



Tạp chí Khoa học Kỹ thuật Mỏ - Địa chất

Trang điện tử: <http://tapchi.humg.edu.vn/>



Áp dụng phương pháp khảo sát mẫu đáy biển nghiên cứu đặc điểm hệ thống dầu khí khu vực nước sâu xa bờ, bể Phú Khánh, Biển Đông, Việt Nam

Lê Trung Tâm ^{1,*}, Nguyễn Tiến Long ¹, Lê Tuấn Việt ¹, Đặng Văn Tĩnh ¹, Austin J. Kullman ²

¹ Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí (PVEP), Việt Nam

² Murphy Nha Trang Oil Co LTD Vietnam, Việt Nam

THÔNG TIN BÀI BÁO

Quá trình:

Nhận bài 26/1/2017

Chấp nhận 19/4/2017

Đăng online 28/6/2017

Từ khóa:

Bể Phú Khánh

Nước sâu

Mẫu đáy biển

Địa nhiệt

Phân tích địa hóa

TÓM TẮT

Bể Phú Khánh là bể Frontier, có diện tích khoảng 110,000 km². Công tác thăm dò mới chủ yếu thực hiện ở khu vực nước nông, bao gồm thu nổ địa chấn 2D, 3D và khoan một số giếng thăm dò, các kết quả thăm dò khẳng định sự hoạt động của hệ thống dầu khí ở khu vực này. Đối với khu vực nước sâu (>200m), công tác tìm kiếm thăm dò còn nhiều hạn chế, chưa có giếng khoan thăm dò. Để làm sáng tỏ một số đặc điểm về hệ thống dầu khí trong điều kiện chưa có giếng khoan thăm dò, phương pháp khảo sát mẫu đáy biển đã được áp dụng tại hợp đồng dầu khí Lô 144-145. Ưu điểm của phương pháp là chi phí thấp, sử dụng các kết quả phân tích mẫu trong phòng thí nghiệm có thể bước đầu nghiên cứu một số đặc điểm về hệ thống dầu khí các đối tượng dưới sâu làm tiền đề cho các công tác tìm kiếm thăm dò tiếp theo trước khi quyết định khoan. Bài báo trình bày kết quả chính bao gồm: kết quả phân tích địa hóa, kết quả khảo sát địa nhiệt, kết quả phân tích thạch học trầm tích. Các kết quả này sẽ được sử dụng làm thông số đầu vào cho việc xây dựng mô hình bể trầm tích cho toàn bộ (basin modeling).

© 2017 Trường Đại học Mỏ - Địa chất. Tất cả các quyền được bảo đảm.

