

Potencial de Generación de Hidrocarburos Líquidos y Gas en Carbones Venezolanos

[Martínez, M.](#)¹; [Galarraaga, F.](#)¹; [Pérez, A.](#)²;
[García, B.](#)²; [Moreno, O.](#)²; [Ruggiero, A.](#)²;
[González, R.](#)¹; [Estéves, I.](#)¹ y [Escobar, M.](#)³, 1998

¹ Centro de Geoquímica, Instituto de Ciencias de la Tierra, Facultad de Ciencias,
Universidad Central de Venezuela. Apartado Postal 3895, Caracas 1010A, Venezuela.

² PDVSA-Intevep. Departamento de Ciencias de la Tierra, Los Teques, Edo. Miranda, Venezuela.

³ INZIT-CICASI, Gerencia de Investigación y Desarrollo. Km 14 Vía la Cañada, Maracaibo.

[- Vista General del Poster](#)

[Introducción](#)

[Introducción \(Continuación\)](#)

[Propósito del Estudio](#)

[Carbones estudiados](#)

[Ubicación de las muestras estudiadas](#)

[Esquema experimental](#)

[Resultados: Análisis Elemental y SARA](#)

[Resultados: Datos de pirólisis Rock-Eval](#)

[Gráfico: S2 vs. TOC](#)

[Gráfico: Índice de hirógeno - T max](#)

[Carbones propicios para generar hidrocarburos líquidos](#)

[Conclusiones](#)

Resumen

El carbón es considerado generalmente como una fuente de gas natural; sin embargo, cada vez con mas frecuencia se ha demostrado en la literatura que puede ser una potencial roca generadora de hidrocarburos (Shan-Tan Lu y Kaplan, 1990). Las razones admitidas para explicar la capacidad de generación de gas o crudo son : el contenido de exinitas (Shibaoka *et al.*, 1978), la proporción de materia orgánica rica en hidrógeno (Saxby *et al.*, 1986), la proporción relativa de vitrinitas (Bertrand, 1984), la presencia de inertinita dispersa (Smyth, 1983), o la proporción de material de origen algal y bacterial en el carbón, preferiblemente a la composición maceral (Shan-Tan Lu y Kaplan, 1990). Tambien se asumen razonamientos geológicos, como la tasa de calentamiento de la cuenca (Saxby y Shibaoka, 1986) o factores geológicos particulares de la cuenca (Durand y Paratte, 1982).

Recientemente, (García-González *et al.* 1997) reveló que los hidrocarburos líquidos generados del carbón de la Fm. Almond, en la cuenca del Green River, provienen de la alteración de la desmocolinita y macerales liptiníticos para formar exsudatinitas, y un residuo sólido inertinítico. Los hidrocarburos producidos son inicialmente almacenados en estructuras porosas y en vesículas, y que su expulsión del carbón procede a medida que la generación de mas exsudatinita logra fracturar las vesículas y microfracturas de las vitrinitas, logrando la interconexión de las vesículas y poros. El posterior craqueo térmico de la exsudatinita genera un volumen de gas lo suficientemente grande como para fracturar el carbón vesiculado por presión de poros, permitiendo la migración de los hidrocarburos generados fuera del carbón.

En Venezuela, Tocco *et al.* (1995) propusieron a los carbones de la Fm. Carbonera como potenciales rocas generadoras de hidrocarburos, y responsables de los menes continentales detectados en varios puntos del flanco norandino en el Estado Táchira, al suroccidente del país. Esta inferencia se basó en el patrón de biomarcadores en los extractos del carbón, muy similares a los de los menes, y a la presencia de exsudatinita impregnando las vitrinitas y esporinitas, el igual que llenando microfracturas y poros. El potencial de generación de crudos y gas por parte de una roca o de un carbón puede ser evaluado satisfactoriamente en el laboratorio mediante experimentos de pirólisis, ya sea anhidra (Shan-Tan Lu y Kaplan, 1990; Horsfield *et al.*, 1988) o hidropirólisis (García-González *et al.*, 1997).

En vista de la importancia que reviste este tema y de la abundancia de carbones en el país, se propone estudiar la capacidad generadora de hidrocarburos que poseen los carbones venezolanos, usando diversos parámetros geoquímicos, entre ellos la pirólisis anhidra.

Carbones estudiados

Para este estudio se dispone de una suite de 19 carbones, procedentes de distintos depósitos carboníferos en el territorio venezolano (figura 1). En la tabla 1 se indica el origen, la edad, el rango alcanzado y los resultados de los análisis inmediato. Las muestras seleccionadas representan yacimientos o depósitos carboníferos de diferente origen, edad, rango y ambientes sedimentarios, y su madurez oscila entre lignitos y bituminosos medio volátil.

