

QUÁ TRÌNH SINH DẦU KHÍ CỦA ĐÁ MẸ KHU VỰC PHỤ ĐỐI TRÙNG ĐÔNG BẮC VÀ PHỤ ĐỐI TRÙNG TRUNG TÂM BỂ NAM CÔN SƠN

TS. Nguyễn Thị Dậu¹, ThS. Phan Văn Thắng²

KS. Phan Mỹ Linh², ThS. Hoàng Nhật Hưng²

¹Hội địa chất Dầu khí Việt Nam

²Viện Dầu khí Việt Nam

Email: daunt.epc@gmail.com

Tóm tắt

Công tác tìm kiếm thăm dò dầu khí được tiến hành ở bể Nam Côn Sơn từ rất sớm, đến nay nhiều phát hiện dầu/khí đã được phát triển và đưa vào khai thác như: Đại Hùng, Rồng Đồi, Hải Thạch, Mộc Tinh, Lan Tây... Bể Nam Côn Sơn đặc biệt là khu vực Đông và Đông Bắc bể có lịch sử phát triển địa chất khá phức tạp, ảnh hưởng không nhỏ tới quá trình sinh và di cư hydrocarbon của đá mẹ. Trong bài báo này, nhóm tác giả giới thiệu mô hình địa hóa đá mẹ cho 1 tuyến cắt qua khu vực phụ đới trùng Đông Bắc và phụ đới trùng Trung tâm của bể Nam Côn Sơn nhằm đánh giá quá trình sinh và di thoát hydrocarbon (HC) của đá mẹ.

Kết quả mô hình địa hóa đá mẹ khu vực nghiên cứu cho thấy: Trầm tích sét Miocene giữa, Miocene dưới và Oligocene đạt tiêu chuẩn đá mẹ về độ giàu vật chất hữu cơ. Đá mẹ Oligocene chứa vật chất hữu cơ loại I/III và loại III. Đá mẹ Miocene dưới và giữa chứa chủ yếu vật chất hữu cơ loại III và ít loại II. Ở thời điểm hiện tại, độ sâu đạt cửa sổ tạo dầu từ 2.500 - 4.700m, khí ẩm và condensate ở 4.700 - 6.200m, đới tạo khí khô nằm dưới độ sâu 6.000 - 7.200m. Thành phần hydrocarbon trong các tầng chứa ở thời điểm hiện tại cho thấy chúng được cung cấp từ cả đá mẹ Oligocene, Miocene dưới lẫn Miocene giữa, trong đó hydrocarbon từ đá mẹ Miocene dưới chiếm ưu thế, thứ hai là từ đá mẹ Oligocene còn hydrocarbon từ đá mẹ Miocene giữa không đáng kể. Các tích tụ hydrocarbon trong khu vực nghiên cứu không bị ảnh hưởng bởi quá trình phá hủy bào mòn tạo bất chính hợp cuối Miocene giữa. Những bẫy hình thành trong dầu Miocene muộn và sớm hơn sẽ có nhiều cơ hội được nạp sản phẩm hơn.

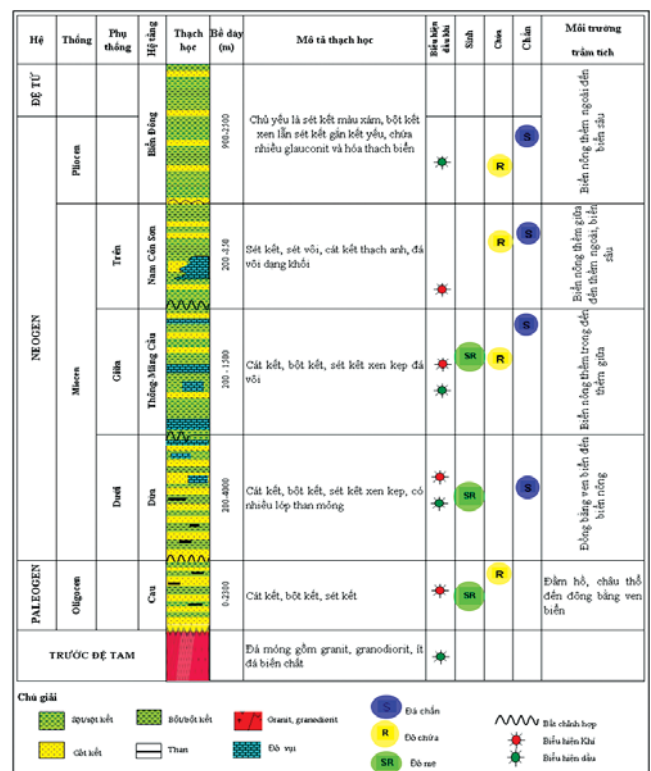
Từ khóa: Thành phần dầu khí, nghịch đảo Miocene giữa, phụ đới trùng Trung tâm, bể Nam Côn Sơn.

1. Giới thiệu

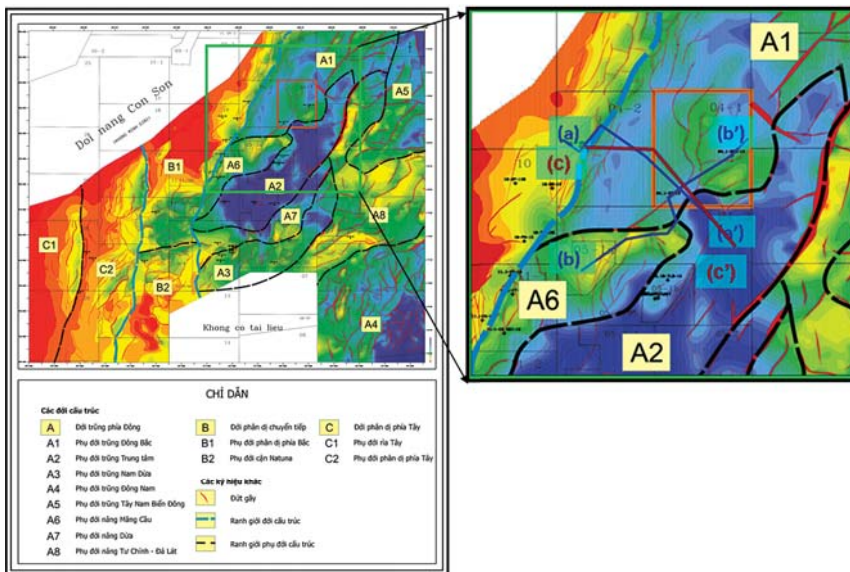
Bể Nam Côn Sơn có diện tích trên 100.000km², nằm trong khoảng từ 6°00' đến 10°30' vĩ độ Bắc và 106°00' đến 110°30' kinh độ Đông. Ranh giới phía Bắc của bể là đới nâng Côn Sơn, phía Tây và Nam là đới nâng Khorat - Natuna, phía Đông là bể Tư Chính - Vũng Mây và phía Đông Bắc là bể Phú Khánh. Độ sâu nước biển trong phạm vi của bể thay đổi rất lớn, từ vài chục mét ở phía Tây đến hơn 2.000m ở phía Đông.

Trong bài viết này, nhóm tác giả sẽ xây dựng mô hình địa hóa đá mẹ cho một tuyến chạy qua khu vực phụ đới trùng Đông Bắc và phụ đới trùng Trung tâm của bể Nam Côn Sơn; phân tích và dự báo cổ địa hình bề mặt trầm tích tại từng thời kỳ địa chất, đặc biệt là vào thời kỳ diễn ra quá trình di cư và hình thành các tích tụ dầu/khí góp phần phục vụ công tác đánh giá rủi ro các cấu tạo triển vọng ở khu vực phụ đới trùng Đông Bắc và phụ đới trùng Trung tâm bể Nam Côn Sơn.

