

**MAPA EN SUPERFICIE PARA LA CLASIFICACIÓN DE FAMILIAS DE CRUDOS
CON BASE EN EL ANÁLISIS GEOQUÍMICO EN LA CUENCA DE LOS LLANOS
ORIENTALES**

PAULA FERNANDA RIAÑO HINCAPIÉ

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ D.C
2020**

**MAPA EN SUPERFICIE PARA LA CLASIFICACIÓN DE FAMILIAS DE CRUDOS
CON BASE EN EL ANÁLISIS GEOQUÍMICO EN LA CUENCA DE LOS LLANOS
ORIENTALES**

**Proyecto integral de grado para optar al título de
INGENIERA DE PETRÓLEOS**

**Director,
JOSÉ FERNANDO OSORNO MONSALVE
Geólogo mba, Master en Gestión Energética,
Especialista en Gerencia de Proyectos.**

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ D.C
2020**

NOTA DE ACEPTACIÓN:

Ing. Arnul David Paz
Jurado 1

Ing. Fernando Wilson Londoño Galvis
Jurado 2

Bogotá D.C, 29 de Febrero de 2020

DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro

Dr. MARIO POSADA GARCÍA- PEÑA

Vicerrector de Desarrollo y Recursos Humanos

Dr. LUIS JAIME POSADA GRACIA-PEÑA

Vicerrectoría Académica y de Posgrados (E)

Dra. ALEXANDRA MEJÍA GUZMÁN

Secretaria General

Dra. ALEXANDRA MEJÍA GUZMÁN

Decano Facultad de Ingenierías

Ing. JULIO CESAR FUENTES ARISMENDI

Director Programa de Ingeniería de Petróleos

Ing. JUAN CARLOS RODRIGUEZ ESPARZA

Las Directivas de la Universidad de América, los jurados calificadores y el cuerpo docente no son responsables por los criterios e ideas expuestas en el presente documento. Estos corresponden únicamente al autor.

AGRADECIMIENTOS

Quiero expresar mi agradecimiento al Director del proyecto de grado, José Fernando Osorno Monsalve Geólogo Mba, Máster en Gestión Energética, Especialista en Gerencia de Proyectos, por la dedicación y apoyo durante todo el desarrollo de este; por las ideas compartidas y el respeto a mis conceptos; ya que siempre fueron llevadas con una correcta dirección y rigor que facilitaron su ejecución.

Asimismo, agradezco por su orientación, atención a mis consultas y correcciones al Comité Académico de la Universidad América y en especial a los docentes Sebastián Gómez Alba y Adriana Henao. Gracias por sus aportes y la revisión detallada que han realizado del documento y las valiosas sugerencias y guías.

Adicionalmente, es fundamental el reconocimiento para aquellas personas que me apoyan y me brindan la fuerza necesaria para crecer como persona y profesional. Gracias a mis padres; Jeny Hincapié y Pedro Riaño, a mi hermano Juan Pablo Riaño Hincapié, a mi tía Lida Consuelo Hincapié, a mi peludo y fiel Sam, y a mi compañero de vida Cristian Alberto Gil, por la energía y la confianza, lo cual me ayudó a culminar este trabajo y pensar en nuevos proyectos.

A todos, muchas gracias.

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	21
1. MARCO TEÓRICO	27
1.1 LOCALIZACIÓN CUENCA DE LLANOS ORIENTALES	27
1.2 ESTRATIGRAFIA DE LA CUENCA LLANOS ORIENTALES	28
1.2.1 Formación León	29
1.2.2 Formación Carbonera	29
1.2.3 Formación Mirador	29
1.2.4 Formación Barco y Los Cuervos	29
1.2.5 Formación Guadalupe	29
1.2.6 Formación Gacheta (Chipaque)	30
1.2.7 Formación Une	30
1.3 GEOLOGIA ESTRUCTURAL CUENCA LLANOS ORIENTALES	30
1.3.1 Terreno Arauca	30
1.3.2 Terreno Casanare	30
1.3.3 Terreno Meta	30
1.3.4 Terreno Vichada	30
1.3.5 Terreno Piedemonte Llanero	31
1.4 SISTEMA PETROLIFERO	31
1.4.1 Roca fuente	32
1.4.2 Generación y expulsión de hidrocarburos	32
1.4.3 Roca almacén	33
1.4.4 Roca sello	33
1.4.5 Trampas	33
1.5 GEOQUÍMICA	34
1.5.1 Geoquímica del petróleo	34
1.6 FAMILIA DE CRUDOS	35
1.7 PROVINCIAS GEOQUÍMICAS	35
1.8 KERÓGENO	35
1.9 AMBIENTE SEDIMENTARIO	36
1.9.1 Tipos de Ambiente Sedimentario	37
1.9.2 Ambientes continentales	37
1.9.3 Ambientes Marinos	37
1.9.4 Ambientes de transición	38
2. METODOLOGÍA	39
2.1 ANÁLISIS GEOQUÍMICO- PRUEBAS ESPECIFICAS	40
2.1.1 Análisis de <i>Bulk properties</i>	41
2.1.1.1 Gravedad API	42

2.1.1.2 Concentración de Azufre	42
2.1.1.3 Concentración de Vanadio / Níquel	42
2.1.1.4 Fraccionamiento S.A.R.A	43
2.1.2 Análisis de alta resolución	44
2.1.2.1 Biomarcadores	44
2.1.2.2 Biomarcadores saturados	45
2.1.2.3 Isoprenoides	45
2.1.2.4 Terpanos	46
2.1.2.5 Esteranos	46
2.1.3 Marcadores Aromáticos	46
2.1.3.1 Fenantreno (F) y Metilfenantreno (MF)	47
2.1.4 Isotopos Estables	47
2.2 TÉCNICAS PARA LA CARACTERIZACIÓN DE LOS CRUDOS	48
2.2.1 Gravedad API	48
2.2.2 Contenido de Azufre	49
2.2.3 Contenido de Vanadio y Níquel	50
2.2.4 Cromatografía de columna abierta líquida (S.A.R.A)	50
2.2.5 Isótopos saturados, aromáticos y de petróleo crudo a granel de carbono estables (GC-IRMS- Espectrometría de masas con relación isotópica)	51
2.2.6 Cromatografía de gases-Espectrometría de masas para biomarcadores saturados (GC-MS-SIM; Cromatografía de gases / espectroscopía de masas: monitoreo selectivo de iones)	51
2.2.7 Cromatografía de gases-Espectrometría de masas para componentes aromáticos (GC-MS-SIM)	53
2.2.8 Análisis de Cromatografía Gaseosa Acoplada a Doble Espectrometría de Masas (GC-MS-MS)	53
3. RESULTADOS Y ANÁLISIS	54
3.1 RESULTADOS <i>BULK PROPERTIES</i>	54
3.1.1 Concentraciones de los oligoelementos de Vanadio y Níquel	54
3.1.2 Gravedad API	56
3.1.3 Concentración de Azufre	57
3.1.4 Parámetros y relaciones entre los resultados <i>bulk properties</i>	58
3.1.4.1 Relación V/NI	58
3.1.4.2 Concentración de Azufre vs Gravedad API	59
3.1.4.3 Relación V/NI vs Gravedad API	60
3.1.5 Composición S.A.R. A	61
3.1.6 Análisis de %de saturados vs %resinas+%asfaltenos a partir del fraccionamiento S.A.R.A.	64
3.2 ANÁLISIS DE ALTA RESOLUCIÓN	65
3.2.1 Biomarcadores presentes en la fracción de hidrocarburos saturados y marcadores aromáticos	67
3.2.2 Origen: Tipo de Materia orgánica y litología de la roca generadora	67
3.2.2.1 Los Esteranos	67
3.2.2.2 Esteranos Regulares.	68

3.2.2.3 Diasterano /Esterano (REAR / REG).	69
3.2.3 Condiciones Paleoambientales	70
3.2.3.1 Isoprenoides	70
3.2.3.2 Relación Pristano/Fitano	71
3.2.3.3 Relación Pristano/n-C17 vs Pristano/n-C18	72
3.2.3.4 Terpanos	73
3.2.3.5 Hopanos	74
3.2.4 Marcadores Aromáticos	74
3.2.4.1 Relación Dibenzotiofeno/Fenantreno (DBT/P)	75
3.2.4.2 Relación (DBT/P VS PR/PH)	76
3.2.4.3 Metilfenantreno	78
3.2.5 Índice de Gammacerano	79
3.2.6 Edad de la roca fuente	80
3.2.6.1 O. I (Índice de Oleanane)	82
3.2.6.2 Esteranos C26	87
3.2.7 Madurez térmica.	87
3.2.7.1 Trépanos Pentacíclicos	88
3.2.7.2 Esteranos (C27-C29)	90
3.2.8 Biodegradación	91
3.3 ISÓTOPOS SATURADOS, AROMÁTICOS Y DE PETRÓLEO CRUDO A GRANEL DE CARBONO ESTABLES	94
3.4 CORRELACIONES GEOQUÍMICAS Y GENÉTICAS DE LOS CRUDOS EN LA CUENCA LLANOS ORIENTALES PARA LA CLASIFICACIÓN DE PROVINCIAS GEOQUÍMICAS	97
3.5 CLASIFICACIÓN DE LOS CRUDOS EN FAMILIAS	98
3.5.1 Familia I	98
3.5.2 Familia II	98
3.5.3 Familia III	99
3.5.4 Familia IV	100
3.5.5 Familia V	100
3.6 MAPA EN SUPERFICIE	101
4.CONCLUSIONES	110
5.RECOMENDACIONES	113
BIBLIOGRAFÍA	114
ANEXOS	

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Clasificación de crudo según grados API	60

LISTA DE CUADROS

	pág.
Cuadro 1. Parámetros y relaciones de <i>bulk properties</i> , empleados para la evaluación de los crudos	54
Cuadro 2. Parámetros y relaciones de análisis de alta resolución empleados para la evaluación de los crudos	66
Cuadro 3. Biomarcadores-Esteranos	68
Cuadro 4. Biomarcadores- Isoprenoides	70
Cuadro 5. Relación Pristano/ Fitano y origen de la roca madre	71
Cuadro 6. Terpenos- Biomarcadores	74
Cuadro 7. Divisiones de sectores de ambientes de depositación DBT/P Y P/F	76

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Mapa de localización de la Cuenca de Los Llanos Orientales	28
Figura 2. Corte Estructural de la Cuenca de los Llanos Orientales	31
Figura 3. Ambientes sedimentarios	38
Figura 4. Ubicación de los campos en la cuenca Llanos Orientales para la toma de muestras de los crudos	40
Figura 5. Parámetros para la evaluación geoquímica de crudos	41
Figura 6. Técnicas para la obtención de parámetros geoquímicos	48
Figura 7. Densímetro Anton DM-4800, para el cálculo de la gravedad API	49
Figura 8. Equipo Horiba SLA-1800, para la determinación del contenido de S	49
Figura 9. Equipo Thermo-ICAP 6500 ICP-OES axial / radial para la evaluación de la concentración de Vanadio y Níquel crudos	50
Figura 10. Sistema GC/MSD 5975, mostrado con el GC Agilent 7890A	52
Figura 11. Concentraciones de V/Ni de los crudos analizados de la Cuenca Llanos Orientales	56
Figura 12. Concentración de Azufre vs Gravedad API	60
Figura 13. Relación Vanadio/ Níquel vs Gravedad API Orientales	63
Figura 14. Diagrama ternario que muestra la composición a granel de SARA saturado, aromático, resinas y asfáltenos) para cada una de las zonas estudiadas en la cuenca Llanos Orientales.	64
Figura 15. Diagrama ternario que muestra la composición a granel de SARA saturado, aromático, resinas y asfáltenos) de muestras de petróleo crudo de las 5 zonas unidas de la Cuenca De Llanos orientales.	64
Figura 16. Porcentaje de saturados vs porcentaje de resinas y asfaltenos a partir de los resultados del fraccionamiento S.A.R.A	65
Figura 17. Diagrama ternario de distribución de esteranos regulares C27, C28 y C29 para las 5 zonas de la cuenca Llanos Orientales	69
Figura 18. Proporciones de alcano Pr/n-C17 y Phi/n-C18	73
Figura 19. Relación dibenzotiofeno / fenantreno vs Pristano/Fitano para las 104 muestras de la cuenca Llanos Orientales	77
Figura 20. Relación de las muestras de crudos en la cuenca Llanos Orientales de Metildibenzotiofenos/metilfenantreno vs pristiño/fitano	79
Figura 21. Índice de Gammacerano vs Pristano/Fitano para las 104 muestras de la cuenca llanos orientales	81
Figura 22. Carta de eventos del sistema petrolífero de la cuenca Llanos	83
Figura 23. Índice de Oleano/C30 Hopano vs pristiano/fitano para las 5 zonas de la cuenca llanos orientales y las formaciones que las comprenden	84
Figura 24. Ts/(Ts+Tm) vs Diasteranos/ Esteranos para las 5 zonas de la cuenca Llanos Orientales	88

Figura 25. Relación de C29-Sterane ($\beta\beta / \alpha\alpha + \beta\beta$) vs. C29-Steranos 20S / (20S + 20R) donde se muestra la distribución de madurez para los crudos de la cuenca Llanos Orientales	91
Figura 26. 25Norphanes/30Hopanos vs terpenos tricíclicos/hopanos para las 5 zonas de la cuenca Llanos Orientales	92
Figura 27. Valores de isopos de carbono a granel de fracciones aromáticas vs fracciones saturadas para los hidrocarburos de la cuenca Llanos Orientales	96
Figura 28. Correlación de propiedades bulk properties para las zonas evaluadas y la clasificación según los parámetros.	97
Figura 29. Mapa en superficie para la distribución de los crudos teniendo en cuenta la escala de gravedad API	102
Figura 30. Mapa en superficie de los crudos de la cuenca Llanos Orientales teniendo en cuenta la relación V/Ni	103
Figura 31. Mapa de los valores de isótopos de carbono a granel de fracciones aromáticas vs fracciones saturadas para los hidrocarburos de la cuenca Llanos Orientales	105
Figura 32. Modelo de mapa en superficie para la clasificación de los hidrocarburos de la cuenca Llanos Orientales en familias de crudo mediante interpolación de Kriging	109
Figura 33. Modelo de mapa en superficie para la clasificación de los hidrocarburos de la cuenca Llanos Orientales en familias de crudo.	110

LISTA DE ANEXOS

	pág.
Anexo A. Columna estratigráfica generalizada Cuenca de los Llanos Orientales con las unidades operacionales.	120
Anexo B. <i>Bulk properties</i> de 518 muestras de crudo en la cuenca Llanos Orientales	121
Anexo C. Propiedades de alta resolución I para 104 muestras de crudo en la Cuenca Llanos Orientales	135
Anexo D. Propiedades de alta resolución II para 104 muestras de crudo en la Cuenca Llanos Orientales	138

GLOSARIO

ALUVIALES: un depósito aluvial es una masa de sedimentos detríticos que ha sido transportada y sedimentada por un flujo o aluvión. Usualmente el término aluvión se usa para los depósitos de arena, sedimento, grava y barro arrojado por los ríos y arroyos.

AMBIENTE DE DEPOSITACIÓN: punto geográfico en el que se acumulan sedimentos y organismos bajo condiciones físicas, químicas y biológicas. Se clasifican en continentales, costeros o transicionales y marinos.

AMBIENTE ÓXICO: ambiente que posee oxígeno en cantidades naturales. Esto es comúnmente a poca profundidad, antes de los 300 metros ya que en los más profundos se genera ciertas condiciones que evitan que el oxígeno circule

AMBIENTE ANÓXICO: ambiente que carece de oxígeno, medio acuático con altas profundidades, la contaminación por sustancias orgánicas favorece un intenso crecimiento bacteriano que consume el oxígeno disuelto en el agua

ASFALTENOS: materiales orgánicos formados por compuestos de anillos aromáticos y naftenicos que contiene moléculas de nitrógeno, azufre y oxígeno. Son una familia de compuestos químicos orgánicos del petróleo crudo y representan los compuestos más pesados y por tanto, los de mayor punto de ebullición.

COLUMNA ESTRATIGRÁFICA: es una representación de los distintos tipos de rocas y ciertos fenómenos geológicos en orden cronológico de acuerdo a la evolución geológica y el principio de superposición.

CUENCA: estructura geológica cóncava, donde los buzamientos de los estratos convergen hacia un punto central. Depresión de la corteza terrestre formada por la actividad tectónica de las placas y la subsidencia, en la que se acumulan sedimentos.

DEPÓSITO ALUVIAL: conos de sedimento localizados cerca de las márgenes de las cuencas sedimentarias. La fase predominante son los conglomerados matriz-soportados, bien estratificados, y puede contener arena de canales migrados lateralmente sobre la superficie del abanico.

DEPÓSITOS FLUVIALES: sedimentos depositados por las corrientes de los ríos, las cuales son el agente que erosiona, transporta y deposita más sedimentos, que cualquier otro ambiente. Posición de un área determinada, las capas de sedimento se depositan en una secuencia temporal, en donde las más antiguas se encuentran en una posición inferior a las más recientes.

EH (POTENCIAL DE OXIDACIÓN): Es la capacidad oxidante de un sistema. Se mide en milivoltios

ESTERANOS: es un hidrocarburo policíclico que puede considerarse un producto de la saturación del fenantreno asociado a un anillo de ciclopentano.

HETEROÁTOMO: es cualquier átomo, salvo carbono o hidrogeno, que forma parte de un compuesto orgánico.

HOPANOS (Biomarcador saturado): el hopano es un compuesto químico natural clasificado como un triterpeno. Forma el núcleo central de una variedad de otros compuestos químicos que se conocen colectivamente como hopanoid.

ESTUARIO: es la desembocadura, en el mar, de un río amplio y profundo e intercambia con esta agua salada y agua dulce, debido a las mareas.

FACIES: es el conjunto de rocas sedimentarias o metamórficas con características determinadas, ya sean paleontológicas (fósiles) o litológicas (composición mineral, estructuras sedimentarias, geometría) que ayudan a reconocer los ambientes sedimentarios o metamórficos, respectivamente, en los que se formó la roca. Algunas asociaciones de facies permiten caracterizar con bastante precisión el medio sedimentario en el que se formaron, como las facies detríticas fluviales o continentales. Características generales de una unidad de roca, que refleja su origen y la diferencia entre otras unidades adyacentes.

FALLAS ANTITÉTICAS: una falla secundaria que normalmente forma parte de un conjunto, cuyo sentido de desplazamiento es opuesto a los estratos, las fallas primarias y sintéticas asociadas.

FALLAS SINTÉTICAS: tipo de falla secundaria cuyo sentido de desplazamiento es similar a los estratos y a la falla primaria asociada.

FENANTRENOS: es un hidrocarburo, perteneciente al grupo de los llamados compuestos aromáticos, cuya unidad estructural fundamental es el benceno. Fue aislado del aceite de antraceno del alquitrán de hulla. Se obtiene mediante la destilación de la madera, emisiones vehiculares, derrames de petróleo y otras fuentes.

HETEROÁTOMO: es cualquier átomo, salvo carbono o hidrogeno, que forma parte de un compuesto orgánico.

MIGRACIÓN: movimiento de los hidrocarburos generados, desde la fuente hacia las rocas yacimiento, debido a efectos tectónicos o de las condiciones físicas. La migración se produce habitualmente desde un área estructuralmente baja hacia un

área más alta, debido a la flotabilidad relativa de los hidrocarburos, en comparación con la roca adyacente.

ORGANOMETÁLICOS: son aquellos compuestos que poseen, de forma directa, enlaces entre átomos de metal y átomos de carbono

PALEOAMBIENTE: este término designa a un ambiente pasado, cualquiera sea su antigüedad. Ciertos paleoambientes son puramente naturales, puesto que ofrecen diversos caracteres climáticos, hidrológicos, geológicos y biológicos incluso antes de que los hombres existieran sobre la Tierra. Otros, más recientes, son antropizados, de manera desigual según el espacio considerado.

Los paleoambientes son conocidos debido a que los datos son proporcionados por los estudios geológicos, la geomorfología, la paleoclimatología, el estudio del polen, el análisis de los hielos, el examen de los troncos de árboles antiguos (dendrocronología) y diversos métodos de datación de ciertos componentes de las rocas, del agua, de los hielos.

PALEOREDOX: son utilizados para la interpretación de las condiciones en las lutitas antiguas, para evaluar el ambiente deposicional y analizar los controles sobre la acumulación de sedimentos ricos en materia orgánica.

PLIEGUES ROLL-OVER: los anticlíneas de desplazamiento son anticlíneas relacionadas con fallas normales extensionales. Es una estructura de depósito sincrónico desarrollada dentro del bloque hacia abajo (pared colgante) de grandes fallas listricas normales. Tales fallas son típicamente de naturaleza regional y se desarrollan como respuesta al colapso extensional de un margen continental pasivo.

ROCA CARBONATADA: roca Carbonatada es aquella que está formada por más del 50% de minerales carbonatados (aragonito, calcita alta en Mg, calcita baja en Mg, dolomita, otros).

ROCA CLÁSTICA: también conocidas como rocas detríticas, mecánicas o fragmentarias son una clase de rocas sedimentarias compuestas de fragmentos, o clastos, de roca y minerales pre-existentes acumulados mecánicamente.

ROCAS SILÍCEAS: están formadas por sílice (SiO_2) o silicatos, y se reconocen porque son duras y no reaccionan con el ácido clorhídrico diluido, es decir, no producen burbujas.

ROCAS SILICICLÁSTICAS: las rocas siliciclásticas, al contrario que las carbonáticas que generalmente se forman "in situ", se generan por procesos de meteorización, erosión, transporte y depósito. Posteriormente, tras su enterramiento sufren una serie de procesos diagenéticos, al igual que las rocas carbonáticas, cuya consecuencia más importante es que la roca se litifica. Los componentes de estas rocas van a depender tanto de la fuente de los sedimentos - la composición, el clima,

marco tectónico – como también de la duración e intensidad de la meteorización, distancia y tipo de transporte a la cuenca de depósito, entre otros.

SAPROPELICO: producto obtenido de la descomposición, polimerización y sedimentación de materia algácea y herbácea, en zonas acuáticas durante periodos anoxicos.

TERPENOS O ISOPRENOIDES: son polímeros del hidrocarburo de cinco átomos de carbono de isopreno (2-metil-1,3-butadieno). Estos lípidos pueden ser moléculas lineales o cíclicas.

ABREVIATURA

ANH (Agencia Nacional de Hidrocarburos)

ICP (Instituto colombiano del petróleo)

LLAOB (Llanos orientales basins)

V/Ni (Relación vanadio /niquel)

SARA (saturados, aromáticos, resinas y asfaltenos)

GC-IRMS (La cromatografía de gases: relación isotópica / espectrometría de masas)

P/F: Pristano/Fitano

C19/C23 relación de terpano tricíclico C19 a terpano tricíclico C23

C26/C25: relación de terpano tricíclico C26 a terpano tricíclico C25

O.I = Oleanane / (Oleanane + C30 $\alpha\beta$ -hopane)

C35 / C34 = relación de C35 $\alpha\beta$ -hopane (22S) a C34 $\alpha\beta$ -hopane (22S)

GC-MS-MS: Análisis de Cromatografía Gaseosa Acoplada a Doble Espectrometría de Masas

RESUMEN

La geoquímica del petróleo estudia la evaluación de las rocas con capacidad de generación de hidrocarburos, la madurez a través del tiempo geológico y la estimación de los volúmenes entrampados en los reservorios o retenidos en la roca generadora. El uso de la geoquímica permite la definición del ambiente de formación del petróleo y ha sido empleada por la industria en la búsqueda de nuevos yacimientos de hidrocarburos a partir de la evaluación de sus propiedades, elementos y procesos del sistema petrolífero, lo que ha probado ser de gran utilidad para la disminución de los riesgos y costos en la fase exploratoria.

El presente trabajo se basó en la integración de la información geoquímica proveniente del análisis de 518 muestras representativas de campos productores en la cuenca Llanos Orientales, teniendo en cuenta análisis básicos como la gravedad API, la concentración de azufre, vanadio y níquel, y los análisis SARA. Adicionalmente se incorporaron análisis de alta resolución de 104 muestras, mediante GCMS y GCMSMS, para la obtención de biomarcadores. A partir de la integración de estos análisis se definieron las relaciones genéticas geoquímicas entre los aceites, se caracterizaron sus facies de origen, los ambientes deposicionales, la madurez del hidrocarburo, la edad geológica y los niveles de biodegradación. La cuenca de los Llanos Orientales, presentó una amplia distribución de gravedades API (7.19 a 48.37 API) entre crudos extrapesados a condensados, con características parafínicas y parafínicas/nafténicas, concentraciones de azufre (0.1% a 3%) referente a crudos dulces depositados en ambientes siliclásticos y crudos ácidos depositado en lutitas marinas clásticas. Los diversos biomarcadores evaluados permitieron definir parámetros genéticos de los crudos que influyen directamente en la calidad; las relaciones P/F mostrando entornos de depositación desde anóxico a óxico y origen del kerógeno tipo II (marino) y kerógeno tipo II / III (transitorios), las relaciones de esteroides Ts / (Ts + Tm) y (20S / 20S + 20R), proporcionaron datos de madurez térmica baja / moderada a alta, las relaciones de O.I., NDR y NCR expusieron materia orgánica biodegradada con origen cretáceo y mezclando con materia orgánica de origen terciaria.

Las correlaciones crudo-crudo generados por la interpretación de los parámetros permitieron plantear la agrupación de los hidrocarburos en 5 familias y construir un mapa con divisiones geográficas de forma superficial, mediante bases de datos sin procesar de la cuenca de los Llanos Orientales hasta la fecha. Lo anterior permitió ampliar el conocimiento de la Cuenca en estudio, a su vez que la compilación de los análisis presentados en este trabajo fue catalogada como un estudio completo por parte de la ANH, promoviendo el interés de inversión y orientación de la exploración para el descubrimiento de nuevas acumulaciones comerciales de hidrocarburos.

Palabras Claves: biomarcadores, geoquímica, provincias, ambiente sedimentario, depositación

ABSTRACT

The petrochemical geochemistry is a specific branch that studies the evaluation of rocks with hydrocarbon generation capacity, maturity through geological time and the estimation of volumes trapped in reservoirs or retained in the generating rock. The use of geochemistry as a key tool in the definition of the oil formation environment has been used by the industry in the search for new hydrocarbon deposits based on the evaluation of their properties and the elements and processes of the oil system, which has proven to be very useful for the reduction of exploratory risk and to reduce costs in the exploratory phase.

The present work was based on the integration of geochemical information from the analysis of 518 representative samples of producing fields in the Llanos Orientales basin, taking into account basic analyzes such as API gravity, sulfur, vanadium and nickel concentration, SARA analyzes, and the incorporation of high-resolution analysis of 104 samples, using GCMS and GCMSMS, to obtain biomarkers defining the geochemical genetic relationships between oils, characterize their facies of origin, depositional environments, hydrocarbon maturity, geological age and biodegradation levels.

The Eastern Plains Basin, presented a wide distribution of API severities (7.19 to 48.37 API) among extra heavy to condensate, with paraffinic and paraffinic / naphthenic characteristics, sulfur concentrations (0.1% to 3%) referring to sweet crudes deposited in Silicene and crude acid environments deposited in clastic marine shales. The various biomarkers evaluated allowed to define genetic parameters of the crude that directly influence the quality; P / F ratios showing deposition environments from anoxic to oxygenic and origin of type II (marine) and nucleogen type II / III (transient), steroid ratios $T_s / (T_s + T_m)$ and $(20S / 20S + 20R)$, provided data of low / moderate to high thermal maturity, the ratios of OI, NDR and NCR exposed biodegraded organic matter with Cretaceous origin and mixing with organic matter of tertiary origin.

The crude-crude correlations generated by the interpretation of the parameters allowed us to propose the grouping of hydrocarbons into 5 families and build a map with geographical divisions in a superficial way, using raw databases from the Eastern Llanos Basin to date. This allows to expand knowledge and be cataloged as a complete study by the National Hydrocarbons Agency-ANH, promoting investment interest and exploration guidance for the discovery of new commercial hydrocarbon accumulations.

Keywords: biomarkers, geochemistry, provinces, sedimentary environment, deposition

INTRODUCCIÓN

La geoquímica del petróleo se ha utilizado para descubrir nuevos campos petroleros desde mediados del siglo XIX, encaminados a la búsqueda de yacimientos de petróleo y gas natural. Como profesionales indispensables en la prospección de yacimientos de petróleo, los geoquímicos petroleros buscan identificar el origen de las rocas, en donde se hayan generado hidrocarburos a partir de la materia orgánica, evaluando la distribución de los elementos químicos en la tierra, mediante técnicas y métodos especializados que pueden utilizarse para analizar posibles rutas de migración y entrapamiento de hidrocarburos en los reservorios. Los estudios se basan en métodos geoquímicos básicos y de alta resolución, como la geoquímica de isótopos, y utilizan herramientas como la cromatografía de gases y la espectrometría de masas para analizar los hidrocarburos y localizar nuevos depósitos dentro del sistema petrolífero mediante trampas que tienen interés económico y buenas reservas para la explotación⁹. La clasificación de las familias de aceites se basa comúnmente en métodos cualitativos o semicuantitativos basados en la composición a granel, como la relación de azufre orgánico a nitrógeno orgánico (Thompson, 1994), la presencia de compuestos moleculares o la abundancia relativa (Karavas et al., 1998; Obermajer et al 2002; Jiang y Li, 2002; Smith y Bend, 2004; Pasadakis et al., 2004)¹ y composición isotópica (Murray et al., 1994; Li et al., 2001)².

La cuenca de los Llanos Orientales es una de las provincias más prolíficas de Colombia en la explotación de hidrocarburos, con registros de producción de 694.099 barriles de crudos diarios, representativos al 73% de la producción nacional al año 2018 según la ANH ³ y por ende una de las zonas más estudiadas debido al gran potencial que presenta, evidenciados en campos como Caño Limón, Cusiana, Cupiagua, Rubiales y Castilla. En la actualidad, la cuenca ha descubierto reservas de 3.4 millones de barriles y 3.8 Tera pies cúbicos y un potencial de descubrimiento de 8.800 millones de barriles. Se han descubierto sesenta y cuatro campos. De acuerdo con el estudio de Evaluación de los recursos de hidrocarburos remanentes en Colombia (yet to find) ANH 2019, la cuenca Llanos tiene un potencial por descubrir de 2.414 mbpe (recursos prospectivos) y 603 mbpe (recursos prospectivos recuperables).

Los métodos de investigación y evaluación de la cuenca han surgido debido a las múltiples inquietudes que se presentan durante el proceso de exploración y

¹ Jia, C.Z., Wei, G.Q., 2002. Structural characteristics and petroliferous features of Tarim Basin. Chinese Science Bulletin 47, 1–11.

² 1. Shuichang Zhang, H.H., Geochemistry of Palaeozoic marine petroleum from the Tarim Basin, NW China: Part 1. Oil family classification. Organic Geochemistry, 2005(36): p. 1204-1212.

³ PORTAFOLIO, Herrera H., Los Llanos, despensa petrolera colombiana, in <https://www.portafolio.co/economia/los-llanos-despensa-petrolera-colombiana-5159402018>.

extracción, haciendo necesario aumentar la información antes y durante el desarrollo de las etapas, con el fin de aumentar la certeza de los reservorios en el subsuelo, a partir de propuesta de modelos de agrupación de los hidrocarburos en familias de crudos. Por ende, se han implementado estudios geoquímicos que suministran evidencia directa de las acumulaciones, con base a la aplicación de los principios de la química, al estudio del origen, generación, acumulación, migración y degradación de los crudos.

Para conocer los estudios realizados en la cuenca Llanos Orientales, es importante realizar un recuento de la historia de la exploración y los estudios disponibles en la literatura geológica. Igualmente, se consultaron otros trabajos útiles para hacer correlaciones y de esta manera garantizar la integración de la información disponible.

El Instituto Colombiano del Petróleo (ICP) ha realizado estudios multidisciplinarios de rocas fuente y petróleo crudo en la cuenca de los Llanos (Tegelaar et al., 1995; Rangel et al., 1996)⁴. En la cuenca de los Llanos Orientales (LLAOB), Palmer y Russel (1988) identificaron cinco familias petroleras e hicieron algunas correlaciones especulativas de roca fuente de petróleo. La Universidad Nacional de Colombia ha realizado varios estudios relacionados con el potencial estratigráfico y petrolífero de la cuenca, además de varios estudios petrográficos y paleontológicos en aceites y rocas fuente (Mayorga & Vargas, 1995; Varela, 1997; Cabrera, 1999)⁵.

Con respecto a la edad de la roca fuente, en general se acepta que los crudos Llanos se originaron a partir de la formación Gachetá del Cretácico Superior en la Cordillera Oriental (Zumerge, 1984; Dzou et al., 1999). Otros estudios proponen que el petróleo se originó en al menos dos intervalos diferentes de roca fuente: las lutitas negras marinas del Cretácico Superior y las facies marino continentales del Paleógeno Inferior (Palmer y Russell, 1988; Tegelaar et al., 1996)⁶. Al igual que la mezcla de aceites de diferente madurez térmica (Springer et al., 2010) en la composición final y la firma geoquímica de los aceites.

Teniendo en cuenta que los crudos de una misma cuenca, generalmente, tiene una historia geológica parecida, las diferencias normalmente son muy pequeñas, y están estrechamente relacionadas principalmente por la composición molecular, ubicación del campo petrolífero y condiciones del yacimiento. Por ello la ANH ha propuesto realizar una caracterización tanto de propiedades promedio, tales como,

⁴ Tegelaar, E.W., Zaugg, P., Hegre, J., Rangel, A., 1995. Petroleum systems of the foothills of the Southern Llanos and Putumayo basins. En Memorias del VI Congreso Colombiano del Petroleo, p 99-106.

⁵ Mayorga, M., Vargas, M., 1995. Caracterización Geoquímica y Facial de las Rocas Potencialmente Generadoras de Hidrocarburos en las Formaciones del Cretáceo y Terciario Inferior de la Cordillera Oriental. Tesis de grado. Dpto de Geología, Facultad de Ciencias, Universidad Nacional de Colombia.

⁶ Palmer, S.E., Russell, J.A., 1988. The five oil families of the Llanos basin. In: III Simposio Bolivariano del Petroleo, Caracas, 13-16 marzo, 1988. p 724-754.

densidad, viscosidad y API, cromatografía de gases, análisis SARA, GCMSMS y GC-IRMS (ANH-Antek SA, 2014), que permiten reconocer pequeñas diferencias composicionales, proporcionando información geoquímica novedosa. Lo anterior se convierte en una herramienta analítica útil para describir los fluidos presentes y diferenciar familias de petróleos, determinados por algunas hipótesis sobre sus respectivos orígenes, condiciones migratorias y de entrapamiento.

El libro *Petroleum Geology Of Colombia Vol 9. Llanos Basin*, propone la diferenciación de cuatro familias de crudos denominadas familias (1,2,3 y 4). (Luis Fernando Sarmiento 2011)⁷. Dada la importancia de la clasificación y división, se buscó proponer un modelo de la agrupación de petróleo en familias mediante la caracterización detallada de los aceites, características de su composición y calidad, obtenida a partir del plan de muestreo de la ANH cubrió las principales áreas de producción, incluyendo los aceites crudos de Arauca en el norte, Yopal y aceites pesados en el centro, Puerto Gaitán y Rubiales en el sureste y Acacías en el suroeste de la provincia, con 518 muestras para su evaluación mediante análisis bulk y de alta resolución, mediante composición de biomarcadores, la integración y discusión de hallazgos previos, estudios disponibles y correlaciones especulativas.

Se busca que el modelo propuesto de clasificación de familias de crudos en superficie para la cuenca Llanos Orientales proporcione una menor incertidumbre al localizar las áreas prospectivas; que, además, correlacione las características de los crudos según las propiedades que describan la calidad, el ambiente deposicional, la materia orgánica original, con referencias de biomarcadores determinados por los análisis de alta resolución, de los cuales ciertos resultados se darán a conocer en el presente trabajo y su totalidad como material publicado por la ANH, garantizando un gran aporte a la industria petrolera del país, para compañías inversionistas y de exploración.

El objetivo general de este trabajo es la elaboración de un mapa de superficie para clasificar las familias de crudos con base en el análisis geoquímico en la cuenca de los Llanos Orientales, que sirva como modelo para determinar el tipo de crudo, sus características y las posibles áreas de acumulación, previo a la etapa de exploración. Para ello se plantearon seis (6) objetivos específicos, a saber:

- Describir las generalidades de la geología, la historia de exploración y geoquímica en la cuenca Llanos Orientales.
- Describir las bases teóricas de la geoquímica, así como la metodología empleada para los estudios geoquímicos.

⁷ SARMIENTO, Luis F. *Petroleum Geology of Colombia, Llanos Basin*. Fondo Editorial Universidad EAFIT. Departamento de Geología. Vol 9. diciembre 2011

- Realizar la evaluación de la interpretación de los datos *bulk properties* de las muestras de crudo mediante un análisis gráfico de las propiedades generales de los crudos de la cuenca Llanos Orientales.
- Caracterizar los crudos en familias mediante la interpretación de análisis de alta resolución.
- Definir las provincias geoquímicas de la zona de estudio a partir de la relación del tipo de crudo, análisis, interpretaciones y correlaciones de las familias de crudos.
- Generar el mapa en superficie de la cuenca Llanos Orientales teniendo en cuenta la clasificación de los crudos en familias.

El proyecto en la cuenca Llanos Orientales surge debido a la necesidad que tiene el país de implementar nuevas estrategias que incrementen la producción mediante una exploración más intensiva que garantice el hallazgo de nuevas reservas con base en el reconocimiento de áreas inexploradas y la extensión de los yacimientos en campos conocidos. Este trabajo aportará nuevo conocimiento para complementar los estudios relacionados con la cuenca Llanos Orientales, proporcionando nuevas herramientas teóricas para el mejor conocimiento de la geoquímica del petróleo en la etapa previa de exploración de las compañías petroleras, reduciendo el riesgo de exploración, la incertidumbre y optimizando el área de búsqueda.⁸ Adicional a ello se busca aumentar el conocimiento de la calidad del crudo, en las áreas que conforman la cuenca Llanos Orientales con base en sus características, y de esta manera planificar y desarrollar los programas en las etapas posteriores y el manejo en superficie.

Para llevar a cabo el cumplimiento del proyecto en su totalidad, se realizó una estructuración por etapas para el desarrollo de cada uno de los objetivos. Dentro del marco teórico se presentará lo relacionado con el objetivo uno, en el que se describirá de manera concreta la geología de la cuenca de Llanos Orientales, abarcando aspectos relevantes de la geología estructural, la estratigrafía de las unidades estudiadas, ambientes deposicionales, los sistemas petrolíferos de la cuenca, con la evaluación de sus elementos básicos como la roca fuente, la roca reservorio, la roca sello y el entrapamiento. Dentro del marco teórico también se describe la primera parte del objetivo dos, dándose a conocer algunos de los estudios y datos presentados respecto a la geoquímica de la cuenca. La segunda parte comprende la metodología, dentro de la cual se estructurará el procedimiento en detalle para el desarrollo del proyecto: iniciando por la descripción de las técnicas empleadas para un análisis básico dentro del área de la geoquímica, denominados *bulk properties*, así mismo se explicará lo relacionado con los análisis de alta resolución llevados a cabo y su importancia. Posterior a ello se explicarán las

⁸ WELLS, F. I. A. (2011). CONTROLES DETERMINANTES EN LA GEOQUÍMICA Y MINERALOGÍA DE LOS SEDIMENTOS FLUVIALES ACTIVOS EN LA CUENCA DEL RÍO LIMARÍ - IV REGIÓN DE COQUIMBO, CHILE SANTIAGO DE

técnicas empleadas por el laboratorio ANTEK y la ANH en el año 2014 para la obtención de los resultados presentados en las tablas (Anexo 1 y Anexo 2), dando cumplimiento a la totalidad del objetivo dos. El objetivo tres y cuatro se llevará a cabo dentro del apartado denominado resultados en cual se expondrán las gráficas y su interpretación pertenecientes a los parámetros estudiados y la descripción tanto para el análisis bulk como el análisis de alta resolución, adicional a ello se presentará el modelo propuesto del mapa de división de familias de crudos, en relación los resultados evidenciados, dando cumplimiento al objetivo 6. Para la complementación del objetivo tres, cuatro y seis, y el desarrollo del objetivo cinco, será el capítulo referente a la discusión en donde se explicará en detalle los aspectos relevantes de los resultados y la comparación con estudios previos, para determinación de la división en familias, la importancia y la clasificación propuesta.

1. MARCO TEÓRICO

Para dar cumplimiento a cada uno de los objetivos, fue necesario realizar consultas sobre los antecedentes, material bibliográfico y estudios actuales del tema a desarrollar, debido a la importancia que representa como base preliminar de referencia, información verídica existente y método de comparación para el proyecto en curso; para interpretar y plasmar los resultados obtenidos de técnicas novedosas y de gran interés referente al área de la geoquímica, que buscan ampliar la información de la cuenca de llanos orientales. Se lleva a cabo la evaluación de la información de la cuenca, los aspectos relevantes de su formación y estructuración y los datos respecto a su geoquímica.

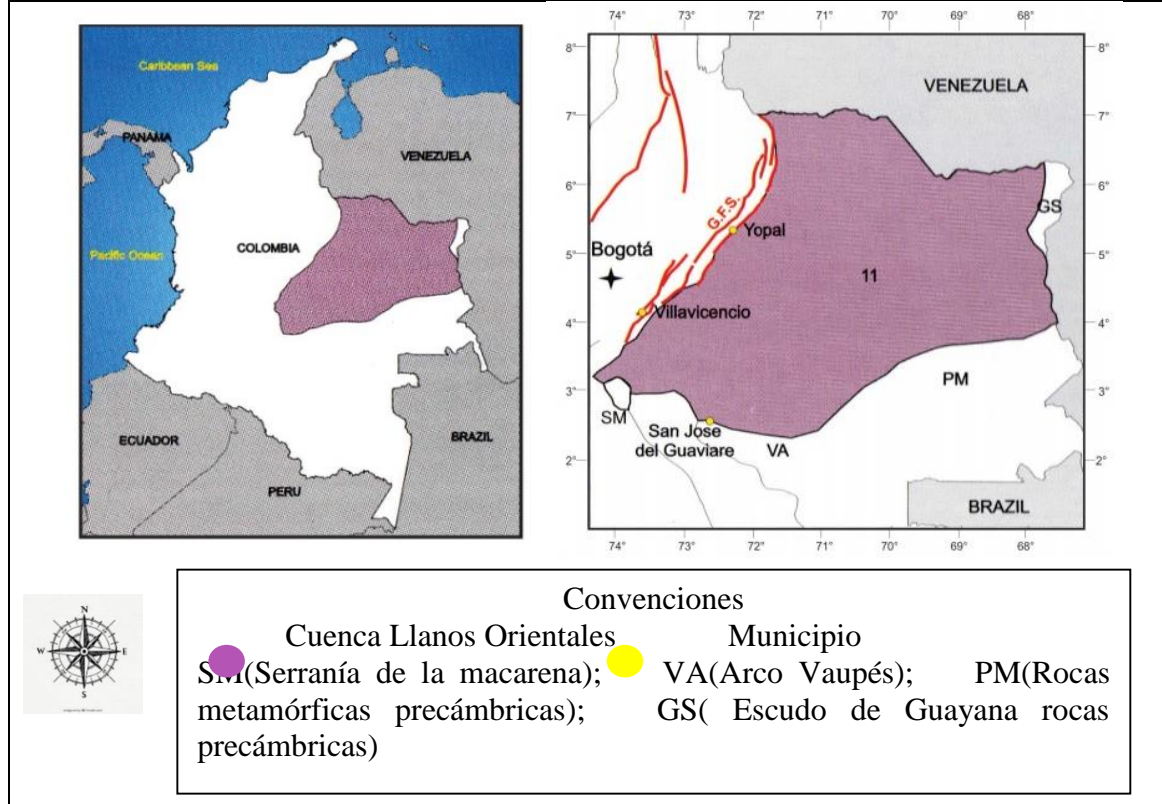
1.1 LOCALIZACIÓN CUENCA DE LLANOS ORIENTALES

El área de estudio de la presente investigación corresponde geológicamente a la Cuenca Llanos Orientales, conocida como la cuenca ante-país (foreland) sub-andina oriental de la Cuenca Cordillera Oriental (CCO). Está ubicada en el noroeste del territorio colombiano; comprende los departamentos de Casanare, Arauca, Meta y Vichada. De acuerdo con la ANH (2012) e ICP/ECOPETROL (1991), es una depresión topográfica plana, de orientación suroeste - noreste, con alturas que oscilan entre 200 y 500 metros, que se desarrolló en el flanco occidental del Escudo de Guyana. Cubre una extensión de 225.603 km² (22.560.327 hectáreas). Está limitada hacia el Oeste por la cordillera Oriental, hacia el Este por el escudo de Guyana, y hacia el Sur por la Serranía de la Macarena y el arco basamento del Vaupés. La cuenca continúa hacia el Norte en Venezuela donde toma los nombres de Cuenca Apure Occidental y Barinas, la cual ha sido separada de la Cuenca Llanos desde el Cenozoico temprano por el arco de Arauca⁹

Desde el punto de vista hidrocarburífero, la cuenca Llanos Orientales ha sido dividida en tres sectores que muestran características geológicas propias: Arauca, Casanare y Meta (Bueno, 1985). Estos coinciden aproximadamente con los límites políticos de los departamentos de Arauca, Casanare y Meta, respectivamente

⁹ Sarmiento, L.F., *PETROLEUM GEOLOGY OF COLOMBIA*. Vol. 9. 2011, Medellín-Colombia.

Figura 1. Mapa de localización de la Cuenca de Los Llanos Orientales.



Fuente: SARMIENTO, L.F., *PETROLEUM GEOLOGY OF COLOMBIA*. Vol. 9. 2011, Medellín-Colombia. Modificación Propia.

1.2 ESTRATIGRAFIA DE LA CUENCA LLANOS ORIENTALES

La sucesión estratigráfica inicia desde el periodo Paleozoico con rocas depositadas sobre un basamento cristalino y que sufren un bajo grado de metamorfismo y son suprayacidas por sedimentos del Cretácico y del Cenozoico en un ciclo de ambiente de depositación continental-marino-continental. Las investigaciones han descrito dos sistemas principales de hidrocarburos: el sistema Gacheta / Mirador, que generó hidrocarburos durante el tiempo Eoceno-Oligoceno, y el sistema Gacheta / Carbonera / Mirador durante la orogenia andina y la fase posterior (ANH, 2012). El cretáceo superior inicio con una sección de arenisca basal (formación Une), seguido de una depositación de lutitas marinas, cristales y fosfatos como resultado del aumento del nivel del mar en condiciones anóxicas, conocida como formación Gacheta, clasificada como roca de origen marino y en la llanura costera, entorno fluvial, se depositó la formación Guadalupe. La formación barco forma parte del basal del terciario, compuesto por estuarios ricos de areniscas, en el campo Cusiana se denota una influencia marina, pero en la parte superior de la formación se presenta depósitos de llanuras aluviales. La formación de Los Cuervos se caracteriza por depósitos lodosos de llanura costera baja.

La secuencia Oligoceno-Mioceno temprano (34–16.5 Ma) comenzó con la formación de Carbonera, que consiste en una llanura costera baja con influencia marina. La formación León, originada por primera la deformación significativa y elevación en la Cordillera Oriental y, por lo tanto, con un evento de carga significativo que mejoró tectónicamente el aumento relativo en el nivel del mar y el tracto de los sistemas más altos. Por último, la Formación Guayabo se generó por la deposición de aproximadamente 3000 m de clásticos continentales gruesos. En el anexo 1 se observa la columna estratigráfica con las formaciones pertenecientes a la cuenca Llanos Orientales.

1.2.1 Formación León. Constituida por capas gruesas de lutitas (en gran parte) e intercalaciones de limolitas. El ambiente de depositación es marino. Se encuentra en contacto concordante con la Formación Guayabo que la suprayace, como con la Formación Carbonera que la infrayace.

1.2.2 Formación Carbonera. De edades desde el Oligoceno a Mioceno, constituida por una secuencia homogénea de areniscas, con intercalaciones menos significativas de arcillolitas y limolitas, ha sido dividida operacionalmente en 8 unidades (C1, C2, C3, C4, C5, C7 y C8), las unidades pares corresponden a arcillolitas y las unidades impares a areniscas.

1.2.3 Formación Mirador. Edad Eoceno Tardío, depositada en un ambiente continental, consisten de un conjunto de areniscas masivas con diferentes granulometrías, generalmente granos decrecientes de base a techo, se encuentra en contacto discordante con la Formación Carbonera que la suprayace y en contacto concordante con la Formación Los Cuervos que la infrayace.

1.2.4 Formación Barco y Los Cuervos. De Edad Paleoceno, en el sector de Casanare, los depósitos continentales de las formaciones Barco y Los Cuervos son areniscas masivas, en el área de Arauca la Formación Barco consta de areniscas cuarzosas masivas de grano fino a grueso, con intercalaciones delgadas de lutitas; Estas formaciones están ausentes en los sectores de Apiay – Ariari, en el sur, y Caño Limón, al norte, y están presentes únicamente en el borde occidental de la cuenca.

1.2.5 Formación Guadalupe. Edad cretáceo tardío superior, constituida por secuencia de areniscas con intercalaciones de lutitas carbonososas, se caracteriza por un ambiente sedimentario continental fluvial, se encuentra en contacto concordante con la Formación Gachetá que los infrayace y en contacto discordante con la Formación Barco que la suprayace. Esta formación incluye areniscas estuarinas a marinas. Las areniscas con influencia de las olas y las mareas están compuestas de granos de cuarzo bien redondeados, predominantemente de grano medio, moderadamente a bien clasificados, y fragmentos intrabasinales no carbonatados (fosfatos y glauconita) y granos de carbonato intrabasinal (oolitas, bioclastos, intraclastos o pellets).

1.2.6 Formación Gacheta (Chipaque). Edad cretácea, está compuesta por una secuencia de lutitas con desarrollos menores de areniscas, se caracteriza por tener un ambiente de depositación marino y se encuentra en contacto concordante tanto con la Formación Une que la infrayace como con la Formación Guadalupe que la suprayace. Está constituida por una secuencia de lutitas, de color gris a gris oscuro, con desarrollos menores de areniscas limpias de arcilla, pero comúnmente con contenido de glauconita y cemento de calcita.

1.2.7 Formación Une. De edad Cretácico medio, conocida como unidad K2 para Ecopetrol, consiste de areniscas cuarzosas con intercalaciones menores de lutitas y limolitas carbonosas. Se caracteriza por tener un ambiente de depositación deltaico, está en un contacto concordante con la Formación Gacheta la cuál la suprayace.

1.3 GEOLOGIA ESTRUCTURAL DE LA CUENCA LLANOS ORIENTALES

Los esfuerzos extensionales y compresionales a los cuales fue sometida la cuenca originaron fosas y pilares tectónicos, fallas normales e inversas y el levantamiento de estructuras como el Alto Vorágine y el Arco de Arauca. De acuerdo a su geometría se divide en 5 terrenos estructurales:

1.3.1 Terreno Arauca. Se caracteriza por tener fallas de rumbo e inversas tales como las fallas Mantecal y Achagua, hay pliegues de tendencia Este Norte Este-oeste Sur Oeste asociados a fallas inversas. Su orientación sugiere que las fallas fueron de deslizamiento sinistral durante el Paleozoico.

1.3.2 Terreno Casanare. Se caracteriza por tener todas las capas de la secuencia sedimentaria buzando hacia el Oeste, fallas normales antitéticas y sintéticas y pliegues de tipo roll-over asociados a estas y depósitos del Paleozoico.

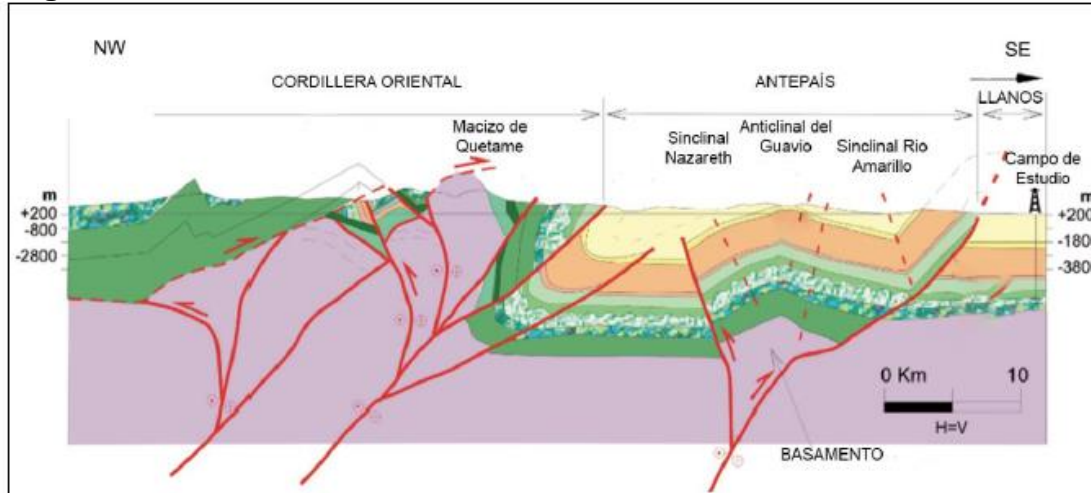
1.3.3 Terreno Meta. Caracterizado por un régimen extensional de la era paleozóica, donde predominan los sistemas de fallas normales antitéticas. Hacia el oeste las fallas tienden a ser invertidas cerca de la Cuenca de la Cordillera Oriental, debido a la orogenia Andina. Esta subregión, también se caracteriza por tener una gran cantidad de anticlinales tipo "Rollover" asociados a los sistemas de fallas normales antitéticas, que constituyen el tipo de trampa dominante para los principales campos de los Llanos Orientales.

1.3.4 Terreno Vichada. Se caracteriza por tener todas las capas de la secuencia sedimentaria buzando hacia el Oeste y son afectadas por fallas normales y un basamento poco profundo.

1.3.5 Terreno Piedemonte Llanero. Representa el borde Oeste de la Orogenia Andina; caracterizándose por fallas normales invertidas, fallas inversas, deformación desde el basamento, pliegues y fallas de desgarre. Como ejemplos de

estas estructuras se encuentran las fallas de Santa María, Lengupa, Cumaral, Chaparral, Servitá y Yopal y los sinclinales de Nunchia y Zamaricote.

Figura 2. Corte Estructural de la Cuenca de los Llanos Orientales



Fuente: SARMIENTO, Luis F. Petroleum Geology of Colombia, Llanos Basin. Fondo Editorial Universidad EAFIT. Departamento de Geología. Vol 9. diciembre 2011, p. 57.

1.4 SISTEMA PETROLIFERO

La estratigrafía de la cuenca de los Llanos Orientales, donde se describe de forma visual y representativa que las principales rocas probadas de petróleo, son las lutitas del Cretácico Superior de la formación Gacheta, mientras que las fuentes potenciales de rocas incluyen Cretáceo (formación Une), Cenozoico (Formaciones Cuervos, Mirador Medio y Carbonera) y Láminas Paleozoicas. Los principales reservorios probados son areniscas de la Formación Mirador, y como reservorios secundarios areniscas de Cenozoico de las formaciones Barco y, Carbonera y areniscas Cretácica de las formaciones Guadalupe y Une. Las principales rocas de sellado superior son intervalos de adobe sobre las rocas productivas o potenciales del yacimiento. Las rocas de foca cenozoica son planicies costeras, lacustres, estuarinas o fluviales de las planicies fangosas de las formaciones Cuervos, Miembros de la formación Carbonera. y formación medio Mirador^{10, 11}

1.4.1 Roca fuente. Las principales rocas fuente de petróleo probadas de la Cuenca de Llanos Orientales, son las lutitas marinas del Cretácico Superior de la formación Gacheta y Chipaque, mientras que las posibles fuentes de rocas secundarias son

¹⁰ Compilado de Etayo (1985,1994), GEOTEC (1992), Cooper et al., (1995), Gómez (1999), Ecope-trol and Beicip (1995), Mora et al. (2010) (Citado por Sarmiento, 2011)

lutitas que incluyen cretáceos (Formación Une.), Cenozoico (Formaciones Cuervos, Mirador medio y Carbonera) y fangos del Paleozoico.

