

ĐÁNH GIÁ NGUỒN GỐC DẦU KHÍ LÔ 05-2 VÀ 05-3 BẰNG KẾT QUẢ PHÂN TÍCH SẮC KÝ KHÍ, SẮC KÝ KHỐI PHỔ VÀ ĐỒNG VỊ CARBON MẪU DẦU VÀ KHÍ

KS. Nguyễn Thị Bích Hà, ThS. Hà Thu Hương, KS. Đào Trung Dũng
Viện Dầu khí Việt Nam

Tóm tắt

Trong công tác tìm kiếm, thăm dò và khai thác dầu khí, nghiên cứu về hệ thống dầu khí là nghiên cứu cơ bản làm nền tảng cho các đánh giá về tiềm năng dầu khí của một bể trầm tích. Bể trầm tích Nam Côn Sơn thuộc thềm lục địa Việt Nam đã phát hiện các mỏ dầu khí như: Đại Hùng, Thanh Long, Bồ Câu, Nguyệt Thạch, Mộc Tinh, Hải Thạch, Lan Tây, Lan Đỏ... Tuy nhiên, nguồn gốc vật chất hữu cơ và sự phân bố của dầu thô bể Nam Côn Sơn đang là tranh cãi của các nhà địa chất dầu khí. Một số vấn đề vẫn chưa được trả lời như nguồn gốc của dầu mỏ, mức độ biến đổi của vật chất hữu cơ, điều kiện lắng đọng, tốc độ trầm tích, tỷ lệ phát hiện khí nhiều hơn dầu... Bài báo đánh giá phân loại nguồn gốc dầu và khí ở Lô 05-2 và 05-3. Kết quả phân tích sắc ký khí (GC), sắc ký khối phổ (GCMS) và đồng vị carbon 13 cho thấy dầu thô ở giếng khoan Nguyệt Thạch được sinh ra từ đá mẹ có độ trưởng thành thấp chứa vật chất hữu cơ đầm hồ.

Từ khóa: Nguồn gốc, vật chất hữu cơ, dầu thô, đầm hồ, đồng vị carbon, thực vật bậc cao, cửa sổ tạo dầu, tích tụ hydrocarbon, pha tạo khí.

1. Tính chất lý hóa của dầu thô/condensate

Đánh giá, phân loại các nhóm dầu dựa trên kết quả phân tích chất vật lý, thành phần hóa học và các chỉ tiêu phân tích chi tiết như sắc ký khí, sắc ký khối phổ của các mẫu dầu thô và condensate nhằm chỉ ra môi trường lắng đọng và phân hủy vật chất hữu cơ, mức độ biến đổi của đá mẹ đã sinh ra dầu và condensate. Đặc biệt kết quả phân tích isotope của các mẫu khí và mẫu dầu thô đã làm sáng tỏ nguồn gốc dầu/khí, mối liên quan khí - dầu và dầu - dầu. Lô 05-2, 05-3 và vùng lân cận đã có phát hiện dầu ở các giếng khoan: 05-2-HT-2X, 05-3-MT-1X, 05-2-NT-1X, 05-2-B-1X, 05-2-KCT-1X, 06-LD-1X, 06-LT-1X OBS1... trong các tầng chứa Miocene trên, Miocene giữa và Miocene dưới.

Kết quả phân tích tính chất vật lý và thành phần hóa học của các mẫu dầu/condensate của Lô 05-2 và 05-3 được thống kê ở Bảng 1.

Trong số 21 mẫu sản phẩm thu thập từ Lô 05 có 13 mẫu là condensate có độ API > 45 (Bảng 1) và 8 mẫu dầu trong đó 2 mẫu DST#3 (2.874 - 3.004m) ở Lô 05-1a và mẫu RFT5 (2.864,5m) ở giếng khoan 05-2-NT-1X là dầu nặng ($^{\circ}$ API < 25), 6 mẫu là dầu bình thường có độ API thay đổi trong khoảng 25 - 45. Hầu hết các mẫu dầu ở bể Nam Côn Sơn đều có hàm lượng lưu huỳnh, vanadium và niken thấp, đó là đặc trưng của dầu có nguồn gốc vật chất hữu cơ chủ yếu từ thực vật bậc cao.

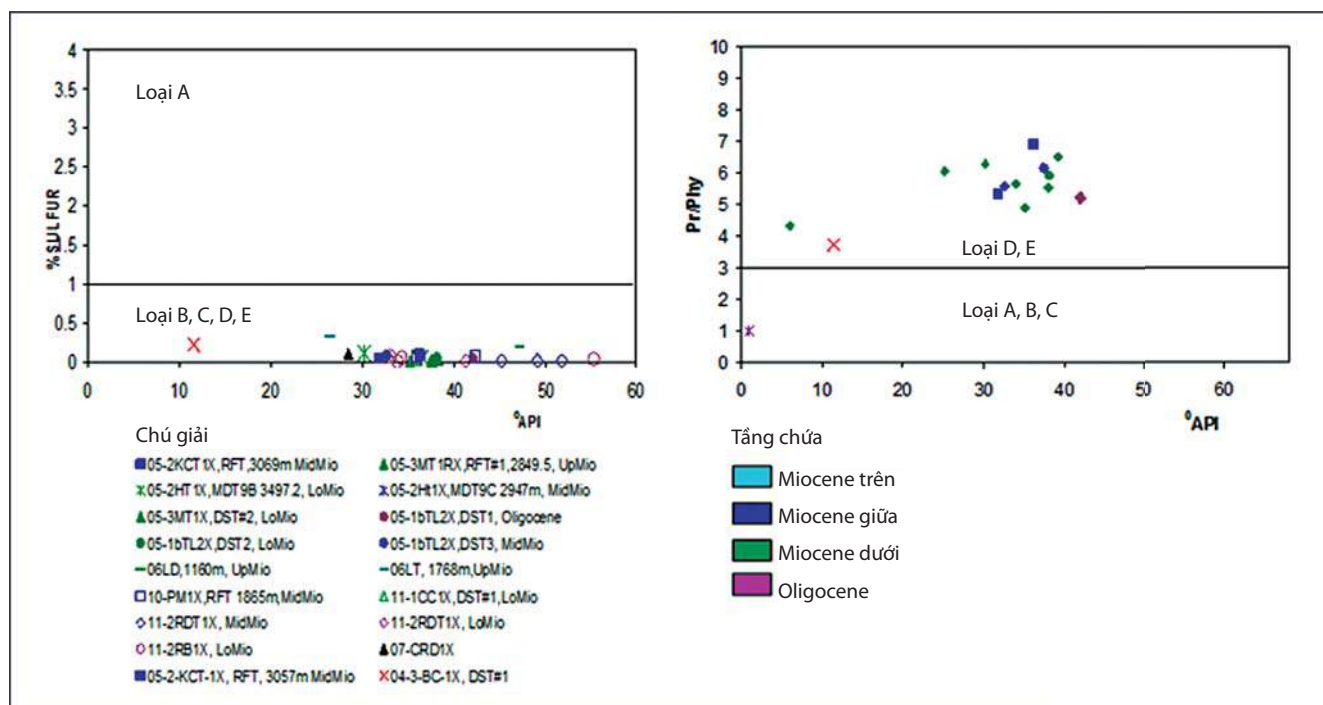
Tất cả 21 mẫu dầu/condensate đều có hàm lượng lưu huỳnh, vanadium và niken thấp. Mối quan hệ hàm lượng sulphur và độ API cho thấy các mẫu dầu thuộc loại dầu B, C, D, E. Theo mối quan hệ giữa tỷ số Pr/Phy và độ API thì các mẫu này thuộc dầu loại D, E. Thành phần hóa học của dầu thô là yếu tố quan trọng để phân loại dầu thuộc nhóm D hay E. Theo phân loại của BP Research Centre (Bảng 2) nếu dầu thô có nhóm hydrocarbon no > 70% thì các dầu đó thuộc nhóm D và ngược lại. Bảng 1 cho thấy tất cả dầu thô/condensate của Lô 05 thuộc dầu nhóm D - dầu được sinh ra từ đá mẹ chứa chủ yếu là vật chất hữu cơ được tách ra từ thực vật bậc cao.

