

**APLICACIÓN DE LA GEOQUÍMICA DE RESERVORIO PARA LA DEFINICIÓN
DE CONECTIVIDAD EN UN CAMPO**

LUZ DARY RINCÓN QUINTERO

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE GEOLOGÍA
BUCARAMANGA
2016**

**APLICACIÓN DE LA GEOQUÍMICA DE RESERVORIO PARA LA DEFINICIÓN
DE CONECTIVIDAD EN UN CAMPO**

LUZ DARY RINCÓN QUINTERO

**Trabajo de Grado para optar el título de Geóloga
Modalidad: pasantía de investigación**

Director

**ROBERT EMILIO MÁRQUEZ ROMERO
Geólogo, MSc.**

Codirector

**JAIRO RENÉ MARTÍNEZ MORALES
Químico, Ph. D.**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE GEOLOGÍA
BUCARAMANGA
2016**

DEDICATORIA

A mis padres y hermanos por su apoyo incondicional, amor y disciplina que me hicieron la persona sencilla que soy. En especial a mis sobrinitos que le dieron un giro de 180° a mi vida, por ellos deseo ser mejor cada día y así en un futuro poder brindarles todo mi apoyo.

A Daniela que siempre estuvo en las buenas y en las malas, es la persona que me brindó su sonrisa y su hombro cada vez que lo necesité.

A Juanito por su compañía, por estar a lo largo de este proceso y ser la persona con la atravesamos este último trayecto de nuestras carreras. Gracias "Nico"

Thatu, Ivama, Peque, Brighith, Anthony, Johana y muchas otras personas que hicieron parte de esta etapa de mi vida y que de una u otra manera la hicieron más agradable y provechosa.

A Luis M. que me mostró la vida de otra manera, me enseñó que nada es imposible y que se debe luchar con esfuerzo y perseverancia por cada cosa que deseemos en la vida.

Luz Dary Rincón Quintero

AGRADECIMIENTOS

A la Universidad Industrial De Santander, escuela de Geología y a sus profesores por participar en mi formación como persona y profesional.

La financiación de Ecopetrol S.A., Convenio Marco UIS-Ecopetrol-ICP No. 5211794, Acuerdo de Cooperación No. 6.

Al Instituto Colombiano del Petróleo. Especialmente al área de Geoquímica, a mi director de proyecto el Geólogo Robert Márquez por su acompañamiento durante el proceso de desarrollo de este estudio y al Químico José Domingo Medina.

Mi Codirector, el Químico, Ph. D. Jairo René Martínez Morales, por su orientación.

A los Centros de Investigación en Biomoléculas – CIBIMOL, Centro de Cromatografía y Espectrometría de Masas – CROM-MASS, por su apoyo técnico y administrativo, los cuales lograron hacer posible el desarrollo de este proyecto bajo su convenio.

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN.....	16
1. OBJETIVOS	17
1.1 OBJETIVO GENERAL.....	17
1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	17
2. GENERALIDADES DEL CAMPO.....	18
2.1 LOCALIZACIÓN	18
2.2 MARCO GEOLÓGICO REGIONAL	19
2.2.1 Geología estructural.....	20
2.2.2 Estratigrafía	21
2.2.3 Geología del petróleo.....	24
3. METODOLOGÍA.....	27
4. MARCO TEÓRICO	32
4.1 CROMATOGRAFÍA GASEOSA DE CRUDO TOTAL O <i>WHOLE OIL</i>	32
4.2 <i>FINGERPRINTS</i>	33
4.3 COMPARTIMENTALIZACIÓN	33
4.4 PROCESOS QUE AFECTAN LA COMPOSICIÓN DEL CRUDO	34
4.5 BIOMARCADORES	36
4.6 CORRELACIÓN CROMATOGRÁFICA	36
4.7 ANÁLISIS ESTADÍSTICO MULTIVARIABLE DE TIPO <i>CLUSTER</i>	37
4.8 MÉTODO CONVENCIONAL PARA LA CARACTERIZACIÓN Y CORRELACIÓN DE ACEITES CRUDOS CON BASE EN LOS COMPUESTOS C7	37
5. ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS.....	39
5.1 CROMATOGRAFÍA DE GASES DE CRUDO TOTAL " <i>WHOLE OIL</i> ".....	41

5.2 DETERMINACION DE CONECTIVIDAD.....	46
5.3 PROCESOS QUE AFECTAN LA COMPOSICIÓN DEL CRUDO	59
5.4 CARACTERIZACIÓN Y CORRELACIÓN DE CRUDOS CON BASE EN LOS COMPUESTOS C7	64
5.4.1 Parámetros de Halpern.....	66
5.4.2 Parámetros de Thompson.....	68
6.CONCLUSIONES	72
BIBLIOGRAFÍA.....	76
ANEXOS	76

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Ubicación del área de estudio.....	18
Figura 2. Secuencia estratigráfica general de la cuenca del Valle Superior del Magdalena.	22
Figura 3. Columna estratigráfica generalizada de la subcuenca Girardot.....	24
Figura 4. Resumen de los elementos del sistema petrolífero de la subcuenca de Girardot.....	25
Figura 5. Distribución y localización de pozos muestreados en el estudio.	29
Figura 6. Metodología <i>fingerprint whole oil</i> desarrollada por Kaufman.	30
Figura 7. Ruta analítica general para la caracterización de crudos	31
Figura 8. Cromatógrafo de gases en el laboratorio de cromatografía del Instituto Colombiano de Petróleo.	32
Figura 9. Ejemplos de perfiles cromatográficos representativos de toda la población de crudos analizada.....	43
Figura 10. Diagrama estrella de todas los crudos del campo, realizado a partir de las relaciones de compuestos identificados en cromatografía piano.	50
Figura 11. Diagrama <i>cluster</i> generado a partir de las relaciones <i>fingerprints</i> , usadas en este estudio para definir conectividad del reservorio.....	51
Figura 12. Diagrama estrella realizado a partir de las relaciones de compuestos desde C1 hasta C12 para el bloque de conectividad norte.....	53
Figura 13. Diagrama estrella realizado a partir de las relaciones de compuestos desde C1 hasta C12 para el bloque de conectividad sur.....	54
Figura 14. Diagrama estrella realizado a partir de las relaciones de compuestos desde C1 hasta C12, para el bloque de conectividad central C1.....	55
Figura 15. Diagrama estrella realizado a partir de las relaciones de compuestos desde C1 hasta C12, para el bloque de conectividad central C2.....	56

Figura 16. Diagrama estrella realizado a partir de las relaciones de compuestos interparafínicos desde C1 hasta C12 para el bloque de conectividad central C3.	57
Figura 17. Conectividad parcial de los pozos del campo, planteada sobre mapa estructural al tope de las areniscas de mayor profundidad.	58
Figura 18. Corte A-A' en tres dimensiones, al tope de las areniscas A.	59
Figura 19. Gráfica grados API vs % azufre.	60
Figura 20. Gráfica pristano/ <i>n</i> C17 vs pristano/fitano para establecer el origen del crudo.	61
Figura 21. Gráfica pristano/ <i>n</i> C17 vs fitano/ <i>n</i> C18 que establece el material a partir del cual se generó los crudos.	62
Figura 22. Gráfica <i>n</i> C17/ <i>n</i> C29 vs CPI que permite definir el grado de madurez.	64
Figura 23. Gráfica <i>n</i> C17/ <i>n</i> C29 vs Pr/Ph para la determinación de ambiente de sedimentación.	64
Figura 24. Gráfico de transformación de Halpern	66
Figura 25. Gráfico de correlación de Halpern	68
Figura 26. Gráfico de valor heptano vs valor isoheptano.	69
Figura 27. Gráfico de tolueno/ <i>n</i> -C7 vs <i>n</i> -C7/metilciclohexano que muestra los cambios en la composición de la fracción gasolina.	70

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Distribución de pozos seleccionados y unidad productora a la que pertenecen.....	28
Tabla 2. Clasificación de crudos de acuerdo con los índices de parafinicidad	38
Tabla 3. Relaciones C7 planteadas por Halpern para el análisis de transformación y correlación de crudos.	39
Tabla 4. Clasificación de crudos propuesta por el Instituto de Petróleo Americano.....	40
Tabla 5. Gravedad API y densidad de los crudos.	40
Tabla 6. Clasificación de muestras en cada uno de los estilos de perfiles cromatográficos representativos	44
Tabla 7. Relaciones de información extraída del <i>whole oil</i>	44
Tabla 8. Relaciones entre resultados de cromatografía gaseosa de piano, seleccionadas para este estudio.....	46
Tabla 9. Muestras pertenecientes a cada bloque de conectividad.....	50

LISTA DE ANEXOS

	pág.
Anexo A. Porcentajes en peso, de los compuestos C7 de los crudos.	78
Anexo B. Parámetros de correlación y transformación de Halpern calculados para las muestras de crudo analizadas.	80
Anexo C. Parámetros de Thompson calculados para las muestras de crudo analizadas.....	82

ABREVIATURAS Y ACRÓNIMOS

CPI: Índice de preferencia de carbono

HC: Hidrocarburo

ICP: Instituto Colombiano de Petróleo

NW: Noroeste

SE: Sureste

VSM: Valle Superior del Magdalena

QTZ: Cuarzo

RESUMEN

TÍTULO: APLICACIÓN DE LA GEOQUÍMICA DE RESERVORIO PARA LA DEFINICIÓN DE CONECTIVIDAD EN UN CAMPO. ¹

AUTOR: RINCÓN QUINTERO, LUZ DARY²

PALABRAS CLAVE: Cromatografía, biomarcadores, diagramas estrella, diagramas *cluster*, ambiente de sedimentación, madurez, compartimentalización.

El campo petrolífero objeto de este estudio, se encuentra localizado en la cuenca del Valle Superior del Magdalena y está conformado por estructuras de dirección NNE-SSW y fallas transcurrentes con dirección NW-SE que lo atraviesan y podrían estar ejerciendo el papel de barrera de permeabilidad, actuando como sellos parciales y aislando diferentes sectores con heterogeneidad en la composición del crudo.

Se analizaron 48 datos de muestras mediante la caracterización geoquímica, específicamente, por medio de cromatografía de crudo total y cromatografía de piano, con el fin de establecer la continuidad y definir posible compartimentalización del reservorio dentro del campo; así mismo, los datos fueron analizados para identificar fenómenos que ocasionaron cambios en la composición del crudo durante o posterior a la migración. Los resultados de los análisis fueron representados por medio de diagramas estrella, dendogramas, diagramas de dispersión y mapas.

A pesar de que las muestras fueron generadas por una misma roca fuente, se identificaron cambios sutiles en su composición a causa de procesos de alteración secundaria. Igualmente, dentro de los resultados se concluyó que la compartimentalización del campo es afín a la presencia de una de las fallas con dirección NW-SE, lo cual ha ocasionado que el sector norte presente una heterogeneidad composicional. Se plantea que la heterogeneidad que presenta el conjunto de crudos extraídos a mayor profundidad, se debe a cambios de facies laterales en los reservorios.

1 Trabajo de Grado

2 Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Geología. Director: Robert Marquez, Geólogo.

ABSTRACT

TITLE: APPLICATION RESERVOIR GEOCHEMISTRY TO THE DEFINITION OF CONNECTIVITY IN A FIELD. ¹

AUTHOR: RINCÓN QUINTERO, LUZ DARY²

KEY WORDS: Chromatography, biomarkers, star charts, cluster diagrams, sedimentation environment, maturity, compartmentalization.

The oil field object of this study, is located in the basin of the Upper Magdalena Valley and consists of structures NNE-SSW and transcurrent faults with NW-SE that cross and could be exercising the role of permeability barrier acting as partial seals and isolating different sectors with heterogeneity in the composition of the crude.

48 data samples were analyzed by geochemical characterization, specifically, by crude oil chromatography and piano chromatography, in order to establish continuity and to define possible reservoir compartmentalization within the field; likewise, the data were analyzed to identify the phenomenon that caused changes in the composition of oil during or after the migration. The results of the analysis were represented by star graphs, dendrograms, dispersion diagrams and maps.

Although the samples were generated by the same source rock, subtle changes in composition were identified due to secondary alteration processes. Also within results it was concluded that the compartmentalization of the field is related to the presence of one of the faults with NW-SE direction, which has caused the northern sector to present a compositional heterogeneity. It's proposed that the heterogeneity that presents the deeper set of extracted crude, is due to lateral facies changes in reservoirs.

¹ Undergraduate Project

² Faculty of Physical Chemical Engineering. School Geology. Director: Geologist Robert Marquez.

INTRODUCCIÓN

Actualmente, la identificación de compartimentos y conectividad de reservorios juegan un papel importante en la evaluación de yacimientos de hidrocarburos, debido a que pueden proporcionar información relevante para el desarrollo de campos petroleros y ayudar a establecer, correctamente, programas de producción. Este estudio de conectividad, se realizó en un campo petrolífero ubicado en la cuenca del Valle Superior del Magdalena, que se caracteriza por ser una de las cuencas productoras de hidrocarburos y con mayor actividad exploratoria del país.

Uno de los métodos más usados en la evaluación de conectividad de reservorios es el análisis de huellas dactilares (*fingerprints*) mediante cromatografía de gases (GC) de crudo total. Este método es rápido, simple y de bajo costo; consiste, básicamente, en establecer las diferencias *fingerprints* entre los crudos. En el caso de que las diferencias sean sutiles, se asocian las muestras más homogéneas; en el caso de que estén fuertemente diferenciadas, se establece la presencia de estructuras o cambios de *facies* que favorezcan las heterogeneidades.

El objetivo principal de este trabajo fue caracterizar, geoquímicamente, algunos de los crudos extraídos de un campo petrolífero, por medio de cromatografía gaseosa, y, posteriormente, aplicar la metodología de *fingerprints* planteada por Kaufman (1990), con el fin de establecer la conectividad composicional que presentan los crudos a través del campo y su posible compartimentalización.

Se analizaron los procesos que afectan la composición del crudo y se establecieron cuáles de las muestras se encontraban más biodegradadas y/o afectadas por lavado de agua.

1. OBJETIVOS

1.1 OBJETIVO GENERAL

Aplicar la geoquímica de reservorio mediante el uso de datos de cromatografía gaseosa, estableciendo correlaciones crudo-crudo y la detección de la compartimentalización del reservorio, para definir la conectividad entre los pozos del campo de interés.

1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Identificar, mediante la técnica de *fingerprints*, las diferencias y/o similitudes entre las características composicionales de los crudos producidos en el campo.
- Integrar mediante gráficos estrella y análisis *cluster*, la información obtenida a través de los análisis realizados por cromatografía gaseosa.
- Definir la conectividad entre los pozos del campo de interés.
- Establecer la posible compartimentalización lateral del campo, a partir de la distribución de poblaciones de crudo.

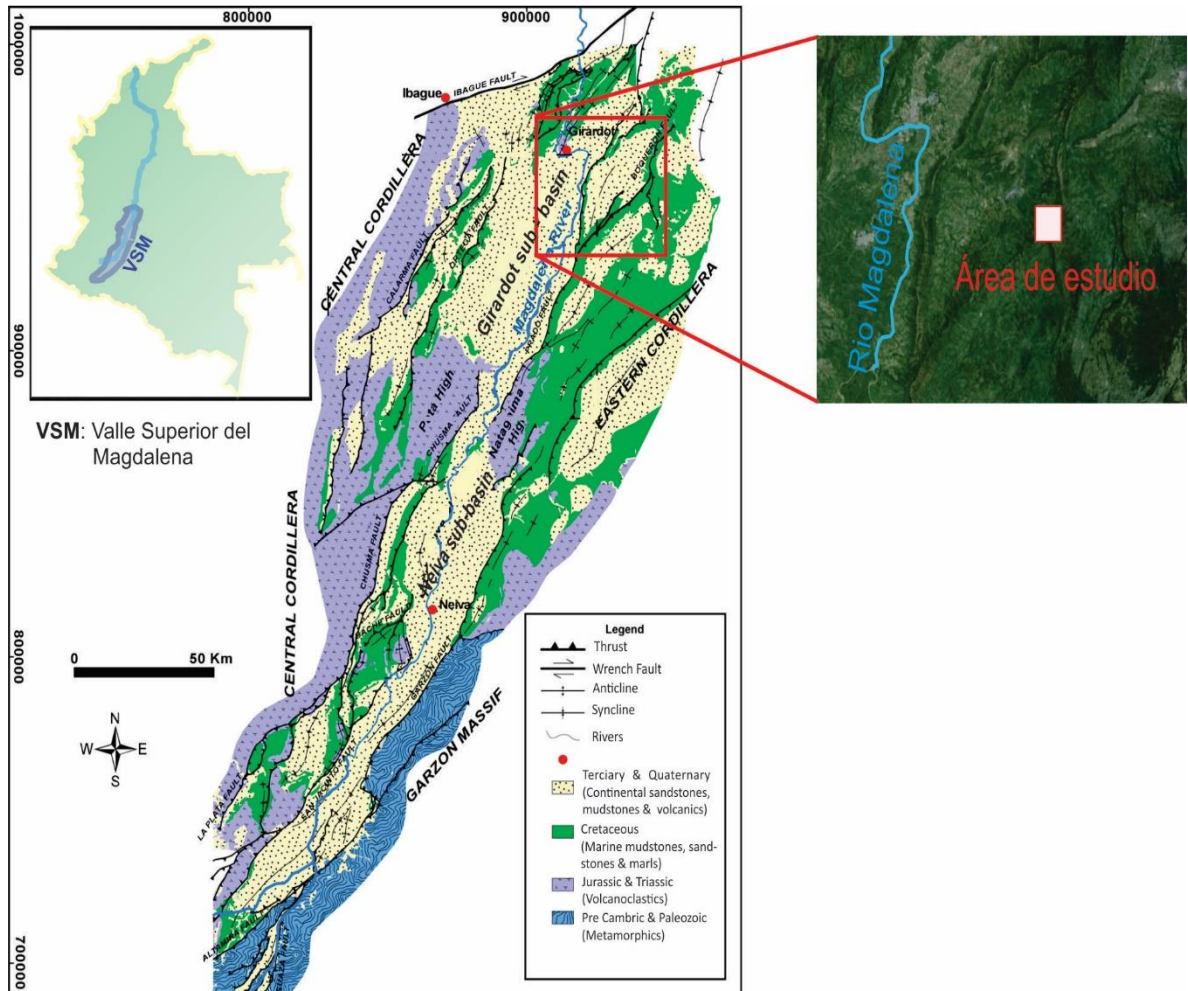
2. GENERALIDADES DEL CAMPO

2.1 LOCALIZACIÓN

La zona de estudio se encuentra ubicada en la cuenca del Valle Superior del Magdalena (VSM), al occidente de la cordillera Oriental de Colombia, entre los departamentos de Cundinamarca y Tolima (ver Figura 1).

La cuenca se encuentra en un valle estrecho, con un ancho de 100 km, longitud de 500 km y su área es de 26.200 km², aproximadamente.

Figura 1. Ubicación del área de estudio.



Fuente: Ramón (2004). Modificado por la autora.

2.2 MARCO GEOLÓGICO REGIONAL

La tectónica del VSM es compleja ya que se caracteriza por diferentes eventos tectónicos que tuvieron lugar desde el Triásico hasta el reciente. Sin embargo, se identifican dos ciclos generales dentro de la evolución tectónica (Mojica, 1990):

- Tectónica distensiva que se dio entre el Mesozoico temprano y Terciario temprano y se resume de la siguiente manera:
 1. Formación de un graben a finales del Paleozoico o comienzos del Triásico (Villarroel & Mojica, 1987).
 2. Subsistencia por fallamiento normal y tectónica de bloques, llenado de la depresión (Triásico y Jurásico inferior-medio) y sedimentación de la formación Saldaña. El basamento de esta subcuenca se compone, principalmente, de sedimentitas rojas, rocas volcánicas e intrusiones ígneas de edad Triásico Tardío y Jurásico, depositadas y emplazadas durante el periodo de extensión asociado con la separación de América del Sur y América del Norte (Toussaint, 1996).
 3. Periodo de no sedimentación y erosión (Jurásico Medio a Superior – Cretáceo Inferior)
 4. Reactivación de movimientos verticales e inicio de la transgresión en el Aptiano del Cretáceo. Esto condujo a la posterior sedimentación de las formaciones Yaví, Caballos y Grupo Villeta.
Durante el Albiano – Aptiano, se depositó la formación Caballos, la cual tiene un ambiente de depositación de canales meandriformes, trenzados y marino transicional. Durante el Albiano Tardío hasta el Santoniano, la subsistencia de la cuenca y la transgresión marina, controlaron la depositación de sedimentos ricos en materia orgánica correspondientes a la formación Villeta (Reyes & Osorio, 2005 en Durán, 2009).
 5. Somerización de la cuenca debido al retiro del mar, que permitió la depositación de *facies* marinas someras, pertenecientes al grupo Guadalupe y

origina la depositación de sedimentos fluviodeltáicos correspondientes a la formación Guaduas de edad Maastrichtiano Tardío–Paleoceno (Toussaint, 1996).

- Tectónica compresiva: este tipo de tectónica está comprendida entre el Terciario Temprano y la actualidad, comprende eventos como:
 1. El inicio de la orogenia pre-Andina durante el Eoceno Temprano: este evento fue producto de la colisión entre la placa de Nazca y del Caribe, con la placa de Sur América, la que provocó la erosión de unidades sedimentarias Cretácicas (Reyes & Osorio, 2005 en Durán, 2009). Conjuntamente, se generó el levantamiento de la cordillera central y emersiones lentas de la cordillera oriental, junto con el retiro del mar y la acumulación de material continental que depositaron las formaciones fluviales Chicoral, Potrerillo y Doima (Grupo Gualanday), durante el Mioceno se permitió la sedimentación de las formaciones La Cira y Honda.
 2. A finales del Terciario Medio y el Terciario Tardío se dio el máximo levantamiento de las cordilleras (orogenia Andina) a través de fallas de cabalgamiento, siendo muchas de ellas fallas antiguas que se reactivaron (Reyes & Osorio, 2005 en Durán, 2009), generando los sistemas de fallas de Chusma - Girardot y Garzón.
 3. El último evento que enmarcó esta tectónica compresiva es el vulcanismo calcoalcalino que se inicia en el Mioceno (Van Houten & Travis, 1968; Kroonenberq & Diederix, 1982 en Mojica, 1990).

2.2.1 Geología estructural

El Valle Superior del Magdalena (VSM) es una estructura bien definida que se encuentra en el vértice interno de la separación de las cordilleras Central y Oriental; está delimitado al este por los sistemas de fallas inversas de Bituima-La Salina (NE) y Algeciras Garzón (SE) (ANH, 2007), y al oeste, por el sistema de falla de Chusma.

El VSM, además de estar limitado por los sistemas mencionados anteriormente, se encuentra separado del Valle Medio del Magdalena por la falla de Ibagué.

La cuenca del VSM es de tipo intramontana y ha sido dividida por el alto de basamento de Natagaima en dos grandes unidades: la Subcuenca de Girardot al norte y la Subcuenca de Neiva al sur (Butler y Schamel, 1988 en Mojica & Franco, 1990). Dentro de las principales estructuras que rodean el VSM se destacan: el cinturón de cabalgamiento de Chusma, el Macizo de Garzón y el Macizo de Quetame.

