

## ĐẶC ĐIỂM TRẦM TÍCH OLIGOCENE KHU VỰC LÔ 05-1(α) BỂ NAM CÔN SƠN

Mai Hoàng Đảm<sup>1</sup>, Bùi Thị Ngọc Phương<sup>1</sup>, Trương Tuấn Anh<sup>2</sup>, Nguyễn Thị Thanh Nga<sup>1</sup>, Trần Đức Ninh<sup>2</sup>  
 Vũ Thị Tuyền<sup>1</sup>, Cao Quốc Hiệp<sup>2</sup>, Nguyễn Văn Sửu<sup>1</sup>, Nguyễn Thị Thắm<sup>1</sup>, Phan Văn Thắng<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Viện Dầu khí Việt Nam

<sup>2</sup>Công ty TNHH MTV Điều hành thăm dò Khai thác Dầu khí Trong nước (PVEP POC)

Email: dammh@vpi.pvn.vn

<https://doi.org/10.47800/PVJ.2021.02-01>

### Tóm tắt

Bài báo giới thiệu sự phát triển của trầm tích Oligocene cùng các đặc điểm thạch học và địa hóa để phục vụ việc đánh giá mô hình hệ thống dầu khí trong Lô 05-1(α). Kết quả nghiên cứu cổ sinh - địa tầng từ các giếng khoan gần đây cho thấy có sự tồn tại của các trầm tích Oligocene, phân bố trải dài từ sườn phía Nam lên đến dải nâng Đại Hùng ở phía Bắc và được lắng đọng trong môi trường từ đồng bằng ven biển đến biển nông ven bờ. Thành phần thạch học chủ yếu là cát kết hạt mịn đến thô và có xu hướng thô dần về phía dải nâng Đại Hùng; lỗ rỗng quan sát được từ 2 - 6,5%, bị ảnh hưởng bởi quá trình nén ép 10 - 80% và xi măng hóa bởi các khoáng vật thứ sinh 10 - 70%. Đá mẹ ở khu vực sườn phía Nam giàu vật chất hữu cơ, đạt ngưỡng trưởng thành nhiệt đến cửa sổ tạo dầu và cho tiềm năng sinh dầu - khí, trong khi ở dải nâng Đại Hùng thiên về tiềm năng sinh khí. Điều này cũng cho thấy đá mẹ trong Lô 05-1(α) mang tính địa phương, không đại diện cho nguồn sinh của khu vực.

**Từ khóa:** Trầm tích Oligocene, độ rỗng, đá mẹ, vật chất hữu cơ, kerogen, bể Nam Côn Sơn.

### 1. Giới thiệu

Khu vực nghiên cứu nằm trong phân vùng cấu trúc của dải nâng Đại Hùng - Măng Cầu thuộc phần rìa Tây Bắc của đới trũng Trung tâm. Dải nâng này phát triển kéo dài theo hướng Đông Bắc - Tây Nam và bị chia cắt thành nhiều khối bởi các hệ thống đứt gãy chủ yếu có phương Đông Bắc - Tây Nam (Hình 1b). Dải nâng Đại Hùng - Măng Cầu có vai trò như một dải nâng giữa trũng, ngăn cách giữa 2 trũng lớn nhất là phụ đới trũng phía Bắc và phụ đới trũng Trung tâm của bể Nam Côn Sơn trong suốt quá trình phát triển địa chất từ Eocene đến Miocene và Pliocene đến Đệ tứ [1].

Cho đến nay vẫn chưa tìm thấy trầm tích Eocene hoặc cổ hơn trong các giếng khoan của bể Nam Côn Sơn. Kết quả minh giải tài liệu địa chấn cho thấy trầm tích Oligocene có bề dày lớn, phân bố ở khu vực Trung tâm bể, nơi chưa khoan đến trầm tích Oligocene [1]. Ở các khối nâng và sườn có nhiều giếng khoan được thực hiện đến móng cho thấy trầm tích Oligocene phủ bất chỉnh hợp trên bề

mặt móng trước Cenozoic như các cấu tạo Thanh Long, Tường Vi, Hải Âu, Dừa, Đại Hùng, Thiên Nga.

Trầm tích Oligocene có thành phần thạch học chủ yếu là cát kết hạt mịn đến thô xen kẹp các lớp sét kết và bột kết, trầm tích hạt mịn chứa vật chất hữu cơ ưu thế là kerogen hỗn hợp II/III cho khả năng sinh dầu và khí. Các trầm tích được chia thành 3 phần đặc trưng: Phía dưới là cát kết hạt từ mịn đến thô, đôi chỗ rất thô (sạn kết), cát kết chứa cuội, đôi khi xen kẹp bởi các lớp đá phun trào núi lửa, các lớp than và mảnh vụn than; giữa chủ yếu là thành phần hạt mịn, cấu trúc dạng phân lớp dày, dạng khối khá giàu vật chất hữu cơ cùng các lớp chứa than; phần trên là cát kết hạt trung, đôi chỗ có chứa glauconite, trùng lỗ, dino-cyst biển chứng tỏ có sự ảnh hưởng của môi trường biển (vùng chuyển tiếp hoặc biển nông ven bờ) vào giai đoạn cuối Oligocene ở một số khu vực [1], trong đó có khu vực nghiên cứu.

Nghiên cứu sự tồn tại của trầm tích Oligocene và các đặc điểm thạch học, địa hóa được thực hiện trên số liệu của 8 giếng khoan nằm trong (i) phần sườn phía Tây Nam; (ii) dải nâng Đại Hùng - Măng Cầu (Hình 4) nhằm bổ sung thông tin cho việc đánh giá mô hình của hệ thống dầu khí trong Lô 05-1.



Ngày nhận bài: 24/6/2020. Ngày phân biên đánh giá và sửa chữa: 25/6 - 17/12/2020.

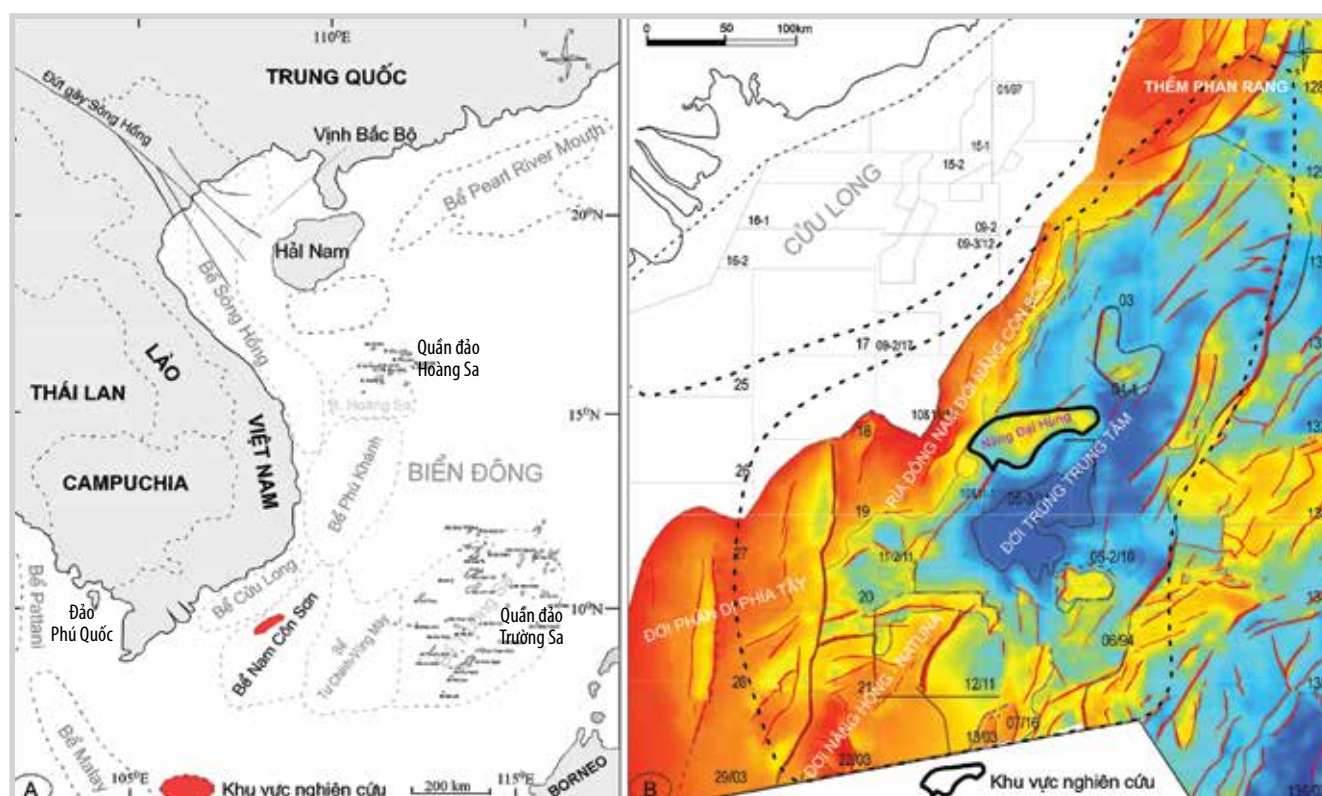
Ngày bài báo được duyệt đăng: 2/2/2021.

