

NGHIÊN CỨU NGUỒN GỐC HYDROCARBON CẤU TẠO CTT, BỂ CỬU LONG

Trần Thị Oanh¹, Bùi Thị Ngân², Nguyễn Thị Hải Hà¹

¹Đại học Dầu khí Việt Nam

²Đại học Mở - Địa chất

Email: oanhtran@pvu.edu.vn

Tóm tắt

Bài báo sử dụng kết quả phân tích địa hóa của giếng khoan CTT-2X và CTT-3X thuộc cấu tạo CTT để luận giải nguồn gốc hydrocarbon bằng các thông số địa hóa cũng như sự có mặt của các cấu tử như: regular steranes, hopanes, 4-methyl C₃₀-steranes, bicyclic sesquiterpanes và 18α(H)-oleanane.

Kết quả nghiên cứu cho thấy đá mẹ sinh dầu ở khu vực cấu tạo CTT chứa chủ yếu kerogen loại I và loại II, có nguồn gốc từ tảo nước ngọt, lắng đọng trong môi trường đầm hồ, ngoài ra còn có sự đóng góp của một lượng nhỏ vật liệu hữu cơ có nguồn gốc từ thực vật bậc cao và vi khuẩn.

Từ khóa: Nguồn gốc hydrocarbon, cấu tạo CTT, tảo nước ngọt, đầm hồ.

1. Giới thiệu

Cấu tạo CTT, bể Cửu Long nằm phía Đông cấu tạo Bạch Hổ và cấu tạo Rồng, cách cảng Vũng Tàu khoảng 150 - 170km về phía Đông Nam. Độ sâu mực nước biển dao động khoảng 10 - 80m. Cấu tạo CTT được phát hiện năm 2014 bởi giếng khoan CTT-2X trên cơ sở nhận được dòng dầu công nghiệp từ trầm tích Oligocene trên. Trong giai đoạn 2015 - 2018, đã khoan các giếng thăm dò - thăm lượng CTT-3X, CTT-4X, CTT-5X, CTT-6X với kết quả thử vỉa nhận được dòng dầu công nghiệp từ trầm tích Oligocene trên và Miocene dưới. Tiềm năng dầu khí của khu vực đã được khẳng định bởi sự có mặt đầy đủ các yếu tố sinh, chứa, chắn, bẫy và di cư của một hệ thống dầu khí hoàn chỉnh [1].

Theo kết quả phân tích thạch học, cổ sinh địa tầng và kết quả phân tích địa vật lý giếng khoan của các giếng khoan trong khu vực nghiên cứu, địa tầng của cấu tạo CTT gồm tầng đá móng trước Cenozoic và lớp phủ trầm tích Cenozoic gồm các phân vị địa tầng từ Paleogene - Neogene - Đệ Tứ. Trong khu vực nghiên cứu và lân cận thuộc bể Cửu Long, đá sinh dầu là các trầm tích sét hạt mịn, tuổi Oligocene và Miocene sớm, chiều dày đủ lớn và

nằm trong miền lún chìm liên tục, ổn định, trong điều kiện vắng oxy và được đánh giá có tiềm năng sinh dầu tốt. Tuy nhiên, đá mẹ tuổi Miocene có độ giàu vật chất hữu cơ từ nghèo đến trung bình, tiềm năng sinh dầu khí kém. Bài báo tập trung vào nghiên cứu nguồn gốc hydrocarbon của đá mẹ Oligocene trên.

2. Cơ sở tài liệu và phương pháp nghiên cứu

Bài báo tổng hợp kết quả phân tích địa hóa của các giếng khoan CTT-2X, CTT-3X thuộc cấu tạo CTT, được thực hiện tại Trung tâm Phân tích Thí nghiệm (VPI-Labs) thuộc Viện Dầu khí Việt Nam năm 2014 và 2016. Các phương pháp địa hóa sử dụng gồm: nhiệt phân Rock-Eval, sắc ký khí (GC), sắc ký lỏng (LC) và sắc ký khối phổ (GCMS). Số lượng mẫu sử dụng phân tích thể hiện trong Bảng 1.

2.1. Phương pháp nhiệt phân Rock-Eval

Đây là phương pháp được sử dụng phổ biến nhất hiện nay, dựa trên khả năng tạo sản phẩm của vật chất hữu cơ trong mẫu đá trầm tích khi được tiếp tục trưởng thành bằng cách nung nóng trong môi trường khí trơ theo chương trình nhiệt độ định sẵn. Các chỉ tiêu thu được từ phép phân tích này cho phép đánh giá độ giàu vật chất hữu cơ trong đá mẹ và xác định sơ bộ loại và môi trường lắng đọng cũng như tiềm năng của vật chất hữu cơ.

Bảng 1. Bảng tổng hợp số lượng mẫu phân tích địa hóa của các giếng khoan cấu tạo CTT

Giếng khoan	Độ sâu nghiên cứu (m)	Số lượng mẫu phân tích		
		Nhiệt phân RE	LC, GC, GCMS	
			Mẫu dầu	Mẫu chất chiết
CTT-3X	2.990 - 4.320	100	5	28
CTT-2X	2.300 - 3.250	100	4	28

2.2. Phương pháp sắc ký lỏng (LC)

Bản chất của phương pháp sắc ký lỏng là tách thành phần nhóm của bitum sau quá trình chiết bitum. Trong thành phần của dầu cấu tạo gồm các hydrocarbon no (saturate), hydrocarbon thơm (aromate), hợp phần nặng (nhựa resin và asphalt). Sau khi chiết, các thành phần này có thể được tách riêng biệt để xác định thành phần, hàm lượng trong bitum dựa trên cơ sở tính hòa tan và hấp phụ có chọn lọc của mỗi thành phần bởi các chất hấp phụ và các dung môi khác nhau. Kết quả tách bitum sẽ được biểu diễn trên đồ thị hình tam giác để biểu thị các cấu tử no, thơm, nặng, dùng để so sánh dầu thô với dầu thô, dầu thô với đá mẹ.

