

# PROCESO DIAGENÉTICO DEL CARBÓN Y SU RELACIÓN CON LA GENERACIÓN DE HIDROCARBUROS

Eduardo González-Partida<sup>1\*</sup>, Juan Josué Enciso-Cárdenas<sup>2</sup>, Sumit Mishra<sup>1</sup>, Joseph Madondo<sup>1</sup>, Genaro de la Rosa-Rodríguez<sup>2</sup>, José Abdón Gauna-Arista<sup>2</sup> y Alejandro Carrillo-Chávez<sup>1</sup>,

<sup>1</sup>Laboratorio de Yacimientos Minerales, Instituto de Geociencias, Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM), Campus Juriquilla, Blvd. Juriquilla 3001, Juriquilla, Querétaro, C.P. 76230, México.

<sup>2</sup>Centro de Investigación en Geociencias Aplicadas, Universidad Autónoma de Coahuila, Boulevard Simón Bolívar # 303A, Nueva Rosita, Coahuila de Zaragoza, C.P. 26830, México

\*[egp@geociencias.unam.mx](mailto:egp@geociencias.unam.mx)

## RESUMEN

El carbón se define como una roca sedimentaria de origen orgánico formada por el depósito de restos vegetales y sedimentos arcillosos, que han sido sometidos a un proceso diagenético. Los principales factores que controlan la formación del carbón durante la diagénesis son: 1) la acumulación de materia orgánica y sedimentos, 2) subsidencia, 3) tirante de agua, 4) aumento de presión y temperatura a través del tiempo geológico.

El carbón se constituye por materia orgánica derivada de plantas terrestres superiores (kerógeno tipo III), una mezcla de compuestos químicos orgánicos que durante el proceso diagenético dan origen a compuestos poliaromáticos condensados y grupos funcionales oxigenados. El kerógeno tipo III presenta bajas proporciones de cadenas alifáticas, además de una baja relación atómica H/C (<1), dando como resultado un potencial productor de aceite moderado y cantidades abundantes de gas a mayores profundidades, exhibiendo así mismo, una relación atómica O/C (0.05 – 0.40) que es comparativamente mayor que otros kerógenos (p. ej. kerógeno tipo I y kerógeno tipo II).

El kerógeno de tipo III, representado por material orgánico húmico de origen continental y costero, se compone primordialmente de plantas superiores y todo tipo de maderas, por lo que contiene altas concentraciones de celulosa, lignina, ácidos del grupo carboxilo, cetonas heteroatómicas y una proporción menor de compuestos alifáticos y alicíclicos. El ambiente de depósito de este tipo de material se encuentra relacionado con lagunas, deltas y manglares.

En las primeras etapas de madurez del kerógeno tipo III se desarrolla comúnmente una mayor cantidad de gas que de aceite. Éste es predominantemente parafínico, nafténico, aromático e

incluso puede contener ceras. Este kerógeno puede, además, formar potentes capas de carbón que posteriormente se convierten en hidrocarburos. En este trabajo se discute la importante relación entre el carbón y los hidrocarburos formados a partir de él.

La información presentada en este manuscrito está dirigida a docentes, estudiantes y futuros profesionales en el área, y se espera que contribuya a la comprensión de los fundamentos, composición y procesos que ocurren en la transformación de carbón a hidrocarburos. También se espera que esta información aporte a la caracterización e interpretación geológica y geoquímica de este tipo de hidrocarburos.

**Palabras clave:** Carbón, kerógeno tipo III, diagénesis, gas.

## ABSTRACT

*Coal is defined as a sedimentary rock of organic origin formed by the deposition of plant debris and clayey sediments that have undergone a diagenetic process. The main factors that control the formation of coal during diagenesis are: 1) accumulation of organic matter and sediments, 2) subsidence, 3) water column, 4) increase in pressure and temperature through geologic time.*

*Coal is constituted by organic matter derived from higher terrestrial plants (type III kerogen) that during the diagenetic process gives rise to condensed polyaromatic compounds and oxygenated functional groups, with low proportions of aliphatic chains, in addition to a low H/C atomic ratio (<1), resulting in a moderate oil producing potential and abundant amounts of gas at greater depths, also exhibiting an O/C atomic ratio (0.05 - 0.40) that is comparatively higher than other kerogens (e.g., I and II).*

Type III kerogen, represented by humic organic material of continental and coastal origin, is composed primarily of higher plants and all types of wood, and contains high concentrations of celluloses, lignin, carboxyl group acids, heteroatomic ketones, and a smaller proportion of aliphatic and alicyclic compounds. The depositional environment of this type of material is related to lagoons, deltas, and mangroves. In the early stages of maturity of type III kerogen, a greater amount of gas than oil is commonly developed, however, the latter is predominantly paraffinic, naphthenic, aromatic, and even contains waxes. This kerogen can also form strong carbon layers. Hence the importance of discussing the significant relationship between coal and the hydrocarbons formed from it.

The information presented in the manuscript is expected to help teachers, students and future professionals understand the fundamentals, composition and processes that occur for the formation of hydrocarbons in coal in order to apply the necessary knowledge in the development of geological and geochemical characterization and interpretation.

