



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

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



# Đặc điểm vật chất hữu cơ và những nhận định về môi trường thành tạo của trầm tích Oligocen khu vực lô 106 đới phân dị Đông Bắc đứt gãy Sông Lô

Lê Hoài Nga <sup>1,\*</sup>, Nguyễn Thị Bích Hà <sup>1</sup>, Đỗ Mạnh Toàn <sup>1</sup>, Bùi Quang Huy <sup>1</sup>, Phan Văn Thắng <sup>2</sup>, Trần Nghi <sup>3</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> Trung tâm Phân tích Thí nghiệm- Viện Dầu khí Việt Nam, Việt Nam

<sup>3</sup> Khoa Địa chất, Trường Đại học Khoa học Tự nhiên, Việt Nam

### THÔNG TIN BÀI BÁO

### TÓM TẮT

Quá trình:

Nhận bài 15/01/2017

Chấp nhận 15/5/2017

Đăng online 28/6/2017

Từ khóa:

Bể Sông Hồng

Đá mẹ

Trầm tích Oligocen

Kerogen

Maceral

Lô 106/10 nằm trong đới phân dị Đông Bắc đứt gãy Sông Lô, phía bắc bể Sông Hồng. Các sản phẩm dầu và condensate đã được tìm thấy trong hầu hết các GK khu vực cấu tạo Hàm Rồng, Hàm Rồng Đông, Hàm Rồng Nam, Yên Tử có nguồn gốc từ đá mẹ đầm hồ chứa vật chất hữu cơ nguồn gốc lục địa, hàm lượng lưu huỳnh thấp. Trầm tích Oligocen gặp ở các giếng khoan trong khu vực giàu vật chất hữu cơ có tiềm năng sinh dầu là chính, tổng hàm lượng cacbon hữu cơ trung bình khoảng 1,48% khối lượng, chỉ số hydrogen HI trung bình 495mgHC/gTOC, kerogen loại II và loại I là chủ yếu. Nguồn vật chất hữu cơ trong đá mẹ theo kết quả phân tích sắc ký khí khối phổ bao gồm cả vật chất hữu cơ nguồn gốc đầm hồ/lục địa và vật chất hữu cơ nguồn gốc tảo nước mặn. Tuy nhiên, sự vắng mặt của các hóa thạch biển hoặc những dấu hiệu môi trường có sự ảnh hưởng bởi yếu tố biển như foraminifera, nanofossil hay khoáng vật sét biển glauconite cho thấy chưa có sự trùng khớp trong nhận định về môi trường khu vực thời kỳ Oligocen.

© 2017 Trường Đại học Mỏ - Địa chất. Tất cả các quyền được bảo đảm.

### 1. Mở đầu

Lô 106/10 nằm trong đới phân dị Đông Bắc đứt gãy Sông Lô, thuộc khu vực bắc bể trầm tích Sông Hồng (Hình 1). Sự hình thành của bể trầm tích Sông Hồng liên quan chặt chẽ tới pha tách giãn, mở rộng đáy biển Đông xảy ra do sự dịch

chuyển của mảng Ấn Úc và mảng Âu Á vào cuối Kreta đến Eocen sớm (Taylor và Hayes, 1983; Pigott và Ru, 1994; Lee và Lawer, 1994). Chuyển động trượt bằng trái dọc theo hệ thống đứt gãy Sông Hồng đánh dấu sự bắt đầu hình thành của bể trầm tích Sông Hồng và cũng là xu thế trượt bằng chủ đạo của các đới đứt gãy Sông Lô và Sông Chảy với qui mô lớn (Tapponier và nnk 1986). Trong pha tách giãn này hàng loạt địa hào, bán địa hào đã được hình thành trong phạm vi bể cũng như các vùng lân cận và được lấp đầy bởi các trầm tích

\*Tác giả liên hệ

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

sông và đầm hồ (Nguyễn và nnk, 2013). Trong Oligocen muộn, hoạt động tách giãn đáy biển Đông gây ra nén ép và nghịch đảo kiến tạo ở Đông Bắc bể Sông Hồng. Các thành tạo trầm tích Oligocen bị nâng lên và bóc mòn tạo ra bất chỉnh hợp rất rõ ràng phân tách các thành tạo đồng tách giãn và các thành tạo sau tách giãn. Vết lộ của trầm tích Oligocen quan sát được rất rõ nét trên đảo Bạch Long Vĩ.

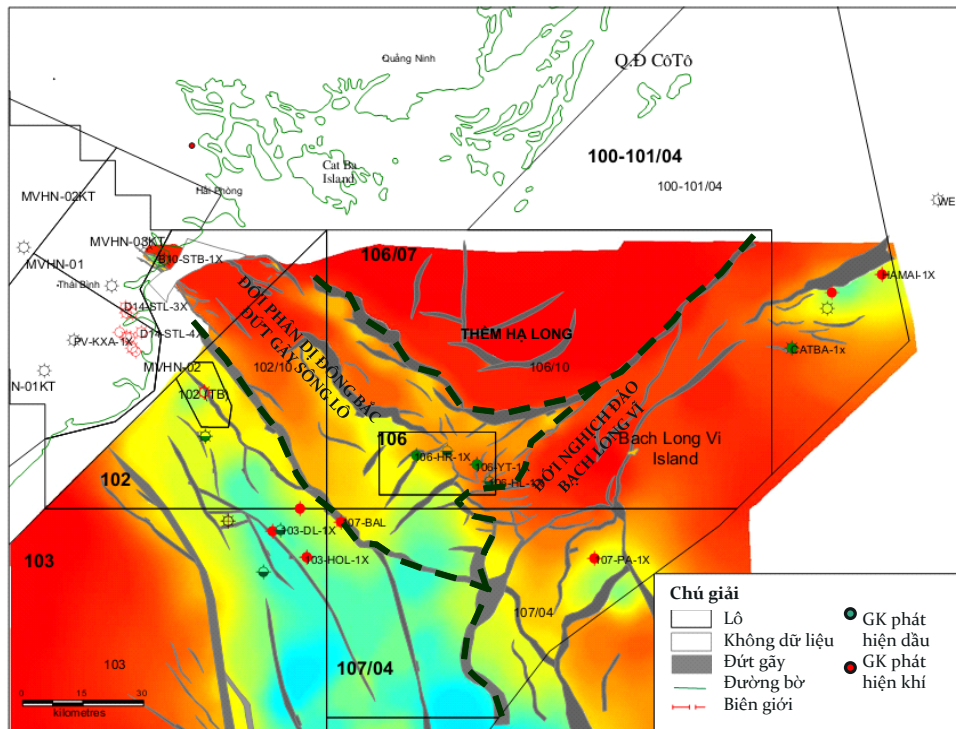
Trong Miocen sớm chuyển động trượt bằng trái dọc theo đới đứt gãy Sông Hồng làm cho bể lún chìm nhanh, gây biến tiến trong Miocen sớm (Othman và Jaafar 2006; Nguyễn và nnk, 2013). Trong Miocen giữa chuyển động dọc theo đứt gãy Sông Hồng bắt đầu có sự chuyển đổi từ trái sang phải (Lee và Lawer, 1994; Pigott và Ru, 1994; Nguyễn và nnk, 2013) gây nghịch đảo/nâng lên, bóc mòn và uốn nếp của các trầm tích đã được thành tạo trước đó ở bể Sông Hồng tạo ra đới nghịch đảo Miocen. Thời kỳ Pliocen - Đệ Tứ là giai đoạn tạo thềm, hình thành tập trầm tích dày nguồn lục địa tới ven bờ, biển nông phủ bất chỉnh hợp trên các thành tạo cổ hơn (Nielsen và nnk, 1999).

