

Construcción del Modelo Estático para la Formación La Paz y Esmeraldas, en una Zona
Ubicada al Sur de la Cuenca Valle Medio del Magdalena, Colombia

Edgar Johan Caceres Mateus, Fredy Castillo Melgarejo

Trabajo de Grado para Optar el título de Geólogo

Director

David Alfonso Serrano Ferreira

Geólogo

Codirector

Carlos Guillermo Garzón Gómez

Geólogo

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Fisicoquímicas

Escuela de Geología

Bucaramanga

2018

Dedicatoria

A Dios por darme tantas bendiciones en la vida.

A mi padre Pedro Caceres quién está en los cielos, y que desde muy pequeño ha sido para mí un ángel que me cuida y me protege.

A mi madre Silvia Mateus por darme la vida, por ser el motor que me impulsa a ser cada día mejor y superarme cada día, por ser ese ejemplo de vida de una mujer echada para delante que ante difíciles circunstancias logra superar todo obstáculo de la mano de Dios.

A mi hermana Silvia Cáceres quién ha sido una compañera de vida, con quién he crecido y he superado varias dificultades, una persona que siempre contará con mi apoyo.

A mi novia Denis quién ha sido una persona importante en mi vida, amiga y compañera de grandes experiencias, mi polo a tierra y complemento que enriquece el alma. Gracias por tan bellos momentos, y gracias por todo el apoyo incondicional.

A mi hermanito Josue y mis sobrinos Juan David y Luciana quienes son la alegría de la familia y a quienes les deseo lo mejor y les daré mi apoyo incondicional.

A toda mi familia quiénes saben todo lo que he vivido y siempre me han estado acompañando y guiando en el camino para ser una mejor persona.

A todos mis compañeros del colegio y de la carrera quiénes han aportado tanto experiencias como grandes momentos en el proceso de formación como profesional.

A mi suegra doña Omaira por ser un gran apoyo en gran parte de mi carrera universitaria, quién con su forma de ser me ha enseñado grandes cosas.

A mi perro Cronos quién ha sido mi compañía y una gran mascota tierna y amorosa.

*Con Amor
Johan Caceres*

Dedicatoria

Al todo poderoso.

A mis padres Rosalba Melgarejo y Domingo Castillo ejemplos de vida y de superación.

A mis hermanas Yomari, Luz, Rosi, Caro, Mary.

A mi nona Maria Erminda.

a mis tíos, tías, primos, primas, sobrina, sobrinos.

a los profesores y compañeros del colegio Instituto Integrado San Bernardo y del INEM por las enseñanzas y consejos a lo largo de mi formación académica primaria y secundaria

a Camilo Alfonso Ríos Pinzón (q.e.p.d) persona la cual siempre demostró un amor insaciable por el estudio y la disciplina.

al profesor Heriberto Barbosa Sierra (q.e.p.d) docente del INEM en el área de las matemáticas el cual me enseñó a tener control y serenidad.

al vecino don Arturo colon leal (q.e.p.d) persona ejemplar y servicial.

Camilo Andrés Díaz Morales (q.e.p.d) quién fue una persona comprometida con los estudiantes de la UIS, especialmente con las diferentes generaciones del concurso iba

a doña Oliva madre de Camilo Ríos Pinzón por el apoyo y consejos

al capítulo estudiantil de la Asociación Americana de Geólogos del Petróleo del cual tuve honor de ser presidente.

a Mordiscos, la mascota de la casa

Fredy Castillo M

Agradecimientos

A DIOS todo poderoso.

A la UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER por ser nuestra ALMA MATER.

A David Alfonso Serrano Ferreira & Carlos Guillermo Garzon Gomez nuestros directores del
proyecto por darnos la oportunidad de trabajar con ellos.

A Juan Sebastian Luna Osorio, Julián David De Bedout Ordóñez, Daniela Becerra Rondon
geólogos, amigos y ángeles que estuvieron cuando más lo necesitamos.

A Denis Rueda un motor indispensable y consejera en la realización de nuestro proyecto.

A los profesores de la escuela de Geología y compañeros de carrera.

A la casa de MaCuak (Sebastian Ramírez) por permitirnos alojamiento en la etapa media del
proyecto

A la casa de Ivcon Nov por permitirnos alojamiento en la etapa final del proyecto en la
habitación del tiempo

A la empresa CPVEN por proporcionar los datos y darnos la oportunidad de trabajar con ellos

Tabla de contenido

| | |
|---|----|
| Introducción | 19 |
| 1. Objetivos | 20 |
| 1.1 Objetivo General | 20 |
| 1.2 Objetivos Específicos..... | 20 |
| 2. Localización | 21 |
| 3. Marco geológico | 22 |
| 3.1 Marco tectónico regional | 22 |
| 3.2 Marco tectónico local..... | 25 |
| 3.2.1 Cordillera Oriental | 25 |
| 3.2.2 Valle Medio del Magdalena | 26 |
| 3.3 Marco estratigráfico | 27 |
| 4. Materiales y Métodos..... | 32 |
| 4.1 Modelo depositacional | 35 |
| 4.2 Modelo petrofísico | 37 |
| 4.2.1: Compilación, carga y edición | 37 |
| 4.2.2 Estimación de las propiedades petrofísicas..... | 39 |
| 4.3 Interpretación sísmica | 46 |
| 4.3.1 Cálculo de la resolución sísmica vertical..... | 46 |
| 4.3.2 Corrección Mistie..... | 47 |

| | |
|---|----|
| 4.3.3 Amarre sísmica–pozo..... | 47 |
| 4.3.4 Atributos sísmicos..... | 48 |
| 4.3.5 Construcción del modelo geológico 3D..... | 48 |
| 5. Resultados..... | 48 |
| 5.1 Modelo Depositacional..... | 48 |
| 5.2 Modelo Petrofísico..... | 51 |
| 5.3 Interpretación sísmica..... | 58 |
| 5.3.1 Atributos sísmicos..... | 58 |
| 5.3.2 Marco estratigráfico..... | 61 |
| 5.3.3 Modelo Estructural..... | 64 |
| 6. Discusión..... | 68 |
| 7. Conclusiones..... | 70 |
| 8. Recomendaciones..... | 72 |
| Referencias bibliográficas..... | 73 |

Lista de tablas

| | |
|--|----|
| Tabla 1 Especificaciones del cubo sísmico del área de estudio..... | 32 |
| Tabla 2 Facies re interpretadas de la zona de estudio..... | 36 |
| Tabla 3 Intervalos corazonados para cada pozo | 37 |
| Tabla 4 Información de inventario para datos de laboratorio e información complementaria de pozo | 38 |
| Tabla 5 Análisis de básicos de los núcleos | 40 |
| Tabla 6 Clasificación de elementos arquitecturales para los depósitos fluviales | 49 |
| Tabla 7 Clasificación de tipos de roca a partir del radio de garganta poral..... | 52 |
| Tabla 8 Parámetros de corte para la definición de arena neta petrolífera..... | 52 |

Lista de figuras

| | |
|---|----|
| Figura 1 Mapa de localización del área de estudio. A) ubicación del área de estudio en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, Colombia. B) Localización detallada del área de estudio (rectángulo punteado de color rojo) ubicada hacia el sur de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena (VMM). | 21 |
| Figura 2 Modelo tectónico regional desarrollado para las cuencas Cordillera Oriental, Valle Medio del Magdalena y Llanos, (A) Megasecuencia synrift del Jurásico al Cretácico Temprano, (B) Subsistencia back-arc Cretácico Temprano- Campaniano, (C) Acreción de la Cordillera Occidental y cuenca foreland Maastrichtiano-Paleoceno, (D) Cuenca foreland Pre Andina Eoceno Medio-Mioceno Temprano, (E) Cuenca foreland Andina Mioceno Medio- Reciente, tomado y modificado de Cooper et al., 1995. | 25 |
| Figura 3 Principales estructuras y fallas cercanas al área de estudio. A) Mapa geológico del sector Sur del VMM. B) Corte transversal W-E. Tomado y modificado de Gómez, (2001)..... | 27 |
| Figura 4 Correlación de la nomenclatura estratigráfica Norte y Sur de la cuenca del valle Medio del Magdalena. Tomado y modificado de Gomez (2001). | 28 |
| Figura 5 Diagrama estratigráfico de la relación entre las inconformidades y las facies sedimentarias en el Sur de la Cuenca Valle Medio del Magdalena. Tomado y adaptado de Berggren et al., (1995) y Gradstein et al., (1995). | 31 |
| Figura 6 Mapa de la distribución de pozos, líneas y cubo sísmicos. | 33 |
| Figura 7 Mapa de áreas protegidas en la zona de estudio. B) Crossline del cubo sísmico y C) Inline del cubo sísmico..... | 34 |
| Figura 8 Metodología utilizada para el desarrollo del modelamiento geológico 3D del área de estudio. | 35 |

Figura 9 (A) Histograma del registro Gamma ray. (B) variables estadísticas del histograma. ... 40

Figura 10 microfotografía de la sección delgada de una Arcosa litarenita..... 41

Figura 11 microfotografía de la sección delgada de una Limolita laminada. 42

Figura 12 Grado de correlación (R^2)= 0.0827 entre datos de porosidad modelados (PHIE (v/v) vs Porosidad de datos básicos de laboratorio..... 44

Figura 13 Análisis R_w para la formación de interés en el pozo RG-1 mediante el método del Pickett Plot..... 45

Figura 14 Resultado de la corrección Mistie entre líneas y cubo sísmico. 47

Figura 15 Modelo depositacional para el pozo G-1. Formación la Paz. Ambiente de río trezado de baja sinuosidad, el cual tienen un canal principal y puede presentar secuencias de acreción lateral, llegando a conservar las facies finas en los depósitos. 50

Figura 16 Modelo depositacional para el pozo RG-1. Formación Esmeraldas. Ambiente de río meandriforme, con cada tipo de depósito; canal, barras de canal, crevasse splay, y llanura de inundación..... 51

Figura 17 Modelo petrofísico para el pozo G1. Formación La Paz. Se interpretan manifestaciones de hidrocarburos en los intervalos (4350' – 4370') y (4454' – 4479') correspondientes a los tipos de roca 1 y 2. Lo cual soporta nuestras interpretaciones de net pay. Los parámetros de corte utilizados fueron los correspondientes para el tipo de roca 1 y 2 (Tabla 7 y 8). 53

Figura 18 Modelo petrofísico para el pozo G1. Formación Esmeraldas. A) Se interpreta con manifestaciones de hidrocarburos en los intervalos (4018' -4038'), (4049' – 4056'), (4131' – 4143') correspondientes a los tipos de roca 1 y 2. Lo cual soporta nuestras interpretaciones de net pay. Los parámetros de corte utilizados fueron los correspondientes para el tipo de roca 1 y 2 (Tabla 7 y 8)..... 53

Figura 19 Modelo petrofísico para el pozo RG-1. Formación la Paz. A) Se interpreta la presencia de manifestación de hidrocarburos en el intervalo (3775' – 3796') correspondientes a los tipos de roca 1 y 2. Lo cual soporta nuestras interpretaciones de net pay. Los parámetros de corte utilizados fueron los correspondientes para el tipo de roca 1 y 2 (Tabla 7 y 8)..... 54

Figura 20 Modelo petrofísico para el pozo RG-1. Formación Esmeraldas. A) e interpreta la presencia de manifestación de hidrocarburos en el intervalo 3555' – 3573'. Lo cual soporta nuestras manifestaciones de net pay. Los parámetros de corte utilizados fueron los correspondientes para el tipo de roca 1 (Tabla 7y 8)..... 54

Figura 21 Modelo petrofísico para el pozo RM-1. Formación la Paz. A) se interpreta la presencia de manifestación de hidrocarburos en el intervalo 3433' – 3441'. lo cual soporta nuestras manifestaciones de net pay. Los parámetros de corte utilizados fueron los correspondientes para el tipo de roca 2 (Tabla 7 y 8)..... 55

Figura 22 Modelo petrofísico para el pozo RM-1. Formación Esmeraldas. No hay manifestaciones de net pay. (Tabla 7 y 8). 55

Figura 23 Modelo petrofísico para el pozo SG-1. Formación la Paz. A) se interpreta la presencia de manifestación de hidrocarburos en el intervalo 2526' – 2536' lo cual soporta nuestras manifestaciones de net pay. Los parámetros de corte utilizados fueron los correspondientes para el tipo de roca 2 (Tabla 7 y 8)..... 56

Figura 24 Modelo petrofísico para el pozo SG-1. Formación Esmeraldas. No hay manifestaciones de net pay. (Tabla 7 y 8). 56

Figura 25 Modelo petrofísico para el pozo RN-5. Formación la Paz. Se interpreta la presencia de manifestación de hidrocarburos en el intervalo (9150' - 9200'). Lo cual soporta nuestras

manifestaciones de net pay. Los parámetros de corte utilizados fueron los correspondientes para el tipo de roca 2 (Tabla 7 y 8)..... 57

Figura 26 Modelo petrofísico para el pozo RN-5. Formación Esmeraldas. Se interpreta la presencia de manifestación de hidrocarburos en el intervalo (8800’- 8850’). Lo cual soporta nuestras manifestaciones de net pay. Los parámetros de corte utilizados fueron los correspondientes para el tipo de roca 1 y 2 (Tabla 7y 8)..... 57

Figura 27 Atributo sísmico Coseno de la fase, realizado en el software PETREL E&P. A) Visualización del atributo sísmico en toda la imagen sísmica. B) Interpretación de rasgos estratigráficos..... 58

Figura 28 Atributo sísmico Chaos, realizado en el software PETREL E&P. A) Visualización del atributo en toda la imagen sísmica. B) Interpretación de rasgos estructurales y rasgos estratigráficos..... 59

Figura 29 Atributo sísmico ant-tracking realizado en el software PETREL E&P.A) Visualización del atributo en toda la imagen sísmica. B) Interpretación de rasgos estructurales y estratigráficos. 59

Figura 30 Espectro de frecuencias del cubo sísmico, en los círculos amarillos se resaltan los valores de frecuencias bajas, medias y altas respectivamente. 60

Figura 31 Distribución del sistema fluvial trenzado sobre la superficie interpretada de la Formación La Paz. 61

Figura 32 Interpretación sísmica en dirección NW-SE, evidenciando los principales rasgos estratigráficos y estructurales del área de estudio..... 62

Figura 33 Distribución de las unidades estratigráficas. 64

Figura 34 configuración estructural del cubo sísmico interpretado. (I) fallas normales con sentido SW -NE (color amarillo), (II) fallas inversas con sentido SE-NW (color rojo), (III) las fallas inversas con sentido SW-NE (color azul). 65

Figura 35 Mapa estructural de la Formación La Paz en donde se visualiza los rasgos estructurales (I) y (II) mencionados anteriormente, representando paquetes de fallas normales y fallas inversas. 66

Figura 36 Interpretación sísmica en dirección SW -NE evidenciando un predominio de las fallas inversas provenientes del basamento. 66

Figura 37 Unidades estratigráficas dominadas por el modelo estructural. 67

Figura 38 Prospecto definido por una trampa estructural con cierre en 4 direcciones. 67

RESUMEN

TÍTULO: CONSTRUCCIÓN DEL MODELO ESTÁTICO PARA LA FORMACIÓN LA PAZ Y ESMERALDAS, EN UNA ZONA UBICADA AL SUR DE LA CUENCA DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA. *

AUTOR: EDGAR JOHAN CACERES MATEUS **; FREDY CASTILLO MELGAREJO**

PALABRAS CLAVE: Formación la Paz, Formación Esmeraldas, Valle Medio del Magdalena, propiedades petrofísicas, atributos sísmicos.

DESCRIPCIÓN: Este trabajo de investigación tuvo como objetivo construir el modelo estático para las formaciones la Paz y Esmeraldas al sur del Valle Medio del Magdalena (VMM) integrando información de descripción de núcleos de pozo, datos de petrofísica básica y especial, registros eléctricos, información estratigráfica, estructural, líneas sísmicas y un cubo 3D mediante la aplicación de software geológicos/geofísicos para la carga y tratamiento de los datos.

Se inició la construcción del modelo geológico con la identificación del ambiente de depósito para las formaciones de interés a través de una reinterpretación de facies previamente definidas por reportes internos. Posteriormente se definió el modelo petrofísico para cuantificar los parámetros de arcillosidad, porosidad, saturación de agua y permeabilidad. Mediante un análisis de patrones en la geometría de los reflectores sísmicos se interpretaron topes de formaciones, obteniendo superficies en el dominio del tiempo, permitiendo visualizar la distribución y continuidad de las unidades estratigráficas. A partir de la línea sísmica más cercana al pozo R5 el cual fue utilizado como referencia para ajustar el sismograma sintético se generó una línea compuesta entre líneas sísmicas 2D con el fin de llevar la interpretación al cubo sísmico. Se aplicaron una serie de atributos sísmicos como coseno de la fase, *Caos*, *Ant tracking* y descomposición espectral los cuales facilitaron la identificación de estructuras principales y superficies discordantes.

Finalmente se obtuvo la representación de las unidades estratigráficas mediante un cubo que permite visualizar la distribución areal de las formaciones La Paz y Esmeraldas y un modelo estructural identificando posibles trampas estructurales teniendo en cuenta fallas normales e inversas. Integrando la información se determinaron los prospectos como trampas estructurales con cierres en 4 direcciones.

* Trabajo de Grado

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Geología. Director: David Alfonso Serrano Ferreira.

ABSTRACT

TITLE: CONSTRUCTION OF THE STATIC MODEL FOR LA PAZ AND ESMERALDAS FORMATION, IN A ZONE LOCATED SOUTH OF THE BASIN OF THE MIDDLE MAGDALENA VALLEY*

AUTHORS: EDGAR JOHAN CACERES MATEUS **; FREDY CASTILLO MELGAREJO**

KEY WORDS: La Paz formation, Esmeraldas formation, Middle Magdalena Valley, petrophysical properties, seismic attributes.

DESCRIPTION: The objective of this research work was to construct the static model for the Paz and Esmeraldas formations to south of the Middle Magdalena Valley (VMM) integrating description information of well cores, basic and special petrophysics data, electrical records, stratigraphic and structural information, seismic lines and a 3D cube through the application of geological / geophysical software for the loading and processing of data.

The construction of the geological model began with the identification of the deposit environment for the formations of interest through a reinterpretation of facies previously defined by internal reports. Subsequently the petrophysical model was defined to quantify the parameters of arcillosity, porosity, water saturation and permeability. By means of an analysis of patterns in the geometry of the seismic reflectors tops of formations were interpreted, obtaining surfaces in the time domain, allowing to visualize the distribution and continuity of the stratigraphic units. From the seismic line closest to the R5 well which was used as a reference to adjust the synthetic seismogram a line composed between 2D seismic lines was generated in order to bring the interpretation to the seismic cube. A series of seismic attributes such as Cosine phase, chaos, Ant tracking and spectral decomposition were applied, which facilitated the identification of principal structures and discordant surfaces.

Finally, the representation of the stratigraphic units was obtained by means of a cube that allows to visualize the areal distribution of the La Paz and Esmeraldas formations and a structural model identifying possible structural traps taking into account normal and reverse faults. Integrating the information, the prospects were determined as structural traps with closures in 4 directions.

* Bachelor Thesis

** Physicochemical Engineering Faculty. Geology School. Directed by David Alfonso Serrano Ferreira.

Introducción

La cuenca del Valle Medio del Magdalena (VMM) ha sido explorada desde principios de este siglo, siendo una de las principales cuencas productoras de hidrocarburos en Colombia, sus grandes acumulaciones comerciales están relacionadas con rocas Cenozoicas que van desde el Paleoceno hasta el Mioceno.

Estudios previos indican que hacia la parte norte y central del VMM se cuenta con una mayor historia exploratoria para las formaciones La Paz, Esmeraldas, Mugrosa y Colorado; sin embargo, hacia la parte sur del VMM las formaciones la Paz y Esmeraldas han sido escasamente caracterizadas (Córdoba et al., 2005). Por lo tanto, este trabajo de investigación pretende evaluar de manera integrada para las formaciones de interés la distribución, orientación y continuidad lateral de sus unidades de flujo para determinar zonas prospectivas para hidrocarburos. Con el fin de facilitar una explotación eficiente a costos mínimos durante el desarrollo.

1. Objetivos

1.1 Objetivo General

Evaluar el potencial de las Formaciones La Paz y Esmeraldas como yacimiento de hidrocarburos, en una zona al Sur de la cuenca del Valle Medio del Magdalena.

1.2 Objetivos Específicos

- Calcular las propiedades petrofísicas a partir de la información de registros de pozo, incorporando resultados de análisis petrofísicos y geológicos de laboratorio y pruebas de producción. Con el fin de subdividir las formaciones en unidades de flujo.
- Evaluar los factores que controlan la distribución espacial y vertical de las unidades de flujo.
- Crear un modelo geológico 3D que permita visualizar la distribución, orientación y continuidad lateral de las unidades de flujo, con el fin de determinar zonas prospectivas para hidrocarburos.

2. Localización

El área de estudio se localiza en la región Sur de la cuenca del Valle Medio del Magdalena, al margen derecho aguas abajo del río Magdalena (Figura 1).

