TẠP CHÍ
KHÍ TƯỢNG THỦY VĂN

Check for updates

Bài báo khoa học

Mô hình dự đoán độ thấm từ dữ liệu phân tích mẫu lõi bằng phương pháp HFU và MICP cho tập cát kết thuộc tầng Miocen, mỏ Alpha, bể Nam Côn Sơn

Phan Ngọc Quốc[1, 2, 3], Phùng Đại Khánh[2, 3 *]

[1] Viện Dầu Khí Việt Nam; quocpn.vpilabs@vpi.pvn.vn
[2] Bộ môn Khoan – Khai thác dầu khí, Khoa Kỹ thuật Địa chất & Dầu khí, Trường Đại học Bách Khoa Tp. Hồ Chí Minh; phungdaikhanh@hcmut.edu.vn
[3] Đại học Quốc gia Thành phố Hồ Chí Minh; phungdaikhanh@hcmut.edu.vn

*Tác giả liên hệ: phungdaikhanh@hcmut.edu.vn; Tel: +84–918336685

Ban biên tập nhận bài: 2/6/2022; Ngày phản biện xong: 8/7/2022; Ngày đăng bài: 25/8/2022

Tóm tắt: Trong nghiên cứu này, dữ liệu độ rỗng, độ thấm từ tập cát kết tầng Miocen, mỏ Alpha thuộc bể Nam Côn Sơn được thu thập, phương pháp đơn vị dòng chảy thủy lực (HFU) được áp dụng để phân chia vỉa chứa thành các đơn vị dòng chảy. Từ mối quan hệ rỗng–thấm tương ứng trong mỗi đơn vị dòng chảy có thể thiết lập được công thức dự đoán độ thấm. Ngoài ra, dựa trên dữ liệu phân tích áp suất mao dẫn bơm ép thủy ngân (MICP), thông số R35 được kết hợp với số liệu độ rỗng, độ thấm để xây dựng công thức thực nghiệm cũng cho phép ước tính độ thấm. Kết quả dự đoán độ thấm của các mô hình từ phương pháp HFU và MICP đều cho ra các kết quả dự đoán có độ tin cậy cao hơn so với mô hình rỗng thấm truyền thống. So sánh sự thay đổi độ thấm theo độ sâu của các giếng khoan trong khu vực nghiên cứu, độ thấm dự đoán từ hai phương pháp cho kết quả khớp với số liệu độ thấm đo được trên mẫu lõi. Do đó, mô hình dự đoán độ thấm kết hợp phương pháp HFU và MICP có thể được áp dụng vào thực tiễn giúp nâng cao hiệu quả của công tác dự đoán độ thấm trong khu vực mỏ Alpha.

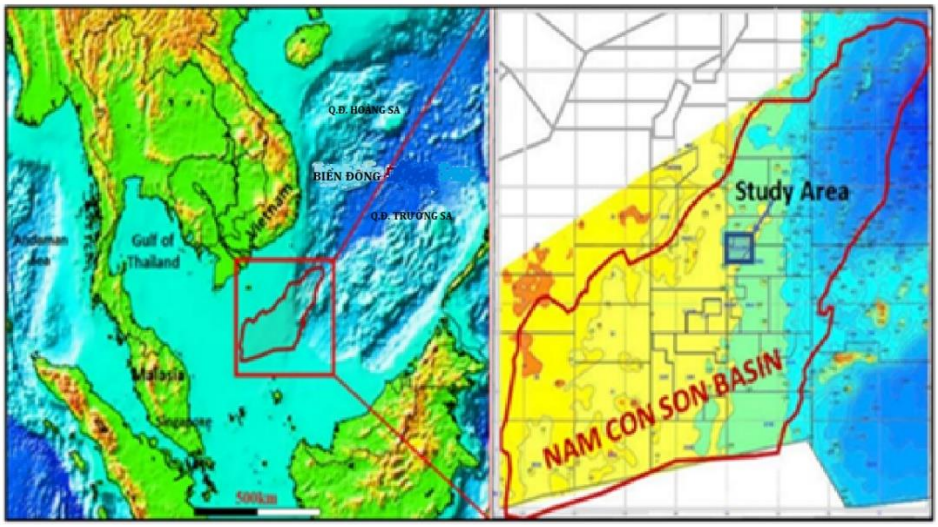
Từ khóa: Dự đoán độ thấm; HFU; MICP; R35.

1. Mở đầu

Độ thấm là một thông số quan trọng để đánh giá chất lượng vỉa chứa và xây dựng mô hình mỏ dầu khí. Thông thường, độ thấm được xác định từ phân tích mẫu lõi tiêu chuẩn (*Routine Core Analysis – RCA*) trong phòng thí nghiệm. Do việc lấy mẫu lõi khá hạn chế và chỉ một số đoạn ngắn được chọn cho một giếng khoan, một giải pháp thường được áp dụng là dự đoán độ thấm theo mô hình rỗng thấm truyền thống. Tuy nhiên, giải pháp này chỉ có thể áp dụng cho các vỉa chứa cát kết đồng nhất, đối với các vỉa chứa có tính bất đồng nhất cao hoặc có hệ thống kênh rỗng phức tạp việc áp dụng mô hình rỗng thấm truyền thống cho kết quả dự đoán độ thấm có độ tin cậy không cao. Mục tiêu của nghiên cứu nhằm xây dựng các mô hình dự đoán độ thấm có độ tin cậy cao và ít sai số so với kết quả đo được trên mẫu lõi bằng cách áp dụng phương pháp HFU và MICP.

