

2023

Transformación de la Materia Orgánica

Elaborado Por:
MSC. ING. EVANNA FUENMAYOR

TRANSFORMACIÓN DE LA MATERIA ORGÁNICA

En esta sección indicaremos las condiciones depositacionales para que una roca generadora pueda producir hidrocarburos líquidos o gaseosos.

INTRODUCCIÓN

La depositación de sedimentos ricos en contenido orgánico y los procesos microbianos convierten parte de la materia orgánica en gas metano biogénico (figura 1). La materia orgánica que no fue convertida en gas biogénico, a una cierta profundidad y temperatura se convierte en kerógeno.

El Kerógeno es un compuesto químico orgánico de coloración oscura e insoluble en solventes orgánicos debido a su enorme peso molecular (por encima de 1.000 Daltons), el cual se encuentra presente en las rocas sedimentarias.

Ahora bien, el kerógeno puede seguir transformándose si el calor incrementa, esto dependerá del gradiente térmico que presente una cuenca. A esta transformación del kerógeno por incremento de la temperatura es lo que se conoce como: **“Madurez Térmica o Termal”** de la materia orgánica.

El incremento de la madurez térmica hace que los kerógenos experimenten un proceso de simplificación estructural; lo cual generalmente comienza con la generación de petróleo, luego, continúa con gas húmedo y finalmente con la generación de gas seco (ver figura 1).

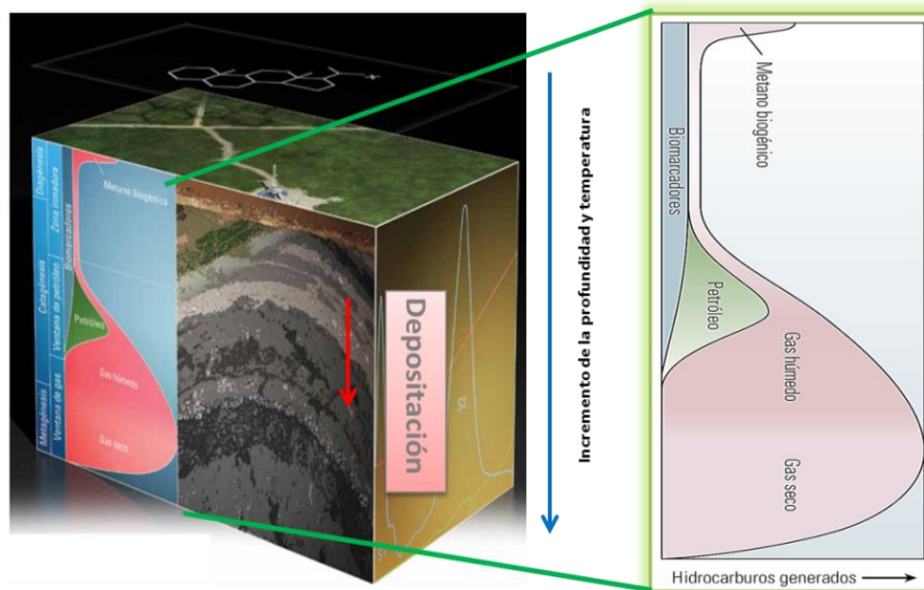


Figura 1. Generación de Hidrocarburos

Los mecanismos por los cuales se generan el petróleo y el gas varían de una cuenca a otra. Tales mecanismos dependen de las facies sedimentarias, la historia de sepultamiento, la tectónica y otros procesos geológicos.

