

MỨC ĐỘ TRƯỞNG THÀNH NHIỆT CỦA ĐÁ MẸ Ở TRŨNG ĐÔNG QUAN, MIỀN VỒNG HÀ NỘI, BỂ SÔNG HỒNG

THERMAL MATURITY OF SOURCE ROCKS IN THE DONG QUAN TROUGH, RED RIVER BASIN, OFFSHORE VIETNAM

Nguyễn Xuân Huy, Nguyễn Tuấn, Trần Thị Mai Hương, Kiều Phúc
Trưởng ĐH Bách Khoa, ĐH Quốc Gia Tp Hồ Chí Minh

Tóm tắt: Miền vồng Hà Nội là một phần phía Tây Bắc của bể Sông Hồng có cấu trúc địa chất rất phức tạp. Trên cơ sở phân tích các chỉ tiêu địa hóa đánh giá đá mẹ, độ giàu vật chất hữu cơ, loại vật chất hữu cơ, môi trường lắng đọng và phân hủy, độ trưởng thành và thời gian dịch chuyển của hydrocarbon, tác giả đã đưa ra quy trình xây dựng mô hình địa hóa nhằm phục vụ đánh giá mức độ trưởng thành nhiệt của đá mẹ dựa trên các mô hình mô phỏng bao gồm xây dựng mô hình cấu trúc, xác định trình tự lắng đọng và tính chất vật lý của mỗi lớp đất đá. Trên cơ sở phân tích, có thể rút ra những kết luận về đặc điểm địa hóa đá mẹ trong khu vực của trũng Đông Quan như sau: có tồn tại hai tầng đá mẹ là tầng Đình Cao - Phù Tiên (Eocen?-Oligocen) và tầng Phong Châu (Miocen dưới); Môi trường lắng đọng chủ yếu là môi trường đầm hồ, lục địa; tầng đá mẹ Oligocen đã trải qua pha tạo sản phẩm chính và lượng dầu khí đã tham gia dịch chuyển để tích lũy trong các bẫy chứa.

Chỉ số phân loại: 1.2

Từ khóa: Địa hóa, trưởng thành nhiệt, đá mẹ, vật liệu hữu cơ.

Abstract: Hanoi trough is part of the Northwest of the Red River basin with complex geological structure. Based on the analysis of the geochemical properties of source rock, organic matter richness, kerogen types, environment deposition and decomposition, maturity and of hydrocarbon movement time, the author has make a geochemical modeling workflow to assess the thermal maturation of source rock based on simulation models including structural modeling, sedimentation determination and physical properties. The result showed that two source rocks of Đình Cao-Phu Tien formation (Eocene? -Oligocene) and Phong Chau (lower Miocene formation; Deposited environment of sediment is mainly lagoon and continental environment; Oligocene source rock has undergone a major production phase and amount of petroleum moved to accumulate in stratigraphic traps.

