

## Journal of Mining and Earth Sciences

Website: <https://jmes.humg.edu.vn>

# Development of a 3D petroleum system model for the northeast Cuu Long basin, Vietnam



Man Quang Ha<sup>1,3,\*</sup>, Tuan Anh Le<sup>1</sup>, Duc Anh Nguyen<sup>1</sup>, Bien Song Trinh<sup>1</sup>, Thanh Van Nguyen<sup>1</sup>, Anh Thi Quynh Phan<sup>1</sup>, Hung Dang Tran<sup>1</sup>, Truong Van Le<sup>1</sup>, Trung Le Nguyen<sup>1</sup>, Ha Yen Huynh Huynh<sup>1</sup>, Toan Manh Do<sup>2,3</sup>

<sup>1</sup> Petrovietnam Exploration Production Corporation (PVEP), Hanoi, Vietnam

<sup>2</sup> Vietnam Petroleum Institution (VPI), Hanoi, Viet Nam

<sup>3</sup> Research group: Basin, Stratigraphy and Sedimentary processes (BSSP), Hanoi University of Mining and Geology, Hanoi, Vietnam

### ARTICLE INFO

### ABSTRACT

#### Article history:

Received 06<sup>th</sup> Nov. 2025

Revised 10<sup>th</sup> Feb. 2026

Accepted 23<sup>rd</sup> Feb. 2026

#### Keywords:

Cuu Long Basin,  
Hydrocarbon migration,  
Oil and gas generation,  
Oligocene source rocks,  
Petroleum system modelling  
1D/2D/3D.

*This study presents the development of an integrated petroleum system model for the northeastern part of the Cuu Long Basin, a region with high hydrocarbon potential but complex geological settings and limited systematic investigations. The objectives are to simulate hydrocarbon generation, migration, and accumulation processes; assess undiscovered potential; and provide a scientific basis for exploration strategies to minimize geological risks. An integrated approach combining 2D/3D seismic data, 97 wells, and detailed geochemical analyses was applied to construct structural, lithological, and geochemical models. Thermal history calibration (heat flow and erosion) was conducted through 1D modelling at well locations to ensure that simulated parameters (temperature, vitrinite reflectance) matched measured data, thereby improving the reliability of the 3D basin model. The results show that the main Oligocene source rocks (Formations D and E) have reached oil and gas generation thresholds within deep sub-basins. The temporal synchronization between trap formation (Late Oligocene-Early Miocene) and hydrocarbon generation-migration (from Middle Miocene to present) is the key factor controlling petroleum accumulation efficiency. Major fault systems serve as principal migration conduits channeling hydrocarbons into traps. The model demonstrates high reliability by accurately predicting reservoir intervals, hydrocarbon phases, and field locations such as Ruby, Diamond, and Thang Long, confirming its effectiveness as a predictive tool for reducing exploration uncertainty and guiding future exploration strategies.*

Copyright © 2026 Hanoi University of Mining and Geology. All rights reserved.

\*Corresponding author

E - mail: manhq@pvep.com.vn

DOI: 10.46326/JMES.2026.67(3).03



## Tạp chí Khoa học Kỹ thuật Mỏ - Địa chất

Trang điện tử: <https://tapchi.humg.edu.vn>

# Nghiên cứu xây dựng mô hình hệ thống dầu khí 3D khu vực đông bắc bể Cửu Long, Việt Nam

Hà Quang Mẫn <sup>1,3,\*</sup>, Lê Anh Tuấn <sup>1</sup>, Nguyễn Anh Đức <sup>1</sup>, Trịnh Sóng Biển <sup>1</sup>, Nguyễn Văn Thanh <sup>1</sup>, Phan Thị Quỳnh Anh <sup>1</sup>, Trần Đăng Hùng <sup>1</sup>, Lê Văn Trường <sup>1</sup>, Nguyễn Lê Trung <sup>1</sup>, Huỳnh Huỳnh Yên Hạ <sup>1</sup>, Đỗ Mạnh Toàn <sup>2,3</sup>

<sup>1</sup> Tổng Công ty Thăm dò Khai thác dầu khí (PVEP), Hà Nội, Việt Nam

<sup>2</sup> Viện Dầu khí Việt Nam (VPI), Hà Nội, Việt Nam

<sup>3</sup> Nhóm nghiên cứu: Bể, Địa tầng và Quá trình trầm tích (BSSP), Trường Đại học Mỏ - Địa chất, Hà Nội, Việt Nam

### THÔNG TIN BÀI BÁO

### TÓM TẮT

#### Quá trình:

Nhận bài 06/11/2025

Sửa xong 10/2/2026

Chấp nhận đăng 23/2/2026

#### Từ khóa:

Bể Cửu Long,

Đá mẹ tuổi Oligocene,

Di cư dầu khí,

Mô hình hóa hệ thống dầu khí

1D/2D/3D,

Sinh dầu và khí.

Nghiên cứu này trình bày kết quả xây dựng mô hình hệ thống dầu khí tích hợp cho khu vực đông bắc bể Cửu Long, nơi có tiềm năng dầu khí lớn nhưng đặc trưng bởi cấu trúc địa chất phức tạp và thiếu nghiên cứu hệ thống. Mục tiêu là mô phỏng quá trình sinh, di cư và tích tụ hydrocarbon; đánh giá tiềm năng chưa phát hiện và cung cấp cơ sở khoa học định hướng công tác thăm dò nhằm giảm thiểu rủi ro. Phương pháp nghiên cứu tích hợp dữ liệu địa chấn 2D/3D, 97 giếng khoan và các phân tích địa hóa chi tiết. Trên cơ sở đó, các mô hình cấu trúc, thạch học và địa hóa được xây dựng, kết hợp hiệu chỉnh lịch sử nhiệt (dòng nhiệt, bóc mòn) thông qua mô hình 1D tại các giếng khoan. Hiệu chỉnh giúp đảm bảo các tham số mô phỏng (nhiệt độ, độ phản xạ vitrinite) phù hợp với dữ liệu đo thực tế, nâng cao độ tin cậy của mô hình 3D. Kết quả cho thấy các tầng đá mẹ Oligocene (Tập D và E) đã đạt ngưỡng sinh dầu - khí tại các vùng trũng sâu. Sự đồng bộ giữa quá trình hình thành bẫy cấu trúc (cuối Oligocene - đầu Miocene) và giai đoạn sinh - di thoát hydrocarbon (từ giữa Miocene đến nay) là yếu tố quyết định hiệu quả tích tụ dầu khí. Các đứt gãy lớn đóng vai trò kênh dẫn chính đưa hydrocarbon vào bẫy chứa. Mô hình được kiểm chứng với độ tin cậy cao khi dự báo chính xác vị trí, tầng chứa và pha hydrocarbon tại các mỏ Ruby, Diamond và Thăng Long, khẳng định đây là công cụ dự báo hữu hiệu cho thăm dò tương lai.

© 2026 Trường Đại học Mỏ - Địa chất. Tất cả các quyền được bảo đảm.

\*Tác giả liên hệ

E - mail: manhq@pvep.com.vn

DOI: 10.46326/JMES.2026.67(3).03

## 1. Mở đầu

Bể Cửu Long là một trong những bể trầm tích Kainozoi có tiềm năng dầu khí lớn nhất tại thềm lục địa phía Nam Việt Nam, nơi đã phát hiện và khai thác nhiều mỏ dầu khí có quy mô thương mại như Bạch Hổ, Rồng, Sư Tử Đen, Sư Tử Vàng, Ruby, Thăng Long và Đông Đô. Hoạt động tìm kiếm thăm dò và khai thác dầu khí tại khu vực này được triển khai mạnh mẽ từ thập niên 1980 và đã đóng góp quan trọng vào sản lượng khai thác dầu khí quốc gia.

Tuy vậy, hoạt động thăm dò trong thời gian qua chủ yếu tập trung ở khu vực trung tâm và phía Tây Bắc của bể, nơi có mật độ giếng khoan và dữ liệu địa chất dày đặc. Ngược lại, khu vực phía Đông Bắc của bể - phần giáp ranh với bể Nam Côn Sơn, mật độ thăm dò còn ít và vẫn còn chưa được nghiên cứu một cách hệ thống và tích hợp. Mặc dù có một số mỏ và phát hiện dầu khí như Ruby, Thăng Long hay Đông Đô, Emerald... nhưng trong khu vực còn khá nhiều các cấu tạo tiềm năng chưa được khoan thăm dò.

Bên cạnh đó, sự phức tạp về kiến tạo, đặc điểm trầm tích và cấu trúc địa tầng khiến việc đánh giá tiềm năng dầu khí tại khu vực này gặp nhiều thách thức. Trong bối cảnh nhu cầu thăm dò tiếp tục gia tăng nhằm bù đắp trữ lượng khai thác giảm dần tại các mỏ đã phát triển, việc xây dựng một mô hình hệ thống dầu khí 3 chiều (3D petroleum system model) cho khu vực đông bắc bể Cửu Long là cần thiết và cấp bách.

