

GEOQUÍMICA DE YACIMIENTOS DE LA FORMACIÓN CABALLOS EN EL CAMPO ORITO. PUTUMAYO-COLOMBIA

C. R. POSADA*, A. RANGEL, P. RODRÍGUEZ, L. E. PÉREZ, R. GAVIRIA

*Ecopetrol - Instituto Colombiano del Petróleo, A.A. 4185 Bucaramanga, Santander, Colombia
e-mail: cposada@ecopetrol.com.co

Un total de veinte muestras de aceite fueron recolectadas en el Campo Orito localizado en la Cuenca del Putumayo al sur de Colombia, con el fin de establecer mediante la caracterización geoquímica de crudos la existencia de compartimentalización del yacimiento en la Formación Caballos, así como definir la relación genética de los hidrocarburos producidos en las Formaciones Caballos y Pepino y los fenómenos que ocasionaron cambios en la composición del crudo antes y después de la producción. Las muestras fueron sometidas a análisis de parámetros totales (bulk), cromatografía gaseosa de crudo total, cromatografía gaseosa de fracción liviana, biomarcadores e isótopos de carbono. Los resultados son visualizados a través de diagramas estrella, gráficos xy, dendogramas y mapas de isovalores. Se encontró que las diferencias en composición de los hidrocarburos producidos de la Formaciones Pepino y Caballos se deben a que los crudos fueron originados por rocas fuente diferentes y con distintos grados de madurez termal. Se definieron dos compartimentos Domo Norte y Domo Sur para el yacimiento en la Formación Caballos. La compartimentalización está obedeciendo a fallas que influyeron en el momento de llenado de la trampa y que han actuado como sellos parciales para aislar los diferentes sectores y ocasionar heterogeneidad en la composición del crudo. Mediante la integración de esta información geoquímica con los modelos estáticos y dinámico del yacimiento se ha definido la sectorización para orientar el estudio de simulación del campo y se han identificado sectores de interés para realizar perforación de desarrollo en el Domo Norte.

Palabras clave: geoquímica, geoquímica de yacimientos, campo orito, cuenca putumayo, formación caballos, compartimentalización, alteración composicional.

* A quien debe ser enviada la correspondencia

A total of twenty oil samples from the Orito Field in the Putumayo Basin at the South of Colombia were analyzed to define the genetic relationship of the hydrocarbons produced from the Caballos and Pepino Formations, to establish the compartmentalization in the reservoirs of the Caballos Formation, so as to study the phenomena that caused the compositional changes of crude before and after the production. The samples were analyzed for bulk parameters, whole oil gas chromatography, light fraction gas chromatography, biomarkers and carbon isotopes. The results are presented using star diagrams, crossplots, cluster diagrams and iso-value maps. It was found that the compositional differences of the produced hydrocarbons from the Pepino and Caballos Formations are produced by the fact that the crude were originated by different source rocks each one with different grades of thermal maturity. There were defined two compartments: North Dome and South Dome for the Caballos Formation reservoir. The compartmentalization is caused by faults that play a role when the trap was filled. They have acted as partial seals isolating the different sectors and causing heterogeneity in the crude composition. The integration of this geochemistry information with the static and dynamic models of the reservoir lead to define different sectors to guide the simulation study of the field. Also some sectors of interest have been identified to carry out development new drilling opportunities in the North Dome.

INTRODUCCIÓN

Durante los últimos 10 años, la información geoquímica, tradicionalmente empleada en los estudios de tipo exploratorio, ha incrementado su aplicación en las evaluaciones de yacimientos (Larter and Aplin, 1995). Los trabajos de Geoquímica de Yacimientos, que involucran un estudio detallado de las características geoquímicas de los fluidos producidos en cada pozo de un campo (aceite, gas, condensados y agua), pueden ser, junto con las herramientas usuales como la estratigrafía, interpretación sísmica, petrofísica, análisis de presiones y análisis de producción e inyección, una herramienta útil para crear modelos estáticos y dinámicos de yacimientos más robustos y mejor soportados.

El presente trabajo se realizó con el objeto de definir la compartimentalización lateral y vertical del yacimiento, explicar las diferencias y/o similitudes en las características geoquímicas de los crudos producidos en el Campo Orito en la Formación Caballos, y por último, definir la relación existente entre los crudos producidos en el mismo campo en las Formaciones Caballos y Pepino. Se realizó un muestreo en 20 pozos del campo el cual fue diseñado para obtener representatividad de la distribución areal y vertical del yacimiento.

El Campo Orito, localizado en la Cuenca del Putumayo en el Sur de Colombia, inició producción en el año de 1968, con crudo de una gravedad promedio de 35° API. En la actualidad debido a la caída de presión a niveles cercanos al punto de burbuja, en la etapa de producción primaria, se evalúa y diseña un programa de inyección de agua y gas para entrar en una etapa de recobro secundario. El conocimiento de los fluidos del campo antes de iniciar un proceso de inyección permitirá en el futuro implementar monitoreo y evaluar la incidencia de los fluidos inyectados sobre la composición de los crudos, así como detectar fenómenos de cambios de temperatura y presión que afecten el comportamiento de los fluidos en el yacimiento.

TRABAJOS ANTERIORES

Estudios realizados sobre geoquímica de crudos y rocas en la Cuenca del Putumayo muestran la existencia de por lo menos dos sistemas petrolíferos independientes. Ramón, 1996; Rangel, 1997; Córdoba *et al.*, 1997 y Mora *et al.*, 2000, muestran que los crudos

producidos de las Formaciones Caballos y arena “U” intervalo de la parte inferior de la Formación Villeta, provienen de materia orgánica mixta (terrestre y marina) depositada en un ambiente óxico a subóxico de plataforma somera. Mientras que los crudos provenientes de yacimientos productores de las arenas “T” y “N” de la Formación Villeta y del Terciario inferior (Formación Pepino) provienen de materia orgánica algal depositada en un ambiente marino reductor rica en carbonatos.

MARCO TEÓRICO

Compartimentalización

El espaciamiento entre pozos de un campo en producción primaria, así como la localización óptima de pozos inyectores para un proceso de recobro mejorado, depende del conocimiento detallado que se tenga de la continuidad del yacimiento. La geoquímica de yacimientos parte del principio básico que dentro de un yacimiento donde no existan barreras de permeabilidad (sellos, fallas, diferencias petrofísicas) ocurrirá una homogeneización composicional de los crudos, de tal forma que en cualquier parte del yacimiento se presentará la misma la misma composición o “*fingerprints*” (Kaufman *et al.*, 1990). En la medida que existan diferencias composicionales (sutiles o notorias) en los crudos éstas podrán ser atribuidas a efecto de compartimentalización el cual evitó la homogeneización del crudo en el yacimiento (Hunt, 1995; Bissada y Kelley, 1995).

La correlación de la composición de crudos en términos de relaciones de compuestos de hidrocarburo “*fingerprints*” y los mapas de zonificación geoquímica se deben integrar con herramientas tradicionalmente empleadas para determinar la heterogeneidad y complejidad de un yacimiento como son las pruebas de presión y producción, correlación de registros eléctricos y la interpretación sísmica con los cuales se construyen el modelo geológico y de ingeniería de un yacimiento.

Procesos que afectan la composición del crudo

Los procesos y factores que afectan la composición de los crudos tienen lugar tanto, antes, durante y después de entramparse (Blanc & Connan, 1994). Los primeros factores que afectan o que determinan la composición de los crudos se refieren a las características de la roca generadora y los efectos ocurridos du-

rante la migración primaria y secundaria de los hidrocarburos. Una vez entrampados los hidrocarburos, los principales factores que determinan procesos de alteración secundaria de la composición de los hidrocarburos son la presión y la temperatura. Los fenómenos que ocurren en el yacimiento son entonces, madurez termal (aumento de temperatura dentro del yacimiento), degradación física y biológica (lavado y biodegradación), segregación gravitacional, condensación retrógrada, dismigración (Separación - Migración) y desalfatización. Estos procesos pueden incrementar la gravedad API y la relación gas/aceite, pero generalmente desmejoran la calidad del hidrocarburo dando como resultado crudos de más baja gravedad API (Figura 1).

- **Madurez.** Este fenómeno ocurre ya sea porque el hidrocarburo entrampado por algún fenómeno estructural pase a mayores profundidades, aumentando la temperatura, o porque sea afectado por procesos de intrusiones ígneas. El fenómeno lleva a una separación o *craqueo* del hidrocarburo aumentando la cantidad de los hidrocarburos livianos, el GOR, la gravedad API y disminuyendo el contenido de azufre. Por otra parte, se produce un residuo sólido llamado pirobitumen (Hunt, 1995) que se convierte en el indicativo real de la ocurrencia de este fenómeno. El pirobitumen, es diferente a los asfaltenos

ya que tiene características composicionales específicas.

- **Lavado, biodegradación, oxidación y evaporación.** Aunque son fenómenos diferentes todos están asociados con presencia de aguas meteóricas y/o oxígeno; además, los productos resultantes y las variaciones composicionales que sufre el hidrocarburo son muy similares (Blanc & Connan, 1994). El lavado es la degradación mecánica del crudo debido a que con el paso del agua los compuestos como metano, etano, benceno y tolueno son disueltos por ser compuestos solubles y el hidrocarburo pierde compuestos livianos y se enriquece en la fracción pesada o asfaltenos (Hunt, 1995). Así mismo, la biodegradación que ocurre por oxidación microbiana de los crudos ocurre generalmente en yacimientos someros o cercanos a la superficie y/o en contacto con aguas meteóricas o acuíferos con recarga de aguas meteóricas. 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 “*TRAS*” y/o bitúmenes sólidos hasta la destrucción total del crudo (Blanc & Connan, 1994).
- **Segregación gravitacional y condensación retrógrada.** En la mayor parte de los yacimientos del

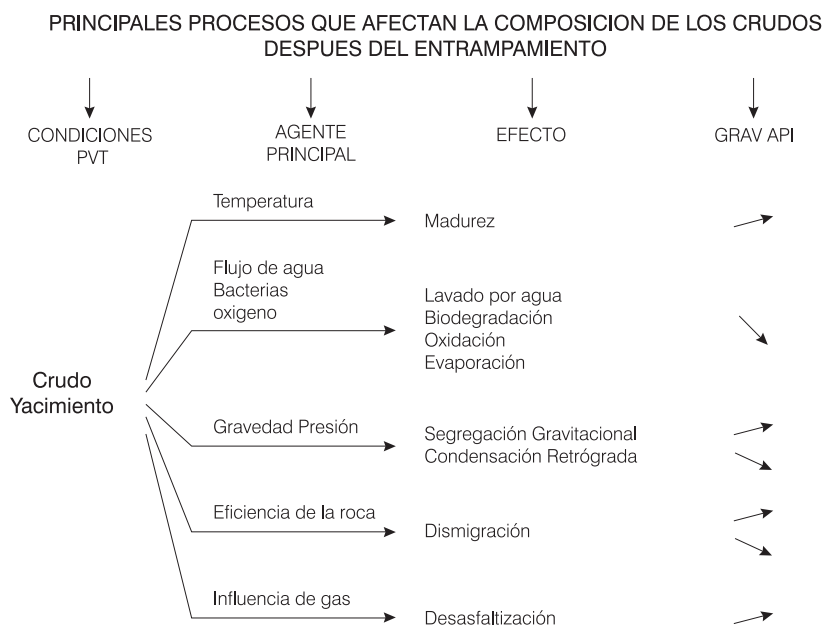


Figura 1. Cuadro resumen con los procesos y los principales cambios composicionales que sufre los hidrocarburos adaptado de Blanc, P. & Connan, J. (1994)

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 agua 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; Hunt, 1995).

