



**HỘI THẢO KHOA HỌC QUỐC GIA**

**CÔNG NGHỆ NĂNG LƯỢNG VÀ ỨNG PHÓ BIẾN ĐỔI KHÍ HẬU  
(ENCCR – 2026)**

Hà Nội, 6/2026

**NHÀ XUẤT BẢN GIAO THÔNG VẬN TẢI**



## Tổng quan về phương pháp nghiên cứu và quy trình xây dựng mô hình hệ thống dầu khí

Nguyễn Thị Minh Hồng<sup>1,\*</sup>, Lê Ngọc Ánh<sup>1</sup>, Nguyễn Duy Mười<sup>1</sup>,  
Bùi Thị Ngân<sup>1</sup>, Nguyễn Thị Thu Hằng<sup>1</sup>, Đỗ Minh Cường<sup>2</sup>  
<sup>1</sup> Trường Đại học Mỏ - Địa chất, Hà Nội, Việt Nam  
<sup>2</sup> Lớp TCNH66B, Đại học Kinh tế Quốc dân, Việt Nam

### TÓM TẮT

Bài báo trình bày tổng quan về phương pháp nghiên cứu và quy trình xây dựng mô hình hệ thống dầu khí nhằm phục vụ đánh giá tiềm năng dầu khí và giảm thiểu rủi ro thăm dò. Mô hình hệ thống dầu khí được xây dựng trên phần mềm PetroMod thông qua tích hợp các dữ liệu địa chất, địa hóa, địa vật lý, địa tầng và lịch sử kiến tạo để mô phỏng quá trình sinh, di cư và tích tụ hydrocarbon theo thời gian địa chất. Quy trình xây dựng mô hình bao gồm thu thập và chuẩn hóa dữ liệu đầu vào, xây dựng mô hình 1D để hiệu chỉnh lịch sử chôn vùi và trưởng thành vật chất hữu cơ, thiết lập mô hình 2D-3D, mô phỏng quá trình sinh dầu khí và di cư hydrocarbon, sau đó kiểm tra và hiệu chỉnh bằng các dữ liệu thực tế như nhiệt độ và độ phản xạ vitrinite. Các phương pháp mô phỏng di cư dầu khí như Darcy, Flowpath, Hybrid và Invasion Percolation được áp dụng để đánh giá hướng di cư và vị trí tích tụ hydrocarbon. Kết quả mô hình cho phép khôi phục lịch sử phát triển hệ thống dầu khí, xác định khu vực triển vọng và hỗ trợ định hướng công tác tìm kiếm thăm dò dầu khí.

*Từ khóa:* Mô hình hệ thống dầu khí; PetroMod; mô hình 1D-2D-3D; Trưởng thành đá mẹ; Mô hình bể trầm tích; Đánh giá tiềm năng dầu khí.

### 1. Giới thiệu

Trong bối cảnh nhu cầu năng lượng ngày càng gia tăng và các nguồn tài nguyên dầu khí dễ phát hiện dần suy giảm, việc nghiên cứu hệ thống dầu khí trở thành một hướng tiếp cận quan trọng nhằm nâng cao hiệu quả công tác tìm kiếm, thăm dò và đánh giá tiềm năng dầu khí. Khái niệm hệ thống dầu khí cho phép xem xét tổng thể các yếu tố địa chất như đá sinh, đá chứa, đá chắn, bẫy, quá trình sinh - di cư - tích tụ và lịch sử tiến hóa bể trầm tích trong một khung phân tích thống nhất. Trên cơ sở đó, mô hình hệ thống dầu khí được xây dựng nhằm tái hiện các quá trình phát sinh và phân bố hydrocarbon theo không gian và thời gian, đồng thời hỗ trợ dự báo khu vực triển vọng và giảm thiểu rủi ro thăm dò (Xuan và nnk., 2017; Hantschel và Kauerauf, 2009). Hiện nay, việc xây dựng mô hình hệ thống dầu khí 3D cho khu vực dựa trên sự tích hợp đa nguồn dữ liệu bao gồm địa chất, địa hóa, địa vật lý, địa tầng, địa nhiệt và lịch sử kiến tạo. Các phương pháp nghiên cứu từ phân tích định tính đến mô phỏng định lượng được áp dụng nhằm đánh giá điều kiện sinh dầu khí, thời điểm sinh - di cư, khả năng tích tụ cũng như mức độ bảo tồn của các tích tụ hydrocarbon. Quy trình xây dựng mô hình thường bao gồm các bước chính như thu thập và chuẩn hóa dữ liệu đầu vào, xây dựng mô hình cấu trúc - địa tầng, phục hồi lịch sử chôn vùi và nhiệt, mô phỏng quá trình sinh - di cư hydrocarbon, và hiệu chỉnh mô hình dựa trên các dữ liệu quan sát.

