

MÔ HÌNH HỆ THỐNG DẦU KHÍ 3D KHU VỰC LÔ 05-3/11 THUỘC PHẦN TRUNG TÂM BỂ NAM CÔN SƠN

ĐỖ MẠNH TOÀN¹, PHẠM THỊ DIỆU HUYỀN², NGUYỄN QUANG TUẤN³, PHẠM VŨ CHUƠNG⁴

Trung tâm NC TKTD & KTDK - Viện Dầu Khí VN² Trung tâm NC TKTD & KTDK - Viện Dầu Khí VN ;

³ Trung tâm NC TKTD & KTDK - Viện Dầu Khí VN ; ⁴ TNK Vietnam B.V

Tóm tắt: Khu vực trũng trung tâm bể Nam Côn Sơn bao gồm các lô 05-3/11, 06/94, 11-2, trong đó phần trũng sâu nhất thuộc khu vực lô 05-3/11. Khu vực lô 05-3/11 nằm liền kề với cụm mỏ khí, condensate được phát hiện và đưa vào khai thác là Hải Thạch, Mộc Tinh. Hiện chỉ có hai giếng khoan tại lô 05.3/11 là NH-1X và TT-1RRX không có biểu hiện dầu khí. Để đánh giá tiềm năng dầu khí của khu vực, định hướng cho kế hoạch tìm kiếm thăm dò tiếp theo, mô hình hệ thống dầu khí 3D được xây dựng trên cơ sở tổng hợp các tài liệu địa chấn, tài liệu cổ môi trường, thông số địa hóa cho khu vực lô 05.3/11. Nghiên cứu chỉ ra hai khu vực phía đông và phía tây của lô 05.3/11 có những đặc điểm khác nhau về mức độ trưởng thành, thời gian sinh hydrocarbon của đá mẹ. Phần phía đông, đá mẹ Oligocen và Miocen dưới có thời gian sinh hydrocarbon bắt đầu từ 10 Tr.n trước và kéo dài cho đến hiện tại. Trong khi đó, phần phía tây, đá mẹ Oligocen và Miocen dưới có mức độ trưởng thành cao hơn với thời gian sinh hydrocarbon kết thúc sớm hơn. Đá mẹ Oligocen khu vực phía tây tại thời điểm 5 Tr.n trước đã trong pha tạo khí khô và quá ngưỡng trưởng thành ở một số trũng sâu. Chỉ còn một phần đá mẹ Miocen dưới có khoảng thời gian sinh hydrocarbon kéo dài đến 3-4 Tr.n trước. Với thời gian tạo bẫy trong tầng Miocen muộn (T85), trung bình trong khoảng 6-5 Tr.n trước cho cả hai khu vực, khi đối sánh với thời gian sinh hydrocarbon, thì các cấu tạo khu vực phía tây chứa nhiều rủi ro hơn so với khu vực phía đông lô 05.3/11

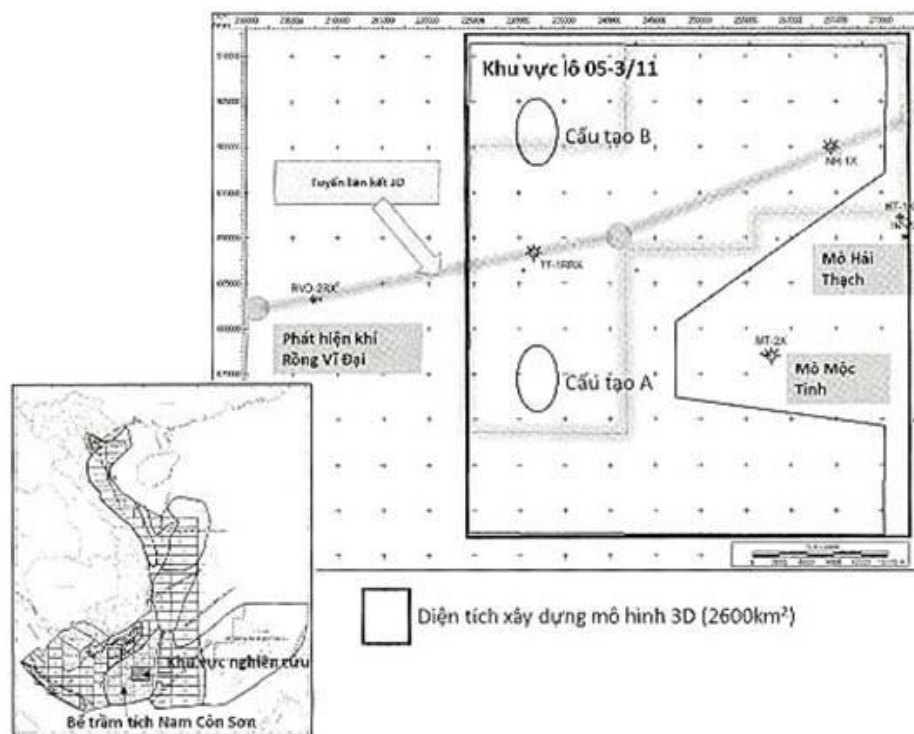
1. MỞ ĐẦU

Khu vực trũng trung tâm bể Nam Côn Sơn bao gồm các lô 05-3/11, 06/94, 11-2 trong đó phần trũng sâu nhất thuộc khu vực lô 05-3/11. Lô 05-3/11 thuộc khu vực trũng sâu nhất tại bể Nam Côn Sơn, xung quanh là các phát hiện đã và đang khai thác như mỏ Hải Thạch, Mộc Tinh và Rồng Vĩ Đại...

Các nghiên cứu hệ thống dầu khí bằng mô hình 1D và 2D trước kia [1] cho toàn bể Nam Côn Sơn trên hệ thống lưới tuyến 2D với mật độ thưa thớt, không bao trùm các vị trí quan trọng là các cấu tạo triển vọng cũng như các giếng khoan. Việc mô phỏng mô hình hệ thống dầu khí 3D giúp cho việc đánh giá hệ thống dầu khí của

khu vực một cách chi tiết hơn, đặc biệt là các cấu tạo triển vọng trên cơ sở phân tích đặc điểm đá mẹ, quan hệ thời gian nạp bẫy và thời gian tạo bẫy.

Tài liệu địa chấn sử dụng trong nghiên cứu nằm bao phủ trũng trung tâm bể Nam Côn Sơn với diện tích 2.600 km² tài liệu địa chấn 3D (Hình 1). Về tài liệu giếng khoan, nghiên cứu sử dụng hơn 15 tài liệu giếng khoan kèm theo các báo cáo về thạch học, môi trường, địa hóa. Do đây là khu vực trũng sâu tại bể Nam Côn Sơn, nên tài liệu mẫu và đá mẹ tại khu vực còn hạn chế. Chỉ có giếng 05.3-MT-2X và 05.2-HT-1X và các giếng khu vực lân cận (lô 11-2, 05-2/10) khoan đến đá mẹ T30 (Miocen dưới).