Tabla 1: Origen de las muestras, rango y análisis inmediatos.

Muestra	Origen	Estado	Edad	Rango	Humedad	Materia volátil	Carbono Fijo	Cenizas
TLD4	Las Dantas	Táchira	Eoceno	SB	14	60	25	1,4
TLM2	Las Mesas	Táchira	Paleoceno	BMV	0,2	28	70	1,6
TSD4	Sto. Domingo	Táchira	Paleoceno	L	18,8	35,2	40,27	7
TVP6	Villa Paez	Táchira	Paleoceno	BHV	2,6	33,7	51,5	12
ZG2	Guasare	Zulia	Paleoceno	BHV	7	33,3	56,2	3,8
ZG8	Guasare	Zulia	Paleoceno	BHV	7,1	37,2	41,4	15,4
ZCa7	Casigua	Zulia	Eoceno	L	7,1		86,9	6
ZCT1	El Triunfo	Zulia	Paleoceno	BHV	3,1	41	50	6,1
FAC1	Agua Clara	Falcón	Mioceno	SB	5,6	35,6	42,9	15,4
FAC2	Agua Clara	Falcón	Mioceno	SB	2,8	45	49,8	2,4
AQB1C	El Baño	Guárico	Oligoceno	SB	3,9	43	49	4,44
AQB2	El Baño	Guárico	Mioceno	SB	5,9	40,4	37	16,3
AFM1	Fila Maestra	Anzoátegui	Mioceno	SB	6,6	39,8	44,4	9,3
AFM2	Fila Maestra	Anzoátegui	Mioceno	SB	7,1	42,8	48,9	1,2
AN2	Naricual	Anzoátegui	Oligoceno	BHV	3,7	41,3	52	3,1
AN7	Naricual	Anzoátegui	Oligoceno	BHV	3,4	39,9	51,5	5,2
BCI12	Cerro Impacto	Bolívar	?	L	8,3	47,3	51,4	1,4
LCS1	Cerro Saroche	Lara	?	A	4,7	20,1	67	32,7
LEP1	El Padrón	Lara	Mio-Plioceno	L	13	64	21	4,4

Experimental

Los carbones fueron pulverizados hasta 60 mallas para efectuar los análisis inmediatos conforme a las normas establecidas (ASTM). Los análisis elementales se llevaron a cabo en un equipo CARLO ERBA 1106; el contenido de azufre total se efectuó en un analizador LECO SC-432. La extracción del bitumen se llevó a cabo en extractores Soxhlet, con CH₂Cl₂ como solvente, durante 72 h. La separación del bitumen en saturados, aromáticos y polares se efectuó por cromatografía de columna con alúmina activada como soporte, y usando como eluentes n-hexano, tolueno y tolueno:metano 70:30 respectivamente. Los análisis petrográficos, de reflectancia de la vitrinita y la pirólisis Rock-Eval fueron efectuados en los laboratorios de la Exxon Production Research, Co, y en INTEVEP.

Resultados

En la tabla 2 se muestran los datos obtenidos de los análisis realizados a los carbones. La concentración de carbono orgánico total (COT) varía entre 52.42 y 86.2 % en peso, con un valor promedio de 70.0 %. Estas muestras presentan concentraciones de materia orgánica extraíble que oscilan entre 4060 y 29800 ppm, con un valor promedio de 16930 ppm. Estos resultados indican en una primera aproximación que los carbones presentan buenos tenores de COT y de bitumen, por lo que pueden ser considerados adecuados para generar hidrocarburos. La tabla 3 presenta los resultados de la pirólisis Rock-Eval, así como algunos parámetros geoquímicos derivados de los mismos.

Tabla 2: Análisis elemental, Ro y cuatificación del bitumen y sus fracciones en los carbones analizados.

