



Caracterización geoquímica de muestras de crudo, extractos orgánicos y gases disponibles
en la cuenca Sinú – San Jacinto, Colombia.

Julián Leonardo Mesa Rojas, Silvia Carolina Pico Ríos

Trabajo de grado para optar al título de geólogo

Directores

Mario García González

PhD., Geoquímica Orgánica

Lino Omar Castillo Chacín

MSc., Geología

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Fisicoquímicas

Escuela de Geología

Bucaramanga

2017



Dedicatoria

**A Dios, que se encarga de poner cada sonrisa en el camino,
cada aliento para nunca estancarme, un pie delante de otro.**

**A mi familia, mis padres, mis hermanos, por enseñarme que
cada día se debe hacer algo que valga la pena, algo por lo cual
estar orgulloso siempre, recalcarme que nada muere sin dejar sus
cenizas; junto con mis abuelos,
mis tías, mis primos, mis tíos, el motor de que una vaga fantasía
que
se hace realidad.**

**A ese pensamiento que dice que vale la pena aferrarse a algo
sin importar que tan incierto se vea el futuro, a veces puramente
numérico,
un poco altruista y siempre presente.**

**Pero sobre todo a quien sostiene en los recuerdos, a no dejar
de intentarlo,
el que pinta montañas con su alegría. Aleyo.**

Julián L. Mesa Rojas

**A Dios
A mi mamá María Teresa Ríos por su sacrificio y amor, por
enseñarme el valor de la responsabilidad.
A mi papá Robinson Pico por creer en mí
A mi hermana Wanda por ser siempre mi compañía.
A Camilo Andrés Diaz por su apoyo incondicional.**

Silvia Carolina Pico Ríos



Agradecimientos

En primer lugar queremos agradecer a Dios por permitirnos llegar a este punto de nuestras vidas, agradecemos a nuestros padres por el apoyo

Agradecemos inmensamente a Lino Castillo por compartimos su conocimiento para poder realizar este trabajo, por dirigir este proyecto, por todos los consejos y por ser más que un tutor un gran amigo.

Agradecemos a todo el equipo de exploración por sus enseñanzas en este inicio de la etapa laboral y a todos nuestros amigos y compañeros de Pacific ahora Frontera energy: Saraí, Javier Villamizar, Paula Melendez.

Agradecemos a todos nuestros compañeros y amigos de la universidad ‘Los conejos team’, Yessica Macías, María Paula Hernández, Alejandra Álvarez, Nicolás Tarazona, Dilan Martínez, Juan Camilo Contreras, Fredy Corredor, Paula Melendez “Panda” por ser más que amigos una familia, por todos los momentos vividos a lo largo de la carrera, todas las historias que tenemos por contar y por cada vez que descoordinamos juntos.



Tabla de contenido

Introducción	15
1. Objetivos	16
1.1 <i>Objetivo general</i>	16
1.2 <i>Objetivos específicos</i>	16
2 Antecedentes	17
2.1 <i>Origen del diapirismo</i>	17
2.2 <i>Modelos geoquímicos anteriores</i>	19
3 Marco de referencia.	28
3.1 <i>Marco espacial y temporal</i>	28
3.1.1 <i>Configuración geológica regional</i>	28
3.1.2 <i>Estratigrafía regional de la cuenca Sinú –San Jacinto</i>	31
3.1.3 <i>Geología estructural</i>	37
3.1.4 <i>Rocas con potencial de generación de hidrocarburos en la cuenca Sinú-San Jacinto</i>	39
3.1.5 <i>Localización del área de estudio</i>	44
3.1.6 <i>Geología del petróleo</i>	45
3.1.7 <i>Gravimetría asociada a la Cuenca Sinú - San Jacinto</i>	48
3.2 <i>Marco teórico y conceptual</i>	51
3.2.1 <i>Fundamentos de la geoquímica orgánica</i>	51
4 Metodología y Procedimiento	62
4.1 <i>Revisión de información disponible</i>	63
4.2 <i>Generación de gráficas de parámetros geoquímicos</i>	65
4.2.1 <i>Diagrama ternario para tipo de crudo</i>	65
4.2.2 <i>Gráficas de relaciones para establecer ambiente de proveniencia de materia orgánica</i>	66
4.2.3 <i>Gráficas de relaciones para establecer evolución térmica</i>	67
4.2.4 <i>Gráfica de grado de biodegradación</i>	67
4.3 <i>Definición de familias de crudo</i>	67
4.4 <i>Definición de origen de los gases mediante el uso de isótopos estables de carbono</i>	69
4.5 <i>Generación de mapas de distribución de propiedades</i>	70
5 Análisis y presentación de resultados.	73
5.1 <i>Caracterización geoquímica</i>	73
5.1.1 <i>Propiedades geoquímicas generales</i>	73
5.1.2 <i>Origen de la materia orgánica</i>	75
5.1.3 <i>Ambientes de depositación y origen de la materia orgánica</i>	79
5.1.4 <i>Evolución térmica</i>	84
5.1.5 <i>Grado de biodegradación de las muestras</i>	90
5.1.6 <i>Origen del gas en la cuenca</i>	93
5.1.7 <i>Correlaciones crudo-crudo y crudo-roca</i>	95
5.2 <i>Mapas de distribución de propiedades geoquímicas en la cuenca</i>	101
5.2.1 <i>Mapas de origen de la materia orgánica</i>	101
5.2.2 <i>Mapas de Condiciones en el medio de sedimentación en la cuenca Sinú-San Jacinto</i>	104



5.2.3	Mapas de evolución térmica en la cuenca	107
5.2.4	Mapa de distribución de familias de crudos en la cuenca	110
6	Conclusiones.....	112
7	Referencias Bibliográficas	115



Tabla de Figuras

Figura 1: Gráfica de gravedad API vs %de sulfuro de los crudos encontrados en la cuenca Sinú San Jacinto. Fuente: Aguilera et al (2010) en ANH (2011)	24
Figura 2: Índice de Oleanano vs Pristano/Fitano modificado de Aguilera et al (2010) en ANH (2011).....	24
Figura 3: Gráfica de Pristano/nC17 vs Fitano/nC18 de la cuenca Sinú San Jacinto modificado de Aguilera et al (2010) en ANH (2011).....	25
Figura 4: Tendencia de la madurez termal a partir de la reflectancia de la vitrinita (%Ro) en los pozos perforados en la parte onshore de la cuenca Sinú San Jacinto. Fuente: Aguilera et al (2010) en ANH (2011).....	26
Figura 5: Tendencia de la madurez termal a partir de la reflectancia de la vitrinita (%Ro) en los pozos perforados en la parte onshore de la cuenca Sinú San Jacinto. Fuente: Aguilera et al (2010) en ANH (2011).....	27
Figura 6: Carta Cronoestratigráfica de la cuenca Sinú San Jacinto. Fuente: Informe interno de la empresa.	37
Figura 7: Datos de riqueza orgánica, tipo de kerógeno y madurez de la materia orgánica de la formación Cansona. Fuente: ECOPETROL-ICP, (2009).....	41
Figura 8: Datos promedio de los parámetros de cantidad (%COT), calidad (IH) y madurez (Tmax) de la materia orgánica en la formación Ciénaga de oro. Fuente: ECOPETROL-ICP, (2009).	42
Figura 9: Datos promedio de los parámetros de cantidad (%COT), calidad (IH) y madurez (Tmax) de la materia orgánica en la formación Porquero. ECOPETROL-ICP, 2009.	43
Figura 10: Localización del área de estudio.	44
Figura 11: Tipo de plays en el cinturón fallado de San Jacinto. Fuente: ANH (2011).....	46
Figura 12: Tipo de plays en la parte onshore del cinturón plegado del Sinú. Fuente: ANH (2011).....	47
Figura 13: Tipo de plays en la parte offshore del cinturón plegado del Sinú. Fuente: ANH (2011).....	48
Figura 14: Mapa de Anomalía de Bouguer, Noroccidente de Colombia con interpretación de provincias geológicas por Carson Services (2006) en Aguilera (2011). Fuente: Petroleum Geology of Colombia, Sinú and San Jacinto Basins.	50
Figura 15: Tipos de biomarcadores y marcadores. Fuente: Pernía S (2017).	54
Figura 16: Cromatogramas altamente biodegradados y cromatogramas interpretados.	64
Figura 17: Diagrama ternario para la clasificación de crudos con respecto al análisis SARA. Fuente: interno de la empresa.	66
Figura 18: Diagrama de estrella usado para definir familias de crudo en la cuenca.	69
Figura 19: Tabla de datos de entrada.	71
Figura 20: Mapa de distribución de puntos de datos en la cuenca Sinú San Jacinto.	71
Figura 21: Mapa de distribución de datos a lo largo de la cuenca.	73
Figura 22: Gráfica ternaria para definir tipo de crudo mediante el análisis SARA.....	75
Figura 23: Distribución de los n-alcanos.	77

Figura 24: Distribución de los n-alcános.	78
Figura 26: Gráfica de distribución de datos de la relación TAR.	79
Figura 27: Gráfica de distribución de datos de la relación Pristano/Fitano.	81
Figura 28: Gráfica de distribución de datos de la relación entre Hopanos C35/C34.	82
Figura 29: Gráfica de distribución de datos de índice de Gammacerano.	82
Figura 30: Gráfica de distribución de datos de índice de Oleanano.	83
Figura 31: Diagrama ternario de distribución de los Esteranos regulares	83
Figura 32: Gráfica de distribución de datos de la relación entre Esteranos/Hopanos.	84
Figura 33: Gráfica de Pristano/nC17 vs Fitano/nC18.	86
Figura 34: Gráfica de distribución de datos de la relación entre Terpanos Pentacíclicos.	86
Figura 36: Gráfica de Epimerización de los Esteranos C29.	88
Figura 37: Gráfica de Índice de Metilfenantreno-1 vs Reflectancia de Vitrinita calculada. ...	89
Figura 38: Gráfica del Índice de Metiladamanteno vs Índice de Metildiamanteno.	89
Figura 39: Ejemplos gráficos del grado de biodegradación de las muestras analizadas.	91
Figura 40: Fragmentograma m/z 217 con una señal alta del C21 Homopregnano.	92
Figura 41: Fragmentograma m/z 217 con una señal alta del 25-Norhopano.	92
Figura 44: Diagrama de estrella mostrando la correlación que hay entre los crudos de la familia I.	96
Figura 45: Diagrama de estrella mostrando la correlación que hay entre los crudos de la familia II.	97
Figura 46: Diagrama de estrella mostrando la correlación que hay entre los crudos de la familia III.	98
Figura 47: Correlación entre los fragmentogramas de muestras de crudo con los de extracto de roca de la formación Cansona en la cuenca Sinú San Jacinto.	100
Figura 48: Correlación entre los fragmentogramas de muestra de crudo con extracto de roca de edad Terciaria en la cuenca Sinú San Jacinto.	101
Figura 49: Mapa de distribución de Índice de Oleanano en la Cuenca Sinú San Jacinto.	102
Figura 50: Mapas de distribución de Esteranos Regulares C27, C28 y C29 en la cuenca Sinú San Jacinto.	103
Figura 51: Mapas de distribución de Pristano/Fitano y Hopanos C35/C34 para evaluar las condiciones oxido reductoras en la cuenca Sinú San Jacinto.	105
Figura 52: Distribución del índice de Gammacerano en la cuenca Sinú San Jacinto.	106
Figura 53: Mapa de distribución de Terpanos Pentacíclicos para evaluar la evolución termal en la Cuenca Sinú San Jacinto.	108
Figura 54: Mapa de distribución de Reflectancia de Vitrinita para evaluar la evolución termal en la cuenca Sinú San Jacinto.	109
Figura 55: Mapa de distribución de familias en la cuenca Sinú San Jacinto.	111

Lista de tablas

Tabla 1: Biomarcadores usados para definir origen de la materia orgánica.	56
Fuente: López Liliana (2013).....	56
Tabla 2. Biomarcadores usados para definir ambientes de depositación de materia orgánica.	57
Fuente: López Liliana (2013).....	57
Tabla 3. Biomarcadores usados para establecer evolución térmica o madurez termal.....	58
Fuente: López Liliana (2013).....	58
Tabla 4. Relaciones entre diamondoides usadas para definir madurez y facies.	60
Fuente: De Araujo et al (2012)	60
Tabla 5. Relaciones entre Diamondoides usadas para definir madurez termal.	61
Fuente: De Araujo et al (2012)	61
Tabla 6. Relaciones entre Diamondoides usadas para definir madurez y realizar correlaciones crudo-roca.	62
Fuente: De Araujo et al (2012)	62

Apéndices

- Apéndice A :Diagrama de estrella de la familia I
- Apéndice B: Diagrama de estrella de la familia II
- Apéndice C: Diagrama de estrella de la familia III
- Apéndice D: Mapa de distribución de Oleanano
- Apéndice E: Mapa de distribución de Esterano C27
- Apéndice F: Mapa de distribución de Esterano C28
- Apéndice G: Mapa de distribución de Esterano C29
- Apéndice H: Mapa de relación Pristano/Fitano
- Apéndice I: Mapa de relación C35/C34
- Apéndice J: Mapa de índice de Gammacerano
- Apéndice K: Mapa de reflectancia de vitrinita calculada
- Apéndice L: Mapa de Terpanos Pentacíclicos
- Apéndice M: Mapa de familias de crudo

Resumen

Título: Caracterización geoquímica de muestras de crudo, extractos orgánicos y gases disponibles en la cuenca Sinú – San Jacinto, Colombia*

Autores: Julián Leonardo Mesa Rojas**
Silvia Carolina Pico Rios**

Palabras clave: geoquímica, biomarcadores, Sinú-San Jacinto, familias de crudos, correlación crudo roca, caracterización de crudos, cromatografía

Descripción:

A partir de los biomarcadores detectados mediante técnicas de cromatografía de gases y cromatografía acoplada a masas se busca caracterizar geoquímicamente las muestras de crudo en la cuenca Sinú San Jacinto definiendo origen de materia orgánica, ambientes de sedimentación y facies orgánicas, evolución térmica y grado de biodegradación. Además se buscó definir el origen del gas que se encuentra coexistiendo con muestras de crudo. Obteniendo como resultados mapas de distribución de propiedades geoquímicas a lo largo de la cuenca y la definición de familias de crudo presentes en la cuenca. Concluyendo que en la cuenca existen dos familias de crudo una con alto aporte continental evidenciado por la cantidad de Oleanano, condiciones óxicas a subóxicas en el ambiente de sedimentación; esta familia tiene como roca fuente una roca de edad Cenozoica. La segunda familia tiene como característica bajo aporte de materia orgánica continental y condiciones reductoras en el ambiente de sedimentación sugiriendo así una roca fuente con ambiente de sedimentación marino ; esta familia correlaciona perfectamente con la formación Cansona que ha sido propuesta por varios autores como roca fuente en el área.

La evolución térmica en la cuenca es variable y mediante el mapa de distribución de reflectancia de vitrinita calculada es posible observar zonas puntuales donde la evolución térmica es mayor debido a que son zonas de depocentros en la cuenca. Estos resultados se obtienen a partir del análisis de información suministrada por Frontera Energy.

* Tesis de Grado

** Facultad de Ingenierías-Fisicoquímicas. Escuela de Geología.

Abstract

Title: geochemical cracterization of oil samples, organic extracts and gas: available in Sinú-San Jacinto basin, Colombia *

Authors: Julián Leonardo Mesa Rojas**
Silvia Carolina Pico Rios**

Key words: Geochemistry, biomarker, Sinú-San Jacinto, oil families, oil rock correlation, oil caracterization, chromatography.

Description:

From the biomarkers detected by gas chromatography techniques and mass coupled chromatography, the geochemical characterization of the crude oil samples in the San Jacinto Sinú basin is aimed at characterizing the origin of organic matter, sedimentation environments and organic facies, thermal evolution and degree of biodegradation. In addition, we sought to define the origin of the gas that is coexisting with crude samples. Obtaining as results the distribution maps of geochemical properties along the basin and the definition of crude families present in the basin. Concluding that in the basin there are two families of crude one with a high continental contribution evidenced by the amount of Oleanane, oxic conditions to suboxic in the sedimentation environment; This family has as source rock a rock of Cenozoic age. The second family has as a characteristic low input of continental organic matter and reducing conditions in the sedimentation environment suggesting a source rock with marine sedimentation environment; this family correlates perfectly with the Cansona formation that has been proposed by several authors as source rock in the area.

The thermal evolution in the basin is variable and it is possible to observe specific zones where the thermal evolution is greater due to the fact that they are areas of depocentres in the basin. These results are obtained from the analysis of information provided by Frontera Energy.

* Bachelor's Thesis

** Facultad de Ingenierías-Fisicoquímicas. Escuela de Geología.



Introducción

La cuenca Sinú San Jacinto es una cuenca prospectiva por presentar numerosas manifestaciones superficiales de hidrocarburos líquidos y gaseosos, además de volcanes de lodo donde es posible observar en el cráter manifestaciones de hidrocarburos.

Los rezumaderos han sido la estrategia de exploración más antigua en la industria, estos indican que en el subsuelo hay presencia de un sistema petrolífero, por esta razón se han perforado pozos exploratorios en la cuenca y se han hecho numerosos trabajos con el fin de definir los elementos del sistema petrolífero con énfasis en tratar de definir la roca fuente de hidrocarburo en la cuenca y definir el origen del diapirismo de lodo que se manifiesta en la cuenca.

En la cuenca se han perforado 74 pozos exploratorios (Niño 2005) pero ninguno ha encontrado acumulaciones comerciales, solo se han encontrado acumulaciones subcomerciales.

A pesar de que se han hecho estudios y se han perforado pozos la cuenca sigue siendo una cuenca frontera por su complejidad geológica y por la falta de certeza de la roca fuente de hidrocarburo. En los trabajos anteriores de caracterización de crudos se han hecho correlaciones crudo-roca con extractos de roca de la formación Cansona y se ha obtenido como resultado que el extracto orgánico de la formación Cansona correlaciona con la muestra de crudo pero también hay otro grupo de muestras de crudo que tiene características diferentes al grupo que correlaciona con la formación Cansona y corresponde a crudos con una posible roca fuente de edad Terciaria.



En este trabajo se van a definir los parámetros geoquímicos de las muestras tomadas en la cuenca Sinú - San Jacinto tales como: ambientes de formación de materia orgánica, madurez termal, calidad de crudos, grado de biodegradación de los crudos y origen de los gases. Mediante el análisis de los resultados obtenidos en la Cromatografía líquida y de gases, biomarcadores de la fracción saturada, análisis de biomarcadores de la fracción aromática, Diamondoides e isotopos estables de carbono; con el fin de establecer familias de crudo presentes en la cuenca y sus respectivas rocas fuente, además de evaluar su distribución espacial a lo largo de la cuenca por medio de mapas.

1. Objetivos

1.1 Objetivo general

Caracterizar desde el punto de vista geoquímico las muestras de crudos, extractos orgánicos y gases disponibles en la cuenca Sinú-San Jacinto mediante la interpretación de Biomarcadores e isotopos de carbono para definir grupos de familias de crudo existentes en la zona.

1.2 Objetivos específicos

- Validar la información geoquímica disponible mediante la revisión de los análisis de cromatografía líquida (SARA), cromatografía de gases e isotopos estables de carbono recolectada a partir de muestras de rezumaderos, volcanes de lodo, muestras de afloramiento y muestras de pozo.
- Generar gráficas de los parámetros geoquímicos básicos obtenidos a partir del análisis de cromatografía líquida, cromatografía de gases e isotopos de carbono.
- Definir ambientes depositacionales de la materia orgánica a partir del análisis de Biomarcadores obtenidos en la fracción saturada de los hidrocarburos.



- Evaluar la evolución térmica de los crudos a partir de análisis de Biomarcadores de saturados, aromáticos y diamondoides.
- Establecer el grado de biodegradación de los crudos mediante el análisis de Biomarcadores obtenidos en la fracción saturada.
- Identificar familias de crudo mediante correlaciones crudo-crudo y crudo-extracto de roca.
- Establecer el origen de los gases a través del análisis de isotopos estables de carbono.
- Evaluar la distribución de las familias de crudo y la evolución térmica en la cuenca Sinú-San Jacinto mediante la generación de mapas.

2 Antecedentes

2.1 Origen del diapirismo.

Varios autores han enfocado estudios en el origen del diapirismo de la parte noroccidental de Colombia. Carvajal et al (2011) afirma que el diapirismo de lodo en esta región se origina por la presencia en profundidad de material arcilloso de características plásticas y gases en condiciones de alta presión, que se movilizan hacia la superficie a través de fracturas o zonas de debilidad, generando levantamientos y fracturamiento del terreno y expulsión de lodo y gases por bocas de variadas formas y tamaños. Carvajal et al postula que los “volcanes de lodo” se presentan como cerros en forma de domo de morfología colinada y de laderas convexas y cima plana o en artesa, formados, tanto por la acumulación de lodos producto de erupciones anteriores, como por la deformación del terreno generada por el empuje vertical de los materiales confinados en profundidad. El diapirismo generador del fenómeno, es propiciado por uno o la unión de varios de los siguientes factores: compresión tectónica, alto contenido de



gases o por la diferencia de densidades entre los materiales confinados en profundidad y la cobertura sedimentaria superior más densa.

Los diapiros y volcanes de lodo están comúnmente asociados a prismas de acreción marinos. También se han reportado ocurrencias en contextos continentales, ambientes asociados a procesos de extensión o a un ambiente no acrecionario.

En estudios anteriores se han reportado volcanes de lodo con fumarolas de gas, emanaciones de crudo y la presencia de hidratos de gas.

Duque - Caro (1979) y Vernette (1985-89) citados en Morales y Rodríguez (2005) atribuyen el fenómeno del Diapirismo a tres causas principales: inversión de densidad y compresión vertical, tendencia del lodo a migrar hacia los pliegues anticlinales y la tendencia que tiene el lodo de viajar a través de planos de falla (Jackson y Galloway, 1984 en Vernette 1985-89) Citados en Morales y Rodríguez (2005).

Las hipótesis más comunes para explicar el diapirismo de lodo son: Los esfuerzos compresivos laterales según Kugler (1968), esfuerzos distensivos según Yory et al (1980), diferencia de densidades Duque-Caro (1984), movimiento del lodo saturado en agua desde formaciones profundas atravesando los estratos suprayacentes localmente deformados a lo largo de conductos permeables como fallas. Vernette (1986), Milkov (2000) propone que los diapiros de lodo son el resultado de alta acumulación de sedimentos en zonas de márgenes pasivos y zonas abisales de mares mediterráneos, Robertson y Kopf (1998) atribuyen la formación de diapiros de lodo a la descomposición de hidratos de gas presentes en los sedimentos de márgenes continentales, estos hidratos al descomponerse bajo un sello impermeable aumentan la presión de poro y cambian la densidad de los sedimentos



proporcionando una fuerza de flotabilidad adicional siendo este un mecanismo para la movilización del lodo generando “intrusiones de lodo” en los estratos suprayacentes. Hedberg(1974) atribuye el diapirismo a descomposición de materia orgánica lo cual causa una reducción en el CO₂ a metano. Al producirse metano se incrementa la presión de poro, la porosidad y se reduce la densidad además se produce un déficit de masa provocando anomalías negativas de gravedad y aumenta la temperatura. Estas variaciones generan un desequilibrio entre el lodo cargado en metano y el material circundante convirtiendo el lodo en un material plástico de baja viscosidad que fluye con respecto a la roca causando intrusiones de lodo. (Citados en Morales y Rodríguez 2005).

Finalmente Morales y Rodríguez (2005) determinan que la materia orgánica en el lodo influye en cuanto a la evolución de los diapiros, los gases generados por la descomposición de la materia orgánica presente en los lodos son determinantes para originar domos diapíricos que pueden conducir el lodo a superficie.

2.2 Modelos geoquímicos anteriores

Diferentes Modelos Geoquímicos han sido propuestos para la zona en donde se determina la(s) roca(s) fuente de hidrocarburos para la cuenca. La ANH junto a la universidad Nacional de Colombia (2008) presentan la reconstrucción de la historia termal en el sector Sinú-San Jacinto donde se recopilan varios trabajos de distintos autores que proponen a las Formaciones Ciénaga de Oro, Porquero y Cansona como principales Rocas Fuente en el área, las muestras correspondientes a estas formaciones son caracterizadas mediante los resultados de Pirólisis Rock Eval, además presentan dentro de los resultados los diagramas de enterramiento para dos bloques presentes en el área donde la Formación Cansona presenta diferentes comportamientos, de esta forma la Formación se encuentra en algunas zonas en ventana de



generación de aceite mientras que en otras partes se encuentra sobre madura, de la misma forma ocurre con las otras dos formaciones en donde se tienen un comportamiento que varía a lo largo de la distribución de cada Formación. Este trabajo emplea las trazas de fisión y la reflectancia de la vitrinita para reducir incertidumbre en el modelo.

El modelo correspondiente a los sistemas petrolíferos presentes en la cuenca, hecho por Niño (2005) presenta una visión geoquímica renovada del área de estudio y define nuevos escenarios exploratorios. En este trabajo se realiza una caracterización geoquímica a muestras de roca y crudos extraídos de pozos exploratorios y de extractos de roca mediante las herramientas de cromatografía de gases y cromatografía acoplada a espectrometría de masas. Niño (2005) define dos tipos de kerógeno para la cuenca por análisis de petrografía orgánica hecha a dos secuencias. La secuencia 1 está constituida por Materia Orgánica amorfa (>90%) seguida por vitrinita (10%) y trazas de Dinoflagelados, Algas Marinas, Esporas, Cutículas y Bitumen sólido la Materia Orgánica Amorfa presenta buena fluorescencia y estos resultados evidencian un Kerógeno tipo II, de origen marino con un bajo aporte de Materia Orgánica terrestre y un alto potencial generador.

“La secuencia del Terciario se caracteriza por presentar un kerógeno tipo III y por lo tanto tiene potencial para generar gas y localmente se presentan algunas Facies con potencial de generación de hidrocarburo líquido”. (Niño, 2005).

La Secuencia 2 es determinada en base a un análisis petrográfico de los pozos estratigráficos, La Esperanza-1 y Porvenir-4 al sur de la cuenca, estos pozos tienen Materia Orgánica compuesta principalmente por Vitrinita (65-100%), Materia orgánica amorfa (31.2%), Liptinita (trazas de 3.2%) e Inertinita (trazas de 11.7%). Estas proporciones evidencian un alto aporte de plantas superiores y un potencial bajo para generar petróleo. (Niño, 2005).



Para la evolución térmica se tienen 215 datos de Reflectancia de Vitrinita de 29 pozos y dos afloramientos.

La secuencia I (K_s) presenta un mayor grado de evolución térmica con valores de 0.7-0.78 %Ro indicando que esta secuencia estaba en un antiguo pico de generación.

Para la secuencia del Terciario los valores son menores de 0.6% indicando que las formaciones perforadas se encuentran inmaduras para la generación de aceite.

Niño (2005) realiza una caracterización de crudos mediante la definición de propiedades geoquímicas con Biomarcadores y Diamondoides en donde establece dos familias de crudo para la cuenca. La familia I de origen marino deltaico con alto aporte de plantas superiores, generada por una roca fuente del Terciario depositada en una columna de agua óxica a disóxica. La familia II corresponde a crudos de un origen marino carbonatico con poco aporte de plantas superiores con deposito en una columna de agua estratificada en la cual predominan las condiciones subóxicas a anóxicas.

Niño (2005) Correlaciona estas familias con las rocas fuentes del área, la familia I se correlaciona con facies orgánicas del Terciario (índice de Oleanano = 0.5). La familia II es correlacionada con los extractos de la formación Cansona ya que presenta un perfil de biomarcadores bastante similar a los extractos de esta formación analizados por Mora et al. (2003) en Niño, (2005).

La ANH junto a la Universidad Nacional de Colombia, R.A Geología y Gems LTDA presentan en el 2009 Organic Geochemistry Atlas of Colombia en donde se presenta un modelo geoquímico para la cuenca Sinú-San Jacinto basado en la caracterización de muestras de rezumadero y muestras de pozo. La cuenca presenta Crudos livianos con gravedades API de



40° y bajo contenido de azufre, estos crudos son encontrados en reservorios de edad Terciaria. Los autores caracterizan dos Rocas Fuentes presentes en el área, sin embargo solo se menciona a la Formación Ciénaga de Oro. Estas dos rocas fuentes presentan kerógeno tipo III-IV y entrando en madurez termal, la mayoría de muestras inmaduras y concluyendo que la calidad de la Roca Fuentes presentan bajas probabilidades de generación de hidrocarburos.

En “Volumen 12 Sinú and San Jacinto Basins” por ANH (2011) se presentan las propiedades de la Roca Fuente a partir de información obtenida en 9 pozos, dentro de estas propiedades se tiene calidad de Materia Orgánica, la cual se encuentra entre Kerógeno tipo II y IV, de esta forma teniendo un potencial bajo a pobre de generación de hidrocarburos. Con respecto a las propiedades de los crudos se tiene que la mayoría de los crudos son normales a livianos con gravedades API mayores a 30° presentando bajas cantidades de sulfuros y dominando en los crudos la fracción saturada (Figura 1); en cuanto al ambiente de proveniencia de la Materia Orgánica concluido mediante el uso de las relaciones de índice de Oleanano e isoprenoides (Pristano y Fitano) teniendo como resultado la presencia de al menos dos Rocas Fuente para los crudos del área; un grupo con valores bajos de Oleanano relacionado con rocas de origen marino depositadas posiblemente en el Cretácico o Paleógeno y para el grupo con altos índices de Oleanano sugiere alto aporte de Materia Orgánica continental y posiblemente depositada durante el Neógeno (Figura 2). La relación entre el Isoprenoide (Pristano y Fitano) y su correspondiente Parafina (nC17 y nC18) determina una dispersión de datos indicando la posible presencia de tres familias (Figura 3), una primera familia generada por rocas con alto contenido de Materia Orgánica de origen Continental (Kerógeno tipo III), la segunda representa crudos generados a partir de rocas con Materia Orgánica proveniente de Algas (Kerógeno tipo II) y la tercer familia sugiere una posible mezcla de las otras dos familias (mezcla de Kerógeno tipo II y III). De la información obtenida mediante los análisis de isótopos de carbono C13



Aromáticos vs C13 Saturados sugiere una mezcla de Materia Orgánica terrestre y marina; Sánchez y Permayer (2006) en ANH (2011) proponen la existencia de dos facies generadoras para la cuenca, una compuesta de Materia Orgánica terrestre depositada en un ambiente Marginal a Marino-Deltaico y otra depositada en un ambiente de Plataforma Marina.