Bài báo này trình bày tổng quan về các phương pháp nghiên cứu chủ yếu và quy trình xây dựng mô hình hệ thống dầu khí, tập trung vào nguyên lý, dữ liệu đầu vào, các bước thực hiện cũng như khả năng ứng dụng trong đánh giá tiềm năng dầu khí. Kết quả tổng hợp nhằm cung cấp cơ sở khoa học phục vụ công tác nghiên cứu và định hướng áp dụng mô hình hệ thống dầu khí trong thăm dò dầu khí hiện nay.

### 2. Tổng quan về phương pháp nghiên cứu mô hình hệ thống dầu khí

\* Tác giả liên hệ

Email: nguyenthiminhhong@hmg.edu.vn

Mô hình hệ thống dầu khí (Petroleum System Modeling) được xây dựng và mô phỏng trên phần mềm PetroMod của SLB (Schlumberger, 2020). PetroMod được sử dụng như một công cụ để đánh giá các yếu tố sau:

- Mô phỏng quá trình sinh dầu khí (Petroleum Generation Simulation) dựa trên các dữ liệu về động học (tốc độ phản ứng hóa học và ảnh hưởng của nhiệt độ, áp suất, nồng độ) để dự báo các pha và đặc trưng của hydrocarbon được sinh ra từ đá mẹ qua các thời kỳ địa chất cũng như mô tả sự dịch chuyển của hydrocarbon trong các khoảng không gian lỗ rỗng của đá mẹ.
- Đánh giá mức độ trưởng thành của đá mẹ qua các giai đoạn địa chất từ cổ đến hiện tại (Past-to-Present).
- Mô phỏng quá trình di cư dầu khí (Petroleum Migration Simulation) dựa trên lý thuyết di cư dầu khí và được kiểm soát bởi các thông số về nhiệt độ và áp suất, cũng như các mối tương quan giữa các thành phần/3 pha của hydrocarbon, trên cơ sở đó mô phỏng quá trình, hướng và tốc độ di cư của dầu và khí từ đá mẹ đến các bẫy chứa qua các thời kỳ địa chất.
- Xác định vị trí, tổng thể tích của các tích tụ hydrocarbon tồn tại trong các bẫy chứa.
- Đánh giá và xác định loại hydrocarbon (dầu, condensate, khí) phun xuất ra khỏi đá mẹ.
- Phân vùng triển vọng và đánh giá rủi ro địa chất và hệ số thành công (PetroRisk) trên cơ sở tích hợp các yếu tố đầu vào trong hệ thống dầu khí.

### **2.1. Quy trình xây dựng mô hình hệ thống dầu khí**

Mục đích và nhiệm vụ đặt ra là cần phải tìm ra vị trí các tích tụ hydrocarbon cũng như đánh giá tổng thể tích của các tích tụ trên nhằm đề xuất tối ưu các giếng khoan thăm dò cho công tác khoan trong khu vực nghiên cứu. Do đó, việc tiến hành xây dựng mô hình hệ thống dầu khí 3D nhằm mô phỏng quá trình di cư và tích tụ hydrocarbon theo các giai đoạn địa chất từ cổ đến trẻ cần được triển khai gấp. Tuy nhiên, các yếu tố đầu vào trong quá trình xây dựng mô hình rất quan trọng và cần phải khai thác một cách triệt để. Do đó, trước hết chúng ta phải khảo sát mô hình 1D/2D nhằm đánh giá lịch sử chôn vùi của trầm tích theo thời gian cũng như chính xác các tham số đầu vào về điều kiện biên của mô hình (Wygrala, 1989, Hantschel và Kauerauf, 2009). Các số liệu đầu vào cho xây dựng mô hình bao gồm: ranh giới các tập, tuổi địa chất của các tập trầm tích được liên kết dựa trên tài liệu giếng khoan về địa chấn, địa vật lý minh giải kết hợp cùng tài liệu phân tích cổ sinh - địa tầng, thạch học. Thành phần thạch học nhóm, giá trị TOC, HI cũng như năng lượng hoạt hóa (kinetic) được khảo sát và định nghĩa cụ thể đưa vào nghiên cứu trong mô hình. Các tướng thạch học được định nghĩa dựa trên tài liệu thực tế tại giếng khoan và dựa theo bản đồ môi trường trầm tích.

Độ sâu mực nước cổ (PWD) được khôi phục lại trên cơ sở bản đồ môi trường trầm tích và thông số nước biển hiện tại của khu vực. Trên cơ sở đó, nhiệt độ bề mặt (SWIT) các tập trầm tích ứng với từng thời kỳ được sử dụng theo mô hình Wyglar, 1989 và vị trí hiện tại của khu vực nghiên cứu. Mô hình này phục hồi lại giá trị nhiệt độ cho từng khu vực dựa trên việc phục hồi lại giá trị độ sâu mực nước cổ (PWD).

