



Tạp chí Khoa học Kỹ thuật Mỏ - Địa chất

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

Đánh giá ảnh hưởng của đặc điểm đá chứa và xây dựng hệ đường cong đặc trưng thấm pha tương đối và áp suất mao dẫn đối tượng Mioxen hạ bể Cửu Long

Đình Đức Huy^{1,*}, Phạm Trường Giang¹, Nguyễn Minh Quý¹, Lê Thế Hùng¹, Phạm Chí Đức¹, Phạm Văn Tú¹, Vương Việt Nga¹, Trần Xuân Quý¹, Lưu Đình Tùng¹, Lê Văn Nam², Nguyễn Văn Thành², Dương Đức Hiếu³

¹ Viện Dầu Khí Việt Nam, Việt Nam

² Khoa Dầu khí, Trường Đại học Mỏ - Địa chất, Việt Nam

³ VietsovPetro, Việt Nam

THÔNG TIN BÀI BÁO

TÓM TẮT

Quá trình:

Nhận bài 15/6/2018
Chấp nhận 20/7/2018
Đăng online 31/8/2018

Từ khóa:

Thấm pha tương đối
Áp suất mao dẫn

Bài báo trình bày ảnh hưởng của đặc điểm đá chứa đến hệ đường cong thấm pha tương đối và áp suất mao dẫn của đối tượng Mioxen hạ bể Cửu Long. Kết quả phân tích cho thấy tính chất đá chứa ban đầu đã ảnh hưởng mạnh đến đường cong thấm pha tương đối và áp suất mao dẫn. Với đặc tính có xu hướng ưa nước của đá chứa tầng Mioxen hạ, độ bão hòa nước ban đầu lớn đối với đá chứa kém và giảm dần khi chất lượng đá chứa tăng. Độ thấm tương đối của pha nước tại giá trị đầu dư nhỏ hơn 0.4 và điểm hai pha dầu nước có tốc độ chảy bằng nhau đều rơi vào độ bão hòa nước lớn hơn 0.5. Trong khi đó, độ thấm hiệu dụng của pha dầu bằng 0.2 đến 0.7 của giá trị độ thấm tuyệt đối. Kết quả phân tích mẫu lõi từ phòng thí nghiệm ở vị trí khác nhau trên toàn bể được hệ thống hóa theo phân tổ thủy lực chuẩn, phân tích tính chất trên cơ sở phân chia vỉa chứa dầu khí thành các đơn vị dòng chảy (Hydraulic Unit, HU) với các quan hệ độ rỗng - độ thấm khác nhau. Qua đó, các tác giả đã xây dựng hệ đường cong thấm pha tương đối và áp suất mao dẫn đặc trưng cho toàn đối tượng.

© 2018 Trường Đại học Mỏ - Địa chất. Tất cả các quyền được bảo đảm.

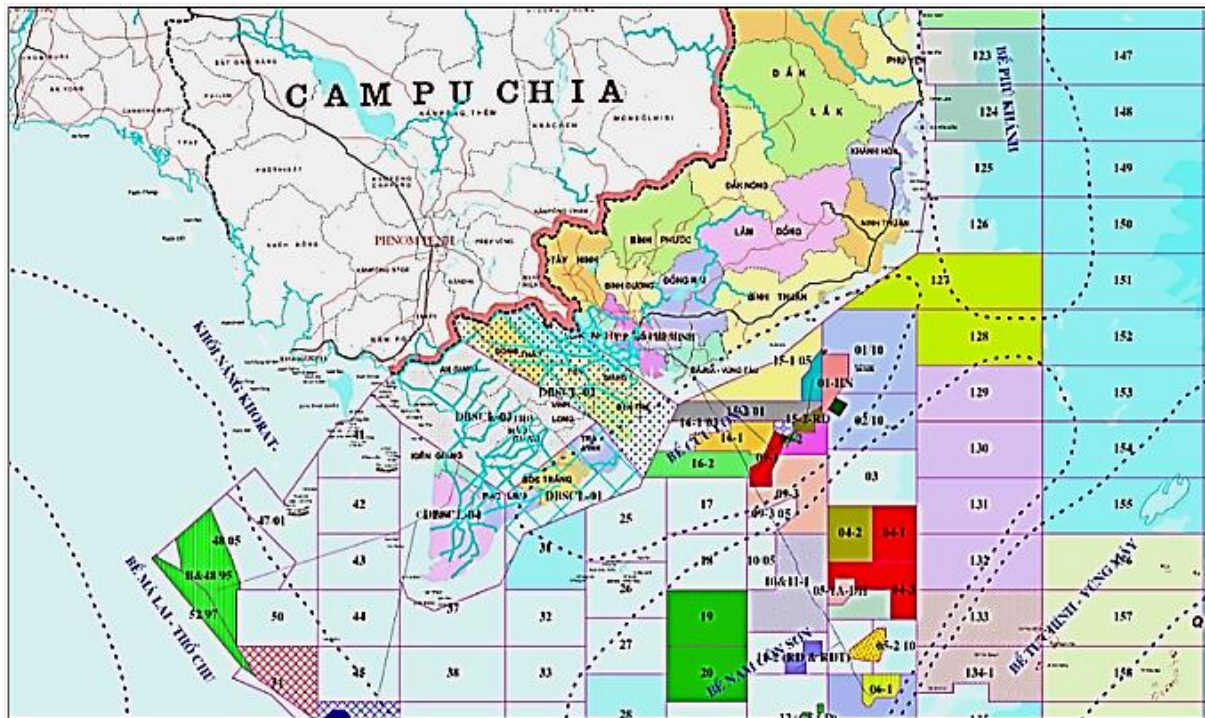
1. Mở đầu

Bể trầm tích Cửu Long là một trong 7 bể trầm tích ở thềm lục địa và được đánh giá là bể chứa dầu khí quan trọng nhất cho tới thời điểm hiện tại của nước ta. Tính đến cuối năm 2015 tại bể trầm

