

Dự đoán nơi sinh ra và hướng di cư dầu khí trong bể Cửu Long trên cơ sở tỷ số Pr/nC₁₇ và Ph/nC₁₈

Nguyễn Mạnh Hùng, Hoàng Đình Tiến, Nguyễn Việt Kỳ*

Tóm tắt—Từ trước đến nay, cặp chỉ số Pr/nC₁₇ và Ph/nC₁₈ được sử dụng trong các yêu cầu phân tích địa hóa dầu và địa hóa đá mẹ. Cặp chỉ số này được sử dụng để xác định môi trường lắng đọng trầm tích và mức độ trưởng thành nhiệt. Nghiên cứu này khảo sát cặp chỉ số trên của đá mẹ trưởng thành (%Ro>0,6) và trong dầu theo từng phân vị địa tầng để xem xét mối liên hệ của chúng với nguồn gốc và hướng di cư dầu khí. Kết quả nghiên cứu cho thấy chỉ số Pr/nC₁₇ và Ph/nC₁₈ trong đá mẹ trưởng thành và trong dầu có phản ánh hướng nguồn gốc và dự báo hướng di cư dầu khí. Dầu khai thác từ tầng chứa Miocene, Oligocene trên, Oligocene dưới và móng phần lớn là dầu được sinh ra từ đá mẹ Oligocene dưới + Eocene (tập E+F) và một phần từ phần đáy của đá mẹ Oligocene trên (tập D) nhưng chỉ từ các trũng sâu khu vực trung tâm của bể Cửu Long.

Từ khóa—Pr/nC₁₇, Ph/nC₁₈, di cư dầu khí, đá mẹ, trưởng thành, bể Cửu Long.

1. ĐẶT VẤN ĐỀ

Cầu từ pristane và phytane trong vật liệu hữu cơ, bitum, kerogene và cả dầu khí đã được phát hiện từ năm 1915 [5]. Đây là hai hợp chất đồng phân và là sản phẩm của quá trình phân hủy clorofil thực vật và hemoglobin động vật – một chứng minh cho nguồn gốc hữu cơ của dầu khí. Sơ đồ hình 1 cho thấy sự phân hóa thành phần Pristane và Phytane phụ thuộc vào môi trường tích lũy vật chất hữu cơ. Phytan là dạng phức chất được hình thành trong quá trình phân hủy clorofil và hemoglobin. Trong môi trường lục địa, hoạt động oxy hóa mạnh mẽ sẽ hình thành axit fiteen. Khi mức độ oxy hóa gia

tăng, mạch carboxyl (–COOH) bị đứt vỡ và tạo thành đồng phân Pristane (isoC19). Ngược lại, vật liệu hữu cơ nếu được chôn vùi tốt, tích tụ trong môi trường khử yếm khí thì Phytol sẽ chuyển hóa thành Phytane (isoC20). Đây là cơ sở để đánh giá nguồn gốc thông qua kiểu môi trường oxy hóa khử mà vật liệu hữu cơ đã trải qua. Pristane có ưu thế sẽ đặc trưng cho khuynh hướng nguồn gốc lục địa (oxy hóa), và Phytane có ưu thế sẽ đặc trưng cho khuynh hướng nguồn gốc biển (khử).

Phương pháp trên ứng dụng để xác định sự tồn tại hay vắng mặt các di chỉ địa hóa (dầu tích sinh vật) không thay đổi hoặc thay đổi rất ít so với vật liệu hữu cơ sinh ra nó. Sự vắng mặt của di chỉ địa hóa cho thấy các đá mẹ trưởng thành vào giai đoạn catagenesis muộn. Sự tồn tại của nó xác định các đá sinh có mức độ trưởng thành rất thấp hoặc chưa trưởng thành, đồng thời cũng cho ta những cơ sở về nguồn gốc vật liệu hữu cơ sinh dầu.

Trên cơ sở lý luận nguồn gốc của cặp chỉ số Pr/nC₁₇ và Ph/nC₁₈ là sản phẩm của quá trình phân hủy clorofil thực vật và hemoglobin động vật và hình thành dầu khí chính là cơ sở khoa học để xác định mối liên hệ của cặp chỉ số này với hướng di cư dầu khí. Mỗi khu vực khác nhau trong một bể trầm tích sẽ có điều kiện thuận lợi cho một loại thực vật nào đó phát triển. Điều này sẽ dẫn đến hình thành cặp chỉ số này khác nhau ở các khu vực và địa tầng khác nhau. Đây chính là cơ sở để nhận biết được khu vực hình thành dầu khí và khu vực tích tụ dầu khí- hướng di cư dầu khí có thể dự đoán được. Tuy nhiên, chỉ với các cặp chỉ số Pr/nC₁₇ và Ph/nC₁₈ của đá mẹ trưởng thành mới có thể sử dụng để so sánh và đối chiếu do vật liệu hữu cơ (VLHC) trong đá mẹ đã đạt ngưỡng trưởng thành và có thể thoát ra khỏi đá mẹ, di cư và tích tụ vào bể chứa. Chính vì vậy, việc so sánh hai cặp giá trị này mới có mối liên hệ với nhau và có thể làm cơ sở để xác định nguồn gốc và hướng di cư dầu khí.

Ngày nhận bản thảo: 20-7-2017, ngày chấp nhận đăng: 05-11-2017.

Nguyễn Mạnh Hùng - Viện Dầu Khí Việt Nam
Hoàng Đình Tiến, Nguyễn Việt Kỳ - Trường Đại học Bách Khoa, ĐHQG-HCM.

* Corresponding author. Email: nvky@hcmut.edu.vn

2. KẾT QUẢ TỔNG HỢP CẶP CHỈ SỐ PR/NC₁₇ VÀ PH/NC₁₈ TRONG ĐÁ MẸ TRƯỞNG THÀNH VÀ DẦU TRONG BỂ CỬU LONG VÀ PHÁN ĐOÁN HƯỚNG DI CƯ DẦU KHÍ

Dựa trên thống nhất phân tập địa tầng mới [3] và các tài liệu nghiên cứu trước đây về bể Cửu Long [1-4] cùng với kết quả tổng hợp từ các báo cáo phân tích cho ta thấy một bức tranh tương đối rõ ràng là hai cặp chỉ số này phân bố khác nhau tùy từng khu vực và từng phân vị địa tầng. Từ kết quả phân tích dầu và đá mẹ từ 34 cấu tạo và rất nhiều các văn liệu nghiên cứu của nhiều tác giả trong ngành đã công bố, kết quả khảo sát các giá trị Pr/nC₁₇ và Ph/nC₁₈ theo khu vực, nhận ra rằng chúng có sự khác biệt đáng kể giữa hai cặp giá trị này trong đá mẹ, trong dầu theo từng khu vực và địa tầng. Ngay trong một lô cũng có sự khác biệt đáng kể, nên nghiên cứu này tách nhỏ các lô 15-1 thành: Bắc lô 15-1 và Nam lô 15-1; tách lô 09 thành: Bắc lô 09 và Nam lô 09.

