

ANÁLISIS DE INFORMACIÓN GEOLÓGICA, PETROFÍSICA Y SÍSMICA DE
POZOS PARA LA IDENTIFICACIÓN DE POTENCIALES ACTIVOS DE LA
COMPAÑÍA GEOPARK S.A

Autor:

Juan José Contreras Mogollón

Trabajo de grado en modalidad de práctica empresarial para optar el título de Geólogo

Directora:

Victoria Eugenia Mousalli Diaz

Ingeniera Geóloga

Codirector:

Jorge Fabricio Combita Quigüa

Geólogo

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Físico Químicas

Escuela de Geología

Bucaramanga

2024

Dedicatoria

A mis padres, Lina Marcela Mogollón y Yesmir Contreras, quienes me apoyaron y motivaron incondicionalmente a lo largo de mi formación eh hicieron esto posible.

A mi hermana María Camila Contreras, quien me apoyó e impulso durante todo el desarrollo de mi carrera.

A mi familia, quienes fueron un pilar fundamental y fuente de inspiración durante el desarrollo de este objetivo.

A mis amigos y seres queridos, cuyo aliento y comprensión fueron fuente invaluable de fortaleza.

Agradecimientos

A la compañía GeoPark S.A, por brindarme la oportunidad de desarrollarme personal y profesionalmente acompañado de destacados expertos en el campo.

A todo el equipo de trabajo de la compañía GeoPark S.A, por su acompañamiento y enseñanza durante el desarrollo de la práctica empresarial.

A el geólogo Jorge Fabricio Combita, e ingeniero de petróleos Juan Guillermo Restrepo quienes me guiaron, aconsejaron y apoyaron en el desarrollo de mi práctica empresarial.

A la ingeniera Geóloga Victoria Eugenia Mousalli, directora de mi trabajo de grado, por su apoyo, consejos y enseñanzas durante el desarrollo de este proyecto.

A los profesores de la Escuela de Geología, por sus enseñanzas, dedicación, motivación y pasión por transmitir sus conocimientos durante mis estudios

A la Universidad Industrial de Santander por la oportunidad de formarme profesionalmente y desarrollarme personalmente

Tabla de Contenido

1.Introducción	15
2.Objetivos	13
2.1 Objetivo General	13
2.2 Objetivos Específicos	13
3. Metodología	14
Etapa 1: Revisión Bibliográfica	14
Etapa 2: Planificación y Definición de Procedimientos	14
Etapa 3: Desarrollo del Proyecto Base de Datos VIM-SSJ	14
Etapa 3.1: Generación de un Inventario de Pozos	15
Etapa 3.2: Recopilación de Información.....	15
Etapa 3.3: Análisis de la Información.....	15
Etapa 4: Desarrollo del Proyecto Análisis de Calidad de Yacimiento Mediante Índices de Gas .	16
Etapa 4.1: Generación y Recopilación de la Base de Datos	16
Etapa 4.2: Depuración de la Base de Datos	16
Etapa 4.3: Desarrollo del Algoritmo.....	16
Etapa 4.4: Control de Representatividad de Datos	16
Etapa 4.5: Análisis de Variables Cromatográficas	17
Etapa 4.6: Entrenamiento del Modelo Predictivo.....	17
Etapa 4.7: Validación de los Resultados.....	17

Etapa 5: Desarrollo del Proyecto de Interpretación Sísmica y Mapeo de Horizontes	18
Etapa 5.1: Importación de los Datos al Software.....	18
Etapa 5.2: Amarre Pozo-Sísmica	18
Etapa 5.3: Interpretación Estructural	18
Etapa 5.4: Interpretación Sismo Estratigráfica	18
Etapa 5.5: Generación de Mapas Estructurales.....	19
Etapa 5.6: Elaboración del informe	19
4.Marco Teórico.....	20
4.1. Localización Cuenca de los Llanos Orientales	20
4.2. Localización Cuenca del Valle Inferior del Magdalena	21
4.3. Localización Cuenca Sinú-San Jacinto.....	22
4.4. Sistema petrolífero	23
4.4.1. Roca madre	23
4.4.2. Roca yacimiento o almacén	24
4.4.3. Roca sello.....	24
4.4.4. Trampa	24
4.4.5. Migración.....	26
4.4.6. Roca madre	26
4.4.7. Roca yacimiento o almacén	26
4.4.8. Roca sello.....	27

4.4.9. Trampa	27
4.4.10. Migración	27
4.4.11. Roca madre	28
4.4.12. Roca yacimiento o almacén	28
4.4.13. Roca sello.....	28
4.4.14. Trampa	29
4.4.15. Migración.....	29
4.5. Registros de pozos	29
4.5.1. Registro de Rayos gamma (GR)	30
4.5.2. Registro Potencial espontaneo (SP).....	31
4.5.3. Registro de Resistividad	32
4.5.4. Registro Sónico.....	33
4.5.5. Registro de Densidad	34
4.5.6 Registro de Neutrón.....	35
4.5.7. Registro de evaluación de formación (FEL).....	36
4.6. Sísmica 3D.....	36
4.6.1. Horizonte.....	37
4.6.2. Perfil sísmico vertical	37
4.6.3. Atributos sísmicos.....	37
4.7. Mapa Estructural	38

4.8. Cromatografía	38
4.8.1. Registro de lodo	39
4.8.2. Índices de Hidrocarburo.....	40
5. Marco Geológico	40
5.1 Contexto Geológico de la Cuenca de los Llanos Orientales.....	40
5.2 Estratigrafía Regional	41
5.2.1 Formación Ubaque (Cretácico).....	42
5.2.2 Formación Gachetá (Cretácico)	43
5.2.3 Formación Guadalupe (Cretácico).....	44
5.2.4 Formación Barcos (Paleógeno).....	46
5.2.5 Formación Los Cuervos (Paleógeno).....	47
5.2.6 Formación Mirador (Paleógeno).....	47
5.2.7 Formación Carbonera (Paleógeno)	48
5.3 Contexto estructural de la Cuenca de los Llanos Orientales.....	49
6.Actividades Desarrolladas	51
6.1 Proyecto base de datos pozos VIM y SSJ.....	52
6.1.1 Generación del Inventario de Pozos	52
6.1.2 Recopilación de Información.....	52
6.1.3 Análisis de la Información	54
6.2 Proyecto de análisis de calidad de yacimiento mediante índice de gases.....	57

6.3 Proyecto de Interpretación Sísmica y Mapeo de Horizontes	64
7.Conclusiones	70
Referencias Bibliográficas	72

Tabla de figuras

Figura 1	15
Esquema metodológico del proyecto base de datos pozos VIM y SSJ, fuente propia	15
Figura 2	17
Esquema metodológico para el proyecto de análisis de calidad de yacimientos mediante índices de gases, fuente propia.....	17
Figura 3	19
Esquema metodológico para el proyecto de interpretación sísmica y mapeo de horizontes, fuente propia	19
Figura 4	20
Mapa de ubicación de la Cuenca de los Llanos Orientales; Arco de Vaupés (VA), Rocas metamórficas Precámbricas (PM), Serranía de la Macarena(SM), Escudo de Guayana(GS) . (Sarmiento, L.F. 2011).....	20
Figura 5	21
Mapa de ubicación de la Cuenca del Valle Inferior del Magdalena; Serranía de Santa Marta (SSM), Serranía de San Lucas (SLL), Cinturón Plegado de San Jacinto (SJFB), Cordillera Central (CCC). (Arminio, J.F., et al.2011).....	21
Figura 6	23
Mapa de ubicación de la Cuenca Sinú-San Jacinto; Falla de Oca (OF), sistema de fallas de Uramita (U.F.S), Cordillera Oriental (WC). tomado de (Barrero et al. 2007).....	23
Figura 7	31
Representación del Registro de Rayo Gamma, modificado de (Parra et al., 2006).....	31

Figura 8	32
Representación del registro de Potencial Espontaneo, modificado de (Parra et al., 2006).....	32
Figura 9	33
Representación de registros de Resistividad, modificado de (Parra et al., 2006).....	33
Figura 10	34
Representación del registro Sónico, tomado de (Parra et al., 2006).....	34
Figura 11	35
Representación de los Registros de Densidad (DPHI) y Neutrón (NPHI), tomado de (KGS, 2017)	
.....	35
Figura 12	36
Representación del registro de evaluación de formación (FEL), tomado de (Aminzadeh & Dasgupta, 2013)	36
Figura 13	38
(1) Atributo Envelope, (2) Atributo Pseudo Relief, (3) Atributo Amplitude. Fuente propia	38
Figura 14:: Sistema petrolífero de la cuenca Llanos Orientales, tomado de (Lozano & Nadezhda, 2014)	41
Figura 15	41
Sistema petrolífero de la cuenca Llanos Orientales, tomado de (Lozano	41
Figura 16	43
Mapa de espesor para la Formación Ubaque, Tomado de (Sarmiento, 2011)	43
Figura 17	44
Mapa de espesores para la Formación Gachetá. Tomado de (Sarmiento, 2011)	44
Figura 18	45

Mapa de espesores para la Formación Guadalupe. Tomado de (Sarmiento, 2011).....	45
Figura 19	46
Mapa de Espesores para la Formación Barcos, Tomado de (Sarmiento, 2011)	46
Figura 20	48
Mapa de Espesores para la Formación Mirador, Tomado de (Sarmiento, 2011)	48
Figura 21	49
Mapa de Espesores para la Formación Carbonera, Tomado de (Sarmiento, 2011).....	49
Figura 22	51
Provincias estructurales de la cuenca de los Llanos Orientales, tomado de (Sarmiento., 2011) ..	51
Figura 23	53
Fuentes de información utilizadas, Medios de Comunicación (1), Informes de entes gubernamentales (2), Bases de Datos Publicas (3)	53
Figura 24	54
Algoritmo en Python para el análisis de datos, fuente propia.....	54
Figura 25	55
Distribución Geográfica de los pozos, fuente propia.....	55
Figura 26	56
Relación de cantidad de pozos respecto a su estado, fuente propia	56
Figura 27	57
Formaciones objetivo más comunes, fuente propia.....	57
Figura 28	58
Base de Datos Cromatográficos, fuente propia.....	58
Figura 29	59

Calculo de Índices Cromatográficos, Fuente propia.....	59
Figura 30	60
Gráfico e Histograma de Representatividad, fuente propia	60
Figura 31	62
Comportamiento de los Fluidos en Función de las Relaciones Cromatográficas. Fuente propia.	62
Figura 32	62
Zona de contacto agua-petróleo para el pozo A, fuente propia	62
Figura 33	63
Matriz de Confusión, Falso Negativo (FN), Verdadero Positivo (VP), Verdadero Negativo (VN), Falso Positivo (FP), Fuente propia.....	63
Figura 34	65
Representación de la Generación de un Sismograma sintético, tomado de (Lozano, 2013)	65
Figura 35	66
Determinación de Falla mediante Dip of Máximum Similarity (1), Ejemplos de sísmica Interpretada (2), Fuente propia	66
Figura 36	67
Interpretación sismoestratigrafica, Fuente propia.....	67
Figura 37	68
Mapa Estructural al Tope de la Formación Barco, Fuente propia	68
Figura 38	69
Estructura de Interés Petrolero, fuente propia.....	69

Resumen

Título: Análisis De Información Geológica, Petrofísica Y Sísmica De Pozos Para La Identificación De Potenciales Activos De La Compañía Geopark S.A

Autor: Juan José Contreras Mogollón

Palabras Clave: Petrofísica, Sísmica, Pozos, Hidrocarburo, Gas, Llanos Orientales, Valle Inferior del Magdalena, Sinú San Jacinto

Descripción:

La exploración y el desarrollo de hidrocarburos en cuencas como los Llanos Orientales, Valle Inferior del Magdalena y Sinú San Jacinto ha representado uno de los mayores aportes a la industria de los hidrocarburos en Colombia. Dichos proyectos de exploración requieren de un trabajo de planeación con la finalidad de establecer las metodologías que se utilizaran en las fases de exploración. En este ensayo se realizaron tres proyectos con resultados fundamentales para la exploración y producción de hidrocarburos , comenzando por una base de datos donde se compiló información acerca de los yacimientos ubicados en las cuencas del Valle Inferior del Magdalena y Sinú San Jacinto y con la cual se consiguieron determinar parámetros de interés fundamental , el segundo proyecto consiste del desarrollo de un algoritmo que permita la identificación de los fluidos de producción en pozos ubicados en la Cuenca de los Llanos Orientales .Para finalizar se realizó la interpretación estructural y sismo estratigráfica de un bloque ubicado en la cuenca de los Llanos Orientales permitiendo determinar zonas con potencial para la acumulación de hidrocarburos .

* Trabajo de Grado

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas Escuela de Geología. Director: Victoria Eugenia

Mousalli Diaz Ingeniera Geóloga

Abstract

Title: Analysis Of Geological, Petrophysical And Seismic Information Of Wells For The Identification Of Potential Assets Of The Company Geopark S.A.

Author: Juan José Contreras Mogollón

Keywords: Petrophysics, Seismic, Wells, Hydrocarbon, Gas, Eastern Plains, Lower Magdalena Valley, Sinu San Jacinto

Description:

Hydrocarbon exploration and development in basins such as Llanos Orientales, Lower Magdalena Valley and Sinú San Jacinto has represented one of the major contributions to the hydrocarbon industry in Colombia. These exploration projects require planning work in order to establish the methodologies to be used in the exploration phases. In this essay three projects were carried out with fundamental results for the exploration and production of hydrocarbons, starting with a database where information was compiled about the reservoirs located in the basins of the Lower Magdalena Valley and Sinu San Jacinto and with which parameters of fundamental interest were determined, the second project consists of the development of an algorithm that allows the identification of production fluids in wells located in the Eastern Llanos Basin. Finally, the structural and seismic stratigraphic interpretation of a block located in the Eastern Llanos Basin was carried out, allowing to determine areas with potential for hydrocarbon accumulation.

* Trabajo de Grado

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas Escuela de Geología. Director: Victoria Eugenia

Mousalli Diaz Ingeniera Geóloga

1.Introducción

El siguiente informe de proyecto se desarrolló desde el 03 de agosto de 2023 hasta el 03 de febrero de 2024 en el periodo 2023-2 haciendo parte de una práctica empresarial, la cual es posible gracias al convenio existente entre la escuela de Geología de la Universidad Industrial de Santander y la empresa Geopark Colombia. Mediante este convenio entre ambas instituciones se brinda la oportunidad a los estudiantes de últimos semestres de experimentar la interacción directa con el entorno empresarial por medio de actividades específicas del área de exploración geológica en hidrocarburos.

Las actividades realizadas fueron designadas por el grupo de especialistas en la dirección de exploración de Geopark, esto con el fin de que el estudiante tenga la oportunidad de poner en práctica los conocimientos adquiridos durante el pregrado y adquiera nuevos conocimientos de forma practica mediante estas actividades se desarrollan y fortalecen conocimientos técnicos y habilidades blandas forjadas por situaciones reales relacionadas con los desaffos cotidianos que se enfrentan en la industria de los Hidrocarburos.

Es por esto que se proponen los siguientes tres proyectos, comenzando por la generación de una base de datos correspondiente a los pozos perforados en la cuenca del Valle Inferior del Magdalena y Sinú-San Jacinto , para suministrar el reconocimiento de patrones de producción y facilitar la planificación de futuras actividades de exploración y producción de hidrocarburos en el área de interés. La siguiente actividad propuesta consiste en realizar un análisis cromatográfico de los fluidos de perforación mediante diagramas de Pixler con el fin generar un algoritmo para evaluar la calidad del hidrocarburo, esto con el objetivo de establecer un pronóstico de calidad en el área de interés.

La tercera actividad consiste de dos partes la primera de estas es la interpretación de la

sísmica 3D correspondiente a un bloque asignado, con la finalidad de generar un modelo sísmico estratigráfico y estructural que explique la evolución geológica del bloque y donde sea posible identificar zonas de interés para posibles proyectos futuros. En la segunda parte de la se buscó generar un informe el cual presente los resultados obtenidos durante la interpretación sísmica y la exploración del bloque.

2.Objetivos

2.1 Objetivo General

Desarrollar las actividades propuestas por el equipo de exploración de GEOPARK, relacionadas con la prospección de yacimientos por medio del análisis de información derivada de pozos, para la identificación de potenciales activos.

2.2 Objetivos Específicos

Compilar información acerca de los yacimientos ubicados en las Cuencas del Valle Inferior del Magdalena y Sinú-San Jacinto a través de datos proveniente de pozos, con el fin de identificar patrones de producción.

Identificar el fluido de producción para pozos ubicados en la Cuenca de los Llanos Orientales por medio de la cromatografía, a fin de mejorar la determinación de intervalos de producción.

Interpretar los datos sísmicos de un bloque exploratorio por medio del trazado de horizontes y fallas en el software Kingdom, con el propósito de identificar estructuras de interés.

3. Metodología

Con la finalidad de cumplir satisfactoriamente los objetivos propuestos por parte de la empresa para la realización de la práctica académica y elaboración del trabajo de grado, se ejecutó una secuencia metodológica que se dividió en diferentes etapas.

Etapas 1: Revisión Bibliográfica

Se llevó a cabo una revisión de la bibliografía existente sobre proyectos similares con el propósito de comprender el estado actual del conocimiento en estas áreas y formular metodologías que faciliten el logro de los objetivos planteados.

Etapas 2: Planificación y Definición de Procedimientos

Se elaboraron planes detallados y sistemáticos para orientar la ejecución de las actividades en los distintos proyectos, definiendo los procedimientos y técnicas a emplear para recolección, análisis e interpretación de los datos.

Etapas 3: Desarrollo del Proyecto Base de Datos VIM-SSJ

A fin de cumplir con el primer objetivo específico, el proyecto de creación de una base de datos de los pozos ubicados en las cuencas del Valle Inferior del Magdalena y Sinú-San Jacinto se dividió en tres pasos fundamentales.

