

## **ĐÁNH GIÁ KHẢ NĂNG SINH DẦU CỦA CÁC TRẦM TÍCH ĐỆ TAM TẠI TRUNG TÂM BỒN TRỨNG MERGUI, THAILAND**

**Nguyễn Mạnh Thủy, Nguyễn Việt Kỳ**

Trường Đại Học Kỹ Thuật

(*Bài nhận ngày 11/07/1998*)

### **TÓM TẮT:**

Bồn trứng Mergui nằm trong khu vực Andaman Sea, Thailand, và được xem như là một bach-arc basin. Cho đến nay, từ 10 giếng khoan thăm dò trong khu vực mới chỉ phát hiện được một lượng nhỏ khí và dầu. Vì vậy việc nghiên cứu về tiềm năng dầu khí của bồn trứng này đóng một vai trò quan trọng cho công tác thăm dò và phát triển mỏ trong tương lai.

Trong báo cáo này, mô hình 1-D BasinMod đã được sử dụng để nghiên cứu về thời gian và lượng dầu khí có thể được tạo thành của các trầm tích đệ tam tại khu vực trung tâm của bồn trứng Mergui. Các kết quả mô hình đã chỉ ra rằng sự thành tạo của dầu và khí tại khu vực đã diễn ra từ cuối Miocene giữa, nhưng tỷ lệ chuyển hóa từ kerogen thành dầu cho tới nay tương đối bé hoặc không đủ khả năng để đẩy dầu thoát ra khỏi đá mẹ. Vì vậy, tiềm năng dầu khí tại khu vực trung của bồn trứng Mergui là nhỏ. Tuy nhiên, nếu thể tích của các đá mẹ là rất lớn thì với một tỷ lệ chuyển hóa kerogen thành dầu và hiệu suất đẩy dầu ra khỏi đá mẹ nhỏ như vậy vẫn có thể tạo thành một tích tụ lớn về dầu khí. Mô hình này rất nhạy đối với sự thay đổi của dòng nhiệt, mức độ trưởng thành nhiệt, và loại kerogen do đó chúng ta cần thận trọng khi suy rộng kết quả này cho toàn bộ diện tích của bồn trứng.

Bồn trứng Mergui là một back-arc basin nằm trong khu vực biển Andaman, Thái Lan. Cho tới nay mới chỉ phát hiện được một lượng nhỏ dầu và khí từ 10 giếng khoan thăm dò trong khu vực. Do đó việc nghiên cứu khả năng sinh dầu của các trầm tích đệ tam đóng một vai trò quan trọng trong việc đánh giá triển vọng thăm dò và khai thác dầu khí trong tương lai.

Trong bài này chúng tôi trình bày một số kết quả nghiên cứu liên quan đến việc sử dụng mô hình 1-D BasinMod để xác định thời gian và khả năng sinh dầu của các trầm tích đệ tam tại khu vực trung tâm của bồn.

### **1. Đặc Điểm Địa Chất Khu Vực:**

#### **1.1. Môi trường kiến tạo khu vực:**

Bồn trứng Mergui nằm tại rìa phía tây của Sundaland Craton và được hình thành do chuyển động khác nhau của mảng đại dương India và mảng lục địa SE Asia vào khoảng Oligocene sớm (hình 1). Bồn này có dạng hình học giống như một chữ V khổng lồ mà đỉnh nằm ở hướng bắc và mở rộng về hướng nam kéo dài tới tận bồn trứng North Sumatra, về phía đông được giới hạn bởi hệ thống đứt gãy đông bắc – tây nam Ranong-Klong Marui, và về phía tây được giới hạn bởi hệ



thống đứt gãy Saging-Sumatra. Môi trường kiến tạo khu vực đã được nghiên cứu chi tiết bởi nhiều tác giả như Molnar và Tapponnier [2], Curray và các tác giả khác [1], Polachan and Racey [3]... Họ cho rằng bồn trũng Mergui được thành tạo như là một hệ thống của các bán địa hào theo hướng bắc nam trong khoảng thời gian Oligocene và sau đó bị biến đổi bởi các chuyển động nén ép mang tính chất khu vực bắt đầu từ Miocene giữa. Các đứt gãy (right lateral wrench faults) được tạo thành dọc theo rìa phía tây và nam của các bồn trũng North Sumatra và Mergui trong khi đó các đứt gãy (left-lateral wrench faults) được tái hoạt động dọc theo rìa phía đông.

