

**IDENTIFICACIÓN DE LOS FACTORES GEOLÓGICOS QUE AFECTAN LAS
CARACTERÍSTICAS GEOQUÍMICAS DE LOS CRUDOS DEL CAMPO
ESCUELA COLORADO**

SILVIA JOHANNA TOLOZA HORMIGA

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

2009

**IDENTIFICACIÓN DE LOS FACTORES GEOLÓGICOS QUE AFECTAN LAS
CARACTERÍSTICAS GEOQUÍMICAS DE LOS CRUDOS DEL CAMPO
ESCUELA COLORADO**

SILVIA JOHANNA TOLOZA HORMIGA

**Proyecto de Grado en modalidad pasantía de Investigación presentado para
optar por el título de Geólogo**

DIRECTOR

PEDRO PARRA

TUTOR

ROBERT MARQUEZ

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE FISICO - QUIMICAS
ESCUELA DE GEOLOGÍA
BUCARAMANGA
2009**

DEDICATORIA

A Dios que me ha amado tanto que día a día me otorga alegría y bendiciones, llenándome de capacidades y habilidades que me permiten alcanzar objetivos tan importantes como este.

A la mujer que más amo en el mundo. Mi mami, Lucía Hormiga Ballesteros, quien sin importar miedos y obstáculos los venció todos, olvidándose de ser mujer, para convertirse no solo en madre y heroína, sino en mi motivación, orgullo y modelo a seguir. Razones suficientes por las que espero darle sólo lo mejor en esta vida.

A mi hermana. Claudia Paola Toloza Hormiga. Simplemente por escuchar y por estar. En pocas palabras le agradezco a la vida por su vida.

A un ser fascinante que me ofreció su amistad, que me acompañó de la mano en esta aventura llamada universidad, que me escuchó, me miró y finalmente me dio los mejores meses que he tenido en mucho tiempo. El es Sergio Herrera Castellanos. Mi novio, mi apoyo, mi fortaleza.

A todos mis compañeros, porque sin su compañía simplemente mi historia sería diferente. Especialmente a Clarita, por su compañía, apoyo y el ánimo que me dio siempre. También a Caro, Manu, Yohani, y Aleja, simplemente por darme la oportunidad de tener el tesoro más grande que un ser humano puede tener y ser mis mejores amigos, los amo.

AGRADECIMIENTOS

La autora expresa sus agradecimientos a:

La Universidad Industrial De Santander. Facultad de Fisicoquímicas. Escuela de Geología. Y a sus profesores. Por participar en mi formación como persona y como profesional.

Al Instituto Colombiano del Petróleo. Especialmente a líderes de los laboratorios de Geoquímica, Geólogo Leonardo Mogollón y Cromatografía, Maribel Castañeda.

Mi director de proyecto, el Geólogo Pedro Parra, profesor de la escuela de geología, por su inmensa dedicación y permanente acompañamiento durante todo el proceso de desarrollo de este estudio, mostrándose siempre no solo como un gran profesional, sino como una persona de gran valor humano, dispuesta a dar siempre lo mejor de sí. Y así mismo a su empresa GEMS Ltda por su colaboración en el mismo

Mi Codirector, el Geólogo Robert Márquez, por su orientación.

Al grupo de investigación Campos Maduros, que con su apoyo técnico y administrativo, logra hacer posible el desarrollo de este proyecto bajo su convenio. De manera muy especial a su interventor, el Ing. De petróleos. Rubén Hernán Castro por su gestión y apoyo dentro del grupo.

Al la Dirección del Campo Escuela Colorado por su colaboración ilimitada en este proyecto.

TABLA DE CONENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN.....	14
1. OBJETIVOS.....	15
1.1 OBJETIVO GENERAL.....	15
1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	15
2. GENERALIDADES DEL CAMPO COLORADO.....	16
2.1 LOCALIZACIÓN.....	16
2.2 MARCO GEOLÓGICO REGINAL.....	18
2.2.1 Estratigrafía.....	19
2.2.1.1 PRE-CRETÁCEO.....	20
2.2.1.1.1 Fm Girón.....	20
2.2.1.2 CRETÁCEO.....	20
2.2.1.2.1 Fm. Los Santos Tambor.....	22
2.2.1.2.2 Fm. Rosa Blanca.....	22
2.2.1.2.3 Fm. Paja.....	23
2.2.1.2.4 Fm. Tablazo.....	23
2.2.1.2.5 Fm. Simití.....	23
2.2.1.2.6 Fm. La Luna.....	24
2.2.1.2.7 Fm. Umir.....	25
2.2.1.3 TERCIARIO.....	25

2.2.1.3.1 Fm. Lisama.....	26
2.2.1.3.2 Fm. La Paz	27
2.2.1.3.3 Fm. Esmeraldas	27
2.2.1.3.4 Fm Mugrosa.....	28
2.2.1.3.5 Fm Colorado.....	29
2.2.1.3.6 Fm Real.....	30
2.2.1.3.7 Fm Mesa.....	30
2.3 MARCO TECTÓNICO REGIONAL.....	30
2.3.1 Evolución Tectónica Regional.....	32
2.3.1.1 CUENCA EXTENSIONAL DE RETROARCO.....	32
2.3.1.2 CUENCA PERICRATÓNICA.....	32
2.3.1.3 CUENCA ANTEPAÍS.....	32
2.3.1.4 CUENCA INTRAMONTANA.....	33
2.4 MODELO ESTRUCTURAL.....	35
2.4.1 Provincia Estructural Piedemonte Occidental Cordillera Oriental.....	35
2.4.2 Estructura Del Campo Colorado.....	37
3. METODOLOGÍA.....	39
3.1 REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA.....	39
3.2 TOMA DE MUESTRAS DE CRUDO	39
3.3 PRUEBAS DE LABORATORIO.....	46
3.3.1 Comatografía Líquida En Columna Abierta.....	47

3.3.2 Cromatografía Gaseosa de Crudo Total (Wole Oil).....	48
3.3.3 Biomarcadores Saturados.....	49
3.3.4 Biomarcadores Aromáticos.....	50
3.4 INTEGRACIÓN E INTERPRETACIÓN DE LA INFORMACIÓN.....	53
4 FUNDAMENTACIÓN TEÓRICA.....	54
4.1 COMPARTIMENTALIZACIÓN.....	54
4.2 CARACTERIZACIÓN GEOQUÍMICA DE PETRÓLEOS.....	55
4.3 CORRELACIÓN CROMATOGRÁFICA.....	56
4.4 DETERMINACIÓN DE COMPOSICIÓN DE MEZCLAS.....	56
4.5 PROCESOS QUE AFECTAN LA COMPOSICIÓN DEL CRUDO.....	56
4.6 BIOMARCADORES.....	61
5. ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS.....	63
5.1 INTERPRETACIÓN GEOLÓGICA.....	67
5.1.1 Ambiente De Depositación Y Condiciones Oxidantes Del Ambiente, Madurez, Biodegradación Y Mezclas.....	68
5.1.2 Pulsos.....	76
5.1.3 Litología De La Roca.....	77
5.2 INTERPRETACIÓN OPERACIONAL- COMPARTIMENTALIZACION.....	80
6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	86
BIBLIOGRAFÍA.....	88

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Localización del Campo Escuela Colorado.....	17
Figura 2. Columna estratigráfica generalizada de la cuenca VMM.....	21
Figura 3. Modelo evolutivo regional de la Cordillera Oriental y las cuencas del Valle Medio del Magdalena y Llanos.....	33
Figura 4. Mapa Geológico del Valle Medio del Magdalena.....	35
Figura 5. Provincia Occidental Cordillera Oriental - Cuenca del Valle Medio del Magdalena.....	36
Figura 6. Perfil del Campo Colorado.....	37
Figura 7. Mapa Estructural al tope de la Formación Mugrosa (Zona B).....	38
Figura 8. Distribución y localización pozos en el campo Colorado.....	40
Figura 9. Secciones geológicas, Campo Colorado.....	43
Figura 10. Ruta analítica General para la caracterización de Hidrocarburos.....	46
Figura 11. Columna abierta antes de eluir la muestra.....	47
Figura12. HP 6890 Agilent Technologies.....	48
Figura 13. Cromatógrafo de Gas Acoplado a detector de masas. Referencia GC- EM 7890A – 5975C. Agilent Technologies.....	49
Figura 14. El interior de la GC-MS, con la columna del cromatógrafo de gases en el horno de la derecha.....	51
Figura 15. Diagrama esquemático de un cromatógrafo de gases acoplado a un espectrómetro de masas.....	52

Figura 16. Efectos de la biodegradación en las propiedades químicas y físicas del crudo.....	59
Figura 17. Distribución de gravedad API en el Campo Colorado según los datos obtenidos.....	64
Figura 18. Diagrama Barras, distribución API crudos Colorado.....	65
Figura 19. Diagrama ternario de Análisis S.A.R. Para el gráfico se suman resinas y asfaltenos.....	66
Figura 20. Diagrama ternario de esteranos regulares.....	67
Figura 21. Cromatogramas.....	69
Figura 22. Gam/H ₃₀ Vs OL/H ₃₀	72
Figura 23. C ₂₉ Esteranos Vs C ₂₇ Esteranos.....	73
Figura 24. Relación Pr/nC ₁₇ Vs Ph/cC ₁₈	74
Figura 25. Relación n-C ₂₉ /n-C ₁₇ Vs CPI.....	75
Figura 26. Relaciones Pr/nC ₁₇ Vs Pr/Ph.....	75
Figura 27. Fragmentogramas m/z 191.....	77
Figura 28. Tipo de ambiente y roca al que puede pertenecer un conjunto de crudos según las relaciones DBT/fentanteno y Pr/Ph.....	78
Figura 29. Pr / Ph Vs H ₂₉ /H ₃₀	79
Figura 30. Ph/ _n C ₁₈ Vs C ₂₇ /C ₂₉	80
Figura 31. Diagrama Estrella de los datos de Whole Oil.....	82
Figura 32. Diagrama Cluster de los datos de Whole Oil.....	82
Figura 33. Diagrama estrella realizado a partir de las relaciones de compuestos desde C ₅ hasta C ₉ obtenidos en la cromatografía piano.....	83
Figura 34. Mapa de distribución de pozos y localización de crudos de comportamientos diferentes según caracterización geoquímica.....	84

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1: Distribución De Los Pozos Muestreados Y Unidades Productoras De Cada Uno De Los Pozos.....	41
Tabla 2. Topes De Unidades En Cada Uno De Los Pozos Muestreados.....	44
Tabla 3. Clases De Biomarcadores Importantes Y Sus Precursores.....	62
Tabla 4. Gravedad API, Crudos De Colorado.....	63
Tabla 5. Resultados Análisis SARA.....	66
Tabla 6. Resultados Biomarcadores En Fracción Saturados.....	70
Tabla 7. Relaciones Resultados Whole Oil.....	81

RESUMEN

TITULO: IDENTIFICACIÓN DE LOS FACTORES GEOLÓGICOS QUE AFECTAN LAS CARACTERÍSTICAS GEOQUÍMICAS DE LOS CRUDOS DEL CAMPO ESCUELA COLORADO¹

AUTOR: TOLOZA HORMIGA, Silvia Johanna²

PALABRAS CLAVE: Campo Escuela Colorado, cromatografía, biomarcadores, diagramas estrella, diagramas cluster, ambiente de depositación, madurez, compartimentalización

El Campo Escuela Colorado es un campo localizado en la cuenca del valle medio magdalena, cuya estructura corresponde a un anticlinal asimétrico dividido en siete bloques por fallas que lo atraviesan en sentido W-E y NW-SE, las cuales podrían estar actuando como barrera de permeabilidad, impidiendo la homogenización del crudo allí entrampado, lo cual se conoce como compartimentalización del campo.

Un total de 12 muestras de petróleo tomadas en cabeza de pozo del Campo Escuela Colorado, distribuidos a lo largo de todo el campo fueron sometidas a pruebas de cromatografía líquida, cromatografía gaseosa de crudo total, cromatografía piano y cromatografía gaseosa acoplada a espectrometría de masas, cuyos resultados fueron graficados en diagramas ternarios, diagramas estrella, diagramas cluster y mapas, a fin de identificar los factores geológicos que afectan las características geoquímicas de los crudos, que permitieran establecer correlaciones crudo-crudo y de esta manera establecer de manera preliminar la compartimentalización del campo.

La interpretación de los análisis de laboratorio se llevó a cabo mediante la elaboración de una previa integración de datos, cálculos estadísticos, desarrollo de diferentes tipos de gráficas y caracterización de los crudos, permitió establecer no solo el ambiente de depositación y sus condiciones de oxidación, tipo de materia orgánica, madurez termal, biodegradación, pulsos de llenado y tipo de roca, sino establecer la compartimentalización del campo.

De esta manera se espera que los trabajos de producción se vean mejorados gracias a los aportes que ofrece este trabajo

¹ Trabajo de Grado

² Facultad de Ingeniería Físico-Química. Escuela de Geología. Director: Geólogo Pedro Parra. UIS, Tutor: Geólogo Robert Marquez. ICP

ABSTRACT

TITLE: IDENTIFICATION OF THE GEOLOGICAL FACTORS AFFECTING THE GEO-CHEMICAL CHARACTERISTICS OF THE CRUDE OIL IN "CAMPO ESCUELA COLORADO"¹

AUTHOR: TOLOZA HORMIGA, Silvia Johanna²

KEY WORDS: Campo Escuela Colorado, chromatography, biomarkers, ternary diagrams, star charts, cluster diagrams, compartmentalization.

The Colorado School Field is located in the basin of the Magdalena middle valley. Field that has a structure corresponding to an asymmetric anticline divided into seven blocks by faults that cross it in a NW-SE and WE. These faults could be acting as a permeability barrier to prevent the homogenization of oil trapped there. This fact is known as compartmentalization of the field.

At the wellhead were taken 12 samples of oil. Selected samples throughout the field were tested by liquid chromatography, gas chromatography of crude total, piano chromatography and gas chromatography coupled to mass spectrometry. The results were plotted on ternary diagrams, star charts, diagrams cluster and maps to identify geological factors affecting the geochemical characteristics of crude, which would allow establishing correlations and crude-crude in this way to establish a preliminary compartmentalization of the field.

The interpretation of laboratory tests carried out by developing a pre-integration of data, statistical calculations, development of different types of charts and characterization of crude oils. This analysis allowed mainly establishing the compartmentalization of the field, the environment of deposition and oxidation conditions, type of organic matter, thermal maturation, biodegradation, pulse rate and filling rock.

With the contributions of this research is expected that there are improvements in the work of production.

¹ Undergraduate Project

² Physical-Chemical Engineering Faculty. Geology School. Director: Geologist Pedro Parra. UIS, Tutor: Geologist Robert Marquez. ICP

INTRODUCCIÓN

El campo Colorado inicia sus trabajos de exploración entre 1923 y 1932, operado por la *Tropical Oil Company (TROCO)*. Actualmente este opera bajo el nombre de Campo Escuela Colorado, nace bajo la firma del Convenio Interadministrativo entre la Universidad Industrial de Santander (UIS) y la Empresa Colombiana de Petróleo (ECOPETROL), por un periodo de 10 años, prorrogable.

El grupo de investigación Campos Maduros, en su convenio UIS–ICP, decide desarrollar trabajos en él. Uno de dichos proyectos es el que aquí se presenta: “Identificación De Los Factores Geológicos Que Afectan Las Características Geoquímicas De Los Crudos Del Campo Escuela Colorado”.

Los procesos que puede sufrir un crudo entrampado en un sistema petrolífero son diversos y ocurren antes, durante y después del entrampamiento. Estos tienen que ver con su generación, migración, acumulación y alteración. Pueden ser evaluados mediante geoquímica de reservorio. Con ella es posible conocer propiedades del petróleo, tales como origen, ambiente de depositación, madurez de la materia orgánica, edad y procesos de alteración.

Es natural pensar que el crudo que se extrae de los pozos de un campo petrolero es homogéneo en cada uno de ellos. Si existen crudos con diferencias composicionales se habla de compartimentalización en el campo.

El objetivo de este trabajo es Identificar los factores geológicos que afectan las características geoquímicas de los crudos del campo, que permitan establecer correlaciones crudo–crudo para encontrar las diferencias existentes entre ellos y de esta manera establecer de manera preliminar una posible compartimentalización dentro del reservorio.

1. OBJETIVOS

1.1 OBJETIVO GENERAL

Identificar los factores geológicos que afectan las características geoquímica de los crudos del campo escuela colorado, que permitan establecer correlaciones crudo–crudo para encontrar las diferencias existentes entre ellos y de esta manera establecer de manera preliminar una posible compartimentalización dentro del reservorio.

1.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- ❖ Realizar la caracterización geoquímica a las 12 muestras de crudo del campo escuela, a partir de pruebas de laboratorio en cada una de las de estas. Tales pruebas consisten en: Cromatografía líquida SARA, Whole Oils for GC/FD, Biomarcadores en fracción saturada GC/MSD, Biomarcadores en fracción aromática GC/MSD, Piano crudos C1 - C12+, Gravedad API - hidrómetro D.
- ❖ Conocer la composición bulk de cada uno de los crudos.
- ❖ Identificar parámetros de información sobre origen (roca fuente), ambiente de depósito, edad, madurez de la materia orgánica, procesos de alteración.
- ❖ Establecer variaciones de los crudos, ya sean estas sutiles o notorias.
- ❖ Identificar mediante análisis estadístico de muestras de petróleo, las poblaciones de crudo existentes en el campo, así como las familias presentes en cada una de estas poblaciones.
- ❖ Establecer según la presencia de familias, si existe o no compartimentalización lateral y vertical en el campo.

2. GENERALIDADES DEL CAMPO COLORADO

2.1 LOCALIZACIÓN

La cuenca del Valle Medio Magdalena es una de las más importantes del país ya que ha contribuido con algo más del 60% de la producción de crudos. Su actividad se inicia a partir de 1905 con Don Roberto de Mares, quien en 1919 cede sus derechos a la TROPICAL OIL COMPANY con el nombre de Concesión de Mares. El 25 de agosto de 1951 la concesión fue devuelta a la Nación.

La mayor producción de hidrocarburos en esta cuenca se ubica en las rocas terciarias principalmente de la Fm. Mugrosa, así como también de Formaciones como Esmeraldas, La Paz, Colorado y Lisama. A nivel local se encuentra que se obtiene producción de rocas cretácicas como las Formaciones Rosablanca, Tablazo, La Luna, esta última de gran importancia por ser la principal roca generadora de la cuenca.

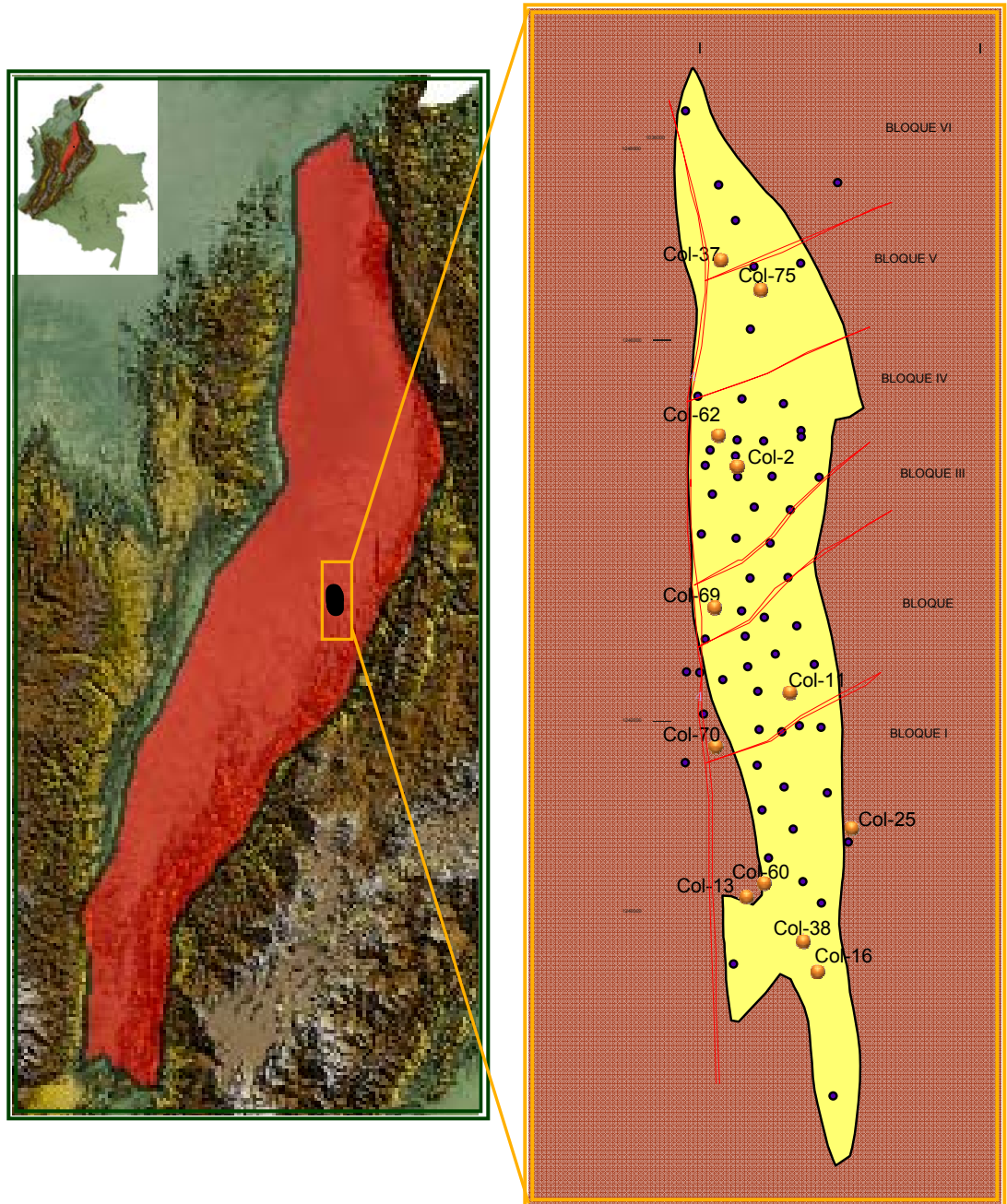
El Campo Colorado está localizado (como lo muestra la figura 1), en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, en la Provincia Estructural del Piedemonte Occidental de la Cordillera Oriental, geográficamente en la Vereda Los Colorados, Corregimiento de Yarima, en el Municipio de San Vicente de Chucurí, Departamento de Santander. Ubicado al sureste de la ciudad de Barrancabermeja y al sur del Campo La Cira-Infantas. Sus coordenadas son:

X: 1'248.000 – 1'238.000

Y: 1'036.000 – 1'042.000

La figura 1 muestra la localización del Campo Escuela Colorado.

Figura 1. Localización del Campo Escuela Colorado.



2.2 MARCO GEOLÓGICO REGIONAL

La cuenca se encuentra en un valle relativamente estrecho con un ancho máximo de 80 Km aproximadamente y una longitud de unos 500 Km. Su área es de 30.000 Km² aproximadamente. Gran parte de ella cuenca está cubierta por sedimentos del Terciario Superior y depósitos Cuaternarios.

La cuenca del VMM es de tipo intramontana que limita al este con la cordillera Oriental que presenta la Falla de la Salina, la que sirve de rasgo estructural para definir estas dos provincias. Circunstancia que ha venido a servir para nominarlo el Graben o Semifosa del Valle Medio del Magdalena.

Al oeste se encuentra la Cordillera Central con un complejo sistema de fallas. El límite sur se traza a partir del arco que forma la localidad de Honda con su sistema de fallas aproximadamente del paralelo 5°. Al norte su límite se extiende hasta la población de El Banco 9° 20'. La cuenca comprende los departamentos de Santander (donde se encuentra localizada la mayor producción del país), Boyacá, Antioquia, Cesar y pequeñas extensiones de Caldas y Cundinamarca (Gómez 1983).

Los eventos compresivos del VMM comprenden un lapso prolongado, con algunas interrupciones, entre el Triásico Tardío (?) y el Cretácico Superior. En un principio en el Jurásico se forma un graben supracontinental, bordeado por paleofallas normales con subsidencia por causa de una tectónica de bloques (Badillo, 1996 en Castillo & Gómez, 2008), que permite la acumulación de los sedimentos continentales de las Formaciones Bocas, Jordán, Girón y Los Santos. Luego a comienzos del Cretácico, y por el mismo mecanismo de distensión y fallamiento normal, se produjo una transgresión marina que dura hasta principios del

Terciario. La regresión esta marcada por la depositación de la Formación Lisama (Badillo, 1996 en Castillo & Gómez, 2008).

