



CARTA DE AUTORIZACIÓN

CÓDIGO

AP-BIB-FO-06

VERSIÓN

1

VIGENCIA

2014

PÁGINA

1 de 2

Neiva, 22 de junio de 2018

Señores

CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA

Ciudad

El (Los) suscrito(s):

Julian Gaona Ramirez \_\_\_\_\_, con C.C. No. \_\_\_\_\_ 1019058038 \_\_\_\_\_,

Ingrid Yiset Sanchez Perez \_\_\_\_\_, con C.C. No. \_\_\_\_\_ 1075234956 \_\_\_\_\_,

autor(es) de la tesis y/o trabajo de grado o Julian Gaona Ramirez, Ingrid Yiset Sanchez Perez titulado caracterización diagenética y petrofísica de las rocas carbonatadas Fms. Hondita-Lomagorda, sector cueva del tigre, municipio de Yaguará – Huila, con potencial para yacimientos de hidrocarburos.

presentado y aprobado en el año 2018 como requisito para optar al título de

Ingeniero de Petróleos; \_\_\_\_\_

Autorizo (amos) al CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN de la Universidad Surcolombiana para que, con fines académicos, muestre al país y el exterior la producción intelectual de la Universidad Surcolombiana, a través de la visibilidad de su contenido de la siguiente manera:

- Los usuarios puedan consultar el contenido de este trabajo de grado en los sitios web que administra la Universidad, en bases de datos, repositorio digital, catálogos y en otros sitios web, redes y sistemas de información nacionales e internacionales “open access” y en las redes de información con las cuales tenga convenio la Institución.
- Permita la consulta, la reproducción y préstamo a los usuarios interesados en el contenido de este trabajo, para todos los usos que tengan finalidad académica, ya sea en formato Cd-Rom o digital desde internet, intranet, etc., y en general para cualquier formato conocido o por conocer, dentro de los términos establecidos en la Ley 23 de 1982, Ley 44 de 1993, Decisión Andina 351 de 1993, Decreto 460 de 1995 y demás normas generales sobre la materia.

Vigilada Mineducación



CARTA DE AUTORIZACIÓN

CÓDIGO

AP-BIB-FO-06

VERSIÓN

1

VIGENCIA

2014

PÁGINA

2 de 2

- Continúo conservando los correspondientes derechos sin modificación o restricción alguna; puesto que, de acuerdo con la legislación colombiana aplicable, el presente es un acuerdo jurídico que en ningún caso conlleva la enajenación del derecho de autor y sus conexos.

De conformidad con lo establecido en el artículo 30 de la Ley 23 de 1982 y el artículo 11 de la Decisión Andina 351 de 1993, “Los derechos morales sobre el trabajo son propiedad de los autores”, los cuales son irrenunciables, imprescriptibles, inembargables e inalienables.

EL AUTOR/ESTUDIANTE:

Firma:

EL AUTOR/ESTUDIANTE:

Firma:



**TÍTULO COMPLETO DEL TRABAJO:** caracterización diagenética y petrofísica de las rocas carbonatadas Fms. Hondita-Lomagorda, sector cueva del tigre, municipio de Yaguará – Huila, con potencial para yacimientos de hidrocarburos.

**AUTOR O AUTORES:**

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
Gaona Ramirez	Julian
Sanchez Perez	Ingrid Yiset

**DIRECTOR Y CODIRECTOR TESIS:**

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
Muñoz Quijano	Ingrid Natalia
Zuluaga Castrillón	Carlos Augusto

**ASESOR (ES):**

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre

**PARA OPTAR AL TÍTULO DE:** Ingeniero de Petróleos

**FACULTAD:** Ingeniería

**PROGRAMA O POSGRADO:** Petróleos

**CIUDAD:** Neiva                      **AÑO DE PRESENTACIÓN:** 2018      **NÚMERO DE PÁGINAS:** 118

**TIPO DE ILUSTRACIONES** (Marcar con una X):

Diagramas\_\_ Fotografías\_X\_ Grabaciones en discos\_\_ Ilustraciones en general\_X\_ Grabados\_\_  
Láminas\_\_ Litografías\_\_ Mapas\_X\_ Música impresa\_\_ Planos\_\_ Retratos\_\_ Sin ilustraciones\_\_  
Tablas o Cuadros\_\_

Vigilada mieducación



<b>CÓDIGO</b>	<b>AP-BIB-FO-07</b>	<b>VERSIÓN</b>	<b>1</b>	<b>VIGENCIA</b>	<b>2014</b>	<b>PÁGINA</b>	<b>2 de 4</b>
---------------	---------------------	----------------	----------	-----------------	-------------	---------------	---------------

**SOFTWARE** requerido y/o especializado para la lectura del documento:

**MATERIAL ANEXO:**

**PREMIO O DISTINCIÓN** (En caso de ser LAUREADAS o Meritoria):

**PALABRAS CLAVES EN ESPAÑOL E INGLÉS:**

<u>Español</u>	<u>Inglés</u>	<u>Español</u>	<u>Inglés</u>
1. <u>Carbonatos</u>	<u>Carbonates</u>	6. <u>Petrofísica</u>	<u>Petrophysics</u>
2. <u>Catodoluminiscencia</u>	<u>Catodoluminescence</u>	7. <u>Hondita</u>	<u>Hondita</u>
3. <u>Diagénesis</u>	<u>Diagenesis</u>	8. <u>Lomagorda</u>	<u>Lomagorda</u>
4. <u>Dunham</u>	<u>Dunham</u>	9. <u>Calizas</u>	<u>Limestones</u>
5. <u>Folk</u>	<u>Folk</u>		

**RESUMEN DEL CONTENIDO:** (Máximo 250 palabras)

Las reservas de crudo en Colombia son cada día menores, razón por la cual se hace necesario explorar e investigar con mayor detalle yacimientos no convencionales, es así como las rocas carbonatas de las formaciones Hondita y Loma Gorda, reúnen características que las hacen atractivas para realizar estudios e investigaciones que puedan definir y determinar potencial para nuevos yacimientos de hidrocarburos. El presente trabajo fue realizado en área rural del municipio de Yaguara en el departamento del Huila, Valle Superior del Magdalena (VSM), específicamente en el sector comprendido entre la Cueva del Tigre y la quebrada el Ocal; se realizaron una serie de visitas de campo en donde se tomaron datos y muestras que posteriormente fueron analizadas tanto macro como microscópicamente mediante el uso de secciones delgadas pulidas y la implementación de la catodoluminiscencia, todo lo anterior permitió determinar que las rocas cumplen con características favorables para generación y almacenamiento de Hidrocarburos.



DESCRIPCIÓN DE LA TESIS Y/O TRABAJOS DE GRADO

CÓDIGO

AP-BIB-FO-07

VERSIÓN

1

VIGENCIA

2014

PÁGINA

3 de 4

Empty box for the description of the thesis or degree work.

**ABSTRACT:** (Máximo 250 palabras)

The crude oil reserves in Colombia decrease each day, this is why it is necessary to explore and investigate unconventional reservoirs in detail, this is how the carbonates rocks of the Hondita and LomaGorda formations, have characteristics that make them attractive to perform studies and research that can define and determine potential for new hydrocarbon reservoirs. This project was carried out in the rural area of Yaguara in the department of Huila, Valle Superior del Magdalena (VSM), specifically in the area between the Cueva del Tigre and the Quebrada el Ocal; A series of field trips were carried out where data and samples were taken and subsequently analyzed both macro and microscopically by the use of thin polished sections and the implementation of cathodoluminescence, the above allowed determining that the rocks have favorable characteristics for generation and storage of hydrocarbons.



DESCRIPCIÓN DE LA TESIS Y/O TRABAJOS DE GRADO

CÓDIGO

AP-BIB-FO-07

VERSIÓN

1

VIGENCIA

2014

PÁGINA

4 de 4

Empty box for thesis description.

**APROBACION DE LA TESIS**

Nombre Presidente Jurado: Paul Richard Ramirez Perdomo

Firma:

Nombre Jurado: Roberto Vargas Cuervo

Firma:

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA**

**FACULTAD DE INGENIERÍAS  
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS**

**CARACTERIZACIÓN DIAGENÉTICA Y PETROFÍSICA DE LAS ROCAS  
CARBONATADAS FMS. HONDITA-LOMAGORDA, SECTOR CUEVA DEL TIGRE,  
MUNICIPIO DE YAGUARÁ – HUILA, CON POTENCIAL PARA YACIMIENTOS DE  
HIDROCARBUROS**

**AUTORES**

**JULIÁN GAONA RAMÍREZ  
INGRID YISETH SÁNCHEZ**

**DIRECTOR**

**PhD. INGRID NATALIA MUÑOZ QUIJANO  
Profesor titular Universidad Surcolombiana**

**CODIRECTOR**

**PhD. CARLOS AUGUSTO ZULUAGA CASTRILLON  
Profesor titular Universidad Nacional de Colombia**

**NEIVA, MAYO DE 2018**

## DEDICATORIA

*A Dios en primer lugar, por iluminar siempre mi camino. A mis padres, y hermanos por brindarme su apoyo incondicional.*

*Julían*

*A Dios ante todo por ser quien guía y dirige mi vida. A Gustavo, por su cariño y apoyo incondicional. A mis padres y hermanos por su amor constante.*

*Ingrid*

## **AGRADECIMIENTOS**

Brindamos nuestros sinceros agradecimientos, por brindarnos su incondicional apoyo, sin el cual este proyecto no hubiera sido posible realizar a:

- PhD. INGRID NATALIA MUÑOZ QUIJANO, Geóloga y directora. Gracias por su colaboración, dedicación y empeño en este proyecto.
- PhD. CARLOS AUGUSTO ZULUAGA CASTRILLON, Geólogo y codirector. Gracias por hacer parte de este proyecto y su gran aporte.
- Al equipo de laboratoristas de la Universidad Nacional y en especial énfasis al Grupo e Investigación del Profesor Juan Carlos Molano.
- A la Universidad Surcolombiana y sus docentes por brindarnos los conocimientos necesarios para nuestra formación profesional y integral.

## RESUMEN

Las reservas de crudo en Colombia son cada día menores, razón por la cual se hace necesario explorar e investigar con mayor detalle yacimientos no convencionales, es así como las rocas carbonatas de las formaciones Hondita y Loma Gorda, reúnen características que las hacen atractivas para realizar estudios e investigaciones que puedan definir y determinar potencial para nuevos yacimientos de hidrocarburos.

El presente trabajo fue realizado en área rural del municipio de Yaguará en el departamento del Huila, Valle Superior del Magdalena (VSM), específicamente en el sector comprendido entre la Cueva del Tigre y la quebrada el Ocal; se realizaron una serie de visitas de campo en donde se tomaron datos y muestras que posteriormente fueron analizadas tanto macro como microscópicamente mediante el uso de secciones delgadas pulidas y la implementación de la catodolumiscencia, todo lo anterior permitió determinar que las rocas cumplen con características favorables para generación y almacenamiento de Hidrocarburos.

## ABSTRACT

Oil reserves in Colombia are each day lesser, therefore it is necessary to explore and investigate closely unconventional reservoirs; the carbonate formations Hondita and Loma Gorda both have attractive characteristics in order to developed studies and investigations that can define and determine the potential for new hydrocarbon reservoirs.

This study was developed on the rural area of Yaguará Huila, Upper Magdalena Valley (UMV), specifically in the region between the Tigre cave and the Ocal QUEBRADA; a series of data and samples were taken on different field trips which were analyzed both macro and microscopically with the use of thin polished sections and the implementation of catodoluminescence, all of this allowed to determine that rocks meet the favorable characteristics for hydrocarbons generation and storage.

## CONTENIDO

	Pág.
1. INTRODUCCIÓN .....	14
1.1 Objetivos .....	14
1.1.1 Objetivo general. ....	14
1.1.2 Objetivos específicos.....	15
1.2 Justificación.....	15
1.3 Área de investigación.....	16
1.4 Estudios previos .....	17
1.5 Metodología .....	19
1.6 Métodos.....	20
1.6.1 Petrografía convencional.....	20
1.6.2 Catodoluminiscencia. ....	21
1.6.3 Métodos petrofísicos. ....	21
1.7 Fundamentos teóricos.....	22
1.7.1 Petrografía convencional.....	22
1.7.1.1 Clasificación según Folk.....	22
1.7.1.2 Clasificación según Dunham. ....	26
1.7.1.3 Clasificación de porosidad rocas carbonatada Choquette & Pray .....	27
1.7.2 Catodoluminiscencia. ....	28
1.7.3 Análisis petrofísicos. ....	31
1.7.3.1 Porosidad.....	31
1.7.3.1.1. Volumen total.....	32
1.7.3.1.2 Volumen de grano. ....	32
1.7.3.1.3. Volumen poroso. ....	34
1.7.3.2 Permeabilidad. ....	38
2. MARCO GEOLÓGICO.....	42
2.1 Geología general de la cuenca.....	42
2.1.1 Estratigrafía. ....	45
2.1.1.1 Formación Saldaña (Js).....	47

2.1.1.2 Formación Caballos (Kc).....	48
2.1.1.3 Formación Hondita (Kh).....	48
2.1.1.4 Formación Loma Gorda (KL).....	49
2.1.1.5 Grupo Olini (Ko).....	50
2.2 Marco tectónico.....	51
2.2.1 Rasgos estructurales locales. ....	52
2.2.1.1 Fallas.....	53
2.2.1.2 Pliegues.....	53
2.3 Geología del petróleo. ....	54
2.3.1 Roca generadora. ....	54
2.3.2 Roca almacén.....	54
2.3.3 Roca sello. ....	55
2.3.4 Roca sobrecarga.....	55
2.3.5 Trampas.....	55
2.3.6 Sistemas petrolíferos. ....	55
2.3.7 Campos petroleros en el área de influencia del proyecto. ....	56
3. RECONOCIMIENTO DE CAMPO .....	58
3.1 Pre-Campo.....	58
3.2 Trabajo de Campo.....	59
3.3 Datos estructurales .....	62
4. DESCRIPCIÓN PETROGRÁFICA .....	64
4.1 Muestra E1 .....	64
4.2 Muestra E2 .....	66
4.3 Muestra E5 .....	68
4.4 Muestra E6 .....	70
4.5 Muestra E7 .....	72
4.6 Muestra E8 .....	74
4.7 Muestra E9 .....	76
4.8 Muestra E10 .....	78
4.9 Muestra E11 .....	80
4.10 Muestra E13 .....	82

5. CATODOLUMINISCENCIA .....	84
6. PETROFISICA .....	89
6.1 Porosidad macro.....	89
6.1 Porosidad micro .....	91
7. DISCUSIÓN Y RESULTADOS .....	92
7.1 Ambientes sedimentarios .....	92
7.2 Petrofísica.....	97
7.3 Diagénesis .....	98
8. CONCLUSIONES .....	102
BIBLIOGRAFIA .....	105

## LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Ubicación real de trabajo.....	16
Figura 2. Microscopio de luz transmitida y polarizada OLYMPUS BX5 .....	20
Figura 3. Microscopio LEICA DM-2500P de catodoluminiscencia .....	21
Figura 4. Porosímetro digital de helio.....	22
Figura 5. Clasificación de rocas carbonatadas según Folk 1962. ....	25
Figura 6. Clasificación de rocas carbonatadas según Dunham 1962.....	26
Figura 7. Representación gráfica de tipos de porosidad .....	28
Figura 8. Efecto de los contenidos de Fe y Mn sobre la Catodoluminiscencia en las calcitas y dolomitas.....	29
Figura 9. Cambios en los contenidos de $Mn^{2+}$ y $Fe^{2+}$ de las calcitas con paso progresivo desde las condiciones oxidantes en las que no se incorpora ni Fe ni Mn, resultando cemento NL .....	30
Figura 10. Esquema de funcionamiento del porosímetro para la medición del volumen de grano .....	33
Figura 11. Esquema de funcionamiento del porosímetro para la medición del volumen de poroso .....	35
Figura 12. Esquema de funcionamiento del Core Holder triaxial hidrostático.....	36
Figura 13. Mapa geológico de la zona de trabajo (escala 1:5000).....	42
Figura 14. Ubicación y delimitación del Valle Superior del Magdalena.....	43
Figura 15. Columna Estratigráfica generalizada del valle superior del Magdalena Columna estratigráfica generalizada de la sub-cuenca de Neiva, Valle Superior del Magdalena. ....	44
Figura 16. Modelo cronoestratigráfico de la depositación de las secuencias estratigráficas para el Aptiano – Albiano de la cuenca del valle Superior del Magdalena .....	45
Figura 17. Columna estratigráfica de la formación Hondita- Loma Gorda en el sector de la quebrada Ocal .....	46
Figura 18. Correlación de nomenclaturas industria petrolera y SGC .....	47
Figura 19. Modelo estructural de la subcuenca Neiva del VSM .....	51

Figura 20. Mapa estructural de la zona inmediata al área de estudio .....	52
Figura 21. Carta de eventos para sistema petrolífero de la Cuenca del Valle Superior del Magdalena.....	56
Figura 22. Localización campo los mangos.....	57
Figura 23. Poligonal Secuencia estratigráfica en Quebrada El Ocal, Yaguará- Huila- Colombia. ....	58
Figura 24. Mapa geológico de la zona de trabajo (escala 1:5000), con los puntos de control para toma de muestras.....	59
Figura 25. Entrada cueva del Tigre, sector cueva seca. ....	60
Figura 26. Rocas carbonatadas tipo packstone, sector cueva seca .....	61
Figura 27. Areniscas calcáreas de la formación Hondita, en límite con la Formación Caballos..	61
Figura 28. Paquete de calizas de la formación Hondita, aflorando en la quebrada el Ocal.....	62
Figura 29. Wackestone de la formación Hondita.....	65
Figura 30. Caliza Mudstone.....	67
Figura 31. Caliza Wackstone de la formación Lomagorda.....	69
Figura 32. Caliza Mudstone en algas de la formación Hondita inferior.....	71
Figura 33. Muestra E7, caliza biomicrítica de la formación Hondita. ....	73
Figura 34. Muestra E8, caliza biomicrítica de la formación Hondita.....	75
Figura 35. Muestra E9, caliza biomicrítica de la formación Hondita. ....	77
Figura 36. Muestra E10, caliza biomicrítica de la formación Hondita. ....	79
Figura 37. Muestra E11, caliza biomicrítica de la formación Hondita. ....	81
Figura 38. Caliza en contacto de Mudstone y Wackstone, de la formación Hondita.....	83
Figura 39. Características de catodoluminiscencia en colores I .....	85
Figura 40. Características de catodoluminiscencia en colores II .....	86
Figura 41. Características de catodoluminiscencia en colores III.....	86
Figura 42. Características de catodoluminiscencia en colores IV .....	87
Figura 43. Diferentes tipos de porosidades encontradas en muestras de las formaciones Hondita y Lomagorda. ....	90
Figura 44. Ambientes de depositación generalizados, zonas de facies, y tipos de standard microfacies types (SMF).....	92
Figura 45. Columna estratigráfica generalizada .....	93

Figura 46. Relaciones de las secuencias estratigráficas y las variaciones del nivel del mar en las formaciones Hondita y Lomagorda sector El ocal.....	96
Figura 47. Representación de la secuencia paragenética en muestras carbonatadas de las Formaciones Hondita y Lomagorda.....	99
Figura 48. Sistema de clasificación de yacimientos naturalmente fracturados .....	100

## LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Producción campo Yaguara .....	57
Tabla 2. Puntos de control de estaciones de reconocimiento y toma de muestras.....	59
Tabla 3. Datos estructurales tomados en la zona de trabajo. ....	62
Tabla 4. Diagénesis rocas carbonatadas formaciones Hondita – Lomagorda, sección Yaguará..	88
Tabla 5. Caracterización cualitativa de porosidad en las muestras.....	89
Tabla 6. Datos petrofísicos de porosidad y permeabilidad.....	91
Tabla 7. Rangos de porosidad.....	97

## LISTA DE ECUACIONES

Pág.

Ecuación 1. Porosidad I .....	31
Ecuación 2. Porosidad II y III .....	32
Ecuación 3. Volumen total.....	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
Ecuación 4. Volumen de grano .....	32
Ecuación 5. Volumen del grano definido por la ecuación 4 .....	34
Ecuación 6. Volumen poroso .....	37
Ecuación 7. Volumen de grano .....	37
Ecuación 8. Permeabilidad.....	39

## 1. INTRODUCCIÓN

La cuenca del Valle Superior del Magdalena presenta formaciones geológicas ricas en rocas carbonatadas de origen marino; es así como se realizó el presente estudio en el sector de la cueva del Tigre, vereda Upar del municipio de Yaguará en el departamento del Huila.

Se realizaron una serie de salidas de campo, en donde se tomaron muestras de mano, datos estratigráficos, estructurales, entre otros; se llevaron las muestras al laboratorio realizando un primer análisis macroscópico, para posterior selección y elaboración de secciones delgadas, una vez preparadas la secciones delgadas se llevaron a los laboratorios de la Universidad Nacional de Colombia en donde se realizó el análisis litológico microscópico con equipos de luz polarizada, seleccionando las secciones más representativas para someterlas al equipo de catodoluminiscencia, a la par se realizan pruebas petrofísicas de porosidad y permeabilidad en el laboratorio Gmas, Bogotá D.C.

Como producto final se obtiene que según la clasificación DUNHAM el 54,54% de las muestras son wackestone, 18,18% packstone y 27,27% mudstone; según FOLK el 72,72% son Biomicrita, 9,09% oomicrita, 9,09% Micrita fosilífera y 9,09% Micrita. Presentan porosidad según CHOQUETTE & PRAY de tipo intragranular, móldica, de fractura, intercrystalina y vug, como paso final se determinaron los ambientes de deposición, identificando que pertenecen en un 27,27% a arrecifes, 36,36% plataforma retrabajada, 27,27% a lagoons y 9,09% Plataforma Foreslope.

### 1.1 Objetivos

#### 1.1.1 Objetivo general.

Realizar una caracterización diagenética y petrofísica de las rocas carbonatadas de las Formaciones Hondita y Loma Gorda, en el Municipio de Yaguará, que puedan servir de rocas almacén en la prospección de hidrocarburos en el área de la subcuenca de Neiva.

### **1.1.2 Objetivos específicos.**

- Realizar un reconocimiento geológico generalizado del sector en escala 1:5000.
- Realizar reconocimientos de campo en busca de indicios de generación o acumulación de hidrocarburos a partir de las rocas carbonatadas con presencia de porosidad.
- Realizar estudio diagenético, que incluya petrografía de las muestras recolectadas en campo con el fin de aportar mayor información y de catodoluminiscencia en un laboratorio especializado.
- Realizar pruebas petrofísicas en un laboratorio de análisis de núcleos para hallar de forma cuantitativa datos de permeabilidad y porosidad de las muestras de rocas carbonatadas recolectadas en campo.

### **1.2 Justificación**

Un porcentaje significativo de las reservas de petróleo y gas se encuentra atrapado en los yacimientos carbonatados; más del 60% de las reservas comprobadas de petróleo del mundo y el 40% de las reservas mundiales de gas. La producción de petróleo y gas de los yacimientos carbonatados quizá no sea la única solución para satisfacer la demanda energética pronosticada, pero está claro que estos yacimientos desempeñarán un rol cada vez más importante en el futuro de nuestra industria.

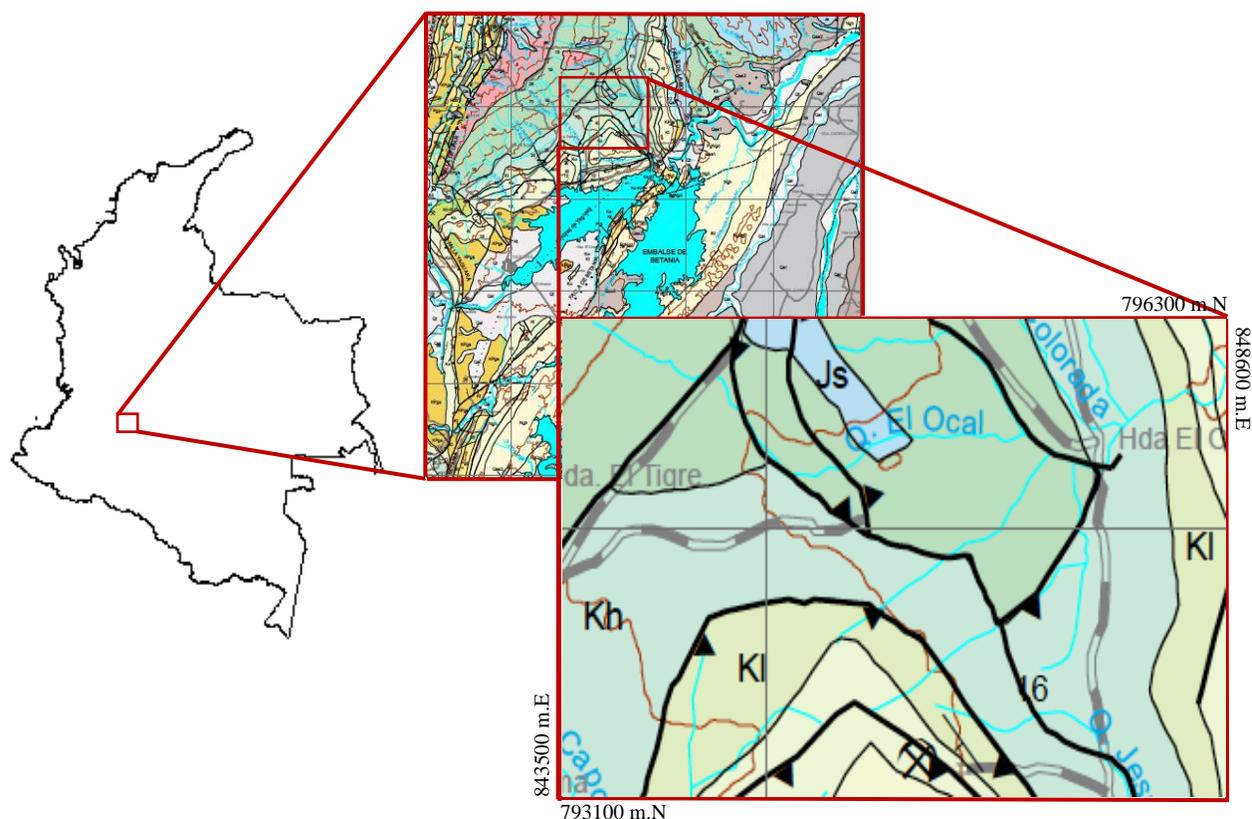
En el ámbito local, la geología de la Subcuenca de Neiva alberga sistemas de rocas carbonatadas que pueden ser excelentes prospectos, en el caso específico del Departamento del Huila en el sector del Municipio de Yaguará, en donde se centrará parte de la investigación. Las Formaciones Hondita y Lomagorda, son las unidades directas a estudiar en el área proyectada, por tanto, presenta un grado de interés especial ya que la información final obtenida nos permitirá evaluar si existen o no las condiciones necesarias para un posible almacenamiento de hidrocarburos, proceso que posteriormente puede ser aplicado en el conocimiento de otras formaciones carbonatadas del Valle Superior del Magdalena, mediante reconocimiento de

campo, análisis petrofísico, petrográfico y catodoluminiscencia de secciones delgadas. Finalmente, la Universidad Surcolombiana y en forma particular el programa de Ingeniería de Petróleos ha desarrollado una serie de proyectos de investigación que ha permitido fortalecer el conocimiento geológico del Departamento del Huila, en ese ámbito el presente proyecto se encarrila dentro de una de las líneas de investigación del grupo GEODA con un enfoque especial en la evaluación de formaciones carbonatadas.

### 1.3 Área de investigación.

El área del proyecto se localiza en la subcuenca Neiva del Valle Superior del Magdalena (VSM), en la vereda Upar del municipio de Yaguará en el departamento del Huila, comprendida dentro de la plancha 345 IB del Instituto Geográfico Agustín Codazzi. (ver figura 1).

**Figura 1.** Ubicación real de trabajo



**Fuente.** Mapa geológico de (escala 1:5000) editado de la plancha geológica 345 SGC., 2018

Para acceder al área de trabajo, se parte de la ciudad de Neiva, se toma por la vía principal que lleva al municipio de Yaguará, unos kilómetros delante de la vereda Letrán se coge por la carretera destapada que conduce a la vereda Upar, se llega hasta la escuela de la misma vereda en un recorrido de 8 km desde el cruce con la vía principal, una vez en la escuela se cuenta con el apoyo de personal de la región que se encargan de guiar hasta las cuevas del Tigre.

#### **1.4 Estudios previos**

Existen un gran número de estudios realizados a nivel macro dentro de la cuenca del VSM, de interés para la zona de trabajo se tiene tanto la información oficial producida por el Servicio Geológico Colombiano como estudios privados realizados por compañías petroleras.

Aunque existen diferentes investigaciones en el campo de la geología, estratigrafía y paleontología, que han analizado las rocas calcáreas de la formación Villeta o sus diferentes nomenclaturas (De porta., 1965; Etayo et al., 1976; Mujica y Francio., 1990; Jaramillo, & Yepes., 1994; Gamba, & Sarmiento., 2002; Mora., 2003; Campiño, L.F.; Parra et al., 2007; Lopez., 2007; Veloza et al., 2008; Cáceres, & Patarroyo., 2013). Para los intereses propios de este trabajo se consideraron los estudios en la zona y cercanos que estén más relacionados con la determinación del potencial como yacimiento de hidrocarburos en las rocas de las formaciones carbonatadas de la zona de trabajo.

El primero de ellos es el trabajo de pregrado de Montaño., 2015; Universidad Nacional de Colombia, aunque bien, no se desarrolló dentro del área de investigación del presente trabajo, realiza la caracterización de la Formación Loma Gorda por técnicas petrográficas y de microtermometría, calificándola como un prospecto potencial para yacimientos no convencionales de hidrocarburos, en donde sus características del ambiente sedimentario es óptimo para la formación de rocas generadoras de hidrocarburos ya que, las temperaturas de entrapamiento se encontraron dentro del rango de la ventana de generación de hidrocarburos con aceites medianos-ligeros, con características frágiles a la roca que la harían útil, para fracturamiento hidráulicos.

El segundo trabajo presenta un carácter local en cuanto al área de investigación se refiere, este fue desarrollado como proyecto de grado Barrios et al., 2015. En la Universidad Surcolombiana y dirigido por el MSc. Geólogo Roberto Vargas Cuervo, allí se identificaron y

analizaron una serie de evidencias de Hidrocarburos “rezumaderos” en inmediaciones de la zona de investigación.

