

NGHIÊN CỨU BÀO TỬ PHẦN HOA VÀ TƯỚNG HỮU CƠ TRONG TRẦM TÍCH MIOCENE DƯỚI, RÌA PHÍA ĐÔNG TRUNG TRUNG TÂM BỂ NAM CÔN SƠN

Mai Hoàng Đám, Nguyễn Thị Thắm, Nguyễn Quang Tuấn

Viện Dầu khí Việt Nam

Email: dammh@vpi.pvn.vn

<https://doi.org/10.47800/PVJ.2021.09-01>

Tóm tắt

Nghiên cứu tướng hữu cơ trong phân tích bào tử phần hoa là phương pháp nghiên cứu liên ngành giữa sinh địa tầng, trầm tích học và địa hóa hữu cơ để xác định môi trường trầm tích và đánh giá khả năng sinh của đá mẹ. Nghiên cứu này được thực hiện trên các mẫu đá trong trầm tích Miocene dưới của giếng khoan CS1 và CS2 nằm ở rìa phía đông của trung tâm bể Nam Côn Sơn. Mục đích của việc nghiên cứu nhằm: (i) chính xác hóa môi trường lắng đọng trầm tích liên quan đến các điều kiện lý hóa của vật chất hữu cơ; (ii) đánh giá mức độ trưởng thành nhiệt của vật chất hữu cơ và (iii) đánh giá tiềm năng của đá mẹ.

Kết quả nghiên cứu đã xác định được 3 tướng hữu cơ (palynofacies) tương ứng với 4 tổ hợp môi trường thuộc trầm tích biển thềm; vật liệu hữu cơ trong đá được xác định từ chưa trưởng thành đến trưởng thành, trong đó mức độ trưởng thành nhiệt của giếng khoan CS2 cao hơn giếng khoan CS1; tiềm năng hydrocarbon của đá mẹ thiên về sinh dầu thuộc palynofacies 1 và thiên về khí thuộc palynofacies 2 và 3. Nghiên cứu tướng hữu cơ có ý nghĩa quan trọng trong giai đoạn tìm kiếm thăm dò, cung cấp dữ liệu cần thiết để đánh giá triển vọng sinh hydrocarbon của đá mẹ bên cạnh các thông tin có được từ phân tích cổ sinh và thạch học.

Từ khóa: Bào tử phần hoa, tướng hữu cơ, tiềm năng hydrocarbon, đá mẹ, Miocene dưới, bể Nam Côn Sơn.

1. Giới thiệu

Nghiên cứu về bào tử phần hoa trước đây chủ yếu xác định tuổi địa chất, cổ môi trường lắng đọng trầm tích và các yếu tố liên quan đến cổ khí hậu. Từ năm 2005 đến nay, các nghiên cứu về tướng hữu cơ trong phân tích bào tử phần hoa nhằm phục vụ công tác tìm kiếm thăm dò dầu khí tại Việt Nam. Có mẫu phân tích giàu vật chất hữu cơ nhưng rất nghèo hóa thạch nên thông tin về địa tầng bị hạn chế, do vậy nghiên cứu tướng hữu cơ được tiến hành đồng thời khi phân tích bào tử phần hoa. Mẫu phân tích bào tử phần hoa không chỉ chứa những thông tin về địa tầng mà còn nhiều tham số rất hữu ích khác bởi các hạt vật chất hữu cơ hiện diện trên bản mẫu (palynoslides). Vì vậy, nghiên cứu tướng hữu cơ được xem là sự kết nối liên ngành giữa cổ sinh, trầm tích và địa hóa hữu cơ. Những ứng dụng của nghiên cứu tướng hữu cơ trong công nghiệp dầu khí hiện nay gồm: (i) nhận định về tiềm năng

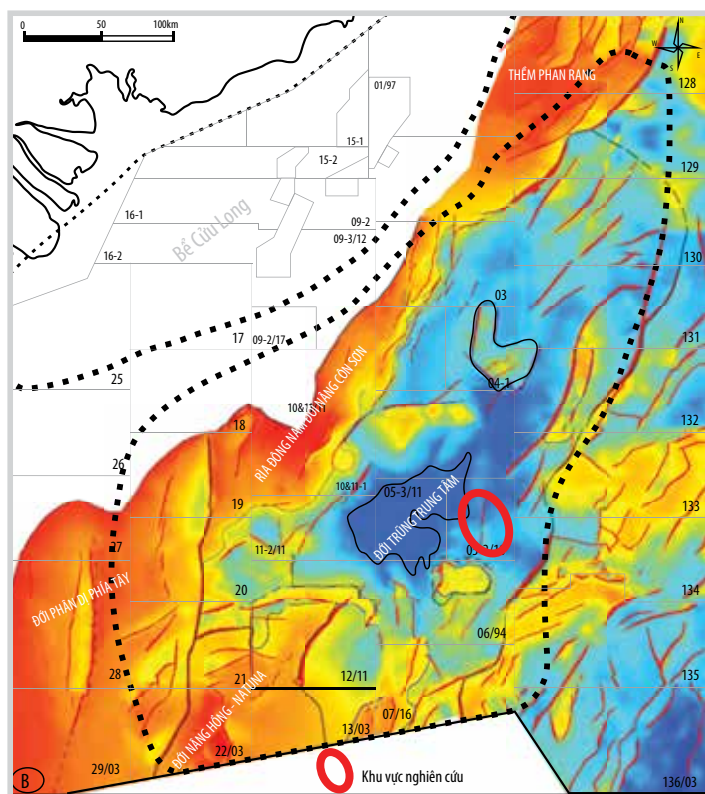
đá mẹ thông qua tổ hợp kerogen; (ii) đánh giá mức độ trưởng thành nhiệt của vật liệu hữu cơ bằng chỉ số màu bào tử (spore colour index - SCI) và chỉ số biến đổi nhiệt (thermal alteration index - TAI) thông qua sự tương quan với chỉ số phản xạ vitrinite (R_o); (iii) cung cấp thông tin về cổ môi trường và điều kiện lắng đọng trầm tích, đặc biệt trong môi trường biển khi các dạng hóa thạch bào tử phần hoa (palynomorph) không phải là lợi thế. Ngoài ra, tướng hữu cơ cùng với hóa đá vi cổ sinh và tảo vôi cũng được sử dụng để nhận biết các xu hướng thay đổi của mực nước biển (regressive - transgressive) trong nghiên cứu địa tầng phân tập.

Trong nghiên cứu này, 2 giếng khoan nằm ở rìa Đông, trung tâm bể Nam Côn Sơn được lựa chọn để thực hiện nghiên cứu tướng hữu cơ (Hình 1). Mục tiêu của nghiên cứu nhằm xác định địa tầng, nhận định về tiềm năng, mức độ trưởng thành nhiệt vật chất hữu cơ của đá mẹ và môi trường lắng đọng trầm tích trong giai đoạn Miocene sớm.



Ngày nhận bài: 26/7/2021. Ngày phân biên đánh giá và sửa chữa: 26/7 - 15/8/2021.

Ngày bài báo được duyệt đăng: 14/9/2021.



Hình 1. Vị trí khu vực nghiên cứu (trên nền bản đồ cấu trúc của bể Nam Côn Sơn) [1].

