

NGHIÊN CỨU ĐẶC ĐIỂM ĐỊA HÓA BỂ PHÚ KHÁNH

ThS. Nguyễn Thị Tuyết Lan, TS. Nguyễn Thu Huyền, ThS. Nguyễn Thị Thanh
 ThS. Lê Hoài Nga, KS. Hồ Thị Thành, KS. Phí Ngọc Đông
 Viện Dầu khí Việt Nam

Tóm tắt

Những năm trước đây, việc nghiên cứu khu vực nước sâu tại bể trầm tích Phú Khánh còn rất hạn chế do chưa có giếng khoan nào được thực hiện. Việc phát hiện dầu trong đá chứa carbonate Miocen tại giếng khoan 124CMT-1X có ý nghĩa rất lớn đối với công tác tìm kiếm, thăm dò dầu khí ở khu vực này, là một minh chứng cho nhận định về tiềm năng dầu khí của khu vực bể Phú Khánh. Trong bài báo này, nhóm tác giả nghiên cứu sự tồn tại các tầng đá mẹ, mối liên hệ sản phẩm dầu thô và đá mẹ tại khu vực bể Phú Khánh; dự báo tiềm năng, lịch sử sinh, di cư của dầu khí trong các tập đá mẹ tới các tầng chứa/cấu trúc và sự tồn tại của chúng.

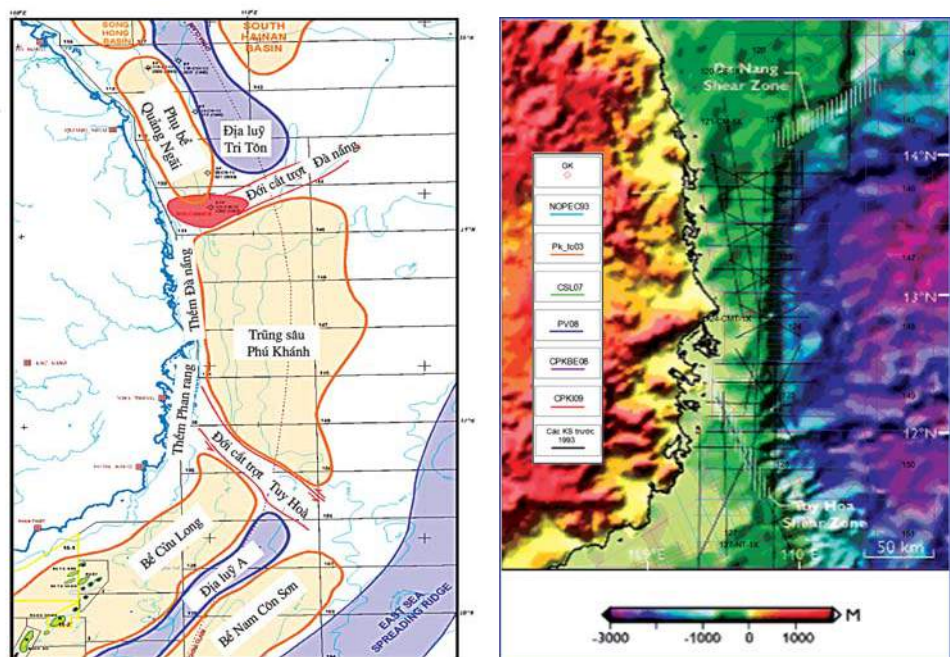
1. Giới thiệu chung về bể Phú Khánh

Bể Phú Khánh tiếp giáp với vùng bờ biển miền Trung của Việt Nam, kéo dài từ Quảng Ngãi đến Phan Thiết. Bể Phú Khánh giới hạn từ vĩ độ 10°30' - 15°30' Bắc và kinh độ từ 109° - 112°30' Đông với diện tích khoảng 200.000km². Đây là vùng nước sâu, có địa hình đáy biển thay đổi nhanh từ 0m đến trên 4.000m (Hình 1). Cách bờ biển khoảng 50 - 70km, địa hình đáy biển tương đối bằng phẳng có độ dốc không lớn; tiếp đó là khu vực sườn dốc của thềm lục địa, mực nước biển lớn hơn 200m và độ dốc lớn đến 1.000m và xa hơn là 3.500m nước [1, 2].

Nằm ở khu vực thềm lục địa miền Trung Việt Nam, phía Nam tiếp giáp với phần Đông Bắc bể Cửu Long và Nam Côn Sơn, phía Bắc tiếp giáp với phần Nam bể Sông Hồng. Phía Tây là vùng sườn thềm lục địa chuyển đột ngột sang các vùng sụt bậc sâu ở phía Đông. Phần lớn diện tích của bể có độ sâu nước biển trên 200m, vì vậy các hoạt động tìm kiếm, thăm dò còn ít được triển khai nghiên cứu. Hiện chỉ có 3 giếng khoan thăm dò trên khu vực này (Hình 2) [2].

Nét chung nhất của địa tầng trầm tích bể Phú Khánh là có sự biến đổi nam tương

trầm tích mạnh giữa các khu vực, đặc biệt là giữa phần phía Bắc và phía Nam, giữa phần phía Đông và phía Tây. Bể dày trầm tích Kainozoi dày nhất ở khu vực phía Đông (có thể tới hơn 10.000m), mỏng dần ở khu vực phía Tây và Nam của khu vực nghiên cứu. Hiện ở bể Phú Khánh mới chỉ có 3 giếng khoan thăm dò, trong đó chỉ có 2 giếng khoan tới móng. Do đó, địa tầng trầm tích của vùng nghiên cứu được xây dựng chủ yếu dựa vào những phân tích ngoại suy từ nhiều nguồn tài liệu, đặc biệt là những lát cắt của các giếng khoan đã được tiến hành tại các vùng lân cận. Bên cạnh đó, kết quả phân tích địa chấn - địa tầng, từ và trọng lực cũng được kết hợp và sử dụng một cách