El fenómeno de segregación gravitacional está relacionado principalmente con el efecto de la gravedad (las moléculas más grandes y pesadas del crudo van hacia la parte de baja de la columna de aceite y a sectores más profundos de las estructuras y las livianas a la parte más alta), o se puede dar por procesos de inversión de gravedad que involucran una presión menor y más altas cantidades de gas al tope del yacimiento que en la base. Así mismo, fenómenos de segregación gravitacional ocurren por levantamiento de una estructura, ya cargada de hidrocarburos, por efectos tectónicos, logrando cambios súbitos en la presión y temperatura del yacimiento (Allen & Allen, 1990).

El efecto de condensación retrograda se refiere a que la fase líquida de un hidrocarburo se separa y se genera un sistema de fase de gas con la reducción de la presión (Tissot & Welte, 1984). Sin embargo, este fenómeno conlleva a que exista un enriquecimiento en compuestos del tipo asfaltenos y resinas.

- **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 hidrocarburos más livianos migren 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).
- **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 químicos 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).

MUESTRAS RECOLECTADAS

La mayor parte de las muestras provienen de boca de pozo y dado que el completamiento de los pozos no es selectivo, la representatividad del yacimiento en la vertical para la Formación Caballos no se logró, a pesar de contar con dos muestras de fluido recolectadas en las pruebas selectivas del Pozo Orito-105 durante la realización de una prueba de producción, (MDT). En la Tabla 1, se presenta la información general de las muestras analizadas y en la Figura 2 el mapa con la localización de pozos muestreados.

MÉTODOS ANALÍTICOS

Los métodos analíticos empleados para este tipo de estudio, están basados en una marcha geoquímica que va de análisis generales de propiedades de los crudos hasta técnicas de alta resolución como cromatografías de fracción liviana, biomarcadores e isótopos de carbono (Posada & Trindade, 1999). Debido al gran número de variables que se generan en cada análisis y para cada muestra de crudo (Apéndice-1), los resultados son integrados y comparados mediante gráficos tipo estrella, dendogramas, mapas de isovalores y gráficos x,y.

Análisis parámetros totales o “bulk”. Se determinan los valores de parámetros como gravedad API, y el porcentaje de elementos no hidrocarburos como Azufre (S), Níquel (Ni) y Vanadio (V). Estos parámetros dan idea de algunos cambios por efectos de biodegradación, relaciones del ambiente de depósito y madurez térmica de la roca generadora e incluso permiten distinguir grupos o familias de crudos.

Cromatografía gaseosa de crudo total o “whole oil”- análisis C₅-C₄₅. En esta cromatografía, se identifican los compuestos *n*-alcanos o parafinas normales y la mayor parte de los isoprenoides. Los crudos pueden ser comparados empleando el método de “fingerprints” (Kaufman *et al.*, 1990). La selección de picos es realizada en la franja de alcanos C₁₀ a C₃₀ y pueden ser diferentes para cada estudio (Figura 3a).

Tabla 1. Información General de las Muestras Analizadas. Campo Orito

Pozo	Coord. X	Coord. Y	Sistema De Levantamiento	Unidad Productora	Profundidad (pies)
Orito-2	1'021.602,00	566.740,00	GasLift	2,3,4 (Caballos)	6329,0
Orito-8	1'022.043,15	565.266,77	GasLift	3,4	6383,0
Orito-9	1'021.703,03	564.720,59	GasLift	3,4	6557,4
Orito-10	1'019.705,93	570.294,03	GasLift	Villeta	5049,0
Orito-13	1'021.698,15	563.782,40	GasLift	2,3,4	6891,4
Orito-14	1'021.667,95	568.696,90	GasLift	2,3,4	6359,6
Orito-16	1'023.679,09	564.589,09	Flujo Natural	2,3,4	6323,6
Orito-20	1'023.695,05	563.524,00	GasLift	2,3,4	6852,9
Orito-26	1'022.146,00	566.305,10	GasLift	2,3,4	6324,3
Orito-35	1'020.448,07	569.526,17	GasLift	2,3,4	6482,0
Orito-36	1'019.520,42	569.956,16	GasLift	1,2,3,4	6647,3
Orito-38	1'019.056,64	568.911,81	GasLift	2,3,4	6964,3
Orito-41	1'024.158,80	565.226,00	GasLift	Villeta	6044,0
Orito-72	1'022.179,91	563.379,12	GasLift	1,2,3,4	6774,8
Orito-88	1'024.939,23	565.195,455	GasLift	Pepino	2649,0
Orito-89	1'025.117,35	568.666,34	GasLift	Pepino	2534,0
Orito-90	1'022.657,63	563.800,16	GasLift	1,2	6792,7
Orito-99	1'022.016,862	561.915,49	GasLift	Pepino	2490,0
Orito-105	1'023.037,84	563.537,89		3	6778,0

* 1,2,3,4 Unidades productoras dentro de la Formación Caballos

Se realiza cálculos de las razones o relaciones entre las alturas de los picos y los resultados son graficados en diagramas tipo “*cluster*” o dendogramas y diagramas estrella.

Cromatografía gaseosa de la fracción liviana – análisis C₅-C₁₀. El análisis de los hidrocarburos livianos entre las fracciones C₅ y C₁₀ es el de mayor uso en las interpretaciones de geoquímica de yacimientos (Thompson, 1988; Mango, 1989,1990,1994). Esto es debido a que los hidrocarburos livianos son más sensibles a la alteración y son los compuestos mas afectados por los efectos de lavado por agua “*water washing*”, biodegradación y fraccionamiento por evaporación. Para realizar estos análisis se debe contar con crudos bien preservados y con un alto contenido de fracción liviana (crudos de alta gravedad en general mayor de

28° API). La identificación de algunos compuestos en el cromatograma y las relaciones entre ellos permiten entender algunos procesos secundarios que afectan a los crudos dentro de un yacimiento y los hacen composicionalmente diferentes. Los crudos pueden ser comparados empleando igualmente el método de “*fingerprints*” y los resultados son representados en gráficos estrella, diagramas cluster, mapas y gráficos x,y. En la Figura 3b se aprecia el cromatograma tipo empleado y algunos de los picos seleccionados para este trabajo.

Cromatografía líquida. Se realiza para separar los hidrocarburos en las fracciones Aromáticos, Saturados, Asfaltenos y elementos no hidrocarburos (resinas). Además de proporcionar información para encontrar diferencias y similitudes entre las muestras de crudo, permite llevar a las fracciones de saturados y aromáti-

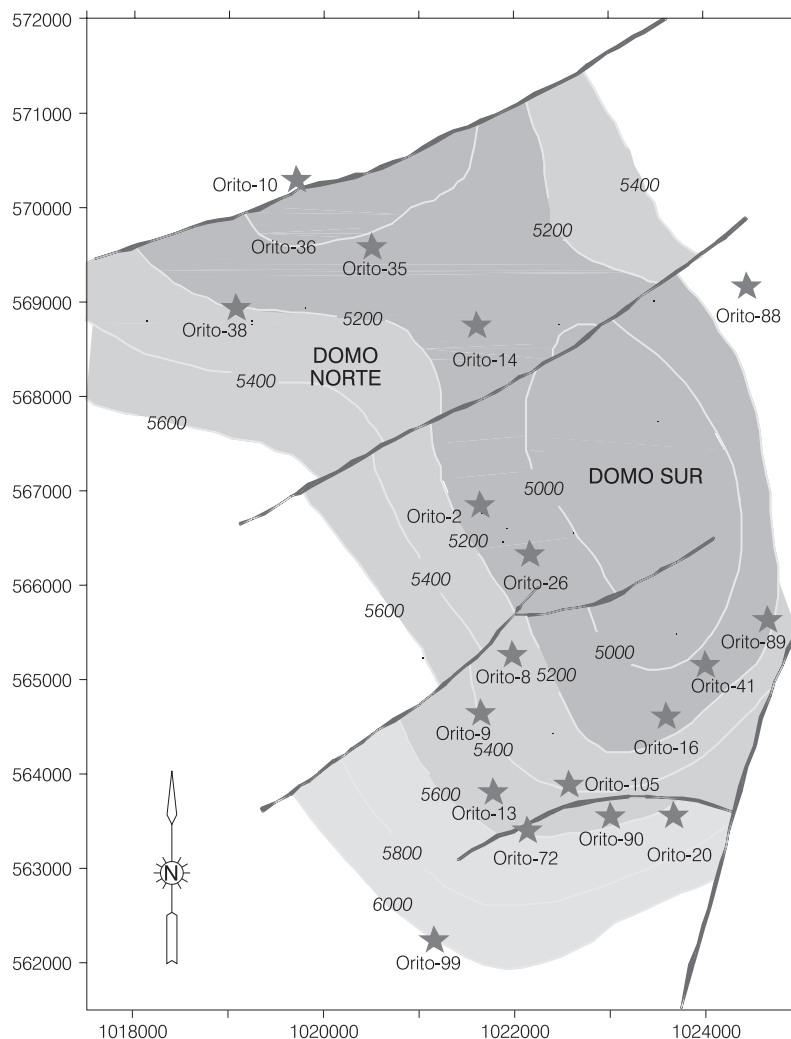


Figura 2. Mapa de localización de pozos. La estrella indica la localización de los pozos muestreados sobre un mapa estructural simplificado del campo Orito al tope de la Formación Caballos.

cos a pruebas analíticas de mayor resolución como biomarcadores e isótopos.