**Keywords:** Coal, type III kerogen, diagenesis, gas.

## INTRODUCCIÓN

El carbón es una roca sedimentaria orgánica formada a partir de restos vegetales que se encuentran en diferentes estados de conservación, a causa del sepultamiento y la compactación (International Committee for Coal Petrology [ICCP], 1993). Este concepto, adoptado de forma internacional, integra el conjunto de fundamentos para la caracterización de carbones con relación a su grado de maduración térmica (Figura 1). Esta maduración es ocasionada por el sepultamiento de una cuenca sedimentaria en la que se ha depositado la materia vegetal y que ha sido sometida a distintos procesos geológicos durante la diagénesis (humidificación, turbificación, putrefacción, carbonización y metamorfismo), para dar origen al carbón (Lemos de Sousa *et al.* 2012). En virtud de lo anterior, resulta importante tomar como punto de partida esta consideración para clasificar al carbón en función de su evolución térmica.

La diagénesis se refiere al conjunto de procesos físicos y químicos que ocurren de manera posterior al depósito de un sedimento, incluyendo la compactación y expulsión del agua intersticial, degradación de materia orgánica y cambios en el pH. Durante este proceso, algunas fases depositadas originalmente se disuelven en el agua intersticial y otras cristalizan dando origen al kerógeno mismo que corresponde a la fracción de materia orgánica considerada como el principal precursor en la generación de hidrocarburos. Dependiendo del tiempo en que se desarrolle la diagénesis, se puede definir como "etapa de depósito temprano" o bien en una etapa tardía como "mesogenética y telogenética tardía".

Durante la primera etapa de carbonización una tonelada de materia orgánica concentrada genera alrededor de 1,300 m<sup>3</sup> de gas y gran cantidad de H<sub>2</sub>O y CO<sub>2</sub>, para formar un manto de carbón de un metro de espesor se requiere una columna de 12 metros de vegetación (Barker, 2001). De manera simplificada, los principales factores que controlan la formación del carbón son: 1) la acumulación de materia orgánica y sedimentos, 2) subsidencia, 3) tirante de agua, 4) aumento de presión y temperatura en el transcurso del tiempo geológico. Durante el proceso diagenético, con el aumento de presión y temperatura ocurre la generación de gas metano, en estado absorbido en la estructura porosa del carbón almacenado en fracturas. Este fenómeno representa un papel que debe ser tomado con especial atención durante la extracción del carbón (Rodrigues, 2002).

### Relación materia orgánica - kerógeno

En sucesiones sedimentarias, la materia orgánica preservada comprende desde partículas orgánicas finamente diseminadas, hasta materia orgánica concentrada en los carbones. En general, las facies orgánicas son mezclas de materiales complejos y heterogéneos, cuyas características dependen del origen y la naturaleza de la materia orgánica (p. ej., biomasa planctónica y bacteriana, plantas terrestres y material reabajado), la productividad orgánica, los aportes al medio sedimentario, las condiciones fisicoquímicas que ocurren dentro del medio sedimentario, la diagénesis temprana y la evolución térmica (maduración) a causa del sepultamiento del sedimento, y del metamorfismo (Diessel, 1992; Stach *et al.*, 1982; Senftle *et al.*, 1993; Taylor *et al.*, 1998; Teichmüller y Teichmüller, 1982; Vandenbroucke y Largeau 2007; Suárez-Ruiz *et al.*, 2012).

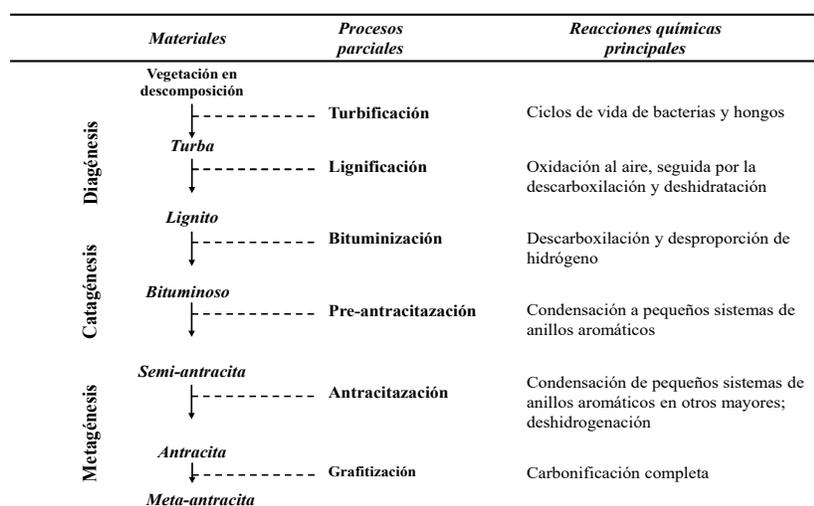


Figura 1. Proceso de evolución y maduración del carbón (modificado de Van Krevelen, 1993).

Las reacciones cinéticas durante el proceso de transformación térmica de la materia orgánica, son variables y están controladas principalmente por la composición del sedimento, la presión, la temperatura, la composición y la naturaleza del fluido de poro, el tamaño de granos, la porosidad, la permeabilidad, el volumen de fluidos, los procesos de óxido-reducción y el pH, entre los más importantes. Aquí el kerógeno juega un papel relevante, ya que corresponde al residuo orgánico contenido en una roca sedimentaria formada a partir de la concentración de la materia orgánica. En la etapa al final de la diagénesis, el enriquecimiento orgánico en las rocas sedimentarias se origina en ambientes sedimentarios cuyas condiciones fueron apropiadas para la acumulación y preservación de materia orgánica. En este sentido, las variaciones de la composición del kerógeno se encuentran influenciadas por:

- 1) El tipo de materia orgánica original o facies orgánicas donde fue depositada.
- 2) La temperatura y grado de madurez de la roca a través del tiempo en la cuenca sedimentaria.
- 3) Los procesos de alteración biofísicoquímicos (biodegradación, erosión, intemperismo, etc.), a los que se haya sometido la roca durante la diagénesis.