Figura 1: Gráfica de gravedad API vs %de sulfuro de los crudos encontrados en la cuenca Sinú San Jacinto. Fuente: Aguilera et al (2010) en ANH (2011)

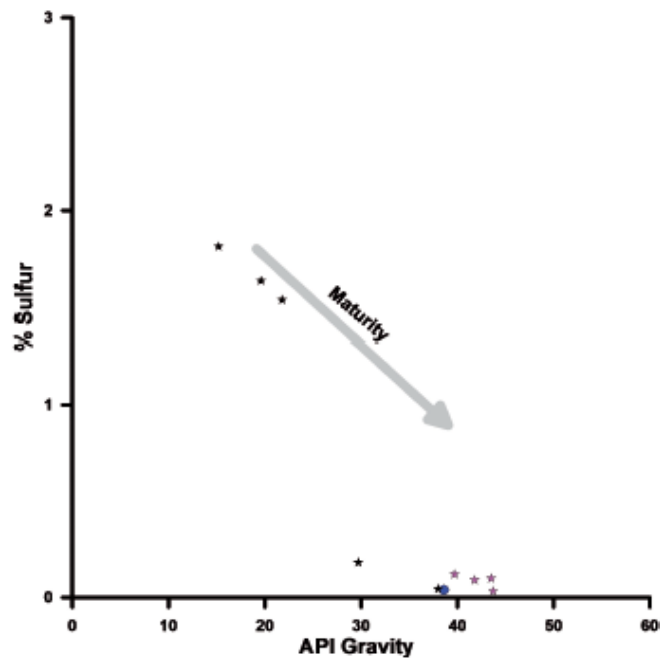


Figura 2: Índice de Oleanano vs Pristano/Fitano modificado de Aguilera et al (2010) en ANH (2011)

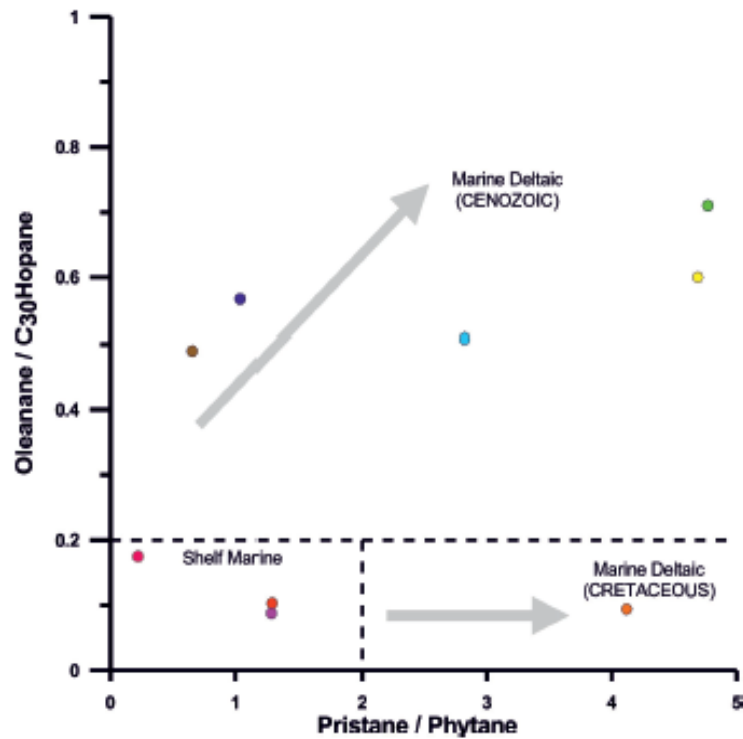
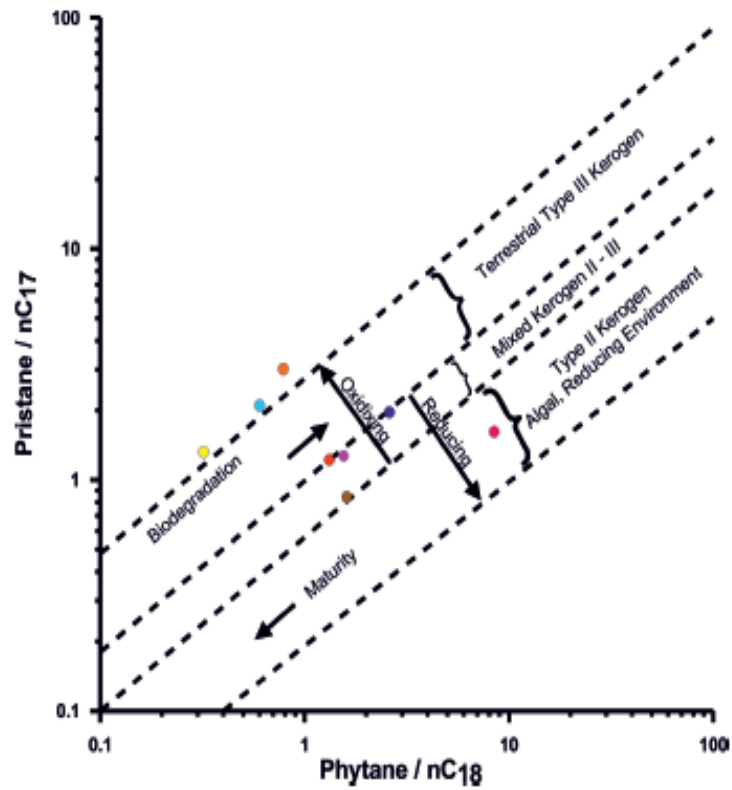


Figura 3: Gráfica de Pristano/nC17 vs Fitano/nC18 de la cuenca Sinú San Jacinto modificado de Aguilera et al (2010) en ANH (2011).



La evaluación de la madurez termal de la Roca Fuente es determinada mediante datos de Reflectancia de Vitrinita obtenida de seis pozos para lo cual se tiene que la mayoría de las muestras están inmaduras para el área Onshore de la cuenca y para el área Offshore están entrando en ventana de generación de aceite (Figuras 4 y 5), ANH (2009).

Figura 4: Tendencia de la madurez termal a partir de la reflectancia de la vitrinita (%Ro) en los pozos perforados en la parte onshore de la cuenca Sinú San Jacinto. Fuente: Aguilera et al (2010) en ANH (2011).

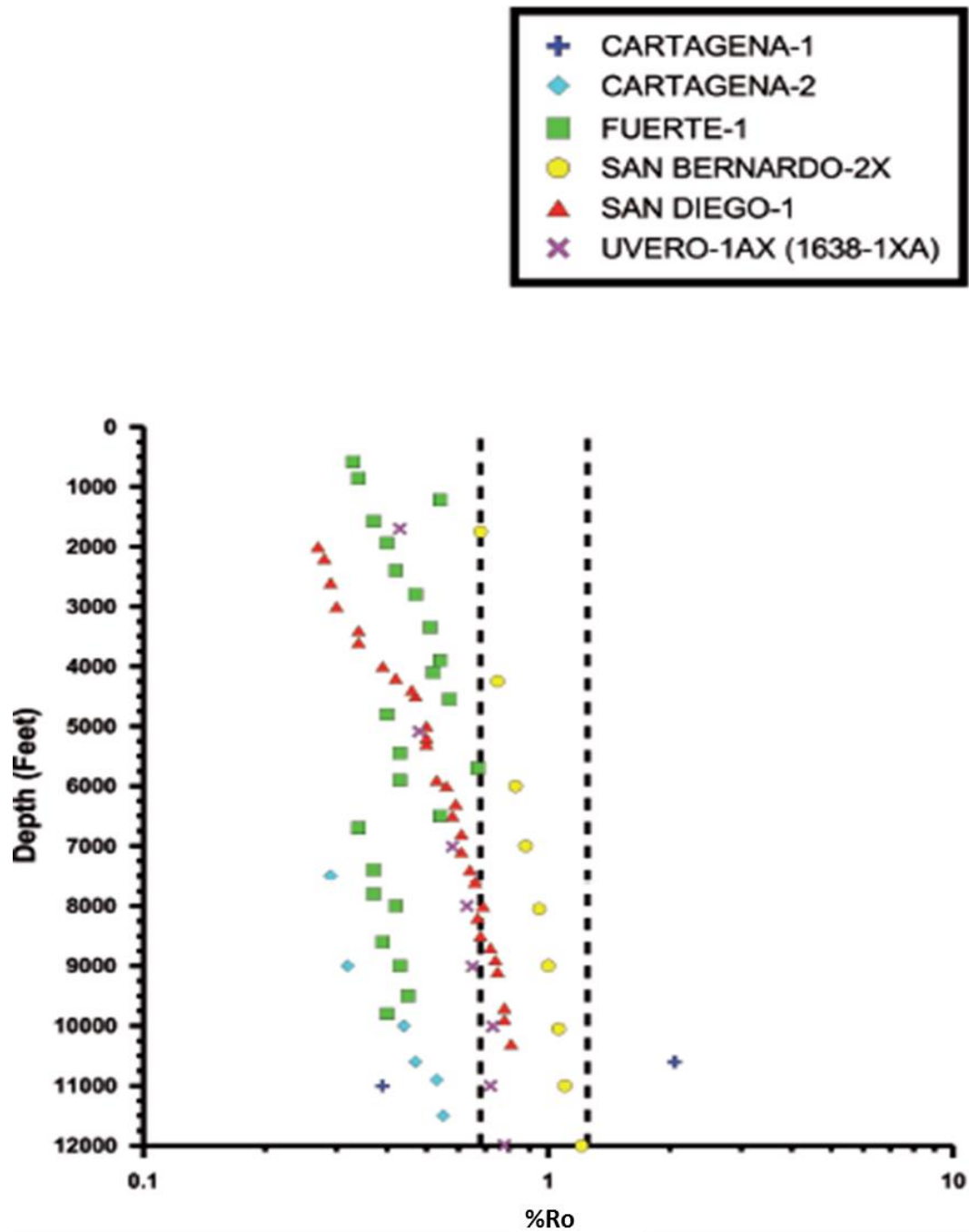
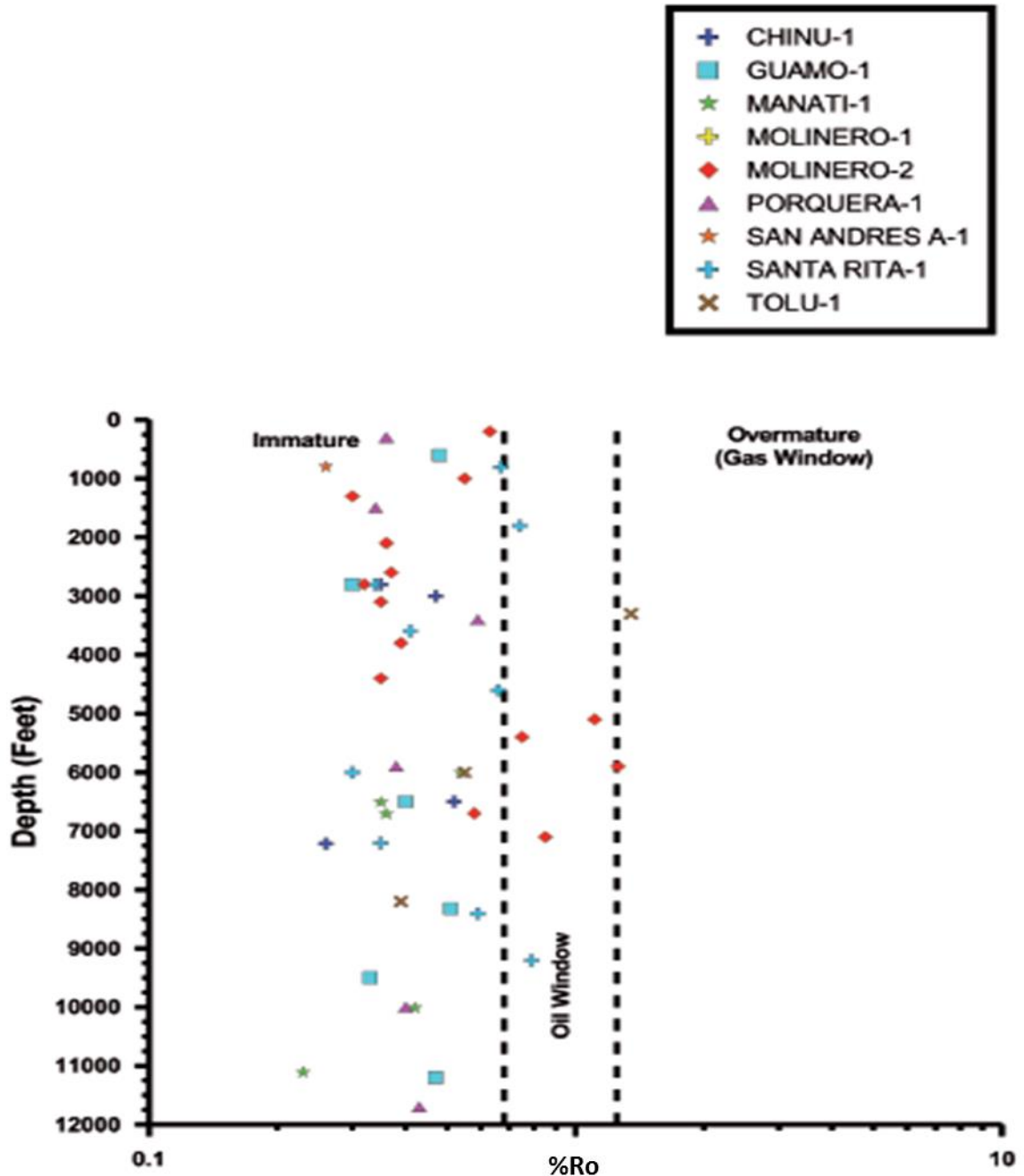


Figura 5: Tendencia de la madurez termal a partir de la reflectancia de la vitrinita (%Ro) en los pozos perforados en la parte onshore de la cuenca Sinú San Jacinto. Fuente: Aguilera et al (2010) en ANH (2011).





Landmark-Halliburton (2007) en ANH (2011) presentan la caracterización geoquímica de gases compilada del análisis de muestras de gas tomadas en volcanes de lodo y se han distinguido dos familias independientes, mostrando una abundancia de C₂. Las rocas fuentes con maduración temprana (Ro 0.5-0.65) generan gas termogénico. Los gases tomados de Lorenza, cantera de Lorica y los volcanes de lodo Arboletes y Morrosquillo son termogénicos, extremadamente secos con presencia de C₂ < 0,6 y presencia de metano > 99.4% y son clasificados como gases sobremaduros.

3 Marco de referencia.

3.1 Marco espacial y temporal

3.1.1 Configuración geológica regional

La interacción entre la plaza Nazca y la placa Caribe, con la placa suramericana, de afinidad oceánica y continental respectivamente, inicia probablemente a finales del Triásico, con el inicio de la separación de Pangea. De esta manera, la Corteza Oceánica es acrecionada y afectada por procesos metamórficos y magmáticos de borde de Placa; al mismo tiempo se alternan procesos de subsidencia y formación de Cuenca, al tiempo que tiene lugar un levantamiento tectónico y erosión en extensas áreas, de esta manera el Basamento Volcánico/metamórfico continental y el Basamento de Corteza que incluye basaltos continentales y oceánicos de composición intermedia quedan expuestos. Estos procesos de levantamiento y erosión ocurrieron en el Triásico tardío; las rocas del Cretácico y Jurásico fueron depositados durante episodios de subsidencia. Las rocas más antiguas presentes en el área que corresponden al Basamento de origen continental compuesto de Rocas Metamórficas



que están ubicados en el borde actico de la placa resultante de la colisión oblicua entre la placa Proto-Caribeña y la placa Suramericana. Bermúdez e Hincapié (2008).

El Aptiano temprano se caracteriza por el movimiento de la placa Caribe hacia el NE lo cual en Colombia genera una colisión oblicua en el límite occidental de la placa suramericana, como resultado de esto se origina el sistema de Fallas del Romeral (Sistema de Fallas San Jacinto). Al inicio del Campaniano en el Cinturón Sinú San Jacinto es acrecionada Corteza Oceánica de la Placa Caribe como resultado de una colisión oblicua. La Formación Cansona es depositada desde el Campaniano hasta el Maastrichtiano siendo la primera unidad sedimentaria en el área en un ambiente marino somero hacia el Paleoceno Temprano la Placa Caribe se mueve hacia el Noreste, la parte Norte de Suramérica se convierte en un margen pasivo (zona dextral-transcurrente) y la zona de subducción en el Noroeste se mueve progresivamente hacia el Noreste; en el Paleoceno tardío inicia la acreción de la Cordillera Occidental, hacia la frontera norte en el Paleo-arco de las Antillas inferiores gira hacia el este generando un borde dextral transcurrente de acuerdo a Bermúdez e Hincapié (2008). El periodo de levantamiento tectónico está marcado en la zona de Sinú-San Jacinto por una sucesión regresiva en la parte inferior de la Formación San Cayetano, conglomerados fluviales y areniscas de playa y delta front suprayacido por una secuencia transgresiva del Eoceno Temprano compuesta por areniscas de prodelta y lodolitas en la parte superior de la Formación San Cayetano.

En el Eoceno medio el movimiento de la placa Caribe hacia el Este genera una zona con morfología de arco, que en la parte noreste estaría sujeto a transpresión dextral Bermúdez e Hincapié (2008); esta configuración conduce al desarrollo de una cuña de acreción creando un cinturón plegado con vergencia al NW y una transtensión en la Falla Romeral de acuerdo a Flinch (2003); probablemente este cambio de cinemática y una caída relativa del nivel del mar



es la causa de la discordancia regional bajo la cual se depositó la Formación Maco en un ambiente fluvial a marino somero. En el periodo Eoceno Tardío al Oligoceno un cambio en el sentido de movimiento de la placa caribe produce un incremento en la transtensión al límite Noroccidental de Colombia que produce un fallamiento oblicuo con un componente dextral dando lugar a la falla Sinú depositando sedimentos en un nuevo prisma que está activo en el presente dando origen a la Cuenca Sinú según Bermúdez e Hincapié (2008). Al término del Oligoceno un nuevo pulso de levantamiento en conjunto con una caída relativa del nivel del mar generando una erosión intensa. Éste evento tectónico está fosilizado por la acumulación de una secuencia regresiva de la Formación San Jacinto que incluye sedimentos de Delta front y marinos someros.

Durante el Mioceno se da una transgresión marina lo cual deposita los shales de la Formación Porquera, en el Mioceno temprano se muestra un cambio de facies hacia el occidente que son coetáneos con los shales y biomicritas de las Formaciones Carmen y Floresanto. El bloque Chocó continua girando hacia el Noreste generando más compresión en el norte Noroeste de Colombia y posiblemente durante el tiempo de tasa máxima de colisión, el levantamiento dieron lugar a la disconformidad del Mioceno es el resultado de fuertes pulsos orogénicos y una caída relativa del nivel del mar. La depositación de rocas de grano grueso de la Formación Cerrito; esto seguido por un ciclo regresivo en el cinturón plegado de Sinú área asociada con el levantamiento y erosión en el cinturón fallado de San Jacinto con inversión con una vergencia de Este a Oeste, el basamento es siendo afectado por el sistema de fallas, desde el Plioceno los depocentros sedimentarios se mueven hacia el offshore. Igualmente importante en el cinturón plegado del Sinú es el diapirismo de lodo que afecta tanto a las rocas más antiguas como a las del Plioceno indicando que parte de su formación tuvo lugar a partir del Plioceno tardío al Pleistoceno. (Aguilar, 2011).



3.1.2 Estratigrafía regional de la cuenca Sinú –San Jacinto

Cretácico Superior

Formación Cansona

Comprende una serie de depósitos marinos y deltaicos (relativamente someros) los cuales son depositados inconformemente sobre el basamento. Aunque hay pocos afloramientos de esta unidad en el Cinturón San Jacinto, se presume que podría estar presente bajo la gruesa secuencia sedimentaria del Cinturón Sinú. Litológicamente la Formación Cansona está compuesta de Areniscas, Lodolitas calcáreas ricas en foraminíferos, Cherts y localmente conglomerados dentro de una secuencia transgresiva-regresiva. Los datos Bioestratigráficos sugieren que esta fue depositada durante el Cretácico Superior (Santoniano - Maastrichtiano), Herrera et al (2009).

Paleoceno temprano

Éste periodo corresponde a un Hiato representado por una inconformidad existente entre la formación Cansona y las rocas suprayacentes. Esta inconformidad implica que la Formación Cansona fue expuesta a erosión durante este periodo de tiempo como un resultado del levantamiento del Paleoceno temprano Herrera et al (2009).

Paleoceno medio a tardío y Eoceno temprano

Formación Arroyo Seco

Durante este periodo de tiempo en la Cuenca Sinú-San Jacinto se deposita la Formación Arroyo Seco, la cual corresponde a un depósito de abanico de deltaico agradacional, sugiriendo una tectónica activa y la generación de espacio de acomodación para los sedimentos de esta.



Bermúdez & Hincapié, (2008) mientras que Herrera et al. (2009) propone que, las rocas de la Formación Arroyo Seco muestran evidencias de turbiditas y el origen se asocia con un ambiente deltaico, relativamente poco profundo donde es posible tener secuencias caóticas, flujos de escombros e hiperpicnicos, asociado con eventos depositacionales de alta energía, así como depósitos costeros e incluso depósitos parállicos y fluviales, adyacentes a una zona costera.

Formación San Cayetano

De acuerdo a Guzmán et al. (2004), la Formación San Cayetano corresponde a secuencias granodecrecientes de litoarenitas arcósicas, que van desde conglomeraticas hasta grano fino, pobremente seleccionadas, usualmente de color marrón amarillento debido a la alteración y verde oliva oscuro en muestra fresca, cemento silíceo, localmente calcáreo. Se presentan intercalaciones menores de Areniscas grisáceas de grano fino a medio dispuestas en capas gruesas a muy gruesas con cemento calcáreo, bioturbadas, con abundante yeso y sulfuros secundarios. La Formación San Cayetano, presente en el cinturón de San Jacinto, se correlaciona con el área de Chalan con la parte inferior de la Formación Arroyo Seco, según Herrera et al. (2009).

De acuerdo a Guzmán et al. (2004) pág. 22 “varios autores han postulado un origen turbidítico de la Formación San Cayetano. Zimmerle (1968) Duque-Caro (1972, 1973 y 1978) y Reyes et al (1999), encontraron facies de Mutti and Ricci Lucchi (1978) y parte de la secuencia Bouma, indicando un origen de turbiditas para esta unidad, probablemente de un sub-ambiente de abanico proximal interior a medio”.



Limite Eoceno temprano a Eoceno medio

Este límite corresponde a un Hiato representado por una inconformidad entre la Formación San Cayetano y la suprayacente Formación Macaco según Guzmán et. Al., 2004

Sin embargo, en el estudio de Herrera et al. (2009), en el área de Chalan, este límite no corresponde a una disconformidad, porque este define la parte superior y el límite inferior entre los miembros superior e inferior de la formación Arroyo Seco en un cambio transicional.

Eoceno medio

Formación Chengue

De acuerdo a Guzmán et. al (2004), la Formación Chengue consiste de una serie de Calizas algares bioesparíticas y lodolitas calcáreas (margas) con laminación plano paralela y contenido de microfauna. Correspondiendo de esta forma a un ambiente marino somero propicio para la depositación de cuerpos calcáreos bioclásticos. Al norte de la cuenca existe una variación litológica, dando lugar que la formación Maco en esta área solo corresponda al Eoceno inferior a medio, desde ahí, la Formación Chengue que corresponde a la edad de Eoceno medio superior y se superpone a la Formación Maco.

Eoceno tardío

En el Eoceno tardío está marcado por un Lowstand (LST) , debido a una caída relativa en el nivel del mar que da lugar al establecimiento de carbonatos y ambiente deltaicos, progradando en un plataforma somera (Bermúdez e Hincapié, 2008).



Formación Tolviejo

La parte más inferior de la Formación Tolviejo está conformada por calizas tipo grainstone, en capas gruesas e irregulares, con incipiente laminación ondulada; en estas calizas son frecuentes los gránulos de cuarzo lechoso y en algunas localidades se hacen tan numerosos que se trata de un conglomerado con cemento calcáreo. Hacia la parte superior desaparecen los fragmentos terrígenos y las calizas se hacen limpias; se hallan dispuestas en capas medias, macizas, onduladas biconvexas (biohermas) en las cuales son comunes los restos de corales, algas, pectínidos y equinodermos. En algunos sectores, como en el Arroyo El Salto, hacia la parte media y alta de la sucesión, predominan los biostromas de oncolitos, y capas de conchas de pectínidos y equinodermos. Herrera et al., (2009)

Ocasionalmente interpuestos con las calizas, aparecen areniscas de grano grueso y conglomerados de guijarros de rocas graníticas, friables, en capas medias y gruesas con estratificación inclinada tangencial.

La Formación Tolviejo se desarrolló como rampas de carbonatos a profundidades que no superaron los 30 m. La presencia de grainstones es un indicador de ambientes de alta energía, en zonas submareales a inter mareales de plataformas de carbonatos, con alta removilización de bioclastos; comúnmente en barreras, playas y barras. Herrera et al (2009)

La parte inferior de la formación Maralú se correlaciona al norte la con la Formación Tolviejo en el área de Chalan, ésta correlación es una variación lateral de facies producto de los cambios en la depositación desde un ambiente marino poco profundo a un ambiente de plataforma de carbonatos.



Formación Ciénaga de Oro

La Formación Ciénaga de Oro, de acuerdo a Dueñas y Duque-Caro (1981) (citados en Guzmán et al 2004) es predominantemente una unidad arenosa que consiste en una alternancia de areniscas de grano fino a conglomeraticas, con limolitas intensamente bioturbadas, estratificadas en capas plano paralelas, shales grisáceos calcáreos, shales carbonosas y Carbón. Se asigna a la Formación Ciénaga de Oro en un ambiente transicional.

Formación San Jacinto

La Formación San Jacinto según Guzmán et al., (2004) se reporta como un “conglomerado basal” presente en casi todas las locaciones. El tamaño de los clastos se clasifica como grava con fragmentos de lodos calcáreos ferruginosos, fragmentos de Granitos y Pórfidos, clastos de Calizas, Chert negro y Cuarzo lechoso. En la parte inferior, esta formación presenta una disminución en el tamaño de grano que varían de Arenas finas a Arenas conglomeraticas arcosas cuarzosas y, ocasionalmente glauconíticas, con cemento calcáreo y gruesas conchas de ostras y restos vegetales. Dentro de la definición de esta unidad, también se dice que en el área de Chalan hay calizas micriticas lenticulares sin macrofósiles, dispuestas en capas gruesas a medianas planoparalelas.

Esto evidencia una variación lateral del ambiente para la transición entre las Formación Toluviejo y la Formación San Jacinto. En el área del Carmen de bolívar – San Juan de Nepomuceno, los sedimentos de la formación San Jacinto corresponden a los depósitos asociados con abanicos proximales de un Delta, donde las secuencias muestran variaciones provocadas por la evolución del área Duarte (1998) (citado en Guzmán et al 2004).



Mioceno medio

Formación Porquera

De acuerdo a Dueñas y Duque-Caro (1981), “la formación Porquera en el cinturón de San Jacinto consiste de material calcáreo abigarrado amarillo-marrón y gris con macrofósiles y concreciones calcáreas hacia el tope. Esta formación es correlacionable con la Formación Floresanto. El ambiente depositacional de la Formación Porquera es probablemente marino con una profundidad de la columna de agua entre 200 y 600 metros. Al norte la Formación Porquera se correlaciona con la Formación el Rancho”.

Mioceno superior y Plioceno

Formación El Cerrito

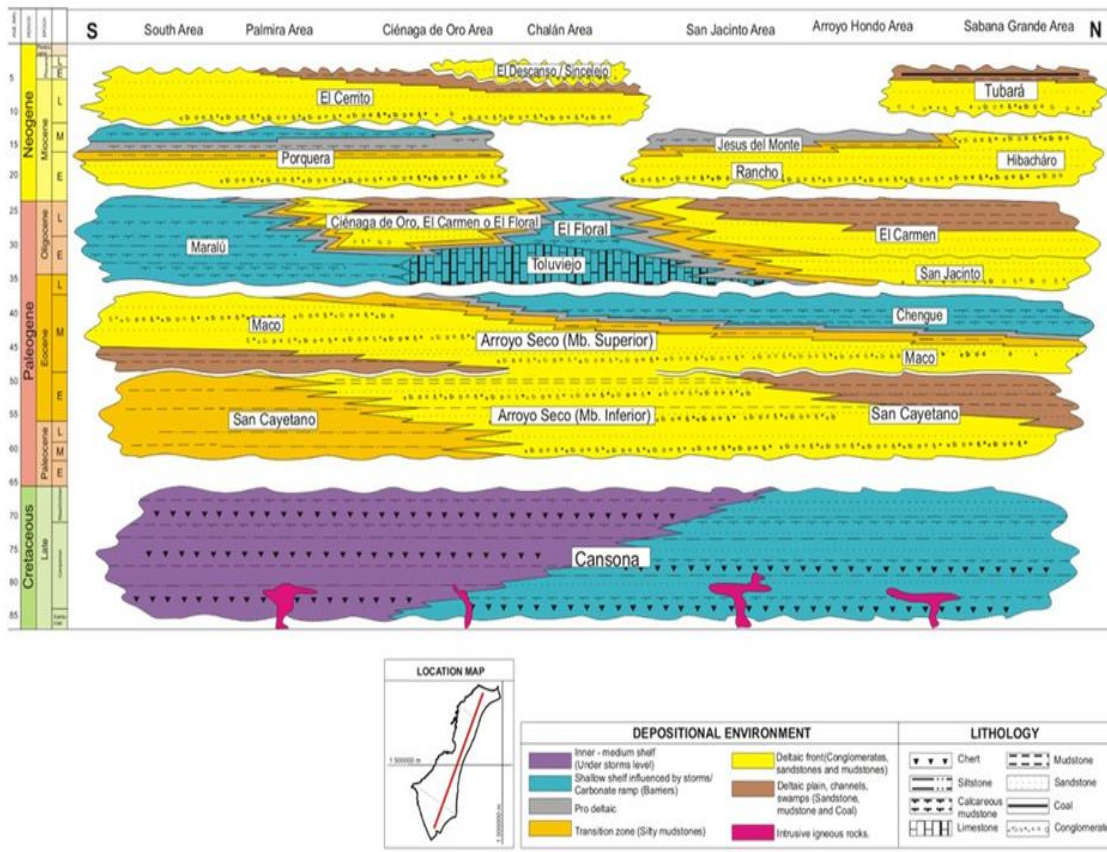
Según Guzmán et al. (2004), la Formación El Cerrito o Cerrito se compone de una sucesión de areniscas calcáreas bioclásticas de color oliva grisáceas con conglomerados hacia la base, del mismo modo un grano decrecimiento hacia arriba de Areniscas finas, limolitas y arcillolitas de color gris verdoso intercaladas con concreciones de limolita calcárea.

Clavijo y Barrera (1999) (citado en Guzmán et al. 2004) “asignaron un ambiente marino nerítico superior con un montón de conchas transportadas a plataforma bajo la influencia de las olas, mientras que Herrera et al (2009) propone un que los conglomerados y arenitas de esta unidad fueron acumulados por ríos meandriformes con local influencia marina”.

En el Cinturón San Jacinto, el Mioceno tardío al Plioceno está representado por la Formación El Cerrito que se correlaciona al norte con las Formaciones Bayunca, Tubará y El Descanso.

A continuación se presenta una carta cronoestratigráfica de la cuenca con dirección Sur – Norte. (Figura 6).

Figura 6: Carta Cronoestratigráfica de la cuenca Sinú San Jacinto. Fuente: Informe interno de la empresa.



3.1.3 Geología estructural.

El área de Sinú San Jacinto corresponde a un prisma de acreción. Se ha dividido en provincias geológicas según Cediel (2011), la provincia del cinturón Fallado de San Jacinto al Oeste del sistema de fallas San Jacinto y se extiende a través del lineamiento de Sinú o Sistema de Fallas del Sinú; el estilo estructural de este cinturón corresponde a un sistema imbricado de



fallas con tendencia NNE-SSW buzando hacia el NW bajo movimiento transpresivo dextral sobre el cual se desarrollan pliegues alargados y estrechos con muchas fallas mostrando un desplazamiento oblicuo que involucran una secuencia sedimentaria depositada desde finales del Cretácico hasta el Pleistoceno. Flinch (2003)

La provincia del cinturón plegado del Sinú (CPS) limitado al Este por el lineamiento del Sinú y al Oeste por el frente de deformación del cinturón deformado del Sur del caribe, esta provincia envuelve una secuencia sedimentaria muy delgada que va desde el Mioceno hasta la actualidad, afectada por el diapirismo de lodo y rezumaderos este cinturón se ha dividido en dos áreas una que está asociada a la deformación por el diapirismo de lodo y procesos compresivos/extensionales, la otra es el área Offshore que corresponde a un frente de deformación tiene un estilo estructural de cabalgamiento y plegamiento con tendencia NNE-SSW en el área Offshore, hacia el área Onshore está afectado por la deformación y el fuerte diapirismo de lodo.

En general el estilo estructural del área corresponde a un prisma sedimentario en el Neógeno evidenciando una partición de la Cuenca por el diapirismo de lodo, esta partición del depocentro CPS da lugar a la creación de sinclinales anchos y anticlinales estrechos; estos anticlinales de lodo están bordeando los sinclinales y rompiendo la sucesión sedimentaria generando mini cuencas las cuales presentan una forma ovalada en la superficie y en el subsuelo la formación de sucesiones sedimentarias ligeramente asimétricas dentro de los sinclinales con el desarrollo de pliegues de arrastre y estratos de crecimiento con el desarrollo progresivo de discordancias sin depositacionales en los flancos del diapiro de lodo (Aguilera, 2011).