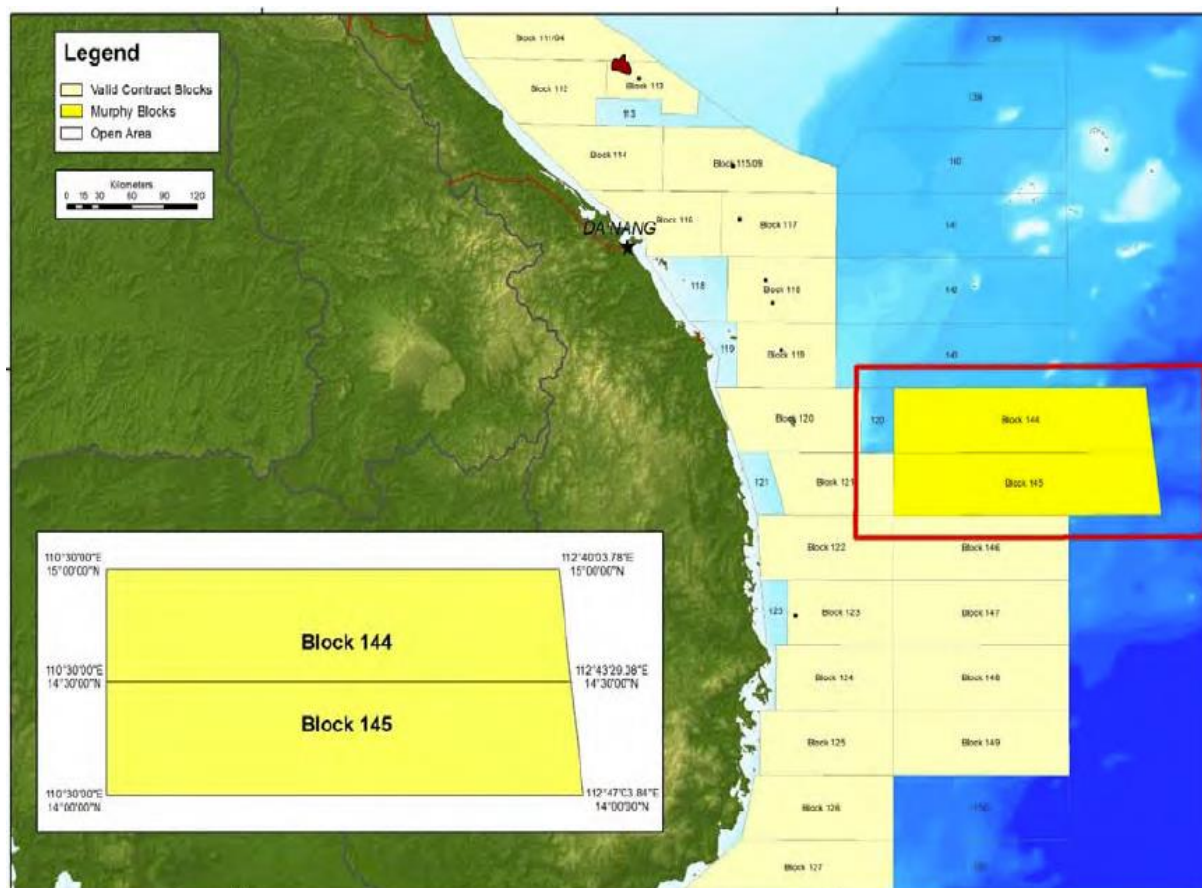
1. Mở đầu

Khu vực nghiên cứu được thực hiện tại hợp đồng dầu khí Lô 144-145, bể Phú Khánh, Biển Đông, Việt Nam, được điều hành bởi Công ty Murphy Nha Trang Oil và Tổng Công Ty Thăm Dò Khai Thác Dầu Khí. Tổng diện tích Lô là

26.500km², chiều sâu mực nước biển dao động từ 700m đến 3500m. Các hoạt động tìm kiếm thăm dò ở khu vực nghiên cứu nói riêng và khu vực nước sâu Bể Phú Khánh nói chung chủ yếu mới chỉ có thu nổ địa chấn 2D, chưa có giếng khoan thăm dò. Tại vùng nghiên cứu đã thực hiện thu nổ tổng khối lượng 7600km tuyến địa chấn 2D. Bản đồ vị trí khu vực nghiên cứu được thể hiện tại Hình 1. Cấu kiến tạo: Theo các nghiên cứu trước đây, bể Phú Khánh nằm trên thềm lục địa miền trung Việt Nam có dạng hình thoi hẹp kéo dài theo phương

*Tác giả liên hệ

E-mail: tamlt@pvep.com.vn



Hình 1. Vị trí Lô 144-145, bể Phú Khánh, Biển Đông, Việt Nam.

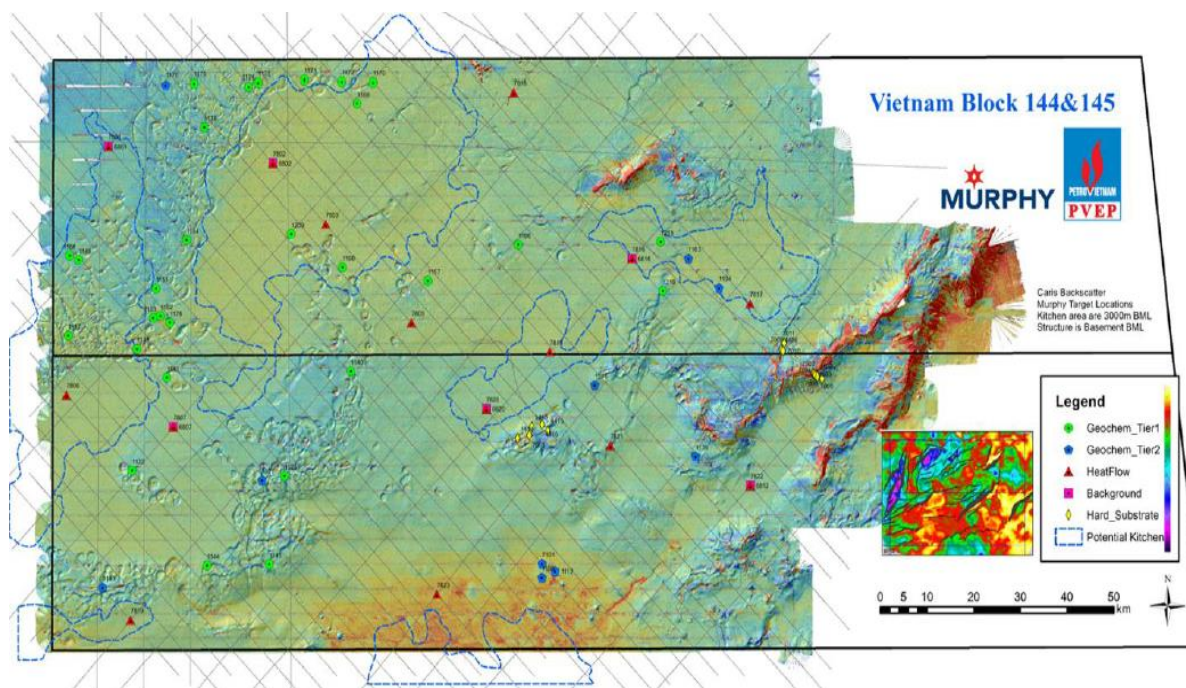
Bắc Nam. Ranh giới phía tây là thềm hẹp miền Trung, phía Bắc là đới trượt ngang Đà Nẵng, phía Nam là đới trượt Tuy Hòa, phía Đông ranh giới vẫn còn chưa rõ ràng. Bể được hình thành và phát triển qua các pha kiến tạo chính như sau: Pha I) Pha san bằng kiến tạo Paleoxen; Pha II) Pha đồng tạo Rift (Eoxen - Oligoxen - Mioxen sớm); Pha III) Pha sụt lún và oằn võng (Mioxen giữa - Mioxen muộn); Pha IV) Pha tạo thềm (Mioxen muộn - Đệ tứ) (Nguyễn Xuân Huy và nnk, 2016).

