

Correlación crudo-crudo de los principales crudos presentes en la cuenca Llanos Orientales-Colombia.

Leonardo MOGOLLON⁽¹⁾, Olga Lucía Villarreal BARRAGAN⁽²⁾, Nelson SANCHEZ⁽¹⁾, Robert Emilio Marquez⁽¹⁾. (1) ECOPEPETROL – Instituto Colombiano del Petróleo ICP, (2) O&P Ingeniería S.A.S.

Copyright 2012, ALAGO.

Este papel fue seleccionado para la presentación de un Comité técnico de ALAGO siguiente examen de la información contenida en un resumen presentado por los autores.

RESUMEN

La caracterización e interpretación geoquímica de crudos es una poderosa herramienta a través de la cual se pueden realizar aportes importantes a la actividad exploratoria desde el punto de vista de la predicción de la calidad de los crudos y definición de los sistemas petrolíferos.

Fueron estudiadas y caracterizadas geoquímicamente 15 muestras de crudos representativos de la cuenca Llanos Orientales en Colombia. La secuencia analítica incluyó cromatografía líquida, *Whole Oil* por cromatografía gaseosa y biomarcadores por cromatografía gaseosa acoplada a espectrometría de masas, esto con el objetivo de realizar una interpretación desde el punto de vista de calidad de los crudos, su asociación con diferentes tipos de facies generadoras y su distribución geográfica.

El resultado final considero la relación crudo-crudo entre cada una de las muestras según sus características composicionales generales y moleculares (estudio de biomarcadores de la fracción saturada).

Se define la existencia de por lo menos dos grandes grupos de crudos. El primero es de crudos marinos, originados a partir de restos de algas acumuladas en condiciones subóxicas a anóxicas dentro de un ambiente de carbonatos. El segundo se considera conformado por aceites marinos siliciclásticos originados de una mezcla de restos de algas y una mayor influencia de materia orgánica terrígena en un ambiente más proximal y oxigenado.

INTRODUCCIÓN

La cuenca de los Llanos Orientales tiene su historia geológica ligada al desarrollo de la parte Norte de los Andes. Aunque la formación de esta cuenca y el llenado inicial con sedimentos que estuvieron controlados por mecanismos de subsidencia tectónica y termal asociados con eventos de extensión litosférica, la geometría actual y los procesos de carga de petróleo están asociados a mecanismos compresivos que provocaron inversión tectónica y el levantamiento de los Andes en el Neógeno (García, 2008).

El aumento en la producción en la cuenca de los Llanos Orientales, ha venido acompañada de desafíos técnicos y logísticos para las compañías operadoras que tienen actividades en esta zona del país. La cuenca de los Llanos Orientales es la de mayor producción de petróleo en Colombia, en junio de 2011 ésta aportó el 72% (682 KBPD – 682.000 barriles por día) a la producción nacional.

El sistema perteneciente a la cuenca Llanos ha demostrado su eficiencia con los importantes descubrimientos de campos petrolíferos. La geoquímica ofrece herramientas importantes en el entendimiento de los mecanismos que controlan la calidad del petróleo, iniciando por la génesis de los crudos en las rocas generadas, pasando por los procesos de migración y finalmente con los procesos de alteración que ocurren en los reservorios.

El principal objetivo del trabajo fue el de interpretar individualmente información geoquímica de 15 muestras de crudos representativas de la cuenca de los Llanos Orientales y posteriormente realizar una correlación crudo-crudo de dichas muestras.

PARTE EXPERIMENTAL

MATERIALES Y MÉTODOS

Fueron evaluados 15 crudos de las provincias geoquímicas más representativas de la cuenca Llanos en Colombia. Se consideraron las características composicionales generales de los crudos como densidad API, porcentajes de las fracciones Saturadas, Aromáticas y compuestos NSO mediante la cromatografía líquida y composiciones moleculares (análisis de los biomarcadores).

