



Tạp chí Khoa học Kỹ thuật Mỏ - Địa chất

Trang điện tử: <http://tapchi.humg.edu.vn/>



Đá mẹ Oligocen và sự tương quan với các họ dầu tại khu vực trũng Trung tâm bể Nam Côn Sơn

Nguyễn Thị Thanh ^{1,*}, Phan Văn Thắng ², Nguyễn Thị Bích Hà ³

¹ Trung tâm Nghiên cứu Tìm kiếm thăm dò và khai thác dầu khí - Viện Dầu Khí Việt Nam, Việt Nam

² Trung tâm phân tích thí nghiệm - Viện Dầu Khí Việt Nam, Việt Nam

³ Hội Dầu Khí Việt Nam, Việt Nam

THÔNG TIN BÀI BÁO

TÓM TẮT

Quá trình:

Nhận bài 12/01/2017
Chấp nhận 22/3/2017
Đăng online 28/6/2017

Từ khóa:

Bể Nam Côn Sơn
Trũng Trung tâm
Đá mẹ
Trầm tích Oligocen
Phân tích địa hóa

Bể Nam Côn Sơn thuộc thềm lục địa Việt Nam là một bể trầm tích hình thành theo kiểu tách giãn với bề dày trầm tích lớn tại Trũng Trung tâm (chỗ sâu nhất lên tới hơn 12.000m), trong đó chiều dày trầm tích Oligocen lên đến hơn 5000m. Kết quả phân tích địa hóa các mẫu thu thập cho thấy trầm tích Oligocen có độ giàu vật chất hữu cơ (VCHC) và tiềm năng sinh từ tốt đến rất tốt. Hiện tại, phần trũng sâu, tập trầm tích này đều nằm trong pha sinh khí ẩm & Condensate đến khí khô. Tuy nhiên, các giếng trong khu vực mới khoan qua phần Oligocen trên, vì thế việc nghiên cứu đặc điểm của các mẫu dầu phát hiện là cơ sở để dự báo đặc điểm và tiềm năng của các tập đá mẹ sinh dầu, bao gồm cả tập Oligocen dưới. Kiến tạo địa chất phức tạp của khu vực dẫn đến sự thay đổi lớn về môi trường trầm tích qua các thời kỳ cũng như sự phức tạp trong mối liên hệ này. Các phép phân tích địa hóa nâng cao như sắc ký khí (GC), sắc ký khí khối phổ (GCMS) cung cấp đặc trưng về chỉ dấu sinh học (biomarkers) là dữ liệu đáng tin cậy làm sáng tỏ sự liên hệ dầu- đá mẹ với hai nhóm chính: dầu được sinh từ đá mẹ chứa VCHC lục địa (môi trường cửa sông - tam giác châu) và dầu được sinh từ đá mẹ chứa VCHC đầm hồ và dầu hỗn hợp. Qua đó, sự tồn tại của hai hệ thống đá mẹ Oligocen và tầm quan trọng của tập đá mẹ này trong việc cung cấp sản phẩm đến các cấu tạo ở trũng Trung tâm cũng như trong bể Nam Côn Sơn đã được chứng minh.

© 2017 Trường Đại học Mỏ - Địa chất. Tất cả các quyền được bảo đảm.

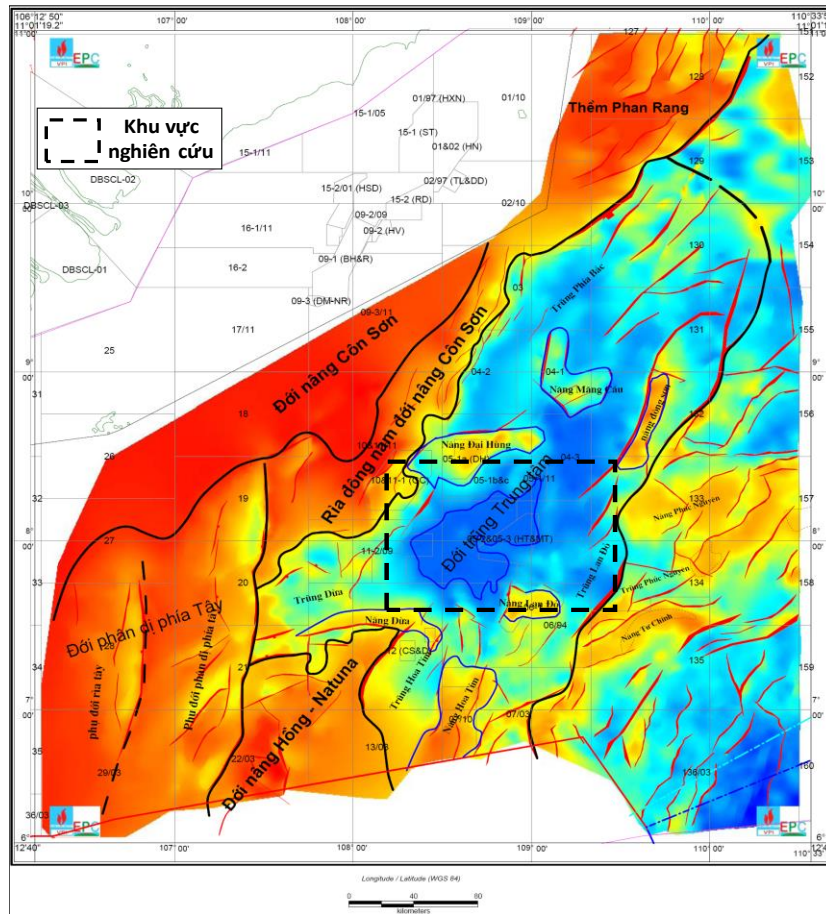
1. Mở đầu

Bể Nam Côn Sơn ngoài khơi thềm lục địa Việt Nam là một bể trầm tích Đệ Tam hình thành theo cơ chế tách giãn. Trải qua hai quá trình tách giãn (Lê Chi Mai và nnk, 2011), kiến trúc địa chất của

bể trở nên khá phức tạp với nhiều đơn vị cấu trúc khác nhau. Khu vực nghiên cứu thuộc đới trũng Trung tâm chiếm phần lớn diện tích phía Đông bể, có hướng kéo dài theo phương Đông Bắc - Tây Nam là phương tách giãn biển Đông (Hình 1). Đây cũng là nơi tập trung lượng trầm tích lớn nhất của bể, bề mặt móng chỗ sâu nhất đạt đến hơn 12.000m, trong đó trầm tích Oligocen có bề dày lên đến hơn 5.000m. Xung quanh khu vực