Biomarcadores. Para identificar los biomarcadores de la fracción saturada C_{15+} , se realiza una cromatografía gaseosa acoplada a un espectrógrafo de masas. Los iones monitoreados son el 191 (Terpanos) y el 217 (Esteranos), (Figuras 3c y 3d) donde se identifican los biomarcadores comúnmente empleados como parámetros geoquímicos, para deducir roca fuente (ambiente de depósito y facies), madurez térmica y biodegradación (Peters & Moldowan, 1993). Para los estudios de yacimientos, las relaciones entre los biomarcadores identificados se emplean para realizar diagramas estrella, mapas y gráficos x,y que permitan observar diferen-

cias sutiles que podrían sugerir compartimentalización.

Análisis de isótopos de carbono. A las fracciones de saturados y aromáticos se les determinan las relaciones isotópicas de carbono ($\delta^{13}C$) las cuales son parámetros empleados igual que los biomarcadores para determinar madurez termal y fuente.

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Compartimentalización

El primer tipo de análisis realizado en busca de determinar la compartimentalización del yacimiento en la Formación Caballos así como la relación entre los cru-

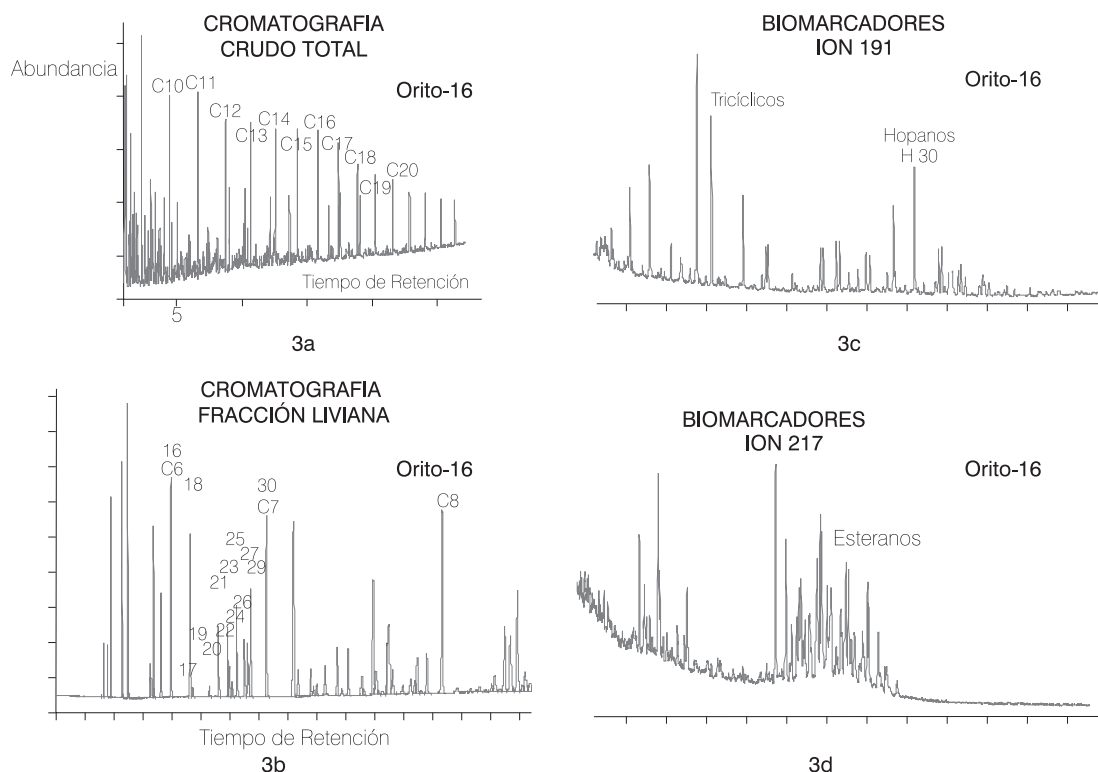


Figura 3. Cromatogramas y espectogramas de masa tipo. Picos o "fingerprints" seleccionados

dos producidos en las Formaciones Caballos y Pepino, se basa en la forma o carácter visual de los cromatogramas de la cromatografía de Crudo Total o "Whole Oil". En la Figura 4 se muestran cuatro ejemplos representativos de cromatogramas de la población analizada y las diferencias visibles entre ellas. En todas las muestras se aprecia una tendencia bimodal de los n-alcenos o parafinas normales con una predominancia de las parafinas de bajo peso molecular, que representan enriquecimiento debido a alta madurez termal, lo que también es evidente en los valores de gravedad $^{\circ}\text{API}$ entre 30° - 38° . Los n-alcenos o parafinas normales impares predominan sobre los pares (más claro en la fracción C_9 a C_{16}), la relación pristano/fitano en todas las muestras es mayor que uno. Estas características sugieren una contribución de materia orgánica terrígena y un ambiente de depósito de las rocas generadoras en un ambiente marino con aporte de terrígenos. Se identifican claramente dos grupos de crudos a partir del análisis simple de los cromatogramas. Los Pozos O-88, 89 y 99, productores todos de la Formación Pepino, presentan los n-alcenos de bajo peso molecular más escasos que en el resto de las muestras, indicando po-

siblemente biodegradación incipiente o un proceso de evaporación.

El segundo tipo de análisis se realizó sobre las cromatografías de crudo total o "whole oil", fracción liviana y biomarcadores. Se empleó el método de "fingerprints", (Kauffman, 1990), mediante el cual se comparan las relaciones resultantes entre las alturas o abundancia de compuestos representados por picos en cada tipo de cromatograma: picos de algunas parafinas normales extractadas de "Whole Oil", picos de isoprenoides identificados en la cromatografía de la fracción liviana en las fracciones C_6 - C_8 y C_8 - C_{15} y picos correspondiente a biomarcadores identificados en los iones 191 (Terpanos) y 217 (Esteranos). Para visualizar los datos y resultados los gráficos más útiles y empleados son los diagramas estrella, los dendogramas y los mapas de isovalores.

En los diagramas estrella de la Figura 5 (a, b, c) se aprecia que en todos los análisis realizados las muestras de crudos provenientes de la Formación Pepino así como del intervalo superior areniscas "N" de la Formación Villeta de los pozos Orito O-88, O-89, O-99 y O-10 separan consistentemente en un grupo distinto. Aunque con diferencias sutiles, también se observa otro

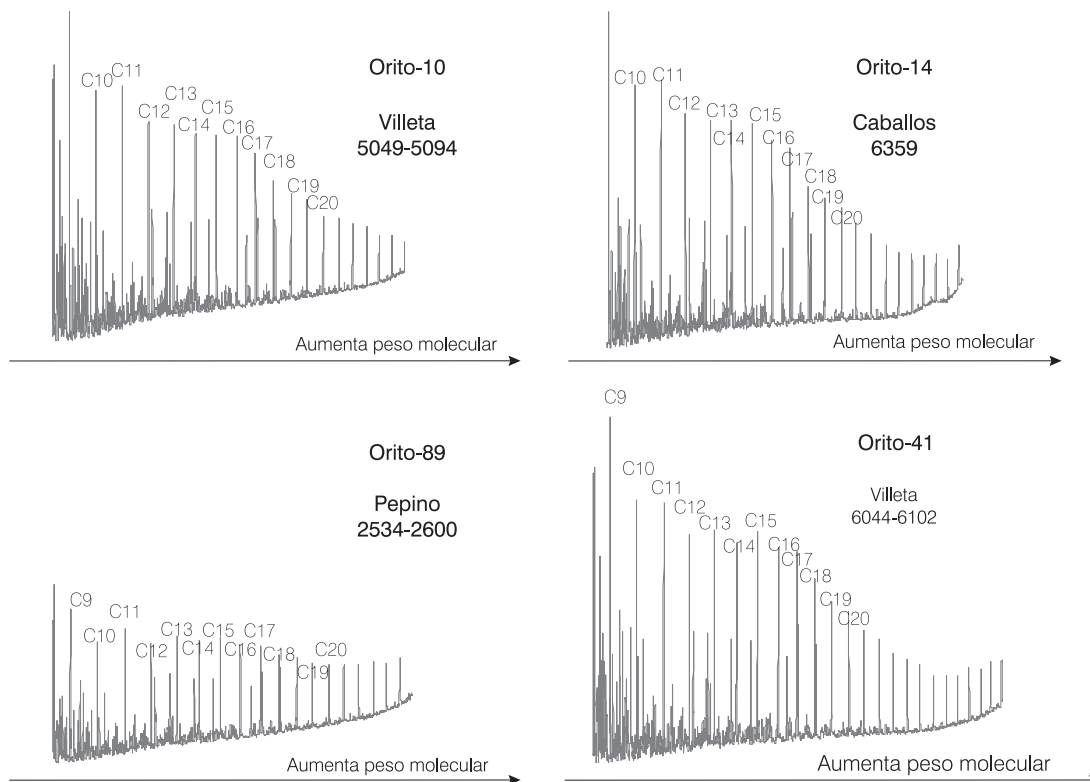


Figura 4. Ejemplos representativos de cromatogramas de crudo total "whole oil". Las relaciones de los picos son basados en las alturas de los mismos en el cromatograma.

