

Querógeno. Revelando los secretos de las rocas en busca de petróleo



Georgina Erra

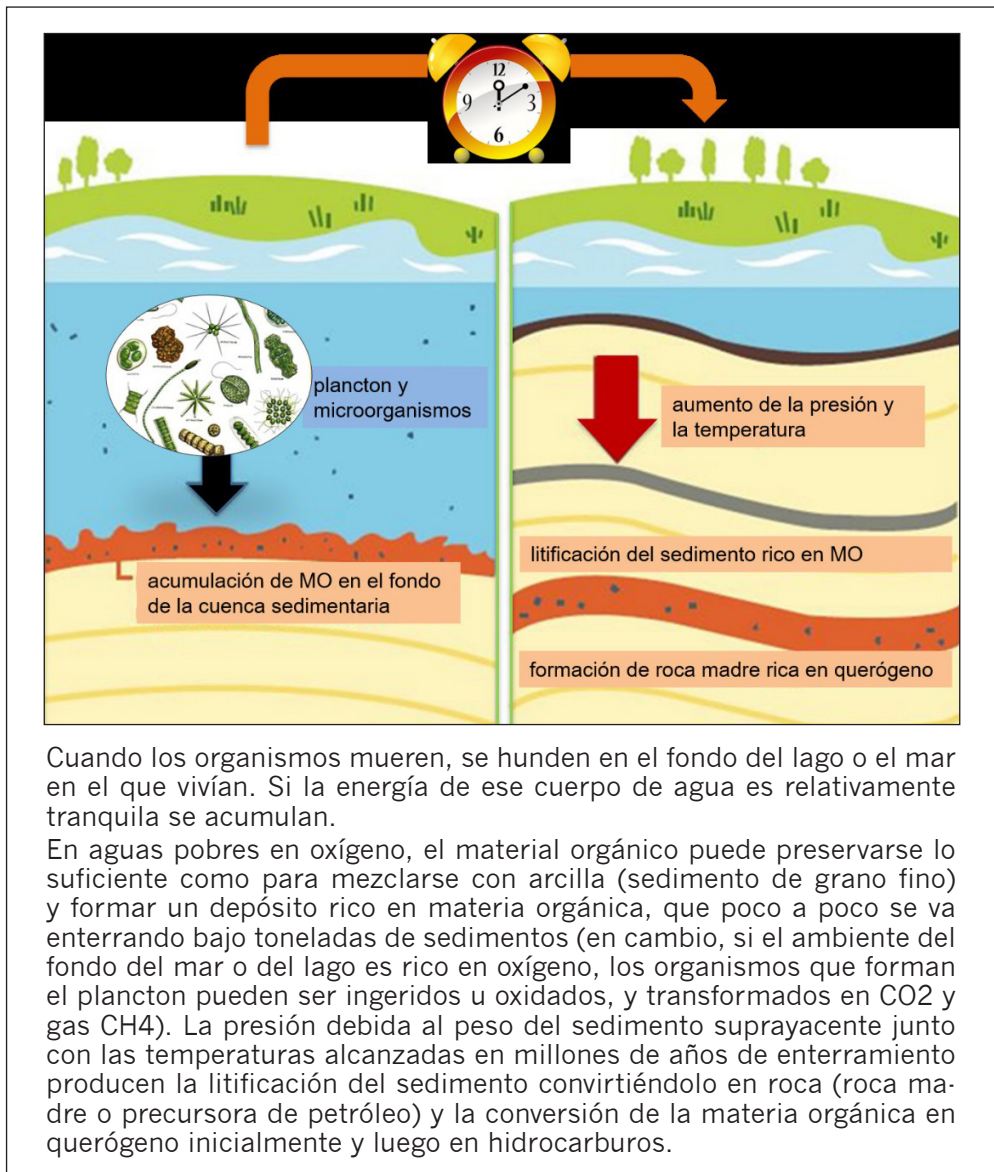
Las rocas sedimentarias contienen materia orgánica proveniente de vegetales y algas que vivieron en el pasado remoto de nuestro planeta. Esa materia orgánica sepultada a cientos de metros de profundidad, y sometida a condiciones extremas de presión y temperatura durante millones de años, nos brinda información fundamental sobre el potencial de generación de hidrocarburos de una roca.

