

SO SÁNH ĐẶC ĐIỂM ĐỊA HOÁ ĐÁ MẸ VÀ DẦU, KHÍ Ở HAI BỂ TRẦM TÍCH CENOZOI CỬU LONG VÀ NAM CÔN SƠN

Hoàng Đình Tiến, Hồ Trung Chất, Nguyễn Ngọc Dung, Nguyễn Ngọc Ánh
 Liên doanh Dầu khí Vietsovetro

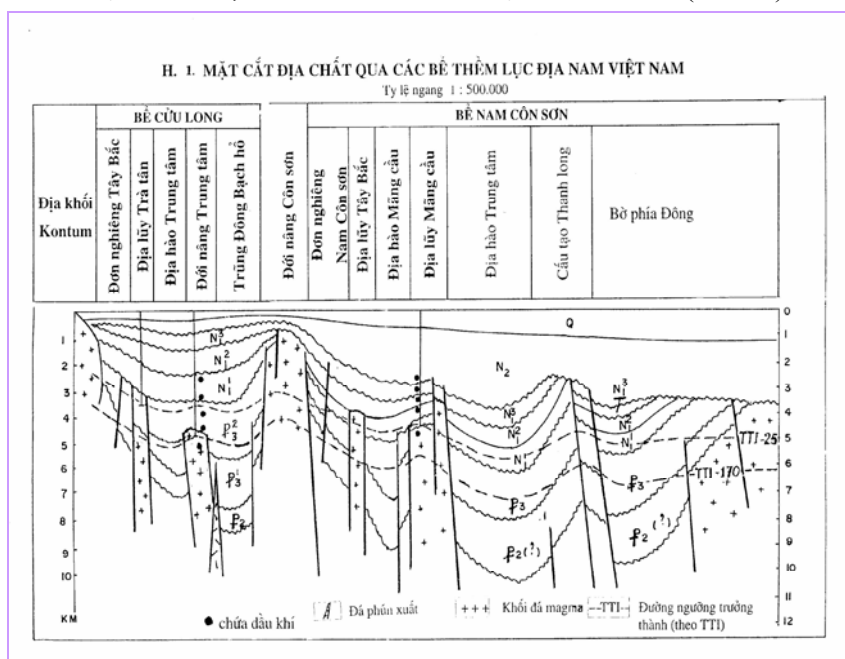
(Bài nhận ngày 29 tháng 05 năm 2008, hoàn chỉnh sửa chữa ngày 10 tháng 11 năm 2008)

TÓM TẮT: Bài báo giới thiệu đặc điểm địa hoá của các tầng đá mẹ của dầu và giữa dầu với tầng đá mẹ, giữa dầu với dầu ở hai bể trầm tích Cenozoic Cửu Long và Nam Côn sơn. Qua đó thấy rằng tầng đá mẹ sinh dầu ở mỗi bể trầm tích đều khác nhau. Nguồn gốc, điều kiện chôn vùi và bảo tồn VLHC của dầu ở mỗi bể cũng khác nhau.

Từ khóa: đặc điểm địa hóa, đá mẹ, bể trầm tích, vật liệu hữu cơ, sinh dầu khí, đặc điểm dầu khí

1. ĐẶC ĐIỂM CHUNG

Hai bể trầm tích Cửu long và Nam Côn sơn là bể trầm tích trẻ có tuổi từ Eocen muộn + Oligocen và toàn bộ hệ Neogen. Song bề dày của trầm tích có khác nhau. Ở bể Cửu long tổng bề dày trầm tích chỉ đạt 7 - 8 km, còn ở Nam Côn sơn đạt tới 9 - 10km (Hình 1)

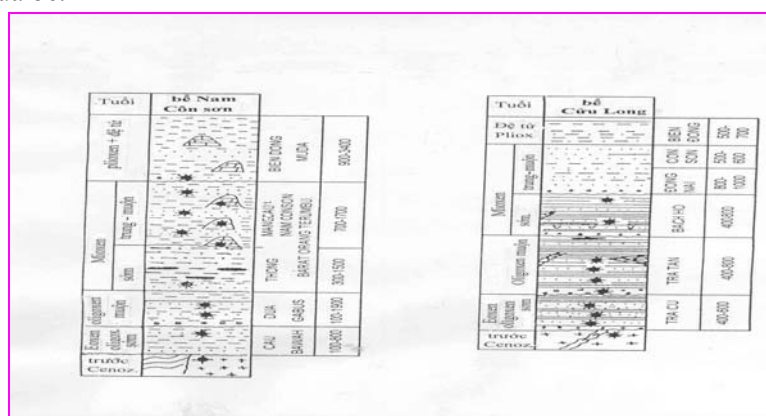


Hình 1. Mặt cắt địa chất qua các bể trầm tích thềm lục địa Việt nam

Nhưng nếu bóc bỏ lớp trầm tích Pliocen + đệ tứ ta thấy bề dày của chúng gần bằng nhau và đạt khoảng 6500-7400m.

Dầu, condensat được phát hiện ở bể Cửu long là trong đá móng (đá magma), trong các lớp cát Oligocen dưới, các lớp cát của Oligocen trên, đáy Miocen dưới, cho tới cận đáy của tập Rotalia. Ở bể Nam Côn sơn dầu, condensat được phát hiện trong tất cả các loạt trầm tích cho tới đáy tập Pliocen (H.2).

Quy luật phân bố các vỉa dầu của hai bể trầm tích này cũng có sự khác biệt. Ở bể Cửu long các vỉa dầu đa phần phân bố theo quy luật thuận, tức là càng xuống sâu tỷ trọng của dầu, độ nhớt, hàm lượng nhựa asphalt càng giảm. Còn bể trầm tích Nam Côn Sơn (phía nam bể) tại các lô: 06, 5, 12 gặp khí và condensat là chính, dầu chỉ là dầu vết hoặc có lưu lượng thấp. Tại đới nâng Măng cầu gặp dầu có tỉ trọng trung bình ở dưới, lên trên dầu nhẹ và trên cùng là condensat (tức là phân dị ngược). Các vỉa condensat gặp ở Miocen Trung -Thượng và cả đáy của Pliocen. Điều này có lẽ liên quan tới các pha hoạt động kiến tạo muộn vào Miocen trung và đặc biệt cuối Mioxen muộn hoặc trong giai đoạn sụt lún mạnh ở các hồ sụt Măng cầu và Trung tâm vào thời cận đại (N₂+Q). Điều kiện này tạo thuận lợi cho việc phân bố lại Hydrocacbon. Nghĩa là các thành phần nhẹ (khí và HC nhẹ) di cư lên trên tạo thành các vỉa sản phẩm mới. Đây là điều kiện bất lợi cho việc bảo tồn các tích lũy HC có trước đó. Tuy nhiên việc phá hủy hoàn toàn hay một phần cần được nghiên cứu kỹ hơn khi nghiên cứu lịch sử hoạt động kiến tạo của bể.