Flinch (2003) desde el punto de vista estructural habla del prisma de acreción de Sinú - San Jacinto concluyendo que el borde delantero del prisma de acreción está representado por la Falla Uramita interpretada como una falla de cabalgamiento con vergencia Oeste.

Basado en que en los prismas de acreción la parte interior está compuesta de rocas más antiguas y la parte exterior de rocas más jóvenes y teniendo en cuenta que en el Cinturón San Jacinto se encuentran expuestas rocas de edad Cretácica y Paleocena mientras que en la provincia del Cinturón del Sinú está conformada por rocas de edad Eoceno y Oligoceno imbricados superpuesta por cuencas piggyback de edad Mioceno, Flinch (2003) sitúa a la provincia del cinturón fallado de San Jacinto en la parte interior del prisma y el Cinturón plegado del Sinú en la parte exterior.

3.1.4 Rocas con potencial de generación de hidrocarburos en la cuenca Sinú-San Jacinto

Para este trabajo se consideran como rocas con potencial de generación a la secuencia del Cretácico superior y Oligoceno-Mioceno Medio. Las secuencias sedimentarias correspondientes al cretáceo Superior y Oligoceno-Mioceno Medio han sido definidas operacionalmente como Formación Cansona (Turoniano (?)-Maastrichtiano), Formación Ciénaga de Oro (Oligoceno-Mioceno inferior) y Formación Porquero (Mioceno Inferior-Mioceno Medio). (ECOPETROL-ICP, 2009).

“La Formación Cansona (Cretáceo Superior) fue evaluada en los afloramientos del Cerro Cansona y las Canteras de San Sebastián y Purgatorio en el Cinturón Plegado de San Jacinto (Chevron, 1986 en ECOPETROL-ICP, 2009). Esta formación presenta valores de COT hasta del 11 % con algunos intervalos de buena calidad de kerógeno ($HI > 300$). El grado de madurez

es variable, la formación se encuentra inmadura en el Cerro Cansona y en ventana de generación de hidrocarburos en las Canteras de San Sebastián y Purgatorio (Figura 7).

El espesor efectivo de roca fuente varía entre 20 y 40 m en el área de estudio. Las características anteriores indican que la Formación Cansona tiene condiciones como roca potencial de hidrocarburos en el Cerro Cansona y como fuente efectiva en las Canteras de San Sebastián y Purgatorio. ” (ECOPETROL-ICP, 2009).

“La formación Ciénaga de Oro en el sector norte de la cuenca (Área de los Pozos Tolú - 1 y Morrosquillo - 1) presenta contenidos regulares a buenos de materia orgánica (% COT 0.55 % - 1.35 %). La materia orgánica es del Tipo II / III y se encuentra inmadura ($T_{\text{máx}} < 430^{\circ}\text{C}$). Estas características geoquímicas permiten considerarla como roca fuente potencial de hidrocarburos”. (ECOPETROL-ICP, 2009).

“En el sector sur de la cuenca (Área de los Pozos Jaraguay Norte - 2 y Río Nuevo - 1), la Formación Ciénaga de Oro presenta condiciones como roca fuente efectiva de hidrocarburos (Figura 8)”. (ECOPETROL-ICP, 2009).

“La Formación Porquero en el sector norte de la cuenca (Área de los Pozos La Rada - 1X, Morrosquillo - 1 y Tolú - 1) presenta contenidos regulares a buenos de materia orgánica (% COT 0.50 % - 1.21 %). La materia orgánica se encuentra inmadura ($T_{\text{máx}} < 430^{\circ}\text{C}$) y corresponde a un kerógeno Tipo III. Localmente, en el sector del Pozo Morrosquillo-1, la materia orgánica corresponde a un kerógeno es Tipo II / III (Tabla 5.2). Estas características geoquímicas de la Formación Porquero evidencian condiciones como roca fuente potencial de hidrocarburos”. (ECOPETROL-ICP, 2009).

“En el sector sur de la cuenca (Área de los Pozos Jaraguay Norte - 2 y Río Nuevo - 1), la Formación Porquero presenta condiciones como roca fuente efectiva de hidrocarburos (Figura 9)” (ECOPETROL-ICP, 2009).

Figura 7: Datos de riqueza orgánica, tipo de kerógeno y madurez de la materia orgánica de la formación Cansona. Fuente: ECOPETROL-ICP, (2009).

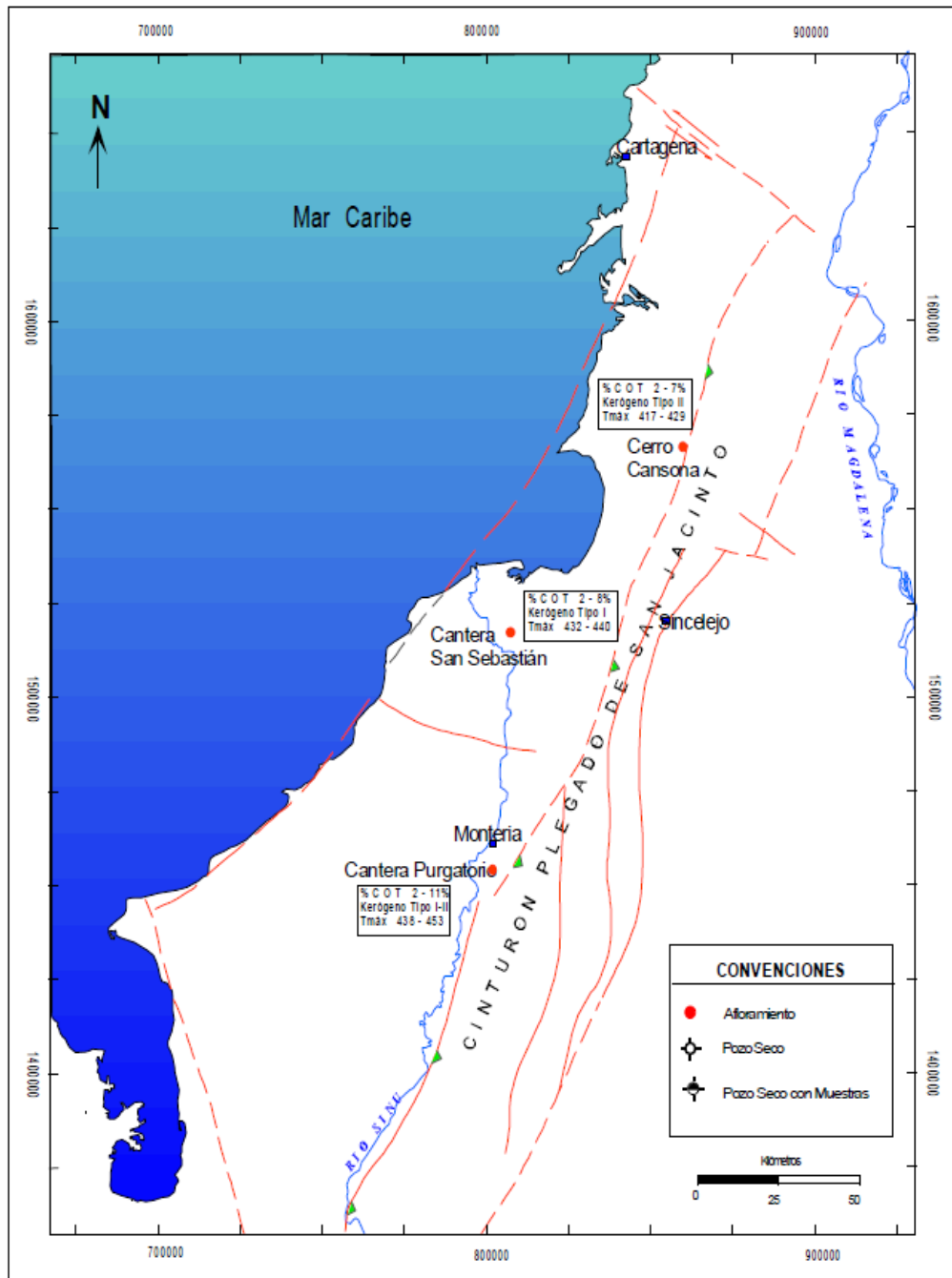


Figura 8: Datos promedio de los parámetros de cantidad (%COT), calidad (IH) y madurez (Tmax) de la materia orgánica en la formación Ciénaga de oro. Fuente: ECOPETROL-ICP, (2009).

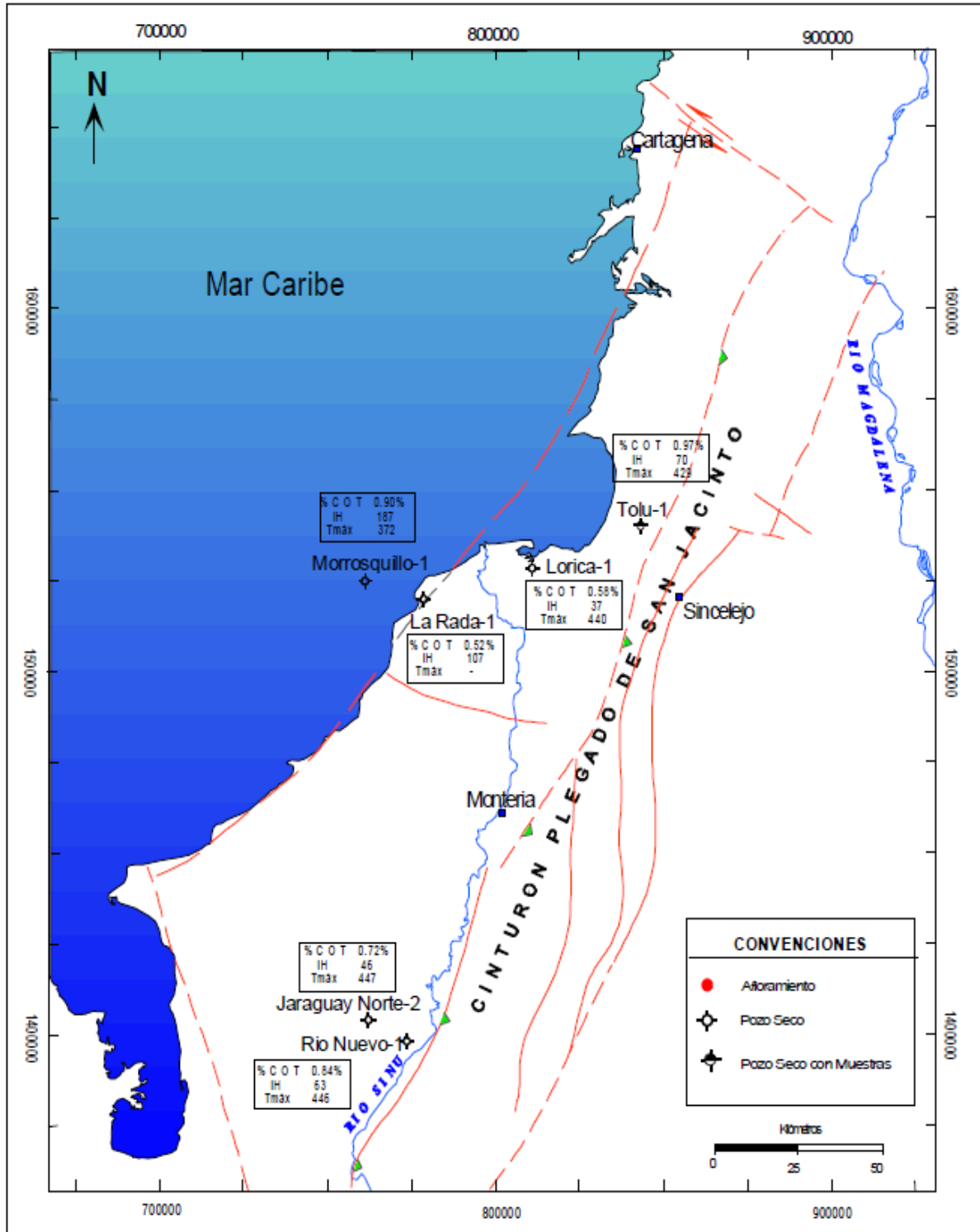
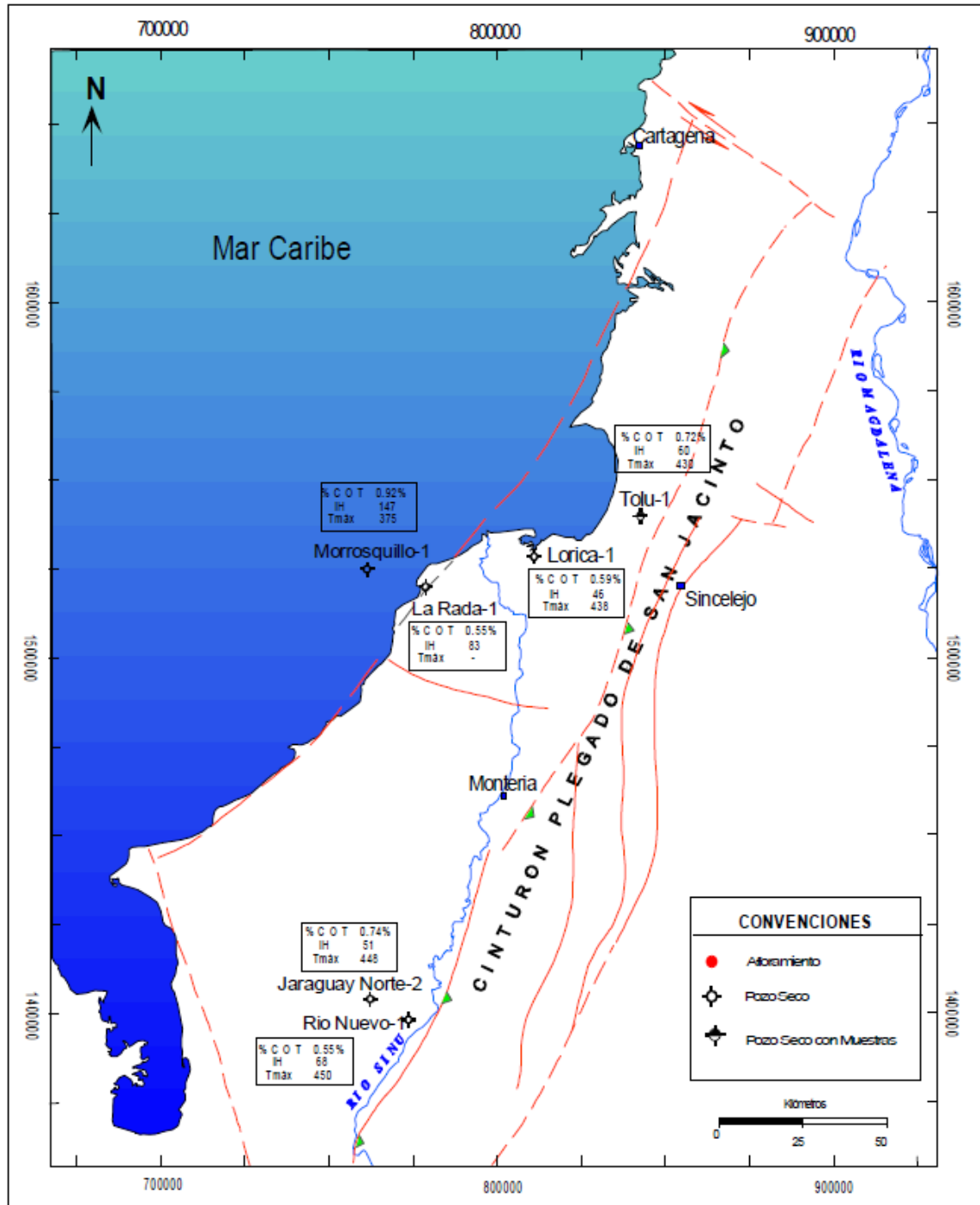


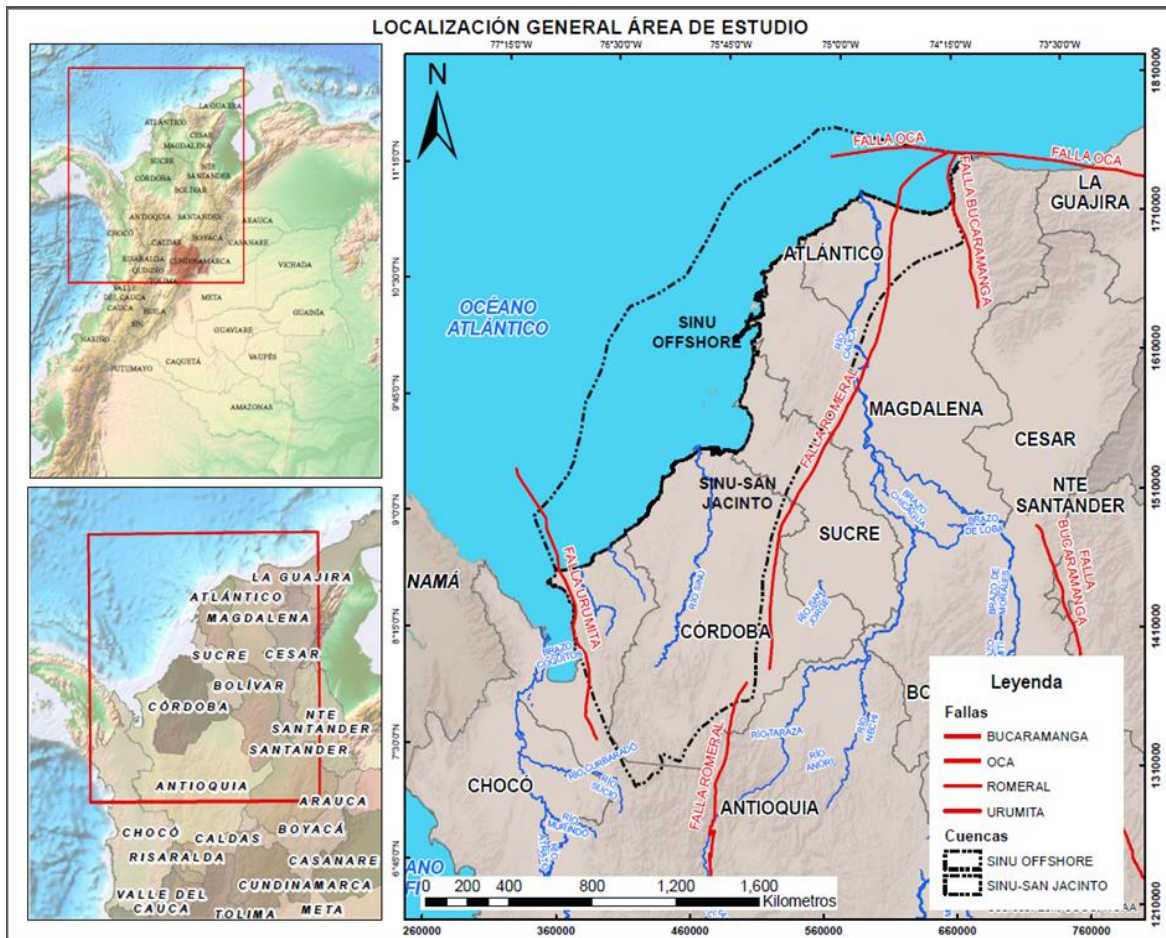
Figura 9: Datos promedio de los parámetros de cantidad (%COT), calidad (IH) y madurez (Tmax) de la materia orgánica en la formación Porquero. ECOPEPETROL-ICP, 2009.



3.1.5 Localización del área de estudio

El Área de estudio corresponde a la Cuenca Sinú-San Jacinto la cual se encuentra localizada al Noroeste de Colombia, abordando los departamentos de Magdalena, Atlántico, Bolívar, Sucre, Córdoba y Antioquia; Esta cuenca se encuentra limitada al norte por la Falla de Oca, al noreste el sistema de Fallas Bucaramanga-Santa Marta, al Este por el sistema de fallas de Romeral, al sur con las rocas sedimentarias y volcánicas cretácicas de la Cordillera Oriental, al Oeste con el sistema de Fallas de Uramita y al Nor-Noroeste con la actual costa Caribe. (Figura 10).

Figura 10: Localización del área de estudio.





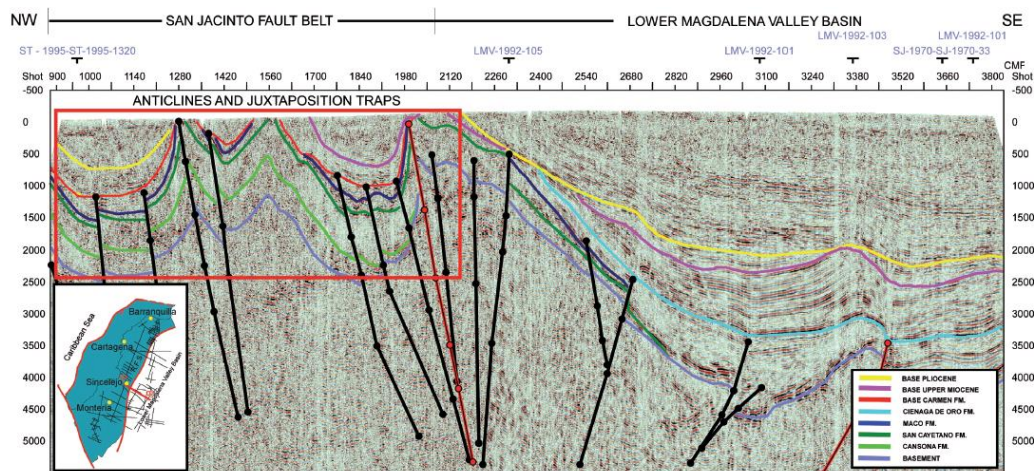
3.1.6 Geología del petróleo

Cinturón fallado de San Jacinto

Los reservorios principales para esta área son las areniscas del terciario de las Formaciones San Jacinto, Maco y San Cayetano localmente las calizas fracturadas de la Formación La Risa y La Formación Toluviejo. Siendo separados por secuencias de lutitas marinas de las Formaciones Maralú, Chengue y Carmen que de acuerdo con datos geoquímicos estas formaciones podrían estar en ventana de generación de aceite en el depocentro situado al oeste del cinturón. Actuando de esta forma como roca fuente y a la vez roca sello para los reservorios anteriormente mencionados; Infrayaciendo esta secuencia se encuentra la formación Cansona de edad cretácico que corresponde a lutitas marinas siendo esta la roca generadora en los depocentros.

Como estructuras principales donde puede haber un atrapamiento de hidrocarburo, se proponen los pliegues compresivos relacionados con el Sistema de Fallas Romeral, el truncamiento de los reservorios por fallas asociadas a episodios compresivos en el cinturón y rellenos locales de valles incisos según Universidad de Caldas (2008) en Marín et al (2010). (Figura 11).

Figura 11: Tipo de plays en el cinturón fallado de San Jacinto. Fuente: ANH (2011).



Cinturón plegado del Sinú.

El reservorio principal son las areniscas del Cenozoico de origen marino deltaico que corresponden a las Formaciones Pajuil, Floresanto, Pavo y Maco, localmente las calizas fracturadas de la Formación La Risa sería un posible reservorio; estos reservorios son separados por secuencias gruesas de lutitas marinas de las Formaciones Maralú, Floresanto y equivalentes laterales (Formación Porquera) que pueden estar actuando como roca generadora y a la vez roca sello infrayaciendo la secuencia se presume que se encuentra la Formación Cansona pero no hay evidencias geológicas ni en pozos ni en superficie que confirmen la existencia de la Formación; la existencia de un sistema petrolífero está siendo confirmada por los rezumaderos presentes en el área .

Como posibles plays se tienen pliegues asociados con etapas tempranas del diapirismo que no rompen completamente la secuencia, plegamiento y truncación de los reservorios contra los diapiros, truncamiento de los reservorios y sellamiento por discordancias sindeposicionales

en los flancos y dentro de los sinclinales causado por la deformación asociada con el movimiento vertical de los diapiros de lodo (Figura 12) .Aguilar (2011).

Para el área offshore se tiene poco control geológico y bioestratigrafico y no es posible precisar la sincronía de los eventos ni caracterizar la roca fuente. Para esta zona se interpretaron dos tipos de play para el offshore del cinturón plegado, pliegues por propagación de fallas (abanico imbricado) y pliegues formados debido al diapirismo de lodo, pliegues de arrastre y truncamiento debido al diapirismo de lodo (Figura 13).

Figura 12: Tipo de plays en la parte onshore del cinturón plegado del Sinú. Fuente: ANH (2011).

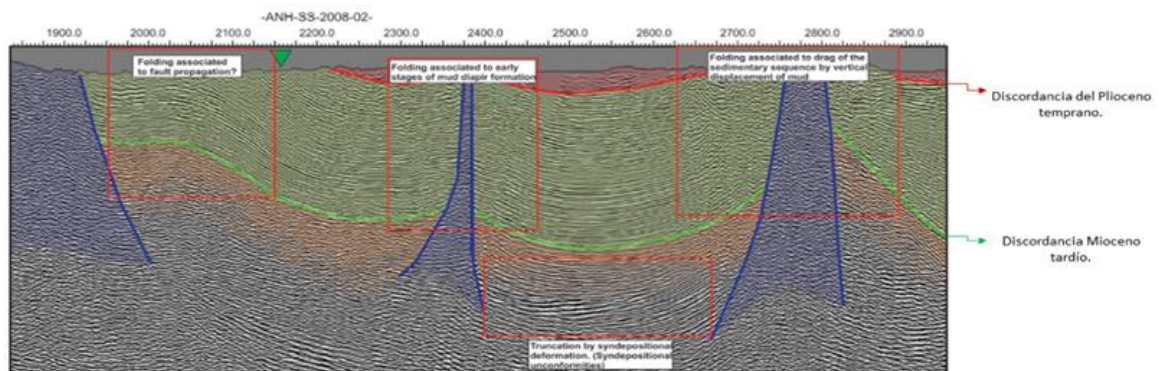
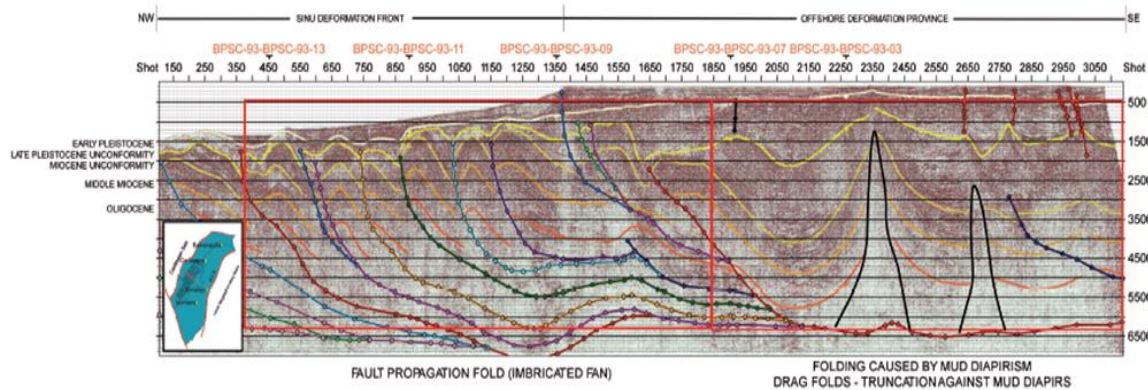


Figura 13: Tipo de plays en la parte offshore del cinturón plegado del Sinú. Fuente: ANH (2011).



3.1.7 Gravimetría asociada a la Cuenca Sinú - San Jacinto

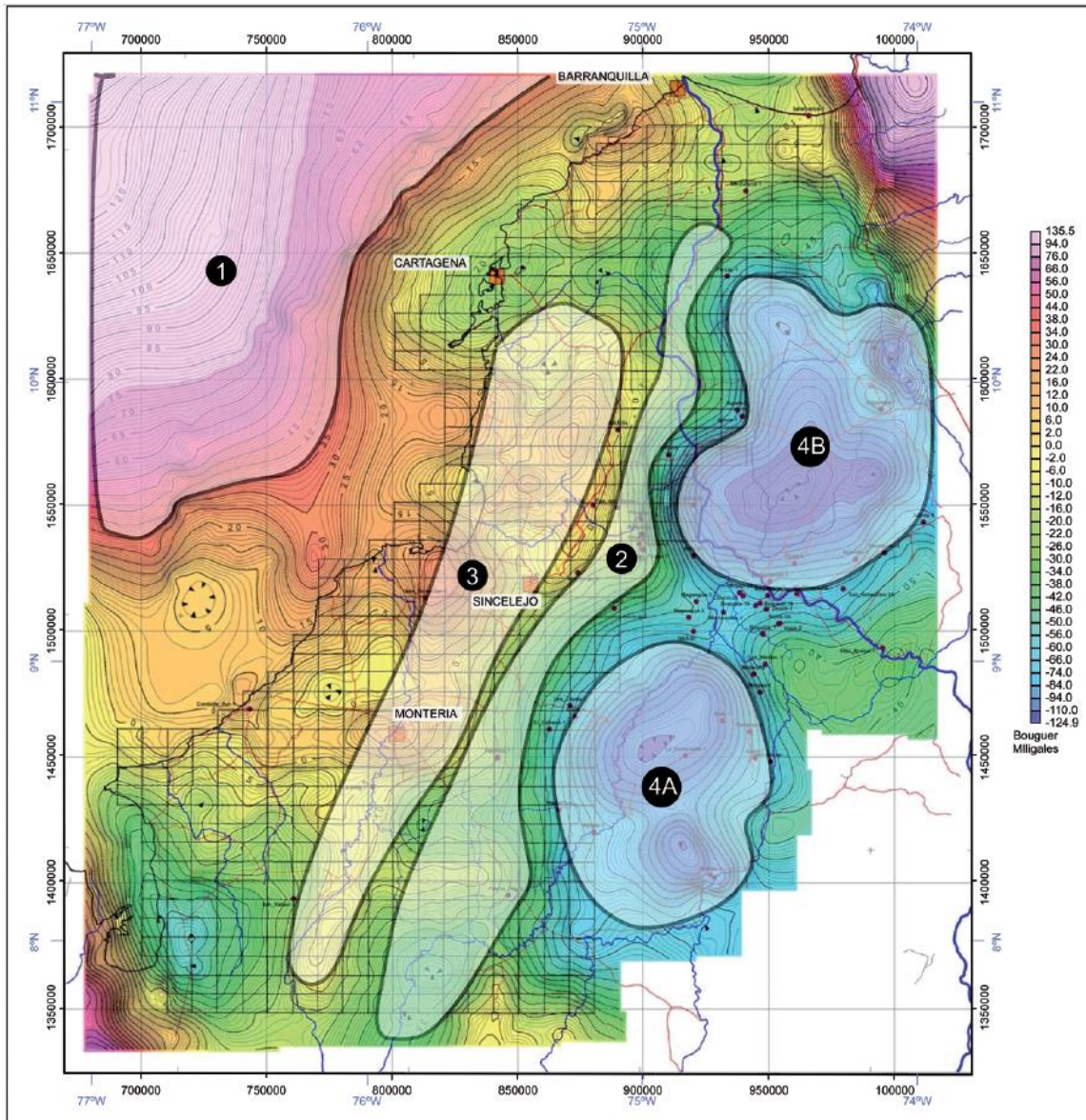
Carson Services (2006) en Aguilera (2011) realiza un estudio combinando datos gravimétricos y magnéticos con información de las líneas sísmicas 2D y los mapas geológicos de superficie y profundidades de pozos, para definir el tope estructural del Basamento Pre Terciario (Cretácico). Por esta razón, teniendo dos enfoques. Uno de ellos considera los afloramientos de la Formación Cansona como parte del Basamento Pre Terciario mencionado anteriormente; y en el segundo, estos afloramientos se consideraron bloques aloctonos de composición metamórfica ígnea. La razón para analizar la parte superior del Basamento radica en la localización de áreas donde los sedimentos cenozoico tienen sus mayores espesores, y es mas probable el desarrollo de Depocentros y trampas estructurales contra altos de Basamentos. Para el análisis de los datos, Carson Services (2006) en Aguilera (2011) toma un valor de 2.30gr/cc como densidad de Bouguer, en la transformación de la Anomalía de Aire a Anomalía de Bouguer.