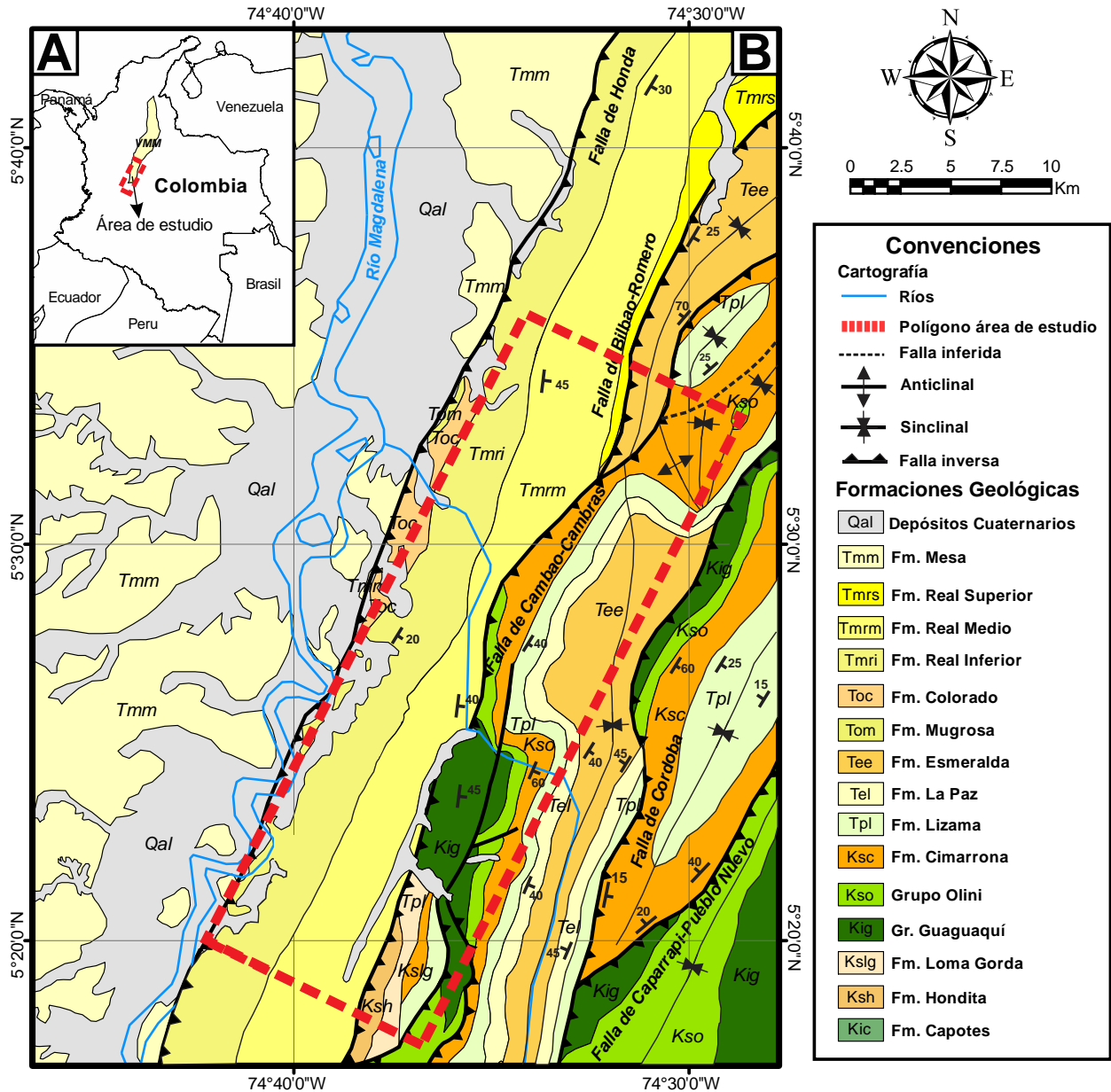


Figura 1 Mapa de localización del área de estudio. A) ubicación del área de estudio en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, Colombia. B) Localización detallada del área de estudio (rectángulo punteado de color rojo) ubicada hacia el sur de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena (VMM).

3. Marco geológico

3.1 Marco tectónico regional

La cuenca intracordillerana del Valle Medio del Magdalena ha sido interpretada por varios autores como una cuenca multifásica cuyo desarrollo tectónico se resume en cuatro eventos principales: (I) un *rifting* desde el Triásico al Aptiano; (II) una subsidencia termal desde el Cretácico Temprano al Campaniano; (III) el levantamiento de la Cordillera Central desde el Cretácico Superior al Eoceno Temprano, y (IV) el levantamiento reciente de la Cordillera Oriental desde el Mioceno Medio al Reciente (Cooper *et al.*, 1995; Villamil, 1999; Gómez *et al.*, 2005; Rolón, 2004; Santos, 2012) (Figura 2).

La configuración tectónica durante el Triásico, Jurásico y Cretácico Temprano (Figura 2A) fue caracterizada por un arco magmático en la Cordillera Central, bordeando un margen de tipo andino; y subcuencas falladas con historias de hundimiento independientes al Este (Sarmiento, 2001).

La extensión y subsidencia en el Cretácico Inferior (Figura 2B) puede haberse debido a un estiramiento del retro arco, producto de una intensificación de la subducción en el Barremiense por la presencia de plutones calcoalcalinos en la parte oriental de la Cordillera Central (McCourt *et al.*, 1984; Cooper *et al.*, 1995).

Durante la subsidencia termal *post-rift* del Cretácico Tardío se generó una cuenca regional tipo *sag* que cubre el área de las actuales cuencas del Magdalena medio, Cordillera Oriental y los Llanos (Gómez, 2001; Sarmiento, 2001).

Un régimen de compresión predomina en la Cordillera Oriental durante todo el Cenozoico (Casero *et al.*, 1997; Moretti *et al.*, 2010). Por lo tanto, se reconocen cuatro grandes ocurrencias de deformación: Cretácico superior - Paleoceno temprano; Eoceno medio; Oligoceno tardío -

Mioceno temprano y Mioceno tardío –Plioceno (Bürgl, 1961; Ben Avraham & Nur, 1987; Cooper *et al.*, 1995).

Durante el Campaniano tardío al Maastrichtiano, se inicia el levantamiento de la Cordillera Central debido a la colisión de las Placas Farallones y Suramericana (Aspden *et al.*, 1987; Gómez *et al.*, 2003; Gómez *et al.*, 2005b; Caballero *et al.*, 2010; Horton *et al.*, 2010; Sarmiento *et al.*, 2015) la cual generó la Cordillera Occidental; y la inversión de fallas extensionales generadas desde el Triásico al Jurásico (Gomez *et al.*, 2005; Santos, 2012).

En el Paleógeno el episodio de exhumación de la Cordillera Central (Horton *et al.*, 2010; Nie *et al.*, 2012) puso fin a la cuenca cretácica, y a la transformación en una cuenca *foreland* en dos episodios. El primero generando microcuencas que se rellenan a medida que la deformación avanzaba al Oriente (Sarmiento, 1994; Guerrero & Sarmiento, 1996), y el segundo fue la estructuración de pliegues estrechos hacia el borde oriental asociados al proceso de levantamiento y erosión, conformando una superficie discordante (Gómez *et al.*, 2005a y b) denominada la “discordancia del Eoceno-medio” (Sarmiento *et al.*, 2015) (Figura 2C).

En el Eoceno Medio la deformación creó pliegues y un régimen de *thrusts* en el Valle Medio del Magdalena (Morales *and the Colombian Petroleum Industry*, 1956; Cooper *et al.*, 1995) dando inicio a la mayor exhumación de la Cordillera Oriental (Nie *et al.*, 2012).

Durante el Eoceno tardío al oligoceno temprano, el frente orogénico originado en la Cordillera Central migro al Este produciendo inversión local de los *grabens* extensionales en el área de la cuenca Cordillera Oriental, desarticulando la original cuenca *foreland* regional en pequeños compartimientos (Gómez, 2001; Sarmiento, 2001) (Figura 2D).

Durante el Mioceno medio, ocurre la principal deformación y levantamiento de la cordillera oriental (Cooper *et al.*, 1995).

Finalmente, en el Tortoniano (~ 10.5 Ma) comenzó la mayor deformación de la Cordillera Oriental y el Piedemonte llanero como resultado de la colisión de Panamá con Suramérica (Figura 2E). En esta fase de deformación la cordillera oriental fue levantada y erosionada. Se reactivaron antiguas fallas extensionales desarrollando nuevas estructuras compresionales en el flanco occidental de la Cordillera Oriental y en el Valle del Magdalena (Butler & Schamel, 1989; Cooper *et al.*, 1995).

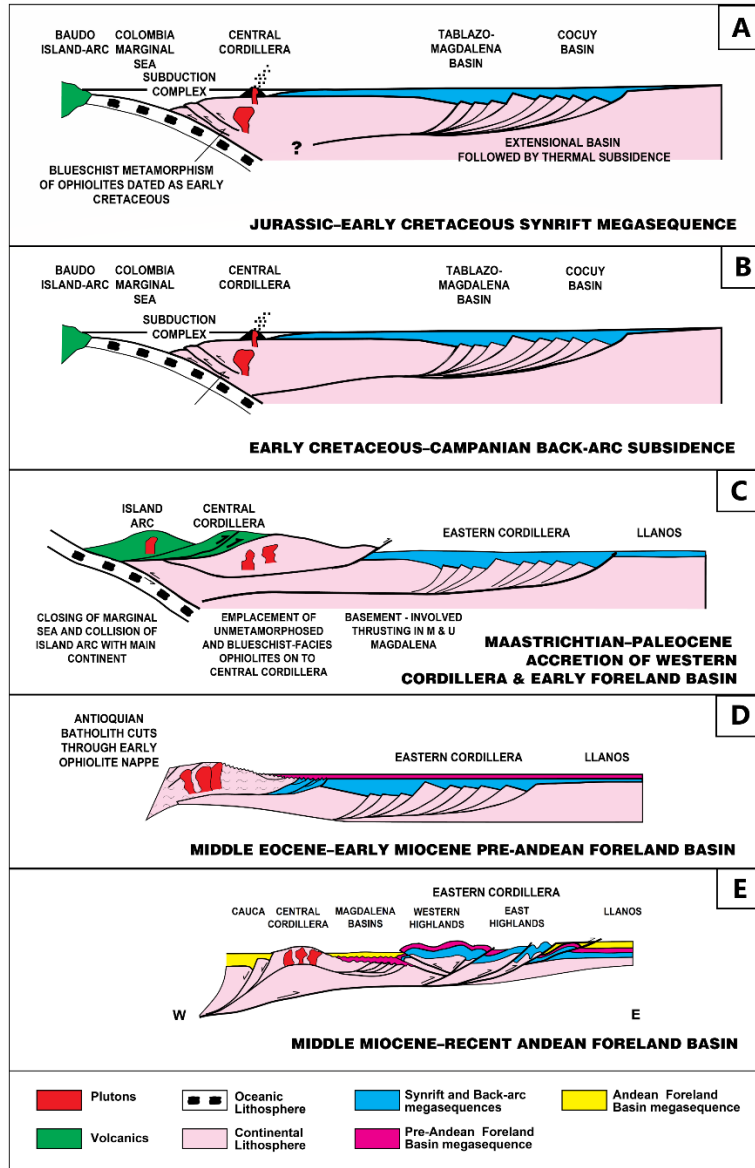


Figura 2 Modelo tectónico regional desarrollado para las cuencas Cordillera Oriental, Valle Medio del Magdalena y Llanos, (A) Megasecuencia *synrift* del Jurásico al Cretácico Temprano, (B) Subsistencia *back-arc* Cretácico Temprano- Campaniano, (C) Acrición de la Cordillera Occidental y cuenca *foreland* Maastrichtiano-Paleoceno, (D) Cuenca *foreland* Pre Andina Eoceno Medio-Mioceno Temprano, (E) Cuenca *foreland* Andina Mioceno Medio-Reciente, tomado y modificado de Cooper *et al.*, 1995

3.2 Marco tectónico local

3.2.1 Cordillera Oriental. El sector occidental de la cordillera Oriental presenta fallas regionales de cabalgamiento con vergencia hacia el occidente La Salina, Alto del Trigo, Cambrás y Honda (Prieto y García, 2005). De Este a Oeste los segmentos de Bituima, Cambao. Estas fallas se

propagaron dentro de la secuencia del cretácico inferior las cuales fueron pasivamente rotadas y transportadas cuando se reactivaban las fallas del basamento (Alvarado *et al.*, 2011). En el sector oriental se presentan como estructuras principales las fallas de Guaicaramo y de Borde Llanero, las cuales son de tipo inverso pero que originalmente eran de tipo distensivo (Prieto y García, 2005).

3.2.2 Valle Medio del Magdalena. La cuenca del Valle Medio del Magdalena es una depresión tectónica asimétrica cuyos márgenes tienen diferente configuración tectónica; el margen occidental es un borde pasivo caracterizado por una geometría homoclinal con truncaciones de las formaciones cretácicas, mientras hacia el oriente la deformación se incrementa de manera continua y pasa a un margen compresional (Prieto y García, 2005) (Figura 3A y B).

A continuación, se describen brevemente las fallas presentes en la zona de estudio.

Falla de Bituima: Compuesta por una serie de fallas tipo *back thrust* con vergencia noroeste y componente de rumbo sinextral (Mojica y Franco 1990, en Acosta *et al.*, 2002). Dicha falla genera en la parte Sur una secuencia escalonada de sinclinales y anticlinales amplios que hacia el Norte se van apretando, inclinando los estratos hasta casi verticalizarlos (Alvarado *et al.*, 2011). (Figura 3A).

Falla Cambao: Inició en el Maastrichtiano, un movimiento de tipo normal formando un zócalo que facilita el espacio para la sedimentación, y termina en el Paleoceno donde se convierte en una falla inversa, (Raasveldt & Carvajal, 1957) dando inicio a la generación de pliegues (Alvarado *et al.*, 2011). La Falla de Honda: Afecta rocas del Mioceno del Grupo Honda y rocas de las Formación La Mesa del Plioceno (Vergara, 1988; INGEOMINAS, 1997; Llanos & Camargo, 2000) (Figura 3B).

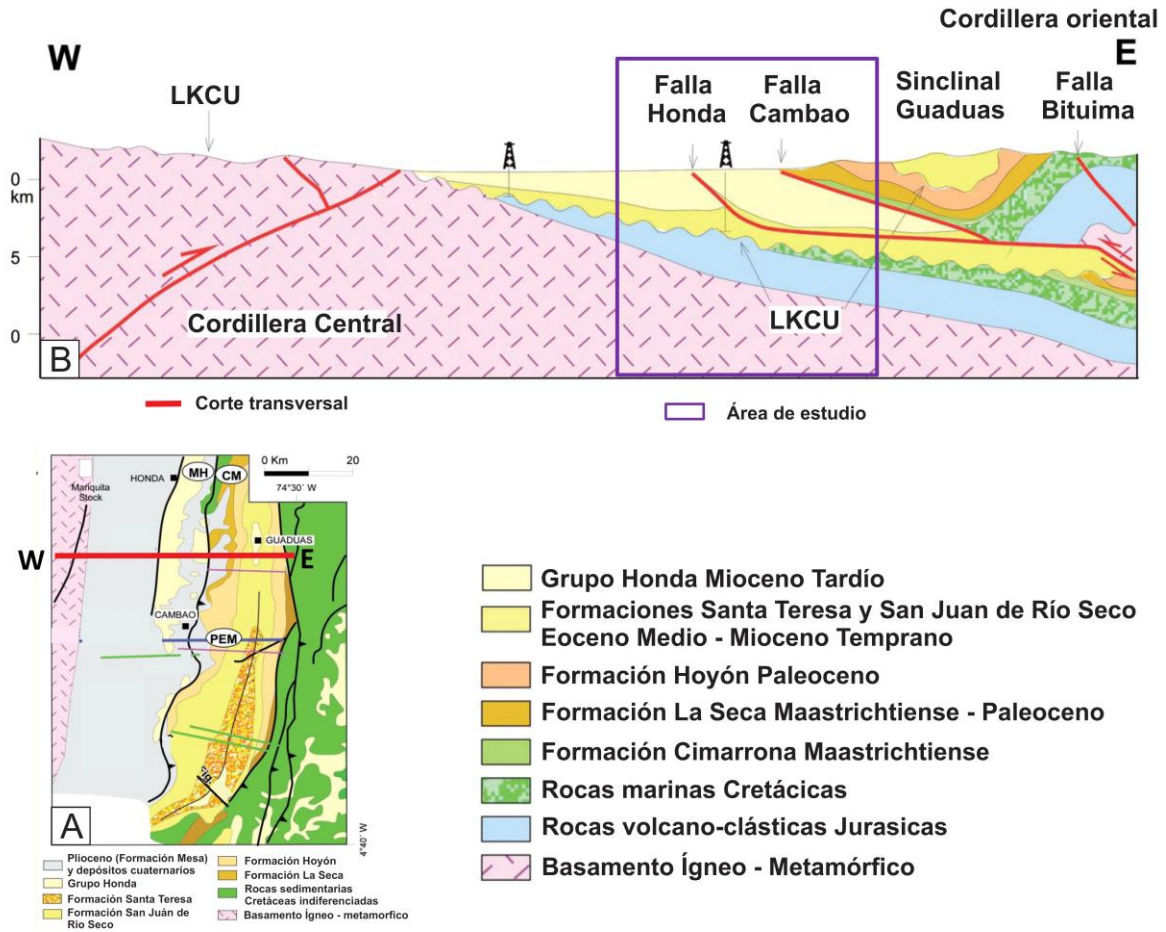


Figura 3 Principales estructuras y fallas cercanas al área de estudio. A) Mapa geológico del sector Sur del VMM. B) Corte transversal W-E. Tomado y modificado de Gómez, (2001).

3.3 Marco estratigráfico

En el sector sur de la cuenca del Valle Medio del Magdalena, se presenta una nomenclatura estratigráfica que es correlacionable con la nomenclatura estratigráfica del Norte de esta cuenca (Figura 4).

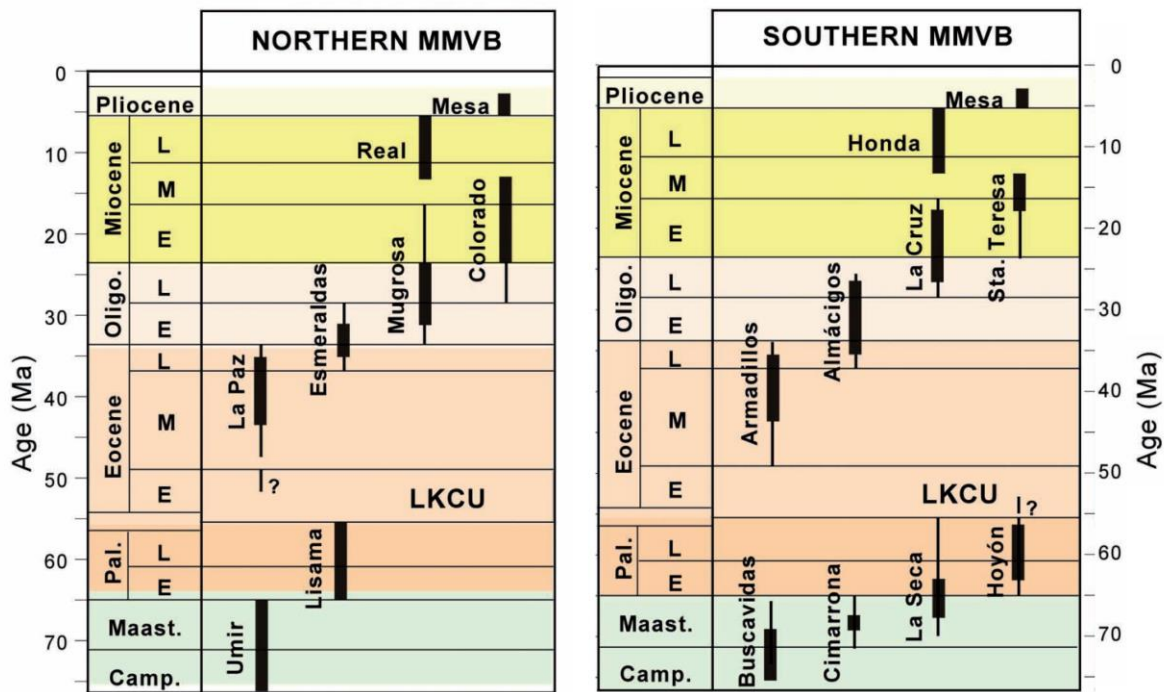


Figura 4 Correlación de la nomenclatura estratigráfica Norte y Sur de la cuenca del valle Medio del Magdalena. Tomado y modificado de Gomez (2001).

En el extremo sur del Valle Medio del Magdalena, las unidades del Cretácico Superior representan ambientes transicionales de baja energía de zonas pantanosas como la Formación Umir (Lamus *et al.*, 2013) que cuentan con una fuente cratónica (Nie *et al.*, 2012). Al occidente se interdigitan con ambientes deltaicos y de llanuras costeras como la Formación Cimarrona (Porta, 1965; Lamus *et al.*, 2013) que presentan los primeros indicios de procedencia de sedimentos occidentales (guijarros graníticos y volcánicos) derivados de la Cordillera Central (Cooper *et al.*, 1995).

En el Paleoceno inferior La Formación Seca se depositó bajo una fuente cratónica, (e.g., De Porta, 1966; Gómez *et al.*, 2003), en ambientes de paleosuelos y canales fluviales (Lamus *et al.*, 2013). En el paleoceno medio la fuente de aporte es la Cordillera Occidental compuesta de rocas de arco magmático, levantadas durante el acortamiento inicial de la Cordillera Central (Nie *et al.*,

2012) depositando la Formación Hoyon compuesta por estratos conglomeráticos (Gómez *et al.*, 2003); equivalentes a lo reportado para Formación Lisama superior de grano grueso hacia el tope (Sarmiento *et al.*, 2015) siendo truncadas contra la discordancia del Valle Medio del Magdalena (Gómez *et al.*, 2003).

La discordancia del Eoceno Medio, la cual corresponde a una discordancia angular (Córdoba *et al.*, 2005) es el límite estratigráfico y tectónico de mayor importancia. Rocas pre-Eocenas bajo esta discordancia están deformadas y truncadas a escala regional no sólo en el VMM sino también en la Cordillera Oriental (Gómez *et al.*, 2003, 2005 a y b; Bayona *et al.*, 2008; Nie *et al.*, 2012; Sarmiento *et al.*, 2015).

En el sector Sur del Valle del Magdalena Medio se define la Formación San Juan de Río Seco de edad Eoceno como unidades lodo-arenosas con geometrías de estratos de crecimiento (Gómez *et al.*, 2003; Cortés, 2004; Lamus *et al.*, 2013). Se encuentra Subdividida en el Miembro Armadillos que consiste areniscas conglomeráticas y capas finas hacia el tope; Miembro Almacigos compuesto de lodolitas con pequeñas interestratificaciones de areniscas con laminación cruzada y superficies de acreción lateral, y el Miembro la Cruz presenta en la parte inferior capas de areniscas amalgamadas y en la parte superior areniscas conglomeráticas de grano grueso con laminación planar y cruzada (Gómez *et al.*, 2003) (Figura 5).

Para la nomenclatura general del Valle Medio del Magdalena los miembros de la Formación San Juan de Río Seco son equivalentes a las formaciones La Paz, Esmeralda, Mugrosa respectivamente (Figura 4). Esta afirmación es constatada porque se tiene una relación entre ambientes que varían desde abanicos canaliformes en la base, hasta sistemas fluviales de llanuras de inundación y de ríos meándricos (Moreno *et al.*, 2011; Sarmiento *et al.*, 2015). En el sector occidental de la cuenca, la Formación La Paz constituida por arenitas de grano grueso y

conglomeráticas con intercalaciones de lodolitas depositadas en sistemas fluviales trenzados (Suárez, 1996) a meándricos de baja sinuosidad (Gómez, *com. verb*; Córdoba *et al.*, 2005.)

