

**POTENCIAL DE GENERACIÓN PARA OIL/GAS SHALE EN LAS
FORMACIONES TABLAZO Y SIMITÍ, EN LOS ALREDEDORES DEL
MUNICIPIO DE SOCORRO, SANTANDER.
(CORDILLERA ORIENTAL, COLOMBIA)**

EDWARD FERNANDO DUARTE MARTÍNEZ

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE GEOLOGÍA
BUCARAMANGA**

2013

**POTENCIAL DE GENERACIÓN PARA OIL/GAS SHALE EN LAS
FORMACIONES TABLAZO Y SIMITÍ, EN LOS ALREDEDORES DEL
MUNICIPIO DE SOCORRO, SANTANDER.
(CORDILLERA ORIENTAL, COLOMBIA)**

EDWARD FERNANDO DUARTE MARTÍNEZ

**TRABAJO DE GRADO PARA OPTAR EL TÍTULO DE:
GEÓLOGO**

**Director:
RICARDO MIER UMAÑA
Geólogo**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE GEOLOGÍA
BUCARAMANGA**

2013

DEDICATORIA

*El presente proyecto de investigación, se lo dedico, en primera instancia, a mi madre, **Olga Martínez Rodríguez**, porque es para mí un orgullo poder llamar así a una mujer tan dedicada, emprendedora, luchadora y amorosa.*

*A mi hermana, **Liliana María Martínez**, mi cuñado **Rene Mendoza Plata** y mi sobrino **Diego Rene Mendoza**, por ser un apoyo tan importante, compartir conmigo grandes momentos y por el gran amor de familia que me ha brindado.*

*A **Aminta Martínez Rodríguez**, porque ha sido el apoyo más grande durante estos últimos años, por creer en mis capacidades, por brindarme siempre una voz de aliento en los peores momentos y por brindarme la posibilidad de estudiar, sin ella nada de esto habría sido posible.*

Y finalmente a todas aquellas personas que me apoyaron tanto personal como académicamente.

Edward Fernando Duarte Martínez

AGRADECIMIENTOS

Ofrezco sinceros agradecimientos.

En primera instancia, al grupo de investigación en Geología de Hidrocarburos y Carbones, de la Universidad Industrial de Santander por patrocinar el desarrollo del presente proyecto.

Al profesor, Ricardo Mier Umaña, por brindarme la posibilidad de desarrollar el presente proyecto de investigación y por toda la colaboración prestada.

A los geólogos Sebastián Luna, Alexandra Delgado, por la colaboración y enseñanzas prestadas, en las diferentes etapas del proyecto.

Finalmente a mi compañero y amigo Michael Rangel por brindarme su apoyo durante el desarrollo del presente proyecto, especialmente durante la etapa de campo.

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN.....	18
1. OBJETIVOS.....	19
1.1 OBJETIVO GENERAL.....	19
1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	19
2. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	20
3. GENERALIDADES DEL ÁREA DE ESTUDIO.....	21
3.1. LOCALIZACIÓN.	21
4. ANTECEDENTES.....	23
5. METODOLOGÍA.....	25
6. MARCO GEOLÓGICO REGIONAL.....	27
6.1 GEOLOGÍA GENERAL.....	27
6.2 ESTRATIGRAFÍA.	34
6.2.1 Formación Tablazo.	35
6.2.2 Formación Simití.....	36
6.3 GEOLOGÍA ESTRUCTURAL.....	39
6.3.1 Falla de Suárez.....	40
6.3.2 Falla de Confines.....	40
6.3.3 Falla de El Socorro.....	40
6.3.4 Sinclinal de Simacota.....	40
6.3.5 Sinclinal del Páramo.....	41
7. MARCO TEÓRICO.....	42
7.1. RESERVORIOS NO CONVENCIONALES.....	42
7.2. CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LOS SHALE-OIL.....	44
7.3. RESERVORIOS NO CONVENCIONALES DE TIPO SHALE-GAS.....	44
7.3.1. Características generales de los shale-gas.....	45
7.5. AMBIENTES DE DEPÓSITO.....	47
7.6. GEOQUÍMICA ORGÁNICA.....	49

7.6.1 Carbono orgánico total (TOC).....	50
7.6.2 Pirolisis Rock-Eval.	50
7.6.2.1 Picos S1:.....	51
7.6.2.2 Pico S2	51
7.6.2.3 Picos S3.....	51
7.6.3 Temperatura máxima de pirolisis (Tmax):.....	52
7.6.4 Índice de hidrógeno (IH= (S2/ TOC) x100, mgHC/g TOC).....	52
7.6.5 Índice de Oxígeno IO (IH= (S3/TOC) x100, mgCO ₂ /g TOC).....	53
7.6.6 Índice de producción (IP=S1/S1 + S2).....	53
7.6.7 Reflectancia de la vitrinita (Ro)	54
8. EQUIPO Y PROCEDIMIENTO	55
8.1. TRITURACIÓN Y MOLIENDA.	55
8.2. PIROLISIS ROCK - EVAL.....	56
9. RESULTADOS	60
9.1. COLUMNA ESTRATIGRÁFICA EN LA ZONA DE ESTUDIO.....	60
9.1.1 Sección Estratigráfica San Gil – El Socorro.....	60
9.1.2 Sección Estratigráfica El Socorro – Bogotá.	62
9.2 MUESTREO DE LA ZONA DE ESTUDIO	64
9.3. GRADO DE FRACTURAMIENTO	68
9.4 ESTRATIGRÁFIA DE LA ZONA DE ESTUDIO.	70
9.4.1 Formación Tablazo	70
9.4.1.1 Facies Caliza micrítica.	70
9.4.1.2 Facies Lodolita shale.	71
9.4.1.3 Facies Arenisca muy fina.....	71
9.4.2 Formación Tablazo.	73
9.4.2.1 Facies Lodolita shale.	73
9.5 CARACTERIZACIÓN GEOQUÍMICA DE LAS ROCAS FUENTE.....	75
9.5.1 Caracterización Geoquímica de las Rocas Fuente para la Formación Tablazo.....	75
9.1.1.1 Carbono Orgánico Total (TOC).....	77

9.1.1.2 Clasificación de la materia orgánica.	78
9.1.1.3 Potencial de Generación.....	79
9.1.2 Caracterización Geoquímica de las Rocas Fuente para la Formación Simití.....	82
9.1.3 TOC para la Formación Simití.	83
9.1.3.1 Clasificación de la materia orgánica para la formación Simití.....	84
9.1.3.2 Potencial de Generación para la Formación Tablazo.	85
9.1.3.3 Madurez termal.....	87
10. ANÁLISIS DE RESULTADOS	88
10.1.1. Análisis estratigráfico para la Formación Tablazo.	89
10.1.2. Análisis estratigráfico para la Formación Simití.	91
10.2. ANÁLISIS DEL GRADO DE FRACTURACIÓN.	93
10.2.2. Análisis del grado de fracturación de la Formación Simití.	93
10.3. ANÁLISIS GEOQUÍMICOS.....	94
10.3.1. Análisis geoquímicos para la formación tablazo	94
10.3.1.1. Análisis del Carbono Orgánico Total. (TOC).....	94
10.3.1.2. Análisis de la clasificación de la materia orgánica.	95
10.3.1.3. Potencial de generación.	95
10.3.1.4. Análisis de la Madurez termal.....	96
10.3.2. Análisis Geoquímicos para la Formación Simití.....	97
10.3.2.1. Análisis del Carbono Orgánico Total. (TOC).....	97
10.3.2.2. Análisis de la clasificación de la materia orgánica.	97
10.3.2.3. Potencial de generación.	98
10.3.2.4. Análisis de la Madurez termal.....	98
CONCLUSIONES	99
RECOMENDACIONES.....	101
BIBLIOGRAFIA.....	102
ANEXOS.....	107

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Localización geográfica del área de estudio, en donde se indican las secciones estratigráficas levantadas.	22
Figura 2. Bloque diagrama donde se ilustra la separación de la cuenca Cocuy y la cuenca Tablazo-Magdalena, durante el Cretácico Inferior y la Influencia en la distribución de facies.	29
Figura 3. Esquema donde se ilustra la distribución de la cuenca Cocuy, la cuenca Tablazo-Magdalena, separado por el macizo de Santander.	29
Figura 4. Diagrama donde se muestran las unidades litoestratigráficas correspondientes con el Valle Medio del Magdalena, los Llanos Orientales y la Cordillera Oriental, donde se indican su localización espacial y temporal	31
Figura 5. Corte esquemático donde se representa la distribución de sedimentos, hacia la cuenca de la Cordillera oriental desde el Valle del Magdalena y el escudo de la Guyana.	33
Figura 6. Columna generalizada de la cuenca Cordillera oriental.	37
Figura 7. Mapa geológico del área de estudio donde se resaltan las secciones estratigráficas levantadas.....	38
Figura 8. Mapa estructural, en el que se presentan los principales rasgos estructurales de la zona de estudio.	39
Figura 9. Triangulo de los recursos no convencionales.	43
Figura 10. Afloramiento donde se muestra la intercalación entre shale y areniscas,	47
Figura 11. Principales eventos anóxicos mundiales.	49
Figura 12. Picos de gas versus temperatura, donde se muestran los picos S1, S2 y S3 y la Tmax.	51
Figura 13. Equipo utilizado en la fase de trituración y molienda de las muestras.	56
Figura 14. Analizador anhídrido de muestras de roca y suelos Rock Eval 6.....	57
Figura 15. Columna estratigrafía de la Formación Tablazo, en el municipio de El Socorro, Santander.	61

Figura 16. Columna estratigrafía de la Formación Simití, en el municipio de El Socorro, Santander.	63
Figura 17. Mapa de estaciones, correspondiente a la Formación Tablazo, en el cual se representa la sección estratigráfica correspondiente al tramo denominado San Gil – El Socorro.....	66
Figura 18. Mapa de estaciones, correspondiente a la Formación Simití, en el cual se representa la sección estratigráfica correspondiente al tramo denominado El Socorro – Bogotá.	67
Figura 19. Grado de fracturamiento de la Formación Tablazo.	69
Figura 20. Grado de fracturamiento de la Formación Simití.	69
Figura 21. Afloramiento en donde se muestra en detalle la facies caliza micrítica.	71
Figura 22. Afloramiento en donde se muestra en detalle la facies Lodolita Shale	72
Figura 23. Afloramiento en donde se muestra en detalle la facies arenisca muy fina	72
Figura 24. Afloramiento en donde se muestra en detalle la facies Lodolita Shale.	74
Figura 25. Afloramiento en donde se muestra en detalle la facies arenisca masiva	74
Figura 26. Variación del %TOC (en peso) para la Formación Tablazo	77
Figura 27. Diagrama de Van Krevelen modificado para la Formación Tablazo	78
Figura 28. Potencial de Generación modificado para la Formación Tablazo.	79
Figura 29. Variación del HI para la Formación Tablazo.....	80
Figura 30. Madurez termal a partir de la utilización del Tmax y del Índice de producción para la Formación Tablazo.....	81
Figura 31. Variación del %TOC (en peso) para la Formación Simití.	83
Figura 32. Diagrama de Van Krevelen modificado para la Formación Simití	84
Figura 33. Potencial de Generación modificado para la Formación Simití.	85
Figura 34. Variación del HI para la Formación Simití.	86

Figura 35. Madurez termal a partir de la utilización del Tmax y del Índice de producción para la Formación Simití	87
Figura 36. Valores del potencial relativo de hidrocarburos (RHP) para la Formación Tablazo	89
Figura 37. Perfil batimétrico representando una sucesión normal de anteplaya progradacionales y retrogradacionales de aguas poco profundas	91
Figura 38. Valores del potencial relativo de hidrocarburos (RHP) para la Formación Simití	92

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Parámetros de evaluación del TOC.....	50
Tabla 2. Parámetros de evaluación de los picos generados de la pirolisis rock eval.	52
Tabla 3. Parámetros de evaluación de Tmax.	52
Tabla 4. Parámetros de evaluación del índice de hidrogeno (IH).....	53
Tabla 5. Parámetros de evaluación del índice de Oxígeno (IO)	53
Tabla 6. Parámetros de evaluación de la Reflectancia de la vitrinita (R _o)..	54
Tabla 7. Cuadro resumen de muestreo recolectado.	65
Tabla 8. Resultados de los análisis de Geoquímica orgánica realizados la Formación Tablazo.	76
Tabla 9. Resultados de los análisis de Geoquímica orgánica realizados la Formación Simití.....	82

LISTA DE ANEXOS

Anexo A. Catalogo de muestras macroscópico, correspondiente a la formación tablazo, Sobre la vía San Gil – El Socorro.....	107
Anexo B Catalogo de muestras macroscópico, correspondiente a la formación Simití, Sobre la vía El Socorro – Bogotá.	133
Anexo C. Columna estratigráfica generalizada, escala 1:100, correspondiente a la Formación Tablazo, levantada hacia las in mediaciones del municipio de El Socorro, Santander.	167
Anexo D. Columna estratigráfica generalizada, escala 1:100, correspondiente a la Formación Simití, levantada hacia las in mediaciones del municipio de El Socorro, Santander.	168

RESUMEN

TÍTULO: POTENCIAL DE GENERACIÓN PARA SHALE-OIL Y SHALE-GAS EN LAS FORMACIONES TABLAZO Y SIMITÍ, EN LOS ALREDEDORES DEL MUNICIPIO DE EL SOCORRO, SANTANDER. (CORDILLERA ORIENTAL, COLOMBIA).*

AUTOR: Duarte Martínez Edward Fernando **.

PALABRAS CLAVE: Carbono Orgánico Total (COT), Pirólisis Rock Eval, hidrocarburos no convencionales, shale gas, shale oil.

DESCRIPCIÓN:

En el presente proyecto de investigación se determina el potencial de generación para hidrocarburos no convencionales de tipo shale oil y shale gas, que presenta la Formación Tablazo y la Formación Simití, en las inmediaciones del municipio de El Socorro, Santander, Colombia.

Esta determinación se hace, a partir de los análisis realizados a 19 muestras de afloramiento, correspondientes a muestras de shales y calizas, con la implementación de análisis geoquímicos orgánicos, por medio de la utilización del analizador anhídrido de muestra de roca y suelo, Rock Eval 6, el cual nos permite identificar la cantidad, calidad y madurez termal de dichas muestras.

A partir del análisis de los resultados de la geoquímica orgánica se determina: para la Formación Tablazo, respecto a la cantidad de carbono orgánico total (TOC), cual presenta un valor promedio de 1,2% de TOC, un predominio de kerógeno tipo III, un potencial de generación regular, en relación con los picos S_1 y S_2 , así como a partir del índice de hidrogeno (HI) que presenta en promedio 3.8 mg HC/ g TOC, correspondiente a un grado de evaluación pobre y una maduración termal que se encuentra en estado sobremaduro, en relación al índice de producción (PI) y la temperatura máxima de pirolisis (T_{max}); Para la Formación Simití, se determina respecto a la cantidad de carbono orgánico total (TOC) un valor promedio de 0,79% de TOC, un predominio de kerógeno tipo III, un potencial de generación regular, en relación con los picos S_1 y S_2 , así como a partir del índice de hidrogeno (HI) que presenta en promedio 5.7 mg HC/ g TOC, correspondiente a un grado de evaluación pobre y una maduración termal que se encuentra en estado sobremaduro, en relación al índice de producción (PI) y la temperatura máxima de pirolisis (T_{max}).

Finalmente se concluye que dichas formaciones son favorables para la generación de gas seco y por lo tanto corresponden con yacimientos no convencionales de tipo shale gas, sin embargo presentan una moderada capacidad de generación de hidrocarburos.

*Proyecto de Investigación

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

ABSTRACT

TITLE: POTENCIAL GENERATION FOR OIL/GAS SHALE IN TABLAZO AND SIMITI FORMATIONS AROUND SOCORRO MUNICIPALTY, SANTANDER. (EASTERN CORDILLERA, COLOMBIA)

AUTOR: Edward Fernando Duarte Martínez**.

KEY WORDS: Total Organic Carbon (TOC), *Rock Eval Pyrolysis*, *Unconventional Hydrocarbons*, gas shale, gas oil.

DESCRIPTION:

The following research project determines the potential generation for unconventional hydrocarbons like oil shale and gas shale, present in Tablazo and Simiti formations close to El Socorro municipality, Santander, Colombia.

This determination is made by the analysis of 19 samples of outcrop corresponding to shales and limestones, from the organic geochemistry analysis through the use of an anhydride analyzer rock, and soils Rock Eval 6 which allows us to identify the quantity, quality and thermal maturity of the samples.

From the results of the organic geochemistry analysis is determined for the Tablazo formation, a good grade of evaluation regarding to the quantity of total organic carbon (TOC) which presents a mean value of 1.2% TOC. A predominance of kerogen type III. A regular potential of generation, relative to the S1 and S2 peaks, and from the hydrogen index (HI) that presents an average of 3.8 mg HC / g TOC corresponding to a poor evaluation grade. And a thermal maturity that is in an overmature state, in relation to the production index (PI) and the maximum pyrolysis temperature (Tmax). For Simití Formation is determined a regular grade evaluation, relative to the amount of total organic carbon (TOC) which has an average value of 0.79% of TOC. A predominance of kerogen type III. A regular potential generation, relative to the S1 and S2 peaks, and from the hydrogen index (HI) that presents an average of 3.8 mg HC / g TOC corresponding to a poor evaluation grade 5.7 mg HC / g. And a thermal maturity that is in an overmature state, in relation to the production index (PI) and the maximum pyrolysis temperature (Tmax).

Finally it was concluded that these configurations are favorable for the generation of dry gas and therefore corresponds with unconventional deposits like gas shale, however exhibit a moderate capacity of hydrocarbon generation.

*Research Project

**Faculty of Fisicoquímicas engineering. Geology School. Director: Ricardo MierUmaña, Associate Professor of geology.

INTRODUCCIÓN

En los últimos años, en Colombia, se han incrementado los estudios en la exploración de yacimientos no convencionales; en particular la Cuenca Cordillera Oriental exhibe un alto potencial de shale-gas, aproximadamente 37 TPC. (García, 2010).

Según estudios recientes, esta Cuenca podría presentar un potencial de shale oil y shale gas, de magnitud similar al de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, la cual se encuentra en el orden de 289,5 TPC (Zamora, 2009). Sin embargo no existen suficientes estudios geoquímicos disponibles que confirmen dichas hipótesis.

Por todo lo anterior se hace necesario adquirir un entendimiento más refinado de los parámetros geoquímicos de los intervalos de interés a partir de análisis de laboratorio tales como TOC y Pirolisis Rock Eval, análisis patrocinados por el grupo de investigación en geología de hidrocarburos y carbones y los cuales se desarrollaron en la sede del parque industrial de Guatigura, de la Universidad Industrial de Santander (UIS).

Estos análisis se complementan a partir de un levantamiento estratigráfico detallado, y de esta manera se logra contribuir al desarrollo de conceptos exploratorios más precisos que permitan arrojar los primeros indicios sobre la favorabilidad de condiciones para la presencia o ausencia de unidades potencialmente generadoras para hidrocarburos no convencionales de tipo shale oil y shale gas, hacia los alrededores del municipio de El Socorro, ubicado en la Cordillera Oriental.

1. OBJETIVOS

1.1 OBJETIVO GENERAL

Determinar el potencial de generación para shale oil y shale gas, en las formaciones Tablazo y Simití, en los alrededores del municipio de El Socorro, Santander. (Cordillera Oriental, Colombia).

1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- ❖ Realizar el levantamiento estratigráfico detallado de las formaciones de interés en el área de estudio.
- ❖ Evaluar los parámetros geoquímicos de los shales, mediante análisis de laboratorio tales como TOC y pirolisis Rock Eval.
- ❖ Analizar con base en los resultados de los análisis geoquímicos, su relación como roca generadora de hidrocarburos.

2. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Teniendo en cuenta el notable aumento en la demanda de recursos energéticos en el mundo y la declinación en la producción de los yacimientos convencionales, se hace necesario el hallazgo de nuevas reservas, por tal motivo se ha dado una mirada a los yacimientos no convencionales de tipo shale-oil y shale-gas.

Por otra parte, está demostrado que la Cuenca Cordillera Oriental exhibe un alto potencial de hidrocarburos no convencionales tipo shale oil y shale gas, por lo cual es indispensable mejorar el conocimiento geológico de los sistemas petrolíferos de la Cuenca.

En general, el problema que se presenta y por el cual se propone esta investigación, se deriva de la ausencia de estudios geológicos detallados, esencialmente geoquímicos que permitan identificar el potencial que presenta la Formación Tablazo y la Formación Simití, como roca generadora, para hidrocarburos no convencionales, en el área de estudio.

3. GENERALIDADES DEL ÁREA DE ESTUDIO

3.1. LOCALIZACIÓN.

El área de estudio se encuentra localizada geográficamente hacia los alrededores del municipio de El Socorro, departamento de Santander, Colombia. (**Figura 1**). Presentando una distancia de referencia de 264 km con respecto a la capital de la república de Colombia (Bogotá D.C.) y a 120 km. de la capital del departamento de Santander (Bucaramanga). Limita al norte, con los Municipios de Cabrera y Pinchote; al sur, con los municipios de Confines y Palmas del Socorro; al oriente, con el municipio del Páramo; al occidente, con los municipios de Simacota y Palmar. Presenta una red vial liderada por la troncal central del Norte.

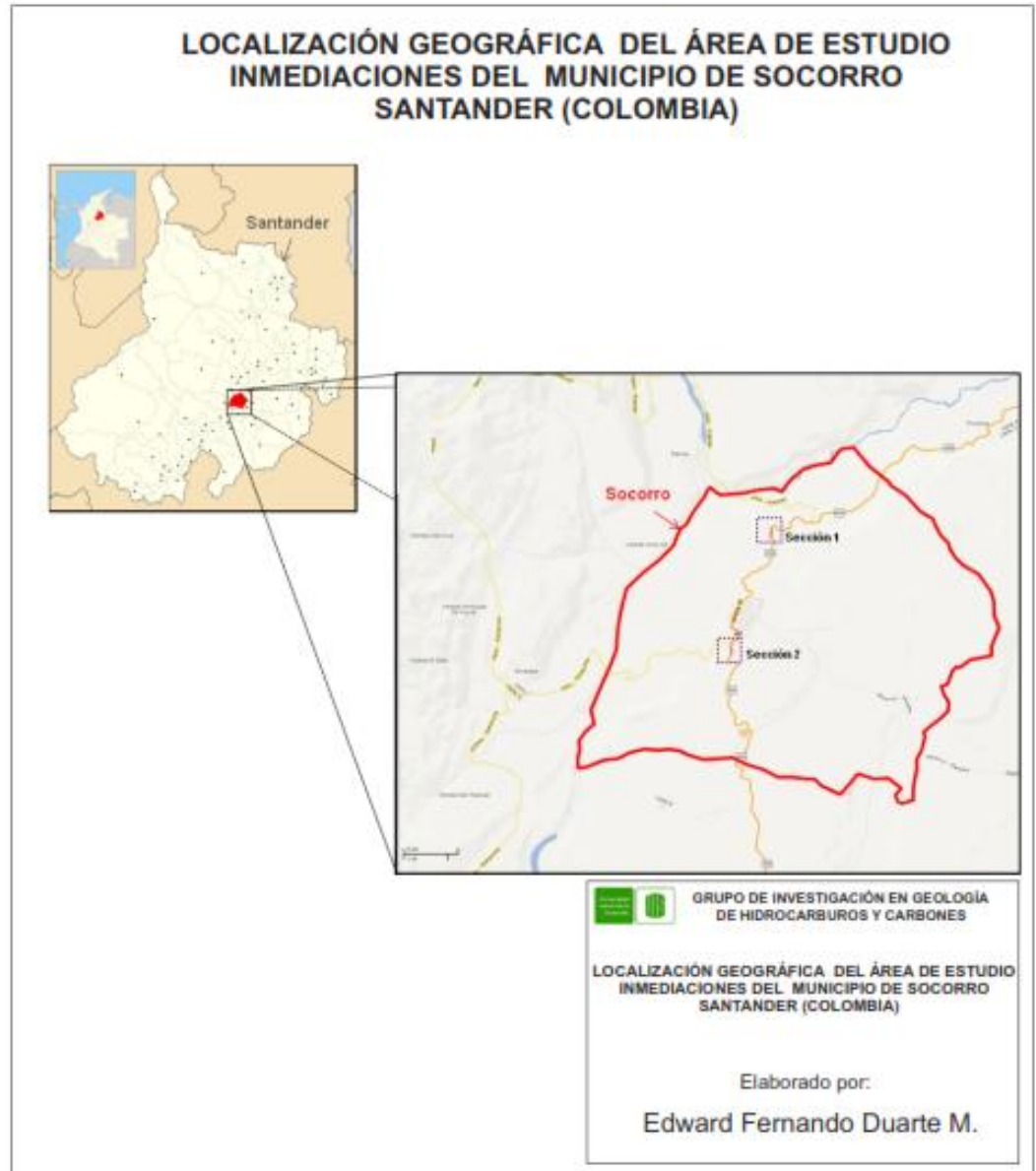
La zona comprende la plancha 135-IV-C, a escala 1:25.000, según nomenclatura del Instituto Geográfico Agustín Codazzi, (I.G.A.C), presentando coordenadas geográficas según el sistema de proyección Transversal de Mercator Modificada (TM) o conforme de Gauss, asumiendo coordenadas planas $N = 1'000.000$ y $E = 1'000.000$, obteniendo de esta forma las coordenadas:

$$\begin{array}{ll} X_1 = 1.090.000 & Y_1 = 1.205.000 \\ X_2 = 1.091.000 & Y_2 = 1.209.000 \end{array}$$

Con respecto a la localización geología, el área de estudio se encuentra localizada en el supraterrano Cretácico de la Cordillera Oriental según Etayo *et al.* (1983), citado en Royero & Clavijo (2000), sin embargo en el presente

proyecto de investigación se hace alusión al término provincia Cordillera oriental propuesto por Clavijo *et al.* (1993), citado en Royero & Clavijo (2000).

Figura 1. Localización geográfica del área de estudio, en donde se indican las secciones estratigráficas levantadas.



Fuente: Autor

4. ANTECEDENTES

En pro a la realización del presente proyecto de investigación, se tuvo accesos a diferentes fuentes de información que han contribuido con el aumento del conocimiento de los hidrocarburos no convencionales, específicamente, a los yacimientos no convencionales de tipo shale oil y shale gas, tanto en regiones cercanas al área de estudio, así como investigaciones realizadas a nivel mundial que han permitido refinar el conocimiento en cuanto a la caracterización geoquímica, permitiendo un mejor análisis de las formaciones de interés, así como lo relacionado con las técnicas de laboratorio utilizadas para evaluar dichas formaciones.

Para ello se utilizaron importantes proyectos de investigación, realizados en la Universidad Industrial de Santander, así como, diferentes artículos y publicaciones de carácter internacional, entre los que se destacan:

Delgado & Luna (2012). Quienes realizaron un análisis del potencial hidrocarburífero para las rocas del Cretácico inferior, en el trabajo denominado como “POTENCIAL HIDROCARBURÍFERO DE LAS FORMACIONES DEL GRUPO CALCÁREO BASAL EN EL MUNICIPIO DE VILLANUEVA, DEPARTAMENTO DE SANTANDER, COLOMBIA.”, en la cual se determinó el potencia de generación para las formaciones Rosablanca, paja y Tablazo, por medio de análisis geoquímicos.

Chenet *al.* (2011). Quienes evaluaron el potencia de generación para shale-gas de la Formación Longmaxi, en el artículo llamado “SHALE GAS RESERVOIR CHARACTERISATION: A TYPICAL CASE IN THE SOUTHERN SICHUAN BASIN OF CHINA” artículo por medio del cual se muestra un flujo de trabajo que permite evaluar una determinada formación a partir de análisis

geoquímicos, petrográficos, mineralógicos y petrofísicos, demostrando ser esenciales para determinar el potencial de shale y observar los patrones de productividad.

García-González (2010). Quien realizó una estimación preliminar del potencial de shale-gas en la Cordillera Oriental, en el trabajo denominado “SHALE GAS POTENTIAL IN THE EASTERN CORDILLERA OF COLOMBIA”, con el cual, a partir de la implementación de análisis geoquímicos, tales como TOC, R_o y pirolisis Rock-Eval, en contribución con estudios estructurales y estratigráficos se logra estimar los recursos de gas en la cuenca de la Cordillera Oriental, por un valor de 37 TCF.

García (2009). Quien determinó la madurez termal y la riqueza orgánica de la Formación Rosablanca, en el trabajo denominado como “EVALUACIÓN DEL POTENCIAL GASÍFERO DE LOS YACIMIENTOS TIPO GAS-SHALE DE LA FORMACIÓN ROSABLANCA EN EL FLACO ORIENTAL DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA” trabajo con el cual mediante la utilización de parámetros geoquímicos tales como el TOC, R_o identifico la carencia en el pico de la maduración termal para la generación de gas, de dicha formación.

5. METODOLOGÍA

La metodología propuesta para llevar a cabo el presente proyecto de investigación, consta principalmente de cinco fases, las cuales se describen a continuación.

❖ FASE DE REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA

Esta fase comprende todas aquellas actividades que conducen al dimensionamiento y contextualización del área de estudio en términos de geología regional y geoquímica orgánica; en esta fase se realizará una búsqueda detallada de estudios anteriores realizados en el área de estudio, tales estudios procederán de fuentes como publicaciones en artículos a nivel nacional e internacional, tesis de pregrado, mapas, entre otros.

❖ FASE DE CAMPO

Esta fase se inicia con el reconocimiento del área de estudio seguido del levantamiento y muestreo de las secciones estratigráficas que abarcan el intervalo de interés (cretácico inferior), en esta actividad se realiza la descripción sedimentológica, estructural y estratigráfica de los afloramientos presentes en el área de interés.

❖ FASE DE LABORATORIO

Esta fase consiste en la realización de los análisis geoquímicos tales como TOCy Pirolisis Rock Eval, con los cuales se determinan parámetros geoquímicos como la calidad, cantidad y madurez termal de la roca fuente.

❖ FASE DE INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS

Para el desarrollo de esta fase se tiene en cuenta conceptos teóricos sobre sedimentología, estratigrafía y geoquímica, con el fin de llevar a cabo una interpretación de la información enfocada a la identificación del potencial como roca generadora de las formaciones de interés.

❖ FASE DE ENTREGA DE RESULTADOS

Como resultado de esta fase del proyecto se elabora el informe final el cual presentará los resultados obtenidos de la investigación. Los resultados serán presentados en formato digital a la Universidad Industrial de Santander (UIS).

6. MARCO GEOLÓGICO REGIONAL

6.1 GEOLOGÍA GENERAL

El área de estudio, se encuentra localizada, en la denominada Cuenca de la Cordillera Oriental, (Barreo D. *et al.*,2007). En donde se encuentran depositadas las Formaciones Tablazo y Simití, Formaciones que corresponden con el objeto de estudio del presente proyecto de investigación. Las edades de depositación de las formaciones mencionadas corresponden a una edad Aptiano Superior – Albiano Inferior, para la Formación Tablazo, mientras la Formación Simití, presenta una edad Albiano Superior – Cenomaniano., según Morales (1958), citado en (Clavijo *et al.*,2000).

Estas edades comprendidas a finales del Cretácico Inferior, han sido afectadas por fenómenos tectónicos distensionales y por una subsidencia que permitió la depositación, en un ambiente tranquilo correspondiente a una sedimentación marina epicontinental (Toussaint 1996). Depositación originada debido a una extensión significativa que afecto el margen norte de Suramérica, originada por la subsidencia en el Cretácico de la Cordillera Oriental, la cual empezó con la fase rifting originada en el Cretácico Temprano, según Fabre (1987), citado en (Vásquez *et al.*, 2010).