2.3. Phương pháp sắc ký khí n-alkane C_{15+}

Phương pháp này được thực hiện sau khi chiết và tách bitum, các cấu tử nhẹ đã bay hơi hết, chỉ còn lại các cấu tử C_{15+} . Đây là phương pháp xác định thành phần và hàm lượng của từng cấu tử hydrocarbon no dựa trên sự khác biệt về khối lượng riêng của mỗi cấu tử nhờ máy sắc ký khí. Nguyên tắc hoạt động là dựa vào các hiện tượng động học hoặc cân bằng pha. Mẫu được vận chuyển qua cột sắc ký trong môi trường khí trơ (He hoặc N_2 tinh khiết). Bản chất của phép phân tích này là dựa vào khả năng tương tác vật lý giữa các cấu tử của hỗn hợp phân tích với chất hấp phụ trong cột sắc ký (pha tĩnh) và pha động (khí mang).

Mỗi cấu tử trong mẫu có ái lực với pha tĩnh khác nhau, như vậy để chuyển dịch toàn hỗn hợp qua cột hấp phụ, mỗi cấu tử cần một khoảng thời gian nhất định do có mức độ hấp phụ khác nhau. Quá trình chuyển dịch diễn ra liên tục giữa pha tĩnh và pha động, các cấu tử được phân vùng riêng biệt trong cột hấp phụ, các cấu tử của hỗn hợp sẽ được giải hấp theo thời gian. Detecto và máy tự ghi sẽ được gắn ở cuối cột sắc ký để ghi nhận hàm lượng các cấu tử dưới dạng sắc đồ. Định dạng dải phân bố n-alkane được sử dụng để đánh giá nguồn gốc, mức độ trưởng thành và môi trường lắng đọng cũng như xác định nguồn gốc vật chất hữu cơ.

2.4. Sắc ký khối phổ (GC-MS)

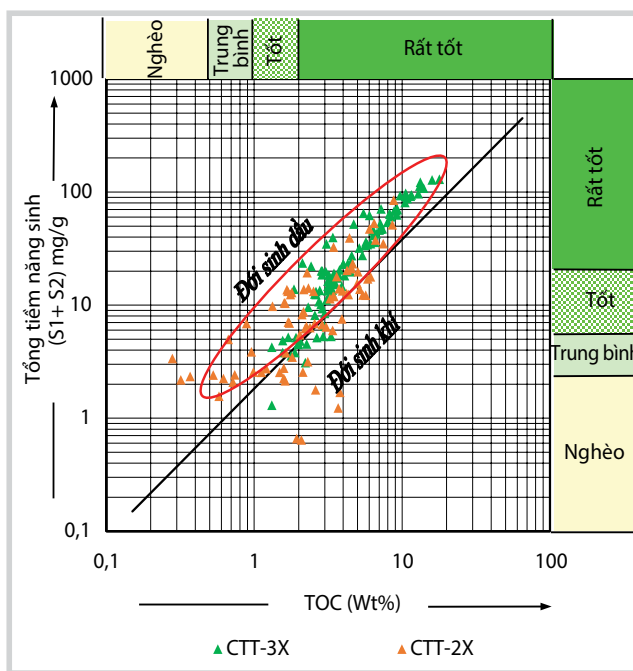
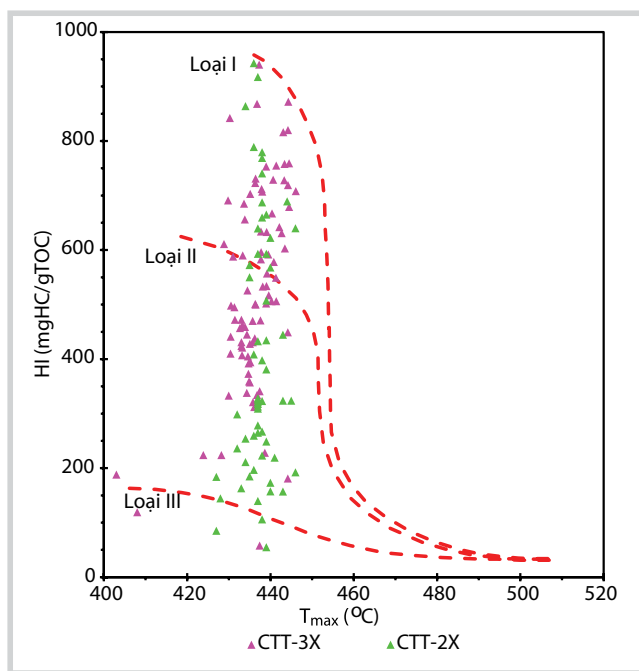
Phương pháp sắc ký khối phổ được coi là phương pháp chi tiết và hữu hiệu nhất trong việc liên kết dầu - đá mẹ, dầu - dầu. Phương pháp này dựa trên nguyên tắc các cấu tử sau khi tách bằng sắc ký khí sẽ được ion hóa và "bẻ gãy" thành các phân mảnh có khối lượng nhất định. Hỗn hợp các cấu tử đã được ion hóa sẽ luân chuyển qua cột hấp phụ, các chu trình diễn ra ở giai đoạn này tương tự như trong máy sắc ký khí, độ phổ biến của các cấu tử sẽ được khuếch đại và ghi lại dưới dạng sắc đồ.