2. Sắc ký khí và sắc ký khối phổ

Kết quả phân tích sắc ký khí và sắc ký khối phổ như là dấu vân để nhận biết dạng vật chất hữu cơ có trong mẫu dầu và mẫu đá. Pristane và Phytane được tách ra từ nhánh của Chlorophyll, sự có mặt của hợp phần này phản ánh mức độ tăng lên của hoạt động vi khuẩn trong môi trường oxy hóa ban đầu. Tuy nhiên tỷ số Pr/Phy bị ảnh hưởng do sự biến đổi của đá chứa vật chất hữu cơ, trong quá trình trưởng thành Phytane được sinh ra nhanh hơn Pristane. Vì vậy, tỷ số này giảm theo mức độ trưởng thành. Tỷ số Pr/Phy của dãy Isoprenoid dùng để đánh giá về nguồn gốc, môi trường của vật chất hữu cơ. Khi nhận biết các dấu vết sinh vật có được trên các dải phân bố của Triterpane và Steranes từ phép phân tích sắc ký khối phổ có thể chỉ ra

Bảng 1. Tính chất lý hóa chủ yếu của dầu thô và condensate - Lô 05 bể Nam Côn Sơn

Tên giếng khoan	Ký hiệu mẫu	Độ sâu (m)	Tầng chứa	Loại mẫu	°API	S (%)	HCsat (%)	HCaro (%)	NOS (%)	Pr/Phy	Pr/nC ₁₇	Phy/nC ₁₈	Vanadiu m (ppm)	Nickel (ppm)
05-1b-TL-2X	RFT	3.198,5	Miocene giữa	Dầu thô			76,09	20,23	3,68	5,33	1,48	0,24		
	DST#3	3.217,3 - 3.222,5		Dầu thô	32,86	0,086	72,63	25,43	1,94	5,57	1,49	0,24	< 1	< 1
	DST#2	4.092,2 - 4.097,3	Miocene dưới	Condensate	38,06	0,058	72,02	26,17	1,81	5,52	0,85	0,16	< 1	< 1
	DST#1	4.559 - 4.575	Oligocene	Condensate	40,50	0,046	78,60	20,23	1,17	5,20	0,63	0,12	< 1	< 1
05-2-HT-1X	MDT	2.956,5	Miocene trên	Condensate	36,15	0,05	89,50	10,50		6,82	1,21	0,17	< 0,1	2,45
	MDT	3.195,8	Miocene giữa	Condensate	35,90	0,05	82,70	17,20	0,10	6,31	1,30	0,19	< 0,1	2,82
	MDT	3.497,2		Condensate	36,40	0,05	93,10	6,90		6,93	1,38	0,19	< 0,1	1,84
	MDT	3.617	Miocene dưới	Condensate			89,00	10,90	0,10	6,78	1,22	0,18		
05-2-NT-1RX	MDT	3.765		Dầu thô	32,80	0,10	75,70	24,10	0,20	5,43	1,84	0,33	< 2	5
	RFT5	2.864,5	Miocene dưới	Dầu thô	17,30	0,20	48,80	40,20	15,00			0,75	< 2	31,00
05-1a-DH-4X	DST#6	2.594 - 2.605			30,90					5,65	1,11	0,20		
	DST#6A	2.594 - 2.637			34,00					5,95	0,98	0,17		
	DST#5	2.651 - 2.663	Miocene dưới							6,50	0,91	0,14		
	DST#4	2.737 - 2.749							6,04	0,87	0,14			
	DST#3	2.874 - 3.004							6,26	1,07	0,17			
	DST#2	2.984 - 3.004							4,32	0,76	0,18			
05-2-KCT-1XR	RFT	3.057	Miocene giữa	Dầu thô	36,18	0,096	82,68	8,66	9,66	6,40				
		3.069			31,75	0,049	78,05	13,82	8,13	5,34				0,02
05-3-MT-1RX	RFT	2.849,5mBRT	Miocene trên	Dầu thô	35,10	0,01	73,41	19,94	6,64	4,48	1,39	0,26	0,07	2,56
	DST#2	3.075,5			38,10	0,03	66,17	18,92	85,09	14,91	5,92	5,92	1,36	0,22
05-3-MT-1X	DST#1C	3.136,5			37,44	0,02	65,16	20,00	85,16	14,84	6,14	1,37	0,229	



Hình 1. Biểu đồ quan hệ độ API và hàm lượng sulphur và tỷ số Pr/Phy Lô 05-2 - 05-3 và vùng lân cận

