

NGUỒN GỐC VÀ ĐIỀU KIỆN SINH THÀNH DẦU, CONDENSATE, KHÍ Ở BỂ CỬU LONG VÀ NAM CÔN SƠN

PGS.TSKH. Hoàng Đình Tiến
 KS. Hoàng Thị Xuân Hương
 Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro"

Tóm tắt

Nghiên cứu được thực hiện dựa trên các kết quả phân tích những mẫu dầu, condensate, khí ở hai bể Cửu Long và Nam Côn Sơn bằng các dấu tích sinh vật được phát hiện bằng các bộ phân tích GC, GC-MS và GC-MS-MS. Tuy nhiên, để tài chỉ tập trung vào một số các dấu tích sinh vật có khả năng phản ánh môi trường tích lũy vật liệu hữu cơ, loại vật liệu hữu cơ và quá trình chuyển hóa chúng sang dầu khí cũng như thời gian và độ sâu diễn ra quá trình này.

Kết quả nghiên cứu cho thấy dầu khí, condensate ở bể Cửu Long có nguồn gốc từ rong tảo (rong xanh có ưu thế C_{28}) lại được tái tạo bởi vi khuẩn thuộc kerogen chủ yếu loại II, trong môi trường đầm hồ, cửa sông. Còn ở bể Nam Côn Sơn dầu, condensate, khí có nguồn gốc từ thực vật và thực vật bậc cao thuộc kerogen loại III trong môi trường trên cạn (lục địa, tam giác châu trên cạn), ít được vi khuẩn tái tạo.

Ở bể Cửu Long dầu khí được sinh ra ở độ sâu nhỏ hơn, nhưng lại ở điều kiện nhiệt độ cao hơn so với dầu khí trong bể Nam Côn Sơn. Thời gian sinh dầu khí ở hai bể đều bắt đầu từ cuối Miocen sớm, nhưng sinh mạnh vào Miocen trung - muộn và Pliocen - Đệ tứ, khi chế độ nhiệt cao được thiết lập sau khi các tầng đá mẹ đã bị nhấn chìm xuống sâu.

1. Mở đầu

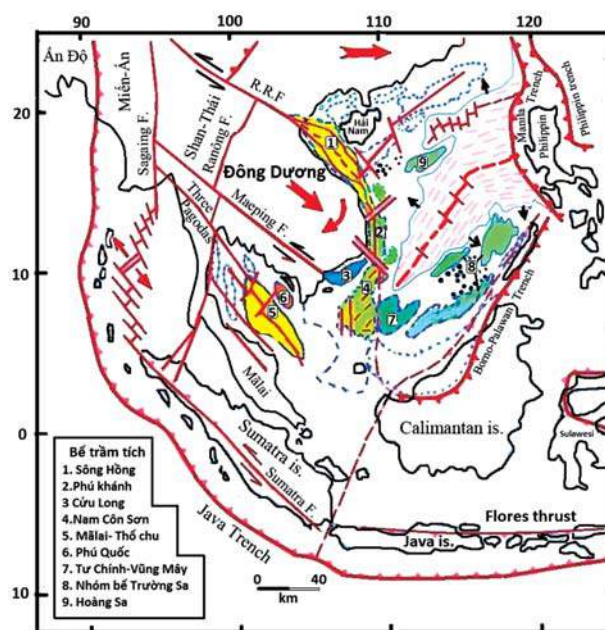
Dầu, condensate, khí luôn là đối tượng nghiên cứu trực tiếp và chính xác về nguồn gốc, môi trường tích lũy vật liệu hữu cơ và quá trình chuyển hóa của chúng. Ngày nay, công cụ nghiên cứu hydrocarbon được cải tiến nhiều, có thể cho phép xác định vấn đề trên thông qua các dấu tích sinh vật tồn tại trong dầu, condensate. Các dấu tích được xác định bằng sắc ký chất lỏng (GC), gắn với khối phổ (MS) để gọi ra các cấu tử có hàm lượng nhỏ nhưng lại có giá trị thông tin cao.

Nguyên lý của chúng là một số cấu tử trong sinh vật tồn tại lâu trong môi trường địa chất, dầu, khí và condensate. Ví dụ [1, 2, 3]:

- Pristane, phytane là các cấu tử có trong diệp lục tố của thực vật và trong hemoglobine của động vật.

- Khi vật liệu hữu cơ chuyển hóa sang dầu cũng mang theo chúng vào dầu khí. Một số cấu tử lại đứt vỡ theo quy luật cho ra các cấu tử nhẹ hơn mỗi khi thay đổi chế độ nhiệt theo xu hướng tăng lên. Ví dụ: MPI-1 là methylphenantrene Index phản ánh quá trình đứt vỡ cấu tử phenantrene cho ra các cấu tử nhỏ hơn như: 1-MP, 2-MP, 3-MP và 9-MP.

- Cấu tử 16 demethyl - botryococcane sinh ra từ rong xanh sống trong đầm hồ nước ngọt.
- Oleananes được phân hủy từ hạt kín của thực vật và thực vật bậc cao.



Hình 1. Sơ đồ phân bố các bể trầm tích thêm lục địa Việt Nam trong phòng kiến tạo Đông Nam Á (theo ảnh vệ tinh của CCOP năm 1982)

- Chỉ tiêu C_{30} -homohopane Index chỉ ra nguồn vi khuẩn hoạt động, vì hopanes được sinh ra từ màng nhầy của vi khuẩn...

