

## Distribution characteristics of reservoir fluid properties in Cuu Long basin

Nguyen Manh Hung<sup>1,2,\*</sup>, Hoang Dinh Tien<sup>2</sup>, Nguyen Viet Ky<sup>2</sup>

<sup>1</sup>*Vietnam Petroleum Institute, Hanoi, Vietnam*

<sup>2</sup>*Ho Chi Minh city University of Technology, VNUHCM, Vietnam*

\*E-mail: [hungnm@vpi.pvn.vn](mailto:hungnm@vpi.pvn.vn)

Received: 20 June 2017; Accepted: 14 December 2017

©2019 Vietnam Academy of Science and Technology (VAST)

### Abstract

Oil and gas have been discovered and produced from Cuu Long basin for more than 20 years however the distribution characteristics according to stratigraphy have not been studied. In this study, data from more than 200 PVT reports of more than 30 discoveries and published reports of previous studies were investigated to find out the distribution characteristics of reservoir fluid properties. The results show that oil and gas in Cuu Long basin mainly follow normal distribution, in some areas they are in redistribution (retrogradation) stage. Saturation pressure, GOR and compressibility are very high at the centre area and rapidly reduce at the margin area, whereas reservoir fluid density is in the inverse trend. Oil and gas have tendency to accumulate in NW-SE direction. Condensate discoveries in Cuu Long basin mainly result from redistribution process except some discoveries in center of basin.

**Keywords:** Characteristics of reservoir fluid, gas oil ratio (GOR), saturation pressure (Ps), oil compressibility (Co), reservoir fluid density, lower Oligocene, upper Oligocene, lower Miocene, middle Miocene, redistribution, distribution characteristics, Cuu Long basin.

## Đặc điểm phân bố tính chất dầu vỉa trong bể Cửu Long

Nguyễn Mạnh Hùng<sup>1,2,\*</sup>, Hoàng Đình Tiến<sup>2</sup>, Nguyễn Việt Kỳ<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Viện Dầu Khí Việt Nam, Hà Nội, Việt Nam

<sup>2</sup>Đại học Bách khoa thành phố Hồ Chí Minh, Đại học Quốc gia thành phố Hồ Chí Minh, Việt Nam

\*E-mail: [hungnm@vpi.pvn.vn](mailto:hungnm@vpi.pvn.vn)

Nhận bài: 20-6-2017; Chấp nhận đăng: 14-12-2017

### Tóm tắt

Dầu khí đã được phát hiện và khai thác ở bể Cửu Long đã trên 30 năm tuy nhiên đặc điểm phân bố các đặc tính dầu vỉa theo từng phân vị địa tầng chưa được nghiên cứu kỹ. Trong nghiên cứu này, số liệu được lấy từ gần 200 báo cáo phân tích PVT của các giếng khoan trên 30 cấu tạo lớn nhỏ kết hợp với các báo cáo nghiên cứu trước đây đã công bố. Tiến hành tổng hợp theo từng phân vị địa tầng và làm cơ sở tìm ra quy luật phân bố đặc tính dầu vỉa. Kết quả nghiên cứu cho thấy rằng dầu khí trong bể Cửu Long chủ yếu phân bố theo quy luật thuận, ở một số khu vực có sự phân bố lại dầu khí. Các giá trị đặc tính dầu vỉa lớn tập trung ở khu vực trung tâm và cùng kề cận, lan ra ven rìa giảm áp suất bão hòa, tỷ suất khí dầu và độ nén của dầu rất mạnh và ngược lại tỷ trọng dầu vỉa lại tăng rất nhanh. Dầu khí phân bố có xu hướng theo trục đông bắc-tây nam. Các vỉa condensate phát hiện trong bể Cửu Long đa phần là quá trình phân bố lại dầu khí ngoại trừ một vài cấu tạo ngay sát trung tâm trũng Bắc Bạch Hồ và Đông Bạch Hồ.

**Từ khóa:** Tính chất dầu vỉa, tỷ suất khí dầu, áp suất bão hòa, độ nén dầu vỉa, tỷ trọng dầu vỉa, Oligocen dưới, Oligocen trên, Miocen dưới, Miocen giữa, phân bố lại dầu khí, đặc điểm phân bố, bể Cửu Long.

### ĐẶT VẤN ĐỀ

Dầu khí được phát hiện và khai thác ngày nay ở bể Cửu Long là kết quả của hàng loạt quá trình, từ quá trình chuyển hóa vật liệu hữu cơ (VLHC) thành dầu khí, quá trình di cư và biến đổi thành phần dầu khí, đến quá trình tích tụ và bảo tồn ở các bẫy chứa. Các quá trình này xảy ra trong những điều kiện hóa-lý, thời gian, tiến hóa địa chất nhất định và rất phức tạp. Để hiểu rõ hơn về bể Cửu Long, quy luật phân bố các tính chất lý hóa của dầu khí, đặc biệt là các số liệu về dầu vỉa (thông số PVT) được tổng hợp và nghiên cứu về đặc điểm phân bố trên từng phân vị địa tầng.

Trên các cấu tạo có các phát hiện và khai thác dầu khí, dầu tại tầng chứa Miocen trung thường là dầu nặng. Trong khi đó dầu tại tầng chứa Oligocen trên (tập C và tập D) có đặc điểm khá khác nhau: Dầu chứa trong tập C luôn

có áp suất bão hòa cao trong khi dầu trong tập D lại luôn có áp suất bão hòa thấp hơn dầu chứa trong tập C. Đối với dầu trong Oligocen dưới và trong tầng móng, nhận thấy có đặc tính khá tương đồng về áp suất bão hòa cũng như các đặc tính khác.

### CƠ SỞ DỮ LIỆU VÀ PHƯƠNG PHÁP ĐÁNH GIÁ

Trong nghiên cứu này, số liệu được lấy từ gần 200 báo cáo phân tích PVT của các giếng khoan trên 30 cấu tạo lớn nhỏ trong bể Cửu Long và trong các báo cáo nghiên cứu trước đây đã công bố. Toàn bộ các số liệu được tổng hợp theo từng phân vị địa tầng, từng khu vực và cấu tạo. Kết hợp với các bản đồ đẳng sâu và đẳng dày của từng phân vị địa tầng đã công bố trong các nghiên cứu trước đây (*Đề tài nghiên*

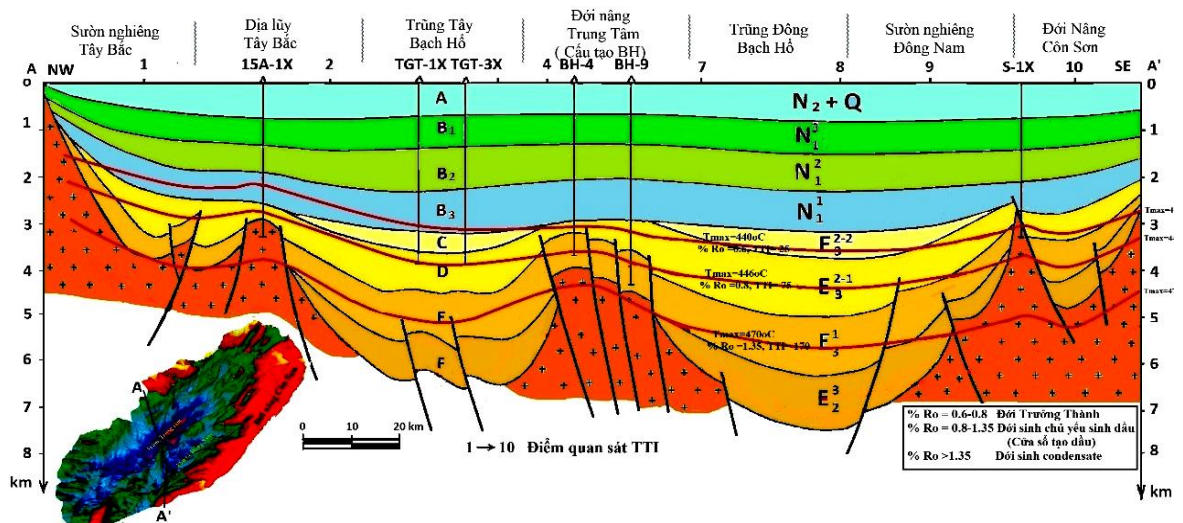
cửu cấp ngành “Đánh giá tiềm năng dầu khí bể Cửu Long” năm 2013 và đề tài “Nghiên cứu sự phân bố, đặc điểm môi trường trầm tích và dự báo chất lượng đá chứa của trầm tích tập E, F và cổ hơn Oligocen trong bể trầm tích Cửu Long”, năm 2014) để xây dựng bản đồ phân bố từng đặc tính dầu vỉa theo từng địa tầng. Trong quá trình xây dựng các bản đồ, các số liệu đánh giá đá mẹ sinh dầu, các đặc tính địa hóa dầu cũng được nghiên cứu, so sánh và đối chiếu [1–6]. Ngoài ra, để nhận định về qui luật phân bố dầu khí cần phải hiểu rõ các mô hình quá trình tích tụ và di cư dầu khí cũng như đặc điểm hoạt động địa chất và kiến tạo trong bể. Một số các tài liệu khác về thử vỉa cũng như sản lượng khai thác từ các phát hiện dầu khí cũng được tham khảo để các nhận định về đặc điểm phân bố có tính khoa học hơn.

