

Análisis electrofacial y petrofísico de los pozos Cagüi-1 y Guane-1 y sus implicaciones
identificando Sweet Spots en el valle medio del Magdalena

Autor: Santiago Díaz Hoyos

Director: Prof. Dr. Alejandro Beltrán
Codirector: Dr. Luis Gómez

UNIVERSIDAD EAFIT
Escuela de Ciencias Aplicadas
Departamento de Ciencias de la Tierra
Medellín, Colombia
2022

TABLA DE CONTENIDO

1. INTRODUCCIÓN	7
2. GENERALIDADES	8
2.1. Pregunta de investigación	8
2.2. Hipótesis	8
2.3. Objetivo General	8
2.4. Objetivos específicos	8
3. ZONA DE ESTUDIO	8
3.1. Localización	8
3.2. Geología Regional	9
3.3. Estratigrafía	10
3.4. Geología Estructural	11
4. MARCO CONCEPTUAL	13
4.1. Registros Eléctricos de Pozo	13
4.1.1. Registros de pozo	13
4.1.2. Electrofacies en el registro Gamma Ray	13
4.1.3. Método de Heslop (2010) para estimar TOC	14
4.2. Sistema Petrolífero No Convencional	16
4.2.1. Sweet Spots	17
5. METODOLOGIA	17
5.1. Preparación de la información	18
5.2. Procesamiento de la Información	18
5.3. Integración de la Información	18
6. RESULTADOS	19
6.1. Análisis electrofacial de pozo	19
6.2. Análisis de los ambientes de acumulación y correlación estratigráfica	19
6.3. Estimación de la materia orgánica con el método de Heslop (2010)	20
7. DISCUSIÓN	21
7.1. Análisis Estratigráfico	21
7.2. Sweet Spots	23
8. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	24

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Mapa geológico con la localización de los pozos y la cuenca Valle Medio del Magdalena delimitada en negro.

Figura 2. Formas del GR asociada a facies. Tomado y editado de Rider (1990) y Nwagwu (2019).

Figura 3. Metodo de Heslop (2010).

Figura 5. Topes de los ambientes.

Figura 4. Diagrama de la metodología.

Figura 6. Método de Heslop (2010), intervalos con alto contenido de TOC resaltados con amarillo en la cuarta pista.

Figura 7. A. Ubicación de los pozos B. Columna estratigráfica C. Correlación de ambientes y D. correlación estratigráfica.

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Factores de calidad que definen un Sweet Spot. Tomado de Aldrich (2018).

Tabla 2. Tabla con la información organizada que se utilizara para el desarrollo del proyecto.

LISTA DE ANEXOS

Anexo S1. Se observa la división del sistema antearco en zonas y elementos de tipo andino. Editado de Google Earth y corte esquemático de la Universidad de Sonora.

Anexo S2. Columna estratigráfica generalizada del VMM tomada de ANH (2012).

Anexo S3. Estructuras y tectónica regional del VMM. Tomado de Ecopetrol 2001 – evaluación de VMM. Fallas Andinas de cabalgamiento con anticlinales de rampa hacia la región central del VMM.

Anexo S4. Provincias estructurales del Valle Medio del Magdalena Tomado de UPME, (2018) y realizado por ANH-GEMS, (2012).

Anexo S5. Evolución geológica de Los Andes colombianos propuesta por Horton (2010). Tomado de Sarmiento (2011).

Anexo S6. Reservorios no convencionales.

Anexo S7. Resultados de la electrofacies que determinaron los ambientes. A. Ambiente Marino (M1), B. Ambiente Deltaico (D3) C. Ambiente Fluvial (F4) y D. Ambiente fluvial (F2).

Anexo S8. Mapa geológico del subsuelo por debajo de la Discordancia LKCU del Eoceno. Tomado de Sarmiento (2011) y elaborado por Córdoba et al. (2001).

RESUMEN

Colombia está consumiendo las reservas de hidrocarburos de manera sostenida y sin reponerlas obligando a considerar los recursos no convencionales como una solución al problema energético que está iniciando en el país. Los Sweet Spots son puntos con la mayor tasa de producción dentro de un yacimiento no convencional y su determinación depende de factores de calidad orgánica, calidad petrofísica y calidad mecánica. El presente estudio se enfoca en la localización de intervalos con las condiciones de calidad orgánica que indiquen la presencia de Sweet Spots en la cuenca del Valle Medio del Magdalena, a partir del estudio electrofacial y petrofísico de los registros Gamma Ray y Resistivos de los pozos Cagüi-1 y Guane-1, en la región central de la cuenca. Se identificaron cuatro intervalos con alto contenido de materia orgánica, dos en la Formación La Luna y dos más en la Formación Simití que corresponden a los ambientes marinos identificados con las electrofacies. La presencia de estos intervalos con mayor contenido de Materia Orgánica en las formaciones del Cretácico Superior indica que aún existen cantidades probablemente explotables y el Valle Medio del Magdalena presenta un escenario atractivo para el desarrollo de un campo no convencional que reponga de manera sostenible las reservas de Colombia.

PALABRAS CLAVE

Hidrocarburos, No convencionales, Estratigrafía, Heslop, Registros

ABSTRACT

Colombia is steadily consuming of the hydrocarbon reserves without replacing them pushing to consider unconventional resources as a solution for the country's energy problem. The Sweets Spots are points with the highest production rates within an unconventional deposit and their determination depends on factors of organic quality, rock quality and mechanical quality. The present study aims to locate intervals with organic quality conditions that indicate the presence of Sweet Spots in the Middle Magdalena Valley basin, based on an electrofacial and petrophysical studies using the Gamma Ray and Resistive logs of the Cagüi-1 and Guane-1 wells. Two intervals with high content of organic matter were identified in La Luna Formation and two more in Simití Formation, these intervals are equivalent to marine environments identified with the electrofacies. The presence of these intervals in the Late Cretaceous formations indicates exploitable amounts of hydrocarbons and the Middle Magdalena Valley presents an attractive scenario for the development of an unconventional field that replace Colombia's reserves.

KEYWORD

Hydrocarbons, Unconventional, Stratigraphy, Heslop, Well Logs

1. INTRODUCCIÓN

La cuenca del Valle Medio del Magdalena (VMM) ha tenido gran importancia a partir del inicio del siglo pasado en cuanto a la exploración y producción de hidrocarburos. Sin embargo, de acuerdo con la Asociación Colombiana del Petróleo ACP (2019), el país está consumiendo las reservas de petróleo y gas sin reponerlas sosteniblemente y el descenso de las reservas probadas del país en los últimos años obliga a ampliar las perspectivas y el panorama considerando de manera particular, con circunstancias geológicas atractivas, las amplias posibilidades que ofrecen los hidrocarburos no convencionales en la cuenca del Valle del Magdalena como una alternativa viable a la demanda futura de energéticos en el país. Schlumberger (2022) define el término “Sweet Spot” como una expresión para describir la ubicación dentro de un yacimiento no convencional con la mejor producción potencial, por esta razón, definir la ubicación de estos puntos es el primer reto para el desarrollo de los recursos no convencionales. Bajo este contexto, este trabajo se propone un análisis estratigráfico y petrofísico a partir de los registros de pozo donde se ubiquen intervalos con las características de un “Sweet Spot”, para sentar las bases de los estudios que permitan desarrollar el sistema petrolífero no convencional existen en la cuenca del Valle Medio de Magdalena.

Este proyecto se desarrolló con los datos otorgados por el Banco de Información Petrolera (BIP) del Servicio Geológico Colombiano (SGC). Los datos consisten en los registros Gamma Ray (GR) y Resistividad (RT) de los pozos Guane-1 y Cagüi-1. Los datos fueron procesados en el software de Schlumberger Petrel, ampliamente usado por los geólogos de exploración y producción de hidrocarburos.

Se identificaron cuatro intervalos con las características de contenido de materia orgánica de potenciales Sweet Spots a partir del reconocimiento de ambiente de acumulación con las electrofacies identificadas en el registro GR entre las escalas 1:100 y 1:1000 y la aplicación de la metodología de Heslop (2010) en los registros GR y RT para determinar intervalos con alto Contenido Total de Carbono Orgánico (TOC). La relación entre los topes de los ambientes de acumulación y los intervalos con materia orgánica proporciona datos acerca de las condiciones geológicas en las que se formó el yacimiento e inicia la ruta de búsqueda de los Sweet Spots con el potencial para desarrollar un campo no convencional que ayude a cumplir con la demanda energética del país.

2. GENERALIDADES

2.1. Pregunta de investigación

¿Existen intervalos con alto contenido de materia orgánica con potencial de Sweet Spot en las unidades del Cretácico Superior en la cuenca del Valle Medio del Magdalena?

2.2. Hipótesis

Existen intervalos estratigráficos en las formaciones de Cretácico Superior, especialmente Simití y La Luna que aún conservan cantidades explotables de materia orgánica y representan los posibles Sweet Spots del sistema petrolífero no convencional presente en el Valle Medio Magdalena.

2.3. Objetivo general

Determinar los intervalos en las formaciones Simití y La Luna que contienen el TOC distintivo de un Sweet Spot y evaluar su distribución lateral en los pozos Guane-1 y Cagüi-1.

2.4. Objetivos específicos

- Diferenciar las electrofacies en los registros GR de los pozos de acuerdo las geometrías, patrones y contenido de arcilla.
- Determinar ambientes deposicionales en los pozos Cagüi-1 y Guane-1.
- Identificar intervalos con alto contenido de TOC con el método de Heslop (2010).
- Elaborar correlación de pozos con ambientes y topes estratigráficos.