Bảng 2. Phân loại dầu theo BP Research Centre

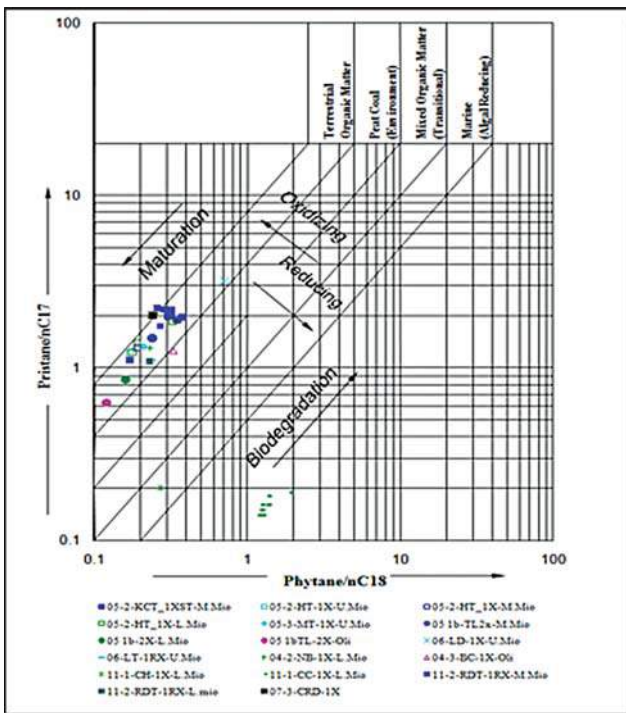
Phân loại	Vật chất hữu cơ	Môi trường lắng đọng của đá mẹ	Ảnh hưởng đến tính chất của dầu		
			Vật chất hữu cơ	Môi trường lắng đọng	Cả hai
A	Phytoplankton Bacteria	Biển (carbonate và biển nông)	Hàm lượng wax thấp	Hàm lượng sulfur cao	Có thể kết hợp với các thông số khác nếu chưa rõ ràng
B	Phytoplankton Bacteria	Trầm tích biển sâu	Hàm lượng wax thấp	Hàm lượng sulfur khá cao	
C	Phytoplankton Bacteria	Nước ngọt	Hàm lượng wax cao	Hàm lượng sulfur thấp	
D	Higher land plant (Angiosperm dominated) Debris, Bacteria	Lục địa	Hàm lượng wax cao	Hàm lượng sulfur thấp	
E	Higher land plant (Gymnosperm dominated) Debris, Bacteria	Lục địa	Hàm lượng wax cao	Hàm lượng sulfur thấp	

nguồn vật liệu lục địa là tảo đầm hồ hay tảo biển hay là thực vật bậc cao... từ phép phân tích còn chỉ ra đá mẹ sinh dầu vào giai đoạn nào, tuổi của đá mẹ Đệ tam hay cổ hơn... Những đánh giá này rất có ý nghĩa về nghiên cứu môi trường trầm tích, xây dựng thông số kiểm tra cho xây dựng mô hình trưởng thành của đá mẹ, xác định mối liên quan dầu - dầu và dầu - đá mẹ, là công cụ hữu hiệu trong tìm kiếm, thăm dò và khai thác dầu khí.

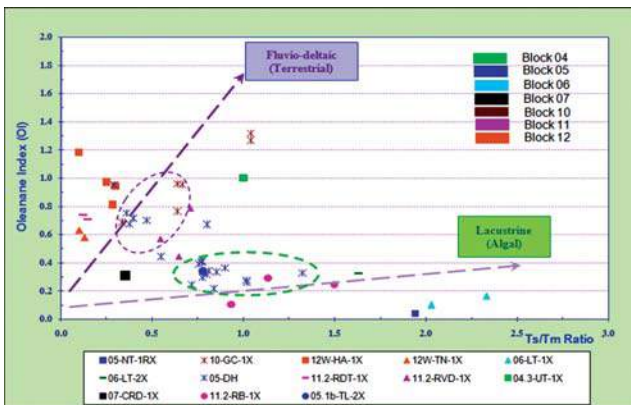
Kết quả phân tích sắc ký khí của 21 mẫu cho thấy đều liên quan đến đá mẹ chứa chủ yếu là vật chất hữu cơ lục địa, lắng đọng và phân hủy dưới điều kiện oxy hóa và khử yếu (Hình 2). Sự khác biệt giữa nhóm vật chất hữu cơ nguồn gốc tảo đầm hồ (lacustrine algal) và nhóm vật chất hữu cơ nguồn gốc vùng cửa sông - tam giác châu (fluvio-

deltaic terrestrial) được thể hiện trên biểu đồ Hình 3. Theo đó, phần lớn các mẫu dầu thô và condensate phát hiện ở Lô 05 và vùng lân cận tập trung ở vùng cửa sông - tam giác châu và hỗn hợp giữa đầm hồ - tam giác châu, chỉ có một số mẫu phân bố ở vùng vật chất hữu cơ đầm hồ.

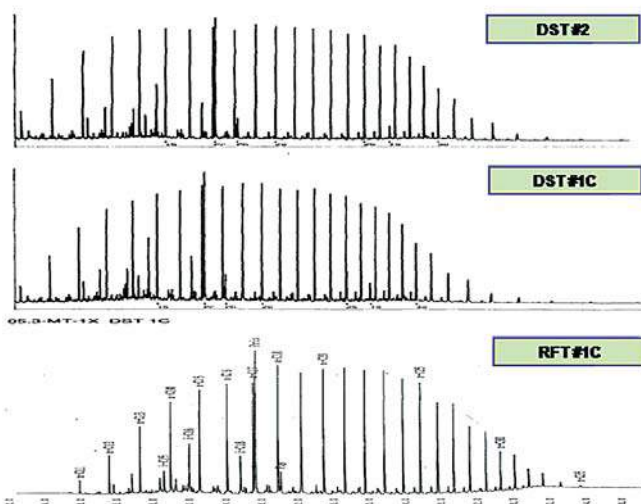
Ở cấu tạo Mộc Tinh phát hiện dầu thô ở giếng khoan MT-1X và MT-1RX. Kết quả phân tích sắc ký khí hydrocarbon no của 3 mẫu dầu thô (mẫu DST#1C và DST#2 ở giếng khoan 05-3-MT-1X và mẫu RFT ở độ sâu 2.849,5mBRT của giếng khoan 05-3-MT-1RX) cho thấy đều có dải phân bố sắc ký khí C₁₅⁺ của hydrocarbon bão hòa phân bố theo dạng vòm - dạng của vật chất hữu cơ đã trưởng thành (Hình 4a), cả 3 mẫu đều có tỷ số Pr/Phy cao (6,14; 5,92 và 4,48). Điều này cho thấy đá mẹ sinh ra dầu



Hình 2. Biểu đồ quan hệ tỷ số Pr/C₁₇ và Ph/C₁₈



Hình 3. Biểu đồ quan hệ chỉ số Oleanane và tỷ số Ts/Tm



Hình 4a. Sắc ký khí C15+ mẫu dầu thô ở cấu tạo Mộc Tinh

đã trưởng thành chứa chủ yếu vật chất hữu cơ được tách ra từ thực vật bậc cao (kerogene loại III).

