

ĐẶC TRƯNG TẦNG CHỨA ĐÁ CARBONATE MESOZOIC Ở CỤM CẤU TẠO HÀM RỒNG, LÔ 106 THỀM LỤC ĐỊA VIỆT NAM

ThS. Lê Trung Tâm¹, TS. Phạm Văn Tuấn², ThS. Ngô Văn Hưng³

¹Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí

²Đại học Mở - Địa chất

³Tập đoàn Dầu khí Việt Nam

Email: tamlt@pvep.com.vn

Tóm tắt

Bài báo giới thiệu một số kết quả nghiên cứu về đặc trưng tầng chứa đá carbonate Mesozoic tại cấu tạo Hàm Rồng, Hàm Rồng Nam và Hàm Rồng Đông (thuộc Lô 106, thềm lục địa Việt Nam) trên cơ sở tổng hợp phân tích tài liệu địa chấn và tài liệu giếng khoan. Với việc áp dụng các phương pháp nghiên cứu (gồm: phân tích lát mỏng thạch học, phân tích nhiễu xạ tia X, phân tích hiển vi điện tử quét, phân tích địa vật lý giếng khoan, phân tích thuộc tính địa chấn, ứng dụng mạng nơ-ron nhân tạo (Artificial neural networks - ANN) xây dựng mô hình độ rỗng tầng chứa...), nhóm tác giả đã phân tích môi trường thành tạo, phân loại đá carbonate Mesozoic, các quá trình biến đổi thứ sinh ảnh hưởng tới chất lượng tầng chứa và mô hình độ rỗng tầng chứa của khu vực nghiên cứu.

Từ khóa: Tầng chứa đá carbonate Mesozoic, hóa đá Fusuline, biến đổi thứ sinh, độ rỗng.

1. Giới thiệu

Khu vực nghiên cứu gồm cấu tạo Hàm Rồng, Hàm Rồng Nam và Hàm Rồng Đông thuộc Lô 106, thềm lục địa Việt Nam (Hình 1). Trong năm 2008 và 2009, nhà thầu Petronas đã khoan 2 giếng thăm dò và thăm lượng trên cấu tạo Hàm Rồng (106-HR-1X và 106-HR-2X). Kết quả thử vỉa đối tượng carbonate Mesozoic đều cho dòng dầu công nghiệp với lưu lượng lên tới 6.000 thùng/ngày. Công tác tìm kiếm thăm dò cho đối tượng carbonate sau đó đã được triển khai tích cực. Trong năm 2013 và 2014, Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí (PVEP) đã khoan 2 giếng thăm dò trên các cấu tạo Hàm Rồng Nam (106-HRN-1X) và Hàm Rồng Đông (106-HRD-1X). Kết quả thử vỉa đều có phát hiện dầu khí trong đối tượng carbonate Mesozoic. Từ các kết quả khoan thăm dò, công tác nghiên cứu chuyên sâu về đặc điểm địa chất, đặc điểm vật lý thạch học, đặc trưng tầng chứa cho đối tượng đá chứa carbonate Mesozoic ở khu vực này đã thu hút được sự quan tâm, nghiên cứu của các nhà khoa học trong và ngoài nước.

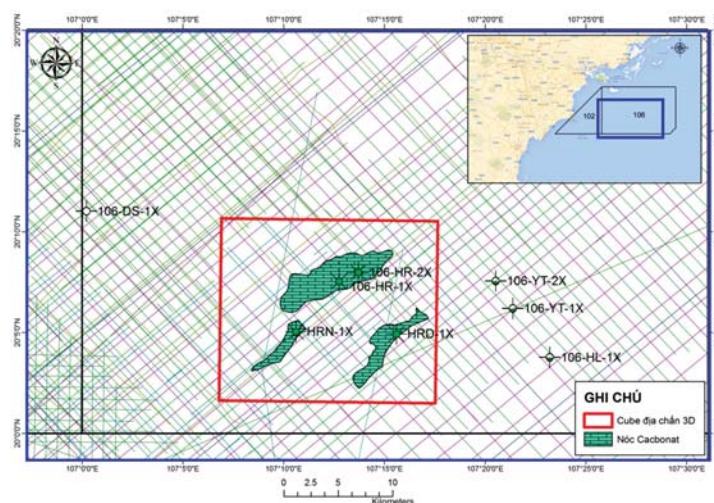
2. Tuổi và môi trường thành tạo

Hiện nay, có nhiều phương pháp để xác định tuổi của đá, trong đó các phương pháp định tuổi bằng đồng vị phóng xạ được xem là có độ chính xác cao nhất, có thể xác định được tuổi tuyệt đối của đá. Do các phương pháp xác định tuổi tuyệt đối chưa được áp dụng đối với khu vực nghiên