Bảng 1 được tổng hợp dựa trên xác suất thống kê và trung bình trọng số. Kết quả được tổng hợp từ các kết quả đo từ nhiều giếng khoan và từ các phân vị địa tầng khác nhau, nên giá trị trung bình ứng với khu vực, mỗi phân vị địa tầng là giá trị đại diện nhất cho khu vực và phân vị địa tầng đó. Đối với các kết quả phân tích cho chất chiết của đá mẹ thì kết quả trung bình là kết quả đại diện cho đá mẹ trưởng thành tại khu vực có mẫu khảo sát (chỉ đánh giá dựa trên các mẫu đá mẹ đã ở ngưỡng trưởng thành với %Ro > 0,6). Chính kết quả phân tích chất chiết của đá mẹ trưởng thành phản ánh khả năng đá mẹ khu vực nào đã sinh dầu và khả năng dầu tích tụ từ khu vực đá mẹ nào sinh ra.

Nghiên cứu khảo sát sẽ so sánh giá trị của cặp giá trị này trong dầu với đá mẹ tại khu vực khảo sát. Nếu không có sự tương đồng các cặp giá trị này với kết quả phân tích trong đá mẹ thì sẽ so sánh với cặp giá trị này trong đá mẹ của các khu vực lân cận. Trong trường hợp cũng không có sự tương đồng thì sẽ xem xét thêm giá trị thấp nhất và giá trị lớn nhất của chúng. Các giá trị thấp nhất và lớn nhất này sẽ được xem xét như là sự tham gia của đá mẹ từ khu vực nào đó sinh ra góp phần vào các tích lũy này. Nếu khu vực nào có từ hai nguồn đá mẹ sinh ra và di cư tới thì giá trị trung bình sẽ phản ánh giá trị của hỗn hợp từ hai nguồn sinh này. Kết quả khảo sát tại các lô sẽ cho thấy bức tranh cụ thể hơn và rõ ràng hơn về hướng di cư dầu khí tại bể Cửu Long.

Kết quả phân tích các chỉ số này trong chất chiết từ đá mẹ (bao gồm cả trưởng thành và chưa trưởng thành) và dầu theo từng phân vị địa tầng được tổng hợp từ các số liệu phân tích theo từng phân vị địa tầng được trình bày trên hình 2. Đối với mẫu dầu thì phân lớn các mẫu nằm trong đới trưởng thành muộn

là chính chỉ còn một số ít mẫu nằm trong đới trưởng thành. Kết quả phân tích chất chiết của đá mẹ Oligocene trên và Miocene dưới cho thấy chỉ có một phần nhỏ đá mẹ Miocene dưới ở ngưỡng trưởng thành và phần lớn chưa trưởng thành nên không thể sinh dầu. Chất chiết của đá mẹ Oligocene trên phản ánh chỉ có một phần đá mẹ đã rơi vào ngưỡng trưởng thành muộn, phần lớn rơi vào ngưỡng trưởng thành và một phần chưa trưởng thành. So với kết quả phân tích dầu thì hoàn toàn có khả năng dầu được sinh ra trong phần đáy của đá mẹ Oligocene trên (tập D) và tích tụ trong Oligocene trên (tập D+C) và một phần di cư lên tầng chứa Miocene dưới+ Miocene giữa.

Kết quả tổng hợp số liệu trên hình 2 là căn cứ vào công bố ngưỡng trưởng thành nhiệt của VLHC trên cơ sở cặp chỉ số Pr/nC₁₇ và Ph/nC₁₈ [5]. Kết quả phân tích chất chiết trong đá mẹ Oligocene dưới + Eocene (tập E+F) lại cho thấy phần lớn đá mẹ đã rơi vào ngưỡng trưởng thành muộn, một phần nhỏ rơi vào ngưỡng trưởng thành và rất ít mẫu rơi vào ngưỡng chưa trưởng thành ở rìa bể. Kết quả phân tích trên mẫu dầu trong đá móng và dầu trong tầng Oligocene dưới cho thấy dầu được hình thành chủ yếu trong đới trưởng thành muộn (Cửa sổ sinh dầu) và chỉ có một ít mẫu được hình thành trong phần dưới của đới trưởng thành. Kết quả so sánh này cho thấy dầu được sinh ra từ đá mẹ Oligocene dưới được tích tụ vào tầng chứa Oligocene dưới và đá móng. Có thể một phần dầu sau khi được sinh ra từ đá mẹ Oligocene dưới di cư theo đứt gãy, theo bề mặt bất chỉnh hợp hay theo lớp cát và tích tụ lên các bẫy chứa phía bên trên [6].

Ngoài ra, cũng không ngoại trừ khả năng dầu được sinh ra trong đá mẹ Oligocene trên di cư và tích tụ vào móng đối với các cấu tạo nâng cao và tầng Oligocene dưới đã bị bóc mòn. Tuy nhiên, khả năng này là không nhiều do đá mẹ Oligocene trên chỉ có một phần rơi vào ngưỡng trưởng thành muộn (cửa sổ sinh dầu) chỉ ở các trũng sâu nên khả năng sinh dầu còn hạn chế [6].

Như vậy, phần lớn dầu khí trong móng, Oligocene dưới và một phần Oligocene trên, cũng như Miocene ở gần các trũng sâu đều được sinh ra từ trầm tích Oligocene dưới + Eocene, một phần nào đó được sinh ra từ đáy trầm tích oligocene trên (chủ yếu ở các trũng sâu) tức là phần lớn nằm ở đới trưởng thành muộn (Cửa sổ sinh dầu) [6].

Bản đồ tổng hợp hướng di cư dầu khí theo cặp chỉ số Pr/nC₁₇ và Ph/nC₁₈ trên nền bản đồ nóc móng sẽ cho chúng ta thấy rõ bức tranh tổng thể về hướng di cư dầu khí trong bể Cửu Long (hình 3). Các phân tích sẽ tập trung vào so sánh đánh giá từng khu vực trong từng lô để có góc nhìn cụ thể hơn về hướng di cư dầu khí trong từng khu vực.