*Tác giả liên hệ

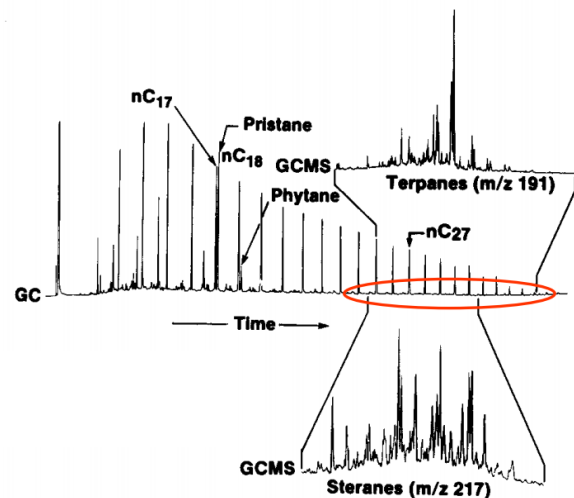
E-mail: nguyenthithanh@humg.edu.vn



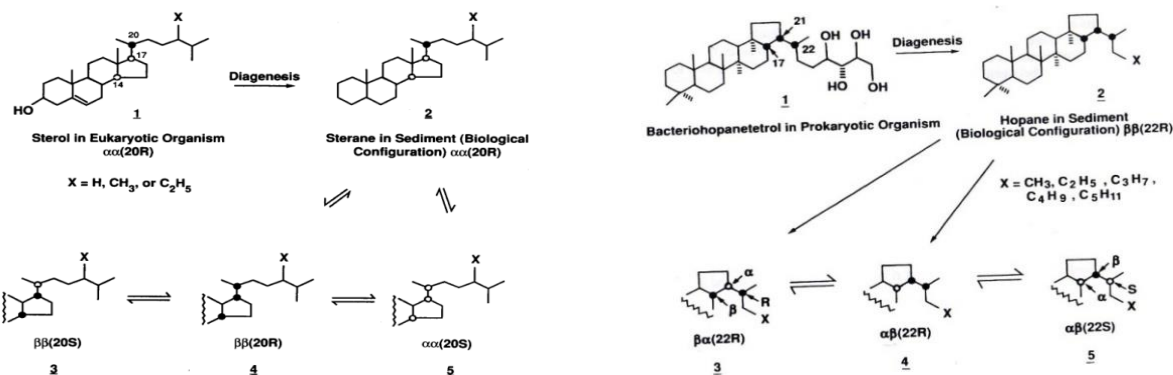
Hình 1. Bản đồ các yếu tố cấu trúc bể Nam Côn Sơn và vị trí khu vực nghiên cứu (Lê Chi Mai và nnk, 2011).

nghiên cứu đã có nhiều phát hiện dầu khí đáng kể, trong đó có một số mỏ đang được khai thác như mỏ dầu Đại Hùng, mỏ khí Lan Tây, Lan Đỏ. Vì vậy, việc đánh giá chất lượng tầng đá mẹ cung cấp sản phẩm chính là một nhiệm vụ quan trọng phục vụ công tác tìm kiếm thăm dò. Dựa vào những nghiên cứu trước đây (Lê Chi Mai và nnk, 2011), trầm tích Oligocen được cho là tầng đá mẹ chính trong bể Nam Côn Sơn. Tuy nhiên, các giếng khoan trong khu vực cũng chỉ mới khoan qua phần trên của tập trầm tích này. Kết quả phân tích tài liệu giếng khoan và mẫu không mang tính đại diện cho tập Oligocen dưới.

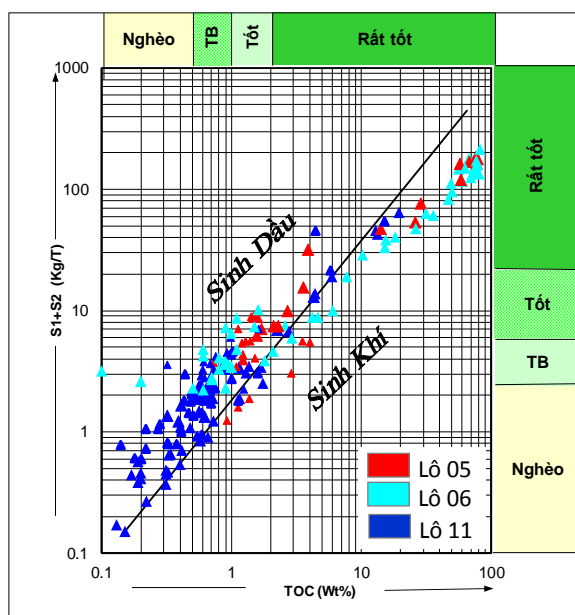
Một phương pháp hữu ích để dự đoán một cách tin cậy tính chất của tập đá mẹ ở những khu vực không có mẫu chính là đánh giá mối tương quan giữa các mẫu dầu phát hiện với nguồn đá mẹ sinh ra chúng - bao gồm cả trầm tích Oligocen dưới, đồng thời kết hợp các kết quả nghiên cứu về cổ môi trường, tướng đá cổ địa lý và mô hình bể.