Giếng khoan thăm dò đầu tiên trên cấu tạo Yên Tử (Yên-Tử 1X) lộ 106 được thực hiện năm 2004, phát hiện lượng dầu khí nhỏ. Kết quả khoan

thăm dò đã chứng minh hệ thống dầu khí trong khu vực, trong đó trầm tích đầm hồ Oligocen lắng đọng trong các địa hào, bán địa hào là đá mẹ có tiềm năng sinh dầu chính trong khu vực. Giếng khoan thứ hai trong cùng cấu tạo Yên Tử -2X thực hiện năm 2009 không phát hiện dầu và khí.

Mở đầu Hàm Rồng được phát hiện năm 2008 khi khoan giếng HR-1XST4. Đến năm 2009, giếng khoan HR-2X cũng thành công, cho dòng từ đối tượng móng cacbonat trước Đệ Tam. Mẫu dầu thử vỉa có hàm lượng lưu huỳnh thấp, 39.22%API. Kết quả phân tích địa hóa mẫu dầu khu vực Hàm Rồng cho thấy nguồn gốc từ đá mẹ đầm hồ có sự đóng góp đáng kể của vật liệu hữu cơ nguồn gốc tảo (VPILabs, 2010).

Năm 2014, phát hiện dầu khí trong giếng Hàm Rồng Nam-1X là tiền đề cho giếng khoan tiếp theo trên cấu tạo Hàm Rồng Đông HRD-1X (khoan 2014) (PVEP, 2014). Mẫu dầu DST#2 trong Oligocen và DST#1 trong móng cacbonat trước Đệ Tam HRD-1X có nguồn gốc từ đá mẹ chứa vật chất hữu cơ nguồn gốc tảo và một lượng nhỏ vật chất hữu cơ nguồn gốc thực vật bậc cao, lắng đọng trong môi trường đầm hồ nước ngọt. Mức độ trưởng thành của đá mẹ sinh dầu (tính theo các chỉ thị sinh học) vào khoảng 0,77-0,79%Ro (VPILabs, 2014<sup>b</sup>).



Hình 1. Vị trí vùng nghiên cứu (Nguyễn và nnk, 2013).

Kết quả phân tích 500m trầm tích Oligocen GK ENRECA-3 trên đảo Bạch Long Vĩ cho thấy chúng được thành tạo trong môi trường đầm hồ nước ngọt sâu vào giai đoạn Oligocen muộn (Florschuetzia trilobata, Verrutricolporites pachydermus ); hàm lượng lưu huỳnh thấp; vật chất hữu cơ chủ yếu là tảo và các dạng vô định hình có khả năng phát quang, hàm lượng vitrinite thấp (VPILabs, 2014<sup>a</sup>; Petersen, 2013). Tuy nhiên, kết quả phân tích địa hóa mẫu sét kết Oligocen trong một số giếng khoan khu vực HR, HRD, HRN trên cho thấy có sự đóng góp của vật chất hữu cơ nguồn gốc biển/nước có độ muối cao hơn nước ngọt, xen kẽ với các mẫu sét kết chứa vật chất hữu cơ nguồn gốc nước ngọt thuần túy. Kết quả phân tích cổ sinh trong các GK trên vắng mặt các dạng hóa thạch chỉ thị cho môi trường biển/ môi trường có sự ảnh hưởng bởi yếu tố nước mặn như foraminifera, nanofossil. Do đó, điều kiện môi trường thành tạo trầm tích khu vực quanh cấu tạo Hàm Rồng, Hàm Rồng Đông, Hàm Rồng Nam là một vấn đề cần được nghiên cứu chi tiết.

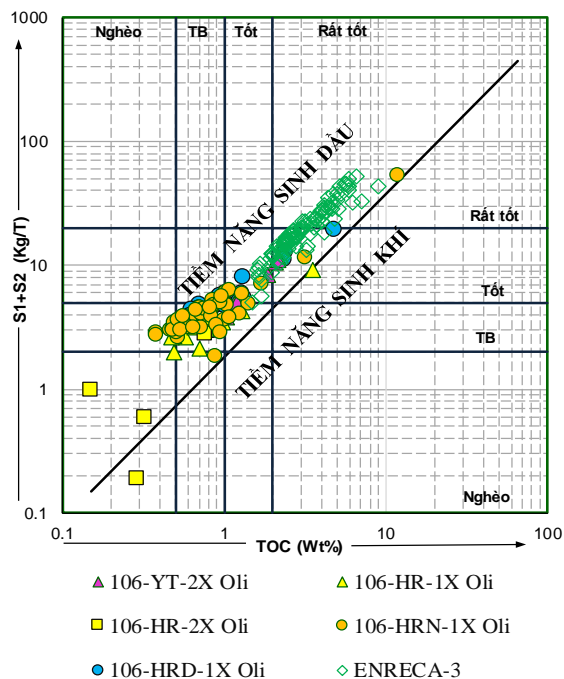
Nhằm góp phần làm sáng tỏ vấn đề trên, bài báo đã tiến hành phân tích chỉ tiêu thạch học hữu cơ bổ sung một số mẫu để xác định thành phần vật chất hữu cơ trong các mẫu sét kết Oligocen; đồng thời phân tích lát mỏng thạch học để xác định nguồn vật liệu trầm tích cũng như môi trường thành tạo trầm tích giai đoạn này.

## 2. Phương pháp nghiên cứu

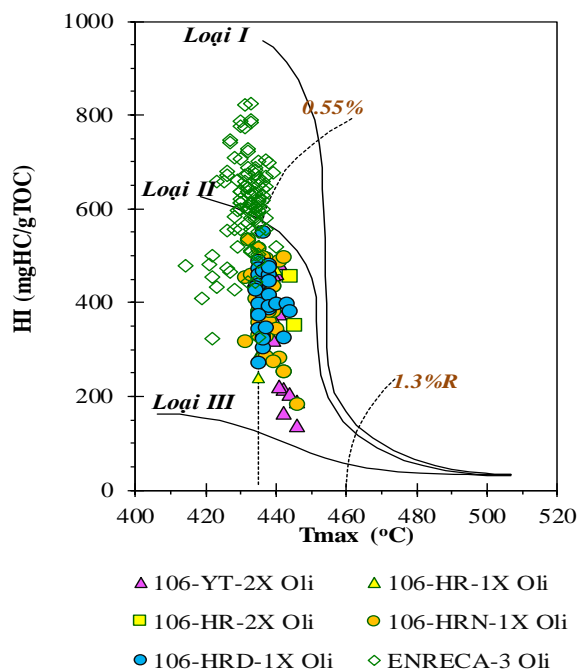
Phân tích nhiệt phân (để đánh giá chất lượng đá mẹ) được thực hiện trên máy RockEval 6. Vật chất hữu cơ trong đá mẹ được chiết theo phương pháp sắc ký lỏng trên bộ chiết Sohlet. Chất chiết và các mẫu dầu được phân tích sắc ký khí khối phổ (xác định các chỉ thị sinh học) trên hệ thống phân tích Agilent. Các mẫu vụn khoan Hàm Rồng-2X (3263-3266m, 3299-3302m) và Hàm Rồng Nam-1X (3035-3040m, 3040-3045m, 3155-3160m) được tiến hành phân tích thạch học hữu cơ để xác định thành phần vật chất hữu cơ trong mẫu (thành phần maceral); được tiến hành phân tích lát mỏng thạch học để xác định vật liệu trầm tích, môi trường thành tạo trầm tích. 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.