Hình 2. Địa tầng các bể trầm tích Cenozoi Cửu long và Nam Côn sơn

Ngoại trừ cấu tạo Thanh long vẫn giữ nguyên quy luật phân bố thuận, tức là càng xuống sâu dầu càng nhẹ dần, ví dụ ở độ sâu 3217,2 – 3222,5 m gặp dầu có tỷ trọng 0,863g/cm³ và tỷ lệ khí dầu là: 4,456 scf/bbl; ở độ sâu 4092,2 – 4097,3 m gặp dầu có tỷ trọng 0,835g/cm³ và tỷ lệ khí dầu là: 18,814 scf/bbl, còn ở độ sâu 4559,5- 4575 m tỷ trọng chỉ còn 0,81g/cm³ với lượng khí tăng cao tới 72,353 scf/bbl. Đó là quá trình đang lấp đầy dần dần các bể chứa. Tuy nhiên lưu lượng của các vỉa này không lớn; từ trên xuống chỉ đạt 561, 388 và 170 thùng/ngđ. Còn ở các lô 10, 11 và phía bắc lác đác có gặp các vỉa dầu nhưng lưu lượng còn bị hạn chế.

Trong khi đó ở bể Cửu long các hoạt động kiến tạo mạnh chỉ xảy ra vào cuối Oligocen sớm, đầu Oligocen muộn và pha nén ép nhẹ vào đầu Mioxen sớm mà thôi. Sau đó quá trình sụt võng là chính. Sự sụt lún liên tục từ giữa Miocen sớm tới nay tạo điều kiện ổn định sinh thành HC, tích lũy và bảo tồn các vỉa dầu khí ở dưới sâu.

2. ĐẶC ĐIỂM ĐÁ MẸ (ĐÁ NGUỒN CỦA DẦU KHÍ)

2.1 Bể Cửu long

Ở bể này tồn tại ba tầng đá mẹ điển hình đó là các tập sét của Oligocen dưới + Eocen, Oligocen trên và Miocen dưới.

a. Tầng đá mẹ Oligocen dưới + Eocen (P¹₃+P₂) có bề dày lớn ở các hồ sụt chủ yếu ở các địa hào hẹp dọc theo các đứt gãy sâu thuộc hai bên đới nâng Trung tâm. Đó là trũng Tây và Bắc Bạch hồ, trũng Đông Bạch hồ. Tầng này rất phong phú VLHC, song hiện tại giảm đi

nhiều do đã trải qua pha chủ yếu sinh dầu và giải phóng dầu ra khỏi đá mẹ. Vì vậy phần còn lại chỉ là phần tàn dư. (Bảng 1)

Bảng 1. Các thông số chủ yếu của đá mẹ sinh dầu bể Cửu Long

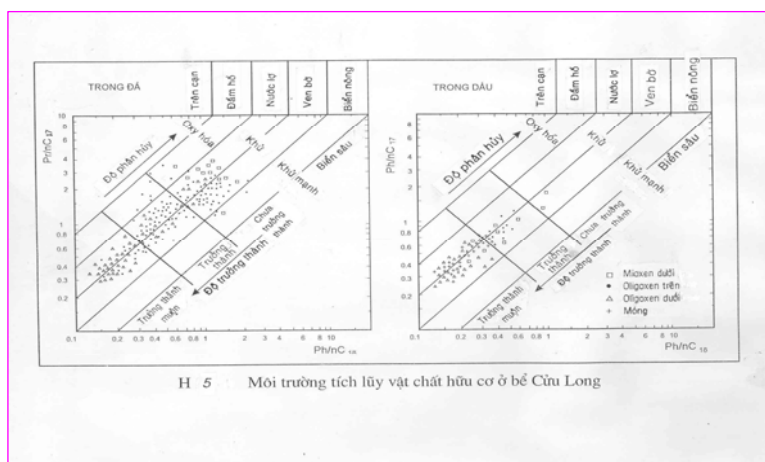
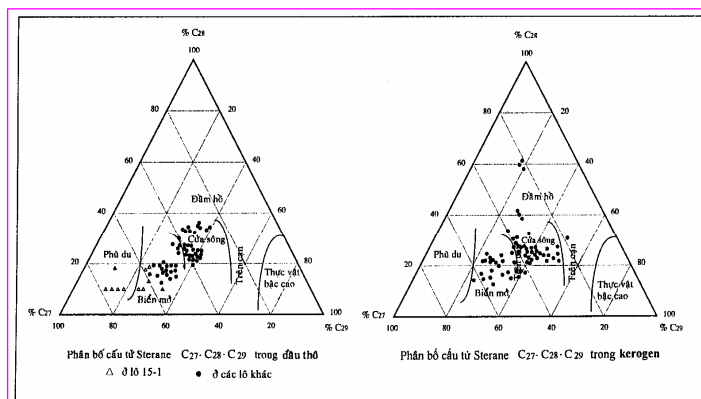
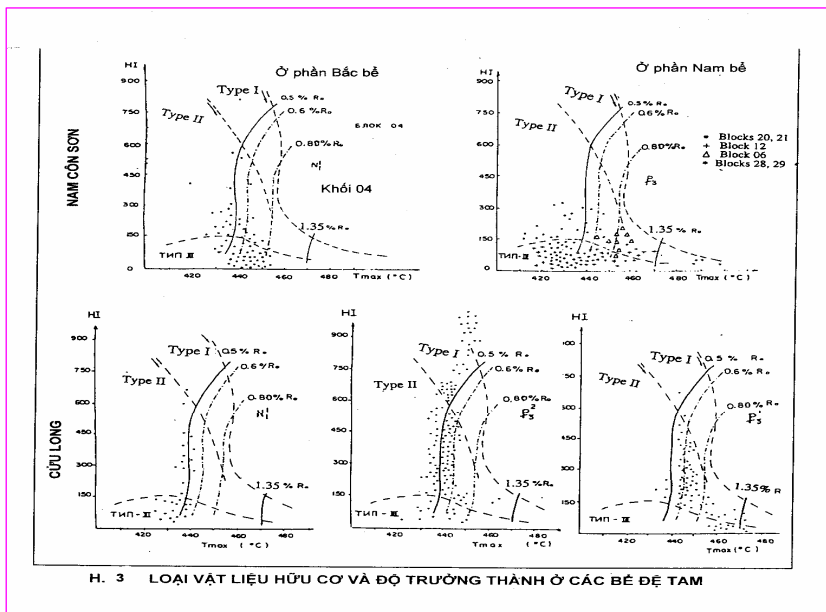
Tầng đá mẹ Chi tiêu	N_1^1	P_3^2	$P_3^1 + P_2$
TOC,%	0.6÷0.87	3.5÷6.1	0.97÷2.5
S_1 KgHC/T.đá	0.5÷1.2	4.0÷12.0	0.4÷2.5
S_2 KgHC/T.đá	0.8÷1.2	16.7÷21.0	3.6÷8.0
HI	113÷216.7	477.1	163.6
PI	0.48÷0.5	0.24÷0.36	0.11÷0.41
Tmax, ⁰ C,Trung bình	<434	435÷≥446	446÷≥470
R ₀ ,% Trung bình	<0.50	0.5÷≥0.8	0.8÷≥1.25
Pr/ph	2.23÷4.5	1.6÷2.3	1.7÷2.3
Loại kerogen	III/II	II/I,III	II/III