Formaciones Gacheta y Chipaque: Las lutitas marinas de estas unidades, contienen kerógeno mixto (50% marino, tipo II y 50% continental, tipo III), con capacidad de generación de petróleo y gas.

Formaciones Cuervos, Mirador medio y Carbonera: registran Carbono Orgánico Total, correspondientes al kerógeno de tipo III con capacidad de generación de gas. La materia orgánica marina es más común en el norte de la Cuenca de Llanos Orientales (80% en el pozo Chiguiro-1) mientras que la orgánica continental, predomina en el sur de la Cuenca de Llanos Orientales (> 80% en el Candijelas-1 bien). Indicativo de todos los tipos de kerógenos desde IV (kerógeno sin ningún potencial de generación de hidrocarburos), continental, marino hasta kerógenos lacustres con el mejor potencial de generación de hidrocarburos líquidos¹²

1.4.2 Generación y expulsión de hidrocarburos. Los análisis de biomarcadores indican una mezcla de aceites para al menos dos pulsos de migración: Los primeros aceites expulsados, según estudios de correlaciones se describen en su ruta de migración desde el oeste, en donde las trampas existentes en ese momento fueron llenadas y posteriormente las estructuras existentes en las tierras altas de la Cuenca de Llanos Orientales, probablemente a través de las areniscas cenozoicas basales de la Formación Mirador. Los volúmenes de hidrocarburos expulsados tempranamente fueron probablemente enormes. Aunque las grandes trampas del Paleógeno pueden haberse llenado con esta carga temprana, la deformación posterior probablemente destruyó o modificó las trampas tempranas, y obligó a la remigración de estos aceites a nuevas estructuras estos aceites ligeros, caracterizados por su alta evolución térmica en contraste con sus aceites precursores, probablemente mezclados con aceites tempranos. Los volúmenes de hidrocarburos expulsados fueron probablemente más pequeños que los primeros aceites, si se tiene en cuenta el volumen neto más pequeño de roca de fuente no agotada disponible para esta segunda generación y evento de expulsión. La migración de hidrocarburos a los campos de las estribaciones de la Cuenca de Llanos Orientales ocurrió simultáneamente con la deformación. En consecuencia, la distribución final, la cantidad y la composición de los aceites están fuertemente controladas por la evolución estructural del área¹³.

1.4.3 Roca almacén. Roca reservorio, representada en areniscas de las formaciones Mirador, Barco, Guadalupe, Gachetá, Une y Carbonera; todas ellas con porosidades que van del 2% al 25%, característica que proporciona elementos que las convierten en reservorios idóneos. Las porosidades más altas se encuentran al

¹² Sarmiento, L.F., *PETROLEUM GEOLOGY OF COLOMBIA*. Vol. 9. 2011, Medellín-Colombia.

¹³ SARMIENTO, Luis F. Petroleum Geology of Colombia, Llanos Basin. Fondo Editorial Universidad EAFIT. Departamento de Geología. Vol 9. diciembre 2011, p. 258

E de la cuenca. Y permeabilidades que oscilan entre 20 y 300 mD. Las principales rocas de los llanos orientales y las estribaciones son areniscas de los miembros de las Formaciones Mirador, Barco, Guadalupe, Gachetá y Une, y C-7, C-5, C-3 y, en ocasiones, C-4 y C-2 de la Formación Carbonera. Presentando una buena continuidad lateral.

1.4.4 Roca sello. Las principales rocas sello regionales son mudstone de la Formación León. En muchos campos productores de petróleo, los sellos superiores locales son lutitas o lechos de mudstone contenidas dentro de las formaciones Gacheta, Los Cuervos, y Carbonera miembros de números pares (C-2, C-4 y C-6) son sellos más pequeños y, por lo tanto, bastante efectivos. (Hernández et al. (1977)).

1.4.5 Trampas. Son de tipo estructural y se presentan básicamente cinco estilos: pliegues por propagación de falla, pliegues en zonas triangulares, anticlinales por fallas invertidas, pliegues por fallas de desgarre y antitéticas.

Los 5 dominios estructurales actúan como sellos laterales para la formación de trampas potenciales en su mayoría. De esta manera se menciona: dentro del *dominio estructural de Casanare*; las fallas normales antitéticas, forman el tipo de trampa principal en los campos de producción. Los pliegues se asocian a menudo con el lado ascendente de la falla. Si no hay un pliegue, la falla actúa como el sello lateral. Dentro del *dominio estructural de Arauca*; en el área al norte de este dominio, las trampas de hidrocarburos son producidas por NS, y las fallas inversas de la ENE-WSW y los ligeros pliegues emergentes, *dominio estructural de Vichada*, las trampas son similares a las del dominio Casanare. Sin embargo, son generalmente más suaves y menos abundantes. Algunas fallas probablemente resultaron de la reactivación de las fallas extensionales del Paleozoico. *dominio estructural del Meta*, la gruesa sección del Paleozoico muestra pliegues y fallas de empuje, probablemente originadas durante el Paleozoico y correlacionables con la orogenia de Caledonia. En el oeste, las trampas son fallas de tendencia NNE-SSW inversas y pliegues asociados, fallas normales de orientación similar y fallas de deslizamiento de impacto dextrales NE-SO con posibles pliegues de arrastre. *dominio pie de monte Llanero*, se observa distribuciones de trampas a lo largo de las estribaciones de la Cuenca de Llanos Orientales, evidenciando pliegues y dúplex bajo el área de sinclinal pasivas centrales (Cupiagua), pliegues bajo la zona de sinclinal externas (Cusiana) -inversiones estructurales (Cumaral y Vanguardia) Ligeras inversiones estructurales en la zona anterior (Chaparral y San Pedro) Pliegues leves en la parte delantera (Arauca y Fortul)¹⁴.

¹⁴ SARMIENTO, Luis F. Petroleum Geology of Colombia, Llanos Basin. Fondo Editorial Universidad EAFIT. Departamento de Geología. Vol 9. diciembre 2011, p. 311

1.5 GEOQUÍMICA

La geoquímica se ocupa de la distribución de elementos químicos y sus isótopos en las geosferas de la tierra, evaluando los procesos geológicos, el estudio de las rocas, los minerales, el suelo, el agua, la atmósfera y la biosfera. Contribuye al descubrimiento y explotación de los recursos naturales por parte de la humanidad (desde los minerales hasta los hidrocarburos)¹⁵

1.5.1 Geoquímica del petróleo. Se ha utilizado para descubrir nuevos campos petroleros desde mediados del siglo XIX, especializados en la búsqueda de nuevos yacimientos de petróleo y gas natural. Al respaldar la prospección de yacimientos de petróleo, los geoquímicos petroleros buscan identificar rocas de origen, en donde se hayan formado hidrocarburos a partir de materia orgánica. Evaluando la distribución de elementos químicos en la tierra, mediante técnicas y métodos especializados que pueden utilizarse para analizar posibles rutas y distribución de hidrocarburos de la roca de origen. Los geoquímicos petroleros se basan en métodos geoquímicos estándar, como la química de isótopos, y utilizan herramientas como la cromatografía de gases y la espectrometría de masas para analizar las rocas generadoras y trazas de hidrocarburos, para localizar nuevos depósitos y la posible ubicación del Yacimiento Petrolífero (trampas que tienen interés económico, buenas reservas para la explotación)¹⁶

1.6 FAMILIAS DE CRUDOS

La clasificación de crudos en familias se basa en métodos cualitativos o semicuantitativos basados en la composición a granel, como la relación de azufre orgánico a nitrógeno orgánico (Thompson, 1994)¹⁷, la presencia de compuestos moleculares o la abundancia relativa, mediante biomarcadores (Karavas et al., 1998; Obermajer et al. al., 2002; Jiang y Li, 2002; Smith y Bend, 2004)¹⁸ y composición isotópica (Murray et al., 1994; Li et al., 2001).

Los aceites de la misma familia están relacionados composicionalmente y se originan a partir de una sola roca fuente en términos de facies depositacionales y litología. Sin embargo, una serie de procesos posteriores que ocurren durante la migración y dentro del depósito pueden modificar significativamente la composición del aceite.

¹⁵ Lutz, R. C., PhD, Geochemistry. Salem Press Encyclopedia of Science, 2019

¹⁶ J.E. Cortes, J.E.N., J.A. Polo, A.G. Tobo, C. Gonzalez, S.C. Siachoque *Molecular organic geochemistry of the Apiay field in the Llanos basin, Colombia*. Journal of South American Earth Sciences, 2013: p. 166-178.

¹⁷ Thompson K.F.M., 1994. Fractionated aromatic petroleums and the generation of gas-condensates. Organic Geochemistry 11, 573-590

¹⁸ Karavas, F.A. Riediger, C.L., Fowler, M.G., Snowdon, L.R., 1998. Oil families in Mannville Group reservoirs of south western Alberta. Organic Geochemistry 29, 769-784

1.7 PROVINCEAS GEOQUIMICAS

La provincia geoquímica es un área de la corteza terrestre caracterizada por una asociación particular de elementos químicos estadísticamente significativa, o bien por el enriquecimiento o empobrecimiento de un elemento o grupo de elementos. La provincia geoquímica es una manifestación de un enriquecimiento regional de uno o varios elementos, por lo tanto, representan expresiones diferentes de un mismo rasgo geológico regional. Una provincia metalogénica puede ser determinada a partir de la correspondiente provincia geoquímica, que a su vez es determinada del análisis estadístico de datos geoquímicos regionales. La delimitación de provincias geoquímicas debería ser de mayor importancia en la exploración mineral que la localización de provincias metalogénicas, puesto que una provincia geoquímica puede ser identificada tempranamente en un programa de exploración (Bolviken et al., 1990)¹⁹.

1.8 KERÓGENO

El kerógeno es la forma más importante del carbono orgánico en la tierra, se puede clasificar en cuatro grupos principales llamados macérales, los cuales confieren las características del tipo de kerógeno: el primero es **la marcela leptinita** originado por compuestos lípidos procedentes de algas en donde sus ambientes de formación son en lagos y lagunas, tiene algo contenido de hidrogeno y poco de oxígeno buen potencial para la generación de petróleo. Clasificado como querógeno de **tipo I**, el segundo es la **marcela exinita** originado de restos de plantas, siendo su ambiente de depósito lagos y ambientes marinos, presenta alto contenido de hidrogeno y medio de oxígeno, puede generar petróleo, gas condensado y gas húmedo. Conocido como querógeno **tipo II** el cual se caracteriza por presentar un contenido de azufre. El tercero es **marcela vitrinita** procedente de las plantas terrestres, presenta alto contenido de oxígeno y bajo de hidrogeno, componente principal del carbono y gas. Conocido como querógeno de **tipo III** y el ultimo conocido como **maceral inertinita** el cual no es potencial de petróleo o gas.²⁰ [3].²¹

La segunda etapa conocida como **catagénesis** es la fase que se presenta debido al aumento progresivo de la temperatura durante el enterramiento de las series por sedimentos más jóvenes. La degradación térmica del kerógeno en esta etapa es la responsable de la generación de la mayor parte de los hidrocarburos, las cadenas y los ciclos de hidrocarburos se eliminan a causa del aumento de la temperatura donde el kerógeno sufre una reacomodación molecular, es decir forma los petróleo o crudo y posteriormente el gas y gas húmedo, siendo la principal etapa.

¹⁹ Bolkiven. B. Bogen. J. Demetriades. A. W. Ebbing. J., 1993. Final report of the working group on regional geochemical mapping 1986-93. Forum of European Geological surveys. 18pp

²⁰ Arzare, S.O., *Historia del petróleo*, ed. E. CFE. Diciembre del 2009.

La tercera etapa denominada **metagènesis** es la fase de transformación orgánica y mineral que se alcanza cuando los materiales orgánicos y sedimentarios son sepultados a profundidad. Durante esta etapa se presenta una organización de compuestos aromáticos, generando solo gas seco.²²³⁴

Dentro de las características y propiedades en términos de composición química, el hidrocarburo se constituye por átomos de carbono e hidrógeno y otros componentes como el azufre. Según la química están divididos en tres grupos: saturados, insaturados, resinas y asfaltenos los cuales tienen particularidades específicas. Según su aspecto físico los divide en familias como el gas natural, los aceites y productos líquidos, las arenas asfálticas y esquistos bituminosos. El gas seco está constituido por metano, el gas húmedo corresponde a gases condensables. Los aceites ligeros constituido por fracciones ligeras de hidrocarburo y los pesados los cuales tienen fracciones sólidas. Para diferenciar los tipos de petróleos crudos se clasifican según sus características físicas como: parafinos, nafteno-parafinicos, naftenidos y aromáticos. De acuerdo a su contenido de azufre: en amargos si es mayor a 1,5% y dulces si tiene menos de 0,5%. Según su densidad y viscosidad se clasifican en ligeros y pesados. También se clasifican en su grado de evolución en las condiciones de presión y temperatura que fueron expuestos, es decir existen crudos jóvenes poco profundos suelen ser muy viscosos, poco profundos con viscosidades medias y muy profundos con viscosidades y contenidos de azufre bajos. Siendo el tiempo y las profundidades en que se encuentran separados un parámetro importante para definir la calidad del crudo tratado^{23_24_25}

1.9 AMBIENTE SEDIMENTARIO

Un ambiente deposicional o ambiente sedimentario es simplemente un punto geográfico donde se acaparan los sedimentos. Cada lugar se caracteriza por una combinación particular de procesos geológicos y condiciones ambientales. Algunos sedimentos, como los sedimentos químicos que precipitan en cuerpos acuáticos, son el producto de su ambiente sedimentario. Es decir, los minerales que los constituyen se originaron y se acumularon en el mismo lugar. Otros sedimentos se forman lejos del lugar donde se acaparan. Estos materiales son llevados a grandes distancias de su origen por una combinación de gravedad, agua, hielo y viento. En

²²Kairuz, E. C., C_ordoba, F., Moros, J., Calder_on, W., & Buchelli, F., 2000. Sistemas petrolíferos del Putumayo, Colombia. In: Proceedings of the VII Simposio Bolivariano, Bogota, Colombia, p. 525-532.

²³ Cobba, N. PRINCIPALES TEORIAS QUE EXPLICAN EL ORIGEN DEL PETROLEO. 4 DE OCTUBRE DE 2007.

cualquier momento la situación geográfica y las condiciones ambientales de un ambiente sedimentario precisan la naturaleza de los sedimentos que se acumulan. Por consiguiente, los geólogos estudian atentamente los sedimentos en los ambientes deposicionales actuales porque los rasgos que encuentran también pueden observarse en rocas sedimentarias antiguas.

1.9.1 Tipos de Ambiente Sedimentario. Existen tres categorías de ambientes sedimentarios: continental, marina y de transición (línea de costa). Cada categoría abarca muchos subambientes específicos. Hay una gran diversidad de ambientes deposicionales. Cada uno consiste en un área donde el sedimento se acumula y donde los organismos viven y mueren. Cada uno produce una roca o una agrupación sedimentaria característica que muestra las condiciones predominantes²⁶

1.9.2 Ambientes continentales. Son medios no marinos, la superficie de depositación yace normalmente sobre el nivel del mar y la distinción entre los medios terrestres y acuáticos depende del hecho de que el depósito se forma en agua (ríos, lagos, pantanos) o que sea formado ya sea por el viento o por el hielo glacial. Los ambientes continentales están sujetos por la erosión y la deposición asociadas a corrientes. En algunas regiones frías, las masas de hielo glacial en movimiento sustituyen el agua corriente como proceso sobresaliente. En las regiones áridas (así como en algunos puntos litorales) el viento asume mayor relevancia. Es evidente que la naturaleza de los sedimentos depositados en los ambientes continentales recibe una fuerte influencia del clima

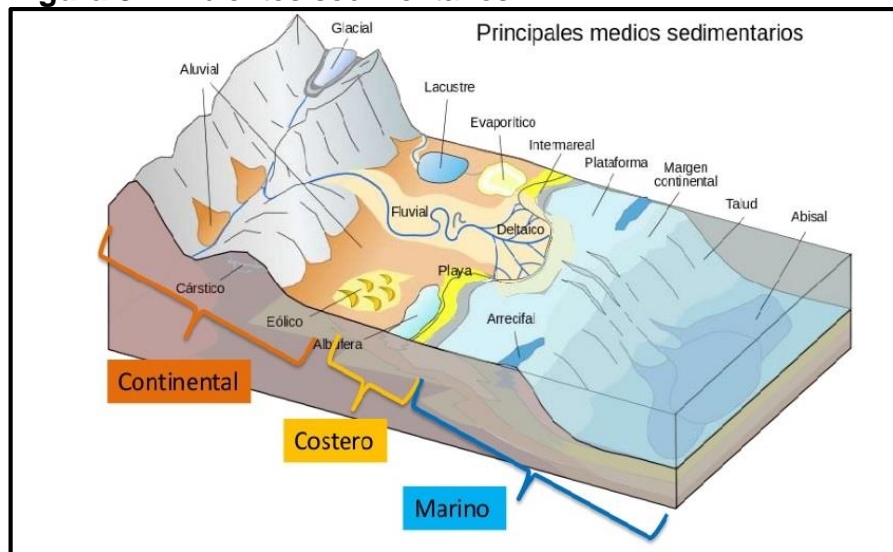
1.9.3 Ambientes marinos. Los ambientes deposicionales marinos se dividen en función de la profundidad. El ambiente marino somero alcanza profundidades de unos 200 metros y se propaga desde la orilla hasta la superficie externa de la plataforma continental. El ambiente marino profundo se encuentra mar adentro, a profundidades superiores a los 200 metros más allá de la plataforma continental. Debido a la erosión constante del continente adyacente, el ambiente marino somero recibe grandes cantidades de sedimentos procedentes de la tierra emergida. Cuando la entrada de este sedimento es mínima y los mares son relativamente cálidos, los barros ricos en carbonato pueden ser el sedimento sobresaliente. La mayor parte de este material está compuesto por los restos esqueléticos de los organismos secretores de carbonato mezclados con precipitados inorgánicos. Los arrecifes de coral también se coligan con ambientes marinos cálidos y someros. En las regiones cálidas donde el mar ocupa una cuenca con circulación coartada, la evaporación provoca la precipitación de los materiales solubles y la formación de depósitos de evaporitas marinas.

²⁶ Lutgens, E.J.T.F.K., Ciencias de la Tierra UNA INTRODUCCIÓN A LA GEOLOGÍA FÍSICA ed. octava.

Los ambientes marinos profundos son los fondos oceánicos profundos., alejadas de las masas continentales, las partículas minúsculas provenientes de muchas fuentes perduran a la deriva durante mucho tiempo. De manera gradual, estos granos pequeños caen sobre el fondo oceánico, donde se aglomeran muy lentamente. Son excepciones importantes los depósitos de sedimentos relativamente gruesos que aparecen en la base del talud continental. Estos materiales caen de la plataforma continental como corrientes de turbidez, masas densas compuestas de sedimentos y agua e impulsadas por la gravedad.

1.9.4 Ambientes de transición. La línea de costa es la zona de transición entre los ambientes marino y continental. Aquí se hallan los depósitos conocidos de arena y grava denominados playas. Las llanuras mareales cubiertas de barro son cubiertas alternativamente por capas poco profundas de agua y luego son expuestas al aire conforme las mareas suben y bajan. A lo largo y cerca de la costa, el trabajo de las olas y las corrientes distribuye la arena, creando flechas litorales, cordones litorales e islas barreras. Los cordones litorales y los arrecifes crean albuferas. Las aguas más tranquilas de estas áreas protegidas son otro lugar de sedimentación en la zona de transición. Los deltas se cuentan entre los depósitos más importantes asociados a los ambientes de transición. Las acumulaciones complejas de sedimentos se forman hacia el mar cuando los ríos experimentan una pérdida de velocidad y depositan su carga de derrubios detríticos.²⁸

Figura 3. Ambientes sedimentarios



Fuente: ARCHE, A. «Facies, sedimentología y análisis de cuencas sedimentarias». En: Arche, A. (ed.) *Sedimentología. Del proceso físico a la cuenca sedimentaria*. Madrid: Consejo Superior de Investigaciones Científicas. Textos Universitarios,; 2010. **46**: 15-52

²⁸ Lutz, R. C., PhD, Geochemistry. Salem Press Encyclopedia of Science, 2019

2. METODOLOGÍA

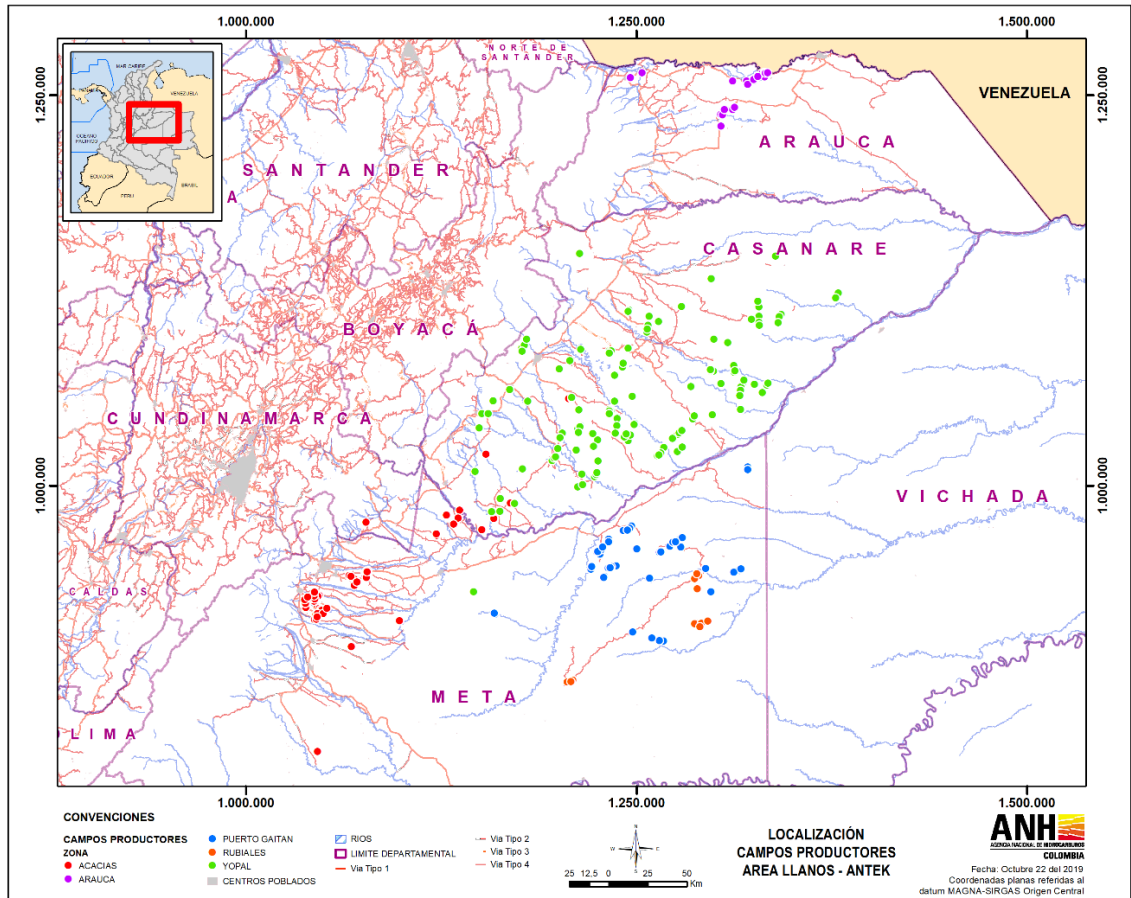
Con el propósito de apoyar las actividades de exploración petrolera, la ANH planteó un proyecto que tenía como objetivo: “*CARACTERIZAR LAS PROVINCIAS PETROLÍFERAS DE COLOMBIA CON BASE EN LA EVALUACIÓN DE CRUDOS DE LAS CUENCAS CON PRODUCCIÓN COMERCIAL DE HIDROCARBUROS*”. En este capítulo se mostrará la metodología propuesta para el desarrollo del proyecto.

A continuación, se hará una descripción de la metodología llevada a cabo por la ANH en el periodo comprendido entre septiembre y octubre de 2014 y que tuvo como objetivo final realizar una caracterización geoquímica de la Cuenca de los Llanos Orientales. Para ello se enfocaron en la realización de dos tipos de pruebas específicas: Análisis de *Bulk Properties* y Análisis de Alta Resolución. Dentro del estudio se buscó abarcar las principales áreas productoras de la Cuenca, que incluían los aceites crudos de Arauca en el norte, Yopal y aceites de estribaciones en el centro, Puerto Gaitán y Rubiales en el sureste y Acacías en el suroeste. Para la realización del análisis de *Bulk Properties* fueron recolectadas un total de 518 muestras de crudo que cubrieran la totalidad del área en la provincia de los Llanos; con un total de 32 muestras en la zona de Arauca, 246 muestras de crudo en la zona Yopal, 109 y 20 muestras en las zonas de Puerto Gaitán y rubiales respectivamente y 111 muestras en la zona de Acacías, mientras que para el Análisis de Alta Resolución el total de muestras fue de 104.

La recolección de muestras y la realización de los análisis corrió por cuenta de la Compañía Antek S.A. -Isotopic and Organic Geochemical Laboratory. La Figura 4 muestra los puntos de muestreo en la Cuenca y la zonificación de la Cuenca respecto al tipo de crudo que se buscaba analizar y el anexo 2, 3 y 4, presenta las tablas con los resultados de los diferentes análisis, indicando en cada uno tanto el pozo en el que fue extraída y como la formación perteneciente. Destacando en la zona de Acacías Formaciones como Guadalupe, k1: Guadalupe, Lower Sands y T2: san Fernando, en la zona de Arauca se resaltan las formaciones Lower Carbonera, Upper Carbonera y K2A: Guadalupe. En la zona de Puerto Gaitán se destacan Carbonera Basal, Carbonera C5 y carbonera C7, en la zona de Rubiales predomina la formación Carbonera Basal y la zona de Yopal la formación Barco, carbonera C3, C5, C7 Y C8, Gacheta, Guadalupe, Mirador (superior e inferior), Ubaque y Une.

Con base las interpretaciones de las diferentes pruebas, este trabajo realiza un análisis detallado de las propiedades, permitiendo la integración con modelos geológicos y sistemas petrolíferos de la cuenca para el mejoramiento de la caracterización geoquímica de petróleo crudo y su división en familias.

Figura 4. Ubicación de los campos en la cuenca Llanos Orientales para para la toma de muestras de los crudos.



Fuente: AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS (ANH), Documento interno con base a los resultados obtenidos del proyecto “*Caracterizar las provincias petrolíferas de Colombia con base en la evaluación de crudos de las cuencas con producción comercial de hidrocarburos*”, 2014.

2.1 ANÁLISIS GEOQUÍMICO- PRUEBAS ESPECÍFICAS

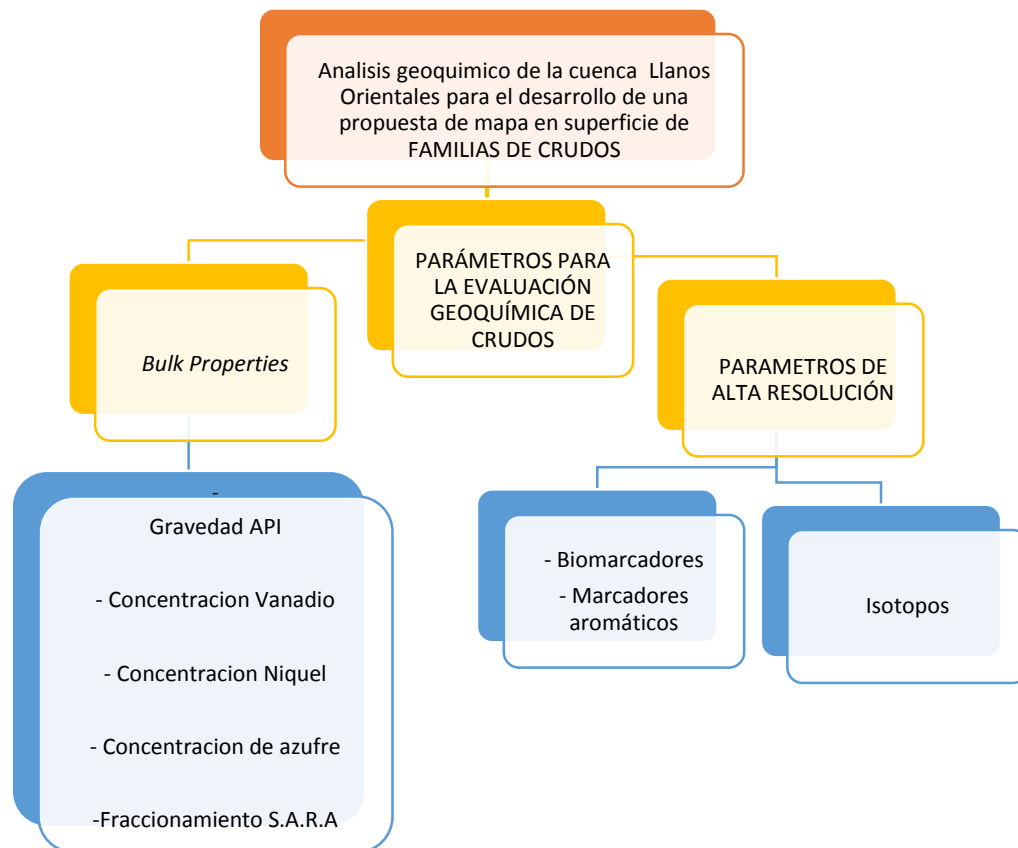
Realizar una descripción de la composición del petróleo es relevantes para su caracterización y análisis geoquímico. El petróleo está constituido principalmente por hidrogeno y carbono, y cantidades pequeñas de azufre, nitrógeno, y oxigeno que representan aproximadamente el 3%, así como elementos presentes en cantidades, como el, vanadio, níquel, hierro y calcio, entre otros, que se presentan en las fracciones de alto peso molecular, resinas y asfaltenos.²⁷

²⁷ Hunt, J.M.1995. Petroleum Geochemistry and geology. W.H.Freeman and company. New York. 743p.

Con base a la solubilidad que tienen las fracciones que conforman el petróleo, se clasifica en: asfaltenos y maltenos. Los asfaltenos corresponden a la fracción insoluble en *n*-alcanos livianos de poca polaridad y bajo peso molecular como *n*-hexano y *n*-heptano. Por otro lado, los maltenos corresponden a la fracción soluble en *n*-alcanos livianos, constituida por los hidrocarburos saturados, aromáticos y las resinas. Los hidrocarburos saturados comprenden principalmente los *n*-alcanos entre C1-C40, isoalcanos (isoprenoides), principalmente en el intervalo C16-C20 y los cicloalcanos (naftenos). Los hidrocarburos aromáticos, incluyen los compuestos monoaromáticos, poliaromáticos (nafteno-aromáticos), tiofenos (sulfuros aromáticos) entre otros.

A continuación, se describirán las pruebas específicas realizadas por la ANH. La Figura 5 muestra un esquema de las pruebas realizadas

Figura 5. Parámetros para la evaluación geoquímica de crudos.



Fuente: elaboración propia

2.1.1 Análisis de *Bulk properties*. La caracterización de los crudos mediante distintos métodos tiene como finalidad realizar un modelo de correlación entre la roca generadora y las propiedades de calidad del crudo, logrando la recopilación y ampliación de información de gran interés para las compañías petroleras, buscando que pueden orientar su exploración para descubrir acumulaciones comerciales de petróleo con la certeza del tipo de crudo que se va a encontrar.

2.1.1.1 Gravedad API. Para describir las clases de crudos, el instituto estadounidense del petróleo (American Petroleum Institute) clasificó el aceite en diferentes clases de acuerdo con su peso específico, expresado mediante una escala normalizada. Esta escala es llamada densidad API o comúnmente grados API. La medida de grados API se referencia a cuánto pesa un producto de petróleo en relación al agua. Si el producto del petróleo es más liviano que el agua y flota sobre ella su gravedad API es mayor a 10. Si tiene un API menos que 10 son más pesados que el agua.

2.1.1.2 Contenido de Azufre. La concentración de azufre, ha sido desde el siglo XIX un determinante para describir la calidad del crudo y permitir correlacionar los ambientes de depositación y por ende su relación con la roca generadora.

Por un lado, investigaciones han tenido en cuenta el contenido de azufre y la distribución de la gravedad API, describiendo muchos de ellos (aceites ligeros y convencionales con alto contenido de azufre) provenientes de rocas generadoras de carbonato, y los aceites pobres en azufre probablemente provienen de rocas generadoras silicilásticas. Adicional a ello entre la gravedad API y el contenido de azufre hay una correlación en donde el contenido de azufre contribuye a apoyar las relaciones genéticas entre los aceites. Sin embargo, es necesario tener en cuenta el efecto de la biodegradación que aumenta el contenido relativo del azufre.²⁸

2.1.1.3 Concentración de Vanadio / Níquel. Los indicadores geoquímicos utilizados comúnmente en la caracterización de filtraciones de aceite, aceites crudos y betunes incluyen concentraciones de oligoelementos, particularmente vanadio y níquel. A pesar del hecho de que las concentraciones de estos metales pueden verse influenciadas por procesos de alteración térmica, desasfaltado, biodegradación y agua de lavado o durante la migración, la relación V / Ni tiende a ser constante debido a las similitudes estructurales entre los compuestos organometálicos (compuesto en donde los átomos de carbono forman enlaces covalentes, es decir, comparten electrones, con una tomo metálico) que contienen vanadio y níquel.

²⁸ A. Rangel, J.F.Osorno, J.C. Ramirez, J. De Bedout, J.L. Gonzalez, J.M. Pabon, Geochemical assessment of the Colombian oils based on bulk petroleum properties and biomarker parameters. Marine and Petroleum Geology, 2017: p. 1291-1309.

En el desarrollo del presente trabajo busca contribuir al conocimiento de la concentración de los componentes y elementos químicos mayoritarios y oligoelementos, presentes en los sedimentos, obtener las distribuciones espaciales de sus concentraciones en los sedimentos. Este rasgo significa que la relación es uno de los parámetros más útiles para determinar tanto el origen de los materiales orgánicos precursores como las correlaciones de roca de petróleo-aceite o aceite²⁹⁻³⁰(Lewan, 1984; Hunt, 1996). Se observa que dicha relación permite clasificación de facies (conjunto de rocas sedimentarias): En las facies silicilásticas, las cuales se caracterizan por presentan alta concentración de iones de hierro, que la reaccionar con iones de sulfuro, forman la pirita, mientras que los iones de níquel tienden a formar compuestos organometálicos, lo que conduce a bajas relaciones V/Ni. En la mayoría de las facies carbonáticas, la baja concentración de iones de hierro significa que los iones de níquel reaccionan con los iones de sulfuro y que es poco probable que formen compuestos organometálicos, lo que significa valores altos para esta relación.

Con base a referentes bibliográficos de trabajos del estudio de la geoquímica, el trabajo a desarrollar, tendrá en cuenta las concentraciones totales de V /Ni para el debido análisis, el cual proporcionara información respecto a las condiciones fisicoquímicas de deposición relacionadas con la roca generadora y las facies depositarias y el tipo de ambiente en el que se preservó la materia orgánica anterior a los aceites crudos.³¹⁻³²

El objetivo es clasificar los aceites crudos medianos de cualquier cuenca en una de varias familias según el tipo de material orgánico precursor, realizando análisis y correlaciones entre dos variables cuantitativas.

2.1.1.4 Fraccionamiento S.A.R.A. La caracterización de crudos se lleva a cabo mediante métodos ASTM estandarizados. Dentro de los más empleados se encuentra el método SARA, el cual consiste en la separación de las cuatro fracciones básicas: Saturados, Aromáticos, Resinas y Asfaltenos. Su análisis es empleado para determinar el tipo de hidrocarburo en el cual se clasifica, las características y calidad del mismo a partir de las cuatro fracciones, en donde los asfaltenos principalmente tienen un papel importante en la deposición orgánica

³⁰ F. Galarraga, K.R., A. Martínez, M. Martínez, J.F. Llamas, G. Márquez, *V/Ni ratio as a parameter in palaeoenvironmental characterisation of nonmature medium-crude oils from several Latin American basins*. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2007. 61: p. 9-14

³¹ Garbán, G., 1994. Geochemical study of the organic matter and trace metals associated to the Querecual Formation in Anzoategui State, the Eastern Venezuelan Basin. B.S. Thesis, Central Univ. Caracas, Venezuela.

³² Peters, K.E., Walters, C.C., Moldowan, J.M., 2005. The Biomarker Guide, second ed. Cambridge University Press, Cambridge.

³³ Jorge E. Cortes , J.M.R., Jose M. Jaramillo, R. Paul Philp, Jon Allen *Biomarkers and compound-specific stable carbon isotope of n-alkanes in crude oils from Eastern Llanos Basin, Colombia*. Journal of South American Earth Sciences, 2017: p. 198–213.

durante la producción y el procesamiento del petróleo³³. De igual forma es empleado para predecir la compatibilidad / estabilidad de las mezclas de aceites crudos describiendo problemas de sedimentación durante el almacenamiento y el transporte y adicional sirve para la optimización de la evaluación del desempeño de los productos, los procesos de refinación, la propiedad de la estructura, las correlaciones de la fuente de petróleo y los problemas ambientales³⁴.

2.1.2 Análisis de alta resolución. Para incrementar las reservas disponibles de crudo en el país, ha surgido la necesidad de hallar y explorar nuevas áreas productoras, lo que ha causado interés en el estudio de biomarcadores como herramienta geoquímica confiable para la aplicación en la prospección petrolera, en donde su distribución, contribuye a la caracterización geoquímica en la etapa de exploración.

Los biomarcadores, son compuestos orgánicos fósiles presentes en muestras geológicas, conservan la estructura básica de sus moléculas precursoras, de origen biogénico, por lo que permiten correlacionar entre aceites crudos, y entre aceites y rocas generadoras. De esta manera plantea los posibles caminos de migración del petróleo y sus depósitos. Cuando se cuenta con un cierto número de manifestaciones de hidrocarburos, es posible llegar a definir la presencia de familias de aceites, así como lograr establecer la existencia de diferentes rocas madre y/o variaciones de madurez en aceites³⁵.

Para el análisis de alta resolución, propuesto por la ANH y Antek, se llevó a cabo análisis, de HRGC / MSMS, y análisis isotópicos CSIA en 104 muestras de crudos extraídos en los campos de la Cuenca Llanos Orientales.

2.1.2.1 Biomarcadores. Conocido como “fósiles químicos”, ya que enmarca los compuestos orgánicos encontrados en rocas antiguas, que derivaron de material orgánico depositado en sedimentos. Son compuestos orgánicos cuyas estructuras químicas están relacionadas con las estructuras de las sustancias precursoras, que a su vez vienen del material fuente del petróleo. Los cambios estructurales de las moléculas son mínimos durante la sedimentación y poco alteradas durante los procesos de diagénesis y catagénesis. Generalmente sufren pérdida de grupos

³⁴ S SANG J. PARK and G.ALI MANSOORI; Aggregation and Deposition of Heavy Organics in Petroleum Crudes; Thermodynamic Research Laboratory University of Illinois at Chicago (M/C 063) Chicago, IL 60607-7052 USA; Energy Sources Journal Volume 10, Issue 2, Pages 109-125, 1988.

³⁵ García, Jorge A.; Sánchez, José A.; Guzmán, Mario A. Esteranos y terpanos como marcadores biológicos en la prospección petrolera Journal of the Mexican Chemical Society, vol. 43, núm. 1, enero-febrero, 1999, pp. 1-6 Sociedad Química de México Distrito Federal, México.

funcionales, hidrogenación y aromatización, lo que permite que sean relacionadas de manera directa con las moléculas presentes en sus precursores biológicos.³⁶

Existen numerosos trabajos sobre el uso de marcadores biológicos como herramientas geoquímicas para el estudio del tipo de materia orgánica, ambiente depositacional, edad, grado de madurez del crudo o roca fuente, y de las etapas postdepositacionales como lavado por agua y biodegradación. El avance en las investigaciones ha permitido clasificar los biomarcadores en n-alcános, isoprenoides, terpenoides y esteroides³⁷, los cuales han hecho posible la comprensión de mecanismos de relación precursora/producto y el mecanismo de reacción de conversión. Algunos han sido identificados y cuantificados como los esteranos y triterpanos, proporcionando he incrementado el conocimiento en diferentes áreas, como la clasificación de diversos tipos de carbones. Con esta base, se explicaron los precursores de los biomarcadores identificados y con la misma base, se pudieron predecir los productos conociendo precursores de diferente fuente (vegetal, bacterial).

Muchos biomarcadores son hidrocarburos saturados que provienen de compuestos oxigenados o insaturados, que, en los procesos de diagénesis y maduración de los combustibles fósiles, encontraron medios y condiciones favorables de transformación y su presencia se detecta como fósiles químicos.

Dentro de los biomarcadores reportados en la literatura, se encuentran n-Alcanos, Monoterpanos, diterpanos, terpanos, esteranos, Isoprenoides Sesquiterpenos, Diterpenoides Terpanos tricíclicos y tetracíclicos, Hidrocarburos aromáticos y Porfirianas. Todos ellos provenientes de una inmensa variedad de metabolitos primarios y secundarios de origen vegetal, de hongos, algas, líquenes y bacterias, que han sufrido fraccionamientos, condensaciones, reducciones, sustituciones y alargamientos estructurales (Nakanishi 1974).

Algunos biomarcadores de interés presentes en el siguiente trabajo:

2.1.2.2 Biomarcadores Saturados. (fitano, pristano, diferentes isoprenoides, terpanos, esteranos, hopanos, diasteranos, diamantoides) se encuentran en la fracción saturada aislada de los maltenos y han sido estudiados con detalle, comprobando que su relación es única y característica en cada crudo o roca-

³⁶ Br. Kizzy De Freitas; Aplicación de los biomarcadores e hidrocarburos aromáticos en breas de playas, como indicadores de contaminación por petróleo, en regiones costeras de Venezuela; UNIVERSIDAD CENTRAL DE VENEZUELA FACULTAD DE CIENCIAS ESCUELA DE Química DEPARTAMENTO DE GEOQUÍMICA; Caracas, Octubre 2009. Trabajo para optar el título en licenciado en Geoquímica

³⁷ Tissot, B.P.; Welte, D.H. 1984. Petroleum formation and occurrence. Springer-verlag. Nueva York. 2da Edición. 669p.

fuentes³⁸. Son empleados de forma individual y mediante relaciones entre sí, para establecer la madurez térmica alcanzada por una roca generadora de hidrocarburos a lo largo de su evolución diagenética, infiere aporte de materia orgánica, diferenciar ambientes deposicionales de rocas fuente y crudos.

2.1.2.3 Isoprenoides Generalmente El término se asocia a moléculas saturadas, acíclicas, ramificadas. Los más comunes y mejor conocidos son pristano (2, 6, 10, 14 tetrametilpentadecano) y fitano (2, 6, 10, 14 tetrametilhexadecano), provenientes de fitol y teucoferol las cuales son cadenas de hidrocarburos de la clorofila presente en organismos fotosintéticos y zooplácton. Son perfectos indicadores redox del ambiente de formación de la roca fuente, posible litología de la roca.

2.1.2.4 Terpanos. Estos se encuentran en el intervalo C25-C35 átomos de carbono, y se forman a partir de su precursor biológico hopanobacteriotetrol que se encuentra presente en las membranas de células procariotas. Incluye los **terpanos tricíclicos, tetracíclicos y pentacíclicos** asociados a membranas de procariotas en ambientes marino y plantas superiores de materia orgánica terrestre, respectivamente. Estos indicadores son altamente resistentes a la maduración y a la biodegradación³⁹.

Se presentan dentro de los terpanos una variedad de compuestos no-hopanoides como el **gammacerano**, que proviene del tetrahimanol, asociado generalmente con ambiente de alta salinidad, tanto marinos como lacustrinos y **oleananos** (18 α (H)oleanano) provenientes de las angiospermas (plantas con flores) de las plantas terrestres. Es empleado como indicador de materia orgánica terrestre y de edad terciaria. Reflejan condiciones deposicionales del ambiente de formación de la roca fuente y el aporte de materia orgánica, también permiten definir las condiciones de madurez asociadas a la muestra.

2.1.2.5 Esteranos. Son biomarcadores con mayor frecuencia encontrados en el rango C27-C29. Los esteroides con C27 átomos de carbono corresponden al colesterol, C28 al ergosterol y C29 al estigmasterol, Durante la diagénesis y la catagénesis, los esteroides producen esteroides, los cuales son reducidos a **diasteranos**, mediante una reacción catalizada por los sitios ácidos en minerales de arcillas. Debido a la conversión de esteroides a diasteranos, en presencia de minerales de arcillas se utilizan las relaciones diasteranos/esteranos como excelentes indicadores de fuentes siliciclásticas⁴⁰

³⁸ ASTM D2007-11. 2011. Standard Test Method for Characteristic Groups in Rubber Extender and Processing Oils and Other Petroleum-Derived Oils by the Clay-Gel Absorption Chromatographic Method, ASTM. <http://www.astm.org/Standards/D2007.htm>

³⁹ Ourisson G., Albrecht P., Rohmer M. (1982). Predictive microbial biochemistry, from molecular fossils to procaryotic membranes. Trends in biochemical sciences. 7. Pp. 236-239.

⁴⁰ Peters, K.E., Walters, C.C., Moldowan, J.M. 2005. The biomarker Guide. Biomarkers and Isotopes in petroleum exploration and earth history. Segunda Edición. Cambridge University Press. Cambridge. 1 y 2. 1155p.

2.1.3 MARCADORES AROMÁTICOS

Existe una variedad de compuestos que no son considerados propiamente como biomarcadores y se encuentran en la fracción de hidrocarburos aromáticos, proveen información para determinar el grado de madurez del crudo y bitumen de la roca fuente⁴¹. Dentro de los marcadores aromáticos más relevantes se encuentran los esteroides monoaromáticos, esteroides triaromáticos, Fenantreno (F) y Metilfenantreno (MF).

2.1.3.1 Fenantreno (F) y Metilfenantreno (MF). Son hidrocarburos policíclicos aromáticos derivados de los esteroides y triterpenoides, empleados a partir del índice de metilfenantreno (IMF) como parámetro de maduración, ya que está influenciado por los cambios de facies de la roca fuente y puede usarse para comparar la maduración de aceites del mismo origen e inferir la evolución térmica de su roca fuente en el momento de la expulsión⁴².

2.1.4 Isotopos estables. Los isotopos son átomos que tiene el mismo número atómico, pero diferente masa atómica. Para la caracterización del hidrocarburo se realiza un análisis de isotopos estables de carbono, siendo el carbono ($\delta^{12}\text{C}$) el más común en la tierra y el carbono ($\delta^{13}\text{C}$); se denominan isotopos estables ya que no se descomponen con el tiempo. La composición isotópica de carbono de un crudo generalmente depende del valor $\delta^{13}\text{C}$ del kerógeno en la roca fuente de la que deriva, el cual depende, a su vez, de los tipos de organismos preservados y de las condiciones ambientales de depósito.⁴³ Por lo cual los valores $\delta^{13}\text{C}$ son útiles para determinar las correlaciones de las rocas de origen petróleo-petróleo y petróleo y, junto con otras propiedades geoquímicas, pueden indicar la posible edad y el entorno de depósito de las rocas de origen.⁴⁴ Para su análisis se emplea la técnica de cromatografía de gases-relación isotópica / espectrometría de masas (GC-IRMS), que permite determinar las relaciones isotópicas $^{13}\text{C}/^{12}\text{C}$ en muestras de carbonos ($\delta^{13}\text{C}$).⁴⁵ Se realizaron mediciones de isótopos de carbono en fracciones saturadas y aromáticas de todas las 104 muestras de hidrocarburos, para establecer correlaciones de petróleo y petróleo y roca fuente de petróleo. La interpretación se realiza mediante el grafico propuesto por Sofer (1984), separa los aceites en un grupo isotópicamente ligero y un grupo isotópicamente pesado.

⁴¹ Radke, M. 1987. Organic geochemistry of aromatic hydrocarbon. Advances in petroleum geochemistry. 2. Pp.141-202.

⁴² D ELGADO, A.D.L.C., *ESTUDIO CINÉTICO DE LA HIDRODEZULFURIZACIÓN DE DIBENZOTIOFENO SOBRE CATALIZADORES TIPO CoMoS /KIT-6*, 2014, CENTRO DE INVESTIGACIÓN EN MATERIALES AVANZADOS, S. C. p. 87-92.

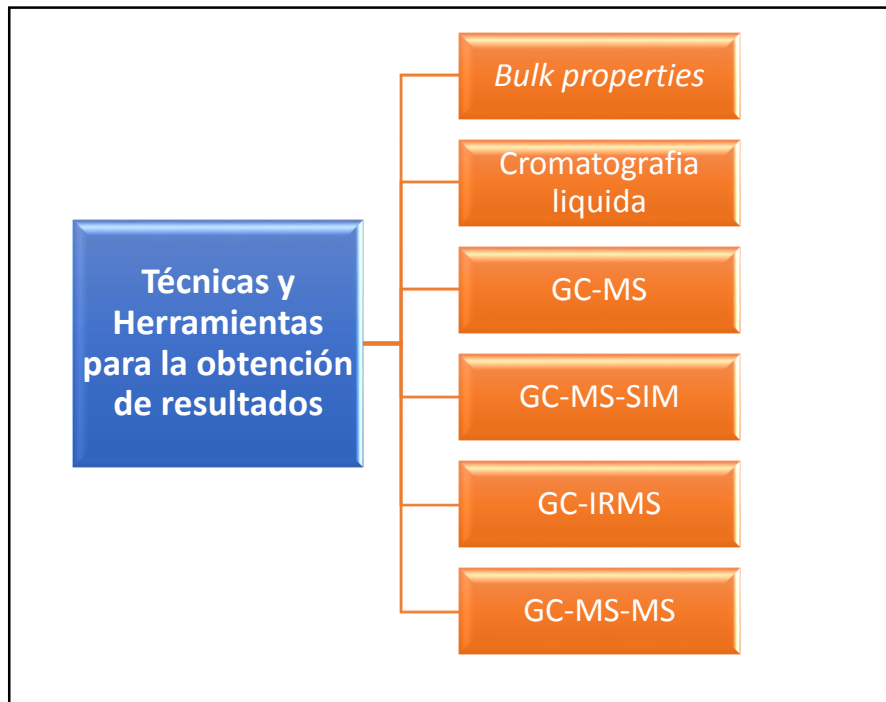
⁴³ Schoell, M., 1984. Recent advances in petroleum isotope geochemistry. Organic Geochemistry 6, 645–663.

⁴⁴ Chung, H.M., Rooney, M.A., Toon, M.B., Claypool, G.E., 1992. Carbon isotope composition of marine crude oils. American Association of Petroleum Geologists Bulletin 76, 1000–1007.

⁴⁵

2.2 TÉCNICAS PARA LA CARACTERIZACIÓN DE LOS CRUDOS

Figura 6. Técnicas para la obtención de parámetros geoquímicos.



Fuente: elaboración propia

2.2.1 Gravedad API. Dentro de los parámetros básicos el análisis para la gravedad API y la densidad fue realizado mediante el método ASTM D-5002-99 (2010), utilizando un densímetro AntonParr DM-4800, el método consiste en medir aproximadamente 0.7 ml de muestra de petróleo crudo, introducirlos en un analizador digital que consta de un tubo en forma de U de muestra oscilante y un sistema de excitación electrónica donde el cambio en la frecuencia de oscilación causado por el cambio en la masa del tubo se usa junto con los datos de calibración para determinar la densidad de la muestra⁴⁶.

⁴⁶ Standard test method for Density and relative Density of crude oils by digital density analyzer. Designation: 5200-99 (Reapproved 2010). En Línea. Consultado el 10 de septiembre del 2019 <https://wenku.baidu.com/view/f3fb7a45be1e650e52ea99fa.html>

Figura 7. Densímetro Anton Parr DM-4800, para el cálculo de la gravedad API



Fuente: anton Paar GmbH; Manual of Technical specifications Density meter DMA™ 4800M. [En línea].[Consulta: 14/09/2019]. <https://www.anton-paar.com/my-en/products/details/density-meter-dmatm-4500-m/>

2.2.2 Contenido de Azufre. Dentro de las bulk properties para la determinación del contenido de azufre, se realizó una deshidratación previa empleando un separador electrostático en aceites crudos con un contenido de agua <0.2% (analizado por ASTM D-4928, agua por Karl Fischer), seguido de ello se empleó el método ASTM 4294-10 utilizando un equipo Horiba SLA-1800, donde el principio de medición se realiza mediante el método de análisis de fluorescencia de rayos X por energía dispersa.

Figura 8. Equipo Horiba SLA-1800, para la determinación del contenido de azufre



Fuente: inColor Equipos de Análisis y control de calidad, Analizador de partículas;[En línea].[Consulta: 14/09/2019].

<https://www.incolorec.com.ec/sitio/productos/362>

2.2.3 Contenido de Vanadio y Níquel. Los metales de vanadio y níquel se trataron con ceniza mediante el método ASTM 482-10 en un horno de mufla a 775 ° C y luego se digirieron con HNO₃ al 10% y los metales se cuantificaron utilizando un Thermo-ICAP 6500 ICP-OES axial / radial según el método ASTM D- 5708-12. Es una técnica de análisis elemental que deriva sus datos analíticos de los espectros de emisión de elementos excitados dentro de un plasma de argón de alta temperatura, separar la emisión de la fuente ICP en longitudes de onda específicas del elemento y enfocar la luz resuelta en el detector de la manera más eficiente posible para la determinación de la concentración.

Figura 9. Equipo Thermo-ICAP 6500 ICP-OES axial / radial para la evaluación de la concentración de Vanadio y Niquel



Fuente: european Virtual Institute for Speciation Analysis-Evisa, Instrument Data Base Thermo scientific. iCAP 6500 series ICP. Spectrometrer [En línea] Instrumental Data Base 2006[Consulta: 14/09/ 2019].
<http://www.speciation.net/Database/Instruments/Thermo-Scientific/iCAP-6500-ICPOES-CID-Spectrometer-;i2314>.

2.2.4 Cromatografía de columna abierta líquida (S.A.R.A). Método de caracterización de crudos pesados, cuyo principio se basa en el fraccionamiento, por el cual se separan las muestras en cantidades pequeñas y más fraccionadas, de tal modo que cada fracción tenga una composición diferente. Se realiza mediante una cromatografía líquida de alta eficiencia, en donde el fraccionamiento se basa en la solubilidad de los componentes de hidrocarburos en diversos solventes empleados. En este método, se fracciona el petróleo crudo en cuatro clases de solubilidad, llamadas colectivamente “SARA”: saturados, aromáticos, resinas y asfaltenos. Los saturados son, en general, iso y cicloparafinas, mientras que los aromáticos, las resinas y los asfaltenos forman un continuo de moléculas con peso molecular, aromaticidad y contenido de heteroátomos en aumento.

La fracción de malteno se separó por micro-columna sobre alúmina activada, precipitación en frío previa (24 ha -10 ° C) de asfaltenos de los aceites crudos con 20 ml de n-pentano y filtración. La fracción saturada se eluyó con n-hexano, la

fracción aromática se eluyó con n-hexano: diclorometano (70:30) y la fracción polar (NSO) se eluyó con diclorometano: metanol (98: 2)⁴⁷

2.2.5 Isótopos saturados, aromáticos y de petróleo crudo a granel de carbono estables (GC-IRMS- Espectrometría de masas con relación isotópica). Un elemento que tenga dos o más isótopos estables existe la posibilidad de que las cantidades relativas de isótopos estables puedan variar en diferentes muestras de ese elemento que se encuentran en la naturaleza; por lo tanto, la proporción de isótopos puede variar ligeramente como resultado del fraccionamiento isotópico durante los procesos físicos, químicos y biológicos⁴⁸.