Sự phân bố của các cấu tử trên các dải phân bố Triterpane (m/z 191) cho thấy cấu tử Moretane và Oleanane là hai cấu tử đặc trưng cho nguồn vật liệu hữu cơ được tách ra từ thực vật bậc cao. Các cấu tử Oleanane (peak B), Bicardinane (peak w) có mặt trong tất cả các mẫu là những dấu hiệu tin cậy chỉ ra nguồn vật chất hữu cơ lục địa được tách ra từ thực vật bậc cao, Bicardinane liên quan đến loài cây có nhựa (Resinite) phát hiện thấy ở dầu Đông Nam Á và phổ biến nhiều ở vật chất hữu cơ được tách ra từ thực vật bậc cao. Oleanane liên quan đến loại cây hạt kín (Angiosperm) chỉ phát hiện trong mẫu dầu và mẫu đá có tuổi Creta sớm hoặc trẻ hơn (Hình 4b và 4c).

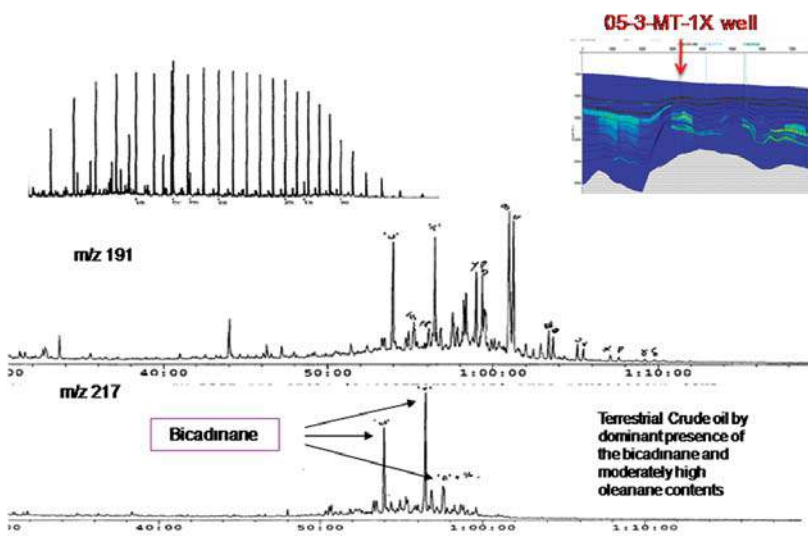
Trên dải phân bố Sterane (m/z 217), tính trội của C₂₉ so với C₂₇ và C₂₈ thể hiện ở sự có mặt phong phú của vật chất hữu cơ lục địa. Cấu tử T₅ và T_m (Hình 4b và 4c) là thông số đánh giá mức độ trưởng thành, khi mức độ trưởng thành tăng thì cấu tử T_m chuyển sang T₅. Thông số trưởng thành của 2 mẫu dầu đều có T₅ > T_m cho thấy dầu này được di thoát từ đá mẹ có mức trưởng thành khá cao.

Ở cấu tạo Kim Cương Tây phát hiện 2 mẫu dầu thô RFT 3.057m và 3.069m trong tầng đá chứa Miocene giữa. Cả hai mẫu đều có tỷ số Pr/Phy cao (6,4 và 5,34).

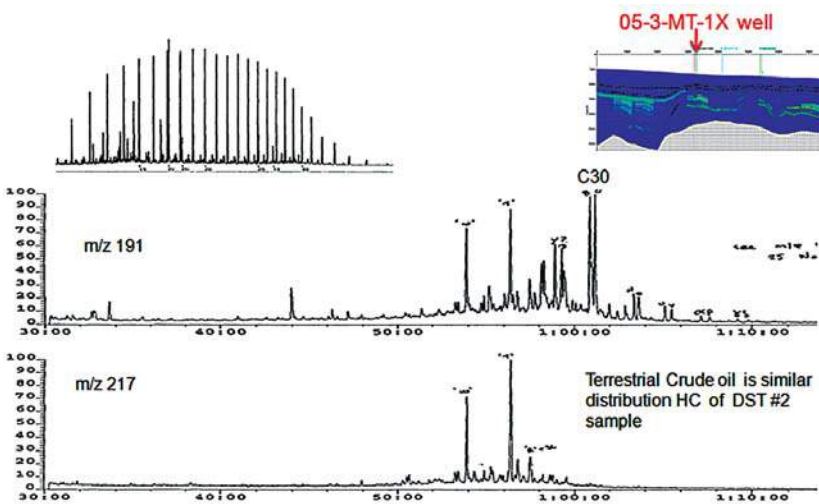
Dải phân bố Steranes (m/z 217) và Triterpane (m/z 191) của 2 mẫu trình bày ở Hình 5a (RFT 3.057m) và Hình 5b (RFT 3.069m). Trên dải phân bố Sterane và Triterpane đều có đặc trưng là giàu Bicadinanes, hàm lượng Oleanane là khá cao. Thông số trưởng thành (T₅/T_m) của mẫu RFT 3.057m và 3.069m cho thấy cả 2 mẫu dầu đều được tách ra từ đá mẹ đang trong pha cửa sổ tạo dầu. Sự phân bố của dải hopane trên Hình 5b khác với Hình 5a là dải hopane mở rộng từ C₃₁ - C₃₅ giảm đều theo chiều tăng số nguyên tử carbon điều đó cho thấy dầu được tách ra từ đá mẹ được lắng đọng và phân hủy trong môi trường có tính khử cao hơn.