La estructura del VSM, está caracterizada por cabalgamientos y pliegues asimétricos, es compleja, sin embargo, se caracteriza por la presencia de dos frentes de cabalgamiento: el primero, de pliegues asimétricos con vergencia hacia el este, producto de los esfuerzos del borde oriental de la Cordillera Central, y el otro de pliegues asimétricos con vergencia al oeste, producto del costado oeste de la Cordillera Oriental (Irving, 1971). En la Subcuenca de Girardot, se presenta la confluencia de los dos sistemas mencionados anteriormente, lo cual crea grandes sistemas con vergencias contrarias (Este y Oeste); sin embargo, predomina la presencia de estructuras sinclinales y anticlinales con dirección NNE – SSW relacionadas con fallas de cabalgamiento de bajo ángulo y con vergencia al oeste.

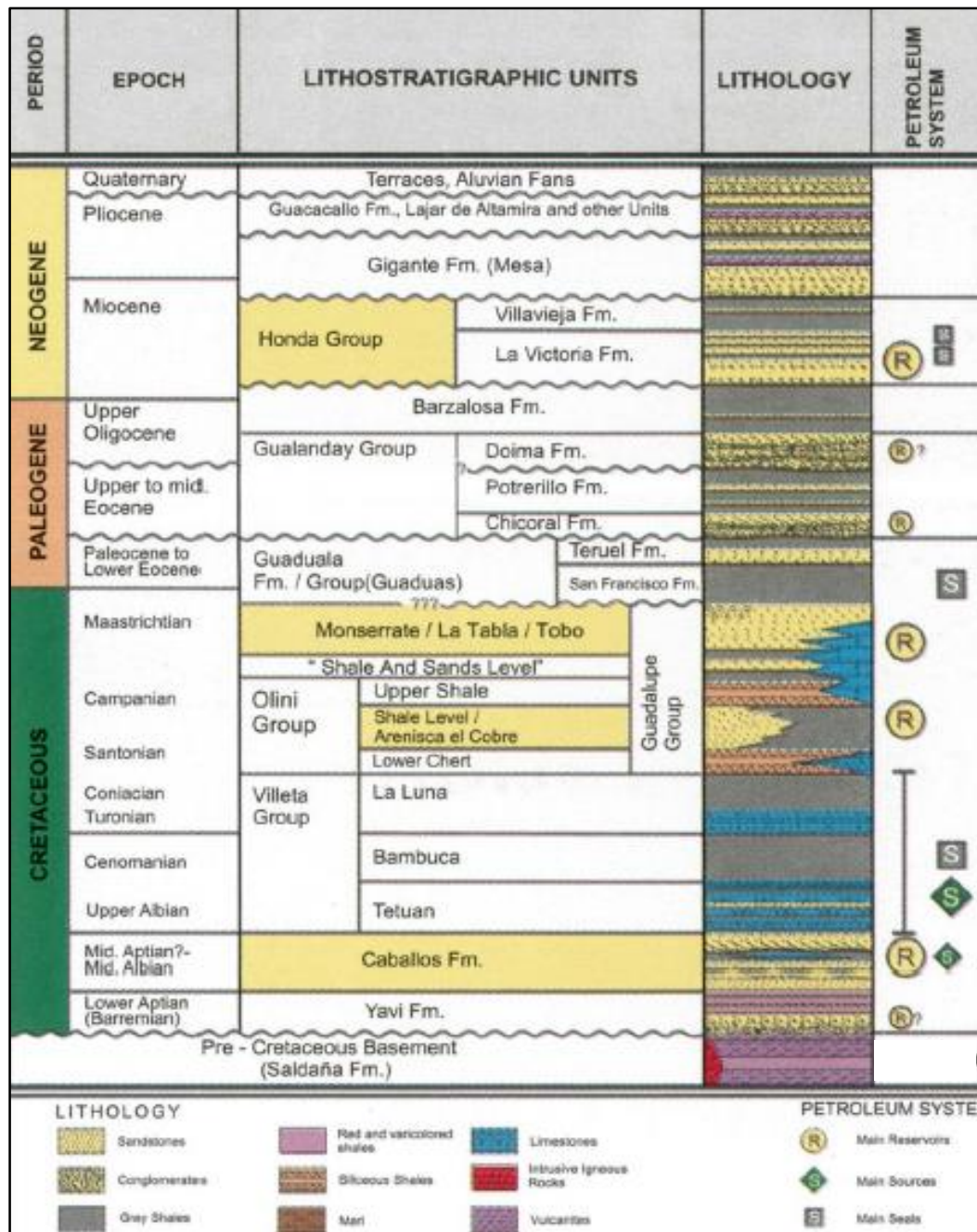
2.2.2 Estratigrafía

A continuación, se describirá de base a techo, la distribución general de formaciones en la cuenca del Valle Superior del Magdalena (véase Figura 2).

El basamento presente en la cuenca del VSM fue generado a raíz de un rift. Se compone, principalmente por sedimentitas rojas, rocas volcánicas e intrusiones ígneas de edad Triásico Tardío y Jurásico; dentro de la subcuenca de Girardot, se encuentra representado por la formación Saldaña. Esta formación fue designada

con este nombre, inicialmente, por Cediel *et al.*, (1980), y básicamente se encuentra conformada por rocas volcanoclásticas.

Figura 2. Secuencia estratigráfica general de la cuenca del Valle Superior del Magdalena.



Fuente: Mora, 2003 en Atlas de Colombia de geoquímica orgánica.

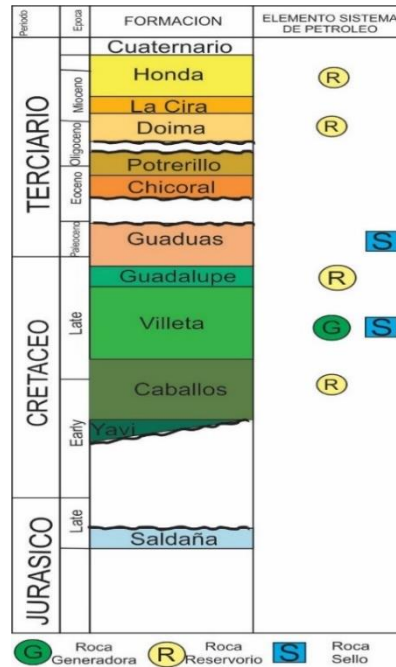
Dentro de esta cuenca también se encuentra presente la megasecuencia del Cretácico, que tiene registro de tres variaciones eustáticas (Sarmiento y Rangel, 2004):

La parte inferior de estas variaciones representa una transgresión que depositó secuencias continentales en las formaciones Yaví y Alpujarra. A su vez, comprende la transición a ambientes marinos en la formación Caballos, que consta de dos cuerpos de areniscas separadas por un nivel arcilloso con margas y calizas intercaladas; la parte media registra una sedimentación predominantemente lodosa-calcárea, en plataforma marina deficiente en oxígeno y rica en materia orgánica (Grupo Villeta), y la parte superior de la variación eustática, registra una somerización de la cuenca que permitió la depositación de *facies* marinas someras equivalentes a la formación Monserrate (subcuenca Neiva) y Grupo Guadalupe (subcuenca de Girardot), además, permitió la depositación de sedimentos fluviodeltáicos correspondientes a la formación Guaduas.

En el techo de la secuencia, se encuentra el registro Cenozoico (en su mayoría de ambientes continentales), que es de gran importancia ya que en estos periodos de tiempo geológico, se dio el enterramiento tectónico responsable de la generación de hidrocarburo (HC) en la cuenca. Además, en el Cenozoico ocurrieron eventos de deformación que generaron las estructuras que sirven como trampas para el petróleo. Durante el Paleógeno, se depositaron las formaciones fluviales Chicoral, Potrerillo y Doima (Grupo Gualanday), y durante el Mioceno, las formaciones La Cira y Honda.

La unidad que se analizó en este estudio, se trata de los niveles de arenisca del grupo Guadalupe de edad Cretácico superior, que funcionan como roca reservorio (véase Figura 3).

Figura 3. Columna estratigráfica generalizada de la subcuenca Girardot.



Fuente: VIII Simposio Bolivariano.

2.2.3 Geología del petróleo

En la cuenca del Valle Superior del Magdalena, se han perforado cerca de 210 pozos exploratorios y se han descubierto 36 campos con reservas aproximadas de 630 MBP y 120 GPCG. Según la ANH (2010), los porcentajes de azufre, gravedad API y otras propiedades fisicoquímicas, indican que los crudos del VSM son, predominantemente, pesados y normales.

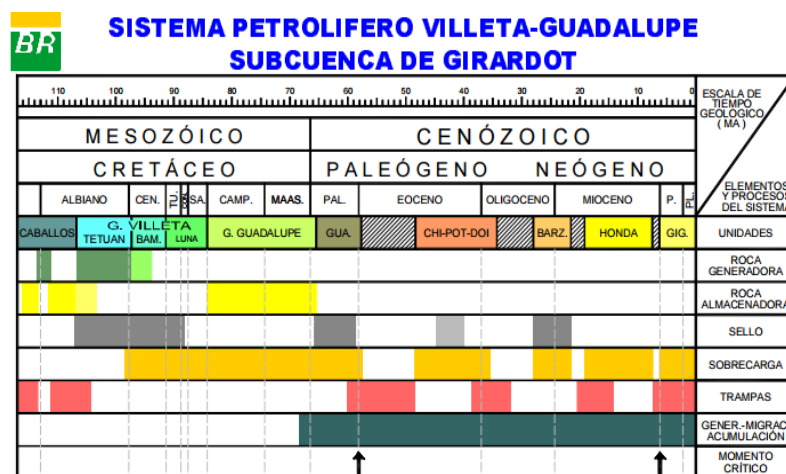
A continuación, se describen brevemente los elementos generales del sistema petrolífero del VSM, dentro del cual se encuentra el campo de estudio:

2.2.3.1 Roca generadora. En el VSM, se conocen como rocas responsables de la generación de hidrocarburos a dos de las formaciones que conforman el Grupo Villeta (Calizas de Tetuán y La Luna). En menor proporción, se ven manifestaciones de generación de HC en la formación Caballos (Sarmiento y Rangel, 2004).

Los contenidos de carbono orgánico total (TOC) presente en las rocas generadoras del grupo Villeta oscilan entre el 1 y 4 %, poseen un índice de hidrogeno (HI) entre 100-650 mg HC/gC (generalmente >200 mg HC/gC). En la materia orgánica presente en esta cuenca, se encuentra una mezcla de kerógeno tipo I y II, predominando el de origen marino sobre el de origen terrígeno (Sarmiento y Rangel, 2004).

2.2.3.2 Roca reservorio. Las rocas con mejores características para desempeñarse como roca reservorio dentro del VSM, son las pertenecientes a las formaciones Caballos y Monserrate en la subcuenca de Neiva y a la formación Guadalupe en la subcuenca de Girardot (véase Figura 4). La formación Caballos está compuesta por cuarzo areniscas litorales con 95% de Qtz y posee una porosidad de 12%, la formación Monserrate está compuesta por cuarzo areniscas con el 96% de Qtz y una porosidad que oscila entre 13-28% y, por último, la formación Guadalupe por dos niveles de areniscas productoras separadas por un nivel de *chert* no productivo (Rovira, 2006). En algunos campos petrolíferos como Totare y Toqui-Toqui se han identificado rocas reservorios perteneciente a las formaciones Honda y Doima.

Figura 4. Resumen de los elementos del sistema petrolífero de la subcuenca de Girardot.



Fuente: Rincón *et al.*, VIII Simposio Bolivariano.

2.2.3.3 Roca sello. Las rocas sello dentro de la cuenca del Valle Superior son básicamente *shales* del Cretácico y Paleoceno. Los *shales* y limolitas de grano fino del grupo Villeta, conforman el principal sello en las acumulaciones de hidrocarburo dentro de la formación Caballos. Como sello de las acumulaciones en la formación Monserrate, se tienen los *mudstones* de las formaciones Guaduala y Honda. (Sarmiento y Rangel, 2004).

2.2.3.4 Trampa. Dentro del sistema de hidrocarburos del Valle Superior del Magdalena hay dos tipos importantes de trampas, una, netamente estructural, y la otra, es la combinada (estratigráfica y estructural).

2.2.3.5 Sistemas Petrolíferos. Sarmiento y Rangel (2004) identifican y describen cuatro sistemas petrolíferos para el VSM, aplicando conceptos y terminologías discutidas por Magoon (1992), según los cuales (!) hace referencia a sistemas petrolíferos conocidos y (·) a sistemas petrolíferos hipotéticos. Los dos primeros pertenecen a la subcuenca de Girardot y los restantes a la subcuenca de Neiva.

1. Villeta (Tetuán-La Luna)-Terciario (!): sistema relacionado con una roca generadora rica en arcilla, y asociado al *pod* Villarrica.
2. Villeta (Tetuán-La Luna)-Caballos (·): sistema relacionado posiblemente con una roca generadora rica en carbonato, y asociado a los *pods* Villarrica y Coyaima.
3. Villeta (Tetuán-La Luna)-Caballos (!): sistema relacionado con una roca generadora rica en arcilla, asociado a *pods* San Francisco y sinclinal de Neiva.
4. Villeta (Tetuán-La Luna)-Monserrate (!): sistema relacionado con una roca generadora rica en carbonato, asociado a sinclinal de Neiva y *pod* San Francisco.

3. METODOLOGÍA

La metodología propuesta para el desarrollo de los objetivos planteados anteriormente, se encuentra englobada en las siguientes etapas:

- *Etapas 1:* Revisión Bibliográfica.

Se realizaron una recopilación y un análisis bibliográfico acerca de la geoquímica de reservorio, compartimentalización y conectividad de un campo. Posteriormente, se hizo revisión de material bibliográfico con el fin de profundizar conceptos como cromatografía gaseosa en crudo total, procesos de alteración, biomarcadores, caracterización y correlación de crudos. Después de la asimilación de conceptos básicos, se procedió a la documentación sobre la zona objeto del estudio que permitió el conocimiento previo de la geología regional e información general de la cuenca en la que se encuentra el campo de interés. Este material fue obtenido de diferentes fuentes tales como artículos, publicaciones, trabajos de grado, informes técnicos del Instituto Colombiano de Petróleo, libros, entre otros.

- *Etapas 2:* Obtención y selección de datos de cromatografía gaseosa suministrados por el Instituto Colombiano del Petróleo (ICP).

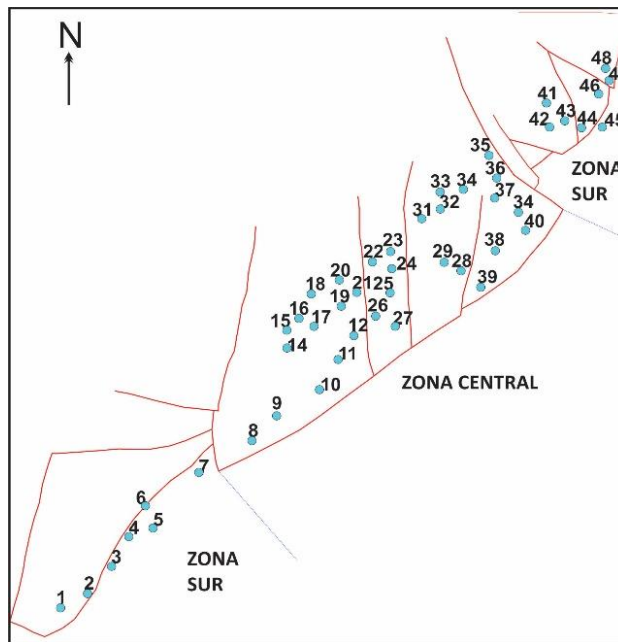
En esta etapa se estableció cuáles de los datos de pozo iban a ser parte del estudio; se buscó que las muestras fueran representativas del campo. En el campo hay aproximadamente 181 pozos, y para el desarrollo de este proyecto se seleccionaron 48 datos de cromatografía gaseosa provenientes de muestras de cabeza de pozo tomadas de los distintos sectores del campo (ver Tabla 1 y Figura 5). Debido a que los datos de este trabajo fueron obtenidos de un muestreo de cabeza de pozo, se considera que las muestras pudieron perder parte de los volátiles presentes en el fluido, ya que fueron tomadas a presión atmosférica.

El nivel de reservorio A, se refiere a la capa productora con mayor profundidad, y el que fue denominado AB, se refiere a crudos con aportes de dos capas.

Tabla 1. Distribución de pozos seleccionados y unidad productora a la que pertenecen.

SECTOR	# POZO	UNIDAD PRODUCTORA
SUR	1	RESERVORIO A
	2	
	3	
	4	
	5	
	6	
	7	
CENTRAL	8	RESERVORIO A
	9	
	10	
	11	
	12	
	13	
	14	
	15	RESERVORIO AB
	16	
	17	
	18	
	19	
	20	
	21	
	22	
	23	RESERVORIO A
	24	
	25	
	26	
	27	
	28	
29		
30	RESERVORIO B	
NORTE	31	RESERVORIO AB
	32	
	33	
	34	
	35	
	36	
	37	
	38	RESERVORIO A
39		
40		
41		
42		
43		
44		
45		
46		
47		
48		

Figura 5. Distribución y localización de pozos muestreados en el estudio. Las líneas rojas representan las fallas geológicas.



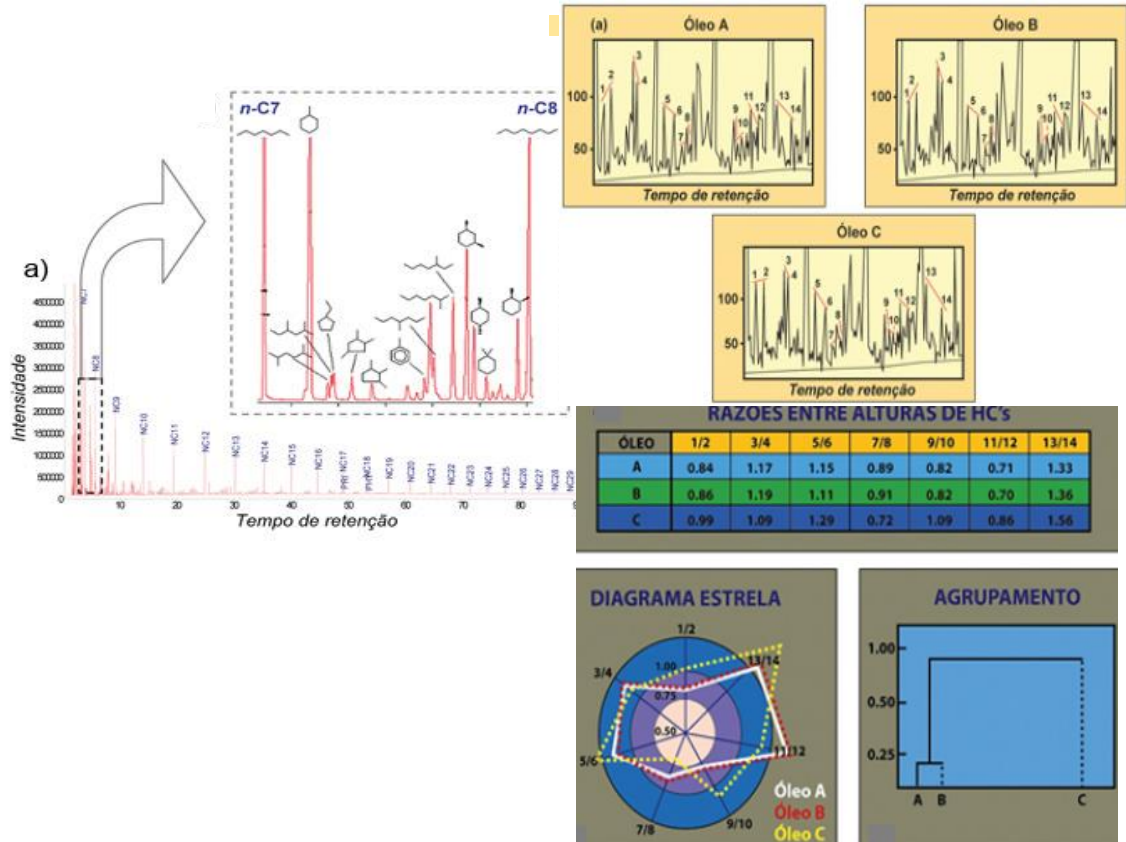
- *Etapa 3: Integración, análisis e interpretación de datos*

Se integraron, analizaron e interpretaron, los datos suministrados por parte del ICP, con el objetivo de establecer ciertas características de los crudos presentes en el campo.

La metodología implementada fue la de *fingerprints*, que tiene como objetivo encontrar las similitudes y/o diferencias composicionales entre los compuestos nafténicos y aromáticos de los crudos. Inicialmente, se seleccionaron los compuestos interparafínicos que fueron utilizados para establecer los parámetros que fueron comparados entre todos los crudos (áreas de picos cromatográficos). Luego, los resultados se representaron en diagramas estrella y, por último, se realizaron análisis de agrupamiento jerárquico (HCA), los cuales dieron como resultado agrupaciones de crudos (ver Figura 6).

Para la interpretación, se buscó establecer la conectividad del reservorio a través de su distribución por todo el campo; adicionalmente, se buscó información acerca del origen, madurez y biodegradación del crudo.

Figura 6. Metodología *fingerprint whole oil* desarrollada por Kaufman.



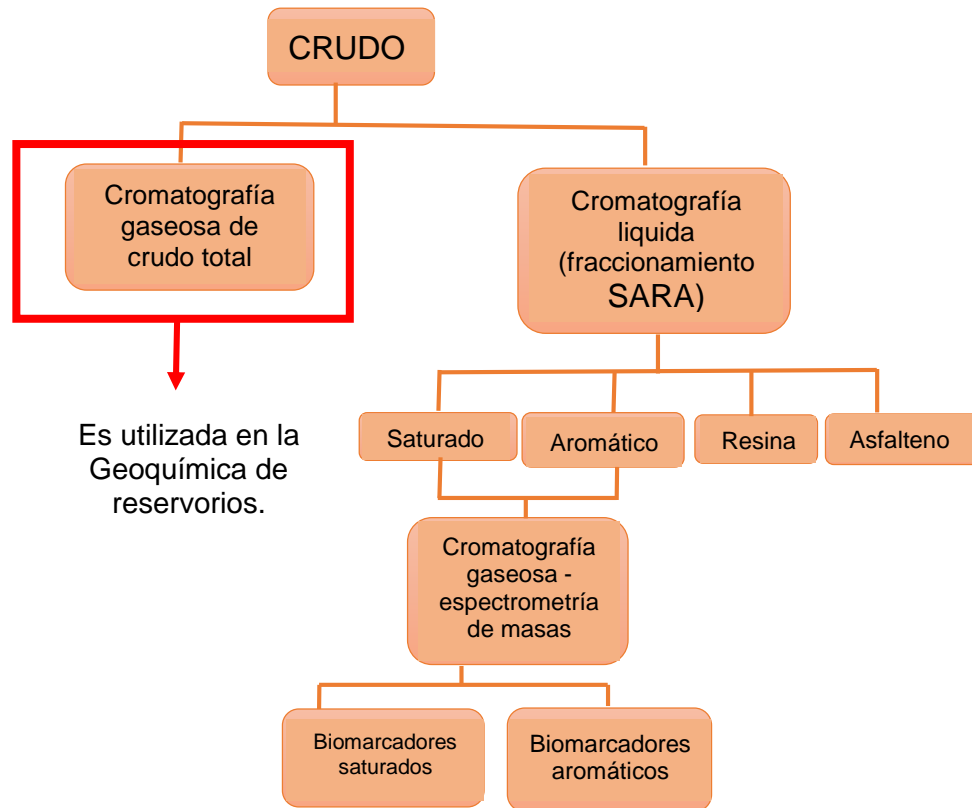
Fuente: Lopes et al., (2008)

Además de la aplicación de la metodología anterior, se analizaron visualmente, los perfiles cromatográficos de *whole oil* de todos los crudos y, junto a la aplicación de parámetros establecidos para el análisis y correlación de compuestos ligeros, se lograron caracterizar ambiente, madurez y procesos secundarios que afectaron la roca generadora y/o el crudo.