Phân tích thạch học hữu cơ được thực hiện trên hệ thống kính Leica DMR (sử dụng ánh sáng

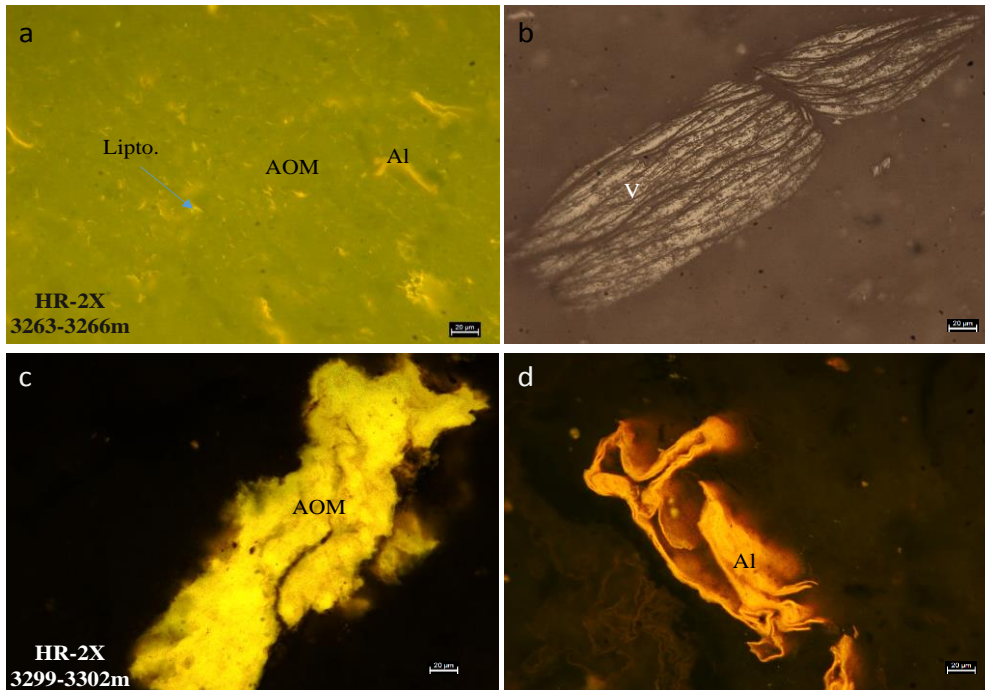
phản xạ) tại Trung tâm Tìm kiếm Thăm dò và Khai thác Dầu khí - Viện dầu khí Việt nam. Lát mỏng thạch học được phân tích tại bộ môn Trầm tích - Khoa Địa chất - Trường Đại học Khoa học Tự nhiên. Các phân tích địa hóa đá mẹ, dầu/khí được



Hình 2. Tiềm năng sinh hydrocacbon của trầm tích khu vực lô 106/10.



Hình 2. Loại vật chất hữu cơ trong trầm tích khu vực lô 106/10.



Hình 3. Thành phần maceral trong mẫu sét kết GK 106-HR-2X.

thực hiện tại Trung tâm Phân tích Thí nghiệm - Viện Dầu khí Việt Nam.

