

LỊCH SỬ HÌNH THÀNH HYDROCARBON CỦA ĐÁ MẸ ĐỆ TAM Ở BỂ PHÚ KHÁNH, THÊM LỤC ĐỊA VIỆT NAM

● TRẦN THỊ MAI HƯƠNG - NGUYỄN THỊ THU TRANG - NGUYỄN XUÂN HUY

TÓM TẮT:

Bài viết nhằm đánh giá sự trưởng thành của đá mẹ và lịch sử hình thành hydrocarbon ở Tây Nam và Đông Bắc của bể nước sâu Phú Khánh. Các giá trị trung bình của dòng nhiệt, độ sâu mực nước biển cổ và nhiệt độ ranh giới bề mặt trầm tích lần lượt nằm trong khoảng 63.20-76.54 mW/m², 150-3,500m, 2.3-25°C. Bể Phú Khánh chủ yếu bao gồm 2 loại đá mẹ chính: Đá mẹ Oligocene và Miocene Dưới. Dựa trên phân tích địa hóa, các loại đá mẹ này chủ yếu là hỗn hợp của kerogen loại II và loại III, với tổng giá trị carbon hữu cơ (TOC) và chỉ số hydrogen (HI) trong khoảng 1.8-2.5% và 250-320 mg/g, tương ứng. Kết quả của nghiên cứu có thể giúp xác định sự phân bố các vỉa chứa tiềm năng cho kế hoạch phát triển mỏ trong tương lai ở bể nước sâu Phú Khánh.

Từ khóa: Bồn trũng Phú Khánh, sự hình thành hydrocarbon, dòng nhiệt, đá mẹ.

1. Đặt vấn đề

Nghiên cứu này nhằm mục đích cung cấp bức tranh tổng quan về lịch sử hình thành dầu khí ở khu vực Tây Nam và Đông Bắc trũng sâu Phú Yên của bể Phú Khánh. Bể Phú Khánh được coi là bồn trũng tiềm năng dầu khí hàng đầu còn lại ở Đông Nam Á chưa được nghiên cứu đầy đủ (Savva et al., 2013).

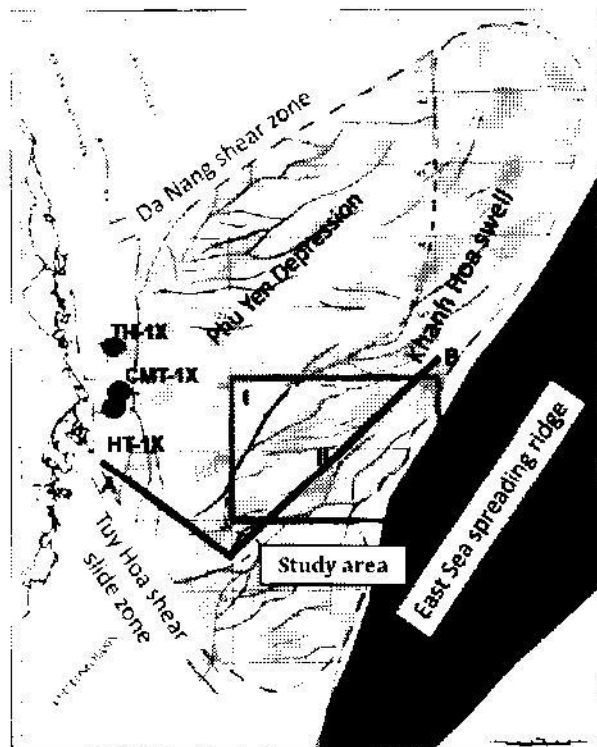
Bể Phú Khánh là bể trầm tích nước sâu nằm trên thềm lục địa miền Trung Việt Nam. Ranh giới của bể kéo dài khoảng 250 km, từ 10°30' - 15°30' Bắc, và 50-75 km, từ 109°20' - 112°30' Đông (Bojesen-Koefoed et al., 2005; Nguyen et al., 2012). Vùng biển nông ở phía Tây của bể có độ sâu dưới 300 m. Độ sâu tăng dần từ 300 m đến 4.000 m dưới mực nước biển về phía Đông. Bể được bao quanh bởi các hệ thống đứt gãy Bắc - Nam (đứt gãy kinh tuyến 110°) và các hệ thống đứt gãy Tây Bắc - Đông Nam (dọc theo trục tách giãn của Biển Đông), được phân tách bởi các phân đoạn cấu trúc khác nhau (Savva et al., 2013). Các cấu trúc kiến tạo quan trọng nhất đã được phân loại thành 5 đơn vị: thềm Đà Nẵng,

thềm Phan Rang, trũng Phú Yên, đới cắt trượt Tuy Hòa, và đới nâng Khánh Hòa (Nguyen, 2007; Tran et al., 2019) (Hình 1).