Dòng nhiệt (HF) trong suốt quá trình phát triển bề cũng thay đổi theo thời gian, bắt đầu tăng từ thời kỳ trước tách giãn (Pre-rift), tiếp đó tăng dần trong giai đoạn tách giãn và đạt giá trị cao nhất sau đó giảm dần tới hiện tại do sụt lún nhiệt dẫn tới giá trị dòng nhiệt trở về trạng thái cân bằng. Giá trị này được hiệu chỉnh bởi giá trị nhiệt độ tại giếng khoan và tài liệu đo mức trưởng thành như vitrinite. Chu trình xây dựng mô hình hệ thống dầu khí được thể hiện như hình dưới đây.

Mô hình hóa là bước cuối xây dựng mô hình bề trầm tích khu vực nghiên cứu xác lập hệ thống dầu khí trong môi trường 3D từ việc kết hợp xây dựng mô hình cấu trúc kiến tạo, mô hình tướng, môi trường trầm tích và các yếu tố nhiệt độ, áp suất, dòng nhiệt theo vận động của vỏ trái đất (Hantschel và Kauerauf, 2009).

#### **2.1.1. Quy trình xây dựng mô hình HTDK 1D**

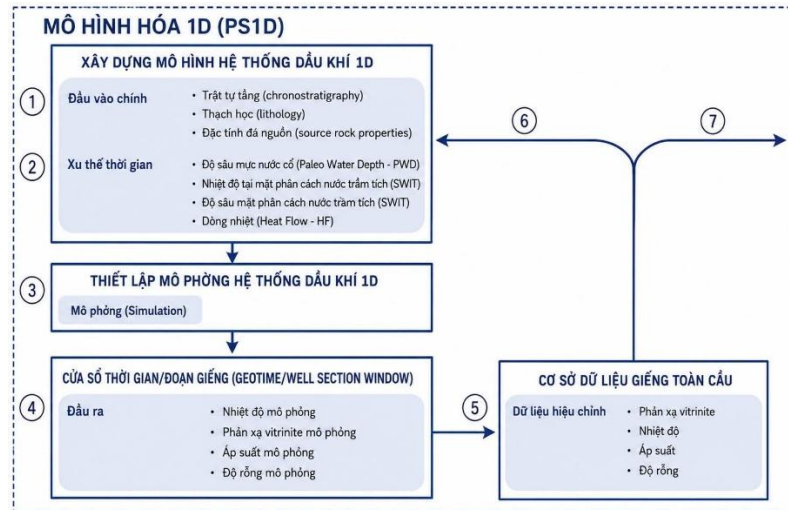
Nguyên tắc khảo sát mô hình 1D được khái quát trên Hình 2. Mô hình 1D cho phép khôi phục quá trình trưởng thành VCHC trong đá mẹ tại một vị trí nhất định. Khảo sát mô hình 1D bao gồm 4 bước thực hiện cơ bản sau:

- Nhập dữ liệu đầu vào khảo sát mô hình 1D là các tham số về địa chất, tham số điều kiện biên, tham số địa hóa đá mẹ được lấy theo tài liệu giếng khoan và các tài liệu khác.
- Tiến hành chạy mô phỏng 1D: Kết quả chạy mô phỏng mô hình 1D tại giếng khoan đang tiến hành khảo sát đưa ra các thông tin về lịch sử chôn vùi trầm tích, mức độ trưởng thành, nhiệt độ, áp suất, vitrinite (Ro),... theo chiều sâu của giếng khoan.
- Kiểm tra kết quả mô hình: Kết quả mô hình được kiểm tra chủ yếu bằng số liệu độ phản xạ Vitrinite và nhiệt độ đo được theo chiều sâu giếng khoan, ngoài ra còn có áp suất vỉa, độ rỗng,...
- Hiệu chỉnh số liệu: Trong quá trình khảo sát mô hình 1D sẽ được chạy rất nhiều lần đến khi kết quả mô hình phù hợp với số liệu đo tại giếng khoan thì tham số đầu vào mô hình đó mới được chấp nhận.

## QUY TRÌNH MÔ HÌNH HÓA BỂ TRƯNG



Hình 1. Quy trình tổng thể xây dựng mô hình hệ thống dầu khí 1D, 2D và 3D.



Hình 2. Quy trình xây dựng mô hình hệ thống dầu khí 1D.

### 2.1.2. Quy trình xây dựng mô hình HTDK 3D

Mô hình hệ thống dầu khí 3D được nghiên cứu dựa trên sự tổng hợp tài liệu địa chất, địa hóa, môi trường trầm tích, hệ thống dầu khí,... (Xuan và nnk., 2017; Hantschel và Kauerauf, 2009). Quá trình mô phỏng trên phần mềm PetroMod nhằm xác định mức độ trưởng thành vật chất hữu cơ của đá mẹ (maturity), tái hiện quá trình sinh, di cư và tích tụ (migration & accumulation) dầu khí theo từng giai đoạn địa chất từ cổ đến hiện tại trong khu vực nghiên cứu. Tóm lại, kết quả chạy mô hình hệ thống dầu khí sẽ đưa ra bức tranh mô phỏng nhằm khôi phục lại toàn bộ quá trình sinh dầu, di cư, tích tụ vào bể cũng như đánh giá mức độ phá hủy các tích tụ qua các giai đoạn địa chất từ cổ đến hiện tại và đây chính là ưu điểm vượt trội của mô hình hệ thống dầu khí (Petroleum System Modeling). Mô hình hệ thống dầu khí được sử dụng như một công cụ để đánh giá các yếu tố sau