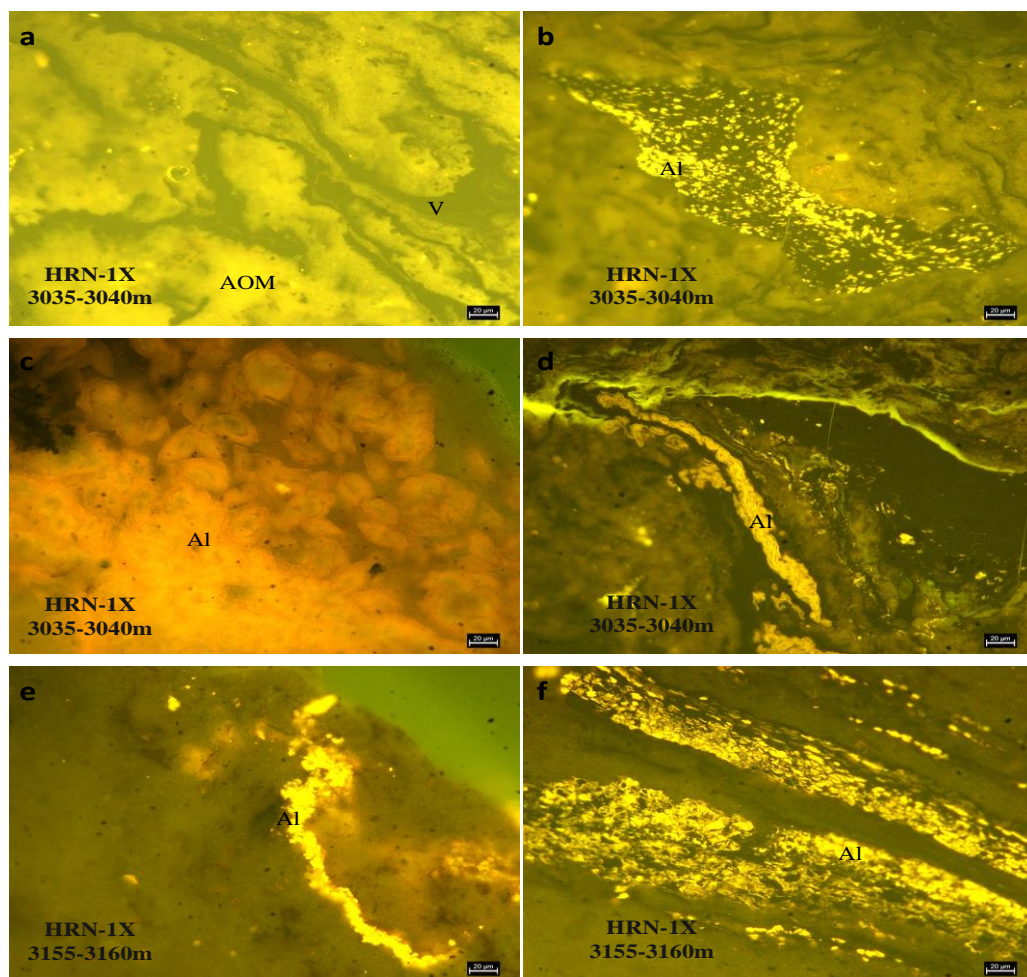
### 3. Kết quả và thảo luận

#### 3.1. Kết quả nhiệt phân

Trầm tích Oligocen từ móng đến nóc tập quan sát được trong tất cả các giếng khoan khu vực đới phân dị Đông Bắc đứt gãy Sông Lô. Tổng hàm lượng cacbon hữu cơ trung bình dao động từ 0.45% khối lượng (106-HR-2X) đến 1.97% khối lượng (106-YT-2X); 90% số mẫu phân tích có giá trị nhiệt phân S2 dao động trong khoảng 2.07 đến 9.95mg/g, đặc trưng cho đá mẹ có tiềm năng sinh trung bình đến rất tốt (Bordernave và nnk 1993); một số mẫu tại GK 106-HR-2X nghèo vật chất hữu cơ do phân tích vào khoảng độ sâu có hàm lượng sét thấp. 11% số mẫu sét kết phân tích có chỉ số hydrogen (HI) dao động trong khoảng 241-300mg/g; 84% tổng số mẫu có giá trị HI dao động trong khoảng 300-547mg/g cho thấy tiềm năng sinh dầu khá cao (Peters và Cassa, 1994). Trên biểu đồ quan hệ giữa chỉ hydrogen và giá trị nhiệt độ trên đỉnh cực đại S2 (Tmax) phần lớn mẫu rơi vào trường phân bố của kerogen nhóm II. 5% số mẫu có giá trị HI nhỏ hơn 240mg/g là các mẫu sét trong móng tại GK 106-YT-2X (Hình 2). Đánh giá tương quan giữa tổng hàm lượng cacbon hữu cơ

và tổng tiềm năng sinh S1+S2, sét kết Oligocen khu vực nghiên cứu có tiềm năng sinh dầu từ trung bình đến tốt- rất tốt (Hình ) (Peters và Cassa, 1994). Cá biệt, một số mẫu trong tập sét dày khoảng 70m ở phần đáy giếng/phủ trên móng GK 106-HRD-1X cho thấy tiềm năng hữu cơ cực tốt, TOC trung bình 3,21% khối lượng, S2 trung bình 14,37mg/g, HI trung bình 368mg/g.

Chỉ số sản phẩm (Production Indices  $PI=S1/[S1+S2]$ ) các mẫu dao động từ 0,04 đến 0,37, trung bình 0,2. Nhìn chung, giá trị PI tăng khoảng từ 0.1 đến 0.4 trong giai đoạn từ nóc đến đáy của cửa sổ tạo dầu (Bordernave và nnk 1993; Peters và Cassa, 1994). 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 cho thấy sự tương đồng với mức độ trưởng thành theo giá trị Tmax; 89% số mẫu có giá trị Tmax dao động trong khoảng 435-446 tương đương với giai đoạn chớm trưởng thành đến giữa của cửa sổ tạo dầu, chỉ có một số mẫu tại nóc Oligocen GK 106-HRN-1X chưa đạt đến ngưỡng trưởng thành. Các mẫu có PI nhỏ hơn 0,1 là các mẫu có hàm lượng sét thấp trong GK 106-HR-2X. Các mẫu sét trong móng cacbonat trước Độ Tam giếng khoan 106-YT-2X có PI trung bình 0,3; Tmax dao động trong khoảng 441-446 cho thấy mức độ trưởng thành của mẫu không cao,



Hình 4. Thành phần maceral trong mẫu sét kết GK 106-HRN-1X.

không phải sét đồng trầm tích với các thành tạo móng cacbonat. Các mẫu sét trong móng cacbonat tại GK 106-HR-2X rất nghèo vật chất hữu cơ, không xác định được các thông số nhiệt phân nên không có nhận định về nguồn gốc.

### 3.2. Thành phần maceral

Kết quả phân tích thành phần maceral trong sét kết GK 106-HR-2X các khoảng độ sâu 3263-3266m và 3299-3302m: liptinite tương ứng là 17,3% và 41,3%; vitrinite tương ứng là 7,3% và 12%; khoáng vật tương ứng là 75,4% và 46,7%.

Kết quả phân tích thành phần maceral trong sét kết GK 106-HRN-1X các khoảng độ sâu 3035-3040m, 3040-3045m và 3155-3160m: liptinite tương ứng là 40%, 40,7% và 43,3%; vitrinite tương ứng là 16%, 15,3% và 14%; khoáng vật tương ứng là 44%, 44% và 42,7%.

Thành phần chính trong liptinite là các dạng vật chất hữu cơ vô định hình có khả năng phát

quang (AOM - kerogen nhóm I/II) có nguồn gốc từ tảo và các dạng sinh vật trôi nổi (Pickel và nnk, 2017); phân bố thành từng đám vô định hình hoặc lấp đầy trong các xoang tế bào rỗng của tàn tích thực vật (Hình 3a,c, Hình 4a). Dưới ánh sáng huỳnh quang các dạng AOM phát quang với màu từ vàng tối, vàng chanh sáng đến vàng cam.

Thành phần alginite (kerogen nhóm I) trong mẫu- loại maceral có nguồn từ tảo đơn bào, sinh vật sống trôi nổi và bám đáy - chiếm tỷ lệ không cao, có hai dạng là telalginite và lamalginite (Thành phần maceral trong mẫu sét kết GK 106-HRN-1X. Hình 3a,d; Hình 4b-f), tuy nhiên chủ yếu vẫn là dạng lamalginite. Telalginite là các dạng tảo đơn bào có dạng hình elip hoặc dạng hình đĩa, có khả năng quan sát được cấu trúc bên trong; có nguồn gốc từ loài tảo giàu lipid mà chủ yếu là các loài tảo lục trôi nổi (Chlorophyceae) (Pickel và nnk, 2017). Lamalginite được giới thiệu bởi (Hutton và nnk, 1980) để phân biệt các dạng tảo

phân dải mỏng với các dạng tảo có độ phát quang mạnh hơn, cấu trúc rõ ràng hơn. Lamalginite trầm tích trong môi trường đầm hồ chủ yếu có nguồn gốc từ các loại tảo lục, tảo lam và các vi sinh vật trôi nổi; chỉ có một số lamalginite có nguồn gốc từ sinh vật bám đáy được ghi nhận (Pickel và nnk, 2017). Tại GK 106-HR-2X, alginite chủ yếu là các mảnh nhỏ cùng với liptodetrinite (dạng mảnh vụn của liptinite) phân bố rải rác trên nền các đám vật chất hữu cơ vô định hình có khả năng phát quang. Trong khi các dạng lamalginite của mẫu trong khoảng độ sâu 3302-3305m có kích thước lớn hơn, độ bảo tồn tốt hơn rất nhiều; trên hình 4d có thể quan sát rất rõ hình thái của lamalginite. Không quan sát được các alginite có nguồn gốc tảo biển.

Thành phần vitrinite (kerogen nhóm III) trong mẫu chủ yếu là các dạng có cấu trúc không đồng nhất phân bố cộng sinh với các đám vật chất hữu cơ vô định hình có khả năng phát quang và trên nền khoáng vật sét; các dạng khung xương mô tế bào thực vật bảo tồn kém, bị lấp đầy bởi liptinite và một số mảnh có kích thước lớn, cấu trúc không đồng nhất (Hình 3b). Thành phần khoáng vật chủ yếu là khoáng vật sét và ít pyrite.

