

CÁC TẦNG ĐÁ MẸ BỂ CỬU LONG THUỘC THEM LỤC ĐỊA VIỆT NAM

Bùi Thị Luận

Trường Đại học Khoa học Tự nhiên, ĐHQG-HCM

(Bài nhận ngày 15 tháng 04 năm 2007, hoàn chỉnh sửa chữa ngày 25 tháng 01 năm 2008)

TÓM TẮT: Đá mẹ trong các trầm tích bể Cửu Long bao gồm: Các tập sét tầng Oligocene dưới + Eocene trên, các tập sét tầng Oligocene trên và các tập sét tầng Miocene dưới. Tầng Oligocene dưới + Eocene trên là những tập sét chứa vật chất hữu cơ, hàm lượng TOC(%): 1.19-2.87%, kerogen kiểu II, đôi khi là kerogen kiểu I, III. Tầng Oligocene trên là các tập sét chứa vật liệu hữu cơ phong phú nhất, TOC(%): 1.14 - 4.0%, kerogen kiểu II, đôi khi kiểu I và III. Tầng Miocene dưới là các tập sét nghèo vật chất hữu cơ, (TOC%): 0.64-1.32%, kerogen kiểu III. Trầm tích Oligocene chứa vật chất hữu cơ chủ yếu có nguồn gốc môi trường đầm hồ, cửa sông, vũng vịnh (vùng nước lợ). Trầm tích Miocene dưới chứa vật liệu hữu cơ có nguồn gốc môi trường lục địa (loại thực vật bậc cao).

1. TỔNG QUAN CÁC CÔNG TRÌNH NGHIÊN CỨU TẦNG ĐÁ MẸ Ở BỂ CỬU LONG

Trong thời gian 1986-2000, Vietsovpetro (Hoàng Đình Tiến, Nguyễn Thúy Quỳnh và những người khác) trên cơ sở cột địa tầng và tài liệu Carota của từng giếng khoan khu vực cấu tạo Bạch Hồ, Rồng, Cửu Long, Trà Tân, Đồng Nai, Tam Đảo, Ba Vi và Bà Đen đã phân chia được các tầng đá mẹ khác nhau đó là các tầng đá mẹ Miocene dưới, Oligocene trên và Oligocene dưới + Eocene trên.

Song song với công tác nghiên cứu của Vietsovpetro, Viện Dầu Khí Việt Nam cũng tiến hành tổng hợp các số liệu địa hóa của bể Cửu Long như sau:

- Ở bể Cửu Long chỉ có duy nhất một tầng đá mẹ sinh dầu tuổi Oligocene. Đó là tầng đá mẹ rất giàu vật chất hữu cơ (VCHC) và kerogen chủ yếu là loại I và II nên có tiềm năng sinh rất lớn và tác giả gọi tầng đá mẹ Oligocene này là Damoli.

- Trầm tích Miocene và Pliocene – Độ tứ rất nghèo vật chất hữu cơ và ưu thế là kerogen loại III; vì vậy, nó chỉ đóng vai trò sinh khí, song ở mức độ không đáng kể.

- Các đá móng trước Kainozoi hoàn toàn không có khả năng sinh dầu khí.

Từ năm 2000 trở lại, Công ty Thăm dò và Khai thác Dầu khí đã đưa ra các đặc tính địa hóa của từng tập trầm tích có khả năng sinh dầu, đó là Miocene dưới, Oligocene trên (tập C + D), Oligocene dưới (tập E) và sự phân bố các chỉ tiêu TOC, S₂, HI và môi trường tích lũy VLHC cho toàn bộ trầm tích Oligocene. Các tác giả nêu lên đặc điểm địa hóa của từng tập và quy mô phân bố của một số chỉ tiêu TOC, S₂, HI và môi trường tích lũy theo không gian của Oligocene trên toàn bộ bể.

Gần đây, khi tiến hành tìm kiếm dầu khí ở lô 01, 02 của Công Ty Lam Sơn JOC, Nguyễn Quyết Thắng đã cho rằng các bẫy chứa muốn có dầu phải nằm dưới tập D, coi như tập D là chắn lý tưởng cho các bẫy chứa là móng, Oligocene dưới và đáy của Oligocene trên (trang 410) [7].

Qua các công trình nghiên cứu của nhiều tác giả khác nhau, cho thấy một số công trình nghiên cứu chỉ dừng lại ở công tác tổng hợp các giếng khoan đã khoan trên các cấu tạo trong khu vực bể Cửu Long, chưa có đánh giá về qui mô phân bố của tầng đá mẹ, một số công trình nghiên cứu thể hiện tính logic của sự phong phú VCHC, quá trình sinh dầu khí chưa thật thuyết phục. Ngoài ra, một số công trình chưa chú ý tới vị trí phân bố trong không gian của các tập sét là tầng đá mẹ, số khác lại không đề ý tới mối quan hệ về quy luật phân bố trầm tích với

khả năng tích lũy VCHC và quá trình sinh dầu của nó. Hơn nữa, đặc tính địa hóa cũng như khả năng sinh dầu khí của VCHC cũng thiếu tính logic, không phù hợp với thực tế, v.v...

