

ĐẶC ĐIỂM ĐỊA HÓA CỦA THAN VÀ SÉT THAN TRONG TRẦM TÍCH OLIGOCENE KHU VỰC LÔ 06, 07, 12 BỂ NAM CÔN SƠN

ThS. Lê Hoài Nga, KS. Phí Ngọc Đông, ThS. Nguyễn Thị Bích Hạnh
 ThS. Nguyễn Thị Thanh, ThS. Hà Thu Hương
 ThS. Nguyễn Trung Quân, ThS. Phạm Thị Diệu Huyền
 Viện Dầu khí Việt Nam
 Email: ngalh@vpi.pvn.vn

Tóm tắt

Trầm tích chứa than và sét than Oligocene khu vực Lô 06, 07, 12 bể Nam Côn Sơn là tầng sinh dầu khí chính. Tổng hàm lượng carbon hữu cơ trung bình dao động từ 4,9 - 69,11% khối lượng. Tiềm năng sinh còn lại (S2) dao động từ 6,39 - 183,6mg/g. Chỉ số hydrogen của các mẫu than và sét than chủ yếu > 200mg/g. Than và sét than chứa chủ yếu là kerogen loại III (vitrinite maceral) và hỗn hợp của loại III - II (vitrinite và liptinite maceral có nguồn gốc từ nhựa, sáp, bào tử của thực vật. Vật chất hữu cơ khu vực trung trung tâm bể Nam Côn Sơn (Lô 06) đã vào giai đoạn tạo khí khô, trong khi tại Lô 07, 12 mới bước vào giai đoạn đầu của quá trình tạo dầu. Mẫu dầu ở giếng khoan 07-CRD-1X có nhiều biểu hiện giống với đá mẹ than và sét than Oligocene trong giếng.

Từ khóa: Maceral, than, vitrinite, huminite, liptinite, inertinite.

1. Giới thiệu

Bể trầm tích Nam Côn Sơn nằm ở phía Đông Nam thềm lục địa Việt Nam. Đối tượng sinh dầu khí chính ở bể Nam Côn Sơn là trầm tích Oligocene và Miocene dưới. Các giếng khoan tại khu vực phía Đông gặp than và sét than với mật độ và độ dày khác nhau. Việc nghiên cứu đặc điểm địa hóa của than và sét than trong trầm tích Oligocene khu vực các Lô 06, 07 và 12 bể Nam Côn Sơn giúp đưa ra cái nhìn tổng thể về đặc điểm - chất lượng của vật chất hữu cơ, cổ môi trường và khả năng sinh hydrocarbon của than/sét than trong khu vực nghiên cứu theo hướng tiếp cận mới, phục vụ cho công tác khai thác hiệu quả tài nguyên thiên nhiên.

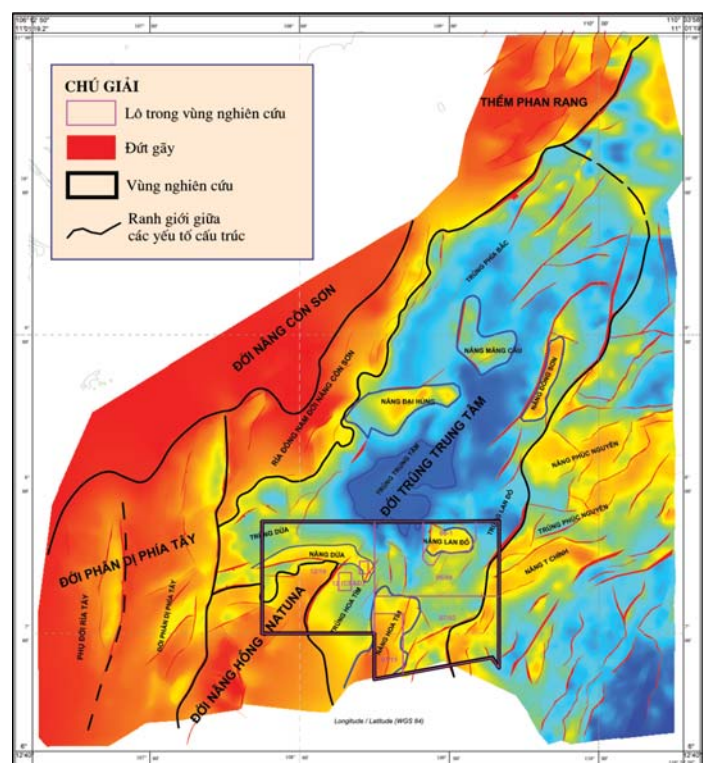
Bể Nam Côn Sơn là bể rift tách giãn điển hình nằm trên vỏ lục địa với các đá có thành phần và tuổi khác nhau trên thềm lục địa Việt Nam [2]. Bể được hình thành và phát triển vào đầu Đệ Tam cùng với một loạt các bể khác trong khu vực Đông Nam Á.

Trầm tích Oligocene - hệ tầng Cau (Hình 2) phủ bất chỉnh hợp trên móng trước Cenozoic: Phần dưới cùng gặp nhiều cát kết từ hạt mịn đến thô, đôi khi rất thô hoặc sạn kết, cát kết chứa cuội, sạn và cuội kết (giếng khoan 06-A-1X; 06-HDB-1X); phần giữa thành phần mịn chiếm ưu thế, bao gồm các tập sét phân lớp dày đến dạng khối màu xám sẫm tới xám tro, xám đen xen kẽ ít bột kết, cát kết hạt từ mịn đến thô màu sáng, xám sẫm đôi khi phớt nâu đỏ hoặc tím đỏ, khá giàu vôi và vật chất hữu cơ cùng các lớp sét chứa than và than; phần trên cùng gồm xen kẽ cát kết hạt nhỏ

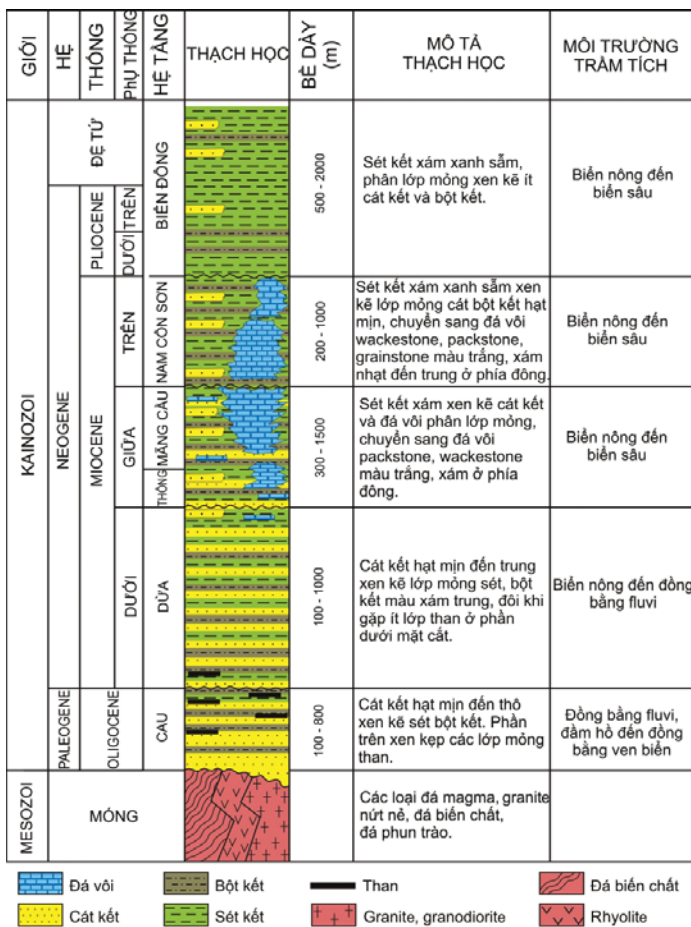
đến trung màu xám tro, xám sáng đôi chỗ có chứa glauconite, foram (giếng khoan 12-DUA-1X) và bột kết, sét kết màu xám tro đến xám xanh hoặc nâu đỏ.

Các chỉ tiêu địa hóa cơ bản của mẫu như TOC, S1, S2... được phân tích trên hệ thống máy nhiệt phân Rock Eval 6.