Muestra	COT	H	N	S	O (dif)	Bit (%)	Saturados	Aromáticos	Polares	Ro
TLD4	69,39	6,59	1,72	0,41	21,89	2,04	20,8	24,3	54,9	0,56
TLM2	87,55	3,46	1,63	0,61	6,8	0,85	20,1	49,0	30,9	1,17
TSD4	60,23	7,96	2,26	3,55	26,0	1,22	26,7	22,3	51,0	0,41
TVP6	73,08	6,90	0,88	0,92	18,2	2,10	25,0	47,9	28,0	0,79
ZG2	76,27	-	-	0,60	23,1	2,70	18,0	51,0	31,0	0,59
ZG8	61,88	-	-	0,84	37,3	0,41	48,0	17,3	34,7	0,64
ZCa7	82,63	-	-	-	17,4	-	-	-	-	0,37
ZCT1	87,41	5,22	1,70	0,64	5,0	-	-	-	-	0,70
FAC1	85,32	-	-	4,26	10,4	1,70	24,0	31,0	45,0	0,55
FAC2	76,30	-	-	-	23,7	2,98	26,2	40,1	33,7	0,58
AQB1C	73,14	-	-	-	26,9	1,80	31,3	31,9	36,9	0,58
AQB2	79,41	-	-	-	20,6	-	-	-	-	0,51
AFM1	79,74	-	-	2,51	17,8	2,30	15,0	13,0	72,0	0,53
AFM2	72,09	6,07	2,02	2,02	17,8	1,70	19,0	14,0	67,0	0,53
AN2	73,41	-	-	2,27	24,3	1,15	-	-	-	0,52
AN7	77,66	6,35	1,10	1,33	13,6	1,52	-	-	-	0,60
BCI12	61,33	-	-	0,86	37,8	0,9	14,0	27,0	59,0	0,42
LCS1	96,0	0,70	1,5	0,78	1,6	0,03	25	65	10	3,30
LEP1	68,1	4,51	-	1,18	-	1,16	1,2	25	74	-

Tabla 3: Datos de pirólisis Rock-Eval en los carbones estudiados

Muestra	S1	S2	S3	Tmax	HI	OI	S2/S3	PI	S1/TOC
TLD4	12,1	230,40	3,32	434	337	5	69,4	0,50	17,7
TLM2	4,9	118,30	8,22	468	137	9	14,4	0,40	5,7
TSD4	1,2	87,40	5,89	424	156	9	15,4	0,14	2,1
TVP6	9,6	173,50	6,33	447	270	9	27,4	0,52	14,9
ZG2	5,98	182,35	4,24	436	249	6	43,0	0,03	8,2
ZG8	1,1	70,50	4,01	436	135	6	17,6	0,15	2,1
ZCa7	5,62	470,22	2,27	444	605	3	207,1	0,01	7,2
ZCT1	17,64	208,31	3,67	431	254	4	56,8	0,08	21,5
FAC1	24,2	395,70	1,30	441	548	2	304,4	0,06	33,5
FAC2	23,7	256,80	2,58	438	345	3	99,5	0,80	31,8
AQB1C	13,3	326,60	9,34	427	467	13	35,0	0,39	19,0
AQB2	2,91	173,98	12,60	433	262	16	13,8	0,02	4,4
AFM1	2,59	195,69	6,03	424	271	8	32,5	0,01	3,6
AFM2	2	197,12	3,86	419	277	5	51,1	0,01	2,7
AN2	2,21	278,60	2,01	432	392	3	138,6	0,01	3,1
AN7	1,65	130,66	13,01	438	177	17	10,0	0,01	2,2
BCI12	2,84	56,26	23,68	412	93	39	2,4	0,05	4,7
LCS1	n.d.	n.d.	n.d.	> 500	-	-	-	-	-
LEP1	-	-	-	-	-	-	-	-	-