Có rất nhiều chỉ tiêu sinh vật có thể được khai thác từ số liệu khối phổ ký, mỗi chỉ tiêu có tác dụng riêng trong việc đánh giá liên kết, có thể phản ánh một hoặc một vài đặc điểm của vật chất hữu cơ ban đầu. Theo nghiên cứu của các chuyên gia địa hóa, dấu hiệu sinh vật thường phong phú ở phân đoạn $C_{19} - C_{40}$, đặc biệt khoảng $C_{24} - C_{36}$ là đối tượng chính để nghiên cứu dải hopane và sterane. Ví dụ C_{29} sterane trội tuyệt đối trong dải m/z 217 sterane chỉ ra vật chất hữu cơ ban đầu có nguồn gốc lục địa, trong khi đó C_{27} sterane trội tuyệt đối trong dải m/z 217 sterane chỉ ra vật chất hữu cơ ban đầu có nguồn gốc biển và C_{28} sterane trội tuyệt đối trong dải m/z 217 sterane chỉ ra vật chất hữu cơ ban đầu có nguồn gốc đầm lầy [2 - 5].

3. Kết quả và thảo luận

Theo biểu đồ tương quan giữa HI và T_{max} (Hình 1a) xây dựng từ kết quả phân tích nhiệt phân Rock-Eval cho thấy, vật chất hữu cơ trong đá mẹ của cấu tạo CTT chủ yếu là kerogen hỗn hợp loại I/II, có khả năng sinh dầu tốt (Hình 1b), ngoài ra có lẫn một ít kerogen loại III có nguồn gốc từ lục địa.

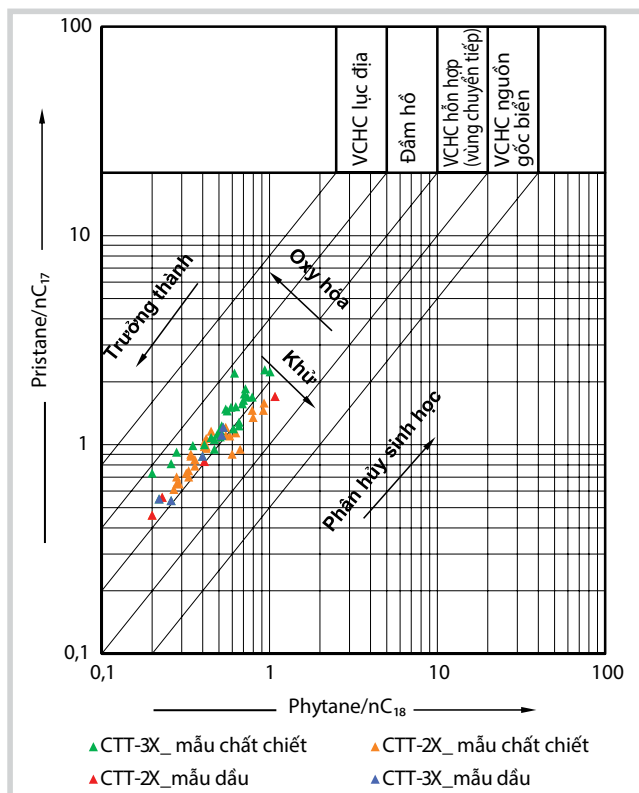
Chỉ số Pri/Phy từ kết quả phân tích sắc ký khí hydrocarbon no C_{15+} của các mẫu dầu tại 2 giếng khoan CTT-2X và CTT-3X cho thấy hợp phần Pristan có nồng độ trung bình, tỷ số Pri/Phy dao động từ 2,04 - 2,6, phản ánh các mẫu dầu giàu vật chất hữu cơ có nguồn gốc từ tảo. Trong khi đó, kết quả phân tích sắc ký khí các mẫu chất chiết của 2 giếng khoan cho thấy tỷ số Pri/Phy dao động trong khoảng 1,92 - 3,05. Trên biểu đồ quan hệ Pri/ nC_{17} và



Hình 1. Biểu đồ quan hệ giữa HI & T_{max} (a) và biểu đồ giữa (S1 + S2) & TOC (b) thể hiện tiềm năng sinh dầu của vật chất hữu cơ cấu tạo CTT

Bảng 2. Sự phân bố của các hợp chất regular sterane C_{27} - C_{28} - C_{29} các mẫu chất chiết giếng khoan CTT-2X, CTT-3X

Giếng khoan	Độ sâu (m)	Thông số		
		S3_1	S3_2	S3_3
CTT-3X	3.200 - 4.050	30,55 - 45,89	9,76 - 26,93	31,6 - 55,35
CTT-2X	2.620 - 3.360	13,56 - 65,27	13,53 - 37,98	17,1 - 49,77