## 2. Địa chất khu vực nghiên cứu

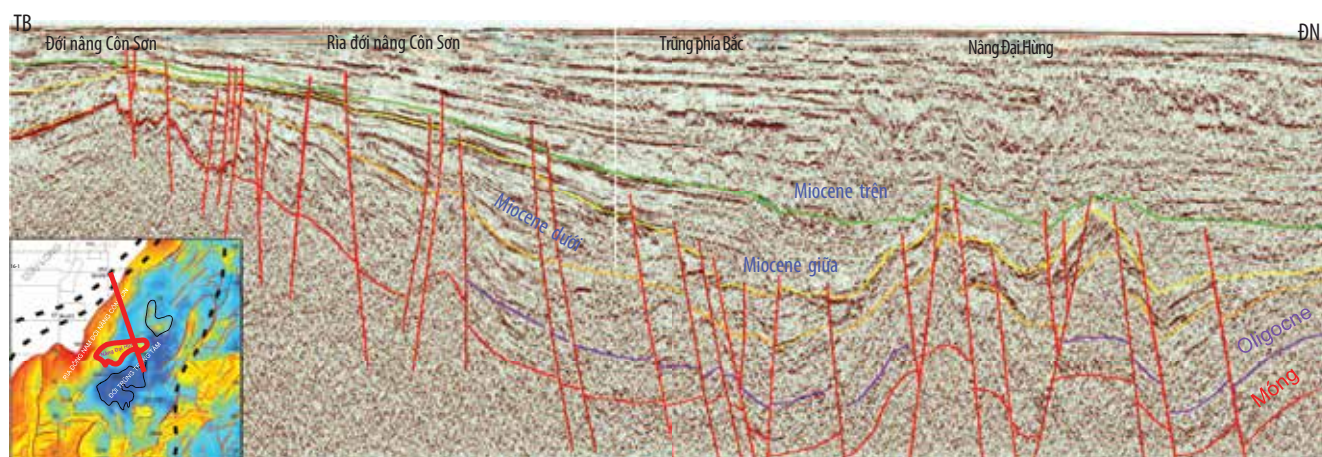
Lịch sử phát triển địa chất của khu vực nghiên cứu gắn liền với sự hình thành bể Nam Côn Sơn và quá trình tách giãn Biển Đông. Trong thời kỳ Paleocene, sự trôi về phía Đông Nam của mảng Indochina và sự trôi dạt về phía Nam của Biển Đông cổ cùng với sự va chạm giữa vi mảng lục địa Luconina và Borneo tạo nên hàng loạt các đứt gãy chuyển dạng bên phải (right-lateral transform faults) ở phía Đông của thềm lục địa kéo dài đến phía Đông của Luconia. Các hoạt động kiến tạo này có thể làm cho vị trí thềm Sunda kéo dài ra theo phương

Bắc Nam [2], đồng thời xảy ra quá trình bào mòn và san bằng địa hình cổ [1].

Vào cuối Eocene, bắt đầu tách giãn tạo rift theo phương Đông - Tây đồng thời với quá trình tách giãn và mở rộng Biển Đông trong suốt Oligocene. Trong giai đoạn này trục tách giãn Biển Đông có xu hướng chuyển dịch về phía Tây Nam cùng với hoạt động tích cực của hệ thống đứt gãy Đông Bắc - Tây Nam tạo nên các địa hào và bán địa hào chứa các trầm tích mảnh vụn chủ yếu thành tạo trong các môi trường đầm hồ, đồng bằng sông, châu thổ và đới nước lợ ven bờ [1].



Hình 1. (a) Vị trí bể Nam Côn Sơn trên thềm lục địa Việt Nam; (b) Sơ đồ phân vùng cấu trúc bể Nam Côn Sơn [1]



Hình 2. Mặt cắt địa chấn ngang qua dải nâng Đại Hùng - Măng Cẩu [1]

Vào Miocene sớm, giai đoạn sụt lún và mở rộng có sự phân đới rõ ràng do ảnh hưởng của yếu tố biển tiến từ phía Đông, trầm tích được lắng đọng từ phần trên đồng bằng châu thổ (upper delta plain) đến giới hạn thềm đồng bằng châu thổ (lower delta plain). Vào Miocene giữa, quá trình sụt lún vẫn tiếp tục và bắt đầu giai đoạn rift thứ 2 có hướng Đông Bắc - Tây Nam. Thời kỳ này biển đã tiến sâu vào sườn phía Tây của bể tạo điều kiện cho trầm tích carbonate phát triển rộng rãi ở cấu tạo nâng Mãng Cầu và thềm Đông Nam [1].

Vào cuối Miocene giữa là giai đoạn nén ép và nghịch đảo kiến tạo, hình thành một bất chỉnh hợp khu vực. Giai đoạn Miocene muộn - Đệ tứ là giai đoạn lún chìm nhiệt mở rộng bể; các hoạt động kiến tạo, đứt gãy yếu dần và thay thế bởi chế độ kiến tạo oằn võng và lún chìm nhiệt [1].

**3. Phương pháp nghiên cứu**

Đối tượng nghiên cứu là trầm tích Oligocene. Các nghiên cứu về địa tầng, thạch học trầm tích và địa hóa được thực hiện trên mẫu vụn (cutting) và mẫu lõi (core) của 8 giếng khoan thuộc Lô 05-1(a) [3].

Phương pháp nghiên cứu cổ sinh - địa tầng được thực hiện thông qua các chỉ tiêu phân tích tảo vôi (nannofossil calcareous) dưới kính hiển vi phân cực; trùng lỗ (foraminifera) dưới kính hiển vi soi nổi, và bào tử phấn hoa (paleontology) dưới kính hiển vi sinh học. Hóa thạch được mô tả để nhận dạng tên các giống/loài và sử dụng các tổ hợp

hóa thạch chủ đạo để xác định tuổi địa chất tương đối, kết hợp với đặc trưng tương hữu cơ (palynofacies) để xác định môi trường lắng đọng trầm tích [4].

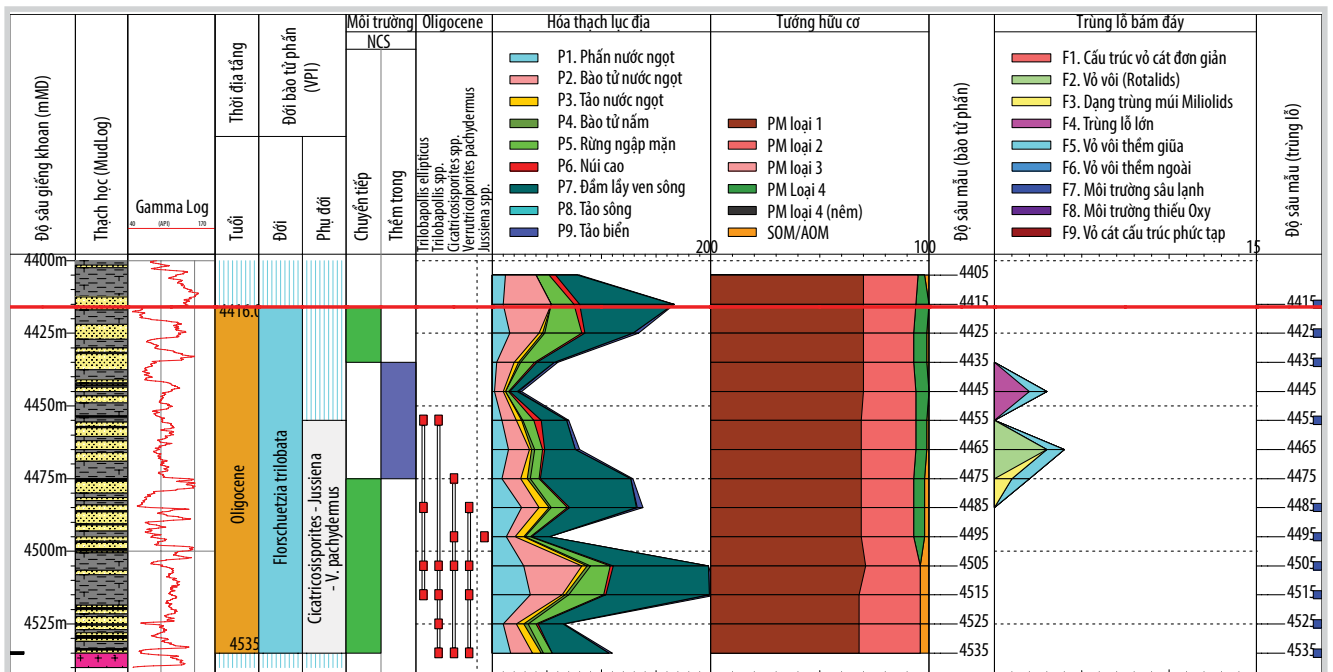
Phương pháp nghiên cứu thạch học trầm tích: thực hiện thông qua các chỉ tiêu phân tích lát mỏng thạch học dưới kính hiển vi phân cực (thin section) để xác định thành phần khoáng vật tạo đá, phân loại đá, thành phần xi măng, khoáng vật thứ sinh, đặc điểm kiến trúc và đánh giá độ rỗng [5 - 9]; phân tích nhiễu xạ tia X (X-ray diffraction) cho toàn bộ đá và khoáng vật sét nhằm xác định loại và hàm lượng gần đúng của các khoáng vật sét và khoáng vật carbonate. Phân tích thạch học nhằm xác định nguồn gốc của vật liệu trầm tích, môi trường lắng đọng trầm tích, các giai đoạn thành tạo đá và chất lượng của đá chứa để đánh giá khả năng chứa các tích tụ hydrocarbon [10].

Phương pháp nghiên cứu địa hóa: thực hiện phân tích nhiệt phân Rock-eval nhằm đánh giá mức độ giàu của vật chất hữu cơ, tiềm năng sinh hydrocarbon cũng như phân loại vật chất hữu cơ, kết hợp với phương pháp đo độ phản xạ vitrinite xác định mức độ trưởng thành nhiệt của đá mẹ [11]. Bên cạnh đó, phương pháp sắc ký khí và sắc ký khí - khối phổ xác định nguồn gốc vật chất hữu cơ và môi trường lắng đọng trầm tích của đá mẹ [12].

