

ĐẶC ĐIỂM ĐỊA HÓA ĐÁ MẸ KHU VỰC CÁC GIẾNG NƯỚC SÂU BỂ NAM CÔN SƠN VÀ TƯ CHÍNH - VŨNG MÂY

Nguyễn Thị Oanh Vũ, Nguyễn Thị Tuyết Lan, Phan Văn Thắng, Nguyễn Thị Thanh Nga

Viện Dầu khí Việt Nam

Email: vunto@vpi.pvn.vn

Tóm tắt

Bài báo sử dụng kết quả phân tích địa hóa như nhiệt phân Rock-Eval, tổng carbon hữu cơ, phản xạ vitrinite, sắc ký khí, sắc ký khí ghép khối phổ... để tổng hợp và đánh giá đặc điểm đá mẹ các giếng nước sâu thuộc bể Nam Côn Sơn và Tư Chính - Vũng Mây. Đá mẹ Miocene dưới và Oligocene trong khu vực nghiên cứu có độ giàu vật chất hữu cơ và tiềm năng sinh hydrocarbon từ trung bình đến tốt, nguồn gốc vật chất hữu cơ khá tương đồng với các giếng nước nông lân cận. Mô hình trưởng thành cho thấy các tập đá mẹ Miocene dưới và Oligocene đã và đang trong quá trình sinh dầu và khí.

Từ khóa: Đá mẹ, Miocene dưới, Oligocene, trưởng thành nhiệt, bể Nam Côn Sơn, bể Tư Chính - Vũng Mây.

1. Giới thiệu

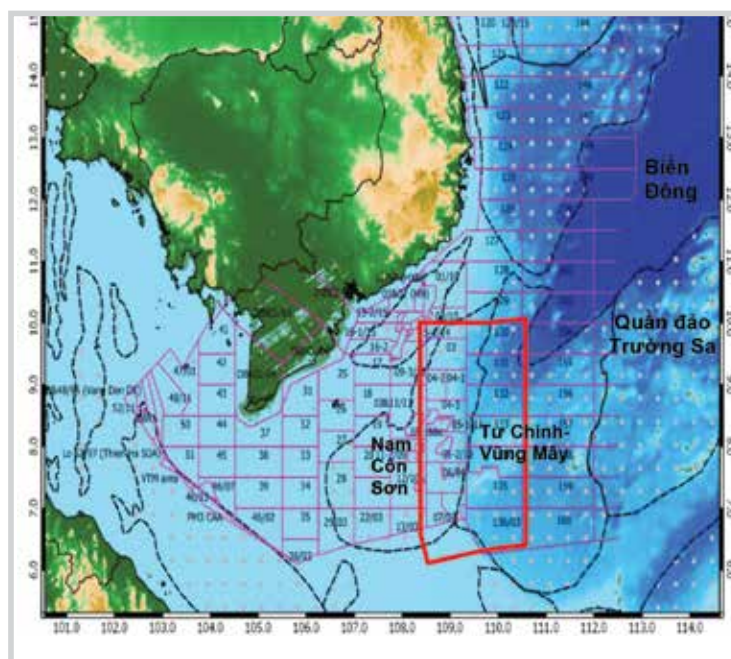
Bể Nam Côn Sơn có diện tích gần 100.000 km², ranh giới phía Bắc của bể là đới nâng Côn Sơn, phía Tây và Nam là đới nâng Khorat - Natuna, phía Đông Bắc là bể Phú Khánh, tiếp giáp về phía Đông bể Nam Côn Sơn là bể Tư Chính - Vũng Mây với diện tích rộng và cấu trúc địa chất phức tạp [1 - 3]. Độ sâu mực nước biển của khu vực này thay đổi rất lớn, từ vài chục mét ở phía Tây đến hơn 1.000 - 2.800 m ở phía Đông. Tại Lô 05-2, các nhà thầu đã tiến hành khoan thăm dò 2 giếng, độ sâu mực nước biển lần lượt là 682 m và 569 m. Về phía Nam bể Nam Côn Sơn, có 2 giếng nước sâu là 07-3-C-1X và 07-3-C-3X. Càng về phía Đông, độ sâu mực nước biển càng thay đổi rõ rệt. Tại Lô 136 (bể Tư Chính - Vũng Mây), các giếng 136-D-1X và 136-E-1X có mực nước biển thay đổi đến hơn 800 m. Ngoài ra, còn có các giếng 130-F-1X và 131-G-1X- cũng là giếng khoan nước sâu ở Lô 130, 131 với mực nước biển đến hơn 1.000 m.

2. Đặc điểm địa hóa đá mẹ

2.1. Chất lượng đá mẹ

Các chỉ tiêu địa hóa cơ bản như TOC, S₁, S₂,

chỉ số hydrogen HI... được sử dụng nhằm đánh giá đặc điểm đá mẹ ở khu vực nghiên cứu: độ giàu vật chất hữu cơ, tiềm năng sinh, loại kerogen... Bài báo sử dụng các kết quả phân tích địa hóa của các giếng khoan nước sâu thuộc Lô 05-2, Lô 07-3, Lô 136 và Lô 130, Lô 131, tập trung vào các mặt cắt trầm tích tuổi Oligocene đến Miocene dưới là những đối tượng tìm kiếm thăm dò chính ở khu vực Nam Côn Sơn và Tư Chính - Vũng Mây. Các tài liệu địa hóa, địa tầng... trong vùng nghiên cứu cũng được tham khảo và liên kết với tài liệu phân tích mẫu.



Hình 1. Vị trí khu vực nghiên cứu

Ngày nhận bài: 20/3/2020. Ngày phản biện đánh giá và sửa chữa: 24/3 - 28/4/2020.

Ngày bài báo được duyệt đăng: 20/7/2020.

