

# Comparación entre sistemas naturales y experimentales durante migración primaria: composición del bitumen

*Liliana López\**

*Instituto de Ciencias de la Tierra, Facultad de Ciencias, Universidad Central de Venezuela.  
Apartado 3895, Caracas 1010-A, Venezuela.*

Recibido: 14-10-08 Aceptado: 29-11-10

## Resumen

Este trabajo presenta una comparación del efecto de la migración primaria en la composición del bitumen proveniente de la simulación experimental, al someter diferentes rocas generadoras de petróleo (rocas fuente) a variaciones en la presión de confinamiento y temperatura en una celda autoclave (1), con el fraccionamiento observado en sistemas petroleros naturales para la Formación Querecual (Cuenca Oriental de Venezuela). De manera similar en el proceso natural y de forma experimental, se observó una migración preferencial de los hidrocarburos saturados y aromáticos respecto a los compuestos NSO, y variaciones en la distribución de n-alcános que reflejan el efecto de migración dentro de la roca fuente. Estos resultados presentan implicaciones importantes en estudios de correlación.

**Palabras clave:** migración primaria, Formación Querecual, sistemas petroleros naturales, bitumen, n-alcános.

## Comparison between experimental and natural systems during primary migration: bitumen composition

### Abstract

This paper presents a comparison of primary migration effect in the bitumen composition from experimental simulation by subjecting different source rock to varying confining pressure and temperature in an autoclave cell (1), with migration phenomena in natural petroleum systems observed in the Querecual Formation (Earthen Venezuela basin). Alike to natural process, the experimental results presented a preferential migration of saturated and aromatic hydrocarbons related to NSO compounds, and variations in the n-alkanes distribution as a consequence of migration effect in the source rock. These results have important implications in correlations studies.

**Key words:** primary migration, Querecual Formation, natural petroleum systems, bitumen, n-alkanes.

\* liliana.lopez@ciens.ucv.ve

## Introducción

El movimiento del bitumen y su expulsión de la roca fuente a una roca de mayor porosidad y permeabilidad se denomina migración primaria, y la fuerza impulsora para este movimiento es el exceso de presión generado durante la transformación química del querógeno a bitumen (2, 3). La migración secundaria corresponde al movimiento de los hidrocarburos luego de su expulsión de la roca fuente y su movimiento a través de rocas con mayor porosidad y permeabilidad hasta alcanzar un área donde es atrapado, para esta migración la principal fuerza impulsora es la flotación de los hidrocarburos a través de la roca más permeable (3). Durante la migración del petróleo de la roca fuente al yacimiento, ocurre un fraccionamiento en su composición, que se atribuye a un efecto denominado cromatografía natural o geocromatografía, el cual consiste en la retención preferencial de moléculas por el querógeno, los asfaltenos o por la matriz mineral de la roca, durante la generación y expulsión o posteriormente durante la migración secundaria (3, 4). Sin embargo, para rocas fuente ricas en materia orgánica la migración puede ocurrir en una fase separada del bitumen, y los constituyentes del bitumen que inicialmente son sorbidos por el querógeno, los asfaltenos o los minerales, pueden ser desorbidos, no siendo este el caso para rocas fuente con bajo contenido de materia orgánica, donde la cantidad de petróleo generado es menor, permitiéndose de esta manera la adsorción y retención de los componentes durante la migración (3, 4). De esta manera para rocas de bajo contenido de materia orgánica se atribuye a la geocromatografía el efecto de cambios en la composición entre el petróleo generado y el crudo en el yacimiento, y para rocas ricas en materia orgánica los efectos en la composición del bitumen por la migración, están principalmente controlados por las condiciones de presión, volumen y temperatura (PVT) (5). Es así como durante la migración primaria y secundaria se producen cambios