2.1. Đặc điểm lô 01

Đối với đá mẹ Oligocen dưới, chất chiết mẫu đá trưởng thành cho chỉ số Pr/nC17 và Ph/nC18 là 0,59/0,24 (bảng 1). Đối chiếu và so sánh kết quả đo hai chỉ số này với kết quả phân tích dầu thấy rằng, dầu tầng Miocene dưới và Oligocene trên cho giá trị khá tương đồng. Kết quả phân tích dầu Oligocene dưới (0,44/0,26) và tầng đá móng (0,50/0,24) cho kết quả cũng giống nhau nhưng thấp hơn giá trị đo được từ đá mẹ tại khu vực này, chứng tỏ có dấu hiệu của dầu di cư từ nơi khác tới. Dầu tầng Oligocene dưới chủ yếu phát hiện tại cấu tạo Emerald bao gồm cả condensate, và có chỉ số Pr/nC17 và Ph/nC18 rất gần với mỏ condensate ST thuộc phía Nam lô 15-1. Vì vậy, dầu tầng Oligocene dưới thuộc lô 01 được cho là di cư từ trũng Bắc Bạch Hồ qua ST và tích tụ lại. Giá trị Pr/nC17 và Ph/nC18 là 0,43/0,22 của đá mẹ Oligocene dưới ở khu vực trũng Bắc Bạch Hồ (lô 15-2) và ở cấu tạo Emerald khá tương đồng cho thấy bằng chứng về hướng di cư dầu từ trũng Bắc Bạch Hồ sang phía Đông (hình 4).

Đối với dầu trong móng từ DM, RB hay HX, HXS có giá trị Pr/nC17 và Ph/nC18 trung bình là 0,50/0,24, giá trị nhỏ nhất là 0,48/0,22 và rõ ràng không tương đồng với chất chiết từ đá mẹ Oligocene dưới khu vực này (0,59/0,24). So với giá trị lớn nhất trong đá mẹ Oligocene dưới trũng Bắc Bạch Hồ (lô 15-2) là 0,50/0,26 thì khá tương đồng. Chứng tỏ khả năng dầu trong móng tại khu vực này là dòng dầu được di cư đến từ đá mẹ Oligocene dưới trũng Bắc Bạch Hồ và một phần là dầu được sinh ra tại chỗ từ trũng Diamond lô 01 tạo thành. Hình 4 cho thấy rõ hướng di cư từ trũng Bắc Bạch Hồ lên phía khu vực Đông Bắc của bể Cửu Long.

2.2. Đặc điểm lô 02

Kết quả phân tích cho thấy rằng đá mẹ của Oligocene trên và Oligocene dưới đều chưa trưởng thành nên giá trị trung bình Pr/nC17 và Ph/nC18 trong chất chiết khá cao. Tuy nhiên, dầu phát hiện trong khu vực này chủ yếu là dầu trong móng và Miocene dưới. Một số cấu tạo phát hiện dầu trong Oligocen trên và Oligocene dưới nhưng không có dòng dầu công nghiệp. Nhưng xét về giá trị Pr/nC17 và Ph/nC18 cho thấy dầu tầng móng và Oligocene dưới ở khu vực này có các giá trị tương ứng là 0,53/0,24 và 0,52/0,23, nó hoàn toàn khác với kết quả phân tích mẫu dầu cho tầng chứa Miocene dưới và Oligocene trên tương ứng là 0,69/0,32 và 0,62/0,31. Với bằng chứng kết quả phân tích đá mẹ

tại lô 02, chỉ ra đá mẹ chưa trưởng thành và không có khả năng sinh dầu nên dầu khai thác tại lô 02 là dầu di cư từ nơi khác tới. Đối chiếu với kết quả phân tích của đá mẹ các khu vực khác trong bể thì nhiều khả năng dầu khai thác từ lô 02 là kết quả của sự kết hợp của dòng dầu di cư từ đá mẹ Oligocene dưới và một phần ở đáy Oligocene trên tại trũng Bắc Bạch Hồ (lô 15-2) cùng với một lượng nhỏ dầu được sinh ra từ đá mẹ Oligocene dưới thuộc lô 01 (trũng Diamond).

2.3. Đặc điểm lô 09

Kết quả bảng 1 cho thấy đá mẹ Oligocene trên có giá trị Pr/nC17 và Ph/nC18 trung bình là 0,54/0,30 trong khi đó, giá trị phân tích của dầu Miocene dưới và Oligocene trên lần lượt là 0,59/0,28 và 0,56/0,25. Với kết quả đánh giá đá mẹ Oligocene trên tập D đã đạt ngưỡng trưởng thành và sự tương đồng về giá trị Pr/nC17 và Ph/nC18 trong đá mẹ và dầu thu được có thể nhận định rằng nhiều khả năng đá mẹ Oligocene trên sinh ra một phần dầu và được tích tụ lên tầng chứa Oligocene trên và Miocene dưới được di cư đến từ trũng Đông Bạch Hồ và Bắc Bạch Hồ. Với các giá trị thấp trong phân tích thành phần dầu Miocene và Oligocene trên tương ứng là 0,40/0,22 và 0,32/0,15 lại rất phù hợp với kết quả phân tích chất chiết trong đá mẹ Oligocene dưới lô 09, điều này chứng tỏ, dầu Miocene và Oligocene trên được bổ sung thêm dầu sinh ra từ đá mẹ Oligocene dưới cùng với lượng nhỏ dầu do đáy của đá mẹ Oligocene trên sinh ra (hình 5).

Đối với đá mẹ Oligocene dưới và dầu thu được trong móng và Oligocene trên cũng cho một kết quả tương tự. Giá trị Pr/nC17 và Ph/nC18 trong đá mẹ Oligocene dưới là 0,40/0,22. Trong khi đó giá trị này của dầu trong tầng móng là 0,40/0,21 và trong Oligocene dưới là 0,42/0,21. Điều này cho thấy, đá mẹ Oligocene dưới đã rơi vào ngưỡng trưởng thành muộn, nên đá mẹ Oligocene dưới sinh ra dầu là chính và được di cư từ đó vào các bể trong Oligocene dưới và dầu móng là hoàn toàn chính xác, đồng thời ở một số vùng lớp chắn kém hay có đứt gãy cắt qua, chúng còn cung cấp dầu cho cả hai thành hệ Oligocene trên và Miocene dưới.