Lịch sử thăm dò ở bể Phú Khánh vẫn còn thưa thớt và chưa đồng bộ. Với 3 giếng khoan thăm dò ở vùng nông từ 2011 (CMT-1X, TH 1X, HT-1X), đến nay vẫn chưa có bất kỳ giếng khoan nào được thực hiện sâu hơn 1.000 m dưới mực nước biển. Tuy nhiên, chỉ duy nhất giếng CMT 1X cho thấy dấu hiệu dầu khí trong vỉa chứa carbonate Miocene Dưới (Nguyen et al., 2012), được coi là bằng chứng đầu tiên về tiềm năng hydrocarbon trong bể Phú Khánh.

Dữ liệu được sử dụng trong nghiên cứu này bao gồm dữ liệu giếng (TH-1X, CMT-1X và HT-1X), và mặt cắt địa chấn được lựa chọn bao quát toàn bộ địa hình của bể Phú Khánh, từ môi trường biển nông đến nước sâu. Bên cạnh đó, các đặc điểm của đá mẹ ở vùng nước sâu đã được mô tả bằng cách sử dụng các giếng hiện có ở các vùng lân cận. Nghiên cứu này tái tạo lại lịch sử hình thành hydrocarbon trong khu vực Tây Nam và Đông Bắc của vùng nước sâu bể Phú Khánh.

Hình 1: Vị trí địa lý và cấu trúc kiến tạo chính ở bể Phú Khánh



2. Xây dựng mô hình bồn trầm tích

2.1. Thông số đầu vào

2.1.1. Thông số địa chất

Cơ sở dữ liệu 3 giếng được sử dụng để thiết lập mối quan hệ giữa các tướng thạch học và địa chấn. Mối tương quan giữa các thành phần thạch học của giếng TH-1X, CMT-1X và HT-1X và các mặt cắt địa chấn được minh giải thành 6 tướng chính: bột kết, sét kết, cát kết núi lửa, đá vôi, cát kết, và đá granite (Bảng 1).

2.1.2. Thông số địa mạo

Các phân tích địa hóa nhận định sự tồn tại của

hệ thống dầu khí nguồn gốc khác biển trong bể Phú Khánh và tương đồng với những vùng kế cận như bể Nam Côn Sơn (Okui, 2005), với lịch sử hoạt động kiến tạo tương tự vào cuối giai đoạn Miocene Sớm sau hoạt động tách giãn Biển Đông. Do đó, đá mẹ đảm hồ tuổi Oligocene và Miocene Dưới ở vùng nước sâu bể Phú Khánh cũng có đặc điểm tương tự với những vùng khác.

Chưa có dấu hiệu hydrocarbon nào được phát hiện trong trầm tích Oligocene ở các giếng khoan ở vùng nông bể Phú Khánh, vì thế giá trị TOC/HI của đá mẹ Oligocene ở vùng nước sâu có thể lấy tương tự như đá mẹ Oligocene ở giếng CVX-1X ở phía Bắc của bể Phú Khánh và các giếng trong các bể ở phía Nam (như bể Cửu Long và Nam Côn Sơn). Từ đó, ngoại suy lấy giá trị TOC/HI trung bình của 2 vùng này (1.8/320).

Theo Weimer et al. (2006), đá trầm tích Neogene ở biển sâu Borneo (Indonesia) và Malaysia có giá trị TOC/HI cao đáng kể, trên 2 - 20%. Kết hợp với các phát hiện hydrocarbon ở vỉa carbonate Miocene Dưới trong giếng khoan CMT-1X ở vùng biển nông, nên giá trị TOC/HI của đá mẹ Miocene Dưới ở vùng biển sâu được lựa chọn ở mức tối thiểu là 2/250.

