

PHÂN TÍCH ĐẶC ĐIỂM ĐỊA HÓA HỌC DỰA TRÊN THÀNH PHẦN HYDROCARBON CỦA DẦU THUỘC MỎ BẠCH HỔ BẰNG PHƯƠNG PHÁP SẮC KÝ KHÍ - PHỔ KHỐI LƯỢNG (GC-MS)

TS. Vũ Văn Hải¹, TSKH. O.V.Serebrennikova², TSKH. Yu.V.Savinykh²

¹Viện Nghiên cứu Khoa học và Thiết kế Dầu khí biển, Vietsovpetro

²Viện Hóa dầu, Phân viện Siberia, Viện Hàn lâm Khoa học Liên bang Nga

Tóm tắt

Nhóm tác giả đã sử dụng phương pháp sắc ký khí phổ khối lượng để nghiên cứu thành phần hydrocarbon của các mẫu dầu thuộc tầng đá móng, Oligocen và Miocen của mỏ Bạch Hổ. Tất cả các mẫu dầu nghiên cứu có chứa các thành phần alkanes, alkylcyclohexanes và dẫn xuất methyl-, steranes, sekohopanes, sesque-, tri- và pentacyclo terpanes, alkylbenzenes và các dẫn xuất methyl (methyl-, dimethyl-, trimethyl-), hydrocarbons thơm 2, 3, 4 và 5 vòng. Sự giống nhau về thành phần hydrocarbon của các mẫu dầu thuộc tầng đá móng và tầng Oligocen cho thấy chúng có cùng nguồn gốc thành tạo. Một số khác biệt về thành phần của dầu thuộc tầng Miocen so với các tầng khác có thể do quá trình biến đổi nhiệt của vỉa thấp hơn. Kết quả phân tích chỉ số dầu sinh học (biomarker) cho thấy tất cả các mẫu dầu có nguồn gốc từ tầng Oligocen và Miocen sớm của mỏ Bạch Hổ.

1. Mở đầu

Tại mỏ Bạch Hổ (thuộc bể Cửu Long, thềm lục địa Việt Nam), các vỉa dầu đã được phát hiện thuộc tầng trầm tích Miocen sớm, Oligocen và ở tầng đá móng nứt nẻ. Đã có hai giả thuyết về sự hình thành các thân dầu ở tầng đá móng mỏ Bạch Hổ. Giả thuyết thứ nhất cho rằng quá trình hình thành thân dầu là do sự di cư của dầu từ tầng trầm tích Oligocen sớm tới các vòm của tầng đá móng [1]. Giả thuyết thứ hai cho rằng, những khối xâm nhập nông á núi lửa trẻ, thành phần bazơ - kiềm hoặc acid giàu chất bốc, trong điều kiện nhiệt độ rất cao, áp suất rất lớn, hydro (có thể là nước) và oxide carbon phản ứng hóa học kết hợp với nhau tạo thành hydrocarbon. Dung nham magma chứa khí hydrocarbon phun trào từ đá mẹ tại giao điểm của 4 đứt gãy hoặc đới đứt gãy và bị chặn bởi các khối đá gốc (tại thềm lục địa là granitoid) tạo thành các thể phun nghẹn chứa dầu khí. Nhờ có nhiệt độ và áp suất cao, dầu và khí tồn tại trong các đới dập vỡ, nứt nẻ của đá granite và trong dăm cuội dung nham lấp đầy giao tuyến của các đứt gãy hoặc đới đứt gãy. Dầu khí tồn tại trong môi trường thiếu oxy nên không xảy ra các phản ứng cháy, mặc dù trước khi nguội lạnh có nhiệt độ cao và áp suất rất lớn [2].

Đặc điểm về thành phần hydrocarbon no và thơm của các mẫu dầu cho phép xác định mức độ trưởng thành nhiệt, điều kiện thành tạo và quá trình vận chuyển các

vật liệu hữu cơ sinh dầu. Vì vậy, nhóm tác giả đã nghiên cứu thành phần hydrocarbon no và thơm của 5 mẫu dầu thuộc tầng đá móng, 1 mẫu dầu thuộc tầng Oligocen, 1 mẫu dầu thuộc tầng Miocen của mỏ Bạch Hổ.

Tầng đá móng của mỏ Bạch Hổ được cấu thành bởi đá macma với các nứt nẻ và vi nứt nẻ. Thân dầu dạng vòm granite được phân chia thành nhiều phần bởi các đứt gãy. Tầng chắn của vỉa là bột kết thuộc tầng Oligocen nằm bao phủ trên nóc của các vòm granite (Hình 1).

Các thân dầu có giá trị công nghiệp được phát hiện ở tầng đá móng, trong các cát kết thuộc trầm tích Oligocen và Miocen sớm. Ở tầng Oligocen sớm, tương trầm tích thuộc dạng sông, hồ, đầm; tầng Oligocen muộn thuộc tương trầm tích sông, hồ, biển nông; trong khi đó tương trầm tích ở tầng Miocen sớm thuộc tương trầm tích biển nông, đầm, đầm lầy [1, 3].