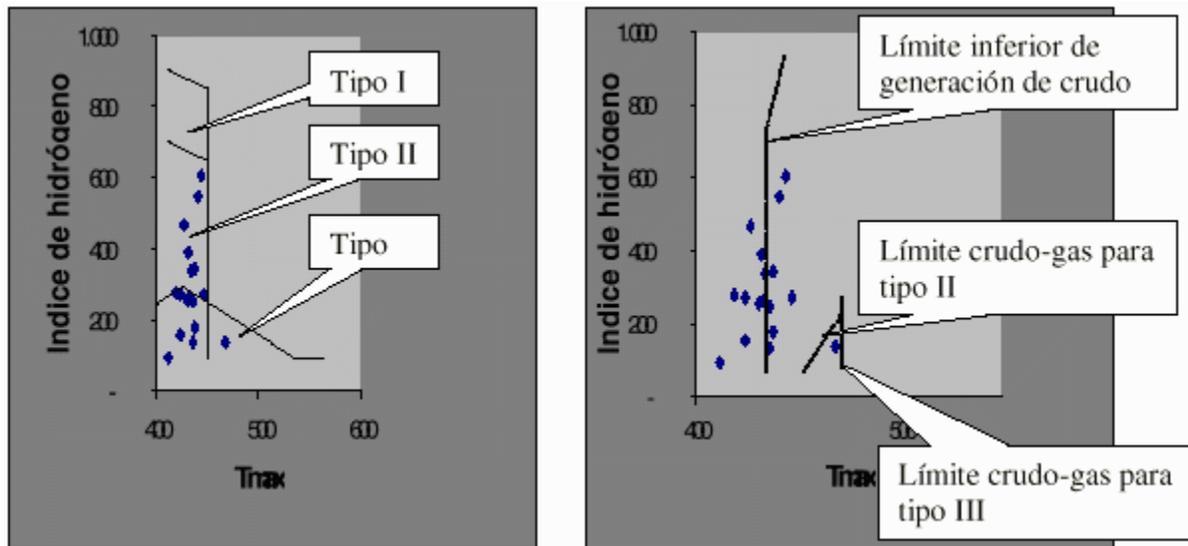


Figura 1: Gráfico de Tmax vs. HI para los carbones estudiados. (a) Definición de tipo de materia orgánica. (b) Definición de límites inferior y superior de generación de crudo (modificado de Espitalié *et al.*, 1984)

Aún cuando este análisis es meramente exploratorio, se aprecia que contrariamente a lo que comúnmente se tiene establecido, buena parte de los carbones estudiados se comporta como si su materia orgánica constituyente fuese de Tipo II. Esta "anomalía" es debida al uso de parámetros derivados de la experiencia Rock-Eval aplicada a carbones, por el altísimo contenido de bitumen extraíble, en comparación con lutitas o lodolitas carbonáticas. No obstante, el contenido en macerales exiniticos en carbones venezolanos suele ser desusadamente alto, como ya ha sido reportado previamente (Kapo, 1972; Escobar y Martínez, 1993).

De todos modos, la figura 1b proporciona una visión aproximada de la capacidad de generación de hidrocarburos de los carbones analizados. Como se puede apreciar, de los 17 carbones graficados, al menos 3 pueden generar hidrocarburos (FAC1, TVP6 y ZCa7) y otros 4 se hallan justamente en el límite inferior de generación de crudos (FAC2, TLD4, AQB2, ZG2). Observando con detenimiento las muestras con potencial de generación, se aprecia que corresponden esencialmente a los carbones de Falcón, Táchira y Zulia. En particular los carbones falconianos, a causa de su alto contenido de hidrógeno y su relativamente alto IH, lucen como buenas rocas madres de crudo.

Observaciones que apoyan a los carbones tachirenses como posibles generadoras de crudos, se basan en el carácter esencialmente terrígeno de los menes y crudos detectados en el frente Norandino del Estado Táchira (Tocco *et al.*, 1995). Algunos crudos continentales detectados en Perijá pudiesen tener su origen en los carbones de Guasare (Zulia).

Como se deduce de todo lo anteriormente plasmado, los carbones venezolanos procedentes de Zulia (Fm. Marcelina), Táchira (Fm. Carbonera, Fm. Los Cuervos) y muy

en particular Falcón (Fm. Cerro Pelado) lucen con altas perspectivas de haber generado o estar generando hidrocarburos. Si estas rocas lograron expulsar los hidrocarburos generados, entonces es necesario revisar con detenimiento nuevamente estas áreas, sobre todo Falcón y Táchira, y con otra perspectiva realizar estudios prospectivos. Para ello sin embargo, se requiere establecer con mejores criterios y con análisis petrográficos detallados las composiciones macerálicas y geoquímicas de los carbones y litologías adyacentes. Este trabajo, de carácter preliminar, sienta las bases para un estudio mas detallado en las zonas de donde provienen las muestras que arrojaron datos positivos.

Agradecimiento

Parte de los análisis petrográficos fueron ejecutados en los laboratorios de la Exxon Production Research, Co, en INZIT-CICASI y en INTEVEP.

Referencias

Bertrand, P., 1984, **Geochemical and petrographic characterization of humic coals considered as possible oil source rocks**. Org. Geochem. 6, 481-488.

Durand, B. y Paratte, M., 1982, **Oil potential of coals - a geochemical approach**, in J. Brooks, ed., **Petroleum geochemistry and exploration of Europe**. Geological Society of London, 12, 255-265.

Escobar, M. y Martínez, M., 1993, **Características geoquímicas y petrográficas de los principales yacimientos carboníferos venezolanos**. Interciencia, 18, 62-70.

Espitalié, J., Marquis, F., y Barsony, I., 1984, **Geochemical logging**, in K.J. Vorrhees, ed., **Analytical Pyrolysis- techniques and applications**. Boston, Butterworth, 276-304.

García-González, M., Surdam, R., y Lee, M., 1997, **Generation and expulsion of petroleum and gas from Almond Formation coal, Greater Green River Basin, Wyoming**. AAPG Bull., 81, 62-81.