Mẫu than được chuẩn bị theo tiêu chuẩn ISO 7404-2 (chuẩn bị mẫu than cho phân tích dưới kính hiển vi bằng ánh



Hình 1. Sơ đồ vị trí vùng nghiên cứu trên bình đồ cấu trúc bể Nam Côn Sơn



Hình 2. Cột địa tầng tổng hợp khu vực nghiên cứu

sáng phản xạ). Mẫu sét, sét than hoặc than được nghiền nhỏ đến kích thước < 1mm rồi đúc trong nhựa có pha với một tỷ lệ nhất định chất đóng rắn. Phôi mẫu đúc nhựa sau khi được mài bóng tiến hành phân tích thành phần maceral trên hệ thống kính Leica DMR sử dụng ánh sáng phản xạ trắng và ánh sáng huỳnh quang. Nhân than (mức độ trưởng thành của mẫu) được xác định bằng cách đo độ phản xạ của mảnh vitrinite; giá trị độ phản xạ vitrinite (%Ro) của mẫu là giá trị phổ biến nhất trong tối thiểu 250 điểm đếm trên mỗi mẫu.

2. Kết quả và thảo luận

2.1. Đặc điểm địa hóa hữu cơ

Nhìn chung, các mẫu sét trong trầm tích Oligocene tại các giếng khoan nghiên cứu có tổng hàm lượng vật chất hữu cơ (TOC) cao, giá trị trung bình dao động từ khoảng 1,08% khối lượng (giếng khoan 07-CRD-1X) đến 4,93% khối lượng (giếng khoan 12-A-1X); tiềm năng sinh còn lại (S2) dao động từ 1,36mg/g (giếng khoan 12-DUA-1X) đến 12,26mg/g (giếng khoan 12E-CS-1X). Chỉ số hydrogen (HI) của các mẫu trong giếng khoan 12-A-1X và 12-DUA-1X rất thấp (<100mg/g); trong khi các mẫu ở giếng khoan 12E-CS-1X, 07-CRD-1X và 06-LT-1RX dao động trong khoảng 246 - 418mg/g.

Tổng hàm lượng vật chất hữu cơ của mẫu than và sét than tại các giếng khoan trong khu vực nghiên cứu dao động từ 4,9% khối lượng (sét than trong giếng khoan 12-A-1X) đến 69,11% khối lượng (than trong giếng khoan 12E-CS-1X). Tiềm năng sinh còn lại (S2) dao động từ 6,39mg/g (sét than trong giếng khoan 12-A-1X) đến 183,6mg/g (than trong giếng khoan 12E-CS-1X). Chỉ số hydrogen trung bình dao động trong khoảng 130 - 280mg/g.

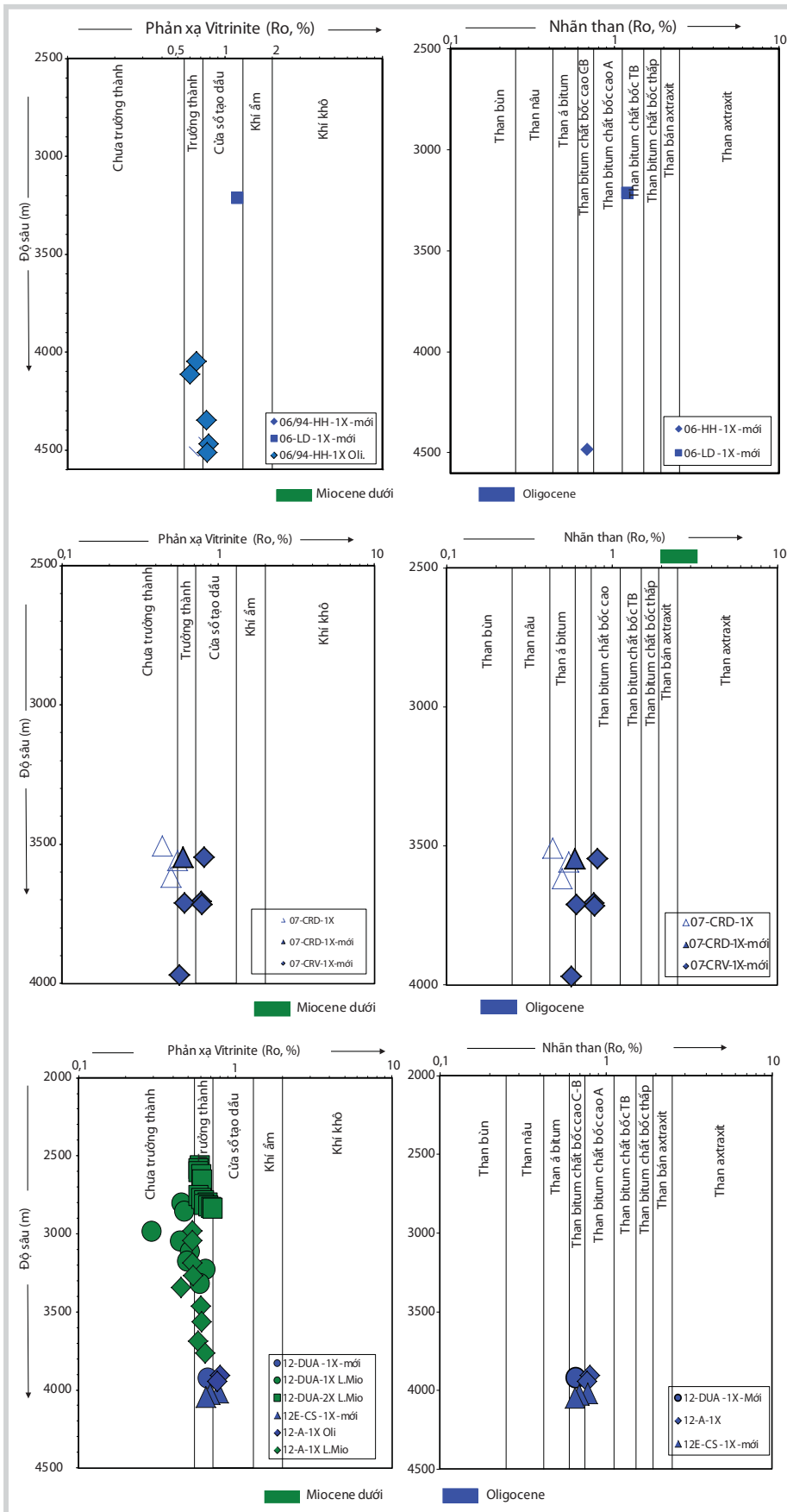
Tmax của các mẫu khu vực Lô 12 và Lô 06 đều có giá trị lớn hơn 440°C tương đương với ngưỡng bắt đầu vào giai đoạn sinh dầu mạnh, một số mẫu có nhiệt độ > 460°C - ngưỡng bắt đầu vào giai đoạn tạo khí ẩm và condensate. Các mẫu khu vực giếng khoan 07-CRD-1X và các giếng khoan khu vực Lô 06/94 có mức nhiệt Tmax thấp hơn, chủ yếu ở khoảng 430 - 435°C, tương đương với mức độ chớm trưởng thành đến trưởng thành thấp.

Hàm lượng chất chiết được trong than ở giếng khoan 07-CRD-1X rất cao, dao động từ 34.090 - 73.560ppm. Trong đó, hợp phần hydrocarbon no và thơm chiếm từ 20,54 - 38,32%; hợp phần phân cực chiếm khoảng 61,68 - 79,46%. Các mẫu chất chiết từ than tại các giếng khoan khu vực Lô 12 có hàm lượng thấp hơn rất nhiều, tổng lượng chất chiết dao động từ 1.716 - 5.174ppm. Trong đó, hợp phần hydrocarbon no chiếm 21,34 - 38,83%, hợp phần hydrocarbon phân cực chiếm 61,17 - 78,14%, do mức độ trưởng thành/mức độ chuyển hóa vật chất hữu cơ của các mẫu than khu vực xung quanh giếng khoan 07-CRD-1X thấp hơn so với các mẫu than khu vực Lô 12.

2.2. Đặc điểm thạch học hữu cơ

- Độ phản xạ vitrinite

Hình 3 thể hiện mức độ trưởng thành của vật chất hữu cơ trong trầm tích và nhân than trong các giếng khoan khu vực nghiên cứu. Theo tài liệu độ phản xạ vitrinite, mẫu trong các giếng khoan chủ yếu đều đã trưởng thành và bước vào giai đoạn đầu của quá trình sinh dầu chính, mẫu ở khu vực Lô 07 có độ trưởng thành thấp hơn không nhiều. Chỉ có mẫu khu vực Lô 06 (giếng khoan 06-LT-1RX) đã đạt đến giai đoạn tạo khí ẩm và khí condensate. Nhân than tương ứng là than bitum chất bốc cao. Mức độ trưởng thành theo tài liệu vitrinite có sự không tương đồng với giá trị Tmax ở một số giếng.