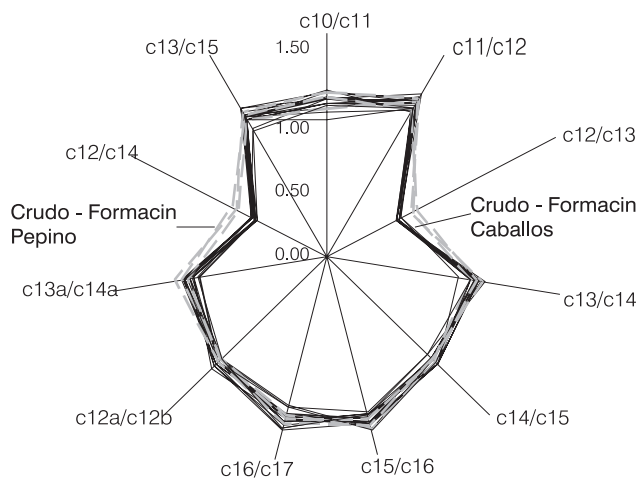


Figura 5(a). Diagrama estrella relaciones "fingerprints" n-alcenos. Separación de dos familias de crudos: muestras de la Formación Caballos y muestras de la formación pepino

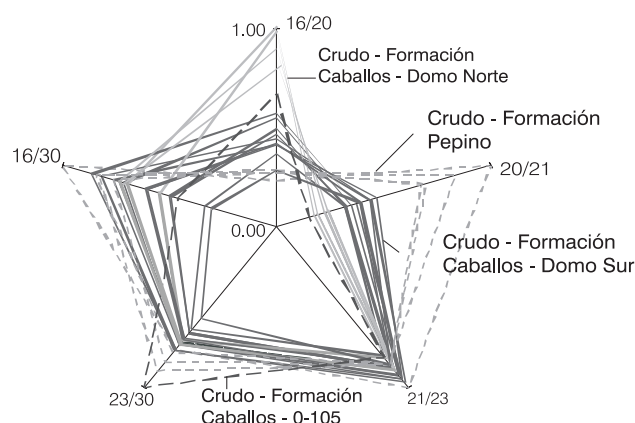


Figura 5(b). Diagrama estrella relaciones "fingerprints" compuestos fracción C6-C8. Cromatografía de la fracción liviana. Además de las dos familias identificadas se observa separación entre las muestras de la Formación Caballos correspondientes a las muestras del domo norte y las del domo sur

grupo que corresponde a pozos productores de la región que en el campo Orito es denominada como Domo Norte. Los demás pozos pertenecen al Domo Sur.

Con la misma información se realizó una análisis estadístico multivariable de tipo cluster. Este análisis, útil cuando se manejan múltiples variables de un grupo

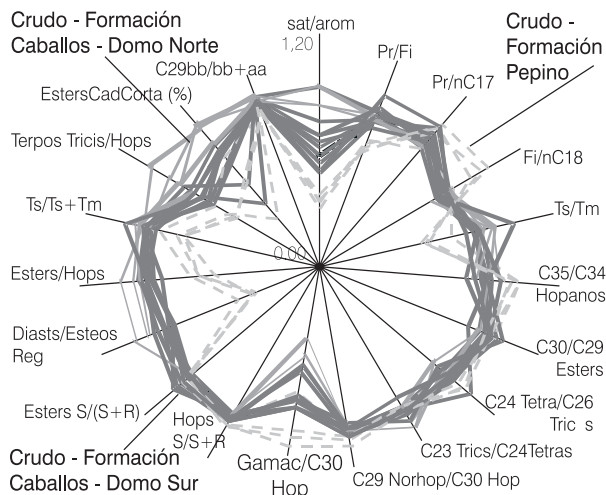


Figura 5(c). Diagrama estrella relaciones "fingerprints" de biomarcadores. La muestras del domo norte en la Formación Caballos, separan según "fingerprints" de Biomarcadores básicamente por parámetros relacionados con madurez termal.

de muestras, los resultados analíticos de cada muestra uno a uno son comparados con los resultados de las demás de forma que se encuentra la agrupación con las muestras mas parecidas y la separación con las mas diferentes, identificando así grupos o familias de muestras. Los dendogramas de las Figuras 6a, 6b y 6c son el resultado de este análisis tipo. Adicionalmente a

la separación de las muestras de los pozos Orito O-88, O-89 y O-99 y O-10 productoras de la Formación Pepino y arenas de la Formación Villeta Superior, es clara la separación en dos grupos entre las muestras de la Formación Caballos, estos dos grupos corresponden con posición geográfica y estructural dentro del campo, los pozos O-35, O-36, O-38 y O-14 todos localizados en la parte Norte del Campo (Domo norte) y los demás pertenecientes al Domo sur.

La separación del primer grupo de pozos O-88, O-89, O-99 y O-10 permite reafirmar que el crudo de la Formación Pepino es diferente del producido de la Formación Caballos y que se evidencia una compartimentalización clara en el campo Orito en el Yacimiento de la Formación Caballos en dos sectores Domo Norte y Domo Sur; las variaciones entre estos dos grupos son sutiles y posiblemente se reflejen en variaciones en los valores de gravedad API y correspondan principalmente a diferencias en los grados de evolución térmica de los crudos.

Aunque no se realizaron diagramas estrella de acuerdo con la zonificación o unidades del yacimiento debido a las pocas muestras para representar cada una de las zonas; sí es posible separar algunas muestras que son sutilmente diferentes en algunas de las relaciones analizadas, indicando diferencias ocasionadas ya

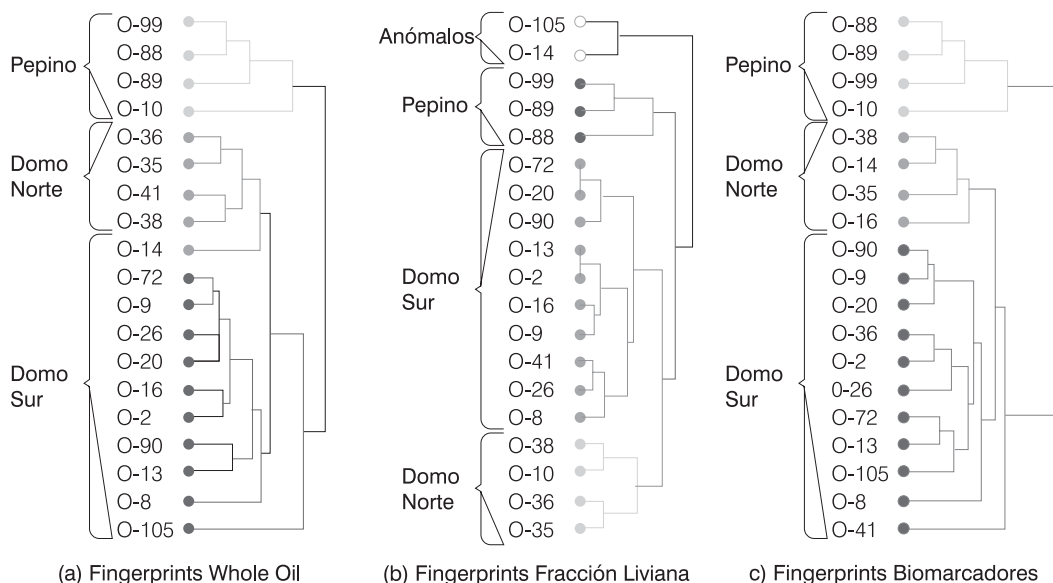


Figura 6. Diagramas cluster o dendogramas realizados a partir de la información de relaciones de "fingerprints" tres grupos separan consistentemente empleando las relaciones de fingerprints de las distintas técnicas analíticas.

sea por efectos de lavado por agua, compartimentalización vertical del yacimiento e incluso compartimentalización no definida claramente dentro del Domo Sur. Estos pozos son el O-105 (U3), O-90 (U1y2), O-72 (U1,2,3,y4) O-13 (U2,3 y 4), O-8 (U3 y4).

Otra forma de presentación de los datos que se empleó en este trabajo fue la realización de mapas de isovalores con los cuales es posible ver la distribución areal de los valores y de sectorización del campo. En la Figura 7 (a, b, c, d) se presentan cuatro mapas realizados en donde se distinguen zonificaciones dadas por cambios sutiles en los valores de la variables. Una comparación con el mapa estructural del Campo (Figura 7 e y f) permite encontrar la explicación de la zonificación: Domo norte y sur separados por la falla que pasa cerca al Orito-14 y hacia el sur, se puede proponer que la falla cercana a los Pozos Orito-105, Orito-72 y Orito-90, también permite compartimentalizar el yacimiento. Es importante integrar y revisar esta posible compartimentalización con la información de los contactos agua - aceite del campo.

Aunque el principal objetivo de este trabajo fue conocer la compartimentalización del yacimiento y las diferencias entre los fluidos de cada compartimiento con el último fin de dar una guía en la construcción de la red de simulación del yacimiento; adicionalmente, los datos de biomarcadores y de relaciones de picos de fracción liviana sirvieron para evaluar el ambiente de depósito y la madurez termal (Peters, M, 1993; Hunt, 1996; Wapples & Machihara, 1991; Peters & Moldowan, 1991; Thompson, 1988) mediante la graficación de los datos en gráficas x,y. Esta información podrá ser empleada para evaluaciones de tipo regional de la cuenca.

En la Figura 8a y 8b, las relaciones representadas permite diferenciar dos familias principales, una asociada a facies generadoras marino carbonáticas (Villeta Superior - Caliza A), presente en las unidades Pepino y Villeta y otra asociada a facies marino siliciclásticas con influencia carbonática (Caliza B e Intervalo T y Formación Caballos) almacenados en la Formación Caballos. En cuanto a la madurez termal, se muestra que los crudos provenientes de la Formación Pepino son más inmaduros que los que están acumulados en la Formación Caballos. Los análisis de biomarcadores indicadores de madurez termal muestran que es esta la principal causa de separación entre los compartimentos hallados en el Campo Orito- Formación Caballos. De acuerdo con las tendencias mostradas en el mapa de la

Figura 7c se sugiere una ruta de llenado desde el Norte para el Domo Norte y desde la Falla Orito para el Domo Sur.

PROCESOS QUE AFECTAN LA COMPOSICIÓN DEL HIDROCARBURO EN EL CAMPO ORITO

Madurez: En el yacimiento de Orito, no se ha encontrado pirobitumen en ninguno de los corazones o núcleos existentes, A pesar de existir eventos de intrusiones ígneas (Corazones de pozo Orito-3) que han afectado la Formación Caballos, éstas fueron anteriores a la acumulación de los hidrocarburos. También se descarta la profundización de la estructura ya que la historia tectónica muestra levantamiento sucesivo de la estructura antes y después de la carga de hidrocarburos de la estructura (Mora *et al.*, 2000).