Nguyên tắc xây dựng mô hình 3D được khái quát trên Hình 3 bao gồm 4 bước thực hiện chính là: Nhập dữ liệu đầu vào, kiểm tra kết quả mô hình và hiệu chỉnh số liệu:

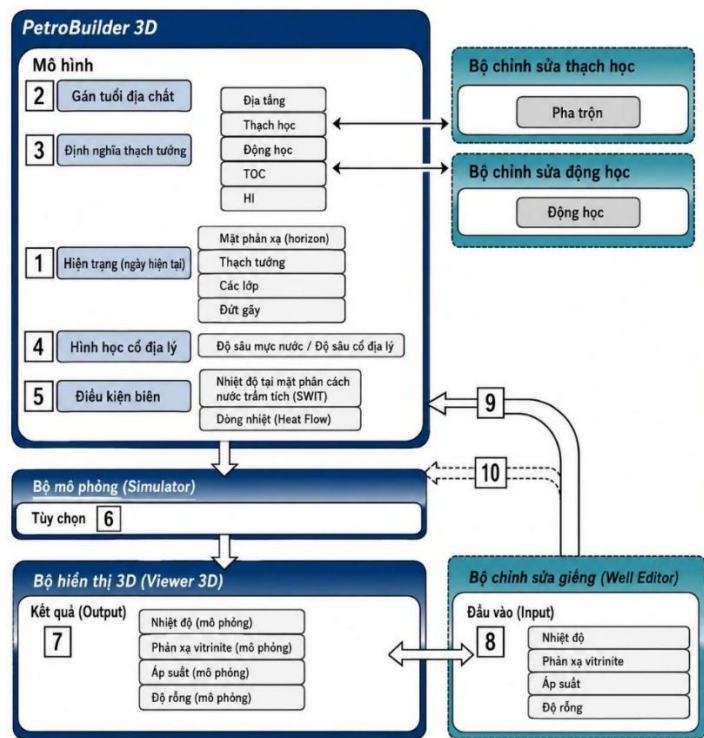
- Dữ liệu đầu vào của mô hình bao gồm: tham số về địa chất (tuổi địa chất tương đối cho các tầng, mô hình cấu trúc, mô hình hệ thống đứt gãy, mô hình tương thạch học, bản đồ bóc mòn,...), bản đồ đẳng giá trị các tham số điều kiện biên như dòng nhiệt cổ (HF), độ sâu mực nước cổ (PWD) và nhiệt độ bề mặt cổ (SWIT), các bản đồ đẳng giá trị tham số địa hóa đá mẹ như chỉ số hydrogen (HI Map), tổng hàm lượng cacbon hữu cơ (TOC Map) cho các tầng sinh dầu chính trong khu vực nghiên cứu.

- Tiến hành chạy mô phỏng: Sau khi đã chuẩn bị toàn bộ các thông số đầu vào trên, tiến hành xây dựng mô hình 3D và chạy mô phỏng các kết quả nhằm đánh giá mức độ trưởng thành của vật chất hữu cơ, tỷ lệ chuyển hóa kerogen thành hydrocarbon của các tầng đá mẹ, mật độ và hướng hydrocarbon di thoát ra khỏi

đá mẹ và di cư vào tầng chứa theo thời gian từ cổ đến trẻ cũng như xác định vị trí và tổng thể tích các tích tụ hydrocarbon trong bể cho các tầng chứa chính trong khu vực lô nghiên cứu.

- Kiểm tra kết quả mô hình: Để kiểm tra kết quả chạy mô hình cần phải đưa các số liệu thực tế ( nhiệt độ, độ phản xạ vitrinite, áp suất,...) đo được tại giếng khoan vào phần dữ liệu giếng khoan (Well Editor) để kiểm tra với kết quả của mô hình. Trong quá trình kiểm tra kết quả chạy mô hình, nếu giá trị thực tế đo tại giếng khoan phù hợp (match) với kết quả của mô hình thì kết quả mô hình sẽ được sử dụng để minh giải và nếu không phù hợp thì cần phải hiệu chỉnh lại các thông số địa chất đầu vào, đặc biệt là các điều kiện biên của mô hình và tiếp tục chạy mô phỏng lại cho đến khi kết quả phù hợp với số liệu đo thực tế tại giếng khoan. Bên cạnh đó, việc xác định vị trí các tích tụ hydrocarbon từ kết quả chạy mô hình sau khi đã tối ưu các số liệu đầu vào so với vị trí các phát hiện dầu khí trong khu vực nghiên cứu cũng là cơ sở quan trọng để tiếp tục nâng cao mức độ tin cậy và chính xác từ kết quả chạy mô phỏng của mô hình hệ thống dầu khí 3D trong khu vực nghiên cứu.