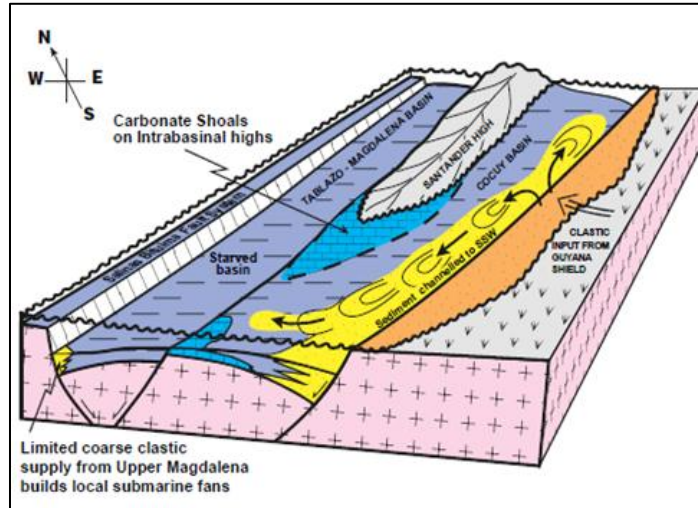
Dentro de este ambiente de extensión general se localiza la transgresión marina cretácica, en donde la depositación, desde el Cretácico Temprano fue enteramente marina exceptuando para las facies de línea de costa en los márgenes del escudo de la Guyana y alguna sedimentación fluvial, correspondiendo de esta manera con facies continentales y fluvio lacustres, según (Toussaint1996). La depositación se encuentra representada por los kerógenos tipo III y tipo IV de la Formación Tablazo y la Formación Simití. También se presentan niveles marinos poco profundos representados en las calizas de la Formación Tablazo.

La sedimentación durante el Aptiano – Albiano, se caracteriza por un periodo de transgresión correspondiente a un ambiente poco profundo, en la cual la Formación Tablazo en su parte inferior, se caracteriza por presentar capas de caliza, con intercalaciones de shales negros y en su parte superior se observa el predominio de areniscas que marcarían ligeras regresiones, en donde Parte de las areniscas provenían de los umbrales que bordeaban los grabens Predominando de esta manera, las facies calcáreas, facies lutíticas y facies arenosas (Toussaint 1996).

El Albiano y parte del Cenomaniano, se caracterizan por presentar un espeso nivel de areniscas, cuya fuente de aporte estaba localizada en el Escudo de Guyana, así mismo se depositaron shales negros y calizas, favorecidos por la sedimentación marina iniciada a finales del Jurásico y terminada a finales del Cretácico. (Toussaint 1996).

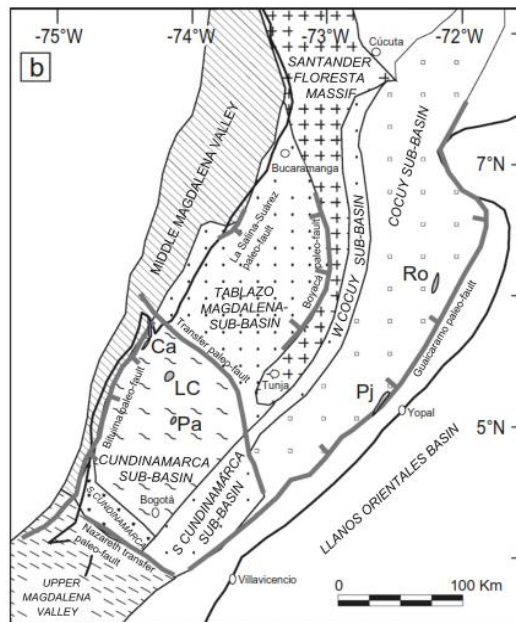
Estos eventos se originaron en la Cordillera Oriental, favorecidos por el desarrollo de dos cuencas de rift, la Cuenca del Cocuy, en el este, y la Cuenca Tablazo-Magdalena en el Oeste y entre los dos depocentros, se localiza la intracuenca del Palealto Santander, la cual incluye los macizos de Santander y la Floresta (Cooper *et al.*, 1995), lo cual se puede observar en el bloque diagrama de la (**Figura 2**) y en el esquema de distribución de las cuencas de la (**Figura 3**).

Figura 2. Bloque diagrama donde se ilustra la separación de la cuenca Cocuy y la cuenca Tablazo-Magdalena, durante el Cretácico Inferior y la influencia en la distribución de facies.



Fuente: Tomado de Cooper *et al.* (1995).

Figura 3. Esquema donde se ilustra la distribución de la cuenca Cocuy, la cuenca Tablazo-Magdalena, separado por el macizo de Santander.



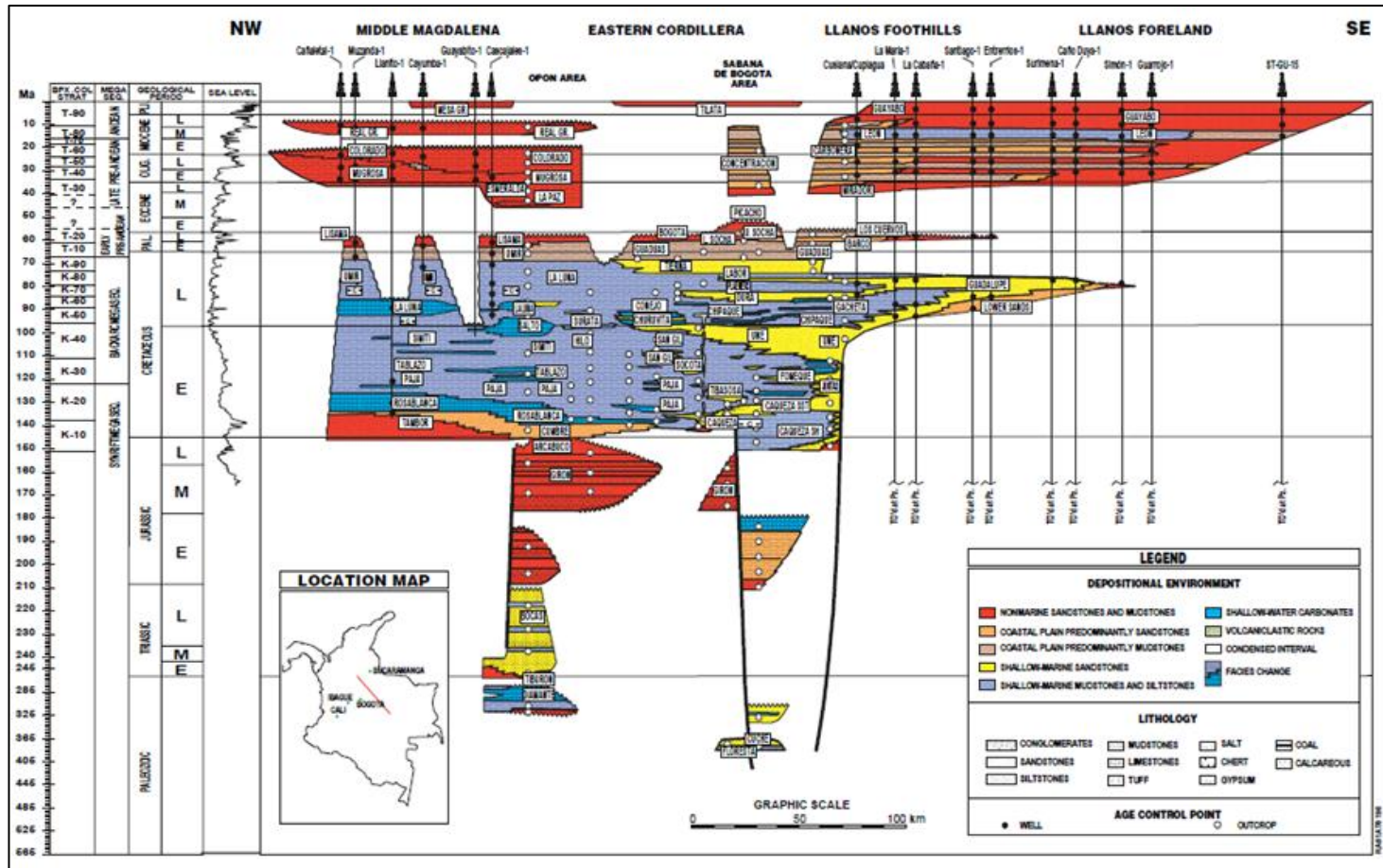
Fuente: Tomado de Vásquez *et al.* (2010).

Estos sistemas de cuencas se encontraron activos a comienzos del Cretácico, cuando un considerable espacio de acomodación fue creado en la Cordillera Oriental según Fabre(1987), citado en (Vásquez *et al.*,2010).

Con relación al macizo de Santander, este constituyó una zona elevada hasta finales del Hauteriviano, al comenzar el Aptiano el Macizo de Santander fue sumergido quedando recubierto por el mar durante buena parte del Cretácico Tardío, comenzando la sedimentación solo a partir del Aptiano favorecido por la transgresión del Cretácico y desde el Albiano, se puede considerar que prácticamente la totalidad de la zona andina del Oriente Colombiano fue recubierta por el mar epicontinental (Toussaint 1996).

A partir de la configuración de la Cordillera Oriental, mostrada anteriormente, las secuencias deposicionales para el Cretácico, según (Cooper *et al.*,1995). Inician desde la secuencia K10, hasta la secuencia K40, lo cual se representa en el diagrama de la **(figura 5)**, donde se muestran las unidades litoestratigráficas correspondientes con el Valle Medio del Magdalena, los Llanos Orientales y la Cordillera Oriental, indicando su localización espacial y temporal.

Figura 4. Diagrama donde se muestran las unidades litoestratigráficas correspondientes con el Valle Medio del Magdalena, los Llanos Orientales y la Cordillera Oriental, donde se indican su localización espacial y temporal



Fuente: Tomado de Cooper et al. (1995).

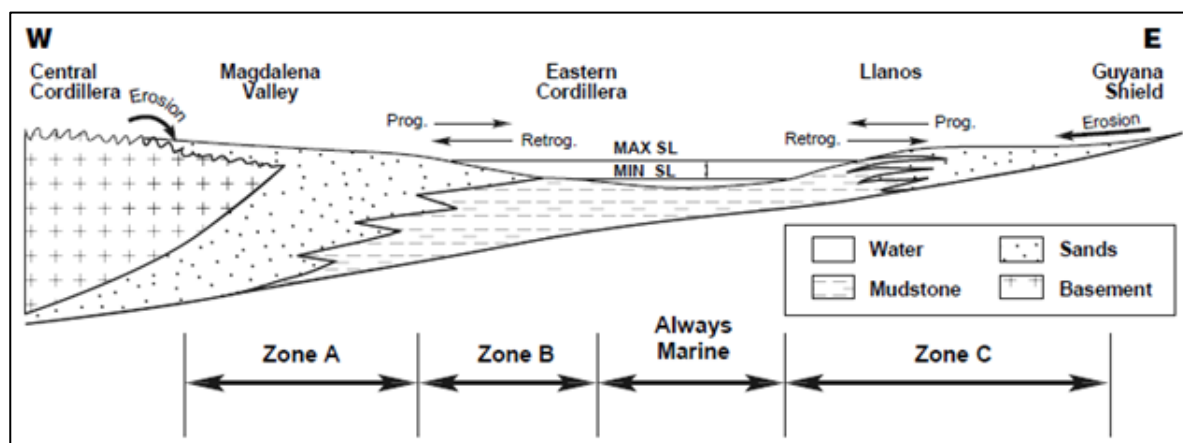
La secuencia K10, correspondiente con una mega secuencia *Synrift*, la cual se encuentra dominada por capas rojas continentales en la Cuenca Tablazo-Magdalena y por sedimentos marinos poco profundos en la Cuenca Cocuy.

Seguidos por la secuencia K20, la cual marca un cambio de sedimentos continentales a sedimentos marinos poco profundos en la Cuenca Tablazo – Magdalena, cuya secuencia se encuentra representada por mudstones marinos ricos en materia orgánica. Los límites entre K20 y K30 se consideran el límite entre las megas secuencias *synrift y back-arc*.

En la parte sur de la Cuenca Tablazo-Magdalena, las secuencias K30 y K40 están dominadas por lutitas marinas ricas en materia orgánica y ocasionalmente, calizas y areniscas finas lo cual representa las formaciones objeto de estudio en el presente proyecto de investigación (Tablazo, Simití).

La fuente potencial de aporte para la Cuenca Tablazo-Magdalena durante la depositación de las secuencias K30 y K40 es el Valle Superior del Magdalena (VSM), la cual presenta secuencias gruesas del Valanginiano-Barremiano, debido a los aportes fluviales y costeros (Cooper *et al.*, 1995), este hecho se puede observar en el corte esquemático de la (**figura 5**), donde se representa la distribución de sedimentos, hacia la Cuenca de la Cordillera Oriental desde el Valle del Magdalena y el Escudo de la Guyana.

Figura 5. Corte esquemático donde se representa la distribución de sedimentos, hacia la cuenca de la Cordillera oriental desde el Valle del Magdalena y el escudo de la Guyana.



Fuente: Tomado de Cooper *et al.*(1995).

El ambiente deposicional de las arenas llega a ser marino en el Aptiano con suministros intermitentes de abanicos submarinos a la Cuenca Tablazo-Magdalena. Este patrón de sedimentación marino poco profundo continuó a través del cretácico, con un espacio de acomodación producido continuamente por la extensión en la cuenca *Back-Arc*(Cooper *et al.*,1995).

Durante la depositación de K40, un aumento gradual del nivel del mar, combinado con una subsidencia continua, causó una trasgresión regional. Esta trasgresión estableció una plataforma siliciclastica marina poco profunda sobre una amplia área, incluyendo el Alto Santander. Estas areniscas se han onlapado más hacia el este en el Escudo de la Guyana durante la depositación de K50 (Cooper *et al.*,1995).

En la Cordillera Oriental hacia el oeste, la secuencia llega a ser cada vez más lodosa y finalmente pasa a lutitas marinas con carbonatos delgados (Formación Tablazo). La secuencia K40 marca el final de la intracuenca del Alto

Santander como una barrera significativa para el movimiento de los sedimentos (Cooper *et al.*,1995).

Estas secuencias deposicionales mostradas por Cooper *et al.* (1995). Son el resultado de importantes eventos tectónicos relacionados con la evolución del margen activo desarrollado en la parte occidental de Suramérica.

6.2. ESTRATIGRAFÍA.

Para el Cretácico en el Oriente Colombiano, se distinguen regiones con facies diferentes y en las cuales, se han desarrollado nomenclaturas diferentes, por ello la estratigrafía de las unidades sedimentarias del Aptiano Superior – Albiano Inferior, correspondientes con las unidad litoestratigráficas de las Formaciones Tablazo y Simití, formaciones las cuales fueron definidas por Wheeler (1929), inédito, según Morales *et al.* (1958), citado en Moreno & Sarmiento (2002), los cuales definen a la Formación Tablazo en la localidad de El Tablazo (Santander), donde la carretera Bucaramanga – San Vicente de Chucurí atraviesa el Rio Sogamoso. Por otro lado, la Formación Simití, fue definida por Intercol en 1953 en Morales *et al.* (1958), citado en Moreno & Sarmiento (2002), en el margen sur de la Ciénaga Simití (Bolívar). Presentan una nomenclatura diferente, según diferentes autores.

Para Hubach (1953), citado en Moreno & Sarmiento (2002), las denominadas Formaciones Tablazo y Simití son designados como “Formación San Gil” y “Formación San Gil Superior” respectivamente.

Hubach (1957), citado en Moreno & Sarmiento(2002), apunta que El Tablazo de la cuenca del Carare es el equivalente de la Formación San Gil del Valle del

Suárez que forma los escarpes en la zona de San Gil – Socorro y de las mesetas del fondo del Valle del Suarez.

Julivert (1958), citado en Moreno & Sarmiento (2002), designa a las formaciones Tablazo y Simití, como Caliza del Tablazo y Formación Simití, para Etayo (1964), citado en Moreno & Sarmiento (2002), son designadas como Formación Calizas del Tablazo y Formación Lutitas de Simití.

Julivert (1968), citado en Moreno & Sarmiento (2002). Indica que: La Calizade San Gil se encuentra bien representada por todo el valle del Suárez, aunque no es más que la misma Formación Tablazo (o Caliza del Tablazo) conocida con otro nombre en el valle del Suárez y que La Caliza del Tablazo equivale exactamente a la Caliza de San Gil (o Formación San Gil). Respecto al Conjunto San Gil Superior, Julivert (1968) indica que corresponde a la parte baja de la Formación Simití.

Respecto a la extensión regional de la nomenclatura estratigráfica, los nombres Formación San Gil Inferior y Formación San Gil Superior, son empleados en los cuadrángulos 171 - Duitama y 191 - Tunja, mientras los nombres Formación Tablazo y Formación Simití se emplean hacia el N (cuadrángulos 135 - San Gil y 151 - Charalá) y W (cuadrángulos 170 - Vélez y 190 - Chiquinquirá).

A continuación se describe la petrología sedimentaria, sus conjuntos litológicos característicos y ambientes de depósito para la Formación Tablazo y la Formación Simití.

6.2.1 Formación Tablazo.

En su localidad tipo presenta un espesor de 150 metros y varía hasta 325 metros. La secuencia consiste de calizas que presentan una tonalidad que varía de gris a negro, con niveles intercalados de arcillolitas grises, calcáreas,

fosilíferas, en capas medianas a gruesas, con intercalaciones de arenisca grises, grano fino a medio, arcillosas, levemente calcáreas, en capas delgadas. El ambiente de depósito parece corresponder a condiciones neríticas, poco profundas. (Royero & Clavijo, 2000).

Sobre la carretera que conduce de San Gil a El Socorro (Santander), la sección consta de arenisca, arenisca calcárea y caliza de 2 hasta 8 metros de espesor, los cuales alternan con shales oscuros. (Julivert 1968).

Se encuentra en contacto concordante con la infrayacente Formación paja y la suprayacente Formación Simití, su edad corresponde con Aptiano Superior – Albiano Inferior (Royero & Clavijo, 2000).

6.2.2 Formación Simití.

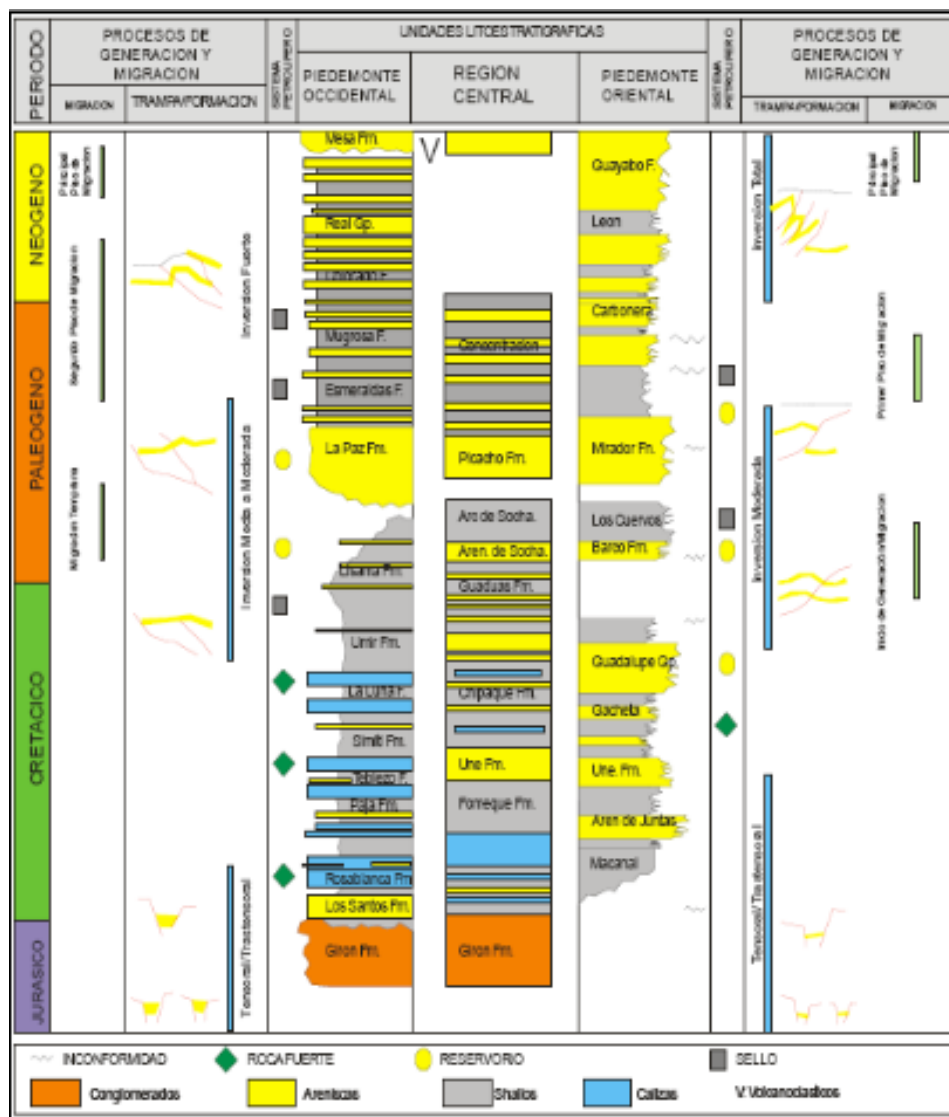
La unidad consta de shales grises a negros, carbonosos, levemente calcáreos y con intercalaciones de areniscas y calizas grises, localmente arcillosas y fosilíferas, en capas delgadas. Las condiciones paleoambientales fueron neríticas de aguas intermedias a profundas, presentan una variación con respecto a su espesor entre 250 y 650 metros (Royero & Clavijo, 2000).

Presenta contactos concordantes con la infrayacente Formación Tablazo y suprayacente Formación La Luna. Su edad corresponde con Albiano Superior – Cenomaniano (Royero & Clavijo, 2000).

Las Formaciones Tablazo y Simití, para Moreno & Sarmiento, (2002), representan sucesiones normales de frente costero progradacionales y retrogradacionales, en las que la sucesión de lodo-limo-arena definen un ciclo, entendiendo por ciclo, una sucesión estratigráfica, referidas a un conjunto de capas que ocurren en un orden específico y que definen un patrón energético indicativo de las condiciones energéticas actuantes sobre el fondo del depósito.

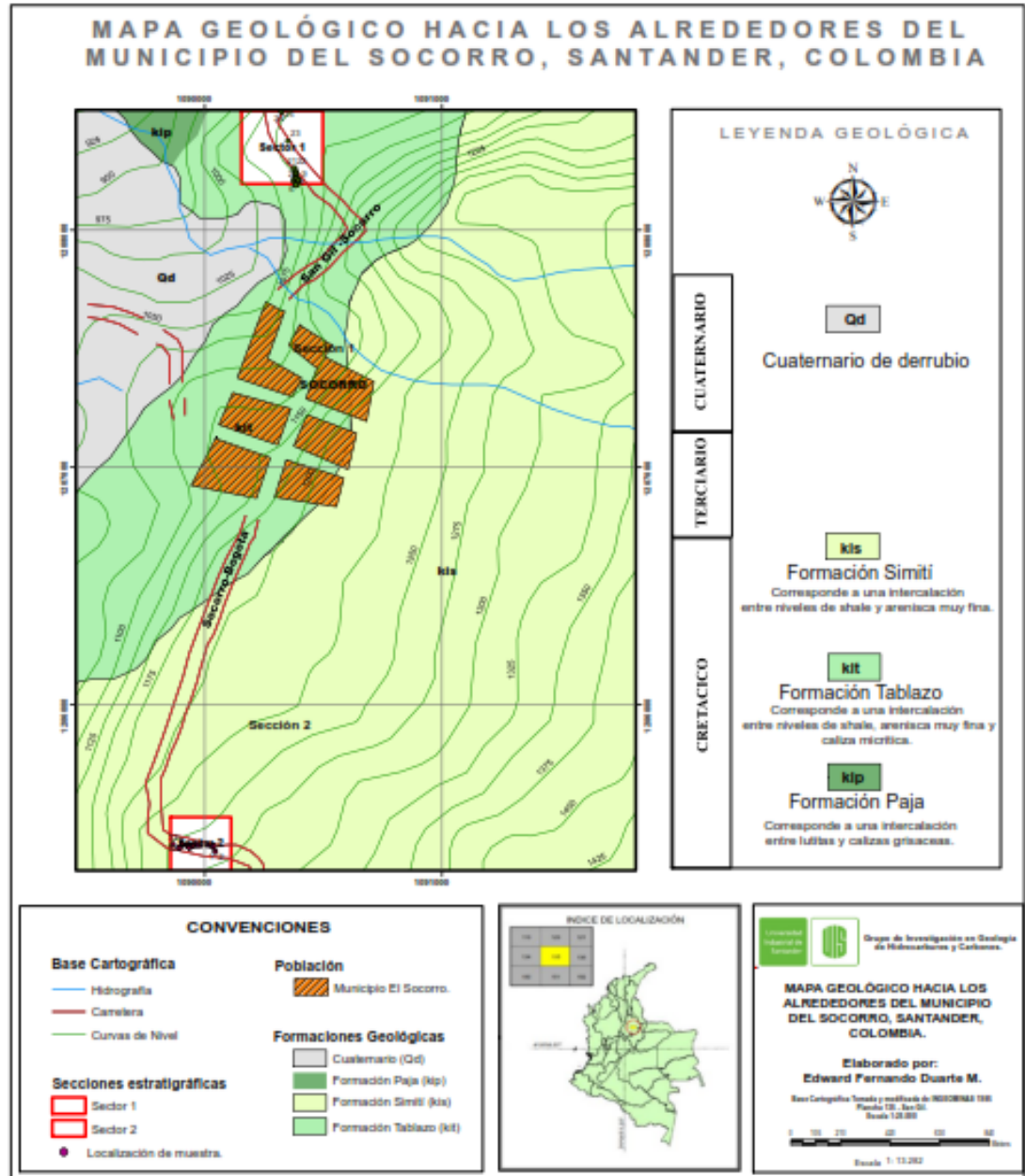
Depositados en ambientes someros, representativos de condiciones ambientales más energéticas. A continuación se muestra la columna generalizada de la Cordillera Oriental, en la cual se resalta las formaciones de Interés del presente proyecto de Investigación en la (**Figura 6**). Y el mapa geológico de la zona de estudio, en el cual se resaltan las dos secciones estratigráficas levantadas. (**Figura 7**).

Figura 6. Columna generalizada de la cuenca Cordillera oriental.



Fuente: Tomado de Barrero *et al.* (2007).

Figura 7. Mapa geológico del área de estudio donde se resaltan las secciones estratigráficas levantadas.



Fuente: Tomado y Modificado de pulido(2009).

6.3 GEOLOGÍA ESTRUCTURAL

La configuración estructural en la Cordillera Oriental, se encuentra moldeada por los principales rasgos tectónicos, representados en el Sinclinal de Simacota, la Falla del Suarez, Falla de Confines y el Sinclinal del Páramo, de igual forma se presentan pequeñas estructuras sinclinales, así como fallas normales de menor extensión, lo cual favorece el fracturamiento y el diaclasamiento en las formaciones de interés, configurando de esta manera la denominada región de mesas y cuevas. (Figura 8).

Figura 8. Mapa estructural, en el que se presentan los principales rasgos estructurales de la zona de estudio.



Fuente: Tomado y modificado de Pulido (2009).

Específicamente, el área de estudio, se encuentra ubicada al sur – occidente del Macizo de Santander, entre la falla del Suárez y el Sinclinal del Páramo. Con un tren estructural característico de dirección predominante NE – SW.

A continuación se describen los principales rasgos estructurales:

6.3.1 Falla de Suárez.

Accidente estructural importante que se orienta en forma paralela al cauce del Río Suárez hacia su margen izquierda con una dirección aproximada norte-sur. Se prolonga al sur dentro del cuadrángulo I-11 y termina al norte contra la Falla de Bucaramanga. Su desplazamiento vertical varía entre 400 y 700 metros, siempre con el bloque occidental levantado (Pulido, 1979).

6.3.2 Falla de Confines.

Estructura paralela a la Falla de El Socorro que se presenta en dirección NS; cubre una longitud de 30 km desde el municipio de Confines hasta inmediaciones de la población de Pinchote. Presenta un comportamiento normal, con el plano de falla buzando 45° aproximadamente al W (Pulido, 1979).

6.3.3 Falla de El Socorro

Estructura de dirección NE-SW que se extiende desde el Río Fonce hasta Palmas del Socorro, su plano de falla buza hacia el SE y presenta un comportamiento tipo normal (Pulido, 1979).

6.3.4 Sinclinal de Simacota

Estructura normal, simétrica cuyo flanco occidental es afectado por la Falla del Suárez. Su eje es norte - sur y tiene una extensión aproximada de 20 km. El núcleo lo constituyen sedimentos del Simití y Tablazo (Pulido, 1979).

6.3.5 Sinclinal del Páramo.

Se localiza al Oriente del municipio, en la vereda El Bosque; con una dirección SW-NE. Es una estructura muy suave que se prolonga hacia el municipio de Pinchote desde inmediaciones de El Páramo; su núcleo lo constituyen rocas de la Formación Simití (Pulido, 1979).

7. MARCO TEÓRICO

Para el desarrollo del presente proyecto de investigación, se requiere de un conocimiento detallado, referente a los hidrocarburos no convencionales, haciendo énfasis en los yacimientos de tipo shale-gas y shale-oil, así como de un entendimiento refinado de los parámetros geoquímicos necesarios para la evaluación del potencial de generación que presenta la Formación Tablazo y la Formación Simití. Para ello el presente capítulo presentara las definiciones más aceptadas en la industria de los hidrocarburos que definen los yacimientos no convencionales, sus condiciones de depósito, su clasificación, parámetros de evaluación y los análisis de geoquímica orgánica utilizados para tal fin.

7.1. RESERVORIOS NO CONVENCIONALES.

El termino reservorios no convencionales cubre un amplio rango de formaciones que contienen hidrocarburos que generalmente no son económicamente viables sin una adecuada estimulación del yacimiento, en un sentido estricto, en lo referente a la definición de un yacimiento no convencional, Etherington (2005), citado en Carrillo(2011), lo define como reservorios que no pueden ser producidos a tasas económicas sin ayuda de tratamientos de estimulación masiva o de procesos especiales de recuperación, los cuales están contenidos en reservorios de baja permeabilidad.

Los recursos no convencionales se clasifican en reservorios no convencionales de petróleo y reservorios no convencionales de gas, mostrados en la **(Figura 9)**. La cual hace alusión al denominado Triángulo de los recursos publicado por Masters & Grey (1970), citado en Carrillo (2011).

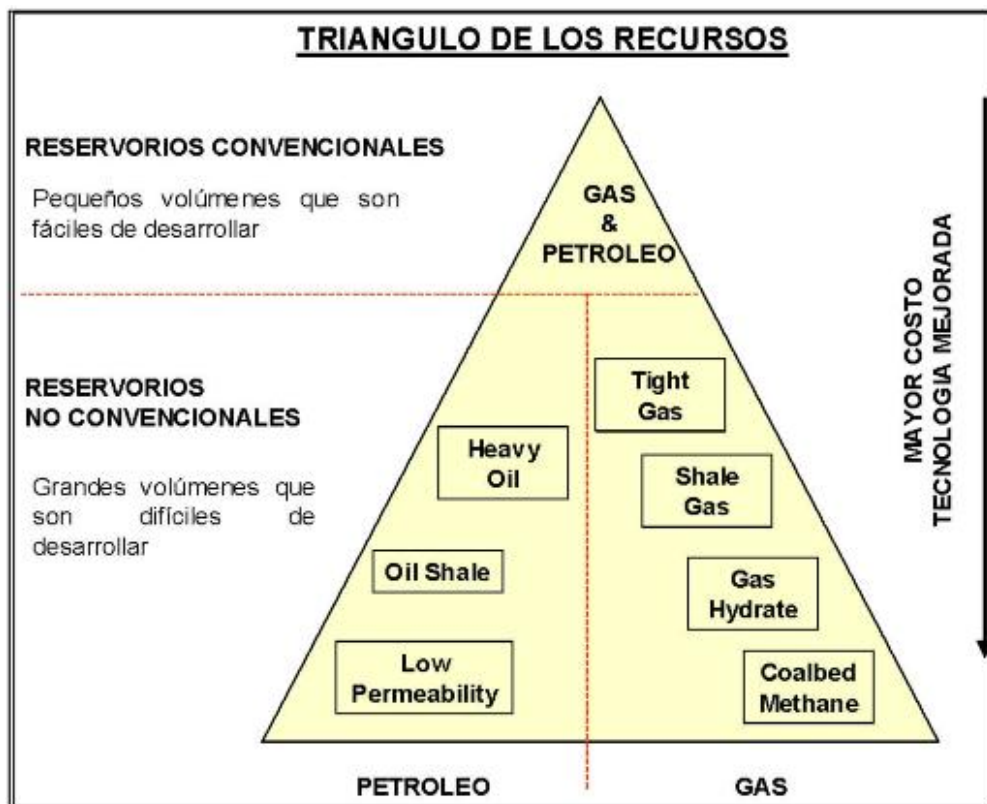
Reservorios no convencionales de petróleo, los cuales a su vez se encuentran subdivididos en:

- *Heavy Oil.*
- *Oil Shale*
- *Low Permeability.*

Reservorios no convencionales de gas, los cuales se subdividen en:

- *Tight-gas.*
- *gas-shale.*
- *Gas Hydrate*
- *Coal bed methane (CBM).*

Figura 9. Triangulo de los recursos no convencionales.