Lavado, biodegradación, oxidación y evaporación: En la Figura 9a, en donde se presenta el gráfico de gravedad API vs. Azufre, se aprecia el incremento de contenido de azufre y los menores valores de gravedad. Este fenómeno podría asociarse tanto a biodegradación, como a la roca fuente ya que provienen de rocas carbonáticas que dan crudos de menor gravedad API y con mayor contenido de azufre. En el cromatograma de crudo total o “*whole oil*” (Figura 4) es posible ver la diferencia entre dos familias de crudos. Los compuestos n-alcanos en las muestras provenientes de la Formación Pepino están disminuidos. La presencia de 25-Norhopano (Apéndice-1) que es un biomarcador aceptado como indicador de biodegradación intensa, (Peters & Moldowan, 1993), presenta un tenor mínimo que probablemente sea heredado de la roca generadora y no está formado por procesos de biodegradación.

En los crudos recolectados y según los diferentes análisis realizados se concluye que el fenómeno de biodegradación es incipiente, notándose apenas una disminución de las parafinas normales o n-alcanos de bajo peso molecular. Los crudos recolectados en la Formación Pepino están más biodegradados posiblemente por estar más superficiales y por tener mayor posibilidad de estar en contacto con aguas meteóricas; aun así la biodegradación no es un fenómeno de importancia.

A partir de los análisis de fracción liviana en la Figura 9b, se presenta un gráfico de relaciones de com-

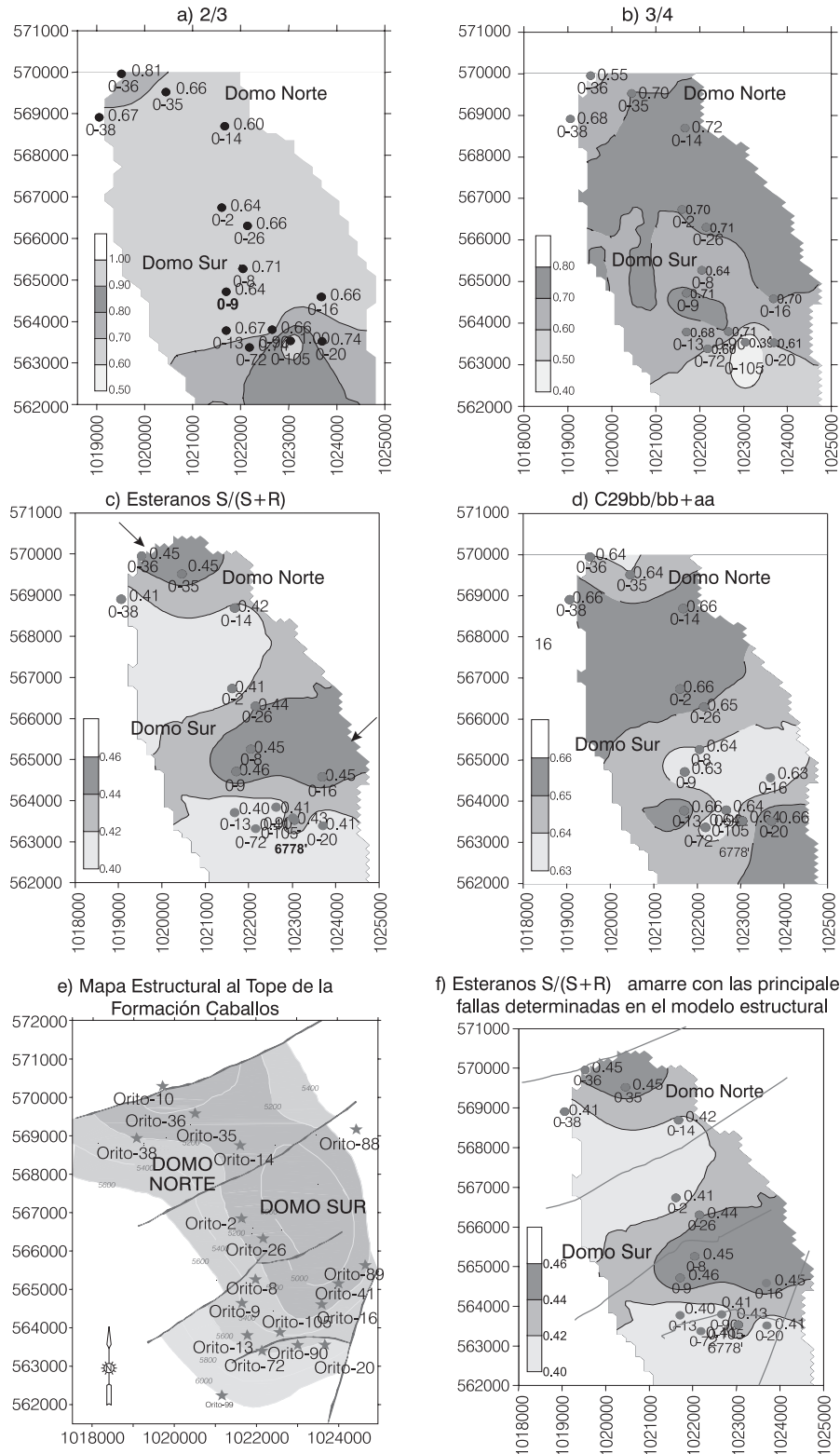


Figura 7. Mapas de algunas relaciones de "fingerprint" de fracción liviana y biomarcadores. La zonificación en los mapas se asocia con la compartimentalización encontrada en el yacimiento Orito en la Formación Caballos. Las fallas están dividiendo el yacimiento en compartimentos los cuales se reflejan no solo en la geoquímica de yacimientos sino también en los contactos agua aceite y anomalías de producción.

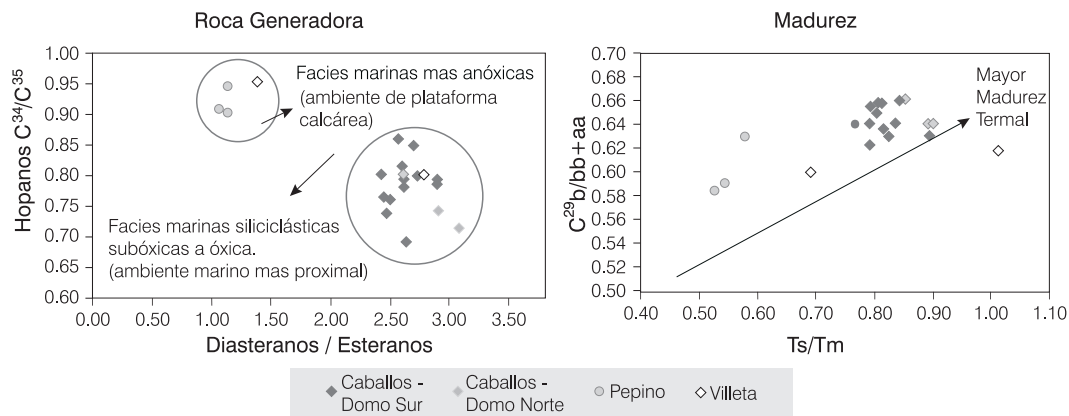


Figura 8(a)

Figura 8(b)

Figura 8. Gráficos x,y basados en relaciones de biomarcadores que muestran ambiente de depósito y facies de las rocas generadoras y madurez térmica de los hidrocarburos existente en el campo. Las muestras de la Formación Pepino provienen de rocas generadoras con influencia carbonática y de baja madurez térmica mientras las de la Formación Caballos son mas siliciclásticas y de mayor madurez térmica

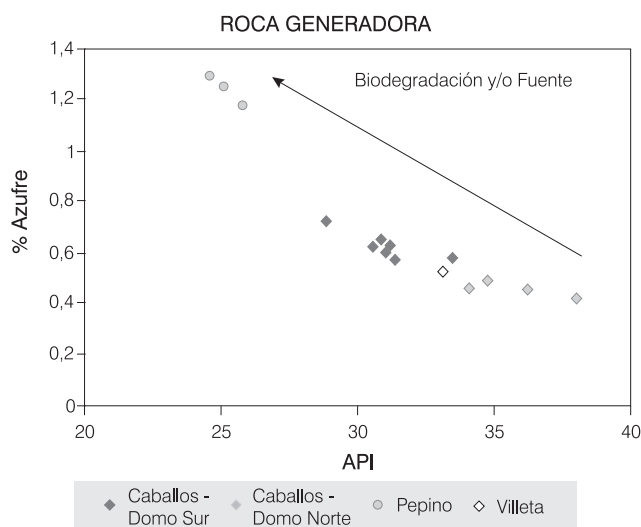


Figura 9(a). Gráfico API vs Azufre. La disminución del API y el aumento del porcentaje de azufre indican biodegradación.

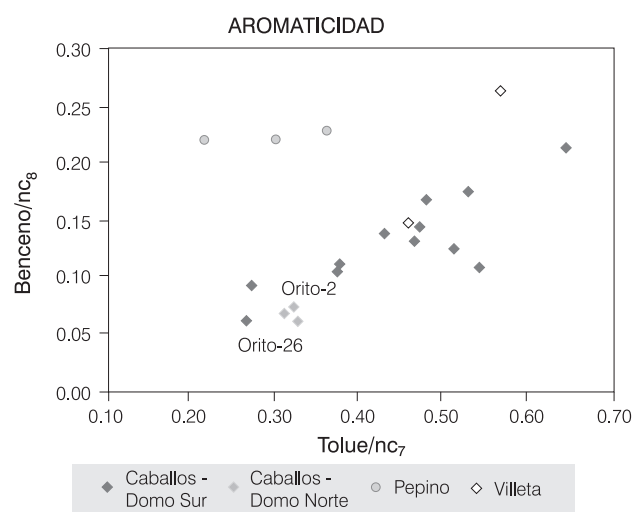


Figura 9(b). Gráfico Tolueno nC_7 / Tolueno vs nC_8 /Benceno. La disminución de los compuestos aromáticos indican el efecto del fenómeno de lavado por agua.

puestos livianos indicadores de aromaticidad (Benceno y Tolueno). En este caso, es posible deducir que en los pozos del Domo norte y en dos pozos del Domo sur, Orito-2 y Orito-26, ocurrió un fenómeno de lavado, pues los compuestos Benceno y Tolueno están disminuidos. Esto podría indicarnos la presencia de percolación de aguas meteóricas por planos de fallas o la proximidad del contacto agua aceite.

Para este estudio se considera que todas las muestras están igualmente afectadas por el fenómeno de

evaporación, que implica pérdida de la fracción más liviana de los hidrocarburos, ya que en el momento de la toma de muestra en la boca de pozo ocurre una evaporación de los compuestos más livianos y del gas.