Bể Nam Côn Sơn (NCS) (Hình 1) là bể chứa có trữ lượng dầu khí lớn thứ hai chỉ sau bể Cửu Long và là bể chứa có sản lượng khai thác khí lớn nhất tại Việt Nam [1], vì thế các hoạt động thăm dò và khai thác ở bể NCS có đóng góp rất lớn cho nền công nghiệp dầu khí trong nước. Tuy nhiên, các vỉa chứa cát kết thuộc bể NCS thường có tính bất đồng nhất cao, đặc

biệt là tập cát kết tầng Miocen [2]. Do đó, việc dự đoán độ thấm một cách chính xác có ý nghĩa rất quan trọng.

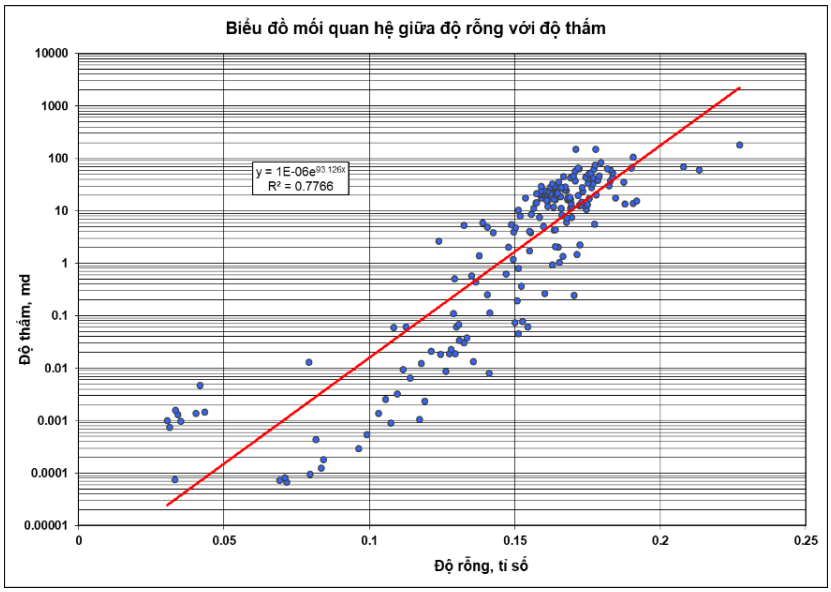


Hình 1. Bản đồ khu vực nghiên cứu [3].

2. Cơ sở dữ liệu và phương pháp nghiên cứu

2.1. Cơ sở dữ liệu

Dữ liệu phân tích mẫu lõi tiêu chuẩn gồm độ rỗng, độ thấm được thực hiện trên 189 mẫu lõi hình trụ. Các mẫu này được thu thập từ 2 giếng khoan Alpha–1, Alpha–2 thuộc tầng Miocen, mỏ Alpha, bồn trũng Nam Côn Sơn. Cụ thể, 117 mẫu hình trụ thuộc giếng khoan Alpha–1 và 72 mẫu hình trụ thuộc giếng khoan Alpha–2 được tiến hành phân tích độ rỗng trên thiết bị UltraPore–300^{TM} và CMS–300, độ thấm được thực hiện trên thiết bị GasPerm. Kết quả cho thấy tập hợp mẫu là cát kết, cát sét xen kẹp hạt mịn đến hạt trung có độ rỗng giao động trong khoảng 3,0–22,7%, độ thấm nằm trong khoảng 0.00007–182 md. Dựa trên biểu đồ (Hình 2) có thể thấy rằng mối quan hệ rỗng thấm từ dữ liệu phân tích mẫu lõi là không tuyến tính, thể hiện các mối quan hệ phức tạp do sự thay đổi chất lượng đá chứa và cho thấy tính bất đồng nhất cao của vỉa chứa tầng Miocen thuộc mỏ Alpha. Ngoài ra, 32 mẫu vụn từ 2 giếng khoan Alpha–1, Alpha–2 cũng được phân tích MICP để khảo sát kích thước họng kênh rỗng của đá chứa cho khu vực nghiên cứu.



Hình 2. Mối quan hệ giữa độ rỗng với độ thấm trong tập hợp 189 mẫu thuộc mỏ Alpha.

