

## ĐẶC ĐIỂM ĐỊA HÓA ĐÁ MẸ KHU VỰC BỂ TƯ CHÍNH - VŨNG MÂY

Nguyễn Thị Tuyết Lan, Bùi Quang Huy, Phan Văn Thắng, Hồ Thị Thành

Viện Dầu khí Việt Nam

Email: lanntt@vpi.pvn.vn

### Tóm tắt

Bài báo giới thiệu đặc điểm đá mẹ sinh dầu, khí khu vực bể Tư Chính - Vũng Mây, là vùng nước sâu xa bờ của thềm lục địa Việt Nam. Dầu được phát hiện tại Lô 136 là thông tin quan trọng góp phần xác định tiềm năng dầu khí của bể, đồng thời khẳng định chủ quyền của Việt Nam trên biển Đông. Dựa trên đặc điểm địa hóa mẫu dầu, đá mẹ tại giếng khoan bể Tư Chính - Vũng Mây cho thấy có sự tồn tại các tập đá mẹ sét kết Oligocene và Miocene dưới. Bên cạnh đó, bài báo cũng đề cập đến đá mẹ tiềm năng than/sét than Oligocene.

**Từ khóa:** Đá mẹ, tiềm năng dầu khí, hydrocarbon, bể trầm tích Tư Chính - Vũng Mây.

### 1. Giới thiệu

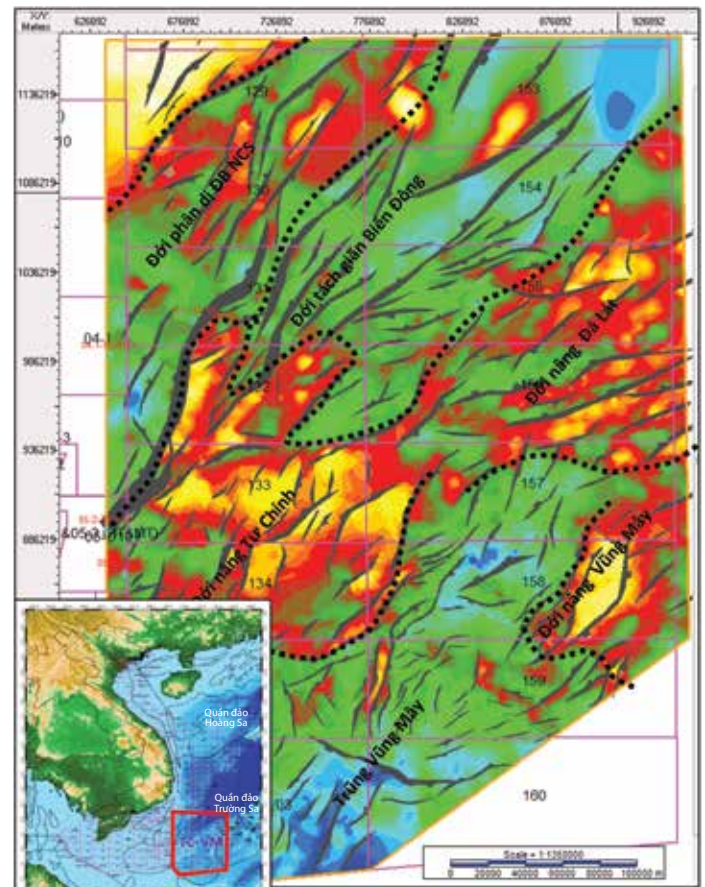
Khu vực bể trầm tích Tư Chính - Vũng Mây thuộc khu vực nước sâu xa bờ, có diện tích rộng và cấu trúc địa chất phức tạp gồm các lô: 130, 131, 132, 133, 134, 135, 136, 155, 156, 157, 158, 159, 160 và 180 - 185. Mực nước biển thay đổi từ vài chục mét tại các bãi ngầm đến vài trăm mét và sâu hơn từ 1.000 - 4.000m. Trong đó, phần lớn diện tích các lô 133, 134 và phần Tây Bắc lô 135, 158 và phía Tây Lô 157, nơi có mực nước biển nông hơn (dưới 1.000m), ở đó tồn tại các bãi đá ngầm, bãi cạn như Vũng Mây, Huyền Trân, Quế Đường, Phúc Nguyên và Tư Chính, một số đảo Đá Tây, Trường Sa... (Hình 1). Khu vực này được đánh giá có tiềm năng dầu khí của thềm lục địa Việt Nam [1].