Etapas 3.1: Generación de un Inventario de Pozos

Esta etapa consistió en generar un inventario de los pozos localizados en el área comprendida por las Cuencas del Valle Inferior del Magdalena y Sinú-San Jacinto.

Etapas 3.2: Recopilación de Información

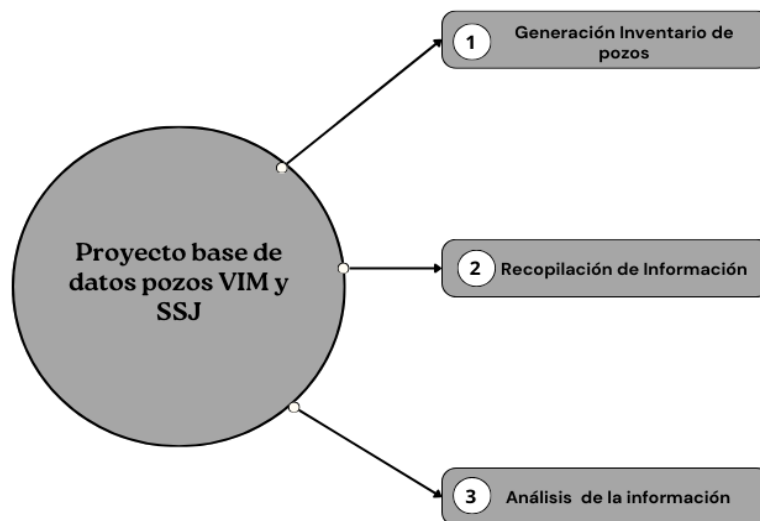
Se recolectó información, como parámetros, estadísticas y noticias sobre los pozos, a través de diversas bases de datos tanto públicas como privadas.

Etapas 3.3: Análisis de la Información

Por último, se llevó a cabo un análisis de la información obtenida para identificar posibles patrones que faciliten la planificación de futuras actividades de exploración.

Figura 1

Esquema metodológico del proyecto base de datos pozos VIM y SSJ, fuente



Etapas 4: Desarrollo del Proyecto Análisis de Calidad de Yacimiento Mediante Índices de Gas

Con la finalidad de cumplir con el segundo objetivo específico, el desarrollo del proyecto análisis de calidad de yacimiento mediante índices de gas fue dividido en seis pasos fundamentales.

Etapas 4.1: Generación y Recopilación de la Base de Datos

En primer lugar, se llevó a cabo la generación de una base de datos donde se recopilan los datos de los pozos destinados al entrenamiento del algoritmo. Estos datos principalmente consistieron en registros cromatográficos e información sobre zonas probadas.

Etapas 4.2: Depuración de la Base de Datos

se realizó una limpieza de la base de datos, eliminando datos anómalos o nulos para evitar la introducción de errores en el análisis y mejorando su precisión.

Etapas 4.3: Desarrollo del Algoritmo

En el siguiente paso, se desarrolló un algoritmo utilizando Python que calcula los diferentes índices cromatográficos propuestos por Pixler y Haworth para las bases de datos.

Etapas 4.4: Control de Representatividad de Datos

Mediante los resultados obtenidos, se realizó un control de la representatividad de los datos, con el fin de asegurar datos suficientes para el entrenamiento del modelo y aumentar su

fiabilidad.

Etapas 4.5: Análisis de Variables Cromatográficas

Posteriormente, se graficaron las relaciones entre las variables de cromatografía para determinar las más adecuadas para la cuenca.

Etapas 4.6: Entrenamiento del Modelo Predictivo

Una vez determinadas las relaciones entre variables cromatográficas, se procedió a entrenar el modelo predictivo haciendo uso de Python y el modelo estadístico de vecinos cercanos.

Etapas 4.7: Validación de los Resultados

Finalmente, se validan los resultados mediante la comparación con los registros de perforación (FEL).

Figura 2

Esquema metodológico para el proyecto de análisis de calidad de yacimientos mediante índices de gases, fuente propia



Etapas 5: Desarrollo del Proyecto de Interpretación Sísmica y Mapeo de Horizontes

A fin de cumplir con el tercer objetivo específico, el proyecto de interpretación sísmica y mapeo de horizontes se planteó fundamentalmente en los siguientes seis pasos.

Etapas 5.1: Importación de los Datos al Software

Durante esta etapa se importó información como pozos, sísmica, registros eléctricos, bloques entre otros, en el software de interpretación sísmica llamado Kingdom.

Etapas 5.2: Amarre Pozo-Sísmica

Posteriormente, se realiza el amarre pozo sísmica para la calibración de los registros geofísicos mediante un sismograma sintético.

Etapas 5.3: Interpretación Estructural

Se realizó el análisis estructural basado en el contexto geológico de la cuenca para cartografiar las diferentes familias de fallas presentes dentro del bloque.

Etapas 5.4: Interpretación Sismo Estratigráfica

Posteriormente, se procede al trazado de cada uno de los horizontes correspondientes a las unidades estratigráficas de la cuenca, lo que permite identificar características relevantes para el entrapamiento de hidrocarburos.

Etapa 5.5: Generación de Mapas Estructurales

A continuación, se generan los mapas estructurales para determinar las zonas de mayor prospectividad y realizar un análisis más profundo de estas áreas.

Etapa 5.6: Elaboración del informe

Finalmente, se elabora un informe con los productos generados a partir de la interpretación para su entrega a la Agencia Nacional de Hidrocarburos.

Figura 3

Esquema metodológico para el proyecto de interpretación sísmica y mapeo de horizontes, fuente propia



4.Marco Teórico

4.1. Localización Cuenca de los Llanos Orientales

La Cuenca de los Llanos Orientales está considerada como la cuenca más prolífica de Colombia y se encuentra localizada al noroeste de la misma con una orientación suroeste-noreste. Presenta una extensión de aproximadamente 225.603 km² (ANH, 2012),

Dicha cuenca comprende los departamentos de Casanare, Arauca, Meta y Vichada, se encuentra limitada al norte por la Cuenca Apure-Barinas, al Este por el escudo de Guayana , al sur está limitada por la Serranía de la Macarena y el Arco de Vaupés , mientras que al oeste se encuentra limitada por el sistema de fallas de Guaicaramo y la Cordillera Oriental (Figura 4).

Figura 4

Mapa de ubicación de la Cuenca de los Llanos Orientales; Arco de Vaupés (VA), Rocas metamórficas Precámbricas (PM), Serranía de la Macarena (SM), Escudo de Guayana (GS) . (Sarmiento, L.F. 2011)



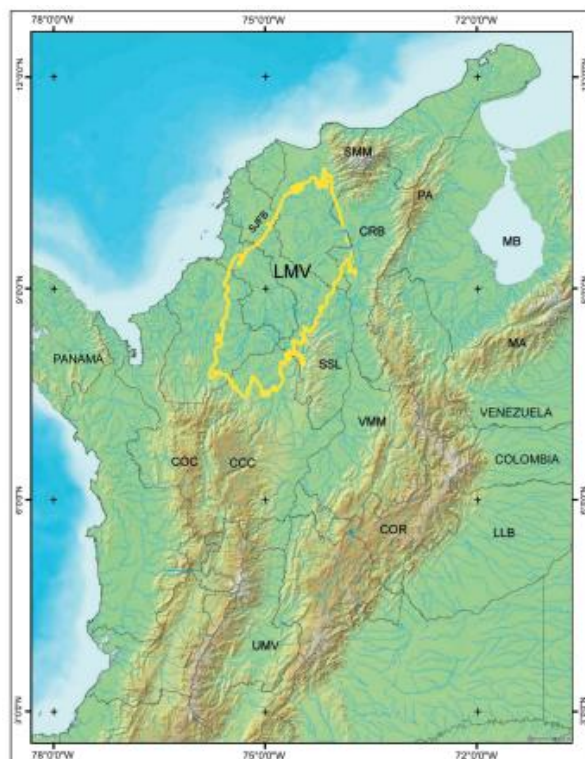
4.2. Localización Cuenca del Valle Inferior del Magdalena

La Cuenca del Valle Inferior del Magdalena (LM) se encuentra ubicada en el noreste de Colombia. Extendiéndose desde la Serranía de San Lucas y la región del Sinú en la zona sur llegando hasta Barranquilla en el norte, y desde el macizo de Santa Marta en el oriente hasta los Montes de María por el occidente. Presenta una superficie de 41,865 km² con una extensión de norte a sur de 355km y 240km de occidente a oriente . (Arminio, J.F., et al. 2011) .

Esta Cuenca presenta diferentes límites geológicos (Figura 5) como el Cinturón Plegado de San Jacinto en las zonas oeste, suroeste, noroeste y norte. Al sureste de la Cuenca se define el límite por la zona lateral izquierda de la falla de Santa Marta mientras que en la zona sur y sureste se define el límite mediante el traslape de los sedimentos de la Cuenca sobre la Serranía de San Lucas y la Cordillera Occidental.

Figura 5

Mapa de ubicación de la Cuenca del Valle Inferior del Magdalena; Serranía de Santa Marta (SSM), Serranía de San Lucas (SLL), Cinturón Plegado de San Jacinto (SJFB), Cordillera Central (CCC). (Arminio, J.F., et al.2011)

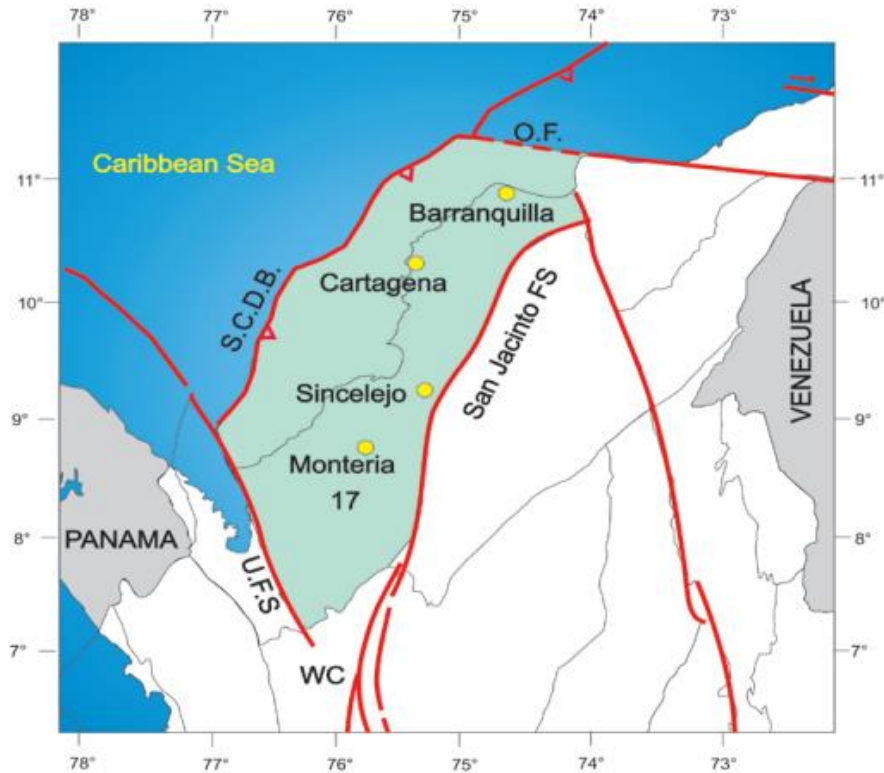


4.3. Localización Cuenca Sinú-San Jacinto

La Cuenca del Sinú-San Jacinto se encuentra ubicada en el extremo noroccidental de Colombia. Esta Cuenca poco explorada limita al este con el sistema de fallas Romeral, en el Norte con la Falla de Oca, al noroeste con el frente de deformación del Cinturón de Deformación del Caribe Sur, en la zona suroeste con el sistema de Fallas de Uramita, mientras que al sur limita con las rocas sedimentarias y volcánicas pertenecientes a la Cordillera Occidental (*Aguilera, R., 2011*) como se puede observar en la (*Figura 6*).

Figura 6

Mapa de ubicación de la Cuenca Sinú-San Jacinto; Falla de Oca (OF), sistema de fallas de Uramita (U.F.S), Cordillera Oriental (WC). tomado de (Barrero et al. 2007).



4.4. Sistema petrolífero

Sistema petrolífero de la Cuenca de los Llanos Orientales

4.4.1. Roca madre

La roca fuente de la Cuenca de los Llanos Orientales está representada por lodolitas y lodolitas calcáreas de diferentes formaciones. La primera de ellas son las lodolitas de la Formación Gachetá las cuales contienen querógeno tipo II y tipo III, un espesor efectivo de 150 -300 pies (Barrero et al.2007) y presentan las siguientes características geoquímicas %TOC de 2-14 con

Tmax de 410°C y %Ro<0.6-1. Las formaciones Barcos y Los Cuervos presentan %TOC de 1-8 con Tmax de 420°C – 440°C y %Ro<0.6-1. Por último, la Formación Carbonera, la cual presenta las siguientes características geoquímicas %TOC de 1 -6.5 con Tmax de 410°C- 450°C y %Ro<0.6-1 (*Lozano et al. 2014*).

4.4.2. Roca yacimiento o almacén

Los yacimientos más destacables son las areniscas pertenecientes a las formaciones Carbonera (C3, C5, C7) y Mirador debido a las buenas propiedades petrofísicas que presentan. Otras formaciones que hacen el papel de roca almacén son las formaciones Barco, Guadalupe, Gachetá y Ubaque en todas ellas es posible encontrar porosidades dentro del rango del 2% al 25%. Lo cual, sumando a sus otras características petrofísicas las vuelven buenas candidatas a roca almacén (*Lozano et al. 2014*).

4.4.3. Roca sello

La roca sello se ve representada en las lodolitas de las formaciones Carbonera y León. Donde el miembro C8 de carbonera representa el sello para la Formación Mirador y los miembros C2, C4 y C6 se interpretan como sellos locales para las areniscas de los miembros C3, C5, C7. Otras formaciones que actúan como roca sello son la Formación Cuervos y la Formación Gachetá.

4.4.4. Trampa

Las trampas con componente estructural presentes en la Cuneca de los Llanos Orientales

presentan dependencia de la provincia estructural del área donde se encuentra

- **Provincia Estructural de Arauca:** Pliegues, fallas de desplazamiento lateral, estructuras tipo horst, fallas normales reactivadas
- **Provincia Estructural del Casanare:** Falla normal antitética, Pliegues asociados a falla, Fallas sintéticas, Pliegues de arrastre
- **Provincia Estructural del Vichada:** Fallas normales antitéticas, Fallas sintéticas, Pliegues de arrastre
- **Provincia Estructural del Meta:** Fallas inversa, Pliegues asociados a fallas inversas, Pliegues asociados a fallas normales, Fallas normales con inversión
- **Provincia Estructural del Pie de Monte:** Zonas triangulares, Pliegues por flexión de falla, fallas dúplex, pliegue de relevo, cierres tridireccionales contra falla

Por otro lado, las trampas estratigráficas pueden ser clasificadas por Formación

- **Formación Ubaque:** Acuñaamiento contra paleo-altos, canales, truncamiento contra discordancia
- **Formaciones Gachetá y Guadalupe:** Acuñaamiento contra paleo-altos, Truncamiento contra discordancia, Barras costeras

- **Formación Barco:** Truncamiento contra discordancia, Canales
- **Formación Mirador:** Acuñaamiento contra paleo-altos, Canales

4.4.5. Migración

La migración de hidrocarburo hace referencia a el movimiento desde la roca fuente hasta una zona de acumulación. En el contexto de la Cuenca de los Llanos Orientales dicha migración ocurrió hace aproximadamente 25 a 3 Ma para la Formación Gachetá (*Moretti, I., 2009*). Estos procesos tienen origen al sur de la cuenca y alcanzaron progresivamente las partes centrales y norte de esta.

Sistema petrolífero de la Cuenca del Valle Inferior del Magdalena

4.4.6. Roca madre

La roca fuente de la Cuenca de del Valle Inferior del Magdalena es representada por los limos de la Formación Porquero más concretamente por su intervalo inferior. Estos presentan un gran espesor enriquecido en materia orgánica y querógeno tipo II. Por otro lado, la Formación Ciénaga de Oro presenta un intervalo superior rico en querógeno tipo III dentro de la ventana de petróleo en las zonas más profundas de la cuenca.

4.4.7. Roca yacimiento o almacén

Las principales rocas almacén de la cuenca consisten en areniscas y calizas del Oligoceno,

específicamente de la Formación Ciénaga de Oro. Estos depósitos presentan un espesor de 300 pies, con porosidades promedio de 15% (*Barrero et al., 2007*). Además, las areniscas de la sucesión superior de la Formación Porquero, interpretada como el resultado de la deposición de abanicos submarinos, también actúa como roca yacimiento en la cuenca (*Arminio et al., 2011*).

4.4.8. Roca sello

Las principales roca sello para la cuenca están representadas por los limos superiores de la Formación Porquero y Formación Ciénaga de Oro. Estos, poseen excelentes propiedades físicas por lo que actúan como un sello regional para los yacimientos subyacentes

4.4.9. Trampa

Existen diversos tipos de trampa en la cuenca, algunos de los principales objetivos de exploración en la cuenca se ven representados por trampas estructurales como cierres por fallas inversas, anticlinales cerrados por falla normal y estructuras de flor generadas por transgresión. Por otro lado, se presentan diversas trampas estratigráficas donde la producción de carbonatos ha estado establecida durante un gran periodo de tiempo. Por otro lado (*Barrero et al., 2007*).

4.4.10. Migración

Los procesos generación y migración del hidrocarburo ocurrieron principalmente durante el Mioceno tardío (*Arminio et al., 2011*). Pero se ha registrado roca fuente activa en fase de generación en la llamada Subcuenca del Plato. Produciendo petróleo con API variable entre 30°-

52° con bajos contenidos de azufre según (Barrero *et al.*, 2007).

Sistema petrolífero de la Cuenca del Sinú San Jacinto

4.4.11. Roca madre

La producción de hidrocarburos en la Cuenca de Sinú San Jacinto está ampliamente relacionada con la Formación Cansona la cual es favorable para la producción de hidrocarburo líquido y consiste principalmente de querógeno tipo I y tipo II. Mientras que, Formaciones como Porquero, Floresanto y las facies lodosas de la formación Ciénaga de Oro muestran en su firma geoquímica una propensión a la producción de gas.