3. ZONA DE ESTUDIO

El mosaico tectónico actual que ocupa el área de estudio corresponde a la esquina noroeste de América del Sur, el cual está dominado por la interacción de tres placas tectónicas: la placa Nazca, la placa Caribe de afinidad oceánica, y la placa Sudamericana, encerrada en esta región por el Escudo de Guayana continental, e incluyendo el Bloque Andino del Norte (Cediel, 2013). Los Andes colombianos comprenden tres cordilleras: las Cordilleras Oriental, Central y Occidental, que se unen hacia el sur en el Macizo Colombiano. El Valle del Magdalena (VM) separa las Cordilleras Oriental de la Central y el Valle del Cauca (VC) separa las Cordilleras Central de la Occidental (Anexo S1).

3.1. Localización

El área de estudio se ubica en el sector norte y central de la cuenca del Valle Medio del Magdalena (VMM) (Fig. 1). Comprende un área localizada entre los afloramientos

Cretácicos de la Cordillera Oriental al este, los pre-Cretácicos de la Cordillera Central y de la Serranía de San Lucas al oeste y los cenozoicos del VMM al norte y sur del área.

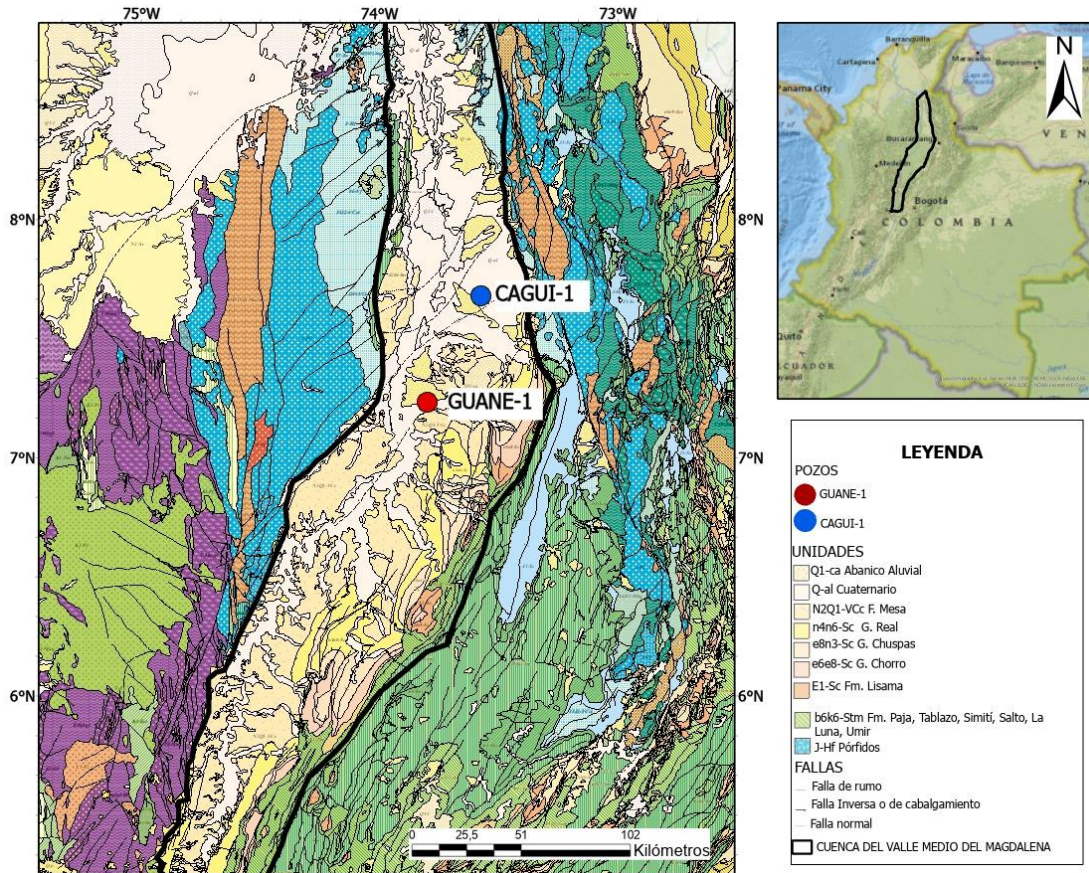


Figura 1. Mapa geológico con la localización de los pozos y la cuenca Valle Medio del Magdalena delimitada en negro.

3.2. Geología Regional

Según Sarmiento (2011) la evidencia de campo superficial y los datos sísmicos sugieren que el basamento del VMM corresponde a las rocas metamórficas paleozoicas de la cordillera Central y está cubierto inconformemente por estratos del Mesozoico y del Cenozoico, es decir que la formación del VMM inicia en el Mesozoico y su evolución está ligada al origen de los Andes en Colombia como producto de interacciones entre las placas Sudamericana, Farallón (Nazca y Cocos) y Caribe. La cuenca VMM ha pasado por una evolución intra-arco con el levantamiento de la cordillera central, una cuenca ante-arco con la finalización del levantamiento de la misma cordillera y en el presente es una cuenca intra-montana desde el levantamiento de la cordillera Oriental (SGC, 2014). Los sedimentos depositados producto del levantamiento y erosión de los Andes están preservados en la cuenca intra-montana del Valle del Magdalena (Horton, 2010), la cual hace parte del sistema de retro-arco como se ve

en el anexo S1, donde la cordillera Central es el arco volcánico, la cordillera Oriental es producto de los cabalgamientos de los sistemas de fallas La Salina y Guaicaramo, la cuenca intra-montana es el Valle del Magdalena y la cuenca antepaís de los Llanos Orientales.

3.3. Estratigrafía

Según Sarmiento (2011) y Etayo (2003) en la cuenca se reconocen tres secuencias de primer orden: i) La del Triásico-Jurásico, depositada en ambientes continentales a marginales durante una fase de tectónica de bloques extensionales levantados y hundidos, limitados por fallas sub-verticales y que corresponden a las formaciones Girón, Tambor y Los Santos-Arcabuco, ii) La del Jurásico-Cretácico, depositada en una cuenca de antearco en la fase de subsidencia termal, en condiciones marinas de plataforma a transicionales y que se identifica con las formaciones Cumbre, Rosablanca, Paja, Tablazo, Simití, y rocas marina del Cretáceo Superior al Paleoceno en las formaciones La Luna, y Umir y iii) La última secuencia Cenozoica que está representada por ambientes de acumulación continentales de las Formaciones Lisama, La Paz, Esmeraldas, Mugrosa y Colorado depositadas en una cuenca de tipo antepaís hasta el Mioceno medio e intra-montana hasta el Reciente. De acuerdo con Sarmiento (2001) la acumulación de las formaciones que integran la cuenca del VMM inicia al final de la primera parte del Mesozoico con ambientes continentales, cambiando a marinos en la segunda parte del mesozoico y finalizando con sedimentos continentales en el Cenozoico, además se encuentran diferentes discordancias e inconformidades que han erodado el registro. Sarmiento (2011) reporta la presencia de la Discordancia Angular del Cretácico-Tardío (LKCU) en el área de estudio la cual eroda las formaciones del Cretácico Superior y del Eoceno. Según la columna estratigráfica generalizada de la ANH (2012) en el Anexo S2, las secuencias que se depositaron en esta cuenca son:

- Jurásico tardío a Valanginiano en las formaciones Los Santos y Cumbre.
- Hauteriviano en la Formación Rosa Blanca.
- Barremiano al Aptiano en la Formación Paja.
- Albiano al Cenomaniano en las formaciones Tablazo, Simití y Salto
- Turoniano al Santoniano en la Formación La Luna.
- Campaniano al Maastrichtiano en la Formación Umir.
- Paleoceno temprano en la Formación Lisama.
- Eoceno medio a tardío en las Formaciones La Paz y Esmeraldas.

- Oligoceno en las Formaciones Mugrosa y Colorado.
- Mioceno medio en la Formación Real.
- Plioceno en la Formación Mesa.

3.4. Geología estructural

De acuerdo con Sarmiento (2011), los estilos estructurales presentes en la zona de estudio son caracterizados por cabalgamientos y cinturones plegados con vergencias opuestas (Anexo S3) que forman una zona de convergencia estructural y que son el resultado de por lo menos dos eventos de deformación: 1) una deformación compresiva a transpresiva dextral con vergencia oriental durante el Cretácico Tardío hasta el Eoceno temprano y asociado al emplazamiento de la Cordillera Central. 2) un evento compresivo a transpresivo cenozoico con vergencia occidental, asociado al flanco occidental de la Cordillera Oriental. Los diferentes procesos geológicos que dieron origen a la Cuenca del VMM se encuentran diferenciados en la características estratigráficas, estilos estructurales y edades de deformación y han existido diferentes propuestas en cuanto a las diferentes provincias o dominios estructurales a través de estudios como Córdoba et al, (2001), Sarmiento, (2011) y ANH-GEMS, (2013). Las provincias definidas en el estudio de ANH-GEMS (2013) en el Anexo S3, modifica las consideradas en los estudios anteriores y define cinco provincias: 1. Provincia Norte: Buturama-Los Ángeles, 2. Provincia Centro: Cristalina-La Cira Infanta 3. Provincia Oriente: Provincia-Lisama- Opón 4. Provincia Occidente: Teca- Nare -Torcaz y 5. Provincia Sur: Guaduas-Toqui-Toqui.

Provincia Norte

Según la ANH-GEMS (2012), Buturama-Los Ángeles ocupa todo el extremo Norte de la cuenca al Este de la Serranía de San Lucas (Cordillera Central), esta provincia se caracteriza por un amplio monoclinas que buza al Este con fallas normales transtensionales con rumbo NNE y desplazamiento oblicuo dextral, la mayoría de las cuales tienen planos de falla que buzan ESE y desplazamiento en el mismo sentido (UPME, 2018).

