

LA GEOQUÍMICA ORGÁNICA EN EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO: PERSPECTIVAS Y EJEMPLOS DE APLICACIÓN

A. Permanyer

Dpto. de Geoquímica, Petrología y Prospección Geológica
Facultad de Geología, Universidad de Barcelona.
Martí i Franquès, s/n, 08028-Barcelona.
albert.permanyer@ub.edu

Abstract

An overview of geochemistry in oil exploration and production is first given. The new analytical technologies and derived results are commented and illustrated through two examples. The first one presents a correlation between source rock and oil in the Maestrat Basin and Amposta oil field. The second one refers to the characterization of oils from the Tarragona Basin with special emphasis to reservoir geochemistry.

Key words: Organic Geochemistry, Oil, Maestrat Basin, Tarragona Basin.

Resumen

En este trabajo se presentan primeramente la evolución histórica de la geoquímica orgánica en la exploración y producción de petróleo, así como las nuevas técnicas analíticas y los resultados que de ellas se derivan. La vigencia de los estudios de geoquímica orgánica en programas de exploración y en el control de los reservorios se ilustra a través de dos ejemplos. El primero pone de relieve los resultados obtenidos en la Cuenca del Maestrazgo en la correlación entre roca madre y petróleo. El segundo estudia los petróleos de la Cuenca de Tarragona, con especial énfasis en la geoquímica de reservorios.

Palabras clave: Geoquímica orgánica, Petróleo, Maestrazgo, Cuenca de Tarragona.

Introducción

A lo largo de los últimos decenios la utilización de la geoquímica orgánica en la exploración y producción de petróleo ha sufrido un fuerte avance y transformación. Los primeros pasos de la geoquímica petrolera quedan resumidos y ensalzados con la aparición del primer gran manual (Tissot & Welte, 1984), en el que se recogen todos los avances hasta el momento, pasando a ser rápidamente y hasta la actualidad el manual de referencia.

En una primera fase el interés de la geoquímica se centra, fundamentalmente, en la caracterización de rocas madre, la relación con el medio sedimentario, el conocimiento de la composición orgánica y su grado de transformación diagenética o maduración. La aparición de técnicas analíticas diseñadas expresamente para el estudio de rocas madre, tales como la pirólisis Rock-Eval (Espitalié, et al., 1977, 1984), contribuyeron de manera decisiva a la expansión de este tipo de investigaciones tanto por parte de las compañías de petróleo como por parte de los centros públicos de investigación.

Paralelamente, la vertiente más química de la investigación petrolera ahonda en el conocimiento de los compuestos que forman el crudo y en la composición de los organismos vivos de los que deriva. Los estudios de las distintas dominancias de n-parafinas e isoprenoides en crudos y su dependencia del medio sedimentario de las rocas fuente constituyen los primeros pasos hacia el conocimiento y utilización de los Biomarcadores en la geoquímica petrolera. La publicación de *The biomarker guide: Interpreting molecular fossils in petroleum and ancient sediments* de Peters & Moldowan (1993) constituye un compendio de todos los trabajos realizados hasta la fecha y el establecimiento del estudio de los biomarcadores en todos los trabajos concernientes a origen, correlación, grado de madurez de crudos y rocas madre.

Geoquímica en exploración

Los trabajos de Demaison & Moore (1980) entre otros, suponen el primer gran paso en el conocimiento de los ambientes sedimentarios de la materia orgánica y de los factores físicos y químicos que favorecen su acumulación y preservación. El estudio por numerosos investigadores de la evolución de la materia orgánica y de sus etapas diagenéticas (diagénesis, catagénesis, metagénesis) propician la definición de las llamadas ventanas de generación del petróleo y del gas, y la interacción de Tiempo – Temperatura como motor de transformación de la materia orgánica sedimentaria en petróleo y/o gas (p.e., Behar & Vandembroucke, 1987; Tissot et al., 1987).

Como propuso Demaison (1984), el éxito de la exploración depende de tres factores independientes: la existencia de una trampa (estructura, almacén, sello), la acumulación de una determinada cantidad de petróleo (roca fuente, maduración, migración, *timing*), y la preservación del petróleo almacenado (historia térmica, invasión por aguas meteóricas, etc). De modo que numerosos factores de carácter químico y geológico quedan implicados desde la sedimentación de la materia orgánica hasta la producción de petróleo de un reservorio.

Desde del establecimiento de la relación entre reflectancia de la vitrinita y la ocurrencia de petróleo (Teichmüller, 1958), la reflectancia de la vitrinita se convierte en parámetro de madurez más ampliamente usado en la definición empírica de las ventanas de generación de petróleo y gas. Esta relación empírica entre reflectancia de vitrinita y formación de petróleo fue acertadamente usada por Lopatin (1971) para calcular la maduración térmica de la materia orgánica en los sedimentos teniendo en cuenta a la vez los factores tiempo y temperatura. De este modo se sentaban las bases de lo que sería la modelización de la generación de petróleo y de la evolución térmica de las cuencas sedimentarias. Con la publicación del trabajo de Waples (1980) y el posterior desarrollo de programas informáticos comerciales (p.e. BasinMod, Genex, Petromod, entre otros) la modelización térmica se ha convertido en un paso obligado en exploración.

Al mismo tiempo, otros aspectos directamente relacionados con el petróleo iban tomando cuerpo. Los primeros estudios del fenómeno de biodegradación de crudos en los reservorios (Jobson et al., 1972; Connan, 1984), la alteración térmica, el lavado por aguas, los fenómenos de desasfaltados por un lado, y las correlaciones entre petróleos y rocas madre por otro, configuraban otra cara de la geoquímica orgánica aplicada a la exploración de hidrocarburos.

En los últimos 10 años la geoquímica del petróleo se ha orientado hacia el campo de la producción. El buen conocimiento de las grandes cuencas sedimentarias mundiales y de sus expectativas es probablemente la causa de una menor necesidad de estudios de exploración. En estos momentos, sin embargo, teniendo en cuenta el precio del barril y el incremento de la demanda de crudo, es muy probable que la exploración viva un segundo impulso. Las áreas antiguamente desestimadas, bien por la talla de los yacimientos, bien por el coste de producción, podrían de nuevo reimpulsar el interés de la geoquímica orgánica en la exploración.

Geoquímica de reservorios

Los reservorios son, frecuentemente, estructuras geológicas complejas en los que el petróleo almacenado puede distribuirse en distintos compartimentos inconexos, donde la llegada de fluidos puede provocar fenómenos tan distintos como la biodegradación o el desasfaltado. Los elementos físicos de detección de compartimentación de reservorios (PVT) no alcanzan siempre a solucionar estos problemas y es ahí, donde la geoquímica adquiere un papel importante y necesario. En el caso de la biodegradación nos encontramos frente a una pérdida de calidad del crudo y de sus propiedades, y en definitiva de su valor comercial, mientras que la precipitación de compuestos pesados (asfaltenos) por causas naturales o como efecto colateral, pone en grave riesgo la producción, no solamente por taponamiento de tuberías y conductos, sino por fenómenos mucho más graves como el cierre de la porosidad y permeabilidad del propio almacén.