4.4.12. Roca yacimiento o almacén

Las principales rocas almacén para la Cuenca de Sinú San Jacinto corresponden a la Formación Pavo del Oligoceno la cual se encuentra hacia la zona oeste de la cuenca. Mientras que Formaciones como Floresanto o las areniscas de San Rafael actúan como almacén hacia el este. Sobre el área costa afuera las rocas de intervalos como el Mioceno-Pleistoceno presentan las mejores características petrofísicas para actuar como roca almacén (Aguilera, 2011).

4.4.13. Roca sello

Algunas de las rocas sello presentes en la Cuenca de Sinú San Jacinto son las arcillas marinas del Cenozoico pertenecientes a las Formaciones Maralú y Porquera, y unidades como

Tubará perteneciente al Mioceno, la cual presenta amplios intervalos de roca de tamaño fino con buenas características de sello (*Landmark-Halliburton, 2007*).

4.4.14. Trampa

Las trampas generadas en la cuenca guardan relación con el fallamiento inverso a lo largo del prisma de acreción y se ven representadas por pliegues, fallas inversas con truncamiento estratigráfico contra diapiros y truncamientos relacionados a discordancias sin-depositacionales ocasionadas por deformación asociada a diapiros de lodo (*Aguilera, 2011*).

4.4.15. Migración

La migración de los hidrocarburos se encuentra especialmente relacionada a las fracturas generadas por la intensa deformación, esta está documentada debido a las abundantes filtraciones de petróleo y gas.

4.5. Registros de pozos

Los registros de pozo son un método mediante el cual un equipo de expertos manipula una herramienta especial, llamada sonda, dentro del pozo. Esto permite tomar mediciones de las formaciones que se encuentran durante el trayecto como propiedades eléctricas, radiactivas, acústicas, entre otras. La sonda envía dichas mediciones a superficie, donde un grupo de expertos analizan el registro resultante y determinan la presencia de hidrocarburo (*Kaufman & Dashevsky, 2003*).

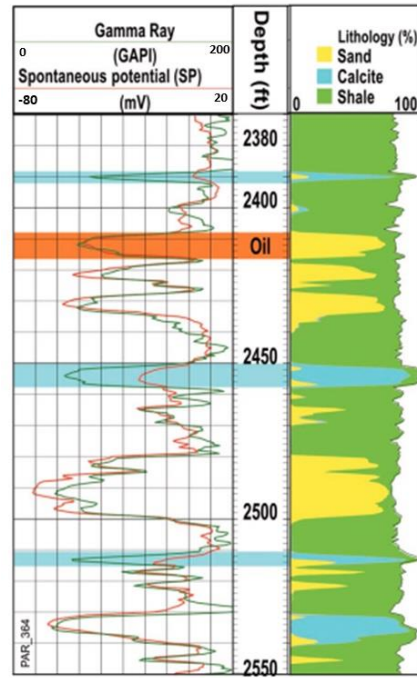
4.5.1. Registro de Rayos gamma (GR)

El registro de Rayos gamma fundamenta sus mediciones en la emisión natural de las rocas. Esto se debe a procesos como la meteorización donde la roca es degradada lo que provoca que los elementos radioactivos se desintegren en partículas de tamaño arcilla. Por lo tanto, la respuesta de grandes porcentajes de arcilla muestra una emisión mucho mayor que la obtenida por arcillas con cierto porcentaje de arenisca o areniscas con porcentajes de arcillas y estas a su vez expresan un GR mayor que los grandes porcentajes de arena (*Figura 7*).

A continuación, se describen las mediciones de rayos gamma para las formaciones pertenecientes a la cuenca de los Llanos Orientales de base a tope. En la Formación Ubaque se observan mediciones de rayos gamma de entre 25 y 100 gAPI debido a las intercalaciones entre arenas limpias y paquetes intercalado con arcillas. Para la Formación Gachetá se presentan registros de entre 75 y 100 gAPI debido al alto porcentaje de paquetes de arcilla. La Formación Barco exhibe bajos valores de GR entre 15 y 50 gAPI esto se debe a su litología compuesta en gran parte por arenas limpias. Algunas Formaciones como Los Cuervos muestran registros mayores a 100 gAPI esto debido al grado de radioactividad presente en las arcillas que la componen. En el caso de la Formación Mirador y Formación Carbonera se observan cambios bruscos en el gAPI pasando de 15 a 95 en los intervalos de intercalaciones para la Formación Mirador y en el cambio de miembro para la Formación Carbonera.

Figura 7

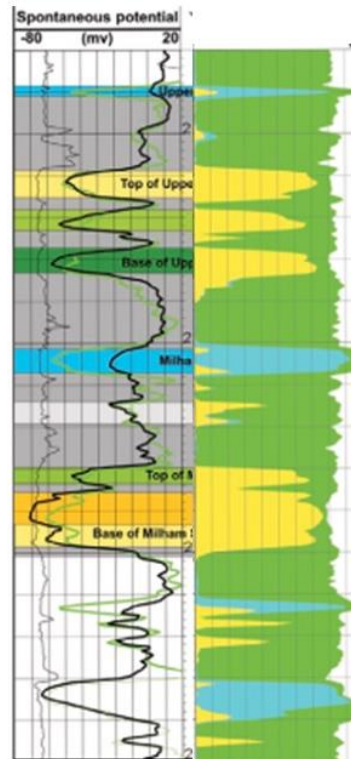
Representación del Registro de Rayo Gamma, modificado de (Parra et al., 2006)

**4.5.2. Registro Potencial espontaneo (SP)**

El registro de potencial espontaneo o SP obtiene sus mediciones a partir de las células electroquímicas originadas por el contacto entre las arenas, lodos de perforación y las arcillas, así como por la influencia de los fluidos en la zona permeable. Estas mediciones establecen una línea base de lutita y arena, lo cual brinda una referencia para interpretar las características eléctricas de las formaciones circundantes (*Figura 8*).

Figura 8

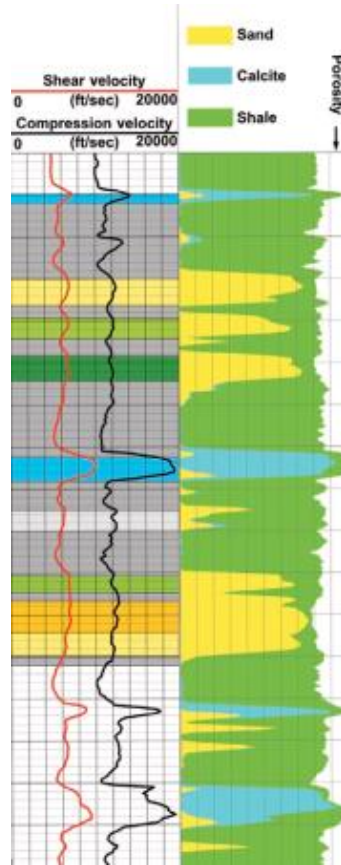
Representación del registro de Potencial Espontaneo, modificado de (Parra et al., 2006)

**4.5.3. Registro de Resistividad**

Estos registros permiten registrar la resistividad de una formación. generalmente es expresada en ohmios por metro (ohm-m). Estos pueden registrar tres tipos de resistividad (superficial o corta, media y profunda) mediante el aumento de la distancia medida desde el pozo (Evenick, 2008). Cada uno de estos brinda información acerca de las propiedades de la roca como porosidad, saturación de agua o presencia de hidrocarburos.

Figura 10

Representación del registro Sónico, tomado de (Parra et al., 2006)



4.5.5. Registro de Densidad

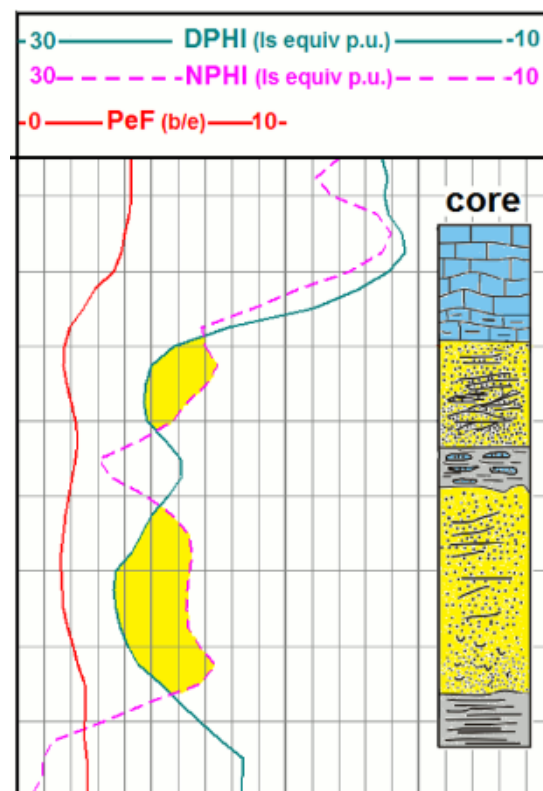
El registro de densidad de formación mide la densidad aparente de las rocas en el subsuelo, lo que permite derivar un valor para la porosidad total de las formaciones. Las herramientas utilizadas bombardean las formaciones con radiación y registran cuanta de esta radiación retorna a el sensor.

4.5.6 Registro de Neutrón

El registro de neutrón permite determinar la porosidad de las formaciones mediante el bombardeo de los paquetes de roca con neutrones de alta energía. Estos neutrones se dispersan en las formaciones, lo que origina rayos gamma de alta energía que son registrados por un sensor. Debido a que la cantidad de neutros registrados por el detector se relaciona con la cantidad de hidrogeno presente en la Formación y esta a su vez se encuentra relacionada con la porosidad de la roca, es posible determinar esta propiedad para cualquier formación objetivo.

Figura 11

Representación de los Registros de Densidad (DPHI) y Neutrón (NPHI) ,), tomado de (KGS, 2017)

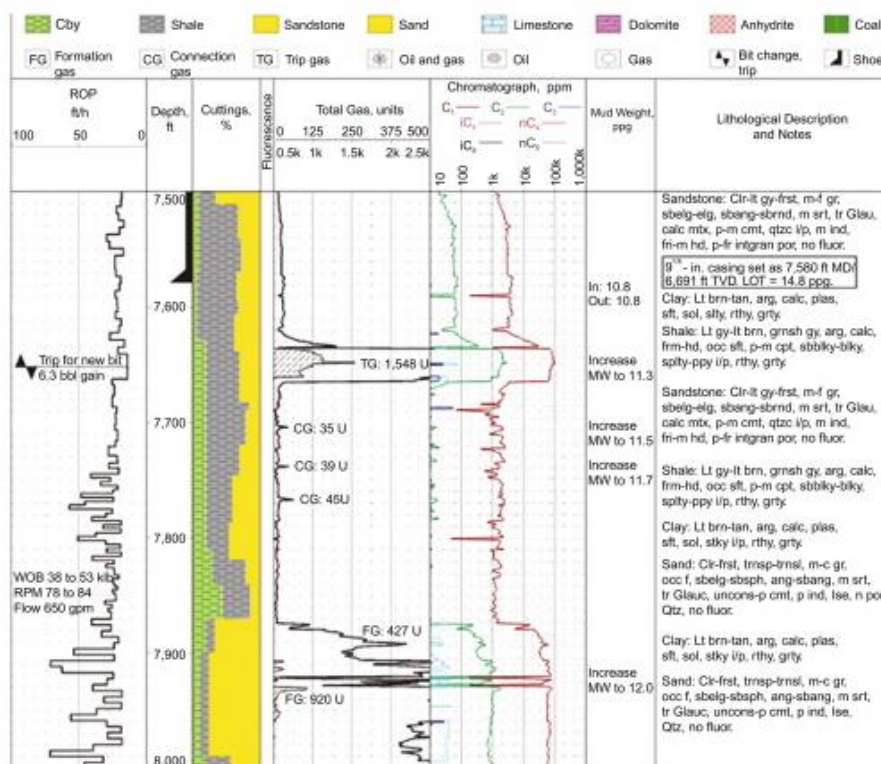


4.5.7. Registro de evaluación de formación (FEL)

recopilan y analizan la información característica de cada una de las formaciones atravesadas durante la perforación de los pozos. Algunos de los principales elementos registrados en el FEL son: Características de los fluidos de perforación, cromatografía de gases, composición litológica, características de la broca. Esta información permite tomar decisiones mejor informadas en la fase de perforación.

Figura 12

Representación del registro de evaluación de formación (FEL), tomado de (Aminzadeh & Dasgupta, 2013)



4.6. Sísmica 3D

La sísmica 3D es una avanzada técnica de prospección geofísica utilizada para la

exploración de recursos naturales como el petróleo y el gas. Esta consiste en desplegar una red tridimensional de receptores sísmicos sobre la superficie para la detección de ondas sísmicas inducidas de manera controlada mediante explosiones o vibradores sísmicos

4.6.1. Horizonte

Los horizontes sísmicos son reflectores o eventos sísmicos que representan cambios en las propiedades de las rocas, principalmente la velocidad sísmica y la densidad. Estos cambios pueden reflejar variaciones en la composición, presión de formación o densidad del material.

4.6.2. Perfil sísmico vertical

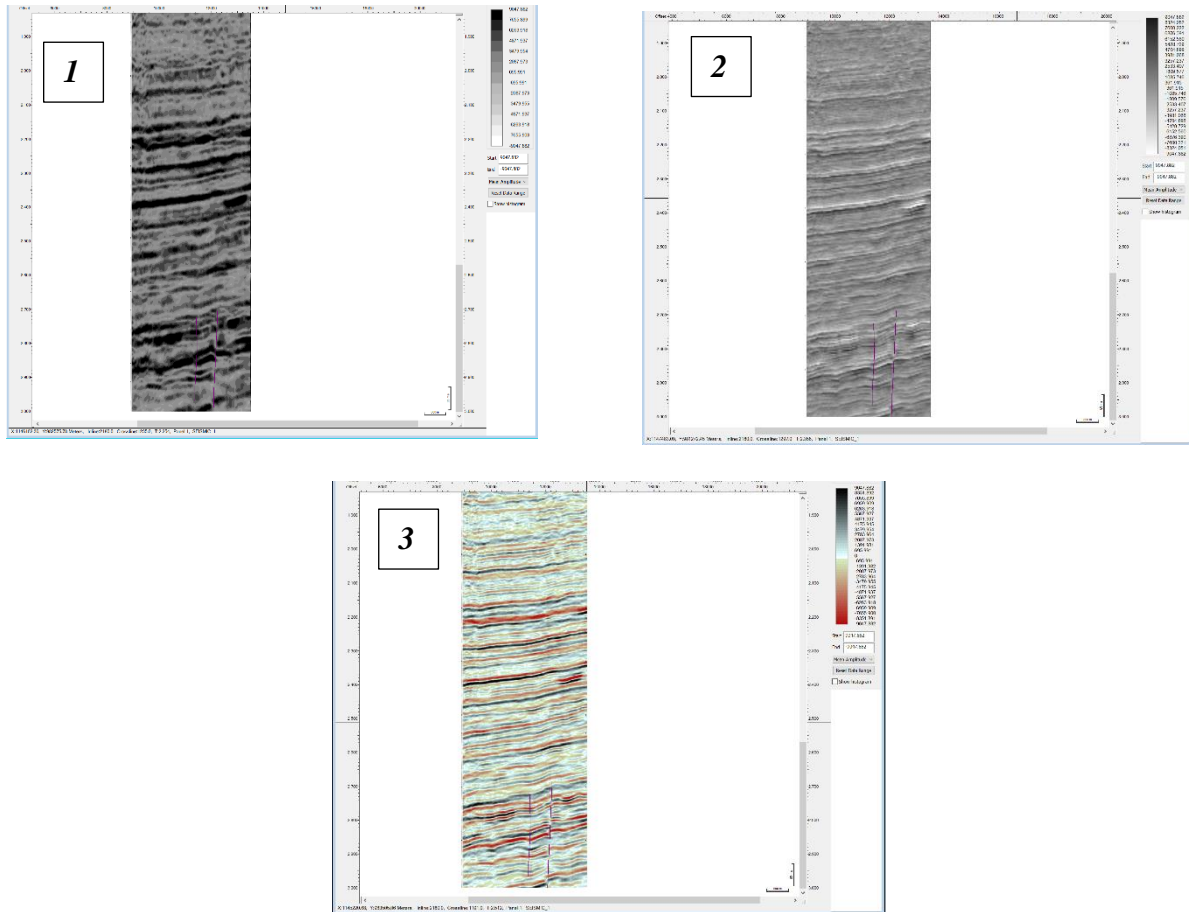
Un perfil sísmico vertical representa la información recopilada de las ondas sísmica que viajan a profundidad y superficie a través de una sección estratigráfica (*Hardage, 1985*). Proporcionando detalles de las características geológicas y facilitando su relación con la sísmica 3D.

4.6.3. Atributos sísmicos

Los atributos sísmicos se definen como cantidades extraídas o derivadas de datos sísmicos que permiten generar información útil para el análisis de una imagen sísmica tradicional, conduciendo a una mejor interpretación geológica o geofísica de los datos (*Morton-Thompson & Woods, 1992*). algunos ejemplos de estos atributos son: *Amplitude, Frequency y Dip of Maximun Similarity*.

Figura 13

(1) Atributo Envelope, (2) Atributo Pseudo Relief, (3) Atributo Amplitude. Fuente propia



4.7. Mapa Estructural

Los mapas estructurales representan mapas del subsuelo donde las curvas de contorno muestran la elevación de una Formación o marcadores específicos lo que permite observar el comportamiento de las diferentes estructuras. Permitiendo definir zonas de interés económico.

