ĐẶC ĐIỂM ĐỊA HÓA ĐÁ MẸ CENOZOIC KHU VỰC THỀM LỤC ĐỊA TÂY NAM VIỆT NAM

KS. Phan Văn Thắng[1], ThS. Nguyễn Thị Oanh Vũ[1]
ThS. Hoàng Nhật Hưng[1], TS. Nguyễn Thị Dậu[2]
[1]Viện Dầu khí Việt Nam
[2]Hội Địa chất Dầu khí
Email: thangpv@vpi.pvn.vn

Tóm tắt

Hiện nay, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và các nhà thầu dầu khí đã ký nhiều hợp đồng phân chia sản phẩm tại các Lô 46/07, 48/95, 50, 51, B và 52/97 thuộc thềm lục địa Tây Nam Việt Nam. Các nhà thầu đã khoan hàng loạt giếng khoan thăm dò và khai thác dầu khí trên hầu khắp các lô. Nhiều tích tụ dầu và khí với quy mô khác nhau đã được tìm thấy trong vùng nghiên cứu.

Nhóm tác giả đã sử dụng số liệu phân tích địa hóa từ hàng nghìn mẫu đá tại một số giếng khoan trên các Lô 46/07, 48/95, 50, 51, B và 52/97 để đánh giá đá mẹ trong vùng nghiên cứu. Kết quả cho thấy: trầm tích tuổi Oligocene và Miocene sớm 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, khả năng sinh khí là chính; đá mẹ Oligocene chứa vật chất hữu cơ có nguồn gốc algal đầm hồ và hỗn hợp giữa vật chất hữu cơ đầm hồ và lục địa, kerogen trong chúng là loại I và hỗn hợp loại I và loại III, có khả năng sinh dầu và khí; 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; chỉ có đá mẹ Oligocene và phần dưới của Miocene dưới đủ điều kiện sinh và cung cấp hydrocarbon cho các bẫy trong vùng nghiên cứu.

Từ khóa: *Thềm lục địa Tây Nam Việt Nam, đá mẹ, dầu và khí, kerogen loại III, hỗn hợp loại I và loại III.*

1. Giới thiệu

Khu vực nghiên cứu nằm ở rìa Đông Bắc bể Malay, bao gồm các Lô 46/07, 48/95, 50, 51, B và 52/97, 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 vùng 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 với các nhà thầu dầu khí nhiều hợp đồng phân chia sản phẩm, kết quả đã có hàng loạt khảo sát địa chấn, giếng khoan thăm dò và khai thác dầu khí trên các Lô 50, 51, 46, 48, Lô 49 (Lô B) và khu vực khai thác chung giữa Việt Nam và Malaysia (PM3). Kết quả tìm kiếm thăm dò những năm qua đã chứng minh cho sự hiện diện của đá mẹ và sản phẩm của chúng trong vùng nghiên cứu.

PM3 là vùng thỏa thuận thương mại giữa Việt Nam và Malaysia (CAA). Tại đây nhà thầu Landin, Talisman đã tiến hành thăm dò và phát hiện hàng loạt cấu tạo chứa dầu khí như Bunga-Kekwa, Bunga-Raya, Bunga-Orkid... Sản phẩm ở đây gồm cả khí và dầu. Tổng trữ lượng tiềm năng khí có khả năng thu hồi ở khu vực này có thể đạt tới 1,9 nghìn tỷ ft^3 (tương đương 54 tỷ m^3 khí).

Nhìn chung, vùng nghiên cứu có tiềm năng dầu khí khá tốt, kết quả khoan tìm kiếm thăm dò cho thấy khu vực Tây Bắc bể chủ yếu là các phát hiện khí, khu vực Đông Nam (Lô 46 và PM3) có cả các phát hiện dầu.

Tại bể Malay, trầm tích Cenozoic phủ bất chỉnh hợp lên móng trước Cenozoic với chiều dày lên tới trên 14km ở trung tâm bể [1, 2], 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 [3, 4]. Các thành tạo đá móng trước Cenozoic trong khu vực nghiên cứu mới chỉ gặp tại một số giếng khoan như giếng khoan 46-NC-1X, 46-DD-1X, 46-PT-1X (Lô 46), B-KQ-1X (Lô B)... Trầm tích tuổi Cenozoic trong vùng nghiên cứu bao 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 những 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), chúng có mặt trong hầu hết các giếng khoan (GK).

2. Đặc điểm địa hóa đá mẹ

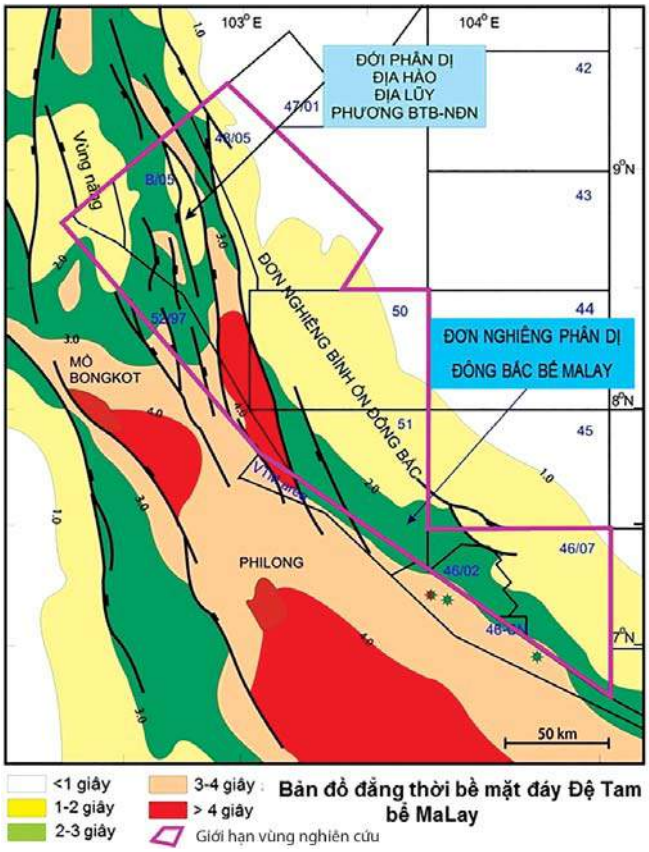
Số liệu phân tích nhiệt phân tiêu chuẩn Rock-Eval, tổng hàm lượng carbon hữu cơ, tổng hàm lượng chất chiết, sắc ký lỏng, sắc ký khí, sắc ký khí ghép khối phổ, thành phần maceral, độ phản xạ của vitrinite (%Ro)... của các mẫu trầm tích hạt mịn tại các giếng khoan trong vùng nghiên cứu đã được sử dụng nhằm đánh giá: độ giàu vật chất hữu cơ; chất lượng của vật chất hữu cơ (loại kerogen, môi trường lắng đọng và phân hủy vật chất hữu cơ) và mức độ trưởng thành của vật chất hữu cơ, từ đó xác định vùng nghiên cứu có hay không có đá mẹ tiềm năng và đá mẹ sinh dầu khí. Trước hết cần thống nhất khái niệm về đá mẹ [5]:

- Đá mẹ có tiềm năng là đá đủ độ giàu vật chất hữu cơ (TOC > 0,5% đối với trầm tích lục nguyên; TOC > 0,25% đối với trầm tích carbonate), có khả năng sinh dầu hoặc khí;

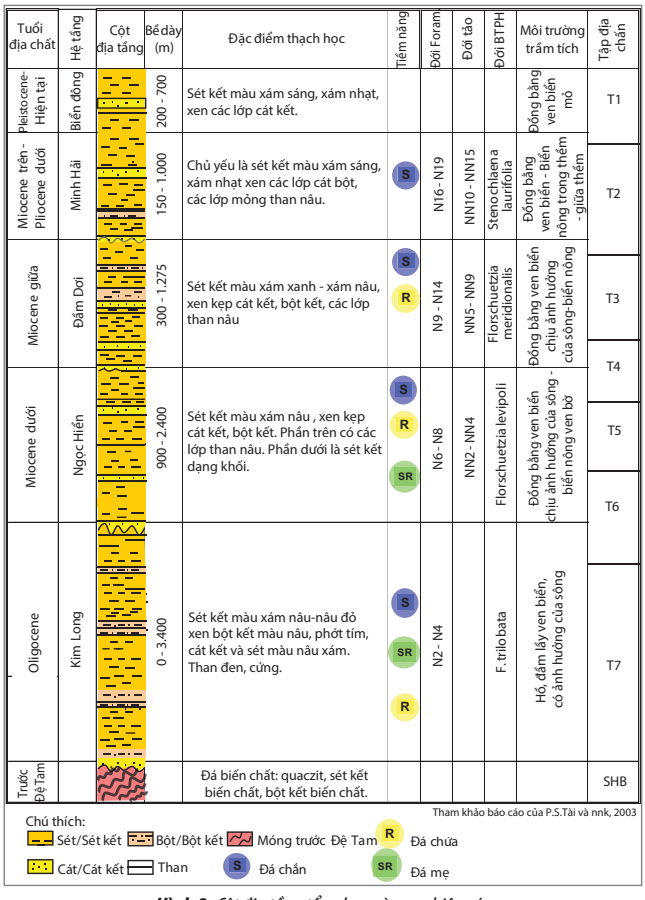
- Đá mẹ sinh dầu khí là tập trầm tích hạt mịn đủ độ giàu vật chất hữu cơ, đã trưởng thành và sinh được dầu hoặc khí.

Thông thường để đánh giá đá mẹ sinh dầu khí (gọi tắt là đá mẹ), độ giàu và chất lượng vật chất hữu cơ trong đá được nghiên cứu trước nhằm xác định vùng nghiên cứu có hay không có đá mẹ tiềm năng, sau đó mới xác định sự có mặt của đá mẹ sinh dầu khí (hay đá mẹ hiệu dụng) bằng việc đánh giá mức độ trưởng thành của vật chất hữu cơ trong đá mẹ và phân bố của chúng. Trong nghiên cứu này, nhóm tác giả đánh giá độ trưởng thành của vật chất hữu cơ trong trầm tích trước nhằm tìm ra những tầng trầm tích có khả năng trở thành đá mẹ nếu đủ điều kiện về tiềm năng hữu cơ (đã đạt đủ độ trưởng thành nhiệt), sau đó chỉ tập trung đánh giá những tầng trầm tích đã được xác định đủ độ trưởng thành.

Mẫu đá phân tích địa hóa trong lát cắt trầm tích Cenozoic khu vực nghiên cứu chủ yếu là sét, bột kết, ngoài ra còn có những mẫu than và sét than phân bố không đều theo cả chiều đứng lẫn chiều ngang. Nhìn chung, sự biến đổi các chỉ tiêu nhiệt phân Rock-Eval theo độ sâu tại các giếng khoan trong vùng nghiên cứu cho thấy số mẫu trong tập trầm tích tuổi Miocene giữa và trên phần lớn là than và sét than chưa trưởng thành. Phần trên tập trầm tích tuổi Miocene dưới vẫn gặp than và sét than khá phổ biến, sau đó chuyển dần sang sét kết. Trong trầm tích Oligocene gặp rất ít lớp than mỏng xen kẹp cát kết và sét kết ở khu vực Lô 46, 51 sang khu vực Lô B và 52/97 ở phía Tây Bắc bể thì hầu như không gặp than trong hệ tầng này.



Hình 1. *Sơ đồ vị trí vùng nghiên cứu*



Hình 2. *Cột địa tầng tổng hợp vùng nghiên cứu*

2.1. Độ trưởng thành của vật chất hữu cơ trong đá mẹ

Sử dụng các chỉ số như độ phản xạ vitrinite, Tmax, dạng dải phân bố n-alkane, tỷ số Ts/Tm trong kết quả GCMS... để xác định độ trưởng thành của vật chất hữu cơ trong đá mẹ.

Tổng hợp kết quả phân tích địa hóa mẫu đá từ các giếng khoan, độ sâu đạt ngưỡng trưởng thành (tương đương Ro = 0,55%) có sự thay đổi khá rõ giữa các Lô 46, 50, 51, 52/97 và Lô B.

Khu vực Lô 46, độ sâu đạt ngưỡng trưởng thành tương đương Ro = 0,55% thay đổi trong khoảng 2.300 - 2.400m; khu vực Lô 50 - 51, độ sâu đạt ngưỡng trưởng thành dao động trong khoảng 2.800 - 3.000m; khu vực giếng khoan Kim Long và Trà Xanh Tây (Lô B) là khoảng 2.850 - 3.250m. Khu vực Lô 52/97 độ sâu đạt ngưỡng cũng thay đổi khá rõ giữa khu vực cấu tạo Ác Quỷ và khu vực cấu tạo Cá Voi (Bảng 1).

Như vậy, độ sâu đạt ngưỡng trưởng thành lớn nhất ở khu vực Lô B và Lô 50-51; độ sâu đạt ngưỡng nông hơn gặp ở khu vực Lô 52/97 và Lô 46. Kết quả nghiên cứu dạng dải phân bố n-alkane và các chỉ tiêu đánh giá độ trưởng thành khác cũng phù hợp với kết quả trên.

Kết quả đánh giá độ trưởng thành nhiệt mẫu đá trong lát cắt trầm tích Cenozoic tại các giếng khoan của vùng nghiên cứu cho thấy vật chất hữu cơ đạt ngưỡng trưởng thành nhiệt ở khoảng độ sâu 2.300 - 3.000m, chủ yếu rơi vào tầng Oligocene. Dải phân bố của hydrocarbon no tách từ chất chiết của mẫu sét ở độ sâu 2.619,9m và 2.675 - 2.680m trong trầm tích Miocene dưới tại giếng khoan 46-CN-1X có dạng phân bố của vật chất hữu cơ trưởng thành một lần nữa chứng minh nhận định trên.