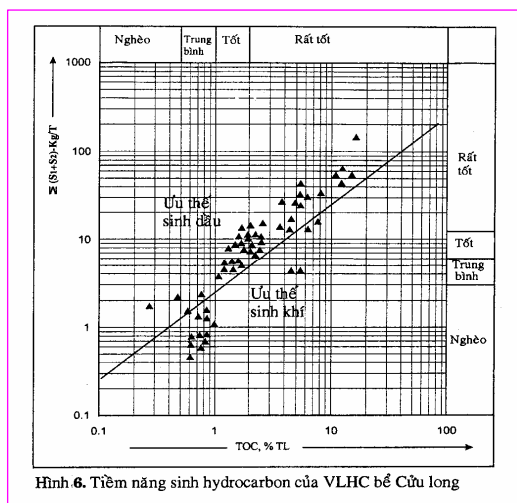
Vật liệu hữu cơ loại II là chính, phần nhỏ loại III (H.3), được tích lũy ở vùng đầm lầy ven biển, cửa sông, biển nông (H.4 và H.5) được tái tạo lại bởi vi khuẩn và có ưu thế sinh dầu (H.6).

b. Tầng đá mẹ thứ hai là các tập sét của Oligocen trên rất phong phú VLHC. Tầng này có bề dày (P_3^2) khá lớn, đặc biệt ở sườn và các hố trũng thuộc Đông và Tây bắc Bạch hổ. Song chỉ phần đáy của tầng này ở các hố sụt đã trải qua pha chủ yếu sinh dầu. Còn phần lớn đang nằm ở đới chủ yếu sinh dầu nên đang sinh ra lượng lớn Hydrocacbon ($S_1 = 4 ÷ 12.0$ và $S_2 = 16.7 ÷ 21 \text{kg HC/T.đá}$). Điều đó chứng tỏ phần lớn HC đã được sinh ra nhưng chưa bị đẩy ra khỏi đá mẹ. Loại VLHC chủ yếu là loại II, phần nhỏ loại I và loại III. Chúng được tích lũy trong điều kiện đầm hồ, nước lợ, cửa sông và biển nông, được tái tạo lại bởi các vi khuẩn và có ưu thế sinh dầu.

c. Tầng đá mẹ thứ ba là các tập sét của Miocen dưới thuộc loại trung bình về VLHC và S_1, S_2 . VLHC thuộc loại III, phần nhỏ loại II có ưu thế sinh khí. Vì sét lục địa và sét tạp chứa nhiều vật liệu núi lửa nên nghèo VLHC. Tuy nhiên tầng đá mẹ này làm nhiệm vụ chắn là chính vì chưa trải qua pha chủ yếu sinh dầu. Ở các hố sụt đáy lớp sét này mới đạt tới ngưỡng trưởng thành, nhưng chưa qua đới sinh dầu.

Như vậy tại bể Cửu long tầng đá mẹ quyết định tới lượng dầu khí chủ yếu là tầng Oligocen dưới + Eocen và phần đáy của Oligocen trên ở các hố sụt. Tầng đá mẹ Miocen dưới chỉ làm nhiệm vụ chắn, chưa tham gia vào quá trình sinh và cung cấp dầu khí.





Hình 6. Tiềm năng sinh hydrocarbon của VLHC bể Cửu long

2.2. BỂ Nam Côn sơn

Ở bể Nam Côn sơn có rất nhiều tập sét trong các thành hệ trầm tích từ lục địa (Oligocen + Eocen và Miocen dưới) tới biển (Miocen giữa-trên Pliocen đệ tứ). Song độ phong phú VLHC chỉ được phát hiện trong các trầm tích thuộc Oligocen, có thể cả Eocen và Miocen dưới. Ở các điệp trầm tích còn lại nghèo VLHC (N_1^2 , N_1^3 , N_2+Q). Tuy nhiên trong các trầm tích Miocen giữa cũng có các lớp carbonat chứa phong phú VLHC, nhưng diện phân bố của chúng cũng bị hạn chế. Chúng là các tầng chứa tốt. Từ đây chỉ xem xét hai tầng đá mẹ chính đã và đang ở pha chính sinh dầu. (Bảng 2)

