

CORRELACIÓN DE CRUDOS DE LA SUBCUENCA DE BARINAS, VENEZUELA

Lo Mónaco, S. ; López, L. & Labastida, E.

Universidad Central de Venezuela, Facultad de Ciencias, Instituto de Ciencias de la Tierra. Apdo.
3895. Caracas 1010-A, Venezuela.

ABSTRACT - A geochemical study of oils from three fields (Hato, Maporal, Mingo) from the Barinas sub-basin, Venezuela was undertaken. The study focused on the type of organic matter, degree of maturation and the depositional paleoenvironment of the source rock. All crude oils have been sourced from marine organic matter with a terrestrial organic matter input, deposited in a carbonatic facies. The thermal evolution of the source rock appears to be equivalent to near peak generation stage.

RESUMÉN - Este trabajo presenta el estudio geoquímico de crudos provenientes de tres campos (Hato, Maporal y Mingo) de la subcuena de Barinas, Venezuela, con el objeto de determinar el tipo de materia orgánica que los originó, las características de su roca fuente y su grado de madurez térmica. Los resultados obtenidos permiten sugerir que los crudos de Hato, Mingo y Maporal fueron generados a partir de materia orgánica de origen mixto (marino-terrestre), con predominio de materia orgánica marina, en facies carbonáticas de la roca fuente. Por otra parte, los crudos de Hato, Mingo y Maporal, fueron generados por una roca fuente sometida a un grado de evolución térmica cercana a la zona de máxima generación de hidrocarburos.

Key words: Barinas sub-basin, biomarkers, correlation, thermal maturity.

INTRODUCCIÓN

La subcuena de Barinas, tercera en importancia en Venezuela, ha sido objeto de estudios geoquímicos para la identificación del origen de los crudos y su roca fuente generadora (Labrador et al., 1995; Gil et al., 1996; López et al., 1998; Gil, 1998). En crudos de los campos Caipe, Silvestre, Sinco, Silvan, Palmita, Guafita y La Victoria se han propuesto diferencias significativas en cuanto al tipo de materia orgánica que les dio origen, la litología de la roca fuente y el grado de madurez térmica. Estos resultados indicaron que los crudos de La Victoria y Guafita fueron generados por facies siliciclásticas de la roca fuente, con un mayor aporte de materia orgánica de origen terrestre. Para los crudos de Caipe, Silvestre, Sinco, Silvan y Palmita se proponen facies carbonáticas de la roca fuente, con menor aporte de materia orgánica de origen terrestre y una madurez relativamente mayor respecto a los crudos de La Victoria y Guafita (López et al., 1998).

Este trabajo presenta el estudio geoquímico de crudos de los campos Hato, Maporal y Mingo, ubicados en la subcuena de Barinas, estado Barinas, con el objeto de determinar el tipo de

materia orgánica que los originó, las características de su roca fuente y el grado de madurez térmica alcanzado por ésta. Los resultados obtenidos se comparan con trabajos previos realizados con los mismos objetivos en otros campos de esta misma zona (López et al., 1998), con el objeto de obtener una mayor información sobre el origen de los crudos de la subcuena de Barinas.

ÁREA DE ESTUDIO

La subcuena de Barinas, ubicada dentro de la Cuenca Occidental de Venezuela, está situada en la región correspondiente a los estados Barinas y Apure (Fig. 1). La cuenca contiene un máximo de 5000 m de sedimentos del Cretáceo y post-Cretáceo, depositados sobre un basamento ígneo-metamórfico pre-Cretáceo y sedimentos del Jurásico y el Paleozoico (Kiser, 1992). Su origen se considera de edad Mioceno Temprano al Plioceno, debido a la compresión regional entre el Macizo de Santa Marta y el Escudo de Guayana. En el estado Apure los campos petrolíferos existentes corresponden a La Victoria y Guafita (Fig. 1), mientras que en el estado Barinas existe un mayor número de campos, correspondientes a Caipe, Silvestre, Sinco, Silvan,

