

TẠP CHÍ DẦU KHÍ  
Số 4 - 2019, trang 14 - 22  
ISSN-0866-854X

DầuKhí 

## ĐẶC ĐIỂM ĐỊA HÓA CÁC PHÁT HIỆN HYDROCARBON BỂ MALAY - THỔ CHU

Phan Văn Thắng<sup>1</sup>, Hoàng Nhật Hưng<sup>1</sup>, Nguyễn Thị Oanh Vũ<sup>1</sup>, Nguyễn Thị Dâu<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Viện Dầu khí Việt Nam

<sup>2</sup>Hội Dầu khí Việt Nam

Email: thangpv@vpi.pvn.vn

### Tóm tắt

Bể trầm tích Malay - Thổ Chu nằm trên thềm lục địa Tây Nam Việt Nam, gồm rìa Đông Bắc bể Malay và phía Nam của trũng Pattani. Kết quả nghiên cứu địa hóa đá mẹ cho thấy có sự hiện diện của 2 tầng đá mẹ sinh dầu khí (tuổi Oligocene và Miocene dưới). Trên cơ sở nghiên cứu mẫu dầu/condensate tại các phát hiện ở bể Malay - Thổ Chu xác định: Hydrocarbon ở khu vực Lô 46 và Lô 46/02 được sinh từ đá mẹ chứa chủ yếu vật chất hữu cơ đầm hồ và hỗn hợp lục địa - đầm hồ đang ở pha tạo dầu muộn. Hydrocarbon ở khu vực Lô B và Lô 52/97 có sự phân dị về nguồn gốc vật chất hữu cơ ban đầu, được sinh từ đá mẹ chứa chủ yếu vật chất hữu cơ lục địa và hỗn hợp lục địa - đầm hồ, có độ trưởng thành khá cao. Không loại trừ khả năng hydrocarbon đã phát hiện trong khu vực nghiên cứu còn được sinh từ đá mẹ Oligocene và Miocene ở khu vực trũng sâu hơn của bể Malay và trũng Pattani di cư tới.

**Từ khóa:** Đặc điểm địa hóa, hydrocarbon, đá mẹ, vật chất hữu cơ đầm hồ, bể Malay - Thổ Chu.

Ngày bài báo được duyệt đăng: 5/4/2019.

### 1. Giới thiệu

Khu vực nghiên cứu nằm ở rìa Đông Bắc bể Malay và phía Nam trũng Pattani, có dạng kéo dài theo hướng Tây Bắc - Đông Nam (Hình 1). So với các bể trầm tích khác của Việt Nam, hoạt động nghiên cứu, tìm kiếm thăm dò dầu khí ở khu vực này được triển khai muộn hơn. Giai đoạn trước năm 1990 chủ yếu là hoạt động thu nổ địa chấn. Từ năm 1990 đến nay, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã ký các hợp đồng chia sản phẩm, triển khai công tác khảo sát địa chấn, giếng khoan thăm dò và khai thác dầu khí trên các lô dầu khí và khu vực khai thác chung giữa Việt Nam và Malaysia (PM3). Kết quả tìm kiếm thăm dò đã chứng minh sự hiện diện của đá mẹ và sản phẩm trong khu vực nghiên cứu.

Tại bể Malay, trầm tích Cenozoic phủ bất chỉnh hợp lên móng trước Cenozoic với chiều dày lên tới trên 12km ở khu vực trung tâm bể [1 - 3], bao gồm trầm tích lục nguyên và carbonate. Còn lát cắt trầm tích Cenozoic trong vùng nghiên cứu gồm chủ yếu là trầm tích lục nguyên. Theo bản đồ đẳng sâu nóc mặt móng trầm tích Cenozoic (mặt phản xạ SHB), có nơi trầm tích Cenozoic dày tới trên 8km [4 - 6]. Các thành tạo đá móng trước Cenozoic trong khu vực nghiên cứu mới chỉ gặp tại một số giếng khoan như 46-NC-1X, 46-DD-1X, 46-PT-1X (Lô 46), B-KQ-1X (Lô

B)... Trầm tích tuổi Cenozoic trong vùng nghiên cứu gồm đầy đủ các phân vị địa tầng từ Paleogene - Neogene đến Đệ Tứ, phủ bất chỉnh hợp lên tầng móng trước Cenozoic. Trầm tích Oligocene và Miocene dưới có chiều dày thay đổi từ hàng trăm tới hàng nghìn mét, chứa những tập sét kết xen kẽ với cát kết và bột kết, đôi khi gặp những lớp than và sét than. Trầm tích Miocene giữa và Miocene trên bao gồm các lớp than, sét than và sét kết xen với các tập cát kết, được thành tạo ở điều kiện đầm hồ - tam giác châu có ảnh hưởng của môi trường biển ven bờ (Hình 2), có mặt trong hầu hết các giếng khoan.

## 2. Hệ thống dầu khí ở khu vực bể Malay - Thổ Chu

### 2.1. Đá mẹ sinh dầu khí

Kết quả nghiên cứu đá mẹ trong vùng nghiên cứu [4, 7] cho thấy:

Trầm tích Miocene dưới và Oligocene đạt tiêu chuẩn đá mẹ về tiềm năng hữu cơ. Đá mẹ Miocene dưới chứa vật chất hữu cơ loại III, có sự tham gia của vật chất hữu cơ loại I. Vật chất hữu cơ trong sét, bột kết Miocene dưới chủ yếu có nguồn gốc từ thực vật lục địa và số ít hỗn hợp lục địa và đầm hồ, có khả năng sinh khí là chính. Đá mẹ Oligocene chứa vật chất hữu cơ có nguồn gốc từ algal đầm hồ và hỗn hợp giữa vật chất hữu cơ đầm hồ và lục địa, kerogen là hỗn hợp loại I với loại III và loại III, có khả năng sinh dầu và khí. Tỷ lệ mẫu đá mẹ tuổi Oligocene có khả năng sinh dầu trội hơn so với mẫu đá mẹ Miocene dưới. Trên biểu đồ

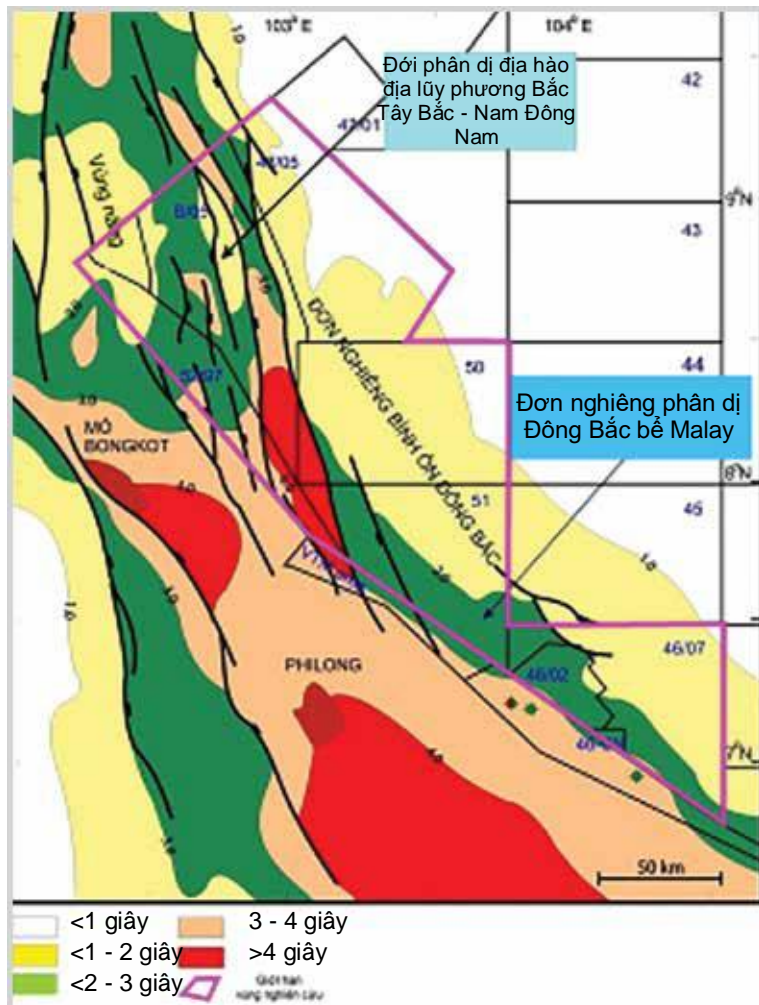
tiềm năng, các mẫu than và sét than trong trầm tích Miocene dưới và Oligocene đều phân bố trong vùng thiên về khả năng sinh khí.

