

Mối tương quan về đặc điểm địa hóa đá mẹ với thành phần hóa học của dầu thô ở cấu tạo LD, Lô 15-1/05, bồn trũng Cửu Long

- Đỗ Ngọc Thanh
- Bùi Thị Luận

Trường Đại học Khoa học Tự nhiên, Đại học Quốc gia thành phố Hồ Chí Minh

(Bài nhận ngày 06 tháng 01 năm 2017, nhận đăng ngày 26 tháng 07 năm 2017)

TÓM TẮT

Cấu tạo LD (Lạc Đà) là phát hiện dầu khí thứ hai của Lô 15-1/05, nằm cách cấu tạo đầu tiên (LDN) 15 km theo hướng Đông-Đông Bắc. Mục đích chính của nghiên cứu này là đánh giá mối tương quan giữa các tích tụ hydrocarbon với các loại đá mẹ của cấu tạo LD để xác định rõ tiềm năng sinh dầu khí của chúng. Vì thế nhóm tác giả đã tổng hợp và phân tích đặc điểm địa hóa, các di chỉ địa hóa cũng như cấu trúc và thành phần hóa học của các mẫu dầu thô và chất chiết của đá mẹ, thu được từ phương pháp sắc ký khí và sắc ký khối phổ, để làm sáng tỏ được nguồn gốc của dầu thô tại cấu tạo LD. Các mẫu dầu và chất chiết từ đá mẹ được lấy từ hai

giếng khoan LD-1X/LD-1Xst và LD-3X/LD-3Xbis thuộc cấu tạo LD. Trên cơ sở sự phân bố các di chỉ địa hóa, 5 mẫu dầu thô cùng 19 mẫu nghiên cứu chất chiết từ đá mẹ cho thấy sự thống trị của vật liệu hữu cơ phi biển (tảo đầm hồ), và có sự đóng góp một phần bởi vi khuẩn và thực vật bậc cao. Các mẫu phân tích đặc trưng bởi sự hiện diện của oleanane, sự tập trung cao của C_{27} steranes so với C_{29} và C_{28} , sự hiện diện của 4-methyl C_{30} -steranes với sự tập trung từ thấp đến trung bình. Các bằng chứng cho thấy tất cả các mẫu dầu thô trong nghiên cứu này có cùng một tầng đá mẹ.

Từ khóa: địa hóa đá mẹ, sắc ký khí-sắc ký khối phổ

MỞ ĐẦU

Vật chất trầm tích hữu cơ và dầu thô bao gồm một tập hợp phức tạp của thành phần các di chỉ địa hóa. Di chỉ địa hóa được sử dụng rộng rãi trong ngành công nghiệp dầu khí để xác định mối liên quan về mặt nguồn gốc của các nhóm dầu, xác định mối tương quan giữa dầu-đá mẹ và để định rõ tính chất môi trường trầm tích của đá mẹ cho các đối tượng dầu di cư có nguồn gốc không chắc chắn.

Việc xác định mối liên quan giữa dầu-đá mẹ khó khăn hơn nhiều so với mối liên quan dầu-dầu bởi vì rất nhiều vấn đề trong việc lấy mẫu, phân tích cũng như giải đoán các dữ liệu thô. Hơn nữa bởi sự khác nhau trong thành phần hóa học của dầu và vật chất hữu cơ được giữ lại trong đá mẹ do hoạt động của quá

trình di cư phân đoạn và biến đổi sau di cư nên việc giải đoán phải dựa trên nhiều tham số khác nhau bao gồm toàn bộ thành phần của dầu và hợp chất hữu cơ chiết suất từ đá mẹ (gọt tất là chất chiết) và các di chỉ sinh vật. Tuy phức tạp nhưng các tham số này giải quyết hầu hết mối liên quan giữa dầu và đá mẹ. Vì bản thân của dầu bị ảnh hưởng rất lớn sau khi đến bề mặt nên phần lớn các tham số xác định mối liên quan giữa dầu-dầu không hữu dụng cho dầu-đá mẹ.

Cho đến thời điểm hiện tại, bể trầm tích Cửu Long đã được nghiên cứu một cách chi tiết và chính xác trên quy mô toàn bể và một số cấu tạo quan trọng như Bạch Hổ, Rồng, Sư Tử Trắng Cấu tạo Lạc Đà (LD) lần đầu tiên được phát hiện bởi Total E&P Viet

Nam năm 2010. Cho đến nay, cấu tạo LD đã khoan. Mỗi tương quan giữa dầu–đá mẹ cần phải được làm rõ hơn để phục vụ cho công tác tìm kiếm thăm dò và khai thác về sau.

VẬT LIỆU VÀ PHƯƠNG PHÁP

Phương pháp

Các mẫu dầu thô và chất chiết được tách riêng thành phần hydrocarbon (HC) bão hòa, HC thơm và nhựa cây bởi cột sắc kí. Tất cả các mẫu đá mẹ được nghiền nhỏ thành bột mịn và được chiết tách bởi hỗn hợp dichloromethane/ methanol với việc sử dụng bộ thiết bị Soxhlet trong 72 giờ. Về cơ bản quy trình được thực hiện tách lần lượt *n*-heptane, toluene và chloroform tương ứng với các mảnh HC bão hòa, HC thơm và nhựa cây. Các mảnh thu được bằng cách cho bay hơi dung dịch. Kết quả được thể hiện bằng phần trăm về khối lượng của các thành phần trong dầu và chất chiết. Kết quả phân tích sắc ký khí và sắc ký khối phổ như là dấu vân để nhận biết dạng vật chất

tổng cộng bốn giếng khoan thăm dò và khai thác. hữu cơ có trong mẫu dầu và mẫu đá. Ba nhóm được sử dụng phổ biến trong xác định mối tương quan giữa dầu và đá mẹ là *n*-alkane, isoprenoid, polycyclic hydrocarbon từ phép phân tích sắc ký khối phổ có thể chỉ ra nguồn vật liệu đá mẹ sinh dầu vào giai đoạn nào và tuổi của đá mẹ. Những đánh giá này rất có ý nghĩa về nghiên cứu môi trường trầm tích, xây dựng thông số kiểm tra cho xây dựng mô hình trường thành của đá mẹ, là công cụ hữu hiệu trong tìm kiếm, thăm dò và khai thác dầu khí.