RESULTADOS Y DISCUSION

FAMILIAS DE CRUDOS PRESENTES:

FAMILIA TIPO I (NORTE)

Crudos almacenados principalmente en reservorios terciarios aunque también muestra producción en los campos Guadalupe y Une (Giraldo, 2003). Fueron generados por rocas de ambiente marino con ligera influencia carbonática, más anoxico y distal que las facies que originaron el crudo de la Familia tipo II.

Esta familia está limitada geográficamente al área norte de la cuenca. (Figura 1) (Giraldo, 2003).

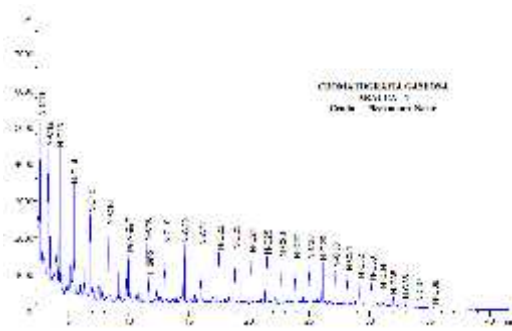


Figura 1. Whole oil característico de la Familia tipo I.

FAMILIA TIPO II

Localizada en el área del Casanare, entrampada principalmente en horizontes Terciarios y ocasionalmente en horizontes del Cretáceo. Familia está constituida por un pulso de crudo Cretáceo de ambiente marino proximal, disaeróbico, con contribución importante de horizontes ricos en materia orgánica de las formaciones Cuervos y Mirador.

Esos crudos presentan concentraciones relativamente altas de C₂₉ esteranos indicadores de aporte de plantas superiores en un ambiente sedimentario proximal; baja abundancia relativa de Gamacerano indicativa de ambiente salobre y composición isotópica intermedia (Figuras 2) (Giraldo, 2003).

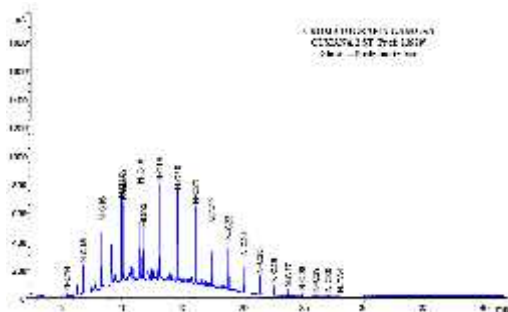


Figura 2. Whole oil característico de la Familia tipo II

FAMILIA TIPO III

Localizado en el norte de Arauca, entrampados en horizontes del Terciario. Crudos constituidos principalmente por un pulso de crudo Terciario derivados de horizontes ricos en materia orgánica, ambiente marino proximal, disaeróbico y en mucha menor proporción por crudos derivados de facies Cretácicas.

Esta familia presenta concentraciones bajas de Gamacerano (<0.015) indicativa de ambiente salobre y composición isotópica intermedia (Figura 3) (Giraldo, 2003).

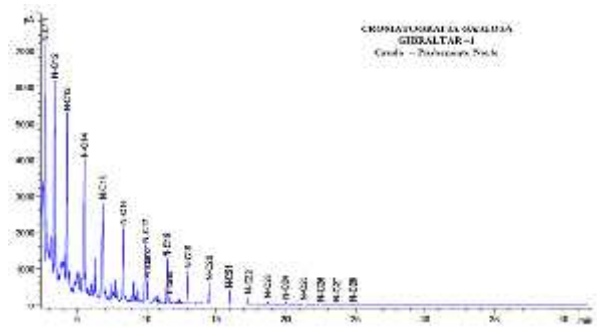


Figura 3. Whole oil característico de la Familia tipo III

Sus características geoquímicas indicadoras de ambiente disaeróbico/siliciclástico, concentraciones moderadas de C₂₉ esteranos y oleanano, indicadores de aporte de plantas superiores en un ambiente sedimentario relativamente proximal (Figura 4) (Giraldo, 2003).