Duque et al., 2012; realizaron un análisis sobre el potencial de hidrocarburos en las rocas de La Formación Tetuán, pertenecientes a las carbonatadas de la Formación Villeta, que incluyen las rocas de la formación Hondita y Lomagorda de acuerdo a la nomenclatura del SGC , relacionando diferentes trabajos que probaron exitosamente dicha Formación como productora de hidrocarburos en el Valle Superior del Magdalena, específicamente en la Subcuenca de Neiva con el pozo Dina-1, ubicado en lo que hoy corresponde al campo Tenay el cual fue perforado en 1961 por International Petroleum (Colombia) Limited y en donde se cuantificaron 970 bopd de hidrocarburos de 32° API, en el pozo Tenay-11ST (perforado en 2008 por Ecopetrol), el cual alcanzó una producción de hidrocarburos de 258 bopd de 34° API y en el Campo San Francisco con producciones de hasta 3.05 Mbls provenientes del sistema matriz-fracturas de la Fm. Tetuán, así mismo indicaron que hacia el sur de la Subcuenca de Neiva, en asociación con Ecopetrol, compañías operadoras del área probaron producción en areniscas calcáreas a la base del Grupo Villeta, correlacionables con la Fm. Tetuán y hacia el norte de la cuenca del VSM (Subcuenca de Girardot), la compañía Hocol perforó en 2007 el pozo Pacande Sur-2, del cual se obtuvo caudal inicial de 800 bopd de la Formación Tetuán y de los niveles calcáreos de la Unidad Caballos Medio. Por último los autores indicaron que en 2010-2011 Ecopetrol adelantó la caracterización del sistema fracturado de la Fm. Tetuán en el campo Tenay con el propósito de tener una primera aproximación al entendimiento del yacimiento para ser tratado como un típico yacimiento naturalmente fracturado.

Finalmente, en toda la cuenca del Valle Superior del Magdalena, son varios los estudios realizados por la Industria petrolera, servicio geológico nacional, Agencia nacional de Hidrocarburos y universidades que han determinado desde los sistemas petrolíferos (Mojica, & Bayer., 1987; Buitrago., 1994; Mello et al., 1997; Córdoba, & Hernández., 2000; Kairuz et al., 2000; Sarmiento, & Rangel., 2004; Reyes et al., 2008). Hasta estudios geoquímicos: (Zumberge., 1984; Ecopetrol-Icp., 1994; Vergara., 1997; Ramón et al., 2001; Sarmiento et al., 2003). Petrofísicos, estratigráficos y geodinámicos: (Cable., 1982; Mann, & Stein., 1997; Serna, & Castillo., 1996; De Freitas et al., 2006; Mora et al., 2010; Kammer, & Bermúdez., 2013; Cuervo et al., 2013; Cuervo et al., 2015).

## 1.5 Metodología

El desarrollo del proyecto se basó en una metodología práctico-investigativa, dividida en diferentes fases.

- **Fase 1. Recolección de la información y reconocimiento de estudios previos:** En esta fase se identificó con claridad la información pertinente con el proyecto, identificando con claridad el mismo y la información oficial del SGC relacionada con el área y la temática del trabajo.
- **Fase 2. Reconocimiento de campo, recolección de información y muestreo:** en esta fase del proyecto se realizaron 6 salidas de campo, la primera de reconocimiento general y socialización con las comunidades del sector, en las restantes 5 salidas se recolectó información pertinente con estratigrafía, recolección de muestras en los afloramientos apropiados, presencia de fósiles, presencia y tipo de rocas y minerales, datos estructurales, entre otros.

Es importante resaltar que la mayor parte de las muestras fueron recolectadas dentro de la Cueva del Tigre, por tanto se toma como coordenada de referencia las de la entrada ya que una vez dentro de la misma los equipos GPS perdían recepción de satélites.

En la quebrada el Ocal, más precisamente en el sector de la Hacienda el Ocal se realizó la toma de muestras sobre las litologías de interés, de acuerdo al levantamiento estratigráfico de la secuencia levantada por Caicedo 1998, para el INGEOMINAS hoy en día Servicio Geológico Colombiano (SGC), Etayo & Carrillo., 1996 y de Mann & Stein., 1997.

- **Fase 3. Preparación de muestras y pruebas de laboratorio:** Una vez terminada la fase de campo, se procedió a analizar las muestras recolectadas, para así seleccionar las más representativas que se enviaron posteriormente a corte, con las muestras cortadas se procedió a elaborar un registro fotográfico de las que fueron seleccionadas para pruebas de laboratorio.

Las pruebas de petrografía y petrofísica se realizaron en la ciudad de Bogotá, en los laboratorios de la empresa GMAS<sup>+</sup> y la Universidad Nacional respectivamente, para ello primero se realizó un reconocimiento petrográfico con microscopía electrónica con luz normal y polarizada, reconociendo la clasificación petrográfica de cada una de las muestras. Finalmente se realizaron los análisis de catodoluminiscencia para los estudios diagenéticos.

- **Fase 4. Análisis y procesamiento de la información:** Con la información de campo y la obtenida en las pruebas de laboratorio se procedió a identificar y definir factores claves planteados en los objetivos del proyecto.

## 1.6 Métodos

### 1.6.1 Petrografía convencional.

El análisis de petrografía convencional consistió en la identificación microscópica de las muestras previamente preparadas de 10 secciones delgadas, para determinar los minerales presentes y sus características texturales y litológicas, tanto con luz polarizada como transmitida, para ello se utilizó un Microscopio de Luz Transmitida OLYMPUS BX51 en instalaciones de la Universidad Nacional sede Bogotá. (ver figura 2).

**Figura 2.** Microscopio de luz transmitida y polarizada OLYMPUS BX5



**Fuente.** Laboratorios Universidad Nacional

### **1.6.2 Catodoluminiscencia.**

El análisis de catodoluminiscencia se realizó para 10 secciones delgadas en el laboratorio de Geociencias de la Universidad Nacional de Colombia, con un microscopio LEICA DM-2500P con una platina adaptada sellada al vacío, con el objetivo de corroborar la mineralogía, texturas y a partir de esto determinar los diferentes procesos diagenéticos de las muestras recolectadas. (ver figura 3).

**Figura 3.** Microscopio LEICA DM-2500P de catodoluminiscencia



**Fuente.** Laboratorios Universidad Nacional

### **1.6.3 Métodos petrofísicos.**

Las pruebas de porosidad y permeabilidad fueron realizados por el laboratorio GMAS Bogotá, en 5 núcleos de las muestras recolectadas, utilizando Porosímetro Digital de Helio, Perméometro Digital de Gas marca INCOR y Core Holder. (ver figura 4).

**Figura 4.** Porosímetro digital de helio



**Fuente.** Perméometro Digital de Gas marca INCOR y Core Holder, Laboratorios GMAS, Bogotá.

Los procedimientos y mediciones para el análisis petrofísico de rocas en GMAS se realizaron según la norma API-RP40/98 (American Petroleum Institute, 1998). Todos los tapones (“plugs”) recibidos, de diámetro de 1.5 pulgadas, fueron pulidos tanto en sus bordes como en sus caras con discos diamantados de diferentes calibres para asegurar la geometría cilíndrica necesaria para las mediciones en los equipos.

## **1.7 Fundamentos teóricos.**

### **1.7.1 Petrografía convencional.**

Para el reconocimiento y posterior clasificación de carbonatos se utilizaron técnicas macroscópicas y microscópicas basadas en los cuadros de Dunham y Folk, determinando también parámetros como porosidad, ambiente de formación, diagénesis, meteorización.

#### ***1.7.1.1 Clasificación según Folk.***

Folk, 1962 clasifica las rocas carbonatadas con base a tres constituyentes primarios. (ver figura 5).

**a. Armazón o Aloquímicos:** Los constituyentes aloquímicos fueron formados dentro de la misma cuenca o fuera de ella, siendo incluido en la roca durante la fase de sedimentación, proporcionan información importante sobre ambiente de formación, estratigrafía, entre otros, los principales constituyentes son:

- **Bioclastos:** son fragmento de esqueletos (fósiles) calcáreos originados por organismos marinos, que vivieron antes o durante el periodo de depositación.
- **Peloides:** presentan formas de granos y pueden estar originados por producto fecal de peces y otros organismos principalmente, mineralógicamente están constituidos por micrita masiva.
- **Oolitos:** son granos que dentro de su estructura tienen un núcleo que puede ser de cuarzo o bioclastos, su forma es esférica y normalmente el tamaño oscila entre 0,2 y 0,5 milímetros, se forman por precipitación inorgánica en ambientes de alta energía de hasta 15 metros de profundidad.
- **Ooncolitos:** su formación está relacionada con actividad de algas, pueden presentar tamaños variables de hasta decenas de centímetros, están constituidos por micrita laminar entorno a un núcleo.
- **Terrígenos:** son granos que provienen del exterior del lugar de depositación producto del transporte y la erosión, normalmente pueden ser cuarzo, feldespatos o chert.
- **Extraclastos:** son fragmentos de rocas carbonatadas provenientes de fuera de la cuenca, pueden ser mal, regular o bien redondeados en función al grado de transporte, sus características son diferentes a los de la roca que constituyen, se puede evidenciar en mayor grado de diagénesis, entre otros.



**b. Matriz (Ortoquímicos):** Los constituyentes ortoquímicos fueron formados por precipitación química y bioquímica asociado al periodo de depositación o ligeramente después de haber terminado este, mineralógicamente los lodos calcáreos (ortoquímicos) están constituidos principalmente por carbonato de calcio, hierro y magnesio:

- **Micrita:** la micrita está compuesta principalmente por carbonato de calcio y puede llegar a contener magnesio dentro de su estructura, los cristales son muy finos inferiores a 4 micras adquiriendo una apariencia oscura criptocristalina, la formación de micrita está asociada con ambientes de baja energía como llanuras abisales y plataformas profundas.
- **Esparita:** agregados cristalinos de carbonato de calcio y magnesio, superiores a 4 micras que precipitan ocupando espacios intersticiales de la roca. (ver figura 5).

**Figura 5.** Clasificación de rocas carbonatadas según Folk 1962.

[CALIZAS ORTOQUÍMICAS]		[CALIZAS ALOQUÍMICAS]		BIOLITITA	
MATRIZ ↑ ± GRANOS ↓ (<10 %)		GRANOS ↑ (>10 %)			
GRANOS <1 %	GRANOS <10 %	+ MATRIZ	+ CEMENTO		
MICRITA 	MICRITA INTRACLÁST.	INTRA-MICRITA	INTRA-ESPARITA	> 25 % INTRACLASTOS 	< 25% INTRA CLASTOS
	MICRITA OOLÍTICA	OO-MICRITA	OO-ESPARITA	> 25 % OOIDES 	
DISMICRITA 	MICRITA FOSILÍFERA	BIO-MICRITA	BIO-ESPARITA	FOS / PEL > 3 / 1 	
	MICRITA CON PELLETS	BIOPEL-MICRITA	BIOPEL-ESPARITA	3/1 < FOS / PEL > 1/3 	
		PEL-MICRITA	PEL-ESPARITA	FOS / PEL < 1 / 3 	

[MATRIZ = MICRITA; CEMENTO = ESPARITA]

**Fuente.** Petrología sedimentaria, Universidad de Oviedo, 2009

### 1.7.1.2 Clasificación según Dunham.

Dunham utiliza como criterio de clasificación la relación entre porcentaje de matriz calcárea (ortoquímicos) y porcentaje de granos en la roca (aloquímicos), no tiene en cuenta que tipo de ortoquímicos o aloquímicos es el que lo compone, asumiendo que el total de la roca corresponde a un cien por ciento. (ver figura 6).

**Figura 6.** Clasificación de rocas carbonatadas según Dunham 1962

TEXTURA DEPOSICIONAL VISIBLE					TEXTURA DIAGENE- TICA
TEXTURA LODOSA - GRANUDA (granos $\pm$ transportados)				TEXTURA BIOCONSTRUDA (componentes ligados durante el depósito)	
TEX. LODOSA (soporte de matriz)		TEX. GRANUDA (soporte de granos)			
MATRIZ $\uparrow$ $\pm$ GRANOS (<10%)	MATRIZ $\uparrow$ + GRANOS (>10%)	GRANOS $\uparrow$ + MATRIZ	GRANOS $\uparrow$ + CEMENTO		
					
<b>MUD- STONE</b>	<b>WACKE- STONE</b>	<b>PACK- STONE</b>	<b>GRAIN- STONE</b>	<b>BOUND- STONE</b>	<b>CRISTA- LINA</b>

**Fuente.** Petrología sedimentaria, Universidad de Oviedo, 2009

La clasificación de Dunham es de tipo deposicional, en donde las rocas presentan porcentaje de aloquímicos muy pequeños con referencia al total de la misma y el porcentaje de ortoquímicos. Se pueden clasificar como rocas formadas en ambientes de baja energía, en caso contrario se puede inferir ambientes de alta energía. Dunham clasifica las rocas carbonatadas en DOS grupos:

- a. **Grupo I:** Rocas que sus constituyentes crecieron y se formaron juntos.
- b. **Grupo II:** Rocas que están compuestas por lodo calcáreo y granos, este grupo se puede dividir en dos categorías:

- **Grano soportadas:** está conformada en un gran porcentaje por aloquimicos y en menor porcentaje por lodo calcáreo.
- **Lodo soportado:** está constituida en menor proporción por aloquimicos y en mayor porcentaje por lodo calcáreo.

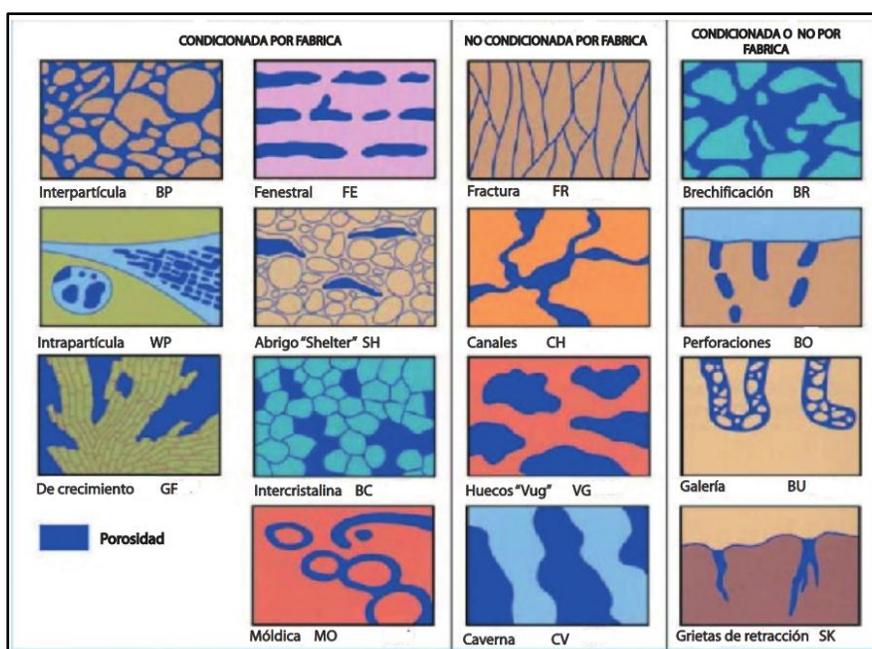
### *1.7.1.3 Clasificación de porosidad rocas carbonatada Choquette & Pray*

Esta clasificación se divide en dos tipos y evalúa aspectos como, procesos modificadores de porosidad, tipo de poro y tamaño de poro. (ver figura 7).

- a. Porosidad primaria:** La porosidad primaria se originó principalmente durante el proceso de depositación y diagénesis de la roca y se clasifica de diferentes formas:
- **Intergranular:** originada durante la depositación y causada por el acomodamiento de los granos, dando lugar a espacios que no fueron rellenados.
  - **Intragranular:** originada posterior a la depositación, está asociada directamente a los esqueletos fósiles presentes en la roca.
- b. Porosidad secundaria:** Se origina posterior a la diagénesis, normalmente asociada a diferentes procesos como disolución, tectónico, crecimiento de red cristalina:
- **Intercristalina:** poros formados en medio de los cristales, ligado a procesos de dolomitización o disolución.
  - **Moldica:** asociada a la disolución de aloquimicos, principalmente esqueletos.
  - **De fractura:** normalmente asociada con procesos tectónicos.

- **De canal:** una vez existentes fracturas el agua comienza a circular por ellas, haciendo que se produzcan cavidades superiores e interconectadas.
- **De hueco (vugular):** poros no conectados entre sí (porosidad no efectiva) con tamaños superiores a 1/16 mm.
- **De caverna:** alto grado de disolución dando lugar a cavidades de gran tamaño.

**Figura 7.** Representación gráfica de tipos de porosidad



**Fuente.** Choquette & Pray., 1970

### 1.7.2 Catodoluminiscencia.

La catodoluminiscencia es la excitación de una muestra de roca pulida mediante un haz de electrones, gracias a este proceso algunos átomos de la muestra absorben energía del haz produciendo transiciones electrónicas a orbitales de mayor energía.

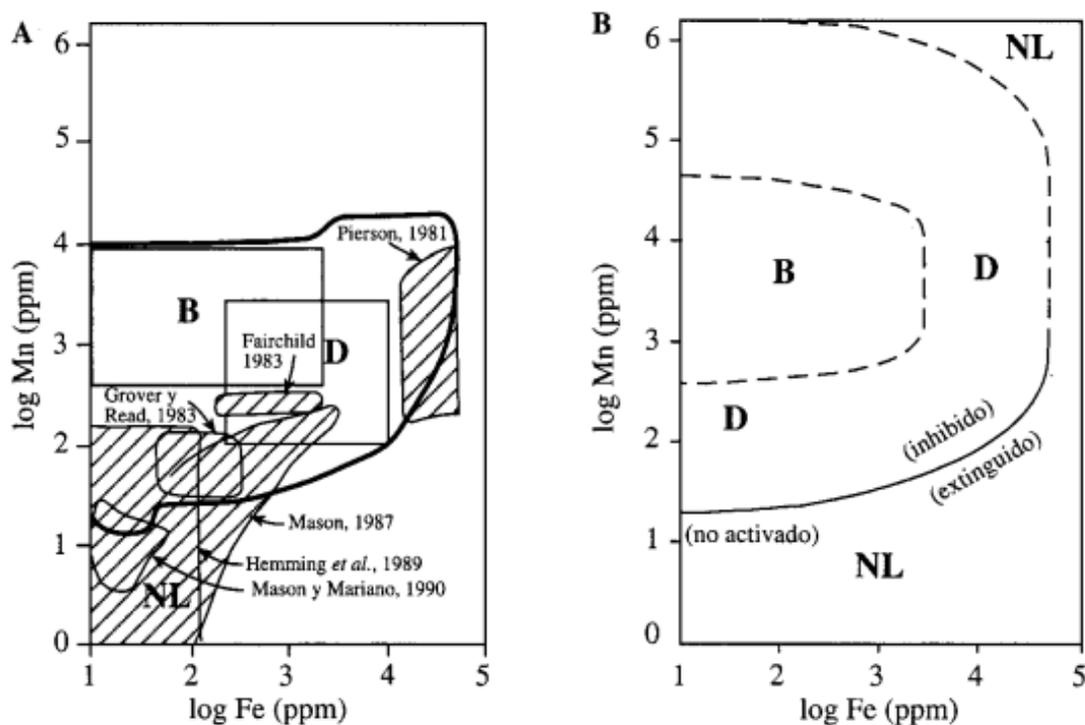
Al volver al estado inicial, si la distancia entre los orbitales es mayor de un valor crítico, el exceso de energía se emite en forma de fotones, produciendo la luminiscencia (MACHEL et al., 1991).

Los carbonatos en estado puro son aislantes y la emisión de luminiscencia se debe a distintos defectos en la red, los cuales actúan como centros de luminiscencia. Según estos se distinguen dos tipos de CL: i) intrínseca: generada por defectos de red, ii) extrínseca: generada por impurezas, es decir, átomos que presentan orbitales parcialmente llenos (elementos de las tierras raras y metales de transición).

La respuesta catodoluminiscente de estas impurezas es función de los modos de absorción/excitación y de emisión de energía, que lleva a considerarlas como elementos activadores, inhibidores y sensibilizadores. Los primeros son aquellos que absorben la energía del haz de electrones y emiten el exceso de energía en forma de fotones. Dentro de los carbonatos el más importante es el Mn.

Los sensibilizadores son aquellos átomos que absorben la energía de excitación y la transfieren a los átomos activadores potenciando su actuación. Los inhibidores son aquellos átomos que absorben la energía y la disipan en forma de calor. Dentro de este grupo el más importante en los carbonatos es el Fe. (ver figura 8).

**Figura 8.** Efecto de los contenidos de Fe y Mn sobre la Catodoluminiscencia en las calcitas y dolomitas

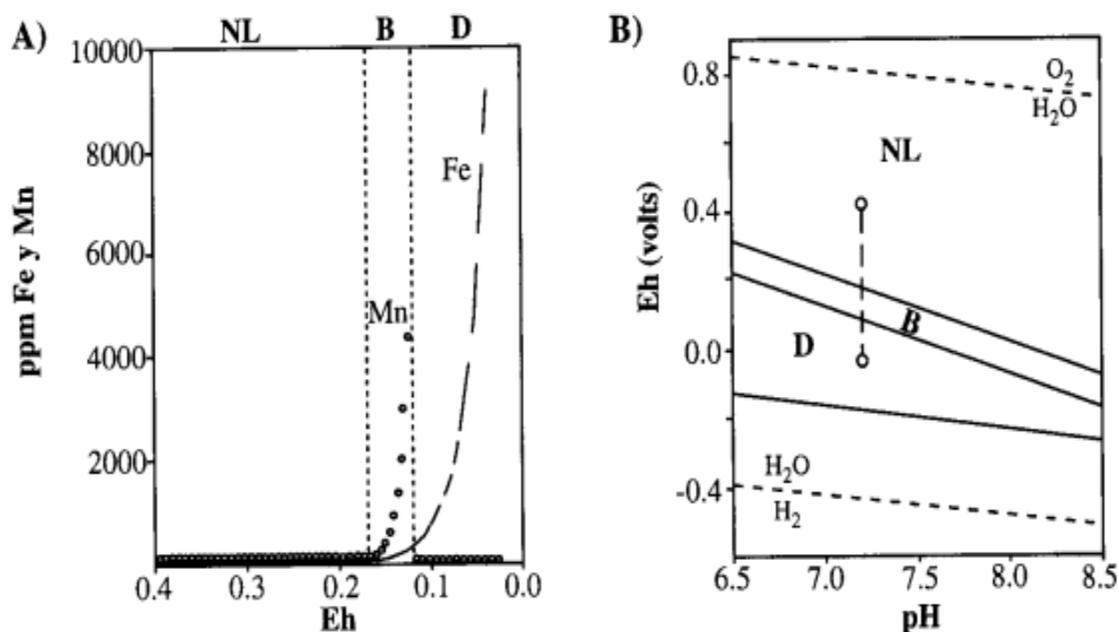


**Fuente.** Machel et al., 1991

El Mn activa la luminiscencia en los carbonatos en colores que van del amarillo al rojo pasando por el naranja, que es el más común, en función de la concentración de Fe que se encuentre en la red mineral. Por tanto, el Mn y el Fe controlan la luminiscencia en los carbonatos.

La incorporación de estos elementos es función, entre otras cosas, del pH y del Eh del medio de precipitación. Puesto que en los acuíferos carbonatos el pH se mantiene en un estrecho margen (valores entre 6,5 y 8) la concentración de  $Mn^{2+}$  y  $Fe^{2+}$  será función, principalmente, del potencial de óxido-reducción. En medios oxidantes tanto el Fe como el Mn se encuentran en estado oxidado, no se incorporan a la red mineral, y dan lugar, por tanto, a cementos No Luminiscentes (NL). A medida que disminuye el Eh (Potencial Redox), se reduce el Mn pero no el Fe, y se incorpora el primero para dar cementos B (bright); en medios más reductores, el  $Fe^{2+}$  se incorpora a la red y precipitan cementos D (dull) (Frank et al., 1982; Barnaby, & Rimstidt., 1989). (ver figura 9).

**Figura 9.** Cambios en los contenidos de  $Mn^{2+}$  y  $Fe^{2+}$  de las calcitas con paso progresivo desde las condiciones oxidantes en las que no se incorpora ni Fe ni Mn, resultando cemento NL



**Fuente.** Barnaby & Rimstidt, 1989

Esta incorporación diferencial de Fe y Mn en el crecimiento de los cristales da lugar a zonaciones que son fundamentalmente de dos tipos: zonación concéntrica y zonación sectorial

(Reeder., 1991). En el primer tipo de la zonación se produce paralela a las superficies de crecimiento del cristal y en el segundo se producen variaciones de luminiscencia en sectores de crecimiento del cristal. La existencia de estas zonaciones permite el establecimiento del concepto de estratigrafía de cementos que nos permite correlacionar los cementos diagenéticos de manera análoga a como se relacionan las unidades litoestratigráficas (Meyers., 1974 y 1978; Goldstein., 1991; Braithwaite., 1993).

La catodoluminiscencia presenta múltiples aplicaciones al estudio de los procesos diagenéticos sufridos por las rocas carbonatadas: cementación, disolución, neomorfismo, reemplazamiento y compactación, así como al reconocimiento de arteritas carbonatadas, tanto caliches como caliches dolomíticos.

### **1.7.3 Análisis petrofísicos.**

Los análisis realizados tuvieron en cuenta entre sus fundamentos teóricos los correspondientes a las siguientes propiedades petrofísicas.

#### ***1.7.3.1 Porosidad.***

La porosidad es una propiedad intrínseca de las rocas que determina una medida de su volumen vacío con capacidad de almacenar fluidos; es definida como la razón entre el volumen poroso (vacío) y el volumen total del material (Ecuación 1).

Para los análisis de porosidad en laboratorio se miden dos de los tres volúmenes mostrados en la ecuación 1.1 y es calculado el tercero utilizando dicha relación. Las ecuaciones 1 a 3 son equivalentes, y su escogencia depende de las mediciones directas con que se cuenten.

#### **Ecuación 1. Porosidad I**

$$1) \quad \phi = \frac{PV}{BV}$$

$$1.1) \quad PV = BV - GV$$

Donde, PV=Volumen Poroso, BV=Volumen total, GV=Volumen de Grano.

**Ecuación 2.** Porosidad II y III

$$2) \phi = \frac{BV - GV}{BV}$$

$$3) \phi = \frac{PV}{PV + GV}$$

*1.7.3.1.1. Volumen total.*

La medición directa del volumen total se realiza por medio del calibrador en el caso de geometrías regulares (Caliper, 1998) y por el principio de Arquímedes (Archimedes' Principle, 1998) en el caso de geometría irregulares. También es posible obtener este valor a partir de mediciones directas del volumen poroso y el volumen de grano. (Ecuación 1.1).

*1.7.3.1.2 Volumen de grano.*

La medición directa del volumen de grano se realiza por medio del método de Boyle de doble celda (Grain Volume Measurement, 1998; en GMAS, 2017).

La ley de Boyle es un caso particular de la ecuación de gases ideales, en donde el proceso ocurre a temperatura constante y se involucra la misma cantidad de un único gas, eliminando así los términos T y n, respectivamente. De esta manera, el volumen de una masa dada de gas ideal varía de manera inversa con la presión ejercida sobre el mismo (ecuación 4).

**Ecuación 3.** Volumen de grano

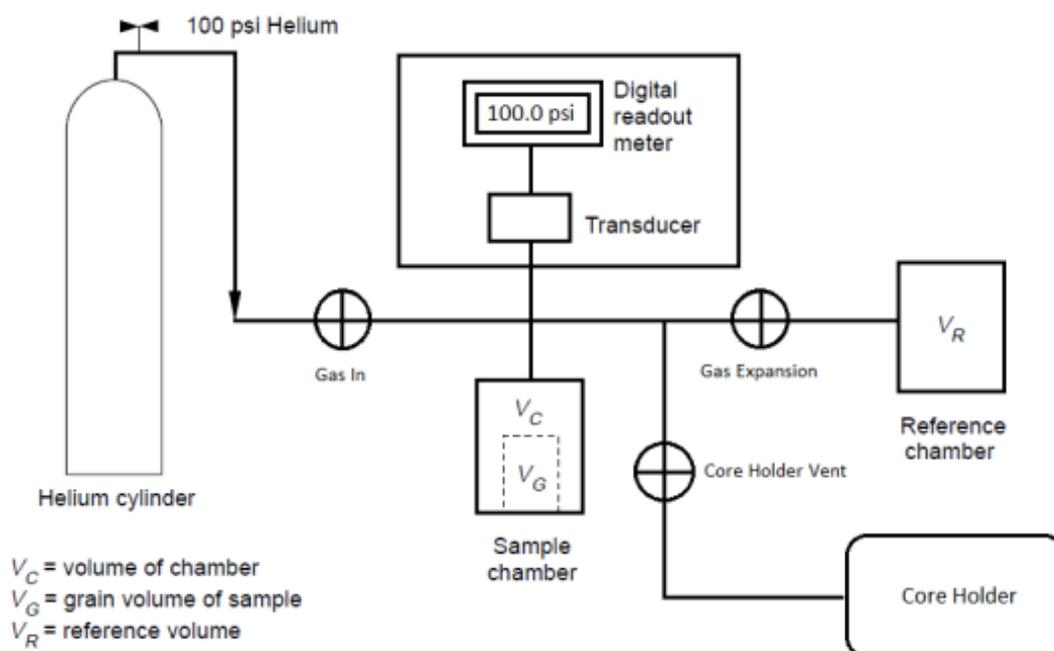
$$4) P_1V_1 = P_2V_2$$

Para medir el volumen de grano, se ingresa el gas en una celda donde está contenida la muestra de estudio a una presión determinada (generalmente ~100.0 psig), para luego expandirlo a una celda de referencia conectada, lo que resulta en una presión de equilibrio menor, de la que se puede calcular el volumen de grano. Este procedimiento es simple, rápido y tiene una gran repetitividad, además de no ser destructivo; sin embargo, requiere una cuidadosa y frecuente

calibración, la cual asegura errores de no más de  $0.03 \text{ cm}^3$  en muestras cilíndricas de 1" de diámetro y de  $0.1 \text{ cm}^3$  en muestras cilíndricas de 1.5" de diámetro.

Debe utilizarse un gas inerte de alta difusividad para evitar la reacción y la adsorción del mismo en la muestra, lo que daría mediciones de porosidad mayores a las reales; el más comúnmente utilizado es el Helio, con el que se trabaja en GMAS. (ver figura 10).

