

# Caracterización geoquímica del petróleo de los reservorios de la Fm Napo del Cretácico (Ecuador) y su relación con las lutitas intercaladas como roca generadora de hidrocarburos

*Oil geochemical characterization in the Cretaceous Napo Formation reservoir (Ecuador) and its relationship with the interbedded shales as hydrocarbon source rock*

Jenny Estupiñán Letamendi <sup>(1)</sup>, Albert Permanyer <sup>(2)</sup> y Rafaela Marfil Pérez <sup>(3)</sup>

<sup>(1)</sup> Departamento de Ciencias de la Tierra, Facultad de Ciencias del Mar y Ambientales, Universidad de Cádiz, 11510 Cádiz, España. jenny.estupinan@uca.es

<sup>(2)</sup> Departamento de Geoquímica, Petrología i Prospecció Geològica, Facultat de Geologia, Universitat de Barcelona, 08028 Barcelona, España. albert.permanyer@ub.edu

<sup>(3)</sup> Departamento de Petrología y Geoquímica, Facultad de Geología, Universidad Complutense de Madrid, 28040 Madrid, España. marfil@geo.ucm.es

## ABSTRACT

The Napo Formation from the Cretaceous age is located in the Oriente basin in Ecuador and is composed of limestones, shales, and sandstones, the «U» and «T sandstones», which are the most important reservoirs in the basin. The formation was deposited in fluvial, transitional and marine environments, and their correlation with the sequence stratigraphy may be associated with the fluctuation of the eustatic sea level. This work presents the analyses of the organic composition and the thermal maturity of the shales interbedded in the sandstones reservoir. Furthermore, the geochemical characterization of oils from the «U» and «T» reservoirs was performed. The analyses were performed to establish the contribution of the shale as a source rock in the generation of the hydrocarbons. The spatial trend of the TOC in the shales varies from 1,78% in the Eden-10 well, located in the eastern part of the basin to 0,56% in Jivino-1 well located in the center of the basin. The hydrogen index (IH) varies from 116 to 414 mg/g, and the thermal maturity expressed as Tmax shows values of 445°C. Oil studies show the relationship between tricyclic terpanes (C<sub>20</sub>/C<sub>23</sub>) and trisnorhopane/trisnaneohopane (Ts/Tm) among others biomarkers. These data suggest a marine origin and the thermal maturity is compatible with findings that the shale shows (reflectance equivalent of 0,6% - 0,9%, deduced from the analyses of the regular steranes isomerization). The interpretation of all the analyses suggests that the interbedded shales in the «U» and «T» sandstones could have contributed to the source of the hydrocarbon oil in the Oriente basin.

**Key words:** Crude oil, hydrocarbon, organic geochemistry, source rock, Oriente Basin, Ecuador

Geogaceta, 46 (2009), 155-158  
ISSN: 0213683X

## Introducción

La Formación Napo se encuentra ampliamente representada en la parte oriental de la Cuenca Oriente de Ecuador (Fig.1). Está constituida por varias unidades estratigráficas entre las que se encuentran dos importantes depósitos de areniscas denominadas «U» y «T». La parte basal de cada unidad se caracteriza por sistemas fluviales con influencia marina, y a la parte superior se le atribuyen ambientes de baja energía de plataforma marina somera. Los niveles de lutitas están asociados a periodos de máximas inundaciones (Barragán *et al.*, 2004). Los intervalos de areniscas «U» y «T» constituyen los reservorios principales de hidrocarburos de la cuenca, mientras que los intervalos arcillosos actúan

como rocas sello y como posibles rocas generadoras. Los sondeos analizados alcanzan profundidades de hasta 3000 m y las muestras de lutitas estudiadas se encuentran a profundidades entre 2300 y 3000 m (Fig.1), siendo sus espesores variables oscilando entre 5 y 25 m.