Để giải quyết vấn đề này, nhóm tác giả đã thu thập số liệu của các cấu tử HCsat. và Hcarom, trong đó đặc biệt quan tâm đến các steranes và hopanes. Số mẫu dầu, condensate được nghiên cứu là 64 mẫu ở bể Cửu Long và 22 mẫu ở bể Nam Côn Sơn (Hình 1, 2, 3).

Các kết quả phân tích cho phép nghiên cứu nhiều khía cạnh khác nhau, nhưng nhóm tác giả chỉ lưu ý tới các đối tượng thường được quan tâm, đó là: môi trường tích lũy vật liệu hữu cơ, độ trưởng thành, thời điểm và độ sâu sinh dầu khí.

2. Môi trường tích lũy và loại vật liệu hữu cơ

2.1. Các chỉ tiêu Pr/Ph - T_5/G

Đã tiến hành xây dựng đồ thị mối quan hệ giữa chỉ tiêu Pr/Ph đối với H_{11} (Tricyclic steranes/hopanes) ($H_{11} = T_5/G$) [6]. Trên Hình 4 cho thấy các mẫu dầu, condensate ở bể Cửu Long phân bố rất tập trung trong khoảng giá trị của Pr/Ph từ 1,25 - 2,2, phổ biến là 1,8 - 2,1 phù hợp với kerogen loại II trong môi trường đầm hồ, cửa sông. Thành phần chủ yếu là rong tảo nên giá trị tỷ số T_5/G thường cao (từ 60 - 250 đơn vị), một số mẫu còn có giá trị cao hơn và đạt tới 400 - 850 đơn vị [5].

Đối với các mẫu dầu, condensate ở bể Nam Côn Sơn thì tỷ số Pr/Ph thường có giá trị rất cao (từ 4,6 - 9 đơn vị) và bị phân tán nhiều hơn. Thành phần rong tảo rất ít mà chủ yếu là trên cạn (thảm cỏ) và cây thân gỗ (thực vật bậc cao) phù hợp với kerogen loại III.

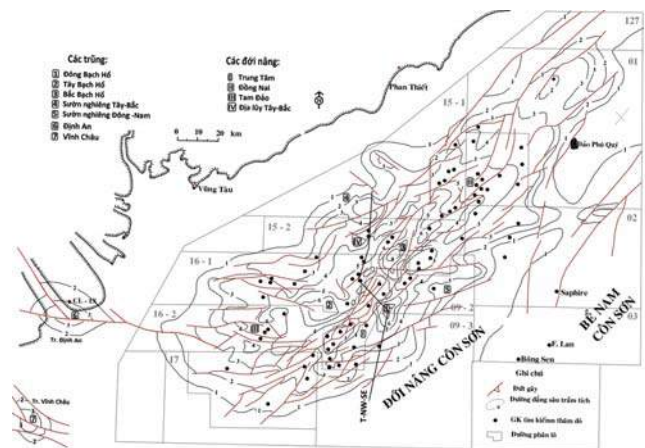
2.2. Tương quan giữa C_{27} - C_{28} - C_{29}

Hình 5 cho thấy rõ các mẫu dầu, condensate ở bể Cửu Long phần lớn phân bố ở khu vực số 4 (môi trường đầm hồ) tức là ưu thế của C_{28} có từ rong tảo. Còn một số mẫu nằm ở khu 3 (cửa sông), rất ít mẫu ở khu 2 (biển mở) [5].

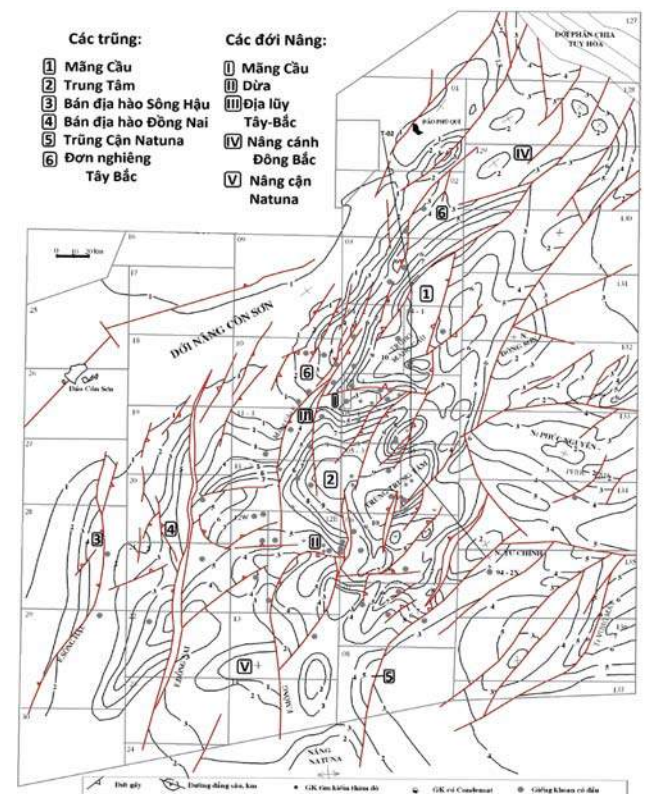
Trong khi đó, các mẫu dầu, condensate ở bể Nam Côn Sơn tập trung nhiều ở khu 5 (trên cạn), một ít mẫu ở khu 6 (thực vật bậc cao). Hai khu này phản ánh ưu thế của C_{29} của rong nâu chỉ ra môi trường phát triển thực vật. Chỉ có hai mẫu nằm ở khu 2 (biển mở), một mẫu nằm ở khu 3 (cửa sông) và một mẫu nằm ở khu 4 (đầm hồ).