Cấu tạo Hải Thạch có 4 mẫu condensate và 1 mẫu dầu. Kết quả phân tích sắc ký hydrocarbon no (4 mẫu condensate và 1 mẫu dầu) cho thấy đặc trưng phong phú của dải n-alkane, tỷ số Pr/Phy khá cao (5,43 - 6,93) cho thấy đá mẹ sinh ra dầu và condensate chứa chủ yếu vật chất hữu cơ tách ra từ thực vật bậc cao (Bảng 1).

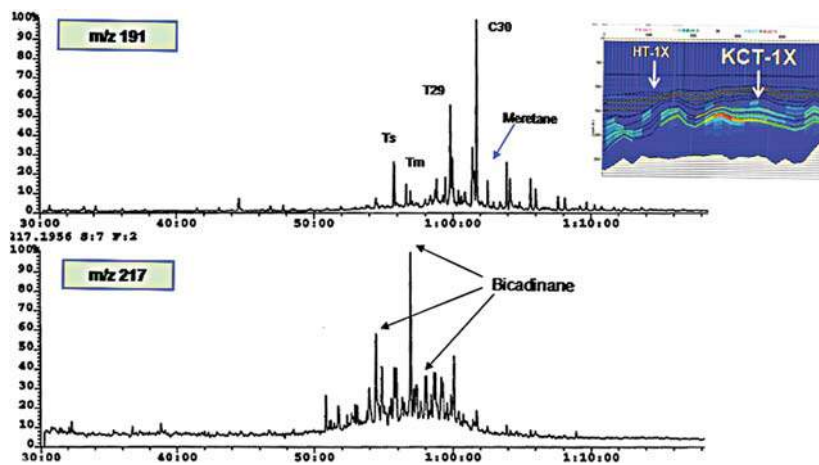
Dải phân bố Steranes (m/z 217) và Triterpane (m/z 191) của 4 mẫu condensate và mẫu dầu là tương tự nhau và được đặc trưng bởi sự có mặt chủ yếu của Bicardinanes và Oleanane. Điều này có thể nhận thấy từ tỷ số Oleanane/C₃₀ hopane của tất cả 5 mẫu condensate và dầu là rất cao



Hình 4b. Kết quả phân tích sắc ký khí và sắc ký khối phổ mẫu dầu thô (DST#2, 3.075,5m) từ tầng chứa Miocene trên giếng khoan 05-3-MT-1X



Hình 4c. Kết quả phân tích sắc ký khí và sắc ký khối phổ mẫu dầu thô (DST#1C, 3.136,5m) Từ tầng chứa Miocene trên giếng khoan 05-3-MT-1X



Hình 5a. Kết quả phân tích sắc ký khối phổ mẫu dầu thô (RFT, 3.057m) từ tầng chứa Miocene giữa giếng khoan 05-2-KCT-1X

(114,68 - 130,79). Đánh giá mức độ trưởng thành của 5 mẫu condensate và dầu dựa vào tỷ số $T_5/T_5 + T_m$. Tỷ số này tương đối cao (0,4 - 0,47) cho thấy các mẫu dầu/condensate được sinh ra từ đá mẹ đạt độ trưởng thành cao.

Điểm khác biệt giữa condensate/dầu của cấu tạo Hải Thạch với dầu/condensate từ Mộc Tinh, Kim Cương Tây và Nguyệt Thạch là trên dải Triterpane (m/z 191) có $C_{29} > C_{30}$ hopane và sự có mặt của C_{25} và C_{30} Norhopane là dấu hiệu sinh học của vật chất hữu cơ biển có trong các mẫu dầu và condensate.

Kết quả phân tích sắc ký khí tổng dầu mẫu RFT5 2.864,5m ở giếng khoan 05-2-NT-1RX cho thấy phần hydrocarbon nhẹ đã bị mất. Sắc ký hydrocarbon no cho kết quả là tỷ số Pr/Phy thấp, điều này khác biệt với các mẫu dầu đã đánh giá ở trên.

Dải Sterane đặc trưng bởi sự có mặt của cấu tử C_{30} 4 Methyl Steranes và Diasterane chỉ ra dấu vết của vật chất hữu cơ đầm hồ và môi trường giàu sét. Trên dải Triterpane tương đối giàu Bicadinane nhưng vắng mặt Oleanane. Như vậy, có thể dầu được sinh ra từ đá mẹ đầm hồ chứa hỗn hợp vật chất hữu cơ algal thực vật bậc cao.

3. Kết quả phân tích đồng vị carbon các mẫu khí và dầu thô

Trên biểu đồ quan hệ giữa đồng vị carbon 13 của khí methane và ethane (Hình 8a), mẫu khí của giếng khoan MT-1RX liên quan đến khí đồng hành trong pha cửa sổ tạo dầu.

Khí từ giếng khoan HT-1X là khí sinh ra trong pha tạo khí khô. Kết quả phân tích đồng vị carbon của mẫu khí DST và RFT từ giếng khoan 06-LT-OBS1, 06-LT-1XR, 06-LT-2X (1.662 - 1.672m), 06-LT-1XR và 06-LT-2X (1.682m) cho thấy các mẫu khí của giếng khoan 06-LT-1XR và 06-LT-1XR là hỗn hợp khí dầu mỏ với khí sinh hóa. Sự có mặt khí sinh hóa trong các mẫu khí cho thấy cấu tạo chứa khí là cấu tạo hờ.

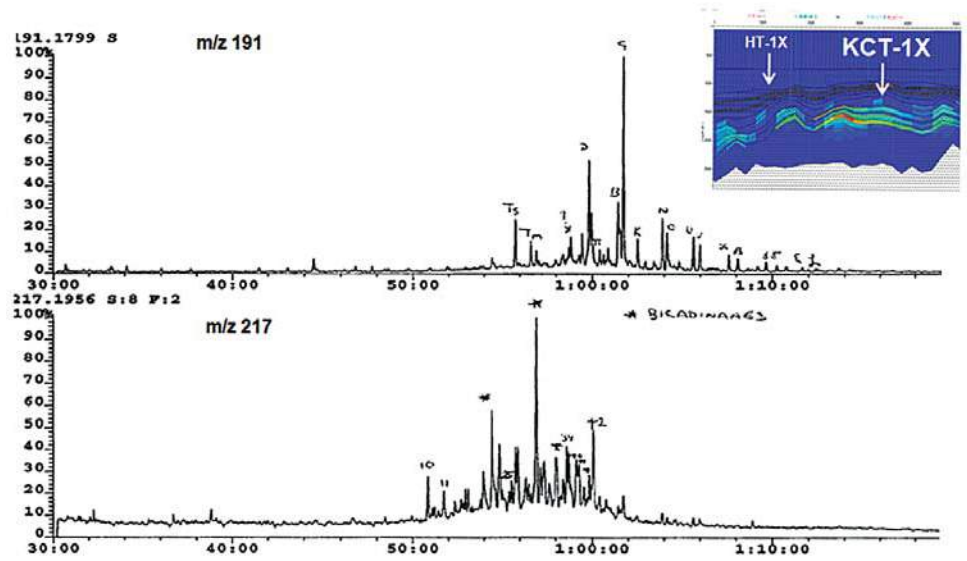
Khí từ giếng khoan 06-LT-OBS1, KCT-1X ST1, LT-1X là khí liên quan đến pha cửa sổ tạo dầu. Khí từ giếng khoan HT-1X được sinh ra từ pha tạo khí khô.

