

# Caracterización de la roca madre del Lías y su correlación con el petróleo del Campo de Ayoluengo en base a análisis de cromatografía de gases e isótopos de carbono (Cuenca Vasco-Cantábrica, España)

*Characterization of the liassic source rock and its correlation with the oil of the Ayoluengo Field on the basis of gas chromatography and carbon isotope analyses (Basque-Cantabrian Basin, Spain)*

S. Quesada (\*), S. Robles (\*\*) y C. Dorronsoro (\*\*\*)

(\*) Depto. Estratigrafía y Paleontología. Fac. Ciencias. Univ. País Vasco. Ap. 644. 48080 Bolbao. GESSAL. Toronga, 21. Local 1. 28043 Madrid  
 (\*\*) Dpto. Estratigrafía y Paleontología. Fac. Ciencias. Univ. País Vasco. Apto. 644. 48080  
 (\*\*\*) Dpto. Geología. Fac. Químicas. Univ. País Vasco. Apto. 1072. 20080 San Sebastian

## ABSTRACT

A genetic relationship has been proved between the Ayoluengo oil and the Liassic source-rock in the Basque-Cantabrian Basin. The oil-source correlation has been established on the basis of different parameters from gas chromatographic analyses of saturated hydrocarbons and carbon isotope analyses of the whole oil/extract. These new data confirms previous sedimentological and geochemical conclusions, which indicate a marine oil-source with a predominance of algallamorphous organic matter deposited under restricted conditions.

**Key words:** Basque-Cantabrian Basin, Liassic source-rock, Ayoluengo oil, gas chromatography, carbon isotope compositions, oil-source correlation.

Geogaceta, 20 (1) (1996), 176-179  
 ISSN: 0213683X

## Introducción

La Cuenca Vasco-Cantábrica, y en particular su parte suroccidental (Fig. 1), constituye una zona clásica en la exploración petrolera en España. La extensiva exploración llevada a cabo en este sector de la cuenca desde la década de los sesenta por diversas compañías ha conducido al descubrimiento de numerosos indicios y acumulaciones no comerciales de hidrocarburos. De todos los descubrimientos realizados hasta la actualidad sólo la estructura de Ayoluengo (Fig. 1), descubierta a mediados del año 1964, ha sido económicamente rentable y ha producido cantidades significativas de petróleo, superiores a los 16 millones de barriles, y una cantidad considerable de gas (García y Alvarez de Buergo, en este volumen). El petróleo tiene un contenido alto de parafinas y una gama de gravedades desde 20° a 39° API.

El concepto exploratorio desarrollado en Ayoluengo involucra el entrapamiento de hidrocarburos, generados a partir de las facies orgánicas del Lías medio-superior, en niveles de areniscas del Jurásico superior-Cretácico basal (facies Purbeck) a lo largo de una estructura antiforme de



Fig1.- Mapa geológico simplificado del sector suroccidental de la Cuenca Vasco-cantábrica mostrando la situación del campo de Ayoluengo y de las localidades muestreadas.

Fig. 1.- Simplified geological map of the southwestern Vasco-cantabrian basin showing Ayoluengo oil field location and sampled localities.

origen salino de dirección NE-SO. Evidencias estratigráficas y sísmicas indican el desarrollo temprano de la estructura determinando en gran medida las pautas deposicionales del Jurásico superior y Cretácico inferior de la zona.

La caracterización de las facies orgánicas del Lías como principales niveles generadores de hidrocarburos en la Cuenca Vasco-Cantábrica, y en particular como la roca generadora del petróleo del campo ya ha sido propuesto en diversos informes exploratorios del área (Melendez, 1976; Beroiz, 1984; Hernandez et al., 1985), y ha sido recientemente analizada desde un punto de vista sedimentológico y geoquímico en Quesada et al. (1993 y 1995). El presente estudio aporta nuevos datos sobre la relación genética entre la roca madre y el petróleo del campo, y aborda diversos aspectos sobre la roca generadora en el sector de la cuenca considerado, el cual permanece como una de las áreas más interesantes de España desde el punto de vista de la exploración de petróleo.