La fase de tectónica compresiva del VMM se inicio en el Paleoceno y sigue efectuándose en la actualidad según Morales et al., (1958) la depresión misma del VMM habría comenzado a ocurrir a finales del Cretácico, y hasta el Mioceno donde habría tomado su actual configuración.

A mediados del Paleoceno ocurre el levantamiento del Macizo de Santander-Floresta (Badillo, 1996 en Castillo & Gómez, 2008). Durante esta fase, en las zonas anticlinales formadas la erosión, remueve gran parte de la secuencia Cretácica, mientras que la sedimentación y la subsidencia prosiguen en las zonas sinclinales, sin mayores interrupciones (Julivert ,1961).

Desde el Eoceno hasta el Mioceno se depositan las Formaciones La Paz, Esmeraldas, Mugrosa y Colorado en ambientes de sedimentación de tipo continental. Durante el Mioceno Medio a Tardío, la fase compresiva es mayor y los sedimentos hasta entonces depositados son fallados y plegados. Durante el mioceno Tardío-Plio-Pleistoceno se deposita la última secuencia molásica representada por el Grupo Real, el Grupo Mesa y depósitos recientes, los cuales se observan poco o nada deformados (Badillo, 1996 en Castillo & Gómez, 2008).

2.2.1 Estratigrafía

Dada la importancia económica que representa la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, esta ha sido ampliamente estudiada por las industrias petroleras. La secuencia estratigráfica planteada por ECOPETROL, abarca unidades desde el pre-Cretáceo hasta la actualidad.

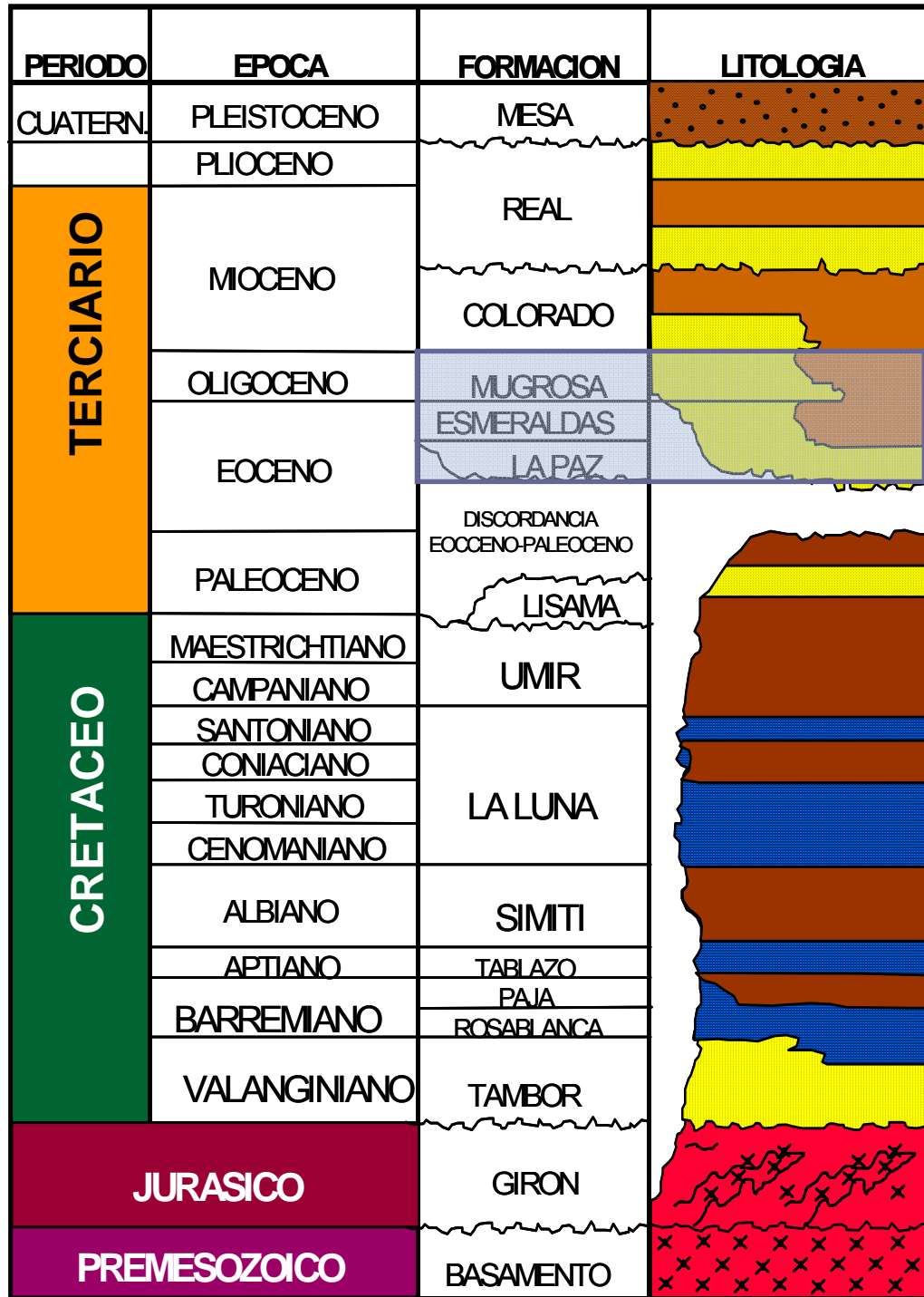
La figura 2 corresponde a la columna estratigráfica generalizada de la cuenca, es de gran importancia tener en cuenta que las unidades productoras en el campo corresponden a las Formaciones Mugrosa, Esmeraldas y La Paz, las cuales abarcan una edad terciaria.

2.2.1.1 PRE – CRETACEO

2.2.1.1.1 Formación Girón (Triásico-Jurásico).

La Formación Girón está constituida por una serie de cuarzoarenitas limpias de grano medio que gradan a cuarzoarenitas conglomeráticas y conglomerados finos con guijos de cuarzo lechoso y ocasionalmente con presencia de chert negro. Las areniscas presentan estratificación cruzada y capas lenticulares medias a gruesas, la selección es pobre, con granos subredondeados, matriz es arcillosa y cemento silíceo. El espesor de ésta formación oscila entre unos 0 a 4.500 metros, con un reporte de 2.600 metros en la sección del Río Lebrija. Se ha definido como una de las facies características de la “Molasa del Jurásico”, con algunas intercalaciones más finas de capas rojas (ECOPETROL, 2003). El ambiente de depositación consiste en un ambiente tipo continental que presenta condiciones oxidantes, esto se puede evidenciar en la coloración rojiza típica de esta formación (Gómez & Morales, 2008).

Figura 2. Columna estratigráfica generalizada de la cuenca VMM. En el recuadro azul son resaltadas las unidades productoras.



Fuente: ECOPELROL 2003

2.2.1.2 CRETACEO

2.2.1.2.1 Formaciones Los Santos–Tambor (Valanginiano – Hauteriviano)

La secuencia comprendida por las Formaciones Los Santos – Tambor en algunas zonas reposa de manera discordante sobre rocas del Jurásico. En esta área se conocen afloramientos donde el tope de la Formación Girón corresponde a un conglomerado de 80 metros de espesor y está suprayacido discordantemente por la Formación Los Santos. En otros lugares como el Río Chucurí, el tope de esta Formación se encuentra conformado por unas arcillas rojas que presentan principalmente intercalaciones delgadas de areniscas hacia su base y donde el contacto con la Formación Tambor es concordante.

Hacia la base de la Formación Tambor se encuentra un conjunto rudítico, suprayacido por un intervalo lutítico arenoso seguido por un conjunto arenoso. Los ambientes de depositación corresponden a abanicos aluviales, ambientes estuarinos a mareales y ríos de baja sinuosidad en llanuras aluviales. Los análisis petrográficos y petrofísicos en muestras de superficie reportan porosidad del orden de 2,0% y permeabilidad de 0,08 mD. El espesor medido en el área de estudio alcanza los 620 metros, sin determinar su contacto a la base (ECOPETROL, 2003).

2.2.1.2.2 Formación Rosa Blanca (Hauteriviano – Barremiano.)

Está formada por calizas gris azulosa compactadas, ocasionalmente se encuentran lutitas margosas. Presenta delgados niveles de areniscas (Gómez, 1983). El contacto inferior con la Formación Santos–Tambor es concordante (ECOPETROL, 2003). El ambiente de depositación corresponde a un ambiente de

plataforma, donde se evidencia un paso a través de la secuencia estratigráfica de un ambiente litoral a uno más marino (Gómez & Morales, 2008).

2.2.1.2.3 Formación Paja (Barremiano)

Constituida por arcillolitas negras y blancas micáceas finamente laminadas, la parte inferior presenta concreciones calcáreas y septarias. Se considera una roca generadora de petróleo (Gómez, 1983). El ambiente de depositación es marino nerítico inferior a medio, de aguas tranquilas, con bajas condiciones anóxicas y con ausencia de perturbación, las condiciones de depositación son reductoras, evidenciado en los contenidos de pirita (Gómez & Morales, 2008). Se encuentra reposando en contacto concordante sobre la Formación Rosablanca (informe de ECOPEPETROL, 2003).

2.2.1.2.4 Formación Tablazo (Aptiano tardío – Albiano)

Son margas oscuras calcáreas y compactas en la parte inferior que se convierten hacia arriba en calizas compuestas de color gris azulado de grano grueso. Algunos horizontes lutíticos pirotosos son muy comunes. Presenta un ambiente de depositación el cual indica una somerización, con fluctuaciones eustáticas, donde se conserva un ambiente de carácter marino, esto se evidencia en la intercalación que se presenta de niveles de areniscas con arcillolitas (Gómez & Morales, 2008).

2.2.1.2.5 Formación Simití (Albiano temprano – Albiano medio)

Esta secuencia consiste de shales blandos, finamente laminados y carbonáceos, de color gris oscuro a negro, se presenta niveles calcáreos en algunos sectores, con algunos niveles de concreciones y algunos niveles conglomerados con nódulos fosfáticos hacia el tope (Morales, 1958 en Gómez & Morales, 2008). El

ambiente presente en la depositación de esta formación es de predominio marino, con un importante evento de transgresión generando una profundización de la cuenca (Gómez & Morales, 2008).

Según la Agencia Nacional De Hidrocarburos (ANH), las arcillolitas del cretáceo y los shales del de las Formaciones La Luna y Simití – Tablazo son probablemente la roca fuente en el reservorio. El TOC es alto (1-6%) y la materia orgánica es esencialmente de tipo II, los valores de Ro están entre 0.6 – 1.2%. la principal roca fuente fue depositada durante dos eventos anóxicos mundiales.

2.2.1.2.6 Formación La Luna (Turomaniano – Coniaciano – Santoniano)

La formación La Luna se subdivide en tres miembros de abajo hacia arriba son:

El Miembro Salada consta de lutitas oscuras margosas con concreciones calcáreas con fuerte olor a petróleo cuando se parten.

El Miembro Pujamana consta de lutitas finamente estratificadas a veces calcáreas.

Miembro galembo consta de calizas oscuras separadas por lutitas y liditas negras, niveles de fosfatos son comunes.

Entre el Simití y la Formación La Luna aparece a veces un nivel calcáreo conocido con el nombre de El salto. (Gómez, 1983). El ambiente de depositación es definido como un ambiente Deltáico que refleja condiciones oxidantes y alcalinas, así como luz, temperatura adecuada y abundancia de nutrientes con ratas de depositación bajas lo cual genera que esta formación tenga un buen potencial como roca generadora (Gómez & Morales, 2008). De igual manera García, M. en su artículo “La Supresión De La Reflectancia De Vitrinita En Las Formaciones La Luna Y

Hondita Y Sus Implicaciones En La Exploración De Hidrocarburos En Las Cuencas Del VSM Y VMM, Colombia” considera esta Formación como una de las mayores rocas generadoras de hidrocarburo y gas en la cuenca, con un gran potencial de reservas de petróleo y gas aun por descubrir es

2.2.1.2.7 Formación Umir (Campaniano a Maestrichtiano – Daniano)

La Formación Umir comprende un conjunto de lutitas oscuras silíceas finamente estratificadas, concreciones ferruginosas y numerosas capas de carbón. Entre la Luna y el Umir es posible una ligera discordancia (Gómez, 1983).

2.2.1.3 TERCIARIO

La secuencia sedimentaria del Terciario en el Campo Colorado corresponde al intervalo Paleoceno–Reciente. Las rocas sedimentarias son predominantemente de origen continental y fueron depositadas en una cuenca de antepaís. Posteriormente y hasta el reciente la depositación se dio en una cuenca intermontana como parte de un cinturón deformado, producto del levantamiento de las Cordilleras Central y Oriental, como respuesta a las colisiones de la Cordillera Occidental y el Arco de Panamá con el Occidente y Noroccidente de Colombia (Barrero, 1979, Colleta et al., 1990; Dengo & Covey, 1993; Cooper et al., 1995 en ECOPETROL, 2003).

La secuencia terciaria del VMM ha sido subdividida desde el punto de vista regional y de producción en la unidades operacionales A, B, C, D y E. (Suárez, 1996 en ECOPETROL, 2003) utiliza un esquema crono–estratigráfico en el cual las unidades deposicionales se encuentran limitadas por discordancias y son denominadas informalmente por dicho autor como *Tectonosecuencias*, debido a su relación con eventos tectónicos ocurridos durante esta época en la Cuenca del

VMM. La estratigrafía de base a techo corresponde a las formaciones Lisama, La Paz (Zona E), Esmeraldas (Zona D), Mugrosa (Zonas B y C), Colorado (Zona A), además del Grupo Real y el Grupo Mesa. Las Zonas D y E corresponden a la *Tectonosecuencia 1* del Eoceno Superior, la cual representa la primera depositación netamente continental en la cuenca posterior al predominio marino en el Cretáceo. Las Zonas B y C corresponden a la *Tectonosecuencia 2* y la Zona A a la *Tectonosecuencia 3*.

Las formaciones Colorado, Mugrosa y Esmeraldas constituyen las principales unidades arcillolitas de hidrocarburos en el VMM, las cuales han sido probadas en diferentes campos a través de la cuenca.

2.2.1.3.1 Formación Lisama (Paleoceno)

La formación Lisama está compuesta por lutitas abigarradas, arenisca de grano fino a medio de color pardo con cemento ferruginoso y mantos de carbón. El ambiente indica un paso de depositación marina del cretáceo superior a sedimentación continental característica en el terciario, más exactamente un ambiente de depositación lagunar a deltáico terminando aquí las condiciones marinas que dominaron en el Cretáceo. La parte media superior consta de arcillolitas limosas de tonos claros, pardo rojizas, pardo amarillo, violácea y gris claro con intercalaciones de areniscas arcillosas, gris y marrón, fina, micáceas, y compacta (Montt, M. Gutierrez D. ECOPETROL S.A., 2005 en Gómez & Morales, 2008). El contacto inferior es transicional con la Formación Umir en el sector del Sinclinal de Nuevo Mundo. El contacto superior con la Formación La Paz, es discordante.

2.2.1.3.2 Formación La Paz (Eoceno medio)

Está constituida por tres niveles, el inferior de arenas grises masivas conglomeráticas (Toro), el nivel medio Shales grises en grandes paquetes y el nivel superior de areniscas gruesas. Esta formación presenta un espesor que claramente puede alcanzar los 1000 metros. Corresponde a un ambiente de depositación y de formación más de tipo fluvial en presencia de condiciones oxidantes, confiriéndole una coloración rojiza.

Estas areniscas presentan un potente espesor, porosidad y permeabilidades óptimas, lo cual hace que sean consideradas como rocas reservorio. La Formación la Paz en refleja condiciones de depositación predominantemente continental que se mantienen durante el Eoceno (Suárez, 1996 en Gómez & Morales, 2008). La continuidad de la Formación la Paz se ve afectada debido a una variación lateral identificada no solo en su litología si no en su espesor, mostrándose menos arcilloso y de mayor espesor hacia el este. En general la formación La Paz se considera de una estratificación masiva, que en afloramientos muy locales se muestra de manera lenticular con una gradación vertical, conglomerática hacia la base y muy fina hacia el tope. Su contacto inferior con la Formación Lisama es discordante, mientras que el contacto superior es concordante con la Formación Esmeraldas.

2.2.1.3.3 Formación Esmeraldas (Eoceno medio-superior)

La Formación Esmeraldas está constituida por areniscas finas, grises y verdosas con intercalaciones de limolitas, arcillolitas y capas de carbón. Son muy variables de espesor al oeste es de 1300mts, mientras al este alcanza los 175 mts (Gómez 1983). Su ambiente de depositación es interpretado como planicie de inundación dominada por ríos meandriformes con desarrollo de barras de canal, más

exactamente un ambiente Deltáico lagunar que permitió la depositación de material terrígeno muy bien seleccionado, creando una secuencia grano decreciente en los períodos de tranquilidad. Esta formación de manera más detallada consiste de intervalos espesos de arcillolita gris o arcillolitas gris oscuras que embeben cuerpos lenticulares aislados de areniscas de poca continuidad lateral. La parte superior de la Formación Esmeraldas corresponde el horizonte fosilífero Los Corros y es su vez el contacto inferior es concordante con la Formación La Paz y está dado por el cambio litológico que ocurre al pasar a la Formación La Paz, cuya secuencia es principalmente arenosa. Su contacto superior es discordante y esta demarcado por el cambio al terminar la secuencia arenosa de la Formación Mugrosa (Olsson y Pilsburg, 1935 Gómez & Morales 2008).

2.2.1.3.4 Formación Mugrosa (Eoceno-Oligoceno)

Descansa discordantemente sobre el Esmeralda y Consta de areniscas de grano fino a medio, limolitas abigarradas que predominan en la parte inferior, el tope de la formación está marcado por un horizonte fosilífero que contiene dientes de peces, reptiles y mamíferos (Gómez 1983). El espesor de Mugrosa es ampliamente variable, desde 823 metros (2700 ft) en el Campo Colorado, hasta 488 metros (1600 ft) en el Campo La Cira –Infantas, y hasta 610 metros (2000ft) en el Campo Llanito (TABORDA 1965 en Castillo & Gómez 2008). El ambiente en el cual se deposito esta formación corresponde a un ambiente terrestre, más exactamente un ambiente fluvial de mediana energía. La porosidad promedio de esta Formación está entre el 15 al 20%, además de esto se estableció que la Formación Mugrosa se encuentra subdividida en Zona B y Zona C para efectos operacionales (Valderrama R. Pérez V.1977 en Gómez & Morales 2008).

La Formación Mugrosa presenta una sección inferior denominada Zona C (MZC), compuesta de areniscas gris verdosa y gris clara, de grano fino a grano medio, feldespática, ocasionalmente calcárea, con estratificación cruzada y geometría lenticular; alternando con arcillolita gris clara y pardo amarillas, abigarradas. La sección superior corresponde a Zona B (MZB), y comprende una alternancia de areniscas de color gris verdosa, de grano fino a grano medio, con matriz arcillosa, selección regular, carbonosa y arcillolitas ligeramente arenosas, de color pardo amarillo. Las areniscas se caracterizan por ser lenticulares con estratificación cruzada y gradación vertical.

El tope de la Formación Mugrosa está dado por el horizonte fosilífero de Mugrosa, el cual consta de shales gris verdosos, carbonosos, glauconíticos, en el que se encuentra englobado una fauna de moluscos (Gómez & Morales, 2008).

2.2.1.3.5 Formación Colorado (Oligoceno Superior a Mioceno Inferior)

La Formación Colorado consiste de un nivel inferior el cual está compuesto de arcillolitas pardo rojizas, pardo amarillas y gris claras, abigarradas, ligeramente arenosas, masivas, con intercalaciones de areniscas cuarzosas de grano fino a conglomeráticas y matriz arcillosa. Seguido de un nivel superior de areniscas conglomeráticas, friables, compuestas de cuarzo y una alta proporción de chert amarillo y negro con una matriz arcillosa. Presenta un espesor de 210 metros hasta 914 metros. El ambiente de depositación de esta unidad es un ambiente con condiciones de alta oxidación, lo cual indica que es un ambiente continental (Morales, 1958 en Gómez & Morales, 2008). La Formación Colorado se caracteriza por una amplia distribución al oeste de la falla de la Salina y debido a que el ambiente de sedimentación es continental de tipo fluvial, esta formación se constituye en los sedimentos molásicos del antepaís del Valle Medio del Río Magdalena y ha sido datada como Oligoceno superior con base en la asociación

de moluscos presentes en el nivel arcilloso superior (Wheeler, 1935 en Valderrama R. Pérez V., 1977 en Gómez & Morales, 2008). Esta formación presentan rocas reservorio con buena porosidad entre un 15 – 20% y permeabilidades entre 20 – 600 mD. El contacto inferior está dado por los fósiles de Mugrosa y en ausencia de estos, está dado por un marcador eléctrico obtenido a partir de una alta lectura del registro de conductividad (Gómez & Morales, 2008).

2.2.1.3.6 Formación Real (Mioceno)

Descansa discordantemente sobre El Colorado, formado por un conglomerado basal, seguido de areniscas compactas, con intercalaciones de arcillas grises, algunos niveles contienen gran número de troncos de árboles silicificados, mantos de lignito y en la parte superior las areniscas contienen materiales volcánicos. Su espesor es muy variable (Gómez, 1983).

2.2.1.3.7 Formación Mesa (Plioceno-Pleistoceno)

Esta formación esta principalmente compuesta por gravas de escasa cementación, arcillas negras, conglomerados y depósitos de tipo piroclásticos. Su espesor es de unos 250 mts. (Julivert, 1961). Representa espesor que van desde 350 metros hasta 575 metros.

2.3 MARCO TECTÓNICO REGIONAL

El Valle Medio del Magdalena ocupa una depresión estructural que ha sido considerada como un graben o semigraben. Dentro de él conviene resaltar dos regiones que presentan orientaciones muy diferentes. La primera con rumbo N–50° a 30°E; que se inicia desde la población de Honda hasta un poco más al norte de los límites entre el Cesar y Norte de Santander. Esta región forma propiamente

un graben el que está enmarcado al este por la Falla de la salina con su plano inclinado hacia la cordillera, con el bloque del este cabalgando sobre el Valle. El salto de la falla se ha estimado en unos 800mts.

Al oeste de la cuenca se encuentra una serie de fallas como la de Palestina con movimiento dextralateral, la de Cimitarra y Cantagallo que presentan el labio oriental hundido con relación al labio occidental levantado, como cosa particular merece destacarse el hecho que al prolongar este sistema de fallas por debajo del cuaternario hacia el norte hasta cerca de la población de Ocaña en el Norte de Santander los campos de petróleo hasta ahora localizados se encuentran al sur de este sistema de fallas. También sus principales pliegues y rumbos de las capas conservan tal dirección. La falla de Corona posiblemente se prolongue a través del río Magdalena juntándose con las fallas Jetudo y Mulato las que se fusionarían más al sur con el sistema de Ibagué. La segunda región a considerar, se encuentra al norte de la prolongación ocupada por sedimentos Cuaternarios pero que estructuralmente presentan un rumbo N10° a 15°W, cuyo control principal se debe a la Falla de Bucaramanga – Santa Marta y marca su límite oriental. Al oeste de la cuenca se presentan los remanentes pre- Cretáceos y el Batolito Antioqueño que da nacimiento a la Cordillera Central.

La depresión estructural del Valle Medio del Magdalena se originó al final del Cretáceo y las estructuras principales actuales se formaron progresivamente durante el terciario. Los principales movimientos orogénicos sucedidos en el Terciario fueron:

- a). Al principio del Eoceno (base de la Formación La Paz)
- b). Al principio del Mioceno (base de la Formación Mugrosa)
- c). Al principio del Mioceno Superior, orogenia Andina (base del Grupo Real)
- d). Al principio del Plioceno (base del Grupo Mesa) (Irwing 1956 en Gómez 1983).