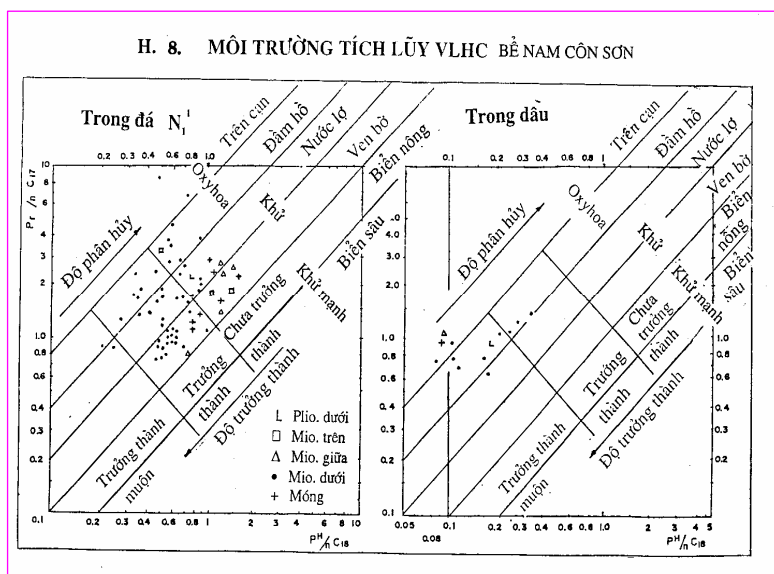
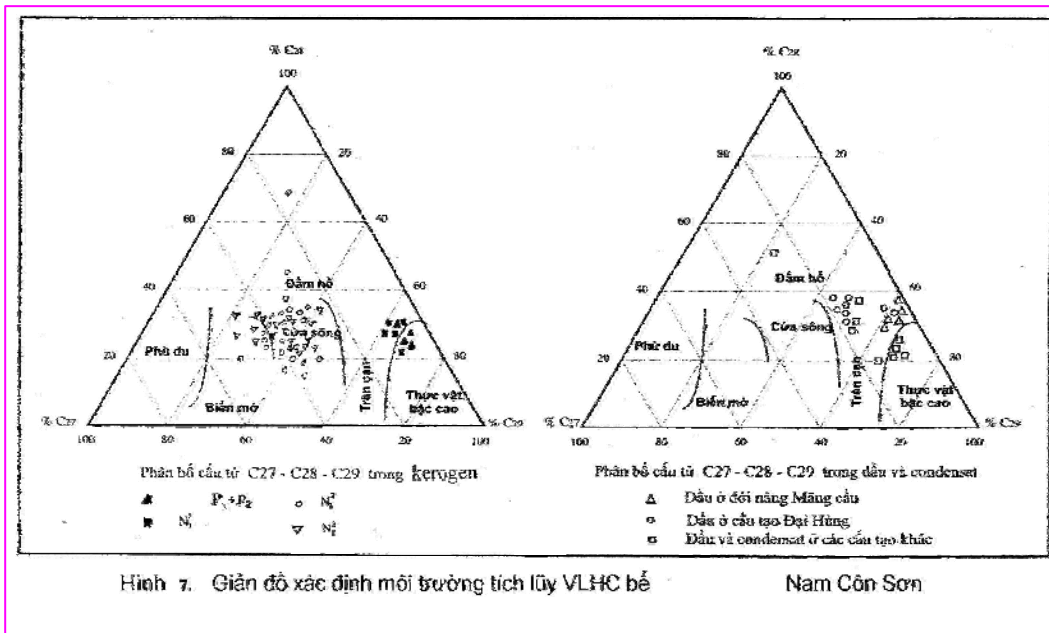
Bảng 2. Các thông số chủ yếu của đá mẹ bể Nam Côn sơn

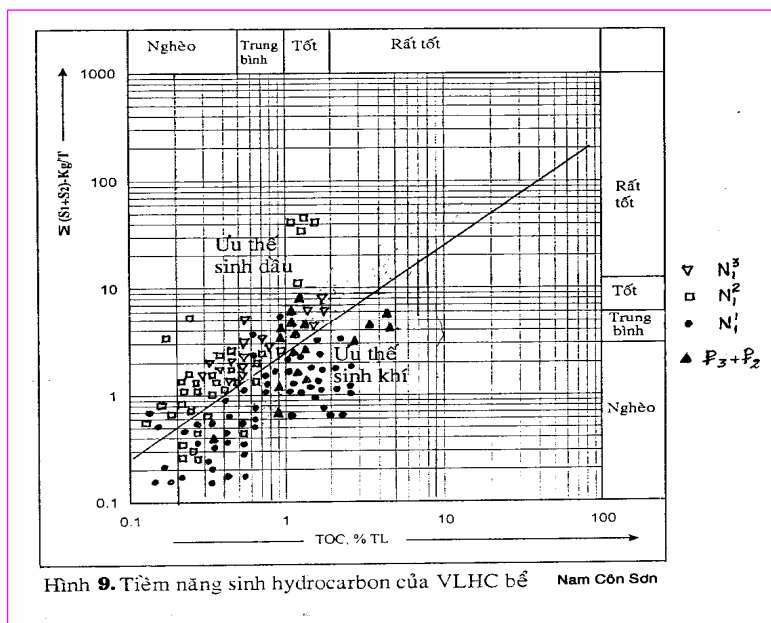
Tầng đá mẹ \ Chi tiêu	N_2	N_1^3	N_1^2	N_1^1	$P_3 + P_2$
TOC, %	0.33÷0.58	0.22÷0.51	0.16÷0.56	1.18÷1.54	1.28÷4.83
S_1 KgHC/T.đá	0.09	0.07÷0.74	0.36÷0.46	0.87÷1.33	1.2÷3.09
S_2 KgHC/T.đá	0.22	0.38÷1.14	0.76÷1.2	2.11÷4.28	3.35÷6.57
HI	66.7	172.2÷286	78.16÷413	179.2÷561.2	263÷322
PI	0.29	0.16÷0.39	0.24÷0.32	0.14÷0.49	0.29÷0.64
Tmax	<418	426÷442	431÷440	439÷≥462	445÷≥470
R_0 , %	<0.50	0.51÷≥0.54	0.54÷0.58	0.58÷≥1.10	0.81÷≥1.35
Pr/ph	2.29÷3.16	1.38÷2.93	1.1÷3.06	4.59÷7.04	4.9÷7.5
Loại kerogen	II/III	I,II/III	I,II/III	III/II	III/II

a) Tầng đá mẹ Oligocen + Eocen ($P_3 + P_2$)

Do không phân chia được trên toàn bể nên gộp thành một tầng đá mẹ thống nhất Oligocen + Eocen ($P_3 + P_2$)- (Tầng cau + Dừa). Tầng này có diện phân bố ở các hố sụt Trung tâm, sụt

Mãng cầu, phân bố rộng ở đới nâng Đừa và các hồ sụt địa phương khác. Đặc điểm là kerogen loại III là chủ yếu (H.3, Bảng 2) tương đối phong phú VLHC trong các trầm tích sét than và than, chúng được tích lũy trong điều kiện trên cạn và đầm hồ (lục địa) chứa nhiều thực vật bậc cao (H.7 và H.8) với các giá trị rất cao của chỉ tiêu Pr/ph = 4.9- 7.5. Chúng có ưu thế sinh condensat và khí (H.9). Tuy nhiên ở phía Bắc bề chất lượng của VLHC được cải thiện nên có thể sinh ra lượng dầu đáng kể.





