

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

Bùi Thị Luận

Bộ môn Địa chất Dầu khí & Khoáng sản- Khoa Địa chất

ĐẶC ĐIỂM CHUNG

Bể trầm tích Cửu Long có tọa độ địa lý trong khoảng 9°00' -11°00' vĩ Bắc và 106°30' -109°00' kinh Đông, với diện tích khoảng 56.000 km² bao gồm các lô 01, 02, 09, 15-1, 15-2, 16 và 17. Bồn trũng Cửu Long là một bể trầm tích được xếp vào một trong các bể có tiềm năng dầu khí lớn nhất nước ta đang được khai thác hàng nghìn tấn dầu mỗi năm, mang lại nhiều lợi ích kinh tế cho đất nước.

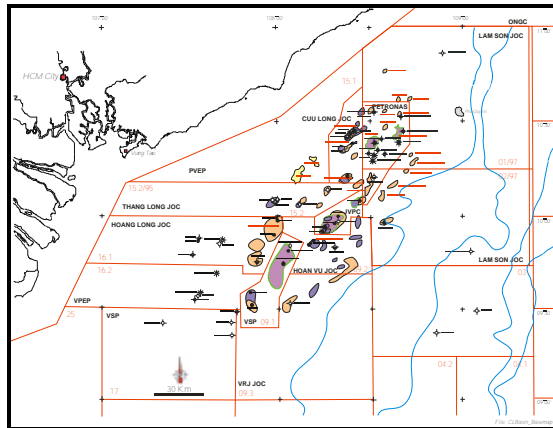
Trong thăm dò và khai thác dầu khí, một trong những mục tiêu quan trọng là đánh giá được điều kiện tích tụ và tiềm năng dầu khí của các cấu tạo, điều đó đòi hỏi phải xác định được chất lượng, thể tích (bề dày và phân bố) của các tầng sinh, chứa và chắn. Bên cạnh công tác nghiên cứu cấu trúc đặc điểm địa chất, khảo sát địa vật lý, thăm dò địa chấn vv... thì việc nghiên cứu, phân tích đặc điểm địa hóa của đá mẹ, cho phép dự đoán sự hiện diện, bản chất, tầm quan trọng và sự phân bố của tầng đá mẹ, giúp cho công tác thăm dò có hiệu quả hơn và giảm thiểu rủi ro.

Đá mẹ trong các trầm tích bể Cửu Long bao gồm: Các tập sét tầng Miocene hạ, các tập sét tầng Oligocene thượng và các tập sét Oligocene hạ.

ĐẶC ĐIỂM ĐỊA HOÁ CÁC TẦNG ĐÁ MẸ

Từ kết quả phân tích địa hóa các giếng khoan (hình 01), tổng hợp số liệu (bảng 1) và lên sơ đồ để có những nhận xét cho từng tầng đá mẹ ở bồn trũng Cửu Long.

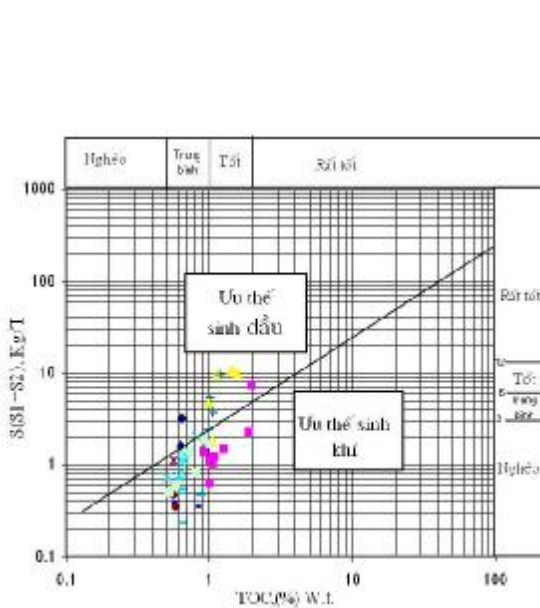
Hình 01: Sơ đồ vị trí giếng khoan bồn trũng Cửu Long



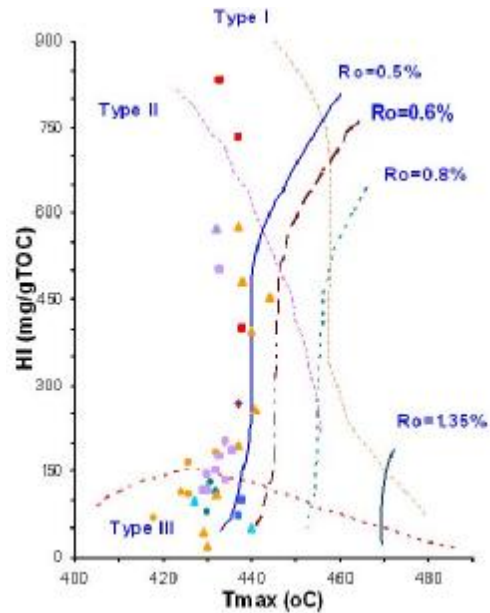
Bảng 1: Các thông số chủ yếu của đá mẹ sinh dầu bồn trũng Cửu Long.