Los escasos estudios sobre la materia orgánica realizados en el Oriente de Ecuador se centran en el intervalo de lutitas de la Fm *Napo Shale* o lutitas *Napo Basal*, considerado como principal roca madre de hidrocarburos en la Cuenca Napo (Feininger, 1975; Baby *et al.*, 1998; Dashwood *et al.*, 1990).

El objetivo de este trabajo es el estudio petrológico y geoquímico de la materia orgánica de las lutitas intercaladas en las areniscas «U» y «T» y su comparación con las características

geoquímicas de los petróleos de la cuenca, con el fin de determinar su contribución como roca generadora de hidrocarburos en la formación Napo.

## Marco geológico

La Cuenca Oriente pertenece a una unidad morfo-estructural conocida como parte superior de la Cuenca Amazónica. Se encuentra limitada al oeste por la Cordillera de los Andes y al este por el escudo Guayanés (Fig.1), con una extensión de aproximadamente 100 km<sup>2</sup>. La cuenca Oriente con dirección oeste-este es asimétrica y presenta un moderado buzamiento hacia el oeste y el sur. El eje actual de la cuenca está inmerso al sur-suroeste, donde los espesores de los sedimentos alcanzan 1000 m (Canfield *et al.*, 1982).

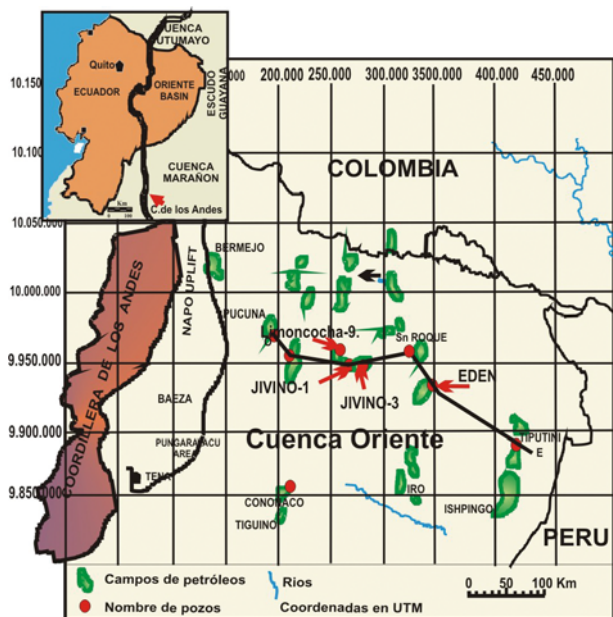


Fig.1.- Mapa de situación de los pozos estudiados en la cuenca Oriente, Ecuador.

Fig. 1.- The Oriente Basin, showing location of wells and cross section line used in this study.

La cuenca de Oriente presenta un basamento de rocas cristalinas precámbricas del escudo Guayanés, sobre el cual se depositaron sedimentos del Paleozoico y del Mesozoico Inferior. Los sedimentos del Mesozoico alcanzan espesores de 400 a 2.500 m. Durante el Cretácico se depositaron potentes series de materiales de origen fluvial, transicional y marino entre los que se encuentran las areniscas «U» y «T» que alternan con lutitas y calizas marinas pertenecientes a la secuencia de la Fm. Napo (Fig.2), de edad Albiense inferior - Maastrichtiense superior (Baldock, 1982) y ampliamente representada en la cuenca Oriente. Los estudios micropaleontológicos realizados en las lutitas han puesto de manifiesto la presencia de nanofósiles y palinomorfos (Jaillard, 1997).

**Metodología**

El estudio de la materia orgánica se ha realizado a partir de 6 muestras de lutitas procedentes de 5 sondeos productores de petróleos a diversas profundidades. Para ello se ha utilizado pirólisis Rock Eval, microscopía electrónica de barrido (MEB) y microscopía de fluorescencia. Para la caracterización de los petróleos se analizaron once muestras de crudos, de las cuales siete corresponden a la arenisca «U» y cuatro a la arenisca «T». Los análisis se realizaron, previo fraccionamiento por cromatografía líquida

en hidrocarburos saturados y aromáticos, por cromatografía de gases (CG) y cromatografía de gases-espectrometría de masas (CG-MS).