tích Cửu Long đã phân ra 18 lô hợp đồng, khoan tổng cộng hơn 600 giếng khoan thăm dò, thăm lượng và khai thác, phát hiện tổng cộng 18 mỏ trong đó có 11 mỏ đang được khai thác (Bạch Hồ (BH), Sư Tử Đen (STD), Hải Sư Trắng (HST), Tê Giác Trắng (TGT), Rạng Đông (RD), Ruby (lô 01&02),...) với tổng sản lượng khai thác cộng dồn đạt hơn 450 triệu m³ dầu quy đổi (Trịnh Xuân Cường, 2013) (Hình 1).

*Tác giả liên hệ

E-mail: huydd@vpi.vn



Hình 1. Vị trí địa lý bể trầm tích Cửu Long.

Hệ số thu hồi dầu cuối cùng của một mỏ bị ảnh hưởng lớn bởi hai thông số là đường cong áp suất mao dẫn và độ thấm pha tương đối. Chúng được xác định từ phòng thí nghiệm trên mẫu lõi được chọn đại diện cho tập vỉa chứa. Mẫu lõi được chọn từ thành hệ, trải qua quá trình gia công và làm sạch trước khi phân tích trong phòng thí nghiệm. Để thực hiện xác định các chỉ tiêu này, mẫu lõi cần được xác định thành phần và tính chất cơ lý cơ bản (thạch học, độ thấm, độ rỗng, tỷ trọng hạt, kích thước lỗ rỗng...).

Áp suất mao dẫn hình thành do chênh lệch áp suất giữa hai pha chất lưu không trộn lẫn vào nhau trong môi trường đất đá. Lực mao dẫn là kết quả ảnh hưởng của tổng hợp các yếu tố như bề mặt đất đá, sức căng bề mặt chất lưu, hình dạng và kích thước lỗ rỗng cũng như đặc tính dính ướt của đất đá. Thông số áp suất mao dẫn trong mô hình mô phỏng vỉa chứa có ý nghĩa quan trọng trong việc thể hiện sự phân bố chất lưu, ranh giới chất lưu, giúp nhận diện nhóm đất đá cùng loại. Độ thấm đại diện cho khả năng chảy của chất lưu qua môi trường đất đá. Độ thấm tương đối của đất đá là tỉ số giữa độ thấm hiệu dụng của pha đó với độ thấm tuyệt đối. Độ thấm tuyệt đối là giá trị độ thấm của chất lưu duy nhất chảy khi môi trường lỗ rỗng bão hòa 100% chất lưu đó. Độ thấm hiệu dụng của đất

đá là giá trị độ thấm của chất lưu chảy trong môi trường có ít nhất hai loại chất lưu cùng tồn tại. Các yếu tố ảnh hưởng đến giá trị độ thấm như kích thước, hình dạng của lỗ rỗng, sự phân bố của kênh rỗng trong môi trường đất đá, thành phần khoáng vật, hàm lượng khoáng vật sét, thành phần nước vỉa... Trong vỉa chứa khi tồn tại 3 pha là dầu, khí, nước thì độ thấm pha tương đối giúp định nghĩa khả năng chảy của từng pha riêng biệt ứng với một giá trị độ bão hòa tương ứng và tính toán độ thấm tổng của một chất lưu khi chảy qua môi trường rỗng. Ngoài ra, khi xác định được độ thấm thay đổi theo thời gian có thể đánh giá mức độ tương tác và phá hỏng thành hệ trong quá trình chảy của chất lưu. Mối quan hệ giữa độ thấm, độ rỗng và lượng chất lưu trong môi trường rỗng giúp định nghĩa và phân biệt đơn vị dòng chảy. Kết hợp các đơn vị dòng chảy khác nhau và giá trị độ bão hòa dầu dư sẽ cho hệ số thu hồi cuối cùng của một mỏ (Viện Dầu khí Việt Nam, 2014).

Dòng chảy chất lưu trong môi trường rỗng là hàm quan hệ của phân bố kích thước lỗ rỗng, do vậy bất cứ một thay đổi nào dẫn đến thay đổi phân bố này đều dẫn đến sự thay đổi của độ thấm hiệu dụng của chất lưu chảy qua, dẫn đến sự thay đổi của độ thấm pha tương đối và áp suất mao dẫn. Các lỗ rỗng có kích thước nhỏ sẽ chịu tác động lớn