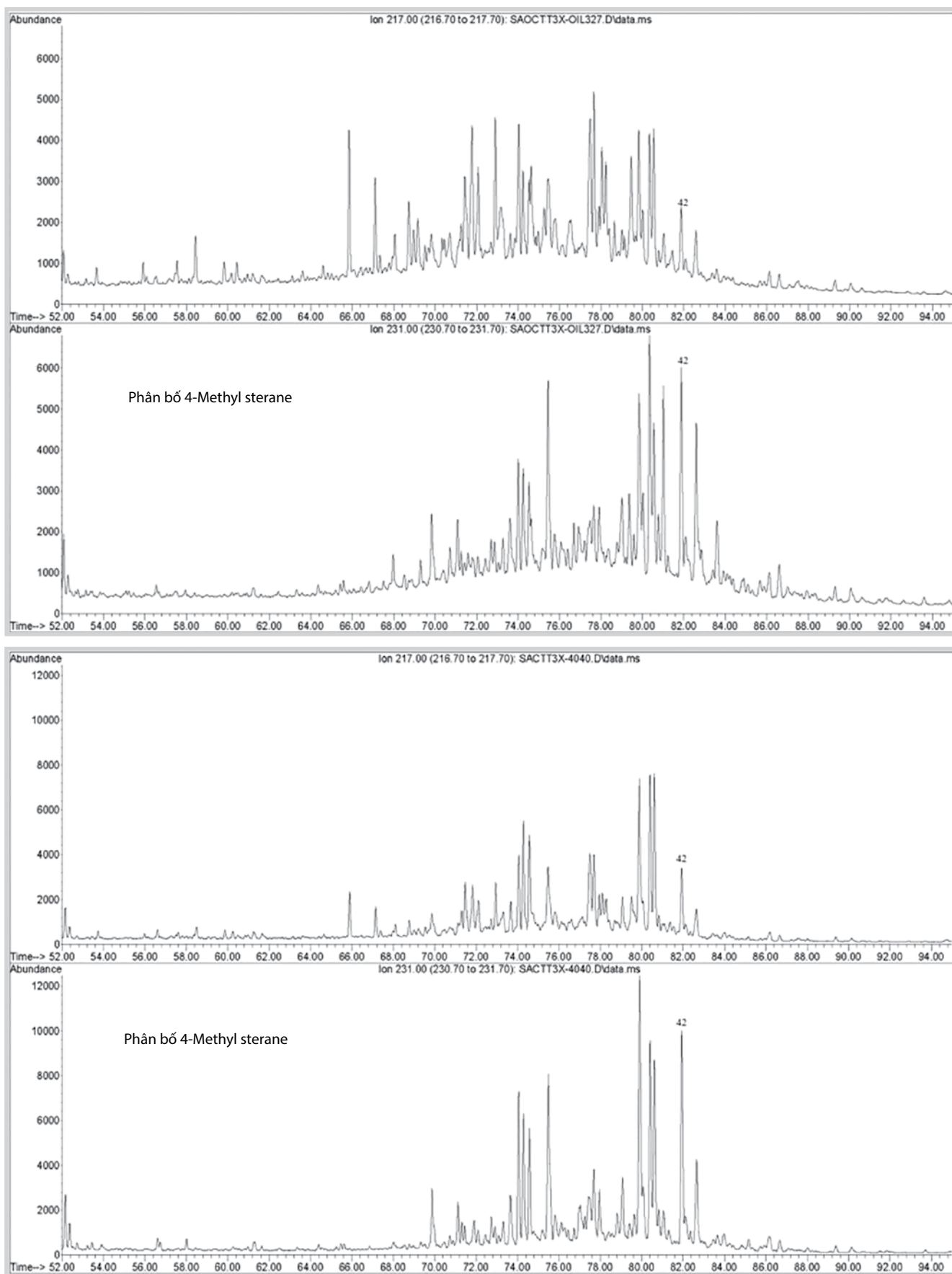
Hình 2. Biểu đồ Pri/nC_{17} & Phy/nC_{18} các mẫu chất chiết và mẫu dầu cấu tạo CTT

Phy/ nC_{18} (Hình 2) cho thấy mẫu chất chiết và mẫu dầu chủ yếu phân bố trong khu vực thể hiện môi trường đầm hồ.

Kết quả phân tích sắc ký khối phổ GC-MS cho các mẫu dầu và mẫu chất chiết của 2 giếng khoan tại khu vực cấu tạo CTT cho thấy có chung nguồn gốc từ tảo, lắng đọng trong môi trường đầm hồ. Kết luận này dựa trên sự xuất hiện của các hợp chất như: regular steranes, hopanes, 4-methyl C_{30} -steranes, bicyclic sesquiterpanes và 18 α (H)-oleanane. Cụ thể:

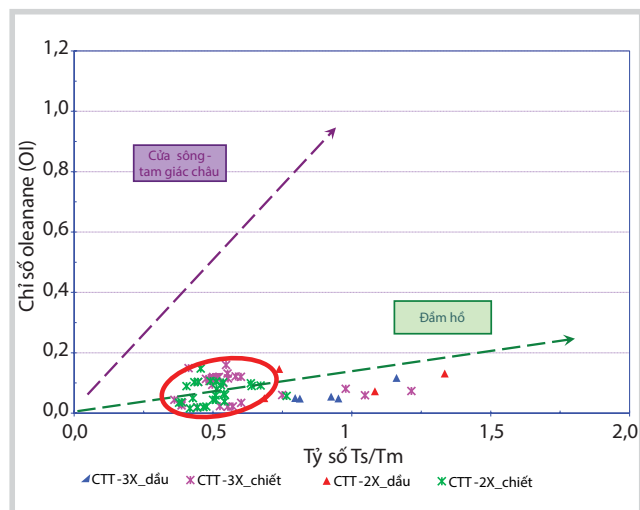
Kết quả phân tích phân bố regular steranes C_{27} - C_{28} - C_{29} của các mẫu dầu và mẫu chất chiết giếng khoan CTT-2X và CTT-3X trên phân mảnh m/z 219 cho thấy nồng độ của C_{27} sterane và C_{29} sterane chiếm ưu thế hơn hẳn so với C_{28} sterane (Bảng 2), chúng tỏ nguồn vật liệu hữu cơ ban đầu có sự đóng góp phong phú từ tảo [3 - 5].

Sự xuất hiện của cấu tử 4-methyl C_{30} -sterane (S8) được xác định trên phân mảnh m/z 217 và m/z 231 (Hình 3) cũng chỉ ra vật chất hữu cơ ban đầu có nguồn gốc từ tảo Dinoflagellates (phát triển phong phú trong môi trường đầm hồ) [4, 6, 7]. Theo kết quả phân tích GC-MS các mẫu dầu của 2 giếng khoan thì cấu tử này có nồng độ tương



Hình 3. Phân bố 4-methyl sterane xác định trên phân mảnh m/z 217 và m/z 231 của mẫu chất chiết (4.040m) và mẫu dầu DST#1 (3.573 - 3.720m) của giếng khoan CTT-3X

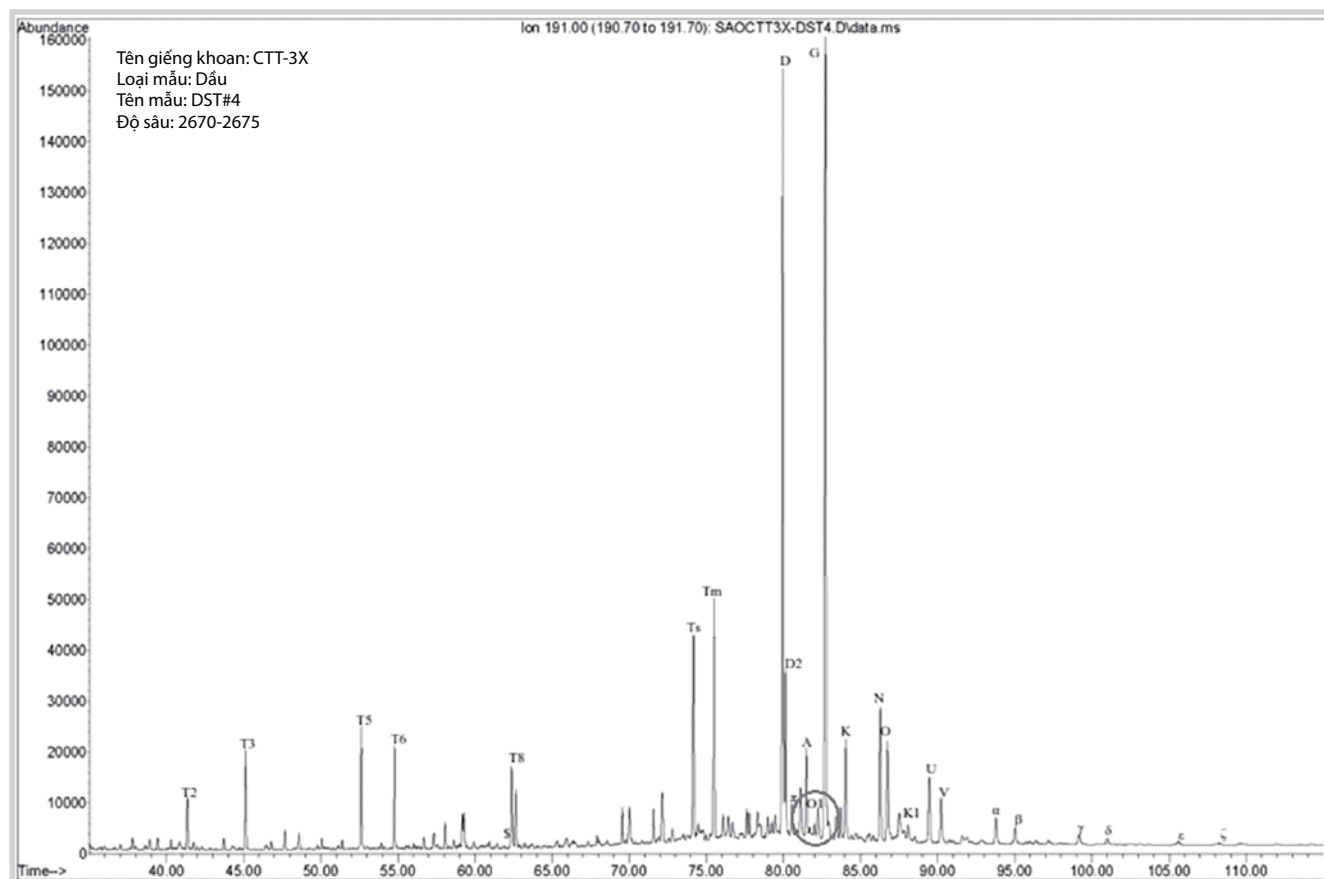
đối cao ($S8 = 118,79 - 355,93$), các mẫu chất chiết từ độ sâu 2.650 - 3.360m (CTT-2X) và độ sâu 3.200 - 4.050m (CTT-3X) cũng cho kết quả tương đồng ($S8 = 39,74 - 778,12$), ngoại trừ mẫu chất chiết tại độ sâu 3.430 - 3.440m của giếng khoan CTT-3X ($S8 = 11,43$) cho thấy sự xuất hiện của cấu tử 4-methyl C_{30} -sterane với nồng độ thấp, thể hiện sự xuất hiện của vật liệu hữu cơ có nguồn gốc từ lục địa.