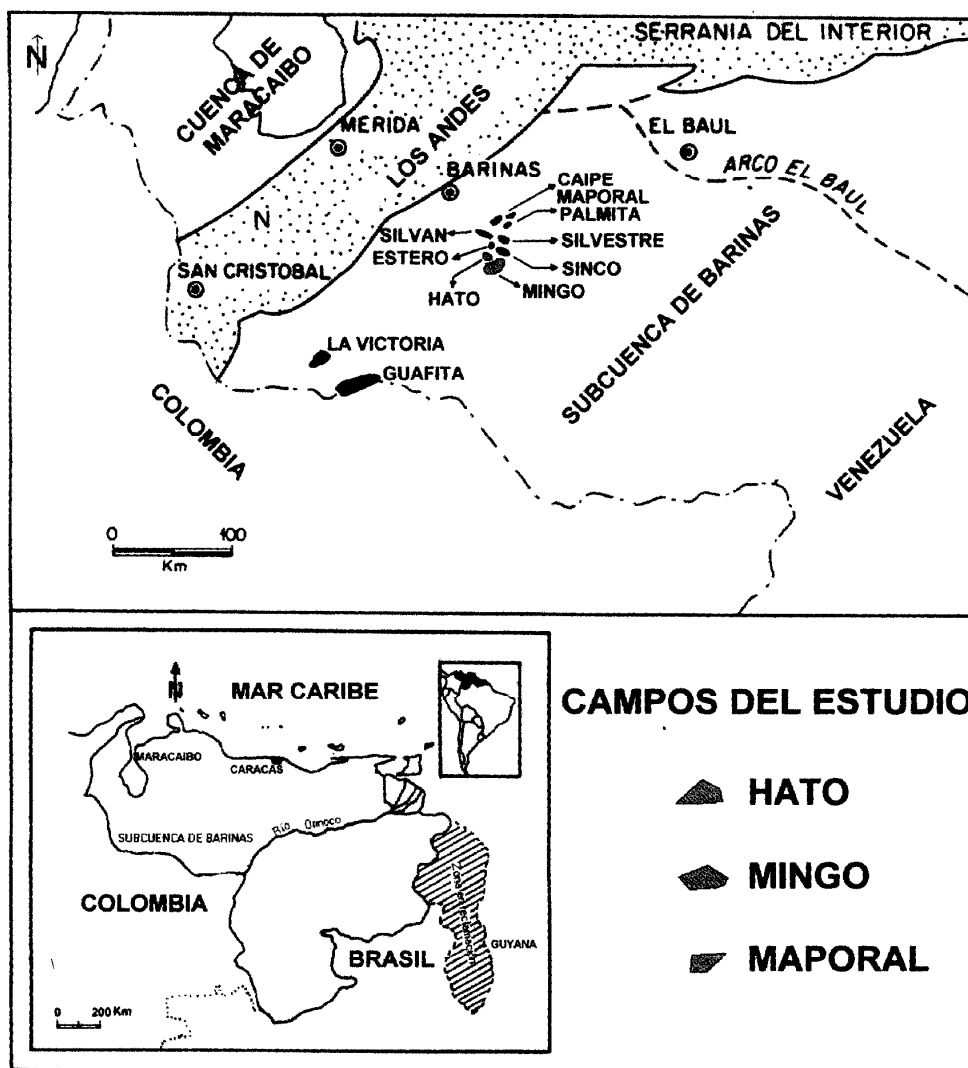


Figura 1. Ubicación de la subcuenca de Barinas y sus campos petroleros.

Palmita, Estero, Hato, Maporal y Mingo. A los tres últimos campos mencionados corresponden los crudos analizados en el presente estudio.

METODOLOGÍA EXPERIMENTAL

Se analizaron 19 muestras de crudos provenientes de los campos Mingo (5 crudos), Hato (5 crudos) y Maporal (9 crudos) de la subcuenca de Barinas. Se realizó la separación de los crudos en sus fracciones de asfaltos y maltenos, utilizando n-heptano en frío, en una relación crudo/solvente de 1/40 (p/v), con posterior centrifugación y lavado. Luego de la separación, la fracción de maltenos se separó en hidrocarburos saturados, hidrocarburos aromáticos y resinas, mediante

cromatografía de adsorción en columna, utilizando alúmina como fase estacionaria. La elución de los hidrocarburos saturados se realizó con n-heptano, los hidrocarburos aromáticos fueron eluidos con tolueno y las resinas con una mezcla tolueno/metanol (70/30). La fracción de hidrocarburos saturados fue analizada mediante cromatografía de gases (Perkin-Elmer 8500). El análisis por cromatografía de gases-espectrometría de masas (HP 5890) se realizó a las fracciones de hidrocarburos saturados y aromáticos.

Las concentraciones de S en los crudos se determinaron en un equipo LECO (SC-432). Para ello, se prepararon curvas de calibración con

patrones LECO (1,01 y 3,08%), NIST (1,04% y 2,01%) y INC Alpha Resource (20,05%). Las concentraciones de V y Ni se determinaron mediante la técnica ICP-AES, en un equipo JY-24 Geoplasma. Para ello se pesaron aditivamente \approx 1 g de crudo, \approx 1 g de aceite base CONOSTAN y \approx 8 g de xileno. Las muestras disueltas y homogeneizadas se trasvasaron a viales herméticamente sellados hasta el momento del análisis. Para la construcción de las curvas de calibración se utilizaron patrones CONOSTAN multielemental S-21 (100 ppm), V (5000 ppm) y Ni (5000 ppm).