Hình 3. Nhân than/mức độ trưởng thành của vật chất hữu cơ trong mẫu vụn của các giếng khoan khu vực nghiên cứu theo tài liệu vitrinite

- Thành phần maceral: Không có sự tương đồng về đặc điểm của các thành phần maceral trong mẫu than và sét than ở mỗi lỗ nghiên cứu.

+ Khu vực Lô 06-1 và 06-94:

Thành phần vitrinite trong than và sét than các giếng khoan tại Lô 06-1 và 06/94 chiếm trên 80%. Đặc biệt, than ở giếng khoan 06-LD-1X chứa đến trên 95% vitrinite, inertinite chiếm tỷ lệ rất ít và gần như không có liptinite (Hình 4). Hiện tượng này do mức độ biến chất của than đã đạt tới ngưỡng than bitum chất bốc trung bình (~1%Ro), các thành phần nhóm liptinite trong than gần như đã chuyển hóa toàn bộ thành dầu - khí để chuyển thành dạng inert kerogen.

Maceral nhóm vitrinite trong than và sét than tại khu vực Lô 06 bao gồm cả dạng có cấu trúc và dạng phi cấu trúc, mức độ bảo tồn cấu trúc trung bình đến tốt (Hình 5). Thành phần inertinite chủ yếu là các thể funginite đa bào giống *Sclerotites brandonianus* (Hình 5). Đây là dạng đặc trưng của bào tử nấm phát triển trong môi trường ẩm, lạnh. Để có thể phát triển trong điều kiện môi trường này, các dạng bào tử nấm sản sinh ra nhiều hạnh nấm (sclerotia) để chống lại sự ảnh hưởng của các tác nhân trên, từ đó tạo nên một thể nấm lớn với rất nhiều ô hình tròn hay elip trong nhân [9].

Tỷ lệ liptinite trong mẫu than giếng khoan 06-LT-1X khoảng 7,8%, chủ yếu là các mảnh bitum và ít sporinite dạng đơn thể nhỏ cùng cutinite. Mức độ bảo tồn của loại maceral này khá tốt; mức độ phát quang trung bình đến yếu.

Không thấy có sự tương đồng về tỷ lệ và loại liptinite maceral trong các mẫu sét than ở cả 3 giếng khoan. Mẫu sét than ở giếng khoan 06-LD-1X (độ sâu 3.204 - 3.210m) chứa 6,8% fluorinite - loại maceral chỉ thị cho thực vật họ lá kim giàu chất béo, nhựa và sáp [9]. Các giống thực vật này có thể là nguồn sinh ra một lượng lớn bitum trong mẫu sét than độ sâu 3.225 - 3.228m trong giếng. Lượng bitum trong mẫu sét than giếng khoan 06-LT-1RX ít hơn so với mẫu trong hai giếng khoan còn lại.

+ Khu vực Lô 07

Thành phần maceral nhóm vitrinite chiếm trên 60% trong các mẫu với thành phần gồm cả các maceral nhóm có cấu trúc và nhóm phi cấu trúc. Hình thái cấu trúc của các dạng maceral trên còn được bảo tồn khá rõ do mức độ biến đổi nhiệt của mẫu chưa cao.

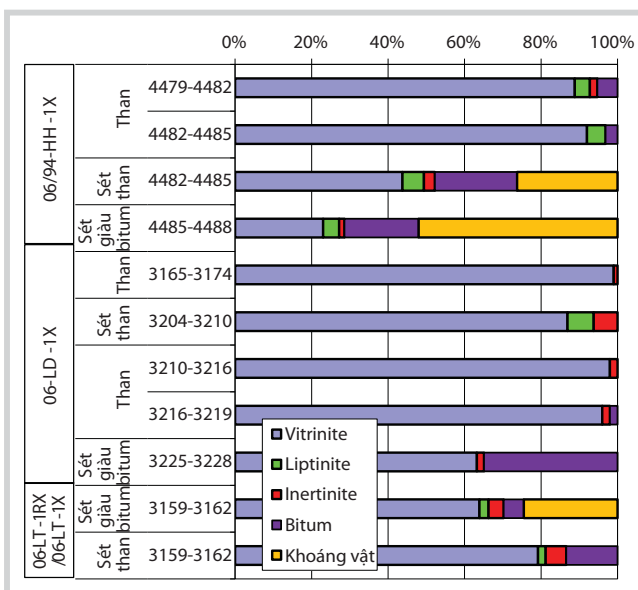
Thành phần inertinite trong mẫu ở giếng khoan 07-CRD-1X và 07-CRV-1X gồm: fusinite, funginite và một ít mảnh vụn (Hình 7). Funginite ở mẫu khu vực này gồm cả dạng đơn bào (phát triển mạnh trong môi trường ẩm - nóng) và dạng đa bào (phát triển mạnh trong môi trường lạnh hơn). Điều này cho thấy có sự khác biệt về điều kiện nhiệt độ (ấm hơn) giữa khu vực xung quanh 2 giếng khoan Lô 07/03 với các vùng khác trong phạm vi nghiên cứu.

Sự khác biệt về điều kiện khí hậu dẫn đến sự khác biệt của hệ sinh thái thực vật trong đầm lầy tạo than thể hiện khá rõ ràng trên đặc tính quang học của maceral nhóm liptinite trong than khu vực Lô 07/03. Thành phần liptinite trong các mẫu than nghiên cứu rất phong phú về chủng loại, từ thành phần nhựa - sáp - chất béo của thực vật bậc

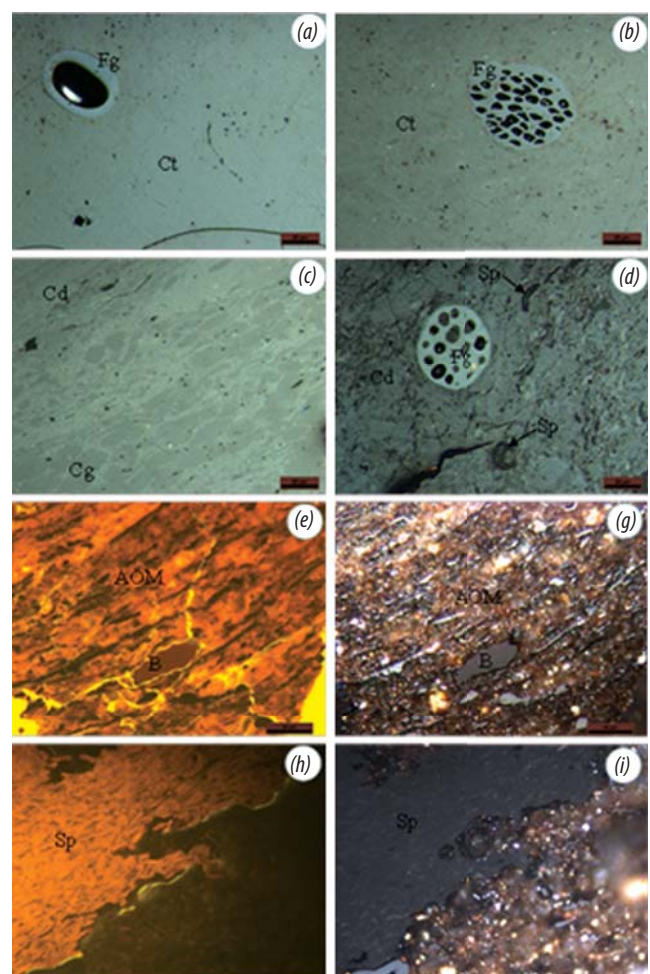
cao như resinite, cutinite, sporinite, suberinite, fluorinite đến maceral thứ sinh như exudatinite (Hình 7).

