

TIỀM NĂNG DẦU KHÍ CỦA CÁC TẦNG ĐÁ MẸ Ở BỂ CỬU LONG

Bùi Thị Luận

Trường Đại học Khoa học Tự nhiên, ĐHQG-HCM

(Bài nhận ngày 24 tháng 01 năm 2011, hoàn chỉnh sửa chữa ngày 25 tháng 10 năm 2011)

TÓM TẮT: Ở bể Cửu Long có ba tầng đá mẹ được xác định đó là Miocene dưới, Oligocene trên, Eocene trên + Oligocene dưới, giữa chúng được phân cách bởi các tập cát – sét. Chỉ có hai tầng đá mẹ là Oligocene trên và Eocene trên + Oligocene dưới là hai tầng sinh chủ yếu cung cấp phần lớn Hydrocacbon (HC) vào các bể chứa. Tính tiềm năng dầu khí của hai tầng đá mẹ sinh dầu khí ở bể Cửu Long (Oligocene trên và Eocene trên + Oligocene dưới) bằng phương pháp thể tích – nguồn gốc, cho kết quả tiềm năng sinh dầu của tầng đá mẹ Oligocene trên là (66.30 tỉ tấn) lớn hơn của tầng đá mẹ Eocene trên + Oligocene dưới (29.88 tỉ tấn). Tổng lượng hydrocacbon có khả năng tham gia vào quá trình tích lũy tại các bể chứa từ hai tầng đá mẹ lần lượt là: Oligocene trên 2.19 tỉ tấn, Eocene trên + Oligocene dưới 1.16 tỉ tấn. Như vậy, toàn bể Cửu Long đá mẹ có thể sinh ra được 96.18 tỉ tấn hydrocacbon, trong đó tích lũy được 3.35 tỉ tấn chiếm 3.35% lượng sinh. Áp dụng phương pháp mô phỏng Monte – Carlo sử dụng phần mềm Crystal Ball để tính tiềm năng sinh và tổng lượng HC tham gia vào quá trình di cư cũng như tích lũy đều cho kết quả khá phù hợp với phương pháp thể tích – nguồn gốc, chênh lệch chỉ chiếm khoảng $\leq 1.25\%$. Trên cơ sở đánh giá vùng sinh, hướng di cư và mật độ hydrocacbon tham gia vào quá trình tích lũy của các khối cho thấy mức độ triển vọng theo thứ tự sau: (i) Đới nâng Trung Tâm có triển vọng lớn nhất, tiếp đến là đới nâng Đồng Nai, lần lượt thứ ba là địa lũy nằm trong sườn nghiêng Tây Bắc, thứ tư là sườn nghiêng Đông Nam, cuối cùng là khu vực Đông Bắc của đới nâng Tam Đảo. (ii) - Dầu khí không chỉ tích tụ trong bể cấu tạo, hỗn hợp mà còn có trong các bể phi cấu tạo.

Từ khóa: Vật liệu hữu cơ, độ trưởng thành, chỉ số phản xạ Vitrinite (% Ro), TTI, Tmax °C, tiềm năng sinh dầu khí.

GIỚI THIỆU

Cơ sở tài liệu

Các tài liệu sử dụng trong báo cáo bao gồm:

Tổng hợp các tài liệu đã nghiên cứu về địa chất, kiến tạo, địa tầng, địa chấn ở khu vực nghiên cứu.

Thu thập xử lý tài liệu địa vật lý giếng khoan (trên 50 giếng khoan), để tính hàm lượng sét của các tầng đá mẹ.

Xử lý tài liệu phân tích các chỉ tiêu địa hóa của trên 50 giếng khoan trong khu vực nghiên cứu.

Các số liệu phân tích thực tế với mức độ tin cậy cao.

Ngoài ra, tác giả còn tham khảo các bài báo và các công trình nghiên cứu khoa học đã

công bố trong các tạp chí và tuyển tập hội nghị trong nước và quốc tế.

Đặc điểm địa chất khu vực nghiên cứu

Bồn trũng Cửu Long gồm các thành tạo địa chất sau:

Móng trước Kainozoi

Đá móng ở đây bao gồm các loại granit biotit thông thường, sienit, granodiorit và adamellit màu sáng, ngoài ra còn có monzonit thạch anh, monzodiorit thạch anh và diorit á kiềm. Các đá này thuộc một số phức hệ như : Phức hệ Hòn Khoai, phức hệ Định Quán và phức hệ Cà Ná.

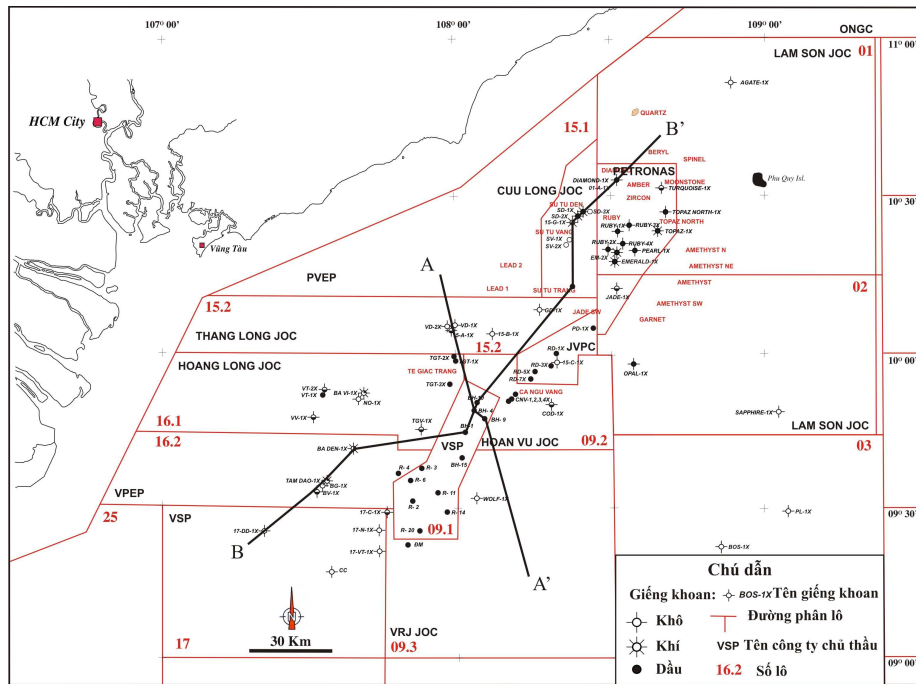
Trầm tích Kainozoi

Theo tài liệu địa chấn, vẽ được sơ đồ phân bố trầm tích Eocene (E_2^3). Ở Đông và Đông Bắc bể, theo kết quả nghiên cứu gần đây có gặp trầm tích này (tập F) ở cấu tạo Cá Ngừ Vàng (lô 09-3), Su Tử Trắng (lô 15-1), với bề dày