El **carbono** es uno de los elementos más abundantes en la Tierra. Está presente en todos los seres vivos (actuales o extintos) y circula entre la tierra, el aire y los océanos en lo que se denomina “ciclo del carbono” a través de dos vías diferentes, el “ciclo geológico” y “ciclo biológico” del carbono.

A través de la **fotosíntesis**, las plantas, las algas y algunos tipos de bacterias transforman la energía lumínica que aporta la luz del Sol, en energía química. En este proceso básico de producción masiva de materia orgánica en la Tierra, se crean moléculas que se acumulan en los tejidos vegetales en forma de hidratos de carbono a partir de agua y dióxido de carbono atmosférico, y se libera oxígeno como subproducto.

Al morir, estos organismos quedan sobre el suelo o en los cuerpos de agua que los contenían, donde comienzan a sufrir una serie de transformaciones físicas y químicas que degradan sus tejidos y parte del carbono se libera al aire como dióxido de carbono. Esto es lo que se conoce como Ciclo Biológico del Carbono (CBC).

El material biológico que escapó del CBC es depositado en grandes cantidades en las cuencas sedimentarias, junto a sedimentos minerales, quedando sepultado a grandes profundidades como consecuencia



Cuando los organismos mueren, se hunden en el fondo del lago o el mar en el que vivían. Si la energía de ese cuerpo de agua es relativamente tranquila se acumulan.

En aguas pobres en oxígeno, el material orgánico puede preservarse lo suficiente como para mezclarse con arcilla (sedimento de grano fino) y formar un depósito rico en materia orgánica, que poco a poco se va enterrando bajo toneladas de sedimentos (en cambio, si el ambiente del fondo del mar o del lago es rico en oxígeno, los organismos que forman el plancton pueden ser ingeridos u oxidados, y transformados en CO₂ y gas CH₄). La presión debida al peso del sedimento suprayacente junto con las temperaturas alcanzadas en millones de años de enterramiento producen la litificación del sedimento convirtiéndolo en roca (roca madre o precursora de petróleo) y la conversión de la materia orgánica en querógeno inicialmente y luego en hidrocarburos.

1. Transformaciones de la materia orgánica (MO).

de su progresivo enterramiento. Éste, a su vez, incrementa la temperatura de acuerdo con el gradiente geotérmico local, que en promedio asciende a 30 °C por cada km. Las altas temperaturas y grandes presiones dadas por el soterramiento a través del tiempo, durante millones de años, provocan transformaciones continuas en la materia orgánica a partir del momento de su incorporación a los sedimentos. Estos procesos, que se engloban en el Ciclo Geológico del Carbono (CGC), convierten de manera gradual la materia orgánica en **querógeno**

Por lo tanto, el **querógeno** se puede definir como la materia orgánica contenida en las rocas sedimentarias y representa algo

similar a lo que son los minerales para las rocas inorgánicas (Fig. 1).

Existe una amplia variedad de grupos orgánicos que componen lo que llamamos querógeno, pero a pesar de que el material biológico proviene de cualquier tipo de seres vivos (animales, vegetales, organismos microscópicos, etc.), la materia orgánica dominante es de origen vegetal y varía entre fragmentos leñosos, restos de cutículas, tejidos de conducción y tejidos epidérmicos preservados, esporas y granos de polen de plantas terrestres, exudados tales como resinas, y componentes algales o bacterianos.

El estudio del querógeno permite inferir las condiciones ambientales imperantes

en el pasado tales como salinidad del medio, temperatura, pH, carga de nutrientes, profundidad del cuerpo de agua, etc. Asimismo, algunos constituyentes poseen una preservación diferencial frente a parámetros vinculados con la energía del medio, el grado de oxigenación del medio de transporte y la distancia relativa de su área de aporte.

¿Cómo se estudia el querógeno?