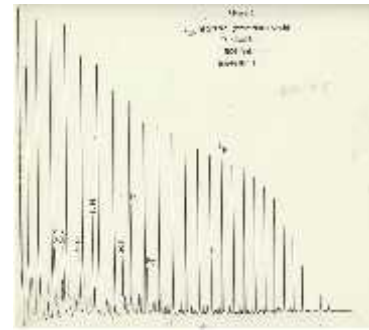


Figura 4. Whole oil característico de la Familia tipo IV.

FAMILIA TIPO V (SUR)

Crudos producto de la remigración de previas acumulaciones de crudo pesado tanto del suroeste del área como del este, las cuales han sido movidas por los fuertes flujos de agua en el área. Esta es una importante acumulación de crudos pesados con alto grado de biodegradación y de buen atractivo composicional (Figura 5) (Rangel, 2006).

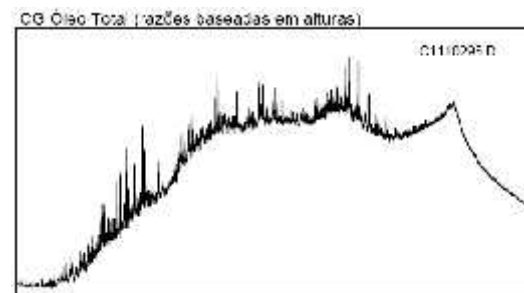


Figura 5. Whole oil característico de la Familia tipo V.

FAMILIA TIPO VI

La conforman crudos almacenados principalmente en unidades Cretácicas y terciarias. Esta familia de crudos presenta una distribución muy amplia en todo el Sureste de la Cuenca Llanos, llegando hasta el borde de la

plataforma. Fueron generados por rocas de ambiente marino anóxico, y corresponden posiblemente a una fase distal de la Formación Chipaque no identificada ni caracterizada hasta ahora. Las concentraciones relativamente altas de oleanano, indican aporte de plantas superiores en un ambiente sedimentario del Cretáceo Superior (Figura 6) (Rangel, 2006).

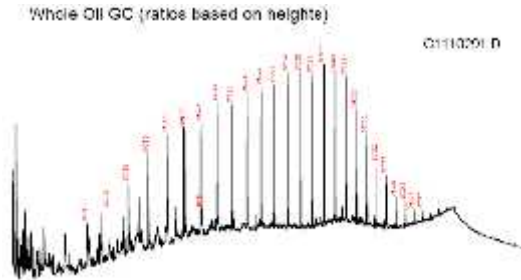


Figura 6. Whole oil característico de la Familia tipo VI.

FAMILIA TIPO VII

Distribuida en el área del Meta, esta familia está entrapada principalmente en horizontes Cretácicos. Generada por rocas de ambiente marino muy proximal y se habría acumulado en trampas posiblemente más jóvenes que la familia VI. Abundancia relativa de gamacerano indicativa de ambiente de mayor salinidad del conjunto. Su roca fuente muy posiblemente son los lutitas más proximales de la Formación Chipaque/Gachetá (Figura 7) (Rangel, 2006).

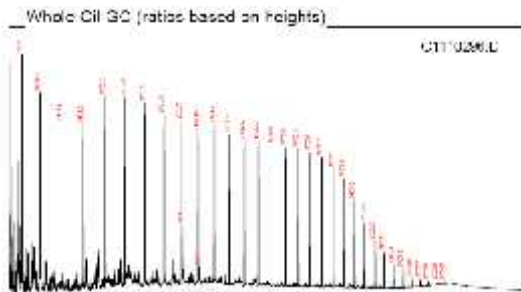


Figura 7. Whole oil característico de la Familia tipo VII.

FAMILIA TIPO VIII (MEZCLA DE CRUDOS)

Esta familia comprende crudos con características intermedias entre las familias VI y VII. Muestran una composición intermedia entre estas dos familias y por lo tanto es difícil asignarlos a cualquiera de ellas (Figura 8) (Rangel, 2006).