Nhìn chung, kết quả phân tích thạch học hữu cơ cho thấy thành phần vật chất hữu cơ trong mẫu chủ yếu là kerogen nhóm I-II, một ít nhóm I và

nhóm III. Tuy nhiên trên biểu đồ phân loại kerogen (Hình 2), các mẫu không phân bố trong vùng của kerogen loại I vì tỷ phần của alginite (kerogen nhóm I) mặc dù có mặt trong mẫu nghiên cứu (Hình 3a,d; Hình 4b-f) nhưng không nhiều; giá trị HI nhiệt phân là tổng của các thành phần maceral và bị ảnh hưởng bởi mức độ trưởng thành nhiệt của mẫu.

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

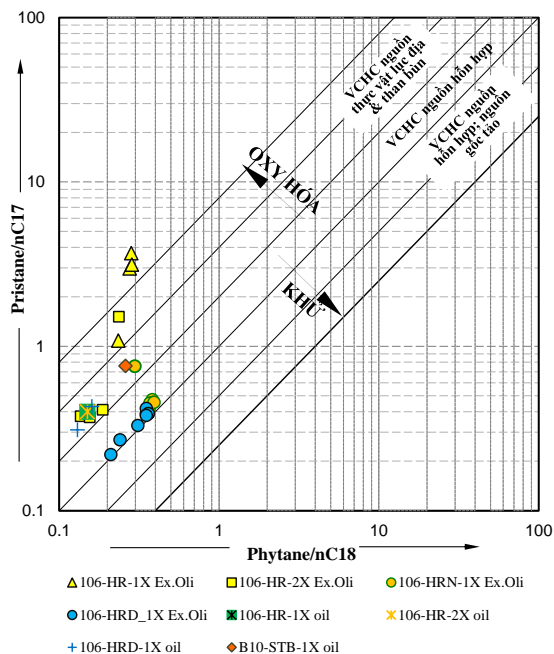
Kết quả phân tích sắc ký khí khối phổ chất chiết từ sét kết trong các GK khu vực nghiên cứu được nhà thầu thực hiện sau khoan. Các chỉ thị sinh học trong chất chiết được xác định từ phép đo sắc ký khí khối phổ là tài liệu đáng tin cậy để đánh giá nguồn gốc vật chất hữu cơ chứa trong trầm tích.

Pristane và Phytane được sinh ra từ chuỗi phytyl của chlorophyll trong các sinh vật quang dưỡng (Brooks và nnk, 1969; Powell và McKirdy, 1973). Dưới điều kiện khử, chuỗi phytyl tách ra thành phytol, sau đó bị khử thành dihydrophytol rồi thành phytane. Mặt khác, dưới điều kiện oxy hóa, phytol bị oxy hóa tạo axit phytenic, sau đó khử COO- tạo pristene và bị khử thành pristane. Do đó, tỷ số Pristane/Phytane được dùng để đánh giá tính oxy hóa - khử của môi trường trầm tích và tương hữu cơ (Peters và nnk, 2005).

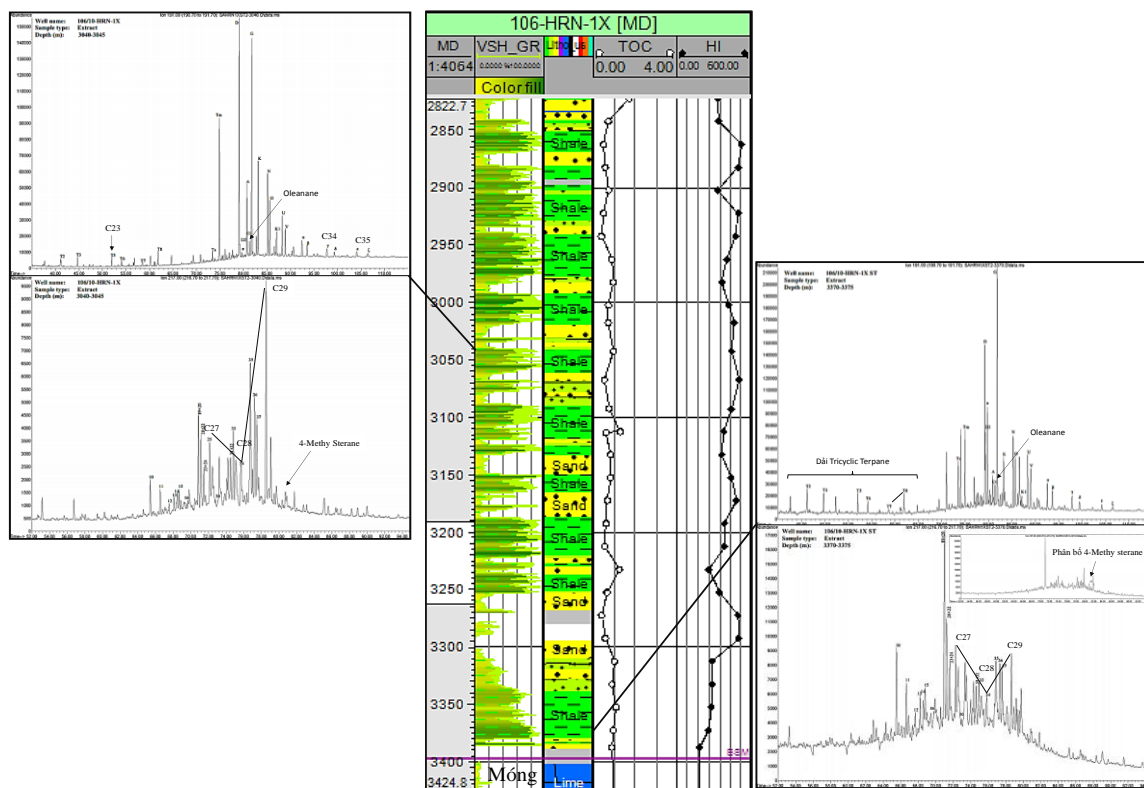
Kết quả phân tích cho thấy vật chất hữu cơ trong trầm tích Oligocen GK 106-HR-1X và 106-HR-2X có nguồn gốc từ thực vật lục địa, lắng đọng trong điều kiện oxy hóa; trong khi các mẫu trong GK 106-HRD-1X và 106-HRN-1X lắng đọng trong môi trường có tính khử cao hơn (Hình 5) (VPIlabs, 2009a; 2009b; 2010; 2014a).

Sự thay đổi điều kiện môi trường tích tụ và phân hủy của vật chất hữu cơ trong trầm tích Oligocen khu vực nghiên cứu thể hiện khá rõ dựa trên các chỉ thị sinh học.

Các mẫu sét kết đặc trưng cho môi trường đầm hồ phân bố trong các GK 106-HR-1X (3350-3355m, 3405-3410m, 3434-3440m, 3515-3520m), 106-HR-2X (3275-3278), 106-HRN-1X (3370-3375m), 106-HRD-1X (3630-3635m, 3695-3700m) và 106-YT-1X. Cấu tử 4-methyl sterane (mảnh m/z 217) có nguồn gốc từ tảo (dinoflagellate algae) và rất phổ biến trong đá mẹ có nguồn gốc đầm hồ. Sự có mặt của cấu tử trên là chỉ thị rất tốt cho vật chất hữu cơ nguồn gốc tảo



Hình 5. Biểu đồ quan hệ Pristane./nC17 và Phytane/nC18 mẫu dầu và chất chiết khu vực lô 106/10



Hình 6. Kết quả phân tích sắc ký khí khối phổ mẫu sét kết GK 106-HRN-1X độ sâu 3040-3045m và 3370-3375m.

trong đá mẹ (Peters và nnk, 2005; Summons và nnk, 1987).