Hình 2. Phổ sắc ký khí phân đoạn no của một mẫu dầu với detector ion hóa ngọn lửa và phổ khối thể hiện sự phân bố sterane (m/z 217) và terpane (m/z 191).



Hình 3. Các biomarkers thể hiện không có hoặc có sự biến đổi rất ít về cấu trúc so với các phân tử trong VCHC ban đầu khi trải qua quá trình diagenesis

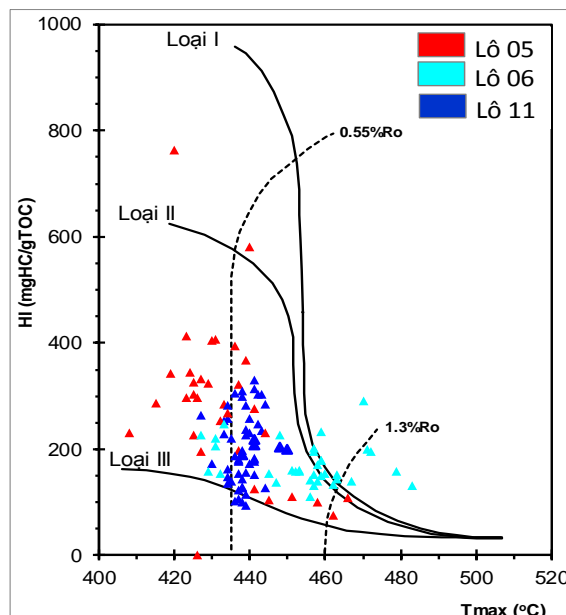


Hình 4. Biểu đồ TOC&(S1+S2) trầm tích Oligocen khu vực trũng Trung tâm.

Bài báo này tập trung nghiên cứu về đặc điểm của tầng đá mẹ Oligocen cũng như mối liên hệ dầu - đá mẹ trong khu vực trũng Trung tâm.

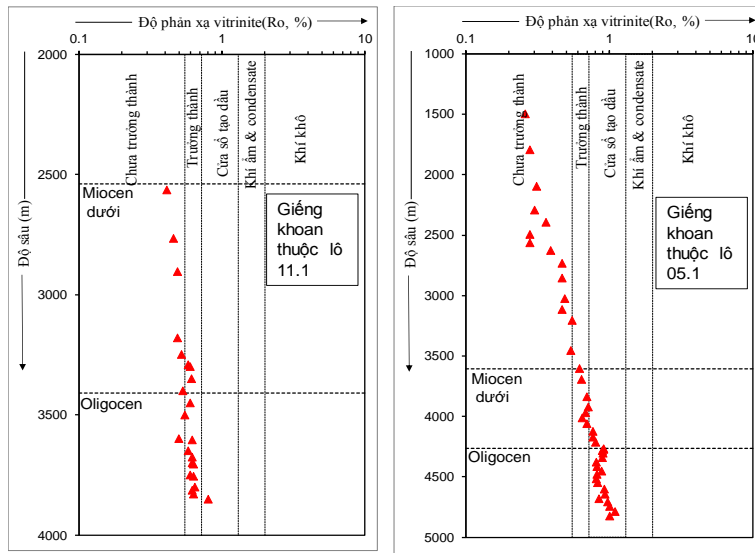
2. Phương pháp nghiên cứu

Chất lượng của các tầng đá mẹ được đánh giá dựa trên các kết quả phân tích địa hóa. Các phép phân tích phổ biến được sử dụng gồm có nhiệt phân tiêu chuẩn Rock-eval, tổng hàm lượng carbon hữu cơ (TOC, %wt), đo độ phản xạ vitrinite (Ro, %). Những kết quả phân tích này giúp xác định các tầng đá mẹ dựa trên các tiêu chí: độ giàu vật chất hữu cơ (VCHC), loại VCHC, môi trường lắng đọng và mức độ trưởng thành của VCHC.

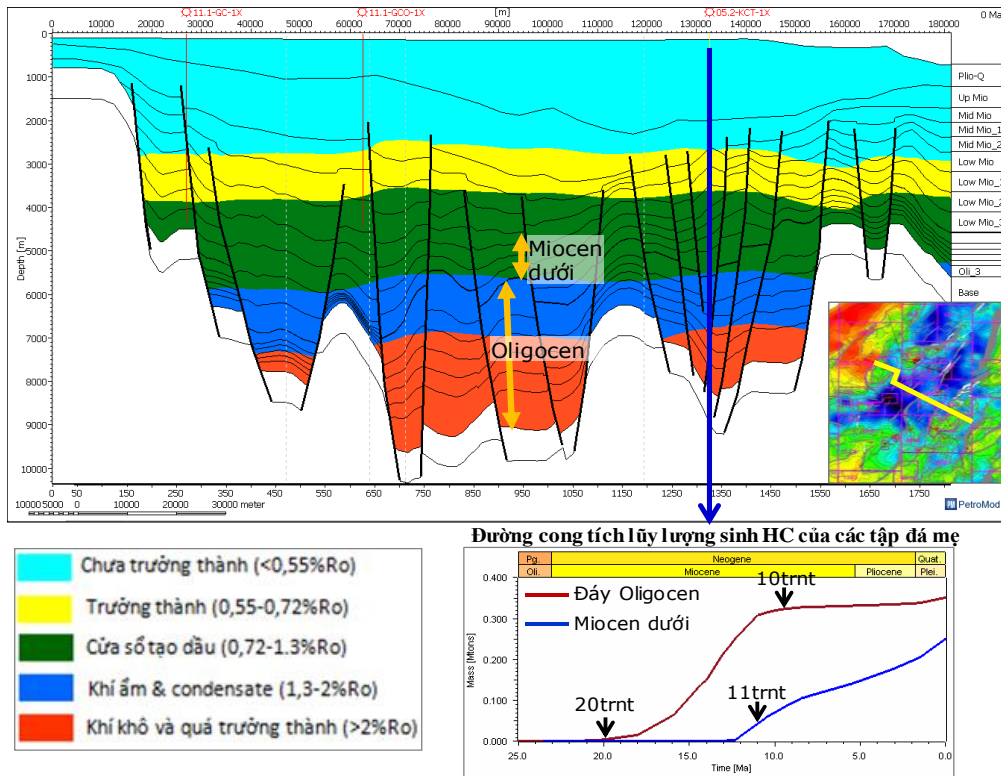


Hình 5. Biểu đồ Tmax & HI trầm tích Oligocen khu vực trũng Trung tâm.