2.1.3. Điều kiện biên

Dòng nhiệt (Heat Flow)

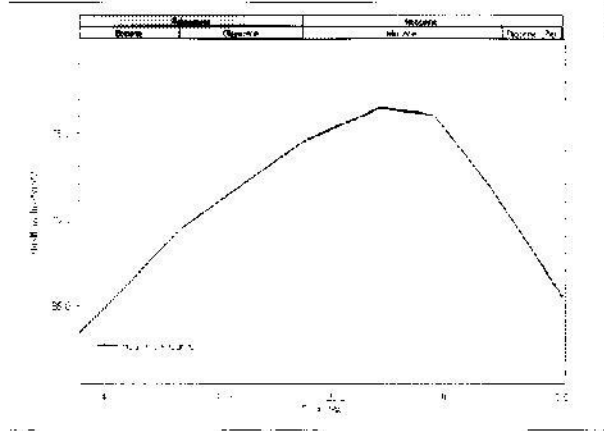
Đứt gãy kinh tuyến 110° đã được tái hoạt động trở lại đáng kể trong thời kỳ Miocene Sớm-Giữa đến Miocene Muộn do sự tách giãn đáy Biển Đông, dẫn đến sự hình thành các phụ bồn được lấp đầy bởi trầm tích Oligocene-Miocene Dưới. Ngoài ra, luồng nhiệt di chuyển lên đáy biển dẫn đến các hoạt động núi lửa xuất hiện trong kỷ Pleistocene. Giá trị của dòng nhiệt đã giảm nhanh chóng kể từ Miocene Giữa và hiện đang ở giá trị thấp nhất. Kết quả này là do lớp vỏ nguội lạnh nhanh và cơ ngớt

Bảng 1. Các tầng horizon đã minh giải, tuổi địa chất và thành phần thạch học ứng với mỗi lớp, phục vụ cho việc xây dựng giếng ảo trong mô hình bồn trầm tích

Horizon	Lớp	Tuổi (tr.n)	Thạch học (Tướng)
Nóc đáy biển	Đáy biển	0	Sét kết + xen kẽ các lớp cát kết mỏng
Nóc Pliocene	Plio-Pleistocene	2.58	Sét kết 75-95%; Cát kết 5-25%
Nóc Miocene Trên	Miocene Trên	5.33	Sét kết/sét xen kẽ các lớp bột kết và cát kết mỏng
Nóc Miocene Giữa	Miocene Giữa	11.63	Sét kết 90-100%, Cát kết 0-10%; Bột kết 5%
Nóc Miocene Dưới	Miocene Dưới	15.97	Chủ yếu là đá vôi và xen kẽ các lớp sét mỏng
Nóc Oligocene	Eocene-Oligocene	23.03	75% Sét, 25% Cát kết
Nóc tầng móng	Móng	120	Đá granite

kèm theo giai đoạn sụt lún nhiệt. Bằng nhiều cách tiếp cận thử và sai, giá trị đồng nhiệt trung bình ở vùng nước sâu có thể nằm trong khoảng 63.20-76.54 mW/m² (Hình 2).

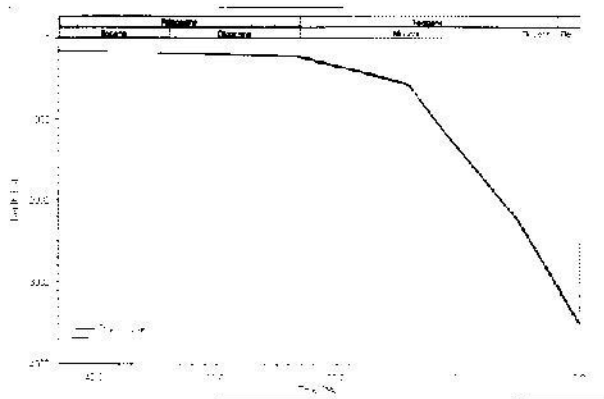
Hình 2: Dòng nhiệt ở bể Phú Khánh theo thời gian địa chất



Độ sâu mực nước biển cổ (Paleo Water Depth)

Độ sâu mực nước biển cổ dao động trong phạm vi 50 m và 200 m trong thời kỳ Oligocene - Miocene Sớm với trầm tích nguồn đầm hồ tích tụ trong các phụ bồn (Miller et al., 2004). Sự tái hoạt động của đứt gãy trượt bằng dọc kinh tuyến 110^o trong Miocene Giữa - Muộn đã khiến mực nước biển cổ sâu hơn và đạt tới hơn 2.000 m. Các hoạt động núi lửa và sụt lún nhiệt tiếp tục diễn ra trong suốt Pliocene - Pleistocene cùng với giai đoạn sụt lún nhiệt, dẫn đến độ sâu mực nước biển cổ giảm hơn 3.500 m (Hình 3).