Vì vậy, việc xây dựng các tiêu chuẩn về độ giàu VCHC, loại VCHC, quá trình sinh dầu của mỗi tầng đá mẹ, đồng thời xem xét các yếu tố nêu trên được phân bố trong không gian của các tầng đá mẹ này ở bể Cửu Long là hết sức cần thiết.

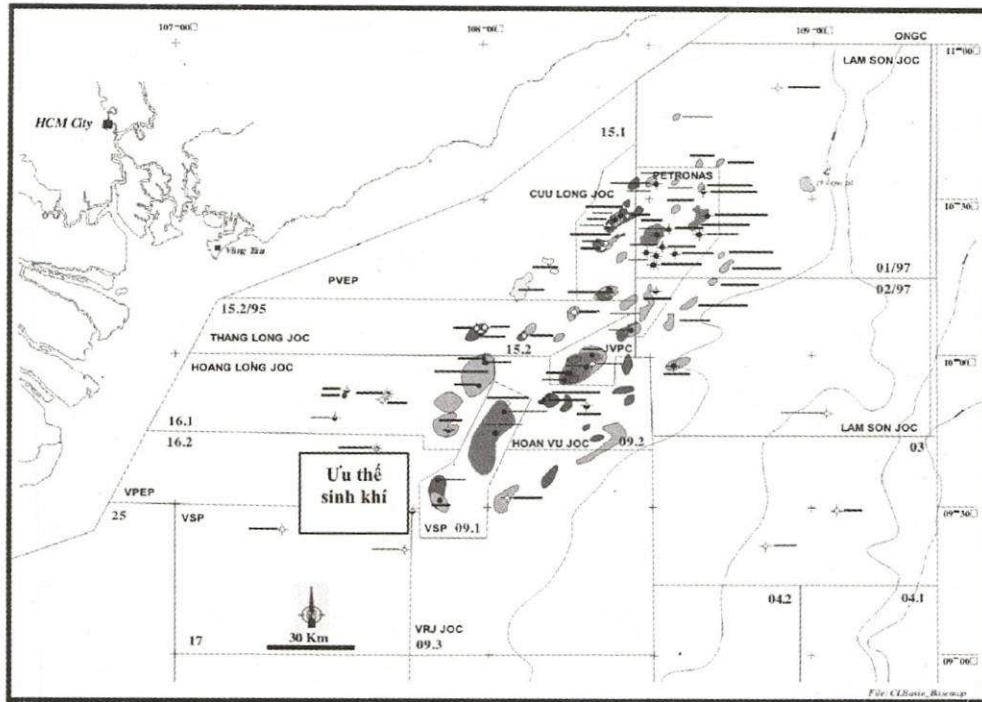
2.ĐẶC ĐIỂM ĐỊA HOÁ CÁC TẦNG ĐÁ MẸ

Từ kết quả phân tích địa hóa các giếng khoan phân bố như trên (hình 01), tổng hợp số liệu (bảng 1) ta có những nhận xét cho từng tầng đá mẹ ở bể Cửu Long.

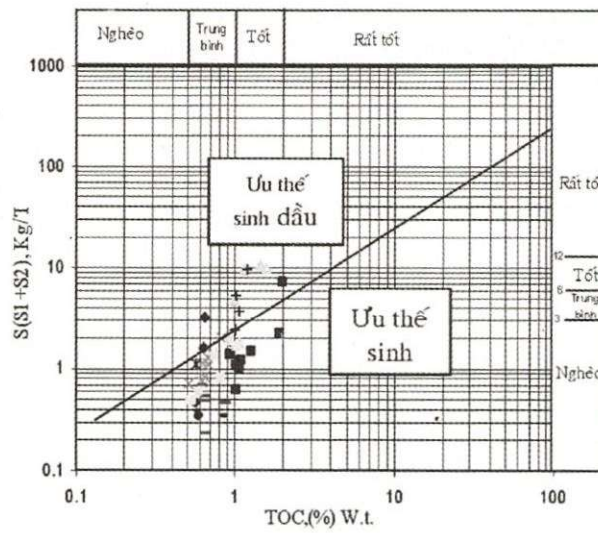
Bảng 1: Các thông số chủ yếu của đá mẹ sinh dầu bể Cửu Long

Tầng sinh dầu Chỉ tiêu	Miocene dưới	Oligocene trên	Oligocene dưới +Eocene trên
TOC%	0.64÷1.32	1.14÷4.0	1.19÷2.87
S ₁ (kg/T)	0.04÷1.11	0.18÷3.68	0.23÷0.68
S ₂ (kg/T)	0.27÷7.24	1.89÷21.57	2.13÷12.93
HI	40.2÷566	92.92-2005.4	105÷385
PI	0.04÷0.23	0.03÷0.21	0.03÷0.31
T _{max} , °C	422÷435	435÷446	435÷467
R _o %	≤0.5	0.50÷0.8	0.57÷1.25
Pr/Ph	2.37÷4.31	1.94÷ 2.13	1.94÷2.59
Loại kerogen	III/II	II/I,III	II/I,III