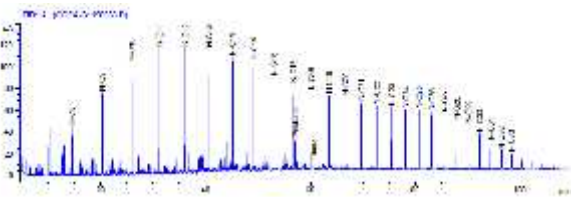


Figura 8. Whole oil característico de la Familia tipo VIII.

FAMILIA TIPO IX

Estos crudos se caracterizan por estar biodegradados. La materia orgánica que dio lugar a estos crudos se depositó en un ambiente siliciclástico, probablemente marino proximal. Existen aportes de materia orgánica algal y terrestre (Figura 9) (Giraldo, 2005).

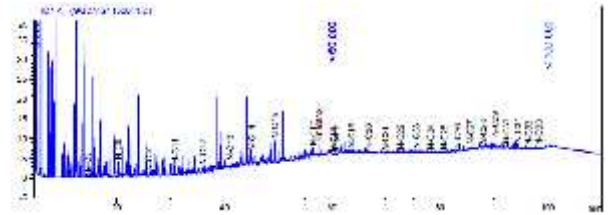


Figura 9. Whole oil característico de la Familia tipo IX.

Adicionalmente se encuentran presentes crudos biodegradados con recargas. Existen aportes de materia orgánica algal y continental iguales. La materia orgánica que originó los crudos se depositó en un ambiente carbonático. En general el ambiente de deposición fue salino probablemente plataforma proximal (Figura 10) (Giraldo, 2005).

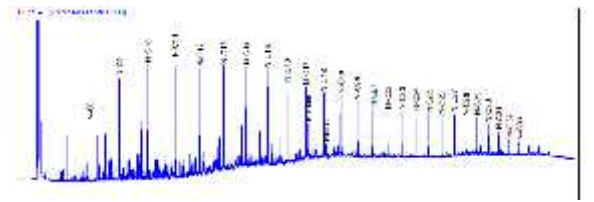


Figura 10. Whole oil característico de la Familia tipo IX.

FAMILIA TIPO X

Se trata de crudos maduros de alta evolución térmica. El ambiente de depósito fue marino deltaico a marino de plataforma. Estos crudos no están biodegradados (Figura 11) (Giraldo, 2005).

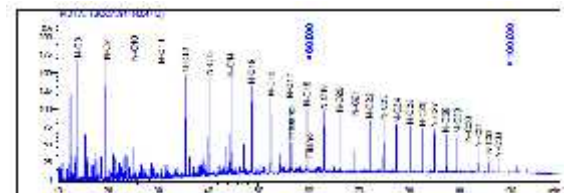


Figura 11. Whole oil característico de la Familia tipo X.

Otro grupo de crudos parafínicos, maduros, no biodegradados y de alta evolución térmica. La materia orgánica que los originó se depositó en un ambiente siliciclástico, probablemente marino proximal.

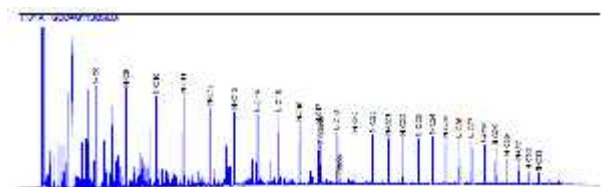


Figura 12. Whole oil característico de la Familia tipo X.

En el caso de algunos crudos puede ser observado un aporte importante de materia orgánica continental (Figura 12) (Giraldo, 2005).

FAMILIA TIPO XI

Los crudos de esta familia fueron agrupados de la siguiente manera: Crudos maduros que probablemente están siendo biodegradados. El ambiente de depositación la materia orgánica que originó estos crudos es óxico siliciclástico probablemente marino proximal. Se observa un aporte de materia orgánica algal además de un aporte continental (Figura 13) (Giraldo, 2005).