Trong nghiên cứu trước, nhóm tác giả đã đánh giá quá trình vận động của thành tạo Miocene giữa khu vực phụ



Hình 1. Cột địa tầng tổng hợp phía Đông bể Nam Côn Sơn



Hình 2. Sơ đồ phân vùng cấu trúc bể Nam Côn Sơn và vị trí tuyến aa', bb', cc'

trũng Đông Bắc bể Nam Côn Sơn phục vụ lập dữ liệu đầu vào cho mô hình địa hóa mẹ [3]. Đá móng trước Cenozoic gặp ở các giếng khoan của bể Nam Côn Sơn có thành phần không đồng nhất gồm các đá magma và biến chất như: granite, diorite thạch anh, granodiorite và các đá biến chất tuổi Mesozoic. Lát cắt trầm tích Cenozoic bể Nam Côn Sơn nói chung có mặt đầy đủ các phân vị địa tầng từ Paleogene đến Đệ Tứ [3] (Hình 1). Lịch sử phát triển địa chất bể ảnh hưởng trực tiếp tới môi trường lắng đọng trầm tích, quá trình sinh dầu khí của đá mẹ, tiềm năng dầu khí của các đới tương triển vọng cũng như khả năng bảo tồn hay phá hủy các tích tụ dầu khí. Theo đặc điểm từng loại môi trường, kết hợp với các yếu tố chỉ thị môi trường theo kết quả khoan, có thể phân ra các đới môi trường tích tụ trầm tích vào từng thời từ đồng bằng châu thổ, đầm hồ tới biển nông và biển sâu, ứng với mỗi loại môi trường sẽ là những loại đá mẹ với khả năng sinh dầu khí khác nhau.

Bể Nam Côn Sơn có cấu trúc phức tạp do hoạt động đứt gãy đã tạo nên các khối nâng, sụt phân bố không theo quy luật đặc trưng. Dựa vào đặc điểm cấu trúc của móng có thể phân chia ra các đơn vị cấu trúc khác nhau [6] (Hình 2). Vùng nghiên cứu tập trung chủ yếu ở phụ đới trũng Đông Bắc (A1), một phần phụ đới trũng Trung tâm (A2) và phụ đới nâng Măng Cầu (A6).

- Phụ đới trũng Đông Bắc (A1): Nằm ở phía Bắc đới nâng Măng Cầu phát triển dọc theo rìa phía Đông đới nâng Côn Sơn. Chiều dày trầm tích Cenozoic ở trung tâm trũng có thể đạt tới 10.000m.

- Phụ đới trũng Trung tâm (A2): Đây là phần lún chìm sâu nhất của bể ở phía Nam đới nâng Măng Cầu,

có phương Đông Bắc - Tây Nam. Chiều dày trầm tích ở đây có thể trên 12.000m. Có lẽ do sự hiện diện của dải nâng Đại Hùng - Măng Cầu, chất lượng đá mẹ khu vực phụ đới trũng Trung tâm (A2) có phần tốt hơn ở khu vực Phụ đới trũng Đông Bắc (A1).

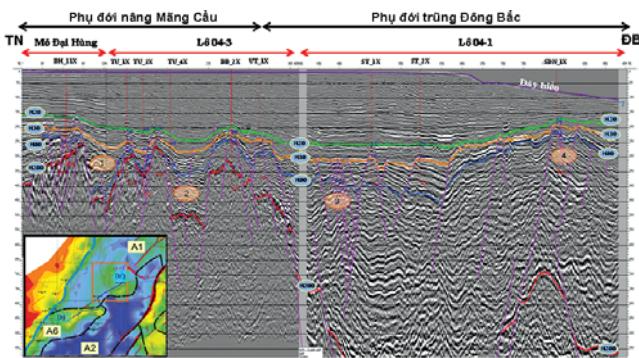
- Phụ đới nâng Măng Cầu (A6): Nằm giữa phụ đới trũng Đông Bắc và trũng trung tâm có phương kéo dài Đông Bắc - Tây Nam. Đới nâng này bị các đứt gãy phân cắt tạo thành các khối rất phức tạp. Dải nâng Đại Hùng - Măng Cầu phát triển chủ yếu ở các Lô 04-1, 04-3 một phần các Lô 05-1a, 10 và 11-1. Dải nâng này đóng vai trò như một dải nâng giữa trũng, ngăn cách giữa hai trũng lớn nhất ở bể Nam Côn Sơn là phụ đới trũng Đông Bắc và phụ đới trũng Trung tâm.

Lịch sử phát triển bể Nam Côn Sơn gắn liền với quá trình tách giãn Biển Đông, có hoạt động địa chất khá phức tạp, chia thành nhiều giai đoạn và mỗi giai đoạn lại có các hoạt động đặc trưng cho từng vùng/đơn vị cấu trúc khác nhau. Có thể ghi nhận được 3 giai đoạn phát triển chính ở bể Nam Côn Sơn: Giai đoạn trước tách giãn (pre-rift) từ Paleocene đến Eocene; giai đoạn đồng tách giãn (syn-rift) từ Oligocene đến Miocene sớm và giai đoạn sau tách giãn (post-rift) từ Miocene giữa đến nay. Kết quả minh giải tài liệu địa chấn mới (có kiểm tra bằng một số kết quả phân tích mẫu địa hóa, thạch học, cổ sinh) ở khu vực phụ đới trũng Đông Bắc bể Nam Côn Sơn [3, 6 - 9, 15] cho thấy:

- Nhìn chung ở bể Nam Côn Sơn, các thành tạo đồng tách giãn (syn-rift) lấp đầy các địa hào và bán địa hào được thành tạo trong môi trường lục địa, đầm hồ, phần trên là đồng bằng ven biển. Hệ tầng Cau có tiềm năng sinh dầu khí từ trung bình tới tốt.

- Vào gần cuối Miocene giữa khi hoạt động nghịch đảo diễn ra, địa hình bề mặt trầm tích thời kỳ gần cuối Miocene giữa thay đổi rất mạnh, nhiều nơi khác hẳn với bản đồ cấu trúc nóc Miocene giữa hiện tại. Chỉ trên diện hẹp (Lô 04-1) đã thấy vào cuối Miocene giữa trong giai đoạn nâng lên bào mòn trầm tích, vận động địa chất ở khu vực cấu tạo Sông Tiền (giếng ST-1X) và cấu tạo Sông Đồng Nai (giếng SDN-1RX) đã có sự khác biệt [3].

- Tính kế thừa địa hình của các thành tạo Miocene dưới và giữa thay đổi mạnh theo chiều ngang. Khu vực Đại Hùng, Thiên Ứng, Đại Bàng quan sát được các địa



Hình 3. Mặt cắt địa chấn tuyến bb' bể Nam Côn Sơn

hào được lấp đầy bởi các thành tạo Miocene dưới và giữa trong khi khu vực cấu tạo Sông Tiền và Sông Đồng Nai lại không quan sát được hình ảnh kế thừa đó.

Kết quả nghiên cứu về thành tạo Miocene giữa [3] sẽ là cơ sở cho việc lập dữ liệu địa chất và đá mẹ phục vụ việc xây dựng mô hình địa hóa đá mẹ khu vực phụ đới trũng Đông Bắc bể Nam Côn Sơn; đồng thời đánh giá sự ảnh hưởng của chúng tới quá trình sinh, di cư và bảo tồn các tích tụ hydrocarbon tại các cấu tạo khu vực này. Vấn đề này sẽ được thể hiện trong kết quả mô hình địa hóa đá mẹ tuyến cc'.