Por lo tanto, se requiere evaluar distintos parámetros, para estimar la generación, expulsión, migración y acumulación de hidrocarburos en una cuenca petrolera (Santamaría-Orozco *et al.*, 2009).

La probabilidad de que haya una carga efectiva de petróleo (i.e., aceite o gas) depende de: 1) el tipo, calidad y grado de madurez de una roca generadora, 2) los tipos de hidrocarburos generados (líquidos o gaseosos), 3) el volumen de la roca generadora y el área de drenado, 4) el tiempo de inicio y fin de la migración del aceite y gas, 5) el área de drenado y las posibles rutas de migración; 6) la relación de llenado y fuga, 7) la evaluación de la fase del yacimiento y 8) la alteración de los hidrocarburos almacenados (Santamaría-Orozco *et al.*, 2009). En este sentido, los diferentes tipos de kerógeno pueden reconocerse mediante un examen óptico y un análisis físicoquímico.

Los kerógenos se pueden clasificar mediante las relaciones atómicas Hidrógeno/Carbono (H/C) vs Oxígeno/Carbono (O/C, Van Krevelen, 1993, Figura 2).

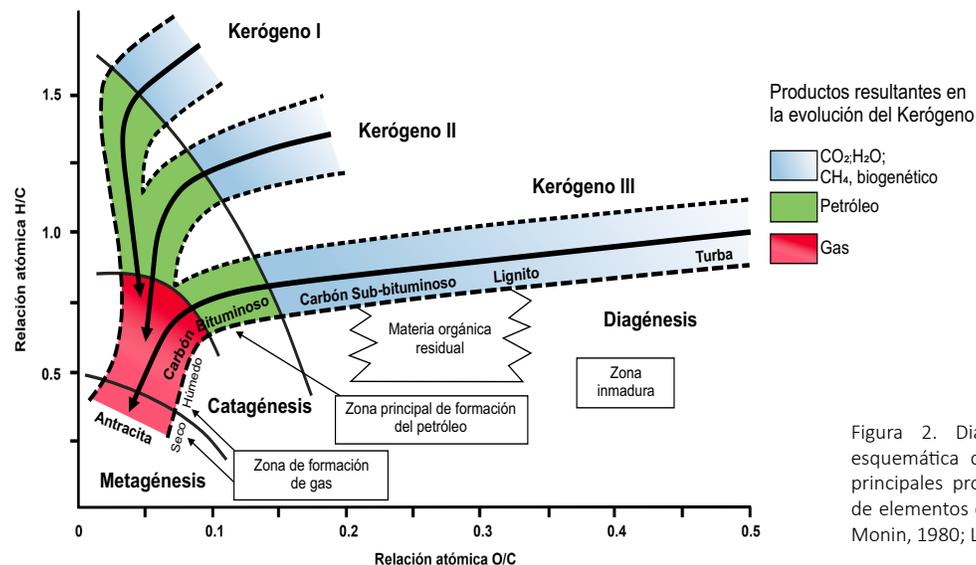


Figura 2. Diagrama de Van Krevelen: representación esquemática de la evolución general del kerógeno y los principales productos generados (reconstruido y adaptado de elementos contenidos en Tissot y Welte, 1984; Durand y Monin, 1980; Lemos de Sousa *et al.*, 2012).

El kerógeno de tipo I contiene muchas cadenas alifáticas y pocos núcleos aromáticos, la relación H/C es originalmente alta, y el potencial para la generación de aceite y gas también lo es. Este tipo de kerógeno es, o bien derivado principalmente de los lípidos algales, o de materia orgánica enriquecida en lípidos por actividad microbiana.

El kerógeno de tipo II contiene más núcleos aromáticos y nafténicos, la relación H/C y el potencial de aceite y gas son menores que en el kerógeno tipo I, pero aún siguen siendo importantes; el kerógeno tipo II normalmente se relaciona con la materia orgánica marina depositada en un ambiente reductor, con contenido intermedio a alta concentración de azufre. Así mismo, existe un subtipo de kerógeno denominado TII-S que presenta la particularidad de un elevado contenido en azufre (8-14 % en volumen). Estos kerógenos generalmente dan origen al petróleo bruto rico en azufre. Además se caracterizan por exhibir organismos de origen marino de textura sapropélica con escasos aportes de material terrígeno, depositados comúnmente en ambientes de plataforma continental, somera o profunda. Este subtipo de kerógeno está constituido por alginitas, esporinitas, cutinitas, polen y exinitas. En etapas tempranas de madurez, el kerógeno tipo II comienza a generar aceites parafínicos pobres en ceras y ricos en naftenos, mientras que en etapas avanzadas de madurez genera aceites ricos en aromáticos y mayores cantidades de gases (Santamaría-Orozco *et al.*, 2009).

