies”.

Figura 41: Mapa de arena neta de la unidad A115-I.



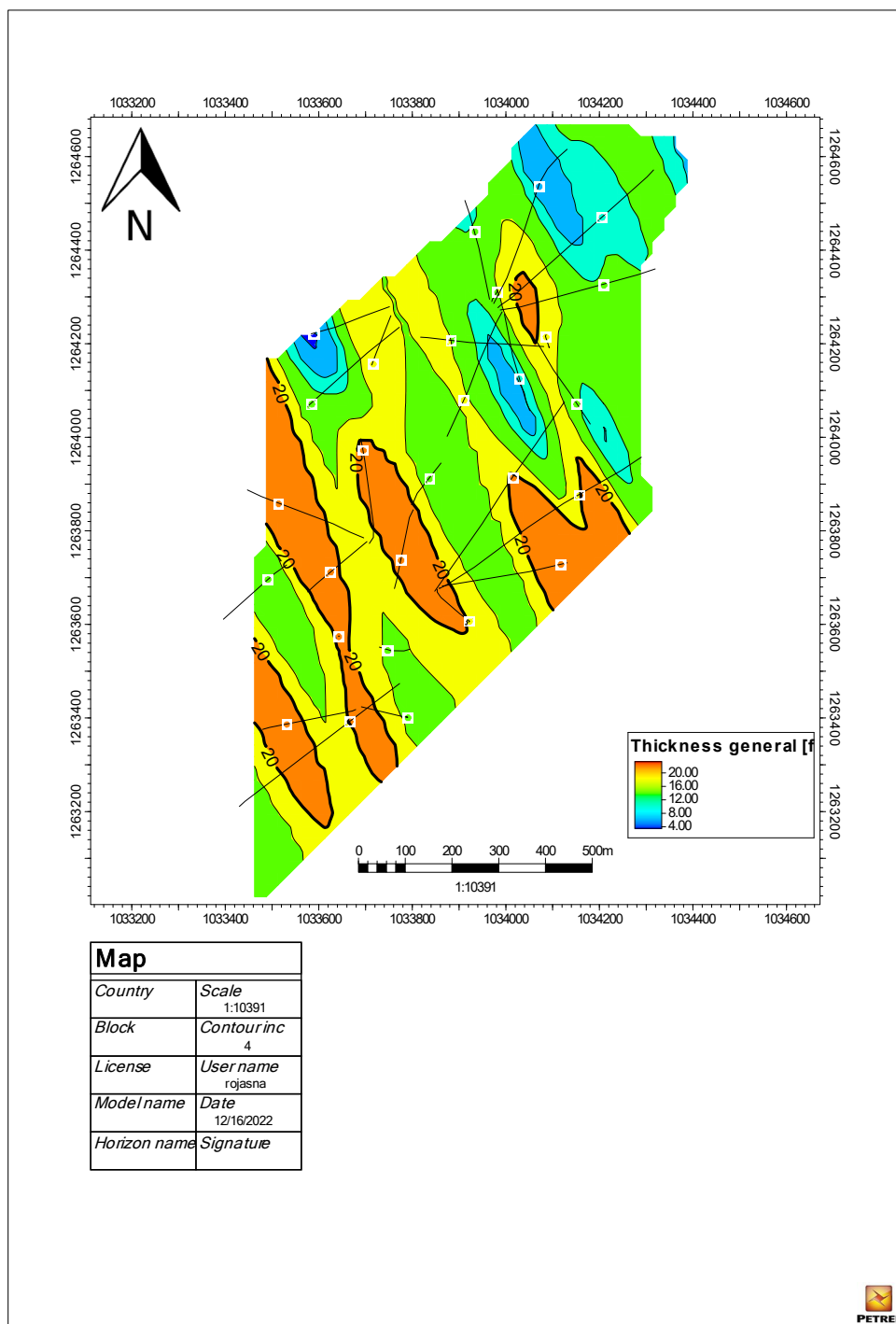
Fuente: Este estudio

Figura 42: Mapa de arena neta de la unidad A113-I.



Fuente: Este estudio

Figura 43: Mapa de arena neta de la unidad A109-I.



Fuente: Este estudio

Con estos mapas de arena neta se identifican la ubicación y la cantidad de canales de arena presentes en el área de estudio. La distribución horizontal y vertical de los canales, permite observar la orientación propuesta y el amalgamiento de dichos canales. Estas características son de vital importancia para conocer las potenciales zonas productoras o comprender la dirección principal del flujo de agua de inyección.

La clasificación de colores mostrada en los mapas varía en el rango de colores rojo y azul, en donde los colores más hacia el espectro del rojo representan valores mayores de contenido de arena.

En la intraunidad A115-I (**Figura 41**), se observa la distribución de las facies donde los mayores valores de espesor de arena corresponden a canales de arena identificados con colores amarillo y rojo. Estos canales presentan una distribución localizada en sentido N35°W, con una continuidad lateral baja. El número de canales presentes es de 4, con niveles medios de conexión, no se observa tendencias de bifurcación en los canales. El espesor promedio de los canales de arena de esta intraunidad es de 17 pies. Las facies de llanura de inundación se identifican con colores verde y azul, estos presentan un buen desarrollo de lutitas con una continuidad lateral alta.

En la intraunidad A113-I (**Figura 42**), se observa la distribución de las facies donde los mayores valores de espesor de arena corresponden a canales de arena identificados con principalmente con colores amarillo. Estos canales presentan una distribución localizada en sentido N45°W, con una continuidad lateral media, hacia el lado derecho el desarrollo de los canales es más prominente. Se identificaron 5 canales, los cuales los que se encuentran en la zona media tiene indicios de bifurcación. El nivel de conexión de los canales es medie.

El espesor promedio de los canales de arena de esta intraunidad es de 20 pies. Las facies de llanura de inundación se identifican principalmente con colores azules, estos presentan un mayor contenido de lodo comparado con la intraunidad A115-I.

Por último, en la intraunidad A109-I (**Figura 43**), se observa la distribución de las facies donde los mayores valores de espesor de arena corresponden a canales de arena identificados predominantemente con colores naranjas. Esto indica que el desarrollo de los canales fue mayor en esta unidad comparada con las anteriores. Estos canales presentan una distribución a lo largo del bloque en sentido N25°W, con una continuidad lateral alta. El número de canales presentes es de 5, posiblemente se tenga una bifurcación del canal 2 y 3 identificado de izquierda a derecha, presenta niveles altos de conexión. El espesor promedio de los canales de arena de esta intraunidad es de 21 pies lo que la hace la intraunidad con los mayores espesores, posiblemente por el amalgamiento de canales. Las facies de llanura de inundación se identifican con colores predominantemente verdes, la distribución de esta llanura de inundación es la menor de las 3 intraunidades estudiadas.

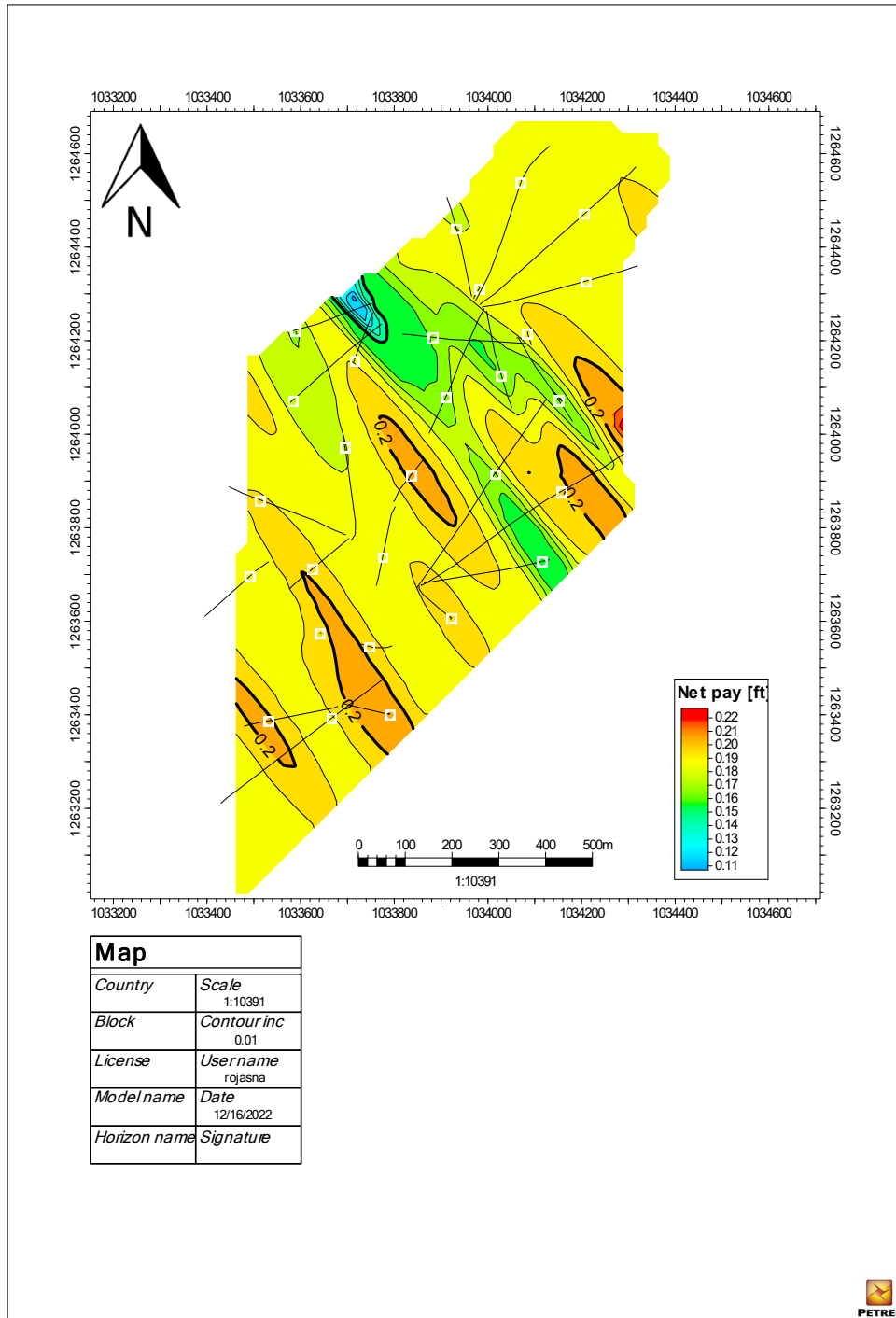
Se puede determinar que las zonas del ciclo superior (A-Superior) presentan mayor presencia y distribución de canales de arena. Además, tienen espesores promedio que van de 14 a 23 pies, esto ocurre debido a mayores niveles de energía que permiten un mayor arrastre de material de mayor tamaño de grano e indica menores espacios de acomodación/sedimentación.

10.3.3 Mapas de porosidad

Para la elaboración de los mapas de porosidad, se usó de la curva de porosidad como valor de entrada para la herramienta “hacer superficie”. Luego se llenaron los campos correspondientes como el número de celdas a utilizar y el método utilizado para la interpolación, que en este caso es el método kriging, el cual permite como dato de entrada establecer la dirección preferencial obtenida de la teoría. Los mapas de porosidad se elaboran para cada intraunidad.