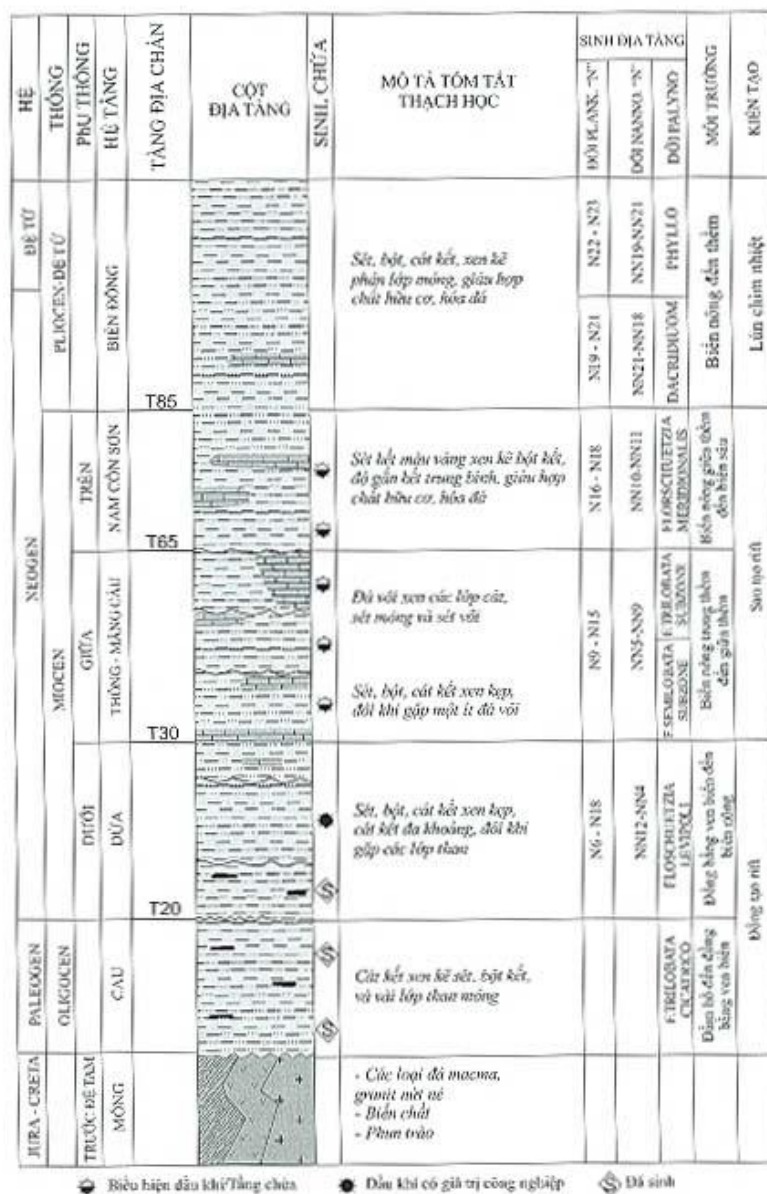
Hình 1. Vị trí khu vực nghiên cứu và cơ sở tài liệu.

II. ĐẶC ĐIỂM ĐỊA CHẤT

Tại khu vực trung tâm, đá móng là các đá trầm tích trước Kainozoi bị biến chất xen kẽ các lớp phun trào (Hình 2). Phủ bất chỉnh hợp trên đá móng là trầm tích Oligocen được xếp vào hệ tầng Cau. Các giếng khoan bắt gặp trầm tích Oligocen không nhiều, chủ yếu ở phần rìa bể Nam Côn Sơn. Tại trung tâm hiện nay các giếng khoan chủ yếu bắt gặp phần trên của Oligocen (11.2-RB-1X, 05.2.NT-1X, 05-1b-TL.2X), thành phần gồm sét, bột cát kết, đôi chỗ gặp tập than mỏng, môi trường thành tạo chủ yếu là môi trường đầm hồ, đồng bằng ven biển. Nằm bất chỉnh hợp trên hệ tầng Cau là hệ tầng Dừa (Miocen sớm) có thành phần là trầm tích lục nguyên, đôi chỗ vẫn gặp các lớp than và các lớp carbonate mỏng (Hình 2). Phần trên cùng của Miocen giữa, trên tài liệu giếng khoan cho thấy môi trường biển chiếm ưu thế tại khu vực phía đông của bể. Phần trên cột địa tầng là tập trầm tích

Miocen trên và Pliocen-Đệ tứ với thành phần chủ yếu sét, bột, cát kết thành tạo trong môi trường biển là chủ yếu.

Khu vực lô 05.3/11 nằm tại trung tâm nhất tại bể Nam Côn Sơn, do đó đặc điểm về kiến tạo khu vực được phản ánh khá rõ tại khu vực nghiên cứu. Pha tách giãn thứ nhất được cho là từ cuối Eocen tới Oligocen sớm [2]. Đây là giai đoạn môi trường đầm hồ, đồng bằng châu thổ chiếm ưu thế và là giai đoạn thành tạo tầng sinh chủ yếu cho khu vực. Tiếp đó hoạt động kiến tạo tương đối bình ổn với pha lún chìm từ Oligocen muộn đến Miocen sớm. Pha tách giãn thứ hai quan sát được trong thời kỳ Miocen giữa và kết thúc cuối Miocen giữa. Cuối thời kỳ Miocen giữa, trên tài liệu địa chấn thấy rõ mặt bất chỉnh hợp khu vực, đánh dấu giai đoạn bào mòn mạnh mẽ, kết thúc một chu kỳ hoạt động kiến tạo mạnh. Nối tiếp tới hiện tại là giai đoạn lún chìm nhiệt nhanh tạo khối lượng trầm tích phủ dày từ Miocen trên cho đến hiện tại [3].



Hình 2. Cột địa tầng tổng hợp khu vực bể Nam Côn Sơn [4].