Hydrocarbon được tách ra từ dầu bằng phương pháp cột chất lỏng có sử dụng chất dẫn Al_2O_3 . Để xác định thành phần hydrocarbon riêng lẻ, nhóm tác giả sử dụng phương pháp sắc ký khí lỏng và sắc ký khí-phổ khối lượng (GC-MS). Sau đó thành phần hydrocarbons được phân tích chi tiết trên máy tính bằng chương trình X-Calibur (chế độ Sim-Mode), cấu tạo các hợp chất được xác định dựa vào thư viện phổ khối lượng NIST với cấu tạo của trên 130.000 hợp chất hữu cơ khác nhau.

2. Kết quả nghiên cứu và thảo luận

Trong tổng thành phần hydrocarbons ở các mẫu dầu đã nghiên cứu, hydrocarbon no luôn chiếm ưu thế. Thành phần hydrocarbon no gồm: dãy đồng đẳng alkanes mạch thẳng và mạch nhánh (m/z 99), alkylcyclohexanes (m/z 83), methylalkylcyclohexanes (m/z 97), steranes (m/z 217), sekohopanes (m/z 123), sesqueterpanes (m/z 123), tri-, tetra- và pentacyclo terpanes (m/z 191). Tổng hàm lượng hydrocarbon thơm (gồm hydrocarbon thơm 1, 2, 3, 4, 5 vòng) không vượt quá 4,6% tổng hàm lượng hydrocarbons nghiên cứu (Bảng 1).

2.1. Thành phần hydrocarbon no của các mẫu dầu

Thành phần hydrocarbon chủ yếu trong các mẫu dầu là nhóm alkanes (Bảng 1). Trong khi đó, nồng độ các dẫn xuất cyclohexanes tăng dần (tổng hàm lượng alkylcyclohexanes và methylalkylcyclohexanes trong các mẫu dầu thuộc tầng đá móng tăng từ 6 - 21%). Hàm lượng terpanes lớn hơn steranes. Sự phân bố của dãy đồng đẳng alkanes mạch thẳng và các dẫn xuất cyclohexanes

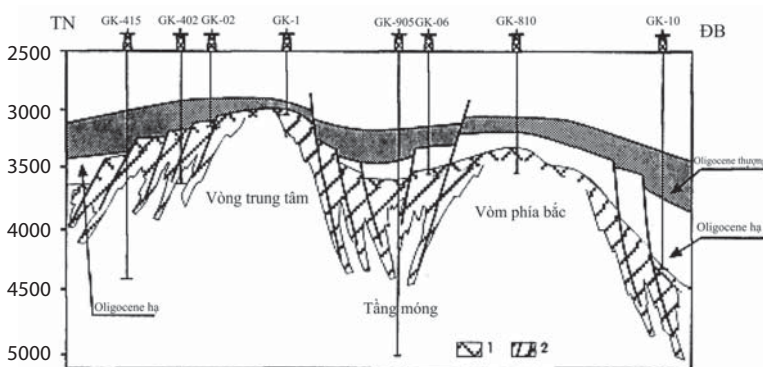
ở các mẫu dầu khá tương đồng. Dãy đồng đẳng alkane mạch thẳng trải dài từ C₁₁ - C₃₉, đạt giá trị cực đại tại 2 điểm C₁₇ và C₂₃ (Hình 2a), trong khi đó dãy đồng đẳng alkylcyclohexanes từ C₁₁ - C₃₇ đạt giá trị cực đại tại C₁₅ và C₁₇ (Hình 2b). Dầu ở tầng Oligocen khác so với các mẫu dầu ở các tầng khác khi hàm lượng C₁₇ thuộc dãy đồng đẳng alkylcyclohexanes không cao.

Dãy đồng đẳng methylalkylcyclohexanes phân bố từ C₁₃ - C₃₆ (Hình 2c), mỗi hydrocarbon đơn lẻ tồn tại 3 dạng đồng phân vị trí gốc methyl-: octo-, meta- và para- với ưu thế thuộc về đồng phân orto-.

Kết quả nghiên cứu thành phần alkanes mạch thẳng cho thấy nguồn gốc vật liệu hữu cơ sinh dầu của tầng Miocen và Oligocen thuộc rong tảo biển, với dầu thuộc đá móng - sinh vật phù du (một phần trong số các mẫu dầu thuộc đá móng là tập hợp của rong, tảo biển và sinh vật phù du) (Hình 3a). Nhiệt độ vỉa ở tầng đá móng rất cao nên các alkanes có mạch carbon cao phân tử dễ bị bẻ gãy từ đó tạo thành các hydrocarbon có mạch carbon thấp, khiến hàm lượng C₁₅ và C₁₇ tăng trong thành phần alkanes mạch thẳng ở các mẫu dầu thuộc tầng đá móng. Tỷ số alkanes mạch nhánh Pristane/Phytane (Pr/Phy > 2) cho thấy ở các mẫu dầu nghiên cứu, vật liệu hữu cơ tồn tại trong môi trường oxy hóa.