El espectrómetro de masas con relación de isótopos (IRMS) permite la medición y el análisis de los "isótopos estables" comparando sus variaciones en lugar de la abundancia real; por lo cual las concentraciones isotópicas se expresan, como la diferencia entre las proporciones medidas de la muestra y la referencia sobre la proporción medida de la referencia.⁴⁹

Se realizaron mediciones de isótopos de carbono estable a granel ($\delta^{13}\text{C}$) en 518 muestras de aceites enteros, saturados y fracciones aromáticas a través de la combustión estática de Dumas. El instrumento utilizado fue un analizador elemental de cubos selectos Vario ISOTOPE (EA) y un espectrómetro de masas con relación de isótopos VisION (IRMS) de Elementar Americas, Inc., NJ, EE. UU. La temperatura de combustión en el EA fue de 950 ° C. Los productos de la combustión se separaron utilizando una columna de desorción programable por temperatura (TPD) (Fourel et al., 2014) y el CO₂ se analizó mediante un detector de conductividad térmica (TCD) en el EA y luego en el IRMS. Dado que el fraccionamiento en los niveles de abundancia natural suele ser pequeño, los valores G se expresan como las partes por mil o "por mil" (‰) de diferencia de la referencia. Los valores isotópicos se informan en notación delta ($\delta^{13}\text{C}$, ‰).⁵⁰

2.2.6 Cromatografía de gases-Espectrometría de masas para biomarcadores saturados (GC-MS-SIM; Cromatografía de gases / espectroscopía de masas: monitoreo selectivo de iones). Un sistema GC / MS supervisa un rango de masas conocido como relación de masa a carga (abreviado m/z), sin embargo, el

⁴⁷Fredy Alberto Reyes* Carlos Enrique Daza** Hugo Alexánder Rondón; DETERMINACIÓN DE LAS FRACCIONES SARA DE ASFALTOS COLOMBIANOS ENVEJECIDOS AL MEDIO AMBIENTE EMPLEANDO CROMATOGRAFÍA LÍQUIDA EN COLUMNA. Revista EIA, ISSN 1794-1237 Número 17, p. 47-56. Julio 2012 Escuela de Ingeniería de Antioquia, Medellín (Colombia)

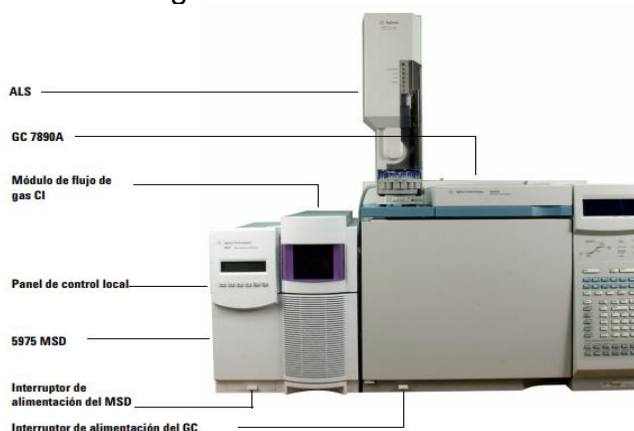
⁴⁸ 2. G. Todd Ventura, L.G., Christopher Siebert, Julie Prytulak, Peter Szatmari f, Martin Hürlimann g, Alex N. Halliday, *The stable isotope composition of vanadium, nickel, and molybdenum in crude oils*. Applied Geochemistry, 2015(59): p. 104-117.

⁴⁹ Prof. Robert J. Lancashire, The Department of Chemistry, University of the West Indies, Mona Campus, Kingston 7, Jamaica Created September 2011 En línea Consultado 01 de septiembre del 2019. wwwchem.uwimona.edu.jm/courses/CHEM2402/Chem/GC_IRMS.html

⁵⁰ Cortes, J.E. (1), Osorno, J.F.(2), Aguilera, R.(3), Medina, K. (1), Castro, A. (1), Romero, V.F. (1), Niño, J.E(1), and Siachoque, S.C. High Resolution Organic Geochemistry of crude oils from the Llanos Province, Colombia;(Artículo en proceso de publicación)

funcionamiento de un GC / MS en modo SIM permite la detección de analitos específicos con una mayor sensibilidad en relación con el modo de exploración completa. En el modo SIM, la MS recopila datos para masas de interés en lugar de buscar todas las masas en un amplio rango SIM-GC/MS de fracciones ramificadas y cíclicas (biomarcadores) se analizó usando un cromatógrafo de gases Agilent 7890B acoplado a un espectrómetro de masas Agilent 5977A VL MSD. El acoplamiento, permite que el cromatógrafo de gases realice la separación de las mezclas complejas y la espectrofotometría de masas identifique de manera inequívoca las sustancias puras, registrando sus componentes en forma de pico cromatográfico e identificándolos mediante su respectivo espectro de masas y la concentración del compuesto⁵¹. La MS fue operada en monitoreo selectivo de iones (SIM) para los siguientes iones: patrón interno, escualano (m/z 99 y 113), n-alcános (m/z 99), isoprenoides (m/z 183), sesquiterpanos y diterpanos (m/z= 123), terpanos (m/z 191), hopanos desmetilados (m/z 177), esteranos (m/z 217 y 218). La versión de Agilent Chemstation A02.00 (2012) se utilizó como sistema de adquisición de datos. La cuantificación de biomarcadores se realizó utilizando las áreas de pico de las trazas GC / MS⁵²

Figura 10. Sistema GC/MSD 5975, mostrado con el GC Agilent 7890A.



Fuente. Agilent technologies Inc. Serie 1 Stevens Creek Boulevard; Manual de Funcionamiento; Agilent selectivo5075 Detector selectivo de masas. [En línea] G3170-95030. Año 2009 [Consulta: 14/09/2019]. <https://www.agilent.com/cs/library/usermanuals/Public/G3170-95030.pdf>

⁵¹ Agilent technologies Inc. Serie Agilent selectivo5075 Detector selectivo de masas. [En línea] G3170-95030. Año 2009 [Consulta: 14/09/2019]. <https://www.agilent.com/cs/library/usermanuals/Public/G3170-95030.pdf>

⁵² Cortes, J.E., Osorno, J.F., Aguilera, R., Medina, K., Castro, A. Romero, V.F. Niño, J.E. and Siachoque, S.C. High Resolution Organic Geochemistry of crude oils from the Llanos Province, Colombia;(Artículo en proceso de publicación)

2.2.7 Cromatografía de gases-Espectrometría de masas para componentes aromáticos (GC-MS-SIM). SIM-GC / MS de compuestos aromáticos se analizó utilizando un cromatógrafo de gases Agilent 7890B acoplado a un espectrómetro de masas Agilent 5975A VL MSD. La MS se operó en monitoreo selectivo de iones (SIM) para los siguientes iones: fenantreno perdeuterado (Phd10, m / z 188) como estándar interno, naftaleno, (N) (m/z 128), metilnaftaleno, (MN) (m/z 142), dimetilnaftaleno, (DMN) (m/z 156), trimetilnaftaleno, (TMN) (m/z 170); Fenantreno, (P) (m / z 178), metilfenantreno, (MP) (m / z 192), dimetilfenantreno, (MD) (m / z 206), trimetilfenantreno, (TMP) (m / z 220); dibenzotiofeno, (DBT) (m / z 198), metildibenzotiofenos, (MDBT) (m/z 212), dimetidibenzotiofenos, (DMDBT) (m/z 226), esteroides monoaromáticos (m/z 253) y esteroides triaromáticos (m/z 231). La versión de Agilent Chemstation A02.00 (2012) se utilizó como sistema de adquisición de datos. La cuantificación de biomarcadores se realizó utilizando las áreas de pico de las trazas GC / MS⁵³.

2.2.8 Análisis de Cromatografía Gaseosa Acoplada a Doble Espectrometría de Masas (GC-MS-MS). Esta técnica (CG-EM-EM) ha sido utilizada principalmente para la separación e identificación de compuestos individuales, presentes en pequeñas cantidades, en mezclas complejas. En el caso específico, la CG-EM-EM es empleada para la detección de compuestos tales como dinosteranos y esteranos regulares C30, cuya presencia suministra informaciones importantes sobre las condiciones ambientales existentes durante la depositación de la materia orgánica⁵⁴.

⁵³ Cortes, J.E. ^(1,*), Osorno, J.F.⁽²⁾, Aguilera, R.⁽³⁾, Medina, K. ⁽¹⁾, Castro, A. ⁽¹⁾, Romero, V.F. ⁽¹⁾, Niño, J.E⁽¹⁾, and Siachoque, S.C. High Resolution Organic Geochemistry of crude oils from the Llanos Province, Colombia;(Artículo en proceso de publicación)

⁵⁴ Documento interno de la ANH." CARACTERIZACIÓN DE LAS PROVINCIAS PETROLÍFERAS DE COLOMBIA CON BASE EN LA EVALUACIÓN DE CRUDOS DE LAS CUENCAS CON PRODUCCIÓN COMERCIAL DE HIDROCARBUROS" 2014

3. RESULTADOS Y ANÁLISIS

En esta sección se mostrarán los resultados de la metodología descrita en el capítulo anterior. Cada resultado ira acompañado de su análisis respectivo. El capítulo inicia con los resultados de las pruebas de *Bulk Properties* seguidas de los Análisis de Alta resolución. Posteriormente se mostrarán los resultados de los análisis de espectrometría de masas con relación de isotopos de carbón estables y los análisis geoquímicos. Por último, se mostrará la clasificación de los crudos por familias a través de los mapas de superficie y que constituyen el producto final de este Trabajo de Grado.

3.1 RESULTADOS *BULK PROPERTIES*

Cuadro 1. Parámetros y relaciones de bulk properties, empleados para la evaluación de los crudos.

Parámetro	Relación	Utilidad
Concentración Vanadio (V)	$\frac{Vanadio}{Niquel}$	Ambiente de depositación tipo marino o lacustre
Concentración Níquel (Ni)		
Gravedad API	Grados API	Calidad del crudo
	Gravedad API vs $\frac{Vanadio}{Niquel}$	Biodegradación, madurez
Contenido de Azufre	Contenido de Azufre (S)	Ambientes de deposito
	Azufre vs Gravedad API	Madurez y Ambientes de depositación
Fraccionamiento S.A.R. A	Fracciones de Saturados, Aromáticos, Resinas y Asfaltenos	Tipo de hidrocarburos, características y calidad

Fuente: elaboración propia

3.1.1 Concentraciones de los oligoelementos de Vanadio y Níquel. Los oligoelementos en el petróleo crudo y las rocas generadoras han sido empleados como herramientas de diagnóstico en estudios genéticos, procesos de migración y estudios de madurez. Dentro de los más abundantes y encontrados en mayor proporción tanto en los crudos, betún y kerógeno, son el vanadio y el níquel, distinguidos por ser ampliamente estudiados debido a que su presencia proporciona información útil acerca de las correlaciones entre el petróleo y la roca generadora,

y las condiciones de depósito de los sedimentos.⁵⁵ Por lo cual se han postulado las causas de la asociación de V y Ni, con la materia orgánica, estableciendo factores relacionados con la diagénesis, las posibles fuentes biológicas y la incorporación de agua o sedimentos. Esta incorporación está controlada por las condiciones de reducción y pH, en el ambiente sedimentario y el tipo de materia orgánica, asociado con la formación de complejos organometálicos.

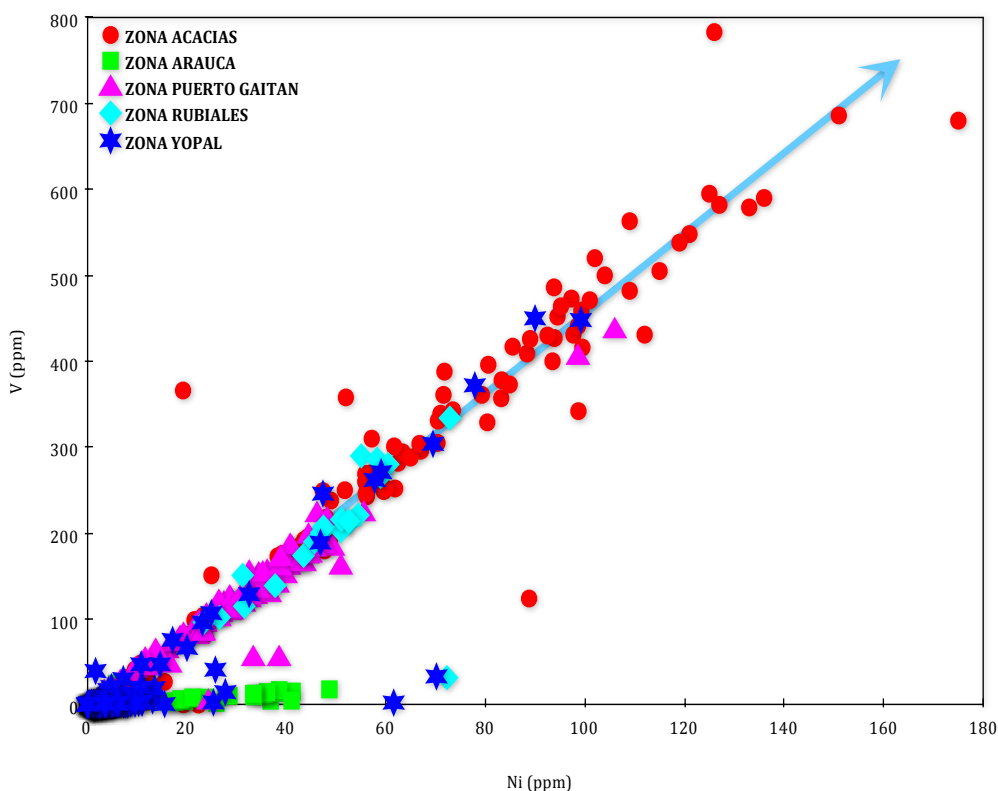
Los datos obtenidos de los metales trazas Vanadio y Níquel se presentan en la tabla del anexo 2. Los cálculos estadísticos correspondientes a los datos de petróleo crudo de cada área de estudio se definen: para la zona de Acacias el contenido de Ni se encuentra desde 0.1 hasta 195ppm (promedio 59.21ppm), en la zona de Arauca entre 0.86 y 48.7 ppm (promedio de 23.79 ppm), la zona de Puerto Gaitán entre 1.26 hasta 106 ppm (promedio de 26 ppm), la zona de Rubiales entre 23.5 hasta 72.9 ppm (promedio de 48.73 ppm) y por último, la zona de Yopal con valores entre 0.04 hasta 99.2 ppm (promedio 6.96 ppm).

Los resultados se graficaron con el objetivo de evaluar la relación entre sus concentraciones. Se evidencia en la figura 11 que las concentraciones de estos oligoelementos son directamente proporcionales en los crudos de cuatro (4) de las cinco (5) zonas identificadas. Es así como en la zona de Yopal representada por estrellas de color azul se observan las concentraciones más bajas en los dos metales para la mayoría de las muestras; no obstante, se evidencian ciertos pozos como Trinidad- 8, Yop- 2 en la formación carbonera C7, con valores de vanadio y níquel intermedios, y pozos como Yenac 3, 4, 5 y 6 en la Formación Mirador inferior y superior se caracteriza por tener concentraciones de níquel intermedias y vanadio bajas.

Los crudos de la zona de Rubiales (rombos de color azul agua marina) presentan valores de los metales de bajos a medios de forma directamente proporcional, siendo el pozo Cpe6-20h el único que se caracteriza por tener alta concentración de V y baja concentración de Ni, seguido de los pozos de la zona de Puerto Gaitán (triángulos color fucsia) los cuales presenta concentraciones de bajas a intermedias de los dos metales para la mayoría de sus muestras, con pozos como Quifa-324h y Jaguar-3 con concentraciones altas para ambos metales, los crudos de la zona de Acacias (círculos de color rojo), presentan los valores más altos de las concentraciones tanto de V como Ni. Es importante resaltar que los crudos de la zona de Arauca (cuadrados de color verde) no presentan una tendencia lineal como es representativo en las otras zonas, aquí lo crudos se caracterizan por tener valores muy bajos de vanadio con concentraciones medias de níquel, lo cual podría resultar útil para evaluar la maduración del petróleo en dicha zona, en donde los aceites maduros presentan concentraciones bajas de porfirinas de Ni y V comparado con los aceites inmaduros o biodegradados.

⁵⁵ 3. Bahram Alizadeha, K.M., , Mahdi Fajraka, *Oil-oil correlation, geochemical characteristics, and origin of hydrocarbons from Mansourabad oilfield, SW Iran*. 2018. **147**: p. Journal of African Earth Sciences 383–392.

Figura 11. Concentraciones de V/Ni de los crudos analizados de la Cuenca Llanos Orientales.



Fuente: AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS (ANH), Documento interno con base a los a los resultados obtenidos del proyecto “*Caracterizar las provincias petrolíferas de Colombia con base en la evaluación de crudos de las cuencas con producción comercial de hidrocarburos*”, 2014.

3.1.2 Gravedad API. Se encuentra dentro de los *bulk properties* evaluados en los crudos de la cuenca Llanos Orientales para 518 muestras que abarcan el área en su totalidad con valores que oscilan entre 7.19 como el mínimo valor correspondiente a un crudo extrapesado hasta valores de 48.37 correspondientes a condensados, según la clasificación de la NORMA API RP 44 DE 2003, representadas en la tabla 1.

Tabla 1. Clasificación de crudo según grados API

CRUDO	ESCALA API°
LIGERO	>31.1
MEDIO O INTERMEDIO	22.3-31.1
PESADO	10-22.3
EXTRAPESADO	<10

Fuente: norma api rp 44 de 2003. Clasificación de los hidrocarburos

Dentro del área denominada Acacias con un total de 111 muestras, se observa que la muestra con menor gravedad API es 7.19° en el pozo Akacias-17, Formación T2: San Fernando clasificado como un crudo pesado y un valor máximo de 39.95° API en el pozo Candelilla-2, formación Lower Sands, clasificado como crudo ligero. Además de ello se puede observar que los crudos provenientes de la formación Guadalupe se caracterizan por ser crudos pesados y la formación T2- San Francisco crudos extrapesados y pesados, en comparación con la Formación Lower Sands el cual tiene crudos entre intermedios y livianos con una densidad menor.

La segunda zona denominada Arauca con un total de 32 muestras se caracteriza por tener el valor más bajo en 24.36° API, en el pozo Caño Yarumal-4, formación Lower Carbonera y el valor más alto de 39.88° API en el pozo Caricare-1, K2A: Guadalupe, observando de esta manera que el crudo de esta zona es clasificado como un crudo intermedio y ligero.

De la zona de rubiales se extrajeron 20 muestras debido al amplio campo de estudio que se tiene referenciado para el área comprendida, la formación perteneciente a Carbonera Basal tiene su valor mínimo de 10.21° API en el pozo CPE6-12H y su valor máximo de 13.99° API en el pozo Opalo-9H, correspondientes a crudos pesados.

La cuarta zona identificada fue Puerto Gaitán en donde se realizó un total de 109 muestras, con un valor mínimo de 11.46° API en el pozo Sabanero-4HZ1 formación Carbonera C7 y un valor máximo de 31.46° API en el pozo Caracara Sur C- 6 en la formación Carbonera C7, evidenciando de esta manera que en un mismo pozo se presenta mezcla de crudos pesados y crudos intermedios a ligeros.

Por último, la zona con mayor número de muestras es la zona de Yopal con 246 muestras en donde el valor mínimo se presentó en la formación Ubaque pozo CarrizaleS-3 con un valor de 12.44° API, correspondiente a un crudo pesado y un valor máximo de 48.37° API en la Formación Mirador inferior, pozo Pauto-J6. Como resultado los aceites ligeramente más maduros presentan una mayor gravedad API.

3.1.3 Concentración de Azufre. El contenido de azufre en los petróleos crudos y el betún está relacionado con las condiciones reductoras al momento de la depositación de la roca generadora, en donde el alto contenido de azufre en los crudos se asocia a lutitas carbonáticas marinas o lutitas silíceas, mientras los crudos con contenido medio están asociados con lutitas marinas clásticas, y los crudos con muy bajo contenido de azufre se relacionan con ambientes terrestres (Tissot y Welte, 1984)⁵⁶.

⁵⁶ I. Sugiyama, W.-J., *An approach to determining nickel, vanadium and other metal concentrations in crude oil*. Analytica Chimica Acta, 2017. **1002**: p. 18-25.

Los resultados del contenido de azufre de las 518 muestras de crudo exhiben una amplia distribución que oscila entre 0.02 y 3% presentado en la tabla del anexo 2. Observando que para la zona de Arauca se encontraron valores de azufre en un rango de 0.11% a 0.66% con promedio de 0.471%, para la zona de Acacias los valores de azufre presentaron un rango entre 0.09% a 3.27% con promedio de 2.02%, en Puerto Gaitán los valores fueron de 0.26% a 1.92% con promedio de 0.984%, para la zona de Rubiales el rango de azufre fue de 1.28% a 2.49% con promedio igual a 1.678% y para la zona Yopal se encontraron valores de 0.02% a 2.47% con un promedio de 0.29%. Se establece que en las zonas del noreste de la cuenca (Arauca y Yopal) los crudos son dulces ($S < 0.6\%$) asociados con un ambiente deposicional siliciclástico. En el centro y sur de la provincia Llanos (zonas de Acacias, Rubiales y Puerto Gaitán) se presenta un mayor contenido de azufre en un rango de 0.5 y 3%, asociado con está asociado con rocas fuente con bajo contenido de arcilla en el medio marino (carbonatos y anhidrita, lutitas marinas clásticas) depositado en condiciones altamente reductoras. El menor contenido de azufre se encontró en las muestras de las estribaciones de los Llanos (crudos de la zona de Yopal), lo que sugiere una contribución de materia orgánica terrestre en esta área.

3.1.4 Parámetros y relaciones entre los resultados *bulk properties*.

3.1.4.1 Relación V/Ni. Mediante los elementos oligoelementos, se obtuvo la relación de V/Ni, utilizada para determinar las condiciones de depositación de la roca fuente y la clasificación de los aceites crudos (Hitchon y Filby, 1984)⁵⁷ al igual que las relacionadas con la sedimentación de la roca fuente en las mismas condiciones reductoras y pueden usarse como evidencia de un origen común entre los aceites (Simoza et al., 1985; Alberdi et al., 1996).

A partir de las concentraciones de los metales trazas, sus características, clasificación y análisis de la calidad del crudo mediante la gravedad API, se establecieron relaciones descritas en la literatura estipulados como parámetros que permiten ampliar la información y para respaldar su interpretación dentro del área de la geoquímica. Es así como se determina la relación V/Ni, la cual permite plantear una clasificación adecuada de los crudos entre aquellos asociados a rocas de origen marino y los asociados a rocas de origen lacustre o terrígeno. En donde los valores entre 0,1 y 1 están directamente asociados con la formación de petróleo crudo en los entornos lacustres o terrestres, y los valores de $V / Ni > 1$ se asocia con la

⁵⁷G. Todd Ventura, L.G., Christopher Siebert, Julie Prytulak, Peter Szatmari f, Martin Hürlimann g, Alex N. Halliday, *The stable isotope composition of vanadium, nickel, and molybdenum in crude oils*. Applied Geochemistry, 2015(59): p. 104-117.

formación de petróleo crudo rocas formadas en ambientes marinos⁵⁸⁻⁵⁹. El resultado de la relación V/Ni también permite clasificar los crudos de acuerdo con las diferentes facies de las rocas que los generaron. Según esto, los valores bajos de esta relación hacen referencia a facies siliclásticas, mientras que los valores altos se asocian con las facies carbonáticas (Galarraga et al., 2008)⁶⁰.

Como se observa en la tabla del anexo 2 para las 518 muestras, se evidencia que la mayoría presenta una concentración de vanadio mayor a la concentración de níquel; sin embargo, su relación se encuentra entre un amplio rango de 0.19 a 18.96.

Las muestras correspondientes a las zonas de Arauca presentan relaciones V/Ni de 0.1 a 4.18 con promedio de 0.54, las muestras del área de Acacias presentaron relaciones V/Ni de 0.03 a 18.96 con promedio igual a 4.16, para las muestras del área de Puerto Gaitán se obtuvieron relaciones V/Ni de 0.02 a 4.8, con promedio de 4, para la zona de Rubiales las relaciones V/Ni fueron de 0.44 a 5.26, con un promedio de 4.08 y para la zona de Yopal para las relaciones V/Ni se obtuvo un rango de 0.01 a 5.19 con promedio de 0.97. Teniendo en cuenta la información de la literatura, la formación gacheta en la zona de Yopal es considerada como una excelente roca de origen marino, sin embargo, según la clasificación de V/Ni se encontraría sobreestimado, por lo cual sería necesario realizar un estudio detallado, sobre la proporción otorgada.

3.1.4.2 Concentración de Azufre vs Gravedad API. Dos de los parámetros evaluados (%azufre y gravedad API) se relacionan entre sí como se plasma en la figura 12 indicando que la gravedad API aumenta al disminuir el contenido de azufre. Esta correlación inversa entre la gravedad API del aceite y el contenido de azufre se observa en los aceites crudos con tendencia del proceso de maduración, así como crudos biodegradados (Hunt, 1996).

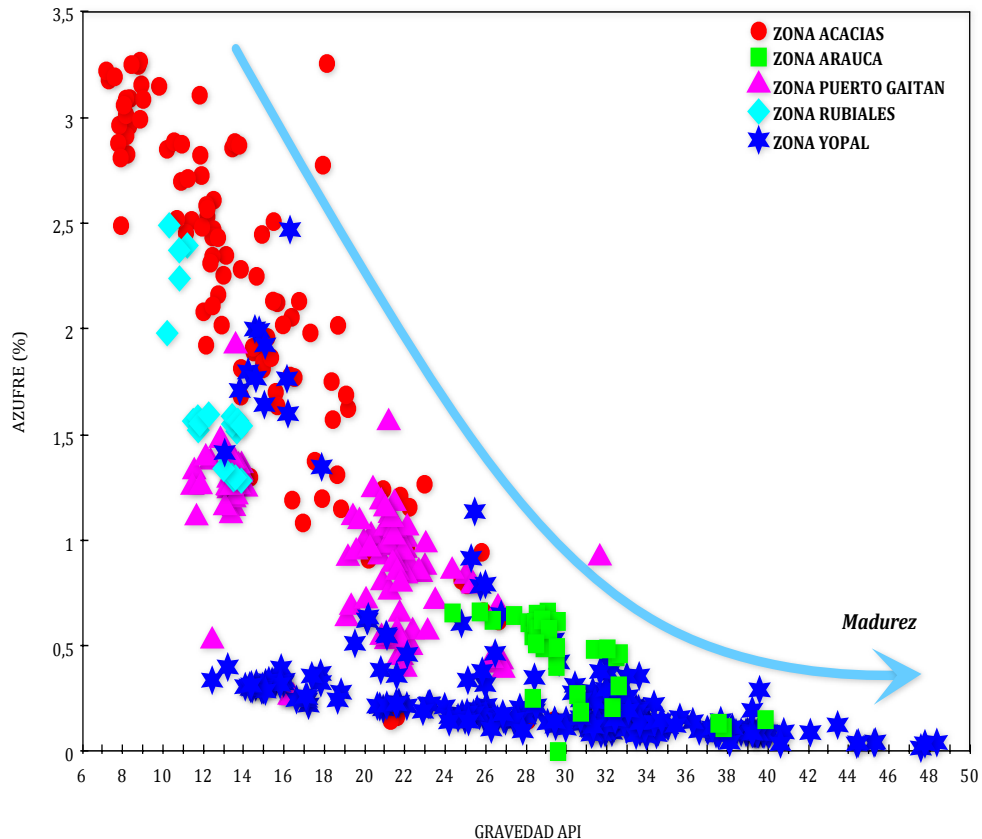
Los crudos de la zona de Yopal se caracterizan por ser extrapesados, pesados hasta condensados en donde la gravedad API varía de 5° a 49°, con las menores concentraciones de azufre y con mayor madurez; la zona de Arauca presentó valores de gravedad API > 25°, clasificado como crudos intermedios y ligeros y valores de azufre bajos, los crudos de la zona de Acacias, Puerto Gaitán y Rubiales son clasificados como crudos de poca madurez, con concentraciones de azufre mayores comparados con las zonas de Yopal y Arauca y una gravedad API <25°, determinados como crudos pesados y extrapesados, con alta densidad.

⁵⁸ M. A. Younes (2001) APPLICATION OF BIOMARKERS AND STABLE CARBON ISOTOPES TO ASSESS THE DEPOSITIONAL ENVIRONMENT OF SOURCE ROCKS AND THE MATURATION OF CRUDE OILS, EAST ZEIT FIELD, SOUTHERN GULF OF SUEZ, EGYPT, *Petroleum Science and Technology*, 19:9-10

⁵⁹ Artículo 7

⁶⁰ A. O. Barakat, A. R. Mostafa, M. Sh. EL-Gayar & M. F. Omar (2019) Organic geochemical characterization of crude oils based on alkanes and acyclic isoprenoids distribution, *Petroleum Science and Technology*, 37:3, 243-254

Figura 12. Concentración de Azufre vs Gravedad API

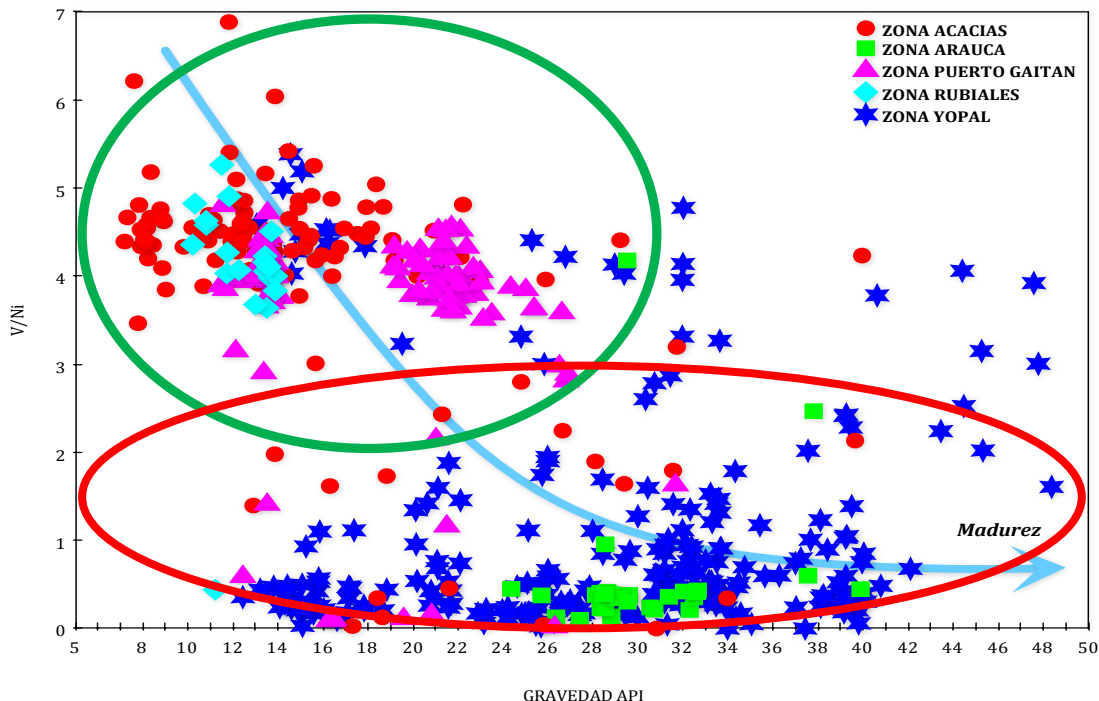


Fuente: AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS (ANH), Documento interno con base a los a los resultados obtenidos del proyecto “*Caracterizar las provincias petrolíferas de Colombia con base en la evaluación de crudos de las cuencas con producción comercial de hidrocarburos*”, 2014.

3.1.4.3 Relación V/Ni vs Gravedad API. Respecto a los contenidos de V/Ni y su correlación con la gravedad API presentado en la figura 13 se observa un aumento en los contenidos metálicos con la disminución de los valores API, ejemplo de ello se evidencia en la concentración más baja de Níquel correspondiente a un valor de 0.04 ppm, en la zona de Yopal, formación Mirador, relacionada con una concentración de 0.13 ppm de vanadio y cuya gravedad API fue de 45.26. Caso contrario se presenta para una concentración máxima de Níquel de 175ppm y Vanadio de 680ppm, la gravedad API es de 10.6 para la zona de Acacias formación k1: Guadalupe. De lo cual se puede inferir que el crudo más pesado, es decir aquellos con gravedad API menor, presentaron mayor contenido de Ni, debido a que este elemento se encuentra predominantemente en las estructuras heteroatómicas en las fracciones pesadas (resinas y asfaltenos).

Mediante los resultados obtenidos se genera una primera clasificación en grupos o familias con características similares de los parámetros evaluados: se establece un primer grupo en las zonas de Acacias, Rubiales y Puerto Gaitán presentaron valores en la relación V/Ni mayores a >1, con una Gravedad API de baja a media, mientras las zonas de Arauca y Yopal presentan valores en la relación V/Ni menor a <1, con valores de gravedad API de medios a altos.

Figura 13. Relación Vanadio/ Níquel vs Gravedad API



Fuente: AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS (ANH), Documento interno con base a los resultados obtenidos del proyecto “Caracterizar las provincias petrolíferas de Colombia con base en la evaluación de crudos de las cuencas con producción comercial de hidrocarburos”, 2014.

Con respecto a la relación V/Ni, se realizó un análisis detallado, en donde se identifican dos familias de crudos, definidas por la relación V/Ni, la gravedad API y el contenido de azufre, presentado en la figura 13. La familia 1 corresponde a crudos de baja gravedad API, alta proporción V/Ni, localizada en la parte sur de la cuenca es decir en los departamentos del Meta Zonas Acacias, Puerto Gaitán y Rubiales y la familia 2 corresponde con crudos de mayor gravedad API, baja proporción V/Ni y bajo contenido de azufre y está localizada en la parte central y norte de la cuenca en los departamentos de Casanare y Arauca: Zonas Yopal y Arauca. Las diferencias en gravedad API, contenido de azufre y proporción V/Ni, estarían relacionadas con diferencias en el grado de preservación de los crudos de las dos familias.

3.1.5 Composición S.A.R.A. El Crudo y bitumen se pueden separar en cuatro clases de compuestos (Saturados, Aromáticos, Resinas y Asfáltenos) basado en gran parte en polaridad y diferencias de peso molecular. Usando estos parámetros, fue posible identificar diferentes tipos de petróleo en las cuencas Llanos orientales, aceites asfálticos parafínicos, nafténicos, aromáticos, nafténicos o aromáticos, según sus composiciones S.A.R.A. Tissot y Welte (1984) propusieron un diagrama ternario para clasificar los aceites crudos y extractos bituminosos utilizando los datos del análisis S.A.R.A. Los diferentes tipos de aceite se especifican en la figura 14, el cual se divide en 6 zonas, según la composición del crudo en: parafínico, nafténico, parafínico-nafténico, aromático-nafténico, aromático-asfáltico y aromático intermedio. Esta variabilidad en la composición del petróleo crudo es el resultado de diferentes orígenes y procesos de biodegradación, que se analizan a continuación, relacionado con las concentraciones de vanadio, níquel y azufre, ya mencionadas y descritas, así como las distribuciones de biomarcadores, obtenidos de los análisis de alta resolución.

El fraccionamiento S.A.R.A en la cuenca Llanos Orientales presenta los valores más altos para los hidrocarburos saturados en un rango de 20 a 90%, las fracciones aromáticas presentaron valores entre 2 y 40%, la fracción de resina mostró valores entre 0.5 y 30% y finalmente, los asfaltenos mostraron los valores más bajos con un rango de 0.3 a 21%⁶¹. Los resultados para cada una de las zonas se evidencian en la tabla del anexo 2. Para la Zona de Acacias se presentan valores promedio S.A.R.A de 50.11, 26.8, 10.51 y 12.57% respectivamente, en la zona de Arauca el fraccionamiento promedio S.A.R.A fue de 67.42, 19.76, 7.34 y 5.48%, en la zona de Puerto Gaitán los valores S.A.R.A. fueron 60.3, 23.88, 7.02 y 8.8, para la zona de Rubiales el promedio S.A.R.A fue de 47.19, 28.37, 11.12 y 13.32 y finalmente para la zona Yopal el fraccionamiento promedio S.A.R.A fue 68.73, 20.63, 6.71 y 3.93% respectivamente.

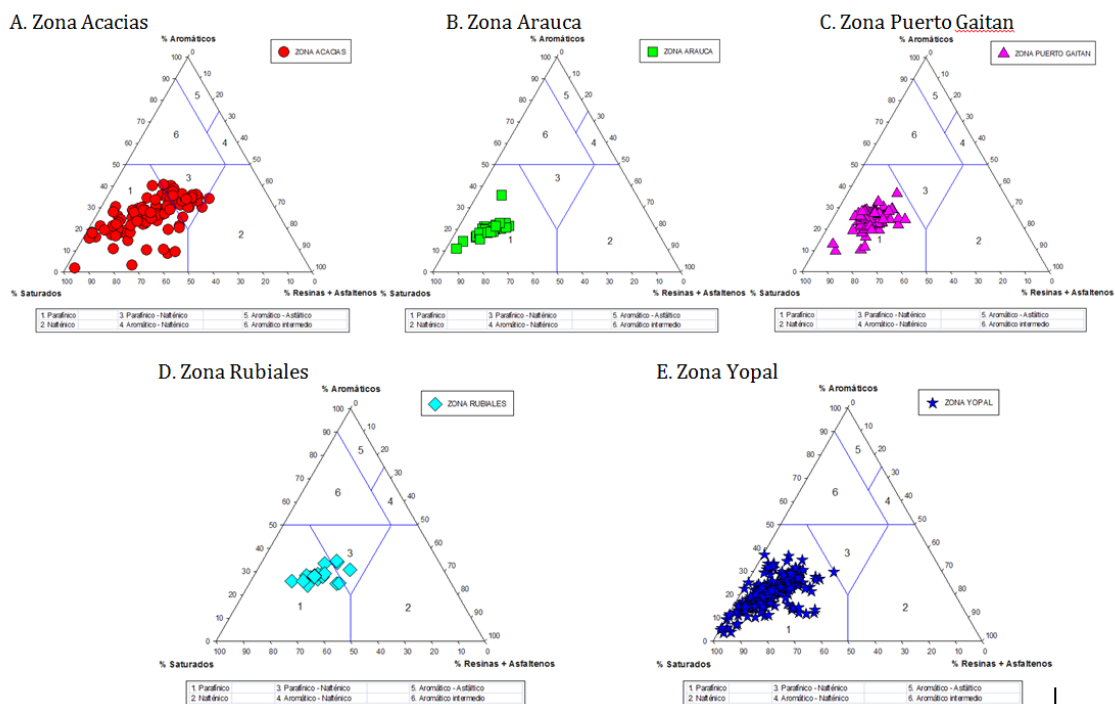
Una vez determinados los valores promedio se procede a plasmar los resultados en el diagrama ternario en referencia a las 5 zonas en las que se dividió la cuenca para el muestreo observado en la figura 14. Con referencia a los resultados promedio obtenidos y el análisis del diagrama, se evidencia que las zonas de Rubiales, Puerto Gaitán, Acacias, Arauca y Yopal, se encuentran comprendidas dentro del área No. 1, clasificados como crudos parafínicos con ligeras diferencias entre ellas, constituidos por más de 50% de hidrocarburos saturados y más de 40% de hidrocarburos parafínicos, caracterizándose por ser hidrocarburos ligeros, con densidades cercanas a 0.85, altas viscosidades, baja volatilidad, bajo poder disolvente y bajos contenidos de azufre. De igual forma se observa que solo las zonas de Acacias y Rubiales tienen pozos comprendidos en el área No.3 con una

⁶¹ Cortes, J.E. (1,*), Osorno, J.F.(2), Aguilera, R.(3), Medina, K. (1), Castro, A. (1), Romero, V.F. (1), Niño, J.E(1), and Siachoque, S.C. High Resolution Organic Geochemistry of crude oils from the Llanos Province, Colombia;(Artículo en proceso de publicación).

tendencia de crudos Parafínicos-Nafténicos, dando como resultado una mayor concentración en compuestos aromáticos, constituidos por más de 50% de hidrocarburos saturados y menos de 40% de parafínicos y nafténicos, se caracteriza por tener densidades relativamente elevadas y bajo índice de viscosidad.

Las diferencias entre las muestras basadas en el fraccionamiento de SARA, como se evidencia son ligeras, sin embargo, sugieren diferencias de la roca generadora y su materia orgánica. Los crudos en composición son parafínicos con presencia menor de crudos parafínicos nafténicos en las zonas de Acacias y Rubiales.

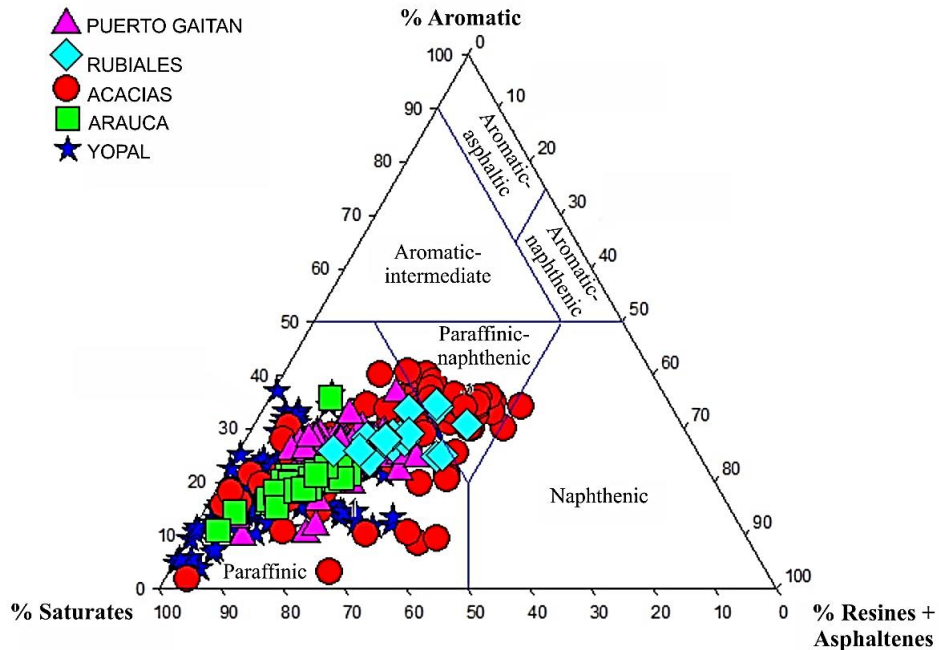
Figura 14. Diagrama ternario que muestra la composición a granel de SARA (saturado, aromático, resinas y asfáltenos) para cada una de las zonas estudiadas en la cuenca Llanos Orientales.



Fuente: AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS (ANH), Documento interno con base a los a los resultados obtenidos del proyecto “*Caracterizar las provincias petrolíferas de Colombia con base en la evaluación de crudos de las cuencas con producción comercial de hidrocarburos*”, 2014.

La figura 15 asocia los crudos se las cinco zonas evaluadas, en el cual se observa de forma más detalla y conjunta el fraccionamiento S.A.R.A, indicando que para las zonas de Yopal (estrellas color azul), Arauca (cuadrados de color verde), y Puerto Gaitán (triángulos de color fucsia), se encuentra dentro del área de crudos parafínicos, mientras que las zonas de Rubiales (rombos color azul agua marina) y Acacias (círculos color rojo), se distribuyen en crudos parafínicos y crudos parafínicos-nafténicos.

Figura 15. Diagrama ternario que muestra la composición a granel de SARA (saturado, aromático, resinas y asfáltenos) de muestras de petróleo crudo de las 5 zonas unidas de la Cuenca De Llanos orientales.



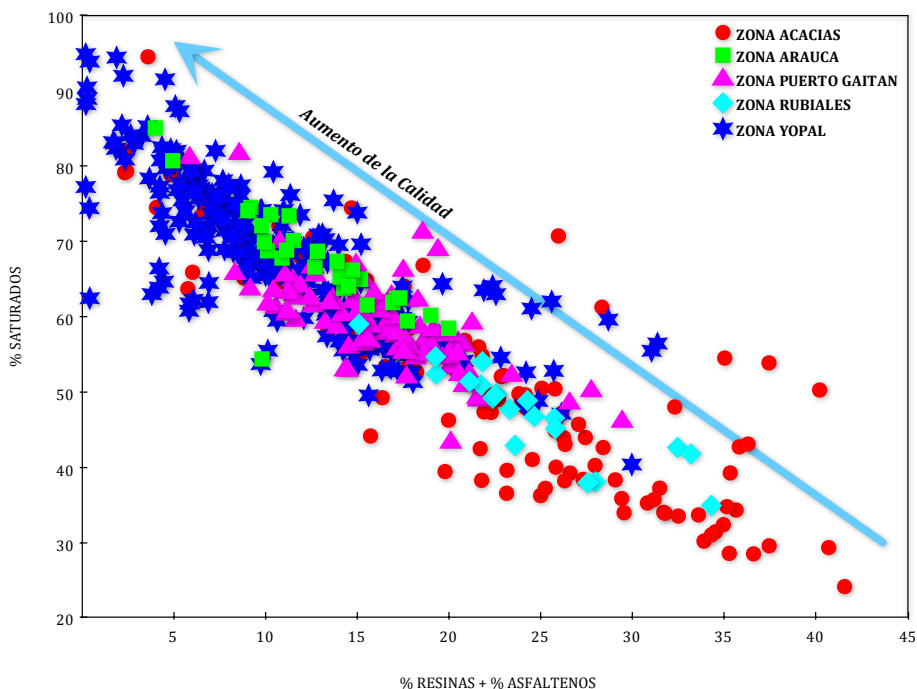
Fuente: AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS (ANH), Documento interno con base a los resultados obtenidos del proyecto “*Caracterizar las provincias petrolíferas de Colombia con base en la evaluación de crudos de las cuencas con producción comercial de hidrocarburos*”, 2014.

3.1.6. Análisis de % de saturados vs % resinas + % asfáltenos a partir del fraccionamiento S.A.R.A. Teniendo en cuenta los resultados obtenidos para el fraccionamiento SARA en la cuenca Llanos Orientales, la proporción de hidrocarburos saturados se encuentra en un rango de 20 a 90%, la fracción correspondiente a hidrocarburos aromáticas se presenta entre 2 y 40% y la fracción de resina más asfáltenos mostró valores entre 0.8 y 51%. Los valores promedio para crudos normales no biodegradados reportados por Tissot y Welte (1984)⁶² se encuentran entre 60-80% en compuestos saturados, 20-40% en aromáticos y 15-30% de resinas + asfáltenos. Al graficar y plasmar los valores obtenidos en la figura 16, se evidencia un amplio rango entre las zonas, en donde se observa que los crudos que presentan mayor contenido de resina y asfáltenos son los crudos de la zona de Acacias, Rubiales y Puerto Gaitán, influyendo directamente en su calidad debido al cambio en algunas propiedades y fracciones pesadas como son la viscosidad y los grados API, adicional a ello por su complejidad suelen a precipitarse durante las operaciones de explotación y exploración, como causa de la alteración de su ambiente, dañando el medio poroso o bloqueando las tuberías de producción,

⁶² Tissot, B.P.; Welte, D.H. 1984. Petroleum formation and occurrence. Springer-verlag. Nueva York. 2da Edición. 669p.

evitando así el flujo de hidrocarburos en pozos petroleros. Los crudos que presentan menor porcentaje de resinas y asfáltenos se evidencia en la zona de Yopal y algunos crudos de la zona de Arauca, aumentando su calidad y la relación de la gravedad API y contenido de azufre

Figura 16. Porcentaje de saturados vs porcentaje de resinas y asfáltenos a partir de los resultados del fraccionamiento S.A.R.A.



Fuente. AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS (ANH), Documento interno con base a los a los resultados obtenidos del proyecto “*Caracterizar las provincias petrolíferas de Colombia con base en la evaluación de crudos de las cuencas con producción comercial de hidrocarburos*”, 2014.

3.1 ANÁLISIS DE ALTA RESOLUCIÓN

El cuadro 2 presenta de forma resumida los datos geoquímicos de alta resolución obtenidos por la ANH en 2014 que serán evaluados en el presente trabajo. No obstante, los estudios realizados integraron múltiples parámetros para la evaluación geoquímica presentados en las tablas de los anexos 3 y 4, para conocimiento y fines pertinentes. El cuadro 2 también presenta las relaciones que se generan entre los parámetros y su utilidad para la clasificación de familias de crudos en la cuenca Llanos Orientales según su origen: materia orgánica, ambiente de depositación, edad de la roca generadora, madurez y biodegradación.

Cuadro 2. Parámetros y relaciones de análisis de alta resolución empleados para la evaluación de los crudos

Fracción	Compuesto (m/z)	Parámetro	Utilidad	
BIOMARCADORES Hidrocarburos saturados (HS)	Terpanos (tri, tetra y pentaciclicos) (m/z 191)	Indice Oleanano (IO) (m/z 412)	Edad de la Roca generadora	
		Indice Gammacerano (IG)	Condiciones reductoras en ambientes deposicionales.	
	Isoprenoides (m/z 113) (Pristano Fitano)	Relación $\frac{P}{F} = \frac{Pristano}{Fitano}$	Condiciones reductoras del ambiente de sedimentación	
		Relación $\frac{P}{n-C17} = \frac{Pristano}{n-C17}$	Madurez	
		Relación $\frac{P}{n-C18} = \frac{Fitano}{n-C18}$	Madurez	
	Esteranos (m/z 217) Diasterano (m/z 259)	Esteranos Regulares (C27, C28 Y 29)	Tipo de Materia Orgánica	
		Relación 28/29	Definición de Edad	
		Etapas de madurez Isomerización de esteranos $IsoE = \frac{20S}{20S+20R}$	Litología y madurez	
	Hidrocarburos aromáticos (HA)	Metilfenantreno (m/z 192)	Relación $\frac{DBT}{P} = \frac{Dibenzotiofeno}{Fenantreno}$	Madurez Litología
		Fenantreno (m/z 178)		
Dibenzotiofeno				

Cuadro 2. (Continuación)

Fracción	Compuesto (m/z)	Parámetro	Utilidad
Isotopos	($\delta^{13}\text{C}$)	($\delta^{13}\text{C}/^{1}\delta^2\text{C}$)	Ambientes de depositación y correlaciones entre petróleo y el petróleo

Fuente: elaboración propia

3.2.1 Biomarcadores presentes en la fracción de hidrocarburos saturados y marcadores aromáticos. Los biomarcadores se clasifican en familias químicas dependiendo la complejidad de su estructura, desde las n-parafinas hasta los esteranos y terpanos. En la exploración petrolera, los más empleados son los dos últimos, los cuales están relacionados directamente con sus precursores, los terpenoides y los esteroides, presentes en proporciones variables en muchos organismos, en donde los precursores se convierten en formas más estables, por lo cual las estructuras químicas de los biomarcadores encontrados en los aceites y/o extractos de roca constituyen, un reflejo de los compuestos precursores presentes en la materia orgánica fuente.

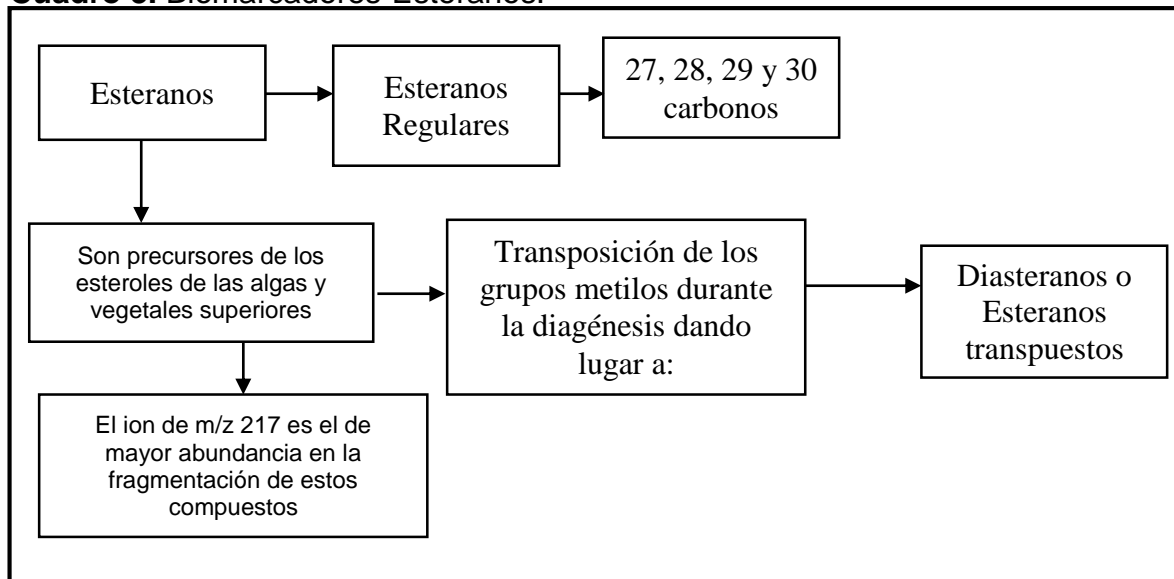
Para el análisis, se consideraron, principalmente, las propiedades moleculares que son poco dependientes de la madurez y que están íntimamente ligadas al ambiente de depósito. Los resultados obtenidos manifiestan la importancia de los biomarcadores como herramienta analítica en la prospección petrolera. En este sentido, los esteranos y los terpanos proporcionan información sobre las características de las facies orgánicas de una roca⁶³.

3.2.2 Origen: Tipo de Materia orgánica y litología de la roca generadora. Se discutirán parámetros que permiten inferir el tipo de materia orgánica asociada al crudo de las muestras de la Cuenca Llanos Orientales. Los parámetros a considerar fueron: la distribución y abundancia de los esterenos regulares, identificados con el ion m/z 217, la relación diasterano/esterano, ha sido utilizada para sugerir la litología de la roca fuente

⁶³ S. Dawson *et al.*, Katherine H. Freeman, Jennifer L. Macalady, *Anaerobic biodegradation of the isoprenoid biomarkers pristane and phytane*. Organic Geochemistry, 2013. **65**: p. 118-126.

3.2.2.1 Los esteranos Los esteranos son marcadores biológicos presentes en sedimentos y petróleo, los más abundantes se encuentran en el intervalo C27-C29, provenientes de esteroides de organismos eucariotas.

Cuadro 3. Biomarcadores-Esteranos.



Fuente: BR. KIZZY De Freitas; Aplicación de los biomarcadores e hidrocarburos aromáticos en breas de playas, como indicadores de contaminación por petróleo, en regiones costeras de Venezuela; UNIVERSIDAD CENTRAL DE VENEZUELA, 2009. MODIFICACIÓN PROPIA

3.2.2.2 Esteranos regulares. Las concentraciones relativas de los esteranos regulares C27, C28 y C29 refleja la distribución del número de carbonos de los esteroides presentes en el momento de la deposición y refleja la entrada de tipo de materia orgánica a las rocas fuente de los aceites y los ambientes deposicionales específicos⁶⁴. La figura 16 presenta los resultados de manera gráfica en el diagrama ternario de distribución, para las cinco zonas evaluadas en la cuenca de Llanos Orientales, en donde se aprecia que los aceites se distribuyen en un área limitada, sugiriendo que existen mínimas variaciones en las facies generadoras de estos aceites.