+ Khu vực Lô 12 và 12E

Mẫu phân tích khu vực Lô 12 được thu thập từ 3 giếng khoan 12-A-1X, 12-DUA-1X và 12E-CS-1X (Hình 7). Than tại giếng khoan 12E-CS-1X màu đen, cứng, chắc, vỡ dạng khối, vết vỡ tươi rất nhẵn, ánh mờ. Thành phần maceral nhóm vitrinite chiếm tỷ lệ lớn nhất, lên đến 80 - 90%. Thành phần telovitrinite - nhóm maceral có cấu trúc chiếm 47,4 - 75,6% trong các mẫu phân tích (Hình 9c, d). Liptinite chiếm tỷ phần không lớn, chủ yếu là sporinite,



Hình 4. Thành phần maceral trong một số giếng khoan khu vực Lô 06-1 và 06-94

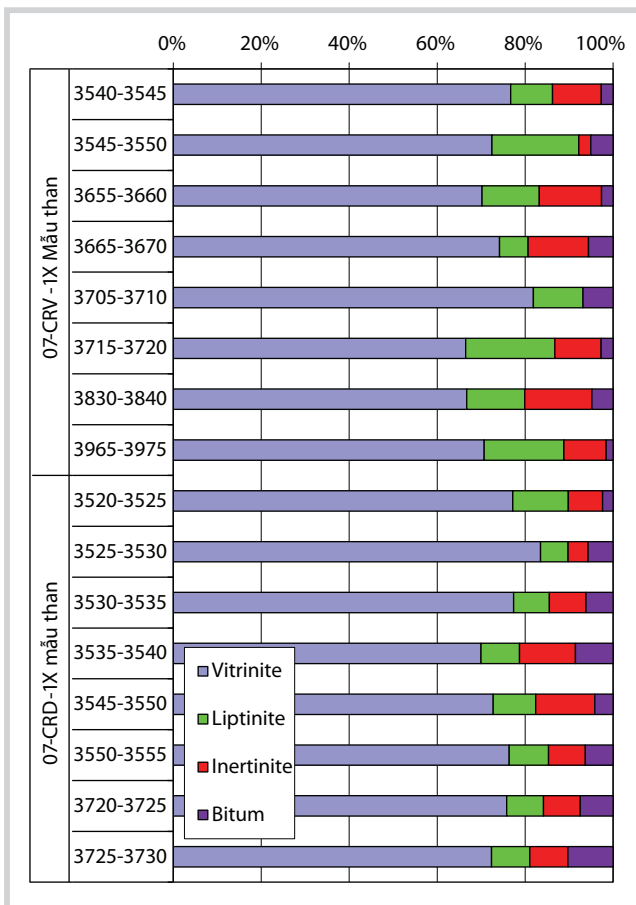


Hình 5. Thành phần maceral trong than và sét than khu vực Lô 06-1 và 06-94 chụp dưới ánh sáng trắng phân xạ (a, b, c, d, g, i) và chụp dưới ánh sáng huỳnh quang phân xạ (e, h) trong dầu nhúng, độ phóng đại 50 lần. Funginite (Fg) trên nền Collotelinite (Ct) độ đồng nhất khác nhau trong mẫu than humic độ sâu 3.204 - 3.210m và 3.225 - 3.228m giếng khoan 06-LD-1X (a, b). Corpogelinite (Cg) phân bố cộng sinh với Collodetrinite (Cd) trong mẫu than humic độ sâu 3.159 - 3.162m giếng khoan 06-LT-1X (c). Funginite (Fg) và Sporinite (Sp) phân bố trên nền Collodetrinite (Cd) trong than humic độ sâu 3.159 - 3.162m giếng khoan 06-LT-1RX (d). Các mảnh vụn vitrinite, inertodetrinite và bitum (B) trên nền vật chất hữu cơ vô định hình có khả năng phát quang trong mẫu sét than độ sâu 4.485 - 4.488m giếng khoan 06-94-HH-1X (e, g). Sporinite (Sp) phân bố thành đám dày đặc trên nền vật chất hữu cơ vô định hình có khả năng phát quang trong mẫu sét than độ sâu 4.485 - 4.488m giếng khoan 06-94-HH-1X (h, i)

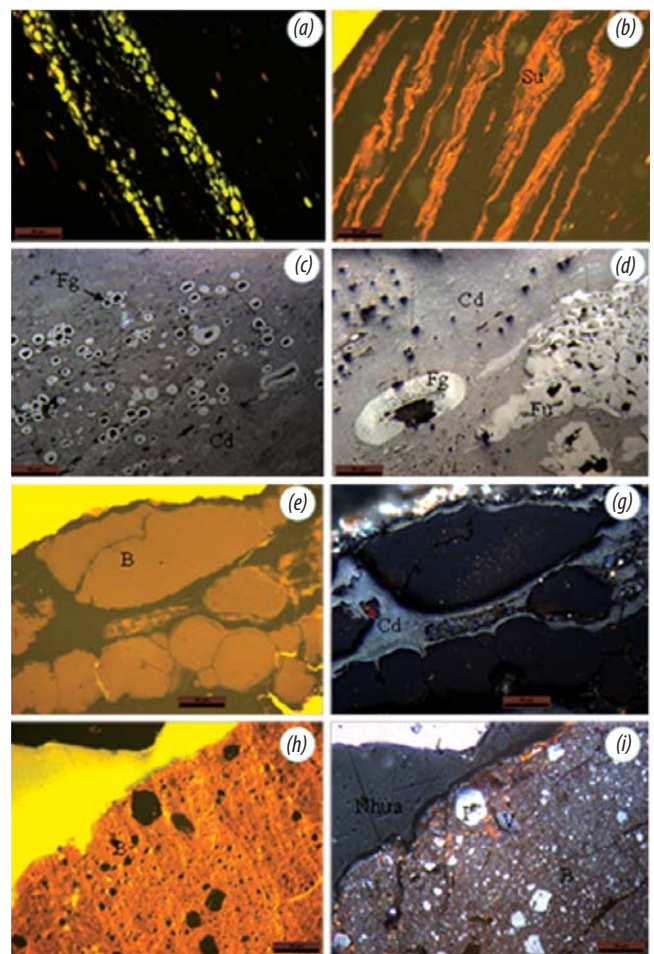
cutinite và resinite. Sporinite có hình thái hoàn toàn khác với sporinite trong các mẫu than khác (Hình 9e, g). Dưới ánh sáng huỳnh quang, chúng phát quang màu vàng cam rất rõ nét. Bitum trong mẫu chiếm tỷ lệ từ 2,4 - 9% gồm 2 dạng: dạng phát quang màu vàng cam đậm và dạng phát quang yếu màu vàng nâu. Inertinite trong mẫu gồm 2 loại chính: funginite (dạng đa bào chiếm đa số) và fusinite. Theo phân loại, than tại giếng khoan 12E-CS-1X thuộc loại than humic điển hình.

Thành phần vitrinite nhóm có cấu trúc (telovitrinite) chiếm tỷ lệ lớn trong mẫu than ở độ sâu 3.939 - 3.942m tại giếng khoan 12-A-1X. Trong khi đó, mẫu than ở độ sâu 3.927 - 3.930m có thành phần vitrinite phụ nhóm detro- và telo- tương đương. Điều này cho thấy có sự thay đổi hệ sinh thái thực vật tạo than từ nhóm thực vật thân gỗ thượng đẳng là chính (mẫu than độ sâu 3.939 - 3.942m) sang hệ sinh thái phát triển cả cây thân gỗ và cây bụi nhỏ (mẫu than độ sâu 3.927 - 3.930m). Thành phần liptinite trong mẫu than ở độ sâu 3.927 - 3.930m lên đến 11%, chủ yếu là sporinite, resinite và các mảnh vụn của alginite. Các loại maceral này phân bố cộng sinh hỗn độn với các loại maceral khác và được gắn kết lại bằng xi măng keo humic

hoặc các vật chất hữu cơ vô định hình có khả năng phát quang. Hình thái phân bố của liptinite trong mẫu (Hình 9a, b) là dạng phân bố rất điển hình của than sapropelic đã được công bố trong nhiều công trình nghiên cứu trên thế giới. Than sapropelic có tiềm năng sinh dầu rất tốt, thường được thành tạo trong môi trường đầm lầy/hồ có độ ngập nước thường xuyên; có thành phần liptinite gồm cả dạng có nguồn gốc từ thực vật bậc cao (resinite, sporinite) và từ tảo (alginite). Theo phân loại của A.C.Cook và N.R.Sherwood, mẫu than này được xếp vào dạng than hỗn hợp cannel-boghead (tương tự mẫu than ở Hoàn Bô - Quảng Ninh) [1, 3, 4].