Như vậy, độ sâu tối thiểu để đạt ngưỡng trưởng thành nhiệt tại các giếng khoan là 2.300m. Trong đó, theo bản đồ đẳng sâu mặt phản xạ T4 tương ứng với nóc tập Miocene dưới ở khu vực nghiên cứu, nơi sâu nhất là 1.750m, chưa thể đạt ngưỡng trưởng thành nhiệt (Hình 3). Bản đồ đẳng sâu mặt phản xạ T5.1 tương ứng với ranh giới bất chỉnh hợp trong tập Miocene dưới, nơi sâu nhất là 2.550m (Hình 4) [3]. Điều đó chứng tỏ hiện tại trong vùng nghiên cứu chỉ có phần dưới tập trầm tích tuổi Miocene dưới và tập Oligocene mới đạt đủ độ trưởng thành nhiệt và có khả năng tham gia sinh hydrocarbon (trở thành đá mẹ sinh dầu khí) nếu đủ điều kiện về độ giàu vật chất hữu cơ. Do đó, những nghiên cứu đánh giá đá mẹ trong vùng nghiên cứu chỉ tập trung vào trầm tích tuổi Miocene dưới và Oligocene.

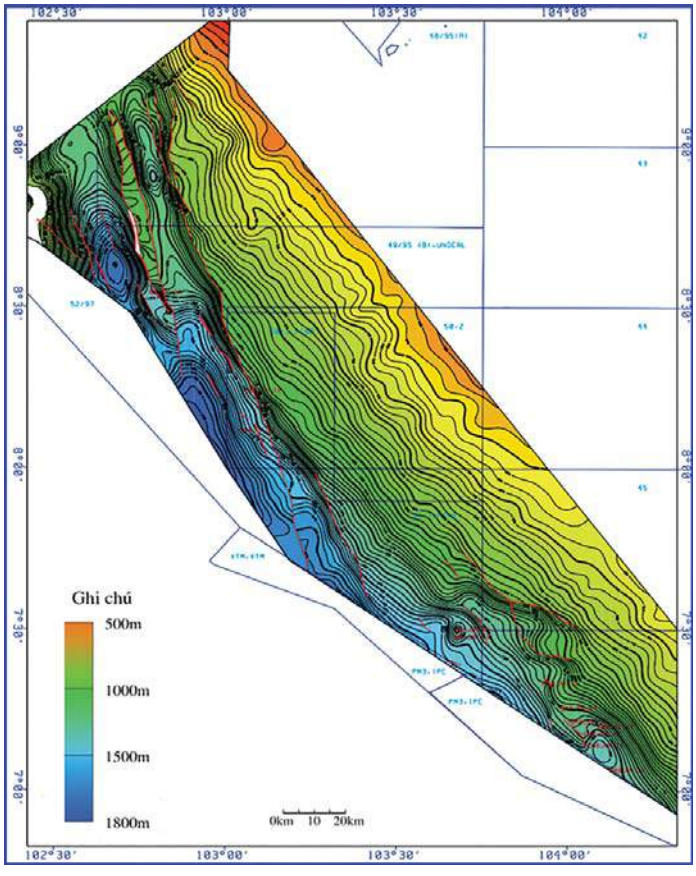
2.2. Tiềm năng hữu cơ

Kết quả phân tích Rock-Eval (RE) tại các giếng khoan trong vùng nghiên cứu cho thấy số mẫu trong tập trầm tích

Bảng 1. *Độ sâu đạt các ngưỡng trưởng thành tại các giếng khoan trong vùng nghiên cứu*

TT	Giếng khoan	Trưởng thành (tương đương 0,55%Ro)	Cửa sổ tạo dầu (tương đương 0,72%Ro)
		(m)	(m)
1	46-TL-1X	2.400	~ 2.900
2	46-NH-1X	2.350	~ 3.000
3	46-CN-1X	2.300	~ 2.800?
4	46-KM-1X	2.300	~ 3.000
5	50-TV-1X	3.000	
6	51-UM-1X	~ 2.800	
7	B-KL-3X	2.850	~ 3.700?
8	B-TXT-3X	3.250	
9	48/95-TDD-1X	3.000	
10	52/97-AQ-4X	2.800	
11	52/97-VD-1X	3.000?	
12	52/97-TH-2X	2.600	
13	52/97-CV-3X	2.400	3.000

Ghi chú: ~: Độ sâu xấp xỉ; ?: Độ sâu chưa chắc chắn

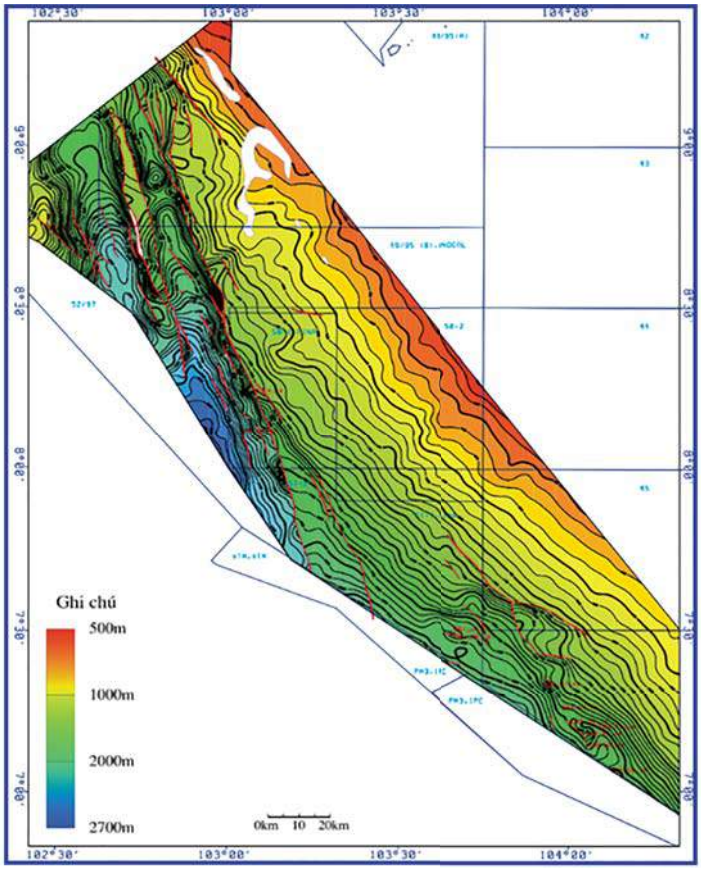


Hình 3. *Bản đồ đẳng sâu nóc T4 (tương đương nóc Miocene dưới) [3]*

Miocene dưới và Oligocene hầu hết có tổng hàm lượng carbon hữu cơ (TOC) lớn hơn 0,5% [6]. Trong lát cắt trầm tích Miocene dưới và Oligocene ở các giếng khoan, mẫu than và sét than có giá trị các chỉ tiêu Rock-Eval rất cao làm cho giá trị trung bình của chúng theo tầng cũng tăng theo. Để đánh giá sát thực hơn, giá trị trung bình các chỉ tiêu RE được tính riêng cho mẫu sét kết, bột kết và mẫu than, sét than (Bảng 2). Những bình luận về độ giàu vật chất hữu cơ dưới đây dành cho mẫu sét kết, bột kết. Mẫu than và sét than luôn có hàm lượng vật chất hữu cơ cao sẽ được đề cập tới trong phần đánh giá chất lượng vật chất hữu cơ.