Key words: geochemistry, thermal maturity, source rock, organic matter

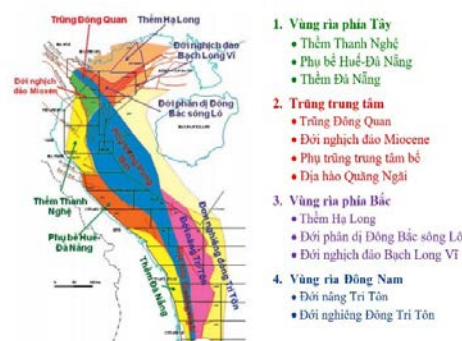
Classification number: 1.2

1. Giới thiệu

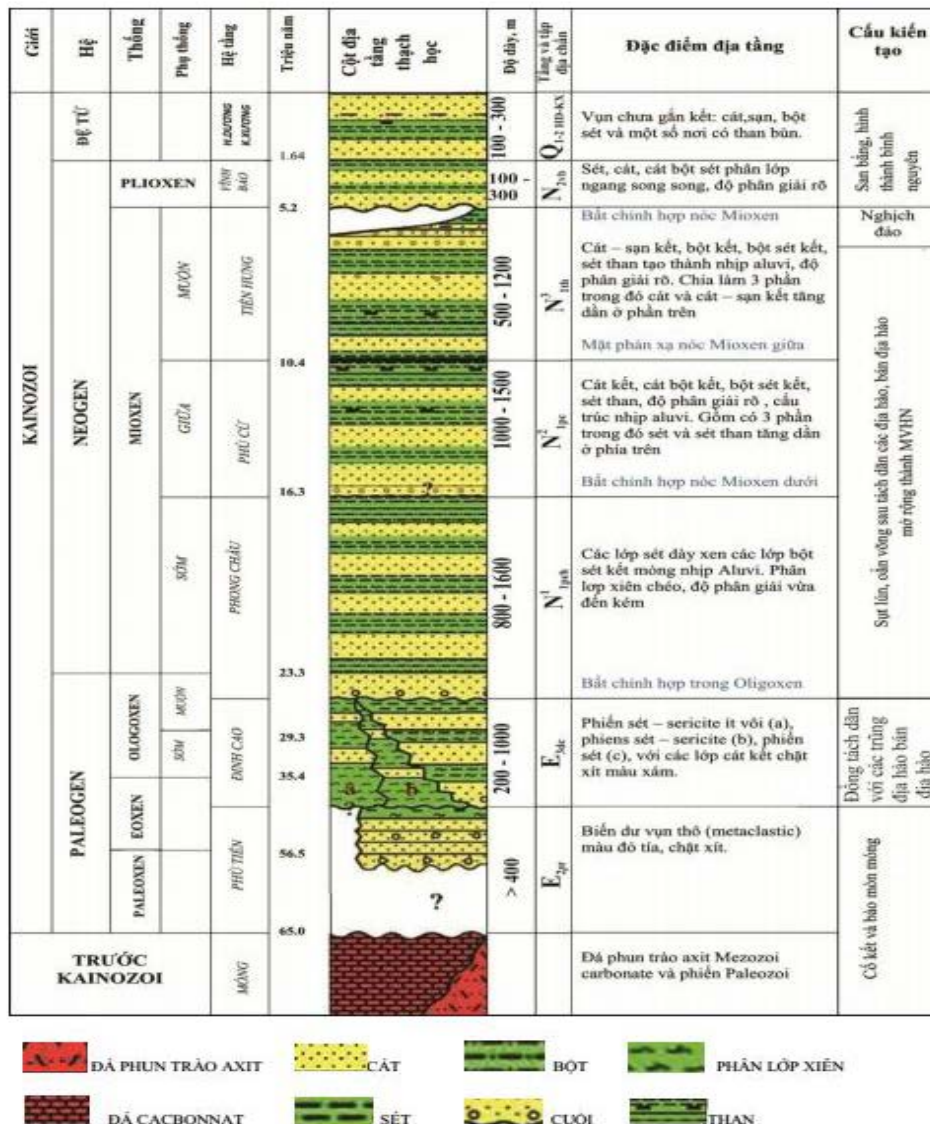
Trũng Đông Quan là phần trũng sâu trong đất liền thuộc miền vồng Hà Nội (MVHN), được giới hạn với phần rìa Đông Bắc bởi hệ đứt gãy Sông Lô về phía Đông Bắc và với đới nghịch đảo kiến tạo trung tâm bởi đứt gãy Vĩnh Ninh về phía Tây Nam và còn kéo dài ra vùng biển nông thuộc lô 102 (Hình 1). Đặc điểm nổi bật là các trầm tích Miocen dày 3.000m, uốn vồng nhưng ổn định, ít hoạt động kiến tạo, và nằm bất chỉnh hợp lên trầm tích Eocen - Oligocen, dày hơn 4.000m, đã bị nâng lên, bào mòn, cắt xén cuối thời kỳ Oligocen (N.T.Thanh, 2011).

Hoạt động kiến tạo nâng lên, kèm với việc dịch chuyển trái vào thời kỳ đó đã tạo nên một mặt cắt Oligocen có nhiều khối - đứt gãy thuận - xoay xéo (N.H.Nam, 2014). Các khối đứt gãy xoay xéo này là những bẫy dầu

khí quan trọng, mà trong số đó đã được phát hiện là mỏ khí D14, mỏ khí Đông Quan D. Do trũng Đông Quan là một phần của MVHN nên về đặc điểm thạch học và đặc điểm địa tầng trong trũng cũng mang những nét tương đồng của MVHN (Hình 2).