considerables cuando se compara la composición del bitumen en la roca fuente y el crudo en el yacimiento (2-4, 6-9). De manera general, crudos maduros no alterados presentan en el yacimiento una mayor proporción de hidrocarburos saturados y aromáticos respecto a las fracciones polares (resinas y asfaltenos), tendencia contraria a la observada para estas fracciones en el bitumen de la roca fuente (3, 4, 9-18). Este fraccionamiento en la composición también puede observarse en la disminución de las concentraciones vanadio y níquel a lo largo de las rutas de migración (19, 20) y a nivel molecular en las distribuciones de biomarcadores, determinado a partir de algunas relaciones entre ellos, como por ejemplo terpanos tricíclicos/esteranos regulares, esteranos regulares/terpanos pentacíclicos (6, 9). Estas variaciones en la composición se atribuyen a la diferencia de polaridad, estructura y masa molecular de los constituyentes del petróleo (12, 15).

También se ha propuesto en la literatura que el fraccionamiento en la composición del petróleo depende del tipo de querógeno (tipo II y III), y esto define el tipo de mecanismo de migración que predomina durante la migración (13). Esta proposición menciona que para el querógeno tipo III, donde se genera una mayor cantidad de gases durante la maduración, la mezcla de hidrocarburos en la roca fuente consiste predominantemente de gas y una menor proporción de bitumen; como resultado los hidrocarburos líquidos, particularmente la fracción de condensados (13), migran por disolución en la fase gaseosa. Para el caso del querógeno tipo II donde la proporción de gas generado es menor, los hidrocarburos pueden ser expulsados en una fase continua del bitumen, con muy poco fraccionamiento en la composición. Como consecuencia, la migración en fase gaseosa debería producir un mayor fraccionamiento en la composición entre el bitumen residual en la roca fuente y el petróleo expulsado, en comparación a lo que ocurre en la migración en fase continua del

bitumen (13). Otra explicación a las variaciones en la composición del bitumen como consecuencia de la migración primaria considera que el tamaño, forma y polaridad de las moléculas en relación al tamaño de los espacios porosos para la migración, son los factores responsables de los cambios en la composición del petróleo durante la migración (10, 21, 22).

Debido al interés que tiene este estudio de rocas fuentes, con miras a estimar la cantidad de hidrocarburos generados y expulsados, así como en las interpretaciones en trabajos relacionados a las correlaciones crudo-crudo o crudo-roca fuente (23), se hace necesario conocer el efecto de la migración primaria y secundaria sobre la composición del petróleo, y especialmente en la fracción de hidrocarburos saturados, la cual es utilizada en el estudio del tipo de materia orgánica, madurez y condiciones de sedimentación de la roca fuente (4, 23-26). En este trabajo se presenta una comparación de los estudios de la simulación de la generación, migración y expulsión de hidrocarburos en rocas fuentes sometidas a diferentes condiciones de temperatura y presión (1, 4, 27-29), con los resultados obtenidos en sistemas naturales, con especial énfasis en la composición del bitumen, sus fracciones y la distribución de n-alcanos.

### Área de estudio

La Formación Querecual, es la roca fuente por excelencia de los hidrocarburos de la Cuenca Oriental de Venezuela (30), y corresponde al miembro inferior del Grupo Guayuta, la cual fue sedimentada en un ambiente marino euxínico y profundo (31). La localidad tipo esta descrita en el río Querecual, en Anzoátegui nororiental, con un espesor de 700 m. Esta sección consiste en afloramientos casi continuos de calizas negras laminadas y masivas con concreciones discoidales de calcita, su parte superior se caracteriza por presentar calizas silíceas, dolomíticas y algunos niveles de ftanita negra pura, también presenta abundante piri-

ta, responsable de las fuentes sulfurosas (32). La Formación Querecual en su localidad tipo en el río Querecual contiene una fauna de foraminíferos plácticos que permitió la identificación de las zonas *Rotalipora appenninica*, *Rotalipora cushmani*, *Whiteinella archaeocretacea*, *Helvetoglobotruncana helvetica*/*Marginotruncana sigali*-*Dicarinella primitiva*, *Dicarinella concavata* y *Dicarinella asymerica*, asignando esta sección de 751 m a una edad entre el Albiense más tardío al Santiense (33). El contacto suprayacente con la Formación San Antonio, en su localidad tipo, es concordante y transicional y se coloca por debajo de la primera capa de arenisca continua de la Formación San Antonio. Para la localidad tipo, medidas de reflectancia de la vitrinita (Ro entre 0,7% a 2,1%) y de Tmax (> 500°C), indican que la sección esta sobremadura (16, 18, 34).