Phân tích đồng vị carbon từ các mẫu khí đã chỉ ra:

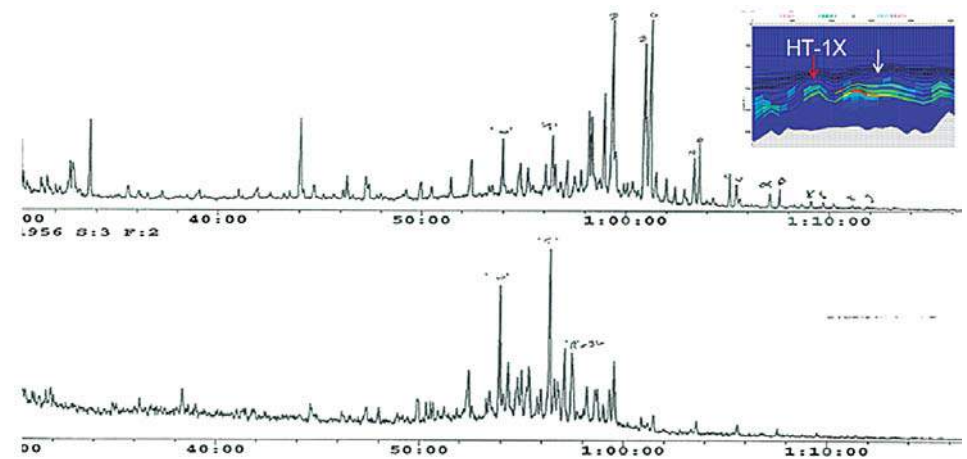
- Nguồn gốc khí, khí được sinh ra từ các pha chuyển hóa vật chất hữu cơ của đá mẹ hay khí sinh hóa.
- Khả năng tích tụ hydrocarbon của bể chứa.

Trong tìm kiếm thăm dò, đánh giá tiềm năng sinh dầu khí là một trong 3 yếu tố cơ bản để nghiên cứu về hệ thống dầu khí. Trong khai thác dầu khí, xác định khả năng liên thông vỉa, trong mỏ khai thác là yếu tố rất quan trọng xây dựng mô hình mỏ. Kết quả phân tích đồng vị carbon 13 trong các mẫu dầu là cơ sở quan trọng để chỉ ra nguồn gốc dầu.

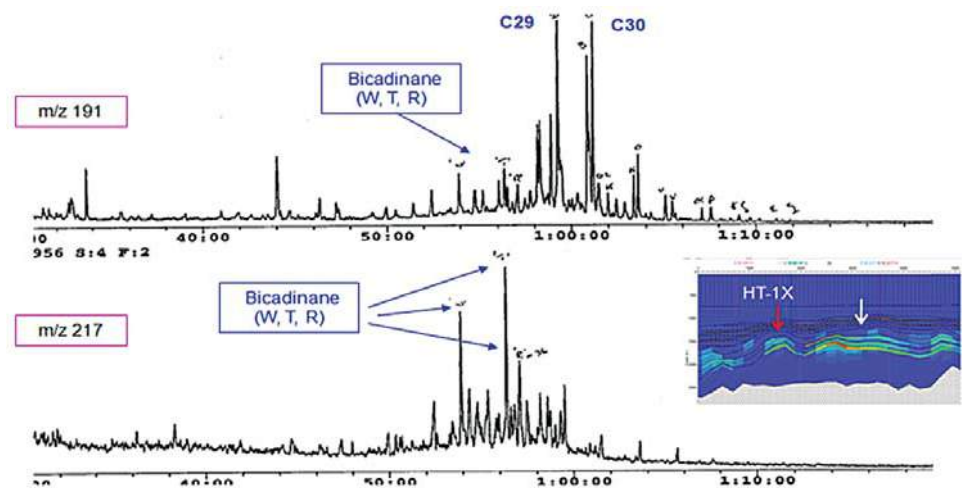
Hình 8b là biểu đồ kết hợp giữa tỷ số Pr/Phy của phép phân tích sắc ký khí phân đoạn hydrocarbon no với kết quả phân tích đồng vị carbon 13 của dầu thô. Biểu đồ đã chỉ ra nguồn gốc vật chất hữu cơ của đá mẹ đã sinh ra dầu ở giếng khoan NT-1RX là đá mẹ chứa vật chất hữu cơ đậm hồ. Đá mẹ sinh ra dầu ở giếng khoan HT-2X, MT-1X, KCT-1X là đá mẹ chứa chủ yếu vật chất hữu cơ từ thực vật bậc cao. Điều này, phù hợp với kết quả phân tích GCMS đã đánh giá ở trên.