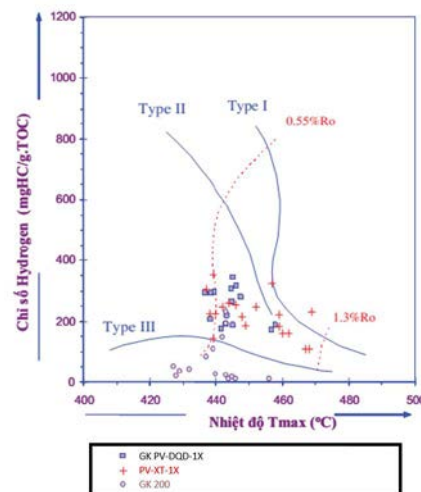
Hình 1. Vị trí của Trũng Đông Quan trong khu vực bể Sông Hồng (PVEP Sông Hồng).



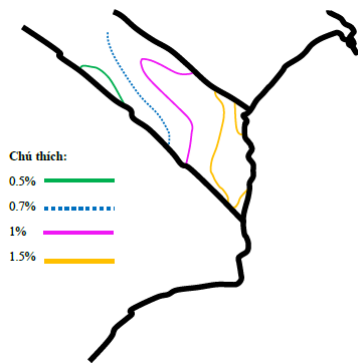
Hình 2. Cột địa tầng tổng hợp (Địa chất tài nguyên dầu khí VN, 2005).

Kết quả nghiên cứu các mẫu địa hoá lấy từ các giếng khoan cho thấy, trong mặt cắt trầm tích của tất cả các phân vị địa tầng từ Eocene - Oligocen đến Pliocene - Đệ Tứ đều tồn tại các tập sét lẫn sét than chứa vật chất hữu cơ ở các mức độ khác nhau từ trung bình đến tốt, phổ biến Kerogen loại II, có chỉ số hydrogen trung bình 294 mgHC/gTOC (Hình 3), giá trị tổng Carbon hữu cơ từ trung bình đến rất giàu dao động 0,45%-1,8% thể hiện ở hình 4 (N.T.B.Hà, 2014). Bên cạnh đó, dấu tích sinh vật từ chất chiết hữu cơ từ đá mẹ cho thấy, có sự tồn tại của kerogen chủ yếu là loại II, hỗn hợp II-III, hiếm loại I, với khả năng sinh dầu khí là chủ yếu. Kết quả nghiên cứu của nhóm tác giả PVEP Sông Hồng cho rằng trầm tích trong trũng được lắng đọng

chủ yếu trong môi trường đầm hồ và bồi tích đồng bằng ven biển (Hình 5).



Hình 3. Mối quan hệ HI - Tmax (Địa chất tài nguyên dầu khí VN, 2005).



Hình 4. Sơ đồ đẳng giá trị TOC tầng đá mẹ Đỉnh Cao-Pu Tiên.

2. Hệ phương pháp nghiên cứu

Các phương pháp phân tích mẫu địa hóa mục đích xác định những thông số địa hóa chủ yếu là mẫu thu thập trong quá trình khoan (mẫu vụn, mẫu lõi, mẫu sườn, mẫu sản phẩm thu được trong khi thử vỉa) đồng thời có thể dùng các mẫu thu được trên bề mặt. Thông số phân tích địa hóa cơ sở như tổng hàm lượng Cacbon hữu cơ (TOC), Rock Eval, phản xạ Vitritinit, những mẫu giàu vật liệu hữu cơ và có độ trưởng thành thích hợp sẽ được chọn để phân tích địa hóa chi tiết như chiết, tách, sắc ký khí (GC), sắc ký phổ khối (H.Đ.Tiến, 2003)... Xác định thành phần hóa học (C_1 - C_5 , CO_2 , N_2 , H_2S).

