

**POTENCIAL HIDROCARBURÍFERO DE LAS FORMACIONES DEL GRUPO
CALCÁREO BASAL EN EL MUNICIPIO DE VILLANUEVA, DEPARTAMENTO
DE SANTANDER, COLOMBIA**

LEIDY ALEXANDRA DELGADO BLANCO

JUAN SEBASTIÁN LUNA OSORIO

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICO-QUIMICAS
ESCUELA DE GEOLOGÍA
BUCARAMANGA**

2.012

**POTENCIAL HIDROCARBURIFERO DE LAS FORMACIONES DEL GRUPO
CALCAREO BASAL EN EL MUNICIPIO DE VILLANUEVA, DEPARTAMENTO
DE SANTANDER, COLOMBIA**

LEIDY ALEXANDRA DELGADO BLANCO

JUAN SEBASTIÁN LUNA OSORIO

**Proyecto de Grado para optar el título de
GEÓLOGO**

Director:

RICARDO MIER UMAÑA

Profesor Asociado

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICO-QUIMICAS
ESCUELA DE GEOLOGÍA
BUCARAMANGA**

2.012

DEDICATORIA

A Dios por bendecirme a lo largo de mi vida.

A mis padres por su incondicional amor y cariño.

A mis hermanas y sobrino por estar al lado mío en todo momento.

A mi novio por brindarme su amor, constante apoyo, compañía.

A mis familiares y amigos por su gran colaboración.

LEIDY ALEXANDRA DELGADO BLANCO

DEDICATORIA

Agradezco a Dios por darme la vida y gozar de todo lo que me rodea.

Agradezco a mis padres ya que sin la ayuda de ellos no sería nada.

Agradezco a mis hermanos por estar al lado mío en todo momento que lo he
necesitado.

Agradezco a mi novia por brindarme su compañía, apoyo y bellos momentos que
he vivido al lado de ella.

Finalmente a mi familia y amigos por su incondicional apoyo.

JUAN SEBASTIAN LUNA OSORIO

AGRADECIMIENTOS

En primera estancia agradecemos a la Escuela de Geología y su excelente profesorado docente por todas las enseñanzas que nos brindaron a lo largo de nuestra carrera.

Al profesor Ricardo Mier Umaña por su colaboración y constante apoyo a lo largo del desarrollo del presente proyecto.

Al profesor Mario García González por haber confiado en nosotros y brindarnos la oportunidad de desarrollar este proyecto de investigación.

Al Grupo de Investigación en Geología de Hidrocarburos y Carbones por patrocinar nuevas investigaciones como lo fue esta.

A la geóloga Tania Palmera Henao por su valiosa colaboración y enseñanzas a lo largo de esta investigación.

A Oscar Javier Acevedo por su gran colaboración en la etapa de campo.

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	20
1. OBJETIVOS.....	22
1.1. OBJETIVO GENERAL.....	22
1.2. OBJETIVOS ESPECIFICOS	22
2. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	23
3. GENERALIDADES DEL ÁREA DE ESTUDIO	24
3.1. LOCALIZACIÓN	24
4. ANTECEDENTES	26
5. METODOLOGIA	28
6. MARCO GEOLOGICO REGIONAL	30
6.1. GEOLOGÍA GENERAL.....	30
6.2. ESTRATIGRAFIA	31
6.2.1. FORMACIÓN GIRÓN.....	31
6.2.2. FORMACION LOS SANTOS.....	31
6.2.3. FORMACION ROSABLANCA	32
6.2.4. FORMACION PAJA.....	32
6.2.5. FORMACION TABLAZO	33
6.2.6. FORMACION SIMITI.....	34
6.2.7. DEPOSITOS CUATERNARIOS	34
6.3. GEOLOGÍA ESTRUCTURAL	38
6.3.1. Falla Lubigará.....	39

6.3.2. Falla de Burras	39
6.3.3. Falla Butaregua	39
6.3.4. Falla Clavelinas	39
7. MARCO TEORICO	41
7.1. YACIMIENTOS CONVENCIONALES.....	41
7.1.1. Roca madre o generadora.....	42
7.1.2. Ruta de migración	43
7.1.3. Roca reservorio	43
7.1.4. Trampa.....	43
7.1.5. Sello	43
7.2. YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES DE TIPO SHALE GAS.....	44
7.2. SHALE GAS EN EL MUNDO	50
7.3. SHALE GAS EN COLOMBIA	54
8. TÉCNICAS DE ANÁLISIS DE LABORATORIO UTILIZADAS EN EL PRESENTE PROYECTO	59
8.1. Carbono Orgánico Total	59
8.2. Pirólisis Rock Eval	61
8.3. Reflectancia de Vitrinita (Ro)	63
9. RESULTADOS.....	66
9.1. LEVANTAMIENTO DE POLIGONALES Y COLUMNA ESTRATIGRAFICA DE LA ZONA DE ESTUDIO.	66
9.1.1. Poligonales Formación Rosablanca (Vía las Juntas y Mina Almirante Colón).....	66
9.1.2. Poligonal Formación Paja (Vía las Juntas).....	69
9.1.3. Poligonal Formación Tablazo (Vía las Juntas)	71

9.2. MUESTRAS RECOLECTADAS, MAPAS DE ESTACIONES DE TRABAJO Y MUESTREO DE CAMPO DEL AREA DE ESTUDIO.....	77
9.3. RESULTADOS DE LOS ANALISIS ESTRATIGRAFICOS- DESCRIPCION DE MUESTRAS, ASOCIACION DE FACIES Y GRADO DE FRACTURAMIENTO	84
9.3.1. Facies para la Formación Rosablanca	84
9.3.2. Facies para la Formación Paja	87
9.3.3. Facies para la Formación Tablazo	89
9.4. GRADO DE FRACTURAMIENTO PARA LAS FORMACIONES ROSABLANCA, PAJA Y TABLAZO.....	91
9.5. RESULTADOS DE LOS ANALISIS GEOQUIMICOS	95
9.5.1. Formación Rosablanca.....	95
9.5.2. Formación Paja	99
9.5.3. Formación Tablazo.....	103
9.6. RESULTADOS DEL REGISTRO GAMMA RAY	106
9.7. RESUMEN DE LAS GRAFICAS DE LA VARIACION DEL TOC EN LAS FORMACIONES ROSABLANCA, PAJA Y TABLAZO.....	109
9.8. RESUMEN DE LAS GRAFICAS DE LA VARIACION DE LOS RESULTADOS ARROJADOS POR LA PIROLISIS ROCK EVAL EN LAS FORMACIONES ROSABLANCA, PAJA Y TABLAZO	110
10. ANALISIS DE RESULTADOS.....	111
10.1. LEVANTAMIENTO DE POLIGONALES Y COLUMNA ESTRATIGRAFICA DE LA ZONA DE ESTUDIO	111
10.2. RESULTADOS PARA LA FORMACION ROSABLANCA	113
10.2.1. Análisis estratigráficos y asociación de facies.....	113
10.2.2. Grado de Fracturamiento	114
10.2.3. Análisis de Carbono Orgánico Total (TOC)	114

10.2.4. Análisis de Pirólisis Rock Eval.....	115
10.2.5. Análisis de Reflectancia de Vitrinita.....	116
10.2.6. Análisis del Registro Gamma Ray	116
10.3. RESULTADOS PARA LA FORMACION PAJA.....	117
10.3.1. Análisis estratigráficos y asociación de facies.....	117
10.3.2. Grado de Fracturamiento	118
10.3.3. Análisis de Carbono Orgánico Total (TOC)	118
10.3.4. Análisis de Pirólisis Rock Eval.....	118
10.3.5. Análisis de Reflectancia de Vitrinita.....	119
10.3.6. Análisis del Registro Gamma Ray	119
10.4. RESULTADOS PARA LA FORMACION TABLAZO	120
10.4.1. Análisis estratigráficos y asociación de facies.....	120
10.4.1. Grado de Fracturamiento	121
10.4.2. Análisis de Carbono Orgánico Total (TOC)	122
10.4.3. Análisis de Pirólisis Rock Eval.....	122
10.4.4. Análisis de Reflectancia de Vitrinita.....	123
10.4.5. Análisis del Registro Gamma Ray	123
11. DISCUSION	125
12. CONCLUSIONES	126
13. RECOMENDACIONES.....	128
14. BIBLIOGRAFIA	129
ANEXOS	134

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Generalidades de la zona de estudio.....	25
Figura 2. Columna estratigráfica generalizada de la Cuenca de la Cordillera.....	36
Figura 3. Mapa Geológico de los alrededores del municipio de Villanueva, Departamento de Santander, Colombia.....	37
Figura 4. Mapa de Geología Estructural Regional de la zona de estudio.	38
Figura 5. Mapa de geología estructural de los alrededores del municipio de Villanueva, Departamento de Santander, Colombia.	40
Figura 6. Factores básicos para la acumulación de hidrocarburos.....	42
Figura 7. Relación entre la mineralogía del Shale (Q, C y Arcilla) y la madurez térmica del flujo de gas.	46
Figura 8. Relación del Gamma Ray y el Carbono Orgánico Total (TOC) en la Formación Marcellus Shale, Estados Unidos.	48
Figura 9. Madurez termal y capacidad de almacenamiento de gas.	49
Figura 10. Cuencas prospectivas de shale gas a nivel mundial.....	53
Figura 11. Localización de las cuencas con potencial de shale gas en Colombia.	56
Figura 12. Porcentaje de TOC calculado en un registro d pozo del pozo Cerrito 1, en la cuenca del Catatumbo.	58
Figura 13. Analizador de Carbono y Azufre Leco SC-144DR.	60
Figura 14. Valores de COT y calidad del Kerógeno.	61
Figura 15. Analizador anhídrido de muestras de roca y suelos Rock Eval 6.	62
Figura 16. Gráfica de pirólisis Rock Eval.	63
Figura 17. Microscopio Fotómetro Zeiss modelo MPM400.	64

Figura 18. Escala de maduración termal mediante Reflectancia de Vitrinita.	65
Figura 19. Poligonal de la Formación Rosablanca en la vía las Juntas.	67
Figura 20. Poligonal de la Formación Rosablanca en la mina Almirante Colón. ...	68
Figura 21. Poligonal de la Formación Paja.	70
Figura 22. Poligonal de la Formación Tablazo.	72
Figura 23. Modelo de elevación digital del mapa geológico de la zona de estudio en los alrededores del municipio de Villanueva, Santander (Colombia).	73
Figura 24. Modelo de elevación digital de imágenes TM (combinación de bandas 754) zona de estudio alrededores del municipio de Villanueva, Santander (Colombia).	74
Figura 25. Columna Estratigráfica de las formaciones Rosablanca, Paja y Tablazo en la vía a las Juntas. Municipio de Villanueva, Santander.	76
Figura 26. Mapa de estaciones de trabajo y muestreo de campo de las formaciones Los Santos – Rosablanca – Paja (Zona las Juntas) en los alrededores del municipio de Villanueva. Departamento de Santander.	78
Figura 27. Mapa de estaciones de trabajo y muestreo de campo de la Formación Rosablanca (Mina Almirante Colón) en los alrededores del municipio de Villanueva. Departamento de Santander.	79
Figura 28. Mapa de estaciones de trabajo y muestreo de campo de las formaciones Rosablanca – Paja (Zona las Juntas) en los alrededores del municipio de Villanueva. Departamento de Santander.	81
Figura 29. Mapa de estaciones de trabajo y muestreo de campo de las formaciones Paja - Tablazo (Zona las Juntas) en los alrededores del municipio de Villanueva. Departamento de Santander.	83
Figura 30. Grado de fracturamiento en la Formación Rosablanca.....	92
Figura 31. Grado de fracturamiento en la Formación Paja.	93
Figura 32. Grado de fracturamiento en la formación Tablazo.	94
Figura 33. Variación del %TOC (en peso) para la Formación Rosablanca.....	96
Figura 34. Variación del Tmax para la Formación Rosablanca.....	98

Figura 35. Variación del %TOC (en peso) para la Formación Paja.....	100
Figura 36. Variación del Tmax para la Formación Paja	102
Figura 37. Variación del %TOC (en peso) para la Formación Tablazo	104
Figura 38. Variación del Tmax para la Formación Tablazo.....	105
Figura 39. Registro Gamma Ray para las formaciones Rosablanca, Paja y Tablazo en la zona vía a Las Juntas.....	107
Figura 40. Variación del %TOC (en peso) en las formaciones Rosablanca, Paja y Tablazo.	109
Figura 41. Variación de resultados arrojados por la Pirólisis Rock Eval en las formaciones Rosablanca, Paja y Tablazo.....	110
Figura 42. Datos geoquímicos orgánicos generalizados de las formaciones del Grupo Calcáreo Basal.....	112
Figura 43. Ambiente de sedimentación de la formación Rosablanca.....	113
Figura 44. Ambiente de sedimentación de la formación Paja.	117
Figura 45. Ambiente de sedimentación de la formación Tablazo.....	121
Figura 46. Curvas de radioactividad para cada tipo de roca.	124

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Recursos de Shale gas técnicamente recuperables a nivel mundial.....	51
Tabla 2. Evaluación del recurso de shale gas en 14 regiones, conteniendo 32 países.	53
Tabla 3. Muestras de la Formación Rosablanca.	77
Tabla 4. Muestras de la Formación Paja.	80
Tabla 5. Muestras de la formación Tablazo.....	82
Tabla 6. Características de las muestras de la facie caliza micrítica.....	84
Tabla 7. Características de las muestras de la facie caliza biomicrítica rala.	85
Tabla 8. Características de las muestras de la facie shale.....	86
Tabla 9. Características de las muestras de la facie caliza micrítica.....	87
Tabla 10. Características de las muestras de la facie Shale.	88
Tabla 11. Características de las muestras de la facie caliza micrítica.....	89
Tabla 12. Características de las muestras de la facie shale.....	90
Tabla 13. Resultados del análisis de Carbono Orgánico Total para la Formación Rosablanca.....	95
Tabla 14. Resultados de la Pirólisis Rock Eval para la Formación Rosablanca. ...	97
Tabla 15. Resultados del Carbono Orgánico Total para la Formación Paja.....	99
Tabla 16. Resultados de la Pirólisis Rock Eval para la Formación Paja.....	101
Tabla 17. Resultados del Carbono Orgánico Total para la Formación Tablazo. .	103
Tabla 18. Resultados de la Pirólisis Rock Eval para la Formación Tablazo.	105
Tabla 19. Resultados de la prueba de Reflectancia de Vitrinita para la Formación Tablazo.	106

RESUMEN

TÍTULO: POTENCIAL HIDROCARBURÍFERO DE LAS FORMACIONES DEL GRUPO CALCÁREO BASAL EN EL MUNICIPIO DE VILLANUEVA, DEPARTAMENTO DE SANTANDER, COLOMBIA.*

AUTORES: Leidy Alexandra Delgado Blanco**, Juan Sebastián Luna Osorio**.

PALABRAS CLAVES: Carbono Orgánico Total (COT), Pirólisis Rock Eval y Reflectancia de Vitrinita.

DESCRIPCIÓN

En el presente trabajo de investigación se realizó el estudio del potencial hidrocarburífero para las rocas del Cretácico inferior o también llamado “Grupo Calcáreo Basal” al cual pertenecen las formaciones Rosablanca, Paja y Tablazo, las cuales afloran en la Cuenca de la Cordillera Oriental en el municipio de Villanueva, Santander.

Los resultados de los análisis geoquímicos realizados en las muestras de calizas y shales de la Formación Rosablanca muestran que se encuentra sobremadura termalmente ya que la Tmax varía entre 476-512°C. A su vez el contenido de Carbono Orgánico Total (%TOC) varía entre 1,0 – 4,8 lo que indica un potencial muy bueno para generación de hidrocarburos, para esta formación no se pudo tomar datos de reflectancia de vitrinita al presentarse supresión.

Datos geoquímicos en las muestras de calizas y shales de la Formación Paja muestran que ésta se encuentra en estado sobremaduro con Tmax variando entre 491-588°C, y posee valores de %TOC entre 1,0 y 4,3 indicando buen potencial de generación de hidrocarburos, por otra parte la reflectancia de vitrinita no pudo medirse en la Formación Paja por presentarse supresión.

Análisis geoquímicos elaborados para las muestras de calizas y shales en la Formación Tablazo indican que ésta se encuentra en estado sobremaduro ya que la Tmax en su mayoría varía entre 511 a 595°C, los valores de %TOC se encuentran en un rango de 1,0-1,8 lo que indica un potencial regular de generación de hidrocarburos, además la reflectancia de vitrinita también indicó que la Formación Tablazo se encuentra en estado sobremaduro ya que los valores se encuentran en un intervalo de 2,0098-2,7157 %Ro.

Finalmente se concluye que las formaciones del Grupo Calcáreo Basal poseen un buen potencial de generación de hidrocarburos no convencionales de tipo shale gas.

*Proyecto de Investigación

**Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Geología. Director: Ricardo Mier Umaña, Profesor Asociado de Geología.

ABSTRACT

TITLE: HYDROCARBON POTENTIAL OF THE BASAL CALCAREOUS GROUP FORMATION IN THE VILLAGE OF VILLANUEVA, PROVINCE OF SANTANDER, COLOMBIA. *

AUTHORS: Leidy Alexandra Delgado Blanco**, Juan Sebastián Luna Osorio**.

KEY WORDS: Total Organic Carbon (TOC), Rock Eval Pyrolysis and Vitrinite Reflectance.

DESCRIPTION

The current research was performed to study the hydrocarbon potential of Lower Cretaceous rocks, also known as "Basal Calcareous Group" to which belong the Rosablanca, Paja and Tablazo formations. They emerge in the hollow of the Eastern mountain range in the village of Villanueva, Santander.

The results of geochemical analysis performed on samples of limestone and shale of Rosablanca Formation show that it is thermally over mature since the Tmax varies between 476-512°C. At the same time, the content of Total Organic Carbon (% TOC) varies from 1,0 to 4,8 indicating a very good potential for hydrocarbon generation. For this formation, vitrinite reflectance data could not be taken.

Geochemical data on samples of limestone and shale of the Paja Formation show that it is in over mature state with Tmax ranging from 491-588°C, and has %TOC values between 1,0 and 4,3 indicating good potential for generating hydrocarbons. On the other hand the vitrinite reflectance could not be measured in the Paja Formation due to suppression of vitrinite.

Geochemical analysis for samples made of limestone and shale in the Tablazo Formation indicate that this state is already over mature since Tmax varies mostly between 511 to 595°C, the values of %TOC are in a range of 1,0 to 1,8 indicating a regular potential of hydrocarbon generation. Besides, the reflectance of vitrinite also indicates that the Tablazo Formation is in an over mature state because the values are in a range of 2,0098 to 2,7157% Ro.

Finally it is concluded that the formations of the basal calcareous group are thermally over mature and have a good potential for hydrocarbon generation starting from the %TOC, which indicates that the formations could become of interest with regard to unconventional hydrocarbon sites of shale gas type.

* Research Project

** Faculty of Physicochemical Engineering. School of Geology. Director: Ricardo Mier Umana, Associate Professor of Geology

INTRODUCCIÓN

El país cuenta con abundantes recursos de hidrocarburos convencionales que en su mayoría ya han sido explorados y explotados y de una gran cantidad de recursos potenciales de hidrocarburos no convencionales, como aquellos que están asociados a la explotación de shale gas; una roca con capacidad de generación y retención de gas seco. Retienen gas absorbido en la materia orgánica y gas libre en micro poros y fracturas, sin necesidad de trampas o sellos, lo cual le confiere un carácter regional.

El potencial de gas no convencional aún está en la etapa inicial de su fase exploratoria (Víctor Ramírez, ECOPETROL, 2011), con estimativos preliminares del orden de 50 TPC (18 TPC en gas asociado al carbón y 32 TPC de shale gas para Colombia), según estudios reportados por la Agencia Nacional de Hidrocarburos (Carolynna Arce, ANH, 2010).

Cuencas como Catatumbo, la Cordillera Oriental y Cesar- Ranchería están siendo consideradas áreas promisorias para este tipo de recursos, al tener las condiciones geológicas adecuadas. Estas son otras fuentes alternativas con las que se puede contar en el futuro, aunque sus costos de extracción sean más altos.

Un potencial adicional de magnitud similar a la de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena el cual según cifras se encuentra en octavo lugar a nivel mundial con 16 SPI (tons HC/m²) (Según Dan Jarvie, Energy Institute, TCU / Worldwide Geochemistry, Fort Worth Business Press meeting June 19, 2008); puede presentarse en la Cuenca de la Cordillera Oriental, pero no existen estudios geoquímicos disponibles que confirmen dicha hipótesis. Por este motivo es importante realizar trabajos de investigación que corroboren o nieguen la presencia de potenciales yacimientos de hidrocarburos no convencionales, ya que

son necesarios para el desarrollo de las reservas de hidrocarburos disponibles en nuestro país.

De esta manera la presente propuesta ofrece nueva información acerca del potencial hidrocarburífero en los alrededores del municipio de Villanueva, departamento de Santander, para yacimientos no convencionales asociados a shale gas.

1. OBJETIVOS

1.1. OBJETIVO GENERAL

- Caracterizar el potencial hidrocarburífero en las formaciones Rosablanca, Paja y Tablazo (Grupo Calcáreo Basal), como posibles rocas generadoras de hidrocarburos en el municipio de Villanueva, Santander.

1.2. OBJETIVOS ESPECIFICOS

- Interpretar las características estratigráficas de las formaciones Rosablanca, Paja y Tablazo en el municipio de Villanueva, Santander.
- Realizar análisis estratigráficos y geoquímicos, así como del grado de fracturamiento presente en las rocas de las formaciones Rosablanca, Paja y Tablazo, relacionados a posibles yacimientos de hidrocarburos.
- Comprobar la capacidad de generación de hidrocarburos en las formaciones Rosablanca, Paja y Tablazo, analizando los estados de maduración termal por medio de datos de Carbono Orgánico Total (TOC), Pirólisis Rock Eval y Reflectancia de Vitrinita (Ro).
- Desarrollar registros gamma ray en puntos de control de las formaciones de interés para correlacionarlos con datos geoquímicos obtenidos (TOC, Ro).

2. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

En la actualidad los recursos energéticos como los hidrocarburos y gas natural explorados y explotados en nuestro país en su mayoría han sido yacimientos convencionales. Se dice que las reservas de hidrocarburos han alcanzado sus puntos máximos, problema que conllevaría a la búsqueda de fuentes alternativas como yacimientos no convencionales, como lo son yacimientos de hidrocarburos no convencionales asociados a shale gas.

En Colombia, específicamente en la Cordillera Oriental son pocos los estudios realizados para yacimientos no convencionales de tipo Shale Gas, aún así conociéndose el gran potencial que puede presentar. Por tanto el presente estudio da a conocer el potencial hidrocarburífero de las formaciones del grupo calcáreo basal (Formaciones Rosablanca, Paja y Tablazo), para yacimientos tipo Shale gas, a partir de análisis geoquímicos tales como Carbono Orgánico Total (%TOC), Pirólisis Rock Eval y Reflectancia de Vitrinita (Ro).

3. GENERALIDADES DEL ÁREA DE ESTUDIO

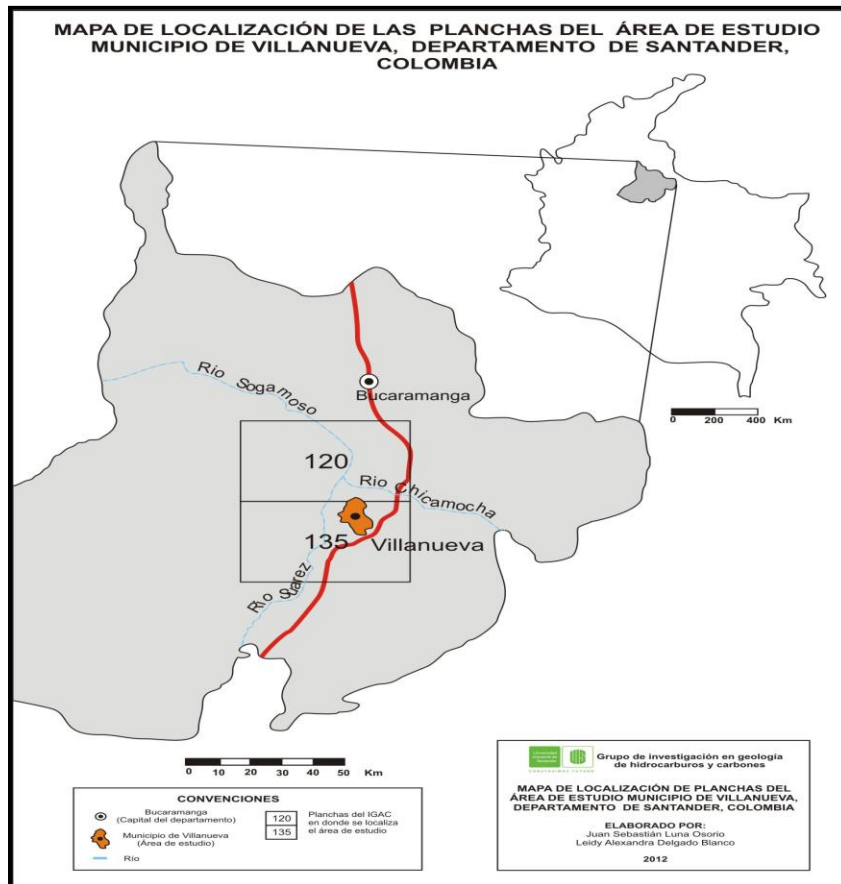
3.1. LOCALIZACIÓN

El área de estudio se encuentra en los alrededores al municipio de Villanueva en el departamento de Santander (Figura 1). Es un municipio ubicado en la Cordillera Oriental en la provincia de Guanentá. Esta localidad se encuentra limitada al norte por los municipios de Zapatoca y Los Santos, al oriente con los municipios de Jordán y Curití, al sur con el municipio de San Gil y por último al occidente con el municipio de Barichara. Este municipio posee una extensión total de 99.78 km². La altitud de la cabecera municipal es de 1.450 msnm y una temperatura media de 23°C y una distancia de referencia a la ciudad de Bucaramanga (Capital del departamento de Santander, Colombia) de aproximadamente 115 km. Se comunica por vía totalmente pavimentada con el municipio de San Gil y Barichara. Solo basta con tomar la vía que conduce de San Gil a Barichara y desviarse por el sitio conocido como el Choro. Actualmente el acceso a este municipio se hace a través de la Troncal Oriental es una distancia de 98 km entre la ciudad de Bucaramanga a el municipio de San Gil. De esta forma tomando la vía pavimentada que conduce al municipio de Barichara en el sitio denominado como la Y (El Choro), en el kilómetro 12 parte una carreta de más o menos 5 km que conduce hacia la cabecera municipal del municipio de Villanueva. El municipio cuenta con una red vial que permite una comunicación interveredal, que confluye al área urbana del municipio. También existen senderos o “trochas” que permiten el acceso con relativa facilidad a la mayor parte de los alrededores del municipio.

De esta manera específicamente el área de trabajo se centra en las planchas 135-II-A y 120-IV-C, en el extremo suroeste del departamento de Santander. De acuerdo a la nomenclatura del IGAC, los cuadrángulos que cubren las planchas 135-II-A y 120-IV-C a escala 1:25.000 están enmarcado por las coordenadas Y:

1.230.000 hasta Y: 1.240.000 y X: 1.090.000 hasta X: 1.105.000 en la plancha 135-II-A, además coordenadas Y: 1.240.000 hasta Y: 1.250.000 y X: 1.090.000 hasta X:1.105.000 en la plancha 120-IV-C, conforme la proyección Gauss en la cual el punto de origen es Bogotá, con X: 1.000.000, Y: 1.000.000. Geológicamente se sitúa al Sur Oeste del macizo de Santander entre la región de la mesa de Barichara en la parte más sur central del departamento de Santander.

Figura 1. Generalidades de la zona de estudio



Fuente: Autores.

4. ANTECEDENTES

Durante el desarrollo de este proyecto de investigación “Potencial hidrocarburífero de las formaciones del Grupo Calcáreo Basal en el municipio de Villanueva, departamento de Santander, Colombia”, se tuvo acceso a diferentes artículos tanto de investigaciones hechas por estudiantes de Geología de la Universidad Industrial de Santander, como artículos internacionales los cuales describen las técnicas geoquímicas utilizadas en el proyecto, los cuales fueron de gran ayuda para entender y analizar los yacimientos no convencionales de tipo Shale Gas.

Se utilizó un proyecto realizado por un estudiante de Geología de la Universidad Industrial de Santander, que aunque abarcó el Valle Medio del Magdalena fue de gran importancia para el desarrollo del presente estudio; tal proyecto se describe a continuación:

García A., 2009, Evaluación del potencial gasífero de los yacimientos tipo Gas-Shale de la Formación Rosablanca en el flanco oriental del Valle Medio del Magdalena. Por medio de este proyecto de grado se logró entender la madurez termal de la Formación Rosablanca a partir de análisis de Reflectancia de Vitrinita y establecer el potencial de Shale gas que posee la Formación Rosablanca en el flanco oriental del Valle Medio del Magdalena.

Por otra parte, los artículos internacionales utilizados como guía para el desarrollo de los análisis geoquímicos y para la descripción, entendimiento y análisis de los yacimientos no convencionales de tipo Shale Gas fueron los siguientes:

Boyer C., Kieschnick J., Suarez-Rivera R., Lewis R., Waters G., 2007., Producción de gas desde su origen., Oilfield Review., p. 36-49.

Bustin M., Bustin A., Ross D., Chalmers G., Murthy V., Laxmi C., Cui X., 2009., Shale Gas Opportunities and Challenges., AAPG Annual convention, San Antonio, Texas., p.1-69.

Halliburton., 2008., U.S. Shale Gas, An unconventional resource. Unconventional challenges., p.1-8.

Kuuskräa V., Stevens S., 2009., Worldwide gas shales and unconventional gas: A status report., Advanced Resources International, Inc., p. 1-25.

Quick J., Tabet D., 2003., Suppressed vitrinite reflectance in the Ferron coalbed gas fairway, central Utah: possible influence of overpressure., International Journal of Coal Geology., v.56., p.49-67.

Slatt R., 2010., Geological characterization of Unconventional Gas Shales., University of Oklahoma., p.1-52.

Sumi L., 2008., Shale Gas: focus on the Marcellus Shale., Oil & Gas accountability project, earthworks., p. 1-18.

U.S. Energy Information Administration., 2011, World Shale Gas Resources: An Initial Assessment of 14 Regions outside the United States., U.S. Department of Energy Washington, DC., p. 1-365.

U.S. Geological Survey., 2011., Geology and assessment of unconventional gas and oil resources., Central Energy Team, USGS., p.1-57.

5. METODOLOGIA

Para la realización del presente estudio se llevó a cabo la siguiente metodología dividida en 4 fases principales:

1) Recopilación y análisis de material bibliográfico existente sobre el área de trabajo (Fase de Pre-campo): En esta fase se llevó a cabo la revisión de estudios geológicos realizados en la zona de estudio que involucran el Grupo Calcáreo Basal. Así mismo se estableció la consulta bibliográfica que involucra las técnicas geoquímicas a utilizar en este trabajo de investigación las cuales van a ser: Carbono Orgánico Total (TOC), Pirólisis Rock Eval y Reflectancia de Vitrinita (Ro).

2) Realización de dos campañas de campo con fines de reconocimiento, levantamiento de columnas estratigráficas y muestreo (Fase de campo): En la fase de campo se realizó el levantamiento de 3 secciones estratigráficas que abarcaran las tres formaciones de interés del presente proyecto es decir las formaciones Rosablanca, Paja y Tablazo (Grupo Calcáreo Basal) y su respectivo muestreo.