**Resultados y discusión**

Los resultados obtenidos por pirólisis Rock-Eval han puesto de manifiesto la presencia de petróleo en alguna de las muestras analizadas, provocando una interferencia en los resultados de pirólisis, por lo que se procedió a su extracción y a un nuevo análisis. Los contenidos en carbono orgánico (TOC) son relativamente bajos, oscilando entre 0,56% y 1,78%. El potencial petrolífero (S2) varía de 0.8 a 3,98 mg/g roca y el Índice de Hidrógeno entre 116 y 414 mg/g. Estos resultados sugieren una poca capacidad generativa de estos materiales, formados por materia orgánica de tipo II-III. Las muestras procedentes de los pozos de Jivino-1 y Limoncocha-9 muestran valores de Tmax de 439°C y 445°C, correspondientes a la ventana del petróleo.

El estudio mediante microscopía de fluorescencia ha puesto de manifiesto la presencia de numerosos restos de cutinitas con buena ornamentación y parches de bituminita, ambas con colores amarillos en el rango de la catagénesis (Fig. 3). Restos de esporas y pólenes son también frecuen-

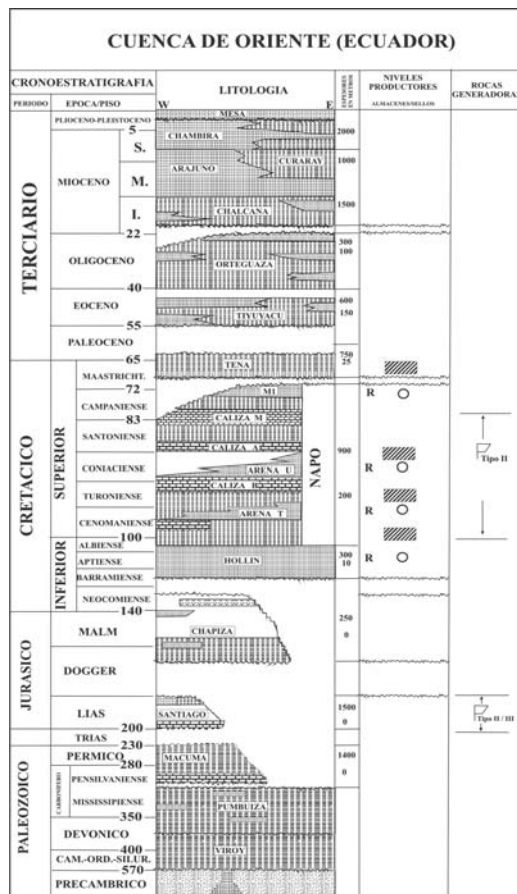


Fig.2.- Distribución de las rocas generadoras y almacén de la cuenca Oriente (Beroiz, 1994).

Fig. 2.- Distribution of the source rocks and reservoir in the Oriente Basin (Beroiz, 1994).