4.8. Cromatografía

Los datos de gases registrados en el lodo de perforación representan información valiosa a cerca del tipo de hidrocarburo presente en la formación de interés perforada. Dichos gases permiten determinar la gravedad del crudo y humedad del gas, y evaluar el potencial de producción del yacimiento, determinar la presencia de agua en la formación (*Mejía, F. J. 2014*). Con el fin de obtener esta información se emplean diferentes técnicas de registro de lodo, donde se detecta, se mide y evalúa los fluidos del hidrocarburo.

Los gráficos de relaciones de Pixler se basan en el análisis cromatográfico de los gases liberados provenientes de los recortes producto de la perforación de una formación de interés. Con los datos obtenidos se busca comparar las cantidades de gas (Etanos, Butano, Propanos y Pentanos) respecto a la cantidad de metano que se encuentra presente en la muestra. En este método se ha de tener en cuenta que la muestra no contiene una fracción representativa del total de gas en lodo por lo que los resultados se consideran únicamente cualitativos (*Pixler, B. O., 1969*). La obtención de esta información permite establecer una valoración de la zona de interés de forma rápida y con un cierto grado de seguridad.

4.8.1. Registro de lodo

El registro de lodo consiste en la generación de un registro detallado del pozo mediante el análisis de los recortes extraídos a superficie por el lodo de perforación. Esto proporciona información valiosa sobre las litologías y el contenido de fluidos del pozo mientras se lleva a cabo la perforación.

4.8.2. Índices de Hidrocarburo

Los índices de hidrocarburos hacen referencia a las relaciones entre las cantidades observadas de gas durante el análisis cromatográfico del lodo de perforación. Estos, son utilizados en la industria petrolera para la caracterización de la composición y propiedades de los fluidos presentes en la roca.

5. Marco Geológico

5.1 Contexto Geológico de la Cuenca de los Llanos Orientales

La Cuenca de los Llanos Orientales cuenta con numerosos estudios donde se tiene como objetivo definir la evolución estratigráfica y tectónica (*Cooper et al., 1995; Martínez, 2006^a; Bayona G., et al., 2008*). El espacio de acomodación generado durante el periodo del Triásico – Jurásico es producto de un proceso de rift, lo cual permitió la acomodación de secuencias de origen clástico continental sobre un basamento cristalino precámbrico. Posterior a esto se genera un cambio en la subducción de la Placa Pacífica lo que ocasiona que la cuenca evolucione a una cuenca de *Retroarco* esto da lugar a una plataforma marina poco profunda en el Cretácico inferior (*Cooper et al., 1995*). Durante el Cretácico superior se da la formación de una cuenca regional que abarca la Cordillera Oriental, el Valle Medio del Magdalena (VMM) y la Cuenca de los Llanos Orientales.

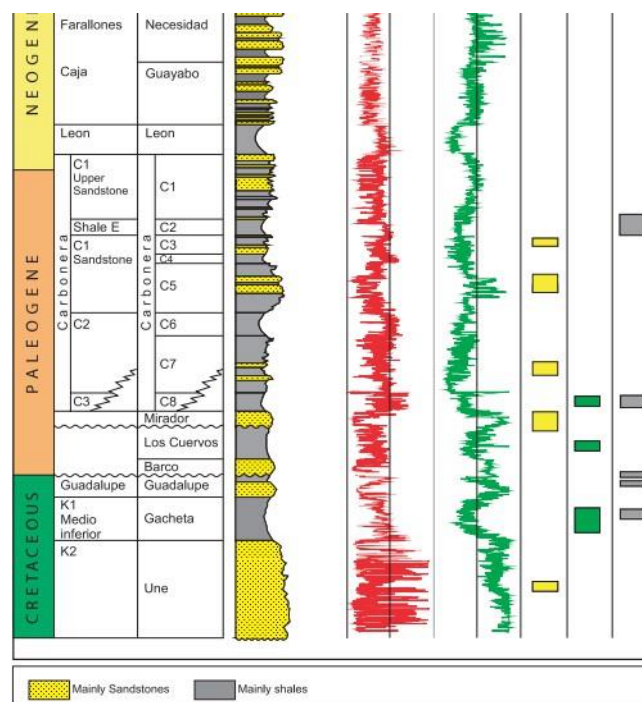
Posterior a esto ocurre la acreción de la Cordillera Occidental, lo que ocasiona un cambio importante en el régimen tectónico y trae como consecuencia cambios en la sedimentación de la cuenca, lo cual da paso a una sedimentación de origen más continental (*Sarmiento, L. F. 2011*). A esto se le suma la Orogenia Andina Cenozoica la cual provoca procesos de inversión tectónica en la cuenca y el levantamiento de la Cordillera Oriental, lo que define el estado actual de la misma.

5.2 Estratigrafía Regional

La Cuenca de los Llanos Orientales de la actualidad es el resultado de la superposición de múltiples cuencas pertenecientes a diferentes edades geológicas. La secuencia sedimentaria identificada al día de hoy, comprende desde rocas pertenecientes al Precámbrico, hasta estratos del Paleozoico, Mesozoico y Cenozoico. Estas capas se encuentran demarcadas por tres importantes discordancias regionales ubicadas en el Paleozoico, al límite del Cretácico Superior y en el Eoceno Medio como se observa en la (Figura 15) (ANH, 2012).

Figura 15

Sistema petrolífero de la cuenca Llanos Orientales, tomado de (Lozano



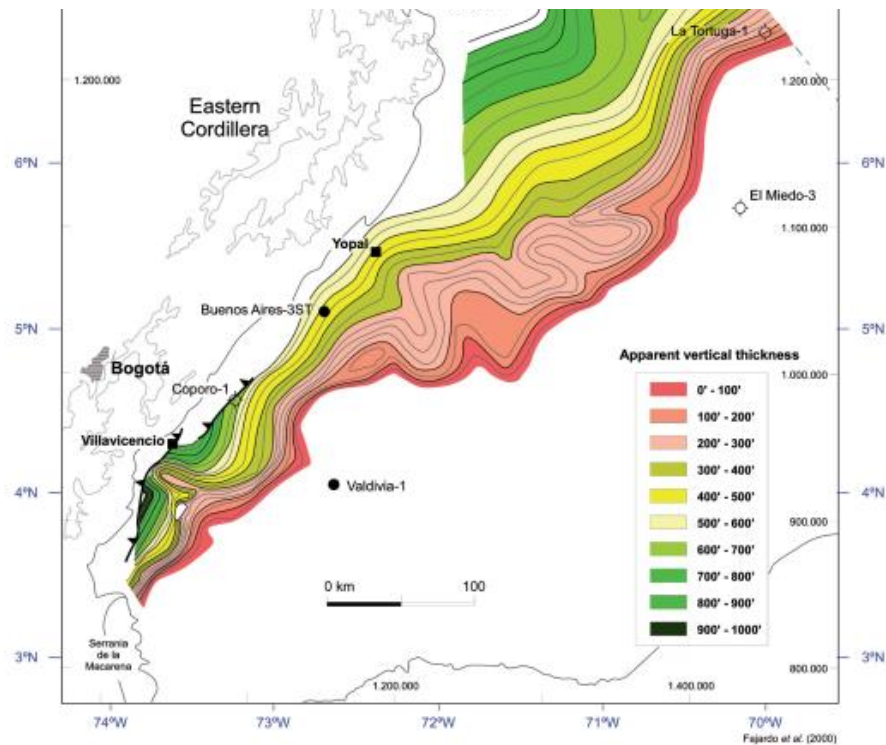
A continuación, se describen las formaciones expuestas dentro de la columna generalizada de base a tope.

5.2.1 Formación Ubaque (Cretácico)

Esta formación está compuesta principalmente por areniscas, con bancos gruesos separados por delgados esquistos endurecidos. Un rasgo distintivo es la presencia de un lente de antracita en la parte superior de la unidad. Su espesor supera los 1000 pies (*Figura 16*). En términos generales, está compuesta por areniscas ligeramente conglomeráticas, con granos de cuarzo de tamaño medio y un color blanco amarillento, presenta estratificación cruzada planar, con bancos de arenisca gruesos, separado por intervalos de lodolitas finamente estratificadas de color gris verdoso. En la parte media de la secuencia se observan arenitas de grano medio conformadas principalmente por cuarzo, fragmentos de meta conglomerados, alto grado de madurez con selección moderada, cemento silíceo. Clasificándola, así como una cuarzoarenita. Mediante los perfiles geológicos se estimaron espesores superiores a los 1640.42 ft en el Borde Llanero y aproximadamente 3280,84 ft al sur de la población de Gutiérrez en el alto de Correderos. La edad propuesta para esta formación es del Cenomaniano según *Bürgl (1957)*.

Figura 16

Mapa de espesor para la Formación Ubaque, Tomado de (Sarmiento, 2011)



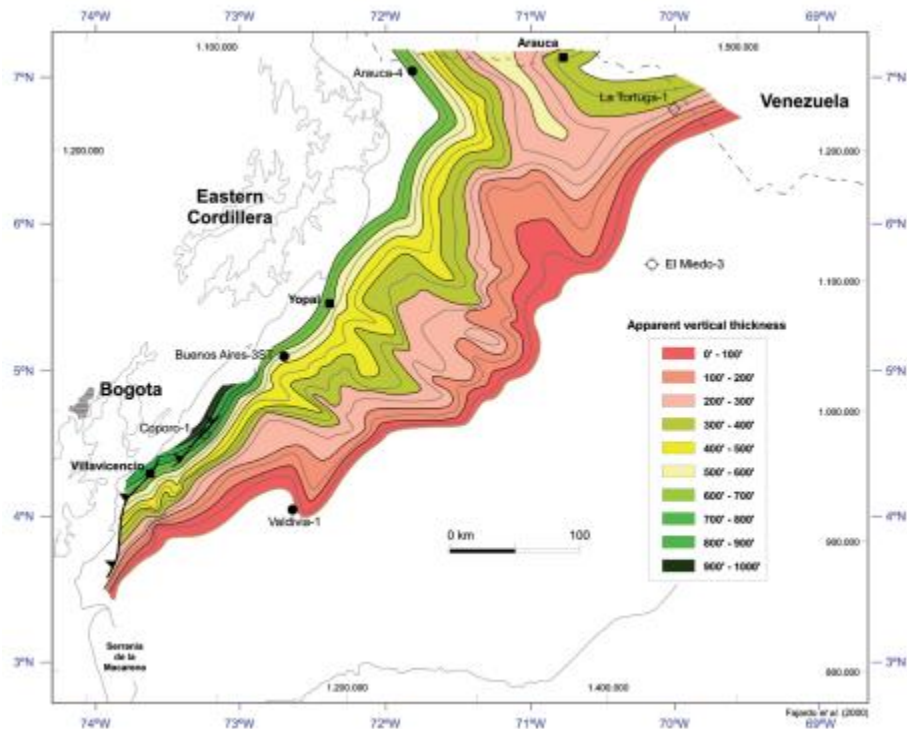
5.2.2 Formación Gachetá (Cretácico)

se depositó en un ambiente de plataforma interna entre los periodos del Turoniano al Coniaciano, constituye una unidad estratigráfica significativa en la Cuenca de los Llanos Orientales (Sarmiento, 2011). Presenta un espesor promedio aproximado de 300 pies (Figura 17) y representa una fuente importante de hidrocarburos en la cuenca. se caracteriza por estar compuesta de intercalaciones entre lodolitas, areniscas arcillosas y areniscas limpias (Cooper et al., 1995). La base de esta formación muestra una superficie de máxima inundación relacionada a

un evento anóxico, mientras que la parte superior de la formación exhibe una superficie erosiva subyacente a la Formación Guadalupe.

Figura 17

Mapa de espesores para la Formación Gachetá. Tomado de (Sarmiento, 2011)



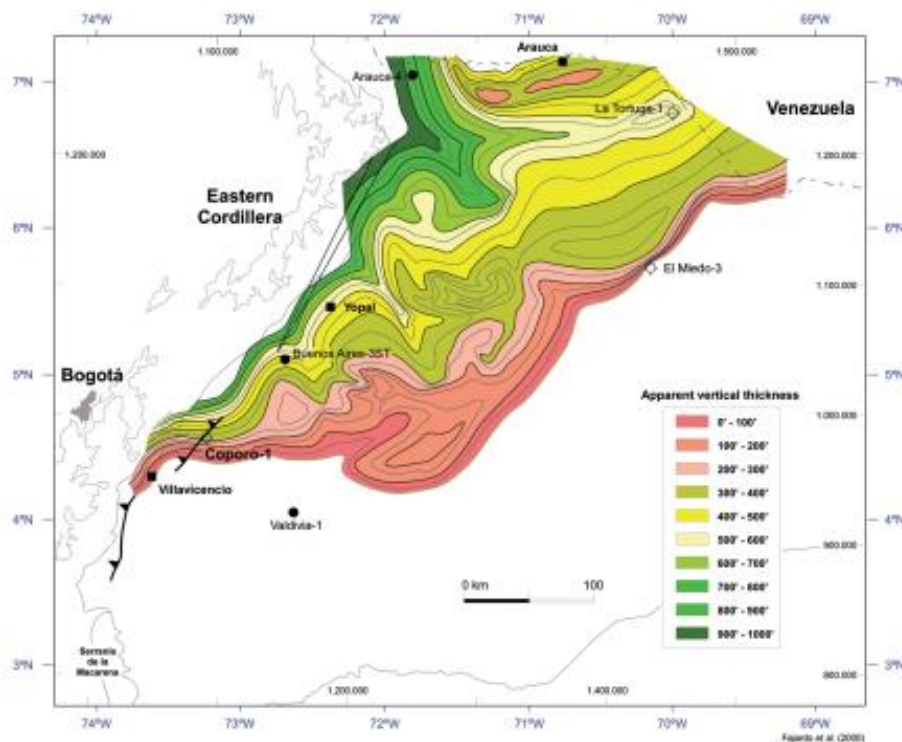
5.2.3 Formación Guadalupe (Cretácico)

Para la Cuenca de los Llanos Orientales, se define a rocas suprayacentes a la Formación Gachetá y pertenecientes al último periodo de deposición del Cretácico como Formación Guadalupe. Esta unidad es caracterizada por grandes paquetes de areniscas divididos por finas capas de lodolita, donde dichos paquetes de arenisca están conformados principalmente por cuarzo con dos categorías de características morfológicas y de distribución de los granos. La primera de

estas conforma las regiones de Arauca y Casanare donde se presentan granos subangulares a subredondeados de tamaño principalmente medio a grueso y con una selección moderada en matriz arcillosa, la segunda, correspondiente al sector del Meta, donde las areniscas muestran tamaños de grano fino a muy finos, subangulares y mal seleccionadas con presencia de cemento silíceo. Por el contrario, las lodolitas presentan las mismas características en cada uno de los sectores salvo el sector de Arauca donde presentan características calcáreas. Determinar el espesor de la Formación Guadalupe es complejo debido a la dificultad para establecer los contactos y la variación lateral de facies a lo largo de la cuenca, algunas zonas donde la formación Guadalupe fue determinada como perteneciente al Cretácico superior, los espesores alcanzan los 1000 pies (*Figura 18*).

Figura 18

Mapa de espesores para la Formación Guadalupe. Tomado de (Sarmiento, 2011)

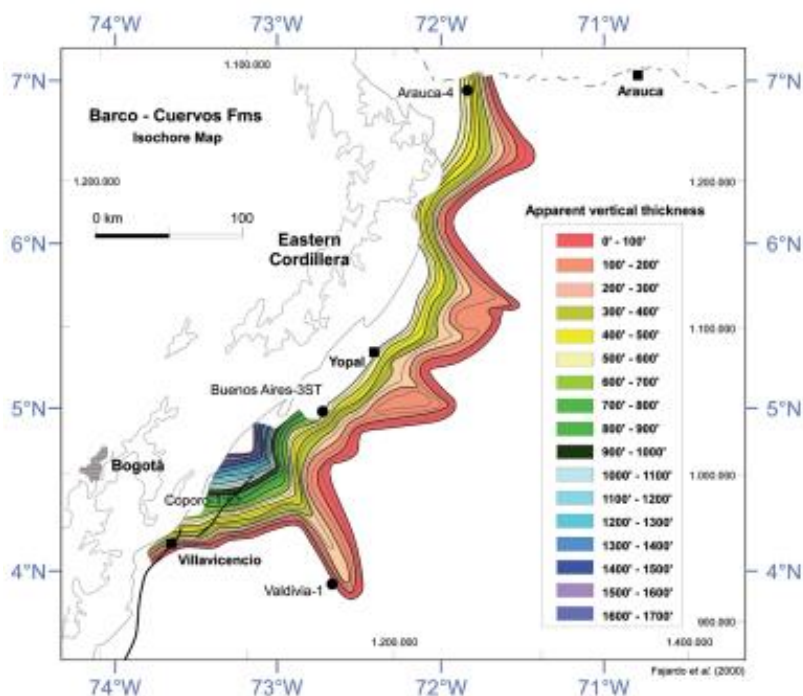


5.2.4 Formación Barcos (Paleógeno)

Va desde el Maastrichtiano tardío hasta el Paleoceno temprano, constituyendo un intervalo sedimentario de gran importancia para la cuenca. Esta se encuentra compuesta principalmente por areniscas de ambiente fluvial en su intervalo inferior, evidenciando similitudes petrográficas con formaciones como Ubaque y Guadalupe. Dicha formación se encuentra situada estratigráficamente por debajo de la inconformidad regional que separa el Paleoceno del Eoceno. Esto se evidencia en la marcada influencia marina presente en el piedemonte. Fue descrita por (Notestein et al., 1944) como paquetes de areniscas, lutitas y arcillolitas. Muestra buenas características petrofísica para el entrapamiento de hidrocarburos y espesores variantes entre 65.6 y 885.8 pies de dicha formación en diversas zonas de la cuenca (Figura 19). Mientras que (Notestein et al., 1944) sugiere una edad de Eoceno temprano, diversos estudios palinológicos indican una edad del Paleoceno.