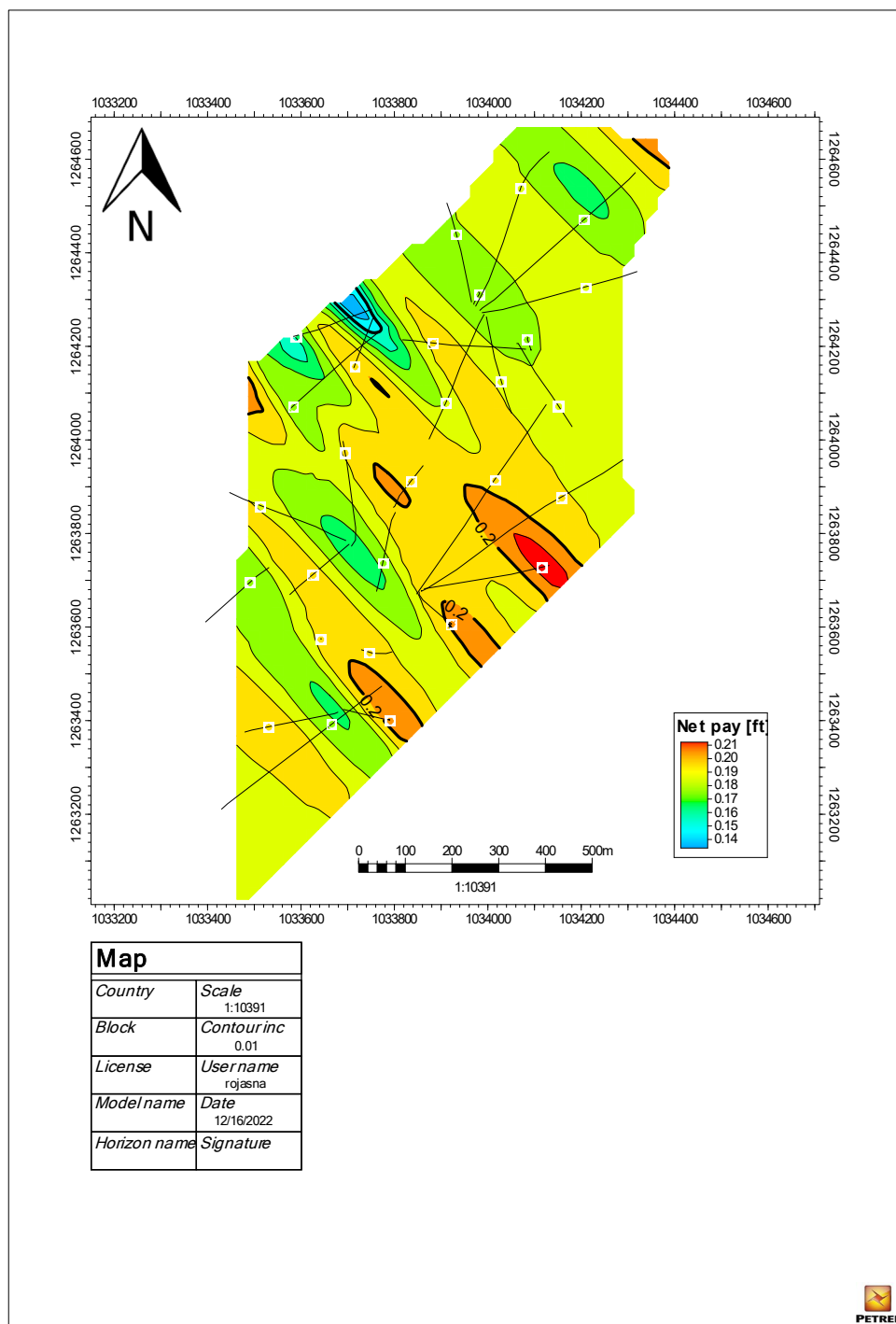
Los mapas de porosidad permiten conocer los valores de porosidad absoluta distribuida en la zona de estudio, con esto se puede determinar la capacidad de las rocas de retener fluidos, ya sea que sean capaces de fluir o no por medio de poros existentes entre los sedimentos que componen los depósitos. Estos mapas se convierten en una herramienta importante para medir la calidad de almacenamiento de las rocas.

Figura 44: Mapa de porosidad de la intraunidad A115-I.



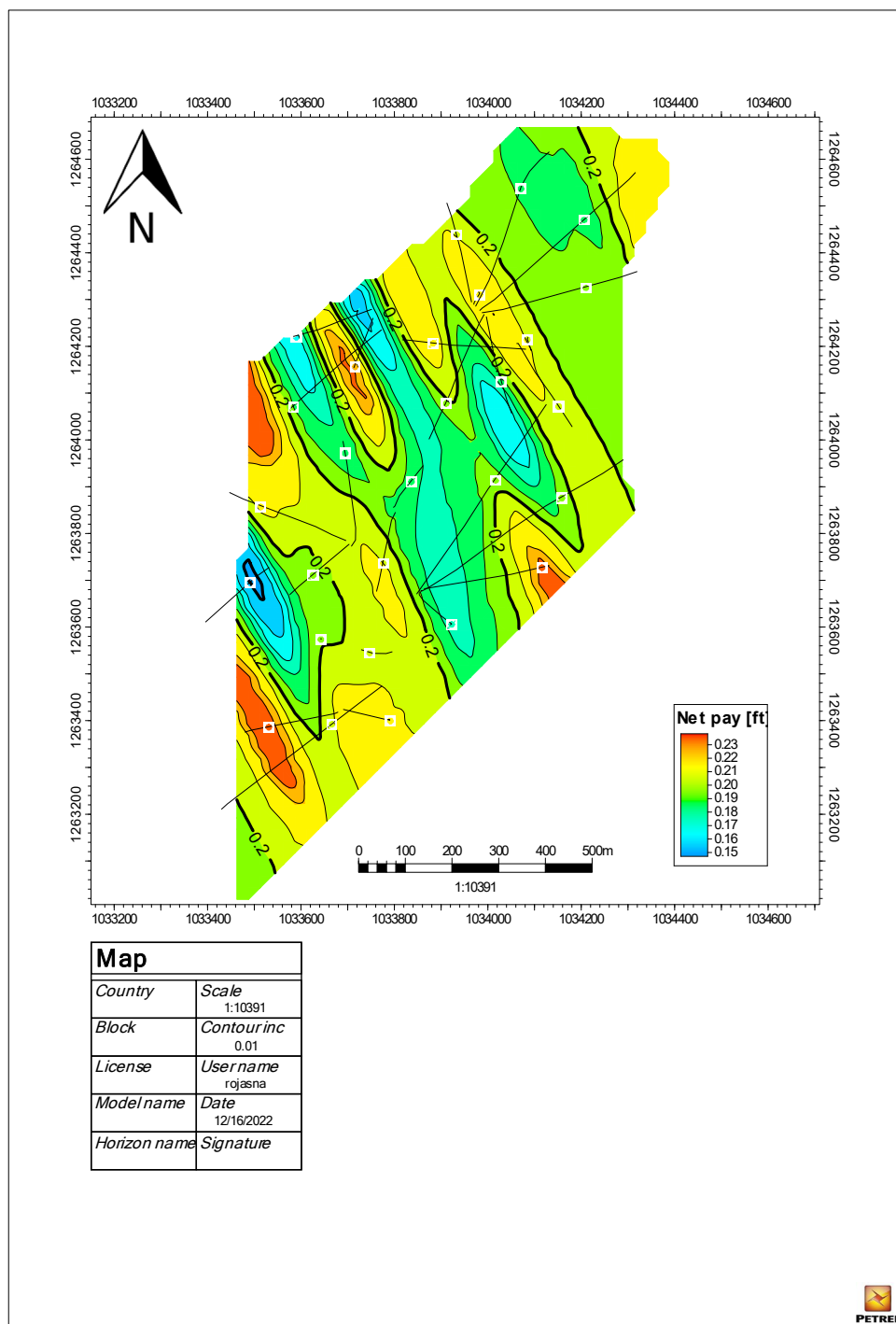
Fuente: Este estudio

Figura 45: Mapa de porosidad de la intraunidad A113-I.



Fuente: Este estudio

Figura 46: Mapa de porosidad de la intraunidad A109-I.



Fuente: Este estudio

La clasificación de colores mostrada en los mapas varía en el rango de colores rojo y azul, en donde los colores más hacia el espectro del rojo representan mayor porosidad presente, a mayores porosidades se tiene una litología principalmente asociada a areniscas, este tipo de mapas complementado con los mapas de arena neta permiten conocer las mejores zonas de almacenamiento de fluidos.

Para la intraunidad A115-I (**Figura 44**), se observa 5 canales de mediana capacidad de almacenamiento de fluidos ya que estos canales son predominantemente de color naranja, donde los valores promedio de porosidad son de 20% psi. La conexión de dichos canales es media, el desarrollo de estos se sitúa en dirección N35°W. En la zona media se encuentran los menores valores de almacenamiento.

En la intraunidad A113-I (**Figura 45**), se observa 5 canales de mediana a alta capacidad de almacenamiento de fluidos ya que estos canales son predominantemente de color naranja con zonas rojas locales, donde los valores promedio de porosidad son de 20,3% psi. La conexión de dichos canales es alta, en la parte media de la zona se identifica una bifurcación de canales, el desarrollo de estos se sitúa en dirección N45°W. A diferencia de la intraunidad A115-I, en la zona media se encuentran los mayores valores de almacenamiento, este cambio de la ubicación de los canales con la profundidad se debe al constante movimiento lateral de los ríos meandriformes y a cambios en los factores explicados en la **Figura 24**.

Finalmente, la intraunidad A109-I (**Figura 46**), se observa 6 canales de media a alta capacidad de almacenamiento de fluidos con colores predominantemente naranjas, donde los valores promedio de porosidad son de 21% psi.

La conexión de dichos canales es la más alta comparada con el de las otras intraunidades. El desarrollo de estos se sitúa en dirección N25°W. En la zona más occidental del área de estudio se encuentra la mayor acumulación de canales. Los canales de alto contenido de almacenamiento concuerdan en casi su totalidad a los canales de alto contenido de arena neta.

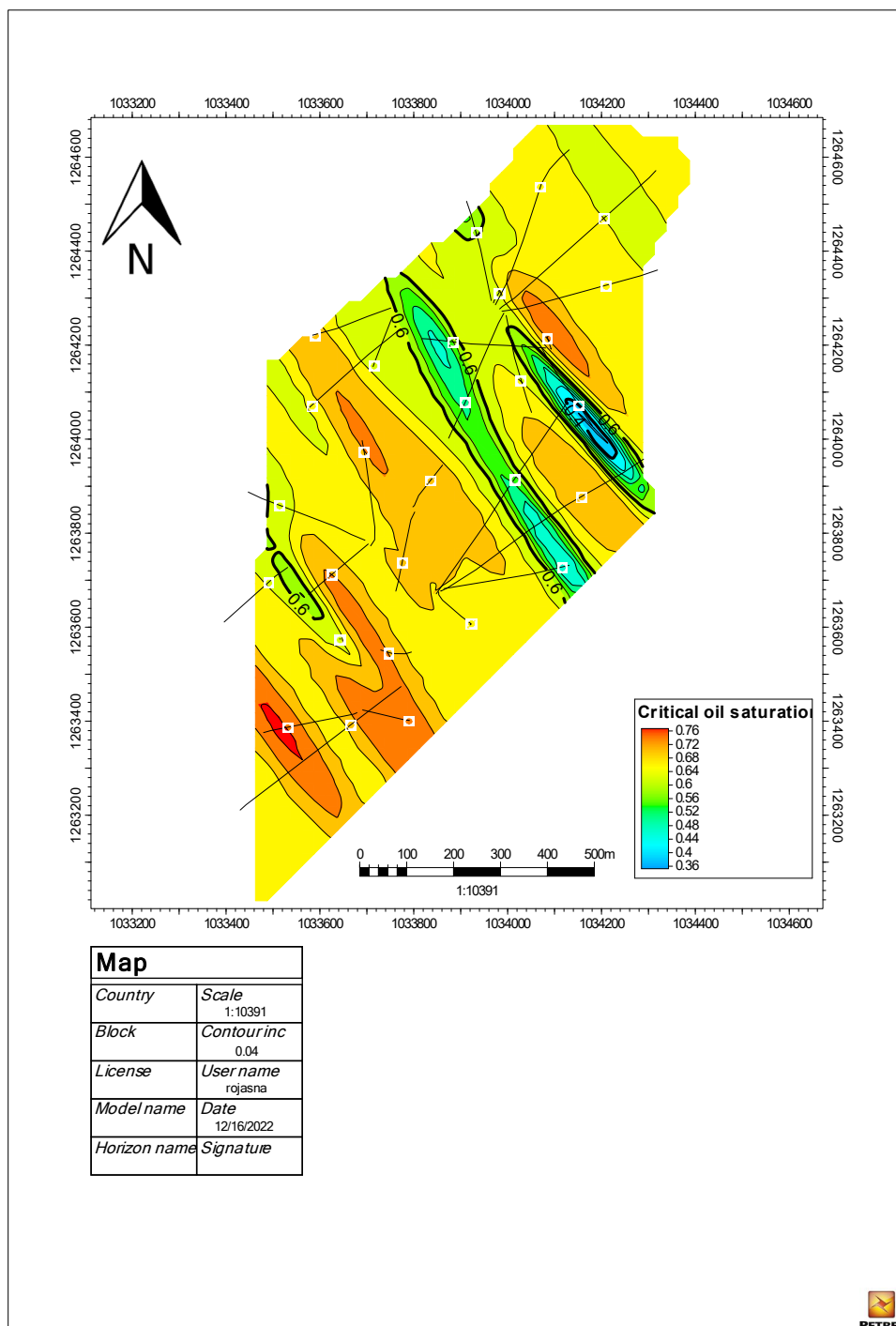
10.3.4 Mapas de saturación en aceite

Los mapas de saturación en aceite muestran el contenido de fluido en los espacios porales de las rocas, y los valores obtenidos son del fluido aceite.