Fuente: Tomado de Carrillo (2011).

A continuación se describirán los reservorios no convencionales de tipo Shale-gas y shale-oil, los cuales corresponden con el objeto de estudio en el presente proyecto.

7.2. CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LOS SHALE-OIL.

Los reservorios no convencionales de tipo shale-oil, corresponden a rocas sedimentarias, no porosa, las cuales contiene una proporción que varía del 40% para los shale-oil ricos en materia orgánica y un 4% para los shale-oil pobres en materia orgánica, bajo la forma de kerógeno (80%) y bitumen (20%) y la cual no ha sido suficientemente expuesta a temperaturas altas que le permitan convertir el kerógeno en petróleo (Carrillo, 2011).

La recuperación de los shale-oil, se lleva a cabo, a partir del calentamiento de estos, en ausencia de oxígeno a una temperatura mayor a los 500°C, en la cual una proporción entre el 75% y el 80% del kerógeno es convertido en petróleo, otra alternativa consiste en la inyección de gases y aire caliente dentro de los shales, lo que genera el calentamiento del kerógeno.

Los shale-oil, requieren condiciones anaeróbicas y falta de organismos destructores, para Yen & Chilingarian (1976), citado en Carrillo (2011), consideran que el kerógeno y el bitumen de los shale-oil, deben ser de origen biológico, derivados principalmente de material algal.

7.3. RESERVORIOS NO CONVENCIONALES DE TIPO SHALE-GAS.

El shale gas, corresponde a una fuente no convencional de gas natural, cuyo nombre, deriva a su procedencia, el shale, el cual contiene material orgánico, siendo rocas fuentes maduras en la ventana termogénica del gas y los cuales en ciertas condiciones de temperatura y presión son lo suficientemente

quebradizas y rígidas para mantener abiertas las fracturas, formando gas natural. Debido a la baja densidad que presenta el gas natural, este suele deslizarse a través de los shale formando grandes depósitos de gas. Sin embargo, la baja permeabilidad de los shales, bloquean el paso de cantidades significativas de gas natural, los cuales son absorbidas por la arcilla de los shales, dando lugar al denominado shale-gas.

7.3.1. Características generales de los shale-gas.

Los shale corresponden con rocas sedimentarias, con un porcentaje mayor al 67% de partículas de tamaño arcilla y limo, que han sido consolidadas para formar capas rocosas de permeabilidad ultra baja, presenta laminaciones menores a 1 milímetro, típicamente paralelas a la estratificación, originadas debido a la orientación paralela preferencial de los minerales de arcilla, se desarrollaron durante la compactación y frecuentemente se hacen roca fisible. Por lo general presentan alto contenido de materia orgánica, para generar hidrocarburos. Dependiendo de la cantidad, el tipo de materia orgánica, la duración del proceso de calentamiento al que han sido sometidos, el grado de preservación y el ambiente de depositación de la materia orgánica.

En los shale-gas, el gas es generado localmente; el shale actúa a la vez como roca generadora y como reservorio. Este gas puede almacenarse intersticialmente en los espacios porosos, entre los granos de roca o las fracturas de la lutita, o ser absorbido en la superficie de los componentes orgánicos contenido en los shales.

Los reservorios no convencionales de tipo shale-gas son producidos bajo ciertas condiciones, en las que se incluyen el alcance regional, la falta de un sello y trampa obvios, la ausencia de un contacto gas-agua bien definido, la presencia de fracturas naturales, una recuperación final estimada que es por lo general más baja que la de una acumulación convencional y una matriz de

permeabilidad muy baja. Además, se debe apuntar a aquellos shales que poseen la combinación correcta de tipo de lutita, contenido orgánico, madurez, permeabilidad, porosidad, saturación de gas y fracturamiento de la formación.

7.4. CLASIFICACIÓN DE RESERVORIOS TIPO SHALE

A continuación se presenta una clasificación de los reservorios no convencionales tipo shale-gas, propuesta por Halliburton y presentada en Iván Leyva (2012), en la cual los shale-gas son clasificados en tres tipos:

Tipo I. La clasificación tipo I, corresponde con una combinación entre el almacenamiento de gas a partir de la porosidad y absorción a través del sistema de fracturas. Este tipo de reservorio se encuentra en campos como Barnett, New Albany y Nordegg.

Tipo II. La clasificación tipo II, corresponde con una intercalación de arenas finas o calizas dentro de los shales ricos en materia orgánica, los cuales sirven como conductos para la producción. Estos tipos de reservorios se encuentran en campos como mancos y Lewis, y corresponden con el tipo de reservorios del presente proyecto de investigación (**Figura 10**), Geólogos como Julie LeFever, han propuesto que este tipo de reservorio se asemeja al de una galleta Oreo, con limolitas y calizas y/o areniscas intercaladas.

Figura 10. Afloramiento donde se muestra la intercalación entre shales y areniscas.



Fuente: Autor.

Tipo III. La clasificación tipo III, corresponden con shales que presentan alto contenido de materia orgánica, con un TOC por encima del 5% y la cual es producida principalmente a través de la desorción a partir de una red de fracturas.

7.5. AMBIENTES DE DEPÓSITO

En los reservorios de shale-gas y shale-oil, el ambiente de depositación de la materia orgánica, usualmente se desarrolla en ambientes lacustres u oceánicos con circulación de agua restringida, (ambientes anóxicos), donde la demanda biológica de oxígeno excede el suministro, lo que tiene lugar en aguas que contienen menos de 0.5 mililitros de oxígeno por litro de agua (Boyer, 2007).

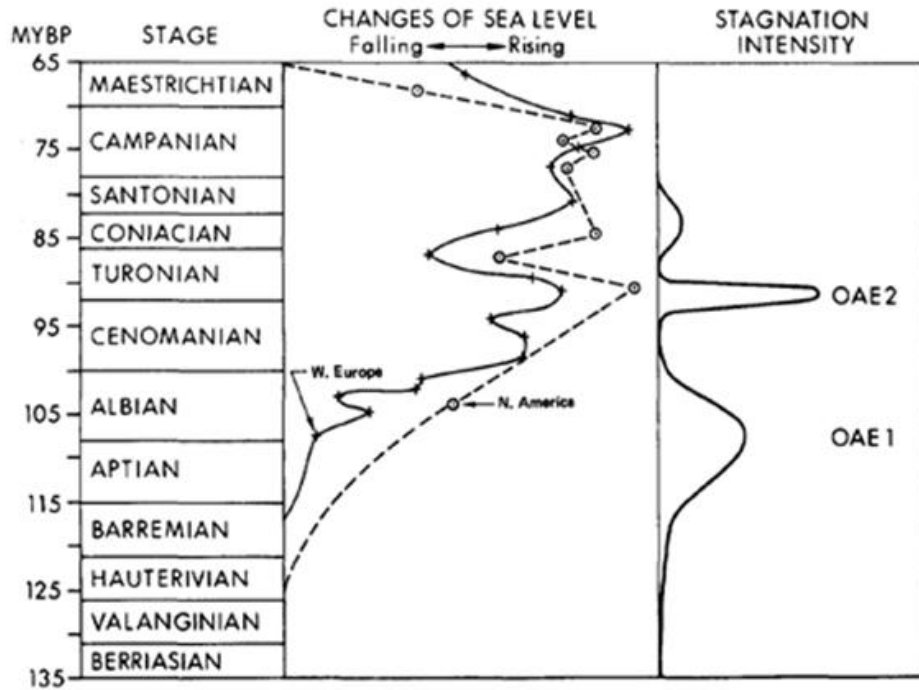
Estos tipos de ambiente se desarrollaron mayoritariamente hacia el Cretácico, el cual ha sido considerado como un evento anóxico mundial, en donde enormes cantidades de carbono orgánico se acumularon en los sedimentos marinos de edad Cretácica, depositados en plataformas someras y bancos, y en donde su preservación fue debido a la ocurrencia de eventos

anóxico oceánicos, durante el cual, las aguas profundas contenían oxígeno insuficiente para oxidar el carbono en la interface sedimento-agua.

Tiratsoo (1973), citado en Arthur & Schlanger (1979), postulan que la ocurrencia de la gran cantidad de *oil* a mediados del Cretácico es debida a la combinación de factores climáticos, oceanográficos y tectónicos. Incluso las cifras actuales pueden subestimar la abundancia relativa del petróleo Cretácico, debido a un alto grado de preservación de carbono orgánico en los sedimentos marinos.

Se pueden identificar dos periodos durante los cuales los shales negros y calizas negras fueron depositados en muchas partes del océano del mundo. Un periodo de intensificación en la depositación de shales negros se extendieron desde al menos el Barremiano Tardío hasta el Albiano Tardío conformando el denominado evento anóxico oceánico 1 (OAE 1, por sus siglas en inglés), y un segundo periodo se extiende desde el Cenomaniano Tardío al Turoniano Temprano, conformando el denominado evento anóxico oceánico 2 (OAE 2, por sus siglas en inglés) (Arthur & Schlanger, 1979). **(Figura 11).**

Figura 11. Principales eventos anóxicos mundiales.



Fuente: Tomado de Arthur & Schlanger (1979).

7.6. GEOQUÍMICA ORGÁNICA

La principal contribución de la caracterización geoquímica de las formaciones de interés consiste en proporcionar datos analíticos para la identificación a partir de análisis tales como la pirolisis Rock-Eval, y el carbono orgánico total (TOC, por sus siglas en inglés), lo cual, permitirá determinar si las muestras presentan un contenido rico en materia orgánica y si tiene la capacidad de generar hidrocarburos.

A continuación se describen brevemente los principales análisis geoquímicos y sus correspondientes indicadores.

7.6.1 Carbono orgánico total (TOC).

Describe la cantidad de carbono orgánico en una muestra de roca e incluye tanto kerógeno y bitumen (Peters & cassá, 1994). **(Tabla 1)**.

Tabla 1. Parámetros de evaluación del TOC.

TOC% peso	GRADO DE EVALUACIÓN
0 – 0.5	Pobre
0.5 – 1.0	Regular
1 – 2	Buena
2– 4	muy Buena
4 – 8	Excelente
>8	Carbón o Lutita Bituminosa

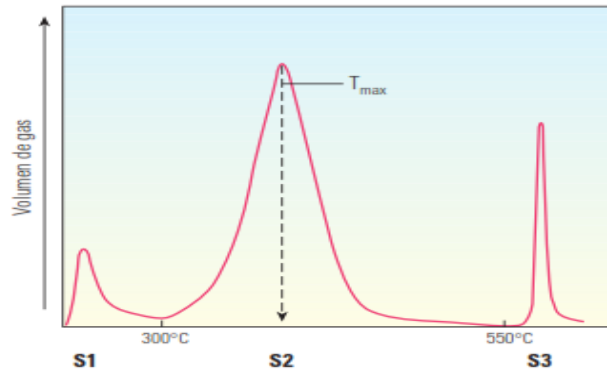
Fuente: Tomado y Modificado de Quiroga & Gainza(1990).

7.6.2 Pirolisis Rock-Eval.

Mide el potencial de la roca generadora, cuantificando los hidrocarburos libres y los producidos por descomposición térmica del kerógeno, estableciendo los parámetros de medida de la madurez térmica de la materia orgánica, analizando la temperatura máxima de pirolisis.

Las mediciones, junto con la temperatura, se registran en una gráfica, donde se muestran tres picos bien definidos, que permiten determinar la abundancia relativa del hidrógeno, carbono y oxígeno presentes en el kerógeno **(Figura 12)**.

Figura 12. Picos de gas versus temperatura, donde se muestran los picos S1, S2 y S3 y la Tmax.



Fuente: Tomado de Boyer *et al.*, (2007).

7.6.2.1 Picos S1: Corresponde a la medida de los hidrocarburos libres que pueden ser volatilizados fuera de la roca a temperaturas menores de 200⁰C, sin el craqueo del kerógeno (mg HC/g roca). S1 incrementa la madurez térmica a expensas de S2 (**Tabla 2**).

7.6.2.2 Pico S2: Corresponde a los hidrocarburos producidos durante el calentamiento por craqueo del kerógeno (mg HC/g roca) y representa el potencial actual de una roca para generar hidrocarburos. Esta es una medida más realista del potencial generador de una roca que el % TOC incluye carbón que puede no tener potencial generador (**Tabla 2**).

7.6.2.3 Picos S3: Representa la cantidad de CO₂ generado por la pirolisis del kerógeno, se mide en mgr CO₂/gr. Roca (**Tabla 2**).

Tabla 2. Parámetros de evaluación de los picos generados de la pirolisis Rock Eval.

PICOS	GRADO DE EVALUACIÓN	
S1 mg HC/g Roca	0 – 0.5	Pobre
	0.5 – 1	Regular
	>1	Bueno
S2 mg HC/g Roca	0 – 2	Pobre
	2 – 5	Regular
	5 – 20	Bueno
	>20	Muybueno
S3 mgr CO ₂ /gr. Roca	0 – 1	Bueno
	1 – 2	Regular
	>2	Pobre

Fuente: Tomado y Modificado de Quiroga & Gainza(1990).

7.6.3 Temperatura máxima de pirolisis (Tmax):

Representa la temperatura de pirolisis correspondiente al valor experimental alcanzado por el máximo pico de S2, se considera una medida de la madurez térmica del kerógeno y se mide en grados centígrados (°C) (**Tabla 3**).

Tabla 3. Parámetros de evaluación de Tmax.

Tmax (°C)	GRADO DE EVALUACIÓN
< 430	Inmaduro
430– 460	Generación de Petróleo
>460	Generación de Gas

Fuente: Tomado y Modificado de Quiroga & Gainza(1990).

7.6.4 Índice de hidrógeno (IH= (S2/ TOC) x100, mgHC/g TOC)

Indicador de la cantidad de hidrogeno disponible en el kerógeno (**Tabla 4**). Altos valores de IH indican alto potencial generador para hidrocarburos líquidos.

Tabla 4. Parámetros de evaluación del índice de hidrogeno (IH).

$IH=(S2/TOC) \times 100$, mgHC/g TOC	GRADO DE EVALUACIÓN
0 – 100	Pequeño
100 – 300	Mediano
300 – 600	Alto
>600	Muy Alto

Fuente: Tomado y Modificado de Quiroga & Gainza(1990).

7.6.5 Índice de Oxígeno IO($IH= (S3/TOC) \times 100$, mgCO₂/g TOC)

Indicador de la cantidad de oxígeno presente en el kerógeno (**Tabla 5**). En general rocas con altos valores de IO y bajos de IH tiene poco potencial para hidrocarburo líquido.

Tabla 5. Parámetros de evaluación del índice de Oxígeno (IO)

$IO=(S3/TOC) \times 100$, mgCO ₂ /gCOT	GRADO DE EVALUACIÓN
0 -50	Muy pequeño
50 – 100	Pequeño
100 – 200	Mediano
200 – 400	Alto
>400	Muy alto

Fuente: Tomado y Modificado de Quiroga & Gainza(1990).

7.6.6 Índice de producción (IP= $S1/S1 + S2$)

Medida del avance de la generación en una roca generadora, en rocas saturadas de hidrocarburos (Almacenadores) se observan valores de IP anómalamente altas respecto de las rocas de grano fino adyacentes.

7.6.7 Reflectancia de la vitrinita (R_o)

La vitrinita es un compuesto orgánico, reconocido originalmente en el carbono mineral, que proviene de la transformación de la materia orgánica vegetal. Primariamente presenta un potencial para formar petróleo y consiste de fragmentos humificados/gelificados de macérales. Sirve para caracterizar el grado de madurez térmica de una muestra y establecer una medida cuantitativa y reproducible del grado de diagénesis orgánica (**Tabla 6**).

El poder reflector es la cantidad de luz que refleja este compuesto bajo condiciones estandarizadas, la reflectancia de la vitrinita consiste en la medida de los fragmentos macérales dispersos (vitrinita) en la roca sedimentaria. Cuando aumenta el grado de alteración térmica, la fracción de luz incidente reflejada también aumenta.

Tabla 6. Parámetros de evaluación de la Reflectancia de la vitrinita (R_o).

R_o %	GRADO DE EVALUACIÓN
0 – 0.35	Inmaduro (gas biogénico)
0.35 – 0.45	Inmaduro (Gas y Condensado)
0.45 – 1.5	Maduro (Petróleo)
1.5 – 2.0	Muy Maduro (Gas seco)
>2	Muy Alterado (Gas Termoquímico)

Fuente: Tomado y Modificado de Quiroga & Gainza, 1990

8. EQUIPO Y PROCEDIMIENTO

El procedimiento para llevar a cabo el presente proyecto de investigación tiene en cuenta dos fases.

8.1. TRITURACIÓN Y MOLIENDA.

La primera fase inicia con la preparación de 19 muestras correspondientes a los niveles de shales y calizas recolectadas en campo, las cuales en primera instancia fueron trituradas individualmente por medio de la trituradora de mandíbulas BB 200 RETSH, posteriormente se realiza la separación por tamices de cada muestra ya triturada a través de la malla número 20 y la malla número 30, las cuales son puestas en el vibrador de tamices RQ – TAP, (**Figura 13**), por un tiempo aproximado de dos minutos.

Una vez obtenida la separación por tamices, se procede a moler la muestra obtenida con la malla de 30, para ello se utiliza el molino de mortero de Ágata RM 100 RETSCH, en la cual se deja la muestra por un tiempo de 20 minutos.

De esta forma se obtienen dos tamaños de cada muestra las cuales son necesarias para la realización de los procedimientos geoquímicos como la determinación del Carbono Orgánico Total (TOC) y Pirolisis Rock-Eval.

Este procedimiento se realizó en el laboratorio de trituración y molienda de la escuela de geología, en el campus principal de la Universidad Industrial de Santander.

Figura 13. Equipo utilizado en la fase de trituración y molienda de las muestras.



Fuente: Autor.

8.2. PIROLISIS ROCK – EVAL

La segunda fase tiene como objetivo, determinar el tipo de materia orgánica presente la roca generadora, su evolución térmica y el potencial para la generación de hidrocarburos residuales. A partir del contenido de carbono orgánico total (TOC, por sus siglas en ingles), el Tmax y los picos S1, S2 y S3.

Para ello las 19 muestras, molidas con anterioridad en la fase uno del proyecto, se someten al analizador de pirólisis Rock-Eval, (**Figura 14**). El cual, se ha convertido en un estándar industrial en materia de evaluación de rocas generadoras, esta técnica de pirólisis programada consiste en someter las muestras de roca a altas temperaturas, lo que permite lograr resultados cuya obtención habría requerido millones de años en una cuenca sedimentaria, esta técnica requiere solo 30 miligramos de roca molida y permite analizar una muestra en cuestión de minutos, para ello utiliza tanto hornos de pirólisis como hornos de oxidación para calentar las muestras en una serie programada de etapas que oscilan entre 100°C y 850°C. Los análisis de las muestras son automatizados obteniendo resultados verídicos.

Figura 14. Analizador anhídrido de muestras de roca y suelos Rock Eval 6.



Fuente: Autor.

El analizador de pirólisis Rock-Eval, consiste en un procedimiento secuencial, el cual inicia al depositar las 19 muestras en crisoles para pirólisis, los cuales son depositados en la platina denominada carrusel, del equipo Rock-Eval Turbo 6,

analizador anhídrido de muestras de roca y suelo. El analizador captura el crisol con la muestra y este es llevado inicialmente al horno de Pirolisis, por 20 minutos, en el cual alcanza una temperatura entre 200°C y 750°C, posteriormente el equipo retira el crisol del horno de pirolisis llevándolo al horno de oxidación, por una duración de 40 minutos, en el cual alcanza una temperatura entre 850°C y 950°C.

Las muestras son calentadas bajo una atmosfera inerte de helio o nitrógeno. Los compuestos orgánicos liberados a través del proceso de calentamiento son medidos con un detector de ionización de llama. Los detectores infrarrojos sensibles miden el CO y el CO₂ durante los procesos de pirolisis y oxidación. Las muestras de roca son calentadas en etapas e inicialmente se mantienen a una temperatura constante de 300°C durante varios minutos, seguida por un periodo de calentamiento programado de 25°C por minuto hasta alcanzar una temperatura máxima de 850°C aproximadamente. Durante la primera etapa, cualquier volumen de petróleo y gas libre generado previamente por el bitumen es destilado y liberado de la roca. Durante la siguiente etapa, se generan los compuestos de hidrocarburos a través del craqueo térmico del kerógeno insoluble. A medida que las temperaturas aumentan, el kerógeno libera CO₂ además de hidrocarburos. Obteniendo valores de S₁, donde se registran los hidrocarburos libres que son liberados de la muestra de roca sin separar el kerógeno durante la primera etapa de calentamiento a una temperatura de 300°C. El pico S₁ representa cuántos miligramos de hidrocarburos libres pueden ser destilarse por efectos de la temperatura a partir de un gramo de la muestra.

El segundo pico, S₂, registra los hidrocarburos que son liberados de la muestra durante la segunda etapa de aplicación de calor programado del proceso de pirolisis. Estos hidrocarburos son generados a partir del craqueo de los hidrocarburos pesados y la descomposición térmica del kerógeno. El pico S₂

representa los miligramos de hidrocarburos residuales contenidos en un gramo de roca, por lo que indica la cantidad potencial de hidrocarburos que podría seguir produciendo la roca generadora si continuara el proceso de maduración térmica.

El tercer pico, S_3 , representa el CO_2 que se libera a partir del craqueo térmico del kerógeno durante la pirolisis, expresado en miligramos por gramo de roca. Las temperaturas del proceso de pirolisis también se registran, denominadas como T_{max} , y representa la temperatura del horno de pirolisis durante el período de máxima generación de hidrocarburos. El valor de T_{max} se alcanza durante la segunda etapa de la pirolisis, en que el craqueo del kerógeno y los hidrocarburos pesados producen el pico S_2 .

Este procedimiento se realizó en el laboratorio de geoquímica del grupo de hidrocarburos y carbones, en la sede del parque industrial de Guatigura, de la Universidad Industrial de Santander (UIS).

9. RESULTADOS

9.1. COLUMNA ESTRATIGRÁFICA EN LA ZONA DE ESTUDIO.

En el presente proyecto de investigación, se presentan las columnas estratigráficas de las formaciones Tablazo y Simití, levantadas hacia los alrededores del municipio de El Socorro, departamento de Santander.

El levantamiento estratigráfico se realizó a escala 1:100, a partir de la implementación del método de bastoneo. Se empleó el termino shale, para designar estratos que presentaban partículas sedimentarias, tamaño arcilla y limo y las cuales presentan fisilidad asociada a laminación plano paralelo.

Para la clasificación textural y composicional de las rocas sedimentarias terrígenas y calcáreas, aflorantes en el área de estudio, se siguió la clasificación según Folk (1974). Para las rocas calcáreas, adicional a la clasificación textural y composicional de Folk (1974) se utilizó la clasificación textural de Dunham (1962), consignados en Cruz & Caballero (2007).

Por otra parte, las columnas estratigráficas, muestran aspectos relacionados con la edad de la formación estudiada, su espesor, facies sedimentarias y el ambiente de depositación.

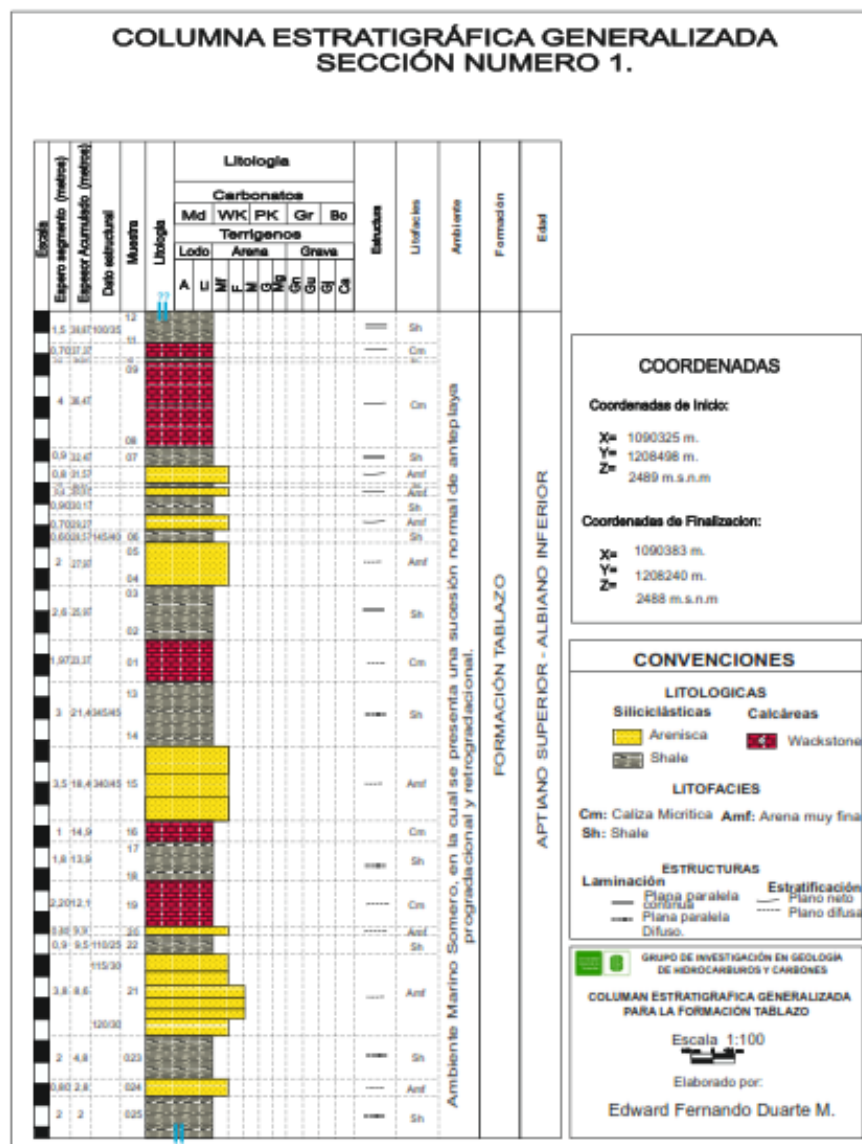
9.1.1 Sección Estratigráfica San Gil – El Socorro

La columna estratigráfica de la Formación Tablazo, se levantó sobre la carretera que conduce del municipio de San Gil al municipio de El Socorro. La sección levantada aflora desde las coordenadas X: 1.090.325 y Y: 1.208.498, terminando en el punto de coordenadas X: 1.090.383, Y: 1.208.240 y presenta un espesor acumulado de 38,87 metros. **(Figura 15).**

En esta sección no es posible distinguir la base ni el tope de la Formación Tablazo.

Para observar la columna estratigráfica, con mayor detalle, remitirse al (Anexo C), del presente proyecto de investigación.

Figura 15. Columna estratigrafía de la Formación Tablazo, en el municipio de El Socorro, Santander.



Fuente: Autor.

9.1.2 Sección Estratigráfica El Socorro – Bogotá.

La presente sección estratigráfica, corresponde a la Formación Simití, se levantó sobre la carretera que conduce del municipio de El Socorro al municipio de Brisas del Socorro.

La sección levantada aflora desde las coordenadas X: 1.090.045 y Y: 1.205.381, terminando en el punto de coordenadas X: 1.089.867, Y: 1.205.411 y presenta un espesor acumulado de 30,65 metros. **(Figura 16).**

En esta sección no es posible distinguir la base ni el tope de la Formación Simití.

Para observar la columna estratigráfica, con mayor detalle, remitirse al **(Anexo D)**, del presente proyecto de investigación.

9.2 MUESTREO DE LA ZONA DE ESTUDIO

En pro al desarrollo del presente proyecto de investigación, se recolectaron un total de 58 muestras de afloramiento, a las cuales se les realizó una descripción macroscópica, partiendo de la clasificación textural y composicional de Folk (1974) y Dunham (1962), consignadas en Cruz & Caballero (2007). Esta descripción se encuentra consignada en el **(ANEXO A)** Y **(ANEXO B)**, del presente proyecto de investigación.

Del total de 58 muestras, 25 muestras corresponden a la Formación Tablazo, representada en la sección estratigráfica que comprende el tramo denominado San Gil – El Socorro. **(Figura 17)**, mientras las 33 muestras faltantes corresponden a la Formación Simití, representada en la sección estratigráfica que comprende el tramo denominado El Socorro – Bogotá. **(Figura 18)**.

El anterior muestreo es referenciado en la **(Tabla 7)**. En la cual se registra el nombre de cada tipo de muestra, las muestras terrígenas son clasificadas a partir de la clasificación composicional de Folk (1974), mientras las rocas calcáreas utilizan tanto la clasificación de Folk (1974), como la clasificación de Dunhan (1962), en la tabla resumen también se presenta la formación a la cual pertenece cada tipo de muestra.

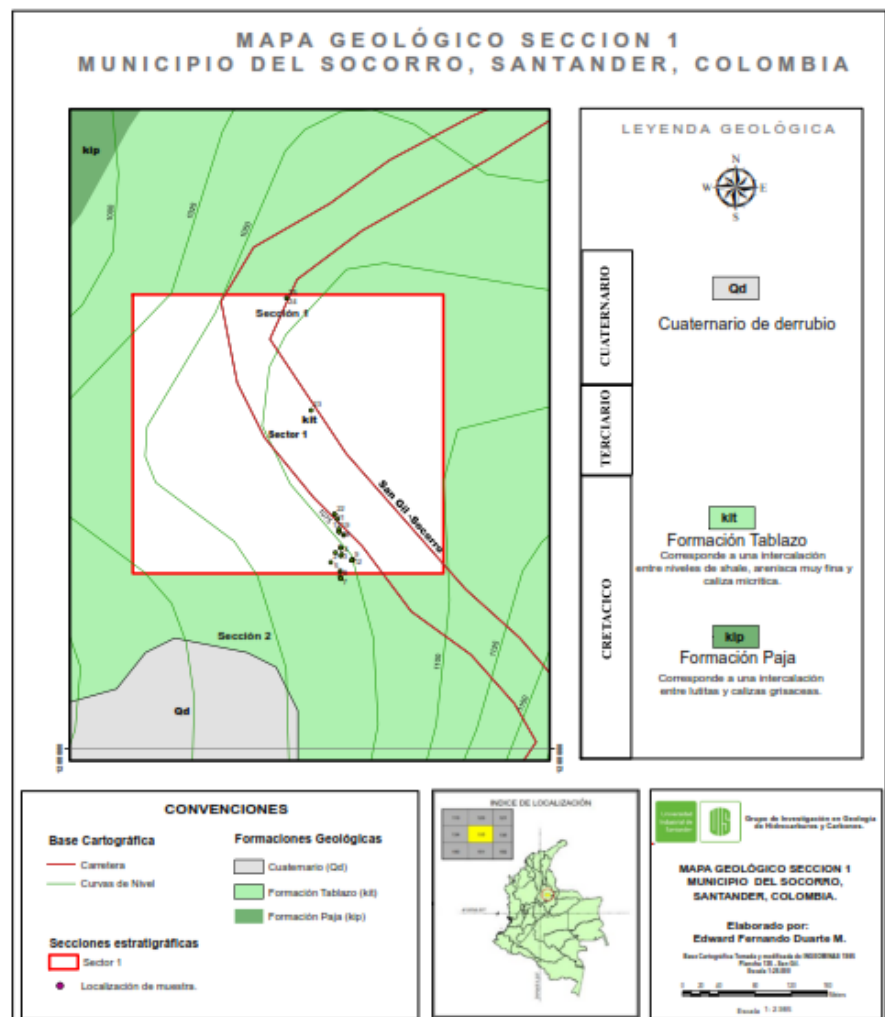
Tabla 7. Cuadro resumen de muestreo recolectado.