Steranes có mặt trong tất cả các mẫu dầu với hàm lượng rất nhỏ, trong đó các đồng phân steranes C₂₇ - C₂₉ chiếm ưu thế. Nồng độ diasteranes rất nhỏ (trong các mẫu dầu thuộc tầng Miocen lớn hơn so với các mẫu dầu còn lại). Tỷ số các đồng phân steranes C₂₇, C₂₈, C₂₉ cho phép xác định nguồn gốc và môi trường thành tạo nên vật liệu hữu cơ. Nếu sterane C₂₇ chiếm ưu thế, vật liệu hữu cơ có môi trường thành tạo biển, thì ngược lại steranes C₂₉ chiếm ưu thế, vật liệu hữu cơ có môi trường lục địa [5, 6]. Tỷ số trên cho thấy các mẫu dầu thuộc mỏ Bạch Hổ có nguồn gốc rong, rêu, tảo thuộc biển nông (Hình 3b).

Thành phần terpanes gồm bi (sesqueterpanes), tri-, tetra- và pentaterpanes có tổng hàm lượng lớn hơn steranes trong tất cả các mẫu dầu (Bảng 1). Trong thành phần terpanes, sesqueterpanes chiếm hàm lượng lớn nhất, gồm các đồng phân của: nordrimanes, drimanes, homodrimanes. Trong đó, các đồng phân drimanes chiếm ưu thế trong thành phần



Hình 1. Mặt cắt tầng đá móng granite với sự bao phủ của tầng trầm tích mỏ Bạch Hổ [4] (1 - Tầng đá móng; 2 - Khu vực có sự thay đổi mạnh thủy động lực và tầng dẫn các nứt nẻ)

Bảng 1. Thành phần các nhóm hydrocarbons trong các mẫu dầu thuộc mỏ Bạch Hổ

Nhóm hydrocarbons	Miocen	Oligocen	Tầng đá móng*
	Thành phần, %		
Alkanes	86,18	87,55	84,70
Alkylcyclohexanes	3,85	3,96	5,91
Methylalkylcyclohexanes	2,68	3,01	4,07
Steranes	0,10	0,07	0,01
Terpanes	2,47	1,98	1,11
Monoarenes	0,85	0,67	0,45
Biarenes	2,35	1,21	1,80
Triarenes	1,45	1,44	1,85
Tetraarenes	0,07	0,11	0,11
Pentaarenes	0,001	0,002	0,003

* Giá trị trung bình của 5 mẫu dầu thuộc tầng đá móng

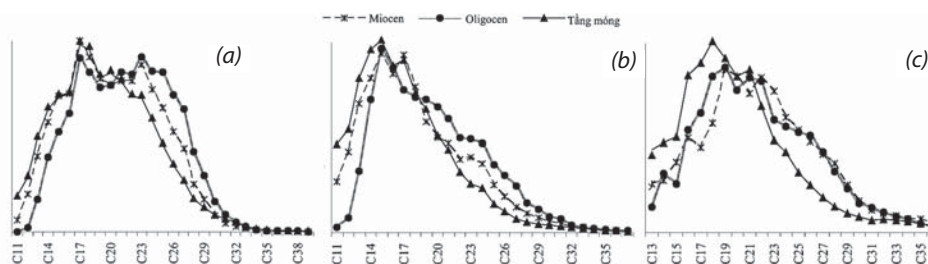
của sesquiterpane (Hình 4). Từ tầng Miocen tới tầng đá móng hàm lượng homodrimanes giảm dần. Khi nghiên cứu các đồng phân của drimanes, nhóm tác giả phát hiện sự biến đổi có tính quy luật của đồng phân số 3 và đồng phân số 6 (Hình 4). Hàm lượng đồng phân số 3 tăng dần từ tầng Miocen tới tầng đá móng, còn đồng phân số 6 thì ngược lại. Điều này có thể giải thích do nhiệt độ ở tầng đá móng cao hơn so với các tầng khác và dầu tầng đá móng chín về nhiệt hơn so với các tầng khác.

So sánh tỷ số drimane 6/ drimane 3 (D6/D3) với các chỉ số được tính dựa vào thành phần hydrocarbon thơm 2 vòng (naphthalenes) và 3 vòng (phenanthrenes) (MNR, DNR1, TNR1, MPI-1) thường được sử dụng để đánh giá mức độ trưởng thành nhiệt của vật liệu hữu cơ, cho thấy có sự biến đổi tỷ lệ thuận giữa tỷ số D6/D3 với các chỉ số trên (Hình 5). Từ đó nhóm tác giả đề xuất, có thể sử dụng D6/D3 như một chỉ số mới để đánh giá mức độ trưởng thành nhiệt của vật liệu hữu cơ.

