

Organic geochemical evaluation of the lower coal seams of the Paso Diablo mine, Guasare Basin: potential petroleum source rocks

M. Escobar^{1,2*}, T.M. Juliao³, R.E. Márquez³, G. Carruyo⁴, M. Martínez⁵, J. Rubio², J.A. Paredes², G. Malandrino¹

¹Postgrado de Geología Petrolera, Facultad de Ingeniería, Universidad del Zulia. Maracaibo 4002A, Venezuela. *escomar24@gmail.com.

²CARBOZULIA. Av. 2, No. 55-185, Casa Mene Grande, Maracaibo 4002, Venezuela.

³Instituto Colombiano del Petróleo. Piedecuesta, Santander, Colombia.

⁴Escuela de Ingeniería Química, Facultad de Ingeniería, Universidad del Zulia. Maracaibo 4002A, Venezuela.

⁵Instituto de Ciencias de La Tierra, Universidad Central de Venezuela. Caracas, Venezuela

Abstract

The quality of potential petroleum source rock on 6 composite coal samples representing the 4M (Los Aceitunos area, outcrop), 3H, 3I, 3K, 3M and 2N seams (PSD-032A well Paso Diablo Sur, area) located in the Marcelina Formation, Paso Diablo mine, Mara Municipality, the State of Zulia, was revised. The presence of continental type III kerogen and a thermal maturity on the beginning of the oil generative curve for these samples are confirmed from the biomarkers assays and interpretations. The existence of continental crude oils produced from nearby wells establishes a hypothetic petroleum system over the study area.

Keywords: coal, Paso Diablo, petroleum source rock, Rock-Eval, biomarkers.

Evaluación geoquímica orgánica de carbones de los mantos inferiores de la mina Paso Diablo, Cuenca del Guasare: potenciales rocas madres de petróleo

Resumen

Se evaluaron 6 muestras compuestas de carbón, representativas de los mantos 4M (afloramiento, área Los Aceitunos) y 2N, 3H, 3I, 3K y 3M (pozo PSD-032A, área Paso Diablo Sur) de la Formación Marcelina, mina Paso Diablo, municipio Mara, estado Zulia, revisando la calidad de tales carbones como posibles rocas madres potenciales de petróleo. El estudio de los biomarcadores, confirma la presencia de kerógeno tipo III, continental, en los carbones, los cuales poseen madurez térmica suficiente como para haber alcanzado la parte inicial de la curva de generación de hidrocarburos líquidos. La existencia de pozos cercanos productores de crudo continental, apunta hacia la existencia de un sistema petrolero hipotético en el área de estudio.

Palabras clave: carbón, Paso Diablo, roca madre de petróleo, Rock-Eval, biomarcadores.

Introducción

La mina Paso Diablo de CARBOZULIA se encuentra ubicada en el sector Paso Diablo de la parroquia Luis de Vicente en el municipio Mara del estado Zulia (Figura 1), a unos 120 km de la ciudad de Maracaibo, entre las coordenadas geográficas $10^{\circ}58'44''$ - $11^{\circ}04'08''$ de latitud norte y $72^{\circ}18'03''$ - $72^{\circ}15'15''$ de longitud oeste. Constituye el principal depósito de carbón mineral en Venezuela [1]. Posee recursos estimados en 1.336,7 millones de toneladas métricas (MMTM) [2], sobre la Formación Marcelina (Paleoceno [3, 4]). Los carbones objeto de explotación a cielo abierto, han sido evaluados [5-13]. No obstante, se debe mencionar que los mantos de los Grupos 2 y 3 en la mina Paso Diablo no han sido atendidos por la literatura hasta los momentos, ya que debido a su profundidad, no se ha hecho rentable su extracción (y muestreo) por minería a cielo abierto.

Se ha demostrado en la literatura que el carbón puede ser una potencial roca generadora de hidrocarburos [14-22]. En Venezuela, Tocco *et al.* [23] propusieron a los carbones de la Formación Carbonera (Eoceno tardío-Oligoceno), especialmente una notoria capa de carbón sub-asfáltico de 1 a 3,3 m de espesor, liviano, negro mate, de fractura concoidea y con resina fósil, ubicado en el tercio inferior de esta unidad [24], como potenciales rocas generadoras de hidrocarburos, y responsables de los menes continentales en el flanco norandino, estado Táchira. Esta inferencia se basó en el patrón de biomarcadores en los extractos del carbón, muy similar al de los menes, y a la presencia de exsudatinita impregnando las vitrinitas y esporinitas, al igual que llenando microfrazas y poros.

Este trabajo tiene como objetivo la revisión de la calidad de muestras compuestas de carbón, representativas de los mantos 4M (aflo-ramiento, área Los Aceitunos, coordenadas geo-