2. Quá trình sinh dầu khí của đá mẹ

Tuyến cc' cắt qua khu vực phụ đới trũng Đông Bắc và phụ đới trũng Trung tâm được xây dựng mô hình địa hóa nhằm đánh giá quá trình sinh dầu khí của đá mẹ trong vùng nghiên cứu. Mức độ kế thừa địa hình của thành tạo Miocene giữa cũng như sự phức tạp của hoạt động nghịch đảo thời kỳ cuối Miocene giữa thay đổi khá rõ từ Tây Nam sang Đông Bắc (Hình 3). Tại phía Tây Nam, thành tạo Miocene dưới và giữa lấp đầy các địa hào khu vực Đại Hùng, Thiên Ứng và Đại Bằng. Có lẽ vào cuối Miocene giữa, các địa hào này tiếp tục sụt đồng thời chịu tác động ép từ phía phải mặt cắt tạo nên hình ảnh “uốn nhẹ” của các thành tạo trong trũng hẹp, địa hình này vẫn còn tới hiện tại. Tuy nhiên khối nâng Đại Bằng dường như xuất hiện từ cuối Miocene sớm (?) và duy trì tới hiện tại. Hầu hết đứt gãy dừng ở ranh giới bất chỉnh hợp Miocene giữa, riêng khu vực Đại Hùng, đứt gãy cắt lên tận phần dưới Pliocene [3].

2.1. Kết quả nghiên cứu địa hóa đá mẹ trong vùng nghiên cứu

Có 3 loại đá trầm tích sét kết/bột kết, sét than và than có khả năng bảo tồn vật chất hữu cơ tốt trong quá trình thành đá. Dưới tác dụng của yếu tố nhiệt độ và thời gian trong điều kiện yếm khí, vật chất hữu cơ chuyển hóa thành

hydrocarbon. Quá trình di cư hydrocarbon ra khỏi các tập trầm tích này xảy ra khi “áp suất sinh hydrocarbon” lớn hơn áp suất bão hòa. Trong điều kiện thuận lợi, hydrocarbon di cư được tích tụ vào bẫy tạo thành các mỏ dầu khí. Để một tầng trầm tích có thể trở thành đá mẹ cần hội đủ các yếu tố sau:

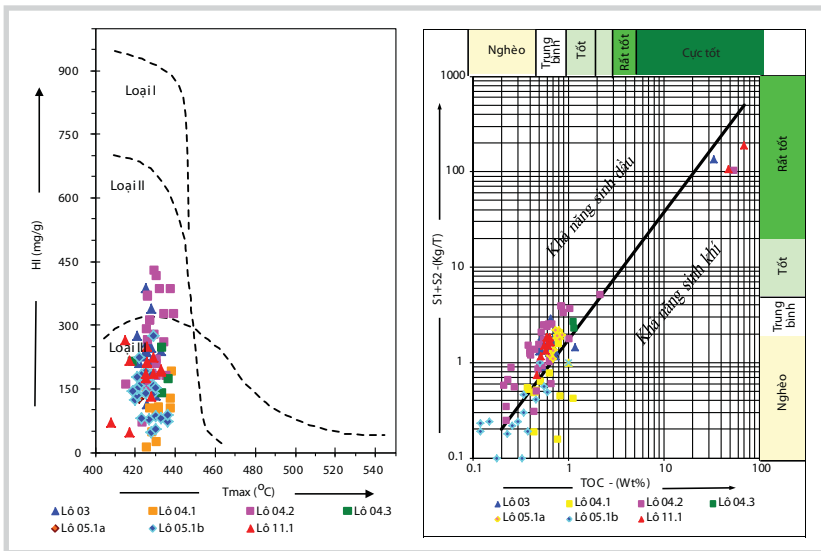
- Độ giàu vật chất hữu cơ (điều kiện cần để sinh hydrocarbon): Tầng trầm tích đủ giàu vật chất hữu cơ;
- Môi trường lắng đọng và phân hủy vật chất hữu cơ: Môi trường có độ khử cần thiết, thuận lợi để bảo tồn vật chất hữu cơ sinh dầu khí;
- Mức độ biến đổi của vật chất hữu cơ (điều kiện đủ để sinh hydrocarbon): Vật chất hữu cơ trong đá đã trưởng thành và sinh hydrocarbon cấp cho các bẫy trong vùng nghiên cứu.

Xác định độ giàu của vật chất hữu cơ trong đá trầm tích dùng phép đo tổng hàm lượng carbon hữu cơ có trong đá (TOC). Đánh giá mức độ trưởng thành của vật chất hữu cơ chủ yếu sử dụng các chỉ tiêu độ phản xạ ánh sáng của vitrinite (R_o ,%) và nhiệt độ cực đại ứng với đỉnh pic S_2 trong phép phân tích Rock Eval (T_{max} °C) [13].

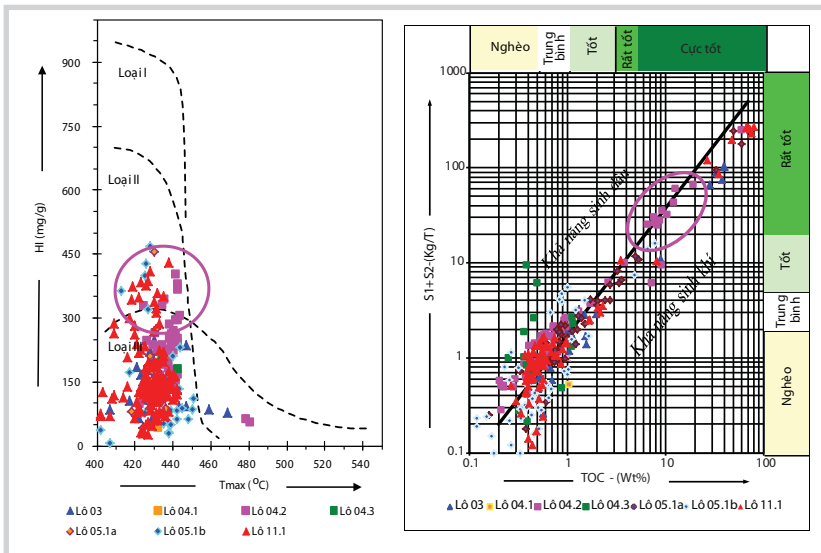
Kết quả nghiên cứu đá mẹ của Viện Dầu khí Việt Nam trên cơ sở các chỉ tiêu về dấu hiệu sinh vật cũng được tham khảo kết hợp để đánh giá đá mẹ [1, 7, 9, 14].

Mẫu đá tại các giếng khoan được phân tích địa hóa phân bố trong các tầng Miocene và Oligocene. Tuy nhiên, số lượng mẫu tập trung chủ yếu trong trầm tích Miocene dưới và Miocene giữa. Trầm tích Miocene trên ít được phân tích địa hóa vì theo kết quả nghiên cứu mô hình, trầm tích Miocene trên ở bể Nam Côn Sơn hầu như chưa trưởng thành hoặc diện tích rất hẹp mới bắt đầu trưởng thành, chưa đủ điều kiện để trở thành tầng đá mẹ sinh dầu khí. Lượng mẫu tuổi Oligocene phân tích địa hóa cũng hạn chế do rất ít giếng khoan tới trầm tích Oligocene. Ví dụ, trong nghiên cứu này sẽ tập trung đánh giá trầm tích Miocene giữa, Miocene dưới và Oligocene ở khu vực các Lô 03, 04, 05-1a, 05-1b và 11-1 [3].