3) Fase de laboratorio: Esta fase se refiere esencialmente a las actividades y métodos analíticos que se emplearon para llevar a cabo los diferentes análisis en las rocas muestreadas para el área de estudio. Las cuales comprenden análisis de TOC, Pirólisis Rock Eval y Ro.

4) Interpretación de los datos obtenidos y elaboración de un informe final para la Universidad Industrial De Santander, a partir del estudio desarrollado: En esta fase se llevó a cabo la interpretación de los resultados

correspondientes a cada una de las técnicas aplicadas en este estudio, para generar de esta forma las conclusiones de acuerdo con el desarrollo de cada una de las fases metodológicas nombradas anteriormente.

6. MARCO GEOLOGICO REGIONAL

En el presente capítulo se desarrollara la geología de las áreas correspondientes a las planchas 135-II-A y 120-IV-C según el IGAC, en la mesa de Barichara, específicamente en alrededores del municipio de Villanueva en el Departamento de Santander, Colombia.

6.1. GEOLOGÍA GENERAL

En el lugar del presente estudio se identifican tres secuencias geológicas demarcadas y diferenciadas una de otra. La primera secuencia es de edad Triásico – Jurásico depositada en un ambiente continental a marginal durante una fase de tectónica de bloques extensionales levantados y hundidos, limitados por fallas subverticales (Etayo et al, 1993). La segunda secuencia es de edad (Cretáceo – Paleoceno) la cual se depositó en una cuenca de antearco en la fase de subsidencia tectónica, en condiciones marinas de plataforma, las cuales cambiaron a transicionales desde el Maestrichtiano (Etayo et al, 1993). Finalmente se tiene la secuencia de edad Post - Eoceno la cual se depositó en ambientes continentales en una cuenca de antepaís hasta el mioceno medio e intramontana a partir de este momento (Etayo et al, 1993).

Durante el cretáceo inferior persistió el carácter distensivo y el Valle Medio del Magdalena junto con la región donde actualmente yace el piedemonte occidental de la Cordillera Oriental, conformaron una misma cuenca, limitada por grandes estructuras que controlaron el avance marino y restringieron el depósito y distribución de sedimentos (Etayo et al, 1993).

Partiendo de lo anterior en la zona de estudio afloran rocas sedimentarias de edades pre cretáceas (Triásico - Jurásico), cretáceas (Cretáceo inferior) y (Cuaternarias) en donde se encuentran las siguientes formaciones geológicas

sedimentarias: La Formación Girón (Jg) que es la más antigua y corresponde a rocas sedimentarias de edad Jurásica, Suprayaciendo esta formación se encuentran rocas del Cretáceo inferior, iniciando con la Formación Los Santos (Formación Tambor, Kils), suprayaciéndola se encuentra la Formación Rosablanca (Kir), sobre esta se encuentra la Formación Paja (kip), por encima de esta se encuentra la Formación Tablazo (Kit) y finalmente termina suprayaciendo a la formación anterior la Formación Simití que es la formación más joven del área de estudio. A su vez cabe resaltar que en la zona de trabajo se encuentran depósitos sedimentarios de edad Cuaternaria (Holoceno).

6.2. ESTRATIGRAFIA

La estratigrafía de la zona que se describe a continuación corresponde a la columna generalizada de la Cordillera Oriental en donde se observa que las formaciones de interés pertenecientes al Grupo Calcáreo Basal corresponden a la parte occidental de la Cordillera Oriental. Ver columna estratigráfica de la cuenca de la Cordillera Oriental y mapa geológico (figura 2 y 3).

6.2.1. FORMACIÓN GIRÓN

Descrita por Hettner (1982) en los alrededores de la población de Girón (Santander), para referirse a un conjunto grueso de areniscas, arcillas rojas con manchas blancas y verdes junto con lutitas pardomoradas. La Formación Girón ha sido discutida por varios autores entre ellos Oppenheim (1940), Dickey (1941), Trumpy (1943), quienes hacen una equivalencia entre ésta con la Formación La Quinta en Venezuela. Posteriormente Langenheim (1954), indicó el Cañón del Río Lebrija como localidad tipo, definiendo su límite superior con la Formación Los Santos y el inferior con la Formación Bocas, de tipo inconforme.

6.2.2. FORMACION LOS SANTOS

Ward *et al.*, (1973) la estudió y cartografió en los alrededores de la Mesa de Los Santos, aplicándole el nombre de Tambor a todas las areniscas que forman la

parte baja del Cretáceo y que afloran al norte de la región de Mesas y Cuestas. Cediél (1968) propone el término Formación Los Santos para referirse a los estratos del Tambor que afloran en la Mesa de Los Santos.

Litológicamente la Formación Los Santos está constituida por un conjunto de conglomerados, areniscas feldespáticas, limolitas rojas y verdes y areniscas de grano fino a medio muy similar en ocasiones a la Formación Girón y en otra a la Formación Arcabuco.

La unidad suprayace a la Formación Girón e infrayace a la Formación Rosablanca.

6.2.3. FORMACION ROSABLANCA

Nombrada por Wheeler (1929) en un informe inédito. Según Morales *et al.*, (1958) el nombre deriva del Cerro Rosablanca, a unos 5 km al Norte del ángulo NE de la Concesión de Mares. La localidad tipo para esta formación está ubicada cerca de la población de El Tablazo, a una distancia de 1 a 1,5 kilómetros aguas arriba en el Río Sogamoso. La sección mejor expuesta se encuentra en el cañón del Río Sogamoso, donde se determinó un espesor de 425m constituida esencialmente por calizas.

Está constituida principalmente por una sucesión de calizas grises oscuras a azulosas, duras y fosilíferas. El espesor varía desde cerca de los 400m al sur del área del Anticlinal de los Cobardes hasta cerca de 150m en la región de mesas y cuevas. La Formación Rosablanca infrayace en concordancia a la Formación Paja. La edad ha sido discutida ampliamente y se considera como del Valanginiano superior al Hauteriviano inferior según Etayo (1968).

6.2.4. FORMACION PAJA

Presenta una edad del Cretácico inferior Hauteriviano-Barromiense-Aptiano (Etayo 1968). Unidad descrita por Wheeler (en Morales, 1958) para indicar una sucesión de shales negros algo calcáreos y micáceos, con un espesor entre 125 y 625m. Su nombre deriva de la quebrada La Paja situada entre Bucaramanga y San

Vicente de Chucurí. Los límites estratigráficos tanto superior como inferior son de carácter normal.

La Formación Paja en el área de Villa de Leiva, se subdivide en tres unidades específicas: La unidad infrayacente se denomina “Lutitas inferiores” y está constituida por arcillolitas fisiles negras, con intercalaciones delgadas de areniscas de grano fino, dataciones paleontológicas realizadas por Etayo indican una edad Hauteriviano superior. La unidad intermedia es denominada “miembro de arcillolitas abirragadas”, y está compuesta por arcillolitas predominantemente de color café pálido, se encuentran intercalaciones calcáreas delgadas y la datación indica una edad Barremiano-Aptiano (Etayo, 1968b y c: 1979); esta unidad es fácilmente distinguible de las otras por su color así como por la presencia abundante de yeso, estructuras nodulares calcáreas fosilíferas y de estratos calcáreos delgados. La unidad suprayacente, fue denominada “arcillolitas con nódulos huecos” y está constituida por arcillolitas grises que contienen nódulos ferruginosos huecos en su interior.

En 2009, Patarrollo-Camargo *et al.*, realizaron un estudio de los sedimentos de la formación Paja en tres puntos de la Cordillera Oriental, en éste se registró la presencia una acumulación inusual de foraminíferos bentónicos calcáreos en un nivel calcáreo y que se encontraban asociados a amonoideos del Barremiano Temprano.

6.2.5. FORMACION TABLAZO

Descrita por Wheeler (en Morales, *et al.*, 1958); la localidad tipo está en el Tablazo, en el puente del cruce del Rio Sogamoso de la vía Bucaramanga-San Vicente de Chucurí. Consiste en calizas grises a negras, fosilíferas, localmente glauconíticas y arcillosas de color negro, con niveles intercalados de lodolitas grises a gris azulado, calcáreas, fosilíferas, en capas medianas a gruesas, con intercalaciones de areniscas grises, grano fino a medio, arcillosas, levemente calcáreas, en capas delgadas. El ambiente de depósito parece corresponder a

condiciones neríticas, poco profundas. El espesor varía entre 150 en la localidad tipo hasta 277 m al Norte de Bucaramanga (Ward *et al.*, 1973).

La Formación Tablazo se encuentra en contacto concordante con la Formación Paja que la infrayace y la Formación Simití que la suprayace. Su edad es considerada del Aptiano Superior - Albiano inferior. Esta unidad en parte es cronoestratigráficamente correlacionable con las formaciones Tibú-Mercedes y Aguardiente en la Cuenca del Catatumbo.

La Formación Tablazo está constituida por capas de calizas con texturas tipo Packstone de bivalvos recristalizados muy compactos de color gris azulado a gris, intercalación de capas de calizas con texturas de tipo Mudstone de color gris con lodolitas gris oscuro calcáreo, capas potentes de calizas con textura tipo Mudstone de color gris, capas de arenisca de grano fino ligeramente calcárea, capa de lodolitas negra siliciclásticas y capa de calizas con texturas tipo Grainstone de bivalvos de color gris claro. La geometría de las capas es de tipo tabular.

6.2.6. FORMACION SIMITI

Su nombre fue asignado por geólogos de la International Petroleum Company (Colombia) en 1953.

Está constituida por una secuencia de shales blandos, carbonáceos, calcáreos con concreciones y niveles fosfáticos hacia el tope. En su localidad tipo presenta un espesor de 410m, en Villa de Leiva su espesor es de 620m (Etayo, 1968a). La sección medida en Barichara por Moreno y Sarmiento (2002), fue de 266m sin encontrar el contacto con la unidad suprayacente.

La edad basada en amonitas encontradas en la Formación Simití, se encuentra en el Albiano inferior.

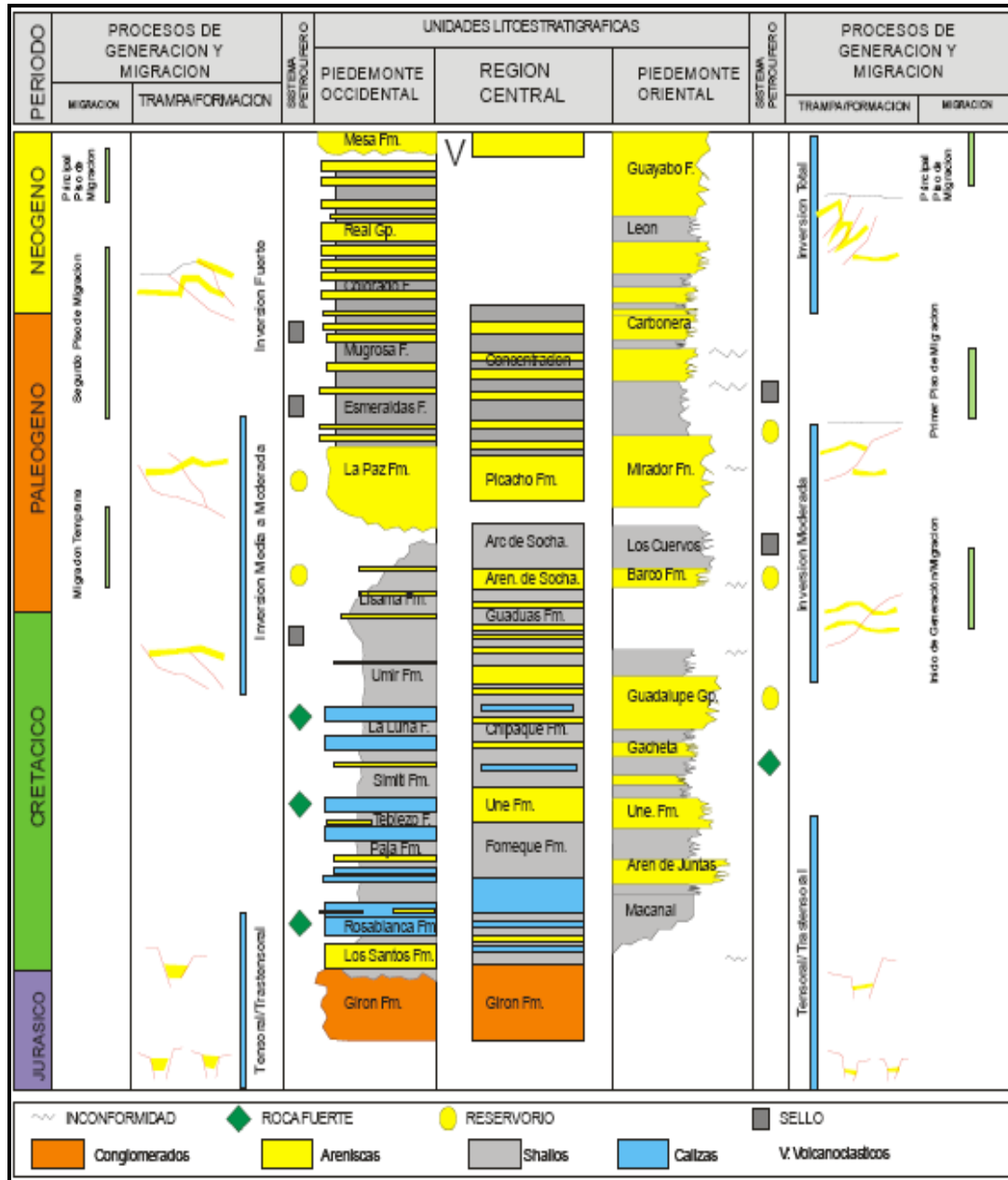
6.2.7. DEPOSITOS CUATERNARIOS

Son principalmente depósitos de terraza, aluviales y de derrubio. Los depósitos de terraza son de poca extensión y están constituidos por grandes cantos de roca.

Los aluviones son de mayor extensión y están compuestos por cantos rocosos heterogéneos. Los depósitos son mayoritariamente de los ríos Suárez y Chicamocha. Los depósitos de derrubio se presentan en las diferentes laderas y su composición depende de la unidad que sirve de aporte.

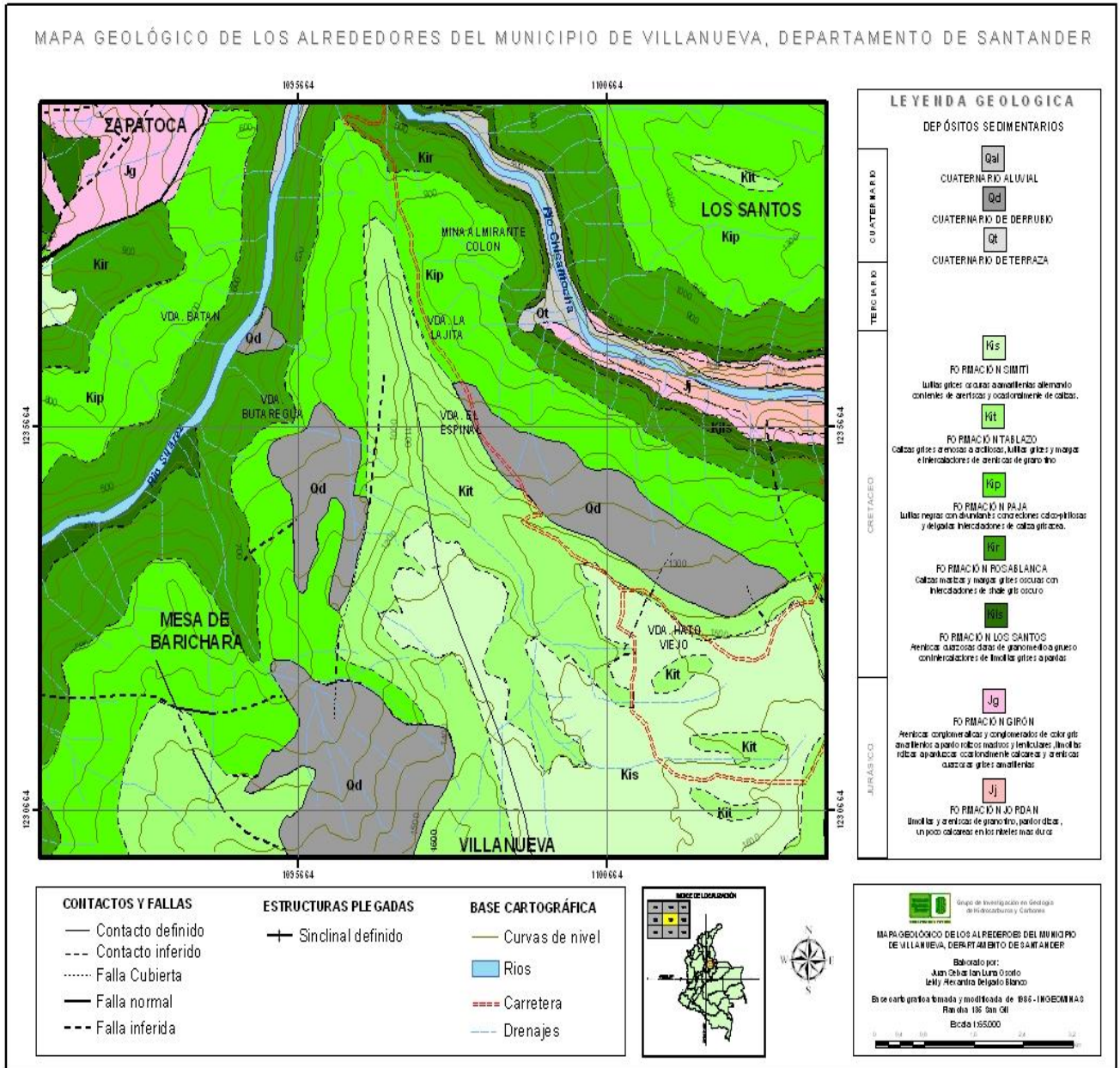
En la figura 3 se muestra el mapa geológico de la zona de estudio resumiendo lo anteriormente escrito.

Figura 2. Columna estratigráfica generalizada de la Cuenca de la Cordillera Oriental.



Tomado de Barrero *et al* (2007).

Figura 3. Mapa Geológico de los alrededores del municipio de Villanueva, Departamento de Santander, Colombia.

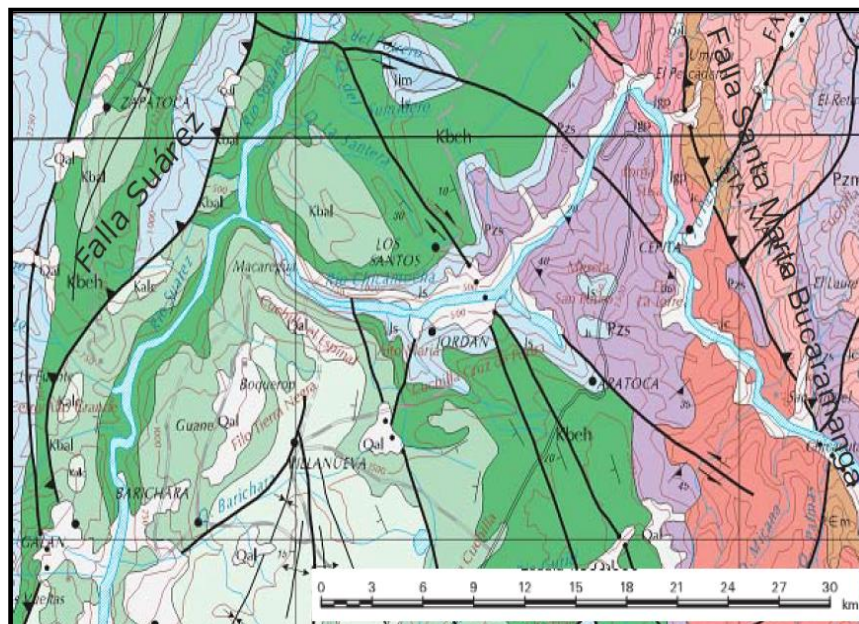


Tomado y modificado de Pulido, Memoria Explicativa, Geología de las planchas 135 (San Gil) y 151 (Charalá) cuadrángulo I-12., INGEOMINAS.

6.3. GEOLOGÍA ESTRUCTURAL

La tectónica de la zona de estudio está regida por dos principales fallas: la Falla de Bucaramanga – Santa Marta y la Falla del Suárez las cuales ofrecen un componente tectónico importante alrededor del lugar de trabajo ya que se observa un alto grado de fracturamiento y diaclasamiento en las diferentes formaciones geológicas presentes en la zona de estudio. Las fallas de Suárez y Bucaramanga – Santa Marta enmarcan la expresión topográfica de mesas y cuevas, ver figura 4. A su vez cabe resaltar pequeñas fallas y fallas satélite alrededor de la zona de estudio. De norte a sur, existen algunas de estas fallas con dirección SE las cuales forman cierto ángulo con la Falla del Suárez (Rojas y Rojas, 2006), las cuales se describirán a continuación:

Figura 4. Mapa de Geología Estructural Regional de la zona de estudio.



Tomado de Geología del departamento de Santander, Ingeominas 2006.

6.3.1. Falla Lubigará: Localizada en inmediaciones centrales a los alrededores del municipio de Villanueva en el departamento de Santander (área del presente estudio) en la base del escarpe, presenta un trazo sinuoso de 12 km con dirección noreste, plano inclinado hacia el oeste y definida como falla normal (bloque oeste baja y el bloque este sube, por acomodamiento), que hace extender la Formación Tablazo y la Formación Paja hacia el norte. Esta falla es la directa responsable de que se presente el escarpe al oeste de Barichara (Rojas y Rojas, 2006).

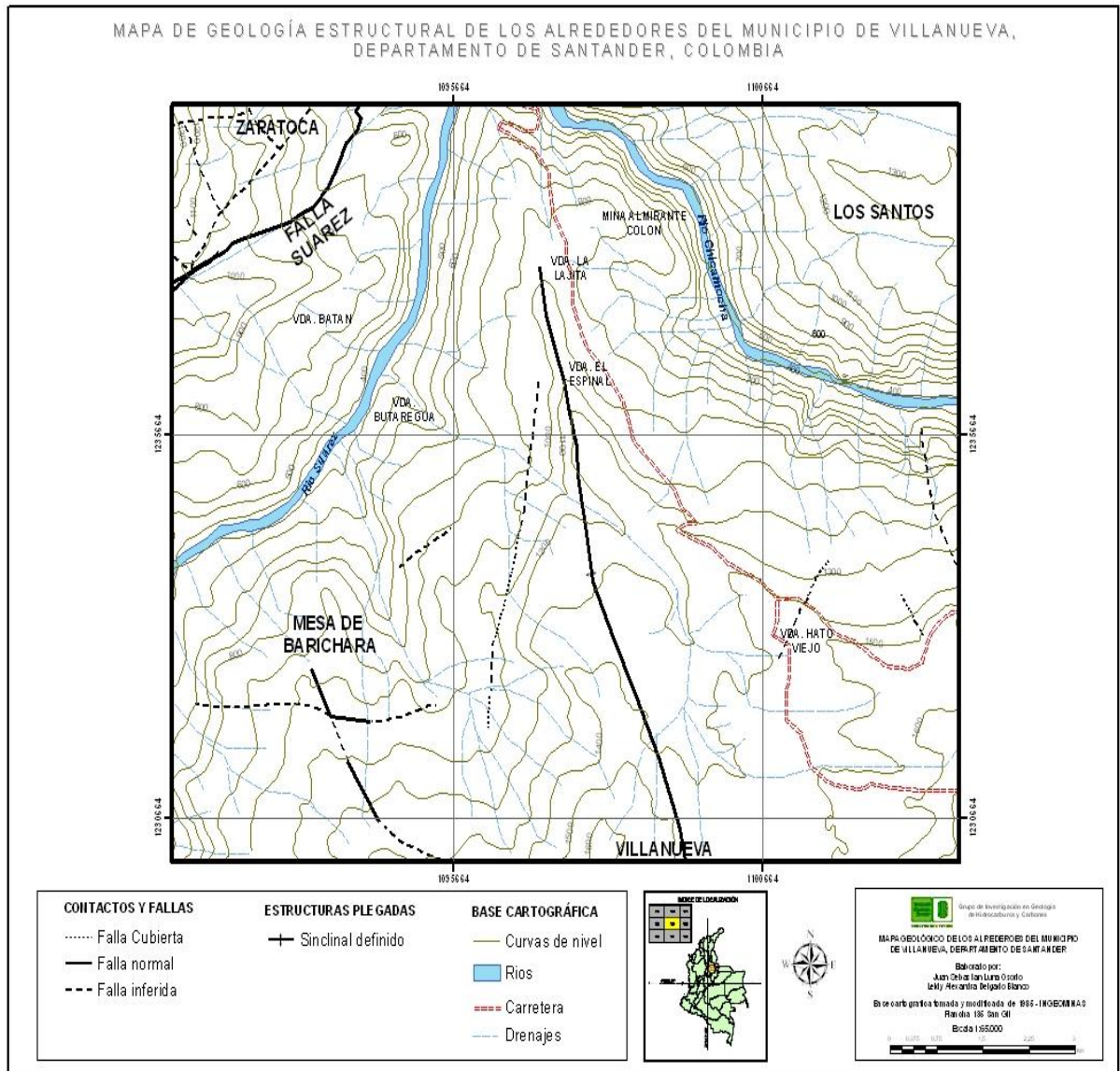
6.3.2. Falla de Burras: Ubicada en la zona de estudio, con una dirección preferencial sureste, se comporta como una falla de tipo normal, con una componente rumbo deslizante dextral, lo cual se evidencia mediante fotointerpretación y mediante la observación de la panorámica de la quebrada las burras. El bloque se hunde y está sufriendo basculamiento. (Rojas y Rojas, 2006).

6.3.3. Falla Butaregua: Ubicada en el área de trabajo, controla el cauce de la quebrada que lleva el mismo nombre, su plano tiene una dirección sureste, alto grado de inclinación hacia el noreste, se comporta como una falla normal con poco salto en rocas de la Formación Tablazo la cual es una formación geológica vital en el área de estudio (Rojas y Rojas, 2006).

6.3.4. Falla Clavelinas: Localizada dentro del lugar de trabajo del presente estudio, posee una dirección preferencialmente sureste y se comporta como una falla tipo normal, con una componente rumbo deslizante dextral (Rojas Y Rojas, 2006).

Las anteriores fallas se pueden observar en la figura 5, la cual se muestra a continuación:

Figura 5. Mapa de geología estructural de los alrededores del municipio de Villanueva, Departamento de Santander, Colombia.



Tomado y modificado de Pulido, Memoria Explicativa, Geología de las planchas 135 (San Gil) y 151 (Charalá) cuadrángulo I-12., INGEOMINAS.

7. MARCO TEORICO

El presente trabajo de investigación abarca dos temas de vital importancia en la Geología de Hidrocarburos, los cuales hacen referencia a Yacimientos convencionales y a Yacimientos no convencionales de tipo Shale Gas. Por tanto a continuación se hace una breve descripción de cada uno de los anteriores tópicos.

7.1. YACIMIENTOS CONVENCIONALES

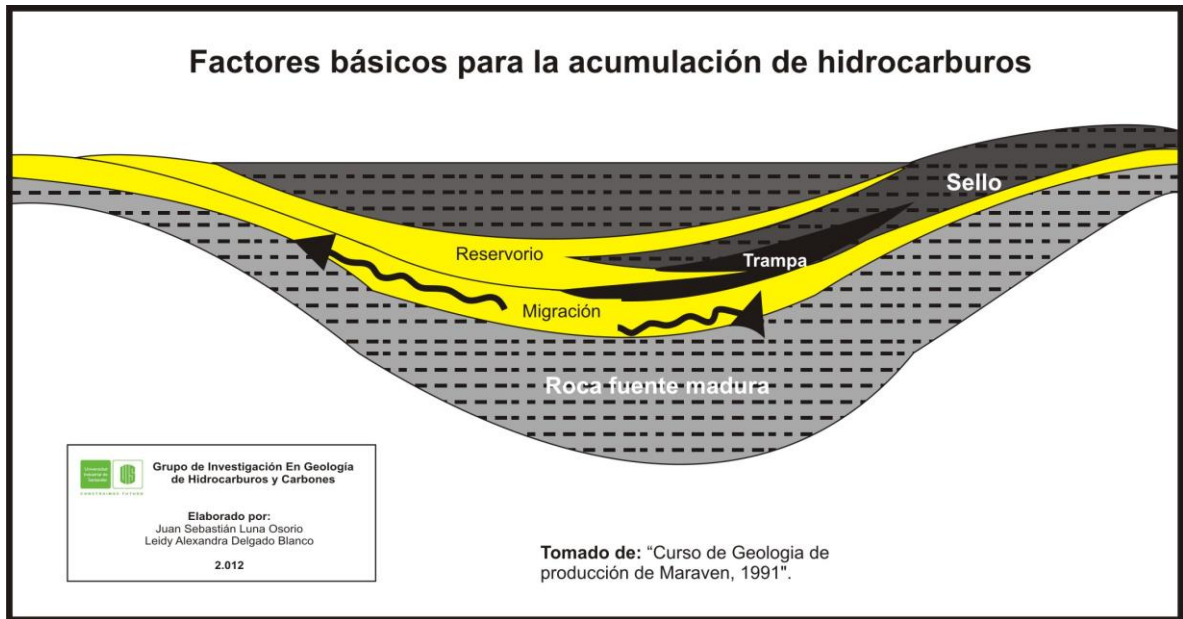
Los yacimientos convencionales son aquellos que necesitan de diferentes factores tanto estructurales como estratigráficos para que exista una acumulación comercial de hidrocarburos líquidos o de gas.

Existen cinco factores críticos para que se pueda alcanzar una acumulación de hidrocarburos en un yacimiento convencional que se pueden diferenciar en la figura 6, estos son:

- Roca madre o generadora.
- Ruta de migración
- Roca reservorio o almacenadora
- Trampa para la acumulación
- Roca Sello

También existen otros factores de riesgo como la posibilidad de recuperar el hidrocarburo, la calidad del hidrocarburo, las dimensiones de la acumulación y las condiciones del mercado.

Figura 6. Factores básicos para la acumulación de hidrocarburos.



Tomado y modificado de Curso de Geología de Producción Maraven citado en Geología del petróleo básica.

Los factores críticos anteriormente nombrados se describirán brevemente a continuación:

7.1.1. Roca madre o generadora

Son aquellas rocas en las que una suficiente cantidad de materia orgánica ha sido acumulada, preservada y madurada termalmente. Usualmente son rocas de grano fino tipo lutitas, rocas calcáreas, margas y carbón, debido a que las partículas orgánicas son de tamaño fino, en ambientes tranquilos de sedimentación para que ésta se preserve adecuadamente. Las rocas generadoras más abundantes a nivel mundial son los shales, luego le siguen las rocas carbonatadas, las margas y por último el carbón.

7.1.2. Ruta de migración

Se ha dividido en migración primaria y migración secundaria.

- **Migración primaria:** Es la responsable de la expulsión del hidrocarburo de la roca madre hacia la roca permeable.
- **Migración secundaria:** Es el movimiento del hidrocarburo a través de la roca permeable, hasta encontrar la trampa que le impida su movimiento o que le imposibilite alcanzar la superficie.

7.1.3. Roca reservorio

Debe presentar dos propiedades importantes la porosidad y la permeabilidad. Son rocas porosas capaces de almacenar hidrocarburos. Las principales rocas reservorio a nivel mundial son las areniscas, seguidas de las rocas carbonatadas y por último las rocas fracturadas.

7.1.4. Trampa

Es el elemento geológico básico para la acumulación de hidrocarburos. De forma general se agrupan en trampas de tipo estructural, estratigráficas y combinadas.

Mundialmente la trampa estructural de mayor ocurrencia es la de tipo anticlinal, luego los diapiros de sal y por último las fallas. En tanto que las trampas estratigráficas la que más se encuentran son los arrecifes y discordancias y por último los diapiros de sal.