Provincia Centro

Según la ANH-GEMS (2012), Cristalina-La Cira Infantas se extiende, desde el campo La Cristalina al norte hasta el campo Colorado al Sur y se prolonga hasta el límite Oeste de la cuenca. En esta provincia se encuentra el Arco de Cáchira, por debajo de la discordancia del Cretácico Tardío-Cenozoico, donde el campo La Cira-Infantas se encuentra localizado.

Esta provincia se caracteriza por la presencia de cinturones de cabalgamientos de vergencia opuesta y pliegues formando una zona de convergencia estructural. Esta configuración inusual resultó de dos eventos de deformación: compresivo a dextral transpresivo dextral con vergencia al este del Cretácico Tardío a Eoceno Temprano deformación relacionada a la Cordillera Central y una deformación compresiva a transpresiva relacionada al flanco occidental de la Cordillera Oriental (Córdoba, et al.; 2001; Sarmiento, 2011 en UPME, 2018).

Provincia Oriente

Según la ANH-GEMS (2012), La Provincia Lisama-Opón se localiza en el Piedemonte de la Cordillera Oriental, se dispone como una franja con dirección NNE a lo largo del piedemonte occidental de la Cordillera Oriental, localizada entre las fallas de Bituima, al Este, y Cambao (Cambras) y Honda al Oeste. Según Sarmiento (2011) en esta provincia se observan superficialmente anticlinales estrechos con rumbo N-S, sinclinales amplios N-S, cabalgamientos con vergencia al Oeste en un patrón de relevo truncado por la Falla de Bucaramanga. Las rocas del Cretácico Superior afloran en un bloque que cabalga sobre las rocas cenozoicas preservadas en el núcleo de los sinclinales (Nuevo Mundo, Río Minero, Guaduas y Jerusalén). Este dominio es caracterizado por cabalgamientos con vergencia al Occidente y pliegues derivados de deformación compresiva a transpresiva relacionada al flanco occidental de la Cordillera Oriental (UPME, 2018).

Provincia Occidente

Según la ANH-GEMS (2012), Teca-Nare-Torcaz ocupa las prolongaciones sur de los dominios Suroccidental y de Piedemonte de Córdoba, et al. (2001; Sarmiento, 2011; en: UPME, 2018). En esta provincia se encuentran localizados los campos Velásquez-Palagua, Teca-Cocorná-Nare, Chicalá, Colibrí (UPME, 2018).

Provincia Sur

Según la ANH-GEMS (2012), Guaduas-Toqui Toqui se caracteriza por un homoclinal que buza al oriente con fallas normales de poco desplazamiento que afectan rocas precretácicas y cenozoicas. Estas fallas tienen un origen probablemente similar a las fallas normales del dominio noroccidental (Provincia Norte) y algunas de ellas pueden haber sido invertidas. Algunas de estas fallas fueron reactivadas durante el Cenozoico como fallas normales debido a flexión litosférica (Gómez, 2001; Sarmiento, 2011; en: UPME, 2018).

4. MARCO CONCEPTUAL

El desarrollo de este trabajo requiere utilizar diferentes frentes del conocimiento utilizados durante la exploración de hidrocarburos, las cuales se han dividido en dos partes: primero, el uso de herramientas como registros de pozo para generación de datos confiables, segundo, el procesamiento de los datos a partir del conocimiento geológico para la evaluación de sistemas petrolíferos. La complejidad de los sistemas no convencionales se expresa tanto en la varianza composicional de la microestructura, como en la extensa heterogeneidad del espacio poroso, además, la visualización y cuantificación de la microestructura del Shale bituminoso antes y después del pirólisis permite una determinación más precisa de las propiedades petrofísicas que son importantes para modelar el potencial de producción de hidrocarburos (Saif, 2017).

4.1.Registros de pozo

Según Schlumberger (2022), los registros de pozo son la medición en función de la profundidad o del tiempo, o de ambos parámetros, de una o más magnitudes físicas en o alrededor de un pozo. Los registros con cable se obtienen en el fondo del pozo, se transmiten a través de un cable a la superficie y allí se registran. Existen gran variedad de registros tomados durante las perforaciones y en este trabajo se utilizaron los registros de Gamma Ray (GR) y Resistivos (RT).

4.1.1. Electrofacies en el registro Gamma Ray

Selley (1978) consideró que las formas de las curvas en registros de pozos pueden ser utilizadas como una herramienta básica para interpretar las facies de depositación porque la forma de los registros está directamente relacionada con el tamaño de grano de las sucesiones de rocas. De acuerdo con Rider (1990) el análisis electrofacial utiliza tres formas principales (Fig. 2A) en los registros GR como base para identificar las facies deposicionales: i) la forma de campana con valores de rayos gamma que aumentan persistentemente hacia arriba, ii) la forma de embudo con valores que disminuyen persistentemente hacia arriba y la forma cilíndrica con valores bajos estables entre hombros altos. Las formas principales están relacionadas con secuencias deposicionales básicas que tienen un significado sedimentológico importante (Fons 1969), por ejemplo, la forma de campana tiene una tendencia de progradación que indica el adelgazamiento del tamaño de grano hacia arriba típico de una arenisca de canal o arena marina transgresiva, mientras que la forma de embudo

tiene una tendencia retrogradacional indica el engrosamiento del tamaño de grano hacia arriba típico de una barra de barrera o depósito frontal delta y la forma cilíndrica tiene una tendencia agradacional con tamaños de grano homogéneos y estables hacia arriba, típico de duna eólicas o canales turbidíticos (Fig. 2A y 2B).

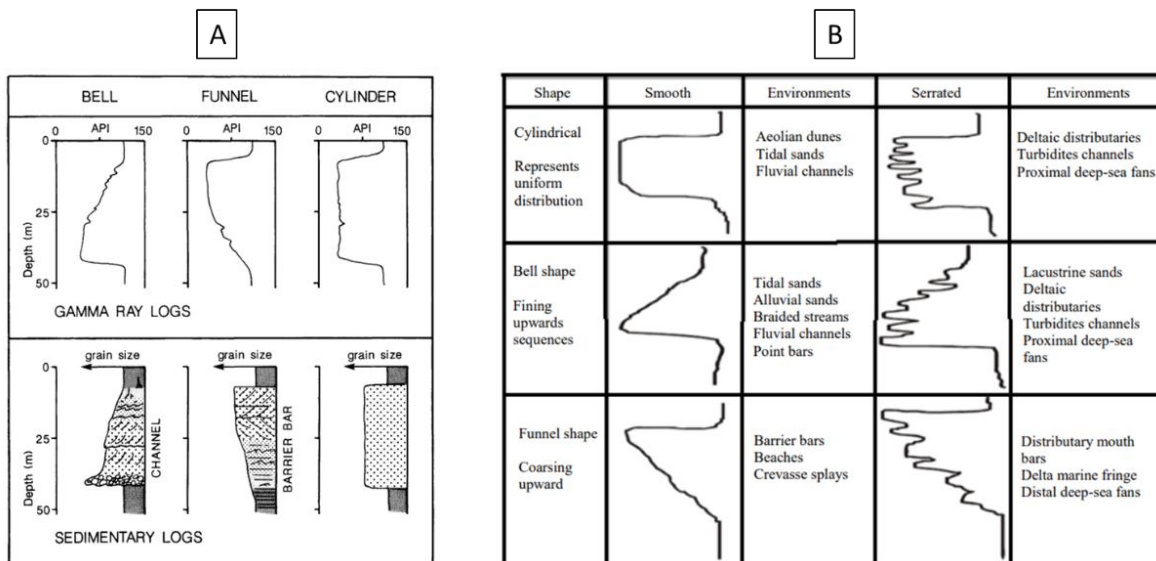


Figura 2. A. Patrones Rider (1990) B. Facies en las formas del GR. Tomado y editado de Rider (1990) y Nwagwu (2019).

Usar las formas de registro GR requiere relaciones implícitas que Rider (1990) divide en tres principales: i) la relación de la respuesta entre los registros de rayos gamma y el contenido de arcilla, ii) la relación del contenido de arcilla con el tamaño del grano y iii), la relación de la secuencia del tamaño del grano con las facies deposicionales.

4.1.2. Método de Heslop (2010)

Heslop (2010) en la figura 3 propone que es posible cuantificar y crear registros de Materia Orgánica Total (TOC) gracias a una excepción en la relación inversa que usualmente presentan las curvas GR y RT cuando hay TOC presente. Heslop analiza el comportamiento del GR y el RT en diferentes medios y encuentra que las curvas generalmente presentan una relación inversa, pero al realizar el experimento a través de un “black sale” se percató que esta relación paso a ser directamente proporcional. Heslop concluye que esta excepción se da por el contenido de materia orgánica en el Shale y determina que al anteponer las curvas utilizando escalas convencionales e invertir los resistivos se resalta gráficamente la relación directa con el TOC en la diferencia entre las curvas, específicamente en los puntos donde se cruzan y puede ser tomada como una medida cualitativa del contenido de TOC. El registro

del TOC aproximado se crea partir GR/RT que crea un índice cualitativo del contenido de TOC en Shales (Fig. 3).