Es evidente la relación directa entre la Anomalía de Bouguer y el contraste de densidad (-0.25 gr/cc), y entre la secuencia Cenozoica y el Basamento, que según interpretación de Caron permite observar las siguientes características

- (1) El gradiente gravimétrico positivo en el área noroccidental, es directamente relacionado con la subducción de la Placa Caribe bajo la Placa Sudamericana.
- (2) El área de la Falla Romeral (Sistema de Fallas San Jacinto) es representado en el gradiente de Bouguer con orientación N10-20E, separando la anomalía positiva de la negativa.
- (3) El Cinturón Plegado de San Jacinto es representado por una anomalía positiva desde el Este de Cartagena hasta la frontera de Panamá, con valores máximos positivos correspondientes a los afloramientos de la Formación Cansona.
- (4A y 4B) Las anomalías negativas al Este de la Falla Romeral (sistema de Fallas de San Jacinto), corresponden a las Subcuencas de San Jorge y Plato, respectivamente, de la Cuenca del Valle Inferior del Magdalena.

Figura 14: Mapa de Anomalía de Bouguer, Noroccidente de Colombia con interpretación de provincias geológicas por Carson Services (2006) en Aguilera (2011). Fuente: Petroleum Geology of Colombia, Sinú and San Jacinto Basins.





3.2 Marco teórico y conceptual.

3.2.1 Fundamentos de la geoquímica orgánica.

Definición de Geoquímica orgánica y geoquímica del petróleo

Goldschmidt en 1954 introduce el concepto de geoquímica como: “Está relacionada con las leyes que gobiernan la distribución de los elementos y sus isotopos en la tierra”, para enfocar este concepto hacia la industria de los hidrocarburos Hunt en 1996 se refiere a geoquímica del petróleo como “La aplicación de los principios químicos y geológicos al estudio del origen, abundancia, transformación, distribución, movimiento, acumulación y alteración del petróleo y del gas”; en si la geoquímica del petróleo es una rama de aplicación de la geoquímica orgánica, es una disciplina de uso sistemático en la evaluación de hidrocarburos presentes en el subsuelo de las cuencas sedimentarias y en la de sus estratos generadores, su progreso se sentó en los fundamentos para comprender los mecanismos de formación de acumulaciones de hidrocarburos ; con el aporte de la geología del carbón la geoquímica del petróleo avanzó a la caracterización de tipos de kerógeno y en la identificación de biomarcadores presentes en sedimentos y en los hidrocarburos.

Técnicas analíticas para la caracterización de crudos

Cromatografía líquida de media presión

Éste proceso tiene como finalidad separar los componentes de las parafinas de cada fracción del aceite (normal, ramificados y cíclicos), compuestos aromáticos y compuestos polares (resinas+asfaltenos). La separación se hace pasando la columna de sílice de la muestra que es la fase estacionaria, las diferentes fracciones se irán filtrando en la columna con diferentes



velocidades debido a las interacciones moleculares entre los compuestos de la fase móvil y la fase estacionaria. (Lopes et al 2008 en Eula silva, 2011)

Cromatografía gaseosa

La cromatografía de gases que se realiza en muestra de aceite permite la separación e identificación de los compuestos más abundantes en el aceite o las parafinas (especialmente lineales y ramificadas), después de la separación de fracciones, proceso necesario para identificar estos componentes. En general, los aceites mejor preservados muestran picos más predominantes representando cadenas lineales y los picos menores representando cadenas ramificadas, cíclicas y compuestos aromáticos. (Lopes et al 2008 en Eula silva, 2011)

Espectrometría de masas

Las fracciones de aceite separadas por cromatografía líquida pueden ser analizadas por métodos gravimétricos por espectroscopia de infrarojo, fluorescencia y ultravioleta. Sin embargo, los métodos más utilizados son la cromatografía de gases y la cromatografía gaseosa acoplada a masas.

Debido a la poca especificidad de la llama del detector de ionización en la cuantificación de compuestos mono y poliaromáticos y la identificación y cuantificación de moléculas complejas como biomarcadores, las familias de triterpanos y esteranos, la técnica apropiada es la cromatografía de gases de alta resolución acoplada a espectrometría de masas. (McFadden, 1973, Peters e Moldowan, 1993; Roques et al, 1994 en Eula silva, 2011).

Isotopos estables de Carbono

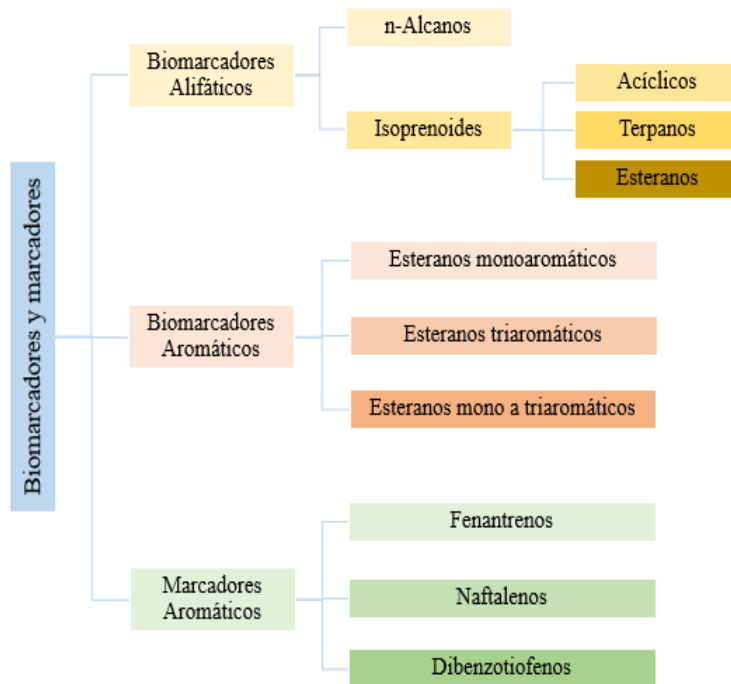


La relación C13/C12 se utiliza para medir el fraccionamiento isotópico en procesos genéticos asociados con la generación y post genéticos asociados con transformaciones secundarias. La composición isotópica de carbono total se expresa como C13 donde $\delta = \left[\frac{R_a - R_p}{R_p} \right] \times 10^3$ donde Ra y la onda Rp se refieren a la muestra isotópica y razones estándar. (Lopes et al 2008 en Eula silva, 2011).

Biomarcadores aplicados a la geoquímica del petróleo

Los biomarcadores son cualquier compuesto orgánico detectado en la geósfera, cuyo esqueleto básico sugiere un origen relacionado a un producto natural (Mackenzie, 1984 en López Liliana 2013). Son moléculas orgánicas complejas correspondientes a productos naturales específicos constituidos por carbono, hidrógeno y otros elementos (O, S, N). Están presentes en extractos orgánicos obtenidos de sedimentos, rocas y crudos, tienen una estructura similar a la de su precursor biológico respectivo (Peters et al, 2005 en López Liliana 2013).y son de gran utilidad en las interpretaciones relativas al tipo de materia orgánica, ambiente de sedimentación (Van Krevelen, 1984; Phipls y Oung, 1988 en López Liliana 2013). En la figura 9 se muestra un esquema de clasificación de los biomarcadores según su composición y estructura molecular.

Figura 15: Tipos de biomarcadores y marcadores. Fuente: Pernía S (2017).



- *Isoprenoides Pristano y Fitano*

La abundancia relativa de los isoprenoides Pristano y Fitano se utiliza como indicadora de las condiciones redox del ambiente de sedimentación de la roca fuente, su análisis se realiza para bitúmenes o crudos. La abundancia de Pristano y Fitano es medida a través de la relación Pristano/Fitano (P/F). Se considera que $P/F < 1$ es característico de rocas fuente sedimentadas en condiciones anóxicas, $P/F > 1$ de rocas fuentes sedimentadas en condiciones subóxicas o disoxicas, $P/F > 3$ de materia orgánica de origen terrestre, sedimentadas en condiciones óxicas y $P/F < 0.8$ de materia orgánica sedimentada en condiciones anóxicas en ambientes carbonaticos o hipersalinos. (Peters et al 2005 en López Liliana 2013).



- *Terpanos*

Los terpanos presentan moléculas en bitúmenes y crudo que se derivan de los terpenoides y se identifican en el cromatograma de masas a partir de las señales obtenidas a m/z 191.

- *Terpanos pentacíclicos – trisnorhopano y trisnoneohopano.*

El trisnorneohopano (Ts) es más estable a la maduración térmica que el trisnorhopano (Tm), a medida que aumenta el grado de evolución térmica aumenta la relación Ts/Tm.

- *Moretanos y Hopanos*

La relación Moretanos/Hopanos disminuye con el incremento de la madurez térmica. Los intervalos de madurez son considerados 0.8 en bitumen inmaduro y < 0.15 en bitumen maduro.

- *Distribución de homohopanos*

La distribución de homohopanos está basada en la intensidad relativa de la señal de ambos isómeros C22R y C22S obtenida a partir del cromatograma de masas de $m/z = 191$ se utiliza para inferir las condiciones redox del ambiente de sedimentación de rocas fuente y esto puede extrapolarse a su aplicación en crudos.

Cuando C35 es de mayor intensidad relativa que C34 ($C35 > C34$) se asocia a condiciones reductoras anóxicas que podrían relacionarse con ambientes marinos carbonáticos o evaporíticos, la intensidad $C34 > C35$ se relaciona a ambientes de sedimentación subóxicos. Esto se calcula a partir del índice de homohopanos C35/C34.

Tabla 1: Biomarcadores usados para definir origen de la materia orgánica.

Biomarcador	Origen
Terpanos Tricíclicos C19-C45	Productos diagenéticos de bacterias y algas.
Hopanos C27-C40	Bacterias
Oleananos C30	Plantas terrestres
Relación Oleanano a C30-Hopano: (18 α (H)+18 β (H)-Oleanano)/(C30-Hopano) x100	Tipo de materia orgánica <10% Bajo aporte de M.O terrestre >30% Alto aporte de M.O terrestre
Lupanos C30	Plantas terrestres, carbones
Estéranos C19-C23, C26-C30	Organismos Eucariotas Plantas Animales Plantas superiores Resinas
Diterpenoides C19, C20	Plantas superiores Resinas
Estéranos C27, C28, C29	C27: Algas zooplancton
	C28: Algas diatómicas
	C29: Plantas Superiores
	C29*: Algas marrones

Fuente: López Liliana (2013).

Tabla 2. Biomarcadores usados para definir ambientes de depositación de materia orgánica.

Biomarcador	Tipo de ambiente o condiciones ambientales
Norhopano C27, C28	Marino anóxico
2y3-metil hopanos	Rocas carbonáticas
Benzohopanoides C32-C35	ambientes carbonáticos
Hexahidrobenezahopanoides C32-C3	Carbonático o evaporítico. Anóxico
Gammacerano C30	Estratificación de la columna de agua (Salinidad, temperatura)
Relación Gammacerano a C30-hopano: $[\text{Gammacerano}/\text{C30-Hopano}] \times 100$	Valores altos pueden indicar condiciones hipersalinas de las aguas en ambiente de sedimentación. Estratificación en la columna de agua.
Dinosterano C30	Marino. Triásico o más joven.
24-n-propilesterano C30 esterano	Sedimentos marinos
Relación de homohopanos: * $\text{C35}/(\text{C31 a C35})$ configuración $17\alpha(\text{H})\beta(\text{H})$ 22S y 22R	Relaciones altas: Condiciones altamente reductoras en ambientes carbonáticos o evaporíticos. Relaciones bajas: Ambiente subóxico.
*En ambientes reductores se preserva el precursor C35 bacteriohopanetriol y en ambientes oxidantes este se reduce, disminuyendo la longitud de la cadena.	

Fuente: López Liliana (2013).

Tabla 3. Biomarcadores usados para establecer evolución térmica o madurez termal.

Relaciones de biomarcadores utilizadas en la determinación de madurez	Relación masa/carga (m/z)	Fracción del crudo o el bitumen
Esterano C29: $\beta\beta/(\beta\beta+\alpha\alpha)$ Esterano C29:20S/(20S+20R)	217	Hidrocarburos Saturados
Hopano C30: $\beta\alpha/(\alpha\beta+\beta\alpha)$ Hopano C32:22S/(22S+22R)	191	
Ts/Ts+Tm		
Tm= C27 17 α (H)-trisorhopano		
Ts= C27 18 α (H)-trisorhopano		
MAS=MA(I)/MA(I+II) MA(I) \sum (C21+C22) MA(II) = \sum (C27-C29)		
MAS= esteranos monoaromáticos (Mono Aromatic Steranes)		
TAS= TA(I)/TA(I+II) TA(I)= \sum (C20+C21) TA(II)= \sum (C26-C28)	231	Hidrocarburos Aromáticos.
TAS= Esteranos triaromáticos (Tri Aromatic Steranes)		
TAS/MAS=TA/(MA+TA) TAS/MAS=C28-TA/(C29-MA+C28-TA)	231-253	

Fuente: López Liliana (2013).

Diamondoides

Los diamondoides son compuestos altamente estables bajo las condiciones termales, estos compuestos pueden ser usados para estimar la madurez termal en muestras donde los biomarcadores están ausentes y en muestras con alta madurez incluyendo condensados.

Los diamondoides son moléculas ultra estables y con una estructura de ‘jaula’ y están presentes en los hidrocarburos saturados. La unidad básica de los diamondoides es un sistema tetracíclico de 10 carbonos llamado Adamanteno en Se les llama ‘Diamondoides’ porque



tienen al menos una unidad de Adamantano (Balaban y Shleyer, 1978; Mansoori, 2007 en De Araujo et al, 2012)

Los Diamondoides muestran propiedades únicas debido a su arreglo atómico (Araujo et al, 2011 en De Araujo et al, 2012).

Los adamantenos que están presentes naturalmente en el petróleo están acompañados por pequeñas cantidades de Adamantenos alquilados : 2-metil,1-etil y probablemente 1-metil,1,3-dimetiladamanteno y otros(Katz et al,2008;Nekhaev et al,2011 en De Araujo,2012)

El uso de los diamondoides como indicadores de madurez termal es basado en la estabilidad relativa de los diferentes isómeros bajo condiciones termales. El 1-metildiamanteno (1-MD) es termalmente más estable que el 2-metiladamanteno (2-MD), el 4-metildiamanteno (4-MD) es más estable que el 1-metildiamanteno (1-MD) y el 3metildiamanteno (3-MD).

En las tablas 4,5 y 6 se especifican las relaciones entre diamondoides usadas para caracterizar parámetros geoquímicos como la madurez y definición de facies orgánicas.

Tabla 4. Relaciones entre diamondoides usadas para definir madurez y facies.

Relaciones basadas en Diamondoides	Expresión matemática y principales características	Aplicaciones	Referencias
<p>Índice Metiladamanteno (MAI)</p>	$MAI = \frac{[1 - MA]}{[1 - MA] + [2 - MA]}$ <p>Esta relación incrementa con la Biodegradación</p>	Parámetro de madurez	<p>Chen et al. (1996), Grice et al. (2000), Sassen y Post (2008), Wei et al. (2007b), y Zhang et al. (2005)</p>
<p>Índice Metildiamanteno (MDI)</p>	$MDI = \frac{[4 - MD]}{[1 + 3 + 4 - MD]}$ <p>Este puede ser afectado por la litología de la roca fuente</p>		
<p>Índice Etiladamanteno (EAI-1)</p>	$EAI - 1 = \frac{[1 - EA]}{[1 + 2 - EA]}$ $EAI - 2 = \frac{[2 - EA]}{[1 + 2 - EA]}$	Parámetro de Facies	<p>Zhang et al. (2005) y Wei et al. (2007b)</p>
<p>Índice Etiladamanteno (EAI-2)</p>	<p>Útil dentro de la ventana de Aceite, se ve afectado con la madurez en etapas avanzadas de ventana de gas</p>		

Fuente: De Araujo et al (2012)

Tabla 5. Relaciones entre Diamondoides usadas para definir madurez termal.

Relaciones basadas en Diamondoides	Expresión matemática y principales características	Aplicaciones	Referencias
Índice Dimetiladamanteno (DMAI-1)	$\frac{DMAI - 2}{[1,3 - DMA]} = \frac{DMAI - 2}{[1,2 - +1,3 - DMA]}$	Parámetro de madurez	Wei et al. (2007b), y Zhang et al. (2005)
Índice Dimetiladamanteno (DMAI-2)	$\frac{DMAI - 2}{[1,3 - DMA]} = \frac{DMAI - 2}{[1,3 - +1,4 - DMA]}$		Zhang et al. (2005)
Índices Trimetiladamanteno (TMAI)	$\frac{TMAI - 1}{[1,3,5 - TMA]} = \frac{TMAI - 1}{[1,2,3 - TMA + 1,3,6 - TMA]}$		Zhang et al. (2005)
	$\frac{TMAI - 1}{[1,3,5 - TMA]} = \frac{TMAI - 1}{[1,2,3 - TMA + 1,3,4 - TMA]}$		
Índices Dimetildiamanteno (DMDI)	$\frac{DMDI - 1}{[4,9 - DMD]} = \frac{DMDI - 1}{[4,9 - +3,4 - DMD]}$		Zhang et al. (2005) y Wei et al. (2007b)
	$\frac{DMDI - 2}{[4,9 - DMD]} = \frac{DMDI - 2}{[4,9 - +4,8 - DMD]}$		
Índice Metiltriamanteno (MTI)	$\frac{MTI}{[9 - MT]} = \frac{MTI}{[5 - +8 - +9 + 16 - MT]}$		Schulz et al. (2001),

Fuente: De Araujo et al (2012)

Tabla 6. Relaciones entre Diamondoides usadas para definir madurez y realizar correlaciones crudo-roca.

Relaciones basadas en Diamondoides	Expresión matemática y principales características	Aplicaciones	Referencias
Metiladamanteno / adamanteno	$\frac{[1 - +2 - MA]}{[Ada]}$ La relación incrementa con la Biodegradación	Evaluación de madurez	Grice et al. (2000),
Metiladamanteno / Diamanteno	$\frac{[1 - +3 - +4 - MD]}{[Dia]}$ La relación incrementa solo a niveles extremos de Biodegradación		
Metiladamanteno / etiladamanteno	$\frac{[1 - MA]}{[2 - EA]}$	Correlación Crudo-Roca y diferenciación	Yang et al. (2006)
Metiladamanteno / dimetiladamanteno	$\frac{[1 - MA]}{[1,2 - DMA]}$		
Metiladamanteno / trimetiladamanteno	$\frac{[1 - MA]}{[1,3,4 - TMA]}$		
Metiladamanteno / tetrametiladamanteno	$\frac{[1 - MA]}{[1,2,5,7 - TeMA]}$		

Fuente: De Araujo et al (2012)

4 Metodología y Procedimiento

El proyecto se realizó en cinco etapas, descritas a continuación:

1. Revisión de la información disponible: en esta etapa se realiza la validación de los análisis geoquímicos que corresponden a la cromatografía líquida, gaseosa, acoplada a masas, isótopos de carbono y Diamondoides, tanto en forma gráfica (cromatogramas) como cuantitativa, Tablas de valores de concentración de parafinas y biomarcadores,



- relaciones geoquímicas entre biomarcadores y parafinas. Esta información está disponible para cada relación masa/carga correspondiente a cada Biomarcador.
2. Gráficas de parámetros geoquímicos: en esta etapa se realizan los gráficos de cada parámetro geoquímico mediante los datos obtenidos a partir de la cromatografía líquida, gaseosa, acoplada a masas, isótopos de carbono y Diamondoides.
 3. Familias de crudo: en esta etapa se definen las familias de crudo presentes mediante la evaluación de las tendencias que tienen los parámetros geoquímicos en las muestras disponibles y se procede a correlacionar entre las propiedades similares que tengan las muestras de crudo y crudo – extracto de roca.
 4. Origen de gases en la cuenca: mediante la interpretación de datos de isótopos estables de carbono se obtiene el origen de los gases presentes en la cuenca.
 5. Generación de mapas: en esta etapa se realizan los mapas de distribución de propiedades geoquímicas mediante el uso del software Decision Space; se generan pointsets con las coordenadas de las muestras y la propiedad geoquímica a graficar, se usa la operación de merge para sobreponer superficies y evaluar el parámetro necesario ya sea ambiente o evolución térmica; posteriormente con esta distribución de parámetros se define la distribución de las familias de crudo a lo largo de la cuenca Sinú-San Jacinto.

4.1 Revisión de información disponible.

Se cuenta con información de cromatografía realizados a cuatro tipos de muestras: rezumaderos de crudo, rezumaderos de gas, arenas bituminosas y volcanes de lodo; cada muestra tiene análisis SARA y diamondoides con distintas relaciones masa/carga cada una relacionada a un grupo específico de biomarcadores. Esta información fue revisada y validada, separando los cromatogramas de las muestras altamente biodegradadas en los cuales es

complicado realizar una interpretación, los cromatogramas y fragmentogramas con los picos interpretados y los que están sin interpretación los cuales fueron interpretados(Figura 16).

Adicionalmente se tiene disponible la información tabulada de las concentraciones de biomarcadores aromáticos, saturados, diamondoides e isotopos de carbono (dC13SAT y dC13AR9); ésta información se revisó y se eligieron los datos que se iban a usar para realizar la caracterización geoquímica.

En la tabla 7 se presenta la información de cromatografía acoplada a masas disponible para realizar este estudio.

Figura 16: Cromatogramas altamente biodegradados y cromatogramas interpretados.

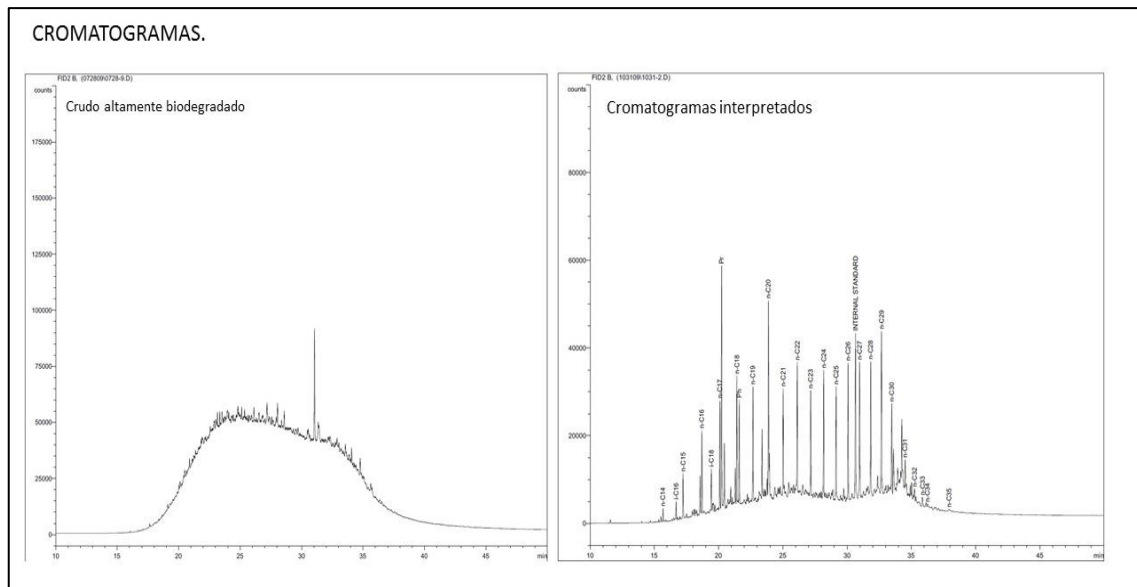


Tabla 7. Información disponible con respecto a la cromatografía acoplada a masas.

INFORMACION DISPONIBLE		
FRACCIÓN	RELACION MASA/CARGA (M/Z)	RELACIONES
Aromática	128,142,156,170,178,184,192,198,206,212,219 y 231	Naftalenos, Fentantrenos, Reteno, Dibenzotiofenos, Esteroides Triaromaticos
Saturada	191,177,217,218	Hopanos y Esteranos
Diamondoides	135,136,149,163,177,187,188,201 y 215	Índice de Metildiamanteno, índice de Metiladamanteno, índice de Etiladamanteno, índice Dimetildiamanteno-1 y 2

4.2 Generación de gráficas de parámetros geoquímicos

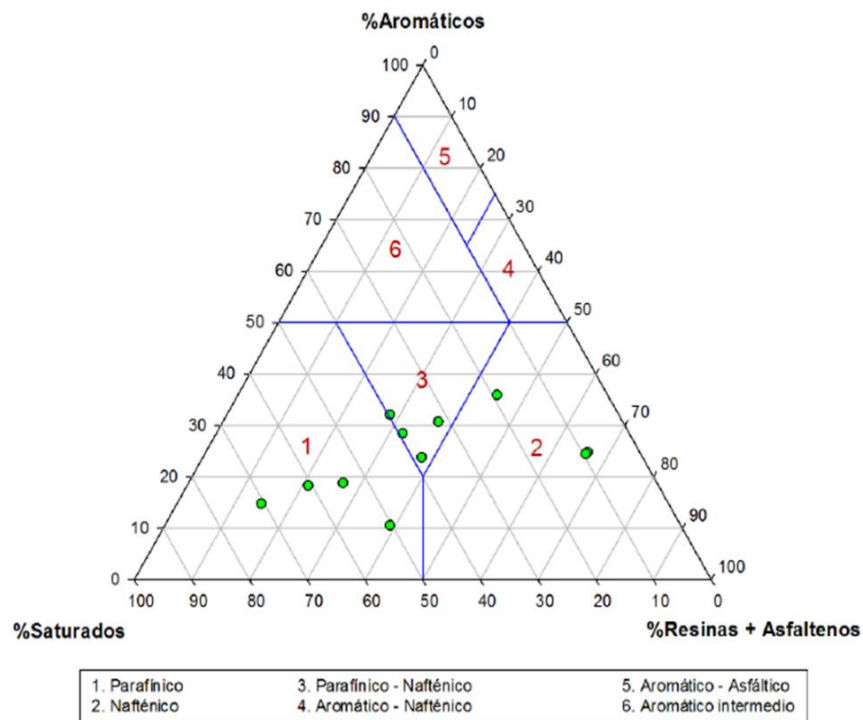
Se discriminan los datos que se van a emplear en este estudio, los cuales son indispensables a la hora de definir parámetros geoquímicos y poder definir calidad de crudos, ambientes de proveniencia de materia orgánica, evolución térmica y origen de gases. Las gráficas se realizan en Microsoft Excel, las cuales varían entre diagramas ternarios (tipo de crudo), gráficos de dispersión y gráficos de líneas 2D.

4.2.1 Diagrama ternario para tipo de crudo

Este diagrama emplea los resultados obtenidos de la separación de fracciones de los crudos hecha con el análisis SARA, cada fracción se ubica en cada vértice del triángulo y la cantidad de cada una se distribuye con porcentajes a lo largo de los lados del triángulo, de acuerdo a esto hay una clasificación estándar con respecto a la cantidad de cada fracción. (Figura 17).

Figura 17: Diagrama ternario para la clasificación de crudos con respecto al análisis

SARA. Fuente: interno de la empresa.



4.2.2 Gráficas de relaciones para establecer ambiente de proveniencia de materia orgánica.

Para establecer el ambiente de proveniencia de la materia orgánica se emplean las siguientes relaciones:

- Relación entre isoprenoides Pristano/Fitano.
- Relación entre Hopanos C35/C34.
- Índice de Oleanano.
- Índice de Gammacerano.
- Diagrama de distribución de Esteranos regulares.



- Relación Esteranos/Hopanos.
- Grafica de relación entre aromáticos Dibenzotiofeno/Fenantreno e isoprenoides Pristano/Fitano.

4.2.3 Graficas de relaciones para establecer evolución térmica.

Para evaluar la evolución térmica de las muestras se usan las siguientes relaciones:

- Índice preferencial de carbones (IPC)
- Relación entre isoprenoides y parafinas (Pristano/nC17 y Fitano/nC18)
- Relación Moretano/Hopano
- Epimerización de esteranos, relación C29S y C29ββ
- Índice de metilfenantreno vs reflectancia de la vitrinita calculada
- Índice de metiladamanteno (MAI) vs índice de metildiamanteno (MDI)

4.2.4 Gráfica de grado de biodegradación.

El grado de biodegradación de las muestras se analiza mediante el uso de diamondoides, se usaron las relaciones Metiladamenteno/adamanteno vs metildiamanteno/diamanteno.

4.3 Definición de familias de crudo

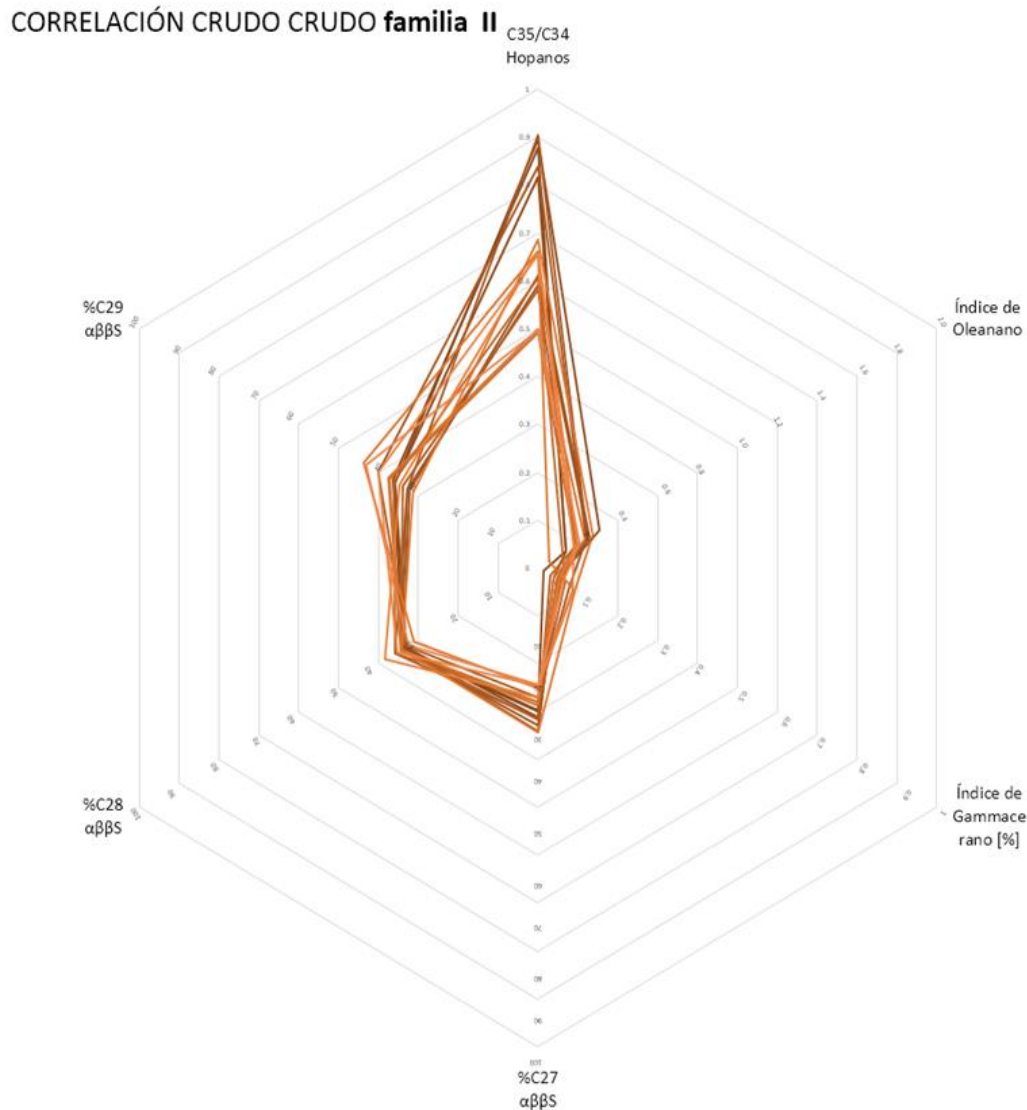
La correlación Crudo - Crudo se realiza mediante el análisis estadístico Cluster, el cual genera una agrupación de Datos mediante el método de distancia más cercana o vecino más cercano, lo cual genera un ajuste o patrón de similitud entre las muestras, que para este caso pertenecen a una misma familia de crudo. Para realizar este método se emplean valores de abundancia correspondientes a Biomarcadores relacionados con Ambiente de depositación, condiciones del ambiente y aporte de materia orgánica, puesto que muestras en estudio tienen



una amplia distribución regional estas presentan distintos grados de evolución termal por lo que no es útil emplear los biomarcadores asociados a estos parámetros para realizar este análisis.