Trong khu vực phía nam lô 09 (Cấu tạo DM và DNR), kết quả phân tích mẫu dầu giá trị Pr/nC17 và Ph/nC18 đo tại khu vực này cho thấy chúng có giá trị này rất cao với 0,74/0,39 (Miocene dưới), 0,79/0,47 (Oligocene trên), 0,65/0,34 (Oligocene

dưới) và 0,82/0,38 (Đá móng). Rõ ràng là so với dầu tại khu vực mỏ BH thì dầu tại khu vực mỏ DNR-DM rất khác biệt và so với kết quả phân tích của chất chiết trong đá mẹ lô 09 cũng không giống kết quả phân tích mẫu dầu khu vực phía nam này. Vì nếu chúng được sinh ra từ cùng đá mẹ thì kết quả phân tích thành phần dầu và chất chiết trong đá mẹ phải có chỉ số Pr/nC17 và Ph/nC18 không khác biệt nhiều. Ngoài ra còn căn cứ vào sự giảm dần áp suất bão hòa, tỷ suất khí dầu cũng thấy quy luật tương tự nghĩa là theo chiều từ ĐNR tới cánh Đông của cấu tạo NR-DM với các giá trị Ps (psig)/GOR (Scf/stb) là 2057/674 xuống 1358/349 và cuối cùng là 728/160. Điều này chỉ ra hướng di cư dầu khí từ trung Đông Bạch Hồ xuống Đông Nam Rồng và Nam Rồng Đồi Mồi. Điều này chứng tỏ chỉ có khả năng dầu được sinh ra từ đá mẹ phía nam trung Đông Bạch Hồ và di cư vào khu vực này.

2.4. Đặc điểm lô 15-1

Dầu phát hiện tại lô 15-1 cho thấy rõ ràng có sự khác biệt đáng kể là phần phía nam sát ngay trung Bắc Bạch Hồ (lô 15-2) thì dầu khá nhẹ, dạng dầu dễ bay hơi và thậm chí phát hiện ra khí condensate trong khi đó tại khu vực phía bắc lô 15-1 thì dầu tương đối nặng và gần như không chứa khí với áp suất bão hòa rất thấp. Đặc điểm của chỉ số Pr/nC17 và Ph/nC18 cũng khá khác biệt giữa hai khu vực phía bắc và phía nam của lô. Khu vực phía bắc lô 15-1, dầu phát hiện trong Miocene dưới, Oligocene trên và móng với giá trị Pr/nC17 và Ph/nC18 trung bình lần lượt là 0,62/0,31; 0,68/0,34 và 0,58/0,26. Trong khi đó, khu vực phía nam chỉ phát hiện dầu trong móng và tầng chứa Oligocene dưới có các giá trị là 0,42/0,22 và 0,44/0,26. Kết quả đánh giá đá mẹ cho tầng Oligocene dưới là số liệu của các cấu tạo tại phía nam lô 15-1 với giá trị Pr/nC17 và Ph/nC18 là 0,45/0,30. Điều này phản ánh khá rõ là đá mẹ Oligocene dưới sinh ra dầu khí cho tầng Oligocene dưới và móng tại khu vực phía nam lô 15-1. Đối chiếu với kết quả phân tích đá mẹ Oligocene dưới lô 01 với chỉ số Pr/nC17 và Ph/nC18 là 0,59/0,24 thì cho thấy hoàn toàn có khả năng dầu trong móng tại khu vực Bắc 15-1 được di cư bổ xung từ phía lô 01 sang. Biểu hiện từ áp suất bão hòa tại khu vực ĐB mỏ SD phía bên trái của mỏ DM là một minh chứng khá rõ ràng về hướng di cư bổ xung dầu khí từ phía lô 01 sang lô 15-1.

Kết quả phân tích đá mẹ Oligocene trên được dựa trên kết quả phân tích từ các cấu tạo trong lô 15-1 do không có sự khác biệt về giá trị trong tập trầm tích này. Giá trị trung bình Pr/nC17 và Ph/nC18 trong đá mẹ là 0,74/0,35 trong khi đó giá trị này của

dầu là 0,62/0,31 và 0,68/0,34. Khi xem xét kỹ giá trị lớn nhất của dầu Miocene và Oligocene tương ứng là 0,73/0,39 và 0,76/0,38 và khá tương đồng kết quả phân tích đá mẹ Oligocene trên và cả Oligocene dưới. Vì vậy, nhiều khả năng dầu tại các tầng chứa này là kết quả dầu sinh ra từ đá mẹ Oligocene dưới và một phần từ đá mẹ Oligocene trên từ trung Bắc Bạch Hồ (lô 15-2) di cư lên và từ lô 01 sang (trung Diamond).

2.5. Đặc điểm lô 15-2

Với giá trị trung bình Pr/nC17 và Ph/nC18 của đá mẹ Oligocene dưới là 0,43/0,22 cũng phản ánh tương đồng về giá trị này đo được trong mẫu dầu Oligocene dưới và móng lần lượt là 0,41/0,20 và 0,41/0,21. Điểm đặc biệt trong lô này là sự khác biệt giữa kết quả phân tích từ đá mẹ và kết quả phân tích thành phần dầu trong Miocene dưới và Oligocene trên. Kết quả phân tích đá mẹ Oligocene trên được tổng hợp từ các cấu tạo phía đông của lô 15-2 cho thấy giá trị Pr/nC17 và Ph/nC18 là 0,53/0,29. Tuy nhiên giá trị trung bình đo được từ dầu Oligocene trên và Miocene dưới là 0,43/0,23 và 0,40/0,21 chỉ phù hợp với đá mẹ Oligocene dưới. Khi phân tích kỹ từng số liệu thì thấy rằng, đá mẹ khu vực phía đông của lô 15-2 có giá trị trung bình là 0,44/0,23 và nhiều khả năng là dầu di cư từ đá mẹ Oligocene dưới ở trung sâu di cư lên do khu vực khối nâng này bị nâng cao và lớp trầm tích Oligocene dưới bị bóc mòn, lớp trầm tích Oligocene trên và Miocene phủ trực tiếp lên móng, do vậy dầu di cư từ Oligocene dưới từ các trung sâu tích tụ tại các khối nâng đã di cư vào Miocene dưới và Oligocene trên. Tại khu vực phía tây của lô 15-2, giá trị này của Oligocene trên và Miocene dưới là 0,36/0,18 và tương đồng với kết quả đo từ đá mẹ Oligocene dưới ở phía Bắc lô 16 (0,38/0,18). Điều khá hợp lý là lớp trầm tích Oligocene dưới tại khu vực phía tây của lô 16 cũng bị bóc mòn tại khối nâng HSD.

2.6. Đặc điểm lô 16

Kết quả phân tích đá mẹ Oligocene trên của lô 16 cho thấy giá trị trung bình Pr/nC17 và Ph/nC18 là 0,50/0,23. So với kết quả phân tích thành phần dầu Oligocene trên và Miocene dưới cả phần rìa phía Tây của lô 16 cấu tạo VT và VV và phần đông bắc lô 16 lại cho kết quả giá trị trung bình Pr/nC17 và Ph/nC18 là 0,32/0,16 cho Miocene dưới và 0,36/0,17 cho Oligocene trên. Rõ ràng có sự tương đồng về chỉ số này giữa đá mẹ Oligocene dưới với dầu tại Miocene trên và Oligocene trên. Khu vực lô 16 chỉ có phát hiện dầu khí tại hai tầng chứa này. Dầu khí được sinh ra trong đá mẹ Oligocene dưới sau đó di cư theo đứt gãy và tích tụ lên tầng chứa Oligocene trên và Miocene dưới.

