



## Tạp chí Khoa học Kỹ thuật Mỏ - Địa chất

Trang điện tử: <http://tapchi.humg.edu.vn>



# Thạch học hữu cơ và tiềm năng sinh hydrocacbon của trầm tích Oligocen chứa than tại một số giếng khoan khu vực lô 12 bể Nam Côn Sơn

Lê Hoài Nga <sup>1</sup>, Phí Ngọc Đông <sup>1</sup>, Hà Thu Hương <sup>1</sup>, Lê Minh Hiếu <sup>2</sup>

<sup>1</sup> Trung tâm Nghiên cứu Tìm kiếm Thăm dò và Khai thác Dầu khí - Viện Dầu Khí Việt Nam, Việt Nam

<sup>2</sup> Liên doanh dầu khí Việt - Nga Vietsovpetro, Việt Nam

### THÔNG TIN BÀI BÁO

### TÓM TẮT

#### Quá trình:

Nhận bài 12/12/2018  
Chấp nhận 18/01/2019  
Đăng online 28/02/2019

#### Từ khóa:

Bể Nam Côn Sơn  
Oligocen  
Kerogen

*Trong khu vực lô 12 bể Nam Côn Sơn, than và sét than được tìm thấy trong trầm tích Oligocene ở hầu hết các giếng khoan. Phân tích địa hóa hữu cơ và thạch học hữu cơ cho thấy, than và sét than rất giàu vật chất hữu cơ, chứa chủ yếu là kerogen nhóm III(vitrinite) và một ít kerogen nhóm I - II(alginite, sporinite, bituminite); tiềm năng sinh khí là chính. Vật liệu tạo than và vật liệu hữu cơ trong trầm tích có nguồn gốc từ thực vật bậc cao phát triển trong môi trường lục địa điển hình. Trầm tích chứa than khu vực lô 12 bể Nam Côn Sơn đang trong giai đoạn trưởng thành và sinh dầu, khí.*

© 2019 Trường Đại học Mỏ - Địa chất. Tất cả các quyền được bảo đảm.

## 1. Mở đầu

Phạm vi vùng nghiên cứu bao gồm diện tích lô 12W và Lô 12/11 (sau đây gọi chung là lô 12) thuộc phía nam của bể Nam Côn Sơn, cách bờ biển Vũng Tàu 320km về hướng Đông Nam. Địa hình đáy biển tương đối bằng phẳng, mực nước biển dao động trong khoảng 60 - 100m (Hình 1). Sự thành công của các giếng khoan (GK) thăm dò đầu tiên trên cấu tạo A, cấu tạo Dừa và cấu tạo Chim Sáo sau này đã chứng minh sự có mặt của hệ thống dầu khí trong khu vực. Các sản phẩm khí, condensate và dầu đã được tìm thấy trong nhiều GK khu vực cấu tạo Dừa, Hải Âu, Thiên Nga, Chim Sáo, Quýt F (VietsovPetro, 2018).

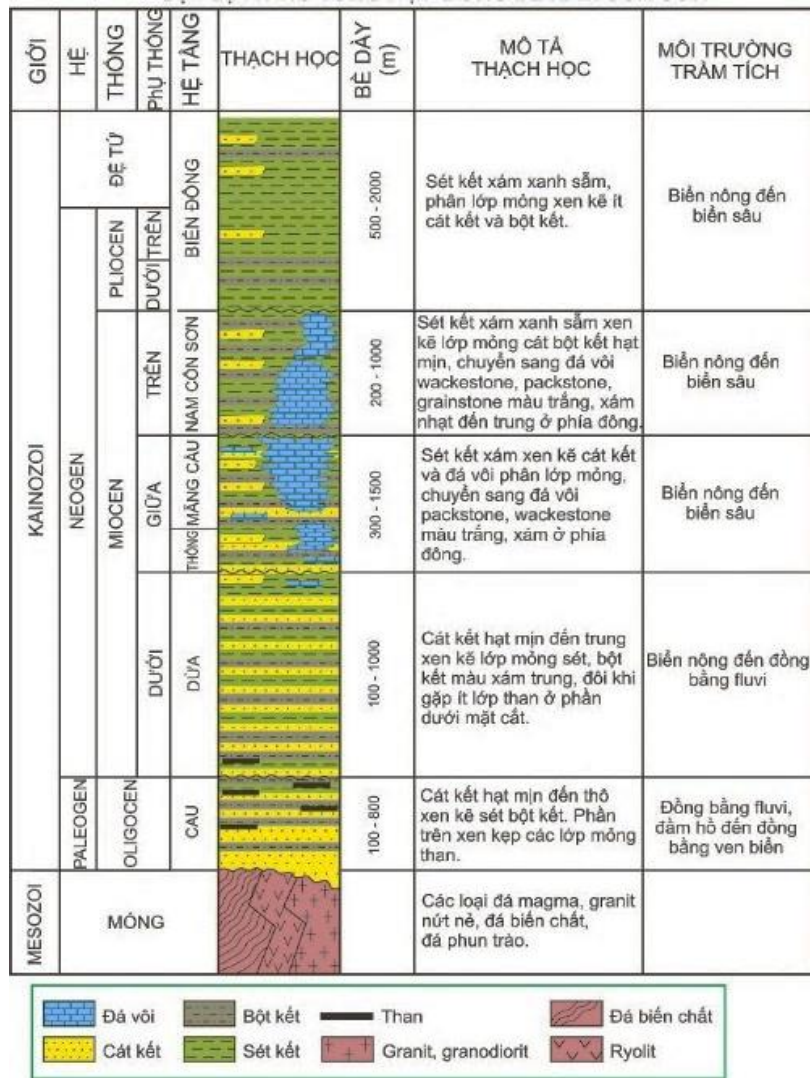
Các nghiên cứu trước đây (Lê Văn Hiền và nnk., 2001; Lê Chi Mai và nnk., 2014; Nguyễn Giao và nnk., 2007) đã chỉ ra rằng, trầm tích lục địa và trầm tích lục địa có chứa than Oligocen là một trong hai tầng đá mẹ sinh dầu - khí chính trong bể Nam Côn Sơn. Rất nhiều GK trong bể, đặc biệt là các giếng khoan khu vực phía Đông gặp than và sét than với mật độ và độ dày khác nhau. Nghiên cứu mới của Viện Dầu khí Việt Nam đã đưa ra cái nhìn tổng thể về đặc điểm - chất lượng vật chất hữu cơ, cổ môi trường, khả năng sinh hydrocacbon của than - sét than trong khu vực bể Nam Côn Sơn; đánh giá mối quan hệ giữa đá mẹ chứa than và sét than với các sản phẩm dầu có nguồn gốc liên quan đến VCHC (vật chất hữu cơ) thực vật bậc cao trong tầng chứa (Lê Hoài Nga và nnk., 2015).

Bài báo này chỉ ra tiềm năng sinh hydrocacbon, đặc điểm vật chất hữu cơ của than

\*Tác giả liên hệ

E - mail: [ngalh@vpi.pvn.vn](mailto:ngalh@vpi.pvn.vn)





Hình 2. Cột địa tầng tổng hợp khu vực nghiên cứu (Lê Hoài Nga và nnk., 2015).

Giếng khoan đầu tiên trên khu vực lô 12 bể Nam Côn Sơn được tiến hành năm 1974 trên cấu tạo Hồng. Cùng trong năm này, giếng khoan trên cấu tạo Dừa (rìa phía bắc lô 12) thành công nhận được dòng dầu, condensate và khí có giá trị công nghiệp là tiền đề cho giếng khoan tiếp theo, tuy nhiên không phát hiện đối tượng tiềm năng. Năm 1975, công ty Agip tiến hành khoan trên cấu tạo A và đã chứng minh được tiềm năng chứa của đối tượng Miocen khu vực nghiên cứu. Giếng khoan trên cấu tạo B (phía đông bắc lô 12) (khoan năm 1975) cũng nhận được dòng khí condensate trên cùng đối tượng này. Tiếp theo thành công trên, năm 1980, Agip tiến hành khoan tiếp giếng khoan thăm dò trên cấu tạo C (gần trung tâm lô 12) và nhận được dòng khí lẫn nước từ cát kết Oligocen (VietsovPetro, 2018).