Nombre De La Muestra	Clasificación		Formación
	Folk	Dunhan	
E-01-S ₁ -UIS	Intramicroarenita (lii:La)	Wackestone	Tablazo
E-02-S ₁ -UIS	Lodolita Shale		Tablazo
E-03-S ₁ -UIS	Lodolita Shale		Tablazo
E-04-S ₁ -UIS	Subarcosa		Tablazo
E-05-S ₁ -UIS	Subarcosa		Tablazo
E-06-S ₁ -UIS	Sublitarenita		Tablazo
E-07-S ₁ -UIS	Lodolita Shale		Tablazo
E-08-S ₁ -UIS	Intramicroarenita (lii:La)	Wackestone	Tablazo
E-09-S ₁ -UIS	Intramicroarenita (lii:La)	Wackestone	Tablazo
E-10-S ₁ -UIS	Limolita Arenosa Shale		Tablazo
E-11-S ₁ -UIS	Lodolita Shale		Tablazo
E-12-S ₁ -UIS	Lodolita Arenosa Shale		Tablazo
E-13-S ₁ -UIS	Limolita Shale		Tablazo
E-14-S ₁ -UIS	Lodolita Shale		Tablazo
E-15-S ₁ -UIS	Intramicroarenita (lii:La)	Wackestone	Tablazo
E-16-S ₁ -UIS	Intramicroarenita (lii:La)	Wackestone	Tablazo
E-17-S ₁ -UIS	Lodolita Shale		Tablazo
E-18-S ₁ -UIS	Lodolita Shale		Tablazo
E-19-S ₁ -UIS	Intramicroarenita (lii:La)	Wackestone	Tablazo
E-20-S ₁ -UIS	Subarcosa		Tablazo
E-21-S ₁ -UIS	Subarcosa		Tablazo
E-22-S ₁ -UIS	Lodolita Shale		Tablazo
E-23-S ₁ -UIS	Lodolita Shale		Tablazo
E-24-S ₁ -UIS	Subarcosa		Tablazo
E-25-S ₁ -UIS	Lodolita Shale		Tablazo
E-01-S ₂ -UIS	Cuarzo Arenita		Simití
E-02-S ₂ -UIS	Cuarzo Arenita		Simití
E-03-S ₂ -UIS	Lodolita Shale		Simití
E-04-S ₂ -UIS	Lodolita Shale		Simití
E-05-S ₂ -UIS	Lodolita Shale		Simití
E-06-S ₂ -UIS	Subarcosa		Simití
E-07-S ₂ -UIS	Subarcosa		Simití
E-08-S ₂ -UIS	Subarcosa		Simití
E-09-S ₂ -UIS	Litarenita		Simití
E-10-S ₂ -UIS	Sublitarenita		Simití
E-11-S ₂ -UIS	Sublitarenita		Simití
E-12-S ₂ -UIS	Sublitarenita		Simití
E-13-S ₂ -UIS	Sublitarenita		Simití
E-14-S ₂ -UIS	Sublitarenita		Simití
E-15-S ₂ -UIS	Sublitarenita		Simití
E-16-S ₂ -UIS	Sublitarenita		Simití
E-17-S ₂ -UIS	Sublitarenita		Simití
E-18-S ₂ -UIS	Sublitarenita		Simití
E-19-S ₂ -UIS	Sublitarenita		Simití
E-20-S ₂ -UIS	Sublitarenita		Simití
E-21-S ₂ -UIS	Lodolita Shale		Simití
E-22-S ₂ -UIS	Lodolita Shale		Simití
E-23-S ₂ -UIS	Subarcosa		Simití
E-24-S ₂ -UIS	Subarcosa		Simití
E-25-S ₂ -UIS	Subarcosa		Simití
E-26-S ₂ -UIS	Lodolita Shale		Simití

E-27-S ₂ -UIS	Lodolita Shale		Simití
E-28-S ₂ -UIS	Lodolita Shale		Simití
E-29-S ₂ -UIS	Subarcosa		Simití
E-30-S ₂ -UIS	Subarcosa		Simití
E-31-S ₂ -UIS	Lodolita Shale		Simití
E-32-S ₂ -UIS	Lodolita Shale		Simití
E-33-S ₂ -UIS	Subarcosa		Simití

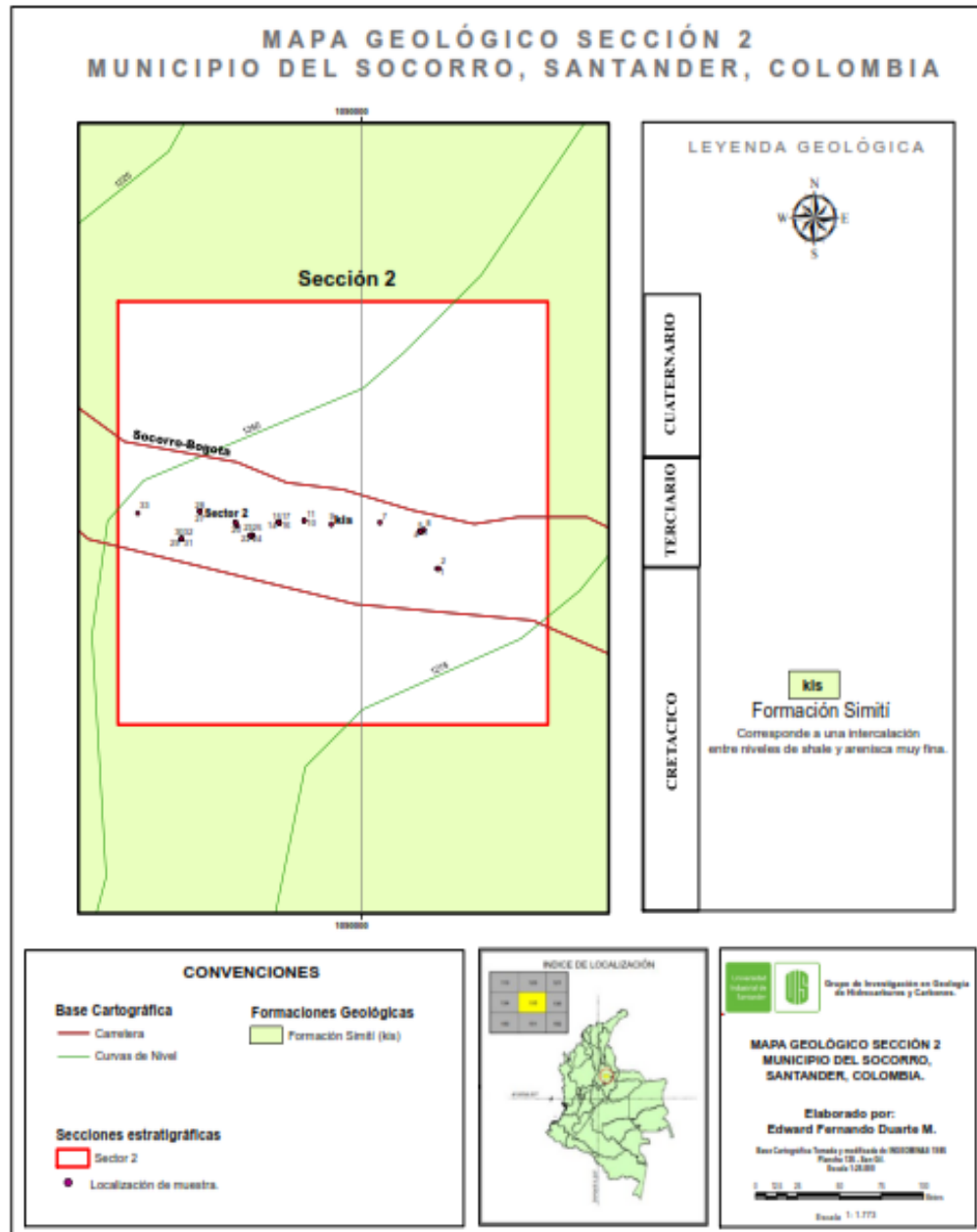
Fuente: Autor.

Figura 17. Mapa de estaciones, correspondiente a la Formación Tablazo, en el cual se representa la sección estratigráfica correspondiente al tramo denominado San Gil – El Socorro.



Fuente: Autor.

Figura 18. Mapa de estaciones, correspondiente a la Formación Simití, en el cual se representa la sección estratigráfica correspondiente al tramo denominado El Socorro – Bogotá.



Fuente: Autor.

9.3 GRADO DE FRACTURAMIENTO

Las geoformas desarrolladas en el área de estudio, hacen parte de los procesos geomorfológicos exógenos y mayoritariamente endógenos, los cuales configuraron el fracturamiento del área estudio, representado en el grado de fracturamiento de la Formación tablazo y la Formación Simití.

Estas dos formaciones, por el hecho de pertenecer a rocas sedimentarias consolidadas y no plegadas, corresponden a una unidad genética de relieve colinado / montañoso denudacional, que hace parte de la Cordillera Oriental, y cuya altura y morfología dependen de los procesos exógenos degradacionales determinados por factores como el agua y el viento.

Para determinar el grado de fracturamiento presente en la zona de estudio, se tomaron medidas cualitativas, clasificando el grado de fracturamiento en alto, medio y bajo, dependiendo de las observaciones realizadas durante la respectiva campaña de campo.

A continuación, se describe el grado de fracturación que presenta cada formación:

Para la Formación Tablazo, el grado de fracturamiento corresponde a un fracturamiento medio, de acuerdo con las observaciones cualitativas realizadas en campo. Lo anterior ha sido deducido a partir de 2 direcciones de fracturamiento, la primera dirección de fracturamiento se encuentra relacionada con el plano de estratificación y la segunda dirección de fracturamiento se encuentra perpendicular a la primera. **(Figura 19).**

Para la Formación Simití, el grado de fracturamiento corresponde a un fracturamiento medio, de acuerdo con las observaciones cualitativas realizadas

en campo. Lo anterior ha sido deducido a partir de 3 direcciones de fracturamiento, la primera dirección de fracturamiento se encuentra relacionada con el plano de estratificación, la segunda dirección de fracturamiento se encuentra perpendicular a la primera y finalmente la tercera se presenta transversal (**Figura 20**).

Figura 19. Grado de fracturamiento de la Formación Tablazo.



Fuente: Autor.

Figura 20. Grado de fracturamiento de la Formación Simití.



Fuente: Autor.

9.4 ESTRATIGRAFÍA DE LA ZONA DE ESTUDIO.

El análisis estratigráfico desarrollado en presente proyecto de investigación, se realizó a partir de la descripción macroscópica de las 58 muestras de afloramiento, citadas anteriormente, las cuales corresponden a la Formación Tablazo y a la Formación Simití, representadas en las columnas estratigráficas de la **(Figura 15)** y **(Figura 16)**, respectivamente, a las cuales, se les realizo análisis facial, con el fin de determinar el ambiente de depositación de los sedimentos del área de estudio y con ello establecer un elemento de referencia estratigráfica.

9.4.1 Formación Tablazo.

La sección estratigráfica denominada como San Gil – Socorro, correspondiente con la Formación tablazo, se encuentra constituida principalmente por caliza micrítica maciza, la cual presenta 5 intercalaciones calcáreas con espesor promedio de 2 metros., que representan el 25 por ciento del espesor total medido de la sección estratigráfica; alternando se encuentran Lodolita shale que representan el 43 por ciento del espesor total medido y arenisca muy fina las cuales representan el 32 por ciento del espesor total medido. Por lo tanto se pueden identificar 3 facies, las cuales se describen a continuación:

9.4.1.1 Facies Caliza micrítica. Esta facies corresponde con rocas calizas lodosoportadas, la cual presenta un porcentaje de granos mayor al 10%, por lo cual se clasifican según Dunham, 1962, citado en Cruz & Caballero, 2007, como Wackestone, también se caracteriza por presentar un porcentaje de aloquímicos aproximado al 10%, presentan matriz de lodo calcáreo microcristalino y clasificada según Folk (1974), como Intramicrarenita. **(Figura 21).**

9.4.1.2 Facies Lodolita shale. Consisten de capas gruesas de Lodolita shale a Limolita arenosa shale, con laminación horizontal, lo cual le proporciona a las capas un carácter fisil, lo que corresponde con la estructura sedimentaria interna característica de esta facies. Es la facies más abundante en la sección estratigráfica. **(Figura 22).**

9.4.1.3 Facies Arenisca muy fina.

Consiste de arenisca de tamaño de grano muy fino, la cual presenta ausencia de estructuras sedimentarias internas que le imprime a esta facies una apariencia masiva. **(Figura 23).**

Figura 21. Afloramiento en donde se muestra en detalle la facies caliza micrítica.



Fuente: Autor.

Figura 22. Afloramiento en donde se muestra en detalle la facies Lodolita Shale



Fuente: Autor.

Figura 23. Afloramiento en donde se muestra en detalle la facies arenisca muy fina



.Fuente: Autor.

9.4.2 Formación Simití.

La sección estratigráfica denominada como El Socorro – Bogotá, correspondiente con la Formación Simití, se encuentra constituida principalmente por arenisca masivas de tamaño de grano muy fino a fino, la cual presenta 14 intercalaciones con espesor promedio de 1,8 metros., que representan el 73 por ciento del espesor total medido de la sección estratigráfica; alternando se encuentran Lodolita shale que representan el 27 por ciento del espesor total medido.

Por lo tanto se pueden identificar 2 facies, las cuales se describen a continuación:

9.4.2.1 Facies Lodolita shale. Consisten de capas gruesas de Lodolita shale a Limolita arenosa shale, con laminación horizontal, lo cual le proporciona a las capas un carácter fisil, lo que corresponde con la estructura sedimentaria interna característica de esta facies. **(Figura 24).**

9.4.2.2 Facies Arenisca muy fina. Consiste de arenisca de tamaño de grano muy fino, la cual presenta ausencia de estructuras sedimentarias internas que le imprime a esta facies una apariencia masiva. **(Figura 25).** Es la facies más abundante en la sección estratigráfica.

Cabe destacar la presencia de conchas correspondientes a Bivalvos equivalvos y Cuadratrionia Hondaana, los cuales no se encontraron en posición en vida, en la capa correspondiente a la muestra de afloramiento E - 009 - S2 - UIS y E - 009 - S2 - UIS.

Figura 24. Afloramiento en donde se muestra en detalle la facies Lodolita Shale.



Fuente: Autor.

Figura 25. Afloramiento en donde se muestra en detalle la facies arenisca masiva



Fuente: Autor.

9.5 CARACTERIZACIÓN GEOQUÍMICA DE LAS ROCAS FUENTE

Con el propósito de mostrar la calidad y la madurez de la roca fuente, se realizaron gráficos de dispersión basados en los resultados adquiridos a partir de los análisis de pirolisis Rock-Eval, realizada a un total de 19 muestras, de las 19 muestras 15 corresponden a la Formación Tablazo, mientras las 4 muestras restantes corresponden a la Formación Simití.

La caracterización geoquímica de las rocas fuente se realizó con base en tres criterios, los cuales corresponden con la cantidad de materia orgánica, la calidad de la materia orgánica y el grado de maduración termal. Los parámetros utilizados para estimar la calidad y el contenido de la materia orgánica, corresponden con el Carbono Orgánico Total (TOC), el índice de hidrogeno (HI), índice de oxígeno (IO) y el potencial generador (pico S2). Los parámetros utilizados para estimar la madurez corresponden a la temperatura máxima de pirolisis (Tmax).

A continuación se muestran los resultados para cada formación.

9.5.1 Caracterización Geoquímica de las Rocas Fuente para la Formación Tablazo.

Los parámetros geoquímicos anteriormente nombrados, son presentados a continuación, por medio de una tabla resumen, en el que se indica el nombre de la muestra y sus correspondientes valores. (**Tabla 8**).

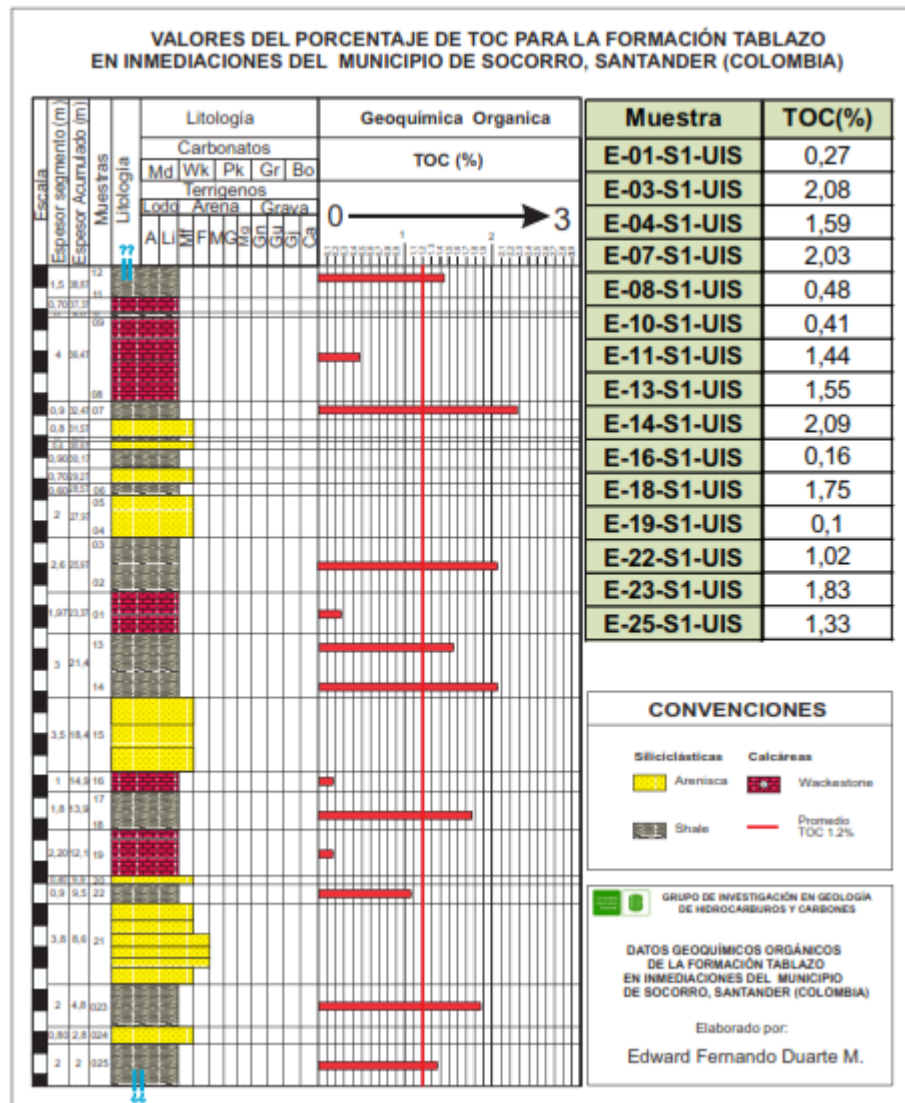
Tabla 8. Resultados de los análisis de Geoquímica orgánica realizados la Formación Tablazo.

Muestra	S1 (mg/g)	S2(mg/g)	S3(mg/g)	Tmax(°C)	TOC(%)	HI	OI	PI	S1 + S2
E-01-S1-UIS	0	0,03	0,14	590	0,27	11,11	51,85	0	0,03
E-03-S1-UIS	0	0,11	0,01	593	2,08	5,29	0,48	0,01	0,11
E-04-S1-UIS	0	0,05	0,02	594	1,59	3,14	1,26	0,02	0,05
E-07-S1-UIS	0	0,1	0	588	2,03	4,93	0	0,01	0,1
E-08-S1-UIS	0	0,02	0,16	587	0,48	4,16	33,33	0	0,02
E-10-S1-UIS	0,06	0,04	0,48	497	0,41	9,76	117,07	0,63	0,1
E-11-S1-UIS	0	0,1	0,05	589	1,44	6,94	3,47	0,01	0,1
E-13-S1-UIS	0,01	0,04	0,3	605	1,55	2,58	19,35	0,13	0,05
E-14-S1-UIS	0	0,07	0,03	595	2,09	3,35	1,44	0,06	0,07
E-16-S1-UIS	0	0	0,38	497	0,16	0	237,5	1	0
E-18-S1-UIS	0	0,01	0,04	483	1,75	0,57	2,29	0,33	0,01
E-19-S1-UIS	0	0	0,14	498	0,1	0	140	0	0
E-22-S1-UIS	0	0,01	0,07	601	1,02	0,98	6,86	0,05	0,01
E-23-S1-UIS	0	0,05	0,01	592	1,83	2,73	0,55	0,06	0,05
E-25-S1-UIS	0	0,02	0,02	589	1,33	1,5	1,5	0,05	0,02

Fuente: Autor.

9.1.1.1 Carbono Orgánico Total (TOC). Los resultados de TOC obtenidos a partir de la pirolisis Rock-Eval, de las 15 muestras de la Formación Tablazo, son representados en la columna estratigráfica, en forma de barras donde se muestra su variación correspondiente. (Figura 26).

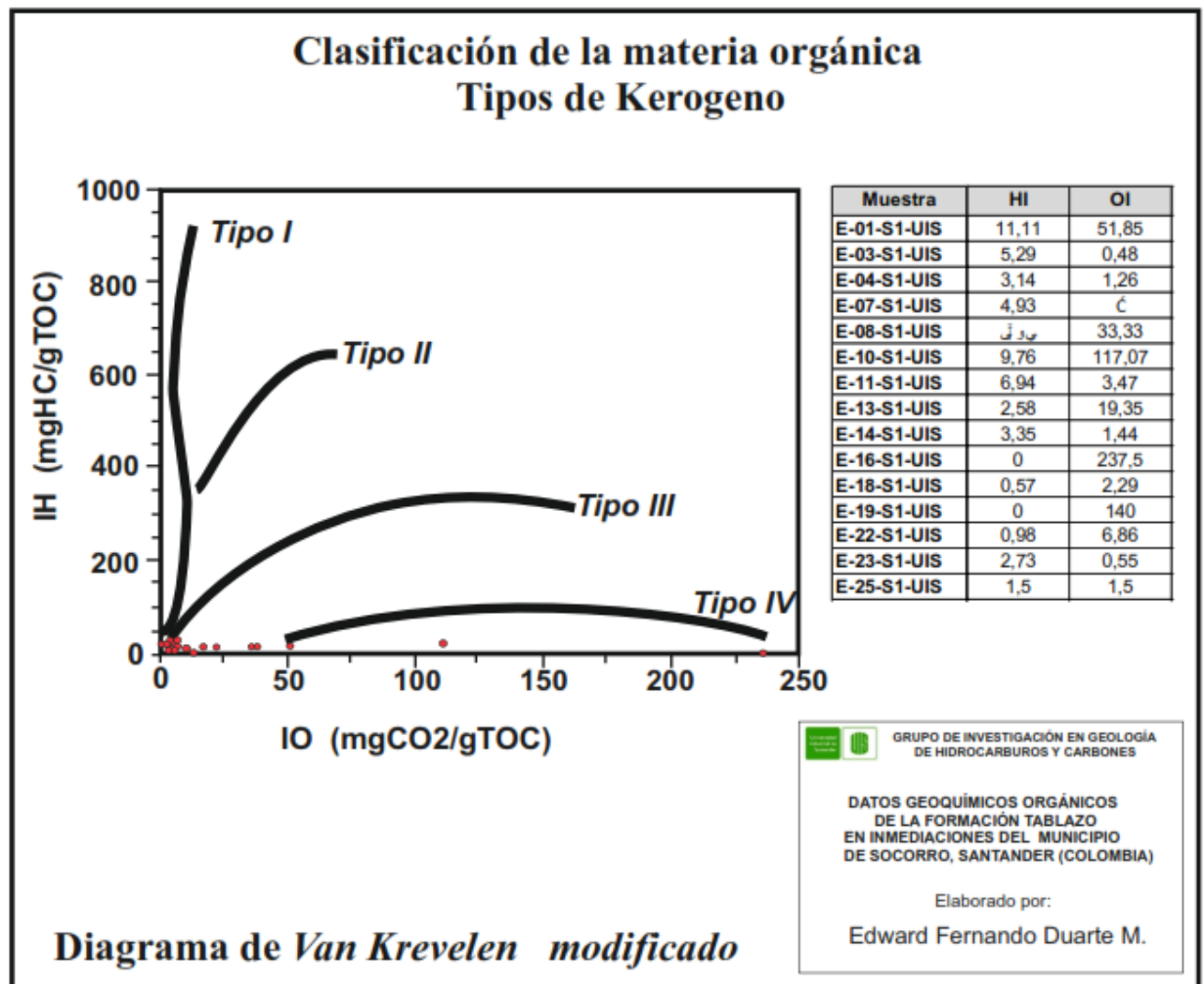
Figura 26. Variación del %TOC (en peso) para la Formación Tablazo



Fuente: Tomado y Modificado de García-González(2012).

9.1.1.2 Clasificación de la materia orgánica. Para la clasificación de la materia orgánica, se identifica el tipo de kerógeno, a partir de la utilización del diagrama de Van Krevelen modificado. (**Figura 27**).

Figura 27. Diagrama de Van Krevelen modificado para la Formación Tablazo

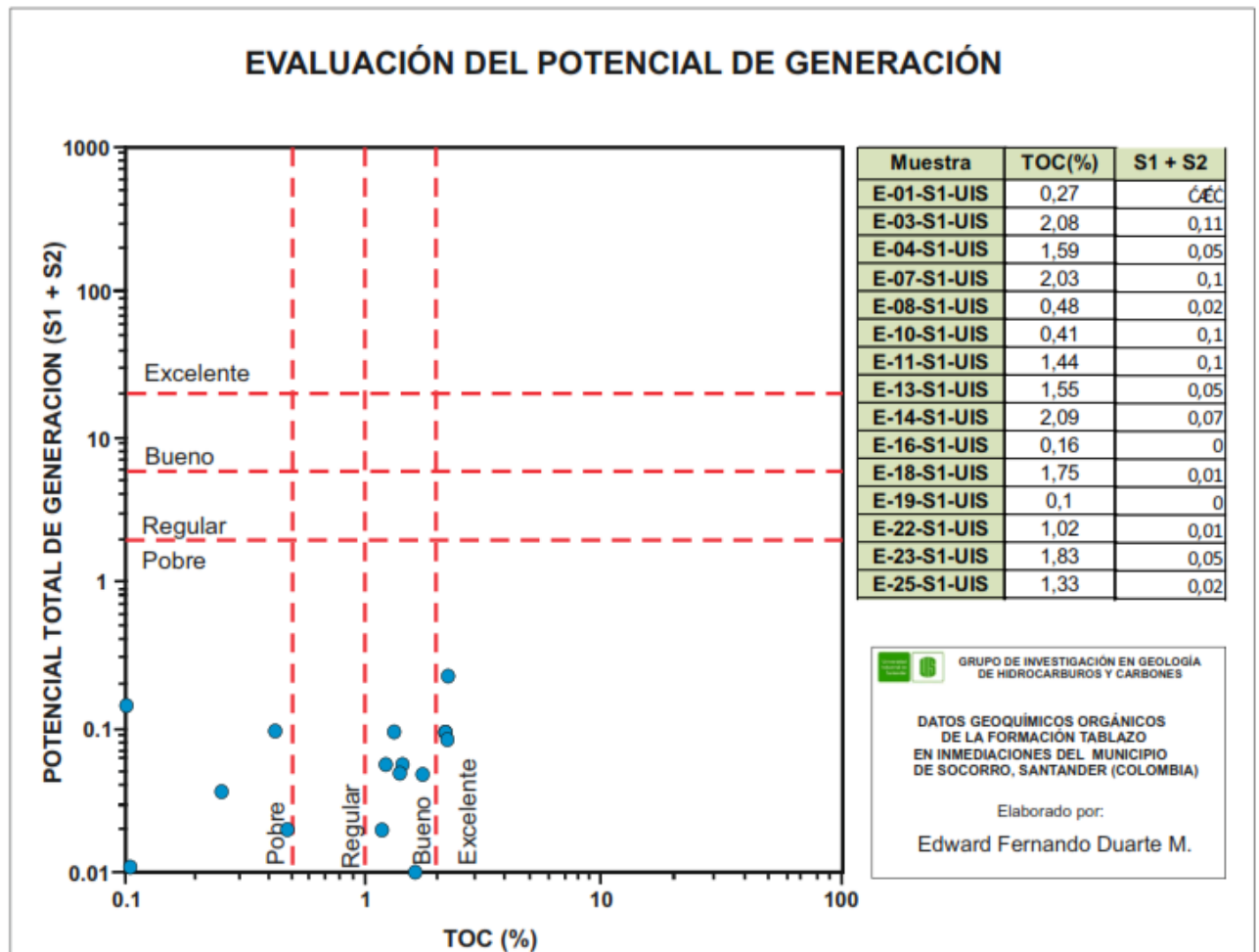


Fuente: Tomado y Modificado de Leyva (2012).

9.1.1.3 Potencial de Generación. Para evaluar el potencial de generación de las rocas fuente, para la Formación Tablazo, se realizó un gráfico de dispersión, en el cual se tiene en cuenta el carbono orgánico total (TOC) y el potencial total de generación representado, correspondiente a la sumatoria de los picos S_1 y S_2 . (Figura 28).

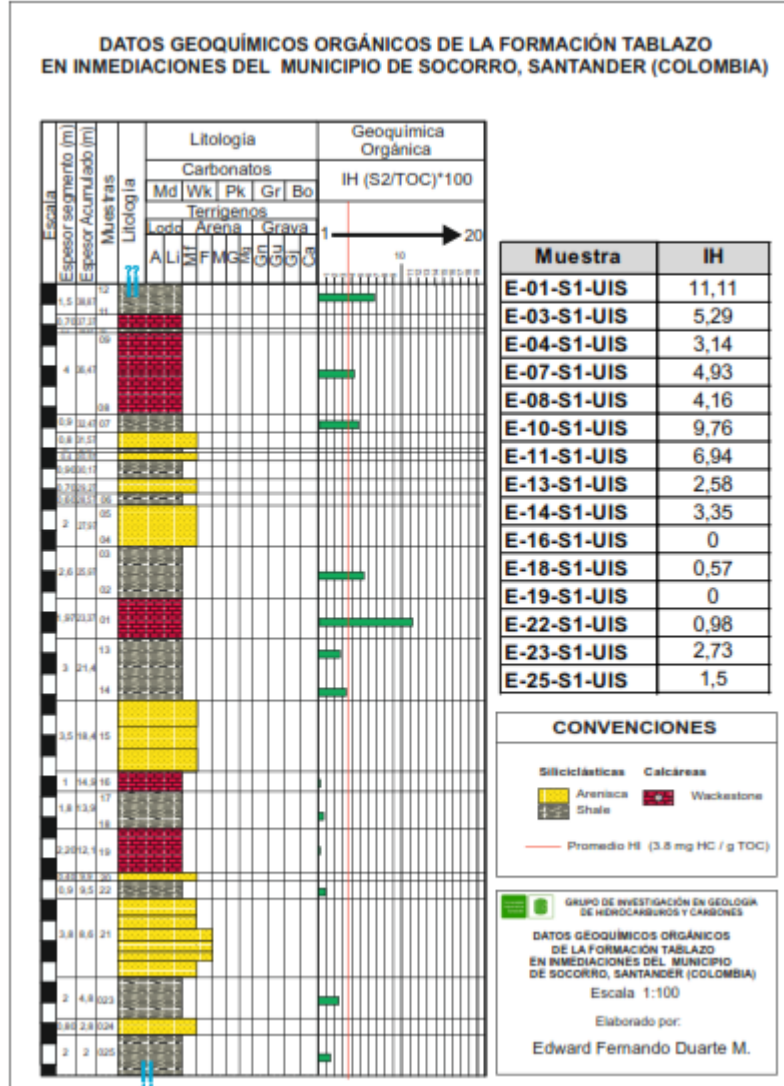
Ademas, se tiene en cuenta el indice de hidrogeno (HI). (Figura 29).