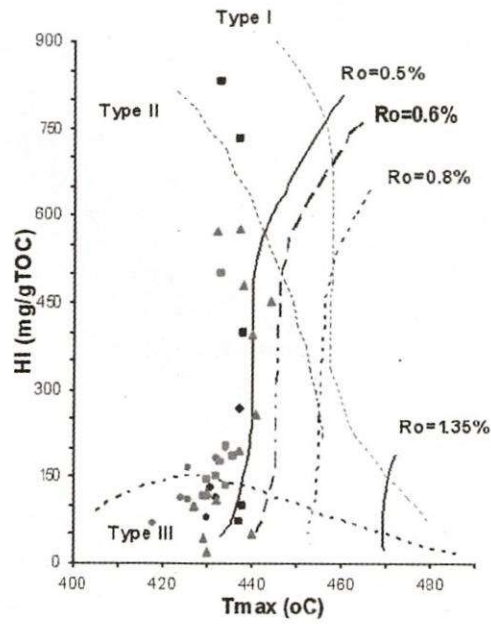
Tầng Miocene dưới: các tập sét nghèo vật chất hữu cơ, Cacbon hữu cơ (TOC): 0.64-1.32%), trung bình là 0.94%, vật liệu hữu cơ thuộc loại thực vật bậc cao, kerogen kiểu III, chủ yếu sinh khí và ít dầu (hình 02). Chỉ số HI dao động từ 40.2 – 566, trung bình là 218.2. Chỉ số S₁ dao động từ 0.04-1.11 kg/T, trung bình là 0.28 kg/T. Chỉ số S₂ dao động từ 0.27-7.24 kg/T, trung bình là 2.47 kg/T. Tổng tiềm năng HC (S₁+S₂) của đá mẹ thay đổi từ 0.48-7.45 kg/T, trung bình là 2.75 kg/T, PI dao động từ: 0.04-0.23, Tmax biến đổi từ: 422-435°C, Ro<0,6% cho thấy vật chất hữu cơ trong đá mẹ chưa trưởng thành (hình 03). Tỉ số Pr/Ph thay đổi từ 2.37- 4.31, trung bình là 3.23 thể hiện môi trường trầm tích có tính khử yếu (hình 04).



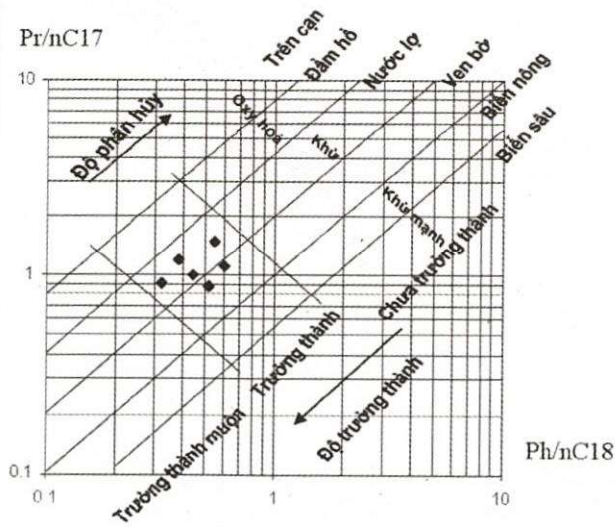
Hình 01: Sơ đồ vị trí giếng khoan tìm kiếm, thăm dò ở bể Cửu Long



Hình 02: Tiềm năng sinh hydrocarbon của VCHC tầng Miocene dưới

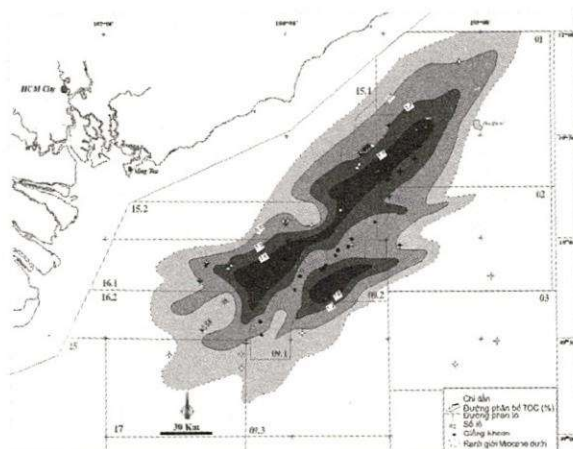


Hình 03: Đồ thị xác định loại VCHC tầng Miocene dưới

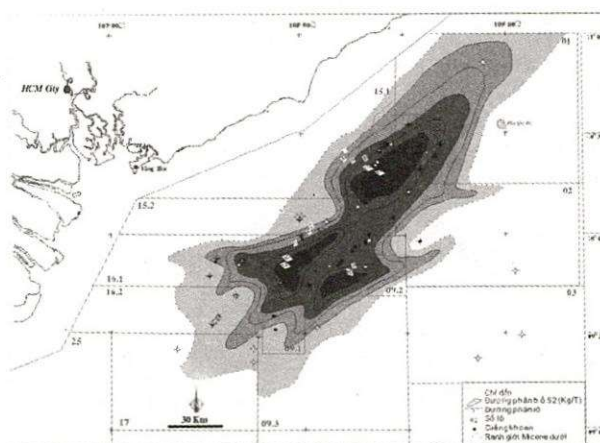


Hình 04: Đồ thị xác định môi trường tích lũy VCHC tầng Miocene dưới

Dựa trên tài liệu các kết quả phân tích và tài liệu thu thập được, xây dựng sơ đồ phân bố TOC (%) của tầng Miocene dưới (hình 05), ta thấy TOC (%) tập trung ở các khu vực chính thuộc đới trũng Tây Bạch Hồ, đới trũng Đông Bạch Hồ và đới trũng Bắc Bạch Hồ.