Phát hiện mỏ khí khu vực Rồng Đồi lô 11 ở lân cận năm 1994 là tiền đề cho giếng khoan trên cấu tạo Hải Âu (rìa phía bắc lô 12) năm 1996. Kết quả thử vỉa nhận được dòng khí và condensate. Đến cuối năm 2001, các nhà thầu dầu khí đã tiến hành khoan thêm các GK trên cấu tạo Thiên Nga và cấu tạo Lerk (gần trung tâm lô 12); kết quả thử vỉa nhận được dòng dầu và chứng minh cho tiềm năng dầu khí trong cát kết Miocen trung khu vực này (VietsovPetro, 2018).

Trong năm 2006 - 2007, sau khi khoan thành công 3 giếng khoan và tiến hành tính toán trữ lượng trên cấu tạo Dừa (rìa phía đông lô 12), Premier Oil đã công bố phát hiện thương mại mỏ Dừa. Cũng trong khoảng năm 2006 - 2008, Premier Oil cũng tiến hành khoan thăm dò trên các cấu tạo Chim Sáo, Chim Ưng (phần Đông Nam

lô 12) và đã nhận được dòng dầu khí có giá trị công nghiệp tại cấu tạo Chim Sáo và đã công bố phát hiện thương mại. Năm 2015, giếng khoan thăm dò trên cấu tạo Quýt F (rìa phía bắc lô 12) đã thành công ghi nhận được dòng khí lẫn dầu - nước, tuy không đạt giá trị công nghiệp (VietsovPetro, 2018). Các giếng khoan trong những năm gần đây tiếp tục thực hiện để xác định trữ lượng tiềm năng trên các cấu tạo đã khoan thành công trước đó.

### 3. Phương pháp nghiên cứu

Mẫu phân tích khu vực lô 12 bể Nam Côn Sơn được thu thập từ ba GK gặp trầm tích Oligocene cấu tạo A, Dừa và Chim Sáo. Tổng số 6 mẫu sét kết, 5 mẫu sét than và 10 mẫu than được thu thập trong 03 giếng.

Than và sét than được tiến hành phân tích thạch học hữu cơ để xác định thành phần vật chất hữu cơ (thành phần maceral) trong mẫu. Phân tích thạch học hữu cơ được thực hiện trên hệ thống kính Leica DMR (sử dụng ánh sáng phản xạ) tại Trung tâm Tìm kiếm Thăm dò và Khai thác Dầu khí - Viện dầu khí Việt Nam.

Phân tích nhiệt phân (để đánh giá chất lượng đá mẹ) được thực hiện trên máy Rock Eval 6. Vật chất hữu cơ trong đá mẹ được chiết theo phương pháp sắc ký lỏng trên bộ chiết Soxhlet. Chất chiết được phân tích sắc ký khí khối phổ (xác định các chỉ thị sinh học) trên hệ thống phân tích Agilent. Kết quả phân tích kết hợp với tài liệu phân tích địa hóa đá mẹ và dầu/condensate các GK khu vực nghiên cứu để đánh giá tổng thể tiềm năng hữu cơ của đá mẹ.

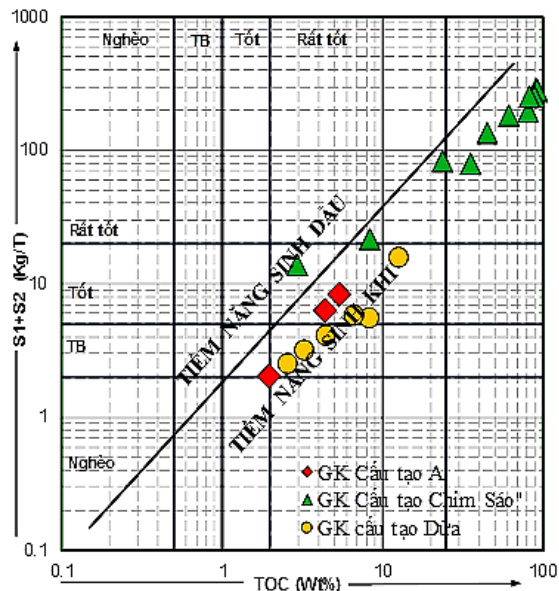
### 4. Kết quả và thảo luận

#### 4.1. Kết quả nhiệt phân

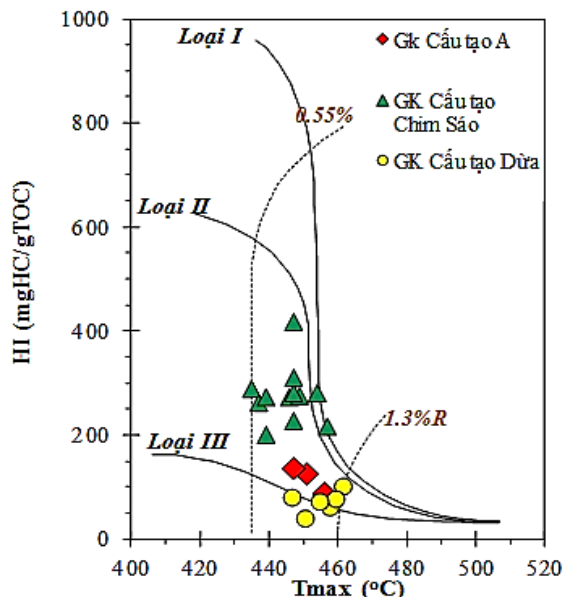
Trên cấu tạo Chim Sáo, nghiên cứu tiến hành phân tích 01 mẫu sét kết, 01 mẫu sét than và 10 mẫu than lấy ở phần đáy giếng. Mẫu sét kết và sét than có độ giàu VCHC từ tốt đến rất tốt (TOC là 2,93 và 8,42%wt), chỉ số S2 khá cao (12,26 và 19,03mg/g). Chỉ số HI của mẫu sét cao - 418mg/g, chứng tỏ mẫu có tiềm năng sinh dầu tốt. Các mẫu than rất giàu VCHC, với TOC từ 23,61 đến 91,86%wt, S2 từ 70,99 - 258,04 mg/g, HI dao động trong khoảng 215 - 310mg/g cho thấy tiềm năng sinh cả dầu và khí. Trên biểu đồ tiềm năng, các mẫu than và sét than đều phân bố ở vùng có tiềm năng sinh dầu/khí rất tốt (Hình 3). Thành

phần kerogen chủ yếu là loại III và một ít loại II (Hình 4).

Độ giàu VCHC của sét kết và sét than trên cấu tạo A (3 mẫu) và cấu tạo Dừa (6 mẫu) dao động từ 2,57 - 12,7 % khối lượng; chỉ số hydrogen từ 60 đến 136 mg/g. Giá trị nhiệt độ trên đỉnh S2 dao động từ 451 - 462°C. Trên biểu đồ tiềm năng sinh và biểu đồ phân loại kerogen, các mẫu này phân bố chủ yếu trên vùng kerogen nhóm III có tiềm năng sinh khí là chính (Hình 3, Hình 4).



Hình 3. Tiềm năng sinh hydrocarbon của than và sét than khu vực lô 12 bể Nam Côn Sơn.



Hình 4. Loại vật chất hữu cơ trong than và sét than khu vực lô 12 bể Nam Côn Sơn.

Theo Bordenave năm 1993; Peters và Cassa năm 1994 thì chỉ số sản phẩm (Production Indices  $PI=S1/[S1+S2]$ ) tăng khoảng từ 0,1 - 0,4 trong giai đoạn từ nóc đến đáy của cửa sổ tạo dầu. Chỉ số PI các mẫu trong giếng khoan tại cấu tạo A và cấu tạo Dừa dao động từ 0,01 - 0,59; trung bình 0,21. Các mẫu ở phần đáy giếng khoan trên cấu tạo Chim Sáo có giá trị dao động trong khoảng nhỏ từ 0,09 - 0,11. Do vậy, các mẫu trong khu vực nghiên cứu chủ yếu đang trong giai đoạn chớm trưởng thành đến giai đoạn sinh dầu. Kết quả trên tương đồng với mức độ trưởng thành theo giá trị  $T_{max}$ ;  $T_{max}$  dao động trong khoảng 435 - 460°C tương đương với giai đoạn chớm trưởng thành đến cuối của cửa sổ tạo dầu.