Segregación gravitacional y condensación retrógrada: En Orito, un análisis de los datos de gravedad API medido de pruebas iniciales de producción permiten apreciar claramente la disminución de la Gravedad API con la profundidad (Figura 10a). El mapa de Figura 11 realizado con los valores de gravedad API

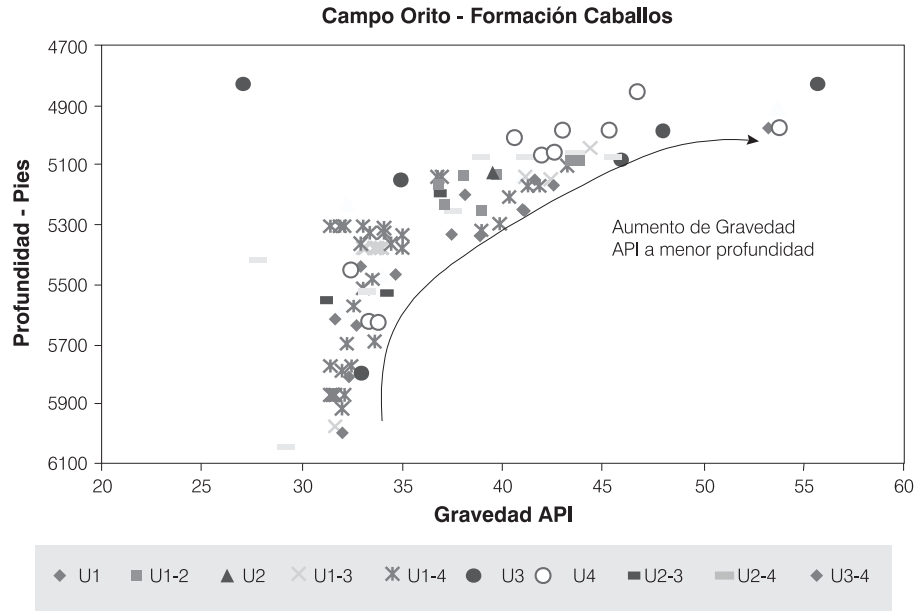


Figura 10(a) Gráfico gravedad API (inicial o antes de producción) contra profundidad. Los datos se presentan por unidad (U) probada en la Formación Caballos. La disminución de la gravedad API con la profundidad se interpreta como un fenómeno de segregación gravitacional.

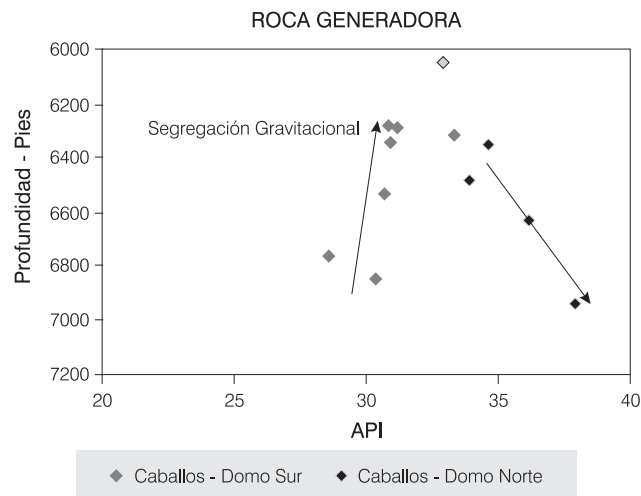


Figura 10(b) Gráfico gravedad API (actual) contra profundidad en las muestras de la Formación Caballos. El efecto de segregación gravitacional no existe en la actualidad.

antes de producción (1968), es un reflejo de la estructura, lo cual se interpreta como la existencia de un proceso de segregación gravitacional en el yacimiento. Sin embargo, basados en los valores de gravedad API actuales en las muestras recolectadas, no es posible observar el fenómeno. Incluso, en el Domo norte la ten-

dencia muestra que a mayor profundidad se presenta mayor gravedad API, (Figura 10b) lo cual es indicativo de la cercanía de la fuente de generación y es la relación que normalmente ocurre.

Si se excluyera el dato de Gravedad API del Pozo Orito-22 (en el ápice de la estructura), tendríamos el

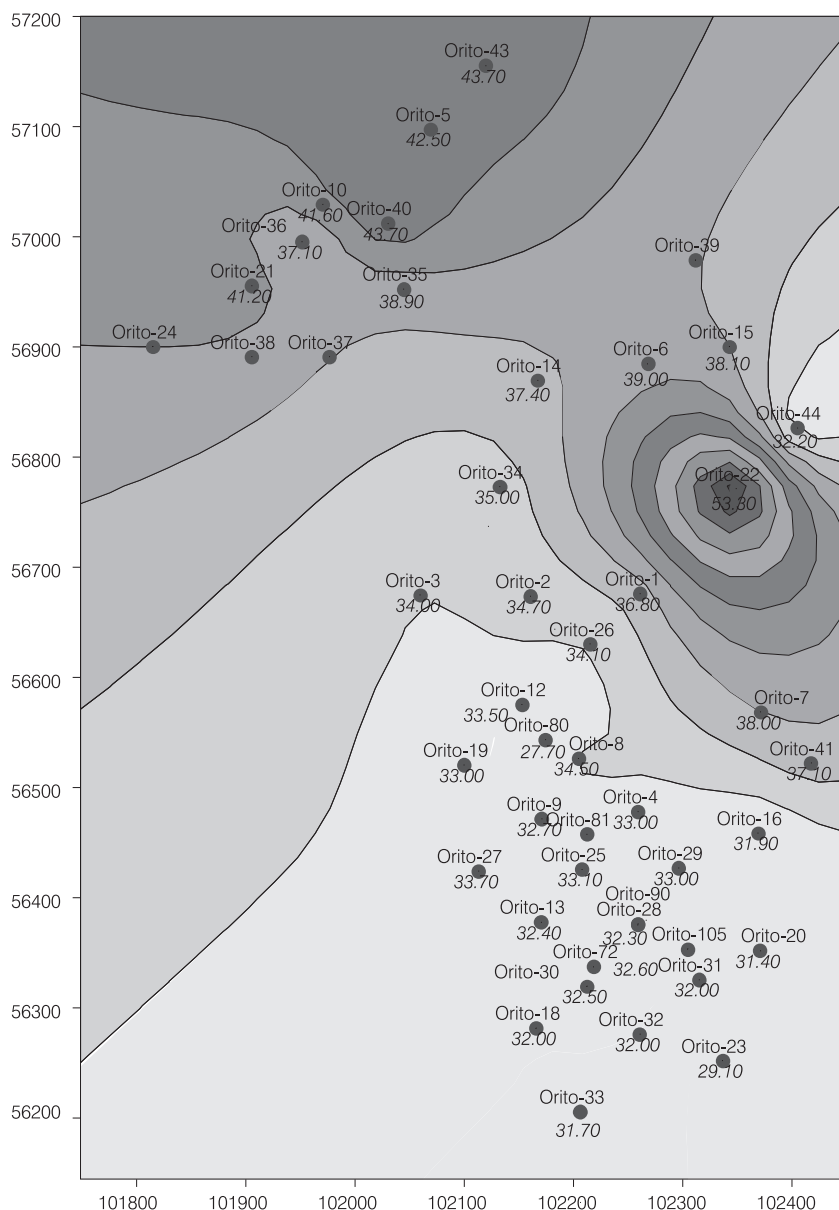


Figura 11. Mapa de variación de la gravedad API de crudos en la Formación Caballos medida antes de la producción. El mapa refleja la estructura del campo, los mayores valores de gravedad API se concentran en el ápice de la estructura, por lo cual se presume la existencia inicial de un fenómeno de segregación gravitacional. Intervalo de contorno cada 2 unidades API.

fenómeno menos pronunciado y la gravedad API variaría sólo entre 38 y 35 API. Teniendo en cuenta que nunca se han reportado casos de precipitación de asfaltos en el campo no es posible confirmar la existencia del fenómeno de segregación gravitacional en la actualidad.

Es posible que el fenómeno de segregación gravitacional hubiese sido claro antes de la producción y se

haya dado por cambio de presión y temperatura del yacimiento por levantamiento tectónico de la estructura. Una vez entra en producción el campo se empiezan a dar otros fenómenos asociados como el de condensación retrograda, ocasionando anomalías composicionales en el crudo, las cuales están sectorizadas. Se realizó una comparación entre la Gravedad API del crudo de cada pozo antes de la producción (1968) y la grave-

dad API medida en este trabajo (Tabla 2). Es claro que todos los pozos han disminuido, después de 30 años de producción, la gravedad API. Este fenómeno debe estar relacionado con la reducción de presión del yacimiento y a un efecto de condensación retrógrada que ha generado una capa de gas en la parte alta de la estructural. Aparentemente los crudos del Domo Norte son los más afectados por el fenómeno de condensación retrograda y las mayores variaciones de calidad del crudo se han dado allí.

Los datos de PVT (Rodríguez, P., 2001, comunicación personal), muestran que el Pozo Orito-22, que es el pozo que reporta condensados y está localizado en el ápice de la estructura, no presenta buena correlación con los de los demás pozos del campo, se propone o que el pozo Orito-22 pertenezca a un compartimiento diferente ó la posibilidad de que en el Campo Orito ocurrió un enriquecimiento del crudo original por un crudo de alta madurez termal (condensado) que se acumuló en la parte más alta de la estructura, se mezcló, enriqueció y favoreció la calidad o gravedad API del Crudo ocasionando otro fenómeno diferente llamado desasfaltización que se discutirá posteriormente (Mora *et al.*, 2000).

Dismigración: En el campo Orito se descarta, tanto por la composición molecular de los crudos como por las gravedades API, que el Yacimiento de Orito en la

Formación Pepino tenga relación con el de Orito en la Formación Caballos. Como se discutió con anterioridad los crudos provienen de facies generadoras diferentes, poseen niveles de evolución térmica diferente y además los crudos producidos de la Formación Pepino son de gravedad API menor que los producidos en la Formación Caballos; esto porque los crudos son de menor madurez termal y afectados por biodegradación incipiente.