### Materiales y métodos

A 36 muestras de rocas de la Formación Querecual, recolectadas en su localidad tipo en el río Querecual, estado Anzoátegui (Venezuela), se les realizó la extracción del bitumen, la cuantificación SARA (hidrocarburos saturados, hidrocarburos aromáticos, resinas y asfaltenos) y la distribución de n-alcanos por cromatografía de gases (16-18). En trabajos anteriores realizados en la localidad tipo de la Formación Querecual, se determinó el tipo de materia orgánica y la madurez de la sección a partir de datos de reflectancia de vitrinita (16-18) y de pirólisis Rock-Eval (34). Para las simulaciones de generación y expulsión de hidrocarburos se utilizaron como referencia muestras de núcleos inmaduros de la Cuenca de París (lutitas del Jurásico Inferior) y de núcleos maduros del Mar del Norte (Kimmeridge, equivalente arcilloso del Jurásico Superior). Las muestras del Jurásico Inferior presentan querógeno tipo II, Tmax entre 416 a 424°C, y COT entre 2 y 10% (29). Las muestras maduras del Jurásico Superior presentan querógeno tipo II, Tmax entre

440-450°C, COT ente 5 y 6% y concentraciones de bitumen del 2% (29). En los experimentos se aplicó presión de forma isotrónica a la roca fuente con el objeto de lograr la expulsión del bitumen a una placa porosa de metal adyacente, que sirvió como yacimiento (1, 14, 27, 29). Dependiendo de la madurez de las rocas se realizaron dos tipos de experimentos. Para las rocas inmaduras se realizó la maduración artificial del bitumen previo al experimento de expulsión. Para las rocas maduras solo se realizó la etapa de expulsión sin producir la maduración artificial de las rocas (1). Los resultados obtenidos para la Formación Querecual en cuanto a su composición SARA y distribución de n-alcanos e isoprenoides, para el bitumen extraído de muestras recolectadas de forma perpendicular a la estratificación se compararon con los resultados del análisis del bitumen de muestras recolectadas paralelo a la estratificación (18) y con los obtenidos de las rocas sometidas a experimentos de generación y expulsión (1, 14, 27, 29), con miras a interpretar los cambios en la composición del bitumen como consecuencia de la migración primaria.

## Resultados y discusión

Los resultados de la composición del bitumen en la roca fuente de la Cuenca de París y la placa porosa que actúa como roca yacimiento (figura 1), muestran un incremento en la concentración de hidrocarburos saturados en la roca yacimiento respecto a la roca fuente, relacionado a una expulsión más eficiente de los hidrocarburos saturados respecto a los aromáticos y los compuestos polares (resinas y asfaltenos) (1), lo que concuerda con otros estudios realizados en sistemas petroleros naturales, donde el crudo en el yacimiento está enriquecido en fracciones de menor masa molecular (hidrocarburos saturados y aromáticos) respecto al bitumen en la roca fuente (24, 25). En 36 muestras recolectadas en la localidad tipo de la Formación Querecual, también se observaron variaciones en la composición del

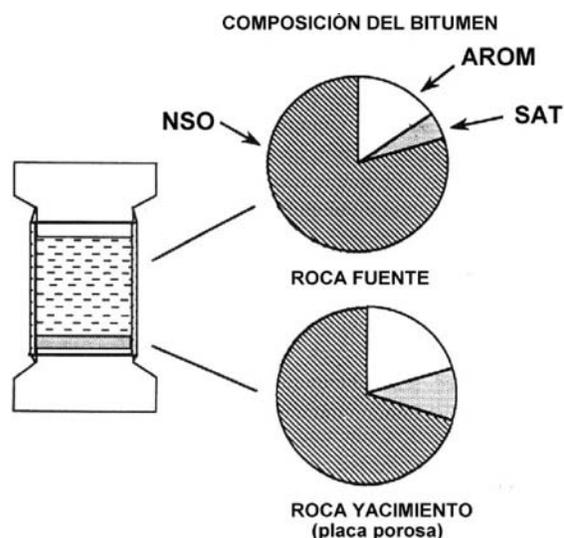


Figura 1. Cambios en la composición del bitumen en la roca fuente y la roca yacimiento durante los experimentos de expulsión (1).