Hình 6. Thành phần maceral trong một số giếng khoan khu vực Lô 07/03



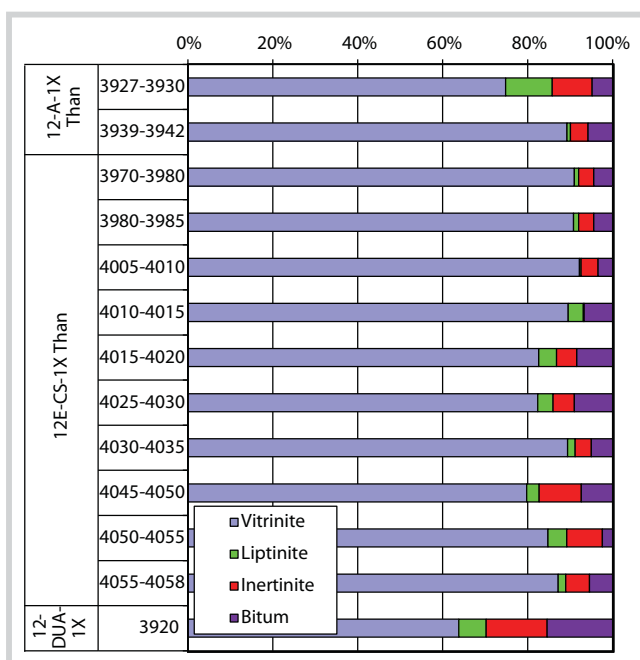
Hình 7. Thành phần maceral trong than và sét than khu vực Lô 07 chụp dưới ánh sáng trắng phân xạ (c, d, g, i) và ánh sáng huỳnh quang phân xạ (a, b, e, h) trong dầu nhúng, độ phóng đại 50 lần. Fluorinite (F) màu phát quang vàng xanh đặc trưng và độ nổi âm trong mẫu than humic độ sâu 3.550 - 3.555m giếng khoan 07-CRD-1X (a). Suberinite (Su) phát quang rõ nét phân bố trên nền Collodetrinite (Cd) trong mẫu than humic độ sâu 3.540 - 3.545m giếng khoan 07-CRV-1X (b). Funginite (Fg) dạng đơn bào, mức độ bảo tồn tốt, độ nổi cao trên nền Collodetrinite (Cd) và Collodetrinite (Cd) trong mẫu than humic độ sâu 3.520 - 3.525m và 3.530 - 3.535m giếng khoan 07-CRD-1X (c). Funginite (Fg) dạng đa bào và Fusinite (Fu) trên nền Collodetrinite (Cd) trong mẫu than humic độ sâu 3.530 - 3.535m giếng khoan 07-CRD-1X (d). Bitum (B) phát quang yếu trong mẫu than humic độ sâu 3.710 - 3.715m giếng khoan 07-CRV-1X (e, g). Các mảnh vụn maceral trôi nổi trên nền bitum (B) mức độ phát quang khác nhau than humic độ sâu 3.710 - 3.715m giếng khoan 07-CRV-1X (h, i)

Tỷ lệ các loại maceral trong mẫu than ở độ sâu 3.920m tại giếng khoan 12-DUA-1X tương tự mẫu than sapropelic ở giếng khoan 12-A-1X (giếng khoan 12-DUA-1X cách giếng khoan 12-A-1X khoảng 2,8km), tuy nhiên chỉ quan sát thấy vài mảnh có dạng phân bố đặc trưng như đã nêu trên. Thành phần vitrinite nhóm có cấu trúc bảo tồn khá tốt, độ đồng nhất cao, phản xạ mạnh. Thành phần vitrinite nhóm phi cấu trúc có độ đồng nhất rất kém, thường bị khảm bởi các mảnh vụn và các loại maceral khác. Liptinite chủ yếu là sporinite, resinite và một ít đám vật chất hữu cơ vô định hình có khả năng phát quang yếu. Mẫu than trên được xếp vào loại than humic.

2.3. Tiềm năng sinh và môi trường lắng đọng vật chất hữu cơ của đá mẹ Oligocene

Kết quả nghiên cứu cho thấy trầm tích Oligocene trong khu vực nghiên cứu có tiềm năng sinh khí là chính. Hình 10 biểu diễn mối quan hệ giữa tổng hàm lượng carbon hữu cơ và chỉ số tổng tiềm năng sinh của mẫu. Theo đó, các mẫu sét, than và sét than trong các giếng khoan Lô 12 và 12E có tiềm năng sinh khí rất tốt. Mẫu than cannel-boghead có tiềm năng sinh dầu lớn hơn, tuy nhiên phân bố khá hạn chế. Các mẫu than và sét than khu vực Lô 06-1, 06-94 và Lô 07 phân bố trong vùng có khả năng sinh hỗn hợp dầu - khí rất tốt, trong đó sinh khí nhiều hơn. Mẫu sét khu vực Lô 06-1 và 06-94 có khả năng sinh dầu trung bình.

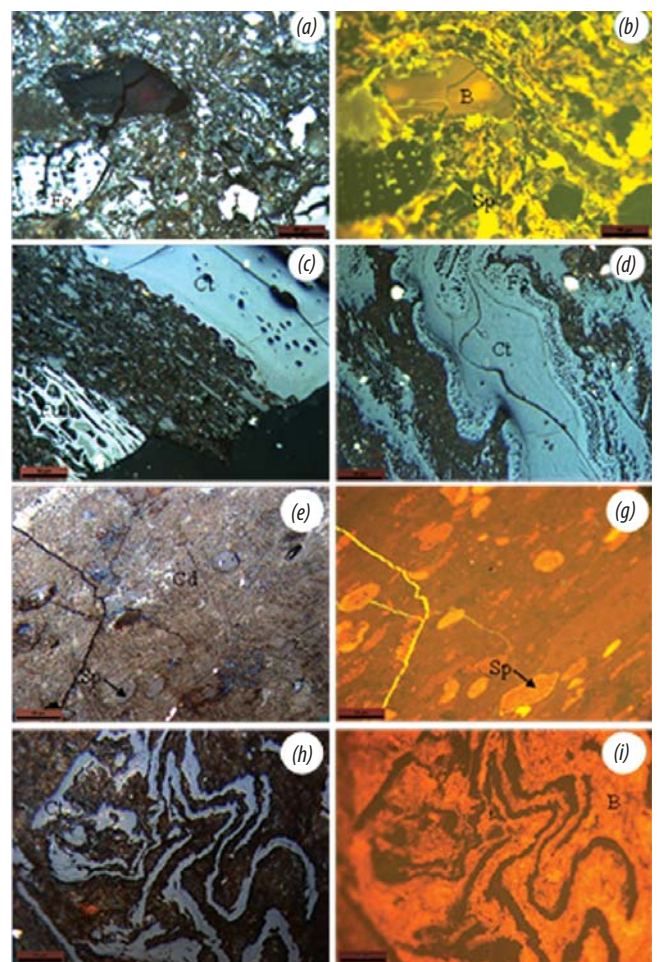
Đá mẹ Oligocene khu vực nghiên cứu lắng đọng trong môi trường lục địa, một số mẫu có sự ảnh hưởng của yếu tố đầm hồ. Biểu đồ Pristane/nC₁₇ và Phytane/nC₁₈ (Hình



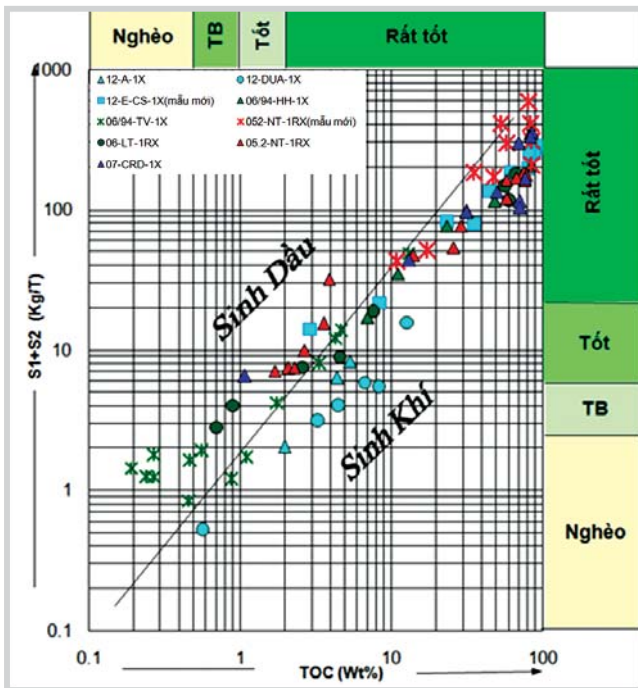
Hình 8. Thành phần maceral trong than và sét than Oligocene giếng khoan Lô 12

11) cho thấy hầu hết trầm tích Oligocene chứa vật chất hữu cơ lục địa. Tỷ số Pristane/Phytane của hầu hết các mẫu đều cao (Pristane/Phytane > 3, dao động từ 2,74 - 17,32) chỉ thị cho môi trường mang tính oxy hóa.