Các tính chất của dầu thô và đá mẹ được nghiên cứu sâu hơn bằng phép phân tích sắc kí khí (GC) và sắc kí khí khối phổ (GCMS) (hình 2), là hai trong số những công cụ hữu hiệu nhất phục vụ nghiên cứu về các dấu vết sinh học (biomarkers). Dấu vết sinh học là các phân tử hóa thạch được sinh ra từ các hợp chất sinh hóa, chất béo riêng biệt trong cơ thể sống, trải qua quá trình chôn vùi, chịu các tác động của nhiệt độ, áp suất, sự hoạt động của vi khuẩn, hình thành nên dầu khí mà vẫn giữ được khung cấu trúc cơ bản (hình 3). Việc xác định những dấu vết sinh học này có thể được tiến hành ở cả mẫu dầu và chất chiết từ đá mẹ mà vẫn bảo tồn được cấu trúc phân tử giống như trong những cơ thể sống đã hình thành nên. Vì thế,



Hình 6. Độ phản xạ vitrinite (Ro,%) tại 2 giếng khoan thuộc lô 11.1 và 05.1.



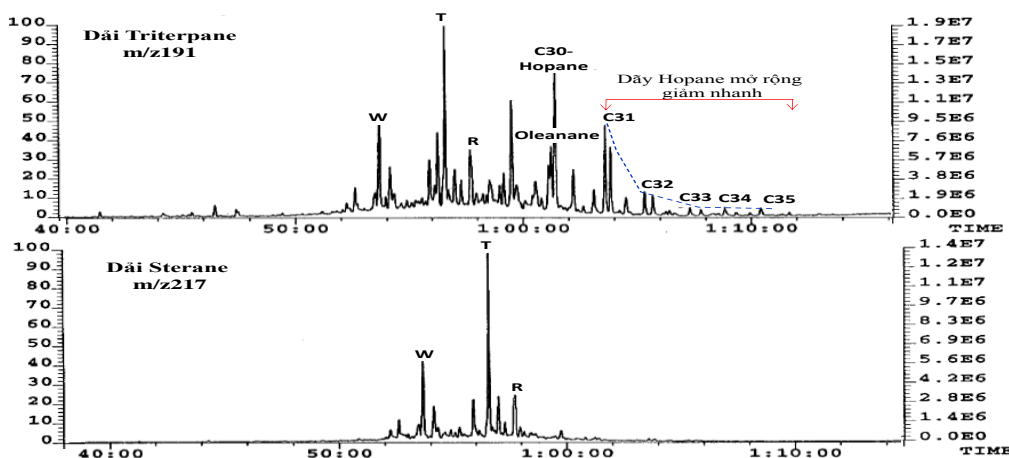
Hình 7. Kết quả mặt cắt trưởng thành thời điểm hiện tại từ mô hình 2D bằng phần mềm PetroMod của một tuyến đi qua khu vực trũng Trung tâm.

chúng được sử dụng để đánh giá mối tương quan giữa dầu thô và đá mẹ. Những dấu vết sinh học rất hữu ích vì chúng cung cấp những thông tin về bản chất VCHC trong đá mẹ, điều kiện môi trường lắng đọng và chôn vùi (diagenesis), quá trình trưởng thành nhiệt (catagenesis), mức độ biến đổi sinh

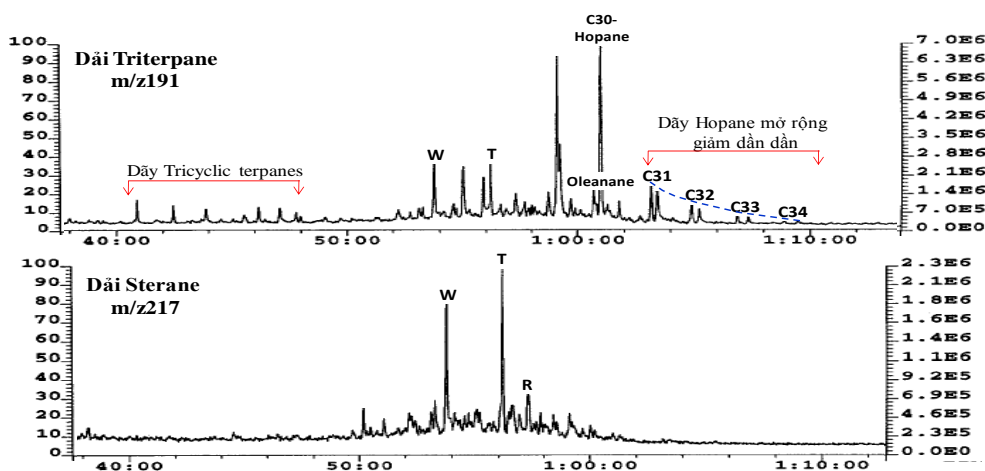
học và tuổi của đá mẹ.