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Los resultados de la cuantificación de las fracciones constituyentes de los crudos de los campos Hato, Maporal y Mingo se presentan en la Tabla 1. Los crudos de los tres campos presentan concentraciones de hidrocarburos saturados y aromáticos mayores de 37% y 14% respectivamente, sugiriendo que se tratan de crudos sin características de alteración (biodegradación) importantes. La presencia de crudos con poca alteración se corrobora mediante el análisis por cromatografía de gases de la fracción de hidrocarburos saturados (Fig. 2). En general los cromatogramas obtenidos presentan una línea base elevada, indicativa de mezclas complejas no resueltas (UCM), la cual sugiere, la posibilidad de alteración por biodegradación para los crudos bajo estudio. Sin embargo, la presencia de una distribución de n-alcanos en el intervalo n-C₁₁ a n-C₃₁, del tipo unimodal, con máximos centrados en n-alcanos livianos (n-C₁₇ a n-C₁₉), indica el aporte de materia orgánica de origen mixto (marino-terrestre), probablemente con un mayor aporte de materia orgánica marina, para la roca fuente que generó los crudos bajo estudio. Por otra parte, las distribuciones de n-alcanos (Fig. 2), indican un predominio de carbonos de número de carbono par, especialmente para los crudos de los campos Mingo y Maporal, lo que sugiere la sedimentación de materia orgánica en facies carbonáticas.

La contribución de materia orgánica de origen marino para los crudos de Hato, Mingo y Maporal se corrobora mediante el análisis por CG-EM de la fracción de hidrocarburos saturados (m/z 191, 217), donde se observan patrones de distribución similares para los terpanos y esteranos en todos los crudos analizados (Fig. 3 y 4). En los terpanos tricíclicos el C₂₃ es el más abundante y en los pentacíclicos el C₂₉-norhopano y C₃₀-hopano son los más abundantes (Fig. 3). Por otra parte, la mayor abundancia del esterano C₂₇ respecto al C₂₉, sugiere un mayor aporte de materia orgánica de

origen marino (Fig. 4) (Peters y Moldowan, 1993). La contribución de materia orgánica terrestre está basada en la presencia de 18 α (H)-oleanano (Fig. 3), con los valores del índice de oleanano de aproximadamente 10. La presencia de 18 α (H)-oleanano también sugiere que los crudos analizados fueron generados por una roca fuente del Cretáceo Superior o más joven (Peters y Moldowan, 1993).

Información sobre las condiciones redox del ambiente de sedimentación de la roca fuente que generó estos crudos se obtiene a partir de la relación pristano/fitano (Tabla 1). Esta relación con valores mayores o cercanos a 1 (valor promedio = 1,2) sugiere que la sedimentación de la materia orgánica ocurrió bajo condiciones reductoras, probablemente bajo condiciones anóxicas moderadas, favoreciéndose así la formación de pristano respecto a fitano. Otra característica que sugiere condiciones anóxicas del ambiente de sedimentación es la mayor abundancia del hopano C₃₅ respecto al C₃₄ (Fig. 3), la cual es interpretada como indicadora de ambientes de sedimentación marinos en condiciones altamente reductoras (Peters y Moldowan, 1993). De igual manera, la representación gráfica de la relación V/(V + Ni) vs. las concentraciones de S (Lewan, 1984) (Fig. 5, Tabla 2) permite agrupar a los crudos de los campos Hato, Mingo y Maporal hacia características paleoambientales de sedimentación similares, e indica que la sedimentación ocurrió bajo condiciones reductoras. La ubicación de los crudos de Hato, Mingo y Maporal en el régimen III del diagrama de Lewan (1984) es similar a la obtenida para crudos de otros campos de la subcuenca de Barinas ubicados en el estado Barinas (Caípe, Silvestre, Sinco, Silvan y Palmita). Esto permite agruparlos dentro de características paleoambientales de sedimentación similares a las de estos últimos (López et al., 1998), a diferencia de los crudos de los campos en el estado Apure (Guafita y La Victoria), los cuales se ubican en el régimen II del diagrama de Lewan (1984) (López et al., 1998).

En cuanto a la madurez de los crudos, las relaciones C₂₉20S/(20S+20R) y C₂₉ $\beta\beta$ /($\beta\beta$ + $\alpha\alpha$) (Tabla 3) indican que los crudos de Hato, Mingo y Maporal fueron generados por una roca fuente a un grado de evolución térmica cercana a la zona de máxima generación de hidrocarburos. Madurez similar a la obtenida para los crudos de estos tres campos fue observada para el resto de los crudos ubicados en campos del estado Barinas (Caípe, Silvestre, Sinco, Silvan y Palmita), la cual es superior a la madurez obtenida para los crudos en campos ubicados en el estado Apure (La Victoria