Địa tầng: Nét chung nhất về địa tầng trầm tích bể Phú Khánh là có sự biến đổi nham tướng trầm tích mạnh giữa các khu vực, đặc biệt là giữa phần phía Đông và phía Tây. Bề dày trầm tích Kainozoi dày nhất ở khu vực phía Đông (có thể tới hơn 10.000 m) và mỏng dần ở khu vực phía Tây và Tây Nam của bể. Trầm tích Kainozoi ở các Lô phía Bắc mang những nét đặc trưng chủ yếu cho tướng trầm tích biển nông đến biển sâu, chúng có nhiều nét tương đồng với những thành tạo trầm tích đã được phát hiện và nghiên cứu tại phần Nam bể Sông Hồng (đặc biệt là khu vực địa lũy Tri Tôn).

Trong khi đó ở các Lô phía Nam, trầm tích Kainozoi được thành tạo chủ yếu trong điều kiện tam giác châu xen kẽ biển ven bờ và biển nông và chúng khá tương đồng với những trầm tích phân bố ở rìa Đông Bắc của bể Cửu Long và phần cực Bắc của bể Nam Côn Sơn. Địa tầng tổng hợp và mặt cắt địa chấn đặc trưng khu vực nghiên cứu được thể hiện trên các Hình 2, Hình 3.

2. Công tác thực địa khảo sát lấy mẫu đáy biển

Để làm sáng tỏ một số đặc điểm về hệ thống dầu khí trong điều kiện chưa có giếng khoan thăm dò, phương pháp khảo sát mẫu đáy biển đã được áp dụng tại hợp đồng dầu khí Lô 144-145. Vị trí lấy mẫu được xác định trên cơ sở kết quả khảo sát 17,000km² Multibeam phân giải cao, sử dụng kết quả phân tích dị thường backscatter để xác định các khu vực có thể liên quan đến vết lộ dầu dưới đáy biển, các khu vực lộ đá gốc để lựa chọn vị trí lấy mẫu. Tổng cộng 75 mẫu đã được thiết kế, các mẫu đáy biển thu thập sử dụng thiết bị chuyên dụng khoan sâu dưới đáy biển 6m.



Hình 4. Vị trí các khảo sát các mẫu đáy biển 75 mẫu bao gồm a) mẫu địa hóa, b) mẫu địa nhiệt, c) mẫu phân tích thạch học trầm tích (Murphy Nha Trang Oil Co., LTD Vietnam, 2017).



Hình 5. Hình ảnh thực địa khảo sát lấy mẫu đáy biển.

dấu hiệu Hydrocarbon sẽ lớn (Wheeler, 2011). Ngoài ra giá trị R1 cũng liên quan tới hydrocarbon, có thể sử dụng để xem xét mức độ xuất hiện của Hydrocarbon trong mẫu và loại Hydrocarbon. Các mẫu có TSF và R1 cùng cao sẽ liên quan đến dầu nhiều, còn TSF cao và R1 thấp sẽ liên quan đến khí là sản phẩm của quá trình cracking nhiệt (Bernard, 2008).

Phương pháp TSF được thực hiện trên 130 mẫu, kết quả đã xác định 04 mẫu có dấu hiệu của dầu khí condensate, biểu đồ kết quả phân tích mẫu được thể hiện trên Hình 6.

+ Mẫu MURV0012 (Station 1170): Max TSF 4,429; R1 = 2.16; black oil.

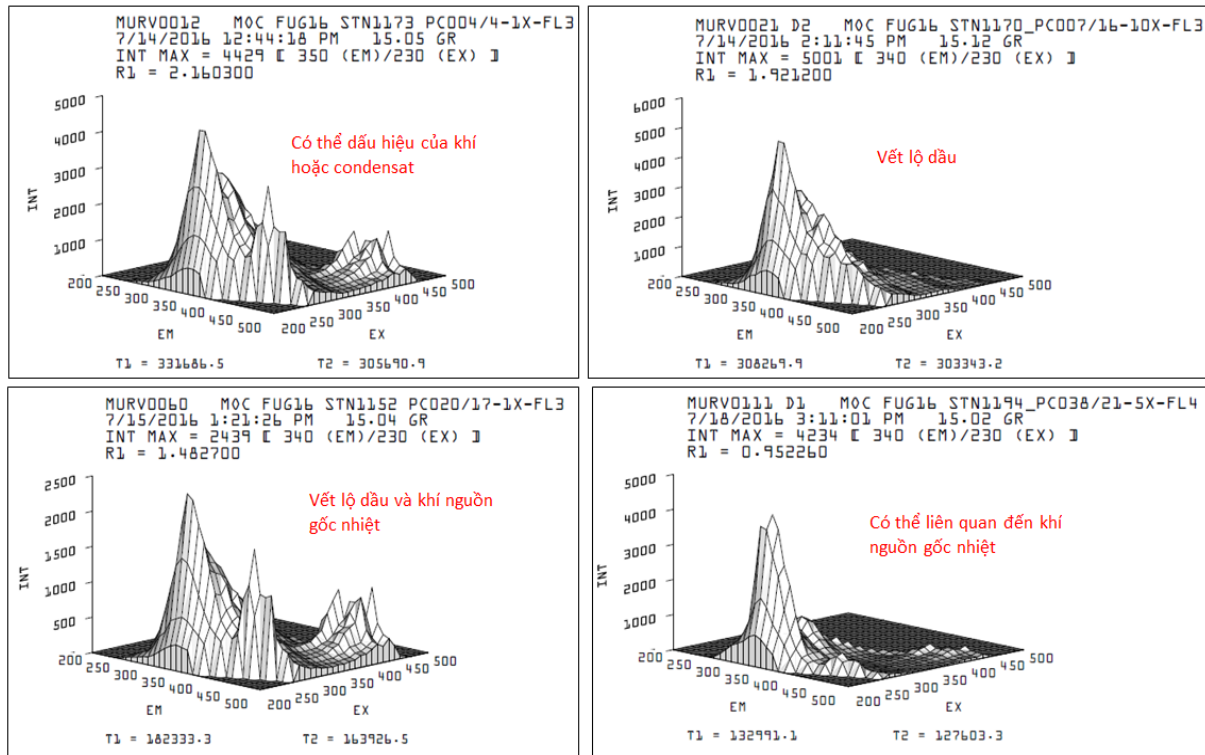
+ Mẫu MURV0021 (Station 1173): Max TSF 49,800; R1 = 1.92; possible micro seepage gas or condensate.