Para la caracterización de crudos hay una ruta analítica establecida (ver Figura 7), y para lograr el objetivo de este proyecto, se enfatizó en la realización de

cromatografía gaseosa y la identificación de los compuestos allí detectados (por medio de la comparación con un crudo estándar).

Figura 7. Ruta analítica general para la caracterización de crudos



Etapa 4: Elaboración del informe final

Elaborar un documento que compile toda la información obtenida a lo largo de este trabajo investigativo.

4. MARCO TEÓRICO

4.1 CROMATOGRAFÍA GASEOSA DE CRUDO TOTAL O *WHOLE OIL*.

El análisis de crudo total se realiza a una muestra sin fraccionar, la cual es diluida en disulfuro de carbono y sometida al proceso de cromatografía gaseosa. Los compuestos son separados por una columna capilar DB-5 (30 m; 0,32 mm; 0.25 m), el horno es programado con una temperatura inicial de 45 °C y llevado mediante una rampa de 10 °C/min hasta una temperatura final de 315 °C. Posteriormente, estos compuestos son detectados por un detector de ionización de llama (FID) e identificados comparándolos con estándares certificados y crudos de referencia (ver Figura 8); en estos análisis cromatográficos se detectan principalmente los compuestos *n*-alcanos o parafinas normales, y la mayor parte de los isoprenoides (Kaufman *et al.*, 1990).

Figura 8. Cromatógrafo de gases en el laboratorio de cromatografía del Instituto Colombiano de Petróleo.



Fuente: Foto tomada por la autora

Este método solo puede ser aplicado para comparar crudos analizados en la misma columna capilar y bajo condiciones idénticas de programación de inyección y de columna.

El análisis de cromatografía gaseosa de los hidrocarburos livianos es el de mayor uso en las interpretaciones de geoquímica de reservorio (Thompson, 1988). La identificación de algunos compuestos en el cromatograma, y las relaciones entre ellos, permiten entender algunos procesos secundarios que afectan a los crudos dentro del reservorio y los hacen composicionalmente diferentes.

4.2 FINGERPRINTS

Kaufman *et al.* (1990) definieron que dentro de un reservorio donde no existan barreras de permeabilidad (sellos, fallas, diferencias petrofísicas) ocurrirá una homogeneización composicional de los crudos, de tal forma que en cualquier parte del reservorio se presentará la misma composición o las llamadas *fingerprints*; las diferencias de *fingerprints* en reservorios continuos lateralmente, son pequeñas.

Los crudos pueden ser comparados con este método, confrontando las relaciones resultantes entre las alturas o abundancias de compuestos representados por picos en cada cromatograma; los resultados de dichas comparaciones, son representados por diagramas tipo estrella y dendogramas.

Una de las principales características de esta técnica es su buena reproducibilidad, es decir, debido a que las propiedades moleculares identificadas en la cromatografía gaseosa varían poco a través del tiempo, los datos pueden ser tomados con, incluso, veinte años de diferencia, bajo condiciones distintas y no representar un cambio significativo de la composición (Hwang y Baskin, 1994).

4.3 COMPARTIMENTALIZACIÓN

El término se refiere a una segmentación geológica de un yacimiento. En la medida que existan diferencias composicionales, sutiles o notorias, en los crudos, éstas pueden ser atribuidas al efecto de compartimentalización, que evita la homogenización del crudo en el reservorio (Posada, *et al.*, 2001).

Las fallas que actúan como sello pueden constituir un control primario sobre la trampa en muchos yacimientos de hidrocarburos pero también pueden transformar un yacimiento relativamente grande y continuo en compartimentos que luego se comportan como un grupo de yacimientos más pequeños. Cada compartimento puede tener sus propias características de presión y fluido, lo que obstaculiza el desarrollo eficaz y efectivo de los campos petroleros y la subsiguiente recuperación de hidrocarburos (Cervený *et al.*, 2001)

El hecho de establecer correctamente la compartimentalización de un reservorio, permite reducir la probabilidad de perforar pozos petroleros poco productivos o ubicar pozos inyectores de agua de manera incorrecta.

4.4 PROCESOS QUE AFECTAN LA COMPOSICIÓN DEL CRUDO

Los procesos y factores que afectan la composición de los crudos tienen lugar tanto antes, durante y después de entramparse (Blanc & Connan, 1994).

Dentro de las variaciones involucradas en las diferencias composicionales se tienen las alteraciones primarias relacionadas con procesos de generación y las alteraciones secundarias que se dan cuando el HC ya se encuentra entrampado y factores como la presión y la temperatura actúan (Larter y Aplin, 1995). Entre los procesos que se generan y cambian la composición del crudo dentro del reservorio están la madurez térmica, la degradación física y biológica (lavado y biodegradación), la segregación gravitacional, la condensación retrógrada, y la dismigración (separación –migración)..

Estos procesos de alteración pueden incrementar, en ocasiones, los grados API del crudo, pero en la mayoría de casos, tienden a desmejorar la calidad del hidrocarburo.

- Madurez

Debido a que el HC es sometido al aumento de temperatura, ya sea por el incremento de profundidad o la acción de un cuerpo intrusivo, se genera el “craqueo” de los HC aumentando los HC livianos.

- Lavado, biodegradación, evaporación

Estos procesos se dan por la presencia-acción del agua meteórica y oxígeno. El lavado es la degradación mecánica del crudo debido a que, con el paso del agua, el metano, el etano, el benceno y el tolueno son disueltos, y el hidrocarburo pierde compuestos livianos y se enriquece en la fracción pesada o asfaltenos (Posada *et al.*, 2001). La biodegradación en sí, es la descomposición, por acción biológica que ocurre generalmente en acumulaciones someras que se encuentran en contacto con aguas meteóricas. Un mayor grado de biodegradación está relacionado con mayor ausencia de *n*-parafinas; esto, debido a que las bacterias degradan primero las moléculas más livianas y a medida que éstas se agotan, pasan a degradar compuestos más pesados. En el caso de la evaporación, se trata de un proceso ocurrido en el reservorio como consecuencia de caídas de presión y sellos deficientes que permiten la pérdida de componentes livianos, en períodos posteriores al entrapamiento. De este modo, las muestras menos evaporadas estarían asociadas a entrapamientos con sellos más efectivos

- Segregación gravitacional y condensación retrógrada.

Lo normal en una columna de HC acumulada es que hacia la base del reservorio, se encuentren los crudos más livianos, y hacia el tope los crudos más pesados. Por efecto de la gravedad, procesos de inversión gravitacionales o levantamientos tectónicos, se genera un fenómeno denominado segregación gravitacional, que ubica los HC más pesados en la base del yacimiento y los HC más livianos, en el techo (Blanc & Connan, 1994).

El efecto de condensación retrógrada se refiere a que la fase líquida de un hidrocarburo se separa y se genera un sistema de fase de gas con la reducción de

la presión (Tissot & Welte, 1984). Este fenómeno lleva a que exista un enriquecimiento en compuestos del tipo asfaltenos y resinas.

- Dismigración

Se refiere a la eficiencia del sello en una trampa; cuando éste no es suficientemente eficiente permite que los HC más livianos migren a entornos de menor presión.

4.5 BIOMARCADORES

Llamados marcadores biológicos, son compuestos orgánicos presentes en los crudos; su estructura molecular permite asociarlos con sus precursores biológicos, ya que su esqueleto de carbono se ha preservado después de los procesos de diagénesis y parte de la catagénesis.

Los biomarcadores pueden proporcionar información acerca de las fuentes biológicas de materia orgánica sedimentaria, ambientes de sedimentación, madurez de la materia orgánica y edad geológica.

4.6 CORRELACIÓN CROMATOGRÁFICA

Existen numerosos métodos de correlación y comparación de petróleos, mediante cromatografía gaseosa. Cada método se basa en las diferencias o similitudes entre las señales (picos) que generan los diferentes componentes.

El método que se utiliza (recomendado cuando los petróleos presentan muchas similitudes) consiste en la selección de picos generalmente nafténicos y aromáticos en lugar de *n*-alcanos e isoprenoides que de acuerdo con el examen visual y/o numérico del cromatograma pueden resaltar las diferencias composicionales entre los grupos de petróleos. La metodología más utilizada es la elaboración de una matriz de relaciones que se utiliza para correlacionar las muestras por distintos métodos, tanto numéricos como gráficos (Kaufman *et al*, 1990).

La comparación gráfica de estos compuestos, ya sea de áreas normalizadas o de relaciones, se realiza mediante gráficos estrella o polares en los que para cada muestra de petróleo se obtiene una figura poligonal (Labayén *et al.*, 2000).

4.7 ANÁLISIS ESTADÍSTICO MULTIVARIABLE DE TIPO *CLUSTER*.

Las técnicas quimiométricas son utilizadas para realizar correlaciones geoquímicas regionales, que comúnmente implican un gran número de muestras y datos (Peters *et al.*, 1993). Una de las técnicas es el análisis de conglomerados (*cluster*) el cual es una técnica multivariante que busca agrupar elementos o variables tratando de lograr la máxima homogeneidad en cada grupo y la mayor diferencia entre los grupos.

Los resultados analíticos de cada muestra son comparados uno a uno con los resultados de las demás de forma que se encuentra la agrupación con las muestras más parecidas y la separación con las más diferentes, identificando así grupos o familias de muestras.

Existen varias formas de calcular la distancia entre dos conglomerados que contengan más de un miembro. El más simple consiste en tomar la distancia entre dos conglomerados como la distancia entre los elementos o puntos más próximos de los mismos, esto se conoce como el método de vinculación simple o del vecino más próximo. Las sucesivas etapas de la agrupación se pueden mostrar sobre un dendograma (Miller & Miller, 2005).

4.8 MÉTODO CONVENCIONAL PARA LA CARACTERIZACIÓN Y CORRELACIÓN DE ACEITES CRUDOS CON BASE EN LOS COMPUESTOS C7

- Metodología de Thompson

La metodología propuesta por Thompson (1983), se basa en la evidencia de que la fracción ligera de algunos aceites contiene concentraciones muy altas de

compuestos aromáticos y naftenos, mientras que la proporción de compuestos *n*-alcanos es baja.

Es Thompson quien define los términos aromaticidad (tolueno/*n*-C7), que se relaciona con fraccionamiento evaporativo, y parafinicidad (*n*-C7/ metilciclohexano), valor que se incrementa con la madurez del aceite. Uno de los gráficos propuesto por Thompson, permite clasificar aceites crudos y condensados de acuerdo con el tipo de alteración que presenta: fraccionamiento evaporativo, madurez, lavado por agua y biodegradación; en dicha representación, el sentido de las flechas indica una tendencia de incremento en el proceso o bien que el proceso es más avanzado.

La otra representación de Thompson se realiza a partir de dos de los índices de parafinicidad, el valor heptano e isoheptano (ver Ecuaciones 1 y 2). A partir de la abundancia de estos valores, se clasifica el grupo de muestras de acuerdo con estos rangos:

Tabla 2. Clasificación de crudos de acuerdo con los índices de parafinicidad

Crudo	Valor heptano	Valor isoheptano
Biodegradado	0-18	0-0.8
Normal	18-22	0.8-1.2
Maduro	22-30	1.2- 2.0

$$\text{Valor heptano} = \frac{100 * n\text{-heptano}}{(\sum \text{ciclohexano} + \text{HCs C7})} \quad \text{[Ecuación 1]}$$


$$\text{Valor isoheptano} = \frac{2\text{-methylhexane} + 3\text{-methylhexane}}{(1\text{c,3-dimethylcyclopentane} + 1\text{t,3-dimethylcyclopentane} + 1\text{t,2-dimethylcyclopentane})} \quad \text{[Ecuación 2]}$$

- Metodología de Halpern

Henry Halpern (1995) utiliza para la clasificación y correlación de aceites crudos, dos diagramas estrella que son una interesante representación gráfica. Para el caso de la gráfica de transformación, las representaciones utilizan ocho ejes, donde lo que se determina, sobre todo, es el efecto de posible biodegradación, lavado por agua y evaporación de los crudos, y cinco ejes en el caso de la gráfica de correlación en términos de origen y grado de madurez.

Estas relaciones siguen la filosofía de que en el denominador, se utiliza el compuesto más resistente al proceso de transformación, y en el numerador, el compuesto más susceptible, de tal manera que el denominador permanecerá relativamente constante a lo largo del proceso de transformación, mientras que el numerador disminuye. Por lo tanto, las relaciones C7 seleccionadas siguen un patrón de disminución de acuerdo con el incremento del proceso de transformación.

Tabla 3. Relaciones C7 planteadas por Halpern para el análisis de transformación y correlación de crudos.

Nombre	Relación	$\Delta PE(^{\circ}C)$	$\Delta Solubilidad (ppm)$	Procesos
TR1	tolueno/x	22.8	496	Lavado por agua
TR2	nc7/x	10.6	-21.8	
TR3	3-metilhexano/x	4.0	-21.4	
TR4	2-metilhexano/x	2.2	-21.5	
TR5	p2/x	(3.2)	(-21.4)	
TR6	1-cis-2-dimelciclopentano/x	11.7	-11.0	
TR7	1-trans-3-dimelciclopentano/x	3.0	-4.0	
TR8	p2/p3	(6)	(-2.4)	
C1	2,2-dimetilpentano/p3	(-5.8)	(-0.6)	
C2	2,3-dimetilpentano/p3	(4.8)	(0.3)	
C3	2,4-dimetilpentano/p3	(-4.5)	(-0.6)	
C4	3,3-dimetilpentano/p3	(1.1)	(0.9)	
C5	3-etilpentano/p3	(8.5)	(-2.0)	

Fuente: Moldowan, 2004

X= 1,1-dimetilciclopentano, punto de ebullición 87.8 °C, solubilidad 24 ppm. P2=2-metilhexano + 3- metilhexano; punto de ebullición 91 °C, solubilidad 26 ppm. P3=2,2- dimetilpentano+2,3- dimetilpentano+2,4- dimetilpentano+3,3-dimetilpentano + 3-etilpentano; punto de ebullición 85 °C, solubilidad 5 ppm. Los valores entre paréntesis indican promedios de mezclas.

5. ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

Con el fin de iniciar la interpretación de la información obtenida, a través de cromatografía gaseosa, se realizó una primera clasificación de los crudos a partir de los valores de gravedad API° y densidad, dando como resultado crudos medios (véase Tabla 4). A partir de esta primera clasificación, se deduce que el grado de madurez de las muestras no es tan bajo.

Tabla 4. Clasificación de crudos propuesta por el Instituto de Petróleo Americano.

Aceite Crudo	Densidad (g/cm ³)	Gravedad API
Extrapesado	>1.0	10
Pesado	1.0-0.92	10.0-22.3
Mediano	0.92-0.87	22.3-31.1
Ligero	0.87-0.83	31.1-39
Superligero	<0.83	>39

En la tabla 5, se consignan los resultados de parámetros totales (*bulk*), la fecha de muestreo y la unidad productora a la que pertenece cada uno de los crudos.

Tabla 5. Gravedad API y densidad de los crudos.

SECTOR	MUESTRA	UNIDAD PRODUCTORA	FECHA MUESTREO	°API	DENSIDAD g/ ml	% AZUFRE		
SECTOR SUR	1	RESERVORIO A	Abril 2009	25,5	0,900	0,541		
	2			26,5	0,895	0,483		
	3			26,4	0,895	0,46		
	4			26,5	0,895	0,489		
	5			26,6	0,894	0,500		
	6			24,5	0,906	0,521		
	7			26,0	0,897	0,502		
SECTOR CENTRAL	8					30,3	0,874	0,402
	9					28,6	0,883	0,429
	10					29,0	0,880	0,451
	11					27,4	0,890	0,494
	12					29,1	0,880	0,423

Tabla 5. (Continuación)

SECTOR	MUESTRA	UNIDAD PRODUCTORA	FECHA MUESTREO	°API	DENSIDAD, g/ ml	% AZUFRE
SECTOR CENTRAL	13	RESERVORIO AB	Abril 2009	26,1	0,897	0,476
	14			25,6	0,900	0,530
	15			25,7	0,899	0,525
	16			25,8	0,898	0,522
	17			26,2	0,896	0,506
	18			24,1	0,909	0,538
	19			25,8	0,898	0,493
	20			24,7	0,905	0,534
	21			25,6	0,900	0,519
	22			24,5	0,906	0,543
	23			24,9	0,904	0,512
	24	25,4		0,901	0,479	
	25	RESERVORIO A		28,3	0,884	0,469
	26			29,8	0,876	0,447
	27			30,1	0,875	0,410
	28			29,0	0,880	0,421
	29			28,0	0,886	0,458
	31	RESERVORIO AB		24,6	0,905	0,501
	32			25,9	0,898	0,487
	33			23,3	0,913	0,541
	34			25,7	0,899	0,439
35	24,6		0,905	0,444		
36	26,1		0,897	0,445		
37	26,1		0,897	0,473		
38	28,4		0,884	0,402		
39	RESERVORIO A	29,8	0,876	0,354		
40		29,4	0,878	0,390		
41		25,3	0,902	0,453		
42		25,6	0,900	0,449		
43		26,3	0,896	0,447		
44		27,2	0,891	0,42		
45		28,5	0,884	0,412		
46		25,4	0,901	0,457		
47	24,9	0,904	0,478			
48	24,4	0,907	0,498			
			MÁXIMO	30,3	0,913	0,543
			MÍNIMO	23,3	0,874	0,354

5.1 CROMATOGRAFÍA DE GASES DE CRUDO TOTAL “WHOLE OIL”

El análisis geoquímico para las muestras de este estudio se realizó mediante análisis de datos de cromatografía gaseosa de crudo total. Con base en esto se dio inicio a la definición de conectividad entre los pozos y la determinación de compartimentalización del campo.

La caracterización visual de los perfiles cromatográficos de crudo total, confirmó las heterogeneidades en los parámetros fisicoquímicos presentes a través de todo el campo. En la Figura 9, se muestran cuatro ejemplos de perfiles que resultan representativos de toda la población de crudos analizada. Cada uno de los crudos se clasificó en los grupos representativos a, b, c, o d (ver Tabla 6).

En todos los perfiles se observó una presencia bimodal de los *n*-alcanos. La presencia de parafinas de bajo peso molecular permite inferir alta madurez térmica de los crudos. Lo anterior confirmó el grado de madurez, que se había deducido de los valores de gravedad °API entre 23-31.

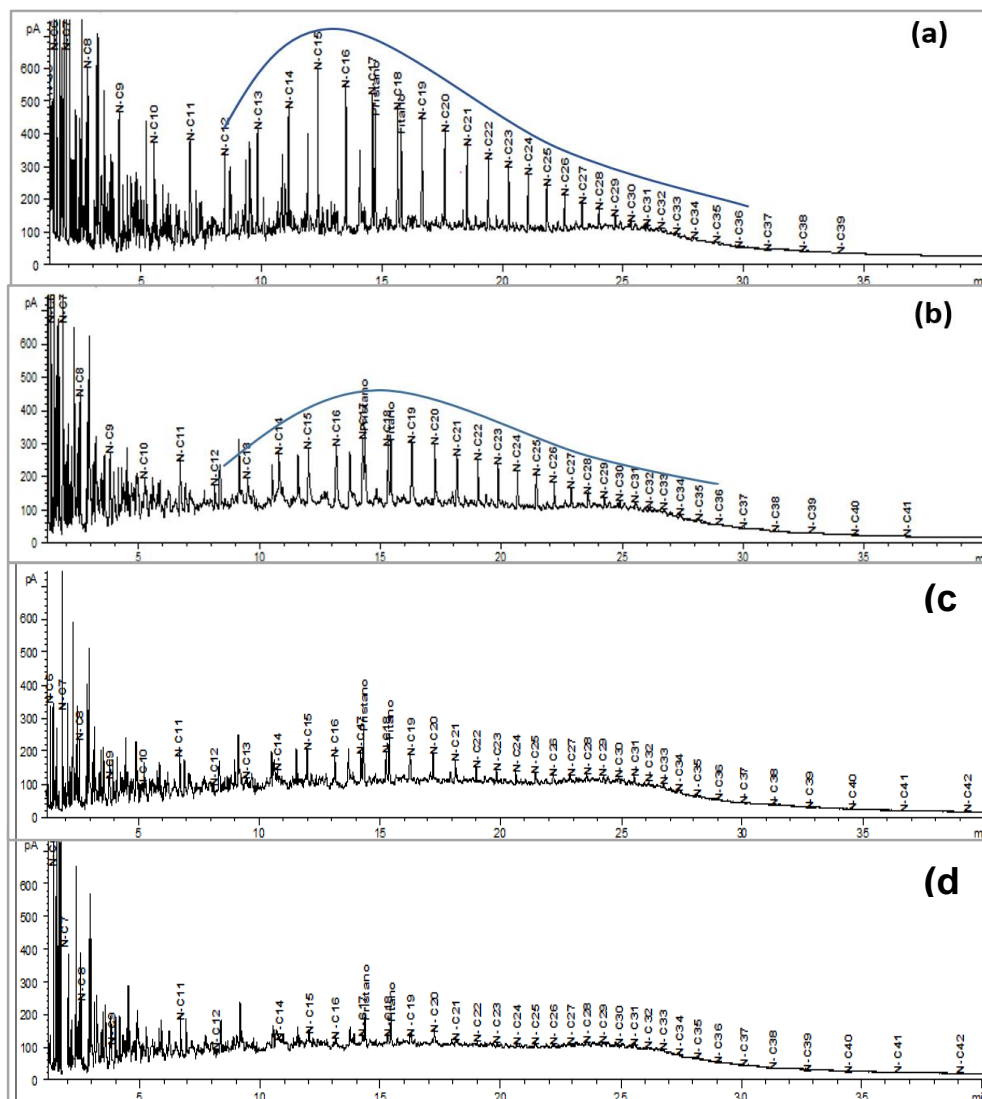
En la fracción C₇ - C₁₆, los *n*-alcanos impares predominaron sobre los pares, y es en dicho rango que se observó mayor abundancia de picos interparafínicos. En las muestras que presentaron mayor presencia de compuestos interparafínicos, se infiere su mayor madurez (categoría a).

La disminución en abundancia de parafinas en el grupo de perfiles c y b, así como el leve levantamiento de la línea base permitió deducir que algunas de las muestras analizadas presentan mayor grado de biodegradación, por lo que no es posible solo con un análisis visual de los perfiles cromatográficos identificar ambientes de sedimentación.

Es importante recalcar que solo el análisis visual de los perfiles cromatográficos no es suficiente para hacer una correcta interpretación, Uno de los puntos a debatir es

que la masa de cada compuesto detectado cromatográficamente, con el FID, es proporcional al área del pico, y que debido al uso de un programa de temperatura se generan diferentes anchos de picos, a distintos tiempos de retención. A partir de esto, es incorrecto inferir que los picos más altos de los cromatogramas corresponden necesariamente a los compuestos más abundantes en masa.