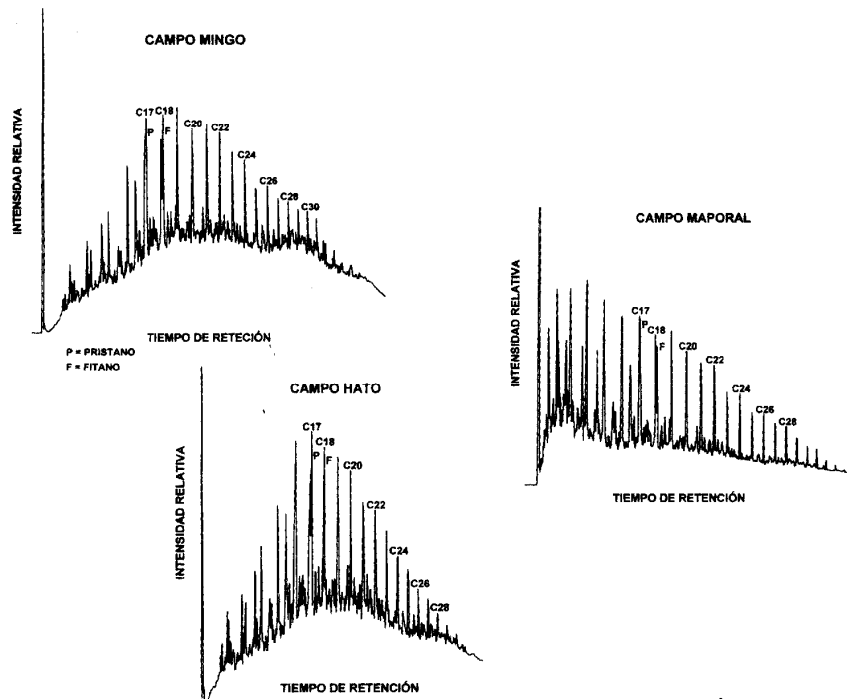


Figura 2. Distribución de n-alcenos (fracción saturada C_{15+}) en crudos de Hato, Mingo y Maporal.

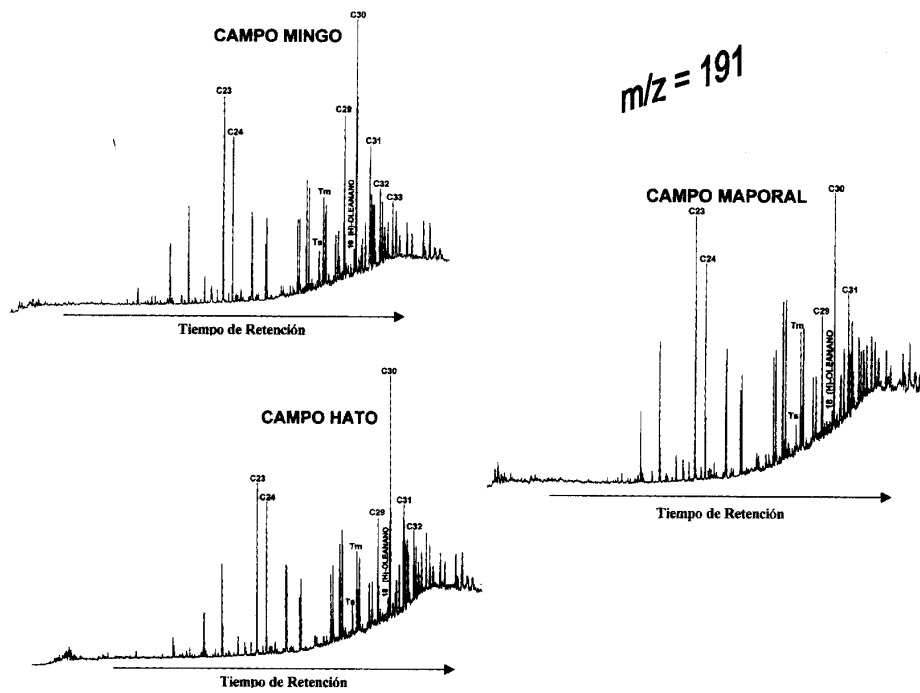


Figura 3. Distribución de terpanos en crudos de Hato, Mingo y Maporal.