Existen tres procesos principales de transformación de la materia orgánica en el subsuelo asociada con la temperatura, conocidos como:

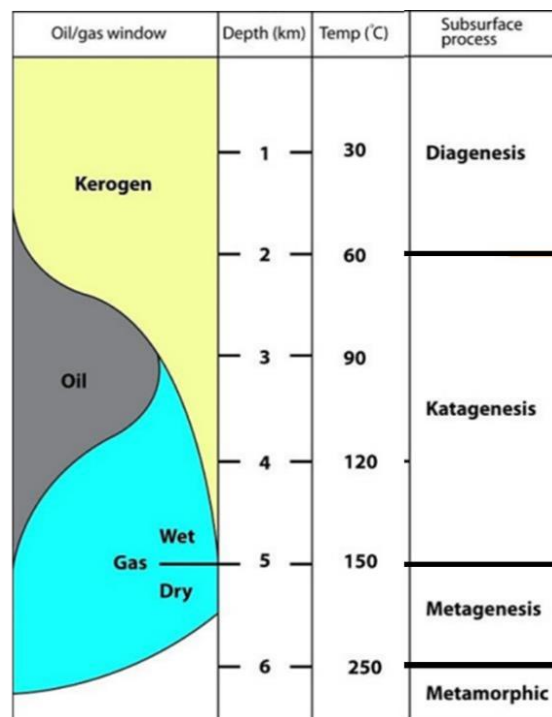


Figura 2. Procesos de Transformación de la Materia Orgánica

La Diagénesis

Constituye el proceso de transformación física, química y biológica de la materia orgánica a través de reacciones de condensación, polimerización y degradación microbiana, sin efecto considerable de la temperatura. Cubre el rango de temperatura hasta alrededor de **los 50°C (122 °F)**, equivalente de forma aproximada desde los **1000** metros de profundidad (ver figura 2).

Durante esta etapa, la oxidación y otros procesos químicos comienzan a descomponer el material. Si se deposita bajo condiciones anóxicas, este material puede ser convertido en gas seco por la acción de las bacterias metanogénicas (Rice DD y Claypool GE, 1981). Con el incremento de las temperaturas y los cambios producidos en el pH, la materia orgánica se convierte gradualmente en kerógeno y menores cantidades de bitumen.

La Catagénesis

Es el proceso mediante el cual el kerógeno contenido en las rocas sedimentarias se altera térmicamente por efecto de la temperatura. Cubre el rango de temperaturas entre la diagénesis y la metagénesis, aproximadamente entre los **50°C a 150°C (122°F a 302°F)**, equivalente a profundidades entre **2000 a 5000 m**. Es en esta etapa donde ocurre el craqueo térmico del Kerógeno a gas y petróleo (ver figura 2).

La Metagénesis

La metagénesis es la última etapa en la que el calor adicional y los cambios químicos producen la transformación de la mayor parte del kerógeno en metano y un residuo de carbono. Estos cambios se producen a temperaturas que oscilan entre **150°C y 200°C [302°F y 392°F]** aproximadamente (Peters et al, 2005), (ver figura 2).

TIPOS DE KERÓGENOS

Tal como fueron descritos los diferentes procesos de transformación de la materia orgánica por el incremento de la temperatura (diagénesis, catagénesis y metagénesis), permitirá la generación de petróleo o gas de acuerdo al tipo de kerógeno depositado en la cuenca.

Existen varios tipos de kerógenos. La clasificación más utilizada, se basa en su proveniencia, como lo indican los macerales específicos (ver tabla 1). Los macerales son los constituyentes reconocibles microscópicamente de la materia orgánica, que se encuentran en los carbones y el kerógeno, en forma análoga a los constituyentes minerales de una roca.

Tipo de kerógeno	Material fuente	Ambiente de depositación general
I	Principalmente material algáceo	Ambiente lacustre
II	Principalmente material planctónico, con cierto aporte de material algáceo	Ambiente marino
III	Principalmente plantas superiores	Ambiente terrestre
IV	Material oxidado re-elaborado	Ambientes variados

Tabla1. Tipo de Kerógenos

A continuación definiremos cada uno de ellos:

El kerógeno Tipo I

Es generado predominantemente en ambientes lacustres y, en ciertos casos, ambientes marinos. Proviene de materia algácea, planctónica o de otro tipo, que ha sido intensamente re-elaborada por la acción de bacterias y microorganismos que habitan en el sedimento.