2.3. Các chỉ tiêu O_1/G - B_1

Trên Hình 6, tỷ số O_1/G của các mẫu dầu, condensate ở bể Nam Côn Sơn thường có giá trị cao (từ 40 - 88 đơn vị)



Hình 2. Sơ đồ cấu trúc bề mặt móng bể Cửu Long [5]



Hình 3. Sơ đồ cấu trúc bề mặt móng bể Nam Côn Sơn [5]

phản ánh giá trị cao của cấu tử oleananes. Cấu tử này rất phong phú trong thực vật (thảm cỏ và thân gỗ). Còn dầu, condensate của bể Cửu Long có tỷ số O_1/G giá trị thấp (< 23 đơn vị); chỉ có 2 mẫu condensate có giá trị cao là 46 và 77 đơn vị [5].

Ngược lại, chỉ tiêu $B_1 = 8\beta(H)$ drimane/ C_{30} hopanes lại có giá trị rất cao (từ 120 - 930 đơn vị) chứng tỏ rằng vật liệu hữu cơ ở bể Cửu Long đã được tái tạo rất nhiều bởi vi khuẩn. Trong khi đó, chỉ tiêu này ở bể Nam Côn Sơn lại có giá trị rất thấp (phần lớn nhỏ hơn 100 đơn vị) chỉ ra rằng vật liệu hữu cơ ở bể Nam Côn Sơn ít được tái tạo lại bởi vi khuẩn.

Qua đó cho thấy dầu, condensate ở hai bể trầm tích có nguồn gốc rất khác nhau:

- Ở bể Cửu Long dầu khí được sinh ra từ vật liệu hữu cơ rong tảo là chính, thuộc kerogen loại II, lại được tái tạo chủ yếu bởi vi khuẩn trong môi trường đầm hồ và với một ít từ cửa sông, vùng nước lợ, biển mở.

- Còn dầu, condensate ở bể Nam Côn Sơn được sinh ra từ nguồn thực vật là chính thuộc kerogen loại III; nhưng bị phân tán rộng chứng tỏ đã bị phân bố lại do các hoạt động kiến tạo diễn ra nhiều pha. Các chỉ tiêu % Ro và H_g có giá trị thấp.

3. Độ trưởng thành

3.1. Phản xạ vitrinite

% Ro được tính theo MPI-1 và $= 0,6(MPI-1) + 0,4$ [6]

Theo Hình 7, ở cả hai bể trầm tích dầu, condensate phần lớn được sinh ra trong điều kiện nhiệt độ trung bình và cao (từ 0,72 - 1,2% Ro). Rất ít mẫu có giá trị vượt ra khỏi các giá trị này [5].

- + Ở bể Cửu Long, phần lớn các mẫu dầu được sinh ra trong điều kiện nhiệt độ cao, từ 0,78 - 1,15% Ro. Chỉ có các mẫu dầu được di cư xa mới có các giá trị % Ro thấp do tăng các thành phần nhẹ. Riêng 2 mẫu condensate mới được sinh ra ở đới sinh condensate, lại được tích lũy ở các bẫy gần vùng sinh condensate nên đạt giá trị % Ro rất lớn (1,41 - 1,43% Ro) [5].

- + Ở bể Nam Côn Sơn, các mẫu dầu và dầu nhẹ chủ yếu được sinh ra trong điều kiện nhiệt độ thấp hơn, khoảng 0,72 - 1,05% Ro. Các mẫu condensate có giá trị thấp hơn so với dầu và chỉ đạt 0,71 - 0,98% Ro. Điều đó chứng tỏ các tích lũy này là kết quả của quá trình phân bố lại các cấu tử hydrocarbon tức là đã được tách ra từ các vỉa dầu [5].

3.2. Chỉ tiêu H_g

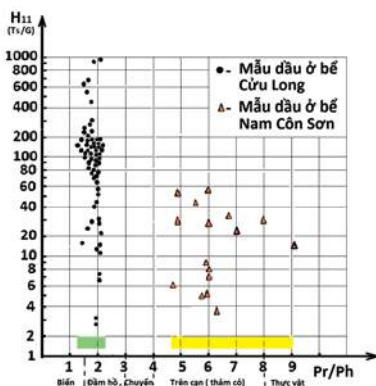
Trong các mẫu dầu ở bể Cửu Long, chỉ tiêu H_g ($T_s/T_s + T_m$) có giá trị cao từ 0,5 - 0,95 đơn vị. Còn ở bể Nam Côn Sơn, chỉ tiêu này chỉ đạt 0,44 - 0,62 đơn vị. Riêng các mẫu condensate còn có giá trị thấp hơn và chỉ đạt 0,28 - 0,37 đơn vị. Các số liệu trên cho thấy ở bể Nam Côn Sơn đã diễn ra quá trình phân bố lại các hydrocarbon từ các vỉa dầu [5].