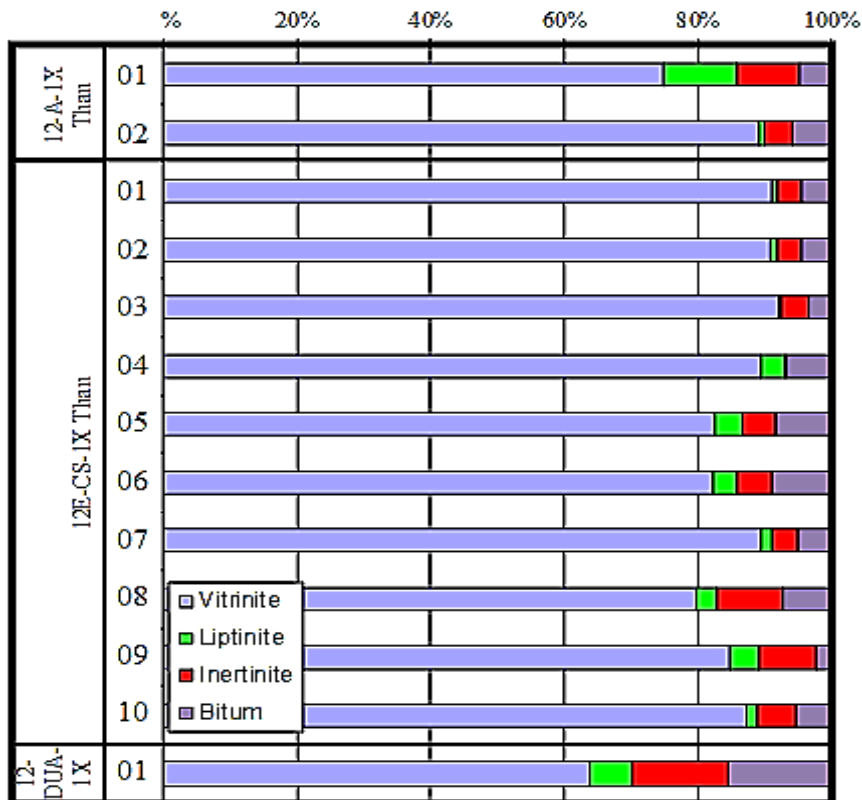
#### 4.2. Thành phần maceral

Kết quả phân tích nhóm maceral trong mẫu được thể hiện trong Hình 5. Có sự khác nhau tương đối giữa thành phần, đặc điểm và mức độ bảo tồn của các loại maceral trong mẫu phân tích ở cả 3 giếng khoan.

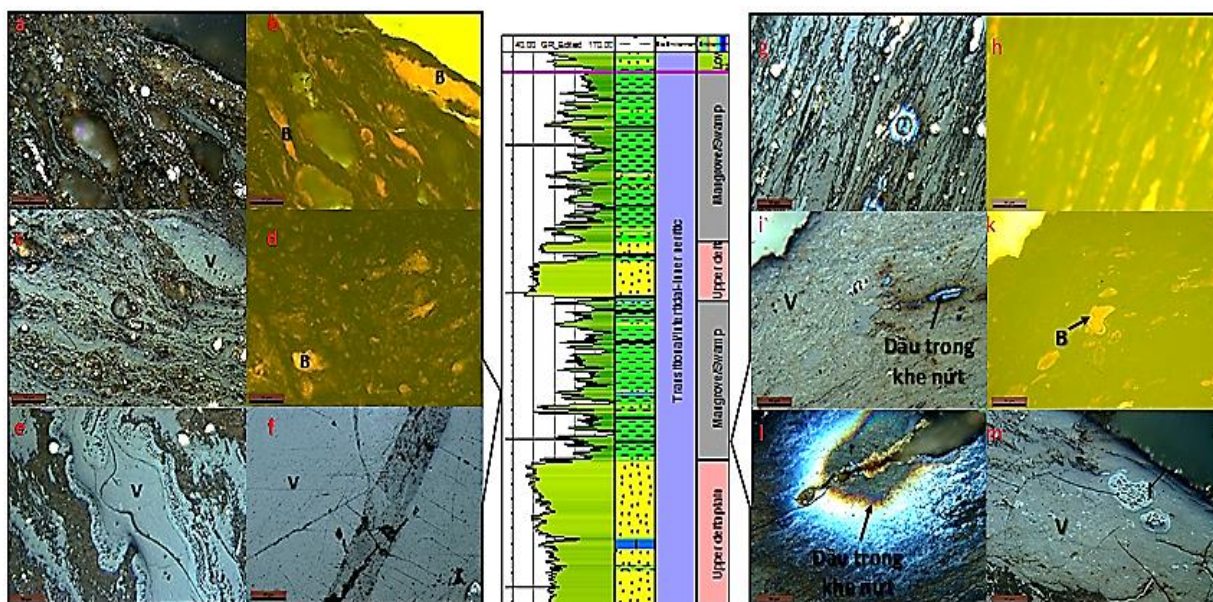
Than tại GK trên cấu tạo Chim Sáo màu đen, cứng, chắc, vỡ dạng khối, vết vỡ tươi rất nhẵn, ánh

mỡ. Trong nhóm vitrinite (kerogen nhóm III), thành phần telovitrinite - các dạng maceral có cấu trúc chiếm 47,4 - 75,6% trong tất cả các mẫu phân tích giải thích cho hình thái của mẫu than. Mức độ bảo tồn của Collotelinite trong mẫu than khá tốt, độ đồng nhất cao (Hình 6e, f; Hình 7a, k, l). Telinite thể hiện rất rõ cấu trúc thành tế bào. Maceral nhóm phi cấu trúc (chủ yếu là collodetrinite) có mức độ bảo tồn và độ đồng nhất kém, hiện tượng bị rỗng lỗ chỗ trên nền các mảnh quan sát được khá nhiều trong mẫu (Hình 6i, m; Hình 7i). Khe nứt của các mảnh vitrinite phát triển với mật độ không nhiều là chỗ chứa các sản phẩm ban đầu của quá trình sinh dầu sớm (Hình 6g, i; Hình 7e, g, i, l, m). Thành phần maceral nhóm gelinite chiếm tỷ phần rất ít cho thấy nguồn vật liệu tạo than khu vực cấu tạo Chim Sáo chủ yếu là thực vật bậc cao nhóm thân gỗ là chính.

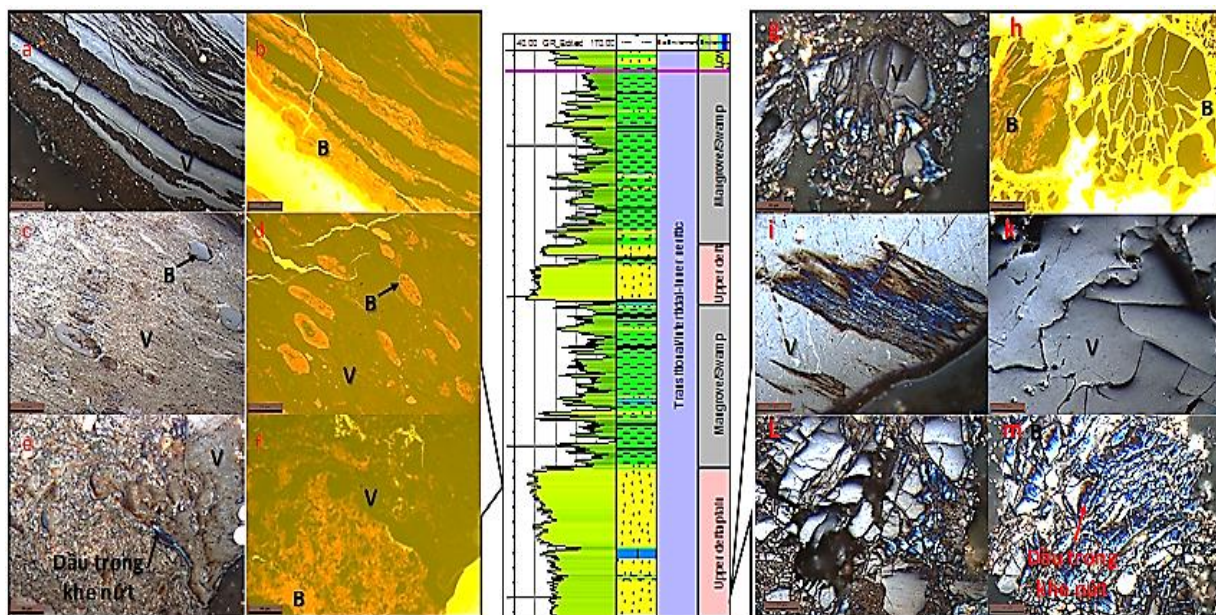
Liptinite (kerogen nhóm II có khả năng sinh dầu) trong than chiếm tỷ phần không lớn, chủ yếu là sporinite, cutinite và resinite. Sporinite phát quang màu vàng cam rất rõ nét. Cutinite khảm trên các mảnh vitrinite có dạng nét mảnh, phát quang yếu hơn sporinite rất nhiều và chỉ quan sát