### **1.2. Địa tầng:**

Địa tầng khu vực đã được nghiên cứu tỉ mỉ bởi Polachan và Racey [3]. Họ đã phân chia các trầm tích đệ tam hiện diện trong khu vực nghiên cứu thành 07 phức hệ khác nhau:

#### *(1) Phức hệ Ranong:*

Phức hệ Ranong bao gồm các lớp sạn sỏi và cát kết với bề dày phân lớp tương đối lớn và màu sắc thay đổi phân bố ở phần dưới của mặt cát, càng lên trên hạt càng trở nên mịn hơn với các lớp cát kết và bột kết, sét kết xen kẽ nhau. Môi trường trầm tích của phức hệ này thay đổi từ các trầm tích sông ở phần dưới sang môi trường biển nông và delta ở phần trên. Phức hệ này phủ bất chỉnh hợp lên các đá gốc. Bề dày tối đa của phức hệ này đạt tới 1166m tại giếng khoan MG-3. Theo Union Oil (1976), phức hệ này được xếp vào tuổi Oligocene muộn - Miocene sớm.

#### *(2) Phức hệ Payang:*

Phức hệ Payang bao gồm các lớp cát kết glauconitic, micaceous, calcareous hạt trung đến thô màu xám trắng xen kẽ với các lớp sét bột màu xám. Các trầm tích này phủ bất chỉnh hợp lên phức hệ Ranong. Môi trường trầm tích thay đổi từ trầm tích biển sâu sang các trầm tích biển nông ở phần trên. Phức hệ này có bề dày khoảng 591 mét và chỉ gặp tại giếng khoan MG-1. Dựa vào tổ hợp của benthic foraminifera và các tài liệu palynology, phức hệ Payang được xếp vào tuổi Miocene sớm.