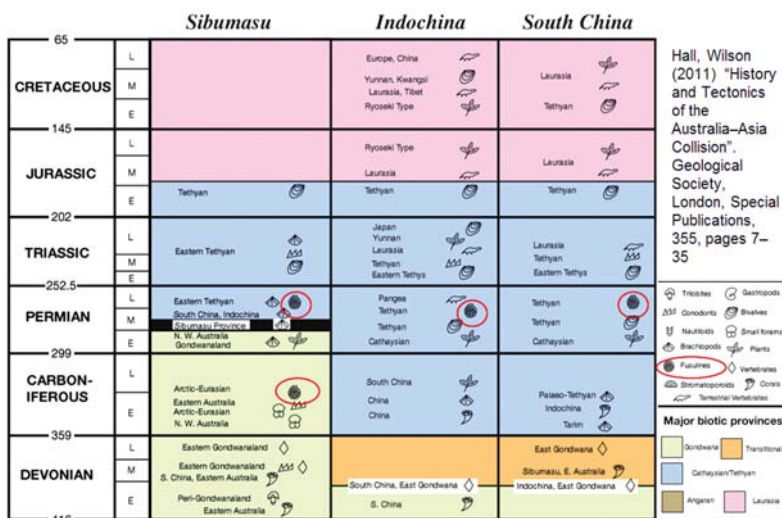
cứu nên tuổi của thành tạo carbonate được xác định tương đối dựa vào các hóa thạch quan sát được tại các mẫu thạch học lát mỏng.

Robin và Torsvik [3] đã nghiên cứu lịch sử tiến hóa địa chất khu vực Đông Nam Á và xác định khu vực phía Bắc bể Sông Hồng bao gồm diện tích Lô 106 vào thời kỳ Mesozoic là một phần của 3 vi mảng Sibumasu, Indochina và South China. Nghiên cứu của Hall và Wilson [2] đã đưa ra bảng tổng hợp các hóa đá đặc trưng cho từng thời kỳ cho 3 vi mảng trên thuộc khu vực Đông Nam Á. Theo kết quả nghiên cứu này sinh vật Fusuline thuộc họ trùng lỗ Foraminifera là loài đặc trưng chỉ xuất hiện trong thời kỳ từ Carboniferous đến Permian đối với các vi mảng Sibumasu, Indochina và South China (Hình 2).

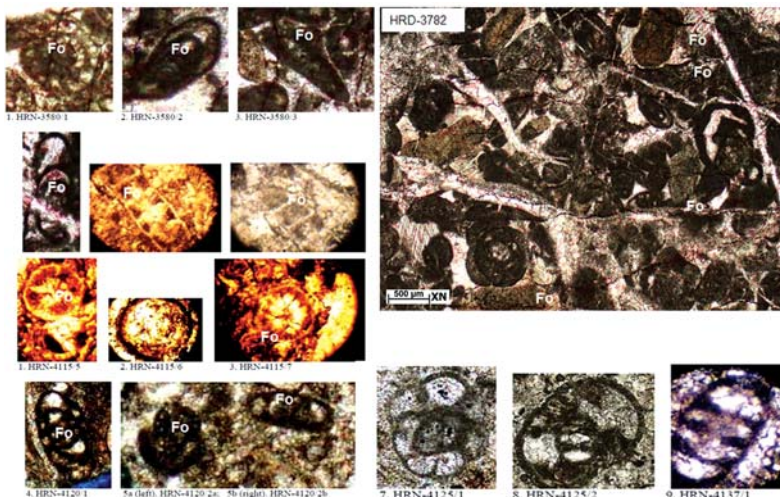
Trên các mẫu sườn từ các giếng khoan 106-HRN-1X và 106-HRD-1X quan sát thấy rất nhiều hóa đá Fusuline đặc trưng,



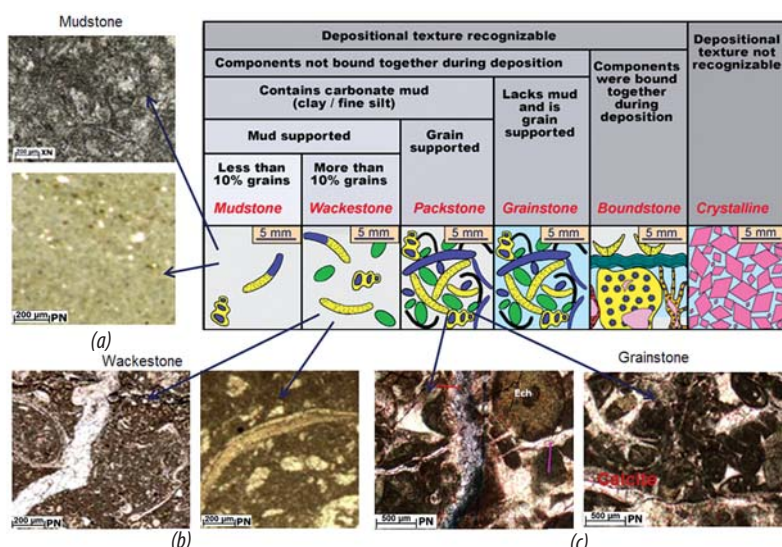
Hình 1. Vị trí địa lý khu vực nghiên cứu