7.1.5. Sello

Es la barrera impermeable de la trampa, la cual sirve para detener la migración del hidrocarburo hacia la superficie. Las principales rocas sello a nivel mundial son primero las lutitas en especial de origen terrígeno, seguido por las rocas evaporíticas y por último las rocas calcáreas densas, que pueden actuar como sello en circunstancias especiales.

El sello puede ser vertical o lateral dependiendo del tipo de trampa.

7.2. YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES DE TIPO SHALE GAS

El Shale Gas es una roca fuente de hidrocarburos no convencionales, que es rica en materia orgánica. Son rocas de tamaño de grano fino (shales y litofacies asociadas) capaces de producir comercialmente importantes cantidades de hidrocarburos con un fracturamiento extensivo.

El Shale gas sirve como fuente, reservorio y sello de hidrocarburos producidos de ella y pueden ser parte del sistema petrolífero en acumulaciones convencionales y no convencionales. (Jarvie et al., 2007; Rodríguez, 2007. Tomado de la presentación de Slatt, R.M, 2010).

Algunas características asociadas a este tipo de yacimiento no convencional son:

- Alto Gamma Ray
- Alta resistividad
- Alto contenido orgánico (>1%) en calizas, (>1.2%) en shales.
- Alta madurez (después de la ventana de petróleo)
- Fragilidad (>40% Contenido Qz)
- Espesor (>100ft)
- Porosidad (>4%)
- Depositado en ambientes marinos
- Kerógeno tipo III
- Presencia de barreras de fracturas (usualmente carbonatos).

Las ventajas de este tipo de yacimiento no convencional son:

- Productividad probada
- Baja o nula cantidad de deshidratación
- Tecnología y conocimientos en aumento que rápidamente conducen a un menor costo/mayor recuperación y aumento de la eficiencia.
- Bajo riesgo en el desarrollo de la perforación.

Algunas desventajas del Shale gas son:

- Muy baja permeabilidad
- Las previsiones de recuperación de gas se basan en correlaciones
- Mercado del gas y precio

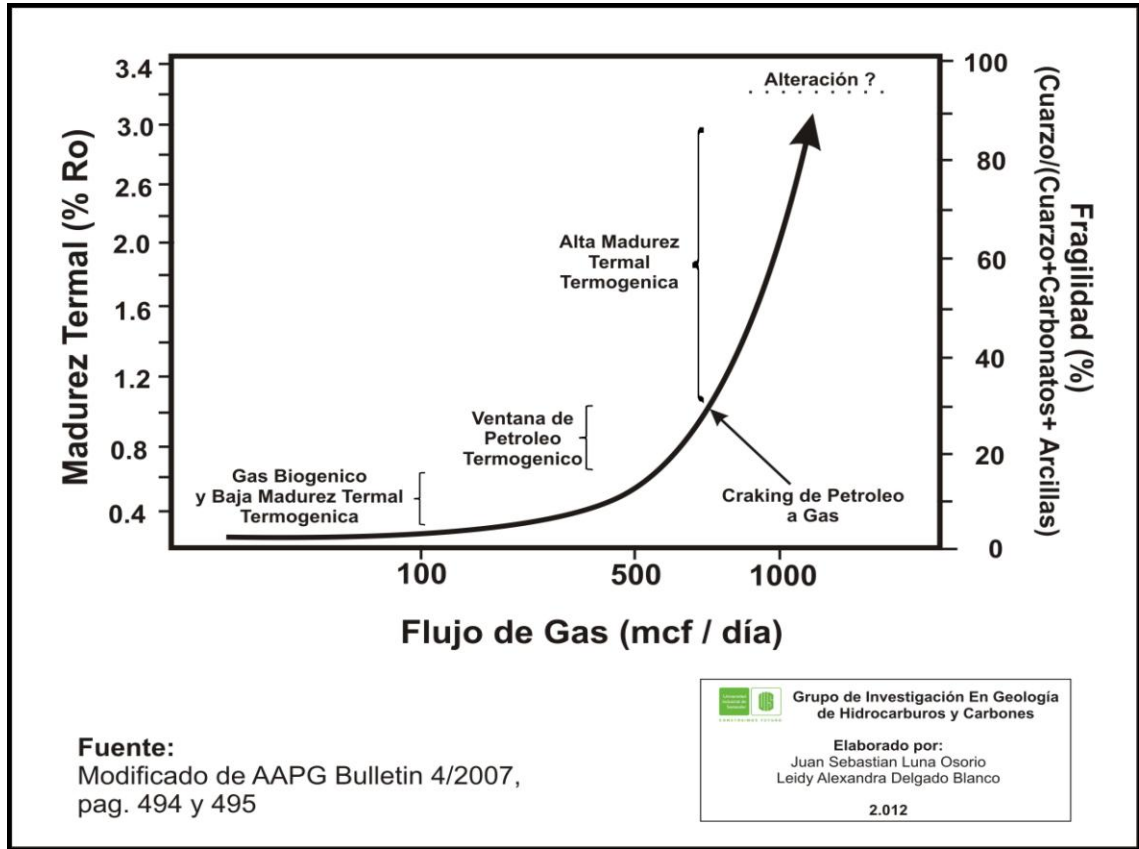
Para definir las áreas prospectivas en las cuencas consideradas potenciales para el desarrollo de Shale gas, es necesario tener en cuenta los siguientes criterios:

- **Ambiente de depósito:** Es importante conocer si el shale se depositó en un ambiente marino o no marino. Los shales depositados en ambiente marino tienden a tener menor contenido de arcilla y tienden a tener alto contenido de minerales frágiles de cuarzo, feldespato y carbonatos.

Los shales frágiles responden favorablemente a la estimulación hidráulica. Por otro lado los shales depositados en ambientes no marinos (Lacustres, fluvial) tienden a tener mayor contenido de arcilla, ser más dúctiles y menos sensibles a la estimulación hidráulica.

En la figura 7 se observa la relación entre la mineralogía del Shale (Q, C y Arcilla) y la madurez térmica del flujo de gas.

Figura 7. Relación entre la mineralogía del Shale (Q, C y Arcilla) y la madurez térmica del flujo de gas.



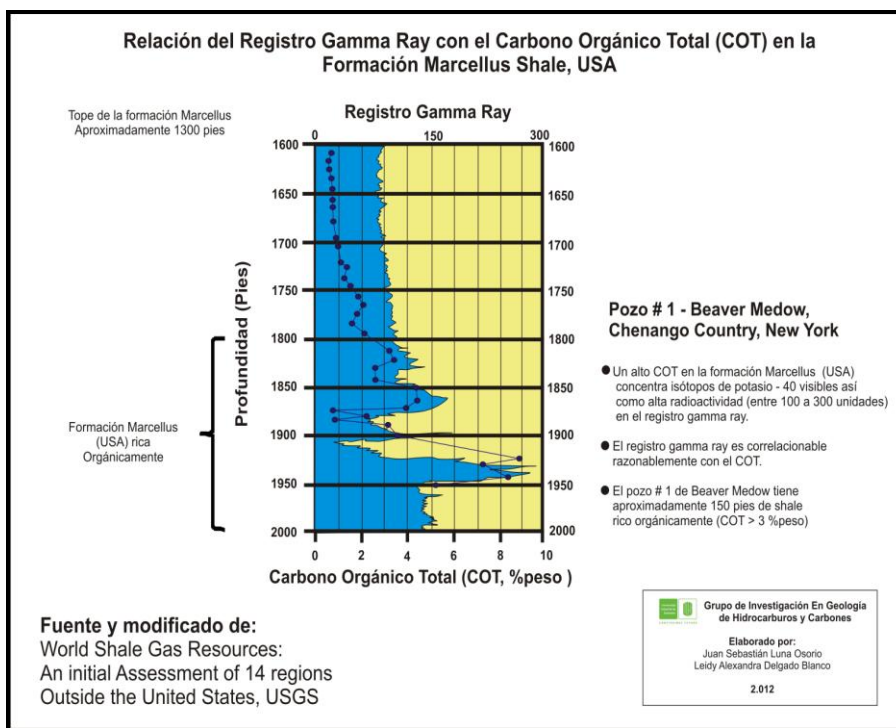
Tomado y modificado de: World Shale Gas Resources: An initial assessment of 14 regions outside the United States, USGS.

- **Profundidad:** El criterio de la profundidad para el área prospectiva es superior a 1000 metros, pero menor a 5000 metros. Zonas menores a 1000 metros tienen una menor presión y más baja concentración de gas. Además, formaciones de shale gas poco profundas tienen más riesgo de tener mayor contenido de agua en sus sistemas de fractura natural. Zonas

más profundas de 5000 metros tienen riesgo de reducir la permeabilidad, mayor perforación y costos de desarrollo.

- **Carbono Orgánico Total (TOC):** En general el índice de TOC necesario para que un área sea prospectiva debe ser igual o superior al 2%. Materiales orgánicos tales como fósiles de microorganismos y materia vegetal proporcionan los átomos de carbono, oxígeno e hidrógeno necesarios para crear gas natural y petróleo. La figura 8 muestra un ejemplo del uso de un registro gamma ray para identificar el contenido de TOC para la formación Marcellus Shale en Estados Unidos.

Figura 8. Relación del Gamma Ray y el Carbono Orgánico Total (TOC) en la Formación Marcellus Shale, Estados Unidos.

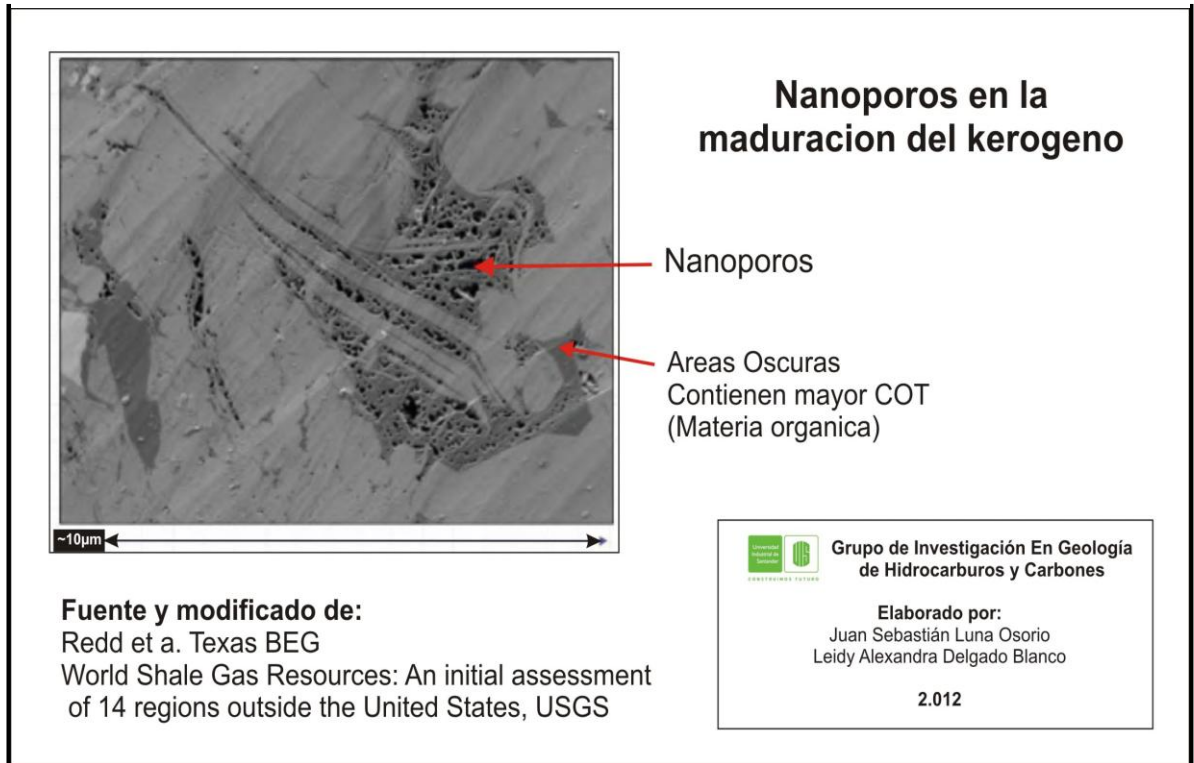


Tomado y modificado de World Shale Gas Resources: An initial assessment of 14 regions outside the United States, USGS.

- **Madurez Termal:** La madurez termal mide el grado en que una formación ha estado expuesta a altas temperaturas necesarias para descomponer la materia orgánica en hidrocarburos. La reflectancia de ciertos tipos de minerales (%Ro) se utiliza como un indicador de madurez termal. La madurez termal de una zona prospectiva debe tener un Ro superior a 1,0%, con una segunda calidad de área prospectiva definida con un Ro mayor a 1,3%. La madurez termal muy alta también conduce a la presencia de nanoporos que contribuyen a la porosidad adicional en la matriz del

shale. La figura 9 proporciona una ilustración de la relación entre la madurez termal y el desarrollo de nanoporos en la matriz del shale.

Figura 9. Madurez termal y capacidad de almacenamiento de gas.



Tomado y modificado de World Shale Gas Resources: An initial assessment of 14 regions outside the United States, USGS.

- **Localización Geográfica:** El área prospectiva contiene la mayor calidad de los recursos de shale gas y, en general, cubre menos de la mitad de la superficie de la cuenca. Ésta área contendrá una serie de zonas de calidad de shale gas, unas que estén favorecidas geológicamente y tengan altos recursos concentrados de shale gas las cuales se ubicarán en el “núcleo

del área” y otras series de menor calidad y de menor concentración de los recursos de shale gas ubicadas en áreas de extensión.

7.2. SHALE GAS EN EL MUNDO

En el pasado, la industria del petróleo y gas consideraron que el tight gas y el shale gas no eran económicamente viables para producir. Sin embargo, avances en perforación de pozos direccionales y estimulación del reservorio tienen incrementada la producción de shale gas. El USGS estima que 200 trillones de pies cúbicos de gas natural pueden ser técnicamente recuperables de estos shales con un factor de recobro del 10 a 15%. Los precios altos recientes del gas natural también estimularon el interés en desarrollar el shale gas.


Por ejemplo el Barnett Shale formación en Texas ha experimentado el más rápido desarrollo en este tipo de tecnologías. La formación Marcellus Shale de la cuenca Apalachiana, en el Noreste de los Estados Unidos, potencialmente representa el más grande recurso de gas no convencional en Estados Unidos. Otras formaciones de Shale, tales como el shale Haynesville, Straddling Texas y Lousiana, son también de interés, como algunas formaciones en Canadá.

Aunque las reservas estimadas de shale gas probablemente cambien con el tiempo con información adicional disponible, se sabe que las reservas de shale gas a nivel mundial son enormes. La estimación inicial de reservas de shale gas técnicamente recuperables en los 32 países más importantes en la producción de este recurso da aproximadamente 6,622 trillones de pies cúbicos según Total Reserves, production climb on mixed results, publicado en Oil and Gas Journal (Diciembre, 2010), como se muestra a continuación en la Tabla 1.

Tabla 1. Recursos de Shale gas técnicamente recuperables a nivel mundial.

Recursos De Shale Gas Técnicamente Recuperables a Nivel Mundial			
Reservas de Shale Gas Técnicamente Recuperables por país.			
País		Reservas	
Alemania	8	Marruecos	11
Algeria	231	Noruega	83
Argentina	774	Paises Bajos	17
Australia	396	Pakistan	51
Bolivia	48	Paraguay	62
Brasil	226	Polonia	187
Canada	388	Reino Unido	20
Chile	64	Sahara Oeste	63
China	1.275	Sur Africa	485
Colombia	19	Suecia	41
Dinamarca	23	Tunez	18
E.E.U.U	862	Turquia	15
Francia	180	Ucrania	42
India	63	Uruguay	21
Libia	290	Venezuela	11
Lituania	4	Total(Aproximado)	6.622
Mexico	681	Las Reservas se estiman en trillones de pies cúbicos	

Tomado y modificado de:
 Total Reserves, production climb on mixed results.
 Oil and Gas Journal.
 (Diciembre, 2010).



Grupo de Investigación En Geología de Hidrocarburos y Carbones
Elaborado por:
 Juan Sebastián Luna Osorio
 Leidy Alexandra Delgado Blanco
 2.012

Tomado y modificado de <http://geology.com/energy/world-shale-gas/>

- **Países altamente dependientes**

Hay dos grupos de países que emergen en el desarrollo de shale gas el cual puede ser muy atractivo. El primer grupo consiste en los países que son actualmente muy dependientes de las importaciones de gas natural, por lo menos parte de la infraestructura de producción de gas y su estimación de los recursos de shale gas son sustanciales en relación a su consumo actual de gas.

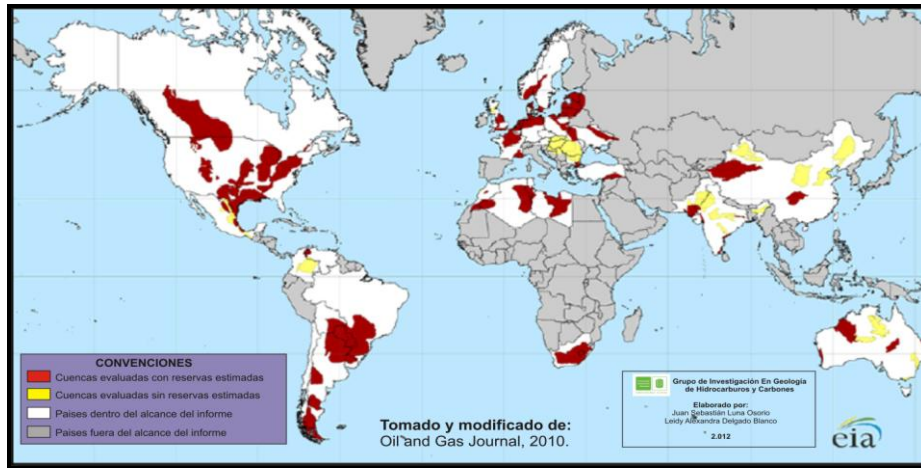
Para estos países, el desarrollo de shale gas podría alterar significativamente su balance de gas a futuro, que puede incentivar el desarrollo. Ejemplos de países de este grupo se encuentran Francia, Polonia, Turquía, Ucrania, Sudáfrica, Marruecos y Chile.

El segundo grupo está formado por aquellos países donde las reservas de shale gas son grandes (por encima de 200 trillones de pies cúbicos, según USGS) y ya existe una importante infraestructura de producción de gas natural para uso interno o para exportación. Además de Estados Unidos, ejemplos notables de este grupo incluyen a Canadá, México, China, Australia, Libia, Argelia, Argentina y Brasil.

El análisis de 48 cuencas de shale gas en 32 países, con casi 70 formaciones de este recurso, evaluaron los prospectos de shale gas en un grupo selecto de países que demuestran un cierto nivel promisorio a corto plazo y para las cuencas que tienen una cantidad suficiente de datos geológicos para el análisis de estos recursos (Oil and Gas Journal, 2010). En la figura 10 se encuentra la ubicación de estas cuencas y de las regiones analizadas.

La Tabla 2 muestra un resumen de la evaluación del shale gas en 32 países, en la cual se tiene en cuenta los continentes, número de países, numero de cuencas y numero de formaciones de shale gas en cada una de estas.

Figura 10. Cuencas prospectivas de shale gas a nivel mundial.



Tomado y modificado de <http://geology.com/energy/world-shale-gas/>.

Tabla 2. Evaluación del recurso de shale gas en 14 regiones, conteniendo 32 países.

Evaluación del recurso de shale gas en 14 regiones, conteniendo 32 países.

Continente	Región/País	Numero de países	Numero de Cuencas	Numero de Formaciones de Shale Gas
América del Norte	I. Canada	1	7	9
	II. Mexico	1	5	8
	Sub Total	2	12	17
América del Sur	III. Norte de Sur América	2	2	3
	III. Sur de Sur América	6	4	7
	Sub Total	8	6	10
Europa	IV. Polonia	1	3	3
	VI. Europa del Este	3	3	3
	VII. Europa del Oeste	7	6	9
	Sub Total	11	12	15
Africa	VII. Norte de África Central	2	2	4
	IX. Marruecos	3	2	2
	X. Sur de África	1	1	3
	Sub Total	7	5	9
Asia	XI. China	1	2	4
	XII. India/Pakistan	2	5	6
	XIII. Turquía	1	2	3
	Sub Total	4	9	13
Australia	XIV. Australia	1	4	5
TOTAL		32	48	69

Tomado y modificado de:
World Shale Gas Resources:
An initial assessment of 14 regions
outside the United States, USGS).

Tomado y modificado de World Shale Gas Resources: An initial assessment of 14 regions outside the United States, USGS.

Uno de los más importantes reservorios de Shale gas es el Mississippian Barnett Shale el cual se encuentra en la cuenca de Fort Worth. Se caracteriza por ser un shale rico en materia orgánica que sirve de reservorio, fuente, trampa y sello para una muy buena acumulación de gas no convencional.

La porosidad y permeabilidad se desarrolla después de la transformación térmica de líquido a gas con el resultado de la maduración inducida por micro fracturas. El gas se almacena en estas microfracturas, además de ser absorbidos en la materia orgánica sólida (Kerógeno).

El barnett shale es uno de los objetivos de perforación más activos de la última década. El campo Newark es ahora el mayor campo productor de gas en Texas. Las profundidades de perforación están a menos de 8000 pies, los prospectos del Barnett se estiman en 26,2 TCF de recurso de gas no descubierto (World Shale Gas Resources: An initial assessment of 14 regions outside the United States, USGS).

7.3. SHALE GAS EN COLOMBIA

Las cuencas del Valle Superior del Magdalena y Llanos Orientales ubicadas en el oeste y este de Colombia son analizadas por su potencial de Shale Gas. Mientras que el espesor de las secuencias de shale del Cretácico Tardío están presentes en estas cuencas, la baja madurez termal (R_o 0,5%) persisten en toda la región y las formaciones de shales gas parecen ser inmaduras para la generación de gas. Limitando aún más la prospectividad de shales colombianos es la compleja tectónica andina que incluye numerosas fallas de empuje y extensionales, especialmente en el Piedemonte Llanero.

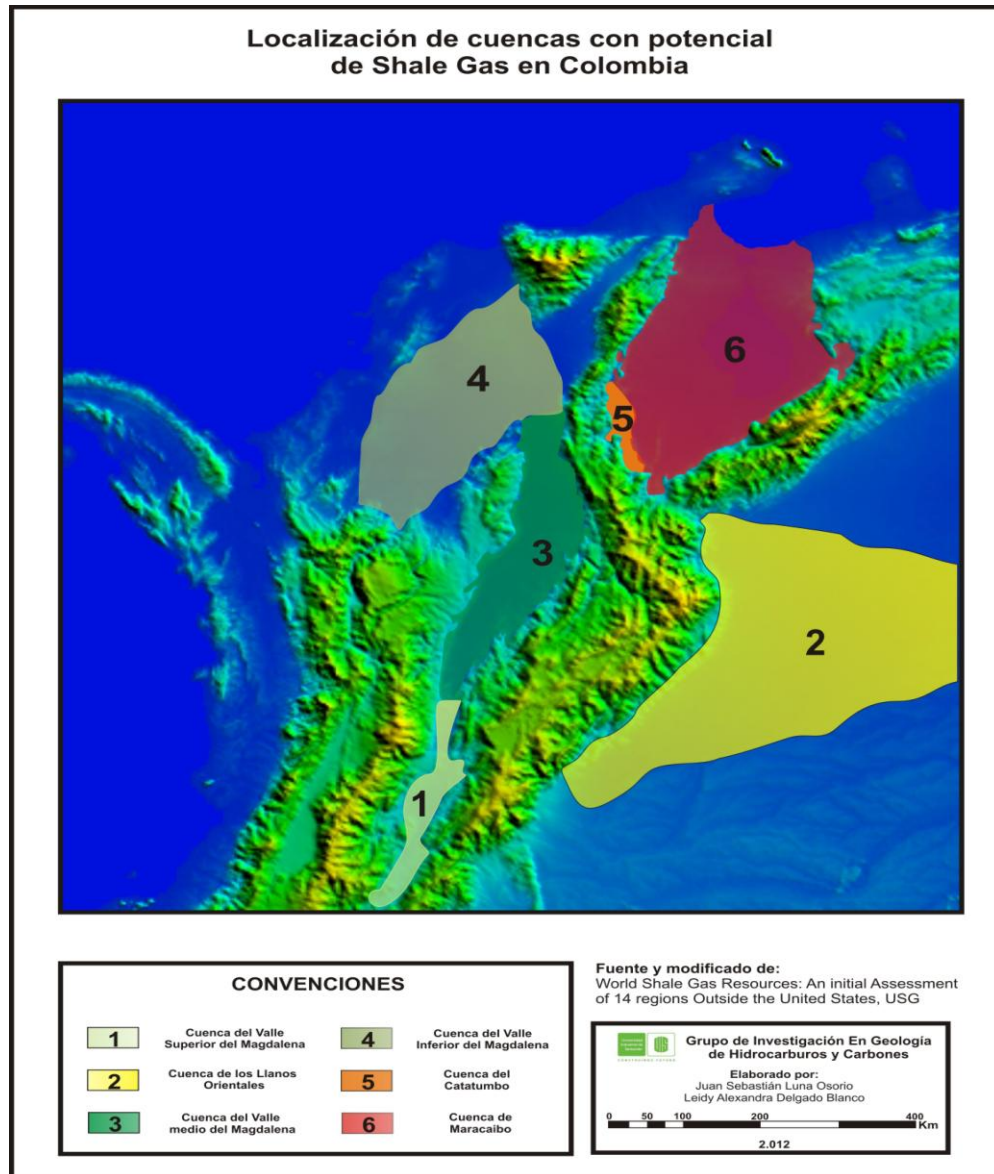
Por otra parte para la cuenca del Valle Medio del Magdalena se encuentra como objetivo de interés en yacimientos no convencionales de tipo shale gas la Formación La Luna y el Grupo Calcáreo Basal principalmente en la Formación Rosablanca. El potencial estimado para esta cuenca es de un área en Km² de 7.500, el espesor neto en metros es de 100, el gas in situ (Tpc) es de 289.5 y el volumen potencial (Tpc) es de 29.0. (Carolynna Arce, ANH, 2010).

Para la cuenca del Valle Inferior del Magdalena no se encuentra información disponible que acredite la presencia o no de hidrocarburos no convencionales de tipo shale gas, pero al igual que la cuenca de la Cordillera Oriental presenta un potencial muy bueno que debe ser estudiado a detalle.

La cuenca del Catatumbo presenta un buen potencial de generación de hidrocarburos de tipo shale gas en Colombia y es una de las que más presenta información pertinente a este tema, por lo tanto se describirá a continuación con más detalle la parte suroeste de esta cuenca.

En la figura 11 se encuentra la localización de las cuencas prospectivas de shale gas en Colombia.

Figura 11. Localización de las cuencas con potencial de shale gas en Colombia.



Tomado y modificado de World Shale Gas Resources: An initial assessment of 14 regions outside the United State, USGS.

- **Suroeste de la cuenca del Catatumbo en el oriente de Colombia**

Esta zona muestra un potencial de Shale Gas en las formaciones La Luna y Capacho.

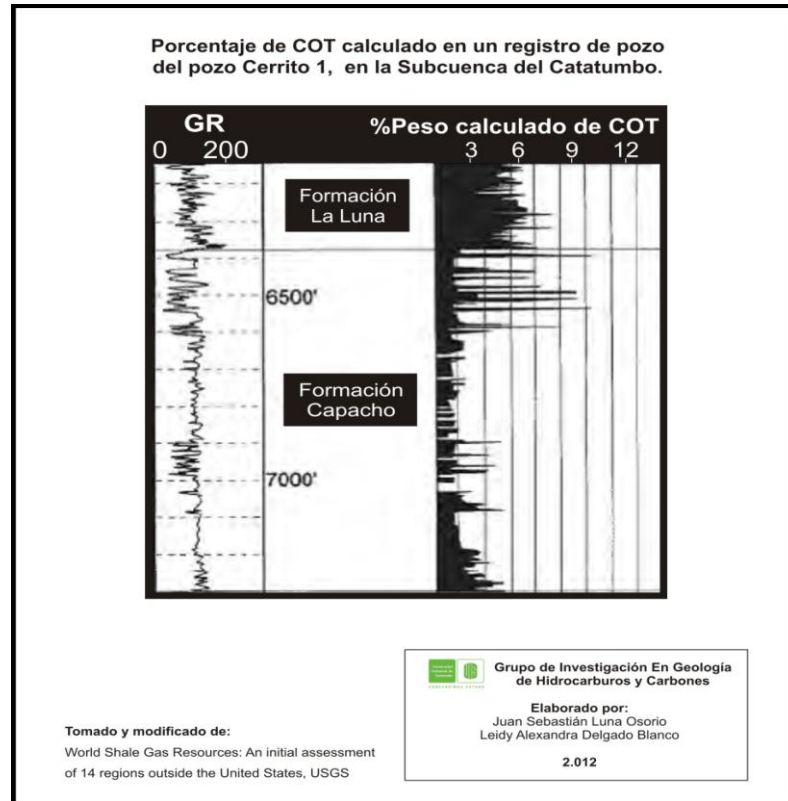
La Formación La Luna está conformada por mudstones, wackestones y un espesor de rango menor de shale de 100 a 300 pies. Basados en las muestras disponibles de vitrinita, la madurez termal oscila de 0,85 a 1,21% de Ro, generalmente con mayor reflectancia en la áreas centrales y del norte de la cuenca. El carbono orgánico total en las muestras de núcleos alcanza un máximo de 11,2% en Formación La Luna, pero el promedio típico que se presenta es de un TOC de 4 a 5%. (World Shale Gas Resources: An initial assessment of 14 regions outside the United State, USGS). Sobre los datos de pirólisis y madurez, la materia orgánica es principalmente kerógeno tipo II, en donde el índice de Hidrogeno (HI) es de un rango de 200 a 500 mg/g.

Por otra parte, la Formación Capacho de edad Cenomaniano - Coniaciano, que suprayace a la Formación La Luna en la también llamada “Cuenca del Catatumbo”. Consiste de shales de color gris oscuro a negro y calizas y es mucho más gruesa que la formación La Luna.

Los rangos de reflectancia de vitrinita son de 0,96% hacia el norte de la cuenca. La máxima medida de Carbono orgánico total alcanza el 5% en el noreste de la cuenca del Catatumbo, sin embargo por lo general, el TOC es más bajo, con un valor medio de 1,3 a 1,5%. Los datos de pirólisis muestran kerógenos de tipo II y III en la formación Capacho. (World Shale Gas Resources: An initial assessment of 14 regions outside the United State, USGS).

En la figura 12 se observa los datos de TOC y registros gamma ray característicos en las formaciones La Luna y Capacho, las cuales arrojan datos interesantes para la generación de gas asociado a Shale Gas.

Figura 12. Porcentaje de TOC calculado en un registro de pozo del pozo Cerrito 1, en la cuenca del Catatumbo.



Tomado y modificado de World Shale Gas Resources: An initial assessment of 14 regions outside the United States, USGS.

8. TÉCNICAS DE ANÁLISIS DE LABORATORIO UTILIZADAS EN EL PRESENTE PROYECTO

8.1. Carbono Orgánico Total: Para determinar el porcentaje de Carbono Orgánico Total (TOC) se utiliza muestras maceradas durante 20 minutos en el mortero de Agatha. De las muestras se pesa aproximadamente 0,0056 (g) en un crisol especial que resiste a la temperatura del equipo. Las muestras son atacadas con ácido clorhídrico para eliminar el contenido de carbonatos presente, y posteriormente se lavan. Luego de eliminar los carbonatos las muestras se introducen en el horno para quitar la humedad durante una hora. Posteriormente, la muestra se introduce en el analizador de Carbono y Azufre Leco SC-144DR, modelo SC 144 DR (Figura 13). En esta técnica las muestras son sometidas a una temperatura de aproximadamente 1350°C, durante aproximadamente 2 minutos; cabe resaltar que el equipo es calibrado previa, durante y después de lo análisis empleando diferentes patrones de calibración para Carbono y Azufre. La medida de TOC se expresa a modo de porcentaje (%). El procesamiento de los datos de porcentaje de TOC (%TOC) se lleva a cabo mediante el software SC144R del analizador LECO.