La Formación Esmeraldas abarca el tope del Eoceno Tardío en el sector occidental de la cuenca. Compuesta por intervalos espesos de lodolitas y limolitas oscuras y delgados mantos de carbón depositados en ríos meándricos (Rubiano, 1995; Córdoba *et al.*, 2005).

La Formación Mugrosa compuesta de intercalaciones de arenitas de grano fino y lodolitas varicoloreadas; acumuladas dentro de un paleo-ambiente de sistemas de ríos meándricos (Rubiano, 1995; Córdoba *et al.*, 2005) y sistemas fluviales de llanuras aluviales que varían hacia el norte a llanuras bajas lacustres afectadas al parecer por influencia marina (Caballero *et al.*, 2010; Sarmiento *et al.*, 2015).

La formación Santa Teresa compuesta de una sucesión de lodolitas finas hacia el tope y areniscas de grano fino con laminación cruzada (Gómez *et al.*, 2003). Representan depósitos lacustres (Porta, 1966; Ochoa *et al.*, 2012; Lamus *et al.*, 2013) puede ser correlacionada con la Formación Colorado compuesta de lodolitas masivas con intercalaciones de arenitas de grano fino a grueso; se les ha asignado un origen fluvial con presencia de barras puntuales y longitudinales (De La Cruz, 1988; Córdoba *et al.*, 2005).

Hacia la parte más sur de la cuenca del Valle Medio del Magdalena el grupo Honda se clasifica en la formación Cambras y formación San Antonio. Compuestas de areniscas con estratificación, conglomerados y lodolitas. Siendo diferenciadas por la presencia de *pebbles* piroclásticos en la formación San Antonio. La Formación limones compuesta de lodolitas rojas y areniscas con estratificación cruzada; correlacionable con el grupo Real y sus respectivas Formaciones Real Inferior, Medio y Superior. Constituidas por conglomerados y arenitas de grano grueso

intercaladas con arcillolitas varicoloreadas, depositadas en ambientes continentales (Rubiano, 1995; Córdoba *et al.*, 2005).

La Formación Mesa mantiene su nombre en toda la cuenca del Valle Medio del Magdalena. Constituida por acumulaciones volcano-sedimentarias de areniscas tobáceas, tobas andesíticas, intercalaciones de arcillas, limos, conglomerados y depósitos piroclásticos (Sarmiento *et al.*, 2015). Finalizando la secuencia estratigráfica de la cuenca con depósitos aluviales y coluviales cuaternarios.

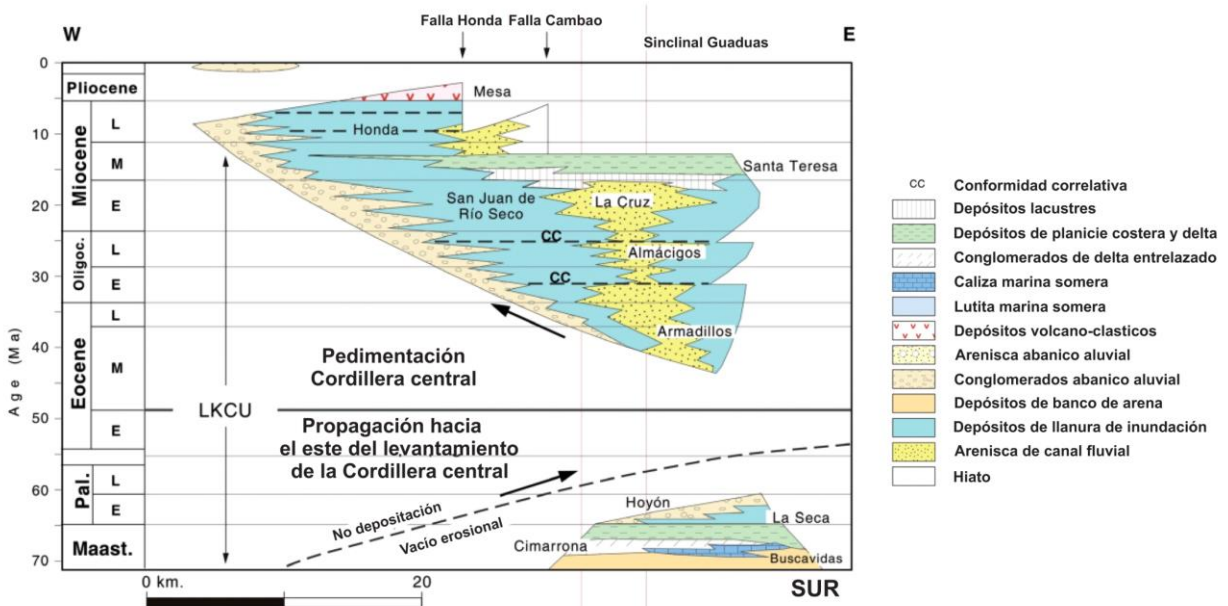


Figura 5 Diagrama estratigráfico de la relación entre las inconformidades y las facies sedimentarias en el Sur de la Cuenca Valle Medio del Magdalena. Tomado y adaptado de Berggren *et al.*, (1995) y Gradstein *et al.*, (1995).

4. Materiales y Métodos

Los datos suministrados por la empresa CPVEN S.A. fueron un cubo sísmico 3D *Post-Stack Migrated* (PSTM) (tabla 1); 40 líneas sísmicas 2D *Post-Stack Migrated* (PSTM); una medida tiempo-profundidad (*Check-shot*); registros eléctricos de 9 pozos verticales (Figura 6); Datos de laboratorio y descripción de núcleos encontrados en los reportes de pozo. Fuentes de datos adicionales tales como artículos y tesis públicamente disponibles fueron de igual manera utilizados. Principalmente tres Softwares geológicos/geofísicos fueron utilizados para la carga y procesamiento de datos, así como también para la generación de los diferentes modelos; Petrel E&P, Techlog de *Schlumberger* y *Hampson Rusell* de *CGGveritas* por medio de las licencias corporativas de la empresa CPVEN S.A.

Tabla 1
Especificaciones del cubo sísmico del área de estudio

| | |
|-----------------------------|---------------------|
| Levantamiento | VMM-SUR |
| Tasa de muestreo | 4 ms |
| Área | 360 Km ² |
| Tamaño de <i>Bin</i> | 25 x 25 m |
| <i>Inline</i> | 1-1330 |
| <i>Crossline</i> | 1-450 |
| Tiempo de grabación | 0 ms - 5000 ms |

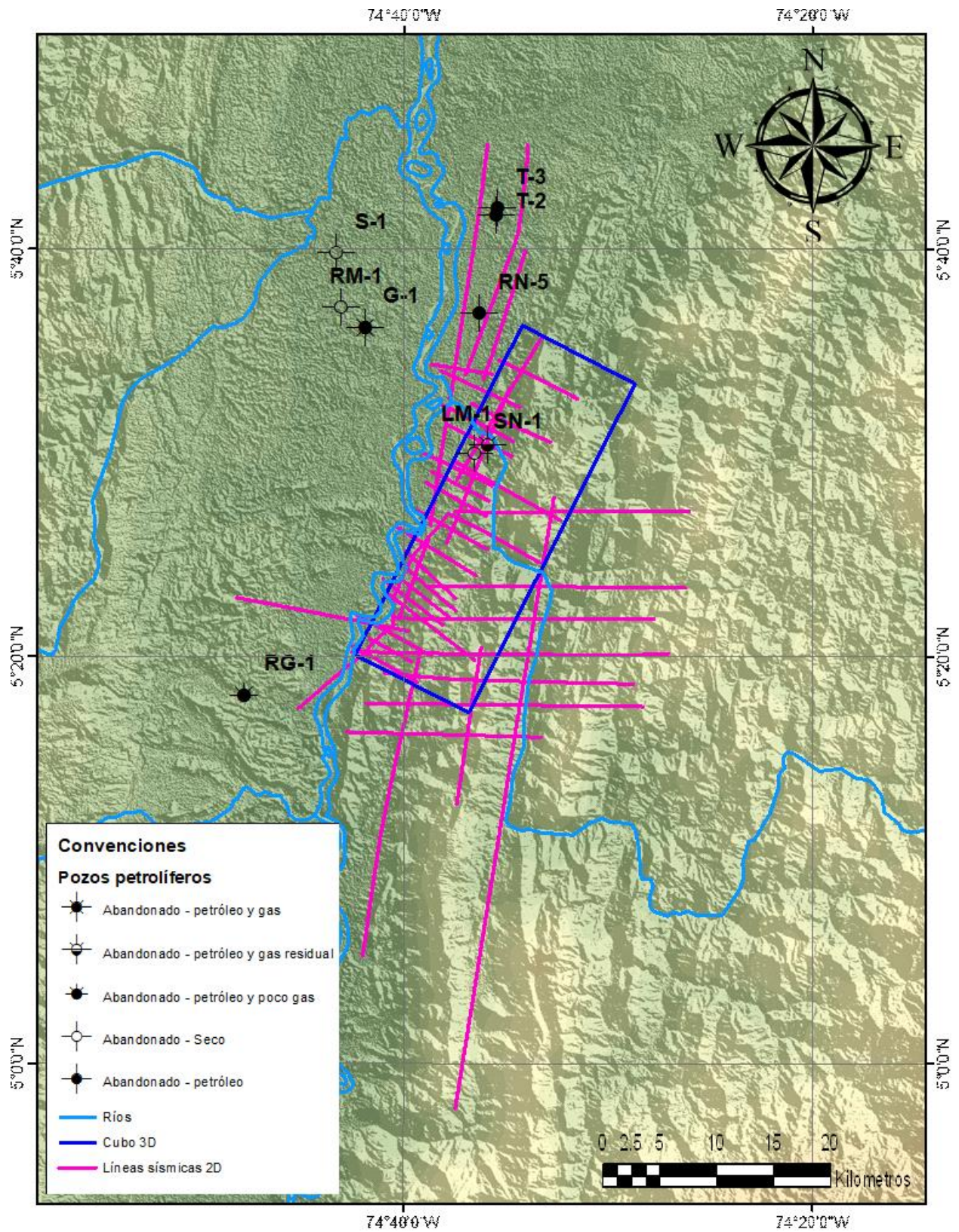


Figura 6 Mapa de la distribución de pozos, líneas y cubo sísmicos.

Parte del área donde se ubica el cubo sísmico se encuentra un área protegida denominada “distrito regional de manejo integrado” (Figura 7A). La cual condicionó la adquisición sísmica en un área aproximada de 48 Km² y a su vez parte de la respuesta sísmica (Figura 7B y C).

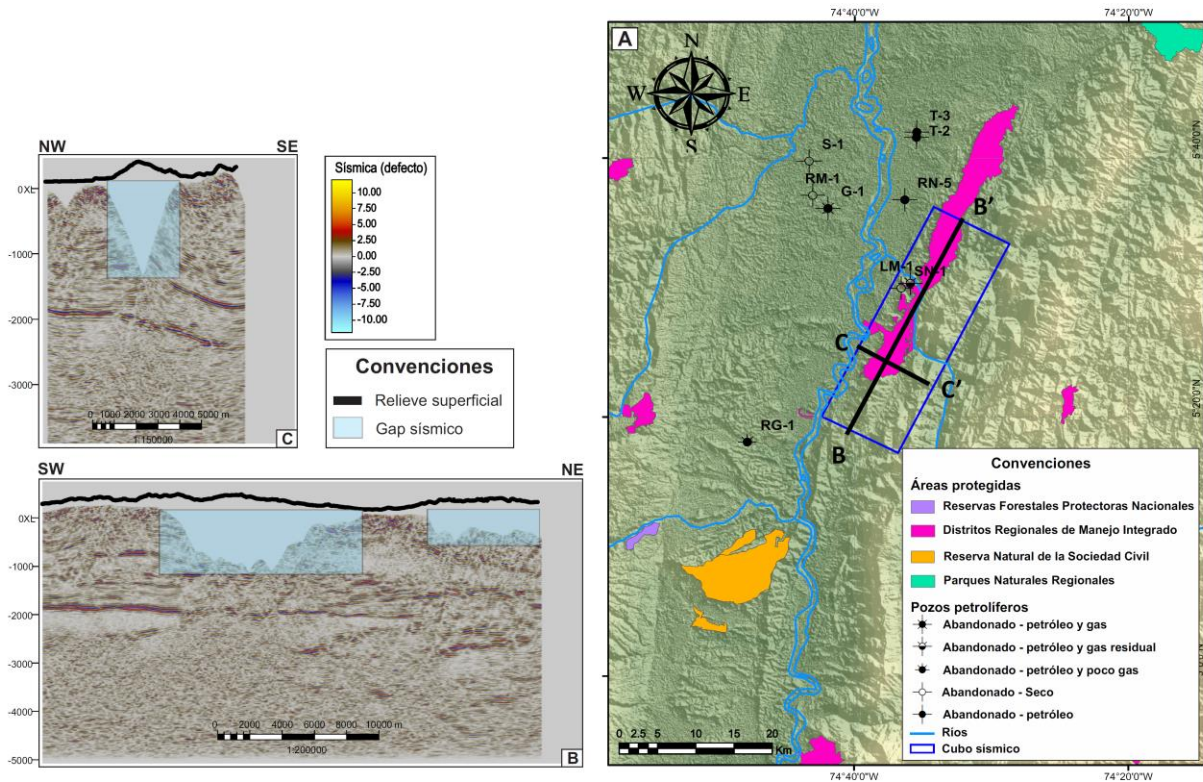


Figura 7 Mapa de áreas protegidas en la zona de estudio. B) Crossline del cubo sísmico y C) Inline del cubo sísmico.

La metodología empleada para este trabajo de investigación se presenta en el siguiente diagrama de flujo (Figura 8).

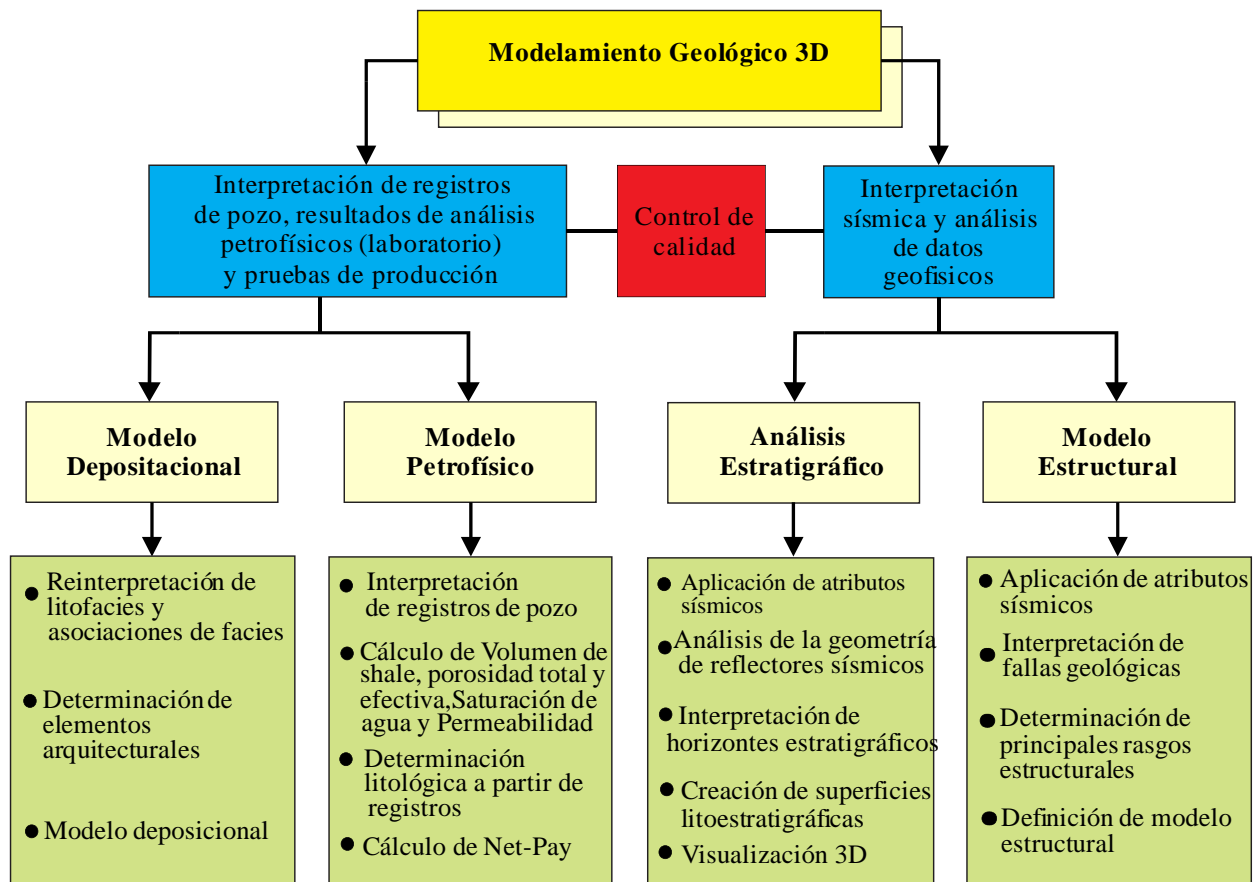


Figura 8 Metodología utilizada para el desarrollo del modelamiento geológico 3D del área de estudio.

4.1 Modelo depositacional

El modelo depositacional se construye a partir de la descripción de núcleos de pozo. Por medio de la reinterpretación de las facies sedimentarias definidas según los reportes internos de CPVEN donde se identificaron los elementos arquitecturales de cada ambiente fluvial. Para facilitar la interpretación y relación de facies principalmente aquellas originadas en ambientes fluviales se usó una serie de códigos convencionales (Miall, 1996) (Tabla 2).

Tabla 2

Facies reinterpretadas de la zona de estudio.

| TIPO ROCA | DE SUCESION FACIES | DE DESCRIPCIÓN |
|----------------------|-------------------------------|--|
| 3 | M(s)-biot | Limolita ligeramente arenosa con bioturbación indiferenciada. |
| 4 | M-biot | Limolita con alta a moderada bioturbación |
| 3 | S/C-m-biot | Arcillolita limosa masiva con moderada a alta bioturbación. |
| 3 | M-Iam-r | Arcillolita con laminación plana paralela y lenticular con ondulitas asimétricas. |
| 3 | S(m)-r-lam-biot | Intercalación de láminas y capas centimétricas de arenisca muy fina ligeramente lodosa con ondulitas de corriente, laminación plano-paralela y ondulosa con abundante a moderada bioturbación. |
| 2 | mS-m-biot | Arenisca ocasionalmente lodosa masiva bioturbada. |
| 2 | mS-r-lam | Arenisca muy fina lodosa con ondulitas de corriente y laminación ondulosa y plano paralela |
| 2 | mS-x | Arenisca rica en intraclastos lodosos con estratificación cruzada en artesa |
| 2 | S/mS-x | Arenisca con intercalaciones de lodolitas con estratificación cruzada en artesa |
| 1 | S-x | Arenisca con estratificación cruzada en artesa |
| 1 | S-m-x | Arenisca masiva con relictos de estratificación cruzada en artesa |
| 3 | gS | Arenisca Conglomerática |
| 3 | sG-imb | Conglomerado arenoso matriz soportado con estratificación planar de alto régimen e imbricación de clastos |

Se disponen de dos pozos corazonados de los cuales 122 ft para el pozo RG-1 y 59 ft para el pozo G-1 (Tabla 3) corresponden a la Formación La Paz y Esmeraldas. Identificándose un total de 7 Y 13 facies para el pozo G-1 Y RG-1 las cuales se nombraron empleando la metodología de Farrell (2012).

Tabla 3
Intervalos corazonados para cada pozo.

| INFORMACIÓN DE NÚCLEOS | | | |
|-------------------------------|----------------------------------|----------------------------|------------------|
| Pozo | Intervalo corazonado (Ft) | Pies descritos (Ft) | Formación |
| RG-1 | 3617'- 3639' | 22 | LA PAZ |
| RG-1 | 3639'-3669' | 30 | LA PAZ |
| RG-1 | 3669'-3684' | 15 | LA PAZ |
| RG-1 | 3790'-3820' | 30 | LA PAZ |
| RG-1 | 3823'-3848' | 25 | LA PAZ |
| G-1 | 4480' – 4509' | 29 | LA PAZ |
| G-1 | 4630' – 4660' | 30 | BASAMENTO |

4.2 Modelo petrofísico

El proceso para la determinación e interpretación de propiedades petrofísicas se divide en dos fases principales, desde el momento en que se adquiere la información hasta la generación de los diversos modelos a utilizar.

4.2.1: Compilación, carga y edición

4.2.1.1 Selección y clasificación de información disponible. Esta fase involucra la disponibilidad, selección y clasificación de la información que se utilizó para los modelos petrofísicos respecto a los registros de pozo y datos de laboratorio e información complementaria (Tabla 4).

Tabla 4

Información de Inventario para datos de laboratorio e información complementaria de pozo.

| DATOS DE LABORATORIO E INFORMACIÓN COMPLEMENTARIA | | | | | |
|--|------------|-------------|-------------|------------|-------------|
| INFORMACIÓN | G-1 | RG-1 | RM-1 | S-1 | RN-5 |
| POROSIDAD/PERMEABILIDAD | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ |
| SATURACION DE AGUA/ SATURACIÓN DE HIDROCARBURO | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ |
| DENSIDAD DE GRANO | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ |
| ANÁLISIS MINERALÓGICO | | ✓ | | | |
| RESISTIVIDAD DE AGUA DE FORMACIÓN | | | ✓ | | |
| SALINIDAD DE AGUA DE FORMACIÓN | | | | | ✓ |
| PRUEBAS DE PRODUCCIÓN | | | | ✓ | ✓ |
| NÚCLEOS | ✓ | ✓ | | | |
| ANÁLISIS MINERALÓGICO | ✓ | ✓ | | | |
| MUESTRAS DE PARED | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ |
| ESTADO MECÁNICO | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | |
| REPORTE BIOESTRATIGRÁFICO | | | | | ✓ |
| INFORMES GEOLÓGICOS | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ |

4.2.1.2 Edición de registros eléctricos. El control de calidad, inventario, organización y construcción de la base de datos es determinado por la cantidad y calidad de la información

disponible. De este modo se enuncian algunas de las actividades para la edición de la información obtenida por los registros.