#### La unidad generadora del Lías: estratigrafía, geoquímica y modelo deposicional

Los estudios regionales realizados (Quesada y Robles, 1992, 1995 a y b) indican que la roca generadora del Lías consiste en una unidad de facies orgánicas desarrolladas en el intervalo Plienbachiense-Toarciense inferior (Fig. 2). Esta unidad se encuadra en una sucesión hemipelágica de edad Lotharingiense-Toarciense, que yace sobre una rampa carbonatada somera de edad Hettangiense-Sinemuriense inferior (Robles y Quesada, 1995). El análisis detallado de la riqueza orgánica de la unidad permite diferenciar dos intervalos de máximo contenido en carbono orgánico datados como Carixiense-Domeriense inferior y Toarciense inferior. Ambos tramos están separados por una unidad intermedia de edad Domeriense superior, de menor riqueza orgánica y mayor contenido en carbonato.

Las facies generadoras consisten en alternancias rítmicas de calizas y margas orgánicas y incluyen la intercalación de cinco intervalos de "black shales", desarrollados en las Zonas Jamesoni, Ibex, Stokesi, Margaritatus y Tenuicostatum (Fig. 2). El espesor del intervalo total de roca madre y de los niveles de "black shales" excede respectivamente 100 y 30 metros en los surcos subsidentes de Polientes y Sedano, desde donde se acuña hacia