Bảng 1. Phân loại đá mẹ theo độ giàu vật chất hữu cơ (Geochem Group Limited)

Đá sinh	TOC (% khối lượng)		S ₂ (kg/T đá)
	Sét kết	Carbonate	
Nghèo	< 0,5	< 0,25	< 2
Trung bình	0,5 – 1	0,25 – 0,5	2 – 3
Tốt	1 – 3	0,5 – 1	3 – 5
Rất tốt	3 – 5	1 – 2	5 – 10
Cực tốt	> 5	> 2	> 10

Bảng 2. Tổng hợp thông số TOC, Rock-Eval

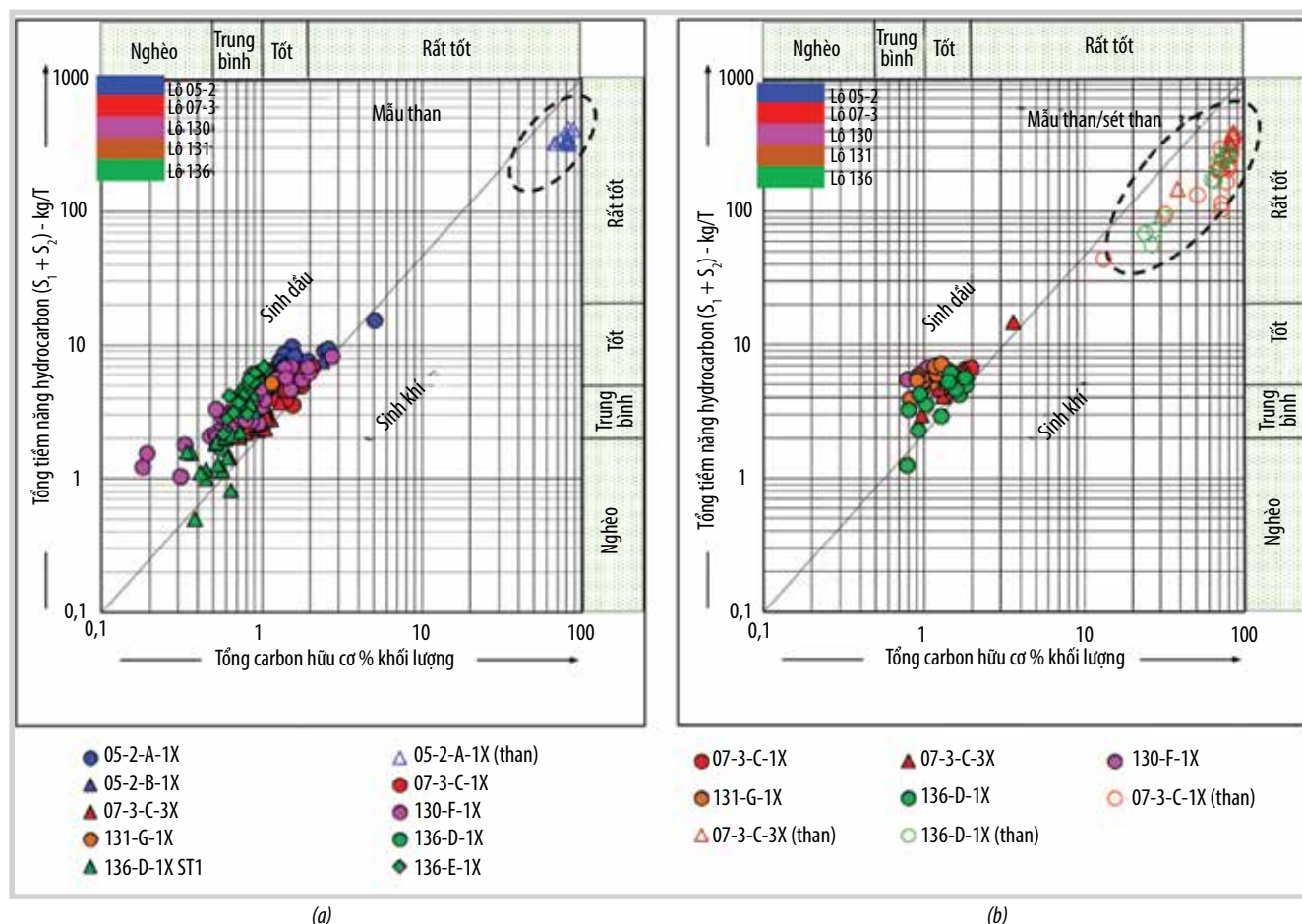
Trầm tích	Thành phần thạch học	Lô	TOCtb (% khối lượng)	S ₂ tb (kg/T)	Hitb (mgHC/gTOC)
Miocene dưới	Sét kết/sét bột kết	05-2	1,10	4,11	375
		07-3	1,23	3,19	255
		130	0,96	3,39	368
		131	1,02	3,50	345
		136	0,69	2,89	394
	Than	05-2	79,42	329,84	416
Oligocene	Sét kết/sét bột kết	07-3	1,68	4,94	289
		130	1,14	5,64	515
		131	1,07	5,04	471
		136	1,28	3,93	307
	Than/sét than	07-3	70,16	221,46	312
		136	53,06	155,37	282

Để đánh giá mức độ giàu, nghèo vật chất hữu cơ có thể sử dụng bảng phân loại đá mẹ theo các bậc hàm lượng khác nhau từ nghèo, trung bình đến tốt, rất tốt và cực tốt (Bảng 1). Theo đó, sét kết trầm tích Miocene dưới trong khu vực nghiên cứu ở các lô này có độ giàu vật chất hữu cơ từ trung bình đến tốt, tổng hàm lượng carbon hữu cơ trung bình (TOCtb) từ 0,69 - 1,23% khối lượng (Bảng 2). Một số mẫu giếng khoan 07-3-C-1X thể hiện tiềm năng sinh rất tốt với chỉ số S₂ dao động trong khoảng 5 kg/T. So với các giếng ở bể Nam Côn Sơn, vật chất hữu cơ trong các giếng khoan ở Lô 136 (bể Tư Chính - Vũng Mây) thể hiện độ giàu và tiềm năng sinh hydrocarbon kém hơn.

Sét kết trầm tích Oligocene khu vực nghiên cứu phân bố ở các lô 07-3, 130, 131, 136. Các phân tích nhiệt phân [4 - 10] cho thấy vật chất hữu cơ trong trầm tích Oligocene có độ giàu từ trung bình đến rất tốt (TOC = 0,77 - 3,58% khối lượng), tiềm năng sinh hydrocarbon phân bố trong khoảng rộng, từ nghèo - trung bình đến cực tốt (S₂ = 1,20 - 12,83 kg/T). Chất lượng vật chất hữu cơ tập trầm tích này tương đối tốt hơn so với trầm tích Miocene dưới ở các lô tương ứng (Bảng 2). Biểu đồ tiềm năng sinh (Hình 2) thể hiện trầm tích Miocene dưới và Oligocene phân bố trong vùng có khả năng sinh dầu là chính. Đá mẹ tại các giếng khoan chứa chủ yếu kerogen loại II/III, cho khả năng sinh dầu và khí.