+ Mẫu MURV0060 (Station 1152): Max TSF 2,363; R1 = 1.48; Cracked oil seepage Thermogenic gas.

+ Mẫu MURV00111 (Station 1194): Max TSF 19,195; R1 = 0.95; Possible micro seepage thermogenic gas.

3.1.2. Isotopes - Đồng vị cacbon

Đây là phương pháp phân tích ứng dụng của thành phần đồng vị Carbon trong việc xác định loại khí hay nguồn gốc của khí, dựa vào tỉ số đồng vị Carbon σC^{13} (Pryono, 2007). Kết quả phân tích



Hình 6. Kết quả phân tích TSF các mẫu có khả năng liên quan đến Hydrocarbon.

05 mẫu cho kết quả nguồn gốc bao gồm cả nguồn gốc sinh hóa ($\sigma C^{13} = -55 \div -85 \text{ ‰}$) và một số là sản phẩm được tạo ra do quá trình cracking nhiệt ($\sigma C^{13} = -29 \div -54 \text{ ‰}$). Kết quả được thể hiện trên Hình 7.

3.1.3. Biomarkers

Để dự đoán tuổi của đá sinh, sử dụng kết quả phân tích tỉ số 24-Nordiacholestane (NDR) từ các mẫu trầm tích có chứa Hydrocarbon. Kết quả phân tích từ 02 mẫu có dấu hiệu Hydrocarbon là V0111 và V0021 đã có kết quả có thể tồn tại 02 loại đá mẹ có tuổi khác nhau. Mẫu V0021 cho kết quả tỷ số NDR 0.74 cho thấy dầu có nguồn gốc từ đá mẹ tuổi Kainozoi, mẫu V0111 kết quả tỷ số NDR 0.4 cho thấy nhiều khả năng đá mẹ có tuổi cổ hơn. Tuy nhiên do hạn chế về mẫu và rủi ro từ việc lấy mẫu trên bề mặt đáy biển nên đây mới chỉ là những dự đoán ban đầu, cần tiếp tục có những nghiên cứu kỹ hơn mới có thể kết luận chính xác về sự tồn tại cũng như tuổi, môi trường thành tạo của đá sinh ở khu vực này. Kết quả phân tích Biomarkers xác định 02 trùng có thể là đá sinh được thể hiện tại Hình 8.