Hình 4. Biểu đồ biểu diễn mối quan hệ giữa oleanane/ C_{30} hopane và Ts/Tm của các mẫu dầu và chất chiết giếng khoan CTT-2X và CTT-3X

Kết quả phân tích cho thấy, sự xuất hiện của các hợp chất hopanes từ C_{27} tới C_{35} có nguồn gốc từ vi khuẩn [4, 6, 7] trong các mẫu dầu và mẫu chất chiết của giếng khoan CTT-2X dẫn đến nồng độ của hopane lớn hơn so với sterane ($M4 = 88,38 - 96,87$). Điều này phản ánh môi trường lắng đọng của vật chất hữu cơ là đầm hồ, cửa sông. Ngoài ra, sự phân bố của dải hopane mở rộng ($C_{31} - C_{35}$) trên phân mảnh m/z 191 của mẫu chất chiết của giếng khoan CTT-3X có giá trị H5-2 = vết - 40,53, phản ánh môi trường chôn vùi vật chất hữu cơ là nghèo oxy, điều này hoàn toàn phù hợp với các luận giải khác, đá mẹ được lắng đọng trong môi trường đầm hồ. Biểu đồ quan hệ oleanane/hopane và Ts/Tm (Hình 4) cũng cho thấy các mẫu dầu và chất chiết của khu vực nghiên cứu phân bố ở vùng vật chất hữu cơ đầm hồ là chính.

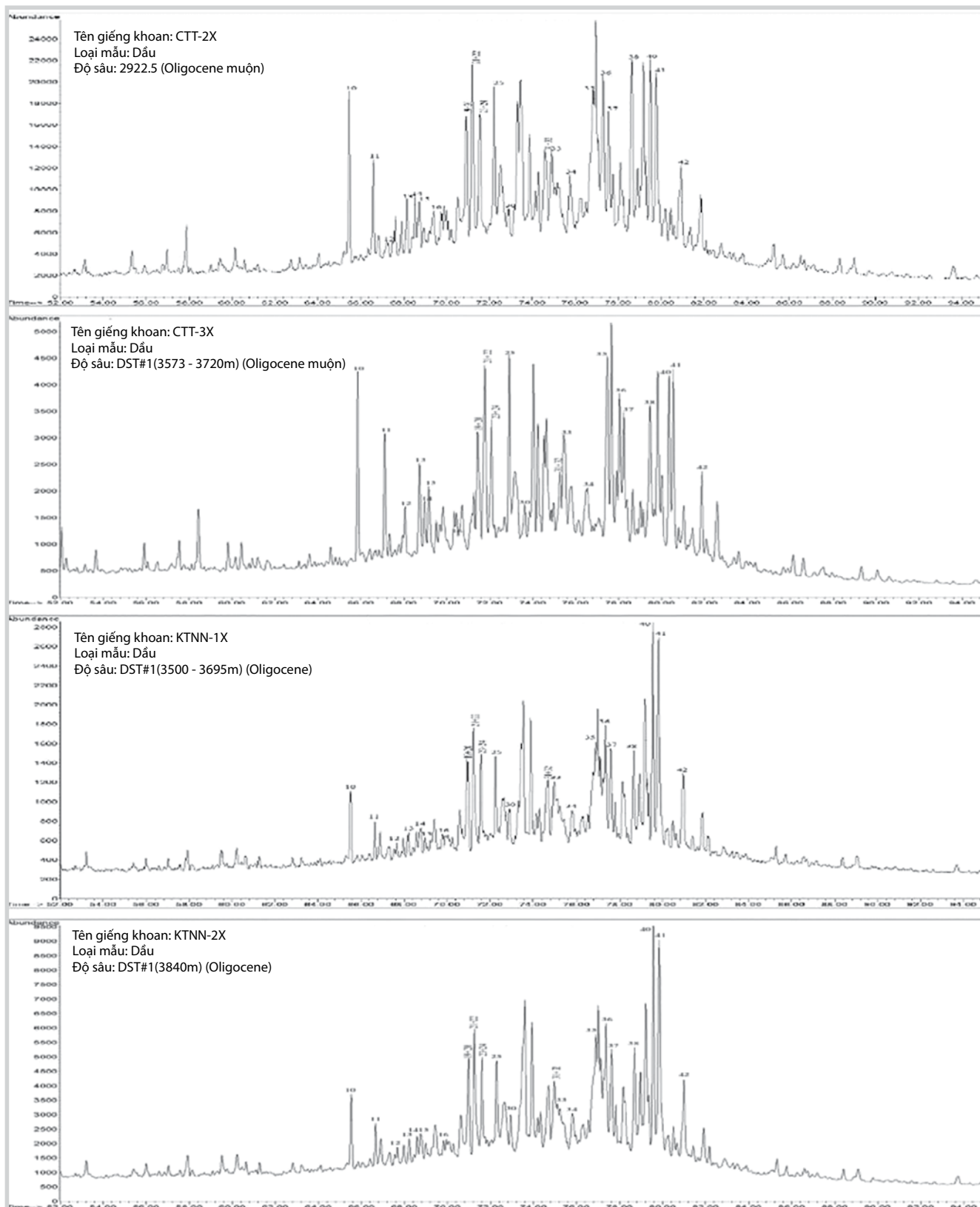
Hợp chất 18 α (H)-oleanane (O1) được xác định trên phân mảnh m/z 191 và được xác định bằng tỷ số oleanane/ C_{30} hopane (H15). Oleanane là các cây hoa hạt kín của vật liệu sinh tuổi Cretaceous muộn tới hiện tại, có nguồn gốc từ thực vật bậc cao [4, 5, 7]. Các cấu tử này được phát hiện ở cả các mẫu dầu và mẫu chất chiết của giếng khoan CTT-3X với nồng độ trung bình (Hình 6). Tuy nhiên ở các mẫu nông (3.200 - 3.560m) giá trị H15 khá thấp ($H15 = 1,89 -$