Tầng sinh dầu Chỉ tiêu	Miocene hạ	Oligocene thượng	Oligocene hạ
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	0.5÷0.8	0.57÷1.25
Pr/Ph	2.37÷4.31	1.84÷4.13	1.94÷2.59
Loại kerogen	III/II	II/I, III	II/I, III

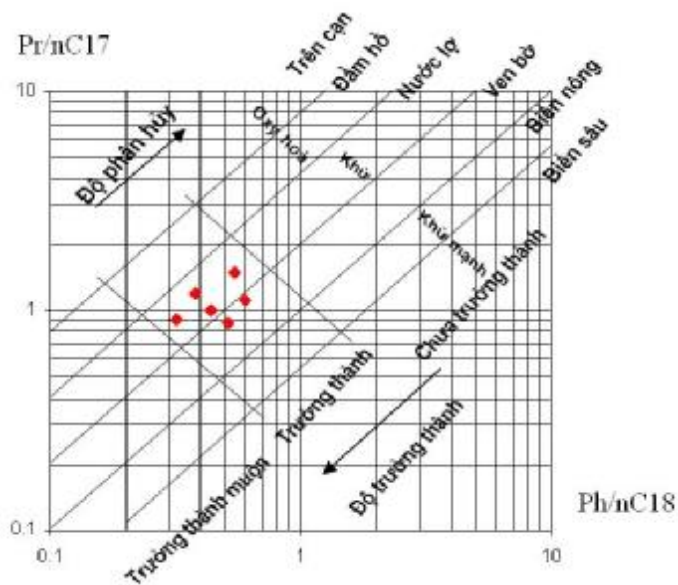
Tầng Miocene hạ: các tập sét nghèo vật chất hữu cơ, cacbon hữu cơ (TOC): 0.64-1.32%), trung bình là 0.94%, vật liệu hữu cơ thuộc loại thực vật bậc cao, kerogen kiểu III, chủ yếu sinh khí và ít dầu (biểu đồ 01). Vật liệu hữu cơ chưa đến ngưỡng trưởng thành ($R_o < 0,6\%$) (biểu đồ 02). Chỉ số HI dao động từ 40.2 – 566, trung bình là 218.2 cho thấy VLHC thuộc loại Kerogen kiểu III m một ít kiểu II, chủ yếu sinh khí và ít dầu. 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: 0.04 – 0.23, Tmax thay đổi từ 422-435°C, vật chất hữu cơ trong đá mẹ chưa trưởng thành, 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 (biểu đồ 03).



Biểu đồ 01: Tiềm năng sinh hydrocarbon của VCHC tầng Miocene hạ

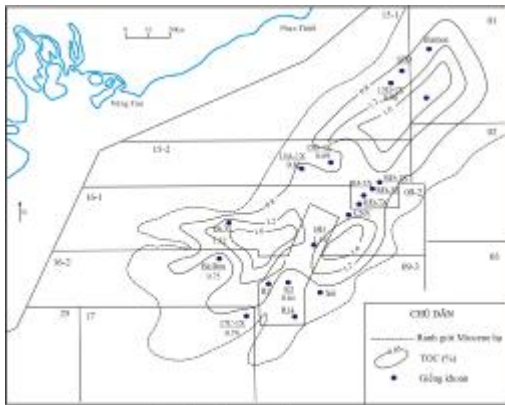


Biểu đồ 02: Đồ thị xác định loại VCHC tầng Miocene hạ

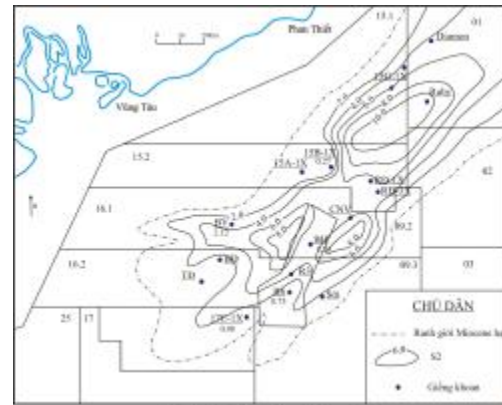


Biểu đồ 03: Đồ thị xác định môi trường tích lũy VCHC tầng Miocene hạ bồn trũng Cửu Long