Horsfield, B., Yordy, K., y Crelling, J., 1988, **Determining the petroleum-generating potential of coal using organic geochemistry and organic petrology**. Org. Geochemistry, 13, 121-129.

Kapo, G., López, V., 1971, **Anomalías en las cuencas carboníferas de Venezuela**: Memorias de la VI Conferencia Geológica del Caribe, Porlamar, pp. 2-21.

Saxby, J., y Shibaoka, M., 1986, **Coal and coal macerals as source rocks for oil and gas**. Applied Geochemistry, 1, 25-36.

Saxby, J., Bennett, A., Corcoran, J., Lambert, P., y Ryley, K., 1986, **Petroleum generation - simultaion over six years of hydrocarbon formation from torbanite and brown coal in a subsiding basin**. Organic Geochemistry, 9, 69-81.

Shan-Tan Lu y Kaplan, I., 1990, **Hydrocarbon-generating potential of humic coals from dry pyrolysis**. AAPG Bull, 74, 163-173.

Shibaoka, M., Saxby, J. Y Taylor, G., 1978, **Hydrocarbon generation in Gippsland basin, Australia - comparison with Cooper basin, Australia**. AAPG Bull., 62, 1151-1158.

Smyth, M., 1983, **Nature of source material for hydrocarbons in Cooper basin, Australia**. AAPG Bull., 67, 1422-1428.

Tocco, R., Escobar, M., Ruggiero, A. Y Galarraga, F., 1995, **Geochemistry of oil seeps and rock samples of the Early Tertiary section from the Northandean Flank of the Venezuelan Andes**. Org. Geochem., 23, 311- 327.

INTRODUCCIÓN

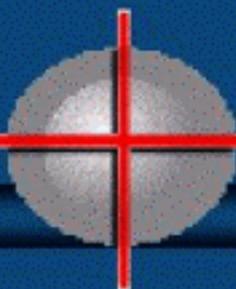
Cada vez con mas frecuencia se ha demostrado en la literatura que el carbón puede ser una potencial roca generadora de hidrocarburos (Shan-Tan Lu y Kaplan, 1990). Las razones admitidas para explicar la capacidad de generación de gas o crudo son:

- El contenido de exinitas (Shibaoka et al., 1978)*
- La cantidad de m. o. rica en hidrógeno (Saxby, 1986)*
- La proporción relativa de vitrinitas (Betrand, 1984)*
- La presencia de inertinita dispersa (Smyth, 1983)*
- La proporción de material algal y bacterial en el carbón, preferencialmente a la composición maceral (Lu y Kaplan, 1990)*
- La tasa de calentamiento de la cuenca (Saxby y Shibaoka, 1986)*
- La alteración de la desmocolinita para formar exsudatinitas y un residuo sólido inertinitico (García-González et al., 1997)*

INTRODUCCIÓN... (continuación)

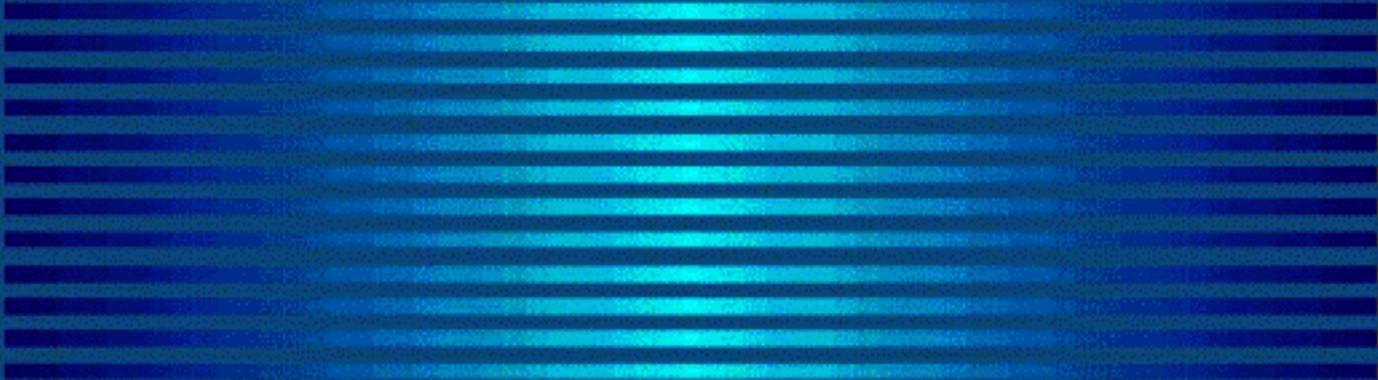


En Venezuela Tocco et al, (1995) propusieron a los carbones de la Formación Carbonera como potenciales rocas generadoras de hidrocarburos, y responsables de los menes continentales detectados en varios puntos del flanco norandino en el Estado Táchira, al Suroccidente del país. Esta inferencia se basó en el patrón de biomarcadores en los extractos del carbón, muy similares a los obtenidos a partir de los menes, y a la presencia de exsudatinita impregnando las vitrinitas y esporinitas, al igual que llenando fracturas y poros.