### PHÂN BỐ Tmax TRONG CÁC MẶT CẮT Ở BỂ CỬU LONG

Dựa trên cơ sở chế độ động lực nhiệt của bể trầm tích Cửu Long, tổng hợp đặc điểm phân bố gradient nhiệt độ và các số liệu về mức độ trưởng thành nhiệt của đá mẹ từ các giếng khoan cùng với các lát cắt địa chất cơ bản đi ngang qua bể Cửu Long (Đề tài nghiên cứu cấp ngành “Đánh giá tiềm năng dầu khí bể Cửu

Long” năm 2013 và đề tài “Nghiên cứu sự phân bố, đặc điểm môi trường trầm tích và dự báo chất lượng đá chứa của trầm tích tập E, F và cổ hơn Oligocen trong bể trầm tích Cửu Long”, năm 2014). Kết hợp với phương pháp mô hình TTI để xác định độ trưởng thành của VLHC tại các vị trí không có giếng khoan, mặt cắt phân bố Tmax cho bể Cửu Long hoàn toàn có thể xây dựng được [4]. Dựa vào một số mặt cắt tiêu biểu được lựa chọn đi ngang qua bể Cửu Long là AA', BB', CC' và DD' có thể cho thấy bức tranh tổng thể về mức độ trưởng thành nhiệt của các lớp trầm tích trong bể Cửu Long. Trên cơ sở mức độ trưởng thành của VLHC sẽ là cơ sở để lý giải đặc điểm phân bố các đặc tính dầu vỉa trong bể Cửu Long.

Mặt cắt AA' (hình 1) cắt ngang qua bể Cửu Long theo hướng tây bắc-đông nam đi ngang qua trũng Tây Bạch Hồ và Đông Bạch Hồ cho thấy đáy tập D đá mẹ đã đạt ngưỡng trưởng thành. Tuy nhiên, ở trũng Đông Bạch Hồ thì tập D mới rơi vào ngưỡng trưởng thành và pha chủ yếu sinh dầu (chỉ ở phần thấp nhất - phần đáy) với  $T_{max} > 446^{\circ}\text{C}$ . Tập E&F đã rơi hoàn toàn vào ngưỡng trưởng thành mùn và phần đáy đã vượt sang ngưỡng quá trưởng thành, nghĩa là đã chuyển sang giai đoạn sinh condensat và khí ẩm.



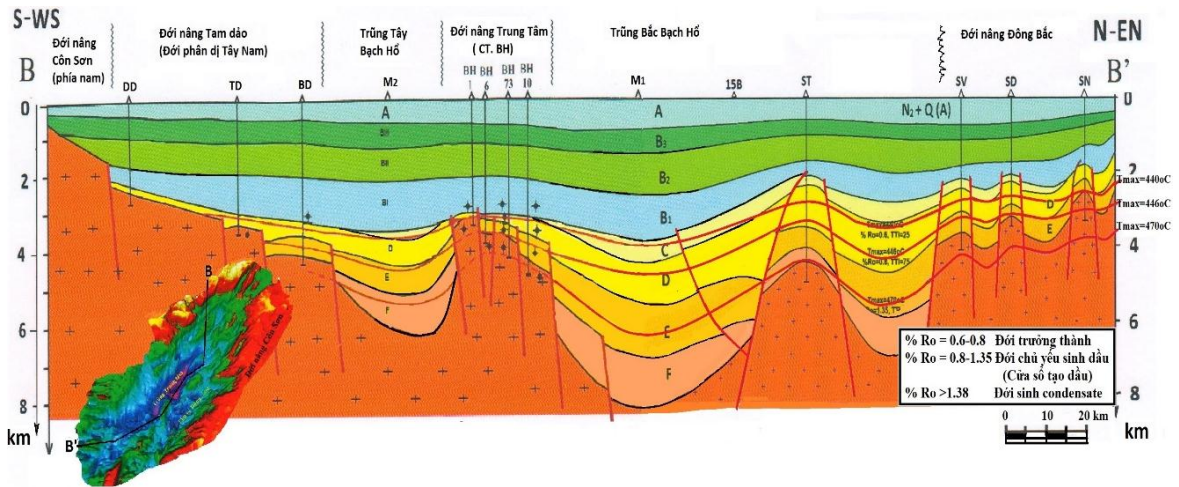
Hình 1. Phân bố Tmax trong mặt cắt ngang AA' bể Cửu Long

Mặt cắt BB' (hình 2) chạy dọc theo trục bắc-đông bắc đến nam-tây nam từ cấu tạo SN

đến ST qua trũng Bắc Bạch Hồ, qua đới nâng Bạch Hồ và chạy sâu xuống phía tây nam của

bể đi ngang qua trũng Tây Bạch Hồ. Mặt cắt này phản ánh đá mẹ đạt ngưỡng trưởng thành và vào pha chủ yếu sinh dầu là phần đáy tập D. Còn tập C và phần lớn nóc tập D thì đá mẹ mới nằm trong đới trưởng thành. Mặt cắt theo trục này cũng cho thấy rõ đá mẹ tập E đang rơi vào ngưỡng trưởng thành muộn và phần đáy tại trũng sâu đã đạt ngưỡng sinh condensat và khí

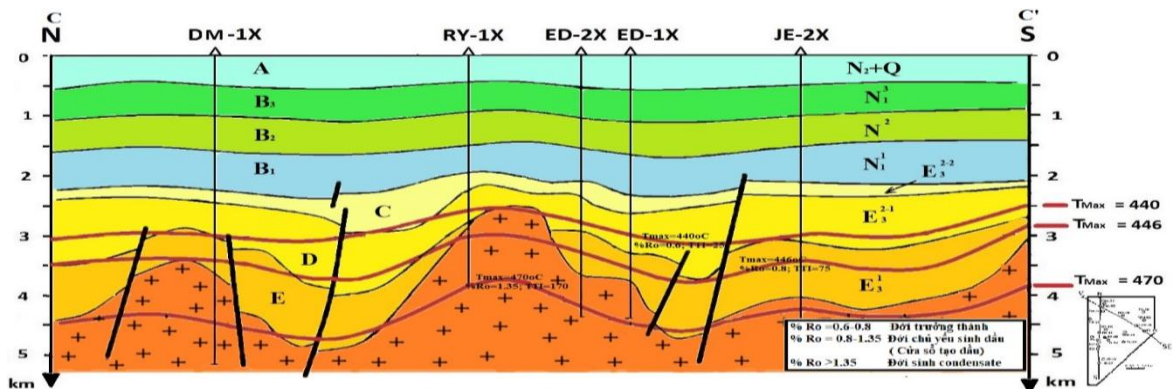
âm. Ngay phía đông của lô 15-1 nơi có các cấu tạo SV và SD, SN và ST, VLHC trong tập D cũng chưa sinh dầu mà mới chỉ đạt đới trưởng thành. Chỉ có phần trũng sâu giữa ST và SV đạt ngưỡng sinh dầu. Còn trong tập E+F thì VLHC đã và đang nằm trong pha chủ yếu sinh dầu. Vùng trũng sâu nhất mới rơi vào ngưỡng sinh condensat.



Hình 2. Phân bố Tmax trong mặt cắt dọc S-W đến N-EN (BB') bể Cửu Long

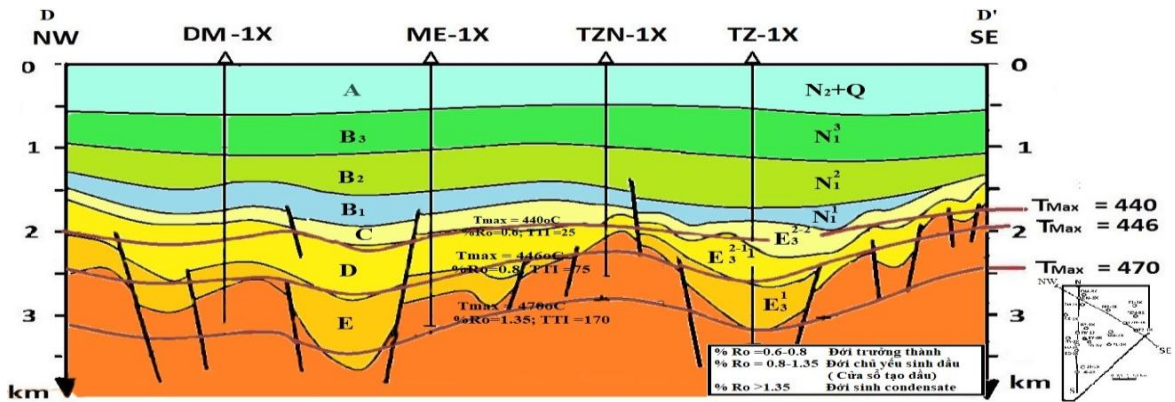
Ngoài 2 mặt cắt chính AA' và BB' cắt qua các trũng sâu Đông Bạch Hồ, Tây Bạch Hồ và Bắc Bạch Hồ đã phản ánh rất rõ các đới trưởng thành nhiệt của đá mẹ trong bể Cửu Long. Trong nghiên cứu này cung cấp thêm hai mặt cắt là CC' và DD' (hình 3, 4) là những mặt cắt đi ngang qua khu vực Đông Bắc Bể Cửu Long trong khu vực lô 01 và lô 02 theo hai trục bắc-

nam và tây bắc-đông nam. Qua các đường phân bố Tmax cho thấy chủ yếu tập E+F khu vực này đã vào ngưỡng trưởng thành muộn. Một phần rất nhỏ của tập D trong các trũng giữa DM và RB đạt ngưỡng trưởng thành muộn. Phần đáy rất hẹp của tập E+F có thể mới chuyển sang ngưỡng sinh condensat.