A principio de los años noventa los trabajos de Kauffman et al., (1990), Hwang et al., (1994) y Hwang & Baskin (1994) marcan el inicio de la expansión de lo que hoy conocemos como geoquímica de reservorios. Ya no se trata de caracterizar el crudo cromatográficamente, determinar sus biomarcadores, establecer su origen, etc. Ahora deben aplicarse los conocimientos geoquímicos en favorecer la producción y, como primer paso, saber determinar la existencia o no de discontinuidades y compartimentos en los reservorios.

La geoquímica de reservorios sustentada en las propuestas iniciales de Kauffman et al., (1990), parte de técnicas bien conocidas como la cromatografía de gases en crudo total, pero deja de analizar los biomarcadores y se centra en las llamadas huellas digitales (*fingerprints*) del crudo. Se trata de caracterizar las pequeñas diferencias entre crudos que, con un mismo origen y grado de evolución, están almacenados en estructuras discontinuas, en reservorios compartimentalizados de un mismo campo.

El seguimiento en el tiempo de la composición del crudo extraído o el control de pozos produciendo de diversas capas al mismo tiempo, es otro de los campos de aplicación de la geoquímica de reservorios. El conocimiento del aporte de los distintos niveles productivos se muestra esencial para una óptima explotación de los reservorios. Trabajos como los de Noyau & Daugas, (1996) son un ejemplo de este campo de aplicación de la geoquímica en el control de reservorios y de la producción.

Para ilustrar la utilización de la geoquímica del petróleo, se exponen dos ejemplos en los que concurren los campos de aplicación anteriormente comentados. El primero trata sobre la identificación de una roca madre generadora de petróleos ya explotados en la cuenca del

Maestrazgo y el offshore adyacente. El segundo constituye un ejemplo de aplicación de la geoquímica de reservorios en los campos de la cuenca de Tarragona.

La Cuenca del Maestrazgo y el petróleo de Amposta

Durante la década de los setenta la cuenca del Maestrazgo y áreas adyacentes fueron objeto de estudios de exploración de hidrocarburos sin que se obtuvieran resultados positivos. En la plataforma continental fueron descubiertos varios campos en la denominada Cuenca de Tarragona. La mayoría de los crudos descubiertos tienen su origen en rocas madre miocenas (Albaigés et al., 1986). Los crudos del campo de Amposta, sin embargo, presentaban características distintas y no se correlacionaban con el resto de crudos. Algunos autores consideraron que el crudo de Amposta procedía de la Fm Ascla (Seifert, 1983) aunque posteriormente Albaigés et al., (1986) descartaron esta posibilidad.

La Fm Ascla aflora en la subcuenca de La Salzedella, es de edad Kimmeridgiense superior-Titónico basal (Salas, 1989) y su presencia ha sido probada en varios sondeos. Algunos autores (Seemann et al., 1990) encontraron ciertas similitudes entre el crudo de Amposta y los materiales equivalentes a la Fm Ascla presente en el sondeo Cènia-1 en la plataforma continental, considerando que aún presentaban un cierto potencial residual. La Fm Ascla fue caracterizada como roca madre por Permanyer et al., (2000a), tanto en el afloramiento cercano a La Salzedella como en el sondeo Maestrazgo-1, en las proximidades de Càlig. En ambas localidades la formación pudo haber entrado en ventana del petróleo durante el Cretácico superior, concretamente a 90 Ma (Turonense), cuando fue enterrada a profundidades comprendidas entre 3-3,7 km (Permanyer et al., 2000b).

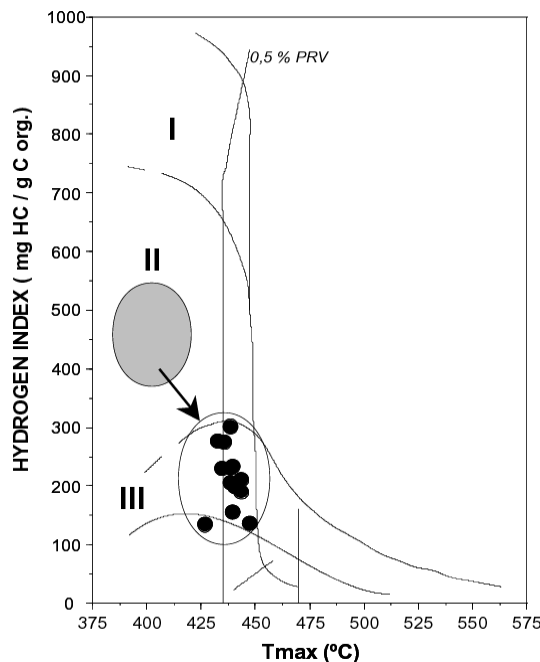


Figura 1. Diagrama Índice de Hidrógeno vs. Tmax. La flecha indica el camino probable seguido por las muestras desde una posición asumida anterior a la maduración.

Pirólisis Rock-Eval

Con el fin de obtener una caracterización geoquímica global de la Fm Ascla, se tomaron 320 muestras sobre 300 m de potencia en el afloramiento de La Salzedella. El resultado de la pirólisis puso de manifiesto la existencia de tres tramos preferentemente ricos en materia orgánica, correspondientes a la parte basal, intermedia y superior de la formación. Los resultados obtenidos se sintetizan en el diagrama Índice de Hidrógeno vs. Tmax de la Figura 1. El contenido orgánico es relativamente bajo en el conjunto de la unidad, debido a procesos de oxidación en afloramiento de los materiales estudiados, que se evidencia claramente en los cromatogramas de gases de los hidrocarburos saturados, con una clara remoción de los n-alcenos por debajo de nC21. Así mismo el proceso de maduración/migración queda evidenciado en el diagrama IH/Tmax (Fig. 1), con una caída de los valores del índice de hidrógeno desde el campo del kerógeno de tipo II a posiciones de kerógeno de tipo III.

Estudio petrológico

Con el fin de proceder a una correcta caracterización de la composición orgánica de la Fm Ascla se procedió al estudio por microscopía de fluorescencia de muestras seleccionadas, de acuerdo con los mayores valores de carbono orgánico determinados por la pirólisis. El análisis microscópico revela la presencia de abundantes masas de algas filamentosas planctónicas marinas, con fluorescencia amarilla, y restos no identificables de elementos fluorescentes en el mismo rango de color. La matriz organomineral, muestra así mismo fluorescencia en tonos semejantes.

Por otro lado el estudio óptico evidenció una ausencia casi total de elementos orgánicos de origen terrestre, encontrándose pocos restos de vitrinita, que presentaron reflectividades del 0.7%.

Biomarcadores

El estudio de los biomarcadores por cromatografía de gases - espectrometría de masas se llevó a cabo sobre 14 muestras distribuidas a lo largo de toda la Fm Ascla, sobre 7 muestras de los indicios de hidrocarburos presentes en fisuras y porosidades en testigos de sondeo procedentes del sondeo Maestrazgo-1 y en una muestra del petróleo del campo de Amposta.