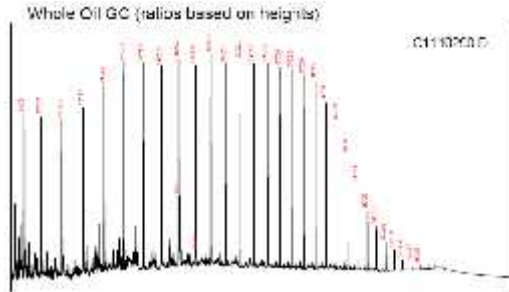


Figura 13. Whole oil característico de la Familia tipo XI.

Crudo térmicamente evolucionado, no biodegradado, de origen marino. La materia orgánica que dio origen a este crudo se depositó en un ambiente marino proximal. No existe aporte de materia orgánica continental (Figura 14).

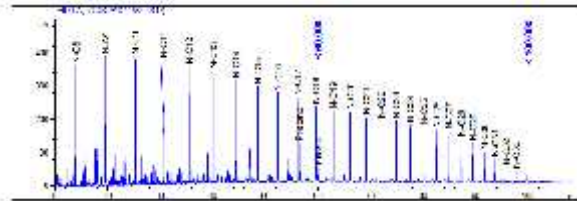


Figura 14. Whole oil característico de la Familia tipo XI.

Otro tipo de crudos que se encuentra biodegradado con aporte de materia orgánica tipo algal. La materia orgánica que dio lugar a este crudo fue depositada en un ambiente marino de plataforma con tendencia anóxica (Figura 15).

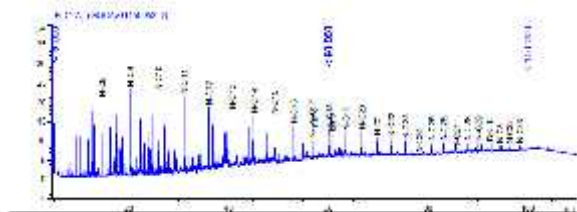


Figura 15. Whole oil característico de la Familia tipo XI.

BIODEGRADACIÓN

La biodegradación puede ser reconocida por las alteraciones causadas en los parámetros geoquímicos

globales, como por ejemplo: aumento en la densidad de los crudos, la viscosidad y en porcentaje de las fracciones pesadas; además se evidencia en los cromatogramas del whole oil por la disminución de las n-parafinas y la línea base levantada ("hump") así como por el incremento en las razones Pr/C₁₇ y Ph/C₁₈. En los fragmentogramas aparecen biomarcadores como nor-25 hopano C₂₉ (hopano desmetilado), el cual es producto de la remoción bacteriana de un radical metil en los hópános (Moldowan et al 2005) y cambios en la señal isotópica (¹³C) de los crudos totales y de los n-alcános, tornándose isotópicamente más pesados.

La familia carbonática y los crudos del Campo Rubiales presentan estas características, en cambio en la familia siliciclástica las parafinas están bien preservadas, indicando la ausencia o el poco nivel de biodegradación de estas muestras (Figura 16). Estos crudos muestran ausencia casi total de parafinas normales en un cromatograma con una línea base muy elevada, lo que indica una biodegradación severa y una proveniencia probablemente completa a partir de un primer pulso.