III. PHƯƠNG PHÁP XÂY DỰNG MÔ HÌNH HỆ THỐNG DẦU KHÍ 3D

Từ những năm 1970, ngành công nghiệp dầu khí đã bắt đầu nghiên cứu phương pháp mô phỏng quá trình sinh hydrocarbon của đá mẹ [5]. Thời điểm đó, mô hình 1D được xây dựng là chủ yếu với mục đích xác định lượng sinh ra và dịch chuyển hydrocarbon từ nguồn đá mẹ trưởng thành. Đến giai đoạn năm 1990-

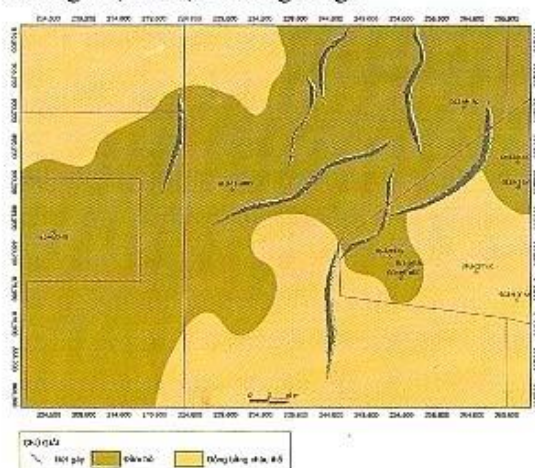
1998, mô hình hệ thống dầu khí 2D bắt đầu được xây dựng và phát triển với nhiều ưu điểm hơn như đánh giá dầu/khí di cư qua hệ thống đứt gãy, khôi phục lịch sử phát triển của bể... Tuy nhiên phải đến năm 1998 phương pháp mô phỏng hệ thống dầu khí 3D cho bể trầm tích bắt đầu được thực hiện.

Mô hình 3D bể trầm tích được xây dựng dựa trên khung là mô hình về địa

chất bao gồm các bản đồ cấu trúc các tầng trầm tích, các hệ thống đứt gãy, phân bố thạch học. Sau đó, các thông số về địa hóa, nhiệt độ áp suất được đưa vào mô hình trên cơ sở hiệu chỉnh với tài liệu các giếng khoan trong khu vực nhằm có được số liệu tin cậy về các thông số liên quan đến sinh thành, di cư, tích tụ. Bằng việc tính toán nhiệt độ theo độ sâu, so sánh với năng lượng giải phóng hydrocarbon từ đá mẹ (reactivation kinetics), kết quả mô hình sẽ đưa ra mức độ trưởng thành của đá mẹ theo độ sâu và theo thời gian. Trên cơ sở đó, lượng dầu khí di cư cũng như thời gian bắt đầu sinh và dịch chuyển cũng được tính toán. Kết hợp với tài liệu nhiệt độ, áp suất, thạch học, đường dịch chuyển dầu khí được tính toán, cho biết vị trí thuận lợi để tích tụ dầu khí.

1. Đặc điểm cổ môi trường

Các bản đồ cổ môi trường tổng hợp (GDE) đã được xây dựng từ tổng hợp những nghiên cứu môi trường bằng tài liệu giếng khoan, bản đồ tướng địa chấn, bản đồ đẳng dẫy và bản đồ cấu trúc cho các thời kỳ Oligocen, Miocen sớm, Miocen giữa, Miocen muộn. Các bản đồ cổ môi trường được sử dụng là đầu vào cho mô hình hệ thống dầu khí 3D với các tướng thạch học tương ứng.

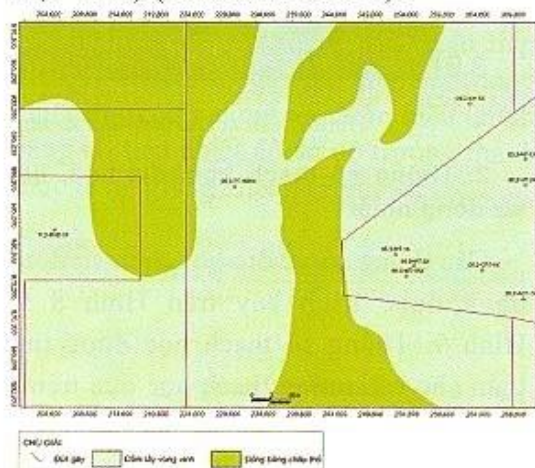


Hình 3. Bản đồ môi trường thời kỳ Oligocen sớm-T10.

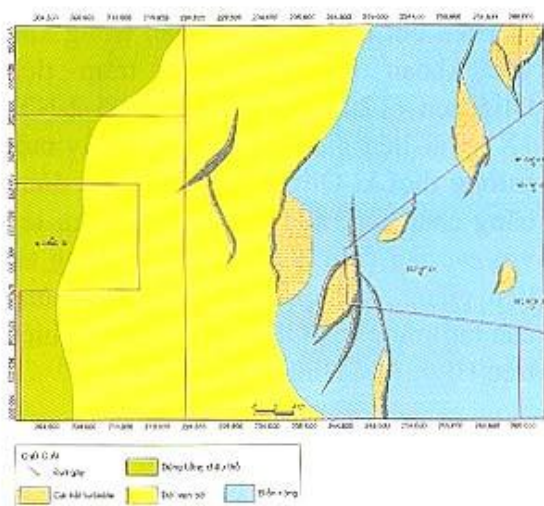
Hiện chỉ có 2 giếng khoan trong khu vực khoan tới phần trên trầm tích Oligocen (T20) (11.2-RB-1X, 05-2-NT-1X). Tài liệu giếng khoan cho thấy môi trường thời kỳ Oligocen chủ yếu là đồng bằng châu thổ, xen kẽ đầm hồ, đầm lầy với các tập than quan sát được trong tài liệu giếng. Kết quả bản đồ môi trường của tập trầm tích Oligocen được thể hiện trên Hình 3 và Hình 4.

Thời kỳ Miocen sớm đa phần trong khu vực nghiên cứu vẫn đặc trưng là đồng bằng châu thổ, gần biển. Ở phía Đông, tài liệu giếng cho thấy đã có dấu hiệu của biển nông ven bờ với đại đa số là thành phần hạt mịn. Đôi chỗ, quan sát được các dấu hiệu của các tập cát nằm liền kề với đứt gãy (synrift turbidite sand) (Hình 5).

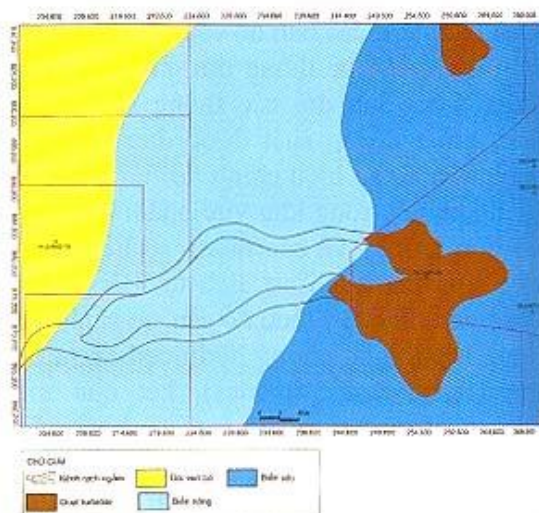
Đến giai đoạn Miocen muộn, biển tiếp tục tiến vào từ phía Đông với cái biểu hiện quan sát được từ tài liệu giếng khoan. Cũng từ tài liệu địa chấn, các tập cát kết turbidit được quan sát khá rõ bằng phân tích thuộc tính địa chấn. Đây là một trong những đối tượng đá chứa chính của khu vực lô 05.3/11, đặc biệt là phần phía đông (khu vực Hải Thạch, Mộc Tinh) (Hình 6 và Hình 7).