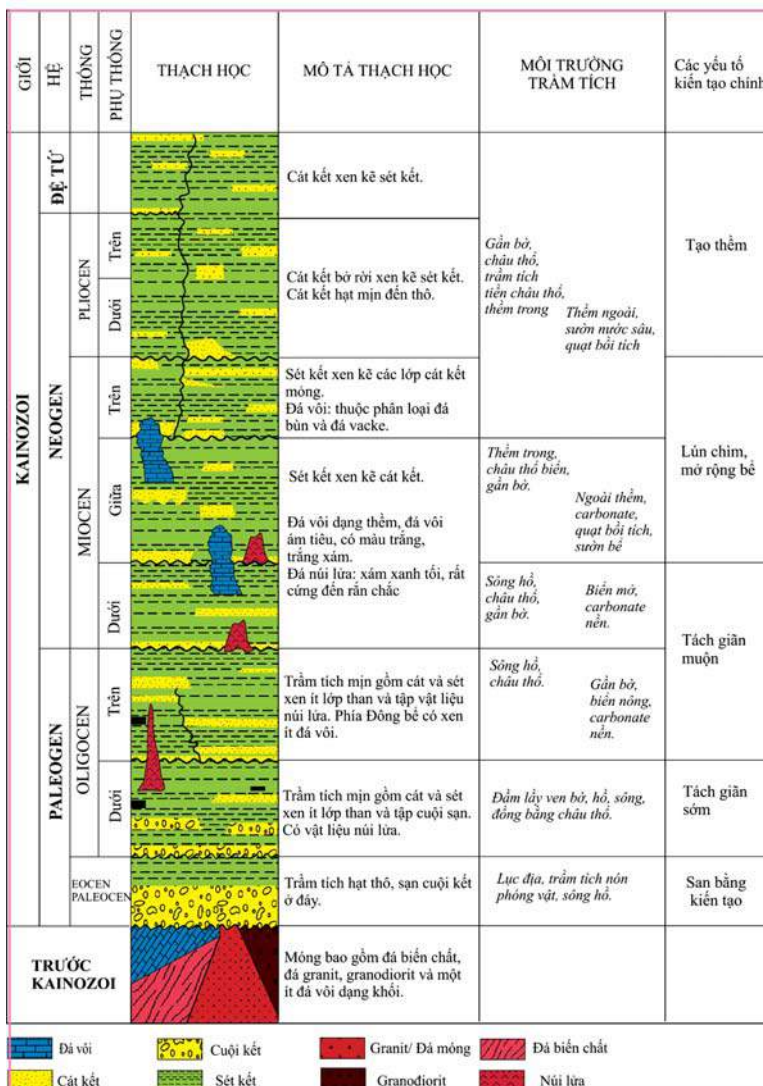
Hình 1. Bể Phú Khánh và sơ đồ địa hình đáy biển khu vực bể Phú Khánh (VPI, 2011)

có hiệu quả trong quá trình thành lập địa tầng của vùng nghiên cứu (Hình 2) [2].

Trầm tích Kainozoi ở phần phía Bắc mang những nét đặc trưng cho tướng trầm tích biển là chủ yếu và có nhiều nét tương đồng với những thành tạo trầm tích đã được phát hiện, nghiên cứu tại phần Nam bể Sông Hồng (đặc biệt là trùng Huế - Quảng Ngãi và địa lũy Tri Tôn). Trong khi đó, ở phần phía Nam các trầm tích được thành tạo chủ yếu trong điều kiện tam giác châu xen kẽ biển, biển nông và có nhiều nét khá tương đồng với trầm tích phân bố ở rìa Đông Bắc của bể Cửu Long (Lô 01, 02, 15-1 và 15-2) và phần cực Bắc của bể Nam Côn Sơn (Lô 03 và 04).

2. Đặc điểm địa hóa dầu khí bể Phú Khánh

Giếng khoan 124-CMT-1X với phát hiện dầu vào năm 2008 đã chứng minh sự tồn tại hệ thống dầu khí tại bể Phú Khánh.



Hình 2. Cột địa tầng tổng hợp bể Phú Khánh

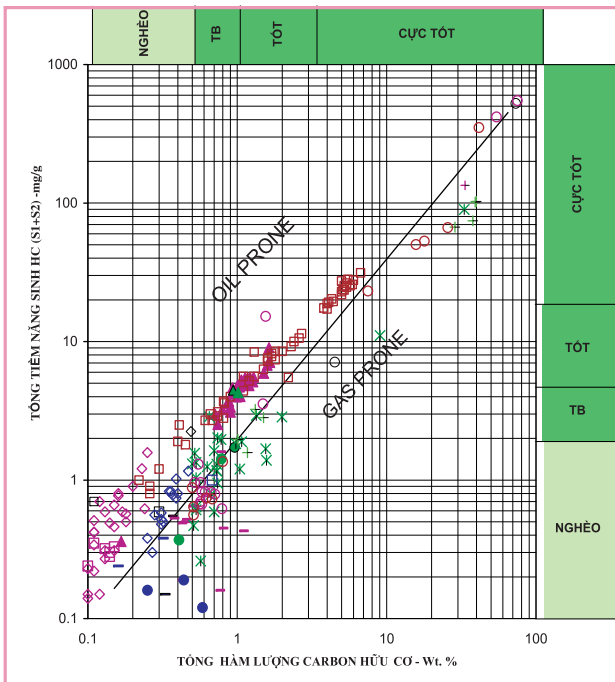
Hiện tại, có 3 giếng khoan: 124-HT-1X, 124-CMT-1X, 127-NT-1X mới chỉ khoan tới tầng Miocen hạ và duy nhất bắt gặp dầu tại giếng khoan 124-CMT-1X trong đá chứa carbonate [3]. Trong khi đó, trầm tích Oligocen được đánh giá là tầng sinh chính của bể dựa trên số liệu phân tích tại các bể lân cận (Nam Sông Hồng, Đông Bắc Nam Côn Sơn). Vì vậy, nghiên cứu địa hóa này không chỉ dựa trên kết quả phân tích mẫu tại 3 giếng khoan của bể mà cần sử dụng kết quả phân tích các giếng thuộc các bể lân cận. Theo tài liệu địa chấn, tập trầm tích này chỉ xuất hiện tại khu vực trùng thuộc trung tâm bể với chiều dày trầm tích trung bình khoảng 3.000m.

Trầm tích Oligocen: Tại giếng khoan thuộc Lô 124 (124-CMT-1X, 124-HT-1X) đều vắng mặt loại trầm tích này. Các giếng khoan Lô 118 thuộc Nam bể Sông Hồng và khu vực Lô 01-02, đá mẹ Oligocen chứa vật chất hữu cơ đạt mức độ từ trung bình - rất tốt (TOC: 0,5 - 5,9%); phần lớn mẫu có S2 > 2mg/g (2 - 29,1mg/g), Kerogen chủ yếu hỗn hợp loại 2 và 3 (giá trị HI: 60 - 625mg HC/gTOC) cho tiềm năng sinh hỗn hợp dầu, khí (Hình 3a và 3b) [4].