La **Petrografía Orgánica** es la disciplina que se ocupa de la descripción y clasificación de la materia orgánica sedimentaria mediante análisis visuales.

Las muestras de roca pueden proceder tanto de superficie terrestre como también de subsuelo. Cuando son tomadas de superficie corresponden a secciones aflorantes en el terreno como por ejemplo, barrancas abandonadas de ríos o arroyos. En cambio, cuando provienen de subsuelo se trata de muestras de *cutting* o corona tomadas con equipos de perforación especiales.

Estas muestras son transportadas a laboratorios adecuados y debidamente equipados con la infraestructura necesaria para realizar los tratamientos químicos que requieren la utilización de ácidos fuertes. En un primer paso los componentes orgánicos se aíslan de la roca que los contiene, mediante su extracción físico-química. El material es molido con mortero manual y tamizado (en columna de mallas) de manera de homogenizar el tamaño del grano que va a ser tratado. A continuación, se realiza la concentración de la materia orgánica a través de tratamiento por ataque de la matriz inorgánica con ácido clorhídrico (HCl) para eliminar carbonatos y con ácido fluorhídrico (HF) para remover silicatos.

Luego de sucesivos lavados con agua destilada el residuo orgánico obtenido se monta sobre tacos de resina para su observación en microscopio de luz blanca reflejada o en vidrios, denominados “portaobjetos”, para microscopía de luz blanca transmitida.

Los microscopios de luz blanca reflejada sirven para observar preparados opacos o

esposos. La fuente de luz en estos microscopios está dispuesta en la parte superior y pasa a través del objetivo o lateralmente, por lo que la luz incide sobre la superficie de la muestra. Los microscopios de luz transmitida sirven para observar preparados transparentes y muy finos. Cuanto más fino sea el preparado, con más precisión podrá ser observado. La fuente de luz está dispuesta en la parte de abajo, de este modo la luz atraviesa la muestra.

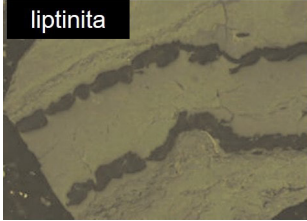
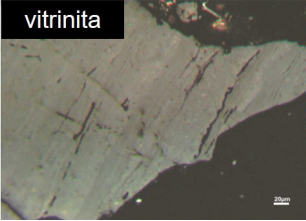
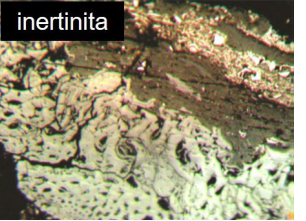
Cuando este querógeno es observado en microscopio óptico bajo **luz reflejada**, cada uno de sus componentes recibe la denominación de “maceral”. Algunos macerales representan restos de plantas que poseen algún tipo de estructura preservada, mientras que en otros casos son productos de degradación que están tan alterados que no se puede reconocer de qué parte de la planta provienen.

Estos macerales se reconocen por sus características ópticas y se describen a partir de su forma, color, textura, estructura, tamaño, reflectancia, dureza, relieve de pulido etc. Existen tres grupos principales de macerales definidos según el origen y madurez alcanzada. Estos grupos son: el grupo de la **Vitrinita**, el grupo de la **Inertinita** y el grupo de la **Liptinita** (recuadro 2). Reflectancia es el % de luz reflejada cuando se hace incidir luz blanca sobre una superficie pulida. Se mide con un microscopio petrográfico provisto de un fotómetro.

Los macerales del grupo liptinita son los más oscuros y los que poseen menor reflectancia, los macerales del grupo inertinita son los más claros y los que devuelven mayor reflectancia, mientras los macerales del grupo vitrinita tienen color gris intermedio y son bastante más homogéneos que los anteriores. De ellos, la vitrinita es el maceral utilizado por la industria hidrocarburífera para la evaluación de potencial de generación de hidrocarburos (HC).