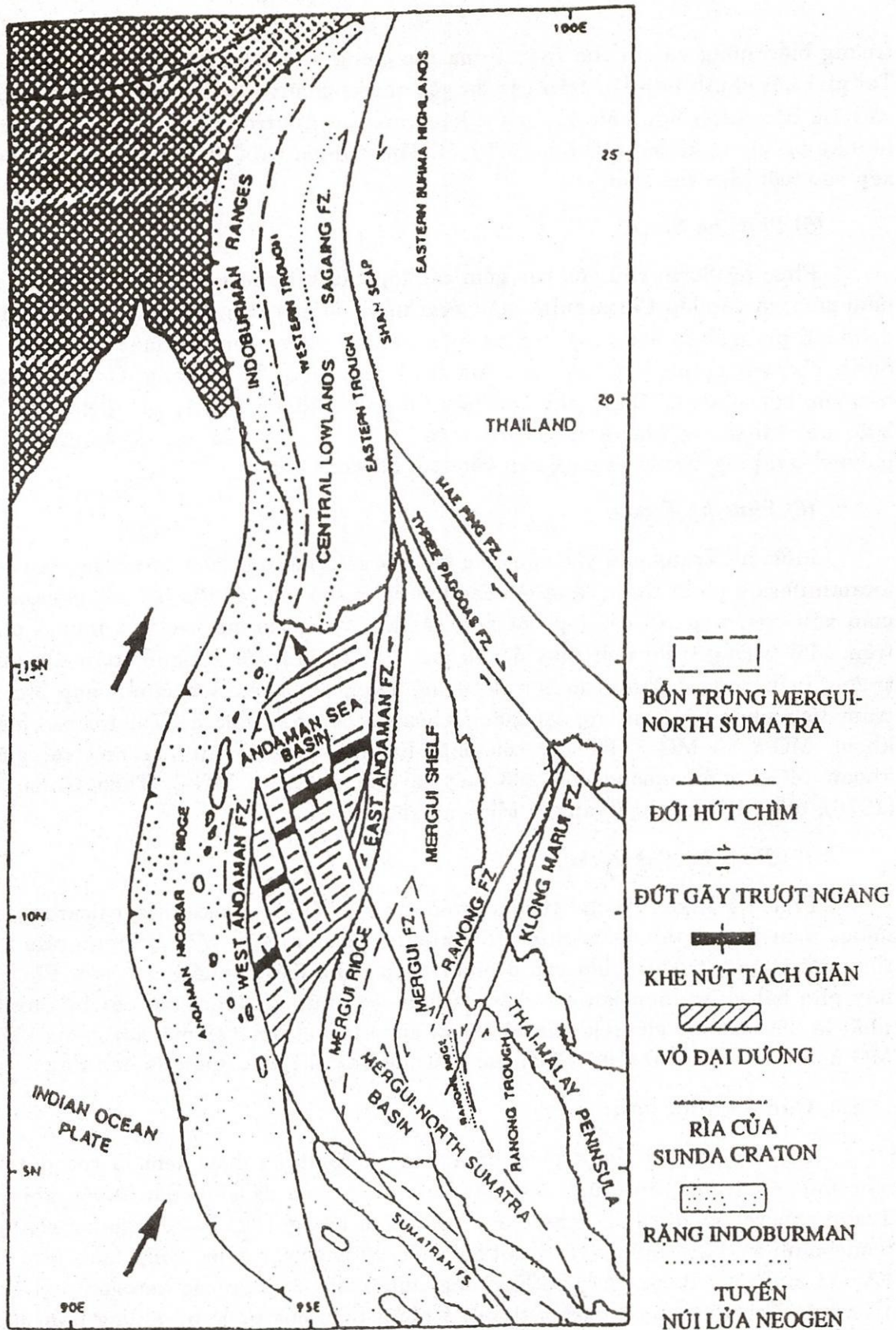
#### *(3) Phức hệ Kantang:*

Phức hệ Kantang bao gồm các lớp sét bột dày ở phần thấp và càng lên cao hạt càng thô hơn với các lớp sét bột xen kẽ với cát kết ở phần trên. Các trầm tích này được thành tạo chủ yếu trong môi trường biển sâu và phủ bất chỉnh hợp lên các trầm tích thuộc phức hệ Ranong. Theo hướng nam bề dày của phức hệ ngày càng tăng và thay đổi từ 1381 đến 1245 mét, tương ứng, trong các giếng khoan MG-4 và MG-3. Theo Union Oil (1976), tuổi của phức hệ này là Miocene sớm.

#### *(4) Phức hệ Tai:*

Phức hệ Tai bao gồm các lớp coral-algal reef limestone xen kẽ với các lớp bột kết và cát kết glauconitic hạt mịn. Phức hệ này được thành tạo trong môi





Hình 1 : Sơ đồ kiến tạo của khu vực Andaman Sea và bồn trũng Mergui-Noth Sumatra.  
(Theo Polachan và Racey, 1994) [3]



trường biển nông và chỉ tìm thấy trong các giếng khoan MG-5 và MG-2. Phức hệ Tai phủ bất chỉnh hợp lên trên các đá gốc quartz-chlorite schist tuổi Eocene muộn và nằm bất chỉnh hợp bên dưới phức hệ Trang tại Central High. Bề dày của phức hệ này tại giếng khoan MG-5 là 597 mét. Theo Union Oil (1976), phức hệ Tai được xếp vào tuổi Miocene sớm.

(5) *Phức hệ Surin:*

Phức hệ Surin chủ yếu bao gồm các lớp cát kết xen kẹp với các lớp bột sét màu xám và các lớp Calcarenite màu xám nâu. Môi trường trầm tích thay đổi từ deltaic ở phần thấp sang môi trường biển nông ở phần trên của mặt cắt. Phức hệ Surin phủ bất chỉnh hợp lên các trầm tích thuộc phức hệ Payang. Ở phần trung tâm của bồn phức hệ Surin chỉ tìm thấy tại giếng khoan MG-1, và bề dày đạt tới 203 mét tại giếng khoan này. Dựa trên cơ sở tổ hợp của các foraminifera và palynology, phức hệ Surin được xếp vào tuổi Miocene giữa.

(6) *Phức hệ Trang:*

Phức hệ Trang chủ yếu gồm các lớp bột sét glauconitic chứa nhiều planktonic foraminifera ở phần thấp, càng lên cao hạt càng thô với các lớp bột sét glauconitic màu xám xen kẹp với các lớp bột kết, cát kết và calcarenmites hạt mịn ở phần trên. Môi trường trầm tích thay đổi từ môi trường biển sâu ở phần thấp sang môi trường biển nông ở phần cao hơn. Phức hệ Trang nằm phủ bất chỉnh hợp lên các trầm tích phức hệ Kantang tại giếng khoan MG-3 và phức hệ Tai tại các giếng khoan MG-5 và MG-3. Bề dày của phức hệ này thay đổi từ 772 mét tại giếng khoan MG-4 giảm xuống còn 288 mét tại giếng khoan MG-2. Theo Union Oil (1976), tuổi của phức hệ Trang là Miocene giữa.