Mô hình hệ thống dầu khí 3D không chỉ cho phép tích hợp toàn bộ dữ liệu địa chấn, giếng khoan, địa hóa, thạch học và địa tầng học để mô phỏng quá trình hình thành - tích tụ hydrocarbon mà còn hỗ trợ đánh giá xác suất thành công (POS), xác định rủi ro địa chất và ưu tiên các play tiềm năng cho chiến lược thăm dò tiếp theo. Đây là công cụ hiện đại và hiệu quả trong công tác đánh giá tổng thể tài nguyên dầu khí chưa được phát hiện, đặc biệt trong những khu vực có mật độ thăm dò chưa cao như vùng rìa bể trầm tích.

Do đó, Mục tiêu của nghiên cứu là xây dựng mô hình hệ thống dầu khí 3D tích hợp cho khu vực Đông Bắc bể Cửu Long nhằm mô phỏng lịch sử chôn vùi, tiến hóa nhiệt, quá trình sinh - di cư - tích tụ hydrocarbon; đồng thời đánh giá tiềm năng tài nguyên dầu khí chưa phát hiện và hỗ trợ định

hướng công tác tìm kiếm thăm dò trong tương lai.

## 2. Khái quát đặc điểm địa chất

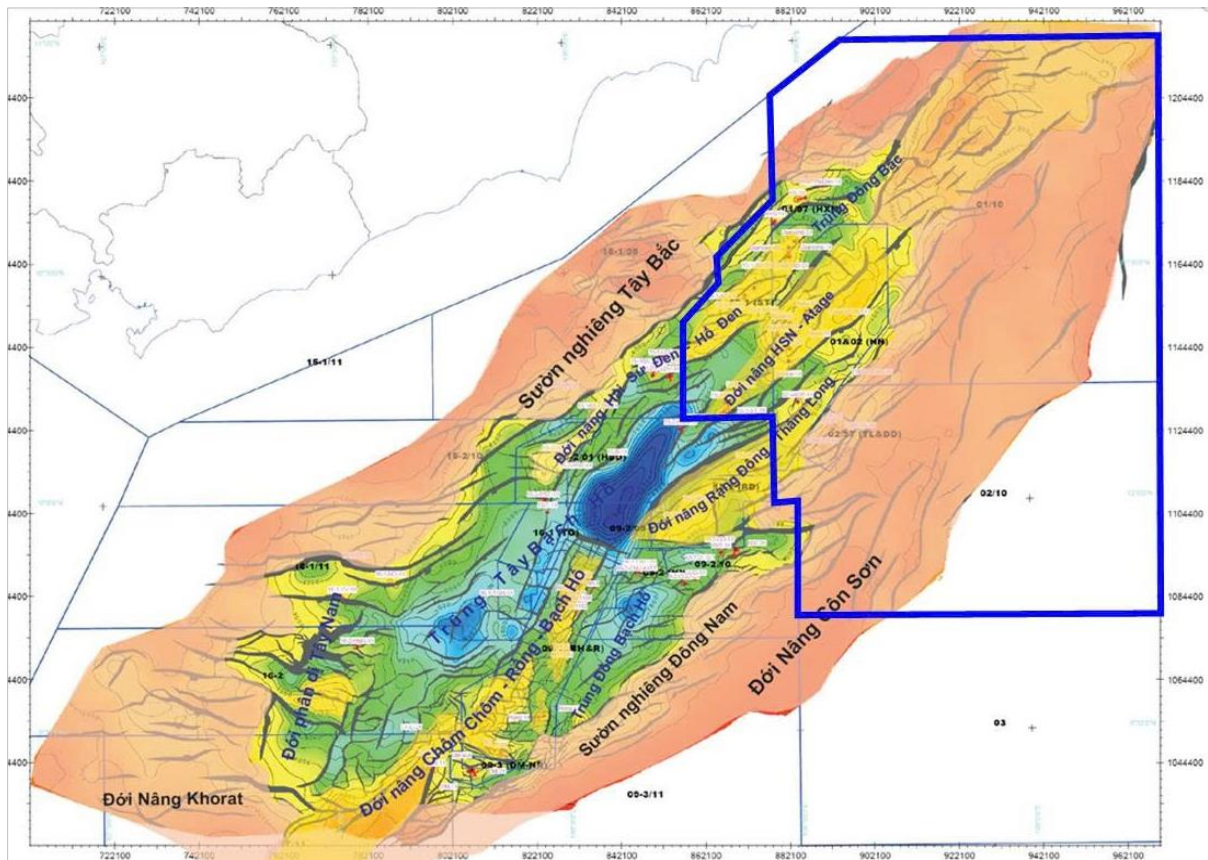
Khu vực nghiên cứu thuộc phần Đông Bắc bể trầm tích Cửu Long, ngoài khơi thềm lục địa phía Nam Việt Nam, giáp ranh với bể Nam Côn Sơn ở phía Đông và Đông Nam. Phạm vi nghiên cứu bao gồm các lô dầu khí tiềm năng như 01 & 02/10, 01/17 & 02/17, 01/97 & 02/97 và một phần lô 15-1 (Hình 1), thuộc quyền quản lý của Tập đoàn Công nghiệp - Năng lượng Quốc gia Việt Nam (PVN) và Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí (PVEP). Diện tích nghiên cứu tổng thể khoảng 10.000 km<sup>2</sup>, với độ sâu nước biển trung bình 40÷70 m, là khu vực biển nông ngoài khơi Việt Nam.

Lịch sử phát triển địa chất khu vực nghiên cứu gắn liền với những nét đặc trưng của bể trầm tích Cửu Long với quá trình hình thành và phát triển chủ yếu qua ba giai đoạn kiến tạo chính: giai đoạn trước tách giãn (Pre-rift) vào cuối Creta đầu Paleogen; giai đoạn đồng tách giãn (Syn-rift) diễn ra mạnh mẽ trong Eocen đến đầu Miocen và giai đoạn sau tách giãn (Post-rift) từ Miocen đến Đệ Tứ (Nguyen, 2007), (Schmidt và nnk., 2019), (Nguyen, 2015), (Funnell và nnk., 1997), (Lee và nnk., 2001), (Hùng và nnk., 2023).

Hệ thống đứt gãy trong khu vực phát triển chủ yếu theo hai phương kiến tạo chính Tây Bắc - Đông Nam (NW-SE) và Đông Bắc - Tây Nam (NE-SW), hình thành các địa hào, địa lũy và các khối nâng dạng bậc thang. Các hệ thống đứt gãy này đóng vai trò quan trọng trong quá trình hình thành bẫy cấu trúc cũng như kiểm soát đường dẫn di cư hydrocarbon. Các đứt gãy lớn thường hoạt động mạnh từ Oligocene (~33.9 triệu năm trước) và dừng lại ở khoảng SH5-SH3 (~16÷20 triệu năm trước), được xác định rõ ràng thông qua phân tích địa chấn và mô hình hóa 3D.

Địa tầng khu vực nghiên cứu tương đồng với địa tầng bể Cửu Long, bao gồm các tập địa tầng chính như sau (Tran & Nguyen, 2019), (Điền, 2007), (Đỗ và nnk., 2007), (Nguyễn và nnk., 2018), (Le & Pham, 2016), (Lam, 2014), (Pham & Le, 2020), (Vu & Nguyen, 2017).

- Tầng móng trước Kz (Pre-Cenozoic basement): gồm granite biotite, granodiorite chứa hornblende, được xem là đá nền có khả năng phong hóa tạo thành đá chứa thứ cấp.



Hình 1. Vị trí vùng nghiên cứu trên bình đồ bồn trũng Cửu Long.

- Tầng Oligocen dưới và trên: Đây là tầng đá mẹ chính, là các tập sét hữu cơ chứa kerogen loại I-II, có giá trị TOC từ 0.5÷1.5% và HI từ 250÷500 mgHC/gTOC.

- Tầng Miocen dưới và giữa: phát triển các tập cát kết mịn - trung bình, nguồn gốc sông - biển nông, đóng vai trò là đá chứa chủ đạo, với độ rỗng trung bình 17÷18% và độ thấm từ vài mD đến hơn 200 mD.

- Tầng Miocen trên - Đệ Tứ: chủ yếu là sét kết và bùn sét, độ dày có thể vượt 500 m, đóng vai trò đá chắn hiệu quả cho hệ thống dầu khí bên dưới.