El kerógeno de tipo III contiene principalmente poliaromáticos condensados y grupos funcionales oxigenados, además, incluye una proporción menor de cadenas alifáticas, una relación H/C baja, y el potencial de aceite moderado. Aunque este tipo de kerógeno puede generar abundante gas cuando se somete a mayores profundidades, su relación O/C es comparativamente mayor que la de los otros dos tipos de kerógeno, para este tipo de kerógeno, la materia orgánica deriva principalmente de plantas terrestres superiores. Por lo tanto, se puede deducir que el kerógeno de tipo III está representado por material orgánico húmico de origen continental y costero, constituido por plantas mayores, con altos contenidos de celulosas, lignitos, huminitas, vitrinitas y todo tipo de maderas (Santamaría-Orozco *et al.*, 2009).

### Maduración térmica

La evolución térmica de la roca generadora durante la diagénesis, la catagénesis y la metagénesis, experimenta cambios en sus propiedades físicas y químicas. Estos cambios son importantes para determinar el grado de maduración del material orgánico. En la industria petrolera, se utilizan varios parámetros para determinar el grado de maduración, los más comunes son, el examen óptico del kerógeno, el análisis fisicoquímico del kerógeno y el análisis químico del bitumen extraíble. Hood y Castaño (1974) compararon diferentes técnicas para medir estos cambios térmicos y propusieron una escala numérica denominada LOM (*Level of Organic Metamorphism*; Hood *et al.*, 1975).

Generalmente, el carbón se constituye por restos de plantas que, en una cuenca de depósito, experimentan un proceso inicial de formación de turba. Cuando estos depósitos quedan enterrados bajo capas de sedimento, la turba se transforma primero en lignito, posteriormente en carbón bituminoso y finalmente en antracita, debido principalmente a efectos geotérmicos (Van Krevelen, 1993). La evolución térmica corresponde a uno de los principales parámetros que permitan clasificar el carbón, sin embargo, la composición petrográfica y el contenido de materia orgánica, deben ser tomados en cuenta para su correcta clasificación (Figura 3).

En el análisis de cuencas sedimentarias es crucial considerar la historia geotérmica, la cual se suele abordar a través del grado de evolución de la materia orgánica. Existe una relación bien establecida entre el grado de carbonización/maduración y las temperaturas aproximadas alcanzadas por la materia orgánica durante el proceso de sepultamiento geológico. Muchos estudios han reconstruido la historia geotérmica y realizado el modelado de cuencas basándose en el rango del carbón, utilizando principalmente la reflectancia de la vitrinita como indicador de madurez. El modelado de cuencas es una herramienta ampliamente utilizada en los estudios petrolíferos (p. ej., Allen y Allen, 2005; Hantschel y Kaueroff, 2009) donde la historia del flujo de calor se suele calcular a partir de los datos de reflectancia de la vitrinita (Ro %; Baur *et al.*, 2010; Beha *et al.*, 2008a, 2008b).

En la actualidad, las metodologías disponibles para la reconstrucción de la historia térmica de una cuenca se pueden agrupar en cuatro categorías (Pagel *et al.*, 2014), los geotermómetros, los cronómetros, los crono-termómetros y los geotermómetros cinéticos. Según Pagel *et al.* (2014), la historia térmica de las cuencas sedimentarias (y/o sus procesos diagenéticos) puede ser reconstruida utilizando diferentes marcadores, tanto inorgánicos (o minerales) como orgánicos.