Mẫu thí nghiệm

Thí nghiệm sắc ký khí và sắc ký khối phổ của mẫu dầu thô và chất chiết từ đá mẹ được thực hiện bởi VPI từ năm 2010–2015. Mẫu được lấy từ hai giếng khoan LD-1X/LD-1Xst và LD-3X/LD-3Xbis, cụ thể có tổng cộng 5 mẫu dầu từ đá chứa và 19 mẫu chất chiết từ đá mẹ tương ứng (Bảng 1 và 2).

Bảng 1. Mẫu dầu thô cấu tạo LD

Giếng	Kí hiệu mẫu	Loại mẫu	Tầng chứa	Tuổi địa chất
LD-1X	DST#1	Dầu	G20	Eocene trên (?)
LD-1Xst	DST#2	Dầu	G20	Eocene trên (?)
LD-3Xbis	DST#1 (1.01.10)	Dầu	G20	Eocene trên (?)
	DST#1 (1.01.31)	Dầu	G20	Eocene trên (?)
	DST#1 (1.01.34)	Dầu	G20	Eocene trên (?)

Bảng 2. Mẫu chất chiết cấu tạo LD

Giếng	Kí hiệu mẫu	Độ sâu mẫu	Tầng sinh
LD-1X	1	2730–2740	OLIGOCENE TRÊN
	2	2900–2910	
	3	3150–3160	
	4	3330–3340	
	5	3425–3430	
	6	3430–3435	
	7	3605–3610	
	8	3700–3705	
	9	3765–3770	
LD-3X	10	3835–3840 m	OLIGOCENE DƯỚI - EOCENE TRÊN (?)
	11	4008,6 m*	
	12	4100–4110 m	
	13	4190–4200 m	
	14	4275–4280 m	
LD-3Xbis	15	3830–3840 m	
	16	3915–3925 m	
	17	3990–4000 m	
	18	4195–4205 m	
	19	4320–4330 m	

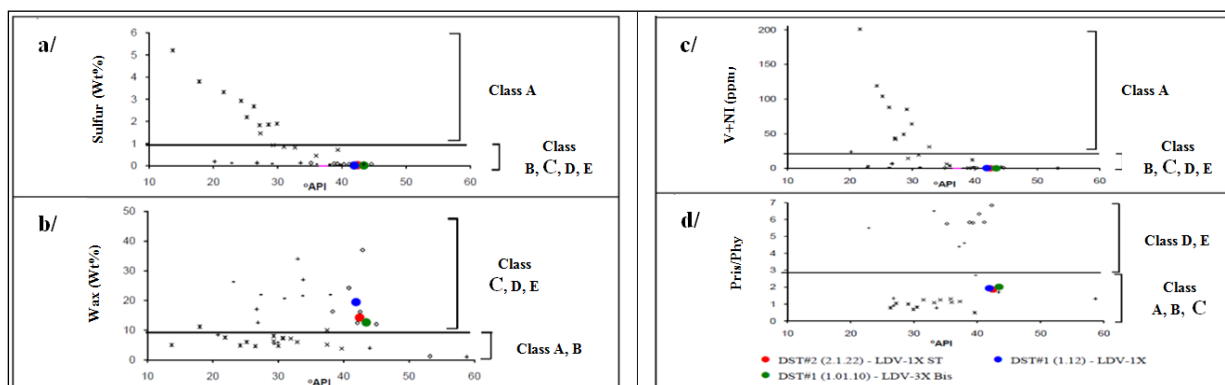
* Mẫu lõi

KẾT QUẢ VÀ THẢO LUẬN

Đặc tính của dầu thô

Kết quả phân tích thành phần của 03 mẫu dầu DST#1 (DST#1(1.01.10), DST#1(1.01.31), DST#1(1.01.34)) lấy từ giếng LD-3Xbis, 02 mẫu dầu DST#1 và DST#2 lấy từ giếng LD-1X/ LD-1Xst: tỷ trọng từ 42,46 đến 45,24 $^{\circ}\text{API}$ được phân loại là dầu nhẹ (light crude oil), hàm lượng wax cao từ 10,34–

14,21 wt.%, điểm chảy (pour point) từ 18–24 $^{\circ}\text{C}$, hàm lượng lưu huỳnh thấp từ 0,019–0,021 %, đồng thời trên các biểu đồ thể hiện mối quan hệ giữa lưu huỳnh, wax, pristane/phytane, vanadi, nickel với $^{\circ}\text{API}$ (Hình 1) cho thấy các mẫu dầu trong nghiên cứu này thuộc loại C, và di thoát từ đá mẹ có nguồn gốc đầm hồ - cửa sông.