### 2. Đặc điểm đá sinh

Với các nghiên cứu và đánh giá tiềm năng sinh dầu, khí của khu vực này từ các giai đoạn trước đây (giếng khoan rất ít), tiềm năng sinh hydrocarbon từ đá mẹ hoàn toàn được ngoại suy từ các khu vực lân cận (phía Đông bể Nam Côn Sơn). Vào năm 2017, dầu được phát hiện tại giếng khoan Lô 136, là minh chứng quan trọng để khẳng định thêm về tiềm năng dầu khí của khu vực.

Theo kết quả nghiên cứu [2, 3], đá mẹ tại khu vực này bao gồm các tập sét Miocene dưới, Oligocene được đánh giá là đá mẹ tiềm năng và có khả năng

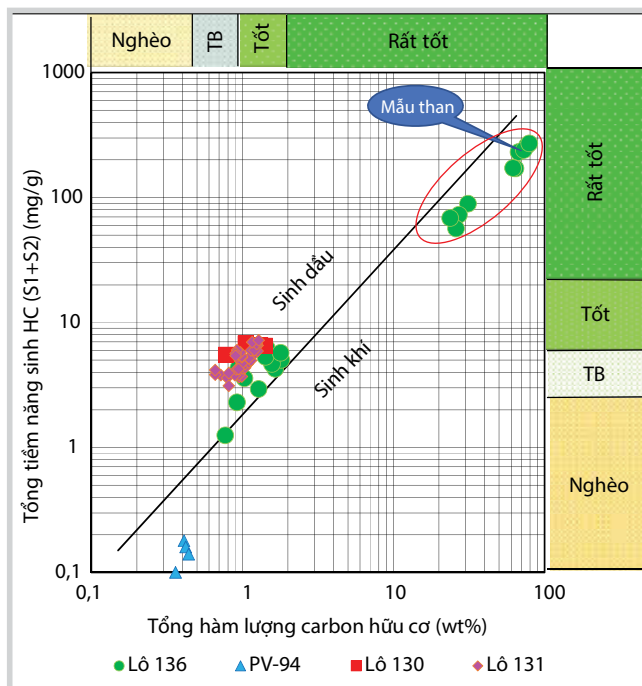
sinh dầu, khí. Chất lượng tập đá mẹ sét kết mịn tuổi Oligocene có độ giàu vật chất hữu cơ từ trung bình đến tốt (giá trị TOC > 0,8%wt), tiềm năng sinh hydrocarbon tốt ( $S_2 > 2\text{mg/g}$ ), ngoại trừ mẫu tại PV-94-2X có chất lượng đá mẹ nghèo (Hình 2a). Trong khoảng trầm tích này, cũng xuất hiện các mẫu than có



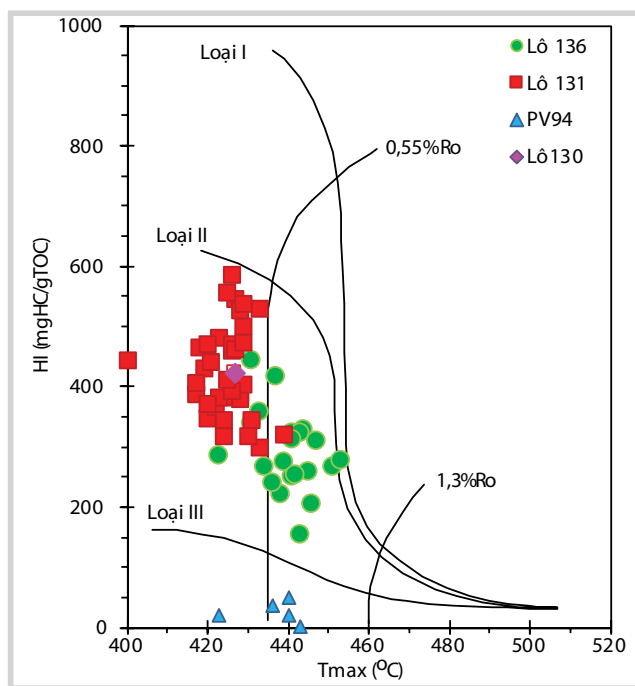
Hình 1. Bản đồ vị trí bể trầm tích Tư Chính - Vũng Mây (VPI 2019)