Nguyên tắc cơ bản của xây dựng mô hình địa hóa đá mẹ là trên cơ sở số liệu về lịch sử chôn vùi trầm tích, đặc điểm thạch học, độ giàu và chất lượng vật chất hữu cơ, chế độ địa nhiệt,... tại giếng khoan sẽ mô phỏng quá trình sinh hydrocarbon từ đá mẹ. Kết quả mô hình sẽ được kiểm tra bằng cách đối sánh kết quả phân tích mẫu lõi tại giếng khoan đó hay các giếng lân cận. Điều kiện biên trong số liệu đầu vào như dòng nhiệt cổ (PaleoHeat flow – HF), nhiệt độ bề mặt trầm tích (Sediment – water interface temperature – SWIT), độ sâu mực nước cổ (Paleo water depth – PWD) sẽ được phục hồi hiệu chỉnh để kết quả đầu ra của mô hình phù hợp với số liệu thực tế tại giếng khoan. Tham số điều kiện biên của mô hình 1D tại các giếng khoan sẽ được sử dụng tính toán ngoại suy các điểm lân cận trong mô hình 2D.

Nguyên tắc xây dựng mô hình được tóm tắt ngắn gọn theo hình 6 (P.V.Thắng, 2014). Một loạt các bước liên quan đến nhau sẽ tham gia vào mô hình một bể trầm tích và hệ thống dầu. Hai bước chính đó là:

- Xây dựng mô hình tiền mô phỏng: Bao gồm xây dựng mô hình cấu trúc, xác định trình tự lắng đọng và tính chất vật lý của mỗi lớp đất đá.
- Mô hình chuyển tiếp: Thực hiện tính toán trên mô hình để mô phỏng các quá trình trầm tích như lịch sử chôn vùi (burial history), độ sâu trưởng thành của mỗi lớp, hướng di cư dầu khí, độ bão hòa....



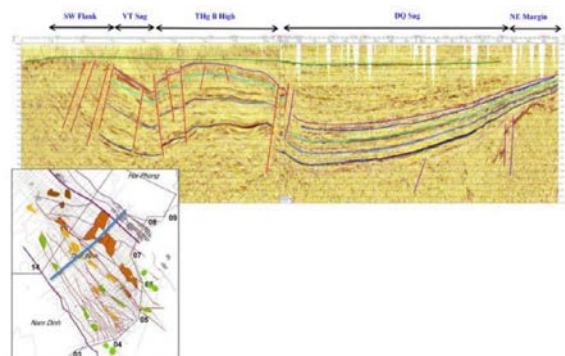
Hình 6. Nguyên tắc xây dựng mô hình

3. Xây dựng mô hình địa hóa

3.1. Thông số đầu vào

3.1.1. Tham số địa chấn

Kết quả minh giải của tuyến khảo sát địa chấn được sử dụng AA' theo hướng Đông Bắc - Tây Nam của nhóm tác giả PVEP Sông Hồng thể hiện ở Hình 7.



Hình 7. Mặt cắt địa chất theo tuyến địa chấn AA.

3.1.2. Thông số đá mẹ

Các tập trầm tích Oligocen và tập trầm tích Miocen dưới được xem là các tập đá mẹ. Giá trị TOC được tính từ kết quả trung bình ở các giếng khoan. Theo đó, tập Oligocen có TOC khoảng từ 0.7% đến 1.5%, Miocen dưới có TOC khoảng từ 0.54% đến 0.83%.

Vật chất hữu cơ trong các trầm tích thuộc khu vực nghiên cứu chủ yếu là loại III,

xen lẫn VCHC loại II nên đá mẹ tại đây sinh khí là chủ yếu, sinh dầu rất hạn chế, có độ giàu VCHC từ trung bình đến tốt.

3.1.3. Thông số địa chất

Khu vực nghiên cứu đã trải qua các giai đoạn địa chất phức tạp với nhiều pha căn giãn – nén ép, nghịch đảo kiến tạo, bào mòn cắt xén (Bảng 1).

Bảng 1. Các giai đoạn địa chất chính (N.T.B.Hà, 2011).

STT	Các giai đoạn	Thời gian		
		Bắt đầu	Trong sự kiện	Kết thúc
1	Phliocene - Đệ tứ	5.5	5.5	0
2	Bào mòn/ ngừng trầm tích	6	1	5.5
3	Miocene muộn	11.5	5.5	6
4	Bào mòn/ ngừng trầm tích	12	0.5	11.5
5	Miocene giữa	18.5	6.5	12
6	Miocene sớm	24.5	6	18.5
7	Bào mòn/ ngừng trầm tích	25	1.5	23.5
8	Oligocene 3	29.5	4.5	25
9	Oligocene 2	32	2.5	29.5
10	Oligocene 1	35.5	3.5	32
11	Bào mòn/ ngừng trầm tích	36.5	1	35.5
12	Eocene sớm	37.5	2	36.5
13	Móng trước đệ tam			