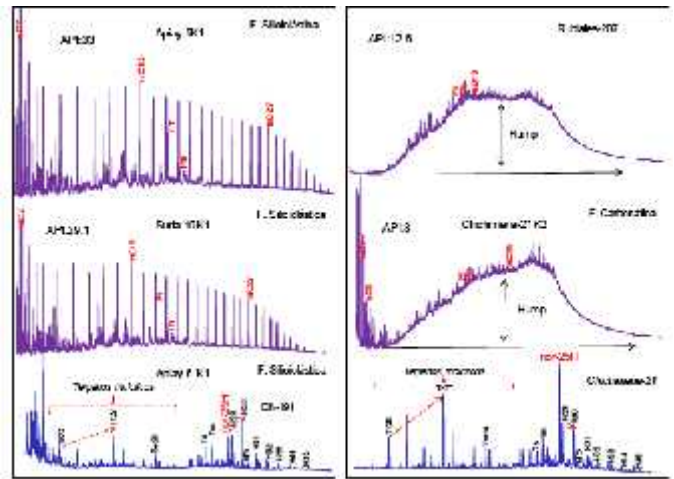


Figura 16. Evidencia de los diferentes niveles de biodegradación en crudos en la cuenca de los Llanos

Los crudos de la familia Siliciclástica presentan mayor valor API, alcanzando cerca de 30° en los campos Suria-Libertad-Guaitiquia-Apiay, mientras que los crudos de la familia Carbonática, en general con mayores indicadores de biodegradación, tienden valores de API en el rango 18° a 23°.

Se muestra una variación en la línea base de los cromatogramas con un acompañamiento abundante de parafinas normales que indican un proceso de recarga de un crudo fresco sobre una acumulación anterior de crudo biodegradado. El crudo de recarga muestra una población bimodal con un máximo alrededor de C₁₂-C₁₃-C₁₄ y otro máximo alrededor de C₂₇-C₂₈-C₂₉ que indican que este segundo pulso proviene de un ambiente marino proximal (Figura 17).

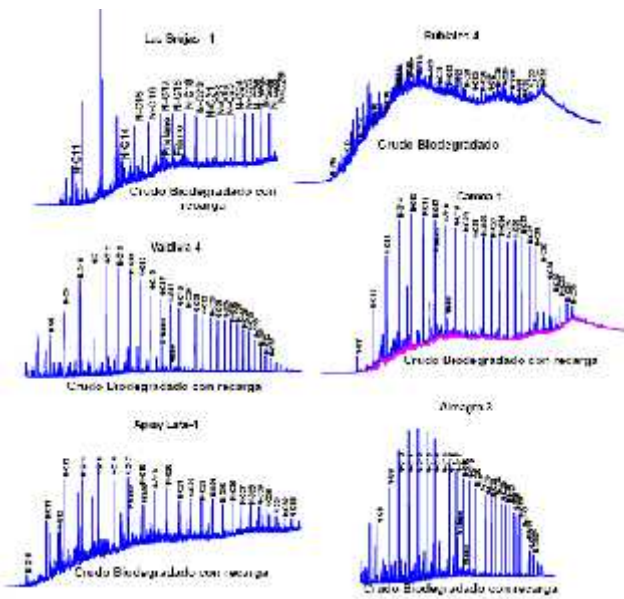


Figura 17. Crudos del sector sur de la cuenca de los Llanos. Se observa una línea base elevada acompañada la serie de los alcanos que indican un segundo pulso de recarga.

MEZCLA DE CRUDOS

La mezcla de los crudos fue reconocida por la coexistencia de n-parafinas livianas con indicadores moleculares de biodegradación severa (Figura 18) pero también fue identificada por la presencia, en el mismo reservorio, de gases producidos por kerogeno de naturaleza continental e crudos de origen marino. La consecuencia principal de esta mezcla es el cambio en el contenido de gas e las alteraciones pequeñas en el grado API en la viscosidad de los fluidos en el reservorio.

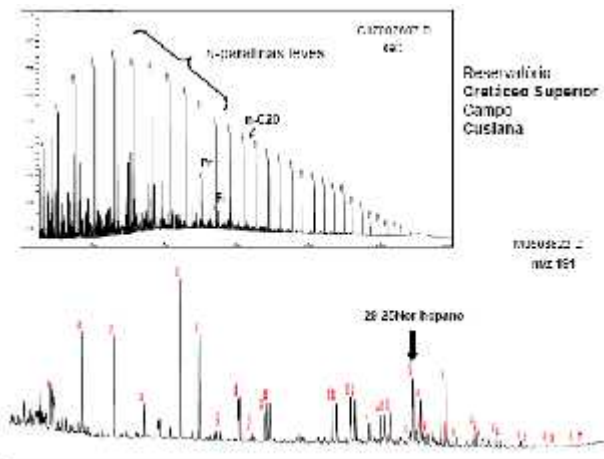


Figura 18. Coexistencia de n-parafinas y desmetilados, evidencia de procesos de mezcla de crudos.