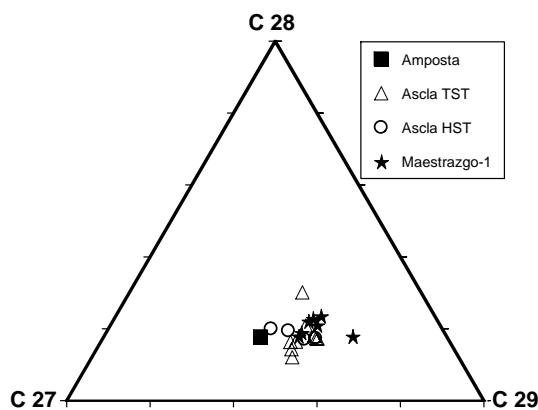


Figura 2. Relación de esteranos regulares C27-C28-C29

Las relaciones entre los esteranos regulares de las muestras del sondeo Maestrazgo-1 y del petróleo de Amposta muestran una buena correlación con las muestras de roca madre de la Fm Ascla, denotando un origen común (Fig. 2) que corresponde a un ambiente sedimentario marino.

En el caso de los hopanos, se observan dos tendencias bien marcadas relacionadas con las dos secuencias estratigráficas que integran la formación Ascla. En trabajos anteriores se puso de manifiesto la interrelación entre los tractos sedimentarios y las abundancias relativas de buena parte de los biomarcadores terpanos (Permanyer et al., 2000a), que muestran dos tendencias bien definidas para cada uno de los cortejos sedimentarios (transgresivo y nivel de mar alto). Estas variaciones se amortiguan o incluso desaparecen cuando se comparan los valores obtenidos en los extractos de rocas madre del afloramiento de La Salzedella con los hidrocarburos migrados del sondeo Maestrazgo-1 o con el petróleo de Amposta (Fig. 3).

Otros biomarcadores como el gammacerano muestran variaciones de abundancia según el carácter mayor o menor carácter carbonático de los materiales, según correspondan al sistema transgresivo o al cortejo de alto nivel del mar.

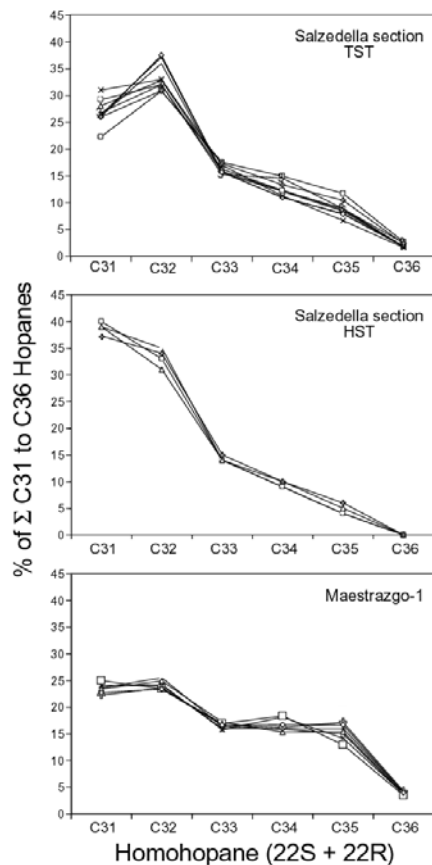


Figura 3. Distribución de los homohopanos C31 a C35 en los cortejos TST y HST para las muestras de la Salzedella y del sondeo Maestrazgo-1.

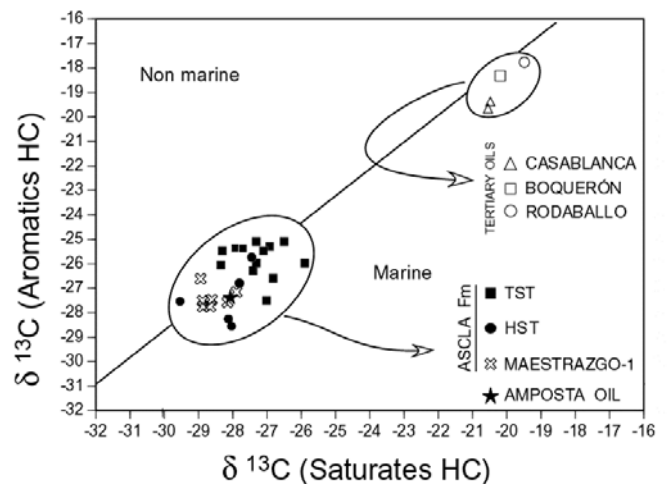


Figura 4. Composición isotópica de las muestras de la Fm Ascla, del sondeo Maestrazgo-1 y del petróleo de Amposta. Comparación con los petróleos terciarios.

Isótopos

La posible contribución de la formación Ascla como roca madre del petróleo del campo de Amposta, como se ha comentado más arriba, no fue fehacientemente probada hasta la realización de estudios geoquímicos avanzados, particularmente en base a correlaciones isotópicas (Permanyer y Salas, 2003; Salas y Permanyer, 2003).

El estudio isotópico se llevó a cabo sobre las fracciones de hidrocarburos saturados y aromáticos, en 17 muestras de la Fm Ascla procedentes del afloramiento de La Salzedella, en 7 muestras de hidrocarburos libres procedentes del sondeo Maestrazgo-1 y en una muestra de petróleo del campo de Amposta. Los valores obtenidos (Fig. 4) sugieren claramente un origen común de las muestras de roca madre de la Fm Ascla con los indicios presentes en el sondeo Maestrazgo-1 y el petróleo de Amposta. Además, cuando se comparan las composiciones isotópicas de los extractos de roca madre, indicios y crudo kimmeridgienses con las de los crudos de origen terciario de la cuenca de Tarragona, actualmente en producción, se pone de manifiesto una clara diferencia isotópica entre las muestras de uno y otro origen, mostrando dos poblaciones claramente distintas (Fig. 4).