Figura 9. Ejemplos de perfiles cromatográficos representativos de toda la población de crudos analizada.



Según la clasificación hecha por Occidental Petroleum (1988), visualmente los perfiles de las muestras analizadas para este estudio, corresponden a petróleos entre ligeramente biodegradados y moderadamente biodegradados, ya que se logra observar una “joroba” que sugiere la disminución de componentes ligeros.

Tabla 6. Clasificación de muestras en cada uno de los estilos de perfiles cromatográficos representativos

Estilo de perfil	Número de muestra
Categoría a	8, 9,10, 27, 39, 40
Categoría b	7, 11, 12,13, 14, 15, 17,21, 29, 32,33, 36, 37, 38, 43
Categoría c	1, 2,3,4,5,6, 16,19,20,22,23, 24, 25,26,31,34,35, 42, 44,45
Categoría d	18, 28, 41, 46, 47, 48

Para poder extraer información de madurez térmica y ambientes de sedimentación, se utilizaron relaciones entre alcanos e isoprenoides (Pr/nC₁₇, Ph/nC₁₈) y el índice preferencial de carbono CPI (ver Tabla 7).

Tabla 7. Relaciones de información extraída del *whole oil*.

# Muestra	Pristano/ fitano	Pristano/ nC ₁₇	Fitano/ nC ₁₈	CPI (1)	n-C17/ n-C29
1	0,946	1,655	1,861	0,983	3,742
2	0,948	1,776	1,723	1,329	2,235
3	0,969	1,491	1,452	1,104	2,469
4	0,974	1,295	1,268	1,145	3,257
5	0,859	1,367	1,360	1,072	2,941
6	0,952	1,422	1,474	1,124	3,063
7	1,010	1,101	1,073	1,062	3,401
8	1,084	0,878	0,938	1,019	9,429
9	1,083	0,890	0,932	1,034	5,982
10	1,066	0,938	0,998	1,015	6,545
11	0,940	1,356	1,164	0,917	1,834

Tabla 7. (Continuación)					
12	0,974	1,554	1,206	1,026	1,857
13	0,979	1,210	1,257	1,184	2,890
14	0,973	1,514	1,285	1,031	3,067
15	0,998	1,240	1,372	0,993	5,435
16	0,894	2,349	1,670	0,998	1,485
17	0,963	1,676	1,384	1,045	2,308
18	0,844	1,651	1,731	0,916	1,923
19	0,952	1,172	1,180	1,061	2,686
20	0,994	1,787	1,811	1,132	1,897
21	1,025	1,270	1,379	0,831	5,481
22	0,915	3,576	2,035	1,100	0,973
23	0,902	1,470	1,434	0,967	2,629
24	0,906	2,752	1,569	0,953	1,049
25	0,907	1,434	1,163	1,012	2,984
26	0,909	1,613	1,145	1,025	1,250
27	1,087	0,921	0,958	1,030	8,581
28	0,896	1,302	1,006	1,013	2,615
29	0,895	1,153	1,006	0,967	3,741
31	0,951	1,339	1,534	0,818	3,712
32	1,021	1,049	1,126	0,991	7,389
33	1,017	1,067	1,174	0,924	5,396
34	0,949	1,398	1,527	0,777	4,452
35	0,977	1,984	1,804	0,900	4,538
36	1,021	1,046	1,131	0,996	4,481
37	0,984	1,081	1,036	1,098	2,738
38	0,994	1,005	0,953	1,020	4,184
39	1,079	1,001	0,983	1,041	7,893
40	1,080	0,946	0,942	1,032	4,718
41	0,875	2,778	2,160	0,738	3,281
42	1,044	1,845	1,504	0,910	3,193
43	1,072	1,424	1,370	0,987	4,041
44	0,951	1,393	1,327	1,005	1,840
45	0,906	1,809	1,393	1,072	1,269
46	1,035	2,709	1,949	1,139	1,020
47	1,004	5,946	3,439	0,682	6,794
48	0,740	3,169	2,724	0,639	17,660
MÁXIMO	1,087	5,946	3,439	1,329	17,660
MÍNIMO	0,740	0,878	0,932	0,639	0,973

5.2 DETERMINACION DE CONECTIVIDAD

Se aplicó el método de *fingerprints* (Kauffman, 1990) para comparar las relaciones resultantes entre áreas o abundancias de compuestos representados por picos en cada cromatograma, especialmente, picos de compuestos nafténicos, aromáticos e isoprenoides identificados por medio de cromatografía piano. Para divisar los datos y comparaciones entre las diferentes muestras se emplearon diagramas estrella y dendogramas.

La comparación de las abundancias de cada uno de los componentes de los crudos, puede realizarse en forma numérica o gráfica. Para el procesamiento de datos de manera numérica se siguió el siguiente procedimiento:

1. Organización de los compuestos en cada muestra, de acuerdo con el tiempo de retención.
2. Análisis estadístico general del conjunto de datos, hallando el promedio, valores mínimo, máximo, y la desviación estándar para cada variable.
3. Verificación de los valores faltantes en cada variable y la posterior exclusión de estas.
4. Cálculo de relaciones de áreas de picos entre compuestos cercanos.
5. Procesamiento de datos a través de la estandarización o normalización, mediante el uso de la Ecuación 3.

$$\text{Valor normalizado} : \frac{\text{Valor normal} - V_{\text{minimo}}}{V_{\text{maximo}} - V_{\text{minimo}}} \quad \text{[Ecuación 3]}$$

6. Selección de variables a utilizar teniendo en cuenta el parámetro de desviación estándar relativa (valores medios) y el tipo de compuesto.

Siguiendo la aplicación de la metodología y después de seleccionar los parámetros que se utilizaron en este estudio (ver Tabla 8), se realizó la comparación de las abundancias de manera gráfica, mediante el uso de diagramas estrella.

Tabla 8. Relaciones entre resultados de cromatografía gaseosa de piano, seleccionadas para este estudio.

Numero muestra	Relaciones <i>fingerprints</i>																				
	1/2	3/4	5/6	7/8	9/10	11/12	13/14	15/16	17/18	19/20	21/22	23/24	25/26	27/28	29/30	31/32	33/34	35/36	37/38	39/40	41/42
1	0,24	0,54	0,84	0,87	0,80	0,74	0,22	0,32	0,18	0,29	0,47	0,45	0,19	0,84	0,26	0,46	0,70	0,67	0,18	0,30	0,34
2	0,37	0,48	0,81	0,72	0,80	0,61	0,27	0,36	0,17	0,34	0,40	0,56	0,25	0,79	0,39	0,43	0,83	0,66	0,27	0,41	0,52
3	0,42	0,41	0,78	0,70	0,68	0,42	0,32	0,39	0,13	0,38	0,33	0,61	0,31	0,77	0,43	0,46	0,75	0,58	0,33	0,43	0,43
4	0,44	0,41	0,75	0,67	0,76	0,38	0,43	0,47	0,22	0,49	0,36	0,59	0,48	0,77	0,54	0,46	0,69	0,65	0,43	0,51	0,60
5	0,50	0,49	0,77	0,81	0,81	0,56	0,44	0,49	0,41	0,49	0,43	0,64	0,45	0,75	0,35	0,46	0,84	0,58	0,42	0,51	0,63
6	0,29	0,16	0,86	0,56	0,67	0,07	0,34	0,39	0,00	0,40	0,01	0,50	0,37	0,87	0,42	0,59	0,59	0,68	0,40	0,35	0,34
7	0,51	0,37	0,19	0,64	0,66	0,14	0,54	0,58	0,26	0,59	0,34	0,67	0,58	0,76	0,45	0,51	0,46	0,58	0,55	0,55	0,49
8	0,64	0,91	0,79	0,42	0,55	0,80	1,00	1,00	0,74	1,00	0,81	1,00	0,99	0,55	0,74	0,07	0,54	0,19	0,95	0,87	0,68
9	0,64	1,00	0,15	0,59	0,01	0,77	1,00	0,98	1,00	0,99	1,00	0,96	0,98	0,57	0,57	0,17	0,44	0,28	0,88	0,87	0,68
10	0,54	0,82	0,76	0,55	0,56	0,75	0,92	0,86	0,72	0,93	0,79	0,91	0,94	0,59	0,74	0,21	0,32	0,25	0,82	0,76	0,91
11	0,36	0,81	0,08	0,83	0,43	0,84	0,91	0,73	0,61	0,89	0,72	0,84	0,93	0,61	1,00	0,24	0,38	0,33	0,61	0,71	0,66
12	0,42	0,82	0,74	0,62	0,45	0,72	0,86	0,75	0,66	0,85	0,71	0,81	0,88	0,63	0,89	0,23	0,61	0,33	0,71	0,67	0,79
13	0,36	0,45	0,73	0,63	0,69	0,14	0,62	0,59	0,31	0,65	0,35	0,65	0,67	0,77	0,60	0,49	0,53	0,63	0,53	0,55	0,56
14	0,16	0,00	0,17	0,16	0,24	0,79	0,07	0,08	0,35	0,06	0,49	0,16	0,08	0,96	0,41	0,46	0,78	0,40	0,12	0,34	0,02
15	0,28	0,39	0,19	0,55	0,66	0,48	0,48	0,40	0,45	0,46	0,22	0,57	0,53	0,00	0,50	0,56	0,13	0,57	0,37	0,33	0,46
16	0,23	0,45	0,72	0,64	0,61	0,42	0,48	0,40	0,63	0,47	0,29	0,53	0,54	0,88	0,50	0,56	0,84	0,62	0,36	0,35	0,39
17	0,27	0,61	0,74	0,45	0,60	0,50	0,64	0,54	0,68	0,64	0,48	0,63	0,71	0,77	0,71	0,42	0,37	0,48	0,56	0,47	0,48
18	0,27	0,39	1,00	0,36	0,72	0,40	0,38	0,23	0,09	0,27	0,07	0,52	0,34	0,00	0,51	0,96	0,39	0,49	0,28	0,00	0,23
19	0,38	0,36	0,67	0,48	0,81	0,22	0,56	0,48	0,48	0,54	0,26	0,54	0,68	0,85	0,53	0,52	0,33	0,59	0,51	0,43	0,55
20	0,41	0,24	0,14	0,30	0,12	0,05	0,52	0,52	0,54	0,53	0,40	0,40	0,65	0,81	0,38	0,47	0,00	0,60	0,62	0,57	0,47
21	0,21	0,49	0,75	0,36	0,64	0,41	0,57	0,47	0,37	0,56	0,35	0,61	0,60	0,82	0,77	0,51	0,49	0,34	0,53	0,37	0,40
22	0,24	0,48	0,69	0,59	0,50	0,55	0,42	0,31	0,74	0,38	0,35	0,47	0,47	0,01	0,34	0,66	0,26	0,49	0,29	0,22	0,41
23	0,31	0,30	0,86	0,26	0,74	0,00	0,45	0,35	0,34	0,42	0,19	0,43	0,53	0,04	0,50	0,82	0,08	0,37	0,39	0,25	0,27
24	0,34	0,33	0,09	0,48	0,84	0,21	0,51	0,46	0,75	0,48	0,33	0,43	0,65	0,90	0,28	0,56	0,35	0,76	0,45	0,42	0,31

Tabla 8.(Continuación)

25	0,44	0,74	0,71	0,50	0,55	0,52	0,88	0,80	0,80	0,87	0,65	0,78	0,95	0,63	0,77	0,28	0,29	0,34	0,82	0,75	0,67
26	0,47	0,81	0,73	0,68	0,54	0,70	0,92	0,83	0,87	0,91	0,75	0,84	0,96	0,62	0,79	0,20	0,38	0,27	0,80	0,74	0,58
27	0,66	0,82	0,77	0,38	0,00	0,82	0,98	0,96	0,90	0,96	0,77	0,93	1,00	0,57	0,87	0,14	0,33	0,13	1,00	0,87	0,68
28	0,74	0,67	0,08	0,67	0,07	0,79	0,85	0,81	0,94	0,83	0,81	0,64	0,88	0,59	0,61	0,14	0,62	0,25	0,81	0,94	1,00
29	0,58	0,71	0,07	0,89	0,56	0,65	0,90	0,80	0,87	0,88	0,71	0,78	0,98	0,62	0,66	0,25	0,36	0,41	0,74	0,83	0,67
30	0,34	0,40	0,80	0,44	0,73	0,10	0,56	0,49	0,44	0,54	0,31	0,45	0,61	0,88	0,59	0,55	0,27	0,53	0,47	0,41	0,34
31	0,20	0,06	0,62	0,35	1,00	0,00	0,26	0,26	0,74	0,24	0,14	0,20	0,37	0,12	0,05	0,68	0,44	1,00	0,37	0,15	0,14
32	0,32	0,37	0,32	1,00	0,92	0,34	0,45	0,45	0,94	0,39	0,45	0,33	0,66	0,90	0,18	0,56	0,61	0,83	0,41	0,56	0,53
33	0,10	0,35	0,00	0,34	0,85	0,38	0,26	0,20	0,43	0,25	0,13	0,15	0,37	0,11	0,13	1,00	0,44	0,49	0,15	0,15	0,00
34	0,13	0,30	0,18	0,19	0,86	0,33	0,32	0,29	0,48	0,29	0,27	0,20	0,39	0,06	0,29	0,63	0,50	0,64	0,32	0,30	0,19
35	0,15	0,09	0,85	0,28	0,82	0,31	0,35	0,28	0,13	0,31	0,00	0,21	0,43	0,05	0,14	0,69	0,00	0,78	0,32	0,25	0,23
36	0,31	0,27	0,15	0,15	0,58	0,22	0,48	0,49	0,63	0,49	0,46	0,32	0,59	0,84	0,27	0,54	0,46	0,61	0,62	0,57	0,49
37	0,09	0,41	0,92	0,47	0,06	0,02	0,32	0,20	0,10	0,29	0,23	0,59	0,28	0,04	0,90	0,75	0,01	0,15	0,32	0,05	0,42
38	0,81	0,47	0,73	0,13	0,10	0,65	0,70	0,72	0,73	0,70	0,64	0,69	0,72	0,60	0,69	0,10	0,42	0,14	0,96	0,88	0,62
39	0,98	0,49	0,09	0,33	0,45	0,80	0,64	0,66	0,80	0,63	0,89	0,71	0,59	0,58	0,47	0,00	0,30	0,00	0,93	1,00	0,86
40	1,00	0,56	0,65	0,32	0,34	0,90	0,68	0,70	0,96	0,68	0,90	0,69	0,66	0,57	0,32	0,10	0,48	0,10	0,85	0,99	0,89
41	0,19	0,14	0,70	0,15	0,21	0,85	0,10	0,10	0,76	0,12	0,55	0,00	0,13	0,94	0,00	0,45	0,53	0,37	0,30	0,49	0,33
42	0,34	0,20	0,19	0,01	0,15	0,45	0,20	0,19	0,62	0,22	0,59	0,12	0,22	0,86	0,24	0,43	0,28	0,23	0,44	0,63	0,36
43	0,49	0,35	0,64	0,39	0,11	1,00	0,28	0,28	0,97	0,31	0,81	0,17	0,31	0,76	0,11	0,29	0,71	0,26	0,40	0,80	0,56
44	0,55	0,36	0,20	0,00	0,12	0,78	0,35	0,36	0,90	0,37	0,80	0,26	0,37	0,72	0,20	0,30	0,64	0,14	0,62	0,82	0,52
45	0,76	0,44	0,19	0,14	0,64	0,88	0,51	0,49	0,96	0,50	0,90	0,44	0,49	0,68	0,12	0,23	0,77	0,12	0,73	0,86	0,82
46	0,15	0,03	0,77	0,08	0,17	0,79	0,05	0,07	0,21	0,06	0,49	0,09	0,07	0,97	0,52	0,46	0,97	0,39	0,14	0,37	0,17
47	0,15	0,00	0,80	0,05	0,18	0,72	0,07	0,08	0,25	0,06	0,46	0,16	0,07	1,00	0,45	0,47	1,00	0,40	0,17	0,33	0,10
48	0,00	0,09	0,83	0,11	0,20	0,88	0,00	0,00	0,06	0,00	0,53	0,01	0,00	0,08	0,62	0,45	0,76	0,37	0,00	0,20	0,09

1/2 =benzeno/3,3-dimetilpentano

3/4 =2,3-dimetilpentano/1,1-dimetilciclohexano

5/6 = 1-metil-4-i-propilbenzeno/ 1-etil-2, 4, 5-trimetilbenzeno

7/8 = decano 3-metil-/ c12 isoparafina -3

9/10 =ciclohexano, 1, 2,4-trimetil-/ c10 - isoparafina - 2

11/12 = C11- aromático - 11/dimetil indeno- 4

13/14 =2-metiloctano/ciclohexano, 1, 2,3-trimetil-,(1à,2à,3à)

15/16 =C11-aromático- 10/c12- isoparafina -10

17/18 =2,4-dimetilpentano/2, 2,3-trimetilbutano

19/20 =3-metilnonano/2-deceno, (z)

21/22 =1t, 4-dimetilciclohexano/1,1-dimetilciclohexano

23/24 =tolueno /2,3-dimetilhexano

25/26 =4-metilnonano/1-metil-2-etilbenzeno

27/28 =C11- isoolefina-5 / c11- mononafteno-2

29/30 =2,2-dimetilpentano/metilciclohexano

31/32 =C11- isoparafina -11a / c11-isoparafina-12b

33/34 =3c-etilmetilciclohexano/3t-etilmetilciclohexano

35/36 =1, 2, 4,5-tetrametilbenzeno/1-metil-1-n-butilbenzeno

37/38 =1,2-di-i-propilbenzeno / benzeno, 1,3-dietil-5-metil-

39/40 =C11-mononafteno-1/ 1,3-dietilbenzeno

41/42 =1-t-butil-2-metilbenzeno /isopentil benzeno

La unidad de reservorio A se refiere al intervalo con mayor profundidad y se encuentra distribuida en los tres sectores del campo (norte, central y sur), mientras que el pozo productor del reservorio B y, por ende, los que producen de ambas capas (reservorio multicapas AB), hacen parte solo del sector central del campo.

Respecto a la diferenciación de grupos de crudos con similitudes composicionales en los diagramas estrella, se observa que estos son algo confusos; sin embargo, en la Figura 10, se logra apreciar cómo el total de las muestras comparadas se separan básicamente en cinco comportamientos diferentes, y cómo una de las muestras presenta un comportamiento muy distinto de esos grupos. Estos bloques de conectividad son denominados bloque sur, central C1, central C2, central C3, y norte.

Con los mismos parámetros *fingerprint* usados en el diagrama estrella (ver Tabla 8), se realizó un análisis estadístico multivariable de tipo cluster y, gracias a que este análisis es útil cuando se manejan múltiples variables dentro de un grupo específico de muestras, se generó un dendograma que muestra tendencias de agrupamiento entre los crudos y genera resultados similares a las obtenidos con los diagramas estrella analizados previamente (ver Figura 11). Como consecuencia de estos resultados, fue posible establecer diferencias marcadas que permiten una clara discriminación entre cuatro grupos diferentes, ya que en el caso del diagrama estrella, podría ser confuso e impreciso. En la Tabla 9 se listan las muestras que pertenecen a cada uno de estos bloques.

Tabla 9. Muestras pertenecientes a cada bloque de conectividad.

Bloque conectividad	Numero de muestra
Sur	1, 2, 3, 4, 5, 6, 7
Central C1	8, 9,10, 11, 12, 25, 26, 27, 28, 29, 38,39, 40
Central C2	13, 16, 17, 19, 20, 21, 24, 32, 36
Norte	14, 41, 42, 43, 44, 45, 46, 47
Central C3	15, 18, 22, 23, 31, 33, 34, 35, 37

Figura 10. Diagrama estrella de todas los crudos del campo, realizado a partir de las relaciones de compuestos identificados en cromatografía plano.