Figura 13. Analizador de Carbono y Azufre Leco SC-144DR.



Tomada del laboratorio del grupo de Investigación en Geología de Hidrocarburos y Carbones.

El contenido de materia orgánica presente en una muestra de roca permite clasificarla de la siguiente manera como se observa en la figura 14.

Figura 14. Valores de COT y calidad del Kerógeno.

Valores de COT y calidad del Kerogeno	
Contenido Orgánico total COT % en peso	Calidad de Kerógeno
<0.5	Muy pobre
0.5 a 1	Pobre
1 a 2	Regular
2 a 4	Buena
4 a 12	Muy buena
>12	Excelente

Tomado y modificado de:
Producción de gas desde su
origen, Schlumberger 2006-2007

Grupo de Investigación En Geología
de Hidrocarburos y Carbones

Elaborado por:
Juan Sebastián Luna Ocorio
Leidy Alexandra Delgado Blanco
2.012

Tomado y modificado de producción de gas desde su origen, Schlumberger 2006-2007.

8.2. Pirólisis Rock Eval: Las muestras utilizadas para el desarrollo de esta técnica son maceradas durante 20 minutos en el mortero de Agatha. Las muestras se tratan en el analizador anhídrido de muestras de roca y suelos Rock Eval 6 (Figura 15), cada una de las muestras es calentada en el horno del equipo en atmósfera inerte hasta alcanzar 850°C.

Los productos obtenidos en el proceso analítico del equipo van siendo medidos, dando lugar a los picos S1, S2 y S3, el índice de producción (IP), la temperatura máxima (Tmax), el índice de Hidrógeno (IH) y por último el índice de Oxígeno (IO). Los resultados que se obtienen al igual que la temperatura utilizada en las dos etapas se grafican. Dicha gráfica muestra tres picos bien definidos, los cuales permiten conocer la abundancia relativa del hidrógeno, carbono y oxígeno presentes en el kerógeno.

Figura 15. Analizador anhídrido de muestras de roca y suelos Rock Eval 6.



Tomada del laboratorio del grupo de Investigación en Geología de Hidrocarburos y Carbones.

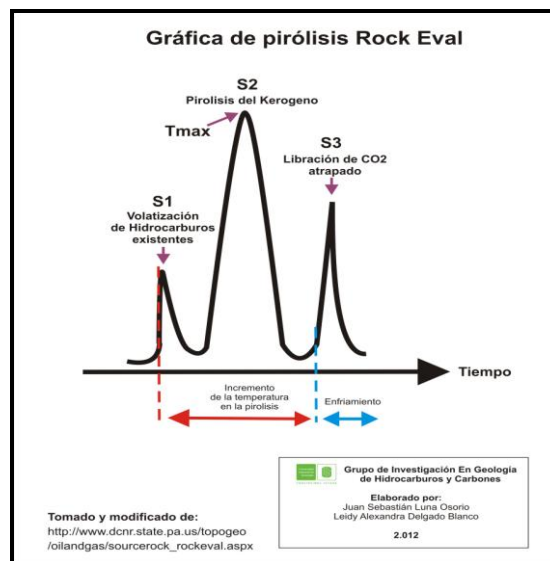
Los picos que se observan en la figura 16 corresponden a:

- **S1:** Es la cantidad de hidrocarburos libres en la muestra (en miligramos de hidrocarburos por gramo de roca). Si $S1 > 1$ mg/g, puede indicar presencia de hidrocarburo líquido en la roca. S1 normalmente aumenta con la profundidad.
- **S2:** Indica la cantidad de hidrocarburos generados a través de craqueo térmico de la materia orgánica volátil. Este parámetro normalmente disminuye con la profundidad de enterramiento > 1 km.
- **S3:** La cantidad de CO_2 (en miligramos de CO_2 por gramo de roca) producidos durante la pirólisis del kerógeno. S3 es una indicación de la

cantidad de oxígeno en el kerógeno y se utiliza para calcular el índice de oxígeno. Otro parámetro importante que muestra la gráfica de la pirólisis y que va ligado al parámetro S2 es el T_{max} .

- T_{max} : Es un indicador de la etapa de maduración de la materia orgánica. Es la temperatura a la que se detecta la máxima emisión de hidrocarburos y corresponde al pico S2.

Figura 16. Gráfica de Pirólisis Rock Eval.



Tomado y modificado de

http://www.dcnr.state.pa.us/topogeo/oilandgas/sourcerock_rockeval.aspx.

8.3. Reflectancia de Vitrinita (R_o): Para el desarrollo de las secciones de vitrinita primero se toman las muestras que fueron trituradas y tamizadas de tal manera que la muestra pasara por el tamiz de malla 20 y quedara en el tamiz de malla 30. Posteriormente estas muestras se impregnan con resina epóxica y se dejan secar

por 24 horas, una vez estén secas se pulen empleando la pulidora automática Wurtz.

Luego se procede a tomar las medidas de Reflectancia de Vitrinita (R_o) mediante el microscopio fotómetro Zeiss Modelo MPM 400 (Figura 17), para este procedimiento se utilizó objetivos de inmersión en aceite y una fuente de luz blanca reflejada.

Para este análisis es necesario calibrar el microscopio al iniciar las medidas de la R_o empleando estándares de reflectancia de 1,71% con luz reflejada, cuya longitud de onda es de 546 nm.

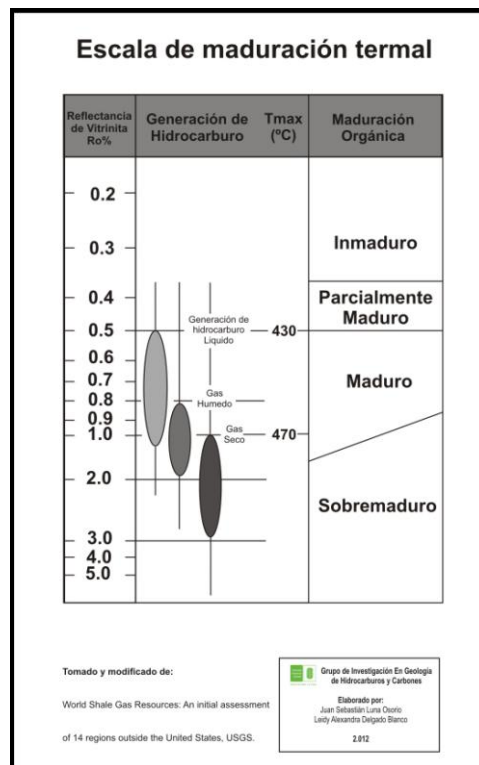
Figura 17. Microscopio Fotómetro Zeiss modelo MPM400.



Tomada del laboratorio del grupo de Investigación en Geología de Hidrocarburos y Carbones.

Con los valores de %Ro obtenidos, las muestras se clasificaron comparando el grado de madurez termal de la roca y el dato obtenido de %Ro, mediante la figura 18.

Figura 18. Escala de maduración termal mediante Reflectancia de Vitrinita.



Tomado y modificado de World Shale Gas Resources. An initial assessment of 14 regions outside the United States, USGS.

9. RESULTADOS

9.1. LEVANTAMIENTO DE POLIGONALES Y COLUMNA ESTRATIGRAFICA DE LA ZONA DE ESTUDIO.

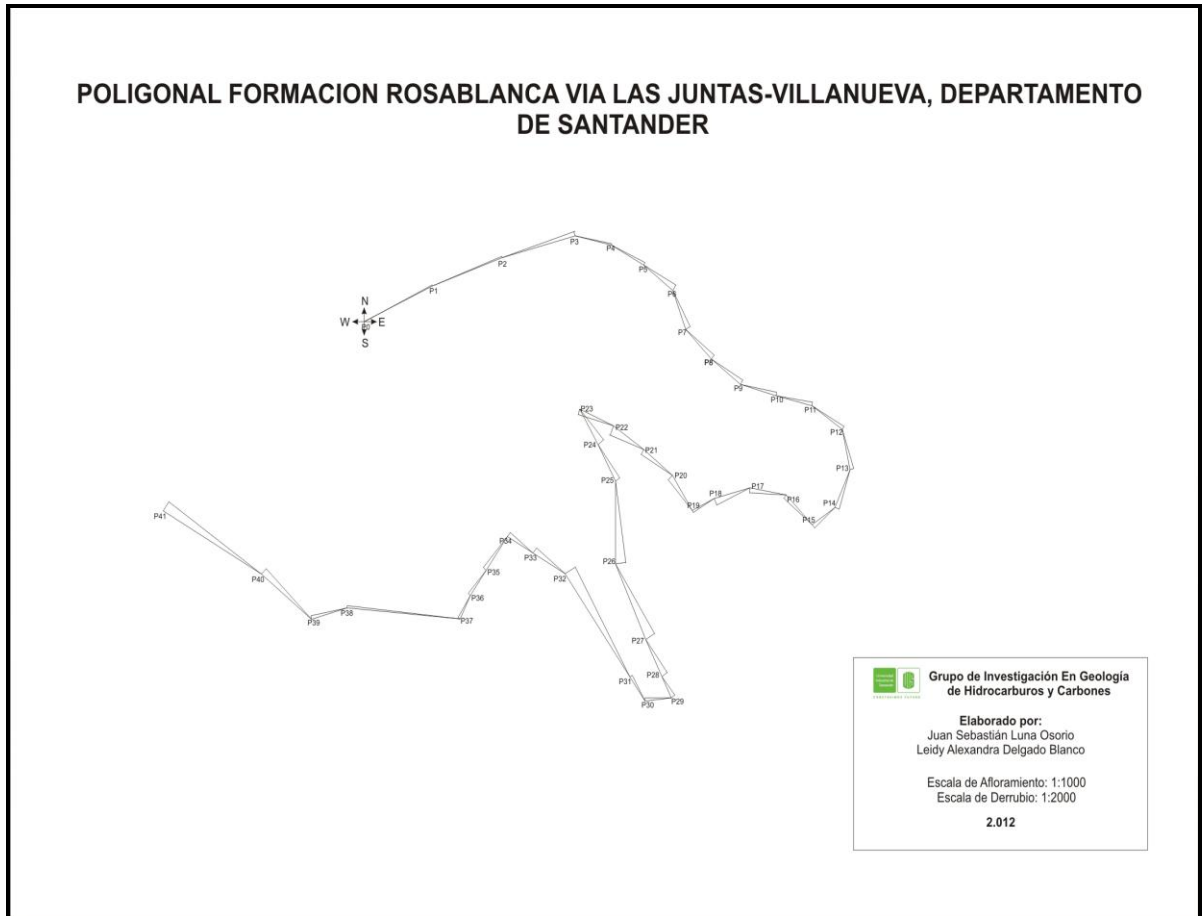
En el presente estudio se desarrolló un trabajo previo de campo en el cual se hizo un levantamiento de poligonales en áreas de interés para este trabajo de investigación. De este modo al partir de análisis de las poligonales y un bastoneo de la zona se pudo hacer una columna estratigráfica del presente estudio. A continuación en las figuras 19, 20, 21 y 22 se muestra las poligonales para cada formación de interés.

9.1.1. Poligonales Formación Rosablanca (Vía las Juntas y Mina Almirante Colón).

En la sección denominada poligonal Formación Rosablanca vía a las Juntas se desarrolló una poligonal de la Formación Rosablanca en la cual se hizo una toma de datos de dirección e inclinación de la vía en que fue levantada la sección. Esta vía es una ruta destapada la cual conduce del municipio de Villanueva hacia el sitio conocido como las Juntas en donde se interceptan los ríos Chicamocha y Suárez, y donde nace a su vez el río Sogamoso. La Formación Rosablanca empieza a aflorar desde el punto de coordenadas X: 1.096.457, Y: 1.239.665, Z: 663 m.s.n.m y termina en el punto de coordenadas X: 1.096.302, Y: 1.239.656, Z: 700 m.s.n.m; el espesor real medido fue de 108 metros en esta zona.

A continuación se muestra un diagrama de la poligonal desarrollada en esta sección (figura 19).

Figura 19. Poligonal de la Formación Rosablanca en la vía las Juntas.



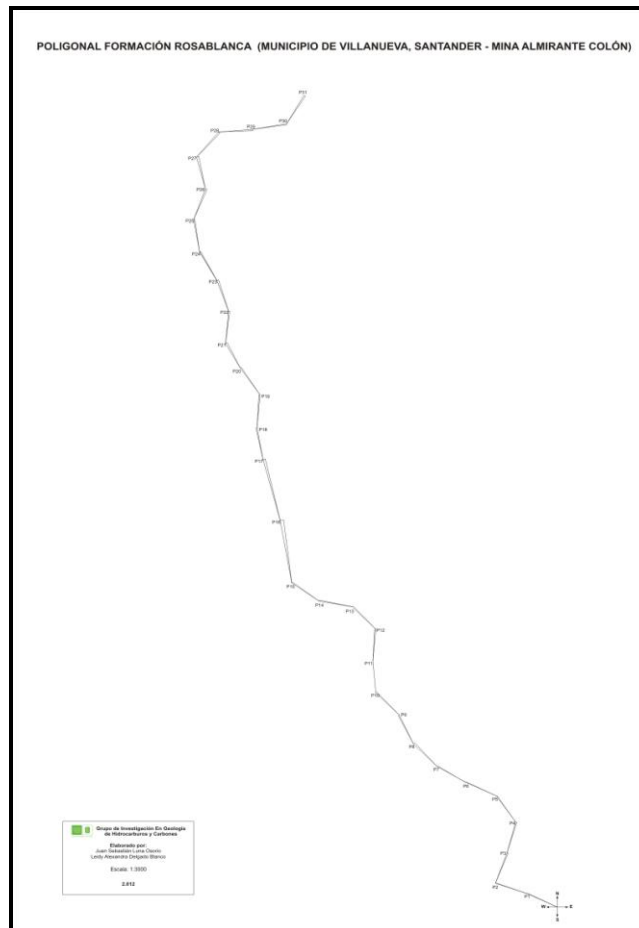
Fuente: Autores.

A su vez en otro lugar de la zona de estudio se desarrolló una sección que se denominó poligonal Formación Rosablanca Mina Almirante Colón en la cual se desarrolló una poligonal de la Formación Rosablanca haciendo toma de datos de dirección e inclinación de la vía en que fue levantada la sección. Esta vía es una ruta destapada la cual conduce del municipio de Villanueva hacia el sitio conocido como la Y en donde se toma el camino hacia la derecha de la Y partiendo desde el municipio de Villanueva. En esta sección se encuentra una mina de Yeso la cual es explotada por la empresa Holcim Colombia. La Formación Rosablanca empieza

a aflorar desde el punto de coordenadas X: 1.099.304, Y: 1.238.398, Z: 583 m.s.n.m y termina en el punto de coordenadas X: 1.099.572, Y: 1.237.597, Z: 660 m.s.n.m. El espesor real medido fue de 54 metros de la zona.

A continuación se muestra un diagrama de la poligonal desarrollada en esta sección (figura 20).

Figura 20. Poligonal de la Formación Rosablanca en la mina Almirante Colón.



Fuente: Autores.

9.1.2. Poligonal Formación Paja (Vía las Juntas)

En la zona del presente proyecto se desarrolló una sección que se denominó poligonal Formación Paja vía las Juntas. En ésta se desarrolló una poligonal de la Formación Paja tomando datos de dirección e inclinación de la vía en que se levantó la sección.

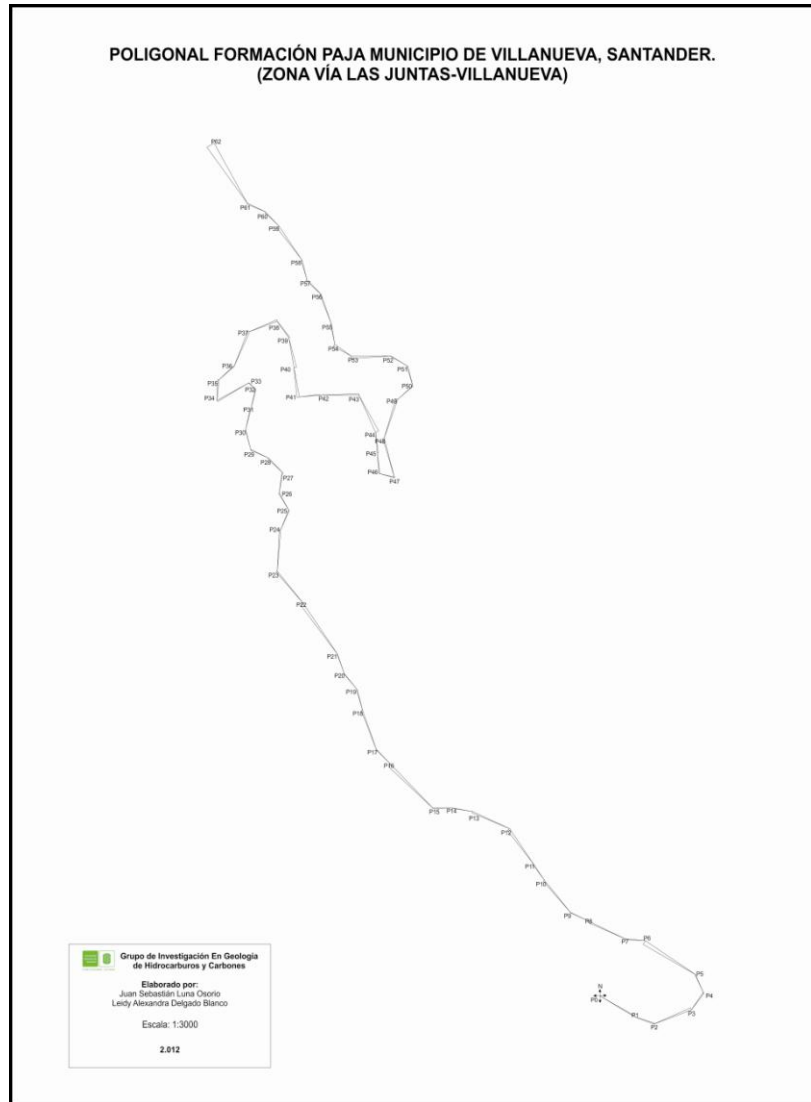
Esta vía es una ruta destapada la cual conduce del municipio de Villanueva hacia el sitio conocido como las Juntas en donde se interceptan los ríos Chicamocha y Suárez, y donde nace a su vez el río Sogamoso.

Esta es la misma vía en la que se levantó la sección de la poligonal de la Formación Rosablanca vía las Juntas pero esta se encuentra más arriba de la anterior tanto en elevación como estratigráficamente. La formación Paja empieza a aflorar desde el punto de coordenadas X: 1.096.302, Y: 1.239.656 y Z: 700 m.s.n.m y termina en el punto de coordenadas X: 1.097.140 y Y: 1.238.848, Z: 916 m.s.n.m el espesor real medido fue de 114 metros.

En esta zona no se alcanza a observar el tope de la Formación Paja, de esta forma se abarca una sección aflorante de esta formación en donde solo se observa la base de ésta pero no el tope.

A continuación se muestra un diagrama de la poligonal desarrollada en esta sección (figura 21).

Figura 21. Poligonal de la Formación Paja.



Fuente: Autores.

9.1.3. Poligonal Formación Tablazo (Vía las Juntas)

En la zona del presente proyecto se desarrolló una sección denominada poligonal Formación Tablazo vía las Juntas (Vereda El Espinal). En esta sección se desarrolló una poligonal de la Formación Tablazo tomando datos de dirección e inclinación de la vía en que se levanto la sección.

Esta vía es una ruta destapada la cual conduce del municipio de Villanueva hacia el sitio conocido como las Juntas en donde se interceptan los ríos Chicamocha y Suárez y donde nace a su vez el rio Sogamoso.

Esta es la misma vía en la que se levantó la sección de la poligonal de la Formación Rosablanca vía las Juntas y también la sección de la poligonal de la Formación Paja vía las Juntas pero esta se encuentra más arriba de las secciones anteriormente nombradas, tanto en elevación como estratigráficamente. La formación Tablazo empieza a aflorar desde el punto de coordenadas X: 1.099.196, Y: 1.234.635, Z: 1194 m.s.n.m y termina en el punto de coordenadas X: 1.098.637, Y: 1.234.802, Z: 1298 m.s.n.m, el espesor real medido fue de 140 metros.

En esta zona no se alcanza a observar la base ni el tope de la Formación Tablazo.

A continuación se muestra un diagrama de la poligonal desarrollada en esta sección (figura 22).

Figura 22. Poligonal de la Formación Tablazo.

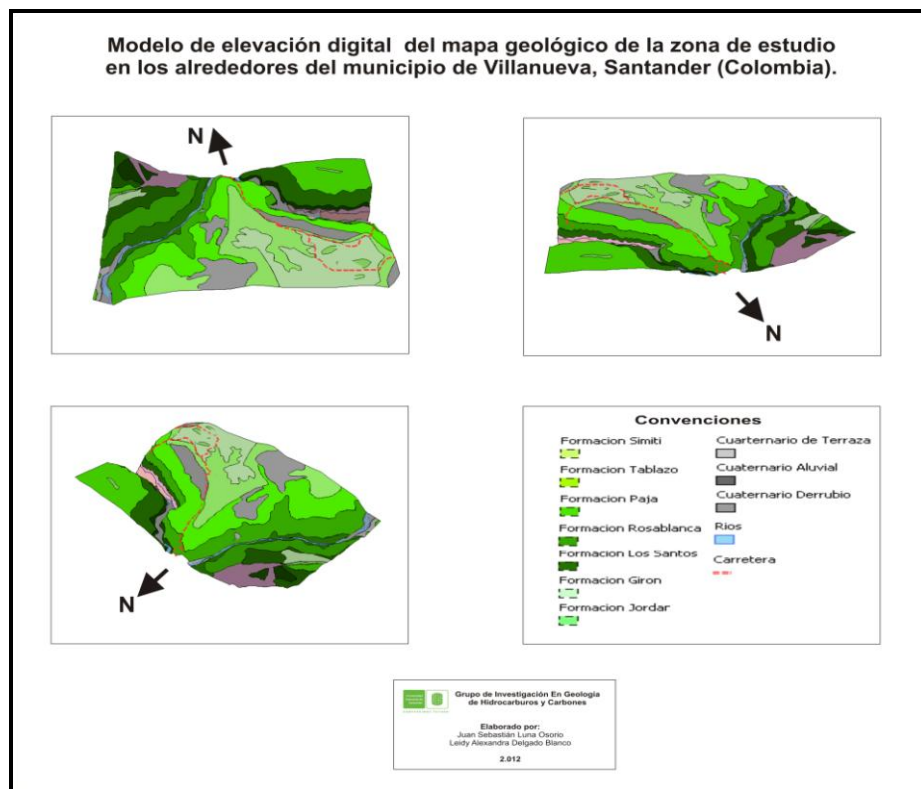


Fuente: Autores.

A su vez como anexo se tuvo en cuenta el análisis de imágenes satelitales y un estudio generalizado de éstas para corroborar la información trabajada. De esta forma por medio de un mapa geológico de la zona de estudio, se desarrolló un modelo de elevación digital como se muestra en las figuras 23 y 24. En la figura 23 se puede observar la geología de la zona en un modelo esquemático 3D y en la figura 24 se observa una combinación de bandas de imágenes satelitales de la

zona del presente estudio. Estas imágenes sirvieron de ayuda para corroborar aspectos geológicos de interés que se describen a continuación:

Figura 23. Modelo de elevación digital del mapa geológico de la zona de estudio en los alrededores del municipio de Villanueva, Santander (Colombia).

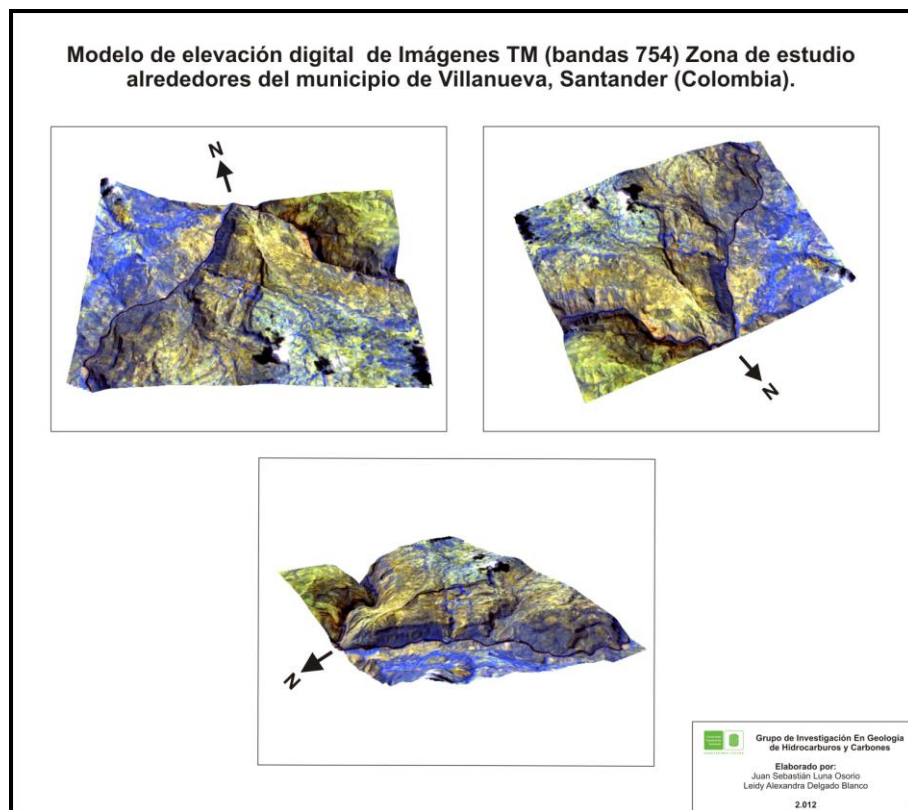


Fuente: Autores.

Partiendo de la imagen anterior se puede observar un modelo 3D generalizado de la zona de estudio en el cual se creó un modelo de elevación digital partiendo del mapa geológico desarrollado en el área de estudio en donde se observan los

contactos geológicos de las distintas formaciones geológicas aflorantes en ésta y a su vez el poco control estructural en la zona de estudio.

Figura 24. Modelo de elevación digital de imágenes TM (combinación de bandas 754) zona de estudio alrededores del municipio de Villanueva, Santander (Colombia).



Fuente: Autores.

La imagen anterior muestra un modelo de elevación digital del área de estudio partiendo del mapa geológico desarrollado en donde se superpuso imágenes

satelitales de ésta. Estas imágenes fueron descargadas gratuitamente por Earth Science Data Interface (ESDI). De esta manera se desarrolló una combinación de bandas 754 para discriminar la geología de la zona y corroborar lo anteriormente escrito.

De esta forma respecto a aspectos litológicos se pudo observar claramente contactos entre formaciones en los cuales se observa que no existe deformación predominante en el área de estudio y que en si las formaciones están superpuestas una encima de la otra casi que horizontalmente. A su vez se observan accidentes geomorfológicos que ocasionan los ríos Suárez y Chicamocha ambos de color negro y con su forma característica de afluentes en donde estos se unen y forman el río Sogamoso en el lugar conocido como las Juntas hacia el norte de la zona de estudio. Los colores amarillos de este modelo muestran las rocas más jóvenes pertenecientes a depósitos Cuaternarios, al contrario de colores más rojizos y rosados que muestran formaciones más antiguas pertenecientes a las formaciones Girón y Jordán. Las formaciones Rosablanca, Paja y Tablazo exhiben tonalidades naranjas y amarillo pardo.

Partiendo de las poligonales levantadas en la fase de campo y de la realización de bastoneo, a su vez la relación de estas poligonales con el mapa geológico desarrollado y los diferentes anexos realizados como lo son los modelos de elevación digital y modelo 3D de la zona de estudio, se construyó la columna estratigráfica generalizada de las formaciones Rosablanca, Paja y Tablazo en la vía a las Juntas. Figura 25.

En esta columna estratigráfica se observan las formaciones aflorantes en el área (Grupo calcáreo Basal) y a su vez se añaden aspectos relacionados con edad de las formaciones estudiadas, espesor, color de las litologías vistas en el área, fracturamiento, bioturbación, facies sedimentarias y ambiente de depositación.

9.2. MUESTRAS RECOLECTADAS, MAPAS DE ESTACIONES DE TRABAJO Y MUESTREO DE CAMPO DEL AREA DE ESTUDIO

La Formación Rosablanca comprende dos secciones. La primera sección se desarrollo en la Vía las Juntas y la segunda sección en la Mina Almirante Colón. Por tanto las muestras recolectadas en campo se registran en la tabla 3:

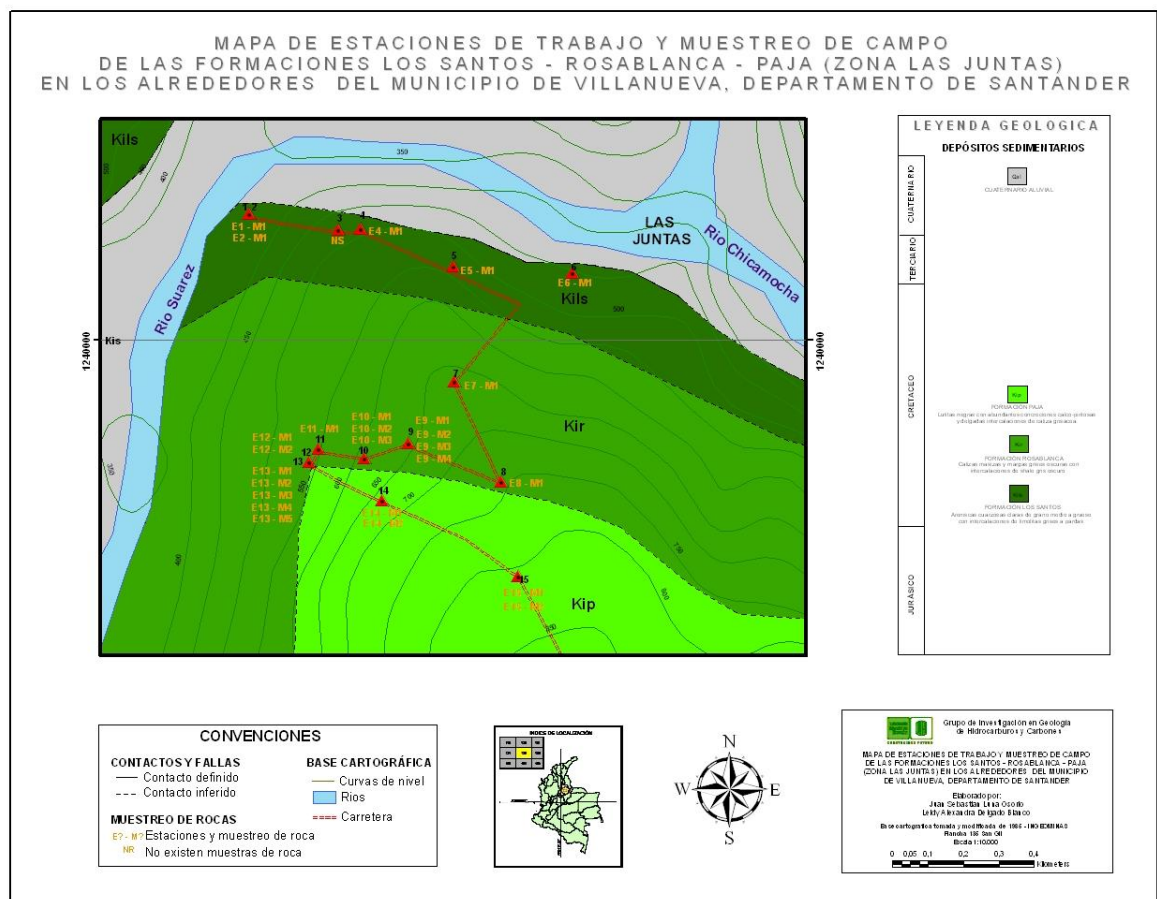
Tabla 3. Muestras de la Formación Rosablanca.