**4. Kết quả**

**4.1. Địa tầng trầm tích**

Địa tầng khu vực nghiên cứu được thực hiện bởi các



Hình 3. Mặt cắt sinh địa tầng tuổi Oligocene qua giếng khoan DH2

ngiên cứu về cổ sinh kết hợp với kết quả minh giải chu kỳ trầm tích và tài liệu địa chấn cho thấy có sự tồn tại của các trầm tích Oligocene với bề dày lên đến trên một trăm mét ở khu vực sườn phía Nam (Hình 4). Về mặt cổ sinh, trầm tích chứa khá phong phú các phức hệ hóa thạch bào tử phấn hoa chủ yếu có nguồn gốc lục địa: nhóm bào tử nước ngọt, phấn nước ngọt, đầm lầy ven sông và một số hóa thạch có nguồn gốc biển ở phần trên của trầm tích Oligocene. Tuổi của trầm tích được xác định bởi tổ hợp: *Cicatricosisporites dorogensis*, *Verrutricolporites pachydermus*, *Trilobapollis ellipticus*, *Jussiaena* spp. và *Meyeripollis naharkotensis* (Hình 3). Nóc của Oligocene trùng với bề mặt trầm tích hạt mịn O4000P theo kết quả minh giải INPEFA StratPacs. Kết quả này hoàn toàn phù hợp với các chu kỳ trầm tích được nghiên cứu ở bể Nam Côn Sơn [13].

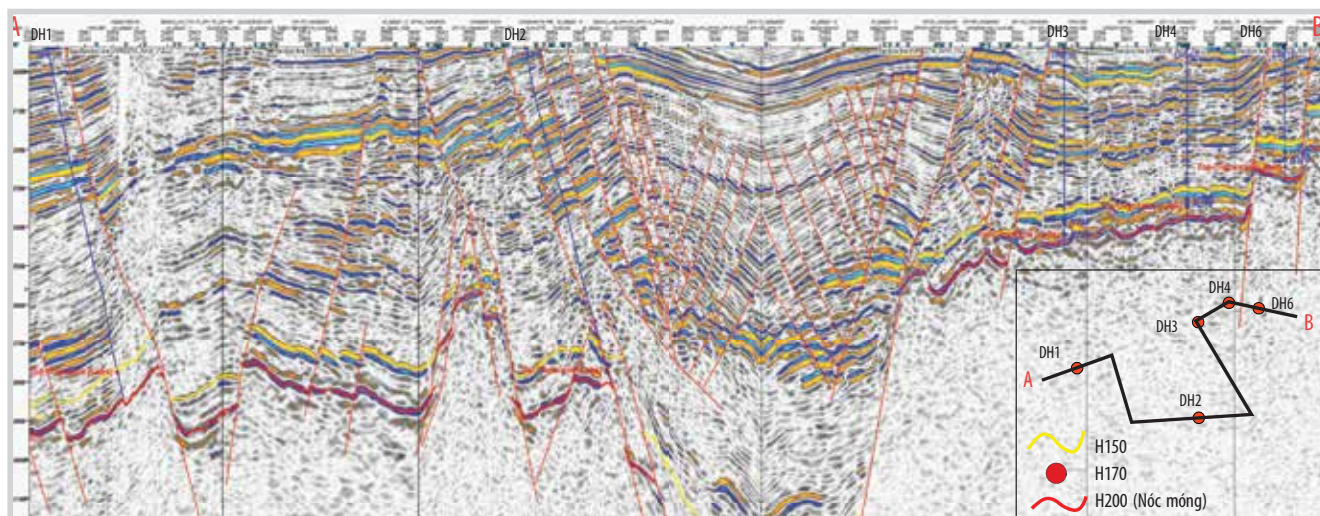
Bên cạnh đó, phức hệ cổ sinh ghi nhận sự hiện diện rải rác của nhóm hóa thạch trùng lỗ và tảo vôi ở phần trên của trầm tích Oligocene. Các dạng hóa thạch trùng lỗ tìm thấy trong mẫu thuộc các đới trầm tích biển nông ven bờ hoặc nơi có sự giao nhau giữa nước ngọt và nước biển: *Ammonia* spp., *Ammonia beccarii*, *Miliammina fusca*, *Cristellaria* spp., *Eponides* spp., *Globigerina* spp., *Globigerina praebulloides*, *Nonion* spp., *Operculina* spp., *Quinqueloculina* spp., *Indeterminate globigeriniids*, *Cibicides* spp., *Trochammina* spp. Ngoài ra, còn có sự phong phú của một số hóa thạch bào tử phấn hoa thuộc nhóm dinocyst nguồn gốc biển: *Foraminifera test lining*, *Tasmanites* spp., *Selenopemphix* spp., *Spiniferites* spp., *Dinoflagellate cyst undiff*. Điều này chứng tỏ có sự xâm nhập của biển vào thời kỳ cuối của Oligocene ở khu vực nghiên cứu. Môi trường lắng đọng chủ yếu từ lục địa đến chuyển

tiếp và phần trên của Oligocene thuộc đới biển nông thêm trong. Thành phần mảnh hữu cơ (PM) chủ yếu là loại 1, loại 2 và ít SOM/AOM, kích thước từ nhỏ (< 50 μm) đến trung bình (50 - 150 μm) cho thấy năng lượng môi trường lắng đọng từ trung bình đến cao. Riêng các giếng khoan thuộc dải nâng Đại Hùng vật liệu hữu cơ ở khu vực này bảo tồn kém hơn, đồng thời phức hệ hóa thạch cũng không phong phú bằng sườn Tây Nam nên năng lượng lắng đọng trầm tích khu vực này cao hơn.

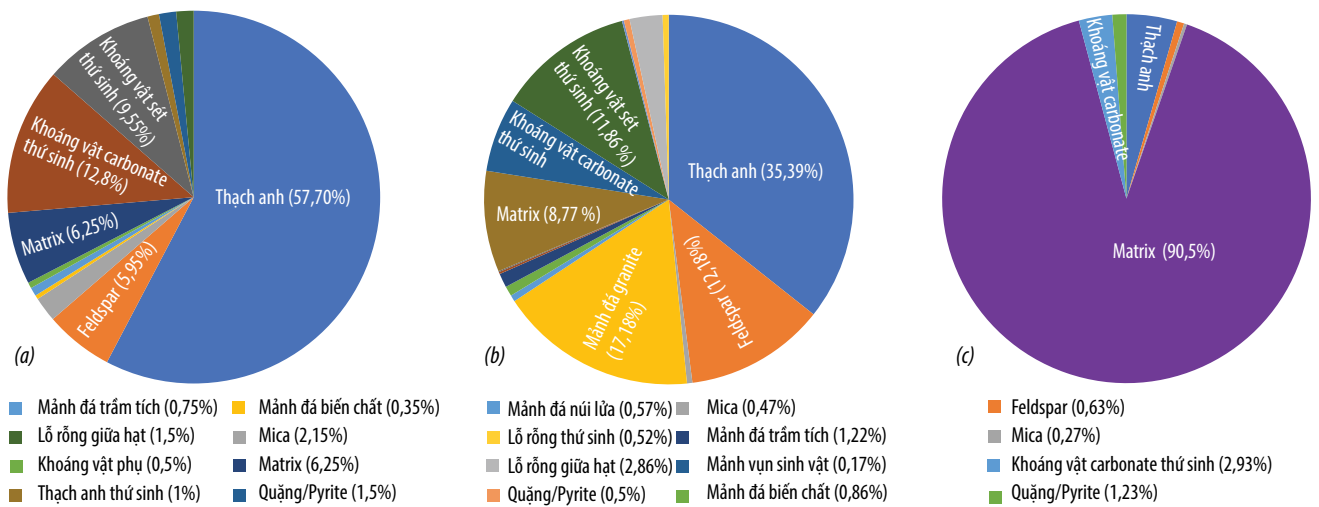
Kết hợp với kết quả minh giải tài liệu địa chấn và các nghiên cứu trước đây [14], các thành tạo trầm tích Oligocene được xác định bên dưới bề mặt phản xạ H150 và phủ bất chỉnh hợp lên bề mặt móng (H200). Bề mặt H150 thể hiện biên độ âm (trough) và được xác nhận bởi tập than đánh dấu (coal marker) của bể Nam Côn Sơn. Tại cấu tạo Đại Hùng, bề mặt H150 đặc trưng bởi phản xạ địa chấn có biên độ cao và độ liên tục tốt. Tập trầm tích giữa bề mặt H150 và H200 có bề dày lớn nhất thuộc phần Trung tâm và phía Nam, mỏng dần về phía Tây Bắc và Đông Bắc. Các phản xạ có tần số thấp, độ liên tục trung bình, biên độ thấp nên việc liên kết khá phức tạp. Tuy nhiên, tại khu vực Trung tâm của cấu tạo có biên độ phản xạ cao hơn nên có thể liên kết được bề mặt H170. Kết quả nghiên cứu sinh địa tầng các giếng khoan cho thấy các hóa thạch định tầng Oligocene chủ yếu đều kết thúc xung quanh bề mặt phản xạ H170 (Hình 4).