Ở bể Nam Côn Sơn, Miocene sớm là giai đoạn tương đối bình ổn, các tập địa chấn phân xạ song song hoặc á song song, năng lượng thấp, trầm tích lắng đọng từ môi trường tam giác châu ở phía Tây sang biển nông ven bờ ở phía Đông (Hình 2) [1]. Đặc điểm cổ sinh trong trầm tích Miocene dưới (hệ tầng Dừa) được đặc trưng bởi sự thưa thớt hóa thạch trùng lỗ và tảo vôi ở dưới và trở nên phong phú ở phần trên của tầng trầm tích Miocene dưới. Đặc biệt theo các kết quả nghiên cứu cổ sinh gần đây ghi nhận có tập mỏng của pha biển ở đáy của Miocene dưới với sự phong phú đột biến của hóa thạch trùng lỗ và tảo vôi. Pha biển này được thể hiện rõ ở các giếng khoan thuộc Lô 06-1, Lô 05-1, Lô 12/11 với khoảng cách mẫu phân tích từ 5 - 10 m [2]. Điều này cho thấy, vào giai đoạn đầu Miocene sớm, trầm tích được lắng đọng trong môi trường biển nông. Tuổi Miocene sớm được xác định bởi tổ hợp hóa thạch trùng lỗ trôi nổi thuộc đới N5-N8, đới tảo vôi từ NN3 đến phần dưới đới NN4 và bào tử phấn hoa chủ yếu là sự hiện của nhóm dinoflagellate biển và nhóm *Florschuetzia levipoli*, *Florschuetzia semilobata*, *Florschuetzia trilobata*. Ngoài ra, đối với các khu vực có hiện diện đá vôi hoặc sét vôi ở khoảng địa tầng Miocene sớm, xác định đới trùng lỗ kích thước lớn (Letter stages) từ phía trên Te đến phần dưới Tf1.

Hệ thống dầu khí trong trầm tích Miocene dưới rất phức tạp bởi sự phân dị lớn về mặt cấu trúc của bể. Theo kết quả tổng hợp của Nguyễn Giao và Nguyễn Trọng Tín (2019), vật chất hữu cơ ở xung quanh khu vực nghiên cứu từ trung bình đến rất tốt

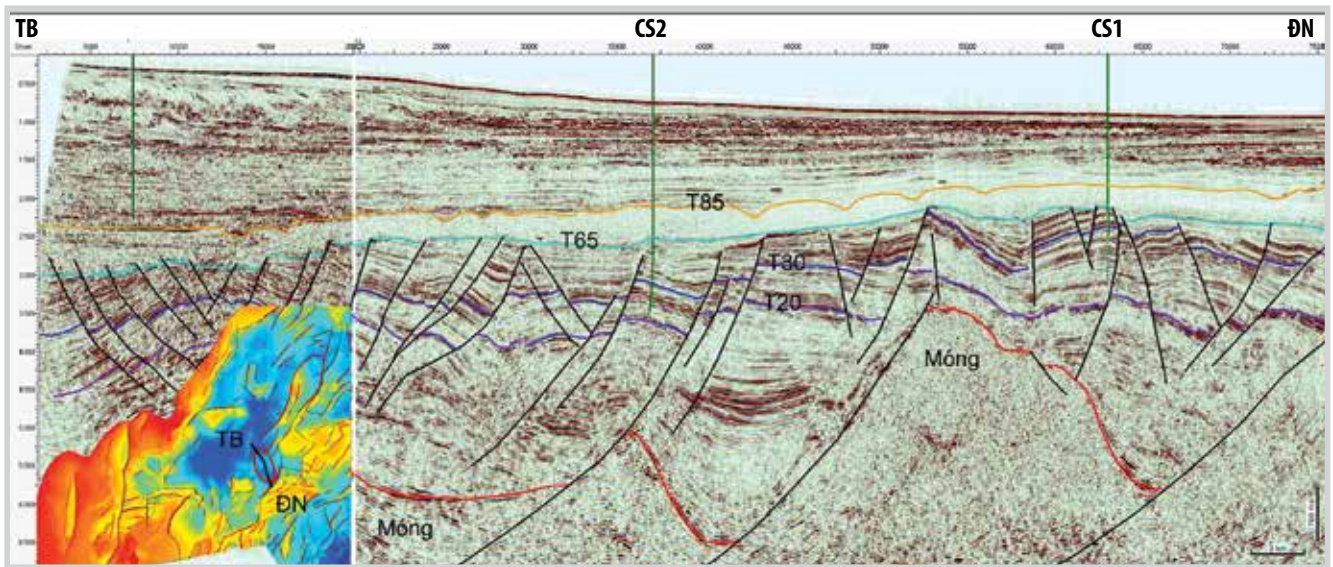
(TOC: 1 - 3% khối lượng), có đủ độ giàu vật chất hữu cơ để sinh hydrocarbon ở mức độ trung bình đến tốt và rất tốt. Đá mẹ của Miocene dưới đã đạt tới độ trưởng thành để sinh hydrocarbon có thể di cư tới các cấu trúc [1].

2. Phương pháp nghiên cứu

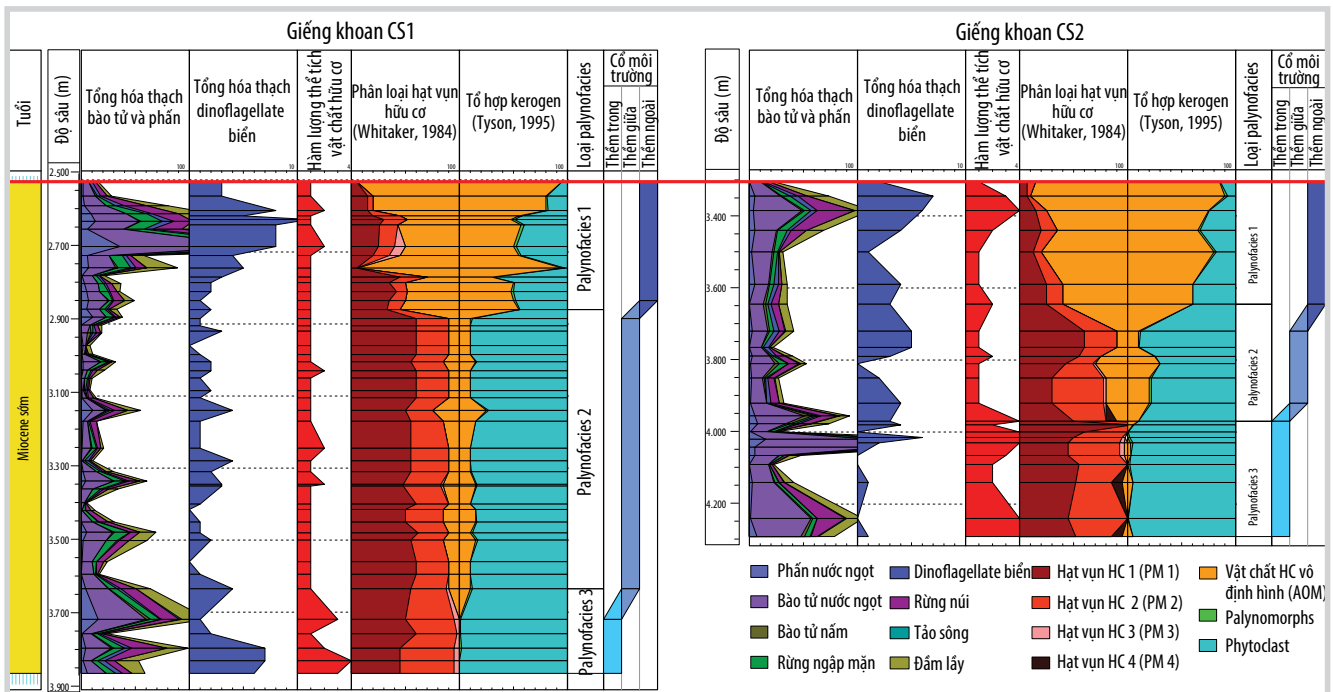
Tất cả 144 mẫu vụn dùng để nghiên cứu được xử lý lần lượt trong HCl và HF để loại bỏ thành phần carbonate và silicate, sau đó tuyển mẫu bằng dung dịch nặng với tỷ trọng 2,2 theo phương pháp của Traverse (2007) [3]. Vật chất hữu cơ sử dụng để nghiên cứu tương hữu cơ sẽ không được oxy hóa và phần được oxy hóa sử dụng cho nghiên cứu sinh địa tầng.