Nombre de la muestra	Litología	Formación
E7-M1	Caliza	Base Formación Rosablanca Vía Las Juntas
E8-M1	Caliza	Formación Rosablanca Vía Las Juntas
E9-M1	Caliza	Formación Rosablanca Vía Las Juntas
E9-M2	Caliza	Formación Rosablanca Vía Las Juntas
E9-M3	Caliza	Formación Rosablanca Vía Las Juntas
E9-M4	Caliza	Formación Rosablanca Vía Las Juntas
E10-M1	Caliza	Formación Rosablanca Vía Las Juntas
E10-M2	Caliza	Formación Rosablanca Vía Las Juntas
E10-M3	Caliza	Formación Rosablanca Vía Las Juntas
E11-M1	Caliza	Formación Rosablanca Vía Las Juntas
E12-M1	Caliza	Formación Rosablanca Vía Las Juntas
E12-M2	Caliza	Tope Formación Rosablanca Vía Las Juntas
E25-M1	Caliza	Base Formación Rosablanca Mina Almirante Colón
E25-M2	Caliza	Formación Rosablanca Mina Almirante Colón
E25-M3	Caliza	Formación Rosablanca Mina Almirante Colón
E25-M4	Caliza	Formación Rosablanca Mina Almirante Colón
E25-M5	Caliza	Formación Rosablanca Mina Almirante Colón
E25-M6	Caliza	Formación Rosablanca Mina Almirante Colón
E25-M7	Caliza	Formación Rosablanca Mina Almirante Colón
E25-M8	Caliza	Formación Rosablanca Mina Almirante Colón
E25-M9	Caliza	Formación Rosablanca Mina Almirante Colón
E26-M1	Caliza	Formación Rosablanca Mina Almirante Colón
E27-M1	Caliza	Formación Rosablanca Mina Almirante Colón
E27-M2	Caliza	Formación Rosablanca Mina Almirante Colón
E28-M1	Caliza	Formación Rosablanca Mina Almirante Colón
E28-M2	Shale	Tope Formación Rosablanca Mina Almirante Colón

Fuente: Autores.

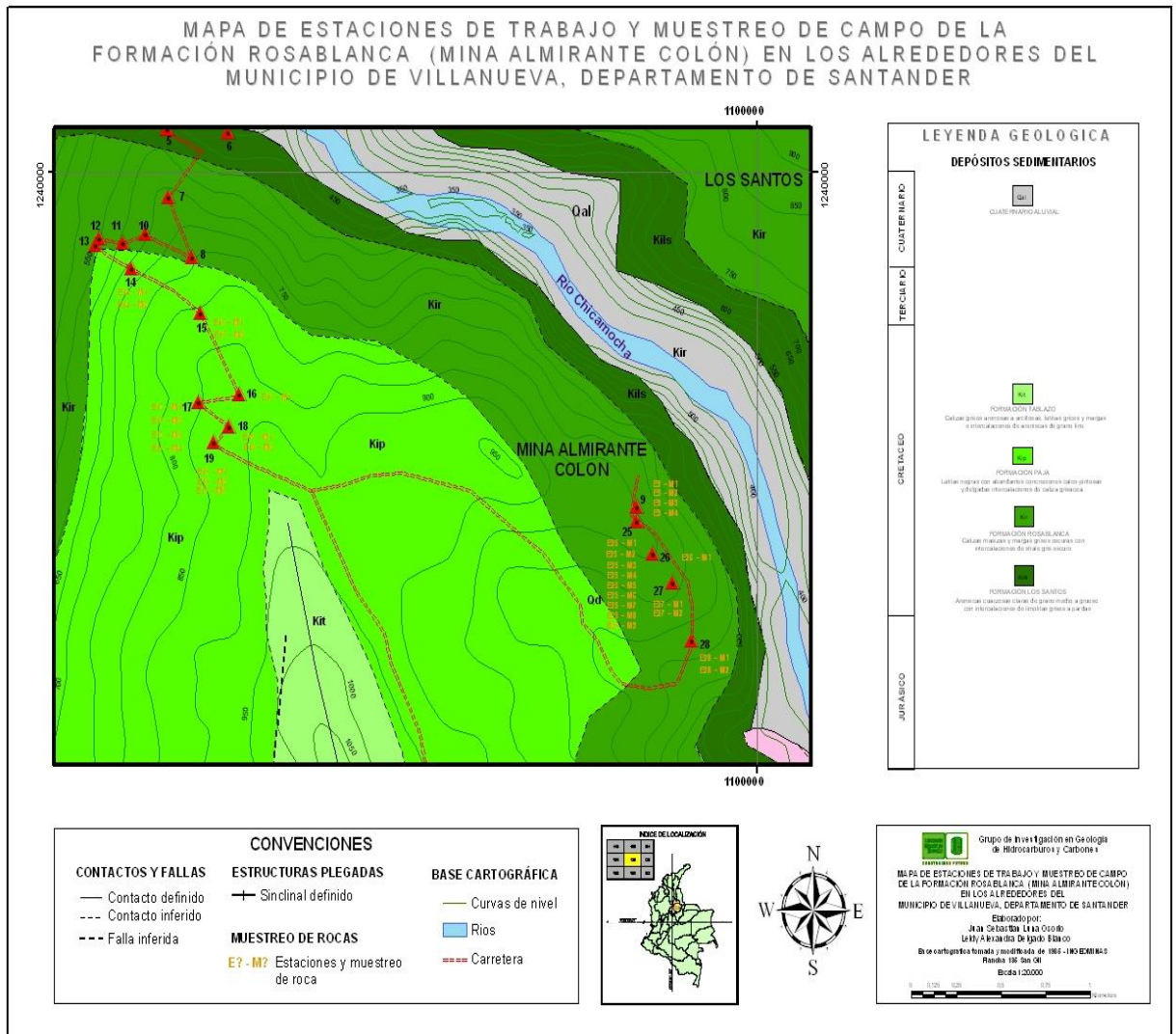
De esta forma para la Formación Rosablanca se desarrolló un mapa que muestra la ubicación de las estaciones y muestras recolectadas en la fase de campo el cual se muestra a continuación en las figuras 26 y 27.

Figura 26. Mapa de estaciones de trabajo y muestreo de campo de las formaciones Los Santos – Rosablanca – Paja (Zona las Juntas) en los alrededores del municipio de Villanueva. Departamento de Santander.



Fuente: Autores.

Figura 27. Mapa de estaciones de trabajo y muestreo de campo de la Formación Rosablanca (Mina Almirante Colón) en los alrededores del municipio de Villanueva. Departamento de Santander.



Fuente: Autores.

La Formación Paja se desarrolló en la vía a las Juntas. Las muestras de la Formación Paja se describen a continuación en la tabla 4:

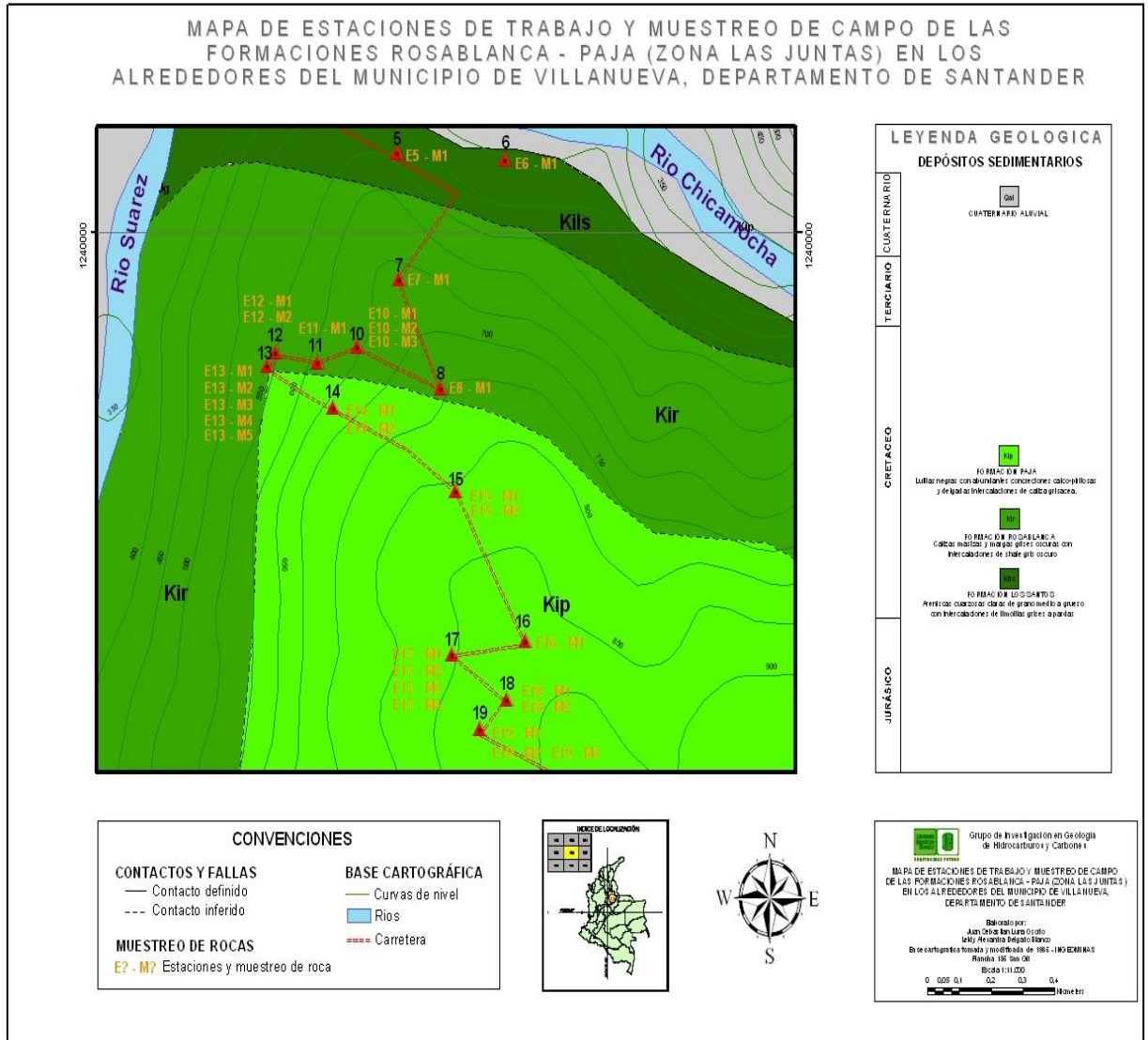
Tabla 4. Muestras de la Formación Paja.

Nombre de la muestra	Litología	Formación
E13-M1	Shale	Base Formación Paja
E13-M2	Caliza	Formación Paja
E13-M3	Caliza	Formación Paja
E13-M4	Shale	Formación Paja
E13-M5	Caliza	Formación Paja
E14-M1	Shale	Formación Paja
E14-M2	Caliza	Formación Paja
E15-M1	Shale	Formación Paja
E15-M2	Caliza	Formación Paja
E16-M1	Caliza	Formación Paja
E17-M1	Caliza	Formación Paja
E17-M2	Shale	Formación Paja
E17-M3	Shale	Formación Paja
E17-M4	Shale	Formación Paja
E18-M1	Shale	Formación Paja
E18-M2	Shale	Formación Paja
E19-M1	Shale	Formación Paja
E19-M2	Shale	Formación Paja
E19-M3	Shale	Tope Formación Paja

Fuente: Autores.

De esta forma para la Formación Paja se desarrolló un mapa que muestra la ubicación de las estaciones y muestras recolectadas en la fase de campo el cual se muestra a continuación en la figura 28.

Figura 28. Mapa de estaciones de trabajo y muestreo de campo de las formaciones Rosablanca – Paja (Zona las Juntas) en los alrededores del municipio de Villanueva. Departamento de Santander.



Fuente: Autores.

La sección de la Formación Tablazo se desarrolló en la vía a las Juntas (Vereda El Espinal). Las muestras de la formación Tablazo se describen a continuación en la tabla 5:

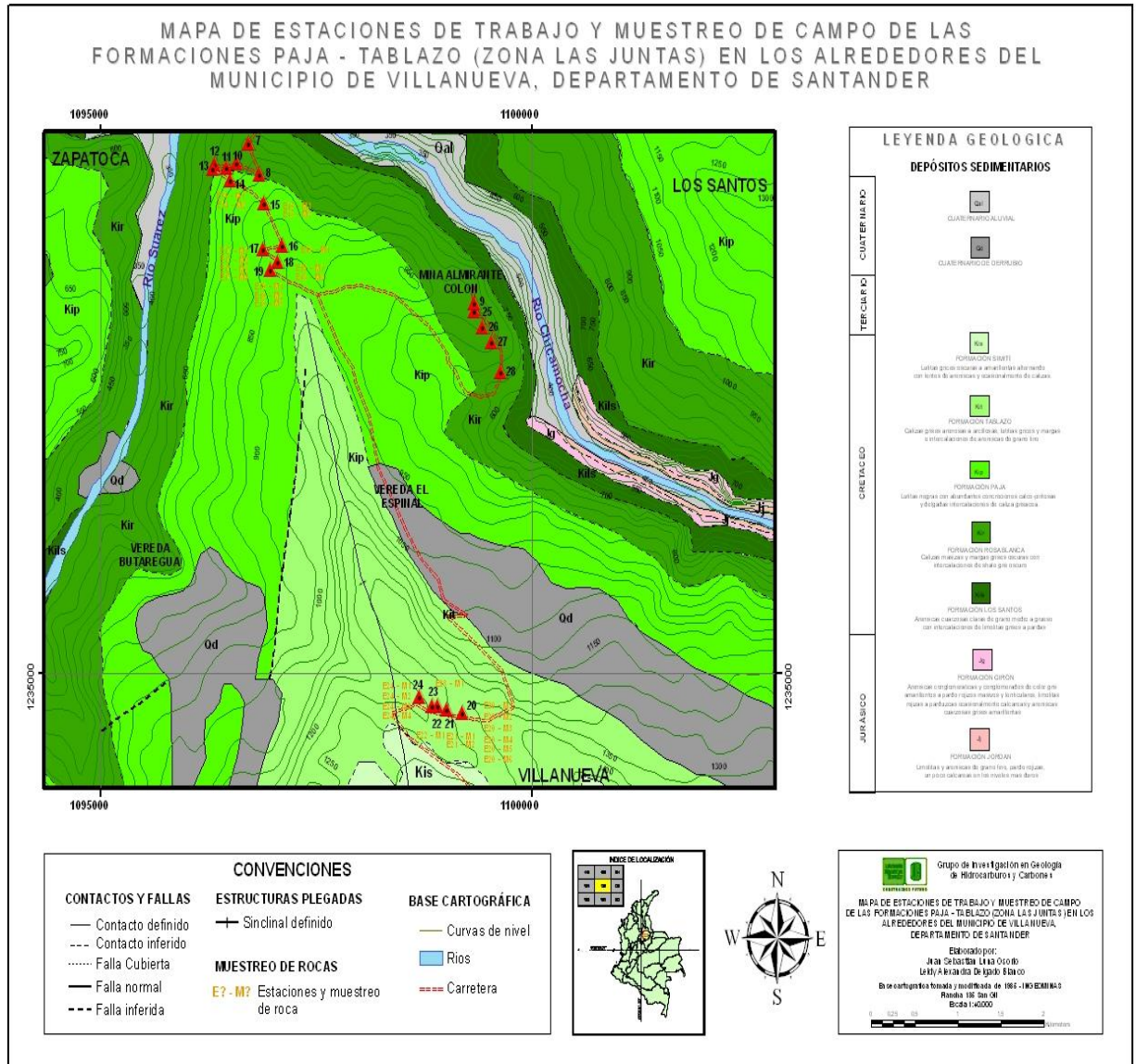
Tabla 5. Muestras de la Formación Tablazo.

Nombre de la muestra	Litología	Formación
E20-M1	Caliza	Formación Tablazo
E20-M2	Caliza	Formación Tablazo
E20-M3	Shale	Formación Tablazo
E20-M4	Caliza	Formación Tablazo
E20-M5	Caliza	Formación Tablazo
E20-M6	Caliza	Formación Tablazo
E21-M1	Caliza	Formación Tablazo
E21-M2	Caliza	Formación Tablazo
E22-M1	Caliza	Formación Tablazo
E23-M1	Caliza	Formación Tablazo
E24-M1	Caliza	Formación Tablazo
E24-M2	Caliza	Formación Tablazo
E24-M3	Caliza	Formación Tablazo

Fuente: Autores.

De esta forma para la Formación Tablazo se desarrolló un mapa que muestra la ubicación de las estaciones y muestras recolectadas en la fase de campo el cual se muestra a continuación en la figura 29.

Figura 29. Mapa de estaciones de trabajo y muestreo de campo de las formaciones Paja - Tablazo (Zona las Juntas) en los alrededores del municipio de Villanueva. Departamento de Santander.



Fuente: Autores.

9.3. RESULTADOS DE LOS ANALISIS ESTRATIGRAFICOS- DESCRIPCION DE MUESTRAS, ASOCIACION DE FACIES Y GRADO DE FRACTURAMIENTO

Para el desarrollo del análisis estratigráfico de la zona de estudio se dispuso describir las muestras de mano recolectadas en la fase de campo de las formaciones Rosablanca, Paja y Tablazo con el fin de determinar las facies presentes en la zona de estudio y por último describir el ambiente de sedimentación de cada formación, teniendo en cuenta lo anteriormente descrito (Ver Anexo 1). Por lo tanto, la asociación de facies y grado de fracturamiento para cada una de las formaciones se exponen a continuación:

9.3.1. Facies para la Formación Rosablanca

En la Formación Rosablanca se encuentran 3 tipos de facies que corresponde a la facie 1 caliza micrítica, facie 2 caliza biomicrita rala y la facie 3 corresponde a shales. Ver columna Estratigráfica de las formaciones Rosablanca, Paja y Tablazo, figura 25.

- **Facie 1 Calizas micríticas:** Esta facie se caracteriza porque las calizas contienen un porcentaje de aloquímicos entre 0-10%, presentan lodo calcáreo microcristalino como matriz; en esta facie la preservación y acumulación de fósiles es escasa. A continuación se encuentra la tabla 6 en la que se diligencian las muestras y % TOC de la facie Caliza micrítica.

Tabla 6. Características de las muestras de la facie caliza micrítica.

Facie	Muestra	% TOC
Caliza micrítica	E7-M1	2,4234
Caliza micrítica	E9-M1	2,3271
Caliza micrítica	E9-M2	1,6146
Caliza micrítica	E9-M3	0,9297
Caliza micrítica	E9-M4	1,7925

Caliza micrítica	E11-M1	0,76736
Caliza micrítica	E25-M1	1,0181
Caliza micrítica	E25-M2	1,154
Caliza micrítica	E25-M3	0,50944
Caliza micrítica	E25-M4	2,3271
Caliza micrítica	E25-M5	1,6146
Caliza micrítica	E25-M6	0,9297
Caliza micrítica	E25-M7	1,7925
Caliza micrítica	E25-M8	4,0551
Caliza micrítica	E25-M9	1,8632
Caliza micrítica	E26-M1	1,8127
Caliza micrítica	E27-M1	2,5134
Caliza micrítica	E27-M2	0,76127
Caliza micrítica	E28-M1	4,8413
Caliza micrítica	E28-M2	0,8315

Fuente: Autores

- **Facie 2 Caliza biomicrita rala:** Esta facie presenta también lodo calcáreo microcristalino como matriz pero se diferencia de la facie 1 porque las calizas contienen un porcentaje de aloquímicos entre 10-50%, es decir en esta facie se preservó y acumuló una mayor cantidad de restos fósiles. A continuación se encuentra la tabla 7 en la que se diligencian las muestras y % TOC de la facie Caliza biomicrita rala.

Tabla 7. Características de las muestras de la facie caliza biomicrítica rala.

Facie	Muestra	% TOC
Caliza biomicrítica rala	E8-M1	0,84349
Caliza biomicrítica rala	E10-M1	1,6143
Caliza biomicrítica rala	E10-M2	1,2928

Caliza biomicrítica rala	E10-M3	0,97162
Caliza biomicrítica rala	E12-M1	3,1627
Caliza biomicrítica rala	E12-M2	1,593

Fuente: Autores.

- **Facies 3 Shales:** Esta facie presenta rocas sedimentarias de tipo shale de color gris oscuro, muy físil y que se encuentran en intercalaciones con las dos facies anteriormente nombradas, su estructura es masiva y presenta bandeamiento interno (estructura plano paralela). A continuación se encuentra la tabla 8 en la que se diligencian las muestras y % TOC de la facie Shale.

Tabla 8. Características de las muestras de la facie shale.

Facies	Muestra	% TOC
Shale	E28-M2	0,8315

Fuente: Autores.

- **ASOCIACION DE FACIES**

Partiendo de las facies anteriormente descritas se puede determinar que al tener la facie caliza micrítica y biomicrita rala se está pasando de un ambiente de sedimentación no tan profundo en el cual se encuentra la caliza micrítica en la cual no existe abundante presencia de microorganismos (Fósiles) y se pasa a un ambiente más somero en el cual existe una depositación y acumulación de microorganismos fósiles. Por otra parte la facie shale que se intercala entre las facies anteriores presenta una estructura singenética primaria de laminación interna plano paralela lo cual indica un régimen de flujo alto y un ambiente de baja energía. Finalmente se considera que existió fluctuaciones

en esta plataforma marina en la cual se pasa de zonas un poco profundas a otras más someras con intercalaciones de sedimentación tranquila.

9.3.2. Facies para la Formación Paja

En la formación Paja se encuentran 2 tipos de facies que corresponden a la facie 1 caliza micrítica y a la facie 2 shales respectivamente. Ver columna Estratigráfica de las formaciones Rosablanca, Paja y Tablazo, figura 25.

- **Facie 1 Caliza micrítica:** En esta facie se encuentran rocas calizas con un contenido entre 0-10% de aloquímicos, presenta lodo calcáreo microcristalino como matriz y la preservación de restos fósiles es poca. A continuación se encuentra la tabla 9 en la que se diligencian las muestras y % TOC de la facie Caliza micrítica.

Tabla 9. Características de las muestras de la facie caliza micrítica.

Facie	Muestra	% TOC
Caliza micrítica	E13-M2	0,60297
Caliza micrítica	E13-M5	0,5568
Caliza micrítica	E14-M2	1,0525
Caliza micrítica	E15-M2	0,58033
Caliza micrítica	E16-M1	0,29706
Caliza micrítica	E17-M1	0,55597
Caliza micrítica	E18-M1	0,68158
Caliza micrítica	E19-M2	0,62784
Caliza micrítica	E19-M3	2,7221

Fuente: Autores.

- **Facie 2 Shales:** A esta facie pertenecen las rocas sedimentarias de tipo shale, de color gris oscuro, fósiles, de estructura masiva y con bandeamiento interno (estructura interna plano paralela). A continuación se

encuentra la tabla 10 en la que se diligencian las muestras y % TOC de la facie Shale.

Tabla 10. Características de las muestras de la facie Shale.

Facie	Muestra	% TOC
Shale	E13-M1	1,6971
Shale	E13-M4	1,6846
Shale	E14-M1	0,31503
Shale	E15-M1	0,61581
Shale	E17-M2	1,0964
Shale	E17-M3	2,3708
Shale	E17-M4	1,7633
Shale	E18-M2	1,3944
Shale	E19-M1	2,7221

Fuente: Autores.

- **ASOCIACIÓN DE FACIES**

Partiendo de las facies anteriormente descritas se puede determinar que al tener la facie caliza micrítica indica un ambiente de sedimentación poco profundo en el cual no existe abundante presencia de microorganismos (Fósiles). Por otra parte la facie shale se intercala entre la facie caliza micrítica presenta una estructura singenética primaria de laminación interna plano paralela lo cual indica un régimen de flujo alto y un ambiente de baja energía. Finalmente se considera un ambiente marino en el que existió fluctuaciones que permitieron la depositación de las calizas micríticas y de los shales.

9.3.3. Facies para la Formación Tablazo

En la formación Tablazo se encuentran 2 tipos de facies que corresponde a las facie 1 caliza micrítica y facie 2 shales. Ver columna Estratigráfica de las formaciones Rosablanca, Paja y Tablazo, figura 25.

- **Facie 1 Caliza micrítica:** En esta facie se encuentran rocas calizas con una cantidad de aloquímicos entre 0-10%, presenta lodo calcáreo, y se diferencia de las calizas micríticas de las formaciones Rosablanca y Paja porque ésta presenta partículas de tamaño arena. A continuación se encuentra la tabla 11 en la que se diligencian las muestras y % TOC de la facie Caliza micrítica.

Tabla 11. Características de las muestras de la facie caliza micrítica.

Facie	Muestra	% TOC
Caliza micrítica	E20-M1	1,8117
Caliza micrítica	E20-M2	0,63982
Caliza micrítica	E20-M4	1,2125
Caliza micrítica	E20-M5	1,8886
Caliza micrítica	E20-M6	0,33607
Caliza micrítica	E21-M1	1,0491
Caliza micrítica	E21-M2	0,35224
Caliza micrítica	E22-M1	0,92388
Caliza micrítica	E23-M1	0,43325
Caliza micrítica	E24-M1	1,0316
Caliza micrítica	E24-M2	0,36136
Caliza micrítica	E24-M3	0,33496

Fuente: Autores.

- **Facie 2 Shales:** En esta facie hacen parte las rocas sedimentarias de tipo shale, de color gris oscuro, fisiles, con bandeamiento interno (estructura interna plano paralela). Esta facie se encuentra en intercalaciones con la

facie 1. A continuación se encuentra la tabla 12 en la que se diligencian las muestras y % TOC de la facie Shale.

Tabla 12. Características de las muestras de la facie shale.

Facie	Muestra	% TOC
Shale	E20-M3	1,2214

Fuente: Autores.

- **ASOCIACIÓN DE FACIES**

Partiendo de las facies anteriormente descritas se puede determinar que al tener la facie caliza micrítica indica un ambiente de sedimentación poco profundo en el cual no existe abundante presencia de microorganismos (Fósiles). Por otra parte la facie shale se encuentra intercalada entre la facie caliza micrítica presenta una estructura singenética primaria de laminación interna plano paralela lo cual indica un régimen de flujo alto y un ambiente de baja energía. Finalmente se considera un ambiente marino en el que existió fluctuaciones que permitieron la depositación de las calizas micríticas y de los shales. Según el ambiente de depositación para la Formación Tablazo establecido por Moreno y Sarmiento, 2002, indica que es cercano a la línea de costa debido a la presencia de areniscas, cabe resaltar que en la zona de estudio de este proyecto de investigación no se encontraron areniscas en la Formación Tablazo.

9.4. GRADO DE FRACTURAMIENTO PARA LAS FORMACIONES ROSABLANCA, PAJA Y TABLAZO

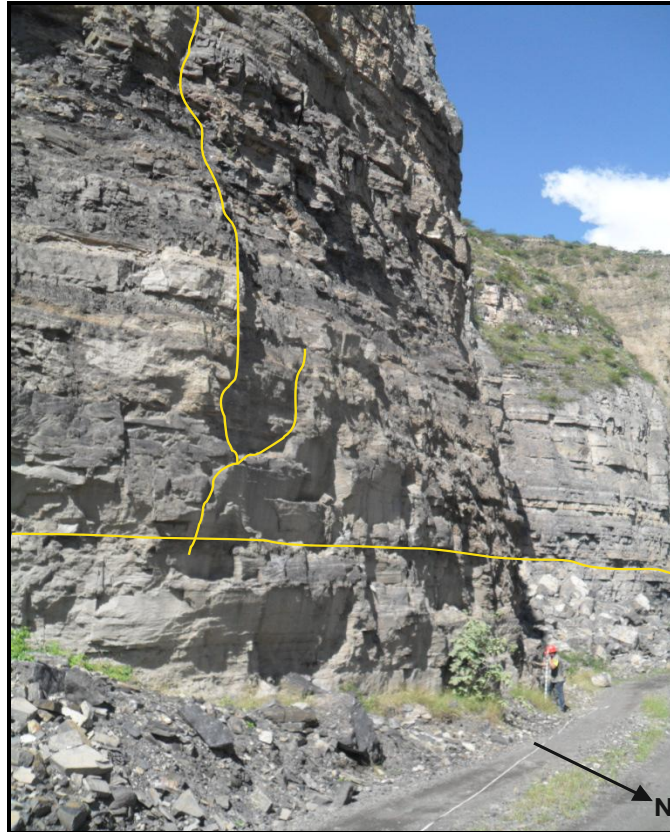
El grado de fracturamiento presente en los afloramientos de las formaciones Rosablanca, Paja y Tablazo indica para las 3 formaciones que la zona de estudio se ha visto afectada por una deformación frágil debido a que el fracturamiento presente en la Formación Rosablanca es alto y para las formaciones Paja y Tablazo es medio-alto, estas mediciones se desarrollaron partiendo de medidas cualitativas tales como al observarse gran fracturamiento sería alto, al observarse un fracturamiento moderado sería medio y por último al observarse un fracturamiento incipiente o no observarse fracturamiento sería bajo.

El fracturamiento en el caso de yacimientos no convencional de tipo Shale Gas es de gran ayuda para la extracción del gas ya que sería más económico porque se evitaría el fracturamiento hidráulico, pero podría ser desfavorable si el gas ya se ha escapado por las fracturas.

De esta forma esta característica de fracturamiento en la zona de estudio es de gran importancia para llegar a ser una zona con potencial de generación de shale gas.

En las figuras 30, 31 y 32 se muestra para cada formación el grado de fracturamiento presente en las rocas.

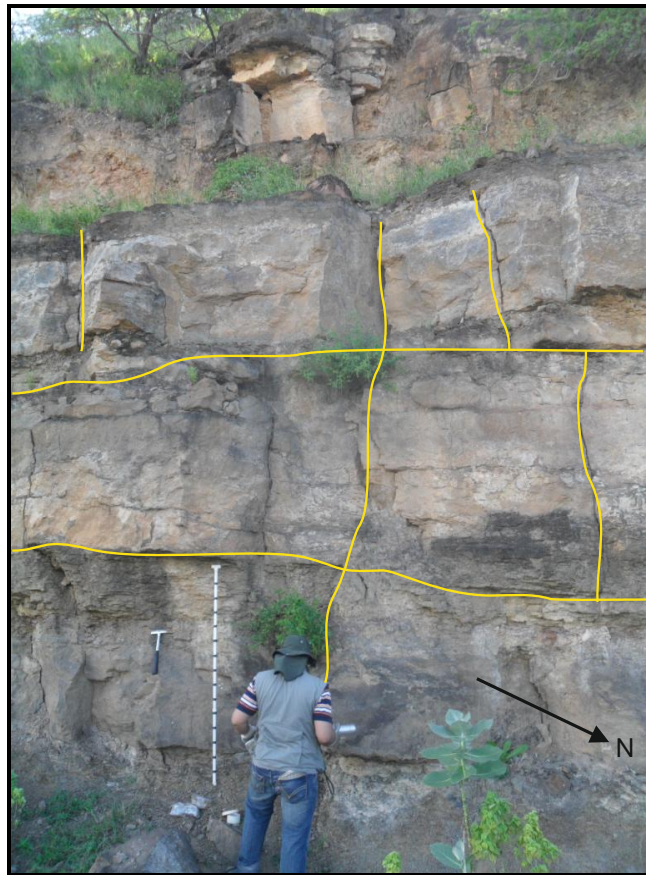
Figura 30. Grado de fracturamiento en la Formación Rosablanca



Fuente: Autores.