Rico en contenido de hidrógeno y bajo en contenido de oxígeno es potencialmente petrolífero, pero también puede producir gas, según su etapa de evolución en relación con la temperatura. Responsables de menos del 3% de las reservas mundiales de petróleo y gas. Los kerógenos tipo I, no son comunes (Klemme HD y Ulmishek GF, 1991).

El kerógeno Tipo II

Es generado habitualmente en ambientes anóxicos, que existen en ambientes marinos de profundidad moderada. Este tipo de kerógeno proviene principalmente de restos de plancton re-elaborados por bacterias (ver figura 3). Es rico en contenido de hidrógeno y con bajo contenido de carbono. Este kerógeno puede generar petróleo o gas al aumentar progresivamente la temperatura y el grado de maduración (Vandenbroucke M, 2003).

Algunos ejemplos conocidos de kerógeno Tipo II son la Formación de arcilla Kimmeridge del Mar del Norte y la Formación Bazhenov de Siberia. Ciertos ambientes depositacionales favorecen el incremento de la incorporación de compuestos de azufre, lo que se traduce en una variación conocida como kerógeno Tipo II-S. Esta variación se observa en la Formación Monterrey de California, en la Formación La Luna de Venezuela y en la Formación Vaca Muerta en Argentina.

El kerógeno Tipo III

Proviene principalmente de restos vegetales terrestres, que han sido depositados en ambientes marinos o no marinos someros a profundos (ver figura 3). El kerógeno Tipo III posee menor contenido de hidrógeno y mayor contenido de oxígeno que los Tipos I o II y, en consecuencia, tiende a generar gas seco. La mayoría de los carbones contiene kerógenos Tipo III.

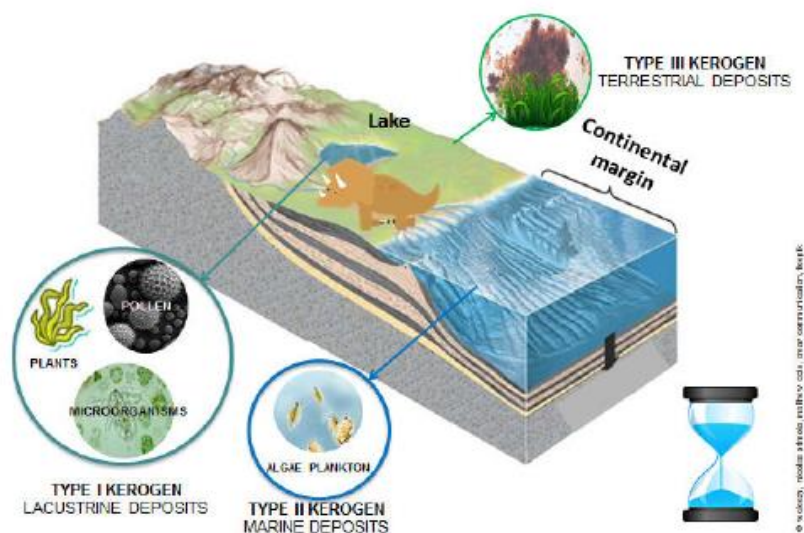


Figura 3. Tipos de Kerógenos

El kerógeno Tipo IV

Es generado a partir de materia orgánica residual presente en sedimentos más antiguos, re-elaborados después de la erosión. Antes de la depositación final, el kerógeno Tipo IV puede haber sido alterado por procesos de meteorización subaérea, combustión u oxidación biológica en pantanos o suelos.

Este tipo de kerógeno posee alto contenido de carbono y falta de hidrógeno. Se lo considera una forma de “carbono muerto,” prácticamente sin potencial para la generación de hidrocarburos (Tissot et al, 1974).

En general, los kerógenos ricos en contenido de hidrógeno son responsables de la generación de petróleo e hidrocarburos gaseosos, los que contienen menos cantidades de hidrógeno generarán principalmente hidrocarburos gaseosos.