Trên dải phân bố Triterpane m/z 191 của mẫu chất chiết, sự xuất hiện của dãy Tricyclic Terpene từ T1 đến T8 là một dấu hiệu của nguồn vật chất hữu cơ tảo. Đặc biệt, tỷ số C26/C25 tricyclic terpene (pick T8/T7) trong tất cả các mẫu phân tích đều lớn hơn 1 cho thấy nguồn gốc vật chất hữu cơ đầm hồ rất đặc trưng (Peters và nnk, 2005; Zumberge, 1987) (Hình 6). Thành phần C27 steranes, C29 steranes cao hơn so với C28 steranes và sự có mặt Oleanane (peak O1) chứng minh cho đóng góp của vật chất hữu cơ nguồn gốc lục địa.

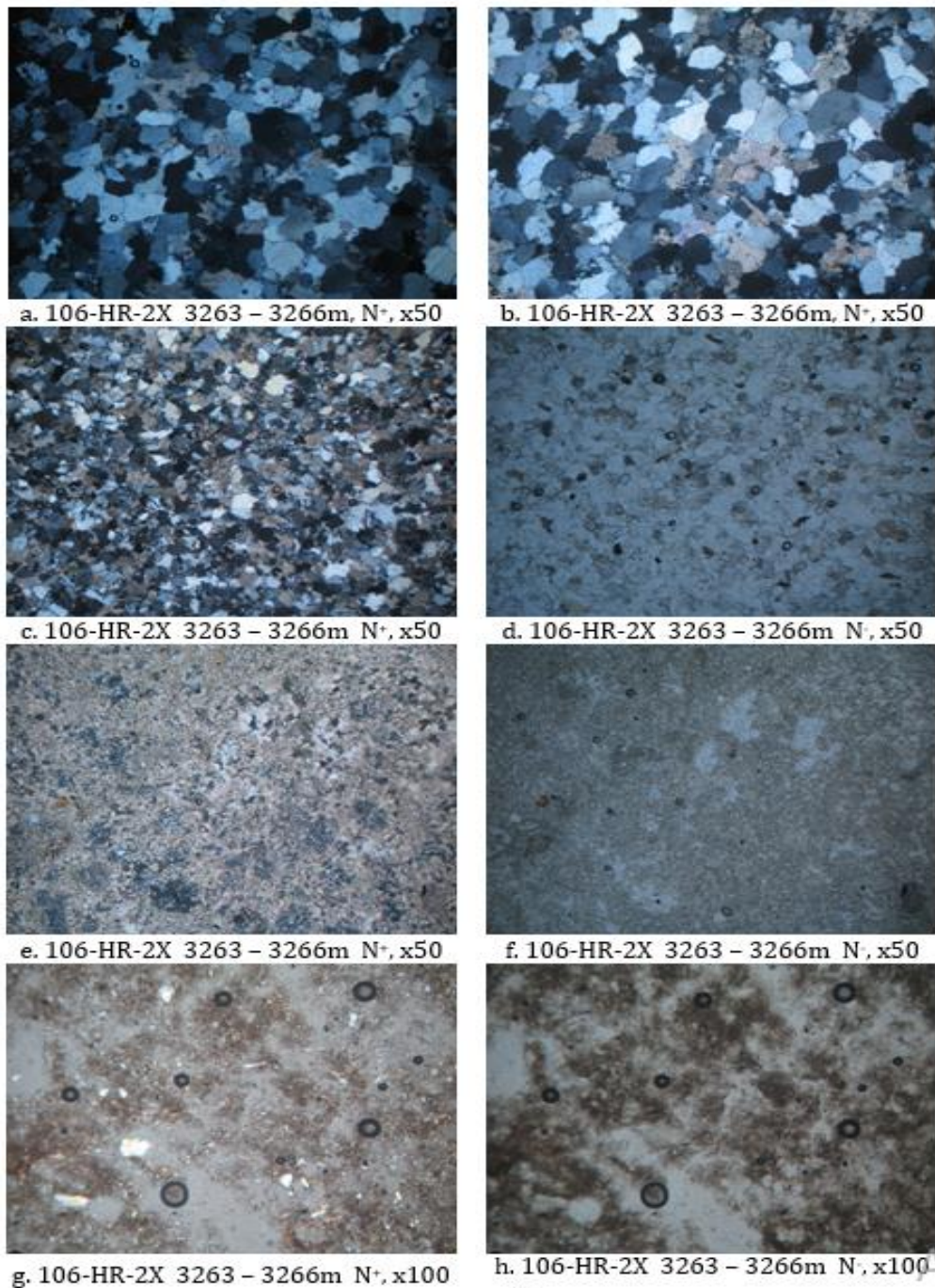
Trong khi đó, các mẫu tại GK 106-HR-2X (3233-3236m, 3248-3251m, 3278-3281m); 106-HRN-1X (2550-2555m, 2820-2825m, 3040-3045m, 3150-3155m, 3230-3235m); 106-HRD-1X (2640-2645m, 3000-3005m, 3070-3075m, 3180-3185m và 3450-3455m) cho thấy mẫu chứa vật chất hữu cơ nguồn gốc lục địa có sự đóng góp của vật chất hữu cơ nguồn gốc tảo biển (VPIIabs, 2014<sup>a</sup>). Kết quả phân tích chất chiết từ các mẫu trên có tỷ lệ cao của C22/C21 tricyclic terpene và

tỷ lệ thấp của C24/23 tricyclic terpene (Peters và nnk, 2005) chỉ ra sự liên quan đến môi trường cacbonat biển. Trên dải m/z 191, trong khoảng phân bố của C19 - C25 tricyclic terpanes sự vượt trội tương đối giữa C23 tricyclic terpene so với C19 tricyclic terpene; C23 tricyclic terpene trội hơn C24 tricyclic terpene là phân bố đặc trưng chỉ thị cho vật chất hữu cơ nguồn gốc algal-vi khuẩn. Trong phân bố của pentacyclic terpanes, tỷ số norhopane (C29) / hopane (C30) cao, tỷ số C35 / C34 hopane cao chỉ thị tương môi trường cacbonat biển và điều kiện môi trường thiếu hụt oxy. Theo đó, tất cả các mẫu được liệt kê trên có chịu ảnh hưởng của yếu tố biển.

### 3.4. Thảo luận

Các kết quả phân tích địa hóa sét kết tuổi Oligocen khu vực lô 106 - đới phân dị Đông Bắc đứt gãy Sông Lô cho thấy sự ảnh hưởng của yếu tố biển trong thời kỳ Oligocen. Nhận định trên khá tương đồng với kết quả phân tích lát mỏng thạch học các mẫu tại GK 106-HR-2X và 106-HRN-2X.