**Figura 10.** Esquema de funcionamiento del porosímetro para la medición del volumen de grano



**Fuente.** GMAS, 2017

La figura 10 muestra el esquema de funcionamiento del Porosímetro de GMAS, donde, para medir el volumen de grano, la muestra se ingresa a una cámara (*Sample chamber*), a donde después se hace ingresar el gas, se espera a que se establezca la presión y se registra. Posteriormente se expande el gas al volumen de referencia (*Reference chamber*), se espera a que establezca la presión y se registra. De esta manera, las ecuaciones para el cálculo del volumen de grano se definen a continuación a partir de la ecuación 4:

$$\begin{aligned}
 P_{He}(V_C - V_G) &= P_{exp}(V_C - V_G + V_R) \\
 P_{He}V_C - P_{He}V_G &= P_{exp}V_C - P_{exp}V_G + P_{exp}V_R \\
 V_G(P_{He} - P_{exp}) &= V_C(P_{He} - P_{exp}) - P_{exp}V_R
 \end{aligned}$$

**Ecuación 4.** Volumen del grano definido por la ecuación 4

$$5) V_G = \frac{P_{exp}}{(P_{He} - P_{exp})} V_R$$

La ecuación 5 se puede ver como la ecuación de una recta  $V_G$  vs.  $\frac{P_{exp}}{(P_{He} - P_{exp})}$ , donde  $V_C$  es el punto de corte con el eje Y, y  $V_R$  es la pendiente. De esta manera, si se tienen cilindros sólidos con porosidad nula, el volumen total medido con calibrador debe ser igual al volumen de grano medido por el Porosímetro; así se calibra el equipo, utilizando cilindros sólidos de acero inoxidable con diferentes alturas, de tal manera que el volumen cambie para dar lugar a mediciones diferentes de presiones que permitan realizar una regresión lineal cuya pendiente y punto de corte sean el volumen de referencia y el volumen de la celda que contiene la muestra, respectivamente. Una vez se tienen estos valores de calibración, el volumen de grano de la muestra en estudio depende únicamente de las presiones medidas por el equipo.

Finalmente, con el valor del volumen de grano y el peso de la muestra se puede calcular la densidad de grano.

#### *1.7.3.1.3. Volumen poroso.*

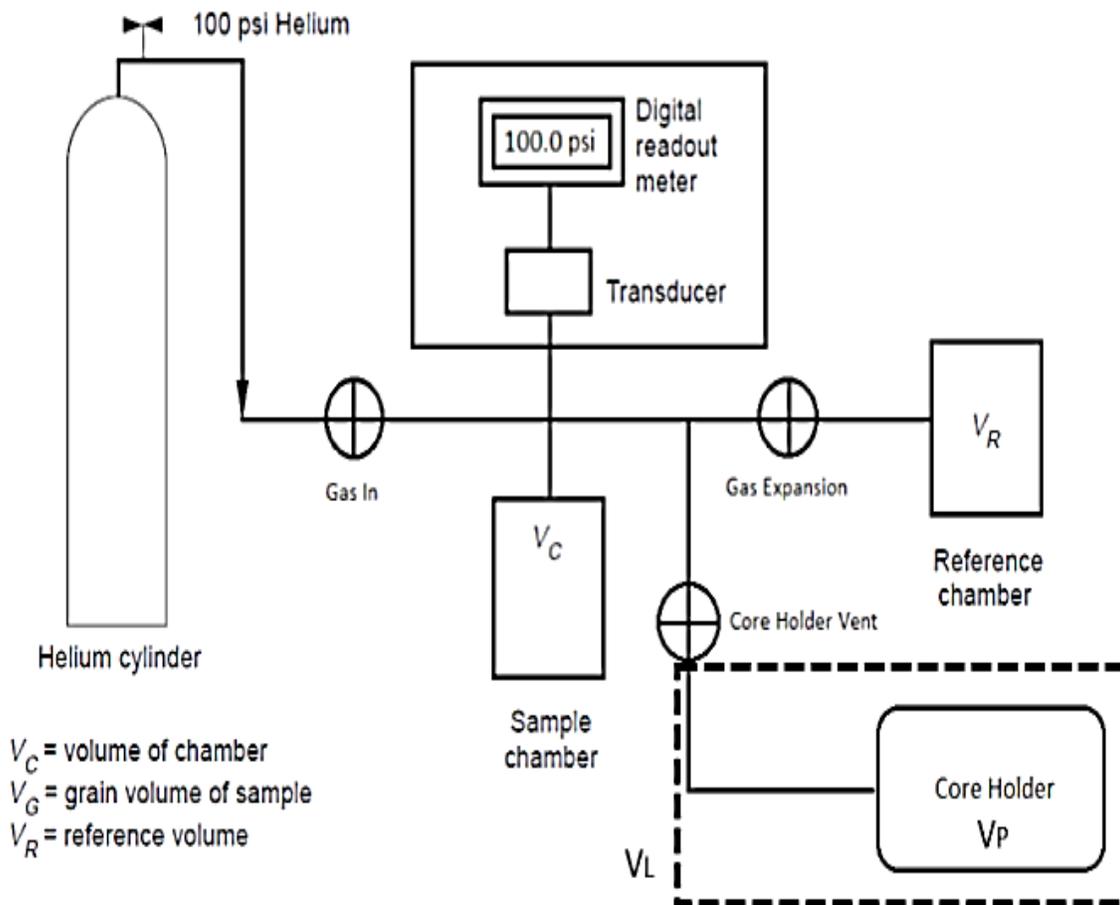
La medición directa del volumen poroso se realiza por medio del método de Boyle de celda simple (Void Volume Measurement, 1998).

Este procedimiento es similar al del método de Boyle de doble celda, con la diferencia de que el gas se expande de una cámara vacía a un Core Holder (figura 11). Donde se encuentra la muestra confinada a baja presión (~400 psig), de tal forma que el gas solo pueda pasar por el volumen poroso conectado de la muestra. Este procedimiento no es destructivo y tiene la ventaja de permitir mediciones consecutivas de porosidad y permeabilidad de manera rápida y simple, además de brindar la medición del volumen poroso de manera directa, eliminando así la sensibilidad de su cálculo a partir de mediciones del volumen total y el volumen de grano, los cuales son mucho más grandes que el volumen poroso. Sin embargo, es muy importante realizar una calibración minuciosa y preparar la muestra de manera que no haya imperfecciones en sus bordes, ya que esto llevaría a errores significativos en el valor de porosidad.

En este caso la cámara contenedora de muestras (Sample Chamber) se deja libre para acumular una cantidad de gas suficiente para expandirlo en el Core Holder, donde la muestra ha sido

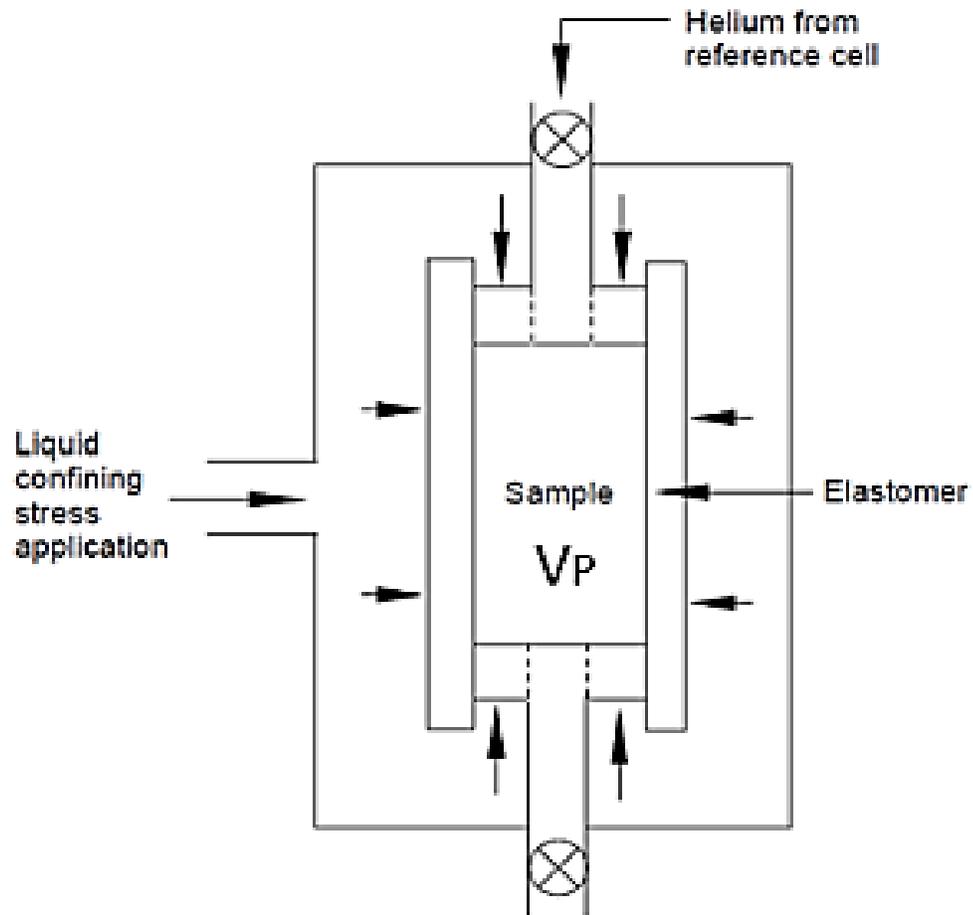
confinada previamente (figura 12). Al igual que en el procedimiento para la medición del volumen de grano, se debe esperar a que las presiones de entrada y expansión estabilicen para registrarlas.

**Figura 11.** Esquema de funcionamiento del porosímetro para la medición del volumen de poroso



Fuente. GMAS, 2017

**Figura 12.** Esquema de funcionamiento del Core Holder triaxial hidrostático



**Fuente.** GMAS, 2017

De esta manera, las ecuaciones para el cálculo del volumen poroso se definen a continuación:

$$P_{He}(V_C) = P_{exp}(V_C + V_L + V_P)$$

Donde  $V_L$  es el volumen de la línea hasta el Core Holder y  $V_P$  es el volumen poroso de la muestra, despejando para  $V_P$ :

$$P_{He}V_C = P_{exp}V_C + P_{exp}V_L + P_{exp}V_P$$

$$V_C(P_{He} - P_{exp}) - P_{exp}V_L = P_{exp}V_P$$

**Ecuación 5.** Volumen poroso

$$6) V_P = \frac{(P_{He}-P_{exp})}{P_{exp}}V_C - V_L$$

La ecuación 6 se puede ver como la ecuación de una recta  $V_P$  vs.  $\frac{(P_{He}-P_{exp})}{P_{exp}}$ , donde  $V_L$  es el punto de corte con el eje  $Y$ , y  $V_C$  es la pendiente. De esta manera, si se introducen cilindros sólidos con porosidad nula ( $V_G = V_B$ ) en el contenedor de muestras, y se usa otro cilindro sólido como muestra objetivo ( $V_P = 0$ ), se plantean las siguientes ecuaciones de calibración:

$$P_{He}(V_C - V_G) = P_{exp}(V_C - V_G + V_L)$$

$$P_{He}V_C - P_{He}V_G = P_{exp}V_C - P_{exp}V_G + P_{exp}V_L$$

$$V_G(P_{He} - P_{exp}) = V_C(P_{He} - P_{exp}) - P_{exp}V_L$$

**Ecuación 6.** Volumen de grano

$$7) V_G = V_C - \frac{P_{exp}}{(P_{He}-P_{exp})}V_L$$

La ecuación 7 se puede ver como la ecuación de una recta  $V_G$  vs.  $\frac{P_{exp}}{(P_{He}-P_{exp})}$ , donde  $V_C$  es el punto de corte con el eje  $Y$ , y  $V_L$  es la pendiente. De esta manera se calibra el equipo utilizando cilindros sólidos de acero inoxidable con diferentes alturas, de tal manera que el volumen cambie para dar lugar a mediciones diferentes de presiones que permitan realizar una regresión lineal cuya pendiente y punto de corte sean el volumen de la línea y el volumen de la celda contenedora de muestras, respectivamente. Una vez se tienen estos valores de calibración, el volumen poroso de la muestra en estudio depende únicamente de las presiones medidas por el equipo (ecuación 6).

### ***1.7.3.2 Permeabilidad.***

La permeabilidad es la propiedad de los medios porosos que cuantifica su habilidad de transmitir fluidos midiendo la conductividad de los mismos en el material. La permeabilidad es dependiente de la dirección de medición, salvo en medios homogéneos e isotrópicos, y está definida por la ley de Darcy, quien estableció que existe una relación proporcional entre el flujo en un medio poroso, la viscosidad del fluido y la caída de presión a una distancia dada.

De esta manera, en condiciones de flujo constante, un fluido homogéneo e incompresible, y una geometría definida, la permeabilidad debe ser una constante, considerada una propiedad intrínseca del medio poroso que no depende del tipo de fluido (en una sola fase), pero sí de la estructura del medio mismo. Si bien los supuestos que limitan la aplicabilidad de la ley de Darcy no se cumplen en su totalidad en un reservorio, la ley de Darcy constituye una buena aproximación para estimar la permeabilidad, que con las correcciones pertinentes permite obtener resultados muy acertados. Las pruebas de permeabilidad de rocas en laboratorio se hacen utilizando un gas de alta difusividad que no reaccione con la roca misma ni sea adsorbido (generalmente Nitrógeno, utilizado en GMAS), por lo que es necesario corregir la Ley de Darcy para considerar el efecto de deslizamiento de gas a través de las paredes del medio poroso, el cual no se presenta en los líquidos debido a que estos últimos no soportan esfuerzos cortantes.

De esta manera se define la Permeabilidad Klinkenberg ( $K_{\infty}$ ), que parte del concepto de que un gas sometido a una presión muy alta (que tiende a infinito) se comporta como un líquido, por lo que, a partir de diferentes datos de permeabilidad, obtenidos a presiones distintas de Inyección y confinamiento de la muestra, se puede obtener la Permeabilidad Klinkenberg como el punto de corte de la regresión lineal de Permeabilidad versus la inversa de la presión media en el sistema ( $K_{\infty}$  vs  $1/P_m$ ).

Es importante aclarar que la Permeabilidad Klinkenberg es un estimado teórico del comportamiento de flujo de un líquido en un medio poroso, pero no necesariamente representa la capacidad de flujo de un líquido real en el medio ya que el gas entra a lugares donde un líquido no podría; debido a esto la permeabilidad medida en el laboratorio (al gas) es siempre mayor a la permeabilidad Klinkenberg, la cual a su vez es siempre mayor a la permeabilidad del líquido.

La medición de permeabilidad en GMAS se realizó por medio del método de estado estable, el cual se basa en la estabilización de un flujo de gas a través del medio poroso y la determinación de la presión media (Steady-Stable Permeability, 1998). GMAS 2017

Con los valores geométricos de la muestra y la viscosidad del gas de medida se puede determinar la permeabilidad de acuerdo a la expresión mostrada en la Ecuación 8.

#### Ecuación 7. Permeabilidad

$$8) K = 2000 \frac{L}{A} \mu Q_v \frac{P_{inj}}{P_{inj}^2 - P_{atm}^2}$$

Donde, la permeabilidad (K) está en mD, L es la longitud de la muestra en cm, A es el área transversal de la muestra en  $cm^2$ ,  $\mu$  es la viscosidad del gas de medición en cP, Q es el flujo volumétrico del gas en  $\frac{cm^3}{s}$ ,  $P_{inj}$  es la presión de inyección en atm, y  $P_{atm}$  es la presión atmosférica en atm. Las mediciones se realizan en un equipo donde la muestra es confinada previamente de forma tal que permita el flujo del gas de medida únicamente por el medio poroso (Core Holder).

Las mediciones de permeabilidad requieren del previo confinamiento de la muestra en el Core Holder; en el equipo, cuyo rango de detección es de 0.01mD a 17000 mD, se introducen los parámetros de flujo y se espera a la estabilidad de la presión de inyección para registrar los datos requeridos para los cálculos.

La medición de la permeabilidad al gas y la estimación de la permeabilidad Klinkenberg tienen una precisión de  $\pm 10\%$  que depende del correcto manejo de las variables involucradas (Ecuación 8), Teniendo en cuenta sus respectivas unidades y cifras significativas, las cuales se muestran a continuación:

$$[K] = mD$$

$$[L] = cm$$

$$[A] = cm^2$$

$$\mu_{N_2}(T, P)[cP] = \mu_{N_2}(T, 1) - 0.12474 + 0.123688 * P + 1.05452 * 10^{-3} * P^2 - 1.5052 * 10^{-6} * P^3$$

$$\mu_{N_2}(T, P)[cP] = \frac{13.85 * T^{1.5}}{T + 102}$$

$$Q_m \left[ \frac{g}{s} \right] = Q(\%) * Pendiente_{reg\ lineal}$$

+  $Corte_{reg\ lineal}$ ; esta regresión lineal es de calibración del equipo.

$$Q_v \left[ \frac{cm^3}{s} \right] = \frac{Q_m}{\rho}$$

$$\rho \left[ \frac{g}{cm^3} \right] = \frac{M_N P_m}{ZRT}$$

$$M_N \left[ \frac{g}{mol} \right] = 28.0134$$

$$P_m [atm] = \frac{P_{inj} + P_{atm}}{2}$$

$$P_{atm} = 10.907\ psig = 0.742\ atm$$

$$Z_N [] = 0.9997$$

$$R \left[ \frac{cm^3 * atm}{K * mol} \right] = 82.057459$$

$$[T] = K$$

Para el cálculo de la Permeabilidad Klinkenberg, se realizan cuatro mediciones (a presiones medias distintas) que permiten realizar la regresión lineal y obtener el corte a presión infinita ( $K_\infty$ ) (Klinkenberg Permeability, 1998). GMAS 2017. En las mediciones debe registrarse la siguiente información:

- Temperatura.
- Presión de confinamiento.
- Presión de inyección.
- Tipo de flujo (alto o bajo).
- Porcentaje de flujo másico.
- Dimensiones físicas de las muestras.

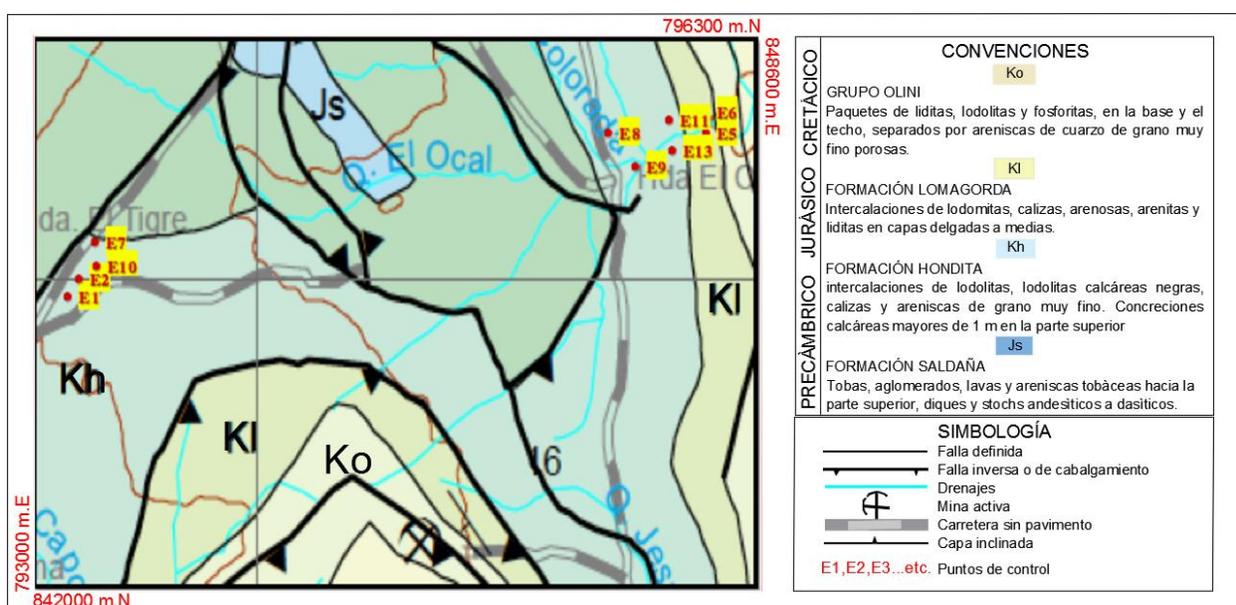
Este método tiene la ventaja de brindar una medición directa de la permeabilidad al gas, eliminando así reacciones dañinas entre la roca y el fluido saturante, además de ser apto para mediciones en muestras friables y no consolidadas.

Debe garantizarse una temperatura estable durante el tiempo de medición, así como un flujo laminar; debe tenerse precaución con la presión de confinamiento, ya que si esta es excesiva pueden colapsar las gargantas de poro de la muestra. Por último, la forma de la muestra debe ser lo más cilíndrica posible, ya que las imperfecciones en los bordes pueden llevar a errores significativos en la medición.

## 2. MARCO GEOLÓGICO

El área de trabajo se encuentra dentro de la subcuenta Neiva del VSM, Tomando las planchas 345 del SGC, se ubicaron sectores con afloramientos de las formaciones Hondita y Loma gorda y se reconocieron rasgos geológicos y estructurales. Se recogieron muestras de campo para posterior análisis de laboratorio. (ver figura 13).

**Figura 13.** Mapa geológico de la zona de trabajo (escala 1:5000)



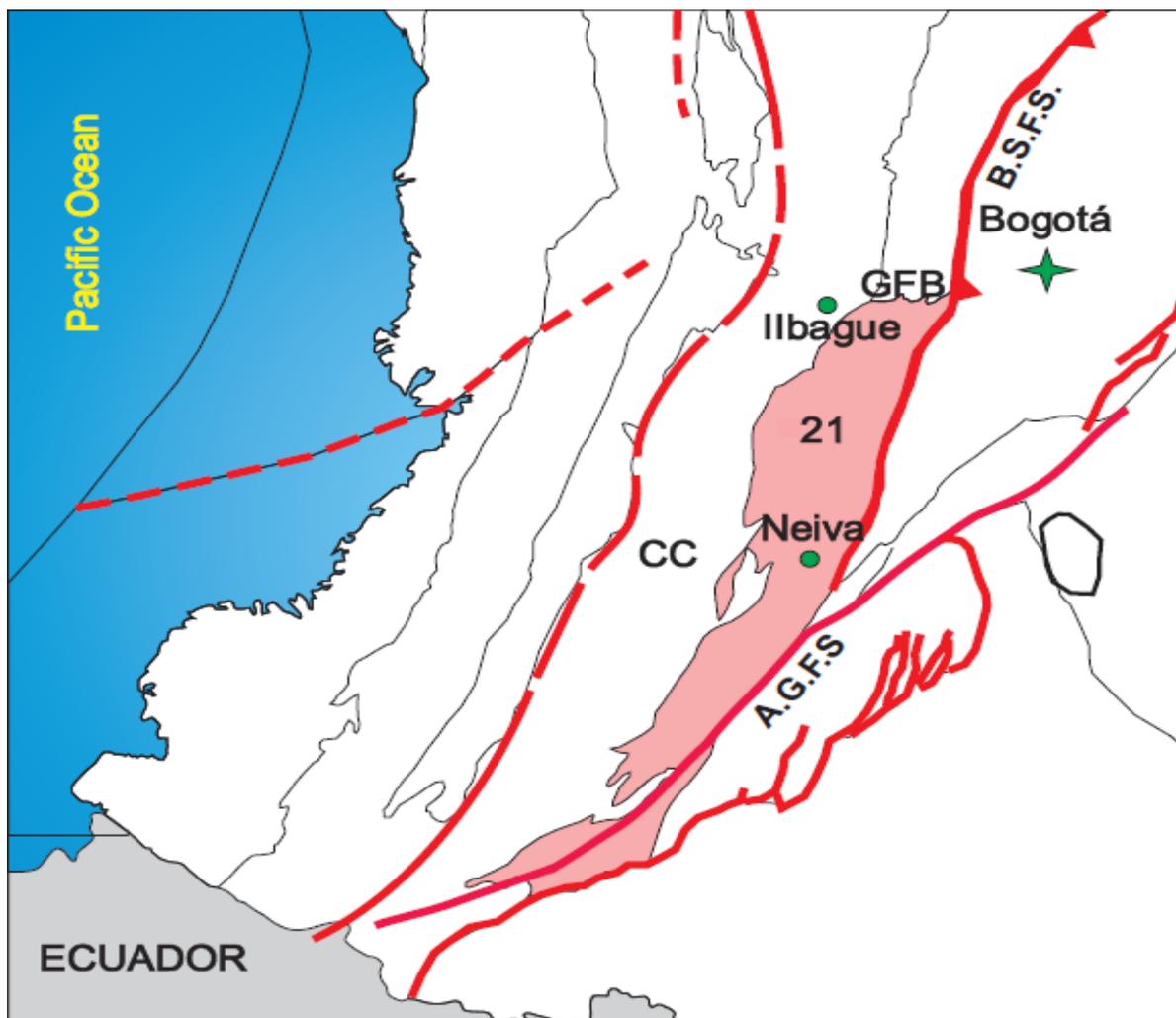
**Fuente.** Editado de la plancha geológica 345 SGC., 2001.

### 2.1 Geología general de la cuenca

La cuenca del VSM se constituye como una gran depresión en medio de dos cordilleras, motivo por el cual se cataloga como cuenca intramontana, se extiende desde Pitalito en el Huila hasta Honda en el Tolima, con un largo aproximado de 400 Km y un área de cercana a los 20000 Km<sup>2</sup> (Mojica & Franco., 1990), los límites del VSM están bien definidos al Norte con el cinturón plegado de Girardot; Noreste con sistema Fallas Bituima-La Salina, al Oeste con cordillera central; Sureste con sistema Fallas Algeciras-Garzón.

Geológicamente la cuenca se encuentra limitada por rocas ígneas y metamórficas de la cordillera oriental y central, en contacto fallado, dando origen a fallas que ponen a cabalgar el basamento sobre las rocas sedimentarias. (ver figura 14).

**Figura 14.** Ubicación y delimitación del Valle Superior del Magdalena



**Fuente.** ANH., 2010

La cobertura sedimentaria en el VSM inicia con la depositación en el Cretácico medio Aptiano hasta el cretácico superior *Maestrichiano* de una secuencia de origen marino y continuo en el paleógeno y Neógeno con una serie de secuencias de origen continental, asociadas a ambientes fluviales, lacustres entre otros. Las nomenclaturas usadas para la estratigrafía de esta cuenca, tienen varios nombres. (ver figura 15).

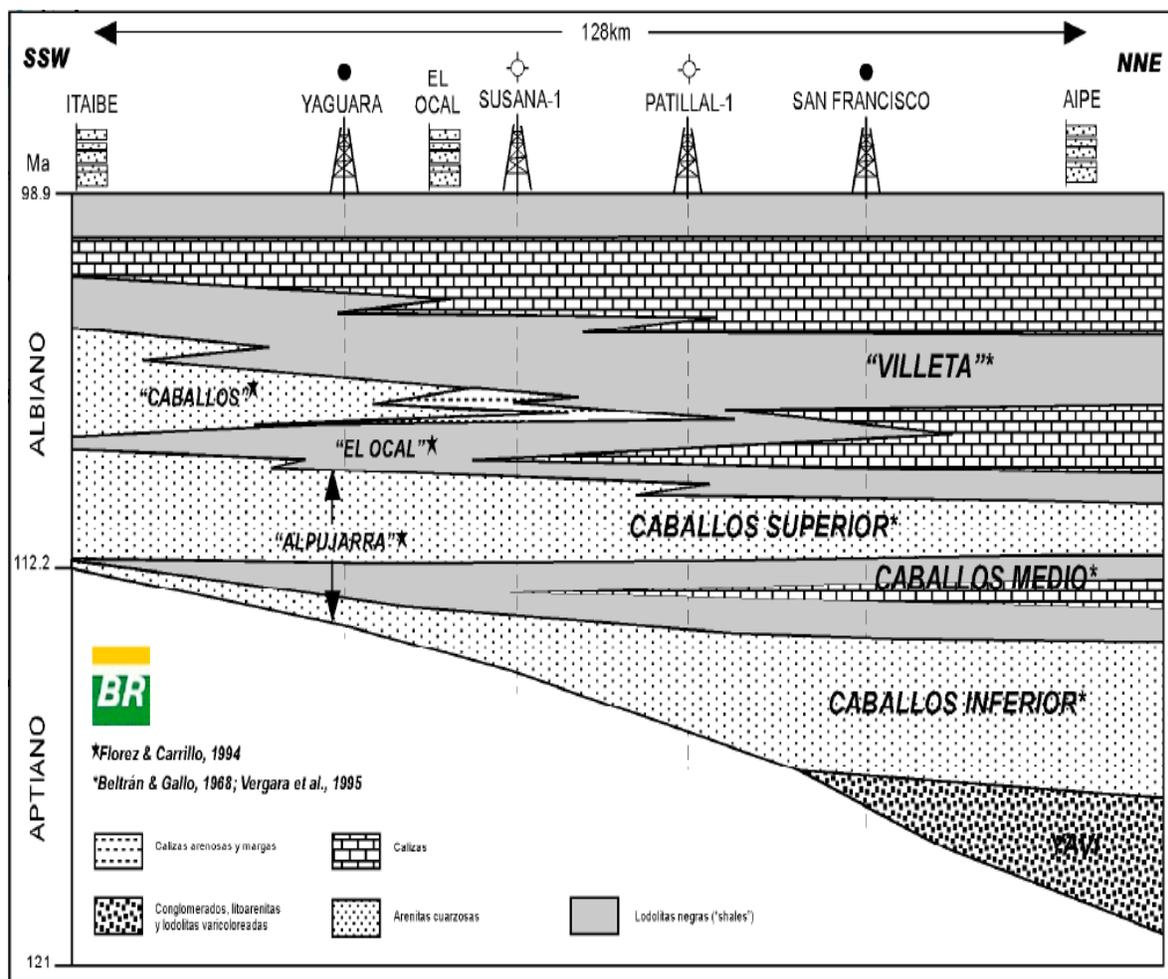
**Figura 15.** Columna Estratigráfica generalizada del valle superior del Magdalena Columna estratigráfica generalizada de la sub-cuenca de Neiva, Valle Superior del Magdalena.

PERIODO	EPOCA	PISO	Tiempo m.a.	LITOLOGIA	UNIDADES Y FORMACIONES		
				e u v f m c t e g			
TERCIARIO	PLIOCENO				GIGANTE		
			53				
	MIOCENO	TARDEO				HONDA	
		MEDIO	11.2				
		TEMPRANO	16.4				
	OLIGOCENO	TARDEO		24		BARZALOSA	
		TEMPRANO		28			
	EOCENO	TARDEO		34		G U A L A N D A Y	
				37			POTRERILLO
		MEDIO		40			Tesalia Bache Palermo
		TEMPRANO		49			
	PALEOCENO	TARDEO		55			
			61		TERUEL		
TEMPRANO			65		GUADUALA SAN FRANCISCO		
CRETACEO	MAASTRICHT				LA TABLA		
			78		MONSERRATE		
	CAMBRIANO					NIVEL DE LUTITAS Y ARENAS	
			83				
	SANTIANO			86		CHERT SUPERIOR	
	CONIACANO			89		GRUPO OLINI	
	TURONIANO					CHERT INTERIOR	
				90		LOMAGORDA LUNA	
	CENOMANIANO						
				98		BAMBUCA	
ALBIANO					HONDITA		
					TETUAN		
APTIANO					SUPERIOR		
			112		CABALLOS MEDIO INFERIOR		
PRE - APTIAN			121		YAVI		

**Fuente.** Modificada de Beltran & Gallo., 1968 y Vergara., 1994 en Ramón et al., 2001

Modelos cronoestratigráficos (Mora., 2003), han integrado información del subsuelo con información conocida de superficie para proponer relaciones de las unidades del Aptiano-Albiano (Formaciones Caballos y Tetuán) entre el campo Yaguará y los pozos Providencia, en el norte de la Subcuenca de Neiva. (ver figura 16).