2.2. Mô hình thấm–rỗng theo HFU

Đối với các vỉa chứa có tính chất bất đồng nhất, cần thiết phải phân chia vỉa chứa thành các đơn vị dòng chảy riêng biệt có đặc trưng về mặt địa chất, phân bố kích thước kênh rỗng cũng như khả năng cho dòng và các tính chất này có thể dự báo được [4]. [5] đã đề xuất phương pháp xác định quan hệ độ thấm–độ rỗng theo từng đơn vị thủy lực dòng chảy, đồng thời cũng đưa ra các khái niệm chỉ số chất lượng đá chứa và chỉ số vùng chảy dựa trên công thức Carman–Kozeny [6]:

$$k = \frac{1}{F\tau^2 S^2_{gv}} \frac{{\varphi^3}_e}{(1-{\varphi^2}_e)} \quad (1)$$

Từ công thức (1) có thể viết lại như sau:

$$0{,}0314\sqrt{\frac{k}{\varphi_e}} = \frac{\varphi_e}{1-\varphi_e}\frac{1}{\sqrt{F_s}\tau S_{gv}} \quad (2)$$

Trong đó F là yếu tố hình dạng; τ^2 là độ uốn khúc; S_{vg} là diện tích bề mặt trên thể tích hạt, μm^{-1}; k là độ thấm (μm^2); Φ_e là độ rỗng hiệu dụng, tỉ số; 0,0314 là căn bậc 2 của yếu tố chuyển đổi từ μm^2 sang md.

Chỉ số chất lượng đá chứa RQI (*reservoir quality index*):

$$RQI = 0.0314\sqrt{\frac{k}{\varphi_e}} \quad (3)$$

Chỉ số vùng chảy FZI (*flow zone indicator*):

$$FZI = \frac{1}{\sqrt{F_s}\tau S_{gv}} \quad (4)$$

Từ phương trình (2), (3), (4) có:

$$RQI = FZI(\varphi_z) \quad (5)$$

Với $$\varphi_z = \frac{\varphi_e}{1-\varphi_e} \quad (6)$$

Phương pháp này dựa vào số liệu độ rỗng, độ thấm từ phân tích RCA sẽ xác định được các thông số RQI, Φz, FZI. Các mẫu có giá trị FZI như nhau sẽ cùng thuộc về một HFU, độ thấm của một mẫu cụ thể được tính bằng giá trị chỉ số vùng chảy trung bình (FZI_{avg}) của HFU và độ rỗng của mẫu, theo công thức:

$$k = 1014(FZI_{avg})^2\left(\frac{{\varphi_e}^3}{(1-\varphi_e)^2}\right) \quad (7)$$

2.3. Mô hình thấm–rỗng theo MICP

Phân tích MICP được thực hiện trên thiết bị Autopore IV (Hình 3), điểm nổi bật của phương pháp này là có thể tạo được áp suất bơm ép thủy ngân rất cao lên tới 60.000 psi và thu được lượng lớn dữ liệu kích thước họng kênh rỗng trong khoảng từ 0,003 đến 360 µm. Washburn đã đưa ra công thức mô tả mối quan hệ giữa áp suất đẩy và kích thước họng kênh rỗng nhỏ nhất được thủy ngân xâm nhập [7]:

$$r = \frac{C2\gamma\cos\theta}{P_c} \quad (8)$$

Trong đó r là bán kính họng kênh rỗng (µm); P_c là áp suất mao dẫn (psi); C là hệ số chuyển đổi đơn vị; γ là sức căng bề mặt của thủy ngân (480 dynes/cm); θ là góc dính ướt (140 độ);

[8] đã phát triển một công thức thực nghiệm từ mối quan hệ giữa độ rỗng, độ thấm và kích thước họng kênh rỗng tương ứng với điểm bão hòa thủy ngân 35% (R35) cho một tập hợp mẫu gồm đá cát kết và đá cacbonate. Thông số R35 (Hình 4) có ảnh hưởng lớn tới khả năng cho dòng qua môi trường rỗng, do đó R35 được xem là chỉ báo định lượng cho kênh rỗng lớn nhất và có tính kết nối nhất. Công thức Winland như sau:

$$Log(R35) = 0.732 + 0.588 \times Log(k) - 0.864 \times Log(\varphi) \quad (9)$$

Trong đó R35 là bán kính họng kênh rỗng tại điểm bão hòa thủy ngân 35% (µm); k là độ thấm khí (md); ϕ là độ rỗng (%).

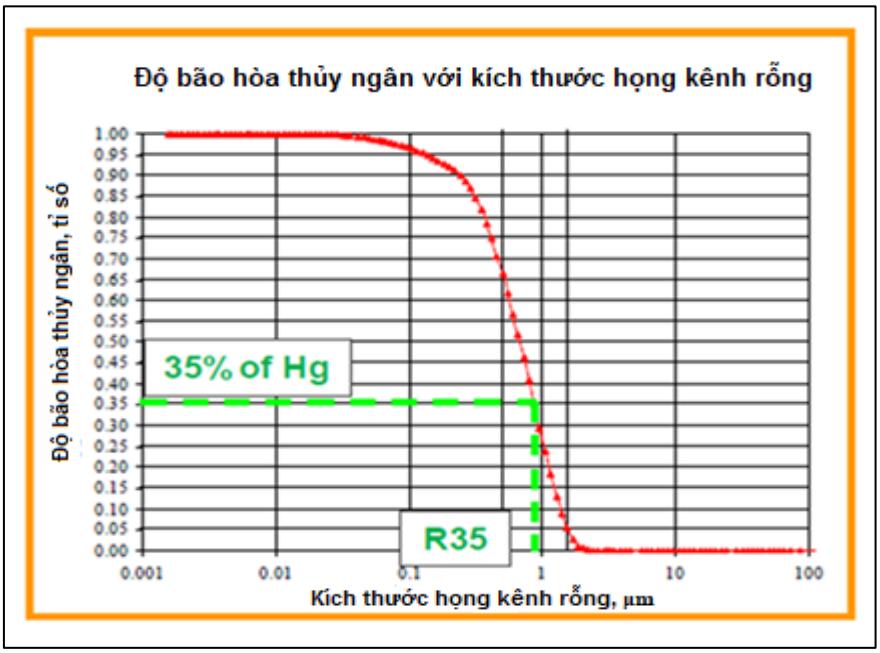
Dựa trên mô hình của Winland, có thể được xây dựng công thức thực nghiệm để ước tính độ thấm trên mối quan hệ giữa R35 với độ rỗng, độ thấm cho một tập hợp mẫu phân tích MICP, như sau:

$$Log(k) = a + b \times Log(\varphi) + c \times Log(R35) \quad (10)$$

Trong đó a, b, c là các nghiệm của phương trình hồi quy.



Hình 3. Thiết bị bơm ép thủy ngân áp suất cao Autopore IV.



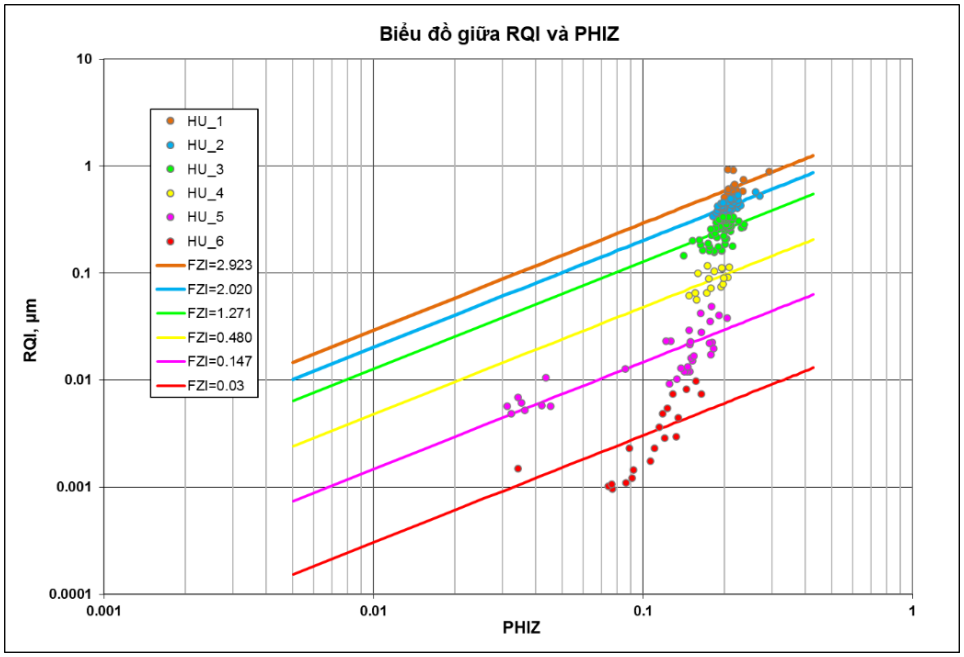
Hình 4. R35 trên biểu đồ kích thước kênh rỗng và độ bão hòa thủy ngân [8].

3. Kết quả và thảo luận

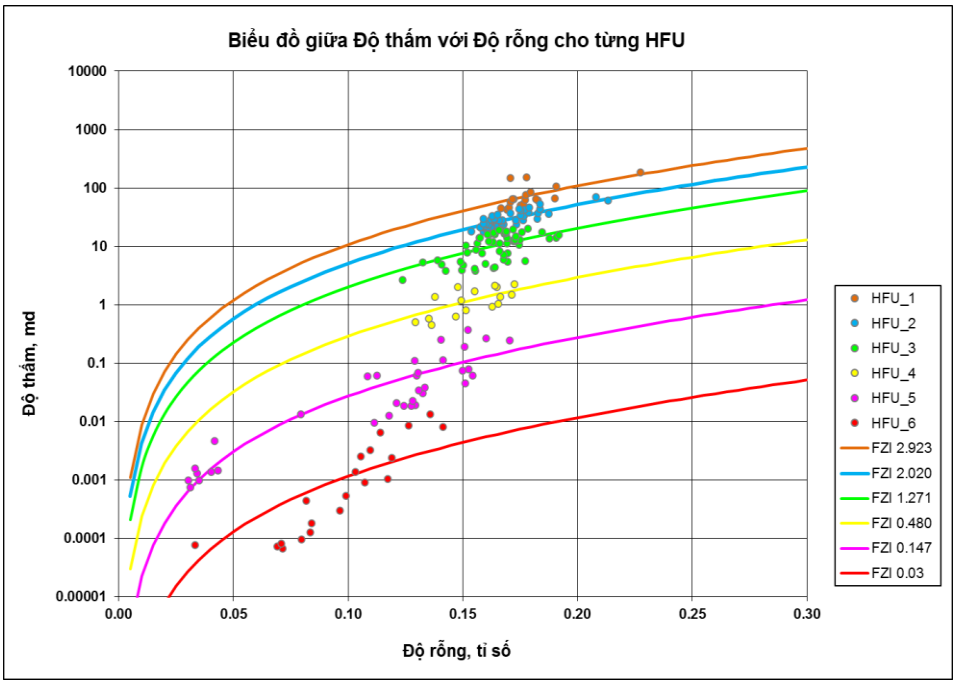
3.1. Dự đoán độ thấm theo mô hình thấm–rỗng theo HFU