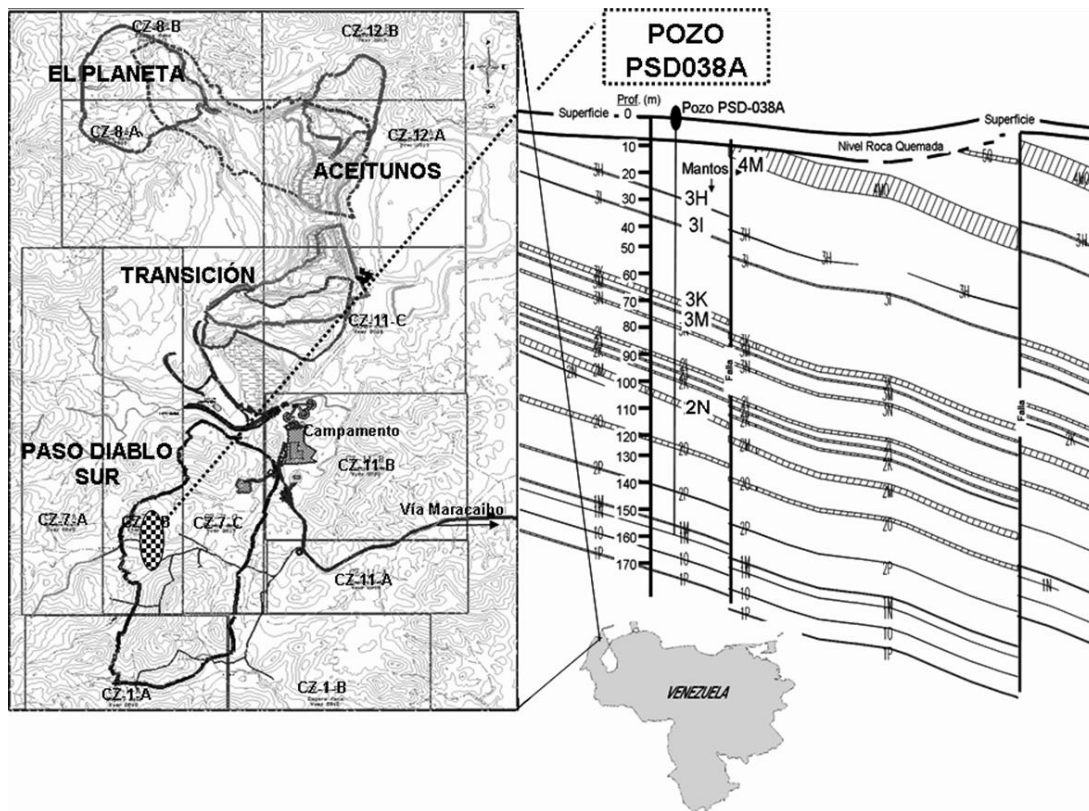


Figura 1. Mina Paso Diablo. Incluye nombres de lotes de concesiones y áreas mineras. Los carbones fueron recolectados de Aceitunos (manto 4M) y el área exploratoria Paso Diablo Sur (pozo PSD-038A, mantos 3H, 3I, 3K, 3M y 2N). La ubicación estratigráfica de estos carbones se observa en la sección estructural Este-Oeste a la derecha, sobre la cual se ha resaltado la posición de los mantos evaluados.

gráficas 11°02'35"-11°03'28" de latitud norte y 72°15'47"-72°16'15" de longitud oeste) y 3H, 3I, 3K, 3M y 2N (pozo PSD-032A, área Paso Diablo Sur, coordenadas geográficas 11°0'10" de latitud norte y 72°17'30" de longitud oeste) de la Formación Marcelina (Figura 1), mina Paso Diablo, municipio Mara, estado Zulia, como posibles rocas madres de petróleo.

Parte experimental

Las determinaciones se realizaron acordes a normas ASTM [25]. Los carbones (10 muestras por cada manto, abarcando todo el espesor del mismo) fueron molidos, mezclados, homogenizados por cuarteo y pulverizados (D-2013-04) a malla -60 para análisis próximos. Se obtuvieron 6 muestras compuestas. Se determinó las variables humedad (D-3173-03), materia volátil (D-3175-02), cenizas (D-3174-04), carbono fijo (por diferencia al 100% de los tres anteriores), poder calórico (D-5865-04), rango del carbón (D-388-05) y azufre (D-2492-02). La geoquímica orgánica de los carbones incluyó determinaciones de carbono orgánico total (COT) sobre toda la muestra, en un equipo Leco C-230 y bitumen en un extractor ASE 350 con diclorometano como solvente. La separación SARA (saturados, aromáticos, resinas y asfaltenos) del bitumen, por cromatografía de columna sobre alúmina activada, requirió elucio-

nes sucesivas con n-hexano, tolueno y tolueno/metanol 70:30 [26]. Los biomarcadores en las fracciones de saturados y aromáticos, se analizaron mediante cromatografía de gases acoplada con espectrometría de masas, en un cromatógrafo marca Agilent Technologies, modelo 6890 N, con columna capilar HP-1 de metilsilicona, de 60 m de largo, 0,25 mm de diámetro interno y grosor de la fase estacionaria de 0,25 μm , con un detector de masas de ionización electrónica Agilent-5973 Inert. Se empleó la técnica de Monitoreo de Iones Seleccionados, para obtener los fragmentogramas de relación m/z 191 (terpanos), 217 y 218 (esteranos) para los saturados, y 170 (trimetil-naftalenos), 178 y 192 (fenantrenos) para los aromáticos.

Discusión de resultados

La Tabla 1 muestra la profundidad y espesor de las seis muestras compuestas, cada una representativa del manto correspondiente. Incluye además los datos obtenidos de los análisis próximos. Los resultados permiten verificar que las muestras 4M, 3H, 3I y 2N, poseen valores de materia volátil (promedio 38,33% en masa), cenizas (2,25%), azufre (0,73%) y poder calórico (14,460 BTU/lb, 8,030 kcal/kg), todos estos en base seca, que les confieren excelentes propiedades para plantas carboeléctricas y usos térmicos en general [27, 28]. Los carbones 3K y 3M poseen concentra-

Tabla 1
Profundidad, espesor, análisis próximos largos y materia mineral para los carbones estudiados, de los mantos 2, 3 y 4 de la Mina Paso Diablo

Pozo PSD-038A	Profundidad		Espesor	Análisis Próximos									
	Tope	Base		Humedad % $\pm 0,01$	Materia Volátil % $\pm 0,01$	Materia Volátil % $\pm 0,01$	Carbono Fijo % $\pm 0,01$	Cenizas % $\pm 0,01$	Azufre % $\pm 0,01$	Materia Mineral % (Parr [29])	Poder Calórico (Btu/lb) ± 50	Poder Calórico Bruto (Btu/lb) ± 50	
	m	m	m	-	b.s.	h.l.m.m.	b.s.	b.s.	b.s.	h.	b.s.	h.l.m.m.	
2N	114,25	115,25	1,00	1,93	37,65	37,51	61,19	1,16	0,64	1,58	14.870	14.820	
3M	64,65	65,30	0,65	2,03	32,55	42,82	43,72	23,73	0,77	25,53	10.680	14.050	
3K	60,00	62,20	2,20	1,74	37,98	45,71	47,00	15,02	4,40	18,36	12.390	14.910	
3I	34,10	34,60	0,50	2,16	38,28	38,65	59,28	2,44	0,96	3,11	14.600	14.750	
3H	23,75	24,50	0,75	1,54	41,98	43,15	54,49	3,53	0,82	4,21	14.710	15.120	
4M	Afloramiento		6,43	2,10	38,41	38,54	59,55	2,04	0,51	2,44	14.790	14.840	