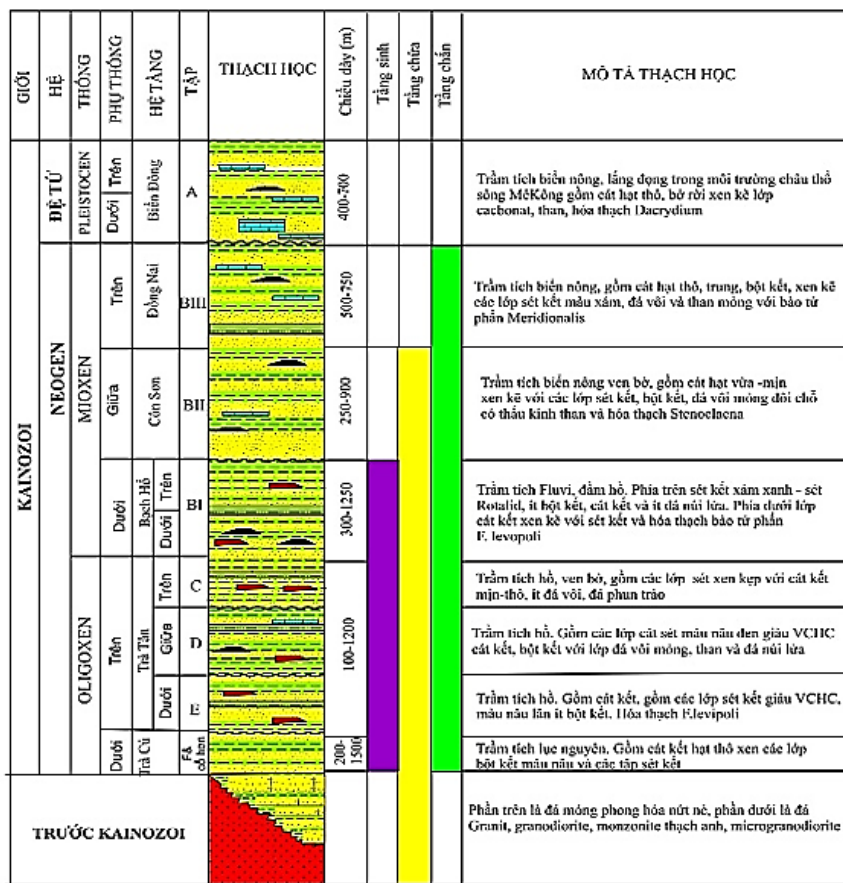
của áp suất mao dẫn, đặc biệt khi đất đá dính ướt nước sẽ dẫn đến độ bão hòa nước ban đầu lớn hơn, độ bão hòa dầu tàn dư lớn do vậy lượng dầu có thể khai thác sẽ giảm xuống.

2. Đặc điểm trầm tích Mioxen hạ bể Cửu Long

Môi trường hình thành trầm tích có mối quan hệ mật thiết đến tính chất cơ lý của đất đá, bao gồm sự phân bố chất lưu trong hệ dầu - nước - đất đá và đặc tính dính ướt. Các trầm tích của hệ tầng được tích tụ trong môi trường đồng bằng aluvi - đồng bằng ven bờ ở phần dưới, chuyển dần lên đồng bằng ven bờ - biển nông ở phần trên. Đặc điểm thạch học của đối tượng nghiên cứu Mioxen hạ bể Cửu Long (hệ tầng Bạch Hổ), được chia thành hai phần: Phần trên gồm chủ yếu là sét kết màu xám, xám xanh xen kẽ với cát kết và bột kết, tỷ lệ cát, bột kết tăng dần xuống dưới (đến 50%).

Phần trên cùng của mặt cắt là tầng "sét kết Rotalid" bao phủ phần lớn bể, chiều dày thay đổi trong khoảng từ 50m đến 150m, đây là tầng chắn khu vực rất tốt cho toàn bể. Phần dưới gồm chủ yếu là cát kết, bột kết (chiếm trên 60%), xen với các lớp sét kết màu xám, vàng, đỏ. Hệ tầng Bạch Hổ có chiều dày thay đổi từ 100-1500m (chủ yếu trong khoảng từ 400-1000m) (Viện Dầu khí Việt Nam, 2014). Các trầm tích của hệ tầng phủ không chỉnh hợp góc trên các trầm tích của hệ tầng Trà Tân (Oligoxen thượng). Các vỉa cát xen kẽ nằm trong và ngay dưới tầng sét kết Rotalia có đặc trưng thấm- chứa khá tốt, là đối tượng tìm kiếm quan trọng ở bể Cửu Long. Dầu hiện đang được khai thác từ các tầng cát này ở mỏ Rạng Đông, Bạch Hổ và Sư Tử Đen, Tê Giác Trắng, Hải Sư Trắng, Ruby. Chi tiết cột địa tầng bể Cửu Long được trình bày trong Hình 2.

CỘT ĐỊA TẦNG TỔNG HỢP BỂ CỬU LONG



- Đá vôi
- Cát kết
- Granit
- Trầm tích núi lửa
- Tầng chứa
- Bột kết
- Sét kết
- Than
- Tầng sinh
- Tầng chắn

Hình 2. Cột địa tầng tổng hợp bể Cửu Long.

Kết quả phân tích mẫu lõi và mẫu vụn thu được từ các giếng khoan ở Mioxen hạ bể Cửu Long cho thấy chất lượng đá chứa có tính chất tốt hơn so với các đối tượng trầm tích cùng tuổi hay sớm hơn như Oligocen. Tùy vào kích thước, sự sắp xếp và mức độ chọn lọc của hạt đá sẽ tạo ra môi trường kênh rỗng khác nhau. Cát kết có độ hạt từ tốt, tốt-trung bình (16-1-TGT-1X/2X/3X, 15-2-RD, 01&02-Diamond-1X) tới thô/ rất thô, thậm chí có lẫn sỏi (15-1-SN-1X, 01&02/97-TL-1X, 01&02-Ruby-1X, 01-Topaz North-1X ...). Hình dạng hạt từ góc cạnh đến tròn cạnh. Độ chọn lọc từ kém tới rất tốt. Cát kết Mioxen hạ chủ yếu là arkose và phần nhỏ lithic arkose (Hình 3) với thành phần hạt vụn gồm có thạch anh (25-42%), feldspar (13-27%) và mảnh đá (6-28%). Được hình thành trong quá trình nén ép yếu đến trung bình, do vậy độ rỗng và độ thấm giữa các hạt đá được bảo tồn, với biên độ dao động độ thấm từ vài mD tới hàng nghìn mD, độ rỗng từ 10 đến hơn 25%. Tầng chứa Mioxen hạ là một trong đối tượng chứa dầu chính ở bể Cửu Long. Đặc điểm đá chứa và mối quan hệ độ rỗng và độ thấm được thể hiện trên Hình 4.