**Figura 16.** Modelo cronoestratigráfico de la deposición de las secuencias estratigráficas para el Aptiano – Albiano de la cuenca del valle Superior del Magdalena

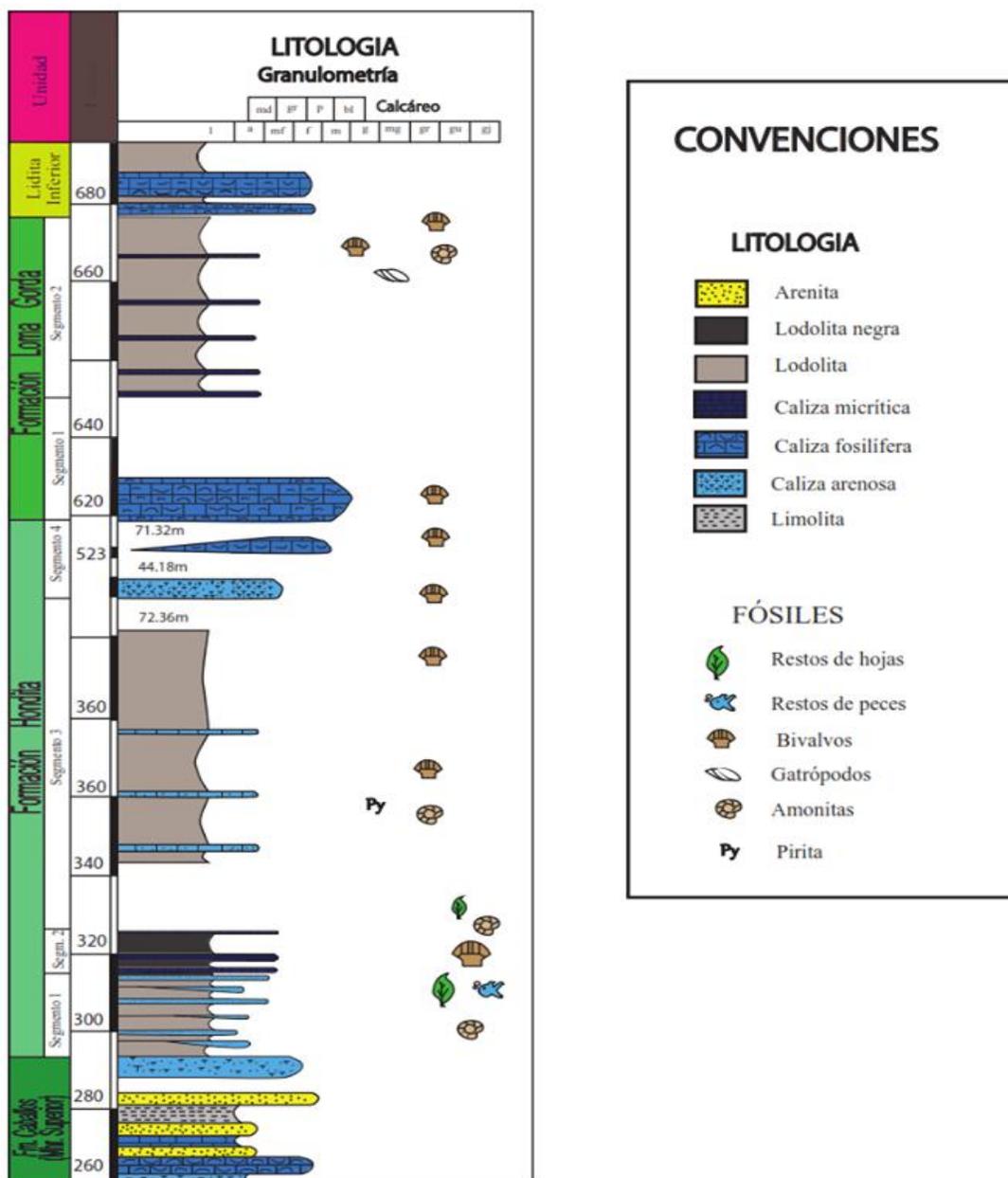


Fuente. Mora, 2003.

### 2.1.1 Estratigrafía.

En el presente proyecto las formaciones de interés son las inmediatamente aflorantes en el área de estudio, (ver figura 17). Por tanto, la estratigrafía se centrará en ellas.

**Figura 17.** Columna estratigráfica de la formación Hondita- Loma Gorda en el sector de la quebrada Ocal



**Fuente.** Modificada de Modificada de Caicedo., 1998; SCG.

Estratigráficamente se reconocen rocas sedimentarias de origen clástico, químico y bioquímico con edades que van desde el Albiano hasta el cenomaniano, es importante aclarar que la nomenclatura estratigráfica usada en este trabajo es la oficial implementada por el SCG, no obstante, se hace un cuadro comparativo con la nomenclatura estratigráfica petrolera. (Ver figura 18).

Figura 18. Correlación de nomenclaturas industria petrolera y SGC

EDAD		NOMENCLATURA EMPLEADA EN LA INDUSTRIA PETROLERA		NOMENCLATURA EMPLEADA POR INGEOMINAS		
ERA	PERIODO	GRUPO	FORMACIÓN	GRUPO	FORMACIÓN	
<b>CRETÁCICO</b>	<b>SUPERIOR</b>	Maastrichtiano Campaniano	Monserrate	K1	K III	Buscavidas La Tabla
				K2		
				K3		Olini
				K4		
	<b>INFERIOR</b>	Santoniano Albiano	Villeta	Aico Chert	K II	Loma Gorda
				La Luna		
				Shale de Bambucá		Hondita
				Calizas de Tetuán		
		Albiano	Caballos	Superior	K I	Caballos
				Medio		
Inferior						
Aptiano	Yaví		Yaví			

Fuente. Vargas, et al., 2014.

### 2.1.1.1 Formación Saldaña (Js).

Las rocas volcano sedimentarias del Valle Superior del Magdalena fueron designadas como Formación Saldaña por Cediél et al (1980, 1981) para reemplazar el nombre dado por Renz (en Trumpy, 1943) y Nelson., 1959, en Julivert, 1968) de Formación Post-Payandé. Está conformada por tobas vítreas a cristalinas y líticas con ligeras variaciones texturales y de composición. En las tobas cristalinas predominan los cristales de biotita, plagioclasa y anfíboles.

A veces se observa estructuras de flujo dentro de la matriz vítrea y cristales o líticos orientados. También se observa aglomerados volcánicos y esporádicamente limolitas tobáceas. Se acepta para la Formación Saldaña la edad propuesta por Mojica et al. (1978), Cediél et al. (1980, 1981) y Mojica & Kammer (1995), entre otros, quienes con base en análisis estratigráficos y cronológicos consideraron que la Formación Saldaña se depositó durante el Triásico - Jurásico. Por otra parte, la Formación Saldaña es instruida por el Monzogranito de Algeciras considerado del Jurásico medio a superior (Restrepo et al. 1997).

### **2.1.1.2 Formación Caballos (Kc).**

La Formación Caballos fue definida originalmente por Corrigan (1967), en el cerro Caballos al oeste de Olaya Herrera (Ortega, Tolima), designando con este nombre una unidad arenosa, depositada en ambiente transgresivo a marino somero.

La ubicó estratigráficamente como suprayacente a las unidades precretácicas e infrayacente a la Formación Villeta. Posteriormente, Beltrán & Gallo (1968) aceptan este nombre para la subcuenca de Neiva, redefiniendo el sentido de la unidad al dividirla en tres unidades litológicas; la porción inferior y superior consistente en arenitas y la parte media por shale gris a negro interbandeado con arenitas.

Renzoni (1994a) analizó las columnas estratigráficas de la Formación Caballos levantadas en el Valle Superior del Magdalena, por varios autores, contribuyendo a la claridad en la utilización del nombre. Flórez & Carrillo (1994) subdividieron la unidad en tres, con la misma idea de Beltrán & Gallo (1968), pero siendo estricto con la definición en la sección tipo hecha por Corrigan (1967), en donde se toma el segmento inferior asignándole el rango de formación (Formación Alpujarra) como parte del Grupo Bermejo, con la Formación Yaví, y elevando a rango de formación los segmentos medio lodoso y superior arenoso.

### **2.1.1.3 Formación Hondita (Kh).**

Estratigráficamente la formación Hondita es de edad Albiano medio hasta el coniciano (Patarroyo., 1993), Litológicamente la formación Hondita está conformada por paquetes de calizas con intercalaciones de lutitas. Las calizas son ricas en fósiles de amonites, bivalvos, gasterópodos, espinas de pescado oolitos entre otros.

Hacia la base de la formación se reconocen paquetes de lodolitas intercaladas con calizas micríticas, encontrando en la parte media de la formación paquetes de lodolitas de gran espesor. Hacia el tope de la formación encontramos grandes paquetes de calizas en contacto con la base de la formación Lomagorda, (ver figura 17). Según el SGC, Morales et al, 1998, el levantamiento realizado en la quebrada el ocal, la formación Hondita está conformada por diferentes segmentos, descritos de base a techo:

- a. **Segmento 1.** Está conformado por intercalaciones de shale y limolitas de comportamiento fisil, y capas de caliza micrita, presenta un espesor neto de 25 metros, presenta capas medias de shale intercaladas con limolitas arenosas, se encuentran con un grado de meteorización medio-alto, adquiriendo un aspecto oxidado y arcilloso. Se reconocen fósiles de amonitas (*Oxytropidoceras sp*), que van desde unos pocos milímetros hasta 15 centímetros, bivalvos y peces.
  
- b. **Segmento 2:** De la base en contacto con el segmento 1, se encuentran unas intercalaciones de shale y caliza con una potencia de 15 metros, el shale es de color oscuro, reacciona levemente al ácido clorhídrico, asumiendo una leve presencia de carbonatos, las capas de caliza micrítica se encuentran con ligero contenido de intraclastos y algunos fósiles de bivalvos.
  
- c. **Segmento 3:** paquete masivo de shale de aproximadamente 150 metros, con ligeros niveles de limolitas, el shale, presenta alto grado de meteorización.
  
- d. **Segmento 4:** aunque el sector se encuentra cubierto se reconocen niveles calcáreos con contenido arenoso, con porosidad moldica originada por la disolución de bivalvos, los niveles calcáreos están conformados principalmente por esparita “Bioesparita”.

#### **2.1.1.4 Formación Loma Gorda (KL).**

Está conformada principalmente por lodolitas silificadas y chert, La secuencia sedimentaria cretácica comienza con la depositación de la formación Caballos en el Aptiano –Albiano (Renzoni., 1994), continuando con la formación Hondita (formación de interés) depositada en Albiano medio – Coniaciono (Patarroyo., 1993), Lomagorda de edad coniaciano (Patarroyo 1993), Olini de edad Santoniano – Campaniano superior (Vergara., 1994).

Con base el levantamiento realizado por Caicedo 1998, y el reconocimiento realizado en campo, se identificaron diferentes segmentos en la formación Loma Gorda:

- a. **Segmento 1.** Está compuesto por caliza de tipo micrita, esparita con contenido de fósiles y micrita con intraclastos, el espesor aflorante no es superior a los 15 metros, se reconocen fósiles de bivalvos.
- b. **Segmento 2.** Intercalaciones rítmicas de 46,5 m de shales con capas delgadas de micrita.

#### **2.1.1.5 Grupo Olini (Ko).**

El nombre de Grupo Olini fue introducido por Petters, 1954 en (Julivert, 1968), al describir unas especies de foraminíferos, pero sin presentar una descripción litológica y consta de tres miembros: «Lower Chert, Upper Sandstone Member y Upper chert Member». Hubach (1957) extendió el nombre por el Valle Superior del Magdalena y el área de Girardot - Guataquí.

Posteriormente, De Porta (1965) utiliza el término como una unidad litoestratigráfica compuesta por dos niveles silíceos denominados Lidita Inferior y Lidita Superior, separados por un nivel de lutitas. Según este autor, el Grupo Olini queda comprendido entre la Formación Loma Gorda y el Nivel de Lutitas y Arenas y establece como localidad tipo la secuencia que aflora por el camino que conduce del Municipio de Piedras a la cuchilla La Tabla y como secciones de referencia algunos cortes que se observan por la carretera Girardot - Guataquí. Cáceres & Etayo (1969), en la región del Tequendama, incluyen, además, dentro del Grupo Olini el Nivel de Lutitas y Arenas de De Porta (1965), y elevan a la categoría de Formación las Liditas Inferior y Superior.

La formación está constituida por una secuencia de lodolitas silíceas con foraminíferos, limolitas blancas grisáceas, niveles de chert color crema en el tope y la base y shales grises oscuros intercaladas con arenitas de grano fino a medio en la parte media de secuencia, en capas tabulares con laminación plana paralela y levemente ondulosa, bioturbadas.

Se observa arenitas fosfáticas, restos de peces y de conchas, cavidades de disolución, cemento silíceo y calcáreo. En la mayor parte de los afloramientos, los niveles de liditas están fracturados y plegados, lo que impide en muchas ocasiones su ubicación estratigráfica.

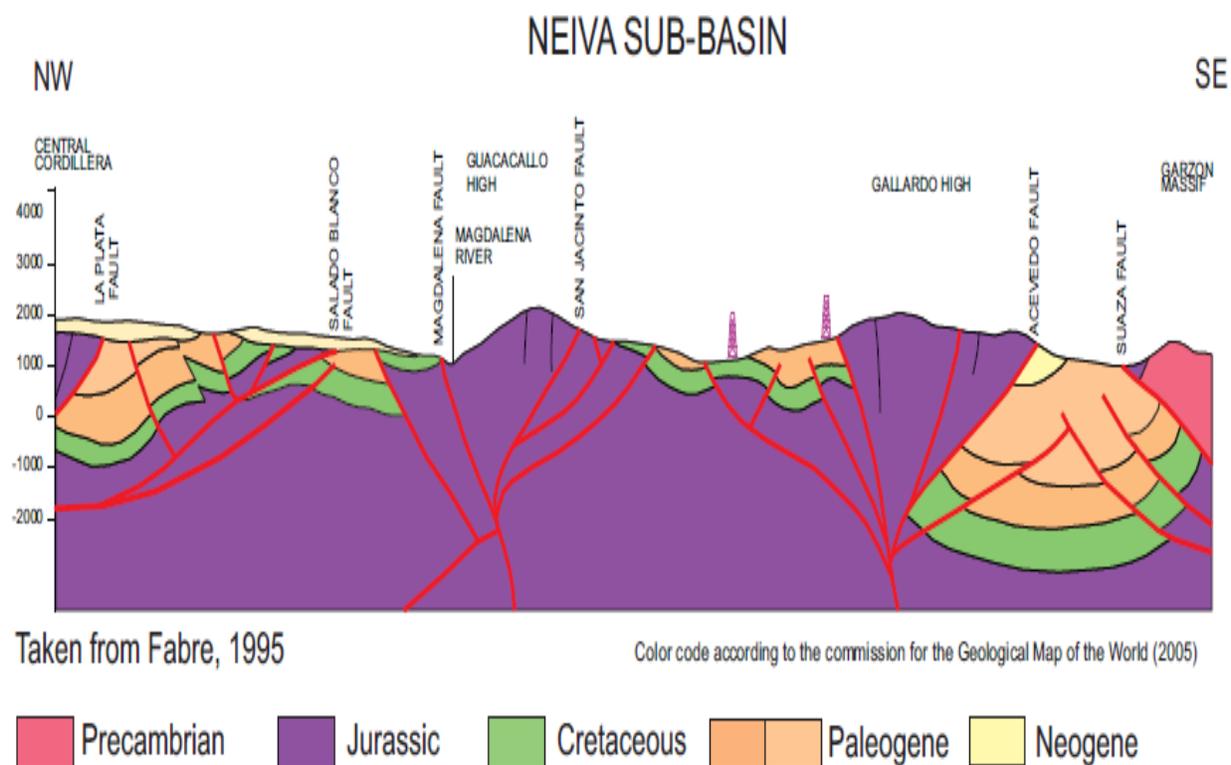
## 2.2 Marco tectónico

La evolución estructural del VSM se encuentra directamente ligada a los esfuerzos compresivos originados por el levantamiento de la Cordillera Oriental en el Paleógeno, dando lugar a un gran número de fallas de cabalgamiento y plegamientos a lo largo y ancho de la cuenca.

Para la Subcuenca de Neiva, se identifican dos grandes sistemas de fallas dentro del valle, el primero de ellos es el Algeciras-Garzón originado por el cabalgamiento del margen occidental de la cordillera oriental conformada por rocas principalmente metafóricas pre jurásicas, sobre rocas de la cobertura productiva del Valle. (ver figura 19).

El segundo está constituido por el cabalgamiento originado por el margen oriental de la cordillera central que pone en contacto rocas cristalinas jurásicas y Pre jurásicas con rocas de hasta el oligoceno (Mojica & Franco 1990), en la subcuenta Neiva es conocido como el sistema de fallas Chusma-Teruel.

**Figura 19.** Modelo estructural de la subcuenca Neiva del VSM

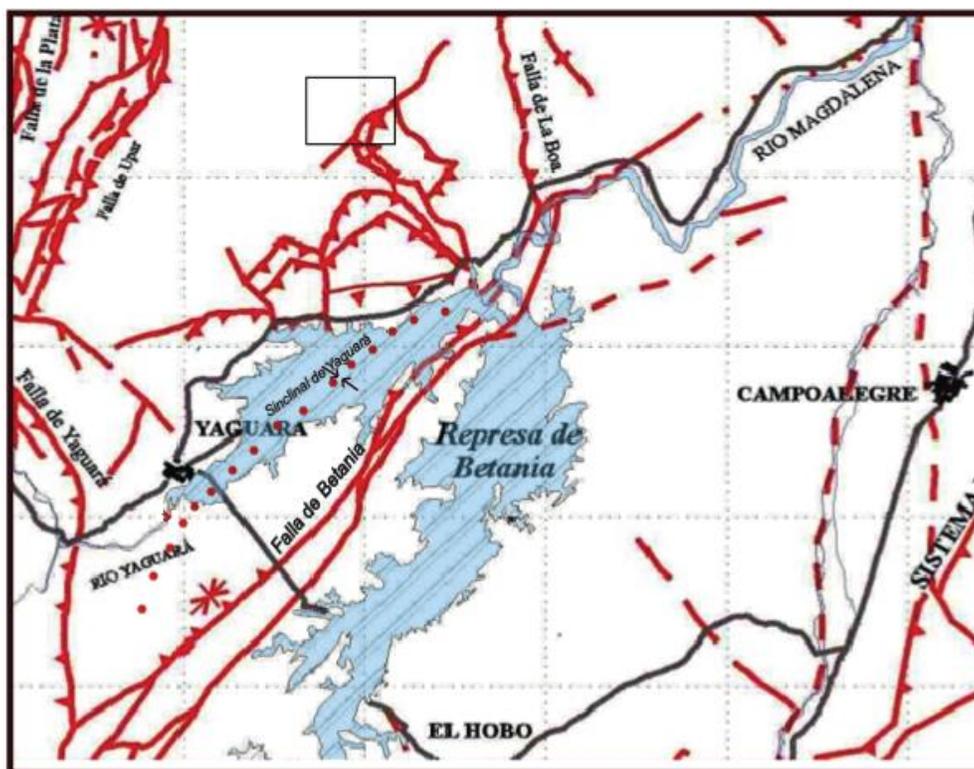


**Fuente.** ANH, 2009

### 2.2.1 Rasgos estructurales locales.

El área de trabajo se encuentra afectada por sistemas de fallas que, aunque no fueron estudiadas y/o catalogadas directamente en campo, si se deben tener en cuenta puesto a que originan un complejo sistema de fallas en la región, las cuatro principales son falla de Upar, Betania, Yaguará y la Boa. (ver figura 20).

**Figura 20.** Mapa estructural de la zona inmediata al área de estudio



**Fuente.** SGC., 2001

Se reconocen un gran número de fallas de tipo inversas y diaclasas de tipo local, las rocas que afectan estas fallas son en su mayoría cretácicas de las formaciones Hondita, Loma Gorda, Olini y Tabla, se reconoce un gran número de lineamientos en los drenajes naturales presentes en la formación caballos en el cerro de Upar que se constituye como una pendiente monoclinial

Aunque no se reconocen grandes estructuras plegadas directamente en la zona de trabajo, si se debe resaltar que la investigación se llevó a cabo sobre el flanco occidental del sinclinal de Yaguará, asemejándose en el filo de Upar a un gran monoclinial.

### **2.2.1.1 Fallas.**

Las fallas en la zona presentan dos direcciones preferentes la primera de ellas es en sentido SW - NE (promedio N40E) con buzamientos no superiores a los 30 grados hacia SE, el segundo patrón de fallas presenta sentido SE- NW (Rumbo promedio N40w) con buzamientos no superiores a los 30 grados en sentido SW.

- a. Falla de la Boa:** La falla de la Boa se puede reconocer sobre el cauce de a quebrada que lleva el mismo nombre, presenta una dirección ligeramente hacia el oeste (N5W) y un buzamiento menor de 30° NW. Esta falla pone a cabalgar rocas ígneas extrusivas jurásicas de la formación Saldaña, sobre rocas sedimentarias clásticas cretácicas de las formaciones Tabla y Seca.
- b. Falla de Betania:** La falla de Betania, presenta dirección N40E, su traza se encuentra parcialmente cubierta por depósitos cuaternarios, pone a cabalgar rocas Jurásicas y cretácicas sobre rocas sedimentarias Paleógenos de la formación Gualanday y Neógenas de la formación Honda. La influencia tectónica sobre la región se puede evidenciar en la similitud de tendencia estructural que tienen la mayor parte de las fallas locales en el sector de trabajo.
- c. Falla de Upar:** La falla de Upar se localiza al occidente la zona de trabajo su dirección es N10E y pone en contacto cabalgante rocas ígneas Jurásicas del Stock de Teruel sobre rocas Paleógenos principalmente.
- d. Falla de Yaguará:** La falla de Yaguará presente un alto valor desde el punto de vista petrolífero ya que contribuye en la generación de estructuras de entrapamiento en el campo los Mangos (Morales Et al., 2001), Presenta dirección (N-N40W).

### **2.2.1.2 Pliegues**

Como se mencionó anteriormente en el sector de trabajo no se reconocen grandes estructuras plegadas, pero la investigación se realizó sobre el flanco occidental del sinclinal de Yaguará.

- a. Sinclinal de Yaguará:** El sinclinal de Yaguará pliega rocas Cretácicas de la formación Seca, Rocas Paleógenas de la formación Gualanday y rocas Neógenas de la formación Honda, presenta una dirección N40W y su núcleo se encuentra en gran parte cubierto por la represa de Betania. En el área de trabajo se reconoce su flanco occidental, encontrando en la base las rocas de la formación caballos.

## **2.3 Geología del petróleo.**

La zona del trabajo presenta condiciones propicias para rocas generadoras de yacimientos convencionales, desde el punto de vista de los no convencionales las rocas reúnen condiciones geoquímicas favorables para una posible explotación de las mismas.

### **2.3.1 Roca generadora.**

Según la ANH en la ronda Colombia 2009, los shales de las formaciones Hondita y Loma gorda presentan condiciones muy favorables en materia orgánica, con porcentajes de Materia Orgánica Total (TOC) que pueden llegar varían el 2-12%, con presencia de Kerogeno e índice de reflectancia de la vitrinita (Ro) de 0.9, el espesor de las dos formaciones puede varias entre los 300 y 1200 pies.

Análisis geoquímicos realizados a los crudos, indican que la roca madre de esta cuenca es el Grupo Villeta, en especial la Formación Tetuán y parte de la Formación Bambucá, cuyo espesor total varía entre 300 y 1500 pies. Los datos de TOC actual varían entre el 2 y 12% y el tipo de kerógeno es tipo III (Montes, 2009, en ANH, 2009).

### **2.3.2 Roca almacén.**

La Formación Caballos y el Grupo Guadalupe son consideradas como rocas almacenadoras de la cuenca, la primera constituida por areniscas cuarzosas, areniscas calcáreas y calizas arenosas. Las porosidades típicas son de 12 % a 17%, caracterizaciones fisicoquímicas de los crudos de esta formación permiten clasificar el crudo como superliviano, con bajo contenido de azufre (Cáceres et al., 2003 en ANH, 2009).

El Grupo Guadalupe, se encuentra constituido por areniscas cuarzosas de grano fino a medio con lentes de areniscas conglomeráticas e intercalaciones de liditas y lutitas. Presentan alta porosidad secundaria evidenciada por disolución de pequeños fósiles. Presentan una porosidad entre 15 y 22% (ANH, 2009)

### **2.3.3 Roca sello.**

Existen varios niveles que actúan como sellos en la Cuenca del VSM, el primero correspondiente al nivel medio de la Formación Caballos compuesto por una secuencia calcáreo lodosa, se comporta como un sello inferior para el nivel superior de la Formación Caballos; un segundo conformado por los shales de la Formación Villeta que actúan en algunos sectores como generadora y en otros es el típico sello y por último los correspondientes a los niveles arcillosos de la Formación Guaduas situado sobre la Formación Monserrate (ANH, 2009)

### **2.3.4 Roca sobrecarga.**

La sobrecarga en la cuenca esta ejercida por las formaciones que suprayacen a la formación Villeta hasta el reciente.

### **2.3.5 Trampas.**

Los campos están asociados a trampas estructurales principalmente, pero se presentan trampas estratigráficas y las combinadas. Dentro de las trampas estructurales más importantes están los anticlinales, los anticlinales fallados y las fallas inversas predominantes en la Subcuenca de Neiva. (ANH, 2009)

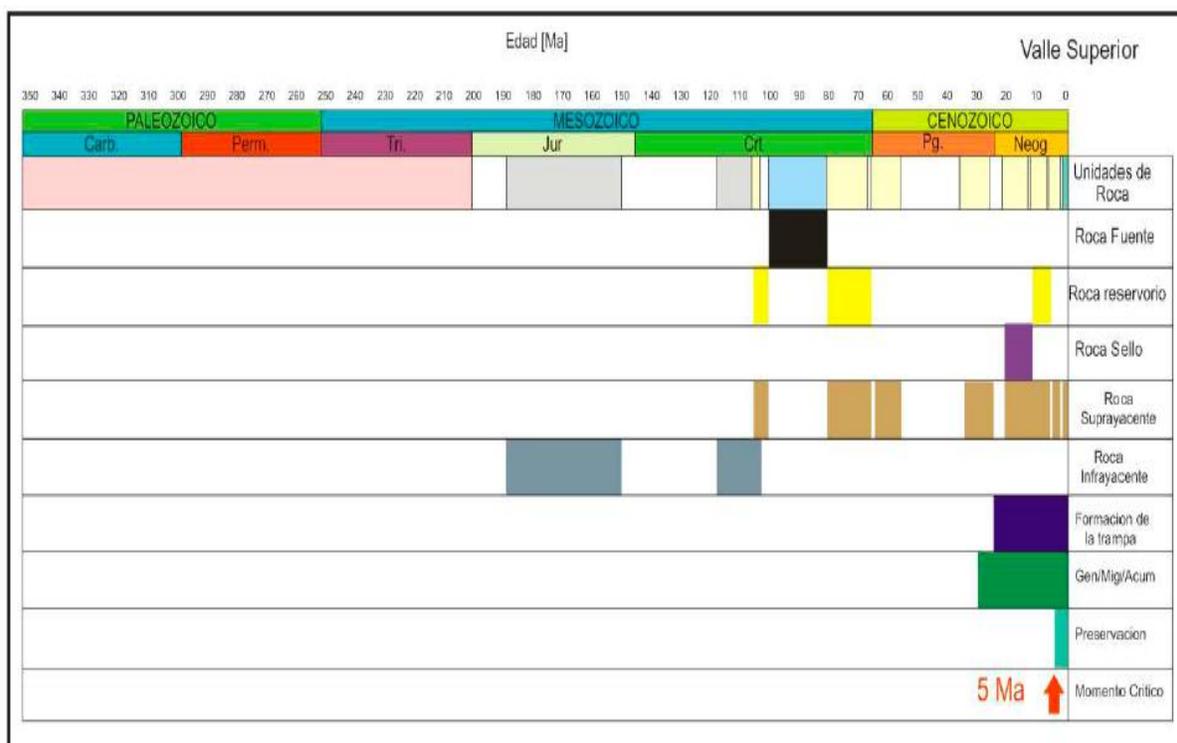
### **2.3.6 Sistemas petrolíferos.**

En la cuenca del Valle Superior del Magdalena esta definido por dos sistemas principales:

- Grupo Villeta - Formación Caballos (!)
- Grupo Villeta (Formaciones Tetuán y Bambucá) - Grupo Guadalupe (!)

Definiendo así mismo la carta de eventos, donde se ilustran los tiempos de los eventos en los cuales ocurrió la depositación de las rocas fuentes, reservorio, sello y de sobrecarga además del tiempo de la conformación de la trampa, como también se indica el intervalo en el cual ocurrió el proceso de generación migración, y acumulación. Finalmente se muestra el intervalo de preservación y el momento crítico (ANH, 2009), ver figura 21.