PROPÓSITO DEL ESTUDIO

En vista de la importancia del tema y de la abundancia de carbones en el país, se propone evaluar la capacidad generadora de hidrocarburos que poseen los carbones venezolanos, usando diversos parámetros geoquímicos y relaciones entre ellos.



CARBONES ESTUDIADOS

Muestra	Origen	Edad	Rango	Humedad	Materia volátil	Carbono Fijo	Cenizas
TLD4	Las Dantas	Eoceno	SB	14	60	25	1,4
TLM2	Las Mesas	Paleoceno	BMV	0,2	28	70	1,6
TSD4	Sto. Domingo	Paleoceno	L	18,8	35,2	40,27	7
TVP6	Villa Paez	Paleoceno	BHV	2,6	33,7	51,5	12
ZG2	Guasare	Paleoceno	BHV	7	33,3	56,2	3,8
ZG8	Guasare	Paleoceno	BHV	7,1	37,2	41,4	15,4
ZCa7	Casigua	Eoceno	L	7,1		86,9	6
ZCT1	El Triunfo	Paleoceno	BHV	3,1	41	50	6,1
FAC1	Agua Clara	Mioceno	SB	5,6	35,6	42,9	15,4
FAC2	Agua Clara	Mioceno	SB	2,8	45	49,8	2,4
AQB1C	El Baño	Oligoceno	SB	3,9	43	49	4,44
AQB2	El Baño	Mioceno	SB	5,9	40,4	37	16,3
AFM1	Fila Maestra	Mioceno	SB	6,6	39,8	44,4	9,3
AFM2	Fila Maestra	Mioceno	SB	7,1	42,8	48,9	1,2
AN2	Naricual	Oligoceno	BHV	3,7	41,3	52	3,1
AN7	Naricual	Oligoceno	BHV	3,4	39,9	51,5	5,2
BCI12	Cerro Impacto	?	L	8,3	47,3	51,4	1,4
LCS1	Cerro Saroche	?	A	4,7	20,1	67	32,7
LEP1	El Padrón	Mio-Plioceno	L	13	64	21	4,4



*Ubicación de las
muestras estudiadas*

ESQUEMA EXPERIMENTAL

*Muestra
pulverizada*

Análisis inmediato (ASTM)

Análisis de C,H,N,O (Carlo Erba 1106)

Análisis de S (Leco SC-432)

Extracción de bitumen (CH₂Cl₂)