Hình 5. Thành phần maceral trong than và sét than Oligocen GK lô 12.



Hình 6. Thành phần maceral trong than và sét than Oligocen trong GK trên cấu tạo Chim Sáo, ảnh chụp dưới vật kính X25 trong dầu nhuộm. Bitumnite (B) trong mẫu 02 hình b, d và trong mẫu 03 hình k. Inertinite (I) trong mẫu than 02 hình e và trong mẫu 03 (m). Dấu vết dầu đã sinh thành phân bố trong khe nứt của mảnh vitrinite mẫu 03 hình g, i, l. (thước tỷ lệ trong hình dài 50 microcmet; hình a, c, e, f, g, l, m chụp dưới ánh sáng trắng; hình b,d,h,k là hình a, c, g, i chụp dưới ánh sáng huỳnh quang).



Hình 7. Thành phần maceral trong than và sét than Oligocen trong GK trên cấu tạo Chim Sáo, ảnh chụp dưới vật kính X25 trong dầu nhuộm. Bituminite (B) trong mẫu 04 Hình b, d, f và trong mẫu 09 hình h. Vitrinite (V) trong mẫu 04 hình a, c, e và trong mẫu 09 Hình g, l, k, l, m. Dấu vết dầu đã sinh thành phân bố trong khe nứt của mảnh vitrinite mẫu 09 Hình g, i, l, m). (thước tỷ lệ trong hình dài 50 microcmet; Hình a, c, e, g, i, k, l, m chụp dưới ánh sáng trắng; Hình b, d, f, h là Hình a, c, e, g chụp dưới ánh sáng huỳnh quang).

thấy trong một số mẫu. Resinite chiếm tỷ lệ từ 0,6 đến 3,2%, màu phát quang đậm hơn so với sporinite.

Bitum (Hình 6 b, d, h, k; Hình 7 b, d, f, h) trong mẫu chiếm tỷ lệ từ 2,4 đến 9% gồm hai dạng: dạng phát quang màu vàng cam đậm và dạng phát quang yếu màu vàng nâu. Theo Powell et al. năm 1982 đá mẹ có tiềm năng sinh dầu chắc chắn khi có chứa từ 10% bituminite trở lên. Màu phát quang nguyên thủy của bituminite từ vàng, vàng cam đến đỏ; mẫu có độ trưởng thành càng cao, độ phát quang của bituminite càng giảm. Như vậy, mẫu than Oligocen của giếng khoan trên cấu tạo Chim Sáo đã trưởng thành nhiệt. Theo phân loại mới nhất của hệ thống phân loại maceral do ICCP công bố năm 2017 (Pickel et al., 2017), các dạng vật chất hữu cơ vô định hình có khả năng phát quang được xếp vào nhóm bituminite. Bituminite là maceral đặc trưng của nhiều loại đá sét dầu và đá mẹ sinh dầu, đặc biệt là đá mẹ đầm hồ và đá mẹ biển chứa kerogen loại II (Techmuller and Ottenjann, 1977; Pickel et al., 2017). Bituminite thường cộng sinh với alginite maceral và liptodetrinite.

Inertinite (kerogen nhóm IV không có khả năng sinh hydrocacbon) trong mẫu gồm hai loại chính là funginite và fusinite; trong đó funginite dạng đa bào (Hình 6m) chiếm đa số.

Hình 6e là dạng đặc trưng của nấm phát triển cộng sinh với rễ cây, làm nhiệm vụ hỗ trợ cây hấp thu được nhiều chất dinh dưỡng. Fusinite trong mẫu có độ phản xạ rất cao thể hiện mức độ bị oxy hóa mạnh của các khung cấu trúc thực vật trong giai đoạn đầu thành tạo than.

Theo nguồn gốc, than được chia thành hai loại

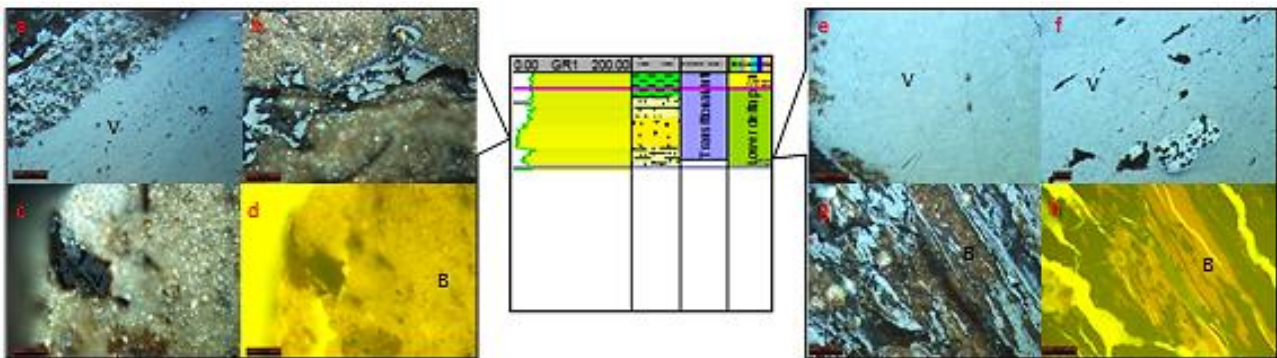
là than sapropelic và than humic. Than sapropelic được hình thành từ quá trình phân hủy của vật chất hữu cơ trong đầm lầy. Đặc trưng của loại than này là không có dạng lớp (non - banded), có thể phân bố cộng sinh với các tập than humic hoặc phân bố riêng lẻ. Có hai loại than sapropel là than cannel - có nguồn gốc chủ yếu là bào tử, nhựa thực vật và than boghead - có nguồn gốc chủ yếu từ tảo. Than humic thường có dạng lớp, dạng dải với các đặc tính vật lý khác nhau. Trong than humic, vật chất hữu cơ nguồn gốc thực vật, vỏ cây chiếm ưu thế và là loại than phổ biến nhất (Cook and Sherword, 1991; Mukhopadhyay and Hatcher, 1993; Hutton and Hower, 1999). Theo đó than tại khu vực cấu tạo Chim Sáo thuộc loại than humic điển hình.

Do công tác lấy mẫu lưu và thời gian bảo quản đã lâu, nên lượng mẫu vụn khoan tại GK trên cấu tạo A còn lại không nhiều. Trong 11 mẫu vụn khoan thu thập chỉ có 02 mẫu sét than đủ lượng để tiến hành đúc và phân tích (mẫu 01 và 02). Kết quả phân tích thành phần maceral được thể hiện trong Hình 8.

Thành phần vitrinite (giếng khoan trên cấu tạo A) (kerogen nhóm III có khả năng sinh khí) nhóm có cấu trúc cũng chiếm tỷ lệ lớn trong mẫu than 02 (Hình 7 e, f, g, h).

Nhìn chung, mức độ bảo tồn của các loại maceral trong mẫu không tốt. Collotelinite thường bị rỗng lỗ chỗ trên bề mặt, collodetrinite rất kém đồng nhất, thường phân bố lẫn với các mảnh vụn của inertinite. Rất hiếm mảnh telinite có độ bảo tồn cấu trúc tốt như Hình 8 e, f.