El grado de fracturamiento presente en la Formación Rosablanca de acuerdo a la observación cualitativa realizada en campo es alto, el cual presenta 3 direcciones de fracturamiento. La primera se encuentra relacionada con el plano de estratificación, la segunda fractura se encuentra vertical a la primera y la tercera fractura se considera transversal y en muchas ocasiones corta a la segunda fractura y termina en la primera.

Figura 31. Grado de fracturamiento en la Formación Paja.



Fuente: Autores.

El grado de fracturamiento presente en la Formación Paja de acuerdo a la observación cualitativa realizada en campo es medio-alto, el cual presenta 2 direcciones de fracturamiento. La primera se encuentra relacionada con el plano de estratificación y la segunda fractura se encuentra vertical a la primera.

Figura 32. Grado de fracturamiento en la Formación Tablazo.



Fuente: Autores.

El grado de fracturamiento presente en la Formación Tablazo de acuerdo a la observación cualitativa realizada en campo es medio-alto, el cual presenta 2 direcciones de fracturamiento. La primera se encuentra relacionada con el plano de estratificación y la segunda fractura se encuentra vertical a la primera.

9.5. RESULTADOS DE LOS ANALISIS GEOQUIMICOS

9.5.1. Formación Rosablanca

9.5.1.1. Resultados del Carbono Orgánico Total (%TOC)

Los resultados del análisis de Carbono Orgánico Total para la Formación Rosablanca se relacionan en la tabla 13. Los valores mayores que 1,2 %TOC, indican buen potencial de materia orgánica.

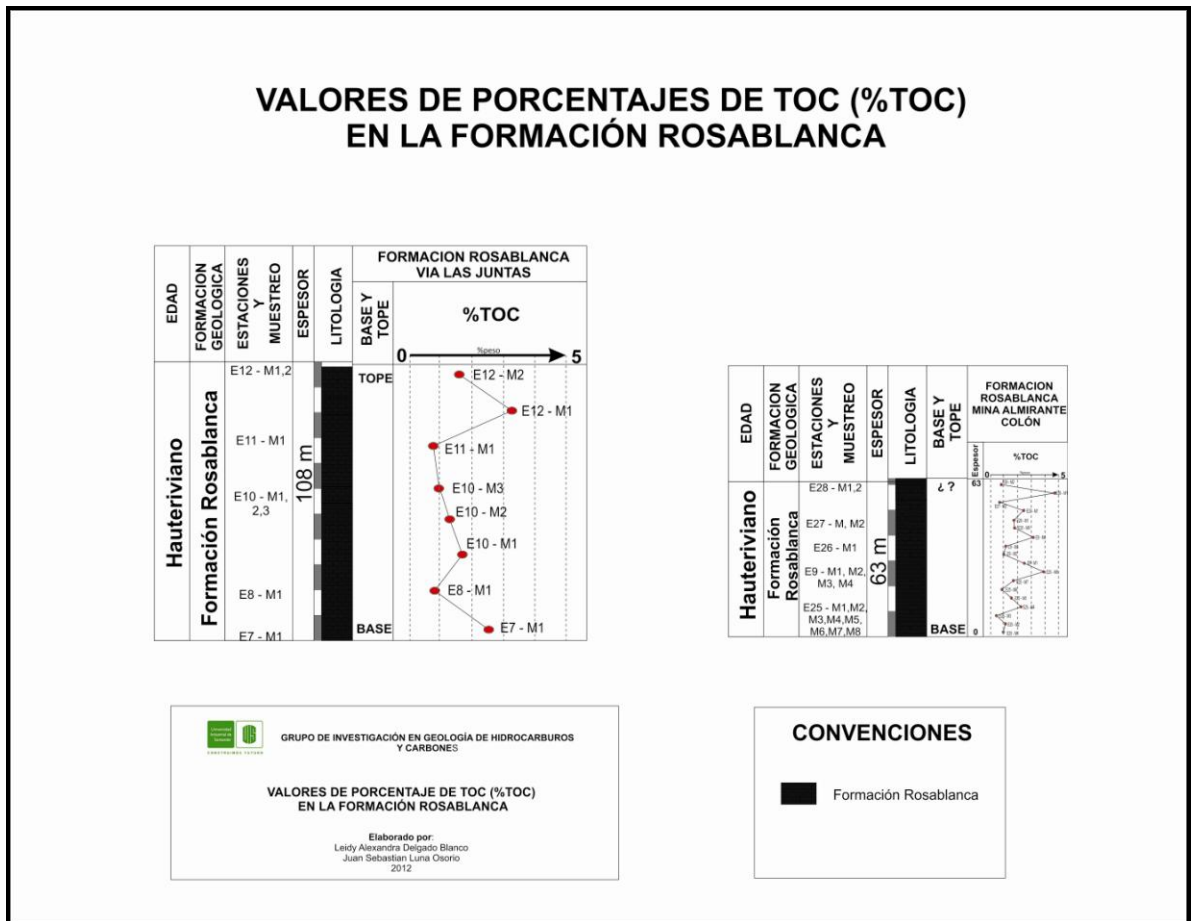
Tabla 13. Resultados del análisis de Carbono Orgánico Total para la Formación Rosablanca.

Nombre de la muestra	%TOC	Nombre de la muestra	%TOC
E7-M1	2,4234	E25-M2	1,154
E8-M1	0,84349	E25-M3	0,50944
E9-M1	2,5756	E25-M4	2,3271
E9-M2	1,0279	E25-M5	1,6146
E9-M3	1,2208	E25-M6	0,9297
E9-M4	3,2635	E25-M7	1,7925
E10-M1	1,6143	E25-M8	4,0551
E10-M2	1,2928	E25-M9	1,8632
E10-M3	0,97162	E26-M1	1,8127
E11-M1	0,76736	E27-M1	2,5134
E12-M1	3,1627	E27-M2	0,76127
E12-M2	1,593	E28-M1	4,8413
E25-M1	1,0181	E28-M2	0,8315

Fuente: Autores.

La gráfica 33 indica la variación del % TOC (en peso) para la Formación Rosablanca en donde se puede apreciar que el %TOC no se distribuye uniformemente en la formación

Figura 33. Variación del %TOC (en peso) para la Formación Rosablanca.



Fuente: Autores.

9.5.1.2. Resultados de la Pirólisis Rock Eval

Los resultados de la Pirólisis Rock Eval para la Formación Rosablanca se muestran en la tabla 14. Los valores de Tmax mayores que 470°C indican buen potencial de generación de gas, lo que es favorable para yacimientos no convencionales de tipo Shale gas.

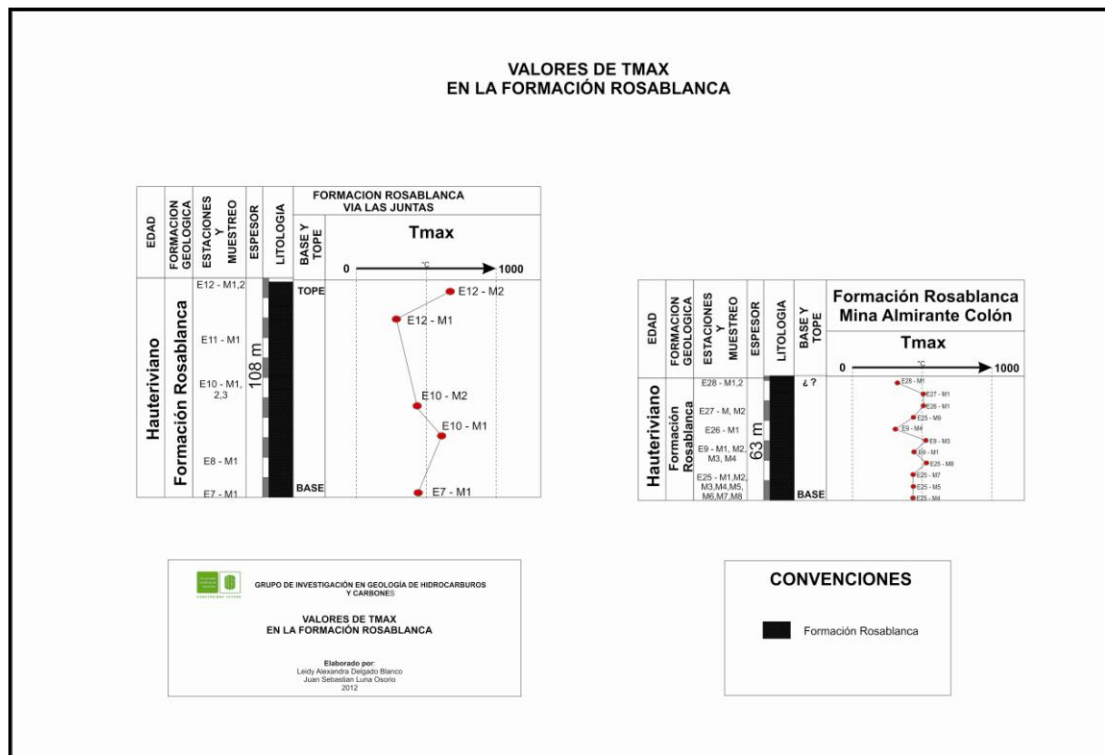
Tabla 14. Resultados de la Pirólisis Rock Eval para la Formación Rosablanca.

Muestra	S1 (mg/g)	S2 (mg/g)	S3 (mg/g)	Tmax	HI	OI	TPI
E7-M1	0,01	0	0,07	469	0	350	0,83
E9-M1	0	0	0,1	429	0	2	0,12
E9-M3	0	0	0,03	510	0	0	0
E9-M4	0,1	0,03	0,2	305	0	2	0,74
E10-M1	0	0	0,41	476	0	1367	1
E10-M2	0,03	0,13	0,53	459	14	56	0,17
E12-M1	0	0	0,12	371	0	300	0
E12-M2	0,01	0,02	0,22	476	200	2200	0,33
E25-M9	0	0	0,05	427	0	0	1
E25-M5	0	0	0,18	427	0	20	0,35
E25-M7	0	0,01	0,15	425	0	1	0
E25-M8	0,01	0	0,09	512	0	15	0,83
E25-M4	0	0	0,09	423	0	2	0
E26-M1	0	0	0,05	490	0	6	0
E27-M1	0,04	0	0,32	489	0	100	0
E28-M1	5,45	1,47	1,52	322	14	14	0,79

Fuente: Autores.

La gráfica 34 indica la variación del Tmax para la Formación Rosablanca en donde se puede apreciar que el Tmax muestra valores inmaduros termalmente pero que se pueden explicar debido a la gran sobremadurez presente en la formación lo que hace tomar datos erróneos por parte del aparato.

Figura 34. Variación del Tmax para la Formación Rosablanca.



Fuente: Autores.

9.5.1.3. Resultados del análisis de Reflectancia de Vitrinita

Para la prueba de Reflectancia de Vitrinita se escogieron 8 muestras a las cuales se les realizó el análisis. Los datos obtenidos para la prueba no arrojaron información acorde y correlacionable con los datos arrojados por la prueba de Pirólisis Rock Eval ya que las muestras no dejaban observar claramente el

maceral de vitrinita y los pocos que se observaban al ser medidos daban datos erróneos ya que la vitrinita no podía aislarse para tomar la medida debido al pequeño tamaño que presentaba, por lo que se cree que la Formación Rosablanca sufre supresión de la vitrinita debido posiblemente a la gran sobremadurez termal que presenta la formación.

9.5.2. Formación Paja

9.5.2.1. Resultados del Carbono Orgánico Total (%TOC)

Los resultados del Carbono Orgánico Total para la formación Paja se relacionan en la tabla 15. Los valores mayores que 1,2% TOC indican un buen potencial de materia orgánica.

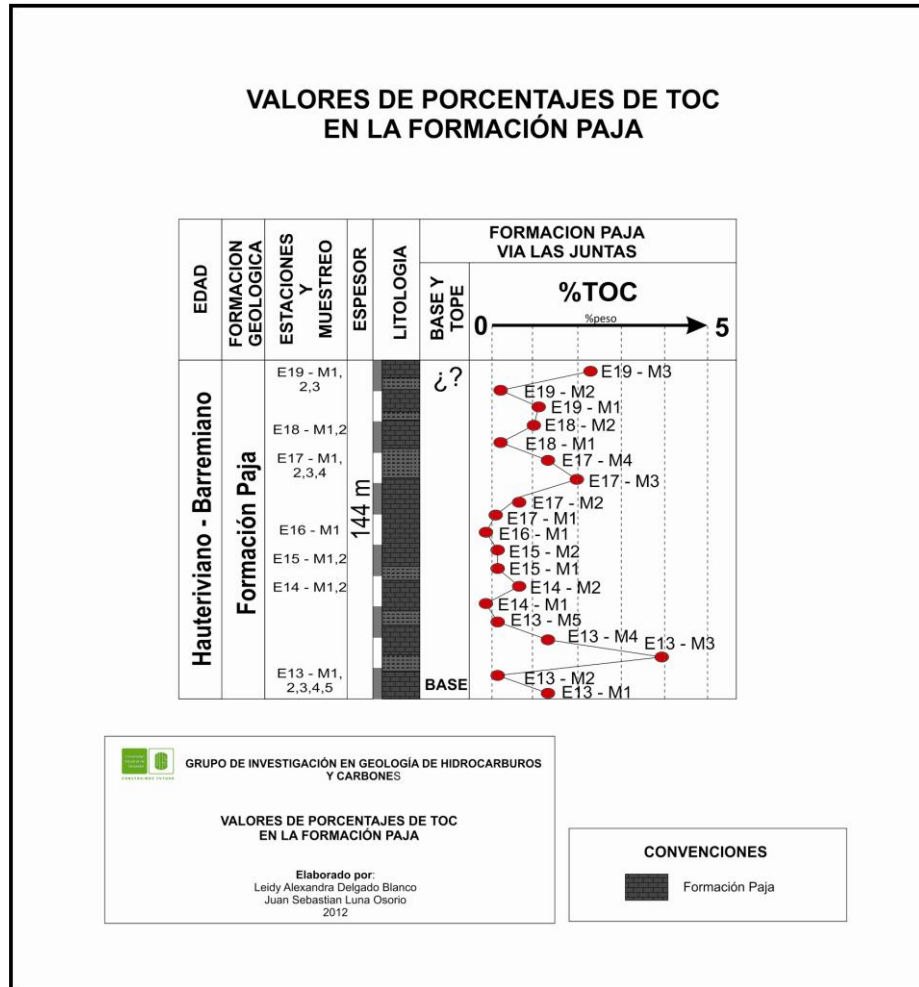
Tabla 15. Resultados del Carbono Orgánico Total para la Formación Paja.

Nombre de la muestra	%TOC	Nombre de la muestra	%TOC
E13-M1	1,6971	E17-M1	0,55597
E13-M2	0,60297	E17-M2	1,0964
E13-M3	4,3329	E17-M3	2,3708
E13-M4	1,6846	E17-M4	1,7633
E13-M5	0,5568	E18-M1	0,68158
E14-M1	0,31503	E18-M2	1,3944
E14-M2	1,0525	E19-M1	1,5482
E15-M1	0,61581	E19-M2	0,62784
E15-M2	0,58033	E19-M3	2,7221
E16-M1	0,29706		

Fuente: Autores.

La gráfica 35 indica la variación del % TOC (en peso) para la Formación Paja en donde se puede apreciar que el %TOC no se distribuye uniformemente en la formación.

Figura 35. Variación del %TOC (en peso) para la Formación Paja.



Fuente: Autores.

9.5.2.2. Resultados de la Pirólisis Rock Eval

Los resultados de la Pirólisis Rock Eval para la Formación Paja se muestran en la tabla 16. Los valores de Tmax mayores que 470°C indican buen potencial de generación de gas, lo que es favorable para yacimientos no convencionales de tipo Shale gas.

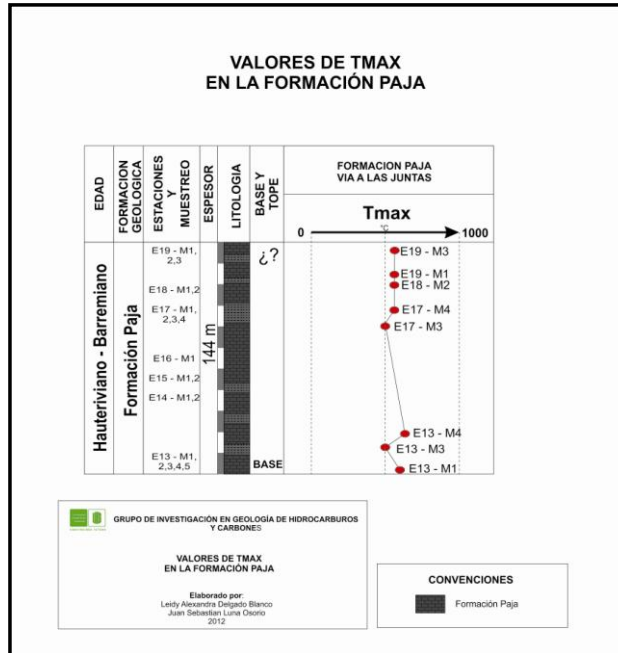
Tabla 16. Resultados de la Pirólisis Rock Eval para la Formación Paja.

Muestra	S1 (mg/g)	S2 (mg/g)	S3 (mg/g)	Tmax	HI	OI	TPI
E13-M1	0,01	0,01	0,27	588	0	5	0,54
E13-M3	0	0	0,25	466	0	833	0,28
E13-M4	0	0,01	0,18	603	0	2	0
E17-M3	0	0,02	0,36	467	0	1	0
E17-M4	0,03	0,01	1,03	491	0	4	0,74
E18-M2	0,14	0,02	1,8	507	0	10	0,86
E19-M1	0	0,02	0,57	512	0	3	0
E19-M3	0,03	0,07	1,01	513	0	4	0,29

Fuente: Autores.

La gráfica 36 indica la variación del Tmax para la Formación Paja en donde se puede apreciar el comportamiento del Tmax en la formación.

Figura 36. Variación del Tmax para la Formación Paja.



Fuente: Autores.

9.5.2.3. Resultados del análisis de Reflectancia de Vitrinita

Para la prueba de Reflectancia de Vitrinita se escogieron 5 muestras de la Formación Paja para las cuales se les realizó el análisis. Los datos obtenidos para la prueba no arrojaron información acorde y correlacionable con los datos arrojados por la prueba de Pirólisis Rock Eval ya que las muestras no dejaban observar claramente el maceral de vitrinita y los pocos que se observaban al ser medidos daban datos erróneos ya que la vitrinita no podía aislarse para tomar la medida debido al pequeño tamaño que presentaba, por lo que se cree que la vitrinita en la Formación Paja sufre supresión debido posiblemente a la sobremadurez termal que presenta la Formación Paja.

9.5.3. Formación Tablazo

9.5.3.1. Resultados del Carbono Orgánico Total (%TOC)

Los resultados del Carbono Orgánico Total para la Formación Tablazo se relacionan en la tabla 17. Los valores mayores que 1,2% TOC indican un buen potencial de materia orgánica.

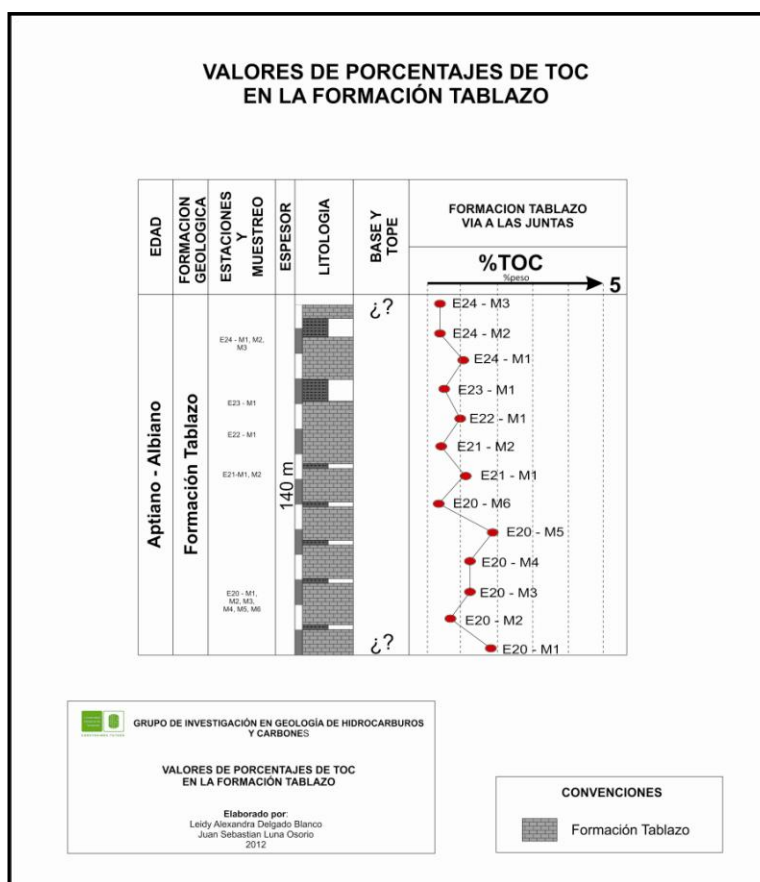
Tabla 17. Resultados del Carbono Orgánico Total para la Formación Tablazo.

Nombre de la muestra	%TOC
E20-M1	1,8117
E20-M2	0,63982
E20-M3	1,2214
E20-M4	1,2125
E20-M5	1,8886
E20-M6	0,33607
E21-M1	1,0491
E21-M2	0,35224
E22-M1	0,92388
E23-M1	0,43325
E24-M1	1,0316
E24-M2	0,36136
E24-M3	0,33496

Fuente: Autores.

La gráfica 37 indica la variación del % TOC (en peso) para la Formación Tablazo en donde se puede apreciar que el %TOC no se distribuye uniformemente en la formación.

Figura 37. Variación del %TOC (en peso) para la Formación Tablazo.



Fuente: Autores

9.5.3.2. Resultados de la Pirólisis Rock Eval

Los resultados de la Pirólisis Rock Eval para la Formación Tablazo se muestran en la tabla 18. Los valores de Tmax mayores que 470°C indican buen potencial de generación de gas, lo que es favorable para yacimientos no convencionales de tipo Shale gas.

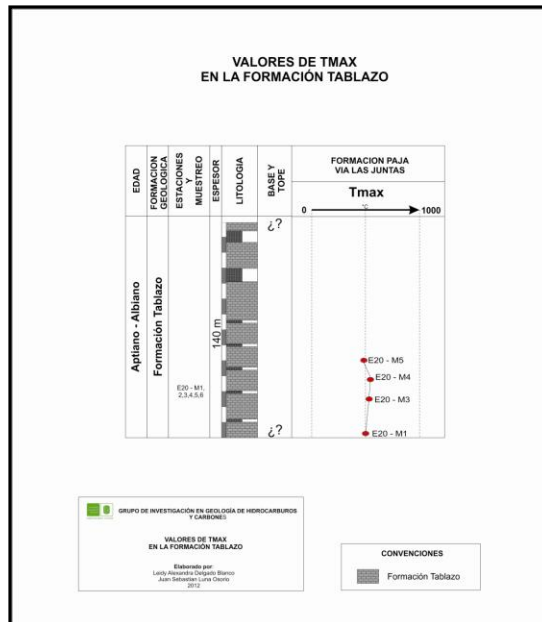
Tabla 18. Resultados de la Pirólisis Rock Eval para la Formación Tablazo.

Muestra	S1 (mg/g)	S2 (mg/g)	S3 (mg/g)	Tmax	HI	OI	TPI
E20-M1	0	0,01	0,65	511	1	51	0
E20-M3	0	0,02	0,08	570	1	4	0
E20-M4	0	0,01	0,31	595	1	25	0
E20-M5	0	0	0,16	468	0	94	0

Fuente: Autores.

La gráfica 38 indica la variación del Tmax para la Formación Tablazo donde se puede apreciar el comportamiento del Tmax en la formación.

Figura 38. Variación del Tmax para la Formación Tablazo.



Fuente: Autores.

9.5.3.3. Resultados del análisis de Reflectancia de Vitrinita

En el caso de la Formación Tablazo se escogieron 2 muestras para realizar el análisis y los datos medidos para la reflectancia de vitrinita arrojan datos que se puedan correlacionar con los valores obtenidos en la prueba de Pirólisis Rock Eval, los cuales comprueban que las rocas de la Formación Tablazo son sobremaduras termalmente, aunque los datos no son confiables ya que la desviación estándar es superior a 0,003 que es lo estimado, esto se dá debido a los pocos datos que se pudieron tomar en el análisis. La tabla 19 indica los valores obtenidos en la prueba de reflectancia de vitrinita para la Formación Tablazo.

Tabla 19. Resultados de la prueba de Reflectancia de Vitrinita para la Formación Tablazo.

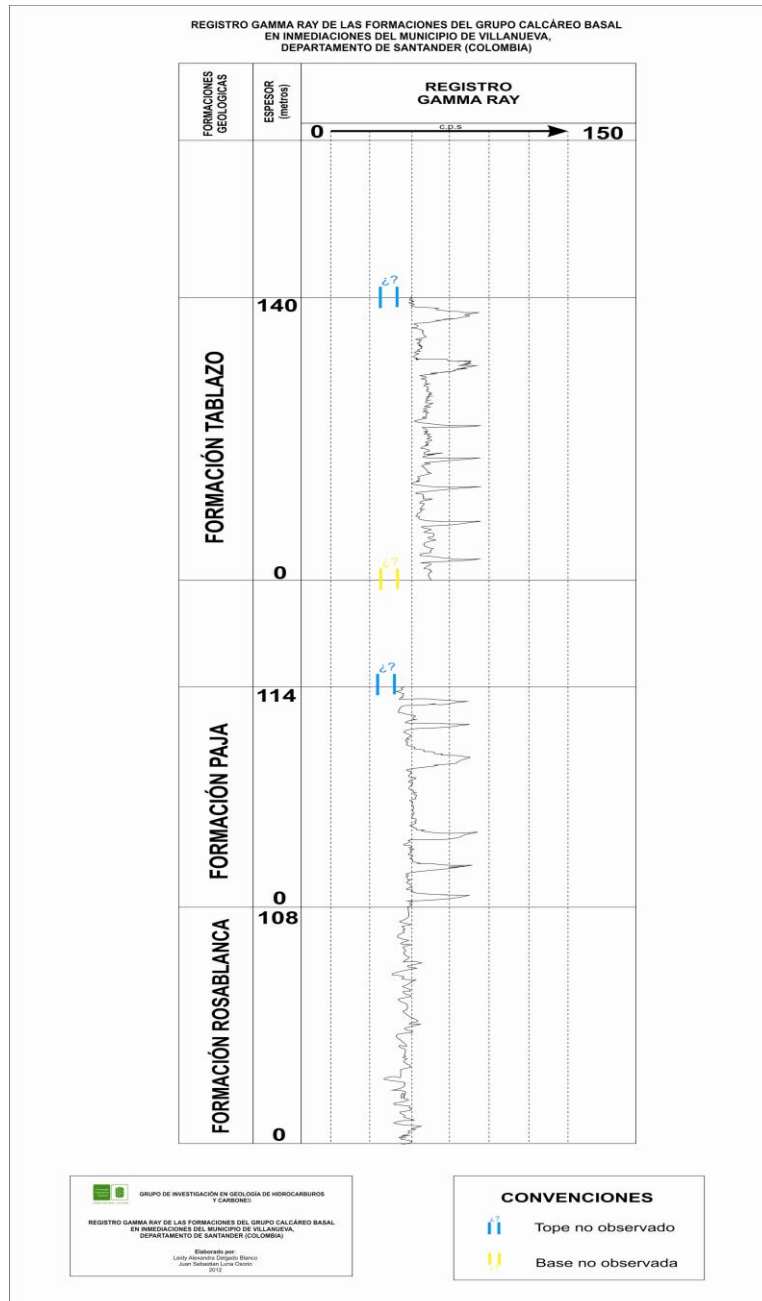
Muestra	E20-M1	E20-M5
Promedio	2,2067	2,4166
Máximo	2,5945	2,7157
Mínimo	2,0098	2,095
Des. Estándar	0,20514876	0,31096111

Fuente: Autores.

9.6. RESULTADOS DEL REGISTRO GAMMA RAY

El registro Gamma Ray se tomó en la fase de campo con el equipo Centellómetro o contador Geiger (SPP2 survey meter, High-sensitivity survey meter) de la Universidad Industrial de Santander y con el cual se realizaron varias medidas a los estratos de Calizas y Shales de las formaciones Rosablanca, Paja y Tablazo. Dichos datos se graficaron y se puede observar en la figura 39.

Figura 39. Registro Gamma Ray para las formaciones Rosablanca, Paja y Tablazo en la zona vía a Las Juntas.



Fuente: Autores.

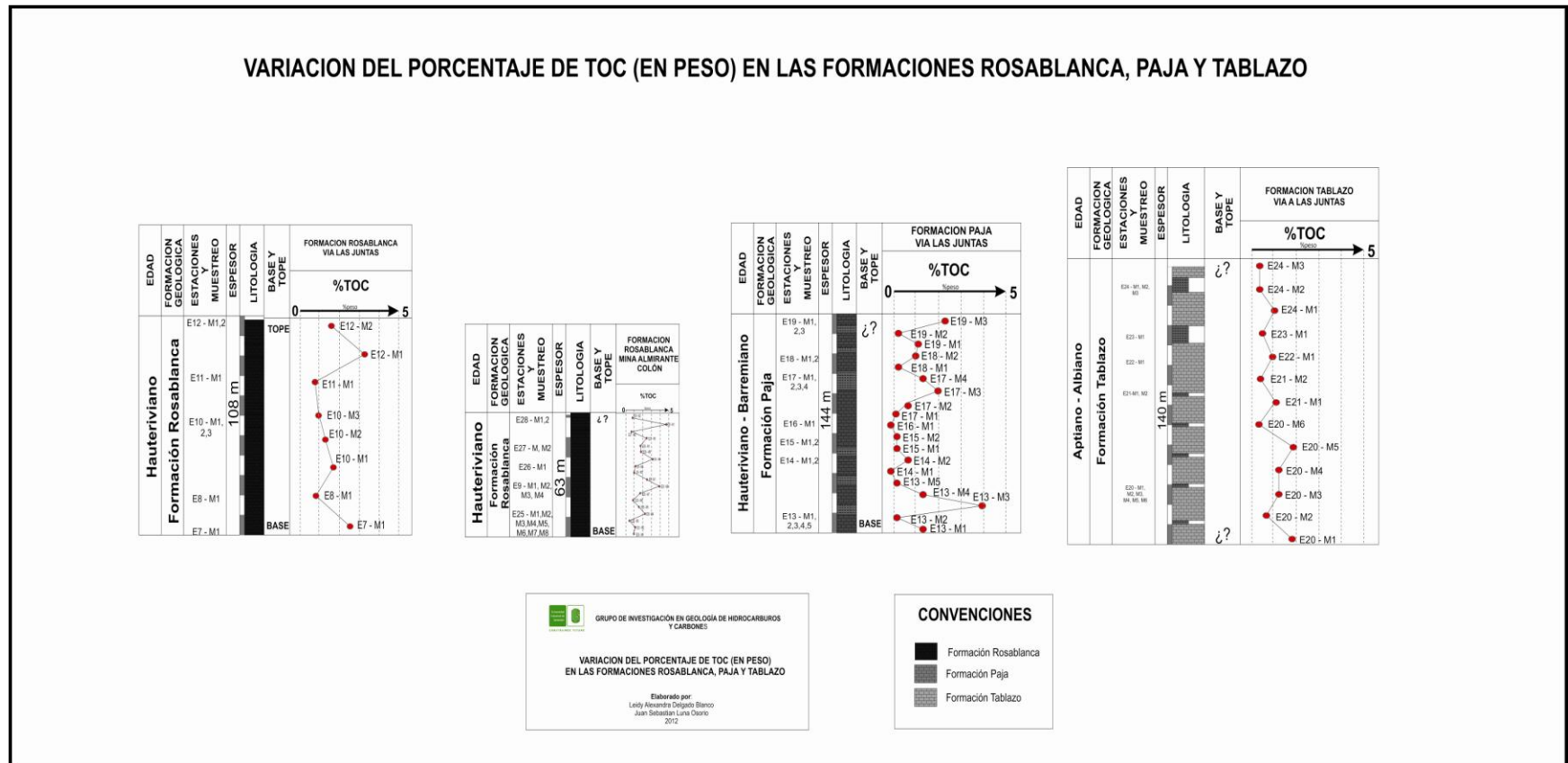
Finalmente los datos arrojados en los análisis de Carbono Orgánico Total (%TOC) y Pirólisis Rock Eval, se resumen en una serie de graficas de variación en donde se observa el comportamiento de los datos ascendiendo estratigráficamente.

