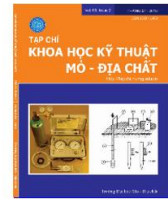




Tạp chí Khoa học Kỹ thuật Mỏ - Địa chất

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



Đặc điểm địa hóa đá mẹ tập trầm tích Oligocen trên khu vực Tây Nam lô 09-3/12, Bể Cửu Long, Việt Nam

Trần Thị Oanh ^{1,*}, Bùi Thị Ngân ², Phạm Bảo Ngọc ¹, Nguyễn Thị Hải Hà ¹

¹ Khoa Dầu khí, Trường Đại học Dầu khí Việt Nam, Việt Nam

² Khoa Dầu khí, Trường Đại học Mỏ - Địa chất, Việt Nam

THÔNG TIN BÀI BÁO

TÓM TẮT

Quá trình:

Nhận bài 15/01/2018
Chấp nhận 20/3/2018
Đăng online 27/4/2018

Từ khóa:

Bể Cửu Long
Oligocen trên
Đá mẹ
Tảo nước ngọt

Đá mẹ tập trầm tích Oligocen trên khu vực lô 9-3/12, bể Cửu Long được đánh giá là có tiềm năng sinh dầu khí tốt và có khả năng cung cấp hydrocacbon cho các bể trong khu vực. Nghiên cứu này sử dụng số liệu phân tích địa hóa từ các mẫu đá thuộc các giếng khoan trong khu vực để đánh giá hàm lượng và chất lượng vật chất hữu cơ, độ trưởng thành nhiệt của vật chất hữu cơ. Kết quả cho thấy trầm tích Oligocen trên đạt tiêu chuẩn đá mẹ về độ giàu vật chất hữu cơ và tiềm năng sinh dầu khí. Giá trị TOC trung bình tại các giếng khoan dao động từ 0.54- 5.85 %wt, giá trị HI dao động từ 196- 579 mg/g. Đá mẹ Oligocen trên chứa chủ yếu hỗn hợp Kerogen loại I và II, vật chất hữu cơ có nguồn gốc từ tảo nước ngọt được lắng đọng trong môi trường đầm hồ và cửa sông và có tiềm năng sinh dầu cực tốt. Đá mẹ thuộc phần dưới của trầm tích Oligocen trên đã trưởng thành ($R_o > 0.55\%$, $T_{max} > 4350C$), đã đủ điều kiện tham gia vào quá trình sinh dầu khí và cung cấp hydrocacbon cho các bể trong khu vực nghiên cứu.

© 2018 Trường Đại học Mỏ - Địa chất. Tất cả các quyền được bảo đảm.

1. Mở đầu

Khu vực nghiên cứu có diện tích 5,559 km² ở ngoài khơi, cách thành phố Vũng Tàu khoảng 160 km về phía Đông Nam, tiếp giáp với lô 09-1 ở phía Tây Bắc, lô 09-2/09 ở phía Bắc; các lô 03 và 04-2 ở phía Đông, lô 10 ở phía Nam và lô 17 ở phía Tây (hình 1). Độ sâu nước biển ở khu vực lô thay đổi trong khoảng 10 ÷ 80 m (NIPI, 2016a).

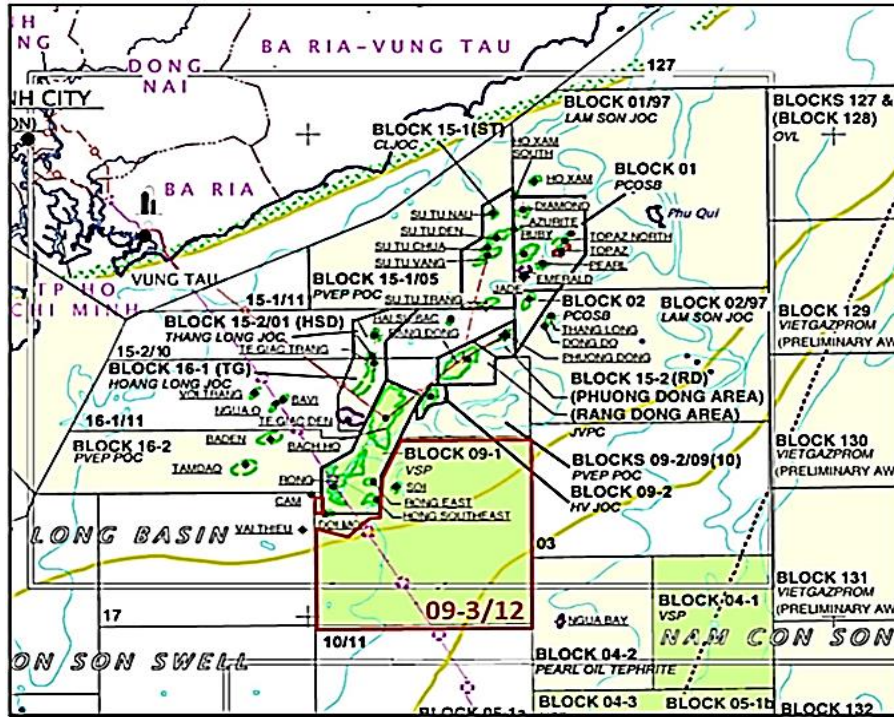
Khu vực nghiên cứu có tiềm năng về dầu khí khá tốt. Đá mẹ trong diện tích nghiên cứu được dự báo là sét kết tuổi Oligocen muộn, phân bố ở trung