Abreviaciones: m = metros; % = porcentaje en masa; b.s. = base seca (ASTM D 3180-89); h. = base húmeda (como se recibe); h.l.m.m. = base húmeda libre de materia mineral (para determinación del rango, según ASTM D-388).

ciones relativamente elevadas de cenizas, indicando cambios en la facies sedimentaria dentro del ambiente depositacional, con un mayor aporte de clásticos, lo que podría indicar unas condiciones más húmedas [29]. No obstante, su calidad puede ser sustancialmente mejorada en una planta de lavado de carbones [30], como lo demuestran sus valores de poder calórico en base húmeda libre de materia mineral (Tabla 1). Todos han sido clasificados, según ASTM D-388 [25-31], como Bituminosos de alto volátil tipo A.

Los carbones son ricos en materia orgánica, con valores de carbono orgánico total (COT) en roca total, de 64-68% en masa. La extracción de los bitúmenes de carbón aportó un valor promedio de 13% en masa. Los fraccionamientos SARA arrojaron concentraciones de saturados (8-14% en masa), aromáticos (11-20%) y resinas más asfaltenos (66-81%).

Un cromatograma de gases representativo de la fracción de hidrocarburos saturados, y la gráfica de correlación entre las relaciones pristano/ n -C₁₇ y fitano/ n -C₁₈ (Tabla 2), se muestran en la Figura 2. El cromatograma está dominado por las señales de las n -parafinas y los hidrocarburos isoprenoides acíclicos. Se aprecia la desaparición de la fracción liviana, probablemente por degasificación, al extraer y posteriormente pulverizar el núcleo de perforación. De todos modos, la distribución de n -alcanos para los 6 mantos, es característica de materia orgánica continental proveniente de plantas superiores [32, 33]; de tipo unimodal entre n -C₁₇ y n -C₃₅, con máximos entre n -C₂₃ y n -C₂₉. Otro rasgo composicional evidente, es la clara predominancia impar sobre par de las n -parafinas en el intervalo C₂₃ a C₃₁, con valores de ICP oscilando entre 1,2 y 1,5 (Tabla 2), significando que estos carbones poseen

Tabla 2
Relaciones entre la concentración de los principales isoprenoides acíclicos y sus n -parafinas asociadas, para carbones estudiados, de los mantos 2, 3 y 4 de la Mina Paso Diablo. Incluye valores del índice preferencial de carbonos IPC [32-33]

Manto	Prist/Fit	Prist/ n -C17	Fit/ n -C18	IPC
4M	11,6	3,6	1,8	1,5
3H	6,4	3,1	1,1	1,2
3I	12,0	4,7	1,1	1,3
3K	11,1	3,7	0,6	1,5
3M	8,7	4,0	1,7	1,3
2N	6,7	1,6	0,5	1,2

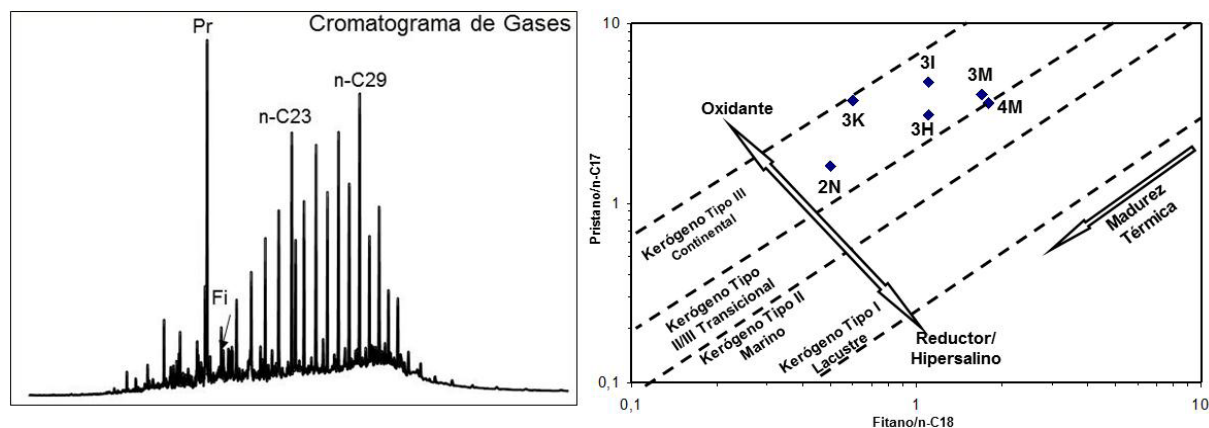


Figura 2. Cromatograma de la fracción saturada del bitumen del carbón del manto 4M, mostrando la ubicación de algunas n -parafinas, pristano (Pr) y fitano (Fi), y gráfica de correlación entre los logaritmos de las relaciones pristano/ n -C17 y fitano/ n -C18.

materia orgánica térmicamente inmadura, o que apenas entra en la etapa principal de generación de hidrocarburos [32].