2.2.1. Trầm tích Oligocene (hệ tầng Kim Long)

Trầm tích hệ tầng Kim Long có chiều dày thay đổi từ 0 - 3.400m, phủ bất chỉnh hợp lên móng trước Cenozoic, bao gồm chủ yếu là sét kết xen kẽ với những lớp mỏng bột kết, cát kết và đôi chỗ gặp những lớp mỏng than màu đen, cứng. Trong trầm tích Oligocene gặp rất ít lớp than mỏng xen kẹp cát kết và sét kết ở khu vực Lô 46, 51 nhưng ở khu vực Lô B và 52/97 thì rất hiếm gặp than. Trầm tích của hệ tầng Kim Long được thành tạo trong môi trường



Hình 4. *Bản đồ đẳng sâu nóc T5.1 (trong Miocene dưới) [3]*

Bảng 2. *Giá trị trung bình các chỉ tiêu RE tại các giếng khoan*

Giếng khoan	TOC (%)			S_1 (mg/g đá)			S_2 (mg/g đá)			HI (mgHC/gTOC)		
	Trung bình	Sét	Than và sét than	Trung bình	Sét	Than và sét than	Trung bình	Sét	Than và sét than	Trung bình	Sét	Than và sét than
Miocene dưới												
48/95-TDD-1X	4,17	4,33	37,14	2,45	0,69	5,53	36,76	6,30	90,10	165	127	232
B-TXT-3X	16,09	3,67	38,02	1,47	0,43	3,36	28,59	7,20	66,95	181	205	196
B-KL-3X	6,09	2,06	23,52	2,68	0,36	5,73	27,90	3,43	60,02	213	185	251
52/97-AQ-7X	3,09	2,85	16,86	0,50	0,42	3,47	7,37	5,95	54,14	164	168	323
52/97AQ-3X	6,38	1,07	9,25	1,06	0,37	1,51	14,90	3,23	22,58	200	165	224
52/97-CV-1X	0,97	2,69	V	0,41	0,41	V	6,53	6,53	V	209	209	V
52/97-TH-2X	8,36	3,68	19,87	1,01	0,34	2,23	21,33	6,98	47,29	214	195	247
52/97-VD-1X	30,25	3,75	45,3	3,24	0,34	4,89	68,95	8,52	103,28	236	236	236
46-CN-1X	15,80	2,06	57,45	5,93	0,60	22,52	43,28	4,21	164,82	218	195	288
46-KM-1X	4,00	0,94	72,28	1,20	0,27	16,19	13,7	3,10	183,27	326	330	253
46-NH-1X	22,64	0,92	45,35	9,53	0,58	17,66	74,34	2,38	139,76	270	229	307
46-PT-1X	13,67	1,28	36,26	6,53	0,61	15,59	44,55	3,31	107,61	235	202	285
46-TL-1X	8,89	0,95	48,58	3,49	0,42	12,07	30,71	4,58	103,87	350	400	212
50-TV-1X	3,44	0,97	50,75	1,27	0,30	12,36	16,11	3,65	157,28	289	292	264
51-UM-1X	13,97	0,84	44,17	5,64	0,43	11,64	68,47	3,39	143,30	308	292	327
Oligocene												
B-TXT-3X	0,63	1,59	V	0,25	0,25	V	3,75	3,75	V	249	249	V
52/97-TH-2X	3,02	3,06	12,33	0,57	0,36	1,49	11,70	6,26	32,7	218	211	248
52/97-VD-1X	0,91	1,93	V	0,29	0,29	V	4,32	4,32	V	210	210	V
50-TV-1X	1,12	1,12	V	0,52	0,52	V	4,25	4,25	V	346	346	V
51-UM-1X	2,74	0,74	12,77	1,41	0,40	3,09	12,82	1,60	31,51	209	188	244
46-NH-1X	18,82	0,86	40,77	6,67	0,50	14,21	52,10	1,86	113,50	252	227	282

Ghi chú: V: Không có mẫu

đồng bằng châu thổ đến hồ đầm lầy. Phần trên của lát cắt có ảnh hưởng của môi trường nước mặn [6].

So với mẫu tuổi Miocene dưới, hàm lượng vật chất hữu cơ trong sét kết Oligocene cao hơn, TOC thay đổi từ 0,73 - 3,06%, S_2: 1,6 - 6,26mg/g và HI: 187 - 346mgHC/gTOC (Bảng 2). Tổng hàm lượng carbon hữu cơ tập trung cao ở khu vực Lô 46 và 51. Tại giếng khoan 46-NH-1X, các mẫu sét kết có khả năng sinh hydrocarbon ở mức trung bình đến tốt.

Ở khu vực phía Bắc và trung tâm Lô B, trầm tích Oligocene gồm chủ yếu là các lớp sét kết xen kẽ bột kết và cát kết, ở phần dưới tập Oligocene trên có một vài lớp than mỏng. Riêng khu vực giếng khoan KQ-1X không gặp trầm tích Oligocene. Hầu hết các mẫu có giá trị HI dao động trong khoảng 200 - 300mgHC/gTOC.

2.2.2. Trầm tích Miocene dưới (hệ tầng Ngọc Hiển)

Hệ tầng Ngọc Hiển phủ bất chỉnh hợp lên trầm tích có tuổi Oligocene, hệ tầng Kim Long đôi chỗ phủ trực tiếp trên móng trước Cenozoic. Hệ tầng bao gồm sét kết xen bột kết và cát kết, phần trên có những lớp than. So với trầm tích của hệ tầng Kim Long, các vỉa than trong hệ tầng Ngọc Hiển tăng lên nhiều cả về số lượng vỉa và bề dày. Phần trên tập trầm tích tuổi Miocene dưới vẫn gặp than và sét than khá phổ biến, sau đó chuyển dần sang sét kết. Hệ tầng này được thành tạo trong môi trường đồng bằng ven biển với ảnh hưởng của cửa sông xen các trầm tích biển nông ven bờ. Mức độ ảnh hưởng của yếu tố biển có xu hướng tăng lên rõ rệt ở phần trên của lát cắt.

Mẫu được phân tích địa hóa tập trung khá nhiều trong tầng Miocene dưới. Nhìn chung, hàm lượng vật chất hữu cơ giảm dần theo hướng Tây Bắc - Đông Nam của vùng nghiên cứu. Hàm lượng vật chất hữu cơ trong đá tập trung cao ở khu vực Lô 46, 51. Tại giếng khoan 46-CN-1X, mẫu sét kết có giá trị TOC trung bình là 1,48%, tiềm năng sinh hydrocarbon (S_2) là 3,08mg/g, chỉ số hydrogen (HI) thay đổi từ 195 - 400mgHC/gTOC [8] cho thấy vật chất hữu cơ ở đây có tiềm năng sinh hydrocarbon rất tốt.