Trong khu vực đã phát hiện và khai thác thành công một số mỏ (Ruby, Thăng Long - Đông Đô), tuy nhiên phần lớn diện tích với các cấu tạo tiềm năng vẫn chưa được khoan thăm dò, đặc biệt là các cấu tạo sâu hoặc các bẫy địa tầng - kiến tạo phức hợp. Việc mô hình hóa 3D hệ thống dầu khí toàn diện cho phép tích hợp dữ liệu đa chiều và hỗ trợ đánh giá định lượng tiềm năng dầu khí chưa phát hiện, từ đó đề xuất chiến lược thăm dò tối ưu, giảm thiểu rủi ro kỹ thuật và nâng cao hiệu quả đầu tư cho khu vực nghiên cứu này.

### 3. Cơ sở dữ liệu và phương pháp nghiên cứu

#### 3.1. Cơ sở dữ liệu

Nghiên cứu được thực hiện trên cơ sở tập hợp và tích hợp một khối lượng dữ liệu lớn, đa dạng, có độ phủ không gian rộng và chiều sâu địa chất đáng kể gồm hơn 20.000 km tuyến địa chấn 2D, khoảng 4.000 km<sup>2</sup> dữ liệu địa chấn 3D, bao gồm các khối đã được xử lý lại (reprocessed) gần đây nhằm nâng cao độ phân giải và chất lượng minh giải; Tổng cộng 97 giếng khoan với mức độ dữ liệu đầy đủ khác nhau, trong đó có hơn 60 giếng có full well logs, dữ liệu mudlog, mẫu lõi (core) và mẫu sườn (cuttings); và phân tích hơn 250 mẫu địa hóa đá mẹ (TOC, Rock-Eval), thạch học, cổ sinh - địa tầng, môi trường trầm tích tập trung chủ yếu tại tầng Oligocene dưới và giữa. Tất cả dữ liệu được kiểm định chất lượng, đồng bộ về hệ tọa độ, thời gian và đơn vị đo lường trước khi tích hợp vào mô hình.

#### 3.2. Phương pháp nghiên cứu

Nghiên cứu áp dụng phương pháp mô hình hóa hệ thống dầu khí 1D-2D-3D tích hợp nhằm tái hiện lịch sử tiến hóa địa chất và đánh giá động học của hệ thống dầu khí theo không gian và thời gian. Quy trình nghiên cứu bao gồm xây dựng mô hình cấu trúc - địa tầng, mô hình thạch học và địa hóa; hiệu chỉnh lịch sử nhiệt; mô phỏng quá trình sinh, di cư và tích tụ hydrocarbon; đồng thời kiểm chứng kết quả mô hình với dữ liệu thực tế tại giếng khoan và các mỏ đã phát hiện.

Để đảm bảo độ chính xác cao, quy trình xây dựng mô hình 3D cần được triển khai một cách hệ thống, bắt đầu từ các mô hình 1D và 2D. Mục đích của các mô hình này là hiệu chỉnh các tham số điều kiện biên như dòng nhiệt (HF), nhiệt độ bề mặt cổ (SWIT), độ sâu mực nước cổ (PWD), và các tham số địa hóa của đá mẹ (TOC, HI, kinetic...). Các bước xây dựng mô hình được tóm tắt ở các mục bên dưới và sơ đồ tổng quan quy trình này được thể hiện trên Hình 2.

#### Dữ liệu đầu vào

Nguồn dữ liệu đầu vào được tổng hợp từ nhiều nguồn khác nhau, bao gồm:

- Địa tầng - địa chất: ranh giới các tập địa tầng, tuổi trầm tích được xác định từ dữ liệu giếng khoan, địa chấn và cổ sinh - địa tầng.

- Đặc điểm thạch học - địa hóa: dữ liệu thực tế về tướng trầm tích, TOC, HI, kinetic,... từ giếng khoan.

- Điều kiện biên:

+ PWD khôi phục từ bản đồ môi trường cổ.  
+ SWIT sử dụng theo mô hình Wyglar (1989).  
+ HF hiệu chỉnh theo lịch sử phát triển bề từ tiền tách giãn đến hậu tách giãn.

- Số liệu kiểm chứng: dữ liệu thực đo tại giếng (nhiệt độ, Ro, áp suất, độ rỗng...) phục vụ đối sánh kết quả mô hình.

#### Mô hình hệ thống dầu khí 1D

Mô hình 1D được thực hiện tại các vị trí giếng khoan đại diện nhằm khôi phục quá trình chôn vùi và trưởng thành vật chất hữu cơ. Quy trình gồm 4 bước sau:

- Nhập dữ liệu đầu vào: từ hồ sơ giếng khoan và tài liệu liên quan.

- Chạy mô phỏng: mô phỏng lịch sử nhiệt độ, áp suất, Ro, mức độ chuyển hóa kerogen.

- Kiểm tra kết quả: so sánh kết quả mô phỏng với dữ liệu đo thực tế.

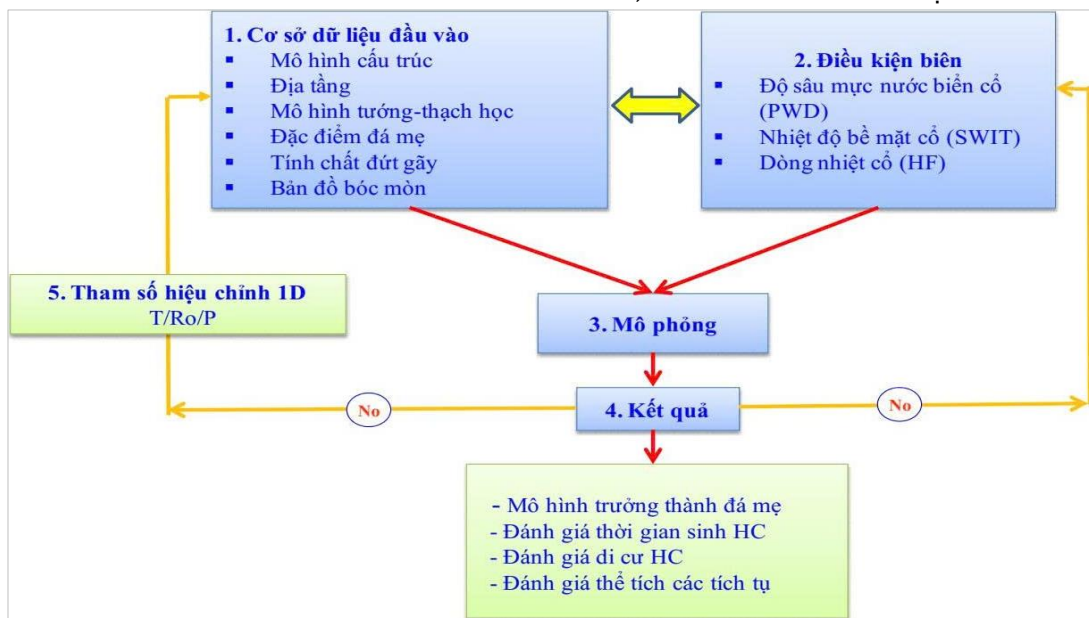
- Hiệu chỉnh: điều chỉnh lặp đến khi kết quả mô hình phù hợp.

#### Mô hình hệ thống dầu khí 3D

Mô hình 3D là bước tích hợp cuối cùng, mô phỏng không gian - thời gian toàn bộ hệ thống dầu khí trong khu vực nghiên cứu. quy trình chính:

- Nhập dữ liệu mô hình: bao gồm mô hình cấu trúc, hệ thống đứt gãy, mô hình tướng, bản đồ TOC, HI, PWD, HF, SWIT.

- Chạy mô phỏng: mô phỏng quá trình sinh - di cư - tích tụ hydrocarbon theo từng giai đoạn địa chất, tính toán thể tích tích tụ.



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

- Đối chiếu - kiểm tra: so sánh kết quả với dữ liệu giếng khoan và các phát hiện dầu khí hiện hữu.

- Hiệu chỉnh: nếu sai lệch, mô hình được trích xuất thành 1D để đối sánh và hiệu chỉnh các thông số đầu vào.

*Phương pháp mô phỏng di cư - tích tụ*

Ở Việt Nam, phần lớn các mô hình mô phỏng di cư dầu khí sử dụng Hybrid để dự báo quá trình sinh và di cư (Hình 3). Tuy nhiên, do tính phức tạp về địa chất, kiến tạo và địa tầng tại khu vực nghiên cứu nên nhóm nghiên cứu sẽ áp dụng hai phương pháp phổ biến nhất là Hybrid và IP, đồng thời kết hợp kết quả của cả hai để trích xuất hệ thống dầu khí cho khu vực nghiên cứu. Trong mô hình, hai phương pháp mô phỏng chính được sử dụng:

- Hybrid (Darcy + Flowpath): kết hợp dòng Darcy cho lớp có độ thấm thấp và Flowpath cho lớp có độ thấm cao. Phù hợp với mô hình địa chất có độ phức tạp trung bình.