En cambio, cuando la materia orgánica es observada con **luz transmitida** se denomina “palinofacies” y proporciona información complementaria a las observaciones realizadas con luz reflejada, permitiendo la identificación de componentes clasifica

Querógeno en luz reflejada: macerales

liptinita	vitritinita	inertinita
		

Grupo Liptinita: Incluye partes visualmente distinguibles de las plantas tales como: Esporas, Cutículas y Resinas. Color gris muy oscuro a negro bajo luz reflejada. Presenta alto contenido de H, compuestos principalmente alifáticos, baja reflectividad, alta fluorescencia.

Grupo Vitritinita: Su origen está dado principalmente en la celulosa y lignina de los tejidos leñosos de los vegetales. Su estructura química está representada por compuestos aromáticos. Su reflectancia es intermedia entre la liptinita y la inertinita. Color gris medio a luz reflejada y moderadamente transparente a luz transmitida.

Grupo Inertinita: Deriva de material que fue fuertemente alterado y degradado antes de su depositación. Su origen es el mismo que la vitritinita, pero oxidada por exposición subaérea durante o antes del enterramiento. Alta reflectividad. Alto grado de aromatización y condensación. Alto contenido en C y bajo en H. Color gris claro a blanco brillante bajo luz reflejada y opaco en luz transmitida.

2. Macerales.

dos como material algal marino, algal lacustre, terrígeno derivado de plantas leñosas, cutículas, resinas, granos de polen, esporas, etc. (recuadro 3).

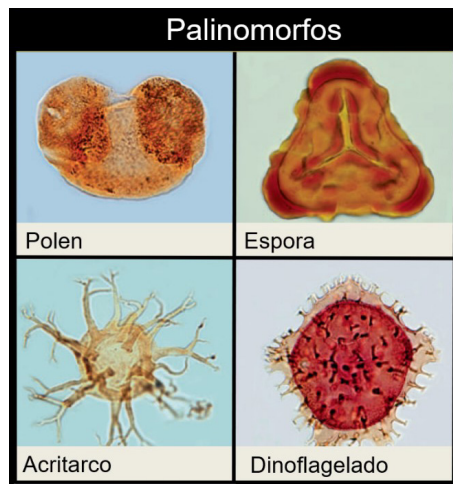
Según su origen y constitución de materia orgánica reconocible microscópicamente, el querógeno puede clasificarse en cuatro tipos: I, II, III, y IV.

Tipo I: corresponde a ambientes lacustres, y está constituido por materia orgánica de origen algal de aguas dulces, puede estar acompañado de material leñoso, polen, esporas y cutículas y es altamente generador de hidrocarburo líquido.

Tipo II: es indicador de ambientes marinos y está constituido principalmente por

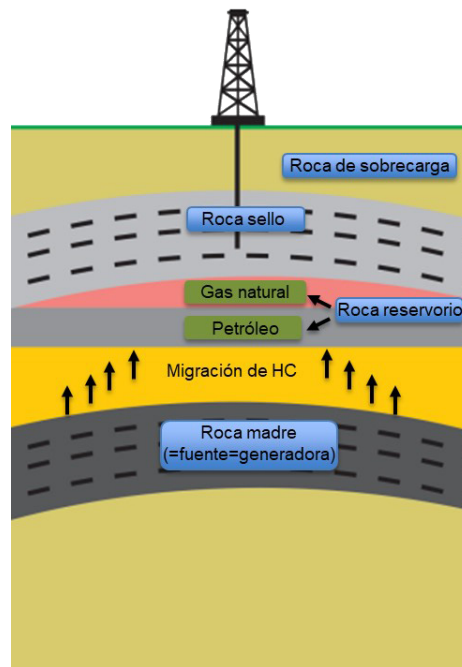
3. Palinomorfos observados con luz transmitida.

Palinomorfos: son microfósiles de tamaño muy pequeño (entre 10 y 300 micrones), con pared orgánica que les confiere resistencia al ataque ácido. Incluyen principalmente: granos de polen y esporas de plantas, dinoflagelados (quistes de resistencia de organismos marinos), acritarcos (origen incierto y ambiente marino), restos de algas, de hongos, entre otros. Por su pequeño tamaño, se estudian con microscopio óptico y electrónico de barrido y se encuentran después de haber sometido una roca sedimentaria a un proceso de extracción en el laboratorio. Por su composición orgánica y resistencia se distinguen de otros organismos fósiles con



caparazón mineralizado, como las diatomeas o los foraminíferos.