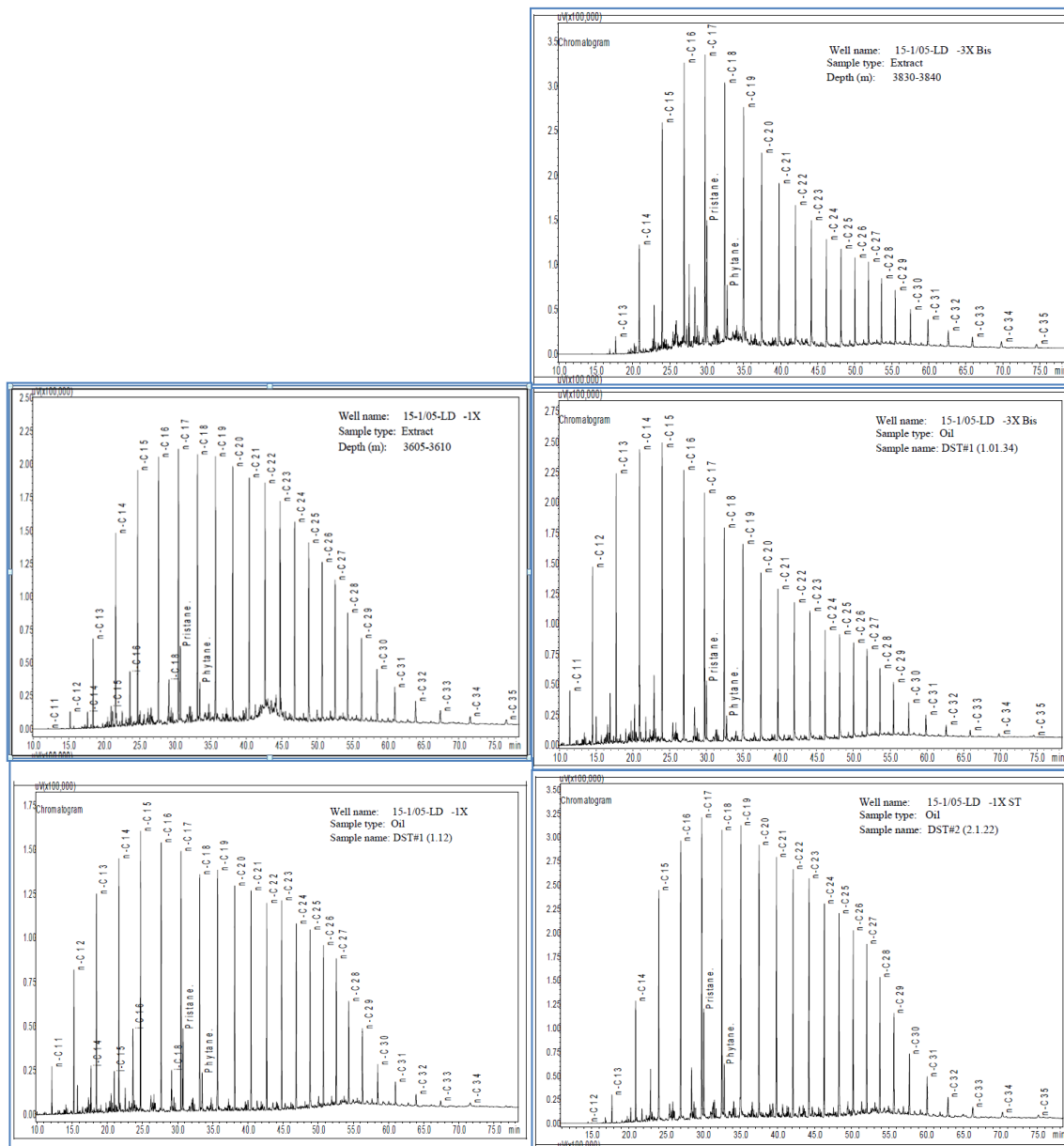
Hình 1. Biểu đồ S, wax, V+Ni, Pristan, Phytan và API của các mẫu dầu thô tập G20

Thành phần HC bão hòa, HC thơm cũng như asphaltene và resin của các mẫu dầu và chất chiết của đá được liệt kê trong Bảng 4. Qua đó, rõ ràng rằng, tất cả các mẫu dầu đều phong phú thành phần HC bão hòa (92,26–94,77 %). HC thơm và hợp chất phân cực hiện diện với một lượng trung bình. Tỷ số HC bão hòa/HC thơm cao ($\text{sa}/\text{aro}=17,24\text{--}25,79$) cho thấy dầu di thoát từ đá mẹ trưởng thành cao. Đối với 19 mẫu chất chiết được tách ra từ đá mẹ bằng phương pháp chiết dung môi (solvent extraction) với hiệu suất chiết tách ở mức thấp, và với độ giàu vật chất hữu cơ trong những mẫu này thuộc loại trung bình cho thấy sự hiện diện của HC tại sinh.

n-Alkane

Các nguồn gốc khác nhau của mạch thẳng aliphatic trong sinh vật đã được thảo luận rất nhiều trong các

nghiên cứu trước đây. Sự phân bố của các phân tử này mang dấu ấn của sự tổng hợp sinh hoá của chúng, tức là sự ưu thế của các phân tử trung bình đến cao với số carbon đặc biệt, các axit béo với số chẵn của nguyên tử carbon, hoặc *n*-alkane với số lẻ các nguyên tử carbon. Sự bảo tồn đặc điểm này trong trầm tích cổ thường quan sát được, mặc dù nó mờ dần theo chiều sâu và tuổi. Đối với những alkane có trọng lượng cao (phân tử lượng) trong khoảng từ $\text{C}_{25}\text{--}\text{C}_{33}$, trong thành phần của dầu, nhóm này có một hiện tượng đặc biệt khi nghiên cứu thống kê thấy có sự chiếm ưu thế của những phân tử lẻ (có số nguyên tử C lẻ trội hơn số lượng phân tử có lượng nguyên tử C chẵn). Ở những thực vật cấp cao và thực vật sống trên cạn cũng chiếm hiện tượng trội của nguyên tử C lẻ. Như vậy dầu ưu thế C lẻ có liên quan đến nguồn thực vật cạn.



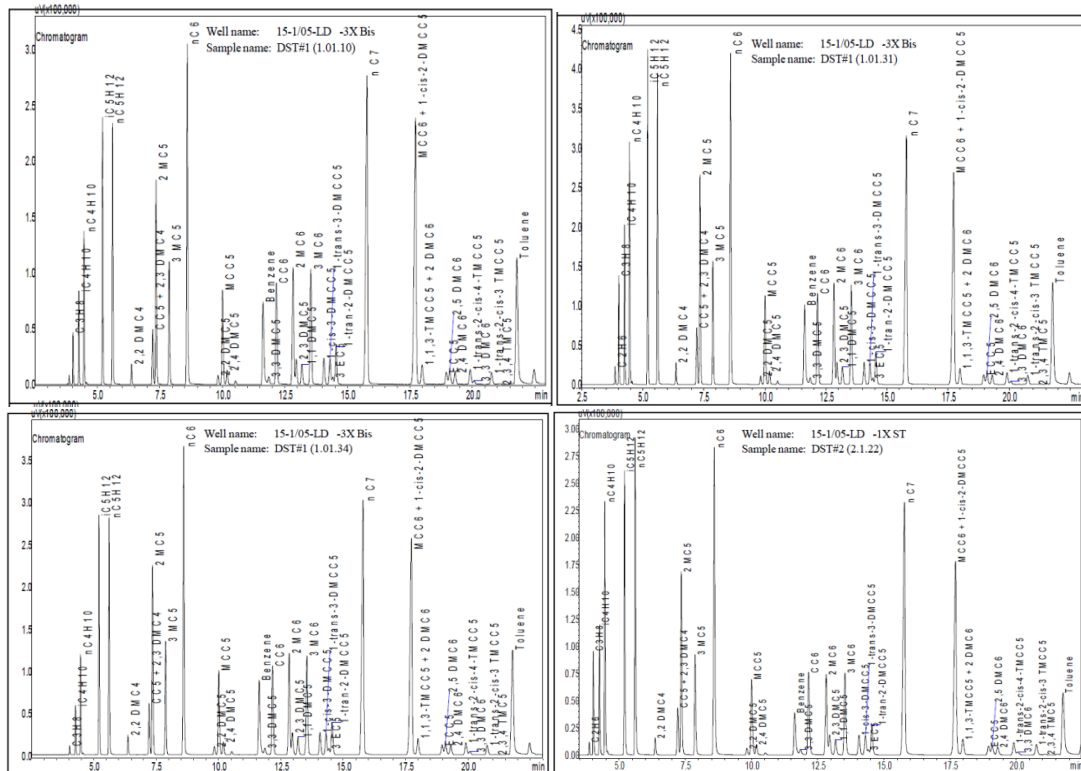
Hình 2. Sắc ký khí C15+ mẫu dầu thô và chất chiết ở cấu tạo LD