VENTANA DE GENERACIÓN

Como se ha descrito anteriormente durante la depositación, la materia orgánica se transformará en kerógeno, entre aproximadamente 55 y 60 ° C. La roca madre a estas temperatura y profundidad todavía no está completamente madura, la temperatura todavía es demasiado baja para romper los enlaces químicos del kerógeno (Ver figura 4).

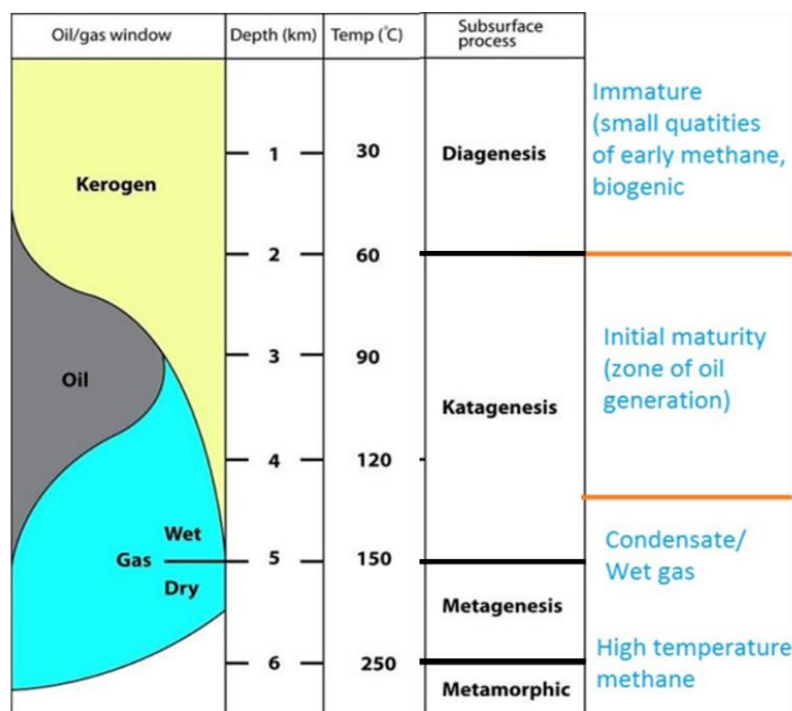


Figura 4. Maduración de la materia orgánica

Dependiendo de los tipos de kerógeno y las condiciones termodinámicas in situ se genera la **Ventana del Petróleo ("Oil Window")** que corresponde al intervalo de temperatura y profundidad, donde las condiciones térmicas son adecuadas para que el kerógeno se transforme en hidrocarburos líquidos, esto generalmente ocurre a temperaturas entre **60°C y 140°C** aproximadamente. (Ver figura 4 y 5).



RECUERDEN

Estas temperaturas son alcanzadas durante la Catagénesis.

En esta ventana de petróleo, los kerógenos tipo I y II producen tanto petróleo como gas, mientras que los kerógenos tipo III producen principalmente hidrocarburos gaseosos. Los incrementos posteriores de la profundidad de sepultamiento, la temperatura y la presión trasladan la roca generadora al extremo superior de la ventana de gas, donde la división (craqueo) secundaria de las moléculas de petróleo produce gas húmedo que contiene metano, etano, propano e hidrocarburos más pesados.