Hình 05. Sơ đồ phân bố TOC (%) tầng Miocene dưới

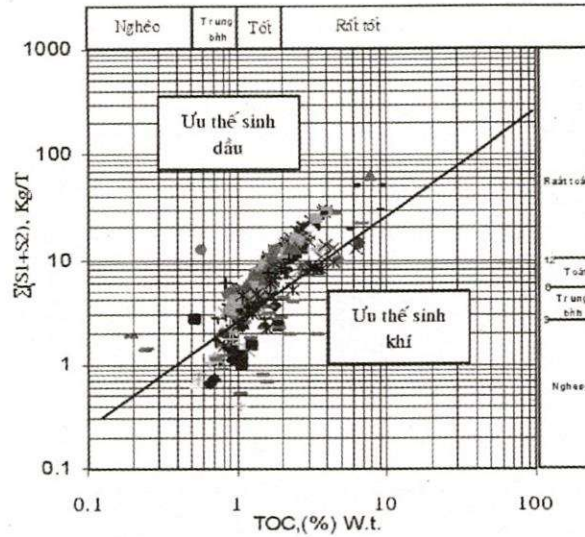


Hình 06. Sơ đồ phân bố S₂ tầng Miocene dưới

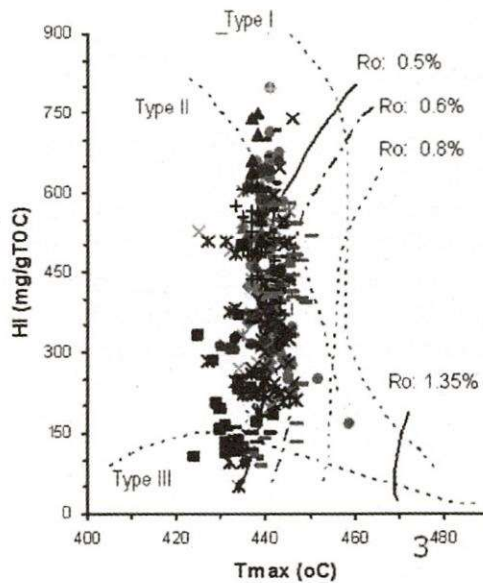
Trên sơ đồ phân bố lượng HC tiềm năng S₂ của tầng Miocene dưới, tập trung nhiều ở khu vực đới trũng Tây Bạch Hồ và đới trũng Bắc Bạch Hồ (hình 06).

Tầng Oligocene trên: gồm các tập sét chứa vật liệu hữu cơ phong phú nhất. Có lẽ phần lớn khối lượng tầng đá mẹ vẫn giữ lượng lớn hydrocarbon mới được sinh ra và chúng chưa bị đuổi ra khỏi đá mẹ (do khả năng hấp phụ của sét ở mức biến chất thấp). TOC: 1.14-4.0%, trung bình là 2.07%, được đánh giá là đá mẹ rất tốt, vật liệu hữu cơ phần lớn được tích lũy trong điều kiện cửa sông, biển mở, vũng vịnh (kerogen kiểu II), một phần nhỏ vật chất hữu cơ có nguồn gốc hồ (kerogen kiểu I); có mặt loại thực vật bậc cao (kerogen kiểu III). Vật liệu hữu

cơ của đá mẹ ở đầu giai đoạn trưởng thành ($R_o=0,6\div 0,8\%$), và cho sinh các vỉa dầu đầu tiên (hình 07,08). Ở những trung tâm của các trũng vật liệu hữu cơ nằm trong pha sinh dầu (cửa sổ sinh dầu).