Chỉ số ưu thế của carbon lẻ gọi là CPI (cacbon preference index) (theo Bray và Evans, 1961), phụ thuộc vào cả nguồn gốc và độ trưởng thành [1]. Do đó CPI là một tham số hữu ích trong việc xác định nguồn vật liệu hữu cơ. Trên dải phân bố C_{15}^{+} đặc trưng bởi tính trội của C lẻ có sự tương đồng giữa các

mẫu dầu và mẫu chất chiết từ đá mẹ chứng tỏ chúng có mối quan hệ gần gũi với nhau (đá mẹ trưởng thành). Sự chiếm ưu thế của $C_{15}-C_{17}$ trong dải phân bố C_{15}^{+} của các mẫu dầu và mẫu chất chiết số 7, số 15, chứng tỏ chúng có mối quan hệ với tảo, đặc biệt là tảo bám đáy [2] (Hình 2).

Phân tích sắc ký khí của HC bão hòa các mẫu DST#1 (1.01.10), DST#1 (1.01.31), DST#1 (1.01.34), DST#1 và DST#2 có sự hiện diện của đầy đủ các HC nhẹ (C_4 - C_7) (Hình 3). Chỉ số isoheptane (I) và heptane (H) có thể xác định được loại vật liệu hữu cơ hình thành dầu, làm sáng tỏ độ trưởng thành và mức

độ biến đổi của vật chất hữu cơ (VCHC). Giá trị của I: 2,17–2,44, H: 30,33–32,57, dựa theo bảng phân loại dầu căn cứ vào phân đoạn nhẹ của bể Cửu Long [3] cho thấy dầu di thoát từ đá mẹ trưởng thành cao.



Isoprenoid

Được sử dụng phổ biến nhất là tỷ số pristane/phytane thuộc nhóm Acyclic Isoprenoids. Tầng đá mẹ Oligocene dưới–Eocene trên (?) có tỷ số pristane/phytane của các mẫu phân tích từ 1,13–2,27 (Bảng 4). Đặc tính này cho thấy các mẫu phân tích có nguồn gốc từ vật chất hữu cơ liên quan đến đới chuyển tiếp hoặc đầm hồ (Peters and Moldowan, 1993). Tầng đá mẹ Oligocene trên–giữa có tỷ số pristane/phytane của các mẫu phân tích rất cao từ 2,75–8,47 (Bảng 4). Đặc tính này cho thấy các mẫu phân tích có nguồn gốc từ vật chất hữu cơ lục địa (Peters and Moldowan, 1993). Tuy nhiên giá trị pristane/phytane tăng cao đến 8,47 có thể mẫu được lấy thuộc thấu kính chứa than. Tỷ số pristane/phytane của các mẫu dầu trong nghiên cứu này dao động trong khoảng 1,86–2,06 (Bảng 4). Đặc tính này cho thấy các mẫu dầu thuộc tập G20 di thoát từ đá mẹ có nguồn gốc vật chất hữu cơ liên quan đến đới chuyển tiếp hoặc liên quan đến môi trường đầm hồ (Peters and Moldowan, 1993). Qua đó cho thấy các mẫu dầu và mẫu chất chiết tầng đá mẹ Oligocene dưới–Eocene trên (?) có mối quan hệ gần gũi nhau và liên quan đến đới chuyển tiếp hoặc liên quan đến môi trường đầm hồ [1].

Tỷ số pristane/n-C₁₇ và phytane/n-C₁₈ được sử dụng cho việc xác định mối tương quan giữa dầu và đá mẹ. Kết quả phân tích cho thấy các tỷ số này đối với các mẫu dầu và mẫu chất chiết lấy từ 2 giếng khoan thuộc cấu tạo LD (Bảng 1) dao động trong khoảng 0,30–0,42/0,16–0,25 (dầu) và 0,21–0,61/0,10–0,51 (chất chiết) chỉ thị cho môi trường đầm hồ hoặc chuyển tiếp (Hình 4).

Cấu tử 17 α (H)-diahopane được xác định trên dải phân bố triterpene m/z 191 (peak π) của thành phần HC bão hòa của mẫu dầu và mẫu chất chiết từ đá mẹ (Hình 5). Thành phần này có nguồn gốc từ vi khuẩn trong trầm tích sét dưới điều kiện suboxic (Moldowan et al., 1991). Mức độ tập trung được thể hiện qua chỉ số H8 (diahopane/(same+hopane)). Chỉ số này trong các mẫu dầu và mẫu chất chiết trong nghiên cứu này dao động trong khoảng 0,22–0,56 (Bảng 5) chứng tỏ chúng có chung nguồn gốc hình thành trong môi trường suboxic (Moldowan et al, 1991; [8]). Chỉ số M4 (Hopanes/steranes) phản ánh môi trường trầm tích của vật liệu hữu cơ. Hopane là pentacyclic triterpanes thông thường có từ 27–35 nguyên tử C trong cấu trúc. Chúng có nguồn gốc từ lớp màng của vi khuẩn. Chỉ số M4 dao động trong khoảng 23,28–98,40 (Bảng 5) phản ánh môi trường đầm hồ/tam giác châu cửa sông [5].