Bên cạnh các mẫu sét kết, các mẫu than/sét than cũng được tìm thấy ở trầm tích Miocene dưới và Oligocene. Mẫu than tập trầm tích Miocene dưới nằm ở khu vực Lô 05-2 có độ giàu vật chất hữu cơ và tiềm năng sinh khí cực tốt (TOC = 66,70 - 87,90% khối lượng, S₂ = 302,91 - 396,02 kg/T). Trong khi đó, than/sét than tập trầm tích Oligocene chủ yếu là mẫu ở khu vực Lô 07-3 và Lô 136.

Nguồn gốc vật chất hữu cơ trong trầm tích Miocene dưới và Oligocene được xác định dựa trên cơ sở xác định các dấu vết sinh vật. Tỷ số Pristane/Phytane từ kết quả phân tích sắc ký được dùng để chỉ mức độ oxy hóa của môi trường chôn vùi vật liệu sinh. Ở điều kiện giàu oxy, các sản phẩm hydrocarbon có xu hướng giàu thành phần Pristane và ngược lại, Phytane được tạo thành từ sự khử Phytone ở môi trường nghèo oxy [11]. Ngoài ra, phân tích sắc ký khí ghép khối phổ của phân đoạn hydrocarbon no cũng xác định các dấu vết sinh vật, đặc biệt là các dải phân bố của các triterpane (m/z 191) và sterane (m/z 217) được sử dụng rất hữu hiệu trong việc xác định các đặc trưng cho nguồn vật liệu của vật chất hữu cơ. Oleanane được xác định trên dải phân bố triterpane, có nguồn gốc từ thực vật bậc cao là các cây có hoa hạt kín của vật liệu sinh tuổi Cretaceous muộn đến hiện tại, khá bền vững với tác động của độ trưởng thành nhiệt, là cấu tử đặc trưng cho nguồn vật liệu hữu cơ được tách ra từ thực vật bậc cao [11]. Trên



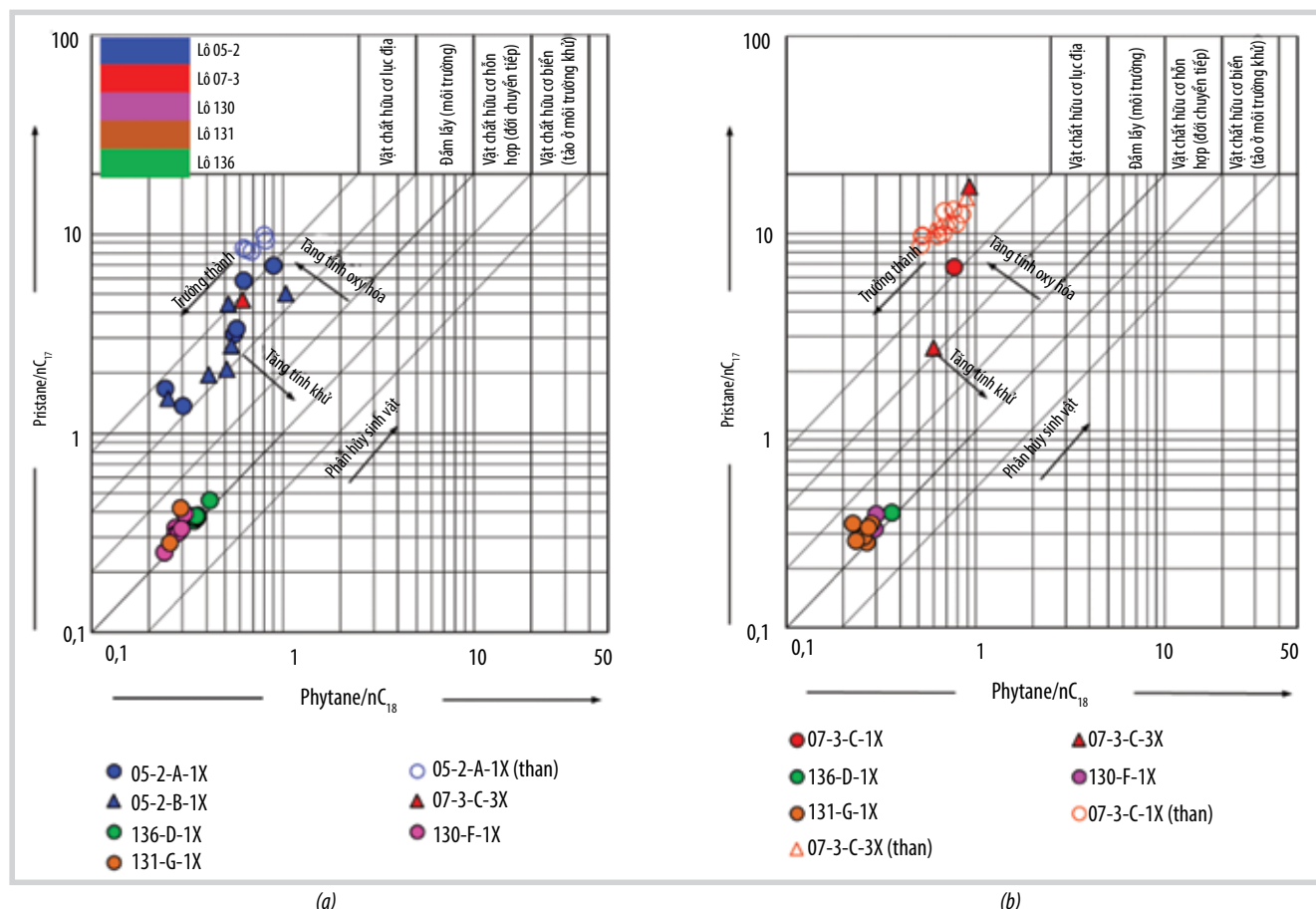
Hình 2. Biểu đồ tiềm năng sinh trầm tích Miocene dưới (a), Oligocene (b)