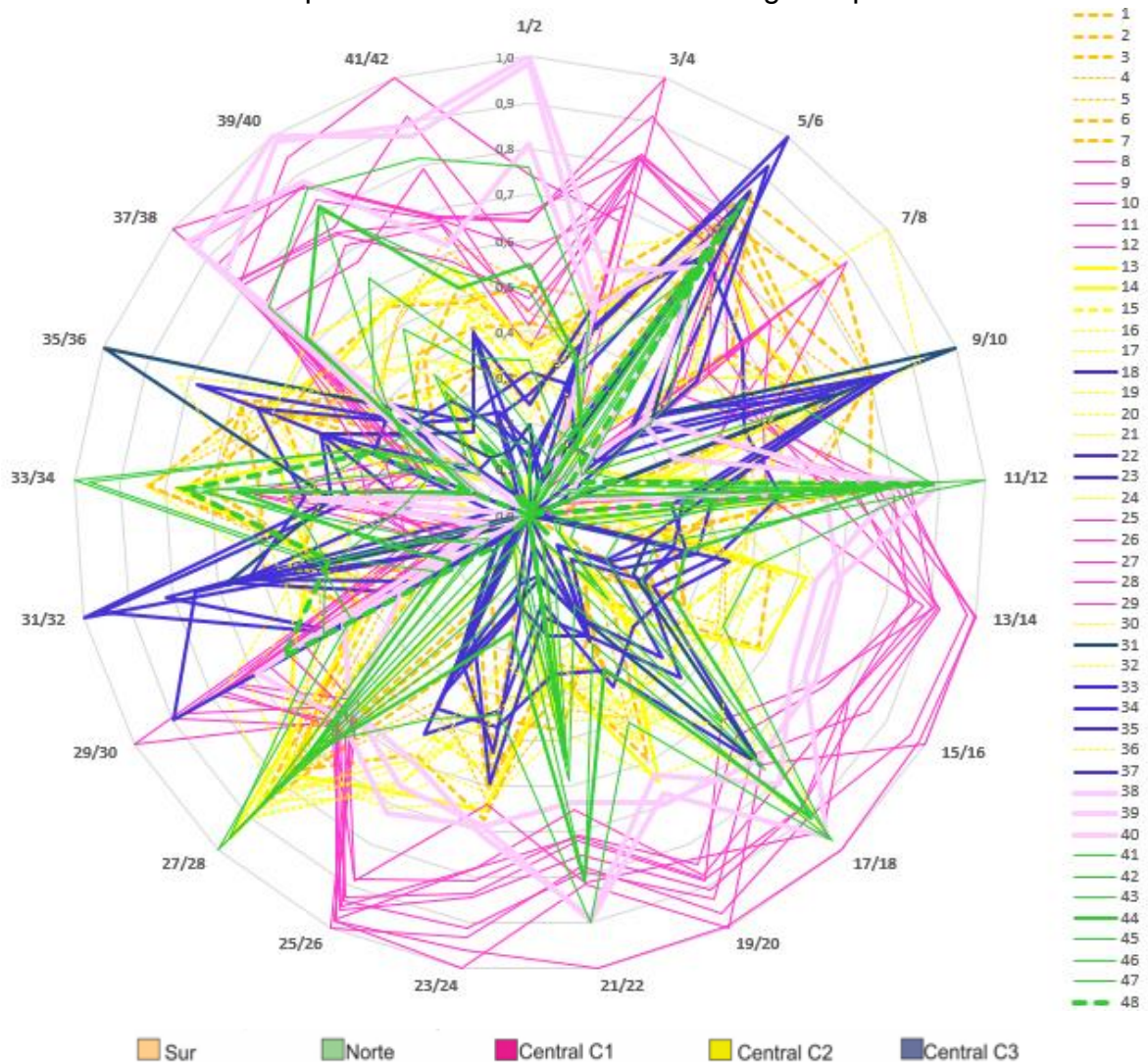
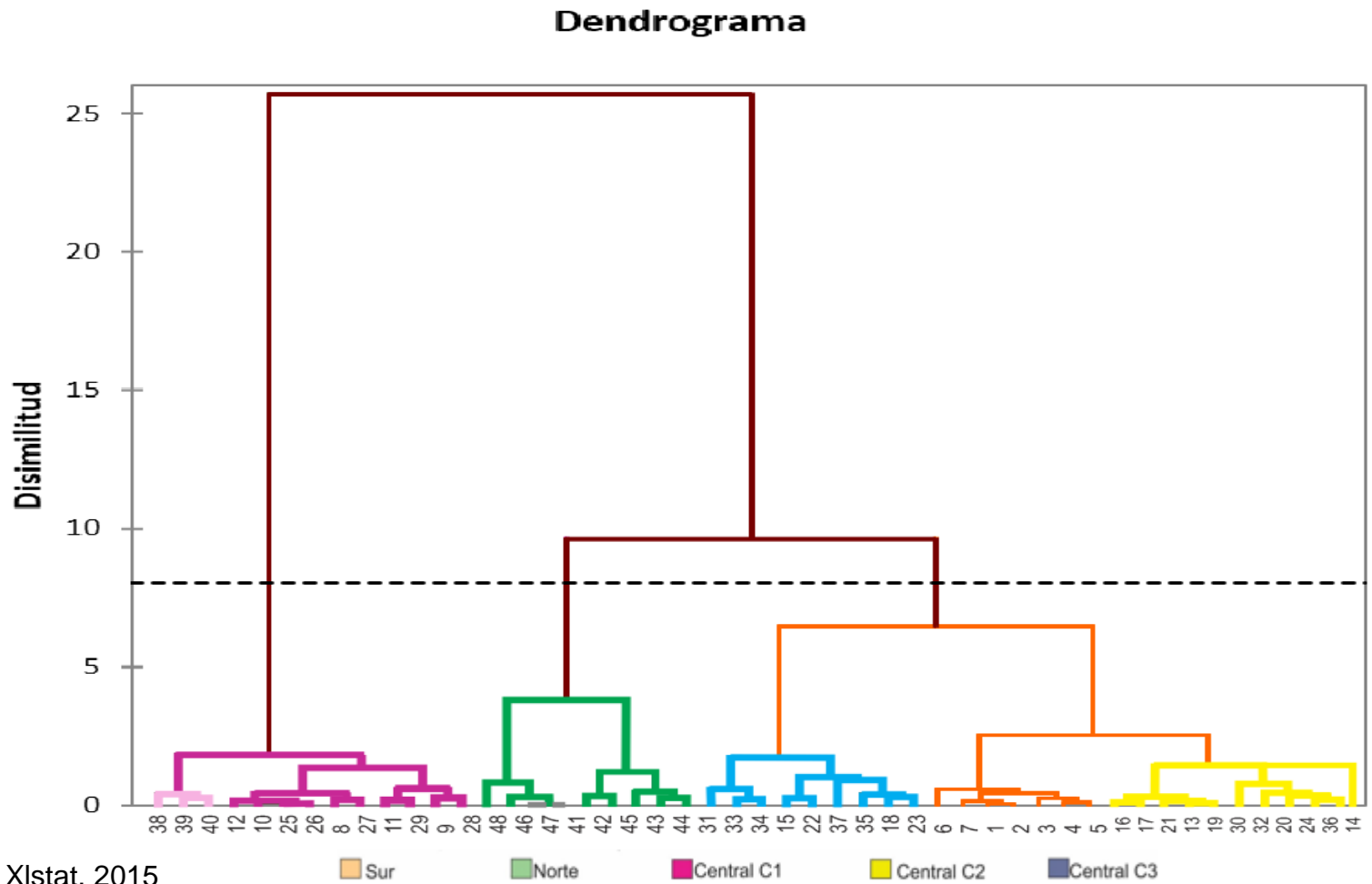


Figura 11. Diagrama *cluster* generado a partir de las relaciones *fingerprints*, usadas en este estudio para definir conectividad del reservorio.



Fuente: Xlstat, 2015

A partir de los resultados de los diagramas estrella y *cluster*, se aprecia cómo las muestras de crudo provenientes del nivel más profundo del reservorio y distribuidas en el sector sur se agrupan consistentemente con crudos que son producidos de los dos niveles del reservorio (uno más somero que el otro) y estos se encuentran distribuidos en el sector central del campo. Con diferencias fuertemente marcadas se observó otro grupo que corresponde a la unión de pozos productores del reservorio A, y son el grupo de crudos con mayor abundancia en la mayoría de los parámetros que se utilizaron para hacer la comparación y constituyen el bloque de conectividad central C1.

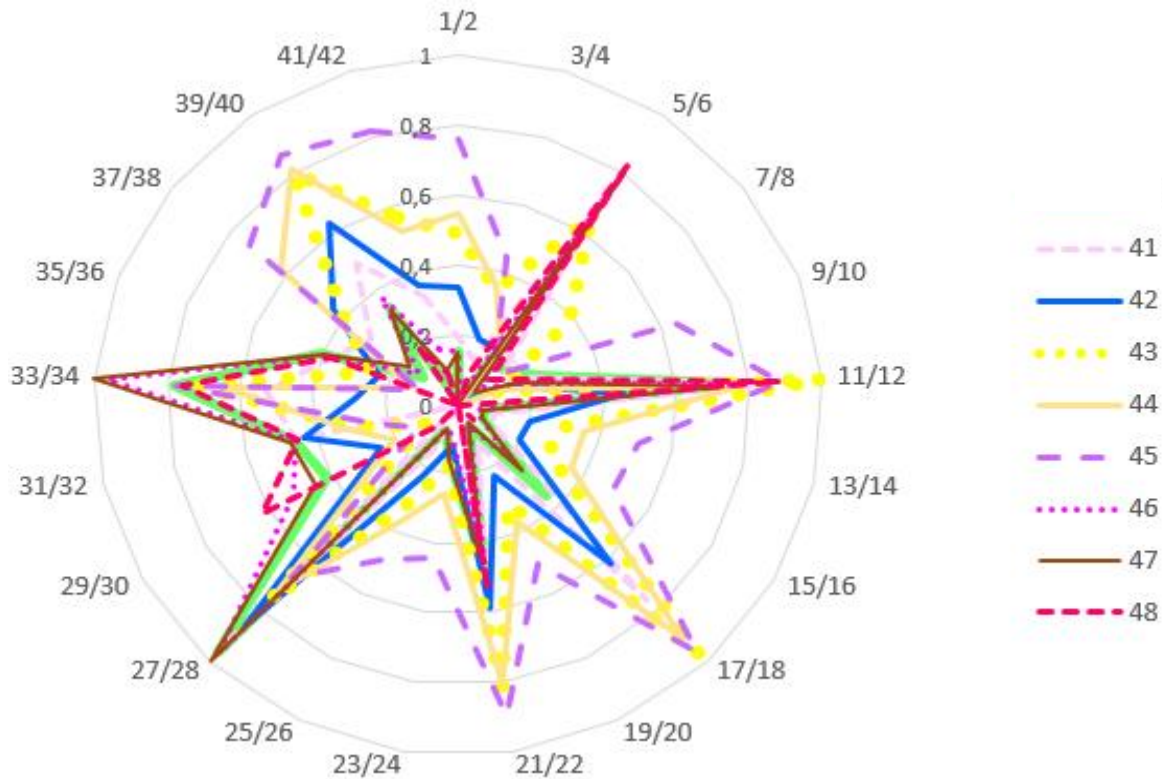
El bloque norte, corresponde a la agrupación de crudos que a pesar de que producen del nivel de reservorio que se encuentra a mayor profundidad (reservorio A), no muestra demasiadas similitudes con los bloques sur y central C1 que también producen de ese reservorio. En cuanto al bloque central C3, se logró observar una leve semejanza composicional con algunos de los crudos del bloque sur; además, son pozos productores de la mezcla de reservorios y, aparentemente, se encuentran distribuidos por toda la zona central del campo.

Las variaciones entre algunos de los bloques de conectividad fueron bastante sutiles, mientras que otros, por ejemplo el bloque central C1, es significativamente distinto en composición al resto. Esto puede deberse a diferencias en el grado de evolución térmica de los crudos o a que los crudos de este bloque sean del grupo de muestras extraídas del nivel de areniscas más profundo del reservorio, por lo que se esperaba que fuesen afectados de manera distinta por procesos secundarios.

Las muestras que geográficamente se encuentran ubicadas al noreste del campo, son crudos extraídos de la unidad reservorio A y composicionalmente, según la metodología de Kaufman, se encuentran conectados. El denominado bloque norte, aparentemente se encuentra “aislado” por la falla geológica con dirección noroeste-

sureste (NW-SE) que pasa cerca al pozo # 35 y que parece actuar como sello parcial. El bloque de conexión muestra un comportamiento bastante homogéneo. Sin embargo, en el diagrama estrella de la Figura 12, se observa un comportamiento anómalo del crudo 48 en el cual varias de las relaciones son cero.

Figura 12. Diagrama estrella realizado a partir de las relaciones de compuestos desde C1 hasta C12 para el bloque de conectividad norte.

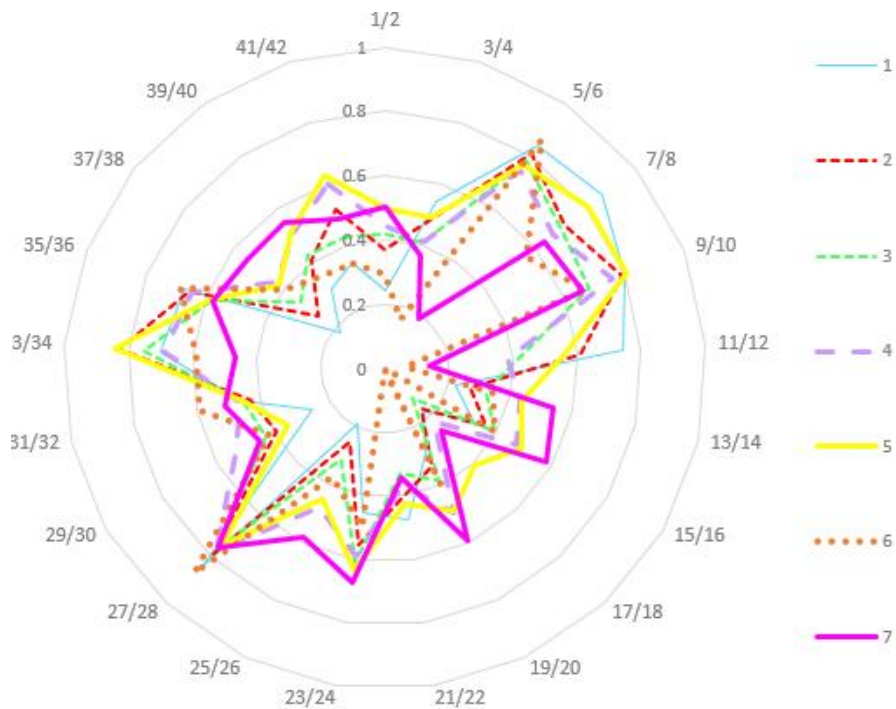


El crudo número 45 muestra mayor abundancia de los parámetros y se sugiere que este comportamiento puede estar relacionado a su cercanía con la falla del borde oriental del campo. Dentro de este bloque se identifica que los crudos con mayor grado de similitud entre ellos son las muestras 41, 42, 43, 44 y 45, así como las muestras número 46, 47 y 48 .

Las muestras que se encuentran ubicadas al suroeste del campo son extraídas del reservorio A y composicionalmente se encuentran conectadas entre ellas. Este zona

aparentemente no se encuentra totalmente aislada de la zona central, ya que incluso estando separado por una falla con dirección NW-SE, los crudos muestran similitudes composicionales con algunos de los crudos de la zona central (bloque conectividad C2) (véase Figura 13)

Figura 13. Diagrama estrella realizado a partir de las relaciones de compuestos desde C1 hasta C12 para el bloque de conectividad sur.



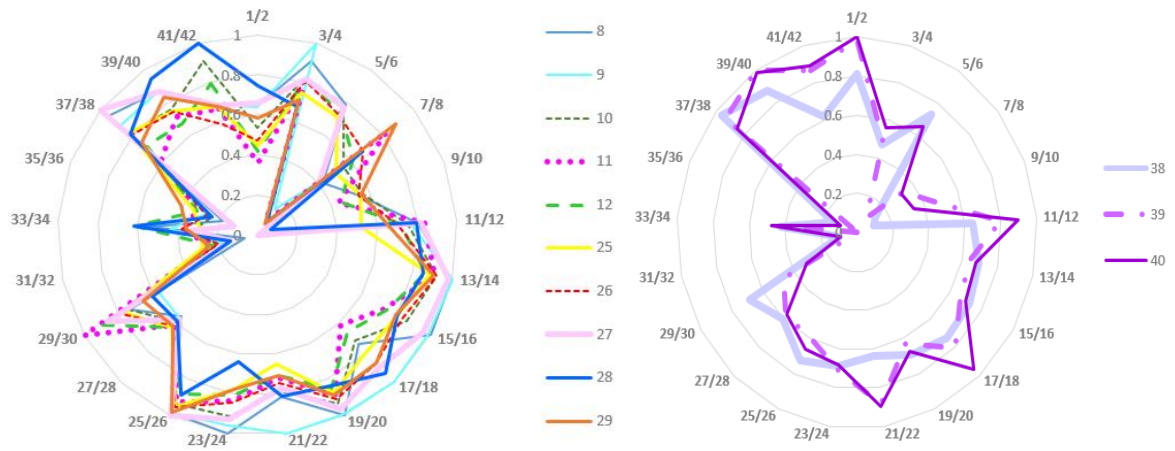
Dentro de este bloque se identifica que las muestras con mayor grado de similitud entre ellas son por un lado las muestras número 1, 2, 3, 4, 5 y por otro las muestra número 6 y 7. A su vez, se observó que son muy semejantes con crudos del sector central.

En la zona central del campo se encuentran varios de los bloques de conexión que se establecieron según la metodología *fingerprints* y hay presencia de muestras extraídas de las tres unidades de reservorio (A, B y AB). Aparentemente las fallas con dirección aproximada de NS y EW presentes al interior de este bloque no

compartimentarizaron este sector, ya que cada uno de los grupos identificados en su interior es homogéneo lateralmente a través del mismo.

Por lo que se refiere al bloque de conexión central C1, son crudos extraídos del reservorio A que tiene un comportamiento bastante uniforme, aunque las muestras número 38, 39 y 40 que se encuentran cercanas a una pequeña falla con dirección aproximada N-S, presentan leves diferencias en algunos de los compuestos. En pocas palabras dentro de este bloque de conexión se identifican dos comportamientos levemente diferenciados, en el cual los crudos número 12, 25, 10, 26, 8, 27, 11, 29, 9, 28 son los que presentan más afinidad entre ellos y los numero 38, 39 y 40 conforman otra subdivisión del mismo (Figura 14).

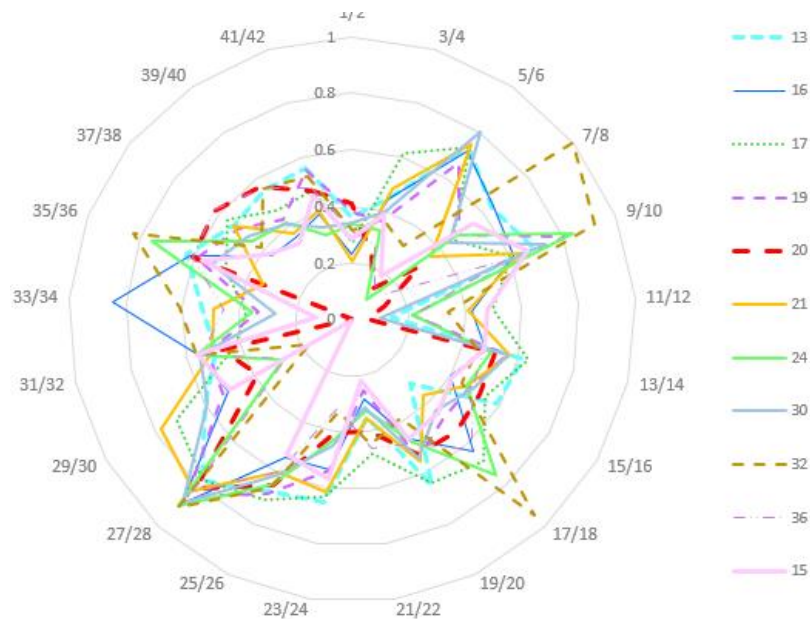
Figura 14. Diagrama estrella realizado a partir de las relaciones de compuestos desde C1 hasta C12, para el bloque de conectividad central C1.



Teniendo en cuenta que este bloque de conexión es el que más se distingue composicionalmente de los otros y que particularmente es uno de los grupos de muestras que se encuentra a mayor profundidad, se podría estar refiriendo a una compartimentalización vertical del sector central. Para ratificar esta afirmación, se requerirían datos específicos del yacimiento (líneas sísmicas, registros de pozos, disposición de secuencias estratigráficas etc.).

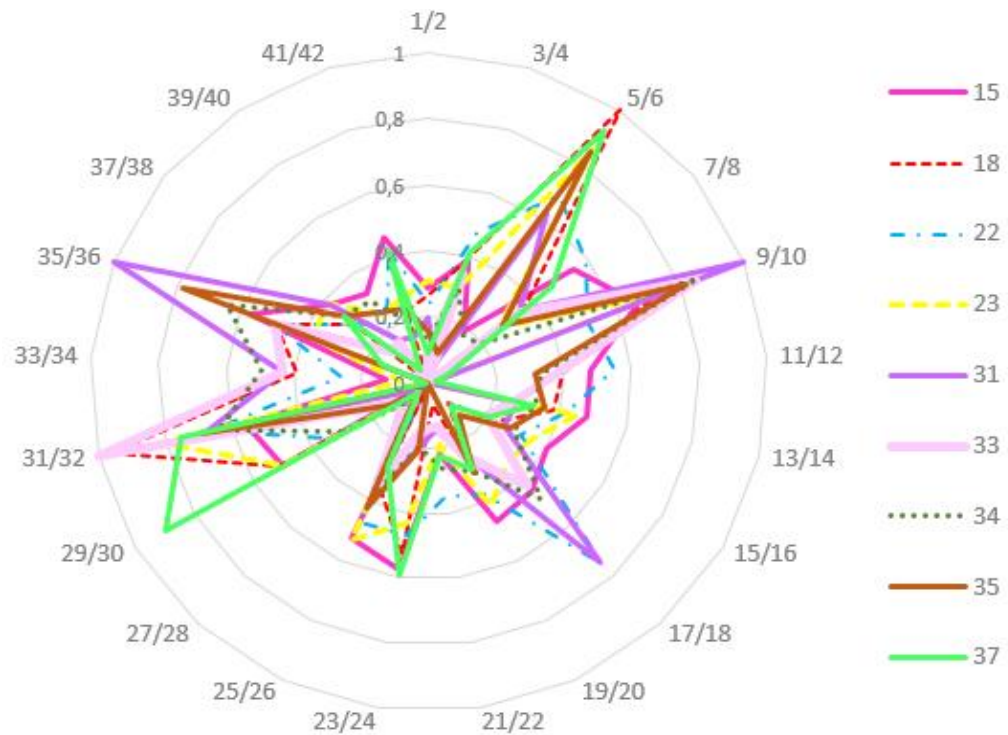
Para el bloque central C2, se conoce que son crudos producidos de pozos multicapas y que su composición varía con respecto a la distribución lateral que se tiene en el sector central. Lo anterior, se puede identificar a partir de diferencias composicionales que presentaron con muestras que no varían demasiado en profundidad respecto a estas (bloque C3). Dentro de este grupo de conexión se encuentra la única muestra que se tiene del reservorio B (Figura 15).

Figura 15. Diagrama estrella realizado a partir de las relaciones de compuestos desde C1 hasta C12, para el bloque de conectividad central C2.



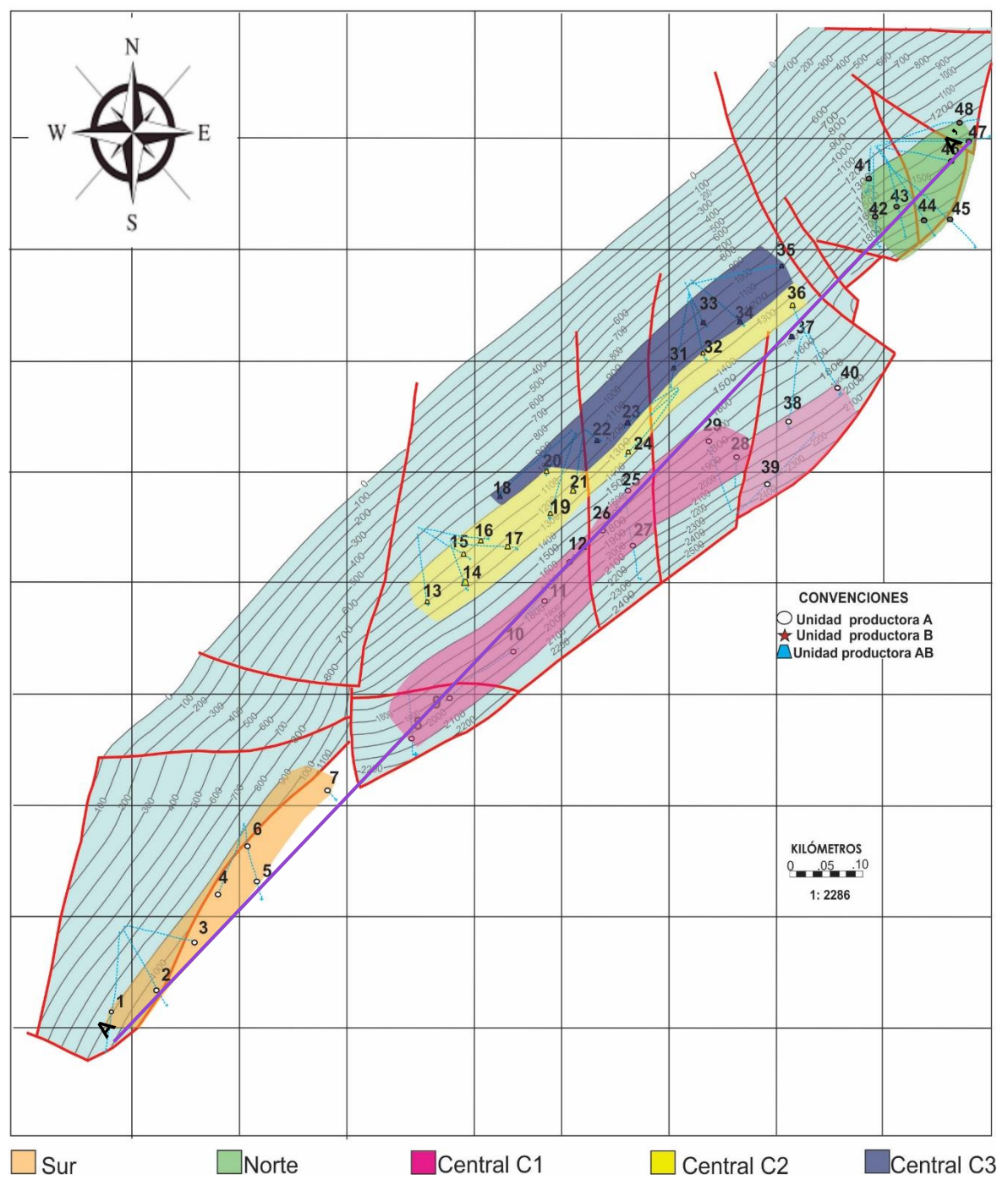
Por último, el bloque de conexión central C3 está conformado por crudos producidos del reservorio AB (multicapa) y aparentemente su composición es homogénea a través del bloque (véase Figura 16). Cabe resaltar que a pesar de que el bloque es atravesado por dos pequeñas fallas geológicas, aparentemente estas no ejercen mayor control sobre la composición del crudo. Llama la atención que según el *cluster* el crudo 37 también hace parte de este bloque, aun estando a mayor profundidad que el resto de muestras.