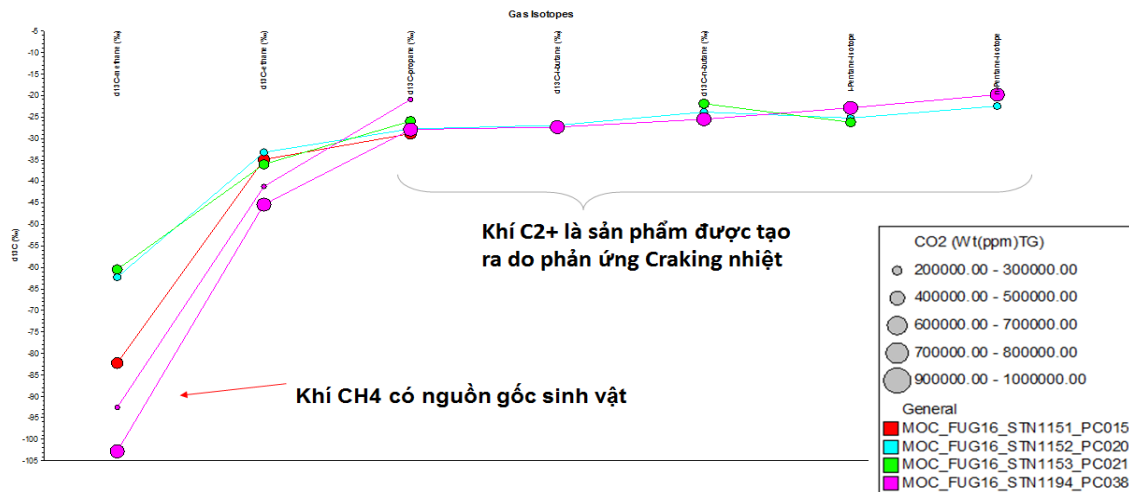
3.1.4. Diamondoids

Sử dụng các kết quả phân tích các chỉ số 3- + 4- methyl diamantanes có thể xác định các vết lộ có khả năng liên quan đến dầu, khí Condensate. Thông thường chỉ số này $<0.05 \text{ ppm}$ thuộc vùng Background không có dấu hiệu liên quan đến Hydrocarbon. Các mẫu có chỉ số càng cao khả năng liên quan đến Hydrocarbon càng lớn, ngoài ra kết hợp với chỉ số C27 Diasterane có thể xác định đó là vết lộ dầu hay Hydrocarbon được tạo ra do phản ứng cracking nhiệt.

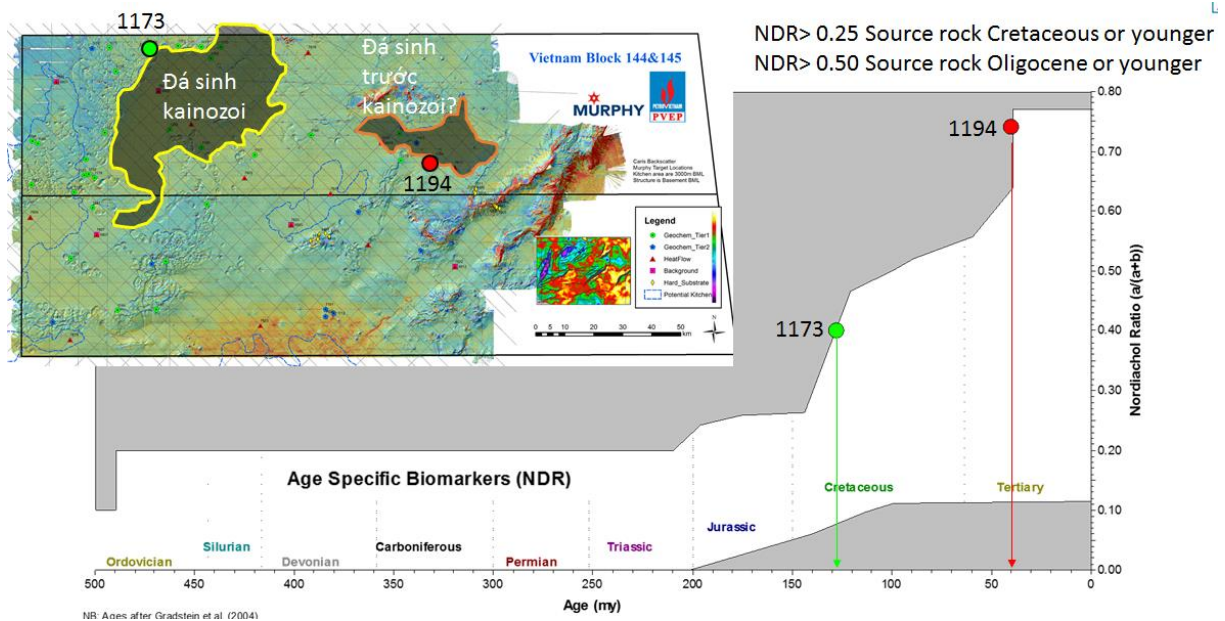
Kết quả phân tích 46 mẫu đã xác định 11 mẫu có khả năng liên quan đến Hydrocarbon, trong đó khẳng định có 01 mẫu V0021 liên quan đến vết lộ dầu và 01 mẫu V0060 liên quan đến Hydrocarbon cracked nhiệt. Biểu đồ trực giao quan hệ giữa chỉ số C27 Diasterane 20S và 3-+4-methyl Diamantanes xác định dấu hiệu Hydrocarbon các mẫu được thể hiện trên Hình 9.

3.2. Khảo sát dòng nhiệt đáy biển

Sử dụng 15 trạm đo đã xác định được dòng nhiệt và gradient địa nhiệt ở khu vực nghiên cứu. Kết quả cho thấy nhiệt độ bề mặt đáy biển khu vực này tương đối cao so với các khu vực khác tại bể Sông Hồng, bể Phú Khánh với Gradient địa nhiệt



Hình 7. Kết quả phân tích Isotopes.