Thành phần thạch học trầm tích Oligocen trong các GK khu vực lô 106 khá đa dạng: bao gồm



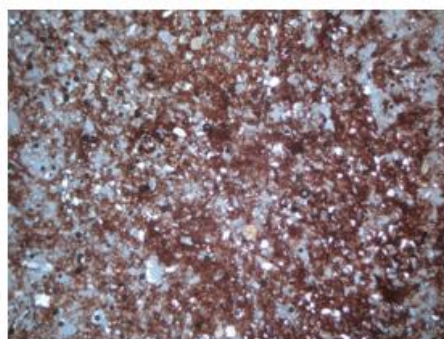
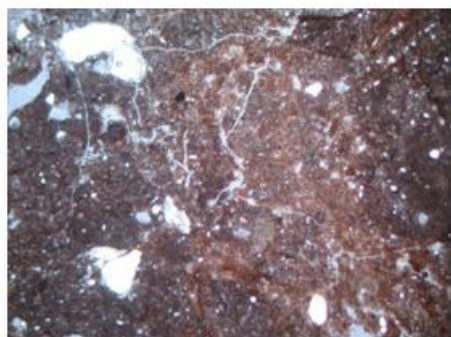
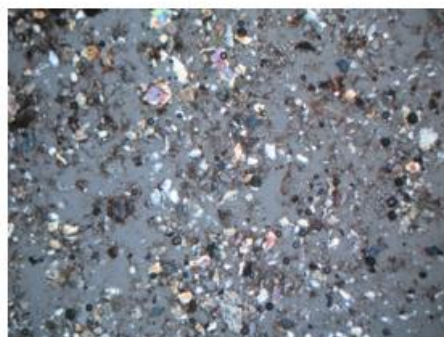
Hình 7. Lát mỏng thạch học mẫu vụn GK 106-HR-2X.

đá cát kết xám trắng, bột kết đỏ nâu, sét kết xám xanh, ít đá vôi và thậm chí cả mảnh tuff, mảnh vụn núi lửa phân bố chủ yếu trong phần thô dưới đáy tập (VPllabs, 2014<sup>a</sup>). Mẫu vụn GK 106-HR-2X khoảng độ sâu 3263-3266m bao gồm các mảnh: cát kết acko hạt trung, xi măng calcit, SiO<sub>2</sub> tiếp xúc hình thành trong môi trường nón quạt cửa sông (Hình 7a,b); Cát kết acko hạt nhỏ, xi măng calcit lấp đầy, chọn lọc và mài tròn trung bình, hình

thành trong môi trường biển nông ven bờ (Hình 7c,d); Đá vôi sét vi hạt - hạt nhỏ xen kẽ, môi trường vũng vịnh (gulf) (Hình 7e,f) và sét kết chứa vôi, bitum và cát bột thạch anh, môi trường vũng vịnh (Hình 7g,h).

Mẫu vụn GK 106-HRN-1X khoảng độ sâu 3155-3160m bao gồm các mảnh: Sét kết vôi, chứa cát bột thạch anh và vật chất hữu cơ (lượng vật chất hữu cơ dao động từ 10-50%) (Hình 8a,b); Bột



a. 106-HRN-1X 3155-3160m, N<sup>+</sup>, x50b. 106-HRN-1X 3155-3160m, N<sup>+</sup>, x50c. 106-HRN-1X 3155-3160m, N<sup>+</sup>, x50d. 106-HRN-1X 3155-3160m, N<sup>+</sup>, x50

Hình 8. Lát mỏng thạch học mẫu vụn GK 106-HRN-1X.

kết hạt nhỏ, xi măng cơ sở (sét, calcit) kiến trúc vi hạt, ẩn tinh và vật chất hữu cơ hạ đẳng (Hình 8c); Sét kết vôi (calcit ẩn tinh, vi hạt, dolomit hình thoi vi tinh) chứa bột và bitum, môi trường vũng vịnh nông,  $Eh \leq 0$ ,  $pH \geq 8.5$  (Hình 8d)

Kết quả phân tích cổ sinh địa tầng không quan sát thấy các hóa thạch chỉ thị cho môi trường biển hoặc có sự ảnh hưởng của yếu tố biển như foraminifera hay nanno fossil. Môi trường thành tạo trầm tích theo cổ sinh được kết luận dựa trên phức hệ bào tử phần Palynomorph gồm *Acrostichum* sp., *Alnipollenites* sp., *Araliapollenites* sp., *Carya tonkinensis*, *Caryapollenites* sp., *Castaneapollenites* sp., *Coniogramme* sp., *Florschuetzia trilobata*, *Gothanipollis bassensis*, *Hymenophyllum* sp., *Liquidambarpollenites* sp., *Piceapollenites* sp., *Pinuspollenites* sp., *Pterocaryapollenites* sp., *Quercoidites microhenrici*, *Podocarpidites* sp., *Zonocostites* sp. chỉ thị cho môi trường biển đổi từ miền núi, sông hồ đến đầm lầy nước ngọt - điển hình cho tương đầm hồ. Điều này khá phù hợp với phức hệ hóa thạch định tuổi cho trầm tích Oligocen trong GK ENRECA 3 trên đới nghịch đảo Bạch Long Vĩ (VPILabs, 2014<sup>a</sup>). Ngoài ra, sự phong phú của hóa thạch bào tử *Verrutricolporites*

*pachydermus* chỉ có trong Oligocen muộn và sự vắng mặt của phức hệ phần biển trong GK ENRECA-3 là minh chứng xác thực cho môi trường nước ngọt cuối Oligocen khu vực đới nghịch đảo Bạch Long Vĩ (VPILabs, 2014<sup>a</sup>).

Nhìn chung, các phát hiện trên cho thấy môi trường thành tạo trầm tích trong giai đoạn Oligocen có sự ảnh hưởng bởi yếu tố biển. Trầm tích Oligocen muộn đới nghịch đảo Bạch Long Vĩ thành tạo trong môi trường nước ngọt điển hình; được nâng lên do hoạt động nghịch đảo kiến tạo vài Oligocen muộn - Miocen sớm. Vậy, hoạt động biển tiến ở khu vực đới phân dị Đông bắc đứt gãy Sông Lô xảy ra khi nào là vấn đề cần được nghiên cứu thêm. Theo đó, tuổi địa tầng các thành tạo Oligocen lấp đầy trong các địa hào, bán địa hào đới phân dị đông bắc đứt gãy Sông Lô cũng cần được nghiên cứu chi tiết hơn.

#### 4. Kết luận

Sét kết Oligocen trong các GK khu vực lô 106, đới phân dị đông bắc đứt gãy Sông Lô, bắc Bể Sông Hồng là đá mẹ giàu vật chất hữu cơ có tiềm năng sinh dầu lớn.

Môi trường thành tạo trầm tích Oligocen theo các chỉ thị sinh học cho thấy có sự ảnh hưởng bởi yếu tố biển. Quan điểm trên không tương thích với các nhận định môi trường dựa trên các kết quả phân tích cổ sinh địa tầng. Do đó, cần có các nghiên cứu chi tiết để có thể đưa ra nhận xét chính xác môi trường thành tạo trầm tích thời kỳ Oligocen khu vực phía bắc bể Sông Hồng.