Hình 5. Phân bố hopane m/z 191, giếng khoan CTT-3X mẫu DST#4, độ sâu 2.670 - 2.675m

8,02) và có xu hướng tăng cao hơn khi xuống sâu (3.760 - 4.050m) thì H15 = 9,35 - 15,93, sự khác biệt này có thể do mức độ trưởng thành nhiệt khác nhau của đá mẹ. Tại giếng khoan CTT-2X nồng độ H15 cũng ở mức trung bình

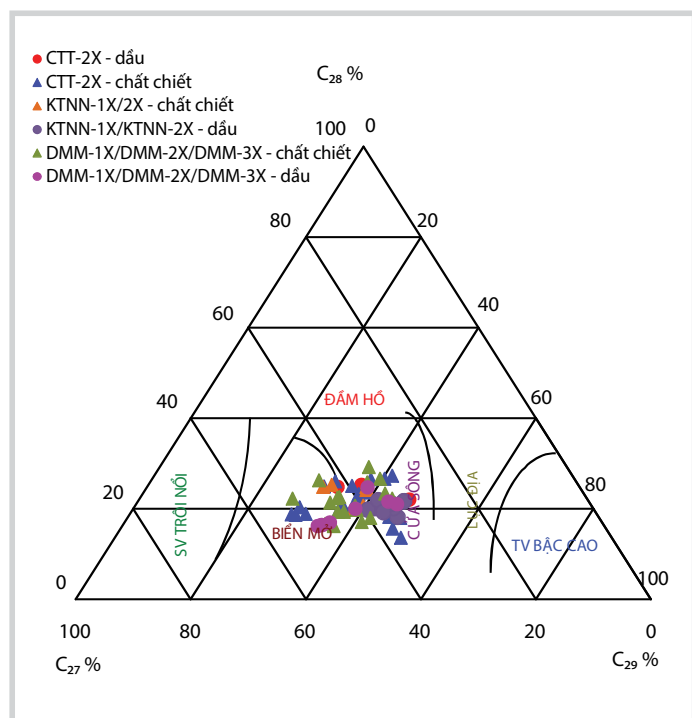
(H15 = 1,57 - 14,59). Điều này cho thấy ngoài sự đóng góp phong phú của vật liệu ban đầu là tảo còn có sự có mặt của vật liệu hữu cơ có nguồn gốc là thực vật bậc cao.



Hình 6. Sắc ký khối hydrocarbon no C₁₅₊ biểu diễn mối tương quan dầu - dầu của giếng khoan CTT-3X, CTT-2X, KTNN-1X và KTNN-2X [8]

Bảng 3. Bảng tổng hợp giá trị B1, B2 của các mẫu dầu và chất chiết giếng khoan CTT-2X, CTT-3X

Giếng khoan	TT	Độ sâu (m)	Tên mẫu	Mẫu dầu		Mẫu chất chiết	
				B1	B2	B1	B2
CTT-3X	1	3.573 - 3.720	DST#1	4,20	8,50		
	2	2.974 - 2.980	DST#2	27,15	26,87		
	3	2.740 - 2.817	DST#3'	23,45	22,01		
	4	2.854 - 2.909	DST#3	25,29	25,87		
	5	2.670 - 2.675	DST#4	24,15	26,18		
	6	3.560 - 3.570				1,05	0,78
	7	3.860 - 3.870				4,64	5,24
	8	4.000 - 4.010				12,78	14,85
	9	4.010 - 4.020				13,05	16,09
	10	4.040 - 4.050				12,91	15,25
CTT-2X	11	2.119 - 2.229		4,04	5,15		
	12	2.372		18,91	13,82		
	13	2.922,5		25,91	17,47		
	14	3.365 - 3.990		27,53	17,20		
	15	2.890 - 2.900				37,64	24,20
	16	2.910 - 2.920				12,49	9,97
	17	3.230 - 3.240				1,56	1,33
	18	3.350 - 3.360				4,6	3,11



Hình 7. Biểu đồ tam giác sự phân bố C_{27} - C_{28} - C_{29} sterane các mẫu chất chiết và mẫu dầu các giếng khoan cấu tạo CTT và các giếng khoan của các cấu tạo lân cận [4]

Kết quả phân tích thông số dấu vết sinh vật cũng chỉ ra sự có mặt của 2 hợp chất đặc trưng trong nhóm bicyclic sesquiterpanes với nồng độ tương đối thấp: drimane (B1 = 0,68 - 37,46) và homodrimane (B2 = 0,65 - 24,20) (Bảng 3). Như vậy, dựa vào sự xuất hiện của drimane và homodrimane có thể kết luận rằng ngoài nguồn đóng góp vật liệu hữu cơ chính cho đá mẹ của cấu tạo CTT là tảo đầm hồ còn có đóng góp của vật liệu có nguồn gốc thực vật bậc cao và vi khuẩn.