- IP (Invasion Percolation): mô phỏng di cư nhanh theo lực nổi và áp suất mao dẫn, phù hợp với điều kiện phức tạp về cấu trúc và thấm.

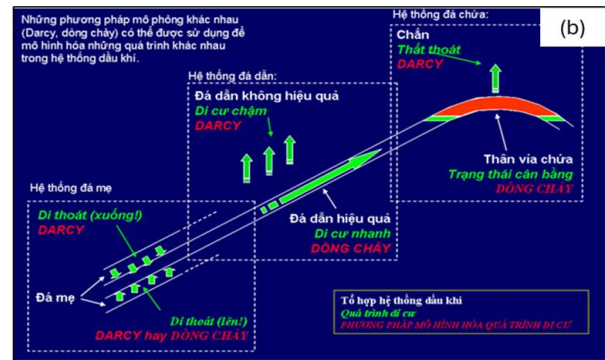
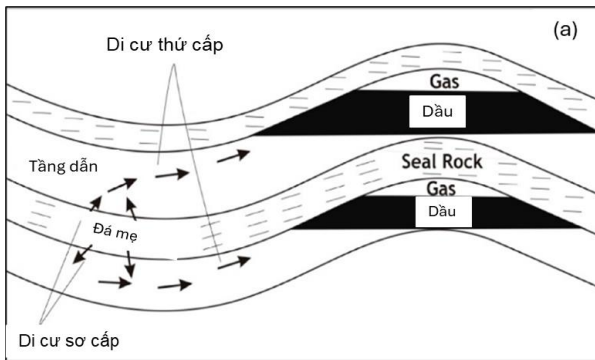
Việc kết hợp cả hai phương pháp nhằm đảm bảo độ chính xác và tin cậy của mô hình hóa hệ thống dầu khí khu vực đông bắc bể Cửu Long.

**4. Kết quả xây dựng mô hình hệ thống dầu khí 3D**

**4.1. Quy trình mô hình hóa 3D**

Nghiên cứu sử dụng phần mềm PetroMod của Schlumberger để xây dựng và mô phỏng mô hình hệ thống dầu khí 3D. Quy trình được thực hiện một cách có hệ thống, bao gồm các bước chính sau đây.

Xây dựng Mô hình Cấu trúc và Địa tầng: Dựa trên kết quả minh giải 9 ranh giới địa chấn chính từ nóc Móng đến nóc Miocen giữa (Bảng 1), một khung lưới 3D đã được xây dựng. Hơn 200 đứt gãy chính có vai trò quan trọng trong việc phân chia các khối cấu trúc và làm đường dẫn di cư đã được lựa chọn và đưa vào mô hình. Lịch sử hoạt động của các đứt gãy được xác định dựa trên mối quan hệ cắt và bị cắt bởi các lớp trầm tích trên mặt cắt địa chấn.



Hình 3. Mô hình di cư của dầu khí.  
(a) Sơ đồ di cư nguyên sinh và thứ sinh; (b) Mô hình di cư tổng hợp.

Bảng 1. Các ranh giới địa chấn và địa tầng chính trong khu vực nghiên cứu.

TT	Ranh giới địa chấn	Ranh giới địa tầng chính	Tuổi địa chất
1	Nóc Móng trước Đệ Tam	Móng trước Đệ Tam	Trước Kainozoi
2	Nóc của tập F?	Tập trầm tích tuổi Oligocen sớm (tập dưới)	Oligocen sớm
3	Nóc của tập E	Tập trầm tích tuổi Oligocen sớm (tập trên)	Oligocen sớm
4	Nóc của tập nội tầng (Intra D)	Nội tầng trong trầm tích tuổi Oligocen muộn	Oligocen muộn
5	Nóc của tập D	Tập trầm tích tuổi Oligocen muộn	Oligocen muộn
6	Nóc của tập nội tầng (Intra C)	Nội tầng trong trầm tích tuổi Oligocen muộn	Oligocen muộn
7	Nóc của tập C	Tập trầm tích tuổi Oligocen muộn	Oligocen muộn
8	Nóc của tập BI	Tập trầm tích tuổi Miocen sớm	Miocen sớm
9	Nóc của tập BII	Tập trầm tích tuổi Miocen giữa	Miocen giữa

Kết quả mô hình cấu trúc được thể hiện trên Hình 4 với độ phân giải ngang 500×500 m, theo chiều dọc chia 24 lớp địa tầng, từ tầng móng tới mặt đáy Miocene giữa (Trinh và nnk., 2025), (Ha và nnk., 2021).

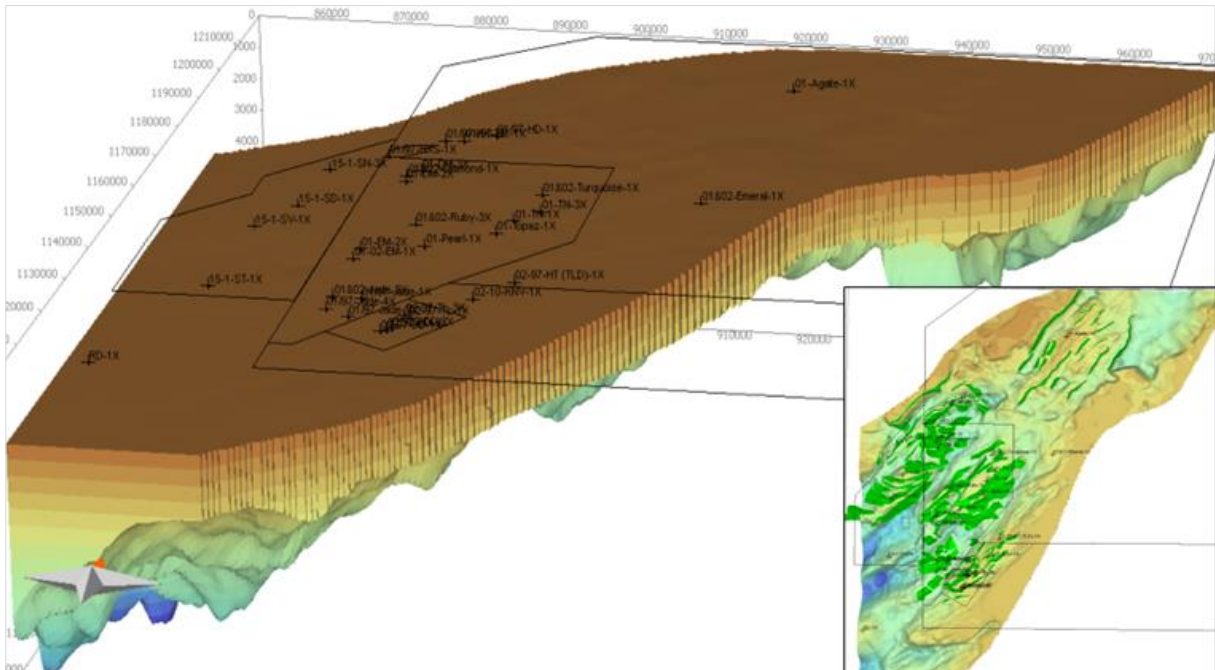
*Xây dựng mô hình thạch học và thuộc tính*

Các bản đồ môi trường trầm tích cổ được xây dựng cho từng tập địa tầng dựa trên kết quả minh giải môi trường từ các giếng khoan (Hình 5) kết hợp với các bản đồ đẳng dày và đặc điểm tương địa chấn. Hình 6 là kết quả bản đồ môi trường

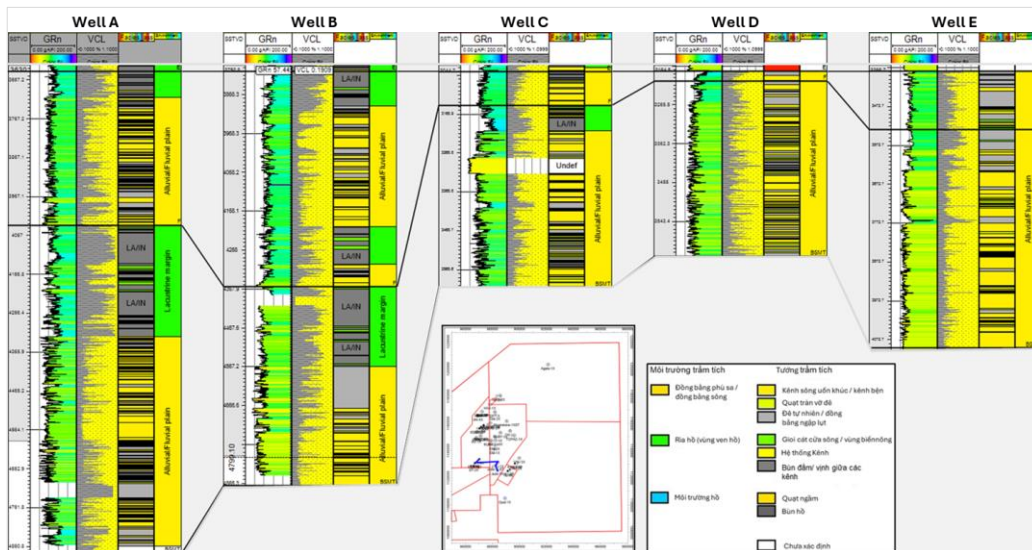
trầm tích khu vực nghiên cứu cho hai tập E và tập D dưới. Các bản đồ này sau đó được sử dụng để phân bố các loại thạch học (cát, sét) trong lưới 3D. Các bản đồ về thuộc tính của đá mẹ như TOC (Hình 7) và HI (Hình 8) cũng được nội suy và ngoại suy từ dữ liệu giếng khoan, có kiểm soát bởi mô hình môi trường lắng đọng.