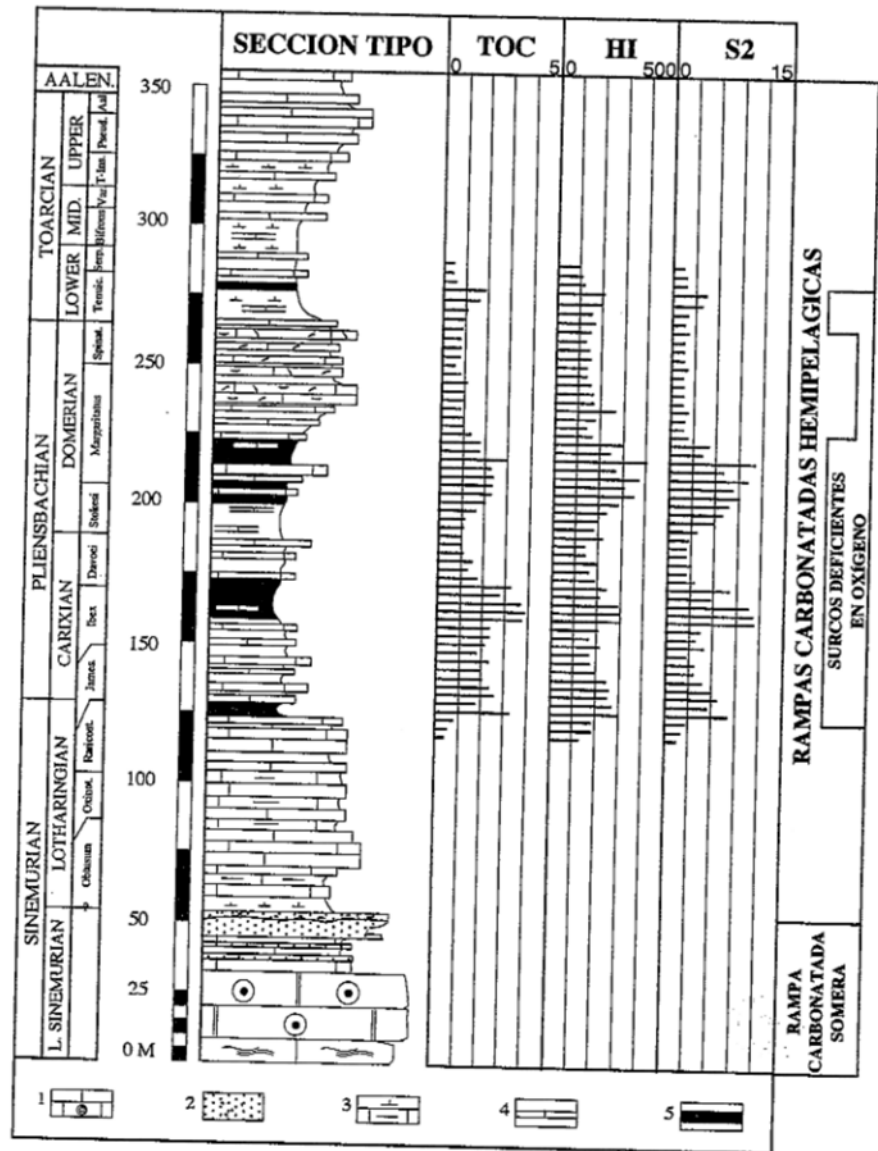


Fig. 2. Sección tipo de la sucesión Lotharingiense-Toarciense en el surco de Polientes-Sedano y logs geoquímicos de la roca madre del Lías medio-superior 1.- Calizas de rampa somera. 2.- Areniscas y calcarenitas someras. 3.- Alternancias rítmicas hemipelágicas de margas y calizas. Roca madre: 4.- Alternancias rítmicas hemipelágicas de margas orgánicas y calizas. 5.- Black shales.

Fig. 2.- Type section for the Lotharingian-Toarcian succession in the Poliente-Sedano trough, and geochemical logs of the Middle-Upper Lias source rock. 1: shallow ramp limestones. 2: shallow sandstones and calcarenites. 3: rhythmic alternance of hemipelagic marls and limestones. 4: rhythmic alternances of hemipelagic organic marls and limestones. 5: Black shales

el área marginal suroccidental de la banda plegada de la Falla de Ubierna, y hacia la zona de alto de Villarcayo.

Las facies orgánicas presentan valores de carbono orgánico medios que varían generalmente entre 0,4 y 2,4% en peso. Los niveles de "black shales" presentan valores máximos de contenido en carbono orgánico (hasta 8,2% en peso). El predominio de materia orgánica de tipo II/I (Fig. 3), con kerógenos dominantes de naturaleza algal/amorfa (los componentes húmicos representan siem-

pre proporciones menores), los elevados índices de hidrógeno (HI hasta 760) y los excelentes valores de S2 (hasta 56,51 mg/gr) que han mostrado los intervalos de "black shales" revelan que estas facies concentran la mayor parte del potencial generador de petróleo del conjunto de la roca madre.

Los estudios estratigráficos y sedimentológicos indican que el acúmulo y preservación de las facies orgánicas se produjo en respuesta a la presencia de condiciones anóxicas o pseudoanóxicas

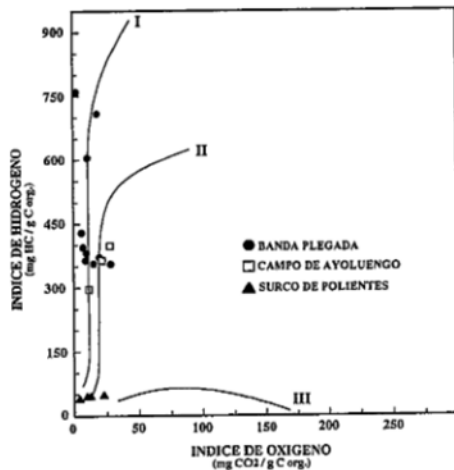


Fig. 3. Diagrama de índice de hidrógeno vs. índice de oxígeno para las muestras de black shales. Nótese la materia orgánica de tipo II/I y las variaciones del índice de hidrógeno reflejando principalmente diferentes grados de madurez de la roca madre en los diversos dominios.