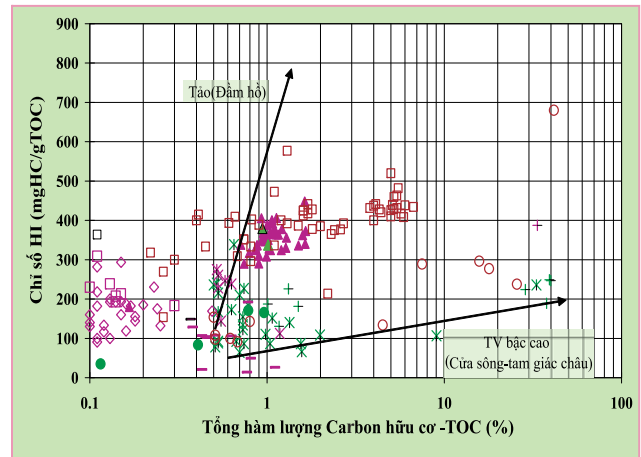
Trầm tích Miocen dưới: Mẫu sét kết Miocen dưới có độ giàu vật chất hữu cơ đạt trung bình, tiềm năng sinh nghèo, chứa chủ yếu Kerogen loại III. Riêng đối với mẫu sét than/than, độ giàu vật chất hữu cơ từ tốt - rất tốt, Kerogen chủ yếu loại III cho sản phẩm khí chủ yếu [4]. Đá mẹ này mới chỉ bước vào ngưỡng trưởng thành tại phần đáy của tập, tại phần phía trên chưa vào ngưỡng.

Khu vực phía Nam bể Phú Khánh (tiếp giáp Đông Bắc bể Nam Côn Sơn) hầu như đá mẹ bắt đầu vào ranh giới chớm trưởng thành, độ sâu khoảng từ 3.200m trở xuống, vào pha cửa sổ tạo dầu dưới 3.800m. Với khu vực Nam Sông Hồng, các giếng khoan Lô 119, 120, 121, mới chỉ khoan đến trầm tích tuổi Miocen giữa (trừ giếng 119-CH-1X) được phân bố trong vùng đá mẹ chưa trưởng thành. Đá mẹ Oligocen chỉ bắt gặp tại các giếng khoan Lô 118, được phân bố giữa ranh giới chớm trưởng thành đến trưởng thành (số liệu phân tích màu bario từ phần hoa). Tại giếng khoan 124-CMT-1X, trên giá trị nhiệt độ tại giếng khoan, đá mẹ bước vào ranh giới chớm trưởng thành độ sâu khoảng ~ 2.200m.

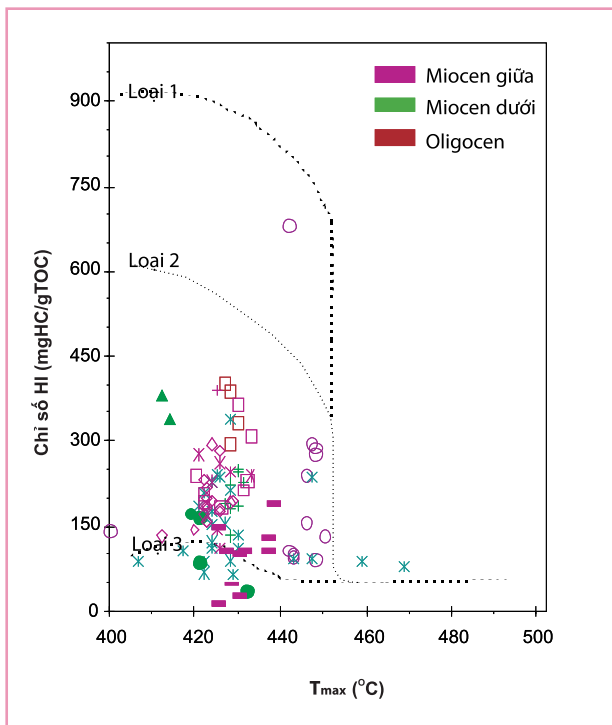
Trên biểu đồ phân bố %TOC&HI (Hình 4a), phần lớn lượng mẫu có xu thế phân bố chủ yếu



Hình 3a. Biểu đồ tiềm năng sinh hydrocarbon trầm tích bể Phú Khánh và vùng lân cận

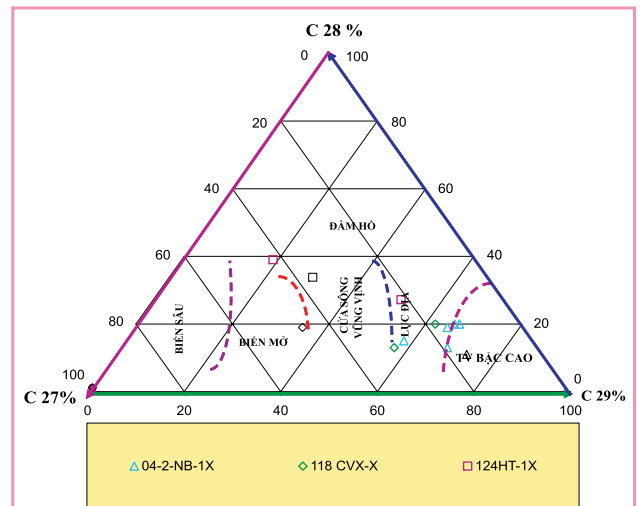


Hình 4a. Biểu đồ quan hệ TOC-HI



Hình 3b. Biểu đồ phân loại vật chất hữu cơ trầm tích bể Phú Khánh và vùng lân cận

trong vùng đá mẹ nguồn gốc lục địa và hỗn hợp đầm hồ - tam giác châu, lắng đọng trong môi trường oxy hóa thấp (phần lớn mẫu đá có tỷ số Pr₁/Ph₁ > 3). Biểu đồ tam giác C₂₇-C₂₈-C₂₉ Sterane, phần lớn các mẫu đá tập trung chủ yếu trong vùng cửa sông - tam giác châu (lục địa) (Hình 4b) [4].