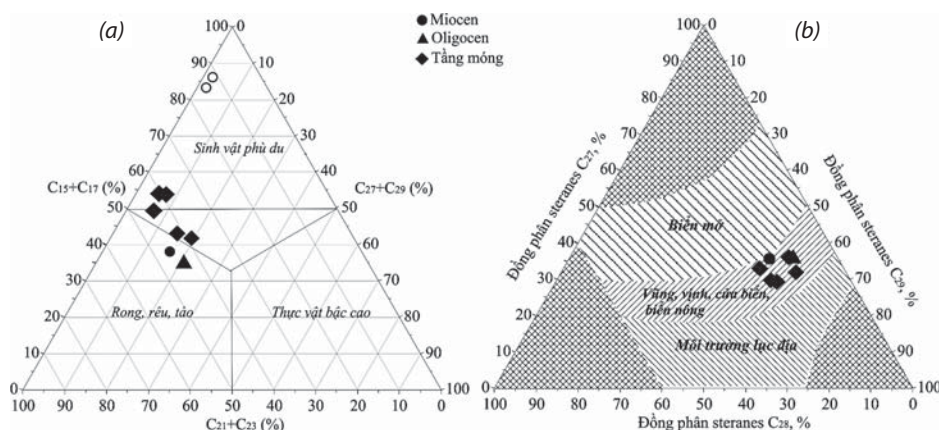
Triterpanes (T20-T36) chiếm ưu thế so với hopanes trong các mẫu dầu thuộc tầng đá móng (Hình 6). Hàm lượng của triterpanes giảm dần theo chiều đi lên của mặt cắt trầm tích, đặc biệt triterpanes T31 - T36 có hàm lượng rất nhỏ (dấu vết). Trong các mẫu dầu thuộc tầng Miocen, pentaterpanes (Ts, Tm, 29 - 35) chiếm ưu thế trong thành phần của terpanes. Tetraterpanes C_{24} có mặt với hàm lượng nhỏ, terpanes C_{30} xuất hiện dưới dạng vết. Garmacerane (G) có mặt với hàm lượng nhỏ (tối đa 0,22% tổng hàm lượng terpanes) chứng tỏ môi trường trầm tích có độ mặn thấp [7]. Tỷ số T26/T25 dao động từ 1,2 - 1,4, cùng với sự xuất hiện của tetraterpanes C_{30} cho thấy môi trường thành tạo vật liệu hữu cơ

thuộc môi trường trầm tích sông hồ, cửa biển hoặc biển nông. Tỷ số steranes/hopanes nhỏ ($St_{29}/H_{30} = 0,1 - 0,2$) cũng cho thấy môi trường trầm tích không thể là môi trường biển sâu [8].

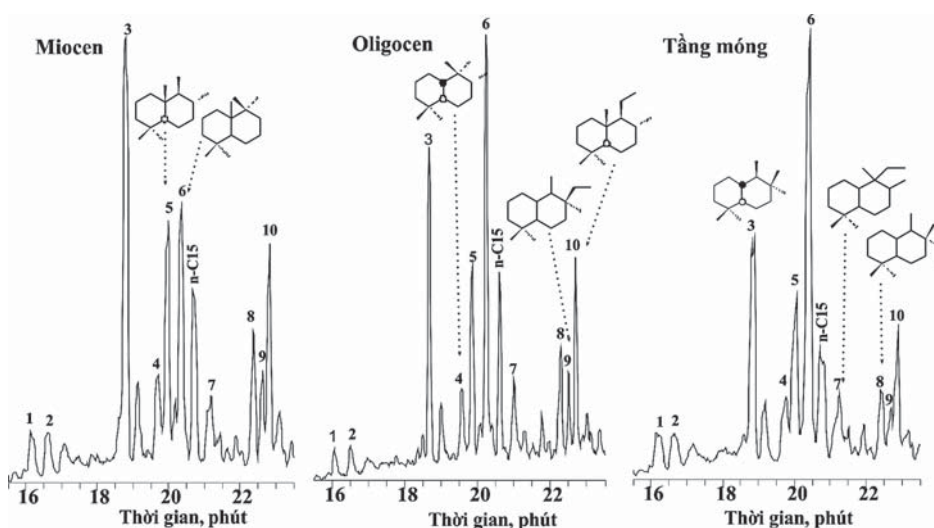
Sự xuất hiện của oleanane (O) trong các mẫu dầu chứng tỏ vật liệu hữu cơ của dầu mỏ Bạch Hổ có liên quan đến loài cây hạt kín (Angiosperm), chỉ phát hiện trong dầu có tuổi Creta muộn (Late Cretaceous) hoặc trẻ hơn trong môi trường châu thổ cửa sông [9].