Fig. 3.- Plot of the hydrogen index vs. oxygen index for black shales samples. The type III organic matter and the variation in the hydrogen index mainly reflect the different maturity degree in the source rock of the distinct domains.

del fondo sedimentario (Quesada y Robles, 1995 a y b). El establecimiento de estas condiciones en la cuenca responde a la combinación de un periodo transgresivo generalizado durante el Lías medio-superior, con expansión generalizada de facies hemipelagicas en la cuenca, con la subdivisión de la misma en altos relativos y surcos por la activación de fenómenos de subsidencia diferencial. La ausencia virtual de bioturbación y de fauna bentónica en los niveles de "black shales", caracterizados por una excelente preservación de la laminación primaria, y sus características geoquímicas, sugieren que estos intervalos se desarrollaron coincidiendo con periodos de máximo confinamiento de aguas y agotamiento del oxígeno en el fondo sedimentario de los surcos subsidentes.

#### Correlación roca madre-petróleo. Esquema analítico

Con objeto de demostrar la posible relación genética entre el petróleo de Ayoluengo y la roca madre del Lías se tomaron muestras del crudo del campo y de los niveles de black shales de afloramientos representativos vecinos a Ayoluengo (Fig. 1). Las muestras de superficie fueron tomadas tanto en el surco de Polientes (sección de San

Andrés-Pozazal), como en diversas localidades de la banda plegada de la falla de Ubierna o sus proximidades (ej. sección de Aguilar de Campoó), y en afloramientos del sector meridional de la banda plegada de Zamanzas (sección de Quintanaopio). La muestra del petróleo de Ayoluengo fue tomada del colector que acumula la producción de los diversos pozos por lo que los valores obtenidos pueden ser considerados como representativos del conjunto del petróleo del campo.

El esquema analítico empleado ha incluido en una primera etapa la caracterización por cromatografía de gases de la fracción de hidrocarburos saturados del petróleo y de las muestras de "black shales". Después de una extracción de la materia orgánica de las muestras de campo por diclorometano/metanol (2/1), el extracto orgánico y el petróleo fueron fraccionados en hidrocarburos saturados, aromáticos, compuestos polares y asfaltenos por hexano y diclorometano. Los análisis de cromatografía de gases de la fracción de hidrocarburos saturados fue llevada a cabo con un cromatógrafo Carlo Erba, con un programa de temperaturas desde 70 a 320°C, y una columna cromatográfica DB-5. La identificación de los compuestos fue realizada por la comparación de los índices de retención con valores standard.

Para completar la caracterización geoquímica y los estudios de correlación se procedió posteriormente a analizar los valores de las composiciones de isótopos de carbono del conjunto de la muestra de petróleo y del extracto total de la muestra de roca madre de Aguilar de Campoó, seleccionada por su riqueza y adecuado grado de madurez. En la actualidad se está procediendo en una última fase del estudio a la caracterización de biomarcadores mediante espectrometría de masas.

#### Resultados

Para ilustrar los resultados obtenidos a partir de los análisis por cromatografía de gases se han seleccionado las muestras de Aguilar de Campoó y la de San Andrés como representativas de los dos principales dominios paleogeográficos del área (área marginal de la banda plegada de la falla de Ubierna y surco de Polientes-Sedano respectivamente; Fig. 1). La figura 4 muestra los cromatogramas de distribución de los hidrocarburos saturados de ambas muestras de black shales y del petróleo. Las dos muestras de roca madre presentan una distribución de

hidrocarburos saturados similar, típicamente marina, con una preferencia en la región n-C<sub>15</sub>-n-C<sub>17</sub>, y una razón pristano/fitano de 1,67 en la muestra de Aguilar de Campoó y 1,81 en la muestra de San Andrés.

Las distribuciones de hidrocarburos saturados del petróleo son muy similares a las de la roca madre, con un máximo en n-C<sub>17</sub> y una razón similar de pristano/Eltano de 1,48. El cromatograma revela que el petróleo no ha sufrido fenómenos de biodegradación, y sugiere una procedencia a partir de una roca madre dominada por materia orgánica marina algal. La razón pristano/fitano relativamente baja, junto con las bajas razones pristano/n-C<sub>17</sub> (0,48) y fitano/n-C<sub>18</sub> (0,38) confirman la ausencia de fenómenos de biodegradación del petróleo y sugieren que la roca madre se depositó en condiciones reductoras.