- Unión de curvas (Utilizando la herramienta *MERGE* de *Techlog*®).
- Corrección de las escalas en el eje horizontal.
- Corrección de la diferencia de profundidades del corazón con la de registros eléctricos.
- *Shift* en profundidad de los datos de análisis de laboratorio con las propiedades petrofísicas calculadas a partir de registros eléctricos:

4.2.2 Estimación de las propiedades petrofísicas. Se realiza el cálculo de las propiedades petrofísicas para los pozos que cuentan con el conjunto de datos básicos como registros gamma ray (GR), resistividad (RES), densidad (RHOB), neutrón (NPHI) y tiempo de viaje sísmico (DT), junto con las descripciones de muestras de zanja y corazones, que ayudan a determinar los principales tipos de roca correspondientes a los pozos G-1, RG-1, RN-5, RM-1, S-1

4.2.2.1 Determinación del volumen de arcilla. Para el modelo de arcillosidad se utilizó el cálculo del Volumen de arcilla (V_{clay}) por medio del método de *Clavier* (1971) (ecuación 1) para formaciones arenosas con alto contenido de arcillas **Matriz:** Principalmente illita + esmectita (29%), menor cantidad de caolinita (10%).

Los datos de entrada Gr_{matrix} (Q1=10) y Gr_{Shale} (Q5=90) fueron determinados por topes de unidad operacional, ajustados por medio de análisis de histogramas. (Figura 9)

$$V_{sh} = 1.7 - \sqrt{(3.38 - (I_{sh} + 0.7))^2} \quad \text{Ecu. 1}$$

Donde, V_{sh} : Volumen de arcilla por Clavier; I_{sh} : Índice de Arcillosidad (calculado a partir de registros)

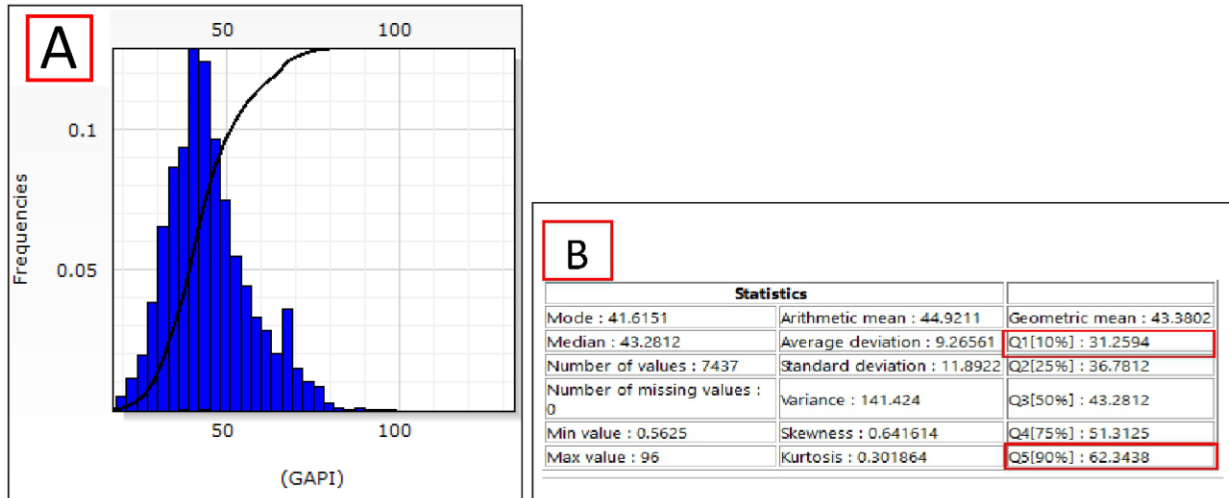


Figura 9 (A) Histograma del registro Gamma ray. (B) variables estadísticas del histograma.

Datos de entrada para calibrar el modelo petrofísico mediante datos básicos de laboratorio (Tabla 5).

Tabla 5
Análisis de básicos de núcleos.

| FORMACION | INTERVALO | PRESION | Ø | SATURACIONES | | K |
|-----------|-------------|---------|------|------------------|-----------|-----------|
| | | | | PROMEDIO | | |
| | ft | psi | % | (VOLUMEN DE PORO | | md |
| | | | | %) | | |
| La Paz | 3632'-3845' | 800 | 6.6- | Petróleo | Agua 57.3 | 0.24-2185 |
| | | | 32.3 | 17.6 | | |
| La Paz | 3632-3845' | 2400 | 5.0- | Petróleo | Agua 57.1 | 0.03-1586 |
| | | | 29.7 | 17.6 | | |

También se tuvo en cuenta las Descripción de secciones delgadas para cada una de las formaciones de interés con el fin de seguir ajustando el modelo petrofísico.

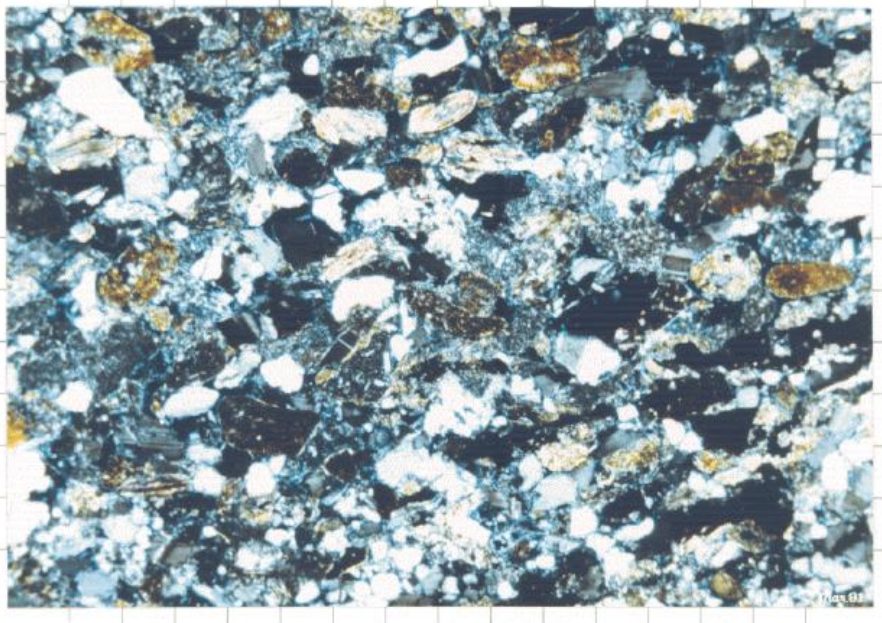
Descripción de secciones delgadas para la formación la paz.**INTERVALO:** 3641' 10''**TIPO DE ROCA:** Arcosa Litarenita de tamaño de grano medio a fino (figura 10)**GRANOS DEL MARCO:** fragmentos de roca (arcilla, chert), Plagioclasa, Feldespato potásico, Cuarzo monocristalino y policristalino.**MINERALES ACCESORIOS:** Moscovita, anfibolita (?), Zircón**MATRIZ:** Illita + esmectita**CEMENTO AUTIGENICO:** No presenta**TIPOS DE POROSIDAD:** Intergranular e Intragranular**MALLA DE POROS:** homogéneamente distribuida, moderadamente a bien interconectada**Porosidad Estimada:** 6%**COMENTARIOS:** Algunos fragmentos de roca arcillosa deformados a la pseudo-matriz

Figura 10 microfotografía de la sección delgada de una Arcosa litarenita.

INTERVALO: 3798' 11''

TIPO DE ROCA: Limolita laminada de tamaño de grano muy fino a arcilla (figura 11).

GRANOS DEL MARCO: Illita + esmectita (?), cuarzo monocristalino.

MINERALES ACCESORIOS: Moscovita.

CEMENTO AUTIGENICO: Calcita (parches).

TIPOS DE POROSIDAD: Intergranular e Intragranular

MALLA DE POROS: heterogeneamente distribuida, pobremente interconectada. Porosidad

Estimada: 2%

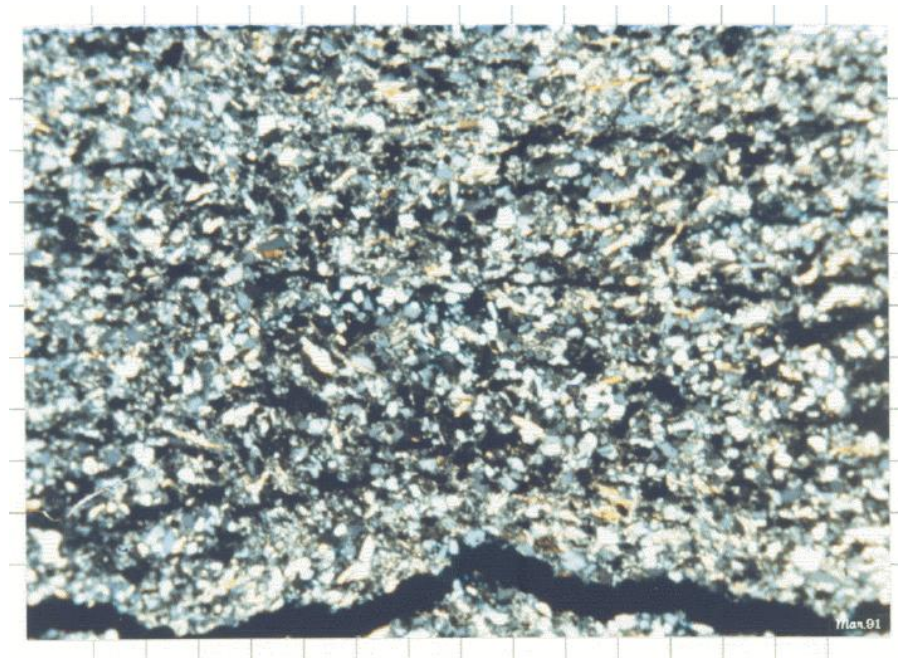


Figura 11 microfotografía de la sección delgada de una Limolita laminada.

INTERVALO: 3790' 5''

TIPO DE ROCA: Arcosa Litarenita de tamaño de grano medio a fino

GRANOS DEL MARCO: fragmentos de roca (arcilla, chert), cuarzo monocristalino y policristalino, Plagioclasa

MINERALES ACCESORIOS: Moscovita, anfíbolita (?), Zircón

MATRIZ: Illita + esmectita

CEMENTO AUTIGENICO: Caolinita

TIPOS DE POROSIDAD: Intergranular e Intragranular

MALLA DE POROS: heterogeneamente distribuida, moderadamente a bien interconectada

Porosidad Estimada: 5%

COMENTARIOS: Algunos fragmentos de roca arcillosa deformados a la pseudo-matriz; feldespatos potásicos alterados a Caolinita

4.2.2.2 Cálculo de la porosidad total y efectiva. Se realizó el cálculo de la porosidad total en base al registro de densidad porosidad (Ecu. 2):

$$DPHI = \frac{\text{RhoMa} - \text{RHOB}}{\text{RhoMa} - \text{RhoFL}} \quad \text{Ecu. 2}$$

Donde DPHI: Porosidad derivada del perfil de densidad; RhoMa: densidad de la Matriz; RHOB: densidad total leída por la herramienta, y RhoFL: densidad del fluido

El dato que se utilizó para la densidad de la matriz fue el promedio de los datos corazonados que corresponde a 2.65g/cm³ y la densidad de fluido de 1g/cm³.

A partir del cálculo de la porosidad total, se realiza el cálculo de la porosidad efectiva (Ecu. 3):

$$PHIE = PHIT * (1 - V_{\text{clay}}) \quad \text{Ecu. 3}$$

Donde, PHIE: porosidad efectiva; PHIT: Porosidad Total; Vsh: Volumen de arcilla

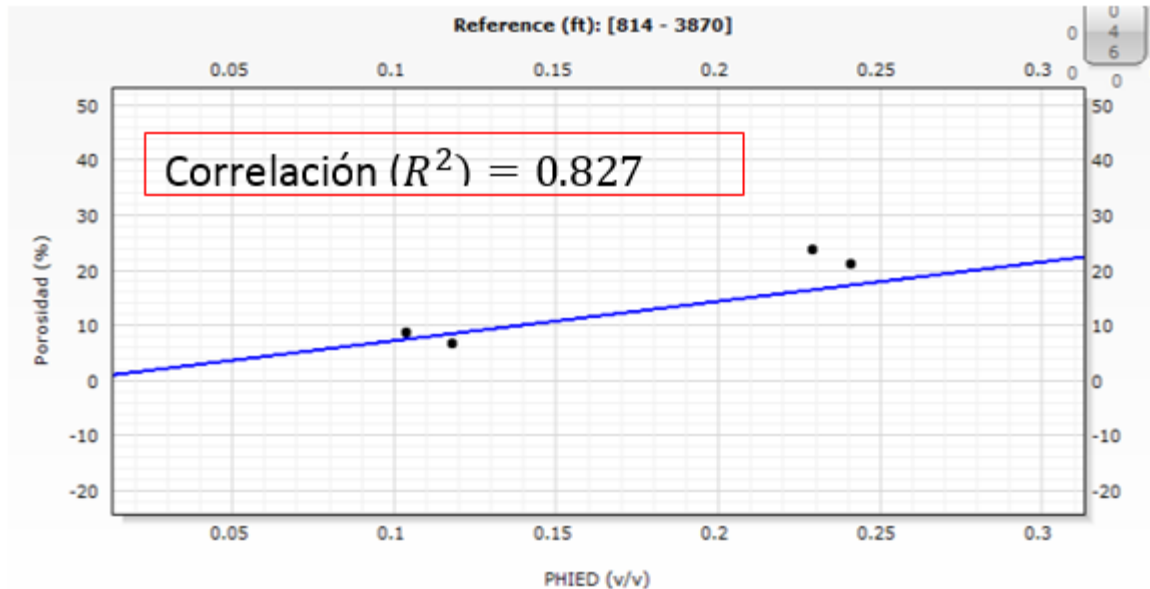


Figura 12 Grado de correlación (R²)= 0.827 entre datos de porosidad modelados (PHIE (v/v) vs Porosidad de datos básicos de laboratorio.

4.2.2.3 Cálculo de saturación de agua. Se determinaron ciertos parámetros como: gradiente geotérmico, temperatura de formación y resistividad del agua de formación

4.2.2.3.1 Cálculo del Gradiente Geotérmico:

$$VG \left(\frac{^{\circ}F}{100} \right) = \frac{BHT - Ts}{TD} \tag{Ecu. 4}$$

Donde BHT= Temperatura del fondo de pozo; Ts= Temperatura de superficie; TD= Profundidad total del pozo.

4.2.2.3.2 Cálculo de la temperatura de formación (Asquith, 1980): Se determinaron ciertos parámetros como: gradiente geotérmico, temperatura de formación y resistividad del agua de formación

Se determinaron ciertos parámetros como: gradiente geotérmico, temperatura de formación y resistividad del agua de formación

$$Y = mx + c \tag{Ecu. 5}$$

Donde, Y = T(Fm): Temperatura de formación; m=G: gradiente geotérmico; x=P: Profundidad de la temperatura objetivo; c=Ts_{sup}: Temperatura en superficie.

4.2.2.3.3 Cálculo de la resistividad del agua de formación (R_w) (Arp, 1953): debe estar medida a temperatura de formación (Ecu. 6).

$$R_2 = \left[R_1 \left(\frac{T_1 + 6.77}{T_2 + 6.77} \right) \right]^{\circ F} \tag{Ecu. 6}$$

Donde $R_1 = R_w$ medido a Temperatura ambiente; $R_2 = R_w$ medido a Temperatura de formación; $T_1 =$ medido a temperatura de laboratorio ($^{\circ}F$); $T_2 =$ medido a temperatura de formación ($^{\circ}F$).

Para el ajuste de (R_w), se utilizó el método de *Pickett Plot* (Figura 10). el ajuste de las saturaciones de agua se logra manipulando los valores de (a) tortuosidad, (m) exponente de cementación y (n) el exponente de saturación obtenidos de manera manual

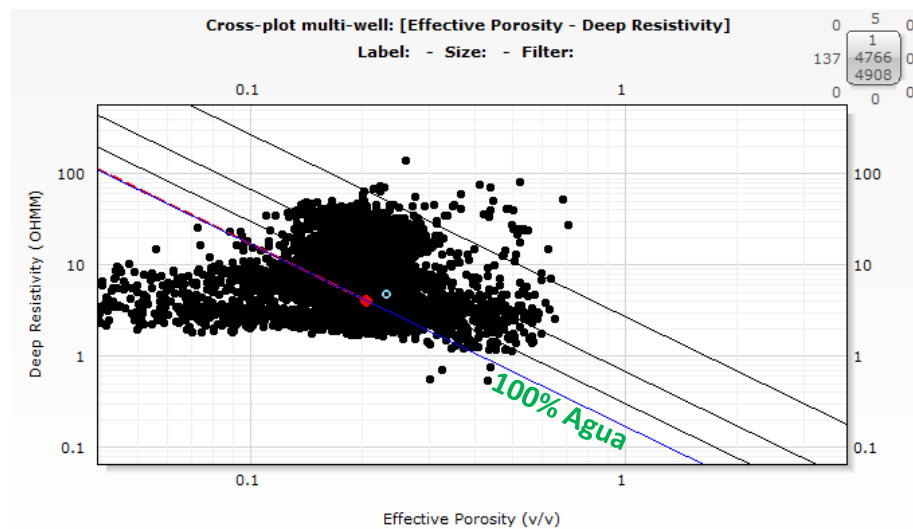


Figura 13 Análisis R_w para la formación de interés en el pozo RG-1 mediante el método del *Pickett Plot*.

Finalmente, el cálculo de la saturación de agua, por medio de (Simandoux,1963) (Ecu. 7)

$$S_w = \left[\frac{0.4 \cdot R_w}{PHIE^2} \right] - \left[\frac{V_{Cl}}{R_{arcilla}} + \sqrt{\left(\frac{V_{Cl}}{R_{arcilla}} \right)^2 + \frac{5 \cdot PHIE^2}{R_t \cdot R_w}} \right] \tag{Ecu. 7}$$

Donde $PHIE =$ a partir de un registro de porosidad; $R_{arcilla} =$ resistividad de la arcilla; $V_{cl} =$ a partir del perfil de Rayos Gamma; $R_t =$ a partir del perfil de resistividad.

4.2.2.4 Cálculo de la permeabilidad. Se calculó la permeabilidad efectiva por el Método de Coates en zonas limpias (Ecu. 8):

$$PERMc = 5000 * PHIE^4 \left(\frac{1 - Swirr}{SWirr} \right)^2 \quad Ecu. 8$$

Donde PHIE: porosidad efectiva. PHIt: porosidad total; Swirr: saturación de agua irreducible.

4.3 Interpretación sísmica

4.3.1 Cálculo de la resolución sísmica vertical. Se extrajo el espectro de frecuencia de una línea del cubo sísmico entre la Discordancia del Eoceno medio y tope de la Formación Esmeraldas, 1800 ms a 2000 ms respectivamente.

Una vez conocida la frecuencia dominante (Fd) (Ecu. 9) de la sección sísmica, se procedió con el cálculo promedio de la velocidad (Vp) a partir del registro sísmico. Finalmente, Se calculó la resolución sísmica vertical siendo 1/4 de la longitud de onda dominante (λ) (Widess, 1973) (Ecu. 10). La onda dominante está determinada por las siguientes ecuaciones.

$$Fd = \frac{1}{T} \quad Ecu. 9$$

$$\lambda = \frac{Vp}{Fd} \left(\frac{ft}{s} \right) \quad Ecu. 10$$

Donde, λ = Ondicula; Fd = Frecuencia dominante; T = periodo; Vp = Velocidad de onda compresional. A partir de las ecuaciones mencionadas anteriormente se obtuvo:

$$Fd=12 \text{ Hz}$$

$$T=0.083$$

$$Vp= 13650 \text{ ft/s}$$

$$\lambda=1137.5$$

$$\frac{\lambda}{4} = 284.4 \text{ ft}$$

Como resultado se obtiene una resolución sísmica vertical de 284.4 ft equivalentes a 86.7 m en las formaciones La Paz y Esmeraldas.

4.3.2 Corrección Mistie. Mistie es un proceso que sirve para corregir incoherencias de reflectores desfasados en tiempo entre las intersecciones de las líneas sísmicas.

Se cargaron los datos sísmicos 2D y 3D en Petrel. Se realizó la inspección visual de los reflectores que no contaban con una continuidad a través de las intersecciones de líneas sísmicas. Se identificaron reflectores sísmicos anómalos (altas amplitudes) los cuales sirvieron como marcadores regionales. Finalmente, se hizo un ajuste manual en el dominio del tiempo para garantizar una correcta intersección ente líneas sísmicas 2D y 3D (Figura 14).

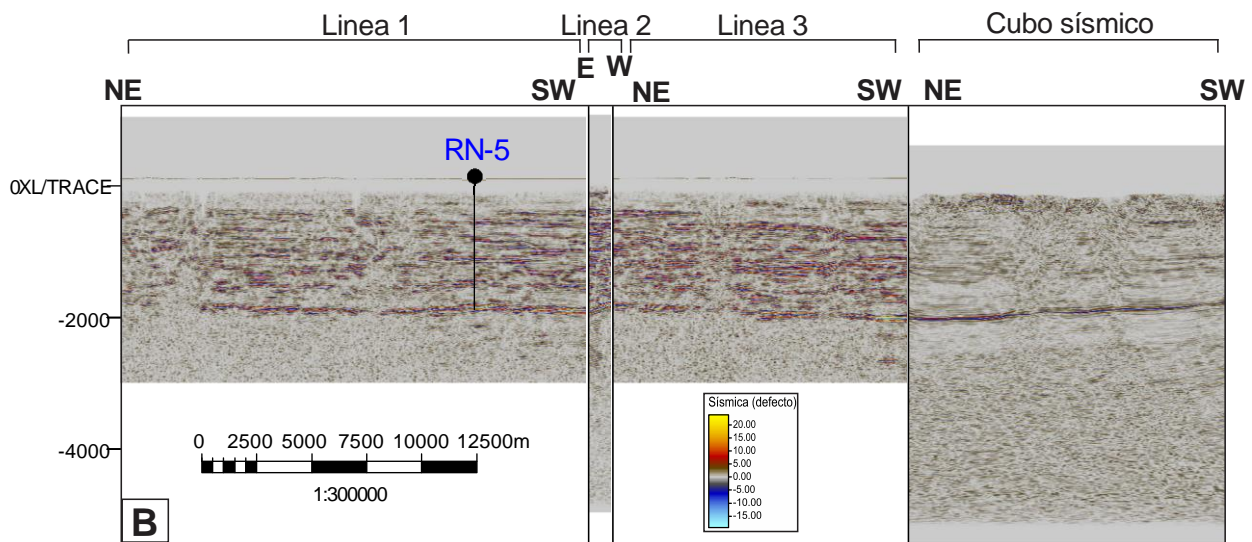


Figura 14 Resultado de la corrección Mistie entre líneas y cubo sísmico.