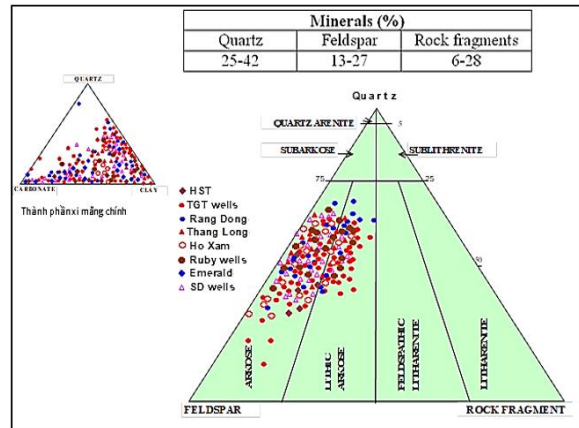
Kết quả nghiên cứu tính chất dính ướt của đất đá từ phòng thí nghiệm theo phương pháp Amott cho thấy tính dính ướt chủ đạo của đất đá đối tượng Mioxen hạ bể Cửu Long thay đổi từ trung tính đến dính ướt nước nhẹ. Kết quả phân tích tính dính ướt của cát kết thuộc đối tượng nghiên cứu được trình bày trong Bảng 1. Đối tượng thử nghiệm được xác định mức độ nhạy cảm với chất lưu (dầu và nước) bằng hai cơ chế là đẩy tự nhiên và đẩy có áp lực.

Chỉ số dính ướt của đối tượng với từng pha

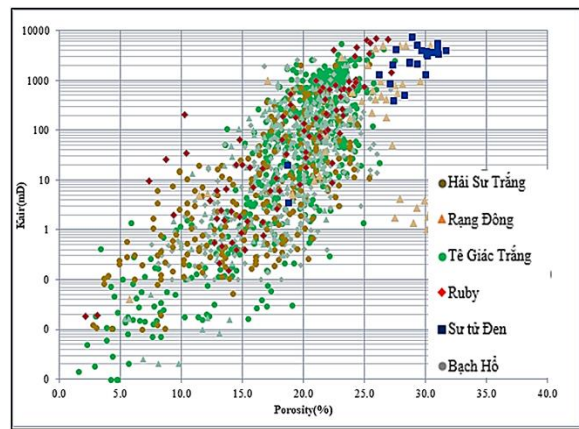
Bảng 1. Kết quả phân tích độ dính ướt của đất đá thuộc Mioxen hạ, Cửu Long.

Giếng	TGT-1	TGT-2	RD-1	RD-2	RD-3	TN-1	TN-2	TN-3	TN-4	TN-5	STD-1	STD-2	STD-3	STD-4	HST-1
Tên mẫu	AR	BR	CR	DR	ER	FR	AS	BS	CS	DS	ES	FS	GR	HR	IR
Dầu đẩy nước tự nhiên (cc) A	0.3	0	0.0	0.0	0.0	0	0	0	0	0	0	0.0	0.0	0.0	0
Dầu đẩy nước có áp lực (cc) B	0.5	0.4	0.3	0.1	NO FLOW	0.05	0.3	2	2	3	0.2	0.2	0.1	0.1	0.3
Nước đẩy dầu tự nhiên (cc) C	0.4	0.3	0.6	0.5	0.0	0.05	0.05	0.05	0.3	0.3	0.6	0.7	0.6	0.5	0.8
Nước đẩy dầu có áp lực (cc) D	0.1	0.5	0.25	0.3	NO FLOW	0.2	0.1	0.2	1.5	1.75	1.2	1.7	1.4	1.2	1.1
Chỉ số dính ướt dầu A/ (A+B)	0.38	0.00	0.0	0.0	-	0	0	0	0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Chỉ số dính ướt nước C/ (C+D)	0.80	0.38	0.63	0.63	-	0.2	0.33	0.2	0.17	0.15	0.33	0.29	0.30	0.29	0.42
Chỉ số dính ướt theo Atmod	0.43	0.38	0.63	0.63	-	0.2	0.33	0.2	0.17	0.15	0.33	0.29	0.30	0.29	0.42

-1	-0.3	-0.1	0.1	0.3	1
	Dính ướt dầu nhẹ	Trung tính	Dính ướt nước nhẹ		
Dính ướt dầu	Trung gian				Dính ướt nước



Hình 3. Phân loại cát kết đối tượng Mioxen hạ - Cửu Long (Theo L. B. Folk, 1974).



Hình 4. Quan hệ rỗng - thấm đối tượng Mioxen hạ bể Cửu Long.

tương ứng được xác định bằng tỉ số giữa kết quả đẩy tự nhiên trên tổng số lượng chất lưu bị đẩy của cả hai quá trình. Chỉ số dính ướt áp dụng theo

thang chuẩn Amott được xác định bằng hiệu số của chỉ số dính pha nước với chỉ số dính ướt của pha dầu.