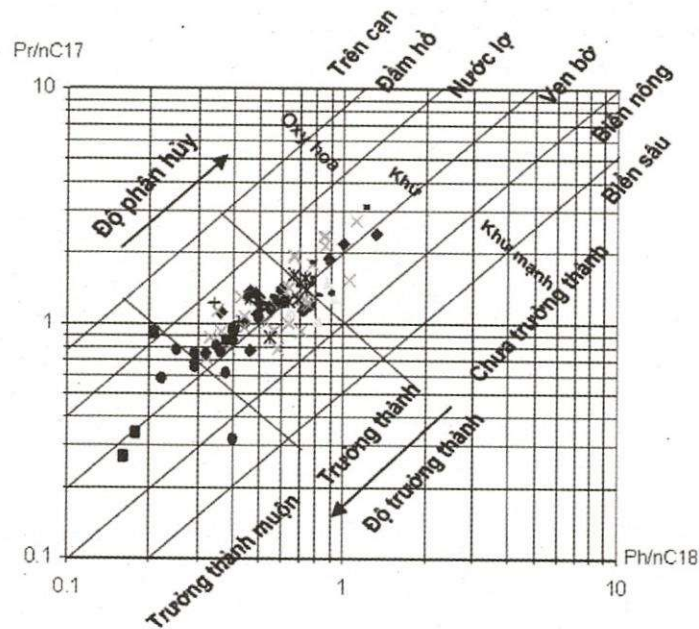


Hình 07: Tiềm năng sinh hydrocarbon của VCHC tầng Oligocene trên



Hình 08: Đồ thị xác định loại VCHC tầng Oligocene trên

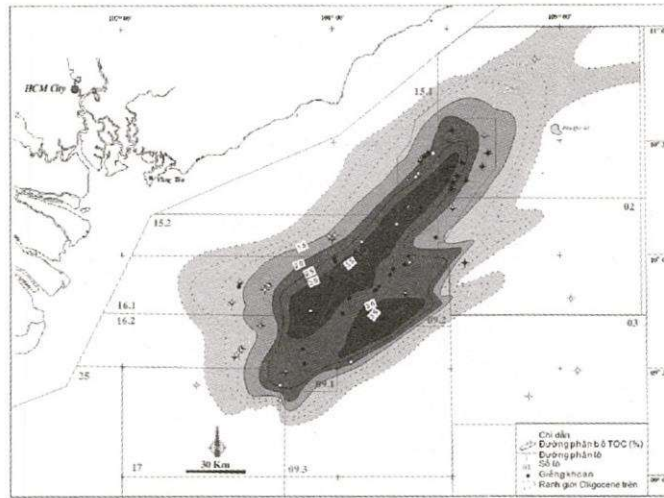
Tổng tiềm năng HC của đá mẹ (S_1+S_2) thay đổi từ 6.19-12.84 kg/T, đá mẹ đạt mức rất tốt. Pr/Ph thay đổi từ 1.84-2.13, trung bình là 2.48 thể hiện môi trường trầm tích có tính khử ở vùng cửa sông vũng vịnh (hình 09). PI thay đổi từ 0.03-0.21 và thay đổi theo độ sâu tùy thuộc vào từng giếng khoan trên phạm vi toàn bể. Giá trị Tmax thay đổi theo vị trí địa lý và theo độ sâu. Tại khu vực trung tâm bể, như ở vị trí các giếng khoan của mỏ Rồng, mỏ Bạch Hồ giá trị Tmax đạt trên 440°C và giá trị Ro $\geq 0.6\%$, tại giếng khoan Ba Vì giá trị Tmax cũng đạt trên 440°C, cho thấy đá mẹ trưởng thành.



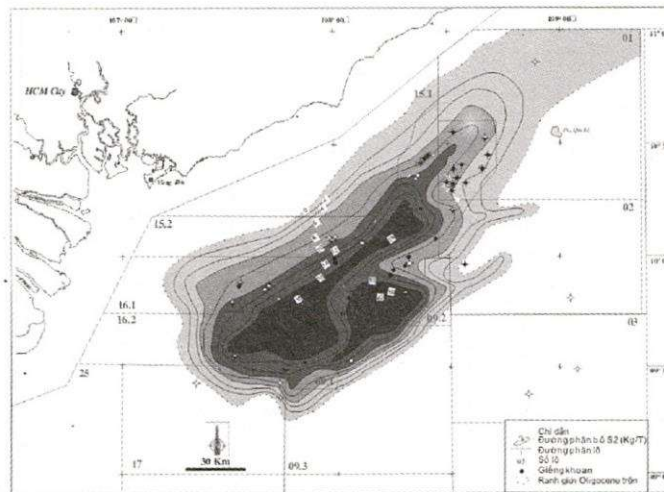
Hình 09: Đồ thị xác định môi trường tích lũy VCHC tầng Oligocene trên bể Cửu Long

Theo hướng cung cấp vật liệu hữu cơ, ta thấy TOC(%) tập trung ở hai khu vực chính là đới nâng Bạch Hồ - Rồng. Ở đới trũng Bắc Bạch Hồ, càng vào sâu trung tâm tích tụ, lượng TOC(%) càng cao (hình 10). Hàm lượng TOC(%) tập trung ở mức tốt từ độ sâu 3000m trở xuống và đạt được mức rất tốt từ độ sâu 3100m hoặc 3200m đến đáy trầm tích Oligocene trên.

Lượng S_2 của tầng đá mẹ tập trung ở trung tâm bể, kéo dài tới đới trũng Bắc Bạch Hồ đồng thời ở khu vực là đới nâng Rồng - Bạch Hồ. Lượng S_2 đạt mức rất giàu từ độ sâu 3000m (hình 11). Điều đó chứng tỏ ở khu vực này phát triển vùng nước lợ cửa sông.