4.3.3 Amarre sísmica-pozo. El amarre sísmica-pozo permite que los datos de pozo medidos en unidades de profundidad sean comparados con los datos sísmicos medidos en unidades de tiempo (Luna, 2017). Esto se logra mediante el uso de una curva tiempo-profundidad usando el registro sísmico. Posteriormente, una serie de reflectividad es convolucionada con una ondícula, la cual

puede ser teórica o extraída de la sísmica para obtener como resultado el sismograma sintético. A su vez se realiza un ajuste de la relación vertical de la sísmica y el sismograma sintético.

4.3.4 Atributos sísmicos. A partir de los topes litoestratigráficos encontrados en los reportes de pozo otorgados por la empresa CPVEN, se procedió a interpretar las formaciones presentes en el área de estudio con ayuda de atributos sísmicos que facilitaron determinar la continuidad lateral de los reflectores sísmicos en zonas de alta complejidad estructural.

4.3.5 Construcción del modelo geológico 3D

4.3.5.1 Análisis estratigráfico basado en datos sísmicos. Apoyados de un análisis de patrones en la geometría de los reflectores sísmicos se realizó la interpretación sísmica de topes formacionales, obteniendo superficies en el dominio del tiempo, permitiendo visualizar la distribución y continuidad de las unidades estratigráficas.

4.3.5.2 Modelo estructural. Con el propósito de identificar la configuración estructural se realizó una interpretación en un intervalo de cada 10 *inline* y 10 *crossline* equivalentes a 250 m de distancia, realizando la interpretación en el dominio del tiempo por medio de los atributos sísmicos, los cuales permitieron identificar los principales rasgos estructurales.

5. Resultados

5.1 Modelo Depositacional

A partir de asociación y sucesión de facies se determinaron los ambientes de depósito, mediante la clasificación de Miall (1985) (Tabla 6) teniendo en cuenta la asociación de litofacies encontradas, los perfiles verticales típicos y el tipo de sedimento que transportan. Para el área de estudio se identificaron ambientes de ríos trezados y meandros para la Formación la Paz y Esmeraldas (Figura 15 y Figura 16) respectivamente.

Tabla 6

Clasificación de elementos arquitecturales para depósitos fluviales: CH Canal, GB Barras de gravas y bedforms, SB bedforms arenosos, DA macroforma acreción río abajo, la macroforma de acreción lateral, SG Sedimentos de flujos de gravedad, LS capas de arenas laminadas, FF Sedimentos de planicie de inundación, HO canales menores, tomado y modificado de Miall (1985).

| Elementos | Símbolo | Principales asociaciones de Facies | Geometría y relaciones |
|---|----------------|--|---|
| Canales | CH | Ninguna combinación | Lentes o capas base erosiva concava altamente variables |
| Barras de gravas y bedforms | GB | Gm, Gp, Gt | Lentes generalmente cuerpos tabulares comúnmente intercalados con SB |
| Bedforms arenosos | SB | St, Sp, Sh, SI, Sr, Se, Ss | Lentes, capas aparecen como canales de relleno, barras menores <i>crevasee splays</i> |
| Macroforma acreción río abajo | DA | St, Sp, Sh, SI, Sr, Se, Ss | Lentes planos base canalizado superficie de erosión interna de tercer orden, convexo |
| Macroforma acreción lateral | LA | St, Sp, Sh, SI, Sr, Se, Ss, menos común Gt, Gp | Capas, lóbulos caracterizado por superficies de tercer orden de acreción lateral |
| Sedimentos de flujos de gravedad | SG | Gmm, Gmg, Gci, Gcm | Lóbulos, capas intercalados con GB |
| Capas de arenas laminadas | LS | Sh, SI, menor Sp, Sr | Capas con laminación |
| Sedimentos de planicie de inundación | FF | Fm, FI | Capas comúnmente intercaladas con SB pueden rellenar canales abandonados |
| Canales menores | HO | Fm, FI | Canales menores con relleno asimétrico |

Se identificaron 6 elementos geomorfológicos como son: canal, relleno de canal, barras de canal, desborde de canal, llanura de inundación y *crevasse splay*. Que corresponden de acuerdo con el modo de sedimentación en depósitos de tipo agradacional (relleno de canal y llanura de inundación), depósitos progradantes (desborde de canal y *crevasse splay*) y depósitos de acreción lateral (canal, barras).

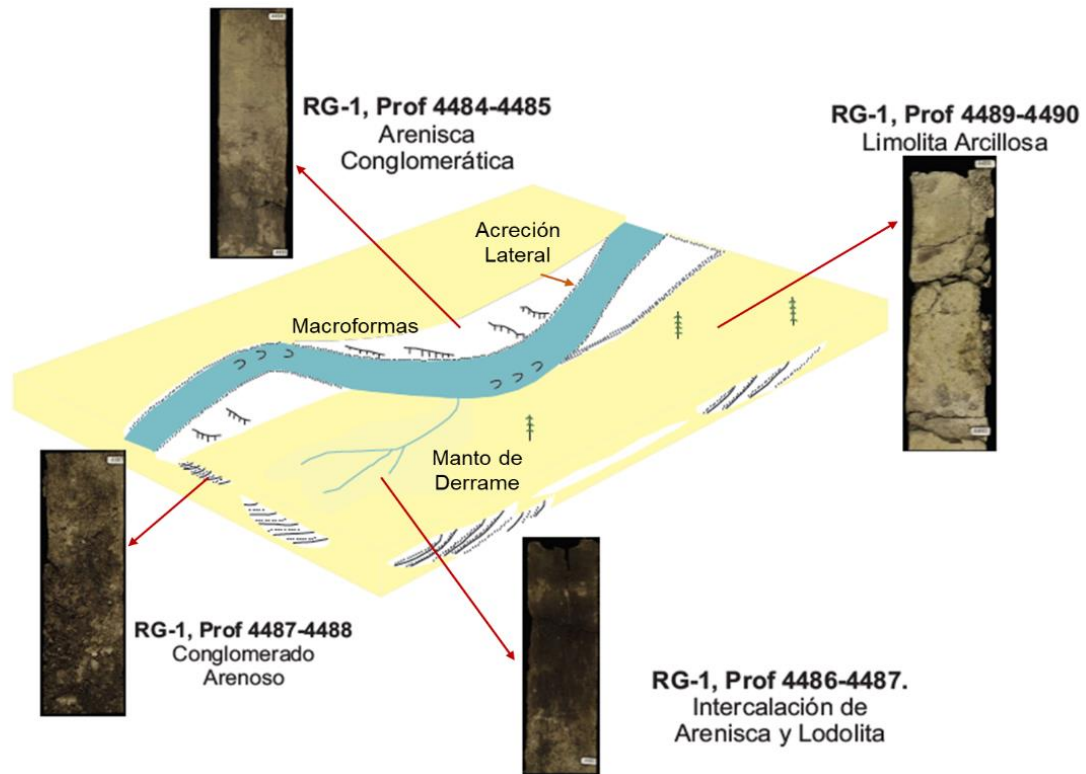


Figura 15 Modelo depositacional para el pozo G-1. Formación la Paz. Ambiente de río trenzado de baja sinuosidad, el cual tienen un canal principal y puede presentar secuencias de acreción lateral, llegando a conservar las facies finas en los depósitos.

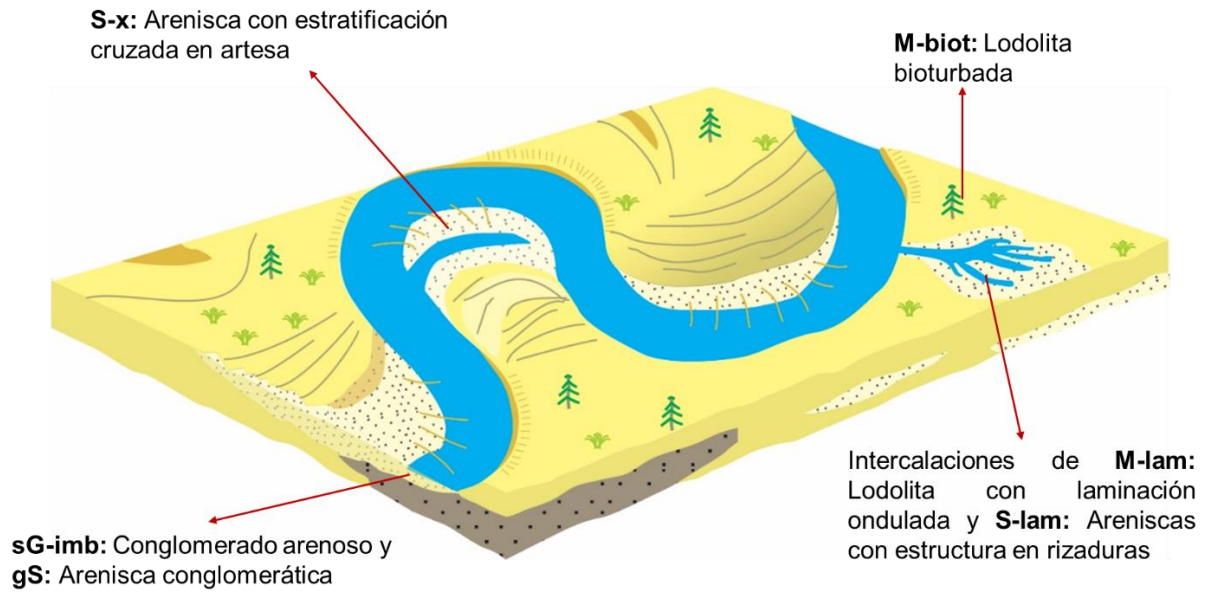


Figura 16 Modelo depositacional para el pozo RG-1. Formación Esmeraldas. Ambiente de río meandriforme, con cada tipo de depósito; canal, barras de canal, crevasse splay, y llanura de inundación.

5.2 Modelo Petrofísico

Dentro del área de estudio se distinguen dos reservorios principales, Formación la paz y Esmeraldas las cuales en base a información sedimentológica, estratigráfica y petrofísica se dividieron en unidades de flujo, a partir de la clasificación de tipos de roca (Tabla 7).

Tabla 7
 Clasificación de tipos de roca a partir de radios de garganta poral (Winland R35).

| PROPIEDAD | MODELO | PARÁMETRO DE CORTE | | |
|--------------------|---------------------|--------------------|----------------------|-------|
| | | TIPO DE ROCA | Radio de Garganta | Poral |
| Volumen de arcilla | Clavier (1971) | Tipo de roca 1 | $R_{35} \geq 10$ | |
| Porosidad total | Densidad porosidad | Tipo de roca 2 | $5 \leq R_{35} < 10$ | |
| Porosidad efectiva | | Tipo de roca 3 | $2 \leq R_{35} < 5$ | |
| Saturación de agua | Simandoux (1963) | Tipo de roca 4 | $1 \leq R_{35} < 2$ | |
| Permeabilidad | Dumanoir and Coates | Tipo de roca 5 | $R_{35} < 1$ | |

A continuación, se definieron los espesores de arena neta petrolífera mediante los parámetros de corte (Tabla 8)

Tabla 8
 Parámetros de corte para la definición de arena neta petrolífera.

| | Parámetro de corte |
|--------------------|--------------------|
| | <i>Net_pay</i> |
| Volumen de arcilla | $0.3 <$ |
| Porosidad efectiva | > 0.1 |
| Saturación de agua | < 0.65 |

POZO G-1

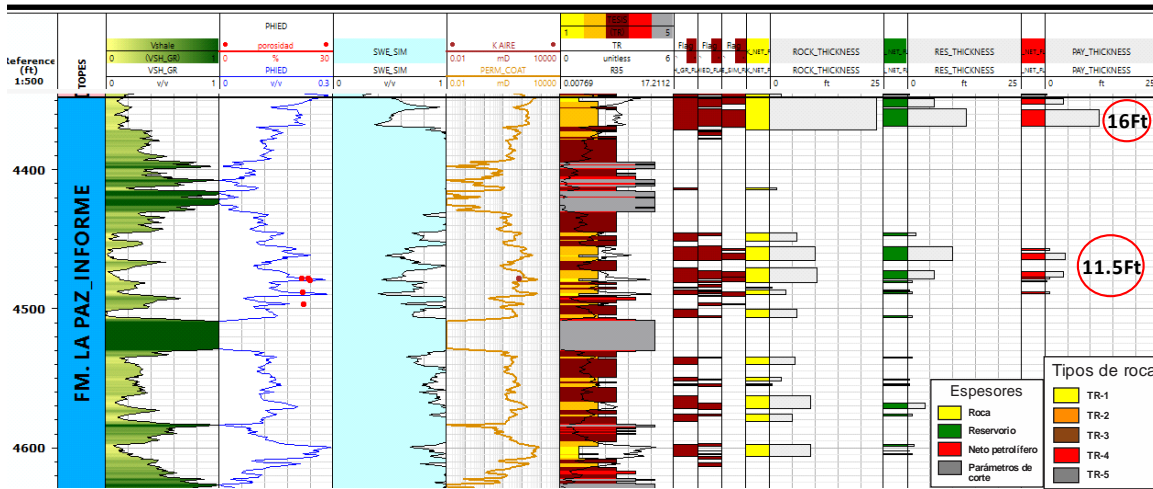


Figura 17 Modelo petrofísico para el pozo G1. Formación La Paz. Se interpretan manifestaciones de hidrocarburos en los intervalos (4350' – 4370') y (4454' – 4479') correspondientes a los tipos de roca 1 y 2. Lo cual soporta nuestras interpretaciones de *net pay*. Los parámetros de corte utilizados fueron los correspondientes para el tipo de roca 1 y 2 (Tabla 7 y 8).

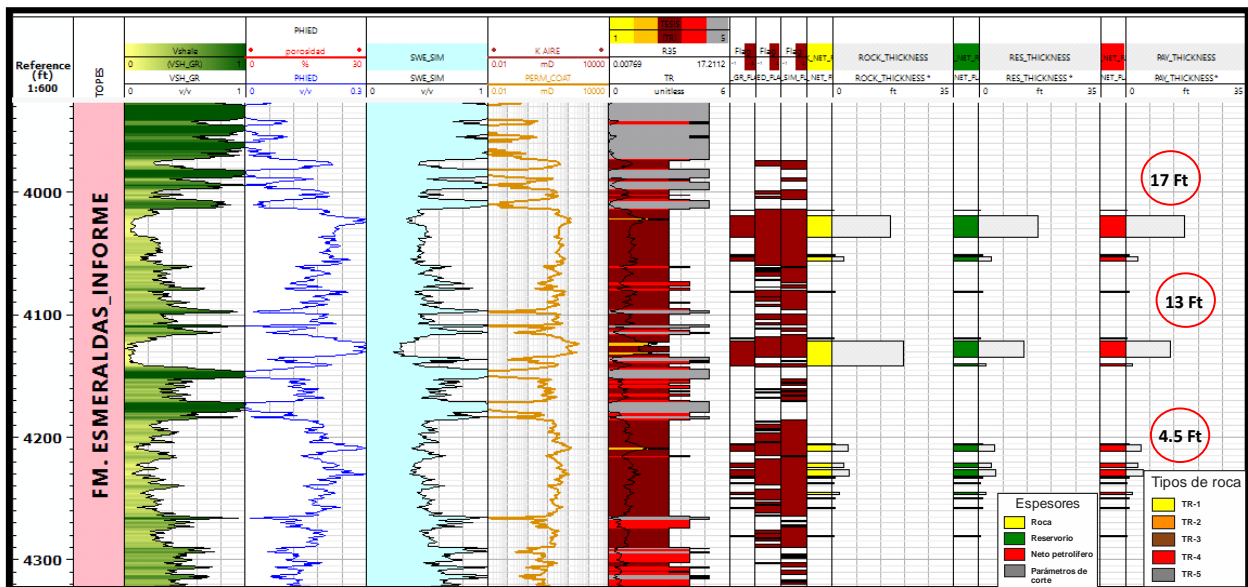


Figura 18 Modelo petrofísico para el pozo G1. Formación Esmeraldas. A) Se interpreta con manifestaciones de hidrocarburos en los intervalos (4018' -4038'), (4049' – 4056'), (4131' – 4143') correspondientes a los tipos de roca 1 y 2. Lo cual soporta nuestras interpretaciones de *net pay*. Los parámetros de corte utilizados fueron los correspondientes para el tipo de roca 1 y 2 (Tabla 7 y 8).

POZO RG-1

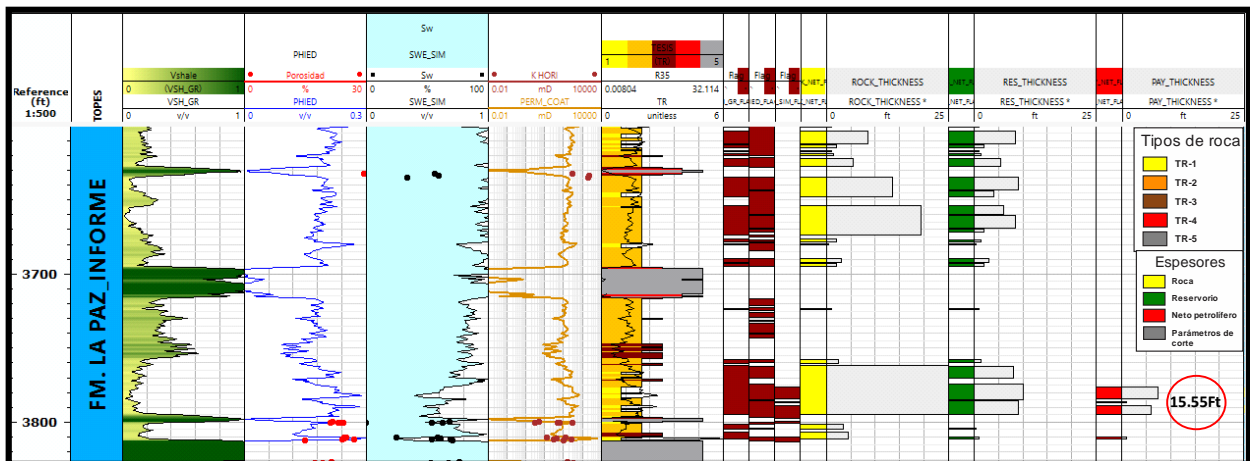


Figura 19 Modelo petrofísico para el pozo RG-1. Formación la Paz. A) Se interpreta la presencia de manifestación de hidrocarburos en el intervalo (3775' – 3796') correspondientes a los tipos de roca 1 y 2. Lo cual soporta nuestras interpretaciones de *net pay*. Los parámetros de corte utilizados fueron los correspondientes para el tipo de roca 1 y 2 (Tabla 7 y 8).

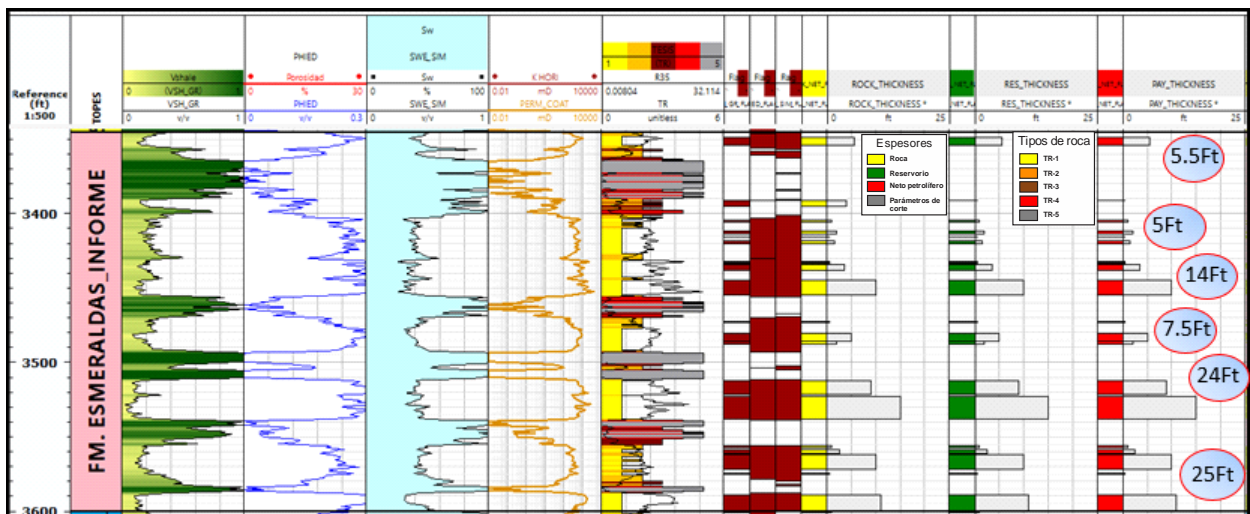


Figura 20 Modelo petrofísico para el pozo RG-1. Formación Esmeraldas. A) e interpreta la presencia de manifestación de hidrocarburos en el intervalo 3555' – 3573'. Lo cual soporta nuestras manifestaciones de *net pay*. Los parámetros de corte utilizados fueron los correspondientes para el tipo de roca 1 (Tabla 7 y 8).

POZO RM-1

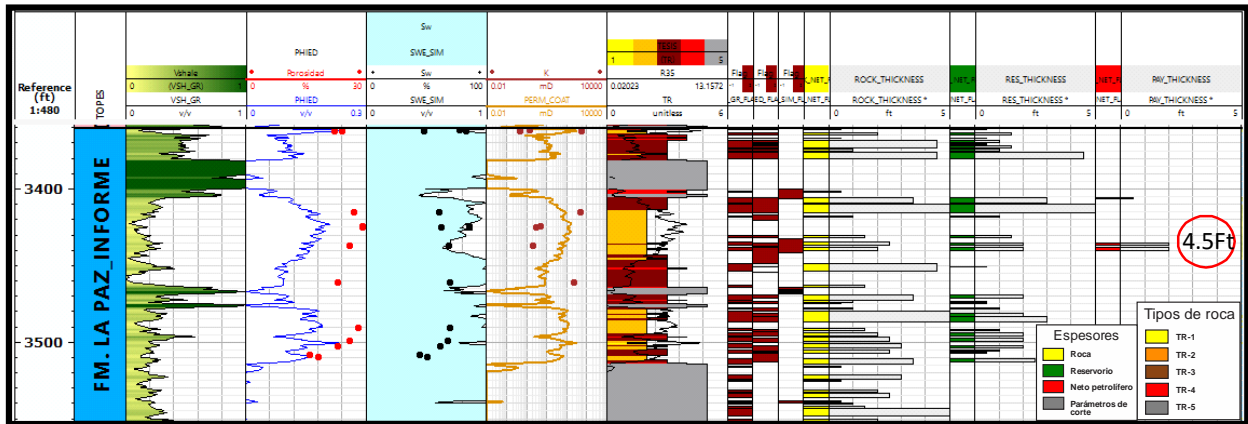


Figura 21 Modelo petrofísico para el pozo RM-1. Formación la Paz. A) se interpreta la presencia de manifestación de hidrocarburos en el intervalo 3433' – 3441'. lo cual soporta nuestras manifestaciones de *net pay*. Los parámetros de corte utilizados fueron los correspondientes para el tipo de roca 2 (Tabla 7 y 8).