3.3. Nhiệt độ môi trường

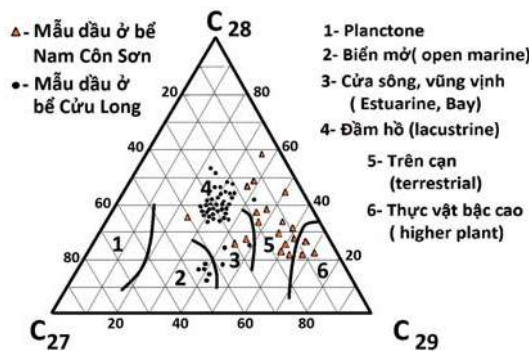
Nếu dầu ở bể Cửu Long được sinh ra khi trường nhiệt đạt 0,78 - 1,2% Ro (tương đương 115 - 154°C), phổ biến 0,83 - 1,15% Ro (120 - 150°C), thì condensate được sinh ra trong điều kiện nhiệt độ cao khoảng 1,41 - 1,43% Ro (168 - 170°C) [5].

Còn ở bể Nam Côn Sơn, dầu được sinh ra ở chế độ nhiệt thấp hơn từ 0,71 - 1,05% Ro (105 - 140°C). Khi nghiên cứu trường nhiệt ở cấu tạo Thanh Long, nhóm tác giả thấy rằng nhiệt độ hiện tại rất cao từ 25 - 198°C ở độ sâu từ 0 - 4.950m, đạt 3,5°C/100m. Trong khi đó mẫu kerogen trong đá chỉ đạt ở nhiệt độ 35 - 152°C, tức là chỉ đạt gradient 2,56°C/100m thấp hơn nhiều so với hiện tại.

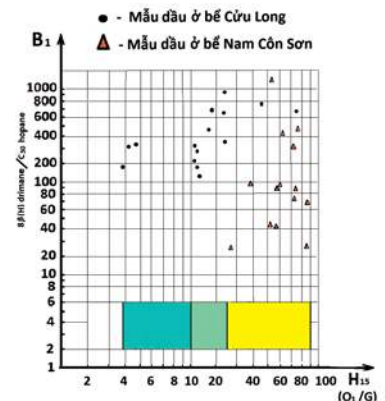
Có lẽ sau khi ngưng nghỉ hoạt động của dị thường nhiệt và trục tách giãn đáy biển Đông từ cách đây 15,5 triệu năm, khối magma ở dưới sâu bắt đầu lạnh nguội trong giai đoạn Miocen trung - muộn, song phải đến giai đoạn Pliocen - Đệ tứ mới lạnh nguội nhanh và giải phóng nhiệt mạnh. Từ đó các loại khí và hơi nước mới di cư lên ở ạt và sườn ảm lớp trầm tích phía trên làm tăng nhiệt độ môi trường địa chất một cách nhanh chóng như vậy. Bể Nam Côn Sơn lại ở gần đuôi Tây Nam của dị thường nhiệt nên càng thu nạp nhiều nhiệt giải phóng ra rất nhanh và mạnh mẽ. Vì vậy, gradient địa nhiệt ở gần trung tâm đã đạt 3,5°C thì ở các đới nâng phải đạt tới 4,0, thậm chí tới 4,2°C/100m.



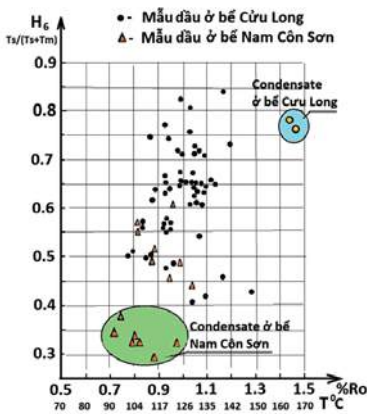
Hình 4. Tương quan giữa H_{11} và Pr/Ph



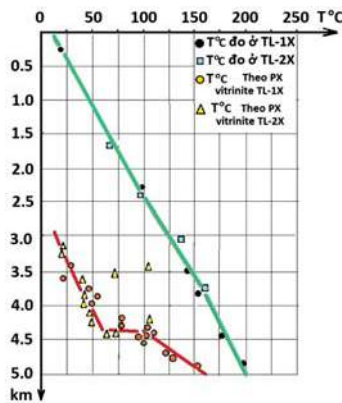
Hình 5. Tương quan giữa các cấu tử C_{27} , C_{28} , C_{29} của steranes



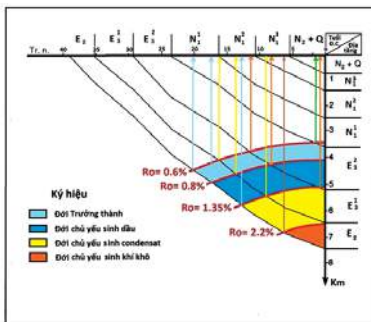
Hình 6. Tương quan giữa H_{15} và B_1



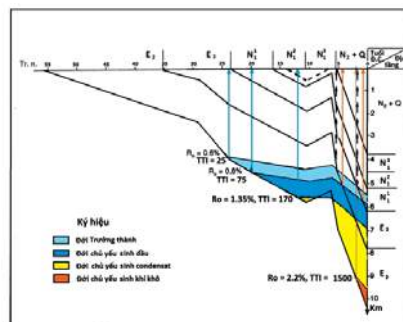
Hình 7. Tương quan giữa H_g và %Ro



Hình 8. Giảm đồ phân bố nhiệt độ (đo trực tiếp và theo phân xạ vitrinite ở TL-1X, TL-2X)



Hình 9. Lịch sử chôn vùi trầm tích và sinh dầu khí ở trung sâu bể Cửu Long



Hình 10. Lịch sử chôn vùi trầm tích và sinh dầu khí ở trung sâu bể Nam Côn Sơn

Hình 8 cho thấy sự cách biệt nhiều giữa nhiệt độ hiện tại với nhiệt độ cổ mà vật liệu hữu cơ đã trải qua. Sự chênh lệch ở vùng rìa và đới nâng đạt 1.500 - 2.000m, còn ở gần trung tâm đạt 2.000 - 3.100m và ở trung sâu nhất có thể đạt tới 3.400m. Sự chênh lệch này cũng chính là bề dày của trầm tích Pliocen - Đệ tứ. Sự sụt lún nhanh và lấp đầy trầm tích dày, cộng với sự gia tăng nhiệt độ nhanh của môi trường nên vật liệu hữu cơ chưa kịp cảm nhận chế độ nhiệt mới.