Ngày nhận bài: 6/8/2019. Ngày phản biện đánh giá và sửa chữa: 6/8 - 6/9/2019.

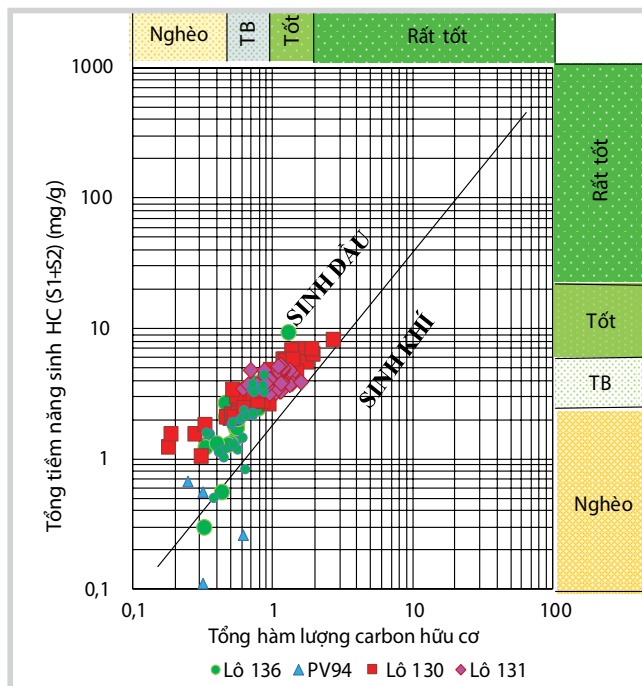
Ngày bài báo được duyệt đăng: 30/9/2019.



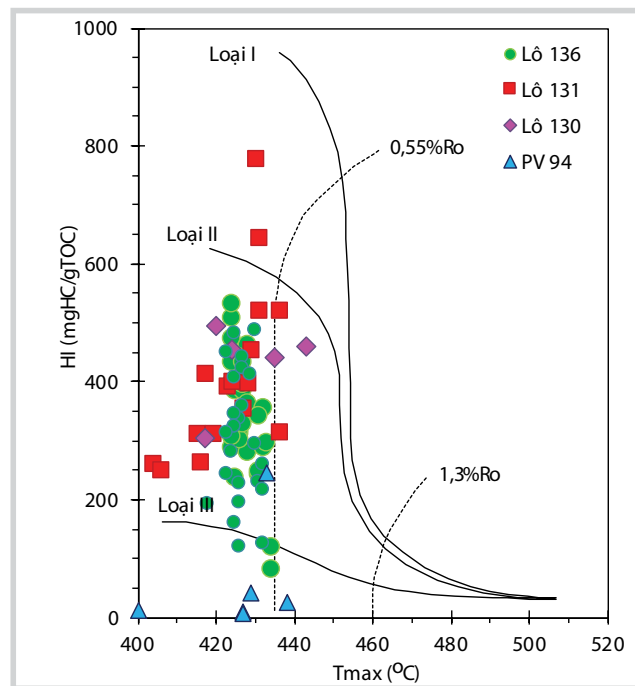
Hình 2. Biểu đồ tiềm năng sinh hydrocarbon trầm tích Oligocene bể Tư Chính - Vũng Mây