Tất cả vật chất hữu cơ thu được sẽ cố định trên lam kính để soi dưới kính hiển vi quang học, và được chia thành 3 nhóm: (1) palynomorph, (2) phytoclast và (3) vật chất hữu cơ vô định hình (amorphous organic matter - AOM). Trong đó, palynomorph là dạng hóa thạch mà có màng hay tường vô được cấu tạo từ vật chất hữu cơ (organic walled) và bền vững trước tác dụng của HCl và HF; phytoclast là các dạng hạt phân tán kích thước nhỏ của xác thực vật được bảo tồn dưới dạng maceral. Các dạng maceral này được phân loại theo Whitaker (1984) gồm có 4 loại mảnh vụn hữu cơ gọi là palynomaceral 1-4 (PM 1-4) [4], trong đó PM 4 có đặc trưng riêng màu đen, bị oxy hóa hoàn toàn, không thấu quang (opaque), độ nổi cao; AOM là dạng kết tụ của vật liệu hữu cơ được thành tạo từ sự hòa tan của các dạng vật chất hữu cơ, kể cả sapropel hoặc nhựa thực vật. Quan sát dưới kính hiển vi, tổng 3 nhóm này được định lượng 100% thể tích. Tỷ lệ (%) của từng nhóm trong 1 mẫu là giá trị trung bình được đếm trong 200 thị trường của kính hiển vi. Số liệu của từng mẫu sẽ được biểu diễn trên biểu đồ tam giác của Tyson (1993, 1995) gồm có 9 tổ hợp tương ứng 4 kiểu kerogen và điều kiện lắng đọng nhằm xác định cổ môi trường và đánh giá tiềm năng hydrocarbon của đá mẹ [5, 6].

Chỉ số SCI được đo để đánh giá mức độ trưởng thành nhiệt của vật liệu hữu cơ. Cường độ SCI được chia theo thang từ 1 - 10 [7]. Sử dụng bảng quy đổi SCI theo các nghiên cứu của Fisher (1980), Batten (1982) Pearson (1984), Marshall (1990), Zwan (1990), Utting (1991), Batten (1996), Traverse (2007) và Hartkopf-Froder (2015) để xác định chỉ số biến đổi nhiệt (TAI) và Ro tương đương [7 - 14].



Hình 2. Mặt cắt địa chấn quan sát khu vực nghiên cứu theo hướng Tây Bắc - Đông Nam.



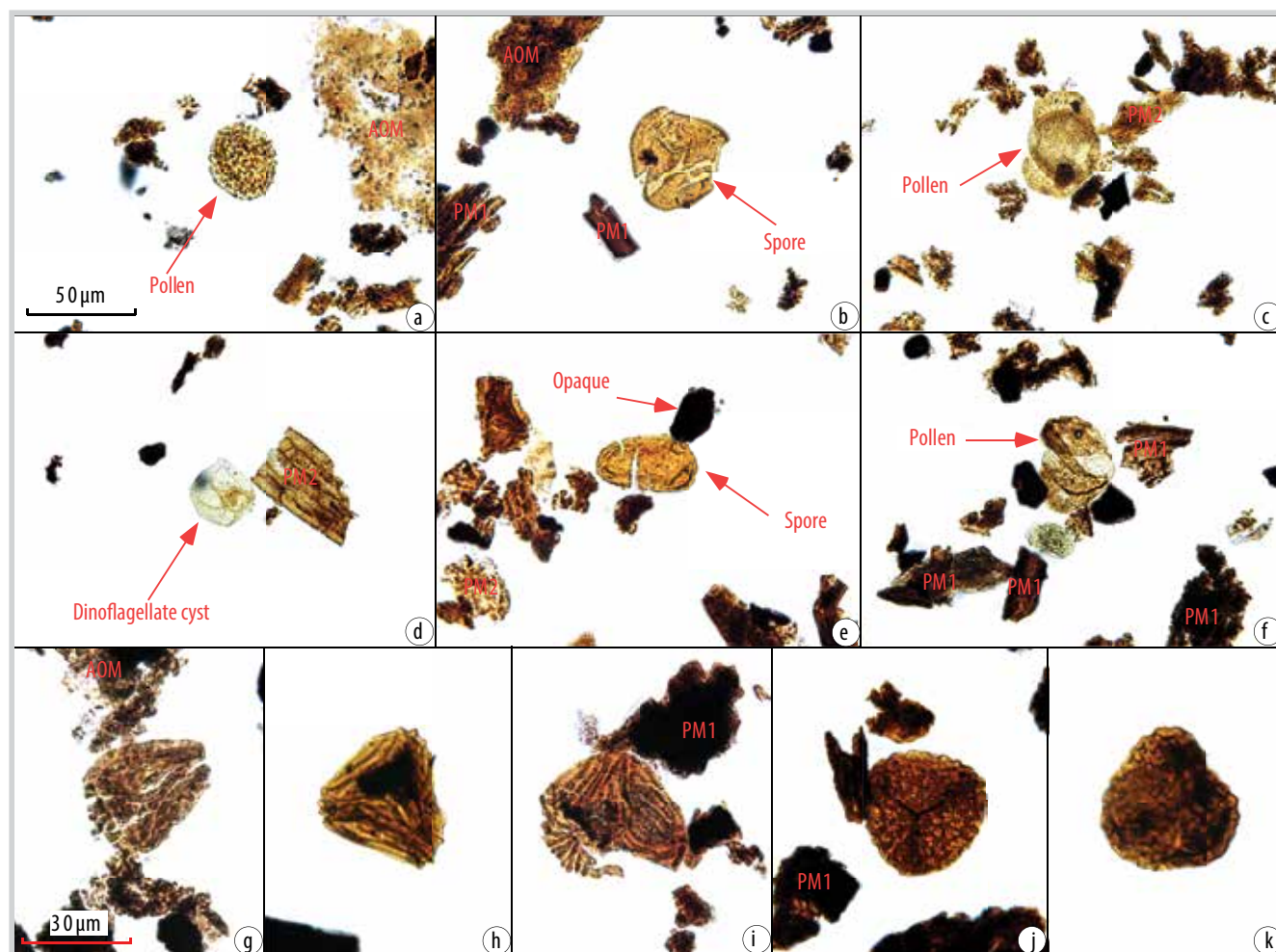
Hình 3. Sự phân bố của hóa thạch, hạt vụn hữu cơ, tướng hữu cơ và môi trường lắng đọng trong giếng khoan.