Para la elaboración de los mapas de saturación en aceite se contó con el insumo de la curva de saturación en agua, que en este caso fue dada por el petrofísico de la empresa. Haciendo uso de esta curva se realiza la fórmula $S_o=1-S_w$, la cual permite obtener la saturación de aceite a partir de la del agua. Esta se realizó en la calculadora de bits teniendo como valor de entrada la curva de saturación en agua. Luego de tener la curva de saturación en aceite, esta fue llevada a la función “hacer superficie”, para generar los mapas de cada intraunidad. Los pozos utilizados para estos mapas son los más antiguos, los cuales corresponden a los pozos originales, esto debido a que la saturación es un factor que se ve afectado con el tiempo debido a la producción e inyección del campo.

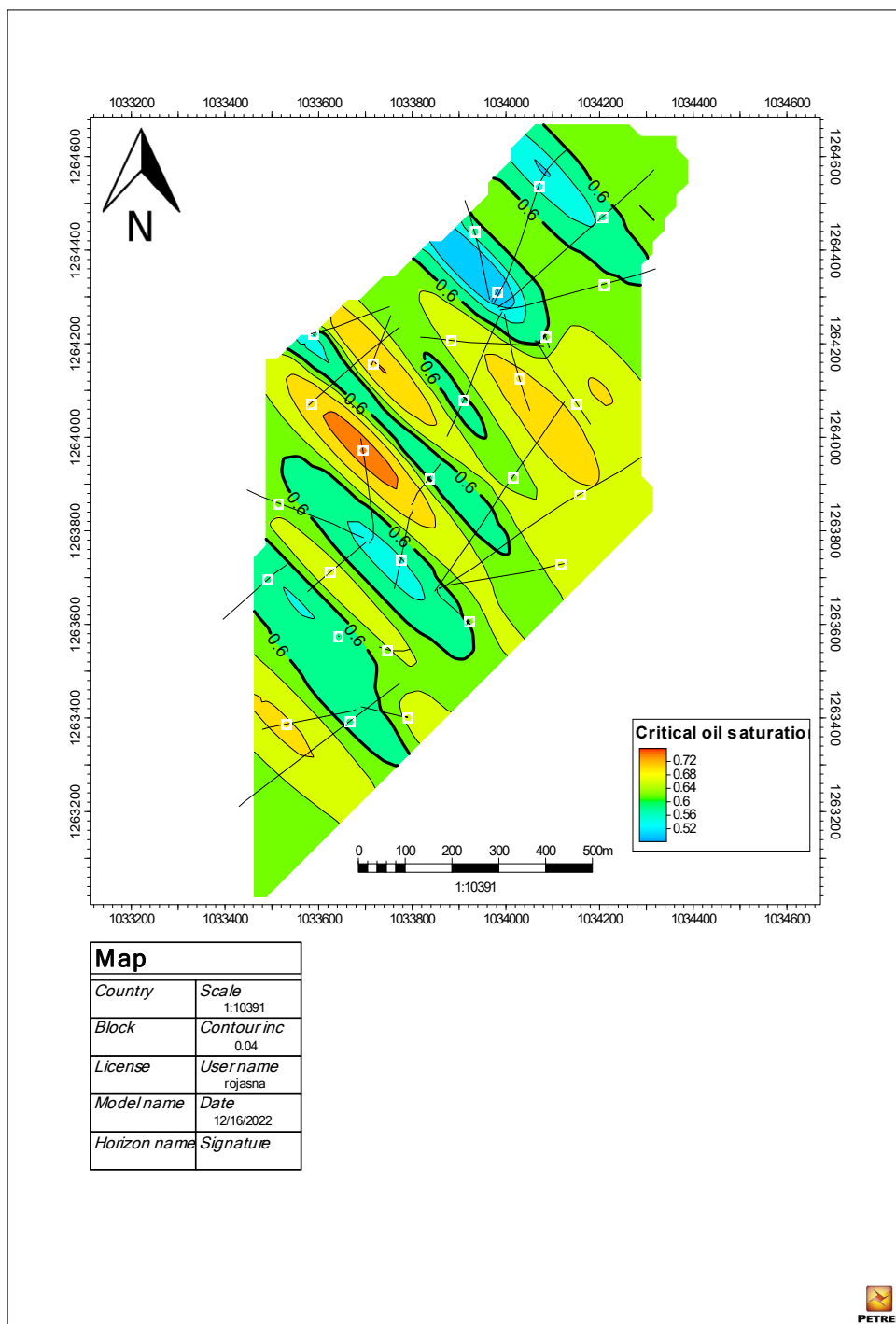
Los mapas obtenidos permiten identificar las zonas con mayor porcentaje de contenido de aceite original del yacimiento, este parámetro es de suma importancia porque se puede tener una roca con buena calidad de almacenamiento de los fluidos. Con este tipo de mapas se visualiza el contenido de aceite discriminándolo de otros fluidos.

Figura 47: Mapa de saturación de aceite de la intraunidad A115-I.



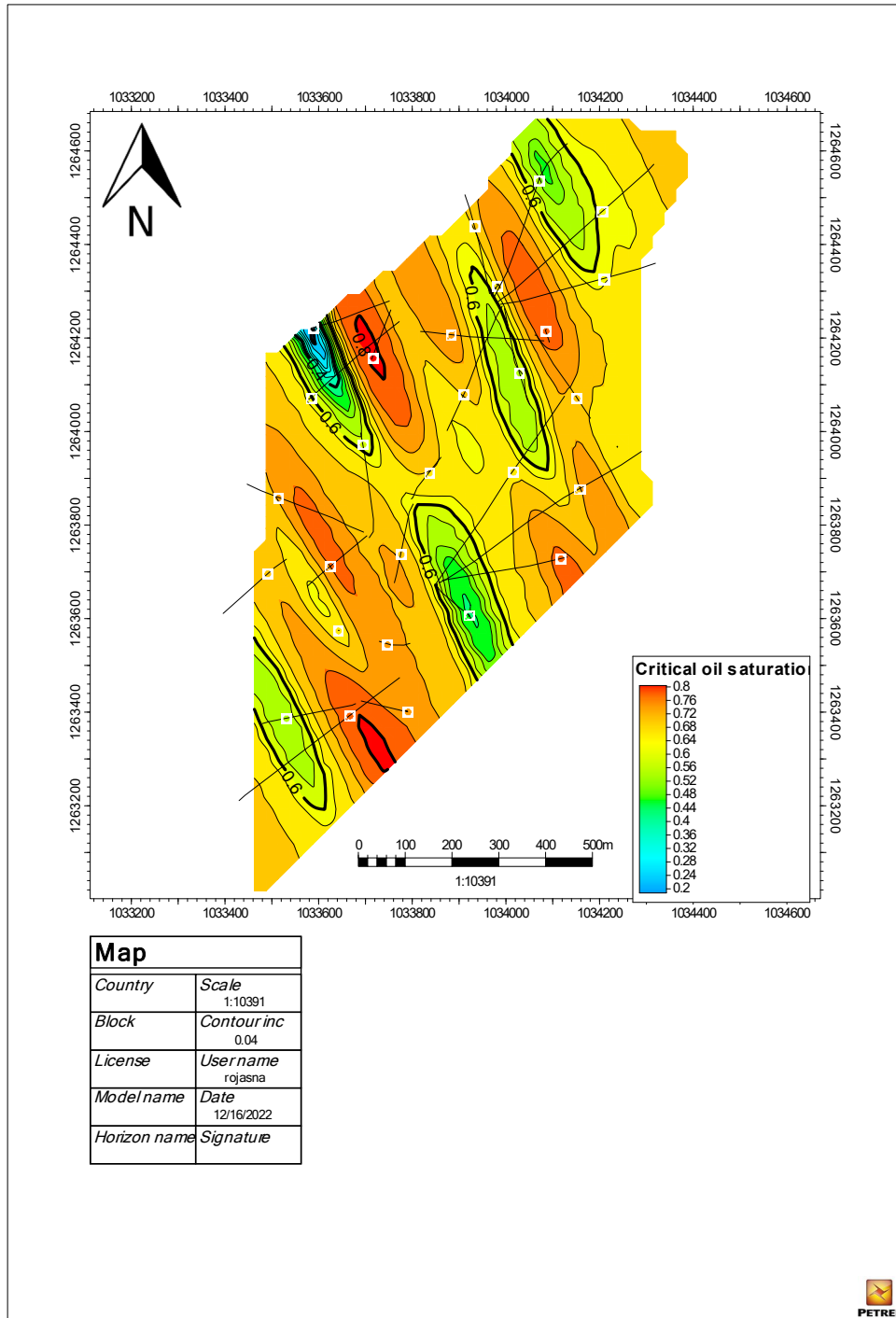
Fuente: Este estudio

Figura 48: Mapa de saturación de aceite de la intraunidad A113-I.



Fuente: Este estudio

Figura 49: Mapa de saturación de aceite de la intraunidad A109-I.



Fuente: Este estudio

Una vez identificados los canales de arena, que son las zonas prospectivas, se verifica qué tipo de fluido es el que se encuentra presente en los canales, ya que el fluido de interés a identificar es el aceite.

La clasificación de colores mostrada en los mapas varía en el rango de colores rojo y azul, en donde los colores más hacia el espectro del rojo representan mayor porcentaje de aceite, y los valores menores indican mayor porcentaje de agua. Este tipo de mapas complementado con los mapas de arena neta y porosidad permiten conocer las mejores zonas de almacenamiento de aceite.

En la intraunidad A115-I (**Figura 47**) se observa que los canales identificados en los mapas anteriores están en su mayoría saturados en aceite, con un porcentaje de saturación de 72%, los valores menores que corresponden a un porcentaje de saturación de 35% se encuentra en las zonas centrales.

Respecto a la intraunidad A113-I (**Figura 48**) los canales anteriormente identificado en los mapas están en su mayoría saturados en aceite, con un porcentaje de saturación de 64%, los valores menores que corresponden a un porcentaje de saturación de 52% distribuidos de manera uniforme en la zona.

Por último, a la intraunidad A109-I (**Figura 49**) los canales anteriormente identificado en los mapas están en su mayoría saturados en aceite, con un porcentaje de saturación de 80%, esta intraunidad es la que presenta los mayores porcentajes y las mejores distribuciones de aceite en la zona. Los valores menores que corresponden a un porcentaje de saturación de 20% encontrado localmente en la zona superior central, posiblemente explicado por un drenaje o fuente de agua subterránea.