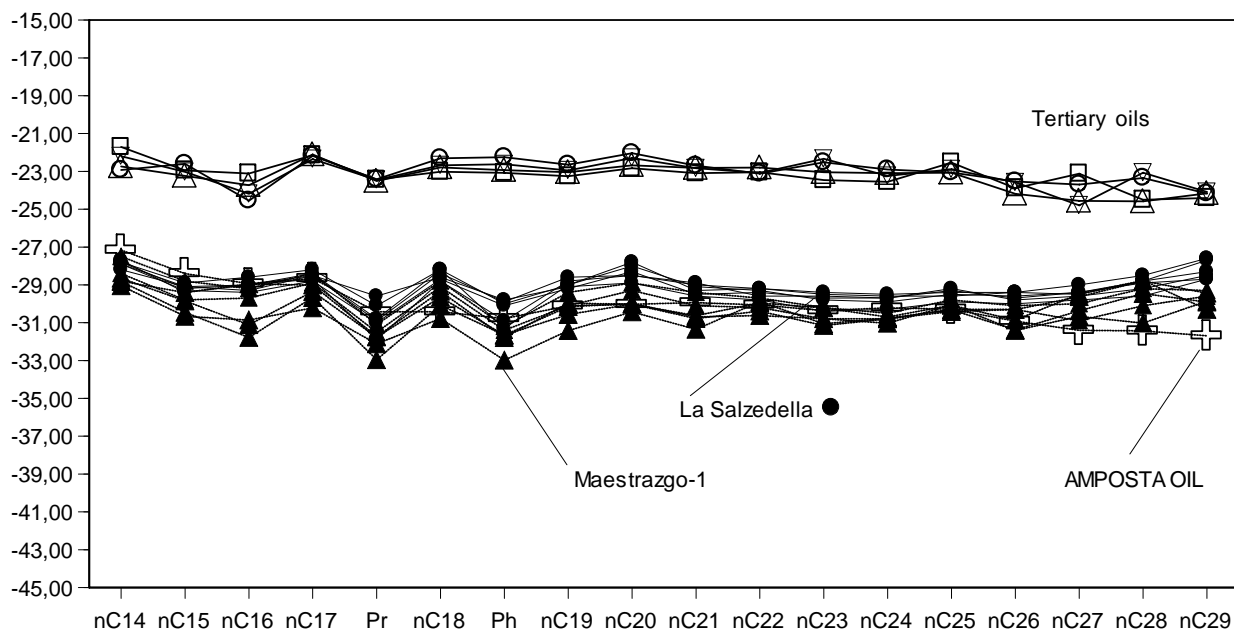


Figura 5. Relación isotópica GC-C-IRMS- $\delta^{13}\text{C}$ para las muestras de La Salzedella, Maestrazgo-1 y petróleo de Amposta, entre los alcanos nC14 a nC29 y los isoprenoides pristano (Pr) y fitano (Ph). Los petróleos terciarios de Casablanca, Boquerón y Rodaballo se diferencian claramente de los de origen jurásico.

Los análisis sobre la composición isotópica de los n-alcanos entre nC14 y nC29, y de los isoprenoides pristano y fitano (GC-C-IRMS- $\delta^{13}\text{C}$) realizados en muestras procedentes de la Fm Ascla, del sondeo Maestrazgo-1 y del crudo de Amposta (Fig. 5) muestran una excelente concordancia de valores que apoya el origen común de las muestras analizadas. Paralelamente, si se comparan estos resultados con los que se obtienen para los crudos terciarios de la cuenca de Tarragona, se pone en evidencia las dos familias de hidrocarburos que concurren en la Cuenca de Tarragona (jurásica y terciaria).

Conclusiones

En el ejemplo presentado la geoquímica orgánica ha permitido poner de manifiesto el origen marino de la materia orgánica de la Fm Ascla, sedimentada en ambientes carbonáticos, de acuerdo con los análisis petrográficos y geoquímicos.

Se ha puesto de manifiesto la existencia de una relación entre determinados biomarcadores y los cortejos sedimentarios y litológicos, con particularmente significación a nivel de los homohopanos.

El grado de madurez de la Fm Ascla permite afirmar que se encuentra en ventana del petróleo, tanto en afloramiento como en el sondeo Maestrazgo-1.

Finalmente, la excelente correlación isotópica de la Fm Ascla con los hidrocarburos del sondeo Maestrazgo-1 y el petróleo de Amposta, que permite afirmar que esta formación es muy plausiblemente la roca madre generadora del petróleo del campo de Amposta.

Los petróleos de la Cuenca de Tarragona

Los campos de petróleo de la Cuenca de Tarragona se encuentran situados en la plataforma marina frente al delta del Ebro. Estos campos, descubiertos a principios de los setenta tuvieron una relevante producción hasta los años 90, y sus principales características geológicas y geoquímicas han sido objeto de varias publicaciones (Albaigés et al., 1986; García-Siñeriz et al., 1978; Demaison & Bourgeois, 1985; Seiffert et al., 1983; Seeman et al., 1990; Clavell & Berastegui, 1991). Actualmente existen aún algunos campos en producción, entre los que cabe mencionar Casablanca, Boquerón, Rodaballo y Chipirón.

Estos petróleos se hallan almacenados principalmente en materiales mesozoicos karstificados, en un sistema de rift en horst y grabens, donde los horst constituyen las principales estructuras reservorio, selladas por una potente serie de materiales del Plioceno y Pleistoceno. La roca generadora de los petróleos se considera de origen terciario, presumiblemente de origen marino, depositada en ambientes anóxicos al inicio del Mioceno.

La estructura de Casablanca es probablemente la más importante y presenta una alineación estructural general nordeste-suroeste. De este campo se estudiaron dos crudos procedentes de los sondeos Casablanca-8 (al norte) y Casablanca-11 (al sur). Los campos Boquerón y Rodaballo son estructuras independientes de las que se tomaron un crudo de cada una de ellas.

Características geoquímicas generales

Estos petróleos poseen características comunes entre sí, por cuanto proceden de la misma roca generadora. Sin embargo existen determinados parámetros que varían de unos a otros. Particularmente significativa es la variación de su densidad, que varía de 32.2 a 41.3 grados API. El presente estudio se ha realizado con el objetivo de comprender cuales eran las

variaciones geoquímicas existentes entre los crudos y sus eventuales relaciones con problemas de conectividad de los reservorios.

El estudio de los crudos se realizó por cromatografía de gases en crudo total, cromatografía-espectrometría de masas sobre la fracción de hidrocarburos saturados (Permanyer et al., 2005a) e isotopía. En la Tabla I se presentan los principales parámetros geoquímicos determinados así como los datos generales (profundidad de los almacenes y grados API).

Tabla I. Datos geoquímicos y parámetros de los petróleos estudiados

Sample	CASABLANCA - 8	CASABLANCA - 11	BOQUERÓN	RODABALLO
Depth of reservoir (meters)	± 2450	2555	2997	3388
°API Gravity	32,2	35,3	38,7	41,3
δ13C Saturate HC (‰)	20,55	20,45	20,2	19,5
δ13C Aromatic HC (‰)	19,65	19,30	18,30	17,75
% Ro Equ. = 0,487*(C29 $\alpha\alpha$ 20S/ $\alpha\alpha$ 20R)+0,33	0,74	0,78	0,80	1,03
Moretane / Hopane (C30)	0,12	0,11	0,10	0,00
Homohopane Index	0,07	0,07	0,09	0,00
Gammacerane Index=Gamm/C30HOP	1,71	1,82	2,18	0,00
Oleanane Index= OLN/C30 HOP	0,21	0,27	0,47	1,07
C33 22S+22R / C34 22S+22R	1,90	1,85	2,03	nd
Diahopane /C30 Hopane	0,03	0,04	0,10	0,26
C21/C23 Tricyclic Terpanes	0,53	0,54	0,61	0,84
C26/C25 Tricyclic Terpanes	0,85	0,88	0,95	1,14
C24/C23 Tricyclic Terpanes	0,63	0,65	0,73	0,58
28-29 Tric/(Tric + C29-33 Hop)	0,07	0,09	0,15	0,23
Σ C19-C30 Tric / S C29-C35 Hop	0,35	0,50	1,18	5,79
% C27 sterane	30,91	28,36	32,44	27,10
% C28 sterane	35,16	26,27	36,92	33,19
% C29 sterane	33,93	45,38	30,65	39,71
C29 20S/(20S+20R)	45,70	47,87	48,81	58,77
C29 $\beta\beta$ (20S+20R) / C29 $\beta\beta+\alpha\alpha$ (20S+20R)	48,03	49,34	50,65	59,41
C29 $\alpha\alpha$ (20S) / C29 $\alpha\alpha$ (20R)	0,84	0,92	0,95	1,43
20S/20R & $\beta\beta\beta/\alpha\beta\beta+\alpha\alpha\alpha$ = isomeric ratios for C29 steranes (%)				
% Ro Equ. = Vitrinite reflectivity equivalent				

Todos los petróleos presentan características similares como puede observarse en los cromatogramas (Fig. 6), con una distribución similar de n-alcenos e isoprenoides (pristano > fitano) y ligera disminución a partir de nC28+ en el petróleo de Rodaballo. La distribución de esteranos regulares C27, C28, C29 es casi idéntica para los cuatro crudos y está de acuerdo con un origen marino de la roca madre (Fig. 7).