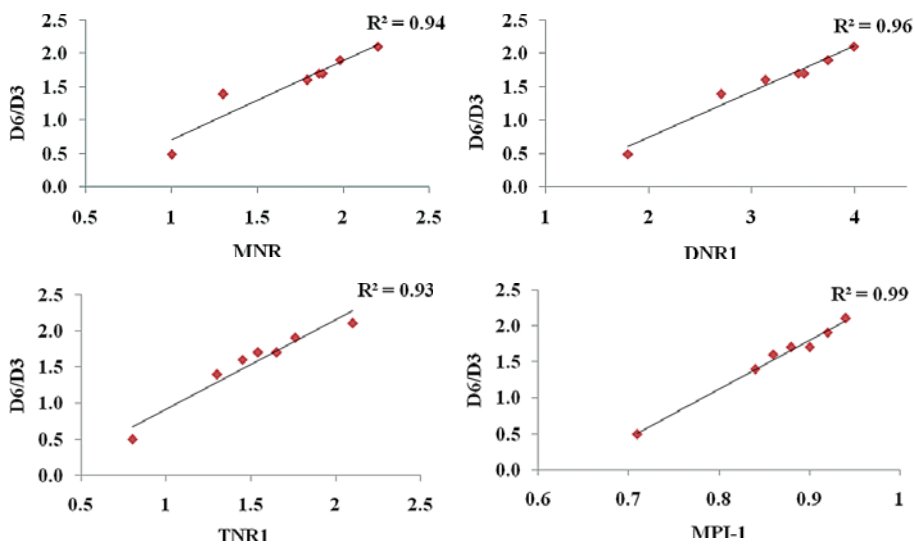
Hình 2. Sự phân bố dãy đồng đẳng alkanes mạch thẳng (a), alkylcyclohexanes (b) và methylalkylcyclohexanes (c) của các mẫu dầu thuộc mỏ Bạch Hổ



Hình 3. Sự phân bố thành phần alkane mạch thẳng (a) và đồng phân steranes (b) theo đồ thị hình tam giác của các mẫu dầu thuộc mỏ Bạch Hổ



Hình 4. Đường vân phổ sắc ký của sesquiterpanes (m/z 123) trong dầu thuộc mỏ Bạch Hổ: 1, 2 - nordrimanes (C_{14}); 3...6 - drimanes (C_{15}); 7...10 - homodrimane (C_{16})

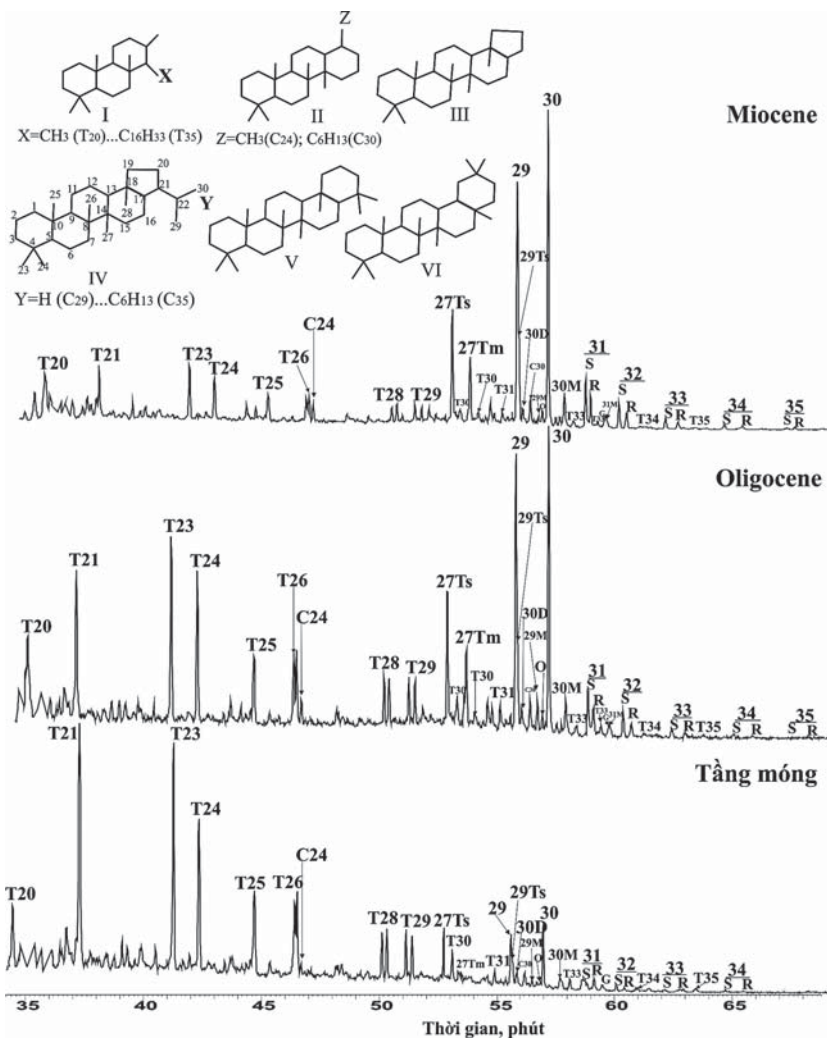


Hình 5. Mối liên hệ giữa các chỉ số của các đồng phân hydrocarbon thơm và drimanen:

MNR = 2-methylnaphthalene/1-methylnaphthalene;