3. Kết quả nghiên cứu

Mẫu sét kết thuộc trầm tích tuổi Oligocen được thu thập từ những giếng khoan tại trũng Trung tâm và khu vực lân cận, chủ yếu từ lô 05, 06



Hình 8. Kết quả GCMS của mẫu chất chiết sét tuổi Oligocen tại độ sâu 4145m giếng khoan A, lô 05.2

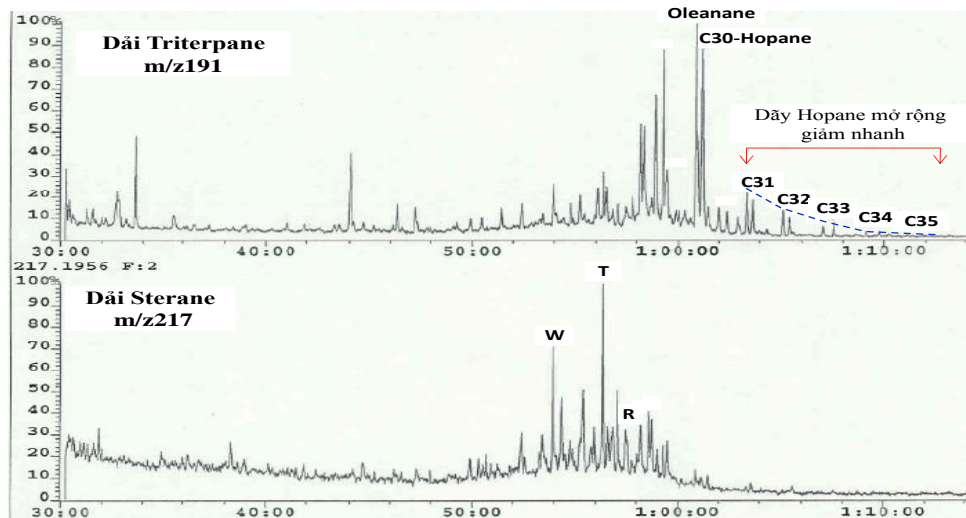


Hình 9. Kết quả GCMS của mẫu chất chiết sét tuổi Oligocen tại độ sâu 3063m giếng khoan B, lô 06.

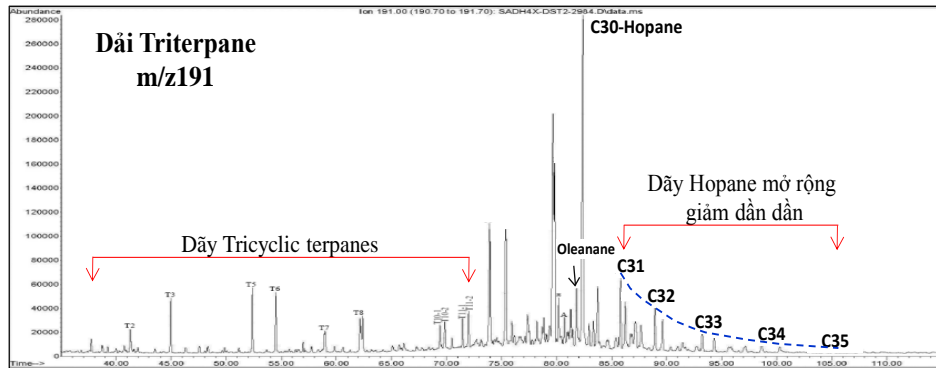
và 11. Tuy nhiên hầu hết các mẫu nằm ở tập Oligocen trên. Kết quả phân tích địa hóa cho thấy tập trầm tích này có chỉ số TOC (%wt) dao động từ 0,4 - 4,29%wt, độ giàu VCHC phần lớn tập trung từ vùng trung bình đến tốt (Hình 4). Mẫu thiên về tiềm năng sinh dầu và một phần có tiềm năng sinh khí. Các mẫu than và sét than với chỉ số TOC cao (dao động từ 5%wt đến >80%wt) có tiềm năng sinh khí rất tốt (Hình 4). Trầm tích Oligocen trên vùng trung tâm chủ yếu chứa kerogen loại III (Hình 5). Tuy nhiên bên cạnh đó cũng có thể thấy xu thế VCHC hỗn hợp giữa loại III và loại II. Dựa vào số liệu của chỉ số Tmax (Hình 5) và độ phản xạ vitrinite (Hình 6), trầm tích Oligocen trên thời điểm hiện tại chủ yếu nằm trong đới trưởng thành và cửa sổ tạo dầu, một số mẫu bắt đầu chớm vào đới tạo khí ẩm và condensate.

Kết quả xây dựng mô hình bề 2D từ một nghiên cứu trước đây do Viện Dầu Khí thực hiện

(Phan Văn Thắng và nnk, 2014) - với các thông số hiệu chỉnh bao gồm độ phản xạ vitrinite, giá trị nhiệt độ và áp suất cũng như các thông số thạch học tại các giếng khoan - đã chỉ ra rằng phần trên trầm tích Oligocen khu vực trung Trung Tâm đang nằm trong đới tạo khí ẩm đến condensate, phần dưới đã hoàn toàn nằm trong đới tạo khí khô (Hình 7). Thời gian đá mẹ Oligocen bắt đầu sinh hydrocarbon từ khoảng 20trnt, giai đoạn di cư mạnh mẽ diễn ra từ 15-10trnt. Trong khi đó, thời điểm hiện tại, trầm tích Miocen dưới chủ yếu nằm trong cửa sổ tạo dầu, phần dưới đã bước vào pha sinh khí ẩm và condensate, thời gian sinh HC mạnh mẽ của tập đá mẹ này diễn ra từ khoảng 11trnt đến nay (Hình 7). Kết hợp với thời gian hình thành bể chứa và các tầng chắn, có thể dự đoán đá mẹ Oligocen là tập đá mẹ quan trọng cung cấp sản phẩm hydrocarbon, đặc biệt là các



Hình 10. Kết quả GCMS của mẫu dầu thô họ cửa sông - tam giác châu trong tầng chứa Miocen dưới giếng khoan C, lô 05.2.