3. Kết quả và thảo luận

3.1. Đặc điểm địa tầng

Địa tầng mặt cắt của khu vực nghiên cứu được xác định trong Miocene dưới, theo nghiên cứu bào tử phấn hoa được đặc trưng bởi sự hiện diện của các phức hệ hóa thạch trên cạn lẫn hóa thạch nguồn gốc biển. Phức hệ hóa thạch trên cạn xuất hiện chủ yếu là các dạng bào tử nước ngọt: *Polypodiaceasporites* undiff., *Osmundacidites* spp., *Triletes* spp., *Lygodiumsporites* spp.; nhóm đầm lầy: *Magnastriatites howardi*, *Polypodiisporites perverrucatus*, *Stenochlaena palustris*, *Palmaepollenites*

spp. và nhóm rừng núi: *Pinuspollenites* spp., *Piceapollenites* spp., *Tsugapollenites* spp. Phức hệ hóa thạch nguồn gốc biển xuất hiện thường xuyên và phổ biến *Tasmanites* spp., *Foraminifera test lining*, *Dinoflagellate cyst* undiff., *Selenopemphix* spp. (Hình 3). Nhóm hóa thạch có nguồn gốc biển được xem là nhóm chủ đạo, có ý nghĩa trong việc nghiên cứu môi trường lắng đọng trầm tích. Các nhóm hóa thạch trên cạn chủ yếu được vận chuyển bởi các dòng sông từ lục địa đổ vào bồn trũng hoặc được vận chuyển bởi gió, có ý nghĩa để nghiên cứu tuổi, khí hậu và phân tấp trầm tích.



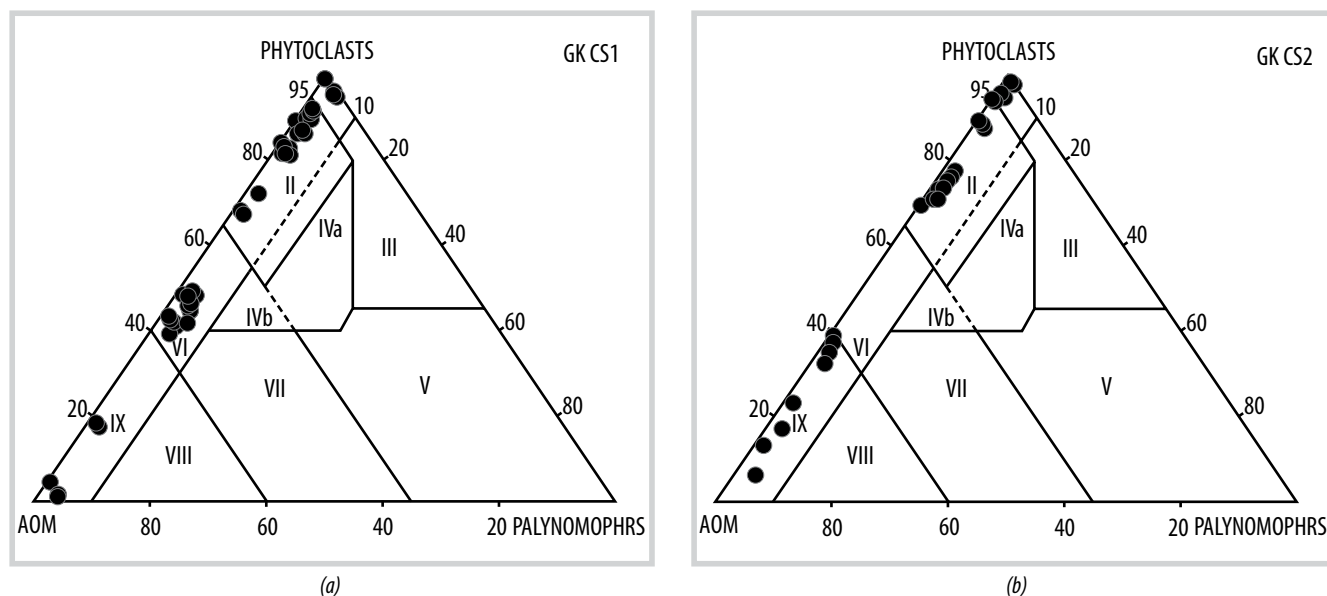
Hình 4. Các dạng phytoclast, AOM và palynomorph đặc trưng trong các giếng khoan nghiên cứu: (a) thuộc tướng PF-1; (b) thuộc tướng PF-2; (c - f) thuộc tướng PF-3; (g - k) các dạng bào tử sử dụng cho nghiên cứu màu bào tử (SCI: 4,5 - 5,5).

Tuổi của trầm tích được xác định bởi sự hiện diện của phức hệ hóa thạch có tuổi không trẻ hơn Miocene sớm gồm: *Sporotrappidites* spp., *Apteodinium* spp., *Cribroperidinium* spp. Đồng thời, cùng với sự có mặt của phức hệ hóa thạch có tuổi không cổ hơn Miocene sớm gồm: *Arenga* spp., *Eugeissona minor*, *Echiperiporites stelae*, *Florschuetzia levipoli*. Trong giai đoạn đầu Miocene sớm ở khu vực Đông Nam Á, trên lục địa xuất hiện và phát triển phong phú phụ đới thực *Florschuetzia levipoli*. Tuy nhiên, trong mặt cắt nghiên cứu không có sự phong phú vì có thể bị chi phối bởi điều kiện môi trường lắng đọng.

3.2. Phân tích tướng hữu cơ

Trên cơ sở phân loại và định lượng tỷ lệ % của thành phần vật liệu hữu cơ, tướng hữu cơ của 2 giếng khoan được phân chia thành 3 loại chính có sự tương đồng với nhau được mô tả chi tiết dưới đây.

Palynofacies 1 (PF-1) được đặc trưng bởi sự phong phú của AOM (50 - 90%); sự xuất hiện thường xuyên phytoclasts (10 - 50%) và palynomorphs (1 - 5%) (Hình 3). AOM hiện diện chủ yếu là dạng phân tán thành từng đám hay dạng hạt màu vàng nhạt đến màu da cam và một lượng rất nhỏ dạng sapropel (Hình 4a). Trong giếng khoan CS2, tỷ lệ AOM cao hơn so với CS1 và không có sapropel; phytoclast gồm chủ yếu là mảnh PM 1 màu nâu hơi đậm, ít hơn là mảnh PM 2 nâu nhạt và lác đác một vài mảnh PM 3 với hình dạng bị rửa lũa, gặm mòn, mỏng với màu nâu rất nhạt; palynomorph với thành phần khá phong phú, trong đó, nhóm nội lục chủ yếu là nhóm thủy sinh, vùng đầm lầy *Magnastriatites howardi*, *Stenochlaena palustris*, *Polypodiisporites perverrucatus* và nhóm rừng ngập mặn *Acrostichum aureum*, *Avicennia* spp.; nhóm hóa thạch nguồn gốc biển có sự xuất hiện thường xuyên của *Tasmanites* spp., ít hơn là *Dinoflagellate cyst* undiff. và *Foraminifera test lining*.