*Hiệu chỉnh lịch sử nhiệt*

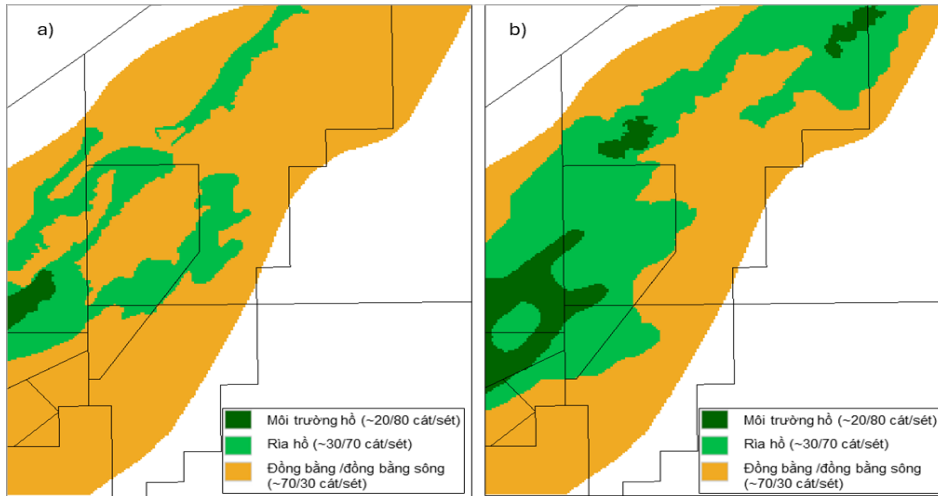
Đây là bước quan trọng nhất để đảm bảo độ tin cậy của mô hình. Các mô hình 1D được xây dựng tại vị trí các giếng khoan có đầy đủ dữ liệu.



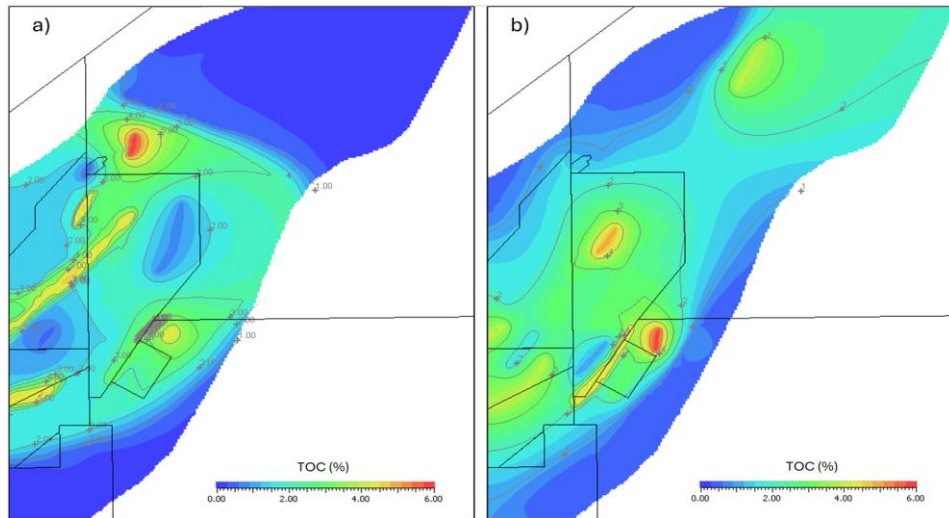
Hình 4. Mô hình cấu trúc 3D khu vực nghiên cứu.



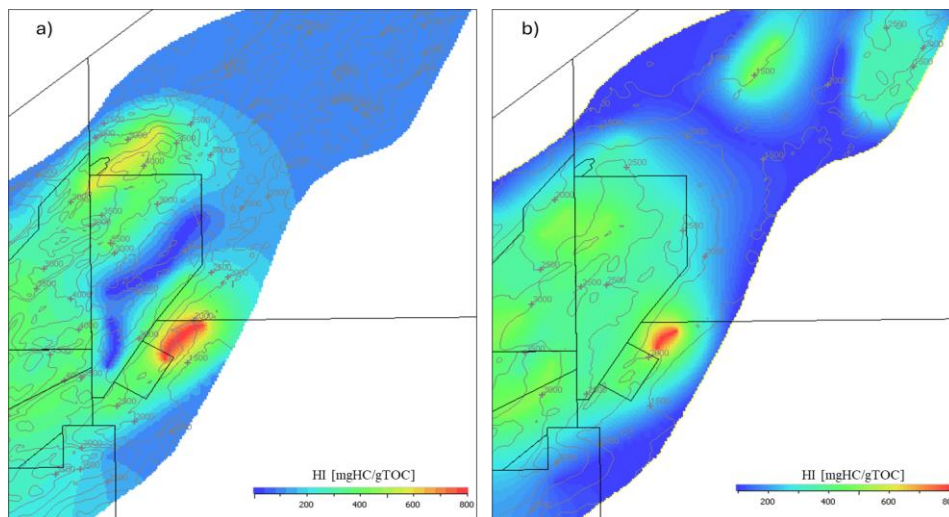
Hình 5. Kết quả minh giải và liên kết môi trường trầm tích tập E & F.



Hình 6. Bản đồ môi trường trầm tích khu vực nghiên cứu. (a) Tập E; (b) Tập D dưới.



Hình 7. Bản đồ đẳng giá trị TOC: (a) Tập E; (b) Tập D dưới.



Hình 8. Bản đồ đẳng giá trị HI. (a) Tập E; (b) Tập D dưới.

(ví dụ: HXS-1X, Agate-1X, Ruby-3X). Lịch sử dòng nhiệt và bề dày bóc mòn được điều chỉnh lặp đi lặp lại cho đến khi các giá trị nhiệt độ và độ phản xạ vitrinite tính toán từ mô hình khớp với các giá trị đo thực tế tại giếng khoan. Lịch sử dòng nhiệt đã được hiệu chỉnh sau đó được ngoại suy ra toàn bộ mô hình 3D.

**Mô phỏng**

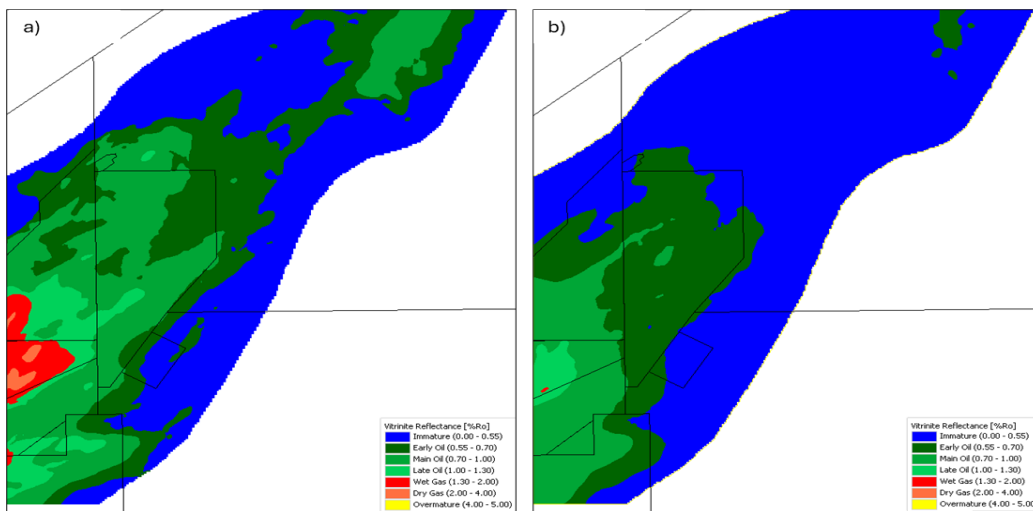
Sau khi hoàn tất việc nhập liệu và hiệu chỉnh, mô hình 3D sẽ được chạy để mô phỏng các quá trình địa chất qua biến đổi qua thời gian: lịch sử chôn vùi, tiến hóa nhiệt, sự trưởng thành của vật chất hữu cơ, và quá trình di cư, tích tụ của hydrocarbon đa pha (dầu, khí). Các phương pháp mô phỏng di cư phức hợp như Hybrid (Darcy + Flowpath) và Invasion Percolation (IP) cũng được sử dụng để phản ánh đúng bản chất địa chất đa

dạng của khu vực nghiên cứu.