(7) *Phức hệ Takua Pa:*

Phức hệ Takua Pa chủ yếu bao gồm các lớp bột sét glauconitic, calcareous rất mềm, màu xám xanh chứa nhiều planktonic foraminifera. Môi trường trầm tích thay đổi từ môi trường biển sâu ở phần thấp nông dần ở phần cao hơn. Phức hệ này phủ bất chỉnh hợp lên các trầm tích thuộc phức hệ Trang và đạt bề dày lớn nhất là 289 mét tại giếng khoan MG-3 và giảm xuống còn 128 mét tại giếng khoan MG-2. Theo Union Oil (1976) tuổi của phức hệ Takua Pa là Pliocene đến nay.

### 1.3. Các đá sinh dầu:

Các lớp sét bột thuộc phức hệ Trang và Kantang được xem là các đá sinh dầu chủ yếu trong bồn trũng Mergui. Tuy nhiên, các đá sinh dầu thuộc phức hệ Trang chủ yếu chứa các kerogen loại I với hàm lượng TOC (total organic content) trung bình là 1,2% nhưng chưa đạt tới mức độ trưởng thành trong toàn khu vực. Các đá sinh dầu thuộc phức hệ Kantang chứa một hỗn hợp các kerogen loại II và III và đã đạt tới mức độ trưởng thành ở phần thấp của phức hệ nhưng hàm lượng TOC tương đối thấp (0,5 - 0,9%). Các lớp bột sét kết xen kẹp của phức hệ Ranong đã đạt tới mức độ trưởng thành trên toàn khu vực, nhưng hàm lượng TOC quá thấp (< 0,5%) và chứa chủ yếu là các kerogen loại III. Tóm lại, các đá có khả năng sinh



dầu của bồn trũng Mergui có hàm lượng TOC tương đối thấp ( $< 1\%$ ) và chứa một lượng tương đối lớn kerogen loại III.

## **2. Phương Pháp Nghiên Cứu:**

Các tài liệu gốc sử dụng trong nghiên cứu này gồm các tài liệu mô tả thành phần thạch học và cổ sinh học, các giá trị vitrinite, nhiệt độ đo được ở đáy giếng khoan và các tài liệu địa vật lý giếng khoan từ 05 giếng khoan thăm dò ở khu vực trung tâm của bồn. Chất lượng tài liệu nhìn chung thay đổi trong khoảng tương đối rộng do các sai số gặp phải trong quá trình đo, thu thập, phân tích và tổng hợp số liệu. Sau khi lựa chọn, kiểm tra và tổng hợp các số liệu được đưa vào chương trình của mô hình 1-D BasinMod để xây dựng lại lịch sử chôn vùi của các trầm tích, phân tích chế độ địa nhiệt, xác định mức độ trưởng thành của các vật liệu hữu cơ, trên cơ sở đó đánh giá mức độ sinh dầu của các đá sinh dầu trong khu vực nghiên cứu của bồn trũng Mergui.

Như chúng ta đã biết các kết quả thu thập được từ mô hình phụ thuộc rất nhiều vào mức độ tương tự giữa mô hình và thực tế của các điều kiện tự nhiên, và mức độ chính xác của các số liệu nhập vào mô hình. Do đó để nhận được các kết quả có mức độ tin cậy cao, các số liệu nhập vào cần phải được tối ưu hóa. Thuật ngữ "tối ưu hóa" ở đây được định nghĩa là quá trình mà tất cả các phương trình và các số liệu nhập vào sử dụng trong mô hình được hiệu chỉnh sao cho phù hợp với các khái niệm về địa chất, địa vật lý, địa hóa... và cho phép tạo ra các giá trị tính toán phù hợp với tất cả các giá trị có thể đo được [5]. Trong mô hình 1-D BasinMod, "tối ưu hóa" được tiến hành chủ yếu bằng phương pháp thử và sai số. Các thông số được "tối ưu hóa" trong chương trình là độ lỗ rỗng, nhiệt độ, các chỉ thị về nhiệt như vitrinite. Nội dung và kỹ thuật "tối ưu hóa" các thông số này được trình bày chi tiết trong tác phẩm [4]. Sau khi tiến hành mô hình hóa và thực hiện chương trình này chúng tôi đã thu được các kết quả như đã trình bày trong phần dưới đây.