Đông Bạch Hổ và trung Đông Nam Sói. Theo kết quả khoan thăm dò tại các cấu tạo tiềm năng như cụm cấu tạo Cá Tầm đều cho kết quả khả quan và xác suất thành công cao (trữ lượng dầu thu hồi dự kiến là 22,776 tr.m³) (NIPI, 2016b).

Tại bể Cửu Long nói chung và lô 09-3/12 nói riêng, lớp phủ trầm tích Kainozoi bao gồm các phân vị địa tầng từ Paleogen - Neogen - Đệ tứ, phủ bất chỉnh hợp lên đá móng trước Kainozoi. Trầm tích Oligocen trên- hệ tầng Trà Tân (E_3^{2tt}) có chiều dày thay đổi từ 100 ÷ 1200 m, bao gồm chủ yếu là những tập sét kết, xen kẹp với cát kết và một vài lớp mỏng bột kết, được lắng đọng chủ yếu trong môi trường đồng bằng sông, aluvi - đồng bằng ven bờ và đầm hồ (NIPI, 2016a).

*Tác giả liên hệ

E-mail: oanhtran@pvu.edu.vn



Hình 1. Vị trí khu vực lô 09-3/12 (NIPI, 2016a).

Bảng 1. Số lượng mẫu sử dụng phân tích của các giếng khoan thuộc lô 09-3/12.

	Độ sâu nghiên cứu (m)	Số lượng mẫu phân tích			
		TOC và Nhiệt phân Rock-Eval	Độ phản xạ Vitrinite	GC; GC-MS	
				Mẫu đá	Mẫu dầu
CT-3X	2990 ÷ 4320	108	100	28	4
CT-2X	2300 ÷ 3250	77	75	28	4
DM-1X	2890 ÷ 3345	17	17	5	5
DM-2X	2900 ÷ 3520	23	23	10	3
DM-3X	2660 ÷ 3530	17	17	4	1

Bảng 2. Giá trị trung bình các chỉ tiêu Rock-Eval các mẫu đá của các Giếng khoan lô 09-3/12.

Giếng khoan	Phần trên Oligocen trên			Phần dưới Oligocen trên		
	TOC (%wt)	S2 (mg/g)	HI (mg/g)	TOC (%wt)	S2 (mg/g)	HI (mg/g)
CT-3X	2.31	4.62	196	5.85	37.77	579
CT-2X	3.05	9.9	333	2.78	12.57	384
DM-1X	0.65	1.77	222	1.34	7.15	469
DM-2X	0.54	1.10	269	2.93	16.82	445
DM-3X	0.82	3.12	372	2.67	15.16	536
Trung bình	1.47	4.10	278	3.11	17.9	483

2. Phương pháp nghiên cứu

Để đánh giá tiềm năng sinh dầu của đá mẹ thì cần dựa trên ba tiêu chí: độ giàu vật chất hữu cơ, chất lượng vật chất hữu cơ và độ trưởng thành

nhất của vật chất hữu cơ (Hoàng Đình Tiến và Nguyễn Việt Kỳ, 2012). Trong nghiên cứu này, nhóm tác giả chủ yếu sử dụng kết quả phân tích địa hóa của các giếng khoan CT-2X, CT-3X (VPilab 2014, 2016) thuộc lô 09-3/12 và các giếng khoan

lần cận như DM-1X, DM-2X, DM-3X (VPIlab, 2004). Các mẫu đá mẹ chủ yếu là sét kết, sét kết xen kẽ với lớp mỏng bột kết; các phương pháp địa hóa phổ biến hiện nay được sử dụng để phân tích như: nhiệt phân Rock- Eval, phân tích độ phản xạ Vitrinite, sắc ký khí, sắc ký phổ khối. Số lượng mẫu phân tích được thể hiện cụ thể ở Bảng 1. Dựa trên các chỉ số thu được của các phép phân tích trên như TOC, S2, HI, Tmax, Ro, Pris/Phy, Ts/Tm,... đặc điểm địa hóa của đá mẹ trầm tích Oligocen trên đã được làm sáng tỏ và có độ tin cậy cao.