DNR1 = (2,6-+2,7-)/1,5-dimethylnaphthalene; TNR1 = 2,3,6-/(1,4,6-+1,3,5-trimethylnaphthalene);

MPI-1 = 1,5*(2-MP+3-MP)/(P+1-MP+3-MP) trong đó P-phenanthrene, MP-methylphenanthrene



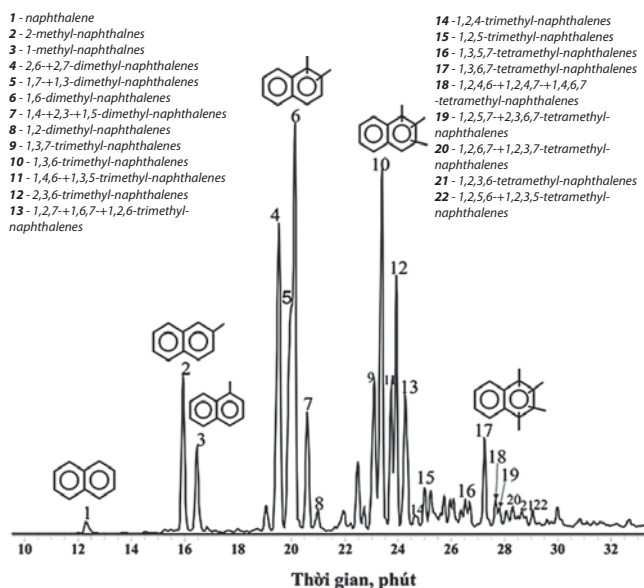
Hình 6. Đường vân phổ sắc ký của terpanes (m/z 191) trong dầu thuộc mỏ Bạch Hổ. I-Triterpanes (T20...T35); II-Tetraterpanes (C24, C30); III-Trisnorhopanes (27Ts, 27Tm); IV-Hopanes (29...35); V-Oleanane; VI- Gamacerane

8-14-sekohopanes C_{27} , C_{29} - C_{33} có mặt trong tất cả các mẫu dầu. Ngoài ra, dầu thuộc tầng Miocen xuất hiện vết tích của sekohopanes C_{34} , C_{35} . Trong thành phần của 8,14-sekohopanes, C_{29} chiếm ưu thế trong các mẫu dầu thuộc tầng đá móng và Oligocen, các mẫu thuộc tầng Miocen - C_{27} . Tổng hàm lượng 8,14-sekohopanes trong mẫu dầu thuộc tầng Miocen cao gấp 2 lần tổng hàm lượng hopanes. Trong khi đó hai thành phần này gần như tương đương trong các mẫu dầu thuộc tầng đá móng và Oligocen. Tỷ số giữa sekohopanes và C_{30} hopane tăng dần từ tầng Miocen tới tầng đá móng. Tại tầng Miocen, tỷ số này bằng 1,6, Oligocen - 2,4, tầng đá móng - 4,8. Tương tự tỷ số triterpane T23 và hopane C_{30} tăng dần từ tầng Miocen tới tầng đá móng (từ 0,2 - 3,3). Từ đó có thể kết luận dầu thuộc tầng Oligocen và tầng đá móng chín nhiệt hơn dầu thuộc tầng Miocen. Sự tăng dần các chỉ số sekohopanes và triterpanes theo mặt cắt địa tầng cũng chỉ ra rằng cấu trúc hopanes kém bền về nhiệt [10].

Kết quả phân tích thành phần hydrocarbon no cho thấy điều kiện lắng đọng trầm tích tại mỏ Bạch Hổ không ổn định; dầu thuộc tầng đá móng và tầng Oligocen chín về nhiệt hơn so với dầu thuộc tầng Miocen.

2.2. Thành phần hydrocarbons thơm của dầu

Bi- và triarenes chiếm ưu thế trong thành phần hydrocarbon thơm tại tất cả các mẫu dầu nghiên cứu. Naphthalenes chiếm 90 - 96% trong tổng hàm lượng biarenes, phenanthrenes chiếm 93 - 97% trong tổng hàm lượng triarenes. Thành phần biphenyl (m/z 154), các đồng phân của

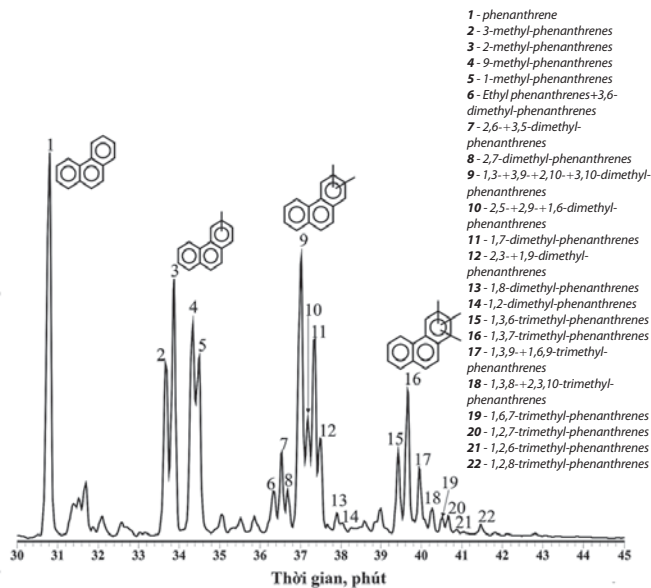


Hình 7. Đường vân sắc ký khí của dãy naphthalenes trong mẫu dầu thuộc đá móng mỏ Bạch Hổ