Hình 3. Biểu đồ phân loại kerogen, trầm tích Oligocene bể Tư Chính - Vũng Mây



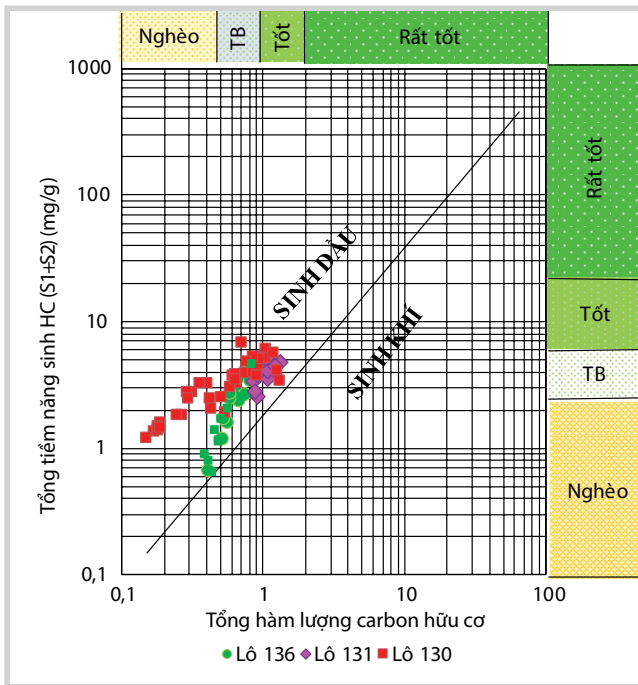
Hình 4. Biểu đồ tiềm năng sinh hydrocarbon trầm tích Miocene dưới bể Tư Chính - Vũng Mây



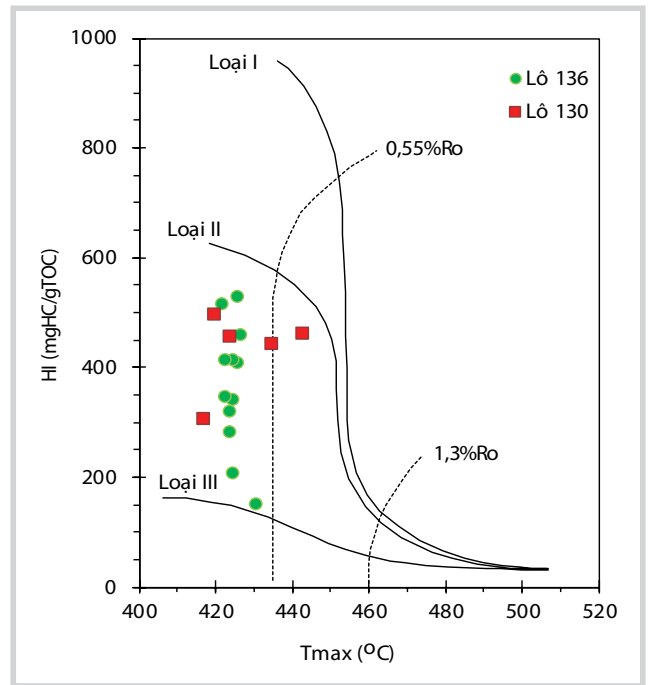
Hình 5. Biểu đồ phân loại kerogen, trầm tích Miocene dưới bể Tư Chính - Vũng Mây

giá trị TOC, S2 rất cao tại Lỗ 136 (Hình 2). Đá mẹ tại các giếng khoan chứa chủ yếu kerogen loại II và ít loại III, đang trong pha cửa sổ tạo dầu (các giá trị Tmax vượt ngưỡng 435°C). Trong đó, đá mẹ tại Lỗ 136 có độ trưởng thành cao hơn so với Lỗ 131, tiềm năng sinh dầu cao (Hình 2, 3). Riêng với đá mẹ than/sét than tạo ra chủ yếu sản phẩm khí hydrocarbon (Hình 2).