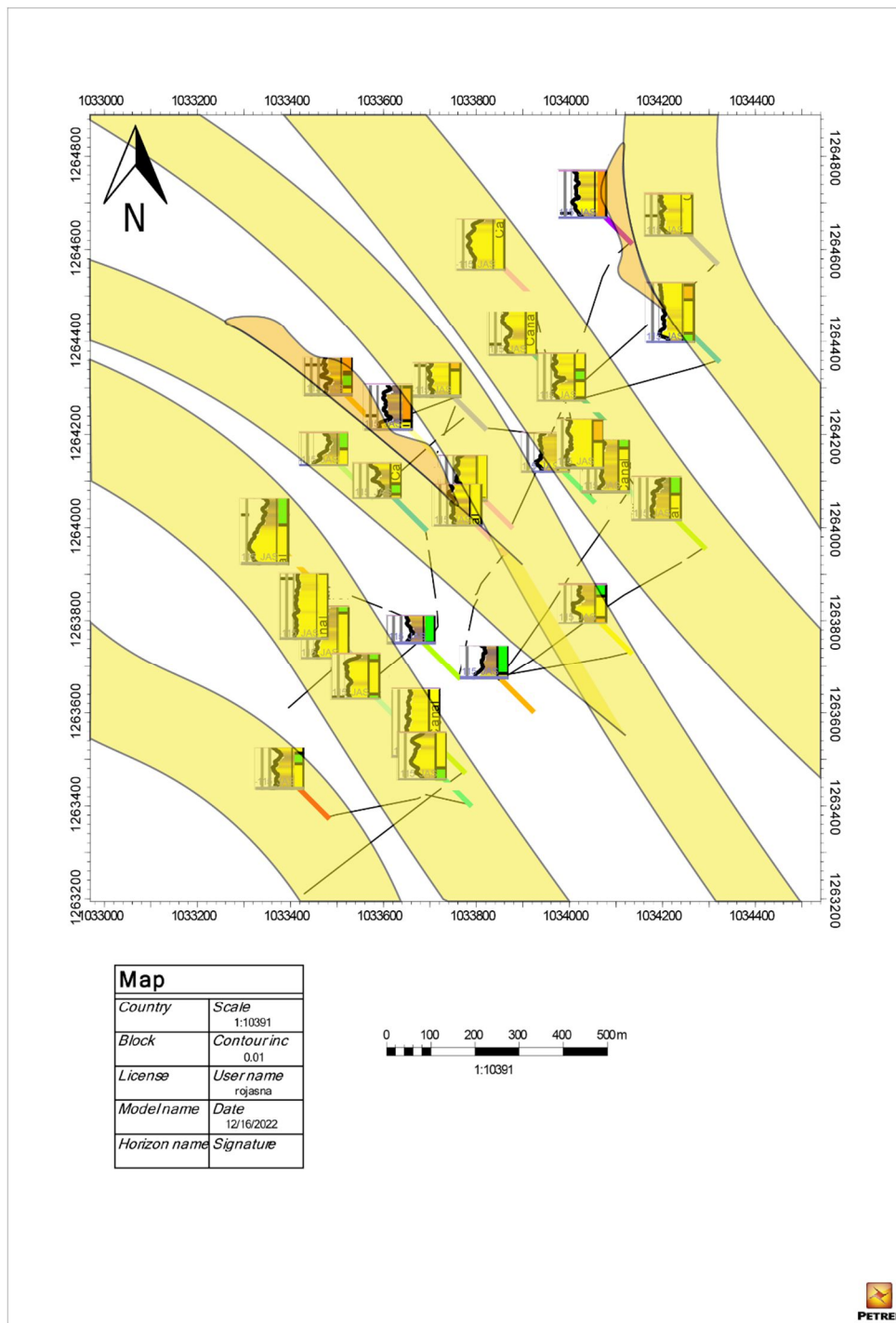
10.3.5 Mapas de facies

Los mapas de facies constan de mapas que definen la ubicación de las distintas facies presentes. Una vez hecha la interpretación de facies con ayuda de los registros en los diferentes pozos, se generó una pestaña de mapa y en ella se coloca la ubicación de los pozos utilizados en la zona de estudio. Luego se utilizó la función *log signature* de los pozos aplicando filtros por cada intraunidad, con el fin de poder exportar cada uno de los mapas de estas intraunidades, mostrando consigo una visualización del registro Gamma Ray y de la interpretación del tipo de facies.

Estos mapas fueron llevados al programa *Adobe Illustrator* para representar la distribución de las facies alrededor del campo, esto se realiza con el criterio geológico dado por el autor en el cual se tienen en cuenta factores como el valor de orientación dado por los estudios previos del campo, y las características geométricas de los canales, en la cual hacen parte el largo, ancho, y curvatura.

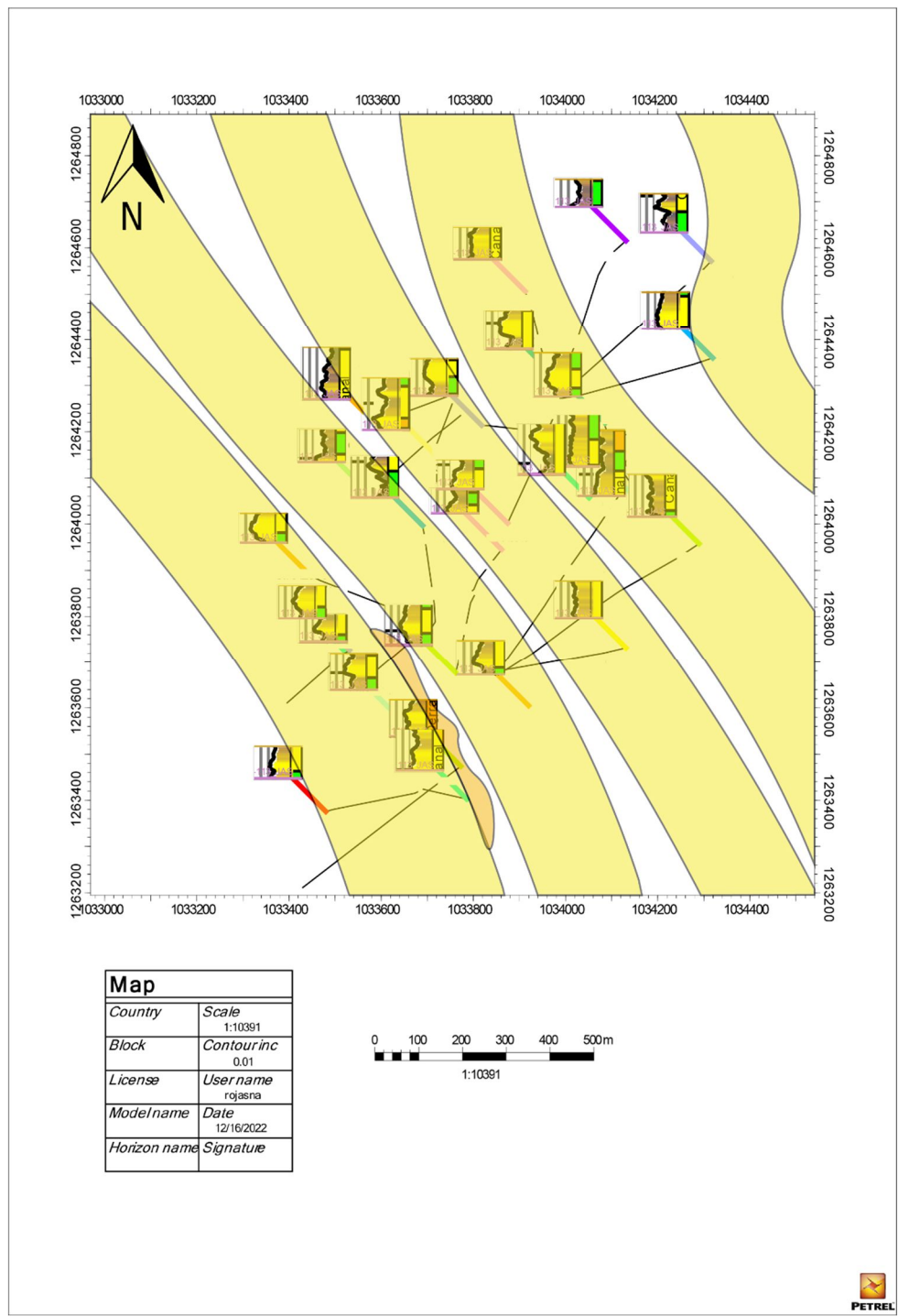
Con el registro Gamma Ray e interpretación de facies, se diferenciaron las facies de borde de canal y de centro de canal. Los centros de canales son determinados por valores de Gamma Ray con electroformas tipo bloque y casi nulo contenido de arcilla, mientras que los bordes de canal son identificados por valores de Gamma Ray con electroformas granodecreciente, en las cuales el tope presenta cierto contenido de arcilla. Adicionalmente, la función *log signature* permite diferenciar la conexión de los diferentes canales de arena, y la conexión de un canal identificado por medio de la similitud presente en la forma de los registros ubicados en la dirección preferente.

Figura 50: Mapa de facies de la intraunidad A115-I.



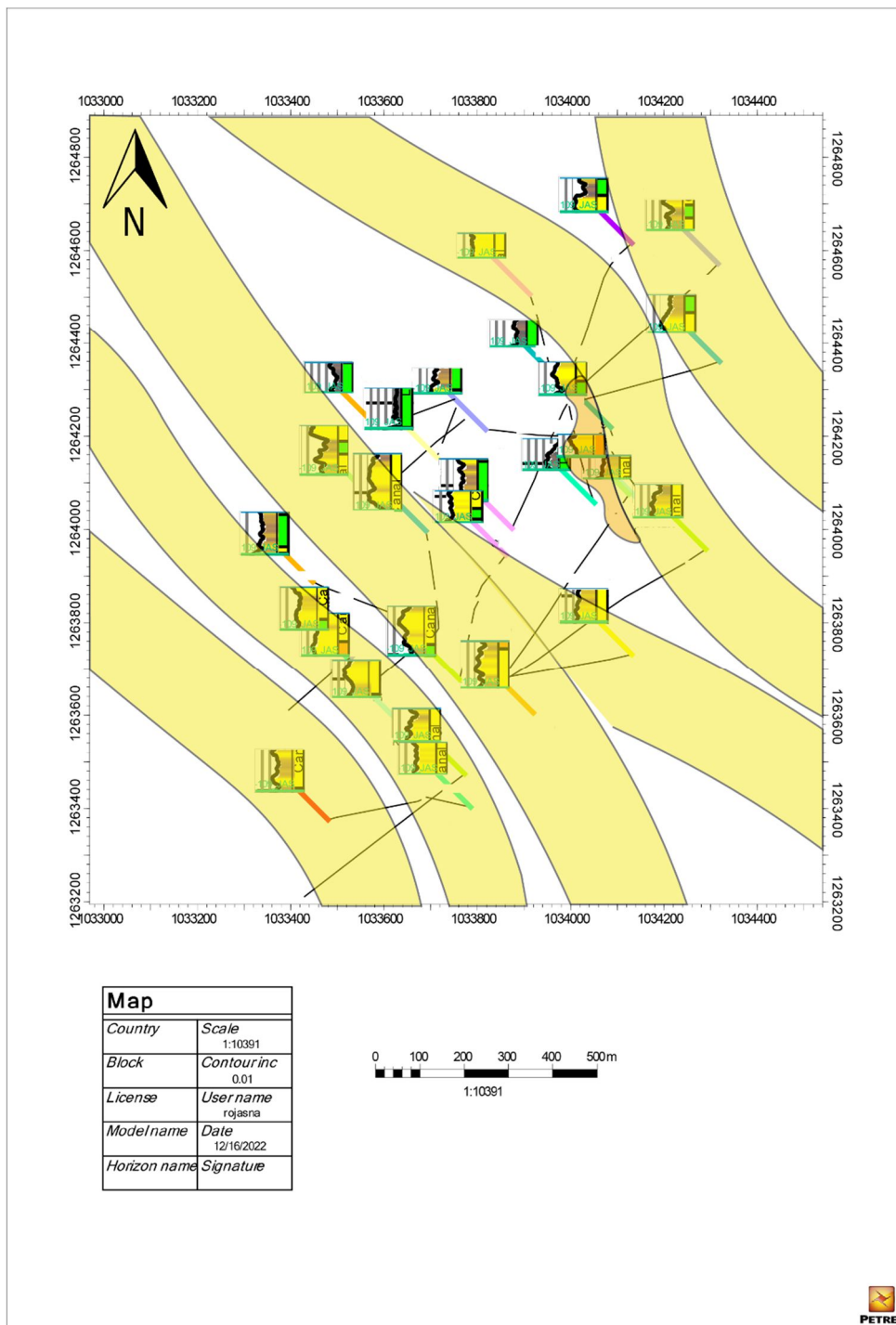
Fuente: Este estudio

Figura 51: Mapa de facies de la intraunidad A113-I.