Figura 16. Diagrama estrella realizado a partir de las relaciones de compuestos interparafínicos desde C1 hasta C12 para el bloque de conectividad central C3.



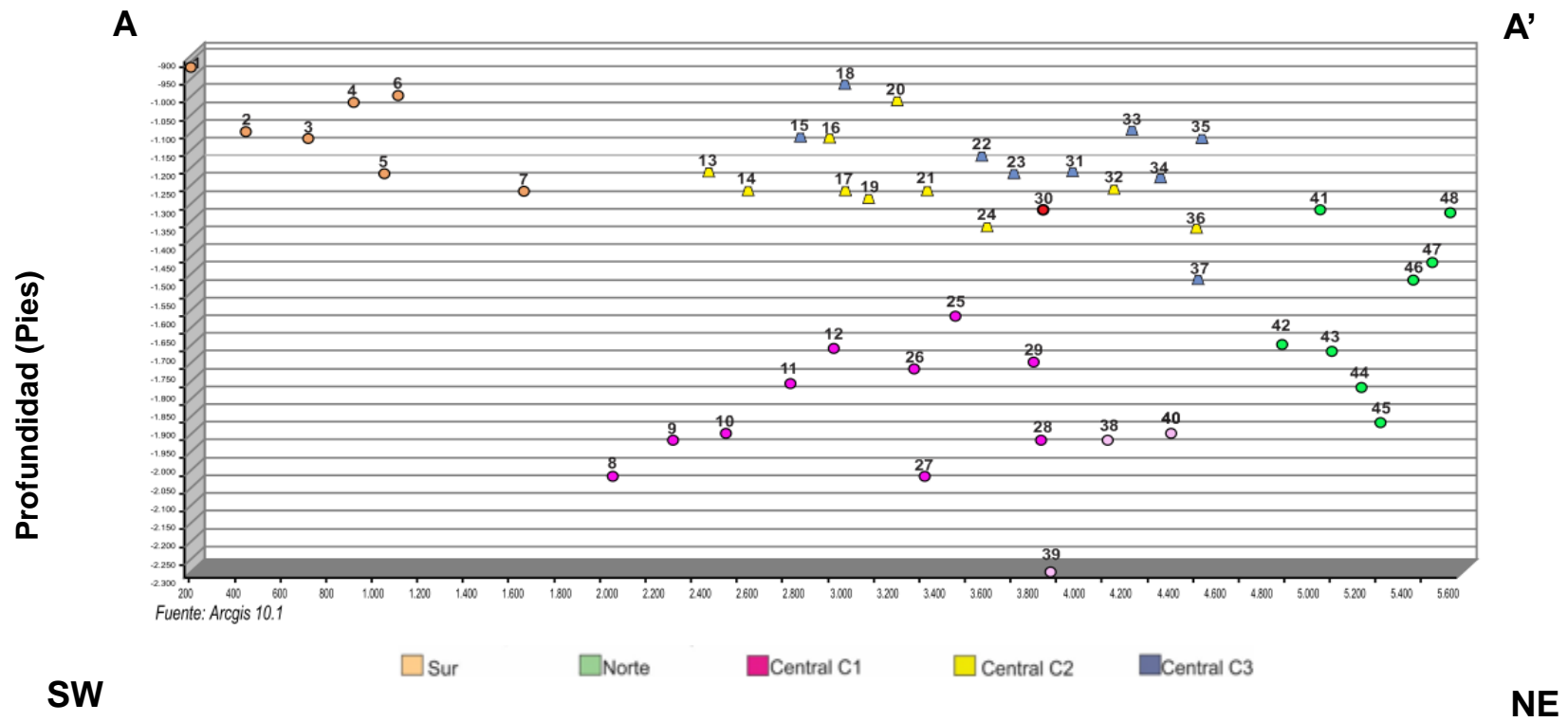
En cuanto a la conectividad del reservorio, además de lo descrito anteriormente, se observó que la separación de algunos de los bloques corresponde a diferentes posiciones geográficas y estructurales dentro del campo (véase Figura 17). Entre las principales estructura que ejercen control, se tienen las dos fallas que aparentemente sectorizan el campo en tres (norte, centro y sur) y una posible barrera estratigráfica y/o estructural que es la responsable de que el grupo de crudos denominado central C1 presente una composición singular.

Figura 17. Conectividad parcial de los pozos del campo, planteada sobre mapa estructural al tope de las areniscas de mayor profundidad.



A partir del mapa estructural del tope de las areniscas que se encuentran a mayor profundidad, se trazó un corte con dirección NE-SW para lograr visualizar a profundidad la distribución de crudos. Este se realizó por medio del software Arcgis y para ello fueron utilizadas las coordenadas x, y, z de cada una de las muestras (Figura 18).

Figura 18. Corte A-A' en tres dimensiones, al tope de las areniscas A.

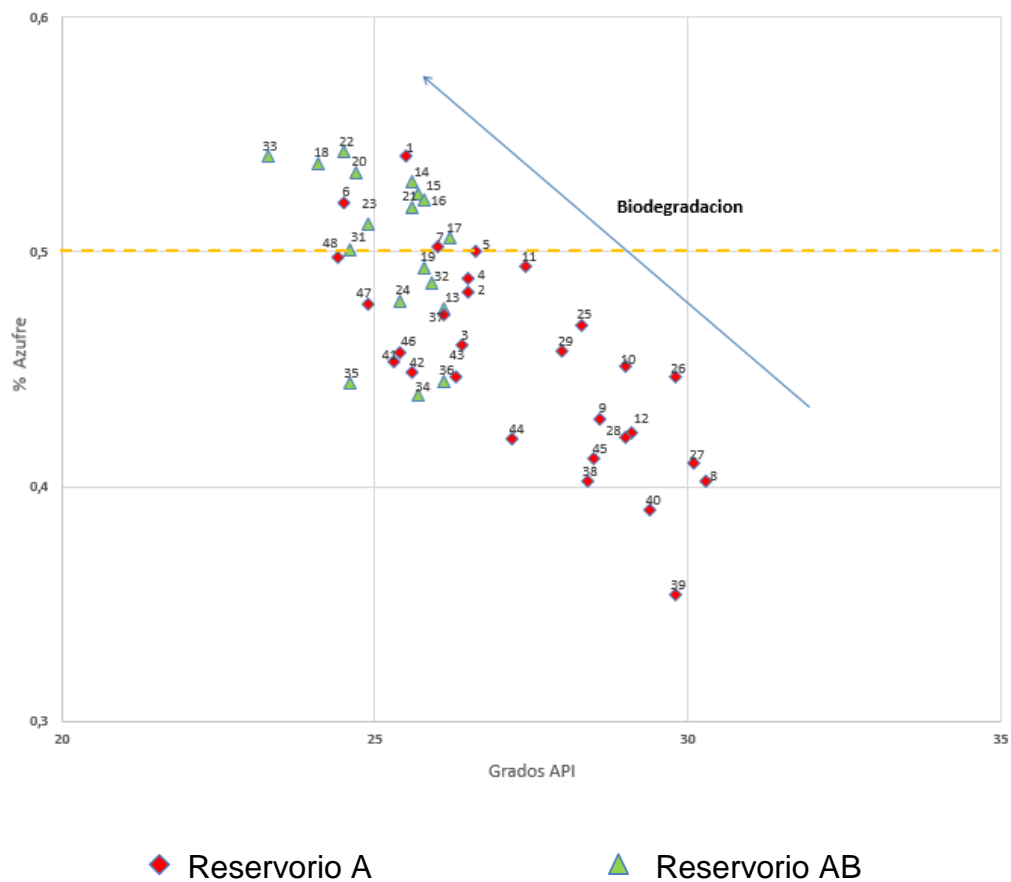


5.3 PROCESOS QUE AFECTAN LA COMPOSICIÓN DEL CRUDO

La gravedad API varía inversamente con el contenido de azufre, de modo que los crudos con gravedad API alta son bajos en su contenido de azufre (Waples, 1985).

En el gráfico de gravedad API Vs % azufre (ver Figura 19), se aprecia como el incremento de contenido de azufre está asociado a los menores valores de gravedad API. Además de ello se observa cómo la mayoría de muestras se “agrupan” dependiendo del nivel del reservorio del que fueron tomadas. Este comportamiento podría asociarse a la biodegradación, lavado por agua u otros procesos presentes en las muestras teniendo en cuenta la profundidad de cada uno de los reservorios.

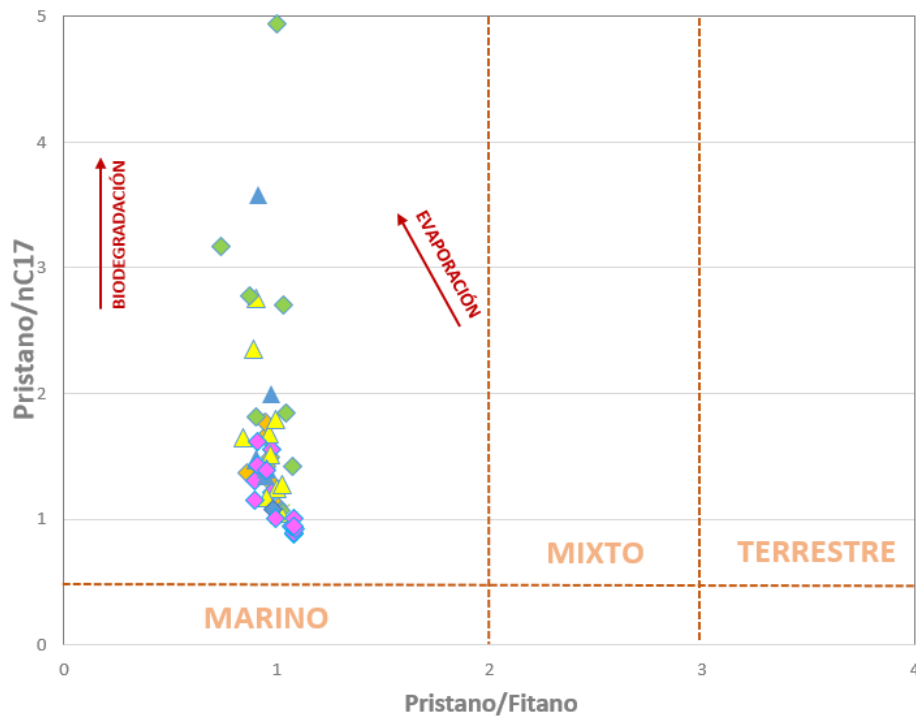
Figura 19. Gráfica grados API vs % azufre



Respecto al contenido de azufre, se considera que crudos con más de 0,5% pueden ser considerados como azufrados (Waples, 1985).

La información extraída del *whole oil* se utilizó para hacer interpretaciones iniciales acerca del crudo y las condiciones de la roca generadora. La relación calculada entre los isoprenoides pristano y fitano indica las condiciones de sedimentación de la roca generadora. En este caso, los valores de la relación son menores que dos, lo cual, según varios autores, indica que las condiciones de sedimentación fueron marinas anóxicas (ver Tabla 6 y Figura 20).

Figura 20. Gráfica pristano/*n*C17 vs pristano/fitano para establecer el origen del crudo.



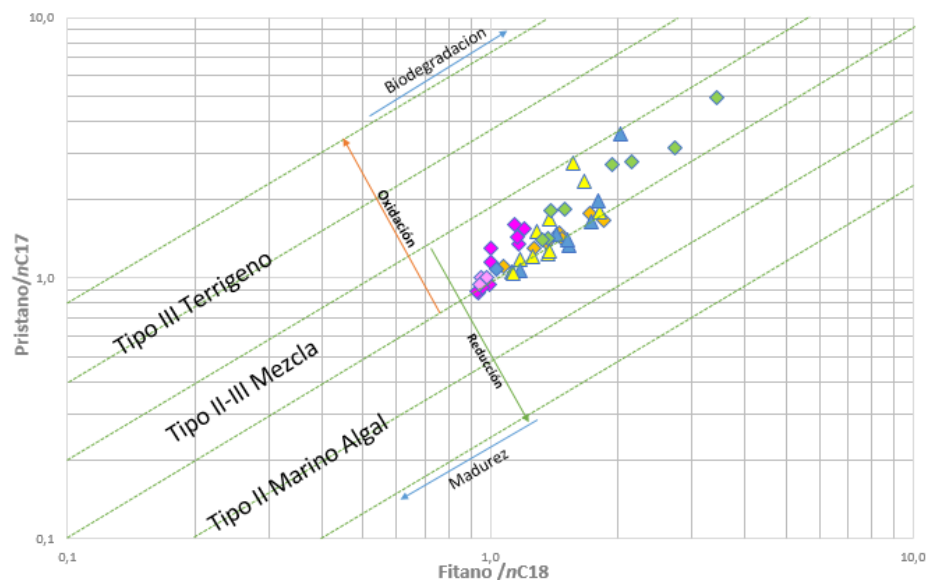
Fuente: Waples, 1988. Modificado por la autora.

Las relaciones hechas entre las áreas de pristano, fitano y los hidrocarburos normales coeluyentes Pr/*n*-C17 y F/*n*-C18 (Ver Figuras 20 y 21) se asocian con el origen y tipo de material a partir del cual se genera el crudo, sin embargo, debido a

las diferentes estructuras químicas de isoprenoides y *n*-parafinas también son indicadores de variaciones de madurez y especialmente de biodegradación. Estas relaciones se determinan calculando la relación del peso entre un hidrocarburo de biodegradación fácil, principalmente las parafinas de 17 y 18 átomos de carbono, y un hidrocarburo que se biodegrada paulatinamente, como lo hacen hidrocarburos ramificados como lo son el pristano y fitano.

En la Figura 21, se observa que las relaciones pristano/*n*-C17 vs. Fitano/*n*-C18 ubican los crudos de tal modo que se infiere un kerógeno mixto, con una leve preferencia hacia tipo de kerógeno de ambiente marino algal y condiciones reductoras, a su vez esta gráfica permite identificar un ambiente de sedimentación transicional a marino. Así pues, este resultado coincide con lo que plantean Sarmiento y Rangel (2004), quienes para la cuenca del Valle Superior generalizan mezcla de kerógeno con predominio de kerógeno tipo II.

Figura 21. Gráfica pristano/*n*C17 vs fitano/*n*C18 que establece el material a partir del cual se generó los crudos.



Fuente: *Peters y Moldowan, 2005. Modificado por la autora.*

Respecto a la madurez térmica, se observa como ésta aumenta a medida que los valores de Pr/*n*C17 y Ph/*n*C18 decrecen; esto, debido a que los *n*-alcanos se

generan a partir del *cracking* del kerógeno y por lo tanto aumentan su abundancia, disminuyendo así el valor de la relación. De acuerdo con lo anterior, los crudos con mayor grado de madurez serían 8, 9, 27, 10, 38, 39 y 40, que pertenecen al grupo de conexión central C1. Los crudos con mayor biodegradación, de acuerdo con esta gráfica son los que presentan mayor valor en la relación entre los isoprenoides y *n*-alcanos y, para este estudio fueron los crudos números 47, 48, 41, 46, ubicados al sector norte del campo.

El índice preferencial de carbono (CPI) es una relación que cuantifica la proporción de parafinas normales con cantidad impar de átomos de carbono y parafinas normales con cantidad par de átomos de carbono. Según Bray and Evans (1961), si el CPI es mayor que uno, indica un predominio impar en el contenido de parafinas normales y se inferiría mayor abundancia de materia orgánica terrígena, así como en el caso de ser igual que 1 o cercanos a este, se deduce predominio de materia orgánica marina. En el caso de los crudos analizados un 75% de las muestras tiene valores de CPI cercanos de 1 ($0,9 > \text{CPI} < 1,1$), por lo cual se habla de predominio de material marino y estado de madurez alto (Figura 22). El rango de madurez inferido anteriormente, coincide con lo que afirman Sarmiento y Rangel, 2004, los cuales definieron que solo en el noreste y este del VSM la roca madre es madura.

Por otro lado en el gráfico de dispersión CPI vs $n\text{-C}17/n\text{-C}29$ también se puede analizar el aporte de material de origen algal ($n\text{C}17$) y terrestre ($n\text{C}29$). En la Figura 22 la relación entre los hidrocarburos de cadena lineal de 17 y 29 átomos de C, permite cuantificar en forma general la madurez de los crudos, ya que los crudos que se encuentran en la franja de $0,9 > \text{CPI} < 1,1$ y además de ello tienen los valores más altos de la relación $n\text{-C}17/n\text{-C}29$ se podrían considerar los de mayor grado de madurez.

Por último, la gráfica $n\text{-C}17/n\text{-C}29$ vs Pr/Ph (Figura 23) permite confirmar que todos los crudos analizados tienen mayor aporte de materia orgánica marina, y junto a la Figura 20, permite confirmar el origen marino de todos los crudos analizados.

Figura 22. Gráfica nC17/ nC29 vs CPI que permite definir el grado de madurez.

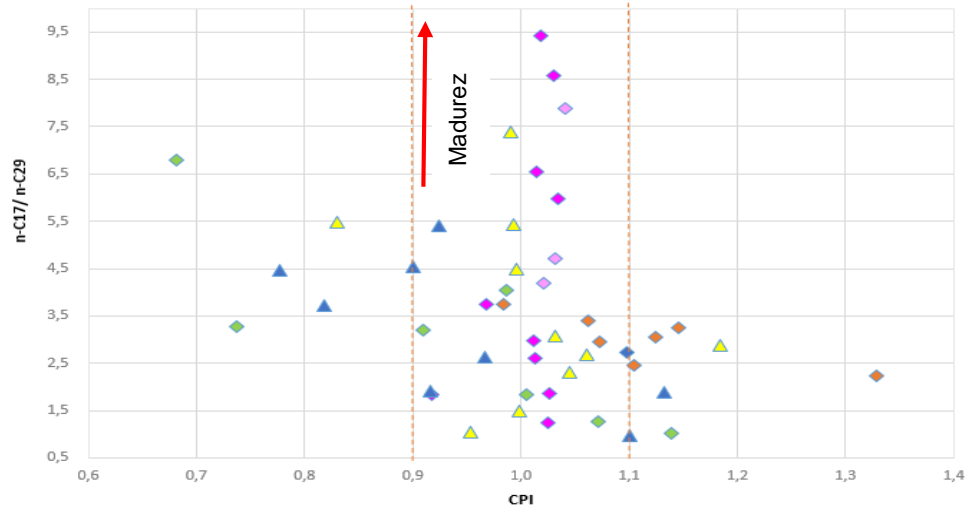
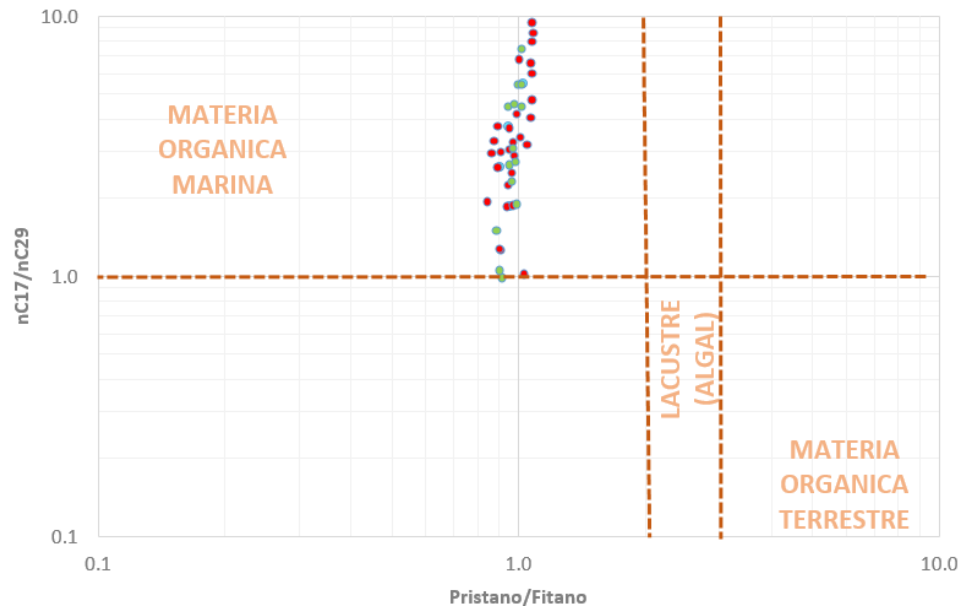


Figura 23. Gráfica nC17/ nC29 vs Pr/Ph para la determinación de ambiente de sedimentación.



5.4 CARACTERIZACIÓN Y CORRELACIÓN DE CRUDOS CON BASE EN LOS COMPUESTOS C7

Aunque el principal objetivo de este trabajo fue conocer la conectividad del reservorio, estableciendo las diferencias entre las muestras de cada compartimiento, los datos de fracción liviana contienen información considerable sobre su origen, madurez térmica, y la historia posterior a la expulsión, que pueden ayudar a corroborar la conectividad establecida por algún otro método (Peters y Moldowan, 2005).

Debido a la importancia de los petróleos ligeros, diversos investigadores han desarrollado estudios de correlación de los mismos, estableciendo una serie de parámetros y gráficos. Los parámetros y gráficos más utilizados actualmente para el estudio de hidrocarburos ligeros en diferentes partes del mundo son los propuestos por Thompson (1983) y Halpern (1995); en algunos de estos gráficos se pueden identificar alteraciones debidas a diferencias en volatilidad, solubilidad o susceptibilidad a la biodegradación.

La cromatografía de gases acoplada a un detector FID permite trabajar, específicamente, con los compuestos C7 dentro de la fracción de hidrocarburos ligeros. Los C7 son los compuestos intermedios del grupo, son menos volátiles que C5-C6 y contienen menos isómeros que C8-C9, por lo que resulta relativamente más sencilla su separación cromatográfica (Cañipa, 2002).