#### 4.2. Thạch học trầm tích

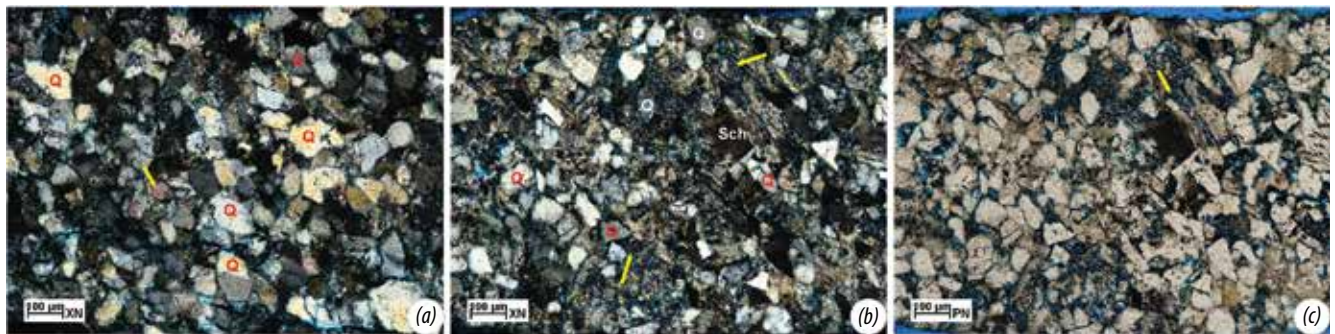
Kết quả phân tích thạch học của 7 giếng khoan trong khu vực nghiên cứu cho thấy có sự thay đổi về đặc trưng thạch học từ trung tâm cấu tạo (dải nâng Đại Hùng) đến phần sườn phía Tây Nam. Khu vực sườn phía Tây Nam,



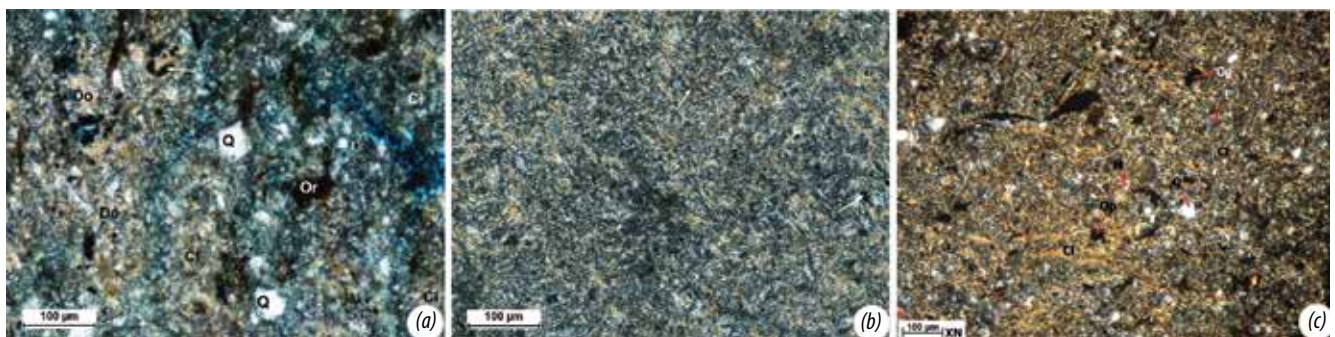
Hình 4. Mặt cắt địa chấn từ sườn phía Tây Nam đến dải nâng Đại Hùng [15]



Hình 5. (a) Thành phần mảnh vụn của cát kết khu vực sườn Tây Nam, (b) Thành phần mảnh vụn cát kết khu vực dải nâng Đại Hùng, (c) Thành phần mảnh vụn trong sét kết khu vực sườn Tây Nam



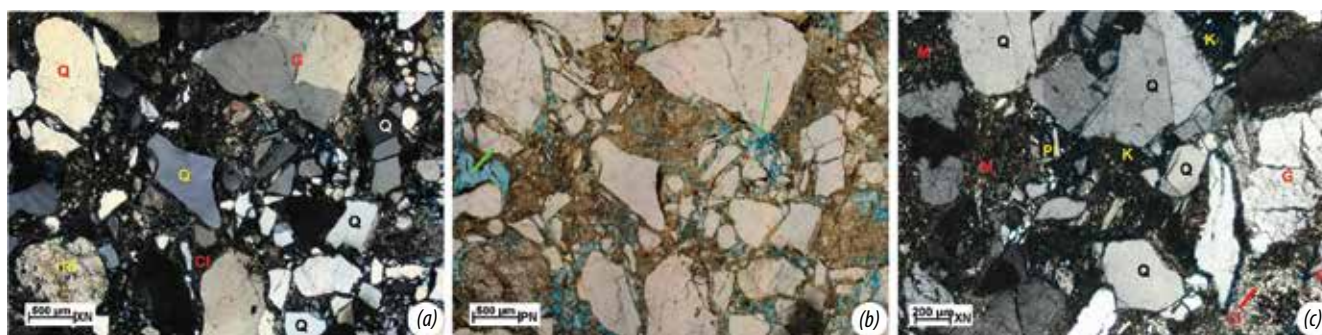
Hình 6. (a) Cát kết subarkose giếng khoan DH2 (4.465 m). Kích thước hạt rất mịn, độ chọn lọc tốt, thành phần chủ yếu là thạch anh (Q), thứ yếu là feldspar và một số mảnh đá, cùng với sự hiện diện của khoáng vật calcite thứ sinh (mũi tên vàng), (b - c) Cát kết lithic arkose giếng khoan DH1 (4.615 m). Kích thước hạt rất mịn, độ chọn lọc tốt, thành phần chủ yếu là thạch anh (Q), thứ yếu là feldspar và một số mảnh đá phiến (Sch), cùng với sự hiện diện của khoáng vật dolomite thứ sinh (mũi tên vàng)



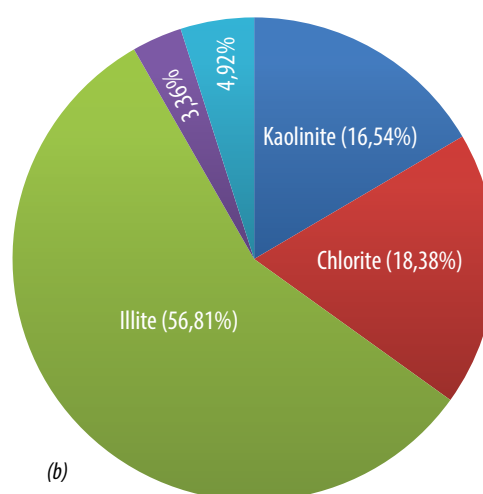
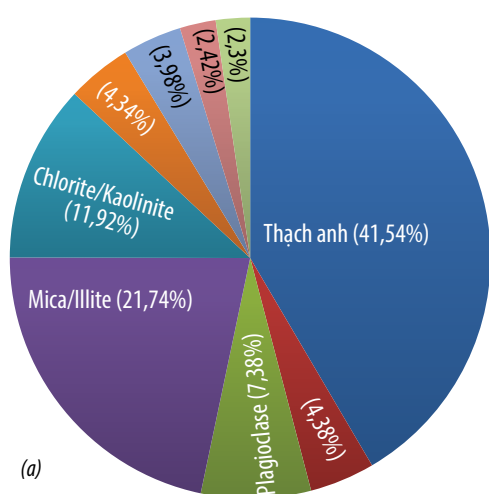
Hình 7. (a) Sét kết của các giếng khoan DH1 (4.545 m), (b) DH1 (4.590 m), (c) DH2 (4.465 m): Thành phần chủ yếu là khoáng vật sét (Cl) trộn lẫn với vật chất hữu cơ (Or/mũi tên màu trắng) và khoáng vật carbonate vi tinh (Do). Một lượng nhỏ các mảnh vụn thạch anh (Q/mũi tên màu đỏ), feldspar (F), khoáng vật quặng (Op) nổi trên nền vật chất sét đồng trầm tích

thành phần thạch học chủ yếu là sét kết xen kẽ với cát kết hạt mịn chọn lọc trung bình đến tốt. Ngược lại, ở khu vực dải nâng Đại Hùng hầu hết là cát kết từ thô đến rất thô, độ chọn lọc kém. Trong đó, tại giếng DH4 có sự xen kẽ giữa cát kết hạt thô với các lớp mỏng bùn vôi (lime mudstone). Cát kết trong tầng này được phân loại chủ yếu là cát kết lithic arkose, cát kết feldspathic litharenite, cát kết litharenite với lượng nhỏ là cát kết subarkose, cát kết feldspathic greywacke.

Cát kết với thành phần mảnh vụn chủ yếu là thạch anh (19,5 - 58,4%) và mảnh đá granite với thành phần feldspar (3 - 23,8%) và mica (0,2 - 2,3%). Mảnh đá granite hiện diện cao ở các giếng khoan khu vực dải nâng Đại Hùng nhưng vắng mặt hoặc rất ít ở sườn Tây Nam. Ngoài ra, còn một số loại mảnh đá khác như mảnh đá biến chất (schist, quartzite), mảnh trầm tích (chert) hiện diện với hàm lượng nhỏ (Hình 5a và b).



**Hình 8.** (a - b) Cát kết feldspathic litharenite giếng khoan DH7 (2.739 m). Kính thước hạt từ thô đến rất thô, độ chọn lọc rất kém. Thành phần mảnh vụn chủ yếu là thạch anh (Q), thứ yếu là K-feldspar, plagiocla (Pl) và mảnh đá granite (G), (c) Cát kết lithic arkose giếng khoan DH8 (3.018 m). Kính thước hạt từ thô đến rất thô, độ chọn lọc rất kém. Thành phần mảnh vụn tương tự như (a - b). Ngoài ra có sự hiện diện khá nhiều của khoáng sét đồng trầm tích (M), kaolinite thứ sinh (K) và các khoáng vật sét khác (Cl). Ảnh dưới 1 nicol (N-) quan sát được lỗ rỗng giữa hạt (mũi tên màu xanh)



**Hình 9.** Biểu đồ tóm tắt phân tích XRD cho toàn bộ đá (a) và cho khoáng vật sét (b) tại khu vực sườn Tây Nam

Cát kết tương đối sạch với vật liệu đồng trầm tích (matrix) có hàm lượng thấp đến trung bình trong cát kết lithic arkose, feldspathic litharenite, litharenite (1 - 12,8%) nhưng có hàm lượng cao trong mẫu cát kết greywacke. Vật liệu đồng trầm tích có thành phần chính gồm chủ yếu là sét kết với lượng nhỏ vật chất hữu cơ, carbonate vi tinh (Hình 6 và 8).