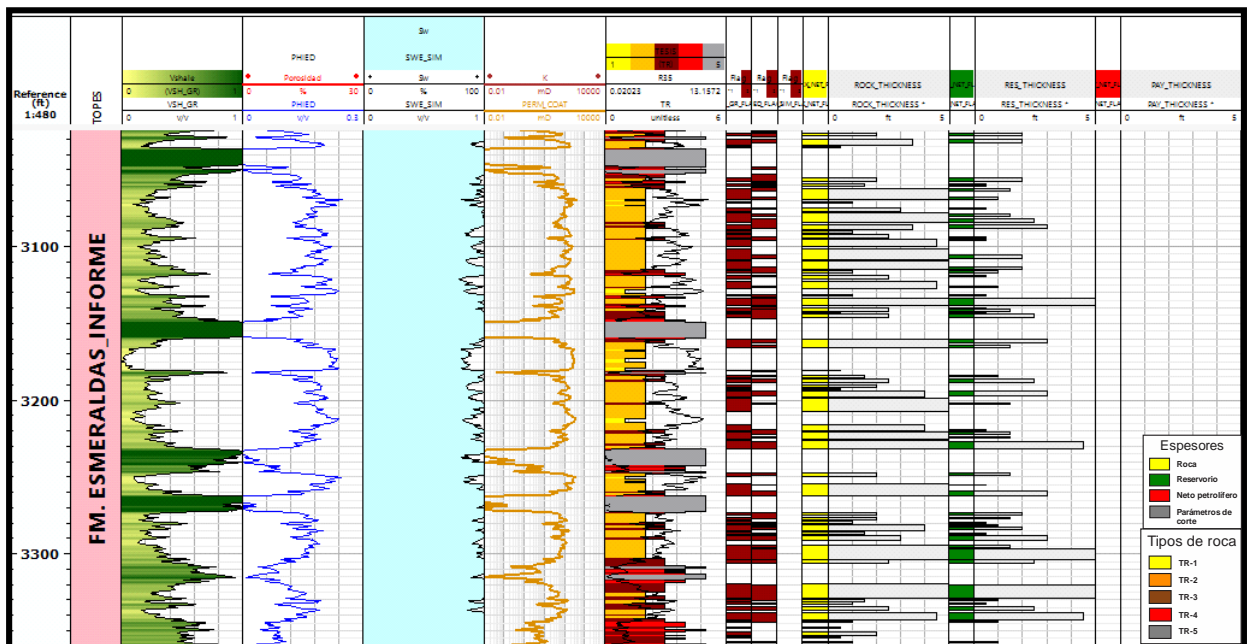


Figura 22 Modelo petrofísico para el pozo RM-1. Formación Esmeraldas. No hay manifestaciones de *net pay*. (Tabla 7 y 8).

POZO SG-1

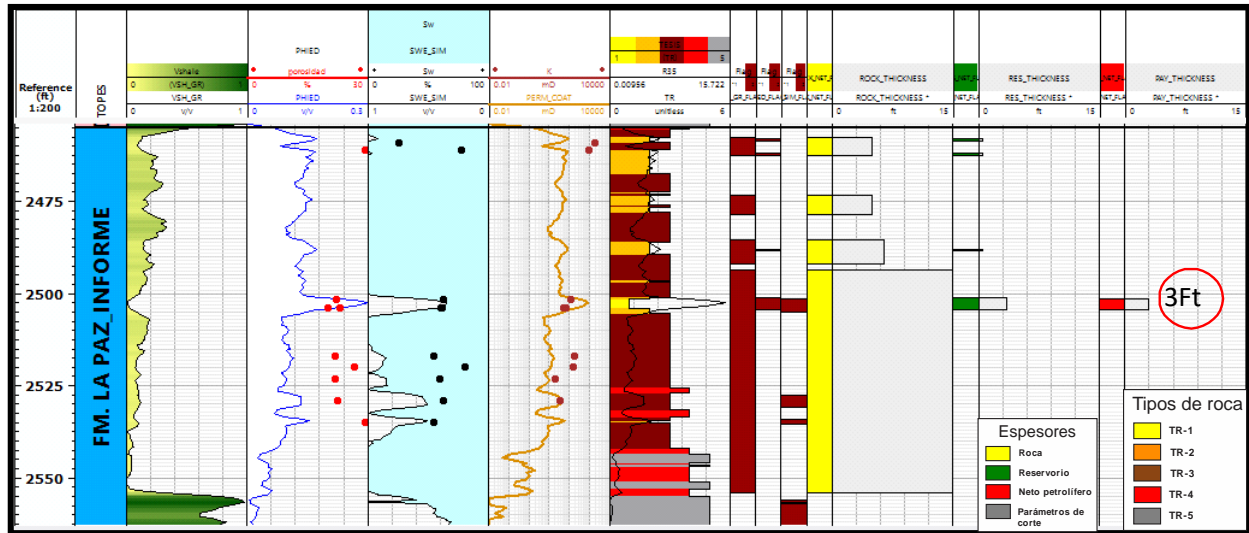


Figura 23 Modelo petrofísico para el pozo SG-1. Formación la Paz. A) se interpreta la presencia de manifestación de hidrocarburos en el intervalo 2526’ – 2536’ lo cual soporta nuestras manifestaciones de *net pay*. Los parámetros de corte utilizados fueron los correspondientes para el tipo de roca 2 (Tabla 7 y 8).

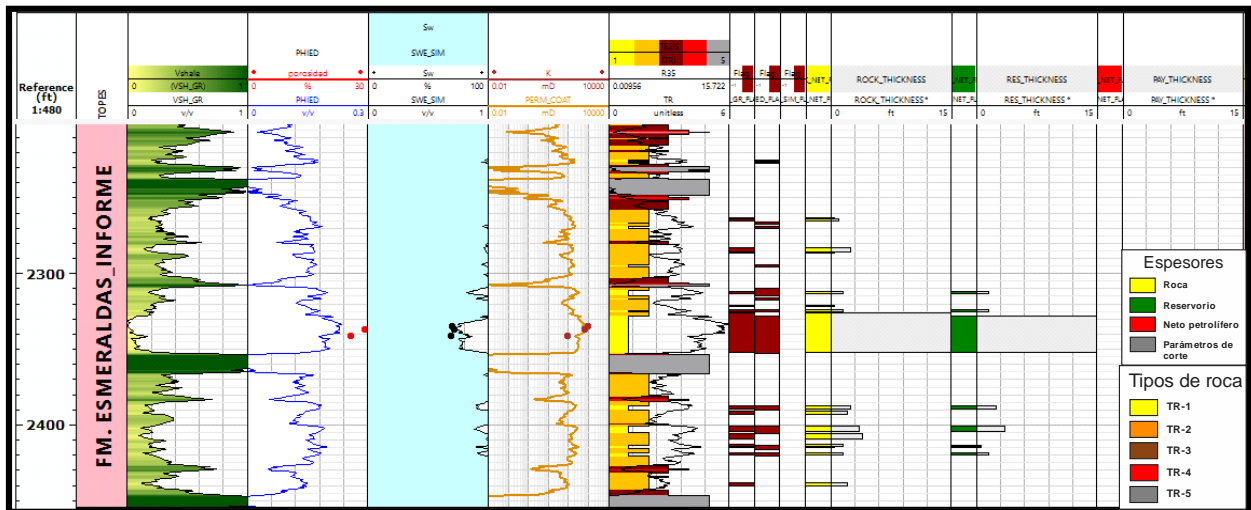


Figura 24 Modelo petrofísico para el pozo SG-1. Formación Esmeraldas. No hay manifestaciones de *net pay*. (Tabla 7 y 8).

POZO RN-5

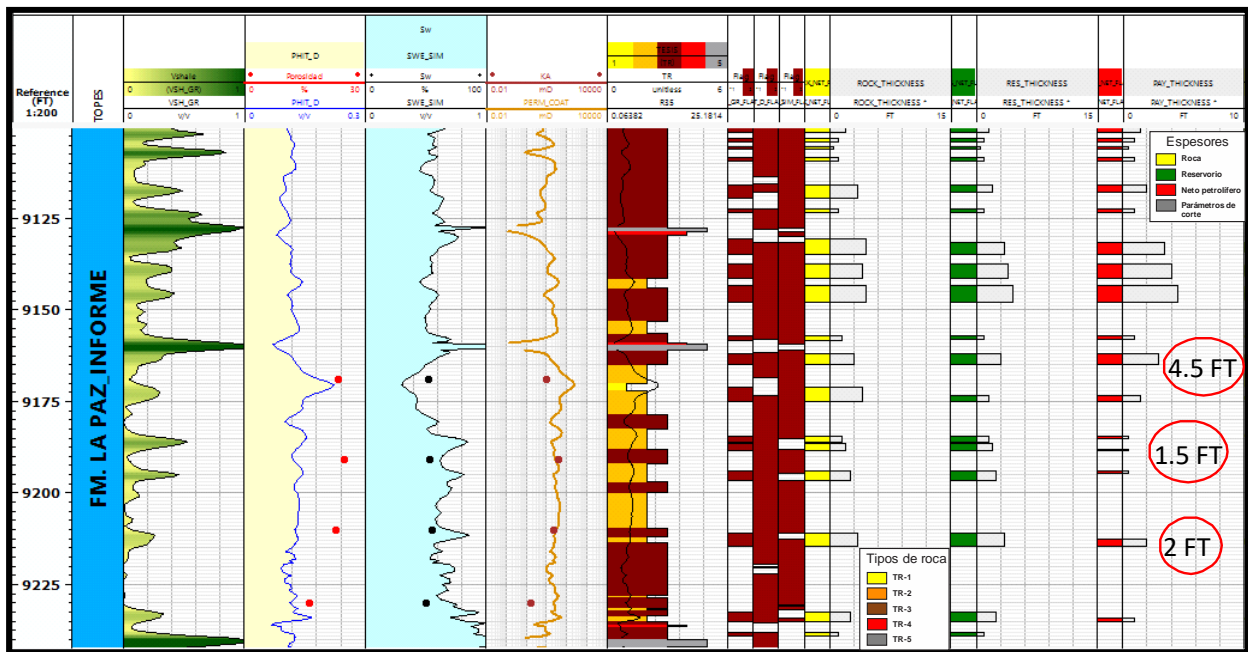


Figura 25 Modelo petrofísico para el pozo RN-5. Formación la Paz. Se interpreta la presencia de manifestación de hidrocarburos en el intervalo (9150' - 9200'). Lo cual soporta nuestras manifestaciones de *net pay*. Los parámetros de corte utilizados fueron los correspondientes para el tipo de roca 2 (Tabla 7 y 8).

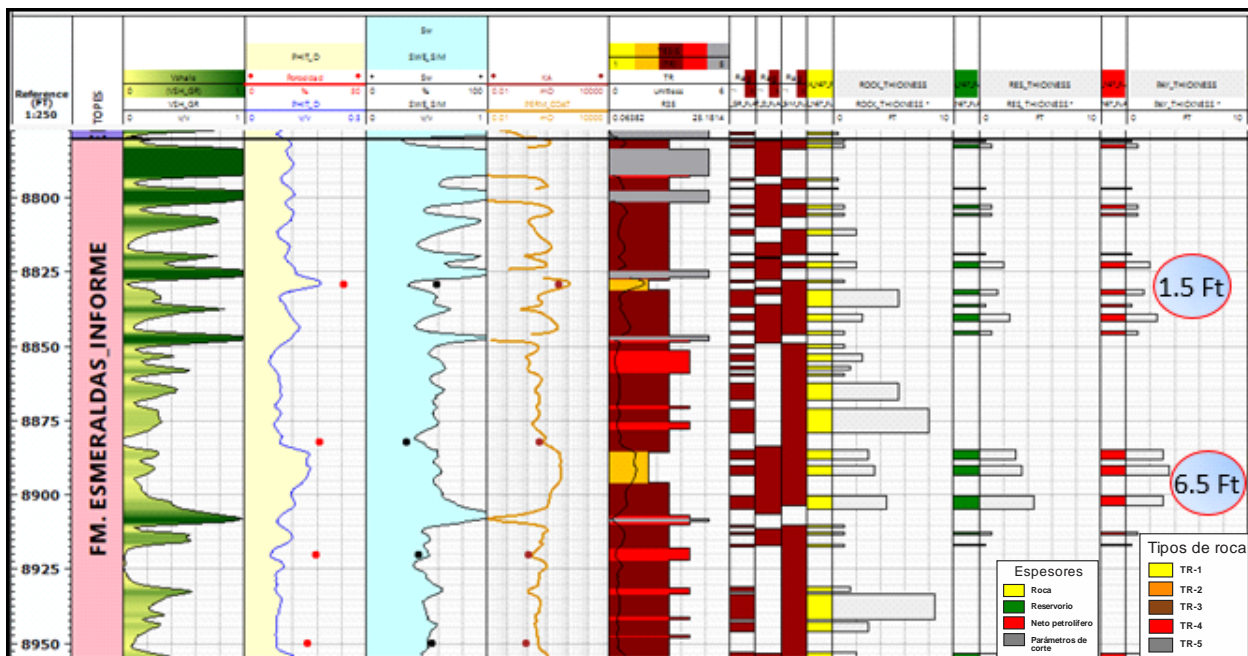


Figura 26 Modelo petrofísico para el pozo RN-5. Formación Esmeraldas. Se interpreta la presencia de manifestación de hidrocarburos en el intervalo (8800' - 8850'). Lo cual soporta nuestras manifestaciones de *net pay*. Los parámetros de corte utilizados fueron los correspondientes para el tipo de roca 1 y 2 (Tabla 7 y 8).

5.3 Interpretación sísmica

5.3.1 Atributos sísmicos. A continuación, se presentan los principales atributos sísmicos utilizados en este trabajo de investigación:

Coseno de la fase, por medio de este atributo se logró visualizar una mejor calidad la continuidad de los reflectores favoreciendo la interpretación estratigráfica, indicando la falta de continuidad entre reflectores y proporcionando una mejor calidad de interpretación de los topos de las formaciones (Figura 27).

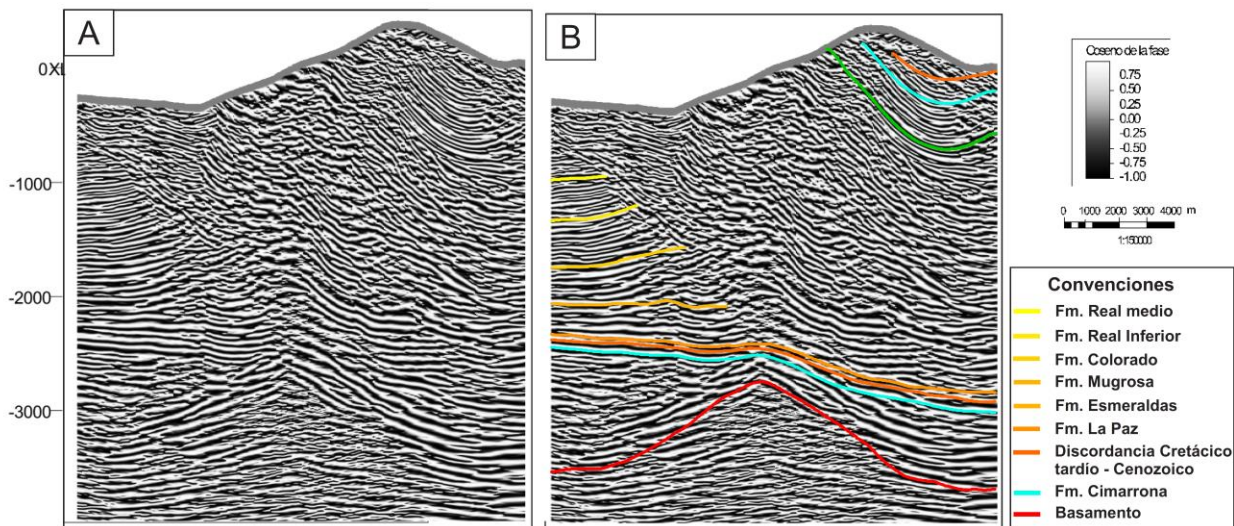


Figura 27 Atributo sísmico Coseno de la fase, realizado en el software PETREL E&P. A) Visualización del atributo sísmico en toda la imagen sísmica. B) Interpretación de rasgos estratigráficos.

Chaos, atributo sísmico que resaltó el patrón caótico de la señal, lo cual permitió identificar zonas falladas y geometría del basamento. (Figura 28).

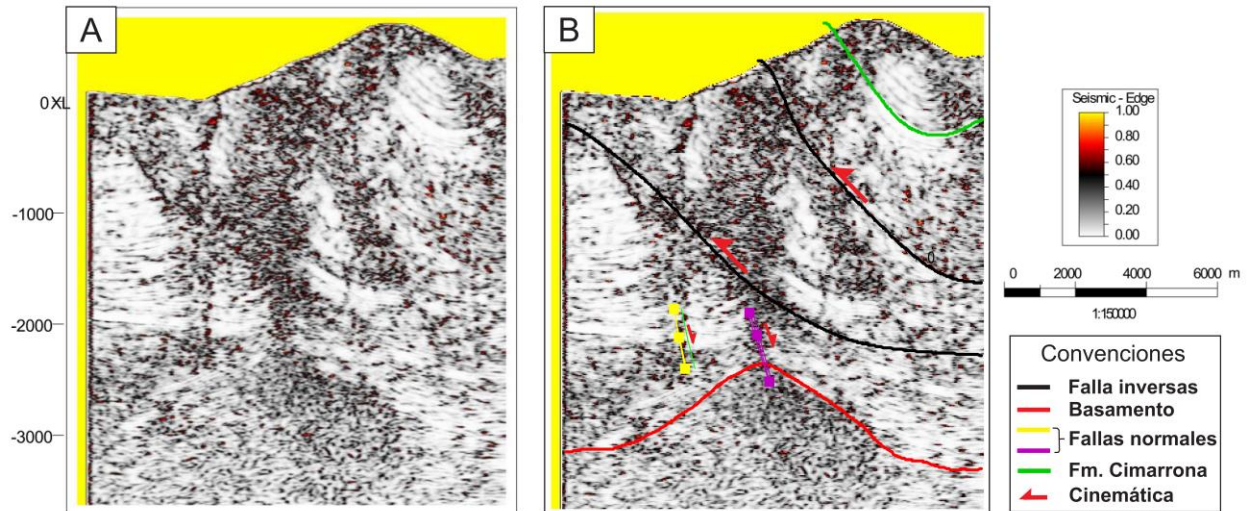


Figura 28 Atributo sísmico Chaos, realizado en el software PETREL E&P. A) Visualización del atributo en toda la imagen sísmica. B) Interpretación de rasgos estructurales y rasgos estratigráficos.

Ant-tracking, atributo sísmico donde se resaltan las fallas en zonas con alta complejidad estructural, ya que indica zonas con fuertes cambios en el buzamiento de los reflectores, por lo tanto, contribuyó una mejor visualización de los reflectores en zonas del bloque colgante. (Figura 29).

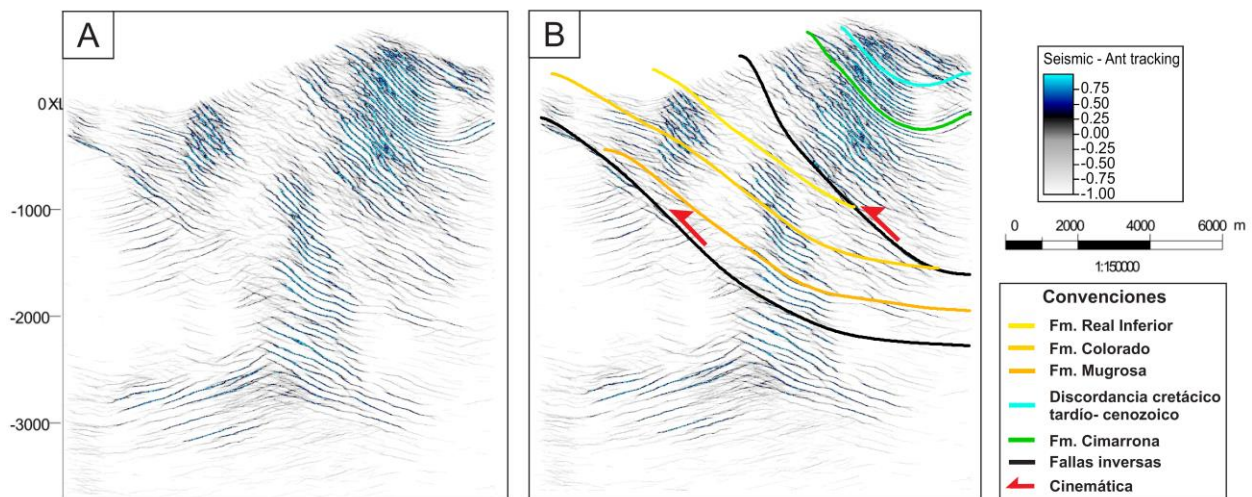


Figura 29 Atributo sísmico ant-tracking realizado en el software PETREL E&P. A) Visualización del atributo en toda la imagen sísmica. B) Interpretación de rasgos estructurales y estratigráficos.

Descomposición espectral, Atributo que mapea espesores y obtiene imágenes sísmicas de las discontinuidades geológicas mediante la transformación de los datos sísmicos en el dominio de la frecuencia Partyka *et al.*, (1999). A partir de los valores seleccionados del espectro de frecuencia (Figura 30) se generan tres cubos de frecuencia con valores de 10, 25 Y 40 Hz, los cuales se utilizan para la técnica de visualización rojo, verde azul con el fin de detectar paleocanales.