3. Kết quả và thảo luận

3.1. Hàm lượng vật chất hữu cơ

Theo kết quả phân tích nhiệt phân, phần trên của tập Oligocen trên được đánh giá là có hàm lượng vật chất hữu cơ và tiềm năng sinh dầu khí đạt mức độ từ trung bình tới cực tốt. Các giá trị TOC, S2 trung bình tại giếng khoan CT-3X lần lượt đạt 2.31%wt; 4.62 mg/g và đạt 3.05%wt; 9.9 mg/g tại giếng khoan CT-2X. Chỉ số HI trung bình dao động trong khoảng từ 196-333 mgHC/gTOC phản ánh đá mẹ trong phần trên Oligocen trên của cả 2 giếng khoan đều có tiềm năng sinh cả dầu và khí. Tuy nhiên, kết quả phân tích nhiệt phân cũng chỉ ra rằng tập C của giếng khoan CT-2X chủ yếu là sinh khí ($HI_{tb} = 196$ mgHC/gTOC), ngoại trừ mẫu đá tại độ sâu 2340m có tiềm năng sinh dầu rất tốt ($S2 = 5.87$ mg/g; $HI = 660$ mgHC/gTOC).

Phần dưới của tập Oligocen trên trong cả 2 giếng khoan CT- 2X và CT-3X đều được đánh giá là tập đá mẹ có độ giàu vật chất hữu cơ từ tốt đến cực tốt. Các giá trị TOC, S2, HI trung bình tại giếng khoan CT-3X, CT-2X đều cao hơn hẳn phần trên của tập Oligocen trên (Bảng 2). Tuy nhiên, tại GK CT-2X cho thấy phần dưới của tập Oligocen trên (3110 ÷ 3250 m) có hàm lượng TOC đạt mức trung bình tới tốt ($TOC = 0.67 ÷ 3.81\%$ wt) và tiềm năng sinh hydrocarbon từ thấp tới trung bình ($S2 = 0.87 ÷ 2.45$ mg/g). Chỉ số HI của cả 2 giếng khoan đều phản ánh tiềm năng sinh của phần dưới Oligocen trên chủ yếu là sinh dầu ($HI = 313 ÷ 998$ mgHC/gTOC) và một số ít mẫu có tiềm năng sinh khí.

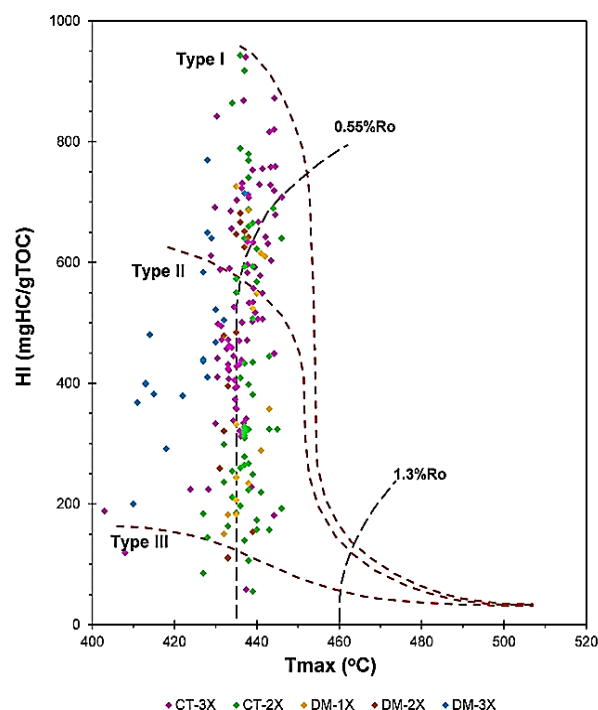
Như vậy, nhìn chung đá mẹ thuộc trầm tích Oligocen trên có hàm lượng vật chất hữu cơ đạt tiêu chuẩn về đá mẹ và tiềm năng sinh hydrocarbon từ trung bình tới rất tốt. Hàm lượng vật chất hữu cơ cũng như tiềm năng sinh

hydrocarbon ở phần dưới cao hơn hẳn so với phần trên của tập Oligocen trên. Đối sánh với kết quả phân tích địa hóa các giếng khoan DM-1X; DM-2X; DM-3X thì cho kết quả khá tương đồng về hàm lượng cũng như tiềm năng sinh hydrocarbon.