Dựa trên tài liệu các kết quả phân tích và tài liệu thu thập được, đưa lên sơ đồ phân bố TOC của tầng Miocene hạ (hình 02), ta thấy TOC tập trung ở hai khu vực chính thuộc đới trũng Cửu Long Tây, đới trũng Cửu Long Đông và Đới trũng Cửu Long Bắc.



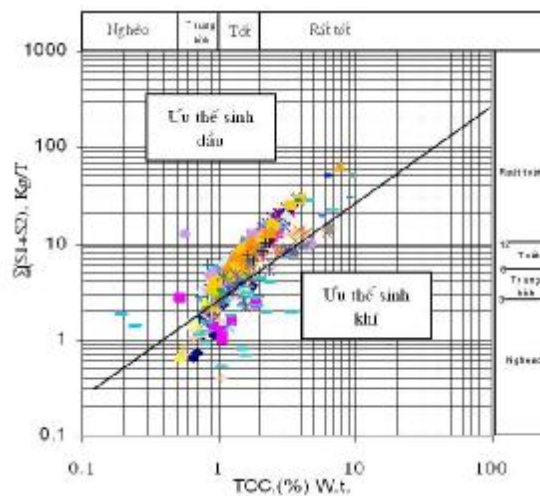
Hình 02. Sơ đồ phân bố TOC (%) tầng Miocene hạ



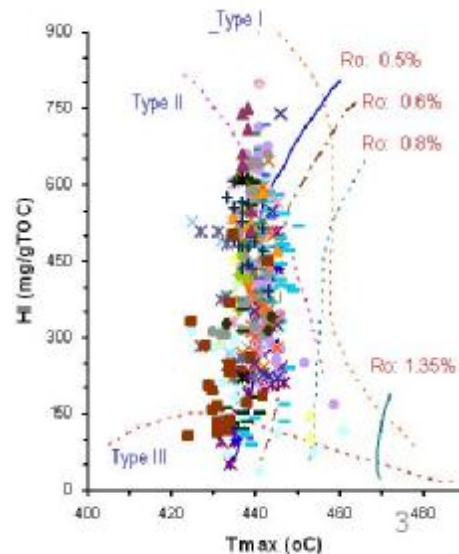
Hình 03. Sơ đồ phân bố S2 tầng Miocene hạ

Trên sơ đồ phân bố lượng HC tiềm năng S2 của tầng Miocene hạ, ta thấy S2 tập trung nhiều ở khu vực đới trũng Cửu Long Tây và đới trũng Cửu Long Bắc (hình 03).

Tầng Oligocene thượng: là các tập sét chứa vật liệu hữu cơ phong phú nhất, 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, bãi bồi mở, vũng vịnh (kerogen kiểu II), một phần nhỏ vật chất hữu cơ có nguồn gốc hồ (kerogen kiểu I); loại thực vật bậc cao (kerogen kiểu III). Vật liệu hữu cơ ở đầu giai đoạn trưởng thành ($R_o=0,6\div 0,8\%$), và cho sinh các vỉa dầu đầu tiên (biểu đồ 04,05).



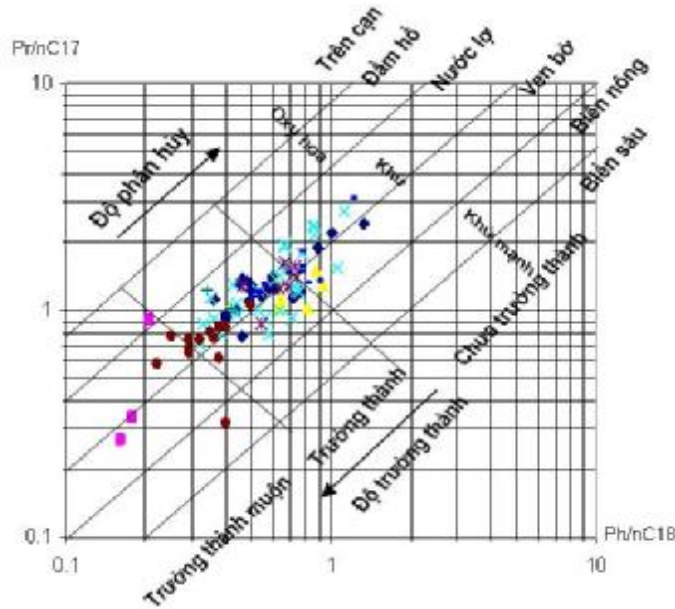
Biểu đồ 04: Tiềm năng sinh hydrocarbon của VCHC tầng Oligocene thượng