Khu vực Lô 48/95 hàm lượng vật chất hữu cơ trong mẫu đạt cao nhất với các giá trị TOC = 4,33%, S_1 = 0,69mg/g, S_2 = 6,3mg/g đều đạt mức rất tốt. Khu vực Lô 52/97 hàm lượng vật chất hữu cơ tại hầu hết các giếng khoan khá cao: TOC = 2,69 - 3,75%Wt; S_1 = 0,34-0,41mg/g, S_2 = 5,95 - 8,52mg/g đạt mức rất tốt.

Khu vực Lô B, ở phần trên mặt cắt gặp một số lớp sét than mỏng xen kẽ với sét kết màu xám, ở phần dưới mặt cắt hoàn toàn không còn các tập than và sét than. Kết quả phân tích Rock-Eval cho thấy các mẫu sét kết tuổi Miocene dưới tương đối giàu vật chất hữu cơ. Ở khu vực cấu tạo Kim Long TOC: 1,70 - 2,98%, S_2: 8,48 - 30,16mg/g; ở cấu tạo Ác Quỷ TOC: 1,07 - 2,85%, S_1: 0,37 - 0,42mg/g, S_2: 3,23 - 5,95mg/g và Trà Xanh Tây TOC: 3,67%, S_1: 0,43mg/g, S_2: 7,2mg/g. Riêng khu vực cấu tạo Kim Quy các mẫu sét kết rất nghèo vật chất hữu cơ, với giá trị TOC: 0,25% và S_2: 1,16mg/g [7]. Tuy nhiên, tất cả các mẫu trên đều có giá trị HI dao động trong khoảng 200 - 300mgHC/gTOC biểu thị khả năng sinh khí và dầu.

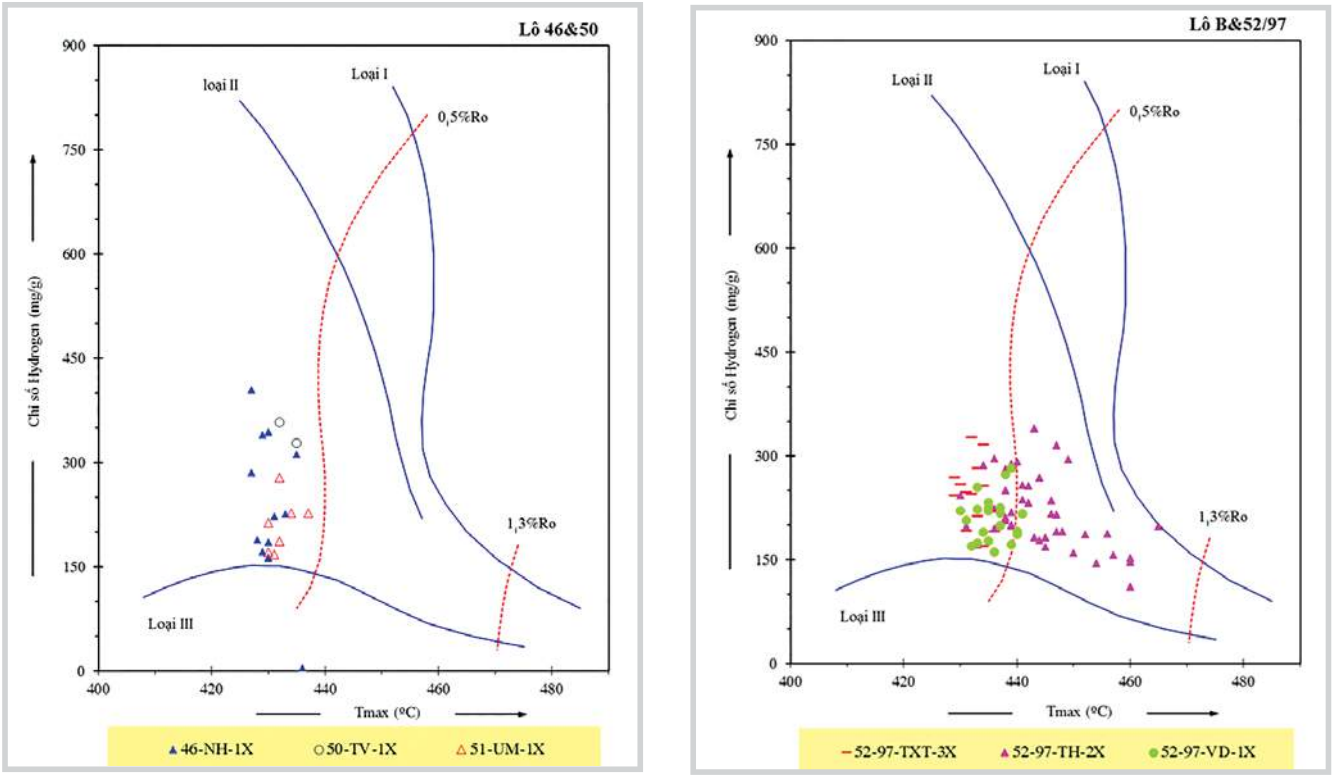
Như vậy hai tập trầm tích Miocene và Oligocene có hàm lượng vật chất hữu cơ đạt tiêu chuẩn đá mẹ về tiềm năng hữu cơ thuộc loại trung bình đến tốt và rất tốt. Hàm lượng vật chất hữu cơ giảm dần về phía Tây Bắc vùng nghiên cứu. Những tập sét than và than xen kẹp với sét kết và bột kết có tiềm năng sinh hydrocarbon cực tốt nhưng khả năng sinh dầu hay khí còn phụ thuộc chất lượng và mức độ biến đổi của vật chất hữu cơ.