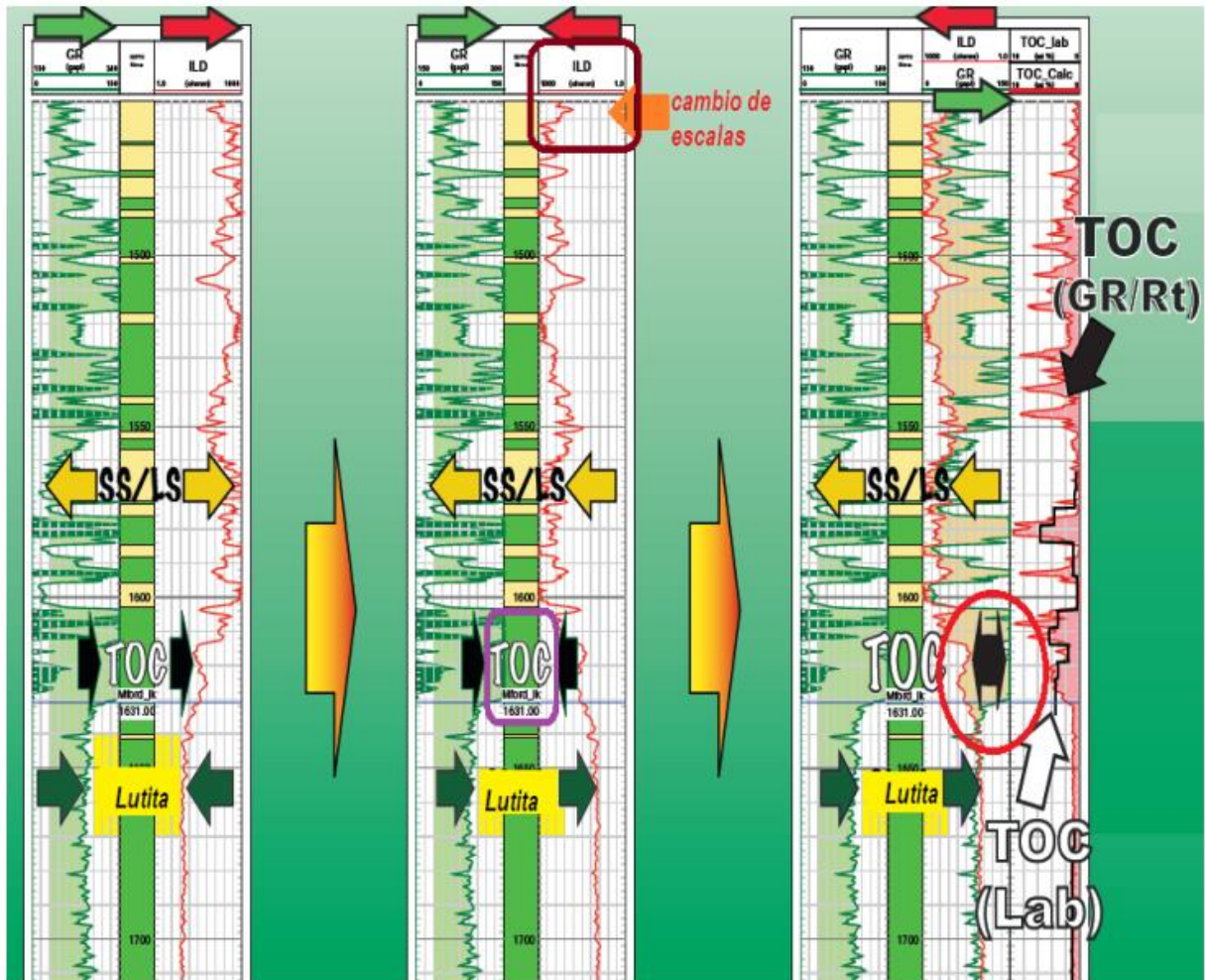


Figura 3. Metodo de Heslop (2010).

Según Pérez (2014) para realizar la cuantificación precisa del TOC en un intervalo definido, se debe tener en cuenta las siguientes condiciones:

- Registros Gamma Ray (GR) normalizados.
- La dependencia varía entre las distintas cuencas, por lo que se requiere calibración con núcleos.
- La cantidad de uranio asociada A TOC varía dependiendo de la formación.
- La variable llamada $\Delta \log$ entre el GR y RT es definida como las unidades de separación (logarítmica) entre las curvas utilizando las escalas estandarizadas y que muestran los valores más alto para el contenido de materia orgánica.

Teniendo en cuenta estas condiciones se debe utilizar las siguientes ecuaciones para el cálculo del TOC.

$$TOC = (\Delta RG + \Delta Rt) / [GR_{TOC} + \log_{10}(Rt_{TOC})]$$

Donde

ΔRG = Magnitud de la desviación del registro de Gamma Ray de la respuesta de “la zona sin materia orgánica” como función del TOC.

ΔRT = Magnitud de la desviación del registro de Resistividad de la respuesta de “la zona sin materia orgánica” como una función del TOC.

GR_{toc} = Datos obtenidos a partir de la correlación de datos de laboratorio utilizando TOC y GR de las muestras.

RT_{toc} = Datos obtenidos a partir de la correlación de datos de laboratorio utilizando TOC y RT de las muestras.

4.2. Sistema petrolífero no convencional

Se denomina sistema petrolífero al conjunto de elementos y procesos necesarios para que, sincronizados temporalmente de manera apropiada, conduzcan a la generación de hidrocarburos (Cabanillas et al, 2013). Bajo el término no convencional (Anexo S6) se incluyen aquellos reservorios o yacimientos que se explotan con medios que no responden a los criterios de lo que actualmente es considerado convencional (Cabanillas et al, 2013). Según OLADE (2012), los hidrocarburos no convencionales son aceite y gas natural que, pese a que se encuentran en grandes cantidades en la naturaleza, debido a su localización, tipo de yacimiento y características físicas, no pueden ser explotados económicamente con las tecnologías de extracción tradicionales, sino que necesitan de procedimientos especiales para su recuperación, los yacimientos o reservorios de hidrocarburos no convencionales se dividen en reservorios de gas natural de muy baja permeabilidad o formaciones sedimentarias que contienen aceite de muy alta viscosidad, lo que dificulta su fluencia hacia los pozos (Anexo S6). Los reservorios de lutitas no tienen trampas convencionales y no tienen el contacto agua/aceite, asimismo, las lutitas actúan como roca generadora y reservorio en las partes donde se conserva parte parcial o total de los remanentes de hidrocarburos y para tener éxitos con yacimientos de lutitas es necesario encontrar escenarios de lutitas donde los

hidrocarburos remanentes no hayan sido expulsados, migrando a una formación convencional (Ahmen y Meehan, 2015).

4.2.1. Sweet Spots

Schlumberger (2022) define el término Sweet Spot como una expresión coloquial para describir la ubicación o área dentro de un campo productivo o yacimiento con la mejor producción potencial. Aldrich (2018) profundiza en estos conceptos y resalta la importancia de reconocer los factores del subsuelo que pueden agruparse en las clases y definir la capacidad de: i) generar el hidrocarburo según la Calidad Orgánica (OQ), ii) almacenar los hidrocarburos según la Calidad de Roca (RQ) y iii) sostener la estimulación según la Calidad Mecánica (MQ). Finalmente, Aldrich (2018) a través de su estudio define los Sweet Spots como el punto de intersección entre los tres factores de calidad (OQ, RQ y MQ) caracterizados en la Tabla 1.

Tabla 1. Factores de calidad que definen un Sweet Spot. Tomado de Aldrich (2018).

	Variables	Rango de Shales comerciales
OQ (Calidad Orgánica)	Contenido Organico	>3% y 12% de macerados correctos
	Madurez termica	Ventanas de gas humedo o gas seco
	Capacidad de almacenamiento	Depende del Shale y el espesor
RQ (Calidad Rocosa)	Espesor	>100' y rodeada de fracturas
	Porosidad	>8%
	Permeabilidad	>0.001mD - no es una regla
QM (Calidad Mecánica)	Contenido de arcillas	<40%
	Coefficiente de Poisson	<0.2
	Mdulo de Young	<5x10e6
	Presión	Generalmente la sobrepresión en positiva

5. METODOLOGIA

El proyecto está distribuido en tres fases principales que tienen como objetivo preparar, procesar e integrar la información con la que se pretende llevar a cabo el proyecto. La secuencia metodológica se ilustra en la figura 4.

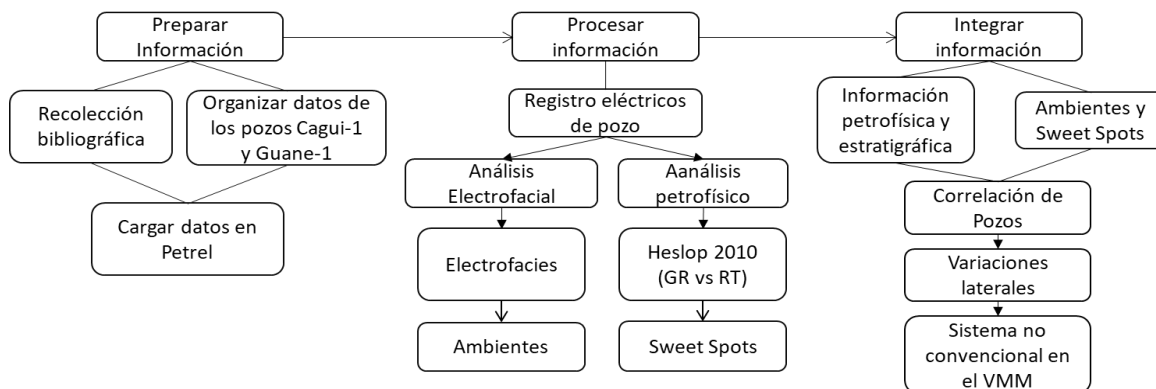


Figura 4. Diagrama de la metodología.

5.1. Primera fase: Preparación de la información

Esta fase consiste en la recolectar información disponible en el área de estudio referente a petrofísica, estratigrafía y geoquímica primordialmente y organizar los datos con formato LAS de los pozos Cagüi-1 y Guane-1 que posteriormente podrán ser cargado en el software Petrel. Los datos de la tabla 2 serán facilitados por Banco de Información Petrolera (BIP) del Servicio Geológico Colombiano (SGC).