Biểu đồ 05: Đồ thị xác định loại kerogen Oligocene thượng

Tổng tiềm năng HC của đá mẹ ($S1 + S2$) thay đổi từ 6.19 – 12.84 kg/T đá mẹ đạt mức rất tốt, PI thay đổi từ 0.03 – 0.21 và thay đổi theo độ sâu tùy thuộc vào từng giếng

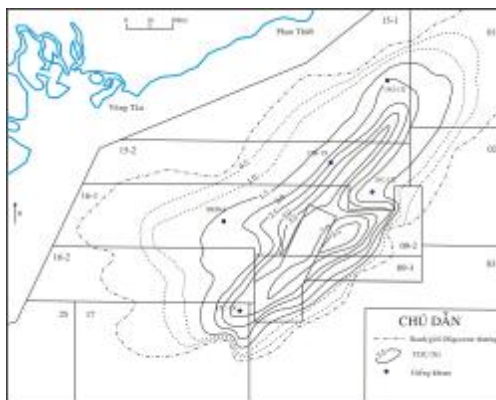
khoan trên phạm vi toàn bồn trũng. Giá trị Tmax thay đổi theo vị trí địa lý và theo độ sâu. Tại khu vực trung tâm bồn, như ở vị trí các giếng khoan của mỏ Rồng, mỏ Bạch Hồ giá trị Tmax đạt trên 440 °C và giá trị Ro $\geq 0.6\%$ cho thấy đá mẹ trưởng thành. Tại giếng khoan Ba Vì giá trị Tmax cũng đạt trên 440 °C cho thấy đá mẹ trưởng thành, tỉ số 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 vùng vịnh (biểu đồ 06)



Biểu đồ 06: Đồ thị xác định môi trường tích lũy VCHC tầng Oligocene thượng bồn trũng Cửu Long

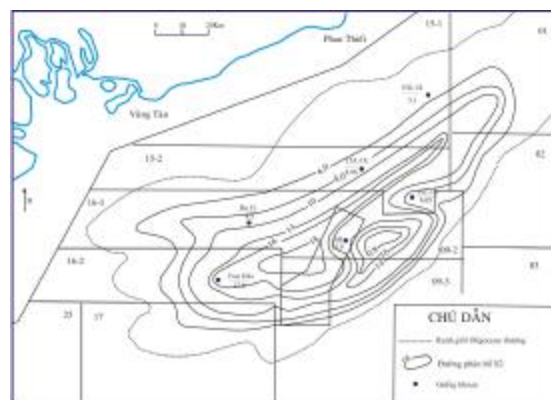
Theo hướng cung cấp vật liệu hữu cơ, ta thấy TOC tập trung ở hai khu vực chính là đới nâng Bạch Hồ - Rồng và đới trũng Cửu Long Bắc, càng vào sâu trung tâm tích tụ, lượng TOC càng cao (hình 04). TOC tập trung ở mức tốt ở độ sâu từ 3000 m trở xuống. Ở khu vực tập trung TOC, hàm lượng TOC đạt được mức rất tốt từ độ sâu 3100 m hoặc 3200 m đến đáy trầm tích Oligocene thượng.

Lượng S2 của tầng đá mẹ tập trung ở trung tâm bồn, kéo dài tới đới trũng Cửu Long Bắc đồng thời ở khu vực là đới nâng Rồng – Bạch Hồ. Lượng S2 đạt mức rất giàu từ độ sâu 3000 m (hình 05).