b) Tầng đá mẹ Miocen dưới (N_1^1)

Là tầng trầm tích phân bố rộng rãi toàn bể, song bề dày lớn thường tập trung ở các hố sụt, mỏng ở các đới nâng (các cấu tạo nâng). Đây cũng là tầng sét lục địa chứa VLHC lục địa. Đặc điểm kerogen cũng là loại III (H.3, B.2) bao gồm VLHC trên cạn và thực vật bậc cao $P_r/P_h = 4,69 - 7,04$, (H.7 & H 8). Chúng có ưu thế sinh khí và condensat (H.9), tầng này tương đối phong phú VLHC (B.2) đã và đang nằm ở pha chủ yếu sinh dầu.

c) Các tập sét của Miocen trung- trên, Pliocen

Các tập này nghèo VLHC và vẫn chưa qua pha chủ yếu sinh dầu vì vậy các chỉ tiêu $S_1, S_2, PI, HI, Tmax, Ro$ luôn có giá trị thấp. Môi trường tích lũy VLHC là chuyên tiếp vào biển hoặc gần bờ nên lượng oxygen giảm, tạo nên chỉ tiêu Pr/ph luôn có giá trị thấp ($Pr/ph = 1,11 ÷ 3,16$). Tóm lại VLHC trong các trầm tích Oligocen + Eocen và Miocen dưới luôn đóng vai trò chủ yếu sinh ra các condensat và khí ở bể Nam Côn Sơn. Vì chứa nhiều VLHC lục địa (trong sét than và than), trong khi đó trầm tích Miocen trung – trên + Pliocen đệ tứ ..vv. chưa rơi vào đới sinh dầu.

Nếu so sánh VLHC của hai bể trầm tích Cửu long và Nam Côn sơn ta cũng thấy chúng hoàn toàn khác nhau về nguồn gốc, điều kiện tích lũy, kể cả về lượng VLHC.

Tại bể Cửu long VLHC loại II kerogen trong trầm tích Oligocen+Eocen đa phần được tích lũy ở vùng nước lợ, cửa sông và biển nông và được tái tạo lại nhiều bởi vi khuẩn. VLHC ở bể Nam Côn sơn trong trầm tích Oligocen+Eocen và Miocen dưới được tích lũy trong môi trường lục địa (ở trên cạn và thực vật bậc cao) có nhiều oxygen.

Ở bể Cửu long chỉ có VLHC của trầm tích Oligocen dưới + Eocen và phần đáy của Oligocen trên đã và đang trải qua pha chủ yếu sinh dầu, phần trên của Oligocen trên mới vào pha chủ yếu sinh dầu vì vậy chưa giải phóng nhiều HC ra khỏi đá mẹ. Còn VLHC trong trầm tích Miocen dưới chưa qua pha chủ yếu sinh dầu. Trong khi đó ở bể Nam Côn Sơn VLHC trong các trầm tích Oligocen+Eocen, Miocen dưới ở các hố sụt đang và đã trải qua pha chủ yếu sinh dầu ($Ro, Tmax, MPI-1, H.6$ ở B.3 & B.4).

Như vậy ở hai bể trầm tích có sự khác biệt về bản chất VLHC nguồn sinh ra dầu khí và khác nhau về số lượng, thành hệ trầm tích tham gia vào quá trình chuyển hoá VLHC sang Hydrocarbon. Vì vậy sản phẩm dầu khí ở hai bể này cũng khác nhau.

3. ĐẶC ĐIỂM DẦU KHÍ

3.1. Ở bể Cửu long.

Các mỏ dầu đã phát hiện và một số trong chúng đang được khai thác ở bể Cửu long cho thấy đa phần dầu thuộc loại nhiều parafin (18 – 25.3%) rất ít lưu huỳnh (0.02 – 0.15%). Quy luật chung là càng xuống sâu tỷ trọng của dầu, độ nhớt, hàm lượng nhựa và Asphalt giảm. Ví dụ ở các lớp cát Miocen dưới, Oligocen trên dầu thuộc loại trung bình có tỷ trọng 0.85 – 0.86g/cm³, rất ít khi đạt loại nặng 0.92g/cm³, nhựa đạt 11 – 13.4% trọng lượng (TL), asphalt chỉ còn 0.65 – 1.28%TL, lưu huỳnh rất thấp 0.02 – 0.15%TL. Nói chung trong tất cả các vỉa dầu hàm lượng các vi nguyên tố V và Ni rất thấp chỉ đạt V= 0.18 – 3.555ppm, Ni= 2.5 – 3.6ppm. Trong dầu của Oligocen trên và Miocen dưới các vi lượng này có giá trị rất thấp từ vết tới vài ppm. Cũng có thể ở dưới sâu nhiệt độ cao các hợp chất cơ kim, đặc biệt các hỗn hợp HC-V hoặc HC-Ni bị phân huỷ (T^o> 100°C).

Thành phần đồng vị cacbon của dầu cũng rất thấp δ13C = -25.0÷-29.0‰, đối với dầu thô, -29.0 ÷ -31.5‰, đối với HC_{sat}, 28.0‰, cho HC_{arom}, - 25.9.0‰ cho nhựa và -25.5‰ cho asphalt.

Trong dầu của Oligocen dưới và móng mỏ Bạch hổ các chuyên gia Anh phát hiện có bào tử của tuổi Oligocen và Eocen điều đó chứng tỏ VLHC của trầm tích Eocen có tham gia vào quá trình sinh dầu ở bể Cửu long.