Hình 5. Biểu đồ phân loại các tổ hợp môi trường lắng đọng theo tương hữu cơ. (a) Tổ hợp PF của giếng khoan CS1 (I, II, VI, IX); (b) Tổ hợp PF của giếng khoan CS2 (I, II, IX).

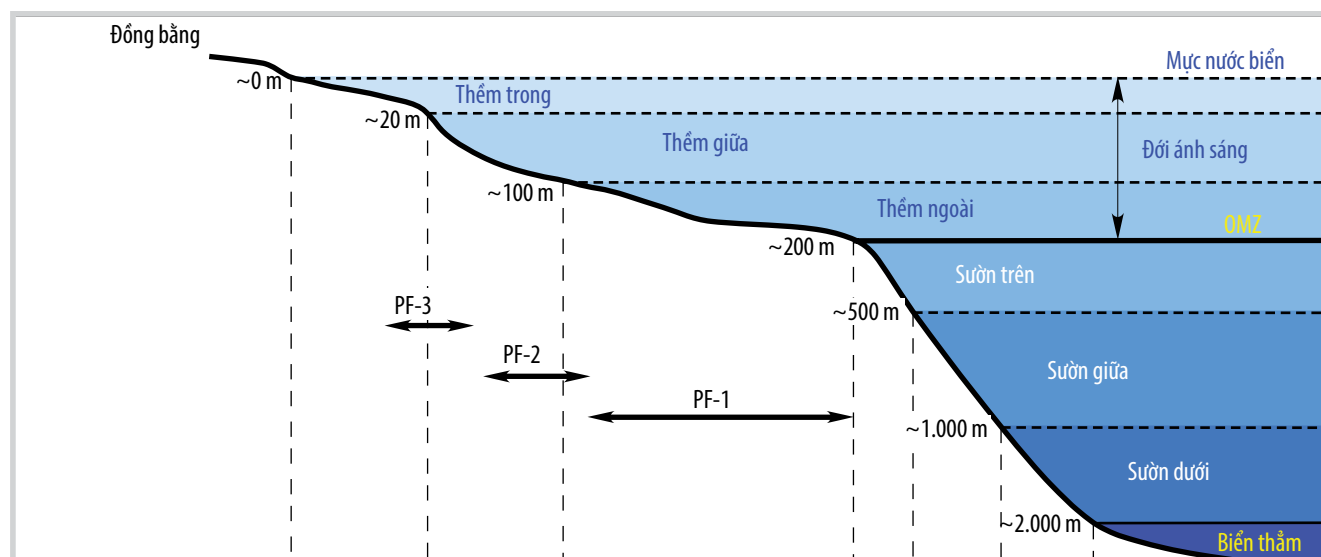
Palynofacies 2 (PF-2) đặc trưng bởi sự ưu thế của phytoclast (70 - 95%), thường xuyên là AOM (5 - 25%) và palynomorph (1 - 3%) (Hình 3). Phytoclast có màu nâu đến nâu đậm, mức độ bảo tồn tương đối tốt, với thành phần chủ yếu gồm PM 1 và PM 2 (Hình 4b). Nguồn gốc chủ yếu từ các dạng vỏ (cortex) từ thân và cành của thực vật khá bền vững, còn lại lượng nhỏ là biểu bì (cuticle), mô (tissue) từ lá của thực vật khó vỡ, thường kém bền nên rất dễ bị phá hủy trong quá trình vận chuyển xa nguồn. Trong giếng khoan CS2 có hiện diện lượng nhỏ PM 3 và PM 4 (PM 4 bị oxy hóa biến đổi thành dạng không thấu quang với độ nổi cao); AOM chủ yếu là dạng phân tán dạng đám hay dạng hạt màu vàng đến màu da cam. Trong giếng khoan CS2 tỷ lệ AOM cũng cao hơn CS1 và có khi lên đến 30%; palynomorph nghèo các nhóm hóa thạch nội lục, lác đặc các dạng bào tử và khóa tử, trong khi nhóm hóa thạch biển hiện diện thường xuyên và phổ biến là *Tasmanites*. Hiếm thấy sự hiện diện của *Foraminifera test lining* và các dạng *Dinoflagellate cyst* khác trong giếng khoan CS1.

Palynofacies 3 (PF-3) đặc trưng bởi sự chi phối của phytoclast (trên 96%), tỷ lệ palynomorph tương đối thấp (1 - 2%) và không có sự hiện diện của AOM trong giếng khoan CS1 nhưng hiện diện với tỷ lệ rất nhỏ (1 - 3%) trong giếng khoan CS2 (Hình 3). Phytoclast có thành phần chủ yếu là PM 1 và PM 2 với tỷ lệ gần bằng nhau và có nguồn gốc tương tự như PF-2 (Hình 4 c - f). Trong giếng khoan CS2 có sự hiện diện lác đặc của các mảnh PM 3 và PM 4; palynomorph với thành phần hóa thạch biển xuất hiện thường xuyên như *Tasmanites* spp., ít hơn là *Dinoflagellate cyst undiff.* và *Foraminifera test lining*.

3.3. Minh giải cổ môi trường

Trầm tích Miocene dưới của khu vực nghiên cứu được lắng đọng trong môi trường biển thềm và giới hạn trong khoảng thềm trong ra đến thềm ngoài (Hình 6). Kết quả này được luận giải trên cơ sở nghiên cứu phức hệ hóa thạch palynomorph, thành phần mảnh vụn phytoclast và thành phần vật liệu hữu cơ theo sơ đồ tam giác của Tyson (1993, 1995). Sơ đồ này được chia thành 9 tổ hợp tương hữu cơ và môi trường tương ứng. Kết quả nghiên cứu giếng khoan CS1 và CS2 cho thấy, các mẫu phân tích phân bố trong 4 tổ hợp I, II, VI và IX, tập trung vào tổ hợp I và II (Hình 5).

Palynofacies 1 (PF-1) với thành phần ưu thế của AOM (60 - 90%), phytoclast dưới 40% và palynomorph dưới 5% thuộc tổ hợp IX. Tổ hợp này được lắng đọng trong điều kiện hiếm khí (suboxic) đến môi trường khử (anoxic) thuộc các đới ở thềm biển sâu, hoặc bồn trầm tích sâu, hoặc bồn trũng thiếu trầm tích (Tyson, 1993). Theo nghiên cứu của Levin (2003) tại khu vực Đông Thái Bình Dương (Nam Mỹ), Đông Đại Tây Dương (Nam Phi) và Ấn Độ Dương (Nam Ấn Độ), đới tồn tại oxy thấp nhất (oxygen minimum zone - OMZ) ở đáy biển thường vào khoảng độ sâu trên 200 m [15]. Vì vậy, AOM được bảo tồn tốt và phong phú thường sẽ được lắng đọng trong đới thềm ngoài (outer neritic). Khi tỷ lệ AOM có xu hướng tăng cao thì độ sâu mực nước biển tăng, tính khử của môi trường tăng và tỷ lệ cát sẽ giảm. Thành phần palynomorph chủ yếu là các dạng tảo biển (dinoflagellate cyst): *Foraminifera test lining*, *Tasmanites* spp. Trong giếng CS1, PF-1 với AOM (50 - 60%)



Hình 6. Sơ đồ phân đới môi trường lắng đọng trầm tích bởi PF (được chỉnh sửa từ Morley, 2014).

thuộc tổ hợp VI. Tổ hợp này được lắng đọng trong điều kiện hiếm khí (suboxic) đến môi trường khử (anoxic) và giới hạn trong đới thêm ngoài thuộc phần trên của tổ hợp IX. Tổ hợp này xác định kerogen loại II với ưu thế sinh dầu.