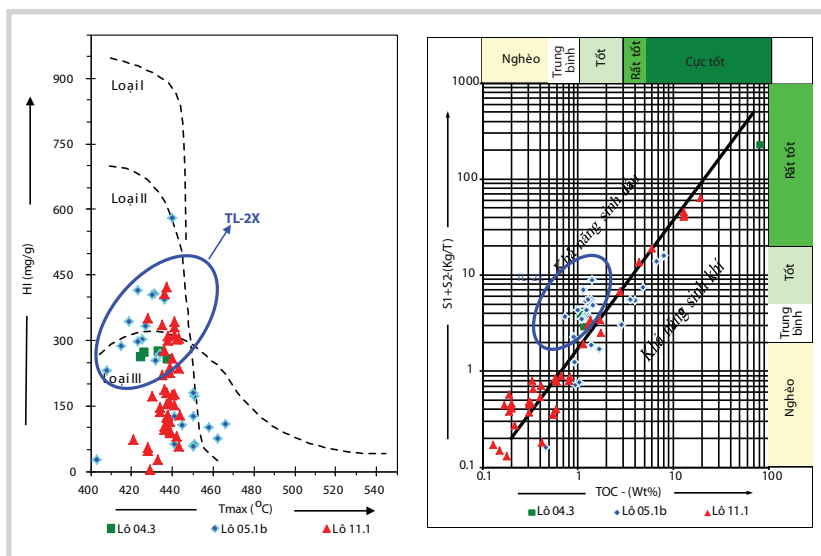
Biểu đồ quan hệ tổng tiềm năng sinh ($S_1 + S_2$) và hàm lượng vật chất hữu cơ (TOC) trong đá mẹ tuổi Miocene và Oligocene (Hình 4 - 6) cho thấy phần lớn mẫu có hàm lượng vật chất hữu cơ đạt tiêu chuẩn tiềm năng hữu cơ mức trung bình đến rất tốt, song có khả năng sinh dầu hay khí khác nhau. Sau đây là những đánh giá khả năng sinh hydrocarbon của vật chất hữu cơ trong từng tầng trầm tích.



Hình 4. Biểu đồ phân loại và tiềm năng sinh hydrocarbon của vật chất hữu cơ trong trầm tích Miocene giữa



Hình 5. Biểu đồ phân loại và tiềm năng sinh hydrocarbon của vật chất hữu cơ trong trầm tích Miocene dưới



Hình 6. Biểu đồ phân loại và tiềm năng sinh hydrocarbon của vật chất hữu cơ trong trầm tích Oligocene

2.1.1. Trầm tích Miocene giữa

Gần nửa số mẫu có hàm lượng vật chất hữu cơ đạt mức trung bình trở lên (TOC > 0,5%), giá trị HI phổ biến ở mức 150 - 300mgHC/gTOC. Một số mẫu ở Lô 04.2 có giá trị HI khá cao (300 - 450mgHC/gTOC). Trên biểu đồ quan hệ HI-T_{max}, mẫu phân bố chủ yếu trong trường vật chất hữu cơ loại III và hỗn hợp loại III-II. Trên biểu đồ tiềm năng, mẫu than ở Lô 11-1, 04-3 và 03 phân bố trong vùng có khả năng sinh khí. Các mẫu sét và sét than từ Lô 04-2, 04-3 và 05-1a phần lớn phân bố trong trường sinh dầu. Theo kết quả nghiên cứu độ trưởng thành của vật chất hữu cơ, các mẫu tuổi Miocene giữa tại các giếng khoan trong vùng nghiên cứu hầu như chưa trưởng thành, một số ít đạt ngưỡng trưởng thành (Hình 4).

Theo kết quả nghiên cứu của Viện Dầu khí Việt Nam, trầm tích tại đáy tầng Miocene giữa ở khu vực trũng sâu của phụ đới trũng Đông Bắc và phụ đới trũng Trung tâm hiện tại đang ở cửa sổ tạo dầu. Như vậy, phần lớn trầm tích Miocene giữa ở khu vực nghiên cứu chưa thể cung cấp hydrocarbon cho các tầng chứa.

2.1.2. Trầm tích Miocene dưới

Khá nhiều mẫu địa hóa thuộc tầng trầm tích Miocene dưới được phân tích. Đây là một trong những tầng được đánh giá đá mẹ có khả năng sinh dầu khí tốt trong khu vực nghiên cứu.

Biểu đồ phân loại và tiềm năng sinh hydrocarbon của vật chất hữu cơ trong tầng trầm tích Miocene dưới cho thấy phần lớn mẫu phân bố trong trường vật chất hữu cơ loại III, một số mẫu phân bố trong trường vật chất hữu cơ hỗn hợp loại II và III. Nhiều mẫu đã trưởng thành, thậm chí một số ít mẫu đã ở cuối pha tạo dầu (Hình 5). Phần lớn mẫu từ Lô 11-1 và Lô 04-2 phân bố trong vùng có khả năng sinh dầu và hỗn hợp dầu khí. Các mẫu sét than và than có tiềm năng sinh khí là chính, một số mẫu sét than Lô 04-2 có giá

trị HI > 300mgHC/gTOC phân bố trong vùng có khả năng sinh hỗn hợp khí và dầu.

2.1.3. Trầm tích Oligocene

Tại các giếng khoan ở bể Nam Côn Sơn, trầm tích Đệ Tam cổ nhất đã gặp có tuổi Oligocene. Theo tài liệu địa chấn, trầm tích tuổi Oligocene có chiều dày thay đổi mạnh từ Tây sang Đông, đặc biệt ở các trũng Trung tâm và phía Đông có nơi trầm tích tuổi Oligocene dày tới 7.000 - 8.000m. Đến nay, mới có một số ít giếng khoan tới trầm tích tuổi Oligocene và đa số mới chỉ khoan tới phần trên của tầng này. Vì vậy, mẫu phân tích địa hóa chưa thể đại diện cho cả tầng trầm tích tuổi Oligocene trong vùng nghiên cứu và tiềm năng sinh hydrocarbon thực sự của tầng Oligocene đến nay vẫn còn là một ẩn số. Đánh giá trong bài báo này chỉ dựa trên cơ sở một số ít mẫu thu thập từ tầng Oligocene tại các giếng khoan khu vực Lô 04-3, 05-1b và Lô 11-1.

Hình 6 cho thấy phần lớn mẫu phân bố ở vùng biểu thị vật chất hữu cơ loại III và đã đạt cửa sổ tạo dầu. Riêng Lô 05-1b, mẫu có giá trị HI khoảng 300 - 440mgHC/gTOC phân bố trong vùng biểu thị khả năng sinh dầu là chính, các mẫu còn lại biểu thị khả năng sinh cả dầu và khí. Kết quả nghiên cứu dấu hiệu sinh vật một số mẫu sét tuổi Oligocene tại giếng 05-1b-TL-2X của Viện Dầu khí Việt Nam cho thấy vật chất hữu cơ có nguồn gốc đầm hồ.

Tóm lại nghiên cứu, đánh giá tiềm năng hữu cơ các tập trầm tích cũng như dấu hiệu sinh vật của vật chất hữu cơ trong các mẫu có thể thấy:

- Trầm tích Miocene giữa, Miocene sớm và Oligocene đạt tiêu chuẩn đá mẹ về độ giàu vật chất hữu cơ ở mức trung bình đến tốt và rất tốt. Đá mẹ bao gồm sét bột kết, sét than và than được lắng đọng trong môi trường đồng bằng châu thổ (fluvial - deltaic), đầm hồ (lacustrine) và biển nông. Những khu vực trũng sâu của bể Nam Côn Sơn (Lô 05, 06, 11-2 và phía Đông của Lô 12) có sự đóng góp của vật liệu hữu cơ nguồn đầm hồ trong đá mẹ Oligocene. Phía dưới của tầng trầm tích

Miocene dưới khu vực phía Đông bể đôi khi gặp vật chất hữu cơ nguồn đầm hồ.