Los terpanos tricíclicos son similares para los dos crudos de Casablanca (Fig. 8). Sin embargo los crudos de Boquerón y Rodaballo muestran diferencias entre los epímeros R y S para C26 y C28 tricíclicos así como una clara disminución de C24 tetracíclico en el crudo de Boquerón y su ausencia en Rodaballo.

Estas variaciones menores en la distribución de biomarcadores pueden relacionarse con ligeros cambios en el ambiente sedimentario de la roca generadora, cambios que también se evidencian en la variación de Ts (18 α -(H)-trisorneohopano) en Boquerón y Rodaballo respecto a los crudos de Casablanca y en la relación inversa de Ts/Tm que presenta el crudo de Boquerón (Fig. 8). La relación C24/23 muy similar para los dos crudos procedentes de la

estructura de Casablanca, se incrementa para los crudos de Boquerón y Rodaballo (Fig. 9), sugiriendo un ambiente más arcilloso.

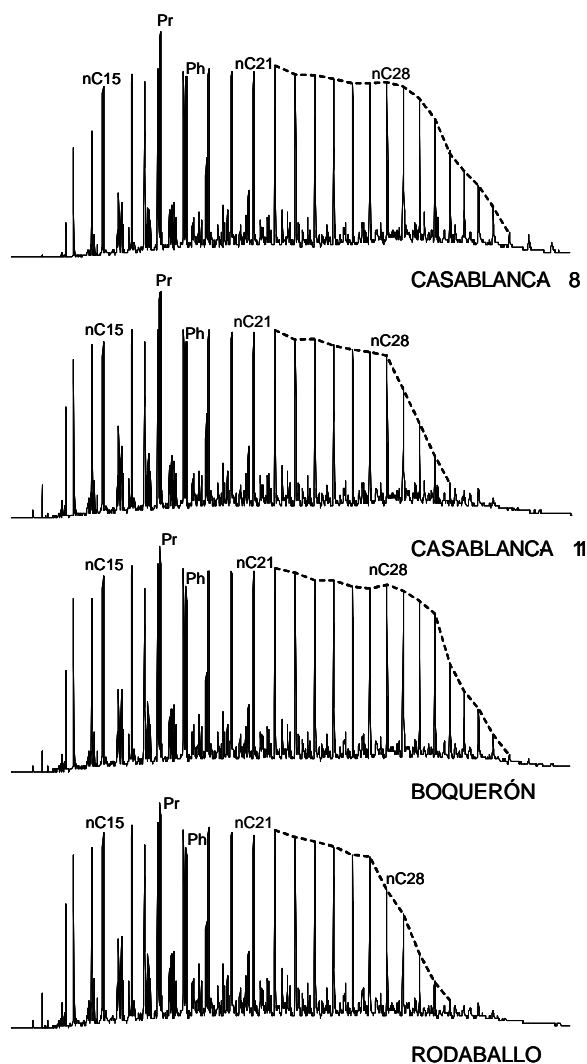


Figura 6. Cromatograma de gases de la fracción de hidrocarburos C15+ de los crudos estudiados.

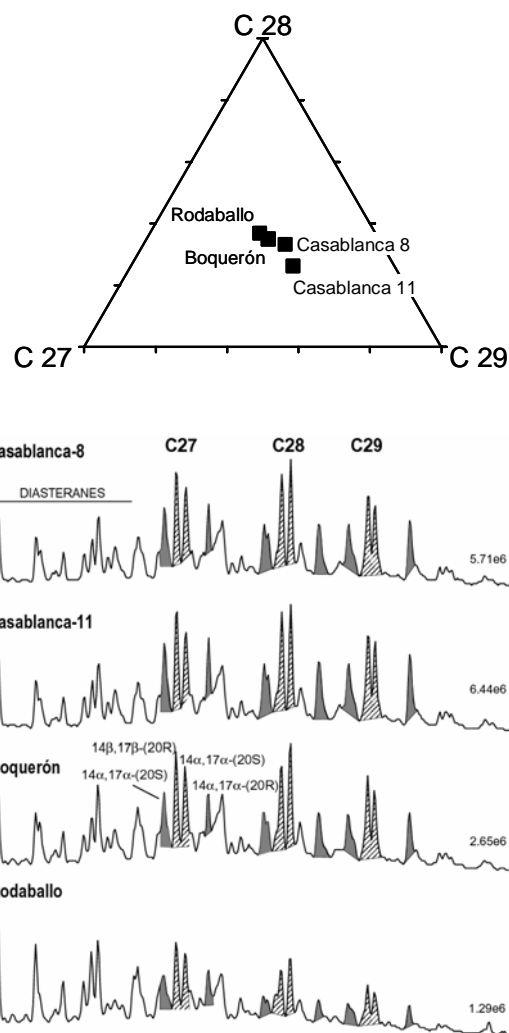


Figura 7. Cromatogramas de masas de esteranos (ion m/z 217). En la parte superior se presenta la distribución de los esteranos regulares C27, C28 y C29.

Los terpanos pentacíclicos son prácticamente idénticos para los dos crudos de Casablanca. El crudo de Boquerón muestra una disminución en los homohopanos (C31-C35), que se incrementa para el crudo de Rodaballo, en donde junto a Ts y Tm son casi ausentes (Fig. 8). La presencia de oleanano está de acuerdo con el origen terciario de estos crudos.

Por otro lado, tal como se muestra en la Tabla I, existe una muy buena correlación entre el grado API y la profundidad a techo de los almacenes. Los resultados obtenidos por cromatografía de gases - espectrometría de masas sugieren que las variaciones observadas en hopanoides y trisnorhopanos pueden estar relacionadas con un incremento en el grado de

madurez de los petróleos, de Casablanca a Rodaballo. Este incremento de madurez se evidencia también en la isomerización de esteranos que guardan, por su lado, una buena correlación con los grados API (Fig. 10). Lo que sugiere que los crudos de Boquerón y Rodaballo se habrían generado a partir de una roca madre más madura.