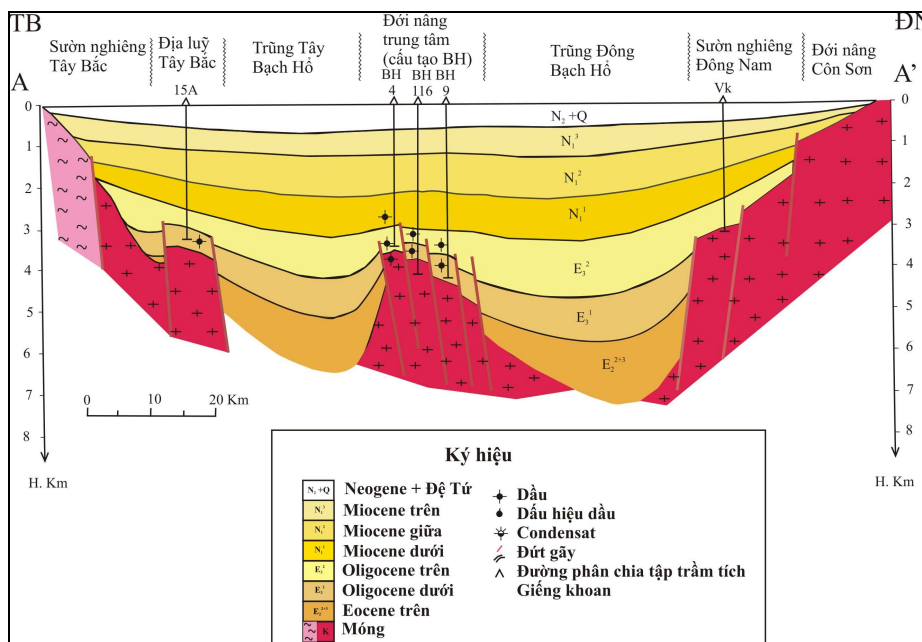
móng ($\leq 200m$) ở phần vòm, dày ở phần cánh ($>500-700m$). Ngoài ra, theo tài liệu địa chấn có thể gặp ở các hố sụt thuộc các lô 01,02, 15-2, 16 và 09-2. Tại các địa hào này bề dày trầm tích còn lớn hơn nhiều.

Theo tài liệu địa chấn, vẽ được sơ đồ phân bố trầm tích Oligocene dưới (E_3^1) tập địa chấn E. Thành phần của đá sét gồm kaolinite, illite và clorite. Tập sét này nhiều nơi phủ trực tiếp lên móng (vòm Bắc mỏ Bạch Hổ, Rạng Đông) và đóng vai trò là một tầng chắn tốt mang tính địa phương cho các vỉa chứa dầu trong đá móng ở mỏ Bạch Hổ, Tây Nam Rồng, Rạng Đông, Su Tử Đen v.v).

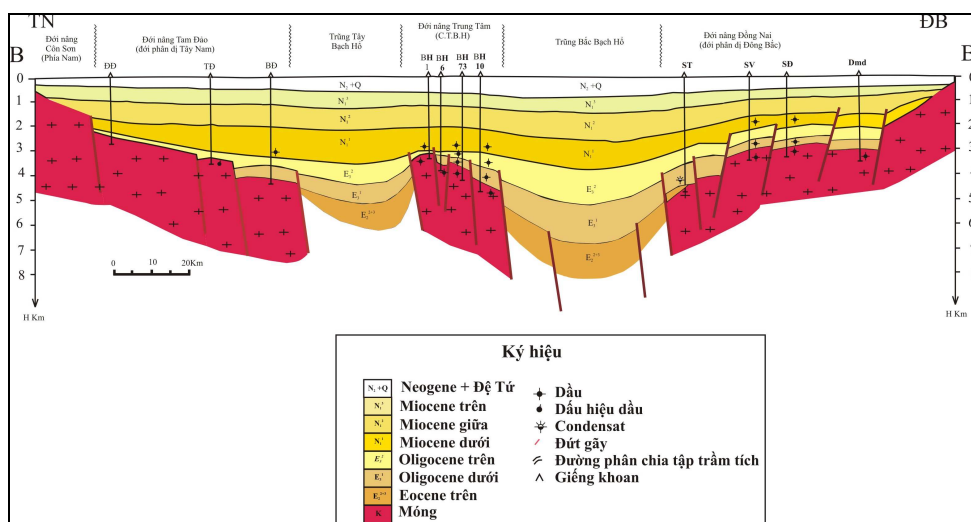
Sơ đồ các đơn vị địa tầng, mặt cắt địa chất trầm tích Kainozoi bề trầm tích Cửu Long được trình bày trên các hình (Hình 1, 2, 3 và 4).



Hình 2. Sơ đồ vị trí mặt cắt theo đường AA', BB' vùng nghiên



Hình 3. Mặt cắt địa chất AA' ngang bể Cửu Long



Hình 4. Mặt cắt địa chất BB' dọc bể Cửu Long

PHƯƠNG PHÁP

Để xác định một tầng đá mẹ cần sử dụng tổ hợp các phương pháp địa chất, kết hợp với tài liệu địa vật lý giếng khoan và đặc biệt các phương pháp địa hóa hữu cơ. Các tiền đề địa chất cho phép xác định tầng đá mẹ là các đặc điểm kiến tạo – địa động lực của vùng nghiên cứu, đặc điểm địa tầng, thạch học và cổ địa lý tương đá nhằm xác định các pha thuận lợi cho quá trình tích lũy các tầng đá mẹ. Kết hợp với nghiên cứu kết quả tài liệu địa vật lý giếng khoan giúp nghiên cứu nhận biết và xác định được các tập trầm tích sét có thể là các tầng đá mẹ.

Địa hóa hữu cơ

Các phương pháp nghiên cứu đá mẹ

Các nhóm phương pháp địa hóa đánh giá đá mẹ cho phép xác định tầng đá mẹ, khả năng sinh dầu, xác định về định tính, định lượng và chất lượng của vật liệu hữu cơ (VLHC) cũng

như mức độ trưởng thành của chúng trong phạm vi bể trầm tích.