2.3.1 Evolución Tectónica Regional

La cuenca del valle medio del Magdalena, donde se encuentra la zona de estudio se ve afectada por varios eventos o estadios que hacen parte de la evolución tectónica regional, principalmente durante el Mesozoico y Cenozoico; a su vez se generó una estrecha relación entre los eventos tectónicos y la sedimentación. De manera clara general se muestra un modelo evolutivo regional propuesto por Cooper, M.A et al 1995 (Gómez & Morales, 2008), en el cual se observa la evolución de la Cordillera Oriental, las cuencas del Valle Medio y los Llanos. Ver figura 3.

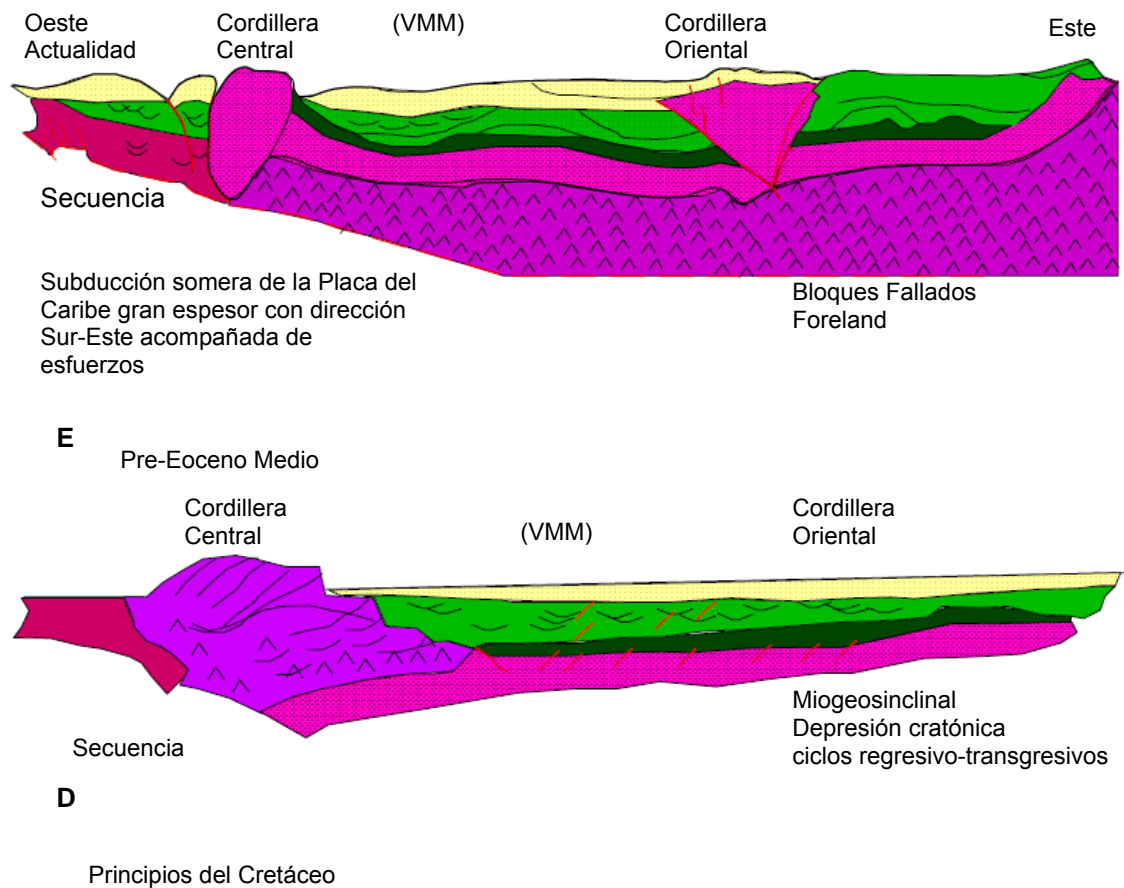
2.3.1.1 CUENCA EXTENSIONAL DE RETROARCO (TRIÁSICO-JURÁSICO). En esta fase se desarrollaron sistemas de graben y depósitos continentales representados por la Formación Girón.

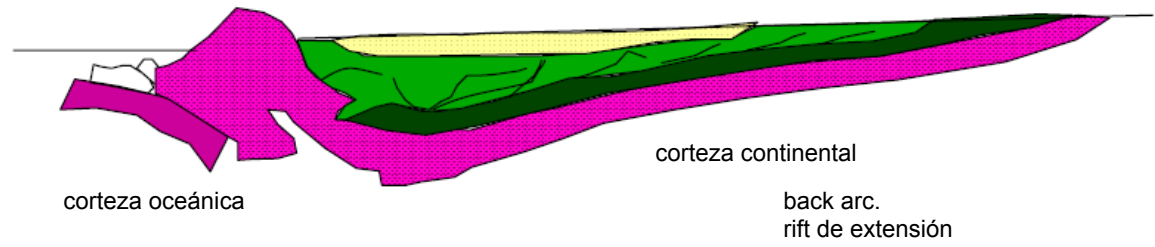
2.3.1.2 CUENCA PERICRATÓNICA (CRETÁCEO – PALEOCENO). Esta fase se reconoce como el principal evento la subsidencia continua relacionada a la apertura de la cuenca como efecto del evento del megagrabén activo. La cuenca se relleno posteriormente de sedimentos depositados en ambientes transicionales a marinos someros. La Formación Lisama del Paleoceno representa la regresión final y abandono de los ambientes marinos.

2.3.1.3 CUENCA ANTEPAÍS (EOCENO – MIOCENO TEMPRANO). En esta fase la cuenca se relleno de sedimentos que iban siendo controlados por el levantamiento de la Cordillera Central y su vergencia tectónica hacia el Este. Como aspecto importante y muy característicos tiene a la base de esta secuencia la discordancia regional fluviales de las formaciones la Paz, Esmeraldas, Mugrosa y Colorado. La principal fuente de sedimentos fue la cordillera Central, el Macizo de Santander y los paleoaltos de La Cira y Cáchira.

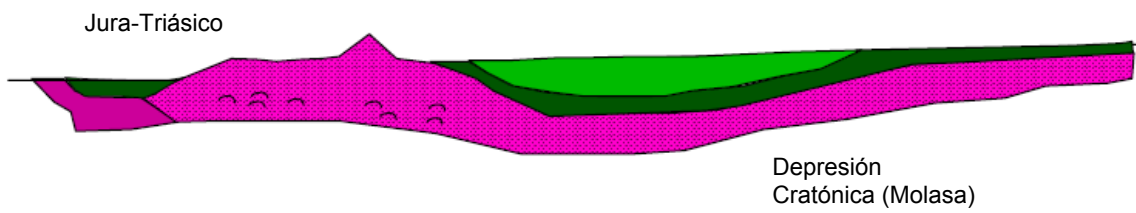
2.3.1.4 CUENCA INTRAMONTANA (MIOCENO). El principal evento tectónico de esta fase fue la Orogenia Andina, generando el levantamiento de la Cordillera Oriental y por consiguiente el inicio de la cuenca Intramontana del Magdalena, limitada al Oeste por la Cordillera Central y al Este por el piedemonte occidental de la Cordillera Oriental. La correspondiente mega secuencia es molásica representada por el grupo Real, la cual involucra tres secuencias de segundo orden que representan tres pulsos del levantamiento (Suárez M., 1996).

Figura 3. Modelo evolutivo regional de la Cordillera Oriental y las cuencas del Valle Medio del Magdalena y Llanos.

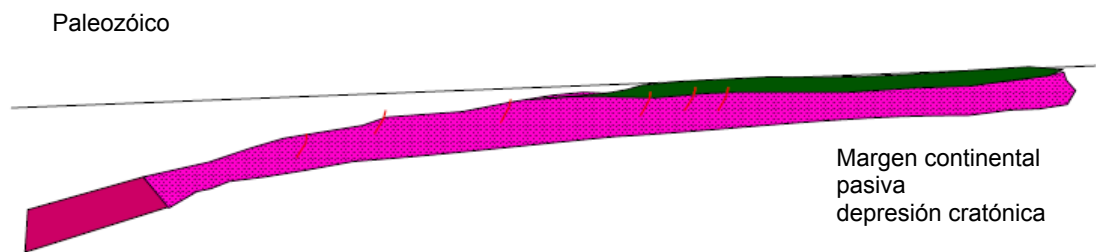




C



B



A

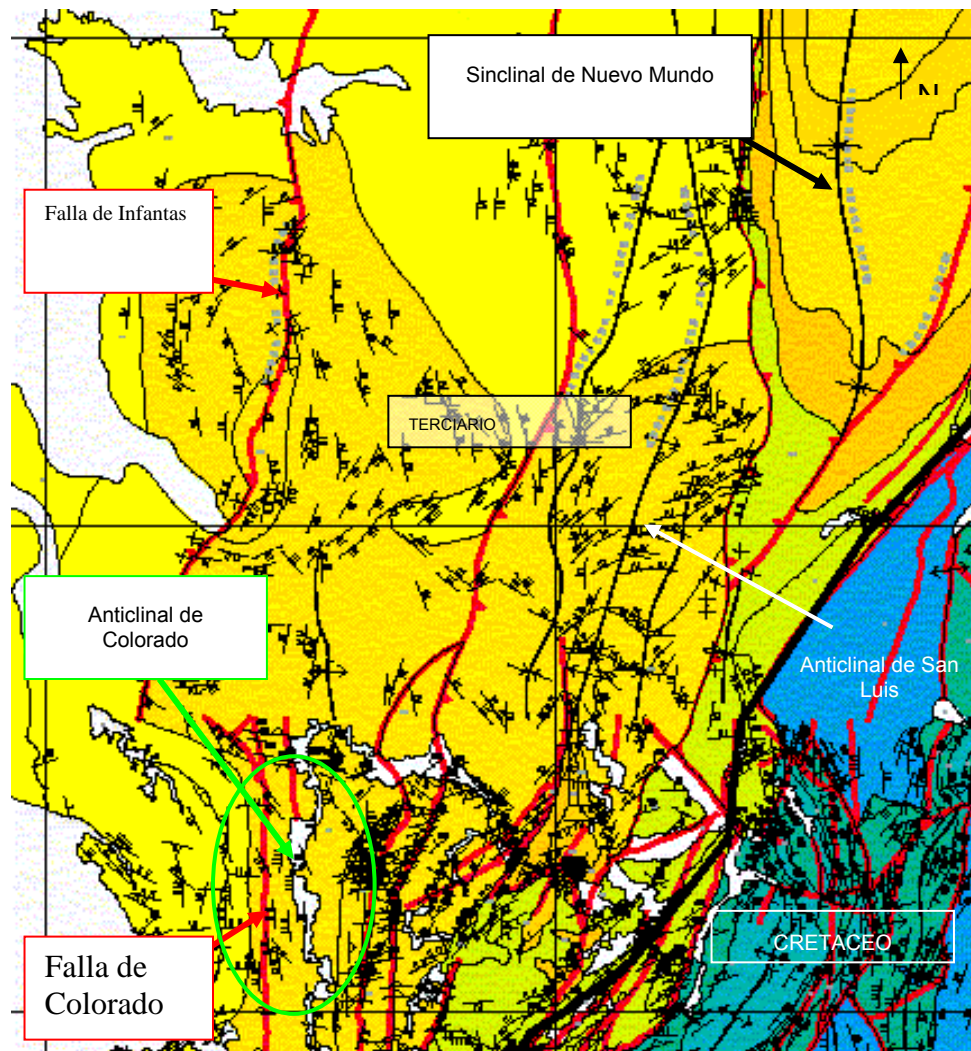
Fuente: Informe Final Campo Llanito 2006 en Márquez, 2008.

2.4 MODELO ESTRUCTURAL.

2.4.1 Provincia Estructural Piedemonte Occidental Cordillera Oriental

El Anticlinal de Colorado está limitado regionalmente por rasgos estructurales en sentido N-S y SSW-NNE tales como: la Falla de Infantas al NNW, el Anticlinal de San Luis al ENE, el Sinclinal de Peña de Oro al N, el la Falla de La Salina y el Sinclinal de Nuevo Mundo al NE (figura 4).

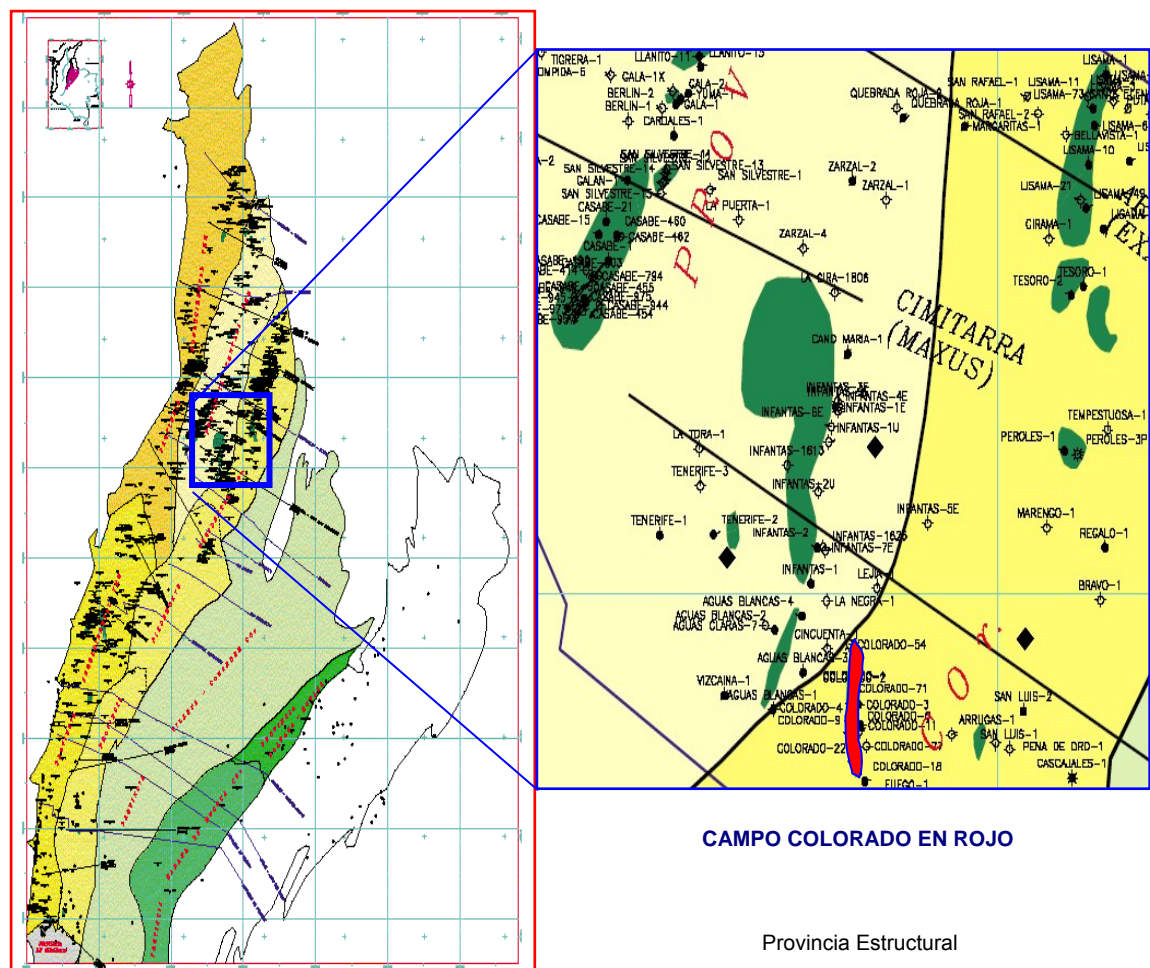
Figura 4. Mapa Geológico del Valle Medio del Magdalena, Zoom zona Campo Colorado.



Fuente: ECOPEPETROL, 2003.

La Provincia Estructural del Piedemonte Occidental de la Cordillera Oriental (figura 5) está ubicada al norte del Valle del Magdalena donde los plegamientos se formaron debido al deslizamiento del sistema de fallas de la Salina bajo el piedemonte de la cordillera (Gómez, 2001). De acuerdo al mapa geológico del ICP, 2001 (sección terciaria en figura 4) las formaciones Colorado, Mugrosa, Esmeraldas y La Paz corresponde a la nomenclatura existente para la Provincia Central del VMM.

Figura 5. Provincia Occidental Cordillera Oriental - Cuenca del Valle Medio del Magdalena.



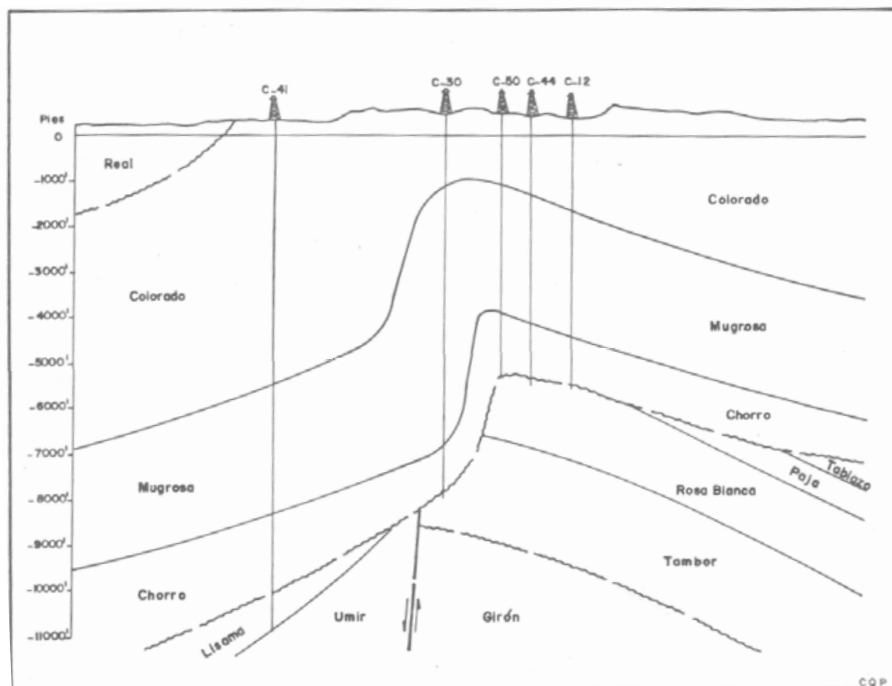
Fuente: informe ECOPETROL, 2003.

2.4.2 Estructura Campo Colorado

La estructura del Campo Colorado está conformada por un anticlinal asimétrico, cuyo flanco más extenso buza al oriente y el más corto hacia el occidente con inclinaciones entre 25 a 45°, con eje N-S y cabeceo hacia el norte, ubicado en el bloque colgante de una falla inversa homotética en sentido N-S y buzamiento al Este denominada como la Falla de Colorado.

Esta estructura fue definida principalmente a partir de la correlación de registros de pozo, identificándose un sistema de fallas satélite SW-NE en el bloque colgante de la Falla de Colorado; 6 fallas de tipo inverso y una normal que evidencia relajación del sistema de esfuerzos compresivos dominante, hacia el norte de la estructura. Figura 6, los pozos de esta figura se unen con una línea azul en sentido W - E en la figura 8.

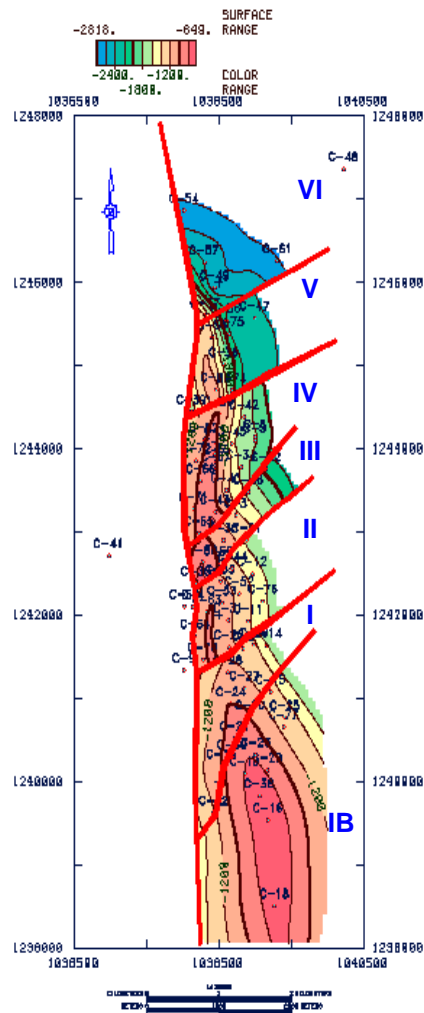
Figura 6. Perfil del Campo Colorado



Fuente: García, 1993

El Anticlinal de Colorado está dividido en siete bloques por fallas locales en sentido W-E y SW-NE. De sur a norte en este trabajo se denominan los Bloques IB, I, II, III y IV limitados por fallas inversas con buzamiento hacia el sur, cabalgándose unos a otros hacia el norte, de tal forma que el Bloque IB está mas alto y el Bloque IV más bajo. Este último está limitado al norte por una falla inversa que buza hacia el norte y que lo separa del Bloque V, el cual a su vez está limitado por una falla normal que buza hacia el norte y que lo separa del Bloque VI en la parte norte del campo (figura 7).

Figura 7. Mapa Estructural al tope de la Formación Mugrosa (Zona B).



Fuente: ECOPETROL, 2003.

3. METODOLOGÍA

Para lograr los objetivos de este trabajo se desarrolló una metodología compuesta por diferentes etapas, las cuales son descritas una a una en este capítulo.

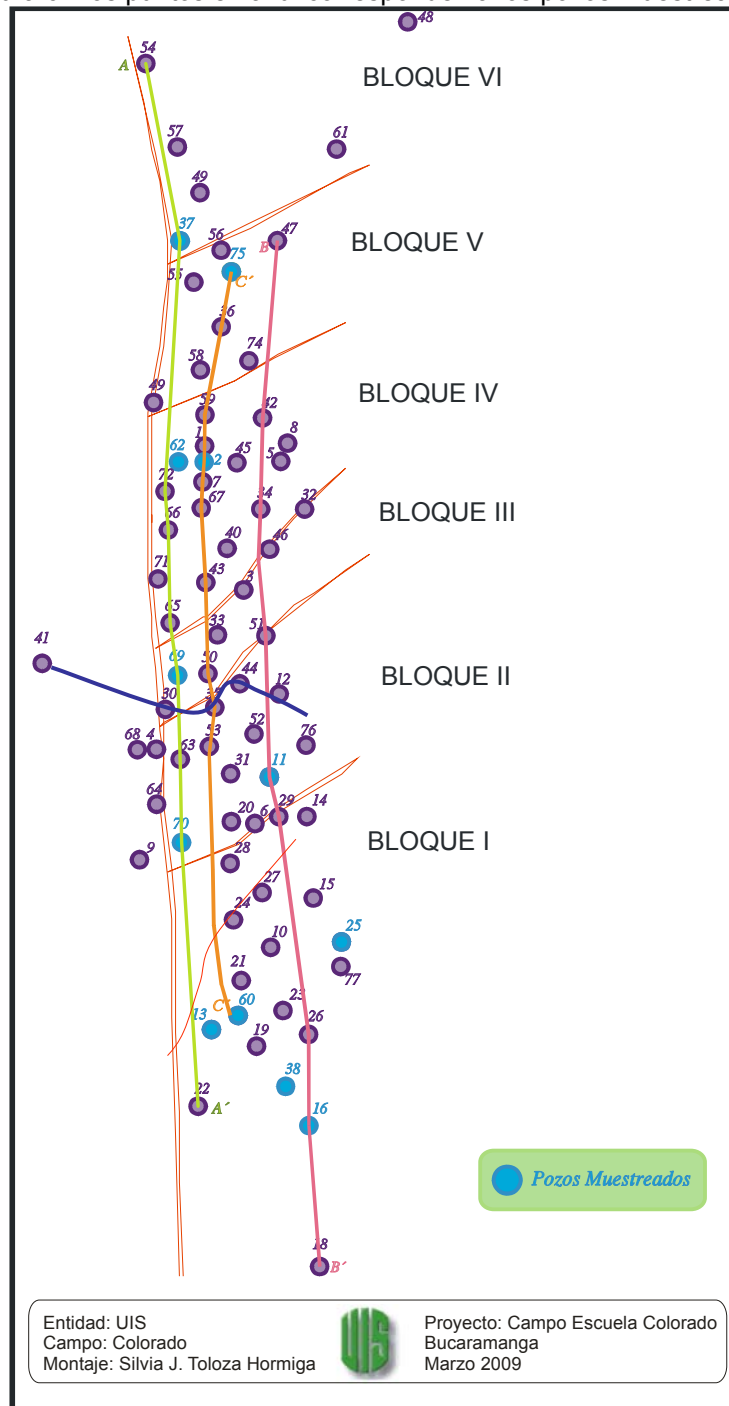
3.1 REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA

Para iniciar el proyecto se llevó a cabo una recopilación y análisis de información sobre geoquímica de yacimiento y específicamente compartimentalización de un campo petrolero. Estos temas conllevan a la profundización de conceptos como cromatografía gaseosa, cromatografía líquida, biomarcadores y procesos de alteración de los crudos. Esta información fue obtenida de diferentes fuentes, tales como libros, informes ICP, publicaciones y/o artículos. Una vez obtenidos los conceptos básicos, se llevó a cabo la documentación sobre el campo, para lo cual fue necesario el estudio de diferentes informes y tesis, realizados anteriormente sobre el campo e incluso en campos aledaños que permitieran conocer las generalidades de la cuenca en las que se encuentra ubicado el Campo Escuela Colorado. De esta manera fue posible reconocer los trabajos realizados anteriormente y plantear la metodología más adecuada para llevar a cabo este trabajo.