Sơ đồ phân bố TOC (%) tầng Oligocene thượng

Hình 04. Sơ đồ phân bố TOC (%) tầng Oligocene thượng

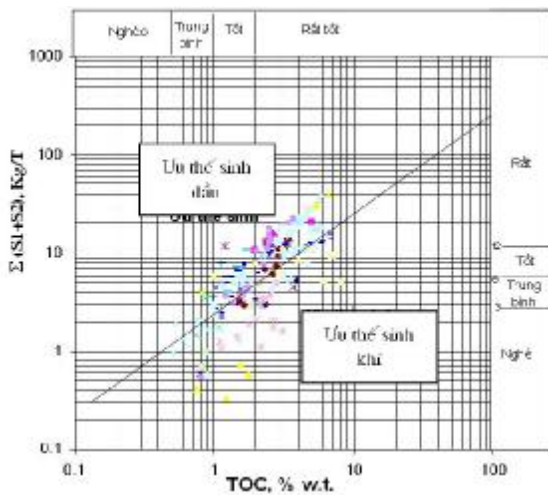


Sơ đồ phân bố S2 tầng Oligocene thượng

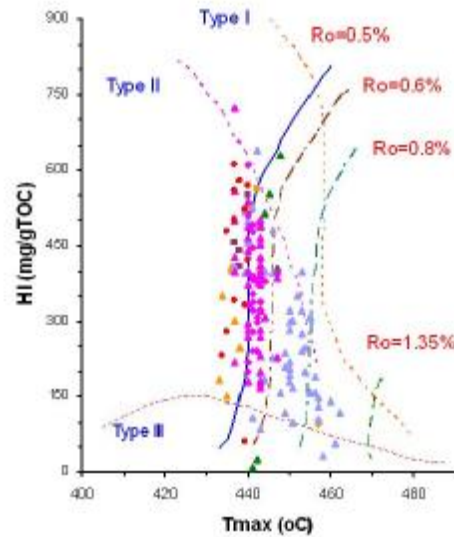
Hình 05. Sơ đồ phân bố S2 tầng Oligocene thượng

Tầng Oligocene hạ: Là những tập sét chứa hàm lượng vật chất hữu cơ thấp hơn tầng Oligocene thượng, 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 và I, rất ít thuộc loại III, có ưu thế sinh dầu là chính (biểu đồ 06,07).

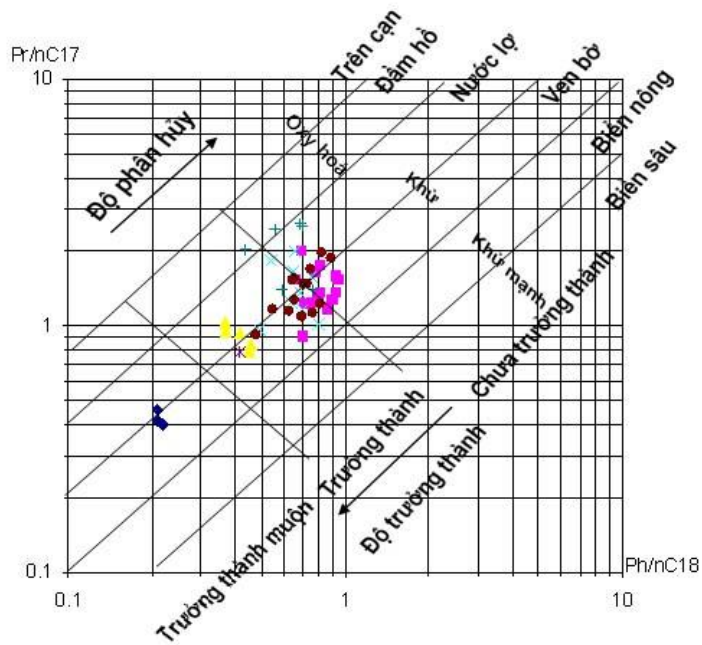
Chỉ số S1 thay đổi từ 0.23 - 0.68 kg/T, trung bình là 0.42 kg/T cho thấy tiềm năng đá mẹ lượng HC tự do (S1) nghèo. Lượng HC tiềm năng của đá mẹ (S2) thay đổi từ 1.53, 12.83kg/T, trung bình là 5.81 kg/T và tổng tiềm năng HC của đá mẹ (S1 + S2) thay đổi từ 2.21 - 13.26kg/T, trung bình là 6.23 kg/T cho thấy đá mẹ có tiềm năng ở mức tốt, PI: 0.03-0.31, Tmax thay đổi từ 440- 467°C, vật chất hữu cơ trong đá mẹ đã trưởng thành, tỉ số Pr/Ph thay đổi từ 1.94- 2.59, trung bình là 2.47, điều kiện môi trường tích lũy trầm tích có tính khử, ở vùng đầm hồ, cửa sông, ven bờ nước lợ (biểu đồ 08).