Hình 4. Bản đồ môi trường thời kỳ Oligocen sớm

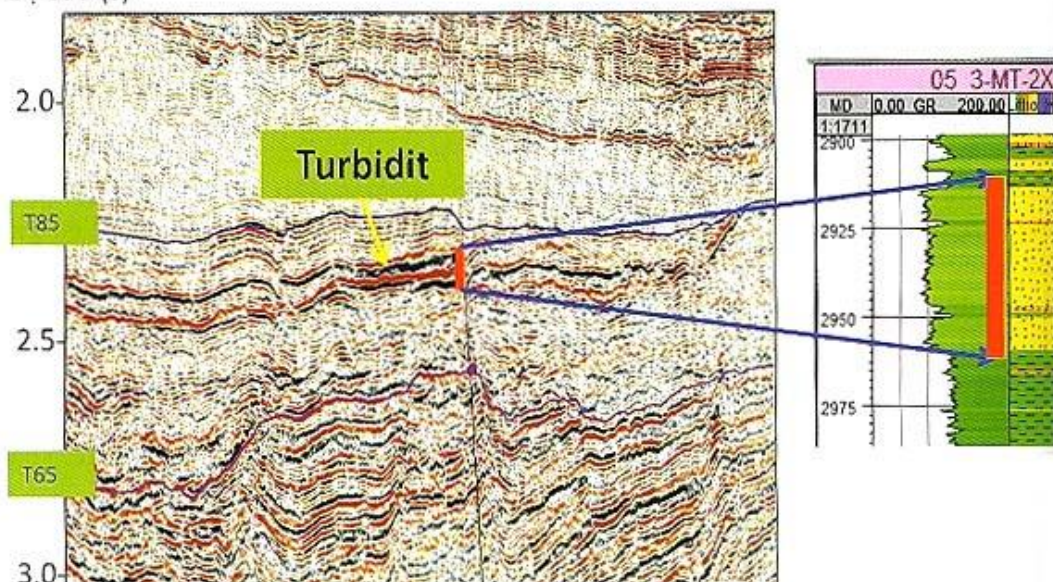


Hình 5. Bản đồ môi trường thời kì Miocen sớm.



Hình 6. Bản đồ môi trường thời kì Miocen muộn.

Độ sâu (s)



Hình 7. Cát kết turbidit-đôi tượng chứa tiềm năng của khu vực nghiên cứu.

2. Thông số thạch học, địa hóa, lịch sử dòng nhiệt

Các thông số về địa hóa, lịch sử dòng nhiệt được trình bày trên Hình 8 và Hình 9. Thông số thạch học được tính toán cho các tướng thạch học dựa trên tỉ lệ cát/sét tại các giếng khoan khu vực nghiên cứu và được đưa vào mô hình theo bản đồ môi trường đã thành lập như ở phần trên (Hình 10). Các thông số địa

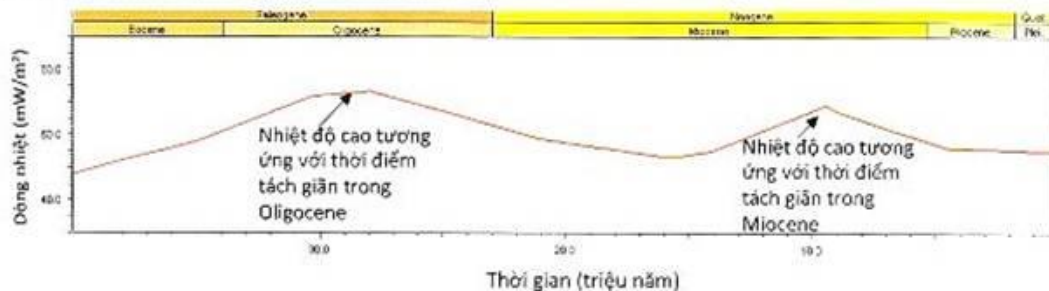
hóa được biện luận từ kết quả phân tích mẫu từ các giếng khoan khu vực trung tâm bể Nam Côn Sơn. Ở đây giá trị quan trọng trong bảng thông số địa hóa là giá trị TOC cho các tướng đá mẹ (Hình 8) với giá trị cao nhất là tập than 45%, và 3% đối với sét đầm hồ. Giá trị này là giá trị TOC trung bình của đá mẹ tại các giếng khoan khu vực lô 05.3/11 và lân cận.

Tướng	Màu	Thạch học	TOC	TOC (%)
Biển sâu		Sét kết		
Biển nông		Sét-30%		
Ven biển		Cát-80%		
Turbidite rift		Cát-80%		
Turbidite		Cát-90%		
Sét tầng T30		Sét kết	Giá trị	1.50
Đầm lầy T30		Sét kết	Giá trị	2.70
Than		Than	Giá trị	45.00
Châu thổ dưới		Sét kết	Giá trị	1.50
Đầm lầy T20		Sét kết	Giá trị	2.70
Đồng bằng châu thổ T10		Cát kết 70%		
Đầm hồ		Sét kết	Giá trị	3.00
Móng		Granit		
Lagoon		Sét kết	Giá trị	2.70

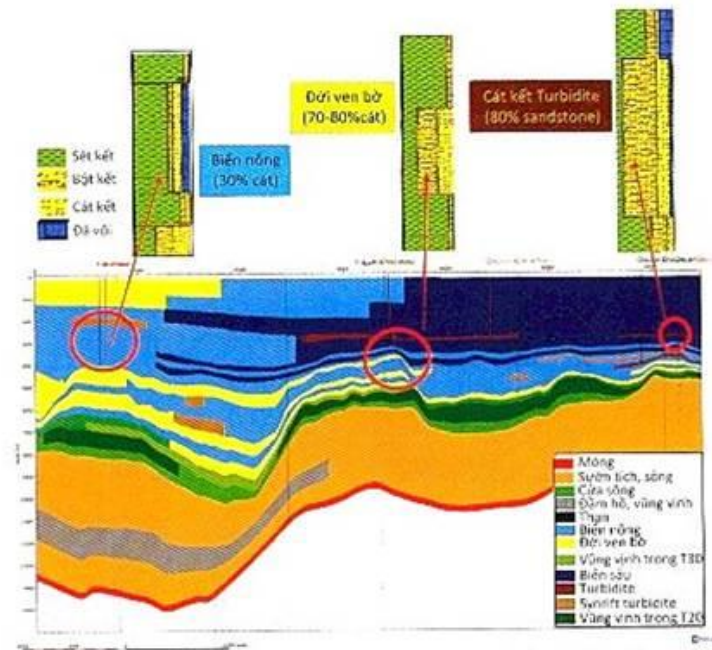
Hình 8. Thông số địa hóa, thạch học cho mô hình.