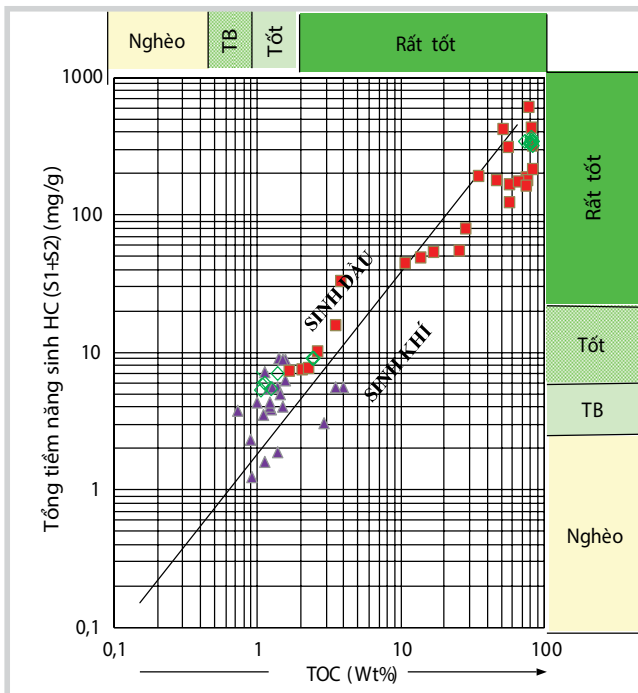
Tập mẫu sét kết mịn thuộc Miocene dưới, chất lượng kém hơn so với đá mẹ tuổi Oligocene, hàm lượng vật chất hữu cơ từ nghèo đến trung bình, kerogen chứa chủ yếu loại II và ít loại III. Hiện đá mẹ này phân bố trong vùng chưa trưởng thành đến chớm trưởng thành (420°C < Tmax < 435°C), có độ trưởng thành thấp hơn so với đá mẹ Oligocene (Hình 4, 5).



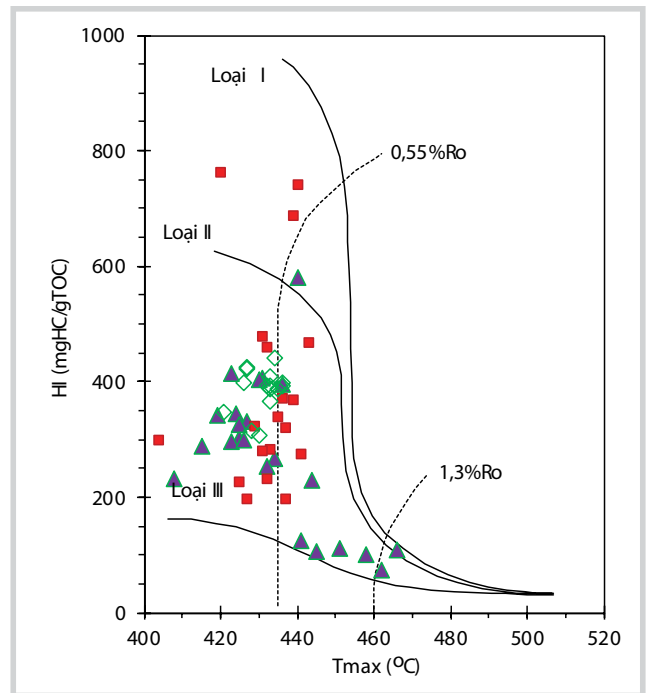
Hình 6. Biểu đồ tiềm năng sinh hydrocarbon trầm tích Miocene giữa bể Tư Chính - Vũng Mây



Hình 7. Biểu đồ phân loại kerogen, trầm tích Miocene giữa bể Tư Chính - Vũng Mây



Hình 8. Biểu đồ tiềm năng sinh hydrocarbon, trầm tích Oligocene, Đông bể Nam Côn Sơn