Hình 11. Kết quả GCMS của mẫu dầu thô họ đầm hồ trong tầng chứa Miocen dưới giếng khoan D, lô 05.1a.

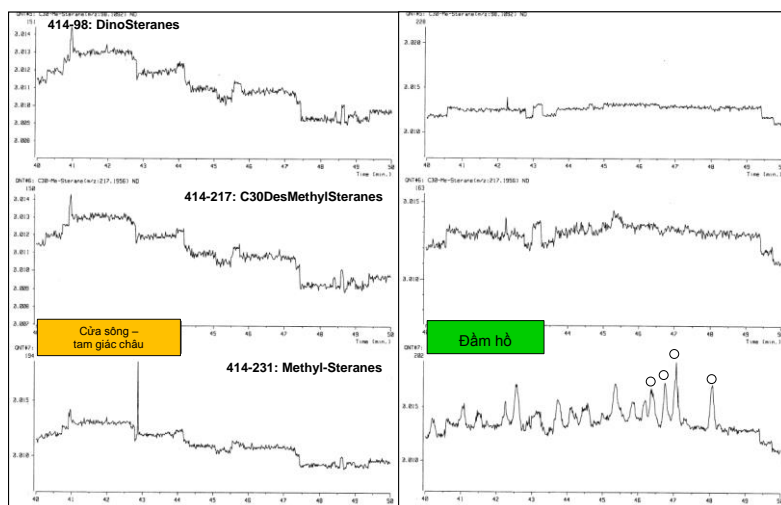
phát hiện trong tầng chứa tuổi Miocen dưới, Oligocen và móng.

Nguồn gốc và môi trường lắng đọng VCHC được nghiên cứu trước tiên từ kết quả phân tích sắc ký khí và sắc ký khí khối phổ của các mẫu chất chiết từ đá mẹ tuổi Oligocen. Tuy nhiên, số lượng mẫu chất chiết không nhiều. Dựa trên kết quả phân tích sắc ký khí (GC), tỷ số Pristane/phytane (Pr/Ph) được sử dụng để đánh giá điều kiện oxi hóa - khử của nguồn trầm tích (Didyk và nnk., 1978). Hầu hết các mẫu chất chiết tuổi Oligocen có tỉ số Pr/Ph cao, dao động trong khoảng từ 4,79 đến 17,32 chứng tỏ VCHC lắng đọng trong môi trường có điều kiện oxi hóa (Volkman và Maxwell, 1986). Nguồn VCHC chủ yếu là thực vật bậc cao được cung cấp từ lục địa.

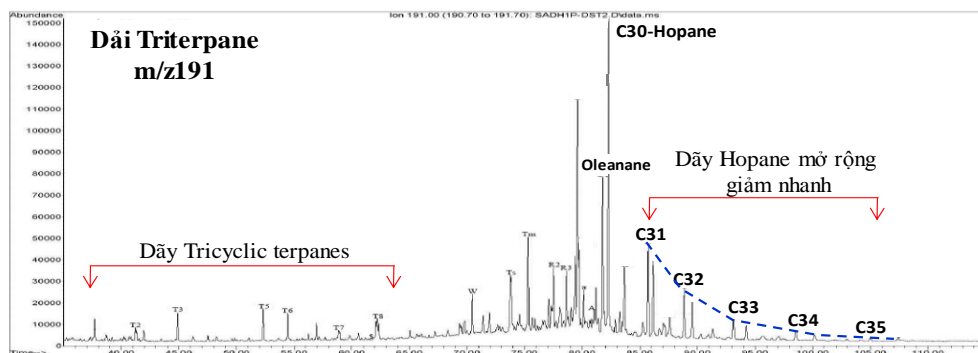
Kết quả phân tích sắc ký khí khối phổ (GCMS) cung cấp những đặc trưng về dấu vết sinh học chứa trong đá mẹ và dầu. Theo đó, đá mẹ Oligocen

có thể chia thành hai nhóm chính chứa VCHC nguồn gốc khác nhau dựa trên sự khác biệt về dấu vết sinh học.

Nhóm thứ nhất: đá mẹ chứa VCHC thực vật bậc cao, lắng đọng trong môi trường cửa sông - tam giác châu. Nhóm này chiếm đa số trong các mẫu chất chiết thuộc Oligocen trên. Trên dải Triterpane phân mảnh m/z 191, cấu tử Oleanane là chỉ dấu sinh vật của cây hạt kín có hàm lượng đáng kể chứng tỏ nguồn gốc VCHC thực vật bậc cao (Whitehead, 1973, ten Haven và Rullkotter, 1988). Thêm vào đó, cấu tử C₃₀Moretanes cũng là một trong những chỉ dấu của nguồn VCHC lục địa (Moldowan, 1983) có hàm lượng cao. Dãy Hopane mở rộng từ C₃₁ đến C₃₅ có xu thế giảm đột ngột đặc trưng cho môi trường lắng đọng dưới điều kiện oxi hóa (Peters và Moldowan, 1991). Trên dải Sterane phân mảnh m/z 217, các peak thể hiện các cấu tử Bocardinane



Hình 12. Kết quả GCMS/MS so sánh giữa mẫu dầu thô họ cửa sông tam giác châu và mẫu dầu họ đầm hồ trong tầng chứa Miocen dưới giếng khoan E, lô 05.1b.



Hình 13. Kết quả GCMS của mẫu dầu thô họ hỗn hợp trong tầng chứa Miocen dưới giếng khoan F, lô 05.1a.

(peak W, T, R) là dấu vết sinh vật từ nhựa cây (Grantham và nnk, 1983), chỉ thị cho nguồn VCHC thực vật từ lục địa cũng khá cao. Ví dụ cho nhóm đá mẹ này có mẫu chất chiết từ sét kết Oligocen tại độ sâu 4145m của giếng A thuộc lô 05.2 (Hình 8).