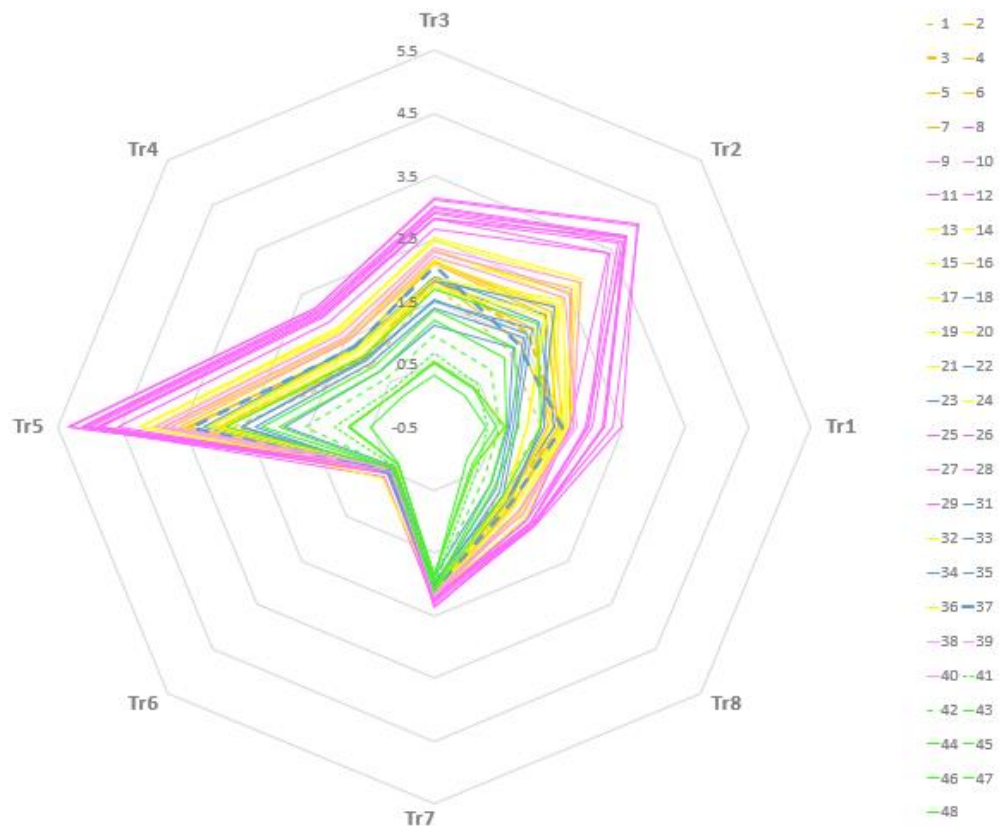
En los siguientes diagramas, la caracterización y correlación de petróleos se crea en función de su origen, grado de madurez y alteraciones generadas dentro del reservorio, como lo son la biodegradación, lavado por agua y el fraccionamiento evaporativo. En este caso, los aceites pertenecen a una serie análoga respecto a su origen y pueden presentar grado de madurez similar.

Los datos del porcentaje en peso de los compuestos C7 de las muestras estudiadas, se presentan en el Anexo A.

5.4.1 Parámetros de Halpern

En el diagrama de transformación de Halpern se observa una similitud en el comportamiento de todos los crudos, aunque con algunas variaciones sutiles en muestras que aparentemente están más alteradas (ver Figura 24).

Figura 24. Gráfico de transformación de Halpern



Fuente: Halpern, 1995. Modificado por la autora.

Analizando el parámetro que, según Halpern, es útil para evaluar evaporación, se encontró que los valores más altos en Tr6 identificarían los crudos número 19 y 10 como aquellos con mayor presencia de esta. Sin embargo, como se observa en la gráfica de transformación, el comportamiento es muy homogéneo para todos los crudos. Teniendo en cuenta que el parámetro Tr1 mide la concentración de tolueno (compuesto C₇ más soluble en agua), este resulta útil para evaluar el efecto del lavado por agua. Por lo tanto, las muestras más afectadas por este proceso

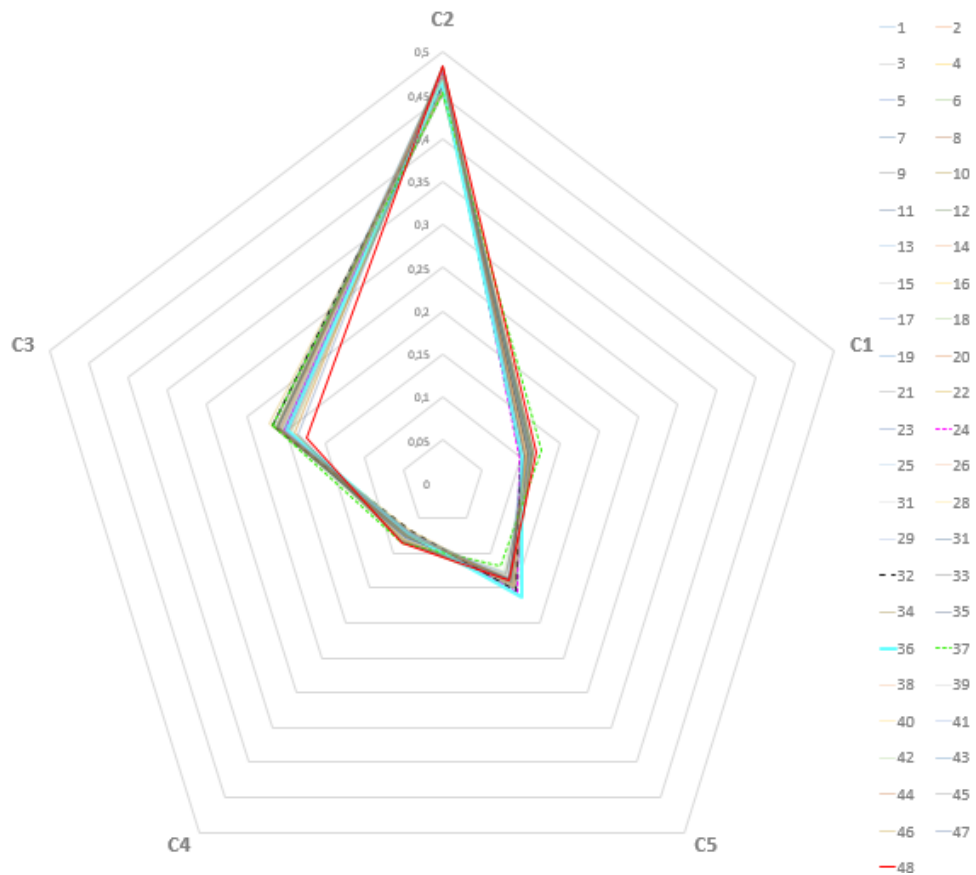
secundario son las número 48, 41, 46, 47, 42, 43, 31, 34, 33 y 35, que pertenecen a los grupos de conexión norte y central C3.

La susceptibilidad a la biodegradación en este gráfico disminuye en sentido contrario a las manecillas del reloj, por lo cual el parámetro Tr8 es la relación más resistente ante esta. Con base en lo anterior, las muestras más biodegradadas son 48, 41, 46, 47, 42, 43, 44, 34 y 33 ubicadas en los bloques de conexión norte y central C3, y las menos biodegradadas, 8 y 9 (bloque central C1). Cabe destacar que estos resultados acerca del nivel de biodegradación de las muestras, coinciden con los analizados anteriormente en las gráficas de relaciones entre *n*-alcanos e isoprenoides.

Las relaciones utilizadas en la construcción de los diagramas de Halpern, que permiten establecer correlación y determinar transformación de los petróleos, se presentan en la Tabla 3. Para el caso particular de este grupo de muestras fueron calculadas en su totalidad (ver Anexo B).

El diagrama estrella para correlación de Halpern (ver Figura 25), muestra un comportamiento muy homogéneo en todas los crudos. Al igual de lo que se esperaba, esta similitud confirma que estos crudos se derivan de la misma roca fuente y que pertenecen a una misma familia de crudos como lo describen Sarmiento y Rangel, 2004. Dentro de este mismo gráfico, las relaciones C1 y C5 pueden ser útiles para el control del fraccionamiento evaporativo entre las muestras. Teniendo en cuenta que C1 debe disminuir mientras la evaporación aumenta y C5 aumentar simultáneamente con la evaporación, los crudos con mayor evaporación serían los número 36, 24 y 32 (sector central). Los efectos de la evaporación en los parámetros C2, C3, C4 en este gráfico, no se encuentran reportados por Halpern.

Figura 25. Gráfico de correlación de Halpern



Fuente: Halpern, 1995. Modificado por la autora.

5.4.2 Parámetros de Thompson.

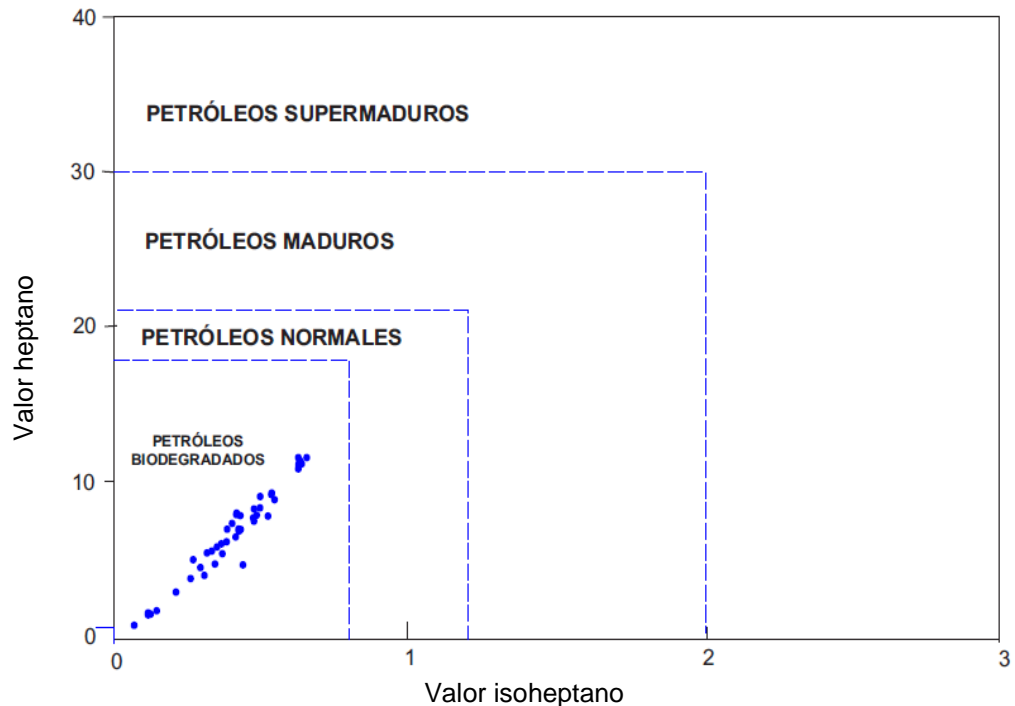
Entre las relaciones de Thompson que describen procesos que afectan los hidrocarburos ligeros, se tienen relaciones de aromaticidad y parafinicidad.

El valor heptano y el valor isoheptano (Índices de parafina de Thompson), obtenidos a partir de la fracción gasolina, aumentan su concentración a medida que aumenta el grado de madurez. Este aumento se asocia al incremento relativo de los *n*-alcanos con el aumento del grado de catagénesis.

El valor isoheptano se calcula como la relación entre los metilhexanos y los ciclopentanos metilados y no se altera considerablemente con la biodegradación (ver Anexo C)

Los valores observados en el conjunto de crudos del campo indican que el 100% de las muestras se encuentran afectadas por biodegradación, siendo los crudos número 8, 9, 10, 11, 12, 25, 26, 27, 28, 29 los que aparentemente se acercan a ser petróleos normales y por lo cual representa un grado mayor de madurez, este grupo de muestras coincide con el bloque de conexión central C1 (ver Figura 26).

Figura 26. Gráfico de valor heptano vs valor isoheptano



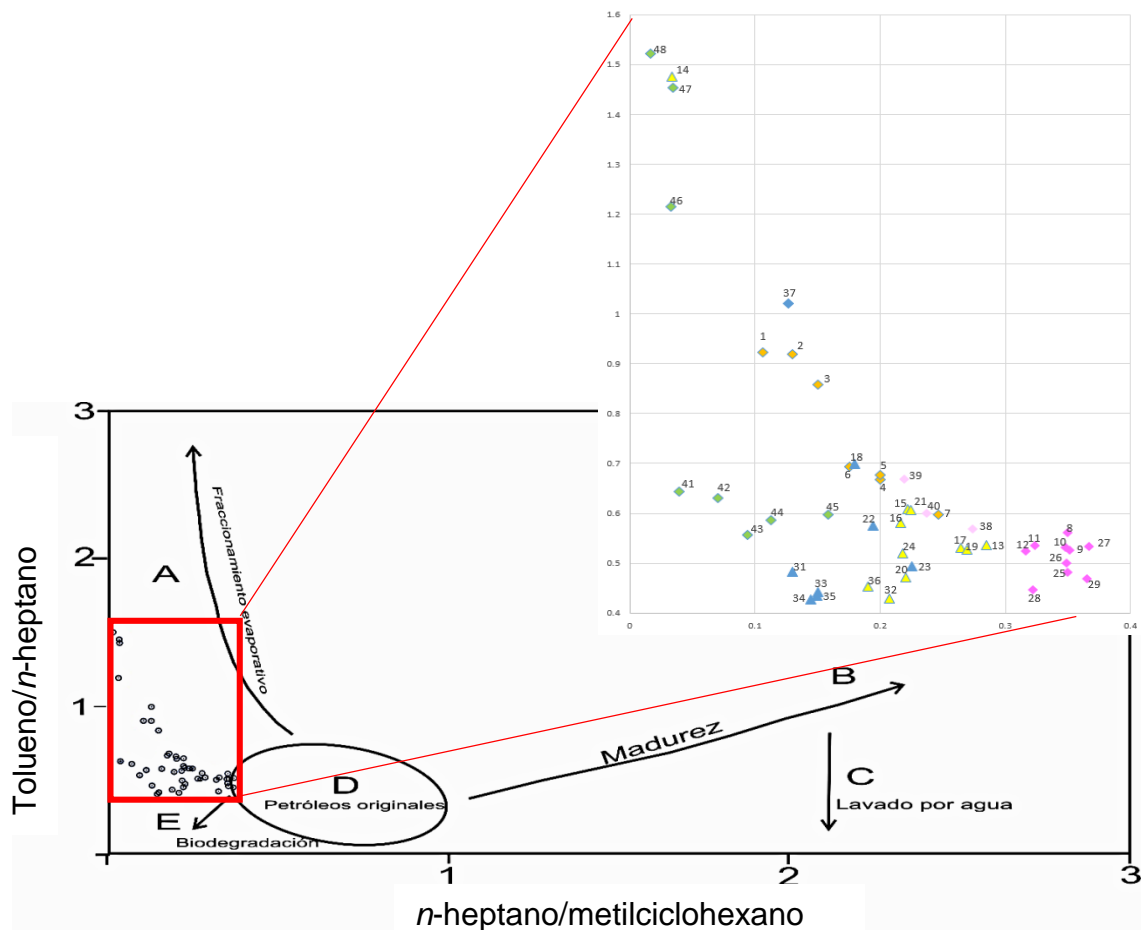
Fuente: Thompson, 1982. Modificado por la autora.

Las cuarenta y ocho muestras de crudo presentan un comportamiento similar en los gráficos de Thompson, lo cual ratifica que se trata de una familia análoga de crudos (ver Figura 26). Sin embargo, se puede observar una leve dispersión de las muestras hacia las zonas de fraccionamiento evaporativo (A) y un poco menos

marcada hacia la zona de biodegradación (E) (ver Figura 27), de modo que se infiere que algunas de las muestras fueron afectadas en mayor proporción por procesos de alteración secundaria. Los crudos más afectados por fraccionamiento evaporativo son: 48, 14, 47, 46, 37, 1, 2, 3, que pertenecen a los bloques de conexión norte y sur, y los crudos más afectados por acción bacteriana: 34, 35, 33, 31, 43, 41, 42, 32, 36 que pertenecen a los bloques de conexión norte y central C3.

De acuerdo con el gráfico de Thompson, no existen evidencias de lavado por agua o cambio de madurez entre los crudos analizados.

Figura 27. Gráfico de tolueno/*n*-C7 vs *n*-C7/metilciclohexano que muestra los cambios en la composición de la fracción gasolina.



Fuente: Thompson, 1982. Modificado por la autora.

De acuerdo con lo anterior, se podría deducir que las muestras con mayor efecto evaporativo, estarían asociadas a entrapamientos con sellos menos efectivos debido a la complejidad estructural del campo.

Finalmente, de acuerdo con varios de los resultados obtenidos a lo largo de este estudio, se identificó cómo algunas de las muestras que tanto por su gravedad API como por la profundidad del reservorio del que fueron tomadas, se esperaba que fuesen las muestras menos afectadas por procesos secundarios, y por el contrario, fueron muestras que presentaron los mayores niveles de biodegradación y evaporación. Por ejemplo, crudos como el número 1, 47, 46 y 48, que pertenecen al nivel productor que se encuentra a mayor profundidad son los más biodegradados a través del campo.

CONCLUSIONES

El análisis de relaciones entre isoprenoides y alcanos del *whole oil* indicó un origen común de todos los crudos, y los ubicó en un ambiente marino y kerógeno de mezcla tipo II-III.

Los resultados obtenidos reflejan una composición bastante homogénea de los crudos y un origen común. Sin embargo, los crudos analizados muestran diferencias sutiles tanto en su composición como en los procesos secundarios que los afectaron. En el sector norte del campo estas muestras presentaron una muy buena correlación entre sí, y en el sector sur se identificó similitud de dichos crudos con algunos del sector central.

Las diferencias composicionales encontradas muestran claras tendencias asociadas con los distintos niveles productores (A y AB) y con la profundidad del reservorio; dichas diferencias son atribuibles a procesos de alteración secundaria tales como biodegradación, lavado por agua y fraccionamiento evaporativo. En el caso del sector central, se plantea la presencia de una barrera estratigráfica y/o estructural que genere que el bloque de conexión C1 tenga una composición muy diferente a los demás bloques.

La conectividad del reservorio fue identificada mediante el uso de diagramas estrella y análisis de agrupación. Los resultados son más certeros con este último análisis, ya que refleja toda la información de los parámetros seleccionados (huellas dactilares) con precisión y evita la parcialidad de las representaciones en diagrama estrella, siendo posible establecer cinco grupos de crudo dentro del reservorio.

Los análisis de los procesos que alteraron los crudos fueron integrados mediante varios gráficos y parámetros, que permitieron observar que no en todas las muestras se cumplió el comportamiento que se esperaba respecto a las características

fisicoquímicas de los crudos y a la profundidad a la que se tomaron las muestras, es decir los crudos más biodegradados no son aquellos con el valor API más bajo y que a su vez estén en los niveles productores más someros.

Respecto a la compartimentalización del campo se plantea que el reservorio A efectivamente se encuentra compartimentalizado en tres, pero aun así el bloque de conexión sur presenta alto grado de similitud con el bloque central C2 (pozos multicapas), y que solo el bloque de crudos que se ubican al norte, se encuentra totalmente aislado por efectos de una de las fallas con dirección NW-SE que parece actuar como sello.

RECOMENDACIONES

Para lograr una visualización más precisa acerca de la conectividad de este yacimiento, sería recomendado aplicar la tecnología de huellas dactilares junto con análisis de registros de pozos, datos de sísmica y pruebas de producción del crudo, lo cual haría que la evaluación de la conectividad fuese más precisa.

BIBLIOGRAFÍA

- BARRERO, Dario, *et al.* Colombian sedimentary basins: Nomenclature, boundaries and petroleum geology, a new proposal. Agencia Nacional de Hidrocarburos, 2007, p. 78-81.
- BLANC, Ph. and Connan, J., 1994. .Preservation, Degradation, and Destruction of Trapped Oil.. In: The petroleum system– From source to trap. AAPG Memoir 60, L.B. Magoon and W.G.Dow, ed., Tulsa, Oklahoma, 237– 247.
- CAÑIPA-MORALES, Nora K., *et al.* Clasificación de petróleos mexicanos mediante cromatografía de gases y análisis de componentes principales. *Revista de la Sociedad Química de México*, 2003, vol. 47, no 3, p. 275-282
- HALPERN, Henry I. Development and applications of light-hydrocarbon-based star diagrams. En: AAPG Bulletin. June, 1995. Vol 79, No.6, p 801-815.
- INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. Trabajos escritos: presentaciones y referencias bibliográficas. Sexta actualización. Bogotá: ICONTEC, 2008.
- KAUFMAN, R. L.; AHMED, A. S.; ELSINGER, Robert J. Gas chromatography as a development and production tool for fingerprinting oils from individual reservoirs: applications in the Gulf of Mexico. En *GCSSEPM Foundation Ninth Annual Research Conference Proceedings*. 1990. p. 282..
- KAUFMAN, R. L., *et al.* Characterizing the greater Burgan Field: Use of geochemistry and oil fingerprinting. En Middle East Oil Show and Conference. Society of Petroleum Engineers, 1997.
- LABAYÉN, Ines., ILLIANO, Silvia y CROTTI, M., 2000. Reservorios multicapas. determinación del aporte de las diferentes capas a la producción global. [En línea], November 2000. Disponible en: http://www.inlab.com.ar/Gqca_capas.htm.
- LARTER, S. R.; APLIN, A. C. Reservoir geochemistry: methods, applications and opportunities. *Geological Society, London, Special Publications*, 1995, vol. 86, no 1, p. 5-32.

- MARTEAU, V., et al. Utilización de la Geoquímica de Reservorios para determinar la heterogeneidad de los petróleos de producción de la Fm. Rayoso, Cuenca Neuquina. En V Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Mar del Plata, Argentina. 2002.
- MILLER, James N. Miller, *et al. Estadística y quimiometría para química analítica*. 2002.
- MOJICA, Jairo; FRANCO, Ricardo. Estructura y evolución tectónica del valle medio y superior del Magdalena, Colombia. *Geología Colombiana*, 1992, vol. 17, p. 41-64.
- PERMANYER, A. La geoquímica orgánica en exploración y producción de petróleo: perspectivas y ejemplos de aplicación.
- PETERS, Kenneth.; WALTERS, Clifford .; MOLDOWAN, Michael. The biomarker guide: Volume 1, Biomarkers and isotopes in the environment and human history. Cambridge university press, 2005. 702 p.
- PIMENTEL, Joelma., DUNCAN Mario ., TAVARES Erika., AGUIAR Helen. Geoquímica de reservorios. En: Revista Brasileira de Geociências. Marzo, 2008. Vol. 38, p 3-18.
- POSADA, C., RANGEL, A., RODRÍGUEZ, P., PÉREZ, L., GAVIRIA, R. Geoquímica de yacimientos de la formación caballos en el campo orito. Putumayo-Colombia. En: CT&F-Ciencia, Tecnología y Futuro, Diciembre 2001. Vol. 2, No.2,. p 105-124.
- RINCÓN, G.; GARZÓN, J.; DE MORAES, J. J. Campo GUANDO, Primer Descubrimiento de la Antesala del Siglo XXI en el Valle Superior del Magdalena, Colombia. En *8th Simposio Bolivariano-Exploracion Petrolera en las Cuencas Subandinas*. 2003.
- RUEDA, Luz., Vargas Karen. Estratigrafía Ichnofacies Y Fracturas: Impacto En La Calidad De Reservorio. Formación Guadalupe Inferior (Valle Superior Del Magdalena) Proyecto de grado Geología. Bucaramanga.: Universidad Industrial de Santander.. Facultad de Fisicoquímicas. Escuela de Geología, 2005. 166 p.