Los valores de las composiciones de isótopos de carbono de la muestra total de petróleo y del extracto total de la roca generadora (-29.88 y -29.93 ‰, PDB respectivamente) revelan también una buena correlación roca madre-petróleo. Estos valores son muy similares entre si, y son también similares a las rocas madre y petróleos liásicos del NW europeo, por lo que confirman la posible fuente liásica para el petróleo de Ayoluengo.

Los resultados en cuanto al tipo de materia orgánica y medio de depósito deducibles a partir de las composiciones isotópicas son más delicadas, y los valores obtenidos se sitúan en un campo donde estos no son especialmente diagnósticos. Sin embargo, si admitimos que las composiciones isotópicas de los petróleos pueden ser usadas para predecir los ambientes deposicionales de las rocas madre originales, el valor del conjunto de la muestra de petróleo de Ayoluengo de -29.88 ‰, PDB sugiere que fue generado a partir de sedimentos depositados en un medio sedimentario de condiciones relativamente restringidas, en contraposición a condiciones marinas normales o medios hipersalinos, hecho que concuerda perfectamente con las evidencias sedimentológicas y geoquímicas previamente expuestas.

#### Conclusiones

Los resultados obtenidos en el estudio revelan una clara correlación entre el petróleo de Ayoluengo y la roca madre del Lías. La similitud de los cromatogramas de distribución de hidrocarburos saturados, y de los diversos parámetros de correlación obtenidos, y la similitud de las

composiciones isotópicas del extracto total de la roca madre y del conjunto de la muestra del petróleo permiten establecer tal relación genética.

Los caracteres de la roca madre deducidos del análisis del petróleo son coherentes con los datos aportados por el estudio sedimentológico y geoquímico de la roca madre del Lías (mediante pyrólisis Rock-Eval y análisis visual de kerógenos), e indican una roca generadora de origen marino, con materia orgánica algal/amorfa, depositada en condiciones anóxicas o pseudoanóxicas.

#### Agradecimientos.

Este trabajo es una contribución al proyecto de investigación del Gobierno Vasco PI 95/60.

Agradecemos al Departamento de Educación, Universidades e Investigación del Gobierno Vasco el soporte económico para la realización del estudio, y a las compañías Repsol Exploración SA, Lucaz Oil Company of Spain SA y Cairn Energy Plc-Teredo Oil por las facilidades prestadas con el acceso a las muestras del petróleo de Ayoluengo.

#### Referencias

- Beroiz, C. (1984). Informe interno CHEVRON
- García A. y Alvarez de Buergo, E. (en este volumen).
- Hernández, E.; Serrano, A. y Boldo, C. (1985). Informe interno REPSOL
- Meléndez, F. (1976): II Jornadas Nacionales de Petróleo y Gas Natural. Ponencia I. Exploración y Producción.
- Quesada, S.; Robles, S. y Comas-Rengifo, M.J. (1992). Actas de las sesiones científicas III Congreso Español de Geología. Salamanca. v. 2, p. 329-333
- Quesada, S.; Robles, S. & Pujalte, V. (1993). Geogaceta, v 13.
- Quesada, S.; I: Dorronsoro, C. & Robles, S. (1995). Abstract book 17th International Meeting on Organic Geochemistry. Donostia-San Sebastian. p. 461-463
- Quesada, S. & Robles, S. (1995a). Abstract book 17th International Meeting on Organic Geochemistry. Donostia-San Sebastian. p. 464-465
- Quesada, S. & Robles, S. (1995b). Field trip guidebook. 17th International Meeting on Organic Geochemistry. Donostia-San Sebastian. 36 pp.
- Robles, S. y Quesada, S. (1995). Libro de comunicaciones XIII Congreso Español de Sedimentología. Teruel. p. 109-110.