Los gráficos Estrella correspondientes al análisis Cluster son realizados en Excel, a la hora de graficar se debe tener en cuenta que algunos de los parámetros seleccionados son muy sensibles a la Biodegradación por lo que no son datos confiables y son descartados para emplearlos, teniendo claro esto las variables más representativas seleccionadas para este trabajo son: la relación C35/C34 Hopanos, Índice de Oleanano (Oleanano/C30), Índice de Gammacerano, Abundancia de Esteranos C27, C28 y C29. Se obtiene como resultado la correlación de las diferentes muestras y determinando de esta forma las posibles familias de crudo. (Figura 18).

Figura 18: Diagrama de estrella usado para definir familias de crudo en la cuenca.



4.4 Definición de origen de los gases mediante el uso de isótopos estables de carbono.

Para definir el origen de los gases se emplea la información suministrada en ECOJETROL –ICP Informe de Evaluación del Potencial Petrolífero Sinú - Urabá en el que se tomaron muestras de rezumaderos de gas, a pesar de tener este informe la información acerca de los isótopos y composición de las muestras de gas es muy restringida y solo se puede establecer la relación de $\delta^{13}C_1$ y $\delta^{13}CO_2$, relación que muestra la tendencia de biodegradación de las



muestras y la tendencia de actividad de metanogénesis bacterial. Adicional a esto en la información disponible es posible determinar la cantidad de Metano y Etano presente en las muestras, concentraciones que se usan para establecer un origen Biogénico o Termogénico del gas.

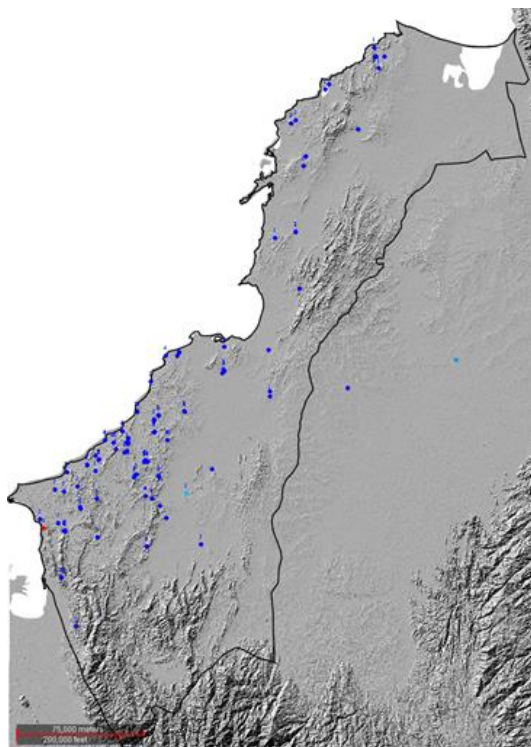
4.5 Generación de mapas de distribución de propiedades

Con el fin de determinar la distribución espacial de los diferentes parámetros determinados para cada crudo, se generan “grids” para poder analizar y determinar la variación de estas a lo largo de la cuenca. Este proceso tiene como valor de entrada un pointset, lo que corresponde a punto en el espacio con una característica o valor asignado. Este pointset se genera a partir de la tabulación de cada de uno de los valores correspondientes a determinado parámetro geoquímico (Figura 19), cada muestra de hidrocarburo en superficie es georreferenciada previamente en el Software empleado (Decision Space), para cada característica en estudio se debe generar un pointset diferente. De esta forma se obtiene un mapa de puntos que se distribuye sobre toda la cuenca (Figura 20).

Figura 19: Tabla de datos de entrada.

Well ID	Cut Seq No	Muestra	Operator	Top MD (feet)	Base MD (feet)	MD (feet)	Azufre	API	Pr_Ph	Pr_nC17	Ph_nC18	Vitrinite_Ref_Cal	Ind_Oleanano
1	1853	1 Muestra 1	UNKNOWN	0.00	10,000.00	0.00			3.52	4.48	2.71	0.95	0.97
2	1854	1 Muestra 2	UNKNOWN	0.00	10,000.00	0.00			3.35	3.66	1.69	0.82	1.00
3	1855	1 Muestra 3	UNKNOWN	0.00	10,000.00	0.00			1.42	0.51	1.16	1.14	0.46
4	1856	1 Muestra 4	UNKNOWN	0.00	10,000.00	0.00			2.15	0.47	2.15	0.57	0.49
5	598	1 Muestra 5	INE	0.00	10,000.00	0.00							
6	1857	1 Muestra 6	UNKNOWN	0.00	10,000.00	0.00			1.50	0.33	1.07	1.16	1.51
7	1858	1 Muestra 7	UNKNOWN	0.00	10,000.00	0.00			1.94	0.56	0.77	1.12	1.88
8	1859	1 Muestra 8	UNKNOWN	0.00	10,000.00	0.00			1.15	0.53	1.56	0.96	1.76
9	1860	1 Muestra 9	UNKNOWN	0.00	10,000.00	0.00			0.80	0.67	1.55	0.95	2.01
10	1861	1 Muestra 10	UNKNOWN	0.00	10,000.00	0.00				1.21		0.61	0.22
11	1862	1 Muestra 11	UNKNOWN	0.00	10,000.00	0.00			0.97	0.64	1.06	0.88	3.77
12	1863	1 Muestra 12	UNKNOWN	0.00	10,000.00	0.00				0.33			0.93
13	1864	1 Muestra 13	UNKNOWN	0.00	10,000.00	0.00			0.88	0.53	1.01	1.25	0.95
14	1865	1 Muestra 14	UNKNOWN	0.00	10,000.00	0.00	0.15	15.05	1.00	0.40	0.80	0.74	0.46
15	1866	1 Muestra 15	UNKNOWN	0.00	10,000.00	0.00	0.14	12.28	3.00	2.30	0.40	0.79	0.45
16	1867	1 Muestra 16	UNKNOWN	0.00	10,000.00	0.00			0.89	0.58	0.77	0.74	1.16
17	1868	1 Muestra 17	UNKNOWN	0.00	10,000.00	0.00			0.66	0.44	0.77	0.95	1.48
18	1869	1 Muestra 18	UNKNOWN	0.00	10,000.00	0.00			2.12	1.26	1.52	0.87	1.38
19	1870	1 Muestra 19	UNKNOWN	0.00	10,000.00	0.00			0.89	0.30	1.11	1.10	1.47
20	1871	1 Muestra 20	UNKNOWN	0.00	10,000.00	0.00			0.79	0.67	0.79	0.83	1.35
21	1872	1 Muestra 21	UNKNOWN	0.00	10,000.00	0.00			0.60	1.01	1.52	0.82	3.59
22	1873	1 Muestra 22	UNKNOWN	0.00	10,000.00	0.00			0.93	1.12	0.88	0.76	4.61
23	1874	1 Muestra 23	UNKNOWN	0.00	10,000.00	0.00			0.86	0.49	1.49	1.16	1.24
24	1875	1 Muestra 24	UNKNOWN	0.00	10,000.00	0.00	1.44	13.34	1.30	0.90	0.90	0.75	
25	1876	1 Muestra 25	UNKNOWN	0.00	10,000.00	0.00				1.40	0.00	0.95	

Figura 20: Mapa de distribución de puntos de datos en la cuenca Sinú San Jacinto.

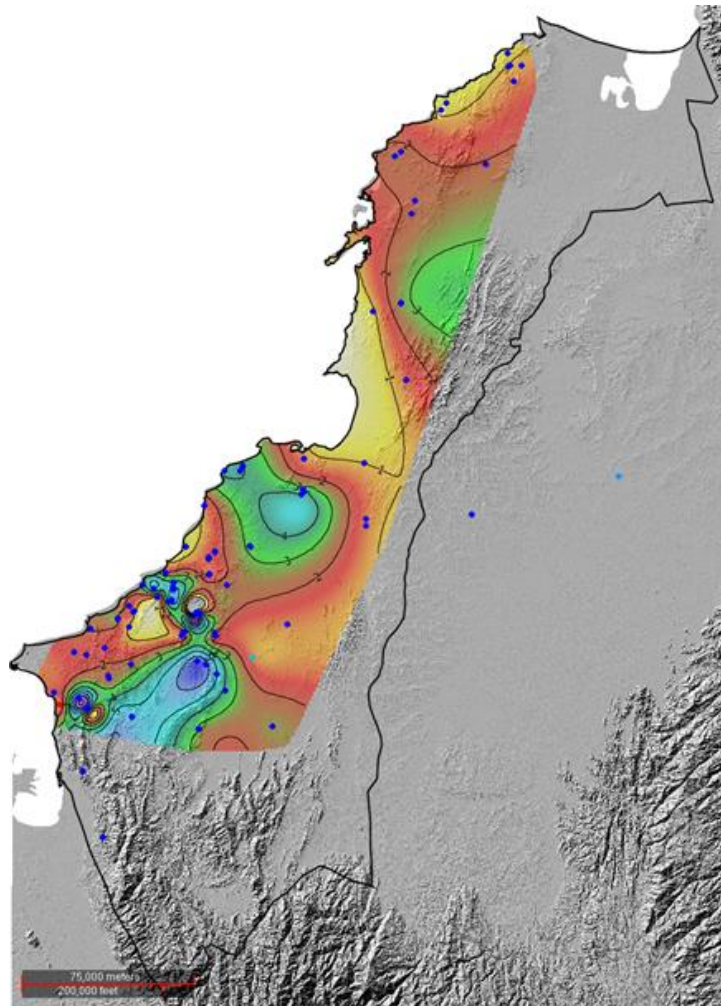




Cada uno de los pointset generados es el input para generar un grid correspondiente a determinado parámetro; el grid se genera enmarcado en un polígono que corresponde a los límites de la cuenca Sinú - San Jacinto, la generación del grid se da mediante una extrapolación generada por el programa con cada uno de los valores que asignados a cada ubicación, de ahí la determinación de la variación a lo largo de la cuenca.

El mapa que se obtiene (Figura 21) debe pasar por un control de calidad puesto que en algunos casos la extrapolación realizada omite cierta cantidad de puntos para ajustar las cotas, sin embargo en este estudio es importante tener en cuenta los puntos “anómalos” puesto que representan una variación de determinada característica en una corta distancia.

Figura 21: Mapa de distribución de datos a lo largo de la cuenca.



5 Análisis y presentación de resultados.

5.1 Caracterización geoquímica.

5.1.1 Propiedades geoquímicas generales

Los resultados de los parámetros básicos de muestras de crudo (rezumaderos) muestran gravedades API distribuidas en dos grupos, muestras con baja a media gravedad API que corresponden a valores entre 12-21° API y muestras con media a alta gravedad API cuyos

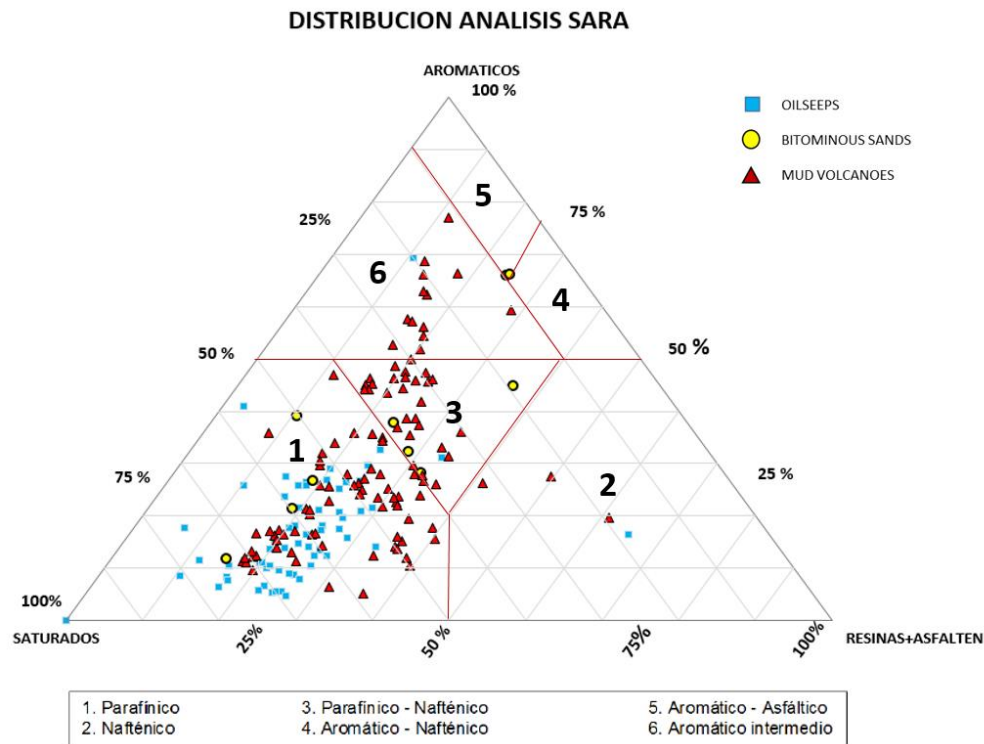
valores corresponden a 29-42°API . La cantidad de azufre presente en las muestras es variable y no muestra una relación directa con la gravedad API de estas (Tabla 8).

Según los datos obtenidos a partir de la separación de fracciones del crudo (análisis S.A.R.A) se presenta como resultado crudos con mayor proporción de hidrocarburos saturados para todas las muestras; según el diagrama ternario de distribución de las fracciones del crudo se obtiene que la mayoría de las muestras clasifican en crudos parafinicos – parafinicos naftelicos y una pequeña cantidad de las muestras corresponden a crudos aromáticos intermedios (Figura 22).

Tabla 8.Resultados de los análisis geoquímicos básicos de los crudos.

Parámetros Geoquímicos Básicos					
Rezumadero	Azufre	Gravedad	Densidad	Nickel	Vanadio
n°	(%)	API	(g/ml)	(ppm)	(ppm)
1	1,544	21,28	0,925	3,05	95,8
2	1,703	14,39	0,969	0,415	55,2
3	1,602	17,23	0,951	0,83	47,5
4	1,414	13,34	0,976		
5					
6	0,201	16,87	0,953	<0,208	2,66
7	0,259	15,11	0,964		
8					
9					
10	0,196	14,28	0,97	<0,208	0,93
11	0,21	29,07	0,88	<0,209	12,2
12	0,076	42,14	0,814	<0,210	1,55
13	0,152	35,85	0,845	<0,211	1,84
14	0,174	15,22	0,964	<0,212	0,63
15	1,151	15,05	0,965		
16	1,142	12,28	0,983	0,519	77,3
17					
18	0,915	16,56	0,955	0,444	38,3
19	0,111	15,89	0,959		

Figura 22: Gráfica ternaria para definir tipo de crudo mediante el análisis SARA



5.1.2 Origen de la materia orgánica

Para evaluar el origen de la materia orgánica presente en las muestras se utilizan los siguientes parámetros: distribución de los n-Alcanos y la relación TAR (terrigenous/aquatic ratio).

La distribución de los n-Alcanos determina el origen de la materia orgánica a partir de la predominancia de los alcanos, los de baja masa molecular indican que la materia orgánica proviene de ambientes marinos (abundancia de n-C15, n-C17, n-C19) mientras que en menor cantidad están los alcanos de alta masa molecular > n-C25 los cuales indican materia orgánica de origen terrestre y plantas superiores. Cabe destacar que esta relación puede presentar cierto grado de incertidumbre debido a que las muestras disponibles para este trabajo se encuentran con algún grado de biodegradación puesto que son muestras de superficie y los



microorganismos presentes en estas condiciones puede estar alterando la presencia de los compuestos detectados por la cromatografía. (Figuras 22 ,23 y 24).

La relación TAR (ecuación 1) consiste en la abundancia relativa de los n-alcanos de baja masa molecular (< n-C25) respecto a los de alta masa molecular (> n-C25), si esta relación es mayor que 1 se concluye que hay más abundancia de alcanos con alta masa molecular y si es menor que 1 habrá mayor abundancia de alcanos con baja masa molecular; en este caso se tienen los dos escenarios, muestras que presentan mayor aporte de materia orgánica de tipo marino y muestras que presentan mayor aporte de materia orgánica de origen continental. (Figura 26)

$$TAR = \frac{C27 + C29 + C31}{C15 + C17 + C19} \quad \text{Ecuación 1}$$

Figura 23: Distribución de los n-alcenos.

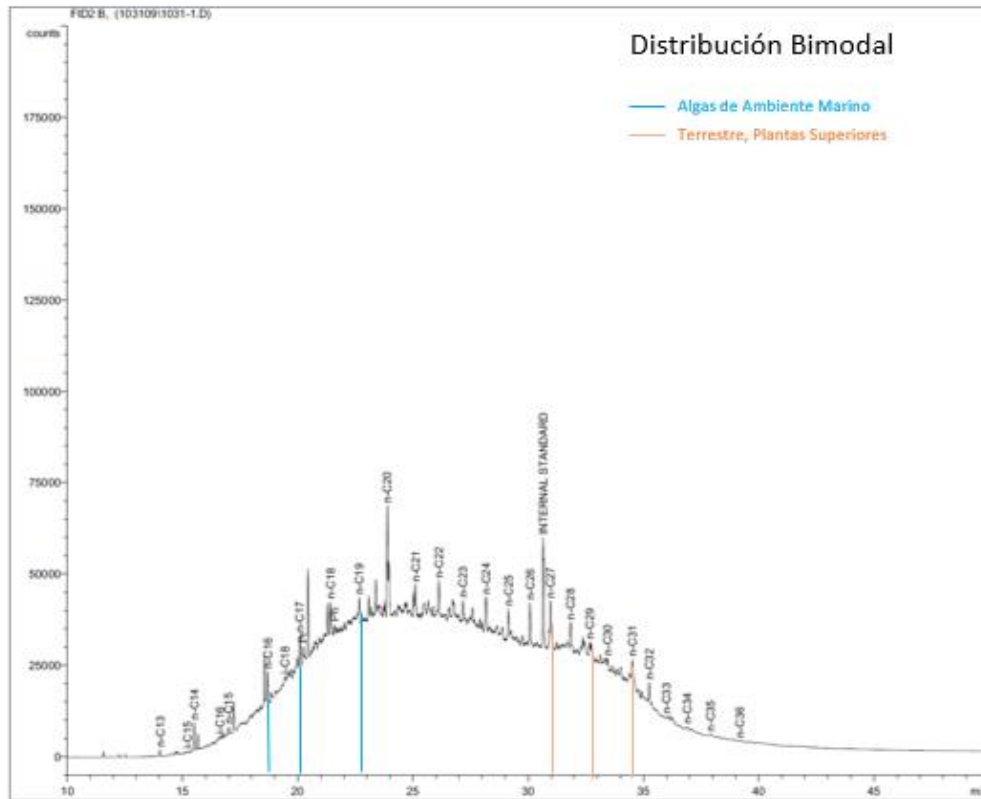


Figura 24: Distribución de los n-alcenos.

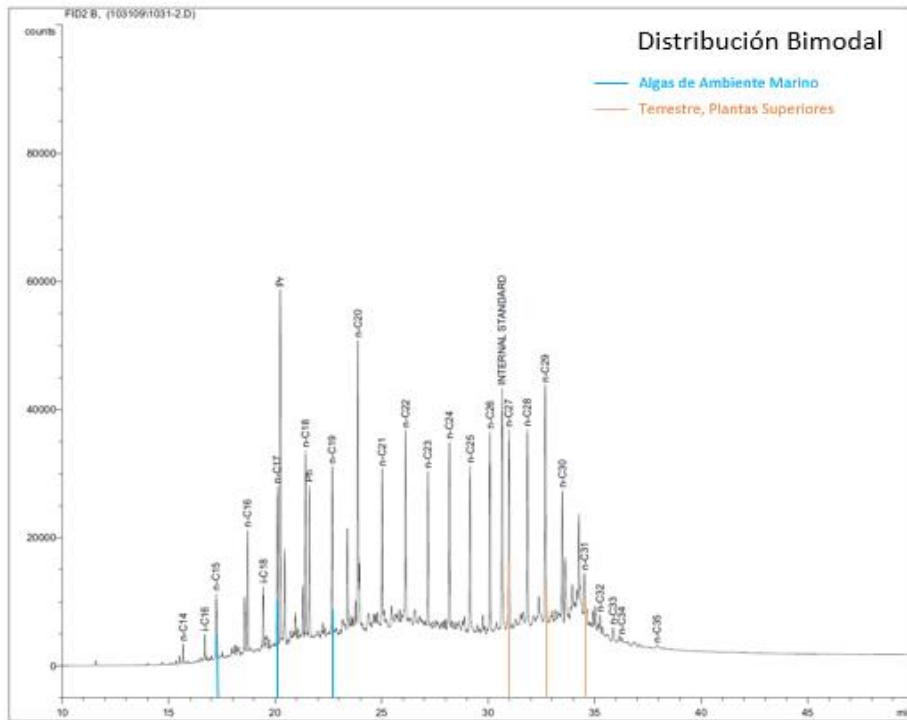


Figura 25: Distribución de los n-alcenos

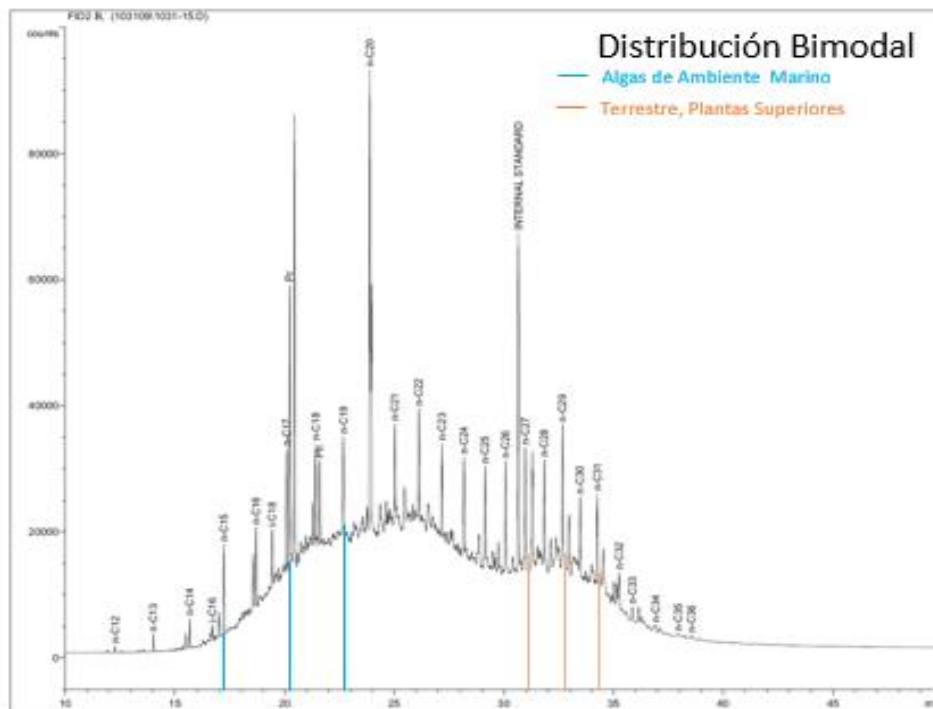
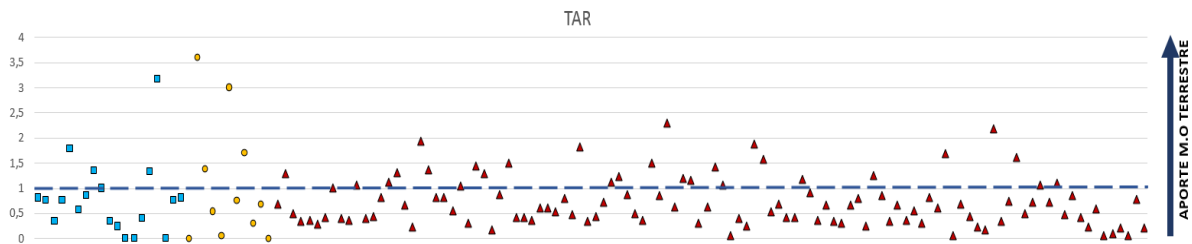


Figura 26: Gráfica de distribución de datos de la relación TAR.



5.1.3 Ambientes de depositación y origen de la materia orgánica

Las relaciones correspondientes a biomarcadores indicadores de ambientes de sedimentación arrojan resultados bastante similares entre sí para la mayoría de datos, sin embargo existen muestras con valores que divergen del principal comportamiento, la relación entre los Isoprenoides Pristano/Fitano (Pr/Ph) presenta una gran distribución de valores, la mayoría de las muestras se encuentran en un rango de 1 – 3 indicando para estas un ambiente de sedimentación con condiciones subóxicas; se presentan otros rangos con una cantidad de muestras menor, en el rango que corresponde a valores mayores a 3 se tienen las muestras que fueron sedimentadas en un ambiente óxico, terrestre y por último en una menor cantidad se presentan muestras con valores menores que 1 indicando condiciones anóxicas en el ambiente y sugiriendo un ambiente de sedimentación Marino profundo. (Figura 27).

La relación entre Hopanos C35/C34 (Figura 28) determinante de las condiciones oxidantes del ambiente de depositación arroja valores que varían en un intervalo de 0.8 a 0.2 teniendo que a medida que la relación decrece el oxígeno en el medio aumenta teniendo de esta forma una distribución de muestras que van desde un ambiente subóxico a óxico; con el fin de

identificar las condiciones de salinidad del medio de sedimentación de la materia orgánica se evalúa la Relación de Gammacerano con el Hopano C30 (Figura 29), Biomarcador indicador de salinidad del medio y estratificación de la columna de agua (Philip et al ,1989), (Crocks y Summons,2003), de esta forma se determina que las muestras tienen valores muy bajos de Gammacerano casi nulos, con la excepción de algunas muestras que presentan valores un poco más altos sugiriendo que el medio de sedimentación era un ambiente de baja salinidad sin estratificación en la columna de agua.

El Índice de Oleanano indicador de materia orgánica terrestre correspondiente a plantas superiores de tipo angiospermas así mismo indicador de edad relativa ya que se asocia incremento de plantas de tipo angiospermas durante el Cenozoico (Philp y Gilbert, 1985), (Riva et al, 1988), (Moldowan et al, 1994). Para las muestras tomadas en la cuenca el Índice de Oleanano es variable y se pueden determinar dos grupos de distribución para este parámetro (Figura.29), teniendo como resultado que la concentración de Oleanano en las muestras varía desde bajo a moderado sugiriendo que se tiene aporte de Materia Orgánica terrestre moderado a alto en algunas muestras y en las que presentan baja concentración de Oleanano indican que hay poco aporte de materia orgánica terrestre; teniendo en cuenta que este biomarcador también es indicador de edad en los crudos, se determina para las muestras con alto a moderado índice de Oleanano una edad Cenozoica para la Roca Fuente.

Para identificar las facies orgánicas en las cuales fue depositada la materia orgánica se emplean los Esteranos identificables en los fragmentogramas de relación masa /carga (m/z) 217 y 218.

La distribución de Esteranos Regulares (Figura 31) que se usan para definir las facies orgánicas son: C27ST ($\alpha\beta\beta$ S), C28ST ($\alpha\beta\beta$ S) y C29ST ($\alpha\beta\beta$ S), según (Moldowan et al., 1985)

los esteranos C27 y C28 indican materia orgánica de origen marino siendo estos dos más abundantes en algas rojas, verdes y zooplancton mientras que el Esterano regular C29 indica materia orgánica de origen terrestre. La distribución de los esteranos se representó en un diagrama ternario con límites que corresponden a una facie específica. Como resultado de esto se identifican cuatro facies orgánicas que van desde facies marinas distales pasando por facies estuarinas hasta llegar a facies terrestres con aporte de plantas superiores.

De esta forma se determina el aporte tanto de materia orgánica de origen marino como terrestre esta última en mayor cantidad, teniendo claro que la relación entre Esteranos y Hopanos (Figura 32) es inferior a 1 en la mayoría de las muestras.

Figura 27: Gráfica de distribución de datos de la relación Pristano/Fitano.

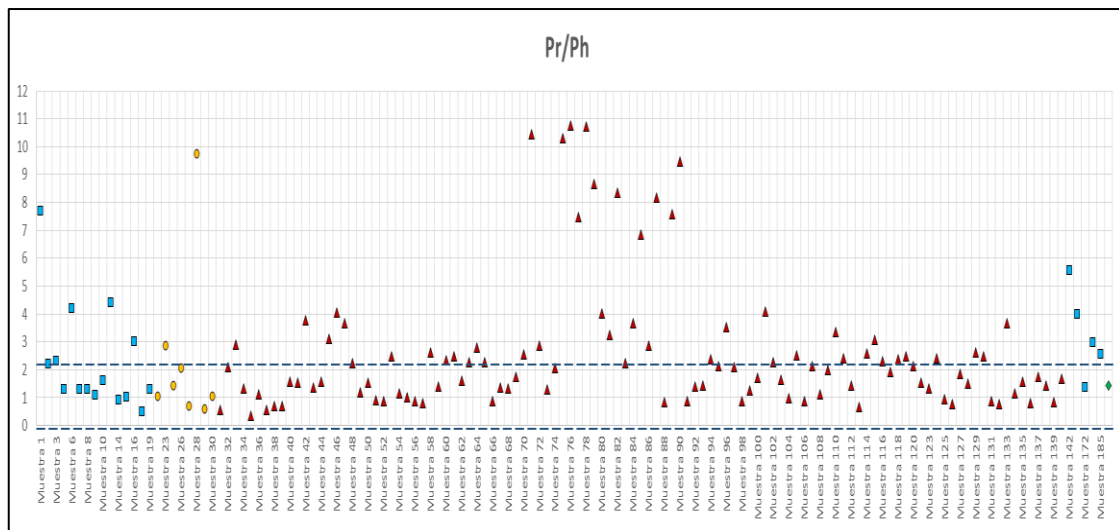


Figura 28: Gráfica de distribución de datos de la relación entre Hopanos C35/C34.

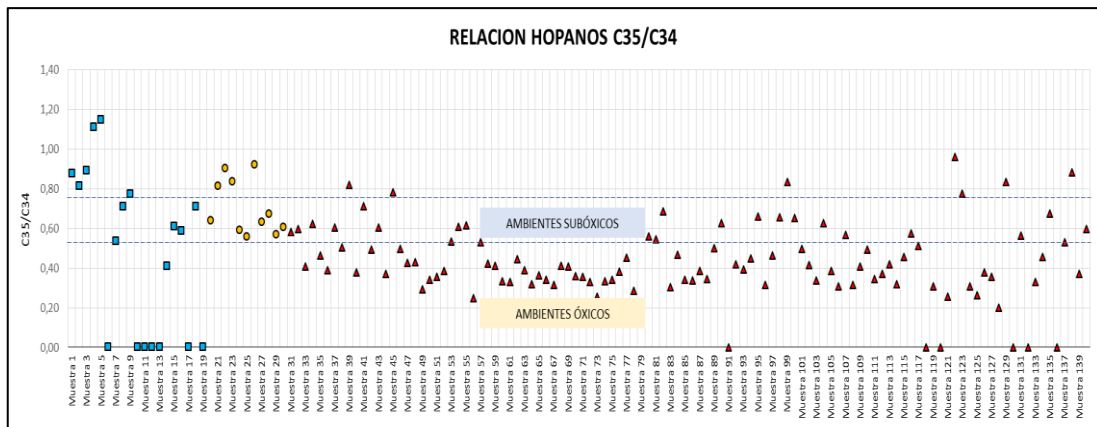


Figura 29: Gráfica de distribución de datos de índice de Gammacerano.