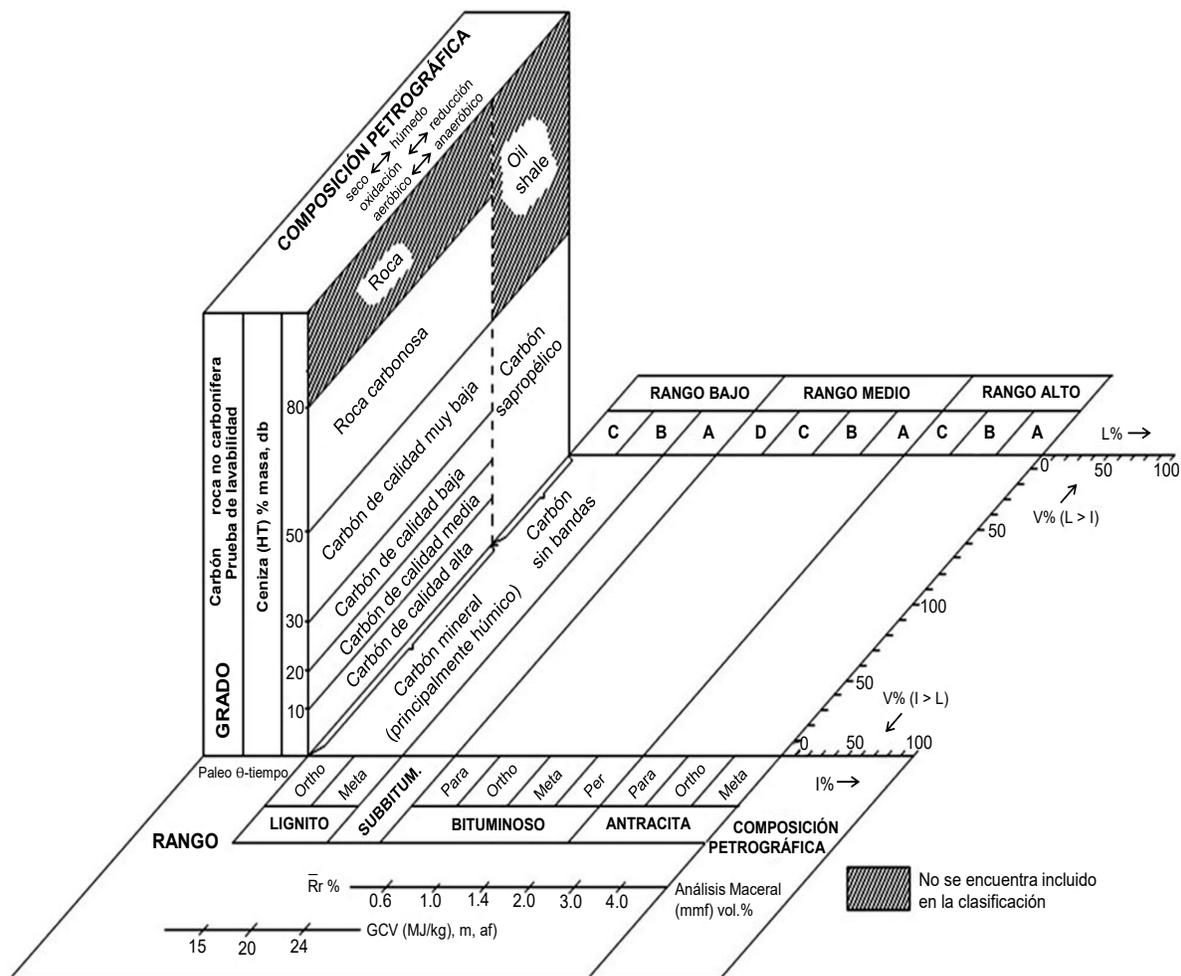


Figura 3. Clasificación internacional del carbón (ECE-UN, 1998) Rango – Grado – Composición petrográfica (modificado de Lemos de Sousa *et al.*, 2012). Alta Temperatura (HT), Base Seca (db), Vitrinita (V), Inertinita (I), Liptinita (L), Valor medio del poder reflector de vitrinita (Rr), Poder calorífico bruto (GCV) expresado en mega joules/kilogramo (MJ/kg), base libre de humedad (m) y de cenizas (af), Libre de materia mineral (mmf).

**El carbón como roca generadora de gas**

El carbón está compuesto por una variedad de tejidos vegetales en diferentes estados de conservación. Estos tejidos son identificables microscópicamente por partículas denominados macerales, los cuales con frecuencia pueden relacionarse con partes específicas de una planta, como cutículas, estructuras leñosas, esporas, etc. Durante y después del depósito en las cuencas sedimentarias, los restos de plantas experimentan una serie de cambios físicos, bioquímicos y químicos, conocidos como diagénesis y catagénesis, que dan lugar a diferentes carbones con un rango creciente. Este rango comienza con la turba (material vegetal prácticamente inalterado), y continúa a través del lignito, el carbón bituminoso y, finalmente, la antracita (Tissot y Welte, 1984).

La generación de gas en el carbón se encuentra directamente relacionada con su grado de evolución y composición maceral (Mukhopadhyay, 1993). En el carbón mineral se pueden distinguir tres grupos diferentes de macerales: vitrinita, liptinita e inertinita. Estos macerales se diferencian microscópicamente con base en la reflectancia de la vitrinita, su forma y su estructura. La diferencia de la reflectancia de la vitrinita entre los grupos macerales aumenta gradualmente desde los lignitos hasta la antracita. El carbón genera hidrocarburos líquidos y gaseosos de acuerdo al grado de evolución o rango alcanzado en la cuenca sedimentaria.

Por ejemplo, los carbones de rango bituminoso y de alta concentración de volátiles a bituminoso y moderada concentración de volátiles generan hidrocarburos líquidos en el intervalo de bituminización denominado la ventana del aceite. Por otro lado los carbones más evolucionados, es decir, los bituminosos con bajas concentraciones de volátiles a antracitas producen hidrocarburos gaseosos, con contenido de metano fundamentalmente, en la ventana de gas (Figura 4). Los macerales del grupo liptinita y los componentes más hidrogenados del grupo vitrinita son los que generan estos hidrocarburos (Teichmüller, 1989). La investigación y la experimentación continúan en el campo de la tecnología de exploración y producción, con el objetivo de extraer el gas natural de los yacimientos de carbón, conocidos como metano de hulla o "gas grisú" (Corona-Esquivel et al., 2006).

El carbón contiene proporciones significativas de material volátil compuesto por hidrógeno y metano, también puede contener compuestos complejos. La desorción de la materia volátil puede alcanzar hasta más de 100 m³ en volumen de gas por tonelada de carbón extraído (Bodden y Ehrlich, 1998; Crosdale et al., 1998; Flores, 1998; Laxminarayana y Crosdale, 1999). El gas de las minas es prácticamente idéntico al gas natural en su composición por lo que puede ser utilizado como combustible. El contenido y la composición química del gas grisú es variable y consiste principalmente de metano (CH<sub>4</sub>), con cantidades menores de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), nitrógeno (N<sub>2</sub>), oxígeno (O<sub>2</sub>), agua (H<sub>2</sub>O), ácido sulfhídrico (H<sub>2</sub>S) y otros hidrocarburos (Querol-Suñé, 2005).