Hình 3: Độ sâu mực nước biển cổ bể Phú Khánh theo thời gian địa chất



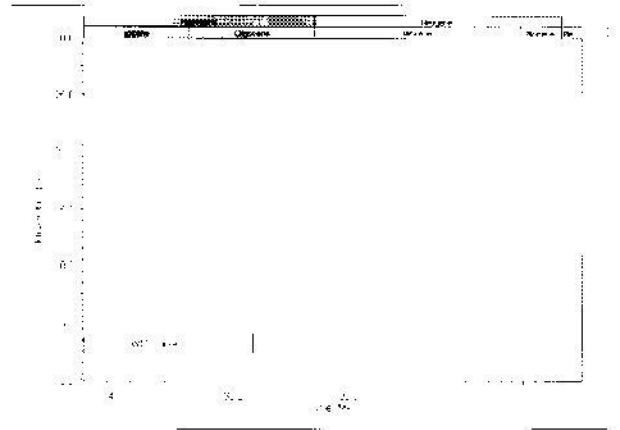
Nhiệt độ bề mặt trầm tích (Sediment Water Interface Temperature - SWIT)

Nhiệt độ bề mặt trầm tích (Sediment Water-

Interface Temperature - SWIT) phụ thuộc vào sự thay đổi của độ sâu mực nước biển cổ. Tuy nhiên, nhiệt độ giảm nhanh chóng khi độ sâu mực nước biển dâng cao.

Do những thay đổi phức tạp về độ sâu của mực nước biển cổ trong thời kỳ Miocene Giữa - Pleistocene, giá trị SWIT cũng thay đổi tương ứng. SWIT khu vực có độ sâu nhỏ hơn 200m được lấy trung bình là 20°C, còn từ 200-3.500 m được ước lượng thay đổi từ 20°C đến 5°C. Khi độ sâu nước biển giảm xuống dưới 3.500 m, SWIT đã giảm xuống dưới 2.5°C (Hình 4).

Hình 4: Nhiệt độ bề mặt trầm tích bể Phú Khánh theo thời gian địa chất



2.1.4. Thông số địa chấn

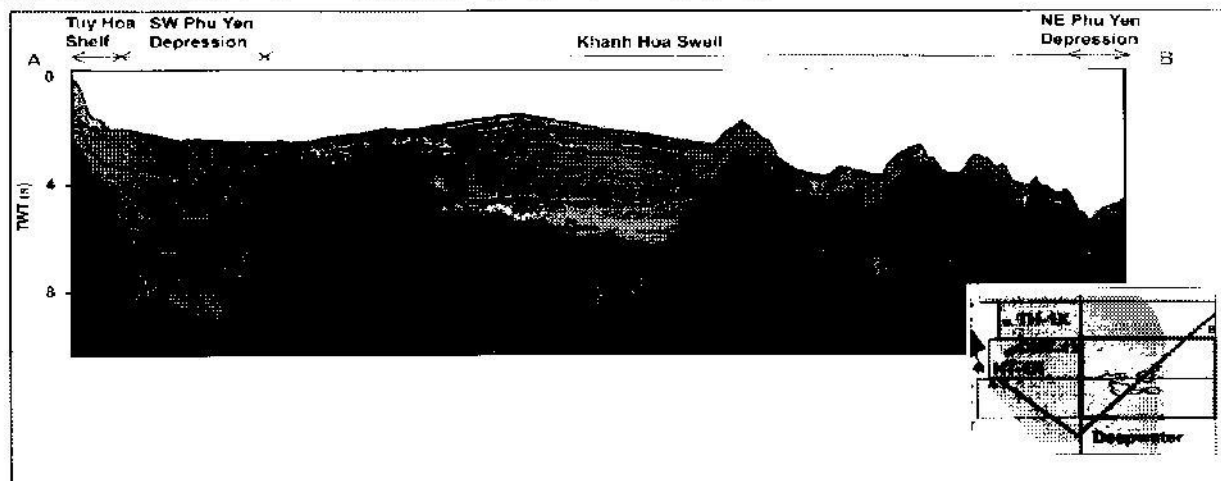
Mặt cắt địa chấn 2D được minh giải có các horizon chính: Đáy biển, Nóc Pliocene, Nóc Miocene Trên, Nóc Miocene Giữa, Nóc Miocene Dưới, Nóc Oligocene và Nóc tầng móng. Mặt cắt AB kéo dài từ vùng biển nông sang vùng nước sâu, đi qua các cấu trúc điển hình như cấu trúc nâng/nếp lồi, cánh, trung tâm trũng Phú Yên và đới nâng Khánh Hòa, các bẫy cấu trúc/ địa tầng được hình thành trong một bẫy khép kín bốn chiều chứa các tích tụ dầu và khí, và các cấu trúc triển vọng (Hình 5).