methylbiphenyl (m/z 168), dimethylbiphenyl (m/z 182) tăng dần từ tầng Miocen tới tầng đá móng (từ 4 - 11% trong tổng hàm lượng biarenes). Trong tổng hàm lượng methyl-biphenyls, đồng phân 3-methyl-biphenyl có hàm lượng lớn nhất, còn đồng phân 2-methyl-biphenyl có hàm lượng nhỏ nhất tại tất cả mẫu dầu nghiên cứu. Hàm lượng fluorenes (m/z 166; 180) (trong đó các đồng phân methyl-fluorenes chiếm ưu thế) đạt giá trị lớn nhất tại mẫu dầu thuộc tầng Oligocen (chiếm 7% tổng hàm lượng triarenes). Trong dãy naphthalenes, nhóm tác giả đã nghiên cứu thành phần của naphthalene (m/z 128), các đồng phân của methyl-naphthalenes (m/z 142), dimethyl-naphthalenes (m/z 156), trimethyl-naphthalenes (m/z 170), tetramethyl-naphthalenes (m/z 184) (Hình 7) và tính toán các chỉ số dựa trên thành phần các cấu trúc riêng biệt của các đồng phân naphthalenes (MNR, DNR-1, DNR-2, TNR-1) để đánh giá mức độ trưởng thành nhiệt của vật liệu hữu cơ. Theo các chỉ số trên, nhóm tác giả không thấy có sự khác biệt nhiều giữa các mẫu dầu ở các tầng khác nhau.

Trong dãy phenanthrenes, hàm lượng các thành phần của từng nhóm dẫn xuất phenanthrenes trong tất cả các mẫu dầu ở các tầng tương đồng nhau. Nồng độ từng nhóm dẫn xuất trong thành phần của phenanthrenes giảm dần theo dãy sau: dimethyl-phenanthrenes (m/z 206) > methyl-phenanthrenes (m/z 192) > trimethyl-phenanthrenes (m/z 220) > phenanthrene (m/z 178) (Hình 8).

Thành phần monoarens trong tổng hàm lượng hydrocarbons trong các mẫu dầu đã nghiên cứu giảm dần từ tầng Miocen tới tầng đá móng (ngược lại so với sự thay đổi thành phần của cyclohexanes). Thành



Hình 8. Đường vân sắc ký khí của dãy phenanthrenes trong mẫu dầu thuộc tầng đá móng mỏ Bạch Hổ

phần monoarenes bao gồm dãy đồng đẳng C₁₁ - C₃₀ của alkyl-benzenes (m/z 91; 92), methyl-alkyl-benzenes (m/z 105; 106) (đồng phân vị trí orto- của gốc methyl- chiếm ưu thế so với đồng phân vị trí meta-, para- ở tất cả các mẫu dầu), dimethyl-alkyl-benzenes (m/z 119) và dấu vết trimethyl-alkyl-benzenes (m/z 133). Trong dãy monoarenes, nhóm tác giả không phát hiện các dị thường cấu tạo của benzenes cho thấy quá trình hình thành dầu khí ở mỏ Bạch Hổ không chịu nhiều tác động của nhiệt độ (cao).

Hàm lượng tetraarenes trong dầu của mỏ Bạch Hổ không cao (0,06 - 0,11% trong tổng hàm lượng hydrocarbons) và nhỏ nhất tại mẫu dầu thuộc tầng Miocen. Thành phần của tetraarenes bao gồm: piren và fluorantene (m/z 202; 216; 230), chiren và benzantracene (m/z 228; 242; 256) và các dẫn xuất methyl, dimethyl của chúng. Trong tất cả các mẫu dầu, hàm lượng piren và fluorantenes chiếm ưu thế trong tổng hàm lượng tetraarenes. Trong thành phần hydrocarbon nghiên cứu, pentaarenes chiếm lượng rất nhỏ và tăng dần từ tầng Miocen (0,001% trong tổng hàm lượng hydrocarbons) tới tầng đá móng (0,003% tổng hàm lượng hydrocarbons). Các mẫu dầu thuộc mỏ Bạch Hổ chứa các thành phần pentaarenes sau: benzfluoranthenes và benzpirenes (m/z 252; 266) và các dẫn xuất methyl- của chúng.

Nghiên cứu thành phần hydrocarbon thơm chỉ ra sự giống nhau của các mẫu dầu thuộc tầng đá móng và các mẫu dầu thuộc tầng trầm tích; không phát hiện sự tác động lớn của nhiệt độ đến quá trình hình thành dầu tại mỏ Bạch Hổ.