dải phân bố sterane, các cấu tử sterane C_{27} , C_{28} , C_{29} là sản phẩm được chuyển đổi tương ứng từ những sterols của tảo, động vật và thực vật bậc cao. Nồng độ tương đối cao của sterane C_{29} so với sterane C_{27} , sterane C_{28} là dấu hiệu đóng góp phong phú của thực vật thượng đẳng vào nguồn vật chất hữu cơ ban đầu [12]. Theo các tài liệu phân tích mẫu [4 - 10], các mẫu sét kết/sét bột kết ở Lô 05-2 và 07-3 có tỷ số Pristane/Phytane cao > 3 ($Pr/Phy = 3,07 - 8,50$) chỉ thị cho môi trường oxy hóa cao. Đồng thời kết quả phân tích dầu vết sinh vật của các mẫu này cho thấy có sự hiện diện với hàm lượng cao của oleanane cũng như sự nổi trội của sterane C_{29} (sterane $C_{29} \gg$ các sterane C_{27} , C_{28}) thể hiện sự ưu thế của vật chất hữu cơ có nguồn gốc thực vật bậc cao (Hình 3 và 4). Tương tự, ở giếng khoan 136-D-1X/1X-ST1, đá mẹ có nguồn vật liệu sinh chủ yếu từ thực vật bậc cao với sự xuất hiện của tảo. Riêng mẫu giếng khoan 136-E-1X xuất hiện các hợp chất tricyclic terpane với nồng độ thấp, sterane C_{27} vượt trội so với sterane C_{28} , sterane C_{29} (sterane $C_{27} \gg$ các sterane C_{28} , C_{29}) cho thấy sự đóng góp đáng kể của tảo vào nguồn gốc vật chất hữu cơ ban đầu.

Ngoài ra, nhóm tác giả cũng tiến hành liên kết giếng khoan nước sâu với các giếng nước nông, khu vực liên kết tập trung chủ yếu giữa giếng nước sâu Lô 05-2 với các giếng nước nông Lô 05 lân cận. Tài liệu phân tích địa hóa của Viện Dầu khí Việt Nam (VPI) cho thấy vật chất hữu cơ trong đá mẹ Miocene dưới và Oligocene các giếng nước nông chứa chủ yếu kerogen loại II/III, với tỷ phần kerogen loại II trong các giếng nước sâu tương đối cao hơn các giếng nông. Loại vật chất hữu cơ trong các giếng liên kết cũng có đặc trưng tương tự như các giếng khoan nước sâu, thành phần chủ yếu là thực vật bậc cao có sự xuất hiện của tảo, có thể nhận thấy tính lục địa của vật chất hữu cơ trong mẫu các giếng nước nông có xu hướng cao hơn ở các giếng nước sâu (Hình 5).

2.2. Độ trưởng thành vật chất hữu cơ

Mức độ trưởng thành của vật chất hữu cơ thường được đánh giá dựa trên độ phản xạ vitrinite của mẫu lấy tại vị trí giếng khoan, giá trị độ phản xạ vitrinite (%Ro) thông thường là giá trị phổ biến nhất được đo trên mỗi mẫu. Độ phản xạ vitrinite Ro đạt từ 0,55% thì vật chất hữu cơ đã bước vào giai đoạn trưởng thành; khi vật chất hữu



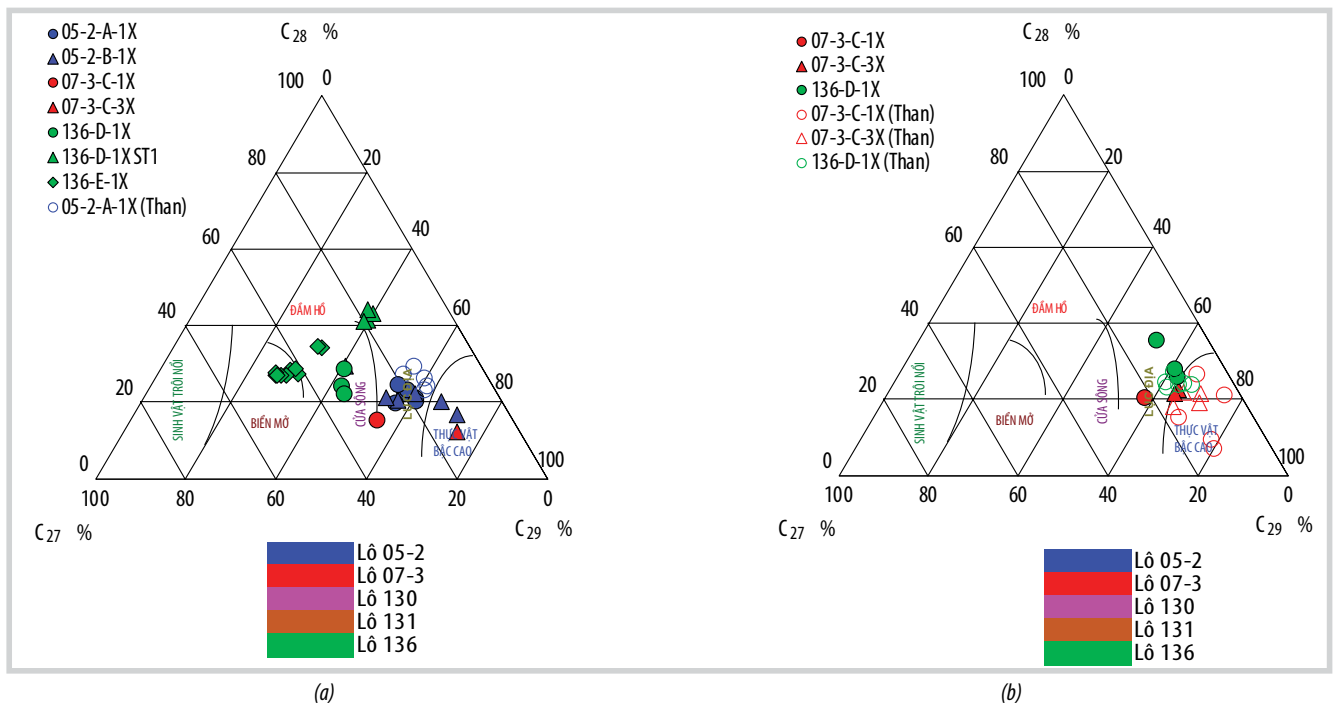
Hình 3. Biểu đồ $Pristane/nC_{17}$ và $Phytane/nC_{18}$ trầm tích Miocene dưới (a), trầm tích Oligocene (b)