Hình 2. Bảng các hóa đá đặc trưng cho từng thời kỳ: Hóa đá Fusuline thuộc họ trùng lỗ (Foraminifera) đặc trưng cho thời kỳ Carboniferous - Permian [2]



Hình 3. Hóa đá Fusuline trong mẫu thạch học lát mỏng: giếng 106-HRN-1X (độ sâu 3.580m, 3.618m, 4.115m, 4.120m, 4.125m), giếng 106-HR-2X (độ sâu 3.782m)



Hình 4. Phân loại đá carbonate theo thành phần và kiến trúc: (a) đá vôi dạng bùn (mudstone) tại giếng khoan 106-HR-2X (3.508m), 106-HRN-1X (3.618m); (b) đá vôi dạng bùn (wackestone) tại giếng khoan 106-HRN-1X (3.480m), 106-HRD-1X (3.815m); (c) đá vôi nén (packstone) tại giếng khoan 106-HRD-1X (3.580m, 3.821m).

cho phép xác định đá carbonate tại khu vực nghiên cứu có tuổi trong giai đoạn từ Carboniferous đến Permian. Hình 3 mô tả một số mẫu chứa hóa đá Fusuline làm cơ sở để xác định tuổi.

Thành phần thạch học của các mẫu chủ yếu là bùn có kiến trúc ẩn tinh. Một số mẫu xác định các mảnh vụn sinh vật ngoại lai. Đá carbonate tại hầu hết các giếng khoan đều xác định có cấu tạo dạng khối với chiều dày phân lớp lớn. Các đặc điểm trên cho phép xác định đá carbonate khu vực này có nguồn gốc sinh hóa, được thành tạo trong môi trường có mức năng lượng từ thấp đến trung bình, ít bị ảnh hưởng bởi thủy triều và sóng cơ sở.

3. Phân loại đá

Áp dụng phân loại của Dunham [4], đá carbonate khu vực nghiên cứu chủ yếu là đá vôi dạng bùn và một số ít là đá vôi nén (Hình 4) với đặc trưng như sau:

- Đá vôi dạng bùn (Mudstone đến Wackestone)

Đá vôi dạng bùn xuất hiện ở hầu hết các mẫu quan sát được, đặc trưng bởi thành phần chính là bùn vôi từ 90 - 100%, kiến trúc ẩn tinh chiếm tỷ lệ lớn trong đá, thành phần hạt thấp chỉ dưới 10%. Với đặc trưng trên có thể thấy độ rỗng giữa hạt sẽ không cao, tuy nhiên đá dễ bị biến đổi thứ sinh và có thể hình thành độ rỗng thứ sinh thông qua các quá trình biến đổi. Tham gia vào thành phần tạo đá còn có các vật liệu tha sinh ngoại lai từ nơi khác đến và các trầm tích hạt vụn mà điển hình là thạch anh hạt mịn nằm trên xương đá bùn vôi.

- Đá vôi nén (Packstone)

Đá vôi nén có thành phần hạt chiếm tỷ lệ 80% chỉ gặp tại 2 mẫu trên tổng số 380 mẫu phân tích ở các chiều sâu 3.580m và 3.821m tại giếng khoan 106-HRN-1X. Tại các mẫu quan sát được một lượng lớn hạt và các thành phần thứ sinh có nguồn gốc từ nơi khác vận chuyển đến gồm: trùng lỗ, tảo và mảnh vụn sinh học.