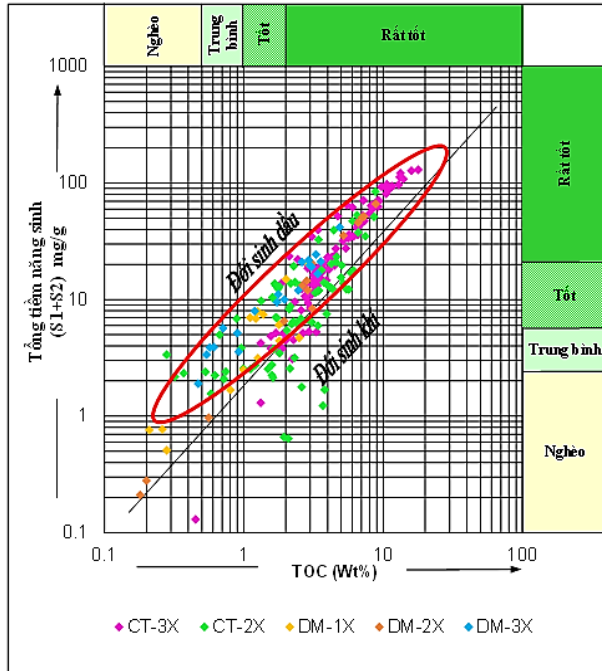
3.2. Chất lượng vật chất hữu cơ

Từ kết quả phân tích Rock- Eval cho thấy đá mẹ Oligocen trên lô 09-3/12 hoàn toàn đạt tiêu chuẩn về độ giàu vật chất hữu cơ, tiềm năng sinh dầu khí với mức độ lên tới rất tốt. Tuy nhiên, để đánh giá chính xác khả năng sinh dầu hay khí còn phụ thuộc vào việc bản chất của loại vật chất hữu cơ đó là gì?

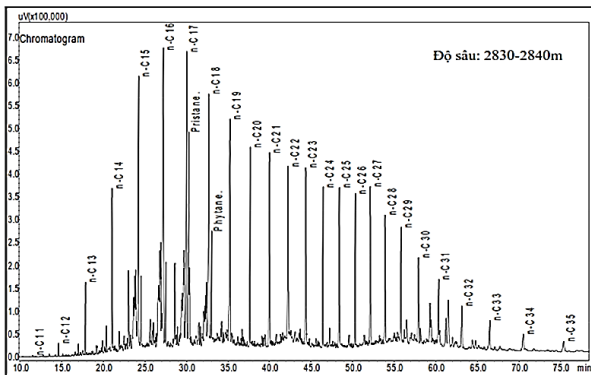
Theo biểu đồ quan hệ giữa chỉ số HI và Tmax (Hình 2), vật chất hữu cơ trong trầm tích tuổi Oligocen muộn phân bố chủ yếu trong vùng hỗn hợp kerogen hỗn hợp loại I, II và III, với sự phong phú của loại I và II, cho tiềm năng sinh dầu và khí (thiên về sinh dầu), một vài mẫu rơi vào đới kerogen loại III cho khả năng sinh khí. Biểu đồ quan hệ giữa tổng tiềm năng sinh ($S1+S2$) và TOC cũng cho kết quả tương đồng (Hình 3). Đặc biệt, kết quả phân tích địa hóa các mẫu vụn thu được của giếng khoan CT-2X và CT-3X cho thấy chúng có tiềm năng sinh dầu từ tốt đến cực tốt.



Hình 2. Biểu đồ quan hệ giữa HI và Tmax trong trầm tích Oligocen trên, GK CT-3X, CT-2X, DM-1X, DM-2X, DM-3X.

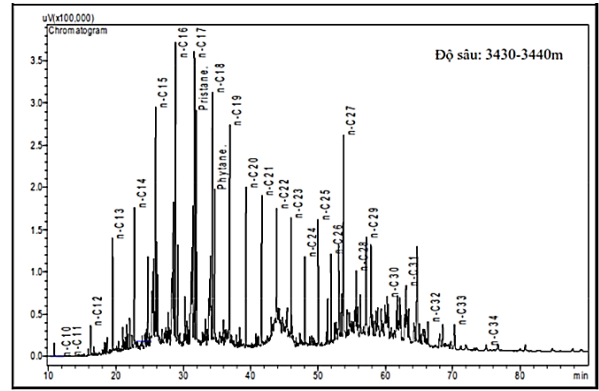


Hình 3. Biểu đồ quan hệ (S1+S2) và TOC trong trầm tích Oligocen trên của GK CT-3X, CT-2X, DM-1X, DM-2X, DM-3X.