3. Kết quả phân tích thẩm pha tương đối và áp suất mao dẫn

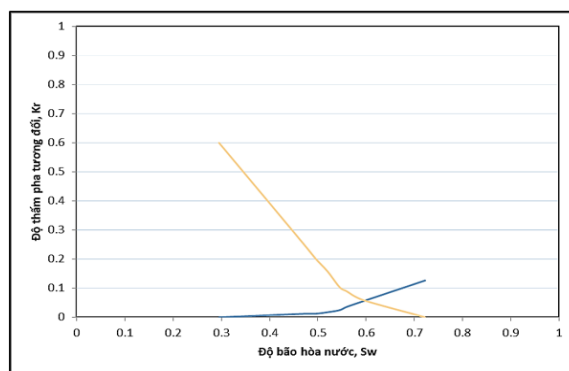
Để nghiên cứu chuyên sâu về đặc điểm, khả năng chảy và hiệu quả thu hồi của đá chứa, các thực nghiệm được tiến hành trên mẫu lõi đại diện cho mỗi đối tượng. Thông thường, với chi phí nghiên cứu chuyên sâu cao và hạn chế của lượng mẫu lõi nên chỉ có từ 01 đến 03 mẫu được chọn. Vì vậy, kết quả nghiên cứu mẫu ở điều kiện vỉa chứa thường ít hơn so với các nghiên cứu thông thường. Hơn 150 kết quả phân tích mẫu thẩm pha tương đối và 90 kết quả phân tích áp suất mao dẫn đã được tổng hợp và đánh giá cho nghiên cứu này. Kết quả của nghiên cứu giúp hệ thống và chuẩn hóa các chỉ tiêu phân tích đặc biệt cho đối tượng Mioxen hạ bể Cửu Long, là nguồn tài liệu tham khảo cho các mỏ có cùng đối tượng khai thác và tính chất tương đồng. Nếu được áp dụng, sẽ giảm thiểu chi phí nghiên cứu trước khi đưa vào vận hành khai thác. Kết quả các nghiên cứu đặc biệt của bể Cửu Long được trình bày trong Hình 5, Hình 6, Hình 7, Hình 8.

Kết quả phân tích cho thấy tính chất đá chứa ban đầu đã ảnh hưởng mạnh đến đường cong thẩm pha tương đối và áp suất mao dẫn. Với đất đá có xu hướng ưa nước, kết quả phân tích cho thấy độ bão hòa nước ban đầu lớn đối với đá chứa kém và giảm dần khi chất lượng đá chứa tăng. Độ thẩm tương đối của pha nước tại giá trị dầu dư nhỏ hơn 0.4 và điểm hai pha dầu nước có tốc độ chảy bằng nhau đều rơi vào độ bão hòa nước lớn hơn 0.5. Độ thấm hiệu dụng của pha dầu bằng 0.2 đến 0.7 của giá trị độ thấm tuyệt đối (Hình 5).

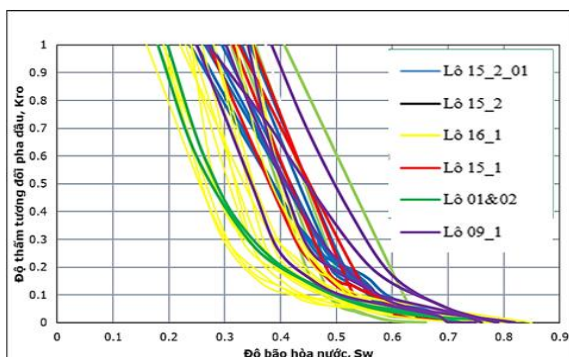
4. Phân loại đá chứa bể Cửu Long theo đơn vị dòng chảy

Để xác định các thông số chứa của tầng Mioxen hạ bể trầm tích Cửu Long, ngoài các phương pháp thông thường, việc áp dụng phân tích tính chất trên cơ sở phân chia vỉa chứa dầu khí thành các đơn vị dòng chảy (Hydraulic Unit, HU) với các quan hệ độ rỗng - độ thấm khác nhau là một phương pháp đã từng bước được tiếp cận.

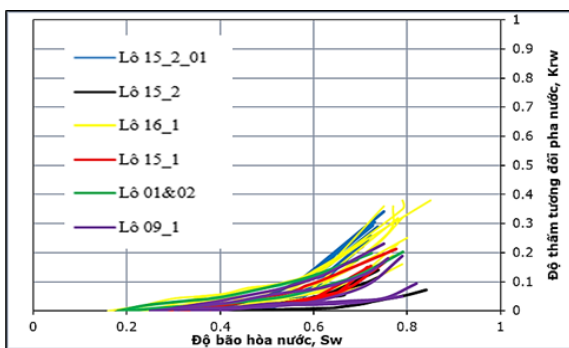
4.1. Khái niệm đơn vị dòng chảy



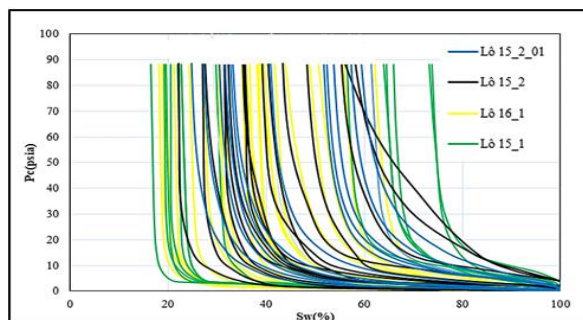
Hình 5. Kết quả phân tích thẩm pha tương đối đại diện cho đối tượng.



Hình 6. Kết quả phân tích đường cong thẩm tương đối pha dầu của đá chứa Mioxen hạ Cửu Long.



Hình 7. Kết quả phân tích đường cong thẩm tương đối pha nước của đá chứa Mioxen hạ Cửu Long.



Hình 8. Kết quả phân tích đường cong mao dẫn của đá chứa Mioxen hạ Cửu Long.