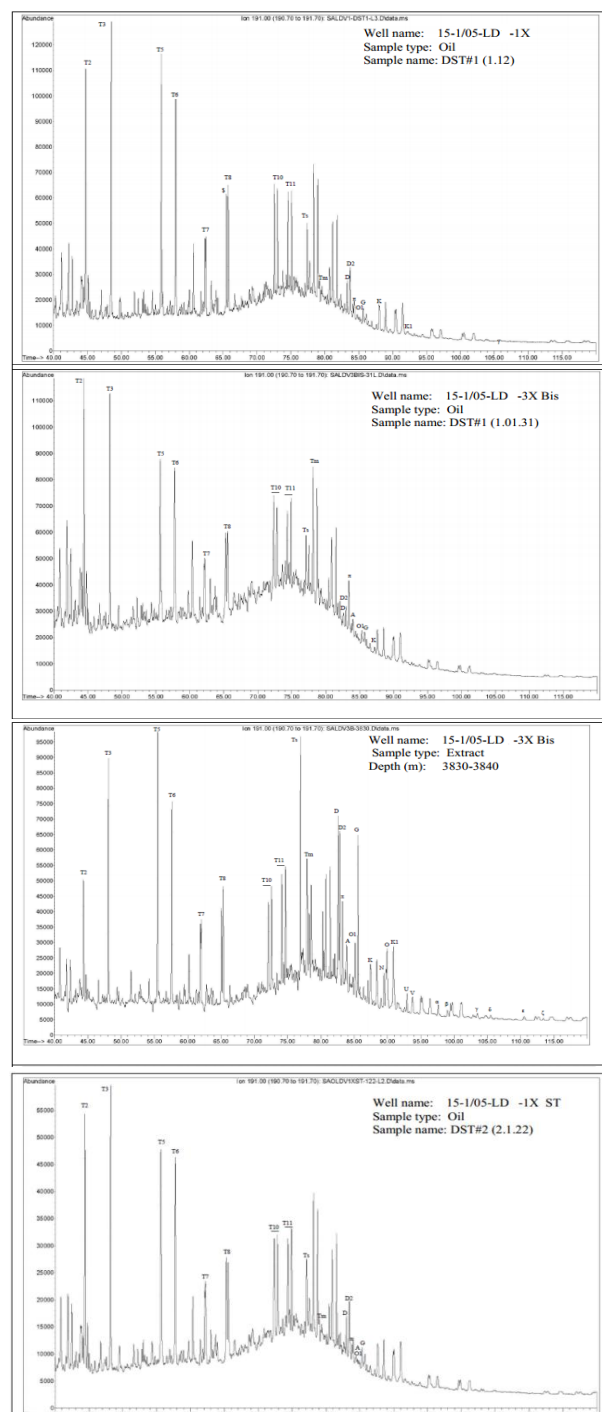
Trên dải phân bố sterane (M/z 217), C₂₇-C₂₈-C₂₉ sterane là sản phẩm được chuyển đổi tương ứng từ hợp chất sterol của rong tảo, động vật và thực vật bậc cao [9]. Tính trội của C₂₇ so với C₂₈ và C₂₉ thể hiện ở sự có mặt phong phú của vật chất hữu cơ tảo hoặc là nguồn gốc biển. Mặt khác tính trội của C₂₉ so với C₂₈ thể hiện sự ưu thế vật chất hữu cơ lục địa cho thấy có sự tham gia của thực vật bậc cao [1] (Hình 6). Các chỉ số S_{3_1}, S_{3_2}, S_{3_3} tương ứng cho hàm lượng của C₂₇, C₂₈ và C₂₉ (S_{3_1}= 36,11–46,41; S_{3_2}=16,08–30,56; S_{3_3}= 29,64–47,81) (Bảng 5) cho thấy chúng có nguồn gốc từ vật chất hữu cơ giàu tảo [10, 11].

Polycyclic-hydrocarbons

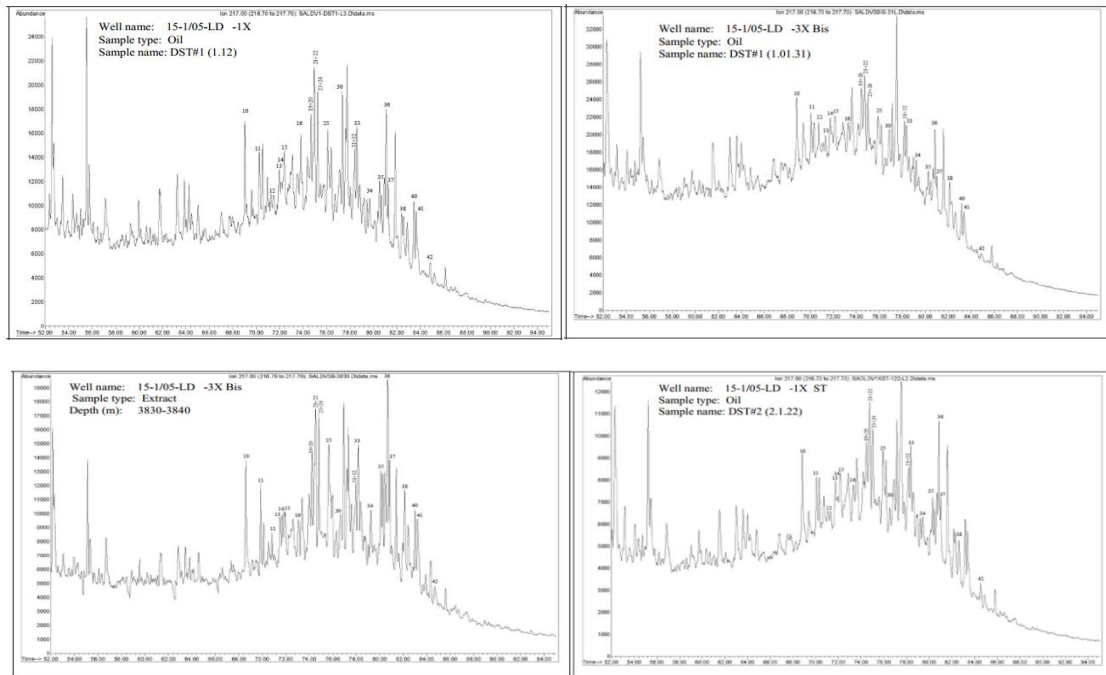
Dải phân bố triterpene và sterane được xem như công cụ tốt nhất trong nghiên cứu mối tương quan giữa dầu và đá mẹ.