Để xác định ngưỡng trưởng thành của VLHC tác giả kế thừa những kết quả nghiên cứu trước đây đã tổng hợp và chấp nhận các ngưỡng trưởng thành tương đối hợp lý cho các bể trầm tích trẻ (Tân sinh – Kainozoi) của thềm lục địa Việt Nam như sau:

$\%Ro < 0.6$, và $TTI < 25$, $T_{max} < 440^{\circ}C$: Vật liệu hữu cơ chưa trưởng thành.

$\%Ro = 0.6 \div 0.8$ và $TTI = 25 \div 75$, $T_{max} = 440 \div 446^{\circ}C$: Trưởng thành của VLHC.

$\%Ro = 0.8 \div 1.35$ và $TTI = 75 \div 170$, $T_{max} = 446 \div 470^{\circ}C$: Cửa sổ sinh dầu hay còn gọi là pha chủ yếu sinh dầu của VLHC.

$\%Ro = 1.35 \div 2.2$ và $TTI = 170 \div 500$, $T_{max} > 470^{\circ}C$: Vật liệu hữu cơ sinh khí ẩm và condensat hay còn gọi là pha chủ yếu sinh khí ẩm và condensat .

$\%Ro > 2.2$ và $TTI > 500$: Vật liệu hữu cơ sinh khí khô hay còn gọi là pha chủ yếu sinh khí khô.

Các phương pháp đánh giá tiềm năng của các tầng đá mẹ

Phân khối: Dựa vào hình thái cấu trúc gần nhau, nghĩa là theo hệ thống đứt gãy sâu để sao cho bề dày của các tầng đá mẹ trong một khối thay đổi trong phạm vi hẹp. Ở các vùng rìa bề trầm tích bề dày thay đổi từ không tới dày nhất, được lấy trung bình và hiệu chỉnh theo diện phân bố của bề dày hiện có.

Biện luận các thông số: Lượng HC sinh ra của các mẫu được thể hiện qua chỉ tiêu S_1, S_2 , được tính bằng kg HC/Tấn đá.

Tiềm năng được tính bằng tổng $\Sigma(S_1 + S_2)$, bao gồm lượng HC tham gia vào quá trình di cư (S_1) và lượng HC còn lại trong đá mẹ (S_2).

Các giá trị $\Sigma(S_1+S_2)$ được tính cho từng khối trên cơ sở các kết quả phân tích nhiệt phân ở các giếng khoan trong khối đó.

Ở các khối không có giếng khoan được phép lấy các giá trị tại các giếng khoan ở gần các khối này, nếu có cùng đặc trưng địa hóa.

Các giá trị HC di cư (S_1) cũng được lấy theo phương pháp tương tự như trên.

Diện tích của mỗi khối, sử dụng phần mềm MAPINFO để tính.

Bề dày tầng đá mẹ của mỗi khối là tổng bề dày các tập sét đã và đang sinh dầu.

Các công thức tính toán

Công thức chung để tính lượng HC tiềm năng (Q_{TN}) là:

$$Q_{TN} = V \cdot (S_1 + S_2) \cdot \delta \cdot \gamma$$

V: Thể tích của đá sinh dầu, km^3

$\Sigma(S_1+S_2)$: Tổng lượng HC tiềm năng tính bằng kg/T

δ : Hàm lượng sét trong lớp trầm tích hạt mịn.

γ : Tỷ trọng của sét bằng $2.6 T/m^3$.

Công thức chung để tính lượng HC tham gia vào quá trình di cư (Q_{DC}) là:

$$Q_{dc} = V \cdot S_1 \cdot \delta \cdot \gamma$$

Tính lượng HC có thể tích lũy (Q_{TL}) là:

$Q_{TL} = Q_{dc} \cdot K_{TL}$; K_{TL} : Hệ số tích lũy

Kết quả của nhiều nhà nghiên cứu thực hiện ở các mỏ khu vực Rồng, mỏ Bạch Hổ, mỏ Rồng Đông ... thì hệ số tích lũy ở các cấu tạo này dao động xung quanh 21.23% lượng HC di cư [16, 20]. Hệ số này được tính trong phạm vi một cấu tạo (từ đường phân thủy – đường cấu trúc thấp nhất tới phần đỉnh của cấu tạo đó, tức là phần HC sinh ra và có thể di cư lấp vào các bẫy chứa trong phạm vi cấu tạo này.

Tính mật độ sinh thành cũng như tích lũy HC:

- Mật độ sinh thành: Q_{TN} / S ; (Q_{TN} : lượng HC tiềm năng; S: diện tích của từng khối).

- Mật độ HC tích lũy: Q_{TL} / S ; (Q_{TL} : lượng HC có thể tích lũy; S: diện tích của khối đó).

Kết quả tính toán, sẽ thể hiện khả năng sinh thành HC ở mỗi khối và lượng HC tham gia vào quá trình di cư cũng như lượng HC có thể tích lũy được của mỗi khối và cuối cùng đánh giá được tiềm năng sinh dầu và lượng dầu khí có thể tham gia vào quá trình tích lũy của bề trầm tích.

Từ kết quả nghiên cứu trên cho phép xác định vùng triển vọng, đới triển vọng cũng như các cấu tạo có triển vọng phục vụ công tác tìm kiếm thăm dò có hiệu quả.

KẾT QUẢ

Tầng đá mẹ Miocene dưới

Trên mặt cắt địa chất – địa hóa ngang và dọc bề trầm tích (Hình 5 và 6) phản ánh rõ thành hệ trầm tích Miocene dưới chưa rơi vào đới trưởng thành, kể cả ở chỗ sâu nhất (tại các hố sục) đáy của chúng đạt tới 3000÷3400m. Vì ở các hố sục trường nhiệt lại thấp nhất (đáy nằm trên đường $TTI = 25$).

Tầng đá mẹ Oligocene trên

Phần lớn khối lượng trầm tích nằm ở đới trưởng thành ($TTI = 25 \div 75$). Đới trưởng thành này còn phát triển tới tận ven rìa của bề trầm tích – nơi chỉ có các tập ở phần trên của phân vị địa tầng này.

Tuy nhiên, phần đáy của phân vị địa tầng này ở các hố sục đã bước vào cửa sổ sinh dầu nơi TTI đạt giá trị >75 . Các đới này tập trung ở trũng Đông Bạch Hồ (Hình 5) và ở trũng Bắc Bạch Hồ (Hình 6).