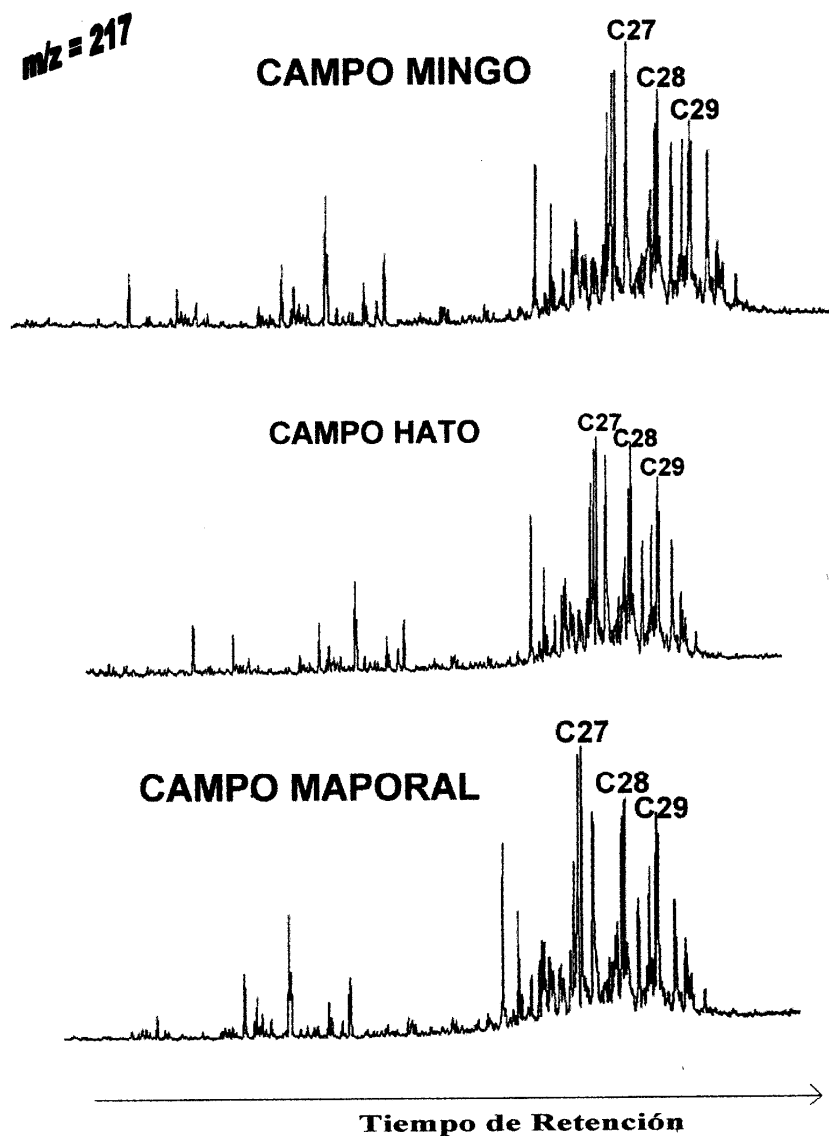


Figura 4. Distribución de esteranos en crudos de Hato, Mingo y Maporal.

y Guafita, López et al., 1998). Por otra parte, la mayor abundancia relativa de T_m respecto a T_s (Fig. 3), sugiere baja madurez para los crudos; sin embargo, este parámetro debe ser considerado con precaución, ya que este es dependiente de la madurez y la litología de la roca fuente, donde para crudos generados por rocas fuentes carbonáticas, como es el caso de los crudos analizados, se pueden observar valores bajos de la relación $T_s/(T_s + T_m)$, en comparación con crudos

generados por rocas fuente siliciclásticas (Peters y Moldowan, 1993). Resultados similares fueron obtenidos en trabajos previos, donde basado en la relación $T_s/(T_s + T_m)$, no se pudo determinar posibles diferencias de madurez para crudos de la subcuenca de Barinas (López et al., 1998).

Respecto a las características que permiten inferir la litología de la roca fuente, la relación hidrocarburos saturados/hidrocarburos aromáticos

Tabla 1. Concentraciones de las fracciones constituyentes de los crudos (hidrocarburos saturados, hidrocarburos aromáticos, resinas y asfaltenos) y relación pristano/fitano para los crudos de Hato, Mingo y Maporal.

POZOS	HIDROCARBUROS SATURADOS (%)	HIDROCARBUROS AROMÁTICOS (%)	RESINAS (%)	ASFALTENOS (%)	Pris/Fit
MINGO	47	15	16	20	1,2
	49	15	16	20	1,1
	39	14	16	24	1,0
	37	19	17	21	1,3
	39	18	13	21	1,5
HATO	46	15	16	18	1,0
	47	22	14	16	1,0
	42	21	16	17	1,0
	45	17	16	20	0,9
	45	20	14	14	1,1
MAPORAL	50	20	13	14	1,1
	52	18	13	12	1,2
	53	19	12	9	1,3
	51	19	13	9	1,2
	51	18	12	11	1,2
	52	19	13	10	1,6
	50	20	13	12	1,5
	48	18	15	17	1,1
	51	18	12	9	1,1

Tabla 2. Concentraciones de S, Ni, V y relaciones V/Ni y V/(V + Ni) para los crudos de Hato, Mingo y Maporal.