3.1.4. Điều kiện biên

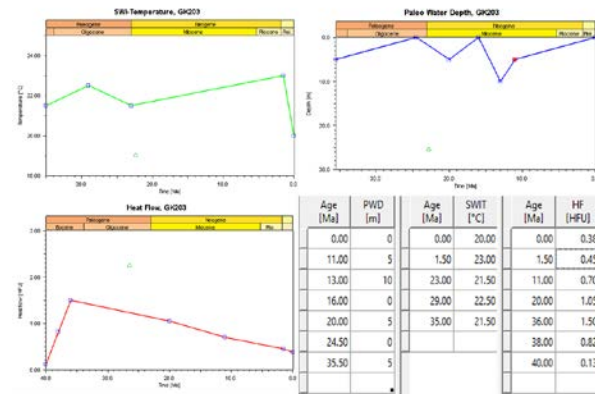
+ Giá trị nhiệt độ tại bề mặt trầm tích: dựa theo kết quả của nghiên cứu trước (N.T.B.Hà, 2011).

+ Độ sâu mực nước cổ: Vào thời kỳ Eoxen-Oligoxen dựa vào đặc điểm trầm tích lắng đọng trong môi trường đầm lầy, có thể xác định mực nước trong giai đoạn này chỉ giao động 0-5m. Sau đó xảy ra một đợt biển thoái hạ mực nước biển do quá trình sụt lún vào cuối Oligoxen. Quá trình sụt lún này làm cho các phần rìa bồn bị lộ trên mực nước biển và gây ra các hiện tượng phong hóa bào mòn, san bằng kiến tạo. Vào đầu Mioxen giữa (18 triệu năm) lại xảy ra quá trình sụt lún mạnh do mực nước biển tăng nhanh khiến cho một số khu vực của bồn Sông Hồng bị lộ ra khỏi mặt nước hoặc làm cho các khu vực thay đổi từ môi trường biển sang môi trường cửa sông. Đầu giai đoạn từ 16-11 triệu năm, nhìn chung mực nước biển tăng gây ra hiện tượng biển lấn mà bằng chứng là hệ tầng Phù Cừ có diện phân bố lớn. Sau 11 triệu năm thì mực nước biển lại hạ thấp và tạo ra một pha biển lùi và duy trì mực nước 0-5m cho đến nay.

+ Dòng nhiệt cổ: trong một bể trầm tích, các đới nâng hay gờ nâng là các vùng nóng, vì được tích lũy nhiệt cao do các khí, hơi

nước và HC mang nhiệt đến. Còn ở các trũng sâu, bán địa hào thường là các vùng lạnh sinh ra nhiệt nhưng lại nhanh chóng mất nhiệt do các khí, hơi nước di cư lên trên và mang nhiệt vào bể chứa (Tang X.Y, 2014). Đây sẽ là cơ sở lý thuyết cho việc xây dựng bản đồ dòng nhiệt thay đổi theo độ sâu.

Giá trị độ tại bề mặt trầm tích, mực nước biển cổ và dòng nhiệt cổ qua các giai đoạn được tóm tắt như sau (Hình 8):

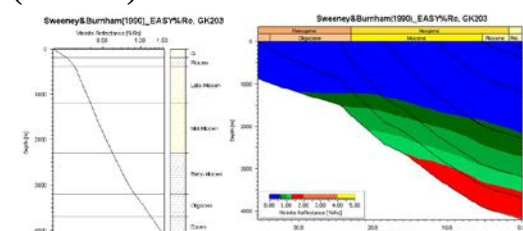


Hình 8. Điều kiện biên.

3.2 Kết quả và thảo luận

Đới bắt đầu trưởng thành ứng với Ro% 0.6% ở tại độ sâu 2400m; đới sinh dầu chính nằm ở độ sâu 2800m, tương ứng với Ro% là 0.8% (Hình 9). Dầu khí từ đá mẹ Eoxen?-Oligoxen bắt đầu sinh ra ở phần trũng sâu cách đây 24 triệu năm, mạnh mẽ và di cư cách đây 20 triệu năm, quá trình sinh khí diễn ra cách đây 9 triệu năm. Tầng đá mẹ Mioxen dưới bắt đầu sinh từ 14 triệu năm ở các trũng sâu, đỉnh sinh dầu vào 11 triệu năm và hiện nay đang sinh khí.