Hình 4b. Biểu đồ mối quan hệ C₂₇-C₂₈-C₂₉ Sterane, mẫu đá

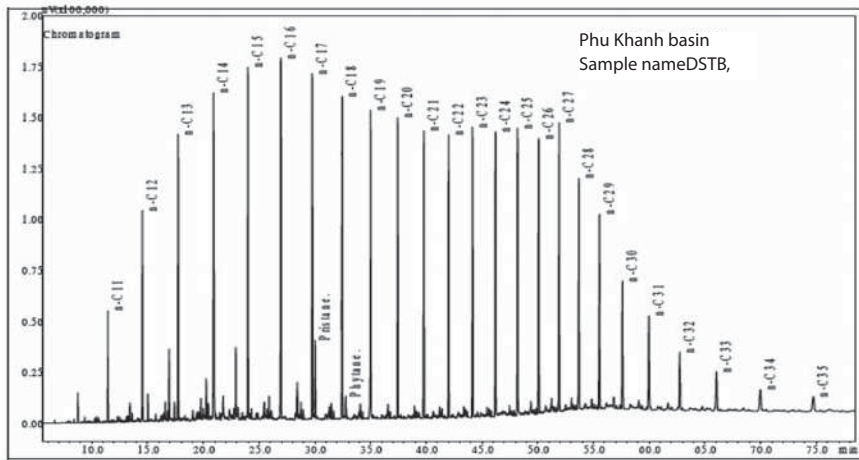
Tại giếng khoan 124-CMT-1X đã phát hiện dầu trong đá chứa carbonate, có hàm lượng lưu huỳnh rất thấp (%S: 0,043Wt) thuộc loại dầu ngọt, nhẹ (°API: 36,83). Tỷ số Ts/(Ts + Tm): 0,4 - 0,44 (tương đương giá trị %Ro ~ 0,95), điều này khẳng định đây là dầu trưởng thành [3, 13].

Trên dải phân bố sắc ký no C₁₅⁺, dạng phân bố yên ngựa từ C₁₁-C₃₅, tính trội C₁₅-C₁₉ và C₂₅-C₂₇ thể hiện sự pha trộn nguồn vật liệu lục địa và ít đầm (Hình 5a) [3]. Sự vắng mặt cấu tử C₃₀-Gammacerane chỉ ra sự ảnh hưởng rất ít của môi trường nước mặn. Đặc biệt, sự xuất hiện cấu tử 4α-methyl-24-ethylcholestanes, như một chất chỉ thị đánh dấu môi trường đầm hồ nước ngọt [4, 12, 13]. Nồng độ C₃₀-4 methyl steranes trong mẫu dầu cao (S8 = 119,47) (pic 42) (Hình 5b và 5c).

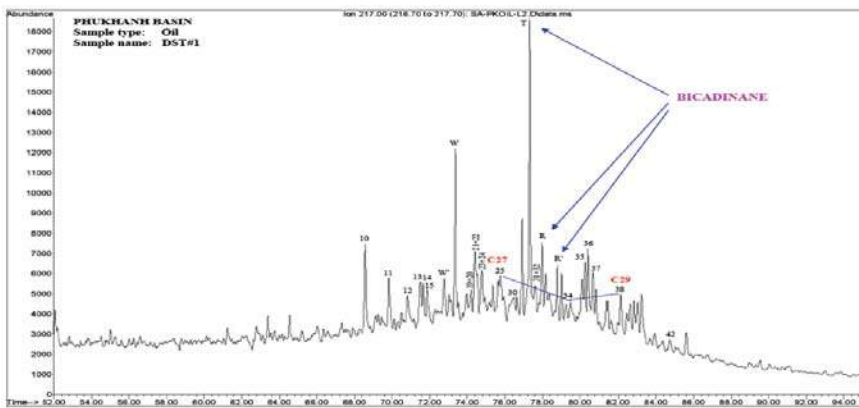
Dựa trên số liệu phân tích GC, GCMS-MS trên có thể thấy rằng dầu tại giếng khoan 124-CMT-1X thể hiện có sự đóng góp tỷ phần của nguồn vật liệu hữu cơ đầm hồ. Chúng được đánh giá có khả năng sinh ra từ đá mẹ chứa

nguồn vật liệu hữu cơ hỗn hợp lục địa (thực vật bậc cao) và đầm hồ (tảo) (Hình 5d).

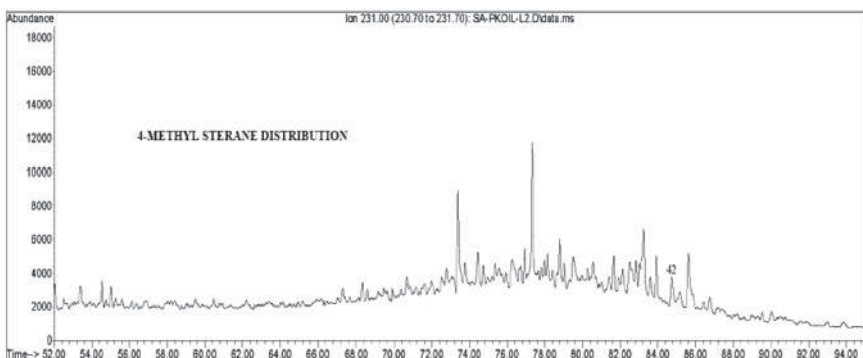
Trên kết quả phân tích mẫu trầm tích Đệ tam khu vực lân cận (Nam Sông Hồng, Bắc Nam Côn Sơn), có sự tồn tại của 2 tập đá mẹ tuổi Oligocen và Miocen sớm. Đá mẹ của 2 bể trên đều chứa vật chất hữu cơ nguồn gốc đầm hồ và lục địa với các tỷ lệ khác nhau. Điều này cũng được chứng minh bằng các phát hiện dầu tại 04-3-BC-1X, 04-2-NB-1X, 119-CH-1X cho thấy tồn tại 2 nhóm họ dầu: đầm hồ, lục địa [4, 12, 13].



Hình 5a. Dải phân bố C₁₅₊ hydrocarbon no mẫu dầu tại 124-CMT-1X



Hình 5b. Dải phân bố Sterane (m/z 217), mẫu dầu tại 124-CMT-1X



Hình 5c. Sự xuất hiện cấu tử 4 α -methyl-24-ethylcholestanes mẫu dầu tại 124-CMT-1X