Nhóm thứ hai: đá mẹ chứa VCHC đầm hồ. Nhóm này chỉ gặp ở một số mẫu chất chiết tuổi Oligocen thu thập được. Các đặc điểm dấu vết sinh học được thể hiện qua mẫu ở độ sâu 3063m của giếng B lô 06 (Hình 9). Trên dải Triterpane phân mảnh m/z191, hàm lượng cấu tử Oleanane thấp, dãy Hopane mở rộng từ C₃₁ đến C₃₅ có xu thế giảm dần đều đặc trưng cho tính khử của môi trường lắng đọng. Sự xuất hiện của các cấu tử thuộc dãy Tricyclic Terpanes cũng là dấu hiệu của VCHC đầm hồ (Volkman và nnk, 1989; Aquino Neto và nnk, 1989). Trên dải Sterane phân mảnh m/z217, các cấu tử Bocardinane vẫn xuất hiện, thể hiện sự trộn

lẫn của nguồn vật liệu hữu cơ lục địa và đầm hồ do mẫu ở phần trên của trầm tích Oligocen.

Đối với các mẫu dầu phát hiện trong các tầng chứa tuổi Miocen dưới, Oligocen và trong móng ở khu vực trung Trung Tâm, các đặc trưng về dấu vết sinh vật giúp tìm ra mối tương quan giữa dầu và đá mẹ và là cơ sở để phân loại ba họ dầu gồm họ dầu cửa sông - tam giác châu, họ dầu đầm hồ và họ dầu hỗn hợp.

Họ dầu cửa sông - tam giác châu có liên quan đến nhóm đá mẹ chứa VCHC thực vật bậc cao, lắng đọng trong môi trường cửa sông - tam giác châu. Những đặc điểm dấu vết sinh vật để nhận dạng họ dầu này cũng tương tự như ở mẫu chất chiết của đá mẹ. Ví dụ với mẫu dầu từ tầng chứa tuổi Miocen dưới của giếng khoan C, lô 05.2 (Hình 10). Nguồn VCHC lục địa được thể hiện qua hàm lượng cao của Oleanane trên dải Triterpane và Bocardinane

trên dải Sterane. Bên cạnh đó, xu thế giảm mạnh của dãy Hopane mở rộng cùng với tỷ số Pr/Ph cao, dao động từ 5,86 - 7,01 cũng chỉ thị cho môi trường lắng đọng dưới điều kiện oxy hóa. Họ dầu này bắt gặp phổ biến nhất trong khu vực nghiên cứu cũng như ở bể Nam Côn Sơn.

Họ dầu đầm hồ - liên quan đến đá mẹ chứa VCHC đầm hồ. Các mẫu dầu thuộc họ này chủ yếu được phát hiện ở các giếng khoan thuộc lô 05.1, 05.2 và 06. Dấu hiệu của VCHC đầm hồ được thể hiện qua hàm lượng khá cao của dãy Tricyclic Terpane, hàm lượng Oleanane thấp hơn nhiều so với nhóm dầu cửa sông - tam giác châu trên dải Triterpane (Hình 11). Dãy Hopane mở rộng cũng giảm dần chứng tỏ điều kiện lắng đọng thiên về tính khử nhiều hơn (Hình 11). Kết quả sắc ký khí khối phổ hai lần (GCMS/MS) (Okui và nnk, 2001) chỉ ra sự có mặt của cấu tử 4 α -Methyl-Steranes là chỉ thị tin cậy cho nguồn vật liệu hữu cơ đầm hồ (Fu Jiamo và nnk, 1990) của mẫu dầu trong tầng Miocen dưới tại lô 05.1b (Hình 12).

Họ dầu hỗn hợp - liên quan đến đá mẹ chứa nguồn VCHC hỗn hợp giữa thực vật lục địa và đầm hồ ở môi trường chuyển tiếp. Nguồn gốc vật liệu hữu cơ lục địa được thể hiện qua hàm lượng khá cao của Oleanane. Dãy Hopane mở rộng giảm nhanh đặc trưng cho môi trường có tính oxy hóa. Bên cạnh đó, sự hiện diện của dãy Tricyclic Terpanes lại là dấu hiệu của nguồn VCHC đầm hồ bổ sung (Hình 13).

4. Kết luận

Dựa trên những kết quả phân tích địa hóa của các mẫu chất chiết từ sét tuổi Oligocen và mẫu dầu, một số kết luận được đưa ra như sau:

Đá mẹ Oligocen có thể chia thành hai nhóm chính chứa VCHC có nguồn gốc khác nhau. Nhóm đá mẹ chứa VCHC lục địa, lắng đọng trong môi trường cửa sông - tam giác châu, chiếm đa số với các mẫu thuộc tập Oligocen trên. Nhóm đá mẹ chứa VCHC đầm hồ, chỉ bắt gặp ở một số mẫu thu thập được.

Các mẫu dầu phát hiện trong các tầng chứa tuổi Miocen dưới, Oligocen và trong móng ở khu vực trũng Trung Tâm có thể được chia thành ba họ dầu. Họ dầu cửa sông - tam giác châu có liên quan đến nhóm đá mẹ chứa VCHC thực vật bậc cao, lắng đọng trong môi trường cửa sông - tam giác châu, gặp phổ biến nhất trong khu vực nghiên cứu cũng như ở bể Nam Côn Sơn. Họ dầu đầm hồ

- liên quan đến đá mẹ chứa VCHC đầm hồ, chủ yếu được phát hiện ở các giếng khoan thuộc lô 05.1, 05.2 và 06. Họ dầu hỗn hợp - liên quan đến đá mẹ chứa nguồn VCHC hỗn hợp giữa thực vật lục địa và đầm hồ ở môi trường chuyển tiếp.