Chế độ nhiệt cao nêu trên tạo điều kiện chuyển hóa vật liệu hữu cơ sang dầu, condensate từ trầm tích Eocen và Oligocen ở bể Cửu Long, từ trầm tích Oligocen và Miocen dưới ở bể Nam Côn Sơn chỉ diễn ra khi các trầm tích trên bị nhấn chìm sâu bởi các trầm tích cuối Miocen sớm, Miocen trung - muộn và Pliocen - Đệ tứ.

4. Mô hình sinh dầu, condensate

Các điều kiện trên phân bố trong không gian của bể Nam Côn Sơn và bể Cửu Long cần được làm sáng tỏ. Đã tiến hành xây dựng các mặt cắt, lập lại mặt cắt cổ kiến tạo, xây dựng mô hình sinh dầu ở các trung sâu, vì ở nơi đây không có các giếng khoan, nên phải tính chỉ số thời nhiệt (TTI). Còn ở các đới nâng đã có các giếng khoan, tức là có

mẫu lõi, mẫu vụn, mẫu sườn, nên có thể đo được giá trị phân xạ vitrinite (% Ro) phản ánh độ trưởng thành của vật liệu hữu cơ.

4.1. Chế độ nhiệt

Trong một bể trầm tích, các đới nâng hay gờ nâng là các vùng nóng, vì được tích lũy nhiệt cao. Nơi đây nhiệt độ thường lên cao do được các khí, hơi nước và hydrocarbon mang nhiệt tới. Còn ở các trung sâu, bán địa hào thường là vùng lạnh, nơi sinh ra nhiệt (nhiệt từ lòng trái đất tỏa ra, từ các lò magma ở dưới sâu đưa lên, từ các phản ứng hóa học trong trầm tích, từ các phản ứng của nhiệt dịch với các khoáng vật kém bền vững, từ các phản ứng đứt vỡ của các nguyên tố phóng xạ...) nhưng lại nhanh chóng mất nhiệt do các khí, hơi nước di cư lên trên và mang nhiệt theo vào các bể chứa [7].

Vì vậy, để lập được mô hình sinh dầu ở các trung sâu thường căn cứ vào biến thiên nhiệt độ (hay gradient nhiệt độ) từ các phần vòm ra bên sườn. Trên cơ sở sự biến thiên nhiệt độ tính gradient nhiệt độ ở chỗ sâu nhất. Ví dụ: ở vòm Bắc cấu tạo Bạch Hồ có gradient là 3,6°C/100m, ra bên sườn nơi có giếng khoan 9-BH gradient chỉ còn 3,04°C/100m. Trên cơ sở giảm dần như vậy thì gradient nhiệt độ chỉ còn 2,4°C/100m ở các trung sâu (tức là cứ sâu được 40m mới tăng lên được 1°C).

Ở bể Nam Côn Sơn sử dụng chế độ nhiệt trước thời Pliocen như đã nêu ở trên, từ đó xây dựng mô hình sinh dầu ở các trung sâu.

4.2. Mô hình sinh dầu ở bể Cửu Long và Nam Côn Sơn

Ở hai bể trầm tích có các thành hệ trầm tích từ trên xuống dưới như sau: Pliocen - Đệ tứ, Miocen trên - giữa - dưới, Oligocen trên - dưới ở bể Cửu Long, Oligocen không phân chia ở bể Nam Côn Sơn. Riêng trầm tích Eocen ở bể Cửu Long có gặp tại trung Định An (giếng khoan 1-CL) thuộc Tây Nam. Còn ở các trung sâu chỉ dự đoán theo tài liệu địa chấn. Ở bể Nam Côn Sơn trầm tích Eocen cũng chỉ dự kiến theo tài liệu địa chấn ở các trung sâu.

Trên các băng địa chấn khu vực ở cả hai bể đều phát hiện các tập trầm tích phân bố lộn xộn, xiên chéo, biến tướng nhanh và thay đổi bề dày rất nhanh. Các đặc điểm

này hoàn toàn khác với các trầm tích Oligocen ở phía trên. Trầm tích Oligocen đã được gặp ở nhiều giếng khoan, liên hệ với tài liệu địa chấn rất tốt, hoàn toàn khác với các thành hệ trầm tích ở phía dưới. Bằng chứng rất quan trọng là theo tài liệu của chi nhánh Sunbure (hãng Geochem của Vương quốc Anh) thì trong mẫu dầu của mỏ Bạch Hổ bể Cửu Long và mẫu dầu của mỏ Đại Hùng bể Nam Côn Sơn đều có bào tử phấn hoa tuổi Eocen - Oligocen [4]. Điều đó chứng tỏ ở hai bể này vật liệu hữu cơ trong các trầm tích hạt mịn của Eocen đã trải qua pha chủ yếu sinh dầu, giải phóng lượng dầu nào đó (tuy ít) vào các bẫy chứa:

- Hình 9 cho thấy ở bể Cửu Long cửa sổ sinh dầu của tầng đá mẹ Oligocen và một phần Eocen chỉ diễn ra vào cuối Miocen sớm, nhưng mạnh mẽ vào Miocen trung - muộn, vào giai đoạn Pliocen - Đệ tứ chuyển vào pha chủ yếu sinh condensate. Vì vậy, một số cấu tạo ở gần các trũng sâu đã và đang đón nhận các sản phẩm của condensate (Hình 7). Trong giai đoạn cận đại này phần đáy của trầm tích Oligocen trên mới nằm trong pha chủ yếu sinh dầu. Chỉ có diện tích rất nhỏ của trầm tích Eocen ở các trũng sâu bắt đầu chuyển vào pha sinh khí khô (> 6,5 - 7km). Nhưng trong dầu không có các sản phẩm của trầm tích lục địa hoặc chỉ có một lượng rất nhỏ (Hình 4).

- Hình 10 cho thấy ở bể Nam Côn Sơn cửa sổ sinh dầu của các trầm tích Eocen - Oligocen diễn ra muộn hơn (đầu Miocen trung), nhưng lại kéo dài tới tận Pliocen. Còn vào Pliocen - Đệ tứ trầm tích Miocen dưới mới bước vào cửa sổ sinh dầu. Trầm tích Eocen - Oligocen bắt đầu vào pha chủ yếu sinh condensate từ cuối Miocen muộn tới nay.

Mặc dù trầm tích Eocen - Oligocen và Miocen dưới đã và đang nằm ở pha chủ yếu sinh dầu, nhưng do bản chất vật liệu hữu cơ là thực vật (trong sét delta, sét than và than delta) nghèo hydrogen, nên có ưu thế sinh condensate và khí khô. Chính vì vậy các trầm tích nêu trên có xu thế sinh muộn và kéo dài khi chúng đạt được ngưỡng cuối của pha chủ yếu sinh dầu và đạt pha chủ yếu sinh condensate. Chỉ có một phần nhỏ khối lượng trầm tích ở các trũng sâu chuyển sang pha chủ yếu sinh khí khô.

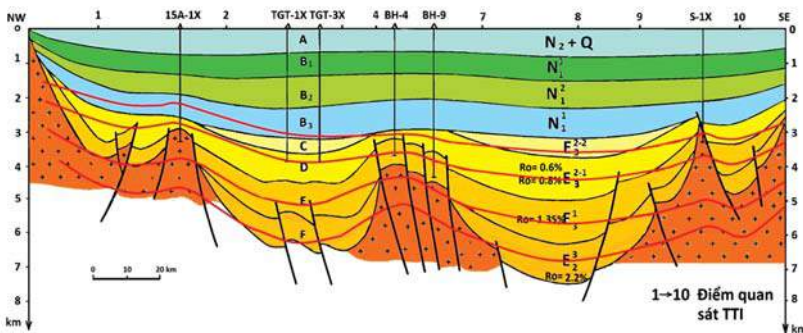
4.2.1. Độ sâu và thời điểm sinh dầu khí

Đã tiến hành dựng hai mặt cắt ngang qua mỗi bể, hai mặt cắt cổ kiến tạo. Sau đó sử dụng các giá trị phản xạ vitrinite ở các giếng khoan trên các đới nâng và kết quả trên các mô hình ở các trũng sâu đưa lên hai mặt cắt hiện tại và hai mặt cắt cổ kiến tạo theo thời gian. Cụ thể, dầu được sinh ra trong điều kiện nhiệt độ cao ở hai bể (0,78 - 1,2% Ro tương đương nhiệt độ 115 - 154°C ở bể Cửu Long, 0,71 - 1,05% Ro tương đương nhiệt độ 105 - 142°C ở bể Nam Côn Sơn) sẽ diễn ra như thế nào theo thời gian và trong không gian.

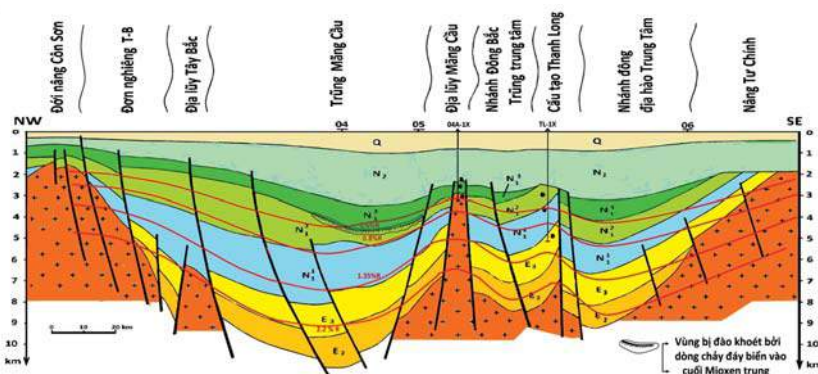
4.2.2. Bể Cửu Long

Lập mặt cắt Tây Bắc - Đông Nam qua địa lũy Trà Tân (cấu tạo Hải Sư Đen) - Tê Giác Trắng - Bạch Hổ - trũng Đông Bạch Hổ - Sói - (địa lũy và đơn nghiêng Đông Nam) (Hình 11) qua các Lô 15-2, 16-1, 09.