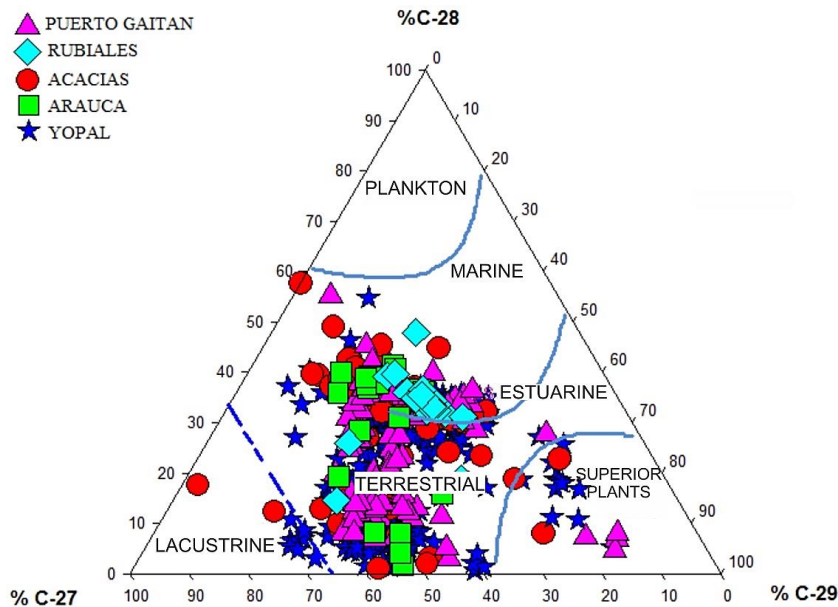
Los resultados de las 104 muestras de crudo se representan en la tabla del anexo 3 en donde la abundancia de colestano varía entre 25,3 al 38.86%, la de metilcolestano del 23,7 al 33,84 % y etilcolestano del del 23.79 al 45%.

Proporcionan información paleoambiental significativa, en donde una superioridad de C29 en las muestras sugiere material orgánico terrestre durante la depositación,

⁶⁴ Huang, W.Y., Meinschein, W.G., 1979. Sterols as ecological indicators. *Geochemical et Cosmochimica Acta* 43, 739e745.

una predominancia de los C28, propone un aporte de fitoplancton marino y finalmente los esteranos C27 indican procedencia de material lacustre. No obstante investigaciones han demostrado que una predominancia de esteranos C29 indicando que existe una fuente marina de ciertas clases de algas de este tipo de biomarcadores. El resultado de las 518 muestras presenta una abundancia relativa de colestano (diagénesis del colesterol) (C27- indicador animal), metilcolestano (C28- proveniente de microorganismos marinos) y etilcolestano (C29- origen de plantas superiores) en rangos que varían del 25.3 al 38.86%, 23.7 al 33.84 % y del 23.79 al 45%, respectivamente. Lo que permite establecer diferencias en la fuente biológica de estos aceites, en donde en su mayoría prevalece el aporte de materia orgánica marina mientras unos pocos presentan materia orgánica terrestre como es el caso del área de Apiay en donde se evidencia una mayor proporción de C29 lo que concuerda con datos expuestos en la literatura sugiriendo contribución terrígena.

Figura 17. Diagrama ternario de distribución de esteranos regulares C27, C28 y C29 (Biomarcadores de origen) para las 5 zonas de la cuenca de Llanos Orientales.



Fuente AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS (ANH), Documento interno con base a los resultados obtenidos a los resultados obtenidos del proyecto “*Caracterizar las provincias petrolíferas de Colombia con base en la evaluación de crudos de las cuencas con producción comercial de hidrocarburos*”, 2014.

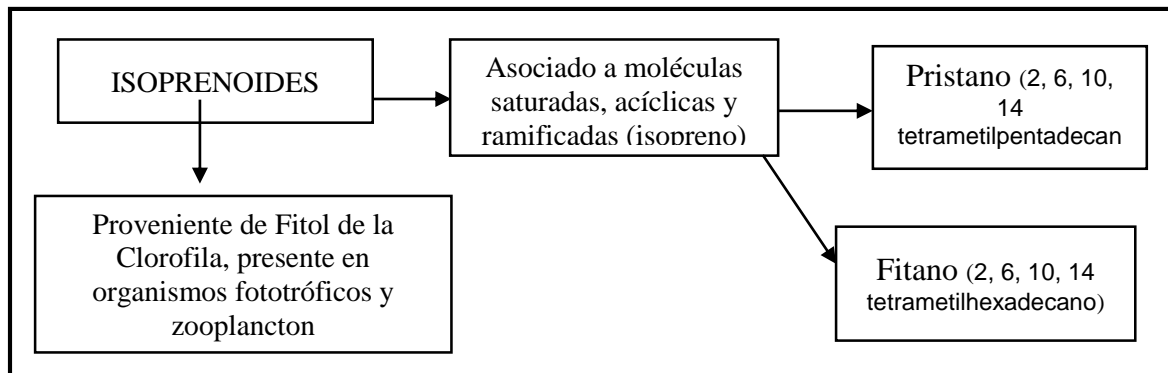
3.2.2.3 Diasterano /Esterano (REAR / REG). La relación diasterano/esterano es empleada como un criterio de diferenciación entre facies carbonatadas, con baja proporción de diasteranos y facies clásticas con altas proporciones de diasteranos. Las bajas proporciones indican rocas anóxicas pobres en arcilla o roca fuente de

carbonática, mientras que las altas proporciones reflejan rocas de fuentes siliclasticas con abundantes arcillas o ligeramente óxicas.⁶⁵ Las muestras de aceites crudos en la cuenca Llanos Orientales presentan valores de medios a altos en un rango que varían de 3.91 a 29.02 de relaciones diasteranos /esterano como se observa en la tabla del anexo 3. Al presentar valores mayores a 0,4 sugiere una roca fuente con presencia de material siliciclástico, evidenciado por los altos valores.⁶⁶

3.2.3 Condiciones Paleoambientales. Para determinar las condiciones paleoambientales (redox y la litología de la roca fuente) que dieron origen a los crudos se emplearon parámetros como: las relaciones de isoprenoides pristano/fitano, relación pristano/n-C17, pristano/n-C18 para determinar el origen de la roca madre y el ambiente de depositación, los terpanos pentaciclicos mediante la relación de hopanos C35/C34 y el índice de gammacerano que al igual que la primera relación permiten establecer las condiciones reductoras en los ambientes depositacionales.

3.2.3.1 Isoprenoides. Los isoprenoides son hidrocarburos saturados, provenientes de la cadena de fitol desprendida durante la diagénesis temprana en la columna de agua, empleados para indicar las condiciones reductoras del ambiente de sedimentación y formación de la roca fuente.

Cuadro 4. Biomarcadores- Isoprenoides.



Fuente. BR. KIZZY De Freitas; Aplicación de los biomarcadores e hidrocarburos aromáticos en breas de playas, como indicadores de contaminación por petróleo, en regiones costeras de Venezuela; UNIVERSIDAD CENTRAL DE VENEZUELA, 2009. MODIFICACIÓN PROPIA

⁶⁵ M.H. Hakimi, W.H. Abdullah, Geochemical characteristics of some crude oils from Alif Field in the Marib-Shabowah Basin, and source-related types, Mar. Petrol. Geol. 45 (2013) 304–314.

⁶⁶ Grobas, J. y Escobar, M. (2012). Geochemical evaluation of crude oil in the Franquera Oil Field and nearby oil reservoirs in the southeastern region of the Maracaibo Lake basin. *Revista técnica de la Facultad de Ingeniería de la Universidad del Zulia*, 35 (2): 150-161.

3.2.3.2 Relación Pristano/Fitano. El pristano y fitano son isoprenoides, que proceden principalmente del fitol de la clorofila y la producción de fitoplancton. Son perfectos indicadores de las condiciones reductoras del ambiente de formación de la roca fuente y posible litología de la roca. Su relación es empleada para identificar el origen de la roca madre. Su cociente tiende a ser alto en medios oxidantes y bajo en medios reductores, debido a que el pristano se forma en medios con alta oxigenación, la cadena fitol puede sufrir procesos de oxidación generando en mayor proporción pristano o proceso de reducción generando en mayor proporción fitano durante la diagénesis.⁶⁷

Cuadro 5. Relación Pristano/ Fitano y origen de la roca madre

Relación Pr/F	ORIGEN ROCA MADRE	AMBIENTES DE DEPOSITACIÓN
Pr/F<1	Ambiente Marino	Ambientes Anóxicos
<1 Pr/F <2	Formaciones carbónicas ricas en materia orgánica	Ambientes oxigenados
Pr/F>3	Ambiente Lacustre, fluvial y deltaico	Ambientes oxigenados

Fuente: HUGHES, W.B., Holba, A.G., Dzou, L.I., 1995. The ratios of dibenzothiophene to phenanthrene and pristane to phytane as indicators of depositional environment and lithology of petroleum source rocks.

Del total de muestras extraídas, se seleccionaron 104 muestras para el análisis de estudios de alta resolución, en donde se establece que según la clasificación los valores más altos corresponden a aceites crudos con ambiente óxico y entrada terrestre, mientras que los valores más bajos están asociados con ambientes sub-óxicos con influencia marina. Para la zona de Acacías, con un total de 25 muestras analizadas, se observa que tres de las muestras arrojaron resultados menores a 1, tres mayores a 3, y las restantes entre un rango de 1 a 2, las cuales se asocian a formaciones carbonáticas ricas en materia orgánica.

Para la zona de Arauca con 12 muestras analizadas, se encuentra que 8 muestras registran una relación menor a uno, relacionado a un ambiente marino y las otras muestras se encuentran en el rango entre 1 y 2, que significa formaciones carboníticas en materia orgánica.

En la zona de Puerto Gaitán y la zona de Rubiales se analizaron 4 muestras para cada zona, con valores comprendidos en las tres clasificaciones, lo cual no es concluyente, con tan solo las 4 muestras para las dos zonas evaluadas. De la zona

⁶⁷ Freitas, B.K.D., *Aplicación de los biomarcadores e hidrocarburos aromáticos en breas de playas, como indicadores de contaminación por petróleo, en regiones costeras de Venezuela.*, in FACULTAD DE CIENCIAS/ESCUELA DE QUÍMICA2009, UNIVERSIDAD CENTRAL DE VENEZUELA. p. 45-75.

de Yopal se analizaron 58 muestras dentro de las cuales presentan resultados de relaciones mayores a 3 en formaciones como Une y Mirador. Su relación Pristano/Fitano, muestra un origen a partir de rocas siliciclásticas depositadas en ambientes marinos anóxicos a subóxicos y fluvio-deltáicos con mayor grado de oxigenación y aporte de materia orgánica terrestre.

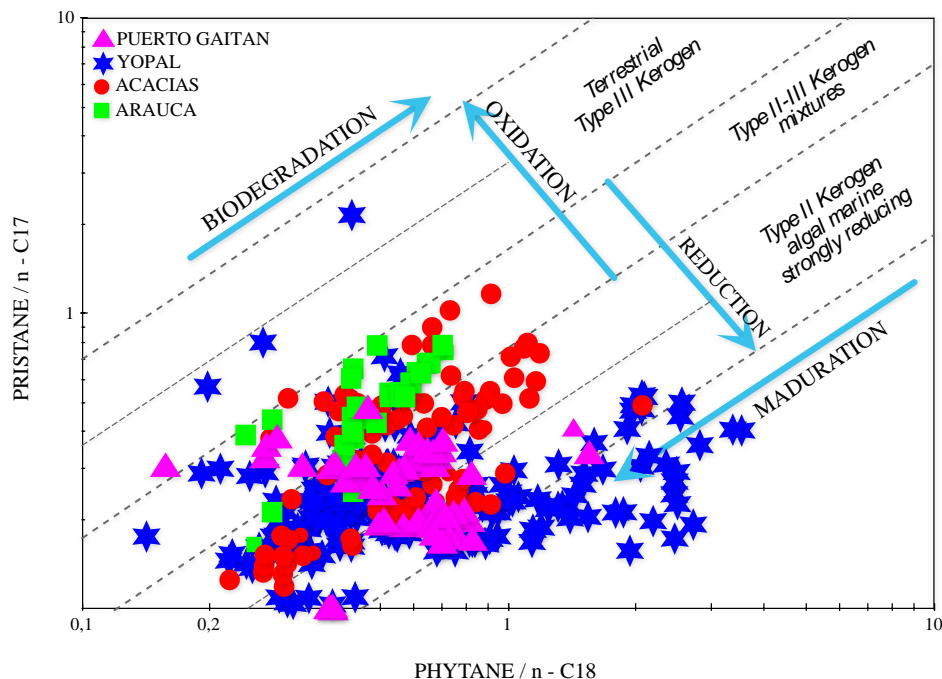
3.2.3.3 Relación Pristano/*n*-C17 vs Pristano/*n*-C18. La relación de los isoprenoides con sus respectivos *n*-alcanos (pristano/*n*-C17 y fitano/*n*-C18), se emplean para realizar correlaciones crudo-crudo tomando como base parámetros que no se vean alterados por procesos geoquímicos como la maduración, evaporación o biodegradación, ya que la distribución de algunos de datos como alcanos e isoprenoides varían bajo la influencia de estos procesos⁶⁸, sin embargo, en algunas muestras de crudo la tendencia de biodegradación es tan alta que se ve influenciada en la disminución o eliminación de los alcanos e isoprenoides.

Los aceites de las zonas de Yopal y Puerto Gaitán se han catalogado como aceites pesados o condensados y se enmarcan en la región denominada kerógeno de algas (Kerógeno tipo II) ⁶⁹. Los crudos de las zonas de Acacias y Arauca presentan una proporción mayor de pr/*n*-C17 en comparación con los otros crudos, indicando posiblemente una variación pequeña en el ambiente deposicional. Los crudos de Arauca se encuentran en una zona caracterizada como mixta; es decir, tiene tanto kerógeno de tipo marino como kerógeno terrestre clase (II y III) y unas pocas muestras del área de Yopal se encuentran como kerógeno netamente tipo III, como se presenta en la figura 17. En conclusión, la relación Pristano/*n*-C17 vs Fitano/*n*-C18 es igualmente consecuente con la generación de hidrocarburos a partir de rocas con presencia de kerógeno de tipo II de origen marino y mezcla de kerógenos de tipo II-III de origen marino-terrestre.

⁶⁸ Peters, K.E., Moldowan, J.M., 1993. The Biomarker Guide: Interpreting Molecular Fossils in Petroleum and Ancient Sediments. Prentice Hall, Englewood Cliffs, NJ.

⁶⁹ Connan, J., Cassau, A.M., 1980. Properties of gases and petroleum liquids derived from terrestrial kerogen at various maturation levels. *Geochimica et Cosmochimica Acta* 44, 1–23.

Figura 18. Proporciones de alcano Pr/n-C17 y Ph/n-C18

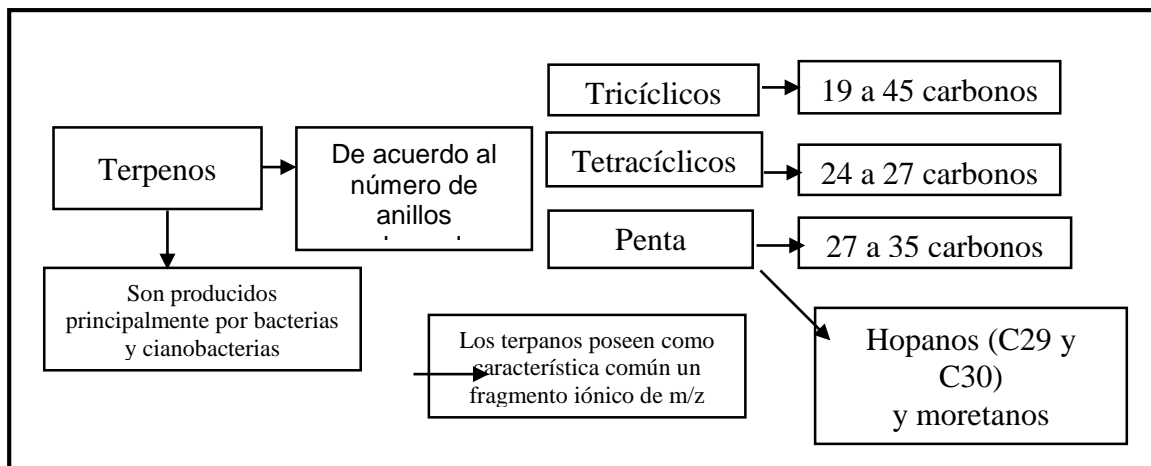


Fuente: Fuente: AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS (ANH), Documento interno con base a los a los resultados obtenidos resultados obtenidos del proyecto “*Caracterizar las provincias petrolíferas de Colombia con base en la evaluación de crudos de las cuencas con producción comercial de hidrocarburos*”, 2014.

3.2.3.4 Terpenos o terpanos. Los terpanos son hidrocarburos saturados que reflejan las condiciones de depositación del ambiente de formación de la roca fuente y aporte de materia orgánica. Se clasifican en terpanos tricíclicos de cadenas de C19 a C54, originados a partir de un isoprenoide de 30 átomos de carbono, como el triciclohexaprenol, que constituye membranas de los procariotas, identificados como materia orgánica marina, terpanos tetracíclicos, asociados a plantas superiores (materia orgánica terrestre), son resistentes a la maduración y a la biodegradación y los terpanos pentacíclicos provienen tanto de organismos procariotas, bacterias, así como de plantas superiores, son conocidos como hopanos si sus cadenas se encuentran entre C27 a C35.⁷⁰ Los terpanos penta cíclicos pueden encontrarse en rangos de C19 y C54, y se encuentran en las membranas de organismos celulares procariotas.

⁷⁰ Freitas, B.K.D., *Aplicación de los biomarcadores e hidrocarburos aromáticos en breas de playas, como indicadores de contaminación por petróleo, en regiones costeras de Venezuela.*, in FACULTAD DE CIENCIAS/ESCUELA DE QUÍMICA 2009, UNIVERSIDAD CENTRAL DE VENEZUELA. p. 45-75.

Cuadro 6. Terpenos- Biomarcadores



Fuente: BR. KIZZY De Freitas; Aplicación de los biomarcadores e hidrocarburos aromáticos en breas de playas, como indicadores de contaminación por petróleo, en regiones costeras de Venezuela; UNIVERSIDAD CENTRAL DE VENEZUELA, 2009. MODIFICACIÓN PROPIA

3.2.3.5 Hopanos. El análisis de Hopanos C29, C30, C31, C34 y C35 proporcionan información valiosa para la determinación de los ambientes de depósito de la roca generadora. Dentro del estudio se evaluaron las concentraciones de hopanos C35 y C34 mediante la técnica de GC-MS-MS. Son empleados como parámetro de clasificación y están asociados directamente con carbonatos marinos o con evaporitas, cuando se indica una relación $C35/C34 > 1$ característica de ambientes marinos carbonatados anóxicos.

Para las 104 muestras con análisis geoquímico de alta resolución de la cuenca Llanos Orientales, presentados en el anexo 2 se observa que los valores se encuentran en un rango entre 0.23 a 1.38, predominando valores menores a la unidad ($C35/C34 < 1$) en cuatro (4) de las cinco (5) zonas, destacándose las zonas de Arauca, Yopal, Puerto Gaitán y Rubiales, lo cual indica un ambiente de depósito predominante marino siliclástico anóxico, lo cual se correlaciona con los biomarcadores ya evaluados. Para la zona de Acacias se evidencia que algunos de los valores se encuentran por encima de la unidad lo que indica que los ambientes de depósito tuvieron mayor influencia de las mareas y zonas marinas proximales.

3.2.4 Marcadores Aromáticos. Son compuestos provenientes de la transformación por aromatización de productos nafténicos y oleofénicos de precursores biológicos, se encuentran presentes en la fracción de hidrocarburos aromáticos y permiten obtener información acerca del ambiente de depositación, y el grado de madurez del crudo. Entre los marcadores más empleados en los estudios geoquímicos se encuentra: el fenantreno (F) el cual proviene tanto de los esteroides como de los terpenoides, de fuente biológica, sus homólogos metilados metilfenantreno (MF);

sufren cambios progresivos con el aumento de la temperatura, lo cual se asocia a la madurez del crudo o de la roca fuente, dibenzotiofeno (DBT) y metildibenzotiofeno, son utilizados como indicadores de litología de la roca fuente, y los esteroides monoaromáticos (MA) y esteroides triaromáticos (TA), los cuales permiten establecer etapas de madurez.⁷¹

3.2.4.1 Relación dibenzotiofeno / fenantreno (DBT / P). La geoquímica ha propuesto varios tipos de datos de petróleo crudo como indicadores respecto al entorno de depósito y la litología de la roca madre. Dos indicadores moleculares empleados, son la relación pristano/fitano, empleado con mayor frecuencia y dibenzotiofeno a fenantreno (DBT/P). Este último indicador deduce el tipo de litología de la roca fuente, en donde valores de $DBT / P > 1$ representa carbonatos y valores con $DBT / P < 1$ se relaciona con lutitas⁷².

En las 104 muestras analizadas (anexo 4) se obtuvo que todos los resultados tuvieron un $DBT/P < 1$, con un valor mínimo de 0.01 y un valor máximo de 0.86, indicando que la litología en la cuenca llanos correspondería principalmente a lutitas marinas. Adicionalmente, se evalúan las relaciones de dibenzotiofeno/fenantreno y la relación de pristano/fitano en conjunto, las cuales permiten inferir y clasificar el tipo de sedimentos y los ambientes de depósito de la roca generadora en términos de sus procesos microbiológicos y químicos más importantes⁷³

La gráfica P/F versus DBT/PHEN revela que los aceites generados por rocas fuente de entornos de depositación y litologías similares se agrupan en 5 sectores, según los resultados de cada una de las relaciones como se especifican en el cuadro 4. El sector 1 se subdivide en dos sectores: el sector 1A contiene aceites derivados de carbonatos marino y el sector 1B contiene aceites derivados de carbonato marino y rocas marinas de origen mixto. El sector 2 presenta aceites derivados de ambientes lacustres y marinos anóxicos; Los crudos del sector 3 presentan características de ambientes marinos y lacustres con rocas tipo shale; y los crudos del sector 4 se asocian a sedimentos depositados en ambientes deltaicos/ fluviales con rocas tipo shale carbonoso.

Los datos obtenidos fueron graficados figura19 con las formaciones que están presentes en cada una de las zonas estudiadas, donde se evidencia que las

⁷¹ Freitas, B.K.D., *Aplicación de los biomarcadores e hidrocarburos aromáticos en breas de playas, como indicadores de contaminación por petróleo, en regiones costeras de Venezuela.*, in FACULTAD DE CIENCIAS/ESCUELA DE QUÍMICA2009, UNIVERSIDAD CENTRAL DE VENEZUELA. p. 45-75.

⁷² Br. Endrina del C. Ferreira S., *CARACTERIZACIÓN DE HIDROCARBUROS GENERADOS ARTIFICIALMENTE POR PIRÓLISIS DE ASFALTENOS DE CRUDOS DEL CAMPO COROZO, SUBCUENCA MATURÍN*, in FACULTAD DE CIENCIAS- ESCUELA DE QUÍMICA - DEPARTAMENTO DE GEOQUÍMICA2015, UNIVERSIDAD CENTRAL DE VENEZUELA. p. 157.

⁷³ Powell T. G. and McKirdy D. M. (1973) Relationship between ratio of pristane to phytane, crude oil composition and geological environment

muestras tienden a caer principalmente en los sectores 2 y 3 de la figura, y unas pocas en el sector 4 de la figura, a partir de la clasificación señalada.

3.2.4.2 Relación (DBT/P) vs Pr/Ph). Los aceites de rocas siliciclásticas marinas y de origen fluvial / deltaico tienen relaciones DBT / PHEN <0.5 como se evidencia en 88 de las 104 muestras y relaciones P/F > 1. Por lo cual se relaciona DBT/P vs P/F obteniendo que: para la zona de Acacias con las formaciones Carbonera/San Fernando T2/Ubaque /Une/lower sands, Guadalupe y Mirador, las muestras se acumulan en los sectores 2 y 3. En la zona de Arauca con las formaciones Carbonera/San Fernando T2, Guadalupe, Mirador y Barco, los crudos se centran en los sectores 2 y 3, las muestras de la zona de Puerto Gaitán con las formaciones Carbonera/ San Fernando T2 se distribuye en los sectores 2, 3 y 4, con la mayoría de muestras presentes en el sector 3 y la formación mirador en el sector 4, las muestras de la zona de Rubiales con la formación carbonera basal se distribuye en los sectores 2, 3 y 4 y para la zona de Yopal con las formaciones Gacheta/Mirador/Guadalupe/Ubaque se agrupan en la zona 2, 3 y 4. En general los biomarcadores indican que los crudos en la cuenca se han generado a partir de rocas siliciclásticas con un menor aporte carbonático, depositadas en ambientes marinos de plataforma a deltáicos.

Cuadro 7. Divisiones de sectores de ambientes de depositación DBT/P Y P/F

SECTOR	DBT/P	P/F	AMBIENTES DEPOSITACION	LITOLOGIA
1 ^a	>3	<1	Marino	Carbonato
1B	1-3	<1	Marino y Lacustre (Rico en sulfato)	Carbonato y mezcla*
2	<1	<1	Marino y Lacustre (Pobre sulfato)	Variable
3	<1	1-3	Marino y Lacustre	Lutitas
4	<1	>3	Deltaico/fluvial	Lutitas carbonosas

* Mezclado incluye sedimentos marinos, carbonatos arcillosos y rocas silíceas / fosfáticas

Fuente. WILLIAM B. HUGHES, A.G.H., and LEON I. P. Dzou The ratios of dibenzothiophene to phenanthrene and pristane to phytane as indicators of depositional environment and lithology of petroleum source rocks. *Geochimica et Cosmochimic*, 1995. **59**(17): p. 3581-3598.

Figura 19. Relación dibenzotiofeno / fenantreno vs Pristano/Fitano para las 104 muestras de la cuenca Llanos Orientales.

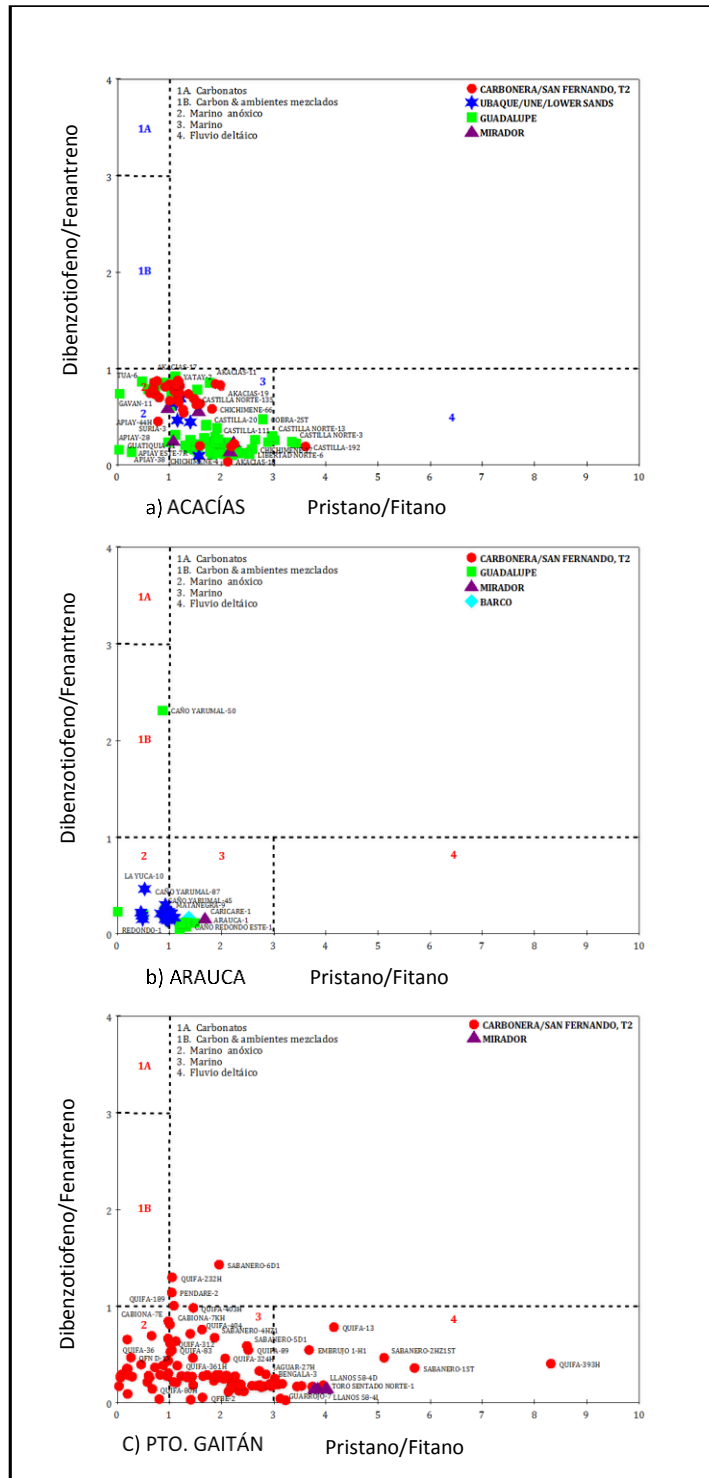
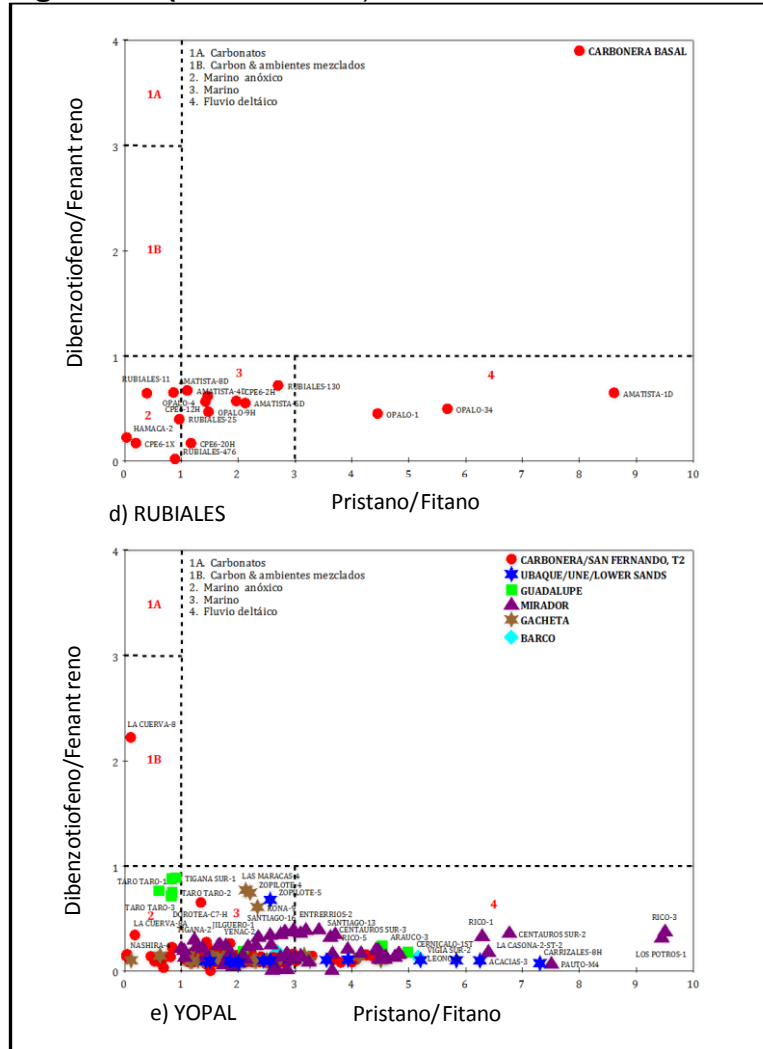


Figura 19. (Continuación)



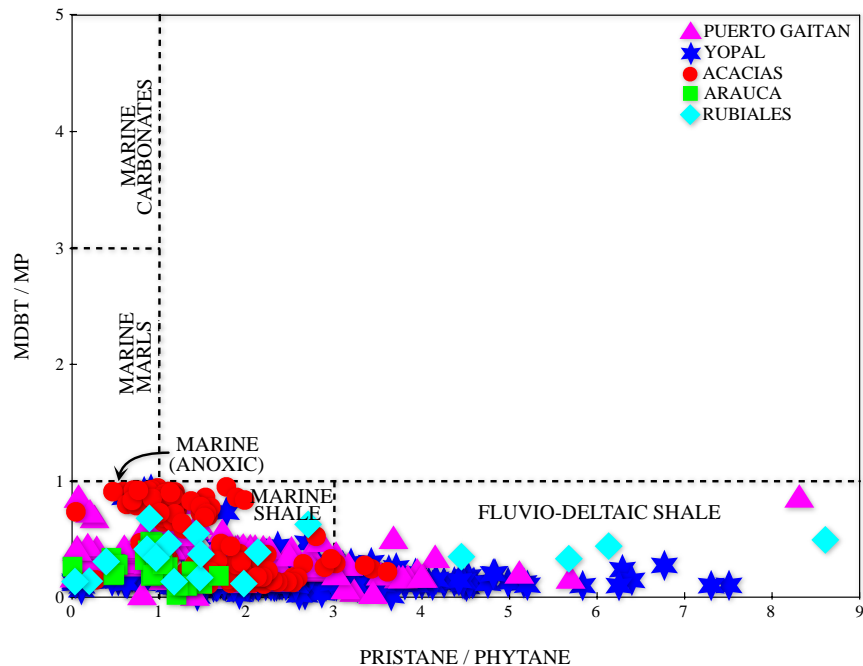
Fuente. AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS (ANH), Documento interno con base a los resultados obtenidos resultados obtenidos del proyecto “Caracterizar las provincias petrolíferas de Colombia con base en la evaluación de crudos de las cuencas con producción comercial de hidrocarburos”, 2014.

3.2.4.3 Metildibenzotiofeno (MDBT). Para las 104 muestras de crudo evaluadas en la cuenca Llanos Orientales se presentaron valores de MDBT en un intervalo de 0.29 a 23.76 con un promedio sur de 5.338, siendo las muestras de las zonas Puerto Gaitán y Rubiales aquellas que presentan los valores más bajos, seguido de la zona de Arauca con valores bajos y por ultimo las zonas de Acacias y Yopal las cuales presentan valores de bajos a medios en donde los altos valores se asocian a ambientes de depósito muy carbonaticos de las facies generadoras, sin embargo, se evidencia los bajos valores, lo cual se correlaciona con ambientes siliclasticos.

De acuerdo a ello se evaluó la relación MDBT/P el cual presento un valor mínimo de 0.07 y un valor máximo de 2.28 con promedio de 0.57.

La combinación de la relación pristano/fitano vs metildibenzotiofeno/metilfenantreno, ilustrada en la figura 19 indica ambientes de plataforma marina, con alguna variación calcárea/siliciclástica, mostrando el carácter marino proximal de buena parte de las facies generadoras de los crudos de la cuenca Llanos, lo que ratifica la relación de los biomarcadores prostano/fitano, cuya relación es más alta en facies de ambientes marinos siliclasticos y deltaicos.

Figura 20. Relación de las muestras de crudos en la cuenca Llanos Orientales de Metildibenzotiofenos/metilfenantreno vs pristano/fitano



Fuente. AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS (ANH), Documento interno con base a los resultados obtenidos resultados obtenidos del proyecto “Caracterizar las provincias petrolíferas de Colombia con base en la evaluación de crudos de las cuencas con producción comercial de hidrocarburos”, 2014.

3.2.5 Índice de Gammacerano. Es un biomarcador utilizado para clasificar entornos hipersalinos marinos y no marinos, generado del tetrahidrohimanol en ambientes con alta productividad bacteriana; es característico de la estratificación de la columna de agua por gradientes de temperatura o salinidad.⁷⁴ Debido a ello

⁷⁴ Sinninghe-Damste, J., De Las Heras, F. y Leeuw. (1992). Molecular analysis of sulphur- rich Brown coals by flas pyrolysis- gas chromatography- mass spectrometry the tipe III-S kerogen. *Chromatogra.*, 607, 361 – 376.

permite evaluar las condiciones reductoras del ambiente de deposición, y ser un indicador de rocas fuente de carbonato o evaporita para los crudos de la cuenca Llanos Orientales, se evalúa el índice de gammacerano (relación entre el gammacerano/C30hopano) mediante ión $m/z=191$, presentando los valores obtenidos para las 104 muestras en la tabla del anexo 3 en donde se evidencia un rango entre 0.02 a 0.24 con un promedio de 0.1097, los cuales indican condiciones reductoras en diferentes ambientes de deposición salina. Se han establecido características de los petróleos en función de ambientes de carbonatos y arcillas, en donde valores elevados del índice de gammacerano representan ambientes carbonaticos, valores bajos representan ambientes marino arcillosos y ausencia del mismo ambientes deltaico arcilloso, indicando que presenta valores bajos, lo que también sugiere facies más siliciclásticas, como se correlaciona con los otros parámetros evaluados.

Figura 21. Índice de Gammacerano vs Pristano/Fitano para las 104 muestras de la cuenca llanos orientales.

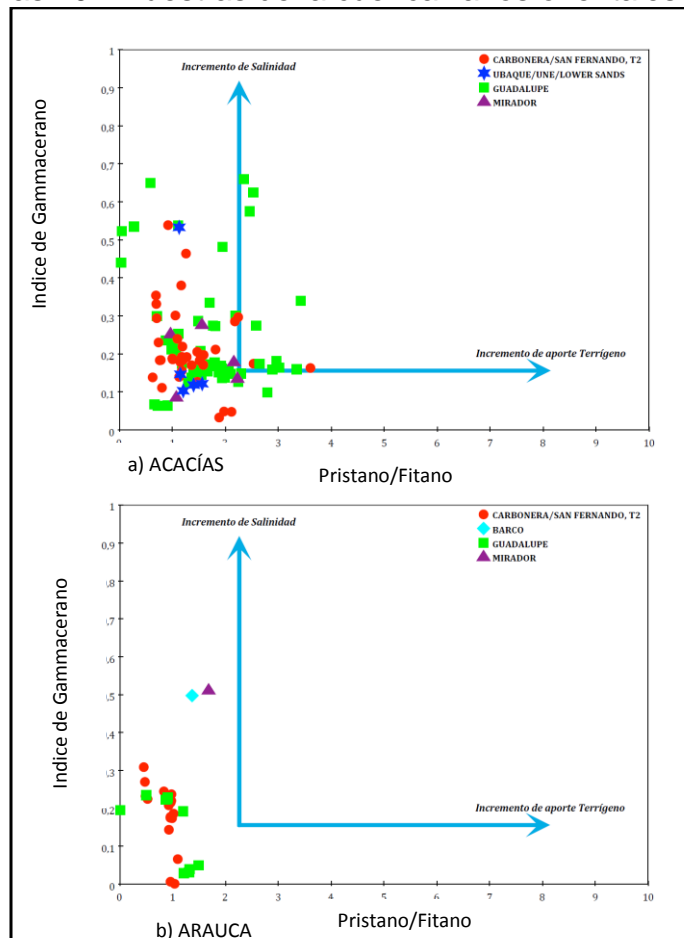
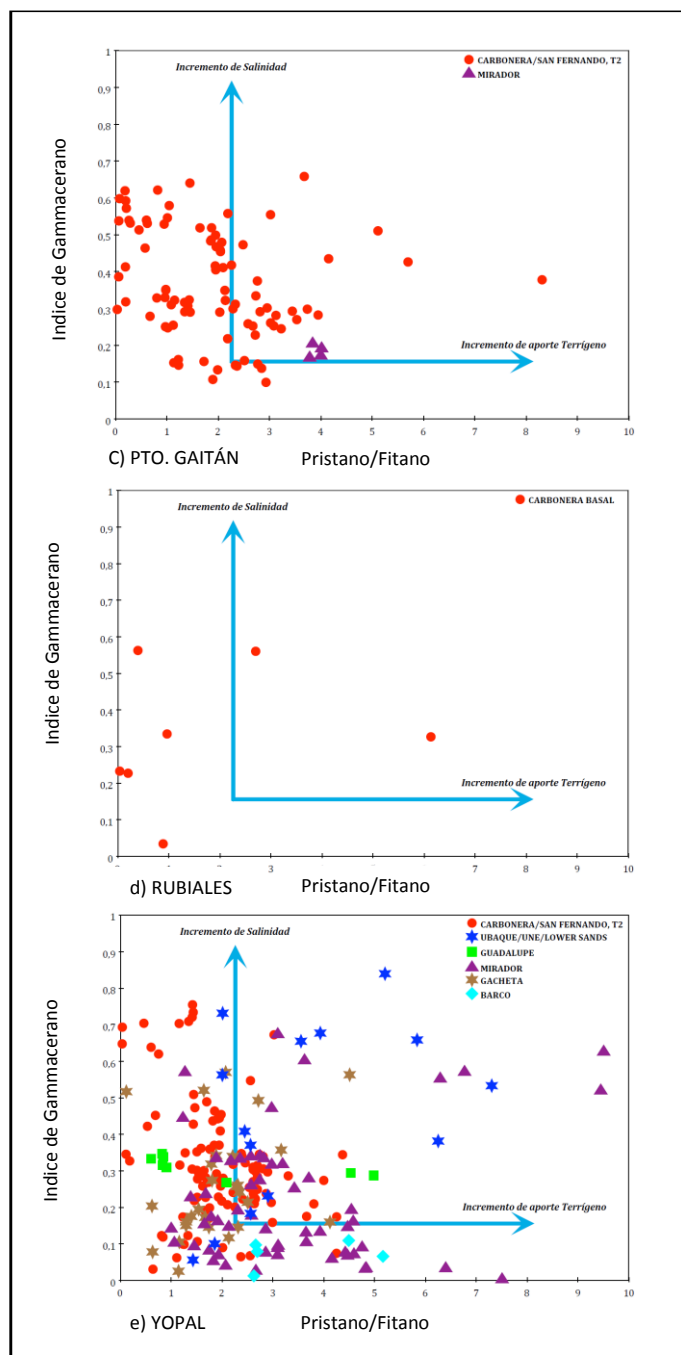


Figura 21. (Continuación).



Fuente. AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS (ANH), Documento interno con base a los resultados obtenidos resultados obtenidos del proyecto “*Caracterizar las provincias petrolíferas de Colombia con base en la evaluación de crudos de las cuencas con producción comercial de hidrocarburos*”, 2014.

3.2.6 Edad de la roca fuente. Los métodos más comúnmente empleados para estimar la edad de las rocas se realizan mediante el estudio de fósiles y la datación radiométrica. Sin embargo, en el presente trabajo para correlacionar y clasificar la edad de la roca fuente, se establecieron parámetros como el índice de oleanano, 24-nordiacolestano (NDR) y la relación 24-norcolestano (NCR).

3.2.6.1.O.I (Índice de Oleanano). El oleanano es un triterpeno pentacíclico que se origina de material terrestre, tiene dos isómeros: 18 α (H) -Oleanano y 18 β (H) - oleanano, siendo la configuración alfa (α) la más estable termodinámicamente, por cuál es la configuración encontrada en crudos y rocas maduras y empleada como un indicador que relaciona la edad de la roca fuente del petróleo (Alberdi y López, 2000)⁷⁵.

El índice de Oleanano, es utilizado como un marcador de angiospermas, más comúnmente conocida como plantas con flores, cuyos inicios se relacionan a la era paleozoica⁷⁶. Moldowan y col. (1994) han propuesto que los crudos con Índice de Oleanano > 0.2 son diagnósticos de rocas fuente terciarias o más jóvenes con aporte alto de materia orgánica y valores Índice de Oleanano <0.2 corresponden a rocas cretáceas o más antiguas, con aporte marino y menor proporción terrestre⁷⁷.

Con respecto a la edad de la roca generadora de la cuenca Llanos Orientales, se estima que los crudos se originaron en el prolífico afloramiento de las formaciones Fomeque⁷⁸ y Gacheta del Cretácico Superior en la Cordillera Oriental, en el presente trabajo no se evidencia la presencia de rocas en la formación Fomeque según el análisis registrado para las 518 muestras de parámetros generales y 104 muestras de parámetro de alta resolución sin embargo, debido a los múltiples estudios de biomarcadores han propuesto la contribución de rocas del cretáceo inferior al igual que rocas del terciaria en la cuenca Llanos. Dentro de los resultados obtenidos para las 104 muestras representados en la tabla del anexo 3 se encontraron valores entre 0.04 y 0.86; indicando que el rango de edad de la roca generadora va desde el Cretácico tardío hasta el Terciario temprano, en donde la mayoría de muestras reportaron valores con Índice de Oleanano <0.2 en las zonas de Acacías, Arauca y Yopal, las cuales se generaron en rocas fuentes cretáceas o terciarias tempranas y con valores de Índice de Oleanano > 0.2 se centran las zonas de, Puerto Gaitán, Rubiales y Yopal y Arauca en menor proporción, indicando su origen de fuentes

⁷⁵ Alberdi, M., Lopez, L., 2000. Biomarkers 18(H)-oleanane: a geochemical tool to assess Venezuelan petroleum systems. *J. S. Am. Earth Sci.* 13, 751–759.

⁷⁶ Ekwozor, C.M., Okogun, J.L., Ekong, D.E.U., Maxwell, J.R., 1979. Preliminary organic geochemical studies of samples from the Niger Delta (Nigeria). I. Analyses of crude oils for triterpanes. *Chem. Geol.* 27, 11–29.

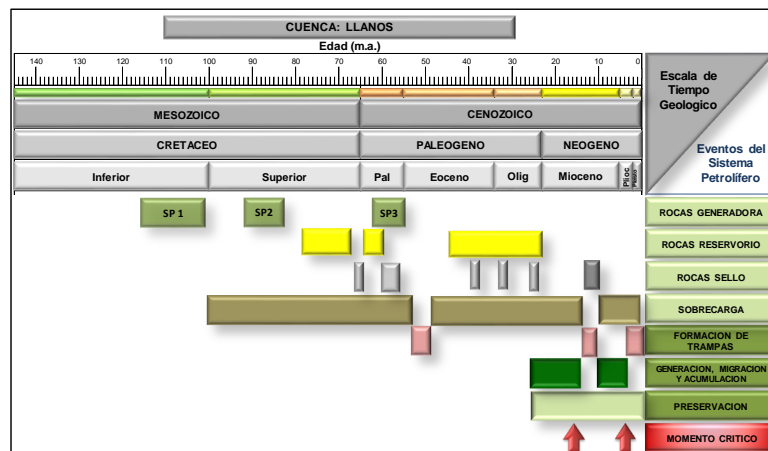
⁷⁷ Moldowan, J.M., Dahl, J., Huizinga, B.J., Fago, F.J., Hickey, L.J., Peakman, T.M., Taylor, D.W., 1994. The molecular fossil record of oleanane and its relation to angiosperms. *Science* 265.

terciarias con aporte marino y terrestre, es decir crudos de tipo mixto. El OI se relaciona con las rocas generadoras de hidrocarburos a las lutitas de las formaciones, Gachetá, Los Cuervos y Carbonera.

En relación a la interpretación de la edad de la roca fuente, se presenta una carta que evidencia los eventos del sistema petrolífero en la cuenca llanos Orientales según la figura 21. Teniendo en cuenta las correlaciones geoquímicas, se propone la existencia de tres intervalos de rocas generadoras efectivas, correspondientes a las Formaciones Fόμεque, Gachetá y Barco-Cuervos. Adicionalmente es posible identificar algunos intervalos con potencial generador bueno en niveles arcillosos de la Formación Carbonera.

La Formación Fόμεque predominan facies orgánicas depositadas en ambientes marinos carbonáticos con contenidos de materia orgánica buenos a excelente y predominio de kerógeno del tipo II. En la Formación Chipaque predominan facies orgánicas depositadas en ambientes marinos siliciclásticos de plataforma con contenidos de materia orgánica buenos a excelente y predominio de kerógeno del tipo II y la Formación Gachetá se observa una variación importante a facies orgánicas depositadas en ambientes marinos proximales o deltaicos lo cual ocasionó una disminución del potencial generador original, respecto a la Formación Chipaque. La Formación Gachetá presenta contenidos de materia orgánica pobres a favorables y mezcla de kerógeno del tipo II, III y IV.⁷⁹

Figura 22. Carta de eventos del sistema petrolífero de la cuenca Llanos



Fuente: MORA, C., 2000. Evaluación del potencial de los sistemas petrolíferos en las cuencas cretácicas con producción comercial en Colombia. Tesis de Maestría, Universidad Federal de Río de Janeiro.

⁷⁹ Archivo interno de la ANH, Cesar Mora, Sistema petrolífero cuenca llanos, consultoría geoquímica de sistemas petrolíferos 2018

Dentro de los indicadores asociados con el índice de Oleanano que correlacionan el ambiente deposicional y el tiempo geológico, para el trabajo de investigación la cuenca de Llanos se asoció al indicador Índice de Oleanano /C30 hopano contra la relación P / F que permite clasificar el entorno de depósito deltaico marino para la roca fuente desde el Cretácico tardío hasta el terciario temprano.

La gráfica representa tres entornos y tiempos geológicos; marino deltaico(cretáceo), marino deltaico (terciario) y plataforma marina como se observa en la figura 22 las 104 muestras se distribuyen de tal forma que se encontraron muestras con un índice de Oleanano en el cretáceo y el terciario, indicando que el petróleo crudo se expulsa de diferentes rocas fuente o de la misma roca fuente en diferentes generaciones o pulsos de migración. Se han relacionado procesos de migración regional de la cuenca Llanos a los reservorios de las formaciones Guadalupe, Mirador y Carbonera C7 (principales reservorios).

Figura 23. Índice de Oleano/C30 Hopano vs pristano fitano para las 5 zonas y las formaciones que las comprenden.

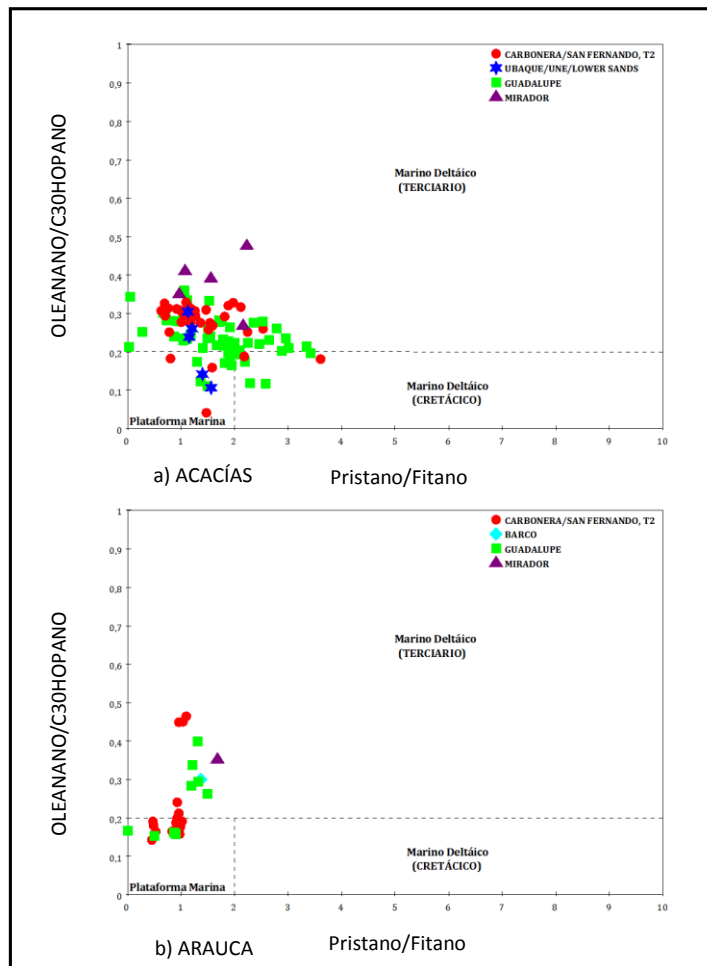
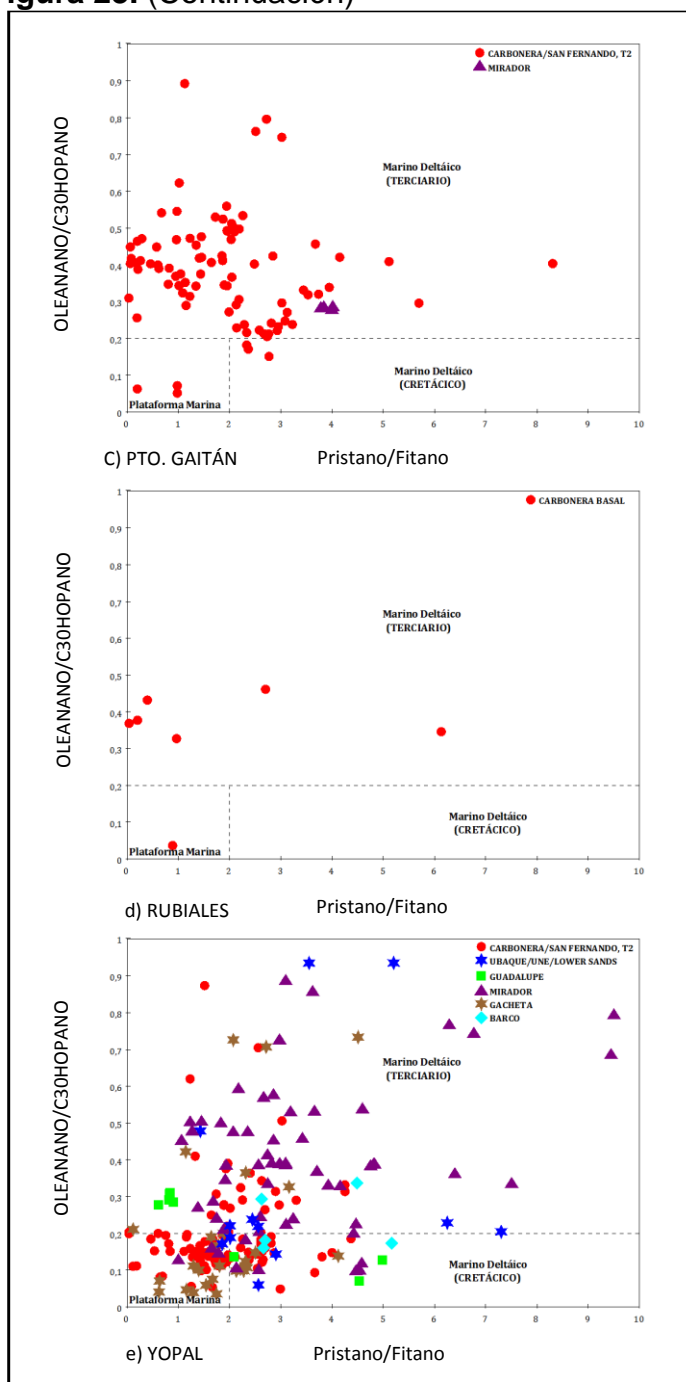


Figura 23. (Continuación)



Fuente. AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS (ANH), Documento interno con base a los resultados obtenidos resultados obtenidos del proyecto “Caracterizar las provincias petrolíferas de Colombia con base en la evaluación de crudos de las cuencas con producción comercial de hidrocarburos”, 2014.

3.2.6.2. Esteranos C26. Durante diferentes estudios geoquímicos, se identificaron dos proporciones de esteranos C26 en muestras geológicas, que han sido empleados como biomarcadores útiles para determinar la edad de la fuente de petróleo. Son derivados de esteroides de las diatomeas, y viene dado por la relación 24-nordiacolestano (NDR) y la relación 24-norcolestano (NCR) ⁸⁰⁻⁸¹

Estableciéndose que los fósiles de diatomeas se reconocieron por primera vez en la era jurásica, y la elevación inicial para ambas proporciones correspondientes tenían $NCR > 0.3$, y $NDR > 0.2$ ⁸². Un segundo aumento ocurre en las muestras de edad cretácea, eluyendo a la expansión y diversificación de las diatomeas, presentado $NCR > 0.4$ y $NDR > 0.25$ ⁸³ y una última expansión importante ocurre en las muestras de edad oligoceno y menores, tenían $NCR > 0.6$ y $NDR > 0.5$. Concluyendo de esta manera que las relaciones de NCR y NDR más altas es indicativo de una edad más joven.