## **3. Minh Giải Các Kết Quả Nghiên Cứu:**

Nhiệt độ hiện tại trong các thành tạo trầm tích đệ tam tại đáy các giếng khoan thăm dò thay đổi trong khoảng từ 46,9 đến 136,7°C tùy theo độ sâu. Sự phân bố nhiệt độ trong mỗi đơn vị trầm tích thể hiện một xu hướng tăng dần theo hướng tây và tây nam, tương ứng với hướng cắm xuống từ ngoài vào trung tâm bồn trũng của các lớp trầm tích và sự phụ thuộc chặt chẽ của nhiệt độ theo chiều sâu.

Gradient của địa nhiệt thay đổi trong khoảng từ 3,0 đến 4,4°C/100m nhưng không thể hiện rõ rệt một xu hướng nào trong phạm vi toàn bộ bồn trũng. Tuy nhiên trong phần phía tây của khu vực nghiên cứu gradient nhiệt độ giảm dần theo hướng tây- tây bắc. Sự thay đổi của gradient địa nhiệt chủ yếu là do sự khác nhau về dòng nhiệt và độ dẫn nhiệt của đất đá tạo ra.

Dòng nhiệt hiện tại trên toàn bộ diện tích của bồn trũng nằm trong khoảng từ 40 – 52 mW/m<sup>2</sup>. Về cơ bản dòng nhiệt này phù hợp với nền dòng nhiệt trong khu vực. Hơn thế nữa, sự phân bố của dòng nhiệt tại khu vực Central High cao hơn dòng nhiệt tại phần phía tây của bồn trũng. Sự giảm của dòng nhiệt theo hướng



tây-tây bắc như vậy có thể giải thích cho sự thay đổi của gradient địa nhiệt tại khu vực phía tây của bồn. Mặc dù chúng ta tin tưởng rằng xu hướng thay đổi này là thực nhưng các sai số hệ thống trong tính toán độ dẫn nhiệt và sự hiệu chỉnh nhiệt độ đo được ở đáy giếng khoan có thể làm ảnh hưởng đến các kết quả tính toán dòng nhiệt của chúng ta.