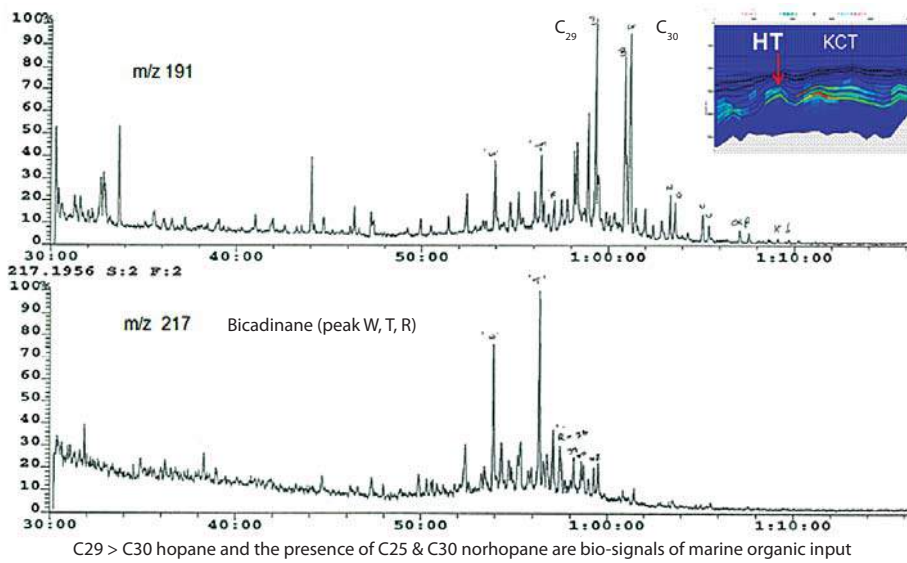
Hình 5b. Kết quả phân tích sắc ký khối phổ mẫu dầu thô (RFT, 3.069m) từ tầng chứa Miocene giữa giếng khoan 05-2-KCT-1XR



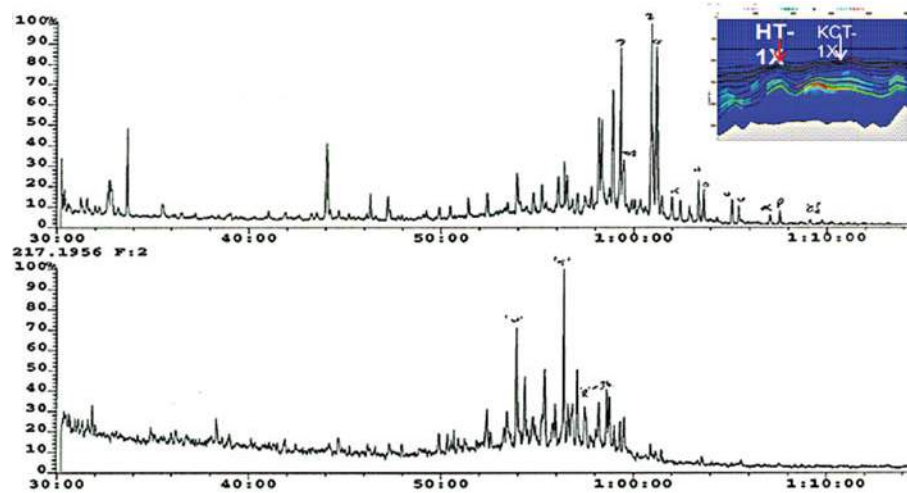
Hình 6a. Kết quả phân tích sắc ký khối phổ mẫu condensate (MDT, 2.956,5m) từ tầng chứa Miocene trên giếng khoan 05-2-HT-1X



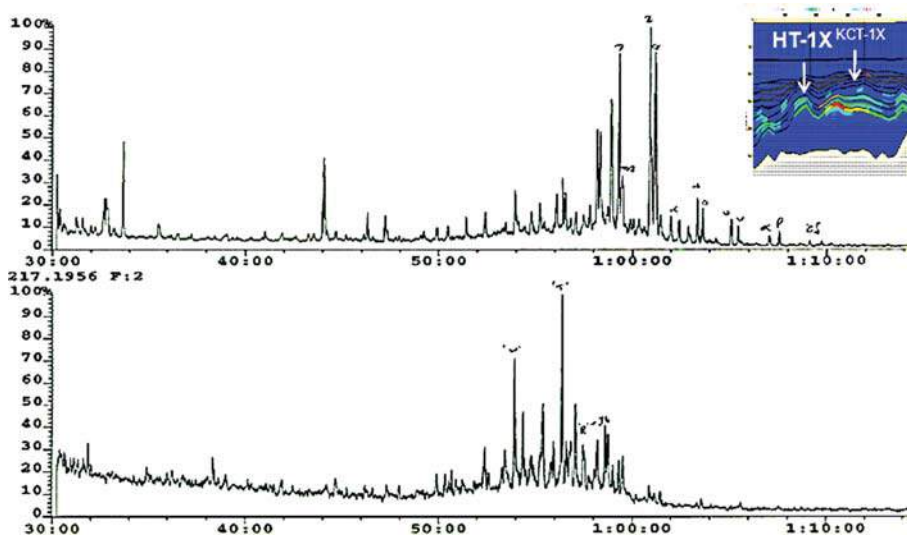
Hình 6b. Kết quả phân tích GCMS mẫu condensate (MDT, 3.195,8m) từ tầng chứa Miocene giữa giếng khoan 05-2-HT-1X



Hình 6c. Kết quả phân tích sắc ký khối phổ mẫu condensate (MDT#2, 3.497,2m) từ tầng chứa Miocene dưới giếng khoan 05-2-HT-1X



Hình 6d. Kết quả phân tích sắc ký khối phổ mẫu condensate (MDT, 3.617m) từ tầng chứa Miocene dưới giếng khoan 05-2-HT-1X



Hình 6e. Kết quả phân tích sắc ký khối phổ mẫu condensate (MDT, 3.765m) Từ tầng chứa Miocene dưới giếng khoan 05-2-HT-1X

4. Kết luận

Kết quả phân tích sắc ký khí, sắc ký khối phổ của các mẫu dầu thô/condensate và đồng vị carbon 13 của các mẫu dầu khí là cơ sở quan trọng để đánh giá nguồn gốc vật chất hữu cơ của dầu và khí. Dựa trên kết quả phân tích tính chất của dầu/condensate, thành phần nhóm, sắc ký khí và các dấu hiệu sinh vật cho thấy dầu và condensate thu được từ cấu tạo Mộc Tinh và Hải Thạch có đặc điểm:

- Dầu/condensate ở Mộc Tinh và Hải Thạch sinh từ đá mẹ có độ trưởng thành cao chứa vật chất hữu cơ chủ yếu tách ra từ thực vật bậc cao lắng đọng và phân hủy trong điều kiện oxy hóa và khử yếu.

- Dầu từ cấu tạo Hải Thạch có nguồn gốc từ đá mẹ fluvio-deltaic, chứa vật chất hữu cơ biển (đều thấy rõ ở cả 5 mẫu).

- Dầu thu được từ cấu tạo Nguyệt Thạch sinh ra từ đá mẹ có độ trưởng thành thấp hơn, chứa hỗn hợp vật chất hữu cơ đầm hồ và thực vật bậc cao lắng đọng và phân hủy trong môi trường khử oxy hóa. Dầu RFT 2.864m từ Nguyệt Thạch bị phá hủy.