3. Kết quả và thảo luận

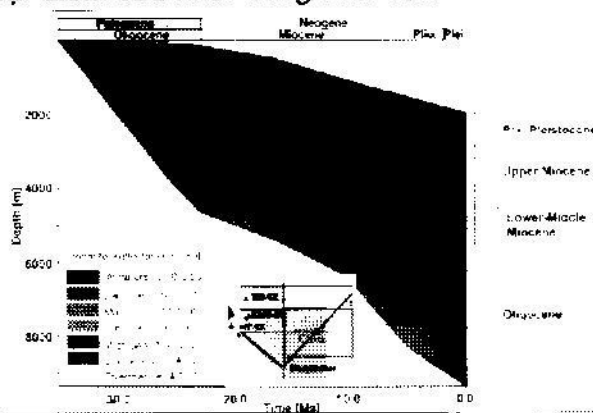
Kết quả mô hình lịch sử chôn vùi trong Hình 6 có độ sâu sụt lún được ước tính khoảng 9.450 m trong suốt thời kì Paleogene - nay.

Ở phần Tây Nam của trũng Phú Yên, các đá mẹ Oligocene đã bắt đầu hình thành hydrocarbon từ cuối Oligocene Muộn (24.05 tr.n) ở độ sâu 3.917m và tiếp tục cho đến ngày nay. Tuy nhiên, bắt đầu từ Miocene Sớm (21.61 tr.n) thì đỉnh sinh dầu mới xảy ra mạnh mẽ kể ở độ sâu 4.995 m. (Hình 6, Bảng 2). Phần trên của đá mẹ Oligocene đang nằm trong cửa sổ tạo dầu

Hình 5: Mặt cắt địa chấn AB theo hướng Tây Nam - Đông Bắc



Hình 6: Kết quả mô hình lịch sử chôn vùi tại điểm sâu nhất trùng Phú Yên



Bảng 2. Kết quả chi tiết các đới hình thành hydrocarbon ở bể Phú Khánh

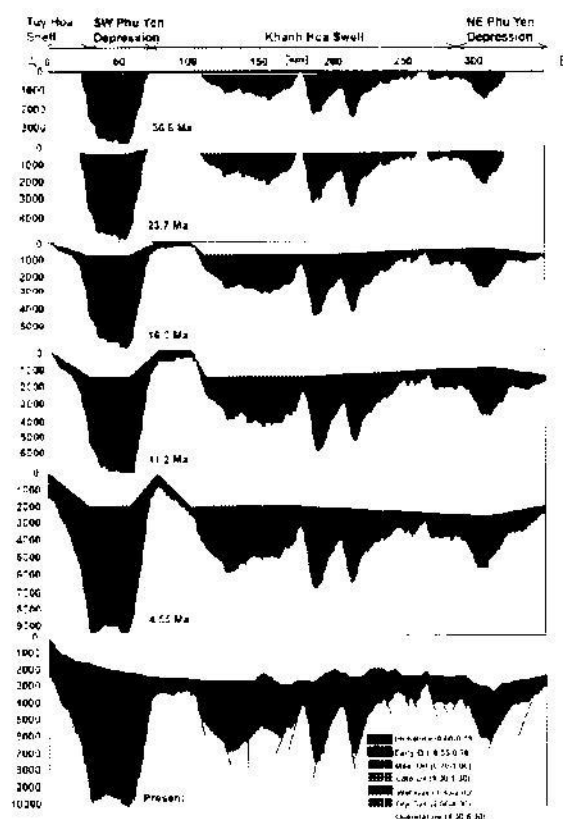
Đá mẹ	Thời gian (tr.n)	Độ sâu (m)	Đới
Oligocene	24.05 (Oligocene muộn) - nay	3,917	Sinh dầu chính
	21.61 (Miocene sớm) - nay	4,995	
	3.6 (Pliocene) - nay	8,637	Khi ướt
Miocene Dưới	Chưa trưởng thành		