cơ bị chìm sâu và Ro đạt ngưỡng trên 0,72% mới bắt đầu sinh dầu mạnh. Bên cạnh đó, kết quả phân tích nhiệt phân Rock-Eval (Tmax) cũng được sử dụng để đánh giá mức độ trưởng thành nhiệt, tuy nhiên đôi khi các kết quả phân tích bị ảnh hưởng bởi sự thay đổi tướng, tái trầm tích hay mẫu nhiễm bẩn. Ngoài ra, các giếng khoan trong vùng nghiên cứu có độ sâu mực nước biển dao động lớn nên các đánh giá về độ sâu đạt ngưỡng trưởng thành cần lưu ý đặc điểm này.

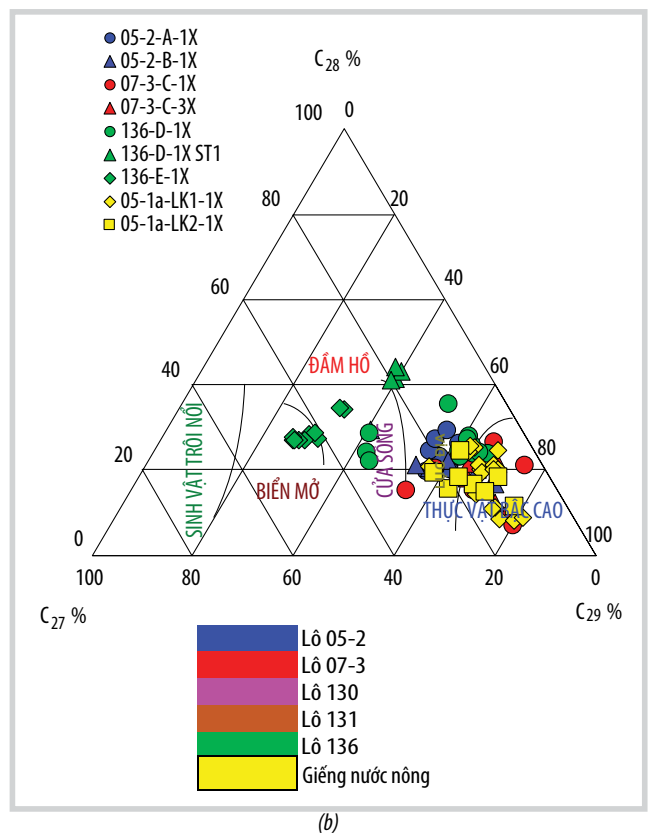
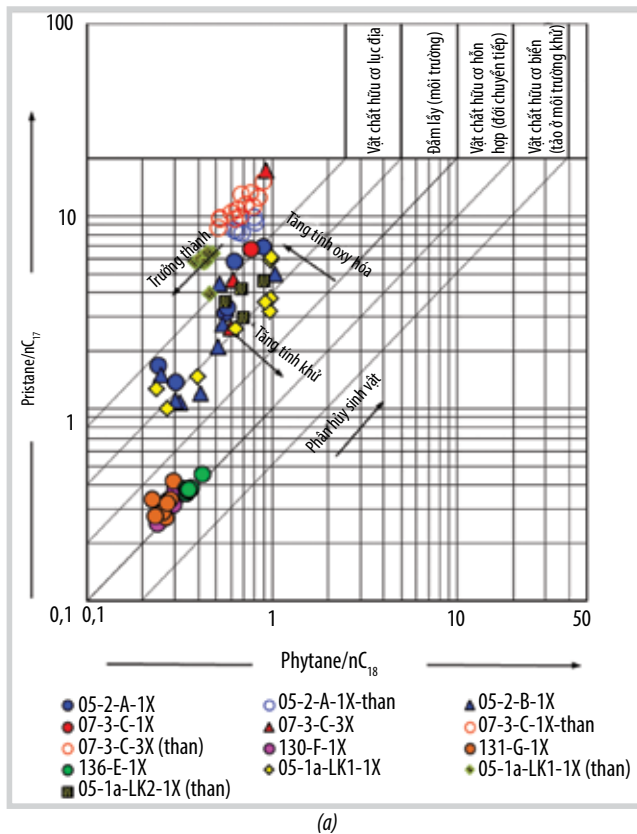
Tài liệu phân tích độ phản xạ vitrinite và nhiệt phân Tmax [4 - 5] cho thấy tập trầm tích Miocene dưới giếng khoan A-1X và B-1X khu vực Lô 05-2 chớm trưởng thành đến trưởng thành (Hình 6). Tại khu vực phía Bắc của Lô 05-2, đá mẹ Miocene dưới giếng khoan 05-2-A-1X đạt ngưỡng trưởng thành (giá trị Ro ~ 0,55%) ở độ sâu hơn 2.800 m. Tại khu vực phía Đông Nam Lô 05-2, đá mẹ giếng khoan 05-2-B-1X đạt ngưỡng trưởng thành ở độ sâu hơn 3.500 m. Ở khu vực Lô 07-3, vật chất hữu cơ trong giếng khoan 07-3-C-1X bắt đầu bước vào ngưỡng trưởng thành ở độ sâu hơn 3.100 m, đá mẹ giếng khoan 07-3-C-3X trưởng thành ở độ sâu nông hơn. Độ sâu mực nước biển thay đổi khá lớn về phía Đông (khu vực Lô 136) nên độ sâu đạt ngưỡng

trưởng thành khu vực này có sự thay đổi đáng kể khi tính đến độ sâu mực nước biển. Đá mẹ giếng khoan 136-D-1X bắt đầu vào ngưỡng trưởng thành ở độ sâu tương đương hơn 3.200 m. Nhìn chung, vật chất hữu cơ trong đá mẹ ở dưới trầm tích Miocene dưới giếng khoan 136-D-1X và 136-E-1X đã trưởng thành nhiệt. Về phía Bắc bể Nam Côn Sơn, mẫu thuộc khu vực giếng khoan Lô 130 và 131 bị nhiễm bẩn bùn khoan khá nhiều, tài liệu phân tích độ phản xạ vitrinite của các mẫu đá giếng khoan 130-F-1X cho thấy tập trầm tích Miocene dưới và Oligocene ở giếng khoan này chỉ ở mức chớm trưởng thành nhiệt (%Ro < 0,55%). Trong khi đó, các mẫu khu vực giếng khoan 131-G-1X thể hiện giá trị phản xạ vitrinite cao hơn, vật chất hữu cơ đủ độ trưởng thành từ khoảng độ sâu 1.500 m trở xuống.