**Figura 21.** Carta de eventos para sistema petrolífero de la Cuenca del Valle Superior del Magdalena



**Fuente.** ANH., 2009

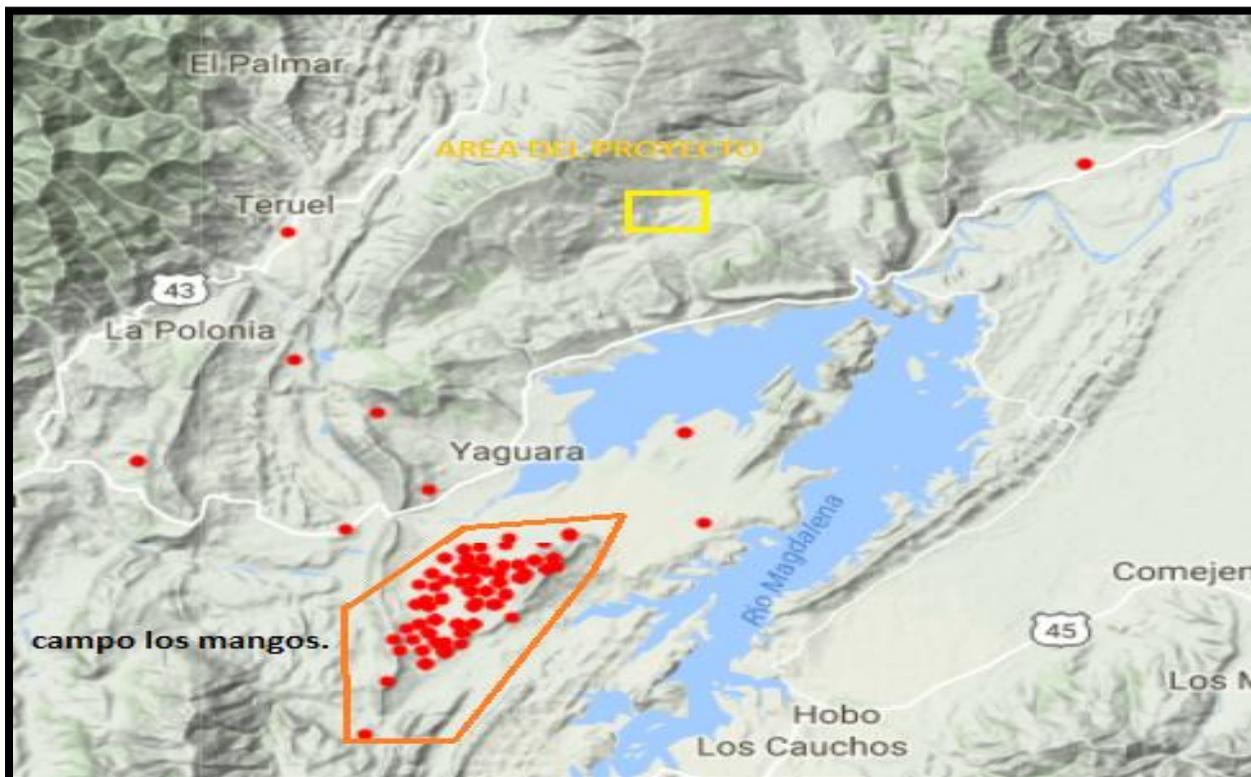
### 2.3.7 Campos petroleros en el área de influencia del proyecto.

En el área inmediatamente circundante con el proyecto, se reconoce explotación de Hidrocarburos en el campo los Mangos, localizado al sur de la zona de trabajo (ver figura 22), actualmente es operado por ECOPETROL, produce 780 barriles diarios (Ver Tabla 1).

**Tabla 1.** Producción campo Yaguara

CAMPO	EMPRESA	MUNICIPIO	BOPD
Yaguara	Ecopetrol	Yaguara	2061

**Fuente.** Informe estadístico petrolero, ACP 2017

**Figura 22.** Localización campo los mangos

**Fuente.** Modificado de EPIS ANH., 2018.

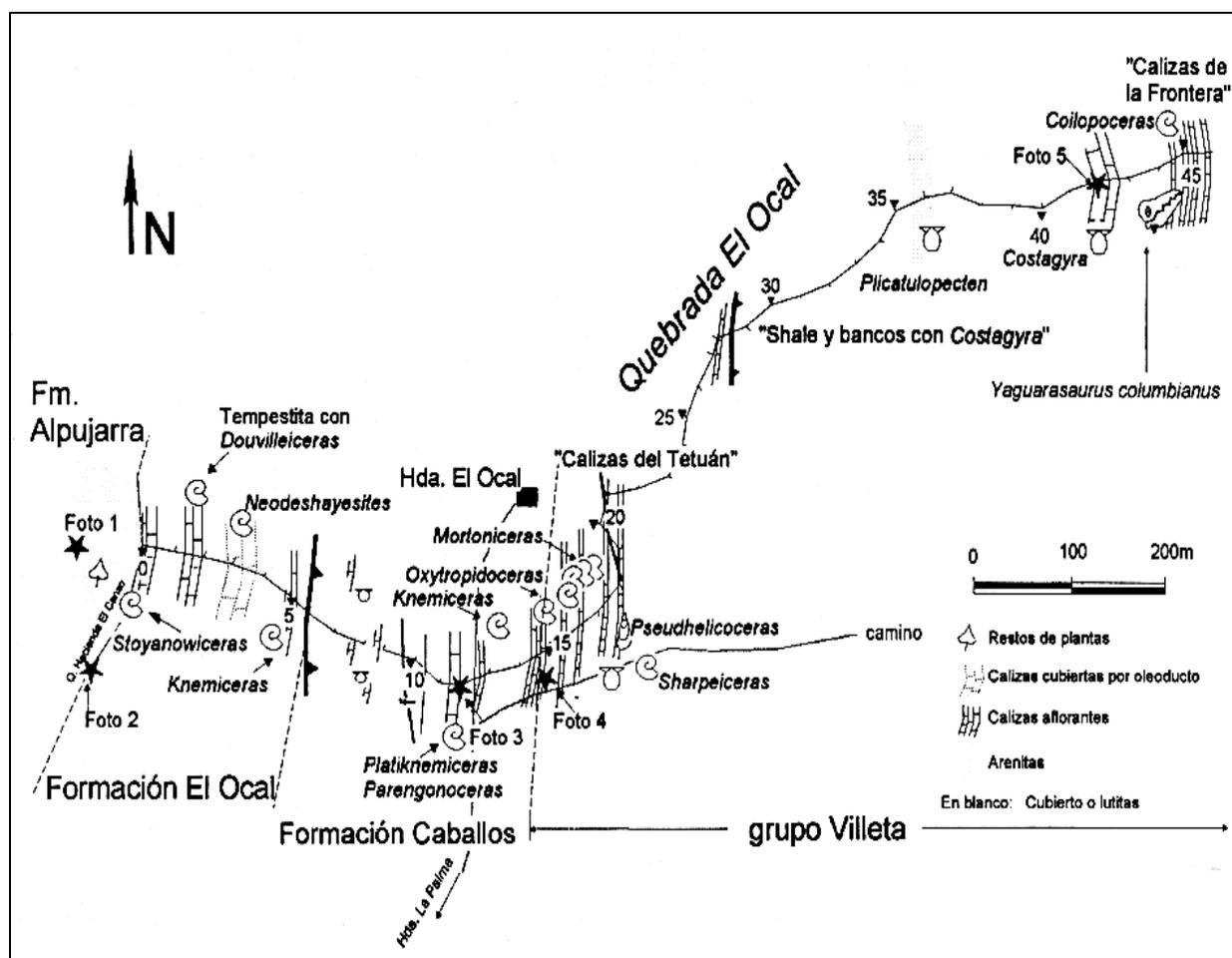
### 3. RECONOCIMIENTO DE CAMPO

#### 3.1 Pre-Campo

En forma previa a la salida de campo se realizó una fase de estudio de mapas, planchas e imágenes satélite y el EPIS de la ANH con el fin de, identificar y reconocer el área precisa a ser estudiada. Se utilizó principalmente la Plancha 345-Campo Alegre del Servicio Geológico Colombiano y Mapas satelitales de Google Earth.

Así mismo, se analizaron los levantamientos estratigráficos de estudios previos (Caicedo 1998, Etayo & Carrillo., 1996 y Mann & Stein., 1997), para analizar puntos de toma de muestras en afloramientos representativos de las formaciones Hondita y Loma Gorda. (ver figura 23).

**Figura 23.** Poligonal Secuencia estratigráfica en Quebrada El Ocal, Yaguará- Huila- Colombia.



Fuente. Etayo & Carrillo., 1996

### 3.2 Trabajo de Campo.

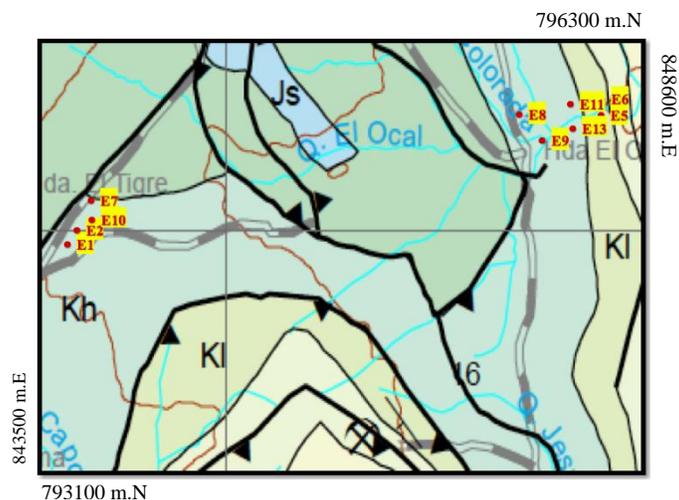
El desarrollo de esta fase se llevó a cabo en una serie de visitas realizadas para un mejor reconocimiento de campo y toma de muestras, para lo cual se definieron trece (13) estaciones. (ver tabla 2 y figura 24).

**Tabla 2.** Puntos de control de estaciones de reconocimiento y toma de muestras

ESTACION	ESTE	NORTE
1	843980	794948
2	844035	794992
3	846200	794057
4	846106	795080
5	847920	796000
6	848000	796050
7	844126	795749
8	846910	795990
9	846990	795900
10	844085	795105
11	847600	796035
12	847096	794130
13	847100	795950

**Fuente.** Sistema de coordenadas MAGNA-SIRGAS, Zona central- origen Bogotá

**Figura 24.** Mapa geológico de la zona de trabajo (escala 1:5000), con los puntos de control para toma de muestras.



**Fuente.** Editado de la plancha geológica 345 SGC., 2001

Las principales áreas de trabajo se dividieron en dos sectores:

**a. Sector cueva del tigre:** El sector de la cueva del tigre está localizado en la hacienda del mismo nombre, en cercanías de la hacienda el Bejuco, la cueva del tigre presenta 2 diferentes entradas por lo cual se hace necesario realizar diferentes visitas a la misma.

- **Entrada cueva seca:** Es la entrada Suroccidente de la cueva y fue contralado por las estaciones 2, 3 y 4 en estos puntos se identifican paquetes de calizas ricas en fósiles, principalmente bivalvos y en menor proporción gasterópodos. (ver figura 25 y 26).

**Figura 25.** Entrada cueva del Tigre, sector cueva seca.



**Fuente.** Elaboración propia

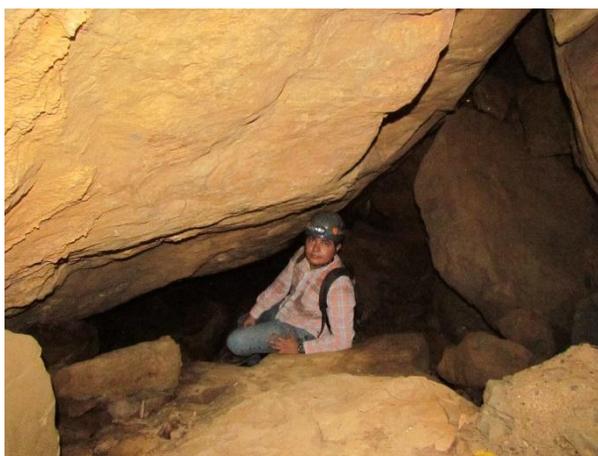
**Figura 26.** Rocas carbonatadas tipo packstone, sector cueva seca



**Fuente.** Elaboración propia

- **Cueva con agua:** se localiza al extremo nororiental de la cueva, fue controlado en la estación 7, 10, 1 y 12, se realiza un recorrido de aproximadamente 400 metros iniciando en areniscas calcáreas de la formación Hondita (ver figura 27), llegando hasta el contacto de la formación caballos con la formación Hondita, identificado por las cuarzoareniscas de grano grueso del nivel superior de la formación Caballos.

**Figura 27.** Areniscas calcáreas de la formación Hondita, en límite con la Formación Caballos



**Fuente.** Elaboración propia

- b. Sector quebrada el Ocal:** localizado al nororiente de la cueva del tigre, fue controlado en las estaciones 8, 9, 13, 11, 5 y 6 desde la hacienda el Ocal, sobre el cauce de la quebrada.

Reconociendo diferentes paquetes de calizas ( ver capítulo 2) de variadas composiciones. (ver figura 28).

**Figura 28.** Paquete de calizas de la formación Hondita, aflorando en la quebrada el Ocal.



**Fuente.** Elaboración propia

### 3.3 Datos estructurales

El control y toma de datos estructurales se realizó en forma transversal durante todas las salidas de campo, determinando 3 familias de diaclasas por cada sector trabajado. Se evidencia un claro patrón estructural de las diaclasas en sentido NW y NW, siendo este muy similar a la tendencia estructural de la mayoría de las fallas que afectan la zona. (ver tabla 3).

**Tabla 3.** Datos estructurales tomados en la zona de trabajo.

MEDICIÓN	RUMBO	BUZAMIENTO	SECTOR
Capas de calizas	N30E	20°SE	Cueva seca
Familia diaclasas 1	N15W	70NE	Cueva seca
Familia diaclasas 2	N20E	60SE	Cueva seca
Capas de calizas y Shales	N25E	20°SE	Cueva con agua.
Familia diaclasas 1	N18W	60NE	Cueva con agua.
Familia diaclasas 2	N25E	60SE	Cueva con agua
Capas de calizas y Shales	N30E	25°SE	Quebrada el ocal.
Familia diaclasas 1	N18W	50NE	Quebrada el ocal
Familia diaclasas 2	N25E	60SE	Quebrada el ocal.

**Fuente.** Elaboración propia

Los datos fueron tomados exclusivamente sobre rocas duras, ya que las rocas blandas son fácilmente plegadas, lo cual puede distorsionar o modificar las mediciones requeridas para la correcta interpretación del modelo estructural de la zona. (ver figura 20).

## 4. DESCRIPCIÓN PETROGRÁFICA

La descripción petrográfica se realizó de una manera preliminar de forma macro y se corroboró y detalló con la petrografía microscópica, para definir su clasificación, porosidad y ambiente sedimentario. De las muestras cortadas, se seleccionaron 10 para preparación de secciones delgadas en los laboratorios de Minerlab Bogotá y posteriormente se realizó el análisis microscópico de las mismas, en laboratorios de la Universidad Nacional de Colombia, de acuerdo a lo descrito en el capítulo 1 sobre métodos y fundamentos teóricos.

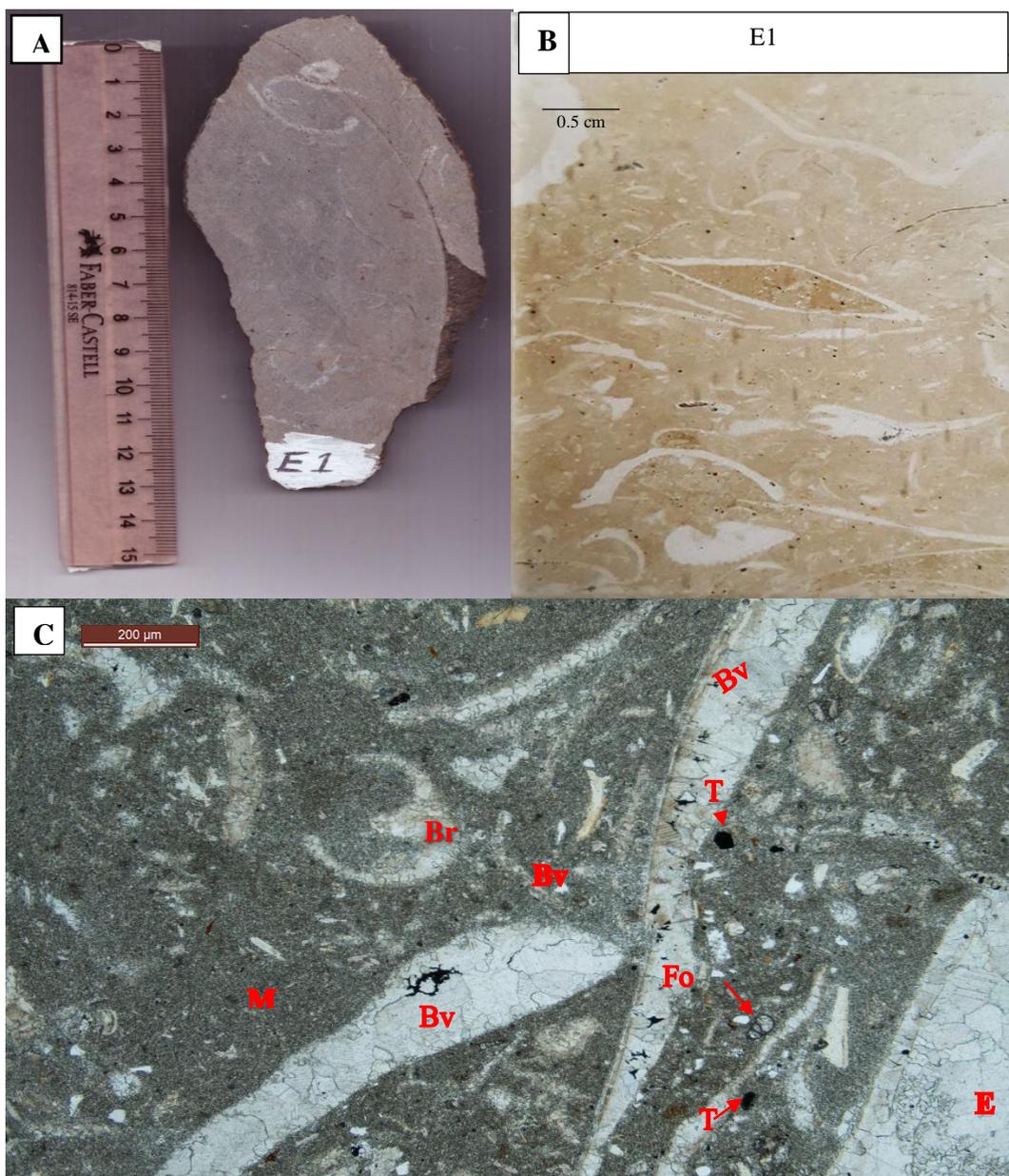
A continuación, se realiza la descripción y clasificación para cada muestra recolectada y el resumen total se presenta en el Anexo A.

### 4.1 Muestra E1

Recolectada en el sector Cueva del tigre y hace parte de la Formación Hondita en su parte superior y presenta las siguientes características.

- **Aloquimicos:** presenta Bioclastos (38%) principalmente fragmentos de bivalvos y espinas de pescado, Oolitos (2%).
- **Ortoquimicos:** Micrita (55%), Esparita (5%)
- **Porosidad** (CHOQUETTE & PRAY): Móldica, De Fractura, Reemplazamiento de esparita microcristalina
- **Nombre según Dunham:** Wackstone
- **Nombre según Folk:** Biomicrita.
- **Ambiente:** Lagoon

**Figura 29.** Wackestone de la formación Hondita.



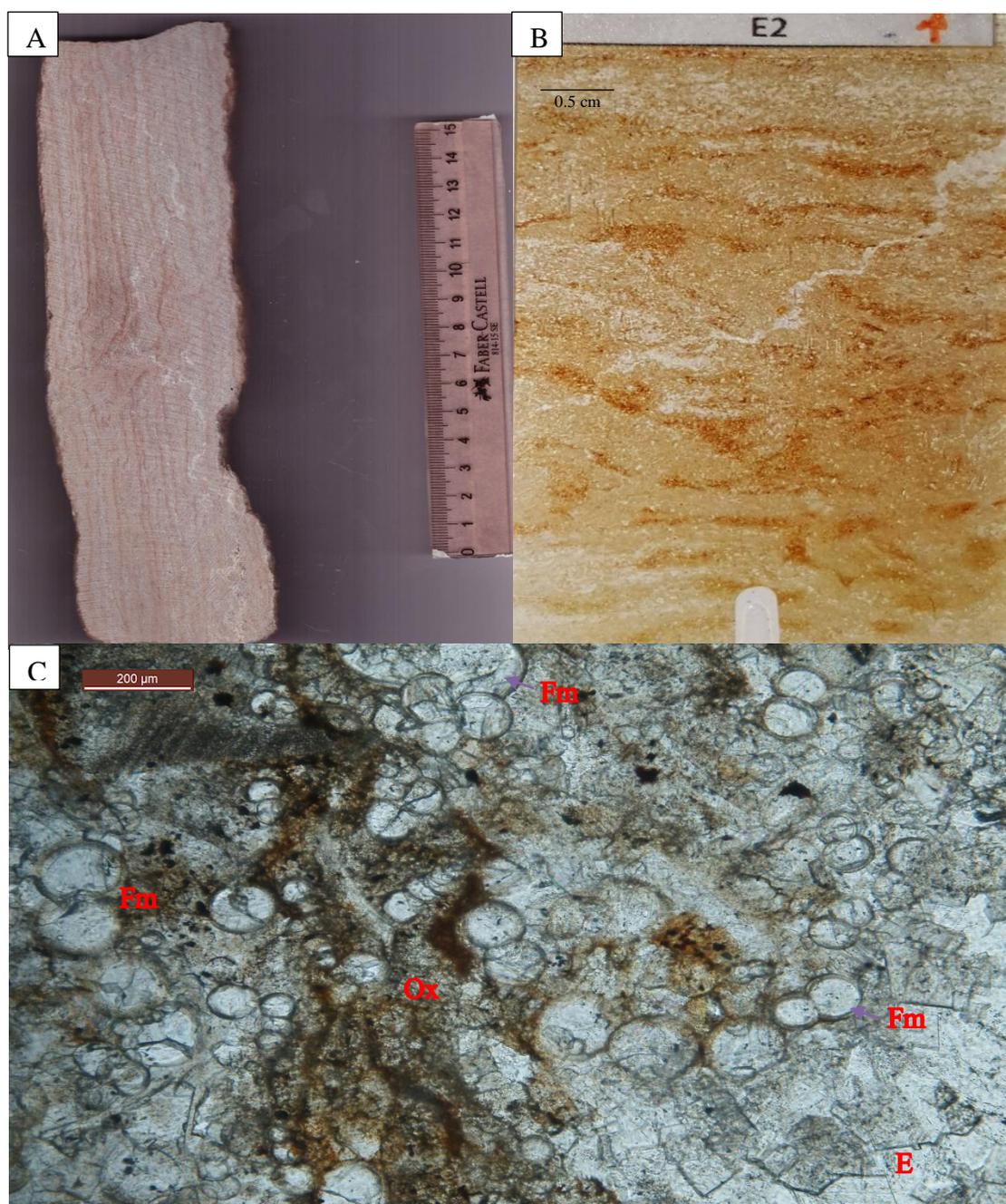
**Fuente.** Elaboración propia

A) Corte pulido muestra de mano, B) Escaneo de sección delgada, C) Imagen de sección delgada al microscopio, compuesta por: Micrita (M), Esparita (E) y Bioclastos [Braquiópodo (Br) Bivalvos (Bv) y Foraminifero (Fo)] y Terrígenos (T)].

## 4.2 Muestra E2

Recolectada en el sector Cueva del tigre y hace parte de la Formación Hondita en su parte media y presenta las siguientes características.

- **Aloquimicos:** Algas y Foraminiferos (30%), Terrigenos (5%) principalmente cuarzo.
- **Ortoquimicos:** micrita (60%), Esparita (5%)
- **Porosidad** (CHOQUETTE & PRAY): Fractura e Intercristalina.
- **Nombre según Dunham:** Mudstone.
- **Nombre según Folk:** Micrita Fosilífera.
- **Ambiente:** Plataforma forestone

**Figura 30.** Caliza Mudstone

**Fuente.** Elaboración propia

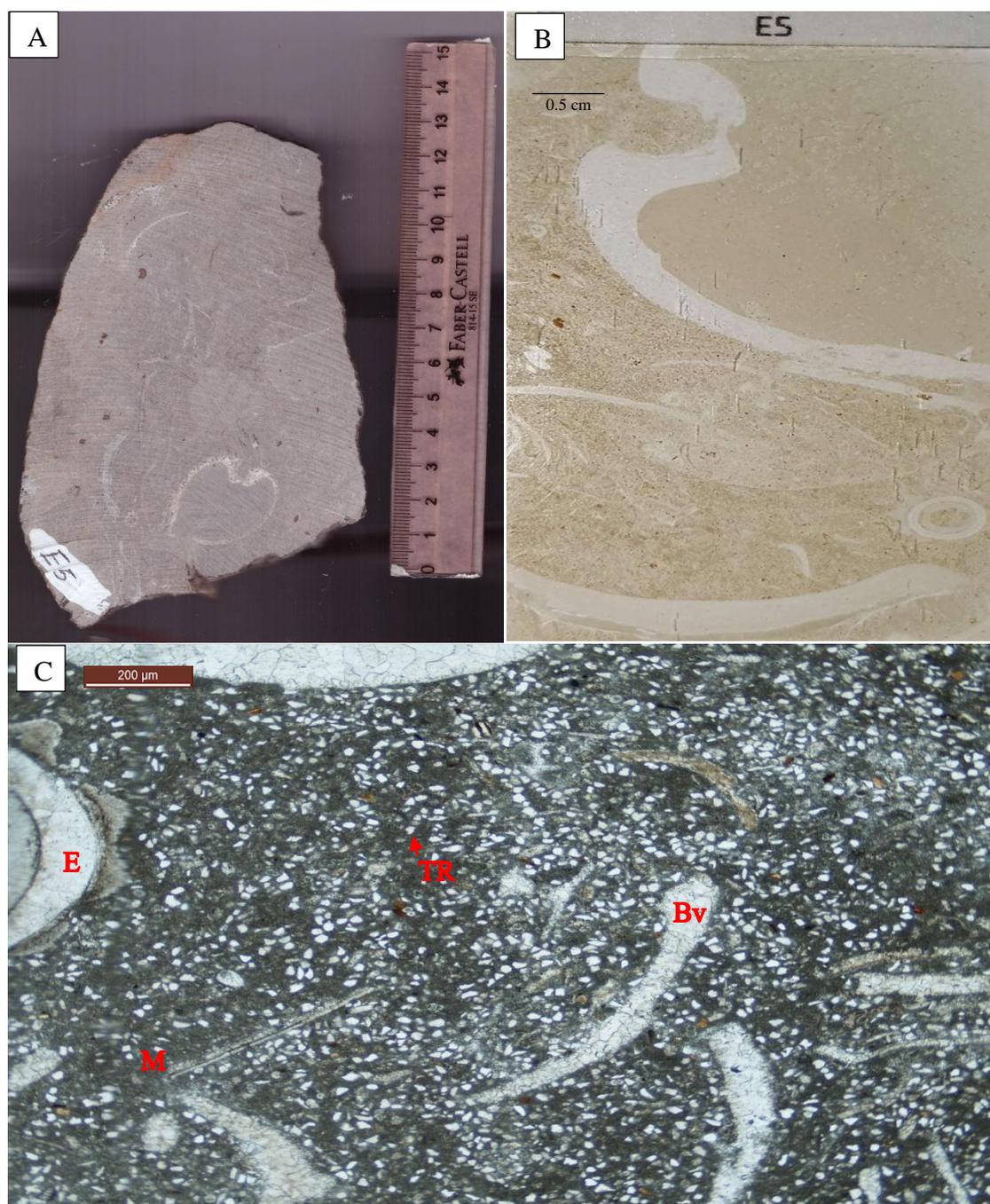
- A) corte pulido muestra de mano, B) Escaneo de la sección delgada, C) Imagen de sección delgada al microscopio. Compuesta por: Esparita (E) Foraminíferos (Fm) y Óxidos de hierro(Ox).

### 4.3 Muestra E5

Recolectada en el sector Quebrada El Ocal y hace parte de la Formación Lomagorda en su parte inferior y presenta las siguientes características.

- **Aloquimicos:** Bioclastos (20%) principalmente fragmentos de Bivalvos, fragmentos terrígenos (15%) principalmente Cuarzo y Oncolitos (5%).
- **Ortoquimicos:** Micrita (50%), Esparita (10%)
- **Porosidad** (CHOQUETTE & PRAY): Móldica, Fractura, Intercristalina.
- **Nombre según Dunham:** Wackestone
- **Nombre según Folk:** Biomicrita.
- **Ambiente:** Plataforma retrabajada

**Figura 31.** Caliza Wackstone de la formación Lomagorda



**Fuente.** Elaboración propia

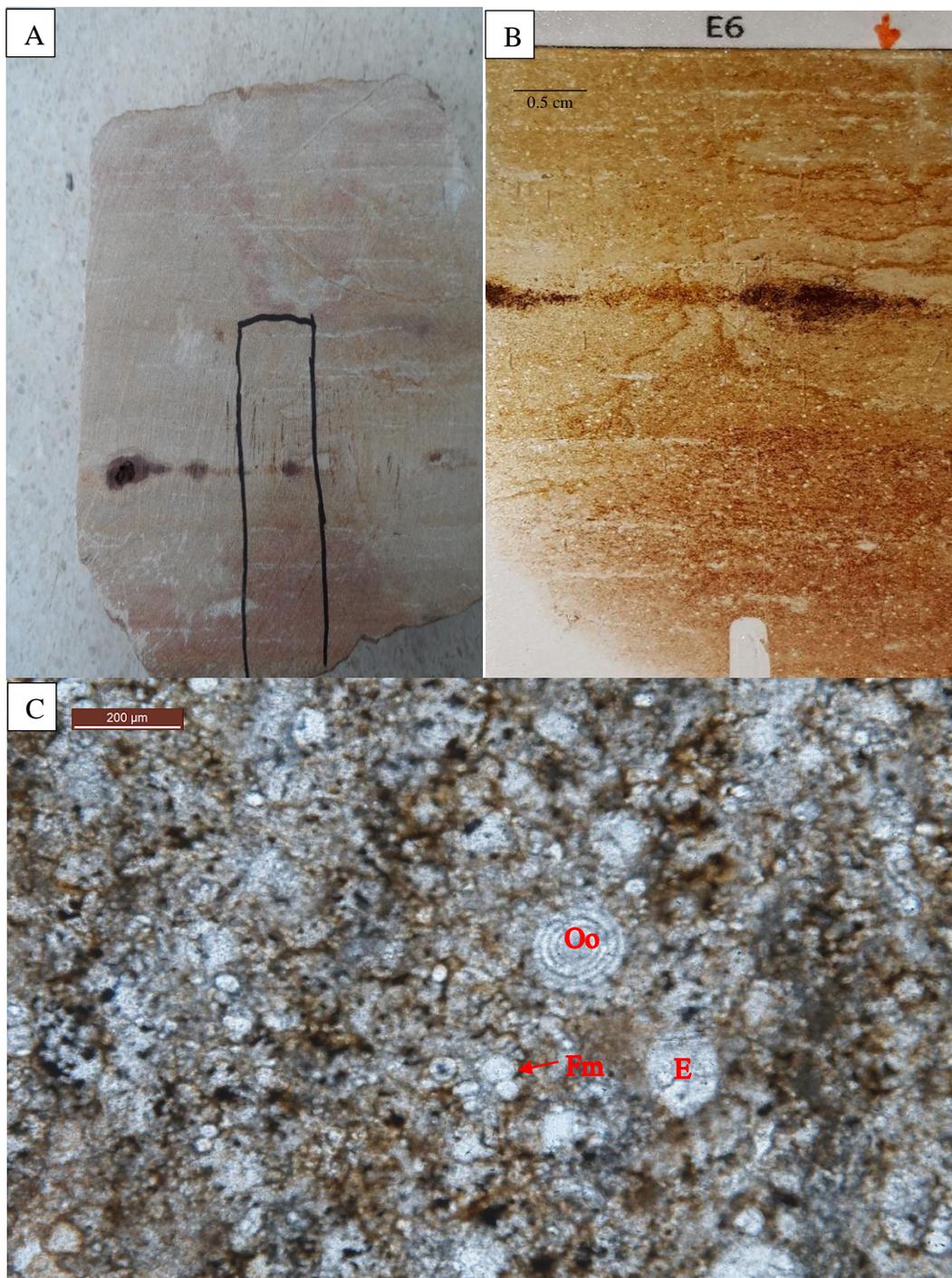
A) corte pulido muestra de mano, B) sección delgada, C) Imagen de sección delgada al microscopio. Compuesta por: Esparita (E), Micrita (M), Terrigenos (TR) principalmente cuarzo y Bivalvos (Bv).