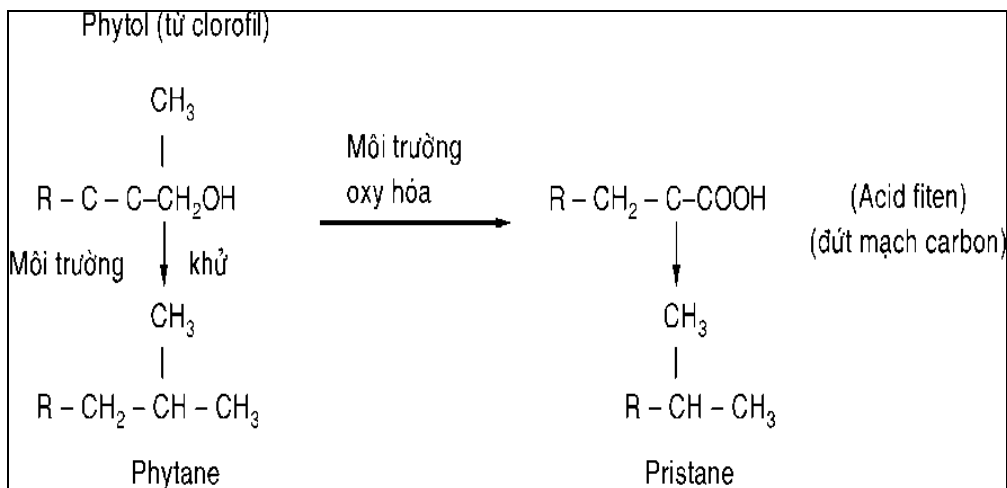
Nói tóm lại, căn cứ vào kết quả phân tích Pr/nC17 và Ph/nC18 cho chất chiết từ đá mẹ trưởng thành và dầu, theo từng lô và từng phân vị địa tầng cho thấy một bức tranh khá rõ về nguồn gốc và đặc điểm phân bố dầu khí; mối liên quan giữa đá mẹ và dầu rõ ràng hơn. Cụ thể là chỉ rõ mối liên quan khăng khít về nguồn gốc giữa: 1) đá mẹ Oligocene dưới với dầu Oligocene dưới cùng dầu trong móng và 2) mối liên quan giữa đá mẹ Oligocene trên với dầu Oligocene trên cùng dầu Miocene dưới. Nói cách khác, dầu tầng chứa Miocene dưới và Oligocene trên là do dầu di cư từ đá mẹ Oligocene dưới là chính cộng với một phần được sinh ra từ đáy tập D ở các trung sâu. Còn dầu tầng chứa móng và Oligocene dưới chủ yếu do đá mẹ Oligocene dưới sinh ra. Tuy nhiên, dầu sinh ra trong đá mẹ Oligocene trên cũng có thể tích tụ vào đá móng ở các khối nhô cao nhưng khả năng này ít xảy ra do đá

mẹ Oligocene trên chỉ sinh dầu ở phần đáy tại các trung sâu.

3. KẾT LUẬN

So sánh hai cặp chỉ số Pr/nC17 và Ph/nC18 trong đá mẹ trưởng thành và trong dầu trong cùng khu vực và địa tầng khảo sát cho thấy sự tương đồng là thể hiện dầu khí được sinh ra tại chỗ, trong trường hợp chỉ tương đồng với đá mẹ ở khu vực lân cận hay địa tầng khác điều này thể hiện dầu được di cư từ đá mẹ khu vực đó tới.

Dầu tầng chứa Miocene dưới và Oligocene trên phần lớn di cư từ đá mẹ Oligocene dưới cộng với một phần được sinh ra từ đáy phần đá mẹ Oligocene trên nhưng chỉ từ các trung sâu, còn dầu tầng móng và Oligocene dưới chủ yếu do đá mẹ Oligocene dưới sinh ra.

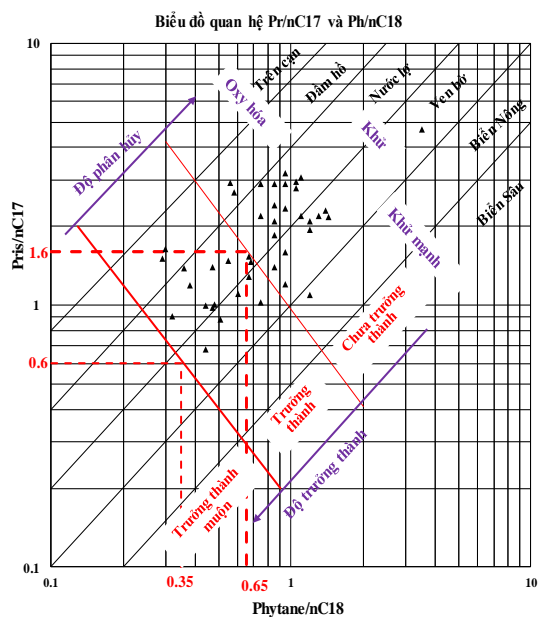


Hình 1. Nguồn gốc hình thành Pristane v Phytane theo Powel T.G., 1915
(Tham khảo và trích dẫn từ [5])

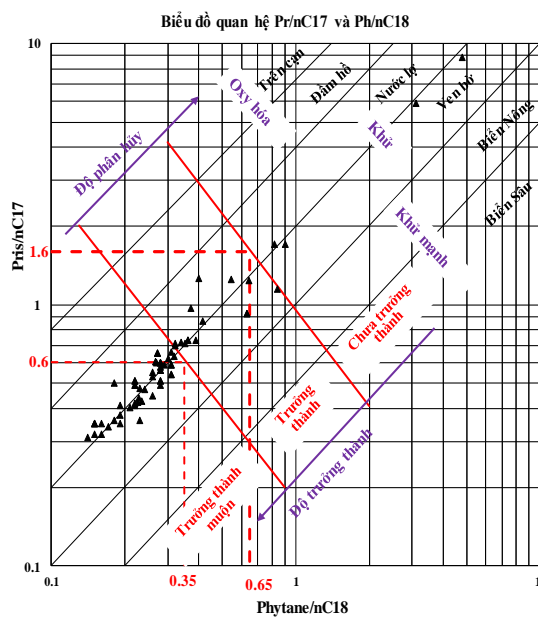
Bảng 1. Bảng tổng hợp Pr/nC₁₇ và Ph/nC₁₈ trong đá mẹ trưởng thành và dầu thuộc bể Cửu Long