Biểu đồ 06: Tiềm năng sinh hydrocarbon của tầng Oligocene hạ



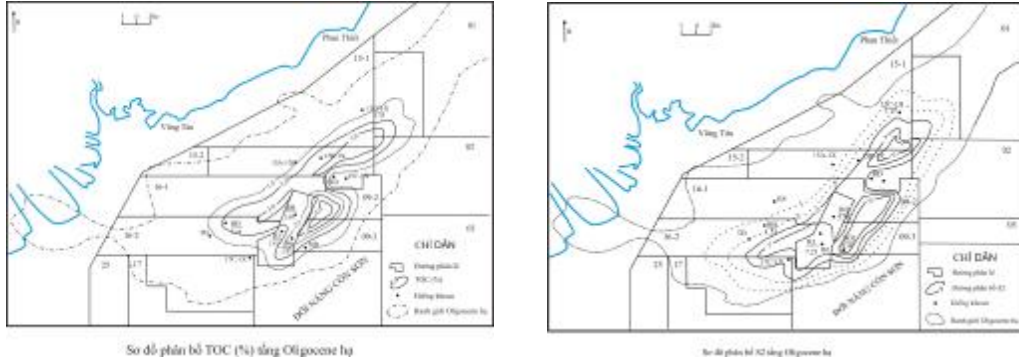
Biểu đồ 07: Đồ thị xác định loại tầng Oligocene hạ



Biểu đồ 08: Đồ thị xác định môi trường tích lũy VCHC tầng Oligocene hạ bồn trũng Cửu Long

Lên sơ đồ ta thấy TOC tập trung ở hai khu vực chính thuộc trung tâm bồn (hình06), càng vào sâu trung tâm bồn, lượng TOC càng cao.

Lượng S2 trong đá mẹ nhìn chung đạt mức rất giàu từ độ sâu 3000m (hình07), cho thấy S2 tăng dần từ rìa vào trung tâm bồn, mà cao nhất là ở trũng phía Đông mỏ Bạch Hồ.

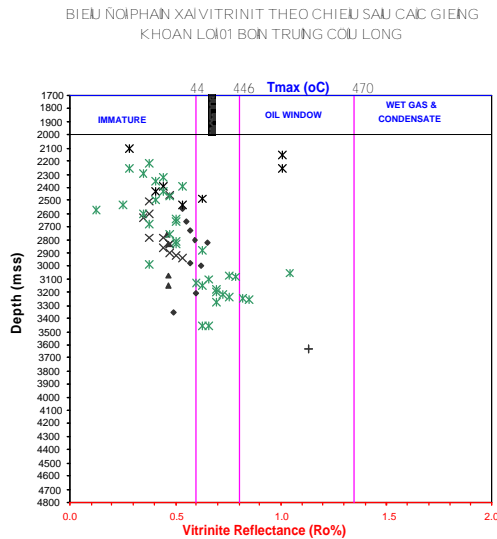


Hình 06. Sơ đồ phân bố TOC(%) tầng Oligocene hạ Hình 07. Sơ đồ phân bố S2 tầng Oligocene hạ

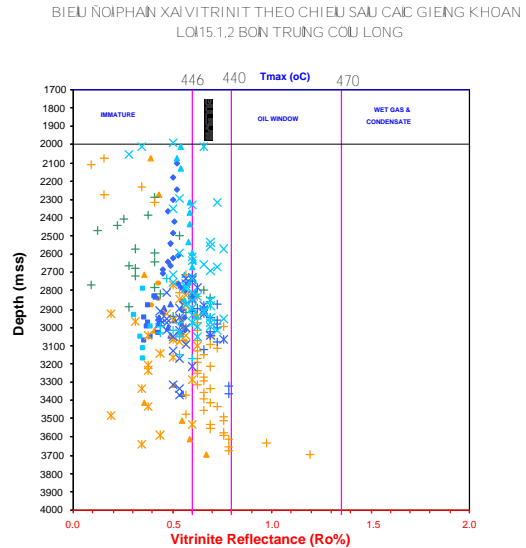
ĐỘ TRƯỞNG THÀNH CỦA VẬT CHẤT HỮU CƠ

Theo số liệu phân tích nhiệt phân cho thấy VCHC ở tầng Miocene hạ chưa đạt ngưỡng trưởng thành ($R_o < 0.6\%$; $T_{max} < 440^\circ\text{C}$); VCHC ở tầng Oligocene thượng 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 thượng và tầng Oligocene hạ đạt tới mức trưởng thành muộn ($R_o = 0.8 \div 1.35\%$; $T_{max} > 460^\circ\text{C}$). Với số liệu thu thập và tổng hợp được, lên biểu đồ theo sự phân xạ vitrinit theo độ sâu của các giếng khoan trong khu vực bồn trũng Cửu Long, sự trưởng thành của đá mẹ tại các lô thể hiện kết quả khác nhau.