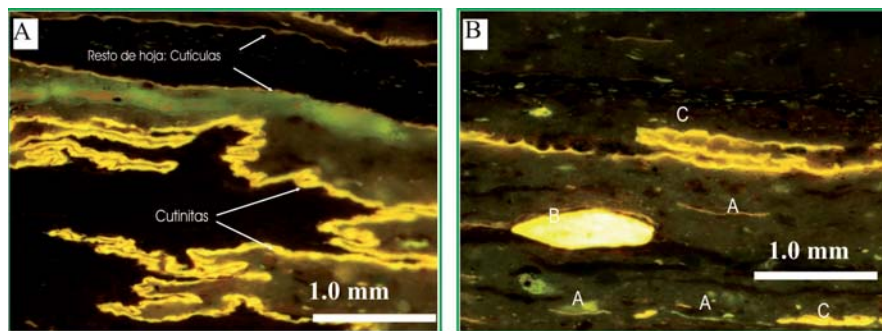
tes y suelen estar acompañados por restos orgánicos de difícil caracterización que presentan débil fluorescencia de tonos amarillos oscuros. La presencia de aceite ya generado en la matriz órgano-mineral se pone de manifiesto en fisuras y microfisuras cuando la muestra se somete durante varios minutos a radiación ultravioleta. La presencia de bitumen se ha puesto también de manifiesto en microscopía electrónica de barrido, formando pequeños niveles con espesores de 10 a 15 µm. El bitumen aparece paralelo a la laminación de las arcillas o bien en espacios ocluidos por los mismos minerales arcillosos (Fig. 4). La alta proporción de elementos fluorescentes (liptinitas) y la ausencia de componentes de los grupos de la vitrinita e inertita confirman que estas rocas podrían ser generadoras de hidrocarburos. La ausencia de vitrinita en las arcillas ha impedido que se tengan valores de reflectancia de vitrinita que indique el grado de madurez de las mismas. Los colores de fluorescencia de las muestras que oscilan entre amarillo, amarillo dorado y localmente dorado, se corresponden con valores de reflectancia de alrededor de 0,7%. Estos valores son compatibles con los valores de Tmax en muestras con escasa influencia de impregnación de hidrocarburos (Tmax 439°- 445°C equivale a una reflectancia de 0,9%) (Tabla I).



**Geoquímica del petróleo**

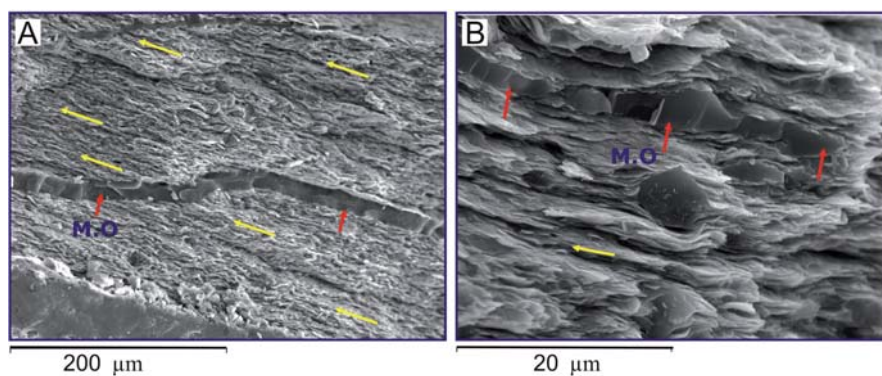
La evaluación geoquímica se realizó en base a once muestras de petróleo procedentes de los reservorios productores «U y T». La fracción de hidrocarburos saturados para los crudos de Dumbique-1 (arenisca «U») y de Auca-4 (arenisca «T») muestra una distribución de n-alcanos, desde n-C<sub>14</sub> hasta n-C<sub>32</sub>, con predominio de los alcanos n-C<sub>17</sub> a n-C<sub>19</sub> (Fig. 5A), y distribución de los isoprenoides pristano y fitano similares. Estas características permiten inferir que los crudos analizados en ambas areniscas son de origen transicional a marino. Asimismo, por el predominio de n-alcanos livianos (< n-C<sub>22</sub>), se puede considerar un mayor aporte de materia orgánica de origen marino (Tissot y Welte, 1984).