- Than trong vùng nghiên cứu có tiềm năng sinh khí là chính, sét và sét than có khả năng sinh cả khí và dầu.
- Đá mẹ ở khu vực Lô 04-3, 11-1 và một số mẫu ở Lô 05-1b có khả năng sinh dầu trội hơn các khu vực còn lại.

Tuy nhiên, mức độ trưởng thành của đá mẹ tại giếng khoan và khu vực đá mẹ chìm sâu là một tiêu chí quan trọng để đánh giá khả năng sinh hydrocarbon của chúng. Theo kết quả phân tích mẫu tại các giếng khoan, mẫu tuổi Miocene giữa phần lớn chưa trưởng thành, số ít mẫu đang ở đới trưởng thành. Mẫu Miocene dưới chủ yếu chưa trưởng thành, lượng mẫu ít hơn đã đạt cửa sổ tạo dầu và một số ít mẫu rơi vào cuối pha tạo dầu (Hình 5). Phần lớn mẫu tuổi Oligocene đang trong cửa sổ tạo dầu, một số mẫu đã rơi vào cuối pha tạo dầu.

2.2. Kết quả mô hình địa hóa đá mẹ khu vực tuyến cc'

Phần mềm PetroMod được sử dụng để xây dựng mô hình địa hóa đá mẹ tuyến cc' nhằm đánh giá quá trình sinh hydrocarbon của đá mẹ khu vực phụ đới trũng Đông Bắc và phụ đới trũng Trung tâm. Kết quả nghiên cứu đá mẹ và môi trường trầm tích, số liệu về địa nhiệt tại các giếng khoan lân cận và mặt cắt địa chấn, các sự kiện địa chất chính của bể (Bảng 1), là cơ sở để lập dữ liệu đầu vào cho mô hình 2D.

Tuyến cc' (Hình 2) cắt qua giếng khoan và vùng đá mẹ chìm sâu, chạy từ Lô 04-2 qua Lô 04-1 (trùng với tuyến inline 3132) và cắt tới trũng sâu của phụ đới trũng Trung tâm nhằm mô phỏng quá trình sinh dầu khí của đá mẹ khu vực nghiên cứu. Ngoài các ranh giới phản xạ chính tương đương với nóc Miocene trên, nóc Miocene giữa, nóc Miocene dưới, nóc Oligocene và nóc móng, ranh giới Bright spot được coi là nóc tập sét trong Pliocene [7, 8, 15].

Các tham số đầu vào về địa chất gồm các biến cố địa chất chính của vùng nghiên cứu (Bảng 1), tuổi địa chất của các tập, chiều dày hiện tại của các tập trầm tích; loại đá (liên quan đến độ dẫn nhiệt và quá trình nén ép trầm tích - sediment compaction); vai trò của các tập trầm tích trong hệ thống dầu khí...

Tham số nhiệt (dòng nhiệt - heat flow) trên trái đất dao động trong khoảng 50 - 63mW/m² (1,2 - 1,5HFU); ở vùng thềm là 38mW/m² (0,9HFU); ở vùng núi lửa Cenozoic lên tới 84mW/m² (2HFU); vùng sống

Bảng 1. Các sự kiện địa chất chính ở bể Nam Côn Sơn

Tập	Thời gian lắng đọng trầm tích (triệu năm trước)	Thời gian bào mòn/dùng trầm tích (triệu năm trước)
Pliocene - Đệ Tứ	5,0 - 0	0
Miocene trên	10,0 - 5,5	5,5 - 5,0
Miocene giữa	16,0 - 12,5	12,5 - 10,0
Miocene dưới	24,0 - 16,0	
Oligocene	35,5 - 25,0	25,0 - 24,0
Móng Đệ Tam	Trước 35,5	

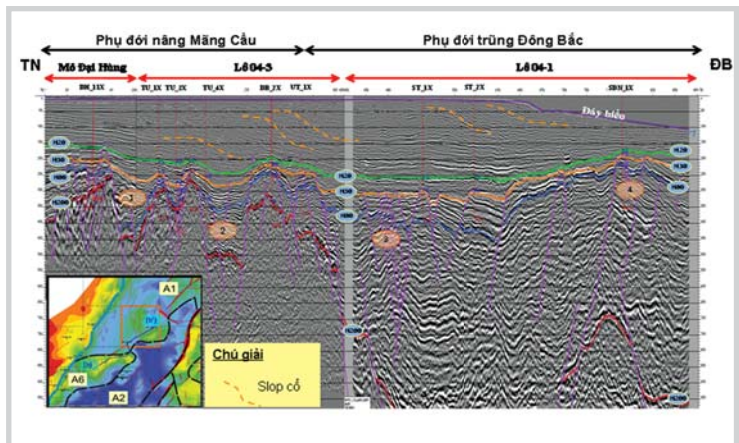
núi giữa đại dương giá trị này là 8HFU (335mW/m²) [11]. Trong quá trình khảo sát mô hình, dòng nhiệt cổ trong thời kỳ synrift sẽ được lấy xu thế theo mô hình Mackenzie và điều chỉnh cùng với những tham số điều kiện biên khác để đạt kết quả tối ưu [13].

Nhiệt độ bề mặt trầm tích hiện tại được lấy theo nhiệt độ đáy biển tại các giếng khoan. Thông thường nhiệt độ bề mặt cổ được dự đoán theo lịch sử phát triển địa chất của bể. Độ sâu mực nước vào thời kỳ hình thành các tập trầm tích cũng là dữ liệu tham khảo rất tốt cho việc xác định nhiệt độ bề mặt cổ. Khu vực độ sâu nước < 200m nhiệt độ bề mặt trầm tích khoảng 20°C, độ sâu nước 800m ứng với 17°C (khu vực giếng khoan SDN-1X), độ sâu nước khoảng 1.500m có thể ứng với 10°C [3].

Tại bể Nam Côn Sơn, thời kỳ đầu Oligocene, khu vực các Lô 05-2, 05-3, 04-1 và Lô 04-2 trầm tích được hình thành trong môi trường cửa sông tam giác châu, đầm hồ vũng vịnh chiếm ưu thế, biểu hiện bằng sự phổ biến các lớp sét chứa than và than. Thời kỳ cuối Oligocene, môi trường trầm tích chịu ảnh hưởng của yếu tố biển ven bờ đến biển nông, càng về phía Đông Bắc yếu tố biển càng tăng. Thời kỳ Miocene sớm, trầm tích tập này phủ trên toàn bộ khu vực nghiên cứu. Trầm tích Miocene dưới được lắng đọng trong môi trường thay đổi từ đồng bằng ven biển đến biển nông. Càng về phía Đông, tính chất biển càng tăng lên rõ rệt, tỷ lệ cát kết giảm dần, đá sét tăng lên, phong phú hóa đá biển và glauconite. Thời kỳ Miocene giữa, môi trường trầm tích yếu là biển nông, thêm giữa đến thêm ngoài, phần trên tập Miocene giữa khu vực giếng khoan SDN-1X thành tạo trong môi trường biển sâu [7, 9].