- Hiệu chỉnh số liệu: Mô hình 3D sẽ được trích xuất (Extract) dưới dạng 1D để kiểm tra mức độ phù hợp với kết quả mô hình 1D đã xây dựng trước khi bắt đầu tiến hành xây dựng mô hình 3D, nếu các kết quả chạy không phù hợp sẽ tiến hành hiệu chỉnh các thông tin địa chất đầu vào, sau đó tiếp tục chạy mô phỏng lại quá trình di cư và tích tụ hydrocarbon và quá trình mô phỏng sẽ được chạy rất nhiều lần cho đến khi kết quả mô hình phù hợp với giá trị thực tế tại các giếng khoan trên các bản đồ đẳng giá trị vitrinite, nhiệt độ, sự phân bố các tích tụ... và lúc này các dữ liệu đầu vào để xây dựng mô hình đó mới được chấp nhận.



Hình 3. Quy trình xây dựng mô hình hệ thống dầu khí 3D.

## 2.2. Các phương pháp mô phỏng

Để tiến hành mô phỏng quá trình di dịch của dầu khí, các phương pháp có thể được sử dụng trong mô hình (2) bao gồm:

### 2.2.1. Kiểm tra đơn giản (off)

Quá trình sinh dầu và di dịch không được tính toán. Tùy chọn này hữu ích, ví dụ, khi muốn kiểm tra hình học, nhiệt độ, áp suất,... của mô hình mô phỏng trước khi thực hiện chạy di chuyển.

### 2.2.2. Phương pháp Hybrid (Darcy + Flowpath)

Phương pháp độc quyền của Schlumberger sử dụng cả hai thuật toán Darcy và Flowpath cũng như một phép tính đơn giản hóa phép tính. Phương pháp này nhanh hơn luồng Darcy thuần túy. Darcy được sử dụng

ở các ô lưới có độ thấm thấp và Flowpath trong các ô lưới có độ thấm cao. Ngưỡng độ thấm xác định ô lưới nào được phân loại là có tính thấm thấp và ô lưới nào có tính thấm cao.

### 2.2.3. Phương pháp kết hợp Darcy / Invasion Percolation:

Đây là phương pháp độc quyền của Schlumberger, phương pháp sử dụng cả hai thuật toán Darcy và Invasion Percolation. Phương pháp này nhanh hơn luồng Darcy thuần túy và nhanh hơn phương pháp lai (hybrid). Darcy được sử dụng ở các ô lưới có độ thấm thấp và Sự xâm lấn (Invasion Percolation) trong các ô lưới có độ thấm cao. Ngưỡng độ thấm xác định ô lưới nào được phân loại là có tính thấm thấp và ô lưới nào có tính thấm cao.

### 2.2.4. Phương pháp Darcy

Phương pháp Darcy mô tả dòng ba pha đa thành phần dựa trên tính thấm tương đối và áp suất mao dẫn. Cần có các bước di chuyển tinh vi để giải chính xác phương trình dòng chảy Darcy, điều này có thể dẫn đến thời gian mô phỏng lâu hơn.

### 2.2.5. Phương pháp Flowpath

Phương pháp mô phỏng Di chuyển theo hướng nổi. Ưu điểm của mô hình di chuyển Flowpath là xử lý rất nhanh. Tuy nhiên, nó bỏ qua thời gian và di chuyển bên trong các vùng có độ thấm thấp. Nói chung, mô hình Flowpath là một lựa chọn tốt khi lưu vực tổng thể là 'đơn giản', tức là khi dòng nhiệt có thể được mô hình hóa một chiều theo hướng thẳng đứng và khi không xảy ra hiện tượng quá áp. Trong các lưu vực phức tạp hơn, nó có thể là một phương pháp hữu ích để có được phép tính gần đúng đầu tiên, nhanh chóng, nhưng cần được sử dụng một cách cẩn thận và thận trọng.

### 2.2.6. Phương pháp IP (Invasion Percolation)

Phương pháp này giả định rằng dầu mỏ di chuyển tức thời (theo thang thời gian địa chất) qua bồn do lực nổi và áp suất mao dẫn. Kiểm soát thời gian bị bỏ qua và khối lượng xăng dầu được chia thành các lượng nhỏ, hữu hạn.

### 2.2.7. Phương pháp chỉ mô phỏng sinh dầu

Tùy chọn này chỉ tính toán tạo dầu mỏ bao gồm nứt thứ cấp và hấp phụ. Di chuyển dầu mỏ không được tính toán. Điều này hữu ích, ví dụ, để có được đánh giá nhanh về tỷ lệ chuyển đổi, tiềm năng sinh thành dầu khí, v.v. Nó cũng hữu ích cho các tính toán áp suất cần thiết bao gồm áp suất cho điều kiện sinh thành dầu khí.