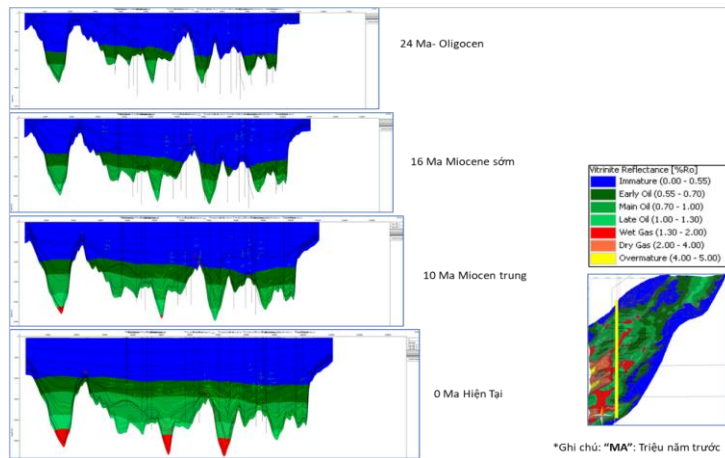
**4.2. Kết quả mô hình hóa**

*Sự trưởng thành của đá mẹ:*

Kết quả mô phỏng cho thấy các tầng đá mẹ Oligocen (Tập D và E) đã được chôn vùi đủ sâu để đạt đến ngưỡng trưởng thành và sinh hydrocarbon trên một diện rộng. Các bản đồ trưởng thành tại thời điểm hiện tại cho thấy rõ sự phân bố của các vùng sinh hydrocarbon chính, tập trung tại các vùng trũng sâu của bể (Hình 9). Một số mặt cắt và bản đồ được trích từ kết quả mô phỏng thể hiện sự phục hồi lịch sử trưởng thành và tích tụ trong các giai đoạn từ Oligocen đến hiện tại (Hình 10). Qua đó cho thấy giai đoạn Miocen trung (10 triệu năm trước) đến hiện tại là giai đoạn di cư và tích tụ mạnh mẽ nhất tại các cấu tạo trong khu vực nghiên cứu.



Hình 9. Kết quả mô hình trưởng thành. (a) Tập E; (b) Tập D dưới.



Hình 10. Mặt cắt khôi phục lịch sử mức độ trưởng thành

- Tại các khu vực trũng sâu nhất, đá mẹ Tập E đã đạt đến pha sinh khí khô (độ phân xạ vitrinite tương đương), trong khi đá mẹ Tập D đang ở pha sinh dầu muộn đến sinh khí ẩm.

- Trên một diện tích rộng lớn hơn, bao gồm cả các sườn của các đới nâng, đá mẹ Tập D đang trong pha sinh dầu chính. Điều này cho thấy Tập D là nguồn cung cấp hydrocarbon quan trọng và chủ đạo nhất cho toàn bộ khu vực nghiên cứu.

Bản đồ tỷ lệ chuyển hóa vật chất hữu cơ cho thấy tại các vùng trung tâm sinh hydrocarbon, đá mẹ Tập E đã chuyển hóa gần như 100% tiềm năng sinh, trong khi đá mẹ Tập D đã chuyển hóa từ 50÷70%, khẳng định đây là những khu vực có khả năng sinh và dịch chuyển hydrocarbon rất lớn.

#### Thời gian sinh và di cư Hydrocarbon

Mô hình hóa lịch sử địa hóa cho phép xác định thời điểm các quá trình quan trọng diễn ra. Kết quả cho thấy quá trình sinh và thoát hydrocarbon (expulsion) với khối lượng đáng kể bắt đầu từ đầu từ giữa Mioxen, đạt đỉnh điểm vào giai đoạn cuối Mioxen đến Pliocen, và vẫn tiếp tục cho đến ngày nay ở một số khu vực (Hình 11). Thời điểm này có ý nghĩa cực kỳ quan trọng, vì nó diễn ra sau khi các bẫy cấu trúc chính đã được hình thành trong giai đoạn nghịch đảo cuối Oligocen - đầu Mioxen. Sự đồng bộ thuận lợi giữa thời gian hình thành bẫy và thời gian nạp hydrocarbon là yếu tố then chốt quyết định sự thành công của hệ thống dầu khí trong khu vực.

#### Hướng dịch chuyển và sự tập trung bẫy chứa

Mô hình cũng đã mô phỏng các đường di cư của dầu và khí từ các vùng sinh hydrocarbon chính đến các bẫy chứa. Kết quả cho thấy hydrocarbon sau khi thoát ra khỏi đá mẹ đã di cư theo cả chiều thẳng đứng và chiều ngang.

- Một kết quả nổi bật là vai trò của các hệ thống đứt gãy lớn, phương ĐB-TN. Các đứt gãy này hoạt động như những kênh dẫn chính, dẫn hydrocarbon từ các địa hào sâu di cư lên các khối địa lũy và các cấu trúc nâng cao kề cận, nơi các mỏ dầu khí đã được phát hiện.

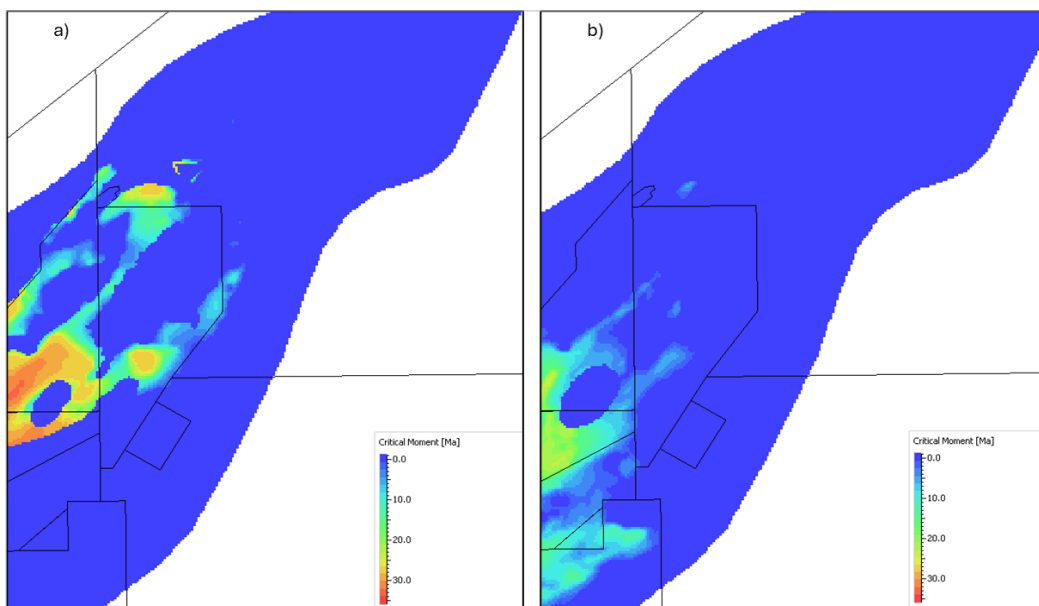
- Sự di cư dọc theo các tầng chứa có tính thấm tốt cũng đóng vai trò quan trọng, đặc biệt là sự di cư từ các vùng trũng lên các bẫy vát nhọn địa tầng ở rìa các đới nâng.