Relaciones pristano/fitano entre 6,4 y 11,6 permiten concluir depositación de materia orgánica continental en un medio terrestre disódico a óxico [34]. Cabe mencionar la presencia de dos tipos de carbones. Los mantos 2N y 3H, con cocientes de 6,4 y 6,7, han sido originalmente depositados bajo condiciones fisicoquímicas comparativamente más reductoras que el resto de los carbones [32-33], con valores entre 8,7 y 12,0 (Tabla 2). La gráfica de correlación entre las variables pristano/n-C₁₇ y fitano/n-C₁₈ (Figura 2), confirma la presencia de kerógeno tipo III, depositado en medios continentales parcialmente oxigenados [33] en estas muestras. Adicionalmente, se aprecia una tendencia de incremento en la madurez térmica de los carbones, con el aumento en profundidad de los mantos [33].

Los fragmentogramas de relación m/z 191 (Figura 3), permiten reconocer un patrón caracterizado por triterpanos tri- y tetracíclicos en muy baja concentración, respecto a los compuestos hopanoides. Esto, más la predominancia de triterpanos tetracíclicos sobre los tricíclicos, es consecuencia del aporte mayoritario de materia orgánica derivada del continente, para conformar

estos carbones [35]. La ampliación del intervalo inicial del fragmentograma, vista en la Figura 3, permite reconocer que la concentración del triterpano tricíclico C₁₉ es mayor que la del C₂₃, y que la del triterpano tetracíclico C₂₄ es muy superior a la del tricíclico C₂₆. Estos hechos ratifican el origen terrestre de la materia orgánica presente en los carbones [36].

La relación entre los hopanoides Ts y Tm sirve como criterio indicador del potencial óxido-reductor del medio depositacional de los carbones. El compuesto no rearrreglado (Tm) prevalece sobre el rearrreglado (Ts) en medios parcialmente oxidantes (ódicos) [37]. Los bajos cocientes Ts/Tm reportados (Tabla 3), junto con las concentraciones limitadas de materia mineral en la mayoría de los carbones, vistas gracias a los tenores de cenizas, permite suponer que las turbas originarias, formadas en ambientes óxicos de baja energía, estuvieron en general, protegidas de aportes de material clástico [38].

El origen continental de la materia orgánica que constituye los carbones objeto de estudio, es ratificada por los valores alejados de la unidad (Tabla 3) para la relación H35/H34 [39]. Por otra parte, se reportan cocientes TT/S por encima de cinco [promedio 50] y mayor concentración de esteranos regulares C₂₉ sobre sus análogos C₂₈ y C₂₇ [40].

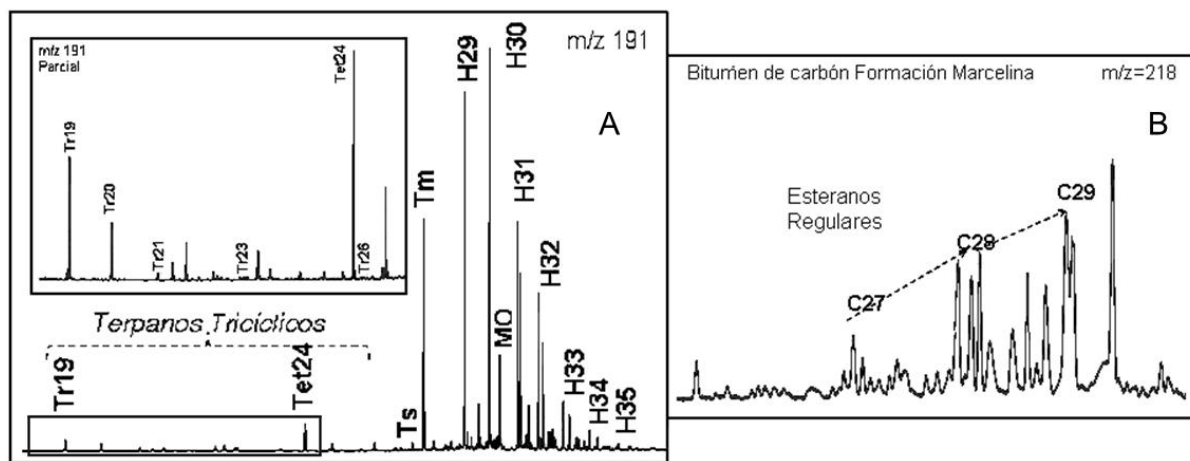


Figura 3. Fragmentogramas de masas de relación m/z 191 (A) y 218 (B), para la fracción saturada de un carbón representativo de las muestras bajo estudio. Se incluye en A una ampliación del intervalo de tiempo en el cual eluyen los diterpanos tri- y tetracíclicos. Tr=tricíclico, Tet=tetracíclico, Ts=18(H)-22,29,30 trisnorneohopano, Tm=17(H)-22,29,30 trisnorhopano, H=hopano, Mo=moretano. El número representa los átomos de carbono en la molécula. En B, se representan los esteranos regulares ββ de 27, 28 y 29 átomos de carbono.

Tabla 3
Parámetros moleculares derivados del análisis de esteranos, terpanos y fenantrenos, carbones de los mantos 4, 3 y 2 de la Mina Paso Diablo

Manto	Esteranos					
	%C27	%C28	%C29	%ββ	%20S	TT/S
4M	12,3	29,9	57,7	25	34	45,1
3H	22,4	27,7	49,9	35	37	32,2
3I	15,4	25,2	59,4	26	36	56,9
3K	11,6	30,9	57,5	30	36	46,8
3M	24,9	30,6	44,5	31	36	38,7
2N	12,4	30,0	57,6	24	37	71,4

Manto	Terpanos			Fenantrenos		
	H35/H34	%22S	Ts/Tm	Moret/Hop	MPI1	%Rcalc.
4M	0,34	58	0,04	0,29	0,60	0,73
3H	0,39	59	0,03	0,27	0,66	0,77
3I	0,34	59	0,03	0,29	0,71	0,80
3K	0,35	58	0,03	0,27	0,79	0,84
3M	0,33	58	0,04	0,24	0,84	0,87
2N	0,36	59	0,08	0,19	1,10	1,00

Notas: %Est=esteranos ααC27, C28 y C29; %ββ=esterano C29 [ββ/(ββ+αα)]; %20S=esterano C29αα [20S/(20S+20R)]; TT/S=Relación hopano C30αβ/esteranos ββC29 (S + R); H35/H34= Homohopano C35/C34; %22S=Homohopano C32 [22S/(22S+22R)]; Tm=17α(H)-22,29,30-trisnorhopano; Ts=18α(H)-22,29,30-trisnormeohopano; Moret/Hop= Moretano C30/hopano regular C30; MF=Metilfenantreno; MPI1= Índice de Metilfenantreno 1= 1,5(2-MF + 3-MF)/(F + 1-MF + 9MF); Rcalc. =Reflectancia de Vitrinita Calculada = 0,60 MPI1 + 0,40.