#### 4.4 Muestra E6

Recolectada en el sector Quebrada El Ocal y hace parte de la Formación Lomagorda en su parte superior y presenta las siguientes características.

- **Aloquimicos:** Oolitos (5), Algas y Foraminiferos (20%), terrígenos (10%).
- **Ortoquimicos:** Micrita (50%), Esparita (15%).
- **Porosidad** (CHOQUETTE & PRAY): Intercristalina, Vug.
- **Nombre según Dunham:** Mudstone
- **Nombre según Folk:** Oomicrita.
- **Ambiente:** lagoon.

**Figura 32.** Caliza Mudstone en algas de la formación Hondita inferior



**Fuente.** Elaboración propia

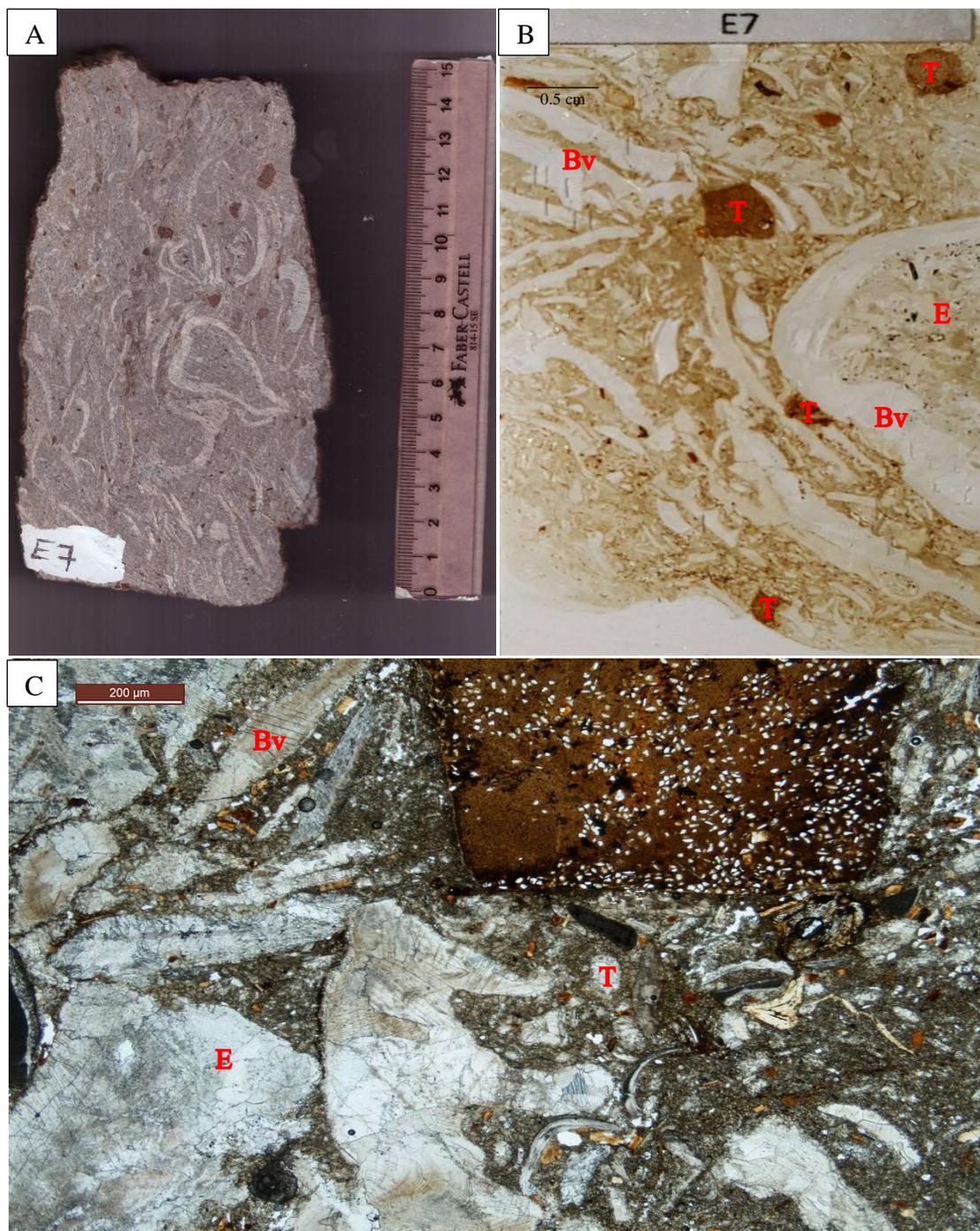
A) Corte pulido muestra de mano, B) Sección delgada, C) Imagen de sección delgada al microscopio. Compuesta por: Esparita (E), Foraminíferos (Fm) y Oolitos (Oo).

#### 4.5 Muestra E7

Recolectada en el sector Cueva del Tigre y hace parte de la Formación Hondita en su parte inferior y presenta las siguientes características.

- **Aloquimicos:** Bioclastos (40%) Intraclastos (5%), Granos agregados (3%), partículas Terrigenas (2%)
- **Ortoquimicos:** Micrita (40%). Esparita (10%)
- **Porosidad** (CHOQUETTE & PRAY): Móldica, Intercristalina, Fractura, Intrapartícula
- **Nombre según Dunham:** Packstone
- **Nombre según Folk:** Biomicrita.
- **Ambiente:** Arrecife

**Figura 33.** Muestra E7, caliza biomicrítica de la formación Hondita.



**Fuente.** Elaboración propia

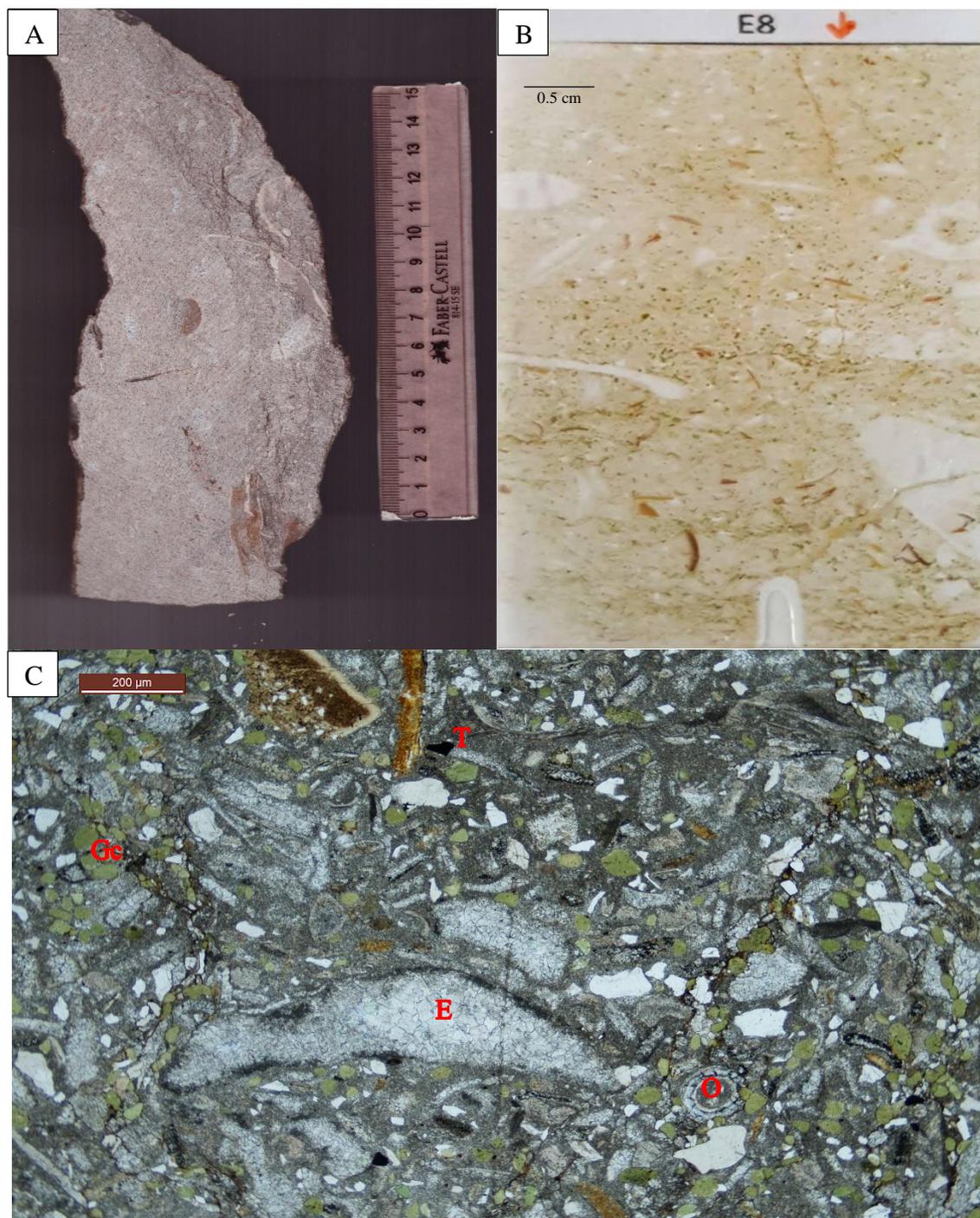
A) Corte pulido muestra de mano, B) Sección delgada, C) Imagen de sección delgada al microscopio. Compuesta por: Esparita (E), Terrigenos (Fm) y Bivalvos (Bv).

#### 4.6 Muestra E8

Recolectada en el sector Quebrada El Ocal y hace parte de la Formación Hondita en su parte inferior y presenta las siguientes características.

- **Aloquimicos:** Bioclastos (30%), Partículas Terrígenas: glauconita (28%) y Oolitos (2%).
- **Ortoquimicos:** Micrita (30%), Esparita (10%)
- **Porosidad** (CHOQUETTE & PRAY): Intrapartícula, Fractura, Intercristalina, Mórdica, Canal.
- **Nombre según Dunham:** Wackestone
- **Nombre según Folk:** Biomicrita.
- **Ambiente:** Plataforma retrabajada

**Figura 34.** Muestra E8, caliza biomicrítica de la formación Hondita



**Fuente.** Elaboración propia

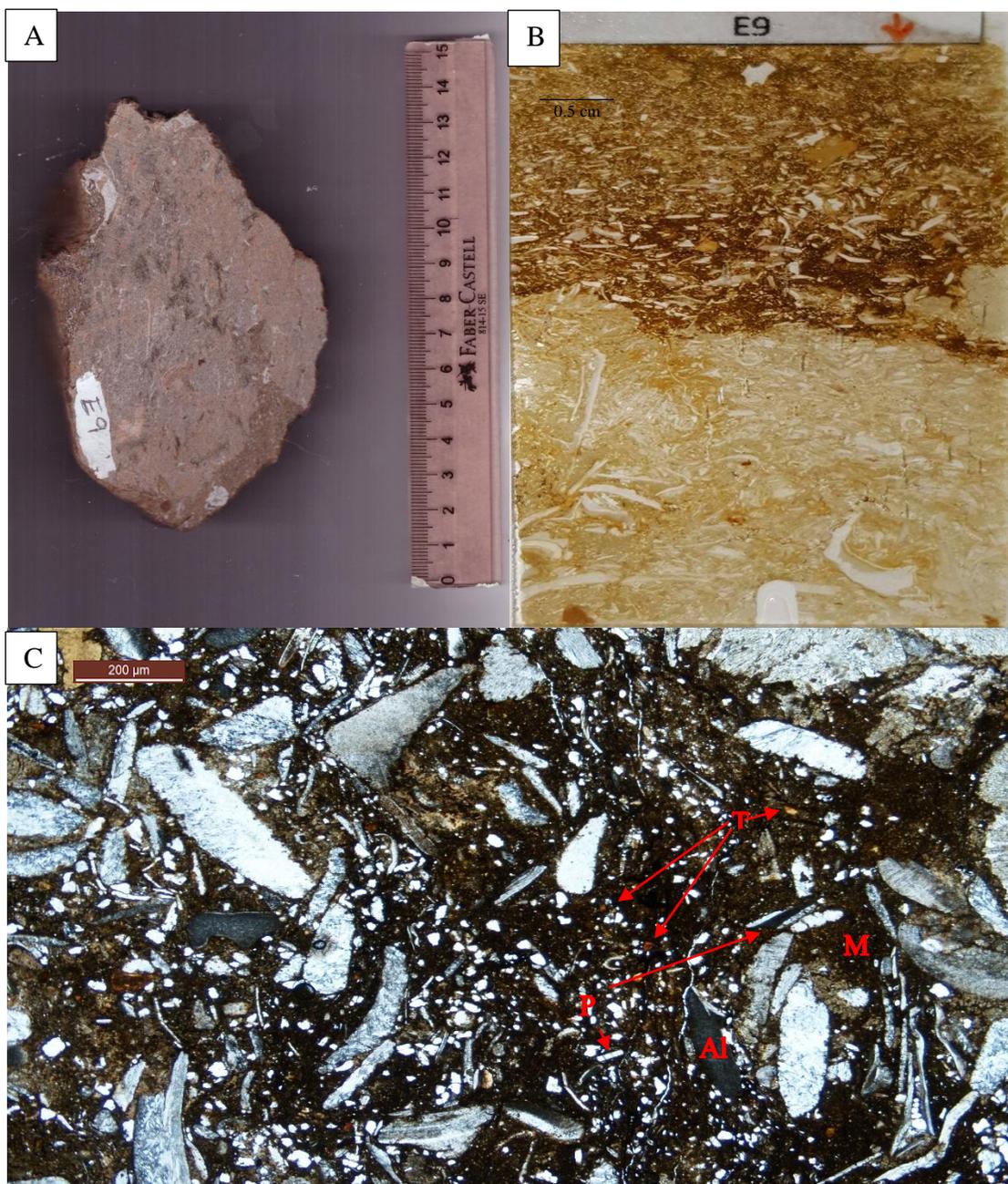
A) Corte pulido muestra de mano, B) Sección delgada, C) Imagen de sección delgada al microscopio. Compuesta por: Esparita (E), Terrigenos (T), Glauconita (Gc), Oolito (Oo) .

#### 4.7 Muestra E9

Recolectada en el sector Quebrada El Ocal y hace parte de la Formación Hondita en su parte superior y presenta las siguientes características.

- **Aloquimicos:** Bioclastos (25%), Pellets(1%), Algas y Foraminiferos (15%), Particulas Terrigenos (5%).
- **Ortoquimica:** Micrita (40%), Esparita (4%)
- **Porosidad** (CHOQUETTE & PRAY): Moldica y Fractura.
- **Nombre según Dunham:** Packstone
- **Nombre según Folk:** Biomicrita.
- **Ambiente:** Arrecife.

**Figura 35.** Muestra E9, caliza biomicrítica de la formación Hondita.



**Fuente.** Elaboración propia

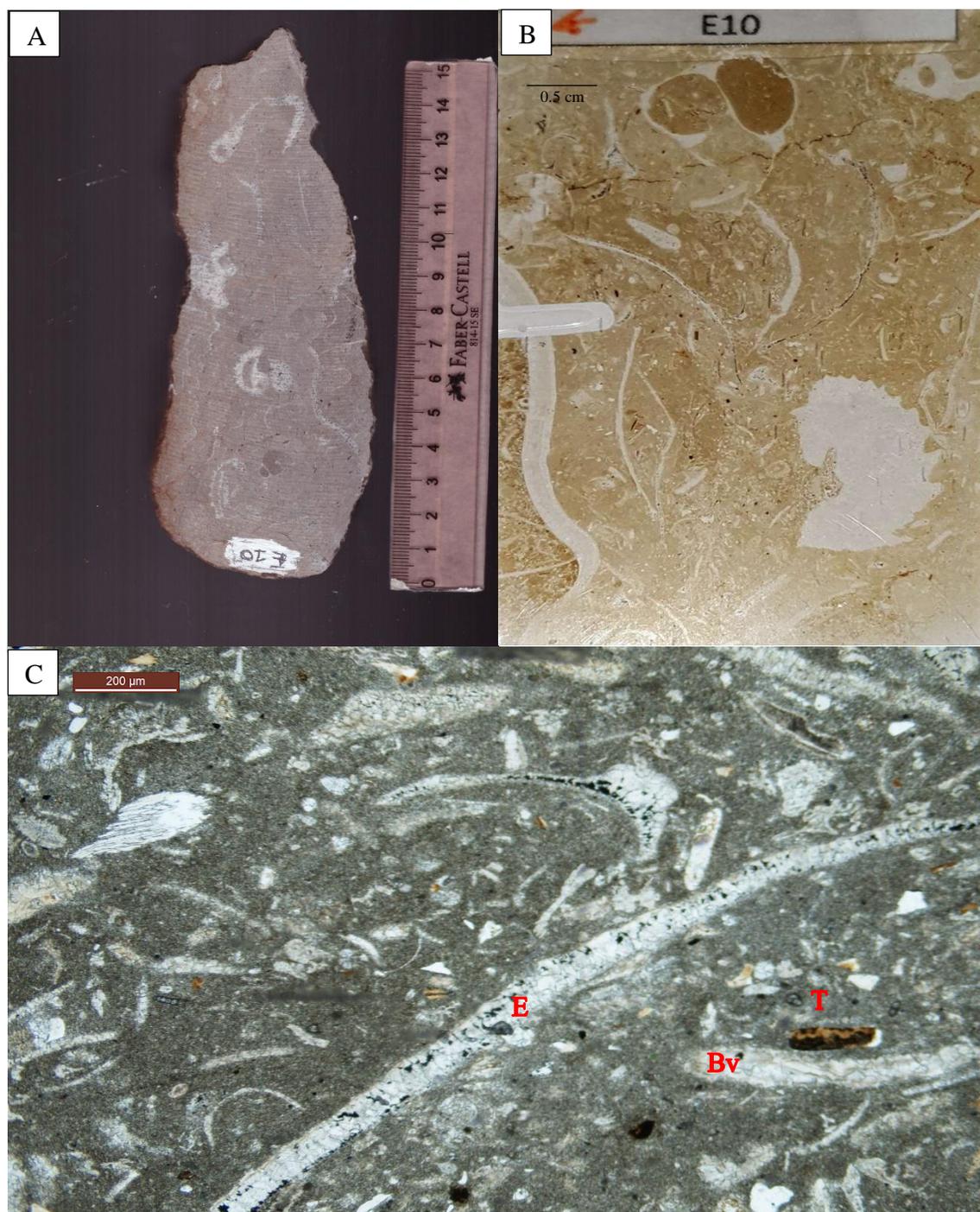
A) Corte pulido muestra de mano, B) Sección delgada, C) Imagen de sección delgada al microscopio. Compuesta por: Micrita (M), Algas (Al), Partículas Terrígenas (T)

#### 4.8 Muestra E10

Recolectada en el sector Cueva del Tigre y hace parte de la Formación Hondita en su parte intermedia y presenta las siguientes características.

- **Aloquimicos:** Bioclastos (30%), Partículas Terrígenas (10%).
- **Ortoquimicos:** Micrita (55%), Esparita (5%)
- **Porosidad** (CHOQUETTE & PRAY): Fractura, Moldica, Intercristalina.
- **Nombre según Dunham:** Wackestone
- **Nombre según Folk:** Biomicrita.
- **Ambiente:** Plataforma retrabajada

**Figura 36.** Muestra E10, caliza biocristalina de la formación Hondita.



**Fuente.** Elaboración propia

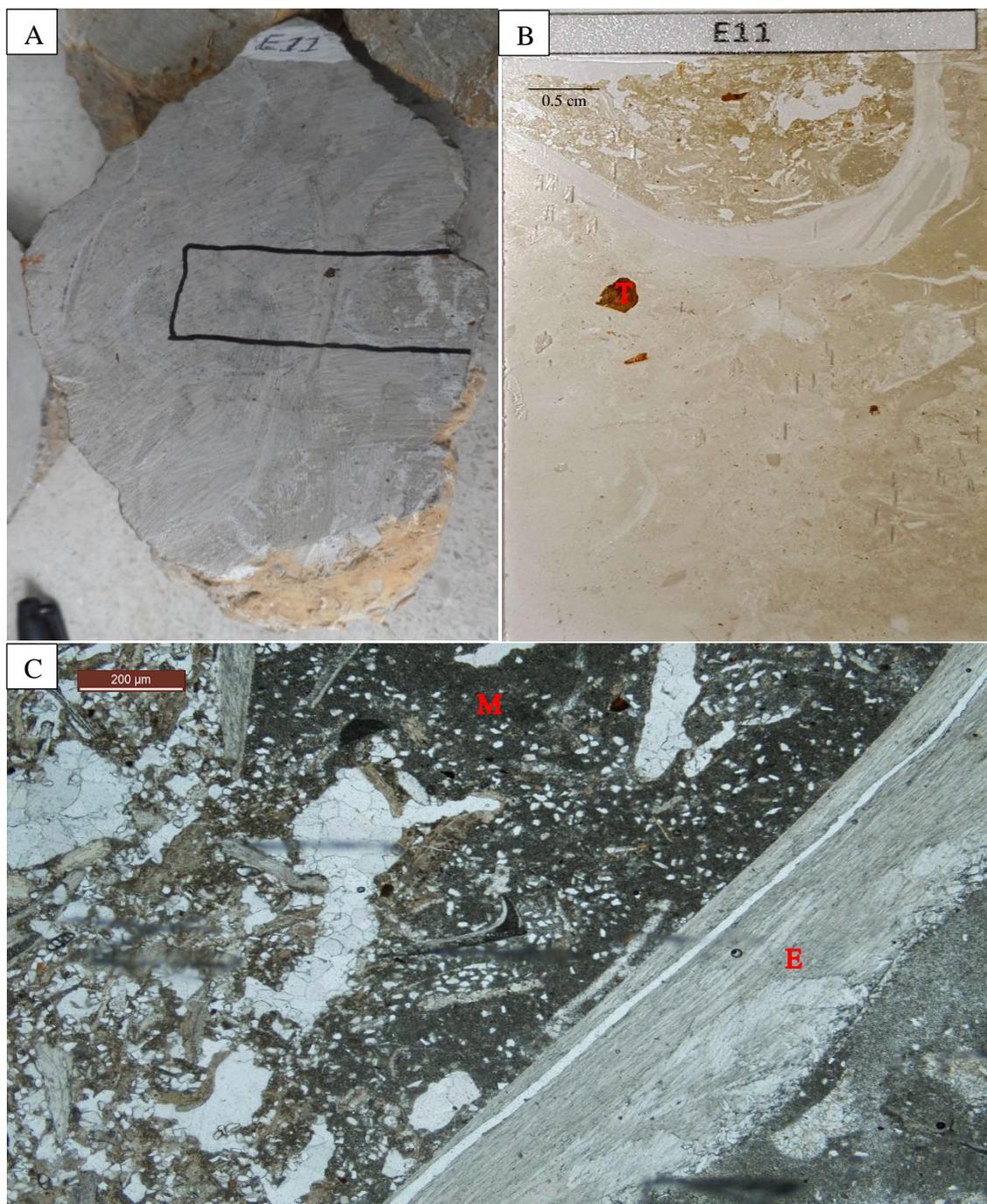
A) Corte pulido muestra de mano, B) Sección delgada, C) Imagen de sección delgada al microscopio. Compuesta por: Esparita (E), Terrígenos (T), Bivalvo (Bv).

#### 4.9 Muestra E11

Recolectada en el sector Quebrada El Ocal y hace parte de la Formación Hondita en su parte superior y presenta las siguientes características.

- **Aloquimicos:** Bioclastos (30%), partículas Terrigenas (20%).
- **Ortoquimicos:** Micrita (40%). Esparita (10%)
- **Porosidad** (CHOQUETTE & PRAY): Moldica, Fractura, Intercristalina, y Vug.
- **Nombre según Dunham:** Wackestone
- **Nombre según Folk:** Biomicrita.
- **Ambiente:** Lagoon

**Figura 37.** Muestra E11, caliza biomicrítica de la formación Hondita.



**Fuente.** Elaboración propia

A) Corte pulido muestra de mano, B) Sección delgada, C) Imagen de sección delgada al microscopio. Compuesta por: Esparita (E), Micrita (M), Terrigenos (T)

#### 4.10 Muestra E13

Recolectada en el sector Quebrada El Ocal y hace parte de la Formación Hondita en su parte superior, donde hay contacto de dos calizas que presentan las siguientes características.

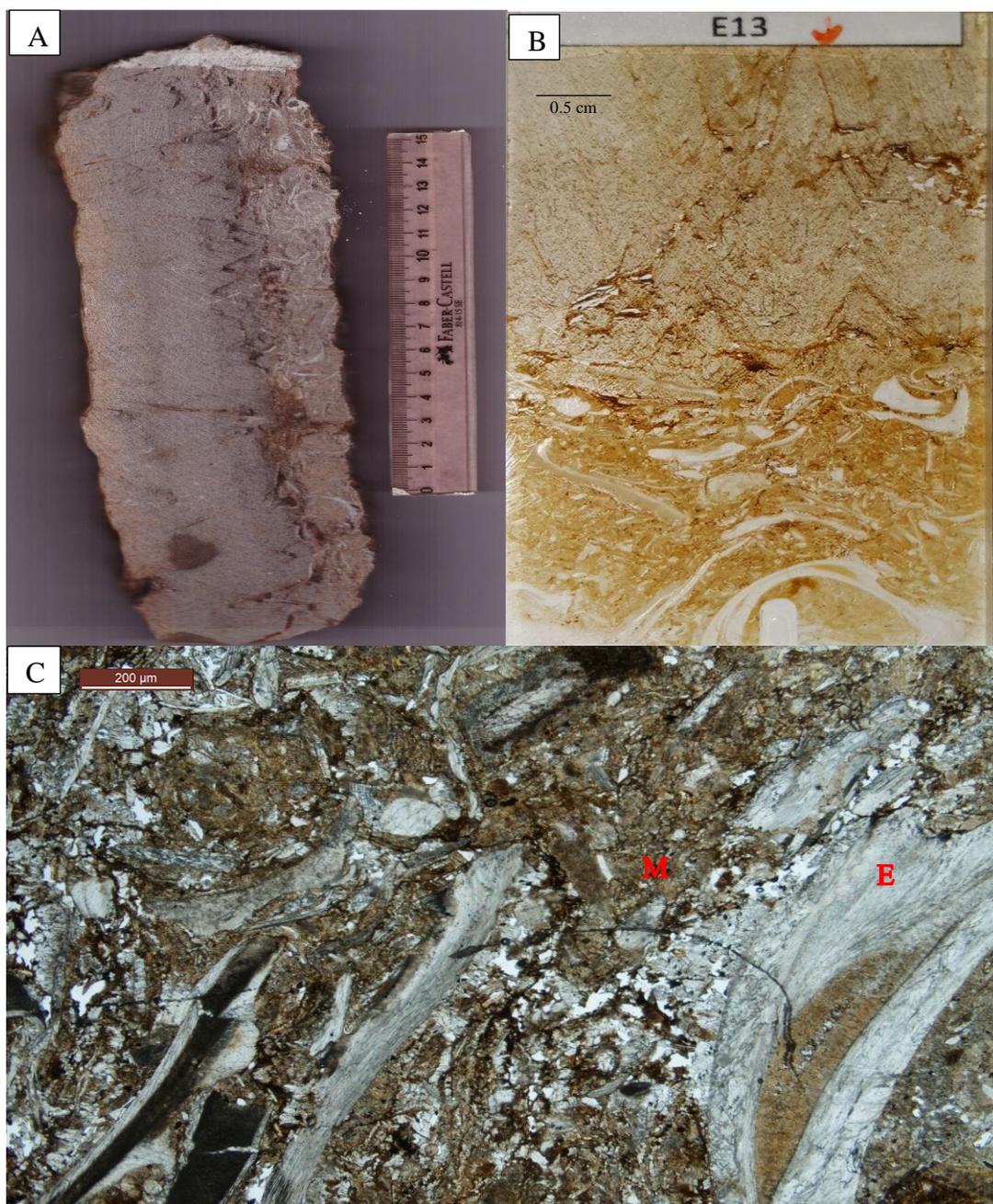
##### a. Nivel 1:

- **Aloquimicos:** Bioclastos (60%).
- **Ortoquimicos:** micrita (20%), esparita (20%).
- **Porosidad (CHOQUETTE & PRAY):** fractura.
- **Nombre según Dunham:** Wackestone
- **Nombre según Folk:** Biomicrita.
- **Ambiente:** Arrecife

##### b. Nivel 2:

- **Aloquimicos:** Algas y terrígenos (5%).
- **Ortoquimicos:** Micrita (85%), Esparita (10%).
- **Porosidad (CHOQUETTE & PRAY):** Intercristalina.
- **Nombre según Dunham:** Mudstone
- **Nombre según Folk:** Micrita.
- **Ambiente:** Plataforma Retrabajada

**Figura 38.** Caliza en contacto de Mudstone y Wackstone, de la formación Hondita



**Fuente.** Elaboración propia

A) Corte pulido muestra de mano, B) Sección delgada, C) Imagen de sección delgada al microscopio. Compuesta por: Micrita (M), Esparita (E).

## 5. CATODOLUMINISCENCIA

La catodoluminiscencia (CL) relaciona múltiples aplicaciones en el estudio de los procesos diagenéticos sufridos entre otros por las rocas carbonatadas, representados por métodos cualitativos del análisis de las categorías de luminiscencia, condicionados principalmente por los aportes de Fe y Mn, que definen unos colores característicos ligados a la etapa diagenética que se encuentren.

En las rocas carbonatadas la relación entre composición química y luminiscencia es progresiva: un descenso en hierro y un aumento en manganeso, conlleva el paso de naranjas-marrones mates, marrones mates y no luminiscentes a términos naranja-amarillentos brillantes (Machel et al., 1991).