Mối tương quan giữa các họ dầu với các mẫu đá mẹ thu thập được giúp cho việc dự đoán đặc điểm của các hệ thống đá mẹ ở những vùng không có tài liệu, đặc biệt là ở những trũng sâu nhất của vùng nghiên cứu. Theo đó, môi trường trầm tích của đá mẹ Oligocen thay đổi từ đầm hồ, đồng bằng châu thổ trên đến vùng chuyển tiếp cửa sông - tam giác châu, đồng bằng ven biển. Hệ thống đá mẹ chứa VCHC lục địa (loại III), lắng đọng trong môi trường cửa sông - tam giác châu đóng vai trò chủ đạo.

Tài liệu tham khảo

- Didyk, B. M., Simoneit, B. R. T. Brassell, S. C., and Eglinton, G., 1978. Organic geochemical indicators of palaeoenvironmental conditions of sedimentation. *Nature* 727, 216-222
- Fu J., Sheng G., Xu J., Eglinton, G., Gowar, A. P., Jia R., Fan Shanfa, and Peng P., 1990. Application of biological markers in the assessment of paleoenvironments of Chinese non-marine sediments. *Organic geochemistry* 16, 769-779.
- Grantham, P. J., Posthuma, J., and Baak, A. 1983. Triterpanes in a number of Far-Eastern crude oils. In: *Advances on organic geochemistry 1981* (M. Bjoroy et al., eds) J. Wiley and Sons, New York, 675-683.
- Lê Chi Mai, Nguyễn Thị Hồng, Nguyễn Hồng Quảng, Phạm Thị Hồng, Nguyễn Thị Bích Hà, Hồ Thị Thành, Nguyễn Danh Lam và Võ Thị Bích Ngọc, 2013. *Đánh giá tiềm năng dầu khí trên vùng biển và thềm lục địa Việt Nam. Đánh giá tiềm năng dầu khí bể Nam Côn Sơn*. Viện Dầu Khí Việt Nam, 198.
- Moldowan, J. M., W. K. Seifert, and E. J. Gallegos, 1983. Identification of an extended series of tricyclic terpanes in petroleum. *Geochimica et Cosmochimica Acta* 47, 1531 - 1534.
- Okui. et al. .2001. *Characterization of Petroleum Systems in Vietnam by State-of-the-art Geochemical Technology - phase1: Nam Con Son basin*. 80.

- Peters, K. E., and Moldowan, J. M. 1991. Effects of source, thermal maturity and biodegradation on the distribution and isomerization of homohopanes in petroleum. *Organic geochemistry* 17, 47-61.
- Phan Văn Thắng, Nguyễn Thị Oanh Vũ, Nguyễn Thị Bích Hà, Nguyễn Thị Thanh, Hà Thu Hương, Nguyễn Huy Giang, Nguyễn Ngọc Sơn, Võ Thị Hải Quan, Phan Mỹ Linh, Hoàng Nhật Hưng và Phạm Minh Trang, 2014. Nghiên cứu, xác định các họ dầu/condensate phát hiện tại bể trầm tích Nam Côn Sơn, thềm lục địa Việt Nam trên cơ sở tài liệu cập nhật đến 30/06/2013. *Đề tài nghiên cứu khoa học cấp ngành*, Tập đoàn Dầu Khí Việt Nam. 330.
- Ten Haven, H. L., and Rullkotter, J. 1988. The diagenetic fate of taraxer-14-ene and oleanane isomers. *Geochimica et Cosmochimica Acta* 52, 2543-2548.
- Volkman, J. K., and Maxwell, J. R. 1986. Acyclic isoprenoids as biological markers. In: *Biological markers in the sedimentary record* (R. B. John, ed.) Elsevier, New York, 1-42.
- Volkman, J. K., Banks. M. R., Denwer, K., and Aquino Neto, F. R. 1989. Biomarker composition and depositional setting Tasmanie oil shale from northern Tasmania, Australia. *14th International meeting on Organic geochemistry*, Paris, September 18-22, Abstract No. 168.
- Whitehead, E. V. 1973. Molecular evidence for the biogenesis of petroleum and natural gas. In: *Proceedings of symposium on hydrogeochemistry and biogeochemistry* (E. Ingerson, ed.) II, The Clarke Co., 158-211..

ABSTRACT

Oligocene source rocks and the correlation to oil-families in Central Trough, Nam Con Son basin, offshore Vietnam

Thanh Thi Nguyen¹, Thang Van Phan², Ha Bich Thi Nguyen³

¹ *Geochemist - Geochemistry Department - Exploration and Production Centre - Vietnam Petroleum Institute, Vietnam.*

² *Manager of Geochemistry Department - Laboratories Center - Vietnam Petroleum Institute, Vietnam.*

³ *Vietnam Petroleum Association, Vietnam.*

Nam Con Son basin located in offshore Vietnam is a rifting basin with a large amount of sediment. The largest thickness reaches over 12,000m in which the Oligocene sediment makes up over 5,000m in the Central Trough. The results of geochemical analyses show that Oligocene sediment has good to very good organic matter richness and generation potential. At the present time, this sediment has been already in wet gas & condensate to dry gas phase. However, the analyzed samples just represented the upper Oligocene sediment, therefore, study on properties of discovered crude oil helps to predict the characteristics as well as potential of source rocks including Lower Oligocene one. The geological complex structures and paleo-depositional environments here led to complicated relationship between oil-source rocks. The advanced geochemical analyses namely gas chromatography (GC) and gas chromatography mass spectrometry (GCMS) provide the biomarkers that are very reliable to demonstrate the oil to sources correlation. The discovered oils have been divided into 2 main families: oil related to source rocks containing terrestrial organic matter (fluvial-deltaic environment) and oil related to lacustrine source rocks. These results help to prove the existence as well as the role of two Oligocene source rock systems in supplying hydrocarbons for prospects in Nam Con Son basin.

Keywords: Nam Con Son basin, Central Trough, source rock, Oligocene sediment, geochemical analysis, oil-families, oil to source correlation.