Khu vực	Chi tiêu	Miocene dưới			Oligocene trên			Oligocene dưới			Móng			Số lượng mẫu	
		Min	Max	TB	Min	Max	TB	Min	Max	TB	Min	Max	TB	Chất chiết	dầu
LÔ 01	Pris./n-C17	0,53	0,62	0,59	0,51	0,71	0,61	0,23	0,44	0,44	0,48	0,53	0,50	24	22
	Phy./n-C18	0,26	0,82	0,28	0,28	0,34	0,30	0,12	0,26	0,26	0,22	0,27	0,24		
	Pris./Phy.	1,99	2,40	2,18	2,00	2,50	2,25	1,89	2,33	2,12	1,94	2,47	2,23		
LÔ 02	Pris./n-C17	0,60	0,86	0,69	0,62	0,62	0,62	0,51	0,52	0,52	0,52	0,54	0,53	19	14
	Phy./n-C18	0,27	0,41	0,32	0,31	0,31	0,31	0,23	0,24	0,23	0,23	0,26	0,24		
	Pris./Phy.	2,07	2,46	2,30	2,14	2,14	2,14	1,30	2,55	2,12	2,02	2,52	2,36		
Bắc LÔ 09	Pris./n-C17	0,49	0,71	0,59	0,32	0,58	0,56	0,34	0,48	0,42	0,30	0,51	0,40	63	68
	Phy./n-C18	0,22	0,32	0,28	0,15	0,30	0,25	0,14	0,35	0,21	0,16	0,27	0,21		
	Pris./Phy.	1,48	2,62	2,21	1,91	2,53	2,13	1,21	2,75	2,27	1,75	2,20	1,99		
Nam LÔ 09	Pris./n-C17	0,51	0,92	0,74	0,59	0,96	0,79	0,48	0,90	0,65	0,70	0,89	0,82	63	68
	Phy./n-C18	0,28	0,63	0,39	0,33	0,62	0,47	0,25	0,45	0,34	0,35	0,41	0,38		
	Pris./Phy.	1,98	2,54	2,19	1,52	2,98	2,00	1,78	2,44	2,09	1,97	2,67	2,48		
Bắc LÔ 15-1	Pris./n-C17	0,55	0,73	0,62	0,58	0,76	0,68				0,52	0,62	0,58	42	29
	Phy./n-C18	0,26	0,39	0,31	0,30	0,38	0,34				0,23	0,28	0,26		
	Pris./Phy.	2,03	2,12	2,07	2,09	2,31	2,17				2,03	2,79	2,27		
Nam LÔ 15-1	Pris./n-C17							0,05	0,46	0,42	0,05	0,46	0,44	42	29
	Phy./n-C18							0,03	0,26	0,22	0,03	0,27	0,26		
	Pris./Phy.							1,72	1,98	1,86	1,82	1,98	1,87		
LÔ 15-2	Pris./n-C17	0,31	0,70	0,40	0,34	0,56	0,43	0,41	0,41	0,41	0,25	0,54	0,41	24	45
	Phy./n-C18	0,15	0,32	0,21	0,17	0,29	0,23	0,20	0,20	0,20	0,15	0,28	0,21		
	Pris./Phy.	1,49	2,40	2,07	1,91	2,04	1,96	2,34	2,34	2,34	1,78	2,82	2,23		
LÔ 16	Pris./n-C17	0,31	0,97	0,32	0,31	0,75	0,36							42	12
	Phy./n-C18	0,14	0,37	0,16	0,14	0,57	0,17								
	Pris./Phy.	2,09	2,40	2,27	1,27	2,48	2,27								