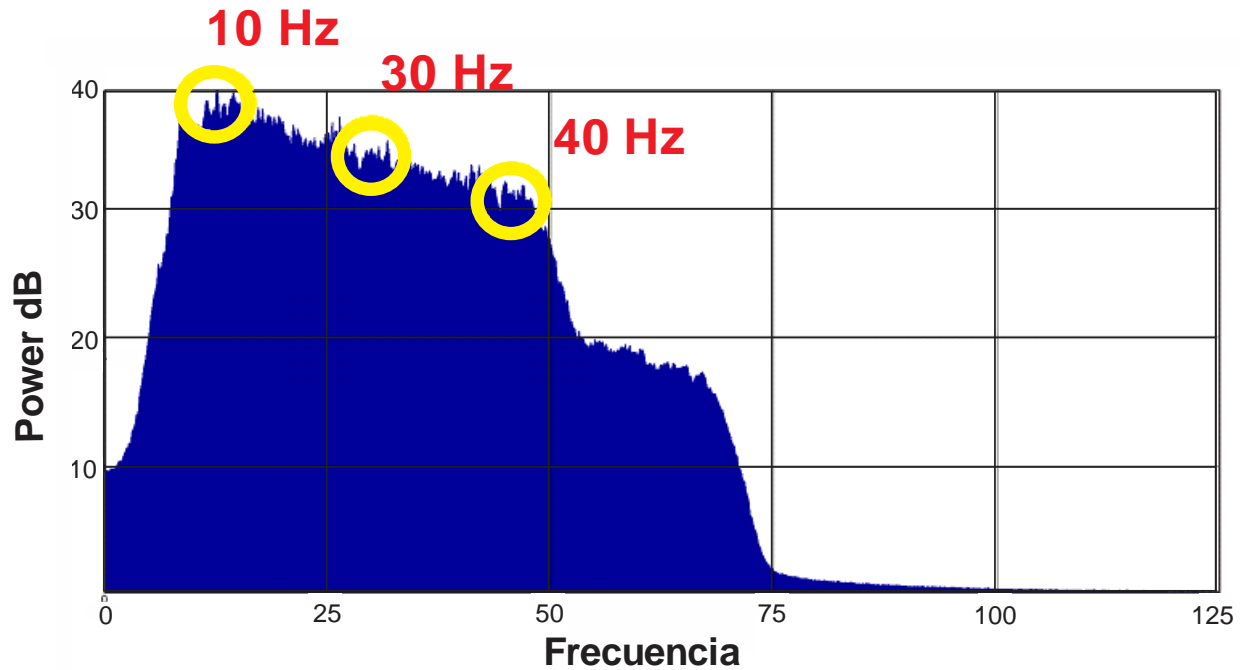


Figura 30 Espectro de frecuencias del cubo sísmico, en los círculos amarillos se resaltan los valores de frecuencias bajas, medias y altas respectivamente.

A partir de la aplicación de la descomposición espectral sobre la superficie de interés interpretada se reconoce un sistema fluvial trenzado (Figura 31). Se observa la distribución de los canales, siendo más trenzado hacia la parte SE del área de estudio y hacia la parte NE presenta un comportamiento sinuoso.

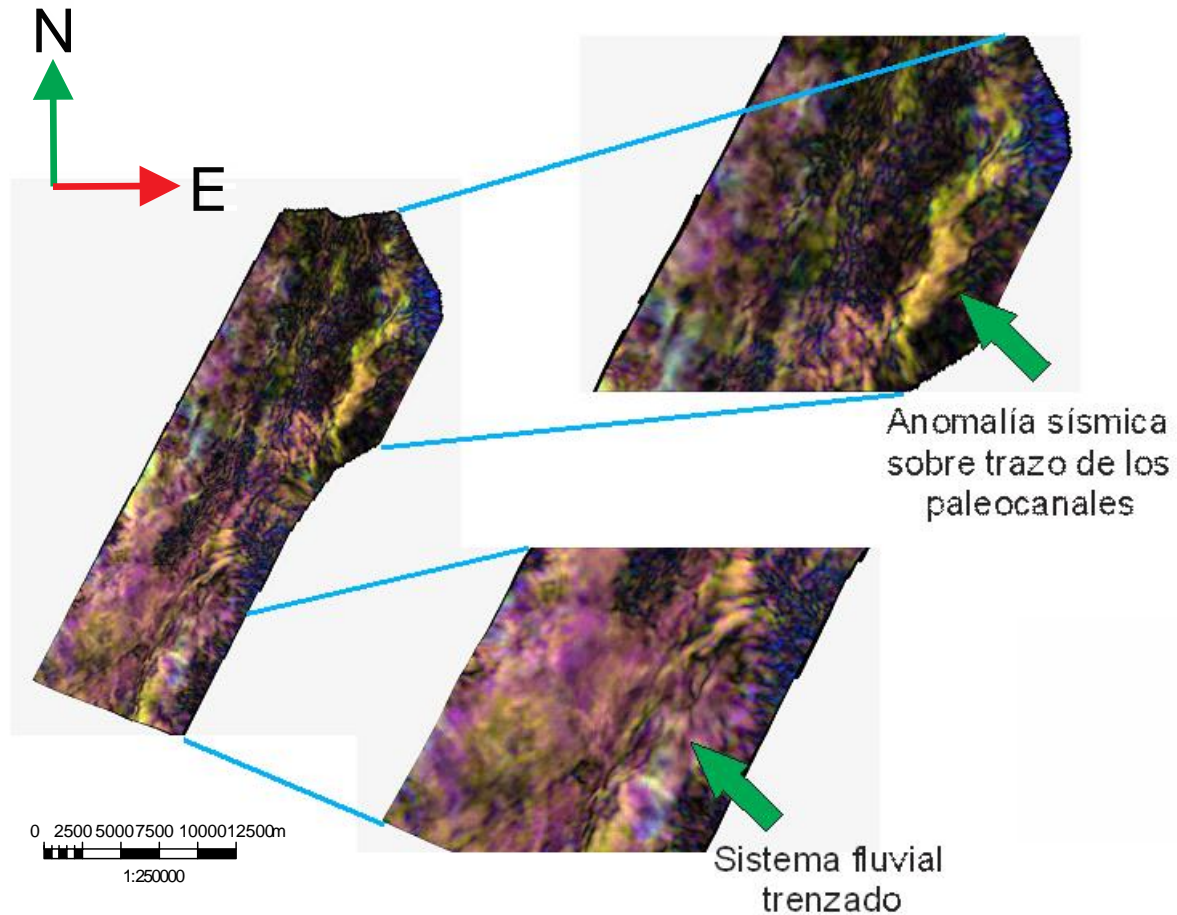


Figura 31 Distribución del sistema fluvial trenzado sobre la superficie interpretada de la Formación La Paz.

5.3.2 Marco estratigráfico. En el área de estudio se presenta un cabalgamiento ocasionado por la falla de Honda y Cambao-Cambrás exponiendo rocas Cretácicas con rocas Cenozoicas. Las Formaciones de interés se encuentran tanto en el bloque yacente como en el colgante, en este trabajo se da prioridad al bloque yacente (Figura 32).

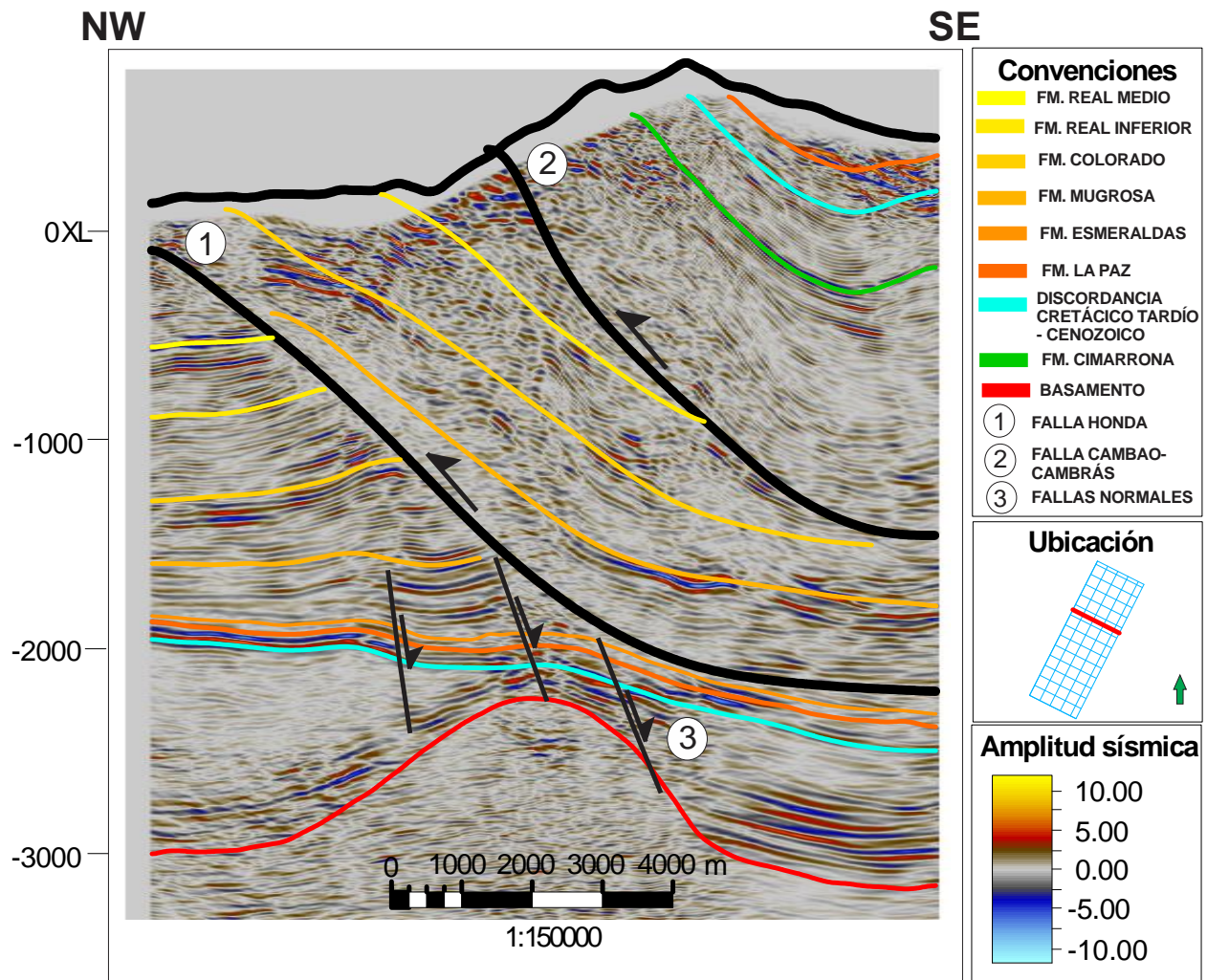


Figura 32 Interpretación sísmica en dirección NW-SE, evidenciando los principales rasgos estratigráficos y estructurales del área de estudio.

El bloque yacente de base a tope se encuentra de la siguiente forma: hacia la base se observa el basamento el cual está caracterizado por unas facies sísmicas caóticas y algunos reflectores se encuentran onlapando el basamento, dichos reflectores son caracterizados por tener amplitudes sísmicas altas.

Posteriormente, fue interpretada la discordancia del Eoceno Medio, la cual fue utilizada como un marcador regional en el área de estudio, identificada por una alta amplitud y continuidad.

Suprayaciendo esta discordancia se encuentran las Formaciones de interés La Paz y Esmeraldas las cuales cuentan con una respuesta de alta amplitud decreciendo hacia el tope de la Formación Esmeraldas. La Formación Mugrosa cuenta con un comportamiento de bajas amplitudes sísmicas presentando ocasionales estructuras con alta amplitud. la Formación Colorado hacia al tope es identificada por reflectores que presentan alta amplitud indicando el cambio litológico a las formaciones del Grupo Real

Por otra parte, en el bloque colgante afectado por la falla de Honda se encuentran las formaciones Mugrosa, Colorado y parte del Grupo Real teniendo una dirección de buzamiento paralela a la dirección de la falla de Honda.

Finalmente se observa otro bloque colgante afectado por la falla Cambao-Cambras suprayaciendo el anterior bloque exponiendo rocas del Cretácico Superior con rocas del Mioceno evidenciando un sinclinal en la parte Este del área de estudio

Debido al gap sísmico presente en el área de estudio se procedió a amarrar la interpretación sísmica con la geología de superficie, enlazando la respuesta sísmica para cubrir el cubo sísmico en su totalidad. Finalmente se obtuvo la representación en la disposición de las unidades estratigráficas mediante un cubo de zonas estratigráficas que permite visualizar la distribución areal de las formaciones La Paz y esmeraldas (Figura 33).

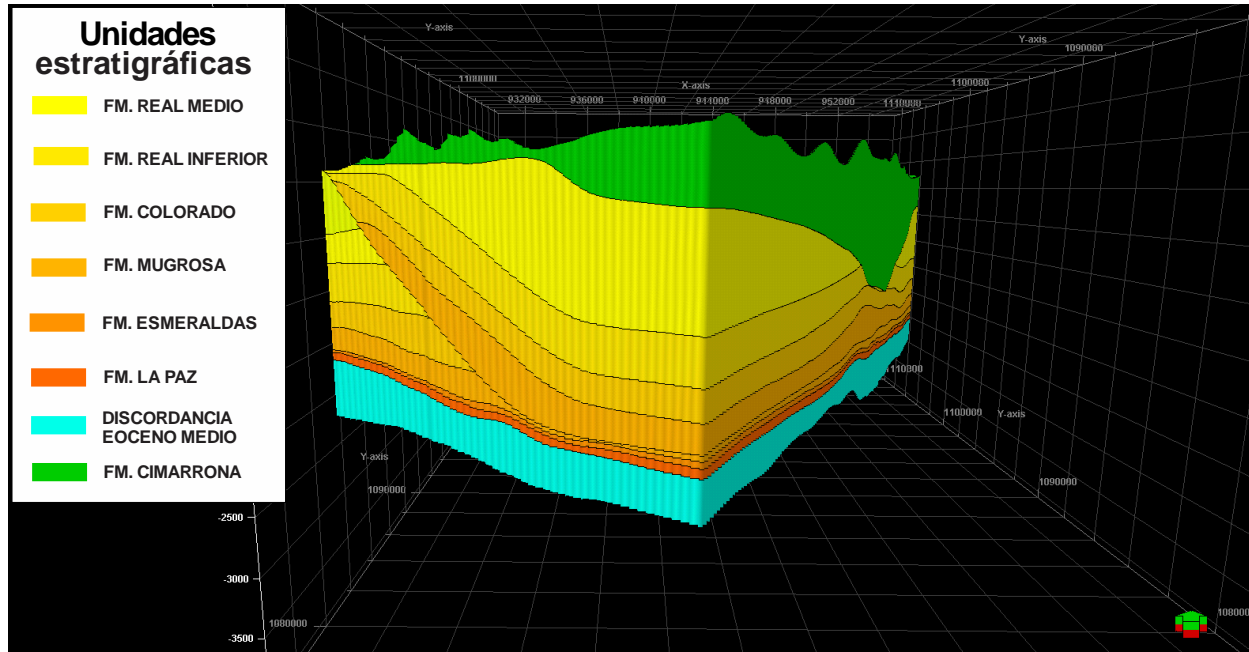


Figura 33 Distribución de las unidades estratigráficas.

5.3.3 Modelo Estructural. Como resultado se encontraron 3 grandes rasgos estructurales:

(I) Conjunto de fallas normales cortando la base de la secuencia Cenozoica con dirección SW-NE, (II) grupo de fallas inversas con dirección SE-NW, provenientes del basamento cortando las secuencias estratigráficas hasta la Formación Mugrosa y (III) dos principales fallas inversas con rumbo SW-NE buzando hacia el SE como se observa en la Figura 34.

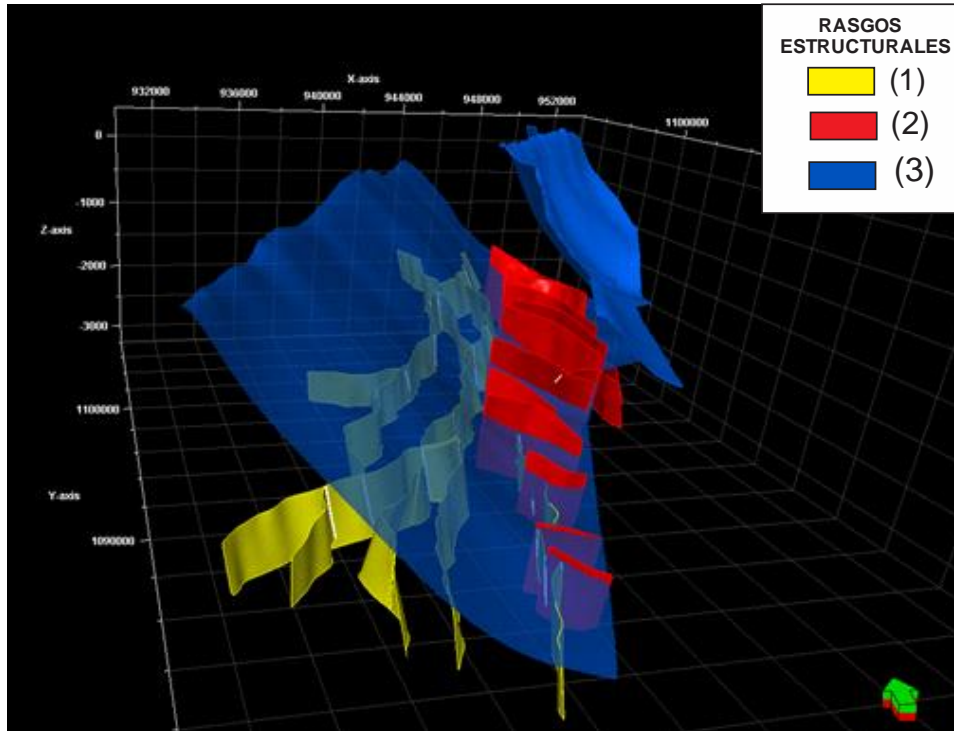


Figura 34 configuración estructural del cubo sísmico interpretado. (I) fallas normales con sentido SW -NE (color amarillo), (II) fallas inversas con sentido SE-NW (color rojo), (III) las fallas inversas con sentido SW-NE (color azul).

Las Formaciones La Paz y Esmeraldas se encuentran controladas por los rasgos estructurales (I) y (II) mencionados anteriormente, generando compartimientos que podrían favorecer a la acumulación de hidrocarburos. Como se observa en la Figura 35 el rasgo estructural (II) fue posterior al (I), ya que en la parte Este del cubo sísmico se encuentra cortando estructuras preexistentes.

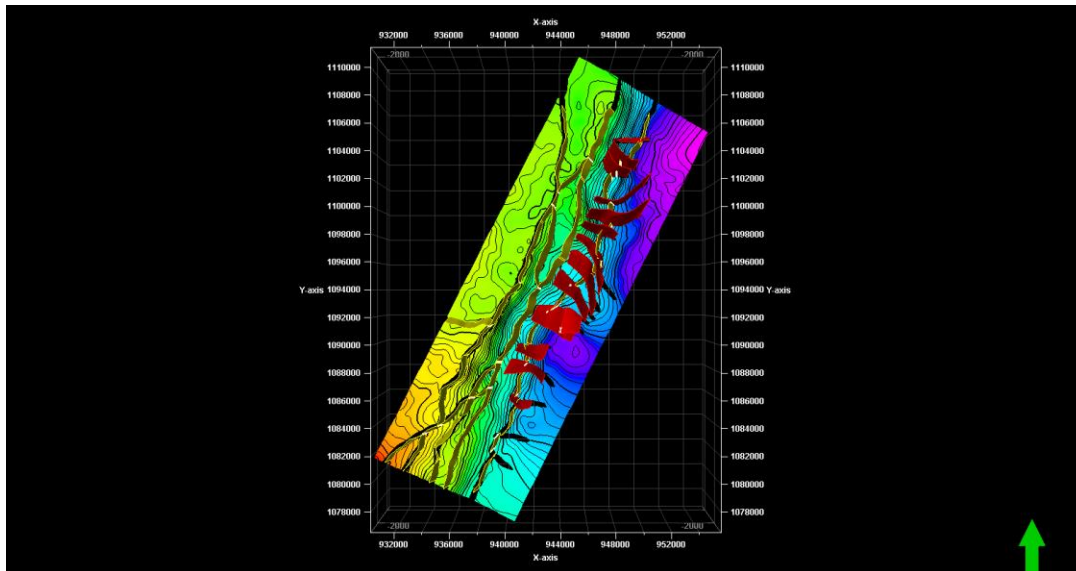


Figura 35 Mapa estructural de la Formación La Paz en donde se visualiza los rasgos estructurales (I) y (II) mencionados anteriormente, representando paquetes de fallas normales y fallas inversas.

A partir de los mapas estructurales de las Formaciones de interés se realizó un corte en sentido SW-NE, para analizar el comportamiento de los tres rasgos estructurales principales como se observa en la Figura 36.

La falla Cambao-Cambrás presenta un alto buzamiento en la zona, donde se presenta un mayor rasgo estructural tipo (II) generando estructuras complejas.

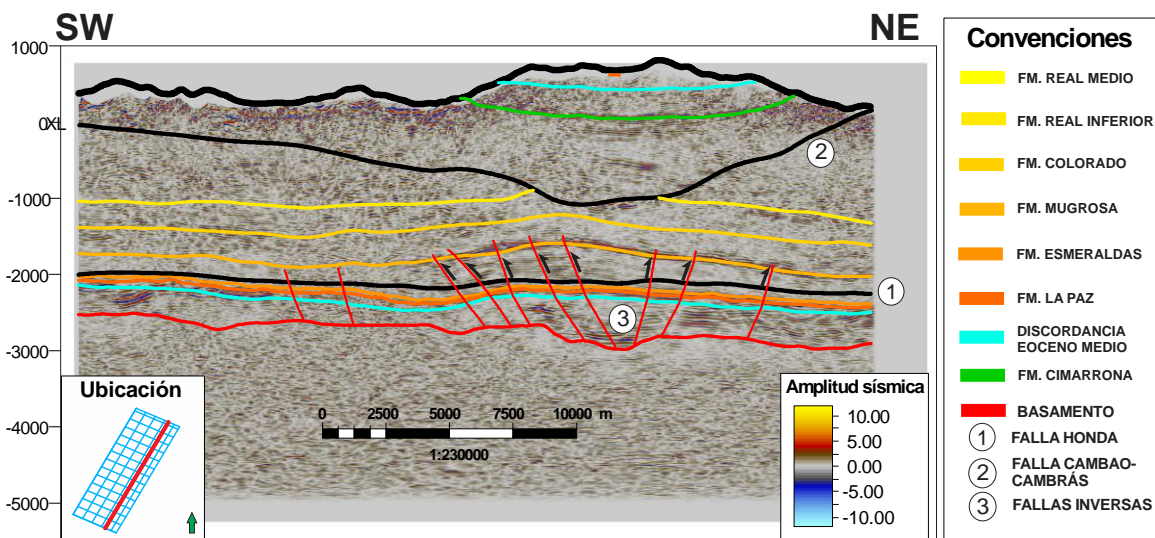


Figura 36 Interpretación sísmica en dirección SW -NE evidenciando un predominio de las fallas inversas provenientes del basamento.