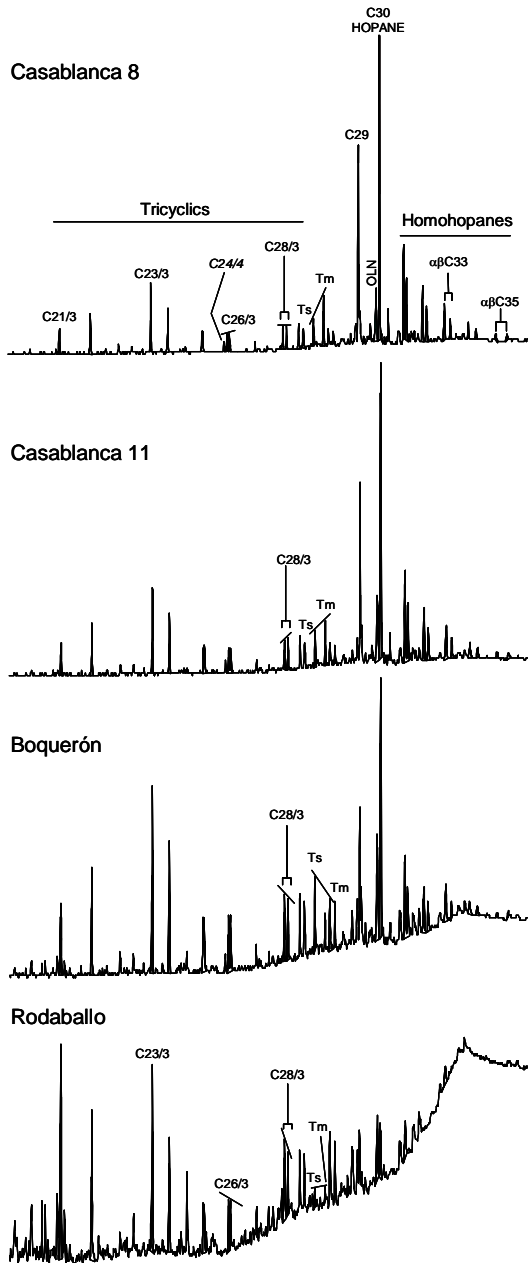


Figura 8. Cromatogramas de masas correspondientes a los terpanos Ion m/z 191)

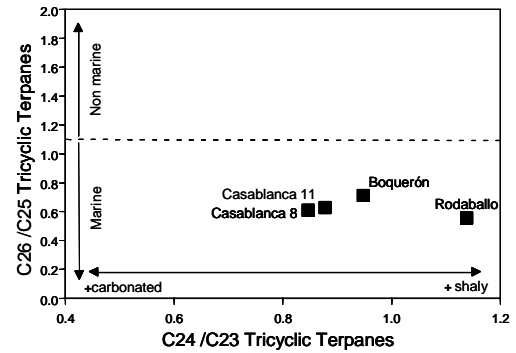


Figura 9. Diagrama de terpanos tricíclicos, mostrando una progresiva variación del ambiente de deposición de la roca madre

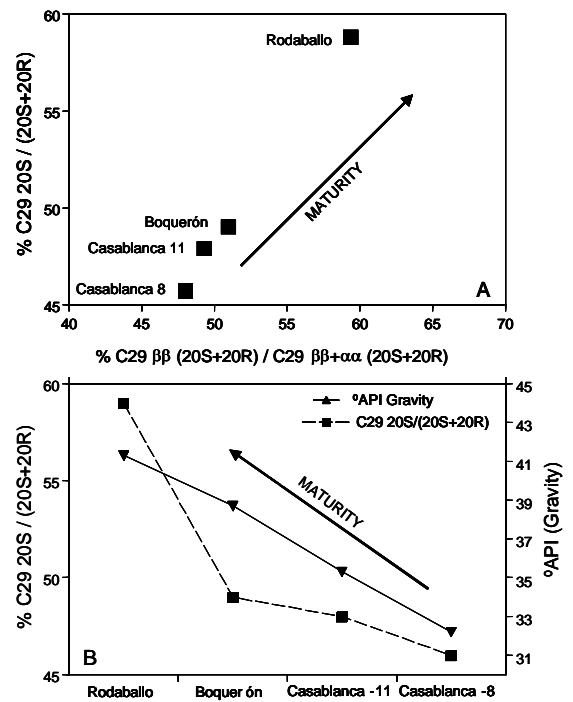


Figura 10. (A) Isomerización de los esteranos regulares muestra un incremento de maduración desde Casablanca hacia Rodaballo.. (B) El incremento de densidad (°API) es directamente proporcional a la isomerización de los esteranos.

Geoquímica de reservorios

La caracterización geoquímica de discontinuidades y compartimentaciones en reservorios, utiliza clásicamente la cromatografía de gases sobre crudo total como técnica de rutina. Los cromatogramas se comparan entre sí para determinar diferencias menores entre ellos, puestas de manifiesto en relaciones entre picos de compuestos inter-parafínicos, normalmente entre los nC7 y nC13 alcanos. Las relaciones de alturas de picos se representan en diagramas estrella para evidenciar la similitud o diferencia entre crudos (Fig. 11).