Nhìn chung, vật chất hữu cơ trong đá mẹ ở khu vực Đông Nam vùng nghiên cứu có khả năng sinh dầu tốt hơn ở khu vực Tây Bắc.

Vật chất hữu cơ trong trầm tích tại các giếng khoan đạt cửa sổ tạo dầu (tương đương 0,72%Ro) ở độ sâu khoảng 2.800 - 3.000m, chưa giếng khoan nào đạt peak tạo dầu (tương đương 1,0%Ro).

Đá mẹ Oligocene và phía dưới của Miocene dưới đủ điều kiện sinh và cung cấp hydrocarbon cho các bể trong vùng nghiên cứu. Trong đó, đá mẹ Oligocene đóng vai trò chính. Sự hiện diện của đá mẹ sinh dầu khí đã được minh chứng bởi các phát hiện dầu và khí trong quá trình tìm kiếm thăm dò dầu khí trong vùng nghiên cứu.

Dầu và khí đã phát hiện trong vùng nghiên cứu chủ yếu từ tầng chứa tuổi Miocene sớm, có nguồn gốc từ đá mẹ chứa vật chất hữu cơ đầm hồ và lục địa. Sự thay đổi đặc trưng của đá mẹ theo bình đồ phù hợp với thực tế tìm kiếm thăm dò dầu khí: Tây Bắc khu vực nghiên cứu như: Kim Long - Ác Quỷ - Cá Voi các phát hiện chủ yếu là khí trong khi ở phía Đông Nam như Lô 46, Sông Đốc, Hoa Mai, PM3 lại phát hiện cả dầu và khí.



Hình 1. Sơ đồ vị trí vùng nghiên cứu

## 2.2. Đá chứa dầu khí

Vùng nghiên cứu có mặt 3 đối tượng chứa là cát kết Miocene giữa, cát kết Miocene dưới và cát kết Oligocene. Đến nay, chưa có phát hiện nào trong đá móng trước Cenozoic. Cát kết Miocene giữa tương đối sạch, độ lựa chọn tốt, độ hạt từ mịn đến trung bình, độ rỗng trung bình thay đổi từ 19 - 27%, độ thấm thay đổi từ hàng chục đến hàng nghìn milidarcy. Cát kết Miocene dưới có đặc điểm là sạch, độ hạt từ mịn đến thô, độ lựa chọn từ trung bình đến kém, độ rỗng tốt (18 - 25%), độ thấm thường > 100mD, đây là tầng đá chứa chính trong khu vực nghiên cứu. Cát kết Oligocene bị nén kết chặt nên ảnh hưởng đáng kể đến độ rỗng, làm giảm tính chất chứa của đá.

## 2.3. Đá chắn dầu khí

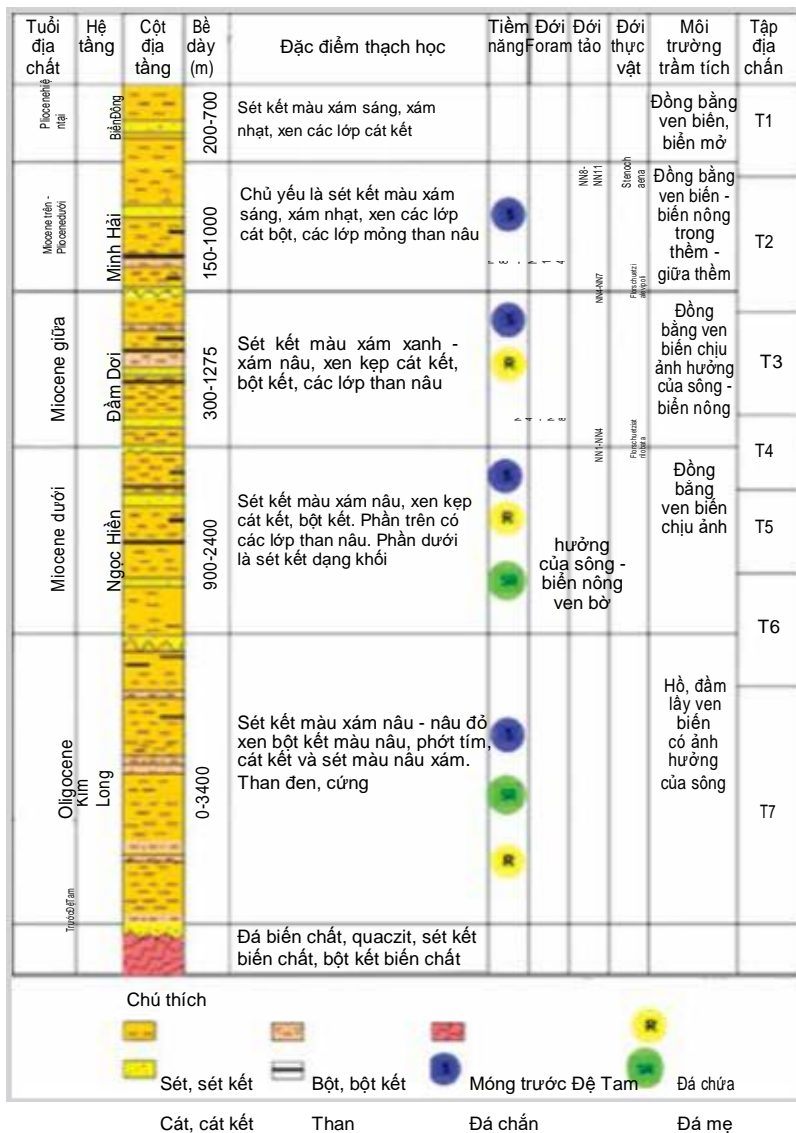
Các thành tạo chắn dầu khí trong khu vực nghiên cứu có thể được chia thành 2 loại chủ yếu là các thành tạo chắn hạt mịn tuổi Oligocene, Miocene và Pliocene - Đệ Tứ và màn chắn kiến tạo. Tầng chắn sét kết Pliocene - Đệ Tứ là các tập sét với bề dày hàng trăm mét, đóng vai trò tầng chắn khu vực. Tầng chắn sét kết Miocene dưới là các tập sét ở phần đáy tầng Miocene dưới, phân bố không liên tục, đóng vai trò tầng chắn địa phương cho các vỉa sản phẩm phía dưới. Tầng chắn sét kết Oligocene là các tập sét trong tầng Oligocene được thành tạo trong môi trường hồ có ảnh hưởng của biển, hàm lượng sét cao. Ngoài ra, trong khu vực nghiên cứu còn tồn tại các tầng chắn địa phương là các tập sét tuổi Miocene được thành tạo trong môi trường đồng bằng ngập lụt, biển ven bờ. Chế độ kiến tạo ở khu vực nghiên cứu có ảnh hưởng và chi phối mạnh tới việc hình thành và bảo tồn các tích tụ dầu khí, các hệ thống đứt gãy trong vùng nghiên cứu hoạt động khá sớm và tồn tại đến cuối Miocene do đó yếu tố màn chắn kiến tạo cũng có vai trò quan trọng.