Figura 28. Potencial de Generación modificado para la Formación Tablazo.



Fuente: Tomado y Modificado de García-González(2012).

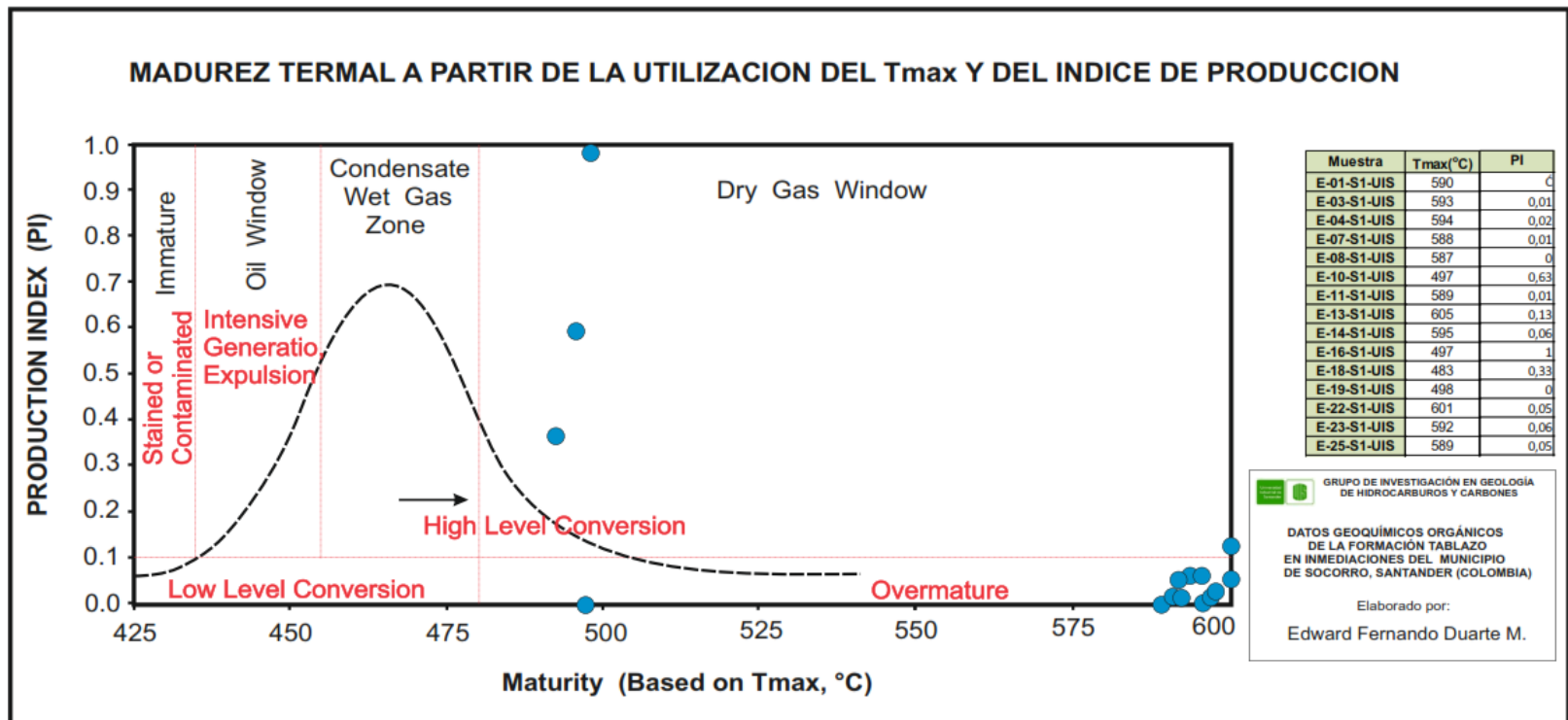
Figura 29. Variación del HI para la Formación Tablazo



Fuente: Tomado y Modificado de García-González(2012).

9.1.1.4 Madurez termal. Para la evaluación de la madurez termal de las rocas fuente, para la Formación Tablazo, se realizó un gráfico de dispersión, en el cual se tiene en cuenta, la temperatura máxima de pirolisis (Tmax) y el índice de producción (PI). (**Figura 30**).

Figura 30. Madurez termal a partir de la utilización del Tmax y del Índice de producción para la Formación Tablazo.



9.1.2 Caracterización Geoquímica de las Rocas Fuente para la Formación Simití.

Los parámetros geoquímicos de la Formación Simití, se encuentran presentados a continuación, por medio de una tabla resumen, en el que se indica el nombre de la muestra y sus correspondientes valores geoquímicos. (Tabla 9).

Tabla 9. Resultados de los análisis de Geoquímica orgánica realizados la Formación Simití

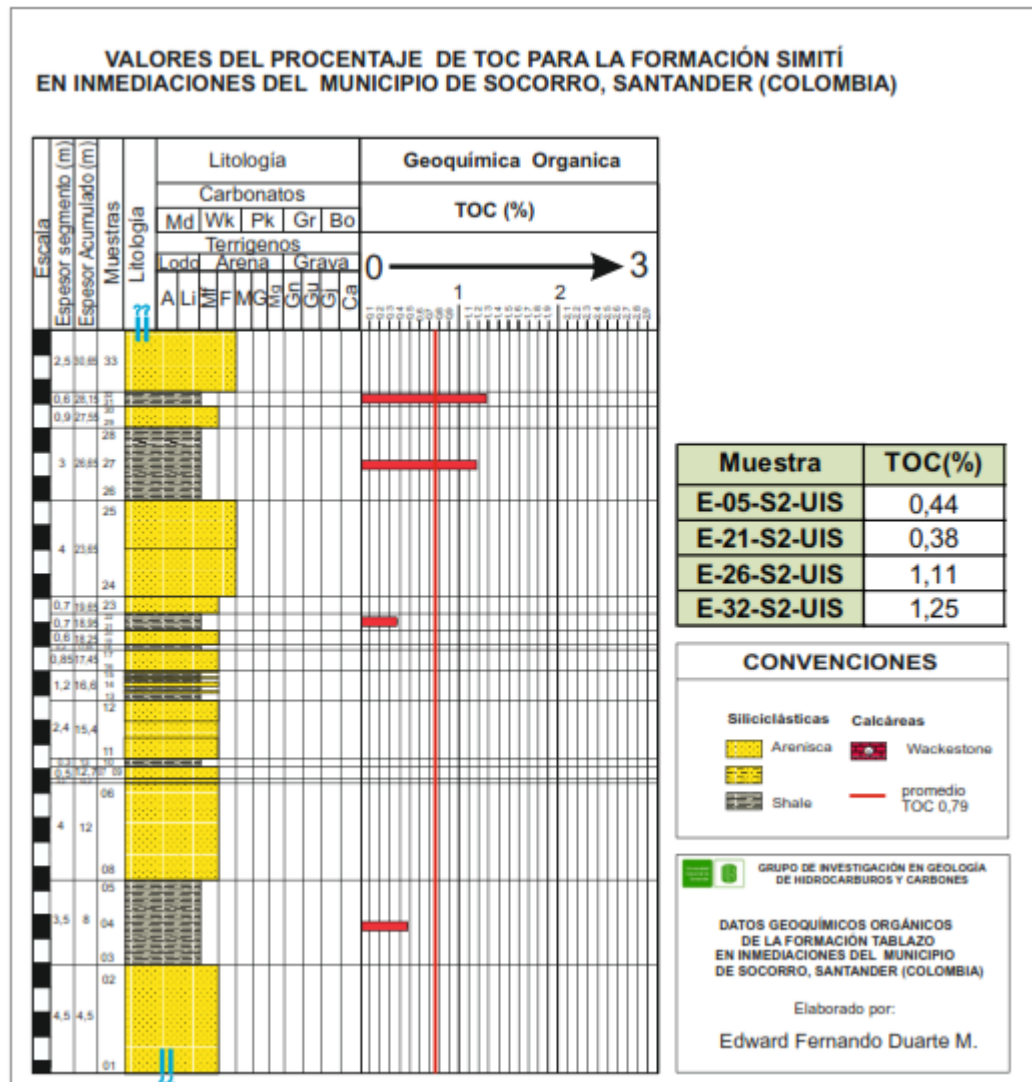
Muestra	S1 (mg/g)	S2(mg/g)	S3(mg/g)	Tmax(°C)	TOC(%)	HI	OI	PI	S1 + S2
E-05-S2-UIS	0	0	0,06	603	0,44	0	13,63	0	0
E-21-S2-UIS	0,05	0,05	0,09	461	0,38	13,16	23,68	0,52	0,1
E-26-S2-UIS	0,03	0,07	0,08	585	1,11	6,31	7,21	0,32	0,1
E-32-S2-UIS	0,02	0,04	0,51	490	1,25	3,2	40,8	0,27	0,06

Fuente: Autor.

9.1.3 TOC para la Formación Simití.

Los resultados de TOC obtenidos a partir de la pirolisis Rock-Eval, de 4 muestras de la Formación Simití, son representados en la columna estratigráfica, en forma de barras donde se muestra su correspondiente variación. (Figura 31).

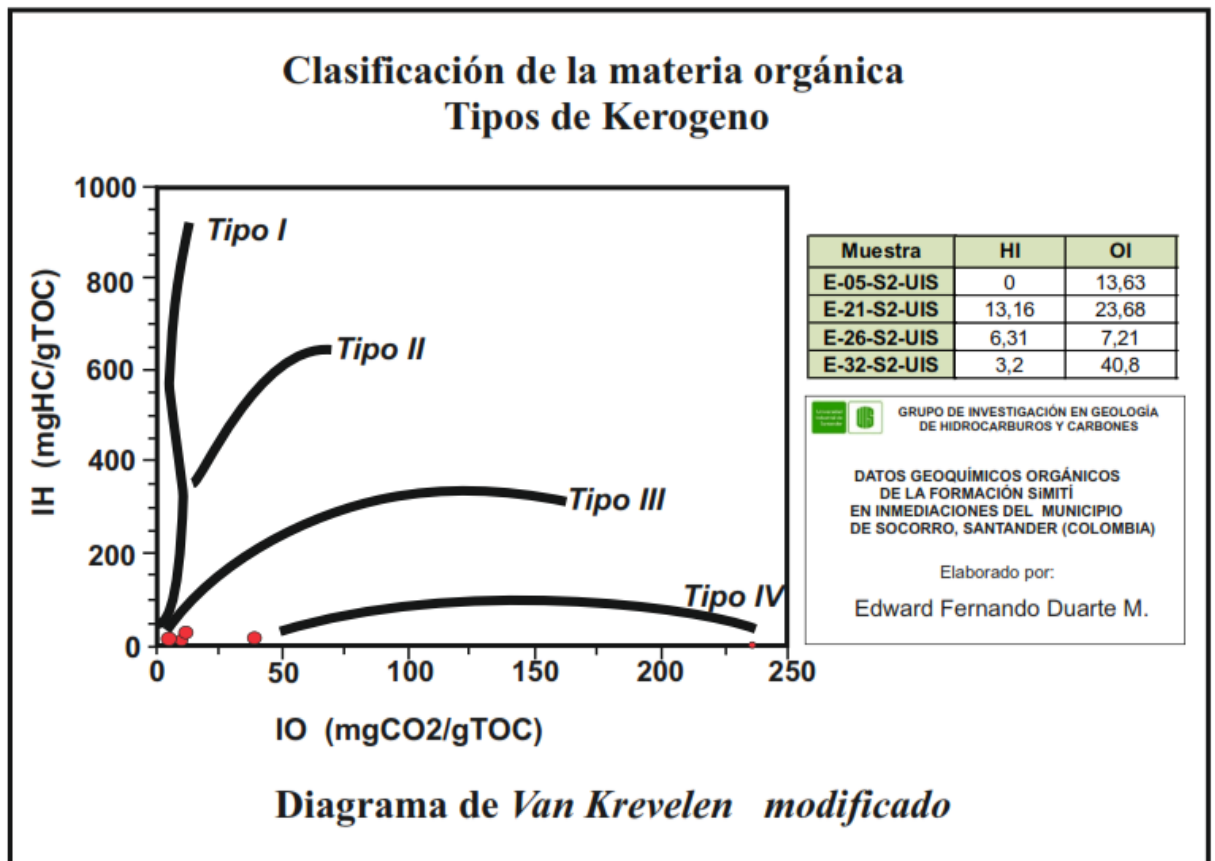
Figura 31. Variación del %TOC (en peso) para la Formación Simití.



Fuente: Tomado y Modificado de García-González (2012).

9.1.3.1 Clasificación de la materia orgánica para la formación Simití. Para la clasificación de la materia orgánica, se identifica el tipo de kerógeno, a partir de la utilización del diagrama de Van Krevelen modificado. (**Figura 32**).

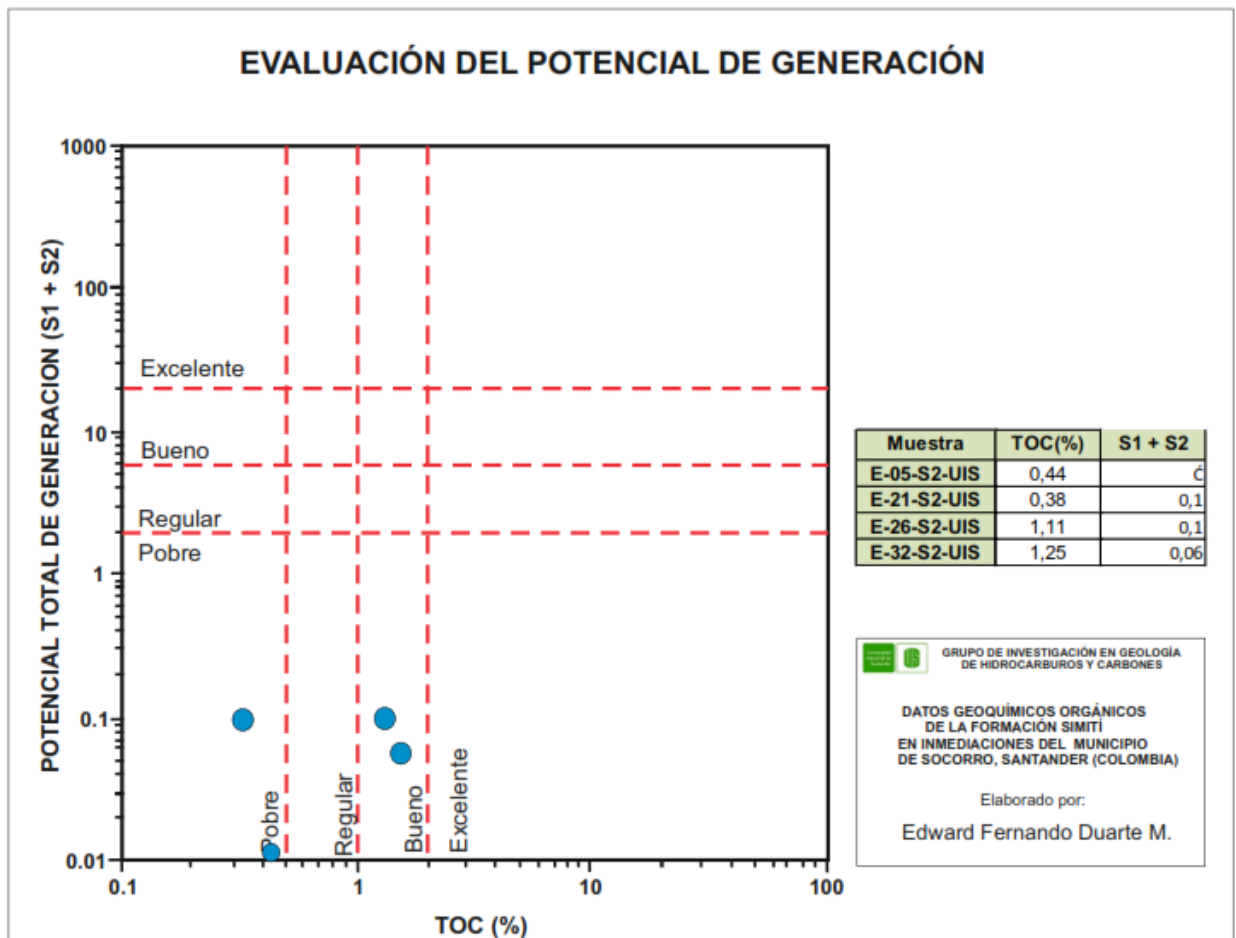
Figura 32. Diagrama de Van Krevelen modificado para la Formación Simití



Fuente: Tomado y Modificado de Leyva(2012).

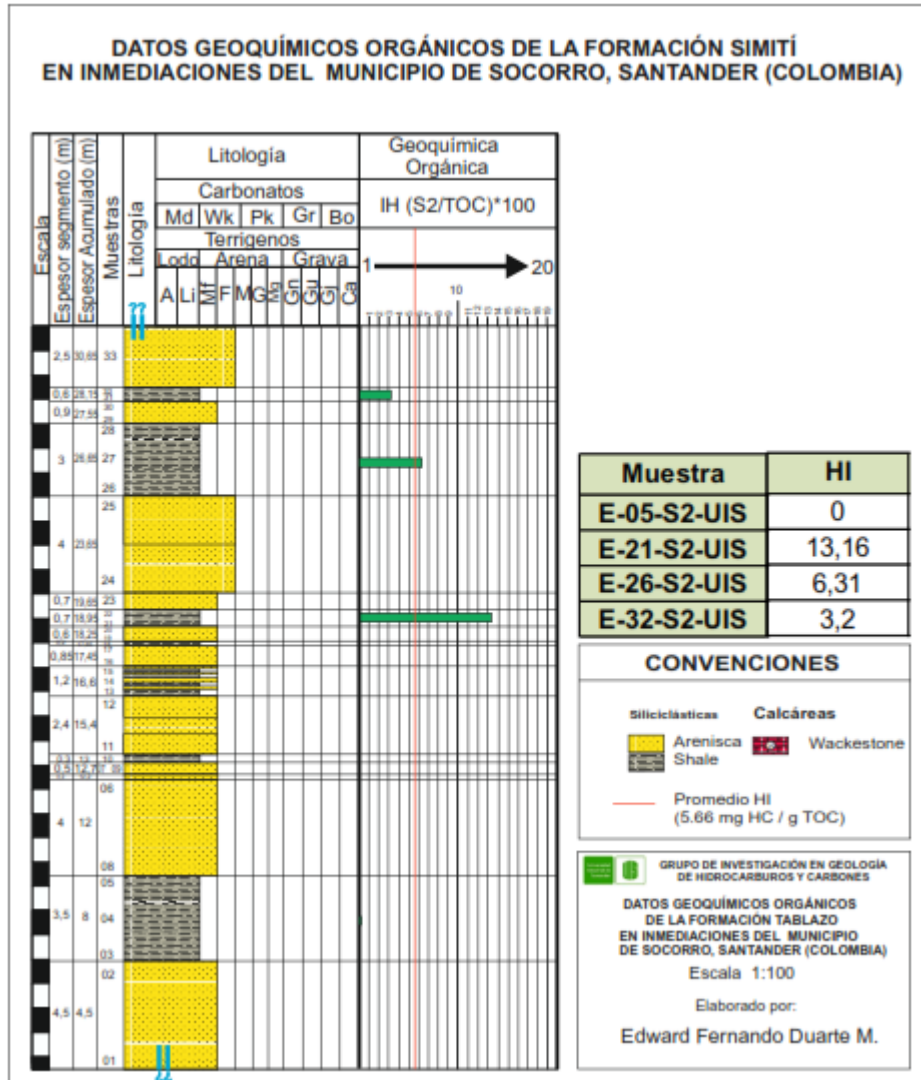
9.1.3.2 Potencial de Generación para la Formación Tablazo. Para evaluar el potencial de generación de las rocas fuente, para la Formación Simití, se realizó un gráfico de dispersión, en el cual se tiene en cuenta el carbono orgánico total (TOC) y el potencial total de generación representado, correspondiente a la sumatoria de los picos S_1 y S_2 . (Figura 33). Además, se tiene en cuenta el índice de hidrogeno (HI). (Figura 34).

Figura 33. Potencial de Generación modificado para la Formación Simití.



Fuente: Tomado y Modificado de García-González (2012).

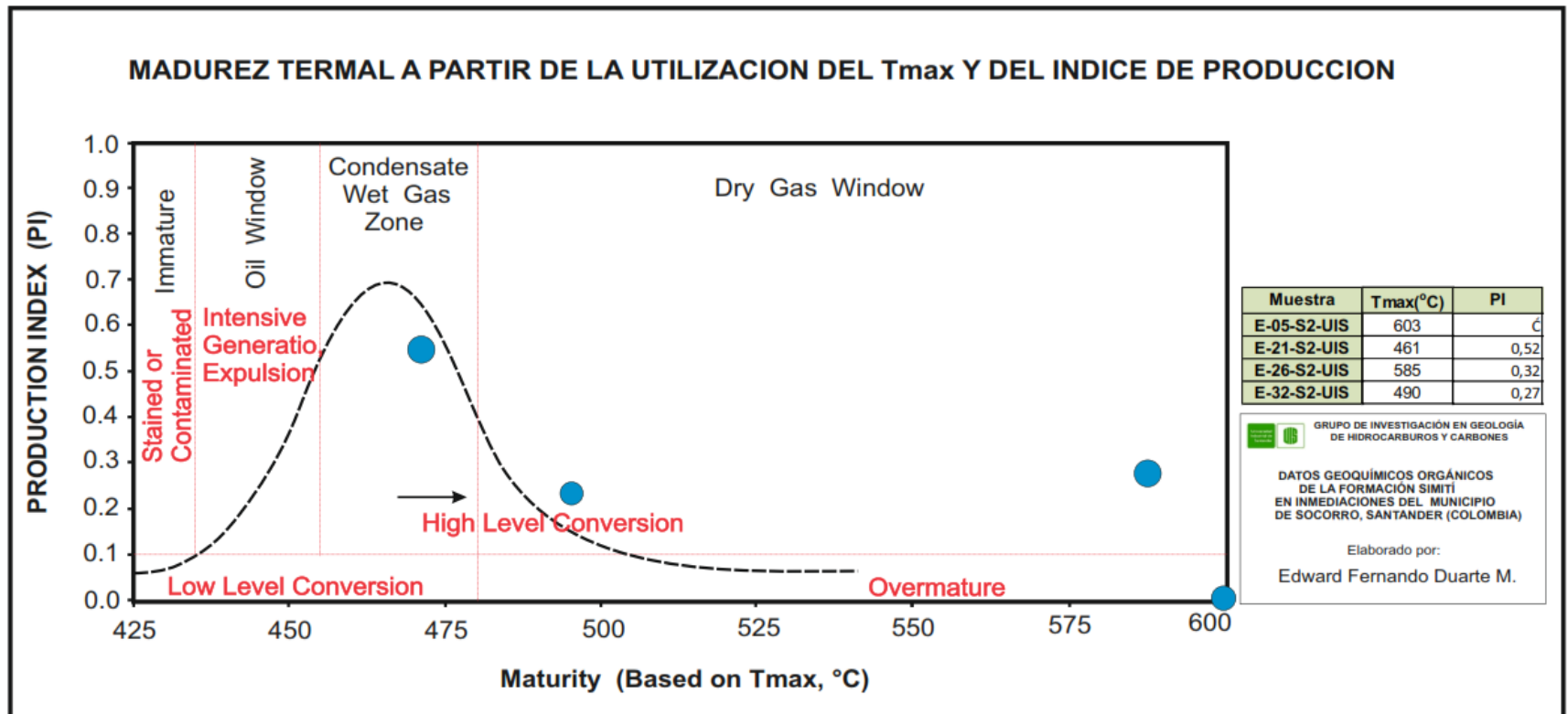
Figura 34. Variación del HI para la Formación Simití.



Fuente: Tomado y Modificado de García-González (2012).

9.1.3.3 Madurez termal. Para la evaluación de la madurez termal de las rocas fuente, para la Formación Simití, se realizó un gráfico de dispersión, en el cual se tiene en cuenta, la temperatura máxima de pirolisis (Tmax) y el índice de producción (PI). (Figura 35).

Figura 35. Madurez termal a partir de la utilización del Tmax y del Índice de producción para la Formación Simití



Fuente: Tomado y Modificado de Leyva (2012).

10. ANÁLISIS DE RESULTADOS

10.1. ANÁLISIS ESTRATIGRÁFICO

A partir del estudio macroscópico de las unidades litoestratigráficas aflorantes en el área de estudio (**Anexo A**) y (**Anexo B**), acompañado del correspondiente levantamiento estratigráfico, realizado a escala 1:100. (**Figura 15**) y (**Figura 16**). Se realizó el análisis facial correspondiente con la Formación Tablazo y la Formación Simití, con el fin de determinar los ambientes, en los cuales, las formaciones anteriormente nombradas fueron depositadas. Aclarando que corresponde a una generalización, en la cual solo se pretende dar las primeras aproximaciones de los ambientes de depósito para la zona de estudio, apoyándose en bases bibliográficas que sustenten dichas observaciones.

Lo anterior se realizó, a partir de la energía actuante sobre el fondo de depósito, lo cual se encuentra estrechamente relacionado con la granulometría de las diferentes capas analizadas para el presente proyecto de investigación y su correspondiente litología. En donde capas que presentan una granulometría fina (shales y calizas) representan condiciones energéticas de menor energía, mientras capas que presentan una granulometría más gruesa (arenisca) representan condiciones energéticas mayores, siendo un indicativo de los ambientes en los cuales estas capas fueron depositadas.

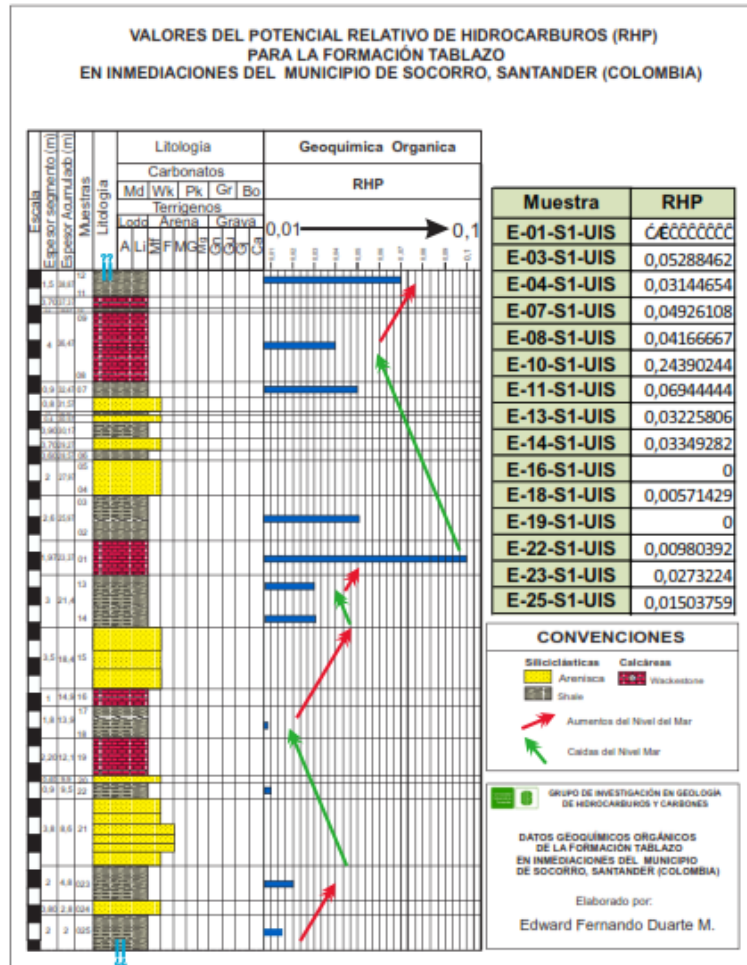
Por otra, la caracterización del medio ambiente deposicional en relación a los cambios del nivel del mar, se realizó conjuntamente, a partir de la determinación del potencial relativo de hidrocarburos (RHP, por sus siglas en inglés), parámetros obtenidos a partir de los análisis Rock-Eval $((S_1+S_2)/TOC)$. Partiendo de los estudios realizados por Fang *et al.* (1993), citado en Slatt *et al.* (2008), quien propuso la utilización del concepto de cambios verticales de facies orgánicas para la definición de secuencias regresivas y transgresivas, en

donde caídas hacia arriba corresponden con cambios de medios anóxicos a óxicos y aumentos hacia arriba corresponden con cambios de medios óxicos a anóxicos.

10.1.1. Análisis estratigráfico para la Formación Tablazo.

Por medio de la determinación del potencial relativo de hidrocarburos (RHP), adquirido a partir de los análisis Rock-Eval y representados por medio de la columna estratigráfica (**Figura 36**), junto con la descripción litológica e identificación de facies correspondientes a la Formación Tablazo.

Figura 36. Valores del potencial relativo de hidrocarburos (RHP) para la Formación Tablazo



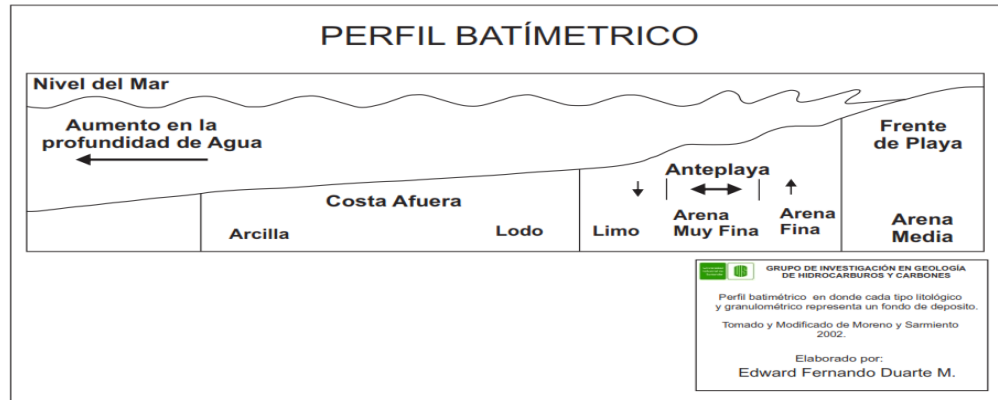
Fuente: Tomado y Modificado de Slatt *et al.* 2008.

Se logra identificar que la sucesión correspondiente a la zona de estudio, presenta una fluctuación en relación a las caídas y aumentos del nivel del mar, en donde los aumentos del nivel del mar, corresponden a un predominio de granulometría fina correspondiente a las facies de shales y calizas micríticas, mientras las caídas del nivel del mar, corresponden a un predominio de granulometría más gruesa representada en la facies areniscas muy finas.

La anterior alternancia de niveles arenosos con niveles de shales, representan una sucesión normal de anteplaya progradacionales y retrogradacionales de aguas poco profundas (**Figura 37**). Correspondiente a fondos de depósito energéticos y oxigenados con marcada influencia calcárea representado por las facies de calizas micríticas (Moreno & Sarmiento, 2002).

La alternancia de estos niveles, son atribuidos a los cambios regulares en el suministro de material, cambios producidos por las variación en el nivel del mar, en el cual el suministro del materia se dio a una tasa de sedimentación rápida, por lo cual no permitió el establecimiento de comunidades orgánicas en la zona de estudio y por lo tanto la ausencia de bioturbación (Cardozo & Ramírez, 1985).Lo anteriormente expuesto es corroborado por Toussaint (1996), quien propone que la sedimentación durante el Aptiano – Albiano, edad en la que se depositó la Formación Tablazo, corresponde a un periodo de transgresión correspondiente a un ambiente poco profundo, en la cual la Formación Tablazo en su parte inferior, se caracteriza por presentar capas de caliza, con intercalaciones de shales negros y en su parte superior se observa el predominio de areniscas que marcarían ligeras regresiones.