Figura 19

Mapa de Espesores para la Formación Barcos, Tomado de (Sarmiento, 2011)



5.2.5 Formación Los Cuervos (Paleógeno)

Se encuentra ubicada de forma estratigráfica suprayaciendo la Formación Barco y de forma infrayacente a la Formación Mirador. Muestra intercalaciones de lodolitas grises carbonosas y micáceas con areniscas de grano fino hacia la base, esferulitas de siderita y arenitas lodosas de color gris verdoso hacia el tope. A pesar de que evidencia principalmente sedimentación en ambientes no marinos, se observa presencia de fauna relacionada con aguas salobres evidenciando un grado de influencias marinas. Autores como (*Van der Hammen, 1958; Rodriguez et al., 2006; Royero & Clavijo, 2001*) proponen una edad ubica en el Paleoceno medio a Eoceno temprano. Esta unidad representa la transición ascendente de depósitos costeros y lodosos de llanuras aluviales, evidenciando la migración de la carga tectónica y la falta de deposición hacia el este (*Fajardo et al., 2000*).

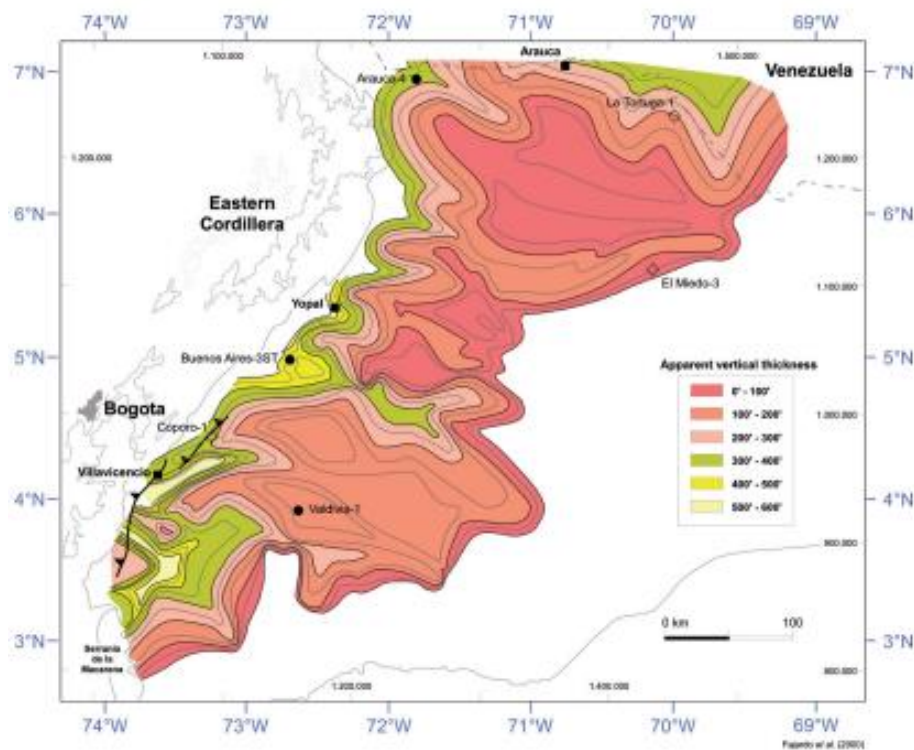
5.2.6 Formación Mirador (Paleógeno)

Esta unidad se caracteriza por una predominancia de litologías arenosas con intercalaciones de lutitas, lo que sumado a sus buenas características petrofísicas la convierten en una formación yacimiento ideal para hidrocarburos. Dichas características tienden a ser constantes a lo largo de la cuenca presentando amplios bancos de areniscas cuarzosas de color gris amarillento a blanco con granos subredondeados a subangulares de tamaño fino a grueso y con selección moderada a pobre. En determinadas zonas es posible observar marcados cambios laterales de facies donde

existe una predominancia de las litologías lodosas. Esta formación presenta espesores variables que van desde los 60 pies hacia el depocentro de la cuenca hasta los 600 pies en la zona del Pie de Monte Llanero (*Figura 20*).

Figura 20

Mapa de Espesores para la Formación Mirador, Tomado de (Sarmiento, 2011)



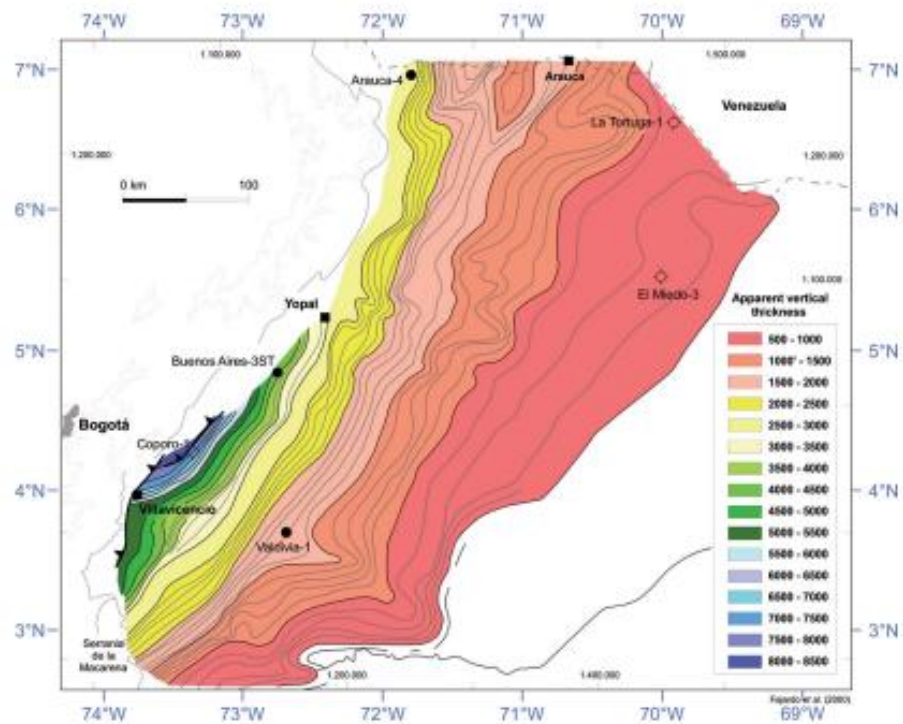
5.2.7 Formación Carbonera (Paleógeno)

Se caracteriza por su diversidad litológica compuesta por arcillolitas grises verdosas con motas rojas y amarillas, así como areniscas de grano fino a grueso con intercalaciones de siderita. En la zona superior e inferior de esta se observan mantos de carbón no relacionados a origen marino. La naturaleza heterogénea de sus litologías sugiere una variedad de ambientes

deposicionales. Representa depósitos de planicies paludales y estuarias desde el Eoceno tardío hasta el Oligoceno medio en la depresión Táchira – Tarra. Muestra espesores variables desde 500 pies al oriente hasta 8500 en ciertas zonas del Pie de Monte Llanero (*Sarmiento, 2011*) (*Figura 21*).

Figura 21

Mapa de Espesores para la Formación Carbonera, Tomado de (Sarmiento, 2011)



5.3 Contexto estructural de la Cuenca de los Llanos Orientales

La evolución estructural de la cuenca se remonta al Paleozoico, asociado a un margen pasivo. Durante el Triásico - Jurásico, la cuenca experimentó una fase extensional debido al efecto de un proceso de *rift* (*M. A. Cooper (2), F. T. Addison (3), 1995*). Posteriormente, en el Cretácico,

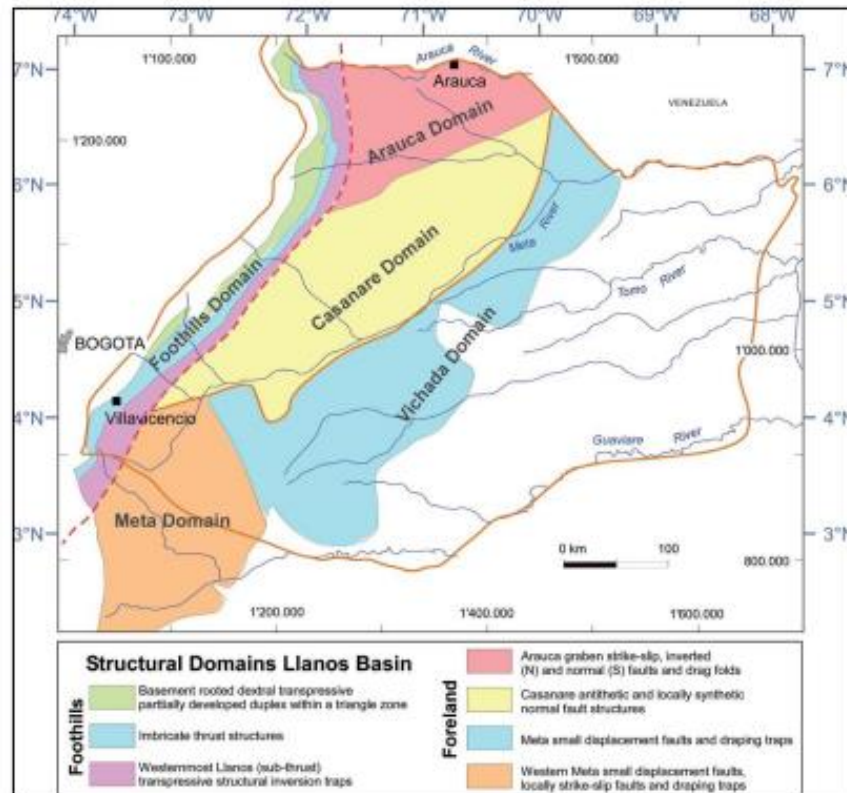
la subducción de la placa del Pacífico bajo el margen occidental desencadenó la formación de una mega cuenca Tras arco, integrada por las cuencas del Valle Medio del Magdalena, Valle Superior del Magdalena, Llanos Orientales, Cordillera Oriental y la Cuenca del Putumayo (*Horton et al., 2020*). Estos eventos provocaron una transición de un régimen extensional a compresional, que junto con el último evento compresional del Mioceno-Plioceno (Levantamiento de la Cordillera Oriental), generó la actual configuración de la cuenca.

En la actualidad, se divide en cinco provincias estructurales con características distintas.

- Provincia de Arauca, caracterizada por la presencia de fallas transcurrentes con dirección principal ENE-WSW y estructuras comunes como el graben de Arauca.
- Provincia del Casanare, ubicada en la zona central de la cuenca, es caracterizada por una estructura monoclinial donde predominan las fallas normales antitéticas con dirección N-S y ENE-WSW (*ANH, 2012*)
- Provincia del Vichada, con poca deformación estructural y compuesta por un monoclinial que buza hacia el oeste y una serie de paleo-altos formados durante el Paleozoico.
- Provincia del Meta situada en la zona sur de la cuenca, presenta fallas normales, inversas y de rumbo, así como pliegues de arrastre inversión estructural (*ANH, 2012*)
- Provincia del Piedemonte Llanero, limita con la falla de Guaicaramo al occidente y con el sistema de fallas inversas Cusiana-Yopal al oriente. En esta zona, se observan diferentes estilos estructurales como la tectónica de piel delgada, piel gruesa, fallamiento de alivio e inversión tectónica.

Figura 22

Provincias estructurales de la cuenca de los Llanos Orientales, tomado de (Sarmiento., 2011)



6.Actividades Desarrolladas

A continuación, se exponen las actividades realizadas durante el proceso de práctica, abarcando la generación de una base de datos para los pozos ubicados en la cuenca del Valle Inferior del Magdalena y Sinú-San Jacinto, el análisis de calidad de yacimiento mediante índices

de gas y la interpretación sísmica y mapeo de horizontes para un bloque de la cuenca Llanos Orientales.

6.1 Proyecto base de datos pozos VIM y SSJ

El objetivo final de este proyecto fue la elaboración de una base de datos que recopilara los pozos presentes en las Cuencas del Valle Inferior del Magdalena y Sinú-San Jacinto. Para lo cual se decidió seguir las siguientes actividades.

6.1.1 Generación del Inventario de Pozos

Esta etapa se llevó a cabo con el objetivo de generar un inventario de los pozos localizados en el área comprendida por las Cuencas del Valle Inferior del Magdalena y Sinú-San Jacinto. Para esto se tuvo en cuenta la información disponible acerca de cada uno de los pozos con el fin de mantener la representatividad a lo largo de las Cuencas. Esto, permitió seleccionar un número de pozos para la generación de un archivo .xlsx donde se compiló la información.

6.1.2 Recopilación de Información

El objetivo principal de este indicador fue determinar los parámetros de pozo que brinden información adicional a la hora de realizar el análisis de grandes cantidades de datos además de establecer fuentes de información de índole público y privado, que registren información general acerca de cada uno de los pozos.

Durante el desarrollo del indicador, se tuvieron en cuenta informes de carácter confidencial, Informes públicos de agencias gubernamentales, información publicada mediante medios de comunicación, bases de datos especializadas y publicaciones de revistas especializadas (Figura 23). Mediante un análisis preliminar se establecieron los parámetros fundamentales para la base de datos. Donde se destacan la ubicación, formaciones objetivo, estado actual del pozo, operador y estructura de interés.

Figura 23

Fuentes de información utilizadas, Medios de Comunicación (1), Informes de entes gubernamentales (2), Bases de Datos Publicas (3)

1

2

NOM_POZO	PAIS	DEPARTAMENT	MUNICIPIO	CAMPO	CUENC	OPERADOR
CICUCO-10D	COLOMBIA	BOLIVAR	CICUCO	CICUCO BOQUETE	VIM	ECOPETROL S. A.
BOQUETE-19	COLOMBIA	BOLIVAR	MOMPOS	BOQUETE	VIM	ECOPETROL S. A.
CICUCO-32 ST2	COLOMBIA	BOLIVAR	CICUCO	CICUCO	VIM	ECOPETROL S. A.
P-7 ARROYO ARENA	COLOMBIA	BOLIVAR	EL CARMEN DE BOLIVAR	SAMAN	SSJ	HOCOL S.A.
BOQUILLA-5	COLOMBIA	BOLIVAR	MOMPOS	VIM 3	VIM	COLPET - COLOMBIAN PETROLEUM COMPANY
SAN SEBASTIAN-2	COLOMBIA	CORDOBA	SAN ANTERO	SN 6	SSJ	SOCONY VACUUM OIL COMPANY OF COLOMBIA
LA CRECIENTE-2 ST2	COLOMBIA	SUCRE	LOS PALMITOS	LA CRECIENTE A	VIM	PACIFIC STRATUS ENERGY COLOMBIA CORP
PATACONES-1	COLOMBIA	MAGDALENA	ARACATACA	EL CENIZO	VIM	AZABACHE ENERGY INC SUCURSAL COLOMBIA
CICUCO-6	COLOMBIA	BOLIVAR	CICUCO	CICUCO BOQUETE	VIM	ECOPETROL S. A.
ARJONA-1	COLOMBIA	CESAR	ASTREA	CHIMICHAGUA	VIM	ESSOCDL
CORAL-13	COLOMBIA	CORDOBA	PUEBLO NUEVO	ESPERANZA	VIM	ECOPETROL S. A.
BALSAMO-1	COLOMBIA	MAGDALENA	EL PINON	SSJN-3	VIM	PACIFIC STRATUS ENERGY COLOMBIA CORP
EL DIFICIL-23	COLOMBIA	MAGDALENA	SABANAS DE SAN ANGEL (San Angel)	EL DIFICIL	VIM	SHELL E&P COLOMBIA
CLARINETE-2 ST	COLOMBIA	CORDOBA	SAHAGUN	CLARINETE	VIM	CNE OIL & GAS S.A.S
CORDOBA-1	COLOMBIA	CORDOBA	LOS CORDOBAS	COSTA	SSJ	EXXON MOBIL EXPLORATION AND PRODUCTION COLOMBIA
GERMAN-3 (LOBO-2)	COLOMBIA	CORDOBA	SAN ANTERO	COSTA	SSJ	PENDIENTE
EL DIFICIL-10	COLOMBIA	MAGDALENA	ARIGUANI	EL DIFICIL	VIM	PENDIENTE
		CORDOBA	PUEBLO NUEVO	ESPERANZA	VIM	AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS
		MAGDALENA	ARIGUANI	EL DIFICIL	VIM	PENDIENTE
		CORDOBA	SAHAGUN	KATANA	VIM	PENDIENTE
						PENDIENTE

3

6.1.3 Análisis de la Información

El objetivo de esta etapa fue identificar patrones que faciliten una planeación más efectiva para los próximos proyectos en el área abarcada por estas cuencas. Esto se realizó mediante un análisis estadístico de la base de datos, en el que se hizo uso de herramientas como Python para analizar las relaciones entre las diversas variables (*Figura 24*).