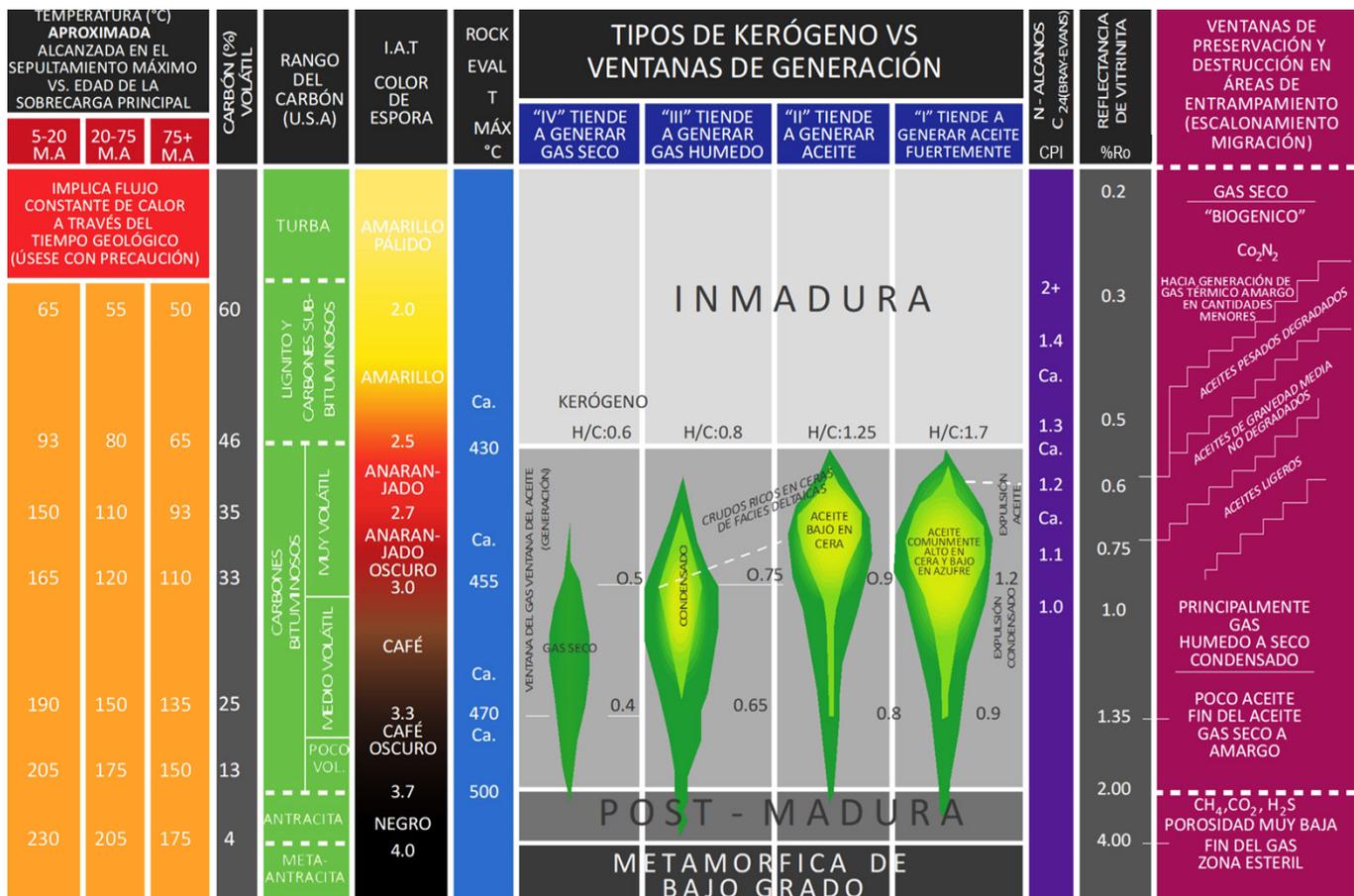


Figura 4. Esquema de los tipos de kerógeno con respecto a las ventanas de generación de hidrocarburos y su relación con el carbón (modificado de Piedad-Sánchez, 2005a,2005b; Piedad-Sánchez, et al., 2005). Grados centigrados (°C), Millones de años (M.A), Estados Unidos de América (U.S.A), Temperatura máxima de Pirólisis (Tmax), Índice de ateración termica (I.A.T.), Índice preferente de carbono (CPI).

El carbón se define como una roca sedimentaria constituida por más de un 50 % en peso de restos orgánicos y por lo tanto es considerada la roca generadora más rica en contenido de materia orgánica. Por este motivo, el carbón, es considerado una importante roca generadora de hidrocarburos (Wilkins y George, 2002). Los hidrocarburos gaseosos producidos a partir del carbón se denominan comúnmente metano en capas de carbón (CBM, por sus siglas en inglés, Rightmire *et al.*, 1984; Kaiser *et al.*, 1994; Ayers, 2002; Suárez-Ruiz y Crelling, 2008). El CBM representa aproximadamente el 9.5 % del gas natural seco producido en Estados Unidos, comercializándose actualmente a nivel global.