Figura 37. Perfil batimétrico representando una sucesión normal de anteplaya progradacionales y retrogradacionales de aguas poco profundas

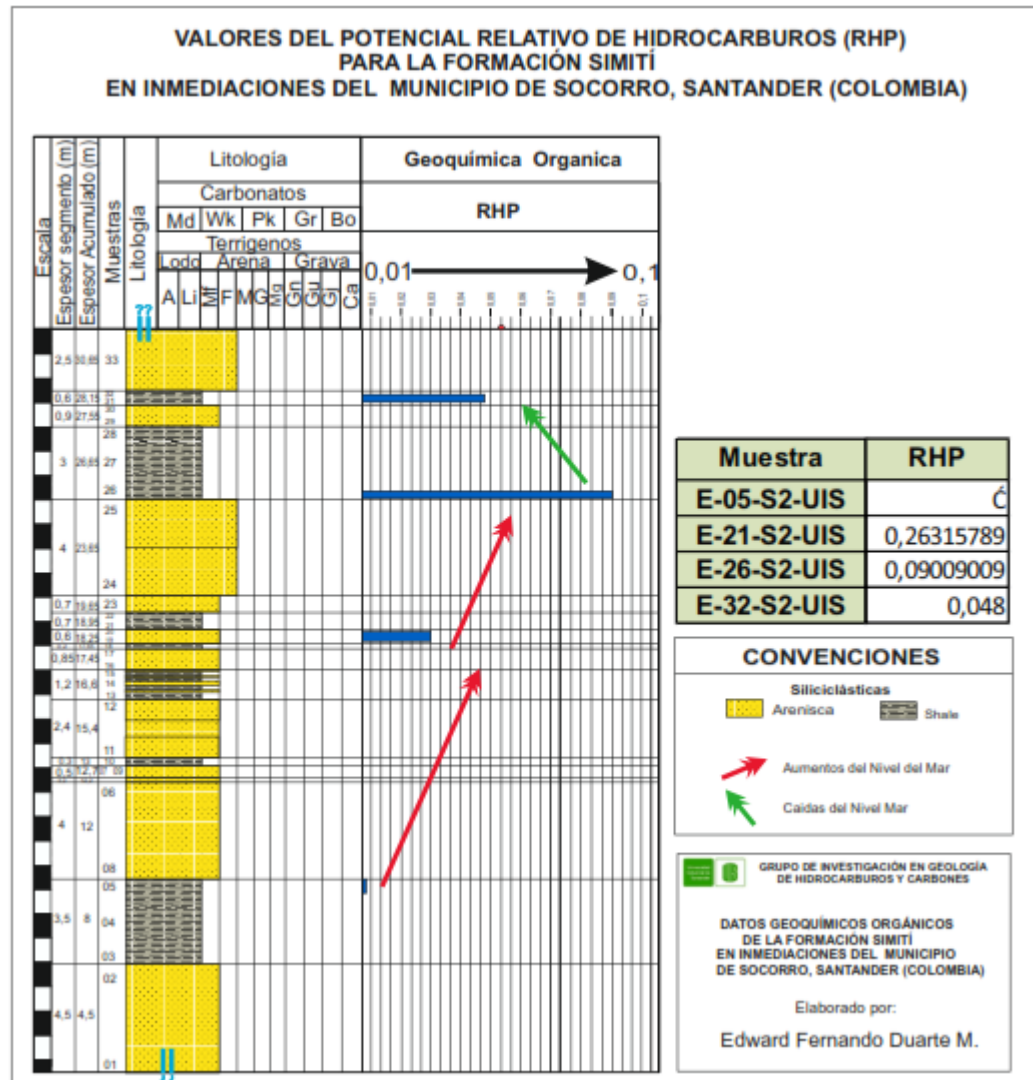


Fuente: Tomado y Modificado de Moreno & Sarmiento (2002).

10.1.2. Análisis estratigráfico para la Formación Simití.

Por medio de la determinación del potencial relativo de hidrocarburos (RHP), adquirido a partir de los análisis Rock-Eval y representados por medio de la columna estratigráfica (**Figura 38**), junto con la descripción litológica e identificación de facies correspondientes a la Formación Simití.

Figura 38. Valores del potencial relativo de hidrocarburos (RHP) para la Formación Simití



Fuente: Tomado y Modificado de Slatt *et al.* 2008.

Se logra identificar que la sucesión correspondiente a la zona de estudio, presenta un predominio de granulometría gruesa correspondiente a las facies de areniscas, lo cual corresponde con los aumentos del nivel del mar, mientras las caídas del nivel del mar, corresponden a las facies shale y se encuentran pobremente representadas.

La Formación Simití, al igual que la formación Tablazo, presenta sucesiones normales de anteplaya progradacionales y retrogradacionales, depositados en ambientes someros, con condiciones ambientales energéticas, correspondientes a fondos costeros agitados de aguas poco profundas, debido a la presencia de areniscas fosilíferas representadas por la presencia de Bivalvos equivalvos y Cuadratrionia Hondaana.

Cabe destacar que los gruesos niveles de areniscas que se describen en la sucesión estratigráfica correspondiente a la Formación Simití, han sido citados en Julivert (1968). En el cual se manifiesta la pérdida del carácter lutítico que caracteriza a dicha formación, producto de un cambio lateral a facies más arenosas hacia la zona de estudio.

10.2. ANÁLISIS DEL GRADO DE FRACTURACIÓN.

10.2.1. Análisis del grado de fracturación de la Formación Tablazo.

El grado de fracturación para la Formación Tablazo, corresponde a un fracturamiento medio, deducido a partir de las observaciones cualitativas realizadas en campo.

Lo anterior indica una considerable favorabilidad en cuanto a la prospección de hidrocarburos no convencionales, ya que las fracturas preexistentes pueden favorecer el fracturamiento hidráulico en la Formación.

10.2.2. Análisis del grado de fracturación de la Formación Simití.

El grado de fracturación para la Formación Simití, corresponde a un fracturamiento alto, deducido a partir de las observaciones cualitativas realizadas en campo.

Lo cual indica una considerable favorabilidad en cuanto a la prospección de hidrocarburos no convencionales, ya que las fracturas preexistentes pueden favorecer el fracturamiento hidráulico en la Formación., sin embargo, un grado de fracturamiento alto, puede también generar una pérdida considerable de los hidrocarburos presentes en dicha formación y por tal razón no ser un horizonte muy prospectivo en cuanto a la generación de shale-oil y shale-gas.

10.3. ANÁLISIS GEOQUÍMICOS

10.3.1. Análisis geoquímicos para la formación tablazo.

10.3.1.1. Análisis del Carbono Orgánico Total. (TOC). Los análisis de carbono orgánico total (TOC), realizadas a las 15 muestras correspondientes a la Formación Tablazo, presentan un rango en porcentaje de TOC que varía entre 0.1 a 2.09, estableciendo en promedio, un valor de 1.2 % de TOC.

Cabe destacar el buen comportamiento, con relación al contenido de TOC, que presentan las muestras de shale, las cuales en su totalidad se encuentran por encima del 1% de TOC, en comparación con las muestras de caliza, las cuales no superan el 0.5% de TOC.

Lo anterior, nos indica que las muestras presentan un grado de evaluación bueno, con respecto a la cantidad de carbono orgánico presente en las muestras de shale, sin embargo, las muestras correspondientes a los niveles de caliza, presentan un grado de evaluación pobre.

10.3.1.2. Análisis de la clasificación de la materia orgánica. La identificación del tipo de kerógeno, a partir del diagrama de Van Krevelen modificado, muestra que la Formación Tablazo, presenta esencialmente kerógenos tipo III, los cuales son comúnmente relacionados a la materia orgánica terrestre, por ser derivados de plantas superiores.

El kerógeno derivado de plantas superiores presentan contenidos bajos de lípidos y bajos contenidos de hidrogeno y por lo general este tipo de kerógeno produce únicamente gas (Nu EZ-Betelu & Baceta, 1994).

Esto indica que la Formación Tablazo, presenta buen potencial para la generación de shale-gas, sin embargo presenta baja capacidad para la generación de shale-oil.

También cabe destacar que este tipo de kerógeno, a pesar de su origen terrestre es el tipo de kerógeno dominante en los shales marinos someros de la Formación tablazo, lo cual puede ser debido al transporte de la materia orgánica terrestre a partir de los arroyos y ríos, para su posterior acumulación en la zona de anteplaya a la cual corresponde el ambiente de depositación de dicha formación.

10.3.1.3. Potencial de generación. El potencial de generación de la Formación Tablazo, a partir del TOC y del potencial total de generación (S_1+S_2) indica que tanto los hidrocarburos libres que pueden ser volatilizados fuera de la roca sin el craqueó del kerógeno, como los hidrocarburos producidos durante el calentamiento por craqueo del kerógeno, presentan para los shales buen potencial de generación con relación al TOC, sin embargo, presentan un pobre potencial total de generación.

La anterior contradicción, puede ser debida a los errores de interpretación que nos arroja el TOC, ya que este incluye el carbono que puede no tener potencial generador, también se tiene en cuenta que el elemento limitante en la reacción formadora de hidrocarburos no es el carbono, sino el hidrogeno, el cual debe ser depositado en moléculas orgánicas en pro de los procesos de formación del hidrocarburo y a partir de los datos obtenidos del índice de hidrogeno (HI) se observa que este presenta en promedio 3.8 mg HC/ g TOC., correspondiendo a un grado de evaluación pobre.

Mientras para las calizas de la Formación Tablazo, tanto los valores de TOC como del potencial total de generación nos indican que presentan un potencial pobre de generación.

En general el potencial actual de generación para la Formación tablazo, tomando en cuenta las anteriores consideraciones correspondería a un potencial regular para la generación de shale-gas. Teniendo en cuenta que el potencia para la generación de oil-shale ha sido previamente descartado, a partir de la clasificación del tipo de kerógeno.

10.3.1.4. Análisis de la Madurez termal. La madurez termal interpretada a partir de la temperatura máxima de pirolisis y del índice de producción (PI), indica que la Formación Tablazo, ha presentado un alto nivel de conversión de los hidrocarburos, por tal razón se encuentra sobremaduro y en la ventana de generación de gas seco, y la cual presenta una madurez térmica que varía entre 483 hasta 605, presentando un promedio de Tmax correspondiente a 567.

Lo anterior indica, que la Formación tablazo es prospectivo para la generación de shale-gas.

10.3.2. Análisis Geoquímicos para la Formación Simití.

10.3.2.1. Análisis del Carbono Orgánico Total. (TOC). Los análisis de carbono orgánico total (TOC), realizadas a las 4 muestras correspondientes a la Formación Simití, presentan un rango en porcentaje de TOC que varía entre 0.38 a 1.25 estableciendo en promedio, un valor de 0-79 % de TOC.

Se destaca el alto contenido de TOC, que presentan las muestras de shale, hacia el tope de la sección estratigráfica levantada, las cuales se encuentran por encima del 1% de TOC, en comparación con las muestras de shale hacia la base de la sección estratigráfica, las cuales no superan el 5% de TOC.

Lo anterior, indica que las muestras presentan un grado de evaluación regular, con respecto a la cantidad de carbono orgánico presente en las muestras de shale.

10.3.2.2. Análisis de la clasificación de la materia orgánica. La identificación del tipo de kerógeno, a partir del diagrama de Van Krevelen modificado, muestra que la Formación Simití, presenta un kerógenos tipo III, los cuales son comúnmente relacionados a la materia orgánica terrestre, por ser derivados de plantas superiores. Por lo tanto presenta buen potencial para la generación de shale-gas, sin embargo presenta baja capacidad para la generación de shale-oil.

También cabe destacar que este tipo de kerógeno, a pesar de su origen terrestre es el tipo de kerógeno dominante en los shales marinos someros, lo cual puede ser debido al transporte de la materia orgánica terrestre a partir de los arroyos y ríos, para su posterior acumulación, al igual que en la Formación Tablazo.

10.3.2.3. Potencial de generación. El potencial de generación de la Formación Simití, a partir del TOC y del potencial total de generación (S_1+S_2) indica que tanto los hidrocarburos libres que pueden ser volatilizados fuera de la roca sin el craqueo del kerógeno, como los hidrocarburos producidos durante el calentamiento por craqueo del kerógeno, presentan, para los shales de la parte superior de la sección estratigráfica, un buen potencial de generación con relación al TOC, sin embargo, presentan un pobre potencial total de generación.

Con respecto a los shales de la parte inferior de la sección estratigráfica, estos, presentan un potencial pobre de generación tanto de TOC como del potencial total de generación. Se tiene en cuenta las mismas consideraciones dadas para la Formación Tablazo, en relación a los errores de interpretación que nos arroja el TOC. En general el potencial actual de generación para la Formación Simití, tomando en cuenta las anteriores consideraciones correspondería a un potencial regular para la generación de shale-gas.

10.3.2.4. Análisis de la Madurez termal. La madurez termal interpretada a partir de la temperatura máxima de pirolisis y del índice de producción (PI), indica que la Formación Simití, mayoritariamente presenta un alto nivel de conversión de los hidrocarburos, por lo cual se encuentra en estado sobremaduro y en la ventana de generación de gas seco. Sin embargo se presenta un valor anómalo correspondiente a la muestra E-21-S₂-UIS. Muestra la cual se localiza en la zona de gas húmedo, posiblemente debido a la intemperie a la cual ha sido expuesta las muestras, lo cual origina una lectura anómala del valor de Tmax.

La madurez térmica de la Formación Simití, varía entre 461 hasta 605, presentando un promedio de Tmax correspondiente a 534, lo que nos indica, que dicha formación es prospectiva para la generación de shale-gas.

CONCLUSIONES

- ❖ Por medio del reconocimiento geológico realizado hacia los alrededores del municipio de El Socorro, a partir del cual, se realizó una interpretación estratigráfica de la zona de estudio, basándose en la descripción macroscópica de muestras de afloramiento y del levantamiento de dos secciones estratigráficas, se logra interpretar que las Formaciones estudiadas, presentan características ambientales y faciales favorables para ser consideradas como reservorios no convencionales de tipo shale oil y shale gas.
- ❖ A partir de observaciones realizadas en campo, en relación a la configuración estructural, se puede establecer que las Formaciones de interés en la zona de estudio, no presentan una deformación estructural considerable, sin embargo presentan un fracturamiento, favorables para los reservorios shale oil y shale gas.
- ❖ Basándose en la caracterización geoquímica a partir de los análisis de TOC para la Formación Tablazo y la formación Simití, se puede determinar que la Formación Tablazo presentan un mejor grado de evaluación, con respecto a la cantidad de carbono orgánico presente en las muestras de shale, en comparación con la Formación Simití, la cual presenta un grado de evaluación regular.
- ❖ Con relación a la clasificación de la materia orgánica a partir de los análisis de pirolisis Rock-Eval, se determina que tanto la Formación Tablazo, como la Formación Simití, en el área de estudio, presentan predominantemente un kerógeno tipo III, lo cual es favorable para la generación de gas seco, por lo

tanto, corresponden a formaciones promisorias para reservorios de shale-gas.

- ❖ Con relación al potencial de generación obtenido a partir de los análisis de pirolisis Rock-Eval, se puede interpretar que ambas formaciones, presentan un potencial de generación regular para la generación de aceite, restringiéndose a la generación de gas seco, además, los valores bajos relacionados al índice de hidrogeno (HI), confirman dichas afirmaciones.
- ❖ Con respecto a la madurez termal, tanto la Formación Tablazo, como la Formación Simití, se encuentran en estado sobremaduro y en ventana de generación de gas seco, lo cual, convierte a dichas formaciones en un buen prospecto para reservorios no convencionales de tipo shale gas.
- ❖ Los análisis de geoquímica orgánica, realizados a la Formación Tablazo y a la Formación Simití, hacia los alrededores del municipio del Socorro, nos indican que dichas formaciones son favorables para la generación de gas seco y por lo tanto corresponden con yacimientos no convencionales de tipo shale gas, sin embargo presentan una moderada capacidad de generación de hidrocarburos.

RECOMENDACIONES.

Se recomienda complementar los análisis geoquímicos realizados en el presente proyecto de investigación, por medio de la implementación de la reflectancia de la vitrinita, una herramienta de diagnóstico para evaluar la madurez térmica de los kerógenos, debido a que la reflectancia aumenta con la temperatura, puede correlacionarse con los rangos de temperatura para la generación de hidrocarburos. Estos análisis no se lograron realizar, debido a que el equipo no se encontraba funcionando.

También se recomienda el desarrollo de análisis de cromatografía de gases, para determinar la capacidad de generación del gas y el tipo de gas.

De igual forma se recomienda, en el caso de hacer perforaciones, implementar mediciones de registros de pozos (Gamma Ray) en pro a la estimación de las propiedades de las lutitas, debido a que la actividad intensa de los rayos gamma se considera una función del kerógeno presente en las lutitas, en el cual el kerógeno crea un ambiente reductor que impulsa la precipitación del Uranio, lo cual incide en la curva de los rayos gamma, estos registros se pueden utilizar, por otra parte, para indagar acerca de la complejidad mineralógica de la lutita y cuantificar la cantidad de gas libre presentes en los poros de la roca, permitiendo diferenciar los distintos tipos de arcillas y sus respectivos volúmenes.

BIBLIOGRAFÍA

Aguilera, R.; Sotelo, V.; Burgos, C.; Arce, C.; Gómez, C.; Mojica, J.; Castillo, H.; Jiménez, D.; Osorno, J. 2010. Organic Geochemistry Atlas of Colombia. Earth Sciences Research Journal Special Edition. Bogotá.

Arthur, M.; Schlanger, S. 1979. Cretaceous "Oceanic Anoxic Events" as Causal Factors in Development of Reef-Reservoired Giant oil Fields. The American Association of Petroleum Geologists, 63(6):870-885.

Barrero, D.; Pardo, A.; Vargas, C.; Martínez, J. 2007. Colombian Sedimentary Basin. ANH, Bogotá.

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, p.1-69. San Antonio, Texas.

Cardozo, E.; Ramirez, C. 1985. Ambientes de depósito de la Formación Rosablanca: Área de Villa de Leiva. En: Etayo-Serna, F.; Laverde, F. eds. Proyecto Cretácico: Publicaciones Geológicas Especiales del INGEOMINAS. p. XIII1XIII13. Bogotá.

Carrillo, L. 2011. Esquistos Bituminosos "Oil Shale". OSINERGMIN, Lima, Perú.

Chen, S.; Zhu, Y.; Wang, H.; Liu, H.; Wei, W.; Fang, J. 2011. Shale gas reservoir characterisation: A typical case in the southern Sichuan Basin of China. *Energy*, 36:6609-6616.

Cooper, M.; Addison, F.; Alvarez, R.; Coral, M.; Graham, R.; Hayward, A.; Howe, S.; Martinez, J.; Naar, J.; Peña, R.; Pulham, A., Taborda, A. 1995. Basin Development and Tectonic History of the Llanos Basin, Eastern Cordillera, and Middle Magdalena Valley, Colombia. *AAPG*, 79(10):1421-1443.

Cruz, L.; Caballero, V. 2007. Guía de Laboratorio de Sedimentología para Geólogos. Escuela de Geología, UIS. Bucaramanga.

Delgado, L.; Luna, J. 2012. Potencial Hidrocarburífero De Las Formaciones Del Grupo Calcáreo Basal En El Municipio De Villanueva, Departamento De Santander, Colombia. Trabajo de Grado, UIS, 163 p.

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

Fabre, A. 1985. Dinámica de la Sedimentación Cretácica en la Región de la Sierra Nevada del Cocuy (Cordillera Oriental de Colombia). En Etayo-Serna; Laverde. eds., Proyecto Cretácico: Publicaciones Geológicas Especiales del INGEOMINAS, p. XIX-1 – XIX-20. Bogotá.

Garcia-Gonzales, M. 2010. Shale Gas potential in the Eastern Cordillera of Colombia. *AAPG International Conference and Exhibition*. Calgary, Alberta, Canadá.

García-Gonzales, M.; Mier, R.; Cruz, L. 2011. Geoquímica de hidrocarburos de la subcuenca baja Guajira, Colombia. UIS, Boletín de Geología, 33(2):33-45. Bucaramanga.

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, Trabajo de Grado, UIS, 92 p.

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

Julivert, M. 1968. Colombie. En: Robert Hoffstetter, ed. Amérique Latine. 5(4^a):2-572.

Quiroga, A.; Gaiza, L. 1990. Curso de geoquímica del petróleo. YPF, 11(4):334-506.

Leyva, I. 2012. Seminario de Yacimientos No-Convencionales. SPELu, S.; Huang, W., Chen, F.; Li, J.; Wang, M.; Xue, H.; Wang, W.; Cai, X. 2012. Classification and evaluation criteria of shale oil and gas resources: Discussion and application. PetroleumExploration and Development, 39(2):268-2176.

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, U. Nal. 27:51-74.

Peters, K.; Cassa, M. 1994. Applied Source Rock Geochemistry. En: Magoon & Dow, eds, the petroleum system-from source to trap, AAPG, 60:93-120.

Pulido O., 2009., Geología de las planchas 135 (San Gil). Escala 1:100.000. INGEOMINAS

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

Royero, J; Clavijo, J. 2000. Memoria explicativa, Mapa geológico generalizado del departamento de Santander. Escala 1:400.000. Ingeominas. P. 26-59. Bogotá.

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

Slatt, R.; Singh, P.; Philp P.; Marfurt, K.; Abousleiman. 2008. Workflow for Stratigraphic Characterization of Unconventional Gas Shale. SPE, Texas, U.S.A.

Toussaint, J.; 1996. Evolución Geológica de Colombia. U. Nal., Cretácico, 227p.

Nu Ez-Betelu, L.; Baceta, J. 1994. Basics and Application of Rock-Eval/TOC Pyrolysis: an example from the uppermost Paleocene/lowermost Eocene In The Basque Basin, Western Pyrenees. *NaturZientziak*, 48:43-62.

Vásquez, M.; Altenberger, U.; Romer, R.; Sudo, M.; Moreno-Murillo, J. 2010. Magmatic evolution of the Andean Eastern Cordillera of Colombia during the Cretaceous: Influence of previous tectonic processes. *Journal of South American Earth Sciences*, 29:171-186.

Vera, J. 2011. Perspectivas de los Hidrocarburos No Convencionales en Colombia. XIII Congreso Nacional y IV Internacional de Servicios Públicos y TIC, Medellín.


Zamora, A. 2009. El gas como palanca de desarrollo en Colombia y Latinoamérica. ANH, V Congreso Internacional de Minería, Petróleo y Energía. Cartagena.


Anexo A. Catálogo de muestras macroscópico, correspondiente a la formación tablazo, Sobre la vía San Gil – El Socorro




CATALOGO MACROSCÓPICO


Vía San Gil- Socorro


MUESTAR N° E – 001 – S1 - UIS	
LOCALIZACIÓN: Vía San Gil - Socorro	
COORDENADAS: X= 1208217 Y= 1090379 Z= 2488 m.s.n.m	
	
DESCRIPCIÓN TEXTURA Y COMPOSICIÓN	
Textura clástica	<input type="checkbox"/>
Textura No Clástica	<input checked="" type="checkbox"/> X <input type="checkbox"/>
CLASIFICACIÓN SEGÚN DUNHAM	
Componentes originales enlazados en vida	<input type="checkbox"/>
Componentes originales no enlazados durante el deposito	x <input type="checkbox"/>
% Lodosoportada:	< 10 % de granos <input type="checkbox"/>
	> 10 % de granos X <input type="checkbox"/>
% Granosoportada:	> 5 % de lodo calcareo <input type="checkbox"/>
	< 5% de lodo calcareo <input type="checkbox"/>
Color: Grayishblack N2	
Nombre según DUNHAM: WACKESTONE	
CLASIFICACIÓN SEGÚN FOLK	
% Aloquímicos: 25 %	
% Lodo calcáreo microcristalino (micrita): 65 %	
% Calcita espar (esparita): 10 %	
Color: Grayishblack N2	
Nombre según Folk: INTRAMICRARENITA (Ili:La)	


MUESTAR N° E – 002 – S ₁ - UIS	
LOCALIZACIÓN: Vía San Gil - Socorro	
COORDENADAS: X= 1208206 Y= 1090374 Z= 2490 m.s.n.m	
	
DESCRIPCIÓN TEXTURA Y COMPOSICIÓN	
Textura clástica <input checked="" type="checkbox"/> Textura No Clástica <input type="checkbox"/>	
TEXTURA	
% Armazón:	% Grava: 0%
	% Arena: 5%
	% Lodo: 85 %
Color: Black N1	
Nombre Textural:	LODOLITA SHALE
COMPOSICIÓN	
La muestra presenta contenido de materia orgánica y de materiales carbonosos, así como pirita dispersa con una proporción de 2 % y mica Muscovita dispersa con una proporción de 7 % con respecto al total de la muestra.	
Nombre composicional:	LODOLITA SHALE


MUESTAR N° E – 003 – S₁ - UIS	
LOCALIZACIÓN: Vía San Gil - Socorro	
COORDENADAS: X= 1208213 Y= 1090385 Z= 2489 m.s.n.m	
	
DESCRIPCIÓN TEXTURA Y COMPOSICIÓN	
Textura clásica <input checked="" type="checkbox"/> Textura No Clásica <input type="checkbox"/>	
TEXTURA	
% Armazón:	% Grava: 0%
	% Arena: 0%
	% Lodo: 90 %
Color: Black N1	
Nombre Textural:	LODOLITA SHALE
COMPOSICIÓN	
La muestra presenta contenido de materia orgánica y de materiales carbonosos, así como pirita dispersa con una proporción de 1 % y mica Muscovita dispersa con una proporción de 5 % con respecto al total de la muestra.	
Nombre composicional:	LODOLITA SHALE


MUESTAR N° E – 004 – S ₁ - UIS	
LOCALIZACIÓN: Vía San Gil - Socorro	
COORDENADAS: X= 1208215 Y= 1090386 Z= 2489 m.s.n.m	
	
DESCRIPCIÓN TEXTURA Y COMPOSICIÓN	
Textura clásica	<input checked="" type="checkbox"/> X <input type="checkbox"/> Textura No Clásica
TEXTURA	
% Armazón:	% Grava: 0%
	% Arena: Muy fino 80 %
	% Lodo: 0 %
% Matriz: 10 %	
% Cemento: 5 %	
% Poros: 5 %	
	% Total: 100 %
	% Re-calcu: 90 %
Empaquetamiento: ClosedWork	
Esfericidad: Esférico	
Redondez: Sub – redondeado	
Calibrado: Bien Calibrado	
Fabrica: Intermedia	
Contacto entre partículas: Tangencial	
Madurez textural: Estado Maduro	
Nombre Textural:	ARENISCA MUY FINA LODOSA BIEN CALIBRADA
COMPOSICIÓN	
% Qz: 85 %	
% Feld: 4 %	
% FR: 3 %	
% Otros: 8 %	
	% Total: 100 %
	% Re-calcu: 92%
Nombre composicional:	SUBARCOSA


MUESTRA N° E - 005- S ₁ - UIS	
LOCALIZACIÓN: Vía San Gil - Socorro	
COORDENADAS: X= 1208196 Y= 1090384 Z= 2488 m.s.n.m	
	
DESCRIPCIÓN TEXTURA Y COMPOSICIÓN	
Textura clásica <input checked="" type="checkbox"/> Textura No Clásica <input type="checkbox"/>	
TEXTURA	
% Armazón:	% Grava: 0%
	% Arena: Muy fino 85 %
	% Lodo: 0 %
% Matriz: 10 %	
% Cemento: 2 %	
% Poros: 3 %	
	% Total: 100 %
	% Re-cálculo: 95 %
Empaquetamiento: ClosedWork	
Esfericidad: Esférico	
Redondez: Sub – redondeado	
Calibrado: Bien Calibrado	
Fabrica: Intermedia	
Contacto entre partículas: Tangencial	
Madurez textural: Estado Maduro	
Nombre Textural:	ARENISCA MUY FINA LODOSA BIEN CALIBRADA
COMPOSICIÓN	
% Qz: 92 %	
% Feld: 3 %	
% FR: 2 %	
% Otros: 3 %	
	% Total: 100 %
	% Re-cálculo: 97%
Nombre composicional:	SUBARCOSA


MUESTAR N° E – 006 –S ₁ - UIS							
LOCALIZACIÓN: Vía San Gil - Socorro							
COORDENADAS: X= 1208190 Y= 1090384 Z= 2489 m.s.n.m							
							
DESCRIPCIÓN TEXTURA Y COMPOSICIÓN							
Textura clásica X <input type="checkbox"/> Textura No Clásica <input type="checkbox"/>							
TEXTURA							
% Armazón:	<table border="1" style="width: 100%;"> <tr> <td style="width: 30%;">% Grava:</td> <td>0 %</td> </tr> <tr> <td>% Arena:</td> <td>Muy Fina 70%</td> </tr> <tr> <td>% Lodo:</td> <td>0 %</td> </tr> </table>	% Grava:	0 %	% Arena:	Muy Fina 70%	% Lodo:	0 %
% Grava:	0 %						
% Arena:	Muy Fina 70%						
% Lodo:	0 %						
% Matriz:	25 %						
% Cemento:	3 %						
% Poros:	2 %						
	<table border="1" style="width: 100%;"> <tr> <td style="width: 60%;">% Total:</td> <td>100 %</td> </tr> <tr> <td>% Re-calcu:</td> <td>95 %</td> </tr> </table>	% Total:	100 %	% Re-calcu:	95 %		
% Total:	100 %						
% Re-calcu:	95 %						
Empaquetamiento: Open Work							
Esfericidad: Esférica							
Redondez: Sub – redondeado							
Calibrado: Bien Calibrado							
Fabrica: Lodo soportada							
Contacto entre partículas: Tangencial							
Madurez textural: Estado Maduro							
Color: Brownishblack 5 YR 2/1							
Nombre Textural:	ARENISCA MUY FINA LODOSA BIEN CALIBRADA						
COMPOSICIÓN							
% Qz:	85 %						
% Feld:	2 %						
% FR:	3 %						
% Otros:	10 %						
	<table border="1" style="width: 100%;"> <tr> <td style="width: 60%;">% Re-calcu:</td> <td>90 %</td> </tr> </table>	% Re-calcu:	90 %				
% Re-calcu:	90 %						
Nombre composicional:	SUBLITARENITA						

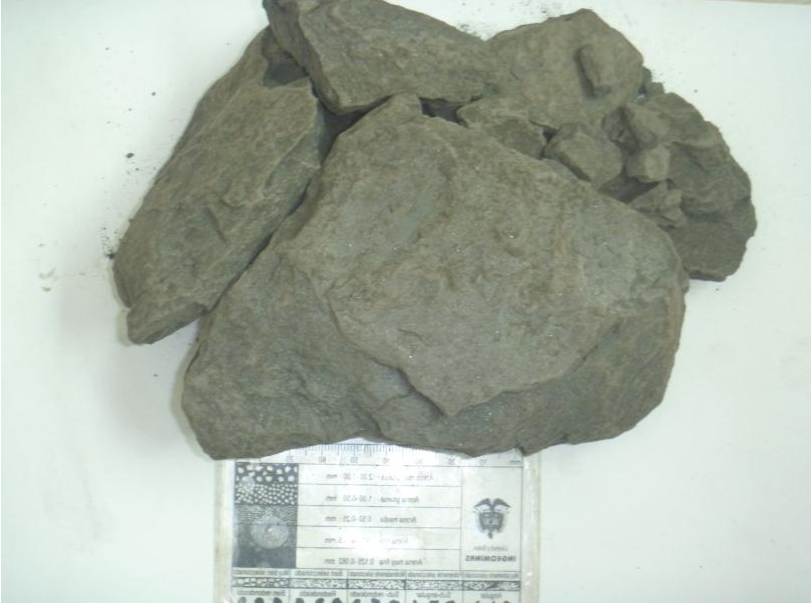
MUESTAR N° E – 007 – S ₁ - UIS	
LOCALIZACIÓN: Vía San Gil - Socorro	
COORDENADAS: X= 1208188 Y= 1090385 Z= 2489 m.s.n.m	
	