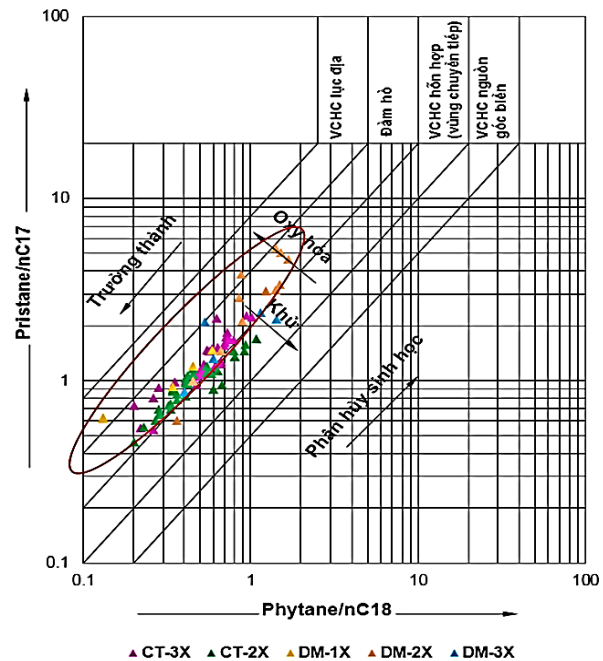


Hình 5. Sắc ký đồ phân đoạn Hydrocacbonno C15+ các mẫu chất chiết GK CT-2X trong khoảng độ sâu từ 2830÷2840 m (VPllabs, 2014).

Tỷ số Pristane/Phytane (Pris/Phy) 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. Do đó, nếu vật chất hữu cơ được chôn vùi trong điều kiện môi trường giàu oxy thì tỷ số Pris/Phy sẽ đạt giá trị cực đại. Kết quả phân tích sắc ký khí các mẫu chất chiết của 2 giếng khoan CT-2X và CT-3X cho thấy sự phân bố n-alkane từ nC₁₂ tới nC₃₀ với xu hướng giảm dần của n-alkane cùng với sự tăng dần của số cacbon (Hình 4, Hình



Hình 4. Sắc ký đồ phân đoạn Hydrocacbonno C15+ các mẫu chất chiết GK CT-3X trong khoảng độ sâu từ 3430÷3440 m (VPllabs, 2016).



Hình 6. Biểu đồ quan hệ giữa Pris/nC17 và Phy/nC18 các mẫu chất chiết thuộc các giếng khoan lô 09-3/12.

5) và giá trị của tỷ số Pris/Phy dao động từ 1.4 ÷ 3.2 (GK CT-3X) và từ 1.92 ÷ 2.95 (GK CT-2X). Các đặc tính này phản ánh rằng các mẫu chất chiết giàu vật chất hữu cơ và có nguồn gốc từ tảo (Hoàng Đình Tiến, 2009). Ngoài ra, biểu đồ quan hệ giữa Pris/nC₁₇ và Phy/nC₁₈ của các mẫu chất chiết thuộc các giếng khoan thuộc lô 09-3/12 cũng cho thấy trầm tích Oligocen trên chứa chủ yếu vật chất hữu cơ có nguồn gốc đầm hồ (Hình 6).

Theo Meischein và Huang (1979), phân bố của hợp chất regular sterane C₂₇-C₂₈-C₂₉ là những

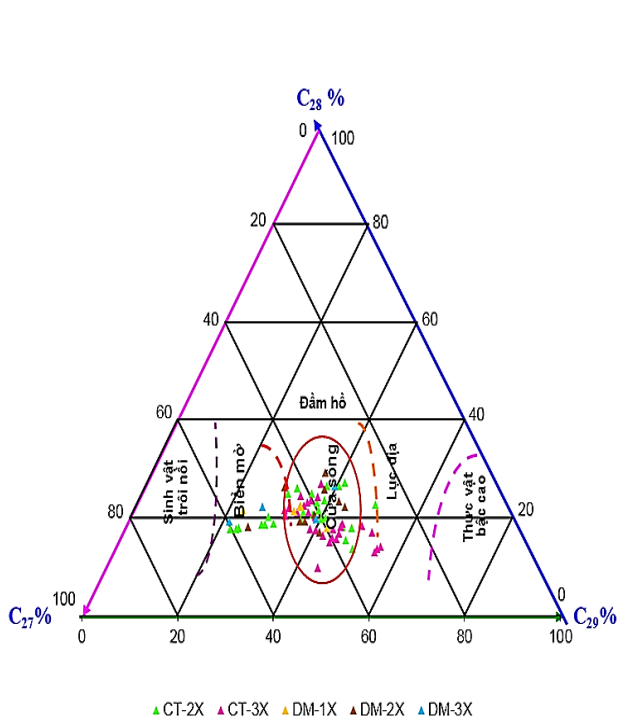
sản phẩm biến đổi trực tiếp từ những sterols tương ứng của tảo, động vật và thực vật bậc cao và được xác định trên phân mảnh m/z 217 của phép phân tích sắc ký khối phổ (GC-MS). Kết quả phân tích trên 04 mẫu dầu của giếng khoan CT-2X và 05 mẫu dầu của GK CT-3X cho thấy nồng độ tương đối cao của C₂₇ sterane và C₂₉ sterane so với C₂₈ sterane (Bảng 3). Các dấu hiệu này chứng tỏ đá mẹ trong trầm tích Oligocen trên có sự đóng góp đáng kể của vật chất hữu cơ có nguồn gốc tảo được lắng đọng trong môi trường cửa sông (Hình 7). Điều này hoàn toàn phù hợp về nhận định môi trường

trầm tích của đá mẹ đã được phân tích bằng phương pháp nhiệt phân Rock-Eval hay sắc ký khí đã được đề cập ở trên.