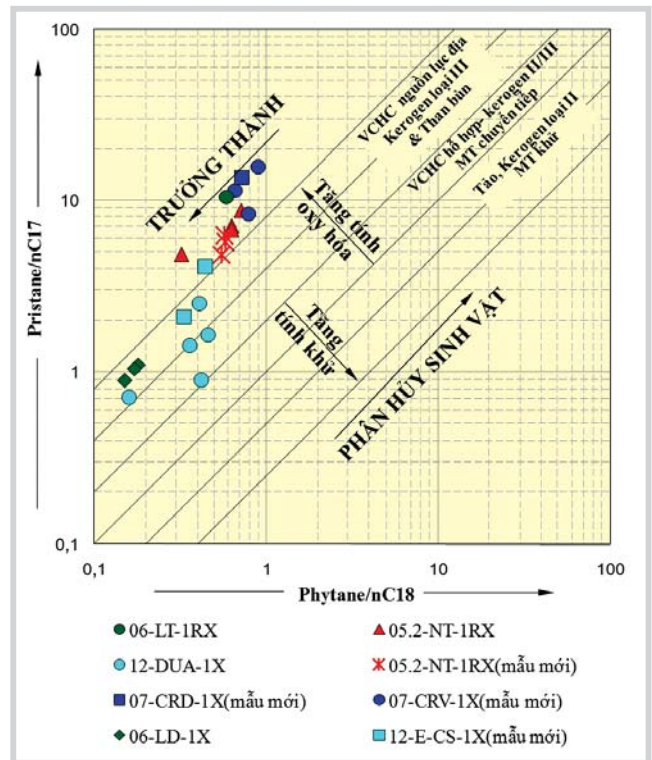
Biểu đồ quan hệ của tỷ số Ts/Tm với tỷ số Oleanane/C₃₀-Hopane để phân biệt 2 nhóm đá mẹ lục địa và đá mẹ đầm hồ (Hình 12) cho thấy trầm tích Oligocene ở các giếng khoan 06-LD-1X và 06-LT-1X có chứa vật chất hữu cơ đầm hồ. Các cấu tử bicardinane trên dải phân bố m/z 191 và m/z 217 của mẫu chất chiết ở độ sâu 3.054m của giếng khoan 06-LD-1X ST2 cho thấy sự đóng góp của vật chất hữu cơ lục địa (Hình 13). Sự xuất hiện của dãy tricyclic



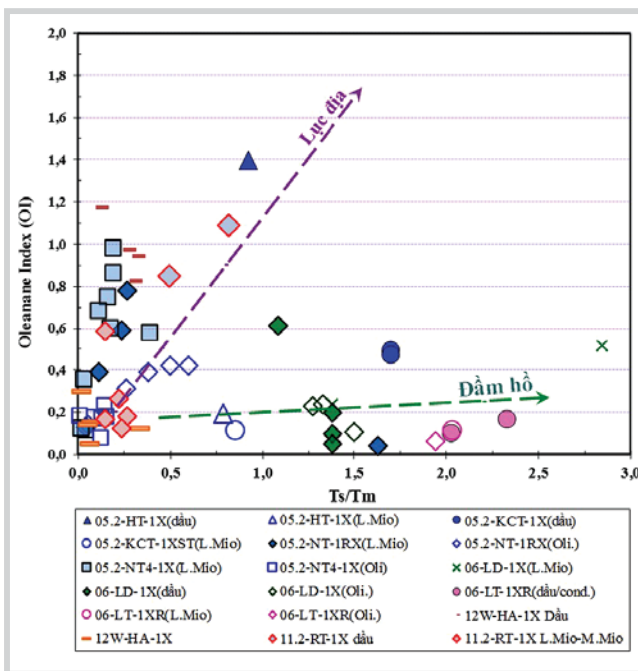
Hình 9. Thành phần maceral trong than và sét than khu vực Lô 12 và 12E chụp dưới ánh sáng trắng phân xạ (a, c, d, e, h) và ánh sáng huỳnh quang phân xạ (b, g, i) trong dầu nhúng, độ phóng đại 50 lần. Hình thái phân bố của liptinite trong than cannel/boghead giếng khoan 12-A-1X độ sâu 3.927 - 3.930m (a, b). Thành phần cấu trúc tế bào mô gỗ bị fusinite hóa (Fu), độ phân xạ cao và Collotelinite (Ct) độ đồng nhất cao trong than humic giếng khoan 12E-CS-1X độ sâu 3.970 - 3.980m (c). Funginite (Fg) và Collotelinite (Ct) trong than humic giếng khoan 12E-CS-1X độ sâu 3.980 - 3.985m. Đây là dạng nấm cộng sinh bám quanh rễ cây làm nhiệm vụ tăng cường khả năng bám, hút chất dinh dưỡng trong đất của rễ (d). Sporinite (Sp) phân bố trên nền Collodetrinite (Cd) mức độ bảo tồn kém trong than giếng khoan 12E-CS-1X độ sâu 4.010 - 4.015m (e, g). Collotelinite (Ct) khảm trên nền khối bitum (B) phát quang màu cam đỏ trong than giếng khoan 12E-CS-1X độ sâu 4.015 - 4.020m (h, i)



Hình 10. Tiềm năng sinh dầu khí của trầm tích Oligocene khu vực nghiên cứu



Hình 11. Biểu đồ Pristane/nC₁₇ và Phytane/nC₁₈ trầm tích Oligocene



Hình 12. Biểu đồ quan hệ giữa các tỷ số Oleanane/C₃₀-Hopane với Ts/Tm các mẫu dầu và trầm tích Oligocene

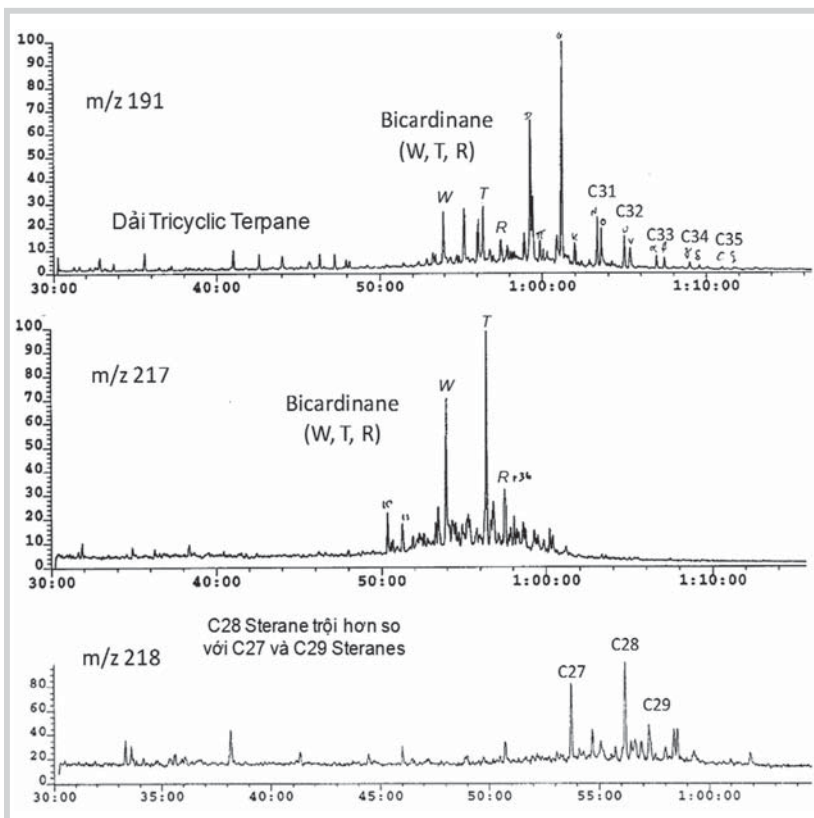
terpane từ T1 đến T8 trên dải phân bố m/z 191 và tính trội của C₂₈ sterane so với C₂₇ và C₂₉ sterane trên dải phân bố m/z 218 cho thấy dấu hiệu của vật chất hữu cơ đầm hồ.