Hình 3. Phân bố Tmax trong mặt cắt ngang CC', bể Cửu Long





Hình 4. Phân bố Tmax trong mặt cắt ngang EE', bể Cửu Long

Từ kết quả minh giải từ hai mặt cắt trong khu vực lô 01-02, đông bắc bể Cửu Long cũng như bản đồ phân bố địa chất khu vực này cho thấy tuy các hồ sụt tại khu vực này đã rơi vào ngưỡng trưởng thành muộn còn phần đáy chuyển sang pha sinh khí ẩm (condensate). Tuy nhiên do diện phân bố nhỏ và hẹp nên không phải là đối tượng đá mẹ sinh dầu chính mà đóng góp vào vai trò là kênh dẫn dầu. Dầu chủ yếu được sinh ra từ trũng Bắc Bạch Hồ với diện phân bố lớn và sâu, di cư qua các kênh dẫn, cùng hòa chung với lượng dầu khí được sinh ra trong trũng địa phương và nạp đầy vào các khối nâng (cấu tạo) khu vực này.

Nói tóm lại, qua một số mặt cắt phân bố ở bể Cửu Long chủ yếu được sinh ra trong trầm tích Oligocen dưới (tập E + F) với pha chủ yếu sinh dầu và trưởng thành cao và một phần nằm trong đáy Oligocen trên (tập D) ở các trũng sâu. Đáy Oligocen dưới (tập E+F) đã đạt tới ngưỡng sinh condensat và khí ẩm ở các trũng sâu. Trong khi đó Miocen dưới và tập C Oligocen trên chưa vào ngưỡng trưởng thành muộn.

### ĐẶC ĐIỂM PHÂN BỐ DẦU KHÍ THEO TẦNG PHÂN VỊ ĐỊA TẦNG

Qua nghiên cứu đặc điểm phân bố chung các đặc tính dầu khí trong bể Cửu Long thấy rằng dầu có tỷ trọng nhẹ dần vào trung tâm bể, do trung tâm bể là nơi sinh thành dầu khí. Các sản phẩm mới sinh ra từ đá mẹ ở đới trưởng thành cao thường là các HC nhẹ và tiếp tục dịch chuyển vào các bẫy đã chứa dầu. Do dầu khí liên tục được sinh ra bởi đá mẹ nên các cấu

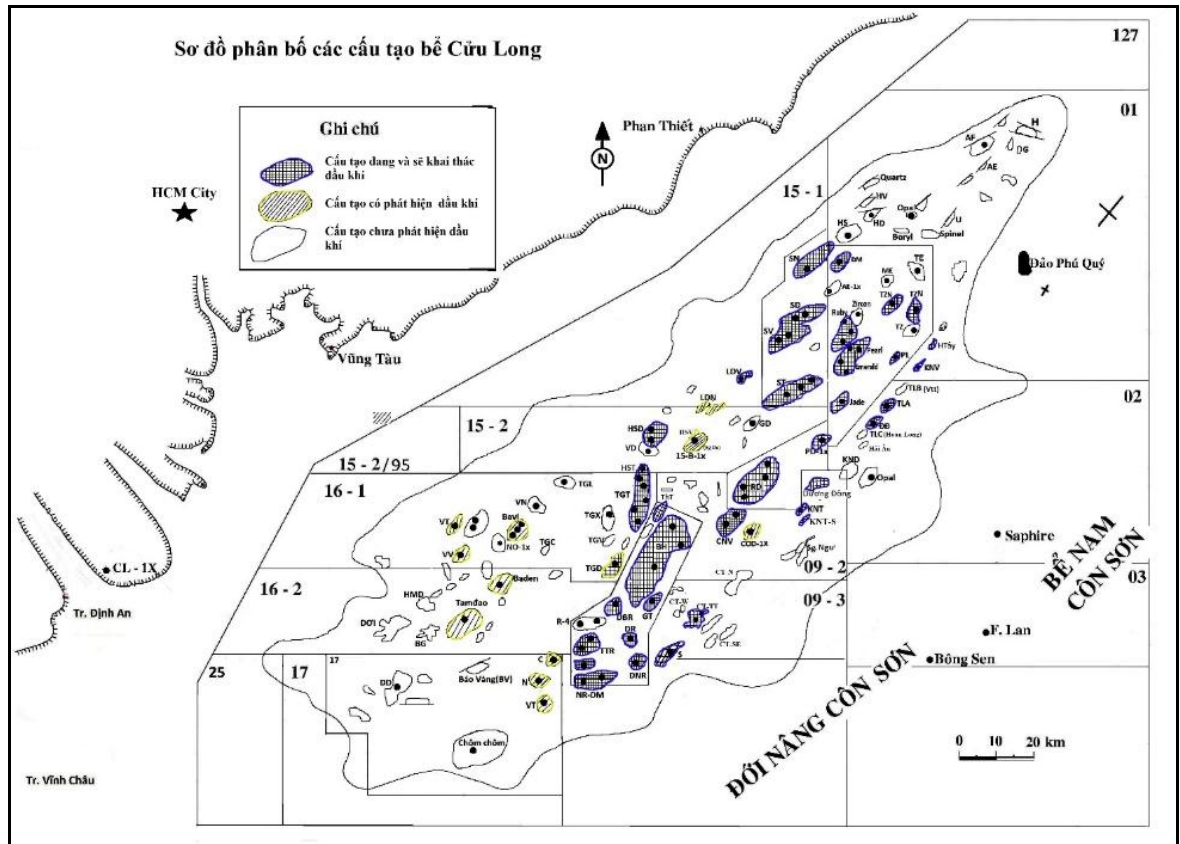
tạo càng gần nguồn sinh hàm lượng khí trong dầu càng nhiều do vậy áp suất bão hòa càng cao. Các tích tụ càng ở xa trung tâm bể, càng ít được bổ sung thêm phân hydrocarbon nhẹ lại bị hao hụt dần do di cư thấm thấu lên các lớp trầm tích bên trên nên dầu càng nặng dần. Mặt khác, các cấu tạo xa nguồn sinh thường ở nông hơn vì ở ven rìa bể, nhiệt độ vỉa thấp hơn và các lớp trầm tích phủ mỏng hơn, độ hạt thô hơn nên khả năng chắn và bảo tồn dầu khí kém hơn. Ngoài ra còn có sự thâm nhập của nước biển trực tiếp vào các bẫy này tạo điều kiện phá hủy các tích lũy HC. Chính vì vậy, các cấu tạo tại vùng rìa thường có áp suất bọt thấp, tỷ suất khí dầu thấp, độ nén của dầu thấp và tỷ trọng của dầu trong điều kiện vỉa rất cao.

### ĐẶC ĐIỂM PHÂN BỐ DẦU TRONG TẦNG MÓNG

Qua khảo sát phân bố dầu khí cho thấy có phát hiện khí condensat tại cấu tạo ST, Jade, DM và PD trong móng và một số cấu tạo khác. Mẫu condensat thu được từ cấu tạo ST được xác nhận là được sinh ra từ đới sinh condensat với %Ro là 1,4–1,45. Trong mẫu dầu dễ bay hơi CNV, một số kết quả phân tích cho giá trị %Ro là 1,63–1,84, nhưng phổ biến là %Ro 1,14 đến 1,26. Điều này chứng tỏ dầu CNV đã được nạp thêm một phần condensat được sinh ra trong đới sinh condensat. Condensat được hình thành tại trũng Bắc Bạch Hồ và có thể trũng Đông Bạch Hồ trong đới trưởng thành cao của VLHC ( hình 1, hình 2) và sau đó di cư tích tụ vào móng theo hướng tây nam-đông bắc. Riêng đối với phát hiện trên cấu tạo PD, cả dầu và condensat đều phát hiện trong tầng móng nhưng chúng phân bố ở từng khối riêng

biệt. Theo kết quả nghiên cứu của JVPC thì condensat này là sự phân bố lại trong quá trình tích tụ dầu khí. Kết quả phân tích mẫu condensat trên cấu tạo Jade, DM, TGT, RD... chính là kết quả phân bố lại dầu khí với %Ro là

1,02–1,05%. Như vậy, tuy phát hiện nhiều khí condensat trong móng thì chỉ có duy nhất là condensat từ cấu tạo ST và CNV là được sinh ra trong đới sinh condensat (bảng 1).