Los esteranos regulares (C<sub>27</sub>, C<sub>28</sub>, C<sub>29</sub>) para los petróleos analizados representados en el diagrama triangular propuesto por Huang y Meinschein (1976, 1979) presentan una misma distribución en todas las muestras, lo que denota un ambiente de sedimentación de la roca generadora común para los petróleos de la arenisca «U» y «T» (Fig. 5B). De acuerdo con el grado de isomerización de los esteranos regulares, los petróleos estudiados presentan una madurez de grado medio, con valores equivalentes de reflectancia de vitrinita de 0,6% a 0,9% (Fig. 6A) compatible con la que presentan los niveles lutíticos (Ro de 0,7% a 0,9%). La abundancia de diasteranos así como la alta relación diasteranos/esteranos es característica de rocas generadoras siliciclásticas (Peters y Moldovan, 1993), como producto de la conversión de esteranos regulares en diasteranos durante la diagénesis en sedimentos clásticos. Los cromatogramas de masas de hidrocarburos triterpanos (m/z 191) se caracterizan por representar una buena distribución de hidrocarburos tricíclicos, con un dominio claro de la relación C<sub>23</sub>/C<sub>24</sub>, ausencia de C<sub>24</sub> tetracíclico, notable presencia de C<sub>28</sub> y C<sub>29</sub> tricíclicos, y valores de Ts/Tm > 1. La serie de compuestos hopánicos está dominada por C<sub>30</sub> hopano, presentando una disminución progresiva de los homohopanos



**Fig. 3.- Componentes de las lutitas bajo el microscopio óptico de fluorescencia. (A) Algas filamentosas y probables bituminites (B) matriz orgánica mineral (C) cutinites.**

*Fig. 3.- Optical fluorescence microscope, showing the maturity of the mudstones. (A) Filament weeds and probably bituminites. (B) Organic mineral matrix. (C) Cutinites.*



**Fig. 4.- Fotografías al MEB con aspectos de la microfábrica de las lutitas bituminosas; A y B) Detalle de los niveles de bitumen que cortan las laminación paralelas de las arcillas.**

*Fig. 4.- Scanning electron micrographs showing different aspects of microfabric in the argillaceous rocks; A and B) Detail of preferred particle orientation of the bitumen levels cutting the parallel bedding plans.*

desde C<sub>31</sub> a C<sub>35</sub> (Fig.6B). Todos los petróleos, presentan características similares, como puede observarse en los cromatogramas (Figs. 5A, 6B). Las características relacionadas con los biomarcadores corroboran que la materia orgánica que dio origen a estos crudos era de origen marino, y las variaciones menores en la distribución de los mismos se pueden relacionar con ligeros cambios en el ambiente de sedimentación de la roca generadora.

**Conclusiones**

Los petróleos de los reservorios «U» y «T», poseen características muy comunes entre si, lo que determina una

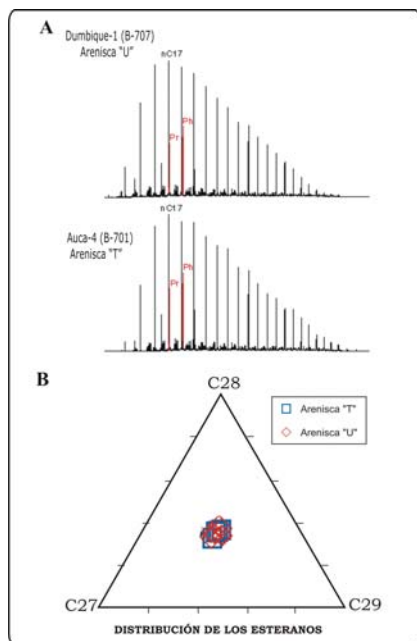
procedencia a partir de roca generadora única. Esta roca se caracterizaría por estar constituida por materia orgánica de origen marino, sedimentada en un ambiente siliciclástico, con predominio de materiales arcillosos. La materia orgánica de las lutitas intercaladas en las areniscas «U» y «T» tiene un grado de madurez en ventana de petróleo. La contribución de estos niveles arcillosos a la generación del crudo en la cuenca Oriente no puede ser descartada a la luz de los resultados obtenidos en el presente estudio. Sin embargo, la confirmación de los mismos debería pasar forzosamente por el estudio comparativo de los niveles arcillosos intercalados en las areniscas «T» y