Un hecho notable es la ausencia de detección del hidrocarburo pentacíclico 18α(H) oleanano en los fragmentogramas m/z 191 de saturados. Esto ya ha sido encontrado en carbones de esta cuenca [11, 13]. Esta molécula constituye un biomarcador para materia orgánica derivada de plantas angiospermas, depositadas después del Cretáceo tardío [41]. Sin embargo, Quintero *et al.* [13] encontraron en todos los carbones de los mantos 4 y superiores, la presencia de cadaleno, el cual es un biomarcador característico de coníferas (gimnospermas), derivado de materia orgánica terrestre (sesquiterpenoides en resinas) [42, 43]. Como soporte a lo anterior, la Figura 4, la cual incluye la distribución de los trimetil-naftalenos, vista en el fragmentograma de relación m/z 170 para la fracción aromática de dos de los mantos de carbón bajo estudio, permite reconocer la menor concentración del compuesto 5 (1,2,7-trimetil naftaleno) respecto al 8 (1,2,5-trimetil naftaleno). Este resultado ratifica el aporte de material vegetal de coní-

feras [44], en la turba originaria de los carbones de la mina Paso Diablo bajo estudio.

Respecto a la madurez térmica de los carbones bajo estudio, los parámetros derivados de la fracción de hidrocarburos saturados, arrojan resultados consistentes. De la familia de los terpanos, el parámetro %22S mide la isomerización sobre el carbono C₂₂ en los hopanos regulares C₃₁ a C₃₅, aunque usualmente se mide en los C₃₁ o C₃₂ [38]. La Tabla 3 permite reconocer valores entre 58 y 59 en las muestras. Esta relación es muy específica para establecer inmadurez térmica (valores 50 a 54) o inicio de la ventana del petróleo (57 a 62) [45].

Otro parámetro es el cociente entre la concentración del 17β, 21α(H) C₃₀ moretano, entre su correspondiente 17α, 21β (H) C₃₀ hopano, el cual disminuye con la madurez térmica, de valores alrededor de 0,80 para bitúmenes térmicamente inmaduros, hasta valores por debajo de 0,15 en el máximo de la curva de generación de petróleo

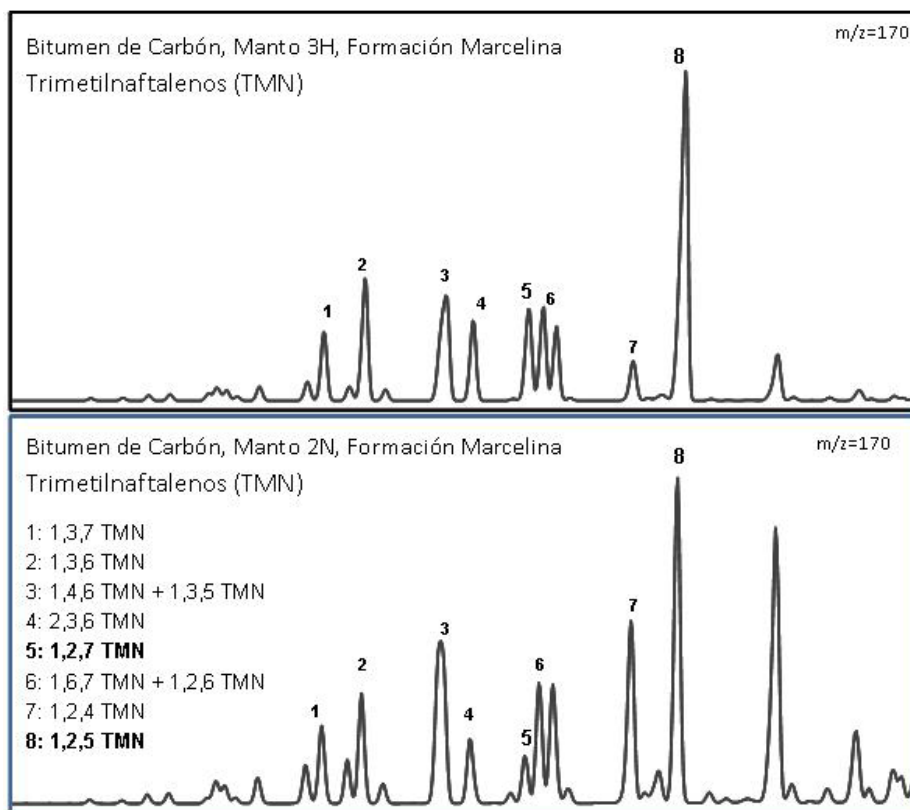


Figura 4. Fragmentogramas de relación m/z 170 para ver la distribución de los naftalenos trimetilados en la fracción aromática de bitúmenes de los mantos 3H y 2N, carbones de Paso Diablo. En todos, se aprecia la menor concentración del compuesto 5 (1,2,7-trimetil naftaleno) respecto al 8 (1,2,5-trimetil naftaleno).

líquido [39-40]. Los valores obtenidos para las muestras analizadas, entre 0,19 y 0,29 (Tabla 3), se corresponden con muestras en el inicio de la madurez térmica [39-40]. Es importante mencionar la tendencia de disminución de este cociente, en el sentido del tope hacia la base, lo que demuestra que este parámetro es capaz de reflejar el lógico incremento de madurez desde el tope hacia la base de la secuencia bajo estudio.