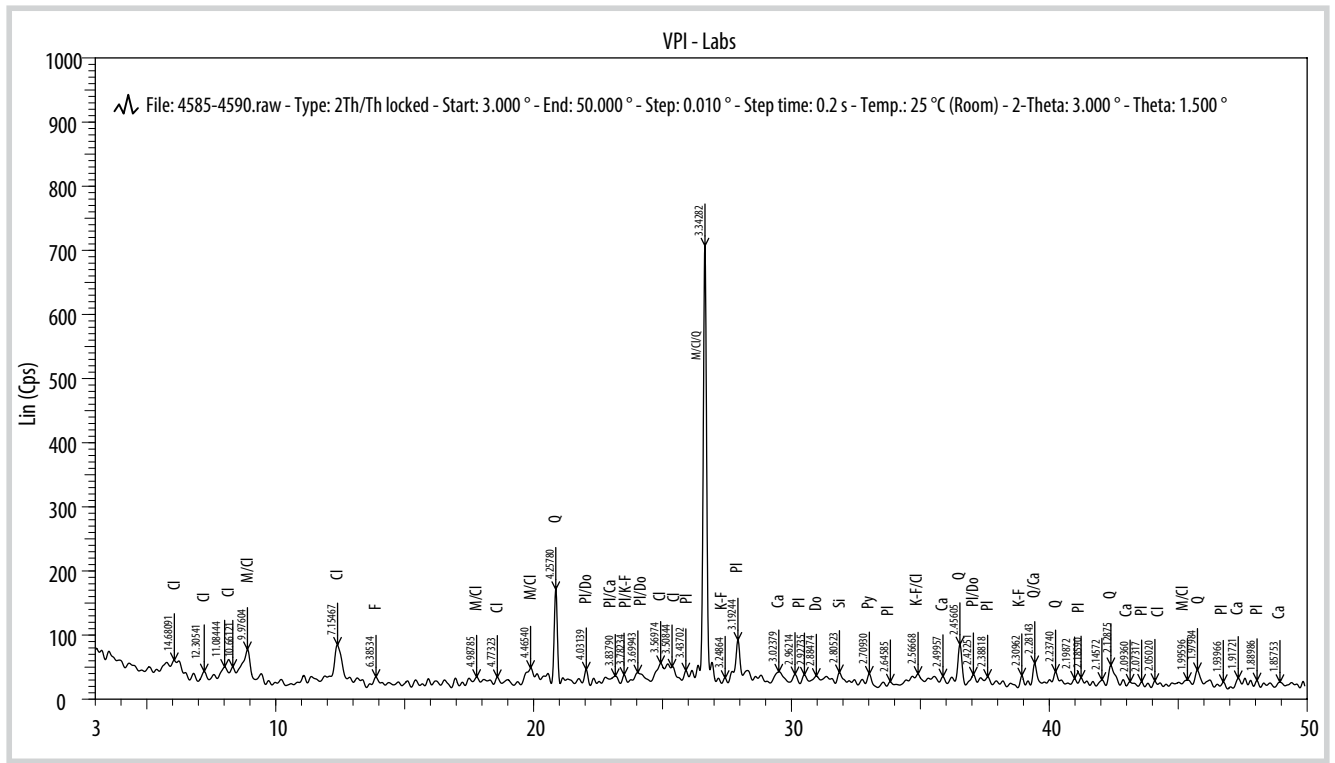
Sét kết ở khu vực sườn Tây Nam với thành phần chủ yếu là vật chất đồng trầm tích (90,5%) trộn lẫn với vật liệu hữu cơ và lượng nhỏ khoáng vật carbonate. Ngoài ra, các mảnh thạch anh (4%), feldspar (1%), rất ít mica và khoáng vật quặng (1%) (Hình 5c và Hình 7).

Xi măng và khoáng vật thứ sinh của cát kết có thành phần chủ yếu là khoáng vật carbonate và khoáng vật sét. Trong đó, các khoáng vật carbonate (calcite, dolomite, siderite) xuất hiện với hàm lượng tương đối cao ở sườn Tây Nam tại các giếng khoan DH1 (17,2%), DH2 (6%) và giảm dần ở khu vực dải nâng Đại Hùng ở các giếng khoan DH3,

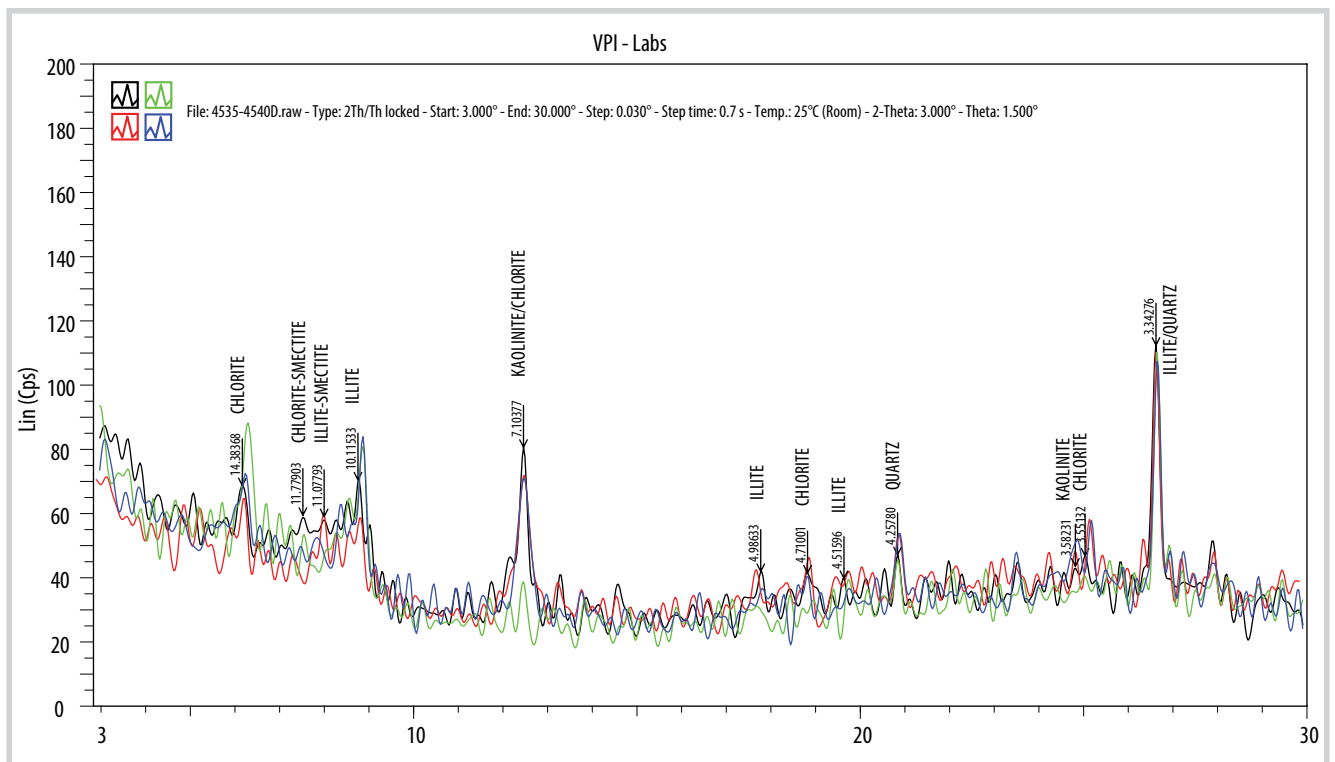
DH4 (0,5 - 2%) đồng thời vắng mặt trong giếng DH7 ngoại trừ giếng DH6 (24,8%). Ngược lại, các khoáng vật sét thứ sinh (kaolinite, chlorite, illite và các khoáng sét khác) hiện diện trong dải rộng (5 - 29%) trong các giếng khoan DH3, DH4, DH6, DH7, DH2 và ít ở các giếng khoan DH1.

Kết quả phân tích XRD cho toàn bộ đá ở sườn Tây Nam (Hình 9a, 10) với thành phần phổ biến là thạch anh (29,8 - 60%), K-feldspar (2,1 - 6,5%), plagioclase (3,9 - 11,2%), mica/illite (9,5 - 27,4%), chlorite/kaolinite (7,5 - 16,4%), calcite (1,7 - 8,5%), dolomite (2,6 - 6,8%), siderite (3,5 - 4,7%) và pyrite (0 - 3,6%). Hình 9b biểu diễn thành phần khoáng vật sét tại khu vực sườn Tây Nam; kết quả cho thấy thành phần phong phú nhất là illite (55,5 - 58,1%), ít hơn là kaolinite (15,9 - 17,2%), chlorite (17,1 - 19,7%), hỗn hợp chlorite-smectite (2,5 - 4,2%) và illite-smectite (4,6 - 5,2%).

Lỗ rỗng quan sát được trên lát mỏng thạch học có hàm lượng trong khoảng (2 - 6,5%), trong đó quan sát



Hình 10. Biểu đồ phân tích XRD cho toàn bộ đá tại độ sâu 4.590 m giếng khoan DH1 [15]



Hình 11. Biểu đồ phân tích XRD cho khoáng vật sét tại độ sâu 4.540 m giếng khoan DH2 [15]

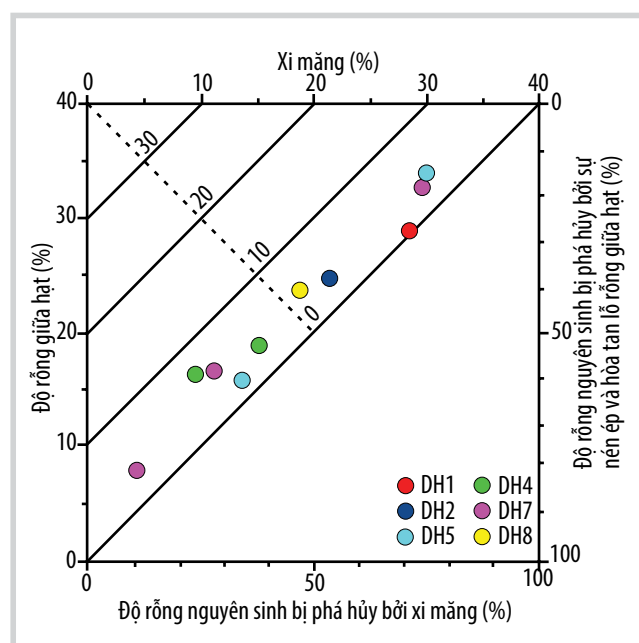
thấy phần trăm rỗng có xu hướng tăng từ khu vực giếng khoan DH2 tới khu vực giếng khoan DH3, DH4, DH6 và DH7 (3 - 6,5%). Lỗ rỗng chủ yếu là rỗng nguyên sinh và lượng nhỏ rỗng thứ sinh được tạo ra do sự hòa tan của

các hạt vụn không bền vững. Biểu đồ Houseknecht diagram (1987) chỉ ra rằng rỗng nguyên sinh bị giảm do khoáng vật thứ sinh (10 - 70%) và do nén ép (10 - 80%) (Hình 12).