Los resultados de las 104 muestras de crudos presentan valores en intervalos entre 0.21 a 0.72 y 0.1 a 0.52 de NCR y NDR respectivamente. Los valores más altos de la relación NCR y NDR indicando una edad terciaria, se presentaron en la zona de Yopal con las muestras de los pozos: Barquereña-3, en la formación carbonera C7, Tulipan-3 en la formación carbonera C8, Kona-11 en la formación Mirador y en la zona de Acacias el pozo Yatay-1 en la formación lower sands, La estratigrafía resultante es una sucesión altamente puntuada de los estratos Cretácico Superior-Terciario Inferior⁸⁴ (Cooper et al., 1995; Tegelaar et al., 1995).

3.2.7 Madurez térmica. Dentro de los parámetros para evaluar la madurez térmica, se emplean los biomarcadores debido a las transformaciones estructurales a nivel molecular que soportan, como resultado de reacciones térmicas, durante el proceso de sedimentación y calentamiento. Los esteranos y hopanos son los indicadores de madurez más importantes ya que no se ven alterados por procesos de biodegradación, entre estos se encuentran los Terpanos pentacíclicos., las relaciones de isomerización de los hopanos ($22S/22S+22R$), y la relación de C2717 α -22,29,30-trisnorhopano (Tm) y el C2718 α -22,29,30-trisnorhopano (Ts), al igual que los Esteranos con las relaciones $C29((20S)/(20S+20R))$ y $C29((\beta\beta)/(\alpha\alpha+\beta\beta))$ y compuesto tricromáticos.

⁸⁰ Ballantine, J. A., Lavis, A. and Morris, R. J. (1979) Sterols of the phytoplankton: effects of illumination and growth stage. *Phytochemistry* 18, 1459±1466.

⁸¹ Morris, R. J. and Carre, C. J. (1984) Observation of the biochemical composition of an unusual diatom bloom. *Journal of the Marine Biological Association of the United Kingdom* 64, 721±738.

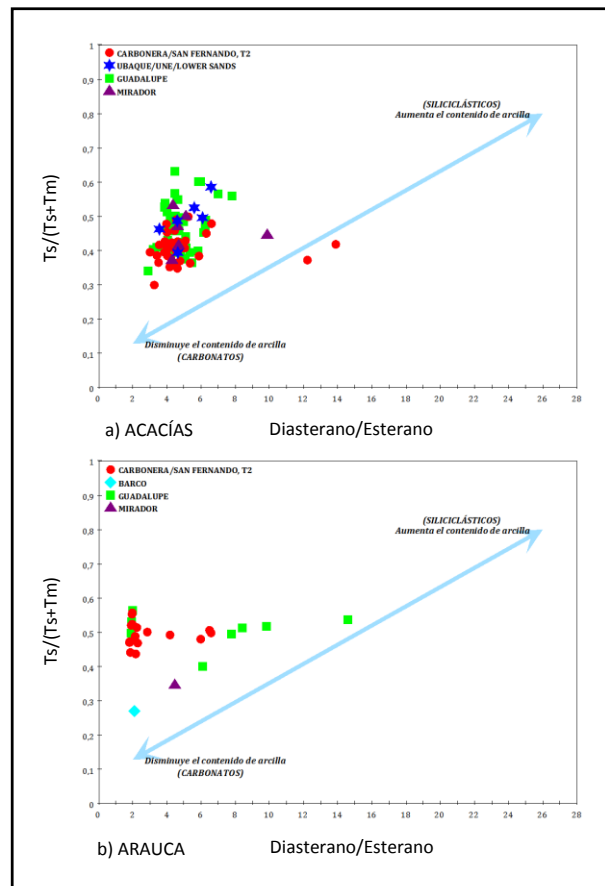
⁸² Lipps, J. H. (1993) *Fossil Prokaryotes and Protists*. Blackwell Scientific Publications, Boston, pp. 155-167.

⁸³ Tappan, H. (1980) *The Paleobiology of Plant Protists*. W. H. Freeman and Company, San Francisco, CA, pp. 567-677.

⁸⁴ Cooper M.A., Addison F., Alvarez R., Coral M., Graham R., Hayward A., Howe S., Martinez J., Naar J., Penas R., Pulham A. and Taborda A. 1995. Basin Development and Tectonic History of the Llanos Basin, Eastern Cordillera, and Middle Magdalena Valley,. *Colombia. AAPG*, 79, 10, 1421-1443.

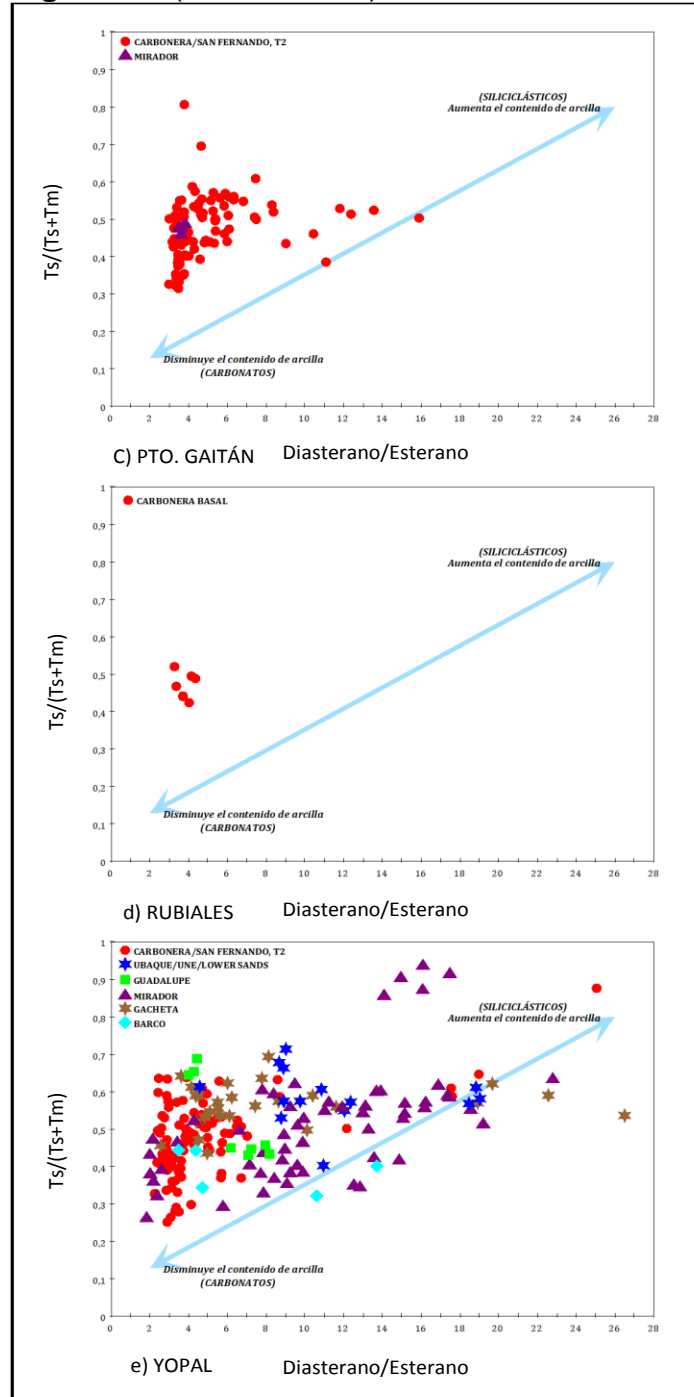
3.2.7.1 Terpanos Pentacíclicos. El valor de la relación de $T_s / (T_s + T_m)$ (C2718a-trisnorneohopane / (C2718a-trisnorneohopane + C2717a (H) -trisorhopane) se usa como parámetro de madurez, afectada por el proceso de madurez térmica y por la composición mineral de la roca fuente siliciclástica, indicando que los valores más altos reflejan mayor madurez en los aceites crudos.⁸⁵ Se ha sugerido en estudios previos valores entre 0.25 a 0.64 sugiere que la madurez está asociada con rocas fuentes en fase temprana de generación y expulsión de hidrocarburos. A partir de los resultados obtenidos, presentados en la tabla del anexo 4, se reportan valores de relación $TS/(TS+TM)$ entre 0.43- 0.64 para la zona de Acacias, valores entre 0.42-0.52 para la zona de Arauca, un rango de 0.52-0.58 para Puerto Gaitán y valores entre 0.51-0.53 para zona de Rubiales; lo que sugiere que la madurez está asociada con rocas fuentes en fase temprana de generación y expulsión de hidrocarburos, y la zona de Yopal presento valores dese 0.14 a 0.7 indica diferentes niveles de madurez, desde una etapa temprana de madurez, o en inicio de ventana de petróleo, hasta una fase temprana de generación y expulsión de hidrocarburos.

Figura 24. $T_s/(T_s+T_m)$ vs Diasteranos/ Esteranos para las 5 zonas de la cuenca Llanos Orientales.



⁸⁵ Peters, K.E., Walters, C., Moldowan, M., 2005. The Biomarker Guide, vols. 1 & 2 Cambridge University Press 1155 p.

Figura 24. (Continuación)



Fuente. AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS (ANH), Documento interno con base a los resultados obtenidos resultados obtenidos del proyecto “Caracterizar las provincias petrolíferas de Colombia con base en la evaluación de crudos de las cuencas con producción comercial de hidrocarburos”, 2014.

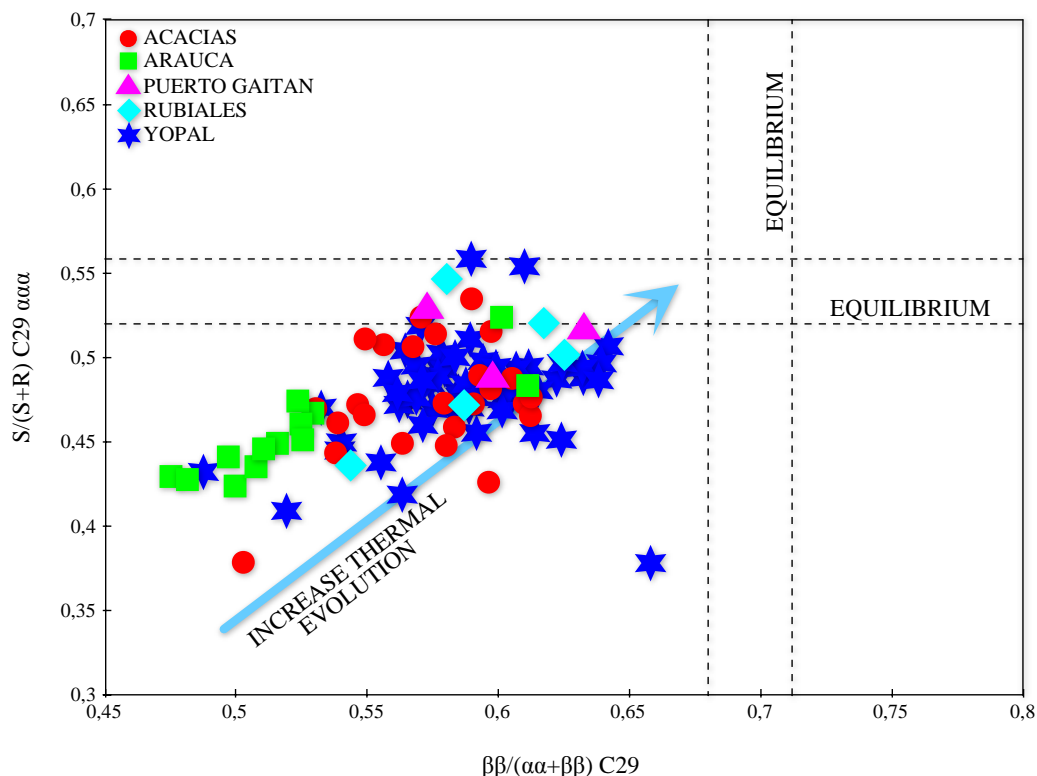
3.2.7.2 Esteranos (C27-C29). Dentro de los indicadores análogos más importantes se emplean las relaciones $C_{29}((20S)/(20S+20R))$ y $C_{29}((\beta\beta)/(\alpha\alpha+\beta\beta))$. Como primera medida se estudia la variación existente entre dos formas epiméricas de los esteranos (20R) y (20S), mediante la relación $20S/(20R+20S)$, en donde se ha establecido que este proceso alcanza su equilibrio cuando la proporción entre las dos configuraciones es de 55% de 20S y 45% de 20R; una vez alcanzado este equilibrio no es posible registrar cambios en la madurez.

Con respecto a la relación de los resultados obtenidos de las 104 muestras se encuentran valores entre (0,38-0,63), con un promedio de 0.48, indicando la maduración varía considerablemente, presentando los valores más bajos en la zona de Arauca y Acacias, relacionado con los niveles de V/Ni más bajos y más altas gravedades API, Como parámetro de madurez, se supone que cuanto mayor es el valor, menos madura es una muestra particular en relación con otras de una fuente similar (Jones, 1986)⁸⁶. y los valores más altos en la zona de puerto Gaitán y Rubiales; con valores de respecto a la zona de Yopal sus valores se distribuyen alrededor del amplio rango, por lo cual comparado con los valores que Peters *et al.*, 2005 proponen entre 0.57-0.62 en donde los epímeros se encuentran en equilibrio es decir alcanzado o superado la etapa de principal generación de crudo. Respecto a la relación $C_{29}\beta\beta/(\alpha\alpha+\beta\beta)$ los resultados oscilan entre 0.48 a 0.72 obteniendo los valores más bajos en la zona de Arauca con 0.48 a 0.61, seguido de las zonas de Acacias con valores intermedios de 0.53 a 0.61, Rubiales 0.54 a 0.63, puerto Gaitán con valores medio altos de 0.57 a 0.63 y Yopal que se encuentra en un intervalo extenso desde valores bajos de 0.48 a los valores más altos de 0.72.

Para entender la relación de madurez de las dos relaciones se presenta la figura 24 la cual representa el estado de los crudos para cada una de las zonas entre ambos parámetros, observando que la mayoría de las muestras caen bajo el equilibrio, lo cual indica que los crudos están asociados a crudos de madurez temprana, la interpretación de los datos geoquímicos muestra que la mayor parte de las muestras evaluadas cercanas al pie de monte llanero se encuentran dentro de la ventana de aceite entre la fase de generación temprana y el pico de expulsión con buenos niveles de conversión del kerógeno, mientras las que se alejan presentan, una madurez térmica y el nivel de conversión del kerógeno decreciente considerablemente, ubicándose entre la fase inmadura y la fase de generación temprana de aceite.

⁸⁶ Jones, P.J., 1986. The Petroleum Geochemistry of the Paul Valley, Anadarko Basin. Master of Sciences Thesis. University of Oklahoma, Norman, OK.

Figura 25. Relación de C29-Sterane ($\beta\beta / \alpha\alpha + \beta\beta$) vs. C29-Steranos 20S / (20S + 20R) donde se muestra la distribución de madurez para los crudos de la cuenca Llanos Orientales.



Fuente. AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS (ANH), Documento interno con base a los resultados obtenidos resultados obtenidos del proyecto “Caracterizar las provincias petrolíferas de Colombia con base en la evaluación de crudos de las cuencas con producción comercial de hidrocarburos”, 2014.

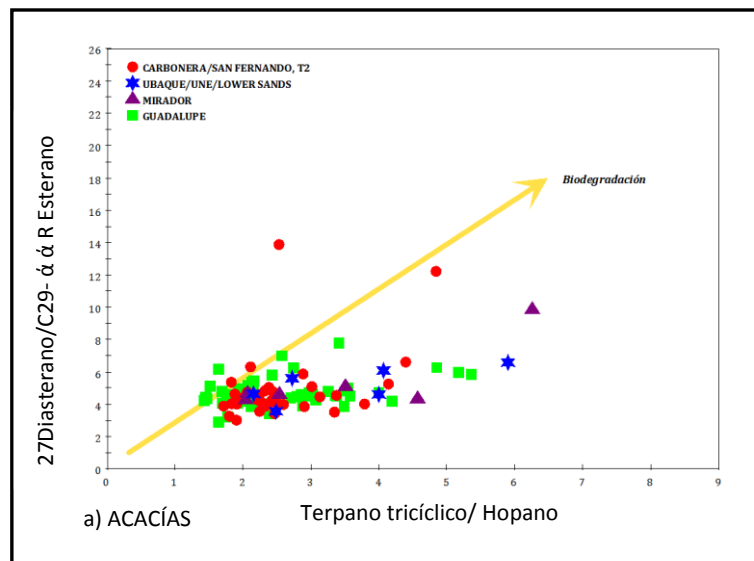
3.2.8 Biodegradación. Finalmente, otro de los parámetros geoquímicos evaluados que permiten inferir parte de la historia geológica, las propiedades y la clasificación en familias de crudos fue el grado de degradación de las muestras, ya que una vez el crudo es acumulado en los yacimientos, existen ciertos procesos que modifican su composición original generando una alteración denominada biodegradación, el cual es más comúnmente analizado debido a que es el factor con mayor importancia en la alteración de los hidrocarburos saturados. Se utilizan diversos parámetros como la alteración de isoprenoides y su relación pristano/n-C17 y fitano/n-C18 evaluada anteriormente y la analogía correspondiente de esteranos y terpanos tricíclicos.

De acuerdo con la figura 25, se evidencia un nivel variable de biodegradación clasificado entre leve y severo para los aceites de la cuenca, presentando valores de las relaciones de P/nC17 y F/nC18, por debajo de la unidad en zonas como Arauca, Acacias, Yopal y Puerto Gaitán, lo cual indica que el efecto de biodegradación es

bajo o moderado y otros como los crudos de la zona de Rubiales, Puerto Gaitán y Yopal están asociados a valores mayores a uno, lo que sugiere que las muestras son afectadas por biodegradación bacteriana, en donde las muestras de Yopal presentan el rango más amplio de 3-4, correspondiente a una biodegradación mayor.⁸⁷ (Hegazi *et al.*, 2004)

Otro de los parámetros evaluados para determinar el grado de alteración de las muestras, fueron las altas concentraciones de hopanos desmetilados (25Norphanes_30H) cuyo resultado se presenta en la tabla del anexo 4 y plasma en la figura 25 observando que los resultados se correlacionan con los parámetros P/nC17 y F/nC18 en donde los crudos menos biodegradados se encuentran efectivamente en crudos de las zonas de Arauca y algunas muestras de la zona de Yopal, posteriormente se pueden observar los crudos mediana a moderadamente biodegradados, encontrados en la zona de Acacias, Yopal y algunas muestras del área de Puerto Gaitán, y finalmente se observa que los crudos de Puerto Gaitán en campos como Quifa y la zona de Rubiales se caracterizan por ser crudos severamente biodegradados. La biodegradación es la causa principal del petróleo pesado, originando la oxidación del petróleo, la reducción del GOR, incrementando la densidad, acidez, viscosidad y contenido de azufre. En la zona de Puerto Gaitán campo Quifa la gravedad API presenta valores con promedio de 13.5 correspondiente a crudos pesados y en la zona de Rubiales los valores oscilan entre 10 a 13.9 es decir crudos desde extrapesados a pesados.

Figura 26. 25Norphanes/30Hopanos vs Terpanos tricíclicos/hopanos para las 5 zonas de la cuenca Llanos Orientales



⁸⁷ Seifert, W.K., Moldowan, J.M., Demaison, G.J. 1984. Source correlation of biodegraded Oils. *Organic Geochemistry*, 6, 633-643.

Figura 26. (Continuación)

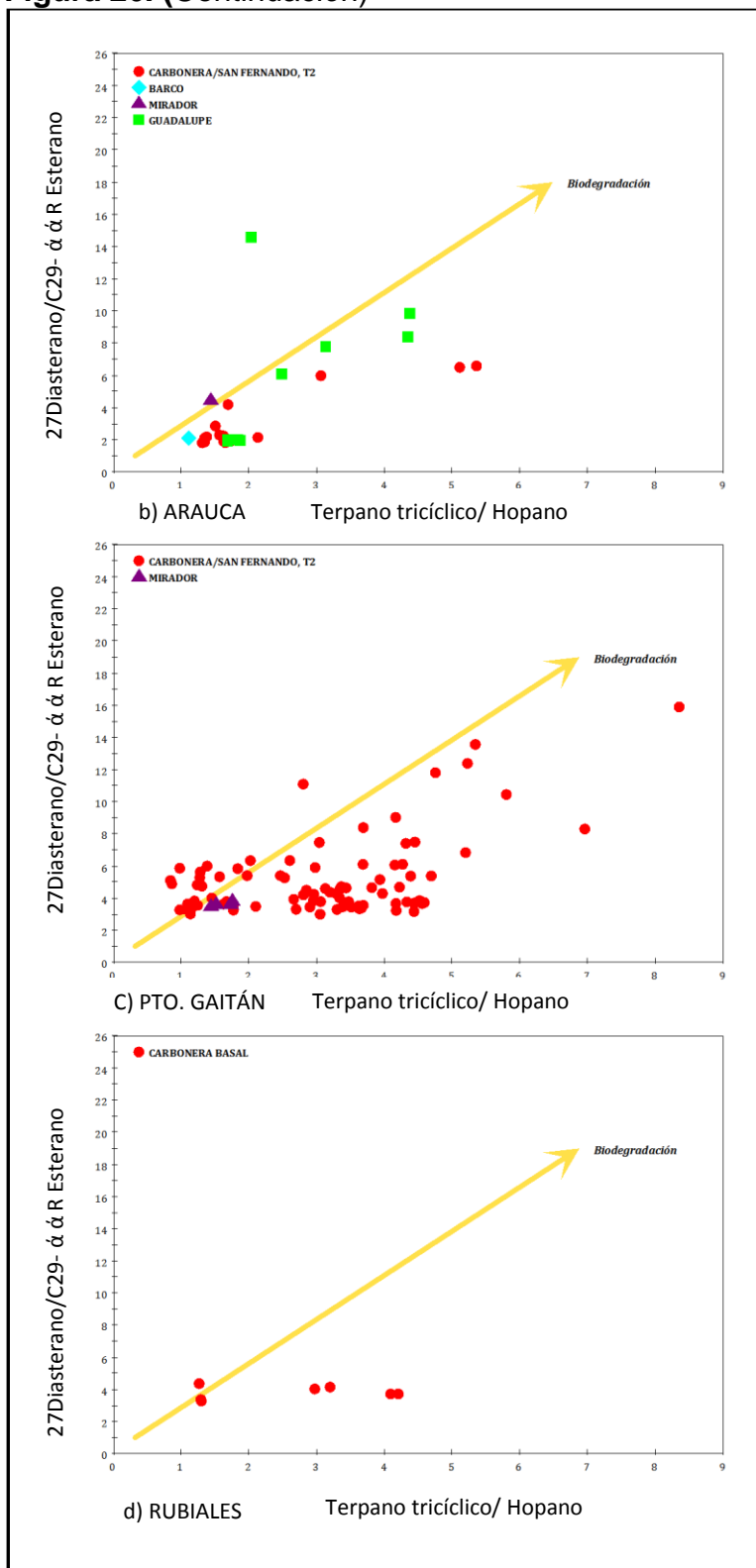
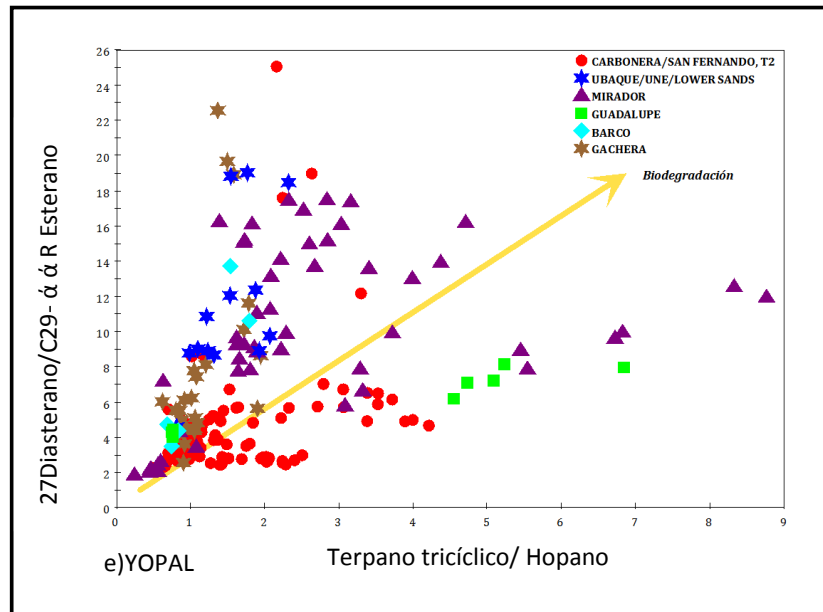


Figura 26. (Continuación).



Fuente. AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS (ANH), Documento interno con base a los a los resultados obtenidos resultados obtenidos del proyecto “*Caracterizar las provincias petrolíferas de Colombia con base en la evaluación de crudos de las cuencas con producción comercial de hidrocarburos*”, 2014.

3.2 ISÓTOPOS SATURADOS, AROMÁTICOS Y DE PETRÓLEO CRUDO A GRANEL DE CARBONO ESTABLES

Las 518 muestras de las cinco zonas de estudio se analizaron mediante espectrometría de masas con relación de isótopos de carbono estables. La técnica surge desde estudios en donde aproximadamente el 98.89% de todo el carbono en la naturaleza es ^{12}C , y el 1.11% es ^{13}C ; la proporción de estos dos isótopos estables en los materiales naturales varía ligeramente alrededor de estos valores promedio como resultado del fraccionamiento isotópico durante los procesos físicos, químicos y biológicos. En materiales de interés biológico, esta variación es relativamente pequeña, ejemplo de ello se presenta en diferencias de 0.1 partes por mil, significativas. Para hacer uso de estas variaciones pequeñas pero significativas, las relaciones de isótopos de carbono estables ($^{13}\text{C}/^{12}\text{C}$) deben medirse con una precisión extremadamente alta.

La composición isotópica de carbono ($\delta^{13}\text{C}$) es un indicador de la proporción de los isótopos estables de carbono ($^{13}\text{C}/^{12}\text{C}$) en un material respecto a un compuesto

estándar (Boutton, 1991⁸⁸). Generalmente la composición depende del valor $\delta^{13}\text{C}$ del kerógeno en la roca fuente de la que deriva, que a su vez depende de las condiciones ambientales de depósito y los organismos preservados⁸⁹. Por lo cual es empleado para establecer las correlaciones entre las fuentes de petróleo y el petróleo. Para su representación y análisis Sofer (1984)⁹⁰, propuso un gráfico que contempla los valores de isotopos de carbón estables de los hidrocarburos aromáticos y saturados⁹¹.

Se genera un gráfico que muestra los valores de isotopos de carbón estable (^{13}C) de aromáticos frente saturados, para las cinco zonas y las formaciones presentes en cada zona. Los valores de (^{13}C) saturados oscilan entre -30.8 a -25‰, mientras que las fracciones aromáticas varían entre -31 a -23‰, asociándose en su mayoría a un origen marino⁹², adicional a ello se resalta que algunas muestras caen sobre la línea, indicando que podría corresponder a una zona de transición, es decir tiene un porcentaje de aporte de materia orgánica marina y unos pocos campos de origen terrestre. En el gráfico se evidencia, que un primer grupo incluye aceites de la zona de Yopal. Mientras el segundo grupo contempla la mayoría de los aceites de las zonas de Arauca, Puerto Gaitán, Acacias, rubiales y Yopal; indicando que un grupo compilado es consistente con su carácter de fuente similar, por lo cual se puede compilar los resultados en 5 familias, con los campos respectivos de los cuales fueron extraídos como se presenta en la figura 26 Las diferencias isotópicas se deben probablemente al pequeño cambio en el entorno de depósito de la roca fuente⁹³

⁸⁸ Boutton, T. W. 1991. Stable carbon isotope ratios of natural materials: I. Sample preparation and mass spectrometric analysis. *In*: Coleman, D. C, and B. Fry (eds). Carbon Isotope Techniques. Academic Press, San Diego, pp: 155–171.

⁸⁹ Schoell, M., 1984. Recent advances in petroleum isotope geochemistry. *Organic Geochemistry* 6, 645–663.

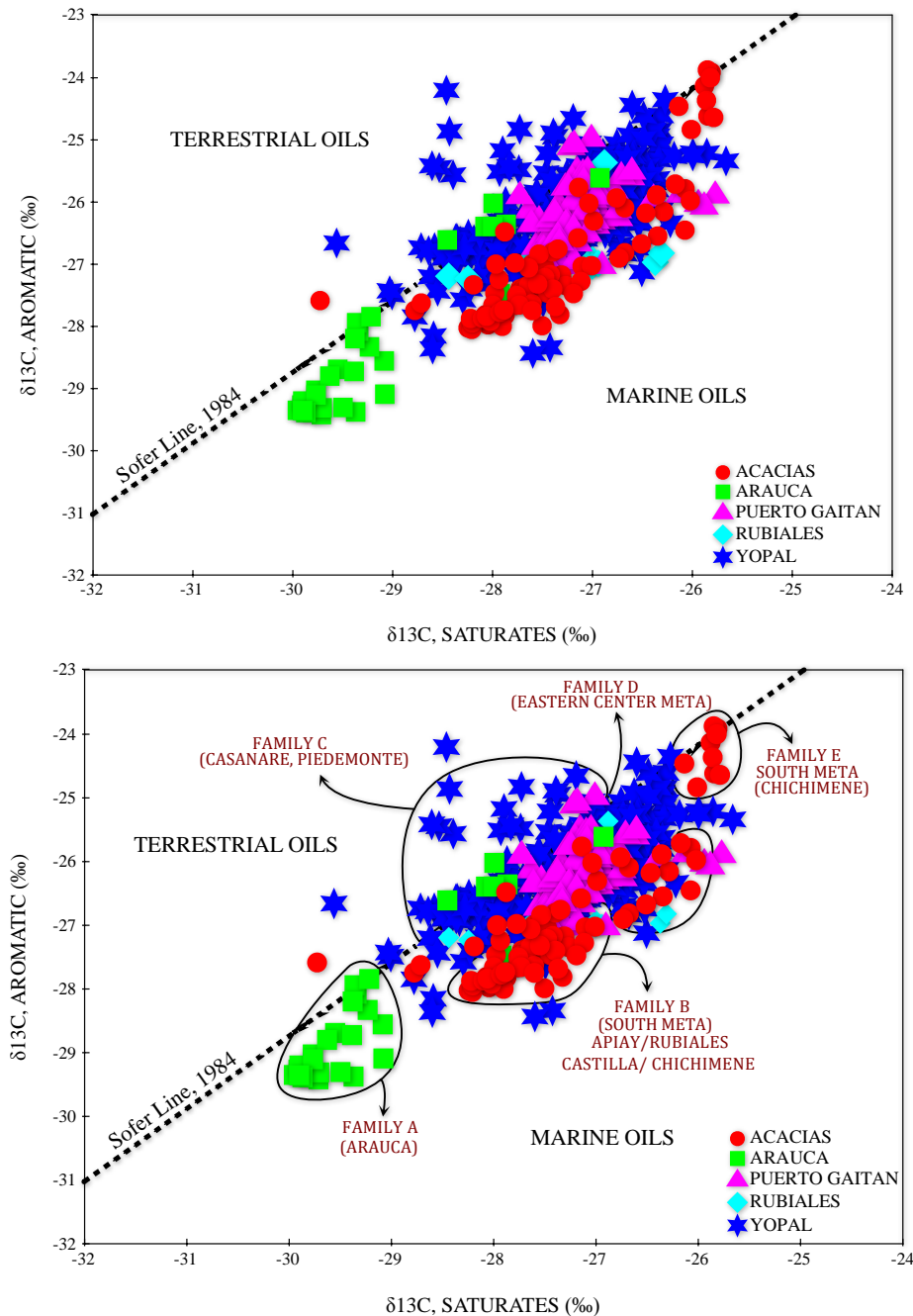
⁹⁰ Sofer, Z., 1984. Stable carbon isotope composition of crude oils: application to source depositional environment and petroleum alteration. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin* 68, 31–49.

⁹¹ MORA, C., 2000. Evaluación del potencial de los sistemas petrolíferos en las cuencas cretácicas con producción comercial en Colombia. Tesis de Maestría, Universidad Federal de Río de Janeiro.

⁹² Cortes, J.E. ^(1,*), Osorno, J.F. ⁽²⁾, Aguilera, R. ⁽³⁾, Medina, K. ⁽¹⁾, Castro, A. ⁽¹⁾, Romero, V.F. ⁽¹⁾, Niño, J.E ⁽¹⁾, and Siachoque, S.C. High Resolution Organic Geochemistry of crude oils from the Llanos Province, Colombia; (Artículo en proceso de publicación).

⁹³ Hanson, A.D., Zhang, S.C., Moldowan, J.M., Liang, D.G., Zhang, B.M., 2000. Molecular organic geochemistry of the Tarim Basin, northwest China. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin* 84, 1109–1128.

Figura 27. Valores de isopos de carbono a granel de fracciones aromáticas vs fracciones saturadas para los hidrocarburos de la cuenca Llanos Orientales



Fuente: AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS (ANH), Documento interno con base a los a los resultados obtenidos resultados obtenidos del proyecto “Caracterizar las provincias petrolíferas de Colombia con base en la evaluación de crudos de las cuencas con producción comercial de hidrocarburos”, 2014.

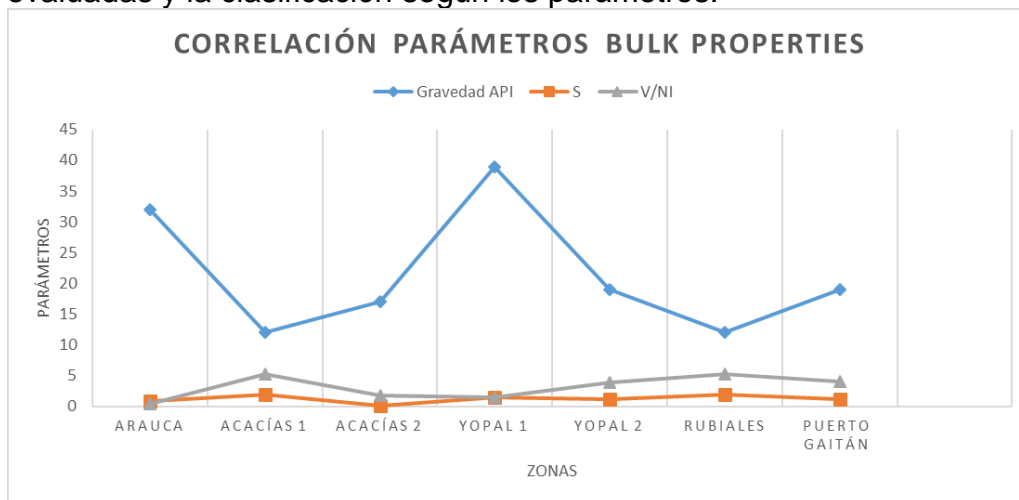
3.4 CORRELACIONES GEOQUÍMICAS Y GENÉTICAS DE LOS CRUDOS EN LA CUENCA LLANOS ORIENTALES PARA LA CLASIFICACIÓN DE LAS PROVINCIAS GEOQUÍMICAS

El programa de análisis o exploración geoquímica de propiedades generales y de alta resolución, están orientados principalmente a definir y delimitar dominios, mega provincias y provincias geoquímicas. Las provincias geoquímicas son definidas como áreas de la corteza terrestre caracterizada por una asociación particular de elementos químicos y datos geoquímicos regionales estadísticamente significativos⁹⁴. Para su delimitación se emplean manifestaciones de enriquecimiento de uno o varios elementos que representen rasgos geológicos similares como se describió anteriormente para cada uno de los parámetros evaluados.

El resultado final consideró las correlaciones crudo-crudo entre cada una de las muestras según sus características composicionales generales, moleculares y su distribución geográfica. Según las interpretaciones, algunos autores han reconocido la división en grupos o familias de crudos en la totalidad del área de la cuenca Llanos Orientales.

Los aceites de una misma familia, aunque han sido modificados composicionalmente por factores externos, están relacionados composicionalmente y se originan a partir de una sola roca fuente en términos de facies deposicionales y la litología asociada.⁹⁵

Figura 28. Correlación de propiedades bulk properties para las zonas evaluadas y la clasificación según los parámetros.



Fuente: elaboración propia, con base en los datos generados por la ANH

⁹⁴ 4. L.López1S.Lo Mónaco, M.R., *Use of molecular parameters and trace elements in oil-oil correlation studies, Barinas sub-basin, Venezuela*. Organic Geochemistry, 1998. 19(1-3): p. 613-629.

⁹⁵ Thompson, 1987; Peters y Moldowan, 1993; Huang, 2000; Huang et al., 2003, 2004a.

3.5 CLASIFICACIÓN DE LOS CRUDOS EN FAMILIAS

La información geoquímica de los crudos y sus correlaciones indican que la cuenca Llanos tiene una historia compleja de generación, migración y carga de hidrocarburos que produjo la acumulación de crudos con características diferentes en los reservorios identificados. Los datos obtenidos y analizados permiten caracterizar y clasificar los crudos genética y comercialmente, estableciendo su presencia y distribución; buscando garantizar la inversión de la exploración para aumentar las áreas de reservas prospectivas. Se plantea un modelo de cinco familias de crudos en la cuenca Llanos Orientales, agrupados con base en las características semejantes de origen y calidad, teniendo en cuenta determinadas áreas o sectores, que permitirán establecer mediante la calidad del crudo que se almacena, si puede constituir un yacimiento promisorio y definir el plan de explotación del recurso.

3.5.1 Familia I. La primera familia se presenta en la zona norte de la cuenca Llanos Orientales específicamente en la zona de Arauca. Los hidrocarburos de esta zona se caracterizan por tener gravedad API con valores de medios a altos en un rango de 25 a 40 API, con contenido de azufre bajos de 0.66 a 1.11%; catalogado como crudos dulces; adicional, presenta las menores concentraciones de los oligoelementos de vanadio y níquel y por ende relación de los mismos V/Ni más baja, lo cual indica que son crudos poco afectados por la biodegradación, relacionándose así mismo con los valores altos de API.

Teniendo en cuenta los biomarcadores estudiados se presentan correlaciones mediante los parámetros $T_s/(T_s+T_m)$, $C_{29}((20S)/(20S+20R))$ y $C_{29}((\beta\beta)/(\alpha\alpha+\beta\beta))$, los cuales indican mayor madurez en los hidrocarburos, entre fases de generación temprana y pico de expulsión. Los valores de OI, NDR, NCR sugieren un origen de roca del cretáceo depositado en condiciones subóxicas a anóxicas que sugieren que la materia orgánica se originó a partir de algas marinas de tipo II y / o tipo II / III marino-continental kerógeno, es decir la formación de petróleo y gas. Presenta los valores isotópicos a granel más ligeros, encontrándose en intervalos de -29.95 y -26.92 para saturados y de -29.42 a -25.6 para aromáticos lo cual establece un origen de tipo marino, lo cual se correlaciona con los valores de P/F, DBT/P, esteranos fuentes cretáceas marinas con menor proporción terrestre. Se puede clasificar como una familia de crudos de buena calidad.

3.5.2 Familia II. La segunda familia se estableció en la zona central de la cuenca Llanos Orientales, específicamente en la zona de Yopal y los crudos del piedemonte llanero. Los hidrocarburos de esta zona se caracterizan por tener gravedad API con valores de medios a altos en un rango de 31 a 47° API, con contenido de azufre muy bajos desde valores de 0.02 a 0.1%; presenta las menores concentraciones de los oligoelementos de vanadio y níquel y por ende relación de los mismos V/Ni más baja, lo cual indica que son crudos afectados de por la biodegradación, relacionándose a sí mismo con los valores de API intermedios.

Teniendo en cuenta los biomarcadores estudiados se presentan correlaciones mediante los parámetros $T_s/(T_s+T_m)$, $C_{29}((20S)/(20S+20R))$ y $C_{29}((\beta\beta)/(\alpha+\beta\beta))$, los cuales indican mayor madurez en los hidrocarburos, entre fases de generación temprana y pico de expulsión. Los valores de OI, NDR, NCR sugieren un origen de roca del terciario depositado en condiciones óxicas que sugieren que materia orgánica de tipo terrestre, relacionada al kerógeno tipo III, es decir la formación de gas. Presenta los valores isotópicos intermedios, encontrándose en intervalos de -29.5 y -27.3 para saturados y de -28.8 a -25.01 para aromáticos lo cual establece un origen de tipo terrestre, correlacionándose con los valores de P/F, DBT/P, O.I esteranos fuentes de origen terciario. Teniendo en cuenta la historia de exploración y explotación, se puede clasificar como una familia de crudos de calidad intermedia, siendo más fácil en unos campos la explotación. Tratamiento y disposición que en otros.

3.5.3 Familia III. La tercera familia se definió en la zona sureste y parte central de la cuenca Llanos Orientales hacia las zonas de Puerto Gaitán y algunos crudos de la zona de Yopal que presentan características similares, se agrupa de esta manera teniendo en cuenta los diferentes parámetros evaluados presentan intervalos similares en cuanto a la edad, roca origen, evaluación genética y calidad en los crudos. Los hidrocarburos de esta zona se caracterizan por tener gravedad API con valores de bajos a medios en un rango de 17 a 37 API, con contenido de azufre en un rango de bajo a medio entre 0.4 a 1.92%; asociado con rocas fuente de bajo contenido de arcilla en medio marino, (carbonatos y anhidrita, lutitas marinas clásticas) depositado en condiciones altamente reductoras, presenta concentraciones de los oligoelementos de vanadio y níquel en un rango medio como se observa en las figuras 12 y 13 en donde se evidencia un agrupamiento entre los crudos de las zonas Puerto Gaitán y crudos de la zona de Yopal con valores en donde la relación V/Ni tiende a ser media a alta con promedio de 4 indicando que son crudos afectados por la biodegradación en la zona de puerto Gaitán y medianamente biodegradados en la zona de Yopal, relacionándose a sí mismo con los valores intermedios de API, a su vez se observa bajo contenido de asfáltenos y resinas, con predominancia de saturados.

Teniendo en cuenta los biomarcadores estudiados se presentan correlaciones mediante los parámetros $T_s/(T_s+T_m)$, $C_{29}((20S)/(20S+20R))$ y $C_{29}((\beta\beta)/(\alpha+\beta\beta))$, los cuales indican mayor madurez en los hidrocarburos, entre fases de generación temprana y pico de expulsión. Los valores de OI, NDR, NCR sugieren un origen de roca del cretáceo depositado en condiciones anóxicas que sugieren que la materia orgánica se originó a partir de algas marinas de tipo II, crudo mixto de tipo II / III marino-continental kerógeno, es decir la formación de petróleo y gas. Presenta los valores isotópicos intermedios, encontrándose en intervalos de -28.3 y -25.7 para saturados y de -27 a -25. para aromáticos lo cual establece un origen de tipo marino-terrestre correlacionándose con los valores de P/F, DBT/P, esteranos fuentes cretáceas. Teniendo en cuenta la historia de exploración y explotación, se puede clasificar como una familia de crudos de mediana calidad.

3.5.4 Familia IV. La cuarta familia se ubicó en la zona sur de la cuenca Llanos Orientales hacia las zonas de Rubiales y Acacias. Los hidrocarburos de esta zona se caracterizan por tener gravedad API con valores de medios a altos en un rango de 10 a 14 API, con contenido de azufre alto con valores de 1.2 a 2.5 %, clasificados como crudos ácidos, presenta concentraciones medias de los oligoelementos de vanadio y níquel y por ende relación de los mismos V/Ni alta (1.41-5.26), lo cual indica que son crudos moderadamente afectados por la biodegradación, relacionándose a sí mismo con los bajos valores bajos de API, altos contenidos de resinas y asfaltenos.

Teniendo en cuenta los biomarcadores estudiados se presentan correlaciones mediante los parámetros $Ts/(Ts+Tm)$, $C29((20S)/(20S+20R))$ y $C29((\beta\beta)/(\alpha\alpha+\beta\beta))$, los cuales indican mayor madurez en los hidrocarburos, entre fases de generación temprana y pico de expulsión. Los valores de OI, NDR, NCR sugieren un origen de roca terciario depositado en condiciones oxicas a subóxicas que sugieren que la materia orgánica se originó a partir de algas marinas de tipo II y / o tipo II / III marino-continental kerógeno, es decir la formación de petróleo y gas. Presenta los valores isotópicos a granel intermedios, encontrándose en intervalos de -28.4 y -26.3 para saturados y de -27.23 a -25.3 para aromáticos lo cual establece un origen de tipo marino, correlacionándose con los valores de P/F, DBT/P, esteranos fuentes cretáceas marinas con menor proporción terrestre. En relación con la historia de exploración y explotación, se puede clasificar como una familia de crudos pesados.

3.5.6 Familia V. La quinta familia se estableció en la zona sur de la cuenca Llanos Orientales específicamente en la zona de Acacias. Los hidrocarburos de esta zona se caracterizan por tener gravedad API con valores de medios a altos en un rango de 14 a 20° API, con contenido de azufre bajos de 1 a 2%; adicionalmente, presenta las menores concentraciones de los oligoelementos de vanadio y níquel y por ende relación de los mismos V/Ni más baja, lo cual indica que son crudos poco afectados por la biodegradación, relacionándose así mismo con los valores altos de API.

Teniendo en cuenta los biomarcadores estudiados se presentan correlaciones mediante los parámetros $Ts/(Ts+Tm)$, $C29((20S)/(20S+20R))$ y $C29((\beta\beta)/(\alpha\alpha+\beta\beta))$, los cuales indican mayor madurez en los hidrocarburos, entre fases de generación temprana y pico de expulsión. Los valores de OI, NDR, NCR sugieren un origen de roca del cretáceo depositado en condiciones subóxicas a anóxicas que sugieren que la materia orgánica se originó a partir de algas marinas de tipo II y / o tipo II / III marino-continental kerógeno, es decir la formación de petróleo y gas. Presenta los valores isotópicos a granel más pesados, encontrándose en valores cercanos a -26.3 para saturados y a -25.3 para aromáticos lo cual establece un origen de tipo marino- terrestre, correlacionándose con los valores de P/F, DBT/P, esteranos fuentes cretáceas. Teniendo en cuenta la historia de exploración y explotación, se puede clasificar como una familia de crudos de calidad media.

3.6 MAPA EN SUPERFICIE

Teniendo en cuenta las correlaciones generadas y la agrupación de los hidrocarburos en las cinco familias, se construyeron cinco mapas en superficie para observar la distribución y tendencia de las siguientes propiedades: gravedad API, relación V/Ni y composición isotópica a granel, para finalmente obtener una propuesta de mapa en superficie que permita describir los hidrocarburos en términos de relación genética y calidad.

Los mapas de las figuras 29, 30, 31, 32 y 33 fueron desarrollados mediante el sistemas de información geográfica "ArcGIS", utilizando el método de interpolación de Kriging para la figura 27 y 30. El método hace parte de una familia de métodos de interpolación que consta de procesos geoestadísticos en donde se incluye la autocorrelación, es decir, las relaciones estadísticas entre los puntos medidos, en la cual las técnicas estadísticas geográficas no solo tienen la capacidad de producir una superficie de predicción sino que también proporcionan alguna medida de certeza o precisión de las predicciones.⁹⁶

En la figura 29 se observa la variación de la gravedad °API en la totalidad del área de la cuenca Llanos Orientales, generando divisiones geográficas claras a partir de los valores y características de las muestras de crudos clasificados según la escala API y su calidad. Con respecto a la tendencia de los datos se observan relaciones muy claras entre los crudos pertenecientes a cada zona que permitieron clasificarlos en cinco familias mediante la correlación de los parámetros evaluados.

En el departamento del Meta hacia la zona de Acacias se observan dos tipos de crudos; crudos extrapesados, representados por el color verde hacia el occidente; y crudos pesados representados por el color amarillo en las muestras faltantes, los cuales a su vez se relacionan con los crudos de la zona de Rubiales y Puerto Gaitán cuyos valores se encuentran en el rango de 10-22.3° API.

En el departamento de Casanare se observan tres tendencias de gravedad API, la primera representada por el color vinotinto hacia el norte del departamento clasificado como crudos ligeros en un rango de 31.1 a 39° API cuya relación se prolonga hacia el departamento de Arauca al norte de la cuenca; junto a las muestras de color vinotinto se observan unas pocas muestras de color gris características de crudos superligeros.

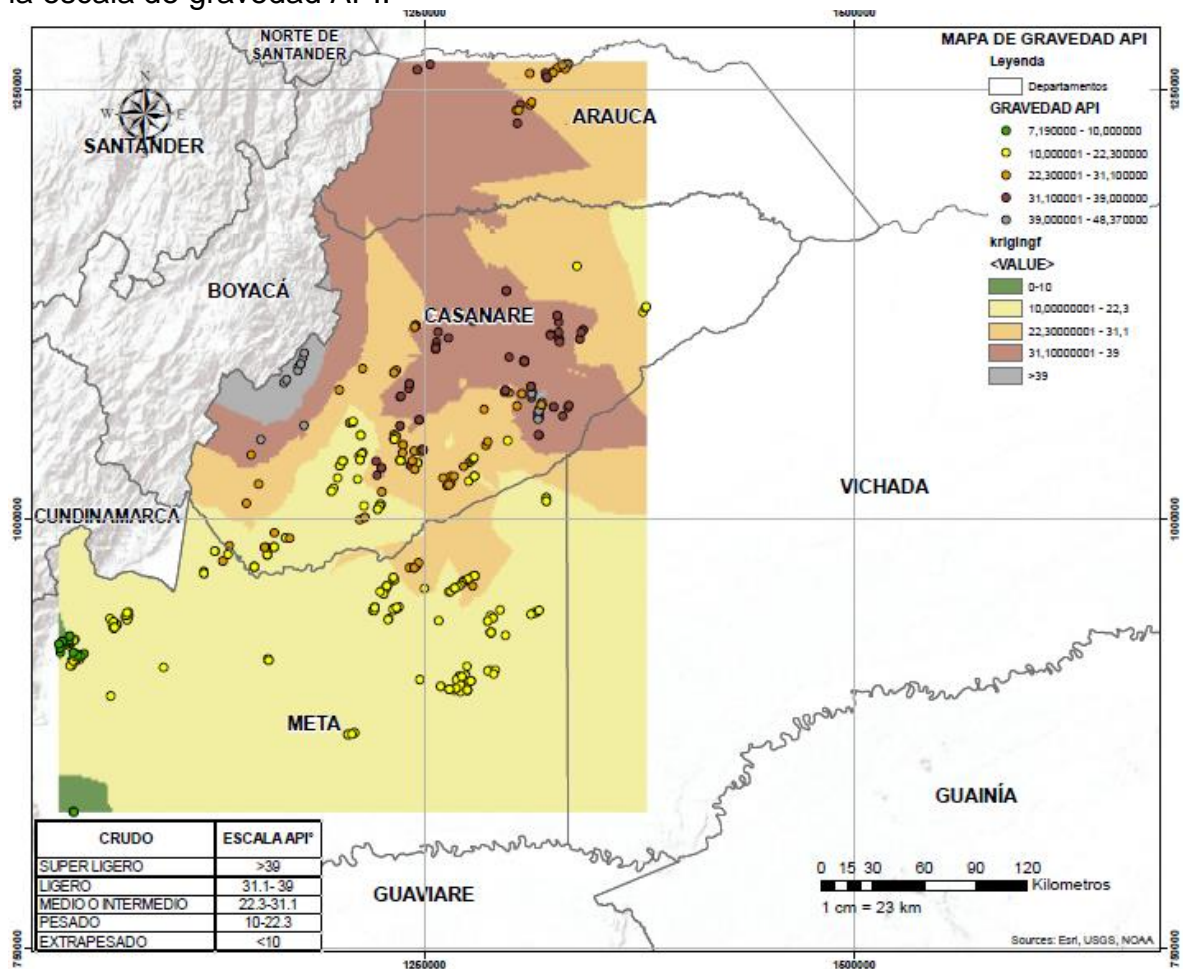
En la parte central del departamento de Casanare se observa una tendencia de color naranja característico de crudos medianos con un rango de 22.3 a 31.1° API, la tendencia se prolonga hacia una parte del departamento del Meta zona de Puerto Gaitán y la zona de Arauca en el norte de la cuenca. Por último, se observa una

⁹⁶ Oliver, M. A. "Kriging: A Method of Interpolation for Geographical Information Systems." *International Journal of Geographic Information Systems* 4: 313–332. 1990

tendencia de color amarillo de las muestras de la zona de Yopal, clasificados como crudos pesados.

Teniendo en cuenta la clasificación y las tendencias alrededor de la cuenca se observa el amplio rango de valores respecto a la calidad de crudo por departamentos y zonas, donde se observa un agrupamiento preliminar de los crudos, en familias y una descripción detallada respecto a su historia y las propiedades que se encuentran en yacimiento.

Figura 29. Mapa en superficie para la distribución de los crudos teniendo en cuenta la escala de gravedad API.

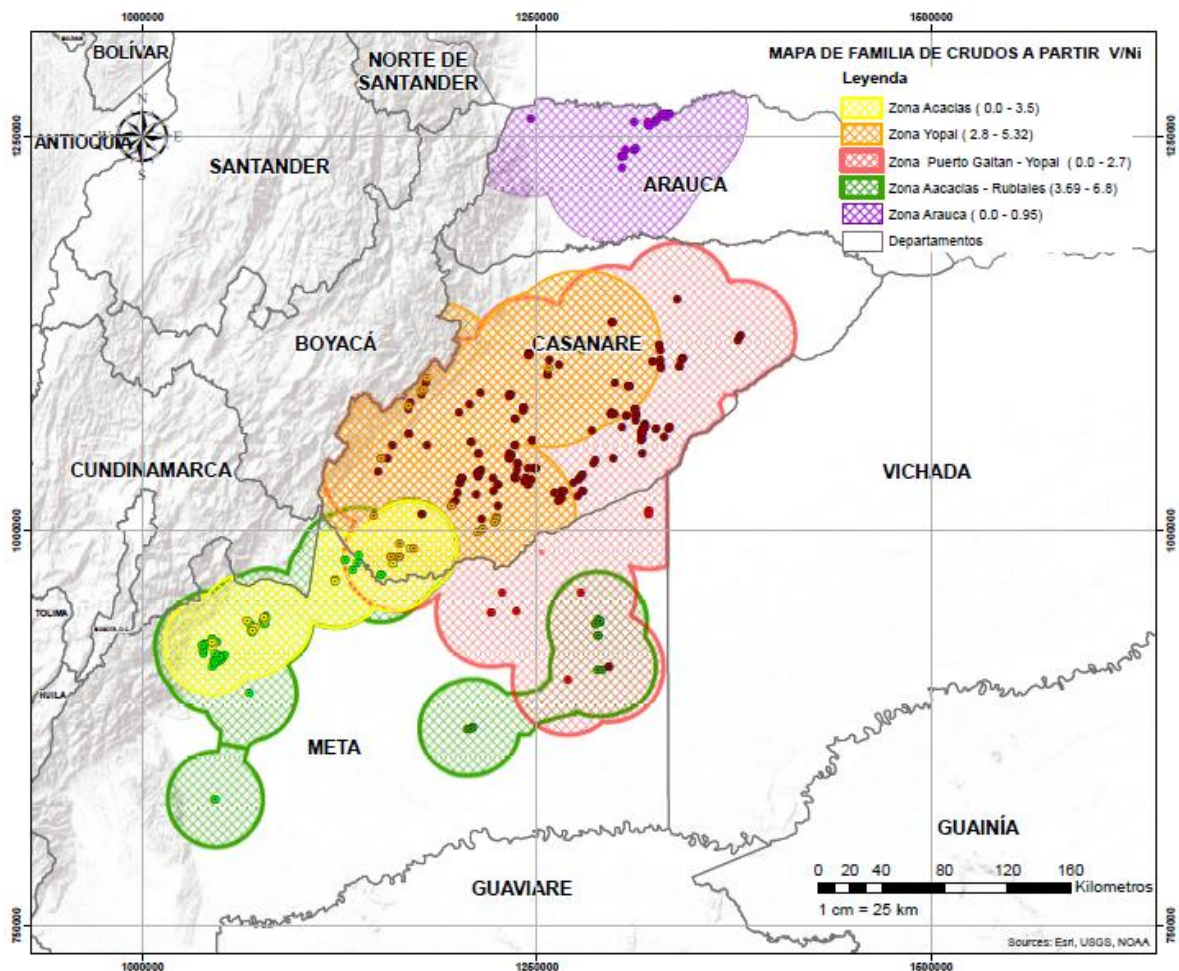


Fuente.: elaboración propia, con base en los datos generados por la ANH

Dentro de los resultados *bulk properties*, la relación V/Ni permitió evaluar el ambiente deposicional y con ello las relaciones entre la madurez y la biodegradación del crudo para las diferentes zonas, generando de esta manera una agrupación previa de la relación crudo-crudo, mediante intervalos especificados y plasmados

en la figura 29; elaborándose de esta manera un mapa en superficie alrededor de toda la cuenca, en donde se observa la tendencia de los cinco grupos de familia de crudo. El mapa se relaciona con las características en la figura 27, mapa de gravedad API y la figura 13 relación V/Ni vs Gravedad API. Los intervalos que presentaron los valores más bajos esta relacionados con los crudos de color morado en la zona de Arauca, algunas muestras de las zonas de Acacias color amarillo y Yopal de color naranja, mientras que las relaciones más altas se presentan en el color verde referente a crudos de la zona de Rubiales y Acacias y por último de color rojo, crudos de las zonas de Puerto Gaitán y Yopal.