Trong mẫu than 01 (Hình 7a, b, c, d) thành phần vitrinite phụ nhóm có cấu trúc (bắt nguồn từ



Hình 8. Thành phần maceral trong than và sét than Oligocen trong GK trên cấu tạo A, ảnh chụp dưới vật kính X25 trong dầu nhúng. Vitrinite (V) trong mẫu than 02 ảnh a, b, c và trong mẫu than 02 hình e, f, g. Bituminite (B) trong mẫu than 01 hình d và trong mẫu than 02 hình h. (thước tỷ lệ trong hình dài 50 micromet; hình a, b, c, e, f, g chụp dưới ánh sáng trắng; hình d, h là hình c, g chụp dưới ánh sáng huỳnh quang).

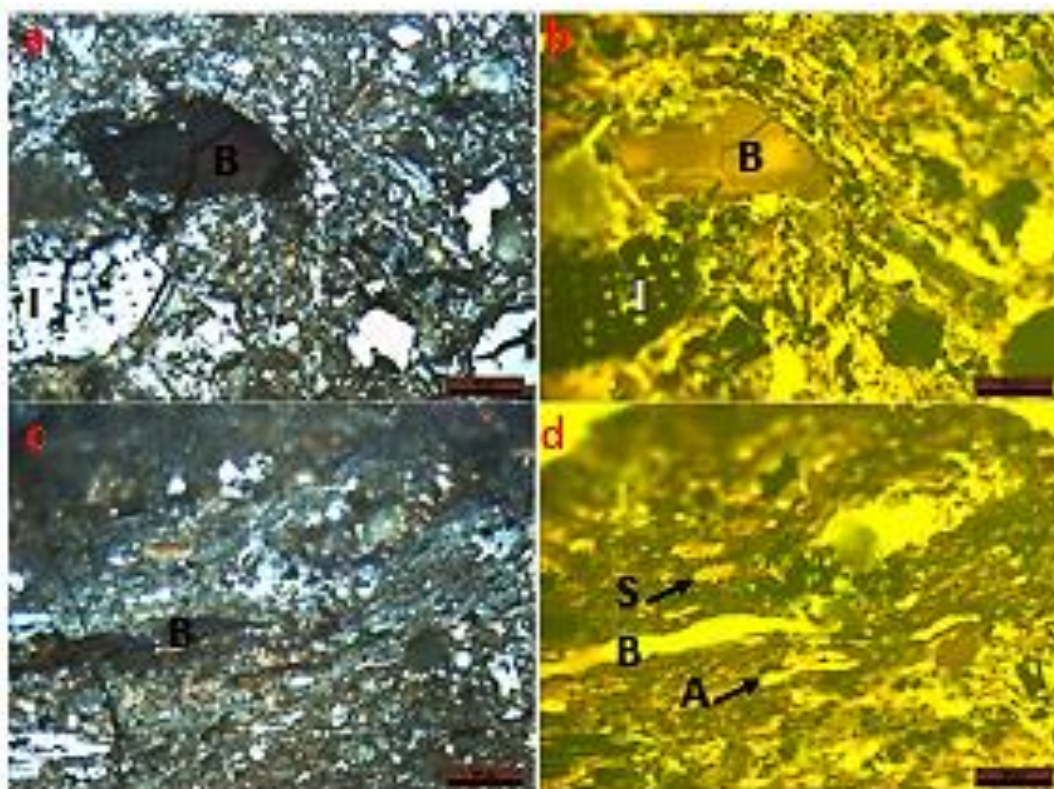
thực vật thân gỗ) và phi cấu trúc (bắt nguồn từ thực vật thân thảo) có tỷ phần gần như nhau cho thấy có sự thay đổi hệ sinh thái thực vật tạo than, từ nhóm thực vật thân gỗ thượng đẳng là chính (mẫu than 02) sang hệ sinh thái phát triển cả cây thân gỗ và cây bụi nhỏ (mẫu than 01).

Trong khi thành phần liptinite (kerogen nhóm II có khả năng sinh dầu) trong mẫu than 02 (giếng khoan trên cấu tạo A) rất ít (không đến 1%) thì thành phần liptinite trong mẫu than 01 (giếng khoan trên cấu tạo A) 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 VCHC vô định hình có khả năng phát quang. Hình 9 là hình thái phân bố của liptinite trong mẫu than 01 - dạng phân bố rất điển hình của than sapropelic đã được nêu trong rất nhiều văn liệu trên thế giới (Cook and Sherword, 1991; Hutton and Hower, 1999).

Đây là dạng than có tiềm năng sinh dầu rất tốt thường được thành tạo trong môi trường đầm lầy/ hồ có độ ngập nước thường xuyên.

Thành phần liptinite trong mẫu than sapropelic bao gồm cả dạng có nguồn gốc từ thực vật bậc cao (resinite, sporinite) và từ tảo (alginite), do đó, theo phân loại của (Cook and Sherword, 1991; Hutton and Hower, 1999) mẫu than này được xếp vào dạng than hỗn hợp cannel - boghead (tương tự mẫu than ở Hoàn Bồ - Quảng Ninh). Do lượng mẫu và một số lý do khác nên không thể tiến hành phân tích đồng bộ các chỉ tiêu địa hóa khác (độ giàu vật chất hữu, phân tích sắc ký khí - sắc ký khí khối phổ) để đánh giá tổng thể về tiềm năng hữu cơ và khoáng phân bố (độ dày) của tập than sapropelic có tiềm năng sinh dầu rất tốt trong khu vực GK này. Như vậy, mẫu than 01 trong giếng khoan cấu tạo A là than sapropelic, mẫu than 02 là than humic điển hình.

Tỷ lệ các loại maceral trong mẫu than giếng khoan trên cấu tạo Dừa tương tự mẫu than sapropelic ở giếng trên cấu tạo A (cách khoảng giữa 2 giếng là 2,8km), nhưng có sự khác nhau về tướng thạch học hữu cơ. Trong mẫu than trong giếng khoan trên cấu tạo Dừa chỉ quan sát thấy vài mảnh có dạng phân bố đặc trưng dạng cannel -



Hình 9. Thành phần maceral trong mẫu than 01 khu vực cấu tạo A. Bituminite (B) hình a, b, d. Sporinite (S) hình b, d. Alginite (A) hình d. Inertinite (I) hình a, b. (thước tỷ lệ trong hình dài 50 microcmet; hình a, c chụp dưới ánh sáng trắng; hình b, d là hình a, c chụp dưới ánh sáng huỳnh quang).



boghead như đã nêu trên. Thành phần vitrinite chiếm trên 60%, trong đó nhóm có cấu trúc bảo tồn khá tốt, độ đồng nhất cao, phản xạ mạnh (Hình 10 b); 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 (Hình 10 a, c). Liptinite (kerogen nhóm II - chiếm 17,3%) gồm bituminite (Hình 10c, d), sporinite (Hình 10d), resinite và đám VCHC vô định hình có khả năng phát quang yếu. Theo phân loại của (Cook and Sherword, 1991; Hutton and Hower, 1999) mẫu than trên được xếp vào loại than humic.