Dựa trên số liệu độ rỗng, độ thấm của tập hợp 189 mẫu, tính toán được các thông số liên quan đến kênh rỗng như Φz, RQI, FZI. Từ đó, có thể xác định được các đơn vị dòng chảy thủy lực và giá trị FZI trung bình tương ứng với mỗi đơn vị dòng chảy thủy lực đó. Hình 5

thể hiện mối quan hệ giữa RQI với Φz tương ứng với từng HFU, theo đó xác định được 6 HFU có các giá trị FZI trung bình lần lượt: 0,03; 0,147; 0,48; 1,274; 2,020; 2,923 (Bảng 1). Có thể thấy rằng các HFU có giá trị FZI lớn sẽ có chất lượng vỉa cao và có khả năng cho dòng tốt hơn các HFU có giá trị FZI thấp. Trong từng HFU, độ thấm được ước tính dựa vào mối quan hệ giữa độ rỗng với độ thấm theo công thức (7), cũng được thể hiện trong Bảng 1. Mối quan hệ giữa độ rỗng với độ thấm cho từng HFU cũng được thể hiện trong Hình 6.



Hình 5. Mối quan hệ giữa RQI với Φz tương ứng với từng HFU.

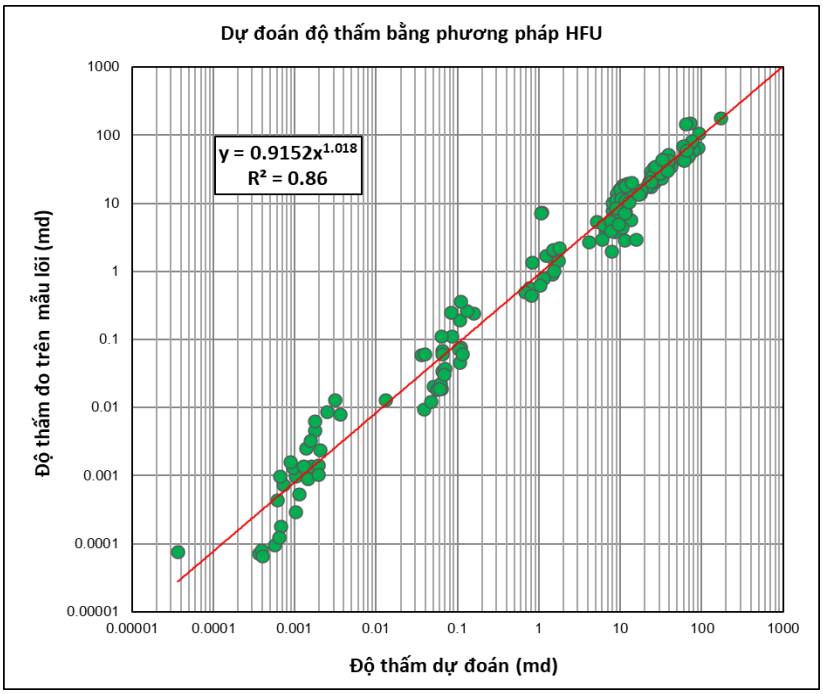


Hình 6. Mối quan hệ giữa độ rỗng với độ thấm tương ứng với từng HFU.

Kết quả độ thấm dự đoán bằng phương pháp HFU được so sánh với kết quả độ thấm đo trên mẫu lõi (Hình 7) có hệ số tương quan $R^2 = 0,86$, cho thấy mô hình dự đoán độ thấm của phương pháp này có độ tin cậy cao hơn so với mô hình độ rỗng thấm truyền thống (Hình 2).

Bảng 1. Giá trị FZI trung bình và công thức ước tính độ thấm cho từng HFU.

HFU	FZI trung bình	Công thức ước tính độ thấm
1	2,923	$K = 8664{,}11\times(\varphi^3/(1-\varphi)^2)$
2	2,020	$K = 4138{,}42\times(\varphi^3/(1-\varphi)^2)$
3	1,274	$K = 1646{,}25\times(\varphi^3/(1-\varphi)^2)$
4	0,480	$K = 234{,}09\times(\varphi^3/(1-\varphi)^2)$
5	0,147	$K = 22{,}03\times(\varphi^3/(1-\varphi)^2)$
6	0,030	$K = 0{,}935\times(\varphi^3/(1-\varphi)^2)$



Hình 7. So sánh độ thấm dự đoán bằng phương pháp HFU với độ thấm đo trên mẫu lõi.