Un sistema petrolero convencional requiere cuatro componentes: Roca generadora, reservorio (roca porosa generalmente areniscas), sello y sobrecarga. Y dos procesos: generación y migración de hidrocarburos (gas o petróleo). Los sistemas no convencionales (NoC) requieren de la roca generadora y de suficiente sobrecarga para lograr la maduración asociada a la temperatura. En estos sistemas, la roca generadora funciona también como reservorio.



4. Sistema petrolero.

materia orgánica de origen algal marino, a veces acompañado de palinomorfos y restos cuticulares y membranosos. Se corresponde con material generador de hidrocarburos líquidos.

Tipo III: pertenece a ambientes continentales y está constituido principalmente por fragmentos leñosos. Se corresponde con materiales generadores de gas.

Tipo IV: incluye materia orgánica fuertemente oxidada o carbonizada, proveniente de material algal (lacustre o marino) o de restos leñosos. Se corresponde con materiales inertes, sin potencial de generación de hidrocarburos.

Sistema Petrolero. Del querógeno a la generación de hidrocarburos

Un Sistema Petrolero está integrado por **Componentes Físicos** (Roca madre -o roca fuente o generadora-, Roca Reservorio, Roca Sello y Roca de sobrecarga) y por **Procesos** (Formación de trampas, generación, migración y acumulación del hidrocarburo generado). Toda producción de hidrocarburo, gas o petróleo, en un sistema petrolero

convencional o no convencional proviene de la roca generadora, sin esta fuente petrolífera el resto de los componentes y procesos se vuelven irrelevantes (recuadro 4).

Una roca generadora -o roca madre- puede definirse en sentido amplio como cualquier roca de grano fino, rica en materia orgánica, con capacidad de producir algún tipo de hidrocarburo si cuenta con la suficiente exposición al calor, a la presión y al tiempo.

Las rocas generadoras de querógeno se forman cuando ocurre la producción, acumulación y preservación de Materia Orgánica (MO).

Producción: cuando las condiciones ambientales que sustentan actividades biológicas favorecen la producción de grandes cantidades de materia orgánica;

Acumulación: cuando las condiciones depositacionales concentran y acumulan esta materia orgánica con depositación rápida y activa de sedimentos de grano fino;

Preservación de la MO: cuando las condiciones post-depositacionales son tales que evitan su degradación y permiten su preservación en ambientes anóxicos con mínimo transporte.

Como se dijo anteriormente, a pesar de

que el material biológico que posteriormente será el formador del querógeno (mediante sucesivas transformaciones físico/químico/biológicas) deriva de cualquier tipo de seres vivos, la materia orgánica dominante en la formación del petróleo y gas proviene de organismos microscópicos, de origen algal/bacterial, conocidos como fitoplancton y zooplancton, junto con material terrígeno transportado hacia los cuerpos de agua.

Cuando el enterramiento es significativo, la temperatura puede superar los 50 o 100 °C, y el petróleo puede ser transformado en gases de hidrocarburos. Seguido a la formación de gas y petróleo, los fluidos son movilizados desde la roca madre hacia la roca reservorio donde el petróleo se acumula constituyendo yacimientos de importancia comercial.

La composición original de MO, el ambiente de depositación, el tiempo y el calor impuesto sobre el material biológico, determina el tipo de hidrocarburo generado.

Potencial oleogénético, una cuestión no sólo de cantidad

El potencial oleogénético es la capacidad que tiene una roca generadora de producir algún tipo de hidrocarburo (petróleo o gas) y está dado por la **calidad** y **cantidad** de MO que contiene, lo cual se denomina “riqueza orgánica”. Pero además de la riqueza, otro factor fundamental para la producción de hidrocarburos es el grado de **madurez** alcanzado por ese contenido biológico original.