Giá trị dòng nhiệt (heatflow) tại thời điểm hiện tại được tính dựa trên tài liệu nhiệt độ của giếng khoan, trong khi đó giá trị dòng nhiệt cổ được ngoại suy trên cơ sở lịch sử hoạt động kiến tạo, bề dày trầm tích của khu vực (Hình 11). Theo mô hình lịch sử dòng nhiệt của McKenzie [6], giá trị dòng nhiệt tăng cao tại thời điểm tách giãn bề do sự nâng lên của khối khuyến mềm và sự mỏng đi của thạch quyển. Giá trị tăng tương ứng với tỉ lệ giữa chiều dày phần thạch học trước khi tách giãn và sau khi tách giãn. Tại khu vực nghiên cứu, theo tính toán tỉ số này vào khoảng 1,5 lần đối với pha tách

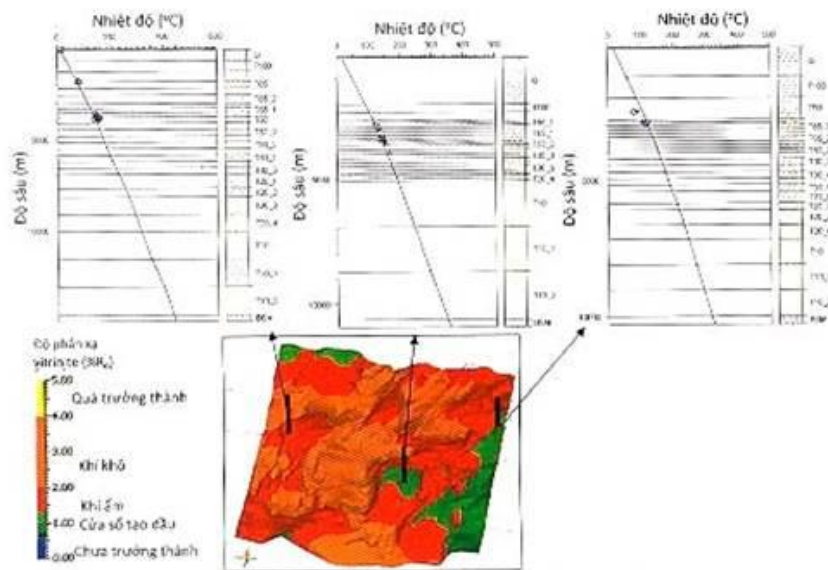
giãn đầu tiên trong Oligocen và khoảng 1,3 lần đối với pha tách giãn thứ 2 trong Miocen giữa. Điều này có nghĩa là giá trị dòng nhiệt tại thời điểm tách giãn trong Oligocen sẽ tăng gấp 1,5 so với thời điểm dòng nhiệt ở chế độ bình ổn. Tiếp theo quá trình đó là quá trình sụt lún nhiệt, bề trầm tích được bổ sung vật liệu trầm tích và giá trị dòng nhiệt sẽ giảm cho đến khi có giai đoạn tách giãn tiếp theo. Trên cơ sở đó, mô hình cổ dòng nhiệt được xây dựng và được hiệu chỉnh bằng tài liệu nhiệt độ và độ trường thành thực tế tại giếng khoan (Hình 9).



Hình 9. Dòng nhiệt (heatflow) theo thời gian tại một số giếng khoan 05.3-TM-1RX.



Hình 10. Tỷ lệ thạch học từ tài liệu giếng khoan đưa vào mô hình theo các trường môi trường tương ứng.



Hình 11. Hiệu chỉnh mô hình với tài liệu giếng khoan.

IV. KẾT QUẢ XÂY DỰNG MÔ HÌNH HỆ THỐNG DẦU KHÍ 3D

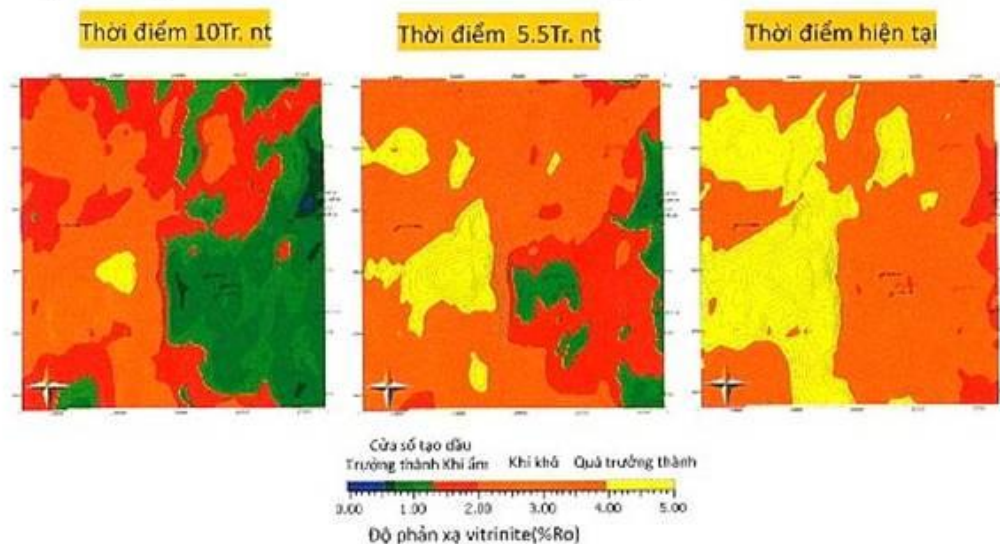
Bản đồ trưởng thành

Bản đồ trưởng thành là sản phẩm tính toán từ mô hình chủ yếu dựa trên chế độ nhiệt độ được đưa vào trên cơ sở hiệu chỉnh với tài liệu giếng khoan thực tế. Kết quả chỉ ra đá mẹ Oligocen đã đạt mức trưởng thành cao tại thời điểm hiện