bitumen (composición SARA, n-alcanos). Debido a que el tipo de materia orgánica (querógeno tipo II) y la madurez (Ro entre 0,7% a 2,1% y de Tmax > 500°C) (20), no varía a lo largo de la localidad tipo de la Formación Querecual, los cambios observados en la composición SARA y la distribución de n-alcanos pueden atribuirse al efecto de migración. A lo largo de la sección, de la localidad tipo (figura 2) las concentraciones de hidrocarburos saturados + aromáticos, presentan un incremento hacia la base y el tope, mientras que las concentraciones de resinas + asfaltenos (compuestos NSO) disminuyen en la misma dirección. Esto se interpreta como el resultado de una migración del bitumen del centro hacia la base y el tope para la sección estratigráfica de la localidad tipo de la Formación Querecual, que trae como consecuencia una movilización preferencial de las fracciones livianas (hidrocarburos saturados y aromáticos), mientras que las fracciones más polares y de mayor masa molecular (compuestos NSO) son retenidas hacia el centro de la sección (17). La composición SARA obtenida para la Formación Querecual a lo largo de su localidad

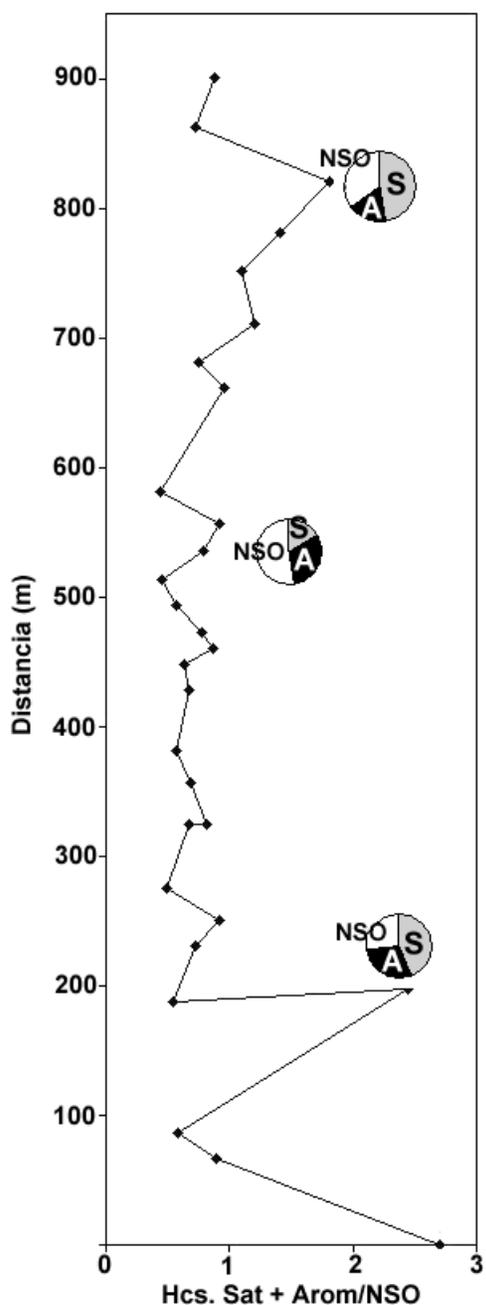


Figura 2. Concentraciones de hidrocarburos saturados (S), aromáticos (A) y resinas + asfaltenos (NSO) y relación hidrocarburos saturados + aromáticos/resinas + asfaltenos a lo largo de la localidad tipo de la Formación Querecual (17).