2.3. Chất lượng vật chất hữu cơ (loại kerogen)

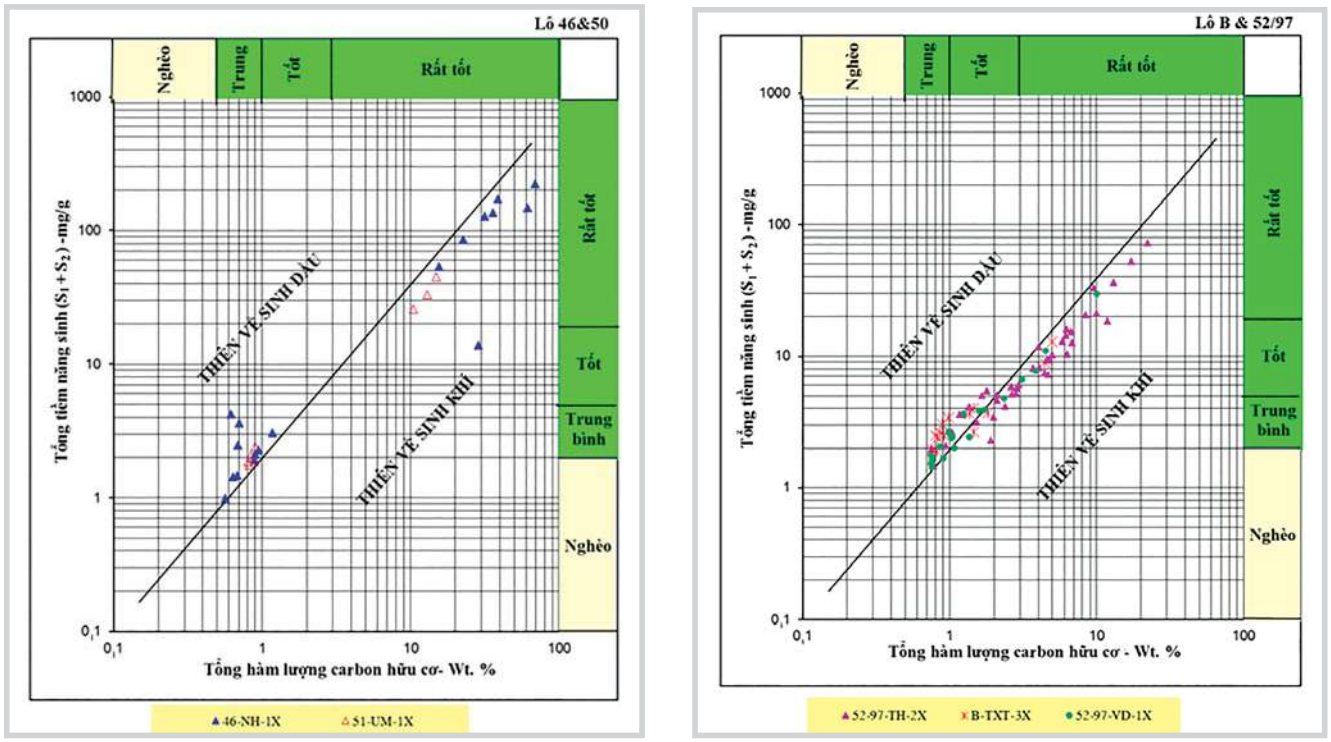
2.3.1. Trầm tích Oligocene

Trong vùng nghiên cứu có nhiều giếng khoan tới tầng Oligocene trong đó ở một số giếng khoan gặp vài lớp than mỏng xen kẹp sét kết và cát kết như giếng khoan 52/97-TH-2X gặp 8 mẫu than trong số 70 mẫu, tại giếng khoan 46-CN-1X là 9 trên 20 mẫu và giếng khoan 51-UM-1X là 3 trên 21 mẫu... Nhìn chung mật độ than trong trầm tích tuổi Oligocene ở khu vực Đông Nam có phần cao hơn ở khu vực phía Tây Bắc vùng nghiên cứu.

Theo biểu đồ quan hệ giữa chỉ số HI và Tmax (Hình 5), vật chất hữu cơ trong trầm tích tuổi Oligocene ở các giếng khoan phân bố chủ yếu trong vùng kerogen loại II và hỗn hợp giữa loại II và III. Mẫu phân bố theo hai nhóm riêng biệt, nhóm mẫu than và sét than có hàm lượng TOC cao (TOC > 20%) nhưng chỉ có khả năng sinh khí là chính (Hình 6), chứng tỏ vật chất hữu cơ có trong mẫu chủ yếu là kerogen loại III; nhóm có tổng hàm lượng carbon hữu cơ thay đổi từ 1 - 5% phân bố hoàn toàn ở vùng sinh dầu, kết quả nghiên cứu dấu hiệu sinh vật cho thấy vật chất hữu cơ chủ yếu chứa algal đầm hồ và các thành phần giàu lipite tách từ thực vật lục địa (liptinite, cutinite, resinite) [8]. Riêng khu vực Lô 52/97 và Lô B, một số mẫu sét kết lại phân bố ở vùng sinh khí chứng tỏ tỷ lệ vật chất hữu cơ loại III trong chúng cao hơn. Trong vật chất hữu cơ của đá mẹ ở vùng nghiên cứu chưa tìm thấy dấu hiệu nguồn biển vì vậy kerogen loại II thể hiện trên Hình 5 có thể coi là hỗn hợp vật chất hữu cơ của loại I và III [9].



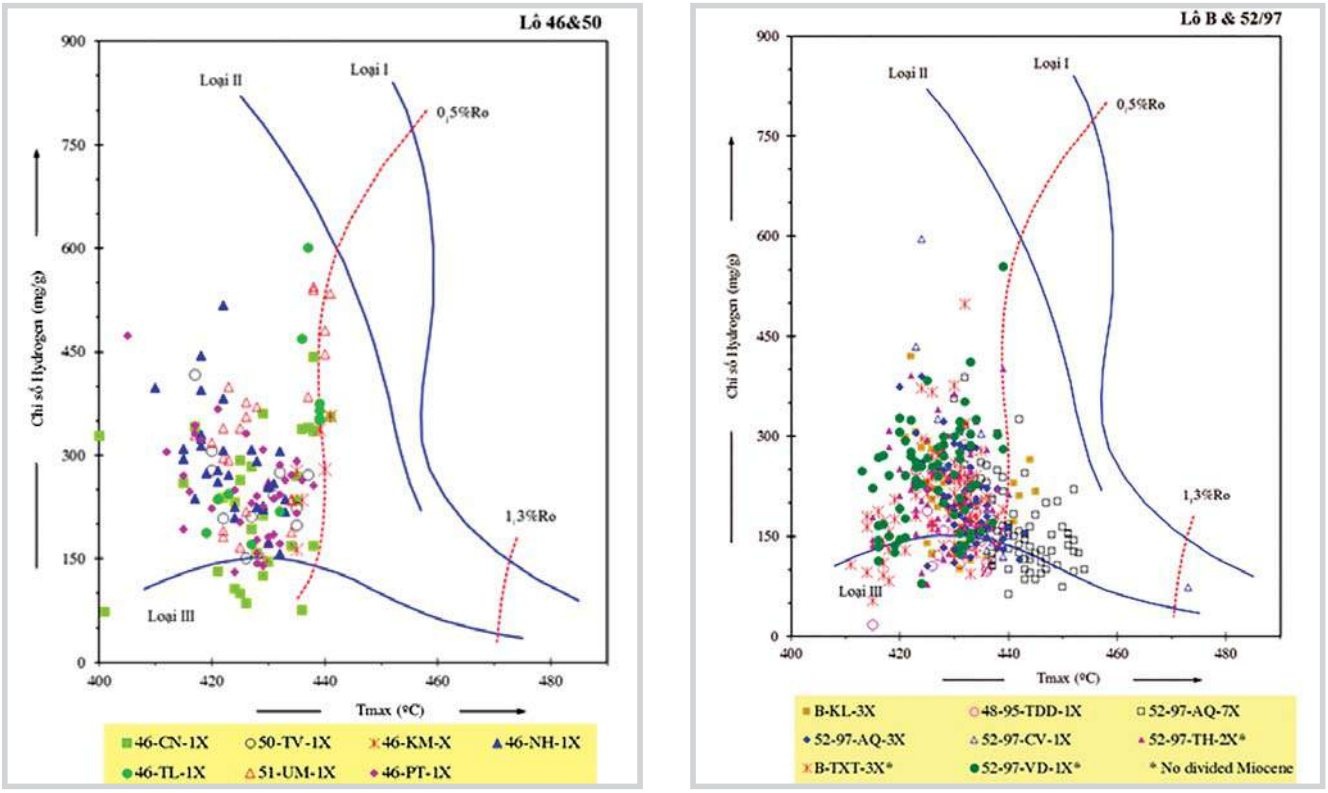
Hình 5. *Biểu đồ quan hệ giữa chỉ số HI và Tmax trong trầm tích Oligocene*