Figura 24

Algoritmo en Python para el análisis de datos, fuente propia

```

3 import plotly as plt
4 import plotly.graph_objects as go
5 import matplotlib.pyplot as plt
6 import geopandas as gpd
7 import matplotlib.pyplot as plt
8 from shapely.geometry import Point

In [3]: 1 #DEFINICION DEL DATAFRAME
2 df = pd.read_csv(r"C:\Users\Asus\Downloads\Universidad\TESIS\Base de Datos VIM\Pozos2023Campos2019V6.csv", sep=";", encoding='utf-8')
3 df.head(30)
4

MUNICIPIO
ANSA0001X ANH-SSJ-SAN- COLOMBIA CORDOBA MONTELIBANO VIM NaN WILDCAT ESTRATIGR/
ANTONIO-1X
ANSJ0002STRS ANH-SSJ-2 COLOMBIA CORDOBA MONTERIA SSJ NaN SN 8 ESTRATIGR/
STR S
ANSJ0004STRS ANH-SSJ-4 COLOMBIA CORDOBA MONTERIA SSJ NaN SN 4 ESTRATIGR/
STR S
ANSJ0015STRS ANH-SSJ-015-STR-S COLOMBIA CORDOBA MONTERIA SSJ NaN MONTERIA
ANSJ0015SSRS ANH-SSJ-15- COLOMBIA CORDOBA MONTERIA SSJ NaN MONTERIA
SSR-S
ANSJ0017SSRS ANH-SSJ-17- COLOMBIA CORDOBA MONTERIA SSJ NaN MONTERIA
SSR-S
ANSJ0017STRS ANH-SSJ-17- COLOMBIA CORDOBA MONTERIA SSJ NaN MONTERIA
STR-S

In [3]: 1 #CALCULO DE NUMERO DE POZOS POR MUNICIPIO (FRECUENCIA)
2 frecuencias = df['WELL_MUNICIPALITY'].value_counts()
3 top_5_valores = frecuencias.head(10)
4 top_5_valores = top_5_valores.sort_values(ascending=False)
5 #top_5_valores = frecuencias.head(5)
6 #print(top_5_valores)

In [4]: 1 # Agregar la columna "FRECUENCIA" al DataFrame
2 df = df.assign(FRECUENCIA=frecuencias)
3
4 # Mostrar las primeras filas del DataFrame

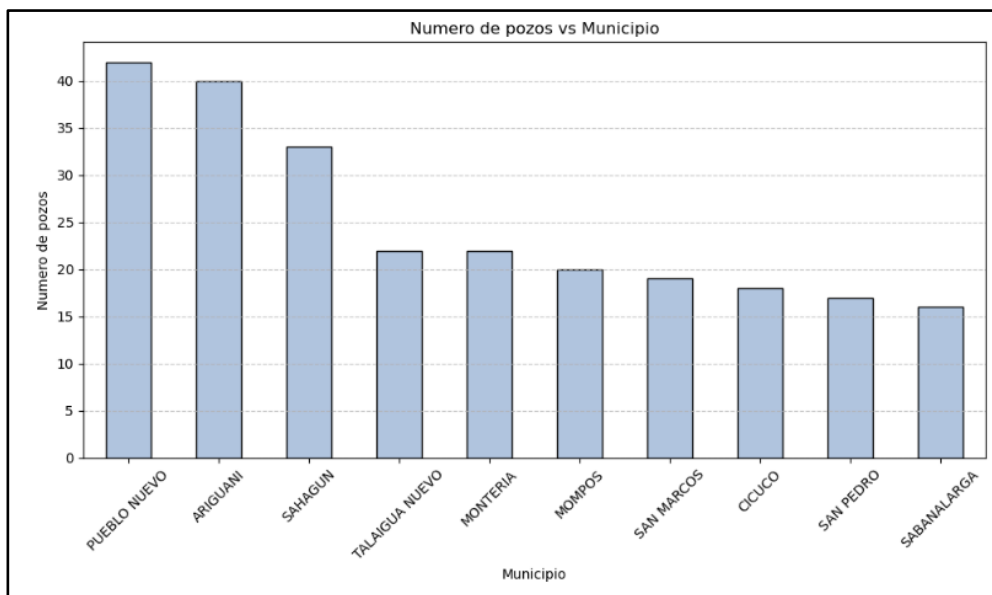
```

Los datos recopilados permitieron obtener una valiosa perspectiva sobre el panorama de los hidrocarburos en las Cuencas del Valle Inferior del Magdalena y Sinú-San Jacinto. Al analizar parámetros como la distribución geográfica de los pozos registrados, se observan concentraciones

significativas en los alrededores de municipios como Pueblo Nuevo, Ariguaní, Sahagún y Talaigua Nuevo (Figura 25). Estas concentraciones sugieren la presencia de reservas importantes de hidrocarburo, respaldando la viabilidad económica de su explotación.

Figura 25

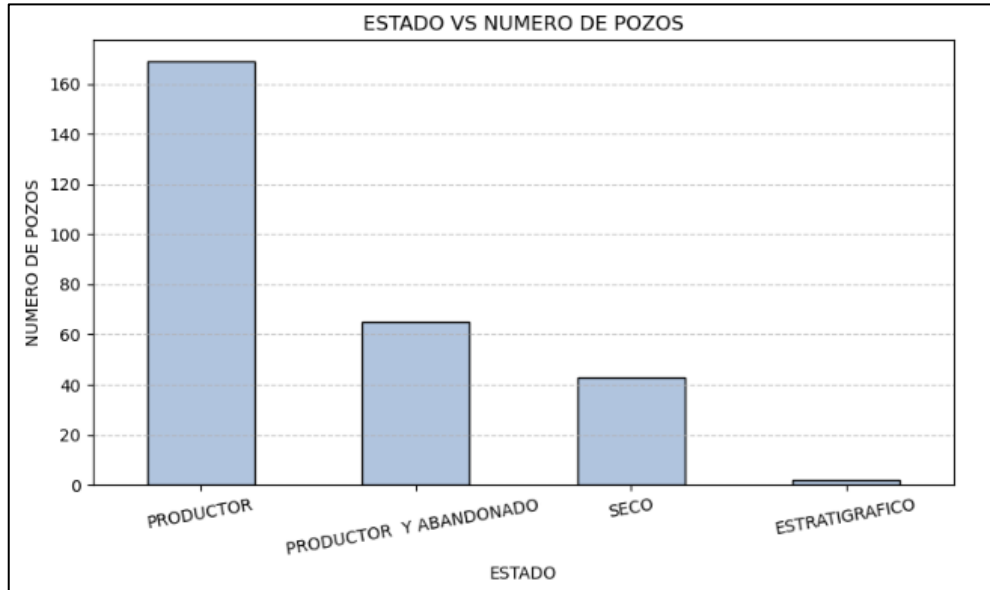
Distribución Geográfica de los pozos, fuente propia



Al examinar el estatus de los pozos, se puede identificar la eficiencia de producción. Debido a que un mayor número de pozos productores indican la presencia de recursos extraíbles, mientras que la presencia de pozos secos sugiere la falta de viabilidad para la extracción (Figura 26).

Figura 26

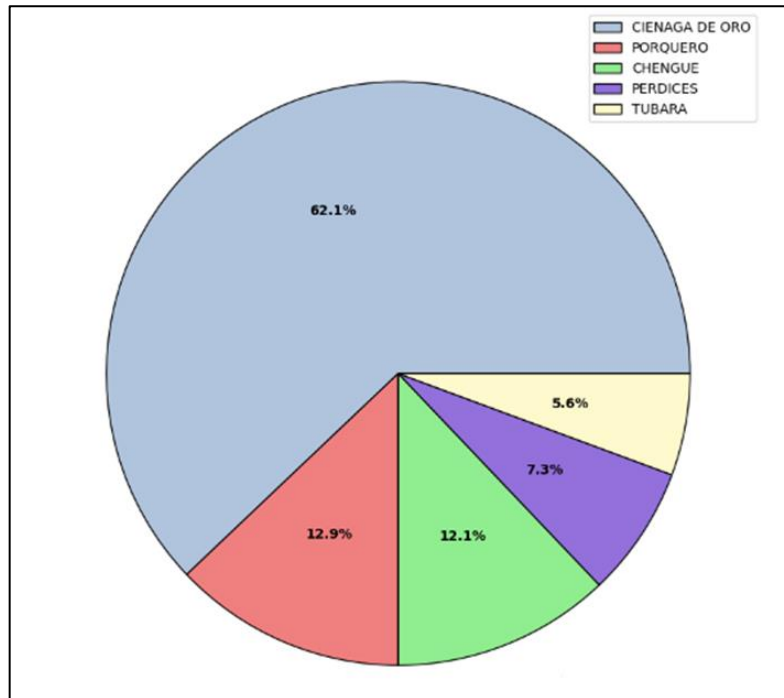
Relación de cantidad de pozos respecto a su estado, fuente propia



El análisis de patrones en las formaciones geológicas objetivo y estructuras objetivo en diferentes proyectos de perforación proporcionó una guía con la cual determinar las formaciones más propicias para el entrapamiento de hidrocarburos, ya sea por sus características petrofísicas o por el comportamiento estructural de la roca. Para la Cuenca del Valle Inferior del Magdalena, La formación Ciénaga de Oro destaca como un objetivo común debido a sus favorables características petrofísicas (*Figura 27*).

Figura 27

Formaciones objetivo más comunes, fuente propia



6.2 Proyecto de análisis de calidad de yacimiento mediante índice de gases

El objetivo final de este proyecto fue la identificación de los fluidos producidos por los pozos mediante la cromatografía registrada durante la perforación de estos. Haciendo uso de los índices cromatográficos planteados por (Pixler, 1969) y (Haworth et al., 1985).

6.2.1 Generación y Recopilación de la Base de Datos

Esta etapa se realizó con el objetivo de generar una base de datos. Donde se compiló información relevante de la Formación Guadalupe para los distintos pozos, incluyendo: datos generales de pozo, valores de cromatografía, intervalos probados, °API generado, porcentaje de agua, entre otros.

Los datos se obtuvieron principalmente de informes de carácter privado, pruebas realizadas a pozo por parte de la compañía y datos obtenidos durante la perforación. La generación de la base de datos se realizó en un archivo .XLSX (Figura 28), para facilitar su posterior importe como .CSV en Python.

Figura 28

Base de Datos Cromatográficos, fuente propia

MD	TG	C1	C2	C3	IC4	nC4	IC5	nC5	MULTIPLES_INTERVALOS	DESDE (ft)	HASTA (ft)	FORMACION	FLUIDO	%BSW
11163.1	6385	1040	27	20	11	13	31	22	NaN	11156	11163	GUADALUPE	AGUA	100
13676	8521	1944	540	562	222	368	203	207	(13,676' - 13,681'; 13,689' - 1	13676	13718	GUADALUPE	ACEITE	1.2
13677	1179	273	44	45	19	28	17	19	(13,676' - 13,681'; 13,689' - 1	13676	13681	GUADALUPE	ACEITE	1.2
13678	1148	273	44	45	19	28	17	19	(13,676' - 13,681'; 13,689' - 1	13676	13681	GUADALUPE	ACEITE	1.2
13679	997	230	32	32	15	21	12	15	(13,676' - 13,681'; 13,689' - 1	13676	13681	GUADALUPE	ACEITE	1.2
13680	1145	243	38	38	17	24	14	16	(13,676' - 13,681'; 13,689' - 1	13676	13681	GUADALUPE	ACEITE	1.2
13681	1622	308	59	61	25	39	21	22	(13,676' - 13,681'; 13,689' - 1	13676	13681	GUADALUPE	ACEITE	1.2
13689	8373	1641	467	490	195	326	180	183	(13,676' - 13,681'; 13,689' - 1	13689	13698	GUADALUPE	ACEITE	1.2
13690	9669	2018	580	613	247	407	229	233	(13,676' - 13,681'; 13,689' - 1	13689	13698	GUADALUPE	ACEITE	1.2
13691	10181	2126	610	649	262	433	247	251	(13,676' - 13,681'; 13,689' - 1	13689	13698	GUADALUPE	ACEITE	1.2
13692	10776	2165	627	667	269	447	254	259	(13,676' - 13,681'; 13,689' - 1	13689	13698	GUADALUPE	ACEITE	1.2
13693	11240	2278	663	709	285	473	270	275	(13,676' - 13,681'; 13,689' - 1	13689	13698	GUADALUPE	ACEITE	1.2
13694	11744	2336	687	734	296	490	278	282	(13,676' - 13,681'; 13,689' - 1	13689	13698	GUADALUPE	ACEITE	1.2
13695	12124	2358	698	750	302	501	285	291	(13,676' - 13,681'; 13,689' - 1	13689	13698	GUADALUPE	ACEITE	1.2
13696	12500	2399	714	768	309	514	292	297	(13,676' - 13,681'; 13,689' - 1	13689	13698	GUADALUPE	ACEITE	1.2
13697	13065	2452	733	790	319	530	301	308	(13,676' - 13,681'; 13,689' - 1	13689	13698	GUADALUPE	ACEITE	1.2
13698	13549	2525	754	815	328	546	312	317	(13,676' - 13,681'; 13,689' - 1	13689	13698	GUADALUPE	ACEITE	1.2
13708	13199	2199	641	737	316	526	317	325	(13,676' - 13,681'; 13,689' - 1	13708	13718	GUADALUPE	ACEITE	1.2
13709	11982	2045	583	666	285	474	284	295	(13,676' - 13,681'; 13,689' - 1	13708	13718	GUADALUPE	ACEITE	1.2
13710	11051	1814	508	573	243	403	242	253	(13,676' - 13,681'; 13,689' - 1	13708	13718	GUADALUPE	ACEITE	1.2
13711	8380	1474	404	456	190	318	184	189	(13,676' - 13,681'; 13,689' - 1	13708	13718	GUADALUPE	ACEITE	1.2
13712	7925	1443	401	440	182	310	175	180	(13,676' - 13,681'; 13,689' - 1	13708	13718	GUADALUPE	ACEITE	1.2

6.2.2 Depuración de la Base de Datos

El propósito de esta fase consistió en depurar los datos afectados por valores nulos o comportamientos anómalos en la cromatografía. Estos problemas surgieron principalmente debido a mediciones de capas de carbón que generaban un incremento en los registros de metano. Para llevar a cabo esta depuración, se identificaron las profundidades de las anomalías en los registros cromatográficos y se verificó que el intervalo anómalo estuviera relacionado con la profundidad de la capa de carbón registrada en el FEL. En los casos donde la anomalía se relacionaba con el

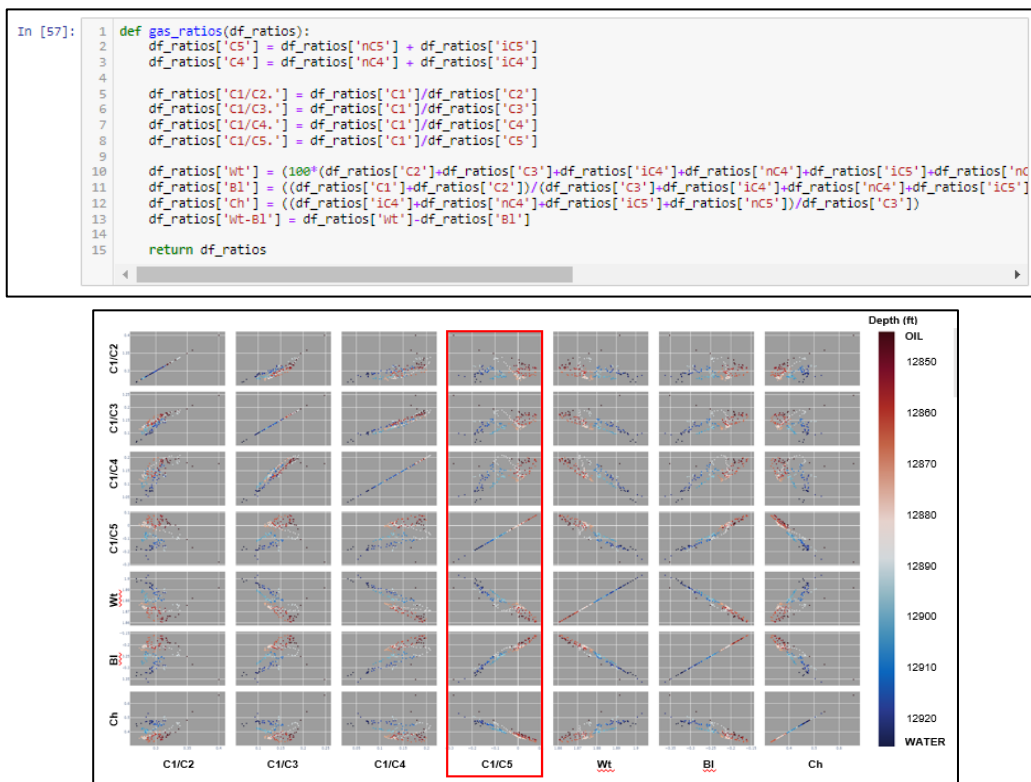
manto de carbón se procedía a eliminar la fila correspondiente a esas profundidades.

6.2.3 Desarrollo del Algoritmo

El objetivo de esta etapa fue desarrollar un algoritmo capaz de calcular y visualizar los índices cromatográficos propuestos por (Pixler, 1969) y (Haworth et al., 1985) con el fin de crear un modelo predictivo para identificar los fluidos producidos en cada intervalo. El proceso de creación de este algoritmo comenzó con la importación de la base de datos filtrada, a partir de la cual se extrajeron los datos cromatográficos necesarios para calcular los índices teóricos (Figura 29).

Figura 29

Calculo de Índices Cromatográficos, Fuente propia



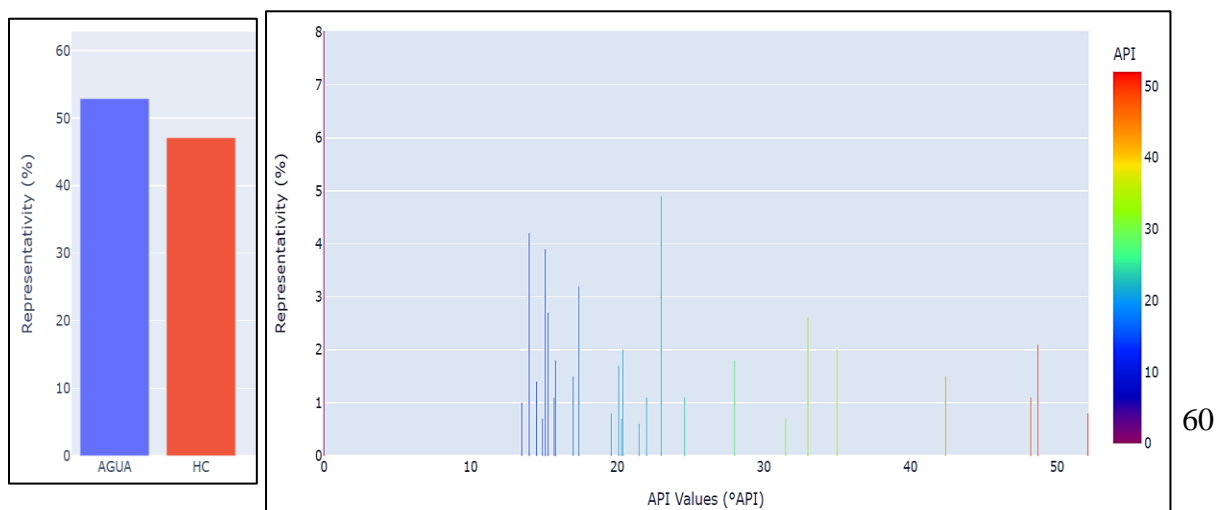
Mediante estos resultados se realizó un análisis exploratorio a través del cual, en el análisis de variables cromatográficas se determinó la relación de índices que mejor se adapta a la naturaleza de los datos como se observa en la (Figura 29). Posteriormente se planteó un código mediante el cual se llevó control de la representatividad de los datos haciendo uso de un histograma y un gráfico de porcentaje de representatividad (Figura 30). Seguido de esto, se realizó el código necesario para entrenamiento del modelo predictivo basado en el método estadístico de vecinos cercanos.