Fraccionamiento SARA

Cromatografía de gases

Petrografía Orgánica

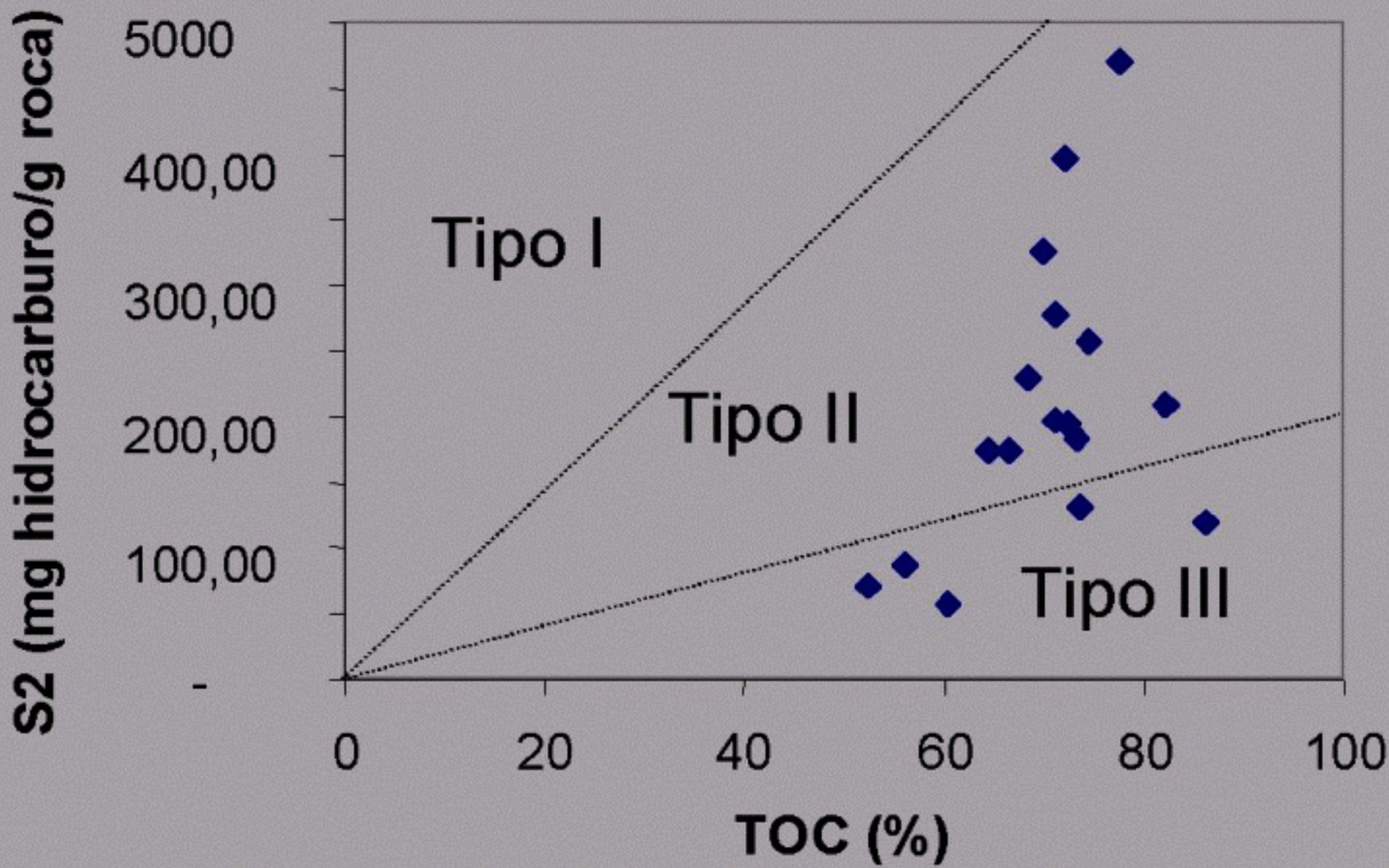
Reflectancia de la vitrinita

Pirólisis Rock-Eval

Resultados: Análisis elemental y SARA

Muestra	COT	H	N	S	O (dif)	Bit (%)	Saturados	Aromáticos	Polares	Ro
TLD4	69,39	6,59	1,72	0,41	21,89	2,04	20,8	24,3	54,9	0,56
TLM2	87,55	3,46	1,63	0,61	6,8	0,85	20,1	49,0	30,9	1,17
TSD4	60,23	7,96	2,26	3,55	26,0	1,22	26,7	22,3	51,0	0,41
TVP6	73,08	6,90	0,88	0,92	18,2	2,10	25,0	47,9	28,0	0,79
ZG2	76,27	-	-	0,60	23,1	2,70	18,0	51,0	31,0	0,59
ZG8	61,88	-	-	0,84	37,3	0,41	48,0	17,3	34,7	0,64
ZCa7	82,63	-	-	-	17,4	-	-	-	-	0,37
ZCT1	87,41	5,22	1,70	0,64	5,0	-	-	-	-	0,70
FAC1	85,32	-	-	4,26	10,4	1,70	24,0	31,0	45,0	0,55
FAC2	76,30	-	-	-	23,7	2,98	26,2	40,1	33,7	0,58
AQB1C	73,14	-	-	-	26,9	1,80	31,3	31,9	36,9	0,58
AQB2	79,41	-	-	-	20,6	-	-	-	-	0,51
AFM1	79,74	-	-	2,51	17,8	2,30	15,0	13,0	72,0	0,53
AFM2	72,09	6,07	2,02	2,02	17,8	1,70	19,0	14,0	67,0	0,53
AN2	73,41	-	-	2,27	24,3	1,15	-	-	-	0,52
AN7	77,66	6,35	1,10	1,33	13,6	1,52	-	-	-	0,60
BCI12	61,33	-	-	0,86	37,8	0,9	14,0	27,0	59,0	0,42
LCS1	96,0	0,70	1,5	0,78	1,6	0,03	25	65	10	3,30
LEP1	68,1	4,51	-	1,18	-	1,16	1,2	25	74	-