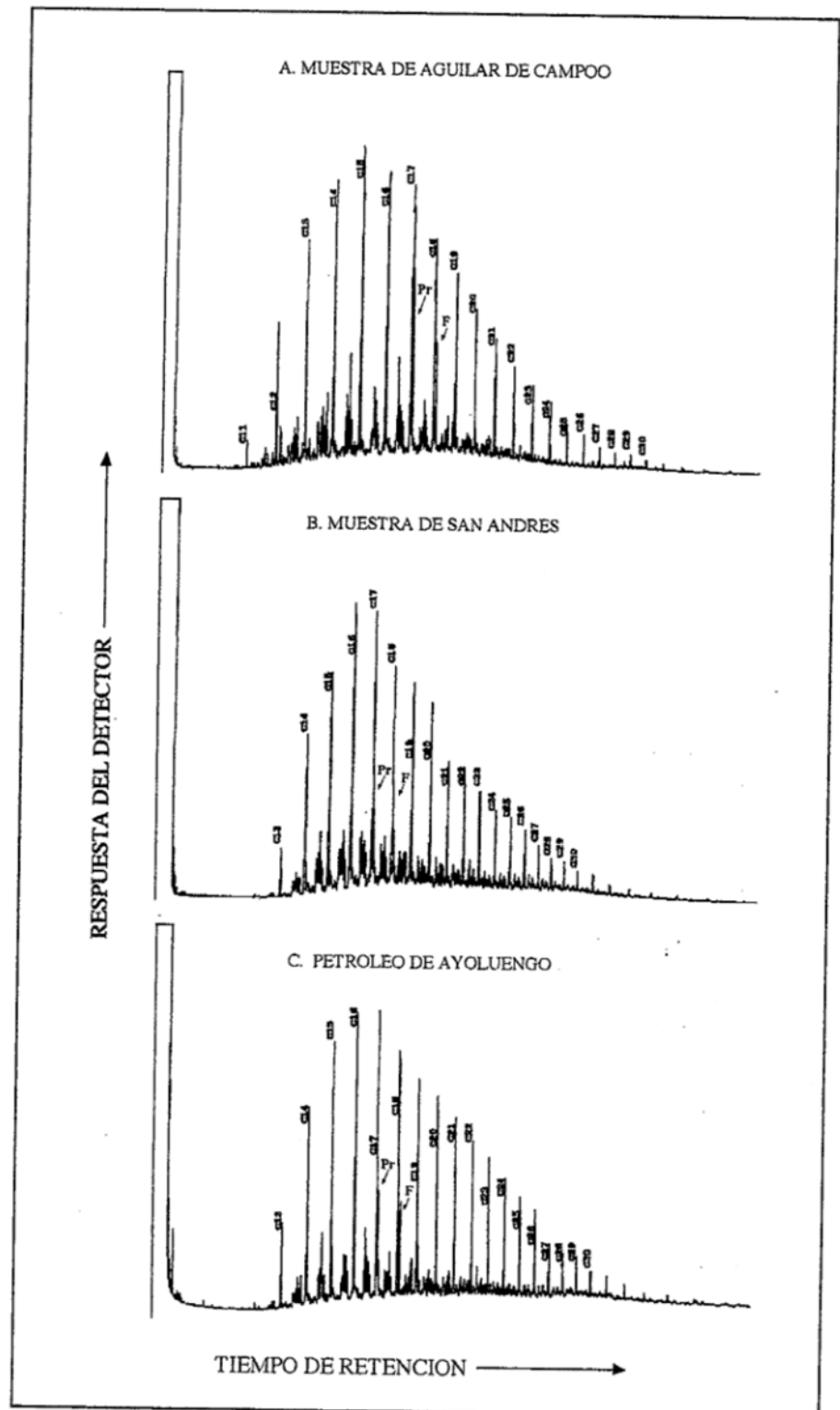


Fig. 4.- Comparación de los cromatogramas de distribución de hidrocarburos saturados de las muestras de "black shales" de las secciones de Aguilar de Campoo y San Andrés con el petróleo de Ayoluengo.

Fig. 4.- Comparison of the chromatograms for the black shales samples of Aguilar de Campoo and San Andrés sections with Ayoluengo oil showing saturated hydrocarbon distribution.