Palynofacies 2 (PF-2) với thành phần ưu thế của phytoclast (70 - 95%) và AOM (5 - 30%) thuộc tổ hợp II. Tổ hợp này được đặc trưng bởi sự pha loãng AOM bởi thành phần phytoclast và AOM được bảo tồn trung bình đến tốt phụ thuộc vào điều kiện oxy hóa khử của đáy thêm hoặc bồn trũng; được lắng đọng trong điều kiện oxy rất thấp đến môi trường khử (marginal dysoxic - anoxic basin). Thành phần palynomorph có sự hiện diện đặc trưng của nhóm dinoflagellate biển: *Foraminifera test lining*, *Tasmanites* spp., *Selenopemphix* spp. Vì vậy, có thể dự đoán tổ hợp này được lắng đọng trong đới thêm giữa (middle neritic).

Palynofacies 3 (PF-3) đặc trưng với tỷ lệ cao của phytoclast (> 96%) thuộc tổ hợp I; được cung cấp bởi nhóm thực vật trên cạn với 3 đặc điểm: nguồn cung cấp phong phú, bảo tồn khá cao và trạng thái cân bằng thủy động lực. Ngoài ra, trong giếng khoan CS2, sự hiện diện tỷ lệ nhỏ của AOM (dưới < 5%) cho thấy sự liên quan đến phương thức mảnh vụn hữu cơ được lắng đọng ở trạng thái cân bằng thủy động lực. Thành phần palynomorph có sự hiện diện đặc trưng của nhóm dinoflagellate biển: *Foraminifera test lining*, *Tasmanites* spp., *Selenopemphix* spp. Vì vậy, tổ hợp I có thể lắng đọng thuộc đới ngoài của thêm trong (inner neritic) đến đới trong của thêm giữa.

Theo kết quả phân tích trùng lỗ của giếng khoan CS1 và CS2 trong khoảng độ sâu của mặt cắt nghiên cứu, trầm tích được lắng đọng từ đới biển thêm trong đến thêm

ngoài [16]. Trong đó, khoảng độ sâu tương ứng với PF-1 xác định đới biển thêm giữa đến thêm ngoài; PF-2 và PF-3 xác định đới lắng đọng trầm tích từ biển thêm trong đến thêm giữa. Kết quả so sánh cho thấy sự phù hợp giữa phương pháp nghiên cứu tương hữu cơ và trùng lỗ.

3.4. Sự trưởng thành nhiệt của vật liệu hữu cơ

Màu bào tử (SCI) của 3 hóa thạch *Crassoretitrites* spp., *Magnastriatites howardi*, *Pterisisporites* spp. được dùng để xác định độ trưởng thành nhiệt của vật liệu hữu cơ trong 2 giếng khoan nghiên cứu (Hình 4 g - k). Ngoài chỉ số SCI, còn chỉ số biến đổi nhiệt (TAI) - được các nhà nghiên cứu xác định trong phòng thí nghiệm khi quan sát sự thay đổi màu của bào tử phấn bởi quá trình xúc tác nhiệt nhằm xác định độ trưởng thành nhiệt của vật liệu hữu cơ. Mối tương quan giữa 3 chỉ số này được xây dựng bởi các nghiên cứu khác nhau [7 - 14] và có sai số nhất định giữa các nghiên cứu. Tuy nhiên, sai số chủ yếu phụ thuộc vào việc xác định bậc màu của bào tử (SCI), liên quan đến việc chọn hóa thạch đại diện để xác định SCI. Hơn nữa, cả chỉ số SCI và TAI là thông số chỉ xu hướng nên khi xác định trong khoảng mẫu càng lớn thì xu hướng càng chính xác hơn.

Ngưỡng trưởng thành nhiệt của vật chất hữu cơ được xác định bởi R_o trong khoảng 0,50 - 0,55 tùy thuộc vào từng khu vực, tuổi, độ sâu của đá mẹ [7 - 14, 17, 18]. Theo nghiên cứu của Dow (1977), Leckei (1988), nóc của cửa sổ tạo dầu ứng với R_o khoảng 0,5, nghiên cứu khác của Marshall (1990), Hartkopf-Froeder (2015) tương ứng với R_o trong khoảng 0,55 - 0,60. Vì vậy, có thể phân chia R_o trong khoảng 0,50 - 0,55 là ngưỡng trưởng thành sớm (oil birth) để xem xét trong nghiên cứu này.

Kết quả phân tích giếng khoan CS1 cho thấy cường độ màu của bào tử tăng dần theo độ sâu. Sự thay đổi các giá trị SCI rất khó quan sát trong khoảng độ sâu mẫu nhỏ. Trong mặt cắt giếng khoan CS1, giá trị SCI được giới hạn trong khoảng 3,0 - 5,5 (vàng chanh - cam vàng) tương đương với giá trị TAI trong khoảng 2,0 - 2,4. So sánh với Hình 7 cho thấy giá trị tương đương của R_o là 0,3 - 0,6.

Đối với giếng khoan CS2, cường độ SCI dao động trong khoảng nhỏ 4,0 - 6,0 (cam nhạt - cam) tương ứng với giá trị TAI khoảng 2,3 - 2,5. So sánh với bảng chuyển đổi Hình 7 cho thấy giá trị tương đương của R_o là 0,40 - 0,65.