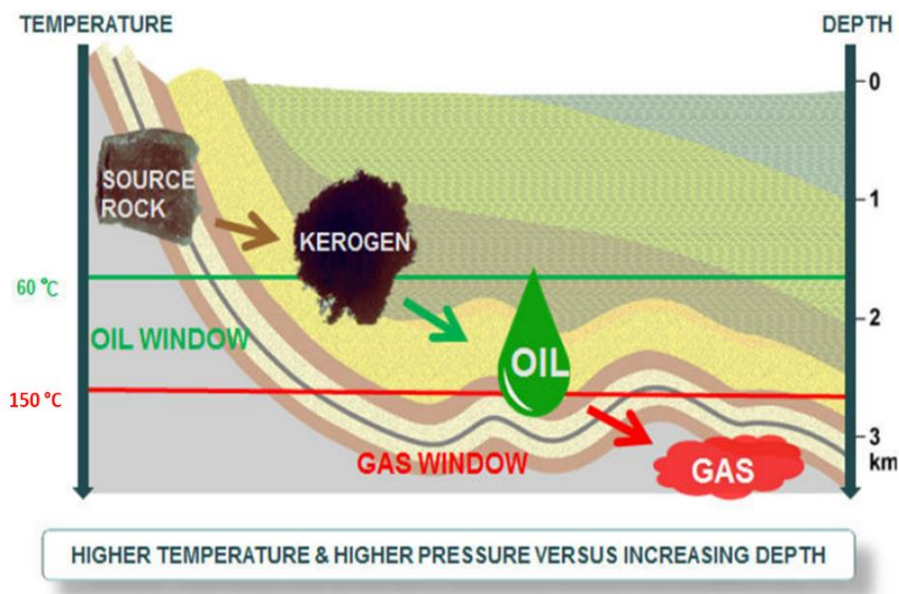


Figura 5. Ventana de Petróleo y Gas.

La Ventana de Gas (“Gas Window”) corresponderá al intervalo profundidad y temperatura en el que una roca madre genera y expulsa la mayor parte de hidrocarburos gaseosos.

A medida que la roca generadora ingresa más en la ventana de gas, se libera metano tardío, o gas seco, junto con compuestos gaseosos, tales como el dióxido de carbono [CO₂], el nitrógeno [N₂] y el ácido sulfhídrico [H₂S]. Estos cambios se producen a temperaturas que oscilan entre 150°C y 200°C [302°F y 392°F] aproximadamente. (Ver figura 4 y 5).



RECUERDEN

Estas temperaturas son alcanzadas durante la Metagénesis



RESUMEN

La materia orgánica para transformarse en kerógeno debe estar depositada bajo varios kilómetros de profundidad, donde el tiempo y las altas temperaturas de la formación produzcan el craqueo térmico de la misma. Esto ocurre justo después de la diagénesis, es decir, durante la catagénesis o metagénesis.

En la catagénesis, cuando la temperatura de la formación se encuentra en el orden de los 60°C, el kerógeno inicia su transformación a petróleo o gas. En esta etapa, los kerógenos tipos I y II al madurarse generan petróleo, ya que presentan mayor contenido de hidrógeno que de oxígeno. En cambio, los kerógenos tipo III producirían gas húmedo, por presentar mayor contenido de oxígeno que de hidrógeno.

Durante la metagénesis donde la temperatura es de 150°C o más, sólo se produciría kerógeno tipo III. Este tipo de kerógeno a esta temperatura sólo produciría gas seco o compuestos gaseosos.

Finalmente, cuando la roca generadora alcanza a producir hidrocarburos líquidos o gaseosos, se dice que está madura térmicamente, dando lugar a las ventanas de generación de petróleo o gas.

Bibliografía Citada

1. Rice, D. D. y Claypool, G. E. (1981). Generation, Accumulation and Resource Potential of Biogenic Gas. *AAPG Bulletin* 65, (1), 5–25
2. Peters, K. E. y Cassa, M. R. (1994). Applied Source Rock Geochemistry. In Magoon, L. B. and Dow, W. G. (eds) *The Petroleum System—From Source to Trap*. Tulsa: The American Association of Petroleum Geologists, AAPG Memoir, 60, 93–120.
3. Vandembroucke, M. (2003). Kerogen: From Types to Models of Chemical Structure. *Oil & Gas Science and Technology—Revue de l'Institut Français du Pétrole*, 58, 243–269.
4. Klemme, H. D. y Ulmishak, G. F. (1991). Effective Petroleum Source Rocks of the World: Stratigraphic Distribution and Controlling Depositional Factors. *AAPG Bulletin*, 75, (12), 1809–1851.
5. Tissot, B.; Durand, B.; Espitalié, J., y Combaz, A. (1974). Influence of Nature and Diagenesis of Organic Matter in Formation of Petroleum. *AAPG Bulletin*, 58, (3), 499–506.