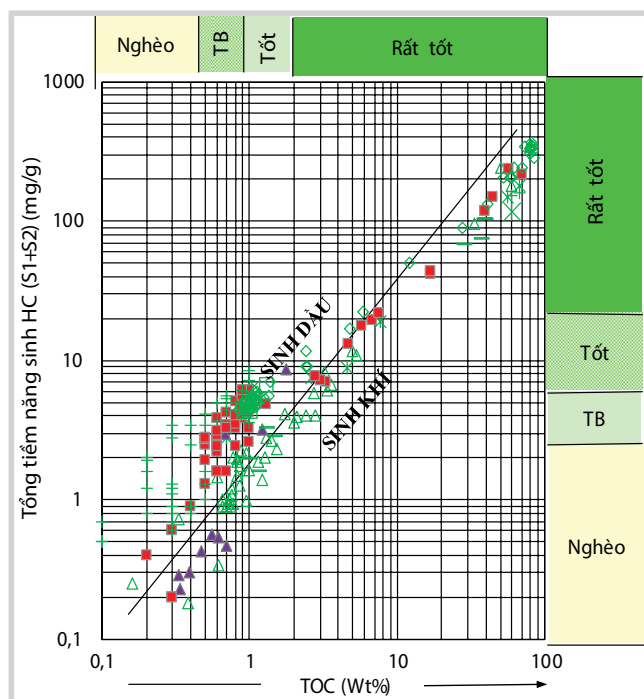


Hình 9. Biểu đồ HI & Tmax trầm tích Oligocene, Đông bể Nam Côn Sơn

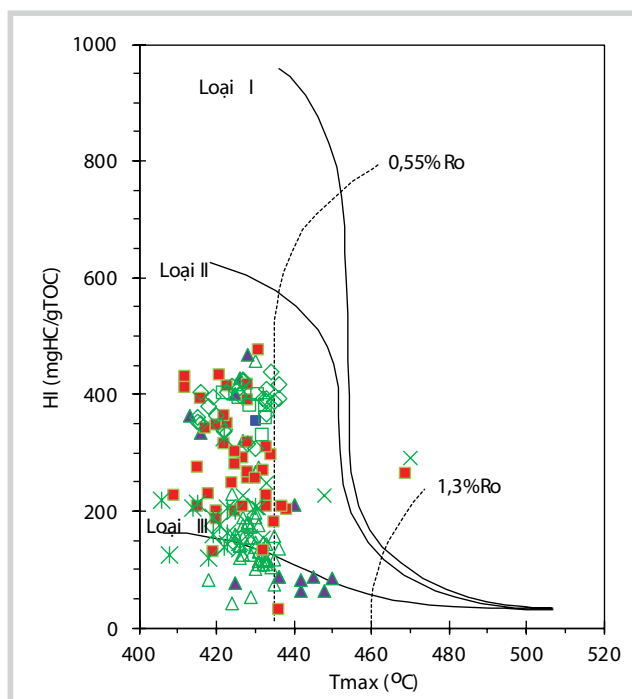
Mẫu sét kết Miocene giữa có độ giàu vật chất hữu cơ từ rất nghèo đến trung bình, tiềm năng sinh hydrocarbon thấp, phần lớn các mẫu tại giếng khoan vẫn chưa đạt đủ độ trưởng thành (Hình 6, 7), duy nhất 1 mẫu độ sâu 2.000m giếng khoan 130 TD-1X rơi vùng đá mẹ trưởng thành. Tuy nhiên, khi đối sánh các giá trị đo vitrinite (Ro, %) (chỉ tiêu chuyên dùng đánh giá độ trưởng thành vật chất hữu cơ), cho thấy mẫu rất nghèo các mảnh vitrinite

có giá trị %Ro thấp (%Ro < 0,5), chưa đạt đủ độ trưởng thành [3]. Nguyên nhân dẫn đến giá trị Tmax cao có thể ảnh hưởng bởi quá trình xử lý mẫu chưa sạch hoàn toàn và do hiện tượng nhiễm bẩn gây ra sai số trên.