TRONG ĐÁ- MIOCENE DƯỚI

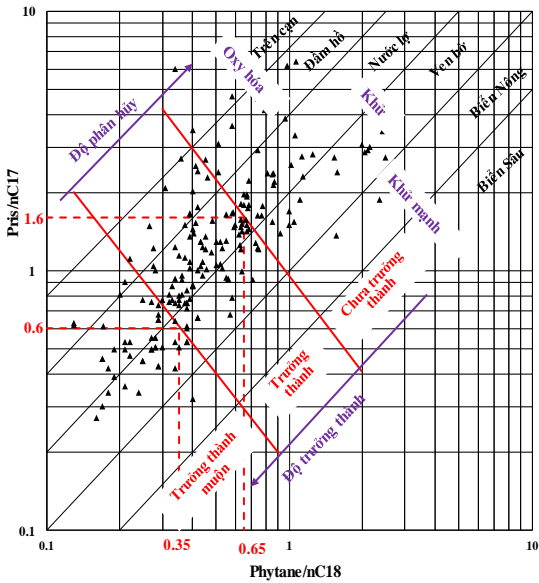


TRONG DẦU- MIOCENE DƯỚI+ GIỮA



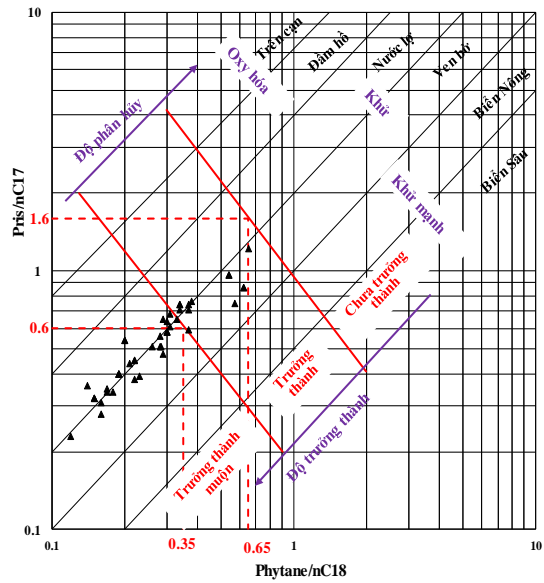
TRONG ĐÁ- OLIGOCENE TRÊN

Biểu đồ quan hệ Pr/nC17 và Ph/nC18



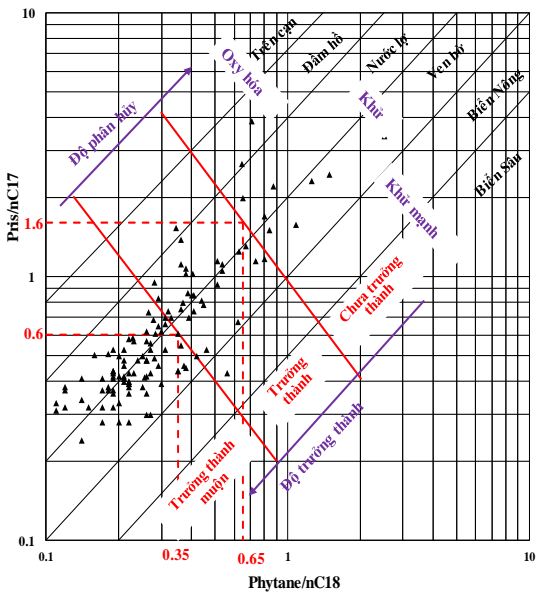
TRONG DẦU- OLIGOCENE TRÊN

Biểu đồ quan hệ Pr/nC17 và Ph/nC18



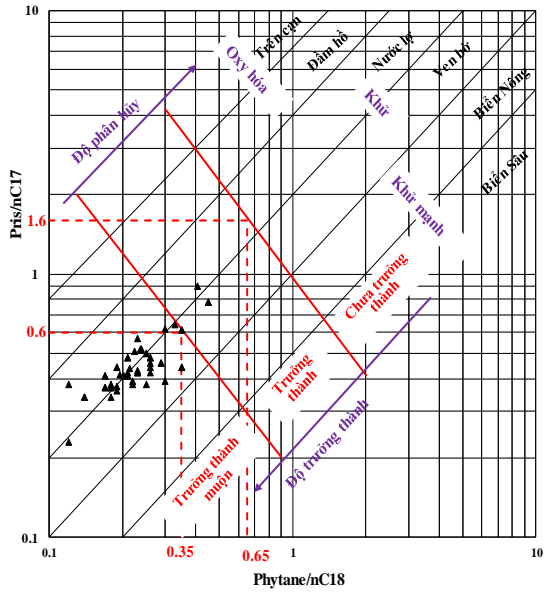
TRONG ĐÁ- OLIGOCENE DƯỚI

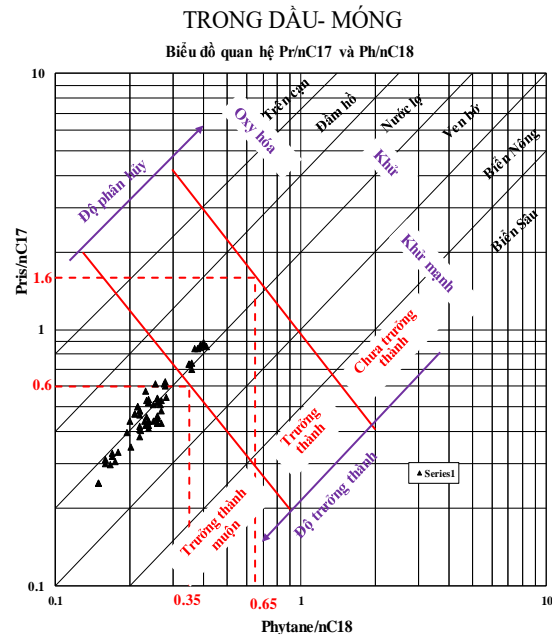
Biểu đồ quan hệ Pr/nC17 và Ph/nC18



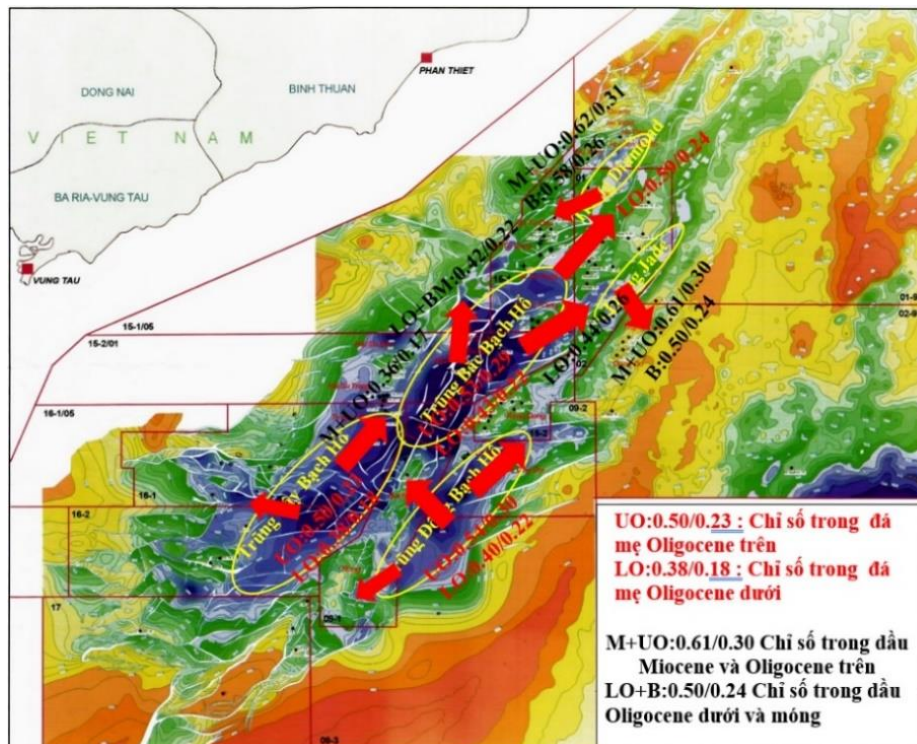
TRONG DẦU- OLIGOCENE DƯỚI

Biểu đồ quan hệ Pr/nC17 và Ph/nC18

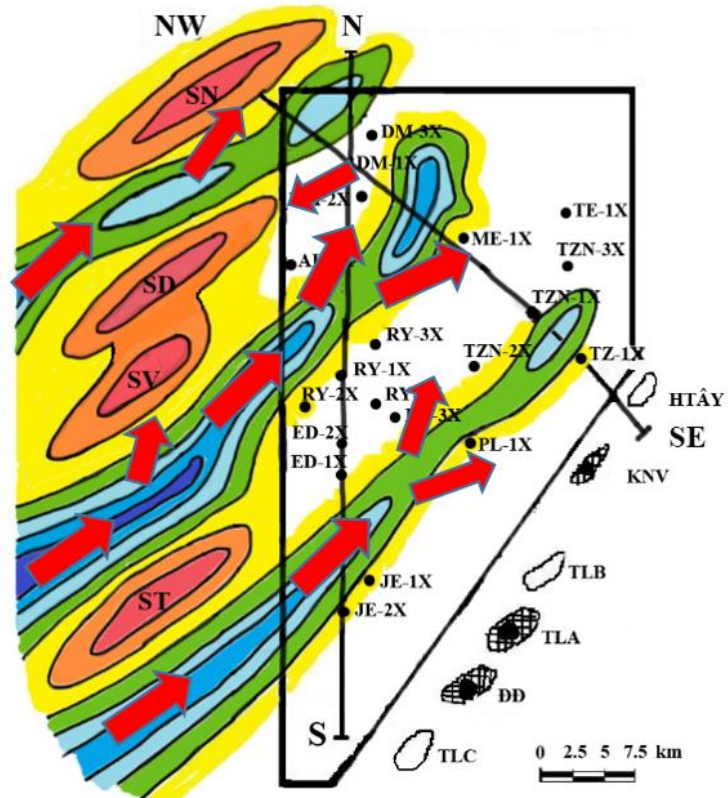




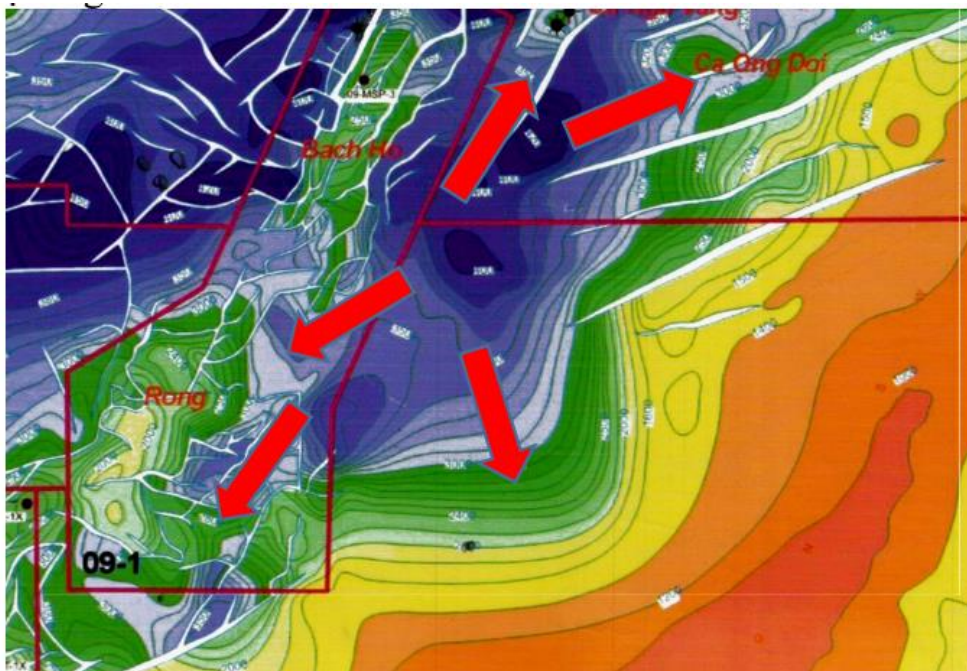
Hình 2. Mối quan hệ giữa Pr/nC₁₇ và Ph/nC₁₈ trong đá và dầu bể Cửu Long



Hình 3. Bản đồ hướng di cư dầu khí trong bể Cửu Long trên cơ sở chỉ số Pr/nC₁₇ và Ph/nC₁₈ (Dựa trên bản đồ nóc móng của PVEP)



Hình 4. Sơ đồ cấu trúc thăm dò dầu khí Đông Bắc Bể Cửu Long (Dựa trên bản đồ nóc móng của PVEP)



Hình 5. Bản đồ cấu trúc móng khu vực phía Nam lô 09 (Dựa trên bản đồ nóc móng của PVEP)

TÀI LIỆU THAM KHẢO

và 30 năm khai thác tấn dầu đầu tiên, Tập 1, trang 151, Năm 2016.

- [1] Nguyễn Hiệp, Nguyễn Văn Đắc và những người khác, Địa chất và tài nguyên dầu khí Việt Nam, Tổng công ty Dầu khí VN, Hà nội, 2007.
- [2] Nguyễn Trọng Tín và nnk, "Đánh giá tiềm năng dầu khí trên vùng biên và thềm lục địa Việt Nam, đề tài nhánh "Đánh giá tiềm năng dầu khí bể Cửu Long", Viện Dầu Khí Việt nam, Hà Nội, 2013
- [3] Nguyễn Thanh Lam và nnk, "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," Viện Dầu Khí Việt nam, Hà Nội, 2014.
- [4] Phạm Thị Toán, Võ thị Hải Quan, Phan Văn Thắng, "Một số kết quả nghiên cứu đá sinh và dầu thô bể Cửu Long," in Tuyển tập báo cáo hội nghị KHCN" Viện Dầu Khí 25 năm xây dựng và trưởng thành, Hà nội, 2003.
- [5] Hoàng Đình Tiến và Nguyễn Việt Kỳ, *Địa Hóa Dầu Khí*, Nhà xuất bản ĐHQG-HCM, 2012.