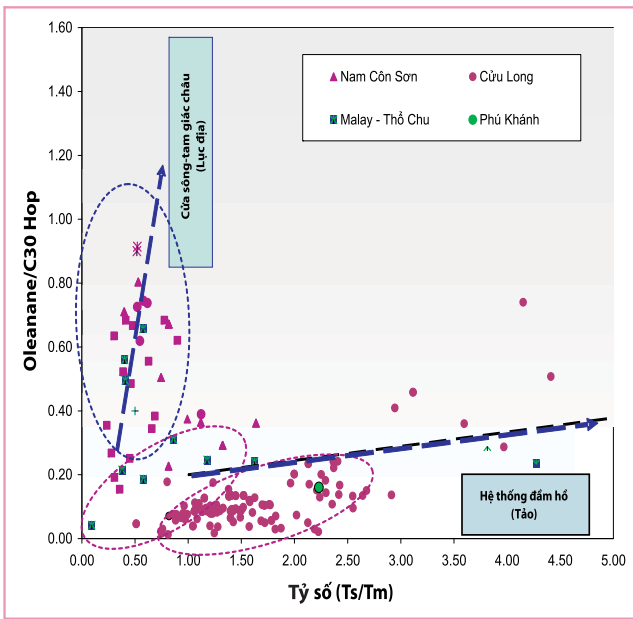
Số liệu phân tích mẫu dầu tại 124-CMT-1X và kết quả phân tích địa hóa vùng lân cận bể Phú Khánh dự đoán cho thấy: bể Phú Khánh cũng có đá mẹ Oligocen và Miocen dưới chứa vật chất hữu cơ nguồn lục địa và đầm hồ. Ngoài ra, không loại trừ khả năng có mặt đá mẹ chứa nguồn vật liệu biển khu vực nước sâu ngoài khơi (vùng nước sâu > 3.500m) phần phía Đông của bể, khu vực này rất dốc và tương trầm tích thay đổi rất nhanh [2].

Kết quả thống kê mô hình địa hóa cho thấy, mức độ trưởng thành tại đáy tập đá mẹ Oligocen, phần lớn đá mẹ phát triển hướng Đông Bắc - Tây Nam giới hạn Lô 146 và 126 và mở rộng phần phía Đông khu vực Lô 123, hiện trong pha tạo khí khô. Dải kéo dài từ Lô 120, 119, 118 và phần Lô 117 (phía Tây đối xứng Tri Tôn) đang trong pha tạo khí ẩm và condensate (Hình 6a).

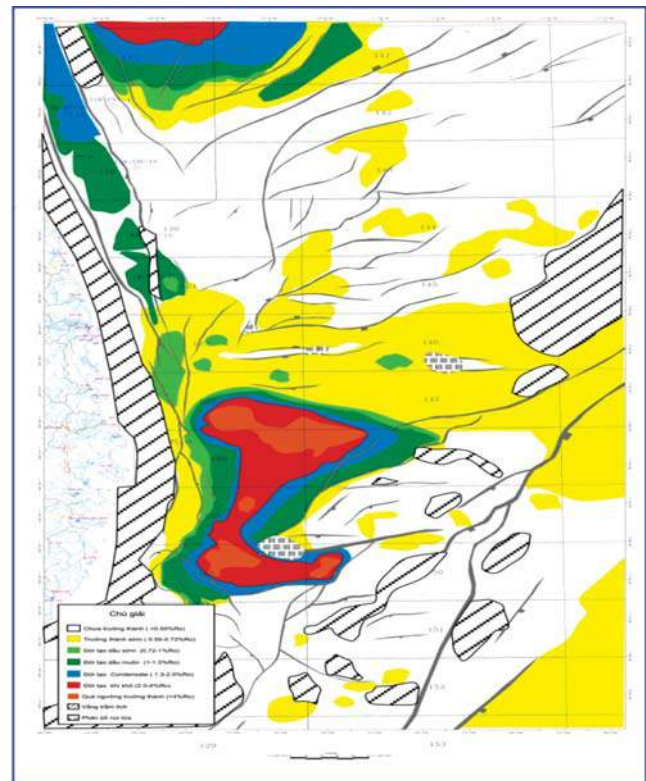
Trong khi đó tại nóc tập đá mẹ này, pha khí khô thu hẹp hơn, tập trung chủ yếu phần trũng sâu của bể, tiếp đến là phần ranh giới sinh dầu, khí ẩm bao quanh vùng rìa trũng trung tâm. Tại phần phía Bắc trũng trung tâm (Lô 122, 146, 147) đá mẹ đang trong giai đoạn trưởng thành. Sản phẩm được sinh ra vẫn chủ yếu từ đá mẹ Oligocen chứa vật liệu đầm hồ và lục địa lẫn cả Miocen dưới vật chất hữu cơ lục địa - biển (Hình 6b).

Tại trũng sâu mặt cắt, đá mẹ Miocen dưới đang trong pha sinh dầu mạnh (khu vực phía Đông Lô 124, 125, 126 và khu vực ven phía Tây Lô 146, 150). Còn trong khu vực nông hơn, một phần đá mẹ trong giai đoạn trưởng thành, phần còn lại hiện chưa vào ngưỡng (Hình 6c).

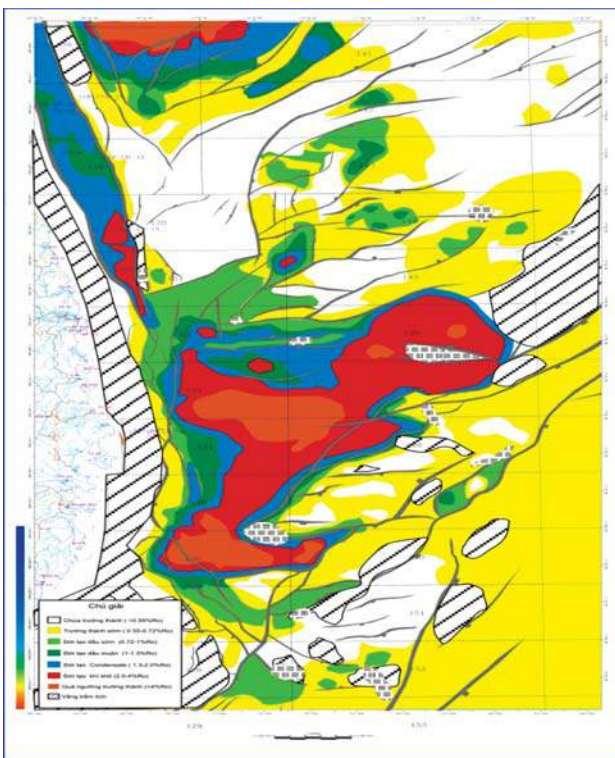
Trên Hình 7a và 7b, dầu và khí được sinh ra chủ yếu từ khu vực trũng sâu bể Phú Khánh. Tiềm năng sinh hydrocarbon chủ yếu từ tầng đá mẹ Oligocen tại trũng sâu trung tâm nơi mật độ sinh hydrocarbon cực đại, đây được coi như vùng cung cấp sản phẩm chính cho đới nâng vùng rìa/sườn bể. Tuy nhiên, hoạt động kiến tạo và thời gian (timing) hình thành bẫy rất quan