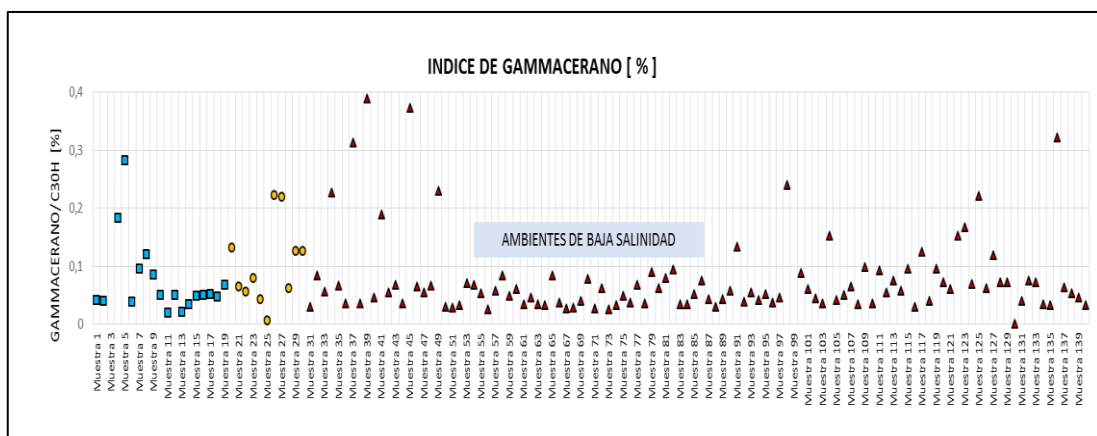


Figura 30: Gráfica de distribución de datos de índice de Oleanano.

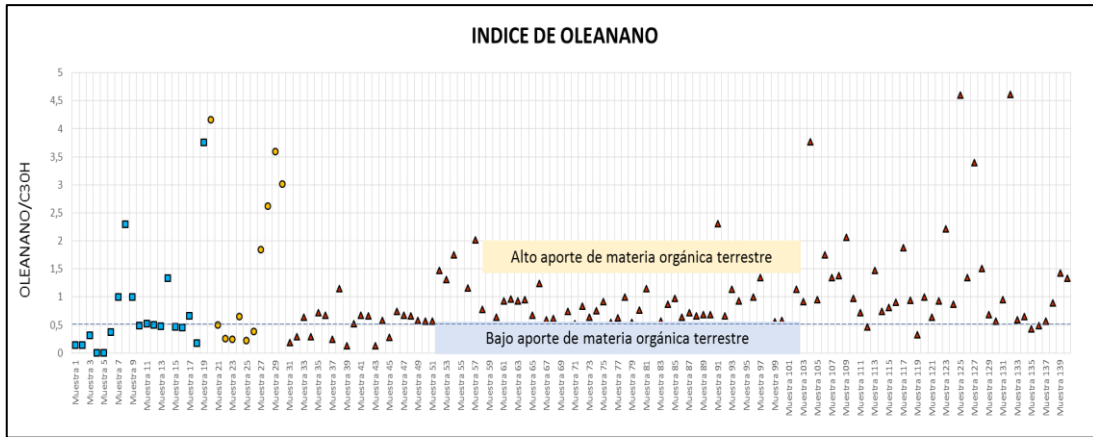


Figura 31: Diagrama ternario de distribución de los Esteranos regulares

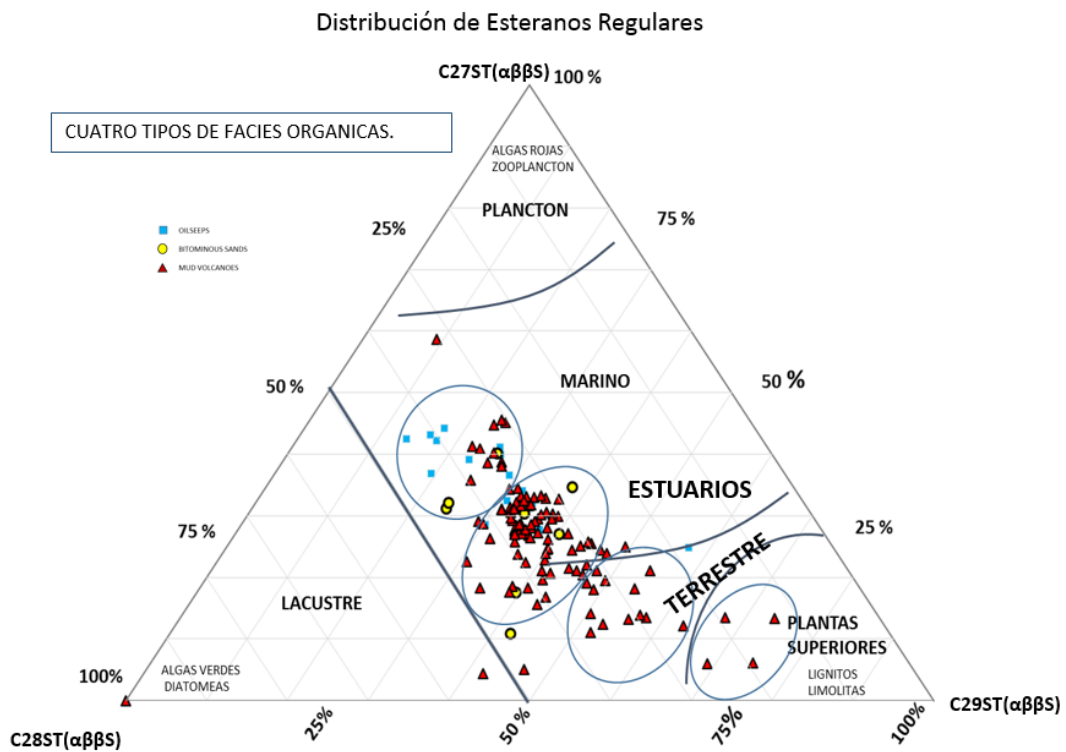
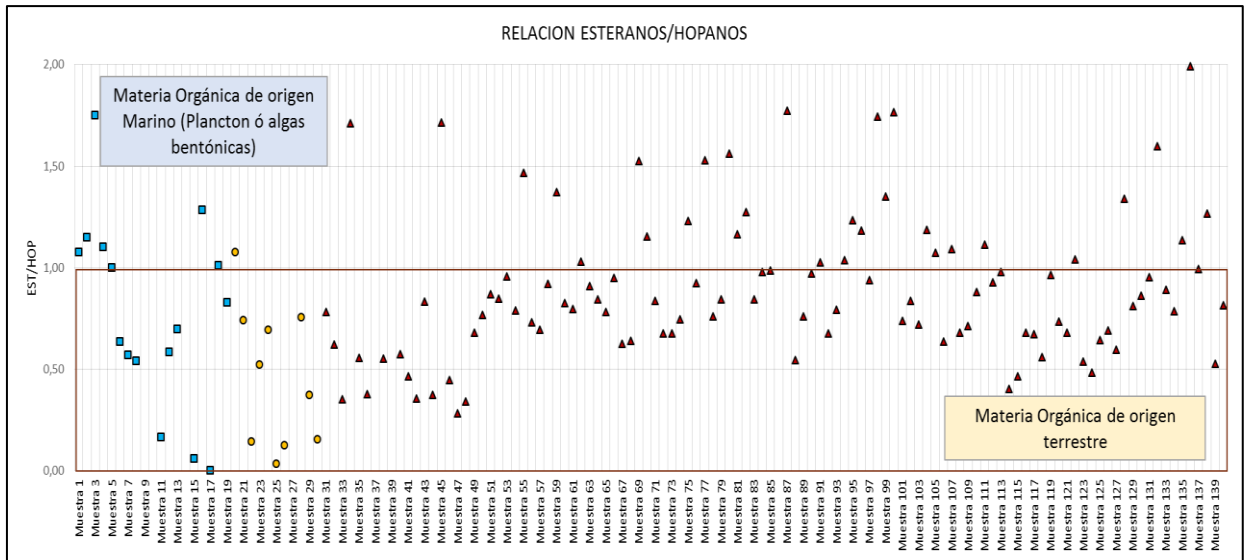


Figura 32: Gráfica de distribución de datos de la relación entre Esteranos/Hopanos.



5.1.4 Evolución térmica

La evolución térmica de los crudos se evalúa mediante los resultados obtenidos de acuerdo a las relaciones establecidas en la metodología establecida; inicialmente se evalúa la relación entre Isoprenoides y Parafinas (Pr/n-C17 y Ph/n-C18), de forma se determina que la mayoría de muestras indican poca evolución térmica, solo un pequeño grupo muestra un mayor grado de evolución (Figura 33).

La relación entre los Terpanos Pentacíclicos Ts y Tm (Figura 34) muestran al igual que la relación anterior una mayoría de muestras que se encuentran inmaduras o poco evolucionadas térmicamente hablando, mientras que una minoría de la muestras en estudio se encuentran alcanzando la madurez térmica presentando valores mayores o iguales a 1 en esta relación, la confiabilidad de esta relación incrementa cuando se tienen crudos correspondientes a la misma

facie orgánica y litológica, pero este no es el caso de las muestras tomadas para este trabajo, ya que anteriormente se determinan varios ambientes de depositación con variedad de facies orgánicas asociadas a estos. La relación Moretanos/Hopanos (Figura 35) (Ecuación 2) se presenta el mismo escenario que en las anteriores relaciones, solo un pequeño grupo de muestras se encuentran evolucionadas térmicamente presentando valores menores que 0.15 y para las muestras poco evolucionadas los valores que muestra esta relación están en el rango de 0.15 a 0.8. La Epimerización de Esteranos, relación C29S vs C29 $\beta\beta$ (Figura 36) arroja dos grupos de muestras uno con poca madurez y otro con una madurez mayor, la relación entre estos dos es directamente proporcional.

La evaluación de la Evolución Térmica con la fracción aromática de las muestras de crudo permite el cálculo de la reflectancia de la vitrinita (R_c) mediante el uso del Índice de Metilfenantreno-1 para esta relación se obtienen Reflectancias de 0.5 a 1.5 indicando que las muestras se encuentran en ventana de generación de aceite, en esta relación se observa la predominancia de dos grupos de distribución en las muestras (Figura 37).

Valores correspondientes a Diamondoides también son empleados para evaluar la evolución térmica de las muestras, es de destacar que estos compuestos se desarrollan mejor cuando las muestras están sobre maduras y hay ausencia de Biomarcadores; la relación entre el Índice de Metiladamanteno-1 vs el Metildiamanteno (Figura 38) permite conocer la Reflectancia de la Vitrinita, como resultado de esta relación se tiene una gran dispersión de datos donde predominan muestras con valores de 1.1 a 1.9, al estar trabajando con crudos poco evolucionados térmicamente esta relación no tiene un buen grado de confiabilidad.

Figura 33: Grafica de Pristano/nC17 vs Fitano/nC18.

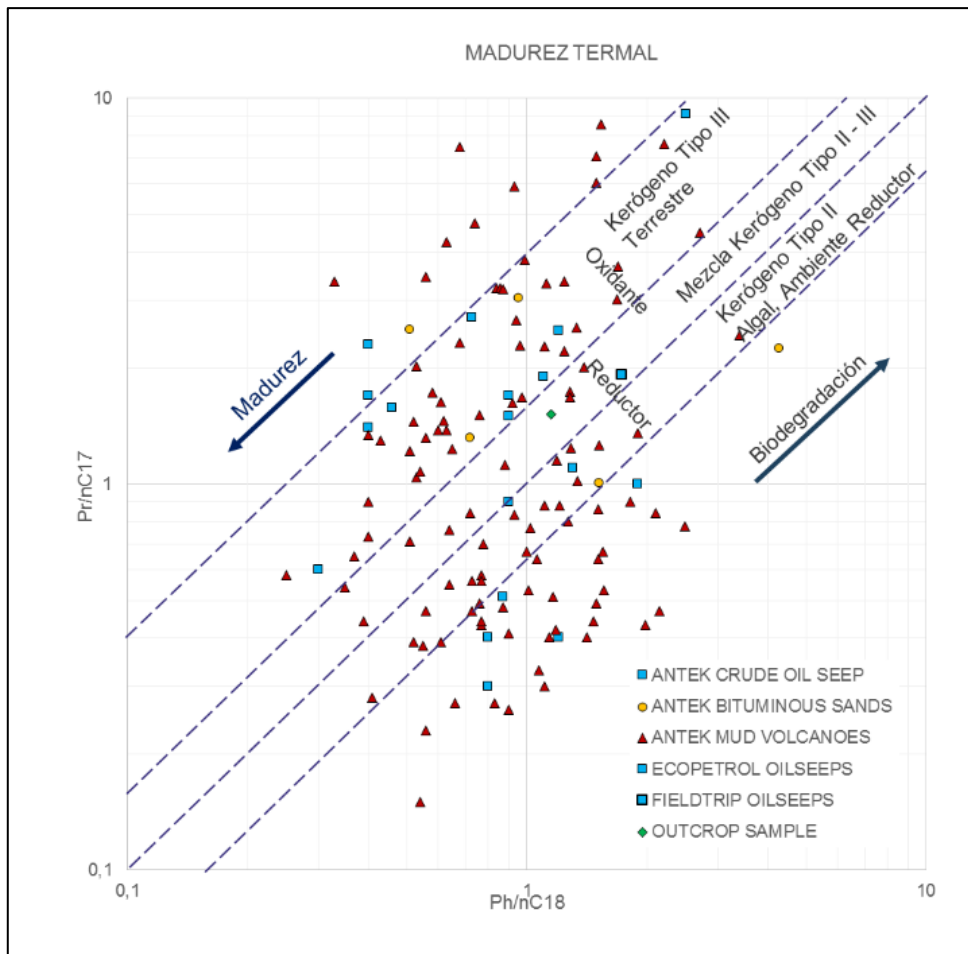
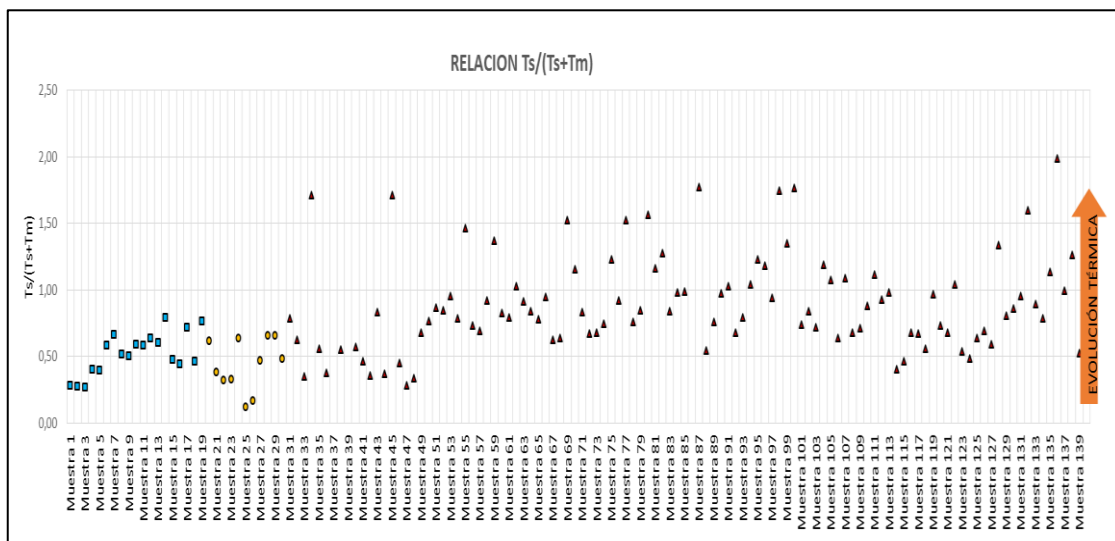


Figura 34: Gráfica de distribución de datos de la relación entre Terpanos Pentacíclicos.



$$\frac{17\beta(H), 21\alpha(H) - \text{Moteranos}}{17\alpha(H), 21\beta(H) - \text{Hopanos}}$$

Ecuación 2

Figura 35: Gráfica de distribución de datos de la relación entre Moretanos/Hopanos.

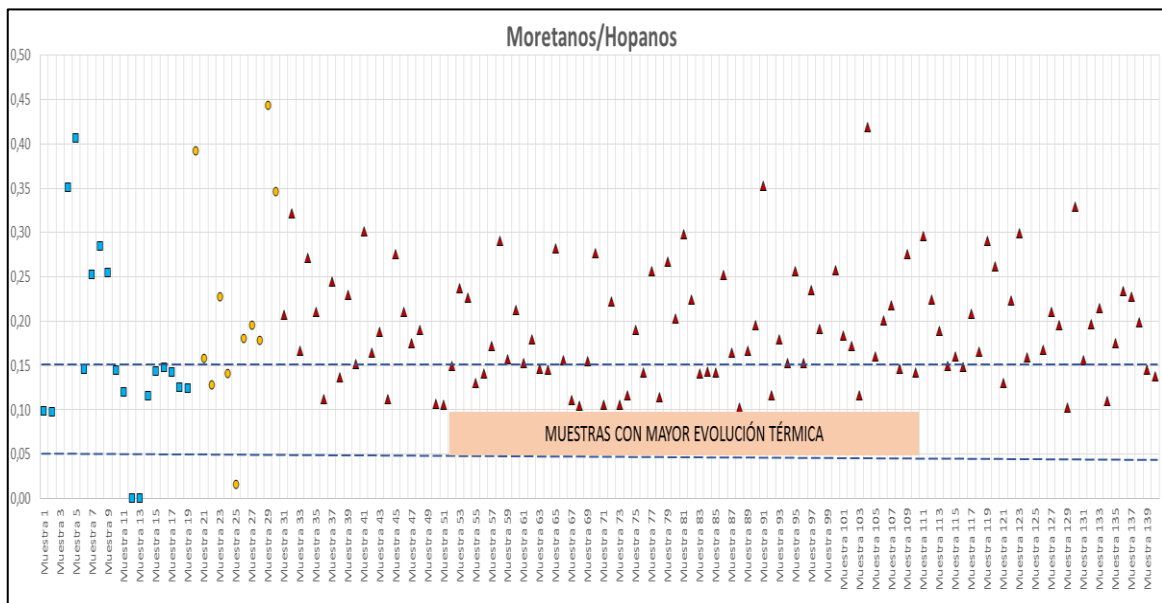


Figura 36: Gráfica de Epimerización de los Esteranos C29.

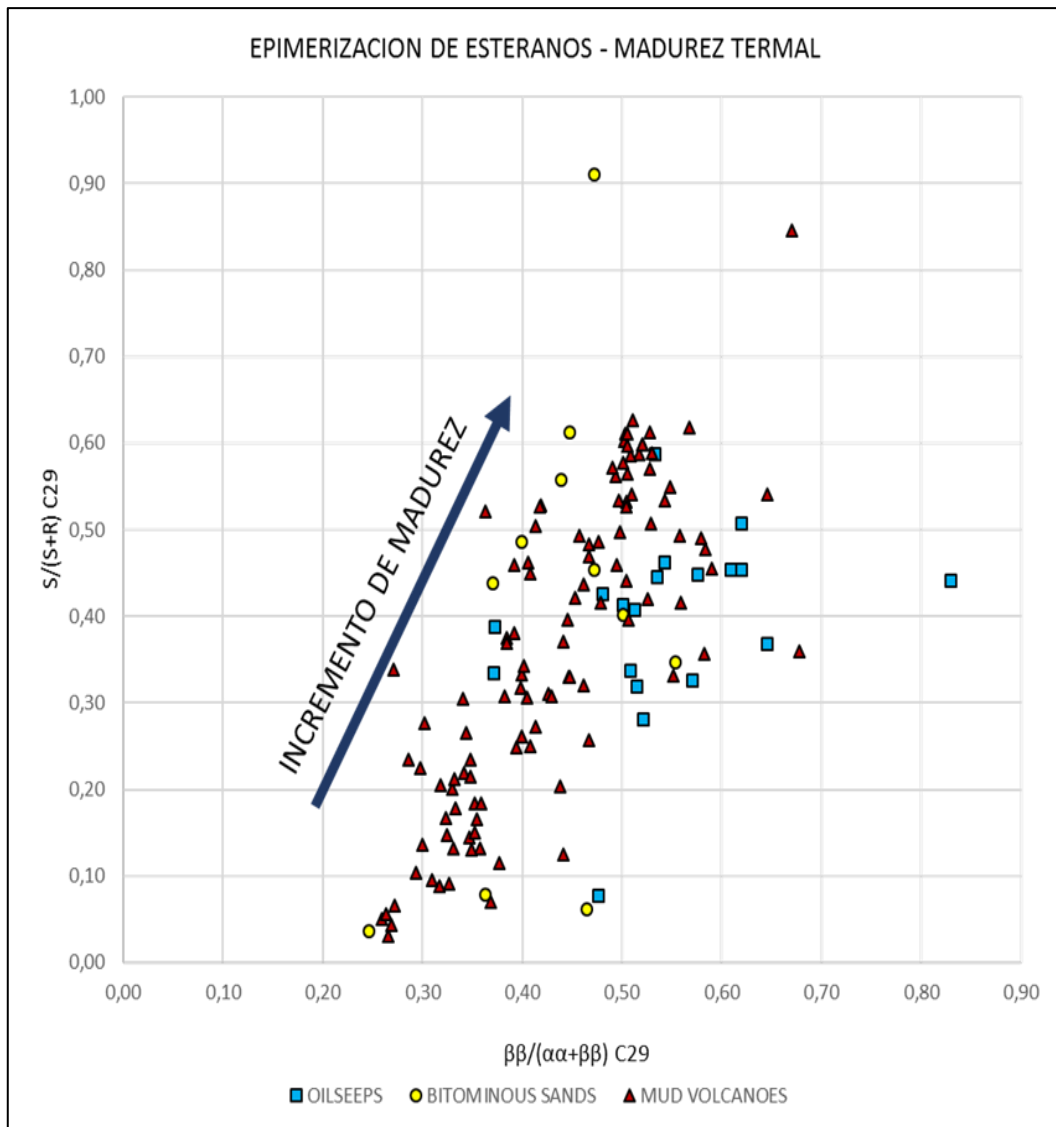


Figura 37: Gráfica de Índice de Metilfenantreno-1 vs Reflectancia de Vitrinita calculada.

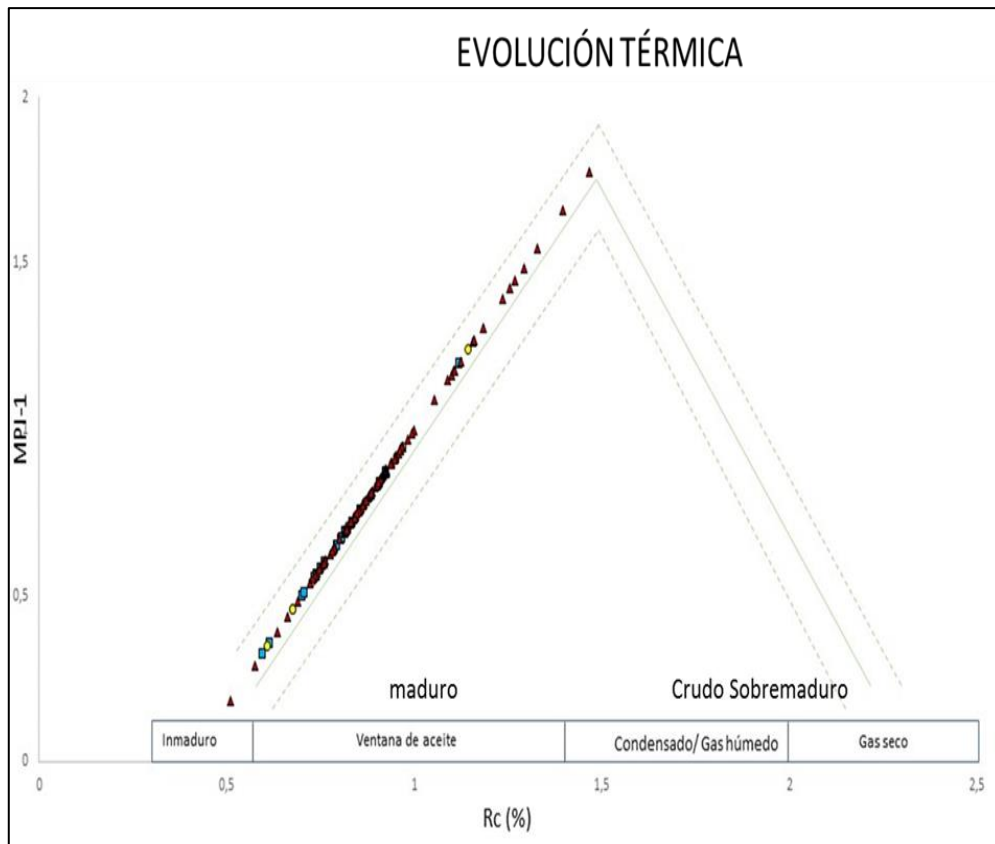
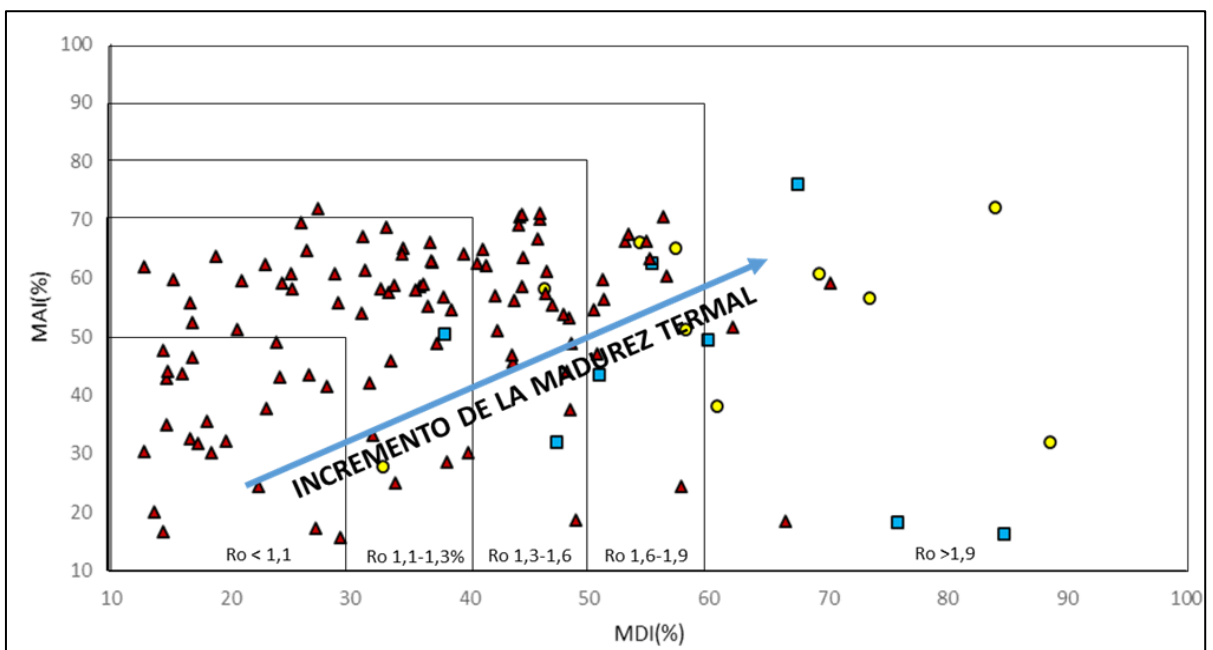


Figura 38: Gráfica del Índice de Metiladamanteno vs Índice de Metildiamanteno.



5.1.5 Grado de biodegradación de las muestras

El grado de biodegradación en las muestras es variable se presentan escalas de biodegradación de 1, 2, 3 (suave), 4 (moderada) y 6 (fuerte) esto basado en un análisis cualitativo que se realiza los cromatogramas y fragmentogramas obtenidos para cada muestra. Para un grado de biodegradación suave se observa la pérdida de los n-Alcanos de baja masa molecular (1) y n-Alcanos alta masa molecular (2) que son la fracción del crudo más susceptible a la biodegradación, cuando no se observan los n-Alcanos se habla de un nivel 3 de biodegradación; para un nivel 4 de biodegradación se tiene un grado de alteración en el que no se observan los Isoprenoides Acíclicos (Figura 39). Cuando se habla de nivel de biodegradación fuerte (6) los Esteranos están degradados parcialmente, se observa en el fragmentograma m/z 217 el C21 Homopregnano (Figura 40) y en el m/z 177 se observa la formación del Hopano Demetilado 25-Norhopano (Figura 41).

Otro índice de biodegradación es el UCM (Unresolved complex mixture) que representa los compuestos que no pueden ser separados e identificados a partir de cromatografía de gases; estas formas indican un inicio de biodegradación; Peters (2005) hace una representación gráfica para los niveles de biodegradación de acuerdo al consumo de los n-alcanos e isoprenoides y la presencia de UCM en los cromatogramas; según esta escala las muestras de este estudio presentan un grado de biodegradación moderado a severo (Figura 42 a,b y c).

Figura 39: Ejemplos gráficos del grado de biodegradación de las muestras analizadas.