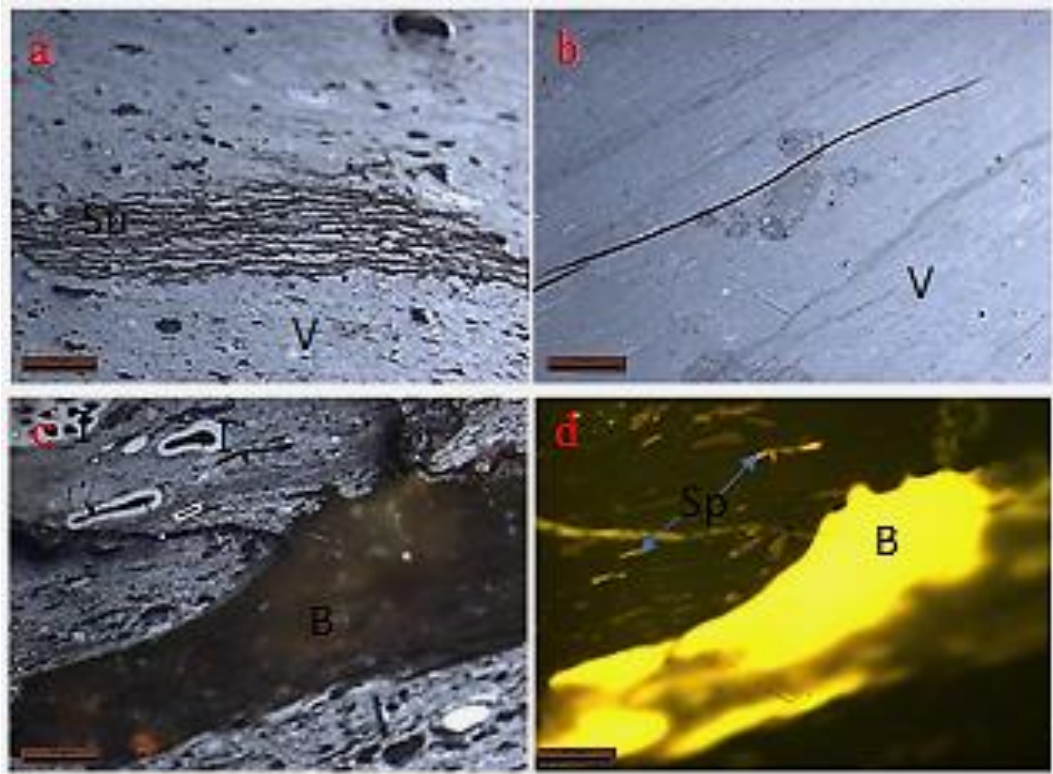
Mẫu than tại giếng khoan trên cấu tạo Chim Sáo có độ phản xạ dao động từ 0,65% - 0,78%, mẫu đang trong giai đoạn trưởng thành của quá trình sinh dầu khí - nhân than bitum chất bốc cao A. Mẫu than tại giếng khoan trên cấu tạo Dừa đang trong giai đoạn trưởng thành của quá trình sinh dầu khí - nhân than bitum chất bốc cao A.

#### 4.3. Kết quả phân tích sắc ký khí khối phổ

Các chỉ thị sinh học trong chất chiết từ các

than phân tích ở lô 12 cho thấy khá rõ sự thay đổi điều kiện môi trường thành tạo than trong giai đoạn Oligocen. Trên cấu tạo Chim Sáo, chất chiết mẫu 08 thể hiện VCHC lục địa điển hình lắng đọng trong môi trường cửa sông tam giác châu với dải *n* - parafin trội lẻ từ C25 đến C33, tỷ số Pristan/Phytan cao, C29/C30 hopane <1, dải hopane mở rộng giảm nhanh, Bicardinane phân bố phổ biến, chiếm ưu thế hơn hẳn sterane và C29>C28>C27 sterane (Peters et al., 2005). Trong khi đó mẫu 10 gần sát đáy giếng có những bằng chứng cho sự đóng góp của môi trường đầm hồ: dải tricyclic terpan trội hơn mẫu 08, dải hopane mở rộng giảm dần đều, C28>C27>C29 steran.

Nguồn vật liệu hữu cơ đóng góp chủ yếu vẫn là thực vật bậc cao (cấu tử Bicadinan và Taraxan) (Hình 11). Tỷ số  $Ts/(Ts+Tm)$  dao động từ 0,077 đến 0,23 theo chiều sâu mẫu phân tích chứng tỏ mẫu sâu hơn có độ trưởng thành cao hơn. Dạng phân bố của *n* - parafin minh chứng cho nhận định này, mẫu 10 có dạng vòm là mẫu trưởng thành hơn mẫu 08 có dạng hình yên ngựa.



Hình 10. Thành phần maceral trong than khu vực cấu tạo Dừa. Vitrinite (V) hình a, b, c. Inertinite (I) dạng funginite đơn bào hình c. Suberinite (Su) trên nền Vitrinite (V) hình a. Bituminite (B) hình c, d. Sporinite (Sp) trong mẫu d. (thước tỷ lệ trong hình dài 50 microcmet; hình a, b, c chụp dưới ánh sáng trắng; hình d là hình c chụp dưới ánh sáng huỳnh quang).

Chất chiết mẫu than 01 cấu tạo A có các dấu vết sinh vật tương tự như mẫu 08 của giếng khoan trên cấu tạo Chim Sáo. Trên giải phân bố terpane, các cấu tử homohopane giảm dần đều, các pick tricyclic terpane khá cao, bên cạnh đó C28>C27>C29 sterane là những biểu hiện chứng tỏ sự đóng góp của vật liệu hữu cơ nguồn gốc đầm hồ (Hình 12).

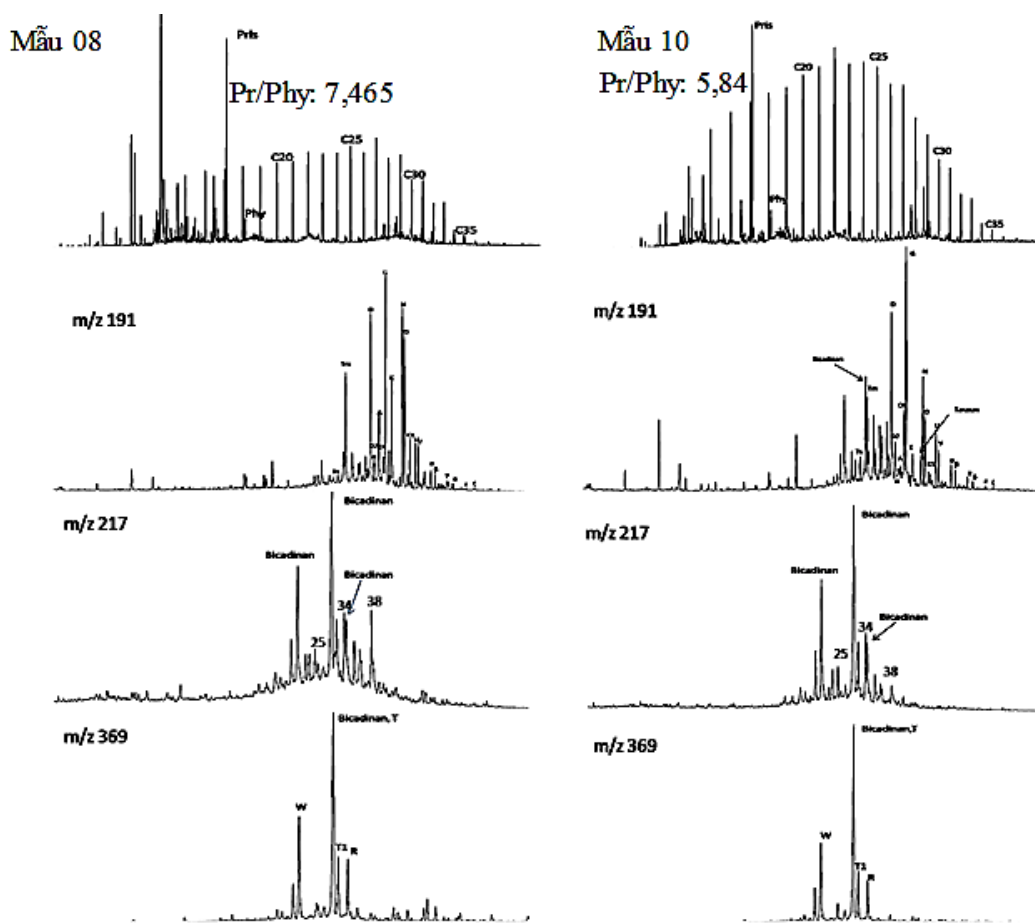
**4.4. Thảo luận**

Kết quả phân tích môi trường thành tạo của các tập than theo các thông số maceral và các chỉ thị sinh học cho thấy sự tương đồng khá lớn.