- SARMIENTO, L. F.; RANGEL, A. Petroleum systems of the upper Magdalena Valley, Colombia. *Marine and Petroleum Geology*, 2004, vol. 21, no 3, p. 373-391.
- SCHAMEL, Steven. Middle and Upper Magdalena Basins, Colombia. Chapter 10. 1991. In K.T. Biddle, Ed., Active margin basins. AAPG memoir 52. ..283-301 p.
- THOMPSON, K. F. M. Classification and thermal history of petroleum based on light hydrocarbons. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 1983, vol. 47, no 2, p. 303-316.
- THOMPSON, K. F. M. Gas-condensate migration and oil fractionation in deltaic systems. En: *Marine and Petroleum Geology*, 1988. vol. 5, no 3, p. 237-246
- TISSOT, Bernard., WELTE, Dietrich. Petroleum Formation and Occurrence. Second revised and enlarged edition. Springer-Verlag Berlin Heidelberg New York Tokyo. 1984. p. 3-665.
- TOLOZA, Silvia. Identificación de los factores geológicos que afectan las características geoquímicas de los crudos del campo escuela Colorado. Proyecto de grado Geología. Bucaramanga.: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Fisicoquímicas. Escuela de Geología, 2009. 91 p.
- TOUSSAINT, F.J., 1996. Evolución Geológica de Colombia. Universidad Nacional de Colombia. Bogotá. 242 p.
- WAPLES, Douglas. Geochemistry in Petroleum Exploration. Resources Development Corporation, Boston. 1985
- XU, Yaohui, *et al.* Evaluation of reservoir connectivity using whole-oil gas chromatographic fingerprint technology: A case study from the Es3 3 reservoir in the Nanpu Sag, China. *Petroleum Science*, 2012, vol. 9, no 3, p. 290-294.

Anexo A. Porcentajes en peso, de los compuestos C7 de los crudos.

Muestra	2,2-dimetilpentano	2,4-dimetilpentano	2,2,3-trimetilbutano	3,3-dimetilpentano	2-metilhexano	2,3-dimetilpentano	1,1-dimetilciclopentano	3-metilhexano	cis-1,3-dimetilciclopentano	trans - 1,3-dimetilciclopentano	3-etilpentano	n-heptano	metilciclohexano*	Trans-1,2-dimetilciclopentano	cis-1,2-dimetilciclopentano	etilciclopentano	tolueno
1	0,027	0,047	0,009	0,02	0,078	0,112	0,085	0,153	0,176	0,196	0,036	0,104	0,978	0,357	0,039	0,076	0,096
2	0,027	0,046	0,009	0,019	0,088	0,111	0,085	0,163	0,175	0,194	0,035	0,124	0,957	0,347	0,041	0,076	0,114
3	0,029	0,049	0,010	0,020	0,1	0,116	0,09	0,176	0,181	0,199	0,037	0,148	0,985	0,354	0,042	0,08	0,127
4	0,028	0,048	0,009	0,019	0,114	0,111	0,087	0,188	0,176	0,192	0,034	0,18	0,898	0,329	0,04	0,08	0,12
5	0,027	0,049	0,008	0,018	0,113	0,111	0,085	0,186	0,172	0,19	0,036	0,183	0,916	0,33	0,037	0,079	0,124
6	0,023	0,040	0,008	0,017	0,089	0,096	0,08	0,149	0,153	0,166	0,029	0,14	0,796	0,289	0,038	0,071	0,097
7	0,026	0,046	0,008	0,018	0,127	0,105	0,083	0,194	0,168	0,182	0,032	0,214	0,867	0,313	0,042	0,079	0,128
8	0,032	0,058	0,009	0,021	0,203	0,13	0,091	0,29	0,196	0,213	0,042	0,377	1,078	0,361	0,042	0,098	0,211
9	0,031	0,062	0,008	0,02	0,199	0,129	0,089	0,285	0,192	0,211	0,042	0,371	1,056	0,356	0,042	0,095	0,195
10	0,031	0,058	0,009	0,020	0,195	0,126	0,09	0,275	0,189	0,206	0,04	0,351	1,008	0,345	0,056	0,093	0,186
11	0,028	0,050	0,008	0,019	0,178	0,116	0,083	0,252	0,173	0,188	0,037	0,318	0,982	0,318	0,039	0,087	0,17
12	0,032	0,06	0,009	0,021	0,186	0,128	0,092	0,264	0,186	0,204	0,041	0,321	1,014	0,336	0,040	0,09	0,168
13	0,026	0,046	0,008	0,017	0,14	0,105	0,081	0,208	0,165	0,18	0,03	0,235	0,826	0,297	0,045	0,08	0,126
14	0,028	0,047	0,008	0,020	0,035	0,121	0,105	0,058	0,172	0,195	0,035	0,042	1,242	0,344	0,035	0,075	0,062
15	0,023	0,044	0,007	0,016	0,112	0,097	0,076	0,165	0,146	0,161	0,03	0,176	0,792	0,269	0,029	0,069	0,107
16	0,025	0,050	0,008	0,017	0,118	0,104	0,081	0,175	0,153	0,169	0,034	0,181	0,837	0,284	0,033	0,072	0,105
17	0,030	0,056	0,009	0,019	0,154	0,117	0,088	0,221	0,172	0,189	0,037	0,247	0,933	0,317	0,044	0,081	0,131
18	0,019	0,035	0,007	0,013	0,077	0,075	0,059	0,11	0,11	0,122	0,023	0,113	0,63	0,211	0,027	0,053	0,079
19	0,200	0,038	0,006	0,013	0,107	0,088	0,07	0,154	0,134	0,145	0,028	0,188	0,699	0,238	0,046	0,068	0,099

20	0,022	0,043	0,007	0,016	0,108	0,104	0,084	0,157	0,161	0,172	0,031	0,195	0,884	0,291	0,044	0,079	0,092
21	0,027	0,049	0,009	0,018	0,137	0,107	0,082	0,198	0,16	0,173	0,032	0,201	0,894	0,298	0,035	0,076	0,122
22	0,021	0,045	0,007	0,014	0,095	0,094	0,072	0,139	0,133	0,149	0,031	0,148	0,763	0,253	0,033	0,066	0,085
23	0,021	0,04	0,007	0,015	0,096	0,089	0,071	0,133	0,133	0,145	0,025	0,162	0,719	0,246	0,036	0,066	0,08
24	0,016	0,033	0,005	0,012	0,082	0,079	0,063	0,119	0,120	0,131	0,026	0,152	0,698	0,222	0,031	0,063	0,079
25	0,03	0,058	0,008	0,019	0,188	0,124	0,09	0,26	0,183	0,198	0,039	0,335	0,956	0,323	0,041	0,09	0,161
26	0,032	0,063	0,009	0,02	0,199	0,131	0,094	0,278	0,191	0,209	0,042	0,355	1,016	0,34	0,042	0,093	0,177
27	0,034	0,065	0,009	0,021	0,216	0,14	0,1	0,3	0,203	0,221	0,045	0,389	1,059	0,356	0,054	0,101	0,207
28	0,029	0,056	0,008	0,018	0,177	0,126	0,093	0,254	0,189	0,205	0,04	0,323	1,001	0,329	0,045	0,094	0,144
29	0,029	0,056	0,008	0,018	0,185	0,122	0,089	0,258	0,182	0,198	0,039	0,344	0,942	0,319	0,046	0,091	0,161
31	0,022	0,047	0,007	0,016	0,067	0,101	0,086	0,098	0,146	0,162	0,031	0,112	0,862	0,283	0,034	0,069	0,054
32	0,022	0,048	0,007	0,015	0,099	0,102	0,081	0,145	0,151	0,167	0,034	0,17	0,821	0,277	0,037	0,073	0,073
33	0,018	0,036	0,006	0,013	0,066	0,079	0,063	0,099	0,12	0,132	0,023	0,102	0,68	0,232	0,034	0,059	0,045
34	0,025	0,047	0,008	0,017	0,083	0,105	0,085	0,121	0,155	0,17	0,031	0,131	0,908	0,302	0,044	0,074	0,056
35	0,017	0,03	0,006	0,013	0,067	0,073	0,062	0,096	0,112	0,121	0,021	0,108	0,724	0,223	0,029	0,057	0,047
36	0,023	0,045	0,007	0,016	0,099	0,105	0,084	0,146	0,155	0,174	0,037	0,17	0,892	0,294	0,04	0,079	0,077
37	0,024	0,041	0,008	0,016	0,089	0,086	0,067	0,141	0,127	0,139	0,022	0,094	0,74	0,25	0,032	0,055	0,096
38	0,03	0,056	0,008	0,019	0,163	0,129	0,1	0,239	0,195	0,21	0,04	0,282	1,027	0,335	0,048	0,094	0,16
39	0,031	0,06	0,009	0,02	0,16	0,139	0,107	0,243	0,213	0,23	0,042	0,264	1,201	0,375	0,044	0,1	0,176
40	0,03	0,06	0,008	0,019	0,158	0,135	0,102	0,24	0,205	0,223	0,041	0,27	1,137	0,362	0,043	0,096	0,162
41	0,022	0,044	0,006	0,016	0,037	0,106	0,088	0,062	0,157	0,175	0,031	0,042	1,064	0,314	0,035	0,074	0,027
42	0,029	0,055	0,009	0,02	0,065	0,128	0,105	0,103	0,19	0,209	0,034	0,084	1,186	0,365	0,045	0,086	0,053
43	0,029	0,058	0,008	0,019	0,082	0,132	0,105	0,13	0,196	0,217	0,037	0,115	1,225	0,373	0,046	0,089	0,064
44	0,029	0,057	0,008	0,02	0,093	0,131	0,104	0,144	0,196	0,217	0,038	0,138	1,221	0,371	0,044	0,09	0,081
45	0,029	0,058	0,008	0,019	0,116	0,132	0,102	0,177	0,197	0,218	0,039	0,191	1,206	0,369	0,041	0,091	0,114
46	0,031	0,051	0,01	0,022	0,037	0,131	0,112	0,06	0,185	0,209	0,035	0,042	1,287	0,369	0,037	0,078	0,051
47	0,028	0,046	0,009	0,021	0,036	0,121	0,104	0,059	0,172	0,194	0,034	0,042	1,223	0,346	0,034	0,074	0,061
48	0,034	0,049	0,01	0,024	0,023	0,137	0,115	0,039	0,192	0,218	0,039	0,023	1,367	0,388	0,036	0,079	0,035

Anexo B. Parámetros de correlación y transformación de Halpern calculados para las muestras de crudo analizadas.

# POZO	RELACIONES PARA TRANSFORMACIÓN								RELACIONES PARA CORRELACIÓN				
	Tr3	Tr2	Tr1	Tr8	Tr7	Tr6	Tr5	Tr4	C2	C1	C5	C4	C3
1	1,77	1,20	1,20	0,96	2,31	0,46	2,67	0,90	0,46	0,11	0,15	0,08	0,19
2	1,87	1,43	1,42	1,05	2,27	0,48	2,87	1,01	0,46	0,11	0,15	0,08	0,19
3	1,90	1,61	1,50	1,10	2,21	0,46	2,99	1,08	0,46	0,11	0,15	0,08	0,20
4	2,12	2,03	1,47	1,25	2,21	0,46	3,40	1,29	0,46	0,12	0,14	0,08	0,20
5	2,14	2,11	1,55	1,24	2,24	0,43	3,45	1,31	0,46	0,11	0,15	0,08	0,20
6	1,84	1,73	1,30	1,16	2,09	0,48	2,93	1,09	0,47	0,11	0,14	0,08	0,19
7	2,30	2,54	1,66	1,42	2,20	0,51	3,81	1,50	0,46	0,11	0,14	0,08	0,20
8	3,13	4,06	2,47	1,75	2,35	0,47	5,32	2,18	0,46	0,11	0,15	0,07	0,21
9	3,15	4,10	2,34	1,70	2,37	0,47	5,34	2,19	0,45	0,11	0,15	0,07	0,22
10	3,01	3,83	2,21	1,71	2,29	0,62	5,13	2,13	0,46	0,11	0,14	0,07	0,21
11	2,98	3,77	2,19	1,73	2,27	0,47	5,10	2,11	0,46	0,11	0,15	0,07	0,20
12	2,82	3,44	1,95	1,59	2,23	0,44	4,81	1,99	0,45	0,11	0,15	0,07	0,21
13	2,51	2,83	1,65	1,55	2,21	0,55	4,19	1,69	0,47	0,12	0,13	0,08	0,21
14	0,55	0,40	0,63	0,37	1,86	0,34	0,88	0,33	0,48	0,11	0,14	0,08	0,19
15	2,12	2,27	1,50	1,32	2,11	0,38	3,56	1,44	0,46	0,11	0,14	0,08	0,21
16	2,13	2,20	1,38	1,28	2,10	0,41	3,56	1,43	0,45	0,11	0,15	0,07	0,22
17	2,47	2,76	1,59	1,44	2,16	0,50	4,19	1,72	0,45	0,11	0,14	0,07	0,22
18	1,82	1,87	1,43	1,14	2,06	0,46	3,11	1,28	0,46	0,11	0,14	0,08	0,21
19	2,18	2,65	1,52	1,40	2,09	0,67	3,69	1,51	0,47	0,11	0,15	0,07	0,20
20	1,82	2,27	1,17	1,23	2,05	0,52	3,08	1,26	0,48	0,10	0,14	0,07	0,20
21	2,37	2,41	1,59	1,44	2,12	0,43	4,01	1,64	0,46	0,12	0,14	0,08	0,21
22	1,89	2,01	1,26	1,14	2,06	0,46	3,18	1,30	0,46	0,10	0,15	0,07	0,22

23	1,83	2,22	1,20	1,21	2,04	0,51	3,15	1,32	0,47	0,11	0,13	0,08	0,21
24	1,85	2,37	1,33	1,21	2,08	0,49	3,12	1,27	0,48	0,10	0,16	0,07	0,20
25	2,82	3,64	1,90	1,65	2,20	0,45	4,86	2,04	0,46	0,11	0,15	0,07	0,21
26	2,90	3,70	2,01	1,65	2,22	0,44	4,98	2,08	0,45	0,11	0,15	0,07	0,22
27	2,93	3,80	2,20	1,69	2,20	0,54	5,04	2,11	0,46	0,11	0,15	0,07	0,21
28	2,67	3,41	1,65	1,60	2,20	0,48	4,54	1,87	0,47	0,11	0,15	0,07	0,21
29	2,84	3,78	1,93	1,68	2,22	0,52	4,86	2,03	0,46	0,11	0,15	0,07	0,21
31	1,12	1,28	0,67	0,76	1,89	0,39	1,89	0,77	0,46	0,10	0,14	0,07	0,22
32	1,76	2,06	0,96	1,11	2,06	0,45	2,96	1,20	0,46	0,10	0,15	0,07	0,22
33	1,54	1,60	0,76	0,98	2,10	0,54	2,58	1,04	0,47	0,11	0,14	0,07	0,21
34	1,40	1,52	0,71	0,90	2,01	0,52	2,36	0,96	0,47	0,11	0,14	0,08	0,21
35	1,52	1,72	0,81	1,05	1,97	0,48	2,58	1,06	0,47	0,11	0,14	0,08	0,20
36	1,69	1,98	0,97	1,09	2,06	0,47	2,84	1,15	0,47	0,10	0,16	0,07	0,20
37	2,07	1,38	1,52	1,22	2,08	0,48	3,38	1,31	0,45	0,13	0,12	0,08	0,22
38	2,35	2,77	1,71	1,46	2,11	0,48	3,95	1,60	0,47	0,11	0,15	0,07	0,21
39	2,23	2,43	1,76	1,38	2,15	0,41	3,69	1,46	0,48	0,11	0,14	0,07	0,20
40	2,31	2,61	1,70	1,39	2,19	0,42	3,83	1,52	0,47	0,11	0,14	0,07	0,21
41	0,69	0,47	0,33	0,45	1,99	0,39	1,09	0,41	0,48	0,10	0,14	0,07	0,20
42	0,96	0,79	0,54	0,63	1,99	0,43	1,57	0,61	0,48	0,11	0,13	0,08	0,21
43	1,21	1,07	0,65	0,77	2,07	0,44	1,98	0,77	0,48	0,11	0,13	0,07	0,21
44	1,36	1,30	0,83	0,86	2,09	0,43	2,24	0,88	0,48	0,11	0,14	0,07	0,21
45	1,70	1,83	1,19	1,06	2,13	0,40	2,81	1,12	0,47	0,10	0,14	0,07	0,21
46	0,53	0,36	0,49	0,36	1,87	0,33	0,85	0,32	0,48	0,12	0,13	0,08	0,19
47	0,55	0,40	0,62	0,38	1,86	0,33	0,89	0,34	0,48	0,11	0,14	0,08	0,18
48	0,33	0,19	0,32	0,22	1,89	0,31	0,53	0,20	0,48	0,12	0,14	0,08	0,17

Anexo C. Parámetros de Thompson calculados para las muestras de crudo analizadas.

POZO	n-heptano	ciclohexano	1,1-dimetilciclohexano	metilciclohexano	2-metilhexano	3-metilhexano	1,3-dimetilciclohexano	1,3-dimetilciclohexano	1,2-dimetilciclohexano	valor heptano	isoheptano	tolueno	tolueno/n-heptano	n-heptano/metilciclohexano
1	0,10	0,45	0,09	0,98	0,08	0,15	0,20	0,18	0,36	4,03	0,32	0,10	0,92	0,11
2	0,12	0,45	0,09	0,96	0,09	0,16	0,19	0,18	0,35	4,80	0,35	0,11	0,92	0,13
3	0,15	0,48	0,09	0,99	0,10	0,18	0,20	0,18	0,35	5,46	0,38	0,13	0,86	0,15
4	0,18	0,43	0,09	0,90	0,11	0,19	0,19	0,18	0,33	6,94	0,43	0,12	0,67	0,20
5	0,18	0,44	0,09	0,92	0,11	0,19	0,19	0,17	0,33	7,01	0,43	0,12	0,68	0,20
6	0,14	0,38	0,08	0,80	0,09	0,15	0,17	0,15	0,29	6,23	0,39	0,10	0,69	0,18
7	0,21	0,41	0,08	0,87	0,13	0,19	0,18	0,17	0,31	8,38	0,48	0,13	0,60	0,25
8	0,38	0,47	0,09	1,08	0,20	0,29	0,21	0,20	0,36	11,50	0,64	0,21	0,56	0,35
9	0,37	0,47	0,09	1,06	0,20	0,29	0,21	0,19	0,36	11,50	0,64	0,20	0,53	0,35
10	0,35	0,45	0,09	1,01	0,20	0,28	0,21	0,19	0,35	11,29	0,64	0,19	0,53	0,35
11	0,32	0,40	0,08	0,98	0,18	0,25	0,19	0,17	0,32	11,00	0,63	0,17	0,53	0,32
12	0,32	0,45	0,09	1,01	0,19	0,26	0,20	0,19	0,34	10,51	0,62	0,17	0,52	0,32
13	0,24	0,39	0,08	0,83	0,14	0,21	0,18	0,17	0,30	9,33	0,54	0,13	0,54	0,28
14	0,04	0,56	0,11	1,24	0,04	0,06	0,20	0,17	0,34	1,52	0,13	0,06	1,48	0,03
15	0,18	0,36	0,08	0,79	0,11	0,17	0,16	0,15	0,27	7,79	0,48	0,11	0,61	0,22
16	0,18	0,39	0,08	0,84	0,12	0,18	0,17	0,15	0,28	7,60	0,48	0,11	0,58	0,22
17	0,25	0,43	0,09	0,93	0,15	0,22	0,19	0,17	0,32	8,99	0,55	0,13	0,53	0,26
18	0,11	0,29	0,06	0,63	0,08	0,11	0,12	0,11	0,21	6,55	0,42	0,08	0,70	0,18
19	0,19	0,31	0,07	0,70	0,11	0,15	0,15	0,13	0,24	9,19	0,50	0,10	0,53	0,27
20	0,20	0,38	0,08	0,88	0,11	0,16	0,17	0,16	0,29	8,00	0,42	0,09	0,47	0,22
21	0,20	0,40	0,08	0,89	0,14	0,20	0,17	0,16	0,30	7,91	0,53	0,12	0,61	0,22

22	0,15	0,35	0,07	0,76	0,10	0,14	0,15	0,13	0,25	7,04	0,44	0,09	0,57	0,19
23	0,16	0,33	0,07	0,72	0,10	0,13	0,15	0,13	0,25	7,95	0,44	0,08	0,49	0,23
24	0,15	0,29	0,06	0,70	0,08	0,12	0,13	0,12	0,22	8,10	0,42	0,08	0,52	0,22
25	0,34	0,43	0,09	0,96	0,19	0,26	0,20	0,18	0,32	11,32	0,64	0,16	0,48	0,35
26	0,36	0,45	0,09	1,02	0,20	0,28	0,21	0,19	0,34	11,32	0,64	0,18	0,50	0,35
27	0,39	0,47	0,10	1,06	0,22	0,30	0,22	0,20	0,36	11,73	0,66	0,21	0,53	0,37
28	0,32	0,43	0,09	1,00	0,18	0,25	0,21	0,19	0,33	10,75	0,60	0,14	0,45	0,32
29	0,34	0,42	0,09	0,94	0,19	0,26	0,20	0,18	0,32	11,73	0,63	0,16	0,47	0,37
31	0,11	0,41	0,09	0,86	0,07	0,10	0,16	0,15	0,28	5,02	0,28	0,05	0,48	0,13
32	0,17	0,38	0,08	0,82	0,10	0,15	0,17	0,15	0,28	7,43	0,41	0,07	0,43	0,21
33	0,10	0,32	0,06	0,68	0,07	0,10	0,13	0,12	0,23	5,62	0,34	0,05	0,44	0,15
34	0,13	0,42	0,09	0,91	0,08	0,12	0,17	0,16	0,30	5,51	0,33	0,06	0,43	0,14
35	0,11	0,32	0,06	0,72	0,07	0,10	0,12	0,11	0,22	5,88	0,36	0,05	0,44	0,15
36	0,17	0,40	0,08	0,89	0,10	0,15	0,17	0,16	0,29	7,05	0,39	0,08	0,45	0,19
37	0,09	0,35	0,07	0,74	0,09	0,14	0,14	0,13	0,25	4,72	0,45	0,10	1,02	0,13
38	0,28	0,45	0,10	1,03	0,16	0,24	0,21	0,20	0,34	9,41	0,54	0,16	0,57	0,27
39	0,26	0,52	0,11	1,20	0,16	0,24	0,23	0,21	0,38	7,98	0,49	0,18	0,67	0,22
40	0,27	0,50	0,10	1,14	0,16	0,24	0,22	0,21	0,36	8,43	0,50	0,16	0,60	0,24
41	0,04	0,47	0,09	1,06	0,04	0,06	0,18	0,16	0,31	1,74	0,15	0,03	0,64	0,04
42	0,08	0,55	0,11	1,19	0,07	0,10	0,21	0,19	0,37	2,94	0,22	0,05	0,63	0,07
43	0,12	0,56	0,11	1,23	0,08	0,13	0,22	0,20	0,37	3,83	0,27	0,06	0,56	0,09
44	0,14	0,55	0,10	1,22	0,09	0,14	0,22	0,20	0,37	4,54	0,30	0,08	0,59	0,11
45	0,19	0,55	0,10	1,21	0,12	0,18	0,22	0,20	0,37	6,12	0,37	0,11	0,60	0,16
46	0,04	0,60	0,11	1,29	0,04	0,06	0,21	0,19	0,37	1,45	0,13	0,05	1,21	0,03
47	0,04	0,56	0,10	1,22	0,04	0,06	0,19	0,17	0,35	1,53	0,13	0,06	1,45	0,03
48	0,02	0,63	0,12	1,37	0,02	0,04	0,22	0,19	0,39	0,77	0,08	0,04	1,52	0,02