POZOS	S (%)	Ni (ppm)	V (ppm)	V/Ni	V/(V + Ni)
MINGO	1,8	125	333	2,7	0,727
	1,8	129	315	2,5	0,710
	1,8	103	281	2,7	0,732
	1,8	113	295	2,6	0,723
	1,8	94	270	2,9	0,705
HATO	1,4	102	255	2,5	0,714
	1,2	65	158	2,4	0,708
	1,5	88	221	2,5	0,715
	1,5	88	217	2,5	0,711
	1,1	82	220	2,7	0,728
MAPORAL	1,6	89	216	2,4	0,708
	1,5	76	165	2,2	0,684
	1,7	61	153	2,5	0,715
	1,5	56	143	2,6	0,719
	1,6	47	118	2,5	0,715
	1,5	62	162	2,6	0,723
	1,4	88	255	2,9	0,743
	1,7	88	247	2,8	0,737
	1,6	111	286	2,6	0,720

presenta valores menores de 3 para los crudos de Hato, Mingo y Maporal, similar a la obtenida para Caípe, Silvestre, Sinco, Silvan y Palmita, mientras que para crudos de La Victoria y Guafita esta relación es mayor de 3,5. Esta relación es relativamente mayor para crudos generados de rocas fuente siliciclásticas que para crudos generados por rocas fuente carbonáticas (Hughes, 1.984; Peters y Moldowan, 1.993), lo que sugiere que los crudos de Hato, Mingo y Maporal, al igual que el resto de los crudos en campos del estado Barinas

(Caípe, Silvestre, Sinco, Silvan y Palmita) fueron generados por facies carbonáticas de la roca fuente. Esto se confirma por el patrón de distribución en

Tabla 3. Relaciones $C_{29}20S/(20S+20R)$ y $C_{29}\beta\beta/(\beta\beta+\alpha\alpha)$ para los crudos de Hato, Mingo y Maporal.

POZOS	$C_{29}20S/(20S+20R)$	$C_{29}\beta\beta/(\beta\beta+\alpha\alpha)$
MINGO	39	44
HATO	42	47
MAPORAL	44	51

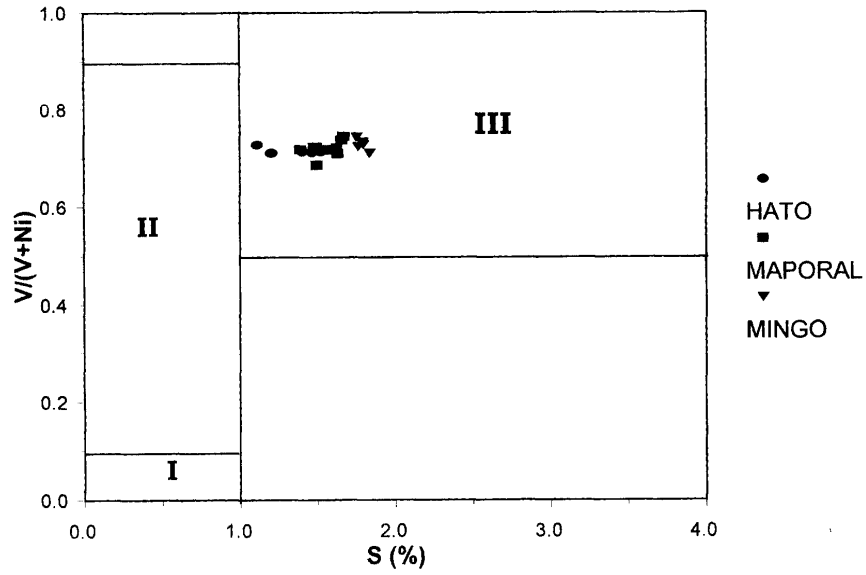


Figura 5. Relación V/V + Ni vs. concentración de S para los crudos de Hato, Mingo y Maporal.