DESCRIPCIÓN TEXTURA Y COMPOSICIÓN	
Textura clásica X <input checked="" type="checkbox"/> Textura No Clásica <input type="checkbox"/>	
TEXTURA	
% Armazón:	% Grava: 0%
	% Arena: 5 %
	% Lodo: 90 %
Color: Black N1	
Nombre Textural:	LODOLITA SHALE
COMPOSICIÓN	
La muestra presenta contenido de materia orgánica y de materiales carbonosos, así como mica Muscovita dispersa con una proporción de 5 % con respecto al total de la muestra.	
Nombre composicional:	LODOLITA SHALE

MUESTAR N° E – 008 – S ₁ - UIS		
LOCALIZACIÓN: Vía San Gil - Socorro		
COORDENADAS: X= 1208209	Y= 1090398 Z= 2490 m.s.n.m	
		
DESCRIPCIÓN TEXTURA Y COMPOSICIÓN		
Textura clásica	<input type="checkbox"/> Textura No Clásica X <input type="checkbox"/>	
CLASIFICACIÓN SEGÚN DUNHAM		
Componentes originales enlazados en vida	<input type="checkbox"/>	
Componentes originales no enlazados durante el deposito	x <input type="checkbox"/>	
% Lodosoportada:	< 10 % de granos	<input type="checkbox"/>
	> 10 % de granos	X <input type="checkbox"/>
% Gransoportada:	> 5 % de lodo calcareo	<input type="checkbox"/>
	< 5% de lodo calcareo	<input type="checkbox"/>
Color: Grayishblack N2		
Nombre según DUNHAM: WACKESTONE		
CLASIFICACIÓN SEGÚN FOLK		
% Aloquímicos: 35 %		
% Lodo calcáreo microcristalino (micrita): 55 %		
% Calcita espar (esparita): 10 %		
Color: Grayishblack N2		
Nombre según Folk: INTRAMICRARENITA (Ili:La)		

MUESTAR N° E – 009 – S ₁ - UIS		
LOCALIZACIÓN: Vía San Gil - Socorro		
COORDENADAS: X= 1208209 Y= 1090398 Z= 2490 m.s.n.m		
		
DESCRIPCIÓN TEXTURA Y COMPOSICIÓN		
Textura clásica	<input type="checkbox"/>	
Textura No Clásica	<input checked="" type="checkbox"/>	
CLASIFICACIÓN SEGÚN DUNHAM		
Componentes originales enlazados en vida	<input type="checkbox"/>	
Componentes originales no enlazados durante el deposito	<input checked="" type="checkbox"/>	
% Lodosoportada:	< 10 % de granos	<input type="checkbox"/>
	> 10 % de granos	<input checked="" type="checkbox"/>
% Granosoportada:	> 5 % de lodo calcareo	<input type="checkbox"/>
	< 5% de lodo calcareo	<input type="checkbox"/>
Color: Grayishblack N2		
Nombre según DUNHAN: WACKESTONE		
CLASIFICACIÓN SEGÚN FOLK		
% Aloquímicos: 30 %		
% Lodo calcáreo microcristalino (micrita): 60 %		
% Calcita espar (esparita): 10 %		
Color: Grayishblack N2		
Nombre según Folk: INTRAMICRARENITA (Ili:La)		

MUESTAR N° E – 010 – S ₁ - UIS	
LOCALIZACIÓN: Vía San Gil - Socorro	
COORDENADAS: X= 1208209	Y= 1090398 Z= 2490 m.s.n.m
	
DESCRIPCIÓN TEXTURA Y COMPOSICIÓN	
Textura clásica	X <input checked="" type="checkbox"/>
Textura No Clásica	<input type="checkbox"/>
TEXTURA	
% Armazón:	% Grava: 0%
	% Arena: 15%
	% Lodo: 75 %
Color: Grayish Brown 5 YR 3/2	
Nombre Textural:	LIMOLITA ARENOSA SHALE
COMPOSICIÓN	
Se evidencia la presencia de estructuras fósiles así mismo se asume la presencia de hierro ferroso indicativo de medios reductores y de materiales carbonosos, se observa la presencia de mica Muscovita (5 %)	
Nombre composicional:	LIMOLITA ARENOSA SHALE

MUESTAR N° E – 011 – S ₁ - UIS	
LOCALIZACIÓN: Vía San Gil - Socorro	
COORDENADAS: X= 1208208	Y= 1090397 Z= 2489 m.s.n.m
	
DESCRIPCIÓN TEXTURA Y COMPOSICIÓN	
Textura clástica	X <input type="checkbox"/> Textura No Clástica <input type="checkbox"/>
TEXTURA	
% Armazón:	% Grava: 0%
	% Arena: 8%
	% Lodo: 85 %
Color: Black N1	
Nombre Textural:	LODOLITA SHALE
COMPOSICIÓN	
Se evidencia la presencia de estructuras fósiles así mismo se asume la presencia de materia orgánica y de materiales carbonosos, también se presenta mica Muscovita dispersa con una proporción de 5 % con respecto al total de la muestra.	
Nombre composicional:	LODOLITA SHALE

MUESTAR N° E – 012 – S ₁ - UIS	
LOCALIZACIÓN: Vía San Gil - Socorro	
COORDENADAS: X= 1208208 Y= 1090397 Z= 2489 m.s.n.m	
	
DESCRIPCIÓN TEXTURA Y COMPOSICIÓN	
Textura clásica X <input checked="" type="checkbox"/> Textura No Clásica <input type="checkbox"/>	
TEXTURA	
% Armazón:	% Grava: 0%
	% Arena: 10%
	% Lodo: 83%
Color: Black N1	
Nombre Textural:	LODOLITA ARENOSA SHALE
COMPOSICIÓN	
Se evidencia la presencia de materia orgánica y de materiales carbonosos, también se presenta mica Muscovita dispersa con una proporción de 7 % con respecto al total de la muestra.	
Nombre composicional:	LODOLITA ARENOSA SHALE

MUESTAR N° E – 013 – S ₁ - UIS	
LOCALIZACIÓN: Vía San Gil - Socorro	
COORDENADAS: X= 1208222	Y= 1090385 Z= 2494 m.s.n.m
	
DESCRIPCIÓN TEXTURA Y COMPOSICIÓN	
Textura clásica <input checked="" type="checkbox"/>	Textura No Clásica <input type="checkbox"/>
TEXTURA	
% Armazón:	% Grava: 0%
	% Arena: 5%
	% Lodo: 90 %
Color: Brownish gray 5 YR 4/1	
Nombre Textural:	LIMOLITA SHALE
COMPOSICIÓN	
Presencia de materia orgánica y de materiales carbonosos, también se presenta mica Muscovita dispersa con una proporción de 5 % con respecto al total de la muestra.	
Nombre composicional:	LIMOLITA SHALE

MUESTAR N° E – 014 – S₁ - UIS

LOCALIZACIÓN: Vía San Gil - Socorro

COORDENADAS: X= 1208222
m.s.n.m

Y= 1090385

Z= 2494

**DESCRIPCIÓN TEXTURA Y COMPOSICIÓN**Textura clástica Textura No Clástica **TEXTURA**

% Armazón:	% Grava: 0%
	% Arena: 8%
	% Lodo: 90 %

Color: Black N1

Nombre Textural:


LODOLITA SHALE


COMPOSICIÓN

Presencia de materia orgánica y de materiales carbonosos, también se presenta mica Muscovita dispersa con una proporción de 5 % con respecto al total de la muestra, así como cuarzo recristalizado.

Nombre composicional:


LODOLITA SHALE


MUESTAR N° E – 015 – S ₁ - UIS	
LOCALIZACIÓN: Vía San Gil - Socorro	
COORDENADAS: X= 1208236 Y= 1090388 Z= 2489 m.s.n.m	
	
DESCRIPCIÓN TEXTURA Y COMPOSICIÓN	
Textura clásica	<input type="checkbox"/> Textura No Clásica X <input type="checkbox"/>
CLASIFICACIÓN SEGÚN DUNHAM	
Componentes originales enlazados en vida <input type="checkbox"/>	
Componentes originales no enlazados durante el deposito x <input type="checkbox"/>	
% Lodosoportada:	< 10 % de granos <input type="checkbox"/>
	> 10 % de granos X <input type="checkbox"/>
% Granosoportada:	> 5 % de lodo calcareo <input type="checkbox"/>
	< 5% de lodo calcareo <input type="checkbox"/>
Color: Grayish Brown 5 YR 3/2	
Nombre según DUNHAM: WACKESTONE	
CLASIFICACIÓN SEGÚN FOLK	
% Aloquímicos: 25 %	
% Lodo calcáreo microcristalino (micrita): 65 %	
% Calcita espar (esparita): 10 %	
Color: Grayishblack N2	
Nombre según Folk: INTRAMICRARENITA (Ili:La)	


MUESTAR N° E – 016 – S ₁ - UIS		
LOCALIZACIÓN: Vía San Gil - Socorro		
COORDENADAS: X= 1208236	Y= 1090388 Z= 2489 m.s.n.m	
		
DESCRIPCIÓN TEXTURA Y COMPOSICIÓN		
Textura clásica	<input type="checkbox"/> Textura No Clásica X <input type="checkbox"/>	
CLASIFICACIÓN SEGÚN DUNHAM		
Componentes originales enlazados en vida	<input type="checkbox"/>	
Componentes originales no enlazados durante el depósito	x <input type="checkbox"/>	
% Lodosoportada:	< 10 % de granos	<input type="checkbox"/>
	> 10 % de granos	X <input type="checkbox"/>
% Granosoportada:	> 5 % de lodo calcareo	<input type="checkbox"/>
	< 5% de lodo calcareo	<input type="checkbox"/>
Color: Moderate Brown 5 YR 3/4		
Nombre según DUNHAM: WACKESTONE		
CLASIFICACIÓN SEGÚN FOLK		
% Aloquímicos: 25 %		
% Lodo calcáreo microcristalino (micrita): 70 %		
% Calcita espar (esparita): 5 %		
Color: Moderate Brown 5 YR 3/4		
Nombre según Folk: INTRAMICRARENITA (Ili:La)		

MUESTAR N° E – 017 – S ₁ - UIS		
LOCALIZACIÓN: Vía San Gil - Socorro		
COORDENADAS: X=1208240	Y= 1090383	Z= 2488 m.s.n.m
		
DESCRIPCIÓN TEXTURA Y COMPOSICIÓN		
Textura clástica <input checked="" type="checkbox"/>		Textura No Clástica <input type="checkbox"/>
TEXTURA		
% Armazón:	% Grava: 0%	
	% Arena: 7%	
	% Lodo: 85 %	
Color: Black N1		
Nombre Textural:		LODOLITA SHALE
COMPOSICIÓN		
<p>La muestra presenta contenido de materia orgánica y de materiales carbonosos, así como mica Muscovita dispersa con una proporción de 3 % con y cristales de cuarzo con una proporción de 4 % con respecto al total de la muestra. También se puede observar la presencia de restos fósiles.</p>		
Nombre composicional:		LODOLITA SHALE

MUESTAR N° E – 018 – S ₁ - UIS		
LOCALIZACIÓN: Vía San Gil - Socorro		
COORDENADAS: X=1208240	Y= 1090383	Z= 2488 m.s.n.m
		
DESCRIPCIÓN TEXTURA Y COMPOSICIÓN		
Textura clástica <input checked="" type="checkbox"/>		Textura No Clástica <input type="checkbox"/>
TEXTURA		
% Armazón:	% Grava: 0%	
	% Arena: 5%	
	% Lodo: 87 %	
Color: Black N1		
Nombre Textural:		LODOLITA SHALE
COMPOSICIÓN		
<p>La muestra presenta contenido de materia orgánica y de materiales carbonosos, así como mica Muscovita dispersa con una proporción de 3 % con respecto al total de la muestra.</p> <p>También se puede observar la presencia de restos fósiles.</p>		
Nombre composicional:		LODOLITA SHALE


MUESTAR N° E – 019 – S ₁ - UIS		
LOCALIZACIÓN: Vía San Gil - Socorro		
COORDENADAS: X= 1208243	Y= 1090383 Z= 2490 m.s.n.m	
		
DESCRIPCIÓN TEXTURA Y COMPOSICIÓN		
Textura clástica	<input type="checkbox"/> Textura No Clástica X <input type="checkbox"/>	
CLASIFICACIÓN SEGÚN DUNHAM		
Componentes originales enlazados en vida	<input type="checkbox"/>	
Componentes originales no enlazados durante el deposito	x <input type="checkbox"/>	
% Lodosoportada:	< 10 % de granos	<input type="checkbox"/>
	> 10 % de granos	X <input type="checkbox"/>
% Gransoportada:	> 5 % de lodo calcareo	<input type="checkbox"/>
	< 5% de lodo calcareo	<input type="checkbox"/>
Color: Grayish Brown	5 YR 3/2	
Nombre según DUNHAN: WACKESTONE		
CLASIFICACIÓN SEGÚN FOLK		
% Aloquímicos: 30 %		
% Lodo calcáreo microcristalino (micrita): 60 %		
% Calcita espar (esparita): 10 %		
Color: Grayishblack N2		
Nombre según Folk: INTRAMICRARENITA (Ili:La)		


MUESTAR N° E – 020 –S ₁ - UIS	
LOCALIZACIÓN: Vía San Gil - Socorro	
COORDENADAS: X= 1208254 Y= 1090381 Z= 2490 m.s.n.m	
	
DESCRIPCIÓN TEXTURA Y COMPOSICIÓN	
Textura clásica	X <input type="checkbox"/>
Textura No Clásica	<input type="checkbox"/>
TEXTURA	
% Armazón:	% Grava: 0 %
	% Arena: Muy Fina 80%
	% Lodo: 0 % matriz calcárea
% Matriz: 10 %	
% Cemento: 5 %	
% Poros: 5 %	
	% Total: 100 %
	% Re-cálculo: 90 %
Empaquetamiento: ClosedWork	
Esfericidad: Esférica	
Redondez: Sub – redondeado	
Calibrado: Bien Calibrado	
Fabrica: Intermedia	
Contacto entre partículas: cóncavo convexo	
Madurez textural: Estado Maduro	
Color: Very dusky red 10 R 2/2	
Nombre Textural:	ARENISCA MUY FINA LODOSA BIEN CALIBRADA
COMPOSICIÓN	
% Qz: 70 %	
% Feld: 15 %	
% FR: 5%	
% Otros: 10 %	
	% Re-cálculo: 90 %
Nombre composicional:	SUBARCOSA

MUESTAR N° E - 021 -S ₁ - UIS	
LOCALIZACIÓN: Vía San Gil - Socorro	
COORDENADAS: X= 1208259 Y= 1090378 Z= 2491 m.s.n.m	
	
DESCRIPCIÓN TEXTURA Y COMPOSICIÓN	
Textura clásica X <input type="checkbox"/> Textura No Clásica <input type="checkbox"/>	
TEXTURA	
% Armazón:	% Grava: 0 %
	% Arena: Muy Fina 82%
	% Lodo: 0 % presenta matriz calcárea
% Matriz: 10 %	
% Cemento: 5 %	
% Poros: 3 %	
	% Total: 100 %
	% Re-calcu: 92 %
Empaquetamiento: ClosedWork	
Esfericidad: Esférica	
Redondez: Sub - angular	
Calibrado: Bien Calibrado	
Fabrica: Intermedia	
Contacto entre partículas: Tangencial	
Madurez textural: Estado Maduro	
Color: Dusky brown 5 YR 2/2	
Nombre Textural:	ARENISCA MUY FINA LODOSA BIEN CALIBRADA
COMPOSICIÓN	
% Qz: 80 %	
% Feld: 5 %	
% FR: 5%	
% Otros: 10 %	
	% Re-calcu: 90 %
Nombre composicional:	SUBARCOSA

MUESTAR N° E – 022 – S ₁ - UIS		
LOCALIZACIÓN: Vía San Gil - Socorro		
COORDENADAS: X= 1208259	Y= 1090378	Z= 2491 m.s.n.m
		
DESCRIPCIÓN TEXTURA Y COMPOSICIÓN		
Textura clásica <input checked="" type="checkbox"/>		Textura No Clásica <input type="checkbox"/>
TEXTURA		
% Armazón:	% Grava: 0%	
	% Arena: 8%	
	% Lodo: 82 %	
Color: Dusky Yellowish Brown 10 YR 2/2		
Nombre Textural:	LODOLITA SHALE	
COMPOSICIÓN		
La muestra evidencia contenido de materiales carbonosos, así como de arcillas ricas en oxido y mica Muscovita dispersa con una proporción de 5 % con respecto al total de la muestra.		
Nombre composicional:	LODOLITA SHALE	

MUESTAR N° E – 023 – S ₁ - UIS	
LOCALIZACIÓN: Vía San Gil - Socorro	
COORDENADAS: X= 1208374	Y= 1090352 Z= 2492 m.s.n.m
	
DESCRIPCIÓN TEXTURA Y COMPOSICIÓN	
Textura clásica <input checked="" type="checkbox"/>	Textura No Clásica <input type="checkbox"/>
TEXTURA	
% Armazón:	% Grava: 0%
	% Arena: 5%
	% Lodo: 90 %
Color: Black N1	
Nombre Textural:	LODOLITA SHALE
COMPOSICIÓN	
<p>La muestra presenta contenido de materia orgánica y de materiales carbonosos, así como de arcillas ricas en oxido y mica Muscovita dispersa con una proporción de 2 % con respecto al total de la muestra.</p>	
Nombre composicional:	LODOLITA SHALE

MUESTAR N° E – 024 – S₁ - UIS	
LOCALIZACIÓN: Vía San Gil - Socorro	
COORDENADAS: X= 1208498	Y= 1090325 Z= 2489 m.s.n.m
	
DESCRIPCIÓN TEXTURA Y COMPOSICIÓN	
Textura clásica <input checked="" type="checkbox"/> Textura No Clásica <input type="checkbox"/>	
TEXTURA	
% Armazón:	% Grava: 0 %
	% Arena: Muy Fina 85%
	% Lodo: 0 %
% Matriz:	10%
% Cemento:	3 %
% Poros:	2 %
	% Total: 100 %
	% Re-calcu: 95 %
Empaquetamiento: ClosedWork	
Esfericidad: Esférica	
Redondez: redondeado	
Calibrado: Bien Calibrado	
Fabrica: Intermedia	
Contacto entre partículas: Tangencial	
Madurez textural: Estado Maduro	
Color: Medium dark gray N4	
Nombre Textural:	ARENISCA MUY FINA LODOSA BIEN CALIBRADA
COMPOSICIÓN	
% Qz:	85 %
% Feld:	5 %
% FR:	3 %
% Otros:	7 %
	% Total: 100 %
	% Re-calcu: 93 %
Nombre composicional:	SUBARCOSA


MUESTAR N° E – 025 – S ₁ - UIS	
LOCALIZACIÓN: Vía San Gil - Socorro	
COORDENADAS: X= 1208498 Y= 1090325 Z= 2489 m.s.n.m	
	
DESCRIPCIÓN TEXTURA Y COMPOSICIÓN	
Textura clásica <input checked="" type="checkbox"/> Textura No Clásica <input type="checkbox"/>	
TEXTURA	
% Armazón:	% Grava: 0%
	% Arena: 5%
	% Lodo: 90 %
Color: Black N1	
Nombre Textural:	LODOLITA SHALE
COMPOSICIÓN	
La muestra presenta contenido de materia orgánica y de materiales carbonosos, así como mica Muscovita dispersa con una proporción de 3% con respecto al total de la muestra.	
Nombre composicional:	LODOLITA SHALE


Anexo B. Catálogo de muestras macroscópico, correspondiente a la formación Simití, Sobre la vía El Socorro – Bogotá.





CATALOGO MACROSCÓPICO


Vía Socorro – Bogotá

MUESTAR N° E - 001 - S ₂ - UIS	
LOCALIZACIÓN: vía Socorro – Bogotá	
COORDENADAS: X= 1205381 Y= 1090045 Z= 2489 m.s.n.m	
	
DESCRIPCIÓN TEXTURA Y COMPOSICIÓN	
Textura clásica <input type="checkbox"/> X Textura No Clásica <input type="checkbox"/>	
TEXTURA	
% Armazón:	% Grava:
	% Arena: 85 %
	% Lodo:
% Matriz: 7 %	
% Cemento: 5 %	
% Poros: 3 %	
	% Total: 100 %
	% Re-calculo: 92 %
Empaquetamiento: ClosedWork	
Esfericidad: Esférico	
Redondez: Sub – redondeado	
Calibrado: Bien calibrado	
Fabrica: Intermedia	
Contacto entre partículas: Cóncavo convexo	
Madurez textural: Estado Maduro	
Color: Dusky Brown 5 YR 2/2	
Nombre Textural:	ARENISCA MUY FINA LODOSA BIEN CALIBRADA
COMPOSICIÓN	
% Qz: 92 %	
% Feld: 2 %	
% FR: 2 %	
% Otros: 4 %	
	% Total: 100 %
	% Re-calculo: 96 %
Nombre composicional:	CUARZO ARENITA


MUESTAR N° E - 002 - S ₂ - UIS	
LOCALIZACIÓN: vía Socorro – Bogotá	
COORDENADAS: X= 1205381 Y= 1090046 Z= 2489 m.s.n.m	
	
DESCRIPCIÓN TEXTURA Y COMPOSICIÓN	
Textura clásica <input type="checkbox"/> X Textura No Clásica <input type="checkbox"/>	
TEXTURA	
% Armazón:	% Grava:
	% Arena: 83 %
	% Lodo:
% Matriz: 10 %	
% Cemento: 5 %	
% Poros: 2 %	
	% Re-calcu: 93 %
Empaquetamiento: ClosedWork	
Esfericidad: Esférico	
Redondez: Sub – redondeado	
Calibrado: Bien calibrado	
Fabrica: Intermedia	
Contacto entre partículas: Cóncavo convexo	
Madurez textural: Estado Maduro	
Color: Dusky Brown 5 YR 2/2	
Nombre Textural:	ARENISCA MUY FINA LODOSA BIEN CALIBRADA
COMPOSICIÓN	
% Qz: 90 %	
% Feld: 2 %	
% FR: 2 %	
% Otros: 6 %	
	% Total: 100 %
	% Re-calcu: 94 %
Nombre composicional:	CUARZO ARENITA


MUESTAR N° E – 003 – S ₁ - UIS	
LOCALIZACIÓN: Vía Socorro – Bogotá	
COORDENADAS: X= 1205401Y= 1090035 Z= 2489 m.s.n.m	
	
DESCRIPCIÓN TEXTURA Y COMPOSICIÓN	
Textura clásica <input type="checkbox"/> X Textura No Clásica <input type="checkbox"/>	
TEXTURA	
% Armazón:	% Grava: 0 %
	% Arena: 5 %
	% Lodo: 90 %
Color: Black N1	
Nombre Textural:	LODOLITA SHALE
COMPOSICIÓN	
La muestra presenta contenido de materia orgánica y de materiales carbonosos, así mismo presenta arcillas ricas en oxido también se encuentra mica Muscovita en proporción de (2%)	
Nombre composicional:	LODOLITA SHALE


MUESTAR N° E – 004 – S ₁ - UIS	
LOCALIZACIÓN: Vía Socorro – Bogotá	
COORDENADAS: X= 1205401Y= 1090035 Z= 2489 m.s.n.m	
	
DESCRIPCIÓN TEXTURA Y COMPOSICIÓN	
Textura clásica <input type="checkbox"/> X Textura No Clásica <input type="checkbox"/>	
TEXTURA	
% Armazón:	% Grava: 0 %
	% Arena: 3 %
	% Lodo: 92 %
Color: Black N1	
Nombre Textural:	LODOLITA SHALE
COMPOSICIÓN	
La muestra presenta contenido de materia orgánica y de materiales carbonosos, así mismo presenta arcillas ricas en oxido también se encuentra mica Muscovita en proporción de (2%)	
Nombre composicional:	LODOLITA SHALE


MUESTAR N° E - 005 - S ₁ - UIS	
LOCALIZACIÓN: Vía Socorro – Bogotá	
COORDENADAS: X= 1205401Y= 1090035 Z= 2489 m.s.n.m	
	
DESCRIPCIÓN TEXTURA Y COMPOSICIÓN	
Textura clásica <input checked="" type="checkbox"/> X Textura No Clásica <input type="checkbox"/>	
TEXTURA	
% Armazón:	% Grava: 0 %
	% Arena: 3 %
	% Lodo: 92 %
Color: Black N1	
Nombre Textural:	LODOLITA SHALE
COMPOSICIÓN	
La muestra presenta contenido de materia orgánica, materiales carbonosos, así mismo presenta arcillas ricas en oxido en menor proporción que en la base también se encuentra mica Muscovita.	
Nombre composicional:	LODOLITA SHALE


MUESTAR N° E - 006 - S₂ - UIS


LOCALIZACIÓN: vía Socorro – Bogotá	
COORDENADAS: X= 1205402 Y= 1090037 Z= 2492 m.s.n.m	
	
DESCRIPCIÓN TEXTURA Y COMPOSICIÓN	
Textura clásica <input checked="" type="checkbox"/> X Textura No Clásica <input type="checkbox"/>	
TEXTURA	
% Armazón:	% Grava:
	% Arena: 75 %
	% Lodo: 10 %
% Matriz: 7 %	
% Cemento: 5 %	
% Poros: 3 %	
	% Total: 100 %
	% Re-cálculo: 92 %
Empaquetamiento: ClosedWork	
Esfericidad: Esférico	
Redondez: Sub – redondeado	
Calibrado: Bien calibrado	
Fabrica: Intermedia	
Contacto entre partículas: Tangencial	
Madurez textural: Estado Maduro	
Color: Medium dark gray N4	
Nombre Textural:	ARENISCA MUY FINA LODOSA BIEN CALIBRADA
COMPOSICIÓN	
% Qz: 84 %	
% Feld: 4 %	
% FR: 2 %	
% Otros: 10 %	
Presenta evidencias de oxidación	% Total: 100 %
	% Re-cálculo: 90 %
Nombre composicional:	SUBARCOSA


MUESTAR N° E - 007 - S ₂ - UIS	
LOCALIZACIÓN: vía Socorro – Bogotá	
COORDENADAS: X= 1205406 Y= 1090011 Z= 2496 m.s.n.m	
	
DESCRIPCIÓN TEXTURA Y COMPOSICIÓN	
Textura clástica	<input checked="" type="checkbox"/>
Textura No Clástica	<input type="checkbox"/>
TEXTURA	
% Armazón:	% Grava:
	% Arena: 90 %
	% Lodo:
% Matriz: 5 %	
% Cemento: 3 %	
% Poros: 2 %	
	% Total: 100 %
	% Re-cálculo: 95 %
Empaquetamiento: ClosedWork	
Esfericidad: Esférico	
Redondez: Sub – angular	
Calibrado: Bien calibrado	
Fabrica: Intermedia	
Contacto entre partículas: Tangencial	
Madurez textural: Estado Maduro	
Color: Dark Yellowish brown 10 YR 4/2	
Nombre Textural:	ARENISCA MUY FINA BIEN CALIBRADA
COMPOSICIÓN	
% Qz: 86 %	
% Feld: 4 %	
% FR: 2 %	
% Otros: 2 %	
Presenta evidencias de oxidación y restos fósiles	% Total: 100 %
	% Re-cálculo: 92 %
Nombre composicional:	SUBARCOSA


MUESTAR N° E - 008 - S ₂ - UIS	
LOCALIZACIÓN: vía Socorro – Bogotá	
COORDENADAS: X= 1205402 Y= 1090037Z= 2492 m.s.n.m	
	
DESCRIPCIÓN TEXTURA Y COMPOSICIÓN	
Textura clásica <input checked="" type="checkbox"/>	Textura No Clásica <input type="checkbox"/>
TEXTURA	
% Armazón:	% Grava:
	% Arena: 85 %
	% Lodo:
% Matriz: 8 %	
% Cemento: 5 %	
% Poros: 2 %	
	% Total: 100 %
	% Re-calcu: 98 %
Empaquetamiento: ClosedWork	
Esfericidad: Esférico	
Redondez: Sub – redondeado	
Calibrado: Bien calibrado	
Fabrica: Intermedia	
Contacto entre partículas: cóncavo – convexo	
Madurez textural: Estado Maduro	
Color: Medium dark gray N4	
Nombre Textural:	ARENISCA MUY FINA BIEN CALIBRADA
COMPOSICIÓN	
% Qz: 88 %	
% Feld: 4 %	
% FR: 3 %	
% Otros: 5 %	
	% Total: 100 %
	% Re-calcu: 95 %
Nombre composicional:	SUBARCOSA


MUESTAR N° E - 009 - S ₂ - UIS	
LOCALIZACIÓN: vía Socorro – Bogotá	
COORDENADAS: X= 1205405Y= 1089982 Z= 2503m.s.n.m	
	
DESCRIPCIÓN TEXTURA Y COMPOSICIÓN	
Textura clásica <input checked="" type="checkbox"/>	Textura No Clásica <input type="checkbox"/>
TEXTURA	
% Armazón:	% Grava: 15 %
	% Arena: Fina 63 %
	% Lodo:
% Matriz: 15 %	
% Cemento: 5 %	
% Poros: 2 %	
	% Total: 100 %
	% Re-cálculo: 93 %
Empaquetamiento: ClosedWork	
Esfericidad: Esférico	
Redondez: Sub – redondeado	
Calibrado: Mal calibrado	
Fabrica: Intermedia	
Contacto entre partículas: cóncavo – convexo	
Madurez textural: Estado Maduro	
Color: Moderato yellowish brown 10 YR 5/4	
Nombre Textural:	ARENISCA FINA MAL CALIBRADA
COMPOSICIÓN	
% Qz: 70 %	
% Feld: 5 %	
% FR: 20 %	
% Otros: 5 %	
	% Total: 100 %
	% Re-cálculo: 95 %
Nombre composicional:	LITARENITA


MUESTAR N° E - 010 - S ₂ - UIS	
LOCALIZACIÓN: vía Socorro – Bogotá	
COORDENADAS: X= 1205405 Y= 1089982 Z= 2503m.s.n.m	
	
DESCRIPCIÓN TEXTURA Y COMPOSICIÓN	
Textura clásica <input checked="" type="checkbox"/>	Textura No Clástica <input type="checkbox"/>
TEXTURA	
% Armazón:	% Grava:
	% Arena: Muy Fina 85 %
	% Lodo:
% Matriz: 8 %	
% Cemento: 5 %	
% Poros: 2 %	
	% Total: 100 %
	% Re-cálculo: 93 %
Empaquetamiento: ClosedWork	
Esfericidad: Esférico	
Redondez: Sub – redondeado	
Calibrado: Bien calibrado	
Fabrica: Granosoportada	
Contacto entre partículas: Tangencial	
Madurez textural: Estado Maduro	
Color: Brownish black 5 YR 2/1	
Nombre Textural:	ARENISCA FINA MAL CALIBRADA
COMPOSICIÓN	
% Qz: 85 %	
% Feld: 1 %	
% FR: 5 %	
% Otros: 9 %	
	% Total: 100 %
	% Re-cálculo: 91 %
Nombre composicional:	SUBLITARENITA


MUESTAR N° E - 011 - S ₂ - UIS	
LOCALIZACIÓN: vía Socorro – Bogotá	
COORDENADAS: X= 1205407	Y= 1089966 Z= 2519 m.s.n.m
	
DESCRIPCIÓN TEXTURA Y COMPOSICIÓN	
Textura clásica <input checked="" type="checkbox"/>	Textura No Clástica <input type="checkbox"/>
TEXTURA	
% Armazón:	% Grava:
	% Arena: Fina 75 %
	% Lodo:
% Matriz: 15 %	
% Cemento: 8 %	
% Poros: 2 %	
	% Total: 100 %
	% Re-cálculo: 90 %
Empaquetamiento: ClosedWork	
Esfericidad: Esférico	
Redondez: Sub – redondeado	
Calibrado: Moderadamente calibrado	
Fabrica: Intermedio	
Contacto entre partículas: Cóncavo – convexo	
Madurez textural: Estado Maduro	
Color: Moderato brown 5 YR 3/4	
Nombre Textural:	ARENISCA FINA LIMOSA MODERADAMENTE CALIBRADA
COMPOSICIÓN	
% Qz: 80 %	
% Feld: 2 %	
% FR: 8 %	
% Otros: 10 %	
	% Total: 100 %
	% Re-cálculo: 90 %
Nombre composicional:	SUBLITARENITA