Figura 30. Mapa en superficie de los crudos de la cuenca Llanos Orientales teniendo en cuenta la relación V/Ni



Fuente: elaboración propia, con base en los datos generados por la ANH

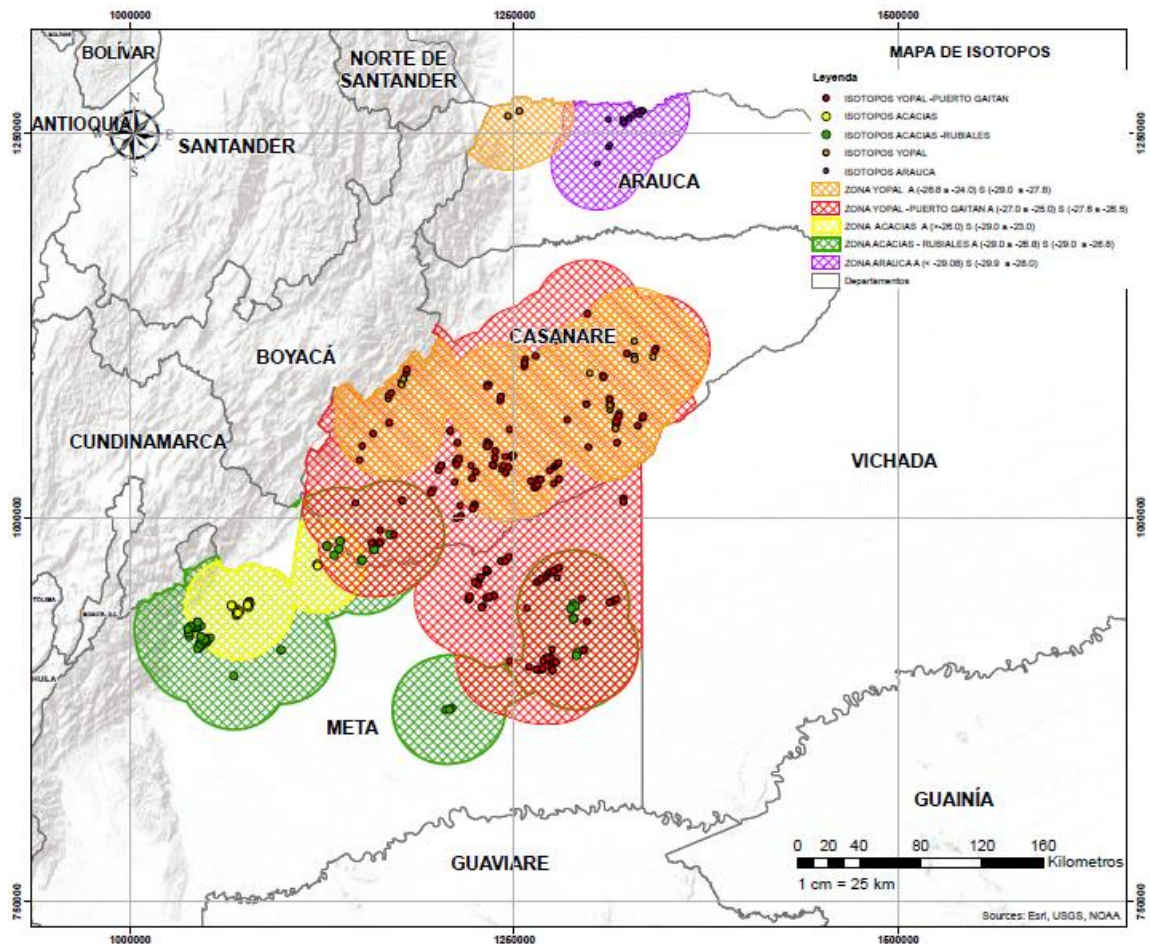
Con respecto a la evaluación de los valores de isótopos de carbono a granel de fracciones aromáticas vs fracciones saturadas para los hidrocarburos de la cuenca Llanos Orientales, dentro de las pruebas de alta resolución, que se presentó en la figura 26 y cuyo análisis permitió la clasificación de los crudos según el ambiente de

deposición y la relación crudo- crudo, se realizó un nuevo mapa con el objetivo de evidenciar con mayor detalle y de forma superficial cómo se correlacionan los crudos con relación a los rangos obtenidos de la prueba de isótopos.

En la figura 30, se observa la agrupación de las cinco familias de crudos elaborado con la herramienta ArcGIS. Debido a la superposición de las muestras, y las amplias distancias en kilómetros entre unas y otras, se observan áreas vacías en las que el programa de muestreo no contó con cobertura por lo cual no se realizó ni se ejecutó un método de interpolación con el que contara el programa, y a cambio de ello, se efectuó una agrupación mediante los rangos de isótopos saturados y aromáticos descritos con anterioridad.

Con respecto a las tendencias, en el mapa se observan las relaciones genéticas de las cinco familias de crudos descritas con anterioridad. De color morado se evidencia la familia I para la zona de Arauca con características independientes y los mayores valores de isótopos a granel; de color rojo se observan los crudos referentes a la familia II para la zona de Yopal y el piedemonte llanero como se evidencia en la parte central y dos de las muestras en la parte superior; de color rojo se observa la familia III referente a los crudos de Puerto Gaitán asociados con algunas muestras de crudo de la zona de Yopal; de color morado se observa la familia IV representada por los crudos de la zona de Rubiales y algunas muestras de la zona de Acacías. Entre estas dos se encuentra una amplia distancia en la que no se encuentran pozos muestreados por lo cual no se realizó unión, sin embargo por tendencia se esperaría que los crudos en esta zona mostraran las mismas características o características similares a la familia IV y por último en la parte sur de la cuenca, costado izquierdo se encuentra los crudos de la familia V referentes a la zona de Acacías en campos como Chichimene y Castilla con los valores más bajos de la pruebas de isótopos a granel.

Figura 31. Mapa de los valores de isótopos de carbono a granel de fracciones aromáticas vs fracciones saturadas para los hidrocarburos de la cuenca Llanos Orientales.



Fuente: elaboración propia, con base en los datos generados por la ANH

Como resultado final se realizan los mapas de la figura 32 y 33, los cuales describen la tendencia y agrupación de los crudos en las diferentes familias propuestas.

Para generar una descripción detallada se plantearon dos mapas el primero (figura 32), se realizó mediante interpolación de Kriging en el cual se evidencia de forma geográfica la división por zonas teniendo en cuenta la relación entre sus parámetros, la familia I representada por el color naranja tiene una tendencia y agrupamiento hacia el norte de la cuenca, para las muestras de crudo de la zona de Arauca tal como se describe en secciones anteriores; la familia II representada por el color morado perteneciente a la zona de Yopal, presenta un agrupamiento con tendencia hacia las muestras de crudo de la zona de Arauca en los límites con el departamento de Boyacá, en donde sus características de correlacionan, sin embargo en la interpolación generada se observan zonas en la cuales no se evidencia la presencia de pozos muestreados; debido a ello no se podría tener la certeza de que los crudos

de dichas zonas pertenezcan a la familia II, por lo cual se describiría como una aproximación.

La familia III representada por el color amarillo y referente a las zonas de Puerto Gaitán y Yopal, muestran una tendencia clara relacionada con las propiedades descritas anteriormente y los mapas generados de la relación V/Ni e isotopos de carbono a granel; si se superponen los tres mapas se observaría la tendencia y relación de las zonas. La familia IV definida con el color verde claro y perteneciente a las zonas de Rubiales y Acacias, genera una tendencia y agrupación consecuente a los descrito, no obstante, se presentan áreas en las cuales no se evidencia pozos muestreados por lo cual una aproximación tan amplia podría generar errores respecto a la clasificación de la familia a la que pertenece. Por último, se describe la familia V representada por color verde oscuro en la parte suroccidente, con límites al departamento de Cundinamarca, referente a un grupo pequeño y limitado de crudos pertenecientes a la zona de Acacias.

En relación a la interpolación generada y descrita en la figura 32 y atendiendo los márgenes de error que podrían obtenerse debido a las grandes áreas en las cuales el programa de muestreo por parte de la ANH no tubo cobertura, se realiza un segundo mapa en donde se evidencie la distribución de las cinco familias planteadas para las zonas en las cuales se evaluaron las muestras de crudo, evidenciado en la figura 33.

El mapa presenta una tendencia similar respecto a los mapas de las figuras 29, 30 y 31, en donde se evidencian la clasificación de las familias según los parámetros y características planteadas, observando la manera en que se distribuye la calidad de los crudos, según el origen, ambiente de depositación, litología y acumulación; así como su tendencia de migración y la identificación de posibles zonas de exploración.

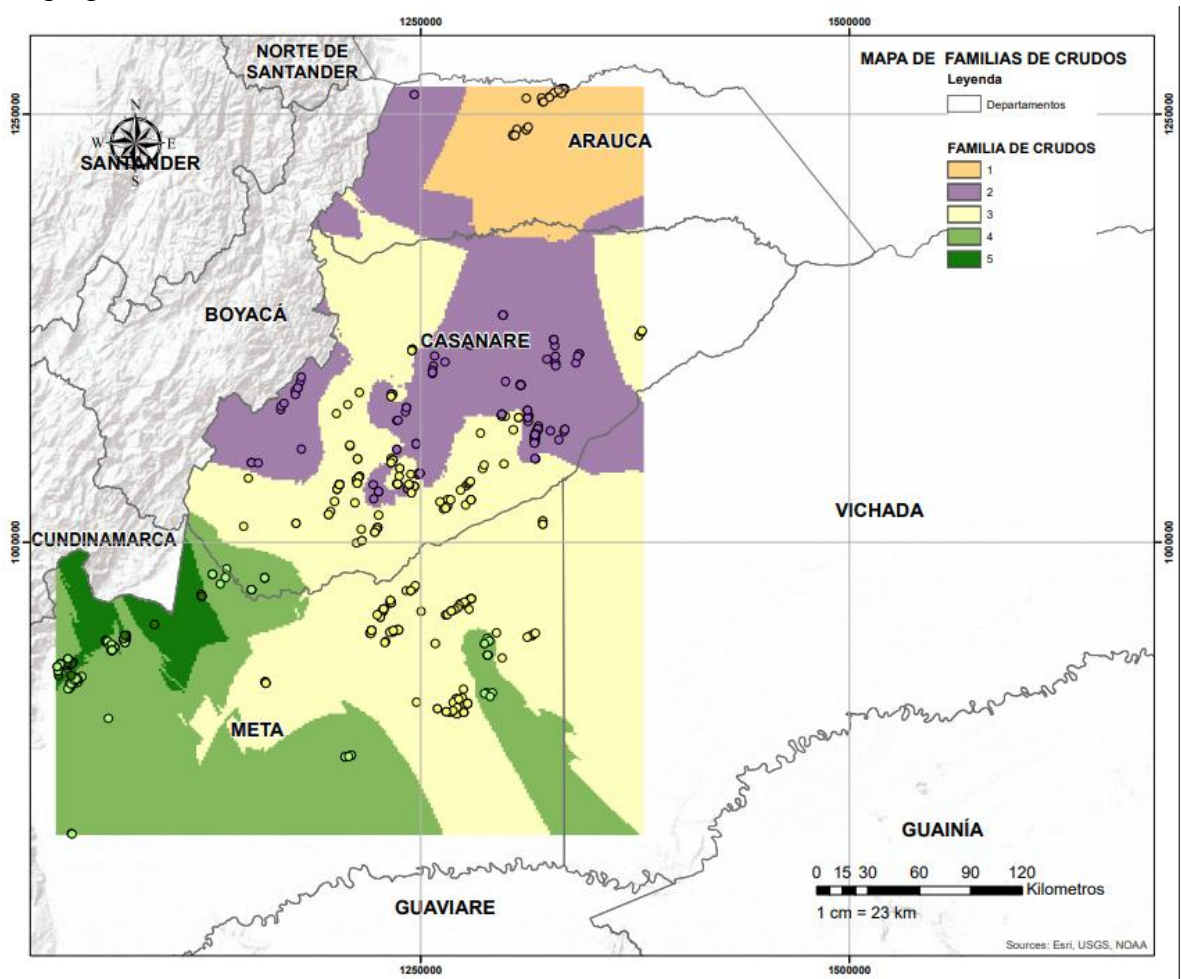
El modelo propuesto de mapa en superficie (Figura 32 y Figura 33) en donde se clasifican los crudos en cinco familias, es comparado respecto al mapa del anexo cinco, en el cual (Mora et 2017)⁹⁷ especifica el reconocimiento de cuatro grandes familias petroleras mediante un análisis básico de geoquímica, descrito en el libro de Petroleum Geology of Colombia, Llanos Basin. Vol 9, en donde efectivamente la mayoría de muestras corresponden a hidrocarburos generados a partir de facies orgánicas depositadas en un ambiente siliciclástico marino, como se relacionó en las interpretaciones de los diferentes parámetros a lo largo del documento, con un rango de gravedad API desde crudos extrapesados a condensados, indicando un grado de maduración y biodegradación variable.

Los resultados obtenidos del proyecto generado por la ANH, a partir del cual se realizaron las interpretaciones del presente trabajo, conto con un número de

⁹⁷ Palmer, S.E., Russell, J.A., 1988. The five oil families of the Llanos basin. In: III Simposio Bolivariano del Petroleo, Caracas, 13-16 Marzo, 1988. p 724-754.

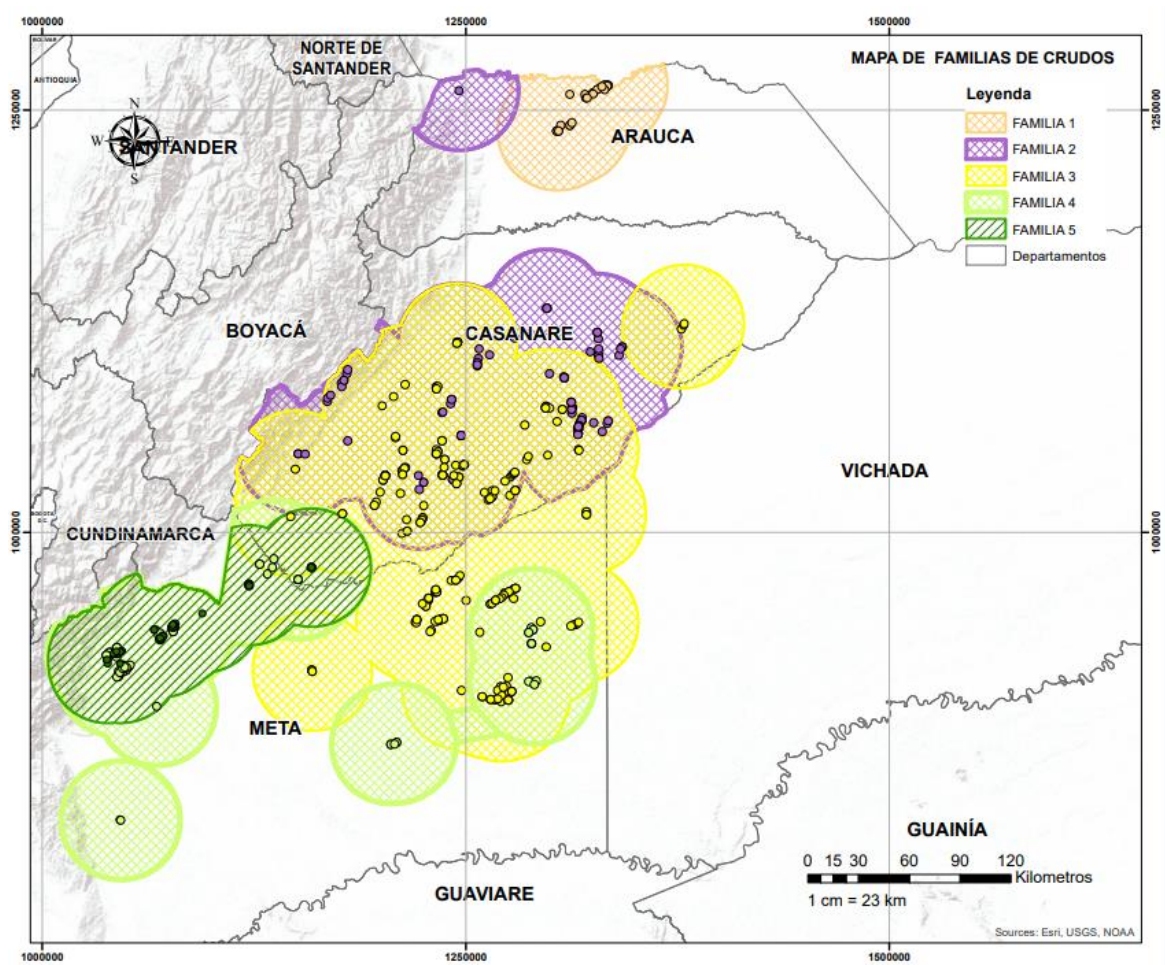
muestras de crudo más amplio que cubriera la totalidad del área en comparación con estudios realizados anteriormente, y parámetros de alta resolución que permitieron analizar de forma más detallada tanto la calidad como la genética de los diferentes crudos; la abundancia de los biomarcadores expusieron fuertes evidencias de las rocas fuentes atrapadas en la cuenca de edades cretáceas y terciarias, mostrando características con predominio de facies continentales de tipo fluvial y marino, que concuerda con un aporte marino (algas) y con un aporte moderado de materia orgánica de las tierras altas, conllevando a la relación crudo-crudo, su distinción y correlaciones.

Figura 32. Modelo de mapa en superficie para la clasificación de los hidrocarburos de la cuenca Llanos Orientales en familias de crudo mediante interpolación de Kriging



Fuente: elaboración propia, con base en los datos generados por la ANH

Figura 33. Modelo de mapa en superficie para la clasificación de los hidrocarburos de la cuenca Llanos Orientales en familias de crudo.



Fuente: elaboración propia, con base en los datos generados por la ANH

4. CONCLUSIONES

- Las muestras de las áreas de Acacias, Rubiales y Puerto Gaitán mostraron los valores más altos de V / Ni (> 2.0) y las gravedades API más bajas ($< 25^\circ$), mientras que los aceites crudos de Arauca y Yopal mostraron las proporciones más bajas de V / Ni (< 2.0); lo cual es consistente con los valores API y azufre y con el hecho de una menor madurez, mientras que algunos aceites crudos Arauca y Yopal tuvieron la mejor conservación y madurez.
- El análisis de *bulk properties* permitió la descripción y clasificación de parámetros que influyen directamente en la calidad de los crudos, observando que las diferencias en gravedad API, contenido de azufre y proporción V/Ni estarían relacionadas con diferencias en el grado de preservación de los crudos de las dos familias, en donde las zonas de Arauca y Yopal presentan menor biodegradación y por ello la presencia de crudos de intermedio a ligeros, mientras en las zona de Rubiales, Acacias son crudos con biodegradación moderada y los crudos de Puerto Gaitán presentan la mayor biodegradación.
- Los parámetros básicos permitieron realizar una primera clasificación de crudos en familias, definidas por la relación V/Ni, la gravedad API y el contenido de azufre, indicando a su vez una delimitación geográfica según su distribución. La familia I presente en las zonas de Acacias, Puerto Gaitán, Rubiales y algunas muestras de la zona de Yopal corresponden a crudos de baja gravedad API, alta proporción V/Ni y alto contenido de azufre y la familia II presente en las zonas de Yopal y Arauca corresponden con crudos de mayor gravedad API, baja proporción V/Ni y bajo contenido de azufre.
- Dentro de los parámetros que relacionan la calidad de los hidrocarburos evaluados, se determina que los aceites de las estribaciones de los Llanos muestran la mejor calidad, en zonas como Yopal seguido de la zona de Arauca y algunos sectores de Puerto Gaitán, mientras que las muestras de Rubiales, Acacias y Puerto Gaitán en el campo Quifa, presentan la concentración de saturación más baja y los compuestos polares más altos (resinas y asfaltenos) y, en consecuencia, una calidad menor.
- El análisis de parámetros de alta resolución reveló la compleja historia de generación, migración y acumulación de los hidrocarburos en la cuenca Llanos Orientales, proporcionando una delimitación de áreas geográficas con características propias que permitirán establecer mediante la calidad del crudo,

si puede constituir un yacimiento promisor, con disposición para el diseño de un plan de explotación al conocer sus propiedades comerciales y el sector.

- Los esteroides C27 están presentes en mayores concentraciones que los esteranos C28 y C29 que indican la contribución de la materia orgánica marina, excepto en el área de la estribación de los Llanos, donde los esteroides C29 son mayores, con contribución de materia terrestre hacia la zona de Yopal. La relación $Ts / (Ts + Tm)$, indicó que las rocas alcanzaron condiciones de generación de madurez térmica variable a lo largo del tiempo, de baja a media, corroborado mediante las relaciones $20S / (20S + 20R)$ -C29 $\alpha\alpha$ y C29 $\beta\beta / (\beta\beta + \alpha\alpha)$ clasificaron los aceites crudos estudiados entre inmaduros y moderadamente maduros en la cuenca presentando mayor madurez en las estribaciones de los Llanos hacia la zona de Yopal.
- Los biomarcadores indicaron para los hidrocarburos de la cuenca Llanos Orientales una roca generadora de tipo siliciclástica con menor aporte carbonático, depositado en ambientes marinos de plataforma a deltaicos, consecuente con la relación Pristano/n-C17 vs Fitano/n-C18 en donde se establece la generación a partir de rocas con presencia de kerógeno de tipo II de origen marino y mezcla de kerógenos de tipo II-III de origen marino-terrestre. De esta manera se evidencia que la zona de Yopal presenta una diferencia a las otras zonas debido a que se caracteriza por la generación en ambiente de depósito oxidado, con materia orgánica terrestre, las zonas de Acacias y Rubiales se caracterizan por entorno fluvio-deltaico, con disposición oxidada y kerógeno de tipo II / III (mezcla marino-terrestre) y los crudos de Puerto Gaitán se originaron a partir de un kerógeno de tipo II (algas marinas) en un entorno anóxico y kerógeno de tipo II / III (marino-terrestre) - Puerto Gaitán.
- Como consecuencia de lo expuesto, referente a la edad de las rocas que dan origen a los crudos, la presencia del parámetro de oleanano sugiere generación a partir de rocas marino-continental, depositadas durante los periodos Terciario y Cretácico. En donde se establece que la formación Gacheta constituye la principal fuente de roca generadora del cretáceo en la cuenca con kerógenos de tipo II y III; dentro del periodo terciario las formaciones que presentaron características de roca fuente fueron las formaciones Cuervo, Barco y Carbonera con kerógeno tipo III, en zonas como Yopal.
- Las concentraciones elevadas de azufre permitieron establecer que las zonas de Acacias, Puerto Gaitán y Rubiales son clasificados como crudos de poca madurez, lo cual es corroborado mediante la forma empírica de los esteranos con la relación $20S/(20R+20S)$, la cual presentó un amplio rango entre valores de (0,38-0,63), indicando desde condiciones tempranas de madurez hasta más allá

del pico de generación, ya que cuanto mayor es el valor, menos madura es una muestra particular, en donde los valores más altos corresponden precisamente a las zonas Puerto Gaitán, Rubiales, Acacias y algunas muestras de Yopal y los valores más bajos a las zonas de Arauca y Yopal.

- La evaluación realizada de los isotopos de carbón estable (^{13}C) de aromáticos frente a saturados, permitió asociar en grupos los crudos de las cinco zonas evaluadas, teniendo en cuenta que el valor (^{13}C) está relacionado al kerógeno en la roca fuente de la que deriva, el cual depende, a su vez, de los tipos de organismos preservados y de las condiciones ambientales de depósito, permitiendo concluir que los crudos de las zonas están asociados en su mayoría a un origen de tipo marino, y de transición es decir tiene un porcentaje de aporte de materia orgánica marina y unos pocos campos de origen terrestre.
- La agrupación generada mediante los valores (^{13}C) fueron útiles para determinar las correlaciones de las rocas de origen petróleo-petróleo y relacionarlo junto con otras propiedades geoquímicas evaluadas y comparadas a partir de referencias bibliográficas, para finalmente proponer una división de los hidrocarburos de las cinco zonas evaluadas de la cuenca Llanos Orientales en cinco familias, según los parámetros obtenidos y descritos en cada una, con sus respectivos rangos y características.
- Posteriormente a la clasificación de las cinco familias, se construyeron cuatro mapas que posibilitaron identificar geográficamente su división y distribución alrededor del área de la cuenca, en donde se observa que el comportamiento al realizar dos mapas con interpolación de Kriging, forma una tendencia semejante a la agrupación de los rangos planteados para las cinco familias, evidenciados en los dos mapas restantes; permitiendo elaborar un quinto mapa que refleja la distribución final propuesta de los hidrocarburos según la clasificación generada para las zonas con cobertura en el estudio geoquímico.
- La evaluación y propuesta del modelo de división de crudos en cinco familias y su representación superficial en la cuenca Llanos Orientales, buscó ampliar información para la eficiencia de las operaciones de exploración y producción a través de la caracterización de los elementos y procesos que controlan la riqueza y distribución de las rocas generadoras de petróleo, lo que provee información valiosa para el modelado de cuencas y sistemas petroleros, información de gran interés para las compañías petroleras, toda vez que pueden orientar su exploración para descubrir acumulaciones comerciales de petróleo con la certeza del tipo de crudo que se va a encontrar; buscando la identificación de nuevas áreas prospectivas o zonas de exploración, con base en las características identificadas de generación, migración y depositación durante historia geológica.

5. RECOMENDACIONES

En el transcurso de la investigación se presentaron algunas incertidumbres que causaron interés para estudios posteriores, en donde se permite ampliar parámetros de calidad

Dentro de estas, se recomienda:

- Realizar un mayor número de muestras de hidrocarburos en los análisis de alta resolución para las zonas de Rubiales y Puerto Gaitán debido a que las 4 muestras seleccionadas para cada una no permiten ser concluyentes en parámetros como la relación pristano/fitano y metildibenzotiofeno/metilfenantreno, trayendo como resultado una interpretación poco confiable respecto a estos.
- Identificar el porcentaje de error para cada zona respecto al número de muestras realizadas y la desviación que puede tener cada pozo al momento de la extracción y análisis, ya que algunas muestras no se agrupan con su respectiva zona ni con otras zonas identificadas siguiendo la tendencia, y a cambio se obtienen puntos aislados que no permiten definir si es una evaluación correcta o no.
- Con respecto al resultado final del mapa y la descripción de las cinco (5) familias de crudos, se sugiere realizar una correlación de forma detalle con las vías de migración de los hidrocarburos para los sistemas petrolíferos de la cuenca Llanos Orientales y de esta manera establecer puntos estratégicos para la exploración en zonas donde el trabajo de muestreo realizado por la ANH 2014 no conto con cobertura.
- Considerando los resultados detallados de este estudio, que conforman una sólida base para la caracterización de los hidrocarburos de la cuenca, se recomienda realizar un estudio de roca, para completar el esquema de información necesario para lograr la correlación crudo-roca que permita la definición de sistemas petrolíferos probados y un todavía mejor entendimiento de su dinámica y potencial adicional en la cuenca.

BIBLIOGRAFÍA

A. O. BARAKAT, A. R. MOSTAFA, M. Sh. EL-GAYAR & M. F. Omar (2019) Organic geochemical characterization of crude oils based on alkanes and acyclic isoprenoids distribution, *Petroleum Science and Technology*, 37:3, 243-254

A. RANGEL, J.F.OSORNO, J.C. RAMIREZ, J. DE BEDOUT, J.L. Gonzalez, J.M. Pabon, Geochemical assessment of the Colombian oils based on bulk petroleum properties and biomarker parameters. *Marine and Petroleum Geology*, 2017: p. 1291-1309.

AGILENT TECHNOLOGIES INC. Serie Agilent selectivo5075 Detector selectivo de masas. [En línea] G3170-95030. Año 2009 [Consulta: 14/09/2019].<https://www.agilent.com/cs/library/usermanuals/Public/G3170-95030.pdf>

ARZARE, S.O., *Historia del petróleo*, ed. E. CFE. Diciembre del 2009.

STANDARD TEST METHOD FOR CHARACTERISTIC Groups in Rubber Extender and Processing Oils and Other Petroleum-Derived Oils by the Clay-Gel Absorption Chromatographic Method, ASTM D2007-11. 2011,ASTM. <http://www.astm.org/Standards/D2007.htm>

BALLANTINE, J. A., LAVIS, A. and MORRIS, R. J. (1979) Sterols of the phytoplankton: effects of illumination and growth stage. *Phytochemistry* 18, 1459±1466.

BOLKIVEN. B. BOGEN. J. DEMETRIADES. A. W. EBBING. J., 1993. Final report of the working group on regional geochemical

BOUTTON, T. W. 1991. Stable carbon isotope ratios of natural materials: I. Sample preparation and mass spectrometric analysis. *In*: Coleman, D. C, and B. Fry (eds). *Carbon Isotope Techniques*. Academic Press, San Diego, pp: 155–171.

Br. KIZZY DE FREITAS; Aplicación de los biomarcadores e hidrocarburos aromáticos en breas de playas, como indicadores de contaminación por petróleo, en regiones costeras de Venezuela; UNIVERSIDAD CENTRAL DE VENEZUELA FACULTAD DE CIENCIAS ESCUELA DE Química DEPARTAMENTO DE GEOQUÍMICA; Caracas, Octubre 2009. Trabajo para optar el título en licenciado en Geoquímica

CHUNG, H.M., ROONEY, M.A., TOON, M.B., CLAYPOOL, G.E., 1992. Carbon isotope composition of marine crude oils. American Association of Petroleum Geologists Bulletin 76, 1000–1007.

COBBA, N. PRINCIPALES TEORIAS QUE EXPLICAN EL ORIGEN DEL PETROLEO. 4 DE OCTUBRE DE 2007.

CONNAN, J., CASSAU, A.M., 1980. Properties of gases and petroleum liquids derived from terrestrial kerogen at various maturation levels. *Geochimica et Cosmochimica Acta* 44, 1–23

CORTES, J.E. ^(1,*), OSORNO, J.F. ⁽²⁾, AGUILERA, R. ⁽³⁾, MEDINA, K. ⁽¹⁾, CASTRO, A. ⁽¹⁾, ROMERO, V.F. ⁽¹⁾, NIÑO, J.E. ⁽¹⁾, AND SIACHOQUE, S.C. High Resolution Organic Geochemistry of crude oils from the Llanos Province, Colombia;(Artículo en proceso de publicación)

DOCUMENTO INTERNO DE LA ANH.” Caracterización de las provincias petrolíferas de Colombia con base en la evaluación de crudos de las cuencas con producción comercial de hidrocarburos” 2014

F. GALARRAGA, K.R., A. MARTÍNEZ, M. MARTÍNEZ, J.F. LLAMAS, G. MÁRQUEZ, V/Ni ratio as a parameter in palaeoenvironmental characterisation of nonmature medium-crude oils from several Latin American basins. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2007. 61: p. 9-14

FREDY ALBERTO REYES* CARLOS ENRIQUE DAZA** HUGO ALEXÁNDER RONDÓN; DETERMINACIÓN DE LAS FRACCIONES SARA DE ASFALTOS COLOMBIANOS ENVEJECIDOS AL MEDIO AMBIENTE EMPLEANDO CROMATOGRAFÍA LÍQUIDA EN COLUMNA. *Revista EIA*, ISSN 1794-1237 Número 17, p. 47-56. Julio 2012 Escuela de Ingeniería de Antioquia, Medellín (Colombia).

GARBÁN, G., 1994. Geochemical study of the organic matter and trace metals associated to the Querecual Formation in Anzoátegui State, the Eastern Venezuelan Basin. B.S. Thesis, Central Univ. Caracas, Venezuela

GARCÍA, Jorge A.; SÁNCHEZ, José A.; GUZMÁN, Mario A. Esteranos y terpanos como marcadores biológicos en la prospección petrolera *Journal of the Mexican Chemical Society*, vol. 43, núm. 1, enero-febrero, 1999, pp. 1-6 Sociedad Química

HANSON, A.D., ZHANG, S.C., MOLDOWAN, J.M., LIANG, D.G., ZHANG, B.M., 2000. Molecular organic geochemistry of the Tarim Basin, northwest China. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin* 84, 1109–1128.

HUNT, J.M.1995. Petroleum Geochemistry and geology. W.H.Freeman and company. New York. 743p.

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TECNICAS Y CERTIFICACIÓN. Compendio de normas para trabajos escritos NTC-1486-6165. Bogotá D.C. El instituto. 2018.ISBN 9789588585673 153p

J.E. CORTES, J.E.N., J.A. POLO, A.G. TOBO, C. GONZALEZ, S.C. SIACHOQUE Molecular organic geochemistry of the Apiay field in the Llanos basin, Colombia. Journal of South American Earth Sciences, 2013: p. 166-178.

JIA, C.Z., WEI, G.Q., 2002. Structural characteristics and petroliferous features of Tarim Basin. Chinese Science Bulletin 47, 1–11.

KAIRUZ, E. C., CÓRDOBA, F., MOROS, J., CALDERON, W., & BUCHELLI, F., 2000. Sistemas petrolíferos del Putumayo, Colombia. In: Proceedings of the VII Simposio Bolivariano, Bogota, Colombia, p. 525-532.

KARAVAS, F.A. RIEDIGER, C.L., FOWLER, M.G., SNOWDON, L.R., 1998. Oil families in Mannville Group reservoirs of south western Alberta. Organic Geochemistry 29, 769-784

LIPPS, J. H. (1993) Fossil Prokaryotes and Protists. Blackwell Scientific Publications, Boston, pp. 155-167.

LUTGENS, E.J.T.F.K., Ciencias de la Tierra UNA INTRODUCCIÓN A LA GEOLOGÍA FÍSICA ed. octava.

LUTZ, R. C., PhD, Geochemistry. Salem Press Encyclopedia of Science, 2019
M. A. Younes (2001) Application of biomarkers and stable carbon isotopes to assess the depositional environment of source rocks and the maturation of crude oils, east zeit field, southern gulf of sues, egypt, Petroleum Science and Technology, 19:9-10

MAYORGA, M., VARGAS, M., 1995. Caracterización Geoquímica y Facial de las Rocas Potencialmente Generadoras de Hidrocarburos en las Formaciones del Cretáceo y Terciario Inferior de la Cordillera Oriental. Tesis de grado. Dpto de Geología, Facultad de Ciencias, Universidad Nacional de Colombia.

MORA, C., 2000. Evaluación del potencial de los sistemas petrolíferos en las cuencas cretácicas con producción comercial en Colombia. Tesis de Maestría, Universidad Federal de Río de Janeiro.

MORRIS, R. J. AND CARRE, C. J. (1984) Observation of the biochemical composition of an unusual diatom bloom. *Journal of the Marine Biological Association of the United Kingdom* 64, 721±738.

OURISSON G., ALBRECHT P., ROHMER M. (1982). Predictive microbial biochemistry, from molecular fossils to procaryotic membranes. *Trends in biochemical sciences*. 7. Pp. 236-239.

PALMER, S.E., RUSSELL, J.A., 1988. The five oil families of the Llanos basin. In: III Simposio Bolivariano del Petróleo, Caracas, 13-16 marzo, 1988. p 724-754.

PETERS, K.E., WALTERS, C.C., MOLDOWAN, J.M. 2005. *The biomarker Guide. Biomarkers and Isotopes in petroleum exploration and earth history. Segunda Edición.* Cambridge University Press. Cambridge. 1 y 2. 1155p.

PORTAFOLIO, Herrera H., Los Llanos, despensa petrolera colombiana, in <https://www.portafolio.co/economia/los-llanos-despensa-petrolera-colombiana-5159402018>.

PROF. ROBERT J. LANCASHIRE, The Department of Chemistry, University of the West Indies, Mona Campus, Kingston 7, Jamaica Created September 2011 En línea Consultado 01 de septiembre del 2019. wwwchem.uwimona.edu.jm/courses/CHEM2402/Chem/GC_IRMS.html

RADKE. M. 1987. Organic geochemistry of aromatic hydrocarbon. *Advances in petroleum geochemistry*. 2. Pp.141-202.

S SANG J. PARK and G.ALI MANSOORI; Aggregation and Deposition of Heavy Organics in Petroleum Crudes; Thermodynamic Research Laboratory University of Illinois at Chicago (M/C 063) Chicago, IL 60607-7052 USA; *Energy Sources Journal* Volume 10, Issue 2, Pages 109-125, 1988.

SARMIENTO, Luis F. *Petroleum Geology of Colombia, Llanos Basin.* Fondo Editorial Universidad EAFIT. Departamento de Geología. Vol 9. diciembre 2011
Schoell, M., 1984. Recent advances in petroleum isotop geochemistry. *Organic Geochemistry* 6, 645–663.

SCHOELL, M., 1984. Recent advances in petroleum isotope geochemistry. *Organic Geochemistry* 6, 645–663.

SOFER, Z., 1984. Stable carbon isotope composition of crude oils: application to source depositional environment and petroleum alteration. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin* 68, 31–49.

TAPPAN, H. (1980) *The Paleobiology of Plant Protists.* W. H. Freeman and Company, San Francisco, CA, pp. 567-677

Sofer, Z., 1984. Stable carbon isotope composition of crude oils: application to source depositional environment and petroleum alteration. American Association of Petroleum Geologists Bulletin 68, 31–49.

TEGELAAR, E.W., ZAUGG, P., HEGRE, J., RANGEL, A., 1995. Petroleum systems of the foothills of the Southern Llanos and Putumayo basins. En Memorias del VI Congreso Colombiano del Petróleo, p 99-106.

THOMPSON K.F.M., 1994. Fractionated aromatic petroleums and the generation of gas-condensates. Organic Geochemistry 11, 573-590

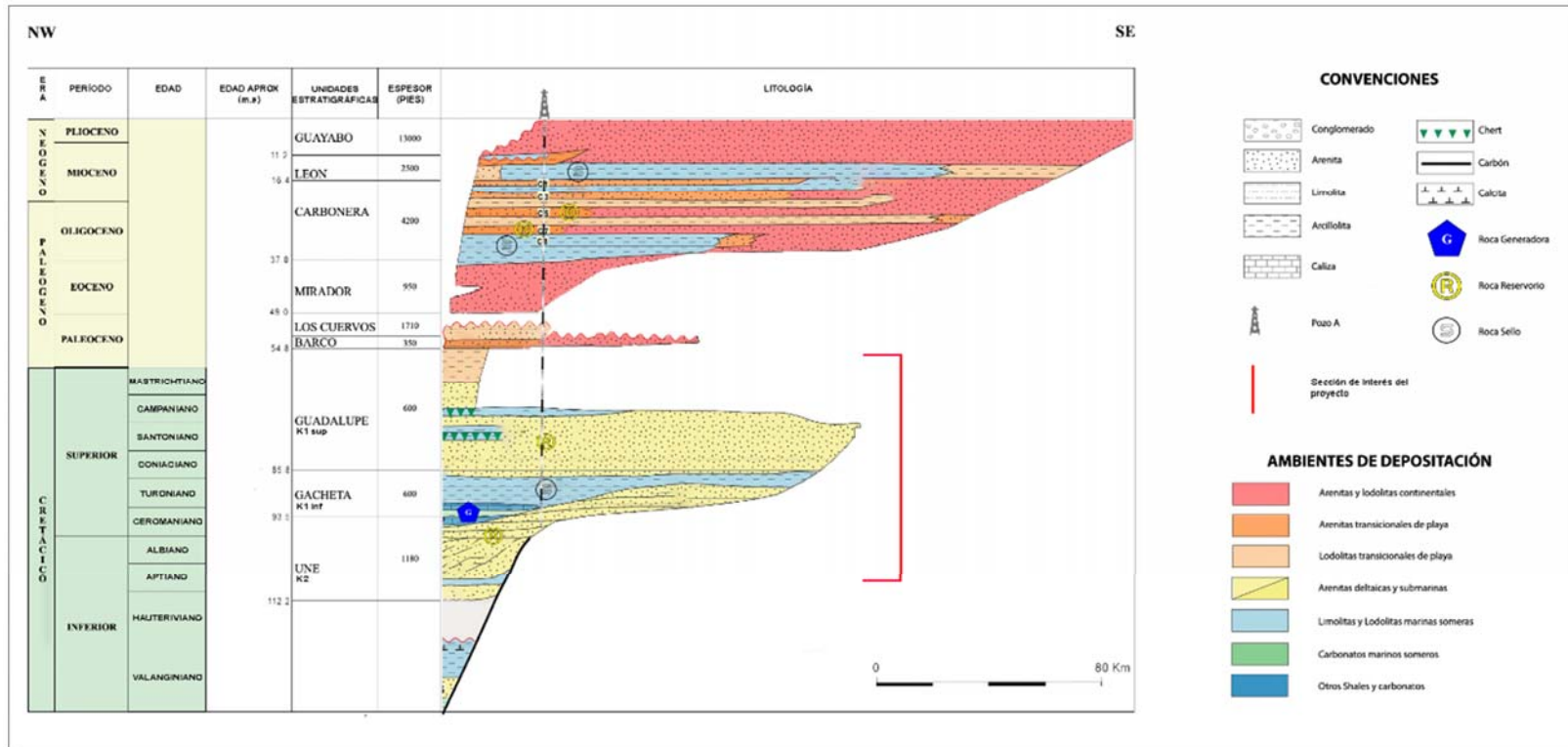
Thompson, 1987; Peters y Moldowan, 1993; Huang, 2000; Huang et al., 2003, 2004a.

TISSOT, B.P.; WELTE, D.H. 1984. Petroleum formation and occurrence. Springer-verlag. Nueva York. 2da Edición. 669p.

ANEXOS

ANEXO A

COLUMNA ESTRATIGRÁFICA GENERALIZADA CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES CON LAS UNIDADES OPERACIONALES.



Fuente: SARMIENTO, Luis F. Petroleum Geology of Colombia, Llanos Basin. Fondo Editorial Universidad EAFIT. Departamento de Geología. Vol 9. Diciembre 2011, p. 99. Modificado por elaboración propia

ANEXO B
BULK PROPERTIES DE 518 MUESTRAS DE CRUDO EN LA CUENCA LLANOS ORIENTALES.

POZO	FORMACION	GRAVEDAD API (API)	DENSIDAD (g/mL)	AZUFRE (%)	NIQUEL (ppm)	VANADIO (ppm)	VANADIO/NIQUEL	SATURADOS (%)	AROMATICOS (%)	RESINAS (%)	ASFALTENOS (%)
ACACIAS											
CUSUCO-1	CARBONERA BASAL	13.86	0.973	2.282	1.91	3.78	1.98	44.85	29.35	10.72	15.08
TIBIRITA-1ª	CARBONERA C7	11.85	0.987	2.822	71.80	388	5.40	34.00	34.30	13.63	18.07
CASTILLA-1	GUADALUPE	13.13	0.978	2.348	48.80	191	3.91	48.98	28.32	4.17	18.53
CASTILLA-4	GUADALUPE	12.20	0.985	2.531	93.50	400	4.28	42.70	21.50	14.68	21.13
CASTILLA-20	GUADALUPE	12.51	0.983	2.609	57.20	270	4.72	58.57	24.09	12.04	5.30
CASTILLA NORTE-3	GUADALUPE	11.42	0.990	2.514	62.50	282	4.51	42.46	35.83	12.18	9.52
CASTILLA NORTE-11	GUADALUPE	10.20	0.999	2.850	79.30	361	4.55	39.59	37.25	12.78	10.38
CHICHIMENE-4	GUADALUPE	18.83	0.941	1.149	15.60	27.0	1.73	61.26	10.41	14.68	13.65
CHICHIMENE-19	GUADALUPE	18.64	0.942	1.310	19.60	2.49	0.13	64.84	19.64	5.91	9.61
COBRA-2ST	GUADALUPE	15.67	0.961	2.124	59.60	249	4.18	23.15	14.83	50.65	11.36
CANDELILLA-3	GUADALUPE	18.42	0.944	1.571	12.20	4.21	0.35	59.88	25.36	8.19	6.57
CANDELILLA-4	GUADALUPE	15.59	0.962	1.700	47.40	249	5.25	52.64	29.12	8.68	9.56
CANDELILLA-5	GUADALUPE	19.18	0.939	1.623	51.20	214	4.18	67.33	18.29	3.54	10.84
YATAY-2	GUADALUPE	16.41	0.957	1.190	20.50	82.0	4.00	55.24	29.49	11.01	4.26
AKIRA-1	GUADALUPE	14.49	0.969	1.891	55.90	260	4.65	49.58	28.10	7.58	14.74
AKIRA-4	GUADALUPE	14.93	0.966	1.884	97.30	473	4.86	47.90	27.91	7.74	16.45
AKIRA-6	GUADALUPE	14.46	0.969	1.913	57.20	310	5.42	55.99	22.39	6.24	15.38
MAX-1	GUADALUPE	12.14	0.985	1.923	51.80	250	4.83	51.98	26.96	5.00	16.05
MAX-2	GUADALUPE	12.91	0.980	2.018	88.80	124	1.40	53.34	30.13	9.04	7.49
ARUCO-1ST	GUADALUPE	16.31	0.957	1.777	12.30	19.9	1.62	57.93	28.68	8.68	4.70
TUA-2	GUADALUPE	14.97	0.966	1.841	83.30	378	4.54	47.16	26.70	7.65	18.49
TUA-5	GUADALUPE	14.95	0.966	1.811	30.20	114	3.77	56.09	26.78	8.25	8.87
TUA-6	GUADALUPE	15.36	0.964	1.864	97.70	431	4.41	50.49	24.45	11.52	13.54
APIAY-17	K1: GUADALUPE	25.80	0.900	0.943	19.40	0.86	0.04	71.12	19.34	3.28	6.27
APIAY-21	K1: GUADALUPE	22.11	0.921	0.971	28.70	121	4.22	69.38	18.01	4.07	8.54
APIAY-28	K1: GUADALUPE	14.32	0.970	1.298	7.88	31.6	4.01	65.12	26.05	6.61	2.23
APIAY-38	K1: GUADALUPE	24.80	0.905	0.811	12.00	33.6	2.80	64.59	24.46	5.02	5.94
APIAY ESTE-7R	K1: GUADALUPE	17.53	0.949	1.374	10.80	48.4	4.48	66.30	22.98	8.10	2.61
CASTILLA-111	K1: GUADALUPE	8.35	1.012	3.090	93.80	486	5.18	34.31	30.05	18.78	16.86
CASTILLA-211	K1: GUADALUPE	12.50	0.983	2.470	49.00	238	4.86	41.03	34.43	10.88	13.66
CASTILLA ESTE-1	K1: GUADALUPE	11.14	0.992	2.453	63.40	294	4.64	43.08	20.63	22.26	14.03
CASTILLA NORTE-9	K1: GUADALUPE	10.90	0.994	2.698	43.60	192	4.40	43.91	29.84	10.47	15.78
CASTILLA NORTE-117	K1: GUADALUPE	11.91	0.987	2.726	61.70	301	4.88	28.49	34.92	13.68	22.91

CASTILLA NORTE-124	K1: GUADALUPE	10.69	0.995	2.519	175	680	3.89	39.22	34.18	8.81	17.79
CHICHIMENE-17	K1: GUADALUPE	21.77	0.923	1.209	47.70	180	3.77	66.82	14.59	5.68	12.91
GAVAN-13	K1: GUADALUPE	16.38	0.957	2.055	85.50	417	4.88	50.41	23.81	8.20	17.58
GUATIQUEIA-8	K1: GUADALUPE	17.89	0.947	1.197	23.40	104	4.44	47.29	30.40	11.36	10.95
GUATIQUEIA-11	K1: GUADALUPE	22.22	0.921	1.156	55.90	269	4.81	67.94	20.13	0.30	11.64
GUATIQUEIA-12	K1: GUADALUPE	25.07	0.904	0.789	19.30	366	18.96	71.99	17.27	4.52	6.22
GUATIQUEIA-13	K1: GUADALUPE	13.86	0.973	1.682	48.50	207	4.27	56.85	22.28	9.09	11.78
GUATIQUEIA-14	K1: GUADALUPE	18.36	0.944	1.751	71.60	361	5.04	47.35	30.74	9.54	12.37
GUATIQUEIA-15	K1: GUADALUPE	15.17	0.965	1.960	56.20	243	4.32	48.98	27.08	8.28	15.67
LIBERTAD NORTE-6	K1: GUADALUPE	31.72	0.867	0.122	0.75	2.41	3.20	63.71	30.51	4.33	1.45
LIBERTAD NORTE-8	K1: GUADALUPE	21.61	0.924	0.165	2.32	1.06	0.46	69.54	21.46	4.57	4.43
LIBERTAD NORTE-11	K1: GUADALUPE	33.96	0.855	0.124	0.64	0.22	0.34	65.90	28.06	4.37	1.67
SURIA-3	K1: GUADALUPE	15.46	0.963	2.132	56.30	251	4.46	43.94	28.63	7.57	19.86
SURIA-4	K1: GUADALUPE	21.29	0.926	0.147	1.83	4.45	2.43	79.15	18.51	0.33	2.01
SURIA-12	K1: GUADALUPE	30.81	0.872	0.151	1.14	0.00	0.00	70.73	3.31	23.77	2.19
SURIA-38	K1: GUADALUPE	28.10	0.887	0.148	1.26	2.39	1.90	78.89	16.25	3.17	1.68
SURIA SUR-8	K1: GUADALUPE	19.08	0.940	1.688	67.10	296	4.41	57.92	25.93	2.88	13.27
SURIA SUR-9	K1: GUADALUPE	29.38	0.880	0.146	1.12	1.84	1.64	74.50	21.43	2.45	1.62
CASTILLA-10	K2: GUADALUPE	12.45	0.983	2.435	88.40	409	4.63	39.24	25.44	14.71	20.61
CASTILLA-80	K2: GUADALUPE	13.00	0.979	2.254	83.20	357	4.29	40.24	31.81	10.36	17.60
CASTILLA-142	K2: GUADALUPE	11.94	0.986	2.481	84.90	373	4.39	49.77	26.42	2.27	21.54
CASTILLA-201	K2: GUADALUPE	12.45	0.983	2.344	98.60	441	4.47	38.32	32.63	10.71	18.35
CASTILLA NORTE-13	K2: GUADALUPE	10.55	0.996	2.886	65.00	288	4.43	35.25	33.94	12.95	17.86
CASTILLA NORTE-55	K2: GUADALUPE	12.15	0.985	2.584	102.00	520	5.10	37.22	31.30	10.48	21.00
CASTILLA NORTE-95	K2: GUADALUPE	9.81	1.001	3.148	70.40	305	4.33	35.84	34.76	16.03	13.38
CASTILLA NORTE-122	K2: GUADALUPE	11.23	0.991	2.712	99.50	416	4.18	38.26	39.96	13.07	8.71
CHICHIMENE-80	K2: GUADALUPE	20.20	0.933	0.910	37.50	150	4.00	54.84	23.35	10.79	11.02
GAVAN-11	K2: GUADALUPE	13.87	0.973	1.813	25.00	151	6.04	36.54	40.32	7.89	15.25
COBRA-1	LOWER SANDS	12.74	0.981	2.162	61.90	252	4.07	74.45	10.86	2.48	12.21
CARUTO-1	LOWER SANDS	25.89	0.899	0.662	42.40	168	3.96	70.54	16.88	4.26	8.32
GUALA-1ST	LOWER SANDS	15.95	0.960	2.019	34.20	145	4.24	57.73	27.78	6.72	7.77
CANDELILLA-1	LOWER SANDS	31.55	0.868	0.148	0.36	0.65	1.79	81.90	15.60	2.20	0.30
CANDELILLA-2	LOWER SANDS	39.95	0.825	0.093	0.69	2.90	4.23	79.31	18.24	1.00	1.45
YATAY-1	LOWER SANDS	39.64	0.827	0.100	0.24	0.51	2.13	94.53	1.86	3.21	0.40
CANAGUAY-2ST	MIRADOR	29.21	0.880	0.602	5.83	25.7	4.41	73.84	19.53	2.63	4.01
TAPITI-1	MIRADOR	26.65	0.895	0.618	6.68	15.0	2.25	67.65	22.20	5.66	4.49
TAYA-1ST	MIRADOR	22.97	0.916	1.265	33.80	133	3.93	64.05	18.39	5.61	11.95
KITARO-2	MIRADOR	20.92	0.928	1.240	38.30	173	4.52	62.05	21.72	6.55	9.69
MOCHELO-6HZ	MIRADOR	8.93	1.008	3.155	99.30	459	4.62	33.66	32.76	15.86	17.73
TATAMA-1HZ	MIRADOR	9.02	1.007	3.086	112.00	431	3.85	48.01	19.68	18.24	14.06
APIAY-9	T2: SAN FERNANDO	16.75	0.954	2.131	41.40	179	4.32	49.24	34.39	9.16	7.21
APIAY-43H	T2: SAN FERNANDO	18.68	0.942	2.017	89.00	426	4.79	49.62	26.22	8.63	15.53