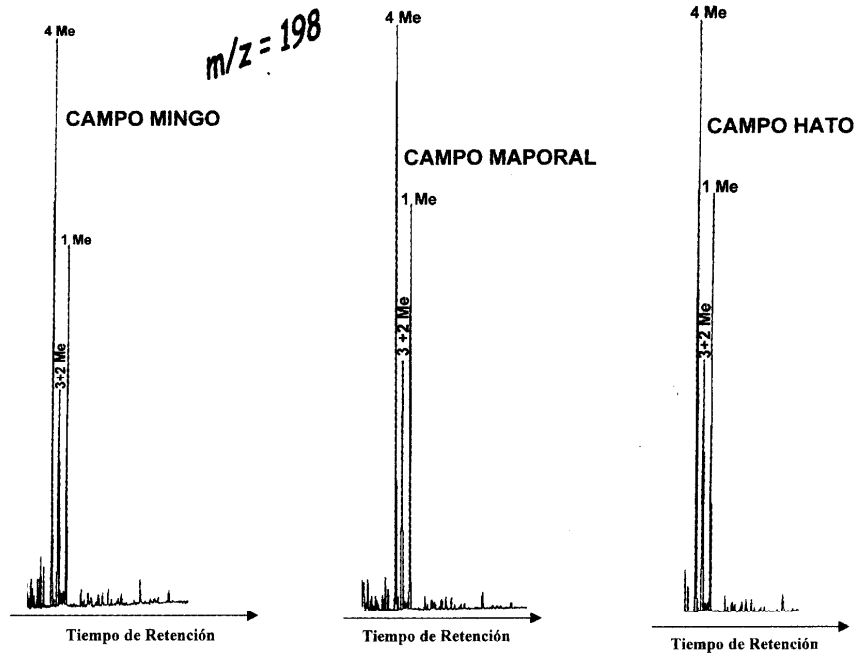


Figura 6. Patrón de distribución de los isómeros del dibenzotofeno para los crudos de Hato, Mingo y Maporal.

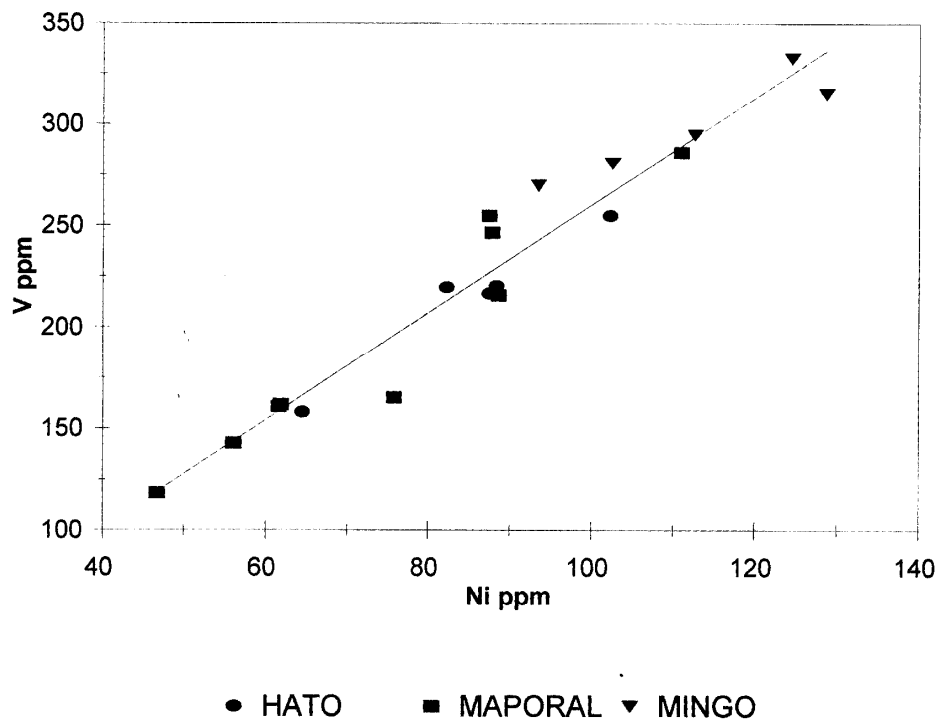


Figura 7. Concentraciones de V vs. Ni para los crudos de Hato, Mingo y Maporal.

forma de V de los isómeros del dibenzotiofeno (DBT) de crudos de los campos Mingo, Hato y Maporal (Fig. 6). Este patrón, donde 4-metil- > 2,3-metil- < 1-metil-DBT (forma de V), es típico de rocas carbonáticas (Hughes, 1.984) y similar al obtenido para crudos de Caipe, Silvestre, Sinco, Silvan y Palmita (López et al., 1.998). De igual manera, la representación gráfica de la relación $V/(V+Ni)$ vs. la concentración de azufre (Lewan, 1.984), representada en la Figura 5, permite agrupar a los crudos de Hato, Maporal y Mingo en el régimen III del diagrama de Lewan (1984), indicando que bajo las condiciones de sedimentación debió existir una alta disponibilidad de S^{2-} . En este caso, el Fe^{+2} disponible para la formación de pirita es bajo, típico de rocas fuente carbonáticas; como resultado, parte del S^{2-} presente reacciona con la materia orgánica generando crudos con mayor concentración de azufre ($S > 1$, Tabla 2). Otra característica que también apoya que estos crudos fueron generados por una roca fuente carbonática es la baja proporción de diasteranos respecto a los esteranos (Fig. 4), generalmente bajas relaciones de diasteranos/esteranos en crudos indica

condiciones de sedimentación anóxicas, para sedimentos carbonáticas con cantidades de arcillas muy bajas (Peters y Moldowan, 1993).