Xét về tương quan giữa dầu với dầu của các giếng khoan khu vực cấu tạo CTT với các giếng khoan khu vực lân cận đều cho kết quả tương đồng. Kết quả phân tích sắc ký khối phổ mẫu dầu DST#1 của giếng khoan CTT-3X rất giống với mẫu dầu ở độ sâu 2.922,5m của giếng khoan CTT-2X cũng như mẫu dầu của giếng khoan KTNN-1X; KTNN-2X (Hình 6). Phân bố regular steranes C_{27} - C_{28} - C_{29} cho thấy nồng độ của C_{27} sterane và C_{29} sterane vượt trội hơn hẳn so với C_{28} sterane, các mẫu chất chiết và mẫu dầu đều nằm chủ yếu trong khu vực đầm hồ, cửa sông (Hình 7). Ngoài ra, sự có mặt của cấu tử oleanane với nồng độ trung bình của các mẫu dầu tương tự nhau, do đó có thể kết luận rằng vật chất hữu cơ ban đầu của các giếng khoan có nguồn gốc từ tảo và được lắng đọng trong môi trường đầm hồ.

4. Kết luận

Đá mẹ Oligocene trên cấu tạo CTT chứa chủ yếu kerogen loại I và loại II cho tiềm năng sinh dầu tốt.

Nguồn cung cấp vật liệu cho cấu tạo CTT chủ yếu là tảo nước ngọt, lắng đọng trong môi trường đầm hồ, ngoài ra còn có một lượng nhỏ vật liệu có nguồn gốc từ thực vật bậc cao và vi khuẩn. Kết quả phân tích tương quan giữa các mẫu dầu, mẫu chất chiết của các giếng khoan trong khu vực nghiên cứu và các giếng khoan lân cận cho thấy có sự tương đồng về nguồn gốc của vật liệu hữu cơ ban đầu.

Tài liệu tham khảo

1. Lê Hải An và nnk. *Tổng hợp tài liệu địa chất - địa vật lý và chính xác hóa tiềm năng dầu khí sau khi khoan giếng khoan CTT-3X*. 2015.
2. Hoàng Đình Tiến. *Địa chất dầu khí và phương pháp tìm kiếm thăm dò, theo dõi mỏ*. Đại học Quốc gia Tp. Hồ Chí Minh. 2009.
3. Wen-Yen Huang, Warren G.Meischein. *Sterols as ecological indicators*. *Geochimica et Cosmochimica Acta*. 1979; 43(5): p. 739 - 745.
4. Kenneth E.Peters, J.Michael Moldowan. *The biomarker guide: Interpreting molecular fossils in petroleum and ancient sediments*. Prentice hall, Englewood cliffs, NJ. 1993.
5. D.W.Walples, T.Machihara. *Biomarkers for geologists: A practical guide to the application of steranes and triterpanes in petroleum geolog*. American Association of Petroleum Geologists Methods in Exploration Series. 1991; 9.
6. Hoàng Đình Tiến, Nguyễn Việt Kỳ. *Địa hóa dầu khí*. Đại học Quốc gia Tp. Hồ Chí Minh. 2012.
7. K.E.Peters, C.C.Walters, J.M.Moldowan. *The biomarker guide*. Volume 2: Biomarkers and isotopes in petroleum exploration and earth history (2nd edition). Cambridge University Press. 2005.
8. VPI-Labs. *Báo cáo kết quả sơ bộ phân tích địa hóa mẫu giếng khoan CTT-3X*. 2016.
9. VPI-Labs. *Báo cáo kết quả sơ bộ phân tích địa hóa mẫu giếng khoan CTT-2X*. 2014.

INVESTIGATING THE SOURCE OF HYDROCARBON IN CTT FIELD, CUU LONG BASIN, VIETNAM

Tran Thi Oanh¹, Bùi Thi Ngan², Nguyen Thi Hai Ha¹

¹Petrovietnam University

²Hanoi University of Mining and Geology

Email: oanhtran@pvu.edu.vn

Summary

The article employed the geochemical data analysis of CTT-2X and CTT-3X wells in CTT structure to interpret the source of hydrocarbon on the basis of geochemical parameters as well as the presence of compounds such as: regular steranes, hopanes, 4-methyl C₃₀-steranes, bicyclic sesquiterpanes and 18α(H)-oleanane. Research results show that the source rocks in CTT structure area mainly consist of mixture of type I and II kerogen, sourced from freshwater algae and deposited in lacustrine environment. Besides, there is a small contribution of organic material originated from higher-level plants and bacteria.

Key words: Hydrocarbon source, CTT structure, freshwater algae, lacustrine.