3.2. Dự đoán độ thấm dựa trên mô hình thấm–rỗng theo MICP

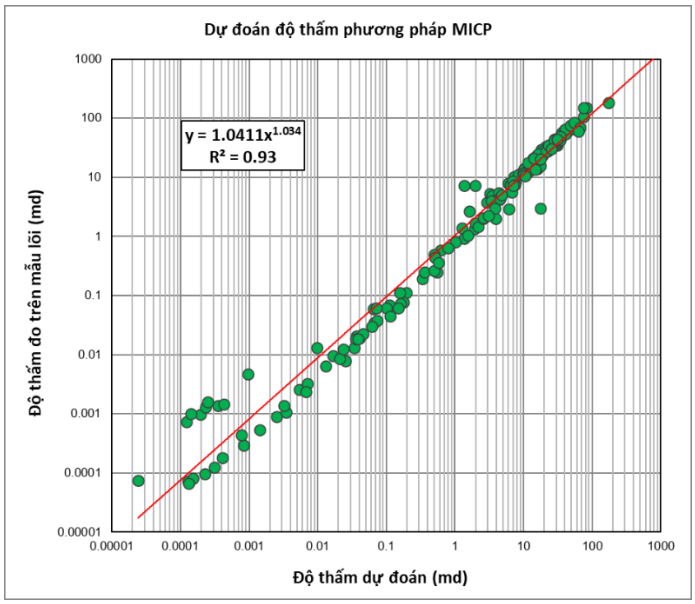
Dựa trên mối quan hệ tương quan giữa R35 với độ thấm, độ rỗng cho tập hợp 32 mẫu phân tích MICP và áp dụng công thức (10), có thể xây dựng được công thức thực nghiệm như sau:

$$Log(k) = -0.628 + 1.159 \times Log(\varphi) + 1.26 \times Log(R35) \qquad (11)$$

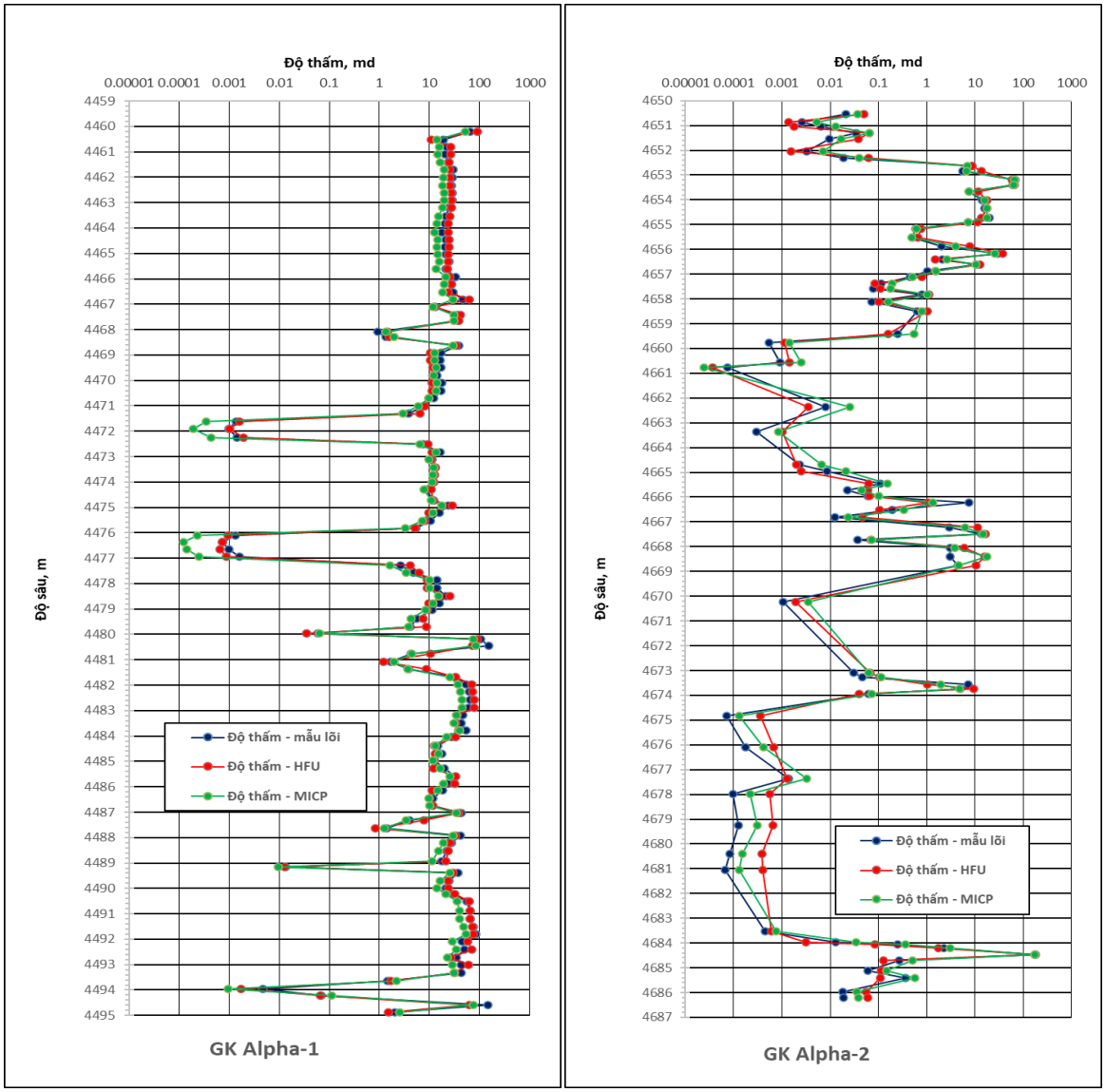
Với các hệ số a = –0,628, b = 1,159, c = 1,26 thu được được bằng kỹ thuật hồi quy giữa các phương trình thực nghiệm được xây dựng từ mối quan hệ R35 (MICP) với độ thấm, độ rỗng cho tập hợp 32 mẫu phân tích MICP.