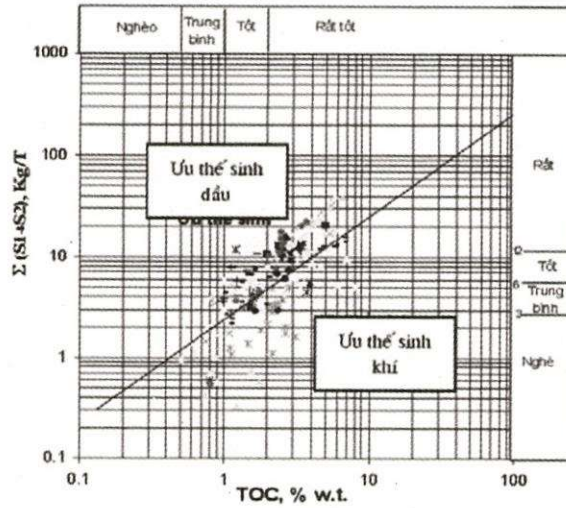
Hình 10: Sơ đồ phân bố TOC (%) tầng Oligocene trên



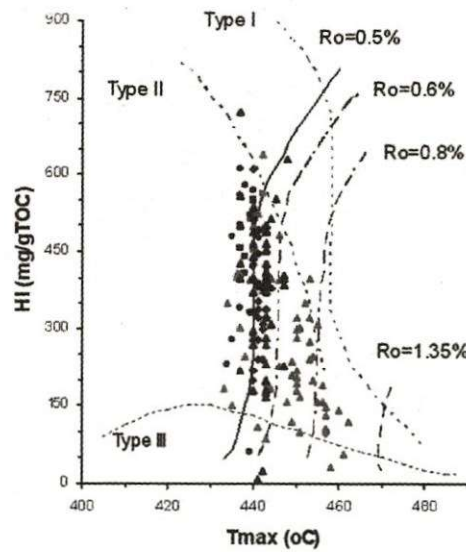
Hình 11: Sơ đồ phân bố S₂ tầng Oligocene trên

Tầng Oligocene dưới +Eocene trên: gồm những tập sét chứa hàm lượng vật chất hữu cơ thấp hơn so với tầng Oligocene trên, TOC: 1.19-2.87%, trung bình là 1.97% được đánh giá là đá mẹ tốt. Chỉ số HI thay đổi từ 70-385.1, trung bình là 278.73 cho thấy sản phẩm có nguồn gốc kerogen kiểu II, rất ít thuộc kiểu I và III, có ưu thế sinh dầu là chính (hình 12,13).

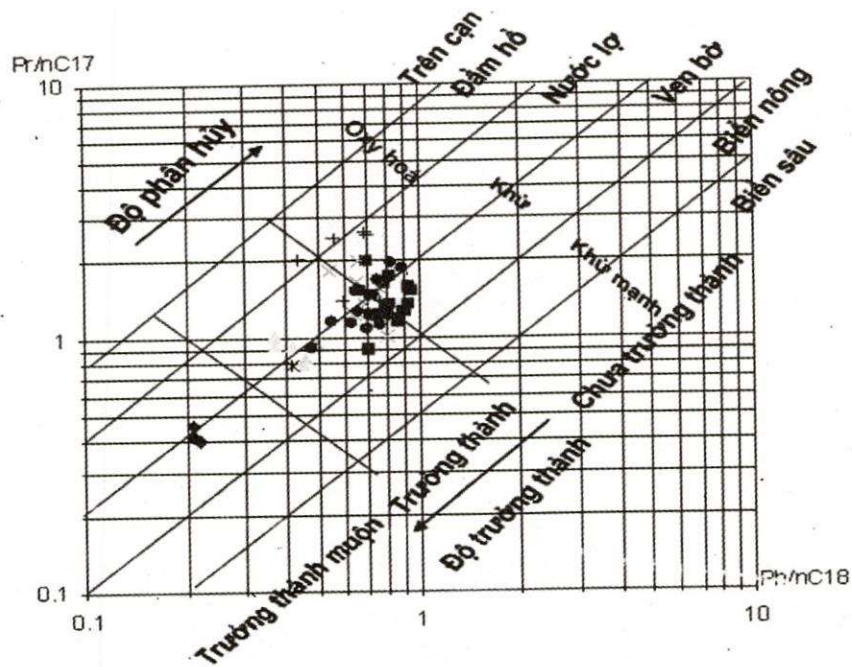
Chỉ số S₁ thay đổi từ 0.23 - 0.68 kg/T, trung bình là 0.42 kg/T, cho thấy lượng HC tự do (S₁) nghèo, có lẽ phần lớn đã chuyển sang các hydrocarbon có cấu trúc đơn giản và bị đuổi ra khỏi đá mẹ. Lượng HC tiềm năng của đá mẹ (S₂) thay đổi từ 2.13-12.93kg/T, trung bình là 5.81 kg/T. Tổng tiềm năng HC của đá mẹ (S₁+S₂) thay đổi từ 2.21-13.26kg/T, trung bình là 6.23 kg/T, đá mẹ có tiềm năng ở mức tốt. Pr/Ph thay đổi từ 1.94-2.59, trung bình là 2.47 thể hiện môi trường trầm tích từ oxy hóa yếu đến khử ở vùng đầm hồ, cửa sông, ven bờ nước lợ có tính khử (hình 14).