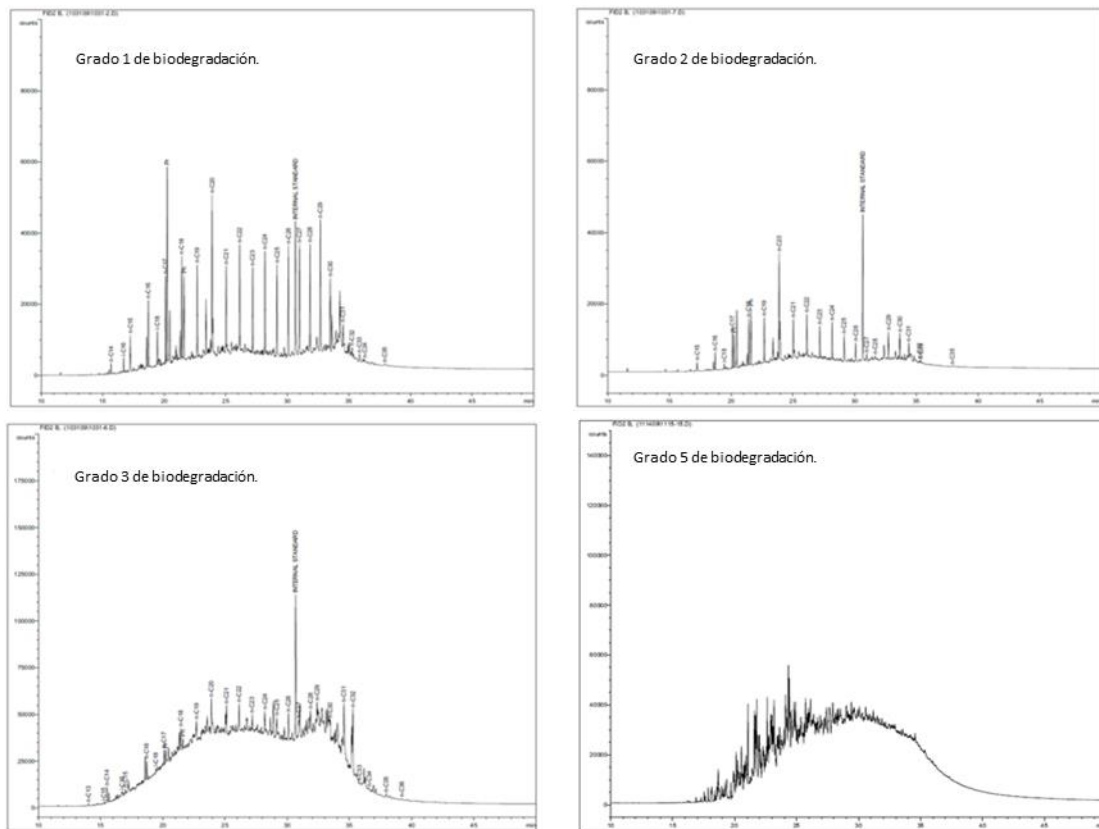
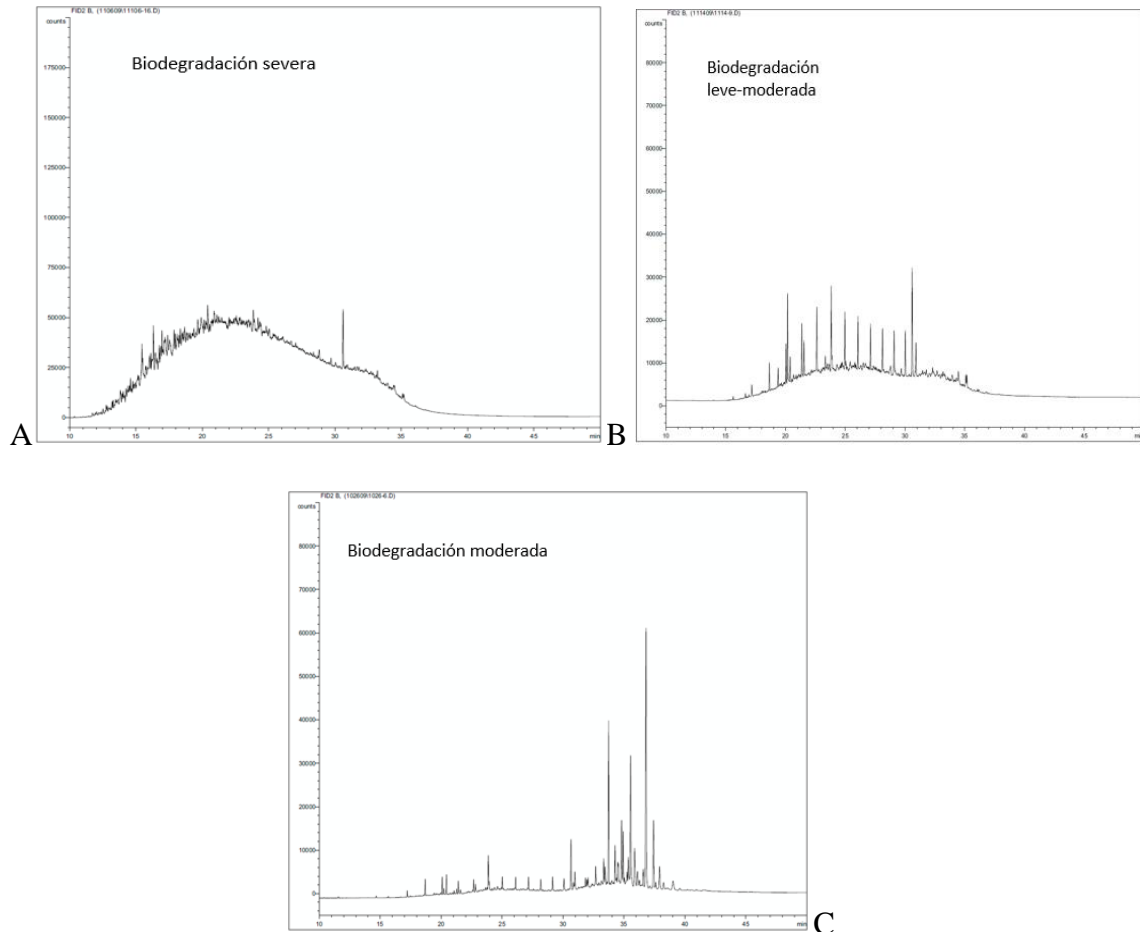


Figura 42: Cromatogramas con UCM para definir grado de biodegradación.



Nota: A. Cromatograma mostrando un grado de biodegradación severa. B. Cromatograma mostrando un grado de biodegradacion leve a moderada. C. Cromatograma mostrando un grado de biodegradación moderada.

5.1.6 Origen del gas en la cuenca

Para establecer el origen del gas en la cuenca se usan los datos obtenidos por el ICP en el Informe Evaluación del Potencial Petrolífero del Sinú – Urabá a partir del análisis de las muestras de rezumaderos de gas distribuidas a lo largo de la cuenca, teniendo como resultado que 48 muestras presentan altas concentraciones de Metano y 13 muestras presentan alta

concentración de Etano; según este informe los rezumaderos de gas se encontraron coexistiendo con aceite lo cual es indicador de que el metano puede tener un posible origen termogénico. Así que se procede a analizar los isotopos.

El análisis de la concentración de isotopos y composición de las muestras de gas sugiere que estas son de origen biogénico y termogénico. El gas de origen biogénico (por acción de bacterias) evidenciado porque el CO₂ está consumido y se ha convertido en Metano, además de esto las muestras de gas biogénico están isotópicamente depletadas y presentan concentraciones de $\delta^{13}C_1 \approx < -60$ [‰] (Vaz dos Santos, 2004). El gas de origen termogénico (Por degradación térmica del aceite y descomposición por cracking del kerógeno) es identificable debido a la coexistencia de petróleo y gas en los manaderos donde fueron tomadas las muestras, adicional a esto el isotopo $\delta^{13}C_1 \approx -50 - 40$ [‰] estas concentraciones son típicas de gas de origen termogénico (Vaz dos Santos, 2004).

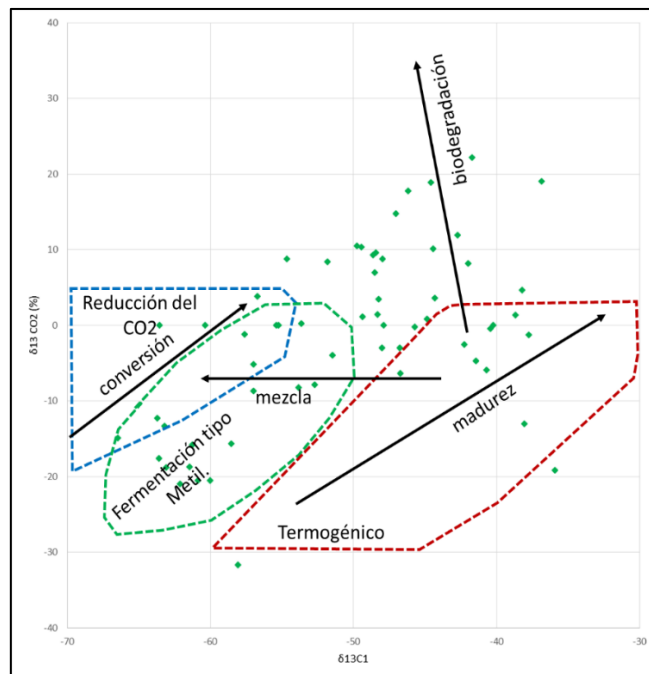
En la figura 43 se observa la relación entre el $\delta^{13}CO_2$ y $\delta^{13}C_1$ donde las muestras presentan una distribución de valores y se agrupan en las zonas de gas de origen termogénico y gas de origen biogénico; también se observan algunas muestras que se encuentran en el área indicada como mezcla.

Los valores positivos del isotopo δ^{13} del dióxido de carbono indica la presencia de biodegradación en las muestras. El δ^{13} enriquecido en CO₂ es altamente indicativo de metano microbial secundario

Las muestras de gas tomadas en la cuenca presentan poca concentración de CO₂ (0-2%) y alto contenido de metano (> 98%) sugiriendo que las muestras de gas son producto de una biodegradación avanzada debido a que el dióxido de carbono es consumido durante la

biodegradación y transformado a metano por un proceso químico de reducción debido a la acción bacteriana. Otro indicador de biodegradación es la alta concentración de $\delta^{13}C_1$ (Vazos Santos, 2004) que durante la biodegradación aumenta la cantidad del isótopo δ^{13} del metano.

Figura 43: Gráfica de Isotopo de Carbono 13 en Dióxido de Carbono vs Isotopo de Carbono 13 en Metano con sus respectivos campos genéticos.



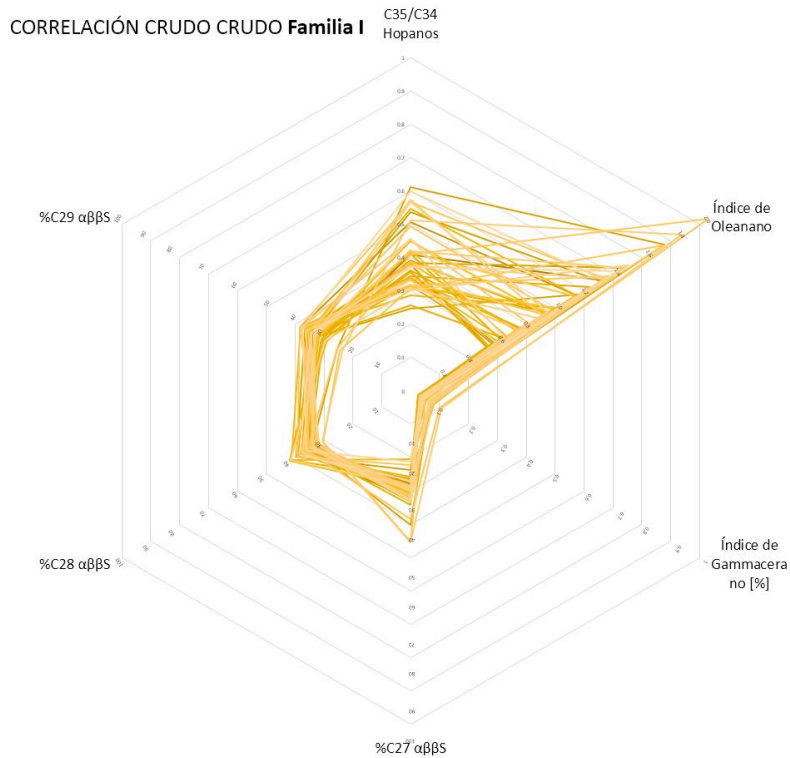
5.1.7 Correlaciones crudo-crudo y crudo-roca

Las muestras correspondientes a la cuenca Sinú San Jacinto analizadas son agrupadas en 2 familias de crudo de acuerdo a las características geoquímicas que presentan, principalmente asociadas a los Biomarcadores presentes en estas. Familia I (Figura 44) (Ver apéndice A) se caracteriza por ser depositada en un ambiente de sedimentación con condiciones oxido reductoras que varían entre condiciones subóxicas a óxicas; en donde se presenta un alto aporte

de materia orgánica terrestre de tipo plantas superiores (alto índice de Oleanano), así mismo presenta una columna de agua con baja salinidad y sin estratificación.

Esta familia presenta una alta concentración de Oleanano, el cual es asociado al incremento de las plantas con flores durante el Terciario siendo así un indicador de edad relativa de roca fuente y relacionando esta familia con una roca fuente de edad Terciario.

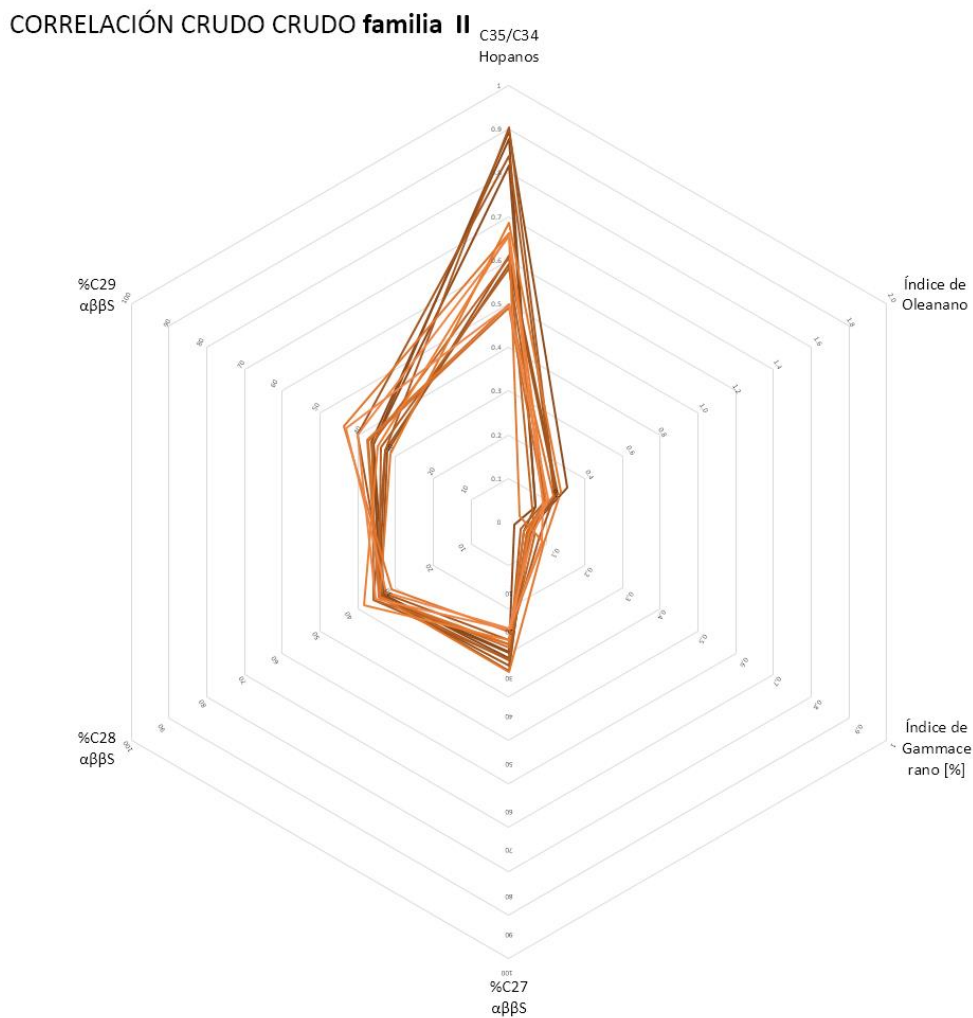
Figura 44: Diagrama de estrella mostrando la correlación que hay entre los crudos de la familia I.



La familia II (Figura 45) (Ver apéndice B) corresponde a un ambiente de depositación con condiciones oxido-reductoras que varían de Anóxicas a condiciones Subóxicas; de esta forma las muestras de esta familia tienen origen en una roca cuyo ambiente de depósito tiene más afinidad marina respecto a la Familia I. El ambiente en donde se deposita esta Roca fuente

presenta aporte de materia orgánica tanto de origen terrestre como de materia orgánica de origen marino., respecto a la salinidad en la columna de Agua correspondiente a este ambiente se determina un nivel bajo sin estratificación alguna de esta.

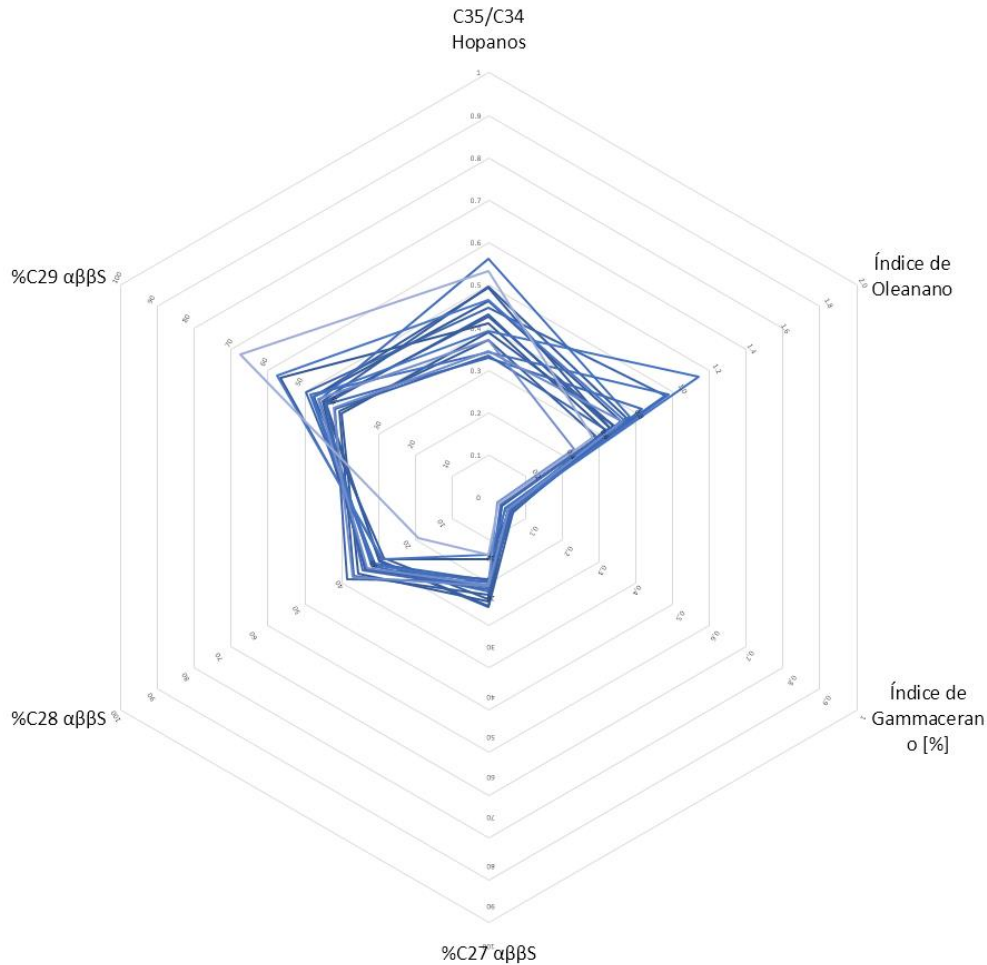
Figura 45: Diagrama de estrella mostrando la correlación que hay entre los crudos de la familia II.



Familia III (Figura 46) (Ver apéndice C), se determinan algunas muestras con características de las dos familias de crudo, estas muestras presentan Oleanano lo que asocia estas a una roca con diagénesis en el Cenozoico, y a su vez con la familia I. Los crudos asociados a esta familia son formados a partir de una roca que se deposita en un ambiente con características oxidoreductoras, Subóxicas a Óxicas, este ambiente tiene un aporte significativo de materia orgánica de origen terrestre (%C29) diferente a plantas angiospermas, sin embargo algunas muestras tienen un aporte importante de algas y el Gammacerano aparece en proporciones bajas.

Figura 46: Diagrama de estrella mostrando la correlación que hay entre los crudos de la familia III.

CORRELACIÓN CRUDO CRUDO Familia III



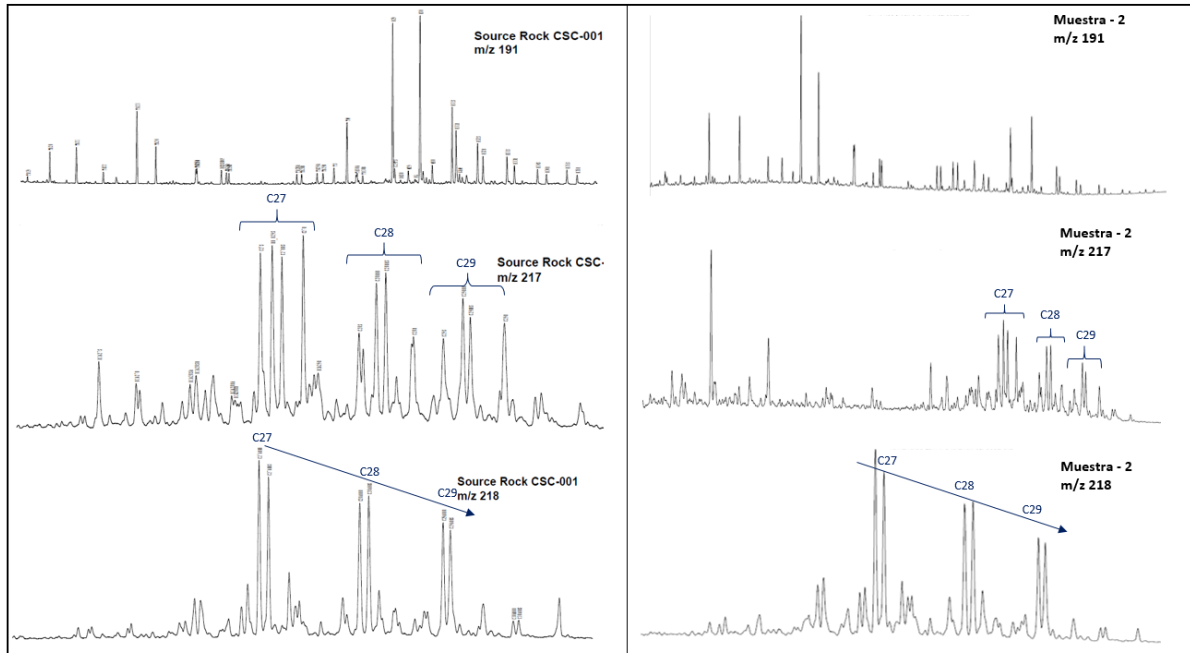


Los cromatogramas y fragmentogramas de extractos de roca analizados por la compañía, correspondientes al Cretácico Superior, Formación Cansona se comparan con los cromatogramas y Fragmentogramas de las familias de crudo, de esta forma se determina que la familia II tiene un perfil de Biomarcadores muy similar al que presenta la formación Cansona, ya que las características entre la muestra obtenida y las muestras de crudo corresponde a las mismas condiciones de un ambiente de sedimentación de tipo Marino.

Geomark (2000) en Niño (2005) muestra el fragmentograma obtenido a partir los datos de microexsudaciones detectadas en Piston Cores al noreste del área en estudio, La Familia I posee una gran semejanza al comparar su perfil de Biomarcadores con el de estas muestras, de esta forma se determina la relación entre esta familia y estas muestras determinadas con una edad de Cenozoico.

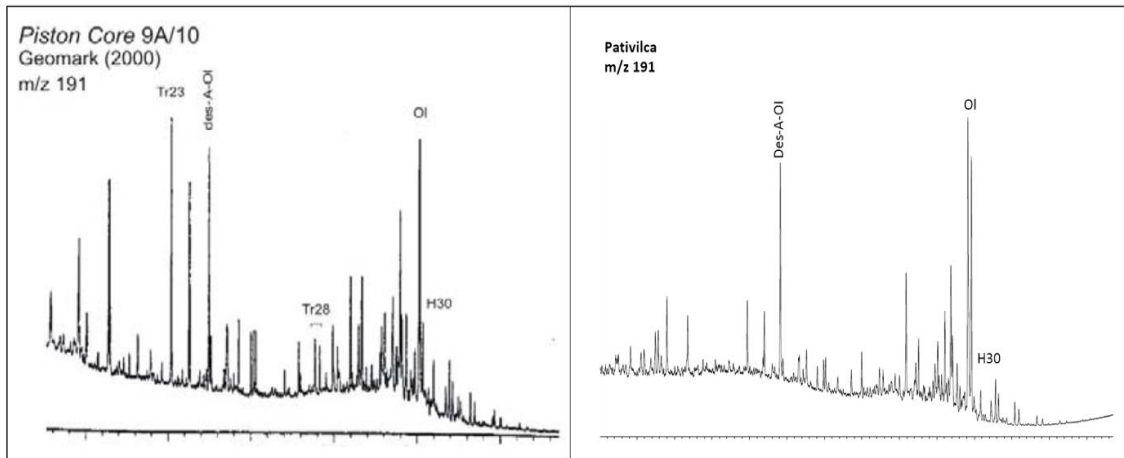
La relación que existe entre la Familia II y la Formación Cansona, basada principalmente en la semejanza que presentan sus diferentes fragmentogramas (Figura 47) (Ver apéndice C), muestran un patrón de distribución correspondiente a ambientes marinos carbonaticos, originado por los Terpanos Tricíclicos (C27, C28, C29), para la muestra de roca como en la muestra de crudo. Estas condiciones de sedimentación en el Noreste de Colombia son relacionadas estrechamente al Cretácico Superior.

Figura 47: Correlación entre los fragmentogramas de muestras de crudo con los de extracto de roca de la formación Cansona en la cuenca Sinú San Jacinto.



La muestra correspondiente al Terciario obtenida por Geomark (2000) referenciada en Niño (2005) muestra una gran abundancia de Oleanano dentro de su composición, a su vez que presenta bajo grado biodegradación representado por el levantamiento de la línea base aunque este no se puede relacionar a toda la familia I, contrario al perfil de Biomarcadores el cual presentan gran semejanza entre las muestras en estudio. (Figura 48) (Ver apéndice D)

Figura 48: Correlación entre los fragmentogramas de muestra de crudo con extracto de roca de edad Terciaria en la cuenca Sinú San Jacinto.



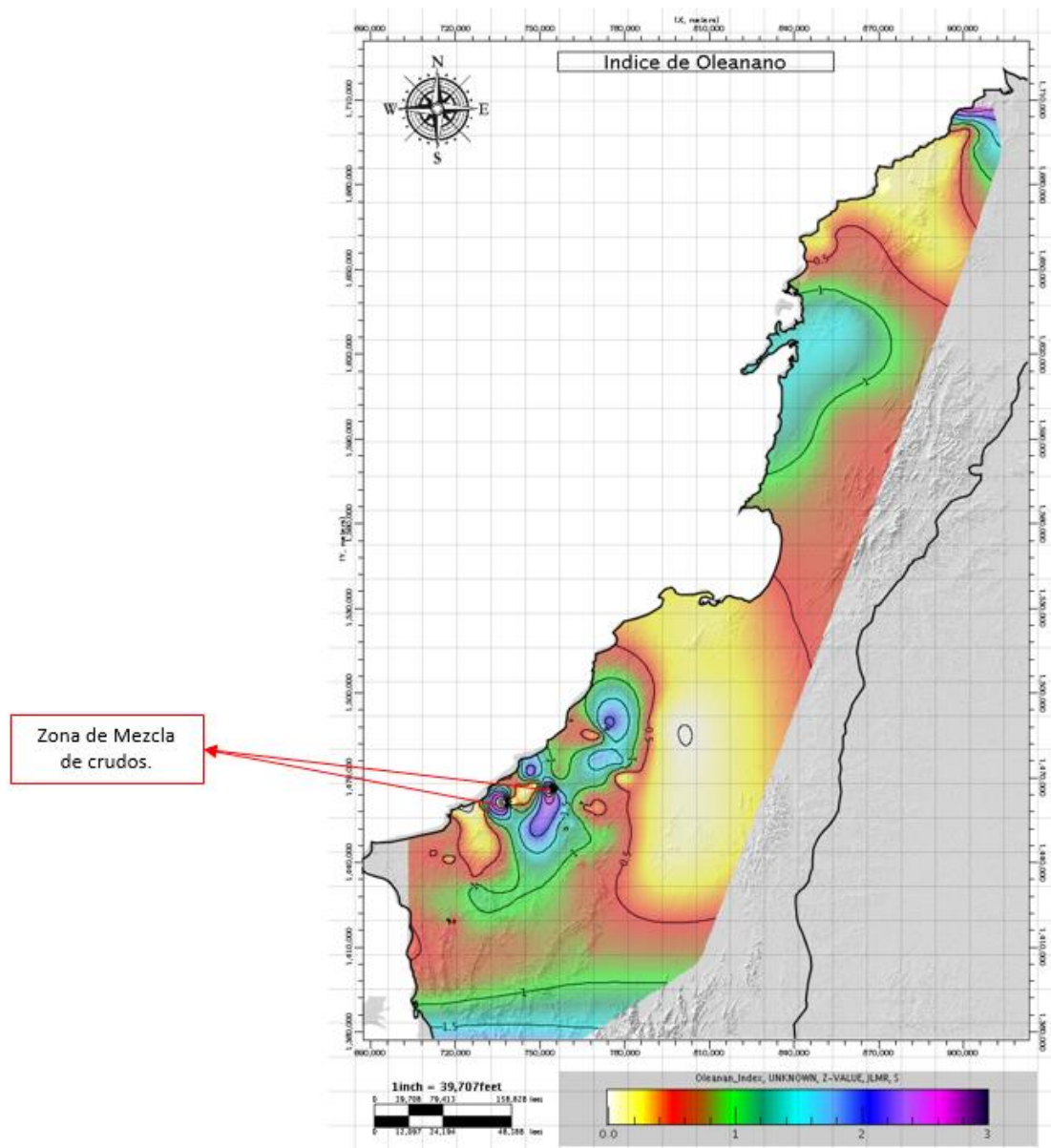
5.2 Mapas de distribución de propiedades geoquímicas en la cuenca

5.2.1 Mapas de origen de la materia orgánica

Para evaluar el origen de la materia orgánica en la cuenca se analizó la distribución del índice de Oleanano y los porcentajes Esteranos Regulares (C27ST ($\alpha\beta\beta$ S), C28ST ($\alpha\beta\beta$ S) y C29ST ($\alpha\beta\beta$ S)).

El índice de Oleanano es variable en la cuenca presentando valores menores que 1 indicando un bajo aporte de Materia Orgánica de tipo plantas superiores y valores mayores que 1 indicando un aporte alto de Materia Orgánica terrestre. En general en la cuenca se presentan valores de 0.5 a 1.0, solo dos áreas presentan valores nulos de Oleanano. La presencia de Oleanano en las muestras también es indicador de que la roca generadora es de una edad Terciaria. (Figura 49) (Ver apéndice D).

Figura 49: Mapa de distribución de Índice de Oleanano en la Cuenca Sinú San Jacinto.



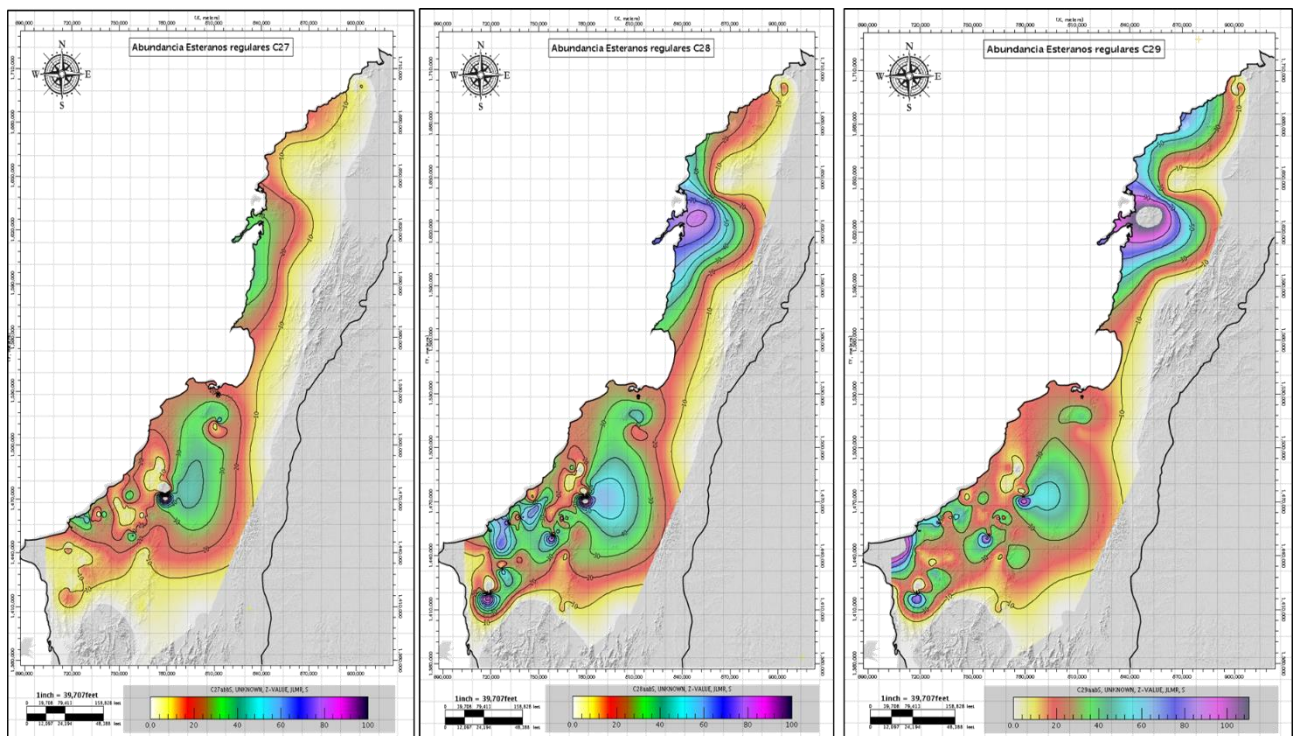
En estas superficies también es posible evidenciar las zonas de mezcla de crudos provenientes de distinta roca generadora.