Muestra	Sondeo	Profundidad en pies	Tmax °C	TOC %	S1 mg HC/g roca	S2 mg HC/g roca	S3 mg CO2/g roca	HI S2/TOC	OI S3/TOC	PI S1/(S1+S2)	Observaciones
B-779(1)	Jivino-1	9504	439	0,70	0,17	0,81	na	116	na	0,17	
B-779(2)	Jivino-1	9504	439	0,56	0,1	0,80	0,08	142	14	0,11	
B-805B	Jivino-3	9491	445	0,96	0,44	3,98	0,09	414	9	0,1	
B-806C	Limoncocha-9	9477	445	0,57	0,21	2,03	0,15	356	26	0,09	
B-785	Eden-10	7568	358	5,86	4,07	30,75	2,51	524	42	0,11	doble pico S2
B-785(Ext)	Eden-10	7568	427	1,78	0,88	20,64	0,18	1159	10	0,04	doble pico S2

En cursiva: valores no significativos; na: no analizado

**Tabla I.- TOC y valores de análisis de pirólisis Rock-Eval.**

*Table I.- TOC and the pyrolysis Rock-Eval values.*



**Fig. 5.- A)** Cromatogramas de gases (TIC) de la fracción de hidrocarburos saturados n-C<sub>15</sub> de los pozos Dumbique-1 (arenisca «U») y Auca-4 (arenisca «T»). **B)** Diagrama triangular de los esteranos regulares de los petróleos de la arenisca «U» y «T», mostrando un origen común de materia orgánica.

*Fig. 5.- A) Gas chromatography (TIC) of the hydrocarbon saturated fraction of n-C<sub>15</sub>, of the Dumbique-1 well («U» sandstone) and Auca-4 («T» sandstone). B) Triangular diagram of the regular steranes of the oils from «U» and «T» sandstones, showing the common origin of the organic matter.*

«U» con muestras procedentes de la Fm Napo Shale, considerada como principal roca generadora de los crudos de la cuenca Oriente.

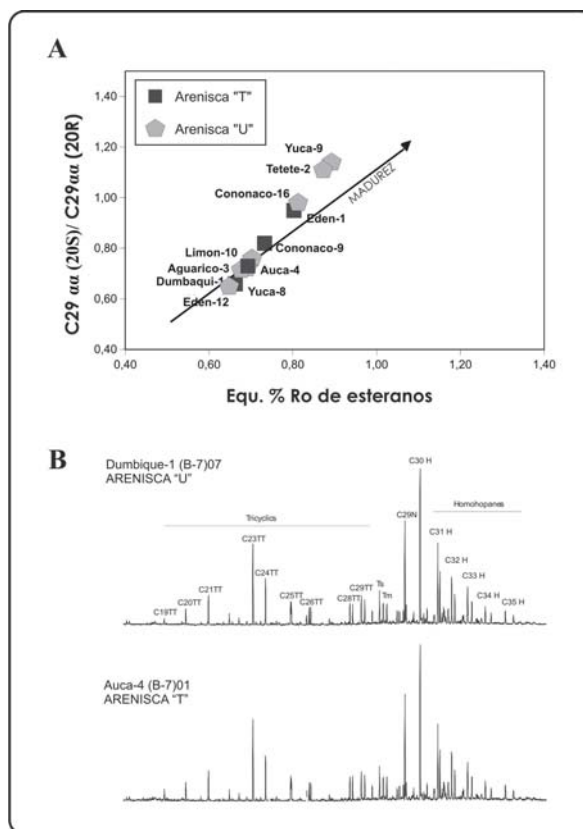
Los resultados obtenidos, en cuanto a la riqueza en materia orgánica y a su grado de madurez, no permiten descartar la contribución de los intervalos lutíticos intercalados en las areniscas «U y T», como roca fuente secundaria en la generación de petróleo dentro de la cuenca Oriente.