## 3. Phương pháp nghiên cứu và cơ sở tài liệu

### 3.1. Phương pháp nghiên cứu

Bài báo sử dụng phương pháp tổng hợp, đối sánh trên cơ sở kết quả phân tích mẫu, kết quả mô hình địa hóa đá mẹ... Trong đó kết quả





Hình 2. Cột địa tầng tổng hợp vùng nghiên cứu

phân tích sắc ký khí (GC) và sắc ký khí ghép khối phổ (GC-MS) được sử dụng nhiều nhất.

- Phương pháp sắc ký khí: Nguyên tắc của tách chất trong sắc ký khí là sự phân bố giữa pha tĩnh và pha động thông qua cơ chế hấp phụ và giải hấp phụ. Bản chất của phép phân tích này là dựa vào khả năng tương tác vật lý giữa các cấu tử của hỗn hợp cần phân tích (mẫu hydrocarbon/bitum) với pha tĩnh (chất hấp phụ trong cột sắc ký) và pha động (khí mang). Mẫu được vận chuyển qua cột sắc ký trong môi trường khí trơ (khí heli hoặc nitơ tinh khiết) để đảm bảo không xảy ra phản ứng hóa học trong cột hấp phụ. Kết quả biểu thị hàm lượng các cấu tử hydrocarbon trong mẫu dưới dạng sắc đồ. Dạng dải phân bố và tỷ số giữa các peak được sử dụng để đánh giá nguồn gốc, mức độ trưởng thành và môi trường lắng đọng cũng như phân hủy vật chất hữu cơ ban đầu.

- Phương pháp sắc ký khí ghép khối phổ (GC-MS): Phương pháp phân tích GC-MS dựa trên nguyên tắc các cấu tử sau khi được tách bằng sắc ký khí sẽ được ion hóa và “bẻ gãy” thành những phân mảnh có khối lượng điện tử nhất định, được ký hiệu là m/z đầu và tiếp sau là khối lượng

điện tử của mảnh (ví dụ m/z 191, m/z 259...). Hỗn hợp các cấu tử đã được ion hóa sẽ luân chuyển qua cột hấp phụ. Các chu trình diễn ra ở giai đoạn này tương tự trong máy sắc ký khí, độ phổ biến của các cấu tử sẽ được khuếch đại và ghi lại dưới dạng sắc đồ. Sắc ký khí ghép khối phổ hiện nay được coi là một trong những phương pháp phân tích chi tiết, hữu hiệu trong việc liên kết dầu - dầu và dầu - đá mẹ, được xem như một kiểu “phân tích ADN” trong địa hóa dầu. Số liệu từ phép phân tích này được dùng để đánh giá nguồn gốc, môi trường lắng đọng, mức độ trưởng thành nhiệt của vật chất hữu cơ ban đầu, mức độ phân hủy sinh vật... với độ tin cậy cao.

### 3.2. Cơ sở tài liệu

Bài báo sử dụng kết quả phân tích địa hóa nhiều mẫu dầu/condensate (DST, TST và MDT) từ các giếng khoan tại Lô 46, Lô 51, Lô B và Lô 52/97 [6, 7, 8 - 23]. Ngoài ra, nhóm tác giả tham khảo các báo cáo cuối cùng của các giếng khoan trong vùng nghiên cứu, báo cáo đánh giá tiềm năng dầu khí vùng nghiên cứu và khu vực lân cận.

## 4. Kết quả và thảo luận

Dầu và khí đã được phát hiện trong các tầng chứa tuổi Miocene tại các giếng khoan ở nhiều lô, trong đó mẫu được phân tích trong nghiên cứu này tập trung ở Lô 46/02, Lô 51, Lô B và Lô 52/97. Tất cả các mẫu dầu/condensate trong vùng nghiên cứu có tỷ trọng thay đổi từ 27 - 52 API, hàm lượng lưu huỳnh thấp (< 0,5%). Theo phân loại của BP, các mẫu dầu này thuộc loại C, D, E [4, 6, 9 - 16, 24, 25].

Dầu/condensate tại giếng khoan 46-CN-1X có tỷ trọng thay đổi trong khoảng 37,8 - 51,6 API, hàm lượng lưu huỳnh thấp (< 1%). Mẫu MDT#6, DST#3 và MDT#8 có hàm lượng oleanane thấp, có mặt gamacerane, bicadinane phản ánh nguồn vật chất hữu cơ ban đầu là hỗn hợp giữa algal đầm hồ và thực vật thượng đẳng. Ba mẫu dầu MDT#1, MDT#2 và MDT#3 tại giếng khoan 46-CN-1X có tỷ số Pristane/