MUESTAR N° E - 012 - S ₂ - UIS	
LOCALIZACIÓN: vía Socorro – Bogotá	
COORDENADAS: X= 1205393	Y= 1084957 Z= 2522 m.s.n.m
	
DESCRIPCIÓN TEXTURA Y COMPOSICIÓN	
Textura clásica <input checked="" type="checkbox"/>	Textura No Clásica <input type="checkbox"/>
TEXTURA	
% Armazón:	% Grava:
	% Arena: Fina 75 %
	% Lodo:
% Matriz: 15 %	
% Cemento: 8 %	
% Poros: 2 %	
	% Total: 100 %
	% Re-cálculo: 90 %
Empaquetamiento: ClosedWork	
Esfericidad: Esférico	
Redondez: Sub – redondeado	
Calibrado: Moderadamente calibrado	
Fabrica: Intermedio	
Contacto entre partículas: Cóncavo – convexo	
Madurez textural: Estado Maduro	
Color: Moderato brown 5 YR 3/4	
Nombre Textural:	ARENISCA FINA LIMOSA MODERADAMENTE CALIBRADA
COMPOSICIÓN	
% Qz: 80 %	
% Feld: 2 %	
% FR: 8 %	
% Otros: 10 %	
	% Total: 100 %
	% Re-cálculo: 90 %
Nombre composicional:	SUBLITARENITA


MUESTAR N° E - 013 - S ₂ - UIS	
LOCALIZACIÓN: vía Socorro – Bogotá	
COORDENADAS: X= 1205406	Y=1089951 Z= 2390 m.s.n.m
	
DESCRIPCIÓN TEXTURA Y COMPOSICIÓN	
Textura clásica <input checked="" type="checkbox"/>	Textura No Clásica <input type="checkbox"/>
TEXTURA	
% Armazón:	% Grava:
	% Arena: Muy Fina 68 %
	% Lodo:
% Matriz: 20 %	
% Cemento: 7 %	
% Poros: 5 %	
	% Total: 100 %
	% Re-cálculo: 88 %
Empaquetamiento: Open Work	
Esfericidad: Esférico	
Redondez: Sub – redondeado	
Calibrado: Bien calibrado	
Fabrica: Intermedio	
Contacto entre partículas: Tangencial	
Madurez textural: Estado Maduro	
Color: Black N1	
Nombre Textural:	ARENISCA MUY FINA LIMOSA BIEN CALIBRADA
COMPOSICIÓN	
% Qz: 85 %	
% Feld: 2 %	
% FR: 4 %	
% Otros: 9 %	
	% Total: 100 %
	% Re-cálculo: 91 %
Nombre composicional:	SUBLITARENITA


MUESTAR N° E - 014 - S ₂ - UIS	
LOCALIZACIÓN: vía Socorro – Bogotá	
COORDENADAS: X= 1205406	Y=1089951 Z= 2390 m.s.n.m
	
DESCRIPCIÓN TEXTURA Y COMPOSICIÓN	
Textura clásica <input checked="" type="checkbox"/>	Textura No Clástica <input type="checkbox"/>
TEXTURA	
% Armazón:	% Grava:
	% Arena: Fina 75 %
	% Lodo:
% Matriz: 13 %	
% Cemento: 7 %	
% Poros: 5 %	
	% Total: 100 %
	% Re-calcu: 88 %
Empaquetamiento: Open Work	
Esfericidad: Esférico	
Redondez: Sub – redondeado	
Calibrado: Moderadamente calibrado	
Fabrica: Intermedio	
Contacto entre partículas: Tangencial	
Madurez textural: Estado Maduro	
Color: Black N1	
Nombre Textural:	ARENISCA FINA LIMOSA MODERADAMENTE CALIBRADA
COMPOSICIÓN	
% Qz: 88 %	
% Feld: 2 %	
% FR: 5 %	
% Otros: 5 %	
	% Total: 100 %
	% Re-calcu: 95 %
Nombre composicional:	SUBLITARENITA


MUESTAR N° E - 015 - S ₂ - UIS	
LOCALIZACIÓN: vía Socorro – Bogotá	
COORDENADAS: X= 1205406 Y=1089951 Z= 2390 m.s.n.m	
	
DESCRIPCIÓN TEXTURA Y COMPOSICIÓN	
Textura clásica <input type="checkbox"/> X Textura No Clásica <input type="checkbox"/>	
TEXTURA	
% Armazón:	% Grava:
	% Arena: Muy Fina 85 %
	% Lodo:
% Matriz: 7 %	
% Cemento: 5 %	
% Poros: 3 %	
	% Total: 100 %
	% Re-calculo: 92 %
Empaquetamiento: ClosedWork	
Esfericidad: Esférico	
Redondez: Sub – redondeado	
Calibrado: Bien calibrado	
Fabrica: Intermedio	
Contacto entre partículas: Cóncavo – convexo	
Madurez textural: Estado Maduro	
Color: Dusty Brown 5 YR 2/2	
Nombre Textural:	ARENISCA MUY FINA BIEN CALIBRADA
COMPOSICIÓN	
% Qz: 80 %	
% Feld: 6 %	
% FR: 8 %	
% Otros: 6 %	
Presenta evidencias de oxidación	% Total: 100 %
	% Re-calculo: 94 %
Nombre composicional:	SUBLITARENITA


MUESTAR N° E - 016 - S ₂ - UIS	
LOCALIZACIÓN: vía Socorro – Bogotá	
COORDENADAS: X= 1205406	Y=1089951 Z= 2490 m.s.n.m
	
DESCRIPCIÓN TEXTURA Y COMPOSICIÓN	
Textura clásica <input type="checkbox"/> X	Textura No Clásica <input type="checkbox"/> a
TEXTURA	
% Armazón:	% Grava:
	% Arena: Muy Fina 85 %
	% Lodo:
% Matriz: 7 %	
% Cemento: 5 %	
% Poros: 3 %	
	% Total: 100 %
	% Re-calcu: 92 %
Empaquetamiento: ClosedWork	
Esfericidad: Esférico	
Redondez: Sub – redondeado	
Calibrado: Bien calibrado	
Fabrica: Intermedio	
Contacto entre partículas: Tangencial	
Madurez textural: Estado Maduro	
Color: Medium dark gray N4	
Nombre Textural:	ARENISCA MUY FINA BIEN CALIBRADA
COMPOSICIÓN	
% Qz: 75 %	
% Feld: 5 %	
% FR: 10 %	
% Otros: 10 %	
se evidencia oxidación	% Total: 100 %
	% Re-calcu: 90 %
Nombre composicional:	SUBLITARENITA


MUESTAR N° E - 017 - S ₂ - UIS	
LOCALIZACIÓN: vía Socorro – Bogotá	
COORDENADAS: X= 1205406 Y=1089951 Z= 2490 m.s.n.m	
	
DESCRIPCIÓN TEXTURA Y COMPOSICIÓN	
Textura clásica <input checked="" type="checkbox"/> X Textura No Clásica <input type="checkbox"/>	
TEXTURA	
% Armazón:	% Grava:
	% Arena: Muy Fina 80 %
	% Lodo:
% Matriz: 10 %	
% Cemento: 4 %	
% Poros: 2 %	
	% Total: 100 %
	% Re-cálculo: 90 %
Empaquetamiento: ClosedWork	
Esfericidad: Esférico	
Redondez: Sub – redondeado	
Calibrado: Moderadamente calibrado	
Fabrica: Intermedio	
Contacto entre partículas: Tangencial	
Madurez textural: Estado Maduro	
Color: Medium dark gray N4	
Nombre Textural:	ARENISCA MUY FINA LIMOSA MODERADAMENTE CALIBRADA
COMPOSICIÓN	
% Qz: 86 %	
% Feld: 2 %	
% FR: 5 %	
% Otros: 7 %	
se evidencia oxidación	
	% Total: 100 %
	% Re-cálculo: 93 %
Nombre composicional:	SUBLITARENITA

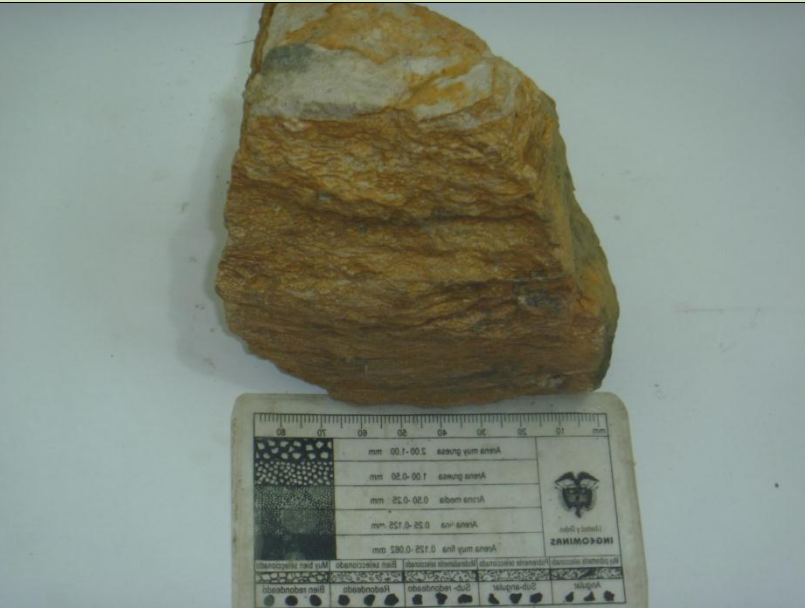
MUESTAR N° E - 018 - S ₂ - UIS	
LOCALIZACIÓN: vía Socorro – Bogotá	
COORDENADAS: X= 1205404	Y=1089926 Z= 2490 m.s.n.m
	
DESCRIPCIÓN TEXTURA Y COMPOSICIÓN	
Textura clásica <input type="checkbox"/>	X Textura No Clásica <input type="checkbox"/>
TEXTURA	
% Armazón:	% Grava:
	% Arena: Muy Fina 75 %
	% Lodo:
% Matriz: 20 %	
% Cemento: 3 %	
% Poros: 2 %	
	% Total: 100 %
	% Re-cálculo: 95 %
Empaquetamiento: Open Work	
Esfericidad: Esférico	
Redondez: Sub – redondeado	
Calibrado: Bien calibrado	
Fabrica: Intermedio	
Contacto entre partículas: Tangencial	
Madurez textural: Estado Maduro	
Color: Brownish black 5 YR 2/1	
Nombre Textural:	ARENISCA MUY FINA LIMOSA BIEN CALIBRADA
COMPOSICIÓN	
% Qz: 75 %	
% Feld: 3 %	
% FR: 7 %	
% Otros: 15 %	
se evidencia oxidación	% Total: 100 %
	% Re-cálculo: 85 %
Nombre composicional:	SUBLITARENITA


MUESTAR N° E - 019 - S ₂ - UIS		
LOCALIZACIÓN: vía Socorro – Bogotá		
COORDENADAS: X= 1205406	Y=1089925	Z= 2490 m.s.n.m
		
DESCRIPCIÓN TEXTURA Y COMPOSICIÓN		
Textura clásica <input checked="" type="checkbox"/> X		Textura No Clástica <input type="checkbox"/>
TEXTURA		
% Armazón:	% Grava:	
	% Arena: Muy Fina 84 %	
	% Lodo:	
% Matriz: 8 %		
% Cemento: 5 %		
% Poros: 3 %		
	% Total: 100 %	
	% Re-calculo: 92 %	
Empaquetamiento: ClosedWork		
Esfericidad: Esférico		
Redondez: Sub – redondeado		
Calibrado: Bien calibrado		
Fabrica: Intermedio		
Contacto entre partículas: Cóncavo – convexo		
Madurez textural: Estado Maduro		
Color: Medium dark gray N4		
Nombre Textural:	ARENISCA MUY FINA BIEN CALIBRADA	
COMPOSICIÓN		
% Qz: 87 %		
% Feld: 3 %		
% FR: 5 %		
% Otros: 5 %		
se evidencia oxidación	% Total: 100 %	
	% Re-calculo: 95 %	
Nombre composicional:	SUBLITARENITA	


MUESTAR N° E - 020 - S ₂ - UIS	
LOCALIZACIÓN: vía Socorro – Bogotá	
COORDENADAS: X= 1205406	Y=1089925 Z= 2490 m.s.n.m
	
DESCRIPCIÓN TEXTURA Y COMPOSICIÓN	
Textura clásica <input checked="" type="checkbox"/> X Textura No Clásica <input type="checkbox"/>	
TEXTURA	
% Armazón:	% Grava:
	% Arena: Fina 82 %
	% Lodo:
% Matriz: 8 %	
% Cemento: 7 %	
% Poros: 3 %	
	% Total: 100 %
	% Re-calculo: 90 %
Empaquetamiento: ClosedWork	
Esfericidad: Esférico	
Redondez: Sub – redondeado	
Calibrado: Bien calibrado	
Fabrica: Intermedio	
Contacto entre partículas: Cóncavo – convexo	
Madurez textural: Estado Maduro	
Color: Medium dark gray N4	
Nombre Textural:	ARENISCA MUY FINA BIEN CALIBRADA
COMPOSICIÓN	
% Qz: 90 %	
% Feld: 3 %	
% FR: 4 %	
% Otros: 3 %	
se evidencia oxidación	% Total: 100 %
	% Re-calculo: 95 %
Nombre composicional:	SUBLITARENITA

MUESTAR N° E – 021 – S ₁ - UIS	
LOCALIZACIÓN: Vía Socorro – Bogotá	
COORDENADAS: X= 1205399 Y= 1089935 Z= 2492 m.s.n.m	
	
DESCRIPCIÓN TEXTURA Y COMPOSICIÓN	
Textura clásica <input checked="" type="checkbox"/> X Textura No Clásica <input type="checkbox"/>	
TEXTURA	
% Armazón:	% Grava: 0 %
	% Arena: 5 %
	% Lodo: 90 %
Color: Black N1	
Nombre Textural:	LODOLITA SHALE
COMPOSICIÓN	
La muestra presenta contenido de materia orgánica y de materiales carbonosos, así mismo se encuentra mica Muscovita.	
Nombre composicional:	LODOLITA SHALE


MUESTAR N° E – 022 – S ₁ - UIS	
LOCALIZACIÓN: Vía Socorro – Bogotá	
COORDENADAS: X= 1205399	Y= 1089935 Z= 2492 m.s.n.m
	
DESCRIPCIÓN TEXTURA Y COMPOSICIÓN	
Textura clásica <input type="checkbox"/> X Textura No Clásica <input type="checkbox"/>	
TEXTURA	
% Armazón:	% Grava: 0 %
	% Arena: 5 %
	% Lodo: 90 %
Color: Black N1	
Nombre Textural:	LODOLITA SHALE
COMPOSICIÓN	
La muestra presenta contenido de materia orgánica y de materiales carbonosos, así mismo se encuentra mica Muscovita. Y COLORACION ROJIZA AMARILLENTO	
Nombre composicional:	LODOLITA SHALE


MUESTAR N° E - 023 - S ₂ - UIS	
LOCALIZACIÓN: vía Socorro – Bogotá	
COORDENADAS: X= 1205399	Y=1089935 Z= 2492 m.s.n.m
	
DESCRIPCIÓN TEXTURA Y COMPOSICIÓN	
Textura clásica <input checked="" type="checkbox"/> X Textura No Clásica <input type="checkbox"/>	
TEXTURA	
% Armazón:	% Grava:
	% Arena: Muy Fina 82 %
	% Lodo:
% Matriz: 10 %	
% Cemento: 5 %	
% Poros: 3 %	
	% Total: 100 %
	% Re-cálculo: 92 %
Empaquetamiento: ClosedWork	
Esfericidad: Esférico	
Redondez: Sub – redondeado	
Calibrado: Bien calibrado	
Fabrica: Intermedio	
Contacto entre partículas: Tangencial	
Madurez textural: Estado Maduro	
Color: Moderato brown 5 YR 4/4	
Nombre Textural:	ARENISCA MUY FINA LIMOSA BIEN CALIBRADA
COMPOSICIÓN	
% Qz: 87 %	
% Feld: 6 %	
% FR: 4 %	
% Otros: 3 %	
se evidencia oxidación	% Total: 100 %
	% Re-cálculo: 97 %
Nombre composicional:	SUBARCOSA


MUESTAR N° E - 024 - S ₂ - UIS	
LOCALIZACIÓN: vía Socorro – Bogotá	
COORDENADAS: X= 1205399	Y=1089934 Z= 2496 m.s.n.m
	
DESCRIPCIÓN TEXTURA Y COMPOSICIÓN	
Textura clásica <input type="checkbox"/> X	Textura No Clásica <input type="checkbox"/> a
TEXTURA	
% Armazón:	% Grava:
	% Arena: Fina 85 %
	% Lodo:
% Matriz: 7 %	
% Cemento: 5 %	
% Poros: 3 %	
	% Total: 100 %
	% Re-cálculo: 92 %
Empaquetamiento: ClosedWork	
Esfericidad: Esférico	
Redondez: Sub – redondeado	
Calibrado: Moderadamente calibrado	
Fabrica: Intermedio	
Contacto entre partículas: Cóncavo – convexo	
Madurez textural: Estado Maduro	
Color: Moderato yellowish brown 10 YR 5/4	
Nombre Textural:	ARENISCA FINA BIEN CALIBRADA
COMPOSICIÓN	
% Qz: 88 %	
% Feld: 5 %	
% FR: 2 %	
% Otros: 5 %	
se evidencia oxidación	% Total: 100 %
	% Re-cálculo: 95 %
Nombre composicional:	SUBARCOSA


MUESTAR N° E - 025 - S ₂ - UIS		
LOCALIZACIÓN: vía Socorro – Bogotá		
COORDENADAS: X= 1205397	Y=1089915	Z= 2497 m.s.n.m
		
DESCRIPCIÓN TEXTURA Y COMPOSICIÓN		
Textura clásica <input type="checkbox"/> X		Textura No Clásica <input type="checkbox"/>
TEXTURA		
% Armazón:	% Grava:	
	% Arena: Fina 85 %	
	% Lodo:	
% Matriz: 7 %		
% Cemento: 5 %		
% Poros: 3 %		
	% Total: 100 %	
	% Re-cálculo: 92 %	
Empaquetamiento: ClosedWork		
Esfericidad: Esférico		
Redondez: Sub – redondeado		
Calibrado: Moderadamente calibrado		
Fabrica: Intermedio		
Contacto entre partículas: Cóncavo – convexo		
Madurez textural: Estado Maduro		
Color: Moderato yellowish brown 10 YR 5/4		
Nombre Textural:	ARENISCA FINA BIEN CALIBRADA	
COMPOSICIÓN		
% Qz: 88 %		
% Feld: 5 %		
% FR: 2 %		
% Otros: 5 %		
se evidencia oxidación		% Total: 100 %
		% Re-cálculo: 95 %
Nombre composicional:	SUBARCOSA	

MUESTAR N° E – 026 – S ₁ - UIS	
LOCALIZACIÓN: Vía Socorro – Bogotá	
COORDENADAS: X= 1205412 Y= 1089904 Z= 2498 m.s.n.m	
	
DESCRIPCIÓN TEXTURA Y COMPOSICIÓN	
Textura clásica <input type="checkbox"/> X Textura No Clásica <input type="checkbox"/>	
TEXTURA	
% Armazón:	% Grava: 0 %
	% Arena: 5 %
	% Lodo: 90 %
Color: Black N1	
Nombre Textural:	LODOLITA SHALE
COMPOSICIÓN	
La muestra presenta contenido de materia orgánica y de materiales carbonosos, así mismo se encuentra mica Muscovita. Y COLORACION ROJIZA AMARILLENTO	
Nombre composicional:	LODOLITA SHALE


MUESTAR N° E – 027 – S ₁ - UIS	
LOCALIZACIÓN: Vía Socorro – Bogotá	
COORDENADAS: X= 1205412 Y= 1089904 Z= 2498 m.s.n.m	
	
DESCRIPCIÓN TEXTURA Y COMPOSICIÓN	
Textura clásica <input type="checkbox"/> X Textura No Clásica <input type="checkbox"/>	
TEXTURA	
% Armazón:	% Grava: 0 %
	% Arena: 5 %
	% Lodo: 90 %
Color: Black N1	
Nombre Textural:	LODOLITA SHALE
COMPOSICIÓN	
La muestra presenta contenido de materia orgánica y de materiales carbonosos, así mismo se encuentra mica Muscovita. Y COLORACION ROJIZA AMARILLENTA	
Nombre composicional:	LODOLITA SHALE


MUESTAR N° E – 028 – S ₁ - UIS	
LOCALIZACIÓN: Vía Socorro – Bogotá	
COORDENADAS: X= 1205412	Y= 1089904 Z= 2498 m.s.n.m
	
DESCRIPCIÓN TEXTURA Y COMPOSICIÓN	
Textura clásica <input type="checkbox"/> X Textura No Clásica <input type="checkbox"/>	
TEXTURA	
% Armazón:	% Grava: 0 %
	% Arena: 5 %
	% Lodo: 90 %
Color: Black N1	
Nombre Textural:	LODOLITA SHALE
COMPOSICIÓN	
La muestra presenta contenido de materia orgánica y de materiales carbonosos, así mismo se encuentra mica Muscovita. Y COLORACION ROJIZA AMARILLENTA	
Nombre composicional:	LODOLITA SHALE

MUESTAR N° E - 029 - S ₂ - UIS	
LOCALIZACIÓN: vía Socorro – Bogotá	
COORDENADAS: X= 1205397	Y=1089893
Z= 2503 m.s.n.m	
	
DESCRIPCIÓN TEXTURA Y COMPOSICIÓN	
Textura clásica <input checked="" type="checkbox"/> X	Textura No Clásica <input type="checkbox"/>
TEXTURA	
% Armazón:	% Grava:
	% Arena: Fina 85 %
	% Lodo:
% Matriz: 7 %	
% Cemento: 5 %	
% Poros: 3 %	
	% Total: 100 %
	% Re-cálculo: 92 %
Empaquetamiento: ClosedWork	
Esfericidad: Esférico	
Redondez: Sub – redondeado	
Calibrado: Moderadamente calibrado	
Fabrica: Intermedio	
Contacto entre partículas: Cóncavo – convexo	
Madurez textural: Estado Maduro	
Color: Moderato yellowish brown 10 YR 5/4	
Nombre Textural:	ARENISCA FINA BIEN CALIBRADA
COMPOSICIÓN	
% Qz: 88 %	
% Feld: 5 %	
% FR: 2 %	
% Otros: 5 %	
se evidencia oxidación	% Total: 100 %
	% Re-cálculo: 95 %
Nombre composicional:	SUBARCOSA

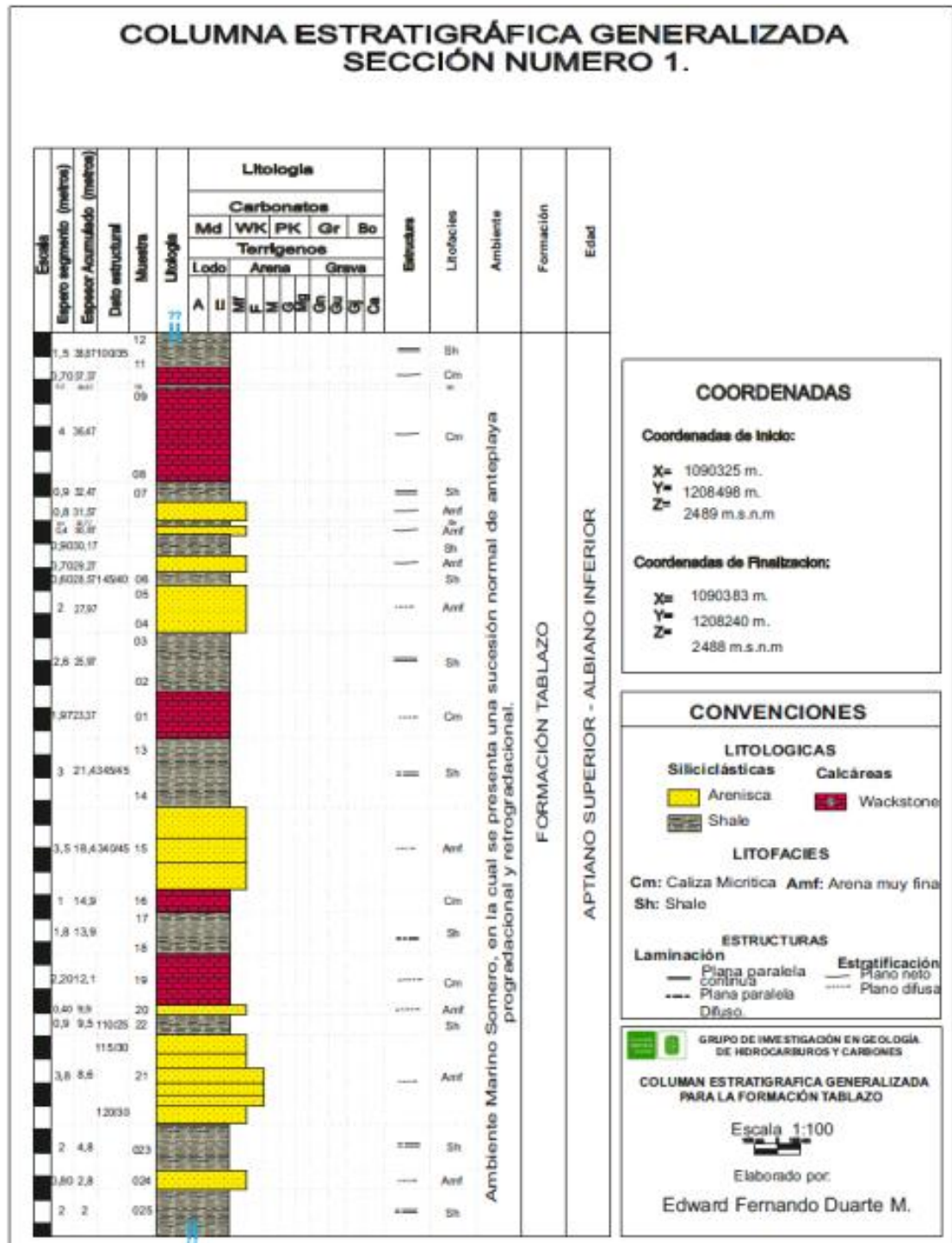
MUESTAR N° E - 030 - S ₂ - UIS	
LOCALIZACIÓN: vía Socorro – Bogotá	
COORDENADAS: X= 1205397	Y=1089893 Z= 2503 m.s.n.m
	
DESCRIPCIÓN TEXTURA Y COMPOSICIÓN	
Textura clásica <input type="checkbox"/> X Textura No Clásica <input type="checkbox"/>	
TEXTURA	
% Armazón:	% Grava:
	% Arena: Fina 85 %
	% Lodo:
% Matriz: 7 %	
% Cemento: 5 %	
% Poros: 3 %	
	% Total: 100 %
	% Re-calcu: 92 %
Empaquetamiento: ClosedWork	
Esfericidad: esférico	
Redondez: Sub – redondeado	
Calibrado: Moderadamente calibrado	
Fabrica: Intermedio	
Contacto entre partículas: Cóncavo – convexo	
Madurez textural: Estado Maduro	
Color: Moderato yellowish brown 10 YR 5/4	
Nombre Textural:	ARENISCA FINA BIEN CALIBRADA
COMPOSICIÓN	
% Qz: 88 %	
% Feld: 5 %	
% FR: 2 %	
% Otros: 5 %	
se evidencia oxidación	% Total: 100 %
FOSILIFERO	% Re-calcu: 95 %
Nombre composicional:	SUBARCOSA

MUESTAR N° E – 031 – S ₁ - UIS	
LOCALIZACIÓN: Vía Socorro – Bogotá	
COORDENADAS: X= 1205397 Y= 1089893 Z= 2503 m.s.n.m	
	
DESCRIPCIÓN TEXTURA Y COMPOSICIÓN	
Textura clásica <input type="checkbox"/> X Textura No Clásica <input type="checkbox"/>	
TEXTURA	
% Armazón:	% Grava: 0 %
	% Arena: 5 %
	% Lodo: 90 %
Color: Black N1	
Nombre Textural:	LODOLITA SHALE
COMPOSICIÓN	
La muestra presenta contenido de materia orgánica y de materiales carbonosos, así mismo se encuentra mica Muscovita. Y COLORACION ROJIZA AMARILLENTO	
Nombre composicional:	LODOLITA SHALE

MUESTAR N° E – 032 – S ₁ - UIS	
LOCALIZACIÓN: Vía Socorro – Bogotá	
COORDENADAS: X= 1205397 Y= 1089893 Z= 2503 m.s.n.m	
	
DESCRIPCIÓN TEXTURA Y COMPOSICIÓN	
Textura clásica <input type="checkbox"/> X Textura No Clásica <input type="checkbox"/>	
TEXTURA	
% Armazón:	% Grava: 0 %
	% Arena: 5 %
	% Lodo: 90 %
Color: Black N1	
Nombre Textural:	LODOLITA SHALE
COMPOSICIÓN	
La muestra presenta contenido de materia orgánica y de materiales carbonosos, así mismo se encuentra mica Muscovita. Y COLORACION ROJIZA AMARILLENTO	
Nombre composicional:	LODOLITA SHALE

MUESTAR N° E - 033 - S ₂ - UIS							
LOCALIZACIÓN: vía Socorro – Bogotá							
COORDENADAS: X= 1205411 Y=1089867 Z= 2501 m.s.n.m							
							
DESCRIPCIÓN TEXTURA Y COMPOSICIÓN							
Textura clásica <input type="checkbox"/> X Textura No Clásica <input type="checkbox"/> a							
TEXTURA							
% Armazón:	<table border="1" style="width: 100%;"> <tr> <td style="width: 50%;">% Grava:</td> <td></td> </tr> <tr> <td>% Arena: Fina 85 %</td> <td></td> </tr> <tr> <td>% Lodo:</td> <td></td> </tr> </table>	% Grava:		% Arena: Fina 85 %		% Lodo:	
% Grava:							
% Arena: Fina 85 %							
% Lodo:							
% Matriz: 7 %							
% Cemento: 5 %							
% Poros: 3 %							
	<table border="1" style="width: 100%;"> <tr> <td style="width: 50%;">% Total: 100 %</td> <td></td> </tr> <tr> <td>% Re-calculo: 92 %</td> <td></td> </tr> </table>	% Total: 100 %		% Re-calculo: 92 %			
% Total: 100 %							
% Re-calculo: 92 %							
Empaquetamiento: ClosedWork							
Esfericidad: Esférico							
Redondez: Sub – redondeado							
Calibrado: Moderadamente calibrado							
Fabrica: Intermedio							
Contacto entre partículas: Cóncavo – convexo							
Madurez textural: Estado Maduro							
Color: Moderato yellowish brown 10 YR 5/4							
Nombre Textural:	ARENISCA FINA BIEN CALIBRADA						
COMPOSICIÓN							
% Qz: 88 %							
% Feld: 5 %							
% FR: 2 %							
% Otros: 5 %							
se evidencia oxidación	<table border="1" style="width: 100%;"> <tr> <td style="width: 50%;">% Total: 100 %</td> <td></td> </tr> <tr> <td>% Re-calculo: 95 %</td> <td></td> </tr> </table>	% Total: 100 %		% Re-calculo: 95 %			
% Total: 100 %							
% Re-calculo: 95 %							
FOSILIFERO							
Nombre composicional:	SUBARCOSA						

Anexo C. Columna estratigráfica generalizada, escala 1:100, correspondiente a la Formación Tablazo, levantada hacia las in mediaciones del municipio de El Socorro, Santander.



Anexo D. Columna estratigráfica generalizada, escala 1:100, correspondiente a la Formación Simití, levantada hacia las inmediaciones del municipio de El Socorro, Santander.