Fuente: Este estudio

Figura 52: Mapa de facies de la intraunidad A109-I.



Fuente: Este estudio

La clasificación de colores mostrada en los mapas varía en la sección de colores: amarillo, que corresponde a los canales de arena, blanco que corresponde a depósitos de llanura de inundación y el color naranja que corresponde a los depósitos de derrame.

Con esto en cuenta, en la intraunidad A115-I (**Figura 50**), se identificó una alta distribución canales, 5 en total, en el cual 1 se encuentra bifurcado, ubicado en la zona media del área de estudio. En los canales 3 y 5 de encontrados de izquierda a derecha respectivamente, hay presencia de depósitos de derrame, por lo cual, por un aumento en la energía en esas zonas, ocurrió un rompimiento del levee dando paso al desborde de sedimentos lo cual genera la formación de los depósitos de derrame, el promedio del ancho de los canales es de 80m y un largo 600m contados solo en la zona de muestra de registros ya que la escala del estudio limita su interpretación general. La mayoría de canales presenta una sinuosidad hacia el lado izquierdo. Los depósitos de llanura de inundación se encuentran bien distribuidos a lo largo de la zona de estudio

Por otra parte, en la intraunidad A113-I (**Figura 51**), se identificó una mediana distribución canales, siendo 5 en general, en el cual 1 se encuentra bifurcado, ubicado en la zona media del área de estudio. En el canal 1 encontrado de izquierda a derecha respectivamente, hay presencia de depósitos de derrame. El promedio del ancho de los canales es de 100m y un largo 680m contados solo en la zona de muestra de registros ya que la escala del estudio limita su interpretación general. La mayoría de canales presenta una ligera sinuosidad hacia el lado derecho exceptuando el primer canal que en este caso está hacia el lado izquierdo. Los depósitos de llanura de inundación se encuentran mejor distribuidos en las zonas laterales de la zona de estudio

Finalmente, en la intraunidad A109-I (**Figura 52**), se identificó una mediana distribución canales, siendo 5 en general sin presencia de alguna de bifurcación. En el canal 4 encontrado de derecha a izquierda respectivamente, hay presencia de depósitos de derrame. El promedio del ancho de los canales es de 100m y un largo 610m contados solo en la zona de muestra de registros ya que la escala del estudio limita su interpretación general. No hay predominio respecto a la dirección de bifurcación ya que el canal 1 y 2 de izquierda a derecha su sinuosidad va hacia el lado izquierdo, mientras el 3,4 y 5 va hacia el izquierdo. Los depósitos de llanura de inundación se encuentran mejor distribuidos en las zonas centrales de la zona de estudio.

10.3.6 Petróleo original en sitio (POES)

Este método determinístico pretende calcular las reservas de hidrocarburos considerando las propiedades de la roca, fluidos, datos geológicos y geometría del yacimiento, mediante el uso de ecuaciones volumétricas. El volumen de petróleo original en sitio se hace con el fin de conocer el volumen de petróleo presente en el área; para su elaboración se hace uso de la siguiente fórmula:

$$POES = \frac{7758 A h \phi (1 - S_w)}{B_{oi}} \quad (10)$$

Donde:

7758: es el factor de conversión de unidades acres/pie a barriles

A: Área del campo (acres)

h : Espesor de interés (pies)

\emptyset : Porosidad efectiva (%)

S_w : Saturación de agua (%)

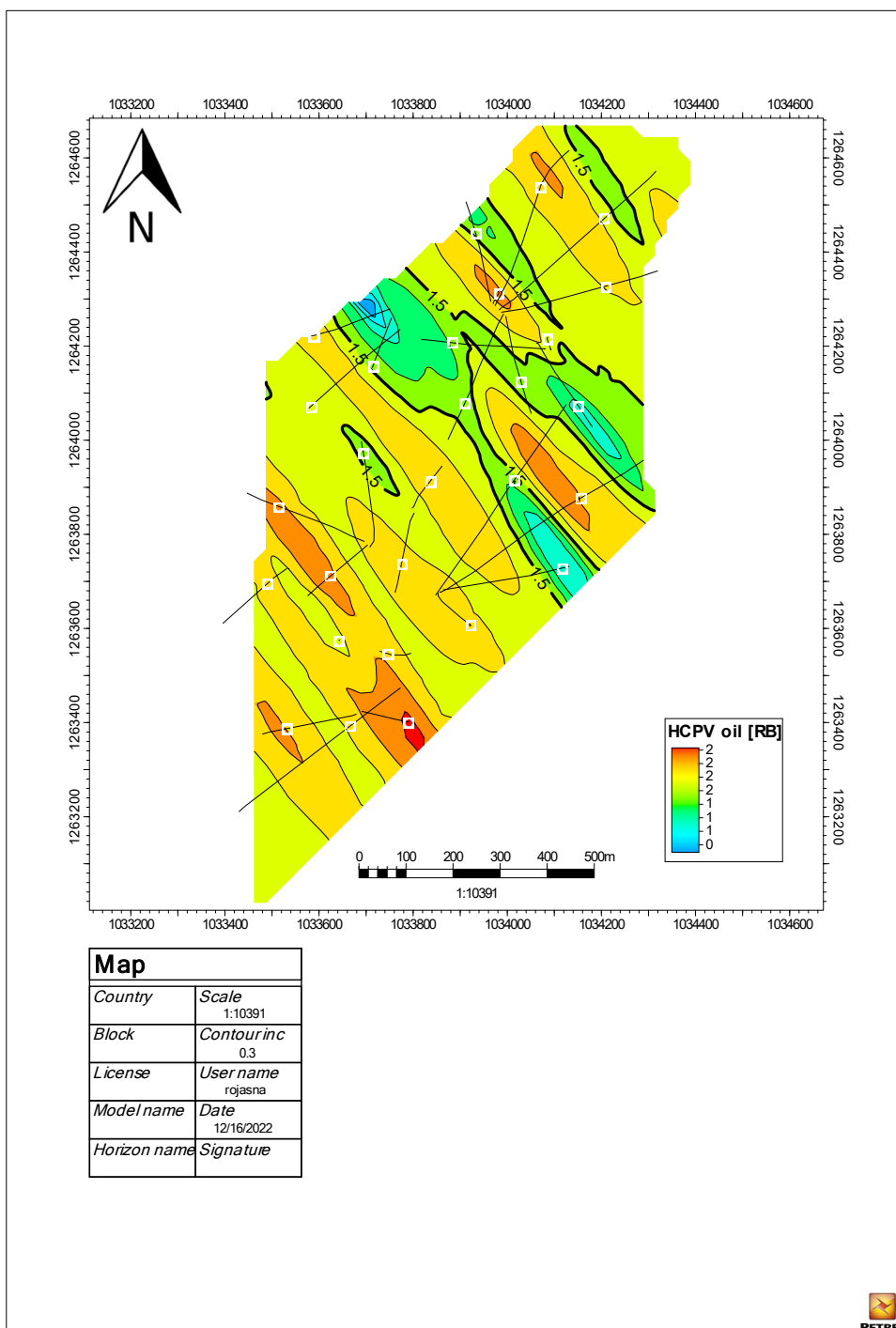
B_{oi} : Factor volumétrico inicial del petróleo

Para la elaboración de la fórmula se utilizaron los mapas de saturación de aceite, arena neta y porosidad que fueron anteriormente elaborados. Después se hizo uso de la herramienta de calculadora de superficie en el software Petrel, donde el valor de entrada son los mapas de arena neta, porosidad y saturación de aceite, luego se multiplicaron entre sí para generar el mapa de POES. Este mapa es dividido por el factor volumétrico inicial de formación, que en este caso fue de 1.2, dado por el área de ingeniería. Esto es realizado para cada intraunidad.

Los otros parámetros utilizados en la fórmula se toman intrínsecamente en el programa, debido a que el factor área, una vez recortada es tomada automáticamente, y el valor de 7758 que corresponde al valor de conversión, también es tomado automáticamente al ver los valores de POES en el software.

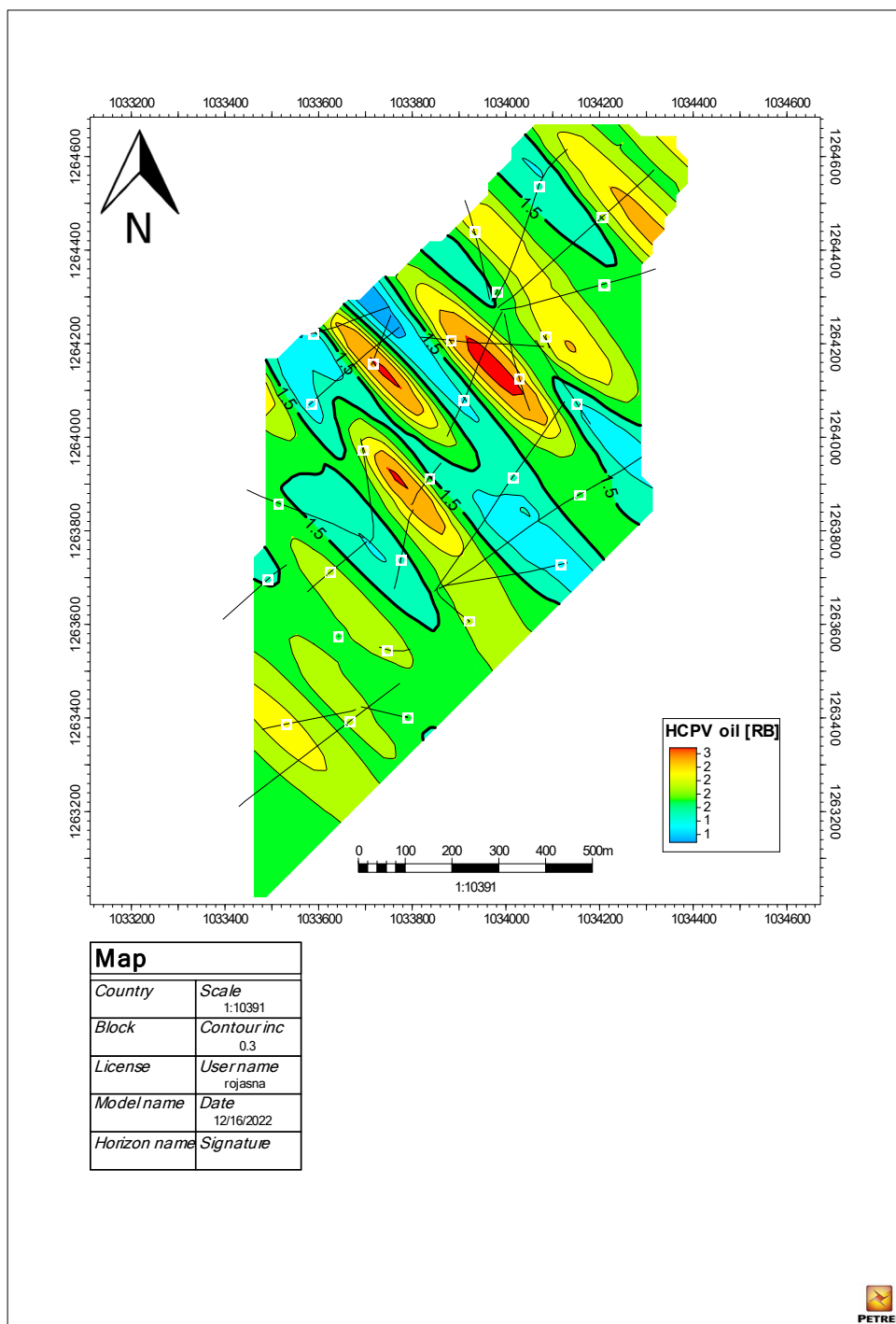
Con la elaboración de estos mapas, se identifican las zonas donde se encuentra la mayor acumulación de hidrocarburos, y también del valor total de la zona para cada intraunidad. El valor total de petróleo original en sitio da un valor estimado de 3'881,588 barriles en el área de estudio.

Figura 53: Mapa de hidrocarburo por volumen de la intraunidad A115-I.