APIAY-44H	T2: SAN FERNANDO	16.94	0.953	1.082	48.00	218	4.54	52.05	25.10	8.47	14.38
APIAY ESTE-5	T2: SAN FERNANDO	14.64	0.968	2.249	9.63	41	4.29	45.70	27.24	9.69	17.37
AUSTRAL-2	T2: SAN FERNANDO	14.91	0.966	2.447	71.00	339	4.77	53.00	26.66	8.51	11.83
CASTILLA-179	T2: SAN FERNANDO	12.01	0.986	2.081	39.30	176	4.48	46.25	33.77	10.55	9.43
CASTILLA-192	T2: SAN FERNANDO	12.73	0.981	2.432	66.80	304	4.55	38.39	34.30	11.09	16.22
CASTILLA NORTE-135	T2: SAN FERNANDO	8.78	1.009	3.247	125	595	4.76	29.32	30.00	20.06	20.62
CHICHIMENE SW-20	T2: SAN FERNANDO	8.17	1.013	3.088	127	582	4.58	29.56	33.00	16.09	21.35
CHICHIMENE SW-22	T2: SAN FERNANDO	8.33	1.012	2.960	101	471	4.66	28.55	36.18	20.08	15.19
CHICHIMENE SW-57	T2: SAN FERNANDO	8.23	1.013	2.826	60.00	252	4.20	32.37	32.68	13.29	21.66
CHICHIMENE SW-58	T2: SAN FERNANDO	8.18	1.013	2.913	93.90	427	4.55	31.42	34.06	18.11	16.41
CHICHIMENE-26	T2: SAN FERNANDO	16.52	0.956	1.770	40.50	171	4.22	52.17	24.84	10.29	12.69
CHICHIMENE-44	T2: SAN FERNANDO	7.83	1.016	2.964	104	500	4.81	34.76	30.10	14.64	20.50
CHICHIMENE-66	T2: SAN FERNANDO	11.82	0.987	3.106	52.00	358	6.88	30.18	35.93	16.71	17.18
CHICHIMENE-119	T2: SAN FERNANDO	8.86	1.008	3.267	80.40	329	4.09	53.86	8.71	13.47	23.96
CHICHIMENE-120	T2: SAN FERNANDO	18.13	0.946	3.256	151	686	4.54	54.50	10.48	12.03	22.99
CHICHIMENE-121	T2: SAN FERNANDO	8.44	1.011	3.251	133	579	4.35	50.26	9.55	16.92	23.27
AKACIAS-1	T2: SAN FERNANDO	7.78	1.016	2.879	98.70	342	3.47	31.00	34.71	17.02	17.27
AKACIAS-9	T2: SAN FERNANDO	7.31	1.019	3.178	73.50	343	4.67	35.71	33.10	15.65	15.53
AKACIAS-10	T2: SAN FERNANDO	7.90	1.015	2.809	121.00	548	4.53	33.88	34.35	13.68	18.09
AKACIAS-11	T2: SAN FERNANDO	7.92	1.015	2.489	136.00	590	4.34	40.38	29.79	14.00	15.84
AKACIAS-16	T2: SAN FERNANDO	8.17	1.013	3.014	115.00	505	4.39	33.95	36.51	13.65	15.89
AKACIAS-17	T2: SAN FERNANDO	7.19	1.020	3.221	56.00	246	4.39	39.42	40.78	16.31	3.48
AKACIAS-18	T2: SAN FERNANDO	8.06	1.014	3.059	109.00	482	4.42	42.59	27.67	12.75	16.99
AKACIAS-19	T2: SAN FERNANDO	7.61	1.017	3.193	126.00	783	6.21	34.94	30.15	16.75	18.16
GUATIQUEIA-19H	T2: SAN FERNANDO	15.67	0.961	1.636	0.10	0.30	3.01	53.34	28.87	7.92	9.86
GUATIQUEIA-21	T2: SAN FERNANDO	12.46	0.983	2.109	44.30	195	4.40	50.98	27.75	9.52	11.76
GUATIQUEIA-23H	T2: SAN FERNANDO	17.31	0.951	1.981	22.40	0.64	0.03	58.45	23.71	7.08	10.76
LIBERTAD NORTE-7	T2: SAN FERNANDO	17.93	0.947	2.775	94.50	452	4.78	33.51	34.00	14.08	18.41
SURIA-5	T2: SAN FERNANDO	10.94	0.993	2.874	70.50	331	4.70	24.14	34.30	23.14	18.41
SURIA-8	T2: SAN FERNANDO	12.35	0.984	2.311	21.60	99	4.60	36.23	38.78	12.93	12.06
SURIA-16	T2: SAN FERNANDO	15.49	0.963	2.508	80.60	396	4.91	40.00	34.17	11.81	14.02
SURIA-20H	T2: SAN FERNANDO	13.44	0.976	2.856	109	563	5.17	37.19	37.55	14.19	11.06
SURIA-23H	T2: SAN FERNANDO	13.56	0.975	2.882	119	538	4.52	44.15	40.12	13.05	2.68
SURIA SUR-34H	T2: SAN FERNANDO	8.87	1.008	2.992	92.50	430	4.65	38.20	35.50	13.70	12.60
SURIA SUR-35H	T2: SAN FERNANDO	12.20	0.985	2.567	95.20	464	4.87	43.03	30.64	8.85	17.48
SURIA SUR-36H	T2: SAN FERNANDO	13.78	0.974	2.869	42.30	184	4.35	42.61	28.99	12.65	15.75
ARAUCA											
ARAUCA-3	BARCO	37.80	0.836	0.113	1.69	4.17	2.47	80.72	14.32	2.79	2.17
CANO YARUMAL-33	K1: GUADALUPE LOWER	29.08	0.881	0.660	41.30	15.70	0.38	62.43	20.43	9.39	7.75
CANO YARUMAL-50	K1: GUADALUPE LOWER	27.41	0.890	0.644	26.00	2.58	0.10	61.87	21.19	9.04	7.90
CANO YARUMAL-67	K1: GUADALUPE LOWER	28.81	0.883	0.570	36.90	5.08	0.14	66.59	20.72	8.39	4.31
LA YUCA-107	K1: GUADALUPE LOWER	28.13	0.886	0.610	37.90	14.40	0.38	64.96	19.86	8.95	6.23

MATANEGRA-12	K2A: GUADALUPE	28.54	0.884	0.650	11.10	10.60	0.95	58.46	21.56	10.52	9.46
CARICARE-1	K2A: GUADALUPE	39.88	0.826	0.151	2.86	1.28	0.45	54.39	35.79	6.00	3.82
COSECHA-G	K2A: GUADALUPE	32.29	0.864	0.208	16.30	3.46	0.21	85.07	10.92	0.33	3.68
CAÑO REDONDO ESTE-1	K3: GUADALUPE	30.55	0.873	0.270	17.00	4.08	0.24	70.12	18.35	6.23	5.29
CAÑO REDONDO ESTE-2	K3: GUADALUPE	30.72	0.872	0.186	7.88	1.70	0.22	74.51	16.29	5.62	3.59
CARICARE-10	K3A: GUADALUPE	28.34	0.885	0.252	19.70	4.60	0.23	73.54	16.15	5.15	5.15
ARAGUATO-1	LOWER CARBONERA	32.48	0.863	0.449	21.50	7.62	0.35	74.09	16.86	4.99	4.06
CAÑO LIMON-2	LOWER CARBONERA	28.33	0.885	0.548	27.80	11.30	0.41	65.03	20.27	7.95	6.75
CAÑO YARUMAL-11	LOWER CARBONERA	28.45	0.885	0.611	35.00	12.00	0.34	59.43	22.84	12.14	5.59
CAÑO YARUMAL-45	LOWER CARBONERA	24.36	0.908	0.656	38.60	17.40	0.45	68.76	21.12	2.46	7.67
CAÑO YARUMAL-87	LOWER CARBONERA	26.35	0.896	0.621	41.10	5.20	0.13	62.49	20.18	8.95	8.38
CHIPIRON T2	LOWER CARBONERA	29.51	0.879	0.403	5.96	24.90	4.18	67.80	21.29	6.35	4.56
JIBA-3	LOWER CARBONERA	28.54	0.884	0.575	17.70	4.02	0.23	69.95	20.10	3.54	6.41
LA YUCA-7	LOWER CARBONERA	25.71	0.900	0.661	48.70	18.30	0.38	60.18	20.81	11.46	7.55
MATANEGRA-9	LOWER CARBONERA	29.57	0.879	0.616	35.60	13.10	0.37	63.78	21.94	8.55	5.72
REDONDO-3	LOWER CARBONERA	32.65	0.862	0.463	12.70	5.50	0.43	68.85	19.99	7.30	3.86
ARAUCA-1	MIRADOR	37.55	0.837	0.134	0.86	0.51	0.60	72.06	18.12	6.95	2.86
CAÑO LIMON-20	UPPER CARBONERA	29.59	0.878	0.000	28.60	10.90	0.38	73.39	15.31	6.32	4.97
CAÑO VERDE-2	UPPER CARBONERA	28.88	0.882	0.491	18.80	6.52	0.35	65.23	20.64	8.18	5.95
CAÑO YARUMAL-10	UPPER CARBONERA	28.62	0.884	0.581	36.20	15.00	0.41	64.93	20.63	8.62	5.82
LA YUCA-10	UPPER CARBONERA	28.80	0.883	0.623	33.80	13.20	0.39	61.54	22.92	9.52	6.02
MATANEGRA-37	UPPER CARBONERA	29.14	0.881	0.578	18.90	6.52	0.34	65.29	20.63	9.27	4.81
REDONDO-1	UPPER CARBONERA	31.37	0.869	0.484	23.90	8.62	0.36	66.21	19.05	9.80	4.95
COSECHA-Y4	UPPER CARBONERA	32.04	0.865	0.486	21.20	8.91	0.42	68.69	18.47	7.12	5.72
COSECHA-Y5	UPPER CARBONERA	29.53	0.879	0.492	33.50	10.20	0.30	67.35	18.74	7.63	6.28
COSECHA-Y11	UPPER CARBONERA	32.60	0.862	0.311	8.95	3.69	0.41	75.69	15.45	6.49	2.37
MORROCOY-5	UPPER CARBONERA	28.50	0.884	0.510	33.40	13.10	0.39	64.05	21.41	8.76	5.78
PUERTO GAITÁN											
EMBRUJO 1-H1	ARENAS BASALES DE CARBONERA	13.90	0.973	1.357	25.90	104	4.02	57.48	25.42	5.90	11.20
QFN D-1X	CARBONERA BASAL	12.36	0.984	1.374	42.10	166	3.94	56.23	22.96	8.37	12.44
QFBE-2	CARBONERA BASAL	11.55	0.989	1.328	46.20	222	4.81	48.96	29.44	7.44	14.16
QUIFA-10	CARBONERA BASAL	13.79	0.974	1.335	36.80	143	3.89	53.28	26.72	8.40	11.60
QUIFA-13	CARBONERA BASAL	14.12	0.972	1.246	28.70	108	3.76	59.28	27.46	6.70	6.56
QUIFA-19H	CARBONERA BASAL	13.59	0.975	1.288	26.90	106	3.94	56.60	22.88	10.52	10.00
QUIFA-29H	CARBONERA BASAL	13.52	0.976	1.154	38.60	54.60	1.41	55.57	26.56	7.05	10.82
QUIFA-36	CARBONERA BASAL	13.37	0.977	1.290	5.88	17.10	2.91	53.45	26.27	8.86	11.42
QUIFA-80H	CARBONERA BASAL	13.26	0.977	1.238	34.50	152	4.41	66.20	16.29	5.25	12.26
QUIFA-83	CARBONERA BASAL	13.54	0.976	1.325	16.10	63.90	3.97	55.75	27.05	5.38	11.81
QUIFA-89	CARBONERA BASAL	13.46	0.976	1.246	33.90	127	3.75	55.65	26.32	7.21	10.82
QUIFA-189	CARBONERA BASAL	13.42	0.976	1.261	48.20	216	4.48	43.36	36.54	6.01	14.09
QUIFA-216	CARBONERA BASAL	13.76	0.974	1.257	10.00	41.28	4.13	58.64	27.45	8.56	5.35

QUIFA-217	CARBONERA BASAL	13.61	0.975	1.336	25.40	109	4.29	66.97	18.09	5.91	9.03
QUIFA-221	CARBONERA BASAL	13.37	0.977	1.120	21.90	91.30	4.17	57.81	25.67	7.07	9.45
QUIFA-232H	CARBONERA BASAL	13.65	0.975	1.318	41.10	183	4.45	55.29	26.14	5.53	13.05
QUIFA-310H	CARBONERA BASAL	13.89	0.973	1.323	17.20	71.40	4.15	55.99	29.48	9.07	5.47
QUIFA-312	CARBONERA BASAL	13.25	0.978	1.250	40.60	161	3.97	62.81	20.32	6.28	10.59
QUIFA-324H	CARBONERA BASAL	13.54	0.976	1.195	106.00	436	4.11	60.23	20.65	7.00	12.13
QUIFA-359	CARBONERA BASAL	13.53	0.976	1.316	32.60	154	4.72	52.96	32.70	1.95	12.39
QUIFA-360D	CARBONERA BASAL	13.49	0.976	1.257	33.10	146	4.41	57.59	22.93	6.50	12.98
QUIFA-361H	CARBONERA BASAL	13.41	0.976	1.306	21.80	91.60	4.20	58.93	24.55	6.10	10.42
QUIFA-385HST	CARBONERA BASAL	13.25	0.978	1.288	44.50	197	4.43	54.58	25.78	6.86	12.78
QUIFA-393H	CARBONERA BASAL	13.88	0.973	1.312	25.50	102	4.00	58.24	24.91	6.90	9.95
QUIFA-394H	CARBONERA BASAL	13.64	0.975	1.209	31.50	118	3.75	56.80	24.58	7.63	10.99
QUIFA-403H	CARBONERA BASAL	13.08	0.979	1.158	36.20	155	4.28	56.59	28.22	4.83	10.36
QUIFA-404	CARBONERA BASAL	13.60	0.975	1.923	34.50	147	4.26	54.55	27.27	6.24	11.94
QUIFA-412	CARBONERA BASAL	13.20	0.978	1.253	38.50	166	4.31	56.18	24.76	6.66	12.40
CABIONA-7A	CARBONERA C5	16.27	0.958	0.261	6.44	0.62	0.10	61.28	28.14	7.71	2.87
CABIONA-7B	CARBONERA C5	16.44	0.956	0.263	4.68	0.43	0.09	59.54	28.80	8.17	3.49
CABIONA-7E	CARBONERA C5	16.47	0.956	0.259	6.23	0.69	0.11	60.37	28.47	8.41	2.76
CABIONA-7KH	CARBONERA C5	16.37	0.957	0.259	5.91	0.59	0.10	52.02	30.29	10.48	7.21
OCELOTE-9	CARBONERA C5	26.80	0.894	0.428	16.70	47.0	2.81	66.63	20.83	7.51	5.03
OCELOTE-50ST	CARBONERA C5	26.51	0.896	0.413	9.88	29.5	2.99	59.19	19.55	15.24	6.02
OCELOTE-51	CARBONERA C5	26.88	0.893	0.388	9.79	28.3	2.89	81.71	9.71	3.52	5.06
OCELOTE-54	CARBONERA C5	26.29	0.897	0.435	4.26	0.10	0.02	81.15	12.97	0.80	5.08
ATARRAYA-1	CARBONERA C7	22.30	0.920	0.496	18.60	73.1	3.93	64.91	23.59	4.82	6.68
CSE 8-2H	CARBONERA C7	13.19	0.978	1.366	18.70	77.6	4.15	56.84	27.46	8.22	7.49
CARACARA SUR B-4	CARBONERA C7	20.74	0.929	1.012	29.10	109	3.75	61.81	22.41	5.41	10.37
CARACARA SUR B-9H	CARBONERA C7	20.32	0.932	1.024	3.46	14.9	4.31	65.62	19.24	5.67	9.47
CARACARA SUR C-2	CARBONERA C7	22.38	0.920	0.571	24.00	104	4.33	77.62	14.03	1.46	6.89
CARACARA SUR C-4	CARBONERA C7	20.88	0.929	0.803	18.90	77.5	4.10	62.03	23.00	5.84	9.13
CARACARA SUR C-6	CARBONERA C7	31.66	0.867	0.920	33.40	54.6	1.63	63.12	19.66	7.24	9.98
CARACARA SUR A-1	CARBONERA C7	22.06	0.921	1.008	19.00	72.0	3.79	62.44	23.88	6.46	7.22
CARACARA SUR A-3	CARBONERA C7	19.96	0.934	0.993	39.90	151	3.78	57.87	24.91	5.81	11.42
CARACARA SUR A-4	CARBONERA C7	21.35	0.926	1.020	23.70	95.0	4.01	56.38	28.30	4.97	10.35
CARACARA SUR A-7	CARBONERA C7	21.04	0.928	1.061	27.50	118	4.29	66.16	16.58	5.47	11.79
CARACARA SUR A-10	CARBONERA C7	20.74	0.929	0.925	28.50	115	4.04	62.02	23.24	5.36	9.38
CARACARA SUR A-11	CARBONERA C7	21.69	0.924	0.452	2.90	10.8	3.72	65.22	22.09	8.13	4.55
BENGALA-2	CARBONERA C7	21.25	0.926	1.121	23.50	98.9	4.21	56.95	25.41	4.38	13.26
BENGALA-3	CARBONERA C7	23.50	0.913	0.714	6.74	24.1	3.58	63.68	21.96	5.31	9.06
BENGALA-6	CARBONERA C7	22.99	0.916	0.876	22.80	92.5	4.06	75.01	13.37	4.17	7.45
BENGALA-7ST	CARBONERA C7	19.42	0.938	1.111	6.72	26.5	3.94	55.07	26.31	9.12	9.51
BENGALA-8	CARBONERA C7	21.52	0.925	1.067	3.43	13.4	3.91	62.99	25.43	4.70	6.88
BENGALA-10	CARBONERA C7	22.03	0.922	0.956	23.70	94.7	4.00	67.64	20.94	2.74	8.68

FAUNO 2-1H-ST2	CARBONERA C7	13.65	0.975	1.343	43.70	165	3.78	55.36	24.61	5.45	14.58
FAUNO-2	CARBONERA C7	13.75	0.974	1.355	49.40	183	3.70	54.71	25.27	5.75	14.27
GUARROJO-7	CARBONERA C7	21.89	0.922	0.915	32.60	123	3.77	71.25	10.18	8.88	9.69
GUARROJO-OR1	CARBONERA C7	21.47	0.925	0.968	47.40	186	3.92	58.63	22.95	9.14	9.28
GUARROJO-OR8	CARBONERA C7	21.48	0.925	1.178	28.70	125	4.36	50.20	22.04	18.15	9.60
JAGUAR SW-1	CARBONERA C7	21.13	0.927	0.980	40.80	185	4.53	57.73	22.24	5.12	14.91
JAGUAR SW-2	CARBONERA C7	21.50	0.925	1.053	4.64	5.42	1.17	58.76	25.53	8.04	7.67
JAGUAR SW-3	CARBONERA C7	21.19	0.927	1.560	19.40	81.5	4.20	60.30	25.53	6.29	7.88
JAGUAR SW-4H	CARBONERA C7	12.44	0.983	0.527	2.86	1.70	0.59	70.19	23.00	3.41	3.41
JAGUAR SW-5H	CARBONERA C7	19.17	0.939	0.918	28.60	124	4.34	62.51	25.90	2.92	8.67
JAGUAR SW-6H	CARBONERA C7	22.11	0.921	1.062	26.50	120	4.53	64.97	23.45	8.16	3.42
MITO-12H	CARBONERA C7	13.54	0.976	1.380	28.90	119	4.12	56.00	26.18	6.36	11.46
OCELOTE-1	CARBONERA C7	22.79	0.917	0.842	26.60	101	3.80	59.97	23.08	8.18	8.77
OCELOTE-4	CARBONERA C7	22.26	0.920	0.882	29.40	111	3.78	58.33	22.51	8.64	10.52
OCELOTE-10	CARBONERA C7	21.74	0.923	0.654	22.40	82.1	3.67	62.46	21.62	7.02	8.89
OCELOTE-28	CARBONERA C7	21.61	0.924	0.570	9.67	40.7	4.21	76.05	18.23	1.64	4.08
OCELOTE-28H	CARBONERA C7	21.07	0.927	0.524	11.80	47.0	3.98	65.56	23.37	6.84	4.23
OCELOTE-29	CARBONERA C7	22.68	0.918	0.854	31.00	127	4.10	60.80	22.93	7.47	8.80
OCELOTE-43	CARBONERA C7	21.83	0.923	0.449	12.00	45.2	3.77	67.29	19.25	9.54	3.92
OCELOTE-106	CARBONERA C7	23.12	0.915	0.569	36.70	129	3.51	59.96	24.61	8.32	7.11
OCELOTE-SW2	CARBONERA C7	22.05	0.922	0.835	23.00	83.8	3.64	68.95	11.65	10.10	9.30
OCELOTE SW-15	CARBONERA C7	21.90	0.922	0.947	13.60	54.4	4.00	71.56	18.13	6.48	3.83
OCELOTE SW-20	CARBONERA C7	21.55	0.925	0.893	18.20	72.9	4.01	65.59	21.70	6.46	6.25
OCELOTE SW-21	CARBONERA C7	21.24	0.926	0.758	42.70	165	3.86	64.10	24.00	3.10	8.80
OCELOTE SW-22	CARBONERA C7	21.71	0.924	0.535	13.80	63.0	4.57	61.48	25.93	7.38	5.20
JAGUAR-2	CARBONERA C7	20.84	0.929	0.544	35.10	134	3.82	52.92	32.60	3.83	10.65
JAGUAR-3A	CARBONERA C7	19.11	0.940	0.633	98.60	405	4.11	60.49	24.55	5.79	9.18
JAGUAR-5	CARBONERA C7	19.74	0.936	1.092	22.50	96.2	4.28	62.51	25.06	3.25	9.18
JAGUAR-14	CARBONERA C7	21.39	0.926	0.890	22.20	80.3	3.62	56.75	27.58	7.34	8.33
JAGUAR-18	CARBONERA C7	19.58	0.937	0.948	1.36	0.16	0.12	60.74	28.06	6.83	4.37
JAGUAR-27H	CARBONERA C7	21.46	0.925	1.019	11.70	52.9	4.52	63.71	27.11	7.58	1.59
JAGUAR-33HD	CARBONERA C7	22.02	0.922	0.393	8.96	35.0	3.91	61.90	24.58	6.37	7.15
JAGUAR-9	CARBONERA C7	19.33	0.938	0.686	4.77	19.5	4.09	65.77	25.88	5.93	2.42
JAGUAR-10A	CARBONERA C7	20.07	0.934	0.717	3.21	13.4	4.17	61.87	24.64	5.29	8.20
JAGUAR T-05	CARBONERA C7	20.26	0.932	0.962	4.46	17.1	3.83	63.28	25.48	7.30	3.94
PENDARE-2	CARBONERA C7	13.41	0.976	1.254	35.30	153	4.33	55.36	26.95	5.83	11.86
RANCHO QUEMADO D-1	CARBONERA C7	23.03	0.916	0.982	44.30	174	3.93	55.31	27.16	8.19	9.34
SABANERO-1ST	CARBONERA C7	12.12	0.985	1.393	51.00	161	3.16	52.44	26.45	7.62	13.49
SABANERO-2HZ1ST	CARBONERA C7	12.85	0.980	1.476	55.60	223	4.01	52.34	27.09	6.47	14.10
SABANERO-4HZ1	CARBONERA C7	11.46	0.990	1.254	44.90	175	3.90	49.30	29.15	8.68	12.87
SABANERO-5D1	CARBONERA C7	11.87	0.987	1.257	45.70	182	3.98	50.87	28.32	9.84	10.97
SABANERO-6D1	CARBONERA C7	11.66	0.988	1.110	32.70	126	3.85	57.00	27.50	7.17	8.34

TORO SENTADO-2	CARBONERA C7	25.01	0.904	0.833	23.10	89.0	3.85	52.25	24.33	15.95	7.47
TORO SENTADO-2A	CARBONERA C7	25.36	0.902	0.794	23.40	85.0	3.63	48.57	24.86	18.31	8.26
TORO SENTADO-6	CARBONERA C7	24.34	0.908	0.857	4.46	17.3	3.88	63.48	26.08	8.29	2.15
TORO SENTADO NORTE-1	CARBONERA C7	25.39	0.902	0.787	7.23	26.3	3.64	61.70	28.17	8.13	2.00
TORO SENTADO WEST-2	CARBONERA C7	26.61	0.895	0.683	23.40	84.0	3.59	46.13	24.43	22.28	7.15
UNUMA-1	CARBONERA C7	21.62	0.924	0.852	3.16	11.8	3.73	69.97	19.22	4.50	6.30
UNUMA-2	CARBONERA C7	21.79	0.923	0.796	12.20	43.9	3.60	67.40	19.64	7.74	5.22
MITO-1	CARBONERA C8	13.46	0.976	1.378	38.30	140	3.66	55.08	24.44	6.02	14.45
LLANOS 58-4A	MIRADOR	20.41	0.931	1.243	38.80	160	4.12	64.80	19.82	5.49	9.89
LLANOS 58-4C	MIRADOR	21.35	0.926	1.102	38.90	171	4.40	63.18	20.90	6.53	9.40
LLANOS 58-4D	MIRADOR	20.82	0.929	1.185	24.40	3.99	0.16	61.92	21.32	6.99	9.77
LLANOS 58-4I	MIRADOR	21.02	0.928	1.152	1.26	2.72	2.16	62.23	19.47	5.75	12.55
RUBIALES											
AMATISTA-1D	CARBONERA BASAL	11.50	0.990	1.564	55.10	290	5.26	48.84	26.88	9.18	15.10
AMATISTA-2D	CARBONERA BASAL	11.75	0.988	1.521	47.10	201	4.27	46.74	28.61	10.31	14.34
AMATISTA-4D	CARBONERA BASAL	11.73	0.988	1.581	52.60	212	4.03	46.52	27.73	9.70	16.05
AMATISTA-5D	CARBONERA BASAL	13.66	0.975	1.515	51.00	203	3.98	47.70	29.00	8.56	14.75
AMATISTA-8D	CARBONERA BASAL	11.83	0.987	1.553	58.30	286	4.91	50.90	27.35	6.96	14.80
CPE6-12H	CARBONERA BASAL	10.21	0.999	1.980	47.50	207	4.36	51.39	27.48	7.29	13.84
CPE6-1X	CARBONERA BASAL	10.31	0.998	2.490	31.30	151	4.82	34.91	30.79	21.36	12.94
CPE6-20H	CARBONERA BASAL	11.21	0.992	2.395	72.30	31.9	0.44	38.05	33.96	16.72	11.27
CPE6-2H	CARBONERA BASAL	10.82	0.994	2.239	72.90	334	4.58	42.90	33.50	11.88	11.72
HAMACA-2	CARBONERA BASAL	10.81	0.994	2.372	60.50	280	4.63	37.92	34.52	12.52	15.04
OPALO-1	CARBONERA BASAL	13.44	0.976	1.550	54.50	221	4.06	52.39	28.31	8.27	11.03
OPALO-10H	CARBONERA BASAL	13.43	0.976	1.587	51.10	216	4.23	49.74	27.68	8.37	14.21
OPALO-34	CARBONERA BASAL	12.27	0.984	1.595	52.60	214	4.07	42.62	24.92	16.85	15.60
OPALO-4	CARBONERA BASAL	13.71	0.974	1.565	59.00	266	4.51	45.13	29.07	7.39	18.41
OPALO-9H	CARBONERA BASAL	13.90	0.973	1.541	43.50	174	4.00	49.17	28.44	10.45	11.94
RUBIALES-11	CARBONERA BASAL	13.42	0.976	1.306	45.70	190	4.16	54.01	24.17	6.33	15.50
RUBIALES-130	CARBONERA BASAL	13.50	0.976	1.289	31.60	115	3.64	58.99	25.91	6.48	8.62
RUBIALES-25	CARBONERA BASAL	13.88	0.973	1.282	26.60	102	3.83	54.67	26.04	8.62	10.66
RUBIALES-476	CARBONERA BASAL	13.60	0.975	1.297	23.50	96.5	4.11	41.76	25.06	24.44	8.74
RUBIALES-91	CARBONERA BASAL	13.01	0.979	1.339	37.80	139	3.68	49.51	27.98	10.67	11.84
YOPAL											
LEONO-1	BARCO	31.63	0.867	0.126	0.66	0.35	0.54	76.73	16.69	4.35	2.23
LEONO-2	BARCO	35.04	0.850	0.118	1.32	0.07	0.05	68.06	22.87	4.21	4.86
RANCHO HERMOSO-12	BARCO	26.04	0.898	0.218	3.67	2.16	0.59	68.15	22.54	6.57	2.74
RANCHO HERMOSO-14	BARCO	31.18	0.870	0.151	2.38	2.02	0.85	70.98	20.74	6.30	1.97
RANCHO HERMOSO-16	BARCO	32.31	0.864	0.152	3.19	4.31	1.35	72.64	22.05	3.68	1.63
COPA D-5	CARBONERA C3	37.02	0.840	0.099	1.45	0.35	0.24	63.63	22.36	12.25	1.76
LA CUERVA-10D	CARBONERA C3	21.07	0.927	0.554	5.98	4.58	0.77	64.98	23.78	9.08	2.17
REMACHE NORTE-5	CARBONERA C3	32.38	0.863	0.117	2.10	1.83	0.87	82.03	12.81	3.34	1.82

REMACHE NORTE-3	CARBONERA C4	34.31	0.853	0.106	2.39	4.27	1.79	82.53	13.10	3.41	0.96
ABEJAS-1	CARBONERA C5	31.06	0.870	0.232	4.80	2.90	0.60	79.40	13.91	4.82	1.86
ABEJAS-2	CARBONERA C5	32.02	0.865	0.205	2.57	1.80	0.70	84.00	12.72	2.09	1.19
ABEJAS-3	CARBONERA C5	33.26	0.859	0.213	5.66	3.00	0.53	60.75	28.80	3.53	6.92
ADALIA-1	CARBONERA C5	36.99	0.840	0.104	1.74	1.29	0.74	83.04	15.16	0.84	0.96
AZOR-1	CARBONERA C5	33.82	0.856	0.188	4.15	1.12	0.27	57.35	26.19	14.93	1.53
AZOR-2	CARBONERA C5	33.55	0.857	0.194	6.09	3.03	0.50	73.96	17.19	7.24	1.61
AZOR-3-ST-2	CARBONERA C5	33.46	0.858	0.204	4.91	1.30	0.26	76.39	16.93	5.12	1.56
BASTIDAS NORTE-1	CARBONERA C5	28.43	0.885	0.192	4.52	3.83	0.85	66.92	20.86	5.12	7.10
BASTIDAS SUR-2	CARBONERA C5	33.29	0.859	0.201	4.56	5.51	1.21	69.19	18.09	9.67	3.05
CARRIZALES-7	CARBONERA C5	27.70	0.889	0.208	13.20	5.68	0.43	64.48	28.60	3.99	2.94
CARRIZALES-23	CARBONERA C5	33.22	0.859	0.184	5.06	7.74	1.53	59.61	11.71	25.17	3.51
CHP-1	CARBONERA C5	33.16	0.859	0.123	0.78	0.42	0.54	81.95	13.59	3.14	1.33
COPA-1	CARBONERA C5	38.99	0.830	0.094	1.41	0.59	0.42	72.18	16.91	9.10	1.81
COPA-4	CARBONERA C5	39.58	0.827	0.292	1.06	0.24	0.23	76.76	17.10	4.28	1.86
COPA-14	CARBONERA C5	39.54	0.827	0.085	1.05	0.36	0.34	60.78	33.37	3.38	2.47
COPA A NORTE-1	CARBONERA C5	39.49	0.828	0.088	1.04	0.20	0.19	75.23	17.44	6.29	1.05
COPA A NORTE-2	CARBONERA C5	39.72	0.826	0.086	1.05	0.22	0.21	80.90	16.73	0.42	1.94
COPA A SUR-4	CARBONERA C5	38.11	0.834	0.084	1.25	0.31	0.25	73.53	14.57	9.79	2.11
COPA B-1	CARBONERA C5	39.36	0.828	0.085	1.13	0.29	0.25	77.03	16.53	5.06	1.38
COPA B-5	CARBONERA C5	39.23	0.829	0.090	0.80	0.48	0.60	74.50	18.25	5.94	1.30
COPA B-6	CARBONERA C5	40.03	0.825	0.091	1.26	1.07	0.85	64.65	30.87	2.00	2.48
COPA C-1	CARBONERA C5	39.31	0.828	0.087	3.54	0.95	0.27	73.98	17.19	7.75	1.08
COPA C-2	CARBONERA C5	39.95	0.825	0.093	0.99	0.75	0.75	73.75	21.87	1.99	2.39
COPA C-3	CARBONERA C5	39.51	0.827	0.088	1.07	0.39	0.36	77.49	16.97	3.58	1.96
COPA D-2	CARBONERA C5	38.91	0.830	0.091	1.35	0.71	0.53	74.51	18.15	4.48	2.86
COPA D-3	CARBONERA C5	38.67	0.832	0.092	1.07	0.30	0.28	82.30	15.83	1.22	0.65
COPA D-8	CARBONERA C5	39.15	0.829	0.112	0.72	0.13	0.18	66.42	29.36	3.22	1.00
LA CUERVA-4	CARBONERA C5	20.80	0.929	0.386	6.77	2.88	0.43	69.47	20.33	8.31	1.90
LA CUERVA-8	CARBONERA C5	20.12	0.933	0.622	7.29	9.79	1.34	62.96	24.66	9.42	2.95
LA CUERVA-8A	CARBONERA C5	20.14	0.933	0.621	11.10	10.6	0.95	63.60	23.18	8.62	4.60
GEMAR-1ST	CARBONERA C5	31.17	0.870	0.134	2.47	1.64	0.66	70.62	21.14	6.10	2.13
GEMAR-2	CARBONERA C5	31.97	0.866	0.148	2.82	3.15	1.12	77.45	13.88	2.42	6.25
REMACHE NORTE-7	CARBONERA C5	31.31	0.869	0.285	2.01	0.92	0.46	79.24	10.32	2.54	7.90
VIREO-1ST	CARBONERA C5	27.98	0.887	0.165	2.40	2.66	1.11	68.65	23.09	6.03	2.23
VIREO-2-ST-1	CARBONERA C5	31.97	0.866	0.132	32.60	129	3.96	67.23	19.38	11.43	1.96
YAGUAZO-1	CARBONERA C5	34.35	0.853	0.223	25.40	3.10	0.12	75.53	17.39	5.05	2.03
ZOPILOTE-1	CARBONERA C5	29.99	0.876	0.147	2.52	3.21	1.27	61.93	31.17	4.57	2.33
ZOPILOTE-2	CARBONERA C5	30.83	0.872	0.133	2.53	1.54	0.61	64.53	20.27	12.20	3.00
ZOPILOTE-3-ST	CARBONERA C5	29.42	0.879	0.147	2.19	1.71	0.78	62.66	23.93	10.66	2.75
ZOPILOTE-10	CARBONERA C5	32.16	0.865	0.412	2.44	2.31	0.95	91.53	3.93	2.15	2.39
BASTIDAS NORTE-5	CARBONERA C5 MEDIUM	33.61	0.857	0.358	5.20	6.84	1.32	76.27	16.63	4.28	2.82

BASTIDAS NORTE-4	CARBONERA C5 UPPER	20.92	0.928	0.203	7.36	2.45	0.33	69.96	20.02	4.86	5.16
HEREDIA-1	CARBONERA C5 UPPER	30.76	0.872	0.134	3.23	1.98	0.61	71.40	20.80	4.87	2.93
CARRIZALES-22	CARBONERA C5 UPPER & LOWER	30.43	0.874	0.314	7.20	11.5	1.60	61.16	24.54	10.23	4.07
ALEPE-1	CARBONERA C7	21.70	0.924	0.232	4.79	1.35	0.28	63.56	25.02	7.85	3.57
ANDALUZ-2	CARBONERA C7	20.18	0.933	0.637	27.80	15.0	0.54	61.85	22.56	9.10	6.50
ARAUCO-2	CARBONERA C7	29.47	0.879	0.121	4.59	0.72	0.16	71.00	19.86	6.55	2.58
CARETO-3	CARBONERA C7	31.18	0.870	0.105	3.72	1.11	0.30	73.97	17.72	4.62	3.68
CARETO-5-ST-1	CARBONERA C7	32.26	0.864	0.092	1.51	1.15	0.76	76.38	16.12	5.52	1.98
CARETO-8	CARBONERA C7	29.97	0.876	0.111	2.35	0.30	0.13	73.62	19.31	5.30	1.77
COPA-2	CARBONERA C7	39.25	0.829	0.087	2.48	6.02	2.43	77.30	16.69	3.80	2.21
COPA-3	CARBONERA C7	40.08	0.825	0.087	1.11	0.34	0.30	75.14	17.13	5.99	1.74
COPA-7	CARBONERA C7	40.03	0.825	0.082	0.91	0.37	0.40	76.38	16.69	4.71	2.22
COPA-9	CARBONERA C7	39.80	0.826	0.082	1.74	0.10	0.06	77.74	16.94	4.78	0.55
COPA A SUR-3	CARBONERA C7	39.27	0.829	0.094	1.22	1.28	1.05	56.44	12.20	30.51	0.85
COPA B-2	CARBONERA C7	31.97	0.866	0.096	1.73	0.70	0.40	64.08	13.54	20.82	1.56
COPA B-4	CARBONERA C7	39.45	0.828	0.084	2.06	4.70	2.28	77.43	16.21	4.77	1.59
CURITO-1	CARBONERA C7	33.58	0.857	0.202	4.54	6.68	1.47	62.03	12.37	21.54	4.06
CURITO-2	CARBONERA C7	33.61	0.857	0.173	3.21	1.25	0.39	80.44	14.22	2.34	3.00
CURITO-3	CARBONERA C7	33.49	0.858	0.191	5.00	3.76	0.75	71.19	14.66	11.05	3.10
DISA-1	CARBONERA C7	27.43	0.890	0.141	2.71	0.63	0.23	68.26	21.26	7.23	3.25
DOROTEA-B-4A	CARBONERA C7	33.00	0.860	0.355	5.31	2.47	0.47	76.80	17.97	3.40	1.83
DOROTEA-C6-ST-2	CARBONERA C7	31.81	0.866	0.216	5.83	2.37	0.41	67.14	21.86	9.09	1.90
DOROTEA-C7-H	CARBONERA C7	31.87	0.866	0.209	3.33	1.30	0.39	70.52	18.47	8.39	2.62
DOROTEA-C9-ST-2H	CARBONERA C7	31.92	0.866	0.219	5.83	2.09	0.36	70.41	18.56	8.50	2.54
DOROTEA-D1	CARBONERA C7	32.10	0.865	0.369	4.58	1.70	0.37	75.46	19.05	3.45	2.05
GRETA OTO-1	CARBONERA C7	26.42	0.896	0.168	3.05	1.72	0.56	67.89	22.51	5.63	3.98
GUARILAQUE-1	CARBONERA C7	20.75	0.929	0.213	2.38	0.62	0.26	54.13	25.06	17.75	3.05
GUARILAQUE-2	CARBONERA C7	20.63	0.930	0.216	3.54	5.03	1.42	66.94	23.23	6.44	3.39
GUARILAQUE-3	CARBONERA C7	23.25	0.914	0.224	3.60	0.80	0.22	66.20	22.35	8.14	3.31
GUASAR-1	CARBONERA C7	23.15	0.915	0.223	3.45	0.21	0.06	60.73	25.90	10.21	3.16
GUASAR-2	CARBONERA C7	23.21	0.915	0.226	4.14	0.53	0.13	66.05	25.10	5.62	3.23
GUASAR-3	CARBONERA C7	22.09	0.921	0.216	3.53	2.61	0.74	70.92	19.80	6.26	3.01
HOATZIN SUR-1ST	CARBONERA C7	25.93	0.899	0.158	2.58	0.99	0.38	82.09	11.83	3.70	2.38
HOATZIN-4ST	CARBONERA C7	25.69	0.900	0.183	4.84	0.13	0.03	82.97	14.19	0.36	2.48
HOATZIN NORTE-1	CARBONERA C7	25.58	0.901	0.200	4.18	0.99	0.24	65.53	24.44	7.37	2.65
HOATZIN NORTE-2	CARBONERA C7	26.00	0.898	0.174	0.86	0.57	0.66	74.18	17.33	6.50	2.00
HOATZIN NORTE-3	CARBONERA C7	25.70	0.900	0.172	2.80	1.40	0.50	72.02	23.73	2.17	2.08
KONA-6	CARBONERA C7	30.87	0.871	0.158	4.14	1.60	0.39	68.51	21.83	5.08	4.57
LEONA-B-2A	CARBONERA C7	32.22	0.864	0.246	5.88	2.32	0.39	74.17	16.04	7.82	1.98
LEONA-B-3S	CARBONERA C7	31.44	0.868	0.243	5.23	1.83	0.35	75.68	17.94	3.68	2.70
LEONA-B-5	CARBONERA C7	31.99	0.865	0.267	23.20	96.0	4.14	63.51	14.59	19.74	2.16

LEONA-B-5H	CARBONERA C7	32.62	0.862	0.242	4.97	3.17	0.64	76.86	16.97	4.59	1.58
LOS ACEITES-1	CARBONERA C7	38.16	0.834	0.102	0.95	0.33	0.35	71.48	19.77	6.99	1.76
PISINGO-2	CARBONERA C7	29.07	0.881	0.136	1.98	0.40	0.20	78.37	17.94	1.39	2.30
MATEMARRANO-1	CARBONERA C7	32.37	0.863	0.113	1.54	1.43	0.93	69.44	21.46	4.42	4.68
MAURITIA NORTE-1	CARBONERA C7	31.56	0.868	0.144	4.52	6.38	1.41	72.00	21.09	4.46	2.46
NASHIRA-4	CARBONERA C7	21.66	0.924	0.227	2.44	1.05	0.43	64.36	15.99	16.95	2.70
NASHIRA-5	CARBONERA C7	21.10	0.927	0.219	1.00	0.68	0.68	65.50	24.30	6.34	3.86
OROPENDOLA-6	CARBONERA C7	21.56	0.924	0.228	3.09	1.65	0.53	60.86	25.75	10.21	3.18
PANTRO-2	CARBONERA C7	33.48	0.858	0.131	6.89	9.76	1.42	79.09	14.82	3.75	2.34
PETIRROJO-1	CARBONERA C7	38.41	0.833	0.088	0.65	0.58	0.89	87.98	6.92	4.03	1.07
PETIRROJO-2	CARBONERA C7	39.49	0.828	0.087	1.26	1.75	1.39	87.29	7.37	4.07	1.26
PETIRROJO-3	CARBONERA C7	39.20	0.829	0.097	0.96	0.33	0.35	62.23	31.69	2.71	3.37
PETIRROJO SUR-2	CARBONERA C7	42.10	0.815	0.090	1.16	0.79	0.68	62.98	14.47	21.35	1.21
PETIRROJO SUR-3	CARBONERA C7	40.78	0.821	0.093	1.02	0.49	0.48	69.51	16.50	12.98	1.01
RANCHO HERMOSO-3-ST	CARBONERA C7	30.90	0.871	0.144	1.70	1.53	0.90	74.59	18.15	5.03	2.22
RANCHO HERMOSO-4	CARBONERA C7	33.00	0.860	0.128	2.45	1.89	0.77	77.29	18.45	2.33	1.93
RANCHO HERMOSO-7-ST	CARBONERA C7	33.68	0.857	0.117	1.86	1.70	0.91	74.12	18.71	5.17	2.01
RANCHO HERMOSO-9	CARBONERA C7	17.22	0.951	0.220	1.68	0.78	0.46	56.06	27.51	10.45	5.98
SARDINAS-2	CARBONERA C7	25.40	0.902	0.180	3.53	0.58	0.16	68.48	22.65	5.84	3.03
SARDINAS-6	CARBONERA C7	24.83	0.905	0.178	1.97	0.33	0.17	67.12	23.56	6.17	3.15
TIJERETO-1	CARBONERA C7	26.58	0.895	0.152	2.44	0.74	0.30	68.93	23.29	5.40	2.38
TRINIDAD-5	CARBONERA C7	32.17	0.865	0.112	2.41	1.00	0.41	78.09	14.22	2.92	4.77
TRINIDAD-6	CARBONERA C7	31.92	0.866	0.090	3.45	2.13	0.62	84.12	13.21	1.04	1.63
TRINIDAD-8	CARBONERA C7	32.01	0.865	0.137	77.90	372	4.78	79.60	14.41	3.34	2.65
TRINIDAD-11	CARBONERA C7	31.72	0.867	0.085	2.73	1.08	0.40	70.94	15.95	3.49	9.62
TRINIDAD-15	CARBONERA C7	31.92	0.866	0.125	2.36	0.63	0.27	77.53	14.46	3.94	4.07
TULIPAN-5	CARBONERA C7	32.99	0.860	0.105	2.26	0.91	0.40	73.39	19.10	5.24	2.27
TULIPAN-6	CARBONERA C7	37.42	0.838	0.085	0.78	0.00	0.00	75.45	10.83	9.29	4.43
YOPO-1	CARBONERA C7	39.22	0.829	0.087	1.35	1.39	1.03	82.23	12.92	3.69	1.16
YOPO-2	CARBONERA C7	31.30	0.869	0.090	61.60	2.87	0.05	76.42	17.45	4.67	1.46
YOPO-3	CARBONERA C7	31.25	0.869	0.083	1.21	1.15	0.95	75.91	16.61	5.05	2.43
BARQUERENA-3	CARBONERA C7 UPPER	32.86	0.861	0.141	1.56	0.59	0.38	76.46	19.28	1.84	2.41
CANO GARZA NORTE-3	CARBONERA C7 UPPER	36.59	0.842	0.098	1.73	39.6	22.89	62.99	33.19	2.98	0.84
CARUPANA-4	CARBONERA C8	32.41	0.863	0.193	4.88	1.58	0.32	68.84	24.25	4.11	2.80
LOS ACEITES SUR-1	CARBONERA C8	38.23	0.834	0.114	0.90	0.34	0.38	63.86	31.93	3.39	0.82
TULIPAN-3	CARBONERA C8	34.56	0.852	0.095	2.04	0.35	0.17	72.28	19.33	5.88	2.50
TULIPAN-4	CARBONERA C8	33.65	0.857	0.094	1.76	1.60	0.91	55.47	13.49	29.98	1.06
TULIPAN-8	CARBONERA C8	34.47	0.853	0.081	1.96	1.02	0.52	73.82	11.17	2.27	12.74
AGUEDA ST-1	GACHETA	25.08	0.904	0.184	2.62	1.36	0.52	66.81	24.28	5.65	3.27
BASTIDAS SUR-1	GACHETA	26.47	0.896	0.465	2.73	0.67	0.25	69.86	18.68	9.14	2.32
CARETO-6-ST	GACHETA	33.97	0.855	0.074	1.20	0.00	0.00	69.62	15.16	13.24	1.98
CARETO-13-ST-2	GACHETA	33.46	0.858	0.078	2.40	0.90	0.37	70.99	24.45	2.74	1.82

CARRIZALES-2	GACHETA	18.83	0.941	0.281	7.11	3.14	0.44	55.61	28.71	11.74	3.95
CARRIZALES-4	GACHETA	17.82	0.948	0.370	10.40	2.69	0.26	56.72	29.16	11.98	2.14
CARRIZALES-6	GACHETA	17.83	0.948	0.326	4.67	0.97	0.21	57.38	29.26	11.21	2.15
CIRIGUELO-1	GACHETA	26.98	0.893	0.146	3.09	0.98	0.32	71.26	22.04	5.77	0.94
GUACHARRIOS-1	GACHETA	27.58	0.889	0.154	7.36	1.28	0.17	61.75	32.37	2.99	2.89
HEREDIA-2	GACHETA	26.88	0.893	0.155	4.92	1.38	0.28	65.57	23.36	6.97	4.10
HOATZIN-3ST	GACHETA	27.41	0.890	0.152	3.28	0.51	0.16	68.59	22.93	6.13	2.35
KONA-9	GACHETA	27.84	0.888	0.098	1.91	0.91	0.48	67.16	22.46	6.36	4.02
KONA-10	GACHETA	26.28	0.897	0.107	15.60	1.18	0.08	71.08	20.25	4.45	4.22
LABRADOR-2	GACHETA	31.34	0.869	0.119	1.97	2.00	1.02	70.91	22.95	4.30	1.83
LABRADOR-4	GACHETA	26.85	0.894	0.178	1.96	0.52	0.27	67.16	22.13	6.16	4.55
LABRADOR-5	GACHETA	33.90	0.856	0.108	1.94	0.46	0.24	70.86	20.37	3.77	5.01
LAS MARACAS-4	GACHETA	24.98	0.904	0.150	4.11	0.71	0.17	67.91	21.67	5.37	5.05
LOS POTROS-3	GACHETA	14.60	0.969	0.307	7.60	1.72	0.23	52.85	30.80	11.03	5.32
MATEMARRANO-3	GACHETA	29.64	0.878	0.424	3.87	3.40	0.88	59.24	23.82	14.17	2.77
NASHIRA-6	GACHETA	21.57	0.924	0.226	4.29	1.02	0.24	65.15	25.59	6.44	2.82
RANCHO HERMOSO-11	GACHETA	28.50	0.884	0.216	5.28	1.37	0.26	64.53	23.10	7.64	4.73
SAIMIRI-1	GACHETA	23.97	0.910	0.212	2.36	0.49	0.21	53.70	36.55	5.31	4.44
TILODIRAN-1	GACHETA	15.09	0.965	0.325	2.77	0.09	0.03	49.54	34.83	8.05	7.58
TILODIRAN-2	GACHETA	18.66	0.942	0.245	7.60	1.57	0.21	57.27	27.26	8.75	6.72
TOCARIA-4	GACHETA	29.43	0.879	0.142	3.64	0.57	0.16	68.16	21.95	4.81	5.07
TORMENTO-1	GACHETA	22.11	0.921	0.460	13.60	19.8	1.46	66.56	20.81	8.92	3.71
VIGIA-3	GACHETA	14.90	0.967	0.292	6.89	1.44	0.21	56.39	24.00	12.38	7.23
VIGIA-5	GACHETA	14.63	0.968	0.321	4.82	1.47	0.30	56.83	28.78	9.89	4.50
VIGIA-7	GACHETA	14.98	0.966	0.294	8.05	2.05	0.25	56.49	27.35	9.12	7.05
ZOPILOTE-4	GACHETA	16.62	0.955	0.246	8.20	0.82	0.10	59.45	29.90	7.69	2.96
ZOPILOTE-7	GACHETA	17.14	0.952	0.243	6.58	2.26	0.34	66.03	22.17	5.55	6.25
ARAUCO-3	GUADALUPE	22.89	0.917	0.191	7.78	1.33	0.17	60.28	26.41	8.95	4.36
CERNICALO-1ST	GUADALUPE	24.21	0.909	0.166	3.77	0.91	0.24	67.20	22.67	6.16	3.97
CERNICALO-2ST	GUADALUPE	24.63	0.906	0.160	1.99	0.95	0.48	66.57	22.81	6.92	3.70
TARO TARO-1	GUADALUPE	13.81	0.974	1.709	70.20	33.3	0.47	58.88	24.66	6.54	9.92
TARO TARO-2	GUADALUPE	14.22	0.971	1.797	90.00	450	5.00	56.61	23.95	5.71	13.73
TARO TARO-3	GUADALUPE	14.56	0.969	2.000	0.14	0.73	5.38	52.61	23.20	8.50	15.70
TIGANA NORTE-1	GUADALUPE	14.77	0.967	1.993	25.00	107	4.28	47.11	26.76	7.04	19.09
TIGANA SUR-1	GUADALUPE	15.07	0.965	1.924	47.40	246	5.19	48.22	27.66	6.64	17.48
CRAVO ESTE-2	LOWER SANDS	37.55	0.837	0.078	0.69	1.40	2.02	72.49	21.32	5.12	1.07
MORICHAL-7	LOWER SANDS	24.19	0.909	0.141	1.29	0.15	0.12	70.50	21.28	4.63	3.59
RICO-1	MIRADOR	15.73	0.961	0.339	7.50	3.17	0.42	60.47	23.39	8.04	8.10
RICO-5	MIRADOR	15.98	0.959	0.325	7.42	1.44	0.19	59.32	22.92	7.76	10.00
RICO-6	MIRADOR	15.58	0.962	0.325	6.47	1.10	0.17	55.26	27.73	7.76	9.25
CENTAURUS SUR-2	MIRADOR	15.41	0.963	0.331	8.83	1.94	0.22	52.61	29.43	8.83	9.13
CENTAURUS SUR-3	MIRADOR	15.79	0.961	0.330	2.96	1.57	0.53	56.46	26.09	8.58	8.87

CENTAURUS SUR-5	MIRADOR	16.03	0.959	0.337	3.37	0.73	0.22	55.35	27.77	8.27	8.61
CRAVO ESTE-3	MIRADOR	37.23	0.839	0.111	1.51	1.20	0.79	79.70	15.68	2.01	2.61
LIRIA YR-4	MIRADOR	38.10	0.834	0.044	0.46	0.57	1.23	83.19	15.09	1.72	0.00
LIRIA YT-8Y	MIRADOR	40.62	0.822	0.037	0.06	0.24	3.78	90.46	9.25	0.29	0.00
LIRIA YZ-10	MIRADOR	45.32	0.800	0.045	0.84	1.70	2.02	88.96	10.75	0.30	0.00
BUENOS AIRES-B6	MIRADOR	31.43	0.868	0.235	0.21	0.61	2.87	80.06	15.10	4.17	0.67
BUENOS AIRES-PB-26	MIRADOR	31.96	0.866	0.294	0.51	1.69	3.31	76.03	15.32	4.02	4.63
BUENOS AIRES-Z10	MIRADOR	33.63	0.857	0.138	0.16	0.51	3.27	85.31	11.10	1.95	1.64
CUSIANA TA-27ST-1Z	MIRADOR	30.33	0.874	0.278	0.27	0.69	2.60	92.00	5.73	1.91	0.36
CUSIANA-K30	MIRADOR	43.45	0.809	0.126	0.37	0.84	2.24	94.43	3.67	1.65	0.25
RCH-E2	MIRADOR	30.73	0.872	0.245	0.46	1.27	2.79	82.04	10.67	3.56	3.73
ENTRERRIOS-2	MIRADOR	15.51	0.963	0.329	4.86	1.30	0.27	57.85	25.04	9.51	7.59
ESTERO-1	MIRADOR	14.35	0.970	0.300	5.66	1.93	0.34	62.10	20.10	9.33	8.47
JILGUERO-1	MIRADOR	25.28	0.903	0.915	17.20	75.8	4.41	69.22	18.42	4.30	8.05
KONA-5	MIRADOR	36.27	0.843	0.141	3.38	2.03	0.60	68.42	20.21	5.40	5.97
KONA-11	MIRADOR	32.42	0.863	0.153	3.20	1.52	0.48	69.12	18.78	6.60	5.50
KONA-13	MIRADOR	30.71	0.872	0.160	3.51	1.37	0.39	70.28	16.47	6.63	6.63
LA CASONA-2-ST-2	MIRADOR	39.22	0.829	0.195	0.37	0.90	2.41	85.43	12.38	1.89	0.30
LEONO-3	MIRADOR	33.65	0.857	0.136	1.50	0.57	0.38	79.38	14.72	3.91	1.99
KANANASKIS-1	MIRADOR	28.96	0.882	0.570	7.31	30.2	4.13	74.90	16.68	3.81	4.61
MANATUS-1	MIRADOR	24.80	0.905	0.606	20.10	66.6	3.31	59.72	26.43	6.46	7.38
BANDOLA-1	MIRADOR	25.98	0.899	0.317	4.59	8.94	1.95	70.90	16.20	6.45	6.46
MANICEÑO-1	MIRADOR	25.12	0.903	0.338	9.97	11.10	1.11	63.99	18.54	11.41	6.06
LAS MARACAS-3	MIRADOR	33.06	0.860	0.260	3.30	1.07	0.32	81.56	13.37	2.01	3.06
LAS MARACAS-5	MIRADOR	33.08	0.860	0.195	3.73	1.11	0.30	80.75	14.93	2.55	1.76
LAS MARACAS-6	MIRADOR	25.15	0.903	0.143	4.61	0.85	0.18	72.90	19.39	2.83	4.89
LOS POTROS-1	MIRADOR	15.86	0.960	0.395	3.47	3.82	1.10	52.71	30.04	11.69	5.55
ONCA-1	MIRADOR	25.83	0.899	0.380	0.91	2.74	3.00	76.51	15.76	7.18	0.55
ONCA-2	MIRADOR	28.42	0.885	0.351	5.25	8.88	1.69	72.26	18.89	4.22	4.63
LA PUNTA-2	MIRADOR	34.37	0.853	0.138	2.45	1.15	0.47	77.08	14.91	5.93	2.08
LA PUNTA-3	MIRADOR	34.73	0.851	0.147	2.11	1.47	0.70	76.17	12.46	9.52	1.84
MAYALITO-1P	MIRADOR	25.74	0.900	0.782	11.30	19.7	1.74	70.51	22.72	3.27	3.50
PAUTO-M4	MIRADOR	45.26	0.801	0.041	0.04	0.13	3.15	88.24	11.54	0.23	0.00
PAUTO-J7	MIRADOR	44.40	0.804	0.036	0.43	1.75	4.06	62.45	37.12	0.44	0.00
PAUTO SUR C8	MIRADOR	44.47	0.804	0.041	0.12	0.30	2.53	94.88	4.90	0.22	0.00
RAMIRIQUI-1	MIRADOR	25.99	0.898	0.792	7.37	14.0	1.90	65.12	22.98	8.03	3.87
SANTIAGO-8	MIRADOR	21.11	0.927	0.547	25.80	41.2	1.60	59.80	28.10	3.79	8.31
SANTIAGO-13	MIRADOR	17.38	0.950	0.358	9.69	10.8	1.11	65.92	21.91	9.31	2.86
SANTIAGO-14	MIRADOR	21.59	0.924	0.360	10.80	20.3	1.88	55.59	27.40	8.03	8.98
SANTIAGO-16	MIRADOR	19.52	0.937	0.512	14.70	47.5	3.23	57.91	26.34	7.76	7.99
SANTO DOMINGO CENTRO-1	MIRADOR	35.63	0.847	0.161	2.12	1.26	0.59	55.49	34.36	4.59	5.55

SANTO DOMINGO NORTE-1-ST-1	MIRADOR	35.41	0.848	0.124	1.16	1.36	1.17	74.08	16.17	5.19	4.55
TIGANA-2	MIRADOR	29.38	0.880	0.528	4.32	17.4	4.03	74.16	14.83	4.26	6.74
TOCARIA-12	MIRADOR	25.46	0.902	1.136	2.58	0.11	0.04	69.42	20.15	5.13	5.30
YENAC-1HZ	MIRADOR INFERIOR	16.30	0.957	2.470	99.20	448	4.52	40.36	29.69	8.66	21.30
YENAC-3	MIRADOR INFERIOR	13.06	0.979	1.415	59.10	271	4.59	55.50	30.24	8.89	5.37
FLOREÑA N-4	MIRADOR INFERIOR	47.58	0.790	0.017	0.33	1.29	3.92	77.23	22.54	0.22	0.00
PAUTO-J6	MIRADOR INFERIOR	48.37	0.787	0.043	0.13	0.20	1.61	93.89	5.68	0.44	0.00
BALAY-4	MIRADOR SUPERIOR	26.77	0.894	0.649	4.93	20.8	4.22	67.44	21.77	5.20	5.59
PAUTO-M5	MIRADOR SUPERIOR	47.78	0.789	0.037	0.19	0.57	3.01	74.42	25.16	0.42	0.00
RICO-2	MIRADOR SUPERIOR	15.83	0.960	0.333	11.10	2.87	0.26	61.04	22.05	7.29	9.62
RICO-3	MIRADOR SUPERIOR	15.25	0.964	0.335	4.55	4.24	0.93	55.13	26.50	8.13	10.24
RICO-4	MIRADOR SUPERIOR	15.81	0.961	0.318	3.41	1.94	0.57	56.53	27.10	10.14	6.23
MANTIS-3	MIRADOR SUPERIOR	17.87	0.947	1.347	10.90	47.3	4.34	55.53	29.63	11.18	3.66
MANTIS-05	MIRADOR SUPERIOR	15.03	0.966	1.642	0.08	0.34	4.47	53.60	31.36	9.88	5.15
YENAC-2	MIRADOR SUPERIOR	14.61	0.968	1.767	46.90	189	4.03	52.81	21.47	6.96	18.75
YENAC-4	MIRADOR SUPERIOR	16.20	0.958	1.599	69.50	304	4.37	48.80	26.35	7.80	17.06
YENAC-5	MIRADOR SUPERIOR	16.15	0.958	1.764	57.80	262	4.53	54.57	22.61	7.21	15.61
CARRIZALES-3	UBAQUE	12.44	0.983	0.338	5.60	1.99	0.36	53.19	29.97	12.11	4.73
CARRIZALES-5	UBAQUE	13.21	0.978	0.400	8.45	3.73	0.44	51.31	30.64	13.05	4.99
CARRIZALES-8H	UBAQUE	31.68	0.867	0.379	10.90	3.98	0.37	53.71	31.63	11.34	3.33
RANCHO HERMOSO-17	UBAQUE	17.15	0.952	0.256	4.99	2.38	0.48	63.04	24.81	6.53	5.62
ZOPILOTE-5	UBAQUE	17.09	0.952	0.261	9.64	1.77	0.18	73.98	20.38	2.65	2.99
BEGONIA-1	UNE	37.66	0.836	0.146	3.82	3.85	1.01	61.08	14.42	23.12	1.38
ACACIAS-2	UNE	14.42	0.970	0.297	2.88	1.40	0.49	59.73	24.61	8.08	7.58
ACACIAS-3	UNE	14.93	0.966	0.307	3.69	1.12	0.30	54.90	27.25	10.90	6.95
VIGIA-1-ST-1	UNE	14.08	0.972	0.307	3.90	0.94	0.24	63.24	23.34	8.55	4.87
VIGIA-2	UNE	14.90	0.967	0.296	5.10	1.09	0.21	59.83	22.73	9.41	8.03
VIGIA-4ST	UNE	15.08	0.965	0.287	6.45	3.21	0.50	58.88	26.52	8.28	6.32
VIGIA SUR-1	UNE	14.30	0.971	0.310	6.04	1.74	0.29	56.83	27.89	11.53	3.75
VIGIA SUR-2	UNE	14.38	0.970	0.315	3.63	1.63	0.45	56.76	29.16	10.37	3.70

Fuente: AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS (ANH), Documento interno con base resultados obtenidos del proyecto “Caracterizar las provincias petrolíferas de Colombia con base en la evaluación de crudos de las cuencas con producción comercial de hidrocarburos”, 2014.