Tầng đá mẹ Eocene trên + Oligocene dưới

Tầng đá mẹ này, VLHC trong trầm tích Oligocene dưới phần lớn đang nằm ở pha sinh dầu (cửa sổ sinh dầu) đặc biệt ở phần trên của tầng Oligocene dưới. Ngay ở ven rìa tức đới nâng Đông Bắc hoặc ở khu vực Bà Đen phía Tây Nam, các nơi tồn tại phần trên của trầm tích Oligocene dưới vẫn đang nằm ở cửa sổ sinh dầu ($TTI = 75 \div 170$). Ở trũng Tây Bạch

Hồ toàn bộ trầm tích Oligocene dưới đang nằm ở cửa sổ sinh dầu. Trong khi đó ở trũng Đông Bạch Hồ và Bắc Bạch Hồ chỉ có nửa trên của Oligocene dưới vẫn còn nằm ở đới sinh dầu, còn nửa phần dưới của tầng này ở trũng Đông Bạch Hồ và Bắc Bạch Hồ đang nằm ở đới sinh khí ẩm và condensat ($TTI >170$).

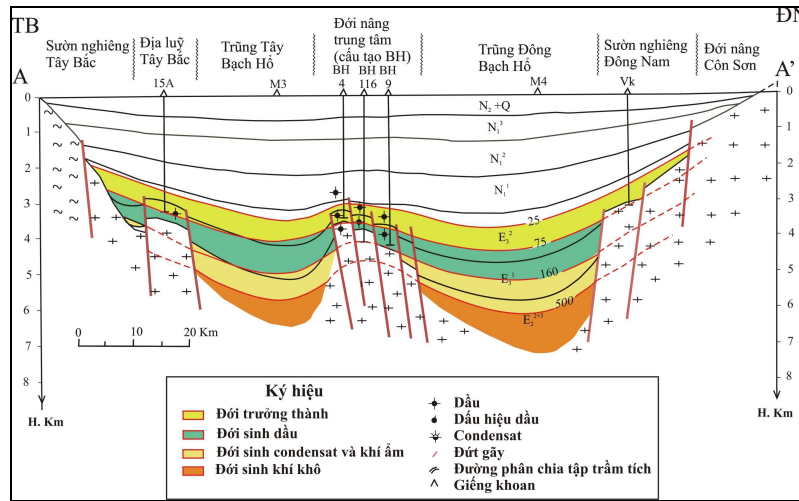
Các trầm tích Eocene trên (?) thường chỉ phân bố ở các hố trũng tức là dọc theo các địa hào hẹp. Hiện nay chỉ phát hiện các trầm tích này ở phía Nam của trũng Tây Bạch Hồ (Hình 6) vẫn nằm trong đới sinh khí ẩm và condensat; ở các trũng Bắc Bạch Hồ, Tây Bạch Hồ và phần phía Bắc của trũng Tây Bạch Hồ phát hiện phần mái (nửa trên) còn nằm ở đới sinh khí ẩm và condensat ($TTI = 170 \div 500$). Còn phần lớn, nửa đáy các trầm tích này đang nằm ở đới sinh khí khô ($TTI > 500$).

Như vậy, hiện nay lượng khí khô và khí ẩm, condensat luôn được bổ sung cho các bể chứa gần kề. Đây cũng là lí do vì sao dầu ở móng và trầm tích Oligocene dưới ở mỏ Bạch Hồ, Rồng, Sư Tử Trắng, Rạng Đông và Cá Ngừ Vàng luôn có tỉ trọng thấp chứa lượng condensat khá cao. Hơn nữa, ở Sư Tử Trắng và cấu tạo Cá Ngừ Vàng còn có các vỉa condensat nguyên sinh và lẫn một ít dầu nhẹ.

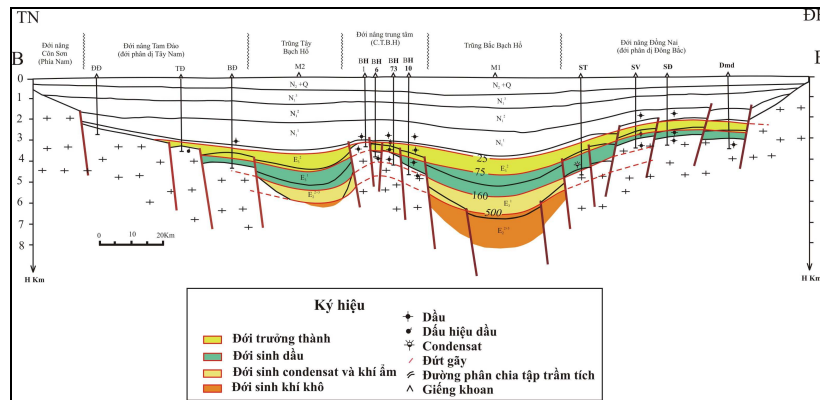
Qua kết quả nghiên cứu cho ta hình ảnh là các vật liệu hữu cơ của trầm tích Eocene trên + Oligocene dưới và phần đáy của Oligocene trên cung cấp phần chủ yếu dầu khí ở bể Cửu Long; phần mái của trầm tích Eocene trên và đáy của trầm tích Oligocene dưới bổ sung khá nhiều lượng khí ẩm và condensat. Còn nửa dưới của trầm tích Eocene trên tại các hố trũng, đặc biệt

ở Đông và Bắc Bạch Hồ lại nằm ở pha sinh khí khô. Vì vậy, các bẫy chứa gần kề luôn được bổ

sung lượng khí ẩm, condensat và khí khô.