## 2.3. Xây dựng mô hình hệ thống dầu khí 1D lấy ví dụ tại lô X bể Cửu Long

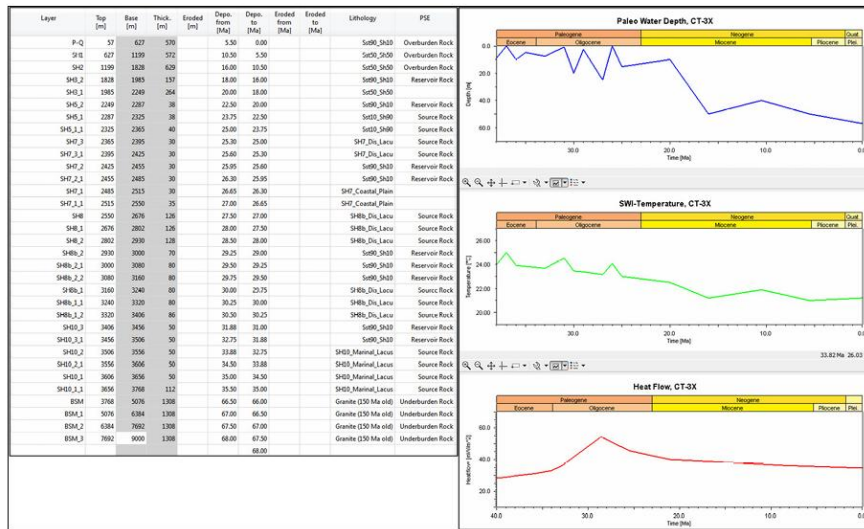
Do điều kiện về bảo mật nguồn tài liệu nên nhóm tác giả chỉ xây dựng mô hình hệ thống dầu khí 1D tại lô X bể Cửu Long.

Bảng 1. Thống kê ngưỡng trưởng thành mô hình 1D.

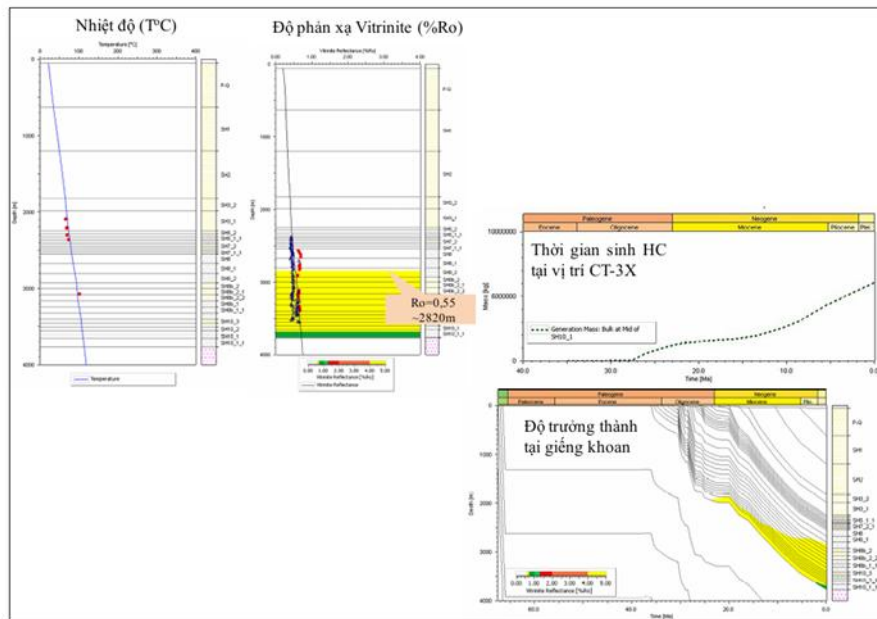
| Giếng khoan | Ro=0,55 | Ro=0,72 | Ro=1,3 | Ro=2 |
|-------------|---------|---------|--------|------|
| X           | 2820 m  | 3700 m  |        |      |
| Y           | 2880 m  | -       | -      | -    |
| Z           | -       | -       | -      | -    |
| G           | 2850 m  | -       | -      | -    |
| H           | 2730 m  | 3590 m  | -      | -    |
| I           | 3300 m  | 4300 m  | -      | -    |

Mô hình hệ thống dầu khí 1D được xây dựng thêm cho giếng khoan X, 03 thông số độ phản xạ vitrinite (%Ro) và nhiệt độ (T°C) đo tại giếng khoan được dùng để hiệu chuẩn kết quả đầu ra cho mô hình. Tham số đầu vào bao gồm chiều dày và tuổi địa chất các tập trầm tích, thành phần thạch học, các giai đoạn bào mòn cùng với các tham số địa hóa đá mẹ (Hình 4) theo kết quả khoan giếng X (EPC, 2011, 2013). Thông số điều kiện biên bao gồm độ sâu mực nước cổ (PWD), nhiệt độ bề mặt nước (SWIT) và dòng nhiệt (HF) xây dựng từ pha trước được giữ nguyên. Nhìn chung kết quả khảo sát 1D cho thấy tại giếng khoan này thấy sự phù hợp giữa kết quả đầu ra và các thông số Ro, T, P đo tại giếng khoan (Hình 5). Đánh giá về đá mẹ

tại sinh của giếng khoan X cho thấy hầu hết tập đá mẹ Oligocen đều nằm trong đới trường thành sớm do vậy đá mẹ sinh chính cho các cấu tạo này nằm ở các trũng Đông Bạch Hồ hoặc Đông Nam Sỏi. Đá mẹ bước vào giai đoạn trường thành sớm từ khoảng độ sâu 2.800m phù hợp với các giếng khoan lân cận (Bảng 1).