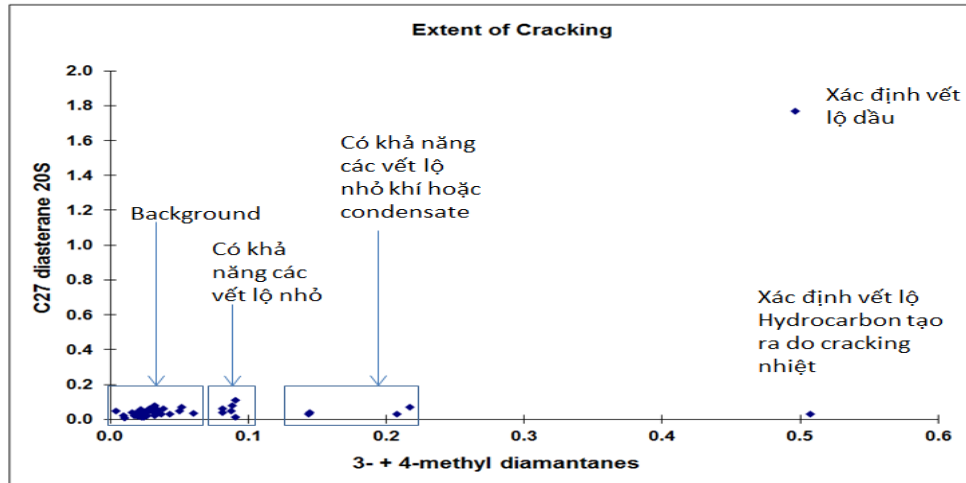
Hình 8. Kết quả phân tích Biomarker, xác định tuổi đá sinh; a) mẫu V0021 (Station 1173) cho kết quả dự báo trứng đá sinh trẻ; b) mẫu V0111 (Station 1194) cho kết quả dự báo trứng đá sinh cổ hơn.

giao động từ 0.079K/m - 0.100K/m (Hình 10). Nguyên nhân nhiệt độ khu vực này cao có thể giải thích do khu vực nghiên cứu là vùng nước sâu xa bờ, gần với tách giãn đại dương nên trầm tích mỏng, kèm theo các hoạt động núi lửa trẻ ở bể Phú Khánh làm cho dòng nhiệt có xu hướng cao hơn so với các bể trầm tích khác lân cận.

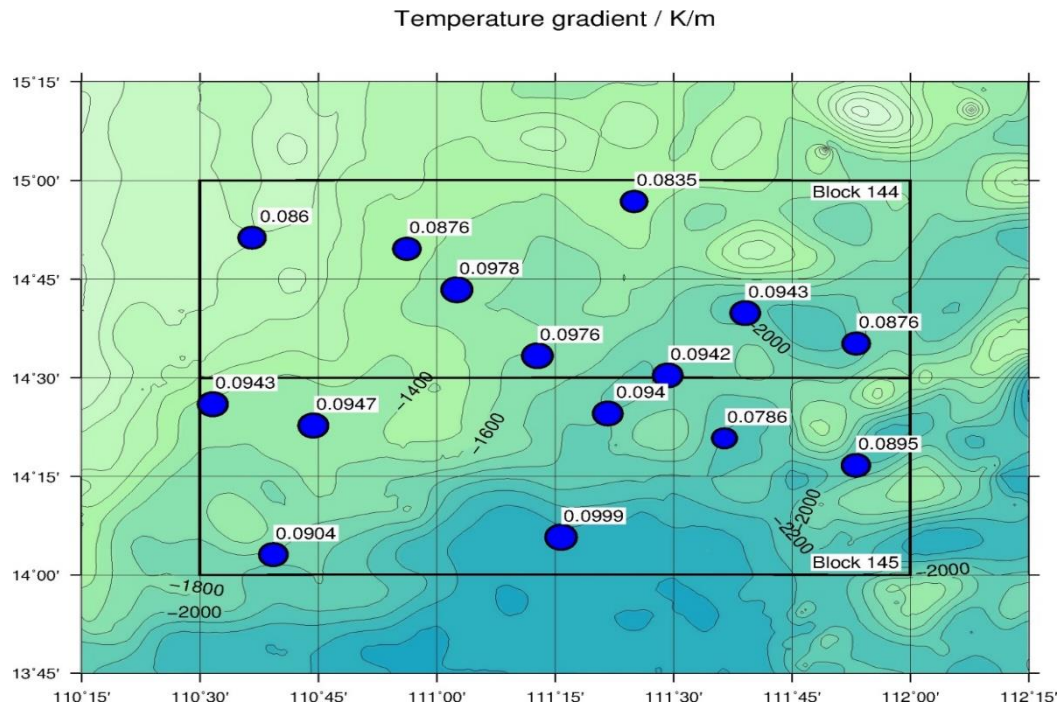
3.3. Sinh địa tầng

Kết quả phân tích sinh địa tầng từ 13 mẫu khảo sát đã xác định có tuổi bao gồm Pliocene, Miocene và Oligocene. Kết quả cũng chỉ ra vị trí

của bất chỉnh hợp lớn MMU. Ngoài ra một số dấu hiệu cũng cho thấy có thể có sự góp mặt của trầm tích Eocene ở khu vực này. Mặc dù vậy kết quả phân tích vẫn còn tiềm ẩn nhiều rủi ro do số lượng mẫu ít, các mẫu lấy ở bề mặt đáy biển nên khả năng lấy được mẫu trong đá gốc cũng không cao, không ngoại trừ có những mẫu là những tảng lăn ở khu vực khác lân cận. Mặc dù vậy, với những kết quả thu thập được sẽ làm tiền đề quan trọng cho các nghiên cứu tiếp theo về địa tầng và hệ thống dầu khí ở khu vực này. Kết quả phân tích sinh địa tầng thể hiện trên Hình 11.



Hình 9. Phân tích Diamondoids xác định dấu hiệu Hydrocarbon trong mẫu



Hình 10. Gradient địa nhiệt tại các trạm đo Heat Flow.