De la familia de los esteranos, el parámetro $\% \beta\beta$ mide la isomerización hacia los carbonos C_{14} y C_{17} en los esteranos $\alpha\alpha\alpha$ y $\alpha\beta\beta$ C_{29} (20S y 20R), aumentando desde 0-50% hasta 70-75% con el incremento en la madurez [39, 46,47]. La Tabla 3 permite reconocer valores entre 25 y 31, los cuales de nuevo apuntan hacia un nivel de madurez térmica en el inicio de la ventana del petróleo [37]. Por su parte, la variable $\%20S$ se fundamenta en que a medida que aumenta la madurez térmica, las concentraciones de los esteranos regulares $\alpha\alpha\alpha$ C_{27} , C_{28} y C_{29} , con configuración 20R, van

disminuyendo con respecto a sus homólogos 20S [46-47]. En este caso, la isomerización del carbono C_{20} sobre el esterano α C_{29} , aumenta desde 0 a 50% a medida que aumenta el grado de madurez. Esta se alcanza a valores de 52-55% [46]. La Tabla 3 permite reconocer valores alrededor de 36%, lo cual reiteradamente apunta hacia el inicio de la curva de generación de hidrocarburos líquidos.

Finalmente, del estudio de la fracción aromática, el Índice de Metilfenantreno (IMF) se fundamenta en la distribución del hidrocarburo aromático metilfenantreno y de sus homólogos dimetilados (Tabla 3), la cual permite reconocer un cambio progresivo (dealquilación e isomerización de los dimetilados α a β), durante la maduración térmica de la roca madre. Esto es, los 2- y 3-metilfenantrenos se generan por metilación del fenantreno, y por rearrreglo de sus homólogos 1- y 9-metilfenantrenos [48]. Se ha encontrado una correlación lineal bastante alta entre los valores de IMF 1 y la reflectancia de vitrinita (ver ecuaciones

en las notas de la Tabla 4), en estudios realizados en Canadá y Alemania, lo cual permitió a Radke y Welte [49] la postulación de ecuaciones para determinar valores de reflectancia calculada de la vitrinita, a partir de datos de IMF 1. Los resultados de %Rcalc (Tabla 3), oscilan entre 0,73 en el tope (manto 4M) y 1,00 en la base (manto 2N).

Tomando en consideración que la ventana del petróleo para el kerógeno tipo III comienza a valores de reflectancia de vitrinita de 0,80 [32-33], los resultados de %Rcalc ratifican la conclusión previamente alcanzada de las variables de madurez antes discutidas, en el sentido de que estos carbones, y más específicamente los de los mantos 3 y 2, han entrado en la etapa principal de generación de hidrocarburos líquidos. De modo que estos mantos pueden ser clasificados como rocas madres potenciales. Las principales limitaciones para considerar un carbón como roca madre efectiva, son su eficiencia de expulsión y la presencia de suficiente hidrógeno en su materia orgánica constituyente [50]. Gracias a las propiedades físicas de los mantos gruesos de carbón, generalmente, una buena parte del crudo generado es adsorbido, y solo es capaz de ser expulsado cuando es craqueado a condensado y gas natural, a etapas avanzadas de la catagénesis [51]. Los datos presentados no permiten establecer a los mejores prospectos determinados (mantos 3H y 2N) como rocas madres efectivas. De la revisión de la información geológica de pozos de petróleo perforados al este y sureste de la mina Paso Diablo, se sabe que estos carbones subafloran a profundidades superiores a 2 km, lo cual incrementa su prospectividad sobre la base de su mayor madurez térmica en esas áreas, siempre y cuando mantengan lateralmente las características geoquímicas determinadas en el presente trabajo. Por otro lado, se reportó crudos derivados de rocas madres continentales, visto a través de sus biomarcadores, en un campo pequeño denominado Amana [52]. Este depósito está ubicado a unos 20 km en dirección E-NE de la mina Paso Diablo, en las coordenadas geográficas 11°02'01" de latitud norte y 72°07'29" de longitud oeste. Posee varios pozos perforados a comienzos del siglo XX [53,54]. Desafortunadamente, todas esas perforaciones terminaron clausuradas, y los esfuerzos destinados a la obtención de muestras de ese crudo han sido hasta los momentos infructuosos. De todos modos, la intención final de este estudio, es la de llamar la atención hacia la posibilidad de

un nuevo intervalo potencial de generación de hidrocarburos a considerar en análisis de sistemas petroleros en los procesos de re-exploración de la región nor-occidental de la Cuenca del Lago de Maracaibo.

Conclusiones

Los resultados presentados permiten concluir que los carbones de la mina Paso Diablo bajo estudio, particularmente los de los mantos 2 y 3, califican como rocas madres potenciales.

Referencias bibliográficas

1. Escobar M. y Martínez M.: "Los depósitos de carbón en Venezuela". *Interciencia*, Vol. 18, No. 5 (1993) 224-229.
2. SENERVEN.: "Compendio Estadístico Sector Carbón". Ministerio de Energía y Minas, Informe interno, Caracas, 1990.
3. Kuyl O.P., Muller J., and Waterbolk H.T.: "The application of palynology to oil geology with reference to western Venezuela". *Geol. & Mines, New Ser.*, Vol. 17, No. 3 (1955) 49-76.
4. Ruiz O.: "La Formación Marcelina: Sectores este y sur, zona Paso Diablo". *Mem. I Jornadas Geológicas, CARBOZULIA: Maracaibo*, Vol. 1, (1983) 99-137.
5. Escobar M. y Rubio J.: "Evaluación fisico-química, petrográfica y reológica de carbones de los mantos 2 y 3 de Mina Norte, Municipio Guajira, Estado Zulia, Venezuela". *Rev. Tec. Ing. Univ. Zulia*, Vol. 34, No. 3 (2011) 212-223.
6. Escobar M. y Martínez M.: "Características geoquímicas y petrográficas de los principales yacimientos carboníferos venezolanos". *Interciencia*, Vol. 18, No. 2, (1993) 62-70.
7. Escobar M., Martínez M. y Alciaturi C.: "Investigaciones sobre el carbón mineral en Venezuela: Calidad, uso y proyección futura". *Interciencia*, Vol. 22, No. 1, (1997) 10-23.
8. Canónico U., Tocco R., Ruggiero A. and Suárez H.: "Organic geochemistry and petrology of coals and carbonaceous shales from western Venezuela". *Int. J. Coal Geol.*, Vol. 57, (2004) 151-165.
9. Hackley P.C., Warwick P.D. and González E.: "Petrology, mineralogy and geochemistry of