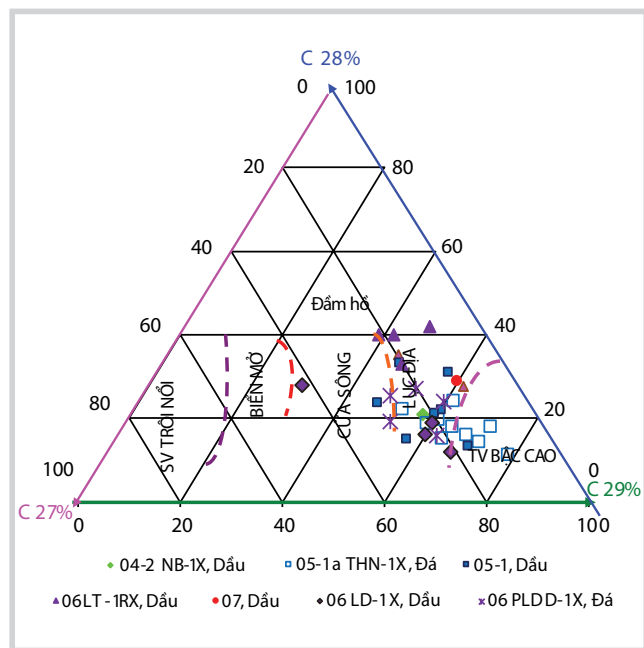
Liên hệ đá mẹ tại khu vực lân cận như phần phía Đông bể trầm tích Nam Côn Sơn, cho thấy đá mẹ Oligocene bể Tư Chính - Vũng Mây cũng có sự giống nhau về chất lượng và loại vật chất hữu cơ (Hình 8 - 11). Quan sát trên Hình 3



Hình 10. Biểu đồ tiềm năng sinh hydrocarbon, trầm tích Miocene dưới, phía Đông bể Nam Côn Sơn



Hình 11. Biểu đồ HI & Tmax trầm tích Miocene dưới, phía Đông bể Nam Côn Sơn



Hình 12. Biểu đồ tam giác C<sub>27</sub>-C<sub>28</sub>-C<sub>29</sub> sterane, các mẫu dầu và đá, phía Đông bể Nam Côn Sơn

và Hình 9 cho thấy đá mẹ Oligocene Tư Chính - Vũng Mây có độ trưởng thành cao hơn tuy không nhiều. Nguyên nhân chính có thể liên quan đến hoạt động kiến tạo, địa chất đặc trưng của vùng (Hình 4, 5). Hình 12 cho thấy có sự tương đồng về nguồn gốc mẫu dầu và đá khu vực Đông bể Nam Côn Sơn.

Có thể thấy rõ vai trò chính của đá mẹ Oligocene bể Tư Chính - Vũng Mây trong quá trình hình thành sản phẩm

dầu, khí tại khu vực, hiện đang trong pha cửa sổ sinh dầu. Tiếp đó, đến đá mẹ Miocene dưới với chất lượng thấp hơn, phân bố vùng đá mẹ từ chớm trưởng thành đến trưởng thành.

### 3. Đặc tính dầu thô

Dầu thô phát hiện trong tầng chứa cát kết Miocene thuộc loại dầu paraffin với thành phần hydrocarbon no chiếm trên 70% (hydrocarbon từ 74,81 - 76,69%), có hàm lượng lưu huỳnh thấp (từ 0,091 - 0,1%wt), tỷ trọng dầu trung bình ( $\rho_{API} = 25,3 - 28,3$ ) [4], điều này chứng tỏ sản phẩm bảo tồn trong môi trường lục địa, giàu oxy.

Hàm lượng vết kim loại là một thông số quan trọng dùng nhận biết nguồn gốc dầu. Sự hiện diện hàm lượng thấp của kim loại vanadium tại mẫu đo có giá trị nhỏ hơn 1ppm (0,1 - 0,22ppm), nickel thấp hơn 10ppm (3 - 9,1ppm), tỷ số Ni/V lớn ( $Ni/V = 30 - 41$ ) chỉ ra dầu có nguồn gốc từ đá mẹ chứa phong phú nguồn vật liệu lục địa. Tương quan giữa tỷ số  $V/(Ni+V)$  và hàm lượng lưu huỳnh thấp cũng khẳng định thêm nguồn gốc của dầu [5, 6].