Hình 5. Mặt cắt địa chất – địa hoá AA' ngang bề Cửu Long



Hình 6. Mặt cắt địa chất – địa hoá BB' dọc bề Cửu Long

Quá trình di cư và tích lũy hydrocarbon

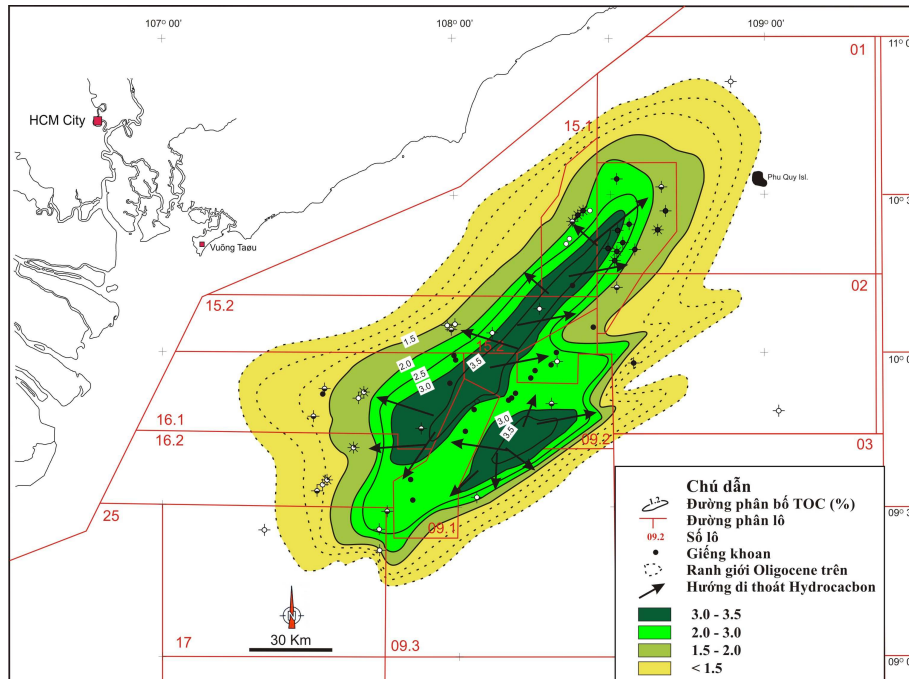
Sự hiện diện của pha di cư: Toàn bộ thể tích của tầng đá mẹ Oligocene có giá trị TTI = 75 ở độ sâu 4300m đến 4800m đã và đang ở pha di cư. Như vậy, một thể tích khá lớn của đá mẹ ở thành hệ Oligocene đã cung cấp hydrocarbon cho các tích lũy ở bề Cửu Long.

Chỉ số PI: Qua kết quả tính PI cho thấy nhiều điểm PI vượt giới hạn >0.1. Điều này thể hiện sự có mặt của hydrocarbon di cư.

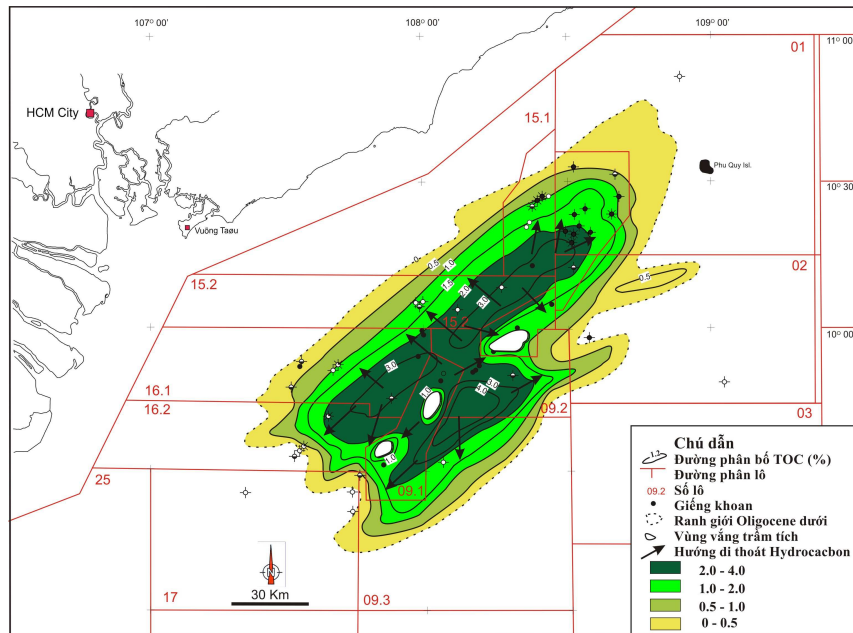
Tầng đá mẹ Oligocene trên: Từ kết quả phân bố TOC (%), quá trình trưởng thành của VLHC, ta có thể dự kiến hướng di thoát của hydrocarbon trong tầng đá mẹ Oligocene trên (Hình 7). Quá trình di cư hydrocarbon của tầng đá mẹ này chỉ xảy ra vào thời kỳ Miocene giữa và mạnh nhất vào thời kỳ Miocene muộn tới nay, khi khối lượng lớn trầm tích của tầng Oligocene trên chìm dần vào cửa sổ sinh dầu (Ro = 0.8 ÷ 1.35%).

Tầng đá mẹ Eocene trên + Oligocene dưới: Từ kết quả phân bố TOC (%), quá trình trưởng thành của VLHC, ta có thể dự kiến hướng di thoát của hydrocarbon trong tầng đá mẹ Oligocene dưới (Hình 8). Quá trình di cư dầu khí cũng bắt đầu từ cuối

Miocene sớm và cường độ mạnh xảy ra trong giai đoạn Miocene trung - muộn và Pliocene tới nay. Xảy ra quá trình di cư ở ạt của khí ẩm và condensat, thậm chí bắt đầu bổ sung lượng khí khô vào các bể chứa.



Hình 7. Sơ đồ dự kiến hướng di thoát hydrocarbon của tầng đá mẹ Oligocene trên



Hình 8. Sơ đồ dự kiến hướng di thoát hydrocacbon của tầng đá mẹ Eocene trên + Oligocene dưới bể Cửu Long

Dự kiến các đới tích lũy dầu khí

Trên cơ sở phân tích quá trình sinh thành và di cư hydrocarbon ở các phần trên cho thấy khả năng tích lũy dầu khí vào các loại bẫy chứa sau đây:

Loại bẫy cấu tạo và hỗn hợp:

Loại bẫy này thường phân bố ở các đới nâng gần kề với các vùng sinh bao gồm các khối nhô móng cổ và các bẫy lục nguyên gá kè.

Đới nâng Trung Tâm các cấu tạo: Bạch Hồ, Rồng, Đồi Mồi, Cửu Long (Rạng Đông), Vùng Đông,...

Các cấu tạo lồi thuộc đới nâng Đông Bắc (khu vực cấu tạo ST, Rubi v.v...).

Địa lũy Tây Bắc thuộc khu vực cấu tạo Trà Tân (nay là Hải Sư Đen), Tê Giác Trắng v.v...

Các cấu tạo thuộc đới nâng Tam Đảo (Đới phân dị Tây Nam).