3.2 TOMA DE MUESTRAS DE CRUDO

Los pozos candidatos para el muestreo debían abarcar una distribución areal representativa del campo. En este actualmente se tienen 77 pozos, como lo muestra la figura 8 y para este estudio se tomó un total de 12 muestras de cabeza de pozo, adquiridas de los diferentes bloques del campo, como lo muestran la tabla 1 y la figura 8).

Figura 8. Distribución y localización pozos en el campo Colorado. Las líneas verde, naranja y fucsia señalan los cortes A-A', C-C' Y B-B' respectivamente, trazados para la elaboración de las secciones de la figura 9; mientras que línea azul corresponde al corte elaborado para la sección mostrada en la figura 6. Los puntos en azul corresponden a los pozos muestreados.



Modificado de Pineda, 2006.

Tabla 1: Distribución de los Pozos muestreados y unidades productoras de cada uno de los pozos

BLOQUE	# POZO	UNIDAD PRODUCTORA
I	16	B1, C1,C2
	38	B1,B2,C1
	13	B1,C2
	60	B1,B2,C2,D
	25	B1
II	70	B1, B2
	11	B1, C1,C2
III	69	B1,B2,C,E
IV	62	B1,B2,C1,D
	2	
V	75	B2,C1,C2
VI	37	B1,B2,C1,C2,D,E

La selección del método de muestreo depende del estudio a realizar. En este trabajo se llevó a cabo un muestreo en cabeza de pozo. Este tipo de muestras son tomadas a presión atmosférica y son muestras de crudo muerto. Esto significa que se han perdido la mayor parte de los volátiles presentes en el fluido composicional que están

presentes en el reservorio. (Guía Metodología De Muestreo Y Análisis De Aceites En Pozos Exploratorios. Instituto Colombiano del Petróleo - ICP).

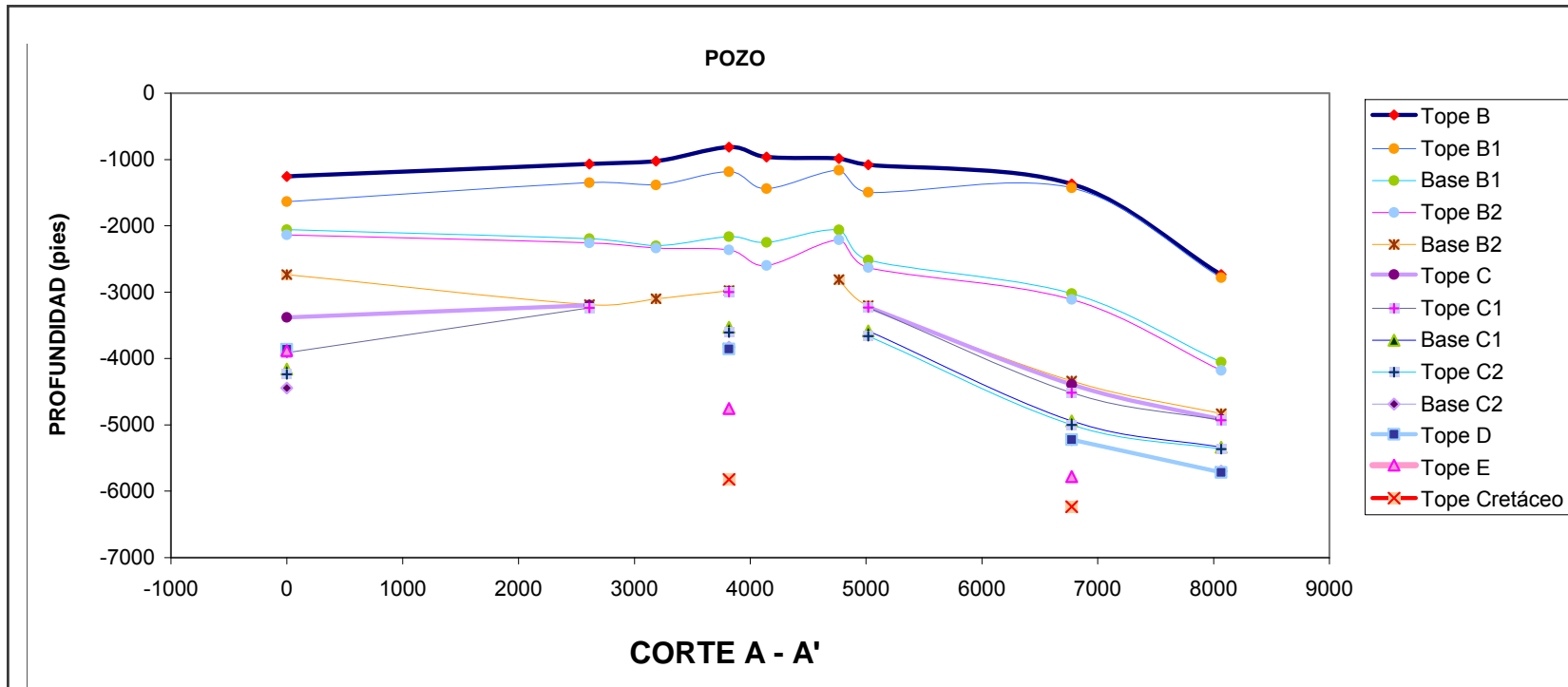
El procedimiento que se siguió fue modificado del planteado por el Laboratorio de fluidos de la Escuela de Ingeniería de Petróleos, UIS, y consistió en:

- ▶ Verificar que el recipiente “toma muestras” estuviera limpio y seco. Se emplearon shots tapa azul de 250 ml, los cuales son recipientes de vidrio para evitar contaminación de la muestra por el plástico en pruebas de biomarcadores.
- ▶ Se preparó un recipiente de boca lo suficientemente ancha y de aproximadamente 10 litros de capacidad (“balde”) para realizar las operaciones de purga de la tubería. Esto impedirá que haya derrames fuera del contrapozo con los conocidos daños al medio ambiente.
- ▶ Se efectuó la operación de purga y se cerró la válvula, se hizo el cambio de recipiente, de drenaje al de toma de muestra, el cual fue llenado hasta su máxima capacidad.
- ▶ Se cerró la válvula y tapó herméticamente el contenedor, limpiándolo y rotulándolo debidamente.

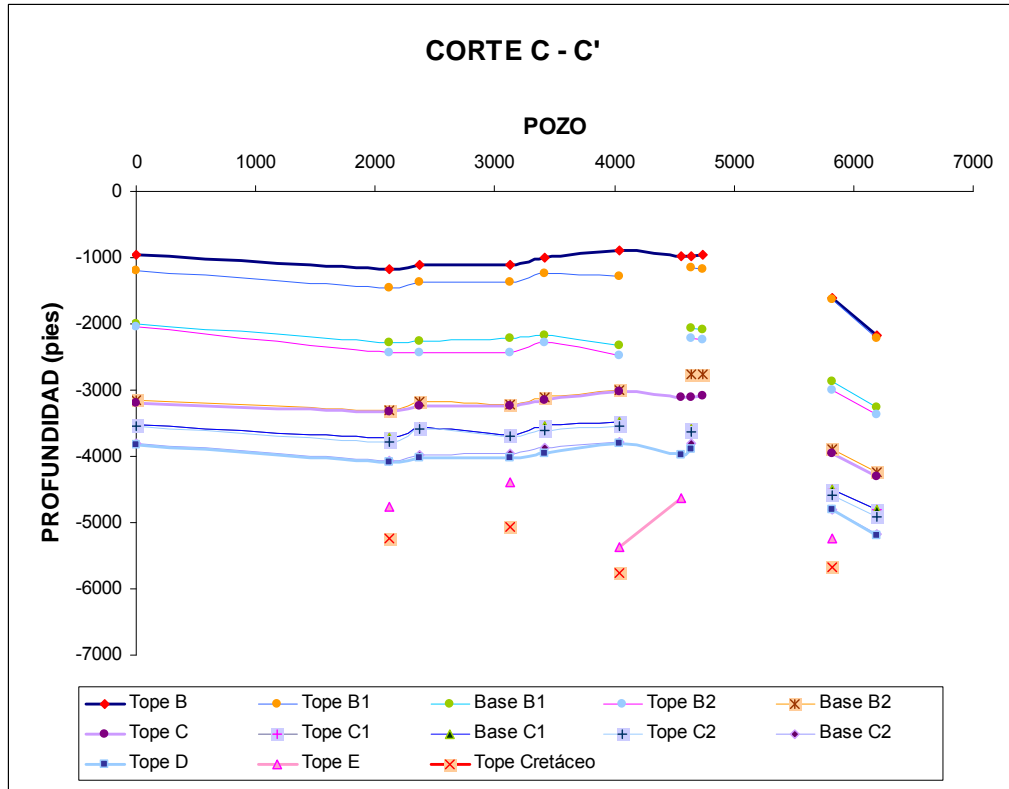
Fue necesaria la información de topes de unidades de cada uno de los pozos muestreados para obtener la sección estratigráfica de los pozos muestreados. La sección es mostrada en la figura 10 y la información de topes es mostrada en la tabla 2. De igual manera las unidades productoras de cada uno de los pozos son mostradas en la tabla 3.

Figura 9. Secciones geológicas, Campo Colorado. **9a, 9b y 9c.** Corresponden a los corte A – A' ; C – C' y B – B' respectivamente.

9a



9b



9c

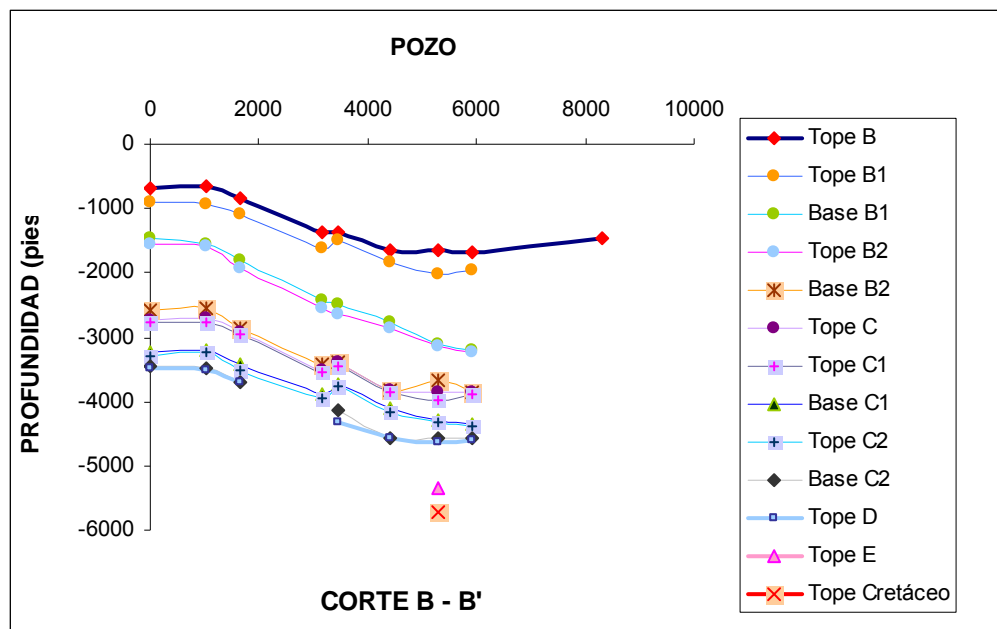


Tabla 2. Topes de unidades en cada uno de los pozos muestreados

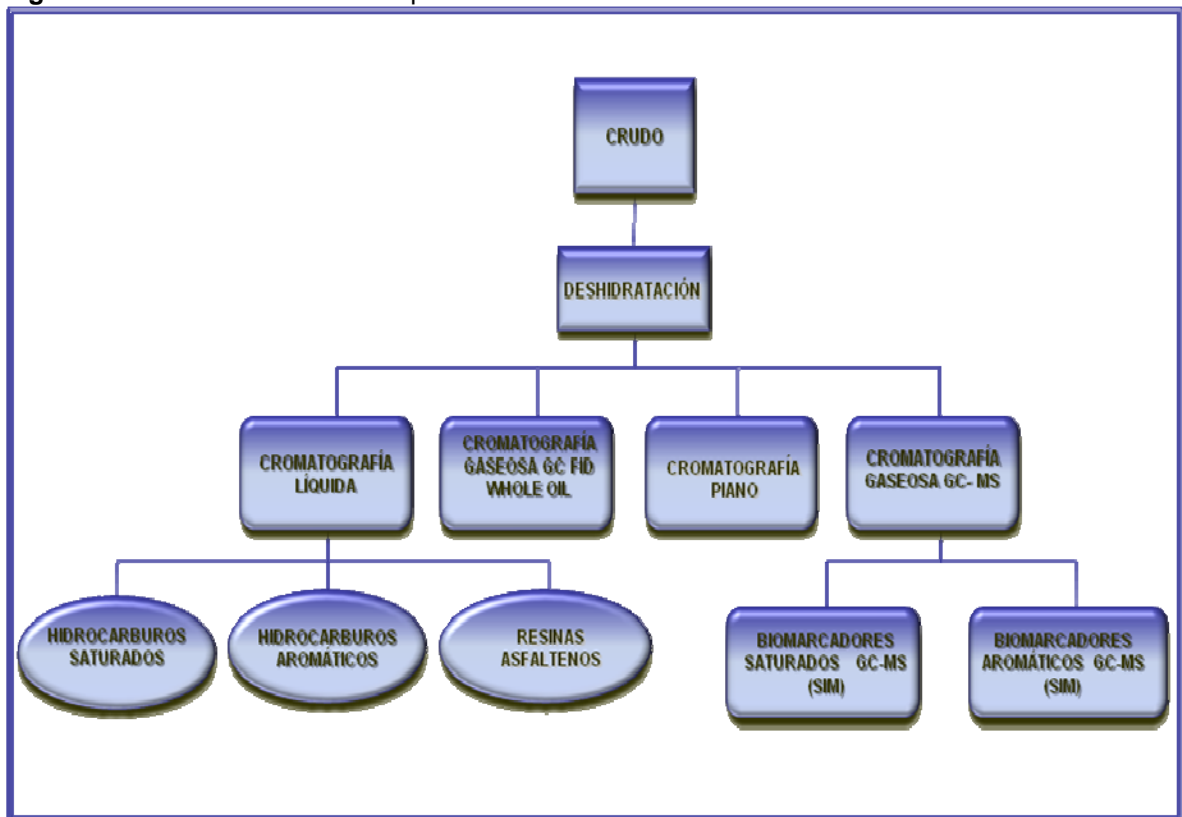
BLOQUE	I					II		III	IV		V	VI
POZO	16	38	13	60	25	70	11	69	62	2	75	37
KB	373	509	438	442	405	464	483	491	500	457	370	351
Tope B	1039	1163	1443	1399	1458	1531	1857	1303	1514	1415	2543	1721
Tope B1	1317	1428	1760	1645	1866	1812	1979	1675	1792	1626	2581	1778
Base B1	1921	1964	2315	2444	2464	2661	2962	2653	2967	2536	3639	3373
Tope B2	1971	2020	2430	2493		2721	3119	2853	3058	2693	3734	3461
Base B2	2930	2972		3601		3651	3876	3469	3647	3226	4611	4691
Tope C	3093	3210		3632		3660	3885	3481	3715	3553	4683	4740
Tope C1	3154	3339		3638		3698	3948	3488	3768		4715	4866
Base C1	3565	3732		3961			4204	4022	4310		5165	5293
Tope C2	3615	3775		3987			4253	4099	4349		5284	5352
Base C2	3870	4006		4251			4603	4322	4482		5539	5574
Tope D	3888	4022		4268			4789	4348	4501		5560	5575
Tope E								5245				6132
Tope Cretáceo								6315				6584
Profundidad Total (ft)	4040	4220	2701	6866	3811		4700	6383	5300	3640	5656	7069
Coordenadas												
X	1'239,5323	1'239,863	1'240,183	1'240.297	1'240,768	1'241,463	1'241,926	1'242,6635	1'244,109	1'244.070	1'245,377	1'245,607
Y	1'039,180	1'039,063	1'038,537	1'038.687	1'039,413	1'038,282	1'038,906	1'038,276	1'038,298	1'038.454	1'038,648	1'038,311

3.3 PRUEBAS DE LABORATORIO.

Para el desarrollo de pruebas de laboratorio existen normas estandarizadas como las ASTM (American Society for Testing and Materials) o las API (American Petroleum Institute) con el fin de integrar a nivel mundial un criterio generalizado para describir propiedades de crudos o de sus derivados (Cristancho y Hoyos 2008).

El procedimiento que se acostumbra a seguir en este tipo de trabajos es muy usual y existe una ruta analítica general, que comprende una serie de análisis de laboratorio como se ve en la figura 10, las cuales serán descritas de manera breve en este documento.

Figura 10. Ruta analítica General para la caracterización de hidrocarburos.



3.3.1 Cromatografía Líquida En Columna Abierta

La cromatografía líquida, se realiza en columna abierta, usando sílica y alúmina como fase estacionaria, y solventes de diferente polaridad, como fase móvil, para la separación de los diversos componentes de los maltenos (SARA: saturados, aromáticos, resinas) o del aceite o crudo (SAR: saturados, aromáticos y resinas mas asfaltenos). Para las fracciones, se usa la gravimetría como método de cuantificación, presentando los resultados en porcentaje. (CRUDO STD ICP 01)

Figura 11. Columna abierta antes de eluir la muestra.



Foto tomada en el Laboratorio de Geoquímica. ICP

3.3.2 Cromatografía Gaseosa de Crudo Total (Whole Oil) – Análisis C3 – C40

Una cantidad de la muestra del crudo es diluida en disulfuro de carbono y analizada por Cromatografía Gaseosa usando un equipo HP-6890N equipado con un detector FID. Los compuestos son separados con una columna capilar DB-5 (30 m; 0,32 mm ; 0.25 m). El horno es programado a una temperatura de 40°C - 320°C a una rampa de 2,5°C/min usando helio, como gas de arrastre. A las mismas condiciones, se corren dos estándares, uno certificado (n-alcanos C8-C40, pristano y fitano), y un crudo de referencia, con los cuales se genera la tabla de calibración y se ajustan los tiempos de retención, respectivamente. Después de realizada la Cromatografía e identificados los n-alcanos y los isoprenóides (pristano y fitano) se determinan mediante una macro, algunos parámetros de madurez. Este método solo puede ser aplicado para comparar crudos analizados en la misma columna capilar y con idénticas condiciones de programación de inyección y de la columna. (CRUDO STD ICP 01)

Figura12. HP 6890 Agilent Technologies.



Foto tomada en el Laboratorio de Cromatografía ICP.

3.3.3 Biomarcadores Saturados

Los Biomarcadores en la fracción saturada C15+ son analizados por Cromatografía gaseosa acoplada a espectrometría de masas. El equipo utilizado se muestra en la figura 13, El Cromatógrafo de gases es un Hewlett-Packard HP 7890A equipado con un inyector split/splitless 7683B, un detector selectivo de masas HP 5978C. Agilent Technologies, con sistema de ionización por impacto de electrones. Se emplea una columna capilar DB-5 (30m, 0.25mm, 0.25 μ m), con flujo constante de 1mL/min y helio como gas de arrastre. El cual también es empleado en Biomarcadores Aromáticos.

Figura 13. Cromatógrafo de Gas Acoplado a detector de masas. Referencia GC- EM 7890A – 5975C. Agilent Technologies.



Fuente: Laboratorio de Geoquímica ICP.

La programación de la temperatura empleada en la separación de los compuestos, va desde 60°C con una rampa de 5°C/min hasta 150°C y de 3°C/min hasta 320°C. La cuantificación relativa y el cálculo de las relaciones de los hidrocarburos son llevadas a cabo empleando las áreas y alturas de los picos en los cromatogramas de los iones monitoreados (m/z 191, 217, 218, 259). La cuantificación se realiza empleando un estándar Interno (β -Cholane). La tabla de tiempos de retención se revisa periódicamente utilizando el perfil de un crudo patrón donde los compuestos saturados fueron identificados empleando patrones certificados y ensayos cruzados realizados en laboratorios externos. (CRUDO STD ICP 01)

3.3.4 Biomarcadores Aromáticos

Los Biomarcadores en la fracción Aromática son analizados por Cromatografía gaseosa acoplada a espectrometría de masas. Como se mencionaba anteriormente, El equipo empleado es un Hewlett-Packard HP 7890A equipado con un inyector split/splitless 7683B, un detector selectivo de masas HP 5978C con sistema de ionización por impacto de electrones. Se emplea una columna capilar DB-5 (30m, 0.25mm, 0.25 μ m), con flujo constante de 1mL/min y helio como gas de arrastre.

La programación de la temperatura empleada en la separación de los compuestos, va desde 70°C con una rampa de 1.5°C/min hasta 150°C, de 3°C/min hasta 310° y 8°C/min hasta 320°C.

La cuantificación relativa y el cálculo de las relaciones de los hidrocarburos son llevadas a cabo empleando las áreas y alturas de los picos en los cromatogramas de los iones monitoreados (m/z 142, 156, 168, 170 178, 184, 191, 192, 198, 206, 234, 245, 253). La tabla de tiempos de retención se revisa periódicamente utilizando el perfil de un crudo patrón (CRUDO STD ICP 01), donde los

compuestos saturados fueron identificados empleando patrones certificados y ensayos cruzados realizados en laboratorios externos.

El GC-MS, tal como lo muestra la figura 14, se compone de dos grandes bloques: el cromatógrafo de gases y el espectrómetro de masa. Los efluentes de la CG son usados para alimentar el EM. El cromatógrafo de gases utiliza una columna capilar. La diferencia en las propiedades químicas entre moléculas diferentes en una mezcla separará las moléculas según como la muestra recorre la longitud de la columna. Las moléculas adoptan distintas cantidades de tiempo (llamado el tiempo de retención) para salir de (eluir de) el cromatógrafo de gases, y esto permite que el espectrómetro de masas, ionizar, acelerar, desviar, y detectar las moléculas ionizadas por separado.

Figura 14. El interior de la GC-MS, con la columna del cromatógrafo de gases en el horno de la derecha.