Para las muestras analizadas en el estudio, la descripción de los resultados de CL se hizo en función de las siguientes categorías:

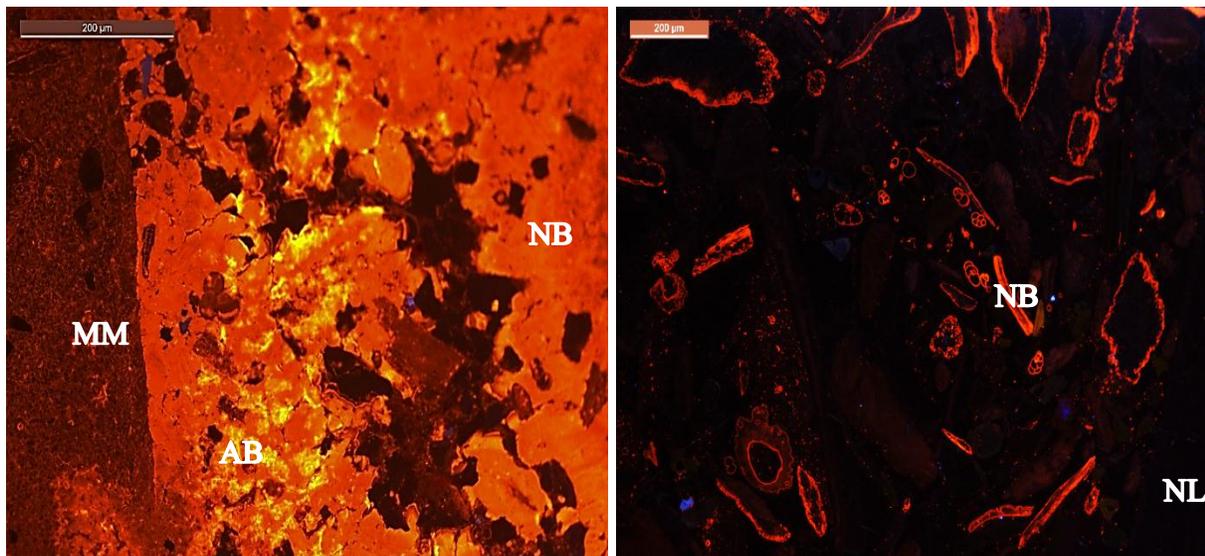
- Amarillo Brillante (AB)
- Naranja Brillante (NB)
- Marrón Mate (MM)
- Naranja Mate (NM)
- Naranja – Marron Moteado (NMM)
- Naranja – Marron Zonado (NMZ)
- No Luminiscentes (NL)
- Azules (A)

En este estudio se analizaron 10 secciones delgadas, cuyos resultados según las categorizaciones de CL se establecen en proporciones definidas como porcentajes para cada muestra, en función a las respuestas respectivas de los procesos de CL (Ver Anexo B).

Los colores Amarillo Brillante (AB) se reconocen en siete de las muestras y no superan el 5%, estos colores son relacionados a cementos carbonatados producto de meteorizaciones recientes.

Los colores Naranja Brillante (NB) se reconocen en siete de las muestras y no superan el 10%, asociados principalmente a procesos de recristalización. (ver figura 39, Derecha)

**Figura 39.** Características de catodoluminiscencia en colores



**Fuente.** Elaboración propia

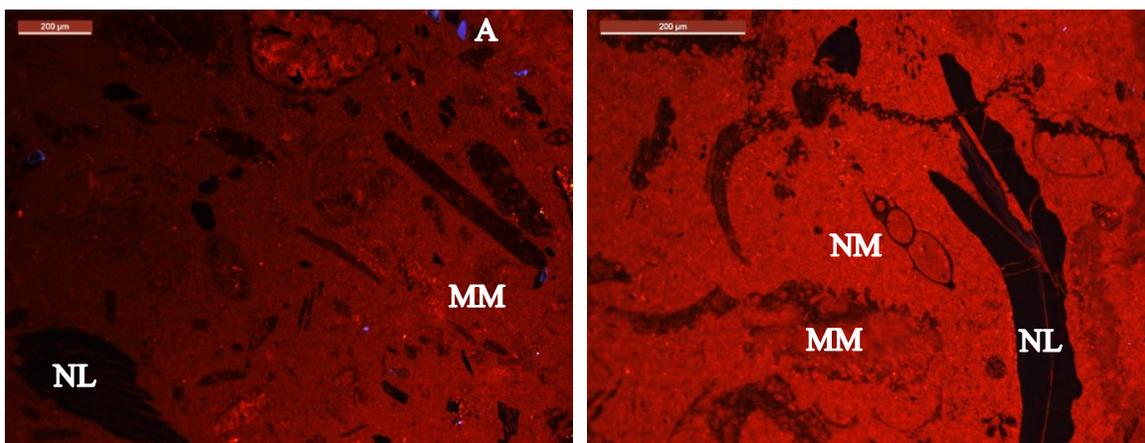
- **Izquierda:** Muestra E11. Características de catodoluminiscencia en colores AB, NB y MM.
- **Derecha:** Muestra E7. Características de catodoluminiscencia en colores NB, y NL.

Los colores Marrón Mate (MM) se reconocen en 9 de las muestras y llegando hasta valores del 50%, y están asociados a los cementos micríticos. (Ver figura 40, Izquierda).

Los colores Naranja Mate (NM) se reconocen en todas las muestras y llegando hasta valores del 40%, relacionados a cementos esparíticos. (Ver figura 40, Derecha).

Los colores No Luminiscentes (NL), se reconocen en todas las muestras y con valores que no superan el 30%, y se relacionan a calcitas primarias o minerales no luminiscentes. (Ver figura 39 y 40).

**Figura 40.** Características de catodoluminiscencia en colores II



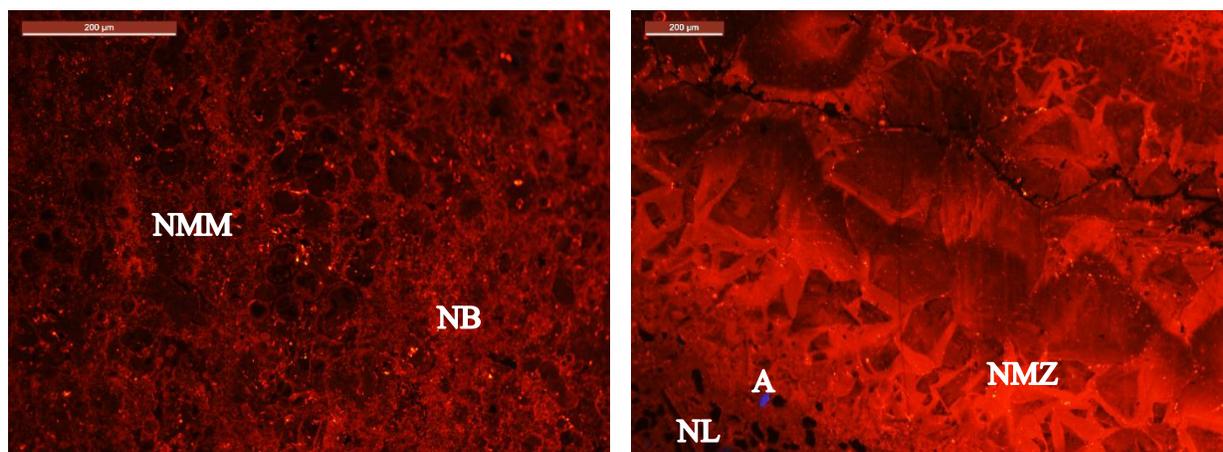
**Fuente.** Elaboración propia

- **Izquierda:** Muestra E1. Características de catodoluminiscencia en colores NM, MM y NL.
- **Derecha:** Muestra E5. Características de catodoluminiscencia en colores NMZ.

Los colores Naranja – Marrón Moteado (NMM), se reconocen en todas las muestras y con valores entre el 15 y 60%, relacionados a procesos de disolución. (Ver figura 41, Izquierda).

Los colores Naranja – Marrón Zonado (NMZ), se reconocen en 4 muestras y con valores que no superan el 30%, se relacionan a cambios de los fluidos que producen una cristalización diferencial. (Ver figura 41, Derecha).

**Figura 41.** Características de catodoluminiscencia en colores III

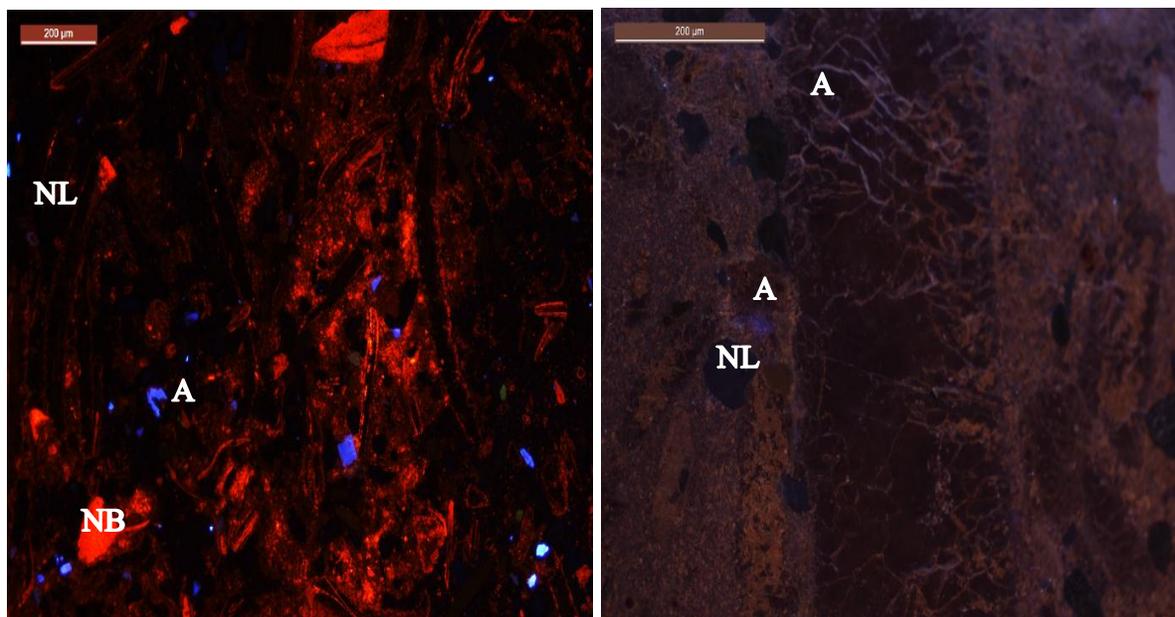


**Fuente.** Elaboración propia

- **Izquierda:** Muestra E10. Características de catodoluminiscencia en colores MM, NL y A.
- **Derecha:** Muestra E6. Características de catodoluminiscencia en colores NMM y NB

Los colores Azules (A), se reconocen en 7 de las muestras y con valores que no superan el 10% y corresponden a cementos silíceos o materiales terrígenos tipo cuarzo. (ver figura 42).

**Figura 42.** Características de catodoluminiscencia en colores IV



**Fuente.** Elaboración propia

- **Izquierda:** Muestra E7: Características de catodoluminiscencia en colores NL, NB y A por terrígenos.
- **Derecha:** Muestra E8. Características de catodoluminiscencia en colores NL y A por material silíceo rellenando fracturas

Los procesos diagenéticos sufridos por las muestras de las formaciones estudiadas, corresponden esencialmente a etapas postdepositacionales, principalmente de la etapa mesogénica, sin llegar a la dolomitización y finalizando con procesos de telogenia producto del levantamiento final de la cuenca, con la cementación de cementos silíceos y procesos de oxidación y posterior recristalización de relleno de fracturas y calcitas tardías. Ver tabla 4.

**Tabla 4.** Diagénesis rocas carbonatadas formaciones Hondita – Lomagorda, sección Yaguará.

ETAPA DIAGENÉTICA	POSTDEPOSITACIONAL											
	EOGENÉTICA		MESOGENÉTICA					TELOGÉNICA				
AMBIENTE DIAGENÉTICO	METEORICO VADOSO		SEPULTAMIENTO PROFUNDO					SEPULTAMIENTO SOMERO				
PROCESOS	Disolución	Cementación A	Cementación B	Fracturamiento	Presión Disolución	Dolomitización	Hidrocarburos	Dolomitización	Recristalización	Dedolomitización	Silicificación	Oxidación
SECCIONES												
E1			X	X					X			
E2			X	X	X				X			
E5			X	X	X				X			
E6			X	X	X				X			
E7			X	X	X				X			
E8			X	X	X				X		X	
E9			X	X	X				X			X
E10			X	X	X				X		X	
E11			X	X	X				X			X
E13			X	X	X				X		X	

**Fuente.** Elaboración propia

## 6. PETROFISICA

La caracterización petrofísica se llevó a cabo tanto de forma cualitativa, mediante métodos macroscópicos de observación directa basado en la clasificación de porosidad de CHOQUETTE & PRAY y la cuantitativa utilizando técnicas de laboratorio.

### 6.1 Porosidad macro

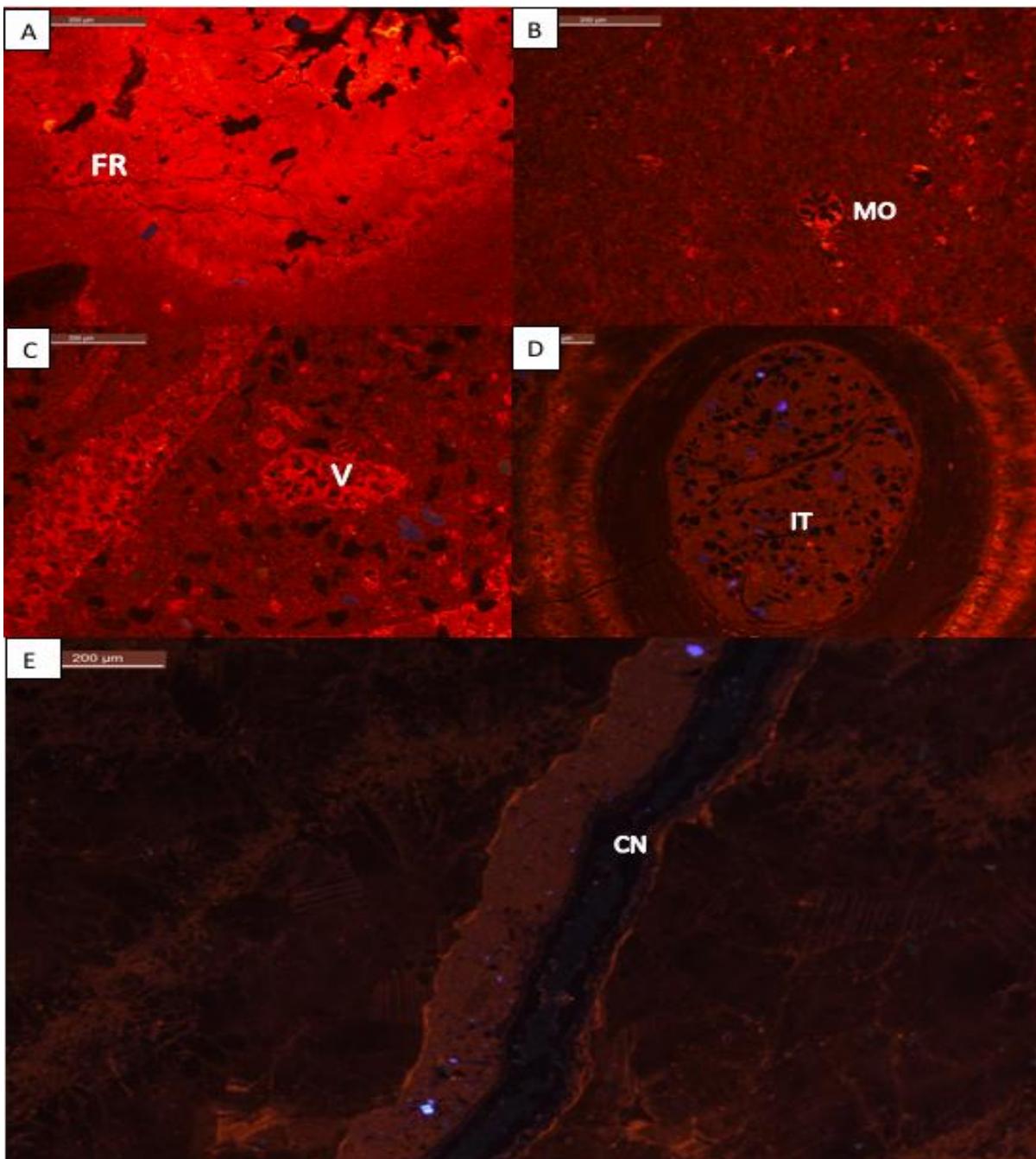
Se corroboraron componentes vistos macroscópicamente y se reconocieron otros adicionales como glauconita, bioclastos, y porosidad. (Ver tabla 5 y figura 43).

**Tabla 5.** Caracterización cualitativa de porosidad en las muestras

MUESTRA	TIPOS DE POROSIDAD	
	PRESENTA	(CHOQUETTE & PRAY)
E1	SI	Móldica, De Fractura, Reemplazamiento de esparita microcristalina. Ver fig. 43 (B)
E2	SI	Fractura, Intercristalina . Ver fig. 43 (A)
E5	SI	Móldica, Fractura, Intercristalina. Ver fig. 43 (B)
E6	SI	Intercristalina, Vug. Ver fig. 43 (C)
E7	SI	Móldica, Fractura, Intercristalina, Intrapartícula (B)
E8	SI	Intrapartícula, Fractura, Móldica, Intercristalina, Canal. Ver fig. 43 (E)
E9	SI	Móldica, Fractura. Ver fig. 43 (A)
E10	SI	Fractura, Móldica, Intercristalina . Ver fig. 43 (A)
E11	SI	Móldica, Fractura, Intercristalina, Intrapartícula, Vug. Ver fig. 43 (C)
E13	SI	Fractura, Intercristalina. Ver fig. 43 (A)

**Fuente.** CHOQUETE & PRAY, 1970

**Figura 43.** Diferentes tipos de porosidades encontradas en muestras de las formaciones Hondita y Lomagorda.



**Fuente.** Elaboración propia

A: Porosidad de Fractura (FR), B: Porosidad M3ldica (MO), C: Porosidad de Vug (V), D: Porosidad Intrapart3cula (IT), E: Porosidad de Canal (CN).

La caracterización cualitativa solo permite determinar parámetros de porosidad, a nivel macro, por lo cual se realizó a continuación análisis petrofísicos cuantitativos.

### 6.1 Porosidad micro

La caracterización cuantitativa se lleva a cabo mediante el uso de Equipos de laboratorio en las instalaciones de la empresa GMAS en Bogotá, obteniendo así parámetros numéricos de porosidad y permeabilidad. (Ver tabla 6).

**Tabla 6.** Datos petrofísicos de porosidad y permeabilidad

No. De Plug	Nombre del Plug	Ø %	K mD	Comentarios
0	CyL_1.5_6	0,09	<0.01	El Plug 0 corresponde a un cilindro solido de acero inoxidable para calibración. El error en las mediciones de porosidad corresponden al 0.09%. La permeabilidad Klinkenberg de las muestras se encuentra por debajo del límite de detención del equipo ( 0.01 mD)
1	E2	2,56	<0.01	
2	E3	1,17	<0.01	
3	E4	0,68	<0.01	
4	E5	1,78	<0.01	
5	E6	2,09	<0.01	

**Fuente.** Empresa GMAS.

## 7. DISCUSIÓN Y RESULTADOS

### 7.1 Ambientes sedimentarios

De acuerdo a los resultados obtenidos en los análisis macro y microscópico se pueden identificar 4 facies dentro de un ambiente marino de plataforma, para cada uno de los segmentos de la columna estratigráfica a los cuales se les tomaron muestras, cabe aclarar que no todos los segmentos fueron muestreados; se reconocen ambientes de depositación tanto en las formaciones Hondita como Lomagorda, tipo Lagoon, plataforma retrabajada, arrecife, y plataforma foreslope. Es de aclarar y recordar que el muestreo realizado a las formaciones fue hecho exclusivamente en rocas carbonatadas y por tanto no se muestreo la secuencia completa de las mismas, pero con estas muestras se puede determinar que las depositaciones calcáreas iniciaron en el Albiano medio, con la formación Hondita (Patarroyo, 1993) en un ambiente de plataforma Foreslope (segmento 2 del Hondita); ambientes de arrecife (segmento 1, 3 Y 4 de Hondita); plataforma retrabajada (segmento 1, 3 y 4 del Hondita); y ambiente de Lagoon (segmento 3, y 4 del Hondita). Posteriormente con la depositación en el Coniciano de la formación Lomagorda en el segmento 1 de la misma se asocia a ambiente de plataforma retrabajada y el segmento 2 se asocia a ambiente de Lagoon, se determinaron que los ambientes de depositación en las muestras pertenecen en un 27,27% a Lagoons, 36,36% Plataforma retrabajada, 27,27% arrecife y 9,09% Plataforma foreslope. (Ver figura 44)

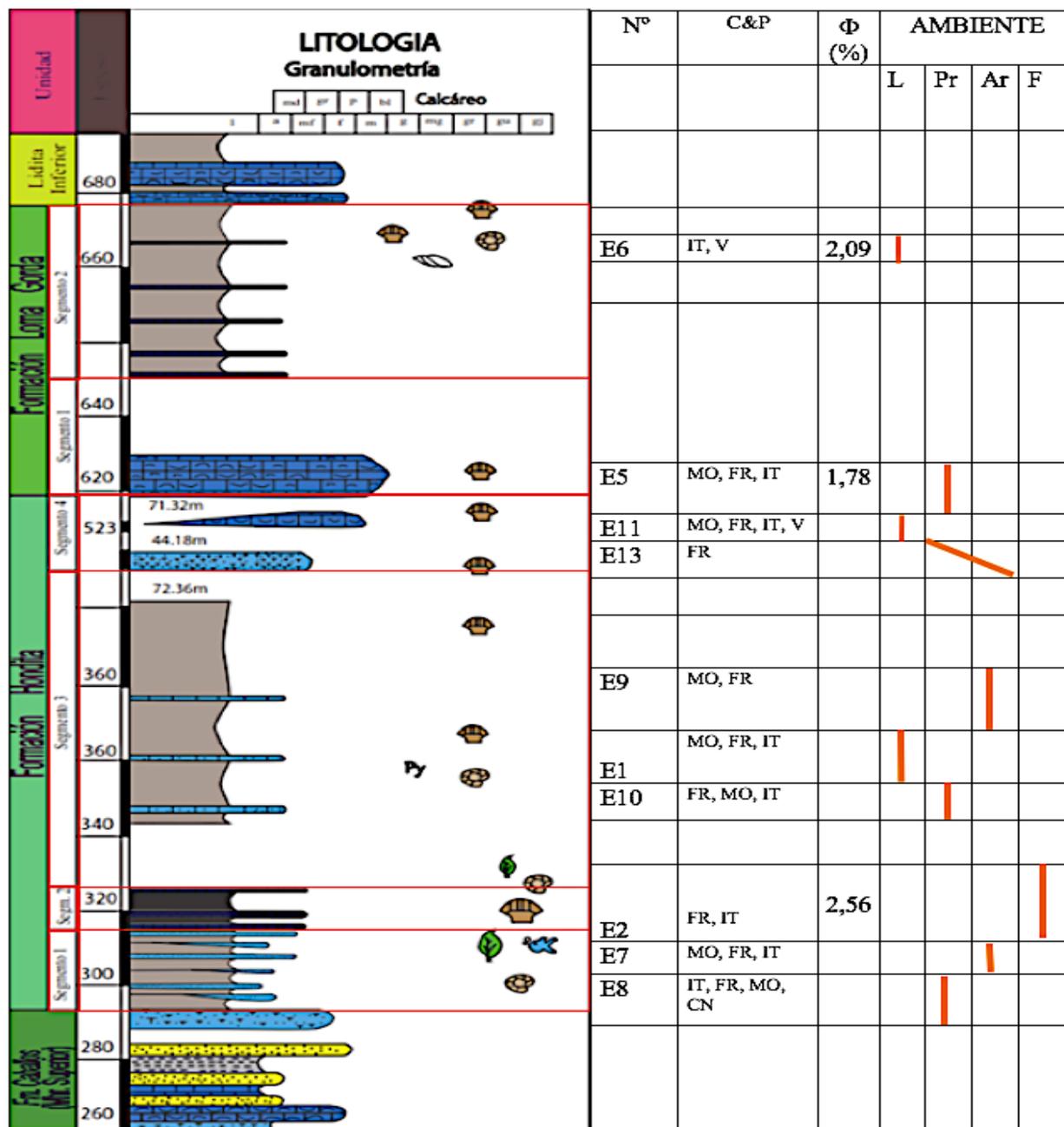
**Figura 44.** Ambientes de depositación generalizados, zonas de facies, y tipos de standard microfacies types (SMF).

1	2	3	4	5	6	7	8	9	Zona de Facies
Cuenca	Plataforma de mar abierto	Margen de plataforma profunda	Foreslope	Margen de plataforma de arrecifes	Plataforma retrabajada	Plataforma abierta (lagoon)	Plataforma restringida	Plataforma evaporítica (sabkha)	Ambiente
Nivel del mar									Perfil esquemático de facies
Nivel de olas normal									
Nivel de olas de tormentas									
Nivel de oxigenación									
			E2	E7,E9, E13	E8,E10, E5,E13	E1, E11, E6			Tipos de SMF

**Fuente.** Modificada de Boggs (1992)

Un resumen con las principales propiedades y ambientes encontrados a través de la secuencia sedimentaria de las formaciones estudiadas se representa así: Ver figura 45.

**Figura 45.** Columna estratigráfica generalizada



**Fuente.** Plancha geológica 345 SGC) con datos de porosidad y ambiente de deposición para cada una de las muestras, Lagoon (L), Foreslope (F), Arrecife (Ar) y Plataforma retrabajada (Pr).

Para la Formación Hondita, se reconocen las siguientes características de acuerdo a lo representado en la columna estratigráfica.

- a. **Segmento 1:** en este segmento se reconocen las muestras E7 y E8, se caracterizan por poseer facies con buen contenido de intraclastos y terrígenos, asociados a un alto nivel de energía, dentro de la plataforma Foreslope y con cercanía a la línea de costa, para el caso particular de la muestra 8, se identifica la presencia de glauconita procedente o relacionada con el contacto con la formación Caballos.

Las dos muestras presentan los mismos tipos de porosidad, moldica, fractura e intercrystalina según CHOQUETTE & PRAY, asumiendo así que los factores de depositación pueden afectar procesos de formación de porosidad.

- b. **Segmento 2:** en este segmento se reconocen las muestras E2, presentan alto contenido de foraminíferos, demostrando un bajo nivel de depositación en el ambiente.
- c. **Segmento 3:** en este segmento se reconocen las muestras E1, E9 y E10 a nivel macroscópico se observa la abundancia de bioclastos principalmente de bivalvos, gasterópodos y amonites, el tamaño de los bioclastos es superior a los 2 centímetros en la mayoría de los casos, denotando una mayor cantidad de energía en la marea a la hora de la depositación de los mismos, el análisis de facies nos permite ubicar este segmento en un ambiente de arrecife, rico en vida de organismos que se protegían mediante caparzones carbonatados.

Las muestras presentan datos de porosidad (CHOQUETTE & PRAY) iguales lo cual manifiesta que las condiciones de depositación influyen de manera similar sobre todas las muestras.

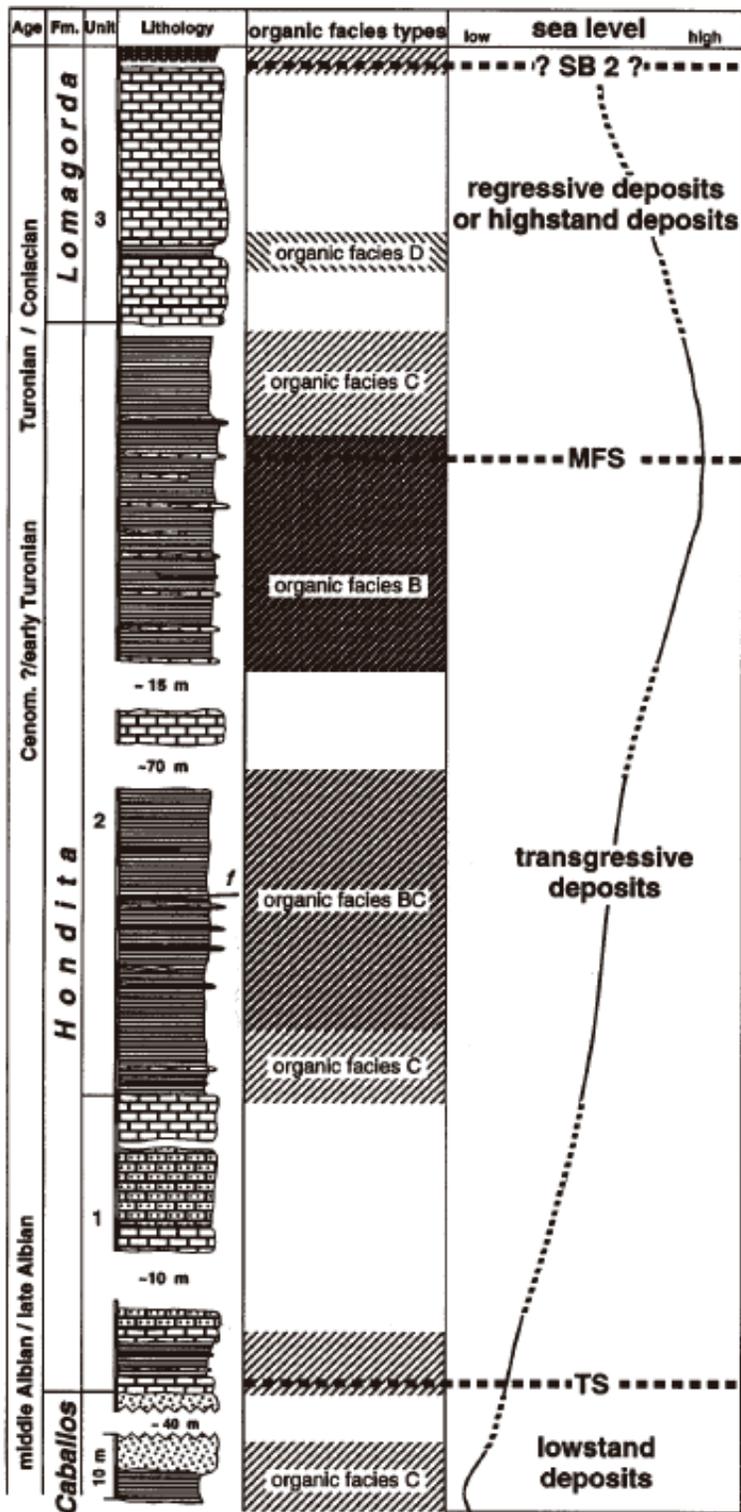
- d. **Segmento 4:** en este segmento se reconoce la muestra E13 que presenta un contacto claro marcado entre ambiente de arrecife rico en fósiles y plataforma retrabajada compuesta principalmente por algas y la E11 que se encuentra en facies de lagoon.