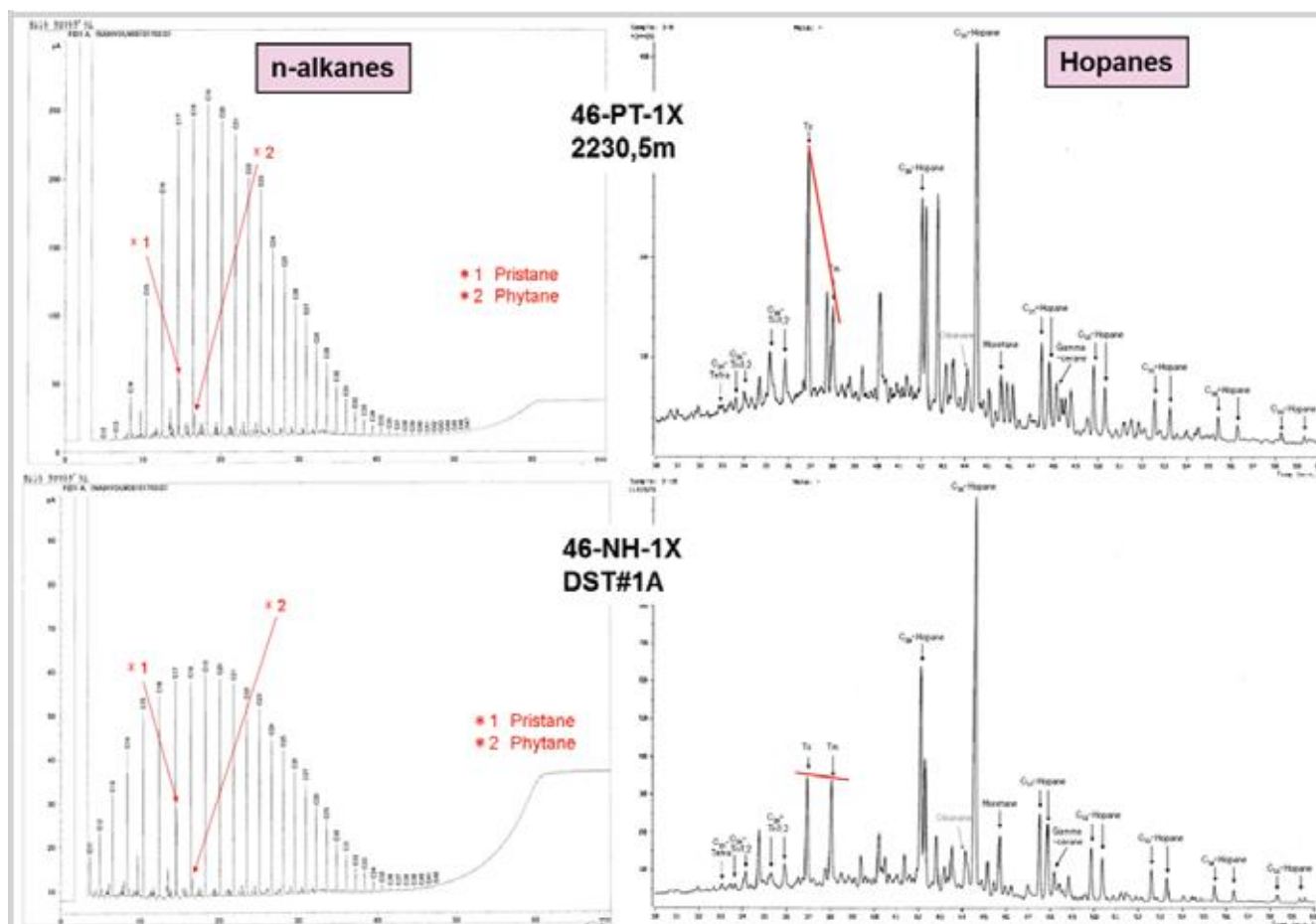


Phytane (Pr/Phy) thấp (2,54, 2,44 và 1,98 tương ứng), giàu hydrocarbon thơm, hàm lượng sáp (waxy) thấp, hàm lượng oleanane và tricyclic terpane thấp đặc trưng cho nguồn gốc hỗn hợp vật chất hữu cơ đầm hồ và lục địa [2, 6, 24, 25]. Tỷ số Ts/Tm của tất cả các mẫu dầu trên đều cao (1,25 - 2,98) chứng tỏ dầu được sinh ra từ đá mẹ đã trưởng thành đang ở pha tạo dầu muộn. Các mẫu dầu/ condensate có chỉ số pristane/phytane giảm dần theo chiều sâu, đây là một trong những dấu hiệu chỉ ra sự tăng dần tính đầm hồ trong vật chất hữu cơ ban đầu.

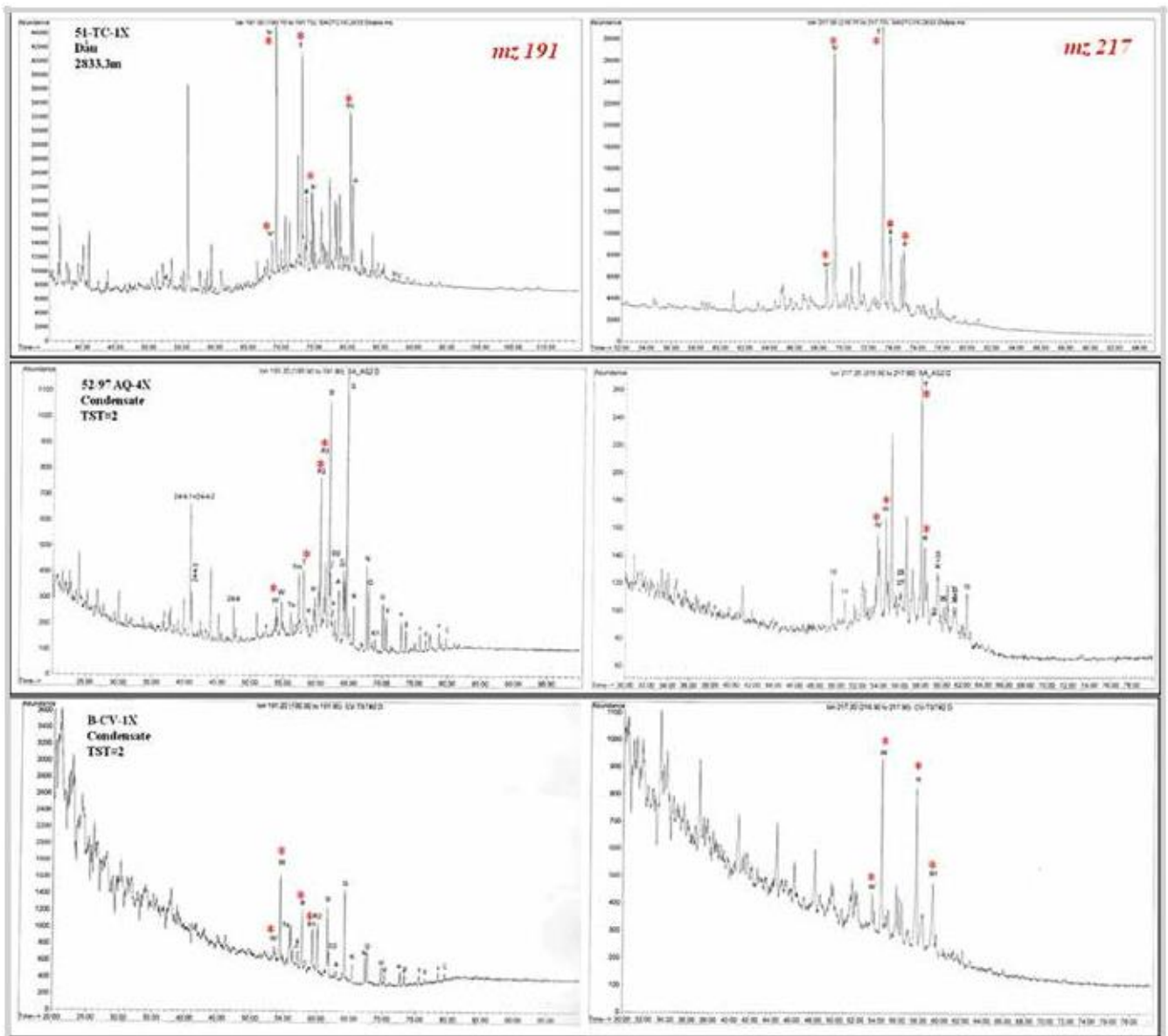
Theo kết quả phân tích của Robertson, cùng trong Lô 46 nhưng tại giếng khoan 46-NH-1X tính chất condensate (mẫu MDT#1 và MDT#2) trong đá chứa tuổi Miocene lại có tỷ số Pr/Phy cao (3,6 - 4,52), C<sub>29</sub> sterane chiếm chủ yếu trong dãy C<sub>27</sub>-C<sub>28</sub>-C<sub>29</sub> phản ánh đá mẹ chứa chủ yếu vật chất hữu cơ nguồn gốc lục địa. Cả 2 mẫu đều có tính trội ở C<sub>19</sub>, C<sub>21</sub>, C<sub>23</sub> và hàm lượng các cấu tử hydrocarbon giảm dần từ C<sub>26</sub> - C<sub>34</sub>, giàu hàm lượng hydrocarbon thơm và tỷ số Ts/Tm cao (1,84 và 1,88) có thể cho rằng các mẫu con-densate này được sinh ra từ đá mẹ chứa chủ yếu vật chất hữu cơ lục địa, đang ở trong pha tạo dầu muộn.

Tại giếng khoan 46-PT-1X, 11 mẫu dầu trong tầng chứa T5 và T6 có tỷ trọng thay đổi từ 37 - 47,9 API. Kết quả phân tích GC và GC-MS cho thấy tất cả các mẫu dầu đều có tính chất tương tự nhau, hàm lượng sáp thấp, có mặt dihopane, bicadinane, Ts/Tm cao (1,48 - 1,87). Các chỉ tiêu trên chỉ ra vật chất hữu cơ ban đầu có sự pha trộn giữa algal đầm hồ và thực vật bậc cao, có độ trưởng thành tương đương ở pha tạo dầu muộn. Các mẫu dầu trong tập chứa T6 (tầng Miocene dưới - Oligocene) có tỷ số Pr/Phy thấp hơn các mẫu dầu trong tầng chứa T5 (giữa Miocene dưới), có thể coi hợp phần lục địa trong vật chất hữu cơ ban đầu của dầu trong đá chứa thuộc tập T6 thấp hơn ở tập T5.