Áp dụng công thức (10) để ước tính độ thấm cho tập hợp mẫu cát kết trong khu vực nghiên cứu. So sánh kết quả độ thấm ước tính với độ thấm đo trên mẫu lõi, cho thấy phương pháp MICP cho kết quả có độ tin cậy rất cao với $R^2 = 0{,}93$ (Hình 8).

Áp dụng các mô hình dự đoán độ thấm từ hai phương pháp HFU và MICP để dự đoán độ thấm cho vỉa chứa cát kết thuộc tầng Miocen ở 2 giếng khoan Alpha–1 và Alpha–2. Sau đó, so sánh độ thấm trên mẫu lõi với độ thấm dự đoán từ các mô hình được biểu diễn theo độ sâu (mMD) (Hình 9). Kết quả cho thấy 2 phương pháp HFU và MICP cho kết quả dự đoán khớp với độ thấm thực tế đo được. Đặc biệt, tại giếng khoan Alpha–1 khu vực khảo sát là vỉa chứa tương đối đồng nhất kết quả độ thấm dự đoán từ các mô hình bám sát với kết quả độ thấm đo trên mẫu lõi. Ở giếng khoan Alpha–2, khu vực khảo sát là vỉa chứa có tính bất đồng nhất cao có thể thấy rằng tại khoảng độ sâu có độ thấm từ trung bình đến tốt (> 0,1 md) độ thấm ước tính từ các mô hình cũng bám sát độ thấm đo trên mẫu lõi.



Hình 8. So sánh độ thấm dự đoán bằng phương pháp MICP với độ thấm đo trên mẫu lõi.



Hình 9. So sánh độ thấm dự đoán bằng phương pháp HFU, MICP với độ thấm đo trên mẫu lõi theo độ sâu của GK Alpha–1 và GK Alpha–2.

Tuy nhiên ở các khoảng độ sâu có độ thấm thấp (< 0,1 md) có sự khác biệt giữa độ thấm dự đoán từ các mô hình và độ thấm đo thực tế, cụ thể ở khoảng độ sâu 4675–4684 m (độ thấm < 0,01 md) có sự sai lệch nhỏ và có thể thấy rằng độ thấm từ MICP có ít sai lệch với độ thấm thực tế hơn độ thấm từ HFU. Sự khác biệt về độ thấm từ các mô hình với độ thấm đo được có thể do ảnh hưởng của việc phân chia đơn vị dòng chảy không chi tiết ở các mẫu có chất lượng vỉa thấp hoặc số liệu phân tích MICP không bao gồm các mẫu có kích thước kênh rỗng nhỏ (R35 < 0,5 μm). Tuy nhiên, các mẫu nằm ở các khoảng độ sâu này có chất lượng vỉa kém không đóng góp vào khả năng cho dòng nên sai số có thể chấp nhận được.

4. Kết luận

Vỉa chứa tầng Miocen mỏ Alpha, bể Nam Côn Sơn có tính chất bất đồng nhất cao, do đó để xây dựng mô hình dự đoán độ thấm có độ tin cậy cao cần phân chia vỉa chứa thành các đơn vị dòng chảy riêng biệt có đặc trưng về mối quan hệ rỗng thấm.

Theo phương pháp HFU, xác định được 6 đơn vị dòng chảy riêng biệt tương ứng với 6 HFU và từ mối quan hệ độ rỗng độ thấm tương với FZI trung bình trong từng đơn vị dòng chảy thiết lập được công thức tính độ thấm.

Ngoài ra, theo phương pháp MICP có thể xây dựng công thức thực nghiệm dự đoán độ thấm dự trên mối quan hệ giữa độ thấm, độ rỗng với thông số R35:

$$Log(k) = -0.628 + 1.159 \times Log(\varphi) + 1.26 \times Log(R35)$$

Cả 2 phương pháp HFU và MICP đều cho ra các mô hình dự đoán độ thấm có độ tin cậy cao hơn so với mô hình rỗng thấm truyền thống.