4. Các quá trình biến đổi thứ sinh và ảnh hưởng đến chất lượng tầng chứa

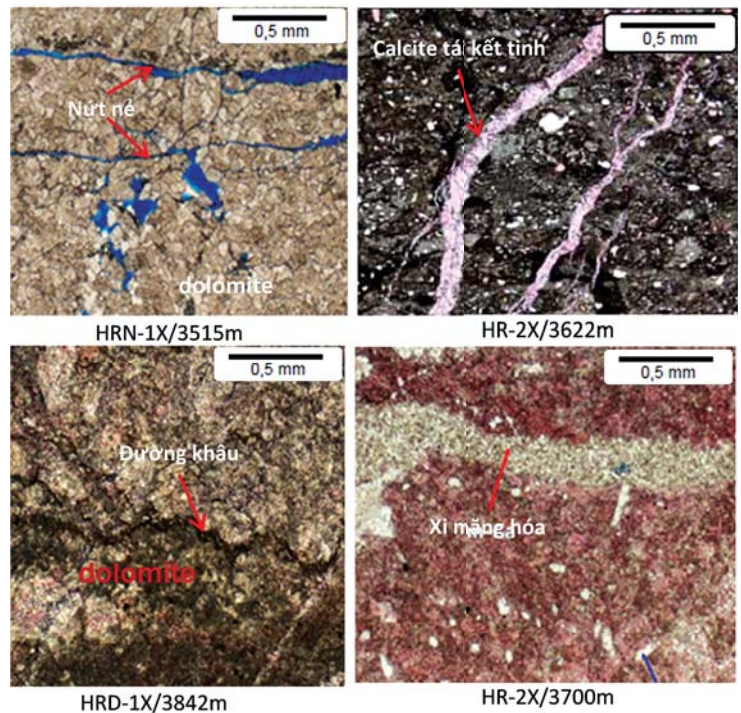
Trên các mẫu thạch học lát mỏng, 4 quá trình biến đổi thứ sinh xác định được gồm: quá trình xi măng hóa, dolomite hóa, quá trình hòa tan và quá trình hình thành nứt nẻ. Các quá trình biến đổi thứ sinh trên được thể hiện trên Hình 5 và được tóm lược theo trình tự sau:

- Đầu tiên, micrite hóa các mảnh vụn sinh vật và sự lấp đầy của calcite vi tinh vào trong các hốc của mảnh vụn sinh vật;
- Quá trình xi măng hóa các lỗ rỗng nguyên sinh;
- Quá trình dolomite hóa xảy ra hình thành độ rỗng thứ sinh;
- Hòa tan sớm của khung xương sinh vật, tiếp theo là quá trình lấp đầy các calcite vi tinh, kết tinh vào các khe nứt;
- Calcite tái kết tinh vào các lỗ rỗng, khe nứt làm cho độ rỗng trong đá bị giảm đi;
- Nứt nẻ và các đường khâu quan sát được trong các mẫu thạch học lát mỏng được thành tạo do liên quan đến các quá trình hoạt động kiến tạo khu vực.

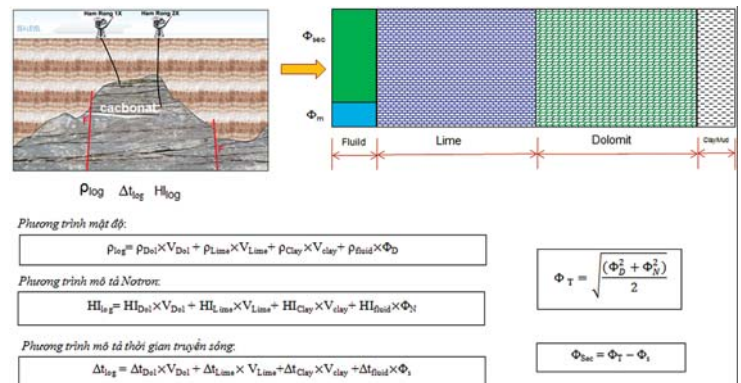
Nhìn chung, đá carbonate khu vực nghiên cứu đã trải qua các quá trình biến đổi thứ sinh mạnh. Trong đó, quá trình hòa tan, dolomite hóa và hình thành nứt nẻ, đường khâu có tác dụng tích cực tới việc làm tăng tổng độ rỗng hiệu dụng trong đá chứa. Quá trình xi măng hóa bao gồm các mảnh vụn và calcite vi tinh lấp đầy vào các khe nứt và trong các lỗ hổng xương đá của trùng lỗ, làm giảm đáng kể độ rỗng của đá chứa. Xi măng carbonate chủ yếu là calcite vi tinh (micrite calcite) và đôi chỗ là calcite kết tinh (sparite calcite).

Độ rỗng thứ sinh là thông số quan trọng nhất để đánh giá ảnh hưởng của các quá trình biến đổi thứ sinh đến chất lượng của đá chứa carbonate nói riêng và móng nứt nẻ nói chung. Để xác định giá trị này, mô hình 3 khoáng vật và 2 độ rỗng trong đá chứa carbonate khu vực nghiên cứu được áp dụng (Hình 6).