- [6] Nguyễn Mạnh Hùng và Hoàng Đình Tiến, "Tầng đá mẹ nào sinh dầu chính bể Cửu Long", Hội Nghị Khoa học kỷ niệm 35 năm thành lập LD Việt-Nga Việt Sovpetro

Nguyễn Mạnh Hùng tốt nghiệp thạc sĩ, hiện đang công tác tại Viện Dầu Khí Việt.

Hoàng Đình Tiến, đạt tiến sĩ khoa học năm 2000, phong hàm chức danh Phó giáo sư năm 2011. Hiện đang công tác tại Khoa Kỹ thuật Địa và Dầu khí, Trường Đại học Bách Khoa, ĐHQG-HCM. Email: hdtien@hcmut.edu.vn

Nguyễn Việt Kỳ, đạt tiến sĩ khoa học năm 1991, phong hàm chức danh Phó giáo sư năm 2004. Hiện đang công tác tại Khoa Kỹ thuật Địa và Dầu khí, Trường Đại học Bách Khoa, ĐHQG-HCM. Email: nvky@hcmut.edu.vn.

Predict original oil&gas and migration path in Cuu Long basin by Pr/nC₁₇ and Ph/nC₁₈

Nguyen Manh Hung¹, Hoang Dinh Tien², Nguyen Viet Ky^{2,*}

¹Vietnam Petroleum Institute

²Ho Chi Minh City University of Technology, VNU-HCM

Corresponding author: nvky@hcmut.edu.vn

Received: 20-7-2017; Accepted: 05-11-2017

Abstract—Pr/nC₁₇ and Ph/nC₁₈ are normally available in geochemical analysis report. The data used to define sediment deposition environment and maturity. In this study, the comparison between Pr/nC₁₇ and Ph/nC₁₈ data from extracted mature rock and in crude oil regarding to stratigraphy to reveal their relationship with oil&gas migration path. The study results showed that Pr/nC₁₇ and Ph/nC₁₈ from extracted and crude oil reflect original oil and migration path. Crude oil producing in Miocene & upper Oligocene and Lower Oligocene& Basement are mainly from Lower Oligocene+ Eocene? (E+F) source rock and one part of crude oil is generated from bottom part of formation D but only in most subsidising area of depression in central part of Cuu Long basin.

Index Terms—Pr/nC₁₇, Ph/nC₁₈, oil&gas migration, geochemical data, source rock, mature, CuuLong Basin.