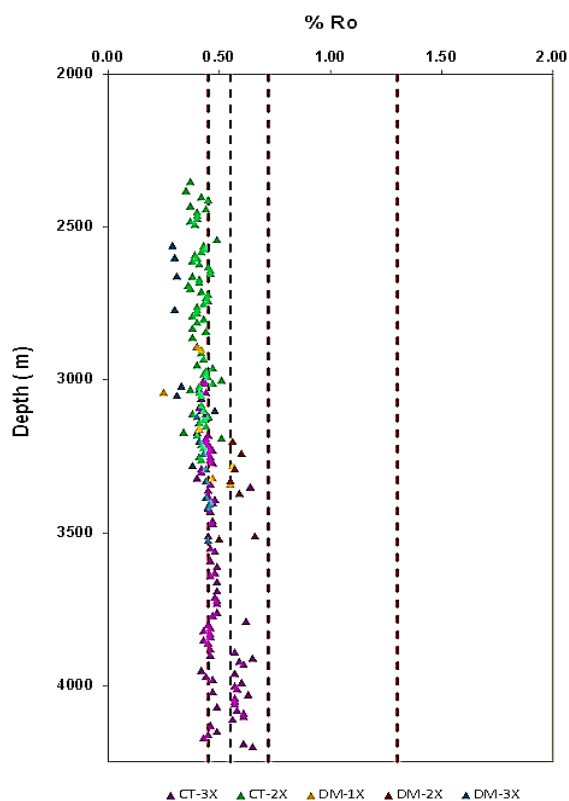
Tóm lại, đá mẹ thuộc trầm tích Oligocen trên lô 09-3/12 chứa chủ yếu kerogen loại hỗn hợp loại I và II có khả năng sinh cả dầu và khí, thiên về sinh dầu. Kết quả phân tích sắc ký khí cũng chỉ ra rằng, vật chất hữu cơ thuộc trầm tích Oligocen trên chủ yếu có nguồn gốc từ tảo nước ngọt và được lắng đọng trong môi trường đầm hồ và cửa sông, với tiềm năng sinh dầu cực tốt.

Bảng 3. Bảng tóm tắt sự phân bố của hợp chất regular sterane C₂₇-C₂₈-C₂₉ các mẫu chất chiết của các giếng khoan lô 09-3/12.

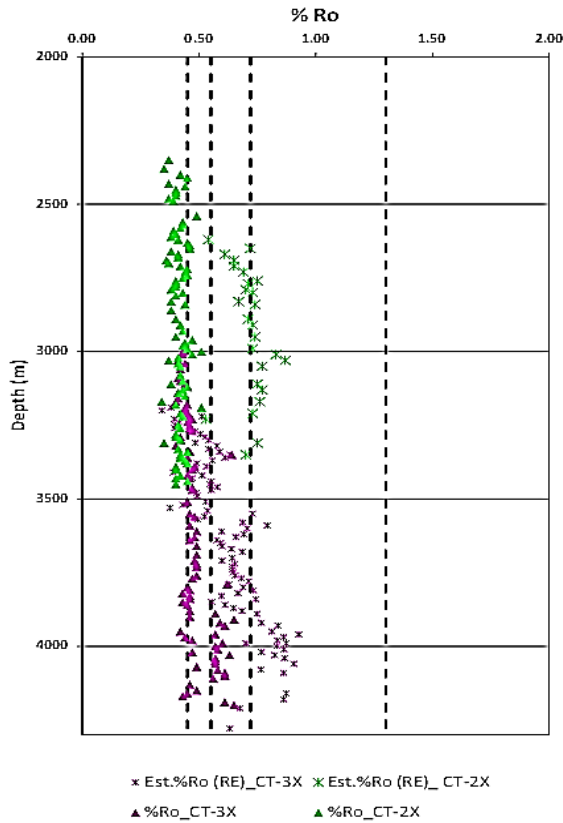
GK	Độ sâu (m)	Số mẫu phân tích	Thông số trung bình		
			S3_1	S3_2	S3_3
CT-3X	3200 - 4050	28	30.55 - 45.89	9.76 - 26.93	31.6 - 55.35
CT-2X	2620 - 3360	21	13.56 - 65.27	13.53 - 37.98	17.10 - 49.77
DM-1X	2890 - 3325	5	39.80 - 55.60	17.88 - 22.52	22.93 - 42.32
DM-2X	3030 - 3520	10	33.61 - 56.25	16.95 - 29.16	25.61 - 45.43
DM-3X	3120 - 3420	4	33.85 - 59.49	19.32 - 22.15	21.19 - 39.57



Hình 7. Biểu đồ tam giác biểu hiện sự phân bố C₂₇-C₂₈-C₂₉ Sterane các mẫu chất chiết GK CT-3X, CT-2X, DM-1X, DM-2X, DM-3X.