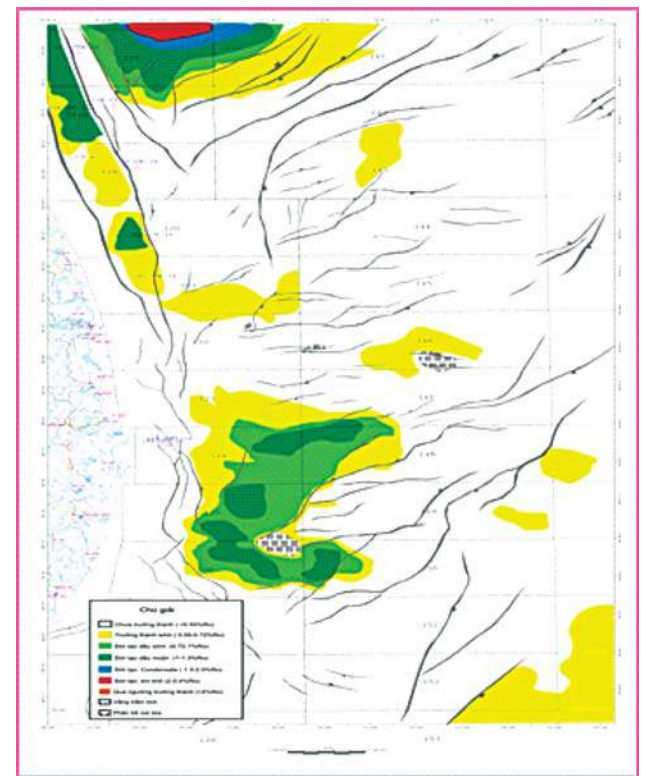
Hình 5d. Biểu đồ Oleanane/C₃₀Hopane và tỷ số (Ts/Tm) các mẫu dầu thuộc bể trầm tích ở Việt Nam