Dữ liệu về điều kiện biên (boundary condition) của mô hình 2D được kiểm soát bằng tài liệu môi trường, tài liệu địa chất khu vực nghiên cứu, tài liệu địa chấn, tài liệu cổ sinh, thạch học tại các giếng khoan và số liệu mô hình 1D tại các giếng 04-2-NB-1X, 04-1-ST-2X và 04-3-UT-1X. Cụ thể, tài liệu địa chấn giúp nhận diện tương trầm tích (facies), xác định vị trí các slop cổ, dự báo độ sâu mực nước cổ (Hình 7).

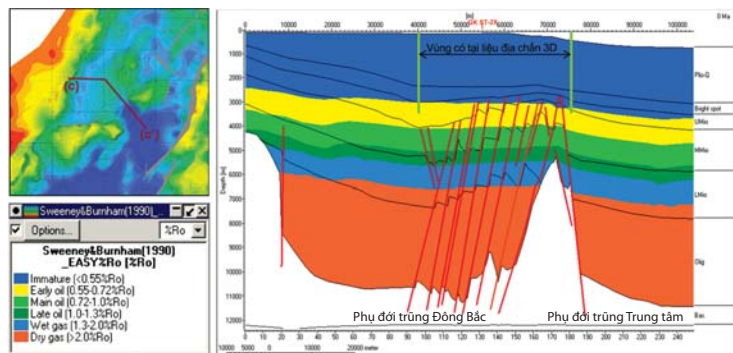
Tham số về đá mẹ gồm độ giàu vật chất hữu cơ được xác định thông qua phép phân tích tổng



Hình 7. Mặt cắt địa chấn tuyến bb' thể hiện các nếp lấn hình thành vào thời Pliocene - Đệ Tứ [3]

Bảng 2. Dữ liệu đầu vào cho mô hình 2D

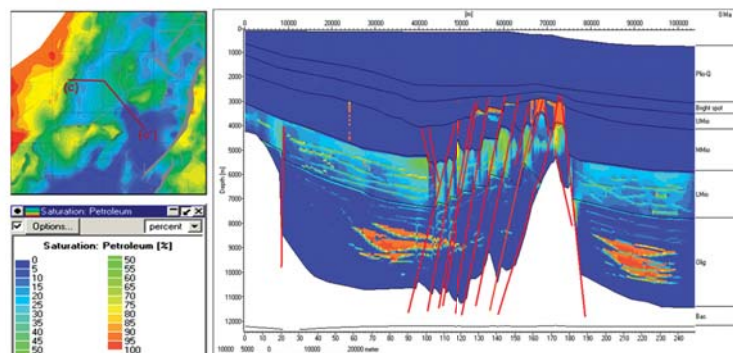
Name	Color	Deposition Age from [Ma]	Deposition Age to [Ma]	Erosion Age from [Ma]	Erosion Age to [Ma]	Name	Parent System	Cube	Lithology	TOC Value	TOC Model	Kinetics	HI Value
Pli-Q		4.0000	0.0000	0.0000	0.0000	ShaleSalt	Overburden Rock	SHALE	SALT	0.00	none	none	0.00
Bright spot		5.0000	4.0000	0.0000	0.0000	Shale	Seal Rock	SHALE		0.00	none	none	0.00
UMio		10.0000	5.5000	5.5000	5.0000	ShaleSand	Reserve Rock	SHALE	SAND	0.00	none	none	0.00
MMio		16.0000	12.5000	12.5000	10.0000	SandShale	Source Rock	SAND	SHALE	0.50	TSM_Mio	250.00	300.00
LMio		24.0000	16.0000	0.0000	0.0000	ShaleDol	Source Rock	SHALE	DOL	1.50	TSM_Mio	300.00	300.00
Olig		35.5000	25.0000	25.0000	24.0000	ShaleSand	Source Rock	SHALE	SAND	2.00	TSM_Olig	300.00	300.00
Bas		40.0000	35.5000	0.0000	0.0000	Basalt	Underburden Rock	Basalt		0.00	none	none	0.00
						Coal	Reserve Rock	COAL		0.00	none	none	0.00
						Coal	Reserve Rock	COAL		15.00	Coal	150.00	150.00
						Sand	Reserve Rock	SANDSTONE		0.00	none	none	0.00
						Dol TT	Source Rock	SHALE	DOL	2.00	TSM_Olig	350.00	350.00
						Dol T1	Source Rock	SHALE	DOL	2.50	T1_Dol	400.00	400.00
						LMio T1	Source Rock	SHALE	DOL	1.50	TSM_Mio	350.00	350.00
						LMio T1	Source Rock	SHALE	DOL	2.00	T1_Mio	350.00	350.00
						MMio T1	Source Rock	SHALE	DOL	1.00	TSM_Mio	350.00	350.00



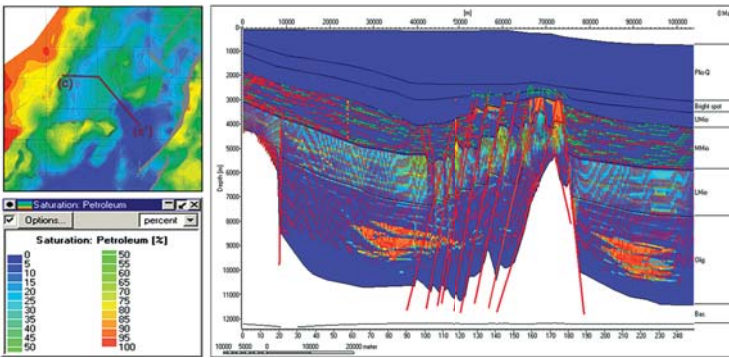
Hình 8. Tuyến cc', kết quả mô hình trường thành thời điểm hiện tại

Bảng 3. Độ sâu đạt các ngưỡng trường thành tại tuyến cc'

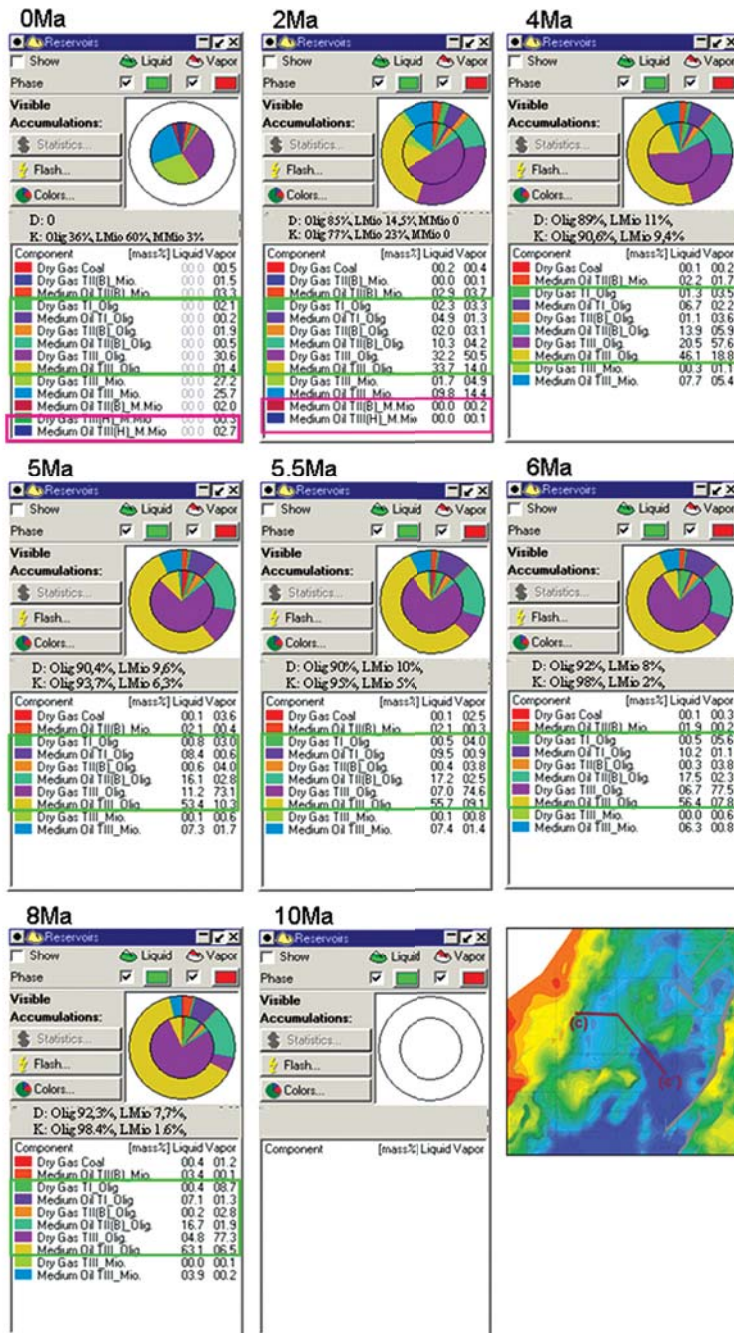
Ngưỡng	0,55%Ro	0,72%Ro	1,3%Ro	2,0%Ro
Độ sâu (m)	2.500 - 3.700	3.300 - 4.800	4.700 - 6.200	6.000 - 7.200