Hình 8. Biểu đồ biến đổi chỉ số phản xạ Vitrinite của các giếng khoan CT-2X/3X và DM-1X/2X/3X theo độ sâu.



Hình 9. Biểu đồ biến đổi chỉ số phản xạ Vitrinite của các giếng khoan CT-2X/3X theo kết quả tính toán từ RE và theo phương pháp đo trực tiếp.

3.3. Độ trưởng thành nhiệt của vật chất hữu cơ

Mức độ trưởng thành nhiệt của vật chất hữu cơ được đánh giá trên cơ sở kết quả đo độ phản xạ Vitrinite và thông số Tmax từ phương pháp nhiệt phân Rock-Eval. Tuy nhiên kết quả đo có thể bị ảnh hưởng khi có sự thay đổi về tướng hoặc mẫu bị nhiễm bẩn. Ngoài ra, nhóm tác giả có sử dụng thêm kết quả phân tích sắc ký khí (GC) và sắc ký phổ khối (GC-MS) để đánh giá mức độ trưởng thành nhiệt của vật chất hữu cơ nhằm tăng độ tin cậy và tính chính xác cho kết quả nghiên cứu.

Trước hết, theo kết quả phân tích nhiệt phân Rock-Eval, giá trị Tmax đo được từ các giếng khoan CT-2X/3X và DM-1X/2X/3X thuộc phần trên của Oligocen trên có mức độ trưởng thành nhiệt thấp ($T_{max} < 435^{\circ}\text{C}$), giá trị Vitrinite từ phép đo mẫu trực tiếp cũng phù hợp với nhận định này ($R_o < 0.55\%$) (Hoàng Đình Tiến, 2009). Như vậy, vật chất hữu cơ chưa đủ điều kiện để tham gia vào các pha sinh dầu và khí. Phần dưới của trầm tích

Oligocen trên lại cho kết quả là vật chất hữu cơ đã đạt mức độ trưởng thành nhiệt và đủ điều kiện tham gia vào pha sinh dầu - khí, $T_{max} > 435^{\circ}\text{C}$, $R_o > 0.55\%$. Mức độ trưởng thành của vật chất hữu cơ của các giếng khoan trong khu vực nghiên cứu được thể hiện trên Hình 2 và Hình 8). Theo luận giải ở trên, cả 2 giếng khoan CT-2X và CT-3X thuộc lô 09-3/12 đều chứa chủ yếu là kerogen loại I và II, do đó các mẫu đá nghèo các mảnh Vitrinite hoặc có các mảnh Vitrinite nhưng kém chất lượng hoặc đã bị phân hủy làm cho giá trị đo trực tiếp từ mẫu nhỏ hơn giá trị thực. Tuy nhiên, theo kết quả tính toán Ro từ phép phân tích nhiệt phân Rock-Eval (VPILab, 2014,2016) thì Ro dao động từ 0.55 - 0.91%, nghĩa là vật chất hữu cơ đã bước vào giai đoạn trưởng thành và tham gia vào pha tạo dầu (Hình 9).

Theo kết quả nghiên cứu dấu vết sinh vật của phân đoạn C15+ hydrocacbonno, mức độ đồng phân hóa của $C_{29}aaa$ regular sterane (S và R) được quan sát trên phân mảnh m/z 217 thì thông số biểu thị phản ứng đồng phân hóa của sterane (S1: $C_{29} 20S/(20S+20R)$) của các mẫu chất chiết giếng khoan CT-3X và CT-2X theo thứ tự dao động từ 0.01÷0.65 và 0.08 ÷ 0.40. Điều này, chứng tỏ vật chất hữu cơ trong mẫu có độ trưởng thành thấp tới trung bình. Thêm vào đó, trên phân mảnh m/z 191 còn quan sát thấy sự có mặt của pentacyclic teranes ($H6 = Ts/Ts+Tm$). Giá trị này thu được từ các mẫu chất chiết từ đá mẹ của giếng khoan CT-2X dao động từ 0.27 ÷ 0.43 và đá mẹ GK CT-3X là 0.27÷0.55. Từ giá trị này của H6 cho thấy vật chất hữu cơ của đá mẹ Oligocen trên đạt mức độ trưởng thành nhiệt từ thấp tới trung bình (Seifert và Moldowan, 1981).