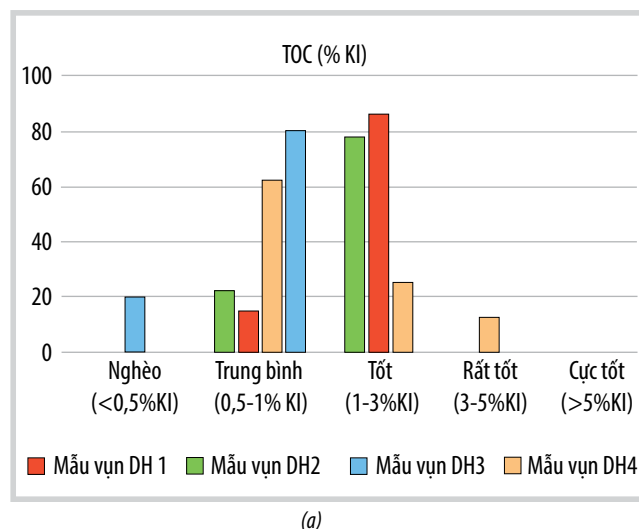
Các đặc trưng về thành phần thạch học và kiến trúc chỉ ra rằng trầm tích tại khu vực các giếng khoan DH3, DH6, DH7 được vận chuyển một khoảng khá gần so với nguồn cung cấp vật liệu ban đầu (cát kết hạt thô), và có thể được lắng đọng nhanh trong môi trường có dòng năng lượng cao. Tuy nhiên, tại khu vực các giếng khoan DH1, DH2, thành phần cát kết hạt rất mịn xen kẹp bột kết, sét kết cho phép dự đoán trầm tích được vận chuyển khá xa nguồn cung cấp vật liệu ban đầu và lắng đọng trong môi trường có năng lượng thấp.

### 4.3. Đặc trưng địa hóa

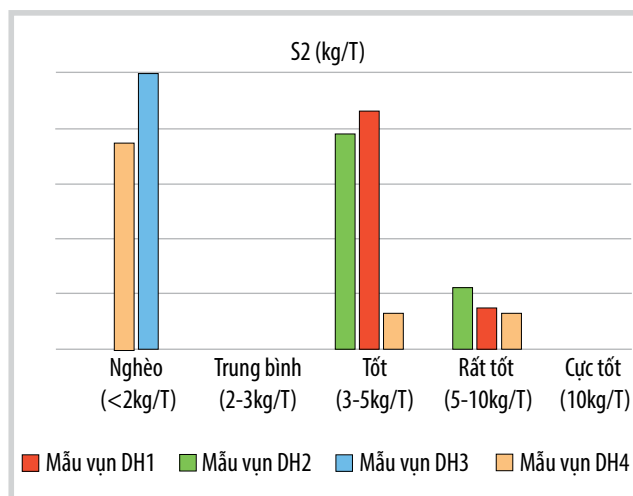
Khu vực sườn Tây Nam, thành phần đá mẹ chủ yếu



Hình 12. Biểu đồ phân trăm của lỗ rỗng nguyên sinh bị ảnh hưởng bởi sự xi măng hóa và nén ép [5]



(a)



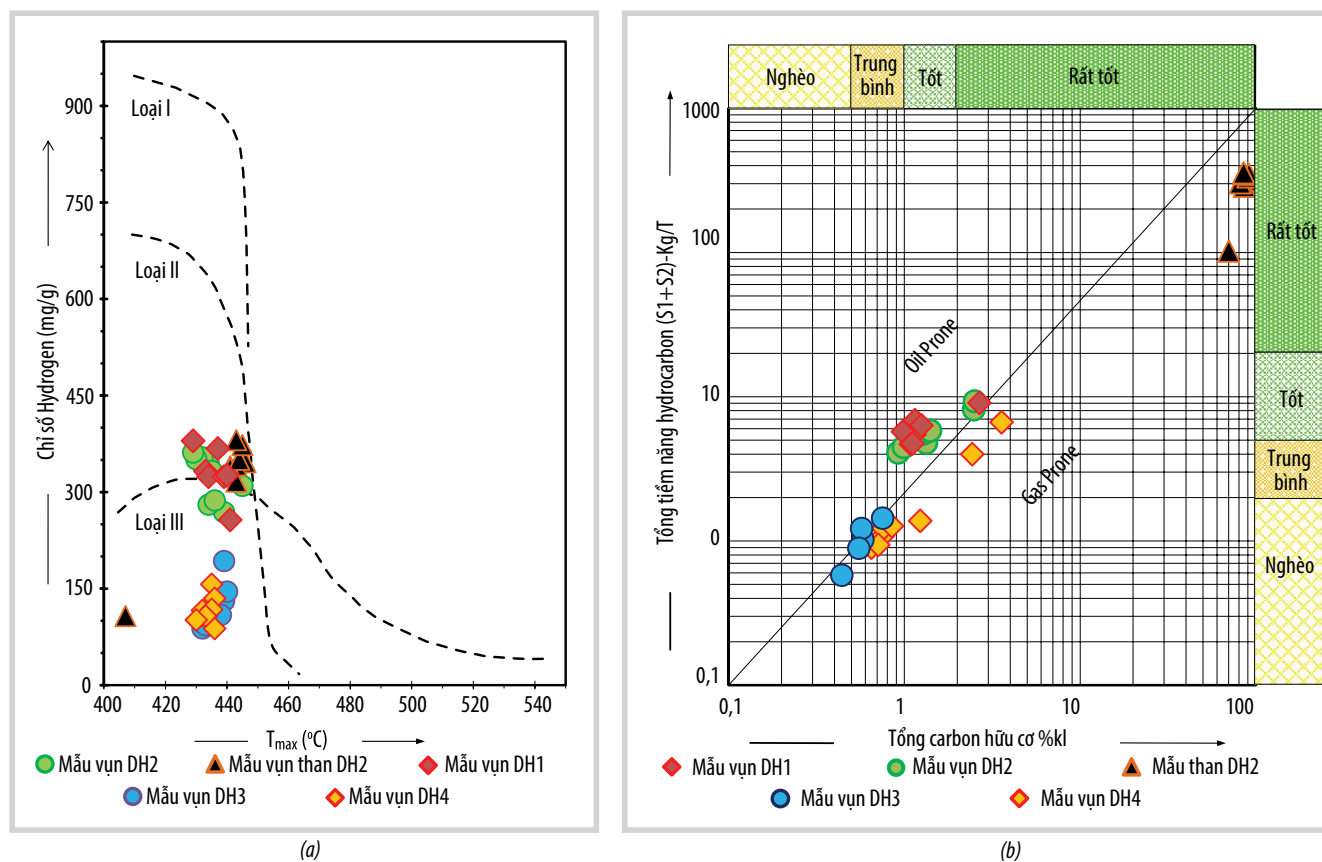
(b)

Hình 13. (a) Biểu đồ tần suất thể hiện giá trị TOC của các mẫu vụn trầm tích Oligocene, (b) Biểu đồ tần suất thể hiện giá trị S2 của các mẫu vụn trầm tích Oligocene khu vực nghiên cứu [15]