### 4. Kết luận

Bài viết cung cấp thông tin địa hóa tại giếng khoan mới khu vực Tư Chính - Vũng Mây, đề cập đến chất lượng đá mẹ sinh hydrocarbon cũng như tính chất dầu thô tại giếng khoan, từ đó tìm ra mối liên quan giữa chúng.

Đá mẹ khu vực Tư Chính - Vũng Mây là các tập sét kết tuổi Oligocene, có độ giàu vật chất hữu cơ trung bình đến tốt, đá mẹ Miocene dưới đạt mức nghèo đến trung bình. Đá mẹ chứa chủ yếu kerogen loại II và ít loại III, cho tiềm năng sinh dầu, khí (thiên về sinh dầu). Tiềm năng đóng góp vào quá trình sinh hydrocarbon cao hơn của đá mẹ Oligocene so với đá mẹ Miocene dưới (hiện tại đá mẹ Oligocene đang trong pha cửa sổ tạo dầu).

Đá mẹ khu vực phía Đông bể Nam Côn Sơn chứa chủ yếu kerogen loại II, III trong đó đá mẹ Miocene dưới giàu kerogen loại III, cho tiềm năng sinh hỗn hợp dầu và khí. Sự khác sản phẩm tạo ra có thể liên quan mật thiết đến nguồn cung cấp vật liệu trầm tích, mức độ trưởng thành đá mẹ giữa bể Tư Chính - Vũng Mây và Đông bể Nam Côn Sơn.

Tập than/sét than Oligocene cũng được đánh giá là đá mẹ tiềm năng của bể.

Dầu thô Tư Chính - Vũng Mây được dự báo có liên quan đến đá mẹ chứa phong phú nguồn vật chất hữu cơ trong môi trường lục địa.

## Tài liệu tham khảo

1. Trịnh Xuân Cường và nnk. *Đánh giá tiềm năng dầu khí cụm bể Trường Sa - Tư Chính - Vũng Mây*. Dự án "Đánh giá tiềm năng dầu khí trên vùng biển và thềm lục địa Việt Nam". Viện Dầu khí Việt Nam. 2012.
2. Talisman Vietnam 136-CKD-1X/136-CKD-1X-ST1. *Advanced core analysis study*. 2015.
3. Phan Van Thang. *Results of geochemistry analysis of cuttings well VGP-130-TD-1X*. 2016.
4. Phan Van Thang. *Fluid properties study well 136-CKD-1X&136-CKD-1X ST*. 2014.
5. Amer Jassin Al-Khafaji, Mohammed Hail Hakim, Ahmed Askar Najaf. *Organic geochemistry characterisation of crude oils from Mishrif reservoir rocks in the southern Mesopotamian basin, South Iraq: Implication for source input and paleoenvironmental conditions*. Egyptian Journal of Petroleum. 2018; 27(1): p. 117 - 130.
6. Oti, Wilberfore J.O. *Levels of heavy metal in Bonny light crude oil*. IOSR Journal of applied Chemistry. 2016; 9(7): p. 86 - 88.

## GEOCHEMICAL CHARACTERISTICS OF SOURCE ROCK IN TU CHINH - VUNG MAY BASIN

**Nguyen Thi Tuyet Lan, Bui Quang Huy, Phan Van Thang, Ho Thi Thanh**

Vietnam Petroleum Institute

Email: lanntt@vpi.pvn.vn

### Summary

The paper presents the characteristics of source rock sequences in Tu Chinh-Vung May basin, the offshore deep-water zone in the continental shelf of Vietnam. Oil discovery in Block 136 is an important information that affirms the hydrocarbon potential of Tu Chinh-Vung May basin as well as the sovereignty of Vietnam in the East Sea. Geochemical analysis of the oil samples in the source rock taken from the wells in Tu Chinh-Vung May basin showed the presence of Oligocene and lower Miocene shale source rocks. This paper also mentions the Oligocene source rock that has the coal/coaly shale potential.

**Key words:** Source rock, hydrocarbon potential, hydrocarbon, Tu Chinh - Vung May basin.