Các tài liệu gốc của phản xạ vitrinite có chất lượng rất khác nhau. Theo các tài liệu này làm nảy sinh ra các vấn đề rắc rối đối với phản xạ vitrinite tại cả phần bên dưới và bên trên của mặt cắt trong các giếng khoan MG-3 và MG-4. Ở phần trên các giá trị  $R_0$  thể hiện một sự tăng nhẹ từ 0,26 tại độ sâu 400 mét đến 0,4 tại độ sâu 2250 mét và các giá trị này dường như thấp hơn so với thực tế. Ở phần bên dưới, tại ranh giới trên của phức hệ Ranong xuất hiện một sự thay đổi không liên tục của mặt cắt phản xạ vitrinite. Có hai tùy chọn để minh giải các tài liệu vitrinite đo được này: (1) Xem như các giá trị  $R_0$  đo được này là hoàn toàn chính xác và cố gắng điều chỉnh sao cho đường cong vitrinite tính toán trùng với tất cả các giá trị vitrinite đo được; (2) thừa nhận sự thay đổi chất lượng của các tài liệu  $R_0$  đo được và chỉ sử dụng các số liệu phù hợp với một "xu hướng được xác định trước". Trong trường hợp tùy chọn (1), để điều chỉnh cho các giá trị  $R_0$  tính toán trùng khớp với các giá trị  $R_0$  đo được tại phần bên trên của mặt cắt ta cần phải tăng các giá trị độ dẫn nhiệt lên 50% và giảm dòng nhiệt hiện tại xuống thấp hơn 28 mW/m<sup>2</sup>. Sau đó để điều chỉnh cho các giá trị  $R_0$  tính toán và  $R_0$  đo được ở phần bên dưới trùng khít nhau thì bề mặt của phức hệ Ranong phải bị bào mòn khoảng 2600 mét trong một thời gian tương đối ngắn. Cả hai giả thiết đó đều không phù hợp với các tài liệu nhiệt độ đo được và không phù hợp mô hình địa chất hiện tại. Vì vậy tùy chọn (1) bị loại bỏ. Từ các lập luận trên cho thấy rằng ở phần trên của mặt cắt các giá trị  $R_0$  đo được thấp hơn thực tế có thể do hiện tượng "suppression" của các giá trị phản xạ vitrinite, "caving", hoặc do sai số hệ thống khi đo các số liệu. Mặc dù hiện tượng "suppression" đã được thấy ở nhiều bồn trũng trong khu vực Đông Nam Á, nhưng tại khu vực nghiên cứu này chưa có một tài liệu thực tế nào chứng minh cho sự tồn tại của hiện tượng này. Hầu hết các giá trị  $R_0$  được phân tích từ các mẫu xà lam, độ phân tán của các giá trị rất cao, trong một khoảng rất rộng mà giá trị đo được của  $R_0$  tăng rất ít, và sự khác biệt rõ rệt của các giá trị  $R_0$  đo trên mẫu xà lam và trên mẫu lõi là những bằng chứng rõ ràng cho hiện tượng "caving". Ngoài ra, sai số hệ thống khi đo các số liệu cũng có thể xảy ra ở phần trên của mặt cắt vì các giá trị  $R_0$  nằm trong khoảng 0,3 - 0,4% thường không đáng tin cậy, bởi vì ở tại một mức độ trường thành thấp như vậy các giá trị vitrinite thật sự vẫn chưa tồn tại [5]. Vì vậy trong tùy chọn 2, ta loại bỏ tất cả các giá trị  $R_0$  sai số dựa vào " xu hướng được xác định trước". "Xu hướng được xác định trước" này được xây dựng trước hết dựa vào các giá trị  $R_0$  đo được từ các mẫu lõi, sau đó mới dựa vào  $R_0$  đo từ mẫu xà lam trên cơ sở là các giá trị  $R_0$  tăng dần theo chiều sâu. Các giá trị  $R_0$  đã chọn này được sử dụng để "tối ưu hóa" nhiệt độ hiện tại và lịch sử phát triển của dòng nhiệt trong khu vực nghiên cứu. Các kết quả thu được từ mô hình trên cơ sở tùy chọn (2) phù hợp với các giá trị đo được và phù hợp với các khái niệm về địa chất đã chứng tỏ rằng sự lựa chọn tùy chọn (2) là đúng đắn.



Trên cơ sở của các số liệu được nhập vào chương trình sau khi đã "tối ưu hóa" tiến hành tính toán thời gian và mức độ sinh dầu của các tầng đá mẹ tại hai giếng khoan MG-3 và MG-4. Các kết quả tính toán mức độ sinh dầu và khí tại giếng khoan MG-4 cho thấy rằng tại ranh giới dưới của phức hệ Kantang, dầu và khí bắt đầu được sinh ra cách đây khoảng 2 triệu năm, và đã tạo ra một lượng dầu và khí tương đối nhỏ (khoảng 38,2 mgHC/g TOC tương ứng với 12% khả năng sinh dầu của đá mẹ là 313 mg HC/g TOC). Trong khi đó, tại ranh giới dưới của phức hệ Ranong, mức độ sinh dầu đã đạt tới pha chính cách đây khoảng 8,5 triệu năm, lượng dầu khí sinh ra khoảng 101,8 mg HC/g TOC, tương ứng với 54% khả năng sinh dầu của đá mẹ là 186 mg HC/g TOC), tuy nhiên hiệu suất thoát ra khỏi đá mẹ của dầu rất bé do hàm lượng TOC của đá mẹ thấp [5]. Tương tự tại giếng khoan MG-3, các trầm tích sâu nhất đạt đến ngưỡng sinh dầu cách nay khoảng 8,2 triệu năm, nhưng khả năng sinh dầu và khí trong của các đá mẹ trong giếng khoan MG-3 đạt thấp hơn so với trong giếng khoan MG-4. Cụ thể là lượng dầu và khí sinh ra tại ranh giới dưới của thành hệ Ranong khoảng 46,5 mg HC/g TOC tương ứng với 25% khả năng sinh dầu của đá mẹ là 186 mg HC/g TOC, trong khi đó lượng dầu và khí sinh ra tại ranh giới dưới của phức hệ Kantang là không đáng kể [4]. Từ kết quả trên chúng ta nhận thấy rằng, do cả hai nguyên nhân là tỷ lệ chuyển hóa từ kerogen thành dầu và khí trong phức hệ Kantang nhỏ và do hiệu suất đẩy dầu ra khỏi đá mẹ trong phức hệ Ranong rất thấp đã dẫn đến khả năng sinh dầu của các đá mẹ tại khu vực trung tâm của bồn trũng Mergui là nhỏ. Tuy nhiên, nếu thể tích tổng cộng của các đá mẹ là rất lớn thì với các giá trị chuyển hóa và đẩy dầu ra khỏi đá mẹ thấp như vậy vẫn có thể tạo ra một lượng tích tụ đáng kể dầu và khí.