S2 vs. TOC



Indice de hidrógeno

1.000

800

600

400

200

400

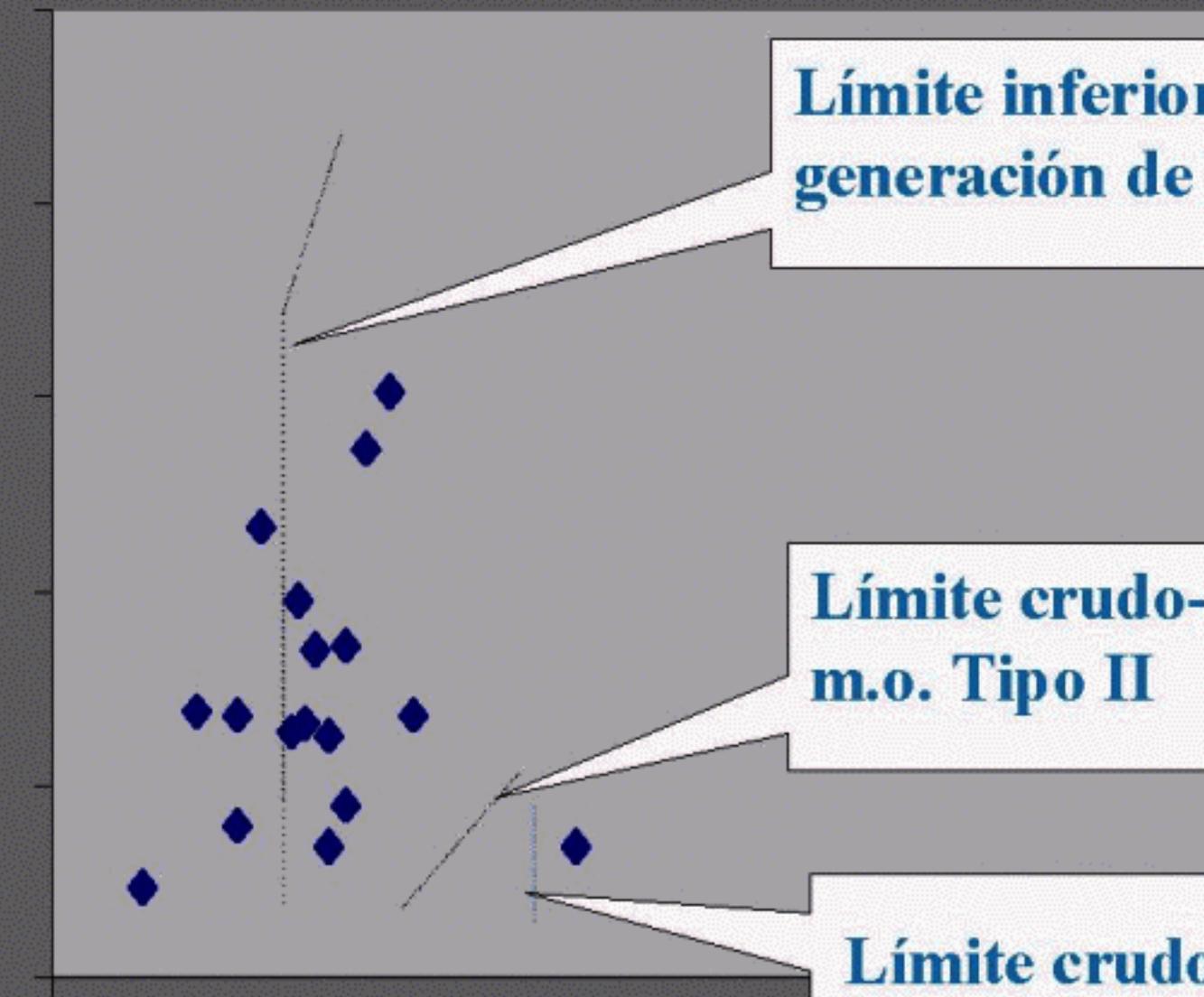
500

Tmax

Límite inferior de generación de crudo

Límite crudo-gas para m.o. Tipo II

Límite crudo-gas para m.o. Tipo III





CONCLUSIONES

De entre los grupos de carbones venezolanos estudiados, tres de ellos presentan potencial favorable para generar hidrocarburos líquidos, tanto por el tipo de materia orgánica como por el nivel de madurez alcanzado:

- Los carbones de la zona sur del Estado Zulia, en Casigua - El Triunfo, pertenecientes tanto a Carbonera como a Los Cuervos.
- Los carbones de la región occidental del Estado Táchira, tanto en la Fm. Carbonera como en Los Cuervos.
- Los carbones del Estado Falcón, en la región de Agua Clara, pertenecientes estratigráficamente a la Fm. Cerro Pelado.