La riqueza orgánica se refiere a la cantidad y al tipo de materia orgánica contenida en la roca, por el contrario, la madurez alude a la exposición de la roca generadora al calor, a través del tiempo. La temperatura aumenta a medida que la roca es sepultada a mayor profundidad, por debajo de la columna sedimentaria. Esta situación da lugar a la transformación térmica de la materia orgánica causada por reacciones que ocurren lentamente, removiendo el oxígeno como dióxido de carbono y el hidrógeno en forma de metano y agua, convirtiendo así el querógeno en petróleo o gas. Esta conversión lenta

y continua que produce el estrés térmico y los millones de años de enterramiento, es lo que hace que una roca generadora produzca hidrocarburos.

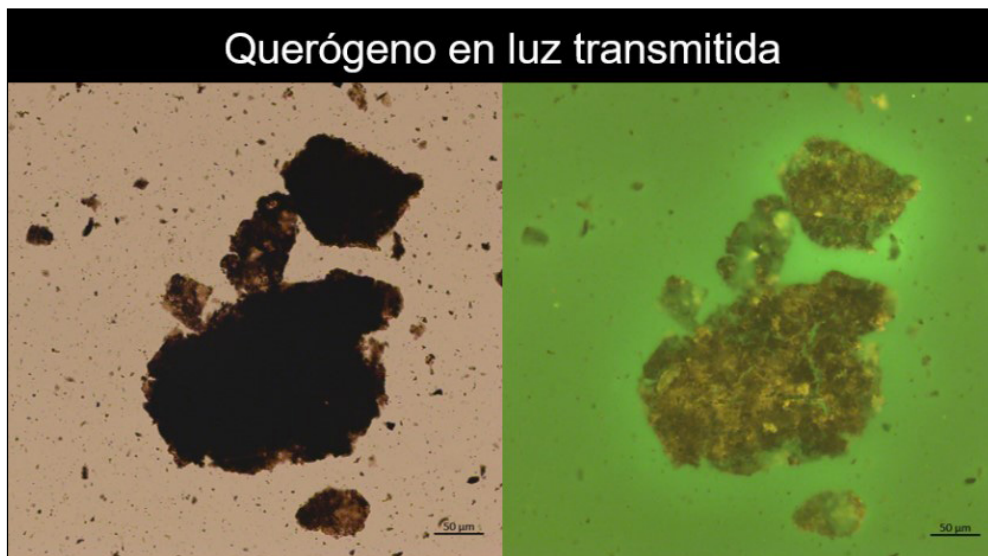
La determinación de la madurez térmica de la materia orgánica que se encuentra dispersa en sedimentos es un parámetro clave para la correcta evaluación del potencial generador de hidrocarburos de una roca madre y su modelado en un sistema petrolero.

El grado de evolución de la materia orgánica puede definirse a partir de métodos químicos (contenido en carbono y contenido en materias volátiles) o a partir de las propiedades ópticas de los componentes visibles en los macerales.

Durante el enterramiento, la MO sufre cambios significativos irreversibles en algunas de sus propiedades ópticas, como por ejemplo la capacidad para reflejar luz incidente, el color y la fluorescencia (Fig. 5). Por lo tanto, el estudio de esas características bajo el microscopio permite inferir las condiciones de Temperatura y Presión máximas a las cuales la secuencia estuvo sometida durante la fase de enterramiento.

Una de las propiedades que se estudian en los macerales es la **reflectancia**, que es el porcentaje de luz que refleja una superficie plana y pulida bajo determinadas condiciones de iluminación. Como la reflectancia es una propiedad que está relacionada con la aromaticidad de los componentes orgánicos del carbón, se incrementa para todos los macerales a medida que el grado de evolución del carbón aumenta.

La vitrinita, ese maceral formado por los componentes celulares derivados del material leñoso de los vegetales que se encuentran alterados térmicamente, es el único cuya tasa de variación es constante y continua a medida que transcurre el tiempo de enterramiento, con el aumento de la presión y la temperatura asociadas. Los valores de Reflectancia de Vitrinita son irreversibles y por tanto son indicadores de tiempo-temperatura. La cantidad de luz que refleja puede cuantificarse con equipamiento específico, y esa medida constituye una herramienta diagnóstica clave para determinar la madurez térmica de una roca.