Mô hình địa hóa dự báo cho thấy các tập đá mẹ Oligocene, Miocene dưới đã và đang trong quá trình sinh dầu và khí (độ sâu ranh giới các ngưỡng tạo sản phẩm của đá mẹ xác định sau khi đã loại trừ mực sâu nước biển). Kết quả mô hình là sự kết hợp nhiều thông số liên kết, để cho ra kết quả tối ưu nhất. Mô hình trưởng thành được xây dựng nhằm khôi phục lịch sử chôn vùi trầm tích cũng như



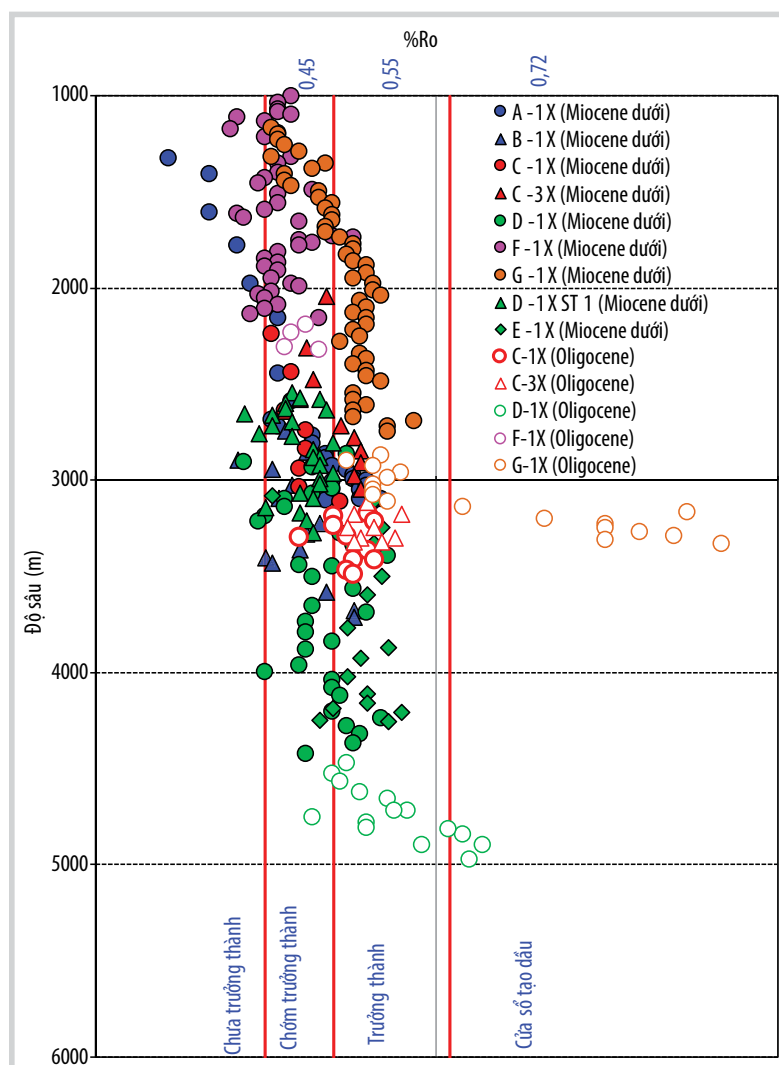
Hình 4. Biểu đồ sterane C_{27} , C_{28} , C_{29} trầm tích Miocene dưới (a), trầm tích Oligocene (b)



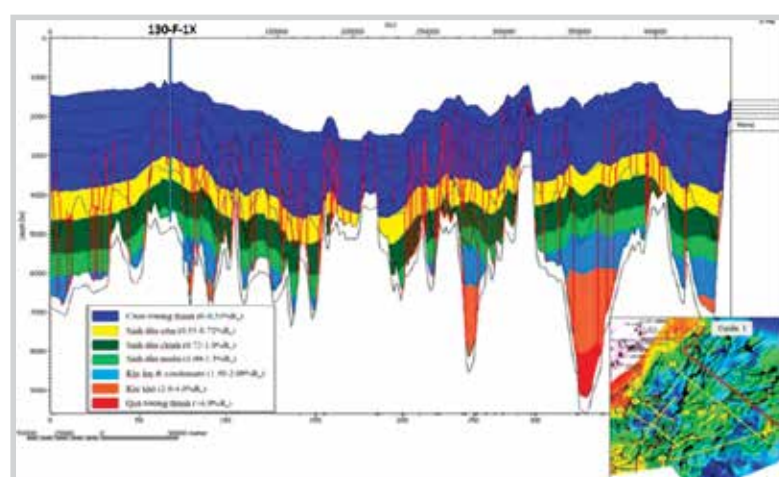
Hình 5. Biểu đồ $Pristane/nC_{17}$ và $Phytane/nC_{18}$ trầm tích Miocene dưới và Oligocene của giếng khoan nước sâu và nước nông lân cận (a), Biểu đồ sterane C_{27} , C_{28} , C_{29} trầm tích Miocene dưới và Oligocene của giếng khoan nước sâu và nước nông lân cận (b)

quá trình sinh dầu, khí của đá mẹ chứa giàu vật chất hữu cơ. Dữ liệu đầu vào gồm thành phần thạch học, sự kiện địa chất, đặc điểm đá mẹ và các tham số điều kiện biên (đòng nhiệt, độ sâu mực nước cổ, nhiệt độ bề mặt trầm tích theo

từng giai đoạn...). Số liệu đo tại giếng khoan (giá trị nhiệt độ, áp suất, độ phân xạ vitrinite) được dùng hiệu chuẩn cho kết quả mô hình [3].