**Agradecimientos**

Este trabajo fue parcialmente financiado por los proyectos CCG07-UCM/AMB 2299, Proyecto REN 02-11404-E/MAR y Proyecto CGL2006-01861 Los autores desean expresar su agradecimiento al Ing. Manuel Rivera Olaya de Ecuador, jefe del área de exploración en el bloque 15, Ecuador y al la Dirección Nacional de Hidrocarburos (Ecuador) por el permiso para publicar este artículo. Gracias también a D<sup>a</sup> Mariam Barajas, D. Pedro Lozano, D<sup>a</sup> Carmen

**Fig. 6.- A)** Cromatogramas de masas de triterpanos (m/z 191) de los pozos Dumbique-1 (arenisca «U») y Auca-4 (arenisca «T»). **B)** Diagrama de los esteranos regulares mostrando la madurez de los petróleos de las dos areniscas.

*Fig. 6.- A) Mass chromatograms of triterpanes (m/z 191) of the Dumbique-1 well («U» sandstone) and Auca-4 («T» sandstone). B) Diagram of the regular steranes showing the oil maturity of the reservoir sandstones.*



Valdehita, D. Alfredo Fernandez, D. Juan Luis Baldonado and D. Eugenio Baldonado por su asistencia técnica en varios análisis realizados para este trabajo.

**Referencias**

Baby, P., Rivadeneira, M., Bernal, C., Christophoul, F., Dávila, C., Galárraga, M., Marocco, R., Valdez, A., Vega, J. y Barragán, R.(1998). *American Association of Petroleum Geologist, Annual Meeting, Rio de Janeiro, Brazil, Abstracts*, 464-465.  
 Baldock, J.W. (1982). *Geología del Ecuador*. Ministerio de Recursos Naturales, 1- 65.  
 Barragan, R., Christophoul, F., White, H., Baby, Patrice., Rivadeneira, M., Ramirez, F., y Rodas, J. (2004). *Estratigrafía Secuencial del Cretácico de la Cuenca Oriente Ecuador*. En: La Cuenca Oriente Geología y Petróleo, tomo 144 de la colección Travaux de l'Institut Français d'Études Andines.  
 Beroiz, C.P. (1994). *Geología de las cuencas Subandinas y su interés petrolífero. Tesis Doctoral, Univ. Complutense de Madrid*, 296 p.  
 Canfield, R.W., Bonilla, G. y Robbins, R.K. (1982). *American Association of Petroleum Geologist*, 66, 1076-1090.

Dashwood, M.F. y Abbotts, I.L. (1990). *Aspects of the petroleum geology of the Oriente basin, Ecuador*, in J. Brooks, ed., *Classic petroleum provinces: Geological Society of London Special Publication*, 50, 89 - 117.  
 Feininger, T. (1975). *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, 59(7), 1166 -1175.  
 Huang, W.I. y Meinschein, W.G. (1976). *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 40, 323 -330.  
 Huang, W.I. y Meinschein, W.G. (1979). *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 43, 739 -745.  
 Jaillard, E (1997). *Síntesis Estratigráfica y Sedimentológica del Cretácico y Paleógeno de la Cuenca Oriental del Ecuador*. Convenio ORSTOM-PETROPRODUCCIÓN, 1, 164 p.  
 Peters, K.E. y Moldowan, J.M. (1993). *The biomarker guide. Interpreting molecular fossil in petroleum and ancient sediments*: Printice Hall, New Jersey, 363 p.  
 Rubinstein, L. y Albrech, P. (1975). *Journal of the Chemical Society, Perkins*, Transaction, 1, 1833-1836.  
 Tissot, B.P. y Welte, D.H. (1984). *Petroleum Formation and Occurrence*, Springer Verlag, 2da Edition, 699 p.