Kết quả phân tích GC và GC-MS hợp phần no trong mẫu dầu tại độ sâu 2230,5m giếng khoan 46-PT-1X và mẫu DST#1A giếng khoan 46-NH-1X (Hình 3) cho thấy dải phân bố n-alkane thể hiện trội rõ vùng C<sub>17</sub> - C<sub>23</sub>, có sự giảm rất nhanh từ C<sub>24</sub> - C<sub>36</sub> thể hiện đá mẹ sinh dầu chứa hỗn hợp vật chất hữu cơ đầm hồ và lục địa, có độ trưởng thành tương đối cao (vượt quá peak tạo dầu); trên dải hopane có thể thấy gammacerane hiển thị khá rõ cho thấy môi trường lắng đọng đá mẹ có tính khử cao, oleanane thấp cùng với sự xuất hiện của moretane cho thấy có sự đóng



Hình 3. Dải phân bố GC và GC-MS (m/z 191) hydrocarbon no mẫu dầu Lô 46 [8]



Hình 4. Kết quả GC-MS hydrocarbon no mẫu dầu/condensate Lô 51, Lô B và 52/97 (\*: Hợp phần lục địa)

góp của vật chất hữu cơ lục địa trong đá mẹ sinh dầu, đồng phân C<sub>35</sub> hopane rất thấp là dấu hiệu của môi trường non-marine. Những dấu hiệu trên chỉ ra vật chất hữu cơ ban đầu của 2 mẫu dầu này có nguồn gốc đầm hồ với sự đóng góp của vật chất hữu cơ lục địa, được lắng đọng trong môi trường nghèo oxy.

Khu vực Lô B, phần lớn các giếng khoan đều gặp dầu nhẹ/condensate trong các tầng chứa cát kết tuổi Miocene dưới. Các mẫu dầu nhẹ/condensate có mùi thơm nhẹ, màu vàng sáng, rất sạch và gần như không có asphaltene [4]. Các mẫu hydrocarbon có tỷ trọng > 45<sup>o</sup>API (phổ biến là 47 - 52<sup>o</sup>API), hàm lượng lưu huỳnh rất thấp (< 0,1%) và hàm lượng sáp cao (> 10%) phản ánh mối liên quan với nguồn vật liệu ban đầu chủ yếu từ lớp bề bì của thực vật bậc cao bị phân hủy. Chúng thuộc nhóm D, E có thể liên

quan với đá mẹ chứa vật chất hữu cơ nguồn gốc chủ yếu là thực vật bậc cao.

Các mẫu Lô B và Lô 52/97 thường là dầu nhẹ/condensate, do ảnh hưởng độ phân hủy và mức độ trưởng thành nên nghèo dấu hiệu sinh vật hơn các mẫu thuộc Lô 46, đôi khi các dấu hiệu sinh vật trong một số mẫu từ Lô B và Lô 52/97 bị nhiễu gây khó xác định hoặc không xác định được. Nhìn chung dấu hiệu sinh vật trong các mẫu khu vực Lô 51, Lô B và Lô 52/97 phản ánh vật chất hữu cơ ban đầu có nguồn gốc khác nhau, tuy nhiên mẫu thể hiện vật chất hữu cơ ban đầu nguồn lục địa là chính (Hình 4). Để tiện theo dõi, mẫu từ các giếng khoan Lô 46 (46/02 và 46/07) ký hiệu hình tam giác và tròn, mẫu từ các giếng khoan ở Lô 51 ký hiệu hình hoa thị và mẫu từ các giếng khoan Lô B và 52/97 ký hiệu bằng hình vuông.



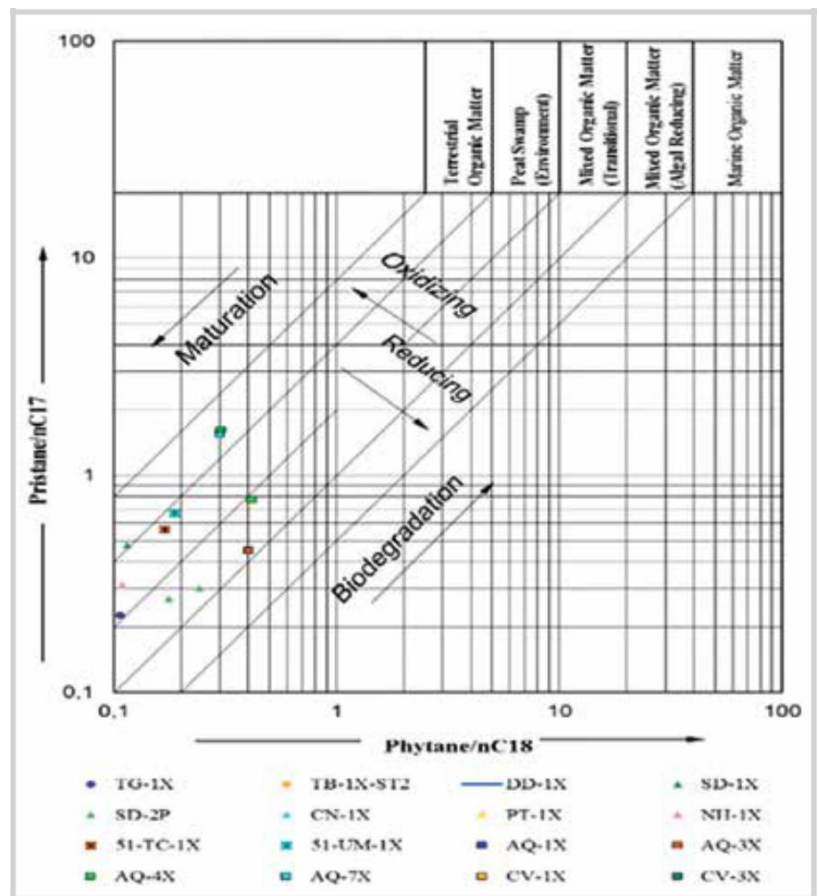
Kết quả phân tích GC hợp phần hydrocarbon no các mẫu dầu/condensate (Hình 5) cho thấy các mẫu thuộc Lô 46 và Lô 51 phân bố tập trung ở vùng thể hiện môi trường đầm lầy (peat Swamp), một số ít mẫu từ Lô 46 phân bố trong vùng chuyển tiếp. Mẫu từ các giếng khoan ở Lô B và Lô 52/97 phân bố rải rác từ lục địa đến chuyển tiếp cho thấy sự phức tạp trong nguồn vật chất hữu cơ ban đầu.

Trên biểu đồ quan hệ C<sub>27</sub>-C<sub>28</sub>-C<sub>29</sub> sterane (Hình 6) ngoại trừ 1 mẫu từ giếng khoan 46-SD-1X phản ánh vật chất hữu cơ ban đầu nguồn gốc thực vật cạn (higher plant) là chính, các mẫu Lô 51 và Lô 46 phân bố trong vùng thể hiện vật chất hữu cơ ban đầu ở vùng đầm lầy ngập nước (estuarine). Trong khi đó mẫu từ các giếng thuộc Lô B và Lô 52/97 lại phân bố rải rác, từ vùng lục địa đến đầm lầy ngập nước, đầm hồ. Điều này khá phù hợp với kết quả GC trên Hình 4.