Biểu đồ 09 Bi



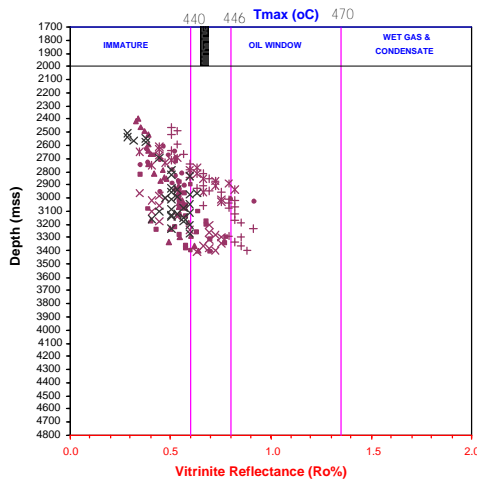
Biểu đồ 10



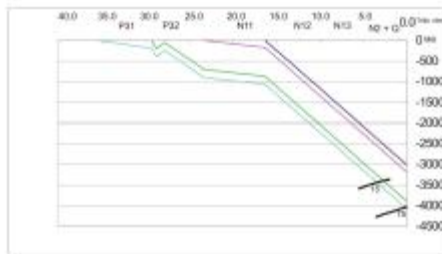
Bi

Biểu đồ 11 Bi

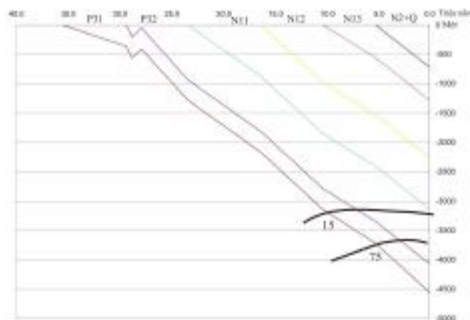
BIỂU ĐỒ PHÂN XAI VITRINIT THEO CHIỀU SAU CÁC GIẾNG KHOAN
LQ16,17 BỜ TRUNG CỎU LONG



Biểu đồ 13: LỊCH SỬ CHỖN VÙNG GIẾNG KHOAN BI 15

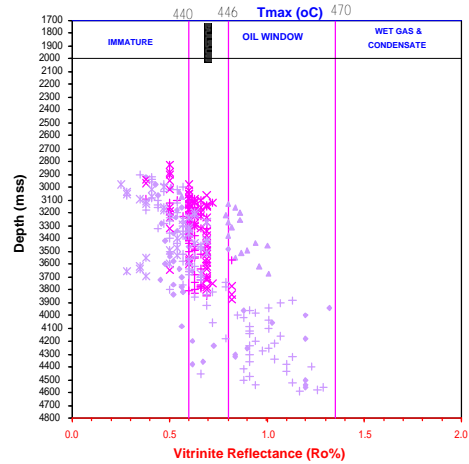


Biểu đồ 14: LỊCH SỬ CHỖN VÙNG GIẾNG KHOAN BI09

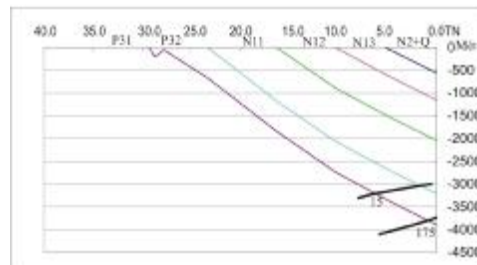


Biểu đồ 12

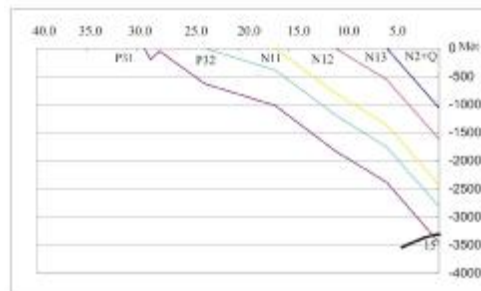
BIỂU ĐỒ PHÂN XAI VITRINIT THEO CHIỀU SAU CÁC GIẾNG KHOAN
LQ09.1,2 BỜ TRUNG CỎU LONG



Biểu đồ 15: LỊCH SỬ CHỖN VÙNG GIẾNG KHOAN BÀ ĐEN



Biểu đồ 16: LỊCH SỬ CHỖN VÙNG GIẾNG KHOAN BA VÌ



Lô 01, kết quả phân tích qua biểu đồ cho thấy, phần lớn số mẫu ở độ sâu nông vẫn chưa trưởng thành, chỉ một số mẫu đã trưởng thành và rất ít mẫu đạt đến ngưỡng cửa sổ tạo dầu (biểu đồ 09).