Còn theo mô hình độ bão hòa, thì tại đứt gãy Vĩnh Ninh có sự tập trung cao của hydrocarbon tại tầng Mioxen giữa và Oligoxen, thực tế đã cho thấy giếng D14 là giếng khí và hiện cũng đang khai thác ở hai tầng này với lưu lượng 5.5 triệu ft3/ngày (Hình 10).



Hình 9. Độ sâu chôn vùi và mức độ trưởng thành của đá mẹ.

4. Kết luận

Trên cơ sở phân tích ở trên, có thể rút ra được những kết luận như sau:

1. Tồn tại hai tầng đá mẹ là tầng Đình Cao- Phù Tiên (Eoxen? - Oligoxen) và tầng Phong Châu (Mioxen dưới). Trong đó, đá mẹ Oligoxen đang trong của sổ tạo khí ẩm. Đá mẹ Mioxen dưới thuộc hệ tầng Phong Châu đang trong pha tạo dầu chính. Còn tầng Phủ Cừ (Mioxen giữa) và tầng Tiên Hưng (Mioxen trên) tuy có độ giàu VCHC khá cao nhưng độ trưởng thành thấp chưa có khả năng sinh ra dầu khí.

2. Môi trường lắng đọng của VCHC trong trũng chủ yếu là môi trường đầm hồ, lục địa, vật chất hữu cơ tại đây chủ yếu là Kerogen loại II có nguồn gốc lục địa và xen lẫn một chút Kerogen loại II, có khả năng sinh khí là chủ yếu. Các tập sét than trong trầm tích Mioxen cũng có tiềm năng sinh khí rất tốt.

3. Theo kết quả phân tích địa hoá của khu vực thì hầu hết tầng đá mẹ Oligoxen đã trải qua pha tạo sản phẩm chính và phần lớn lượng HC đã tham gia dịch chuyển vào bể chứa. Còn tầng Mioxen hiện tại đang trong của sổ tạo dầu nhưng pha di cư chưa diễn ra mạnh mẽ □

Lời cảm ơn

Nghiên cứu này được tài trợ bởi Trường

Đại học Bách Khoa, ĐHQG-HCM trong khuôn khổ **Đề tài mã số: T-ĐCDK-2016-115.**

Tài liệu tham khảo

- [1] ThS. Nguyễn Hữu Nam (2014), *Đặc điểm hình thái, cơ chế động học của đứt gãy trung tâm MVHN*, Tạp chí dầu khí, số 9/2014, trang 26-29.
- [2] Tổng công ty dầu khí Việt Nam. Địa chất Tài nguyên dầu khí Việt Nam (2005), chương 7, trang 181-233.
- [3] Hoàng Đình Tiến, Địa hoá dầu khí (2003), Trường Đại học Bách Khoa TP HCM.
- [4] Công ty Dầu Khí PVEP Sông Hồng, Báo cáo Địa Chất GK ĐQD-1X, GK ĐQĐ-2X.
- [5] Nguyễn Thị Bích Hà, *Nghiên cứu mô hình địa hóa bể trầm tích sông Hồng*, Tạp chí dầu khí số 3/2011, trang 28-42
- [6] Phan Văn Thắng. *Ứng dụng phần mềm Petromod để đánh giá tầng sinh dầu lô 04-1 bể Nam Côn Sơn*, TCDK số 7/2014, trang 58-60.
- [7] Tang X Y, Hu S B, Zhang G C (2014), Geothermal characteristics and HC accumulation of the northern marginal basins, South China Sea, Chinese J. Geophysic.
- [8] Nguyễn Thị Thanh. Quá trình sinh dầu khí đá mẹ lô 102, 103, 106, 107 và phía Bắc bể trầm tích Sông Hồng. Luận văn thạc sĩ, 2011. Đại học quốc gia Hà Nội

Ngày nhận bài: 23/3/2018

Ngày chuyển phản biện: 26/3/2018

Ngày hoàn thành sửa bài: 12/4/2018

Ngày chấp nhận đăng: 20/4/2018