Las superficies de distribución de los esteranos regulares C27 (Colesterol), C28 (Ergosterol) y C29 (Estigmasterol) a lo largo de la cuenca indican que la mayoría de las muestras tienen

mayor concentración de los Esteranos C28 y C29 lo cual es indicador de que en la cuenca hay aporte de Materia Orgánica tanto terrestre (C29) como de origen marino (C28); en el área Sur de la cuenca la concentración de C28 (Materia Orgánica originaria de Algas verdes y Diatomeas) es mayor, mientras que en el área Norte la concentración de C29 (Materia Orgánica originaria de plantas superiores) es mayor y en cuanto a la concentración de C27 en la Cuenca está alrededor de 10-20% lo cual indica bajo aporte de materia orgánica originaria de Zooplancton.

Esta distribución de concentraciones en cada Esterano indica que hacia el área Noroeste hay un aporte mayor de materia orgánica de tipo plantas superiores que de origen marino y hacia el área Suroeste el aporte de materia orgánica de origen marino es mayor que la de origen terrestre. (Figura 50) (Ver apéndices E, F y G)

Figura 50: Mapas de distribución de Esteranos Regulares C27, C28 y C29 en la cuenca Sinú San Jacinto.





5.2.2 Mapas de Condiciones en el medio de sedimentación en la cuenca Sinú-San Jacinto

Condiciones oxido reductoras del medio

Para evaluar las condiciones en las que se sedimentaron las rocas fuente en la cuenca se hicieron mapas de distribución de los biomarcadores indicadores de condiciones Paleoambientales.

Las condiciones oxido-reductoras del medio sedimentario se evaluaron con la relación entre los Isoprenoides Pristano/Fitano y la relación entre los Hopanos C35/C34. Las condiciones oxido reductoras varían a lo largo de la cuenca pasando de ambientes anóxicos hasta ambientes óxicos, con una mayor tendencia de condiciones subóxicas; hacia el Sur de la cuenca se encuentra gran variación entre los valores de los contornos en el mapa que han sido interpretados como zonas de mezcla de crudos provenientes de distinta roca fuente que se encuentran migrando hacia la superficie en un área pequeña (Figura 51) (Apéndices H e I).

Estratificación de la columna de agua y condiciones de salinidad del medio

En general las condiciones en la columna de agua en la cuenca eran homogéneas ausentes de estratificación y con baja salinidad; solo en los lugares representados en el mapa (Figura 52) (Ver apéndice J) con el color morado a fucsia se presentan las condiciones de mayor salinidad en la cuenca o de una posible estratificación en la columna de agua.

Se presentan en pequeñas zonas variaciones en el Índice de Gammacerano indicando una posible mezcla de crudos de la que se ha hablado anteriormente.

Figura 51: Mapas de distribución de Pristano/fitano y Hopanos C35/C34 para evaluar las condiciones oxido reductoras en la cuenca Sinú San Jacinto.

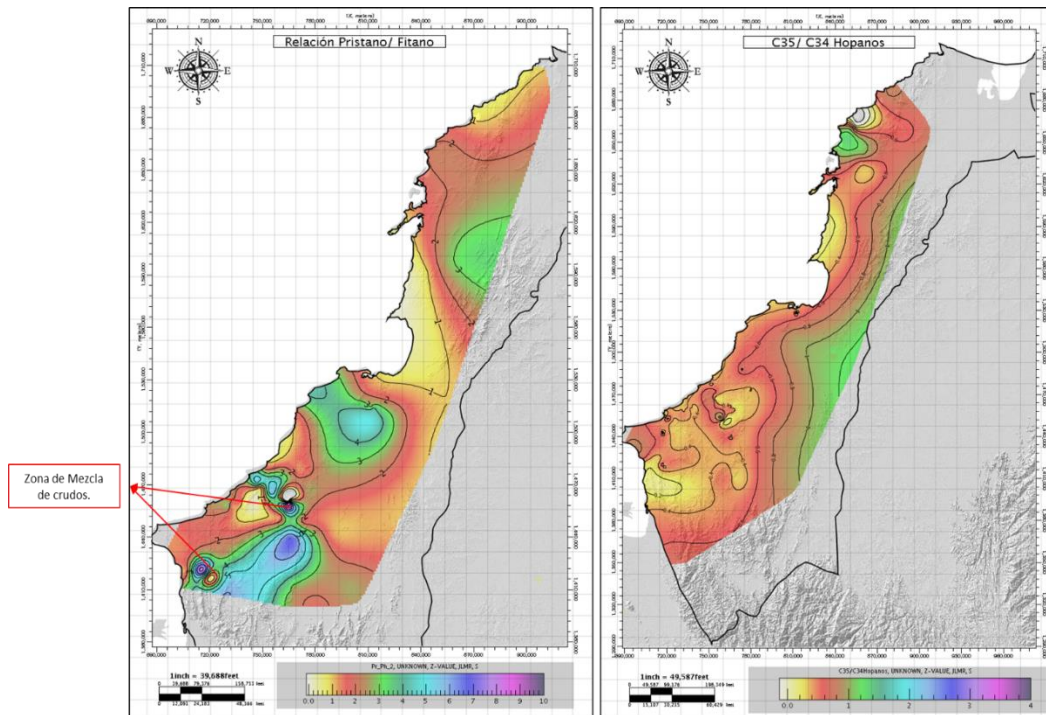
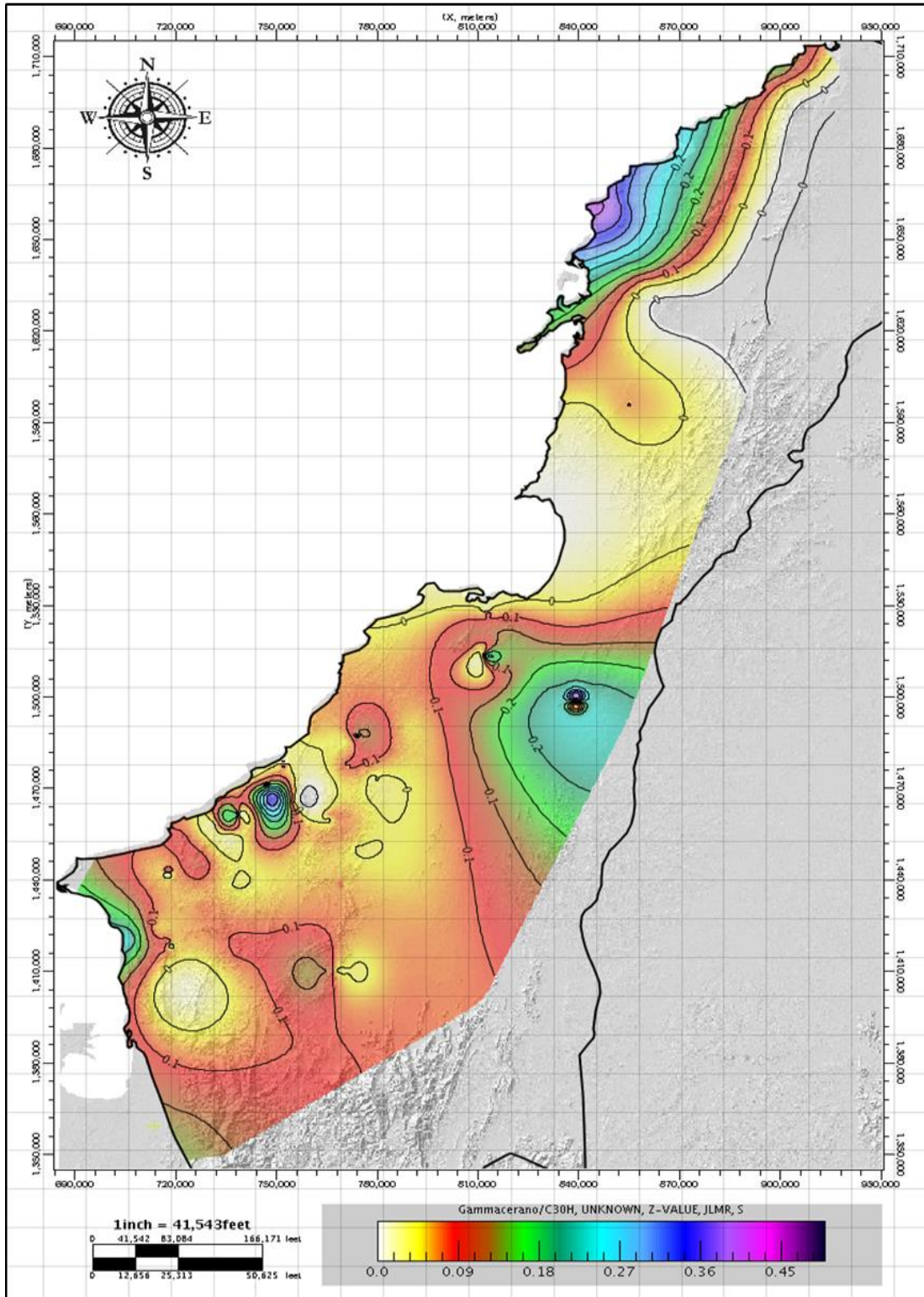


Figura 52: Distribución del índice de Gammacerano en la cuenca Sinú San Jacinto.

MAPA DE ÍNDICE DE GAMMACERANO





5.2.3 Mapas de evolución térmica en la cuenca.

Para evaluar la evolución térmica de la cuenca se usó la Reflectancia de la Vitrinita calculada y la relación entre los Terpanos Pentacíclicos Trisnorhopano (Tm) y Trisnorneohopano (Ts).

Para la reflectancia de la vitrinita calculada se presentan valores de 0.6-0.8 a lo largo de la cuenca, solo pequeñas áreas presentan valores de 1.0 a 1.2 indicando áreas con mayor evolución térmica en la cuenca.

Con respecto a la relación entre Terpanos pentacíclicos los valores mayores a 1 representan mayor evolución térmica, a lo largo de la cuenca esta relación es de aproximadamente 0.4 y al igual que con la reflectancia de la vitrinita se presentan las mismas áreas con mayor evolución térmica (Valores mayores a 1) (Figuras 53 y 54) (Ver apéndices K y L).

Estas áreas pueden estar más evolucionadas debido a que en estas zonas podría haber depocentros o que en la cuenca se estén presentando dos pulsos de expulsión de hidrocarburos uno más antiguo para la zona con mayor reflectancia de vitrinita y uno más reciente para el resto de la cuenca. (Figura 54).

Figura 53: Mapa de distribución de Terpanos Pentacíclicos para evaluar la evolución termal en la Cuenca Sinú San Jacinto.

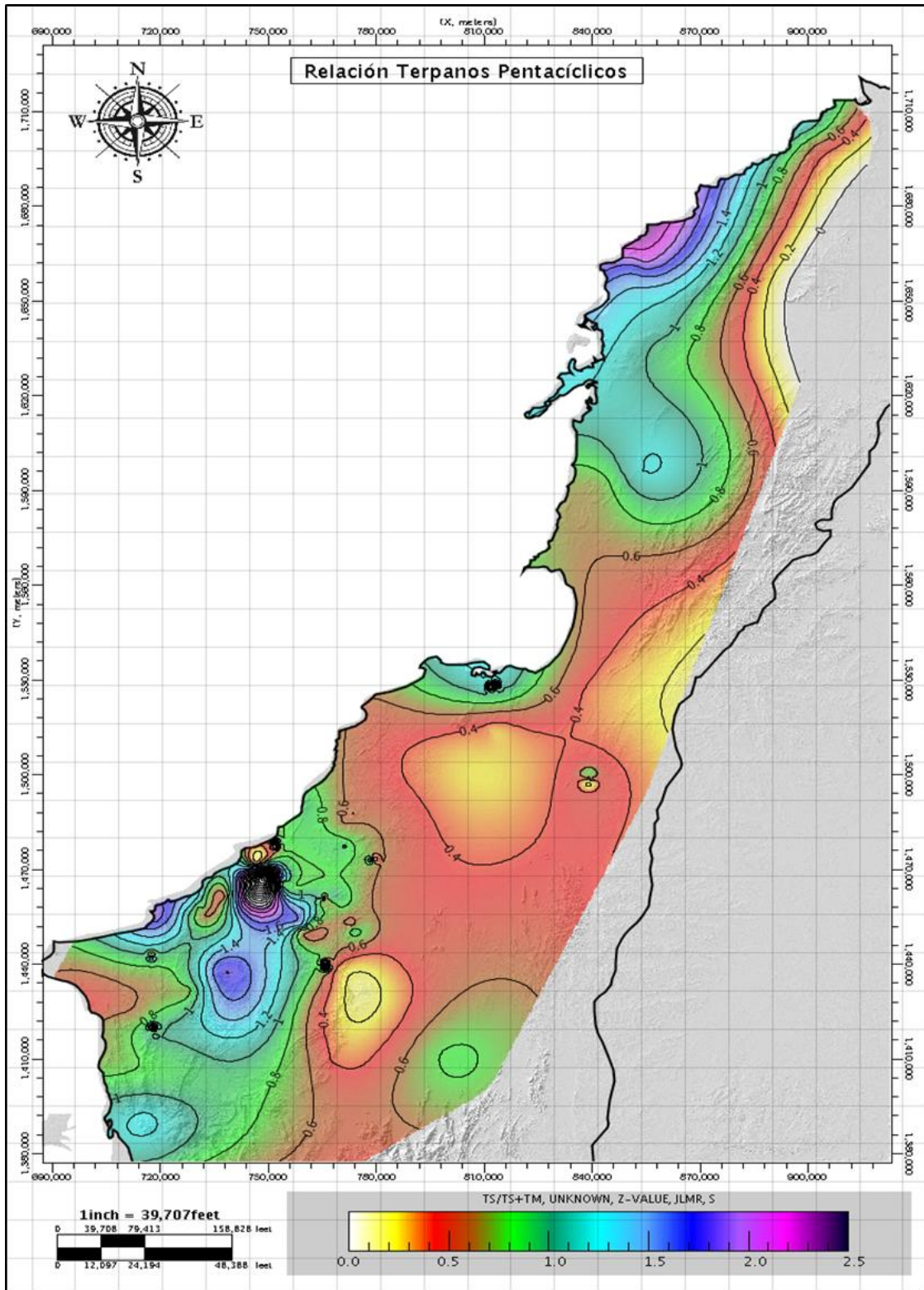
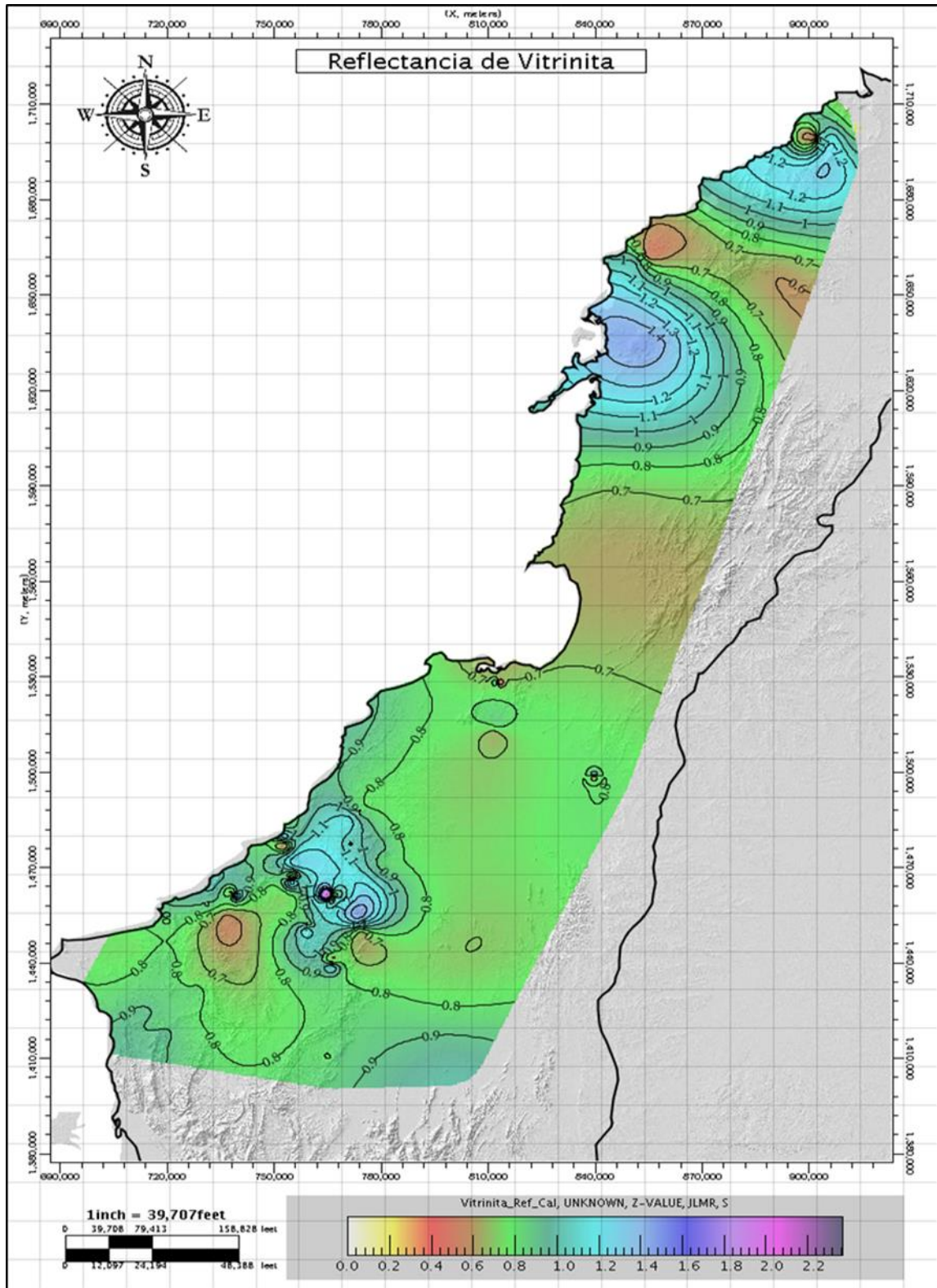


Figura 54: Mapa de distribución de Reflectancia de Vitrinita para evaluar la evolución termal en la cuenca Sinú San Jacinto.



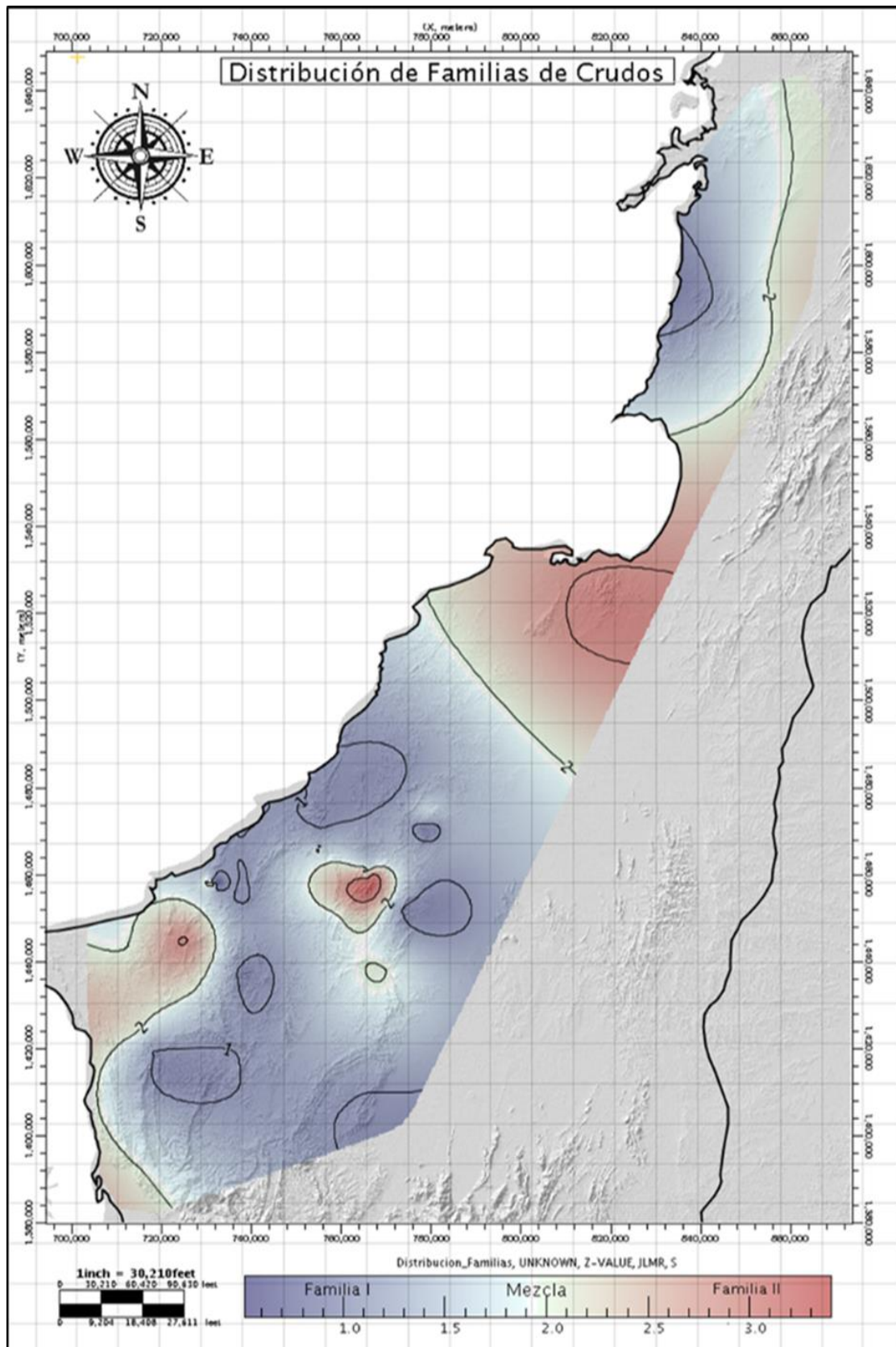


5.2.4 Mapa de distribución de familias de crudos en la cuenca

Como resultado de la caracterización geoquímica de las muestras disponibles en la cuenca y de las correlaciones crudo-crudo y crudo-roca usadas para definir las familias de crudo presentes en la cuenca se obtiene el mapa de distribución de familias de crudo a lo largo de la cuenca Sinú San Jacinto. El área sur de la cuenca predomina la familia I representada por el color púrpura y se observan unas pequeñas zonas donde hay mezcla de crudos de la familia I y la familia II.

En la parte Norte de la cuenca están presentes las dos familias I (púrpura) y II (rojo) y en el golfo de Urabá esta predominando la familia II (rojo). (Figura 55) (Ver apéndice M).

Figura 55: Mapa de distribución de familias en la cuenca Sinú San Jacinto.



6 Conclusiones

- Los crudos correspondientes a muestras de superficie presentes en la Cuenca Sinú - San Jacinto, pertenecen a dos familias principales correspondientes a una roca generadora del Cretácico y otra roca del Cenozoico, estas son definidas por medio de Biomarcadores que definen las condiciones del ambiente de depositación, el aporte de materia orgánica a este medio, mientras que determina una tercera familia con características de mezcla de las anteriores Familias. De esta forma la primera familia corresponde a los crudos generados a partir de una roca depositada en el Cenozoico con características de un ambiente transicional con alto aporte de materia orgánica de origen terrestre mientras que la segunda familia corresponde a los crudos generados de la Formación Cansona correspondientes a un ambiente de tipo marino.
- A partir de los gráficos generados para cada parámetro geoquímico se determina que las muestras de crudo muestran diferentes comportamientos, por lo que estas no corresponden a una sola Roca Generadora ni tienen una misma historia de evolución. De esta forma se tienen Crudos Parafínicos, Crudos Nafténicos, Crudos Parafínico Nafténicos y Aromáticos Intermedios dentro de la misma Cuenca. Estos crudos tienen origen en dos rocas con condiciones de depositación distintas, asociando de esta forma los Crudos Parafinicos a la Familia I y mostrando que la mayoría de las muestras de Resumaderos corresponde a esta familia; por otro lado los Crudos Parafinico Naftenico y Crudos Intermedios corresponden a la Familia II.
- Según el análisis de Biomarcadores y Reflectancia de la Vitrinita calculada en la cuenca se tienen dos grupos uno con mayor evolución térmica y otro menos evolucionado, el grupo menos evolucionado térmicamente está entrando en ventana de generación de hidrocarburo líquido mientras que el de mayor evolución está



finalizando la ventana de generación de aceite e iniciando la generación de gas húmedo. En el mapa de Reflectancia de Vitrinita calculada se observa que zonas específicas de la cuenca están mayor evolucionadas esto podría ser por posibles depocentros en estas zonas o porque estas zonas correspondan a la parte del bloque enterrado debido a la acción de fallas de corrimiento.

- Debido a que las muestras fueron tomadas en superficie presentan cierto grado de biodegradación; los niveles de biodegradación definidos cualitativamente a los cromatogramas y fragmentogramas varían desde un nivel severo hasta moderado en cada una de las muestras de la cuenca.
- Dentro de la cuenca Sinú-San Jacinto se encuentra una zona en donde los crudos muestran características complemente diferentes en una área pequeña, así mismo estas características se encuentran mezcladas para algunas muestras. Esto se asocia a una zona en donde los espesores de la secuencia estratigráfica son mayores provocado principalmente por la presencia de dos Depocentros identificados por medio de la anomalía de Bouguer, estos están ubicados al Sur del Golfo de Morrosquillo y en cercanías a la ciudad de Montería; este mayor espesor en la secuencia se traduce en una mayor evolución térmica de las Rocas Fuente presentes, generación de Hidrocarburo y su posterior migración a superficie.
- Según el análisis de composición Isotópica (δ^{13}) del Dióxido de Carbono y Metano el gas en la cuenca es de origen tanto termogénico como biogénico, algunas de las muestras estudiadas están en el campo de mezcla de gas biogénico y termogénico, esto está sujeto a error debido a que estas muestras presentan biodegradación y esto puede provocar alteración en la composición.



- En la cuenca hay 2 familias de crudo principalmente; la familia I se distribuye en la zona Sur de la cuenca y parte de la zona Norte mientras que la familia II está presente principalmente en el golfo de Urabá y en una parte de la zona norte de la cuenca. La familia III que corresponde a una mezcla de crudos está presente en pequeñas áreas de la cuenca principalmente al Sur del golfo de Morrosquillo.

7 Referencias Bibliográficas

- Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), Universidad Nacional De Colombia Sede Bogotá (2009). Reconstrucción de la historia termal en los sectores de Luruaco y Cerro Cansona-cuenca del Sinú-san Jacinto y en el piedemonte occidental de la serranía del Perijá entre Codazzi y la Jagua de Iribico-cuenca Cesar-Ranchería.
- Aguilar, R., 2011. Petroleum Geology of Colombia, Sinú San Jacinto Basins. Geology and Hydrocarbon Potential. Volumen 12. ANH – university EAFIT.
- Bermúdez, H., & Hincapié, G., 2008. Cartografía y geología estructural-provincias tectónicas y evolución geológica. ANH-Universidad de Caldas.
- Carvajal J H, Mendivelso D, Forero H, Castiblanco C, Pinzón L Y Prada M., 2010. Investigación del diapirismo de lodos y evolución costera del caribe colombiano. Geomorfología. Ingeominas.
- Carvajal, J H., Mendivelso, D., Obando, G., Forero, H., Gómez, J., Vásquez, L., Mora, H., Cárdenas, R, Castiblanco, C., Franco, J., Ruge, G., Pinzón, L., Prada, M., Imbanchi, O., 2011. Características del “volcanismo de lodo” del caribe central Colombiano. Servicio geológico colombiano, república de Colombia.
- Cediél, F. (2011). Geological map of the San Jacinto fault belt and the Sinú fold belt. Compiled and edited at scale 1:300.000. Department of geology, Universidad EAFIT, Medellín, Colombia.
- Clavijo, J Y Barrera, R. (1999). Geología de las planchas 44, Sincelejo y 52, Sahagún. Ingeominas. Bogotá. 19.

- Da Silva, E. (2011). Rochas geradoras e seus biomarcadores: Uma revisão bibliográfica com ênfase nas bacias da Costa Leste Brasileira (tesis de pregrado).
- De Araujo, P. L. B., Mansoori, G. A., & De Araujo, E. S. (2012). Diamondoids: occurrence in fossil fuels, applications in petroleum exploration and fouling in petroleum production. A review paper. *International Journal of Oil, Gas and Coal Technology*, 5(4), 316-367.
- Duarte, L.M. (1998). l'ocène et le miocène du bassin de la vallée inférieure de la magdalena, colombie: sédimentologie, litho-et argilostratigraphie, paléogéographie et paléoclimatologie. Tesis de doctorado. Université de Liège. Liège, Belgica.
- Dueñas, H. Y Duque-Caro, H. (1981). Geología del cuadrángulo f-8. Boletín geológico vol. 24, no. 1, pp. 1-35. Ingeominas. Bogotá.
- Flinch, j. f. (2003). Structural evolution of the Sinú-Lower Magdalena area (northern Colombia). In C. Bartolini, R. T. Buffler & J. Blickwede (eds.), the circum-Gulf of Mexico and the Caribbean: hydrocarbon habitats, basin formation, and plate tectonics (pp. 776-796): AAPG memoir 79.
- Guzmán, G., Gómez, E., & Serrano, B., (2004). Geología de los cinturones del Sinú, San Jacinto y borde Occidental del Valle Inferior del Magdalena, Caribe Colombiano. Escala 1:300.000. Ingeominas. Bogotá. 134p.
- Herrera, J. M., Bermúdez, H. D., Alfonso M., Calderón, J. E., Parra, F. J., Sarmiento, G., Vega, F. & Perrilliat, M. De C., (2009). Cartografía geológica, levantamiento de columnas estratigráficas, toma de muestras y análisis bioestratigráficos. Sector de Chalán (cuenca Sinú-San Jacinto). Bogotá: ANH-ATG.

- López, Liliana. (2013). *biomarcadores aplicados a la geoquímica del petróleo*. Caracas, Venezuela: ediciones de la biblioteca-EBUC, Universidad Central De Venezuela.
- Marín, J., Bermúdez, H., Aguilera, R., Jaramillo, J., Rodríguez, J., Ruiz, E., & Cerón, M. (2010). Evaluación geológica y prospectividad sector Sinú - Urabá. *Boletín de geología*, 32(1). Recuperado de <http://revistas.uis.edu.co/index.php/revistaboletindegelogia/article/view/1013/3712>.
- Milkov, A. V. (2011). Worldwide distribution and significance of secondary microbial methane formed during petroleum biodegradation in conventional reservoirs. *Organic Geochemistry*, 42(2), 184-207.
- Morales O Y Rodríguez A.L (2005). Estudio experimental sobre el diapirismo de lodo: “relación entre la materia orgánica presente en el lodo y la altura de los domos diapiricos”. (Tesis de pregrado).
- Niño,C.(2005). Sistemas petrolíferos da parte norte da bacia de Sinú-San Jacinto,Colômbia: uma avaliação geológica e geoquímica integrada.(Tesis de Maestría)
- Quiroga, A., Rodrigo, L., 1990. Curso sinóptico de geoquímica del petróleo. Revista técnica de yacimientos petrolíferos fiscales Bolivianos. Volumen 11.
- Reyes, N. (2011).Caracterización Geoquímica de Fluidos De la Formación Cansona y su correlación con manifestaciones de hidrocarburos en la cuenca Sinú-San Jacinto, Colombia.
- Santos Neto, E. V. (2004). Geoquímica de gases: uma nova tecnologia em avaliação de sistemas petrolíferos. *Petrobras, Rio de Janeiro*, 12(2), 357-383.