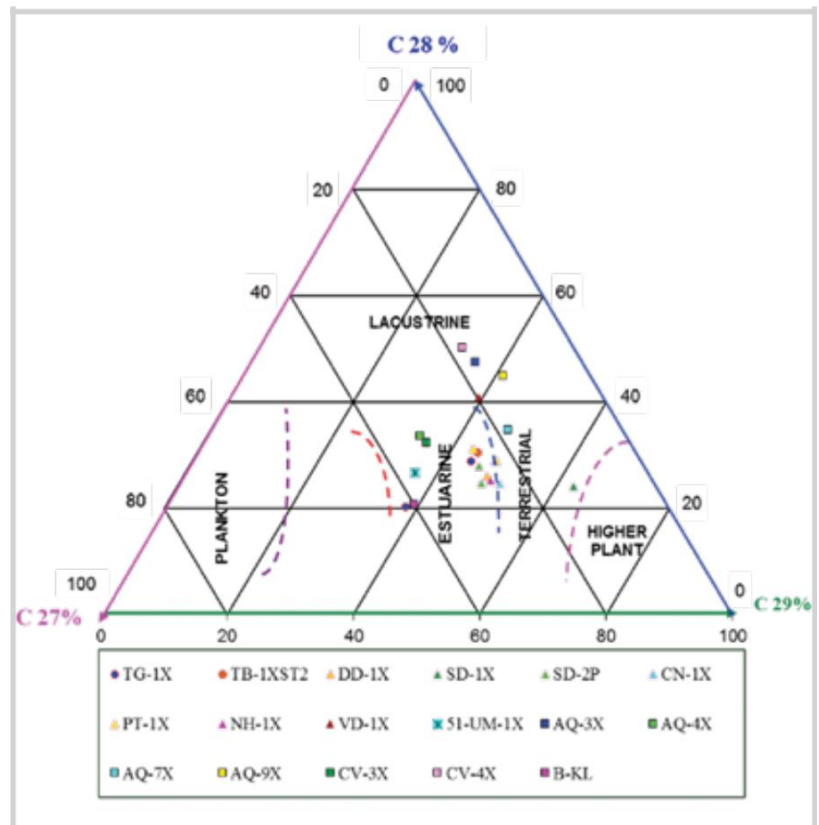
Hình 7 cho thấy phần lớn mẫu từ các giếng khoan thuộc Lô 46 phân bố ở khu vực thể hiện nguồn vật chất hữu cơ ban đầu chủ yếu là algal đầm hồ, riêng mẫu từ giếng khoan SD-1X phân bố ở vùng thể hiện vật chất hữu cơ chủ yếu nguồn gốc lục địa. Mẫu từ các giếng khoan Lô B và Lô 52/97 phân bố tản mát, thể hiện vật chất hữu cơ ban đầu nhiều nguồn gốc (lục địa, đầm hồ và hỗn hợp).

Như vậy, các mẫu dầu/condensate trong vùng nghiên cứu thuộc dầu nhóm C, D, E là dầu được sinh từ đá mẹ chứa vật chất hữu cơ có nguồn gốc đầm hồ và hỗn hợp đầm hồ/lục địa. Dầu/condensate có đặc điểm địa hóa tương tự với chất chiết từ đá mẹ nhưng có độ trưởng thành tương đương pha tạo dầu muộn, cao hơn đá mẹ tại các giếng khoan nhiều chính vì vậy có thể đã được sinh từ đá mẹ ở tầng sâu dịch chuyển lên và được nạp vào bể chứa như đã gặp tại các tầng chứa cát kết tuổi Mio-cene.

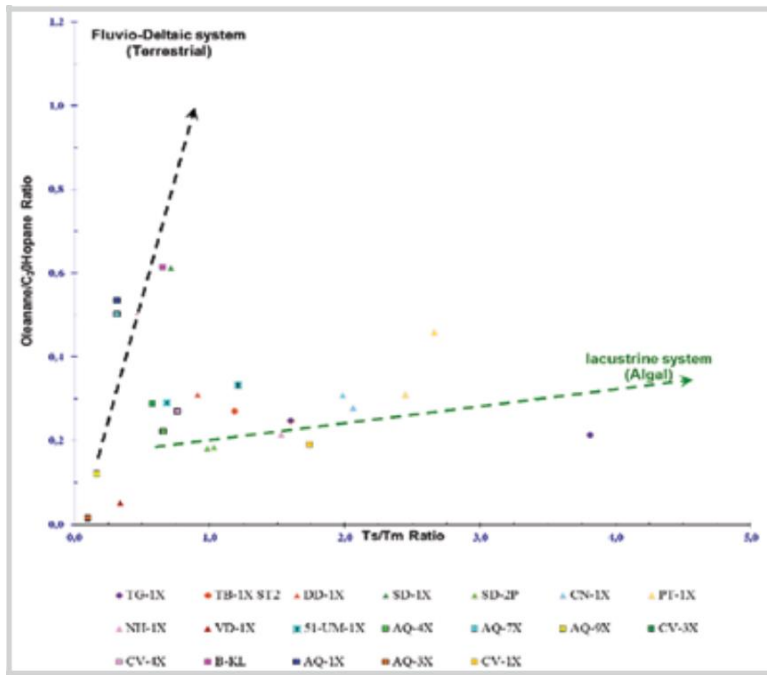
Theo Hwang và cộng sự (1998), hàm lượng benzocarbazole trong hydrocarbon



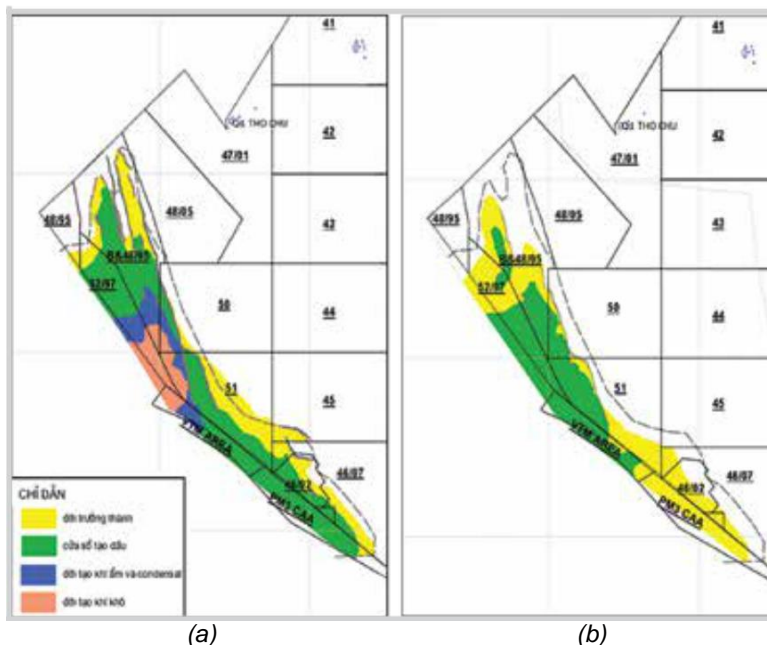
Hình 5. Biểu đồ quan hệ pristane/nC<sub>17</sub> và phytane/nC<sub>18</sub> các mẫu hydrocarbon khu vực các lô 46, 51, B và 52/97



Hình 6. Biểu đồ quan hệ C<sub>27</sub>-C<sub>28</sub>-C<sub>29</sub> sterane các mẫu hydrocarbon khu vực các lô 46, 51, B và 52/97



Hình 7. Biểu đồ quan hệ chỉ số OI và Ts/Tm các mẫu hydrocarbon khu vực các lô 46, 51, B và 52/97



Hình 8. Bản đồ thể hiện độ trưởng thành của vật chất hữu cơ bể Malay - Thổ Chu (a) tại đáy tầng Oligocene và (b) tại nóc tầng Oligocene

là yếu tố quan trọng để xác định khoảng cách di cư của hydrocarbon. Trong đề án hợp tác nghiên cứu giữa PVN và Idemitsu, Idemitsu đã xác định hàm lượng nitơ hữu cơ, chỉ số benzocarbazole trong hydrocarbon và liên hệ với kết quả nghiên cứu của Hwang và cộng sự, kết quả dự đoán khoảng cách di cư của hydrocarbon đã phát hiện tại khu vực Lô 46 bể Malay - Thổ Chu khá lớn (ít nhất 20 - 30km) [8]. Khu vực Lô B và Lô 52/97 sản phẩm chủ yếu là khí nên độ linh hoạt cao hơn vì thế khoảng cách di cư có thể còn lớn hơn.