3.5. Tiềm năng của đá mẹ

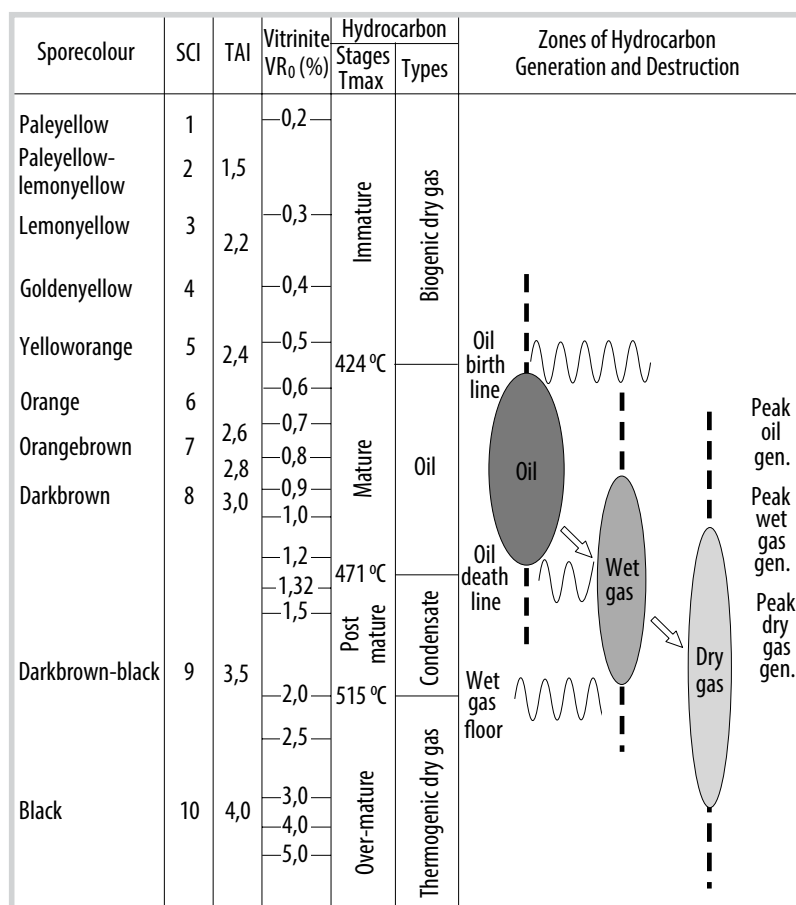
Tiềm năng của đá mẹ được nhận định trên cơ sở phân tích tương hữu cơ để phân loại các kiểu kerogen mà đá mẹ thiên về sinh dầu hay sinh khí. Đồng thời kết hợp với chỉ số màu bào tử (SCI) để đánh giá mức độ trưởng thành nhiệt của đá mẹ. Theo phương pháp nghiên cứu tương bào tử phần hoa của Tyson (1993, 1995), kerogen được phân chia thành 4 kiểu. Trong đó kerogen loại I - II thiên về sinh dầu và kerogen loại III - IV thiên về sinh khí [5, 6].

Palynofacies 1 bao gồm tổ hợp IX với kerogen loại I - II ($II \geq I$) với ưu thế sinh dầu và tổ hợp VI tương ứng với kerogen loại II thiên về sinh dầu.

Palynofacies 2 thuộc tổ hợp II tương ứng với kerogen loại III cho ưu thế sinh khí.

Palynofacies 3 thuộc tổ hợp I tương ứng với kerogen loại III cho ưu thế sinh khí.

Ngoài ra, kết quả phân tích địa hóa trong trầm tích Miocene sớm của khu vực nghiên cứu cho thấy, đá sinh với độ giàu vật chất hữu cơ đạt loại tốt (TOCtb khoảng 1,1% khối lượng), tiềm năng sinh tốt (S2 khoảng 4,11 kg/tấn), chủ yếu kerogen loại II - III cho khả năng sinh khí - dầu và mức



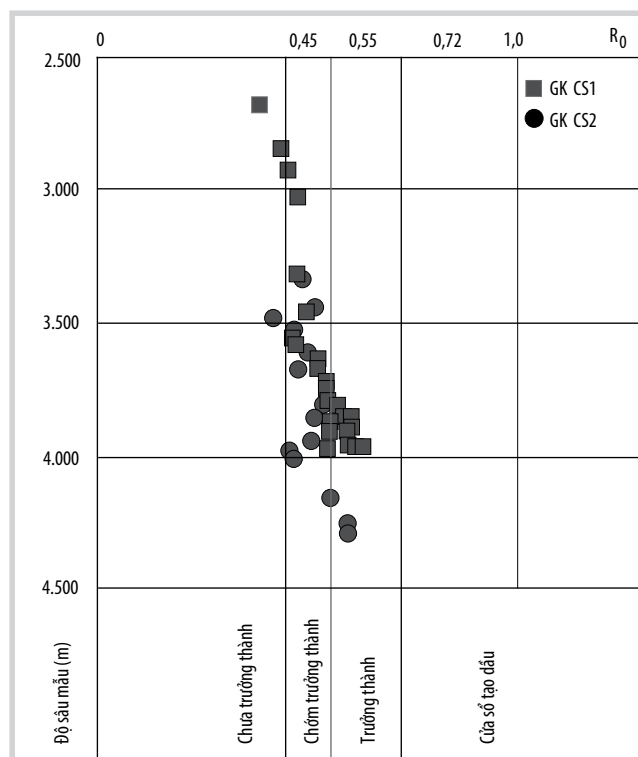
Hình 7. Mối tương quan giữa SCI, TAI, R_o và các đới sản phẩm của hydrocarbon (từ Marshall, 1990 và Hartkopf-Froder, 2015).

Bảng 1. Kết quả nhận định mức độ trưởng thành vật chất hữu cơ theo SCI trong giếng khoan CS1

Loại PF	SCI	TAI	R_o	Mức độ trưởng thành nhiệt vật chất hữu cơ
PF-1	3,0 - 4,0	2,0 - 2,3	0,3 - 0,4	Chưa trưởng thành
PF-2	4,0 - 5,0	2,3 - 2,4	0,4 - 0,5	Chưa trưởng thành
PF-3	5,0 - 5,5	~ 2,4	0,5 - 0,6	Trưởng thành sớm - Trưởng thành

Bảng 2. Kết quả nhận định mức độ trưởng thành vật chất hữu cơ theo SCI trong giếng khoan CS2

Loại PF	SCI	TAI	R_o	Mức độ trưởng thành nhiệt vật chất hữu cơ
PF-1	4,0 - 5,0	2,3 - 2,4	0,4 - 0,5	Chưa trưởng thành
PF-2	5,0 - 6,0	2,4 - 2,5	0,5 - 0,65	Trưởng thành sớm - Trưởng thành
PF-3	5,0 - 6,0	2,4 - 2,5	0,5 - 0,65	Trưởng thành sớm - Trưởng thành



Hình 8. Giá trị phản xạ vitrinite theo độ sâu mẫu [19].

độ trưởng thành nhiệt vật chất hữu cơ chủ yếu từ chớm trưởng thành đến trưởng thành $R_0 > 0,45$ (Hình 8) [19].

Kết quả của nghiên cứu này được so sánh với kết quả của phương pháp nghiên cứu địa hóa, cho thấy sự phù hợp về nhận định tiềm năng của đá mẹ cũng như mức độ trưởng thành nhiệt của vật chất hữu cơ chủ yếu từ trưởng thành sớm - trưởng thành.

Phương pháp đánh giá mức độ trưởng thành nhiệt của vật chất hữu cơ và tiềm năng sinh hydrocarbon của đá mẹ trong nghiên cứu này trên cơ sở nghiêng về định tính. Hơn nữa, các giá trị quy đổi tương đương từ SCI sang TAI và R_0 là khoảng rất nhỏ nên sẽ có sai số nhất định. Vì vậy, kết quả nghiên cứu của phương pháp này mang tính bao quát cả mặt cắt địa tầng nên không tránh khỏi hạn chế khi xác định các giá trị cụ thể trong khoảng độ sâu hẹp.