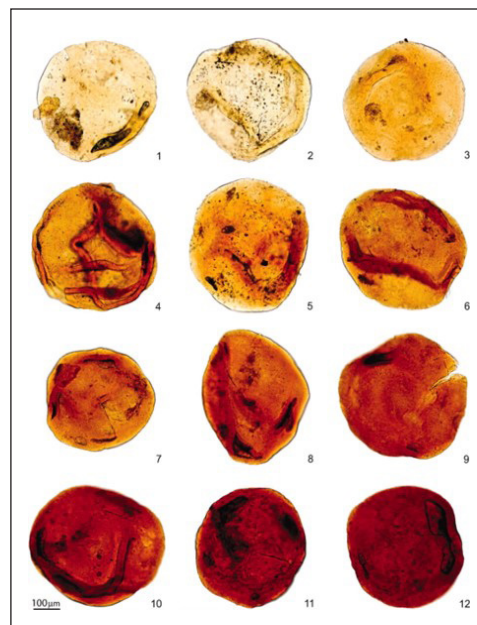
5. Querógeno en luz blanca transmitida (izq.) y con luz azul donde se puede apreciar la fluorescencia (der.).

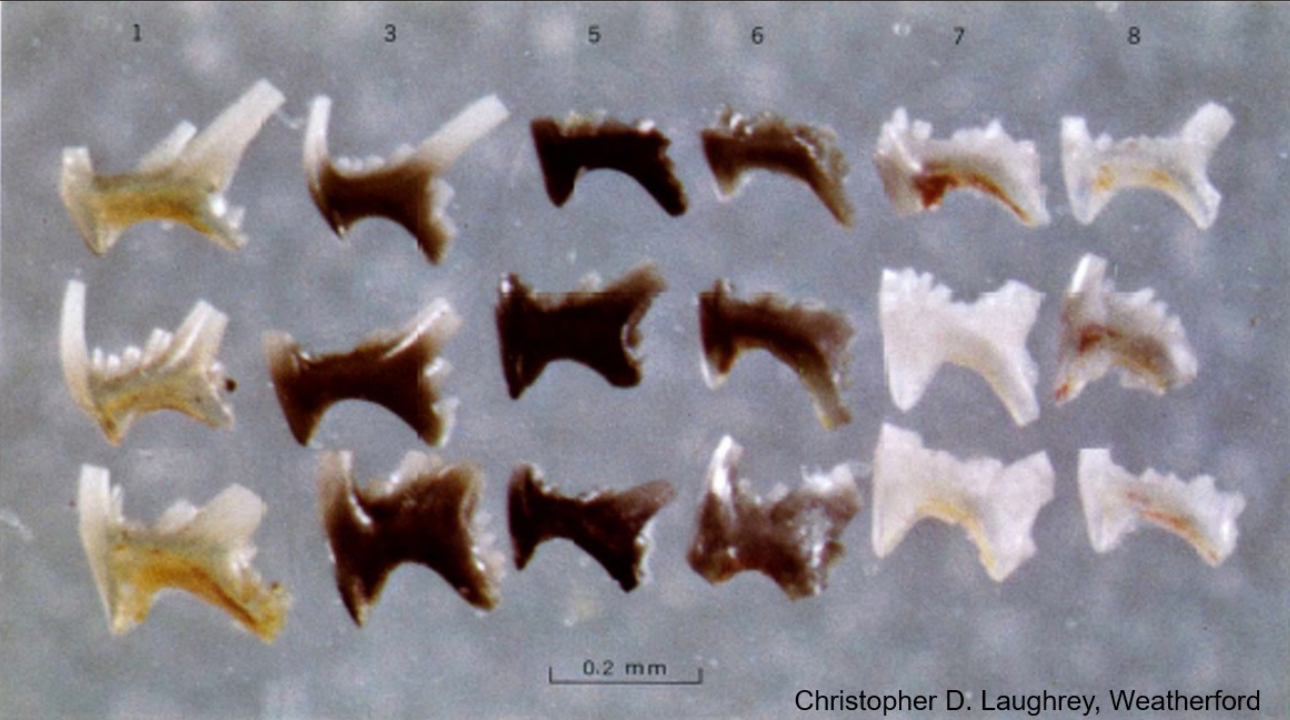
Otros métodos de evaluación de la madurez utilizados como geotermómetros para evaluar el grado de madurez alcanzado por una cierta secuencia sedimentaria son la fluorescencia de la liptinita (componentes algales y palinomorfos), el índice de alteración Térmica de granos de polen y esporas (TAI) y el índice de Alteración de color de los Conodontes (CAI) (ver más abajo). Cada una de estas técnicas tiene su mejor desempeño para un rango de madurez y edad definido, variando su complejidad, tipo de muestra necesaria, tiempos y datos/resultados.