#### Các tích tụ Hydrocarbon dự báo

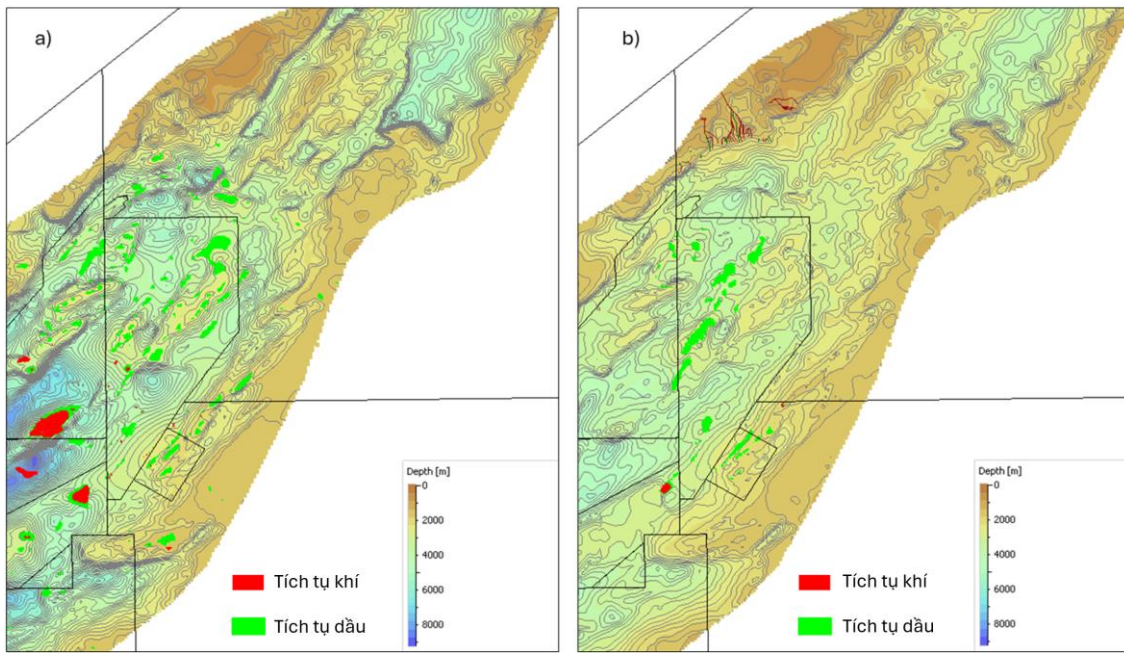
Kết quả cuối cùng của mô hình bề trầm tích là các bản đồ phân bố các tích tụ dầu và khí dự báo tại thời điểm hiện tại cho các tầng chứa khác nhau (Hình 12).

- Tầng Móng và Oligocen F, E: Mô hình dự báo các tích tụ dầu lớn tập trung tại các đỉnh của các khối nâng móng như khu vực Sư Tử Vàng, Sư Tử Đen, Ruby, Diamond. Các tích tụ này được nạp trực tiếp từ các vùng sinh hydrocarbon Oligocen nằm ngay kề cận trong các địa hào.

- Tầng Oligocen D, C và Mioxen BI: Các tích tụ dầu cũng được dự báo trong các tập cát kết của các tầng này, đặc biệt tại các cấu trúc như Sư Tử Đen,



Hình 11. Thời gian di thoát hydrocarbon. (a) Tập E; (b) Tập D dưới.



Hình 12. Các tích tụ dầu khí. (a) Tập E; (b) Tập D.

Pearl, Diamond. Dầu di cư từ dưới lên trên qua các hệ thống đứt gãy và tích tụ trong các bể được chắn bởi các lớp sét nội tầng và tầng sét Rotalia khu vực.

- Tầng Mioxen BII: Mô hình cho thấy khả năng tích tụ dầu khí tại tầng này, đặc biệt ở khu vực mỏ Đông Đô, phù hợp với các phát hiện thực tế.

Đáng chú ý, mô hình dự báo sự tồn tại của các tích tụ dầu khí tại một số cấu tạo chưa được khoan, đặc biệt là các cấu tạo nằm gần các vùng sinh hydrocarbon đã được xác định, cho thấy tiềm năng thăm dò trong khu vực nghiên cứu còn lại đáng kể.

**5. Thảo luận**

*Kiểm chứng mô hình và khả năng dự báo của mô hình*

Bước quan trọng nhất để khẳng định giá trị của một mô hình hệ thống dầu khí là kiểm chứng kết quả của nó với thực tế đã biết. Kết quả mô hình 3D của khu vực đông bắc bể Cửu Long đã được so sánh một cách hệ thống với kết quả của các giếng khoan và các mỏ đã phát hiện. Trên Bảng 2 so sánh kết quả dự báo của mô hình và kết quả thực tế tại các mỏ chính đã phát hiện.

Bảng 2 cho thấy một sự tương quan cao giữa các tích tụ được dự báo bởi mô hình và các mỏ dầu khí đã được phát hiện. Mô hình không chỉ dự báo đúng vị trí, tầng chứa mà còn cả pha tích tụ của

hydrocarbon (chủ yếu là dầu). Đặc biệt, việc mô hình dự báo chính xác tình trạng giếng khô tại cấu tạo Agate (do thiếu nguồn nạp hiệu quả) đã chứng tỏ năng lực dự báo cả thành công và thất bại. Sự phù hợp chặt chẽ này khẳng định rằng các khái niệm địa chất, các tham số đầu vào và quy trình mô phỏng được áp dụng là chính xác và đáng tin cậy. Do đó, mô hình không chỉ là một công cụ phân tích lịch sử mà còn là một công cụ dự báo mạnh mẽ cho các hoạt động thăm dò trong tương lai của khu vực nghiên cứu.

*Bảng 2. Tóm tắt kiểm chứng mô hình - so sánh dự báo và kết quả thực tế tại các vị trí các mỏ chính đã phát hiện.*

Mỏ/Giếng khoan	Đối tượng chứa chính	Kết quả thực tế	Dự báo của mô hình	Mức độ phù hợp
Mỏ Ruby	Móng, Mioxen BI	Dầu	Tích tụ dầu đáng kể	Cao
Mỏ Diamond	Móng, Oligocen E	Dầu	Tích tụ dầu đáng kể	Cao
Mỏ Thăng Long	Móng, Oligocen E	Dầu	Tích tụ dầu đáng kể	Cao
Mỏ Kinh Ngự Vàng	Móng, Mioxen BII	Dầu và Khí	Tích tụ dầu và một lượng nhỏ khí	Cao
Cấu tạo Agate (GK Agate-1X)	Móng, Oligocen	Giếng khô	Không có nguồn nạp đáng kể	Cao

### *Các yếu tố kiểm soát chính trong hệ thống dầu khí khu vực đông bắc bể Cửu Long*

Kết quả mô hình hóa đã làm sáng tỏ các yếu tố địa chất kiểm soát sự hình thành và phân bố hydrocarbon trong khu vực.

Yếu tố kiểm soát quan trọng nhất đối với hiệu quả hoạt động của hệ thống dầu khí là mối quan hệ đồng bộ về thời gian giữa quá trình hình thành bể và quá trình sinh - nạp hydrocarbon. Mô hình đã định lượng và chứng minh một cách rõ ràng rằng sự thành công của hệ thống dầu khí tại đây là kết quả của một chuỗi sự kiện địa chất diễn ra đúng thời điểm: các bể cấu trúc được hình thành vào cuối Oligocen - đầu Miocen, ngay trước khi các tầng đá mẹ Oligocen được chôn vùi vào cửa sổ sinh dầu và bắt đầu quá trình sinh và di thoát hydrocarbon mạnh mẽ trong suốt Mioxen và Pliocen. Nếu quá trình hình thành bể diễn ra muộn hơn, hoặc quá trình sinh hydrocarbon diễn ra sớm hơn, phần lớn dầu khí đã có thể bị thất thoát. Sự trùng hợp này là nguyên nhân cơ bản tạo nên các mỏ dầu khí lớn của bể Cửu Long.

Một yếu tố kiểm soát khác là hệ thống nạp khu vực thống nhất. Thay vì xem mỗi mỏ là một hệ thống dầu khí riêng lẻ, mô hình 3D cho thấy một bức tranh liên kết. Các vùng sinh hydrocarbon lớn trong các địa hào sâu không chỉ nạp cho các cấu trúc ngay cạnh mà còn cung cấp hydrocarbon cho một loạt các bể nằm trên các đới nâng khác nhau, thậm chí có thể vượt qua ranh giới các Lô hợp đồng. Ví dụ, một vùng sinh hydrocarbon nằm ở trung tâm có thể đồng thời nạp cho cả mỏ Ruby và các cấu tạo tiềm năng ở kề cận. Hiểu biết về các tích tụ của từng cấu trúc trên quy mô khu vực là một kết quả có giá trị thực tiễn cao mà chỉ mô hình 3D tích hợp mới có thể cung cấp.

### *Ý nghĩa đối với hoạt động thăm dò tương lai*

Mô hình 3D đã được kiểm chứng này cung cấp một nền tảng tốt để định hướng lại chiến lược thăm dò trong khu vực. - Xác định và xếp hạng các đối tượng tiềm năng: Mô hình đã dự báo sự tồn tại của các tích tụ hydrocarbon tại một số cấu tạo chưa được khoan như Spinel, Beryl, Theta và Sư Tử Đỏ. Quan trọng hơn, mô hình cho phép đánh giá định lượng về khả năng được nạp (probability of charge) và ước tính sơ bộ pha của hydrocarbon. Điều này giúp giảm thiểu đáng kể một trong những rủi ro địa chất lớn nhất là rủi ro về yếu tố

nạp bể. Các cấu tạo được mô hình dự báo có nguồn nạp dồi dào sẽ được ưu tiên xếp hạng cao hơn trong danh mục các đối tượng thăm dò trong tương lai.