Hình 12: Tiềm năng sinh hydrocarbon của VCHC tầng Oligocene dưới + Eocene trên



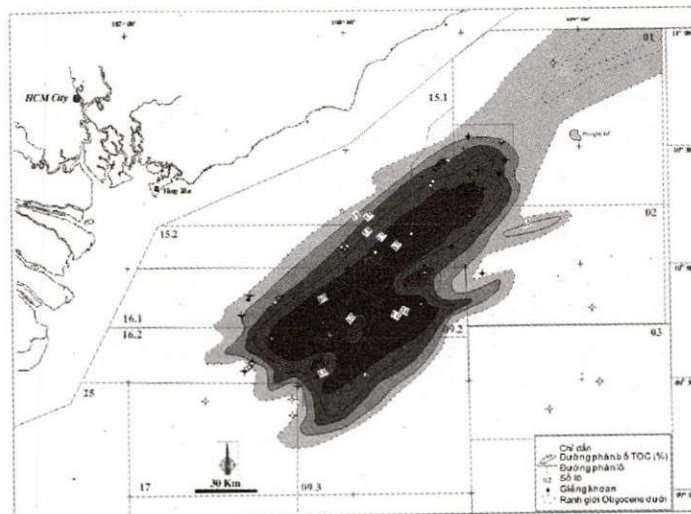
Hình 13: Đồ thị xác định loại VCHC tầng Oligocene dưới + Eocene trên



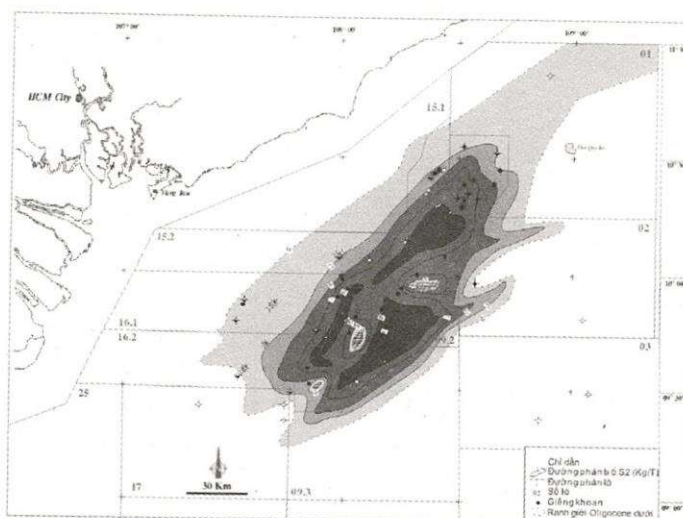
Hình 14: Đồ thị xác định môi trường tích lũy VCHC Oligocene dưới + Eocene trên

Trên hình 15 cho thấy TOC (%) tập trung ở hai khu vực chính thuộc trung tâm bể, càng vào sâu trung tâm bể lượng TOC (%) càng cao.

Lượng S_2 trong đá mẹ nhìn chung đạt mức rất giàu từ độ sâu 3000m (hình 16), cho thấy S_2 tăng dần từ rìa vào trung tâm bể, mà cao nhất là ở trung phía Đông mỏ Bạch Hổ.



Hình 15: Sơ đồ phân bố TOC (%) tầng Oligocene dưới + Eocene trên



Hình 16: Sơ đồ phân bố S₂ tầng Oligocene dưới + Eocene trên

3. ĐỘ TRƯỞNG THÀNH CỦA VẬT CHẤT HỮU CƠ

Theo số liệu phân tích nhiệt phân cho thấy VCHC ở tầng Miocene dưới chưa đạt ngưỡng trưởng thành ($R_o < 0.6\%$; $T_{max} < 440^\circ\text{C}$); VCHC ở tầng Oligocene trên đạt đến giai đoạn đầu trưởng thành ($R_o = 0.6 \div 0.8\%$; $T_{max} = 440 \div 446^\circ\text{C}$); chỉ có VCHC ở phần đáy tầng Oligocene trên và tầng Oligocene dưới + Eocene trên đạt tới mức trưởng thành muộn ($R_o = 0.8 \div 1.35\%$; $T_{max} > 460^\circ\text{C}$). Kết quả phân xạ vitrinit được xác định theo độ sâu của các giếng khoan, cho thấy độ trưởng thành VCHC chứa trong đá mẹ tại các lô trong khu vực bể Cửu Long khác nhau.

4. KẾT LUẬN

Qua kết quả xử lý và tổng hợp các tài liệu địa hóa của một số giếng khoan thuộc bể Cửu Long ta có một số nhận xét như sau:

Ở bể Cửu Long có ba tầng được xác định là đá mẹ đó là Miocene dưới, Oligocene trên, Oligocene dưới + Eocene trên, được phân chia bởi các tập cát - sét giữa chúng.