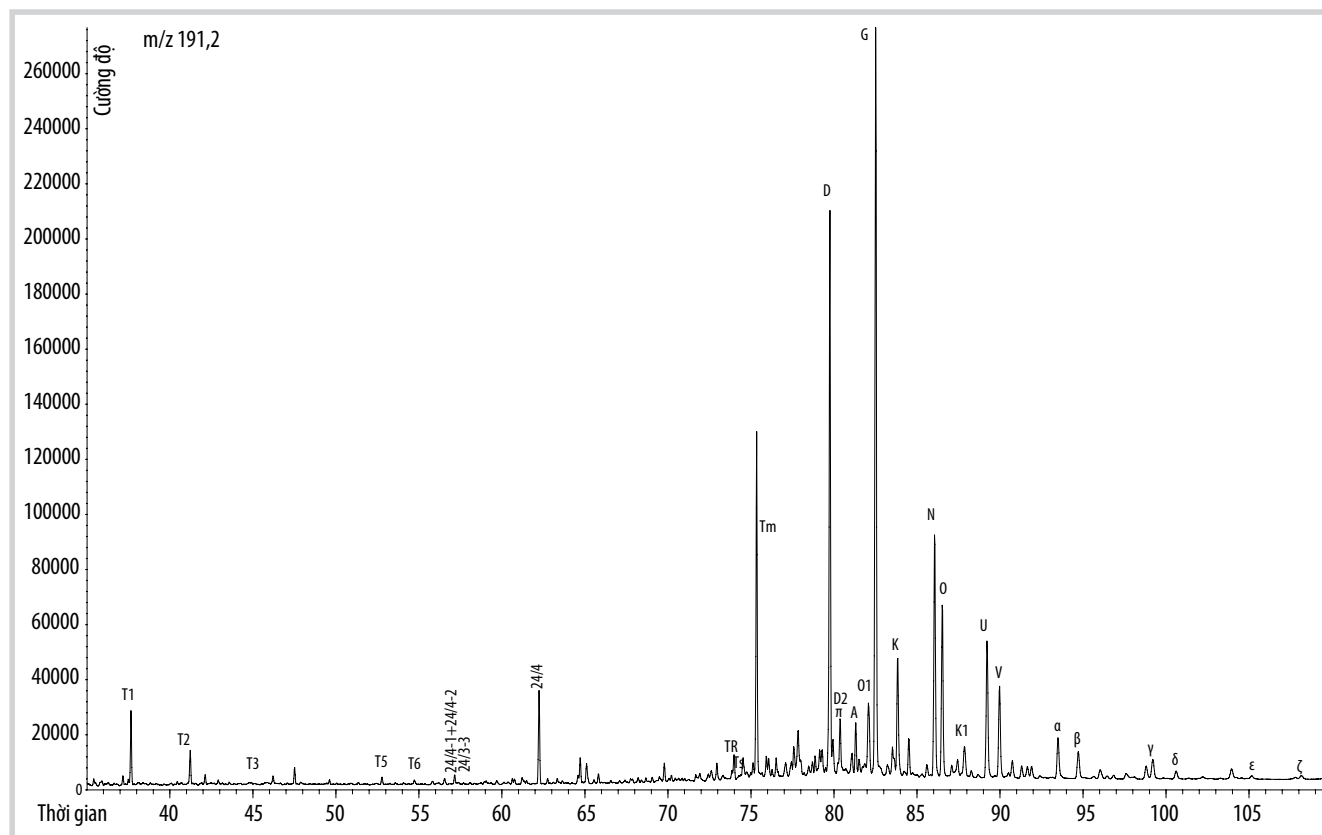
là sét kết màu xám nâu sáng đến đen nâu và đôi khi gặp vài tập than mỏng. Trong đó, thành phần sét kết giàu vật chất hữu cơ với giá trị TOC từ 0,92 - 2,67% khối lượng và thể hiện tiềm năng sinh hydrocarbon tốt đến rất tốt S2 từ 3,23 - 7,21 kg/T (Hình 13). Đối với thành phần than hàm lượng vật chất hữu cơ và tiềm năng sinh cực tốt lần lượt TOC > 5% khối lượng, S2 > 10 kg/T. Kết quả xác định các chỉ số HI (107 - 381 mgHC/gTOC) cho thấy hỗn hợp kerogen loại II, III chiếm ưu thế với tiềm năng sinh dầu và khí (Hình 14). Bên cạnh đó, thành phần vật chất hữu cơ vô định hình (amorphous) phát quang chiếm tỷ lệ rất cao 62 - 80%, mảnh vitrinite hiện diện với hàm lượng nhỏ 3 - 16% và một lượng rất nhỏ các thành phần khác như alginite (3 - 4%), cutinite (dạng vết). Điều này cho thấy sự hiện diện chủ yếu của kerogen loại II/III trong mẫu. Vật liệu hữu cơ đạt ngưỡng trưởng thành đến cửa sổ tạo dầu (% Ro = 0,62 - 0,72%, T<sub>max</sub> = 429 - 441 °C) (Hình 17).

Ở khu vực dải nâng Đại Hùng, thành phần đá mẹ chủ yếu là sét kết và sét bột kết màu xám sáng đến xám nâu và ít vụn than. Tổng hàm lượng vật chất hữu cơ của khu vực này thấp hơn so với khu vực sườn Tây Nam với TOC từ 0,44 - 0,75% khối lượng và thể hiện tiềm năng sinh kém (S2 = 0,48 - 1,1 kg/T) tại DH3. Một số ít mẫu chứa than tương tự như khu vực trung sườn Tây Nam, với hàm lượng vật chất hữu cơ cực tốt (TOC > 5% khối lượng) và tiềm năng sinh hydrocarbon cực tốt (S2 > 10 kg/T) (Hình 14). Thành phần kerogen loại III chiếm ưu thế cho tiềm năng sinh khí (HI = 109 - 238 mgHC/gTOC). Vật chất hữu cơ đạt ngưỡng chớm trưởng thành đến trưởng thành nhiệt (% Ro = 0,5 - 0,58%, T<sub>max</sub> = 430 - 440 °C) (Hình 17).

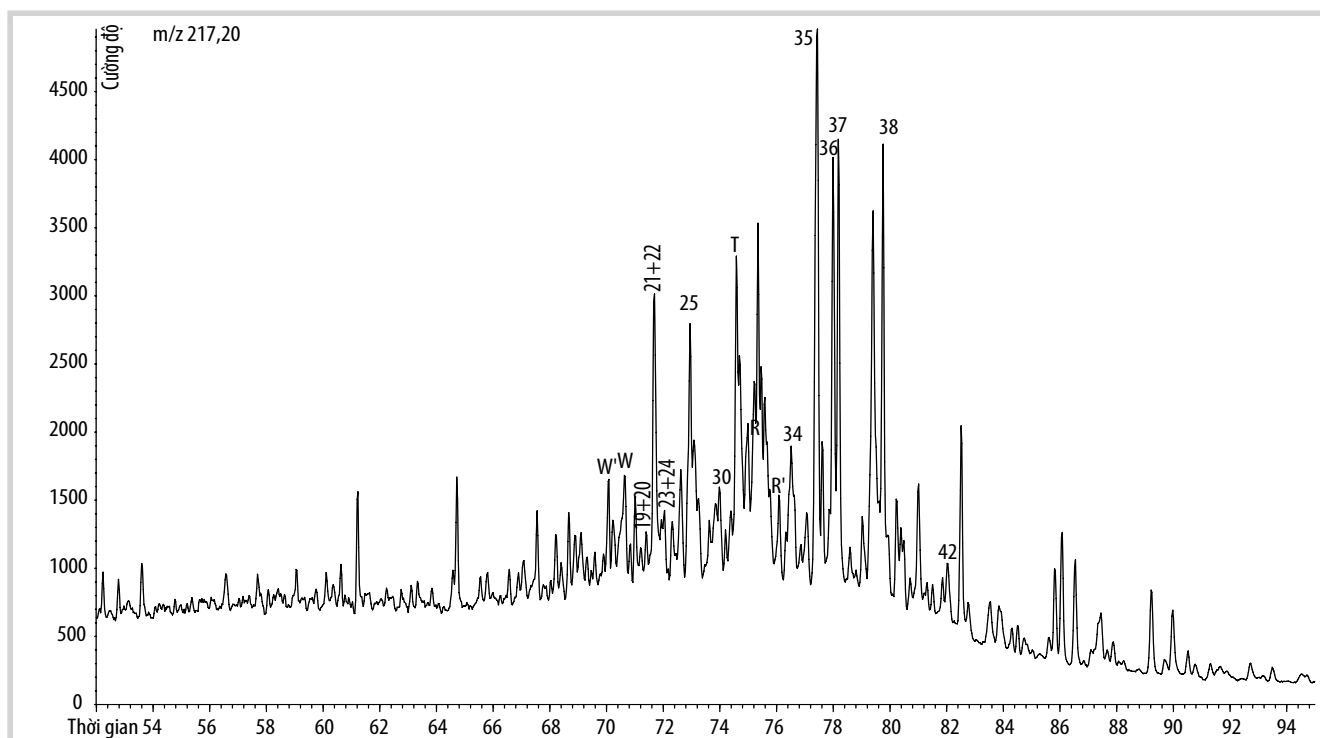
Nguồn gốc vật chất hữu cơ và môi trường trầm tích của các mẫu than trong trầm tích Oligocene ở khu vực



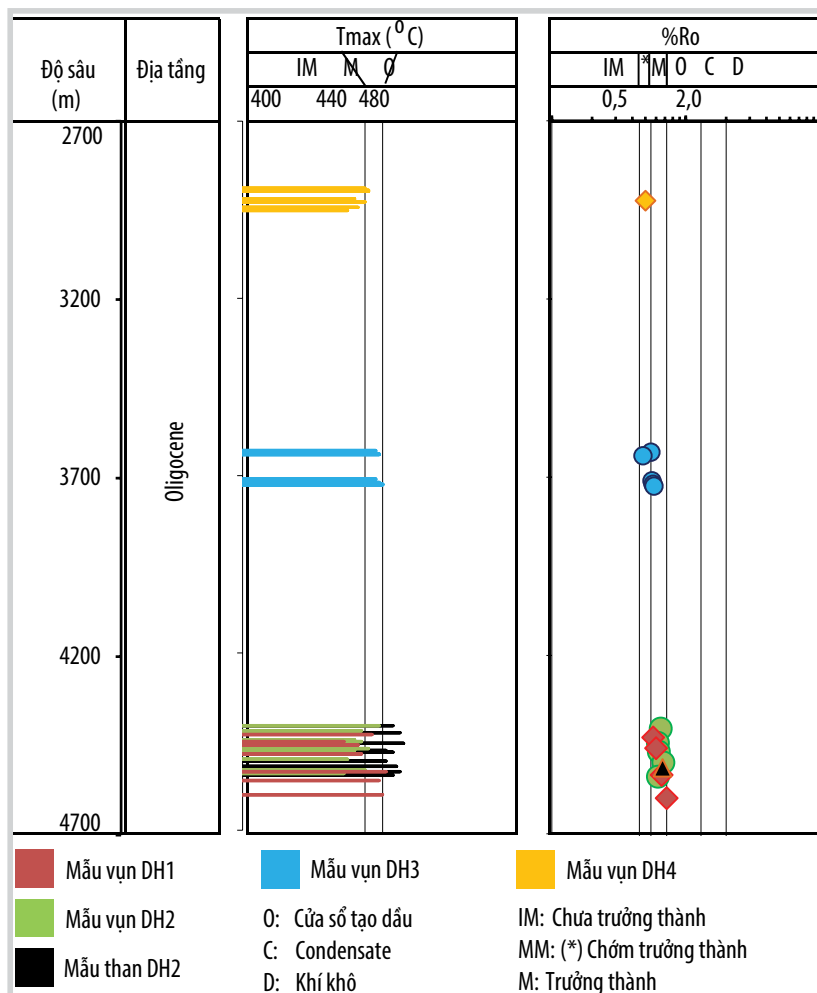
Hình 14. (a) Biểu đồ chỉ số hydrogen/ $T_{max}$  phân loại kerogen của các mẫu vụn trầm tích Oligocene, (b) Biểu đồ tổng hàm lượng carbon hữu cơ và tiềm năng sinh hydrocarbon trong trầm tích Oligocene khu vực nghiên cứu [15]



Hình 15. Sắc ký khối phổ phân đoạn hydrocarbon no của mẫu chiết từ than (m/z 191,2) trong giếng khoan DH2 tại 4.425 m



Hình 16. Sắc ký khối phổ phân đoạn hydrocarbon no của mẫu chiết từ than (m/z 217,2) trong giếng khoan DH2 tại 4.425 m



Hình 17. Biểu đồ đánh giá mức độ trưởng thành nhiệt của đá mẹ

sườn Tây Nam được xác định dựa trên các kết quả phân tích sắc ký khí (GC) và phân tích sắc ký khí ghép khối phổ (GC-MS). Từ kết quả phân tích GC, dãy alkane trên phân đoạn C15+ của các mẫu chất chiết than này khá tương tự nhau. Thông số pristane/phytane phản ánh mức độ oxy hóa khử của môi trường chôn vùi vật chất hữu cơ trên cơ sở thành tạo phytane từ phytol của chlorophyl ở điều kiện môi trường khử oxy. Vì vậy, vật chất hữu cơ được chôn vùi trong điều kiện môi trường giàu oxy thì tỷ số pristane/phytane đạt giá trị cực đại và ngược lại.