Dentro de la Formación Loma Gorda, se distinguen los siguientes segmentos:

- a. Segmento 1:** en este segmento se reconoce la muestra E5 que representa una caliza wackestone de facies en plataforma retrabajada, con presencia fuerte de biocláston y aporte de algunos terrígenos.
  
- b. Segmento 2:** representado en la muestra E6, a nivel macroscópico se observan líneas de estratificación de colores marrón claro y oscuros similares a laminación plano paralela asociados a zonas intermareales de baja energía, en análisis microscópico se identifican la abundancia de oolitos propias de los ambientes de baja energía tipo lagoons que permite su depositación.

En términos generales la sucesión de rocas carbonatas muestran una tendencia en la depositación transgresiva desde el Albiano medio con la Formación Hondita, a una evolución regresiva hasta el Coniciano de la Formación Lomagorda, muy de acuerdo con los estudios detallados (Mann, U., & Stein, R. 1997; Mora et al 2010), que se han realizado en la zona de trabajo o alrededores, confirmando los sectores punteados. (Ver figura 46).

**Figura 46.** Relaciones de las secuencias estratigráficas y las variaciones del nivel del mar en las formaciones Hondita y Lomagorda sector El ocal.



Fuente. Mann y Stein, 1997

## 7.2 Petrofísica

Aunque los valores de porosidad no son significativos desde el punto de vista de yacimientos convencionales, proporciona información importante para yacimientos naturalmente fracturados, ya que se evidencian datos de porosidad asociados a fracturas, lo cual puede conllevar a un análisis más detallado de los yacimientos de la región. Se toma la decisión de clasificar las muestras en tres rangos de porosidad. (Ver tabla 7).

- a. **Rango 1 (porosidad mayor al 2%):** En este rango de porosidad se encuentran las muestras E2 y E6 (Ver tabla 6), como ya se discutió en las secciones 7.1.2. las razones de que se presenten los mayores valores de porosidad en estas muestras, están asociados a las condiciones de depósito, ya que se facilita la sedimentación de partículas calcáreas finas otorgando un carácter frágil a la roca, facilitando el fracturamiento de la misma por efecto de esfuerzos orogénicos.
- b. **Rango 2 (porosidad entre el 1 y 2%):** En este rango se encuentran las muestras E3 Y E5
- c. **Rango 3 (porosidad menor a 1%):** En este rango se encuentra la Muestra E4

**Tabla 7.** Rangos de porosidad

RANGO	$\Phi$ POROSIDAD	Nº DE MUESTRA
1	> 2%	E2 - E6
2	1% - 2%	E3 - E5
3	< 1%	E4

**Fuente.** Elaboración propia

En cuanto a la Permeabilidad las muestras analizadas presentaron valores menores a 0.01 mD, excediendo el rango mínimo de sensibilidad del equipo de Gmas, por tanto, se considera que todas las muestras tienen permeabilidad nula, y aunque se presenta porosidad en las muestras, todo indica que dichos poros no presentan mayor comunicación entre sí, quedando como espacios huecos aislados dentro de la roca. Sin embargo los rangos de permeabilidad en un yacimiento carbonatado pueden incrementar por las técnicas de producción, al manejarse como yacimientos naturalmente fracturados.

El muestreo general intentó hacer un reconocimiento preliminar de las propiedades petrofísicas de porosidad y permeabilidad, que en su mayoría además de las pruebas cuantitativas, mostró en los análisis cualitativos, que las rocas estudiadas si tienen buenas características de porosidad secundaria, principalmente de tipo de fractura, canal y vug.

### **7.3 Diagénesis**

Por medio del estudio de catodoluminiscencia fue posible establecer los diferentes procesos diagenéticos sufridos por la secuencia Hondita – Lomagorda en el área de trabajo. Se identifica un primer proceso diagenético de micritización, caracterizado por agregados microcristalinos de calcita, con colores naranja mate (NM) y marrón mate (MM), correspondientes principalmente a los cementos micríticos.

El segundo evento, presenta una recristalización con agregados de calcita esparítica, que afectan generalmente las estructuras de los bioclastos y rellena espacios porosos primarios, reconociéndose en los colores naranjas brillantes (NB). Como tercer evento se reconoce disoluciones que afectan a la mayoría de las muestras, produciéndose porosidades secundarias, tanto móldicas como de fractura, se ven colores no luminiscentes (NL).

Como Cuarto evento, una recristalización producto de un segundo pulso en algunas muestras hace que se presente una zonación (NMZ) en dicho evento, se rellena la porosidad secundaria faltante. Como Quinto evento, algunas de esas fracturas han sido rellenadas con cementos esparíticos, con colores no luminiscentes.

Finalmente, en algunas muestras se reconoce dos clases de eventos catalogados como sexto, uno de silificación, en forma de vetillas, colores (A) y otro de meteorización con la cristalización de calcita de colores amarillos brillantes (AB).

La ocurrencia de estas etapas diagenéticas en las muestras recolectadas muestran una secuencia paragenética muy reconocida a través de los análisis de catodoluminiscencia, donde se ve la evolución de los productos carbonatados. (Ver figura 47).

**Figura 47.** Representación de la secuencia paragenética en muestras carbonatadas de las Formaciones Hondita y Lomagorda

SECUENCIA PARAGENÉTICA		
EVENTO	TEMPRANO	TARDÍO
Micritización, cementos agregados microcristalinos de calcita (NM, MM)		
Cristalización, agregados esparita de bioclastos y porosidad primaria (NB)		
Disolución, porosidades secundarias móldica y de fractura , (NMM) colores moteados		
Recristalinización, zonación en rellenos de esparita (NMZ)		
Recristalinización, zonación en rellenos de esparita (NL)		
Silicificación, relleno de fracturas (A)		
Disolución, meteorización, carbonatos recientes (AB)		

**Fuente.** Elaboración propia

Estudios preliminares de fluorescencia localizados en la cuenca y en las formaciones de estudio, permitieron a través de microtermometría, inferir en este tipo de rocas carbonatadas que las características del ambiente de formación fueron óptimas para la formación de rocas generadoras de hidrocarburos, con temperaturas de entrapamiento dentro del rango de la ventana de generación de hidrocarburos con aceites medianos-ligeros (Montaño., 2015).

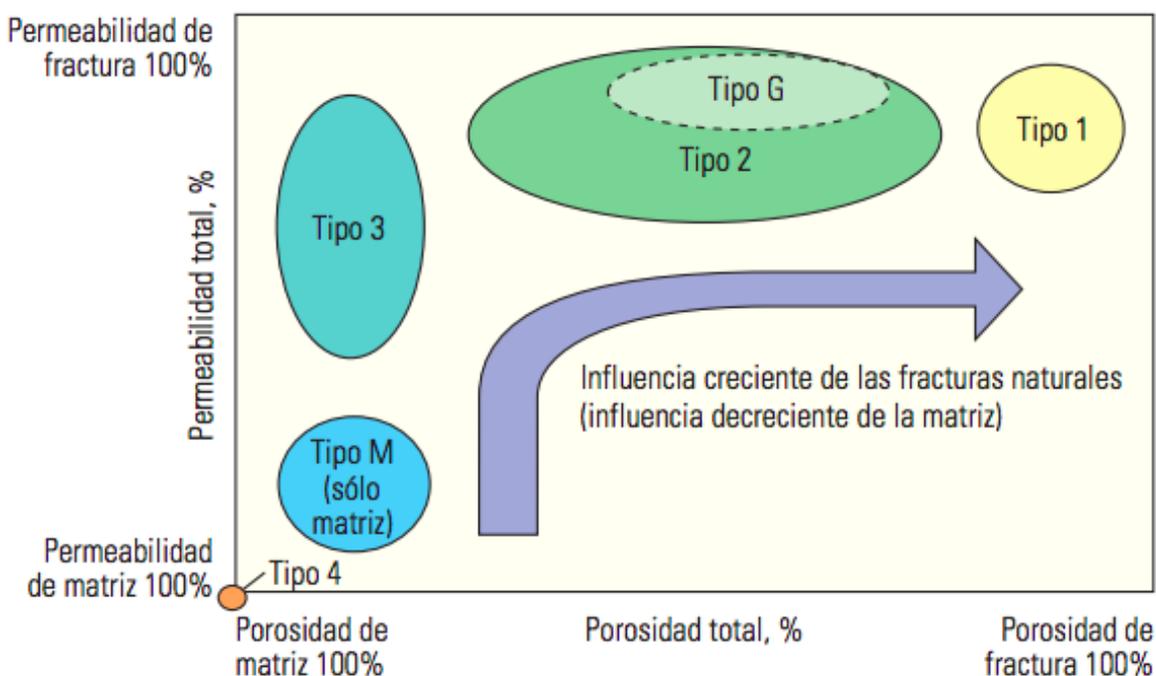
## 7.4 Implicaciones en yacimientos de hidrocarburos

Las características geológicas, petrofísicas y de diagénesis de las rocas carbonatadas estudiadas de las formaciones Hondita y Lomagorda presentan unas cualidades y valores llamativos para ser considerados como un buen yacimiento, aunque las variaciones a lo largo de las secuencias pueden complicar la evaluación y recuperación de hidrocarburos.

Los valores de porosidad encontrados (hasta un 2.6 %), se encuentran dentro de un rango aceptable en los Yacimientos carbonatados típicos en el mundo, así mismo su evolución diagenética hace que se presenten porosidades secundarias con procesos de recristalización, relleno y disolución, evidenciada en eventos reducidos que permitirían unos procesos de recuperación asequibles a la Industria petrolera.

Por las características petrofísicas y rasgos diagenéticos de las muestras recolectadas en las rocas carbonatas de las formaciones hondita y loma gorda, se hace una evaluación preliminar de las muestras que permitiría clasificarlas dentro de los yacimientos naturalmente fracturados tipo M según la clasificación de (Bratton et al., 2006), ver figura 48.

**Figura 48.** Sistema de clasificación de yacimientos naturalmente fracturados



**Fuente.** Bratton et al., 2006

Los yacimientos de tipo M poseen alta porosidad y permeabilidad matricial producto de las fracturas, de manera que las fracturas abiertas pueden mejorar la permeabilidad, pero las fracturas naturales a menudo complican el flujo de fluidos en estos yacimientos a través de la formación de barreras.

En las muestras recolectadas los datos de permeabilidad no fueron precisos debido a que la sensibilidad del equipo de permeabilidad no permitía mediciones menores a 0,1 mD, sin embargo los datos de porosidad, (hasta 2,6%) pueden considerarse buenos dentro de las rocas carbonatadas teniendo en cuenta que la porosidad secundaria observada por fracturas y canales observadas en las muestras, en conjunto a los cementos silicios y carbonatados encontrados aumentan su caracterización como yacimiento naturalmente fracturado.

Estudios previos (Duque et al., 2012) indicaron que los tipos de roca Wackestone y Mudstone presentan el mayor potencial de acumulación de hidrocarburos, ya que, son los que se encuentran preferencialmente fracturados.

En las muestras estudiadas los intervalos tipo wackestone se encontraron en los segmentos 1-3-4 de la formación Hondita y segmento 1 de Lomagorda en cuanto a los intervalos tipo mudstone se encontraron en los segmentos 2 de Lomagorda y Hondita. Por lo cual teniendo en cuenta estudios similares serian los de mayor potencial para acumulación de hidrocarburos de tipo Yacimiento naturalmente fracturado (YNF).

En términos generales se recomienda hacer un estudio detallado de la naturaleza de las fracturas para clasificar adecuadamente el yacimiento naturalmente fracturado y que incluya la orientación de esfuerzo, la orientación de fracturas naturales, el tipo de relleno y las propiedades y fases de fluidos que se encuentren dentro de este tipo de yacimientos.

## 8. CONCLUSIONES

- Se realizó un reconocimiento geológico de las formaciones Hondita y Lomagorda en los sectores de la cueva del tigre y quebrada el Ocal, municipio de Yaguara – Huila. Reconociendo sus principales características texturales, composicionales, petrofísicas y diagenéticas.
- Aunque no se encontraron en la etapa de campo, indicios directos o indirectos de la presencia de hidrocarburos, el estudio de antecedentes de trabajos previos en rocas de las formaciones Hondita y Lomagorda en la sub-cuenca de Neiva han identificado eventos de generación y migración de hidrocarburos, así mismo como su potencial de roca generadora y almacén. (Montaño., 2015; Duque et al., 2012; Mann & Stein., 1997; Mora et al., 2010).
- De acuerdo a los resultados obtenidos en los análisis macro y microscópico se identificaron 4 facies dentro de un ambiente marino de plataforma, dentro de las Formaciones Hondita y Lomagorda, a saber para las muestras estudiadas: 27,27 % a Lagoons, 36,36% plataforma retrabajada , 27,27 % arrecife y 9,09% Foreslope.
- La sucesión de rocas carbonatas muestran una tendencia en la depositación transgresiva desde el Albano medio con la Formación Hondita, a una evolución regresiva hasta el Coniciano de la Formación Lomagorda, muy de acuerdo con los estudios detallados (Mann, U., & Stein, R. 1997; Mora et al 2010), que se han realizado en la zona de trabajo o alrededores.
- Las condiciones de depósito afectan la porosidad, ya que la homogeneidad y/o variación tanto del cemento calcáreo como del esqueleto, ocasionan diferentes comportamientos a la fractura, en donde las rocas más homogéneas y mayormente calcáreas son más propensas a formar fracturas.

- Se observó porosidad cualitativa de tipo Vug, Microcristalina, Intercristalina, de canal, de fractura e intrapartícula principalmente.
- De forma cuantitativa mediante análisis petrofísico se determinaron tres rangos de porosidad el primero menor a 1% el segundo entre 1% – 2% y el tercero mayor a 2%. Los segmentos 2 de Lomagorda y Hondita presentan las mayores porosidades correspondientes al rango tres.
- Por medio de análisis de catodoluminiscencia de las muestras, se identificaron seis procesos diagenéticos para las rocas carbonatadas de las Formaciones Hondita y Lomagorda. El primero relacionado con micritización; el segundo con una recristalización de agregados de calcita esparítica, que afectan estructuras de los bioclastos y rellena espacios porosos primarios; en el tercer evento se reconoce disoluciones que afectan a la mayoría de las muestras, produciéndose porosidades secundarias; como cuarto evento, se observaron recristalizaciones con zonación; en el quinto evento, las fracturas se rellenaron con cementos esparíticos, y Finalmente, en algunas muestras se reconocieron dos clases de eventos catalogados como sexto: Uno de silisificación, y otro de meteorización con la cristalización de calcita reciente.
- Los procesos diagenéticos sufridos por las muestras de las formaciones estudiadas, corresponden esencialmente a etapas postdepositacionales, principalmente de la etapa mesogénica, sin llegar a la dolomitización y finalizando con procesos de telogenia producto del levantamiento final de la cuenca, con la cementación de cementos silicios y procesos de oxidación y posterior recristalización de relleno de fracturas y calcitas tardías.
- Las características geológicas, petrofísicas y de diagénesis de las rocas carbonatadas estudiadas de las formaciones Hondita y Lomagorda presentan unas cualidades y valores llamativos para ser considerados como un buen yacimiento, aunque las variaciones a lo largo de las secuencias pueden complicar la evaluación y recuperación de hidrocarburos.
- Por las características petrofísicas y rasgos diagenéticos de las muestras recolectadas en las rocas carbonatas de las formaciones hondita y loma gorda, se hizo una evaluación preliminar

de las muestras que permitiría clasificarlas dentro de los yacimientos naturalmente fracturados tipo M según la clasificación de (Bratton et al., 2006).

- En las muestras recolectadas los datos de permeabilidad no fueron precisos debido a que la sensibilidad del equipo de permeabilidad no permitía mediciones menores a 0,1 mD, sin embargo los datos de porosidad, (hasta 2,6%) pueden considerarse buenos dentro de las rocas carbonatadas teniendo en cuenta que la porosidad secundaria observada por fracturas y canales observadas en las muestras, en conjunto a los cementos silíceos y carbonatados encontrados aumentan su caracterización como yacimiento naturalmente fracturado.
- En las muestras estudiadas los intervalos tipo Wackestone se encontraron en los segmentos 1-3-4 de la formación Hondita y segmento 1 de Lomagorda en cuanto a los intervalos tipo Mudstone se encontraron en los segmentos 2 de Lomagorda y Hondita. por lo cual teniendo en cuenta estudios similares serian los de mayor potencial para acumulación de hidrocarburos de tipo Yacimiento naturalmente fracturado (YNF).
- Finalmente se recomienda hacer un estudio detallado de la naturaleza de las fracturas para clasificar adecuadamente el yacimiento naturalmente fracturado y que incluya la orientación de esfuerzo, la orientación de fracturas naturales, el tipo de relleno y las propiedades y fases de fluidos que se encuentren dentro de este tipo de yacimientos.

**BIBLIOGRAFIA**

- Adams, A., Mackenzie, W y Guilford, C.,1984. Atlas of sedimentary rocks under the microscope. Logman Group UK Ltd. 180 pp.
- Akber, M., Alghamd, A., Allen, D y Cameige, A., 2001. Evaluación de Yacimientos Carbonatados. Centro de investigación, conjunto de Oil & Natural Gas corporation y Schlumberger. 24pp
- Arribas, M., Arribas, J., De la Peña, J., Estrada, R., López, F., Marfil, R., & Varas, M. J. 2007. Atlas de Petrología Sedimentaria.
- Barnaby, R. J., & Rimstidt, J. D. (1989). Redox conditions of calcite cementation interpreted from Mn and Fe contents of authigenic calcites. *Geological Society of America Bulletin*, 101(6), 795-804.
- Barrero, D., Pardo, A., Vargas, C y Juan F. Martínez, 2007. Colombian Sedimentary Basins. B & M exploration Ltda, ANH. 92pp.
- Beltrán, N., & Gallo, J. (1968). Guidebook to the geology of the Neiva sub-basin, Upper Magdalena basin (southern portion). Colombian Society of Petroleum Geologists and Geophysicists.
- Braithwaite, C. J. R. (1993). Cement Sequence Stratigraphy in Carbonates: PERSPECTIVE. *Journal of Sedimentary Research*, 63(2).
- Brookfield, M., 2004. Principles of Stratigraphy. Blackwell publishing Ltd. 99pp.

- Buitrago, J., 1994. Petroleum Systems of the Neiva Area, Upper Magdalena Valley, Colombia, in Magoon, L.B. and W. G Dow, eds., The Petroleum System-form source to trap: AAPG Memoir 60.
- Cable, D., 1982. Lower Cretaceous braided stream-fan delta deposition, northwest Libya: A future petroleum exploration target, offshore Gabes-Sabratha Basin. AAPG Bulletin, 66(5), 555-556.
- Cáceres, A y Patarroyo P. (2013). La Estratigrafía del Grupo Olini, en el Área de la Quebrada Bambucá, Aipe-Huila (Trabajo de Grado). Universidad Nacional de Colombia. Bogotá, Colombia. 1-23 pp.
- Campiño, L.F.; Parra, P y Mora, C., 2007. Palinofacies y Geoquímica Orgánica en las rocas del Aptiano-Coniaciano (Valle Superior del Magdalena), Boletín de Geología Vol. 29, No. 2. Bogotá, Colombia. 74-83pp.
- Compton, R., 1961. Geología de Campo. Pax- Mexico
- Córdoba, F y Hernández, E., 2000, September. Sistemas Petroliferos de la Subprovincia de Neiva, Valle Superior del Magdalena, Colombia. In 7th Simposio Bolivariano-Exploracion Petrolera en las Cuencas Subandinas
- Cuervo, R., Badillo, C., y Quimbaya, C., 2015. Levantamiento estratigráfico detallado para el miembro Shale de Bambucá en dos secciones de la subcuenca de Neiva. Ingeniería y Región, 12(2), 59-67.
- Cuervo, R., Barona, L y Hernández, M., 2013. Correlación petrofísica en superficie con subsuelo de formaciones productoras subcuenca de Neiva. Ingeniería y Región, 10, 89-98.
- Culver, D., White., W. B. Eds. 2005. Encyclopedia of caves (pp. 427-430). Amsterdam (The Netherlands): Elsevier.

- De Freitas, M., Vidal, G y Mantilla, M. 2006. Structural Evolution and Hydrocarbon Entrapment in the Balcon Field Area, Upper Magdalena Valley, Colombia.
- De Porta, J., 1965. Estratigrafía del Cretácico Superior y Terciario en el extremo S del Valle Medio del Magdalena. Boletín Geológico de la UIS vol. 19, pp 5-50, Bucaramanga.
- Duque,A., Gomez,R., Cabrejo,T., Fonseca,C., Garcia,J. Potencial adicional de la formacion Tetuan en el campo Tenay, ECOPETROL. S.A.
- ECOPETROL-ICP., 1994. Evaluación geoquímica Cuenca Valle Superior del Magdalena, Informe Interno, Empresa Colombiana de Petróleos, Instituto Colombiano del Petróleo, Internal Report, pp. 195. Piedecuesta, Colombia.
- Etayo F., Renzoni G Y Barrero, D., 1976. Contornos Sucesivos del Mar Cretáceo en Colombia. Memoria del Primer Congreso Colombiano de Geología. pp. 438, Bogotá.
- Frank, J. R., Carpenter, A. B., & Oglesby, T. W. (1982). Cathodoluminescence and composition of calcite cement in the Taum Sauk Limestone (Upper Cambrian), southeast Missouri. *Journal of Sedimentary Research*, 52(2).
- Fernández, E., Nieves, J., Ortiz, I., Peiro, R y Rossi, C., 1995. Introducción a la Geología Kárstica. Federación Española de Espeleología.
- Flogel, E., 2004. Microfacies of Carbonate Rocks.
- Folk, R., 1980. Petrology of Sedimentary Rocks. Hemphill Publishing company Austin, Texas. 182pp.
- Gamba, N y Sarmiento, G., 2002. Estratigrafía Física, Petrografía y Análisis del Ambiente de depósito de la Formación Tetuán en el Anticlinal de Chicuambre y la Quebrada Bambucá,

Valle Superior del Magdalena (Trabajo de Grado). Universidad Nacional de Colombia. Bogotá, Colombia.

García, M., Mier, R., Cruz, L y Vásquez, M. 2009. Evaluación del potencial hidrocarburífero de las cuencas colombianas. Grupo de investigación en geología de hidrocarburos y carbones, Universidad Industrial de Santander-Agencia Nacional de Hidrocarburos.

GEMAS S.A.S., 2017 reporte de analisis petrosisico:porosidad y permeabilidad. Laboratorio de Geología, Geoquímica, Geofísica, Petrofísica.

Goldstein, R. H. (1991). Practical aspects of cement stratigraphy with illustrations from Pennsylvanian limestone and sandstone, New Mexico and Kansas.

Gotze, J y Bergakademie, F.,2011. Application of Cathodoluminescence Microscopy and spectroscopy in Geoscience. Gaithersburg. 18(6), 1270-1284pp.

Informe estadístico petrolero 2017. ACP

Jaramillo, C y Yepes, O., 1994. Palinoestratigrafía del Grupo Olini Coniaciano-Campaniano, Valle Superior del Magdalena. Estudios Geológicos del Valle Superior del Magdalena, pp. 1-18. Bogotá, Colombia.

Kairuz, E., Ferreira, P y Silva, O., 2000. Provincia Petrolífera del Valle Superior del Magdalena, Colombia [PAPER IN SPANISH] Oil Province of the Upper Magdalena Valley, Colombia.

Kammer, A y Bermúdez, A., 2013. Evidencias sedimentológicas y estructurales para un origen paleógeno de la Falla de Chusma, Valle Superior del Magdalena, borde occidental de la sub-cuenca de Neiva. Geología Colombiana, 38, 43.

Lopez, M., 2007. Structural analysis of an area in the Neiva sub-basin, upper Magdalena Valley Basin, Colombia (Doctoral dissertation, Colorado School of Mines. Arthur Lakes Library).

Machel, H., Mason, R., Mariano, A., & Mucci, A. (1991). Causes and emission of luminescence in calcite and dolomite.

Mackenzie, F., 2005. Sediments, Diagénesis and Sedimentary Rocks. Elsevier Ltda. 409pp.

Mann, U y Stein, R., 1997. Organic facies variations, source rock potential, and sea level changes in Cretaceous black shales of the Quebrada Ocal, Upper Magdalena Valley, Colombia. AAPG bulletin, 81(4), 556-576.

McCaffrey, k., Lonergan, L y Wilkinson, J., 1999. Fractures, Fluid Flow and Mineralization. Geological Society. 323pp.

Mello, M.R., Trindade, L.A.F., Gil, E., Stoffer, E., Chigne, N., Luna, O. & Velandia, J. 1997. Geochemical characterization of South American Subandean petroleum systems. VI Simposio Bolivariano 'Exploración Petrolera en las Cuencas Subandinas', 14–17 September 1997, Cartagena de Indias, Columbia, Asociación Columbiana de Geólogos y Geofísicos del Petróleo, Memorias, I, 324–336.

Meyers, W. J. (1974). Carbonate cement stratigraphy of the Lake Valley Formation (Mississippian) Sacramento Mountains, New Mexico. Journal of Sedimentary Research, 44(3).

Mojica, J y Bayer, K 1987. Características esenciales del Valle Superior del Magdalena, una cuenca petrolífera Cretácica interandina de Colombia. Memoria 3er Simposio. Cretácico de América Latina, Tucuman, Argentina, Proyecto International Correlation Program, 242, pp. 11–16.

Mojica, J., 2009. Open Round. ANH.

- Montaño, M. 2015. Caracterización y análisis de la formación loma gorda, aplicado a la evaluación del potencial como yacimiento no convencional de hidrocarburos, Huila, Valle Superior del Magdalena. Trabajo de Grado, 20p y Anexos. Universidad Nacional de Colombia. Departamento de Geociencias. Sede Bogotá
- Mora, A. 2003, September. Modelo Estratigráfico Para El Cretácico Basal (Aptiano-Albiano) En El Norte De La Sub-Cuenca De Neiva, Valle Superior Del Magdalena, Colombia. In 8th Simposio Bolivariano-Exploracion Petrolera en las Cuencas Subandinas.
- Mora, A., Mantilla, M y De Freitas, M., 2010. Cretaceous paleogeography and sedimentation in the Upper Magdalena and Putumayo Basins, southwestern Colombia. AAPG Search and Discovery Article# 50246.
- Nichols, G., 2009. Sedimentology and Stratigraphy. wiley-Blackwell.
- Normas Apa (2017). Guía para la presentación de trabajos científicos bajo el estándar APA en la Universidad EAN. Recuperado de <http://edicionesean.ean.edu.co/index.php/presentacion-de-trabajos/estandar-apa>.
- Universidad de Oviedo, 2009. Petrología Sedimentaria. Libro guía. 120 pp
- Phillip, A y Allen, R., 2005. Basin Analysis. Blackwell Science Ltd. 60,102,130pp.
- Ramón, J., Dzou, L., Hughes, W y Holba, A., 2001. Evolution of the Cretaceous organic facies in Colombia: implications for oil composition. Journal of South American Earth Sciences, 14(1), 31-50.
- Ramón, J., Vidal, G., Rosero, A., Gómez, P y Borja, H., 2001. Revaluación del modelo geológico del Campo Tello (Valle Superior del Magdalena) y sus implicaciones en el programa de desarrollo. Geología Colombiana-An International Journal on Geosciences; Vol. 26 (2001); 59-77 Geología Colombiana; Vol. 26 (2001); 59-77 2357-3767 0072-0992.

- Reed B. C. Archimedes' law sets a good energy-minimization example. *Physics Education*, 39 (4) July 2004, pp. 322-323.
- Reyes, R y Mora, C. 2008, November. Cuenca Del Valle Superior Del Magdalena, Colombia. Sistema Petrolero La Luna. In VII Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos (Simposio de Sistemas Petroleros de las Cuencas Andinas).
- Sarmiento, L. y Rangel, A.,2004. Petroleum systems of the upper Magdalena Valley, Colombia. *Marine and Petroleum Geology*, 21(3), 373-391.
- Sarmiento, L., Moreno, J. y Chajid, K., 2003. Prospección Geoquímica de Superficie. Valle Superior del Magdalena [PAPER IN SPANISH] Prospecting Geochemical Surface. Upper Magdalena Valley.
- Serna, F y Castillo, G., 1996. Bioestratigrafía del cretácico mediante macrofósiles en la sección el ocal, valle superior del magdalena, colombia. *Geología Colombiana*, 20, 81-92.
- Vargas, R., Badillo, C. A. P., & Quimbaya, C. I. D., 2015. Levantamiento estratigráfico detallado para el miembro Shale de Bambucá en dos secciones de la subcuenca de Neiva. *Ingeniería y Región*, 12(2), 59-67.
- Vargas, R., Palencia, L & Chavarro,M., 2013. Correlacion petrofisica en superficie con subsuelo de formaciones productoras subcuenca de neiva. *Revista Ingenieria y Region*.
- Velandia, F., Morales, C., Caicedo, J., & Núñez, A. (1999). *Geología de la Plancha 345 Campoalegre. Escala 1: 100.000. Ingeominas. Bogotá.*
- Veloza, G., de Freitas, M y Mantilla, M., 2006. Campanian-Maastrichtian paleogeography and reservoir distribution in the Upper Magdalena Valley of Colombia. *Campanian-*

Maastrichtian paleogeography and reservoir distribution in the Upper Magdalena Valley. IX Simposio de Cuencas Subandinas. 15p.

Veloza, G., Mora, A., De Freitas, M y Mantilla, M., 2008. Dislocación de facies en el tope de la secuencia Cretácica de la subcuenca de Neiva, Valle Superior del Magdalena y sus implicaciones en el modelo estratigráfico secuencial Colombiano. Boletín de Geología, 30(1).

Vergara, L., 1997. Cretaceous black shales in the Upper Magdalena Valley, Colombia. New organic geochemical results (Part II). Journal of South American Earth Sciences, 10(2), 133-145.

Vergara, L., 1997. Stratigraphy, foraminiferal assemblages and paleoenvironments in the Late Cretaceous of the Upper Magdalena Valley, Colombia (Part I). Journal of South American Earth Sciences, 10(2), 111-132.

Zumberge, J., 1984. Source rocks of the La Luna Formation (Upper Cretaceous) in the Middle Magdalena Valley, Colombia. 127-133.

## **ANEXOS**

## **ANEXO A. DESCRIPCIÓN Y CLASIFICACION PETROGRÁFICA**



## **ANEXO B. CATODOLUMINISCENCIA**