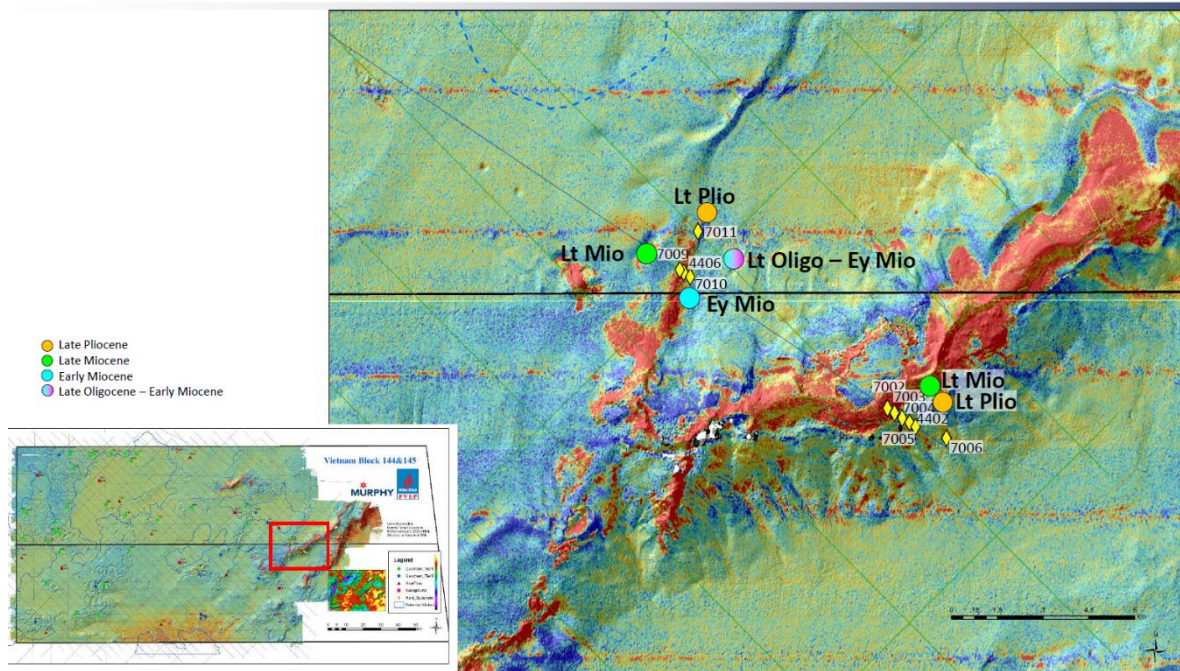
3.4. Khí CO₂

Kết quả phân tích hàm lượng CO₂ trong các mẫu cho thấy rất nhiều mẫu có hàm lượng CO₂ cao, nhiều mẫu lên tới gần 1 triệu ppm (100%) CO₂. Sự có mặt của CO₂ là dấu hiệu không tốt đối với công tác tìm kiếm thăm dò, do vậy với kết quả phân tích mẫu như vậy đòi hỏi phải có thêm các nghiên cứu về nguồn gốc và phân bố CO₂ để làm tiền đề cho các công tác tiếp theo. Kết quả phân

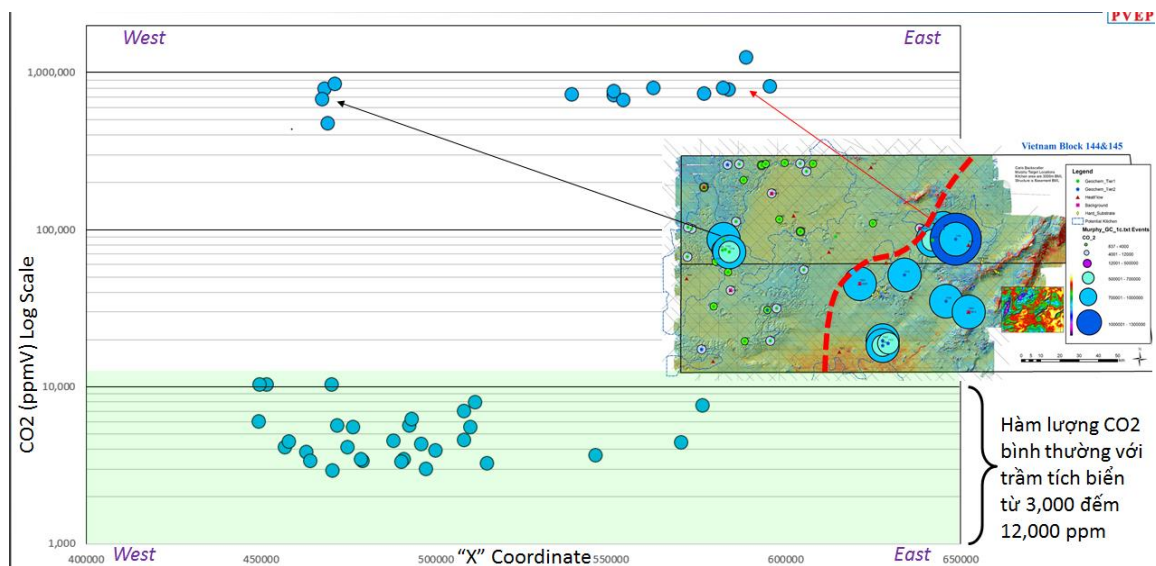
tích và sơ đồ vị trí các điểm lấy mẫu có hàm lượng CO₂ cao được thể hiện trên Hình 12.