El uso de la relación V/Ni como parámetro de correlación de los crudos (Tabla 2, Fig. 7), también sugiere que los crudos de Hato, Mingo y Maporal fueron generados por la misma roca fuente. Comparando las concentraciones de S, V y Ni y las relaciones V/Ni y $V/V + Ni$ (promedio) para los crudos de Hato, Mingo y Maporal con las obtenidas para crudos de Caipe, Silvestre, Sinco, Silvan, Palmita, Guafita y La Victoria (Tabla 4) (López et al., 1998), se puede observar que los crudos de La Victoria y Guafita presentan concentraciones de V, Ni y S menores que el resto de los campos. Por otra parte, las relaciones V/Ni y $V/V + Ni$ obtenidas para los campos Hato, Maporal y Mingo son similares a las obtenidas para el resto de los crudos analizados en el estado Barinas, lo que permite nuevamente relacionar a los crudos de Mingo, Maporal y Hato, de acuerdo a sus características geoquímicas, con los crudos de Caipe, Silvestre, Sinco, Silvan y Palmita.

		V (ppm)	Ni (ppm)	S (%)	V/Ni	V/(V+Ni)
La Victoria, Guafita	Promedio	12	41	0.5	0.29	0.22
	Desviación Estándar	3	8	0.1	0.03	0.02
Caípe, Silvestre, Sinco, Silvan, Palmita	Promedio	220	84	1.2	2.6	0.72
	Desviación Estándar	72	27	0.4	0.4	0.03
Hato, Mingo, Maporal	Promedio	227	88	1.6	2.6	0.72
	Desviación Estándar	61	22	0.2	0.2	0.01

Tabla 4. Concentraciones (promedio) de V, Ni, S y relaciones V/Ni y V/(V + Ni) para crudos de diferentes campos de la subcuenca de Barinas.

CONCLUSIONES

Los resultados obtenidos permiten sugerir que los crudos de Hato, Mingo y Maporal fueron generados a partir de materia orgánica de origen mixto (marino-terrestre), con un predominio de materia orgánica marina, asociada a facies carbonáticas de la roca fuente, similar al caso de los crudos de Caípe, Silvestre, Sinco, Silvan y Palmita.

Los crudos presentan un grado de madurez térmica cercana a la zona de máxima generación de hidrocarburos, similar al observado en los crudos de Caípe, Silvestre, Sinco, Silvan y Palmita y relativamente mayor que la madurez de los crudos de La Victoria y Guafita.

AGRADECIMIENTO

Los autores agradecen el financiamiento otorgado para esta investigación y para la presentación de este trabajo en el 6^o Congreso Latinoamericano de Geoquímica Orgánica al Consejo de Desarrollo Científico y Humanístico de la Universidad Central de Venezuela. A la Dra. A. Gann por sus sugerencias y comentarios.

REFERENCIAS

Gil, E., Chigne, N. & Mello, M.R. 1996 Petróleos de la cuenca de Barinas-Apure analizados a través de marcadores biológicos. V Congreso Latinoamericano de Geoquímica Orgánica. *Memorias*, Cancun, México, p. 50-52.
 Gil, E., 1998 Indicadores geoquímicos asociados

a las facies orgánicas que generaron los crudos del área de Barinas, subcuenca de Barinas, Edo. Barinas, Venezuela. VI Congreso Latinoamericano de Geoquímica Orgánica. *Memorias*, Porlamar, Isla de Margarita Venezuela.,

Hughes, B. H. 1984 Use of thiophenic organosulfur compounds in characterizing crude oils derived from carbonate versus siliclastic sources. In: J.G. Palacas, Ed. *Petroleum Geochemistry and Source Rock Potential of Carbonate Rocks*. American Association Petroleum Geologist, *Studies in Geology*, **18**:181-196.
 Kiser, D.G. 1992 Cuencas sedimentarias de Venezuela. *Boletín Sociedad Venezolana de Geólogos*, **45**: 7-27.
 Labrador, H., López, L. & Galarraga, F. 1995 Estudio geoquímico de crudos del campo Guafita, estado Apure, Venezuela. *Interciencia*, **20**:30-36.
 Lewan, M. D. 1984 Factors controlling the proportionality of vanadium and nickel in crude oils. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, **48**: 2231-2238.
 López, L., Lo Mónaco, S. & M. Richardsons, M. 1998 Use of molecular parameters and trace metals in the study of crude oils from the Barinas sub-basin, Venezuela. In: J.A Curiale and A.G. Douglas, Eds., *Advances in Organic Geochemistry 1997*, Pergamon Press, **29**: 613-629.
 Peters, K. E. & Moldowan J. M. 1993 *The Biomarker Guide. Interpreting Molecular Fossils in Petroleum and Ancient Sediments*. Prentice Hall, New Jersey, 363 p.