La mezcla de crudos de pulsos de generación diferentes es otro proceso importante en el control de la calidad del petróleo en la región. Las principales evidencias son: la presencia de crudos con características intermedias entre las dos familias propuestas y la coexistencia de n-

parafinas y 25nor-hopano C₂₉ en la misma muestra de aceite. Basados en estos parámetros y en los indicadores de madurez se puede proponer una historia de llenado de los yacimientos que explica las características de los aceites.

Los campos inicialmente fueron cargados por uno o varios pulso de crudos de la familia carbonática, caracterizados por baja madurez térmica, estos fluidos fueron biodegradados en el reservorio reduciendo considerablemente su gravedad API. Posteriormente, algunos campos, que previamente acumularon crudos de la primera familia, reciben una segunda carga, esta vez de aceites marinos siliciclásticos no biodegradados y con gravedades API cercanas a los 30°.

En los pozos donde los dos pulso alcanzaron un mismo reservorio, la gravedad API de la mezcla está condicionada por la proporción de cada uno de los pulsos, por lo tanto en los campos donde predomina la familia siliciclástica los crudos son más livianos, con valores de API mayores a 25° (García, 2008).

CONCLUSIONES

De acuerdo con sus características geoquímicas, los crudos están asociados a facies marino siliciclásticas y marino carbonáticas que fueron depositadas en ambientes que variaron entre una plataforma marina y un frente deltaico.

El estudio geoquímico de los crudos mostro que se trata de petróleo relacionado genéticamente con rocas madre del Cretáceo Superior. Las observaciones refuerzan la hipótesis inicial de que los campos en el *foreland* de la Cuenca de los Llanos son cargados por procesos de migración lateral de larga distancia.

Existe evidencia de mezcla de crudos asociados a facies orgánicas o a procesos de carga de hidrocarburos diferentes en la cuenca.

En la cuenca Llanos Orientales son identificados diferentes niveles de biodegradación. Se puede concluir que el sector sur de la cuenca presentó mayores niveles.

La distribución de los crudos permite proponer la existencia de por lo menos 3 provincias geoquímicas en la cuenca (1) crudos livianos asociados a generadoras Terciarias en el Piedemonte Central y Norte de los Llanos, (2) crudos livianos asociado a generadoras cretáceas en el *foreland* Norte de los Llanos, (3) crudos intermedios asociados a la Piedemonte Sur de los Llanos y (4) crudos pesados en el borde oriental del *foreland* de los Llanos.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

DZOU, L. RAMON, J. 1996. **Contribución De Rocas Fuente Terciarias A Los Crudos De Los Llanos Orientales**. ALAGO.

ECOPETROL- BEICIP FRANLAB, 1995. **Cuenca de los Llanos Orientales. Estudio geológico regional. Informe Técnico Interno não publicado**. Bogotá.

BEICIP – FRANLAB, 1995. **Cuenca De Los Llanos Orientales Estudio Geológico Regional, ECOPETROL – ICP, Piedecuesta Colombia**.

BERNARDO, 2005. **Flujo Regional de Fluidos Predicción de Calidad de Reservorio y Tipo de Fluidos Bloque Tierranegra: Informe Técnico de Proyectos**.

FABRE, A, 1983. **La subsidencia de la cuenca del Cocuy (Cordillera Oriental de Colombia) durante el Cretáceo y el Terciario, Primera y Segunda parte. Geología Norandina**.