Hình 6. Giá trị phân xạ vitrinite theo độ sâu mẫu từ đáy biển



Hình 7. Mặt cắt trưởng thành vật chất hữu cơ, Tuyến 1

Giếng khoan 130-F-1X khảo sát trên Tuyến 1 cho thấy đá mẹ đã đạt ngưỡng trưởng thành sớm ở độ sâu dưới 2.000 m. Các pha trưởng thành của đá mẹ trên mặt cắt phát triển hướng từ Tây Bắc sang Đông Nam, tại vị trí trung sâu phần lớn đá mẹ Oligocene đã trải qua các pha

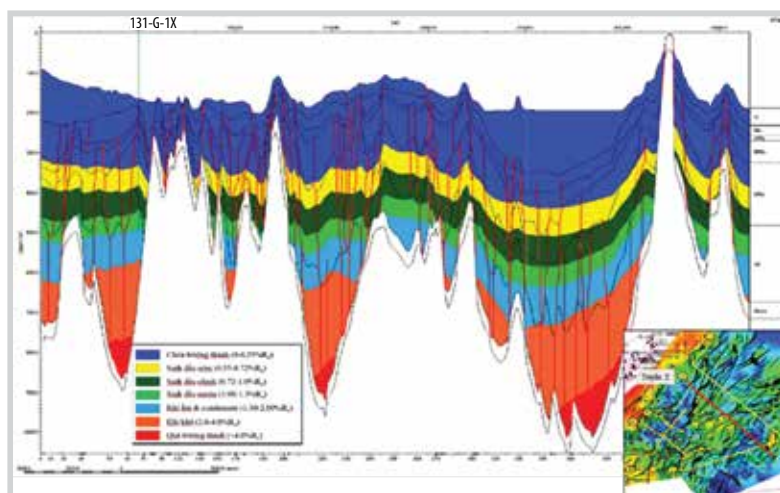
tạo sản phẩm. Hiện tại, đá mẹ Miocene dưới đã đạt trưởng thành và bắt đầu sinh dầu, khí. Khu vực các đới nâng, nơi vắng mặt trầm tích hoặc trầm tích vát mỏng hiện tại đá mẹ vẫn chưa vào ngưỡng trưởng thành (Hình 7).

Vị trí giếng khoan 131-G-1X trên Tuyến 2 (Hình 8) cho thấy đá mẹ Oligocene gần như trải qua các pha tạo sản phẩm. Hiện tại, trên mặt cắt trưởng thành vật chất hữu cơ qua Tuyến 2 cho thấy đá mẹ Oligocene và Miocene dưới đã vào pha cửa sổ tạo dầu (khoảng độ sâu 2.500 - 3.500 m), ngoại trừ đá mẹ Oligocene (phần dưới sâu) đang tạo khí khô (độ sâu > 5.800 m). Các vị trí khác (khu vực nông hơn) độ trưởng thành đá mẹ vẫn chưa đạt ngưỡng. Giếng khoan 05-2-B-1X có mặt trên Tuyến 6, đá mẹ Oligocene đã trưởng thành đang trong pha sinh dầu ở độ sâu dưới 3.500 m, một phần chớm vào pha khí ẩm. Vị trí trung tâm mặt cắt, đá mẹ Oligocene vào pha tạo khí khô độ sâu dưới 6.400 m. Đá mẹ Miocene dưới đạt trưởng thành và vào pha sinh dầu sớm dưới 3.100 m (Hình 9).

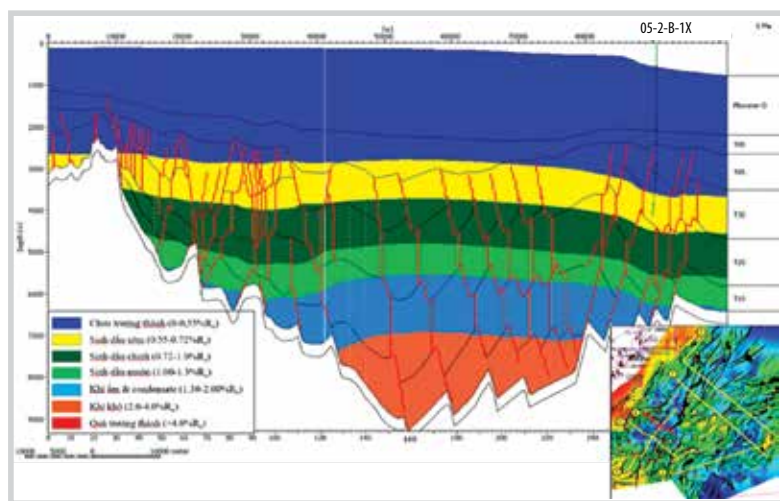
Giếng khoan 07-3-C-1X, 136-D-1X nằm trên Tuyến số 3, tại hai vị trí của giếng khoan này mực nước biển dao động từ 300 - 800 m. Độ trưởng thành đá mẹ tại giếng khoan 07-3-C-1X có độ sâu từ 2.600 m, pha sinh dầu dưới 3.300 m. Giếng 136-D-1X, độ sâu đạt ngưỡng trưởng thành từ 2.400 m, vào pha sinh dầu dưới 3.200 m và bắt đầu chạm vào đới tạo khí ẩm - condensate độ sâu dưới 5.000 m. Khu vực trung tâm mặt cắt, đá mẹ đã vào pha sinh khí khô độ sâu dưới 6.000 m (đá mẹ Oligocene) (Hình 10).

Mô hình khảo sát cho thấy đá mẹ khu vực bể Tư Chính - Vũng Mây đạt mức độ trưởng thành cao hơn so với đá mẹ khu vực phía đông bể Nam Côn Sơn. Nguyên nhân gây ra sự khác nhau trên có thể ảnh hưởng bởi đới tách giãn biển đông vị trí gần bể Tư Chính - Vũng Mây.