Kết quả phân tích đã xác định được độ rỗng giữa hạt (Phi Matrix) và độ rỗng thứ sinh (Phi



Hình 5. Các quá trình biến đổi thứ sinh đá carbonate: dolomite hóa, hòa tan, xi măng hóa và quá trình hình thành các nứt nẻ, đường khâu



Hình 6. Mô hình 3 khoáng vật và 2 độ rỗng phân tích tài liệu địa vật lý giếng khoan

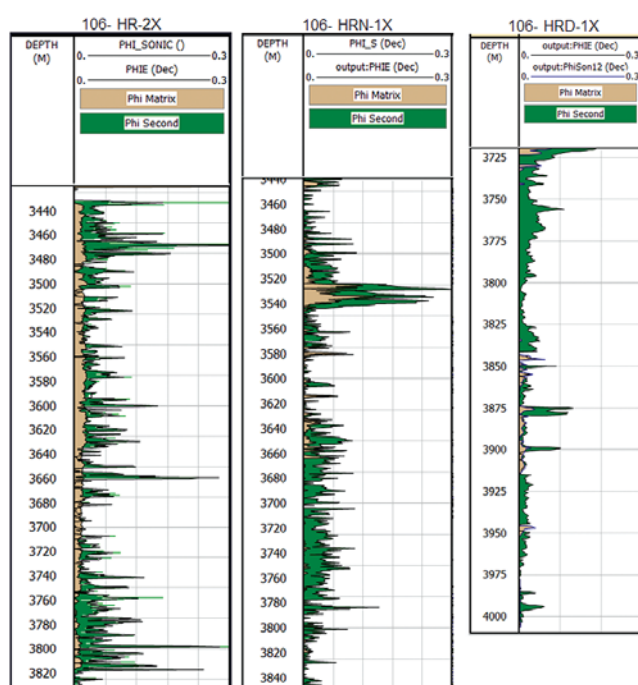
Secondary) cho toàn bộ lát cắt carbonate tại giếng khoan 106-HR-2X, 106-HRN-1X và 106-HRD-1X (Hình 7). Kết quả cho thấy độ rỗng giữa hạt trung bình dao động trong khoảng từ 1 - 3%, độ rỗng thứ sinh trung bình từ 2 - 8%, có những khoảng lên tới 20%. Điều đó cho phép đánh giá độ rỗng được hình thành từ các quá trình biến đổi thứ sinh có vai trò quan trọng đến chất lượng tầng chứa đá carbonate ở khu vực nghiên cứu.

5. Mô hình độ rỗng tầng chứa

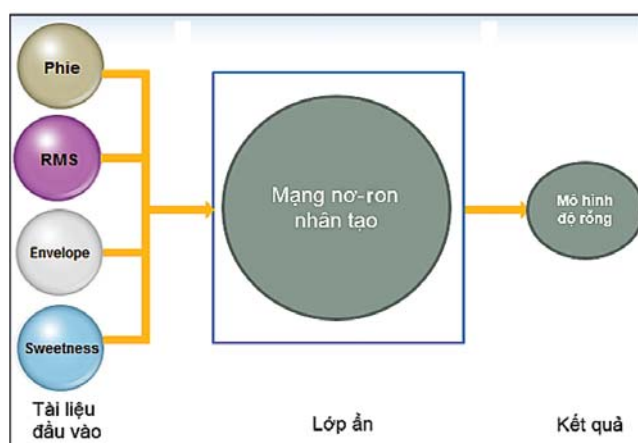
Mô hình tầng chứa đá carbonate khu vực này được xây dựng trên cơ sở ứng dụng ANN với đầu vào là kết quả phân tích 3 thuộc tính địa chấn RMS, Envelope và Sweetness cùng với đường cong tổng độ rỗng hiệu dụng phân tích từ các giếng khoan. Tài liệu đầu vào được huấn luyện thông qua lớp ẩn dựa trên các thuật toán của ANN sẽ cho kết quả là mô hình độ rỗng

tầng chứa, quá trình luyện mạng được mô phỏng như Hình 8.