Các bẫy phi cấu tạo: là các doi cát, đập chắn, đụn cát ven bờ, lòng sông cổ thuộc khu vực các sườn nghiêng Đông Nam và Tây Bắc, các thung lũng sông cổ.

Tiềm năng của các tầng đá mẹ và triển vọng dầu khí ở Bể Cửu Long theo phương pháp thể tích - nguồn gốc

Tiềm năng sinh dầu của các tầng đá mẹ theo phương pháp thể tích – nguồn gốc và mô phỏng Monte – Carlo sử dụng phần mềm Crystal Ball

Tầng đá mẹ Oligocene trên

- Tiềm năng sinh dầu của tầng đá mẹ Oligocene trên là **66.30 tỉ tấn**

- Lượng hydrocacbon có khả năng tích lũy vào các bẫy chứa **2.19 tỉ tấn**.

- Lượng hydrocacbon di cư (Q_{DC}) của tầng đá mẹ sinh dầu Oligocene trên là **10.32 tỉ tấn**.

Tầng đá mẹ Eocene trên + Oligocene dưới

- Lượng HC tiềm năng sinh dầu của tầng đá mẹ Eocene trên + Oligocene dưới là **29.88 tỉ tấn**.

- Lượng hydrocarbon có khả năng tích lũy vào các bẫy chứa Eocene trên+Oligocene dưới là **1.16 tỉ tấn**.

- Lượng hydrocarbon di cư (Q_{DC}) của tầng đá mẹ sinh dầu Eocene trên +Oligocene dưới là **5.47 tỉ tấn**.

Tổng thể tích của tầng đá mẹ sinh dầu Oligocene trên, Eocene trên+Oligocene dưới là: **5775.77 km³**.

Tổng lượng HC tiềm năng (Q_{TN}) của tầng đá mẹ sinh dầu Oligocene trên, Eocene trên+Oligocene dưới là: 96.18 tỉ tấn

Tổng lượng hydrocarbon di cư (Q_{DC}) của tầng đá mẹ sinh dầu Oligocene trên, Eocene trên + Oligocene dưới là: 15.78 tỉ tấn.

Tổng lượng hydrocarbon tích lũy (Q_{TL}) của tầng đá mẹ sinh dầu Oligocene trên, Eocene trên + Oligocene dưới là: 3.35 tỉ tấn.

Kết quả đánh giá cho thấy vùng sinh dầu nhiều, có khả năng tích lũy lớn thuộc trũng Đông Bạch Hồ, trũng Tây Bạch Hồ, các cánh sụt của đới nâng Trung Tâm, tiếp theo là sườn nghiêng Đông Nam thuộc cánh Đông của trũng Đông Bạch Hồ, trũng Bắc Bạch Hồ, cuối cùng là đới nâng Đồng Nai v.v...

Tiềm năng của các tầng đá mẹ và triển vọng dầu khí ở Bể Cửu Long theo phương pháp mô phỏng Monte – Carlo sử dụng phần mềm Crystal Ball (Bảng 1)

So sánh kết quả của hai phương pháp

Bảng 1. Bảng so sánh kết quả tính toán của hai phương pháp

Phương pháp Tầng sinh dầu	Phương pháp thể tích – nguồn gốc			Phương pháp mô phỏng Monte-Carlo			Chênh lệch %
	Q_{TN}	Q_{DC}	Q_{TL}	Q_{TN}	Q_{DC}	Q_{TL}	
Oligocene trên	66.30	10.32	2.19	66.31	10.31	2.2105	≤ 1.25%
Eocene trên + Oligocene dưới	29.88	5.47	1.16	29.99	5.57	1.1813	
Tổng hai tầng	96.18	15.78	3.35	96.30	15.88	3.3918	

Tóm lại, phương pháp thể tích – nguồn gốc cho kết quả chính xác cao. Tuy nhiên, phải có số liệu phân tích đồng loạt các chỉ số từ các giếng khoan và phân bố đều trên các cấu tạo. Phương pháp mô phỏng Monte – Carlo sử dụng phần mềm Crystal Ball tính toán lượng HC

tiềm năng, lượng HC di cư và lượng HC tích lũy có kết quả tính nhanh chóng và có thể sử dụng được, đặc biệt có thể áp dụng ở vùng có ít số liệu hoặc không có số liệu (có thể sử dụng số liệu ở vùng lân cận). Kết quả của phương pháp mô phỏng Monte – Carlo cho kết quả phù

hợp với phương pháp thể tích – nguồn gốc. Điều này càng chứng tỏ kết quả tính toán bằng phương pháp thể tích – nguồn gốc là đúng đắn và lượng HC tích lũy được (3.35 tỉ tấn) ở các bể chứa là có thể tin cậy được.

KẾT LUẬN

Kết quả xử lý, tổng hợp và nghiên cứu các tài liệu liên quan bằng tổ hợp các phương pháp đánh giá tiềm năng dầu khí của các tầng đá mẹ ở bể Cửu Long có thể kết luận như sau:

Ở bể Cửu Long có ba tầng đá mẹ được xác định đó là Miocene dưới, Oligocene trên, Eocene trên + Oligocene dưới, giữa chúng được phân cách bởi các tập cát – sét:

- Tầng đá mẹ Miocene dưới chứa vật liệu hữu cơ (VLHC) kém phong phú hơn cả. Kerogen thuộc loại III là chính, có ưu thế sinh condensat và khí. Vật liệu hữu cơ được tích lũy trong môi trường lục địa và á lục địa rất đặc trưng cho môi trường khử yếu. Trên cơ sở lý thuyết về phân loại đá mẹ, tầng đá mẹ Miocene dưới thuộc loại trung bình về mức độ phong phú vật liệu hữu cơ.

- Tầng đá mẹ Oligocene trên có chất lượng và số lượng VLHC tốt hơn cả, kerogen thuộc loại II và loại I, ít loại III. Có ưu thế sinh dầu. Đá mẹ chứa vật chất hữu cơ được tích lũy trong điều kiện môi trường cửa sông, vũng vịnh, đặc trưng bằng môi trường khử, mới giải phóng phần nhỏ HC ra khỏi đá mẹ. Tầng này thuộc loại tầng đá mẹ rất giàu vật liệu hữu cơ.

- Tầng đá mẹ Eocene trên + Oligocene dưới tuy phong phú VLHC có ưu thế sinh dầu, song phần lớn HC đã bị đuổi ra khỏi đá mẹ.