Tabla 2. Tabla con la información organizada que se utilizara para el desarrollo del proyecto.

CÓDIGO UWI	POZO	FECHA PERFORACION	ARCHIVOS LAS	LONGITUD	LATITUD
CAGI00001	Cagüi-1	21/12/2004	GR y RT	-73,5764244	7,6809761
GUNA0001	Guane-1	26/08/2008	GR y RT	-73,8027505	7,2357729

5.2. Segunda fase: Procesamiento de la información

Procesar la información de los registros GR y RT con el software Petrel donde se realizarán dos técnicas: i) El análisis electrofacial Selley 1979 y ii) El método de Heslop 2010. El primero utiliza los registros GR para diferenciar electrofacies que permitan determinar los ambientes deposicionales. De acuerdo con los estudios hechos por Shell existen patrones de comportamiento en las curvas del GR asociados a electrofacies que desenmascaran los ambientes continentales, transicionales y marinos (Fig. 6). El segundo aplica el método de Heslop 2010 cruzando las curvas GR y RT para determinar zonas con alto contenido de TOC (Fig. 3). Como resultado del procesamiento se obtendrán los ambientes de acumulación de acuerdo con el análisis electrofacial y los intervalos Sweet Spots como resultado del método de Heslop (2010).

5.3. Tercera Fase: Integración de la información

Integrar la información petrofísica y estratigráfica de la zona con los ambientes y posibles Sweet Spots identificados durante el procesamiento en los pozos Cagüi-1 y Guane-1. Mediante la correlación de los pozos se determina el comportamiento lateral de los intervalos de interés, Sweet Spots, y de los ambientes deposicionales diferenciados en el análisis electrofacial. Por último, se realizará un capítulo referente al potencial de un sistema

petrolífero no convencional presente en el área del VMM de acuerdo con los resultados del presente proyecto.

6. RESULTADOS

Se elaboraron tres entregables para el proyecto compuestos por las electrofacies y los ambientes interpretados en los pozos, el método Heslop (2010) desarrollado en Petrel y la correlación estratigráfica y de los ambientes interpretados con el análisis electrofacial.

6.1. Análisis Electrofacial de pozos

Se realizó el análisis electrofacial entre las escalas 1:100 y 1:1000, aumentando el detalle en las unidades Cretácicas de interés. En el anexo S7 se pueden observar que en los ambientes fluviales las facies que se lograron reconocer fueron canales fluviales, barras barrera y ríos trezados, en los ambientes deltaicos facies de canales distributarios, barra de boca y arenas lacustres y por último en los ambientes marinos las facies observadas fueron franja marina deltaica, canales turbidíticos y abanicos proximales de mar profundo.

Existen variaciones en las facies con afinidad fluvial y deltaica, la primera sección con facies fluviales que aparece de base a tope en los registros tiene mayor contenido de arcilla y facies de arenas lacustres y ríos trezando en el pozo Cagüi-1 a diferencia del pozo Guane-1 donde presenta facies de canales fluviales y barras barrera con menor contenido de arcillas. En la sección con afinidad deltaica también muestra variaciones mostrando zonas proximales del sistema deltaico transicional con facies de barras de boca y arenas lacustres en el pozo Guane-1 mientras que en el pozo Cagüi-1 se observan facies ubicadas hacia la parte más proximal del sistema deltaico con facies de canales distributarios y franjas marinas deltaicas.

6.2. Análisis de los Ambientes de acumulación y correlación estratigráfica

Los pozos Cagüi-1 y Guane-1 mostraron la misma variación en los ambientes yendo de base a tope de la siguiente manera: marino (M1), fluvial (F2), deltaico (D3) y fluvial (F4). Pero mostraron diferencias en los espesores y electrofacies de los ambientes D3 y F2. En Cagüi-1 las facies tienen una distribución homogénea mostrando espesores similares entre los ambientes fluviales y los ambientes deltaicos, mientras que en Guane-1 los ambientes fluviales son la moda del pozo, representándose en la disminución de los espesores deltaicos y el aumento en los espesores fluviales, Figura 5B.

La correlación estratigráfica presenta una discordancia en el Cretácico, específicamente en la formación La Luna, la cual no fue reportada en los registros de

perforación del pozo Cagüi-1, pero si lo fue en el pozo Guane-1. La discordancia pone en contacto al Cretácico Tardío (Fm. Luna) de ambientes marinos con el Eoceno (Fm. Esmeraldas) de ambientes fluviales continentales y resalta por la ausencia de las formaciones La Paz, Lizama y Umir. Se identifico otro cambio de ambientes que van de fluviales continentales en la Formación Colorado a ambientes deltaicos transicionales del miembro inferior del Grupo Real. El ambiente deltaico D3 tiene un adelgazamiento en el pozo Guane-1 y los topes del grupo real no concuerdan con los ambientes interpretados en las electrofacies. Se aprecia un cambio de facies dentro el grupo de real, limitando los ambientes deltaicos al miembro inferior y sobreponiendo los ambientes fluviales fluviales son la moda del pozo, representándose en la disminución de los espesores deltaicos y el aumento en los espesores fluviales, Figura 5B.

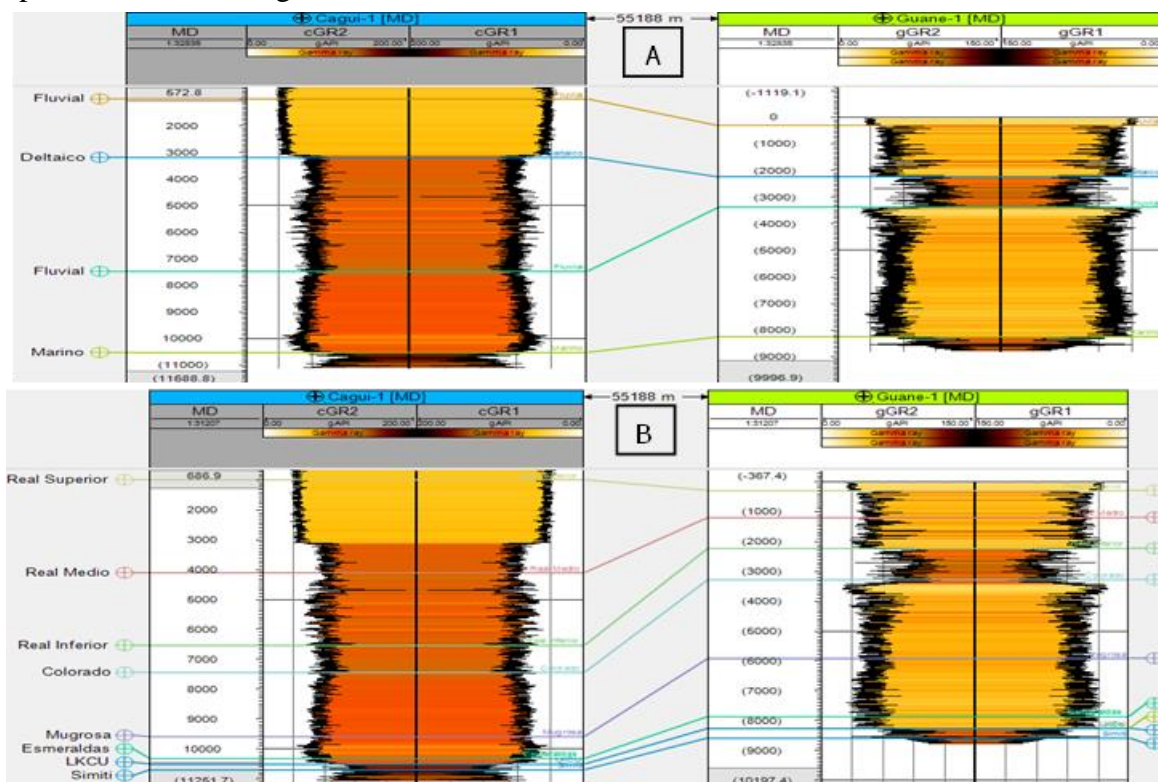


Figura 5. A. Topes de los ambientes de acumulación, B. Topes estratigráficos y Discordancia Angular del Cretácico-Tardío (LKCU).

6.3. Estimación de la materia orgánica con el Método de Heslop (2010)

El análisis según el método de Heslop no mostró concentraciones importantes de TOC en el pozo Cagüi-1, mientras que en el pozo Guane-1 resaltó intervalos entre 8345-8348 pies, 8384.22-8386.41 pies, 8577.60-8579.80 pies y 8577.60-8579.80 pies con las condiciones de

Calidad Orgánica (QO) de un Sweet Spot, Figura 6. Bajo el análisis electrofacial realizado los intervalos corresponden a ambientes marinos de aguas someras con facies de franja marina deltaica, canales distributarios deltaicos y canales turbidíticos además en la columna estratigráfica las concentraciones de TOC se encuentran ubicados en las formaciones Simití y La Luna (Fig. 6).