Phương pháp áp dụng phân loại đơn vị dòng chảy có thể giúp xác định và dự báo tính chất dòng chảy dựa trên các thông số địa chất và tính chất cơ lý của đất đá ảnh hưởng đến dòng chảy chất lưu trong môi trường rỗng. Một đơn vị dòng chảy được đại diện bởi một giá trị được xây dựng từ mối quan hệ các đặc điểm đá chứa mà trong đó các đặc tính địa chất và tính chất cơ lý thạch học ảnh hưởng đến dòng chảy chất lưu là không đổi và khác với các đặc tính, tính chất của các đơn vị dòng chảy khác.

Ebanks định nghĩa ứng với mỗi một loại đất đá có một chỉ số dòng chảy tương ứng, chỉ số dòng chảy là thương của chỉ số chất lượng đá chứa (RQI) với chỉ số độ rỗng trên thể tích hạt đá chứa (θ_z).

Một đơn vị dòng chảy có đặc điểm:

- Một đơn vị dòng chảy có thể bao gồm một hoặc nhiều tập vỉa có tính chất thạch học tương đồng.

- Mỗi đơn vị dòng chảy có một mối tương quan giữa độ thấm và độ rỗng rất chặt chẽ. Như vậy, khi xác định được đơn vị dòng chảy, tính chất của tầng chứa cũng sẽ được xác định.

- Các đơn vị dòng chảy có thể có sự liên thông về thủy động lực với nhau, tuy nhiên đơn vị dòng chảy được phân loại dựa trên đặc điểm địa tầng thạch học trầm tích thường không có liên thông về thủy động.

Các thông số đại diện cho đơn vị dòng chảy giữ vai trò quan trọng trong xây dựng mô hình mô

phỏng vỉa chứa, giúp giảm thiểu rủi ro kết quả dự báo khai thác và xây dựng kế hoạch phát triển mỏ hiệu quả. Mỗi đơn vị dòng chảy được biểu diễn thông qua đường quan hệ log - log giữa chỉ số đại diện vỉa chứa (Reservoir quality index) và tỉ phần giữa lỗ rỗng với thể tích hạt đá trong một đơn vị thể tích đá chứa (pore volume to grain volume). Độ thấm đại diện cho mỗi đơn vị dòng chảy được tính toán qua hàm quan hệ sử dụng chỉ số dòng chảy đại diện trung bình (FZI) đặc trưng và độ rỗng hiệu dụng (Stiles, 2014). Chỉ số đơn vị dòng chảy và chỉ số chất lượng vỉa chứa được thể hiện qua các phương trình sau.

$$\text{Log RQI} = \text{Log } \theta_z + \text{Log FZI}$$

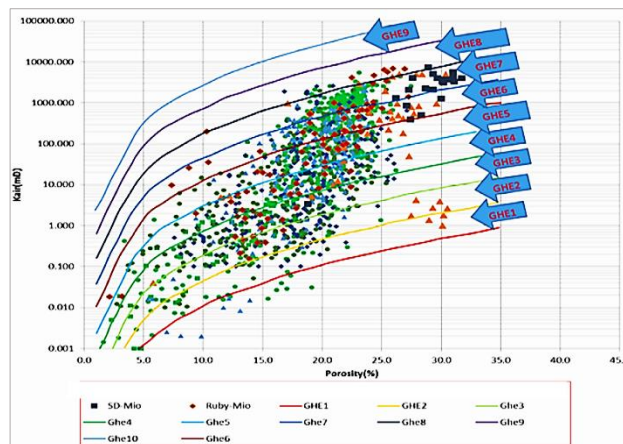
$$\text{Trong đó: } RQI = 0.0314 * \sqrt{\frac{K}{\theta_e}}; \theta_z = \frac{\theta_e}{1-\theta_e};$$

θ_e : Độ rỗng hiệu dụng; K: Độ thấm (mD).

Để có được góc nhìn chuẩn giữa các đơn vị dòng chảy ở các khu vực khác nhau, Corbett đưa ra một khái niệm mới là phân tử thủy lực chuẩn GHE (Global Hydraulic Element). Trong đó, độ rỗng và độ thấm đã được phân chia theo các khoảng thay đổi rộng dựa trên cơ sở phân loại dòng chảy theo đối chỉ thị dòng chảy FZI (flow zone indicator). Thang chuẩn GHE được chia thành 10 phân tử với giá trị FZI thay đổi từ: 0,0938; 0,1875; 0,375; 0,75; 1,5; 3; 6; 12; 24; 48, tương ứng với giá trị biên dưới của GHE 1 đến GHE 10. Với GHE càng lớn tương ứng với chất lượng đá chứa càng tốt (Stiles, 2014). Bản chuẩn của phân tử thủy lực tổng hợp (GHE template) được trình bày trong Bảng 2.

Bảng 2. Bảng chuẩn phân loại phân tử thủy lực theo đơn vị dòng chảy.

GHE1	GHE2	GHE3	GHE4	GHE5	GHE6	GHE7	GHE8	GHE9	GHE10
0.0938	0.1875	0.375	0.75	1.5	3	6	12	24	48



Hình 9. Phân loại yếu tố thủy lực cho đối tượng nghiên cứu.