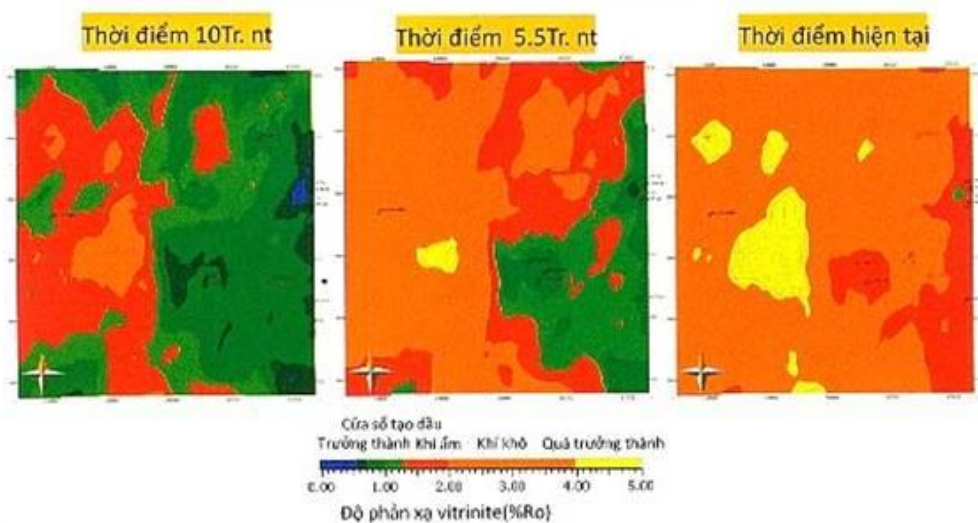
tại. Đa phần nóc tầng đá mẹ Oligocen nằm trong đới sinh khí (đới màu đỏ nhạt) và đới quá trưởng thành (đới màu vàng) (Hình 12). Trong giai đoạn từ 10 Tr.n trước đến 5 Tr.n trước, tại nóc tầng Oligocen, phần trũng sâu tại lô 05.3/11 đã trong giai đoạn tạo khí ẩm và khí khô. Trong khi đó phần đới cao như khu vực phía Đông, nóc tầng đá mẹ Oligocen nằm trong pha tạo dầu và khí ẩm (đới màu đỏ tươi) (Hình 12).

So với đá mẹ Oligocen, đá mẹ Miocen sớm có mức độ trưởng thành thấp hơn. Tại thời điểm hiện tại, đá mẹ Miocen sớm tại trung tâm đã rơi vào đới khí khô, quá trưởng thành tương ứng với độ phân xạ vitrinite $>2\%Ro$ và $>4\% Ro$, một số đới cao nằm trong đới tạo khí ẩm và condensate. Tuy nhiên, tại thời điểm 5,5 Tr.n trước, tại khu vực đới cao là khu Hải Thạch Mộc Tinh, vẫn tồn tại khu vực đá mẹ Miocen sớm có mức độ trưởng thành trong đới tạo dầu và khí ẩm tương ứng với độ phân xạ vitrinite $>1\%Ro$ và $<2\%Ro$ (Hình 13).

Như vậy, theo kết quả về mức độ trưởng thành của đá mẹ có thể thấy trong khu vực lô 05.3/11 chia ra hai phần khá rõ rệt: 1/ Phần phía đông, đá mẹ Oligocen muộn và Miocen sớm chủ yếu trong đới sinh dầu và khí ẩm condensate; 2/ Phần phía tây, thuộc khu vực trung sâu, đá mẹ Oligocen muộn và Miocen sớm chủ yếu trong đới sinh khí khô và đới quá ngưỡng trưởng thành. Về biểu hiện dầu khí trên thực tế, khu vực phía đông đã có các phát hiện khí ẩm condensate (khu vực Hải Thạch Mộc Tinh), khu vực phía tây hiện chưa có phát hiện dầu khí.



Hình 12. Bản đồ trưởng thành nóc tập Oligocen (T20).



Hình 13. Bản đồ trưởng thành nóc tập Miocen sớm (T30).

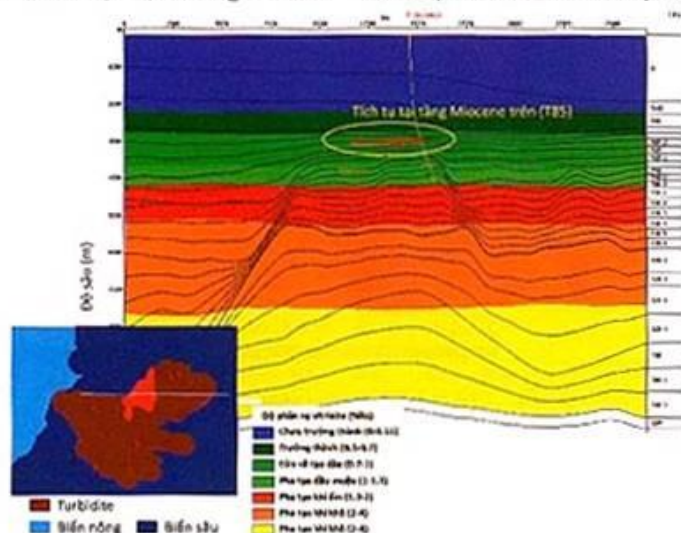
V. THẢO LUẬN MỘT SỐ CẤU TẠO TRIỂN VỌNG

Với mức độ trưởng thành khá cao của đá mẹ Oligocen và Miocen, tương ứng sẽ là thời gian bắt đầu sinh thành khá sớm của 2 loại đá mẹ Oligocen và Miocen. Qua kết quả mô hình xây dựng, nghiên cứu tập trung đánh giá cho một số cấu tạo triển vọng dầu khí trong khu vực bao gồm mỏ Mộc Tinh để kiểm nghiệm với kết quả thực tế và 2 cấu tạo triển vọng đặt tên là cấu tạo A và cấu tạo B nằm ở phần phía đông của khu vực.

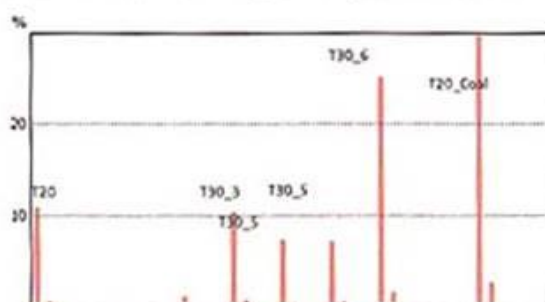
Mỏ Mộc Tinh

Mỏ Mộc Tinh nằm ở phía đông của khu vực lô 05.3/11 (Hình 1). Kết quả cho thấy sự tồn tại tích tụ tại tầng chứa

turbidit T85 giống như trong thực tế mỏ đã và đang khai thác (Hình 14). Đá mẹ đóng góp hydrocarbon cho mỏ Mộc Tinh chủ yếu là đá mẹ Miocen sớm (T30) (Hình 15). Về thời gian sinh hydrocarbon của đá mẹ, tập trầm tích Oligocen muộn (T20) bắt đầu sinh hydrocarbon mạnh mẽ từ 10 Tr.n trước và yếu dần vào khoảng 3 Tr.n trước. Trong khi đó tập trầm tích Miocen sớm (T30) bắt đầu sinh hydrocarbon mạnh mẽ từ 5 Tr.n trước và tiếp tục cho đến hiện tại. So sánh với thời gian tạo bể cho tầng chứa Miocen muộn (T85) vào khoảng 5 Tr.n trước, đá mẹ Oligocen muộn (T20) và đá mẹ Miocen sớm (T30) đều có đóng góp hydrocarbon cho cấu tạo, tuy nhiên phần đóng góp từ đá mẹ Miocen sớm trội hơn.