#### **4. Kết Luận:**

Trên cơ sở "tối ưu hóa" các số liệu nhập vào chúng ta xây dựng được một mô hình "hợp lý", mô hình này phù hợp với lịch sử chôn vùi của đất đá, lịch sử phát triển của chế độ nhiệt, và phù hợp với các khái niệm về địa chất, địa vật lý, địa hóa trong khu vực nghiên cứu. Các kết quả mô hình đã chỉ ra rằng bắt đầu từ cuối Miocene muộn các trầm tích đệ tam đã bắt đầu tạo ra dầu và khí tại khu vực trung tâm bồn trũng Mergui và được kiểm soát bởi độ sâu chôn vùi và trường địa nhiệt khu vực. Tuy nhiên, lượng dầu và khí sinh ra bé do tỷ lệ chuyển hóa từ kerogen thành dầu và khí nhỏ và do hiệu suất đẩy dầu ra khỏi đá mẹ rất thấp bởi vì đá mẹ nghèo các vật liệu hữu cơ. Mô hình đã được xây dựng này rất nhạy với sự thay đổi của dòng nhiệt, mức độ trưởng thành nhiệt, và loại kerogen [4], do đó chúng ta cần phải cẩn thận khi suy rộng kết luận này cho toàn bộ diện tích của bồn trũng.



## EVALUATION OF HYDROCARBON GENERATION OF TERTIARY SEDIMENTS IN THE CENTRAL PART OF THE MERGUI BASIN, THAILAND

### ABSTRACT :

The Mergui basin is located in the Andaman Sea, Thailand, and is thought to represent a back arc basin. To date, only minor gas and oil shows have been discovered by ten exploration wells drilled in this area. Hence, the comprehension of hydrocarbon potential of this basin plays a key role for future exploration and development.

In this report, 1-D basinMod model was used to study the quantity and timing of hydrocarbon generation of Tertiary sediments in the central part of the Mergui basin. Modeling results showed that hydrocarbon generation in this area has occurred since the latest middle Miocene, but the conversion of kerogen to hydrocarbons to date has been relatively small or insufficient for expulsion. Hence, the hydrocarbon potential for the central part of the Mergui basin is small. If the total volume of source rocks were very large, however, could such minor conversion and expulsion lead to a major gas and oil accumulation. The model is sensitive to heat flow, thermal maturity, and kerogen types so we should be careful when extrapolating our conclusions to the entire area.

### TÀI LIỆU THAM KHẢO

1. Curray, J.R., D.G. Moore, L.A. Lawver, R.W. Raitt, M. Henry, and L. Montadert, 1979, Tectonic of the Andaman Sea and Burma. In Watkins, J. and L. Montadert, Geological and geophysical investigation of continental margins: AAPG Memoir, v29, p. 189 - 198.
2. Molnar, P., and P. Tapponnier, 1975, Cenozoic tectonics of Asia, effects of a continental collision: Science 189, p. 419 - 426.
3. Polachan, S., and A. Racey, 1994, Stratigraphy of the Mergui basin, Andaman Sea: Implications for petroleum exploration: Journal of Petroleum Geology, v. 17 (4), p. 373 - 406.
4. Nguyen Manh Thuy, 1997, Maturity modeling of Tertiary sediments in the central part of the Mergui basin, Thailand: Universiti Brunei Darussalam Ms. Thesis, 85 p.
5. Waples, D. W., 1997, Maturity modeling and basin modeling: problems and practical solutions, five day short course manual, 205 p.
6. Union Oil, 1976, MG-1, MG-2, MG-3, MG-4, and MG-5 wells - database.