Hình 5. Sơ đồ phân bố các cấu tạo trong bể Cửu Long

Bảng 1. Phân bố condensat trong các phân vị địa tầng

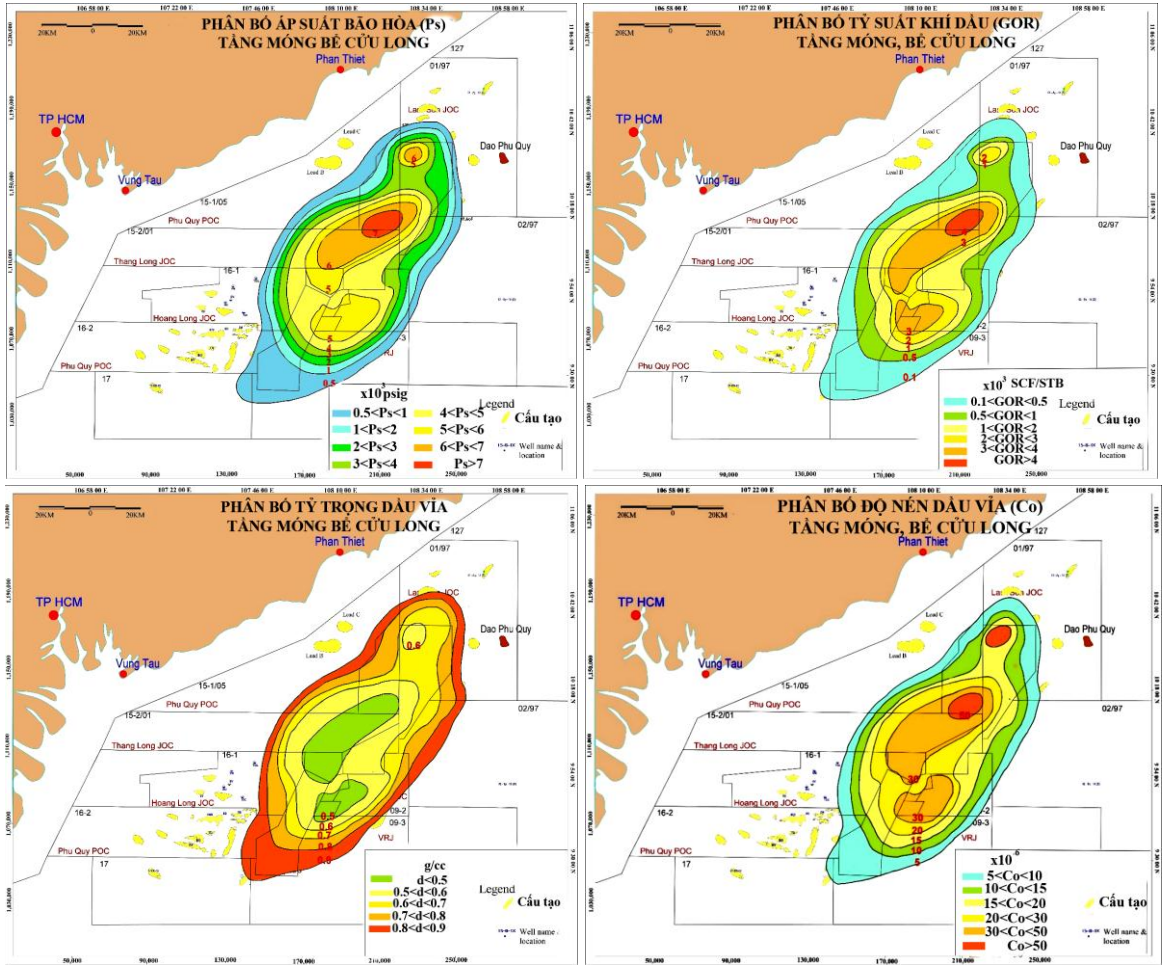
Phân vị địa tầng	Các cấu tạo	Nguyên sinh	Thứ sinh (Phân bố lại)
		%Ro 1,40–1,42	%Ro 1,02–1,05
Móng	PD, JADE, DM, DBR, ST; CNV	-	+
Oligocen dưới	ST	+	-
	DBR, Emerald, JADE, LDV, KNT	-	+
Oligocen trên	HMX, TGD, CT	-	+
Miocen dưới	TGT, RD	-	+

Tại khu vực phía bắc-đông bắc bể Cửu Long, cấu tạo DM tích tụ dầu và condensat trong móng với áp suất rất lớn. Theo các nghiên cứu của Petronas cho thấy mỏ DM là

mỏ dầu tách khí với lớp khí condensat tích tụ trong phần đá móng phong hóa và dầu tích tụ phía sâu hơn. Theo kết quả đánh giá đá mẹ Oligocen dưới ở khu vực trũng Đông Bắc Cửu

Long cho thấy đá mẹ đạt ngưỡng trưởng thành với VLHC rất phong phú. Vì vậy, cùng với nguồn cung cấp dầu khí từ trũng Bắc Bạch Hồ, dầu khí sinh ra ở trũng Đông Bắc Cửu Long

(trũng Diamond) cũng di cư và tích tụ vào cấu tạo DM. Chính vì lí do này, dầu trong móng của DM có áp suất bão hòa rất cao.



Hình 6. Bản đồ phân bố các đặc tính dầu vỉa tầng móng, bể Cửu Long

Trên bản đồ phân bố (hình 6) cho thấy là xung quanh trũng Bắc Bạch Hồ và Đông Bạch Hồ, hàng loạt các cấu tạo phát hiện dầu khí với áp suất bão hòa cao, tỷ suất khí dầu lớn, rõ ràng là rất gần nguồn sinh dầu khí. Điều này phù hợp với đánh giá về đá mẹ Oligocen dưới. Khu vực các trũng sâu này giàu VLHC và đã đạt ngưỡng trưởng thành cao, dầu khí được sinh ra ở lại có lớp chắn tốt thì dầu khí di cư dọc theo các lớp trầm tích Oligocen dưới, theo đứt gãy và bề mặt bất chỉnh hợp giữa đá móng và lớp trầm tích, tích tụ vào phân móng và các lớp

gà kê của các cấu tạo này. Dưới tác động của dị thường áp suất cao trong trầm tích Oligocen dưới dầu khí tích tụ tại đỉnh các cấu tạo bị ép và tích tụ vào trong đá móng phong hóa nứt nẻ và hang hốc. Điều đặc biệt trong bể Cửu Long là khu vực móng nâng cao có lớp trầm tích Oligocen dưới (E+F) bị bóc mòn thì tại khu vực đó móng bị nứt nẻ nhiều và tích tụ nhiều dầu khí. Các phát hiện lớn như BH, R, RD, PD, HSD đều là đối tượng như vậy. Đối với khu vực mà trầm tích Oligocen dưới không bị bóc mòn và đá móng không nứt nẻ nhiều thì tiềm

năng dầu khí trong móng kém mà chỉ có phát hiện dầu khí trong móng với lưu lượng rất thấp. Tầng móng cấu tạo ST có phát hiện condensat nhưng không phải đối tượng chính, cấu tạo LDN, LDV, Jade... đều có phát hiện condensat nhưng cho dòng nhỏ, do vậy chủ yếu được mở vỉa để khai thác chung với Oligocen dưới.

Đối với các cấu tạo thuộc khu vực phía đông của bể Cửu Long thuộc lô 02, các phát hiện dầu trong móng với áp suất bão hòa thấp và giảm theo chiều bắc xuống nam chỉ ra hướng di cư chính của dầu theo hướng này. Dầu di cư từ phía lô 01 đến lô 02 là dòng hội tụ của 2 dòng dầu di cư từ trũng Đông Bắc Cửu Long và trũng Bắc Bạch Hồ. Các phát hiện dầu trong móng tại phía bắc lô 09-2 có thể là do chính trũng Đông Bạch Hồ sinh ra.

Trên cơ sở các số liệu thu thập được như áp suất bão hòa, tỷ suất khí dầu, tỷ trọng và độ nén của dầu đã xây dựng được các bản đồ phân bố cho tầng móng (hình 6). Trên các bản đồ này thấy rõ vùng xung quanh trũng Bắc Bạch Hồ và trũng Đông Bạch Hồ là nơi có nhiều phát hiện dầu khí trong móng. Phần trũng Bắc Bạch Hồ là khu vực có tiềm năng dầu khí lớn nhất và có phần sinh dầu khí phụ tại khu vực trũng Đông Bắc Cửu Long. Do hoạt động địa chất của Oligocen dưới là pha tách giãn chính nên tạo ra các đứt gãy thuận dạng listric có phương đông bắc-tây nam, đi kèm với các bán địa hào và bán địa lũy. Chính vì vậy, phân bố dầu khí có xu hướng theo trục đông bắc-tây nam.

### **Đặc điểm phân bố dầu trong tầng Oligocen dưới**

Mặc dù dầu sinh ra trong tầng chứa Oligocen dưới, nhưng về diện phân bố trong bể lại không nhiều do lớp trầm tích này đã bị bóc mòn ở khá nhiều cấu tạo kể cả các cấu tạo nằm ở khu vực trung tâm bể như RD, HSD... Các phát hiện ở khu vực trung tâm bể quanh trũng Bắc Bạch Hồ và trũng Đông Bắc Bạch Hồ. Bản đồ phân bố (hình 7) cho thấy đặc điểm phân bố tương tự như đặc điểm phân bố cho tầng móng. Phần trung tâm bể là trũng Bắc Bạch Hồ và trũng Đông Bạch Hồ là khu vực có tiềm năng dầu khí. Xu hướng phân bố kéo dài cũng theo trục kéo dài đông bắc-tây nam phù hợp với phân bố của các đứt

gãy thuận theo hướng đông bắc-tây nam của Oligocen dưới.