Hình 6. *Biểu đồ quan hệ $S_1 + S_2$ và TOC trong trầm tích Oligocene*

2.3.2. Trầm tích Miocene dưới

Trên biểu đồ xác định loại vật chất hữu cơ có trong trầm tích Miocene dưới (Hình 7) hầu hết mẫu rơi vào vùng biểu thị kerogen loại III và hỗn hợp giữa loại II và III. Một số mẫu ở các Lô 51 và 46 phân bố ở vùng hỗn hợp vật chất hữu cơ loại II và III. Khu vực Lô 52/97 và Lô B hầu hết mẫu tập trung ở vùng vật chất hữu cơ loại III. Xen kẹp với những tập sét kết, bột kết là những tập than và sét than hàm lượng vật chất hữu cơ rất cao (TOC = 23 - 77%), toàn bộ mẫu sét than và than mặc dù các chỉ tiêu Rock-Eval rất



Hình 7. *Biểu đồ quan hệ giữa chỉ số HI và Tmax trong trầm tích Miocene dưới*

cao nhưng chỉ có khả năng sinh khí là chính. Khu vực các Lô 46, 50 và 51 phần lớn mẫu sét kết phân bố trong trường sinh dầu trong khi đó ở Lô 52/97 và Lô B hầu hết mẫu rơi vào vùng sinh khí, rất ít mẫu phân bố ở trường sinh dầu (Hình 8). Phần lớn mẫu than và sét than phân bố trong vùng kerogen loại II và hỗn hợp II - III có khả năng sinh dầu và hỗn hợp giữa dầu và khí (Hình 7) nhưng trên biểu đồ tiềm năng sinh hydrocarbon các mẫu này lại thuộc vùng sinh khí là chủ yếu (Hình 8).

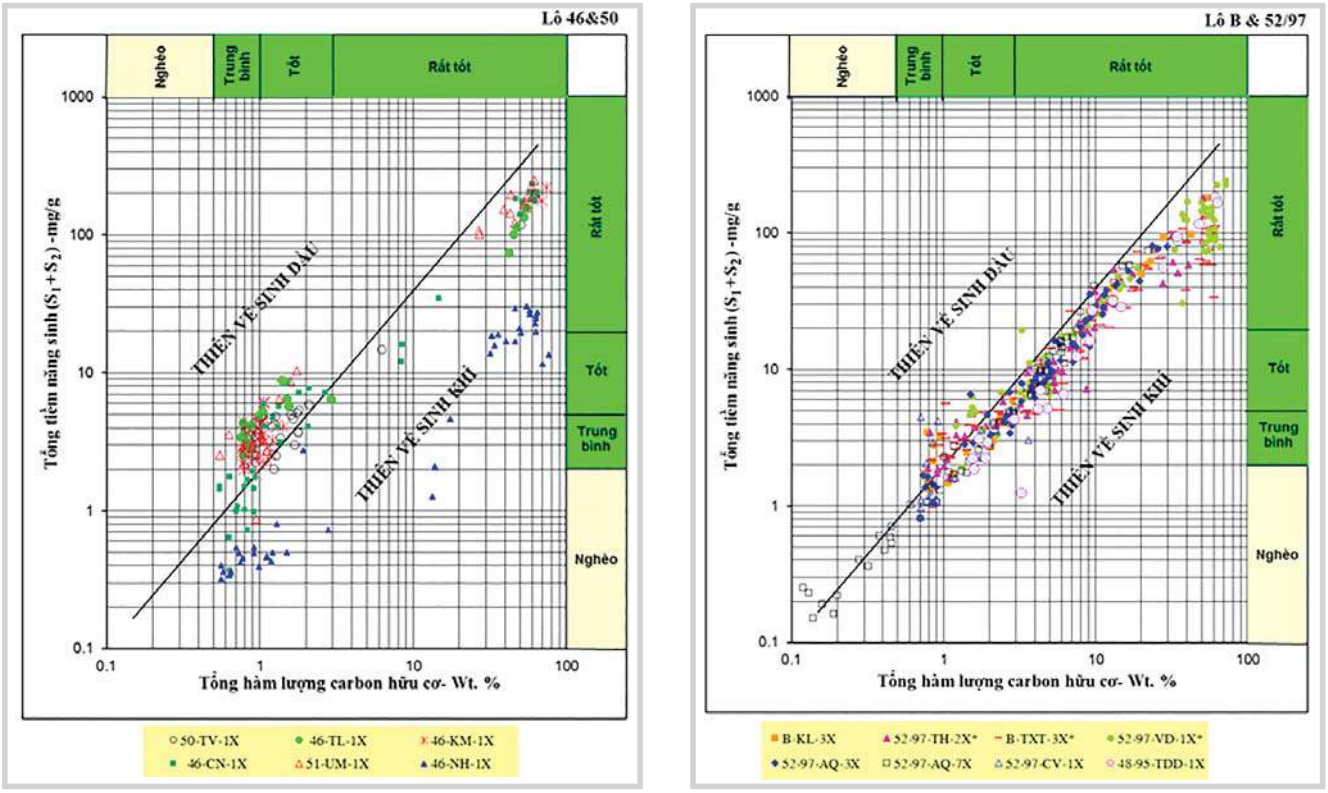
Kết quả phân tích GC, GCMS chất chiết từ đá sét ở độ sâu 1.210 - 1.934mRT tại giếng khoan 46-PT-1X, cho thấy tỷ số Pr/Ph cao, dải phân bố n-alkane của hydrocarbon no trong chất chiết tuổi Miocene dưới thể hiện tính trội lẻ, giàu C29 sterane, C27 sterane rất thấp chứng tỏ vật chất hữu cơ được tách ra từ thực vật lục địa. Ở sâu hơn vật chất hữu cơ có sự thay đổi về bản chất, mẫu 2.240 - 2.250mRT và 2.325 - 2.330mRT giá trị pristane/phytane < 2, tính trội của những hợp chất có số nguyên tử carbon lẻ có chiều hướng giảm, lượng isoprenoid thấp hơn và có mặt nhiều C27 sterane hơn, sự có mặt cấu tử gammacerane và tỷ số hopane/sterane cao (tới 18,81), Oleanane không cao chứng tỏ trong chúng có chứa nhiều algal đầm hồ (non-marine algal) hơn.