Método de "Fluorescencia de la liptinita". Esta técnica se basa en la observación de las variaciones de color y de intensidad de fluorescencia de los componentes algales y palinomorfos del Grupo de la Liptinita. La materia orgánica a menudo muestra fluorescencia natural cuando es excitada con luz UV o azul desde una lámpara de mercurio. Conforme aumenta la maduración de los compuestos orgánicos disminuye la intensidad de la fluorescencia, y cambia la coloración, pasando del verde intenso en estadios inmaduros, al amarillo, luego al naranja hasta el marrón no fluorescente en fase sobremadura. Esta técnica también es utilizada en el reconocimiento de palinomorfos enmascarados por una matriz amorfa.

6. Índice de alteración térmica (TAI). Se basa en la determinación de la variación del color que presentan ciertos palinomorfos conforme aumenta la madurez.

Método del "Índice de alteración térmica" (IAT). Se basa en la determinación de la variación del color de ciertos palinomorfos según su madurez. Son cambios graduales que van desde el ámbar claro (en etapas inmaduras) hasta el negro (en etapas sobremaduras) ocasionados por el calentamiento progresivo. Estos cambios permiten establecer correlaciones con los diferentes estadios de madurez en edades post silúricas (Silúrico: período entre 444 y 419 millones de años), momento en el que aparecen los vegetales productores de estos elementos (Fig. 6).





7. Índice de alteración de la Coloración en conodontes (IAC). Se basa en los cambios de color observados en el aparato masticatorio de ciertos cordados marinos que vivieron durante el período que abarca desde el Cámbrico al Jurásico (540-200 Ma.)

Método del “Índice de Alteración de color de los Conodontes (IAC). Se basa en los cambios de color observados en los conodontes, que son microfósiles marinos correspondientes al aparato masticatorio de ciertos cordados marinos que vivieron desde el Cámbrico al Jurásico (540-200 Ma.) Son útiles para evaluar la madurez en depósitos pre-Devónicos (419-359 millones de años) donde los palinomorfos y la vitrinita están ausentes (Fig. 7).

Por todo lo expuesto, se puede concluir que el conocimiento biológico proveniente de la investigación básica puede convertirse en una herramienta sumamente útil aplicada en la exploración y desarrollo por parte de la industria hidrocarburífera. Este tipo de estudios adquirieron una relevante importancia en los últimos tiempos frente al auge de la explotación de reservorios no convencionales como en el caso de la Formación Vaca Muerta en el ámbito de la Cuenca Neuquina. ◆

Lecturas sugeridas

McCarthy, K., K. Rojas, M. Niemann, D. Palmowski, K. Peters, and A. Stankiewicz, 2011, Basic petroleum geochemistry for source rock evaluation: Oilfield Rev. The Society for Organic Petrology

Petrografía del carbón. Universidad de Granada · Instituto Nacional del Carbón (CSIC) / España.

Dra. Georgina Erra
 CONICET. División Paleobotánica
 Museo de La Plata y Cátedra
 Paleontología II (FCNyM. UNLP).