Sự phân bố của các cấu tử trên các dải phân bố triterpene (m/z 191) cho thấy cấu tử moretane và oleanane là hai cấu tử đặc trưng cho nguồn vật liệu hữu cơ được tách ra từ thực vật bậc cao [4]. Các cấu tử oleanane (peak O1), và moretane (peak K) (hình 5) hiện diện rõ trong mẫu chất chiết số 5, 7, 15 và tất cả các mẫu dầu đặc trưng bởi chỉ số H15 dao động trong khoảng 26,71–38,69, chúng tỏ có sự tham gia của thực vật bậc cao. Trong khi đó ở các mẫu chất chiết còn lại chỉ số này dao động trong khoảng thấp hơn nhiều ($H15=4,87-18,90$) (Bảng 5) cho thấy sự tham gia một lượng nhỏ thực vật bậc cao [5].

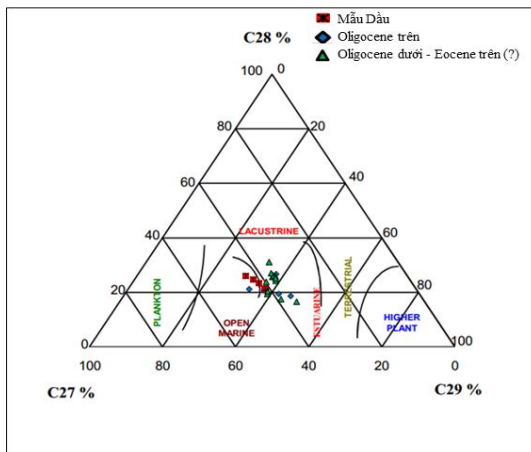
Sự hiện diện của tricyclic terpene ($C_{19}-C_{29}$), peak T1-T11 trên dải phân bố triterpene m/z 191 (Hình 5), rất hữu hiệu khi sử dụng để xác định mối tương quan bởi vì chúng ít chịu ảnh hưởng bởi độ trưởng thành và sự phân hủy của sinh vật hơn hopane và sterane. Tỷ số tricyclic/hopane tăng lên theo nhiệt độ trưởng thành và sự phân hủy của sinh vật [6]. Tricyclic terpene thường liên quan đến dầu có nguồn gốc đầm hồ và đôi khi có nguồn gốc biển. Các mẫu chất chiết trong nghiên cứu này có sự tập trung từ trung bình đến cao của tricyclic terpene, đặc trưng bởi chỉ số ($H11=13,79-80,94$) và chỉ số này rất cao trong các mẫu dầu ($H11=912,79-1232,88$) (Bảng 5) cho thấy sự hiện diện của loại vật chất hữu cơ: tảo (alga) và đồng thời cũng cho thấy được dầu di thoát từ đá mẹ có độ trưởng thành cao. Riêng đối với các mẫu chất chiết tại 2730–2740 m, 2900–2910 m, 3150–3160 m và 3330–3340 m của giếng khoan LD-1X thì thành phần này gần như vắng mặt hay tập trung với một tỷ lệ rất thấp cho thấy ảnh hưởng của thực vật bậc cao [7].



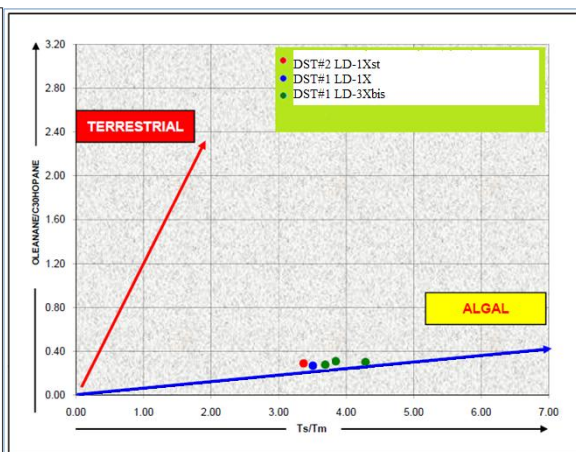
Hình 5. Kết quả phân tích sắc ký khí và sắc ký khối phổ dải phân bố m/z 191 mẫu dầu thô tầng chứa G20 cùng mẫu chất chiết từ đá mẹ Oligocene dưới-Eocene trên (?)



Hình 6. Kết quả phân tích sắc ký khí và sắc ký khối phổ dài phân bố M/z 217 (mẫu dầu thô tầng chứa G20 cùng mẫu chất chiết từ đá mẹ Oligocene dưới - Eocene trên (?))



Hình 7. Biểu đồ tương quan C_{27} , C_{28} và C_{29} (W.G. Meischin & Wen-Yen Huang)



Hình 8. Biểu đồ quan hệ chỉ số oleanane và tỷ số Ts/Tm

Sự khác biệt giữa nhóm vật chất hữu cơ nguồn gốc tảo đầm hồ (Lacustrine algal) và nhóm vật chất hữu cơ nguồn gốc vùng cửa sông-tam giác châu (Fluviodeltaic terrestrial) được thể hiện trên biểu đồ (Hình 7 và Hình 8). Theo đó, phần lớn các mẫu phân tích đều tập trung ở vùng đầm hồ. Cấu từ Ts và Tm là thông số đánh giá mức độ trưởng thành, khi mức độ trưởng thành tăng thì cấu từ Tm chuyển sang Ts. Thông số trưởng thành của các mẫu dầu đều có Ts > Tm cho thấy dầu này được di thoát từ đá mẹ có mức trưởng thành khá cao [4].

KẾT LUẬN

Kết quả phân tích sắc ký khí và sắc ký khối phổ của các mẫu chất chiết từ giếng LD-3X/LD-3Xbis và LD-1X trong tầng đá mẹ Oligocene dưới-Eocene trên (?) thuộc nghiên cứu này có nguồn gốc đá mẹ đầm hồ-cửa sông, chứa vật chất hữu cơ chính là tảo và có sự đóng góp của thực vật bậc cao và vi khuẩn. Trên cơ sở dữ liệu về độ trưởng thành của các mẫu chất chiết từ đá mẹ Oligocene dưới-Eocene trên (?), tác giả đánh giá tầng đá mẹ này trong giai đoạn trưởng thành-trưởng thành cao. Kết quả trên cho thấy sự

tương đồng với tầng đá mẹ Oligocene dưới-Eocene (?) của bể Cửu Long nói chung (VV, BV, NO, TGT...) và lô 15-1/05 cùng khu vực lân cận nói riêng (LDN, HSD, STN,...).