Vật liệu hữu cơ thuộc loại II là chính, có một phần loại I và loại III, được tích lũy trong môi trường cửa sông, vũng vịnh, đồng bằng ngập nước trong điều kiện khử. Có nghĩa là VLHC được bảo tồn tốt ngay từ khi lắng đọng. Tầng này thuộc loại tầng đá mẹ giàu vật liệu hữu cơ.

Trong ba tầng đá mẹ nêu trên chỉ có hai tầng đá mẹ là Oligocene trên và Eocene trên + Oligocene dưới là hai tầng sinh chủ yếu cung cấp phần lớn HC vào các bể chứa. Tuy nhiên, chỉ phần đáy của tầng đá mẹ Oligocene trên lún chìm vào pha chủ yếu sinh dầu và phần lớn khối lượng đá mẹ Eocene trên + Oligocene dưới đã giải phóng HC ra khỏi đá mẹ, chỉ còn phần trên mỏng và ven rìa vẫn ở pha chủ yếu sinh dầu. Còn ở phần đáy tầng này lún chìm vào pha chủ yếu sinh khí ẩm, condensat. Còn ở các hố sụt nơi đạt >6.5km lại lún chìm vào pha sinh khí khô.

Kết quả tính toán tiềm năng dầu khí của hai tầng đá mẹ sinh dầu khí bồn trũng Cửu Long (Oligocene trên và Eocene trên + Oligocene dưới) bằng phương pháp thể tích – nguồn gốc cho thấy:

- Tiềm năng sinh dầu của tầng đá mẹ Oligocene trên (**66.30 tỉ tấn**) lớn hơn của tầng đá mẹ Eocene trên + Oligocene dưới (**29.88 tỉ tấn**).

- Tổng lượng hydrocarbon có khả năng tham gia vào quá trình tích lũy tại các bể chứa từ hai tầng đá mẹ lần lượt là: Oligocene trên **2.19 tỉ tấn**, Eocene trên + Oligocene dưới **1.16 tỉ tấn**.

Như vậy, toàn bể Cửu Long đá mẹ có thể sinh ra được **96.18 tỉ tấn** hydrocarbon, trong

đó tích lũy được **3.35 tỉ tấn** chiếm **3.35%** lượng sinh.

Áp dụng phương pháp mô phỏng Monte – Carlo sử dụng phần mềm Crystal Ball để tính tiềm năng sinh và tổng lượng HC tham gia vào quá trình di cư cũng như tích lũy đều cho kết quả khá phù hợp, chênh lệch chỉ chiếm khoảng $\leq 1.25\%$.

Ngoài ra, đối với vùng chưa có số liệu hoặc số liệu rất ít có thể sử dụng phương pháp mô phỏng Monte – Carlo sử dụng phần mềm Crystal Ball để dự đoán tiềm năng.

Tóm lại, phương pháp thể tích – nguồn gốc cho kết quả chính xác cao. Phương pháp mô phỏng Monte – Carlo sử dụng phần mềm Crystal Ball tính toán lượng HC tiềm năng, lượng HC di cư và lượng HC tích lũy cho kết quả gần trùng với kết quả của phương pháp thể tích – nguồn gốc. Điều đó cho thấy lượng HC

tham gia vào quá trình tích lũy ở các bẫy chứa tính được (3.35 tỉ tấn) theo phương pháp thể tích – nguồn gốc là có thể tin cậy được.

Trên cơ sở đánh giá vùng sinh, hướng di cư và mật độ hydrocacbon tham gia vào quá trình tích lũy của các khối cho thấy mức độ triển vọng theo thứ tự sau:

- Đới nâng Trung Tâm có triển vọng lớn nhất, tiếp đến là đới nâng Đồng Nai, lần lượt thứ ba là địa lũy nằm trong sườn nghiêng Tây Bắc, thứ tư là sườn nghiêng Đông Nam, cuối cùng là khu vực Đông Bắc của đới nâng Tam Đảo.

- Dầu khí không chỉ tích tụ trong bẫy cấu tạo, hỗn hợp mà còn có mặt trong các bẫy phi cấu tạo.

Lần đầu tiên sử dụng tổ hợp các phương pháp địa chất và địa hoá để nhận ra tầng đá mẹ với các đặc điểm và tính chất của chúng.

PETROLEUM POTENTIAL OF SOURCE BEDS IN THE CUU LONG BASIN

Bui Thi Luan

University of Science, VNU-HCM

ABSTRACT: *In the Cuu Long basin, three source beds are identified: lower Miocene, Upper Oligocene, upper Eocene + lower Oligocene. They are separated from each other by sand-clay layers. Only Upper Oligocene and Upper Eocene + Lower Oligocene source beds are two main source beds supplying a great part of organic matter into traps. Petroleum source potential of Upper Oligocene source bed (66.30 billion tons) is greater than Upper Eocene + Lower Oligocene bed (29.88 billion tons). Total amount of hydrocarbon has ability to take part in accumulation process at the petroleum-bearing traps from Upper Oligocene and Upper Eocene + Lower Oligocene source beds is over 2.19 billion tons and below 1.16 billion tons respectively. Thus, in whole CuuLong basin, source rocks have*

capacity to produce 96.18 billion tons of hydrocarbon in which accumulation is 3.35 billion tons making up 3.35% production quantity. Applying Monte - Carlo simulation method, using Crystal Ball software to calculate production potential and total amount of organic matter taking part into migration and accumulation process give rather appropriate result with difference level $\leq 1.25\%$. Prospecting levels are in the following order: (i)Central lift zone has the greatest prospects, next is Dong Nai lift zone, graben located in north west inclined slope, south east inclined slope, north east area of Tam Dao lift zone finally. (2)Petroleum does not only accumulate in structural, combination traps but also in non-structural traps.