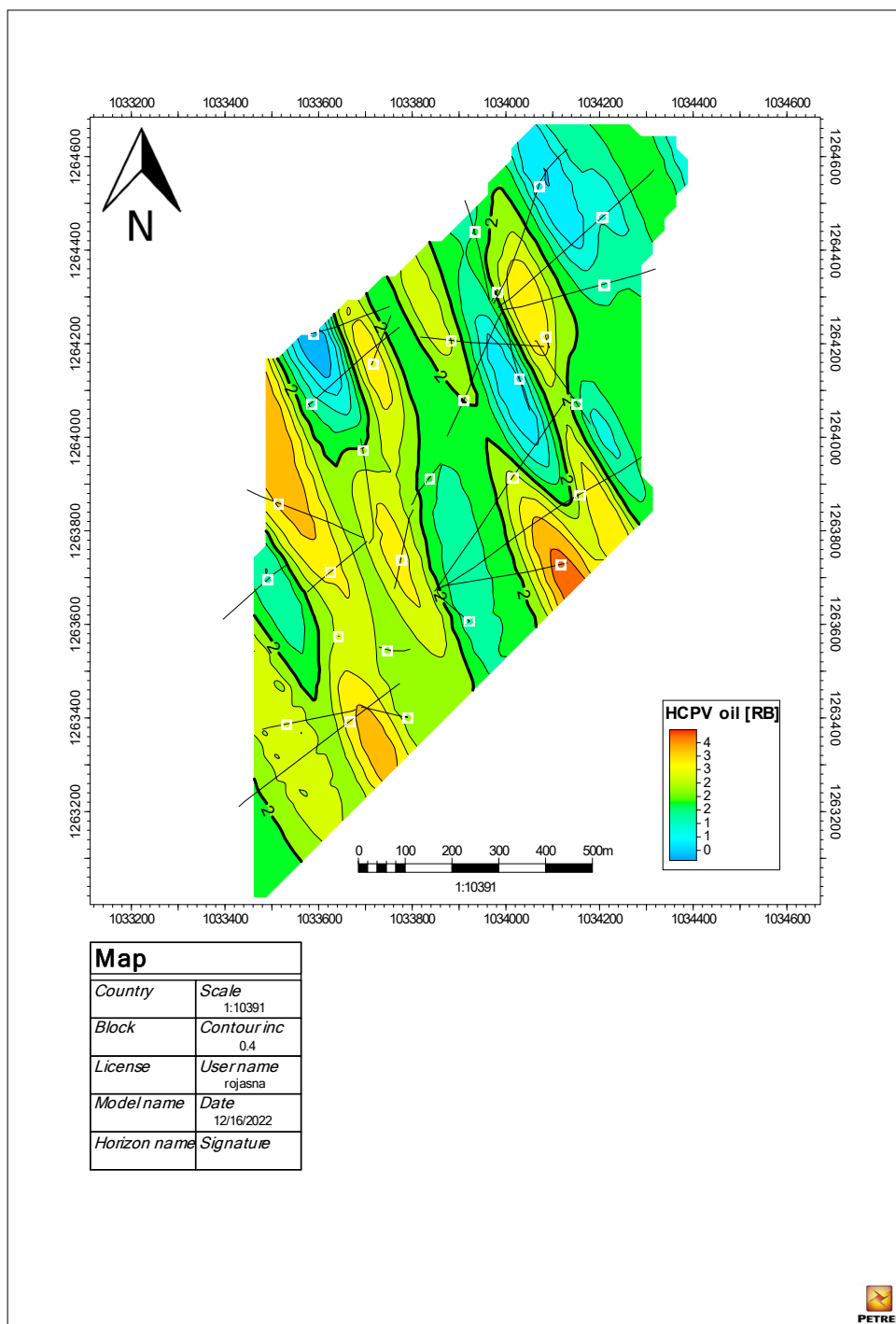
Fuente: Este estudio

Figura 54: Mapa de hidrocarburo por volumen de la intraunidad A113-I.



Fuente: Este estudio

Figura 55: Mapa de hidrocarburo por volumen de la intraunidad A109-I.



Fuente: Este estudio

La clasificación de colores mostrada en los mapas varía en el rango de colores rojo y azul, en donde los colores más hacia el espectro del rojo representan mayores valores de POES. Este tipo de mapas ayuda como complemento para la toma de decisiones respecto a nuevas propuestas de pozo, ya que se puede conocer a nivel espacial en donde se tendrían los valores mayores de petróleo original en sitio.

En la intraunidad A115-I (**Figura 53**) se identificaron 7 zonas de valores aceptable de POES. La agrupación de pozos en cada una de las zonas, permite conocer la conectividad de los pozos para conocer el flujo de aceite presente. La dirección de distribución de dichas zonas es de N35°W, siendo las zonas más hacia el oeste donde valores POES aumentan, valor máximo de 2 RB.

En la intraunidad A113-I (**Figura 54**) se identificaron 6 zonas de valores aceptable de POES. La agrupación de pozos en cada una de las zonas, permite conocer la conectividad de los pozos para conocer el flujo de aceite presente. La dirección de distribución de dichas zonas es de N45°W, siendo las zonas más hacia el este donde valores POES aumentan, valor máximo de 3 RB.

Por último, en la intraunidad A109-I (**Figura 55**) se identificaron 4 zonas de valores aceptable de POES. La agrupación de pozos en cada una de las zonas, permite conocer la conectividad de los pozos para conocer el flujo de aceite presente. La dirección de distribución de dichas zonas es de N25°W, siendo la zona más hacia el SE la que presenta el valor máximo, con 4 RB.

Los valores más altos de petróleo original en sitio están presentes en las unidades: A121-I, A109-I y A3Cb-U respectivamente en orden descendente, representadas por las superficies presentes en las figuras: **Figura 53**, **Figura 54** y **Figura 55**.

Con esto se analiza que las zonas con mayores valores se ubican en la zona del ciclo superior, donde petrofísicamente se observan mayores lentes de arena que contienen buenos cortes de aceite.

Estos valores sugieren un excelente potencial de reservas para la Formación Mugrosa en el área de estudio. Estos resultados se muestran en la **Tabla 2**, los cuales contribuyen a la idea de extender el estudio de la formación hacia las otras áreas del campo para la adición de reservas a este.

Tabla 2: Tabla de valores de petróleo original en sitio (POES) medido en bbl por cada unidad.

Unidades	Valor POES (bbl)
A121-I	3785107,236
A109-I	3428322,078
A3Cb-U	3043128,757
A113-I	2878575,139
A115-I	2851752,134
A103-I	2543127,273
Atb-U	2484547,681
A116-I	2101883,488
A2-U	1907870,872
A108-I	1859336,549
A2Dt-U	1742058,033
A119-I	1741008,98
A112-I	1593938,404
A102-I	1548606,456
A3-U	1456514,182
A4-U	1441749,017
A123-I	1342824,49
A105-I	1176087,273
A124-I	1075492,096
A101-I	1013786,716
A126-I	805155,0278
A118-I	698028,6902
A106-I	650050,0186
A4Cb-U	589810,4638
A1-U	195642,3006
A1Ab-U	171380,126
Total	44125783,48

Fuente: Este estudio

Después se calculó que tanto van a drenar los pozos, es decir, la cantidad de reservas disponibles. Estas se calculan multiplicando el POES por el factor de recobro que se tiene en el campo. Para el cálculo del factor de recobro se necesita de los valores de acumulado de aceite que se describen en la **Tabla 3**. Las fórmulas están representadas en la **Figura 56**:

Figura 56: Parámetros empleados en el cálculo de petróleo original en sitio y factor de recobro.

$$\text{Aceite original en sitio } O_i = \frac{A \times d \times 7758 \times \phi \times (1 - S_w)}{B_i}$$

$$\text{Aceite en sitio en abandono } O_a = \frac{A \times d \times 7758 \times \phi \times (1 - S_w - S_g)}{B_a}$$

$$\text{Reservas de aceite } O_r = O_i - O_a$$

$$\text{Factor de recobro} = \frac{O_r}{O_i}$$

Fuente: Este estudio

Donde:

O_i= Aceite original en sitio

O_a= Aceite en sitio en abandono

O_r= Reservas de aceite o también llamado acumulado de aceite

Fr= Factor de recobro

Tabla 3: Tabla de valores de acumulado de aceite medido en BO para cada pozo de la zona.

Pozo	CUMOIL (BO)	JAS17	243758,3	JAS34	141330,05
JAS1	1803525,11	JAS18	656879,97	JAS35	154066,1
JAS2	359495,79	JAS19	177582,32	JAS36	159421,74
JAS3	547835	JAS20	194270,76	JAS37	151323,62
JAS4	936002,27	JAS21	427554,37	JAS38	246189,25
JAS5	985136,87	JAS22	182523,48	JAS39	28376,39
JAS6	1089238,04	JAS23	28415,96	JAS40	178418,58
JAS7	773309,25	JAS24	102715,44	JAS41	108223,09
JAS8	815850,23	JAS25	68735,37	JAS42	110812,28
JAS9	932488,51	JAS26	66840,2	JAS43	189390,17
JAS10	862214,22	JAS27	149632,82	JAS44	10684,33
JAS11	371417	JAS28	145822,53	JAS45	170481,65
JAS12	561190,82	JAS29	66123,01	JAS46	256465,43
JAS13	527148	JAS30	130142,32	JAS47	151551,15
JAS14	346485	JAS31	223487,58	JAS48	175368,77
JAS15	399678	JAS32	174322,89	JAS49	40469,71
JAS16	39642	JAS33	234589,61	Total	16896625,35

Fuente: Este estudio

F.R	38.29%
-----	--------

Aplicando la tercera fórmula se tiene que el factor de recobro es del 38.29%, por lo tanto, las reservas recuperables son de 16'857,472.49 barriles, este valor puede considerarse alto debido a la posible toma de producción de otras áreas. Por otra parte, debido al alcance del proyecto se debe revisar la producción de alocación de un dato con menor incertidumbre.

10.4 IDENTIFICACION DE OPORTUNIDADES

Esta sección tiene como objetivo conocer el aceite original en sitio e identificar las reservas que aún no han sido drenadas del yacimiento, por medio de los mapas de petróleo original en sitio (POES) en los cuales se puede conocer las zonas de mayor acumulación de hidrocarburos y con esto proponer nuevos pozos para esa zona.

Se generó estimados de las cantidades a extraer de los pozos propuestos, utilizando un recorte de la zona de afluencia de extracción del hidrocarburo generado por el pozo, y con esto proceder al uso de la herramienta de cálculo de volumen de hidrocarburo. Este cálculo se realiza para cada intraunidad y con la suma de estos se obtiene el valor total de hidrocarburo que se puede extraer con el pozo propuesto. Luego se agregó el factor de recobro para conocer cuánto de ese hidrocarburo realmente se puede llevar a superficie.

Otra forma de poder generar nuevas oportunidades es a través de un seguimiento de *workover*, utilizando los mapas de POES para deducir los diferentes canales de arena que hay por cada intraunidad. Estos canales permiten conocer la conexión o desconexión de los diferentes pozos que ya se han perforado en la zona, y así establecer si se identifican diferentes pozos que pertenecen a un mismo canal, y la conexión que existe entre ellos.

Además, se puede dar seguimiento a los pozos que no han sido cañoneados aún, para generar nuevas oportunidades a través de ellos. Para complemento de este ejercicio, por cada oportunidad identificada se presenta su concepto, los diferentes riesgos a los que están sujetas, la inversión a realizar y los valores de POES que se esperarían generar.

Figura 57: Oportunidad en *workover* identificada en la unidad A115-I en el pozo no cañoneado JAS2.