- mined coals, western Venezuela". *Int. J. Coal Geol.*, Vol. 63, (2005) 68-97.
10. Hackley P.C. and Martínez M.: "Organic petrology of Paleocene Marcelina Formation coals, Paso Diablo mine, western Venezuela: Tectonic controls on coal type". *Int. J. Coal Geol.*, Vol. 71, (2007) 505-526.
 11. Berbesi L.A., Márquez G., Martínez M. and Requena A.: "Evaluating the gas content of coals and isolated maceral concentrates from the Paleocene Guasare Coalfield, Venezuela" *Applied Geochem.*, Vol. 24, (2009) 1817-1824.
 12. Juliao T.: "Geoquímica y prospección de gas metano asociado a carbón en una sección al sur-oeste de la Mina Paso Diablo, Cuenca Guasare, Estado Zulia". La Universidad del Zulia, Postgrado en Geología Petrolera, Tesis de Maestría (2010).
 13. Quintero C.K., Martínez M., Hackley P., Márquez G., Garban G., Esteves I. and Escobar M.: "Organic geochemical investigation and coal-bed methane characteristics of Guasare coals (Paso Diablo mine, western Venezuela)". *Energy Sources, Part A, Recovery, Utilization and Environmental Effects*, Vol. 33, No. 10 (2011) 959-971.
 14. Durand B. and Paratte M.: "Oil potential of coals: a geochemical approach". In: Brooks J. (ed.), *Petroleum Geochemistry and Exploration of Europe*. Blackwell Scientific Publications, Boston, (1983) 255-265.
 15. Saxby J.D. and Shibaoka M.: "Coal and coal macerals as source rocks for oil and gas". *Applied Geochem.*, Vol. 1, (1986) 25-36.
 16. Hvoslef S., Carter S.R. and Leythaeuser D.: "Aspects of generation and migration of hydrocarbons from coal-bearing strata of the Hitra Formation, Haltenbanken area, offshore Norway". *Org. Geochem.*, Vol. 13, No. 1-3, (1988) 525-536.
 17. Boreham C.J. and Powell T.G.: "Petroleum source rock potential of coal and associated sediments: qualitative and quantitative aspect". In: Law B.E. and Rice D.D. (eds.), *Hydrocarbons from Coal: AAPG Studies in Geology* 38, Tulsa, (1993) 133-157.
 18. MacGregor D.S.: "Coal-bearing strata as source rocks—a global overview". In Scott A.C. and Fleet A.J. (eds.), *Coal and Coal-Bearing Strata as Oil-Prone Source Rocks?: Geological Society Special Publication*, Vol. 77, (1994) 107-116.
 19. Newman J., Price L.C. and Johnston J.H.: "Hydrocarbon source potential and maturation in Eocene New-Zealand vitrinite-rich coals - insights from traditional coal analyses, and Rock-Eval and biomarker studies". *Jour. Petrol. Geol.*, Vol. 20, No. 2, (1997) 137-163.
 20. García-González, M., Surdam, R., y Lee, M.: "Generation and expulsion of petroleum and gas from Almond Formation coal, Greater Green River Basin, Wyoming". *AAPG Bull.*, Vol. 81, (1997) 62-81.
 21. Wilkins R.W.T. and George S.C.: "Coal as a source rock for oil: a review". *Int. J. Coal Geol.*, Vol. 50, (2002) 317-361.
 22. Zhu Y., Li Y. Zhou J. and Gu S.: "Geochemical characteristics of Tertiary coal-bearing source rocks in Xihu depression, East China Sea basin". *Marine Petrol. Geol.*, vol. 35, (2012) 154-165.
 23. Tocco, R., Escobar, M., Ruggiero, A. y Galaraga, F.: "Geochemistry of oil seeps and rock samples of the Early Tertiary section from the Northandean Flank of the Venezuelan Andes". *Org. Geochem.*, Vol. 23, (1995) 311-327.
 24. Staff of Caribbean Petroleum Co.: "Oil fields of Royal Dutch-Shell Group in western Venezuela". *AAPG Bull.*, Vol. 32, (1948) 517-628.
 25. ASTM: "Annual book of ASTM standards, Vol. 05.06". American Society for Testing and Materials, West Conshohocken, PA, 2004.
 26. De la Cruz C., Marquez N., Escobar M., and Segovia S.: "An improved chromatographic method for the separation of saturated hydrocarbons, aromatic hydrocarbons, resins and asphaltene from heavy crude oils". 213th American Chemical Society National Meeting, San Francisco, California (1997) 416-418.
 27. Francis W.: "Coal, Its Formation and Composition". Edward Arnold Publishers Ltd., London, 1961.
 28. Krevelen D.W. van: "Coal: Typology, Chemistry, Physics, and Constitution". Elsevier, Amsterdam, 1961.
 29. Životic D., Wehner H., Cvetkovic O., Jovanicevic B., Gržetic I., Scheeder G., Vidal A.,
-