Bảng 3. Các chỉ tiêu địa hoá cơ bản trong kerogen và dầu bể Cửu long

Chi tiêu	Kerogen			Dầu			Condensat (sản phẩm của phân dị ngược)
	N ₁ ¹	P ₃ ²	P ₃ ¹ +P ₂	N ₁ ¹	P ₃ ²	P ₃ ¹ +P ₂	
Tỷ trọng, g/cm ³	-	-	-	0.84 ÷ 0.92	0.84 ÷ 0.86	0.82 ÷ 0.83	0.75 ÷ 0.82
nhựa, %TL	36.2	20.5	10.7	12 ÷ 13.4	11.0 ÷ 13.0	6.5 ÷ 8.6	0.25 ÷ 0.68
Asphalt, %TL	6 ÷ 8.7	2.13	1.6	1.2 ÷ 2.62	1.1 ÷ 2.3	0.65 ÷ 1.24	0.05 ÷ 0.11
Lưu huỳnh, %TL.	-	-	-	0.1 ÷ 0.16	0.08 ÷ 0.16	0.02 ÷ 0.15	vết
Wax, %TL.	-	-	-	14 ÷ 21.0	15 ÷ 19	18 ÷ 25.3	-
HC _{sat} , %	52.0	70.1	80.2	75 ÷ 82	78 ÷ 88	78 ÷ 90.2	95 ÷ 98
HC _{arom} , %	6.0	7.1	7.5	6 ÷ 8	6 ÷ 8	7.7 ÷ 8.8	2 ÷ 5
HC _{sat} /HC _{arom}	8.7	9.8	10.7	10.25 ÷ 12.5	11 ÷ 13	10 ÷ 12	19.6 ÷ 47.5
$B_1 = \frac{8\beta(H)drimane}{C_{30}hopane}$	0.25 ÷ 1.9	2.7 ÷ 13.5	10.2 ÷ 15.8	-	-	123.9 ÷ 251.3	306 ÷ 786.3
M ₄	33 ÷ 38	35 ÷ 70	66 ÷ 98	33 ÷ 54	44 ÷ 56	80 ÷ 88	93 ÷ 95
S ₈	8 ÷ 45	41 ÷ 123	120 ÷ 176	48 ÷ 89	56 ÷ 90	88.0 ÷ 118.0	134 ÷ 175
	0.72 ÷	1.56 ÷	97 ÷ 112	16.5 ÷ 105	30 ÷	105 ÷ 125	32 ÷ 57

$H_{11} = \frac{23\text{tricyclic}}{C_{30}\text{hopane}}$	6.8	74.0			105		
$H_{15} = \frac{\text{oleanane}}{C_{30}\text{hopane}}$	0.72 ÷ 7.9	8 ÷ 15	10.6 ÷ 37	3.4 ÷ 10.2	5.6 ÷ 11	15 ÷ 17	4.12 ÷ 10.7
C ₂₇ , %	48.05	46.3	22.10	19.27	24.21	21.0	46.10
C ₂₈ , %	22.4	28.74	46.6	48.61	47.21	45	16.43
C ₂₉ , %	39.55	35.96	31.3	32.12	28.58	34.0	37.47
H ₆	0.13 ÷ 0.36	0.25 ÷ 0.84	0.8 ÷ 1.1	0.4 ÷ 0.6	0.45 ÷ 0.65	0.6 ÷ 1.13	0.64 ÷ 0.67
MPI-1	0.32 ÷ 0.46	0.35 ÷ 0.76	0.71 ÷ 0.80	0.45 ÷ 0.58	0.48 ÷ 0.68	0.7 ÷ 1.25	0.86 ÷ 1.1
Pr/ph	1.5 ÷ 6.6	1.7 ÷ 3.7	2.1 ÷ 2.35	1.6 ÷ 2.1	1.9 ÷ 2.2	1.7 ÷ 2.1	2.09 ÷ 2.31

Trên cơ sở phân tích GC-MS đối với các mẫu dầu cũng như mẫu đá cho thấy rằng đa phần dầu được sinh ra từ VLHC dong tảo nước ngọt, vùng đầm lầy ven biển, nước lợ, cửa sông, cỏ biển được tái tạo lại bởi vi khuẩn (B₁, M₄ S₈ H₁₁) và một phần của phù du (phytoplankton). Chỉ có một phần rất nhỏ loại VLHC thực vật bậc cao (H₁₅ = 8 ÷ 37) (Bảng 3 & Hình 4). Các vỉa dầu trong móng và Oligocen dưới được sinh ra từ điều kiện nhiệt độ cao (H₆, MPI-1 và vv).

Trong khi đó dầu của Oligocen trên và Mioxen dưới được sinh ra trong điều kiện nhiệt độ thấp hơn. Khi xem xét các sterane (C₂₇, C₂₈, C₂₉) ta thấy ngay trong dầu luôn ưu thế của cấu tử C₂₈ (45 – 48,61%). Riêng trong condensat lại thấy ưu thế của C₂₇ và đạt tới 46.1%. Chỉ tiêu này cùng với các chỉ tiêu khác trong condensat như HC_{sat} tăng cao dẫn đến tỷ số HC_{sat}/HC_{arom} tăng, chỉ tiêu B₁ tăng gấp nhiều lần, M₄ cũng tăng cao và ngay cả chỉ tiêu Pr/ph cũng tăng vài đơn vị. Trong khi đó mức độ biến chất (H₆, MPI.1) của condensat lại chỉ bằng hoặc thấp hơn mức độ biến chất của dầu. Các chỉ tiêu khác về nguồn gốc như H₁₁, H₁₅, Pr/ph .v.v. chỉ ra rằng các vỉa condensat này có cùng nguồn gốc với dầu trong móng và Oligocen dưới. Điều này chỉ ra rằng các vỉa condensat này là loại thứ sinh được hình thành do việc tách các khí và HC nhẹ ra khỏi các vỉa dầu ở dưới sâu. Vì vậy trong vỉa condensat thứ sinh này được tích lũy nhiều hơn các HC_{sat}, các cấu tử nhẹ tạo nên một số chỉ tiêu thay đổi mạnh như: B₁, M₄, Pr/ph, tăng C₂₇. Ví dụ vỉa condensat ở Đông bắc Rồng là kết quả tách các phần nhẹ từ vỉa dầu móng ở mỏ Bạch hổ khi áp suất lấp đầy vỉa lớn hơn 41.7MP_a đi qua điểm tràn giữa Bạch hổ và Rồng ở độ sâu – 4385m (mái vỉa tập cát-sét chứa dầu của Oligocen dưới hay nói cách khác đó là đường khép kín cuối cùng của đối tượng chứa dầu cuối cùng móng + Oligocen dưới mỏ Bạch Hổ).

3.2. Dầu, condensat, khí ở bể Nam Côn sơn

Trong phạm vi bể Nam Côn sơn dầu khí có một số đặc điểm tương tự như ở Cửu long đó là nhiều parafin (10.25 – 22.25%), ít lưu huỳnh (0.06 – 0.22%) tuy nhiên nếu xem xét kỹ có nhiều điểm khác biệt. Chẳng hạn hàm lượng parafin có thấp hơn vài đơn vị so với dầu ở trũng Cửu long, hàm lượng HC_{arom} lại cao hơn vài đơn vị, vì vậy tỉ lệ HC_{sat} / HC_{arom} thấp hơn vài đơn vị. Hàm lượng nhựa, asphalt thấp hơn vài đơn vị (Bảng 4).