Theo kết quả nghiên cứu đá mẹ và mô hình địa hóa đá mẹ [6], vùng nghiên cứu có sự hiện diện của 2 tầng đá mẹ sinh dầu khí (Oli-

gocene và Miocene dưới). Bản đồ thể hiện độ trưởng thành của vật chất hữu cơ khu vực nghiên cứu (Hình 8) cho thấy tại khu vực trũng sâu vật chất hữu cơ ở đáy tầng Oligocene đã đạt tới tạo khí khô, phần lớn diện tích còn lại nằm trong cửa sổ tạo dầu (Hình 8a), sản phẩm của đá mẹ Oligocene đã sinh và bắt đầu di cư từ Miocene sớm. Tại đáy tầng Miocene dưới ở các trũng sâu phần lớn đang trong pha tạo dầu sớm (chưa đạt peak tạo dầu), rất ít chỗ mới đạt peak tạo dầu.

Để nhận diện sản phẩm của từng loại đá mẹ, các loại vật chất hữu cơ trong đá mẹ Oli-gocene và Miocene dưới trong vùng nghiên cứu đã được định nghĩa riêng và đưa vào cơ sở dữ liệu của mô hình [4]. Kết quả mô hình chạy trên phần mềm PetroMod cho thấy quá trình di cư hydrocarbon trên diện rộng bắt đầu từ 15 triệu năm trước (khoảng đầu Miocene giữa) vì vậy các tích tụ hydrocarbon chịu ảnh hưởng của pha hoạt động kiến tạo vào giai đoạn cuối Miocene giữa gây ra sự thất thoát hydrocarbon trong vùng nghiên cứu. Thành phần hydrocarbon trong các tầng chứa theo kết quả mô hình cho thấy hydrocarbon chủ yếu được sinh từ đá mẹ Oligocene, chưa thấy dầu được sinh từ đá mẹ Miocene dưới trong các tầng chứa. Như vậy, đá mẹ chính trong vùng nghiên cứu là trầm tích hạt mịn tuổi Oligocene chứa vật chất hữu cơ nguồn gốc lục địa và đầm hồ.

Hydrocarbon đã phát hiện trong vùng nghiên cứu có độ trưởng thành khá cao (tương đương pha tạo dầu muộn trở lên trong khi độ trưởng thành của đá mẹ Miocene dưới trong vùng nghiên cứu chưa vượt quá peak tạo dầu (Hình 8) là minh chứng cho nhận định trên.

Ở khu vực sâu hơn (thuộc bể Malay), nơi đá mẹ Oligocene được chôn vùi sâu trên 12km, đá mẹ Miocene dưới được chôn vùi tới 7km (Hình 9) vật chất hữu cơ trong đá mẹ còn có độ trưởng thành cao hơn so với vùng nghiên cứu, sản phẩm của chúng đã được sinh và tham gia vào quá trình di cư, có thể một phần trong chúng đã di cư tới các bể ở phía Nam Lô 46/02 và Lô 46/07. Kết quả mô hình địa hóa đá mẹ tuyến Seas 95-05 (Hình 10) minh họa cho nhận định này.

Theo nghiên cứu của Viện Dầu khí Việt Nam (VPI) [6], khu vực nghiên cứu tồn tại đồng thời 2 cơ chế dịch chuyển dầu khí đó là dịch chuyển ngang theo địa tầng và dịch chuyển thẳng đứng theo đứt gãy hoặc các khu vực xung yếu của các tầng, 2 cơ chế này luôn diễn ra song song. Dịch chuyển thẳng đứng của dầu khí thường mang tính cục bộ trong các khu vực phát triển đứt gãy hoặc khu vực xung yếu của các tầng. Trong khi đó dịch chuyển ngang có thể xảy ra trong các tầng và phạm vi dịch chuyển lớn hơn. Như vậy, không loại trừ khả năng hydrocarbon đã phát hiện trong vùng nghiên cứu (đặc biệt là khu vực Lô B và 52/97) còn được sinh từ đá mẹ Oligocene và Miocene ở khu vực trũng sâu hơn của bể Malay và trũng Pattani di cư tới (theo phương thức dịch chuyển ngang là chính). Trong các mẫu khí, hàm lượng đồng vị carbon  $C_{13}$  trong methane biến đổi trong khoảng khá rộng (-33,57‰ đến -38,28‰), trong khi ở khí  $C_{2+}$  chỉ số này biến đổi trong khoảng hẹp hơn (trong ethane là -28,82‰ đến -29,77‰, trong propane là -27,87‰ đến -29,1‰). Như vậy, độ trưởng thành của đá mẹ sinh ethane và propane gần tương đương và cao hơn độ trưởng thành của đá mẹ sinh methane. Theo kết quả nghiên cứu trên và báo cáo cuối cùng các giếng khoan trong

khu vực nghiên cứu [11 - 18], có thể cho rằng condensate ở tầng trên do khí methane hòa tan vào vỉa dầu có độ trưởng thành cao hơn được tích tụ từ trước. Khí có thể hình thành trong giai đoạn trưởng thành sớm của vật chất hữu cơ loại III trong trầm tích ở phần dưới Miocene dưới (?) (Hình 8 và 10).

**5. Kết luận**

Hydrocarbon khu vực Lô 46 có đặc điểm tương tự nhau, được sinh từ đá mẹ chứa chủ yếu vật chất hữu cơ đầm hồ và hỗn hợp lục địa - đầm hồ đang ở pha tạo dầu muộn.

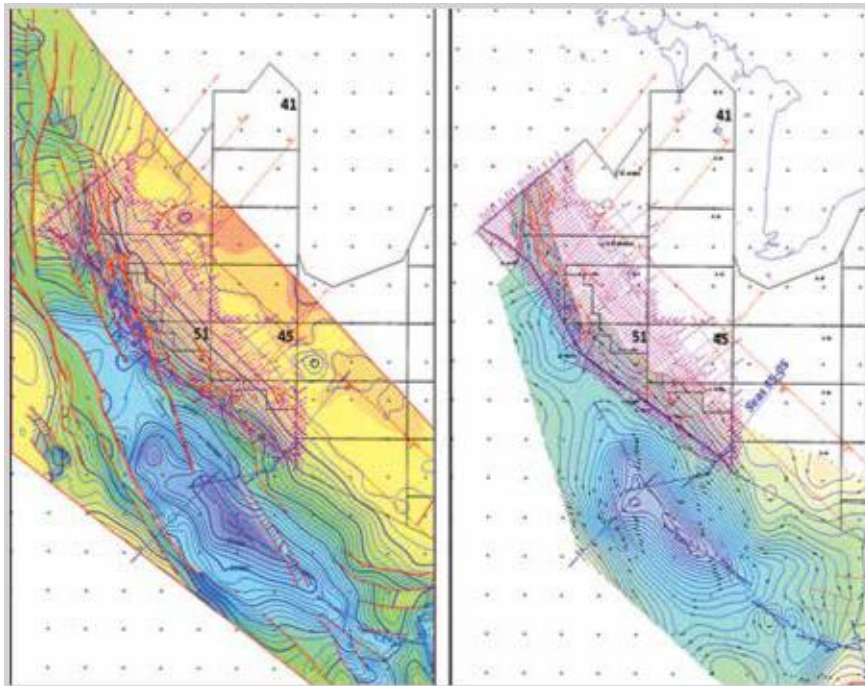
Hydrocarbon khu vực Lô B và Lô 52/97 có sự phân dị về nguồn gốc vật chất hữu cơ ban đầu, được sinh từ đá mẹ chứa chủ yếu vật chất hữu cơ lục địa và hỗn hợp lục địa - đầm hồ, có độ trưởng thành khác nhau rõ rệt. Điều này phản ánh nguồn cấp hydrocarbon khá phức tạp.