tipo, permiten proponer que la migración primaria fue controlada por la polaridad, la estructura de las moléculas y su masa molecular, una proposición similar fue presentada para las muestras de la Cuenca de Paris, sometidas a experimentos de generación y expulsión (1, 27). Como consecuencia, para rocas sobremaduras como Querecual, en esta etapa de madurez avanzada, donde la cantidad de hidrocarburos en estado líquido que pueden ser generados disminuye, el efecto de cromatografía natural puede ser más pronunciado (similar a lo propuestos para rocas con bajos contenidos de materia orgánica (3) y el fraccionamiento observado debería ocurrir de acuerdo a la polaridad, estructura y masa molecular, y por lo tanto la migración debe ser más eficiente para los componentes del bitumen de menor polaridad, masa molecular y estructuralmente más sencillos, como por ejemplo los hidrocarburos saturados.

De acuerdo a la literatura (13, 35), una mayor saturación de bitumen en la roca fuente, produce un efecto de expulsión más eficiente, siendo este el caso que se observa para la Formación Querecual con concentraciones de COT residual de hasta un 5% y COT original calculado con valores de hasta el 14% (36,37). Este resultado indica que durante la etapa de máxima generación en la Formación Querecual, debió ocurrir la saturación de bitumen en la matriz mineral, y la presencia de fracturas formadas por el incremento del volumen molar por la transformación del querógeno sólido, a hidrocarburos en estado líquido y gaseoso (28) permitió que ocurriera una migración y expulsión del bitumen de la roca fuente de manera más eficiente.

Con relación al análisis de la eficiencia de migración y cambios en la composición del bitumen de forma vertical y u horizontal, se realizó la comparación para las muestras de este estudio tomadas perpendiculares a la laminación a lo largo de la localidad tipo, con las presentadas en trabajos anteriores para muestras recolectadas a lo largo de dos

estratos de forma paralela a la laminación (18). En las muestras paralelas a la laminación se encontró una dispersión en las concentraciones del bitumen y sus fracciones (hidrocarburos saturados, aromáticos, resinas y asfaltenos), pero las distribuciones de n-alcanos obtenidas por cromatografía de gases, fueron similares, y no indicaron un fraccionamiento en la composición a lo largo de los estratos, que pudieran ser atribuidas al fraccionamiento molecular durante la migración primaria (18). Estos resultados indican una migración más eficiente de forma vertical que horizontal a lo largo de la sección estratigráfica de la localidad tipo de la Formación Querecual. Para los experimentos paralelos a la laminación no se observó

fraccionamiento en la composición del bitumen, lo que se relaciona con la orientación de la muestra durante los experimentos y al gradiente de presión paralelo a la laminación, el cual puede producir una migración en fase continua a través de los planos de laminación saturados en bitumen (1, 27). Estos resultados muestran la influencia de la dirección de migración para la expulsión del petróleo de la roca fuente.

El estudio sobre migración primaria para la Formación Querecual a lo largo de la localidad tipo (río Querecual, estado Anzoátegui), basada en la distribución de n-alcanos (16, 17) indica tres patrones de distribución diferentes (figura 3). Las muestras localizadas hacia el tope de la sección presentan