Kết quả phân tích tính chất lý hóa của 3 mẫu dầu thô từ LD-3Xbis, 1 mẫu LD-1X và 1 mẫu LD-1Xst là các mẫu dầu nhẹ, độ nhớt thấp, hàm lượng lưu huỳnh thấp cho thấy dầu thuộc loại C và cùng một nhóm.

Kết quả phân tích sắc ký khí và sắc ký khối phổ của 5 mẫu dầu có nguồn gốc từ đá mẹ đầm hồ - cửa sông, chứa một lượng lớn tảo và có sự đóng góp của vi khuẩn và thực vật bậc cao. Môi trường trầm tích được thảo luận là môi trường suboxic.

Các dữ liệu về độ trưởng thành cho thấy rằng dầu được di thoát từ đá mẹ trưởng thành - trưởng thành cao.

Vậy tất cả các chứng cứ trên có thể kết luận dầu chứa trong tầng chứa G20 của cấu tạo LD, lô 15-1/05 có nguồn gốc từ đá mẹ Oligocene dưới - Eocene trên (?).

Bảng 4. Đặc điểm địa hóa của dầu thô và chất chiết từ đá mẹ

Data	Kí hiệu	Saturate	Aromatic	Resin	Asphal.	Pri./Phy	Pri./n-C17	Phy./n-C18	CPI
Dầu thô	DST#1	93,5	3,81	2,41	0,28	1,94	0,36	0,25	1,07
	DST#2	92,26	5,35	2,01	0,38	1,86	0,42	0,23	1,06
	DST#1 (1.01.10)	94,07	4,17	1,51	0,25	2,01	0,31	0,17	1,04
	DST#1 (1.01.31)	94,77	3,85	1,18	0,20	2,05	0,30	0,16	1,05
	DST#1 (1.01.34)	94,64	3,67	1,41	0,28	2,06	0,30	0,17	1,06
Chất chiết	1X	1	42,66	19,41	34,54	3,39	4,18	1,74	1,36
		2	43,25	11,68	29,49	15,58	8,47	3,90	1,05
		3	39,16	15,77	31,55	13,52	6,96	1,77	0,88
		4	63,10	14,01	16,40	6,49	2,75	0,61	1,05
		5	36,71	25,86	24,59	12,84	1,57	0,29	0,88
		6	55,02	16,79	19,50	8,69	1,51	0,52	0,90
		7	72,59	11,84	12,48	3,09	1,85	0,36	0,96
		8	85,14	6,25	6,94	1,67	2,27	0,21	1,04
		9	74,62	7,85	13,29	4,24	1,75	0,34	0,90
	3X	10	48,36	8,20	22,95	20,49	1,50	0,28	0,87

		11	72,29	7,23	14,46	6,02	1,52	0,40	0,21	1,05
		12	50,82	8,20	22,95	18,03	1,24	0,28	0,20	1,01
		13	62,88	7,58	23,48	6,06	1,13	0,30	0,26	1,00
		14	60,00	10,00	17,50	12,50	1,68	0,37	0,19	1,03
	3X bis	15	80,34	9,55	7,30	2,81	2,06	0,50	0,28	1,05
		16	63,00	10,12	14,74	12,14	2,03	0,47	0,20	1,00
		17	59,68	13,71	20,97	5,64	2,03	0,39	0,22	1,01
		18	50,00	15,71	27,14	7,15	1,73	0,35	0,19	1,03
		19	60,65	12,25	18,13	8,97	2,01	0,43	0,13	1,04

Bảng 5. Các tham số biomarker của các mẫu dầu và chất chiết

Data	Kí hiệu	H8	H11	H15	M4	S _{3.1}	S _{3.2}	S _{3.3}	H6	
Dầu thô	DST#1	0,55	1232,88	27,11	24,77	44,84	25,52	29,64	0,78	
	DST#2	0,54	1103,30	29,18	23,70	43,51	24,23	32,26	0,77	
	DST#1 (1.01.10)	0,49	912,79	31,02	27,16	42,30	20,91	36,79	0,79	
	DST#1 (1.01.31)	0,51	1111,49	29,30	25,01	42,35	20,12	37,53	0,79	
	DST#1 (1.01.34)	0,52	1021,38	30,62	23,28	42,83	22,80	34,37	0,81	
Chất chiết	1X	1	0,28	0,83	9,38	94,48	46,41	20,65	32,94	0,31
		2	0,11	-	6,57	94,95	39,47	18,91	41,62	0,17
		3	0,26	1,63	4,87	98,40	36,66	18,14	45,20	0,54
		4	0,66	-	14,92	95,28	36,50	26,15	37,35	0,91
		5	0,54	43,96	26,71	86,55	36,11	16,08	47,81	0,81
		6	0,40	23,29	18,90	88,41	39,80	17,01	43,19	0,85
		7	0,56	-	34,77	-	-	-	-	-
		8	0,30	-	11,70	-	-	-	-	0,60
	3X	9	0,40	-	10,74	91,17	42,52	18,85	38,62	0,73
		10	0,34	13,79	8,34	84,67	41,92	19,84	38,24	0,53
		11	0,38	80,94	16,35	60,13	37,87	23,72	38,41	0,67
		12	0,30	33,82	14,61	67,11	38,07	25,10	36,82	0,64
		13	0,28	30,90	11,94	68,00	37,13	25,31	37,56	0,62
		14	0,32	8,75	6,43	86,46	37,53	25,70	36,77	0,45
	3Xbis	15	0,47	145,98	38,69	59,21	40,57	23,33	36,10	0,76
		16	0,22	59,27	8,03	58,43	42,43	20,19	37,38	0,61
		17	0,22	26,41	9,83	66,52	36,19	30,56	33,25	0,48
		18	0,22	17,47	6,38	63,01	37,69	26,49	35,82	0,51
		19	0,23	26,15	7,20	67,71	37,45	24,65	37,91	0,53

- Không xác định

Bảng 6. Tổng quát các đặc điểm địa hóa phân biệt loại vật chất hữu cơ trong các môi trường khác nhau