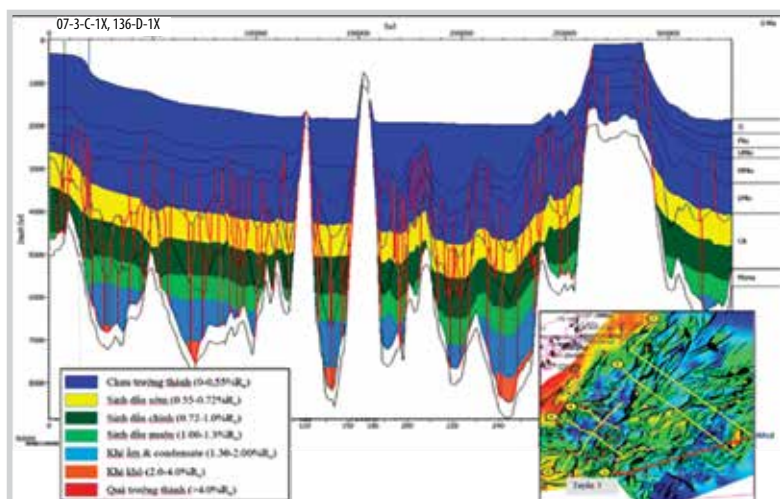
Như vậy, với kết quả phân tích mẫu đánh giá mức độ trưởng thành vật chất hữu cơ tại giếng khoan cho thấy đá mẹ Oligocene và Miocene đã trưởng thành có khả năng sinh



Hình 8. Mặt cắt trường thành vật chất hữu cơ, Tuyến 2



Hình 9. Mặt cắt trường thành vật chất hữu cơ, Tuyến 6



Hình 10. Mặt cắt trường thành vật chất hữu cơ, Tuyến 3

dầu, khí (trong đó đá mẹ Oligocene có mức độ trường thành cao hơn). Tuy nhiên, kết quả mô hình dựa trên sự kết hợp các thông số cho thấy độ sâu trường thành vật chất hữu cơ của đá mẹ dường như nông hơn so với độ sâu trường thành của giá trị đo vitrinite (%Ro). Nguyên nhân dẫn

đến sự khác nhau trên có thể xảy ra trong quá trình khoan lấy mẫu bị sai sót (mẫu bị rơi vãi ảnh hưởng đến độ sâu trong quá trình khoan) hoặc do khâu xử lý nhiễm bẩn mẫu chưa sạch hoàn toàn trong đo mẫu vitrinite.

3. Kết luận

Khu vực giếng khoan nước sâu các lô 05-2, 07-3, 130, 131, 136 bể Nam Côn Sơn và Tư Chính - Vũng Mây có mặt đá mẹ tuổi Oligocene và Miocene dưới. Độ giàu vật chất hữu cơ và tiềm năng sinh hydrocarbon của đá mẹ ở mức trung bình đến tốt. Vật chất hữu cơ vùng nghiên cứu chủ yếu chứa kerogen loại II/III cho khả năng sinh dầu và khí. Đá mẹ khu vực Lô 05-2 và 07-3 có nguồn vật chất hữu cơ chủ yếu là thực vật bậc cao lắng đọng trong môi trường oxy hóa. Tại giếng khoan Lô 136 đá mẹ chứa vật liệu hữu cơ hỗn hợp có sự tham gia của tảo và thực vật bậc cao.

Đá mẹ Oligocene phần lớn đã trường thành nhiệt, đá mẹ Miocene dưới có các ngưỡng trường thành khác nhau tùy khu vực. Mô hình trường thành cho thấy các tập đá mẹ này đã và đang trong quá trình sinh dầu và khí. Đá mẹ Oligocene gần như trải qua các pha tạo sản phẩm tại các trung sâu, trong khi một phần đá mẹ Miocene dưới đã trường thành và vào pha sinh dầu sớm.

Tài liệu tham khảo

- [1] Nguyễn Hiệp và nnk, *Địa chất và tài nguyên dầu khí Việt Nam*, 2007.
- [2] Nguyễn Thị Dịu, Phan Văn Thắng, Phan Mỹ Linh, và Hoàng Nhật Hưng, "Quá trình sinh dầu khí của đá mẹ khu vực đới trũng Đông Bắc và phụ đới trũng trung tâm bể Nam Côn Sơn", *Tạp chí Dầu khí*, Số 1, tr. 14 - 22, 2015.
- [3] Trịnh Xuân Cường và nnk, *Minh giải tài liệu địa chấn 2D Dự án điều tra cơ bản khảo sát địa chấn 2D liên kết các bể trầm tích trên thềm lục địa Việt Nam*, 2019.

[4] Vietnam Petroleum Institute, *Geochemical evaluation of cutting samples from 05-2-A-1X well, offshore Vietnam*.

[5] Vietnam Petroleum Institute, *Geochemical evaluation of cutting samples from 05-2-B-1X well, offshore Vietnam*.

[6] Vietnam Petroleum Institute, *Geochemical evaluation samples from 130-F-1X*.

[7] Vietnam Petroleum Institute, *Geochemical evaluation samples from 131-G-1X*.

[8] Vietnam Petroleum Institute, *Geochemical evaluation samples from 136-D-1X*.

[9] Vietnam Petroleum Institute, *Geochemical evaluation samples from 136-D-1X-ST1*.

[10] Vietnam Petroleum Institute, *Geochemical evaluation samples from 136-E-1X*.

[11] Kenneth E. Peters, Clifford C. Walters, and J. Michael Moldowan, "Biomarkers and isotopes in the environment and human history", *The Biomarker Guide*, Cambridge University Press, Vol. 1, 2008.

[12] Wen-Yen Huwang and W.G. Meinschein, "Sterols as ecological indicators", *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 1979.

GEOCHEMICAL CHARACTERISTICS OF SOURCE ROCKS IN DEEP-WATER WELLS IN NAM CON SON AND TU CHINH - VUNG MAY BASINS

Nguyen Thi Oanh Vu, Nguyen Thi Tuyet Lan, Phan Van Thang, Nguyen Thi Thanh Nga

Vietnam Petroleum Institute

Email: vunto@vpi.pvn.vn

Summary

The characteristics of source rocks in deep-water wells in Nam Con Son and Tu Chinh - Vung May basins were evaluated by geochemical analyses such as Rock-Eval pyrolysis, TOC, GC, and GC-MS, etc. The organic richness and generative potential of Lower Miocene and Oligocene source rocks in the study area vary from medium to good, and the types of organic matters are quite similar to those of the shallow wells nearby. The maturity modelling shows that the Lower Miocene and Oligocene source rocks have been in the oil and gas generation phase.

Key words: Source rock, Lower Miocene, Oligocene, thermal maturity, Nam Con Son basin, Tu Chinh - Vung May basin.