Đối với trũng Đông Bạch Hồ, theo phân tích đá mẹ thì dầu sinh ra tại khu vực này và di cư chủ yếu lên phía bắc, lên cấu tạo KTN và KNT và sang phía tây tới cấu tạo BH. Riêng cấu tạo COD khu vực này có phát hiện dầu nhưng không cho dòng dầu thương mại mặc dù kết quả đánh giá đá mẹ rất tốt và đá mẹ Oligocen dưới đang ở ngưỡng trưởng thành muộn. Với kết quả đã công bố về đặc điểm đá chứa Oligocen dưới cho thấy đá chứa đa phần đặc sít và độ rỗng rất kém, mặc dù đá mẹ sinh dầu nhưng không có nhiều thể tích để lưu giữ dầu. Do đó, đối với những khu vực có độ rỗng được bảo tồn mới có khả năng tích tụ dầu khí do trước đó đã chứa nước và bị HC thay thế về sau.

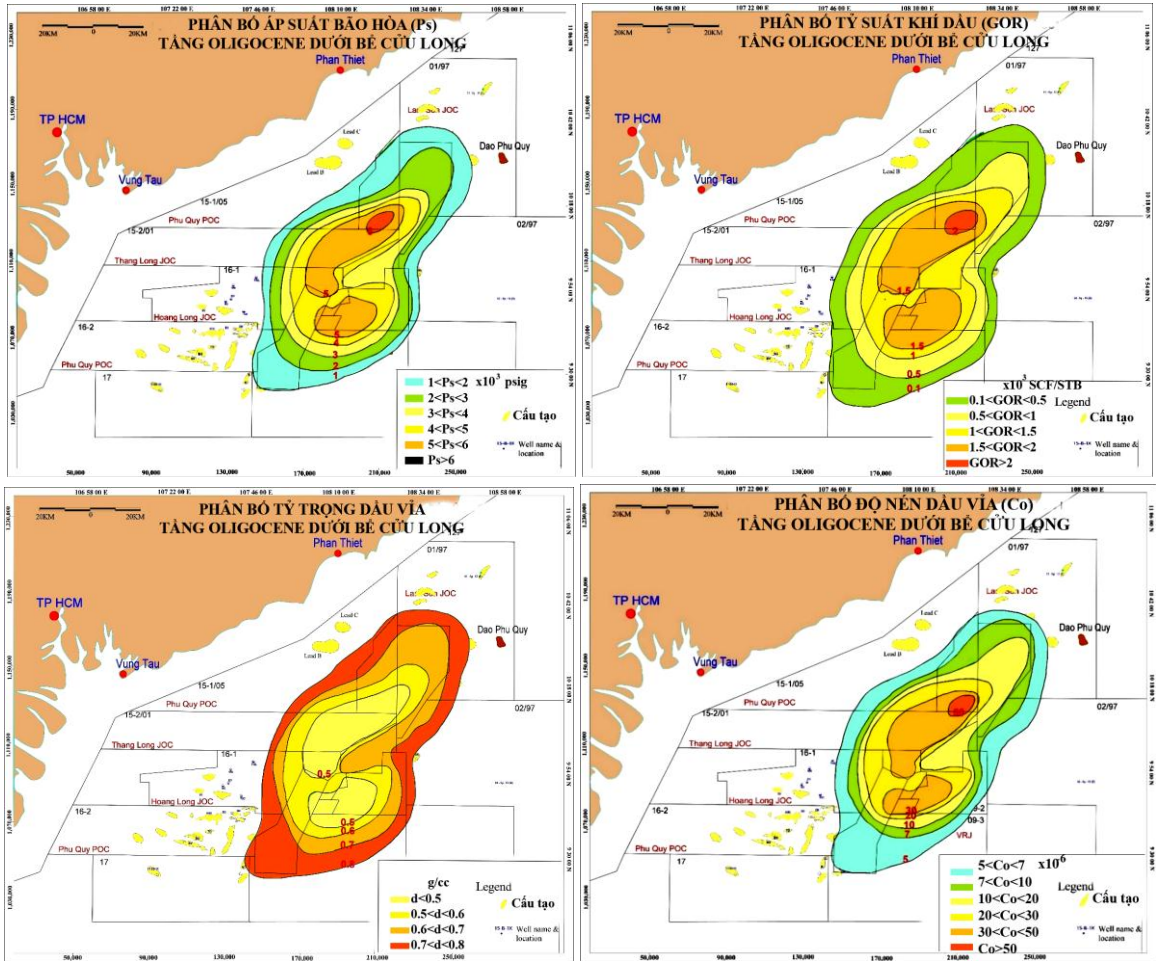
Trũng Bắc Bạch Hồ cũng là trũng sinh dầu khí quan trọng do có nhiều vỉa dầu được phát hiện và khai thác từ tầng chứa Oligocen dưới. Với mặt cắt ngang (hình 1-4), qua bể Cửu Long cho thấy, đáy của Oligocen dưới đã vào đới trưởng thành muộn và quá trưởng thành. Do vậy condensat và dầu dễ bay hơi được phát hiện trên cấu tạo ST. Tuy nhiên, dầu dễ bay hơi và khí condensat phát hiện và khai thác trên cấu tạo này có áp suất bão hòa rất khác nhau. Có khu vực có áp suất bão hòa của condensat trong tầng chứa Oligocene dưới chỉ vào khoảng 4.200 psig trong khi đó khu vực khác áp suất bão hòa lên tới trên 7.000 psig. Do đá mẹ đang rơi vào ngưỡng sinh condensat nên một lượng đáng kể khí với nhiều thành phần nhẹ liên tục tích tụ lên cấu tạo ST. Hướng di cư dầu khí từ trung tâm của trũng Đông Bắc Bạch Hồ qua cấu tạo ST về phía đông bắc, khí condensat phát hiện trên cấu tạo Emerral và cấu tạo Jade lô 02. Các khí condensate này đều có chỉ số CGR (Condensate Gas Ratio) thấp hơn trên mỏ ST và chứng tỏ ở các cấu tạo này có nhiều thành phần nhẹ hơn. Điều này phản ánh đúng xu thế phân bố lại dầu khí và đây là quá trình di cư từ tây nam lên các cấu tạo này.

Các phát hiện dầu dễ bay hơi tại LDV và LDN ở phía tây trũng Bắc Bạch Hồ đang trong giai đoạn khoan thăm lượng. Vỉa chứa ở khu vực này cũng rất đặc sít và độ rỗng kém. Tuy nhiên khu vực này lại có hiện diện của các nứt



nè nên đặc tính thấm và rỗng đã được cải thiện đáng kể. Riêng cấu tạo RB phía bắc trung Bắc Bạch Hổ thì có phát hiện dầu trong Oligocen dưới nhưng không phải là đối tượng khai thác chính. Nhiều khả năng dầu tại RB là sản phẩm tích tụ của dầu di cư từ trung Bắc Bạch Hổ,

nhưng có đóng góp phần đáng kể từ trung Đông Bắc Cửu Long lên (trùng Diamond). Trong khí đó, dầu tại LDV, LDN cho thấy rõ dầu khu vực này là do đá mẹ trong khu vực trung Bắc Bạch Hổ sinh ra đá mẹ khu vực này đang ở cửa sổ tạo dầu.



Hình 7. Bản đồ phân bố các đặc tính dầu vỉa tầng Oligocen dưới, bể Cửu Long

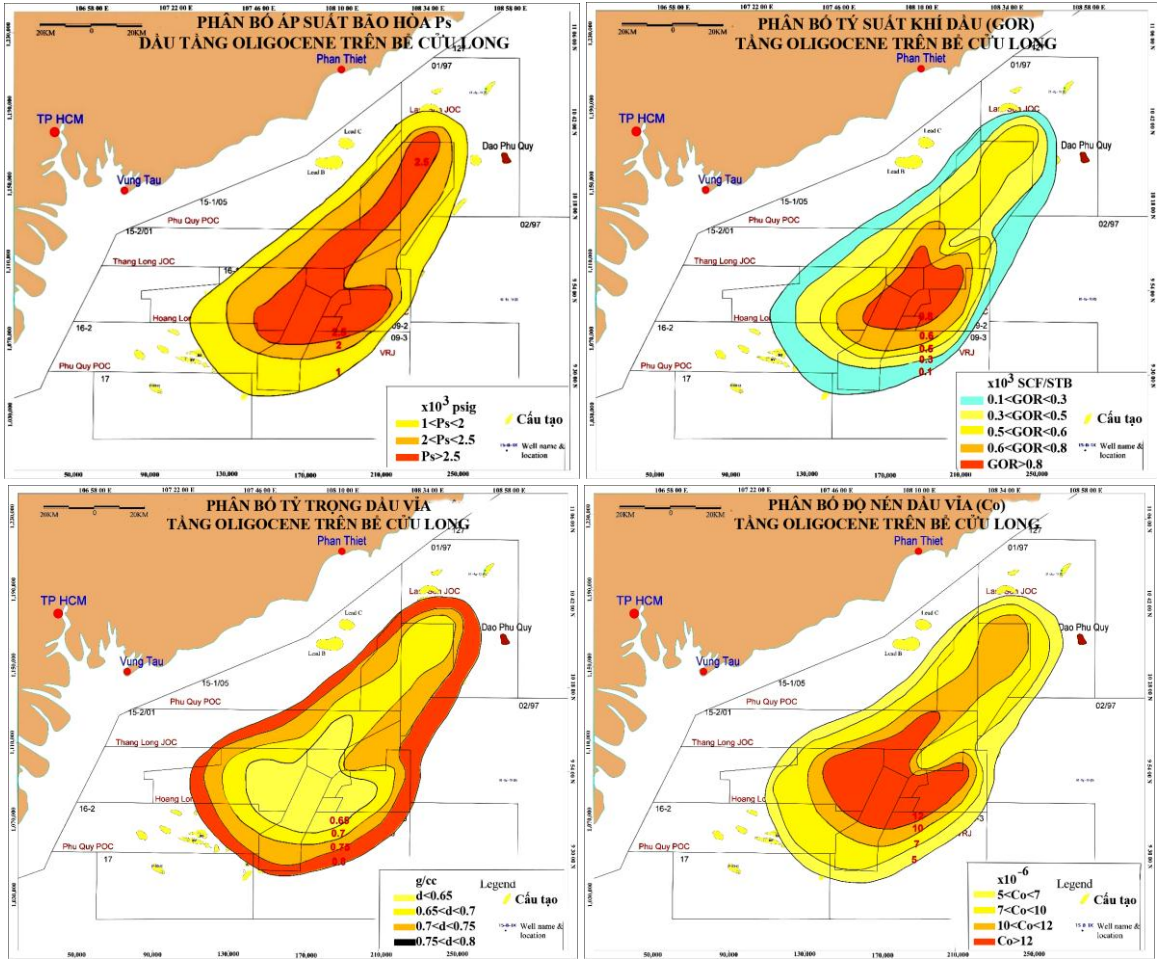
### Đặc điểm phân bố dầu trong tầng Oligocen trên