Khu vực Lô 46 và 50, 51 gặp khá nhiều mẫu than và sét than [10 - 19] như giếng khoan 46-NH-1X có 22 trên tổng số 45 mẫu được phân tích; giếng khoan 51-UM-1X có 20 trên tổng số 66 mẫu. Giá trị trung bình các chỉ tiêu Rock-Eval tại từng giếng khoan thay đổi khá rộng: TOC từ 0,94 đến 2,06%; S_1: 0,27 - 0,61mg/g; S_2: 2,38 - 4,58mg/g, đạt loại từ trung bình đến tốt. Tại giếng khoan 46-CN-1X, mẫu sét kết có giá trị trung bình của TOC là 2,06%, S_1 là 0,6mg/g, tiềm năng sinh hydrocarbon (S_2) là 4,21mg/g, thuộc loại có tiềm năng hữu cơ tốt.

Tóm lại, tất cả các mẫu than và sét than trong trầm tích tuổi Miocene dưới và Oligocene đều phân bố trong vùng có khả năng sinh khí. Điều đó có nghĩa vật chất hữu cơ trong chúng chủ yếu là loại III. Trầm tích hạt mịn tuổi Oligocene chứa chủ yếu vật chất hữu cơ algal đầm hồ và hỗn hợp giữa đầm hồ và lục địa, tỷ lệ mẫu phân bố trong vùng có khả năng sinh dầu trội hơn so với trầm tích Miocene dưới. 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. Đặc biệt, ở phía Tây Bắc bể vật chất hữu cơ có khả năng sinh khí trội hơn, trong khi ở khu vực Đông Nam bể vật chất hữu cơ có khả năng sinh dầu trội hơn.

3. Kết luận

Kết quả đánh giá đá mẹ tại giếng khoan trong vùng nghiên cứu cho thấy:



Hình 8. *Biểu đồ quan hệ $S_1 + S_2$ và TOC trong trầm tích Miocene dưới*

• 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, khả năng sinh khí là chính. Đá mẹ Oligocene có nguồn gốc vật chất hữu cơ từ algal đầm hồ và hỗn hợp giữa vật chất hữu cơ đầm hồ và lục địa, kerogen trong chúng là loại I và hỗn hợp loại I và loại III, có khả năng sinh dầu và 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;

• Chỉ có đá mẹ Oligocene và phần dưới của Miocene dưới đủ điều kiện sinh và cung cấp hydrocarbon cho các bẫy trong vùng nghiên cứu.

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*. Báo cáo tổng kết đề tài cấp ngành. Trung tâm Tư liệu Dầu khí, Hà Nội. 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. Thư viện Quốc gia, Hà Nội. 2004.

3. Phùng Sĩ Tài và nnk. *Địa chất và tiềm năng dầu khí trầm tích Đệ Tam thềm lục địa Tây Nam Việt Nam*. Báo cáo tổng kết đề tài cấp ngành. Trung tâm Tư liệu Dầu khí, Hà Nội. 2003.

4. Nguyễn Thu Huyền và nnk. *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.

5. Barry Katz. *Petroleum source rocks*. Elsevier.1994.

6. Nguyễn Thị Dậu. *Mô hình địa hóa đá mẹ bể trầm tích Mã Lai - Thổ Chu, thềm lục địa Tây Nam Việt Nam*. Luận án Tiến sỹ, Thư viện Quốc gia, Hà Nội. 2009.

7. Phạm Thị Toán. *Đá sinh và tiềm năng hydrocarbon ở lô B thuộc bể Malay - Thổ Chu*. 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 644 - 655.

8. H.I.Petersen et al. *Application of integrated vitrinite reflectance and FAMM analyses for thermal maturity assessment of the northeastern Malay Basin, offshore Vietnam: Implications for petroleum prospectivity evaluation*. Journal of Marine and Petroleum Geology. 2009; 26: p. 319 -332.

9. Jennifer A.Miles. *Illustrated glossary of petroleum geochemistry*. Oxford science publications. 1989.

10. Fina exploration Minh Hai B.V. *Final geological report well 46-NH-1X*. Trung tâm Tư liệu Dầu khí, Hà Nội. 1995.

11. Fina exploration Minh Hai B.V. *Final geological report well 46-CN-1X*. Trung tâm Tư liệu Dầu khí, Hà Nội. 1995.

12. Fina exploration Minh Hai B.V. *Final geological report well 46-KM-1X*. Trung tâm Tư liệu Dầu khí, Hà Nội. 1993.

13. Fina exploration Minh Hai B.V. *Final geological report well 46-TL-1X*. Trung tâm Tư liệu Dầu khí, Hà Nội. 1996.

14. Fina exploration Minh Hai B.V. *Final geological report well 46-PT-1X*. Trung tâm Tư liệu Dầu khí, Hà Nội. 1996.

15. Fina exploration Minh Hai B.V. *Final geological report well 46-NC-1X*. Trung tâm Tư liệu Dầu khí, Hà Nội. 1995.

16. Fina exploration Minh Hai B.V. *Final geological report well 46-DD-1X*. Trung tâm Tư liệu Dầu khí, Hà Nội. 1994.

17. Fina exploration Minh Hai B.V. *Final geological report well 50-TV-1X*. Trung tâm Tư liệu Dầu khí, Hà Nội. 1993.

18. Fina exploration Minh Hai B.V. *Final geological report well 50-CM-1X*. Trung tâm Tư liệu Dầu khí, Hà Nội. 1997.

19. Fina exploration Minh Hai B.V. *Final geological report well 51-MH-1X*. Trung tâm Tư liệu Dầu khí, Hà Nội. 1994.

Characteristics of Cenozoic source rock in south-western continental shelf of Vietnam

Phan Van Thang[1], Nguyen Thi Oanh Vu[1]
Hoang Nhat Hung[1], Nguyen Thi Dau[2]
[1]Vietnam Petroleum Institute
[2]Vietnam Association of Petroleum Geology
Email: thangpv@vpi.pvn.vn

Summary

At present, many production sharing contracts with oil and gas contractors have been signed by Petrovietnam for Blocks 46/07, 48/95, 50, 51, B and 52/97 in the south - western continental shelf of Vietnam. Series of exploration and production wells have been drilled by the contractors in most of these blocks where they discovered many oil and gas accumulations of different sizes in the studied area.

The authors used the geochemical data from thousands of rock samples gathered from the wells in Blocks 46/07, 48/95, 50, 51, B and 52/97 to define source rocks in the studied area. The results are as follows: the Oligocene and Lower Miocene sediments are categorised as source rocks in terms of organic matter potential; the Lower Miocene source rock containing kerogen type III and minor amounts of kerogen type I can be regarded as gas-prone; the Oligocene source rock containing kerogen type I (lacustrine algal) and mixture of type I and III can generate both oil and gas; oil potential of source rocks in the south eastern part of the studied area is higher than that in the north western part; and only source rocks of Oligocene and the lower part of Lower Miocene could supply hydrocarbon to the traps in the studied area.

Key words: *South-western continental shelf of Vietnam, source rock, oil and gas, kerogen type III, mixture of type I and III.*