Tóm lại, thông qua các kết quả từ các phép phân tích độ trưởng thành nhiệt của vật chất hữu cơ trong đá mẹ Oligocen trên đều khá tương đồng. Vật chất hữu cơ trong đá mẹ thuộc phần trên của mặt cắt chưa đạt độ trưởng thành nhiệt, trong khi đó phần dưới của mặt cắt đã đạt ngưỡng trưởng thành nhiệt và đạt ngưỡng cửa sổ tạo dầu ở khoảng độ sâu 3590 m đối với GK CT-3X và khoảng 2760 m đối với GK CT-2X (Hình 9)

4. Kết luận

Kết quả đánh giá đá mẹ tại các giếng khoan trong khu vực nghiên cứu cho thấy:

- Trầm tích Oligocen trên đạt tiêu chuẩn đá mẹ về độ giàu vật chất hữu cơ và có tiềm năng sinh

dầu là chủ yếu. Giá trị TOC trung bình tại các giếng khoan dao động từ 0.54- 5.85 %wt, giá trị HI dao động từ 196- 579 mg/g. Đá mẹ Oligocen trên chứa chủ yếu hỗn hợp Kerogen loại I và II, vật chất hữu cơ có nguồn gốc từ tảo nước ngọt được lắng đọng trong môi trường đầm hồ, cửa sông và có tiềm năng sinh dầu cực tốt.

- Đá mẹ thuộc phần trên của trầm tích Oligocen trên đạt mức độ trưởng thành thấp. Các giá trị $R_o \geq 0.55\%$, $T_{max} > 435^\circ\text{C}$, $H_6 = 0.27 \div 0.55$ thể hiện đá mẹ thuộc phần dưới của trầm tích Oligocen đã trưởng thành và đủ điều kiện tham gia vào quá trình sinh dầu khí cũng như cung cấp hydrocacbon cho các bẫy trong khu vực nghiên cứu.

Tài liệu tham khảo

Hoàng Đình Tiến, 2009. Địa chất dầu khí và phương pháp tìm kiếm, thăm dò, theo dõi mỏ. Đại học Quốc gia Thành phố HCM.

Hoàng Đình Tiến, Nguyễn Việt Kỳ, 2012. *Địa hóa*

dầu khí. Đại học Quốc gia Thành phố HCM.

Huang, W. Y., Meischein, W. G., 1979. Sterols as ecological indication. *Geochimica et Cosmochimica Acta* 43, 739-745.

NIPI, 2016. Báo cáo: Kết thúc pha I- giai đoạn Tìm kiếm thăm dò lô 09-3/12, bể Cửu Long, thềm Lục địa Việt Nam.

NIPI, 2016. Báo cáo: Tính toán trữ lượng dầu và khí hòa tan phát hiện Cá Tầm, lô 09-3/12, bồn trũng Cửu Long.

Seifert, W. K., Moldowan, J. M., 1981. Paleoreconstruction by biological markers. *Geochimica et Cosmochimica Acta* 45, 783-794.

VPI- Labs, 1/2016. Báo cáo kết quả sơ bộ phân tích địa hóa mẫu giếng khoan CT- 3X.

VPI- Labs, 8/2004. 09-3-DM-1X/2X/3X *Geochemical report*.

VPI- Labs, 9/2014. Báo cáo kết quả sơ bộ phân tích địa hóa mẫu giếng khoan CT- 2X.

ABSTRACT

Geochemical characteristics of Late Oligocene source rock in Block 09-3/12, Cuu Long Basin, Vietnam

Oanh Thi Tran ¹, Ngan Thi Bui ², Ngoc Bao Pham ¹, Ha Hai Thi Nguyen ¹

¹ Faculty of Oil and Gas, PetroVietnam University, Vietnam

² Faculty of Oil and Gas, Hanoi University of Mining and Geology, Vietnam

Late Oligocene source rock in Block 09-3/12 of Cuu Long Basin was evaluated to be high potential of generating oil and gas and supplying hydrocarbons to the traps in the area. This research used geochemical data analysed from rock samples that were collected from the wells in Block 09-3/12 for assessment of the quantity, quality and thermal maturation of organic matter. The results show that Late Oligocene sediments are categorised as source rocks in terms of organic matter richness and hydrocarbon potential. TOC= 0.54- 5.85 %wt, HI = 196- 579 mg/g. Late Oligocene source rock consist of mixture of type I and II kerogens, sourced from freshwater alge material and accumulated in lacustrine/ estuarine environment and has excellent generation oil potential. Source rocks of the lower part of Late Oligocene matured ($R_o > 0.55\%$), could supply hydrocarbons to the traps in the studied area.