6.2.4 Control de Representatividad de Datos

Utilizando el algoritmo desarrollado en la fase anterior, se llevó a cabo una verificación de la representatividad de los datos contenidos en el CSV. El propósito fue asegurar la mayor representatividad posible en relación con los diversos grados API, con el fin de evitar sesgos en el modelo (Figura 30).

Figura 30

Gráfico e Histograma de Representatividad, fuente propia



6.2.4 Análisis de Variables Cromatográficas

El objetivo de esta etapa fue identificar la relación cromatográfica más efectiva para discriminar entre los diferentes fluidos producidos por los pozos. Se utilizó el algoritmo desarrollado durante la fase 6.2.3 para graficar el comportamiento de cada fluido en función de las relaciones cromatográficas (*Figura 31*). Este proceso se validó mediante el análisis de las pendientes de cada una de las líneas de fluido.

Los resultados obtenidos muestran que la relación de Pixler C1/C5 se adapta a la naturaleza de la cuenca permitiendo diferenciar las zonas de producción de hidrocarburo de las zonas de producción de agua (*Figura 32*). Dichas zonas de transición corresponden a un posible contacto agua-petróleo (OWC). Por otro lado, índices como C1/C5 vs C1/C4 muestran tendencias claras para los datos de hidrocarburo permitiendo diferenciarlos mediante sus pendientes y de esta forma realizar una categorización donde el fluido de producción del pozo analizado dependerá de donde se ubique respecto a la pendiente.

Las relaciones del Wetness (Wt) muestran alineación de los datos y se observa una tendencia relativa para cada una de las categorías, debido a que gran parte de los datos clasificados como agua presentan una pendiente negativa menor a los datos clasificados como hidrocarburo. Por otro lado, las relaciones del Character (Ch) muestran dispersión de los datos por categorías facilitando su análisis y clasificación.

Figura 31

Comportamiento de los Fluidos en Función de las Relaciones Cromatográficas. Fuente propia

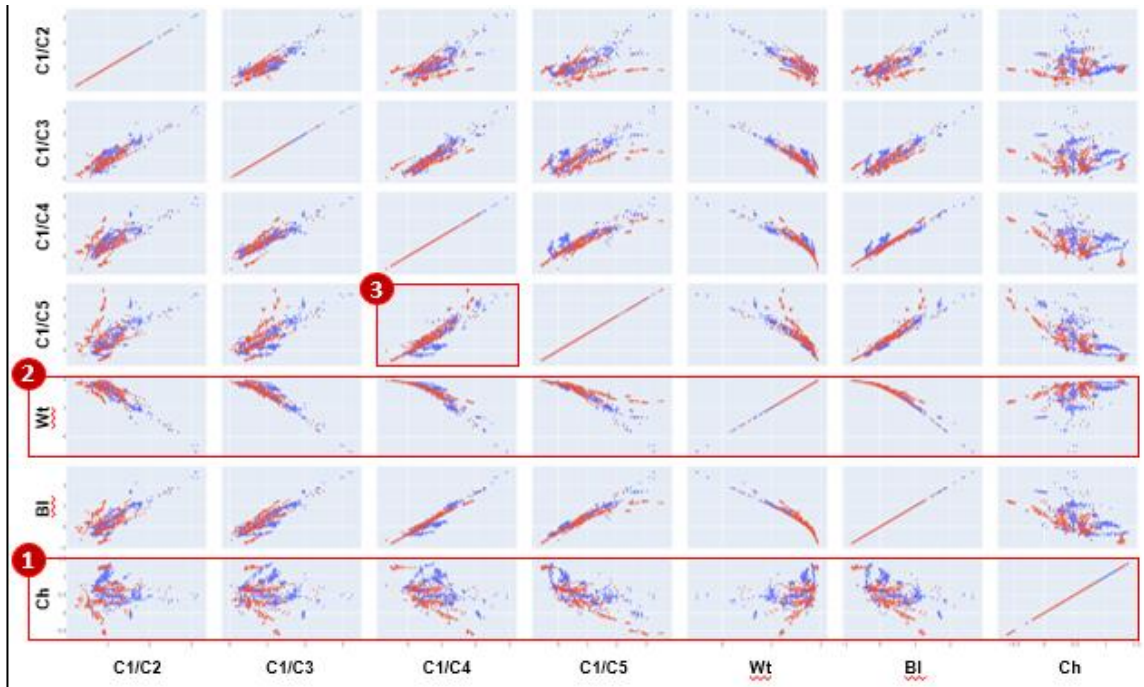
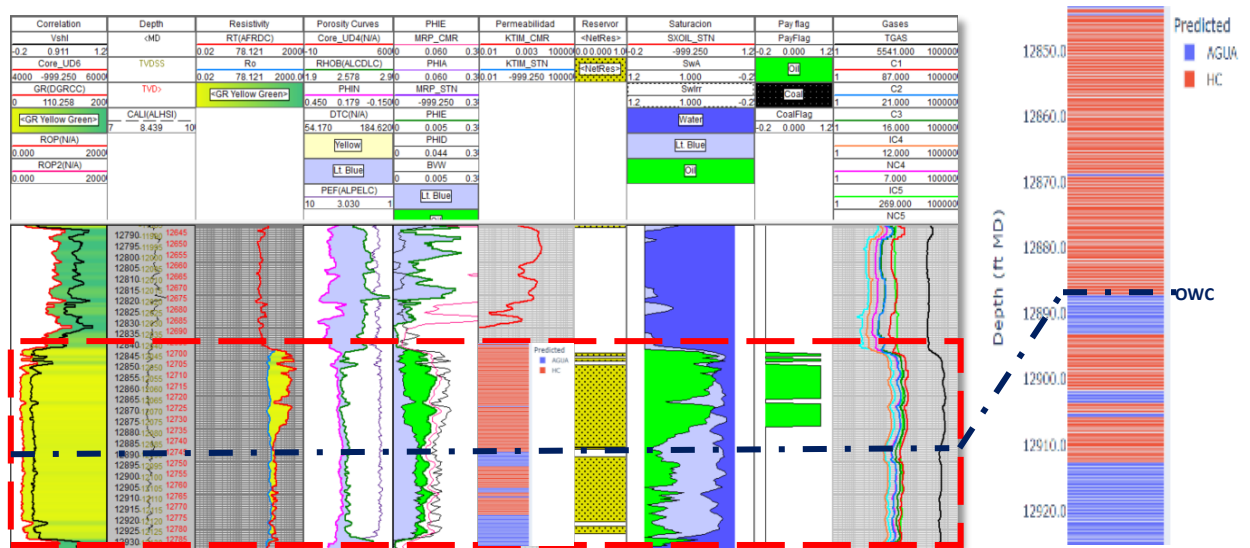


Figura 32

Zona de contacto agua-petróleo para el pozo A, fuente propia



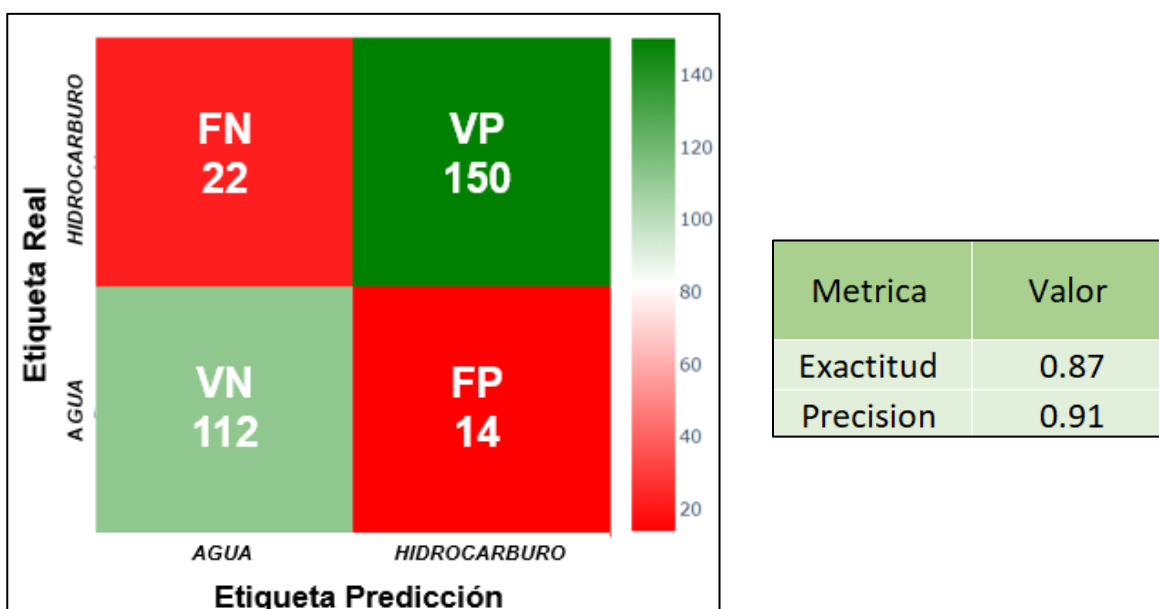
6.2.5 Entrenamiento del Modelo Predictivo y Validación de los Resultados

El entrenamiento del algoritmo tenía como objetivo obtener un modelo capaz de determinar las zonas de transición entre los tipos de fluido. Para esto se utilizó el modelo estadístico de vecinos cercanos, estableciendo un clasificador mediante tres vecinos, lo que significa que el algoritmo considera las tres instancias más cercanas para realizar una predicción, luego se entrenó el clasificador con un 33.33% de los datos correspondientes a las relaciones C1/C5, Wt y Ch y las etiquetas de agua e hidrocarburo.

Posteriormente se utilizaron los datos de relaciones brindados para predecir las etiquetas desconocidas y comparar dicha predicción con las etiquetas reales. Esto permitió realizar una matriz de confusión (*Figura 33*) que muestra el número de predicciones correctas e incorrectas y un puntaje de precisión que indica la proporción de predicciones que fueron correctas sobre el total de predicciones que se realizó.

Figura 33

Matriz de Confusión, Falso Negativo (FN), Verdadero Positivo (VP), Verdadero Negativo (VN), Falso Positivo (FP), Fuente propia



Estos resultados se validaron mediante la comparación con los datos recopilados en el registro de evaluación de formación (FEL) del pozo A (*Figura 32*).

6.3 Proyecto de Interpretación Sísmica y Mapeo de Horizontes

Este proyecto tenía como objetivo llevar a cabo una interpretación sísmo estratigráfica y estructural para un bloque sísmico perteneciente a la Cuenca de los Llanos Orientales. Esto, con la finalidad de determinar zonas de futuro interés y realizar un informe de los productos obtenidos para la Agencia Nacional de Hidrocarburos.

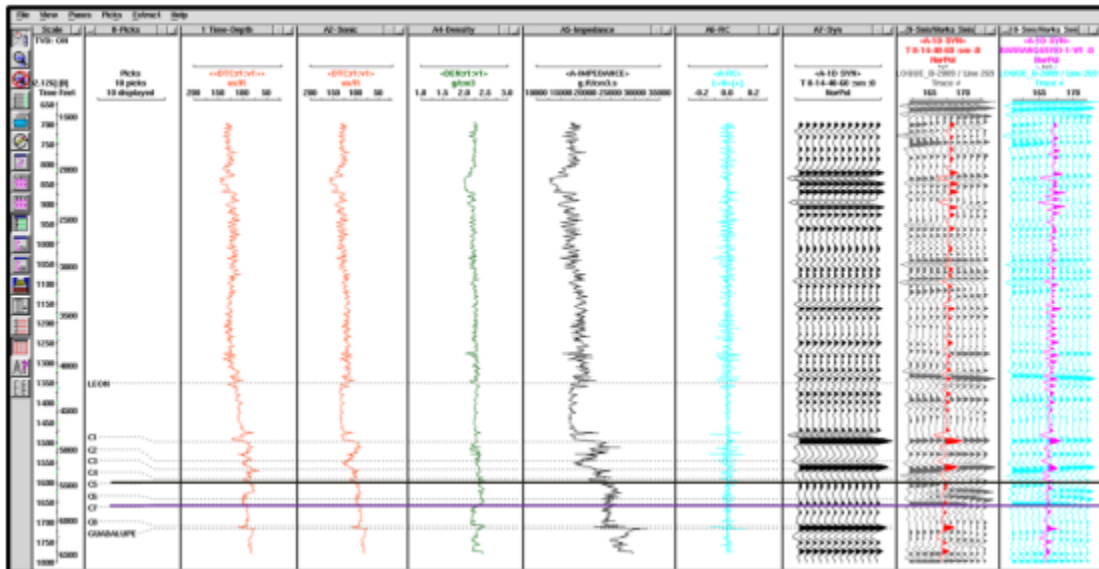
6.3.1 Importación de los Datos al Software y Amarre Pozo-Sísmica

Durante esta etapa se realizaron las actividades previas a la interpretación como la recopilación de datos de pozos cercanos con registros eléctricos. Estos, permitieron comprender el comportamiento de las rocas que componían el bloque facilitando así su posterior interpretación. Se realizó un análisis de los datos que componen la sísmica para determinar los parámetros necesarios para realizar la carga de esta al software Kingdom.

Una vez realizada la carga de elementos como el bloque sísmico, pozos cercanos, registros pertenecientes a los pozos cercanos, archivos culturales (límites del bloque, municipios). Se realizó el amarre pozo-sísmica mediante la generación de un sismograma (*Figura 34*) sintético haciendo uso del perfil sísmico vertical del pozo, esto facilitó la relación de los datos sísmicos con los registros de pozo permitiendo dar inicio a la interpretación.

Figura 34

Representación de la Generación de un Sismograma sintético, tomado de (Lozano, 2013)

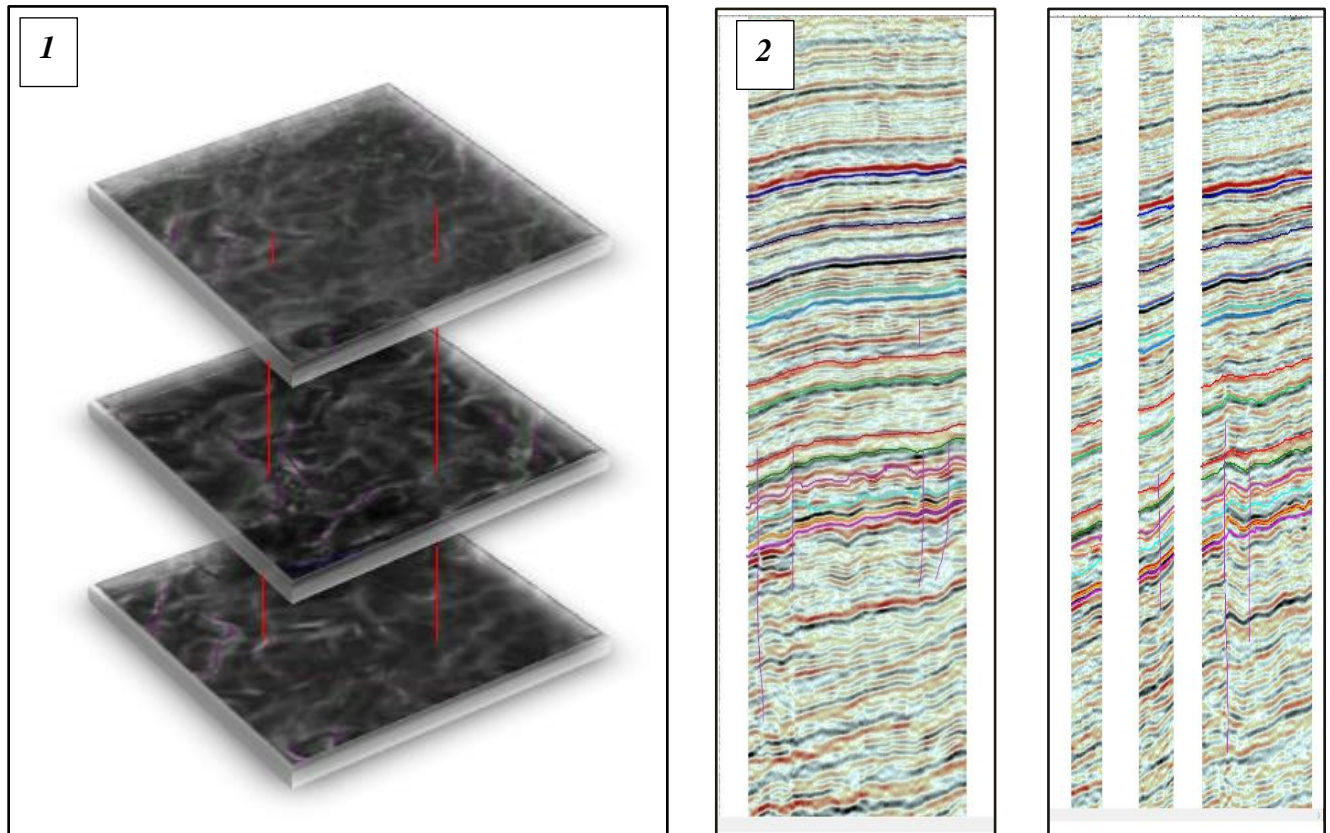


6.3.2 Interpretación Estructural

Durante esta etapa se tuvo como objetivo identificar las zonas con presencia de fallas a lo largo del bloque. Para esto se realizó un primer barrido en sentido norte- sur cada 5 líneas sísmicas con el atributo de amplitud, lo que permitió establecer una tendencia de las fallas. Posteriormente, se realizó un segundo barrido cada dos líneas sísmicas aplicando atributos sísmicos como el *Dip of maximum similarity* el cual permite observar la similitud entre los datos sísmicos resaltado así las zonas con bajo valor de esta y permitiendo determinar así la temporalidad de las fallas (Figura 35).