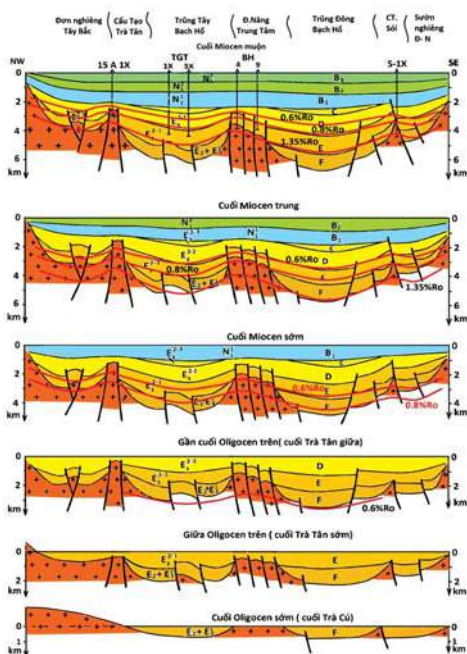
Trên mặt cắt này phần lớn tập E, mái tập F và đáy tập D đã và đang nằm ở đới sinh dầu. Phần trên rất lớn của tập E vẫn chỉ nằm ở đới trưởng thành, tức là đang chuẩn bị sinh dầu. Đáy của tập E và phần trên của tập F đang nằm ở pha chủ yếu sinh condensate. Một số cấu tạo ở gần các trũng sâu đón nhận các sản phẩm của condensate. Vì vậy, các sản phẩm có mức biến chất cao (% Ro = 1,41 - 1,43).



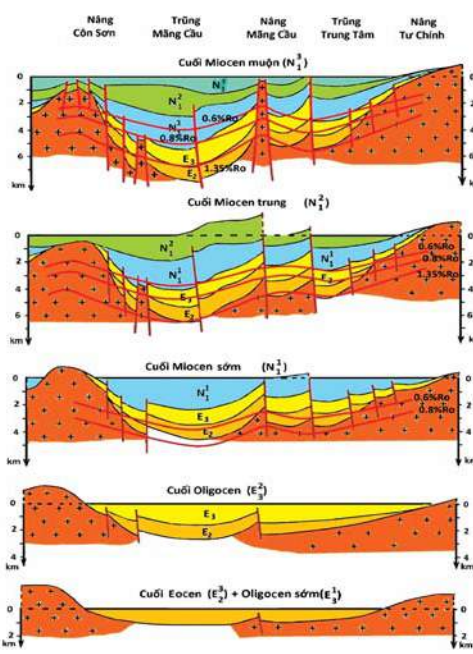
Hình 11. Mặt cắt ngang bể Cửu Long qua các Lô 15-2, 16-1, 09 [8, 9]



Hình 12. Mặt cắt địa chất qua phần Tây Bắc - Đông Nam bể Nam Côn Sơn tuyến 02 [8, 9]



Hình 13. Mặt cắt cổ kiến tạo ngang qua bể Cữu Long (NW-SE) [8, 9]



Hình 14. Mặt cắt cổ kiến tạo tuyến 02 bể Nam Côn Sơn [8, 9]

trầm tích Eocen - Oligocen dưới mới chuyển vào pha chủ yếu sinh condensate. Phần đáy của Oligocen trên mới chuyển vào pha chủ yếu sinh dầu. Tại các trũng sâu trên diện tích hạn chế vật liệu hữu cơ của tập trầm tích F mới bước vào pha sinh khí khô.

5.2. Bể Nam Côn Sơn

Trên Hình 14 - mặt cắt cổ kiến tạo qua bể Nam Côn Sơn cũng cho hình ảnh gần tương tự. Vì sau khi bóc bỏ lớp trầm tích Pliocen - Đệ tứ ở hai bể: Nam Côn Sơn (500 - 3.400m) và Cữu Long (300 - 750m) thì thấy độ sâu chôn vùi của các tập trầm tích gần như nhau. Ở bể Cữu Long còn 4 - 7km, còn ở bể Nam Côn Sơn chỉ còn 4 - 8km.

Vào cuối Miocen sớm vật liệu hữu cơ của trầm tích Eocen - Oligocen mới bắt đầu trưởng thành. Chỉ vào giai đoạn Miocen trung - muộn chúng mới bước vào pha chủ yếu sinh dầu và phần đáy mới bước vào pha sinh condensate. Vào giai đoạn Pliocen - Đệ tứ chúng mới thực sự bước vào pha sinh condensate. Có lẽ do loại vật liệu hữu cơ mà trong giai đoạn này mới sinh ra ở ạt các sản phẩm hydrocarbon.

Có thể đây cũng là lý do vì sao dầu, condensate ở bể Nam Côn Sơn được sinh ra trong thời gian dài hơn và muộn hơn. Vì vậy, dầu, condensate ở bể Nam Côn Sơn có độ biến chất thấp hơn so với dầu, condensate ở bể Cữu Long.

6. Kết luận

- Dầu, condensate, khí ở bể Cữu Long được sinh ra chủ yếu từ nguồn vật liệu hữu cơ rong tảo của môi trường đầm hồ, vũng vịnh, một phần nhỏ ở cửa sông thuộc kerogen loại II được tái tạo lại bởi vi khuẩn. Còn dầu, condensate, khí ở bể Nam Côn Sơn được sinh ra từ nguồn vật liệu hữu cơ thực vật và thực vật bậc cao trong môi trường delta trên cạn (vùng tranh chấp nước ngọt và trên cạn) thuộc kerogen loại III từ sét lục địa, sét than và than delta.