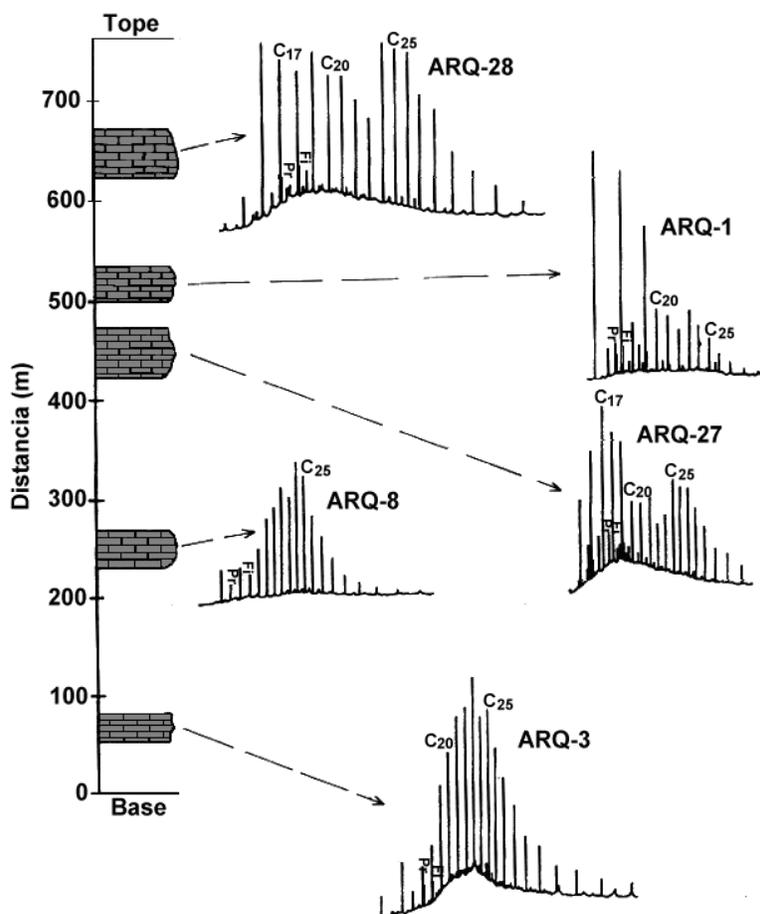


Figura 3. Distribución de n-alcanos del bitumen en muestras seleccionadas de la localidad tipo de la Formación Querecual Pr = Pristano, Fi = Fitano (20).

una distribución del tipo unimodal centrada hacia los n-alcanos de menor número de átomos de carbono ( $n\text{-C}_{17}$  a  $n\text{-C}_{20}$ ), esta distribución representa el incremento relativo de los n-alcanos de menor masa molecular migrados de otra parte de la sección. La distribución observada para las muestras localizadas en el centro y la base de la sección estratigráfica, son del tipo unimodal, pero con máximos hacia los n-alcanos  $>n\text{-C}_{20}$ . Esta distribución no es característica de materia orgánica de origen marino, la cual constituye principalmente a la Formación Querecual, determinada para esta sección a partir análisis químico de biomarcadores y bioestratigrafía (15, 33, 34), o de rocas fuente sobremaduras, como es el caso de la sección bajo estudio (16, 18, 34); este tipo de distribución se puede relacionar a una expulsión preferencial de n-alcanos  $<n\text{-C}_{20}$  durante la migración primaria. La tercera distribución observada es del tipo bimodal y se observó en las muestras localizadas hacia el centro de la sección. Esta distribución bimodal puede ser el resultado de una mezcla compleja de bitumen migrado, bitumen residual durante eventos de migración y del bitumen generado localmente.

La relación pristano/ $n\text{-C}_{17}$ , es utilizada en la literatura como índice de migración (11), basada en una migración más eficiente del  $n\text{-C}_{17}$  respecto al pristano. Esta relación también es utilizada como índice de madurez, basado en que durante la generación se incrementa la cantidad de n-alcanos generados respecto a los isoprenoides, produciendo una disminución en las relaciones pristano/ $n\text{-C}_{17}$  y fitano/ $n\text{-C}_{18}$  o como índice de biodegradación, para crudos biodegradados a nivel de n-alcanos, donde estas relaciones pueden incrementar como consecuencia de la mayor remoción de los n-alcanos respecto a los isoprenoides (26).

Para la Formación Querecual, considerando una madurez similar para toda la sección en estudio, la disminución en la relación pristano/ $n\text{-C}_{17}$  del tope a la base, tam-

bién puede atribuirse a un fraccionamiento en la composición durante la migración primaria, el patrón que sigue esta relación a lo largo de la sección no presenta la misma tendencia de las otras relaciones utilizadas (Bit/COT y HCs/NSO) (20), pero puede considerarse consecuencia de la expulsión preferencial, hacia el tope de la sección, del alcano  $n\text{-C}_{17}$  con respecto al pristano. La disminución de esta relación también se observó de las rocas fuente sometidas a experimentos de generación y expulsión, respecto a la roca yacimiento, lo que apoya una expulsión más eficiente de los n-alcanos respecto a los isoprenoides (1, 27).