Các mẫu chất chiết than từ khoảng độ sâu này có tỷ số pristane/phytane khá cao (12,57 - 14,18) thể hiện sự xuất hiện của thực vật bậc cao trầm tích trong môi trường oxy hóa. Từ kết quả phân tích GC-MS (Hình 15), trên phân mảnh m/z = 191 (triterpane), nồng độ hopane trong các mẫu chất chiết cao hơn nhiều so với sterane (M4 = 93,74 - 94,18) phản ánh môi trường đầm hồ/cửa sông tam giác châu. Sự xuất hiện các cấu tử Oleanane với hàm lượng cao từ các mẫu chất chiết cho thấy sự hiện diện của vật chất hữu

cơ lục địa. Trên phân mảnh  $m/z = 217$  (Hình 16) (steranes), sự nổi trội của C29 steranes (C29 >> C27, C28 sterane) (S3 - 3 = 62,42 - 70,7) và sự có mặt của bicadinane thể hiện sự ưu thế của vật chất hữu cơ có nguồn gốc thực vật bậc cao.

## 5. Kết luận

Kết quả nghiên cứu cổ sinh - địa tầng các giếng khoan trong Lô 05-1(a) khẳng định nóc của trầm tích Oligocene ở bề mặt trầm tích hạt mịn O4000P tương đương bề mặt phân xạ địa chấn H170, có dạng phân lớp gần song song phủ trực tiếp lên móng trước Cenozoic, bề dày trầm tích mỏng dần về phía Bắc của dải nâng Đại Hùng. Môi trường lắng đọng chủ yếu từ đồng bằng sông đến đồng bằng ven biển và trải ra đến biển nông thềm trong. Thành phần thạch học chủ yếu là cát kết hạt mịn đến thô và có xu hướng thô dần về phía dải nâng Đại Hùng, lỗ rỗng quan sát được từ 2 - 6,5%, bị ảnh hưởng bởi quá trình nén ép 10 - 80% và xi măng hóa bởi các khoáng vật thứ sinh 10 - 70%.

Ở khu vực sườn phía Nam thành phần thạch học chủ yếu là cát kết hạt rất mịn đến mịn xen kẽ với các lớp sét kết và bột kết. Trầm tích được lắng đọng xa nguồn cung cấp vật liệu với mức năng lượng thấp, lỗ rỗng quan sát được kém. Đá mẹ trong khu vực này chủ yếu là sét kết và bùn sét, một số nơi có xen kẽ những lớp than và sét than. Đá mẹ giàu vật chất hữu cơ đạt ngưỡng trưởng thành đến cửa sổ tạo dầu, tương ứng với kerogen loại II/III cho tiềm năng dầu và khí.

Ở khu vực dãy nâng Đại Hùng, thành phần thạch học là cát kết hạt thô đến rất thô, trầm tích được lắng đọng gần nguồn cung cấp vật liệu với mức năng lượng cao, lỗ rỗng quan sát được trung bình. Đá mẹ nghèo vật chất hữu cơ hơn sườn phía Nam, đạt ngưỡng trưởng thành sớm, thu được kerogen loại III tiềm năng sinh khí.

Khoảng trầm tích từ mặt phân xạ H150-H170 có đặc điểm thạch học và địa hóa gần tương đồng với khoảng trầm tích từ H170-H200 (Oligocene). Về đặc điểm sinh địa tầng, phần trên của khoảng trầm tích này có sự hiện diện của hóa thạch định tầng Miocene tuy nhiên phần dưới chưa khẳng định hóa thạch định tầng Oligocene ở nghiên cứu này. Vì vậy, khoảng trầm tích từ H150-H170 sẽ tiếp tục được mở rộng nghiên cứu để xác định ranh giới Miocene - Oligocene khi có kết quả các giếng khoan mới và minh giải tài liệu địa chất - địa chấn chi tiết hơn.

## Tài liệu tham khảo

- [1] Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, *Địa chất và Tài nguyên Dầu khí Việt Nam*. Nhà xuất bản Khoa học và Kỹ thuật, 2017.
- [2] Charles S. Hutchison, "Marginal basin evolution", *Marine and Petroleum Geology*, Vol. 21, No. 9, pp. 1129 - 1148, 2004. DOI: 10.1016/j.marpetgeo.2004.07.002.
- [3] Viện Dầu khí Việt Nam, "*Báo cáo sinh địa tầng, thạch học trầm tích, địa hóa các giếng khoan thuộc Lô 05-1(a): ThN-1X (2015), DHN-1X (2015), DH-3X (1993), DH-4X (1994), DH-5X (1994), DH-8X (1995), DH-1P (1994), DH-3P (1994) bể Nam Côn Sơn*".
- [4] J.H. Germeraad, C.A. Hopping, and J. Muller, "Palynology of tertiary sediments from tropical areas", *Review of Palaeobotany and Palynology*, Vol. 6, No. 3 - 4, pp. 189 - 348, 1968. DOI: 10.1016/0034-6667(68)90051-1.
- [5] D.W. Houseknecht, "Assessing the relative importance of compaction processes and cementation to reduction of porosity in sandstones", *American Association of Petroleum Geologist Bulletin*, Vol. 71, No. 6, pp. 633 - 642, 1987.
- [6] F.J. Pettijohn, *Sedimentary rocks*. Longman Higher Education, 1975.
- [7] L. Van der Plas and A.C. Tobi, "A chart for judging the reliability of point counting results", *American Journal of Science*, Vol. 263, No. 1, pp. 87 - 90, 1965. DOI: 10.2475/ajs.263.1.87.
- [8] M. Solomon and R. Green, "A chart for designing modal analysis by point counting", *Geologische Rundschau*, Vol. 55, No. 3, pp. 844 - 848, 1966. DOI: 10.1007/BF02029658.
- [9] R.L. Folk, *Petrology of sedimentary rocks*. Hemphill Publishing Company, Texas, 1980.
- [10] Robert Louis Folk and William C. Ward, "Brazos River bar: A study in the significance of grain-size parameters", *Journal of Sedimentary Petrology*, Vol. 27, No. 1, p. 3 - 26, 1957. DOI: 10.1306/74D70646-2B21-11D7-8648000102C1865D.
- [11] K.E. Peters, C.C. Walters, and J.M. Moldowan, *The biomarker guide: Volume 1 - Biomarkers and isotopes in the environment and human history*. Cambridge University Press, UK, 2007.
- [12] Vietnam Petroleum Institute, "*Review of VPI/Vietsovetro biostratigraphic report on Dai Hung 1, 2 and 3*", 1993.

[13] K.E. Peters, C.C. Walters, and J.M. Moldowan, *The biomarker guide: Volume 2 - Biomarkers and isotopes in petroleum systems and earth history*. Cambridge University Press, UK, 2005.

[14] Vietnam Petroleum Institute, "*Vietnam reservoirs & seals: Cuu Long, Nam Con Son & Malay - Tho Chu basins*", 2009.

[15] Vietnam Petroleum Institute, "*Provision of geology (Oligocene and structure-tectonic model) Dai Hung field, Block 05-1(a), offshore Vietnam*", 2020.

## CHARACTERISTICS OF OLIGOCENE SEDIMENTS IN BLOCK 05-1( $\alpha$ ), NAM CON SON BASIN

**Mai Hoang Dam<sup>1</sup>, Bui Thi Ngoc Phuong<sup>1</sup>, Truong Tuan Anh<sup>2</sup>, Nguyen Thi Thanh Nga<sup>1</sup>, Tran Duc Ninh<sup>2</sup>  
Vu Thi Tuyen<sup>1</sup>, Cao Quoc Hiep<sup>2</sup>, Nguyen Van Su<sup>1</sup>, Nguyen Thi Tham<sup>1</sup>, Phan Van Thang<sup>1</sup>**

<sup>1</sup>Vietnam Petroleum Institute

<sup>2</sup>Petrovietnam Domestic Exploration Production Operating Co. Ltd.

Email: dammh@vpi.pvn.vn

### Summary

The paper presents the development of Oligocene sediments together with biostratigraphic, petrographic and geochemical characteristics to facilitate petroleum system modelling in Block 05-1(a). The biostratigraphic study results show the existence of Oligocene sediments, which are distributed from the southern flank to the northern uplifts of Dai Hung field and were deposited in the environmental conditions from coastal plain to shallow marine. The lithological composition is mainly fine-grained to coarse sandstone and tends to coarse towards Dai Hung uplift. The visible pore is 2.0 - 6.5% and affected by the compression process from 10 - 80% and cemented by secondary minerals from 10 - 70%. The source rock in the southern flank is rich in organic matter, reaching thermal maturity to the oil-window and having potential for mixed oil-gas while Dai Hung uplift is prone to gas potential. This also shows that the characteristics of source rock in Block 05-1(a) are local and do not represent the source rocks of the region.

**Key words:** Oligocene sediment, porosity, source rock, organic matter, kerogen, Nam Con Son basin.