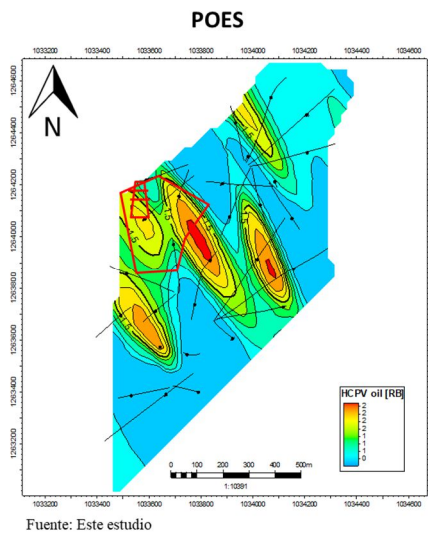


Fuente: Este estudio

En la **Figura 57**, se observa una oportunidad de tipo *workover* en el pozo JAS2, donde se analizan los cinturones de arena para el análisis de conexión con los pozos utilizados JAS1 y JAS3. Se hace la interpretación de registros de dichos pozos en la intraunidad A115-I y se observa que uno de los pozos no se encontraba cañoneado, a pesar de que los registros también indicaban la presencia de arenas productoras, sin embargo, esta oportunidad está sujeta a riesgos estructurales. Para esta oportunidad de *workover* se necesita de una inversión de 40.000 USD o 5.000 USD cuando sea una oportunidad, el POES para esa intraunidad es de 103.372,05 bbl de los cuales 15.000 bbl corresponden a reservas recuperables.

Se propone un nuevo pozo identificado como JAS22 como lo indica la **Figura 58**, este pozo se elabora por concepto de completamiento del patrón actual como se observa en el polígono rojo, ubicado en zona de cuña de falla que actualmente no está siendo drenada por ningún pozo existente.

Figura 58: Propuesta de nuevo pozo JAS22 en el lado NW de la zona de estudio.



Fuente: Este estudio

- Oportunidad de nuevo pozo JAS22
- Riesgos: Estructurales y cambio de facies
- Inversión: 0.9-1.2 MUSD
- POES: 3.369.288,41 bbl
- Reservas recuperables: 170.000 bbl

Fuente: Este estudio

La columna de aceite se encuentra localizadas en el rango de unidades del A1-U al A3-U que contienen altos niveles de POES, la cual se propone para ser perforada. Esta propuesta presenta riesgos a nivel estructural por efecto de la falla La Cira, la cual generó fallamiento de rumbo que hasta el día de hoy se han generado nuevos descubrimientos de dichas fallas en el campo. También a nivel estratigráfico por presencia de cambio de facies debido a que esa zona no hay abundancia de pozos para seguir conectando sus facies. Para esta oportunidad de nuevo pozo se necesita de una inversión de 0.9 a 1.2 Millones de dólares (MUSD), el POES es de 3.369.288,41 bbl de los cuales 170.000 bbl corresponden a reservas recuperables.

11. CONCLUSIONES

- La interpretación de facies se ha realizado pozo a pozo haciendo una identificación de zonas de canal identificada con valores de Gamma Ray bajos, porosidades altas y electroformas granodecrecientes. Llanuras de inundación identificada con valores de Gamma Ray altos, porosidades bajas y electroformas aserradas y zonas de derrame identificada con valores de Gamma Ray medio a altos, porosidades medias y electroformas granocrecientes. Es claro anotar que pueden existir facies adicionales pero que por el alcance del proyecto no fueron interpretadas.
- Los mapas de propiedades petrofísicas fueron elaborados considerando las tendencias de deposición de cada una de las facies en cada una de las unidades de la columna estratigráfica, es claro que existe una relación directa de la distribución de estas propiedades con el ambiente y sus tendencias.
- Las nuevas oportunidades se encuentran ubicadas en zonas de canales que de acuerdo a su disposición estratigráfica no han sido drenadas por pozos existentes, de acuerdo a las evaluaciones realizadas los canales en su gran mayoría tienen en promedio tendencias N30°W, dentro de la disposición estratigráfica regional pueden encontrarse varios cuerpos de canales separados por zonas de inundación y zonas de derrame asociados con la dinámica y geometría de los cuerpos, estos cuerpos pueden encontrarse conectados o desconectados. La desconexión de los canales se da principalmente por la falta de información de algunas zonas que al momento de la interpolación no tiene en cuenta su carácter local.

- El método geoestadístico Kriging es una herramienta de suma importancia al momento de generar modelos de ambiente fluvial ya que no solo se limita a hacer la interpolación propuesta, si no también permite modificar los parámetros de entrada ajustándolo con factores asociados a dicho canal, como es el ancho, largo, y dirección. Con esta modificación de parámetros logra ajustar los modelos a escenarios con una menor incertidumbre.
- Según la clasificación de los ciclos principales se tiene: A superior y A inferior, se le atribuye a cada uno un ambiente de tipo fluvial, sin embargo, en la parte superior se puede ver reflejada mayores niveles de energía, esto se ve evidenciado a lo largo del estudio de los diferentes mapas. De hecho, las unidades superiores como se vio representado por la intraunidad A109-I presentan mayores niveles de desarrollo de canales, los cuales presentan areniscas que van de grano grueso a fino con los valores más altos de arena neta, porosidad, y saturación en aceite. Esto indica que las zonas superiores tenían un menor espacio de acomodación/sedimentación, y, por lo tanto, se genera un amalgamiento de canales, lo cual hace menos frecuente encontrar formación de llanuras de inundación durante la migración y avulsión de los canales.
- Los valores mayores de volumen de petróleo promedio corresponden a las unidades: A121-I, A109-I y A3Cb-U. Se planteo conocer los valores reales que se puede extraer del reservorio, para esto se utilizaron los datos acumulados totales de los diferentes pozos dados por ingeniería, dividido por el valor total de volumen de hidrocarburo, obteniendo un 38,29% de factor de recobro. Obteniendo 44´125,783 de barriles en petróleo original en sitio y 16´857,472.49 de barriles extraíbles después de

factor de recobro. Es importante revisar los valores de alocación de los pozos de acumulado de aceite, ya que puede afectar al momento del cálculo del factor de recobro debido a que las zonas pueden estar recibiendo producción de las zonas aledañas y como consecuencia, ocurra una inflación en las reservas totales.

12. RECOMENDACIONES

Se recomienda adquirir información adicional para otros pozos del yacimiento un conjunto de análisis de laboratorio tanto de básicos (RCAL) como especiales (SCAL) con el fin de calibrar de manera más eficiente los resultados obtenidos en los cálculos petrofísicos finales.

Se recomienda hacer uso de la metodología de trabajo usada en este estudio en las otras áreas del campo con el fin de hacer una evaluación financiera de la Formación Mugrosa en todo el campo ya que posee un gran potencial para adicionar nuevas reservas en el corto plazo, pudiendo fortalecer la cantidad de reversas y la cartera comercial empresa.

Se recomienda realizar un análisis de los mapas de POES de las diferentes intraunidades hechos en este estudio con el fin de verificar nuevas oportunidades a través de workover o pozos nuevos.

Se recomienda consultar los valores de asignación para la disminución de la incertidumbre de los valores POES (reevaluar los modelos petrofísicos).

13. REFERENCIAS

- Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH)., (2012). Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos Pozo: Infantas-1613. 1, 24-36.
- Arregui, J., Edmondson, P.; Margetts, L.; Windes, W.; Carroll, M., & Mummery, P., (2018). Characterisation of the spatial variability of material properties of Gilsocarbon and NBG-18 using random fields". *Journal of Nuclear Materials.* 4, 91–108. <https://doi.org/10.1016/j.jnucmat.2018.09.008>
- Banerjee, S., (2017). High-Dimensional Bayesian Geostatistics. *Bayesian Anal.* 2, 583—614. <https://doi.org/10.1214/17-BA1056R>
- Banerjee, S., Carlin, B., & Gelfand A., (2014). *Hierarchical Modeling and Analysis for Spatial Data, Second Edition.* Chapman & Hall/CRC Monographs on Statistics & Applied Probability. <https://doi.org/10.1201/9780203487808>
- Bayraktar, H., & Sezer, T., (2005). A Kriging-based approach for locating a sampling site—in the assessment of air quality. *SERRA.* 4, 301–305. <https://doi.org/10.1007/s00477-005-0234-8>
- Bigelow, E., (1992). *Introduction to Wireline Log Analysis.* Houston, Texas: Western Atlas International, pp. 25-50
- Bohling, G., (2005). *Introduction to geostatistics and variogram analysis.* Kansas geological survey. 1, 1-20.
- Briseño, L., & León, R., (1993). Los potenciales espontáneos: aspectos básicos y sus aplicaciones. *Earth Sciences Research Journal,* 2, 22-24. <http://dx.doi.org/10.15446/esrj>
- Bryant, I., (1996). The Application of Physical Measurements to Constrain Reservoir-Scale Sequence Stratigraphic Models. In: Howell, J.A. & Aitken, J.F (eds). *High Resolution Sequence Stratigraphy: Innovations and Applications.* Geology Society Special Publication. 104, 51–64. <https://doi.org/10.1144/GSL.SP.1996.104.01.05>
- Burns, C., Mountney., N., Hodgson, D., & Colombera, L. (2017). Anatomy and dimensions of fluvial crevasse-splay deposits: Examples from the Cretaceous Castlegate Sandstone and Neslen Formation, Utah, USA. *Sedimentary Geology,* 351, 21-35. <https://doi.org/10.1016/j.sedgeo.2017.02.003>
- Butler, R., & Grassot, M., (1993). Tectonic controls on base-level variations and depositional sequences within thrust-top and foredeep basins: examples from the Neogene thrust belt of central Sicily. *Basin Research.* 5, 137-151 p. <https://doi.org/10.1111/j.1365-2117.1993.tb00062.x>
- Caballero, V., Parra, M., & Mora, A., (2010). Levantamiento de la Cordillera Oriental de Colombia durante el Eoceno tardío-Oligoceno temprano: proveniencia sedimentaria en el Sinclinal de Nuevo Mundo, cuenca Valle Medio del Magdalena. *Boletín de geología.* 32, 45-77.

http://www.scielo.org.co/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S012002832010000100003&lng=en&nrm=iso

- Camana, F., & Deutsch, C. (2019). The nugget effect. *Geostatistics Lessons*. Available online: <http://www.geostatisticslessons.com/lessons/nuggeteffect> (accessed on 16 March 2019).
- Chaparro, W., & Ordoñez, D., (2019). Evaluación técnico financiera de los efectos de los modificadores de permeabilidades relativas en el campo la Cira Infantas (Bachelor's thesis, Fundación Universidad de América). 4, 25-45.
- Chung, S., Venkatramanan, S., Hussam, Eldin., Selvam, S., & Prasanna, M. (2019). Supplement of Missing Data in Groundwater-Level Variations of Peak Type Using Geostatistical Methods. *GIS and Geostatistical Techniques for Groundwater Science*. Elsevier. 2, 33–41. <http://dx.doi.org/10.1016/B978-0-12-815413-7.00004-3>
- Córdoba, F., & Kairuz, E. (2000). Sistemas petrolíferos de la subprovincia de Neiva, Valle Superior del Magdalena, Colombia. *EAGE Publications BV*. 7, 118.
- Dahlberg, K. (1989). A Practical Model for Analysis of Compensated Neutron Logs in Complex Formations. Paper PP presented at the 1989 SPWLA Annual Logging Symposium. 4, 27-39.
- Dailey, P. (1977). A guide to accurate wellbore survey calculations: *Drilling-DCW*. 5, 52-119. <https://doi.org/10.2172/6212705>
- Díaz, J., (2013). Redefinición de topes con base en ciclos estratigráficos en el campo la cira-infantas (área infantas norte), Formación Mugrosa, unidad c; aplicación práctica al diseño de un pozo horizontal en el área de estudio. *Uis repositorio*. 4, 23-35.
- ElGizawy, M., Androsovich, N., Rachi, H., Abbas, N., Katheeri, Y., Koakkadan, S., & Hargreaves, B., (2017). Is While-Drilling True Vertical Depth True? In Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference. *OnePetro*. 4.
- Engheim, E., (2018). Data Objects in Geological Modeling. *Medium*. 7, 1-2. <https://erik-engheim.medium.com/data-objects-in-geological-modeling-c5cd4ce4fb21>
- Ford, D. (2017). The Empirical Variogram" (PDF). faculty.washington.edu/edford. Retrieved 31 October 2017. 2, 13-20.
- Garnier, M., (2022). Introducción al análisis geoestadístico de datos en geociencias: teoría y aplicación. *Revista Geológica de América Central*. 67, 1-22.
- García, F., (2004). Aplicación de la geoestadística en las ciencias ambientales. *Ecosistemas*, 13, 15-18.
- GISGeoprahy., (2022). Kriging Interpolation – The Prediction Is Strong in this One. *Web GISGeoprahy*. 2, 1-2. <https://gisgeography.com/kriging-interpolation-prediction/>
- Gluyas, J., & Swarbrick, R., (2004). *Petroleum Geoscience*. Blackwell Publishing. 32, 12-20.