TÀI LIỆU THAM KHẢO

- [1]. Đỗ Bạt (2000), *Địa tầng và quá trình phát triển trầm tích Đệ Tam, thềm lục địa Việt Nam*, Tuyển tập hội nghị khoa học công nghệ - Ngành dầu khí Việt Nam trước thềm thế kỷ 21, Tổng Công Ty Dầu Khí Việt Nam, (1), Nxb. Thanh niên, Hà Nội, tr. 92-99.
- [2]. Đỗ Bạt, Nguyễn Địch Dỹ, Phan Huy Quỳnh, Phạm Hồng Quế, Nguyễn Quý Hùng, Đỗ Việt Hiếu, (2007), *Địa tầng các bể trầm tích Kainozoi Việt Nam*, Nxb. Khoa học Kỹ thuật, Hà Nội, tr. 141-181.
- [3]. Lê Văn Cự, Hoàng Ngọc Đàng, Trần Văn Trị (2007), *Cơ chế hình thành và các kiểu bể trầm tích Kainozoi Việt Nam*, Nxb. Khoa học Kỹ thuật, Hà Nội, tr. 111-140.
- [4]. Trần Lê Đông, Phùng Đắc Hải (2001), *Bể trầm tích Cửu Long và tài nguyên dầu khí*, Nxb. Khoa học Kỹ thuật, Hà Nội, tr. 269-315.
- [5]. Phan Trung Điền, Ngô Thường San, Phạm Văn Tiềm (2000), *Một số biến cố địa chất Mesozoi muộn – Kainozoi và hệ thống dầu khí trên thềm lục địa Việt Nam*, Tuyển tập Hội nghị Khoa học Công nghệ 2000 – Ngành dầu khí Việt Nam trước thềm thế kỷ 21, Tổng Công Ty Dầu Khí Việt Nam, (1), Nxb. Thanh niên, Hà Nội, tr. 131-150.
- [6]. Phan Trung Điền, Phùng Sĩ Tài và nnk (1992), *Đánh giá tiềm năng dầu khí bể Cửu Long*, Viện Dầu Khí, Hà Nội.
- [7]. Nguyễn Hiệp (2007), *Địa Chất và Tài Nguyên Dầu Khí Việt Nam*, Nhà xuất bản Khoa Học Kỹ Thuật, tr. 141-181.
- [8]. Nguyễn Tiến Long, Sung Jin Chang (2000), *Địa chất khu vực và lịch sử phát triển địa chất bể Cửu Long*, Tuyển tập báo cáo hội nghị khoa học công nghệ 2000- Ngành dầu khí Việt Nam trước thềm thế kỷ 21, Tổng Công Ty Dầu Khí Việt Nam, (1), Nxb. Thanh niên, Hà Nội, tr. 436-453.
- [9]. Trương Minh, Nguyễn Tiến Bảo, Trần Huyền (2000), *Chế độ địa nhiệt và tài nguyên địa nhiệt của các bể trầm tích thềm lục địa Việt Nam*, Tuyển tập báo cáo hội nghị khoa học công nghệ 2000- Ngành Dầu Khí Việt Nam trước thềm thế kỷ 21, Tổng Công Ty Dầu Khí Việt

- Nam, (1), Nxb. Thanh niên, Hà Nội, tr. 471-484.
- [10]. Chu Đức Quang (2005), *Môi trường lắng đọng, tương trầm tích và tương hữu cơ trong thời kỳ Miocene sớm - Oligocene muộn trên mỏ Sư Tử Đen, lô 15.1, bể Cửu Long*, Tuyển tập báo cáo Hội nghị Khoa học Công nghệ: “30 năm Dầu khí Việt Nam: cơ hội mới, thách thức mới”, (1), Nxb. Khoa học Kỹ thuật, Hà Nội.
- [11]. Nguyễn Quốc Quân, Vũ Ngọc An, Nguyễn Quang Bô, Trần Huyền (2000), *Xác định công thức đánh giá hàm lượng sét (V_{se}) trong vỉa cát kết ở bồn trũng Cửu Long và Nam Côn Sơn*. Tuyển tập báo cáo hội nghị khoa học công nghệ 2000- Ngành dầu khí Việt Nam trước thềm thế kỷ 21, Tổng Công Ty Dầu Khí Việt Nam, (1), Nxb. Thanh niên, Hà Nội, tr. 454-459.
- [12]. Ngô Thường San, Lê Văn Trương, Cù Minh Hoàng, Trần Văn Trị (2007), *Kiến tạo Việt Nam trong khung cấu trúc Đông Nam Á*, Nhà xuất bản Khoa học Kỹ thuật, tr. 69-110.
- [13]. Trần Công Tào (1996), *Quá trình sinh thành hydrocarbon trong trầm tích Đệ Tam ở bể Cửu Long*, Luận án tiến sĩ Địa Chất, Đại học Mỏ Địa Chất.
- [14]. Nguyễn Quyết Thắng (2005), *Bể Cửu Long: những vấn đề then chốt trong thăm dò dầu khí*, Tuyển tập báo cáo Hội nghị Khoa học Công nghệ: “30 năm Dầu khí Việt Nam: cơ hội mới, thách thức mới”, (1), Nxb. Khoa học Kỹ thuật, Hà Nội.
- [15]. Nguyễn Quốc Thập (1998), *Nghiên cứu áp dụng các phương pháp Địa Vật Lý Giếng Khoan trong việc đánh giá tiềm năng sinh dầu khí của các đá trầm tích. Thử nghiệm trên tài liệu một số giếng khoan thuộc bồn trũng Nam Côn Sơn*. Luận án tiến sĩ Địa Chất, Đại học Mỏ Địa Chất.
- [16]. Hoàng Đình Tiến, Nguyễn Thuý Quỳnh (2000), *Điều kiện và cơ chế sinh dầu ở các bể trầm tích Đệ Tam thêm lục địa Việt Nam*, Tuyển Tập Hội Nghị Khoa Học Công Nghệ 2000 “Ngành Dầu Khí trước thềm thế kỷ 21”, Nhà xuất bản Thanh Niên, Hà Nội, tr. 359-375.
- [17]. Hoàng Đình Tiến, Nguyễn Thuý Quỳnh (2003), “Đặc điểm địa hóa của các trầm tích thêm lục địa Việt nam”, *Tạp chí Dầu khí*, 2003, (07).
- [18]. Hoàng Đình Tiến, Nguyễn Thuý Quỳnh (2005), “Sự biến đổi một số chỉ tiêu địa hóa quan trọng của dầu khí trong quá trình di cư cũng như khai thác”, *Tạp Chí Dầu khí*, 2005, (1).
- [19]. Hoàng Đình Tiến (2007), “Ngưỡng trưởng thành vật liệu hữu cơ ở một số bể trầm tích trẻ Cenozoi thêm lục địa Việt Nam”, *Tạp chí Dầu khí*, 2007, (4).
- [20]. Hoàng Đình Tiến (2006), *Địa chất dầu khí và các phương pháp tìm kiếm, thăm dò theo dõi mỏ*. Nxb. Đại học Quốc gia, Thành Phố Hồ Chí Minh.