3. Kết luận

Tổng hợp kết quả nghiên cứu thành phần hydrocarbons của các mẫu dầu mỏ Bạch Hổ thuộc tầng Miocen, Oligocen và tầng đá móng chỉ ra sự giống nhau về thành phần hydrocarbon thơm 1-, 2-, 3-, 4- 5 vòng, alkanes, alkyl và methyl-alkylcyclohexanes của tất cả các mẫu dầu thuộc tầng đá móng và tầng Oligocen. Một số đặc điểm đặc biệt về thành phần của dầu (tỷ số thành phần hopanes, sekohopanes và triterpanes, hàm lượng alkanes mạch thẳng C_{15} và C_{17}) có thể là do sự khác nhau về nhiệt trong quá trình hình thành các thân dầu ở các tầng khác nhau. Sự giống nhau về thành phần alkanes mạch nhánh, steranes, tetra- và pentaterpanes của các mẫu dầu thuộc tầng Oligocen và tầng đá móng có thể kết luận tầng sinh dầu của mỏ Bạch Hổ là các tầng trầm tích Oligocen và Miocen sớm.

Tài liệu tham khảo

1. Поспелов В.В., Шнип О.А. *Геологическое строение и нефтегазоносность Зондского шельфа*. Геология нефти и газа. 1997; 8: С. 32 - 37.
2. Lê Huy Y. *Giải thiết về nguồn gốc vô cơ của các mỏ dầu khí ở Việt Nam*. Hội Công nghệ Khoan và Khai thác Việt Nam. <http://www.vadpt.com>.
3. Trinh Xuan Cuong, Hoang Van Quy, Phan Tu Co, Nguyen Van Huy. *The main factors controlling quality of the Bach Ho fractured basement reservoir*. The 1st International conference "Fractured basement reservoir". 2004: p. 156 - 159.
4. Поспелов В.В. *Кристаллический фундамент: геолого-геофизические методы изучения коллекторского потенциала и нефтегазоносности*. М: Недра. 2005; 257С.
5. Douglas W.Waples, Tsutomu Machihara. *Application of sterane and triterpane biomarkers in petroleum exploration*. Bulletin of Canadian Petroleum Geology. 1990; 38: p. 357 - 380.
6. Albert G.Holba, Leroy Ellis, Erik Tegelaar, M.S.Singleary, Pierre Albrecht. *Tetracyclic polyprenoids: indicators of fresh water (lacustrine) algal input*. Geology. 2000; 28(3). p. 251 - 254.
7. J.Michael Moldowan, Wolfgang K.Seifert, Emilio J.Gallegos. *Relationship between petroleum composition and depositional environment of petroleum source rocks*. AAPG Bulletin. 1985; 69: p. 1255 - 1268.
8. M.R.Mello, N.Telnaes, P.C.Gaglianone, M.I.Chicarelli, S.C.Brassell, J.R.Maxwell. *Organic geochemical characterisation of depositional palaeoenvironments of source rocks and oils in Brazilian marginal basins*. Organic Geochemistry. 1988; 13(1-3): p. 31 - 45.
9. Michael Moldowan, Jeremy Dahl, Bradley J.Huizinga, Frederick J.Fago, Leo J.Hickey, Torren M.Peakman, David Winship Taylor. *The molecular fossil record of oleanane and its relation to angiosperms*. Science. 1994; 265(5173): p. 768 - 771.
10. T.Fazeelat, R.Alexander, R.I.Kagi. *Effects of maturity on the relative abundances of 8,14-sekohopanes in sediments and crude oils*. Journal of Chemical Society of Pakistan. 1999; 21(2): p. 154 - 163.

Analysis of geochemical characteristics on database of hydrocarbon composition of crude oils from Bach Ho field by gas chromatography-mass spectrometry method (GC-MS)

Vu Van Hai¹, O.V.Serebrennikova², Yu.V.Savinykh²

¹Research and Design Institute, Vietsovpetro

²Institute of Petroleum Chemistry, Siberian Division of the Russian Academy of Sciences

Summary

The gas chromatography-mass spectrometry method is used to study the composition of hydrocarbons of crude oils and dispersed organic matter of rocks from basement, Oligocene and Miocene of the Bach Ho field. In all the crude oils investigated, hydrocarbons include alkanes, alkylcyclohexanes, methylalkylcyclohexanes, steranes, sekohopanes, sesqui-, tri- and pentacyclic terpanes, alkylbenzenes, bi-, tri-, tetra- and pentacyclic condensed aromatic structures. The closeness of the composition of crude oils from Oligocene and basement shows that they have a genetic relationship. The differences founded may be due to the less thermal transformation of crude oils from Miocene and the processes of biodegradation in reservoirs. The composition of biomarkers indicates that the initial conditions for accumulation of oil source organic matter of all crude oils are similar to the conditions of sedimentation of Oligocene - Early Miocene from this investigated area.