Không loại trừ khả năng hydrocarbon đã phát hiện trong vùng nghiên cứu còn được sinh từ đá mẹ Oligocene và Miocene ở khu vực trũng sâu hơn của bể Malay và trũng Pattani di cư tới.

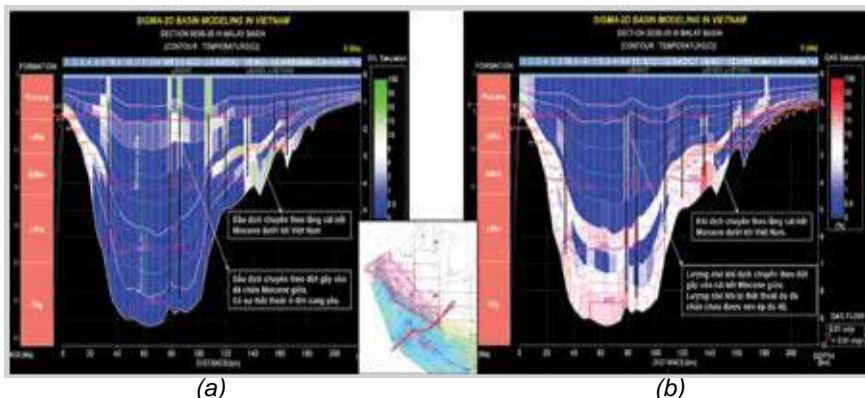
Mối quan hệ giữa quy luật phân bố hydrocarbon với đặc tính đá mẹ trong vùng nghiên cứu và nguồn cấp hydrocarbon cho các bể khu vực Lô B và Lô 52/97 cần được nghiên cứu, góp phần nâng cao hiệu quả công tác tìm kiếm, thăm dò dầu khí.

**Tài liệu tham khảo**

1. Đỗ Bạt và nnk. *Định danh và liên kết địa tầng trầm tích Đệ Tam thềm lục địa Việt Nam*. Viện Dầu khí Việt Nam. 2001.
2. Nguyễn Huy Quý và nnk. *Cấu trúc và tiềm năng dầu khí vùng nước sâu thềm lục địa Việt Nam*. Đề tài cấp Nhà nước mã số KC09-06. 2004.



Hình 9. Bản đồ đẳng sâu bể Malay [2] (a) tại nóc mặt móng Cenozoic và (b) tại nóc tầng Oligocene



Hình 10. Mô hình địa hóa đá mẹ tuyến Seas 95-05 qua trũng sâu của bể Malay sang khu vực Lô 46 [8] (a) độ bão hòa và hướng dịch chuyển dầu, (b) độ bão hòa và hướng dịch chuyển khí

3. Mazlan B.Hj.Madon. *The petroleum geology and resources of Malaysia, Chapter 8 Malay basin*. 1999.
4. Nguyễn Thị Dậu. *Mô hình địa hóa đá mẹ bể trầm tích Mã Lai - Thổ Chu, thêm lục địa Tây Nam Việt Nam*. Luận án Tiến sĩ, Đại học Mở - Địa chất. 2009.
5. Nguyễn Thu Huyền, Phùng Sỹ Tài, Trịnh Xuân Cường. *Bể trầm tích Malay - Thổ Chu và tài nguyên dầu khí*. Tuyển tập Báo cáo Hội nghị Khoa học - Công nghệ “30 năm Dầu khí Việt Nam: Cơ hội mới, thách thức mới”. Nhà xuất bản Khoa học và Kỹ thuật. 2005: trang 611 - 630.
6. Viện Dầu khí Việt Nam. *Đánh giá tiềm năng dầu khí trên vùng biển và thêm lục địa Việt Nam*. Đề án tổng thể về điều tra cơ bản và quản lý tài nguyên, môi trường biển đến năm 2010, tầm nhìn đến 2020. 2014.
7. Phan Văn Thắng, Nguyễn Thị Oanh Vũ, Hoàng Nhật Hưng, Nguyễn Thị Dậu. *Đặc điểm địa hóa đá mẹ Cenozoic khu vực thêm lục địa Tây Nam Việt Nam*. Tạp chí Dầu khí. 2016; 7: trang 14 - 22.
8. Petrovietnam-Idemitsu. *Characterization of petroleum systems in Vietnam by State-of-the-art geochemical technology” phase 3: Malay - Tho Chu basin*. 2009.
9. Fina Exploration Minh Hai B.V. *Final geological report well 46-NH-1X, 46-CN-1X, 46-KM-1X, 46-TL-1X, 46-PT-1X, 46-NC-1X, 46-DD-1X, 51-MH-1X*.
10. Geochemical Labs. *Geochemical evaluation of cutting, oil and water samples from 51-TC-1X*. 2013.
11. Geochemical Labs. *Geochemical analysis report of the B-KL-2X, B-KL-3X, B-AQ-1X, B-AQ-3X, B-CV-1X wells drilled in offshore Vietnam*. 2000.
12. Geochemical Labs. *Geochemical analysis report of the B-AQ-3X well drilled in offshore Vietnam*. 2000.
13. Geochemical Labs. *Geochemical analysis report of the B-AQ-1X well drilled in offshore Vietnam*. 2000.
14. Geochemical Labs. *LC/GC/GCMS analysis results of the MDT fluids and TST condensates in the 52/97-CV-3X well drilled in offshore Vietnam*. 2001.
15. Geochemical Labs. *LC/GC/GCMS analysis results of the TST condensate samples in the 52/97-AQ-4X well drilled in offshore Vietnam*. 2001.
16. Geochemical Labs. *Geochemical analysis report of the B-CV-1X well drilled in offshore Vietnam*. 2000.
17. Barry Katz. *Petroleum source rocks*. Elsevier. 1994.
18. Kenneth E.Peters, J.Michael Moldowan. *The biomarkers guide: Interpreting molecular fossils in petroleum and ancient sediments*. 1993.

## GEOCHEMICAL CHARACTERISTICS OF DISCOVERED HYDROCARBON IN MALAY - THO CHU BASIN

**Phan Van Thang<sup>1</sup>, Hoang Nhat Hung<sup>1</sup>, Nguyen Thi Oanh Vu<sup>1</sup>, Nguyen Thi Dau<sup>2</sup>**  
<sup>1</sup>Vietnam Petroleum Institute  
<sup>2</sup>Vietnam Petroleum Association  
 Email: thangpv@vpi.pvn.vn

### Summary

The Malay-Tho Chu basin is located in the South Western continental shelf of Vietnam, including the North East margin of Malay basin and the North of Pattani trough. Results of geochemistry research of source rocks revealed the presence of two source rock sequences (Oligocene and early Miocene). Studies of oil and condensate samples taken from discoveries in the Malay-Tho Chu basin indicated that hydrocarbon discovered in blocks 46 and 46/02 were generated from source rock containing mainly lacustrine organic matter/mixture of lacustrine and terrestrial organic matters which were in the late oil window; hydrocarbon in blocks B and 52/97, which were different in original organic matter, were generated from source rock containing mainly terrestrial organic matter and mixture of terrestrial and lacustrine organic matter, and were highly matured. The possibility that hydrocarbon encountered in the research area were also generated from Oligocene and Miocene source rock in the deeper trough of the Malay basin and migrated from the Pattani trough to the Malay-Tho Chu basin is not excluded.

**Key words:** Geochemical characteristics, hydrocarbon, source rock, lacustrine organic matter, Malay-Tho Chu basin.