## CONCLUSIONES

1. El carbón se define como una roca sedimentaria orgánica constituida por restos de plantas que han experimentado un proceso de sepultamiento, presión y temperatura dando lugar a carbones de diferente madurez térmica o rango, entre los que se definen: turba, lignito, bituminoso y antracita.
2. Durante los procesos de diagénesis, catagénesis y metagénesis ocurren reacciones físico-químicas que, en conjunto con los factores que controlan la formación del carbón, dan origen a la generación de hidrocarburos líquidos o gaseosos en relación al tipo de kerógeno y al grado de evolución térmica alcanzado en la cuenca sedimentaria.
3. En el carbón, la generación de hidrocarburos inicia desde la diagénesis produciendo gas desde la turba, definiéndose como gas biogénico. Durante la catagénesis con el aumento de la presión y temperatura, el carbón aumenta su rango a bituminoso produciendo hidrocarburos principalmente gaseosos y una fracción menor de líquidos. Finalmente en la metagénesis, se produce gas metano, decreciendo la generación de gas hacia el rango de la antracita.

## AGRADECIMIENTOS

Actualmente un grupo de investigadores del Instituto de Geociencias IGC-UNAM, antes Centro de Geociencias (CGEO), en colaboración con otras Instituciones Nacionales y Europeas, a través del proyecto PAPIIT #IN114522 (a quien se agradece), están investigando los procesos diagenéticos e historia térmica de los mantos de carbón en México, para apoyar a la industria productiva del país y al conocimiento científico.

## REFERENCIAS

- Allen, P.A., y Allen, J.R., (2005). Basin Analysis: Principles and Applications, 2nd Edition. Wiley-Blackwell. 560 pp.
- Ayers Jr, W. B., (2002). "Coalbed gas systems, resources, and production and a review of contrasting cases from the San Juan and Powder River Basins," American Association Petroleum Geologists Bulletin 86, 1853-1890.
- Barker, C.E., S. A., (2001). Coal Bed Methane: From prospect to production. Denver, Colorado: Short Course presented hydrocarbon generation and migration in the Horn Graben in the Danish North Sea: a 2D basin modelling study. International Journal of Earth Science 97, 1087-1100.
- Beha, A., Thomsen, R.O., y Littke, R., (2008b). A rapid method of quantifying the resolution limits of heat-flow estimates in basin models. Journal of Petroleum Geology 31 (2), 167-178.
- Bodden, R.W. III, y Ehrlich, R., (1998). Permeability of coals and characteristics of desorption tests: Implications for coalbed methane production: International Journal of Coal Geology 35, 333-347.
- Corona-Esquivel, R., Tritlla, J., Benavides-Muñoz, M. E., Piedad-Sánchez, N., y Ferrusquía-Villafranca, I. (2006). Geología, estructura y composición de los principales yacimientos de carbón mineral en México. Boletín de la Sociedad Geológica Mexicana, 58(1), 141-160.
- Crosdale, P.J., Basil, Beamish, B., y Valix, M., (1998). Coalbed methane sorption related to coal composition. International Journal of Coal Geology 35, 147-158.
- Diessel, C.F.K., (1992). Coal-bearing Depositional Systems. Springer-Verlag, Berlin. 721 pp.
- Durand, B., y Monin, J.C., (1980). Elemental analysis of kerogens (C,H,O,N,S, Fe). In B Durand, Ed., Kerogen. Insoluble organic matter from sedimentary rocks, p. 113-142. Éditions Technip, Paris.
- ECE-UN (1998): International Classification of in-Seam Coals, Economic Commission for Europe Committee on Sustainable Energy, United Nations, New York and Geneva, 1998, ENERGY/1998/19, 41 pp.
- Flores, R.M., (1998). Coalbed methane: From hazard to resource: International Journal of Coal Geology, 35, 3-26.
- Hantschel, T., y Kaueroff, A.I., (2009). Fundamentals of basin and petroleum systems modeling. Springer. 492pp.
- Hood, A., y Castaño, J. R., (1974). Organic metamorphism: Its relationship to petroleum generation and application to studies of authigenic minerals. Coordinating Comm. Offshore Prospecting Techn. Bull. 8, 85-118.
- Hood, A., Gut jahr, C. C. M., y Heacock, R. L., (1975). Organic metamorphism and the generation of petroleum. Am. Assoc. Pet. Geol. Bull. 59, 986-996.
- ICCP. (1993). International Committee for Coal Petrology. International Handbook of Coal Petrography, 3rd Supplement to the 2nd Ed. University of Newcastle upon Tyne, England.
- Kaiser, W. R., Hamilton, D. S., Scott, A. R., Tyler, R., y Finley, R. J., (1994). "Geological and hydrological controls on the producibility of coalbed methane," J. Geol. Soc. London, 151, 417-420.
- Laxminarayana, C., y Crosdale, P.J., (1999), Role of coal type and rank on methane sorption characteristics of Bowen Basin, Australia coals: International Journal of Coal Geology 40, 309-325.
- Lemos de Sousa, M.J., Rodrigues C.F., y Dinis M.A.P., Eds, (2012). O Carvão na Atualidade, Vol 1- Petrology, methods of analyses, classification and resources/reserves assessment, coal in world energy scenario, coal in Portugal, 467 p. Universidade Fernando Pessoa (Portugal). ISBN 978-989-643-103-7.
- Mukhopadhyay, K., H. P., (1993). Composition of coal, in Law, B.E., Rice, D.D., (eds.), Hydrocarbons from coal. AAPG Studies in Geology, 38, 79-113.
- Pagel, M., Barbarand, J., Beaufort, D., Gautheron, C., and Pironon, J., (2014). Bassins sédimentaires: Les marqueurs de leur histoire thermique, Géospheres Collection; edp sciences: www.edpsciences.org, 227 pp.
- Piedad-Sánchez, N., (2005a). Prospección des hidrocarbures par une approche intégrée de pétrographie, géochimie et modélisation de la transformation de la matière organique : Analyse et reconstruction de la histoire thermique des Bassins Carbonifère Central des Asturies (Espagne) et Sabinas-Piedras Negras (Coahuila, Mexique). Tesis de Doctorado. UMR-CNRS G2R/7566-Géologie et Gestion des Ressources Minérales et Énergétiques. Faculte des Sciences- Université Henri Poincaré- Nancy I. 350 pp