Trầm tích tầng Miocene dưới, chứa VCHC kém phong phú hơn cả, kerogen thuộc kiểu III là chính, có ưu thế sinh condensat và khí. Đá mẹ chưa trưởng thành và được tích lũy trong môi trường lục địa và á lục địa, vì vậy rất đặc trưng môi trường khử yếu.

Trầm tích tầng Oligocene trên, chứa VCHC rất tốt, kerogen thuộc kiểu II, ít kiểu I, III, có ưu thế sinh dầu. Đá mẹ bắt đầu trưởng thành và được tích lũy trong điều kiện môi trường cửa sông vũng vịnh, đặc trưng bằng môi trường khử. Tuy nhiên, phần đáy đã rơi vào pha chủ yếu sinh dầu.

Trầm tích tầng Oligocene dưới + Eocene trên, chứa VCHC tốt, kerogen thuộc kiểu II, ít kiểu I và III có ưu thế sinh dầu. Đá mẹ trưởng thành, ở khu vực sâu hơn 3280m thấy có dấu hiệu đã đạt ở mức trưởng thành muộn ($R_o = 0.8 \div 1.35\%$), ở đới này cường độ sinh dầu mạnh và giải phóng HC ra khỏi đá mẹ, còn phần đáy ở các trũng rơi vào pha khí ẩm và condensat.

Như vậy, ở bể trầm tích Cửu Long cung cấp dầu chủ yếu cho các bể chứa là vật chất hữu cơ thuộc trầm tích Oligocene dưới + Eocene trên và phần đáy Oligocene trên.

SOURCE ROCKS IN CUU LONG BASIN OF VIETNAM'S CONTINENTAL SHELF

Bui Thi Luan

University of Natural Sciences, VNU-HCM

ABSTRACT: *The aim of this work is to describe the source rocks in Cuu long Basin mainly consisting Cenozoic sediments (lower Oligocene + upper Eocene, upper Oligocene and lower Miocene) that are poor to rich in organic matter. The organic carbon (TOC%) in lower Oligocene + upper Eocene source rocks contains mostly kerogen type II, sometimes type I, III is 1.19-2.87%; in upper Oligocene source rocks containing mostly kerogen type II, sometimes type I and III is 1.14-4.0%; and in lower Miocene source rocks contains mostly kerogen type III is 0.64-1.32%. The Oligocene sediments are mostly deposited in lagoonal, estuarial and mixed environment. The depositional environment of the organic matter in the lower Miocene sediments is terrestriy.*

TÀI LIỆU THAM KHẢO

- [1]. B.P.Tissot – D.H.Welte, *Petroleum Formation and Occurrence, A new approach to Oil and Gas Exploration*. Springer-Verlag, Berlin, Heidelberg, New York, (1978).
- [2]. Hoàng Đình Tiến – Nguyễn Thúy Quỳnh, *Điều kiện và cơ chế sinh dầu ở các bể trầm tích Đệ Tam thêm lục địa Việt Nam*. Tuyên Tập Hội Nghị Khoa Học Công Nghệ 2000 “Ngành Dầu Khí trước thềm thế kỷ 21”. Nhà xuất bản Thanh Niên, Hà Nội, (2000).
- [3]. Hoàng Đình Tiến – Nguyễn Thúy Quỳnh, *Đặc điểm địa hóa của các trầm tích thêm lục địa Việt nam*. Tạp chí Dầu khí, số 07, (2003).
- [4]. Hoàng Đình Tiến – Nguyễn Thúy Quỳnh, *Sự biến đổi một số chỉ tiêu địa hóa quan trọng của dầu khí trong quá trình di cư cũng như khai thác*. Tạp Chí Dầu khí số 1, (2005).
- [5]. Hoàng Đình Tiến – Nguyễn Việt Kỳ, *Địa Hóa Dầu Khí*, Nhà xuất bản Đại Học Quốc Gia Thành Phố Hồ Chí Minh, (2003).
- [6]. Hoàng Đình Tiến, Lâm Quang Hải. *Phương pháp trực tiếp xác định các đới sinh dầu khí ở cấu tạo Bạch Hổ bằng sự biến đổi cấu từ hydrocarbon*. Tạp chí Dầu khí, số 1-2006.
- [7]. Nguyễn Quyết Thắng, *Bể Cửu Long: những vấn đề then chốt trong thăm dò dầu khí*. Tuyên tập báo cáo Hội nghị Khoa học Công nghệ: 30 năm Dầu khí Việt Nam: cơ hội mới, thách thức mới, 1, Nxb. Khoa học Kỹ thuật, Hà Nội, (2005).
- [8]. Trần Công Tào, *Quá trình sinh thành hydrocarbon trong trầm tích Đệ Tam ở bể Cửu Long*. Luận án tiến sĩ Địa Chất, Đại học Mỏ Địa Chất, (1996).
- [9]. Tập đoàn dầu khí Việt Nam, *Địa Chất và Tài Nguyên Dầu Khí Việt Nam*. Hội Địa Chất Dầu Khí Việt Nam biên soạn, Nxb. Khoa Học và Kỹ Thuật, tháng 1/2007, (2007).