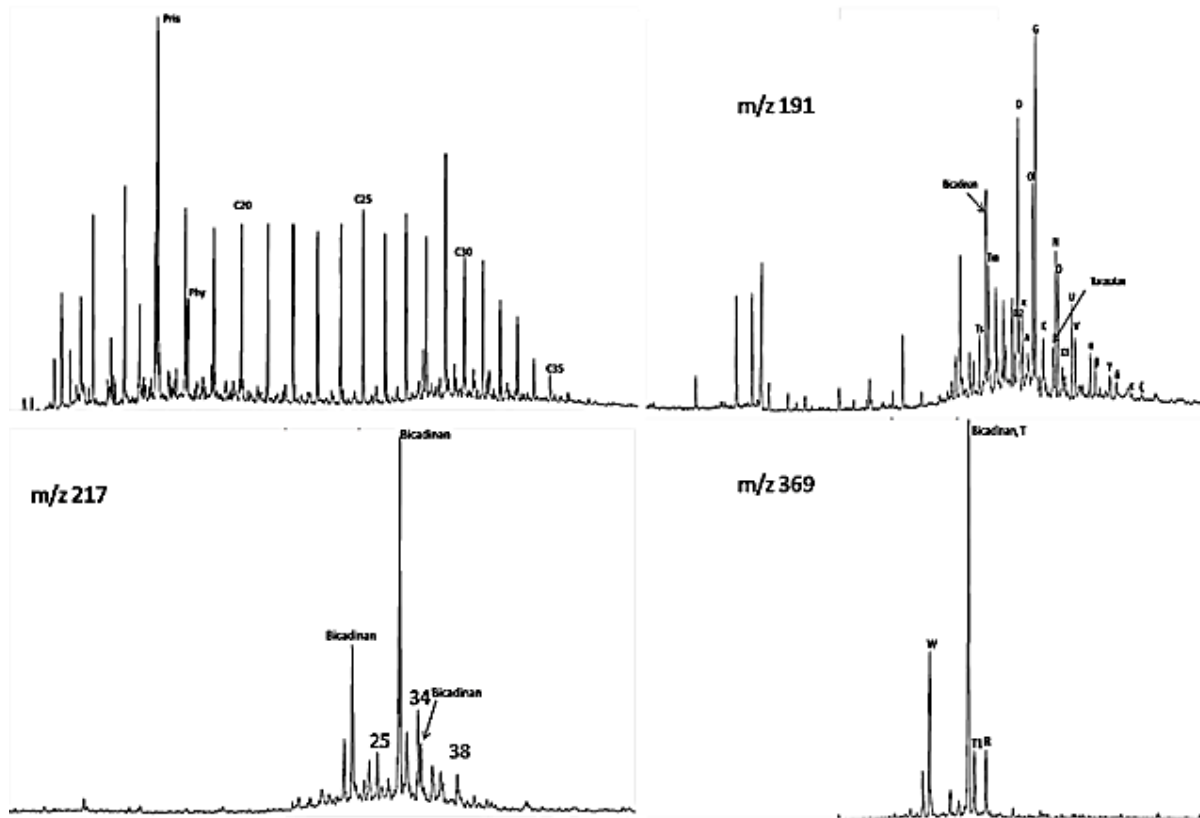
Môi trường và độ dày trầm tích Oligocen trong khu vực lô 12 bể Nam Côn Sơn có sự khác biệt. Giếng khoan nghiên cứu trên cấu tạo A mới khoan được 52m vào trầm tích Oligocen; thành phần than trong các mẫu vụn khoan không nhiều. Tuy nhiên, kết quả phân tích thành phần thạch học của các mẫu than này vẫn cho thấy sự thay đổi của

môi trường thành tạo than từ đầm lầy nghèo dinh dưỡng phát triển cây thân gỗ sang môi trường đầm lầy có độ ngập nước cao, phát triển chủ yếu cây bụi và cây cỏ (Diesel, 1986; Claus Diessel, 1992).

Do điều kiện ngập nước trong đầm lầy, các loại rong tảo phát triển thành váng nổi trên bề mặt đầm. Vào giai đoạn khô hạn, mực nước ngầm rút xuống, các váng này khô đi, vương trên các cây cỏ và trên bề mặt than bùn. Trải qua quá trình than hóa, các thành phần này biến đổi thành alginite hoặc các dạng VCHC vô định hình có khả năng phát quang đóng vai trò cùng với các vật chất keo humic làm chất gắn kết các vật liệu khác. Đây là dạng môi trường điển hình tạo than boghead; chúng có thể là các hồ nghèo dinh dưỡng giàu oxy hay chỉ là các hố trũng nhỏ phát triển trên bãi lầy thấp hay trong đầm lầy. Than boghead thường hình thành ở trung tâm trong khi than cannel có xu hướng hình thành ở vùng ven rìa của các hồ, trũng trong đầm lầy (Geoff Taylor, 1998).



Hình 11. Kết quả phân tích sắc ký khí và sắc ký khí khối phổ mẫu than GK tại cấu tạo Chim Sáo.



Hình 12. Kết quả phân tích sắc ký khí và sắc ký khí khối phổ mẫu than 01 trên cấu tạo A.

Trong mẫu than 01 cấu tạo A, thành phần alginite, VCHC vô định hình có khả năng phát quang cùng sporinite và resinite phân bố trộn lẫn với nhau dạng vi tướng duroclarite, điển hình cho than nguồn gốc hỗn hợp cannel - boghead (Hình 9).

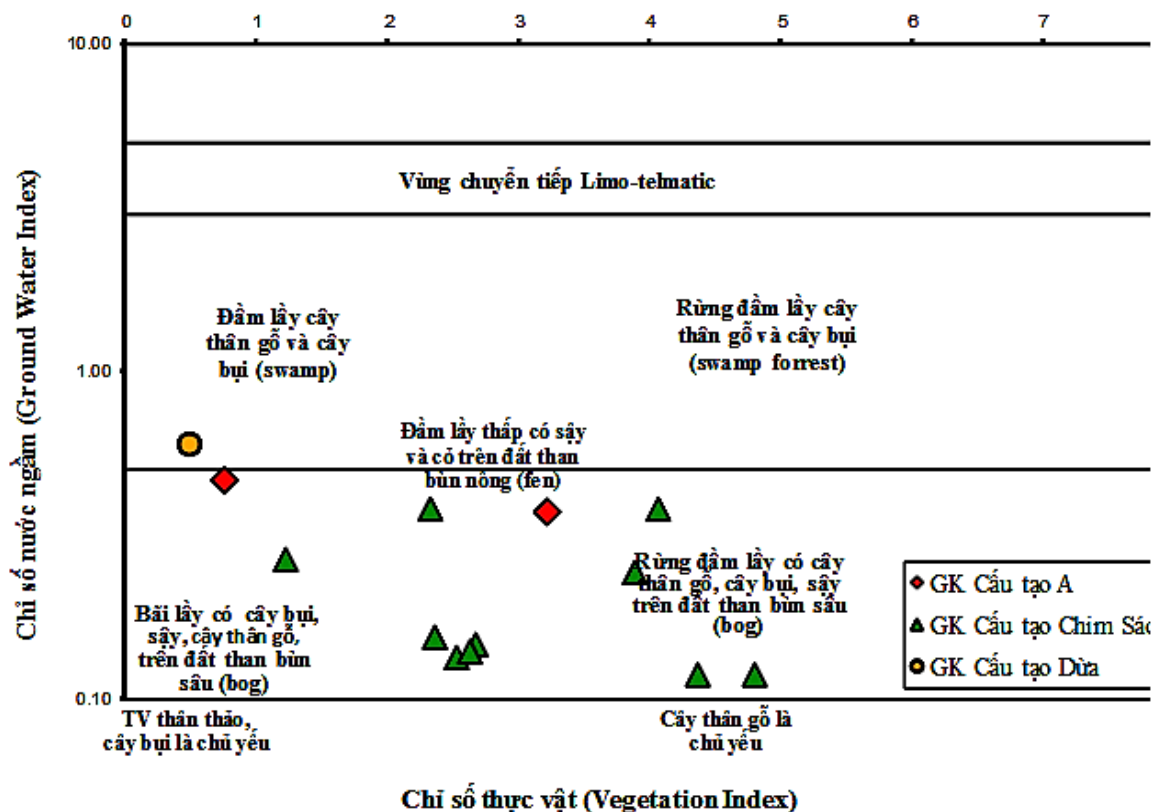
Điều kiện môi trường trên có thể còn tiếp tục đến đầu Miocen sớm. Sự phong phú của các chỉ thị sinh học như bicardinane, taraxan và sự có mặt của cấu tử Oleanane trong mẫu cho thấy sự đóng góp lớn của nguồn thực vật hạt kín.