GARCIA, D. 2008. **Estudo dos Sistemas Petrolíferos no Setor Central da Bacia dos "Llanos Orientales", Colômbia. Um Modelo para Explicar as Mudanças na Qualidade do Petróleo**. Tese – Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE.

GIRALDO, B., 2003. **Análisis y caracterización geoquímica de roca y crudo en el piedemonte norte**. ECOPETROL – ICP, Piedecuesta Colombia.

GIRALDO, B., 2005. **Evaluación geoquímica de rocas y crudos contrato de asociación campo rico, vigía-1 y campo rico-1**. Cuenca Llanos Orientales, ECOPETROL – ICP, Piedecuesta Colombia.

GONÇALVES, F. et al., 2001. **Cinética de la generación del petróleo: Principios y aplicación en las cuencas colombianas**. Ciencia, Tecnología y Futuro. Vol. 2. p. 27 – 39.

HARKER, A. 2005. **Flujo regional de fluidos predicción de calidad de reservorio y tipo de fluido bloque tierranegra informe técnico de proyectos**. ECOPETROL-ICP, Piedecuesta-Colombia.

HUNT, M., 1996. **Petroleum Geochemistry and Geology**. W.H. Freeman, New York. 743 p.

Informe Interno ECOPETROL S.A. – ICP. BEICIP, 1995. **Cuenca de los Llanos Orientales: Estudio Geológico Regional**. Informe interno regional. Informe interno ECOPETROL.

MAGOON, L. & DOWN, W.1994. **The Petroleum System-from source to trap: AAPG Memoir 60**. p. 3 – 24.

MOLDOWAN, J. DAHL, J. HAIZINGA, B. *ET AL.* 2002. **The Molecular Fossil Record Of Oleanane And Its Relation To Angiosperms**.

MORA, A. 2003. **Evaluación de crudos en las cuencas Llanos Orientales y valle superior y medio del magdalena, Colombia: caracterización geoquímica e implicaciones exploratorias informe final**. ECOPETROL-ICP, Piedecuesta-Colombia.

NIÑO, C. 2002. **Procesos De Generación Y Expulsión De Hidrocarburo En La Cuenca Del Catatumbo**. 2° Convención técnica de la ACGGP.

PALMER, S.E., RUSELL, J.A., 1988. **The five oils families of the Llanos Basin. III Simposio Bolivariano "Exploración Petrolera en Cuencas Sub-Andinas"**. Bogotá. P 722-754.

PETERS, K. E., Moldowan J.M., 1993. **The Biomarker Guide**. Prentice-Hall, Inc. New Jersey, USA.

RANGEL, A. BROOKS, P. GIRALDO, B. *ET AL.* 1999. **Estratigrafía Química Y Facies Orgánicas Del Terciario Inferior Y Cretáceo Superior Del Piedemonte Llanero Y Valle Medio Oriental Del Magdalena**. Piedecuesta, Colombia.

RANGEL, A., 2001. **Evaluación geoquímica preliminar de crudos pesados en las cuencas Llanos, yarí-caguán, putumayo y vmm**. Informe Final. ECOPETROL-ICP, Piedecuesta-Colombia.

RANGEL, A., ESCALANTE, C., MORA, C., 2003. **Evaluación Geoquímica integrada de los gases y crudos colombianos: un Nuevo enfoque para la exploración de hidrocarburos**. VIII Simposio Bolivariano – Exploracion petrolera en cuencas Sub-Andinas. Memorias. P 285-295.

RANGEL, A., 2006. **Apoyo a la evaluación de oportunidades exploratorias bloque caño sur**. Informe Final. ECOPETROL-ICP, Piedecuesta-Colombia.

ROBERTSON RESEARCH, 1986. **Llanos and Muidle Magdalena Bacinas – Colombia**. Petrolean Geochemical Study.

SANCHEZ, N. 2009. **Evaluación de la carga y calidad del petróleo en el sector sur y oriental de la cuenca de los Llanos Orientales**. Informe Final. ECOPETROL-ICP, Piedecuesta-Colombia.