- Šajnovic A., Ercegovac M. and Simic V.: "Petroleum, organic geochemical and geochemical characteristics of coal from the Soko mine, Serbia". *Int. J. Coal Geol.*, Vol. 73, (2008) 285-306.
30. Sanders G.I.: "The principles of coal preparation (5th Edition)". The Australian Coal Preparation Soc., Newcastle, 2007.
31. Parr S.V.: "The classification of coal". University of Illinois Engineering Experimental Station, Bulletin 180, 1928.
32. Tissot B.P. and Welte D.H.: "Petroleum Formation and Occurrence (2nd edition)". Springer-Verlag, New York, 1984.
33. Hunt J.M.: "Petroleum Geochemistry and Geology, 2nd ed.". Freeman, San Francisco, 1996.
34. Didyk B.M., Simoneit B.R.T., Brassell S.C. and Eglinton G.: "Organic geochemical indicators of palaeoenvironmental conditions of sedimentation". *Nature*, Vol. 272, (1978) 216-222.
35. Abdullah W.H., Murchinson D., Jones J.M., Telnaes N. and Gjelberg, J.: "Lower carboniferous coal deposition environment on Spitzbergen, Svalbard". *Org. Geochem.*, Vol. 13, (1988) 953-964.
36. Peters K.E., Walters C.C. and Moldowan J.M.: "The Biomarker Guide. (2nd edition): Biomarkers and Isotopes in Petroleum Systems and Earth History". Cambridge University Press, New York, (2005).
37. Peters K.E. and Moldowan J.M.: "Effects of source, thermal maturity, and biodegradation on the distribution and isomerization of homohopanes in petroleum". *Org. Geochem.*, Vol. 17, No. 1. (1991) 47-61.
38. Neuzil S.G., Supardi C.B., Cecil C.B., Kane J.S. and Soedjono K.: "Inorganic geochemistry of domed peat in Indonesia and its implication for the origin of mineral matter in coal". In: Cobb, J. C., and Cecil, C. B. (eds.) *Modern and Ancient Coal-Forming Environments: GSA Special Paper No. 286*, Boulder, CA, GSA Publications, (1993) 23-44.
39. Seifert W.K. and Moldowan J.M.: "Palaeoreconstruction by biological markers". *Geochim. Cosmochim. Acta*, Vol. 45, (1981) 783-794.
40. Seifert W.K. and Moldowan J.M.: "Application of steranes, terpanes and monoaromatic to the maturation, migration and source of crude oils". *Geochim. Cosmochim. Acta*, Vol. 42, (1978) 77-95.
41. Moldowan J.M., Dahl J., Huizinga B., Fago F., Hickey L., Peakman T. and Taylor D.W.: "The molecular fossil record of oleanane and its relation to angiosperms". *Science*, Vol. 265, (1994) 768-771.
42. Simoneit B.R.T. and Mazurek M.A. "Organic matter of the troposphere—II: Natural background of biogenic lipid matter in aerosols over the rural Western United States". *Atmos. Environ.* 16, (1982) 2139-2159.
43. Teerman S.C. and Hwang R.J.: "Evaluation of the liquid hydrocarbon potential of coal by artificial maturation techniques". *Org. Geochem.*, Vol. 17, No. 6, (1991) 749-764.
44. Strachan, M.G., Alexander, R. and Kagi, R.I. (1988) Trimethylnaphthalenes in crude oils and sediments: Effects of source and maturity. *Geochim. Cosmochim. Acta* 52, 1255-1264.
45. Mackenzie A.S., Patience R.L., Maxwell J.R., Vanderbroucke M. and Durand B.: "Molecular parameters of maturation in the Toarcian shales, Paris Basin, France – I. Changes in the configuration of acyclic isoprenoid alkanes, steranes and triterpanes". *Geochim. Cosmochim. Acta*, Vol. 44, (1980) 1709-1721.
46. Ensminger A., Albrecht P., Ourisson G. and Tissot B.: "Evolution of polycyclic alkanes under the effect of burial (Early Toarcian shales, Paris Basin)". In: Campos R. and Goni J., eds., *Advances in Organic Geochemistry 1975: Enadimsa, Madrid*, (1977) 45-52.
47. Seifert W.K. and Moldowan J.M.: "The effect of thermal stress on source-rock quality as measured by hopane stereochemistry". *Phys. Chem. Earth*, Vol. 12, (1980) 229-237.
48. Radke M., Welte D.H. and Willsch H.: "Geochemical study on a well in the Western Canada Basin: Relation of the aromatic distribution pattern to maturity of organic matter". *Geochim. Cosmochim. Acta*, Vol. 46, (1982) 1-10.
49. Radke M. and Welte D.H.: "The Methylphenanthrene Index (MPI): A maturity parameter based on aromatic hydrocarbons. In Bjorøy, M., Albrecht, C., Cornford, C., de Groot, K.,

- Eglinton, G., Galimov, Leythaeuser, D., Pelet, R., Rullkötter, J., and Speers, G., eds. *Advances in Organic Geochemistry 1981*: Chichester, Wiley, (1983) 504-512.
50. Snowdon L.R.: "Oil from type III organic matter: resinite revisited". *Org. Geochem.*, Vol. 17, (1991) 743-747.
51. Teerman S.C. and Hwang R.J.: "Evaluation of the liquid hydrocarbon potential of coal by artificial maturation techniques". *Org. Geochem.*, Vol. 17, (1991) 749-764.
52. Maraven, S.A.: "Geochemical investigation of a crude oil from the Amana-Field, Venezuela". Maraven Internal Report No. EP-10019 RKER.85.160.
53. Stalder P.J.: "Geology and hydrocarbon potential of the Maracaibo, northern Perijá and Sinamaica areas, western Venezuela". Maraven Internal Report No. EPC 6368 (1981).
54. Sutton F.A.: "Geology of Maracaibo Basin, Venezuela". *AAPG Bull.*, Vol. 30, (1946) 1621-1741.

Recibido el 1° de Febrero de 2014

En forma revisada el 9 de Febrero de 2015