- Piedad-Sánchez, N., (2005b). Estudio de la Industria del Carbón en la Región Carbonífera del Estado de Coahuila y del cluster del carbón a nivel mundial: Corporación Mexicana de Investigación en Materiales, S.A., pp. 16-29.
- Piedad-Sánchez, N., Martínez, L., Suárez-Ruiz, I., Alsaab, D., Izart, A., y Milenkova, K., (2005). Estudio preliminar de la estructura del carbón de la Formación Olmos en la Región Carbonífera, Coahuila, México: Convención Internacional de Minería XXVI. Veracruz, Ver. Acta de Sesiones, p. 89.
- Piedad-Sánchez, N., Suárez-Ruiz, I., Martínez, L., Izart, A., Elie, M., y Keravis, D., (2005) Organic petrology and geochemistry of the Carboniferous coal seams from the Central Asturian Coal Basin (NW Spain). *International Journal of Coal Geology* 57, 211-242.
- Rightmire, C. T., Eddy, G. E., y Kirr, J. N. (eds.), (1984). "Coalbed methane resources of the United States," *Am. Assoc. Petrol. Geol. Studies in Geology* 21, 378 pp.
- Rodrigues, C. F. A. (2002). The application of isotherm studies to evaluate the coalbed methane potential of the Waterberg Basin, South Africa. 287 pp.
- Querol-Suñé, F. 2005. Desperdicio del gas grisú en México. Asociación de Ingenieros de Minas, Metalurgistas y Geólogos de México, A.C., Convención Internacional de Minería XXVI. Veracruz, Ver. Acta de Sesiones, p. 461-465
- Santamaría-Orozco, D. M., Amezcua Allieri, M. A., y Carrillo Hernández, T. D. J. (2009). Generación de petróleo mediante experimentos de pirólisis: revisión sobre el conocimiento actual. *Boletín de la Sociedad Geológica Mexicana*, 61(3), 353-366.
- Senftle, J.T., Landis, Ch.R., y MacLaughlin, R.L., (1993). Organic petrographic approach to kerogen characterization. In: Engel, M.H., Macko, S.A. (Eds.), *Organic Geochemistry: Principles and Applications*. Plenum Publishing Corporation, New York, pp. 355–374. Chapter 15.
- Stach, E., Mackowsky, M-Th., Teichmüller, M., Taylor, G.H., Chandra, D., y Teichmüller, R. (Eds.), (1982). *Coal Petrology*. Gebrüder Borntraeger, Berlin- Stuttgart, p. 535 pp.
- Suárez-Ruiz, I., y Crelling, J.C. (Eds.), (2008). *Applied Coal Petrology. The Role of Petrology in Coal Utilization*. Elsevier, Amsterdam. 398 pp.
- Suárez-Ruiz, I., Flores, D., Filho, J. G. M., y Hackley, P. C. (2012). Review and update of the applications of organic petrology: Part 1, geological applications. *International Journal Of Coal Geology*, 99, 54-112. <https://doi.org/10.1016/j.coal.2012.02.004>
- Taylor, G.H., Teichmüller, M., Davis, A., Diessel, C.F.K., Littke, R., y Robert, P., (1998). *Organic Petrology*. Gebrüder Borntraeger, Berlin. 704 pp.
- Teichmüller, M., y Teichmüller, R., (1982). Fundamentals of coal petrology. In: Stach, E., Mackowsky, M-Th., Teichmüller, M., Taylor, G.H., Chandra, D., y Teichmüller, R. (Eds.), *Stach's Textbook of Coal Petrology*. Gebrüder Borntraeger, Berlin-Stuttgart, pp. 5–86.
- Teichmüller, M. (1989). The genesis of coal from the viewpoint of coal petrology. *International Journal of Coal Geology*, 12(1-4), 1-87.
- Tissot, B.P. y Welte, D.H., (1984). *Petroleum Formation and Occurrence*, 2 edition. – 669 p.; New York (Springer). <https://doi.org/10.1007/978-3-642-87813-8>.
- Vandenbroucke, M., y Largeau, C., (2007). Kerogen origin, evolution and structure. *Organic Geochemistry* 38, 719–833.
- Van Krevelen, D.W., (1993). *Coal: Typology – Chemistry –Physics – Constitution*, 3rd ed. Elsevier, The Netherlands. 979 pp.
- Wilkins, R. W. T., y George, S. C., (2002). "Coal as a source rack for oil: a review," *International Journal of Coal Geology* 50, 317-361.

Manuscrito recibido: 10 de enero de 2024

Manuscrito corregido recibido: 20 de mayo de 2024

Manuscrito aceptado: 3 de junio de 2024