- Gómez, E., Jordan, T., Allmendinger, R., & Cardozo, N. (2005). Development of the Colombian foreland-basin system as a consequence of diachronous exhumation of the northern Andes, Geological Society of America Bulletin. 117, 9-10. <https://doi.org/10.1130/B25456.1>
- González, F., Idrobo, E., & Mantilla, J., (2003). Caracterización Estocástica de Yacimientos Estratigráficamente Complejos mediante la Integración de Información Dinámica del Yacimiento usando Técnicas de Computación Evolutiva. In 8th Simposio Bolivariano-Exploración Petrolera en las Cuenas Subandinas. EAGE Publications BV. 59, 33-43. <https://doi.org/10.3997/2214-4609-pdb.33.Paper59>
- Goovaerts, P. (2008). Kriging and semivariogram deconvolution in the presence of irregular geographical units. Mathematical geosciences. 40, 101-128. <https://doi.org/10.1007/s11004-007-9129-1>
- Green, P., Lidmar-Bergström, K., Japsen, P., Bonow, J., & Chalmers, J., (2013). Stratigraphic landscape analysis, thermochronology and the episodic development of elevated, passive continental margins. Geological Survey, Denmark, pp 18-25.
- Grinias, E., Atzemoglou, A., & Kotzinos, D., (2015). Design and Development of an OGC Web Processing Service as a Framework for Applying Ordinary Kriging in Groundwater Management. 4, 4-10. <https://doi.org/10.26234/HEAL.IHU.EV6Q-7666>
- Gutiérrez, M. (2001). Rock physics and 3-D seismic characterization of reservoir heterogeneities to improve recovery efficiency (Doctoral dissertation, Stanford University). 2, 47-56.
- Hauge, P., (1981). Measurements of attenuation from vertical seismic profiles. Geophysics. 46, 1548-1558. <https://doi.org/10.1190/1.1441161>
- Herrera, E., (2016). Generación del modelo geoestadístico de los depósitos fluviales para la Formación Mugrosa del Campo Colorado. Uis repositorio. 4, 63-80.
- Hettinger, R., McCabe, P., & Shanley, K., (1993). Detailed facies anatomy of transgressive and highstand systems tracts from the Upper Cretaceous of southern Utah. Recent Applications of Siliciclastic Sequence Stratigraphy. 4. 125-153.
- Holbrook, J., Scott, R., & Oboh-Ikuenobe, F. (2006). Base-level *buffers* and buttresses: a model for upstream versus downstream control on fluvial geometry and architecture within sequences. Journal of Sedimentary Research. 76, 162-174. <https://doi.org/10.2110/jsr.2005.10>
- Inglis, T. (1987). Directional Drilling, Petroleum Engineering and Development Studies, Volume 2: London, Graham and Torman. 9, 155-171. <https://doi.org/10.1007/978-94-017-1270-5>
- Irving, E. (1971). La evolución estructural de los Andes más septentrionales de Colombia. Boletín geológico. 19, 1-90. <https://doi.org/10.32685/0120-1425/bolgeol19.2.1971.395>
- Lidmar-Bergström, K., Bonow, J., & Japsen, P. (2013). Stratigraphic Landscape Analysis and geomorphological paradigms: Scandinavia as an example of Phanerozoic uplift and

subsidence. *Global and Planetary Change*. 100, 153–171.
<https://doi.org/10.1016/j.gloplacha.2012.10.015>

Lin, H., (2010). The convergence of the geometric interpolation algorithm. *Computer-Aided Design*, 42, 505-508. <https://doi.org/10.1016/j.cad.2010.01.006>

Llamosa, O., (2010). Análisis de la continuidad lateral de las sub-unidades reservorio de la Formación Esmeraldas (zona d) en un sector del campo La Cira Infantas, cuenca Valle Medio del Magdalena. *Uis repositorio*. 7, 51-70.

Madero, H., Rueda, J., Ortiz, A., & Colegial, J., (2010). Análisis estratigráfico para las arenas de la Formación Mugrosa en área piloto implicaciones paleogeográficas. *Boletín de Geología*. 32, 27-44.

Mendenhall, W., Beaver, R., & Beaver, B., (2013). *Introduction to probability and statistics*. Cengage Learning, pp. 10-19

Miall, A. (2010). *The geology of stratigraphic sequences*. Springer Science & Business Media, pp 47-64

Mojica, J., & Franco, R. (1990). Estructura y evolución tectónica del Valle Medio y Superior del Magdalena, Colombia. *Geología Colombiana*. 17, 41-64.

Morales, L. (1958). General geology and oil occurrences of middle Magdalena valley, Colombia: South America. 18, 320-350

Octavian, C., Kendall, C., Posamentier, H., & Strasser, A. (2011). *Sequence Stratigraphy: Methodology and Nomenclature*. 44, 173-245 <https://doi.org/10.1127/0078-0421/2011/0011>

Olea, R. (1991). *Geostatistical Glossary and Multilingual Dictionary*. Oxford University Press, p 47, 67, 81.

Olea, R. (1999). *Geostatistics for Engineers and Earth Scientists*. Kluwer Academic. 3, 31-38. https://doi.org/10.1007/978-1-4615-5001-3_3

Orme, A. (2007). The Rise and Fall of the Davisian Cycle of Erosion: Prelude, Fugue, Coda, and Sequel. *Physical Geography*. 28, 474–506. <https://doi.org/10.1080/02693799008941549>

Otero, E., (2016). Generación del modelo geoestadístico de los depósitos fluviales para la formación mugrosa del campo colorado. 1, 5-9. <https://doi.org/10.18273/revfue.v14n2-2016003>

Oyola, V., & Córdoba, J. (2022). Ecopetrol fuentes de apalancamiento financiero. *Unal*. 45, 10-20

Pardo, A., Vargas, C., Barrero, D., & Martínez, J., (2007). *Colombian Sedimentary Basins*. Bogota, Colombia. Agencia Nacional De Hidrocarburos, pp. 79.

Patzkowsky, M., & Holland, S. (2012). *Stratigraphic Paleobiology*. Chicago: University of Chicago University Press. 10, 30-40. <https://doi.org/10.7208/9780226649399>

- Phillips, J. (2002). Erosion, isostatic response, and the missing peneplains. Elsevier. 45, 225-241. [https://doi.org/10.1016/S0169-555X\(01\)00156-8](https://doi.org/10.1016/S0169-555X(01)00156-8)
- Pied, B., & Poupon, A. (1966). SP Base Line Shifts in Algeria. SPWLA Annual Logging Symposium. 9–11.
- Pitard, F. (1994). Exploration of the Nugget Effect. Geostatistics for the next century. 124-136.
- Ramón, J., & Cross, T. (1997). Characterization and prediction of reservoir architecture and petrophysical properties in fluvial channel sandstones, middle Magdalena Basin, Colombia. CT&F-Ciencia, Tecnología y Futuro. 1, 19-46.
- Rojas, C. (2011). Modelamiento geoestadístico de los depósitos fluviales de la zona c-Formación Mugrosa en el área la Cira-Este del Campo La Cira. Departamento de Geociencias. Unal repositorio. 1, 22-36.
- Rojas, C., (2011). Modelamiento geoestadístico de los depósitos fluviales de la Zona C Formación Mugrosa en el área la Cira-Este del Campo La Cira. UNAL repositorio. 1, 20-56. <https://repositorio.unal.edu.co/handle/unal/7881>
- Russell, W. (1944). The total gamma ray activity of sedimentary rocks as indicated by Geiger counter determinations. Geophysics. 9, 180-216. <https://doi.org/10.1190/1.1445076>
- Sarmiento, G., Puentes, J., & Sierra, C., (2015). Evolución geológica y estratigrafía del sector norte del Valle Medio del Magdalena. Geología Norandina. 12, 51-82.
- Sawyer, C., & Lieuallen-Dulama, K., (1998). Productivity comparison of horizontal and vertical ground water remediation well scenarios. Groundwater. 36, 98-103. <https://doi.org/10.1111/j.1745-6584.1998.tb01069.x>
- Schlager, W. (2005). Carbonate Sedimentology and Sequence Stratigraphy. Tulsa: Society for Sedimentary Geology. 92.
- Schlumberger (1970). The Dual Laterolog. Houston, Texas: Schlumberger. 35-57.
- Seramur, K., Powell, R., & Carpenter, P. (1988). Areal distribution of sedimentary facies determined from seismic facies analysis and models of modern depositional systems. American Association of Petroleum Geologists. 2, 15-25.
- Shanley, K., & McCabe, P., (1994). Perspectives on the sequence stratigraphy of continental strata. AAPG bulletin. 78, 544-568. <https://doi.org/10.1306/BDF9258-1718-11D7-8645000102C1865D>
- Solano, A. (2011). Análisis de información obtenida de registros de pozos y del modelo petrofísico y su integración con la geología del yacimiento para soportar el plan de desarrollo del campo La Cira-Infantas. Uis repositorio. 4. 48-60.
- Stutzer, O. (1934). Sobre la geología de la parte media del Valle del Magdalena. Compilacion de los Estudios Geológicos Oficiales en Colombia, pp. 183-209.

- Tiab, D., & Donaldson, E. (2015). *Petrophysics: theory and practice of measuring reservoir rock and fluid transport properties*. Gulf professional publishing, pp 12-23.
- Tullos, H., & Woods, D., (1981). Downhole drilling system (No. US 4258802). Department of energy.
- Viera, M., & González, R. (2002). *Geoestadística aplicada*. Instituto de Geofísica. UNAM-Instituto de Geofísica y Astronomía CITMA. 4, 31-46.
- Wahl, J. (1983). Gamma-ray logging. *Geophysics*. Pp 48, 1536-1550. <https://doi.org/10.1190/1.1441436>
- Walling, D. (2013). The evolution of sediment source fingerprinting investigations in fluvial systems. *Journal of Soils and Sediments*. 13, 1658-1675. <https://doi.org/10.1007/s11368-013-0767-2>
- Ward, D., Goldsmith, R., Cruz, J., & Restrepo, H. (1973). Geología de los cuadrángulos H-12 Bucaramanga y H-13 Pamplona, Departamento de Santander. *Boletín Geológico*, 21, 1-134. <https://doi.org/10.32685/0120-1425/bolgeol21.1-3.1973.383>
- Watts, A., Karner, G., & Steckler, M. (1982). Lithospheric flexure and the evolution of sedimentary basins. *Philosophical Transactions of the Royal Society of London*. 305. 249-281. <https://doi.org/10.1098/rsta.1982.0036>
- Wheeler, O. (1935). Tertiary stratigraphy of the Middle Magdalena Valley. *Proceedings of the Academy of Natural Sciences of Philadelphia*. 87, 21-31.
- Wikipedia., (2006). Meandro. *Wikipedia*, 2, 1-2. <https://es.wikipedia.org/wiki/Meandro>
- Wiley, R., & Pachett, J. (1990). CNL (Compensated Neutron Log) Neutron Porosity Modeling, A Step Forward. *The Log Analyst*. 31(3), 133. <http://dx.doi.org/10.2523/19340-MS>
- Williams, C. (1998). Prediction with Gaussian Processes: From Linear Regression to Linear Prediction and Beyond. *Learning in Graphical Models*. 89, 599-621. https://doi.org/10.1007/978-94-011-5014-9_23
- Woodhouse, R. (1978). The Laterolog Groningen Phantom Can Cost You Money. *SPWLA Annual Logging Symposium*. 40-67.
- Wright, V., & Marriott, S., (1993). The sequence stratigraphy of fluvial depositional systems: the role of floodplain sediment storage. *Sedimentary geology*. 86, 203-210. [https://doi.org/10.1016/0037-0738\(93\)90022-W](https://doi.org/10.1016/0037-0738(93)90022-W)
- Wyllie, M. (1949). A Quantitative Analysis of the Electrochemical Component of the S.P. Curve. *J Pet Technol*. 1, 17-26. <https://doi.org/10.2118/949017-G>