Hình 14. Mặt cắt ngang địa chất qua mỏ Mộc Tinh.



Hình 15. Tỷ lệ đóng góp hydrocarbon của các loại đá mẹ tại mỏ Mộc Tinh.

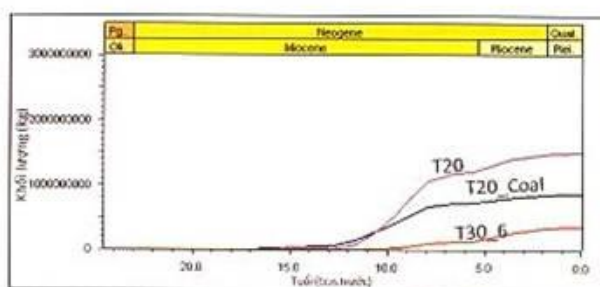
Cấu tạo A

Cấu tạo A là cấu tạo nằm phía tây của khu vực nghiên cứu (Hình 1), hình thành

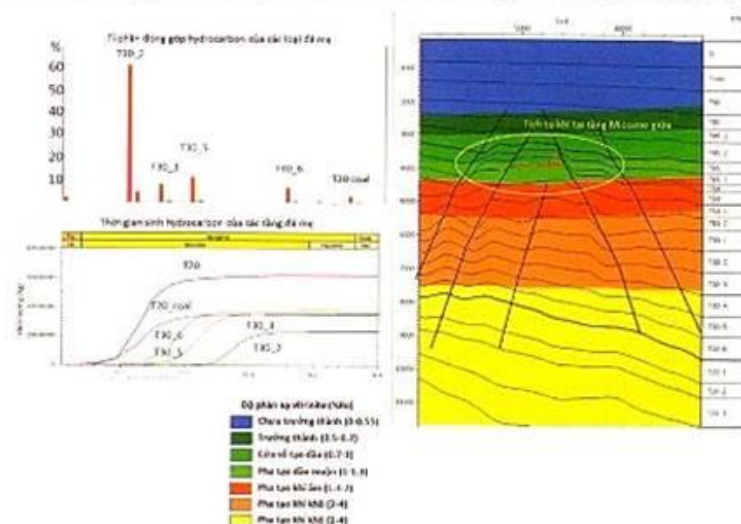
bởi sự sụt bậc các đứt gãy thuận tạo nên các khối cát kết liền kề đứt gãy (Hình 17). Kết quả cho thấy cấu tạo A được cung cấp

bởi đá mẹ Miocen dưới (T30_2) với tỉ lệ đóng góp hydrocarbon chiếm 60% (Hình 17). Thời gian sinh hydrocarbon của đá mẹ Oligocen (T20) và phần lớn đá mẹ Miocen dưới dừng tại khoảng thời gian 10tr.n.tr. Chỉ còn phần trên của tầng Miocen dưới (T30_2) có thời gian sinh hydrocarbon dừng tại thời điểm muộn hơn (5 Tr.n trước). Đối tượng chứa của

cấu tạo A nằm trong tầng Miocen giữa (T65), thời gian tạo bẫy trong khoảng 10 Tr.n trước. Như vậy, cấu tạo A đón được nguồn hydrocarbon sinh từ phần phía trên của đá mẹ Miocen dưới là chính (T30_2), điều đó cũng được phản ánh qua biểu đồ tỉ phần đóng góp hydrocarbon của đá mẹ (Hình 17).



Hình 16. Thời gian sinh hydrocarbon của các tầng đá mẹ tại mỏ Mộc Tinh.

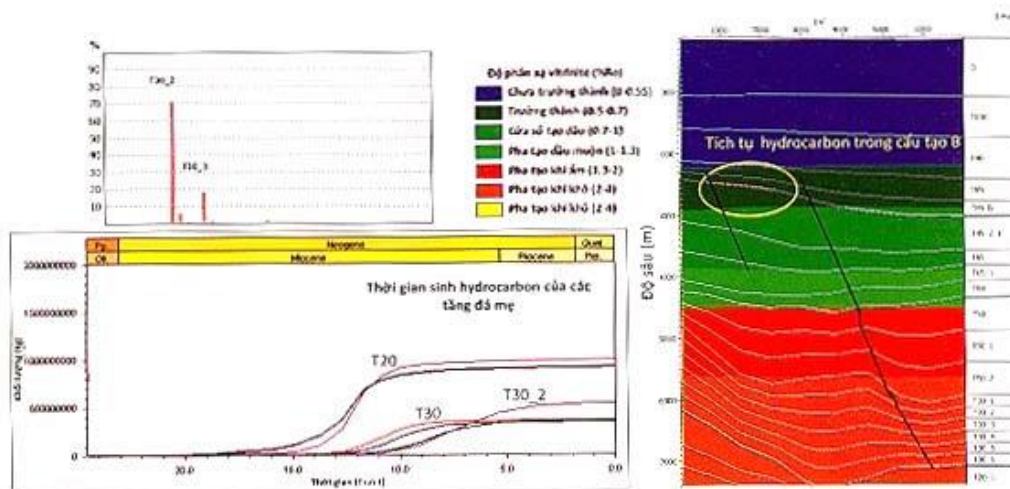


Hình 17. Tích tụ khí tại cấu tạo A và tỉ phần đóng góp hydrocarbon của các loại đá mẹ.

Cấu Tạo B

Cấu tạo B là một cấu tạo nằm trên một đới cao phía tây bắc của khu vực nghiên cứu (Hình 1), (Hình 18). Tương tự như cấu tạo A, cấu tạo B cũng được cung cấp chủ yếu từ đá mẹ Miocen dưới (T30_2) với tỉ lệ đóng góp hydrocarbon chiếm 70%. Nhìn vào biểu đồ thời gian sinh hydrocarbon của các loại đá mẹ (Hình 18) có thể thấy đá mẹ T20, T30 phần lớn sinh hydrocarbon mạnh mẽ từ 15-10 Tr.n

trước và kết thúc vào khoảng 7 Tr.n trước. Chỉ còn phần đá mẹ cuối thời kì Miocen sớm (T30_2) là còn khả năng cung cấp hydrocarbon với thời gian sinh muộn hơn (khoảng 3-4 Tr.n trước). Tuy nhiên, đây là cấu tạo nằm trong Miocen trên, thời gian hình thành bẫy vào khoảng 5 Tr.n trước. Như vậy, cấu tạo chủ yếu đón được phần hydrocarbon sinh ra từ nguồn đá mẹ cuối thời kì Miocen sớm như T30_2.



Hình 18. Tích tụ khí tại cấu tạo B và thời gian sinh hydrocarbon của các tầng đá mẹ.