Estos resultados están indicando la similitud entre el sistema petrolero natural con el experimental en cuanto a los cambios producidos durante la migración primaria y secundaria son evidenciados en la composición de los hidrocarburos migrados. Este factor en muchas ocasiones dificulta la determinación exacta de las correlaciones crudo-roca fuente y es uno de los procesos responsable de crudos con características composicionales diferentes en varios yacimientos de cuencas petrolíferas a nivel mundial (6, 7, 38, 39).

## Conclusiones

En los experimentos llevados a cabo en rocas generadoras, las variaciones en la composición de los constituyentes del bitumen y su distribución de n-alcano son muy similares a las observadas en sistemas petroleros naturales. Sin embargo, cualquier estudio realizado en el laboratorio es solo una aproximación a las condiciones en naturales.

Los resultados obtenidos para la Formación Querecual, son similares a los determinados de forma experimental, y coinciden con estudios realizados en muchas cuencas sedimentarias a nivel mundial, donde se observa la expulsión más eficiente de los hidrocarburos saturados y aromáticos con respecto a los compuestos polares

(resinas y asfaltenos), además de una migración más eficiente de n-alcános de baja masa molecular con respecto a los de mayor masa molecular, lo mismo ocurre para n-C<sub>17</sub> respecto a pristano.

### Agradecimientos

Al CDCH de la UCV. Proyectos: 03.1846/87 y C 03.322523/92. A E. Lafargue por permitir el uso de los datos de sus artículos e informes del trabajo realizado en el Instituto Francés del Petróleo. *Ley Orgánica de Ciencia, Tecnología e Innovación* (LOC-TI), proyectos: TOTAL Oil Venezuela y Quiriquire Gas.

### Referencias bibliográficas

1. LAFARGUE E., ESPITALIE J., JACOBSEN T., EGGEN S. *Advances in Org Geochem*. Pergamon Press. London (UK). 121-131. 1990.
2. RUDKIEWICZ JL., BEHAR, F. *Org Geochem* 21: 121-133. 1994.
3. WERNER A., BEHAR F., HEMPTINNE JC., BEHAR E. *Org Geochem* 24: 1079-1095. 1996.
4. PAN C., GENG A., LIAO Z., XIONG Y., FU J., SHENG G. *Mar Petrol Geol* 19: 619-632. 2002.
5. DURAND B. *Org Geochem* 13: 445-459. 1988.
6. LEYTHAEUSER D., SCHWARK L., KEUSER CH. *Mar Petrol Geol* 17: 857-859. 2000.
7. RITTER U. *Org Geochem*. 34: 319-326. 2003.
8. GEORGE SC., AHMED M., LIU K., VOLK H. *Org Geochem* 35: 1489-1511. 2004.
9. ESEME E., LITCKE R., KROOSS BM., SCHWARZBAUER J. *Org Geochem* 38: 1373-1397. 2007.
10. SAJGO CS, MAXWELL JR, MACKENZIE AS. *Advances in Org Geochem* Pergamon Press. Oxford (UK) 65-73. 1983.
11. LEYTHAEUSER D., SCHWARZKOPF T. *Org Geochem* 10: 791-805. 1986.
12. PHILIP P., ENGEL H. *IFP Exploration Research Conference*. 615-631. Paris (France). 1987.
13. LEYTHAEUSER D., SCHAEFER RG., RADKE M. *Proceeding 12<sup>th</sup> World. Petrol. Congr. Houston*. 227-236. Houston (USA). 1987.
14. LAFARGUE E., ESPITALIÉ J., LÓPEZ L. Mecanismos de expulsión del petróleo: Comparación de resultados de laboratorio y la naturaleza en la migración primaria. *III Congreso Latinoamericano de Geoquímica Orgánica*. Manaus, Brasil, 1992.
15. LÓPEZ L., SEQUERA Z., GALARRAGA F. *AAPG Bulletin* 80: 1309. 1996.
16. LÓPEZ L. *Interciencia* 22: 228-237. 1997<sup>a</sup>.
17. LÓPEZ L., PASQUALI J. *Bol Soc Venezolana de Geol* 22: 5-16. 1997<sup>b</sup>.
18. LÓPEZ L., PASQUALI J. *Revista Lat Geoquím Org* 3: 5-17. 1997<sup>++c</sup>.
19. GARBÁN G., LÓPEZ L., LO MÓNACO S., LIRA A. *Memorias VIII Congr Geol Venezolano*. 1303-310 Porlamar (Venezuela). 1997.
20. LÓPEZ L. Algunas contribuciones al estudio de la migración primaria en rocas fuente de petróleo de la Cuenca Oriental de Venezuela: Formaciones Querecual y San Antonio. Facultad de Ciencias. Universidad Central de Venezuela. (Trabajo de Ascenso a la Categoría de Profesor Titular). Caracas (Venezuela). 140 p. 1999.
21. BRUKNER A., VETO I. *Advances in Org Geochem* Pergamon Press. Oxford (UK) 11: 175-182. 1983.
22. HERNÁNDEZ ME., LÓPEZ L. *Revista Lat Geoquím Org* 3: 33-41. 1997.
23. CURIALE JA. *Org Geochem* 39: 1150-1161. 2008.
24. TISSOT BP., WELTE DH. *Petroleum Formation and Occurrence*. Springer-Verlag. Second Edition. New York (USA). 257-324. 1984.