- Tập trung vào các rủi ro còn lại: Khi rủi ro về nguồn nạp đã được giảm thiểu, các nỗ lực nghiên cứu tiếp theo có thể tập trung vào việc đánh giá các rủi ro khác như chất lượng tầng chứa, sự toàn vẹn của tầng chắn và tính khép kín của bể. Ví dụ, đối với một cấu tạo được dự báo là có nạp, công tác tiếp theo sẽ là phân tích chi tiết các thuộc tính địa chấn để dự báo sự phát triển của các tập cát kết chứa dầu khí hoặc hệ thống nứt nẻ trong móng.

- Định hướng chiến lược khoan: Kết quả mô hình cung cấp các cơ sở khoa học để lựa chọn vị trí giếng khoan tối ưu, nhằm vào các khu vực được dự báo có cột dầu dày nhất và chất lượng đá chứa tốt nhất. Nó cũng giúp tránh các khu vực có rủi ro cao về nạp, tiết kiệm chi phí và nâng cao tỷ lệ thành công trong thăm dò.

## **6. Kết luận**

Bài báo đã xây dựng thành công mô hình hệ thống dầu khí 3D tích hợp cho khu vực Đông Bắc bể Cửu Long trên cơ sở tích hợp dữ liệu địa chấn, giếng khoan, địa hóa và địa chất khu vực. Kết quả mô hình hóa cho phép tái hiện hợp lý lịch sử chôn vùi, tiến hóa nhiệt, quá trình sinh - di cư - tích tụ hydrocarbon và phân bố các tích tụ dầu khí trong khu vực nghiên cứu.

Kết quả nghiên cứu khẳng định các tập đá mẹ Oligocene (tập D và E) là nguồn sinh hydrocarbon chủ yếu, trong đó các vùng địa hào sâu đóng vai trò là các "kitchen area" chính của hệ thống dầu khí. Quá trình nạp hydrocarbon diễn ra mạnh từ Miocene giữa đến hiện tại và có mối quan hệ đồng bộ thuận lợi với quá trình hình thành bể cấu trúc.

Mô hình đã được kiểm chứng tốt thông qua sự phù hợp với các phát hiện dầu khí hiện hữu như Ruby, Diamond, Thăng Long và Đông Đô, cho thấy khả năng ứng dụng hiệu quả trong đánh giá rủi ro thăm dò, phân tích charge risk và định hướng lựa chọn các đối tượng triển vọng trong tương lai. Những kết quả này có thể dùng để định hướng và tối ưu hóa các chiến dịch tìm kiếm thăm dò trong tương lai tại khu vực ĐB bể Cửu Long.

### Lời cảm ơn

Nhóm tác giả xin chân thành cảm ơn Tổng công ty Thăm dò khai thác dầu khí - PVEP đã tài trợ đề tài theo quyết định số 2012/QĐ-TDKT. Đồng thời, nhóm cũng gửi lời cảm ơn đến các chuyên gia của đề tài đã đóng góp nhiều ý kiến quý báu trong quá trình thực hiện nghiên cứu này.

### Đóng góp của các tác giả

Hà Quang Mẫn - lên ý tưởng tổng thể bài báo, viết bản thảo bài báo; Trần Đăng Hùng, Lê Anh Tuấn, Nguyễn Anh Đức và Trịnh Sóng Biển - biên tập và hiệu đính bản bài báo; Phan Thị Quỳnh Anh, Nguyễn Lê Trung - minh giải môi trường trầm tích dọc giếng khoan; Lê Văn Trường, Huỳnh Huỳnh Yên Hạ - xử lý và minh giải tài liệu địa chấn và thành lập bản đồ; Nguyễn Văn Thanh, Đỗ Mạnh Toàn - minh giải địa chất khu vực và xây dựng mô hình hệ thống dầu khí.

### Tài liệu tham khảo

- Điền, P. T. (2007). Các Bồn trầm tích trước Kainozoi và tài nguyên dầu khí. *Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam*.
- Đỗ, B., Nguyễn, Đ. D., Phan, H. Q., Phạm, H. Q., Nguyễn, Q. H., & Đỗ, V. H. (2007). Địa tầng các bể trầm tích Kainozoi Việt Nam. In H. Nguyễn & V. Đ. Nguyễn (Eds.), *Địa chất và tài nguyên dầu khí Việt Nam* (pp. 141-182). *Nhà xuất bản Khoa học và Kỹ thuật*.
- Funnell, R. H., Allis, R. G., & Huyen, T. (1997). Thermal regimes in two Vietnamese basins, Cuu Long and Nam Con Son, and implications for hydrocarbon generation In J. V. C. Howes & R. A. Noble (Eds.), *Proceedings of the conference on Petroleum systems of SE Asia and Australasia* (pp. 499-509). *Indonesian Petroleum Association*.
- Ha, M. Q., Le, A. N., & Jarzyna, J. (2021). Hydraulic flow unit classification from core data: case study of the Z gas reservoir, Poland. *Journal of Mining and Earth Sciences*, 62(3), 29-36. [https://doi.org/10.46326/jmes.2021.62\(3\).04](https://doi.org/10.46326/jmes.2021.62(3).04).
- Hùng, N. V., Sơn, P. X., Tâm, N. M., Quang, Đ. Đ., Thanh, N. V., & Lập, L. Q. (2023). Fault seal

analysis for VS area, block 16 -1/15, Cuu Long Basin, Viet Nam. *The Journal of Mining and Earth Sciences*, 64(4), 60-68. [https://doi.org/10.46326/jmes.2023.64\(4\).07](https://doi.org/10.46326/jmes.2023.64(4).07).

- Lam, N. T. (2014). 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*.
- Le, T. D., & Pham, K. D. (2016). Tectonic controls on sedimentary facies distribution in the Cuu Long Basin. *Marine and Petroleum Geology*, 73, 45-62.
- Lee, G. H., Lee, K., & Watkins, J. S. (2001). Geologic evolution of the Cuu Long and Nam Con Son basins, offshore southern Vietnam, South China Sea. *AAPG Bulletin*, 85(6), 1055-1082.
- Nguyen, H. (2007). *Geology and Petroleum resources of Vietnam. Publisher of Science and Technology, Hanoi* (in Vietnamese).
- Nguyễn, V. K., B. V. D., Nguyễn, T. H., Phạm, H. T., Nguyễn, H. G., Phạm, V. A. (2018). Đặc điểm tướng và môi trường trầm tích Oligocene muộn khu vực Tây Bắc lô 09-3/12, bể Cửu Long. *Petrovietnam Journal*, 1, 27-35.
- Nguyen, V. T., & Tran, Q. H. (2015). Structural evolution of the Cuu Long Basin and its implications for hydrocarbon exploration. *Journal of Asian Earth Sciences*, 105, 143-160.
- Pham, T. V., & Le, H. T. (2020). Hydrocarbon potential and play types in the Oligocene formations of the Cuu Long Basin. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 194, 107366.
- Schmidt, W. J., Hoang, B. H., Handschy, J. W., Hai, V. T., Cuong, T. X., & Tung, N. T. (2019). Tectonic evolution and regional setting of the Cuu Long Basin, Vietnam. *Tectonophysics*, 757, 36-57. <https://doi.org/10.1016/j.tecto.2019.03.001>
- Tran, D. N., & Nguyen, M. H. (2019). Seismic interpretation and sequence stratigraphy of the Oligocene deposits in the Northeastern Cuu Long Basin. *Interpretation*, 7(3), SH31-SH49.

Trinh, B. S., Dang, Q. N., Nguyen, D. A., Bui, S. T., Pham, D. H., Hoang, B. T., Nguyen, T. M., Ha, M. Q., Nguyen, T. L., Nguyen, T. V., & Bui, D. V. (2025). Integration of geological and geophysical data for predicting the sedimentary environment of Oligocene formations in the Northeastern Cuu Long Basin (in Vietnamese). *Journal of Mining and*

*Earth Sciences*, 66(1), 98-111. [https://doi.org/10.46326/jmes.2025.66\(1\).10](https://doi.org/10.46326/jmes.2025.66(1).10).

Vu, T. M., & Nguyen, V. C. (2017). Stratigraphic framework and petroleum potential of the Oligocene sequences in the Cuu Long Basin. *AAPG Bulletin*, 101(12), 2413-2437.