Bảng 4. Các chỉ tiêu địa hoá cơ bản trong kerogen và dầu bể Nam Côn sơn

Tuổi địa chất Chi tiêu	Kerogen		Dầu				Condensat
	N ₁ ¹	P ₃ +P ₂	N ₁ ¹	N ₁ ¹	N ₁ ¹	P ₃ +P ₂	Sản phẩm của phân dị ngược
Tỷ trọng, g/cm ³	-	-	0.84	0.853	0.85 ÷ 0.87	0.82 ÷ 0.84	0.78 ÷ 0.8
Nhựa, %TL	20 ÷ 28	14 ÷ 22	5.20	5.8 ÷ 17	6 ÷ 8	2.2 ÷ 3.4	0.75
Asphalt, %TL	8 ÷ 12	2 ÷ 8	1.37	1.2 ÷ 2.3	3.5	1.32	0.15
Lưu huỳnh, %TL.	-	-	0.067	0.069	0.099	0.22	0.012
Wax, %TL.	-	-	10.25	14.40	14 ÷ 23	22.25	1.9 ÷ 2.6
HC _{sat} , %	27.36	26.81	85.4	80.34	82.98	83.24	92.18
HC _{arom} , %	12.99	22.01	11.27	12.35	11.50	10.47	6.91
HC _{sat} /HC _{arom}	2.11	1.22	7.58	6.5	7.22	7.95	13.34
$B_1 = \frac{8\beta(H)driman}{C_{30}hopane}$	93	48 ÷ 96	24.8	26.14	41 ÷ 85	70 ÷ 81.0	307 ÷ 1850
M ₄	51.59	85.58	85.32	85.15	86.05	84.04	84.86
S ₈	19.92	-	20.65	18.12	34.6	45.1	40.52
$H_{11} = \frac{23tricyclic}{C_{30}hopane}$	8.21	3.94	21.14	2.21	8.75	6.38	16.52
$H_{15} = \frac{oleanane}{C_{30}hopane}$	58.42	12.32	24.53	63.74	64.12	64.6	72.52
C ₂₇ , %	13	16	20	13	15	17	6
C ₂₈ , %	20	20	30	38	20	30	50
C ₂₉ , %	67	64	50	49	65	53	44
H ₆	0.21	0.09	0.66	0.51	0.34	0.37	0.57
MPI-1	-	-	0.78	0.88	0.91	0.92	0.68
Pr/ph	5.65	7.5	4.53	5.96	6.04	6.75	9.38 ÷ 11.2

Khi nghiên cứu các chỉ tiêu đánh dấu sinh vật cũng thấy một số có giá trị thấp hơn so với dầu bể Cửu long. Ví dụ S₈ chỉ đạt 18 – 45 đơn vị khi đó ở bể Cửu long S₈ đạt 48 – 118 đơn vị. Chỉ tiêu H₁₁ chỉ đạt 2.21 – 8.75 ít khi đạt 21.14 trong khi đó ở bể Cửu long H₁₁ đạt 16,5 đến 125. Chỉ tiêu B₁ trong dầu ở Nam Côn sơn chỉ đạt 24,8 đến 85,0 đơn vị, trong khi đó ở bể Cửu long B₁ trong dầu đạt 123.9 đến 251.3 đơn vị. Các chỉ tiêu nêu trên chứng tỏ VLHC của bể

Cửu long bị tái tạo lại bởi vi khuẩn rất nhiều, khi đó trong bể Nam Côn sơn xảy ra rất ít. Ngược lại theo chỉ tiêu H_{15} lại thấy ở bể Nam Côn Sơn tăng cao và đạt 63.74 – 64.6 ít khi đạt 24.53, còn ở bể Cửu long chỉ tiêu này chỉ đạt 3,4÷17.

Trong bể Nam Côn sơn hàm lượng của cấu tử C_{29} của sterane luôn chiếm ưu thế. Các giá trị của tỷ số Pr/ph luôn đạt giá trị cao và đạt 4.53 ÷ 6.75 có khi đạt tới 10 ÷ 11 đơn vị. Điều này chỉ ra ưu thế của VLHC lục địa là chính (kerogen loại III) (trên cạn và bao gồm cả thực vật bậc cao) cụ thể là từ sét than và than là chủ yếu trong môi trường có nhiều oxygen. (Bảng 4, Hình 7&8) có ưu thế sinh condensat và khí. Trong khi đó trong dầu ở bể Cửu long chỉ tiêu H_{15} đạt giá trị thấp (3.4 ÷ 17). Cấu tử C_{28} của Sterane luôn chiếm ưu thế, Pr/ph chỉ đạt 1.6 ÷ 2.1. Các thông số này cho thấy dầu ở đây sinh ra từ VLHC loại II là chính được tích lũy ở vùng cửa sông, đầm lầy ven biển và biển nông lại được tái tạo lại bởi vi khuẩn.

Trong phạm vi bể Nam Côn sơn tồn tại condensat nguyên sinh (Lan tây, Lan đỏ, Hải thạch v.v) và các vỉa condensat thứ sinh ở đới nâng Mãng cầu. Trong các vỉa condensat thứ sinh thấy ngay rằng mức độ biến chất thấp, song phong phú các thành phần HC nhẹ.

Như vậy dầu ở hai bể trầm tích tuy có hàm lượng parafin tăng cao, ít lưu huỳnh (dầu ngọt) song trong khi nguồn gốc rất khác nhau. Trong khi ở bể Cửu long VLHC loại II được tích lũy trong sét vùng cửa sông, đầm lầy, ven biển và biển nông là chính thì ở bể Nam Côn sơn VLHC loại III có đặc điểm trên cạn được tích lũy trong sét than và than là chính trong điều kiện lục địa hoàn toàn (trong môi trường lòng sông bãi bồi, đầm lầy ngập nước ngọt). Vì vậy sản phẩm của mỗi bể có khác nhau. Nếu ở bể Cửu Long có nhiều dầu thì ở bể Nam Côn Sơn sẽ là condensat và khí là cơ bản. Đương nhiên càng lên phía Bắc bể Nam Côn Sơn sẽ xuất hiện nhiều vỉa dầu hơn vì môi trường tích lũy được cải thiện hơn.