4. Kết luận

Mặt cắt nghiên cứu của giếng khoan CS1 và CS2 được xác định trong địa tầng Miocene dưới bể Nam Côn Sơn. Kết quả xác định được 3 tướng (PF-1, PF-2 và PF-3) phân bố trong 4 tổ hợp môi trường trầm tích (I, II, VI và IX) và được lắng đọng trong giới hạn biển thềm trong đến thềm ngoài.

Các chỉ số màu bào tử SCI tăng dần theo độ sâu trong khoảng 3,0 - 6,0, tương ứng với chỉ số biến đổi nhiệt TAI

trong khoảng 2,0 - 2,5, và giá trị phản xạ vitrinite R_0 trong khoảng 0,3 - 0,65, cho thấy vật liệu hữu cơ từ chưa trưởng thành đến trưởng thành theo độ sâu tăng dần của mẫu.

Tiềm năng hydrocarbon của đá mẹ trong palynofacies 1, tương ứng với kerogen loại I - II và II thiên về sinh dầu. Palynofacies 2 và 3 tương ứng với kerogen loại III tiềm năng thiên về sinh khí.

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, Hà Nội, 2019.
- [2] Mai Hoàng Đảm, Bùi Thị Ngọc Phương, Trương Tuấn Anh, Nguyễn Thị Thanh Nga, Trần Đức Ninh, Vũ Thị Tuyền, Cao Quốc Hiệp, Nguyễn Văn Sử, Nguyễn Thị Thắm, và Phan Văn Thắng, "Đặc điểm trầm tích Oligocene khu vực Lô 05-1 (a) bể Nam Côn Sơn", *Tạp chí Dầu khí*, Số 2, trang 4 - 14, 2021. DOI: 10.47800/PVJ.2021.02-01.
- [3] Alfred Traverse, *Paleopalynology*. Springer, 2007. DOI: 10.1007/978-1-4020-5610-9.
- [4] M.F. Whitaker, "Usage of palynostratigraphy and palynofacies in definition of Troll field geology", *Offshore Northern Seas Conference, Stavanger, Norway, 21 August 1984*.
- [5] Richard V. Tyson, "Palynofacies analysis", *Applied Micropalaeontology*, pp. 153 - 191, 1993. DOI: 10.1007/978-94-017-0763-3_5.
- [6] Richard V. Tyson, *Sedimentary organic matter: Organic facies and palynofacies analysis*. Chapman and Hall, 1995.
- [7] M.J. Fisher, P.C. Barnard, and B.S. Cooper, "Organic maturation and hydrocarbon generation in the Mesozoic sediments of the Sverdrup basin, Arctic Canada", *4th International Palynological Conference, 1980*.
- [8] D.J. Batten, "Palynofacies, palaeoenvironments and petroleum", *Journal of Micropalaeontology*, Vol. 1, pp. 107 - 114, 1982. DOI: 10.1144/jm.1.1.107.
- [9] D.L. Pearson, *Pollen/spore color "standard"*. Phillips Petroleum Company, 1984.
- [10] J.E.A. Marshall, "Determination of thermal maturity", *Palaeobiology - A synthesis*. Blackwell Scientific Publications, UK, pp. 511 - 515, 1990.
- [11] C.J. Van der Zwan, "Palynostratigraphy and palynofacies reconstruction of the Upper Jurassic to

lowermost Cretaceous of the Draugen field, offshore Mid Norway”, *Review Palaeobotany Palynology*, Vol. 62, No. 1 - 2, pp. 157 - 186, 1990. DOI: 10.1016/0034-6667(90)90021-a.

[12] John Utting and Anthony P. Hamblin, “Thermal maturity of the lower carboniferous Horton group, Nova Scotia”, *International Journal of Coal Geology*, Vol. 19, No. 1 - 4, pp. 439 - 456, 1991. DOI: 10.1016/0166-5162(91)90029-l.

[13] David J. Batten, “Palynofacies and petroleum potential”, *Palynology: Principles and Applications*, American Association of Stratigraphic Palynologists Foundatio, Dallas, pp. 1065 - 1084, 1996.

[14] Christoph Hartkopf-Fröder, Peter Königshof, Ralf Littke, and Jan Schwarzbauer, “Optical thermal maturity parameters and organic geochemical alteration at low grade diagenesis to anchimetamorphism: A review”, *International Journal of Coal Geology*, Vol. 150 - 151, pp. 74 - 119, 2015. DOI: 10.1016/j.coal.2015.06.005.

[15] Lisa A. Levin, “Oxygen minimum zone benthos:

Adaptation and community response to hypoxia”, *Oceanography and Marine Biology: An annual review 2*, Vol .41, pp. 1 - 45, 2003.

[16] Viện Dầu khí Việt Nam, “Báo cáo sinh địa tầng giếng khoan CS1 và CS2 bể Nam Côn Sơn”.

[17] Wallace G. Dow, “Kerogen studies and geological interpretations”, *Journal of Geochemical Exploration*, Vol. 7, pp. 79 - 99, 1977. DOI: 10.1016/0375-6742(77)90078-4.

[18] D.A. Leckie, W.D. Kalkreuth, and L.R. Snowdon, “Source rock potential and thermal maturity of Lower Cretaceous strata: Monkman Pass area, British Columbia”, *AAPG Bulletin*, Vol. 7, No. 7, pp. 820 - 838, 1988. DOI: 10.1306/703C8F38-1707-11D7-8645000102C1865D.

[19] Nguyễn Thị Oanh Vũ, Nguyễn Thị Tuyết Lan, Phan Văn Thắng, và Nguyễn Thị Thanh Nga, “Đặc điểm địa hóa đá mẹ khu vực các giếng nước sâu bể Nam Côn Sơn và Tư Chính - Vũng Mây”, *Tạp chí Dầu khí*, Số 8, trang 26 - 33, 2020.

PALYNOMORPH AND PALYNOFACIES STUDIES ON THE LOWER MIOCENE SUCCESSION IN THE EASTERN MARGIN OF THE CENTRAL TROUGH OF NAM CON SON BASIN

Mai Hoang Dam, Nguyen Thi Tham, Nguyen Quang Tuan

Vietnam Petroleum Institute

Email: dammh@vpi.pvn.vn

Summary

Palynofacies study in palynology analysis is an interdisciplinary method of research combining stratigraphy, sedimentology and organic geochemistry to determine the depositional environment and assess the source rock potential. This study was carried out on rock samples collected from the Lower Miocene sediments of the CS1 and CS2 wells at the eastern margin of the central trough of the Nam Con Son basin. The aim of the study is (1) to clarify the sedimentary deposition environment in relation to the physicochemical conditions of the organic matter, (2) to evaluate the thermal maturity of the organic matter, and (3) to assess the source rock potential.

The studied results show that three palynofacies were identified, corresponding to four environmental assemblages belonging to shelf marine sediments; the thermal maturity level of organic matter from immature to mature, in which the thermal maturity level of the CS2 well is higher than that of CS1; the hydrocarbon potential of the source rock is oil prone in palynofacies 1 and gas prone in palynofacies 2 and 3. Palynofacies study is important in the exploratory phase, providing necessary data to evaluate the hydrocarbon potential of the source rock, in addition to the information obtained from the biostratigraphy and sedimentary petrology analysis.

Key words: Palynomorph, palynofacies, hydrocarbon potential, source rock, Lower Miocene, Nam Con Son basin.