Hình 9. Tuyến cc', độ bão hòa hydrocarbon thời điểm hiện tại



Hình 10. Tuyến cc', kết quả mô hình di cư thời điểm hiện tại



Hình 11. Tuyến cc', thành phần hydrocarbon trong tầng chứa thể hiện vai trò của các tầng đá mẹ thay đổi theo thời gian

hàm lượng carbon hữu cơ và nhiệt phân tiêu chuẩn Rock Eval. Chất lượng vật chất hữu cơ (loại vật chất hữu cơ) được xác định chủ yếu dựa vào kết quả nhiệt phân trên biểu đồ Van-Krevelen, có tham khảo các phân tích chi tiết khác như thành phần marceral, tương môi trường, thành phần hóa học cũng như dấu hiệu sinh vật trong chất chiết từ đá mẹ (phân tích GC, GCMS). Kết hợp với kết quả nghiên cứu môi trường trầm tích và tương địa chấn để có cơ sở input đá mẹ đầm hồ hay cửa sông tam giác châu... cho từng vùng cụ thể trên mặt cắt.

Khu vực nghiên cứu có mặt 3 tầng đá mẹ. Trầm tích hạt mịn tuổi Oligocene (đá mẹ Oligocene) chứa chủ yếu hỗn hợp kerogen loại I, hỗn hợp I/III (được hiểu là tương đương loại IIB trong cơ sở dữ liệu mô hình) và loại III. Độ giàu vật chất hữu cơ từ trung bình đến rất tốt, có tiềm năng sinh dầu và khí. Trầm tích hạt mịn tuổi Miocene sớm (đá mẹ Miocene dưới) chứa chủ yếu kerogen loại III và hỗn hợp loại I/III, độ giàu vật chất hữu cơ trung bình, có tiềm năng sinh dầu và khí. Than và sét than trong vùng nghiên cứu có tiềm năng sinh khí. Theo kết quả nghiên cứu địa chất và phân tích tương địa chấn, vào thời kỳ Miocene sớm phía Đông bể Nam Côn Sơn trầm tích được lắng đọng trong điều kiện thềm giữa đến thềm ngoài; sang thời kỳ Miocene muộn xuất hiện môi trường biển sâu. Vì vậy, trong đá mẹ tuổi Miocene giữa dự đoán sẽ có mặt vật chất hữu cơ biển, loại II. Trầm tích hạt mịn tuổi Miocene giữa (đá mẹ Miocene giữa) chứa chủ yếu kerogen loại III và một ít loại II (vật chất hữu cơ biển), độ giàu vật chất hữu cơ trung bình, có tiềm năng sinh dầu và khí (Bảng 2).

Kết quả mô hình cho thấy độ sâu đạt các ngưỡng trưởng thành thay đổi khá mạnh do sự thay đổi về chế độ địa nhiệt và độ sâu nước tại từng vị trí trên mặt cắt (Hình 8, Bảng 3).

Hình 8 cho thấy trầm tích Oligocene tại tuyến cc' chủ yếu nằm trong đới tạo khí khô, phần lớn tầng trầm tích Miocene dưới đang nằm trong đới tạo khí ẩm và pha tạo dầu muộn. Chỉ có phần dưới của trầm tích Miocene giữa đạt cửa sổ tạo dầu vì vậy có thể đá mẹ này rất ít khả năng cung cấp hydrocarbon cho các bẫy trong vùng nghiên cứu. Như vậy, đá mẹ Miocene dưới và phần trên đá mẹ Oligocene vẫn tiếp tục cấp sản phẩm cho các bẫy ở khu vực này.

Mặt cắt thể hiện độ bão hòa hydrocarbon thời điểm hiện tại trên tuyến cc' (Hình 9) cho thấy tại khu vực cấu tạo Sông Tiền (nơi trầm tích Miocene bị nâng cao) hydrocarbon tập trung cao hơn các nơi khác.

Theo kết quả mô hình di cư (Hình 10 và 11), tại trung tâm của phụ đới trung tâm thời điểm hydrocarbon bắt đầu di thoát sớm nhất từ khoảng đầu thời kỳ Miocene sớm nhưng thời điểm bắt đầu có tích tụ hydrocarbon trong tầng chứa mới chỉ từ khoảng 8 triệu năm trước (Hình 11).

Thành phần hydrocarbon trong tầng chứa thay đổi khá rõ theo thời gian (Hình 11). Khoảng 10 triệu năm trước, chưa thấy xuất hiện tích tụ hydrocarbon. Khoảng 8 triệu năm trước, hydrocarbon trong tầng chứa gồm cả dầu và khí, được sinh ra chủ yếu từ đá mẹ Oligocene, hydrocarbon do đá mẹ Miocene dưới cung cấp rất ít (chỉ vài %). Đến khoảng 4 triệu năm trước, có tới ~90% hydrocarbon trong tầng chứa được sinh từ đá mẹ Oligocene và sản phẩm ở cả dạng dầu lẫn dạng khí. Khoảng 2 triệu năm trước, tỷ lệ hydrocarbon sinh từ đá mẹ Oligocene bắt đầu giảm rõ rệt nhưng vẫn có cả dầu lẫn khí. Hiện tại, sản phẩm trong tầng chứa hầu như là khí và được sinh chủ yếu từ đá mẹ Miocene dưới, đặc biệt bắt đầu xuất hiện (dù rất ít) sản phẩm của đá mẹ Miocene giữa. Như vậy, tại khu vực tuyến cc', hydrocarbon còn lại trong tầng chứa chủ yếu được sinh từ đá mẹ Miocene dưới và sản phẩm chủ yếu là khí.

Hình 10 thể hiện kết quả mô hình di cư hydrocarbon khu vực tuyến cc' thời điểm hiện tại có xuất hiện những mũi tên màu xanh (biểu thị sự di cư của dầu) xuyên thẳng lên phía trên, có thể đây là biểu hiện thất thoát dầu. Điều này có thể lý giải một phần cho sự thay đổi tỷ lệ hydrocarbon trong tầng chứa được sinh từ đá mẹ Oligocene và Miocene dưới theo thời gian; sự vắng mặt dầu trong đá chứa ở thời điểm hiện tại (trong khi 2 triệu năm trước trong đá chứa đã tồn tại dầu) (Hình 11).