Finalmente se procedió a crear un modelo estructural con el fin de identificar posibles trampas estructurales en las formaciones de interés. Este modelo solo se generó teniendo en cuenta los rasgos estructurales I y II (fallas normales y fallas inversas respectivamente) (Figura 37).

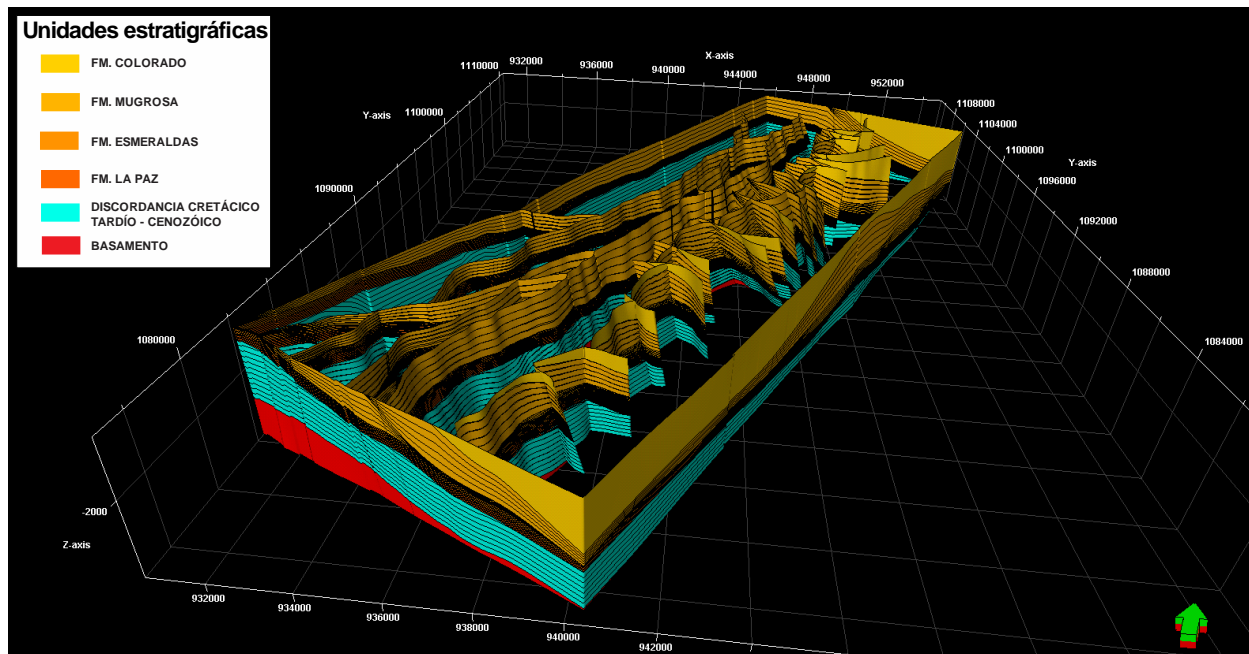


Figura 37 Unidades estratigráficas dominadas por el modelo estructural.

A continuación, se realizó una detallada búsqueda de posibles prospectos, donde se identificaron tanto en la formación La Paz como Esmeraldas trampas estructurales con cierres en 4 direcciones, sin embargo, se pretende resaltar un prospecto en este estudio. (Figura 38).

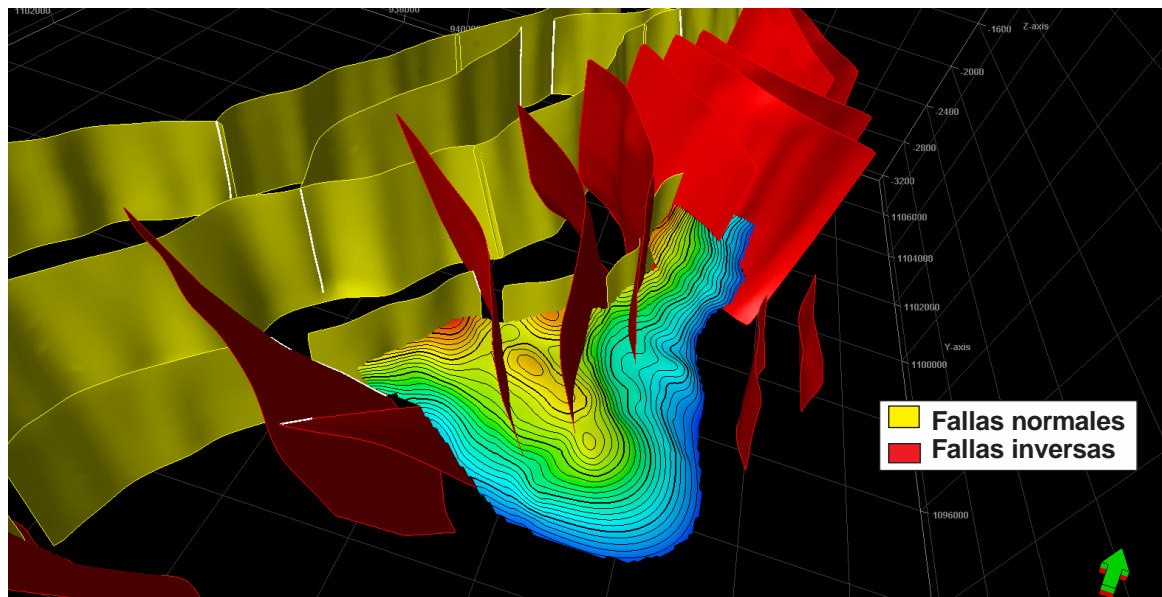


Figura 38 Prospecto definido por una trampa estructural con cierre en 4 direcciones.

6. Discusión

De acuerdo con Córdoba *et al.*, (2005) las Formaciones la Paz y Esmeraldas son consideradas como rocas con potencial para almacenar hidrocarburos en el sector Noroccidental de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena (VMM). Sin embargo, hacia la parte suroccidental de esta cuenca la Formación Mugrosa es considerada como la principal roca reservorio. Por este motivo, se decidió realizar un modelo geológico para el área sur de la Cuenca del VMM, con el objetivo de investigar el potencial almacenador de hidrocarburos de las Formaciones la Paz y Esmeraldas.

Se realizó un modelo petrofísico en el área de estudio el cual arrojó un buen potencial almacenador para la formación la Paz y uno moderado para la Formación Esmeraldas (ver capítulo 5.2). La información preexistente de datos de producción (informes internos de CPVEN), se correlacionó muy bien con los intervalos de arenas netas petrolíferas calculadas en la presente investigación, y además se obtuvieron intervalos adicionales de arenas netas petrolíferos según los parámetros de corte propuestos para los tipos de roca con la mejor calidad de almacenamiento y flujo (Tabla 7).

Por otra parte, se pudo concluir que las formaciones la Paz y Esmeraldas se depositaron en ambientes de sistemas fluviales de tipo trezado y meándriforme de acuerdo con la información obtenida por la reinterpretación de las litofacies y la definición de elementos arquitecturales (ver capítulo 5.1). A partir de la interpretación y uso de atributos sísmicos junto con el método de descomposición espectral se pudieron constatar los sistemas deposicionales propuestos para las formaciones de interés. Según Kelly (2006), las distancias que pueden abarcar los sistemas fluviales trezados y meándriformes pueden llegar a cubrir un área de hasta aproximadamente 19 Km. Lo cual corrobora nuestra interpretación la cual abarca un área promedio de 11 Km.

A partir de un basamento preexiste se fueron depositando eventos marinos a continentales los cuales son afectados posteriormente por fallas normales en un ambiente extensivo; el área de estudio fue afectada por un evento compresivo el cual genero cabalgamientos en sentido este a oeste como resultado una alta complejidad estructural. Evidenciándose a medida que la compresión avanza hacia el oeste las litologías presentes son deformadas en especial en el paleobasamento identificado en nuestra zona, el cual presenta un alto de basamento que condiciono la deformación generando estructuras de fallas transversas.

7. Conclusiones

Se generaron volúmenes de atributos con el fin de apoyar la interpretación de horizontes estratigráficos, fallas permitiendo definir un modelo complejo donde se observa la geometría y distribución de las formaciones La Paz y Esmeraldas.

La integración de estas metodologías nos permite identificar varios de los elementos del sistema petrolífero como la presencia y calidad de la roca almacén, geometría de la trampa y la presencia de hidrocarburos

Se definieron 5 tipos de roca por radio de garganta poral a partir de la metodología de Winland (R35) evaluando capacidad de flujo (permeabilidad) y almacenamiento (porosidad) definidos así: Tipo de roca I: $R35 \geq 10$; tipos de roca II $5 \leq R35 < 10$; tipo de roca 3: $2 < R35 < 5$; tipo de roca 4: $1 < R35 < 2$; tipo de roca 5: $R35 < 1$.

Se Determinaron los espesores de arena petrolífera mediante los siguientes parámetros de corte: Volumen de arcilla ($0 < V_{clay} < 0.3$); porosidades efectivas: $\phi_{efectiva}$ mayores a $0.1v/v$; Saturaciones de agua menores a 0.65%

Las unidades de flujo para los tipos de roca I y II presentan manifestaciones de arenas netas petrolíferas

Las facies conglomeráticas de alta energía del pozo G-1 comparadas con las mismas del pozo RG-1 presentan diferencias en cuanto al armazón, observándose un mayor porcentaje de gránulos y guijos, correspondiendo las facies del pozo G-1 a depósitos canalizados de mayor energía y cercanía al área fuente.

Los sedimentos pertenecientes a los intervalos corazonados se depositaron en un ambiente continental fluvial, siendo los depósitos más comunes las areniscas de canales fluviales, entre 50 y 70 %.

Para la definición de canales la respuesta más característica observada en los registros SP y Gamma Ray para estos sedimentos, es la forma de campana y en ocasiones de cilindro aserrado.

La tectónica ejerció una fuerte influencia en la sedimentación de pila sedimentaria. (levantamiento de la cordillera central generó un pinchamiento de estas formaciones hacia el este indicando cambios de espesores y cambios laterales de facies

Mediante la reinterpretación de las facies se determina que los sedimentos pertenecientes a los intervalos corazonados se depositaron en un ambiente continental fluvial, siendo los depósitos más comunes las areniscas de canales fluviales, entre 50 y 70 %,

Las mejores zonas con desarrollo de porosidad y permeabilidad para las formaciones la paz y Esmeraldas se encuentran hacia la parte sur de la zona de estudio. “Esta unidad presenta en general un engrosamiento hacia el sureste”. Se considera con las mejores características de roca reservorio a los depósitos de canales, y de regulares propiedades a las arenitas de Llanura de inundación y con buenas características de roca sello las lodolitas de la Llanura de inundación

El potencial como zona prospectiva tiene poco espesor debido a los adelgazamientos de espesores

El potencial se encuentra hacia la parte sur por la complejidad estructural reflejado por la interpretación estructural

Se estudió el campo a dos escalas diferentes a escala de reservorio y a escalas de estructuras

Las características observadas en los núcleos permiten concluir que los sedimentos analizados de cada una de las unidades se depositaron en un ambiente continental fluvial dominado hacia la base por canales influenciados por abanicos aluviales y hacia las partes más superiores

8. Recomendaciones

Estos plays varían de complejidad y algunos pudieran ser producto del contraste lateral de velocidades por lo cual se recomienda la realización de un procesamiento en profundidad para corroborar la existencia de todas ellas.

Se recomienda perforar más pozos hacia la parte Sur de la zona de estudio ya que es la zona donde se presentan los mejores desarrollos de permeabilidad y porosidad

Se sugiere realizar un modelamiento geoestadístico con el fin de realizar correlaciones detalladas de los canales en áreas distantes mayores de 11 Km, considerando que los ambientes continentales fluviales sus cambios de facies el vertical como en la horizontal cambian rápidamente en distancias cortas.

Referencias bibliográficas

- ACOSTA, J., ULLOA, C. (2002). Mapa geológico del departamento de Cundinamarca, Memoria explicativa, INGEOMINAS, Bogotá.
- Agudelo, W., Guevara, S., Ojeda, G., & Álvarez, G. (2009). A Seismic 3C3D/4D Experiment in a production field in the Middle Magdalena Valley. *X Simposio Bolivariano-Exploracion Petrolera en las Cuencas Subandinas*.(July).
- ANH. (2001). Petroleum geology of Colombia, Middle Magdalena Basin. Medellín: Fondo editorial, *Universidad EAFIT*.
- ANH. (2006). *LÍNEA SÍSMICA TRASANDINA*.
- ASPDEN, J.A, Mccourt W.J. & BROOK, M. (1987). Geometrical control of subduction related magmatism: the Mesozoic and Cenozoic Plutonic History of Western Colombia. *Journal Geological Society*. Londres, 144: 893-905.
- Barrero, D., Pardo, A., Vargas, C., & Martínez, J. (2007). Colombian sedimentary basins: Nomenclature, boundaries and petroleum geology, a new proposal. *Agencia Nacional de Hidrocarburos, 1*, 92.
- Bayona, G., Cortés, M., Jaramillo, C., Ojeda G, Aristizabal, J.J. & R Eyes, A . (2008). A n integrated analysis of an orogen-sedimentary basin pair: Latest Cretaceous – Cenozoic evolution of the linked Eastern Cordillera and the Llanos foreland basin of Colombia. *Geological Society of America Bulletin* 120: 1171-1196.

- Ben-Avraham, Z., and A. Nur. (1987). Effects of collisions at trenches on oceanic ridges and passive margins, in J. W. H. Monger and J. Francheteau, eds., *Circum-Pacific orogenic belts and evolution of the Pacific Ocean basin*: American Geophysical Union, Geodynamics Series, v. 18, p. 9–18.
- Bürgl, H. (1961). Sedimentación cíclica en el geosinclinal Cretáceo de la Cordillera Oriental de Colombia: Servicio Geológico Nacional, Informe 1347, 60 p.
- Butler, K., and S. Schamel, (1989). Upper Crustal control of deformation and hydrocarbon traps along the Upper Magdalena Valley, Colombia (abs.): *AAPG Bulletin*, v. 73, p. 339.
- Caballero, V., Parra, M. & Mora, A. (2010): Levantamiento de la Cordillera Oriental durante el Eoceno tardío – Oligoceno temprano: Proveniencia sedimentaria en el sinclinal de Nuevo Mundo, cuenca Valle Medio del Magdalena. *Boletín de Geología* 32. 45-77.
- Caballero, W., Rubiano, J., Clavijo, J., & Sandoval, J. (2016). Procedencia en el extremo sur del Valle Medio del Magdalena durante el Cenozoico: determinaciones con base en el análisis cuantitativo de paleocorrientes. *Boletín de Geología*, 38(1), 73-87.
- Casero, P., Salel, J.F., Rossato, A. (1997). Multidisciplinary correlative evidences for polyphase geological evolution of the foothills of the Cordillera Oriental (Colombia). In: VI Simposio Bolivariano Exploración Petrolera en las Cuencas Subandinas, Cartagena, Abs., 7.Tomo II: pp. 100–118.
- Cooper, M., Addison, F., Alvares, R., Hayward, A., Howe, S., Pulham, a J., & Taborda, A. (1995). Basin development and tectonic history of the Llanos basin, Colombia. *Petroleum Basins of South America*. *AAPG. Memoir No. 62*, 10(10), 659–666.

- Cortés, M. (2004). Evolution Structurale du Front Centre-Occidental de la Cordillère Orientale de Colombie [Ph.D thesis]: Paris, Université Pierre et Marie Curie, 351p.
- De La Cruz, E. (1988). Stratigraphy of the Tertiary of the Middle Magdalena Basin (Colombia), central and northern parts. *Unpublished MA Thesis*. The University of Texas at Austin. 118 p.
- ECOPETROL. (2001). Proyecto evaluación regional Cuenca Valle Medio del Magdalena- Cordillera Oriental, Colombia. Bogotá.
- Gómez, E., Pedraza, P. (1994). El Maastrichtiano de la región de Honda Guaduas, límite N del Valle Superior del Magdalena: registro sedimentario de un delta dominado por ríos trenzados. En: Estudios Geológicos del Valle Superior del Magdalena, Universidad Nacional, Bogotá, pp III-1 a III-20.
- 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 [Ph.D thesis]: Cornell University, 619 p.
- Gómez, E., Jordan, T., Allmendinger, R., Hegarty, K., Kelley, S., & Heizler, M. (2003). Controls on architecture of the late Cretaceous to Cenozoic southern middle Magdalena Valley basin, Colombia. *Geological Society of America Bulletin*, 115(2), 131-147.
- Gómez, E., Jordan, T.E., Allmendinger, R.W., Hegarty, K., and Kelley, S. (2005). Syntectonic Cenozoic sedimentation in the Northern Middle Magdalena Valley Basin and implications for exhumation of the northern Andes: *Geological Society of America Bulletin*, v. 117, p. 547–569.

- 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. *Geol. Soc. Am. Bull.*, 117, 1272-1292.
- Guerrero, J. & Sarmiento, G. (1996). Estratigrafía Física, Palinológica, Sedimentológica y Secuencial del Cretácico Superior y Paleoceno del Piedemonte Llanero. Implicaciones en Exploración Petrolera. *Geología Colombiana* 20, p 3-66, Bogotá.
- Horton, B., Saylor, J., Nie, J., Mora, A., Parra, M., Reyes, A., And Stockli, D. (2010). Linking sedimentation in the northern Andes to basement configuration, Mesozoic extension, and Cenozoic shortening Evidence from detrital zircon U-Pb ages, Eastern Cordillera, Colombia: *Geol. Soc. Amer. Bull*, v. 122, p. 1423- 1442.
- INGEOMINAS. (1997). Base de Datos de Fallas Activas de Colombia, Proyecto de Sismotectónica del Territorio Colombiano Bogotá.
- Kelly S. Scaling and hierarchy in braided rivers and their deposits: Examples and implications for reservoir modeling// Sambrook Smith G H, Best J L, Bristow C S, et al. *Braided Rivers: Process, deposits, ecology and management*. Oxford, UK: Blackwell Publishing, 2006: 75–106.
- Lamus Ochoa, F., Bayona, G., Cardona, A., & Mora, A. (2013). Procedencia De Las Unidades Cenozoicas Del Sinclinal De Guaduas: Implicación En La Evolución Tectónica Del Sur Del Valle Medio Del Magdalena Y Orógenos Adyacentes. *Boletín de Geología*, 35(1), 17–42.

- McCourt, W. J., J. A. Aspden, and M. B. (1984). New geological and geochronological data from the Colombian Andes: continental growth by multiple accretion: *Journal of the Geological Society of London*, v. 141, p. 831–845.
- Miall, A. (1985). Architectural element analysis: a new method of facies analysis applied to fluvial deposits. *Earth-Science*, 2, 261-308.
- Mojica, J., & Franco, R. (1990). Estructura y Evolución Tectónica del Valle Medio y Superior del Magdalena, Colombia. *Geología Colombiana*, 17(17), 41–64.
- Morales, L. G., and the Colombian Petroleum Industry. (1956), General geology and oil occurrences of Middle Magdalena Valley, Colombia, in L. G. Weeks, ed., *Habitat of Middle and Upper Magdalena basins, Colombia. Oil—a symposium: AAPG*, p. 641–695.
- Moreno, C., Horton, B., Caballero, V., Mora, A., Parra, M. & 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.
- Moretti, I., Charry, G., Morales, M., & Mondragon, J. (2010). Integrated exploration workflow in the south Middle Magdalena Valley (Colombia). *Journal of South American Earth Sciences*, 29(2), 187–197.
- Nie, J., Horton, B., Saylor, J., Mora, A., Mange, M., Garziona, C., Parra, M. (2012). Integrated provenance analysis of a convergent retroarc foreland system: U-Pb ages, heavy minerals, Nd

isotopes, and sandstone compositions of the Middle Magdalena Valley basin, northern Andes, Colombia. *Earth-Science Reviews*, 110(1–4), 111–126.

Ochoa, D., Hoorn, C., Jaramillo, C., Bayona, G., & De la Parra, F. (2012). The final phase of tropical lowland conditions in the axial zone of the Eastern Cordillera of Colombia: Evidence from three palynological records. *Journal of South American Earth Science*, 39: 157-169.

PARQUES NACIONALES NATURALES DE COLOMBIA. 2014. Datos abierto, información geográfica SINAP. Disponible en <Disponible en <http://www.parquesnacionales.gov.co/portal/servicio-al-ciudadano/datos-abiertos/>

Partyka, G. A., Gridley, J. A., & López, J. A. (1999). Interpretational aspects of spectral decomposition in reservoir characterization. *The Leading Edge* (18), 353-360.

Porta, J. (1965). Estratigrafía del Cretácico Superior y Terciario en el extremo S del Valle Medio del Magdalena. *Boletín de Geología, UIS*, 19: 1-51.

Porta, J. (1966). Geología Del Extremo Sur Del Valle Medio Del Magdalena. *Boletín de Geología, UIS*, 22-23: 1-347.

Raasveldt, H., & Carvajal, J. (1957): Mapa Geológico de la plancha K9 Armero, escala 1:200.000. Servicio Geológico Nacional. Bogotá, Colombia.

Rolon, L. (2004). Structural Geometry of the Jura-Cretaceous Rift of the Middle Magdalena Valley Basin – Colombia. Thesis Dissertation. West Virginia University.

Rubiano, J. L. (1995). Modelo estratigráfico y estructural del Campo Provincia, Valle Medio del Magdalena, Santander Colombia. *Memorias VI Congreso Colombiano del Petróleo*. Bogotá, Colombia. P 235-242.

- Santos, C. E. (2012). Palynostratigraphy of the Umir Formation, Middle Magdalena Valley Basin (MMVB), Colombia. Bucaramanga: *Universidad Industrial de Santander*.
- Sarmiento, G. (1994). Estratigrafía, Palinología y Paleoecología de la Formación Guaduas (Maastrichtiano - Paleoceno; Colombia)". Boletín Geológico, Publicación Especial No. 20. 192 pp.
- Vergara, H. (1988). Rasgos neotectónicos en el noreste del departamento del Tolima. Boletín geológico. Ingeominas. P. 23-42. Bogotá.
- Villamil, T. (1999). Campanian-Miocene tectonostratigraphy, depocenter evolution and basin development of Colombia and western Venezuela. . *Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology* 153:239-275.