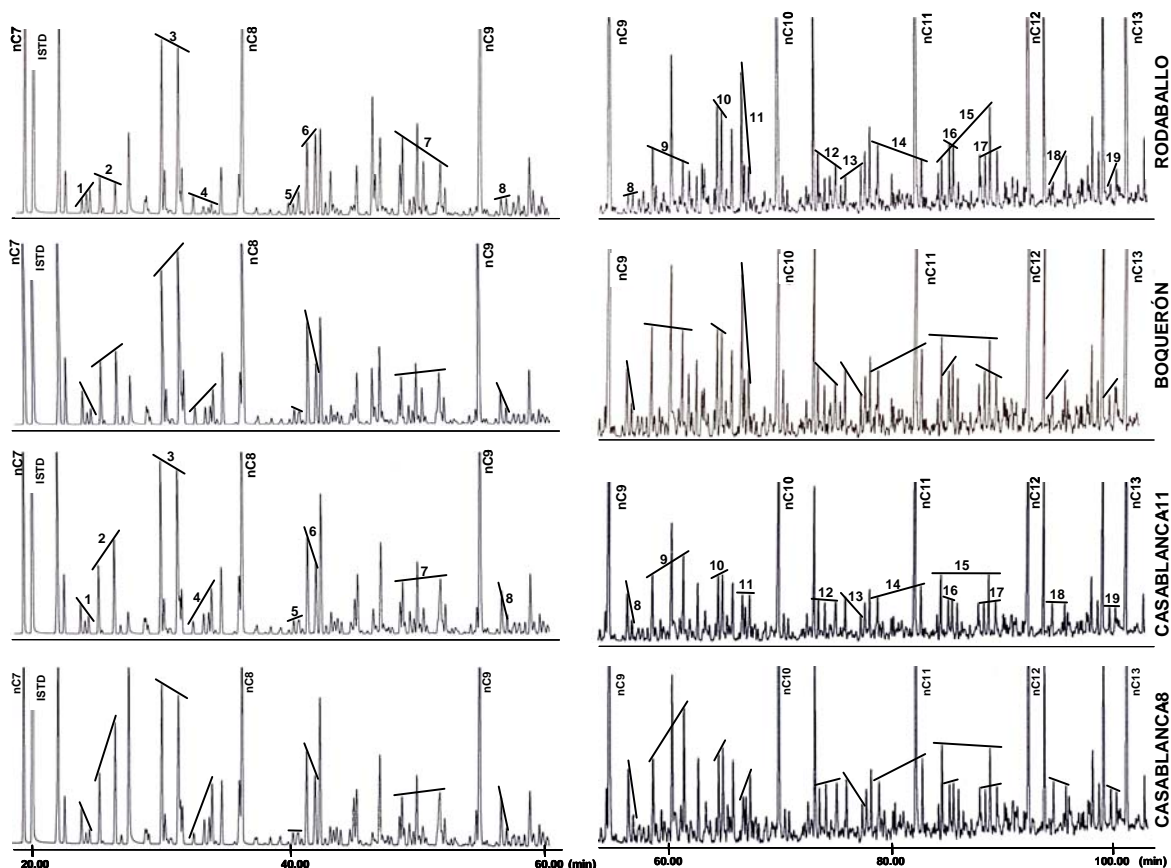


Figura 11. Relaciones de picos entre alcanos escogidos para la confección de los diagramas estrella.

Los resultados obtenidos permiten identificar tres tipos de petróleos. Los dos petróleos de Casablanca forman un solo grupo (Fig. 12), con un diagrama muy similar, indicando que los dos crudos analizados presentan una buena homogenización a lo largo de la estructura del campo, que se comporta como un único reservorio.

Los crudos de Boquerón y Rodaballo forman dos grupos distintos. Sus diagramas estrella son distintos entre ellos y del de los crudos de Casablanca, lo que está de acuerdo con su origen, ya que Boquerón y Rodaballo son estructuras independientes entre si y de Casablanca y, por tanto, son reservorios independientes.

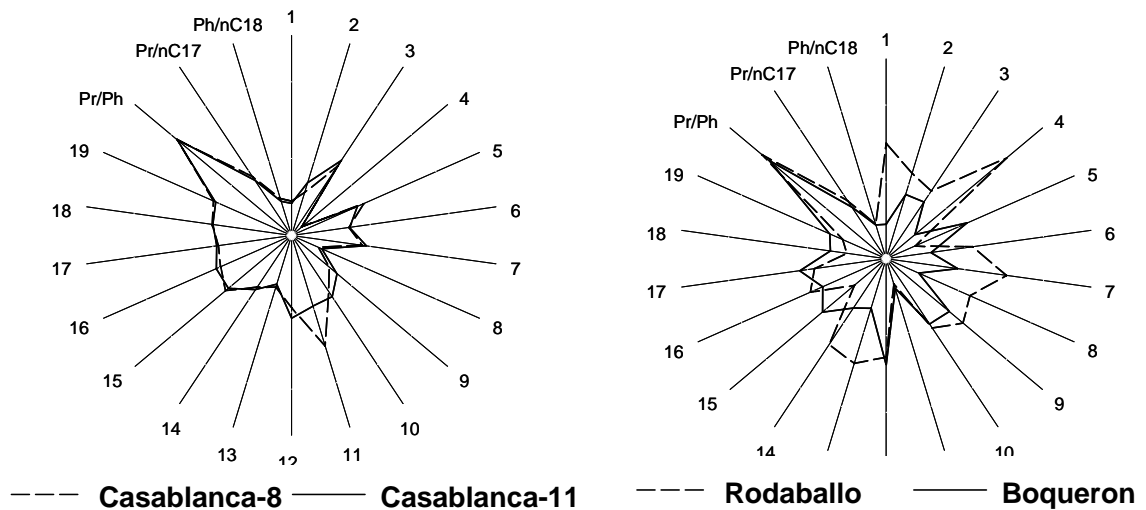


Figura 12. Diagramas estrella. Los crudos de Casablanca muestran un diagrama casi igual, que difiere claramente de los de Boquerón y Rodaballo

Conclusiones

A pesar de la estructura compleja del campo de Casablanca, los resultados muestran una buena relación entre los crudos de Casablanca-8 al norte de la estructura y Casablanca-11 al sur de la misma. Estos resultados permiten concluir que existe una buena conexión entre ambos sondeos y la falta de barreras de compartimentación.

Los resultados obtenidos con los crudos de Boquerón y Rodaballo son consistentes con las estructuras geológicas independientes de estos campos en el área estudiada.

Síntesis y perspectivas

La geoquímica orgánica se ha mostrado hasta el presente como una parte indispensable de la Geología de Petróleo. Al principio se desarrolló por su aplicación al estudio de las rocas madre y a su correlación con petróleos, para más tarde extenderse fundamentalmente a la geoquímica de reservorios. En el campo de la exploración el aporte de técnicas analíticas de última generación, tal como los biomarcadores o las relaciones isotópicas a partir de cromatografía de gases/espectrometría de masas (GC-C-IRMS- $\delta^{13}\text{C}$) permiten avances particularmente significativos.

Las actuales circunstancias de fuerte demanda de energía combinada con el alza de precios del barril de petróleo, invitan a relanzar la exploración en zonas anteriormente descartadas bien por su falta de competitividad económica, bien por la falta de métodos y técnicas de exploración recientemente desarrolladas. En este contexto la geoquímica orgánica debería jugar de nuevo un papel muy relevante.

Por otro lado la mejora del conocimiento de los reservorios para su mejor producción, deberá continuar recurriendo a la geoquímica orgánica para afinar en la determinación de

discontinuidades en los almacenes. Los métodos clásicos de cromatografía de gases, lejos de pasar de moda, se han impuesto de forma generalizada. Sin embargo la evidencia de que las diferencias entre crudos no pueden deducirse únicamente por técnicas cromatográficas, ha impulsado la búsqueda y aplicación de métodos complementarios como la espectroscopía (Permanyer et.al., 2005a, 2005b) o el uso de trazadores radiogénicos (Cubillos et al., 2005a, 2005b).

Los constantes avances técnicos y la búsqueda de nuevos métodos analíticos, en combinación con el resto de conocimientos implicados en exploración y producción, deberían contribuir a una revalorización de la geoquímica orgánica como herramienta eficaz e indispensable en la geología del petróleo.

Agradecimientos

Este trabajo se ha realizado en el marco de los proyectos de investigación BTE2000-0574-C03-01 y BTE2003-06915, financiada por el Ministerio Educación y Ciencia de España. Las muestras del sondeo Maestrazgo-1 y crudos de los campos de Casablanca, Boquerón y Rodaballo cedidas por Repsol-YPF. Parte de este estudio fue financiado por el DURSI del Gobierno Catalán (ACI2002/2; 2001SGR00075).