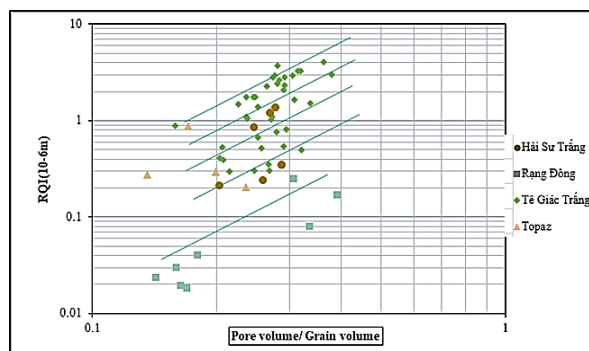
4.2. Phân loại đá chứa bể Cửu Long

Từ Hình 9 cho thấy, tính chất đất đá của các mỏ dầu khai thác thuộc bồn trũng Cửu Long trải đều từ kém đến rất tốt tương ứng với GHE1 tới GHE8. Ứng với mỗi phân tố thủy lực chuẩn đều có đá chứa thuộc các mỏ khác nhau trong đó với thông tin địa chất khá đầy đủ. Dựa trên bảng thủy lực tổng hợp chuẩn, đơn vị dòng chảy được xác định cho đá chứa ở các mỏ khác nhau có tính chất tương đồng. Do các tính chất của GHE6 và GHE7, 8, 9, 10 có tính chất thấm và chứa rất tốt nên có thể gộp lại chung một nhóm. Từ tính chất cơ lý của các mẫu lõi đại diện được phân tích đặc biệt, xác định mối quan hệ giữa chỉ số chất lượng đá chứa và tỉ phần độ rỗng với thể tích hạt đá (Hình 10). Đơn vị dòng chảy được xác lập thông qua mối quan hệ đó (Hình 11). Những mẫu lõi có cùng chỉ số dòng chảy được gom lại thành nhóm, kết quả này được nghiên cứu trong phần tiếp theo.

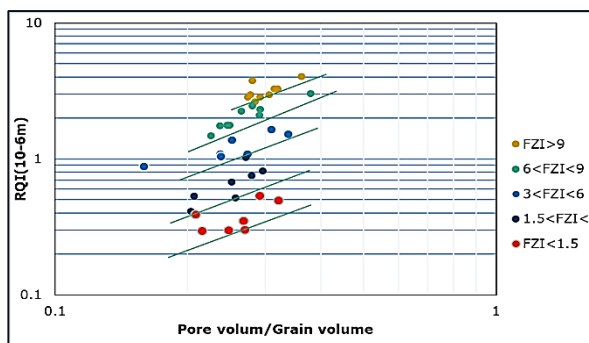
5. Xây dựng đường cong thấm pha tương đối và áp suất mao dẫn đặc trưng của đối tượng nghiên cứu.

Dựa trên phân chia đơn vị dòng chảy, có thể thấy đối tượng nghiên cứu khá tương đồng, tính chất đá chứa của đối tượng trải đều ở tất cả các đơn vị dòng chảy từ một đến chín tương ứng với chất lượng đá chứa từ kém đến rất tốt. Ứng dụng thuật toán chuẩn hóa đối với các đường cong, tương ứng với mỗi một đơn vị dòng chảy sẽ có 1 đường cong thấm pha và áp suất mao dẫn tương ứng đại diện. Loại bỏ đi các đơn vị dòng chảy có tính chất kém, các đơn vị còn lại đã được phân loại ở phần 4.2 là đối tượng nghiên cứu trên phần mềm chuyên dụng Eclipse. Mối quan hệ của chất lượng đá chứa với độ bão hòa nước ban đầu cho thấy xu hướng chung tương đối rõ của toàn đối tượng (Hình 12, Hình 13). Các hình vẽ cho thấy độ bão hòa nước ban đầu có mối quan hệ chặt chẽ với độ thấm và chỉ số chất lượng vỉa chứa. Tương ứng giá trị độ thấm và chỉ số chất lượng vỉa chứa nhỏ sẽ có độ bão hòa nước ban đầu lớn và ngược lại.

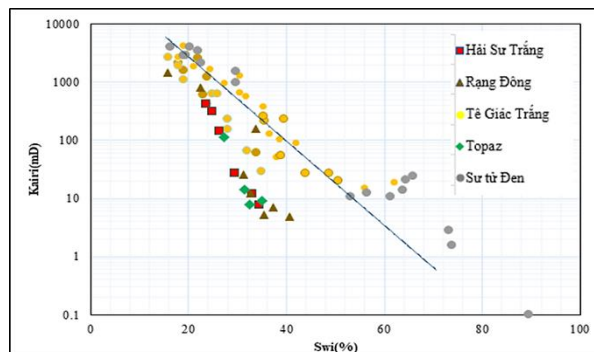
Kết quả thực nghiệm của các mẫu trong cùng nhóm đã được phân loại dựa trên đơn vị dòng chảy, mối quan hệ giữa độ bão hòa nước ban đầu với chất lượng vỉa chứa được áp dụng phương pháp trung bình hóa sẽ cho kết quả như Hình 14, Hình 15. Ứng với mỗi phép trung bình hóa sẽ có



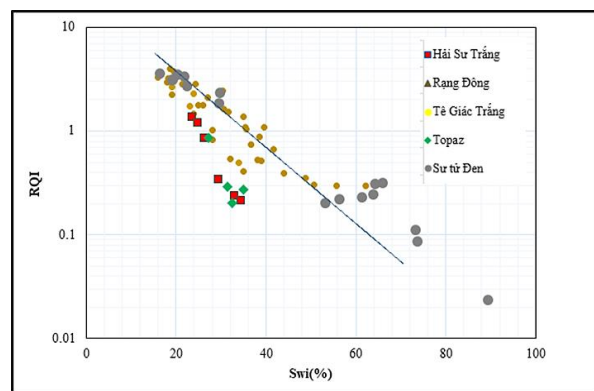
Hình 10. Kết quả phân tích đơn vị dòng chảy tổng hợp.