cho đến ngày nay, và phần dưới đã tạo ra khí ướt ở độ sâu 8.637 m kể từ Pliocene (3.6 tr.n). (Hình 6, Bảng 2). Hầu hết các khu vực nâng cao và rìa của các cấu trúc tiềm năng vẫn chưa trưởng thành.

Do lịch sử dòng nhiệt khác nhau, hầu hết đá mẹ Oligocene ở phía Đông Bắc trùng Phú Yên đều

chưa trưởng thành cho đến giữa Miocene Giữa. Những khu vực này đã bị chôn vùi ở độ sâu hơn 3.500 m và đang trong giai đoạn đầu của quá trình sinh dầu vào 11.2 tr.n (Hình 7). Dòng nhiệt ở những khu vực này tăng chậm do ít chịu ảnh hưởng

Hình 7: Lịch sử hình thành hydrocarbon theo một cắt Tây Nam - Đông Bắc bể Phú Khánh



của tách giãn đáy Biển Đông. Pha sinh dầu chính vẫn đang tiếp tục ở hiện tại. Tốc độ chuyển hóa vật liệu hữu cơ diễn ra chậm do dòng nhiệt trong các phụ bồn ở phía Đông Bắc trũng Phú Yên có giá trị thấp. Đá mẹ Miocene Dưới chưa trưởng thành ở cả phần Tây Nam và Đông Bắc của trũng Phú Yên.

4. Kết luận

Các kết quả trên cho thấy hệ Phú Khánh có 2 loại đá mẹ chính: đá mẹ Oligocene và đá mẹ Miocene Dưới, với những đặc điểm sau đây:

- Đá mẹ Oligocene ở phía Tây Nam trũng Phú Yên đã trải qua giai đoạn trưởng thành đến quá trình trưởng thành dưới ảnh hưởng của sự thay đổi của dòng nhiệt cổ. Pha sinh dầu chính xảy ra từ

Oligocene Muộn (24.05 tr.n) cho đến ngày nay, và sự sụt lún nhanh chóng của bể Phú Khánh có thể là do ảnh hưởng của quá trình tách giãn đáy Biển Đông. Hiện tại, các đá mẹ ở Tây Nam trũng Phú Yên vẫn đang sinh khí ướt kể từ Pliocene (3.6 tr.n).

- Thời gian trưởng thành của các đá mẹ Oligocene ở Đông Bắc trũng sâu Phú Yên xảy ra chậm hơn đá mẹ Oligocene ở Tây Nam trũng Phú Yên. Pha sinh dầu chính của đá mẹ Oligocene ở Đông Bắc trũng Phú Yên Sự bắt đầu từ Miocene Muộn.

- Đá mẹ Miocene Dưới chưa trưởng thành ở cả phần Tây Nam và Đông Bắc của trũng Phú Yên.

- Vật liệu hữu cơ chiếm ưu thế là hỗn hợp kerogen loại II-III, chủ yếu tạo ra dầu và khí ■

Lời cảm ơn

Nghiên cứu được tài trợ bởi Đại học Quốc gia Thành phố Hồ Chí Minh trong khuôn khổ Đề tài mã số C2018-20-24. Chúng tôi xin cảm ơn Trường Đại học Bách khoa, Đại học Quốc gia Thành phố Hồ Chí Minh đã hỗ trợ thời gian và phương tiện vật chất cho nghiên cứu này. Ngoài ra, chúng tôi rất cảm ơn sự hỗ trợ dữ liệu từ Tổng Công ty Thăm dò và Khai thác Dầu khí (PVEP).