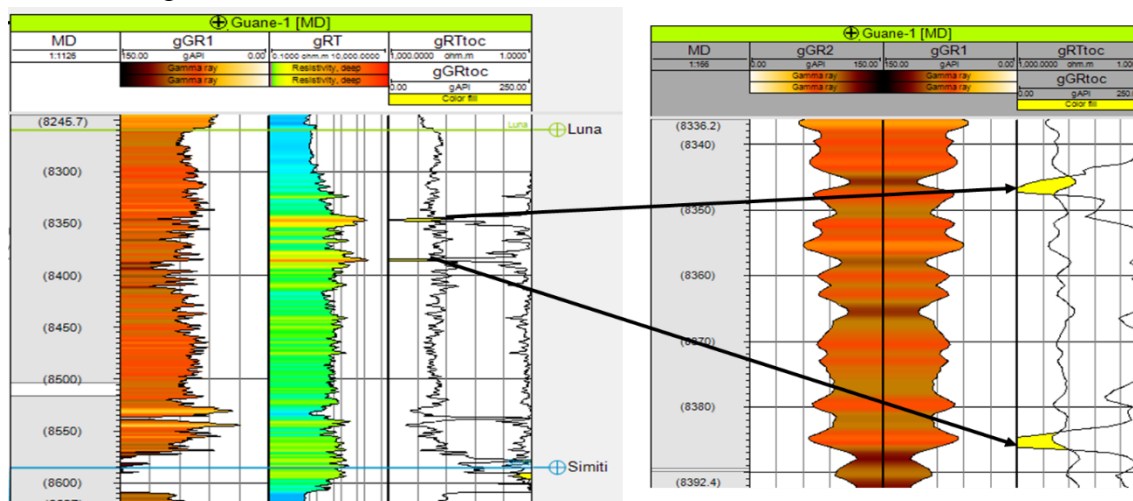


Figura 6. Método Heslop 2010, intervalos con alto contenido de TOC resaltados con amarillo.

7. DISCUSIÓN

La discusión de este trabajo se enfoca en dos temas, i) las variaciones en la estratigrafía de los pozos, y ii) La presencia de Sweet Spots con potencial no convencional en el VMM.

7.1. Implicaciones en el modelo estratigráfico del VMM

En el VMM se reconocen tres Mega Secuencias (MS) de primer orden, la primera del Triásico-Jurásico (MS1), la segunda del Jurásico-Cretácico (MS2) y la tercera post-Eoceno (MS3) (Cáceres et al, 2003). En la figura 7 los pozos Cagüi-1 y Guane-2 solo llegaron a registrar hasta el tope de la Formación Simití, es decir que solo registra parte de la MS2 y toda la MS3 el análisis electrofacial indica que el comportamiento de los ambientes sedimentarios a lo largo de los pozos concuerda con lo propuesto por Sarmiento (2001), donde expone que la sedimentación de las formaciones que integran la cuenca del VMM teniendo ambientes marinos en el Cretácico y finalizando con sedimentos continentales en el Cenozoico. Los registros reportaron topes a partir de las formaciones del cretácico tardío en la base y mediante el análisis electrofacial se caracterizaron por mostrar ambientes marinos que concuerdan con lo expuesto por Thery (1982) y Fabre (1985) donde demuestran que durante el Cenomaniano Tardío, Turoniano y Coniaciano, el nivel base tectono-eustático

alcanzó su máximo nivel de inundación (MFS) en el Mesozoico y el mar inundó completamente la esquina noroeste de Sur América, ocasionando que shales grises oscuros fueran depositados desde Venezuela hasta Perú. El tope de los ambientes marinos (M1) y el cambio abrupto hacia ambientes fluviales continentales concuerda con los topes de las formaciones Simití en el pozo Cagüi-1 y La Luna en el pozo Guane-1, lo cual indica la presencia de la discordancia angular del Cretácico Superior-Cenozoico (LKCUC) registrada por Sarmiento (2011). La formación la Luna está ausente en el pozo Cagüi-1 porque fue erodada por la LKCUC y como se ve en el Anexo S9, hubo mayor expresión de la LKCUC hacia el noreste de la cuenca donde se erodó el cretácico tardío, mientras que en el centro hubo menor erosión y se conservó el registro.

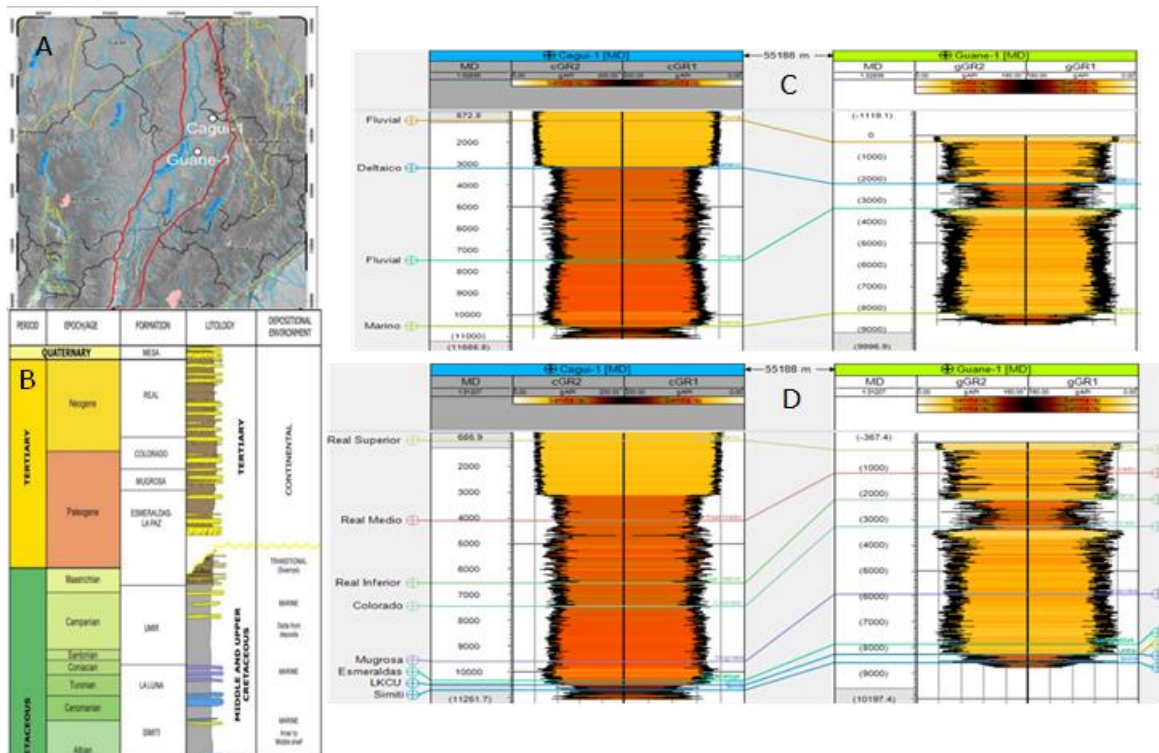


Figura 7. A. Ubicación de los pozos mapa tomado de Sarmiento (2011) B. Columna estratigráfica tomada de Rolón (2004) C. Correlación de ambientes y D. correlación estratigráfica.

El ambiente fluvial tiene expresión en los dos pozos a partir de la formación Esmeraldas y termina concordando con el tope corresponde al tope de la formación Colorado. Mugrosa y Colorado varían entre ríos trenzados, arenas lacustres y canales fluviales, indicando ambientes continentales fluviales como lo sugerido por Sarmiento (2011). Según Gómez (2001), dos ajustes mayores ocurrieron en la cuenca durante la sedimentación en la parte superior de la Formación Mugrosa y la Formación Colorado, i) las direcciones de los

paleoflujos cambiaron hacia el sureste, y ii) la deformación ocurre en el piedemonte de la Cuenca de la Cordillera Oriental, lo que marca los primeros pulsos del levantamiento de la Cordillera Oriental. En la sección del ambiente Fluvial se observa que el contenido de arcilla aumenta hacia el pozo Cagüi-1 y las facies varían de canales fluviales en Cagüi-1 a las facies de ríos trenzados y barras barrera en Guane-1, lo que permite sugerir que Guane-1 estaba más cerca de la fuente y Cagüi-1 tiene un aporte de materiales más finos por estar alejado de la fuente. El tope de la Formación Colorado concuerda con el tope de los ambientes fluviales señalados en los pozos, donde se aprecia el cambio de un ambiente continental fluvial a un ambiente transicional deltaico.

El ambiente deltaico (D3) se adelgaza y muestra predominancia en de facies de arenas lacustres en el pozo Guane-1 mientras que en el pozo Cagüi-1 mostro mayor contenido de facies de canales distributarios y barras de boca, además de un mayor espesor, lo que indica que aparentemente la línea de costa estaría ubicada en dirección sur del área de estudio. Este comportamiento también fue reportado por Gómez (2001) en el horizonte fosilífero de La Cira que contiene moluscos de agua ligeramente salobre y corresponden a un incremento eustático del nivel del mar entre el Mioceno temprano y el Mioceno medio temprano. El tope del ambiente deltaico varia en relación con los topes de la columna estratigráfica y mientras que en Guane-1 concuerda con el tope de miembro inferior de la Formación Real, en Cagüi-1 no concuerda con ningún tope y esta ubicado en el miembro superior de la formación Real. Este comportamiento puede estar relacionado con variaciones faciales laterales que se dan en una misma línea de tiempo en el grupo real. Ambiente Fluvial (F4) Dentro de grupo real ocurre el último cambio de ambientes deposicionales identificado durante el estudio electrofacial y en este caso pasa de los ambientes deltaicos transicionales a ambientes fluviales continentales. Gómez (2001) propone que este cambio puede estar relacionado con los últimos pulsos del levantamiento de la Cordillera Oriental y lo sustenta en los cambios de dirección de los drenajes hacia el Norte entre el Mioceno Medio y el Mioceno Tardío como producto de la consolidación del VMM como una cuenca intra-montana entre las cordilleras Central y Oriental.

7.2. Sweet Spots

El VMM tiene un gran potencial para la explotación de los recursos no convencionales sustentado en la presencia de intervalos con la calidad orgánica (CQ) de un Sweet Spot en

los ambientes marinos cretácicos de acuerdo con los cuatro intervalos identificados en la figura 6 de los resultados del estudio. Se deben continuar con los estudios para definir el sistema no convencional y ubicar los puntos con mayor potencial de producción utilizando diferentes métodos, entre ellos Heslop (2010). Los intervalos con alto TOC están en Formación La Luna y en la Formación Simití la cuales corresponden a los ambientes marinos (M1) del Cretácico Superior y en los pozos analizados fueron erosionadas por la Discordancia angular del Cretácico Tardío-Cenozoico (LKCU), razón por la cual existe se presume una relación estrecha entre la distribución lateral de los Sweet Spots y la discordancia LKCU como se puede en el anexo S8.

8. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Las electrofacies mostraron patrones similares en ambos pozos y determinaron cuatro ambientes de acumulación iniciando desde el Cretácico Tardío y teniendo un hiato desde el Campaniano (Formación Úmir) hasta el Eoceno Tardío (Formación Esmeraldas). Durante los periodos donde predominan los ambientes marinos y deltaicos de acumulación es posible ver los cambios en el nivel del mar y de acuerdo al estudio la línea de costa se encuentra al sur del área de estudio, aunque no se puede determinar con exactitud la ubicación. Los cambios a los ambientes de acumulación fluviales de (F2 y F4) marcan los diferentes pulsos de las cordilleras Central y Oriental.

La Discordancia Angular del Cretácico Tardío-Cenozoico (LKCU) está presente en los pozos y está relacionada con las formaciones que contienen los intervalos de interés como se puede confirmar el anexo S8 donde se aprecia el comportamiento erosivo de la LKCU en las formaciones geológicas del Valle Medio del Magdalena. La Luna mostro que aún conserva intervalos con alto contenidos de materia orgánica lo que indica que los posibles Sweet Spots del sistema petrolífero no convencional están en las formaciones marinas del Cretácico Superior porque son las que cumplen con las condiciones geológicas y petrofísicas.

Se recomienda realizar los arreglos de normalización y ajuste en los registros eléctricos para cuantificar de manera precisa los intervalos con alto contenido de TOC en los pozos, además hacer uno amarre sísmico con sísmico 3D para elaborar mapas de contornos al horizonte de la LKCU similar al del anexo S8. Por últimos es importante empezar con los estudios de calidad rocosa (RQ) y calidad mecánica (RM) una vez de identifiquen los puntos donde se registraren altos contenidos de TOC.

9. BIBLIOGRAFIA

A. Avanzini., P. Balossino., M. Brignoli., Elisa Spelta., and C. Tarchiani. 2016. Lithologic and geomechanical facies classification for sweet spot identification in gas shale reservoir. Society of Exploration Geophysicists and American Association of Petroleum Geologists. Interpretation, Vol. 4, No. 3; p. SL21–SL31.

Aldrich J.B., Y Seidle, J.P, 2018. “Sweet Spot” Identification and Optimization in Unconventional Reservoirs. Search and Discovery Articulo, No 80644. Convención anual y exhibición, Salt Lake City, Utah, May 20-23.

ANH., 2012. Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos. Ingain Inc, diciembre 2012. Bogota, Colombia.

ANH., 2013. Results and Methodology from ANH Unconventional Resources Core Project, Ingain Inc, abril, 2013. Bogota, Colombia.

Cabanillas, L., Carstens, G., Lovecchio, J.P, Marshall, P.A., Rebori, L., Soldo, J.C., Vallejo, E., Vergani., G. 2015. Hidrocarburos convencionales y no convencionales. Asociación Argentina de Geólogos y Geofísicos del Petróleo. Vol, 23, No 134. Buenos Aires, Argentina.

Cáceres, G, Carlos, Cediél, F y Etayo-Serna, F. 2003. Mapa de distribución de facies y ámbito tectónico a través del Fanerozoico de Colombia. Escala 1: 2.000.000, mapas 5 a 12, Berriasiano-Valanginiano a Santoniano-Campaniano-Maastrichtiano inferior. Bogotá: Geotec Ltda y Editor Ingeominas.

Córdoba, F., López, C., Rolón, I., Buchelli, F., and Sotelo, C., 2001, Proyecto evaluación regional del Valle Medio del Magdalena y Cordillera, Ecopetrol, informe interno: Bogotá.

Etayo-Serna, F., (2020). Estudios geológicos y paleontológicos sobre el Cretácico en la región del embalse del río Sogamoso, Valle Medio del Magdalena (Vol, 23). Libros del Servicio Geológico Colombiano.

Fabre, A., 1985. Dinámica de la sedimentación Cretácica en la región de la Sierra Nevada del Cocuy (Cordillera Oriental de Colombia). En: Etayo-Serna, F., Laverde-Montaño, F. Edicion, Proyecto Cretácico, contribuciones. Chapter XIX, Ingeominas Publ. Esp. 16, Bogota, 20p.

Gómez, E., 2001, Tectonic controls on the late Cretaceous to Cenozoic sedimentary fill of the Middle Magdalena Valley basin, Eastern Cordillera and Llanos basin, Colombia.: New York, Cornell University.

Gomez, E., Jordan, T.E., Allmendinger, R.W. & Cardozo, N. 2005a. Development of the Colombian foreland-basin system as a consequence of diachronous exhumation of the northern Andes. Geological Society of America. Bulletin., 117, 1272-1292.

Gomez, E., Jordan, T.E., Allmendinger, R.W., Hegarty, K., y Kelley, S., 2005b, Syntectonic Cenozoic sedimentation in northern middle Magdalena Valley Basin of Colombia and implications for exhumation of the northern Andes: GSA Bulletin, v. 117, p. 547-569.

Heslop, K.A., 2010. Generalized Method for the Estimation of TOC from GR and Rt. Search and Discovery Artículo, No 80117. Convención anual y exhibición, New Orleans, Louisiana, April 11-14.

Moreno, C.J., Horton, B.K., Caballero, V., mora, A., parra, M. y Sierra J. 2011. Depositional and provenance record of the Paleogene transition from foreland to hinterland basin evolution during Andean orogenesis, northern Middle Magdalena Valley Basin, Colombia. Journal of South American Earth Sciences 32 (2011) 246-263.

Nwagwu E.A., Godwin O. E., Sylvester A.U y Oghonya, R. 2019. Lithofacies and Depositional Environment from Geophysical Logs of EMK Field, Deepwater Niger Delta, Nigeria. Department of Geology, University of Port Harcourt. Research in Geoscience 2019, Volume 9: 1.9. Nigeria.

OLADE., 2012. Panorama General de los Hidrocarburos No Convencionales. Organización Latinoamericana de Energía. Quito, Ecuador.

Perez, G.G., 2014 Aplicacion de los registros geofísicos de pozo en la búsqueda y caracterización petrofísica de yacimientos de shale gas. Instituto Politecnico Nación. Escuela superior de Ingeniería y Arquitectura. Ciencias de la tierra. Unidad Ticomán, Ciudad de Mexico, Mexico.

Rider, M. H., 1990. Gamma-ray log shape used as a facies indicator: critical analysis of an oversimplified methodology. En: Hurst, A., Lovell, M.A., Morton, A.C. Edicion., Geological Applications of Wireline Logs Geological Society Special Publication 797 48, 27-37.

Rolón, L. F. (2004). Structural Geometry of the Jura-Cretaceous Rift of the Middle Magdalena Valley Basin-Colombia. Department of Geology and Geography. Tesis de Maestria. West Virginia University. Morgantown, WV, Estado Unidos.

Schlumberger., 2022. The Schlumberger oil glossary. Disponible en: <https://glossary.oilfield.slb.com/>. accedido entre febrero y mayo del 2022.

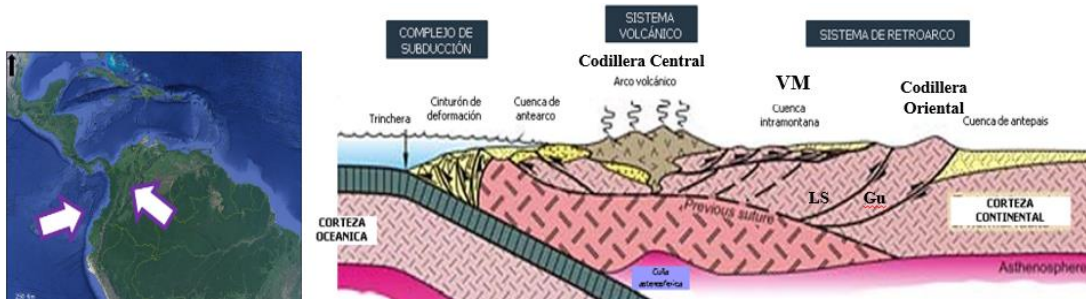
Sarmiento, L. F., Cediél, F. y Ojeda, G. 2011. Middle Magdalena Basin, en: Petroleum Geology of Colombia, Vol. 11, Fondo Editorial Universidad EAFIT.

Sarmiento-Rojas, L.F., 2001. Mesozoic Rifting and Cenozoic Basin Inversion History of the Eastern Cordillera, Colombian Andes; Inferences from Tectonic Models. ECOPETROL-Netherlands Research School of Sedimentary Geology, Bogotá.

Selley, R C. 1979., Concepts and methods of subsurface facies analysis. Estados Unidos.

UPME, 2018. Evaluación de las cuencas y estructuración de escenarios de oferta de hidrocarburos convencionales y no convencionales. Unidad de Planeación Minero-Energética. Contrato. No C – 041 de 2018. Bogotá D.C., Colombia.