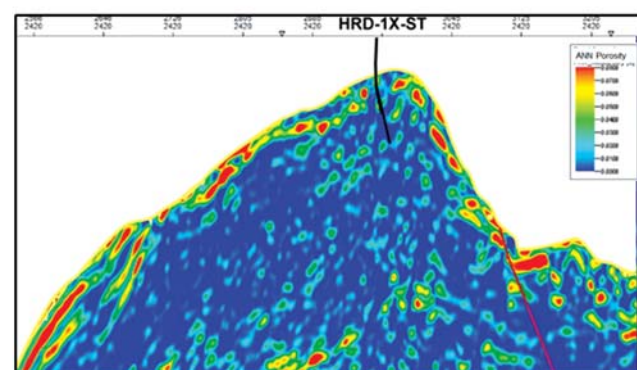
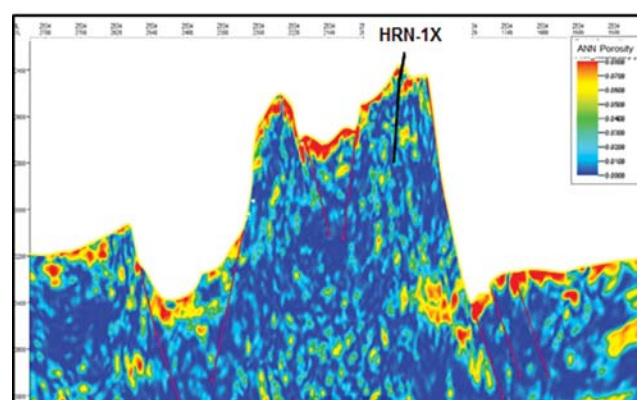
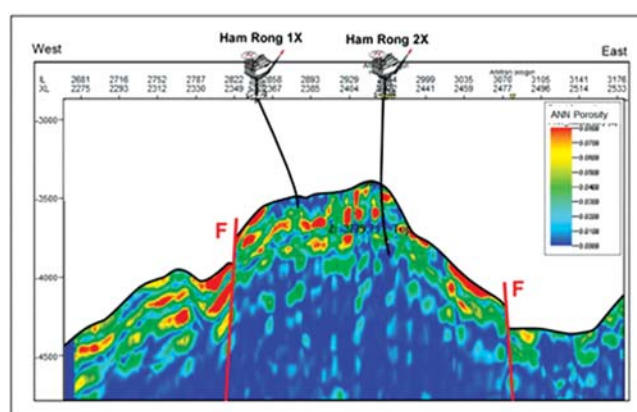
Mô hình tầng chứa được xây dựng mang những đặc điểm hình thái từ kết quả phân tích thuộc tính địa chấn, đồng thời có xu hướng theo sự phân bố độ rỗng của giếng khoan. Mô hình độ rỗng này có khả năng thể hiện rõ định lượng và sự phân bố của độ rỗng cho toàn bộ tầng chứa theo cả diện và chiều sâu. Sự phân bố này được thể hiện thông qua biểu diễn kết quả theo mặt cắt qua các giếng khoan và theo bản đồ cấu trúc nóc tầng carbonate (Hình 9 và 10). Theo mô hình, tổng độ rỗng hiệu dụng trung bình tại các cấu tạo Hàm Rồng, Hàm Rồng Nam và Hàm Rồng Đông dao động từ 1 - 8%, trung bình 4,5%. Kết quả này



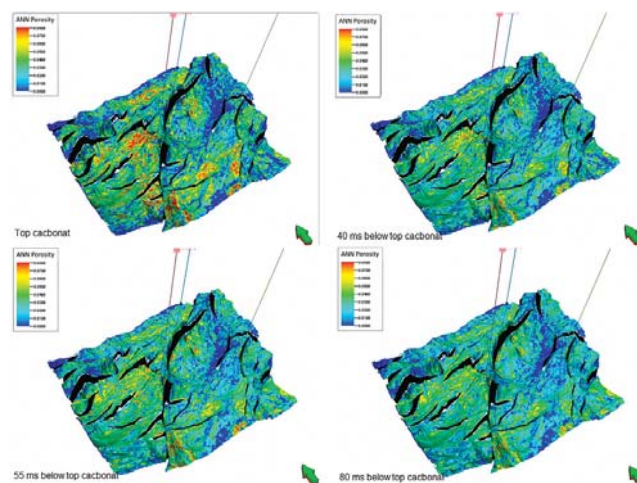
Hình 7. Kết quả phân tích độ rỗng giữa hạt và độ rỗng thứ sinh (độ rỗng thứ sinh được phổ màu xanh lá cây chiếm phần lớn tổng độ rỗng hiệu dụng trong cả 3 giếng khoan 106-HR-2X, 106-HRN-1X và 106-HRD-1X)



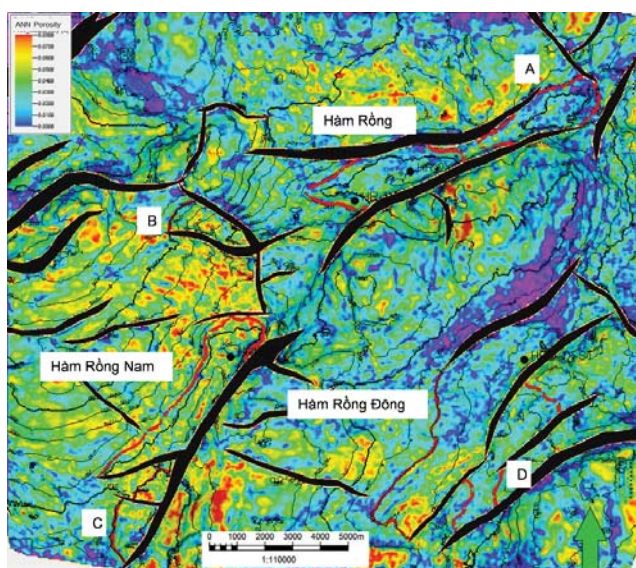
Hình 8. Ứng dụng ANN xây dựng mô hình độ rỗng tầng chứa