25. HUNT JM. **Petroleum Geochemistry and Geology**. W.H. Freeman. Second Edition. New York (USA). 238-288. 1995.
26. PETERS KE., WALTERS CC., MOLDOWAN JM. **The Biomarker Guide. Biomarkers and Isotopes in the Environment and Human History**. Cambridge University Press. Second Edition. Cambridge (USA). 483-603 2005.
27. LAFARGUE E., ESPITALIE J. Projet FSH Catagenese-Expulsion: Resulttat des experiences d'expulsion realisees à l'IFP. IFP Rapport N 38718, Paris (France). 17. 1991.
28. LÓPEZ L. **Ciencia** 18: 196-207. 2010.
29. LAFARGUE E., ESPITALIE J., BROKS TM., NYLAND, B. **Advances Org Geochem**. Pergamon Press Oxford (UK). 575-586. 1994.
30. TALUKDAR S., GALLANGO OV., RUGGERO A. **Memorias Congr Geol Venezolano**. 3606-3642. Caracas (Venezuela). 1985).
31. AILLOUD P., AROZENA J., BAUMANN P., CASSANI F., DEROO G., EURIBE A., HERBIN J., LAMBERTINI R., ROUCACHE J. Estudio geoquímico de la Cuenca Oriental de Venezuela y de la Faja Petrolífera del Orinoco. **INTEVEP**. 70 p. 1980.
32. GONZÁLEZ DE JC., ITURRALDE JM., PICARD X. **Geología de Venezuela y de sus Cuencas Petrolíferas**. Ediciones Foninves. Caracas (Venezuela). 1031p. 1980.
33. TRUSKOWSKI I., LÓPEZ L., LO MÓNACO S., ESCOBAR G. **GEOS** 39: 54-60. 2007.
34. LUGO P., TRUSKOWSKI I., LÓPEZ L., LO MÓNACO S. **Rev Fac Ing UCV** 24: 27-37. 2009.
35. PRICE LC. **J Petrol Geol** 12: 289-324. 1989.
36. GÓMEZ MC., LÓPEZ L., LO MÓNACO S., ESCOBAR G. **GEOS** 39: 45-55. 2007.
37. GÓMEZ MC. **Bol Soc Venezolana de Geol** 27: 48-52. 2002.
38. LEYTHAESUR D., KEUSER CH., SCHWARK L. **Mar Petrol Geol** 24: 199-220. 2007.
39. WELTE DH., HANTSCHHEL T., WYGRALA BP., WEISSENBURGER KS., CARRUTHERS D. **J Geochem Explor** 69-70: 711-714. 2000.