Giếng khoan nghiên cứu trên cấu tạo Dừa đã gặp móng, tổng bề dày trầm tích Oligocen hệ tầng Cau trong GK khoảng 360m. Các chỉ số maceral cho thấy mẫu được thành tạo trong môi trường có mức độ ngập nước trung bình. Hệ sinh thái phát triển chủ yếu cây bụi, thực vật thân thảo và một ít thực vật thân gỗ; chỉ số thực vật của mẫu cực thấp. Một vài mảnh có vi tướng duroclarit tương tự mẫu than sapropel trong giếng khoan trên cấu tạo A, tuy nhiên tỷ lệ không đáng kể.

Sang đến khu vực xung quanh giếng khoan nghiên cứu trên cấu tạo Chim Sao, môi trường trở nên khô và mang tích lục địa hơn rất nhiều. Các

mẫu than phân tích phân bố trong vùng bãi lầy - rừng đầm lầy phát triển trên đất than bùn sâu, ít chịu ảnh hưởng của yếu tố nước ngầm. Chỉ số thực vật của tất cả các mẫu đều lớn hơn 3 cho thấy sự thống trị của thực vật thân gỗ trong môi trường tạo than giai đoạn này (Hình 13).

Kết quả nghiên cứu tổng hợp về đá mẹ chứa than bể Nam Côn Sơn và kết quả phân tích tài liệu địa chấn - địa vật lý GK chỉ ra rằng: ngoài đầm lầy/đầm hồ lớn kéo dài theo hướng tây tây nam - đông đông bắc, một số đầm lầy/đầm hồ nhỏ cũng xuất hiện ở các trũng địa phương khu vực các lô 06, 07 và 12. Đến cuối Oligocene, diện phân bố của đầm lầy thu hẹp lại do sự tăng cường của ảnh hưởng sông, đầm lầy chỉ còn phân bố ở trũng trung tâm và khu vực lô 12 bể Nam Côn Sơn (Lê Hoài Nga và nnk., 2015). Nhận định trên phù hợp với các kết quả phân tích thành phần vật chất hữu cơ trong than như đã trình bày ở trên. Điều này cũng gợi ý cho sự có mặt của tầng đá mẹ Oligocen 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. Môi trường thành tạo than Oligocen khu vực lô 12 bể Nam Côn Sơn (Claus Diessel, 1992).

### 5. Kết luận

Thành phần vật chất hữu cơ trong than và sét than khu vực lô 12 bể Nam Côn Sơn có sự khác biệt theo từng khu vực: Than trong trầm tích Oligocen xung quanh cấu tạo Chim Sáo và cấu tạo Dừa chứa chủ yếu là vật chất hữu cơ dạng humic - maceral nhóm vitrinite chiếm đa số. Sét than trong trầm tích Oligocen khu vực xung quanh cấu tạo A chứa cả hai dạng vật chất hữu cơ humic (maceral nhóm vitrinite) và sapropelic (maceral nhóm liptinite).

Than và sét than trong trầm tích Oligocen khu vực lô 12 bể Nam Côn Sơn có tiềm năng sinh khí; đang trong giai đoạn chớm trưởng thành đến cuối của cửa sổ tạo dầu. Khu vực xung quanh cấu tạo A, có thể có tiềm năng sinh một ít dầu.

### Tài liệu tham khảo

Bordenave, M. L., 1993. Applied Petroleum Geochemistry. Editions Technip. Paris.  
 Cook, Al. C. and Neil, R. S., 1991. Classification of oil shales, coals and other organic - rich rocks. *Organic Geochemistry* 17 (2). 211 - 222.

Diessel, C. F. K., 1986. On the Correlation between Coal Facies and Depositional Environments in Advances in the Study of the Sydney Basin. University of Newcastle. Australia.

Diessel, C. F. K., 1992. Coal bearing Depositional Systems. Berlin. Springer Verlag.

Geoff, H. T., Teichmülle, M., Davis, A., Diessel, C. F. K., Littke, R., Robert, P., 1998. Organic Petrology. *Borntraeger*. Berlin Stuttgart.

Hutton, C. A., and James C. H., 1999. Cannel coals. implications for classification and terminology. *International Journal of Coal Geology* 41 (1 - 2). 157 - 188.

Lê Hoài Nga, Phí Ngọc Đông, Hà Thu Hương, 2015. Thành phần vật chất hữu cơ và khả năng sinh hydrocarbon của than và sét than Oligocen và Miocen dưới khu vực phía đông bể Nam Côn Sơn. Viện Dầu khí Việt Nam.

Lê Văn Hiền, Nguyễn Thị Tuyết Lan, Nguyễn Thị Bích Hà, 2001. Mô hình địa hóa bể Nam Côn Sơn. Viện Dầu khí Việt Nam.

- Mukhopadhyay, P. K., and Patrick, G. H., 1993. Composition of coal. Hydrocarbons in Coal. B. E. Law, Rice, D.D, *American Association of Petroleum Geologists Studies in Geology* 38. 79 - 118.
- Nguyễn Giao, Nguyễn Trọng Tín, 2007. Bể trầm tích Nam Côn Sơn và Tài nguyên Dầu khí. Nguyễn Hiệp (editors), *Địa chất và Tài nguyên Dầu khí Việt Nam, Nhà xuất bản Khoa học Kỹ thuật*. 317 - 360.
- Peters, K. E., and Cassa, M. R., 1994. Applied source rock geochemistry. The petroleum system from source to trap. L. B. Magoon, Dow, W.G. , AAPG, *Memories* 60. 93 - 117.
- Peters, K. E., Clifford, C. W., and Micheal, J. M., 2005. The biomarker guide. Volume 2. Cambridge University Press. England.
- Pickel, W., Jolantas, K., Deolinda, F., Stavoros, K., Kalaitzidis, C., Brian, J. C., Magdalena, M. K., Sandra, R. A., Hentschel, M., Hamor, V., Crosdale, P. and Nicoliar, W., 2017. Classification of liptinite - ICCP System 1994. *International Journal of Coal Geology* 169. 40 - 61.
- Powell, G. T., Stephen, C., and Lloyd, R. S., 1982. Limitations of the use of organic petrographic techniques for identification of petroleum source rocks. *American Association of Petroleum Geologists* 66. 430 - 435.
- Teichmüller, M., and Karl, O., 1977. Art und Diagenese von Liptiniten und lipoiden Stoffen in einem Edölmuttergestein auf Grund fluoreszenzmikroskopischer Untersuchungen. *Petrochem* 30. 387 - 398.
- Vietsovetro, 2018. Cơ sở địa chất lựa chọn vị trí giếng khoan thăm dò lô 12/11, thềm lựa địa Việt Nam. Vũng Tàu.

## ABSTRACT

### Organic Petrology and Hydrocarbon Generation Potential of coal and coaly shale in Oligocene coal - bearing strata in block 12, Nam Con Son Basin

Nga Hoai Le <sup>1</sup>, Dong Ngoc Phi <sup>1</sup>, Huong Thu Ha <sup>1</sup>, Hieu Minh Le <sup>2</sup>

<sup>1</sup> *Exploration and Production Center - Vietnam Petroleum Institute, Vietnam*

<sup>2</sup> *Vietsovetro, Vietnam*

Coal and coaly - claystone are founded in Oligocene strata in most well block 12 Nam Con Son Basin. Organic geochemical analysis and organic petrology show that coal and coaly - claystone are rich in organic matter, containing mainly kerogen group III (vitrinite maceral) and kerogen group I - II (Liptinite maceral: alginite, sporinite, bituminite), mainly gas prone. Organic materials in sediments are derived from higher plants growing in terrestrial environments. Oligocene coal - bearing strata in the block 12 are in the stage of maturing and in oil window.