ANEXO C

PROPIEDADES DE ALTA RESOLUCIÓN I PARA 104 MUESTRAS DE CRUDO EN LA CUENCA LLANOS ORIENTALES

Well	Fm	Pr/Ph	Pr / n- C17	Ph / n- C18	CPI	C19/ C23	C26/ C25	BNH INDEX	H29/ H30	O.I	G.I.	C35/ C34	%C27	%C28	%C29	C28S/ C29S	Rear/ Reg	NCR	NDR
		GCFID				GCMS			GCMSMS										
ACACIAS																			
CUSUCO-1	CARBONERA BASAL	0,81	0,39	0,38	1,22	0,18	1,74	0,63	0,64	0,28	0,15	1,31	34,53	29,51	28,11	1,05	10,39	0,38	0,20
CASTILLA-1	GUADALUPE	3,42	0,70	0,20	1,01	0,44	0,87	1,61	0,65	0,22	0,13	1,38	33,10	28,44	28,04	1,01	9,98	0,36	0,22
CHICHIMENE-4	GUADALUPE	1,49	0,63	0,29	1,05	1,97	0,92	0,83	0,70	0,14	0,21	0,92	29,53	24,82	41,23	0,60	9,03	0,38	0,14
COBRA-2ST	GUADALUPE	2,79	0,65	0,19	1,04	0,20	0,28	1,02	0,68	0,32	0,14	0,93	35,46	28,30	30,68	0,92	10,94	0,36	0,16
CANDELILLA-5	GUADALUPE	1,53	0,62	0,35	0,98	0,17	0,41	1,67	0,61	0,37	0,10	1,00	36,79	31,30	25,21	1,24	9,33	0,44	0,35
AKIRA-4	GUADALUPE	0,59	0,37	0,50	1,13	0,20	0,93	8,06	0,67	0,27	0,13	1,31	37,01	30,46	25,65	1,19	9,91	0,39	0,24
APIAY-21	K1: GUADALUPE	2,25	0,30	0,12	1,07	2,48	1,05	1,13	0,82	0,25	0,17	0,86	29,65	26,28	38,16	0,69	10,23	0,36	0,14
CHICHIMENE-17	K1: GUADALUPE	2,58	0,78	0,28	1,03	1,84	0,89	0,87	0,77	0,12	0,21	0,94	29,29	23,95	41,24	0,58	9,20	0,31	0,15
GUATIQUEIA-12	K1: GUADALUPE	2,00	0,30	0,13	1,08	2,13	1,07	1,36	0,70	0,24	0,19	0,82	32,83	27,36	33,83	0,81	10,53	0,30	0,14
LIBERTAD NORTE-11	K1: GUADALUPE	2,35	0,43	0,17	1,09	6,18	0,98	0,33	0,74	0,24	0,23	0,93	31,21	26,73	39,22	0,68	11,76	0,32	0,22
SURIA-12	K1: GUADALUPE	2,20	0,33	0,15	1,03	5,27	1,07	0,46	0,81	0,23	0,21	0,77	29,20	25,19	41,86	0,60	10,25	0,48	0,35
SURIA SUR-9	K1: GUADALUPE	1,95	0,35	0,15	1,08	5,26	0,76	0,41	0,81	0,21	0,23	0,83	30,13	23,80	43,30	0,55	12,41	0,19	0,13
CASTILLA NORTE-13	K2: GUADALUPE	2,96	0,76	0,25	1,13	0,33	1,05	1,93	0,71	0,24	0,20	1,20	32,31	27,95	27,76	1,01	10,03	0,37	0,14
CHICHIMENE-80	K2: GUADALUPE	2,30	0,72	0,29	1,06	2,47	1,17	0,79	0,70	0,13	0,23	0,98	29,46	24,37	41,59	0,59	8,73	0,33	0,18
GAVAN-11	K2: GUADALUPE	0,05	0,02	0,44	1,21	0,29	1,23	1,45	0,80	0,35	0,14	1,31	34,63	30,91	27,59	1,12	6,85	0,53	0,44
COBRA-1	LOWER SANDS	1,21	0,57	0,47	1,13	0,17	0,30	1,46	0,74	0,28	0,13	1,09	37,22	30,29	26,81	1,13	10,67	0,37	0,17
CARUTO-1	LOWER SANDS	1,13	0,57	0,49	2,40	0,21	0,57	2,51	0,51	0,35	0,13	0,76	38,56	32,21	23,79	1,35	8,06	0,44	0,34
YATAY-1	LOWER SANDS	6,54	0,20	0,00	1,05	5,84	0,87	0,25	0,61	0,37	0,06	0,69	27,73	31,35	34,96	0,90	7,62	0,72	0,51
APIAY-9	T2: SAN FERNANDO	1,06	0,50	0,46	1,25	0,15	0,75	2,29	0,54	0,32	0,13	1,33	37,37	30,88	24,49	1,26	9,64	0,36	0,17
APIAY-43H	T2: SAN FERNANDO	0,71	0,42	0,48	1,01	0,17	0,98	2,47	0,64	0,30	0,17	1,06	37,03	30,73	25,55	1,20	9,71	0,37	0,16
AUSTRAL-2	T2: SAN FERNANDO	2,24	0,49	0,21	1,06	0,43	1,05	1,78	0,55	0,27	0,19	1,15	33,38	26,87	31,28	0,86	9,89	0,34	0,21
CASTILLA-192	T2: SAN FERNANDO	3,61	0,77	0,21	1,08	0,48	1,06	1,71	0,63	0,22	0,19	1,36	33,10	27,85	28,91	0,96	9,93	0,38	0,19
CHICHIMENE-26	T2: SAN FERNANDO	2,18	0,66	0,26	0,99	1,27	0,98	1,29	0,64	0,23	0,21	1,05	29,95	27,82	34,73	0,80	8,45	0,47	0,23
GUATIQUEIA-21	T2: SAN FERNANDO	1,13	0,48	0,47	0,93	0,18	1,06	2,62	0,63	0,30	0,18	1,11	36,94	31,49	25,07	1,26	8,81	0,41	0,27
SURIA-23H	T2: SAN FERNANDO	1,47	0,65	0,41	1,19	0,21	0,34	0,63	0,63	0,29	0,17	1,30	34,47	29,22	26,72	1,09	8,99	0,38	0,19
ARAUCA																			
ARAUCA-3	BARCO	1,37	0,25	0,17	1,10	1,19	0,86	0,14	0,67	0,29	0,15	0,72	34,85	31,54	29,85	1,06	4,98	0,46	0,34
CAÑO YARUMAL-33	K1: GUADALUPE LOWER	0,90	0,71	0,74	1,06	0,10	0,96	0,26	7,35	0,19	0,19	0,95	34,71	33,60	27,04	1,24	4,14	0,46	0,36
MATANEGRA-12	K2A: GUADALUPE	0,50	0,43	0,65	1,01	0,04	0,58	0,19	0,54	0,19	0,19	0,95	34,58	32,45	28,23	1,15	3,91	0,46	0,34

Well	Fm	Pr/Ph	Pr / n- C17	Ph / n- C18	CPI	C19/ C23	C26/ C25	BNH INDEX	H29/ H30	O.I	G.I.	C35/ C34	%C27	%C28	%C29	C28S/ C29S	Rear/ Reg	NCR	NDR
COSECHA-G	K2A: GUADALUPE	1,20	0,42	0,31	1,09	2,86	0,40	0,53	0,55	0,08	0,04	0,58	32,44	25,57	34,33	0,74	16,31	0,30	0,18
CAÑO REDONDO ESTE-1	K3: GUADALUPE	1,32	0,43	0,38	1,04	0,76	1,76	0,30	0,57	0,14	0,05	0,66	33,74	32,02	30,50	1,05	5,57	0,30	0,19
CARICARE-10	K3A: GUADALUPE	1,21	0,41	0,36	1,04	0,74	1,72	0,29	0,79	0,13	0,07	0,59	32,17	31,64	31,24	1,01	6,09	0,33	0,18
ARAGUATO-1	LOWER CARBONERA	0,98	0,47	0,44	1,09	0,19	0,39	0,16	0,80	0,25	0,17	1,00	34,85	31,38	29,33	1,07	4,96	0,45	0,30
CAÑO LIMON-2	LOWER CARBONERA	0,91	0,53	0,54	1,09	0,18	0,89	0,21	0,72	0,22	0,18	0,84	34,89	31,67	28,73	1,10	4,71	0,47	0,30
MATANEGRA-9	LOWER CARBONERA	0,99	0,59	0,58	1,10	0,24	1,08	0,13	0,70	0,23	0,18	0,93	35,10	32,32	27,98	1,15	4,25	0,46	0,32
REDONDO-3	LOWER CARBONERA	0,96	0,43	0,45	1,08	0,25	0,92	0,16	0,59	0,26	0,17	0,86	34,04	31,12	30,66	1,02	4,86	0,50	0,39
ARAUCA-1	MIRADOR	1,68	0,43	0,25	1,09	0,99	1,12	0,28	0,61	0,32	0,08	0,56	35,42	32,05	29,78	1,08	7,98	0,40	0,35
CAÑO LIMON-20	UPPER CARBONERA	0,98	0,49	0,43	1,38	0,16	0,42	0,16	0,64	0,22	0,17	0,89	33,91	32,34	29,45	1,10	3,95	0,43	0,31
COSECHA-Y11	UPPER CARBONERA	0,93	0,43	0,40	1,03	0,37	0,87	0,17	0,73	0,28	0,18	0,84	36,39	32,16	27,66	1,16	6,22	0,47	0,30
PUERTO GAITAN																			
QFN D-1X	CARBONERA BASAL	0,26	0,13	2,19	0,55	0,46	1,23	1,48	0,73	0,36	0,10	0,87	35,73	29,67	28,03	1,06	10,20	0,32	0,12
QUIFA-13	CARBONERA BASAL	4,15	0,80	0,85	0,59	0,41	0,93	1,29	0,88	0,47	0,07	0,75	36,69	29,30	28,16	1,04	9,20	0,34	0,18
QUIFA-29H	CARBONERA BASAL	1,13	1,54	3,20	0,84	0,27	1,56	0,87	0,89	0,36	0,17	1,06	37,45	31,12	25,72	1,21	9,76	0,33	0,16
MITO-1	CARBONERA C8	0,21	0,24	6,30	0,51	0,57	1,25	1,68	0,72	0,40	0,17	0,78	36,31	29,82	28,44	1,05	9,77	0,36	0,20
RUBIALES																			
AMATISTA-1D	CARBONERA BASAL	8,61	1,33	2,54	0,84	0,12	0,66	2,16	0,88	0,36	0,07	0,86	37,45	31,35	25,20	1,24	9,38	0,55	0,17
CPE6-2H	CARBONERA BASAL	1,97	0,52	0,28	0,61	0,30	0,81	1,53	0,58	0,43	0,24	0,87	30,03	24,60	37,89	0,65	9,12	0,34	0,16
OPALO-4	CARBONERA BASAL	1,42	0,98	0,66	3,19	0,21	0,61	2,11	0,51	0,36	0,08	0,70	35,88	31,16	27,22	1,14	10,07	0,32	0,17
RUBIALES-25	CARBONERA BASAL	0,97	0,53	1,85	1,07	0,27	0,45	1,57	0,74	0,42	0,11	0,85	37,49	31,25	26,01	1,20	8,53	0,39	0,27
YOPAL																			
LEONO 1	BARCO	2,69	0,75	0,20	1,06	1,83	0,42	0,14	0,50	0,27	0,03	0,41	32,87	30,99	31,05	1,00	7,65	0,53	0,37
RANCHO HERMOSO-12	BARCO	4,49	0,75	0,16	1,06	1,76	1,01	0,67	0,61	0,42	0,05	0,59	31,46	26,58	35,20	0,76	14,54	0,32	0,14
COPA D-5	CARBONERA C3	2,73	0,62	0,21	1,10	1,50	0,95	0,23	0,78	0,20	0,06	0,52	33,10	32,52	30,83	1,05	6,91	0,36	0,24
CUERVA-10D	CARBONERA C3	0,69	5,41	3,35	1,32	0,16	0,45	0,35	0,66	0,13	0,18	0,86	34,32	33,63	27,50	1,22	5,24	0,46	0,29
REMACHE NORTE-5	CARBONERA C3	2,46	1,59	0,37	1,04	1,42	1,03	0,16	0,64	0,21	0,05	0,58	33,56	31,72	30,31	1,05	7,19	0,58	0,39
REMACHE NORTE-3	CARBONERA C4	2,38	0,84	0,26	1,05	1,34	0,89	0,14	0,67	0,17	0,03	0,54	34,41	32,12	29,36	1,09	7,64	0,40	0,25
AZAR-2	CARBONERA C5	1,47	0,42	0,25	1,11	0,74	0,80	0,37	0,85	0,17	0,11	0,85	34,24	33,02	28,37	1,16	5,57	0,40	0,28
COPA-1	CARBONERA C5	2,66	0,62	0,22	1,11	0,95	0,56	0,15	0,78	0,16	0,03	0,45	33,75	31,48	31,77	0,99	6,14	0,38	0,29
COPA A NORTE-1	CARBONERA C5	2,61	0,60	0,21	1,10	1,50	1,07	0,18	0,79	0,16	0,03	0,43	34,03	32,66	29,67	1,10	6,43	0,32	0,30
COPA B-5	CARBONERA C5	2,81	0,64	0,21	1,07	0,89	0,57	0,18	0,67	0,18	0,03	0,40	33,70	30,93	31,99	0,97	6,33	0,38	0,26
COPA C-3	CARBONERA C5	2,22	0,55	0,21	1,07	1,51	1,16	0,18	0,70	0,16	0,04	0,46	33,99	31,75	31,14	1,02	6,81	0,42	0,35
GEMAR-1	CARBONERA C5	1,89	0,44	0,20	1,10	2,45	0,80	0,22	0,80	0,34	0,06	0,84	29,45	28,00	37,53	0,75	9,24	0,32	0,23
BASTIDAS NORTE-5	CARBONERA C5MEDIUM	2,25	0,68	0,20	1,06	1,40	1,14	0,27	0,82	0,36	0,04	0,67	32,49	30,58	32,52	0,94	6,79	0,49	0,33
HEREDIA-1	CARBONERA C5 UPPER	1,97	0,42	0,22	1,12	3,64	1,29	0,49	0,57	0,42	0,07	0,69	31,29	28,68	34,72	0,83	9,05	0,25	0,17
CARETO-5ST	CARBONERA C7	1,65	0,32	0,18	1,08	1,52	3,44	0,11	0,62	0,14	0,05	0,65	30,71	30,46	33,89	0,90	7,39	0,35	0,20
COPA-2	CARBONERA C7	2,26	0,57	0,21	1,10	1,53	1,15	0,20	0,67	0,17	0,03	0,44	33,53	30,73	32,01	0,96	6,56	0,36	0,27

Well	Fm	Pr/Ph	Pr / n- C17	Ph / n- C18	CPI	C19/ C23	C26/ C25	BNH INDEX	H29/ H30	O.I	G.I.	C35/ C34	%C27	%C28	%C29	C28S/ C29S	Rear/ Reg	NCR	NDR												
																				GCFID			GCMS			GCMSMS					
																				COPA B-4	CARBONERA C7	2,62	0,60	0,21	1,08	1,42	1,00	0,17	0,66	0,16	0,04
DOROTEA-C6-ST-2	CARBONERA C7	1,41	0,36	0,25	1,11	1,18	1,14	0,49	0,55	0,12	0,13	1,01	33,59	32,87	29,22	1,12	5,32	0,44	0,27												
KONA-6	CARBONERA C7	3,66	1,06	0,24	1,07	1,29	0,83	0,11	0,62	0,15	0,03	0,47	32,11	32,15	31,23	1,03	5,55	0,43	0,28												
PETIRROJO-2	CARBONERA C7	2,00	0,56	0,21	1,11	1,43	0,72	0,13	0,68	0,15	0,03	0,50	33,39	31,74	30,50	1,04	6,41	0,38	0,18												
PETIRROJO SUR-2	CARBONERA C7	2,61	0,61	0,22	1,10	1,62	1,08	0,17	0,69	0,16	0,05	0,47	34,81	32,72	29,20	1,12	6,73	0,41	0,24												
TRINIDAD-6	CARBONERA C7	1,33	0,34	0,23	1,06	1,91	0,70	0,30	0,64	0,13	0,08	0,76	31,85	30,56	33,14	0,92	7,89	0,40	0,15												
TULIPAN-5	CARBONERA C7	1,86	0,34	0,19	1,06	5,44	1,37	0,27	0,64	0,22	0,03	0,55	30,47	28,41	37,18	0,76	8,14	0,19	0,10												
YOPO-3	CARBONERA C7	2,70	0,65	0,22	1,11	1,58	1,17	0,16	0,64	0,17	0,03	0,40	34,05	32,60	29,99	1,09	6,40	0,31	0,26												
BARQUERENA-3	CARBONERA C7 UPPER	1,65	0,44	0,22	1,06	1,07	0,44	0,17	0,53	0,37	0,07	0,66	31,07	33,84	28,97	1,17	5,89	0,63	0,49												
CARUPANA-4	CARBONERA C8	2,15	0,64	0,30	1,05	0,78	1,10	0,19	0,58	0,21	0,10	0,60	33,76	33,10	29,08	1,14	5,49	0,46	0,26												
LOS ACEITES SUR-1	CARBONERA C8	1,23	0,40	0,21	1,05	1,19	0,89	0,09	1,09	0,15	0,03	0,61	34,82	32,55	29,73	1,09	6,71	0,40	0,22												
TULIPAN-3	CARBONERA C8	1,95	0,42	0,21	1,07	3,58	1,36	0,38	0,82	0,21	0,05	0,56	31,73	31,94	32,49	0,98	6,87	0,61	0,44												
CARETO-6-ST	GACHETA	1,54	0,29	0,17	1,11	3,87	1,04	0,09	0,53	0,12	0,03	0,55	27,33	29,54	38,42	0,77	9,00	0,21	0,13												
GUACHARRIOS-1	GACHETA	1,29	0,41	0,31	1,10	3,14	0,84	0,16	0,86	0,04	0,06	0,60	31,73	26,47	34,01	0,78	16,35	0,35	0,16												
HEREDIA-2	GACHETA	1,81	0,50	0,28	1,12	4,60	1,40	0,44	0,79	0,09	0,03	0,61	28,42	23,95	39,79	0,60	13,48	Biod	0,16												
HOATZIN-3ST	GACHETA	1,15	0,33	0,30	1,03	1,72	0,89	0,22	0,88	0,05	0,05	0,48	29,85	24,77	38,02	0,65	18,44	0,32	0,14												
KONA-9	GACHETA	2,34	0,57	0,23	1,09	1,94	0,56	0,17	0,87	0,11	0,05	0,60	30,51	28,81	35,52	0,81	12,59	0,36	0,17												
LAS MARACAS-4	GACHETA	2,13	0,51	0,23	1,11	2,80	0,36	0,53	0,52	0,14	0,10	0,53	29,69	25,53	38,74	0,66	12,36	0,24	0,16												
MATEMARRANO-3	GACHETA	1,16	0,39	0,30	1,09	2,60	0,52	0,44	0,53	0,09	0,02	0,72	26,68	23,70	41,20	0,58	11,56	0,48	0,28												
ARAUCO-3	GUADALUPE	4,53	2,19	0,20	1,12	0,47	0,75	0,27	0,52	0,10	0,22	0,64	28,93	25,87	40,94	0,63	9,93	0,22	0,17												
CERNICALO-2ST	GUADALUPE	2,09	0,40	0,17	1,10	0,75	0,64	0,23	0,57	0,24	0,08	0,57	28,93	26,79	38,20	0,70	10,28	0,24	0,15												
MORICHAL-7	LOWER SANDS	2,91	0,60	0,19	1,03	2,63	1,48	0,95	0,54	0,16	0,05	0,76	30,38	27,98	33,81	0,83	14,71	0,54	0,31												
LIRIA YZ-10	MIRADOR	2,98	0,33	0,10	1,09	1,53	0,89	0,55	0,61	0,70	0,02	0,49	31,64	31,13	32,84	0,95	5,69	0,47	0,28												
KONA-11	MIRADOR	4,58	1,38	0,22	1,06	1,27	0,83	0,09	0,56	0,17	0,04	0,49	30,82	33,03	32,51	1,02	4,95	0,63	0,47												
LAS MARACAS-5	MIRADOR	4,42	1,54	0,20	1,42	1,41	0,38	0,06	0,59	0,25	0,02	0,39	31,86	31,01	33,28	0,93	5,04	0,36	0,13												
LA PUNTA-3	MIRADOR	4,76	0,89	0,17	1,05	1,51	0,60	0,59	0,67	0,50	0,04	0,47	33,35	29,14	31,34	0,93	11,97	0,44	0,25												
PAUTO-M4	MIRADOR	7,51	2,75	0,10	1,09	3,43	0,17	0,02	0,58	0,51	Biod.	Biod.	28,66	30,21	41,12	0,73	9,61	Biod	0,20												
PAUTO SUR C8	MIRADOR	3,24	0,44	0,11	1,09	2,27	0,58	7,04	0,71	0,33	Biod.	0,23	27,99	28,67	38,94	0,74	5,97	Biod	0,20												
YENAC-3	MIRADOR INFERIOR	1,65	0,47	0,27	0,90	0,39	0,76	0,57	0,65	0,30	0,13	1,21	34,36	28,56	27,91	1,02	12,14	0,37	0,16												
FLORENA N-4	MIRADOR INFERIOR	2,60	0,34	0,11	1,06	1,71	1,17	0,31	0,59	0,86	Biod.	Biod.	27,07	28,66	44,27	0,65	6,06	0,29	0,34												
BALAY-4	MIRADOR SUPERIOR	1,05	0,30	0,21	1,06	0,32	0,90	1,84	0,60	0,52	0,05	0,54	38,86	31,32	24,70	1,27	9,23	0,36	0,18												
PAUTO-M5	MIRADOR SUPERIOR	1,92	0,29	0,11	1,06	2,51	1,31	0,12	0,72	0,79	Biod.	0,44	25,30	29,70	45,00	0,66	8,49	Biod	0,32												
CAMPO RICO-3	MIRADOR SUPERIOR	9,51	2,15	0,33	0,74	0,83	1,13	1,17	0,79	0,44	0,13	0,65	30,82	25,16	35,72	0,70	13,95	0,33	0,20												
YENAC-2	MIRADOR SUPERIOR	1,79	0,45	0,23	1,17	0,57	0,33	0,58	0,56	0,30	0,14	1,10	33,98	29,09	29,39	0,99	12,81	0,36	0,15												
YENAC-4	MIRADOR SUPERIOR	2,31	0,40	0,19	0,98	0,62	0,86	0,62	0,63	0,29	0,13	1,06	33,63	28,51	29,93	0,95	13,52	0,35	0,19												
CARRIZALES-5	UBAQUE	2,01	0,27	0,80	1,33	0,86	0,95	0,52	0,95	0,27	0,21	0,74	32,42	26,99	31,96	0,84	29,02	0,46	0,21												
RANCHO HERMOSO-17	UBAQUE	1,86	0,35	0,14	1,07	0,96	1,28	2,50	0,89	0,22	0,16	0,55	32,08	25,27	32,95	0,77	18,94	0,30	0,16												
ZOPILOTE-5	UBAQUE	2,57	0,50	0,21	1,20	3,12	1,13	0,15	0,78	0,07	0,05	0,56	30,43	26,75	35,59	0,75	10,62	0,23	0,15												
BEGONIA-1	UNE	1,50	0,40	0,24	1,10	0,26	0,66	0,16	0,95	0,17	0,07	0,59	35,38	32,14	28,30	1,14	6,63	0,41	0,25												
LAS ACACIAS-2	UNE	2,45	3,37	0,40	1,25	0,63	1,25	3,51	0,58	0,31	0,16	0,75	32,54	26,91	33,08	0,81	12,52	0,46	0,30												
VIGIA-4ST	UNE	3,55	1,02	0,23	1,06	0,81	0,57	1,19	0,64	0,24	0,15	0,63	30,91	25,09	36,64	0,68	16,86	0,29	0,15												

Well	Fm	Pr/Ph	Pr / n- C17	Ph / n- C18	CPI	C19/ C23	C26/ C25	BNH INDEX	H29/ H30	O.I	G.I.	C35/ C34	%C27	%C28	%C29	C28S/ C29S	Rear/ Reg	NCR	NDR
VIGIA SUR-1	UNE	5,84	2,49	0,29	0,86	0,66	0,51	1,17	0,94	0,18	0,16	0,77	30,44	25,07	37,07	0,68	16,33	0,36	0,14

Fuente: AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS (ANH), Documento interno con base a los resultados obtenidos del proyecto “*Caracterizar las provincias petrolíferas de Colombia con base en la evaluación de crudos de las cuencas con producción comercial de hidrocarburos*”, 2014.

ANEXO D
PROPIEDADES DE ALTA RESOLUCIÓN II PARA 104 MUESTRAS DE CRUDO EN LA CUENCA LLANOS ORIENTALES.

Sample No	Área	Well	Fm	($\beta\beta/\alpha\alpha+\beta\beta$)	S/S +R	Ts/ Ts+ Tm	29T s/ 29H	30M / 30H	DNR	TMN R	MPR	MPI- 1	MDB T	MDBT /P	DBT /P	TAS(I)/ TAS(I+I)
				GCMSMS				GCMS								
ACACIAS																
231202	ACACIAS	CUSUCO-1	CARBONERA BASAL	0,60	0,52	0,46	0,54	0,52	9,13	0,49	2,22	0,99	4,30	1,56	0,70	0,09
222737	ACACIAS	CASTILLA-1	GUADALUPE	0,55	0,47	0,44	0,47	0,13	5,41	0,24	1,07	0,63	2,40	0,41	0,22	0,07
222701	ACACIAS	CHICHIMENE-4	GUADALUPE	0,57	0,51	0,51	0,45	0,13	4,80	0,27	1,15	0,80	3,68	0,39	0,16	0,14
215981	ACACIAS	COBRA-2ST	GUADALUPE	0,61	0,47	0,43	0,30	0,09	7,93	0,32	1,31	0,81	3,32	1,13	0,48	0,24
215985	ACACIAS	CANDELILLA-5	GUADALUPE	0,60	0,43	0,47	0,55	0,22	9,55	0,60	2,14	1,09	4,64	2,06	0,78	0,28
220140	ACACIAS	AKIRA-4	GUADALUPE	0,61	0,48	0,47	0,44	0,37	8,56	0,55	2,01	1,07	4,49	2,14	0,79	0,24
222684	ACACIAS	APIAY-21	K1: GUADALUPE	0,59	0,49	0,54	0,46	0,22	13,12	0,54	2,52	1,33	7,28	0,32	0,13	0,09
222740	ACACIAS	CHICHIMENE-17	K1: GUADALUPE	0,55	0,51	0,51	0,49	0,11	6,06	0,28	1,26	0,81	3,66	0,39	0,16	0,17
222682	ACACIAS	GUATIQUEIA-12	K1: GUADALUPE	0,58	0,51	0,54	0,51	0,24	23,59	0,53	2,43	1,34	6,90	0,45	0,17	0,14
209549	ACACIAS	LIBERTAD NORTE-11	K1: GUADALUPE	0,57	0,52	0,64	0,55	0,20	9,33	0,50	1,96	1,28	9,75	0,37	0,12	0,47
220963	ACACIAS	SURIA-12	K1: GUADALUPE	0,59	0,47	0,63	0,53	0,12	10,70	0,49	2,29	1,24	11,40	0,26	0,10	0,83
213617	ACACIAS	SURIA SUR-9	K1: GUADALUPE	0,59	0,53	0,62	0,61	0,14	8,82	0,54	2,09	1,26	9,88	0,31	0,12	0,65
222689	ACACIAS	CASTILLA NORTE-13	K2: GUADALUPE	0,54	0,46	0,43	0,50	0,26	5,08	0,24	1,21	0,64	1,79	0,52	0,30	0,07
222700	ACACIAS	CHICHIMENE-80	K2: GUADALUPE	0,56	0,51	0,52	0,49	0,16	4,52	0,28	1,04	0,75	3,85	0,37	0,15	0,12

210870	ACACI AS	GAVAN-11	K2: GUADALUPE	0,54	0,44	0,47	0,49	0,08	8,30	0,65	1,93	1,16	4,71	2,06	0,74	0,19
215982	ACACI AS	COBRA-1	LOWER SANDS	0,60	0,48	0,44	0,46	0,23	7,01	0,43	1,66	0,98	3,60	1,80	0,69	0,21
215978	ACACI AS	CARUTO-1	LOWER SANDS	0,56	0,45	0,54	0,54	0,13	15,94	0,79	3,77	1,56	12,42	1,99	0,64	0,75
215979	ACACI AS	YATAY-1	LOWER SANDS	0,50	0,38	0,62	0,50	0,18	1,85	0,16	2,09	1,08	13,73	0,30	0,12	0,88
210868	ACACI AS	APIAY-9	T2: SAN FERNANDO	0,61	0,47	0,48	0,51	0,19	5,97	0,64	2,37	1,21	4,65	2,28	0,81	0,17
219097	ACACI AS	APIAY-43H	T2: SAN FERNANDO	0,61	0,49	0,48	0,47	0,17	11,56	0,75	2,39	1,17	5,16	2,10	0,86	0,14
222683	ACACI AS	AUSTRAL-2	T2: SAN FERNANDO	0,58	0,46	0,43	0,41	0,27	32,43	0,15	2,13	1,13	2,91	0,48	0,22	0,08
222695	ACACI AS	CASTILLA-192	T2: SAN FERNANDO	0,53	0,47	0,46	0,52	0,24	4,64	0,21	1,06	0,59	2,33	0,34	0,19	0,08
222738	ACACI AS	CHICHIMENE-26	T2: SAN FERNANDO	0,55	0,47	0,50	0,49	0,12	6,12	0,34	1,20	0,83	3,64	0,45	0,19	0,14
220964	ACACI AS	GUATIQUEIA-21	T2: SAN FERNANDO	0,58	0,45	0,48	0,42	0,30	13,08	0,72	2,46	1,17	5,29	1,99	0,84	0,13
219165	ACACI AS	SURIA-23H	T2: SAN FERNANDO	0,58	0,47	0,42	0,43	0,52	6,59	0,31	1,76	0,83	2,32	1,48	0,69	0,08
210822	ARAU CA	ARAUCA-3	BARCO	0,53	0,47	0,39	0,27	0,28	6,69	0,46	1,50	0,81	3,84	0,47	0,17	0,40
218908	ARAU CA	CAÑO YARUMAL-33	K1: LOWER GUADALUPE	0,52	0,45	0,55	0,41	0,12	5,74	0,58	1,15	0,71	0,88	1,21	0,21	0,26
216303	ARAU CA	MATANEGRA-12	K2A: GUADALUPE	0,48	0,43	0,51	0,34	0,10	7,09	0,55	1,46	0,85	2,74	0,78	0,20	0,26
231227	ARAU CA	COSECHA-G	K2A: GUADALUPE	0,61	0,48	0,62	0,69	0,28	4,87	0,22	0,91	0,68	2,87	0,08	0,05	0,80
229238	ARAU CA	CAÑO REDONDO ESTE-1	K3: GUADALUPE	0,50	0,44	0,50	0,37	0,14	8,43	0,27	1,34	0,78	3,90	0,19	0,08	0,23
229253	ARAU CA	CARICARE-10	K3A: GUADALUPE	0,52	0,46	0,49	0,42	0,17	6,88	0,26	1,33	0,77	3,97	0,19	0,11	0,23
216276	ARAU CA	ARAGUATO-1	LOWER CARBONERA	0,51	0,45	0,50	0,34	0,11	8,11	0,48	1,60	0,97	3,76	0,49	0,15	0,31
218904	ARAU CA	CAÑO LIMON-2	LOWER CARBONERA	0,53	0,45	0,52	0,38	0,13	7,40	0,44	1,40	0,83	3,38	0,47	0,21	0,26

218906	ARAU CA	MATANEGRA-9	LOWER CARBONERA	0,48	0,43	0,50	0,38	0,14	7,89	0,51	1,39	0,87	2,93	0,72	0,23	0,25
218901	ARAU CA	REDONDO-3	LOWER CARBONERA	0,51	0,44	0,51	0,36	0,15	8,87	0,48	1,47	0,92	0,45	1,04	0,14	0,41
210763	ARAU CA	ARAUCA-1	MIRADOR	0,60	0,52	0,42	0,27	0,21	12,97	0,56	1,80	0,87	5,86	0,35	0,15	0,93
216275	ARAU CA	CAÑO LIMON-20	UPPER CARBONERA	0,50	0,42	0,49	0,41	0,11	7,07	0,50	1,38	0,78	2,83	0,62	0,20	0,24
231196	ARAU CA	COSECHA-Y11	UPPER CARBONERA	0,52	0,47	0,52	0,36	0,25	48,87	0,39	1,71	0,89	5,04	0,38	0,15	0,24
PUERTO GAITAN																
213198	PTO GAITA N	QFN D-1X	CARBONERA BASAL	0,62	0,52	0,52	0,74	0,22	10,31	0,31	0,61	0,49	0,29	1,62	0,47	0,39
211979	PTO GAITA N	QUIFA-13	CARBONERA BASAL	0,63	0,52	0,52	0,59	0,27	10,08	0,50	2,81	0,38	1,01	1,27	0,78	0,51
232138	PTO GAITA N	QUIFA-29H	CARBONERA BASAL	0,60	0,49	0,58	0,71	1,03	6,83	0,38	1,04	0,28	0,59	1,42	0,64	0,32
213658	PTO GAITA N	MITO-1	CARBONERA C8	0,57	0,53	0,57	0,68	0,21	12,64	0,41	2,27	0,45	0,87	1,40	0,29	0,42
RUBIALES																
216313	RUBIA LES	AMATISTA-1D	CARBONERA BASAL	0,58	0,55	0,53	0,63	0,27	12,45	0,54	1,05	0,26	2,29	0,70	0,65	0,45
217306	RUBIA LES	CPE6-2H	CARBONERA BASAL	0,54	0,44	0,52	0,65	0,35	0,52	0,79	0,36	0,49	2,41	0,39	0,57	0,07
216306	RUBIA LES	OPALO-4	CARBONERA BASAL	0,63	0,50	0,54	0,62	0,29	7,34	0,37	0,89	0,24	0,61	0,79	0,57	0,39
215609	RUBIA LES	RUBIALES-25	CARBONERA BASAL	0,59	0,47	0,51	0,51	0,28	9,44	0,30	2,98	0,54	0,93	0,73	0,40	0,45
YOPAL																
215972	YOPA L	LEONO 1	BARCO	0,54	0,45	0,50	0,40	0,13	6,40	0,36	1,46	0,88	3,87	0,30	0,19	0,40
219106	YOPA L	RANCHO HERMOSO-12	BARCO	0,63	0,49	0,49	0,49	0,22	7,18	0,37	1,70	0,97	6,25	0,22	0,13	0,30
210784	YOPA L	COPA D-5	CARBONERA C3	0,60	0,48	0,52	0,43	0,20	9,53	0,65	1,99	1,22	7,81	0,31	0,09	0,49

216279	YOPA L	CUERVA-10D	CARBONERA C3	0,58	0,47	0,56	0,33	0,16	6,77	0,48	2,61	0,37	0,73	0,29	0,03	0,27
225855	YOPA L	REMACHE NORTE-5	CARBONERA C3	0,57	0,47	0,52	0,41	0,10	19,10	0,64	2,40	1,24	7,77	0,27	0,09	0,39
225854	YOPA L	REMACHE NORTE-3	CARBONERA C4	0,59	0,47	0,48	0,33	0,11	22,36	0,66	2,58	1,33	8,99	0,28	0,09	0,49
207593	YOPA L	AZAR-2	CARBONERA C5	0,57	0,48	0,55	0,45	0,17	8,41	0,51	1,77	1,13	4,34	0,36	0,16	0,34
210780	YOPA L	COPA-1	CARBONERA C5	0,58	0,49	0,42	0,24	0,22	10,82	0,63	2,51	1,42	9,94	0,31	0,08	0,45
210787	YOPA L	COPA A NORTE- 1	CARBONERA C5	0,57	0,48	0,41	0,33	0,21	26,45	0,67	2,69	1,40	10,15	0,31	0,08	0,46
210777	YOPA L	COPA B-5	CARBONERA C5	0,60	0,48	0,42	0,30	0,34	13,87	0,66	2,59	1,38	9,92	0,31	0,09	0,44
210782	YOPA L	COPA C-3	CARBONERA C5	0,61	0,48	0,42	0,32	0,27	13,23	0,67	0,23	0,70	9,56	0,32	0,09	0,54
207590	YOPA L	GEMAR-1	CARBONERA C5	0,62	0,45	0,54	0,53	0,22	6,13	0,35	1,63	1,18	5,28	0,34	0,12	0,32
215599	YOPA L	BASTIDAS NORTE-5	CARBONERA C5 MEDIUM	0,58	0,47	0,46	0,34	0,18	7,57	0,39	1,67	1,04	5,25	0,30	0,15	0,24
211987	YOPA L	HEREDIA-1	CARBONERA C5 UPPER	0,60	0,48	0,54	0,57	0,30	8,32	0,34	1,84	1,18	4,61	0,33	0,14	0,30
217253	YOPA L	CARETO-5ST	CARBONERA C7	0,54	0,45	0,55	0,55	0,13	2,89	0,31	1,30	0,46	2,63	0,12	0,16	0,63
210792	YOPA L	COPA-2	CARBONERA C7	0,57	0,52	0,41	0,27	0,19	10,64	0,69	2,55	1,34	10,16	0,31	0,09	0,74
210793	YOPA L	COPA B-4	CARBONERA C7	0,58	0,49	0,41	0,27	0,22	25,57	0,66	2,44	1,35	9,92	0,31	0,09	0,43
210764	YOPA L	DOROTEA-C6- ST-2	CARBONERA C7	0,56	0,48	0,57	0,39	0,24	9,33	0,43	1,73	1,09	4,55	0,33	0,14	0,32
207595	YOPA L	KONA-6	CARBONERA C7	0,57	0,50	0,45	0,29	0,19	8,23	0,49	1,47	0,94	5,41	0,27	0,11	0,38
207581	YOPA L	PETIRROJO-2	CARBONERA C7	0,59	0,48	0,40	0,25	0,21	21,13	0,42	2,19	1,30	10,17	0,33	0,09	0,64
209572	YOPA L	PETIRROJO SUR-2	CARBONERA C7	0,58	0,50	0,06	0,26	0,21	12,31	0,66	2,52	1,37	10,11	0,29	0,08	0,46
231222	YOPA L	TRINIDAD-6	CARBONERA C7	0,57	0,49	0,56	0,42	0,25	13,04	0,41	1,79	1,29	6,73	0,43	0,12	0,43
212045	YOPA L	TULIPAN-5	CARBONERA C7	0,56	0,44	0,56	0,49	0,05	6,75	0,27	1,60	0,71	2,87	0,23	0,26	0,67

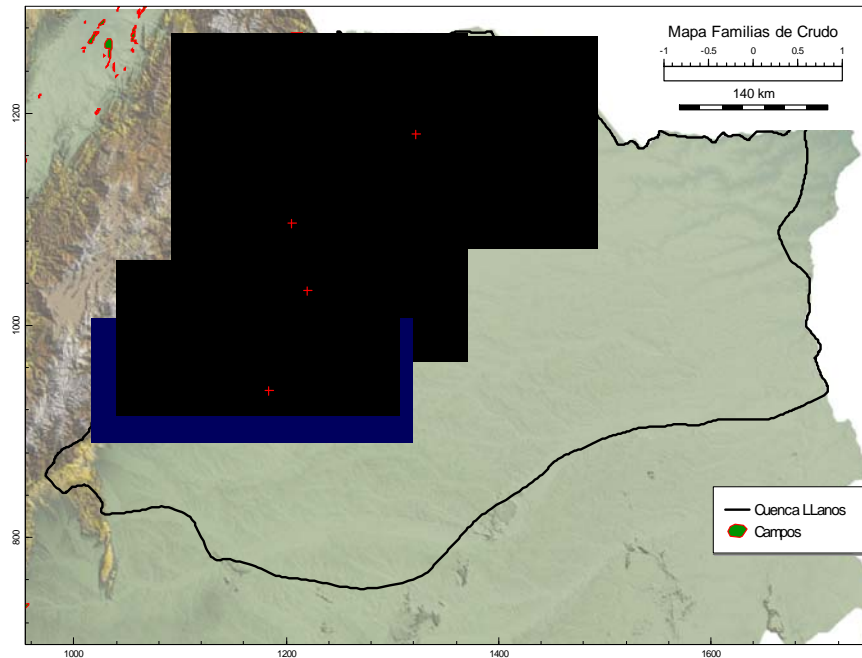
209571	YOPA L	YOPO-3	CARBONERA C7	0,59	0,48	0,40	0,31	0,18	12,84	0,65	2,46	1,33	10,02	0,30	0,08	0,45
215971	YOPA L	BARQUEREÑA-3	CARBONERA C7 UPPER	0,49	0,43	0,51	0,44	0,14	9,61	0,43	1,69	1,09	5,50	0,32	0,13	0,56
228252	YOPA L	CARUPANA-4	CARBONERA C8	0,56	0,47	0,45	0,33	0,12	11,42	0,45	1,99	1,03	5,36	0,26	0,13	0,29
228247	YOPA L	LOS ACEITES SUR-1	CARBONERA C8	0,58	0,50	0,40	0,21	0,14	13,40	0,64	2,53	1,25	11,08	0,24	0,09	0,38
212044	YOPA L	TULIPAN-3	CARBONERA C8	0,52	0,41	0,55	0,42	0,26	14,15	0,48	2,09	0,91	5,11	0,19	0,10	0,54
207573	YOPA L	CARETO-6-ST	GACHETA	0,58	0,48	0,58	0,51	0,20	4,63	0,25	1,20	0,66	3,27	0,20	0,15	0,20
207589	YOPA L	GUACHARRIOS- 1	GACHETA	0,59	0,46	0,62	0,66	0,22	3,74	0,24	0,97	0,77	5,43	0,31	0,10	0,37
210794	YOPA L	HEREDIA-2	GACHETA	0,61	0,46	0,60	0,64	0,19	3,33	0,20	0,87	0,71	5,14	0,28	0,10	0,29
231251	YOPA L	HOATZIN-3ST	GACHETA	0,64	0,49	0,63	0,71	0,02	3,29	0,25	1,01	0,63	4,59	0,22	0,15	0,28
207596	YOPA L	KONA-9	GACHETA	0,59	0,51	0,59	0,56	0,20	8,11	0,31	1,31	1,51	5,42	2,24	0,61	0,59
216259	YOPA L	LAS MARACAS-4	GACHETA	0,59	0,50	0,58	0,65	0,13	3,86	0,21	1,00	0,70	4,74	0,21	0,77	0,27
215600	YOPA L	MATEMARRANO -3	GACHETA	0,60	0,47	0,61	0,78	0,13	1,01	0,09	0,98	0,80	4,72	0,35	0,09	0,33
207576	YOPA L	ARAUCO-3	GUADALUPE	0,61	0,49	0,64	0,80	0,25	5,31	0,25	1,37	0,79	2,73	0,36	0,24	0,10
207578	YOPA L	CERNICALO- 2ST	GUADALUPE	0,58	0,49	0,62	0,71	0,24	5,34	0,28	1,35	0,72	3,42	0,23	0,19	0,17
225864	YOPA L	MORICHAL-7	LOWER SANDS	0,59	0,48	0,60	0,74	0,10	20,11	0,31	1,14	0,74	5,82	0,19	0,11	0,55
231244	YOPA L	LIRIA YZ-10	MIRADOR	0,59	0,47	0,57	0,42	0,20	66,12	0,83	2,30	0,96	11,02	0,22	0,11	0,83
207598	YOPA L	KONA-11	MIRADOR	0,53	0,47	0,43	0,27	0,16	7,83	0,54	1,71	1,00	5,57	0,28	0,11	0,43
216260	YOPA L	LAS MARACAS-5	MIRADOR	0,56	0,49	0,43	0,28	0,13	10,08	0,38	1,53	0,83	3,65	0,27	0,21	0,35
229224	YOPA L	LA PUNTA-3	MIRADOR	0,60	0,49	0,46	0,51	0,17	7,25	0,28	1,73	0,90	6,02	0,21	0,14	0,24
231233	YOPA L	PAUTO-M4	MIRADOR	0,62	0,63	0,60	0,42	0,03	10,71	0,65	2,68	1,11	16,15	0,17	0,07	0,83

231237	YOPA L	PAUTO SUR C8	MIRADOR	0,59	0,56	0,49	0,35	0,07	20,08	0,61	2,98	1,10	14,16	0,17	0,09	0,51
229251	YOPA L	YENAC-3	MIRADOR INFERIOR	0,62	0,49	0,46	0,51	0,47	19,44	0,21	1,41	0,69	2,69	0,39	0,25	0,08
231253	YOPA L	FLOREÑA N-4	MIRADOR INFERIOR	0,57	0,46	0,70	0,61	0,04	16,31	0,70	2,52	1,74	30,53	0,13	0,01	0,77
225873	YOPA L	BALAY-4	MIRADOR SUPERIOR	0,63	0,49	0,53	0,55	0,16	17,26	0,61	171,1 4	1,92	5,43	0,58	0,20	0,80
231234	YOPA L	PAUTO-M5	MIRADOR SUPERIOR	0,61	0,55	0,66	0,65	0,12	7,91	0,60	2,27	1,58	23,76	0,18	0,05	0,84
229245	YOPA L	CAMPO RICO-3	MIRADOR SUPERIOR	0,61	0,49	0,14	1,17	0,40	8,63	0,29	1,10	0,60	2,68	0,39	0,38	0,07
229221	YOPA L	YENAC-2	MIRADOR SUPERIOR	0,62	0,50	0,48	0,58	0,46	12,32	0,09	1,40	0,75	2,90	0,40	0,25	0,08
229241	YOPA L	YENAC-4	MIRADOR SUPERIOR	0,62	0,48	0,49	0,60	0,47	9,37	0,25	1,48	0,82	2,92	0,40	0,25	0,07
207750	YOPA L	CARRIZALES-5	UBAQUE	0,72	0,49	0,66	0,00	0,32	2,27	0,37	1,65	0,32	1,85	0,08	0,08	0,06
231199	YOPA L	RANCHO HERMOSO-17	UBAQUE	0,66	0,38	0,61	1,19	0,54	18,27	0,18	1,49	0,50	4,57	0,09	0,10	0,07
207585	YOPA L	ZOPILOTE-5	UBAQUE	0,56	0,42	0,62	0,70	0,18	4,20	0,40	1,59	0,58	1,94	0,21	0,68	0,28
217262	YOPA L	BEGONIA-1	UNE	0,56	0,50	0,48	0,30	0,13	13,45	0,63	2,63	1,58	9,35	0,38	0,10	0,39
228952	YOPA L	LAS ACACIAS-2	UNE	0,57	0,48	0,64	1,25	0,16	20,33	0,14	0,97	0,42	4,11	0,09	0,10	0,06
229233	YOPA L	VIGIA-4ST	UNE	0,64	0,50	0,59	1,20	0,42	4,18	0,15	0,99	0,43	3,52	0,11	0,11	0,08
231224	YOPA L	VIGIA SUR-1	UNE	0,64	0,51	0,65	1,32	0,37	3,80	0,15	1,12	0,37	3,38	0,07	0,10	0,07

Fuente: AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS (ANH), Documento interno con base a los resultados obtenidos resultados obtenidos del proyecto “*Caracterizar las provincias petrolíferas de Colombia con base en la evaluación de crudos de las cuencas con producción comercial de hidrocarburos*”, 2014.

ANEXO E

MAPA DE FAMILIAS DE CRUDOS EN LA CUENCA LLANOS ORIENTALES



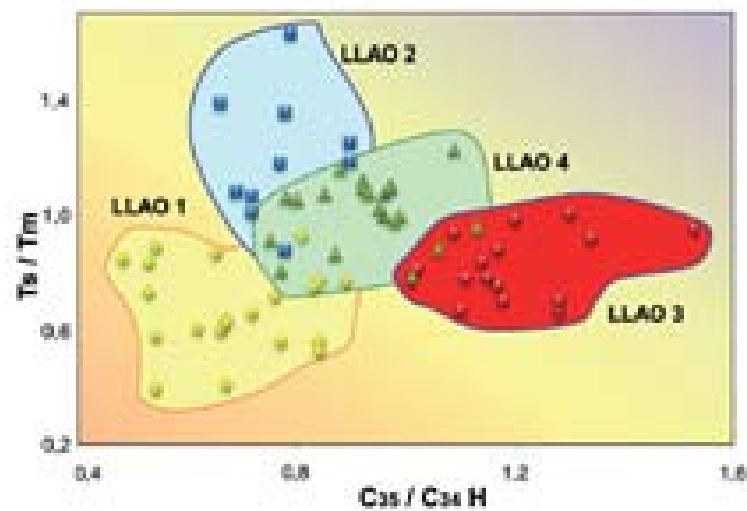
Fuente: Archivo interno de la ANH 2018. Mora Cesar. Sistemas petrolíferos cuenca llanos orientales.

Dentro de los estudios geoquímicos que se han realizado en la cuenca Llanos Orientales, diferentes autores han propuesto modelos para la agrupación de crudos en familias teniendo en cuenta sus características genéticas y la calidad que presentan. Uno de los modelos fue propuesto por Cesar Mora en el 2018¹, como se observa en la figura en el cual los datos evaluados permitieron mapear cuatro familias de crudo alrededor de toda el área. De manera general se describen: (LLAO 1) en la zona central y norte del piedemonte y el *foreland* se presenta una familia asociada con mezcla de crudos provenientes de facies orgánicas depositadas en ambientes marinos del Cretácico y ambientes marinos deltaicos del Terciario, otra familia de crudos (LLAO 2) constituida por crudos del sector sur de la cuenca; son caracterizados como crudos de regular calidad, producto de la mezcla de crudos biodegradados y crudos afectados por un nuevo proceso de biodegradación, una tercera familia (LLAO 3) está constituida por crudos del sector central y sur de la cuenca; son crudos de regular calidad, bastante afectados por biodegradación,

¹ SARMIENTO, Luis F. Petroleum Geology of Colombia, Llanos Basin. Fondo Editorial Universidad EAFIT. Departamento de Geología. Vol 9. diciembre 2011, p. 140

producto de una mezcla y correlacionable con unas facies generadoras depositadas en un ambiente marino siliciclástico mezclada con una facies marino deltaico y una (LLAO 4) cuarta familia en norte de la cuenca descritos como crudos de buena calidad, poco afectados por la biodegradación.

Diagrama C35/C34H vs Ts/Tm para los crudos de la cuenca Llanos Orientales, teniendo en cuenta las principales familias de petróleo en la cuenca.



Fuente: SARMIENTO, Luis F. Petroleum Geology of Colombia, Llanos Basin. Fondo Editorial Universidad EAFIT. Departamento de Geología. Vol 9. diciembre 2011, p. 139

En el libro geología del petróleo de Colombia, cuenca de los Llanos Orientales Vol. 9 se describe el estudio de diferentes propiedades geoquímicas de muestra de crudos que permitieron plantear un modelo de clasificación en cuatro familias diferentes.