Lô 15.1,2, số lượng giếng khoan phân tích địa hoá nhiều hơn, kết quả cho thấy đá mẹ trưởng thành bắt đầu từ độ sâu >2300m, càng xu ống sâu phần lớn số mẫu đã trưởng thành tăng lên và một ít mẫu đạt đến ngưỡng cửa sổ tạo dầu (biểu đồ 10).

Lô 09.1,2, phần lớn các mẫu cho kết quả đá mẹ trưởng thành bắt đầu từ độ sâu >2900m, càng xuống sâu số lượng mẫu đạt đến ngưỡng cửa sổ tạo dầu tăng lên (biểu đồ 11).

Lô 16,17, một số mẫu ở độ sâu nông vẫn chưa trưởng thành, các mẫu trưởng thành bắt đầu từ độ sâu >2700m, càng xuống sâu số lượng mẫu đạt đến ngưỡng cửa sổ tạo dầu tăng lên (biểu đồ 12).

Khi nghiên cứu chỉ tiêu thời nhiệt (TTI) của một số giếng khoan cho thấy các tầng đá mẹ đạt tới pha chủ yếu sinh dầu vào Miocene giữa, nhưng cường độ sinh dầu mạnh và giải phóng chúng ra khỏi đá mẹ chỉ xảy ra vào Miocene muộn, Pliocene và Đệ Tứ (biểu đồ 13,14,15,16).

KẾT LUẬN

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

Ở bồn trũng Cửu Long có ba tầng được xác định là đá mẹ đó là Miocene hạ, Oligocene thượng, Oligocene hạ.

Tầng Miocene hạ VCHC kém phong phú hơn cả. Kerogen thuộc kiểu III là chính, có ưu thế sinh condensat và khí. Vật chất hữu cơ chưa trưởng thành và được tích lũy trong môi trường nước lợ, khử yếu.

Tầng Oligocene thượng có chất lượng VCHC tốt hơn cả, Kerogen thuộc kiểu I và kiểu II, ít kiểu III. Có ưu thế sinh dầu. Đá mẹ chứa vật chất hữu cơ bắt đầu trưởng thành và được tích lũy trong điều kiện môi trường cửa sông vũng vịnh, khử.

Tầng Oligocene hạ đá mẹ trưởng thành, ở khu vực sâu hơn 3280m thấy có dấu hiệu đá đạt ở mức trưởng thành cao (trưởng thành muộn) ($R_o=0,8 \div 1,35\%$) ở đới này cường độ sinh dầu mạnh và giải phóng chúng ra khỏi đá mẹ, đặc biệt đới với các cấu tử trung bình và nặng.

Chỉ tiêu thời nhiệt (TTI) của một số giếng khoan cho thấy các tầng đá mẹ đạt tới pha chủ yếu sinh dầu vào Miocene giữa, nhưng cường độ sinh dầu mạnh và giải phóng chúng ra khỏi đá mẹ chỉ xảy ra vào Miocene muộn, Pliocene và Đệ Tứ.

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 hạ và phần đáy Oligocene thượng.

Tài liệu tham khảo

B.Tissot & Welte. *Formation and Occurrence Petroleum*. Springer-Verlag-Berlin Heidelberg, New York, 1978.

Hoàng Đình Tiên và nnk. *Đặc điểm địa hóa đá mẹ Kainozoi bể Cửu Long*- Tạp chí dầu khí số 7-2004.

Hoàng Đình Tiên, Lâm Quang Hải. *Phương pháp trực tiếp xác định các đới sinh dầu khí ở cấu tạo Bạch Hổ bằng sự biến đổi cấu tử hydrocarbon*, Tạp chí dầu khí, số 1-2006

Hoàng Đình Tiên, Nguyễn Việt Kỳ. *Địa hóa dầu khí*, NXB Đại học Quốc Gia TP.HCM, 2003.

Trần Công Tào. *Quá trình sinh thành Hydrocarbon trong trầm tích Đệ Tam ở bể Cửu Long*. Luận án Phó tiến sĩ Khoa học Địa lý - Địa chất- Hà Nội, 1996.

Tài liệu lưu trữ Viện Dầu Khí và các tài liệu công bố của các công ty dầu khí.