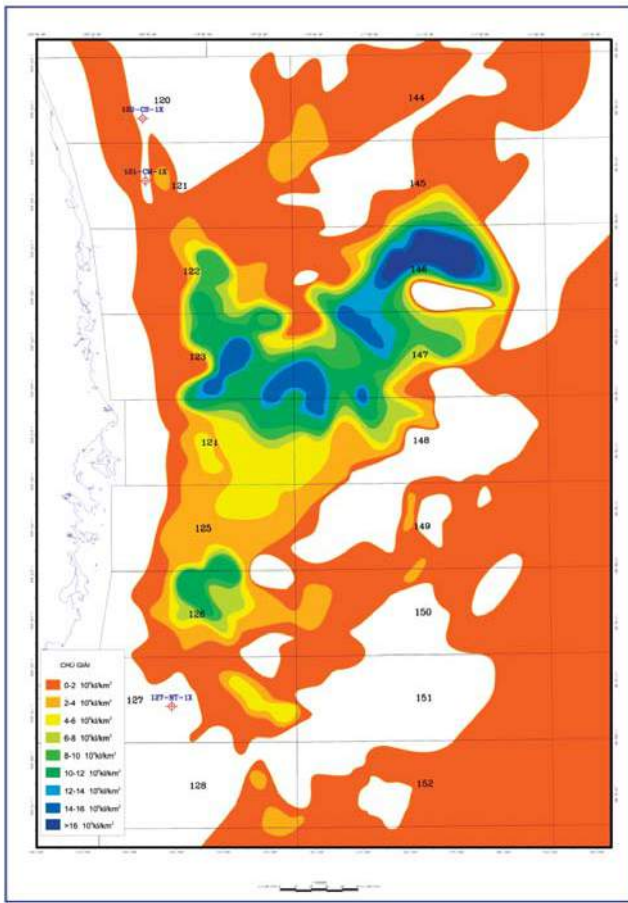


Hình 6b. Bản đồ trường thành nóc tầng Oligocen

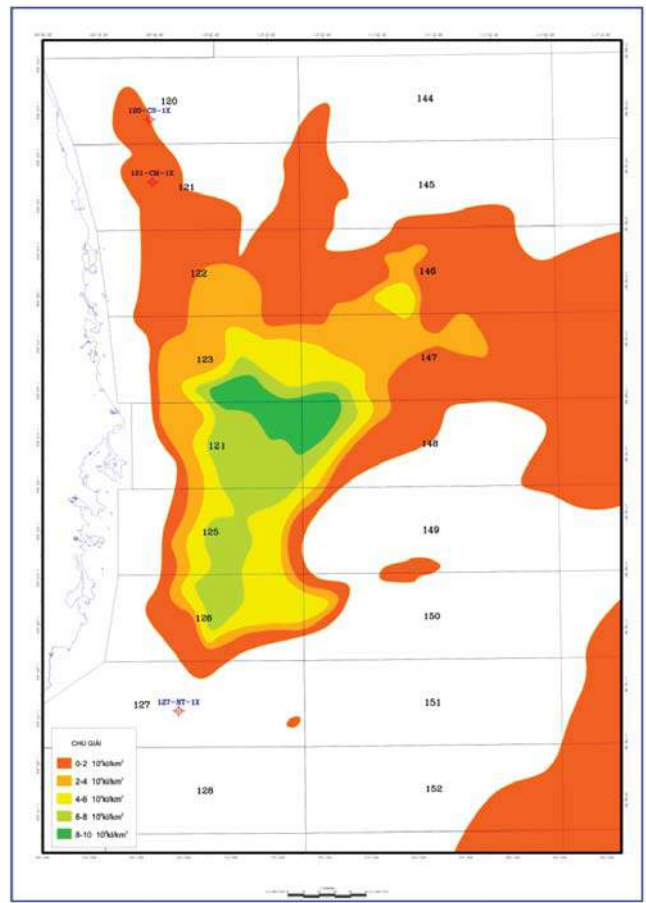


Hình 6a. Bản đồ trường thành đáy tầng Oligocen

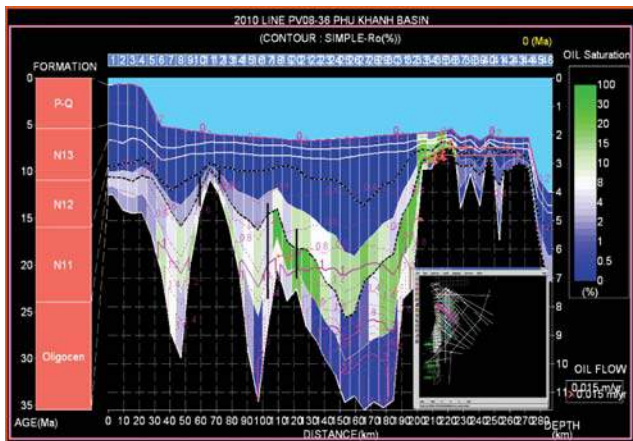




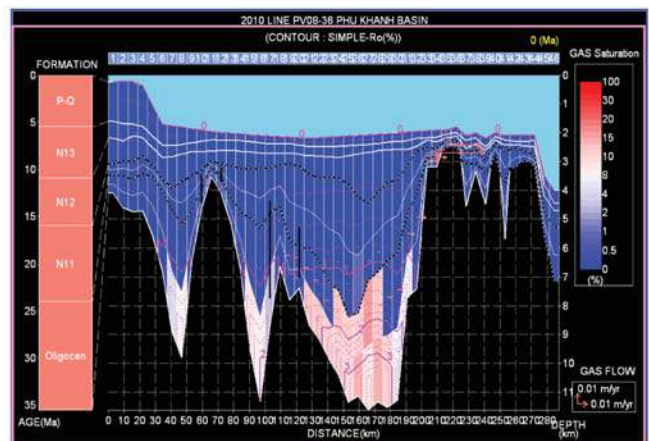
Hình 7a. Sơ đồ phân bố tổng mật độ dầu sinh tầng đá mẹ Oligocen



Hình 7b. Sơ đồ phân bố tổng mật độ dầu sinh tầng đá mẹ Miocen dưới



Hình 8a. Độ bão hòa hydrocarbon của mặt cắt AB tại thời điểm hiện tại

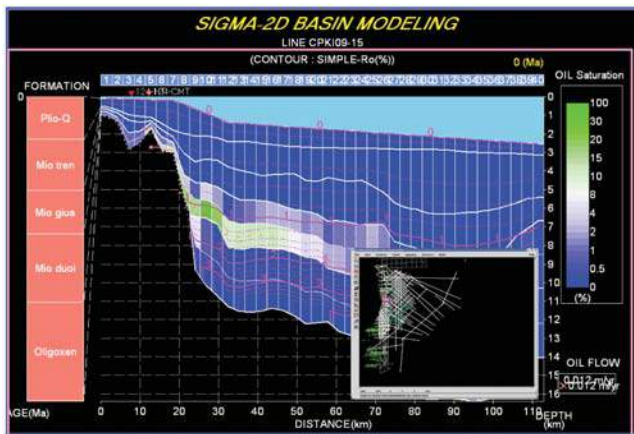


Hình 8b. Độ bão hòa khí của mặt cắt AB tại thời điểm hiện tại

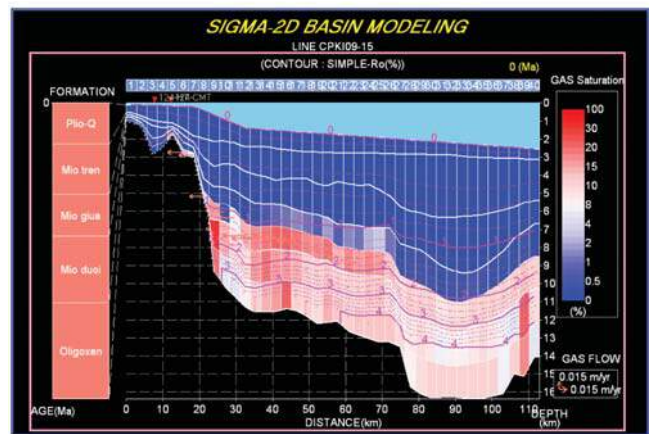
ngoài chân sườn lục địa (trung tâm bể). Trong khi đó, tại khu vực nông hơn đá mẹ đang trong pha sinh dầu - khí ẩm. Kết quả mô phỏng độ bão hòa dầu, khí thời điểm hiện tại cho thấy đã xuất hiện những vùng có độ bão hòa hydrocarbon tương đối cao, có biểu hiện di cư mạnh của dầu, khí lên tầng trên (Hình 8a - d).

Lượng hydrocarbon chỉ di thoát từ tầng đá mẹ khi đá mẹ đạt đến pha cửa sổ tạo dầu (pic). Vì vậy, thời gian di

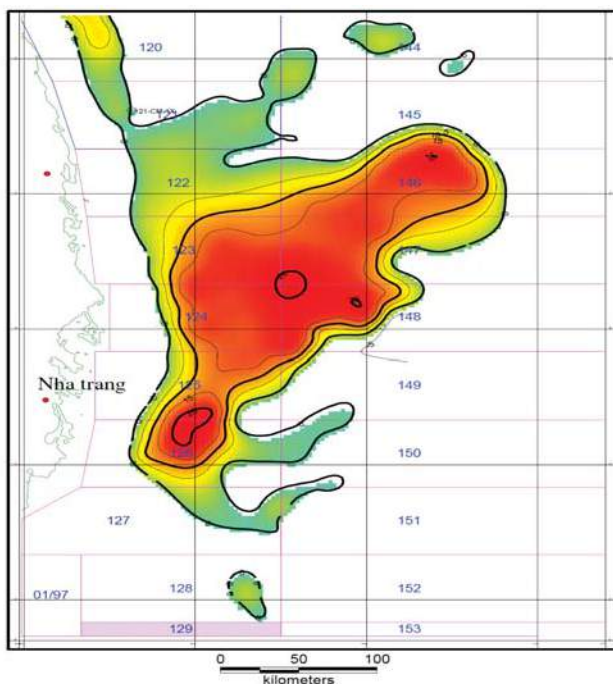
cư dầu và khí liên quan đến lượng dầu sinh ra mạnh mẽ từ đá mẹ [5]. Tại đây tầng đá mẹ Oligocen, hydrocarbon bắt đầu di cư Miocen sớm tại khu vực trũng sâu và cho tới thời điểm hiện tại với khu vực nông hơn với sự có mặt đá mẹ. Trong khi đó tại nóc đá mẹ này, hydrocarbon bắt đầu di cư thời kỳ Miocen trung trở lại đây (Hình 9a và 9b).