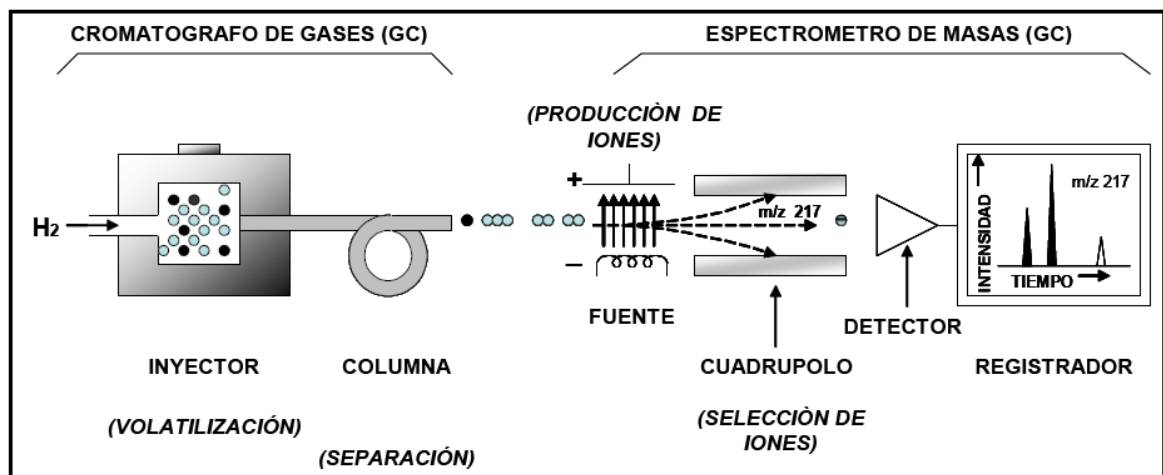
Fuente: http://en.wikipedia.org/wiki/Gas_chromatography-mass_spectrometry#Instrumentation

El análisis de biomarcadores se puede realizar de dos formas: *Full Scan* y *Selective Ion Monitoring (SIM)*. El primero permite monitorear la corriente iónica total (TIC) y el modo SIM, consiste en el monitoreo de iones específicos generados de la fragmentación primaria en función del tiempo (Figura 15) (Bauch 1993 en Blanco y Orejuela 2004).

El análisis de muestras de crudo total o de fracciones por *Full Scan* permite observar la distribución de componentes de acuerdo al número de átomos de carbono y a las características estructurales de los compuestos (Hidrocarburos normales o parafinas y ramificados o isoparafinas), pero no permite el análisis de biomarcadores cíclicos debido a que estos ocurren en concentraciones muy bajas.

En geoquímica, el análisis de biomarcadores se emplea en la correlación estudiando algunas relaciones entre los picos observados en un fragmentograma, el cual; aunque no representa concentraciones relativas, son comparables entre sí. De igual manera, el análisis de fragmentogramas de compuestos individuales no es empleado en trabajos de correlación. (Blanco & Orejuela 2005)

Figura 15. Diagrama esquemático de un cromatógrafo de gases acoplado a un espectrómetro de masas.



Tomado de Wapples 1985.

3.4 INTEGRACIÓN E INTERPRETACIÓN DE DATOS

Las correlaciones genéticas de petróleos están basadas en el principio de que la composición de los compuestos orgánicos en una roca fuente son transmitidos al crudo.

Una de las ventajas de las correlaciones de biomarcadores comparada con otras que usan solo parámetros bulk es que una variedad específica de compuestos es usada para la correlación.

Independientemente de los parámetros usados, una regla básica para toda correlación es: ***una correlación positiva no es necesariamente prueba de que las muestras estén relacionadas.*** De otro lado, ***una correlación negativa es fuerte evidencia de la falta de relación entre la muestras.***

Es posible obtener correlaciones más exactas en muestras que han usado más parámetros. Ciertamente los parámetros geoquímicos basados en ratas de biomarcadores homólogos representan excelentes parámetros de origen. (Peters & Moldowan. 1993).

Los crudos son comparados empleando el método de *"fingerprints"*. Se calculan las razones entre las alturas de los picos observados en los cromatogramas y los resultados serán graficados en diagramas de tipo *"cluster"* o dendogramas y diagramas estrella.

Los parámetros de no biomarcadores para correlación, origen y ambientes de depositación más usados son: la cromatografía gaseosa, relaciones pristano/fitano, relaciones de isoprenóides/n-parafinas y cromatografía gaseosa *"fingerprints"*.

4. FUNDAMENTACIÓN TEÓRICA

Inicialmente la geoquímica del petróleo fue muy utilizada para trabajos de exploración, pero con el auge que esta ha tenido desde la década del 85, su metodología se ha aplicado también a producción y reservorios. Una de las observaciones de la geoquímica de reservorios es que todos los fluidos (agua, gas, petróleo) a menudo son composicionalmente heterogéneos tanto en sentido vertical como lateral. Tales heterogeneidades son estudiadas para entender los mecanismos de su migración y entrapamiento y utilizar este conocimiento para mejorar las estrategias de producción y desarrollo.

Usualmente las diferencias composicionales en el petróleo de un campo son muy pequeñas, por tal razón no es posible identificarlas utilizando las denominadas propiedades promedio, como son conocidas la viscosidad, contenido de azufre y densidad. De manera que para evaluarlas se hace necesario recurrir a herramientas de mayor detalle, como las técnicas cromatográficas, que en general son métodos de separación.

Uno de los resultados de estas aplicaciones es precisamente la que tiene que ver con este proyecto y es la evaluación de la continuidad de reservorios, como complemento de las herramientas tradicionales de la geología de reservorios y de la ingeniería de producción (Kaufman et al., 1987 y 1990, Baskin et al., 1995, Larter & Aplin, 1995).

4.1 COMPARTIMENTALIZACIÓN

El principio básico de la geoquímica de yacimientos señala que dentro de un yacimiento la composición de los crudos será homogénea siempre que exista ausencia de fallas, sellos o diferencias petrofísicas que actúen como barreras de

permeabilidad, de modo que en cualquier parte del yacimiento se tendrá la misma composición o finger prints. (Kaufman *Et al.* 1990 en Posada *Et al.* 2001)

4.2 CARACTERIZACIÓN GEOQUÍMICA DE PETRÓLEOS.

Basados en su origen geológico y sus transformaciones posteriores en subsuelo, es posible hacer una discriminación de los crudos presentes en un campo (Horstad y Larter 1997 en Labayén *et al.*, 2000).

Una población de petróleos se define como el conjunto de petróleos (o gases) que pueden diferenciarse de otros petróleos (o gases) sobre la base de las propiedades geoquímicas relacionadas con su origen (composición de biomarcadores, contenidos de azufre, composición isotópica, etc.). Para ser agrupados en una misma población los petróleos deben haberse generado en la misma roca, aunque pueden tener diferentes tiempos de generación y de expulsión, por lo que pueden presentar diferencias en su grado de maduración.

Las familias de petróleos se definen como subgrupos de una población con diferentes propiedades físicas o químicas.

De esta forma cada población de petróleos puede estar integrada por varias familias que muestran diferencias composicionales debido a aquellas alteraciones primarias relacionadas con la cinética de la generación o a alteraciones secundarias, tales como procesos ocurridos en el reservorio (maduración, biodegradación, lavado con agua), o durante la migración o remigración.

La identificación de compuestos se refiere en especial a los grupos de n-alcános e isoparafinas, en especial los isoprenoides.

4.3 CORRELACIÓN CROMATOGRÁFICA

Los métodos de correlación de fingerprint cromatográfico utilizan una idea diferente en la selección de los picos o elementos a considerar. Opuestamente a la metodología geoquímica exploratoria no se da peso diferente a ningún conjunto de picos en particular sino que se intenta utilizar todo el fingerprint.

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).

4.4 DETERMINACIÓN DE COMPOSICIÓN DE MEZCLAS

La reproducibilidad de la técnica cromatográfica demuestra ser tan buena que generalmente se pueden comparar los fingerprints cromatográficos, con excelentes resultados durante períodos muy prolongados. De cualquier manera se controlan las variaciones analíticas para minimizar su incidencia en los resultados y además se conservan las muestras en condiciones adecuadas para repetir análisis si así lo requiere el caso (Labayén *et al* 2000).

4.5 PROCESOS QUE AFECTAN LA COMPOSICIÓN DEL CRUDO

Los procesos que afectan la composición de los crudos tienen lugar tanto antes, durante y después de entramparse (Blanc y Connan 1994 en Posada *Et al* 2001).

Los principales procesos se pueden agrupar en dos importantes grupos: procesos primarios - origen; procesos secundarios - maduración, biodegradación, lavado por agua, fraccionamiento evaporativo y desasfaltinización.

☒ Procesos primarios

Son los procesos que determinan las calidades comerciales del petróleo desde el mismo momento de su generación y están determinados por las características orgánicas y térmicas de las rocas generadoras, es decir ocurren a nivel de roca generadora (Dominguez *Et al*, 2008). Uno de los procesos primarios más comunes es el de madurez termal, el cual se describe a continuación.

★ **Madurez.** Describe la extensión de las reacciones que convierten la materia orgánica de los sedimentos en petróleo (Peters & Moldowan, 1996). Puede ser ocasionado por diferentes aspectos. Tales como aumento de temperatura o procesos de intrusiones.

La materia orgánica puede ser descrita como inmadura, madura o postmadura. La materia orgánica “inmadura” ha sido afectada por diagénesis. La materia orgánica “madura” ha sido afectada por catagénesis. Como la materia orgánica “postmadura” ha sido calentado a temperaturas tan elevadas que se ha reducido a un residuo de poco hidrógeno capaz de generar sólo pequeñas cantidades de gases de hidrocarburos (Peters & Moldowan, 1993).

Los procedimientos para determinar madurez termal son muy variados, para ello puede emplearse la reflectancia de vitrinita, los índices de alteración termal, Tmax por pirólisis, fluorescencia de querógeno, entre otros.

Aunque este proceso es descrito como uno de los más importantes procesos de alteración primaria, bajo otras condiciones puede ser explicado como proceso de alteración secundario.

☒ Procesos secundarios

La composición final del petróleo puede ser fuertemente influenciada por alteraciones que ocurren durante la migración secundaria y después de la acumulación. Estos procesos ocurren a nivel de reservorio (Dominguez *Et al*, 2008).

De esta manera los procesos secundarios pueden causar efectos sobre la madurez termal y la gravedad API, ocasionados por variaciones en la presión y temperatura. De tal modo que los fenómenos que ocurren en el reservorio son:

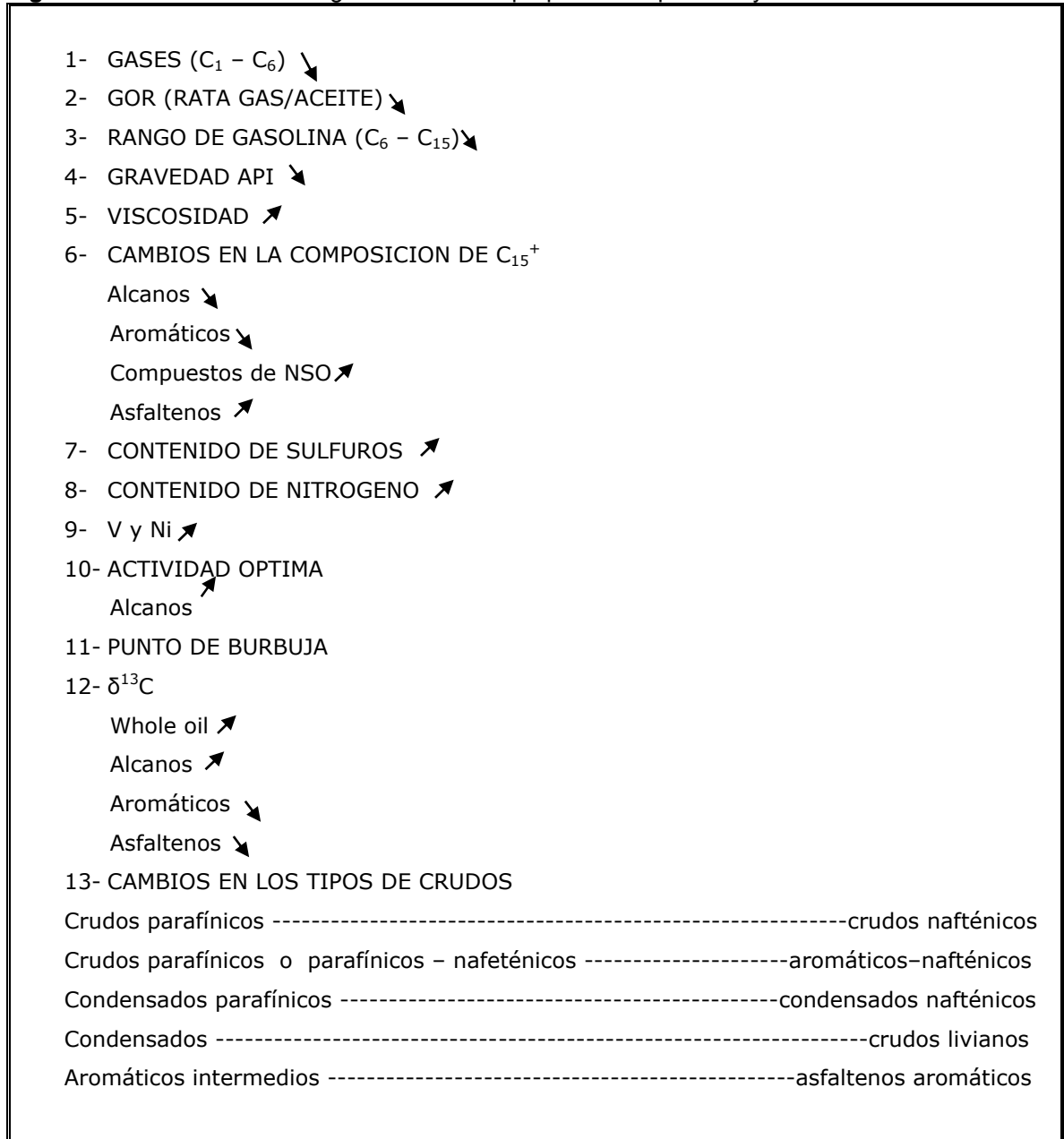
★ **Biodegradación, Lavado por aguas, oxidación y evaporación.**

Aunque son fenómenos diferentes todos están asociados a presencia de aguas meteóricas y/u oxígeno; además, los productos resultantes y las variaciones composicionales que sufre el hidrocarburo son muy similares (Blanc & Connan 1994 en Posada, *et al* 2001). El lavado por agua se refiere al efecto que genera el agua al ponerse en contacto con el crudo, disolviendo algunos de los compuestos más solubles de estos. En este proceso los hidrocarburos pierden compuestos livianos y se enriquecen en la fracción pesada o asfaltenos (Hunt, 1195 en Posada *et al*, 2001).

La biodegradación es un proceso de alteración de mayor importancia. Bajo ciertas condiciones algunas especies de bacterias son capaces de destruir ciertos compuestos presentes en el petróleo, usándolos como fuente de energía. Las condiciones requeridas para biodegradación de crudo incluye la presencia de una interfase agua – aceite y la presencia de aguas meteóricas que proporcionan nutrientes y oxígeno disuelto, así como temperaturas alrededor de los 80° C. (Waples, 1985).

La intensidad de este fenómeno puede variar de baja a extremadamente alta. Porque las propiedades químicas y físicas de un crudo cambian drásticamente durante la biodegradación, tal como lo muestra la figura 16.

Figura 16. Efectos de la biodegradación en las propiedades químicas y físicas del crudo.



Fuente: Waples 1985.

La evaporación y oxidación se asocian a fenómenos que ocurren en presencia del aire y es la degradación que transforma los crudos a crudos muy pesados o “TRANS” y/o bitúmenes sólidos hasta la destrucción total del crudo (Blanc & Connan 1994 en Posada, *et al* 2001).

★ **Segregación Gravitacional Y Condensación Retrógrada.** En la mayoría de los yacimientos del mundo, los hidrocarburos de mayor gravedad API se encuentran a mayor profundidad pues están más cercanos a la fuente o roca generadora y/o a distancias de migración menores, así como menos expuestos a la acción de aguas meteóricas o de oxígeno. Sin embargo, existen yacimientos en donde la relación se invierte y los hidrocarburos con mayor gravedad API se encuentran más someros y los de menor gravedad API más profundos. Cuando esto ocurre, se asocia de inmediato a un efecto de segregación gravitacional o fraccionamiento evaporativo (Blanc & Connan, 1994 en Posada, *et al*, 2001).

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 presión (Tissot y Welte 1984 en Posada, *et al* 2001). Sin embargo, este fenómeno conlleva a que exista un enriquecimiento en compuestos del tipo asfaltenos y resinas (Posada, *et al*, 2001).

★ **Dismigración.** El fenómeno tiene que ver con eficiencia del sello de la trampa. Cuando el sello no es eficiente es posible que existan cambios composicionales de los hidrocarburos en el yacimiento y los más livianos migran a niveles superiores a condiciones de menor presión. Las acumulaciones más someras son en general de mayor gravedad API que las que quedan en subsuelo (Blanc & Connan, 1994; Hunt, 1995 en Posada, *et al*, 2001).

★ **Desasfaltización.** Los aceites y los condensados en un yacimiento están usualmente asociados con gas. Si posterior a una acumulación se introduce gas a un yacimiento sea por inyección de gas o por entrada de gas por procesos de migración secundarios, este gas es capaz de generar cambios geoquímicos en el yacimiento y mientras existe enriquecimiento de hidrocarburos livianos por una parte, es posible al mismo tiempo obtener residuos sólidos con alto contenido de asfaltenos por el otro (Blanc & Connan 1994; Hunt 1995 en Posada, *et al* 2001).

4.6 BIOMARCADORES

Algunos de los compuestos y clases de compuestos encontrados en los crudos son llamados biomarcadores, en abreviación de marcadores biológicos (Waples, 1985). Se conoce como biomarcadores a aquellos compuestos que pueden ligarse de forma inequívoca con sus precursores biológicos y cuyo esqueleto de carbonos base se preserva de tal forma que es reconocible a pesar de la diagénesis y de gran parte de la catagénesis.

Muchos biomarcadores tienen inicialmente grupos funcionales que contienen oxígeno (dado que muchos de ellos derivan de los lípidos de los organismos) y se ven sometidos al mismo proceso de pérdida de grupos funcionales que el resto de la materia orgánica.

Los biomarcadores son muy importantes dado que, en general, pueden proporcionar información acerca de: fuentes biológicas de materia orgánica sedimentaria, ambientes de depositación, madurez de la materia orgánica, edad geológica. (Ortiz, *et al*).

Las relaciones entre los biomarcadores identificados se emplean para realizar diagramas estrella, mapas y gráficos X, Y que permitan observar diferencias sutiles que podrían sugerir compartimentalización.

La información que se puede obtener a partir de biomarcadores incluye: Oxigenación de los fondos de depósitos, Litología de la Roca, Ambiente, Edad, Biodegradación, Madurez. En cuanto a este último, las reducidas concentraciones de biomarcadores de todo tipo indica incremento en la madurez termal y señalan que en la interpretación de resultados debería ser tomado especial cuidado. Particularmente donde los biomarcadores son bajos, los cromatogramas de masa deben ser examinados para verificar las tasas de los picos de biomarcadores cuantificados. Finalmente también es posible con estos identificar la materia orgánica precursora. Para esto los más usados son listados en la tabla 3.

Tabla 3. Clases de biomarcadores importantes y sus precursores.

<i>Biomarcadores</i>	<i>Precursores</i>
<i>Hopanos</i>	<i>Bacterias</i>
<i>Tricíclicos</i>	<i>Algas</i>
<i>Diasteranos</i>	<i>Siliciclástico</i>
<i>Oleananos</i>	<i>Plantas angiospermas o plantas superiores</i>
<i>n – alcanos (> C-22)</i>	<i>Plantas terrestres</i>
<i>n – alcanos (C-17, C-22)</i>	<i>Lípidos algales</i>
<i>Isoprenoides (< C-20)</i>	<i>Clorofila, plantas superiores</i>
<i>Porphyrins</i>	<i>Lípidos o clorofila de algas hipersalinas</i>
<i>Terpanos</i>	<i>Bacterias</i>
<i>Esteranos</i>	<i>Esteres, principalmente colesterol acumulado en algas.</i>
<i>Triterpanos</i>	<i>Algas</i>
<i>Diterpanos</i>	<i>Plantas superiores</i>
<i>Naftenos-aromáticos largos</i>	<i>esteroides, triterpenoides</i>

Modificado de Waples 1985.

5. ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

Para iniciar la etapa de interpretación se evaluaron los valores de la gravedad API de cada una de las muestras a fin de clasificar los crudos estudiados. Los valores °API son mostrados en la tabla 4. Los análisis muestran crudos de gravedades API en un rango entre 33° y 39° API. Esto permite hacer una primera clasificación de los petróleos estudiados, resultando estos así en crudos livianos. La figura 18 una distribución de gravedades API en el campo, según los datos obtenidos y la figura 19 muestra los resultados en una gráfica de barras.

Tabla 4. Gravedad API, crudos de Colorado.

BLOQUE	# DE POZO	COORDENADAS		UNIDAD PRODUCTORA	FECHA DE MUESTREO AÑO 2008	°API
		X	Y			
1	16	1239532	1039180	B1, C1,C2	Septiembre 12 y 13	34,1
	38	1239863	1039063	B1,B2,C1	Septiembre 12 y 13	36,2
	13	1240183	1038537	B1,C2	Septiembre 12 y 13	33,3
	60	1240297	1038686	B1,B2,C2,D	Septiembre 12 y 13	35,1
	25	1240767	1039412	B1	Septiembre 12 y 13	34,2
2	70	1241463	1038282	B1, B2	Septiembre 12 y 13	36,6
	11	1241926	1038906	B1, C1,C2	Septiembre 12 y 13	38,8
3	69	1242663	1038276	B1,B2,C,E	Septiembre 12 y 13	39,2
4	62	1244109	1038298	B1,B2,C1,D	Septiembre 12 y 13	34
	2	1244070	1038454		Septiembre 12 y 13	34,6
5	75	1245377	1038648	B2,C1,C2	Septiembre 12 y 13	33,1
6	37	1245607	1038311	B1,B2,C1,C2,D,E	Septiembre 12 y 13	38,4

Figura 17. Distribución de gravedad API en el Campo Colorado según los datos obtenidos.