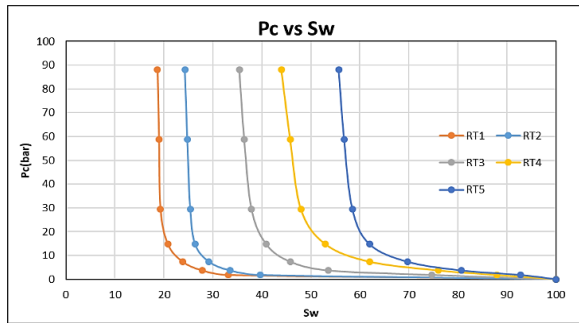
Hình 11. Kết quả phân loại đơn vị dòng chảy.



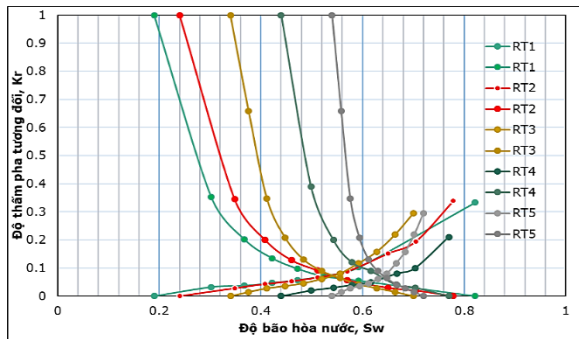
Hình 12. Mối quan hệ giữa độ thấm và độ bão hòa nước ban đầu.



Hình 13. Mối quan hệ giữa chỉ số chất lượng vỉa chứa và độ bão nước ban đầu.



Hình 14. Kết quả xây dựng đường cong mao dẫn chuẩn cho đối tượng.



Hình 15. Kết quả xây dựng đường cong thấm pha tương đối chuẩn cho đối tượng.

một đường đặc trưng tương ứng với các mẫu thuộc đơn vị dòng chảy đó. Một đơn vị dòng chảy sẽ cho ra được hệ đường cong (thấm pha tương đối và áp suất mao dẫn) đại diện.

6. Kết luận

Đối tượng Mioxen hạ bể Cửu Long đang là đối tượng khai thác dầu chủ đạo ở thềm lục địa Việt

Nam, một số mỏ đang trong giai đoạn khai thác chính và một số mỏ đang trong giai đoạn phát triển. Xây dựng hệ đường cong thấm pha tương đối và áp suất mao dẫn theo đơn vị dòng chảy giúp hệ thống hóa kết quả phân tích của đối tượng Mioxen hạ theo một khối chuẩn. Kết quả phân tích cho thấy, tuy ở vị trí khác nhau nhưng kết quả phân tích cho thấy xu hướng chung khá rõ của đối tượng. Kết quả được xây dựng từ nghiên cứu này đã bao gồm tất cả vỉa chứa khác nhau và ứng với mỗi loại có cặp hệ đường cong đại diện. Kết quả nghiên cứu nếu được sử dụng sẽ giúp tiết kiệm chi phí cho việc nghiên cứu chuyên sâu về đặc điểm đá chứa và dòng chảy trong phòng thí nghiệm, hỗ trợ quản lý mỏ và hoạt động khai thác hiệu quả hơn.

Tài liệu tham khảo

Viện Dầu khí Việt Nam, 2014. Báo cáo tổng kết dự án đánh giá tiềm năng dầu khí trên vùng biển và thềm lục địa Việt Nam. Đề án tổng thể về điều tra cơ bản và quản lý tài nguyên môi trường biển đến năm 2010, tầm nhìn đến năm 2020.

Trịnh Xuân Cường, 2013. Tổng kết và đánh giá công tác tìm kiếm thăm dò dầu khí ở Việt Nam giai đoạn 2000 - 2009. Nghiên cứu đề xuất phương hướng tìm kiếm thăm dò đến năm 2020. Viện Dầu khí Việt Nam.

Stiles, J., 2014. Using special core analysis in reservoir engineering. *Imperial College London 2014*.

ABSTRACT

Investigating reservoir characteristic and Building representative of the relative permeability and capillary pressure for Lower Mioxene, Cuu Long Basin

Huy Duc Dinh ¹, Giang Truong Pham ¹, Quy Minh Nguyen ¹, Hung The Le ¹, Duc Chi Pham ¹, Tu Van Pham ¹, Nga Viet Vuong ¹, Quy Xuan Tran ¹, Tung Dinh Luu ¹, Nam Van Le ², Thanh Van Nguyen ², Hieu Duc Duong ³

¹ *Vietnam Petroleum Institute, Vietnam.*

² *Faculty of Oil and Gas, Hanoi University of Mining and Geology, Vietnam.*

³ *Vietsovpetro, Vietnam.*

The paper presents a study conducted by the Vietnam Petroleum Institute (VPI) to investigate the effects of reservoir characteristics on the relative permeability and capillary pressure of the Lower Mioxene formation of CuuLong Basin. The results of core analysis show that rock properties have significant effect to relative permeability curve and capillary pressure. With a water wettability tendency of Lower Mioxene formation, high initial water saturation for poor rock type and decrease as the rock quality increases. Water-phase relative permeability at residual oil saturation less than 0.4 and oil-water phase points which have equal flow rate at water saturation greater than 0.5. While, oil effective permeability is from 0.2 to 0.7 times for absolute permeability value. The results of core analysis in each field of Cuulong Basin were classified by Global Hydraulic Element, characteristics analysis based on oil reservoir classification into Hydraulic Unit (HU) with various porosity-permeability relation. In addition, the authors present the results of building representative relative permeability and capillary pressure curves for the Lower Mioxene formation of CuuLong Basin.