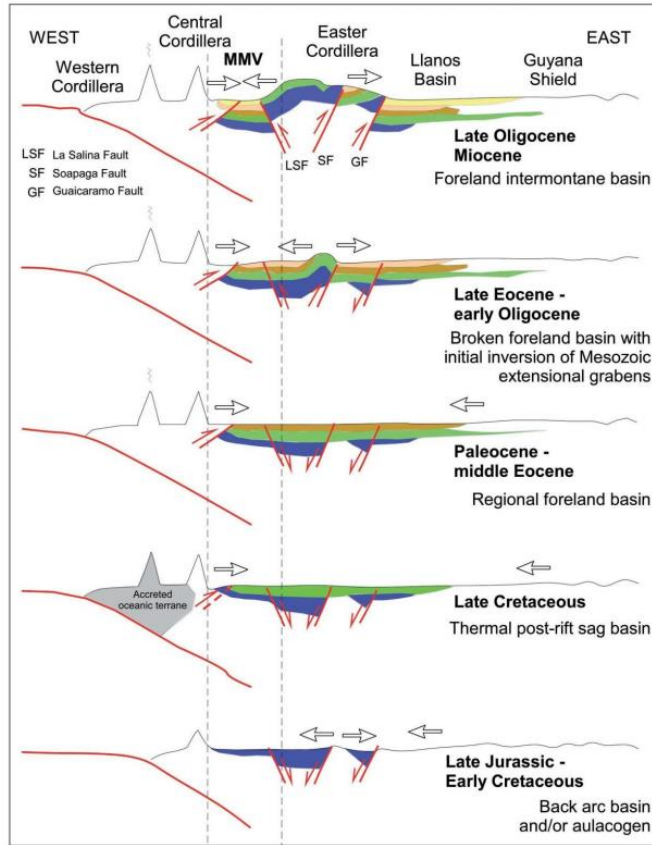
ANEXOS



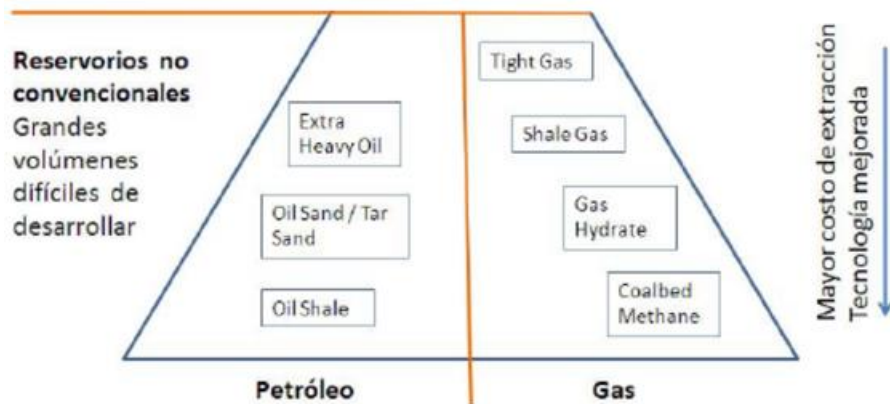
Anexo S1. Se observa la división del sistema antearco en zonas y elementos de tipo andino. Editado de Google Earth y corte esquemática de la de la Universidad de Sonora.

PERIOD	STRATIGRAPHIC UNITS	PRODUCING FIELDS	LITHOLOGY	ESSENTIAL ELEMENTS		PROCESSES, GENERATION, MIGRATION	
				RESERVOIR	SEAL	TRAP / FORMATION	ACCUMULATION
NEOGENE	Mesa Fm.						
	Real Gp.						
	La Cira Shale						
PALEOGENE	Colorado Fm.	Palagua - Velásquez Casabe - Galán La Cira - Infantas Casabe - Tesoro		Main			
	Mugrosa Fm.			Main			
	Esmeraldas Fm.	La Cira - Infantas Lisama Opon - Provincia		Main			
	La Paz Fm.	Cantagallo - Yariguá		Main			
	Lisama Fm.	Cristalina - Bonanza Provincia - Payoa			Reservoir and seal (secondary)		
CRETACEOUS	Umir Fm.						
	La Luna Fm.			Secondary			
	Simiti Fm.			Main			
	Tablazo Fm.			Secondary			
	Paja Fm.			Secondary			
	Rosablanca F.	Calcareous Basal Group					
	Los Santos Fm.						
JURASSIC	Giron Gp.						

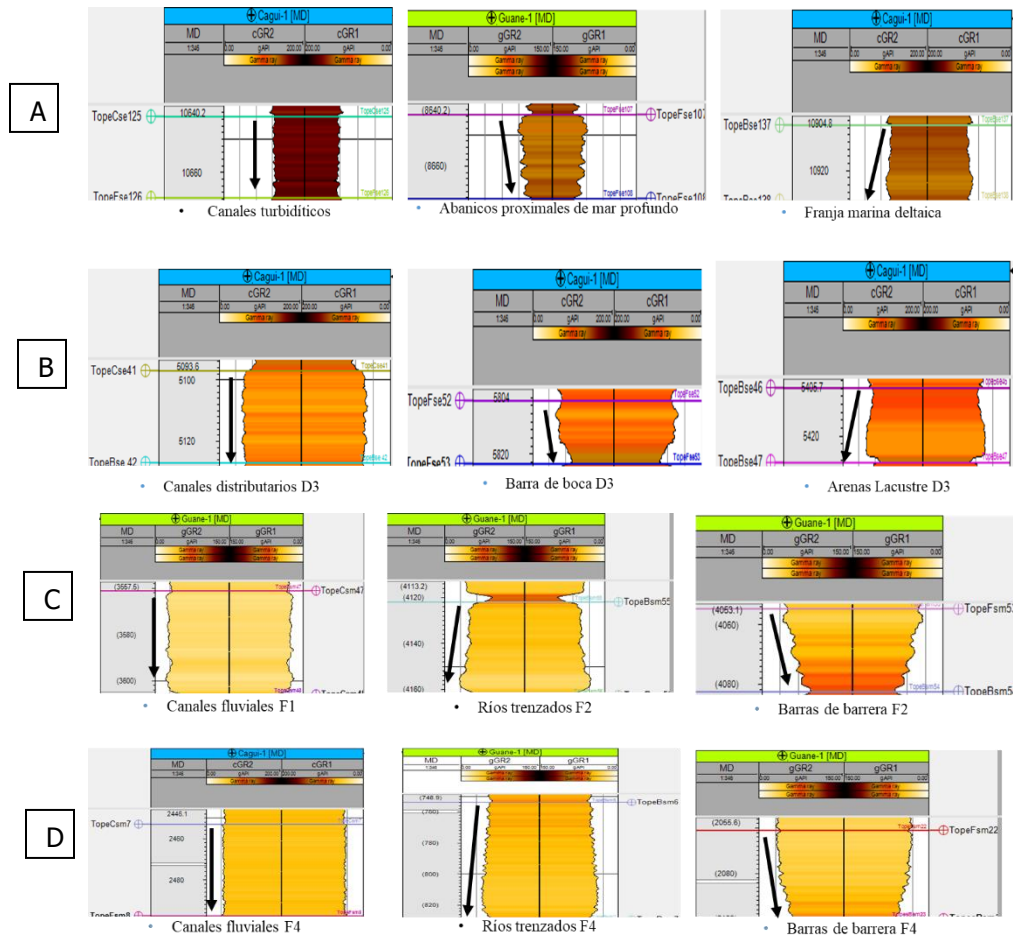
Anexo S2. Columna estratigráfica generalizada VMM tomada de ANH (2012).



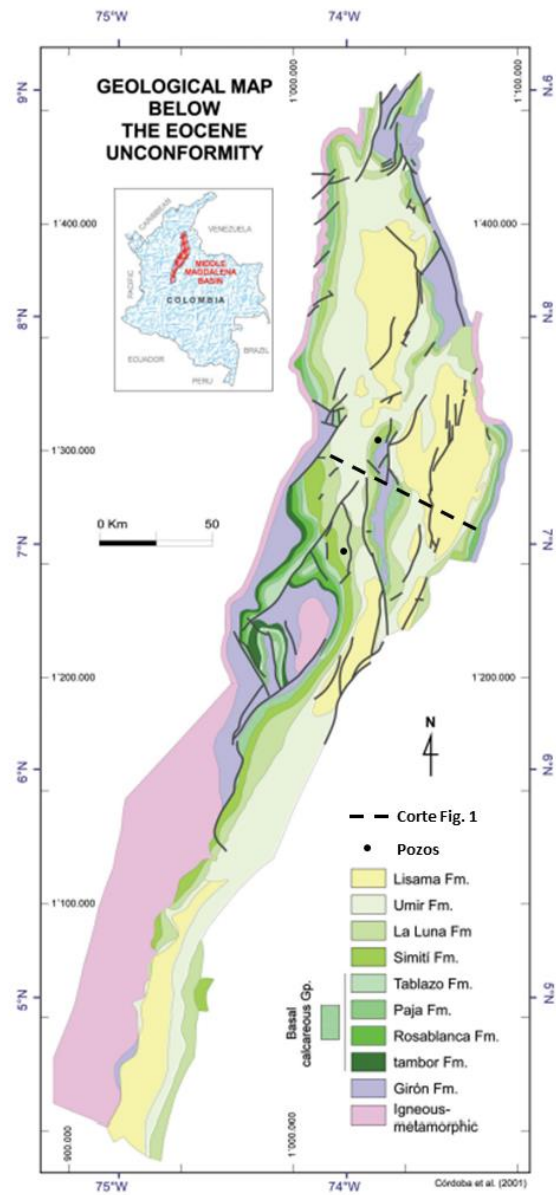
Anexo S5. Evolución geológica de Los Andes colombianos propuesta por Horton (2010). Tomado de sarmiento (2011).



Anexo S6. Reservorios lo convencionales tomado de OLADE (2012).



Anexo S7. Resultados de la electrofacies que determinaron los ambientes. A. Ambiente Marino (M1), B. Ambiente Deltaico (D3) C. Ambiente Fluvial (F2) y D. Ambiente fluvial (F4).



Anexo S8. Mapa geológico del subsuelo por debajo de la Discordancia LKCU del Eoceno. Tomado de Sarmiento (2011) y elaborado por Córdoba et al. (2001).