Hình 9. Mặt cắt mô hình độ rỗng ANN qua các cấu tạo



Hình 10. Mô hình độ rỗng tầng chứa carbonate Mesozoic cụm cấu tạo Hàm Rồng



Hình 11. Mô hình độ rỗng trên bản đồ cấu trúc nóc carbonate

phù hợp với kết quả các giếng khoan, cho thấy ứng dụng ANN xây dựng mô hình độ rỗng tầng chứa khu vực nghiên cứu có độ tin cậy cao. Sử dụng các kết quả mô hình tầng chứa cho phép đánh giá định lượng đặc tính chứa của các cấu tạo trong khu vực nghiên cứu.

6. Tiềm năng chứa các cấu tạo

Tại khu vực nghiên cứu, có 3 cấu tạo đã có giếng khoan thăm dò là: Hàm Rồng, Hàm Rồng Nam, Hàm Rồng Đông và có 4 cấu tạo triển vọng khác chưa có giếng khoan được đặt tên A, B, C, D, được thể hiện trên bản đồ cấu trúc nóc tầng móng carbonate (Hình 11). Kết quả xây dựng mô hình tầng chứa cho phép đánh giá chi tiết tiềm năng chứa các cấu tạo như dưới đây.

6.1. Cấu tạo Hàm Rồng

Tổng độ rỗng hiệu dụng dao động từ 1 - 8%, trung bình 5%. Khu vực phía đỉnh của cấu tạo có độ rỗng thấp hơn (khoảng 1 - 3%), khu vực cánh phía Tây có độ rỗng tốt hơn (độ rỗng 2 - 6%). Thể tích tổng độ rỗng hiệu dụng tính toán được từ mô hình là 155,5 triệu m^3 .

6.2. Cấu tạo Hàm Rồng Nam

Tổng độ rỗng hiệu dụng dao động từ 2 - 8%, trung bình 6,5% và phân bố đều trên toàn cấu tạo. Thể tích tổng độ rỗng hiệu dụng tính toán được từ mô hình là 200,2 triệu m^3 .

6.3. Cấu tạo Hàm Rồng Đông

Tổng độ rỗng hiệu dụng dao động từ 1 - 4%, trung bình 2,5%. Các đới có độ rỗng tốt chỉ tập trung ở phần đỉnh của cấu tạo, hai bên cánh có độ rỗng kém. Thể tích

tổng độ rỗng hiệu dụng tính toán được từ mô hình là 86,5 triệu m^3 .

6.4. Cấu tạo A

Tổng độ rỗng hiệu dụng dao động từ 1 - 8%, trung bình 5,5%. Các đới có độ rỗng tốt nhất tập trung ở cánh Tây Bắc của cấu tạo. Thể tích tổng độ rỗng hiệu dụng tính toán được từ mô hình là 122,7 triệu m^3 .

6.5. Cấu tạo B

Tổng độ rỗng hiệu dụng dao động từ 1 - 6%, trung bình 4,5%. Các đới có độ rỗng tốt nhất tập trung ở cánh Tây Bắc của cấu tạo. Thể tích tổng độ rỗng hiệu dụng tính toán được từ mô hình là 122,7 triệu m^3 .

6.6. Cấu tạo C

Tổng độ rỗng hiệu dụng dao động từ 1 - 6%, trung bình 4,5%. Các đới có độ rỗng tốt nhất tập trung chủ yếu ở phần đỉnh của cấu tạo. Thể tích tổng độ rỗng hiệu dụng tính toán được từ mô hình là 45,5 triệu m^3 .

6.7. Cấu tạo D

Tổng độ rỗng hiệu dụng dao động từ 1 - 4,5%, trung bình 3%. Các đới có độ rỗng tốt nhất tập trung chủ yếu ở phần đỉnh của cấu tạo. Thể tích tổng độ rỗng hiệu dụng tính toán được từ mô hình là 86,5 triệu m^3 .

Các cấu tạo được đánh giá và xếp hạng triển vọng về tiềm năng chứa trên cơ sở kết quả đánh giá chi tiết ở trên. Theo đó, cấu tạo Hàm Rồng Nam được đánh giá triển vọng nhất, tiếp theo là các cấu tạo A, Hàm Rồng, B, C, D, Hàm Rồng Đông.