Para la reflectancia de vitrinita no se pudo hacer la gráfica ya que no se logró tomar datos de vitrinita de las formaciones Rosablanca y Paja ya que las muestras presentaban supresión de la vitrinita y para la Formación Tablazo no se realizó grafica ya que las pocas muestras analizadas no indican una tendencia real de este análisis.

A continuación se muestran el resumen de las gráficas de variación. Ver gráficas 40 y 41 respectivamente.

9.7. RESUMEN DE LAS GRAFICAS DE LA VARIACION DEL TOC EN LAS FORMACIONES ROSABLANCA, PAJA Y TABLAZO.

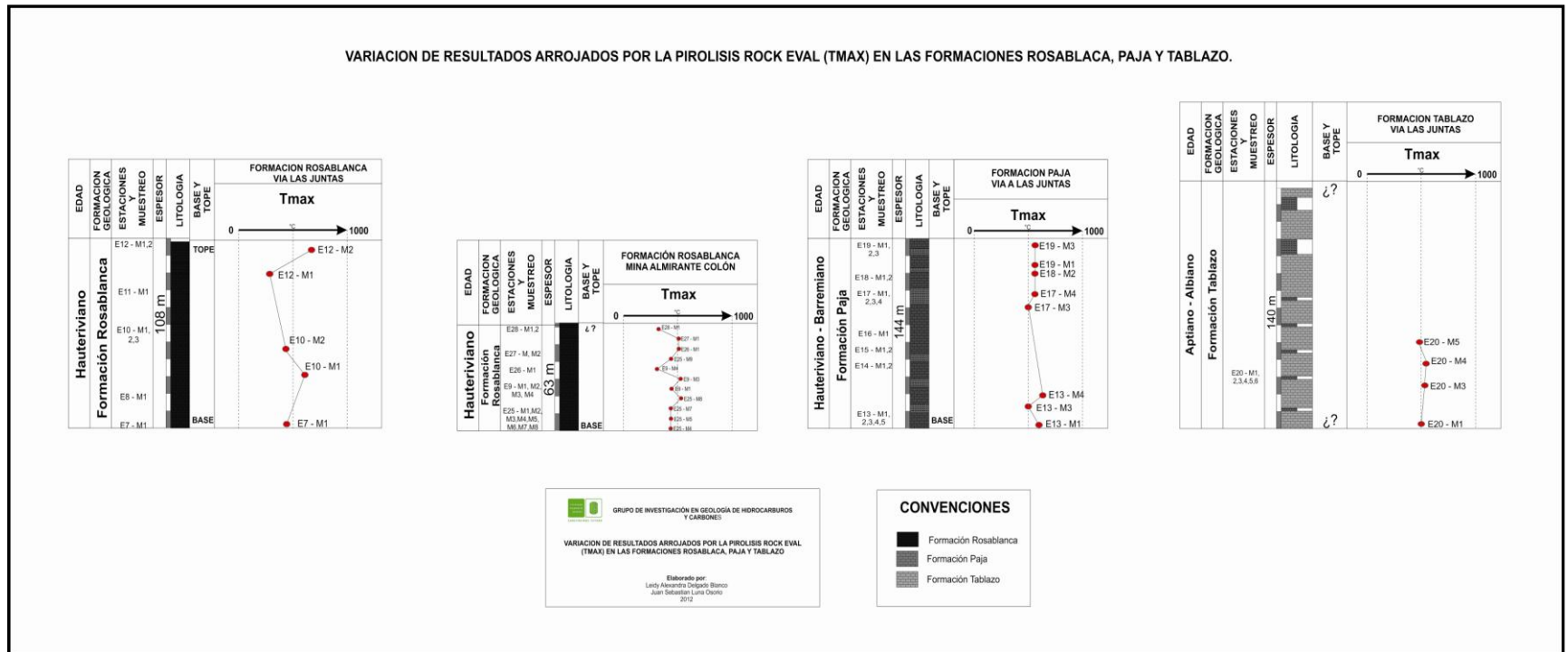
Figura 40. Variación del %TOC (en peso) en las formaciones Rosablanca, Paja y Tablazo.



Fuente: Autores.

9.8. RESUMEN DE LAS GRAFICAS DE LA VARIACION DE LOS RESULTADOS ARROJADOS POR LA PIROLISIS ROCK EVAL EN LAS FORMACIONES ROSABLANCA, PAJA Y TABLAZO

Figura 41. Variación de resultados arrojados por la Pirólisis Rock Eval en las formaciones Rosablanca, Paja y Tablazo.



Fuente: Autores.

10. ANALISIS DE RESULTADOS

10.1. LEVANTAMIENTO DE POLIGONALES Y COLUMNA ESTRATIGRAFICA DE LA ZONA DE ESTUDIO

Partiendo de las figuras 23 y 24 que muestran un modelo 3D generalizado de la zona de estudio en el cual se creó un modelo de elevación digital tomando como referencia el mapa geológico hecho para el área de estudio y a su vez otro modelo de elevación digital desarrollado con imágenes satelitales de la zona del presente trabajo, se observan los contactos geológicos de las distintas formaciones geológicas aflorantes en ésta. Se pudo concluir que el lugar del presente estudio no posee deformación importante y muestra formaciones superpuestas casi que horizontalmente lo que se correlaciona muy bien con los datos estructurales medidos en la zona de estudio que no superan los 15° de buzamiento. A su vez las poligonales desarrolladas en las secciones del presente estudio demuestran que lo anteriormente escrito es verdadero ya que los afloramientos vistos desde las poligonales hacen ver que no existe gran deformación predominante en el área del presente estudio.

Por otra parte la columna estratigráfica realizada en la fase de campo, se correlacionó muy bien con los datos obtenidos en la fase de laboratorio para observar así el potencial de generación de hidrocarburos de las rocas presentes en las formaciones Rosablanca, Paja y Tablazo, estos datos se pueden observar en la figura 42.

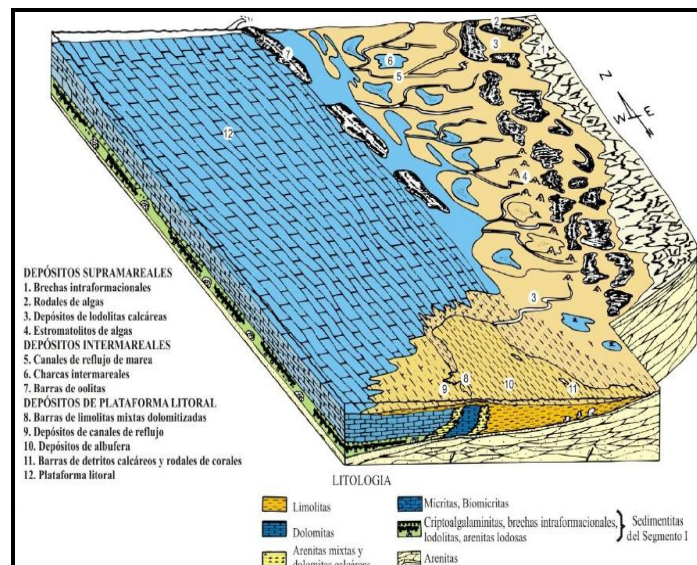
10.2. RESULTADOS PARA LA FORMACION ROSABLANCA

10.2.1. Análisis estratigráficos y asociación de facies.

Teniendo en cuenta la descripción de las muestras de la Formación Rosablanca y su asociación de facies descritas en la etapa de resultados, se explica el ambiente de sedimentación para la Formación Rosablanca.

Partiendo de las asociaciones de facies se puede distinguir que debido a la presencia de rocas calizas micriticas, caliza biomicrita rala y de shales, se puede concluir que el ambiente corresponda a una plataforma sublitoral, con una plataforma muy amplia y de pendiente muy suave (Cardozo y Ramírez, 1985), en donde pudo haber fluctuaciones en el nivel del mar debido a la depositación de calizas tipo biomicrita rala. Ver figura 43.

Figura 43. Ambiente de sedimentación de la Formación Rosablanca.



Tomado de Cardozo y Ramírez 1985, Ambientes de depósito de la Formación Rosablanca.

10.2.2. Grado de Fracturamiento

En la Formación Rosablanca el grado de fracturamiento es alto de acuerdo a la medida cualitativa obtenida en campo, por lo cual en el momento de generar hidrocarburos es favorable ya que el fracturamiento hidráulico que se le hace a la roca no sería tan costoso y a su vez podría ser desfavorable ya que parte del gas generado se podría escapar por las fracturas.

10.2.3. Análisis de Carbono Orgánico Total (TOC)

Para la Formación Rosablanca, los resultados obtenidos en los análisis de Carbono Orgánico Total (TOC), muestran que el contenido de Carbono Orgánico Total no tiene una tendencia claramente definida, ya que este varía sin ninguna discriminación a través de toda la formación. Los valores obtenidos de carbono orgánico total para la sección de la Formación Rosablanca de la mina Almirante Colón presentan valores más altos de TOC que varían entre 0,50944% y 4,8413%, comparados con los datos obtenidos en la sección de la vía las Juntas, en donde los valores son relativamente menores con rangos entre 0,76736% y 3,2635%. Lo que se podría explicar posiblemente por cambios pequeños en el ambiente de depositación y también porque en la sección de la mina Almirante Colón las muestras de roca no presentan grado de meteorización a diferencia de la sección vía a las Juntas en la que las muestras se encuentran meteorizadas.

De acuerdo con los resultados obtenidos del análisis de Carbono Orgánico Total para la Formación Rosablanca se encuentra que son rocas potencialmente generadoras de hidrocarburos debido a que el promedio de TOC es de 1,8% y en algunos intervalos el TOC alcanza valores de 3% a 4,8% lo cual es bueno a muy bueno.

10.2.4. Análisis de Pirólisis Rock Eval

El análisis de Pirólisis Rock Eval para la Formación Rosablanca indica que la temperatura máxima (Tmax) varía entre 305 y 512°C, siendo la mayoría valores que se encuentra en rangos mayores por lo que el estado de maduración termal para esta formación es sobremaduro. Cabe resaltar que al existir valores anómalos y variables para esta formación la cual es la más antigua en la zona de estudio y es aquella que se encuentra a mayor profundidad pensamos que esta formación se encuentra muy sobremadura y por tanto los resultados que arroja la Pirólisis Rock Eval en el Tmax varían tan grandemente. Esto se podría explicar ya que este análisis puede presentar variaciones al observar que una muestra ya alcanzó un gran estado de sobremadurez y por ende retoma datos como si volviera a estar en un estado inmaduro, además valores del pico S2 <0.2 pueden presentar valores erróneos de Tmax (Peters, 1986).

Por lo tanto la Formación Rosablanca ya pudo haber alcanzado la generación de hidrocarburos en forma de gas convencional pero en cuanto a yacimientos no convencionales de tipo shale gas es de gran interés y posee características para este tipo de yacimiento.

Según la relación OI (mg CO₂/ gTOC)/HI (mg HC/ gTOC), la cual arroja el tipo de kerógeno en la roca, para la Formación Rosablanca se establece que en su mayoría se encuentra kerógeno tipo III el cual corresponde a materia orgánica principalmente de origen continental, derivada de vegetales superiores y algunos kerógeno tipo IV o inertita, el cual se trata de materia orgánica alterada antes del soterramiento o que fue retrabajada. El kerógeno tipo IV es malo para la generación de hidrocarburos pero su presencia se puede explicar debido a que los datos de sobremadurez obtenidos de la Pirólisis Rock Eval arroja valores bajos de HI y OI. Por otro lado el kerógeno tipo III es bueno para la generación de gas.

10.2.5. Análisis de Reflectancia de Vitrinita

El análisis de Reflectancia de vitrinita para la Formación Rosablanca indicó que los datos obtenidos para esta formación no dieron valores aceptables para la reflectancia de vitrinita (Ro) ya que ésta presenta supresión de la vitrinita debido a la sobremadurez de la Formación Rosablanca lo que hace que los macerales de vitrinita no den medidas acertadas. También cabe resaltar que las pocas vitrinitas observadas en las muestras no tenían un tamaño considerable el cual permitiera aislarlas para su medición correcta. De esta forma no fue posible la medición de este análisis en esta formación.

10.2.6. Análisis del Registro Gamma Ray

El registro Gamma Ray medido en la fase de campo para la Formación Rosablanca (ver figura 46), indica que para las muestras de roca como Shales o lodolitas fisiles la radioactividad medida se encuentra en un rango entre 75R a 100R, la medida de las muestras de calizas con alguna cantidad de lodo las cuales dieron medidas entre 50R a 75R y calizas masivas con mediciones de 25R, la medida es dada en cuentas por segundo. Teniendo en cuenta que para el registro se tomó como mayor medición de 150R, el cual fue establecido a lo largo de la medición como valor máximo a tomar ya que ninguna muestra sobrepasó dicho valor.

Las medidas de radioactividad indicaron valores acertados comparándolos con las medidas estándares en los valores petrofísicos establecidos.

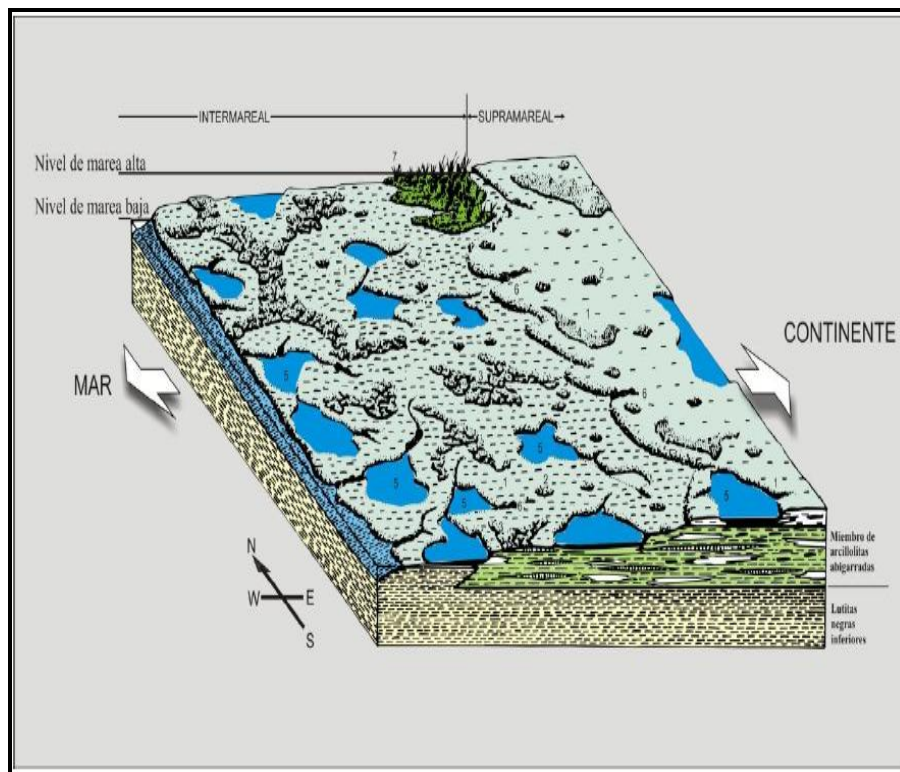
Cabe resaltar que el resultado del registro Gamma Ray no indicó ningún parámetro correlacionable con los datos geoquímicos obtenidos, es decir el registro Gamma Ray solo arrojó resultados correlacionables con el tipo de litología presente durante toda la formación.

10.3. RESULTADOS PARA LA FORMACION PAJA

10.3.1. Análisis estratigráficos y asociación de facies.

Partiendo de las asociaciones de facies se puede distinguir que debido a la presencia de rocas calizas micríticas y de shales, se puede concluir que el ambiente de sedimentación es marino, de aguas poco profundas y de circulación restringida (Etayo, 1968b), figura 44.

Figura 44. Ambiente de sedimentación de la Formación Paja.



Tomado de Etayo-Serna F, 1968b, el sistema Cretácico en la región de Villa de Leiva y zonas próximas.

10.3.2. Grado de Fracturamiento

De este modo para la Formación Paja el grado de fracturamiento es medio-alto y como se dijo anteriormente en el momento de generar hidrocarburos es favorable ya que el fracturamiento hidráulico que se le hace a la roca no sería tan costoso y a su vez desfavorable ya que parte del gas generado se podría escapar por las fracturas.

10.3.3. Análisis de Carbono Orgánico Total (TOC)

Los resultados obtenidos en los análisis de Carbono Orgánico Total para la Formación Paja muestran que el contenido de carbono orgánico total no tiene una tendencia generalizada durante toda la formación y tampoco influye el tipo de litología seleccionada para el análisis.

Los valores obtenidos de carbono orgánico total para la Formación Paja presenta valores que se encuentran mayoritariamente en un intervalo regular a bueno en el que los datos varían entre 0,29706% y 4,3329% en toda la formación.

De acuerdo con los datos obtenidos de Carbono Orgánico Total para la Formación Paja el promedio de TOC es de 1.28% lo cual es bueno para la generación de hidrocarburos.

10.3.4. Análisis de Pirólisis Rock Eval

El resultado de la Pirólisis Rock Eval para la Formación Paja muestra que la temperatura máxima (Tmax) varía entre 466 y 603°C. Los valores de la Formación Paja en su totalidad se encuentran en el rango que indica que el estado de maduración termal para esta formación es sobremadura.

Por consiguiente la formación Paja ya alcanzó la ventana de generación de hidrocarburos y por ende para yacimientos convencionales de hidrocarburos no es de gran interés mientras que para yacimientos no convencionales tipo shale gas cumple con los requisitos para llegar a tener un buen potencial.

Según la relación OI (mg CO₂/ gTOC)/HI (mg HC/ gTOC), la cual arroja el tipo de kerógeno en la roca, para la Formación Paja se establece que se encuentra kerógeno tipo IV o inertita, el cual se trata de materia orgánica alterada antes del soterramiento o que fue retrabajada y kerógeno tipo III el cual corresponde a materia orgánica principalmente de origen continental, derivada de vegetales superiores. El kerógeno tipo IV es malo para la generación de hidrocarburos pero su presencia se puede explicar debido a que los datos de sobremadurez obtenidos de la Pirólisis Rock Eval arroja valores bajos de HI y OI.

Por lo tanto la Formación Paja posee características importantes para la generación de shale gas ya que se encuentra en estado de sobremadurez y posee contenido de materia orgánica considerable para generación de hidrocarburos. Por otro lado el kerógeno tipo III es bueno para la generación de gas.

10.3.5. Análisis de Reflectancia de Vitrinita

El análisis de Reflectancia de vitrinita para la Formación Paja indicó que los datos obtenidos para esta formación no dieron valores aceptados para la reflectancia de vitrinita (Ro) ya que dichos valores establecieron datos erróneos y no se pudo hacer una medida real que indicara el estado de maduración termal de la formación. Esto debido a que la muestra presentaba pocas vitrinitas de tamaño considerable que se pudieran aislar y medir para determinar la madurez termal.

10.3.6. Análisis del Registro Gamma Ray

El registro Gamma Ray medido en la fase de campo (ver figura 46), indica que para las muestras de roca como Shales o lodolitas fisiles la radioactividad medida se encuentra en un rango entre 75R a 100R, la medida de las muestras de calizas con alguna cantidad de lodo las cuales dieron medidas entre 50R a 75R la medida es dada en cuentas por segundo. Teniendo en cuenta que para el registro se tomó como mayor medición de 150R, el cual fue establecido a lo largo de la medición como valor máximo a tomar ya que ninguna muestra sobrepasó dicho valor.

Además las medidas de radioactividad indicaron valores acertados comparándolos con las medidas estándares en los valores petrofísicos establecidos.

Nuevamente se establece que el resultado del registro Gamma Ray no indicó ningún parámetro correlacionable con los datos geoquímicos obtenidos, es decir el registro Gamma Ray solo arrojó resultados correlacionables con el tipo de litología presente durante toda la formación.

10.4. RESULTADOS PARA LA FORMACION TABLAZO

10.4.1. Análisis estratigráficos y asociación de facies.

Partiendo de las asociaciones de facies se puede distinguir que debido a la presencia de rocas calizas micríticas y de shales, se puede concluir que el ambiente de sedimentación marino, de poca profundidad y cercano a la línea de costa (Moreno y Sarmiento, 2002), figura 45.

10.4.2. Análisis de Carbono Orgánico Total (TOC)

Los datos de carbono orgánico total obtenidos para la Formación Tablazo indican que el contenido de carbono orgánico total no tiene una tendencia generalizada de %TOC durante toda la Formación Tablazo.

Los datos obtenidos indican que el %TOC es pobre a regular ya que presentan valores que varían entre 0,33496% y 1,8886%; indicando por tanto que la Formación Tablazo tiene poco potencial de generación de hidrocarburos ya que la cantidad de materia orgánica presente en las muestras de calizas y shales que conforman la Formación Tablazo no podría llegar a ser suficiente para generar hidrocarburos.

De esta manera la Formación Tablazo en la zona del presente trabajo de investigación es la que presenta el promedio de TOC más bajo con un valor de 0.9% a comparación de las otras dos formaciones que hacen parte del Grupo Calcáreo Basal y por consiguiente la que menos podría llegar a tener potencial de generación de hidrocarburos pero aun así no debe llegar a ser irrelevante.

10.4.3. Análisis de Pirólisis Rock Eval

Los valores obtenidos en la prueba de Pirólisis Rock Eval para la Formación Tablazo indican que la temperatura máxima (Tmax) varía entre 468 y 595°C. La mayoría de valores del Tmax para la Formación Tablazo establecen que se encuentra en el estado de maduración termal sobremaduro.

Estos valores indican que la Formación Tablazo ya alcanzó la ventana de generación de hidrocarburos para yacimientos convencionales pero para yacimientos no convencionales tipo shale gas es prospectiva.

Según la relación OI (mg CO₂/ gTOC)/HI (mg HC/ gTOC), la cual arroja el tipo de kerógeno en la roca, para la Formación Tablazo se establece que en su mayoría se encuentra kerógeno Tipo IV o inertita, el cual se trata de materia orgánica alterada antes del soterramiento o que fue retrabajada. El kerógeno tipo IV es malo para la generación de hidrocarburos pero su presencia se puede explicar

debido a que los datos de sobremadurez obtenidos de la Pirólisis Rock Eval arroja valores bajos de HI y OI.

10.4.4. Análisis de Reflectancia de Vitrinita

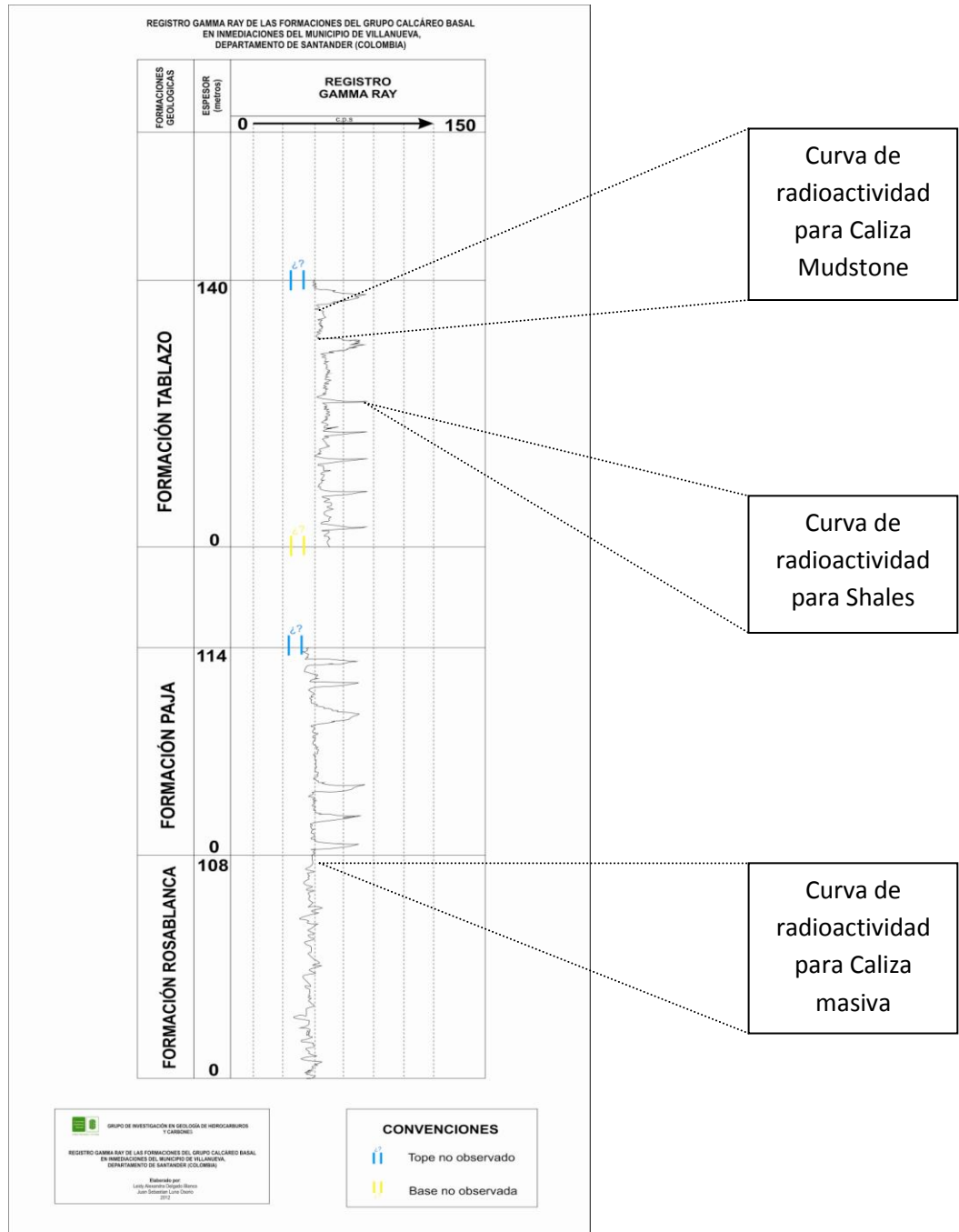
En la Formación Tablazo el análisis de reflectancia de vitrinita indicó que los datos medidos arrojaban que las muestras se encontraban en estado sobremaduro, para la muestra E20-M1 el valor promedio de reflectancia es 2,2067% y para la muestra E20-M5 el valor promedio de reflectancia es 2,4166% por lo cual se comprueba y correlaciona con los valores obtenidos de la prueba de Pirólisis Rock Eval que el estado de maduración termal de la Formación Tablazo es sobremaduro.

10.4.5. Análisis del Registro Gamma Ray

El registro Gamma Ray medido en la fase de campo (ver figura 46), indica que para las muestras de roca como Shales o lodolitas fisiles la radioactividad medida se encuentra en un rango entre 75R a 100R, la medida de las muestras de calizas con alguna cantidad de lodo las cuales dieron medidas entre 50R a 75R, la medida es dada en cuentas por segundo. Teniendo en cuenta que para el registro se tomó como mayor medición de 150R, el cual fue establecido a lo largo de la medición como valor máximo a tomar ya que ninguna muestra sobrepasó dicho valor. Además las medidas de radioactividad indicaron valores acertados comparándolos con las medidas estándares en los valores petrofísicos establecidos.

Como anteriormente se ha dicho el resultado del registro Gamma Ray no indicó ningún parámetro correlacionable con los datos geoquímicos obtenidos, es decir el registro Gamma Ray solo arrojó resultados correlacionables con el tipo de litología presente durante toda la formación.

Figura 46. Curvas de radioactividad para cada tipo de roca.



Fuente: Autores.

11. DISCUSION

Partiendo de los análisis realizados para las formaciones del Grupo Calcáreo Basal, se define que la formación con mayor capacidad de generación de hidrocarburos no convencionales de tipo Shale gas es la Formación Rosablanca ya que ésta presenta el mejor porcentaje de TOC en las muestras de calizas y shales, además los datos de Pirólisis Rock Eval indican que se encuentra en estado de sobremadurez y con los datos de HI y OI se determinó que presenta tipo de kerógeno III, otro buen parámetro es el alto grado de fracturamiento que presenta la Formación Rosablanca. Por lo tanto, por las anteriores características se determina que la Formación Rosablanca posiblemente es un buen prospecto para la generación de hidrocarburos de tipo Shale gas en la cuenca de la cordillera oriental específicamente en el municipio de Villanueva, departamento de Santander, Colombia. Finalmente cabe resaltar que las formaciones Paja y Tablazo no deben dejarse de tener en cuenta ya que presentan posibilidades de generación de shale gas aunque sus características no llegan a ser tan eficientes como la de la Formación Rosablanca.

12. CONCLUSIONES

- Por medio de la interpretación de características geológicas tales como análisis de facies por medio de descripción macroscópica de muestras y desarrollo de columnas estratigráficas, además por medio de poligonales e interpretación de imágenes y relacionando a su vez estados de fracturamiento y de bioturbación con datos tomados en campo por medio de afloramientos de roca, se pudo determinar que la zona de estudio no presenta gran deformación pero si gran fracturamiento, lo cual en primera estancia la hace promisoría para yacimientos no convencionales de tipo shale gas.
- De los análisis geoquímicos orgánicos en las formaciones del grupo calcáreo basal se pudo concluir por medio de datos de TOC que las formaciones tienen buen potencial de generación de hidrocarburos.
- Los resultados obtenidos en las pruebas de Pirólisis Rock Eval y reflectancia de vitrinita muestran que en general estas formaciones se encuentran sobremaduras termalmente, lo cual es un buen parámetro para definir prospectos de generación de hidrocarburos no convencionales de tipo shale gas ya que éstos se encuentran en la ventana de gas seco.
- El tipo de Kerógeno presente en las muestras de calizas y shales de la zona de estudio indica un tipo IV, el cual proviene de material terrígeno y retrabajado. Este tipo de kerógeno es malo para la generación de hidrocarburos pero su presencia se puede explicar debido a que los datos de sobremadurez obtenidos de la Pirólisis Rock Eval arroja valores bajos de HI y OI.

- Para las formaciones Rosablanca y Paja se presenta kerógeno tipo III, el cual es bueno para la generación de gas.
- Partiendo del registro gamma ray se concluye que éste no indicó ningún parámetro correlacionable con los datos geoquímicos obtenidos, es decir el registro Gamma Ray solo arrojó resultados correlacionables con el tipo de litología presente en cada una de las formaciones analizadas.
- Se considera que el área de Villanueva sería de interés promisorio para yacimientos no convencionales de tipo shale gas.

13. RECOMENDACIONES

- Se recomienda el desarrollo de análisis más detallados como análisis de cromatografía de gases obteniendo muestras de frente de mina y utilizando canisters se podría conocer la capacidad de generación de gas y el tipo de gas para las formaciones Rosablanca, Paja y Tablazo.
- Desarrollar análisis de Difracción de Rayos X para determinar la cantidad y el tipo de arcilla presente en las formaciones del Grupo Calcáreo Basal, para de esta forma mejorar el entendimiento de la zona de estudio, para próximos estudios de perforación o interés comercial de la industria petrolera si es el caso.