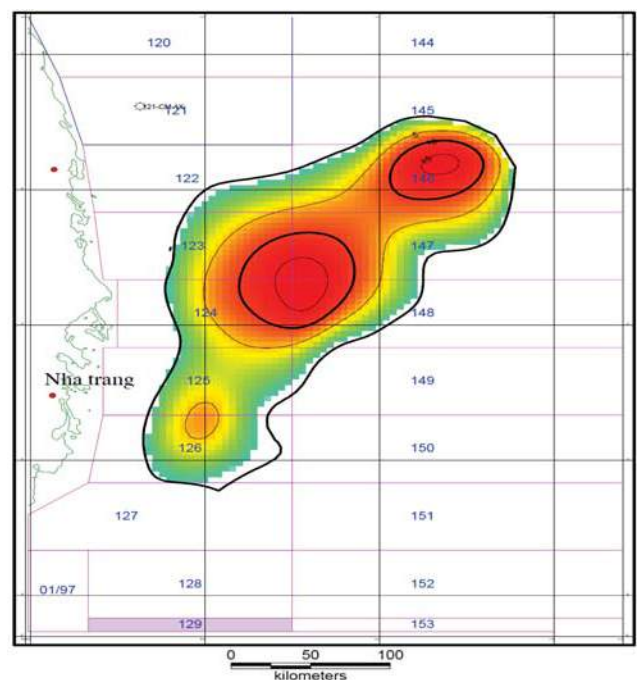
Hình 8c. Độ bão hòa khí của mặt cắt CD ở thời điểm hiện tại



Hình 8d. Độ bão hòa khí của mặt cắt CD thời điểm hiện tại



Hình 9a. Sơ đồ thời gian di cư tại đáy tập đá mẹ Oligocen



Hình 9b. Sơ đồ thời gian di cư tại nóc tập đá mẹ Oligocen

3. Kết luận

Theo như kết quả nghiên cứu địa hóa cũng như kết quả mô hình, khu vực này tồn tại 2 tập đá mẹ: Oligocen, Miocen dưới.

Đá mẹ Oligocen phân bố ở những trũng sâu (địa hào, bán địa hào), quá trình hydrocarbon di cư xảy ra diện rộng, xảy ra trong 2 giai đoạn: giai đoạn 1 khoảng 16 - 21 triệu năm; giai đoạn 2 từ 7 - 11 triệu năm trước.

Tại vùng nước nông (khối nâng), hầu như vắng mặt trầm tích Oligocen hoặc có thể có chiều dày trầm tích rất mỏng, đóng góp không đáng kể trong tiềm năng sinh hydrocarbon.

- Đá mẹ Miocen dưới bắt đầu sinh khoảng 8 triệu năm trước tại trũng sâu, hiện nay đang trong quá trình

cung cấp sản phẩm để nạp bể.

- Trong khu vực nghiên cứu, tồn tại 2 họ dầu: Họ đầm hồ (lacustrine) và lục địa (fluvio-deltaic)
- Dựa vào thời gian sinh, di cư của sản phẩm hydrocarbon, việc nghiên cứu thời gian hình thành bể/cấu tạo rất quan trọng trong công tác tìm kiếm.
- Cần nghiên cứu thêm ảnh hưởng của hoạt động núi lửa trẻ tới quá trình sinh và tích tụ dầu khí trong vùng nghiên cứu.

Tài liệu tham khảo

1. Nguyễn Hiệp. *Địa chất và Tài nguyên Dầu khí Việt Nam*. Nhà xuất bản Khoa học và Kỹ thuật. 1/2007. 550 trang
2. Nguyễn Mạnh Hùng. *Nghiên cứu cấu trúc địa chất*

và tiềm năng dầu khí bể Phú Khánh trên cơ sở tài liệu địa chất, địa vật lý. 2011. Lưu trữ tại Viện Dầu khí Việt Nam.

3. Plain. *Geological final well report of 124-CMT-1X and 124-HT-1X*. Lưu trữ tại Viện Dầu khí Việt Nam. 2007.

4. Douglas Waples. *A manual for source rock evaluation using petroleum systems concepts*. 1997.

5. Douglas Waples. *A manual for source rock evaluation using petroleum systems concepts*. 1997: P. 54 - 60.

6. Douglas Walpes. *Time and temperature in petroleum formation application of Lopatin's method to petroleum exploration of "The American Association of Petroleum geologists"*. Bulletin. 6/1980; 64(6): p. 916 - 926.

7. ENRECA project. *Integrated analysis and modelling of geological basins in Vietnam and an assessment of their hydrocarbon potential - First phase: Phu Khanh basin*. Báo cáo tổng kết pha 1. Lưu trữ tại Viện Dầu khí Việt Nam.

8. Hoàng Đình Tiến, Nguyễn Thúy Quỳnh. *Đặc điểm địa hóa các bể trầm tích thềm lục địa Việt Nam*. Tạp chí Dầu khí số 7/2003.

9. Jorgen A. Bojesen Koefoed. *Organic geochemistry*

and petrology in petroleum exploration - Basic organic sedimentology and introduction to the use of organic geochemical screening tools and biological marker technique. 2002.

10. Nguyễn Huy Quý và nnk. *Nghiên cứu cấu trúc địa chất và địa động lực làm cơ sở đánh giá tiềm năng dầu khí ở các vùng biển sâu và xa bờ của Việt Nam*. Báo cáo tổng kết Đề tài KC-09-06-2005. Lưu trữ tại Viện Dầu khí Việt Nam.

11. Akihiko Okui, 2011. *Geochemical analyses result on oil seep samples*.

12. A.Okui, Y.Yokoyama, K.Yokoi. *Higher-plant biomarkers in Oils from Southeast Asia*. Res. Org. Geochem. 1998; 13: p. 5 - 12.

13. K.E.Peters, C.C.Walters, J.M.Moldowan. *The biomarker guide: Biomarkers and isotopes in petroleum systems and earth history*. Cambridge University. 2005; 700.

14. Trịnh Xuân Cường và nnk. *Xây dựng chương trình, kế hoạch khảo sát điều tra tài nguyên dầu khí vùng biển và thềm lục địa Việt Nam giai đoạn 2009 - 2015, định hướng đến 2025*. 2009. Lưu trữ tại Viện Dầu khí Việt Nam.

A study of the geochemical characteristics of Phu Khanh basin

Nguyen Thi Tuyet Lan, Nguyen Thu Huyen, Nguyen Thi Thanh
Le Hoai Nga, Ho Thi Thanh, Phi Ngoc Dong
Vietnam Petroleum Institute

Summary

Studies of the deep water part of Phu Khanh basin were previously limited because no drilling activities had been carried out at the time. However, the discovery of oil in Miocene carbonate reservoir at 124 CMT-1X well in 2008 has encouraged oil and gas exploration activities as it proves the basin's petroleum potential. In this article, the authors studied the presence of source rocks and the relationship between crude oil and source rocks in Phu Khanh basin, and forecasted the petroleum potential, the history of HC generation and migration from source rocks to reservoirs or structures as well as the existence of petroleum accumulations.