Kết quả phân tích sắc ký khí và sắc ký khí khối phổ 2 mẫu giếng khoan 12E-CS-1X có nhiều sự khác biệt (Hình 14). Chất chiết tại độ sâu 4.045 - 4.050m thể hiện vật chất hữu cơ lục địa điển hình lắng đọng trong môi trường cửa sông tam giác châu với dải n-paraffin trội là từ C₂₅ - C₃₃, tỷ

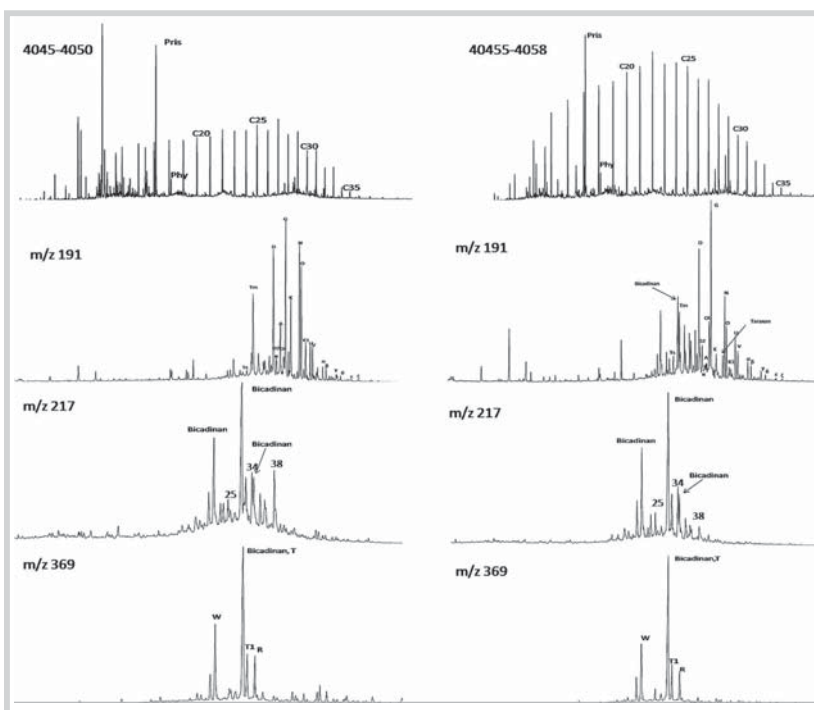
số Pristane/Phytane cao (7,47), dải hopane mở rộng giảm nhanh, bicardinane phân bố phổ biến, chiếm ưu thế hơn hẳn sterane và C₂₉ > C₂₈ > C₂₇ sterane. Trong mẫu tại độ sâu 4.055 - 4.058m có bằng chứng cho thấy sự đóng góp của môi trường đầm hồ (dải tricyclic terpane trội hơn mẫu tại độ sâu 4.045 - 4.050m, dải hopane mở rộng giảm dần đều, C₂₈ > C₂₇ > C₂₉ sterane). Tuy nhiên, nguồn vật liệu hữu cơ đóng góp chủ yếu vẫn là thực vật bậc cao do có sự xuất hiện các cấu tử bicardinane và taraxan.

Mẫu tại độ sâu 3.816 - 3.819m của giếng khoan 12A-1X (Hình 15) có các dấu vết sinh vật tương tự mẫu tại độ sâu 4.055 - 4.058m của giếng khoan 12E-CS-1X. Trên dải phân bố terpane, các cấu tử homohopane giảm dần đều, các pic tricyclic terpane khá cao; C₂₈ > C₂₇ > C₂₉ sterane là biểu hiện chứng tỏ sự đóng góp của môi trường đầm hồ trong quá trình trầm tích vật chất hữu cơ.

Kết quả phân tích thành phần maceral trong than/sét than ở Lô 12 cho thấy môi trường trầm tích trong thời kỳ đầu đến giữa Oligocene chủ yếu là đầm lầy lục địa có sự phát triển rải rác của các hồ nghèo dinh dưỡng giàu oxy hay chỉ là các hố trũng nhỏ phát triển trên bãi lầy thấp trong đầm lầy (môi trường tạo than cannel-boghead) [10]. Điều này gợi ý cho sự có mặt của tầng đá mẹ Oligocene dưới có tiềm năng sinh tốt hơn (so với các mẫu đã tìm thấy) trong khu vực sâu hơn ở Lô 12 như khu vực trũng Hoa Tím, trũng Dừa.



Hình 13. Kết quả GC-MS hợp phần no của chất chiết ở độ sâu 3.054m (Oligocene) giếng khoan 06-LD-1XST2



Hình 14. Kết quả phân tích sắc ký khí và sắc ký khối phổ giếng khoan 12E-CS-1X

2.4. Đặc điểm dầu thô

Các sản phẩm dầu thô tìm thấy trong các giếng khoan khu vực Lô 07/03 và Lô 12E có hàm lượng lưu huỳnh phổ biến ở mức rất thấp, tỷ trọng dầu trung bình, sinh ra từ đá mẹ trưởng thành (CPI từ 1,02 - 1,19).

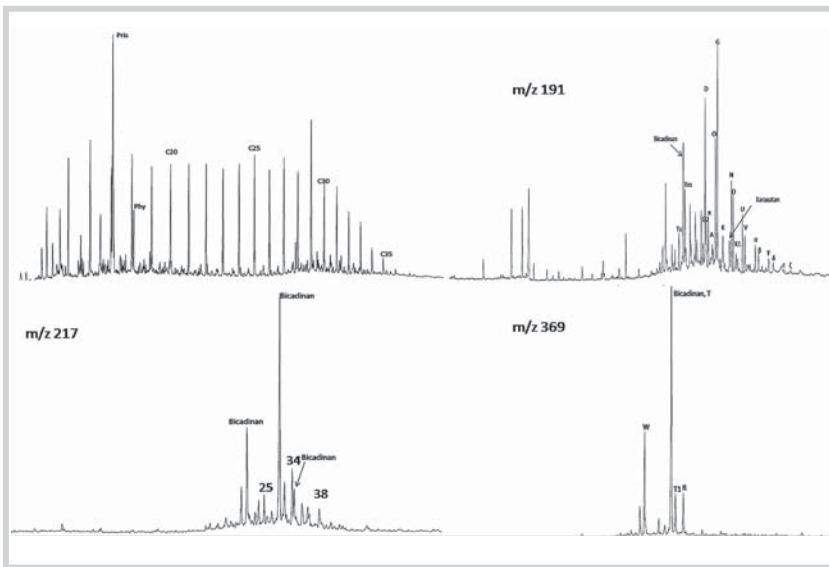
Kết quả phân tích sắc ký khí - sắc ký khối phổ kể mẫu dầu trong giếng khoan 07-CRD-1X cho thấy hàm lượng hydrocarbon no rất cao (68,3%). Dải phân bố n-alkane C₁₅₊ dạng yên ngựa, tỷ số Pristane/Phytane cao (8,38%) cho thấy có sự liên quan đến đá mẹ có mức độ trưởng thành trung bình, chứa chủ yếu là vật chất hữu cơ nguồn gốc thực vật bậc cao lắng đọng trong môi trường có mức độ oxy hóa cao như khu vực đầm lầy ven biển. Sự có mặt của một số chỉ thị sinh học đặc trưng cho vật chất hữu cơ nguồn gốc lục địa như Oleanane (pick O); tính trội của C₂₉ sterane hơn so với C₂₇ sterane; hàm lượng nhỏ của tricyclic terpene khẳng định chắc chắn hơn nguồn gốc thực vật bậc cao của mẫu dầu ở giếng khoan 07-CRD-1X [7] (Hình 16).

Thành phần bicardianane (pick W, T, R) - chỉ thị sinh học đặc trưng được cho là có nguồn gốc từ thực vật hạt kín họ Dipterocarpaceae trong dầu ở khu vực Đông Nam Á - đo được khá nhiều trên dải 191, 217 và 369 của mẫu dầu tại giếng khoan 07-CRD-1X. Thành phần này cũng được tìm thấy khá nhiều trong mẫu chất chiết từ than ở độ sâu 3.550 - 3.555m tại giếng khoan này (Hình 16). Điều này cho thấy có sự liên quan giữa sản phẩm và đá mẹ chứa than và sét than trong khu vực quanh giếng khoan 07-CRD-1X.