14. BIBLIOGRAFIA

Arce, C., 2010, Subdirectora Técnica ANH, Perspectivas de exploración, Cartagena, Marzo 26. Extraído de [http://www.congresonaturgas.com/docs/Carolina%20Arce%20\(ANH\).pdf](http://www.congresonaturgas.com/docs/Carolina%20Arce%20(ANH).pdf).

Barrero D., Pardo A., Vargas C., Martínez J., 2007., Colombian Sedimentary Basins: Nomenclature, Boundaries and Petroleum Geology, a New Proposal., Agencia Nacional de Hidrocarburos, p. 1-84.

Boyer C., Kieschnick J., Suarez-Rivera R., Lewis R., Waters G., 2007., Producción de gas desde su origen., Oilfield Review., p. 36-49.

Bustin M., Bustin A., Ross D., Chalmers G., Murthy V., Laxmi C., Cui X., 2009., Shale Gas Opportunities and Challenges., AAPG Annual convention, San Antonio, Texas., p.1-69.

Cardozo E, Ramírez C, 1985., Ambientes de depósito de la Formación Rosablanca: Area de Villa de Leiva, in Etayo-Serna, y Laverde, eds., Proyecto Cretácico: Bogotá, Publicaciones Geológicas Especiales del Ingeominas, p.XIII1-XIII13.

Cediel F., 1968., El Grupo Girón, una molasa mesozoica de la Cordillera Oriental: Boletín Geológico Ingeominas, v.16, p.5-96.

Daniel, M., Jarvie Energy Institute, Texas Christian University Worldwide Geochemistry, LLC, "Unconventional Shale Resource Plays: Shale-Gas and Shale-Oil Opportunities"

Extraído de: http://www.barnettshalenews.com/documents/dan_jarvie.pdf.

Dunham R., 1962., Classification of carbonate rocks according to depositional texture. American Association of Petroleum Geologist., Mem. 1:108-121.

Etayo-Serna F., 1968a., Apuntaciones acerca de algunas amonitas interesantes del Hauteriviano y del Barremiano de la región de Villa de Leiva (Boyacá, Coolombia, S.A)., Boletín de Geología UIS, v.24, p. 51-70.

Etayo-Serna F., 1968b., El sistema Cretácico en la región de Villa de Leiva y zonas próximas: Geología Colombiana, v.5, p.5-74.

Etayo-Serna F., 1979., Zonation of the Cretaceous of central Colombia by ammonites: Publicaciones Especiales del Ingeominas, v.2, p.1-186.

Etayo-Serna F., Cediél F., Cáceres C., 1993., Mapa de distribución de facies y ambiente tectónico durante el Berriasiano-Valanginiano., Ingeominas.

Folk R, 1974., Petrology of sedimentary rocks.

García A., 2009, Evaluación del potencial gasífero de los yacimientos tipo Gas-Shale de la formación Rosablanca en el flanco oriental del Valle Medio del Magdalena, Biblioteca Universidad Industrial de Santander., No. de inventario 131450.

Halliburton., 2008., U.S. Shale Gas, An unconventional resource. Unconventional challenges., p.1-8.

Hettner A., 1892., Die Kordillere von Bogota, Petermanns geographische Mitteilungen (Translated into Spanish by E. Guhl 1966 as: La Cordillera de Bogotá: Resultados de viajes y studios. Banco de la República, Bogotá, 351pp), 131 p.

Hoedemaeker P., 2004., On the Barremian-lower Albian stratigraphy of Colombia., Department of Paleontology, Nationaal Natuurhistorisch Museum., p.3-15.

Kuuskræa V., Stevens S., 2009., Worldwide gas shales and unconventional gas: A status report., Advanced Resources International, Inc., p. 1-25.

Mier R., Geología del petróleo básica, Escuela de Geología, Universidad Industrial de Santander.

Morales L., Podesta D., Hatfield W., Tanner H., Jones S., Barker M., O'Donoghue D., Mohler E., Dubois E., Jacobs C., Goss C., 1958., General geology and oil occurrences of Middle Magdalena Valley, Colombia, in L.G. Weeks, ed., Habitat of Oil, Symposium, Tulsa, American Association of Petroleum Geologists, p. 641-695.

Moreno G, Sarmiento G., 2002., Estratigrafía Cuantitativa de las Formaciones Tablazo y Simití en las localidades de Sáchica (Boyacá) y Barichara-San Gil (Santander), Colombia., Geología Colombiana, v.27, Universidad Nacional de Colombia.

Patarrollo-Camargo G., Patarrollo P., Sánchez C., 2009, Foraminíferos bentónicos en el Barremiano inferior de la Formación Paja (Boyacá-Santander, Colombia): Evidencias preliminares de un posible bioevento., Geología Colombiana No. 34., p. 111-122.

Peters K.E., 1986., Guidelines for evaluating petroleum source rock using programmed pyrolysis., The American Association of Petroleum Geologists Bulletin., v.30, No. 3., p.318-329.

Pulido O., 1979., Memoria Explicativa, Geología de las planchas 135 (San Gil) y 151 (Charalá) cuadrángulo I-12., INGEOMINAS., p.1-70.

Quick J., Tabet D., 2003., Suppressed vitrinite reflectance in the Ferron coalbed gas fairway, central Utah: possible influence of overpressure., International Journal of Coal Geology., v.56., p.49-67.

Ramírez, V., 2011, Gerente de exploración nacional (e) de Ecopetrol, Carta petrolera No. 125 Febrero-Mayo; Extraído de: http://portal.ecopetrol.com.co/especiales/carta_petrolera125/gas.htm.

Rojas N, Castellanos J, Gutiérrez D, Rojas J, Rojas S., 2006., Mapa Geológico de la meseta de Barichara departamento de Santander, planchas 135-II-A, 135-IV-A, 135-II-B, 135-III-C, 135-IV-B, 135-I-D, 135-II-D, 120-IV-C., Ingeominas.

Sarmiento L., Van J., Cloetingh S., 2006., Mesozoic transtensional basin history of the Eastern Cordillera, Colombian Andes: Inferences from tectonic models., *Journal of South American Earth Sciences.*, v.21., p.383-411.

Slatt R., 2010., Geological characterization of Unconventional Gas Shales., Director, Institute of Reservoir characterization and Gungoll Chair Professor University of Oklahoma., p.1-52.

Sumi L., 2008., Shale Gas: focus on the Marcellus Shale., Oil & Gas accountability project, earthworks., p. 1-18.

Total reserves, production climb on mixed results, publicado en Oil&Gas journal, International petroleum news and technology. Extraído de <http://www.ogj.com/articles/print/volume-108/issue-46/special-report/total-reserves-production-climb-on-mixed.html>.

U.S. Energy Information Administration., 2011, World Shale Gas Resources: An Initial Assessment of 14 Regions outside the United States., U.S. Department of Energy Washington, DC., p. 1-365.

U.S. Geological Survey., 2011., Geology and assessment of unconventional gas and oil resources., Central Energy Team, USGS., p.1-57.

Ward y Goldsmith., 1973., Geología del Cuadrángulo H-12, Bucaramanga y H-13, Pamplona, Departamento de Santander y Norte de Santander. Ingeominas. Boletín Geológico, 21 (1-3), p.1-32.

Wheeler O., 1929., Report on the Palmira series with notes on stratigraphy of the Umir, Lisama and La Paz Formations near the eastern part of De Mares Concession (Inédito) Informe Empresa Colombiana de Petróleos, p.648.

PÁGINAS WEB

http://science.jrank.org/article_images/science.jrank.org/shallow-marine-sedimentary-deposits.1.jpg.

http://www.dcnr.state.pa.us/topogeo/oilandgas/sourcerock_rockeval.aspx.


<http://geology.com/energy/world-shale-gas/>.


ANEXOS


ANEXO A.

DESCRIPCIÓN DE MUESTRAS DE MANO PARA LA FORMACIÓN ROSABLANCA.


MUESTRA DE ROCA	
E7 – M1	
TIPO DE CALIZA:	Tipo III
CLASIFICACION SEGÚN FOLK 1974:	Micrita. Contiene entre 1 – 10% de aloquímicos
CLASIFICACION SEGÚN DUNHAM 1962:	Caliza lodosoportada. Contiene menos de 10% de partículas tamaño arena o mayores por lo cual se clasifica en Mudstone.


MUESTRA DE ROCA	
E8 – M1	
TIPO DE CALIZA:	Tipo II
CLASIFICACION SEGÚN FOLK 1974:	Biomicrota Rala. Contiene entre 10 – 50% de aloquímicos
CLASIFICACION SEGÚN DUNHAM 1962:	Caliza lodosoportada. Contiene menos de 10% de partículas tamaño arena o mayores por lo cual se clasifica en Mudstone.

MUESTRA DE ROCA	
E10 – M1	
TIPO DE CALIZA:	Tipo III
CLASIFICACION SEGÚN FOLK 1974:	Biomicrota Rala. Contiene entre 10 – 50% de aloquímicos
CLASIFICACION SEGÚN DUNHAM 1962:	Caliza lodosoportada. Contiene menos de 10% de partículas tamaño arena o mayores por lo cual se clasifica en Mudstone.

MUESTRA DE ROCA	
E10 – M2	
TIPO DE CALIZA:	Tipo II
CLASIFICACION SEGÚN FOLK 1974:	Biomicrota Rala. Contiene entre 10 – 50% de aloquímicos
CLASIFICACION SEGÚN DUNHAM 1962:	Caliza lodosoportada. Contiene más del 10% de partículas tamaño arena o mayores por lo cual se clasifica en Wackestone.


MUESTRA DE ROCA	
E10 – M3	
TIPO DE CALIZA:	Tipo II
CLASIFICACION SEGÚN FOLK 1974:	Biomicrota Rala. Contiene entre 10 – 50% de aloquímicos
CLASIFICACION SEGÚN DUNHAM 1962:	Caliza lodosoportada. Contiene menos del 10% de partículas tamaño arena o mayores por lo cual se clasifica en Mudstone.
MUESTRA DE ROCA	

<p style="text-align: center;">E11 – M1</p>	
<p>TIPO DE CALIZA:</p>	<p style="text-align: center;">Tipo II</p>
<p>CLASIFICACION SEGÚN FOLK 1974:</p>	<p style="text-align: center;">Micrita. Contiene entre 1 – 10% de aloquímicos</p>
<p>CLASIFICACION SEGÚN DUNHAM 1962:</p>	<p>Caliza lodosoportada. Contiene menos del 10% de partículas tamaño arena o mayores por lo cual se clasifica en Mudstone.</p>


MUESTRA DE ROCA	
<p style="text-align: center;">E12 – M1</p>	
<p>TIPO DE CALIZA:</p>	<p style="text-align: center;">Tipo II</p>
<p>CLASIFICACION SEGÚN FOLK 1974:</p>	<p style="text-align: center;">Biomicrita Rala. Contiene entre 10 – 50% de aloquímicos</p>
<p>CLASIFICACION SEGÚN DUNHAM 1962:</p>	<p>Caliza lodosoportada. Contiene más del 10% de partículas tamaño arena o mayores por lo cual se clasifica en Wackestone.</p>
MUESTRA DE ROCA	

E12 – M2	
TIPO DE CALIZA:	Tipo II
CLASIFICACION SEGÚN FOLK 1974:	Biomicrita Rala. Contiene entre 10 – 50% de aloquímicos
CLASIFICACION SEGÚN DUNHAM 1962:	Caliza lodosoportada. Contiene más del 10% de partículas tamaño arena o mayores por lo cual se clasifica en Wackestone.


MUESTRA DE ROCA	
E9 – M1	
TIPO DE CALIZA:	Tipo III
CLASIFICACION SEGÚN FOLK 1974:	Micrita. Contiene entre 0 – 1% de aloquímicos
CLASIFICACION SEGÚN DUNHAM 1962:	Caliza lodosoportada. Contiene menos del 10% de partículas tamaño arena o mayores por lo cual se clasifica en Mudstone.
MUESTRA DE ROCA	

E9 – M2	
TIPO DE CALIZA:	Tipo III
CLASIFICACION SEGÚN FOLK 1974:	Micrita. Contiene entre 0 – 1% de aloquímicos
CLASIFICACION SEGÚN DUNHAM 1962:	Caliza lodosoportada. Contiene menos del 10% de partículas tamaño arena o mayores por lo cual se clasifica en Mudstone.


MUESTRA DE ROCA	
E9 – M3	
TIPO DE CALIZA:	Tipo III
CLASIFICACION SEGÚN FOLK 1974:	Micrita. Contiene entre 0 – 1% de aloquímicos
CLASIFICACION SEGÚN DUNHAM 1962:	Caliza lodosoportada. Contiene menos del 10% de partículas tamaño arena o mayores por lo cual se clasifica en Mudstone.
MUESTRA DE ROCA	

<p style="text-align: center;">E9 – M4</p>	
<p>TIPO DE CALIZA:</p>	<p style="text-align: center;">Tipo III</p>
<p>CLASIFICACION SEGÚN FOLK 1974:</p>	<p>Micrita. Contiene entre 0 – 1% de aloquímicos</p>
<p>CLASIFICACION SEGÚN DUNHAM 1962:</p>	<p>Caliza lodosoportada. Contiene menos del 10% de partículas tamaño arena o mayores por lo cual se clasifica en Mudstone.</p>

MUESTRA DE ROCA	
<p style="text-align: center;">E25 – M1</p>	
<p>TIPO DE CALIZA:</p>	<p style="text-align: center;">Tipo III</p>
<p>CLASIFICACION SEGÚN FOLK 1974:</p>	<p>Micrita. Contiene entre 0 – 1% de aloquímicos</p>
<p>CLASIFICACION SEGÚN DUNHAM 1962:</p>	<p>Caliza lodosoportada. Contiene menos del 10% de partículas tamaño arena o mayores por lo cual se clasifica en Mudstone.</p>
MUESTRA DE ROCA	

E25 – M2	
TIPO DE CALIZA:	Tipo III
CLASIFICACION SEGÚN FOLK 1974:	Micrita. Contiene entre 0 – 1% de aloquímicos
CLASIFICACION SEGÚN DUNHAM 1962:	Caliza lodosoportada. Contiene menos del 10% de partículas tamaño arena o mayores por lo cual se clasifica en Mudstone.

MUESTRA DE ROCA	
E25 – M3	
TIPO DE CALIZA:	Tipo III
CLASIFICACION SEGÚN FOLK 1974:	Micrita. Contiene entre 0 – 1% de aloquímicos
CLASIFICACION SEGÚN DUNHAM 1962:	Caliza lodosoportada. Contiene menos del 10% de partículas tamaño arena o mayores por lo cual se clasifica en Mudstone.
MUESTRA DE ROCA	


<p style="text-align: center;">E25 – M4</p>	
<p>TIPO DE CALIZA:</p>	<p style="text-align: center;">Tipo III</p>
<p>CLASIFICACION SEGÚN FOLK 1974:</p>	<p style="text-align: center;">Micrita. Contiene entre 0 – 1% de aloquímicos</p>
<p>CLASIFICACION SEGÚN DUNHAM 1962:</p>	<p>Caliza lodosoportada. Contiene menos del 10% de partículas tamaño arena o mayores por lo cual se clasifica en Mudstone.</p>

MUESTRA DE ROCA	
<p style="text-align: center;">E25 – M5</p>	
<p>TIPO DE CALIZA:</p>	<p style="text-align: center;">Tipo III</p>
<p>CLASIFICACION SEGÚN FOLK 1974:</p>	<p style="text-align: center;">Micrita. Contiene entre 0 – 1% de aloquímicos</p>
<p>CLASIFICACION SEGÚN DUNHAM 1962:</p>	<p>Caliza lodosoportada. Contiene menos del 10% de partículas tamaño arena o mayores por lo cual se clasifica en Mudstone.</p>
MUESTRA DE ROCA	

E25 – M6	
TIPO DE CALIZA:	Tipo III
CLASIFICACION SEGÚN FOLK 1974:	Micrita. Contiene entre 0 – 1% de aloquímicos
CLASIFICACION SEGÚN DUNHAM 1962:	Caliza lodosoportada. Contiene menos del 10% de partículas tamaño arena o mayores por lo cual se clasifica en Mudstone.

MUESTRA DE ROCA	
E25 – M7	
TIPO DE CALIZA:	Tipo III
CLASIFICACION SEGÚN FOLK 1974:	Micrita. Contiene entre 0 – 1% de aloquímicos
CLASIFICACION SEGÚN DUNHAM 1962:	Caliza lodosoportada. Contiene menos del 10% de partículas tamaño arena o mayores por lo cual se clasifica en Mudstone.


MUESTRA DE ROCA

E25 – M8	
TIPO DE CALIZA:	Tipo III
CLASIFICACION SEGÚN FOLK 1974:	Micrita. Contiene entre 0 – 1% de aloquímicos
CLASIFICACION SEGÚN DUNHAM 1962:	Caliza lodosoportada. Contiene menos del 10% de partículas tamaño arena o mayores por lo cual se clasifica en Mudstone.


MUESTRA DE ROCA	
E25 – M9	
TIPO DE CALIZA:	Tipo III
CLASIFICACION SEGÚN FOLK 1974:	Micrita. Contiene entre 0 – 1% de aloquímicos
CLASIFICACION SEGÚN DUNHAM 1962:	Caliza lodosoportada. Contiene menos del 10% de partículas tamaño arena o mayores por lo cual se clasifica en Mudstone.
MUESTRA DE ROCA	

E26 – M1	
TIPO DE CALIZA:	Tipo III
CLASIFICACION SEGÚN FOLK 1974:	Micrita. Contiene entre 0 – 1% de aloquímicos
CLASIFICACION SEGÚN DUNHAM 1962:	Caliza lodosoportada. Contiene menos del 10% de partículas tamaño arena o mayores por lo cual se clasifica en Mudstone.

MUESTRA DE ROCA	
E27 – M1	
TIPO DE CALIZA:	Tipo III
CLASIFICACION SEGÚN FOLK 1974:	Micrita. Contiene entre 0 – 1% de aloquímicos
CLASIFICACION SEGÚN DUNHAM 1962:	Caliza lodosoportada. Contiene menos del 10% de partículas tamaño arena o mayores por lo cual se clasifica en Mudstone.
MUESTRA DE ROCA	

E27 – M2	
TIPO DE CALIZA:	Tipo III
CLASIFICACION SEGÚN FOLK 1974:	Micrita. Contiene entre 0 – 1% de aloquímicos
CLASIFICACION SEGÚN DUNHAM 1962:	Caliza lodosoportada. Contiene menos del 10% de partículas tamaño arena o mayores por lo cual se clasifica en Mudstone.

MUESTRA DE ROCA	
E28 – M1	
TIPO DE CALIZA:	Tipo III
CLASIFICACION SEGÚN FOLK 1974:	Micrita. Contiene entre 0 – 1% de aloquímicos
CLASIFICACION SEGÚN DUNHAM 1962:	Caliza lodosoportada. Contiene menos del 10% de partículas tamaño arena o mayores por lo cual se clasifica en Mudstone.
MUESTRA DE ROCA	

<p style="text-align: center;">E28 – M2</p>	
<p>TIPO DE ROCA:</p>	<p style="text-align: center;">Shale – Lodolita Fisil</p>
<p>COLOR:</p>	<p style="text-align: center;">N3</p>

DESCRIPCIÓN DE MUESTRAS DE MANO PARA LA FORMACIÓN PAJA


MUESTRA DE ROCA	
<p style="text-align: center;">E13 – M1</p>	
<p>TIPO DE ROCA:</p>	<p style="text-align: center;">Shale – Lodolita Fisil</p>
<p>COLOR:</p>	<p style="text-align: center;">N3</p>

MUESTRA DE ROCA

E13 – M2	
TIPO DE CALIZA:	Tipo III
CLASIFICACION SEGÚN FOLK 1974:	Micrita. Contiene entre 0 – 1% de aloquímicos
CLASIFICACION SEGÚN DUNHAM 1962:	Caliza lodosoportada. Contiene menos del 10% de partículas tamaño arena o mayores por lo cual se clasifica en Mudstone.


MUESTRA DE ROCA	
E13 – M3	
TIPO DE CALIZA:	Tipo II
CLASIFICACION SEGÚN FOLK 1974:	Biomicrita Rala. Contiene entre 10 – 50% de aloquímicos
CLASIFICACION SEGÚN DUNHAM 1962:	Caliza lodosoportada. Contiene menos del 10% de partículas tamaño arena o mayores por lo cual se clasifica en Mudstone.

MUESTRA DE ROCA

<p style="text-align: center;">E13 – M4</p>	
<p>TIPO DE ROCA:</p>	<p style="text-align: center;">Shale – Lodolita Fisil</p>
<p>COLOR:</p>	<p style="text-align: center;">N3</p>

MUESTRA DE ROCA	
<p style="text-align: center;">E13 – M5</p>	
<p>TIPO DE CALIZA:</p>	<p style="text-align: center;">Tipo II</p>
<p>CLASIFICACION SEGÚN FOLK 1974:</p>	<p style="text-align: center;">Micrita. Contiene entre 1 – 10% de aloquímicos</p>
<p>CLASIFICACION SEGÚN DUNHAM 1962:</p>	<p>Caliza lodosoportada. Contiene menos del 10% de partículas tamaño arena o mayores por lo cual se clasifica en Mudstone.</p>

MUESTRA DE ROCA


<p style="text-align: center;">E14 – M1</p>	
<p>TIPO DE ROCA:</p>	<p style="text-align: center;">Shale – Lodolita Fisil</p>
<p>COLOR:</p>	<p style="text-align: center;">N3</p>

MUESTRA DE ROCA	
<p style="text-align: center;">E14 – M2</p>	
<p>TIPO DE CALIZA:</p>	<p style="text-align: center;">Tipo III</p>
<p>CLASIFICACION SEGÚN FOLK 1974:</p>	<p style="text-align: center;">Micrita. Contiene entre 1 – 10% de aloquímicos</p>
<p>CLASIFICACION SEGÚN DUNHAM 1962:</p>	<p>Caliza lodosoportada. Contiene menos del 10% de partículas tamaño arena o mayores por lo cual se clasifica en Mudstone.</p>

MUESTRA DE ROCA	
E15 – M1	
TIPO DE ROCA:	Shale – Lodolita Fisil
COLOR:	N3


MUESTRA DE ROCA	
E15 – M2	
TIPO DE CALIZA:	Tipo III
CLASIFICACION SEGÚN FOLK 1974:	Micrita. Contiene entre 1 – 10% de aloquímicos
CLASIFICACION SEGÚN DUNHAM 1962:	Caliza lodosoportada. Contiene menos del 10% de partículas tamaño arena o mayores por lo cual se clasifica en Mudstone.

MUESTRA DE ROCA

E16 – M1	
TIPO DE CALIZA:	Tipo II
CLASIFICACION SEGÚN FOLK 1974:	Micrita. Contiene entre 1 – 10% de aloquímicos
CLASIFICACION SEGÚN DUNHAM 1962:	Caliza lodosoportada. Contiene menos del 10% de partículas tamaño arena o mayores por lo cual se clasifica en Mudstone.


MUESTRA DE ROCA	
E17 – M1	
TIPO DE CALIZA:	Tipo III
CLASIFICACION SEGÚN FOLK 1974:	Micrita. Contiene entre 0 – 1% de aloquímicos
CLASIFICACION SEGÚN DUNHAM 1962:	Caliza lodosoportada. Contiene menos del 10% de partículas tamaño arena o mayores por lo cual se clasifica en Mudstone.

MUESTRA DE ROCA

<p style="text-align: center;">E17 – M2</p>	
<p>TIPO DE ROCA:</p>	<p style="text-align: center;">Shale – Lodolita Fisil</p>
<p>COLOR:</p>	<p style="text-align: center;">N1</p>


<p style="text-align: center;">MUESTRA DE ROCA</p>	
<p style="text-align: center;">E17 – M3</p>	
<p>TIPO DE ROCA:</p>	<p style="text-align: center;">Shale – Lodolita Fisil</p>
<p>COLOR:</p>	<p style="text-align: center;">N3</p>

MUESTRA DE ROCA

E17 – M4	
TIPO DE ROCA:	Shale – Lodolita Fisil
COLOR:	N1


MUESTRA DE ROCA	
E18 – M1	
TIPO DE CALIZA:	Tipo III
CLASIFICACION SEGÚN FOLK 1974:	Micrita. Contiene entre 0 – 1% de aloquímicos
CLASIFICACION SEGÚN DUNHAM 1962:	Caliza lodosoportada. Contiene menos del 10% de partículas tamaño arena o mayores por lo cual se clasifica en Mudstone.

MUESTRA DE ROCA

<p style="text-align: center;">E18 – M2</p>	
<p>TIPO DE ROCA:</p>	<p>Shale – Lodolita Fisil</p>
<p>COLOR:</p>	<p>N1</p>

<p style="text-align: center;">MUESTRA DE ROCA</p>	
<p style="text-align: center;">E19 – M1</p>	
<p>TIPO DE ROCA:</p>	<p>Shale – Lodolita Fisil</p>
<p>COLOR:</p>	<p>N3</p>


MUESTRA DE ROCA

E19 – M2	
TIPO DE CALIZA:	Tipo III
CLASIFICACION SEGÚN FOLK 1974:	Micrita. Contiene entre 0 – 1% de aloquímicos
CLASIFICACION SEGÚN DUNHAM 1962:	Caliza lodosoportada. Contiene menos del 10% de partículas tamaño arena o mayores por lo cual se clasifica en Mudstone.


MUESTRA DE ROCA	
E19 – M3	
TIPO DE CALIZA:	Tipo III
CLASIFICACION SEGÚN FOLK 1974:	Micrita. Contiene entre 0 – 1% de aloquímicos
CLASIFICACION SEGÚN DUNHAM 1962:	Caliza lodosoportada. Contiene menos del 10% de partículas tamaño arena o mayores por lo cual se clasifica en Mudstone.

DESCRIPCIÓN DE MUESTRAS DE MANO PARA LA FORMACIÓN TABLAZO


MUESTRA DE ROCA

<p style="text-align: center;">E20 – M1</p>	
<p>TIPO DE CALIZA:</p>	<p style="text-align: center;">Tipo III</p>
<p>CLASIFICACION SEGÚN FOLK 1974:</p>	<p style="text-align: center;">Micrita. Contiene entre 0 – 1% de aloquímicos</p>
<p>CLASIFICACION SEGÚN DUNHAM 1962:</p>	<p>Caliza lodosoportada. Contiene más del 10% de partículas tamaño arena o mayores por lo cual se clasifica en Wackestone.</p>

MUESTRA DE ROCA	
<p style="text-align: center;">E20 – M2</p>	
<p>TIPO DE CALIZA:</p>	<p style="text-align: center;">Tipo III</p>
<p>CLASIFICACION SEGÚN FOLK 1974:</p>	<p style="text-align: center;">Micrita. Contiene entre 0 – 1% de aloquímicos</p>
<p>CLASIFICACION SEGÚN DUNHAM 1962:</p>	<p>Caliza lodosoportada. Contiene más del 10% de partículas tamaño arena o mayores por lo cual se clasifica en Wackestone.</p>
MUESTRA DE ROCA	

E20 – M3	
TIPO DE ROCA:	Shale – Lodolita Fisil
COLOR:	N3


MUESTRA DE ROCA	
E20 – M4	
TIPO DE CALIZA:	Tipo III
CLASIFICACION SEGÚN FOLK 1974:	Micrita. Contiene entre 0 – 1% de aloquímicos
CLASIFICACION SEGÚN DUNHAM 1962:	Caliza lodosoportada. Contiene más del 10% de partículas tamaño arena o mayores por lo cual se clasifica en Wackestone.
MUESTRA DE ROCA	

E20 – M5	
TIPO DE CALIZA:	Tipo III
CLASIFICACION SEGÚN FOLK 1974:	Micrita. Contiene entre 0 – 1% de aloquímicos
CLASIFICACION SEGÚN DUNHAM 1962:	Caliza lodosoportada. Contiene más del 10% de partículas tamaño arena o mayores por lo cual se clasifica en Wackestone.


MUESTRA DE ROCA	
E20 – M6	
TIPO DE CALIZA:	Tipo III
CLASIFICACION SEGÚN FOLK 1974:	Micrita. Contiene entre 0 – 1% de aloquímicos
CLASIFICACION SEGÚN DUNHAM 1962:	Caliza lodosoportada. Contiene más del 10% de partículas tamaño arena o mayores por lo cual se clasifica en Wackestone.
MUESTRA DE ROCA	

<p style="text-align: center;">E21 – M1</p>	
<p>TIPO DE CALIZA:</p>	<p style="text-align: center;">Tipo III</p>
<p>CLASIFICACION SEGÚN FOLK 1974:</p>	<p style="text-align: center;">Micrita. Contiene entre 0 – 1% de aloquímicos</p>
<p>CLASIFICACION SEGÚN DUNHAM 1962:</p>	<p style="text-align: center;">Caliza lodosoportada. Contiene más del 10% de partículas tamaño arena o mayores por lo cual se clasifica en Wackestone.</p>

MUESTRA DE ROCA	
<p style="text-align: center;">E21 – M2</p>	
<p>TIPO DE CALIZA:</p>	<p style="text-align: center;">Tipo III</p>
<p>CLASIFICACION SEGÚN FOLK 1974:</p>	<p style="text-align: center;">Micrita. Contiene entre 0 – 1% de aloquímicos</p>
<p>CLASIFICACION SEGÚN DUNHAM 1962:</p>	<p style="text-align: center;">Caliza lodosoportada. Contiene más del 10% de partículas tamaño arena o mayores por lo cual se clasifica en Wackestone.</p>
MUESTRA DE ROCA	

E22 – M1	
TIPO DE CALIZA:	Tipo III
CLASIFICACION SEGÚN FOLK 1974:	Micrita. Contiene entre 0 – 1% de aloquímicos
CLASIFICACION SEGÚN DUNHAM 1962:	Caliza lodosoportada. Contiene más del 10% de partículas tamaño arena o mayores por lo cual se clasifica en Wackestone.

MUESTRA DE ROCA	
E23 – M1	
TIPO DE CALIZA:	Tipo III
CLASIFICACION SEGÚN FOLK 1974:	Micrita. Contiene entre 0 – 1% de aloquímicos
CLASIFICACION SEGÚN DUNHAM 1962:	Caliza lodosoportada. Contiene menos del 10% de partículas tamaño arena o mayores por lo cual se clasifica en Mudstone.
MUESTRA DE ROCA	

E24 – M1	
TIPO DE CALIZA:	Tipo II
CLASIFICACION SEGÚN FOLK 1974:	Micrita. Contiene entre 1 – 10% de aloquímicos
CLASIFICACION SEGÚN DUNHAM 1962:	Caliza lodosoportada. Contiene más del 10% de partículas tamaño arena o mayores por lo cual se clasifica en Wackestone.

MUESTRA DE ROCA	
E24 – M2	
TIPO DE CALIZA:	Tipo II
CLASIFICACION SEGÚN FOLK 1974:	Micrita. Contiene entre 1 – 10% de aloquímicos
CLASIFICACION SEGÚN DUNHAM 1962:	Caliza lodosoportada. Contiene más del 10% de partículas tamaño arena o mayores por lo cual se clasifica en Wackestone.

MUESTRA DE ROCA	
E24 – M3	
TIPO DE CALIZA:	Tipo III
CLASIFICACION SEGÚN FOLK 1974:	Micrita. Contiene entre 0 – 1% de aloquímicos
CLASIFICACION SEGÚN DUNHAM 1962:	Caliza lodosoportada. Contiene más del 10% de partículas tamaño arena o mayores por lo cual se clasifica en Wackestone.