Desasfaltización: No se encontró reporte de pozos con crudos pesados o asfaltenos en el Campo Orito. Sin embargo, los valores de gravedad API medidos en el Pozo Orito-22, en el momento de las pruebas y antes de la producción del campo sugieren que en el ápice de la estructura pudo haberse concentrado y mezclado un segundo pulso de hidrocarburos de gran madurez que ocasionaron desasfaltización con mejoramiento de las características de los crudos en el ático pero posiblemente empobrecimiento y pérdida en concentración de parafinas en otros sectores del campo.

El sistema de Levantamiento del campo es *Gas Lift*. El gas que se inyecta en el momento, es un gas proveniente de la producción del mismo campo de los yacimientos Caballos y Villeta. El gas es sometido a un proceso de extracción de líquidos para inyectar gas seco; composicionalmente, debe ser un gas tipo metano con algún grado de gases hasta butano. En parte, no se descarta que el enriquecimiento que se ve en la mayor parte de los crudos en la fracción más liviana (C_5 - C_7) muy probablemente pueda estar relacionado con el sistema de levantamiento.

Tabla 2. Cuadro Comparativo de Gravedad API antes del inicio de la Producción y el medido en este trabajo

Pozo	°API Antes de Producción	°API Actual
O-2	34	31.2
O-8	34	31
O-9	32.7	30.7
O-14	37.4	34.7
O-16	31.9	30.9
O-20	31.4	30.4
O-26	43	36.2
O-35	40	34
O-38	39	38.1
O-72	32.3	28.6

CONCLUSIONES

- ☐ Las diferencias composicionales de los hidrocarburos recolectados de pozos con producción en la Formación Pepino y Formación Caballos del Campo Orito, permiten distinguirlos claramente como dos yacimientos diferentes, con hidrocarburos originados por roca fuente diferente y con distintos grados de madurez termal.
- ☐ Las heterogeneidades composicionales de los crudos del Campo Orito - Formación Caballos permiten confirmar la compartimentalización del Campo en dos sectores Domo norte y Domo sur. Los cuales deben comportarse como yacimientos independientes.

- En el Domo sur se sugieren, de acuerdo con la distribución areal de parámetros geoquímicos, dos compartimentos que deben ser corroborados con información de producción, de los contactos agua aceite y el modelo estructural.
- No se evidencia un proceso de biodegradación.
- Antes de la producción del campo, se postula que en el yacimiento de la Formación Caballos existió el efecto de segregación gravitacional ocasionado por levantamiento de la estructura durante el último evento de la orogenia previamente cargada con hidrocarburos.
- En la actualidad, se puede identificar un fenómeno de condensación retrógrada leve a moderado, que afecta la composición de los hidrocarburos del yacimiento especialmente en el Domo Norte, por la caída de presión por producción (formación de capa de gas y disminución de la gravedad API en el tiempo por enriquecimiento en la fracción de asfaltenos).
- El mecanismo de levantamiento del campo (Gas Lift) puede estar induciendo al fenómeno de desasfaltización aunque hasta el momento no se evidencia enriquecimiento del crudo en asfaltenos.

AGRADECIMIENTOS

Damos agradecimientos a la Empresa Colombiana de Petróleos (ECOPETROL), especialmente a la Gerencia de Producción Sur, por la financiación de la totalidad de este proyecto. A la Gerencia de Yacimientos por haber apoyado la realización del mismo. Al Instituto Colombiano del Petróleo (ICP) por el apoyo logístico que nos brindó, sin el cual hubiese sido imposible realizar el trabajo. A los geólogos Cesar Augusto Mora y Felix Thadeu Texeira Gonçalves del Grupo de Excelencia en Geoquímica del ICP, por su ayuda incondicional y por enriquecer con sus conocimientos este trabajo.

REFERENCIAS

- Allen, Ph. and Allen, J., 1990. "Basin Analysis: Principles and Applications, Blackwell Scientific Publication". Oxford, Londres. 454p.
- Bissada, K.K. and Kelley, P.A., 1995. "Principles and Practice of Org. Geochem. in exploration, develop. & producing operations". *Memoir of the Seminar presented for Texas Petroleum Company*, Bogotá, Colombia. Jul.
- Blanc, Ph. and Connan, J., 1994. "Preservation, Degradation, and Destruction of Trapped Oil". In: *The petroleum system- From source to trap. AAPG Memoir 60*, L.B. Magoon and W.G. Dow, ed., Tulsa, Oklahoma, 237-247.
- Cordoba, F., Buchelli, F., Moros, J., Calderón, W., Guerrero, C., kariuz, E. and Maggon, L., 1997. "Proyecto evaluación regional Cuenca del Putumayo-Definición de los Sistemas Petrolíferos", Ecopetrol.
- Kaufman, R.L., Ahmed, A.S. and Elsinger, R. J., 1990. "Gas chromatography as a development and production tool for fingerprinting oil from individual reservoirs: Applications in the Gulf of Mexico", *GCSSEPM Foundation Ninth Annual Research Conference Proceedings*. Oct., 63-282.
- Larter, S.R. and Aplin., A.C., 1995. "Reservoir geochem.: methods, applications and opportunities". *Geol. Society Special Publication*, Cubbitt, J.M. 6 England, W.A., ed., (86): 5-32.
- Hunt, J. M., 1995. "Petroleum geochemistry and Geol. W. H. Freeman and Company", New York, 743.
- Mango, F.D., 1989. "Pre-steady kinetics at the onset of petroleum generation". *Advances in Organic Geochemistry*, Vol 16, No.1-3, 41-48.
- Mango, F.D., 1990. "The Origen of light hydrocarbons in petroleum: A kinetic test of the steady-state catalytic hypothesis". *Geochim. Cosmochim. Acta*, 54, 1315-1323.
- Mango, F.D., 1994. "The origen of light hydrocarbons in petroleum: Ring preference in the closure of Carbocyclic rings". *Geochim. Cosmochim. Acta*, 58 (2), 895-901.
- Mora, C.A, Gonçalves, F., Giraldo, B., Blanco, Y., Córdoba, F., y Kairuz, E.Ch., 2000. "Evaluación Geoquímica de los Pozos Orito-3 y Unicornio-I. Cuenca del Putumayo". Reporte Técnico ICP para AEX-ECOPETROL.
- Peters, K.E. and Moldowan, J.M., 1993. "The Biomarker Guide. Interpreting Molecular Fossils in Petroleum and Ancient Sediments". Prentice-Hall, 363.
- Posada, C. and Trindade, L.A., 1999. "Geoquímica de Reservatorio do Campo Canto do Amaro, Bacia Potiguar. Brasil". *Comunicación Técnica Cegeq*, 57-99.
- Ramón, J. C., 1996. "Oil geochemistry of the Putumayo basin". *CT&F-Ciencia, Tecnología y Futuro*, 1 (2): 25-34.
- Rangel, A., Girado, B.N. and Córdoba, F., 1997. "Geoquímica del Petróleo de la cuenca del Putumayo". *VI Simposio Bolivariano de Cuencas Subandinas*. Cartagena de Indias.

días, Colombia, Memorias, 29.

Rodríguez, P., *Comunicación Personal*, 2001.

Tegelaar, E. W., Zaugg, P., Hegre, J. and Rangel, A., 1995. "Petroleum systems of the foothills of the Llanos and Putumayo Basins". *VI Congreso Colombiano del Petróleo*, Bogotá, Colombia.

Tissot, B. and Welte, D.H., 1984, "Petroleum formation and

occurrence", 2nd ed. Heidelberg: Springer Verlag. 538.

Thompson, K.F.M., 1988. "Gas-condensate migration and oil fractionation in deltaic systems". *Marine and Petrol. Geol.*, (5) : 237-246.

Wapples, D. W. and Machihara, T., 1991. "Biomarkers for Geologist: A practical guide to the application of steranes and triterpanes in petrol. geol.". AAPG Methods in exploration Series 9. Tulsa, American Association of Petrol. Geologists.123.

APENDICE

Apendice-1 Valores de relaciones n-alcenos - Cromatograma Crudo Total.

Pozo	Unid Produc	Profun	API	nC 10/11	nC 11/12	nC 12/13	nC 13/14	nC 14/15	nC 15/16	nC 16/17	nC 12a/12b	nC 13a/14a	nC 12/14	nC 13/15
0-2	2,3,4	6329,0	31,2	0,90	0,98	0,77	0,96	0,96	0,99	0,86	0,93	0,90	0,77	0,95
0-8	3,4	6383,0	31	0,91	0,95	0,78	1,00	0,90	0,90	0,88	0,94	0,91	0,81	0,94
0-9	3,4	6557,4	30,7	0,95	0,92	0,78	0,94	0,96	0,94	0,91	0,95	0,84	0,76	0,94
0-10	Villeta	5049,0	N.D	0,95	1,00	0,81	0,96	1,00	0,90	0,99	0,99	0,93	0,82	1,00
0-13	2,3,4	6891,4	N.D	0,86	0,89	0,81	0,91	1,00	0,95	0,95	0,94	0,93	0,78	0,95
0-14	2,3,4	6359,6	34,7	0,95	0,96	0,85	0,84	0,99	0,97	0,93	1,00	0,88	0,74	0,86
0-16	2,3,4	6323,6	30,9	0,95	0,94	0,78	0,91	1,00	0,91	0,95	0,95	0,88	0,75	0,95
0-20	2,3,4	6852,9	30,4	0,92	0,97	0,79	0,93	0,94	0,91	0,94	0,92	0,90	0,77	0,91
0-26	2,3,4	6324,3	33,4	0,96	0,94	0,77	0,98	0,93	0,95	0,92	0,98	0,96	0,78	0,94
0-35	2,3,4	6482,0	34	1,00	0,88	0,81	0,96	0,97	0,92	0,97	0,99	0,90	0,80	0,96
0-36	1,2,3,4	6647,3	36,2	0,95	0,96	0,79	0,96	0,98	0,97	0,93	0,95	0,94	0,80	0,97
0-38	2,3,4	6964,3	38,1	0,98	0,96	0,79	0,97	1,00	0,96	1,00	1,00	0,93	0,80	1,00
0-41	Villeta	6044,0	33	0,98	0,96	0,78	0,97	0,92	0,96	0,91	0,98	0,95	0,79	0,93
0-72	1,2,3,4	6774,8	28,6	0,92	0,93	0,77	0,95	0,93	0,94	0,92	0,95	0,87	0,76	0,92
0-88	Pepino	2649,0	25,5	0,89	0,95	0,97	0,92	0,96	0,94	0,93	0,94	0,91	0,93	0,91
0-89	Pepino	2534,0	24,2	0,96	0,89	1,00	0,96	0,97	0,99	0,91	0,92	0,96	1,00	0,96
0-90	1,2	6792,7	N.D	0,83	0,92	0,82	0,91	0,97	1,00	0,88	0,95	0,93	0,78	0,92
0-99	Pepino	2490,0	24,8	0,99	0,96	0,94	0,99	0,94	0,97	0,96	0,95	1,00	0,97	0,96
0-105-6778'	u3	6778,0	N.D	0,91	0,90	0,84	0,92	0,89	0,91	0,98	0,92	0,84	0,80	0,85