Các phát hiện dầu khí trong tầng chứa Oligocen trên chủ yếu ở tập C, một vài cấu tạo có phát hiện dầu ở cả tập D, nhưng thường có áp suất bão hòa thấp hơn và tiềm năng dầu khí không lớn do trong tập D các lớp sét chiếm ưu thế còn cát lại lẫn hạt mịn. Nhìn chung trong toàn bể Cửu Long, đối tượng Oligocen trên chỉ là đối tượng khai thác phụ. Đa số các phát hiện

lớn nằm ở phía bắc và tây của trung Đông Bạch Hổ, điển hình là mỏ RD và mỏ BH. Các chỉ số của đá mẹ và tổng tiềm năng khu vực này khá tốt. Tuy nhiên, do đá mẹ Oligocen trên mới đạt ngưỡng trưởng thành, chưa vào ngưỡng trưởng thành muộn nên khả năng sinh dầu khí vẫn còn hạn chế. Như các phân tích cho thấy dầu phát hiện ở tầng chứa Oligocen trên và Miocen chủ yếu là do dòng dầu di cư từ đá mẹ Oligocen dưới cùng với lượng dầu sinh ra từ đáy của Oligocen

trên tập D chỉ ở các trũng sâu. Chính vì vậy, khu vực trung tâm bề vẫn là khu vực có tiềm năng dầu khí với nhiều phát hiện và có áp suất bão hòa cao. Đặc tính dầu phân bố theo trục đông bắc-tây nam theo đúng hướng phân bố với đặc

tính dầu Oligocen dưới và tầng móng. Điểm khác biệt là có thêm phát hiện dầu khí ở phía tây bề Cửu Long (khu vực lô 16) do vậy phân bố dầu khí vẫn chủ yếu theo trục đông bắc-tây nam nhưng kéo dài hơn về phía tây nam (hình 8).



Hình 8. Bản đồ phân bố đặc tính dầu vỉa tầng Oligocen trên, bề Cửu Long

Dầu phát hiện trong tầng Oligocen trên ở cấu tạo BH là dầu sinh ra bởi chính đá mẹ Oligocen dưới và một phần đáy Oligocen trên ở các trũng sâu. Trong khi đó, dầu phát hiện trên cấu tạo RD có khả năng là dầu di cư từ đá mẹ Oligocen dưới do trầm tích Oligocene dưới ở đỉnh cấu tạo bị bào mòn và trầm tích Oligocen trên phủ trực tiếp lên bề mặt móng.

Trong lô 16, phát hiện dầu ở VV và VT phía tây lô 16-1 nhưng cũng ở dạng phát hiện mà chưa cho dòng công nghiệp. Các phát hiện

khí condensat ở TGD, HMX và phát hiện dầu ở DN cũng thuộc Oligocen trên. Khu vực này đã chứa có độ thấm rỗng kém và đặc sít. Đá mẹ Oligocen dưới đã đạt ngưỡng trưởng thành và có tiềm năng tốt nhưng tính chất đá chứa kém nên khu vực này không có tiềm năng dầu khí. Trong khu vực này chỉ có duy nhất cấu tạo TGT nằm ở ranh giới giữa trũng Tây Bạch Hồ và trũng Bắc Bạch Hồ là có tiềm năng dầu khí và cho sản lượng khai thác tốt.

Dầu khí sinh ra trong trũng Bắc Bạch Hồ có nhiệt độ trưởng thành cao tại khu vực trung tâm gần cấu tạo RD và đã đạt trên ngưỡng trưởng thành muộn trong khi đó các cấu tạo tại khu vực phía đông bắc bể Cửu Long đều chưa đạt ngưỡng trưởng thành nhiệt. Tuy nhiên, dầu khí lại phát hiện trên hàng loạt các cấu tạo khu vực này DM, TP, SD, SN và SV. Dựa vào đặc điểm áp suất bão hòa và đặc điểm về độ trưởng thành của đá mẹ có thể nhận định rằng, dầu sinh ra trong đá mẹ khu vực trũng Bắc Bạch Hồ, di cư và tích tụ chính tại cấu tạo DM sau đó phân bố lại lên các cấu tạo xung quanh. Dầu di cư từ tầng đá mẹ Oligocen dưới là chính và được bổ xung từ đáy tầng đá mẹ Oligocen trên ở trũng Bắc Bạch Hồ theo hướng đông bắc-tây nam và hợp với dầu khu vực lô 01 được tích tụ lên các cấu tạo SD và SV. Một bằng chứng khá rõ là áp suất bão hòa của Oligocen trên (tập C) phía đông bắc của mỏ SD cũng lại có áp suất vỉa khá cao trên 3.000 psig và phản ánh gần nơi cung cấp HC nghĩa là có phần đóng góp từ trũng Diamond.

### **Đặc điểm phân bố dầu trong tầng Miocen dưới và Miocen giữa**

Hình 9 cho thấy xu thế phân bố các đặc tính cơ bản dầu Miocen dưới và giữa cũng vẫn chủ yếu phân bố theo trục đông bắc-tây nam và chủ yếu xung quanh trũng Bắc Bạch Hồ và một phần trũng Đông Bạch Hồ. Phần trung tâm của bể có giá trị áp suất bão hòa, tỷ suất khí dầu và độ nén cao, lại giảm dần ra vùng rìa.

Dầu khai thác chủ yếu trong tầng Miocen dưới, tập trung ở khu vực quanh trũng Đông và Bắc Bạch Hồ, điển hình là ở các BH, RD, TGT, HST và HSB. Áp suất bão hòa của dầu ở khu vực này cũng cao nhất so với khu vực khác trong bể vì dầu ở khu vực này gần nguồn sinh. Theo xu hướng di cư, dầu khí từ trũng trung tâm Bắc Bạch Hồ, di cư qua HSB tới RB sau đó tích tụ tại DM. Phân tích thành phần dầu khí cho thấy các cấu tạo tại lô 15-1 đã nhận được dòng dầu chính di cư từ trũng Bắc Bạch Hồ lên và một phần từ phía trũng DM sang. Tuy nhiên, do đá mẹ Miocen chưa đạt ngưỡng trưởng thành và chưa sinh dầu, nên dầu tích tụ tại Miocene dưới, Miocen giữa có nguồn gốc từ đá mẹ Oligocen dưới là chính.

Dầu di cư theo các đứt gãy và thấm thấu qua các lỗ rỗng theo chiều hướng từ tâm ra bên ngoài, từ dưới lên trên.

Dầu tích tụ ở các cấu tạo lô 02 có thể được di cư đến theo hai hướng chính. Một là hướng từ trũng Bắc Bạch Hồ di cư về hướng đông sau đó tích tụ ở khu vực mỏ ĐĐ. Hướng di cư khác là dầu di cư từ trũng Bắc Bạch Hồ về phía đông bắc và tích tụ tại các cấu tạo ở khu vực Jade sau đó là HT và KNV.

Một điều đặc biệt là, ở ngay khu vực trung tâm bể, một số giếng khoan thăm dò gần đây phát hiện khí condensat ở tầng chứa Miocen dưới và ở rìa của các cấu tạo như RD và TGT. Tuy nhiên, trữ lượng và quy mô tích tụ nhỏ không phát triển thành mỏ riêng biệt. Kết quả phân tích GCMS của condensat cho thấy condensat này là kết quả phân bố lại của dầu được sinh ra từ đá mẹ Oligocen dưới.