Hình 4. Thông số đầu vào mô hình 1D tại giếng khoan X.



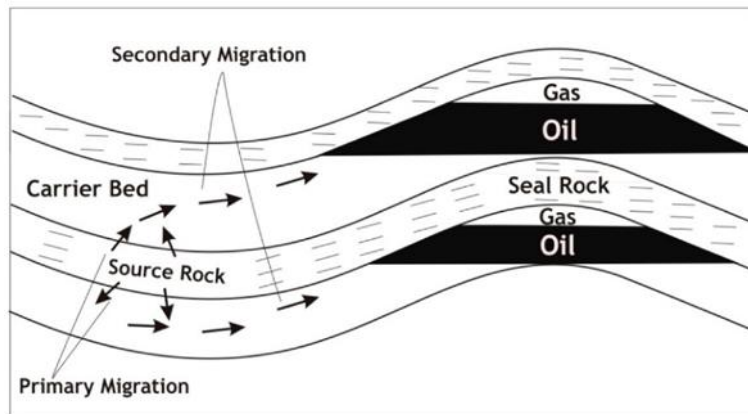
Hình 5. Mô hình 1D tại giếng khoan X.

### 3. Kết quả và thảo luận

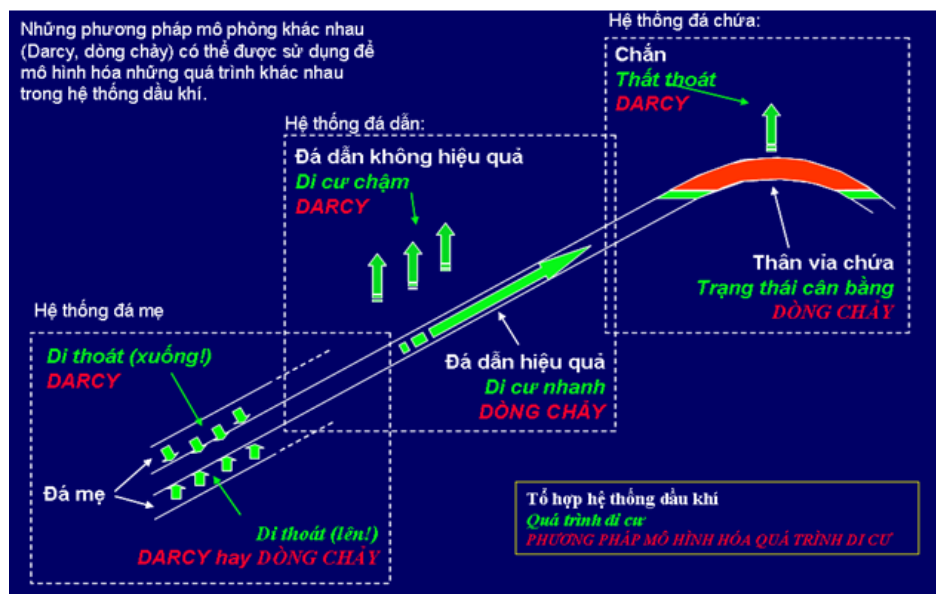
Trong bối cảnh các bể trầm tích ở Việt Nam có đặc điểm địa chất phức tạp, đa pha kiến tạo và mức độ không đồng nhất cao về thạch học và tính chất chứa, việc lựa chọn phương pháp mô phỏng phù hợp đóng vai trò quan trọng trong xây dựng mô hình hệ thống dầu khí. Kết quả nghiên cứu và thực tiễn áp dụng cho thấy các phương pháp Hybrid và Invasion Percolation (IP) được sử dụng phổ biến do khả năng đáp ứng tốt các yêu cầu này. Cụ thể, phương pháp Hybrid cho phép kết hợp giữa mô hình dòng chảy theo định luật Darcy tại các vùng có độ thấm thấp và mô hình Flowpath tại các vùng có độ thấm cao, qua đó vừa đảm bảo cơ sở vật lý của quá trình di cư, vừa nâng cao hiệu quả tính toán. Trong khi đó, phương pháp IP mô phỏng quá trình di cư hydrocarbon chủ yếu dựa trên lực nổi và áp suất mao dẫn, cho phép xác định nhanh các đường di cư và vị trí tích tụ tiềm năng ở quy mô bể. Bên cạnh đó, điều kiện dữ liệu đầu vào tại Việt Nam còn hạn chế, đặc biệt là các thông số chi tiết về độ thấm, áp suất và tính chất dòng chảy, khiến các phương