4. SO SÁNH DẦU, CONDENSAT VỚI KEROGEN CỦA CÁC TẦNG ĐÁ MẸ

4.1. Ở bể Cửu long

Các thông số trong bảng 1, 3 - hình 4, 5 cho thấy dầu ở bể Cửu Long đa phần có cùng nguồn gốc với VLHC ở trầm tích Oligocen và Eocen đặc biệt là rất gần với Oligocen dưới. Ví dụ ưu thế của sterane 28 trong dầu chỉ tìm thấy trong trầm tích Oligocen dưới, rất ít ở Oligocen trên. Còn VLHC trong Miocen dưới chưa thấy có sự tham gia sinh dầu vì chúng còn ở mức biến chất thấp và chủ yếu là loại kerogen III.

Nếu theo các chỉ tiêu dấu tích sinh vật, đặc biệt các chỉ tiêu nguồn gốc thì dầu ở bể Cửu long được sinh ra chủ yếu từ VLHC trong trầm tích Oligocen, đặc biệt là Oligocen dưới và có cả sự tham gia của VLHC từ trầm tích Eocen muộn. Như vậy vai trò quyết định lượng dầu ở bể Cửu long là do trầm tích Oligocen dưới + Eocen và phần đáy (ở các hố sụt) của trầm tích Oligocen trên. Trầm tích Miocen dưới chưa rơi vào cửa sổ tạo dầu, mới chỉ đạt tới ngưỡng trưởng thành mà thôi.

4.2. Ở bể Nam Côn Sơn

Ở bể Nam Côn sơn trên cơ sở số liệu ở bảng 2, 4 và các hình số 7 và 8 ta thấy rõ dầu khí ở đây có cùng nguồn gốc với VLHC của trầm tích Oligocen + Eocen và Miocen dưới (tức mang tính lục địa hoàn toàn). Còn kerogen trong các trầm tích Miocen giữa, trên và Pliocen mang tính biển và chuyển tiếp, không giống với các đặc điểm của dầu khí và condensat của bể này. Như vậy vai trò quyết định sinh ra lượng dầu, condensat và khí ở bể Nam Côn sơn là VLHC lục địa (sét than và than) trong trầm tích Oligocen + Eocen và Miocen dưới (bảng 5)

Bảng 5. Tổng hợp, so sánh các chỉ tiêu cơ bản giữa hai bể trầm tích

TT	Chỉ tiêu	Bể Cửu long	Bể Nam Côn sơn
1	Tuổi tầng đá mẹ	Eocen + Oligocen dưới, đáy Oligocen trên	Eocen + Oligocen, Miocen dưới
2	Loại Kerogen	Chủ yếu loại II, thứ yếu loại I và III	Chủ yếu loại III, thứ yếu loại II
3	Loại VLHC	Sapropel: Dong tảo, cỏ biển được tái tạo bởi vi khuẩn (xét chuyên tiếp và biển)	Humic: thực vật trên cạn và thực vật bậc cao (trầm tích sông, bãi bồi, đầm lầy) (sét than và than)
4	Môi trường tích lũy VLHC	Nước lợ, cửa sông, biển ven và biển nông	Sông, bãi bồi, đầm lầy và đồng bằng ngập nước ngọt (ảnh hưởng của delta)
5	Sản phẩm	Chủ yếu dầu, phần nhỏ khí và condensat	Chủ yếu khí, condensat, phần nhỏ dầu

5. KẾT LUẬN

1. Dầu, khí và condensat ở hai bể trầm tích Cửu long và Nam Côn sơn được sinh ra từ hai nguồn VLHC khác nhau. Ở bể Cửu long đa phần là kerogen loại II (sapropel) từ loài rong tảo, cỏ biển được tích lũy trong môi trường cửa sông, đầm lầy ven biển, biển nông là chính, lại được tái tạo lại bởi vi khuẩn. Trong khi đó VLHC ở bể Nam Côn Sơn chủ yếu thuộc kerogen loại III (humic) (sét than và than), được tích lũy trong môi trường lục địa từ loại thực vật trên cạn, trong đó có nhiều thực vật bậc cao (môi trường lòng sông, bãi bồi, đầm lầy và đồng bằng ngập nước ngọt – đồng bằng delta).

2. Ở bể Cửu Long vai trò chủ yếu để sinh dầu là VLHC trong trầm tích Oligocen dưới + Eocen và phần đáy của trầm tích ở Oligocen trên ở các hố sụt. Còn phần lớn thể tích của trầm tích Oligocen trên vẫn rất phong phú VLHC và đang sinh dầu. Vì vậy chúng chưa giải phóng nhiều HC ra khỏi đá mẹ. Trong trầm tích Miocen dưới VLHC chưa trưởng thành, chưa sinh ra dầu khí.

3. Vai trò chủ đạo để sinh dầu khí ở bể Nam Côn sơn là VLHC trong các trầm tích Oligocen + Eocen và Miocen dưới. Sản phẩm chủ yếu của nó là condensat, khí và một ít dầu.

COMPARISON BETWEEN GEOCHEMICAL FEARTURE OF SOURCE ROCK AND PETROLEUM IN CENOZOI CUULONG AND NAMCONSON BASINS

Hoang Dinh Tien, Ho Trung Chau, Nguyen Ngoc Dung, Nguyen Ngoc Anh
Joint Venture Vietsovpetro

Abstract: The paper presents the geochemical characteristics of source rock (SR) of crude oil (CO), between CO with CO and between CO with SR in two Cenozoic sedimentary basins, Cuu Long and Nam ConSon. The results show that SR are different on every sedimentary basin. The origin of CO on every sedimentary basin also different from one to another. The accumulation and conservation conditions are different too.

TÀI LIỆU THAM KHẢO

- [1]. Hoàng Đình Tiên: *Địa chất dầu khí và phương pháp tìm kiếm thăm dò, theo dõi mỏ* - NXB Đại học quốc gia TP. Hồ Chí Minh. (2006)
- [2]. Hoàng Đình Tiên và Nguyễn Việt Kỳ: *Địa hoá dầu khí*- NXB Đại học quốc gia TP. Hồ Chí Minh. 12-(2003).
- [3]. Hoàng Đình Tiên: *Đặc điểm địa hoá đá mẹ kainozoi bể Cửu Long*. Tạp chí dầu khí số 7-(2004).
- [4]. Hoàng Đình Tiên: *Sự thay đổi một số chỉ tiêu địa hoá trong quá trình di cư và khai thác*. Tuyển tập số 1: 30 năm dầu khí Việt Nam. NXB Khoa học kỹ thuật (2005).
- [5]. The final reports about geochemia of well of VPI from 1996 until now (2007), in archives of J/V vietsovpetro.
- [6]. *The reports of propection results in I- period in blocks 05-1b*. Mobil company (1996) in archives of J/V Vietsovpetro.