Dầu thô/condensate thu từ Lô 05-2 và 05-3 được sinh ra từ đá mẹ có tuổi Đệ Tam.

Tài liệu tham khảo

1. Lê Văn Hiến và nnk. Nghiên cứu đặc điểm cấu trúc và tiềm năng dầu khí đối tượng synrift bể Nam Côn Sơn. Báo cáo kết quả nghiên cứu Đề tài cấp Ngành. 2011.
2. Nguyễn Thị Bích Hà. Geochemical modeling Blocks 05-2

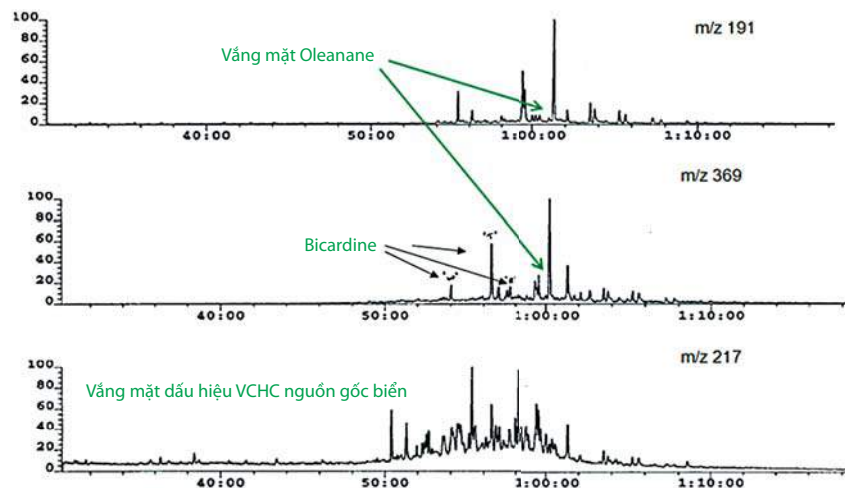
and 05-3 hydrocarbon charge modeling for Kim Cuong Bac prospect in Nam Con Son basin. 2012.

3. K. E. Peters, C.C.Walters, J.M.Moldowan. *The Biomarker Guide: Interpreting molecular fossils in petroleum and ancient sediments*. Prentice Hall.1993: 363p.

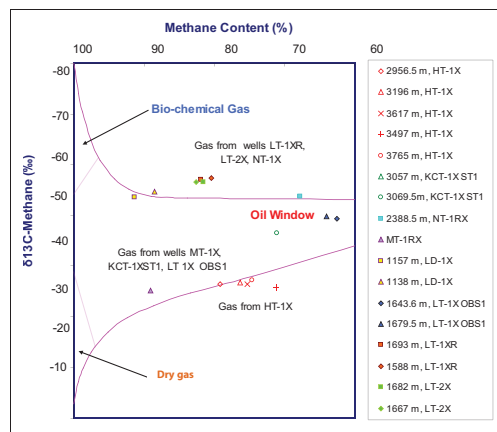
4. K. E. Peters, C.C.Walters, J.M.Moldowan. *The Biomarker Guide: Biomarkers and isotopes in petroleum systems and earth history*. Cambridge University. Press. 2008; 2: 700p.

5. Trần Công Tào và nnk. *Đánh giá địa hóa của trầm tích Đệ Tam trong bể Nam Côn Sơn*. Viện Dầu khí Việt Nam. 1997.

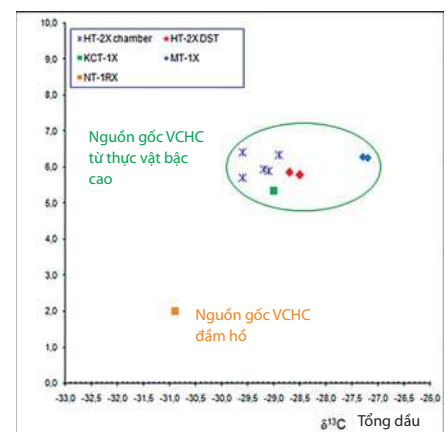
6. Võ Thị Hải Quan. *Depositional characterisation of upper Miocene, wells HT-2X and HT-3X, Hai Thach Field, Nam Con Son basin, offshore Southern Vietnam*. 2006.



Mẫu dầu RFT, 2864m liên quan đến đá mẹ đầm hồ lắng đọng và phân hủy VCHC trong môi trường khử
Hình 7. Kết quả phân tích sắc ký khối phổ mẫu dầu thô (RFT5, 2.864,5m) Từ tầng chứa Miocene dưới giếng khoan 05-2-NT-1RX



Hình 8a. Phân loại nguồn gốc khí bằng biểu đồ quan hệ đồng vị carbon khí methane và hàm lượng methane Lô 05-2, 05-3 và vùng lân cận



Hình 8b. Phân loại nguồn gốc dầu bằng kết quả đồng vị carbon Lô 05-2 và 05-3

Characterisation of crude oils and gas in blocks 05-2 and 05-3 - Nam Con Son basin using biomarkers, gas chromatography and carbon isotope analysis

Nguyen Thi Bích Ha, Ha Thu Huong, Dao Trung Dung
 Vietnam Petroleum Institute

Summary

Research on petroleum systems is the basis for evaluating the potential of a sedimentary basin during exploration and exploitation processes. In this, results from analysed samples are very useful. In the Nam Con Son basin offshore Vietnam, several oil and gas fields have been found such as Dai Hung, Thanh Long, Bo Cau, Nguyet Thach, Moc Tinh, Hai Thach, Lan Tay, Lan Do, etc. However, the origin of organic matter and the distribution of crude oils in Nam Con Son basin still pose difficult problems for petroleum geologists. Certain questions remain to be answered, such as the origin and transformation level of organic matter, depositional conditions, rate of sedimentation or even why geologists have not discovered oil accumulations leading to gas being found more than oil. In this paper, the authors use advanced analysis technology and combine effective analysis parameters to evaluate and classify the origin of oil and gas in Blocks 05-2 and 05-3. According to the results of GC, GCMS and carbon-13 isotope analysis, crude oil at the Nguyet Thach well is believed to be generated from a low maturity source rock containing lacustrine organic matter.

Key words: Crude oil, organic matter, terrestrial, lacustrine, carbon isotope, source rock, oil window.