pháp mô phỏng đầy đủ theo Darcy gặp nhiều khó khăn trong triển khai và hiệu chỉnh. Trong trường hợp này, Hybrid và IP tỏ ra ưu việt hơn do ít phụ thuộc vào dữ liệu vi mô nhưng vẫn đảm bảo độ tin cậy ở quy mô khu vực. Ngoài ra, các mô hình hệ thống dầu khí thường được xây dựng ở quy mô 2D-3D với phạm vi lớn và thời gian địa chất kéo dài, do đó yêu cầu phương pháp có tốc độ tính toán nhanh và tính ổn định cao; đây cũng là ưu điểm nổi bật của hai phương pháp trên.

Do đó, việc sử dụng kết hợp Hybrid và IP trong mô hình hệ thống dầu khí tại các bể trầm tích Việt Nam không chỉ phù hợp với điều kiện địa chất và dữ liệu thực tế mà còn đáp ứng hiệu quả mục tiêu dự báo quá trình sinh thành, di cư và tích tụ hydrocarbon, góp phần nâng cao độ tin cậy trong đánh giá tiềm năng và giảm thiểu rủi ro thăm dò dầu khí (Hình 6, 7).



Hình 6. Sơ đồ di cư nguyên sinh và thứ sinh.



Hình 7. Mô hình di cư tổng hợp.

#### 4. Kết luận

Tóm lại, kết quả chạy mô hình hệ thống dầu khí sẽ đưa ra bức tranh mô phỏng nhằm khôi phục lại toàn bộ quá trình sinh dầu, di cư, tích tụ vào bể cũng như đánh giá mức độ phá hủy các tích tụ qua các giai đoạn địa chất từ cổ đến hiện tại và đây chính là ưu điểm vượt trội của mô hình hệ thống dầu khí (Petroleum System Modeling). Tuy nhiên, tùy thuộc vào mức độ tài liệu đầu vào và các thông tin địa chất về khu vực nghiên cứu mà các nhà địa chất dầu khí có thể khai thác mô hình theo những khía cạnh khác nhau một cách hợp lý.

#### Tài liệu tham khảo

Xuan Van Tran, Huy Nhu Tran, Chuc Dinh Nguyen, Tuan Nguyen, Ngoc Ba Thai Kha Xuan Nguyen, Thanh Quoc Trung, Trung Hoang Quang Phi, Minh Bao Luong, 2017. *Petroleum system modeling in*

*Cenozoic sediments, Block 05-1a, Nam Con Son Basin.*  
Schlumberger, 2020. *PetroMod Petroleum Systems Modeling User Guide.*  
Wygrala, B.P., 1989. *Integrated Study of an Oil Field in the Southern Po Basin.*  
Hantschel, T., Kauerauf, A.I., 2009. *Fundamentals of Basin and Petroleum Systems Modeling.*  
EPC, 2013. *Nghiên cứu đánh giá tương, môi trường trầm tích, nguồn sinh và sự di cư hydrocacbon tại lô 09-3/12.*  
EPC, 2011. *Tổng kết công tác tìm kiếm thăm dò và đánh giá triển vọng dầu khí lô 09-3/11.*

## ABSTRACT

### Overview of research methodology and petroleum system modeling workflow

Nguyen Thi Minh Hong<sup>1</sup>, Le Ngoc Anh<sup>1</sup>, Nguyen Duy Muoi<sup>1</sup>, Bui Thi Ngan<sup>1</sup>, Nguyen Thi Thu Hang<sup>1</sup>,  
Do Minh Cuong<sup>2</sup>

<sup>1</sup> Hanoi University of Mining and Geology, Hanoi, Vietnam

<sup>2</sup> National Economics University, Hanoi, Vietnam

This paper presents an overview of the research methodology and workflow for petroleum system modeling aimed at evaluating hydrocarbon potential and reducing exploration risk. The petroleum system model was constructed using PetroMod through the integration of geological, geochemical, geophysical, stratigraphic, and tectonic history data to simulate hydrocarbon generation, migration, and accumulation throughout geological time. The modeling workflow includes the collection and standardization of input data, construction of a 1D model for calibration of burial history and organic matter maturity, development of 2D-3D models, simulation of hydrocarbon generation and migration processes, followed by validation and calibration against measured data such as temperature and vitrinite reflectance. Hydrocarbon migration simulation approaches, including the Darcy, Flowpath, Hybrid, and Invasion Percolation methods, were applied to evaluate migration pathways and hydrocarbon accumulation locations. The modeling results enable reconstruction of the petroleum system evolution history, identification of prospective areas, and provide technical support for petroleum exploration.

**Keywords:** Petroleum system modeling; PetroMod; 1D-2D-3D modeling; source rock maturity; basin modeling; hydrocarbon potential assessment.