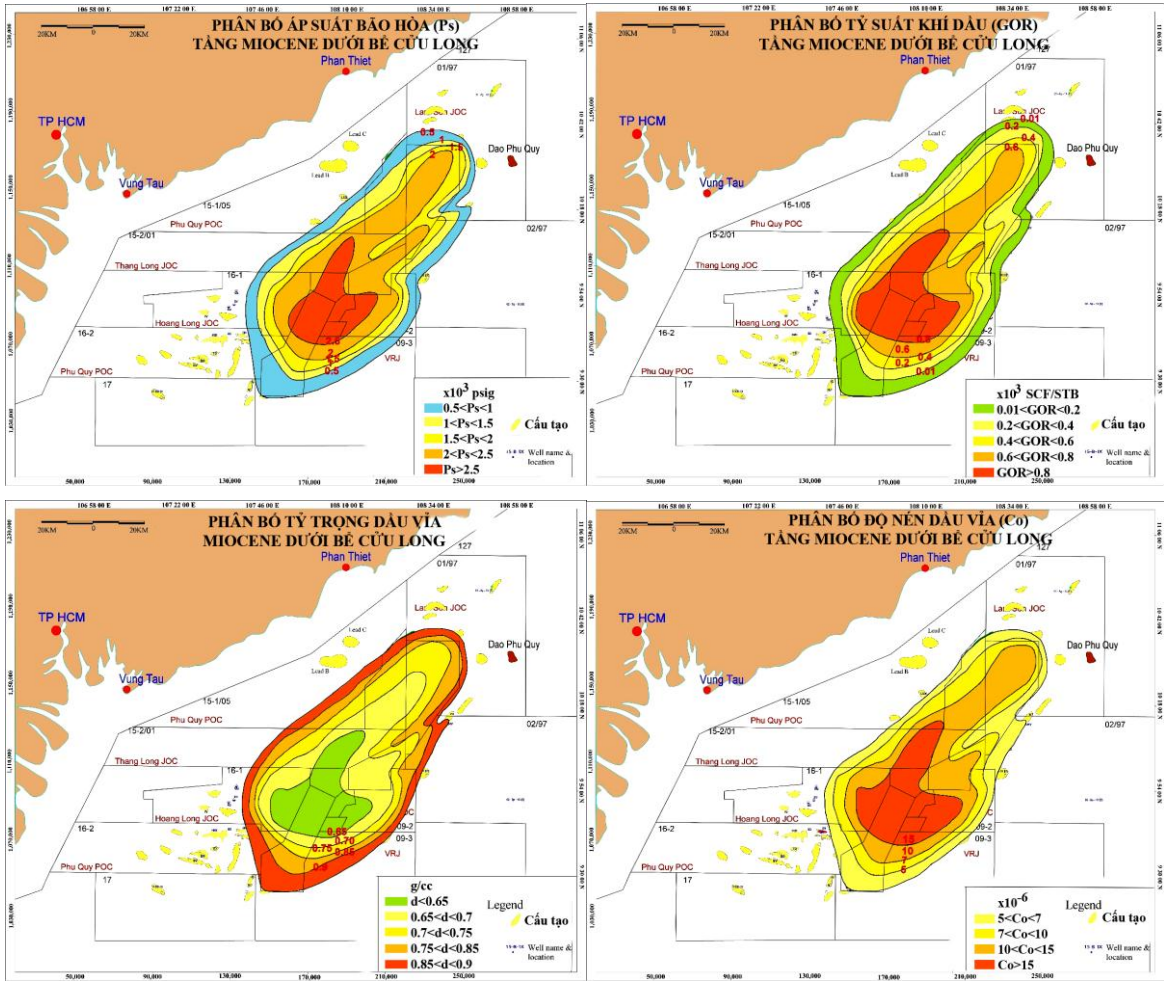
Các biện luận, minh chứng ở trên cho thấy rõ quy luật phân bố đặc tính dầu theo các phân vị địa tầng từ trên xuống dưới, áp suất bão hòa của dầu có xu hướng tăng. Cụ thể là ở khu vực trung tâm, áp suất bão hòa của dầu ở tầng chứa Miocen dưới không lớn hơn 2.000 psig, tầng chứa Oligocen trên áp suất bão hòa lớn hơn 2.500 psig, và phải lớn hơn 3.000 psig đến 7.000 psig đối với tầng chứa Oligocen dưới và móng. Đối với tỷ suất khí dầu cũng cho mối quan hệ tương tự, từ trên 500 Scf/Stb ở dầu Miocen dưới và dầu Oligocen trên và sau đó tăng rất mạnh lên tới trên 1.000 Scf/Stb ở dầu Oligocen dưới và dầu tầng móng, thậm chí có thể đạt tới 4.000 Scf/Stb đối với dầu dễ bay hơi mỏ ST. Các giá trị đặc tính dầu vỉa lớn tập trung ở khu vực trung tâm và cùng kề cận, lan ra ven rìa càng giảm áp suất bão hòa, tỷ suất khí dầu và độ nén của dầu càng giảm rất mạnh. Ngược lại tỷ trọng dầu trong điều kiện vỉa lại tăng rất nhanh. Điều này phản ánh ảnh hưởng của lớp phủ và xa nguồn cung cấp.

Nói tóm lại, trong phạm vi bể Cửu Long, các đặc tính cơ bản của dầu-khí tuân theo quy luật thuận ở khu vực trung tâm. Một vài vùng ven rìa hoặc gần các đứt gãy trẻ, các đặc tính cơ bản của dầu-khí có sự phân bố lại HC. Các giá trị áp suất bão hòa (Ps) và tỷ suất khí dầu (GOR) của dầu trong các tầng chứa Miocen dưới và Oligocen trên rất gần nhau. Điều này cũng phản ánh chúng có liên quan rất tốt về



năng lượng, tức là có cùng thuộc một phức hệ chứa dầu đặc biệt ở phần trung tâm. Còn dầu của hai đối tượng chứa phía dưới là móng và Oligocen dưới lại có áp suất bão hòa (Ps) và tỷ

xuất khí dầu (GOR) khá giống nhau, chứng tỏ chúng thuộc một phức hệ chứa dầu khác và liên thông nhau.

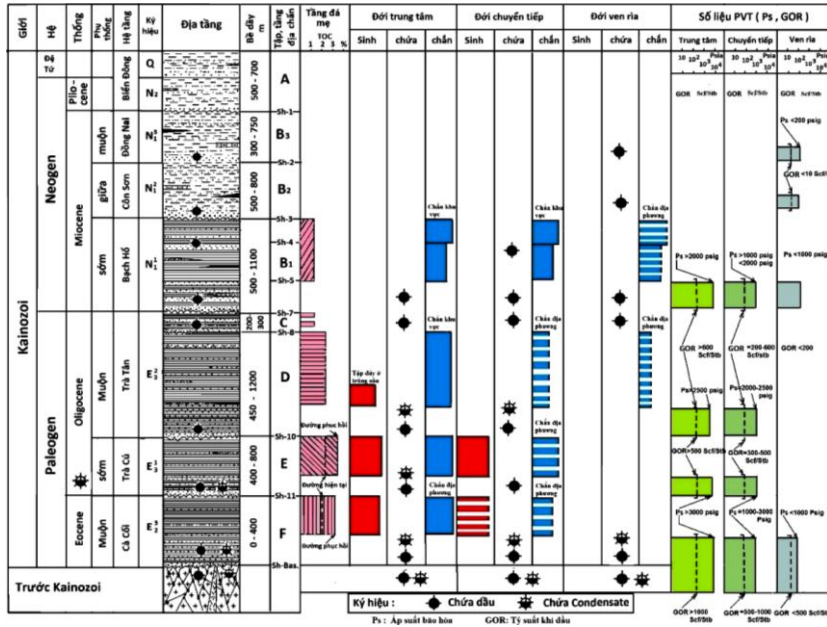


Hình 9. Bản đồ phân bố đặc tính dầu vỉa tầng Miocen dưới, bể Cửu Long

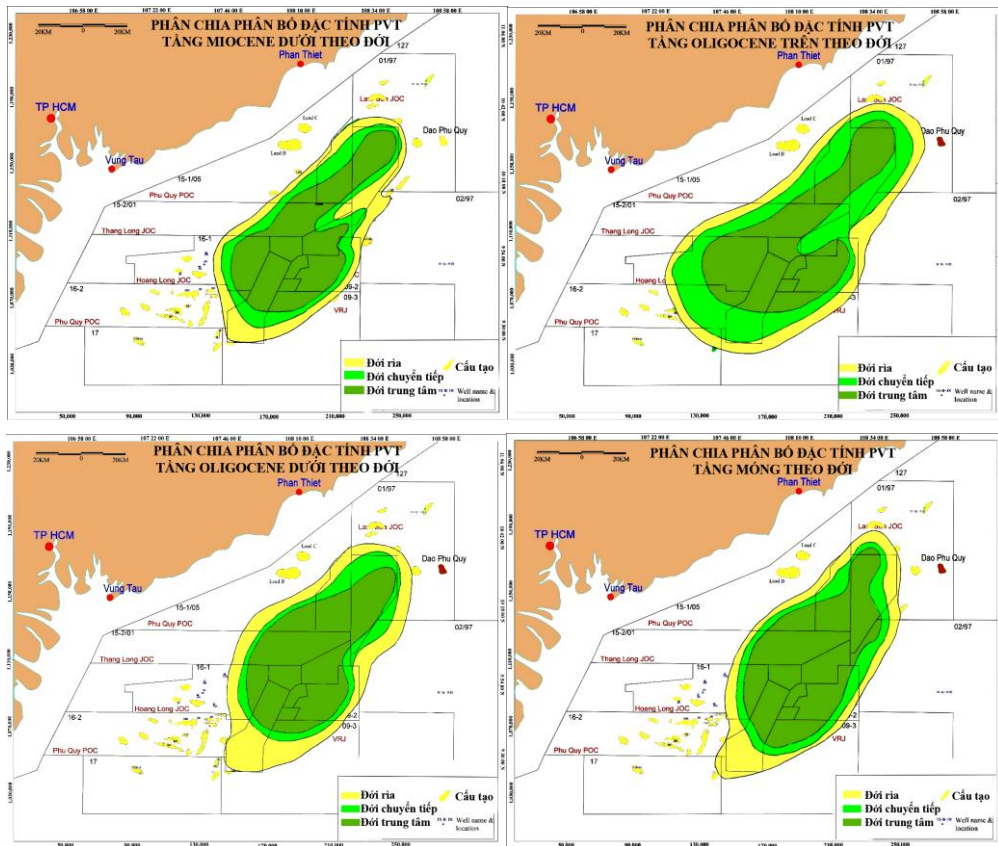
Theo kết quả tổng hợp các phát hiện dầu khí trong bể Cửu Long đã cho thấy khu vực trung tâm bể là khu vực phát hiện nhiều dầu khí. Khu vực này hội tụ đầy đủ ba yếu tố sinh, chứa và chắn nên tiềm năng dầu khí phong phú. Đối với khu vực chuyên tiếp thấy rõ là đá sinh đã kém và tầng chắn cũng chỉ mang tính chất địa phương nên dầu khí được sinh ra di cư dần lên các tầng chứa bên trên. Khu vực chuyên tiếp này, tầng sét rotalia của Miocen dưới vẫn đảm bảo tính chắn tốt nên vẫn bảo tồn được