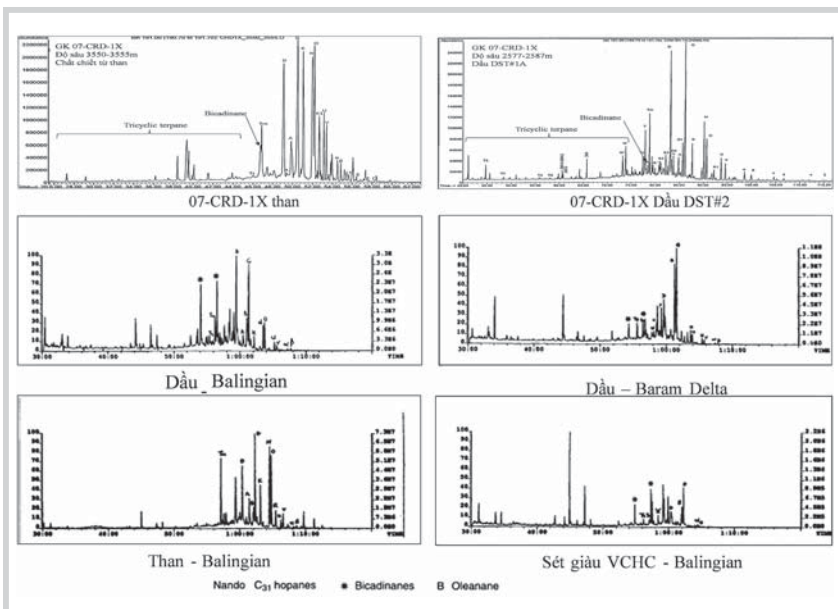
Sự liên quan còn thể hiện ở sự tương đồng về đặc điểm chỉ thị sinh học alkane mạch vòng nguồn gốc nhựa cây (pick R1, R2, R3 trên dải sắc ký khối phổ mảnh 191, 217 và 369) (Hình 16). Nhóm chỉ thị sinh học này chỉ được tìm thấy trong than và các mẫu dầu có liên quan đến than ở khu vực Đông Malaysia và Indonesia.

Tóm lại, mẫu dầu trong giếng khoan 07-CRD-1X sinh ra từ đá mẹ có độ trưởng thành trung bình, chứa vật chất hữu cơ nguồn gốc thực vật lục địa và có thể từ đá mẹ chứa than và sét than.

Thực tiễn công tác nghiên cứu tìm kiếm thăm dò dầu khí trong khu vực



Hình 15. Kết quả phân tích sắc ký khí và sắc ký khí khối phổ giếng khoan 12-A-1X



Hình 16. Đặc điểm chỉ thị sinh học của dầu và chất chiết từ than trong trầm tích Oligocene giếng khoan 07-CRD-1X và một số mẫu trong khu vực Đông Nam Á

Đông Nam Á đã chứng minh vai trò sinh quan trọng của tầng đá mẹ chứa than và sét than lắng đọng trong môi trường đồng bằng tam giác châu dưới đến tiền châu thổ, chứa chủ yếu là vật chất hữu cơ nguồn gốc lục địa. Các tầng đá mẹ này được thành tạo từ Paleogene đến cuối Miocene giữa, lấp đầy trong các địa hào, bán địa hào hình thành do va chạm của mảng Âu Á với mảng Ấn Úc và hoạt động tách giãn biển Đông. Trên bình đồ kiến tạo Đông Nam Á, các bể dầu khí có đá mẹ paralic phát triển từ bể Nam Côn Sơn đến bể Đông Natuna và kéo liên tiếp dọc theo đới khâu Lupa đến các bể khu vực rìa phía Bắc của địa khối Borneo [11]. Đối sánh kết quả phân tích sắc ký của mẫu đá mẹ và mẫu sản phẩm trong khu vực Đông Nam Á với đá mẹ và sản phẩm trong bể Nam Côn Sơn (Hình 16) cho thấy sự tương đồng khá lớn về đặc điểm các dấu vết sinh học chỉ thị nguồn gốc vật liệu cũng như các đặc điểm địa hóa hữu cơ.

3. Kết luận

Than và sét than trong trầm tích Oligocene khu vực Lô 06, 07, 12 có tiềm năng sinh cả dầu và khí, trong đó chủ yếu là sinh khí. Mẫu dầu trong giếng khoan 07-CRD-1X có dấu hiệu liên quan đến đá mẹ chứa than và sét than.

Thành phần vật chất hữu cơ nguồn gốc thực vật bậc cao - maceral nhóm vitrinite chiếm đa số. Mức độ biến chất than thay đổi từ nhân than á bitum đến bitum chất bốc cao. Mức độ biến chất của than khu vực nâng Lan Đỏ (Lô 06-1) đã sang nhân than bitum chất bốc trung bình.

Môi trường thành tạo trầm tích chứa than và sét than trong thời kỳ Oligocene mang tính lục địa cao.

Tài liệu tham khảo

1. A.C.Cook, N.R.Sherwood. *Classification of oil shales, coals and other organic-rich rocks*. Organic Geochemistry. 1991; 17(2): p. 211 - 222.
2. Lê Văn Cự, Hoàng Ngọc Đăng, Trần Văn Trị. *Cơ chế hình thành và các kiểu bể trầm tích Kainozoi Việt Nam*. Địa chất và Tài nguyên Dầu khí Việt Nam. Nhà xuất bản Khoa học và Kỹ thuật. Hà Nội. 2007: tr. 30.
3. Zhiwen Han, M.A.Kruege. *Chemistry of maceral and groundmass density fractions of torbanite and cancell coal*. Organic Geochemistry. 1999; 30(11): p. 1381 - 1401.
4. Zhiwen Han, Michael A.Kruege, John C.Crelling, David F.Bensley. *Classification of torbanite and cancell coal: I. Insights from petrographic analysis of density fractions*. International Journal of Coal Geology. 1999. 38(3 - 4): p. 181 - 202.
5. Lê Chi Mai và nnk. *Tiềm năng dầu khí bể Nam Côn Sơn*. Dự án "Đánh giá tiềm năng dầu khí trên vùng biển và thềm lục địa Việt Nam". Viện Dầu khí Việt Nam. 2014.

6. Lê Hoài Nga. *Thành phần vật chất hữu cơ và khả năng sinh hydrocarbon của than và sét than Oligocene và Miocene dưới khu vực phía Đông bể Nam Côn Sơn*. Viện Dầu khí Việt Nam. 2014.
7. Kenneth E.Peters, Clifford C.Walters, J.Michael Moldowan. *The biomarker guide: Volume 1. Biomarkers and isotopes in the environment and human history*. Cambridge University Press. 2004.
8. J.T.Senftle, K.L.Yordy, L.S.Barron, J.C.Crelling. *Whole rock and isolated kerogen characterization studies: observations of sample type preparations upon petrographic and chemical characterization of New Albany Shale*. Organic Geochemistry. 1991; 17(2): p. 275.
9. E.Stach. *Stach's textbook of coal petrology*. Gebruder Borntraeger Printer. 1982.
10. G.H.Taylor, M.Teichmuller, A.Davis, C.F.K.Diessel, R.Littke, P.Robert. *Organic petrology - A new handbook incorporating some revised parts of Stach's textbook of coal petrology*. Gebruder Borntraeger Printer. 1998.
11. S.P.Todd, M.E.Dunn, A.J.G.Barwise. *Characterizing petroleum charge systems in the tertiary of SE Asia*. Petroleum Geology of Southeast Asia, Geological Society Special Publication. 1997. 126(1): p. 25 - 47.

Geochemical characteristics of oligocene coal and coaly mudstones in Blocks 06, 07 and 12, Nam Con Son basin

Le Hoai Nga, Phi Ngoc Dong, Nguyen Thi Bich Hanh
 Nguyen Thi Thanh, Ha Thu Huong, Nguyen Trung Quan
 Pham Thi Dieu Huyen
 Vietnam Petroleum Institute

Summary

Oligocene coal and coaly shales in blocks 06, 07 and 12 in the Nam Con Son basin are main hydrocarbon source rocks. Total organic carbon content varies from 4.9wt.% to 69.11wt.% on average. The remaining generation potential (S₂) is from 6,39mg/g to 183,6mg/g; and the hydrogen index of most coal and coaly shales is more than 200mg/g. Kerogen is mainly type III (vitrinite maceral) and mixture of type III and II (vitrinite and liptinite maceral generated from resin, wax and spores of higher land plant). In the central trough of the Nam Con Son basin (block 06), organic matter is currently in dry gas stage; while in blocks 07 and 12, organic matter is in the early stage of hydrocarbon generation. Many geochemical characteristics of oil and Oligocene coal and coal shales from well 07-CRD-1X are similar.

Key words: Maceral, coal, vitrinite, huminite, liptinite, inertinite.