7. Kết luận

Tầng chứa carbonate tuổi Mesozoic ở cụm cấu tạo Hàm Rồng Lô 106, ngoài khơi thềm lục địa Việt Nam là đối tượng chứa dầu khí quan trọng. Việc phát hiện dầu khí trong đá chứa carbonate đã làm thay đổi quan điểm tìm kiếm thăm dò dầu khí ở khu vực nghiên cứu. Trên cơ sở các kết quả phân tích, nhóm tác giả rút ra một số kết luận sau:

- Đá chứa carbonate khu vực nghiên cứu có tuổi từ Carboniferous đến Permian, nguồn gốc sinh hóa, chủ yếu là đá vôi dạng bùn kiến trúc ẩn tinh, được thành tạo trong môi trường năng lượng thấp đến trung bình.
- Đá đã trải qua quá trình biến đổi thứ sinh mạnh mẽ trong đó quá trình hòa tan, dolomite hóa và hình thành nứt nẻ, đường khâu có tác dụng tích cực tới việc làm tăng

tổng độ rỗng hiệu dụng trong đá chứa. Độ rỗng hình thành từ các quá trình biến đổi thứ sinh đóng vai trò quan trọng nhất đến chất lượng tầng chứa.

- Ứng dụng ANN xây dựng mô hình tầng chứa với đầu vào là 3 thuộc tính địa chấn RMS, Envelope, Sweetness cùng kết quả phân tích địa vật lý giếng khoan phù hợp với đá carbonate Mesozoic cụm mỏ Hàm Rồng. Mô hình cho phép đánh giá định lượng tiềm năng chứa các cấu tạo.

- Kết quả xây dựng mô hình độ rỗng tầng chứa cho phép đánh giá: Cấu tạo Hàm Rồng Nam có độ rỗng cao nhất trong khu vực nghiên cứu, trung bình 6,5%, phân bố đều trên diện tích và tới điểm tràn cấu tạo. Cấu tạo Hàm Rồng có độ rỗng tốt tập trung ở khu vực cánh phía Tây, khu vực đỉnh có độ rỗng thấp. Cấu tạo Hàm Rồng Đông có độ rỗng thấp nhất, trung bình 2,5%, các đới có độ rỗng tốt tập trung chủ yếu ở khu vực đỉnh cấu tạo. Trong 4 cấu tạo triển vọng còn lại chưa có giếng khoan, cấu tạo A được đánh giá có triển vọng nhất với độ rỗng hiệu dụng trung bình 5,5%, các đới có độ rỗng tốt tập trung chủ yếu ở sườn Tây Bắc của cấu tạo.

Tài liệu tham khảo

1. Mark Rich. *Petrographic classification and method of description of carbonate rocks of the Bird Spring Group in southern Nevada*. Journal of Sedimentary Research. 1964; 34(2): p. 50 - 55.
2. R.Hall, M.A.Cottam, M.E.J.Wilson. *The SE Asian Gateway: History and tectonics of the Australia - Asia collision*. Geological Society of London. 2011.
3. L.Robin M.Cocks, Trond H.Torsvik. *The dynamic evolution of the Palaeozoic geography of eastern Asia*. Earth-Science Reviews. 2013; 117: p. 40 - 79.
4. Robert J.Dunham. *Classification of carbonate rocks according to depositional texture*. In "Classification of carbonate rocks, a symposium". American Association of Petroleum Geologists. 1962: p. 108 - 121.
5. Lê Trung Tâm, Cù Minh Hoàng, Phạm Văn Tuấn. *Đặc điểm thạch học trầm tích thành tạo carbonate trước Kainozoi mỏ Hàm Rồng, Đông Bắc bể Sông Hồng*. Tạp chí Dầu khí. 2014; 5, trang 23 - 30.

Characteristics of Mesozoic carbonate reservoir in Ham Rong field, Block 106 in Vietnam's continental shelf

Le Trung Tam¹, Pham Van Tuan², Ngo Van Hung³

¹Petrovietnam Exploration Production Corporation (PVEP)

²University of Mining and Geology

³Vietnam Oil and Gas Group

Summary

This paper presents the research results on the characteristics of Mesozoic carbonate reservoir in Ham Rong, Ham Rong Nam and Ham Rong Dong area (Block 106 in the continental shelf of Vietnam) on the basis of integrated analysis of seismic and well logging data. By applying various research methods such as petrographic thin section analysis, XRD analysis, scanning electron microscopy (SEM), logging, seismic attributes, and application of artificial neural network (ANN) for building porosity model, the authors have conducted depositional environment analysis, rock classification of Mesozoic carbonate, and analysis of secondary diagenesis processes that affect the stratigraphic quality and porosity model of the studied area.

Key words: Mesozoic carbonate reservoir, Fusuline fossil, secondary diagenesis, porosity.