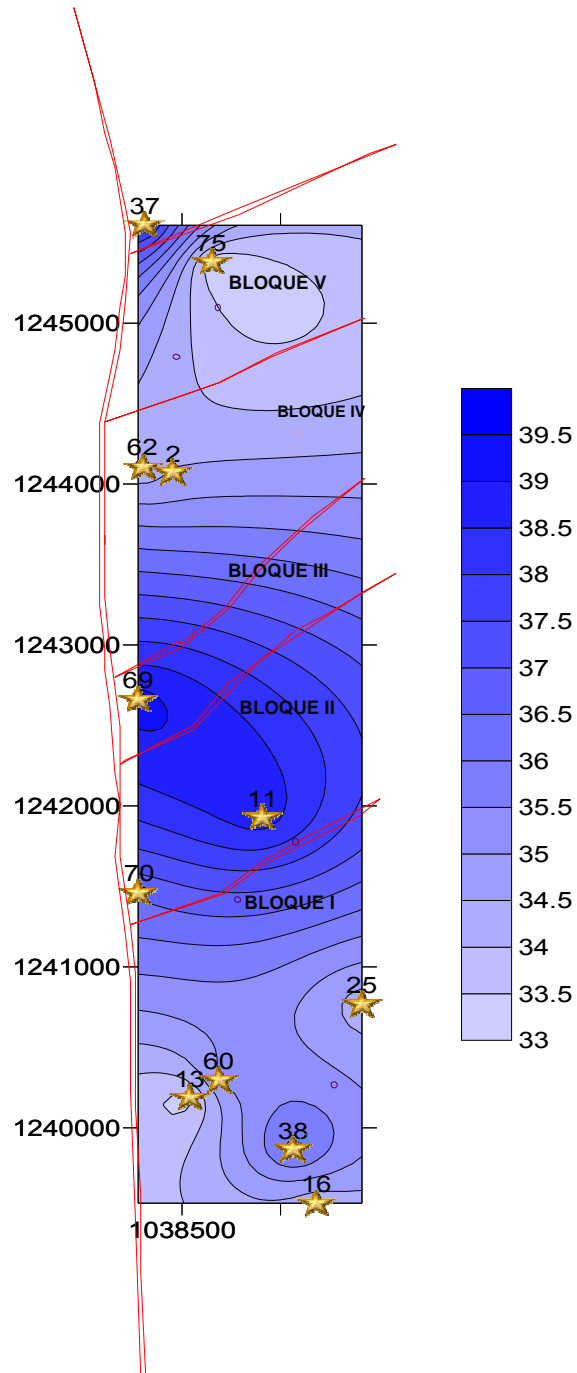
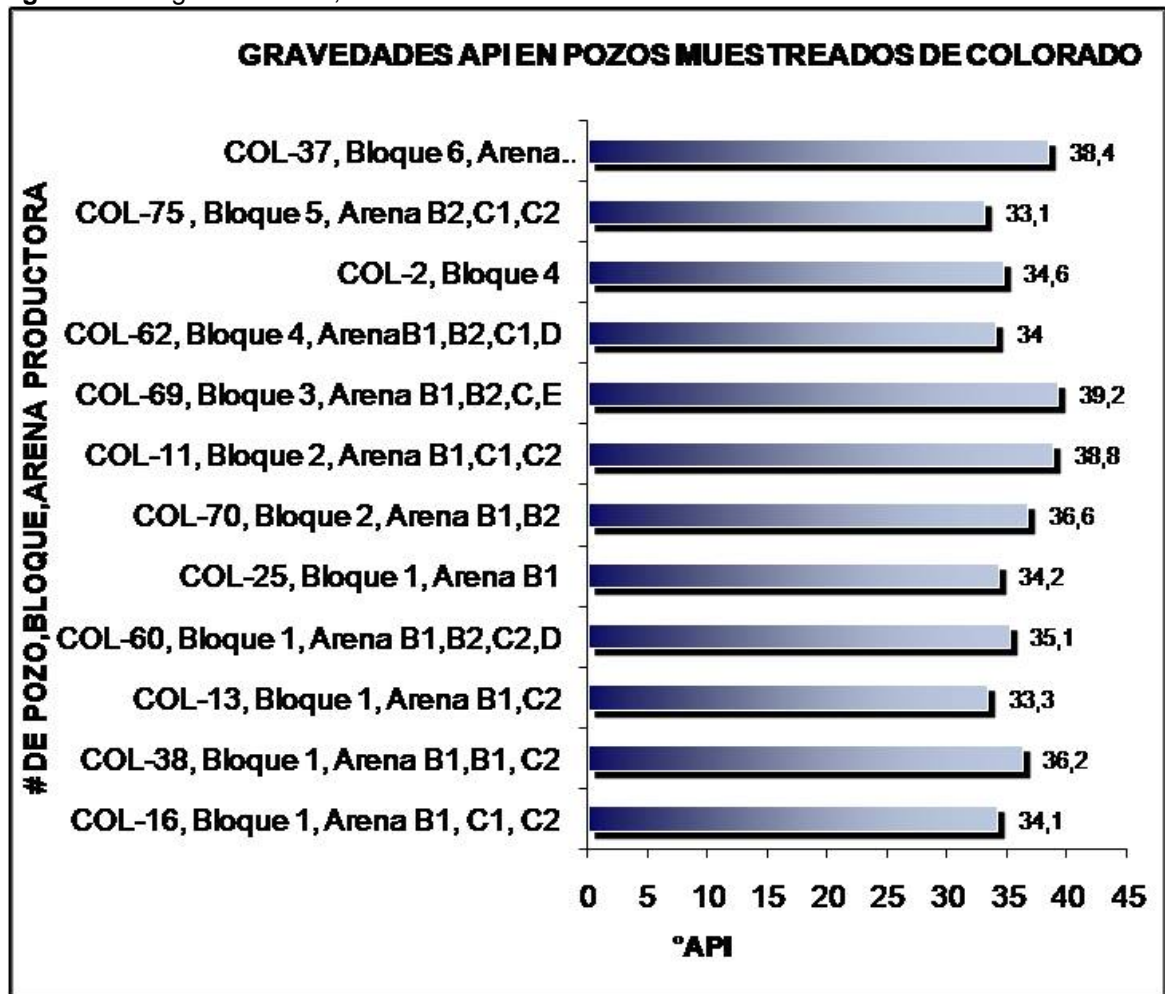


Figura 18. Diagrama Barras, distribución API crudos Colorado.

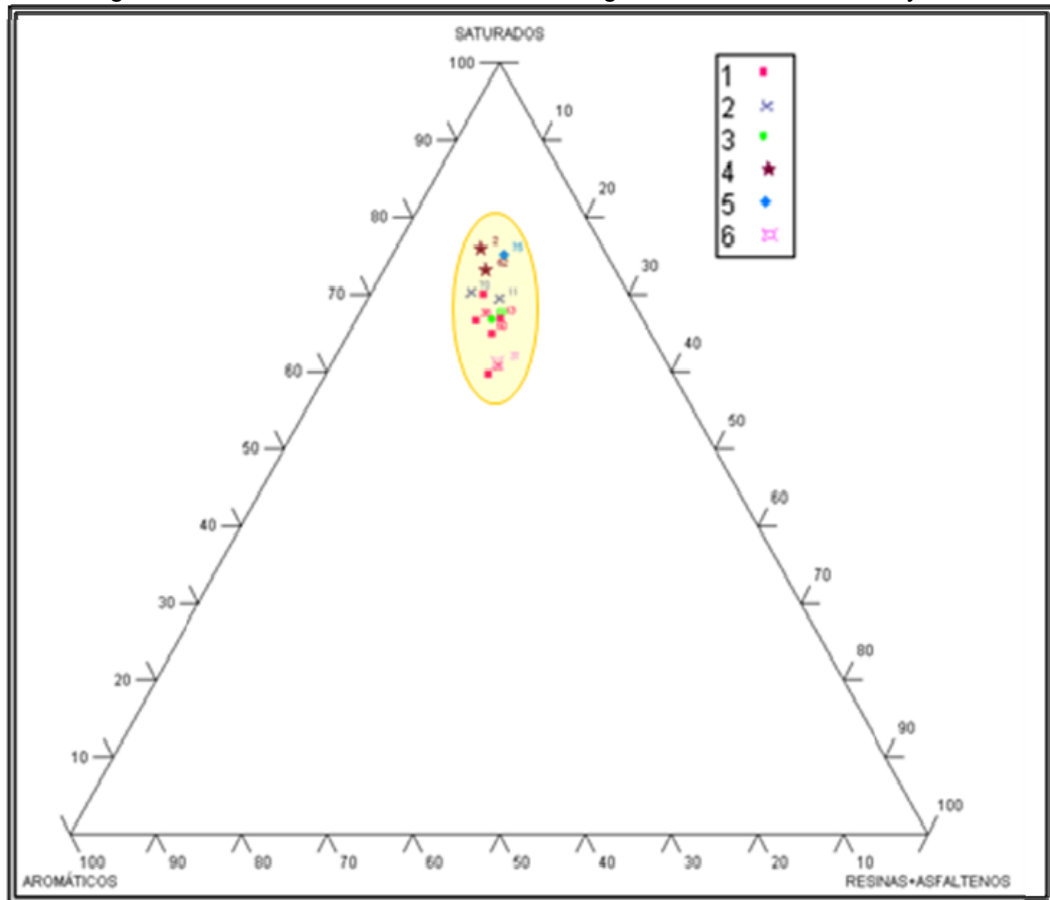


Del mismo modo con la cromatografía líquida se obtienen las fracciones saturadas, aromáticas, resinas y asfaltenos, los cuales son mostrados en la tabla 5 en porcentaje en peso y la figura 19 corresponde al registro gráfico de los mismos. Según la clasificación de Tissot y Welte, 1984 en López & Brandão, 2001, estos crudos tienen un comportamiento de gravedades API característico de crudos parafínicos.

Tabla 5. Resultados análisis SARA.

BLOQUE	# POZO	SATURADOS (%Wt)	AROMATICOS (%Wt)	RESINAS (%Wt)	ASFALTENOS
1	16	69,98	17,07	12,52	0,43
	38	66,55	19,62	13,65	0,18
	13	66,97	16,54	15,76	0,73
	60	64,99	18,57	16,25	0,20
	25	59,79	21,53	18,02	0,65
2	70	70,26	18,21	11,28	0,25
	11	69,41	15,32	14,42	0,84
3	69	66,81	17,63	15,10	0,46
4	62	73,16	15,06	11,48	0,30
	2	75,97	14,25	9,50	0,28
5	75	75,15	11,91	12,65	0,30
6	37	61,03	19,69	19,03	0,25

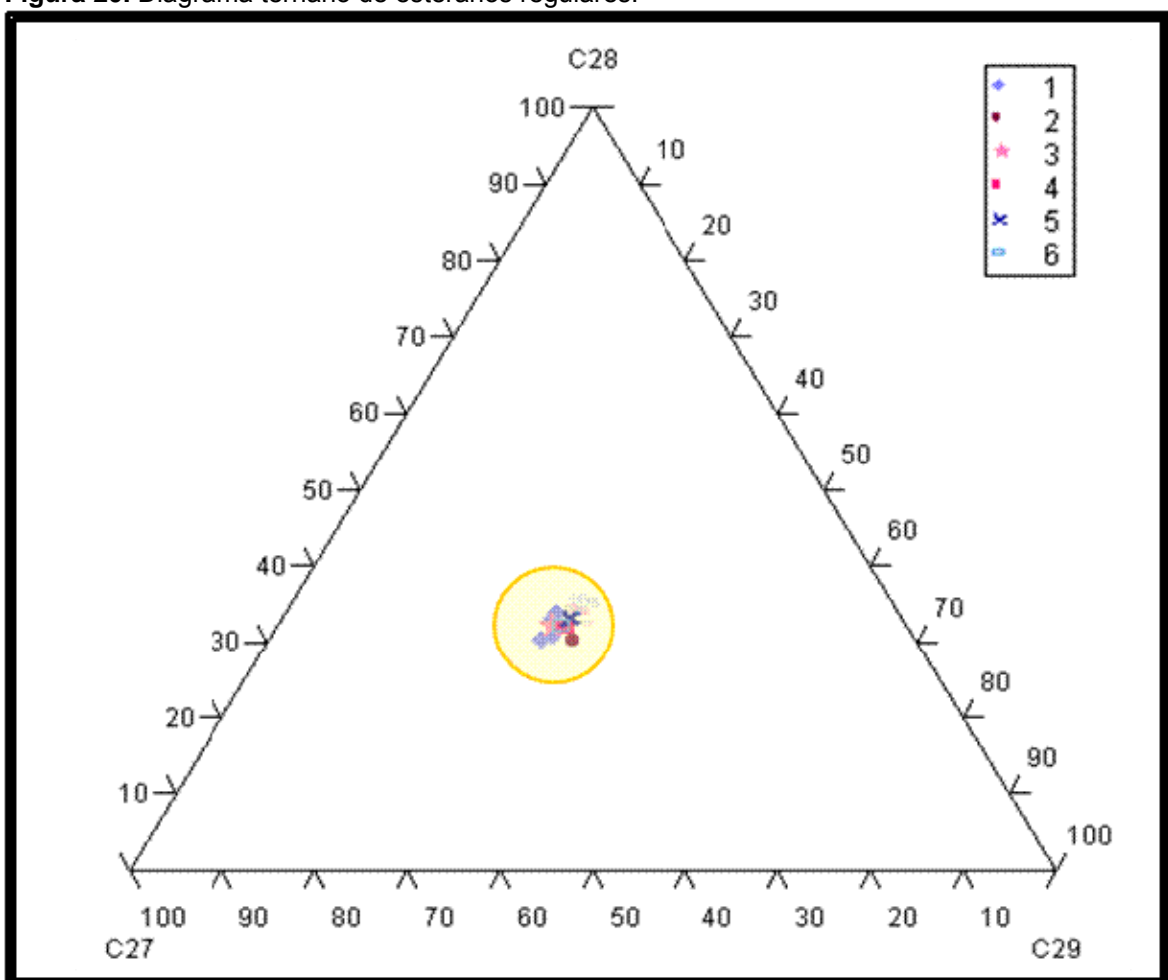
Figura 19. Diagrama ternario de Análisis S.A.R. Para el gráfico se suman resinas y asfaltenos



5.1 INTERPRETACIÓN GEOLÓGICA

Antes de iniciar una interpretación sobre el ambiente de depositación y sus condiciones de oxidación, madurez, biodegradación, tipo de roca, pulsos y compartimentalización, a partir de los porcentajes de C27, C28 y C29 esteranos regulares, obtenidos en las pruebas de biomarcadores saturados, cuyos valores son mostrados en la tabla 7, fue posible establecer que los crudos muestran una buena correlación, lo cual sugiere un origen común. Tal como lo muestra la figura 20.

Figura 20. Diagrama ternario de esteranos regulares.



5.1.1 Ambiente De Deposición Y Condiciones Oxidantes, Madurez, Biodegradación Y Mezclas De Crudo.

La técnica de cromatografía gaseosa de crudo total, arroja los cromatogramas para cada una de las muestras estudiadas. Estos proporcionan información importante, de tal modo que con ellos fue posible hacer una estimación inicial acerca del ambiente de depositación, litología de la roca y biodegradación. Al realizar la observación y el análisis de los cromatogramas se encontraron las siguientes características:

- Con excepción del COL-2 los cromatogramas presentan altos contenidos de parafinas de bajo peso molecular. Este enriquecimiento puede reflejar alta madurez termal, lo cual es evidenciado también por los valores de gravedad API entre 33° y 39° API.
- También con excepción del COL-2 en todos los cromatogramas predominan los n-alcanos impares sobre los pares.
- De otro lado la relación Pr/Ph en la mayoría de los casos es mayor a 1, pero menores a 1.3. Tal como se observa en la tabla 7.

Todas estas características sugieren que los crudos se originaron a partir de materia orgánica marina, en un ambiente de depositación marino posiblemente de plataforma, y aporte en menor proporción de materia orgánica mas transicional o continental. La figura 21a. corresponde a un conjunto de cromatogramas significativos que muestran las características mencionadas.

Figura 21a. Cromatogramas Colorado. Muestran características que permiten inferir origen y procesos de alteración.

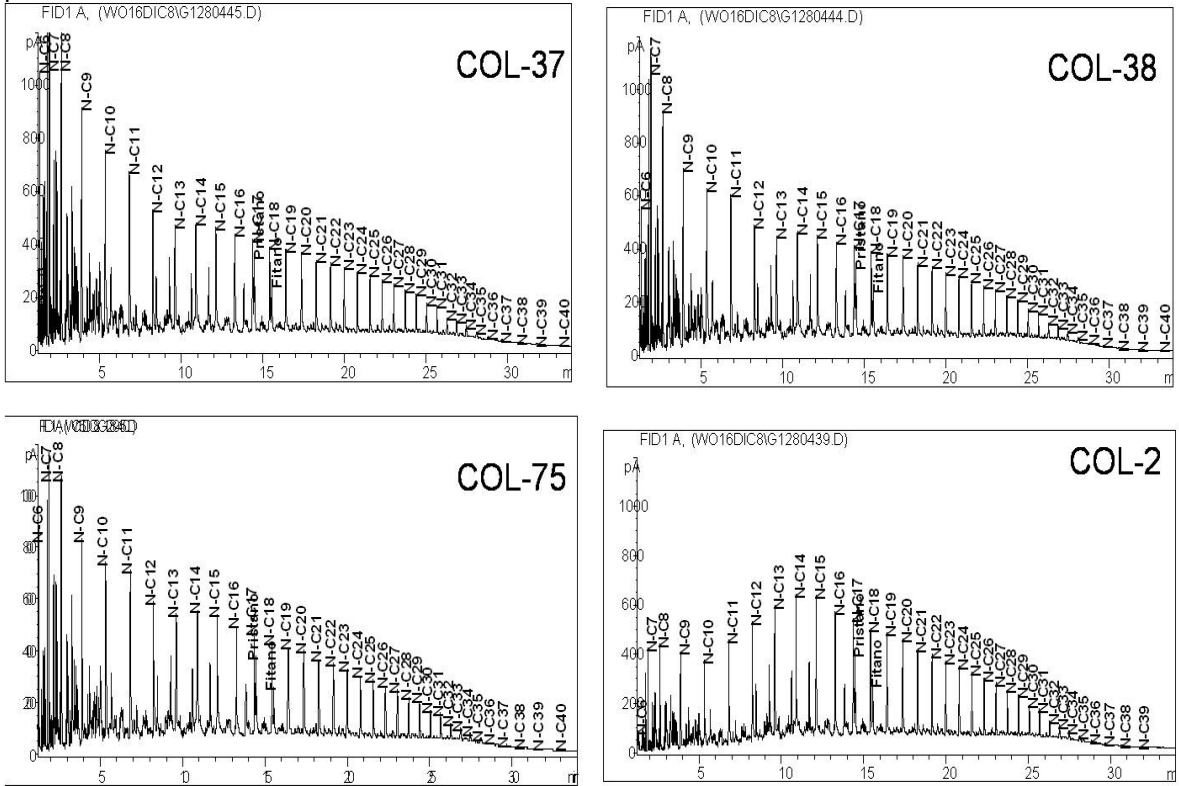
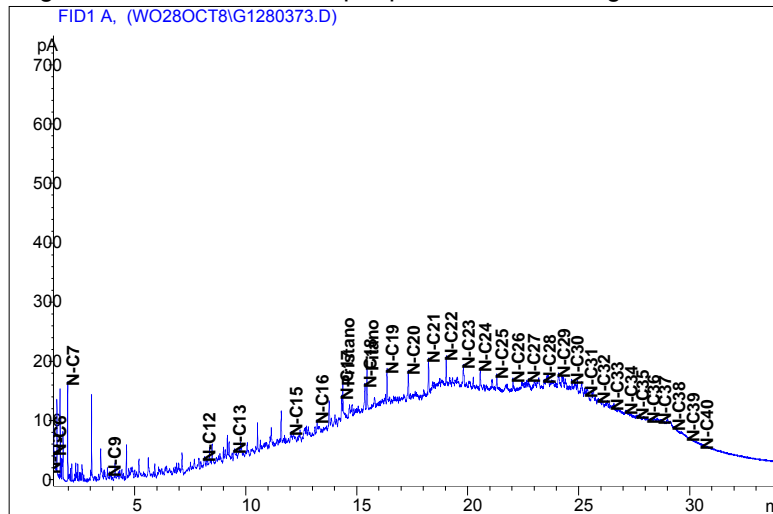


Figura 21b. Cromatograma de Crudo alterado por procesos de biodegradación.



Fuente: ECOPETROL, 2009.

Así mismo, tanto la presencia de picos altos de parafinas de bajo y alto peso molecular, como una línea base muy horizontal, permiten descartar procesos de alteración por biodegradación en ellos. La figura 21b. es un claro ejemplo de un crudo biodegradado, este muestra ausencia de picos altos de parafinas y línea base elevada.

Todo lo dicho anteriormente fue confirmado al evaluar los resultados de biomarcadores. Los parámetros que se tuvieron en cuenta para establecer los factores anteriormente mencionados son ilustrados en la tabla 6. Es importante resaltar que los resultados que se presentan fueron dispuestos en el orden que sugiere la tabla 4, distribuyendo la información de los pozos por bloques. Debe entenderse claramente que la continuación de la tabla 6 sería a la derecha de la primera parte.

Tabla 6. Resultados Biomarcadores en fracción Saturados.

C27/C29: 218 Sterane	% 27 Steranes: 218	% 28 Steranes: 218	% 29 Steranes: 218	C29Hop/ C30Hop	Pr/Ph (ppm- Height)	H29/H3 0	OL/H3 0	H35/H3 4
1,3530	38.191	32.031	29.778	0,5340	1.103	0,5340	0,0700	0.000
1,4260	37.885	33.153	28.962	0,5480	1.222	0,5480	0,0680	0.000
1,4010	38.654	31.432	29.914	0,5780	0.960	0,5780	0,0680	0.000
1,4270	37.168	33.980	28.853	0,5690	1.136	0,5690	0,0750	0.000
1,4600	40.483	30.175	29.342	0,6210	0.865	0,6210	0,0440	0.000
1,4690	38.134	32.481	29.385	0,5510	1.064	0,5510	0,0710	0.000
1,2570	36.848	30.888	32.264	0,5540	1.248	0,5540	0,0740	0.416
1,4360	38.494	32.006	29.499	0,5610	1.078	0,5610	0,0600	0.000
1,3230	36.983	32.420	30.597	0,5610	1.281	0,5610	0,0780	0.000
1,3130	36.792	32.440	30.768	0,5540	1.332	0,5540	0,0760	0.428
1,2380	35.548	33.024	31.428	0,5690	1.298	0,5690	0,0770	0.000
1,3620	36.953	32.742	30.306	0,5540	1.292	0,5540	0,0690	0.000

Tabla 6. (Continuación). Resultados Biomarcadores en fracción Saturados.

Tricyclics Terpanes (Height)	Triterpanes	Gam/H30	Ph/nC18 (ppm-Height)	Diasterane / Sterane C27	Pr/nC17 (ppm-Height)	Ts/Tm	CPI	n-C29/n-C17
1189	81769	0,1710	0.554	0,9270	0.592	0,6090	1,15327693	0,8691767
1036	70034	0,1710	0.527	0,9330	0.641	0,5910	1,15471487	0,83154166
1176	53737	0,2680	0.658	0,8450	0.637	0,4260	1,13321245	0,75941518
1034,2061	67646,0000	0,1970	0.570	1,0300	0.655	0,5460	1,14211196	0,7895611
1335,2920	78489,0000	0,2040	0.683	0,5820	0.584	0,4310	1,14332718	0,73280236
1338,8320	76867,0000	0,2370	0.633	1,0260	0.686	0,5070	1,13922478	0,74251324
1125,8690	92817,0000	0,1120	0.477	0,8970	0.593	0,8570	1,15456023	0,93014746
1047,9910	88722,0000	0,1490	0.698	0,8550	0.770	0,5360	1,15843212	0,70891578
1261,9561	85401,0000	0,1170	0.528	1,0310	0.665	0,7690	1,12927515	0,8165659
958,2720	86702,0000	0,1130	0.478	1,0480	0.594	0,7890	1,14099076	0,75123957
837,7090	90919,0000	0,0870	0.484	1,1340	0.595	0,9330	1,0283374	0,3725246
961,1280	95994,0000	0,1010	0.531	0,9800	0.664	0,8260	1,15941668	0,85062797

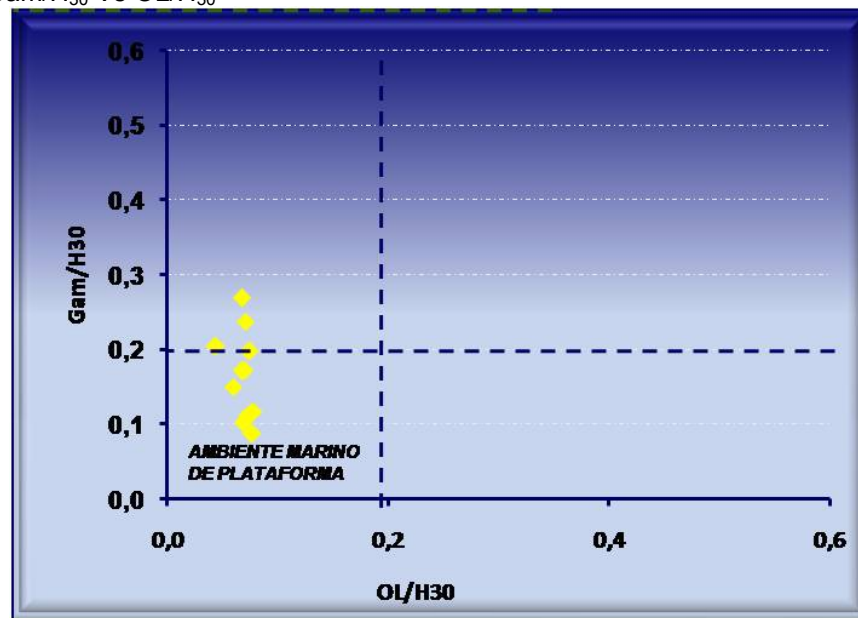
Estos parámetros fueron estudiados y graficados a fin de entender mejor la información proporcionada en la tabla.

Uno de los parámetros indicadores de ambiente es la relación Gamacerano / C₃₀ Hopano. En este caso también la tabla 7 muestra tales valores. De los pozos estudiados solo los pozos 13, 25 y 70 muestran datos superiores a 0.2, aunque muy cercanos a esta cifra. Dado que la mayoría de los pozos (9 de 12), están en un rango menor a 0.2 es posible que se trate de ambientes marinos de plataforma.

Esta interpretación es soportada por la relación oleanano / C₃₀ hopano, donde todos los pozos registran datos inferiores a 0.2, lo cual según Peters & Moldowan, 1993 corresponde a ambientes marinos de plataforma.