Apendice-1 Valores de Relaciones Cromatograma Fracción Liviana

Pozo	Unid Produc	Profun	1/2	2/3	3/4	4/5	5/6	7/8	10/11	11/12	13/14	16/20	20/21	21/23	23/30	16/30
0-2	2,3,4	6329,0	0,85	0,64	0,70	0,95	0,96	0,98	0,76	0,91	0,76	0,47	0,33	0,88	0,66	0,50
0-8	3,4	6383,0	0,83	0,67	0,68	0,98	0,93	0,94	0,77	0,93	0,77	0,36	0,32	0,80	0,64	0,34
0-9	3,4	6557,4	0,85	0,60	0,72	0,96	0,94	0,97	0,80	0,90	0,77	0,55	0,35	0,92	0,73	0,72
0-10	Villeta	5049,0	0,95	0,54	1,00	0,83	0,98	0,98	0,85	0,83	0,73	0,23	1,00	1,00	0,77	1,00
0-13	2,3,4	6891,4	0,83	0,66	0,70	0,90	0,93	0,86	0,81	0,87	0,76	0,49	0,31	0,88	0,66	0,50
0-14	2,3,4	6359,6	0,84	0,74	0,61	0,99	0,96	0,84	0,77	0,92	0,77	1,00	0,19	0,89	0,72	0,70
0-16	2,3,4	6323,6	0,83	0,66	0,71	0,94	0,99	1,00	0,74	0,92	0,79	0,41	0,47	0,95	0,74	0,76
0-20	2,3,4	6852,9	0,83	0,66	0,70	0,96	0,93	0,96	0,75	0,92	0,78	0,44	0,44	0,97	0,77	0,82
0-26	2,3,4	6324,3	0,85	0,67	0,68	0,96	0,94	0,96	0,77	0,92	0,79	0,57	0,37	0,95	0,77	0,86
0-35	2,3,4	6482,0	0,82	0,81	0,55	1,00	0,94	0,77	0,77	0,92	0,78	0,98	0,17	0,82	0,71	0,55
0-36	1,2,3,4	6647,3	0,83	0,74	0,60	1,00	0,96	0,83	0,77	0,93	0,79	0,83	0,24	0,90	0,72	0,73
0-38	2,3,4	6964,3	0,85	0,71	0,64	0,96	1,00	0,85	0,77	0,97	0,77	0,90	0,22	0,89	0,73	0,73
0-41	Villeta	6044,0	0,82	0,66	0,69	0,97	0,98	0,94	0,75	0,95	0,80	0,42	0,44	0,87	0,69	0,61
0-72	1,2,3,4	6774,8	0,87	0,64	0,71	0,92	0,95	0,95	0,80	0,90	0,70	0,42	0,39	0,93	0,70	0,61
0-88	Pepino	2649,0	0,94	0,84	0,66	0,80	0,90	0,69	0,95	0,83	0,97	0,27	0,70	0,86	0,84	0,77
0-89	Pepino	2534,0	0,95	0,89	0,62	0,78	0,84	0,63	0,99	0,84	1,00	0,28	0,67	0,87	0,90	0,83
0-90	1,2	6792,7	0,84	0,66	0,71	0,89	0,94	0,96	0,78	0,86	0,76	0,29	0,39	0,86	0,57	0,31
0-99	Pepino	2490,0	0,98	0,82	0,67	0,79	0,87	0,72	1,00	0,80	0,94	0,27	0,83	0,85	0,78	0,84
0-105-6778'	3	6778,0	1,00	1,00	0,39	0,98	0,90	0,65	0,77	1,00	0,41	0,67	0,15	0,81	1,00	0,46

Apéndice-1 Valores de Relación de Biomarcadores

Pozo	Unid	Profun	API	% Azufre	Sat/Arom	Pr/I	Pr/nC ₁₇	Fl/nC ₁₈	Ts/Tm	Diast/Est Reg	C ₃₆ /C ₃₄ Hopano	TerpTricIs/Hops	C ₃₀ /C ₂₉ Estero	C ₂₄ /Tetra/C ₂₅ Tric	C ₂₃ /Trics/C ₂₄ Tetras	C ₂₉ /Norhop/C ₃₀ Hop	Gama C ₃₀ Hop	Est/Hop	Est S/(S+R)	Hop S/S+R	Ts/Ts+Tm	Ts/Tm	Terp Tricic/Hopano	Estera Cadena Corta (%)	C ₂₉ bb/bb+aa
0-2	2,3,4	6329,0	31,2	0,53	2,40	1,31	0,65	0,62	0,81	2,44	0,80	1,34	0,15	0,37	13,08	0,68	0,05	0,71	0,41	0,48	0,45	0,81	1,34	7,95	0,66
0-8	3,4	6383,0	31,0	0,59	1,59	1,30	0,58	0,57	0,80	2,62	0,79	1,58	0,14	0,46	13,33	0,71	0,05	0,76	0,45	0,49	0,44	0,80	1,58	9,20	0,64
0-9	3,4	6557,4	30,7	0,62	1,24	1,22	0,63	0,60	0,83	2,46	0,76	1,43	0,16	0,40	13,17	0,70	0,04	0,72	0,46	0,48	0,45	0,83	1,43	8,53	0,63
0-10	Villeta	5049,0	N.D	N.D	0,87	1,08	0,57	0,67	0,69	1,40	0,95	1,27	0,16	0,39	13,04	0,71	0,05	0,55	0,42	0,50	0,41	0,69	1,27	8,28	0,60
0-13	2,3,4	6891,4	N.D	N.D	1,75	1,22	0,68	0,64	0,81	2,62	0,78	1,51	0,16	0,40	13,21	0,69	0,05	0,77	0,40	0,48	0,45	0,81	1,51	8,78	0,66
0-14	2,3,4	6359,6	34,7	0,44	1,46	1,28	0,64	0,65	0,80	2,90	0,79	1,82	0,16	0,37	14,88	0,69	0,05	0,77	0,42	0,49	0,44	0,80	1,82	10,78	0,66
0-16	2,3,4	6323,6	30,9	0,57	1,38	1,23	0,64	0,62	0,90	2,70	0,85	1,73	0,16	0,38	14,27	0,67	0,03	0,76	0,45	0,48	0,47	0,90	1,73	10,80	0,63
0-20	2,3,4	6852,9	30,4	0,59	1,38	1,28	0,64	0,59	0,85	2,61	0,81	1,45	0,16	0,37	13,66	0,68	0,04	0,74	0,41	0,49	0,46	0,85	1,45	4,63	0,66
0-26	2,3,4	6324,3	33,4	0,54	1,92	1,23	0,61	0,59	0,81	2,73	0,80	1,66	0,15	0,38	13,81	0,70	0,05	0,77	0,44	0,49	0,45	0,81	1,66	6,19	0,65
0-35	2,3,4	6482,0	34,0	0,42	2,40	1,25	0,59	0,56	0,90	2,91	0,74	1,70	0,15	0,34	14,83	0,69	0,05	0,80	0,45	0,47	0,47	0,90	1,70	9,28	0,64
0-36	1,2,3,4	6647,3	36,2	0,39	2,16	1,24	0,62	0,64	0,91	2,62	0,80	1,54	0,15	0,35	12,93	0,70	0,05	0,77	0,45	0,48	0,48	0,91	1,54	8,48	0,64
0-38	2,3,4	6964,3	38,1	0,37	2,15	1,29	0,68	0,64	0,86	3,08	0,71	2,04	0,15	0,38	14,40	0,69	0,03	0,85	0,41	0,47	0,46	0,86	2,04	10,48	0,66
0-41	Villeta	6044,0	33,0	0,49	1,75	1,34	0,60	0,59	1,01	2,80	0,80	1,41	0,17	0,36	14,39	0,65	0,05	0,74	0,45	0,48	0,5	1,01	1,41	8,72	0,62
0-72	1,2,3,4	6774,8	28,6	0,69	1,66	1,18	0,62	0,62	0,82	2,64	0,69	1,52	0,16	0,40	13,56	0,68	0,05	0,74	0,41	0,48	0,42	0,82	1,52	8,90	0,64
0-88	Pepino	2649,0	25,5	1,19	0,97	1,00	0,65	0,80	0,54	1,13	0,90	1,03	0,16	0,44	12,89	0,71	0,06	0,51	0,40	0,51	0,35	0,54	1,03	6,37	0,59
0-89	Pepino	2534,0	24,2	1,32	0,88	0,97	0,70	0,83	0,53	1,14	0,94	0,99	0,16	0,42	13,14	0,73	0,06	0,45	0,42	0,51	0,35	0,53	0,99	6,62	0,58
0-90	1,2	6792,7	N.D	N.D	1,49	1,27	0,64	0,61	0,84	2,57	0,86	1,27	0,16	0,38	12,24	0,68	0,04	0,67	0,41	0,49	0,46	0,84	1,27	7,76	0,64
0-99	Pepino	2490,0	24,8	1,27	0,77	1,05	0,68	0,74	0,58	1,06	0,91	1,10	0,15	0,43	13,43	0,75	0,07	0,51	0,44	0,51	0,37	0,58	1,10	3,64	0,63
0-105-6778"	3	6778,0	N.D	N.D	1,28	1,45	0,69	0,63	0,77	2,47	0,73	1,36	0,16	0,39	13,55	0,71	0,05	0,70	0,43	0,49	0,43	0,77	1,36	8,62	0,64
0-105-6812"	2	6812,0	N.D	N.D	1,35	N.D	N.D	N.D	0,80	2,50	0,76	1,32	0,16	0,42	12,38	0,71	0,04	0,70	0,46	0,49	0,45	0,80	1,32		