Kết quả so sánh sự thay đổi độ thấm theo độ sâu của các giếng khoan trong khu vực nghiên cứu cho thấy độ thấm dự đoán từ hai phương pháp cho kết quả khớp với số liệu độ thấm đo được trên mẫu lõi. Do đó, việc kết hợp 2 phương pháp được đề xuất trong nghiên cứu sẽ giúp nâng cao hiệu quả công tác dự báo độ thấm trong các vỉa chứa có tính bất đồng nhất cao. Tuy nhiên, để có thể áp dụng các mô hình dự đoán từ HFU và MICP cho các khu vực lân cận chưa lấy mẫu lõi cần kết hợp với tài liệu địa vật lý giếng khoan, minh giải tướng đá.

Đóng góp của tác giả: Xây dựng ý tưởng và lựa chọn phương pháp nghiên cứu: P.N.Q., P.Đ.K.; Phân tích và xử lý số liệu: P.N.Q.; Kiểm tra công việc phân tích và xử lý số liệu: P.Đ.K.; Viết bản thảo: P.N.Q.; Chỉnh sửa bài báo và chấp thuận bài báo dùng để gửi đăng tạp chí: P.Đ.K.

Lời cảm ơn: Chúng tôi xin cảm ơn Viện Dầu Khí Việt Nam (VPI), Trường Đại học Bách Khoa, ĐHQG – Tp.HCM đã cung cấp số liệu và phương tiện vật chất cho nghiên cứu này.

Lời cam đoan: Tập thể tác giả cam đoan bài báo này là công trình nghiên cứu của tập thể tác giả, chưa được công bố ở đâu, không được sao chép từ những nghiên cứu trước đây; không có sự tranh chấp lợi ích trong nhóm tác giả.

Tài liệu tham khảo

1. Hiep, N.V. et al. (Eds.), Petroleum Geology and Resources of Vietnam, second ed. Science and Technical Publishing House, Hanoi Vietnam, Vietnam, 2017.
2. Dung, B.V.; Tuan, H.A.; Kieu, V.N.; Man, H.Q.; Thanh Thuy, N.T.; Dieu Huyen, P.T. Depositional environment and reservoir quality of Miocene sediments in the central part of the Nam Con Son Basin, southern Vietnam shelf. *Mar. Pet. Geol.* **2015**, *97*, 672–689.
3. Man, H.Q.; Hien, D.H.; Thong, K.D.; Dung, B.V.; Hoa, N.M.; Hoa, T.K.; Kieu, N.V.; Ngoc, P.Q. Hydraulic Flow Unit Classification and Prediction Using Machine Learning Techniques: A Case Study from the Nam Con Son Basin, Offshore Vietnam. *Energies* **2021**, *14(22)*, 7714.

4. Ebanks Jr, W.J. Flow Unit Concept – Integrated Approach to Reservoir Description for Engineering Projects. *Am. Assoc. Pet. Geol. Bull.* **1987**, *71*, 551–552.
5. Amaufule, J.O.; Mehmet, A.; Diebbar, T.; David, G.K.; Dare, K.K. Enhanced Reservoir description: Using Core and Log Data to Indentify Hydraulic (Flow) Units and Predict Permeability in Uncored Intervals/Wells. Paper SPE 26436 presented at the 1993 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, Texas, Octorber 3–6.
6. Djebbar, T.; Erle, C.D. Petrophysics: Theory and practice of measuring reservoir rock and fuid transport properties. Gulf Professional Publisher, 2015.
7. Sami, M.A. The Use of High Pressure MICP Data in Reservoir Characterization, Developing A New Model for Libyan Reservoirs, 2019.
8. Tarek, A. Reservoir engineering handbook. Gulf Professional Publisher, 2019.

A Model for Permeability Prediction from Core Analysis Data Using Hydraulic Flow Unit (HFU) and Mercury Injection Capillary Pressure (MICP) for Miocene Sandstone Reservoir, Alpha Gas field, Nam Con Son basin

Phan Ngoc Quoc[1, 2, 3], Phung Dai Khanh[2, 3 *]

[1] Vietnam Petroleum Institute; quocpn.vpilabs@vpi.pvn.vn
[2] Department of Petroleum Production and Drilling Engineering, Faculty of Petroleum & Geology Engineering, Ho Chi Minh city University of Technology; phungdaikhanh@hcmut.edu.vn
[3] Vietnam National University Ho Chi Minh city; phungdaikhanh@hcmut.edu.vn

Abstract: In this study, the core analysis data from Miocene sandstone reservoir, Alpha field, Nam Con Son basin were collected, the method of hydraulic flow unit (HFU) was applied for dividing Miocene sandstone reservoir into flow units. From the relationship between porosity and the corresponding permeability in each flow unit, a formula for predicting permeability can be established. In addition, based on Mercury Injection Capillary Pressure (MICP) data, the pore throat channel size parameter at 35% mercury saturation (R35) was combined with porosity and permeability data to establish the empirical formula for permeability estimation. The permeability prediction results of the models from HFU and MICP methods both give higher reliability than the traditional method based on the relationship between permeability and porosity. Comparing the change of permeability versus depth of the wells in the study area, the predicted permeability from the two methods matches the permeability data measured on the core sample. Therefore, the permeability prediction model applying HFU and MICP methods can be applied in practice, the combination of HFU and MICP methods for comparison will help improving the efficiency of water permeability prediction in the Alpha field area.

Keywords: Permeability prediction; HFU; MICP; R35.