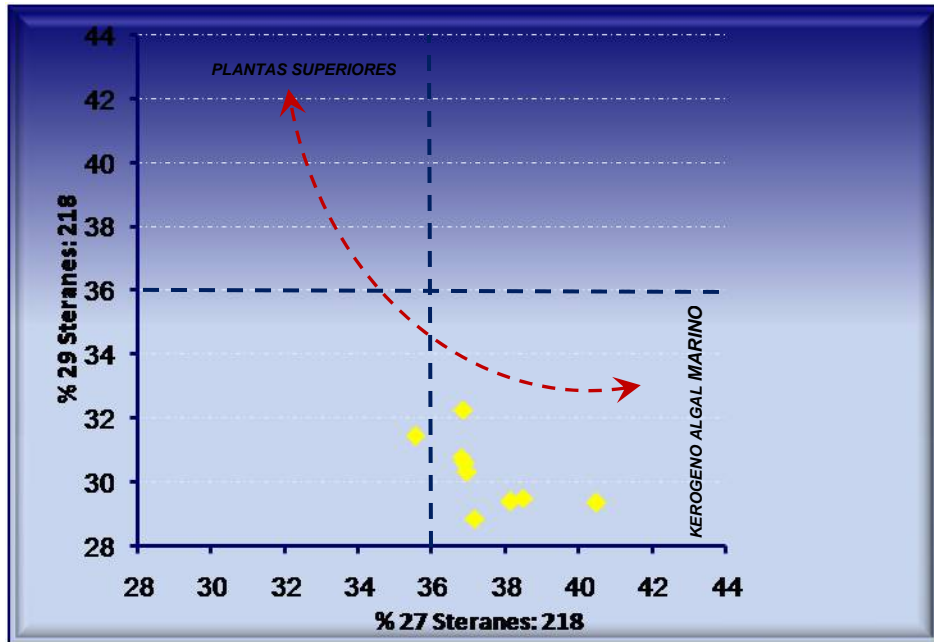
La figura 22 muestra los indicadores previamente mencionados.

Figura 22. Gam/H₃₀ Vs OL/H₃₀



Otro aspecto que soporta la teoría de un ambiente marino es la abundancia relativa de esterano C₂₇. La literatura (Moldowan *et al.*, 1985, Genthon & Wakefield, 1988 en Labrador, H., López, L., Galárraga, F., 1995) establece que tal abundancia, comparada con los esteranos C₂₈ y C₂₉ señala a este marcador como indicador de predominio de materia orgánica de origen marino.

Figura 23. C29 Esteranos Vs C27 Esteranos



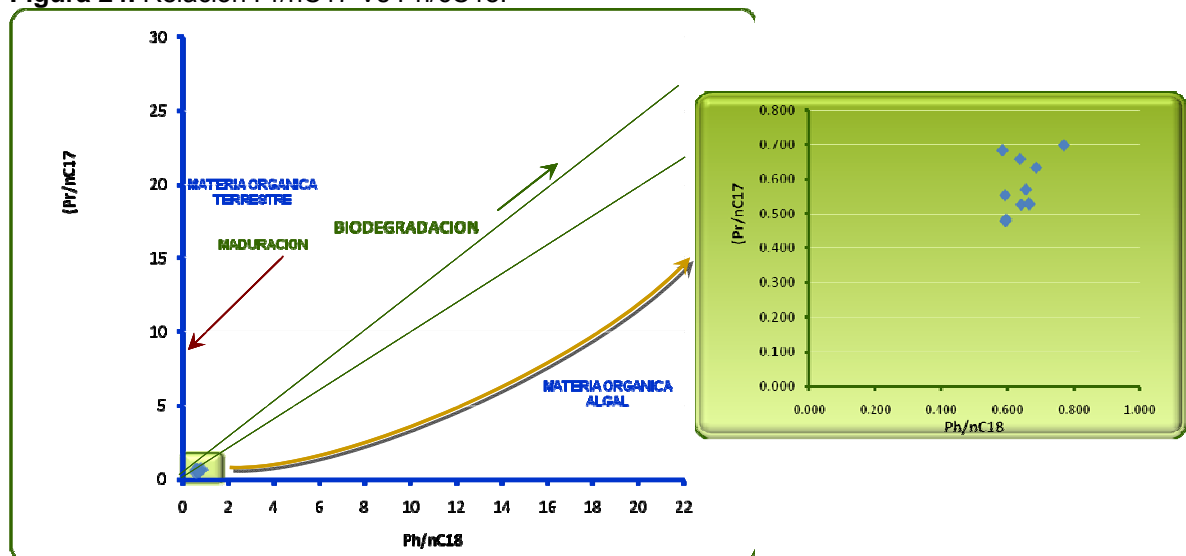
La presencia tanto de triterpanos como de terpanos tricíclicos permite inferir que la materia orgánica precursora corresponde a algas, lo cual según la tabla 6 es nuestro caso.

Las gráficas 26, 27 y 28 presentan relaciones entre diferentes biomarcadores que permiten ubicar los valores de las relaciones anteriores según el ambiente y procesos de alteración como madurez y biodegradación cuyos resultados coinciden con los que sugieren los observados a partir de whole oil. En todos los casos las flechas señalan la dirección en la que incrementa cada característica y la imagen de la derecha localiza estas relaciones mostrando los valores que alcanzan las muestras estudiadas

Dado que las relaciones tanto de Pr/nC17 como de Ph/cC18 son menores a uno es posible indicar que los crudos de Colorado analizados no presentan evidencias

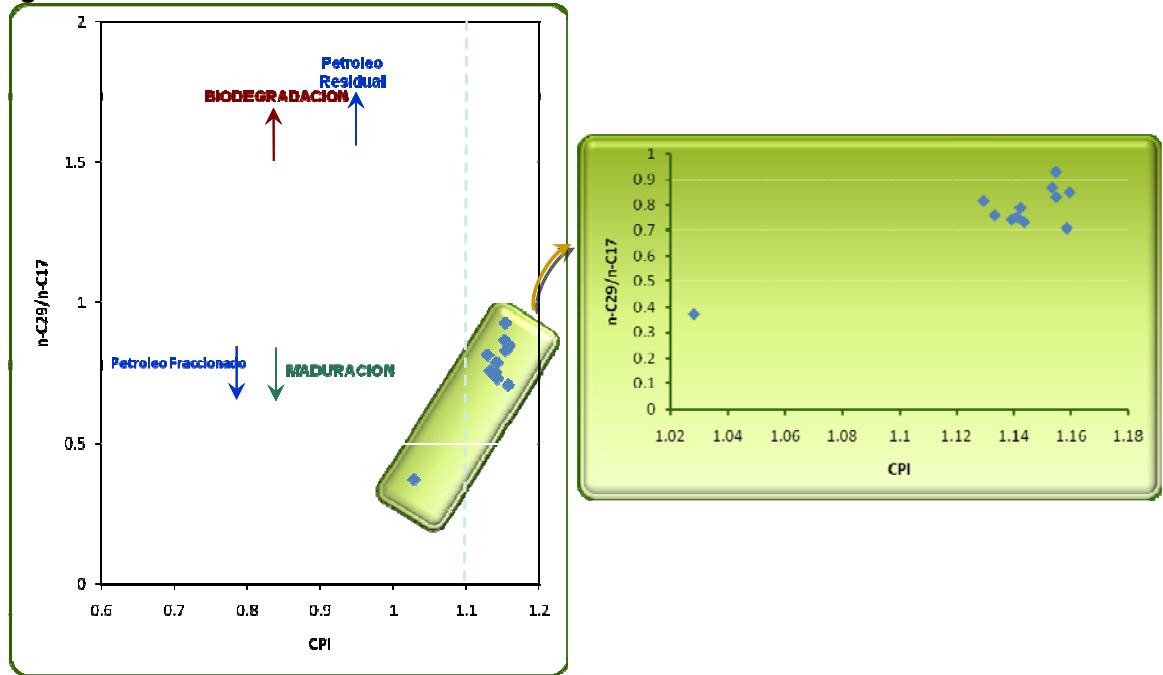
de biodegradación en las condiciones actuales de yacimientos, que están maduros térmicamente y se originaron a partir de materia orgánica algal, esta última correspondiente a ambientes marinos, tal como lo muestra la figura 24. Las conclusiones a las que se llega con esta gráfica concuerdan con lo inferido por análisis e interpretación de cromatogramas.

Figura 24. Relación Pr/nC17 Vs Ph/cC18.



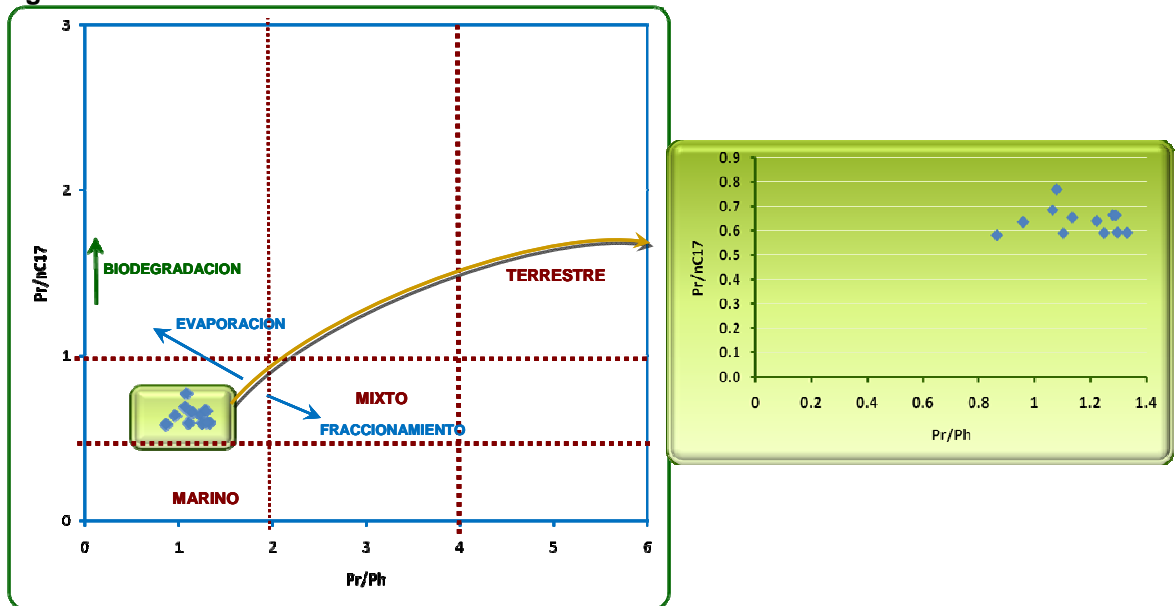
No obstante los biomarcadores mencionados anteriormente no son los únicos que permiten hacer esta clasificación. La figura 25 compara las relaciones n-C29/n-C17 Vs CPI, este último, según Peters & Moldowan, 1993 cuando el CPI es aproximadamente igual a uno corresponde a crudos maduros. Aquí se llega a la misma conclusión de la figura 24. Es decir crudos maduros, no biodegradados.

Figura 25. Relación n-C29/n-C17 Vs CPI.



Así mismo la figura 26 muestra las relaciones Pr/nC17 Vs Pr/Ph, cuyos resultados permiten clasificar este petróleo en un origen marino con aporte de terrígenos, no biodegradado.

Figura 26. Relaciones Pr/nC17 Vs Pr/Ph



Además de los gráficos anteriores, en cuanto a la madurez la literatura señala que cuando los valores de $Pr/n-C_{17}$ y $Ph/n-C_{18}$ son menores a 1.5, como se muestra en la tabla 6, se trata de crudos en avanzado estado de madurez.

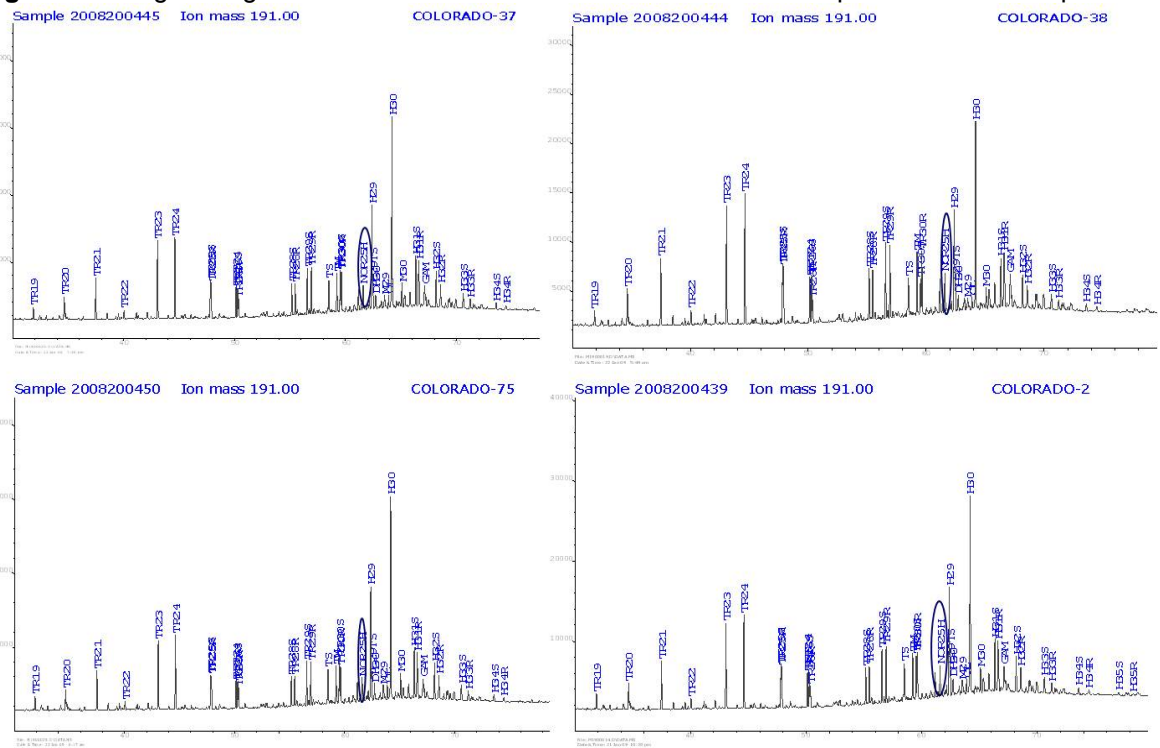
5.1.2 Pulsos

La figura 27 muestra cuatro fragmentogramas representativos del m/z 191 de los pozos Col-37, Col-38, Col-75 y Col-2, en ellos se observa el pico de 25-Norhopano encerrado en azul, el cuál es comúnmente utilizado como indicador de biodegradación severa. No obstante existen diferentes versiones sobre el origen de este compuesto. Dado que tanto los fragmentogramas de los crudos analizados como las gráficas de biomarcadores no presentan muestras de biodegradación la explicación que más se adapta a las condiciones del petróleo estudiado consiste en un relativo enriquecimiento de 25- norhopano derivado de rocas generadoras y preservados en aceites no-biodegradados como resultado de su gran resistencia a la biodegradación (Chosson *et al.*, 1992 en Caballero, E. & Villanueva, L).

Teniendo en cuenta que no es común encontrar crudos con picos de n-parafinas mostradas en la figura 21 de bajo peso molecular coexistiendo con 25-Norhopano, es posible que la presencia de este último esté sujeta a diferentes pulsos en la historia de llenado del reservorio, donde un crudo paleobiodegradado fue opacado por la presencia de un crudo no biodegradado proveniente de un pulso más reciente.

De tal manera que la interpretación de los aceites que presentan 25-norhopano indican un primer pulso de migración o bien corresponden a los primeros productos generados desde la roca generadora

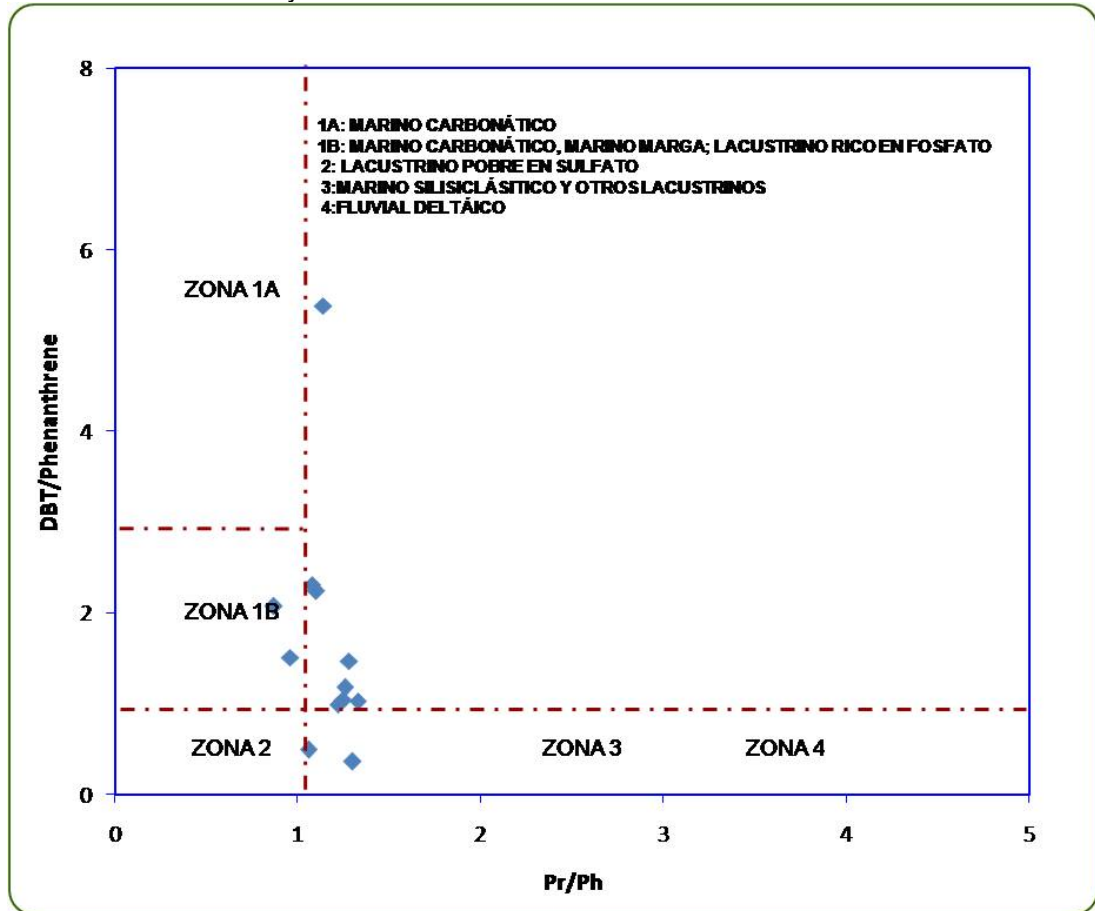
Figura 27. Fragmentogramas m/z 191. En ovalos azules se resaltan los picos del 25-Norhopano



5.1.3 Litología De La Roca

Existe una manera de ubicar al lector en un ambiente y tipo de roca a los que corresponden las muestras analizadas. Esto es a partir de diferentes gráficas de relaciones de biomarcadores, entre las que se tienen DBT/fentanteno y Pr/Ph, las cuales puestas en contacto en la misma gráfica, como es el caso de la figura 28, así como las figuras 29. Ph/nC18 Vs C29:218 Sterane y 30. C29Hop/C30Hop Vs Pr/Ph.

Figura 28. Tipo de ambiente y roca al que puede pertenecer un conjunto de crudos según las relaciones DBT/fenantreno y Pr/Ph



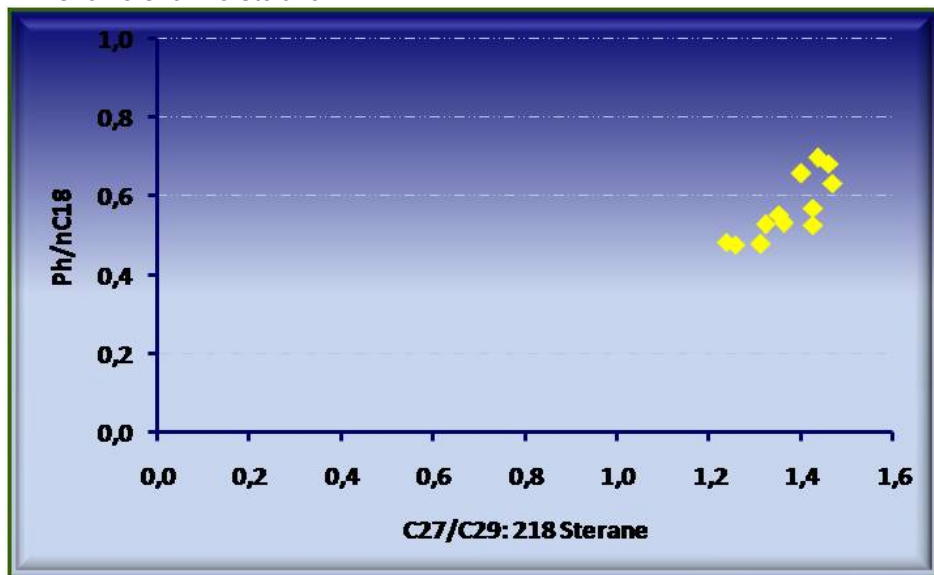
Según la imagen de la figura 27, las muestras corresponden a un ambiente marino no precisamente carbonático por completo y tampoco netamente silisiclástico, dado que para ambos casos solo se localizan dos muestras dentro de estas zonas. Este comportamiento es típico en los crudos del Valle Medio Del Magdalena.

Ahora bien, para confirmar lo señalado en la grafica anterior, serán analizadas cuatro relaciones de biomarcadores, algunos de ellos fueron también empleados en la interpretación de ambiente.

Para iniciar, dado que la relación Pr / Ph, en su mayoría es mayor que 1, lo cual sugiere una litología es de aportes siliciclásticos. Con la relación H_{29}/H_{30} menor a 1 la literatura (Peters & Moldowan, 1996) podría descartarse de ambiente predominantemente carbonatado.

Las tendencias de estos dos biomarcadores son graficadas en la figura 29

Figura 29. Ph/nC18 Vs C29:218 Sterane



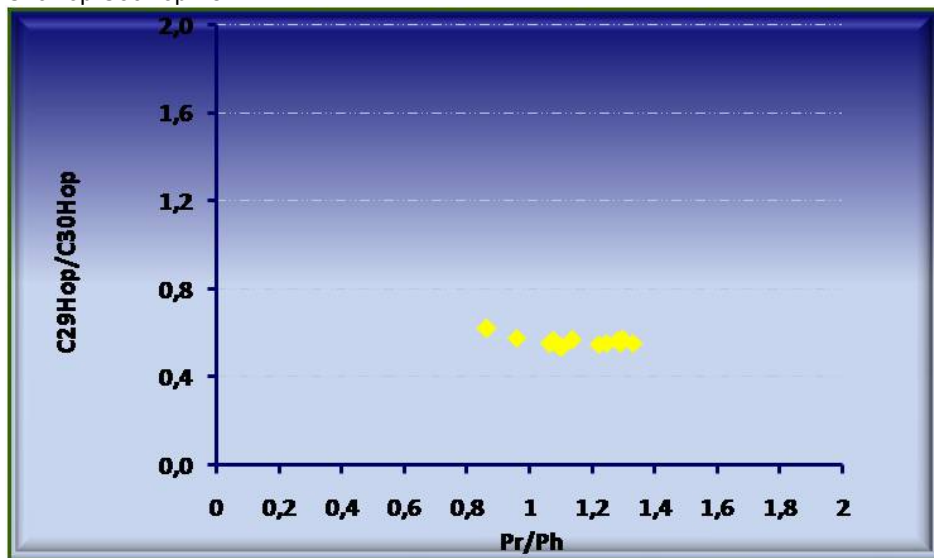
No obstante la literatura (Peters & Moldowan, 1993) señala que los valores de Ph/n-C₁₈ mayores a 0.3 revelan roca fuente carbonatada. Lo cual es coherente con la abundancia relativa de esterano C₂₇ comparada con los esteranos C₂₉. Tales relaciones son graficadas en la figura 24.

La relación Pr / Ph, en su mayoría mayor que 1, corresponde a condiciones óxicas en el ambiente de depósito, según Peters & Moldowan, 1993. Sin embargo no puede dejarse de lado los valores menores a 1, dados por los pozos 13 y 25,

cuyos contenidos son 0.960 y 0.865 respectivamente, estos corresponden a condiciones subóxicas a anóxicas.