Phân tích kết quả mô hình tuyến cc' cho thấy sản phẩm (nếu có) ở khu vực cấu tạo Sông Tiền và kề cận chủ yếu là khí và có nguồn gốc chủ yếu từ đá mẹ Miocene dưới, các tích tụ hydrocarbon trong khu vực nghiên cứu nhìn chung không bị ảnh hưởng bởi quá trình phá hủy bào mòn tạo bất chỉnh hợp cuối Miocene giữa. Các bẫy hình thành trong đầu thời kỳ Miocene muộn và sớm hơn sẽ có nhiều cơ hội được nạp sản phẩm hơn.

3. Kết luận

Kết quả mô hình địa hóa đá mẹ cho thấy trầm tích sét Miocene giữa, Miocene dưới và Oligocene đạt tiêu chuẩn

đá mẹ về độ giàu vật chất hữu cơ. Đá mẹ Oligocene chứa vật chất hữu cơ loại I/III và loại III. Đá mẹ Miocene dưới và giữa chứa chủ yếu vật chất hữu cơ loại III và ít loại II.

Ở thời điểm hiện tại, độ sâu đạt cửa sổ tạo dầu từ 2.500 - 4.700m, khí ẩm và condensate ở 4.700 - 6.200m, đới tạo khí khô nằm dưới độ sâu 6.000 - 7.200m. Tại trung tâm của phụ đới trung tâm, hydrocarbon bắt đầu di thoát sớm nhất từ khoảng 24 triệu năm trước. Từ khoảng 8 triệu năm trước, hydrocarbon đã di cư và tích tụ trong các tầng chứa Miocene. Hiện tại, đá mẹ Miocene dưới và phần trên đá mẹ Oligocene vẫn tiếp tục cấp sản phẩm cho các bẫy ở khu vực tuyến cc'.

Thành phần hydrocarbon trong đá chứa từ 8 đến 2 triệu năm trước cho thấy trầm tích hạt mịn tuổi Oligocene là đá mẹ chính ở khu vực phụ đới trung tâm Đông Bắc và phụ đới trung tâm. Tuy nhiên, thành phần hydrocarbon trong các tầng chứa ở thời điểm hiện tại cho thấy chúng được cung cấp từ cả đá mẹ Oligocene, Miocene dưới lẫn Miocene giữa. Trong đó, hydrocarbon từ đá mẹ Miocene dưới chiếm ưu thế, thứ hai là từ đá mẹ Oligocene, còn hydrocarbon từ đá mẹ Miocene giữa không đáng kể.

Các tích tụ hydrocarbon trong khu vực nghiên cứu không bị ảnh hưởng bởi quá trình phá hủy bào mòn tạo bất chỉnh hợp cuối Miocene giữa. Các bẫy hình thành từ đầu thời kỳ Miocene muộn và sớm hơn sẽ có nhiều cơ hội được nạp sản phẩm hơn.

Tài liệu tham khảo

1. Nguyễn Thị Dụ và nnk. *Mô hình địa hóa bề trầm tích Nam Côn Sơn*. Viện Dầu khí Việt Nam. 2000.
2. Nguyễn Thị Dụ và nnk. *Kết quả liên kết dầu - đá mẹ bề Nam Côn Sơn*. Tuyển tập Báo cáo Hội nghị khoa học và Công nghệ Quốc tế "Dầu khí Việt Nam 2010 - Tăng tốc phát triển". 9/2010; 1; trang 341 - 358.
3. Nguyễn Thị Dụ và nnk. *Đánh giá quá trình vận động của thành tạo Miocene giữa khu vực phụ đới trung tâm Đông Bắc bề Nam Côn Sơn phục vụ lập dữ liệu đầu vào cho mô hình địa hóa mẹ*. Tạp chí Dầu khí. 2014; 1; trang 33 - 43.
4. Nguyễn Du Hưng và nnk. *Báo cáo tính trữ lượng mỏ Đại Hùng*. Viện Dầu khí Việt Nam. 2005.
5. Nguyễn Trọng Tín và nnk. *Chính xác hoá cấu trúc địa chất và trữ lượng dầu khí phần phía Đông bề Cửu Long và Nam Côn Sơn*. Viện Dầu khí Việt Nam. 1995.
6. Nguyễn Trọng Tín và nnk. *Đánh giá tiềm năng và*

trữ lượng dầu khí bể trầm tích Nam Côn Sơn trên cơ sở tài liệu đến 12/2003. Viện Dầu khí Việt Nam. 2005.

7. VPI-Labs. *Nghiên cứu cổ địa lý tướng đá Lô 04-1*. Viện Dầu khí Việt Nam. 2012.

8. VPI-Labs. *Nghiên cứu tầng sinh Lô 04-1*. Viện Dầu khí Việt Nam. 2013.

9. VPI-Labs. *Phân tích cổ sinh địa tầng giếng khoan 04-1-ST-2X*. Viện Dầu khí Việt Nam. 2012.

10. Barry Katz. *Petroleum source rocks*. Springer. 1995.

11. Christian Hermanrud. *Basin modelling techniques- an overview*. Basin modelling advances and applications:

Norwegian Petroleum Society (NPF) Special Publication. 1993; 3: p. 1 - 34.

12. M.L.Bordenave. *Applied petroleum geochemistry*. Editions Technip. 1993.

13. John M.Hunt. *Petroleum geochemistry and geology (2nd edition)*. W.H Freeman. 1995.

14. Kenneth E.Peters, J.Michael Moldowan. *The biomarkers guide: Interpreting molecular fossils in petroleum and ancient sediments*. Prentice Hall. 1993.

15. Britist Gas Vietnam. *Well 04.1-ST-1X final well report*. 1994.

The maturation of source rock in the northeastern sub-trough and the central sub-trough, Nam Con Son basin

Nguyen Thi Dau¹, Phan Van Thang²
Phan My Linh², Hoang Nhat Hung²

¹Vietnam Association of Petroleum Geology

²Vietnam Petroleum Institute

Summary

Exploration activities have been carried out for a long time in the Nam Con Son basin. So far, many oil and gas discoveries have been made in this area and several fields developed and put into production such as Dai Hung, Rong Doi, Hai Thach, Moc Tinh, Lan Tay... The Nam Con Son basin, especially the eastern and northeastern parts, has a complicated geological development history which strongly influences the hydrocarbon generation and migration in the area. In this paper, the authors present a geochemical model of a section through the northeastern and central sub-troughs to evaluate the hydrocarbon generation and migration processes of the source rocks.

The results of geochemical model in the studied area showed that the Middle Miocene, Lower Miocene and Oligocene fine grained sediments are considered as source rocks in terms of organic matter richness. Oligocene source rock contains kerogen type I/III and type III. Middle Miocene and Lower Miocene source rock contain mainly kerogen type III and a little of type II. At present, the maturity thresholds are as follows: Oil window is from 2,500 - 4,700m, wet gas and condensate window is 4,700 - 6,200m and dry gas is below 6,000 - 7,200m. The hydrocarbon component in reservoirs indicate that they were supplied from Oligocene, Lower Miocene together with Middle Miocene, in which dominant is hydrocarbon from Lower Miocene, then from Oligocene source rock, while the volume of hydrocarbon from Middle Miocene is very small. In general, hydrocarbon traps in the studied areas were not affected by uplift creating an eroded unconformity at Middle Miocene. The traps, formed in early Late Miocene and earlier, will have higher chances to trap hydrocarbon expulsion from defined matured source rocks.

Key word: Petroleum component, Middle Miocene uplift, central sub-trough, Nam Con Son basin.