dầu khí. Đối với khu vực vùng rìa, dầu chủ yếu là sản phẩm di cư do đá mẹ chưa đạt ngưỡng trưởng thành và các tầng chắn kém, chính vì vậy dầu khí di cư từ khu vực trung tâm di cư dần lên các tầng chứa phía bên trên và hệ quả là ở vùng rìa có các phát hiện dầu khí trong Miocen trung mất hết thành phần nhẹ và khí. Dựa trên cơ sở các dữ liệu phân bố đặc tính PVT xây dựng phân chia thành các đới (vùng) như hình 10, 11 và bảng 2.





Hình 10. Sơ đồ phân bố tầng đá mẹ, đới sinh, đới chứa và chấn bể Cửu Long



Hình 11. Bản đồ phân chia các đặc tính PVT theo các đới theo từng phân vị địa tầng trong bể Cửu Long

Bảng 2. Phân bố các đặc tính PVT dầu vỉa theo từng khu vực trong bể Cửu Long

Tầng chứa	Thông số PVT	Đơn vị	Phân bố đặc tính PVT theo đới		
			Đới trung tâm	Đới chuyển tiếp	Đới ven rìa
Miocene giữa	Ps	psig			Ps < 200 psig
	Tr	°F			Tr < 185°F
	GOR	Scf/Stb			GOR < 10
	Bo				Bo < 1,05
	$\rho@Ps$	g/cc			$\rho > 0,88$
	Co	v/v/psig			Co < $5 \cdot 10^{-6}$
	$Vis@Ps$	cp			$\mu > 20$
Miocene dưới	Ps	psig	Ps > 2.000	1.000 < Ps < 2.000	Ps < 1.000 psig
	Tr	°F	Tr > 175	165 < Tr < 175	Tr < 165°F
	GOR	Scf/Stb	GOR > 500	200 < GOR < 500	GOR < 200
	Bo		Bo > 1,4	1,2 < Bo < 1,4	Bo < 1,2
	$\rho@Ps$	g/cc	$\rho < 0,7$	$0,7 < \rho < 0,85$	$\rho > 0,85$
	Co	v/v/psig	Co > $10 \cdot 10^{-6}$	$7 \cdot 10^{-6} < Co < 10 \cdot 10^{-6}$	Co < $7 \cdot 10^{-6}$
	$Vis@Ps$	cp	$\mu < 0,5$	$0,5 < \mu < 0,7$	$\mu > 0,7$
Oligocene trên	Ps	psig	Ps > 2.000	1.000 < Ps < 2.000	Ps < 1.000 psig
	Tr	°F	Tr > 235	215 < Tr < 235	Tr < 215°F
	GOR	Scf/Stb	GOR > 500	200 < GOR < 500	GOR < 200
	Bo		Bo > 1,4	1,2 < Bo < 1,4	Bo < 1,2
	$\rho@Ps$	g/cc	$\rho < 0,7$	$0,7 < \rho < 0,85$	$\rho > 0,85$
	Co	v/v/psig	Co > $10 \cdot 10^{-6}$	$7 \cdot 10^{-6} < Co < 10 \cdot 10^{-6}$	Co < $7 \cdot 10^{-6}$
	$Vis@Ps$	cp	$\mu < 0,5$	$0,5 < \mu < 0,7$	$\mu > 0,7$
Oligocene dưới	Ps	psig	Ps > 3.000	1.000 < Ps < 3.000	Ps < 1.000 psig
	Tr	°F	Tr > 285	230 < Tr < 285	Tr < 230°F
	GOR	Scf/Stb	GOR > 1.000	500 < GOR < 1.000	GOR < 500
	Bo		Bo > 1,6	1,3 < Bo < 1,6	Bo < 1,5
	$\rho@Ps$	g/cc	$\rho < 0,6$	$0,6 < \rho < 0,8$	$\rho > 0,8$
	Co	v/v/psig	Co > $10 \cdot 10^{-6}$	$7 \cdot 10^{-6} < Co < 10 \cdot 10^{-6}$	Co < $7 \cdot 10^{-6}$
	$Vis@Ps$	cp	$\mu < 0,3$	$0,3 < \mu < 0,5$	$\mu > 0,5$
Móng	Ps	psig	Ps > 3.000	1.000 < Ps < 3.000	Ps < 1.000 psig
	Tr	°F	Tr > 275	240 < Tr < 275	Tr < 240°F
	GOR	Scf/Stb	GOR > 1.000	500 < GOR < 1.000	GOR < 500
	Bo		Bo > 1,8	1,5 < Bo < 1,8	Bo < 1,5
	$\rho@Ps$	g/cc	$\rho < 0,6$	$0,6 < \rho < 0,8$	$\rho > 0,8$
	Co	v/v/psig	Co > $10 \cdot 10^{-6}$	$7 \cdot 10^{-6} < Co < 10 \cdot 10^{-6}$	Co < $7 \cdot 10^{-6}$
	$Vis@Ps$	cp	$\mu < 0,3$	$0,3 < \mu < 0,5$	$\mu > 0,5$

## KẾT LUẬN

Các đặc tính cơ bản của dầu-khí tuân theo quy luật thuận ở khu vực trung tâm. Một vài vùng ven rìa hoặc gần các đứt gãy trẻ, có sự phân bố lại HC, chủ yếu ở ven rìa và một phần đới chuyển tiếp.

Các giá trị đặc tính dầu vỉa lớn tập trung ở khu vực trung tâm, trung bình ở đới chuyển tiếp và giảm nhanh ra vùng rìa với các giá trị áp

suất bão hòa, tỷ suất khí dầu và độ nén của dầu giảm rất mạnh và ngược lại tỷ trọng dầu trong điều kiện vỉa lại tăng rất nhanh. Điều này phản ánh ảnh hưởng của lớp phủ kém và xa nguồn cung cấp.

Dầu khí phân bố có xu hướng theo trục đông bắc-tây nam do hoạt động địa chất của Oligocen dưới là pha tách giãn chính nên tạo ra các đứt gãy thuận dạng listric có phương đông

bắc-tây nam, đi kèm với các bán địa hào và bán địa lũy cũng theo hướng này.

Các vỉa condensate phát hiện trong bể Cửu Long chủ yếu là quá trình phân bố lại dầu khí (ĐB Rồng, RD, TGT, DM, PD...). Chỉ có các cấu tạo nằm ngay sát trung Bắc Bạch Hổ và phía bắc trung Đông Bạch Hổ mới phản ánh là sản phẩm condensat (ST) và dầu dễ bay hơi-CNV (volatile oil) được sinh ra từ đới sinh condensat và khí ẩm.

### TÀI LIỆU THAM KHẢO

- [1] Phạm Thị Toán, Võ Thị Hải Quan, Phan Văn Thắng, 2003. Một số kết quả nghiên cứu đá sinh và dầu thô ở bể Cửu Long. *Tuyển tập báo cáo hội nghị KHCN "Viện Dầu khí: 25 năm xây dựng và trưởng thành"*. Tr. 183–193.
- [2] Peters, K. E., Walters, C. C., and Moldowan, J. M., 2007. The biomarker guide: Volume 1, Biomarkers and isotopes in the environment and human history. *Cambridge University Press*.
- [3] Daniel Palmowski, 2014. Basin Analysis & Petroleum System Modeling. Schlumberger Aachen Technology centre for Petroleum System Modeling 3–7 November 2014
- [4] Hoàng Đình Tiến, 2012. Địa chất dầu khí và phương pháp tìm kiếm, thăm dò, theo dõi mỏ. *Nxb. Đại học Quốc gia thành phố Hồ Chí Minh*.
- [5] Hoàng Đình Tiến, Hoàng Thị Xuân Hương, 2013. Nguồn gốc và điều kiện sinh thành dầu, condensate và khí ở bể Cửu Long và Nam Côn Sơn. *Tạp chí dầu khí*, 1/2013, 26–32.
- [6] Nguyễn Mạnh Hùng, Hoàng Đình Tiến, 2015. Xác định loại vật liệu hữu cơ ban đầu và độ trưởng thành dầu bồn trũng Cửu Long dựa vào chỉ số Heptane (h) và iso Heptane (i). *Tạp Chí Dầu khí*, 11/2015, 30–34.