Dado el contraste en los resultados en este trabajo se asumirá un ambiente subóxico.

Figura 30. C29Hop/C30Hop Vs Pr/Ph



La información anteriormente mostrada podría ser confusa para estudios en una cuenca no explorada, pero dado que en este caso se trata de una de las cuencas más estudiadas del país se sabe que la roca fuente en la cuenca del Valle Medio del Magdalena es la Luna, la cual es carbonatada con variaciones laterales de facies, presentando aportes de material siliciclástico, por lo tanto se tiene con estos análisis el comportamiento típico, esperado en crudos de esta cuenca.

5.2 INTERPRETACIÓN OPERACIONAL – COMPARTIMENTALIZACIÓN

Aquí se mostrará la interpretación que se le dio a los resultados de los análisis de laboratorio, enfocados a establecer diferencias o similitudes entre los crudos, para

agruparlos según sea el caso y así establecer la compartimentalización del reservorio.

Los primeros resultados en ser estudiados con este fin fueron los de la cromatografía gaseosa de crudo total (whole oil). A fin de observar de manera clara los resultados de esta técnica fueron calculadas las relaciones de n-alcános $N-C_x / N-C_{x+1}$ y fueron tabuladas según la tabla 6 y posteriormente graficadas en diagramas estrella y cluster con el único objeto de entender el comportamiento de estas relaciones tal como lo muestran las figuras 31 y 32. Los cuales muestran dos importantes anomalías en los pozos Col-2 y Col-62 que podrían significar un posible compartimento en el bloque IV, en el que se localizan estos. Sin embargo no es correcto afirmar algo hasta no estudiarse los resultados de piano dado que esta es una herramienta de mayor detalle.

Tabla 7. Relaciones de Resultados Whole Oil.

POZO	NC6/NC7	NC8/NC9	NC10/NC11	NC12/NC13	NC14/NC15	NC16/NC17	NC19/NC20	NC21/NC22	NC23/NC24	NC25/NC26
CL-75	0,51	0,98	1,00	1,18	0,96	1,04	0,97	1,06	1,08	1,10
CL-16	0,70	0,99	0,93	1,16	0,93	1,01	0,97	1,05	1,06	1,11
CL-60	0,72	1,16	1,07	1,23	0,94	1,04	0,98	1,07	1,05	1,09
CL-37	0,61	1,02	1,07	1,24	0,97	1,06	0,99	1,04	1,05	1,08
CL-38	0,47	0,99	0,99	1,21	0,97	1,06	0,97	1,07	1,03	1,12
CL-11	0,51	1,01	1,02	1,18	0,92	1,05	0,99	1,07	1,04	1,08
CL-25	0,75	1,00	1,01	1,21	0,94	1,06	0,97	1,10	1,08	1,15
CL-13	0,69	1,04	1,03	1,23	0,94	1,06	0,94	1,07	1,08	1,12
CL-70	0,61	1,11	1,00	1,22	0,93	1,09	0,96	1,11	1,08	1,13
CL-69	0,57	1,05	0,90	1,18	0,95	1,10	0,95	1,09	1,05	1,12
CL-62	0,68	1,09	1,29	1,41	1,02	1,13	0,95	1,07	1,05	1,07
CL-2	0,15	0,81	0,75	0,95	0,96	1,03	1,02	1,07	1,06	1,08

Figura 31. Diagrama Estrella de los datos de Whole Oil.

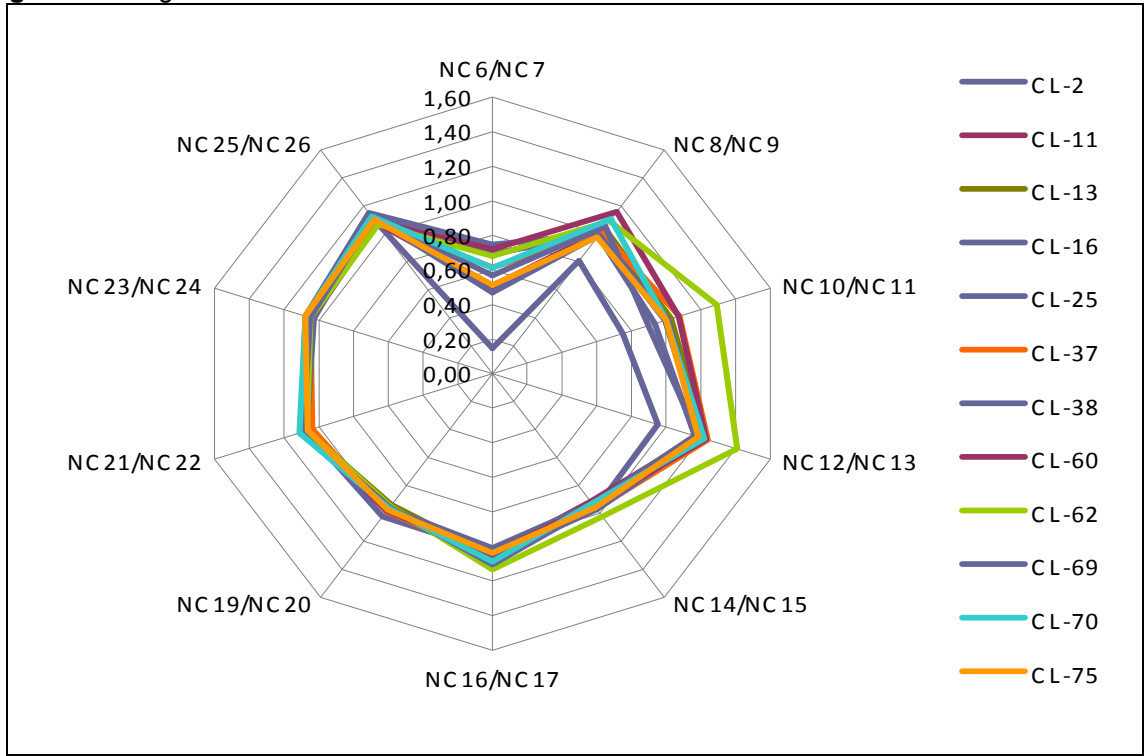
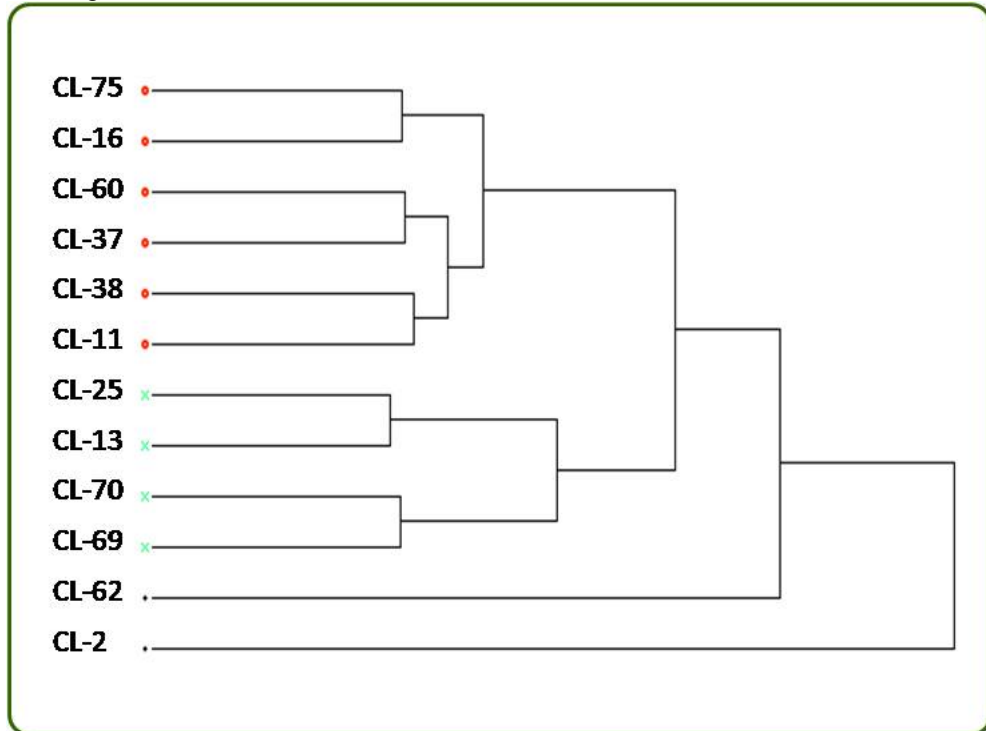
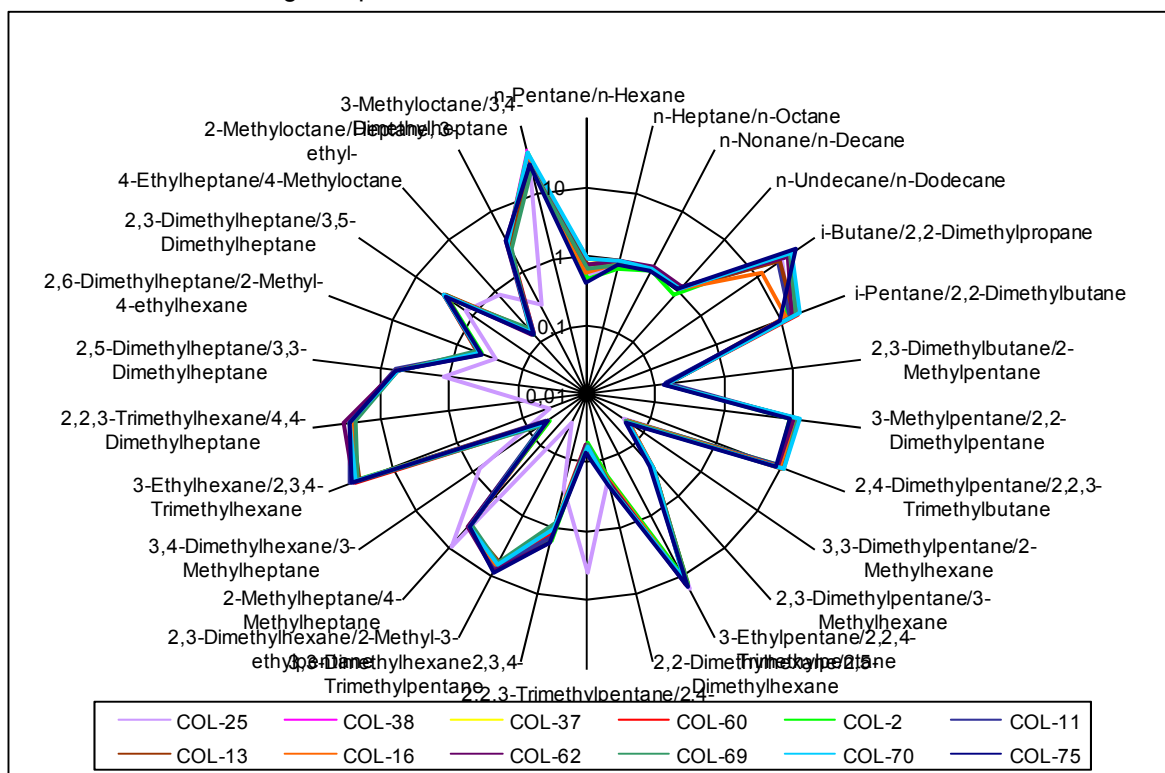


Figura 32. Diagrama Cluster de los datos de Whole Oil.



Para facilitar la interpretación de los resultados de los compuestos que van desde C5 hasta C9 fueron calculadas las relaciones de C_x / C_{x+1} y fueron graficadas en el diagrama estrella según se muestra en la figura 33. En ella se observan diferencias, que conllevarían a pensar en cinco comportamientos diferentes en las composiciones geoquímicas de los crudos.

Figura 33. Diagrama estrella realizado a partir de las relaciones de compuestos desde C₅ hasta C₉ obtenidos en la cromatografía plano



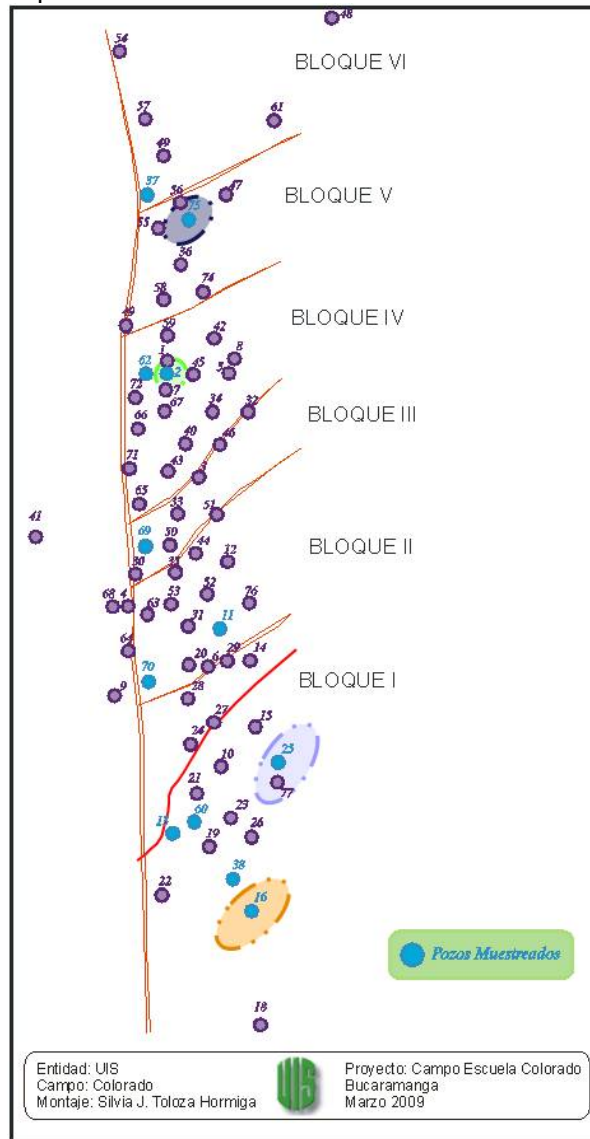
De manera pues que los grupos observados estarían dispuestos así:

- El primero de ellos dado por los aceites muestreados de los bloques IB, I, II, III y VI.
- El segundo de ellos corresponde al pozo Col-2, localizado en el bloque IV.
- El tercero corresponde a Col-75, perteneciente al bloque V, el cuarto estaría dado por las propiedades geoquímicas del crudo de Col-25.

- El quinto y último grupo se encontraría marcado por las tendencias que puede generar la composición geoquímica del petróleo existente en el pozo Col-16.

La distribución de los compartimentos marcados por cada uno de los cinco grupos de crudos se observa mejor en el mapa correspondiente a la figura 34.

Figura 34. Mapa de distribución de pozos y localización de crudos de comportamientos diferentes según caracterización geoquímica.



6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- En este trabajo no se encontraron factores geológicos que afecten directamente la composición geoquímica de los crudos.
- Los resultados obtenidos muestran crudos muy homogéneos, de origen común.
- Los análisis realizados no muestran evidencia de fallas actuando como barreras en el Campo Colorado.
- Los crudos analizados del campo Colorados son considerados crudos livianos y parafinicos, con API mayores 33 API , y porcentajes de fracción saturada mayores a 60% llegando incluso a 75% en el pozo Col-75.
- Tanto cromatogramas como parámetros de biomarcadores fueron utilizados para establecer ambiente marino, materia orgánica algal con aporte menor de material terrígeno y ausencia de biodegradación.
- Dado que los cromatogramas muestran picos altos de parafinas tanto de bajo como de alto peso molecular y niveles bases muy horizontales, sugiriendo que los crudos no están afectados severamente por procesos de biodegradación.
- Dada la presencia de n-parafinas de bajo peso molecular, coexistiendo con 25-Norhopano (indicador de biodegradación severa), indican un primer pulso de migración o bien corresponden a los primeros productos generados desde la roca generadora.

- El tipo de roca fuente de los crudos no es netamente carbonatada, como tampoco del todo silisiclásticos, podría hablarse entonces de una roca transicional.
- El diagrama estrella realizado con los valores de whole oil así como el cluster señalan dos anomalías importantes en los pozos Col-2 y Col-62 localizados en el mismo bloque. Posteriormente con cromatografía piano se verificó la posible presencia de un compartimento en este bloque.
- Con el diagrama estrella que se obtuvo a partir de datos de cromatografía piano fue posible establecer cinco grupos claros de crudo en el reservorio. El primero de ellos dado por los bloques IB, I, II, III y VI. En el caso de hablar de compartimentalización, este grupo sin lugar a dudas podría indicar un compartimento en el reservorio. El segundo de ellos corresponde al bloque IV, el tercero corresponde al bloque V, el cuarto estaría dado por las propiedades geoquímicas del crudo de Col-25 y el quinto y último grupo se encontraría marcado por las tendencias que puede generar la composición geoquímica del petróleo existente en el pozo Col-16.
- Se recomienda realizar estudios con una mayor densidad de muestreo, particularmente en los pozos del bloque I y IB, cercanos a los pozos Col-25 y Col-16, para verificar la existencia grupos de crudo asociados a estos que verifiquen la existencia compartimentos para cada una de las composiciones geoquímicas que exhiben estos crudos.
- Para verificar la información obtenida en cada uno de los pozos estudiados, se hace necesario tomar varias muestras del mismo pozo a diferentes profundidades, para concluir si dichos crudos están o no, en el mismo compartimento.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- **BARRERO, D., PARDO A., VARGAS, C. & MARTINEZ, J.** (2007). Colombian Sedimentary Basins. Nomenclature, Boundaries and Petroleum Geology, a New Proposal. Agencia Nacional De Hidrocarburos – A.N.H. Bogotá – Colombia.
- **BLANCO, V.O. & OREJUELA C.J.** (2004) Hidropirólisis, Cinética Y Caracterización De Aceites Originales De La Formación Chipaque En El Piedemonte Llanero. Trabajo de Grado. Escuela de Geología, Facultad de Fisicoquímicas, Escuela de Química, Facultad de Ciencias, Universidad Industrial de Santander.
- **CABALLERO, E. & VILLANUEVA, L.** Bio & Paleobiodegradación De Aceites En El Sureste De México. PDF.
- **CASTILLO, D.C. & GÓMEZ, V.A.** (2008). Caracterización De Ambientes Y Subambientes De Depósito Para La Formación Mugrosa En Los Pozos Corazonados Del Bloque I Del Campo Colorado Valle Medio Del Magdalena. Trabajo de Grado. Escuela de Geología, Facultad de Fisicoquímicas, Universidad Industrial de Santander.
- **CRISTANCHO, D.M. & HOYOS, J.M.** (2008). Procedimientos Metodológicos Para La Caracterización De Fluidos De Campos Maduros. Aplicación A Los Fluidos Del Campo Colorado. Trabajo de grado. Escuela de Petróleos, Facultad de Fisicoquímicas, Universidad Industrial de Santander.

- **DOMINGUEZ, Z., POLEY, J.V., AZEVEDO, D.** (2008). Caracterización Y Clasificación Geoquímica De Asfaltitas Cubanas.
- **DUQUE, C.** (2003). Informe Geológico Final Campo Colorado, Empresa Colombiana De Petróleos. Gerencia Magdalena Medio, ICP, Unión temporal Aip-Ansall.
- **ECOPETROL.** (2001). Empresa Colombiana De Petróleos. Gerencia Centro Oriente. División De Yacimientos.
- **ECOPETROL** (2009). Informe Interno Geoquímica de Yacimientos. Campo Llanito.
- **ECOPETROL-EOS.** (2003). Cuarto informe de avance. Diagnostico, Análisis Y Estrategias De Producción Preliminar Para El Campo Colorado. División de Producción. Gerencia Centro Oriente. División de Opciones de Negocios de Crudo y Gas. Diagnostico, Análisis y Estrategias de Producción Preliminar Para el Campo Colorado.
- **GARCÍA, J., SÁNCHEZ, J., GUZMÁN, M.** (199). “ Esteranos y Terpanos Como Marcadores Biológicos en la Prospección petrolera”. Journal of the Mexican Chemical Society, enero – febrero, año/vol. 43, número 001. Sociedad Química de México. México, México. Pp 1-6.
- **GARCÍA, M.** La Supresión De La Reflectancia De Vitrinita En Las Formaciones La Luna Y Hondita Y Sus Implicaciones En La Exploración De Hidrocarburos En Las Cuencas Del VSM Y VMM, Colombia.

- **GÓMEZ, J.A.** (1983). Cuencas Sedimentarias _ Campos Petrolíferos y De Gas En Colombia. Departamento de Geología, Universidad Industrial De Santander.
- **GÓMEZ, R.A & MORALES, J.** (2008). Modelo Geoestadístico Basado En Objetos De Las Formaciones Mugrosa Y Colorado, Campo Lisama, Cuenca Del Valle Medio Del Magdalena, Colombia. Trabajo de grado. Escuela de Geología, Facultad de Fisicoquímicas, Universidad Industrial de Santander.
- INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. Trabajos escritos: presentaciones y referencias bibliográficas. Sexta actualización. Bogotá: ICONTEC, 2008.
- **JULIVERT, M.** (1961). Las Estructuras del Valle Medio del Magdalena y Su Significación. Boletín de Geología, UIS, N°6. Bucaramanga.
- **LABRADOR, H., LÓPEZ, L., GALÁRRAGA, F.** (1995). Estudio Geoquímico De Crudos Del Campo Guafita, Estado Apure, Venezuela. Internet: (http://www.interciencia.org/v20_01/comunicacion.html)
- **LABAYÉN, I.L., ILLIANO, S.N. & COTTY, M.** (2000). Reservorios Multicapas. Determinación del Aporte De Las Diferentes Capas A La Producción Global. Internet: http://www.inlab.com.ar/Gqca_capas.htm.
- **MÁRQUEZ, O.E.** (2008). Descripción Sedimentológica De 500 Pies Corazonados Del Campo La Cira Ubicado En La Cuenca Del Valle Medio Del Magdalena Aplicado A Los Modelos De Llanito Y Lisama. Trabajo de grado Geólogo. Bucaramanga. Universidad Industrial De Santander. Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas. Escuela de Geología.

- **ORTIZ, J.E. GARCÍA, M.J., RODRIGUEZ, J.L.** Biomarcadores Y Su Utilidad En La Evaluación De La Biodegradación Del Petróleo. E.T.S.I. de Minas de Madrid. E.T.S.I. de Minas de Oviedo.
- **PETERS, K.E., & MOLDOWAN, J.M.** (1993). The Biomarker Guide. Interpreting Molecular Fossils In Petróleo And Ancient Sediments. Prentice Hall, Englewood Cliffs, New Jersey 07692.
- **PINEDA, C.A.** (2006). Mapas °API por bloques. Proyecto Campo Escuela, UIS, Bucaramanga.
- **POSADA, C.R., RANGEL, A., RODRIGUEZ, P. PÉREZ, L.E., GAVIRIA, R.** (2001). Geoquímica De Yacimientos De La Formación Caballos En El Campo Orito. Putumayo – Colombia. CTYF – Ciencia, Tecnología y Futuro – Vol. 2 Num.
- **ROSSO, M., LABAYÉN, I.L.** La Geoquímica De Reservorio Como Herramienta Para Determinar El Aporte De Las Distintas Capas A La Producción De Un Campo. INGEPET '99 EXPL-1-MR-05
- **WAUQUIER, J.P.** (2005). El Refino Del Petróleo. Petróleo Crudo. Productos Petrolíferos. Esquemas De Fabricación.
- **WAPLES, D.A.** (1985). Geochemistry in Petroleum Exploration. Brown And Ruth Laboratories, INC. Denver, Colorado.
- **ZÁRATE, G.** (2003). Guía de Prácticas para el Laboratorio de Crudos y Aguas. Departamento de Ingeniería de Petróleos. Universidad de America. Bogotá.

- Guía Metodología De Muestreo Y Análisis De Aceites En Pozos Exploratorios.
ICP
- http://www.scielo.br/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0100-40422008000600011&lng=en&nrm=iso
- <http://www.searchanddiscovery.net/documents/2006/06132xu/images/xu.pdf>
- <http://www.anh.gov.co/es/index.php?id=81>
- http://en.wikipedia.org/wiki/Gas_chromatography-mass_spectrometry#Instrumentation
- http://www.jmcs.org.mx/PDFS/V43/SMQ-V043%20N-001_ligas_size.pdf