Thảo luận về tính chính xác của mô hình đã xây dựng, phải đề cập tới tính chính xác các thông số đầu vào cho mô hình. Trong các yếu tố đầu vào của mô hình, đặc điểm đá mẹ ở phần dưới sâu bề trầm tích là yếu tố chứa đựng rủi ro nhất do không có giếng khoan thăm dò tới đối tượng này. Cụ thể, giá trị TOC đá mẹ Oligocen được lấy ngoại suy từ các giếng khoan không nằm trong khu vực lô 05.3/11. Ngay cả phần đá mẹ Miocen dưới, tuy có giá trị tại giếng khoan nhưng đó cũng chỉ là phần trên các đới cao, sẽ không phản ánh được đặc điểm đá mẹ tại khu vực dưới sâu của bồn trũng. Do đó, đặc điểm của đá mẹ, chất lượng của đá mẹ, chiều dày của đá mẹ ở phía trung tâm bồn trũng vẫn tồn tại những rủi ro nhất định. Ngoài ra, khả năng sinh hydrocarbon của than trong khu vực cũng còn nhiều tranh cãi. Tuy nhiên, trong nghiên cứu vẫn giả định có tồn tại khả năng sinh hydrocarbon của than trên cơ sở các bằng chứng về khả năng sinh của than như tại các khu vực lân cận như than của vùng Australia, Newzealand, Indonesia, biển Bắc [7, 8]. Để chính xác lại vấn đề này, cần có những nghiên cứu sâu hơn về than tại khu vực trũng này trung tâm bể Nam Côn Sơn.

VI. KẾT LUẬN

Bằng việc tổng hợp các tài liệu địa chấn, môi trường, địa hóa, nhiệt độ... mô hình hệ thống dầu khí 3D được xây dựng cho khu vực lô 05.3/11 thuộc trũng trung tâm bể Nam Côn Sơn, nghiên cứu đưa ra một số kết quả như sau:

Xét về mức độ trưởng thành của đá mẹ tại khu vực lô 05.3/11, nghiên cứu cho thấy có hai phần khá rõ rệt: 1/ Phần phía đông, đá mẹ Oligocen muộn và Miocen sớm chủ yếu trong đới sinh dầu và khí ẩm condensate; 2/ Phần phía tây, thuộc khu vực trũng sâu, đá mẹ Oligocen muộn và Miocen sớm chủ yếu trong đới sinh khí khô và đới quá ngưỡng trưởng thành.

Phần phía đông của khu vực lô 05.3/11, đá mẹ Oligocen muộn và Miocen sớm cung cấp hydrocarbon bắt đầu từ 10 Tr.n trước và kéo dài cho đến thời điểm 2-3 Tr.n trước. Trong khi đó, đới tượng chứa chính của khu vực phía đông là các dạng bẫy địa tầng nằm trong tầng Miocen muộn (T85), với thời gian tạo bẫy là khoảng 7-5 Tr.n trước. Như vậy bẫy trong khu vực phía đông có thể đón nhận được nguồn hydrocarbon từ đá mẹ Oligocen và Miocen.

Phần phía tây của khu vực nghiên cứu, đá mẹ Oligocen muộn và Miocen

sớm cung cấp hydrocarbon sớm hơn so với khu vực phía đông. Thời gian bắt đầu sinh hydrocarbon là khoảng từ 13 Tr.n trước và đến thời điểm 10 Tr.n trước gần như đá mẹ Oligocen đã vào đới sinh khí khô hoặc thậm chí không còn khả năng sinh hydrocarbon ở một số trung sâu. Chỉ còn một phần đá mẹ Miocen sớm (T30_2) có thời gian sinh kéo dài đến khoảng 3-4 Tr.n trước. Như vậy, một trong những rủi ro cho các cấu tạo khu vực phía tây của lô 05.3/11 là thời gian sinh thành của đá mẹ sớm hơn với thời gian tạo bẫy dẫn đến dồn được lượng hydrocarbon ít hơn so với khu vực phía đông vùng nghiên cứu.

VĂN LIỆU

1. **Dậu N.T. và nnk., 2001.** Mô hình địa hóa dầu khí bề trầm tích Nam Côn Sơn. *Viện Dầu Khí Việt Nam. Hà Nội.*
2. **B.P., 1991.** Geochemistry for Exploration and Production -Short Course: British Petroleum Research Centre, Sunbury (unpublished).
3. **RN/EPC joint study, Evaluation of Hydrocarbon Potential and Basin**

Modeling. 2013. *Viện Dầu khí Việt Nam: Trung tâm tìm kiếm thăm dò và khai thác dầu khí. Hà Nội.*

4. **Mai, L.C. và n.n.k, 2014.** Đánh giá tiềm năng dầu khí bề Nam Côn Sơn. *Viện Dầu Khí Việt Nam. Hà Nội.*
5. **Hantschel T., and Kauerauf A.I., 2009.** Fundamentals of basin and petroleum systems modeling. *Fundamentals of Basin and Petroleum Systems Modeling*, tr. 1-476.
6. **McKenzie, 1978.** Some remarks on the development of sedimentary basins. *Earth and Planetary Science Letters*, 40: tr. 25-32.
7. **Wilkins R.W.T. and George S.C., 2002.** Coal as a source rock for oil: a review. *International Journal of Coal Geology*, 50: tr. 317-361.
8. **Petersen, H.I., nnk., 2000.** Coal-Generated Oil: Source Rock Evaluation and Petroleum Geochemistry of the Lulita Oilfield, Danish North Sea. *Journal of Petroleum Geology*, 23(1): tr. 55-90.

SUMMARY

3D petroleum modeling in 05.3/11 block of the center Nam Côn Sơn Basin

Đỗ Mạnh Toàn, Phạm Thị Diệu Huyền, Nguyễn Quang Tuấn, Phạm Vũ Chương

The Nam Con Son basin center areas composed blocks 05-3/11, 06/94, 11-2 etc., in these, the deepest area belongs to block 05-3/11. Block 05-3/11 located next to gas and condensate fields cluster named Hải Thạch, Mộc Tinh. To able to evaluate the remain areas in this block, petroleum 3D modeling is built for assessing the source rocks features which contain risks in this block. By integrating the seismic data, paleo environment, source rock data, temperature data, model indicates source rock properties as well as the relationship between generation timing and trap forming. The study illustrates the eastern side of block 05.3/11, Oligocene and Lower Miocene source rocks start to generate at around 10Ma and continue until present with main production are gas and condensate. Whereas, source rocks in the western side have higher maturity level as compared with the eastern. At 5Ma, Oligocene source rock in the western side is in dry gas and overmature in deep areas. Lower Miocene source rock had been generating until 3-4Ma. When it compared between generation timing and trap forming in two areas, the prospects in western side contain more risks than eastern area.

Người biên tập: TS. Trịnh Xuân Cường.