Figura 35

Determinación de Falla mediante Dip of Máximum Similarity (1), Ejemplos de sísmica Interpretada (2), Fuente propia



6.3.3 Interpretación Sismo Estratigráfica

El objetivo de esta etapa fue identificar los reflectores pertenecientes a las formaciones de interés (Ubaque, Barco y Mirador) que componen la Cuenca de los Llanos Orientales y trazar su respectivo horizonte (*Figura 36*). Para esto se realizó una interpretación cada 3 líneas sísmicas en sentido norte – sur, donde se observaron los siguientes comportamientos.

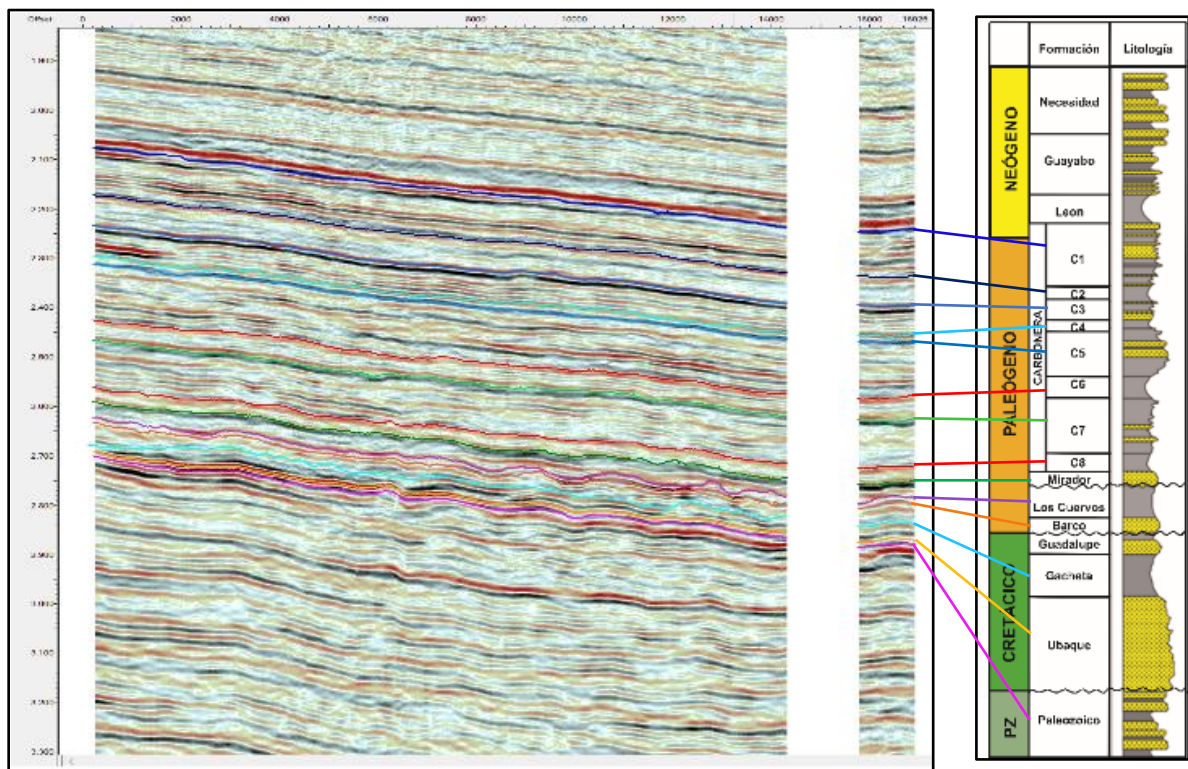
El tope de la Formación Ubaque fue interpretado sobre un evento de amplitudes negativas, con una continuidad irregular. Esta superficie exhibe un truncamiento de los reflectores generando relaciones de *onlap* sobre los reflectores infrayacentes y que corresponden a el basamento.

El tope de la Formación Barco se interpretó sobre un evento de amplitudes negativas, con continuidad irregular e interrumpida. Este horizonte presenta truncamiento de los reflectores provocando relaciones de tipo *onlap* sobre los reflectores infrayacentes que corresponden a la formación Gacheta y truncándose de forma local hacia el tope contra la discordancia del Eoceno.

El tope de la Formación Mirador fue interpretado sobre un reflector cero negativos a positivo el cual es relativamente contante a lo largo de la sísmica, se realizó énfasis en este horizonte debido a las buenas características petrofísicas de la roca las cuales la convierten en un intervalo ideal para la acumulación de hidrocarburos.

Figura 36

Interpretación sismoestratigrafica, Fuente propia



6.3.4 Generación de Mapas Estructurales y Elaboración del Informe

El objetivo de esta etapa se basó en la identificación de zonas de futuro interés en el bloque. Buscando cumplir el objetivo, se han desarrollado mapas estructurales que permiten una mejor comprensión de la geometría y disposición de estas unidades geológicas en el subsuelo (*Figura 37*). Esta interpretación estructural no solo proporciona información sobre la disposición de las capas de roca, sino que también permite establecer la prospectividad de la zona, identificando áreas con potencial para la acumulación de hidrocarburos (*Figura 38*).

Figura 37

Mapa Estructural al Tope de la Formación Barco, Fuente propia

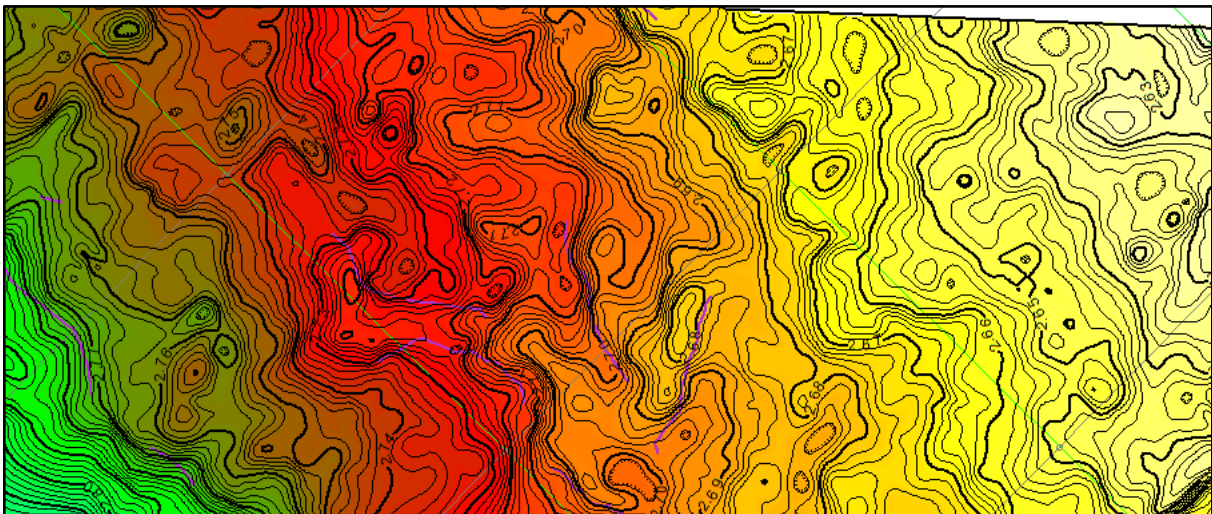
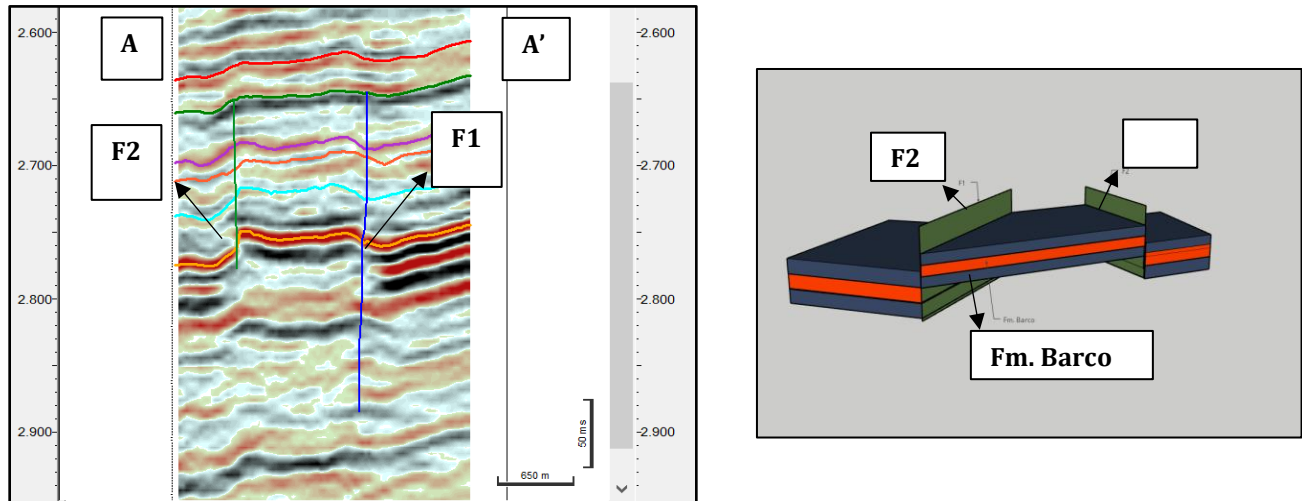


Figura 38

Estructura de Interés Petrolero, fuente propia



Mediante los resultados y productos obtenidos en la interpretación se realizó un informe detallado donde se presentan las características del bloque a los entes gubernamentales pertinentes cumpliendo con los acuerdos establecidos en el contrato de exploración.

7. Conclusiones

Tras el exhaustivo análisis de la información de carácter geológico, petrofísico y sísmico brindada por la compañía, así como el desarrollo de actividades como la compilación de una base de datos de los pozos ubicados en las cuencas del Valle Inferior del Magdalena y Sinú San Jacinto, el análisis de la calidad de yacimiento mediante índices de gas y la interpretación sísmica y mapeo de horizontes, fue posible identificar algunas zonas con potenciales características favorables para la acumulación de hidrocarburos en la Cuenca de los Llanos Orientales. Dichas zonas tendrán un análisis más detallado por parte de la compañía para determinar su viabilidad.

En cumplimiento del primero objetivo, el desarrollo de proyectos como la compilación de información perteneciente a los pozos ubicados en las Cuencas del Valle Inferior del Magdalena y Sinú San Jacinto ha revelado información interesante para la compañía acerca de la distribución y comportamiento geográfico de los yacimientos, así como sobre características de producción en el área. Estos patrones de producción resultan interesantes para comprender la dinámica de producción de estas cuencas permitiendo la implementación de nuevas estrategias de exploración y desarrollo.

En cumplimiento del segundo objetivo, el uso de la cromatografía para la identificación de los fluidos de producción ha demostrado ser una herramienta eficaz y con alto potencial de desarrollo para mejorar la determinación de los intervalos de producción. Este enfoque permitió realizar una caracterización detallada para pozos ubicados en la Cuenca de los Llanos Orientales a través de la distinción entre fluidos como el petróleo y agua, lo que abre la posibilidad de mejora mediante la identificación de subcategorías de fluido para una implementación exitosa.

En cumplimiento del tercer objetivo, la interpretación de los datos sísmicos del bloque exploratorio mediante el trazado de horizontes y fallas permitió una visualización detallada del comportamiento de las formaciones de interés en el subsuelo lo que a su vez facilitó la identificación de estructuras geológicas como Horst con posible cierre por intersección de fallas, Anticlinales cerrados en 3 direcciones y controlado por falla y Anticlinales con cierre en cuatro direcciones. La capacidad de identificar estas estructuras proporciona información crucial a la compañía para evaluar el potencial exploratorio del bloque y planificar futuras actividades.

Referencias Bibliograficas

- Aguilera, R. (2011). *GEOLOGY AND HYDROCARBON POTENTIAL SINÚ AND SAN JACINTO BASINS*. https://www.anh.gov.co/documents/23/VOLUMEN_12_SINU-SAN_JACINTO_BASINS.pdf
- Aminzadeh, F., & Dasgupta, S. N. (2013). Chapter 4—Formation Evaluation. En F. Aminzadeh & S. N. Dasgupta (Eds.), *Developments in Petroleum Science* (Vol. 60, pp. 93-128). Elsevier. <https://doi.org/10.1016/B978-0-444-50662-7.00004-4>
- ANH. (2012). *CUENCA LLANOS ORIENTALES*.
- Arminio, J. F., Yoris, F., Porras, L., García, E., & Diluca, M. (2011). *PETROLEUM GEOLOGY OF COLOMBIA Geology and Hydrocarbon Potential LOWER MAGDALENA BASIN*. https://www.anh.gov.co/documents/25/VOLUMEN_10_LOWER-MAGDALENA_BASIN.pdf
- Barrero, D., Pardo, A., Vargas, C. A., & Martínez, J. F. (2007). *Colombia Sedimentary Basins: Nomenclature, Boundaries and Petroleum Geology , a new proposal*. https://www.anh.gov.co/documents/12/colombian_sedimentary_basins.pdf
- Bürl, H. (1957). *Biostratigrafia de la Sabana de Bogota y sus alrededores*.
- Evenick, J. C. (2008). *Introduction to Well Logs & Subsurface Maps, 2nd Edition*. PennWell Books. <https://www.pennwellbooks.com/introduction-to-well-logs-subsurface-maps-2nd-edition-book-evenick-9781593704605/>
- Fajardo, A., Rojas, E., & Cristancho, J. (2000). *Definición del modelo estratigráfico en el intervalo Cretáceo tardío a Mioceno medio en la Cuenca Llanos Orientales y Piedemonte*

Llanero.Ecopetrol S.A. Instituto Colombiano del Petróleo (ICP), Piedecuesta, 126p.

Hardage, B. A. (1985). Vertical seismic profiling. *The Leading Edge*, 4(11), 59-59.

<https://doi.org/10.1190/1.1487141>

Haworth, J. H., Sellens, M., & Whittaker, A. (1985). Interpretation of Hydrocarbon Shows Using Light (C1-C5) Hydrocarbon Gases from Mud-Log Data1. *AAPG Bulletin*, 69(8), 1305-1310.

<https://doi.org/10.1306/AD462BDC-16F7-11D7-8645000102C1865D>

Horton, B., Parra, M., & Mora, A. (2020). *Construction of the Eastern Cordillera of Colombia: Insights from the Sedimentary Record.*

Hubach, E. (1957). Estratigrafía de la sabana de Bogotá y alrededores. *Boletín Geológico*, 5(2), 93-112.

<https://doi.org/10.32685/0120-1425/bolgeol5.2.1957.286>

Kaufman, A. A., & Dashevsky, Yu. A. (2003). Methods in Geochemistry and Geophysics. En *Methods in Geochemistry and Geophysics* (Vol. 38, pp. 1-4). Elsevier. [https://doi.org/10.1016/S0076-6895\(03\)80003-3](https://doi.org/10.1016/S0076-6895(03)80003-3)

KGS. (2017). *KGS--Geological Log Analysis—Clastics and Coal*. Incised Valley Estuarine Sandstones.

https://www.kgs.ku.edu/Publications/Bulletins/LA/08_clastics.html

Landmark, & Halliburton. (2007). *Informe ejecutivo proyecto “Consultoría para realizar la evaluación (geología del petróleo), la integración, interpretación y reinterpretación de la información suministrada y la que deba ser consultada para generar los paquetes de información técnica requeridos para llevar a cabo la Ronda Caribe.*

Lozano, E., & Nadezhda, Z. (2014). *ANEXO I COMPILACIÓN DE LA CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES.*

LOZANO, M. (2013). *INTERPRETACIÓN SÍSMICA ESTRATIGRÁFICA DE LA FORMACIÓN CARBONERA INFERIOR A NIVEL DE C5 Y C7 EN UN BLOQUE CENTRAL DE LA CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES COLOMBIA.*

M. A. Cooper (2), F. T. Addison (3). (1995). Basin Development and Tectonic History of the Llanos Basin, Eastern Cordillera, and Middle Magdalena Valley, Colombia. *AAPG Bulletin*, 79. <https://doi.org/10.1306/7834D9F4-1721-11D7-8645000102C1865D>

Morton-Thompson, D., & Woods, A. M. (1992). *Development Geology Reference Manual*. American Association of Petroleum Geologists. <https://doi.org/10.1306/Mth10573>

Notestein, F., Hubman, C., & Bowler, J. (1944). *GEOLOGY OF THE BARCO CONCESSION, REPUBLIC OF COLOMBIA, SOUTH AMERICA.*

Parra, J. O., Hackert, C. L., Xu, P.-C., & Collier, H. A. (2006). Attenuation analysis of acoustic waveforms in a borehole intercepted by a sand-shale sequence reservoir. *The Leading Edge*, 25(2), 186-193. <https://doi.org/10.1190/1.2172311>

Pixler, B. O. (1969). Formation Evaluation by Analysis of Hydrocarbon Ratios. *Journal of Petroleum Technology*, 21(06), 665-670. <https://doi.org/10.2118/2254-PA>

Sarmiento, L. F. (2011). *PETROLEUM GEOLOGY OF COLOMBIA LLANOS BASIN.* https://www.anh.gov.co/documents/22/VOLUMEN_9_LLANOS_BASIN.pdf

Van der Hammen, T. van der. (1958). Estratigrafía del Terciario y Maestrichtiano con continentales y tectogénesis de los Andes colombianos. *Boletín Geológico*, 6(1-3), Article 1-3. <https://doi.org/10.32685/0120-1425/bolgeol6.1-3.1958.309>