Bibliografía

- Albaigés, J., Algaba, J., Clavell, E., Grimalt, J. (1986). Petroleum geochemistry of the Tarragona Basin (Spanish Mediterranean offshore). *Organic Geochemistry*, 10: 441-450.
- Behar, F.H., Vandenbroucke, M. (1987). Chemical models for kerogens. *Organic Geochemistry*, 11:15-24.
- Clavell, E., Berastegui, X. (1991). Petroleum geology of the Gulf of València. In: A.M.Spencer (ed): *Generation, accumulation, and production of Europe's hydrocarbons*. N° 1, pp. 385-368.
- Connan, J. (1984). Biodegradation of crude oils in reservoirs. In: J.Brooks and D.Welte (eds.), *Advances in petroleum geochemistry*. London:Academic Press, 1: 229-335.
- Cubillos, H., Gonzalez, O., Alaminos, J., Torgersen, H. (2005a). Improving reservoir description with innovative application of tracer technology.. *Extended Abstracts of EAGE 2nd North African/Mediterranean Petroleum & Geosciences, Cogence and Exhibition*, paper A23, 4p.
- Cubillos, H., Torgersen, H., Goltalez, O., Lamela, M. (2005b). Application of tracer technology for optimising RKF miscible gas injection recovery – Field Case. *67th EAGE Conference & Exhibition*, paper SPE 94139, 12p.
- Demaison, G.J. (1984). The generative basin concept. In: G.J.Demaison and R.J.Murris (eds.), *Petroleum Geochemistry and basin evaluation*. AAPG Memoir 35. Tulsa, p. 1-14.
- Demaison, G.J., Moore, G.T. (1980). Anoxic environments and oil source bed genesis. *AAPG Bull.*, 64: 1179-1209.
- Demaison, G., Bourgeois, F.T. (1985). Environment of deposition od Middle Miocene (Alcanar) Carbonate source beds, Casablanca field, Tarragona basin, Offshore Spain. In: J.Palacas (ed): *Petroleum Geochemistry and source rock potential of carbonate rocks*. AAPG, Studies on Geology, 18: 151-161.
- Espitalié, L., Laporte, J.L., Madec, C., Marquis, F., Le Plat, P., Paulet, J., Boutefeu, A. (1977). Méthode rapide de caractérisation des roches mères de leur potentiel pétrolier et de leur degré d'évolution. *Rev.Inst.Fran.Pétr.*, 32: 23-42.
- Espitalié, J., Marquis, F., Barsony, I. (1984). Geochemical logging. In K-L-Voorhees (ed.), *Analytical pyrolysis: Techniques and application*. London: Butterworth, p. 276-304
- García-Siñeriz, B., Querol, R., Castillo, F., Fernández, J.R. (1978). A new hydrocarbon province in the Western Mediterranean. *Proceedings of the 10th World Petroleum Congress*, Bucarest, 4: 1-4.
- Kaufman R.L., Ahmed A.S., Elsinger R. L. (1990). Gas Chromatography as a development and production tool for fingerprinting oils from individual reservoirs: applications in the Gulf of Mexico. *GCS-SEPM Foundation 9th Annual Research Conf. Procc.*, (D.Shumaker and B.F.Perkins, eds), Austin, 1990; p.263-282.
- Hwang, R.J., Ahmed, A.S., Moldowan, J.M. (1994). Oil composition variation and reservoir continuity: Unity Field, Sudan. *Org.Geochem.* 21: 171-188.
- Hwang, R. J. & Baskin D. K. (1994). Reservoir connectivity and oil homogeneity in a large-scale reservoir. *Middle East Petroleum Geoscience Geo94*, 2: 529-541.

- Jobson, A., Cook, F.D., Westlake, D.W.S, (1972). Microbial utilization of crude oil. *Applied Microbiol.*, 23(6): 1082-1089.
- Lopatin, N.V. (1971). Temperature and geological time as factors of carbonifaction. *Akad.Nauk.SSSR, Izv. Ser. Geol.*, 3:95-106.
- Noyau, A., Daugas, F. (1996). Oil/Oil correlations and reservoir characterization using gas chromatography techniques: Yemen example. *Mem. V Congr.Latinoamericano de Geoquímica Organica*, p.264-266.
- Permanyer, A., Marfil, R., Salas, R., de la Peña, J.A., Doronsoro, C., Rossi, C. (2000a). Materia orgánica y diagénesis de la formación de margas del Mas d'Ascla (Jurásico superior) de la cuenca del Maestrazgo (Cadena Ibérica oriental). *Geogaceta*, 28: 117-120.
- Permanyer, A., Salas, R., Marfil, R. (2000b). Organic geochemistry and sequence stratigraphy: an example in the Kimmeridgian-Tithonian from the Maestrat Basin (Eastern Iberian Chains, Spain). *Proceedings of 7th Latin-American Congress on Organic Geochemistry*, p.265-268.
- Permanyer, A., Salas, R. (2003). Evidence for the origin of the source rock of the Amposta oil field (Mediterranean offshore Tarragona Basin). *AAPG Conference and Exhibition, Barcelona, September 2003, Abstract*.
- Permanyer, A., Douifi, L., Dupuy, N., Lahcini, A., Kister, J. (2005a). FTIR and SUVF spectroscopy as an alternative method in reservoir studies. Application to Western Mediterranean oils. *Fuel*, 84: 159-168.
- Permanyer, A., Navarro, J., Abbas, O., Rebufa, C., Kister, J. (2005b). Berkine Basin oil, Algeria – Geochemical correlation by GC and spectroscopy FTIR and SUVF. *Extended Abstracts of EAGE 2nd North African/Mediterranean Petroleum & Geosciences, Cogerece and Exhibition*, paper B24, 5p.
- Peters, K.E., Moldowan, J.M. (1993). *The biomarker guide: Interpreting molecular fossils in petroleum and ancient sediments*. Englewood Cliffs, NJ: Prentice-Hall.
- Salas, R. (1989). Evolución estratigráfica secuencial y tipos de plataformas de carbonatos del intervalo Oxfordiense-Berriasiense en las cordilleras Ibérica oriental y costero catalana meridional. *Cuadernos de Geología Ibérica*, 13: 121-157.
- Salas, R., Permanyer, A. (2003). Evidencias de generación de hidrocarburos en la formación de margas del Mas d'Ascla (Jurásico superior, Cadena Ibérica oriental) y su relación con el campo de Amposta de la Cuenca de Tarragona. *Boletín Geológico y Minero*, 114(1):75-86.
- Seemann, U., Pümpin, V.F., Casson, V.F. (1990). Amposta oil field. In: *AAPG treatise of Petroleum Geology, Atlas of oil and gas fields*. A-017, p. 1-20.
- Seifert, W.K., Carlson, R.M.K., Moldowan, J.M. (1983). Geomimetic synthesis, structure assignment and geochemical correlation application of monoaromatized petroleum steroids. *Advances in Organic Geochemistry 1981*, 710-724.
- Teichmüller, M. (1958). Métamorphisme du charbon et prospection du pétrole. *Rev. Ind. Minerale*, special issue, 1-15.
- Tissot, B., Welte, D.H. (1984). *Petroleum formation and occurrence*. (2nd ed.) Springer Verlag.
- Tissot, B., Pelet, R., Ungerer, Ph. (1987). Thermal history of sedimentary basins, maturation indices, and kinetics of oil and gas generation. *A.A.P.G. Bull.*, 71:1445-1466.
- Waples, D. (1980). Time and Temperature in petroleum formation: application of Lopatin's method to petroleum exploration. *AAPG Bull.*, 64: 916-926.