### Tài liệu tham khảo

- Bordenave, M.L., Espitalie, J., Leplat, J., Oudin, J.L., Vandenbroucke, M., 1993. Screening techniques for source rock evaluation, In *Applied petroleum geochemistry* (Eds. M.L. Bordenave), Paris, Editions Technip, pp. 217-278.
- Brooks, J.D., Gould, K. and Smith, J.W., 1969. Isoprenoid hydrocarbons in coal and petroleum. *Nature* 222, 257-259.
- Lee, T. Y., Lawver, L. A., 1994. Cenozoic plate reconstruction of the South China Sea region. *Tectonophysics*, 235(1-2), 149-180.
- Nguyễn T.D., Nguyễn V.P., Đỗ M.T., Vũ T., Nguyễn M.H., Tống D.C., Võ B.N., Nguyễn T.L., Nguyễn B.H., Hồ T.T., Hà T.H., 2013. Đánh giá tiềm năng dầu khí bể trầm tích Sông Hồng. *Nghiên cứu tổng thể đánh giá tiềm năng dầu khí toàn thềm lục địa Việt Nam* (chủ nhiệm Nguyễn Trọng Tín). Viện Dầu khí Việt Nam, Hà Nội, Việt Nam, 102 trang.
- Hutton, A.C., Kantsler, A.J., Cook, A.C., McKirdy, D.M., 1980. Organic matter in oil shale, *Journal of Australian Petroleum Exploration Association* 20, 44-68.
- Nguyen T.T., Le H.N., Nguyen T.H., 2013. *Petroleum system and basin modeling for block MVHN-01*. Unpublished work, VietNam Petroleum Institute, Ha Noi, VietNam, 39 pages.
- Nielsen, L.H., Mathiesen, A., Bidstrup, T., Vejbaek, O.V., Dien, P.T., Tiem, P.V., 1999. Modelling of hydrocarbon generation in the Cenozoic Song Hong Basin, Vietnam: a highly prospective basin. *Journal of Asian Earth Sciences* 17, 269-294.
- Othman, M., Jaafar, U., 2006. *Poster: Sequence Stratigraphic Approach To Identify New Play and Evaluation of Petroleum System in Block 102&206, SongHong Basin, VietNam*. In Petroleum Geology Conference and Exhibition, 27-28<sup>th</sup> November, 2006 in Malaysia.
- Peters K.E. and Cassa M.R., 1994. Applied source rock geochemistry - In *The Petroleum System-From Source to Trap* (Eds. L.B. Magoon, Dow,W.G.). AAPG Memoir 60 (1994). American Association of Petroleum Geologists, USA. pp. 93-120.
- Peters K.E., Walters C.C., Moldowan J.M., 2005. *The Biomarker guide*. Volume 2 Biomarkers and Isotopes in the Petroleum Exploration and Earth History. Cambridge University Press, England.
- Petersen, H.I., 2013. Source rock quality of the Enreca-3 well: 500m of highly oil-prone mudstones (presentation). In *35<sup>th</sup> Anniversary of VPI's Establishment, Science & Technology Conference HaNoi, VietNam 22<sup>nd</sup>-23<sup>rd</sup> May 2013*. VietNam.
- Pickel, W., Kus, J., Flores, D., Kalaitzidis, S., Christanis, K., Cardott, B. J., Misz-Kennan, M., Rodrigues, S., Hentschel, A., Hamor-Vido, M., Crosdale, P. and Wagner, N., 2017. Classification of liptinite - ICCP System 1994. *International Journal of Coal Geology* 169, 40-61.
- Pigott, J. D., Ru, K., 1994. Basin superposition on the northern margin of the South China Sea. *Tectonophysics* 235, 27-50.
- Powell, T.G., McKirdy D.M., 1973. Relationship between ratio of pristane to phytane, crude oil composition and geological environment in Australia. *Natural Physical Science* 243(1), 37-39.
- PVEP, 2014. *Báo cáo nhanh đánh giá kết quả giếng khoan HRD-1X*. Hà Nội. Việt Nam, 18 trang.
- Summons, R.E., Volkman, J.K., Boreham, C.J., 1987. Dinosterane and other steroidal hydrocarbons of dinoflagellate origin in sediments and petroleum. *Geochimica et Cosmochimica Acta* 51, 3075-3082.
- Tapponnier, P., Peltzer, G., Armijo, R., 1986. On the mechanics of the collision between India and Asia. In *Collision Tectonics* (Eds. Coward, M.p.,

- Ries, A.C.). Geological Society Special Publications 19, pp. 115-157.
- Taylor, B., Hayes, D. E., 1983. Origin and history of the South China Basin. In *The Tectonic and Geologic Evolution of South-east Asian Seas and Islands, Part 2* (Eds. Hayes, D. E.). American Geophysical Union Monograph 27, pp. 23-56.
- VPI Labs, 2009<sup>a</sup>. *Geochemical report of the HamRong-1X well*. VietNam petroleum Institute, HoChiMinh City, Vietnam, 10 pages.
- VPI Labs, 2009<sup>b</sup>. *Geochemical report of the YenTu-2X well*. VietNam petroleum Institute, HoChiMinh City, Vietnam, 06 pages.
- VPI Labs, 2010. *Geochemical report of the HamRong-2X well*. VietNam petroleum Institute, HoChiMinh City, Vietnam, 67 pages.
- VPI Labs, 2014<sup>a</sup>. *Biotratygraphy report of the ENRECA-3 well*. VietNam petroleum Institute, HoChiMinh City, Vietnam, 16 pages.
- VPI Labs, 2014<sup>b</sup>. *Geochemical Evaluation of Cutting, Oil and Gas Samples Well 106/10-HRD-1X/HRD-1XST*. HoChiMinh City, Vietnam, 07 pages.
- VPI Labs, 2014<sup>c</sup>. *Petrography, SEM and XRD analysis study interval 1310-3809.99m well 106/10-HRN-1X*. VietNam petroleum Institute, HoChiMinh City, Vietnam, 176 pages.
- Zumberge, J. E. (1987) Prediction of source rock characteristics based on terpane biomarkers in crude oils: a multivariate statistical approach. *Geochimica et Cosmochimica Acta* 51, 1625-1637.

## ABSTRACT

### Organic Matter Characteristics and Depositional Environment of Oligocene Sediment in Block 106, Northeast SongLo Differentiated Zone.

Nga Hoai Le <sup>1,\*</sup>, Ha Bich Thi Nguyen <sup>1</sup>, Toan Manh Do <sup>1</sup>, Huy Quang Bui <sup>1</sup>, Thang Van Phan <sup>2</sup>, Nghi Tran <sup>3</sup>

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

<sup>2</sup> VPI Labs - Vietnam Petroleum Institute, Vietnam

<sup>3</sup> Faculty of Geology, Hanoi University of Natural Sciences, Vietnam

Block 106/10 is located in the NE SongLo Differentiated Zone, Northern Song Hong basin. Oil and condensate in Ham Rong, Ham Rong Dong, Ham Rong Nam, Yen Tu structure is derived from lacustrine source rock with low sulfur content. Oligocene sediment is highly oil-prone source rock; kerogen is mainly type II and type II-I. The biomarkers in Oligocene are analyzed to be contained higher plant source material with the contribution of marine algal organic matter. However, the absence of marine and marine influence environments signals such as foraminifera, nanofossil and glauconite mineral showed the conflict from the point of view of depositional environment in this area which is required a more detailed study.

**Keywords:** SongHong basin, NE SongLo Differentiated Zone, source rock, Oligocene, kerogen, maceral.