4. Kết luận

Trên cơ sở kết quả khảo sát mẫu đáy biển tại Lô 144-145, nhiều đặc điểm địa chất và hệ thống dầu khí ở khu vực nghiên cứu đã được làm sáng tỏ. Các kết quả vẫn còn nhiều rủi ro do số lượng khảo sát mẫu ít, sử dụng các kết quả từ khảo sát, phân tích mẫu bề mặt để đánh giá các đặc điểm địa



Hình 11: Kết quả phân tích sinh địa tầng



Hình 12. Kết quả phân tích CO₂ tại các vị trí lấy mẫu.

chất đối tượng dưới sâu vẫn còn tiềm ẩn những sai số nhất định. Tuy nhiên, đối với khu vực nước sâu, chưa có giếng khoan thăm dò các kết quả thu thập được sẽ làm tiền đề quan trọng cho các nghiên cứu tiếp theo như xây dựng mô hình bể trầm tích và đánh giá đặc điểm hệ thống dầu khí trước khi quyết định thực hiện các công tác thăm dò tiếp theo. Một số kết luận chính khi áp dụng phương pháp khảo sát mẫu đáy biển nghiên cứu đặc điểm hệ thống dầu khí (chủ yếu là nghiên cứu đá sinh)

khu vực nước sâu xa bờ Lô 144-145, bể Phú Khánh, Biển Đông, Việt Nam như sau:

- Khẳng định có dấu hiệu dầu khí tại một số mẫu bề mặt thu thập được
- Kết quả phân tích Biomarker cho phép dự báo trong phạm vi Lô 144 tồn tại 02 trữ có khả năng tồn tại đá sinh tuổi Kainozoi và cổ hơn.
- Xác định 01 vết lộ dầu, 01 vết lộ khí là sản phẩm của quá trình cracking nhiệt và một số vết lộ khác có khả năng liên quan đến Hydrocarbon.

- Xác định được hàm lượng CO₂ ở tất cả các mẫu thu thập, khoanh vùng khu vực có hàm lượng CO₂ cao

- Xác định được dòng nhiệt đáy biển và gradient địa nhiệt khu vực nghiên cứu. Kết quả cho thấy gradient địa nhiệt bề mặt cao hơn so với các bể trầm tích lân cận. Điều này có thể giải thích do vùng nghiên cứu gần với khu vực tách giãn đại dương, trầm tích mỏng và có sự hoạt động của núi lửa trẻ.

Tài liệu tham khảo

Bernard, B. B., 2008. *Surface Geochemical Exploration and Heat Flow surveys in fifteen frontier Indonesian Basins*. Thirty - second Annual Convention & Exhibition May 2008, 45-60.

Murphy Nha Trang Oil Co LTD Vietnam, 2017. *Biostratigraphy Final Report*: Block 144-145

Seabed coring report, 145pages.

Murphy Nha Trang Oil Co LTD Vietnam, 2017. *Standard and Advance Geochem Final Report*. Block 144-145 Seabed coring report, 130 pages.

Nguyen Xuan Huy, Nguyen Xuan Truong, Ta Quoc Dung, Do Quang Khanh, 2016. *Mechanism of Phu Khanh Basin Formation and Related Tectonic Context in the Southeast Asia Sea*. 5th World Conference on Applied Sciences, Engineering & Technology, HCMUT, Vietnam, 5 pages.

Pryono, I.R.R., 2007. *Indonesia Object of massive study*. Pacific Rim E&P, 66-72.

Wheeler, A., 2011. *Seabed sediment sampling techniques*. Offshore Operations in Marine GeoSciences, 23-44.

ABSTRACT

Seabed coring survey to study petroleum system characteristics in the deepwater area of Phu Khanh Basin, East Sea, Vietnam.

Tam Trung Le ¹, Long Tien Nguyen ¹, Viet Tuan Le ¹, Tinh Van Dang ¹, Austin J. Kullman ²

¹ Petrovietnam Exploration Production Corporation (PVEP), Vietnam

² Murphy Nha Trang Oil Co. LTD Vietnam, Vietnam

The Phu Khanh Basin of eastern Vietnam is one of the last remaining basins in SE Asia that is truly a frontier with the total area of about 110,000 km². The exploration of this basin initiated earlier in the inboard shallow water area of the basin rather than the deepwater area. Seismic surveys of 2D and 3D have been shot and several wells have been drilled in the shallow areas. As a result, a working petroleum system has been proven. However, the exploration in the deepwater area (>200m) has been just began in recent years with only seismic acquisition. Exploration well in this area is yet to be drilled therefore petroleum system still owns a large uncertainty. The seabed coring, and heat flow research in the block 144-145 deepwater area was designed and done to assess the presence of a potential working petroleum systems. This paper provides the main results of the research including: biostratigraphy, Isotopes, biomarkers, diamondoids, hard substrate and heat flow. Analytical results from the program will assist basin modeling and assess the uncertainty of the petroleum system.

Keywords: Phu Khanh basin, Deepwater, Multi-beam, Seabed coring, Heat flow, Geochemical, Petrography