- Dầu, khí ở bể Cữu Long được sinh ra ở chế độ nhiệt cao (0,78 - 1,2% Ro) tương đương với nhiệt độ 115 - 154°C (phổ biến 120 - 150°C); còn condensate bể Cữu Long được

4.2.3. Bể Nam Côn Sơn

Xây dựng tuyến 2 cũng có hướng Tây Bắc - Đông Nam qua địa lũy Tây Bắc - trũng Mãng Cầu - đới nâng Mãng Cầu - cấu tạo Thanh Long - phần Đông Bắc của trũng Trung tâm - đới nâng Tư Chính (Hình 12).

Trên hình này thấy rõ vật liệu hữu cơ trong các trầm tích Miocen dưới phần lớn đang nằm trong pha chủ yếu sinh dầu. Vật liệu hữu cơ trong các trầm tích Oligocen đang nằm ở pha chủ yếu sinh condensate. Còn phần lớn trầm tích Eocen đang nằm ở pha chủ yếu sinh khí khô.

5. Lập lại lịch sử sinh dầu ở hai bể trầm tích

Căn cứ vào chế độ nhiệt mà dầu, condensate được sinh ra (Hình 7) và mô hình sinh dầu khí, condensate ở các trũng sâu (Hình 9 và 10), các giá trị trường nhiệt ở hai mặt cắt hiện tại (Hình 11 và 12), đã tiến hành phục hồi lịch sử sinh dầu, condensate ở hai mặt cắt ngang, đồng thời cũng phản ánh tình hình chung của hai bể trầm tích trên hai mặt cắt cổ kiến tạo (Hình 13 và 14) [8].

5.1. Bể Cữu Long

Hình 13 cho thấy vật liệu hữu cơ trong trầm tích Eocen - Oligocen dưới vào thời gian Miocen sớm bắt đầu trưởng thành, phần đáy của chúng chuyển vào pha chủ yếu sinh dầu. Chỉ vào cuối Miocen trung - muộn vật liệu hữu cơ của các tập này mới sinh ra dầu mạnh mẽ và trên diện rộng. Vào giai đoạn Pliocen - Đệ tứ phần đáy của các



Mỏ Bạch Hổ. Ảnh: CTV

sinh ra ở chế độ cao hơn (1,41 - 1,43% Ro) tương đương nhiệt độ 168 - 170°C. Dầu, condensate ở bể Nam Côn Sơn được sinh ra ở chế độ nhiệt thấp hơn và muộn hơn (0,71 - 1,05% Ro) tương đương nhiệt độ 105 - 142°C.

- Ở cả hai bể trầm tích, dầu, condensate, khí được sinh ra từ cuối Miocen sớm, nhưng mạnh mẽ nhất vào Miocen trung - muộn, tiếp tục vào Pliocen - Đệ tứ. Do chế độ nhiệt cao nêu trên được tạo lập sau khi các tầng đá mẹ (Eocen + Oligocen dưới + phần đáy của Oligocen trên ở bể Cửu Long, Oligocen + Miocen dưới ở bể Nam Côn Sơn) đã bị nhấn chìm xuống sâu. Vì thế, các pha sinh dầu và condensate ở bể Nam Côn Sơn thường đến muộn hơn so với bể Cửu Long.

- Độ sâu sinh dầu, condensate và khí khô ở bể Cửu Long thường nông hơn so với bể Nam Côn Sơn. Vì ở bể Nam Côn Sơn có lẽ nhiệt độ bị phân tán và được tạo lập muộn hơn do hoạt động kiến tạo nhiều pha, trong nhiều giai đoạn.

Tài liệu tham khảo

1. Douglas W.Waples, Tsutomu Machihara. *Biomarkers for geologists. A practical guide to the application for steranes and triterpanes in petroleum geology.* AAPG Methods in Exploration No 9-1992.

2. Kenneth E.Peters. J.Michael Moldowan. *The biomarker guide. Interpreting Molecular Fossils in petroleum and ancient sediments.* New Jersey 07632. 1993.

3. A.I.A. Petrov. *Hydrocarbons of crude oils.* Publishing "Nauka". 1984.

4. R.M. Worden and et all. *Geochemistry of crude oils from the Big Bear and Bach Ho fields offshore Vietnam BP.* September 1989.

5. *Tài liệu phân tích dầu, condensate, khí thông qua bộ GC, GC-MS, GC-MS-MS.* Lưu trữ ở Vietsovetro và các đơn vị khác, các năm 1998, 1999, 2000 - 2005.

6. Hoàng Đình Tiến, Nguyễn Việt Kỳ. *Địa hóa dầu khí.* Tái bản lần thứ 2. 2012.

7. Hoàng Đình Tiến. *Địa chất dầu khí và phương pháp tìm kiếm, thăm dò, theo dõi mỏ.* Tái bản lần thứ 2, 2012.

8. Hoàng Đình Tiến. *Những đặc điểm chính về địa kiến tạo của các bể trầm tích thềm lục địa Việt Nam và biển Đông.* Tạp chí Dầu khí. 2011; 4: p. 16 - 30.

9. Hoàng Đình Tiến. *Vài suy nghĩ về địa động lực của trục tách giãn biển Đông.* Tạp chí Dầu khí. 2009; 7: p. 20 - 25