Property	Marine	Terrigenous	Lacustrine
Sulfur (Wt %)	High	Low	Low
C ₂₁ – C ₃₅ n-alkane	Low	High	High
Pristane/Phytane	<2	>3	~ 1-3
4- Methylsteranes	Moderate	Low	High
C ₂₇ – C ₂₉ Steranes	High C ₂₈	High C ₂₉	High C ₂₉ , C ₂₇
Steranes/hopanes	High	Low	Low
Byclic sesquiterpanes	Low	High	Low
Tricyclic diterpanes	Low	High	High
Tetracyclic diterpanes	Low	High	Low
Lupane, Bisnorlupane	Low	High	Low
28, 30 Bisnorhopane	High	Low	Low
Oleananes	Low or absent	High	Low
B- Carotane	Absent	Absent	High (arid)
Botryococcane	Absent	Absent	High (Brackish)
V/(V + Ni)	High (anoxic)	Low or absent	Low or absent

Bảng 7. Danh sách mã hóa các tham số

Code	Parameter description		Formula
H6	C ₂₇ HOPANES TS/ (TS+TM)		Ts/(Ts+Tm)
H8	C ₂₉ DIAHOPANE/(SAME+HOPANE)		D ₂ /(D ₂ +D)
H11	C ₂₃ TRICYCLIC / C30 HOPANE AS %		T ₅ /G
H14	PENTACYCLANE PI / HOPANE AS %		□/G
H15	OLEANANE / HOPANE AS %		O ₁ /G
H16	MORETANE / HOPANE AS %		K/G
S ₃₋₁	STERANE DISTRIBUTION □□□ C ₂₇ %	FROM M/Z 217	25/(25+34+38)
S ₃₋₂	STERANE DISTRIBUTION □□□ C ₂₈ %		34/(25+34+38)
S ₃₋₃	STERANE DISTRIBUTION □□□ C ₂₉ %		38/(25+34+38)
M4	C ₃₀ HOPANE/ (C30 HOPANE+SUM C29 STERANE)%		G/(G+□(35->38))

Correlations between geochemical characteristics of source rocks and chemical compositions of crude oils from LD field, block 15-1/05, Cuu Long basin

- Do Ngoc Thanh
- Bui Thi Luan

University of Science, Vietnam National University-Ho Chi Minh City

ABSTRACT

LD field is the second oil discovery on offshore Block 15-1/05, which is located 15 kilometres East-North East of the first discovery (LDN field). The major aim of this study is to

evaluate correlations between accumulated hydrocarbons and source rocks of LD structure, in order to verify their potential for generating oil and gas. Therefore, the authors have

synthesized and analyzed geochemical and biomarker characteristics, structures, and chemical compositions of crude oils and source rock extracts by gas chromatography–mass spectrometry analysis to interpret hydrocarbon origins of the LD field. Oil samples and source rock hydrocarbon extracts were from LD-1X/LD-1Xst and LD-3X/LD-3Xbis well of the LD field. Based on biomarker distributions, five oil samples as well as nineteen studied extracts

from source rocks indicated predominant non-marine algal organic substances as well as contributions of bacterial and higher plant input. Such samples are characterized by the presence of oleananes, high concentration of C_{27} steranes compared to C_{29} and C_{28} steranes, and the presence of 4-methyl C_{30} -steranes low to moderate concentration. Those evidences show that the oil samples are derived from a single source unit.

Keywords: Source Rock Geochemistry, Gas Chromatography Mass Spectrometry

TÀI LIỆU THAM KHẢO

- [1]. M. Yasser, M. Rania, E. Morsi, Biomarkers, Chromatography and Its Applications, Dr. Sasikumar Dhanarasu (Ed.), ISBN: 978-953-51-0357-8, InTech, Available from: (2012).
- [2]. <http://www.intechopen.com/books/chromatography-and-its-applications/biomarkers>
- [3]. P. Tissot, D. Welte, Petroleum formation and occurrence, 2nd ed., Springer Verlag, Berlin, 105 (1984).
- [4]. N.M. Hùng, H.Đ. Tiến, Xác định loại vật liệu hữu cơ ban đầu và độ trưởng thành của bể Cửu Long dựa vào chỉ số Heptan và Isoheptan, *Tạp chí Dầu khí*, 1130–34 (2015).
- [5]. N.T.B. Hà và nnk, Đánh giá nguồn gốc dầu khí Lô 05-2 và 05-3 bằng kết quả phân tích sắc ký khí, sắc ký khối phổ và đồng vị C mẫu dầu và khí, *Tạp chí Dầu khí*, 9, 12–19 (2014).
- [6]. V.V. Hai, V.T. Ngan, Biomarker characteristics of basement oils from White Tiger Field on the south shelf of Viet Nam, Section 21. Geology, Mining, Petroleum Engineering (English, German), 805–806 (2012).
- [7]. R.F. Soares; R. Pereira; R.S.F. Silva; L. Mogollon, D.A. Azevedo, Comprehensive two-dimensional gas chromatography coupled to time of flight mass spectrometry: new biomarker parameter proposition for the characterization of biodegraded oil, *J. Braz. Chem. Soc.*, 24, 10, 1570–1581 (2013).
- [8]. Y.V. Savinykh, V.V. Hai, V.O. Serebrennikova, D.L. Stakhina, Compositional features of hydrocarbons in crude oils from South Vietnam and West Siberia, *Journal of Siberian Federal University, Chemistry*, 1, 41–51 (2012).
- [9]. L. Haiyu, Z. Min, L. Xing, Genesis study of high abundant $17\alpha(H)$ dihopanes in Lower Cretaceous lacustrine source rocks of the Lishu Fault Depression, Songliao Basin, Northeast China, *Chin. J. Geochem*, 33, 201–206 (2014).
- [10]. I.P. Pandey, Study of the parameters and biomarkers of crude oils, *Advances in Pure and Applied Chemistry (APAC)*, 1, 3, 49–53 (2012).
- [11]. W.Y. Huang, W.G. Meinschein., Sterols as ecological indicators. *Geochim. Cosmochim. Acta* 43, 739–745 (1979).
- [12]. E. Lichtfouse, J. Rullkötter, Accelerated transformation of organic matter below the silica transition zone in immature sediments from the Japan Sea, *Organic Geochemistry, Elsevier* 21, 517–523 (2007).