TÀI LIỆU THAM KHẢO:

1. Bojesen-Koefoed, J.A., Nielsen, L.H., Nytoft, H.P., Petersen, H.I., Nguyen, T.D., Le, V.H., Nguyen, A.D., Nguyen, H.Q. (2005). Geochemical Characteristics of Oil Seepages from Dam Thi Nai, Central Vietnam: Implications for Hydrocarbon Exploration in The Offshore Phu Khanh Basin. *Journal of Petroleum Geology*, 28(1), 3-18.
2. Nguyen, H.T., Trinh, X.C., Nguyen, T.T.L., Do, M.T., Nguyen, N.M., Nguyen, T.Q., Okui, A. (2012). *Modeling of petroleum generation in Phu Khanh Basin by Sigma-2D software*. Petroviet, J., 10, 3-13.
3. Savva, D., Meresse, F., Pubellier, M., Chamot-Rooke, N., Lavier, L., Wong Po, K., Franke, D., Steuer, S., Sapin, F., Auxietre, J.L., Lamy, G. (2013). Seismic evidence of hyper-stretched crust and mantle exhumation offshore Vietnam. *Tectonophysics*, 608, 72-83.
4. Nguyen H. (2007) *Geology and petroleum resources of Vietnam*. Hanoi: Science and Technology Publishing House.
5. Tran T.D., Tran N., Chu V.N., Nguyen T.H., Nguyen T.H.T. (2019). Evolution of Geology Structural and Sedimentary Environment Change in Miocene of Phu Khanh Basin. *VNU Journal of Sciences: Earth and Environmental Sciences*, 35(1), 71-93.
6. Weimer, P., Slatt, R. M. (2007). Introduction to the Petroleum Geology of Deepwater Settings: American Association of Petroleum Geologists. *Studies in Geology*, 57, 816.
7. Miller, K. G., Sugarman, P. J., Browning, J. V., Kominz, M. A., Olsson, R. K., Feigenson, M. D., Hernandez, J. C. (2004). Upper Cretaceous sequences and sea-level history, New Jersey coastal plain. *GSA Bulletin*, 116(3-4), 368-393.
8. Okui A. (2005). Characterization of non-marine "Dual Petroleum Systems" in Southeast Asia. *Journal of the Japanese Association for Petroleum Technology*, 70(1), 91-100.

Ngày nhận bài: 3/8/2020

Ngày phản biện đánh giá và sửa chữa: 12/8/2020

Ngày chấp nhận đăng bài: 22/8/2020

Thông tin tác giả:

1. ThS. **TRẦN THỊ MAI HƯƠNG**

2. KS. **NGUYỄN THỊ THU TRANG**

3. TS. **NGUYỄN XUÂN HUY**

Khoa Kỹ thuật Địa chất và Dầu khí,

Trường Đại học Bách khoa Thành phố Hồ Chí Minh

Đại học Quốc gia Thành phố Hồ Chí Minh

**THE SOURCE ROCK MATURITY AND HYDROCARBON
GENERATION HISTORY OF THE DEEP-WATER
PHU KHANH BASIN, VIETNAM**

● Master. **TRAN THI MAI HUONG**

● Eng. **NGUYEN THI THU TRANG**

● Ph.D **NGUYEN XUAN HUY**

Faculty of Geology & Petroleum Engineering,

Ho Chi Minh City University of Technology

Vietnam National University - Ho Chi Minh City Campus

ABSTRACT:

This study is to evaluate the source rock maturity and hydrocarbon generation history in Southwest (SW) and Northeast (NE) of the deep-water Phu Khanh Basin, Vietnam. The average values of heat flow, paleo water depth, and surface-water interface temperatures in deep-water are in the range of 63.20-76.54 mW/m², 150-3.500m, 2.3-25°C, respectively. The deep-water Phu Khanh Basin is mainly composed of two main source rock types, namely Oligocene and Lower Miocene source rocks. Based on the geochemical analysis, these source rocks are predominantly a mixture of type II and type III kerogens, with the total organic carbon (TOC) and the hydrogen index (HI) values ranging from 1.8 to 2.5%, and from 250 to 320 mg/g, respectively. This study's results are expected to help the discovery of potential reservoirs for future field development planning in the Phu Khanh Basin.

Keywords: Phu Khanh Basin, hydrocarbon generation, heat flow, source rock.