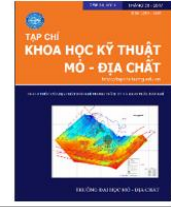




Tạp chí Khoa học Kỹ thuật Mỏ - Địa chất

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



Đánh giá ảnh hưởng của tính dính ướt tới khả năng di chuyển của dầu trong đá chứa trầm tích thông qua kết quả thí nghiệm: Trường hợp nghiên cứu cho đối tượng trầm tích Mioxen, bể Nam Côn Sơn

Nguyễn Văn Hiếu¹, Nguyễn Hồng Minh¹

¹ Trung tâm phân tích thí nghiệm - Viện Dầu Khí Việt Nam, Việt Nam

THÔNG TIN BÀI BÁO

Quá trình:

Nhận bài 25/02/2017

Chấp nhận 03/6/2017

Đăng online 28/6/2017

Từ khóa:

Tính dính ướt

Khả năng di chuyển của dầu

Độ bão hòa dầu sót

TÓM TẮT

Trong phân tích mẫu lõi, đặc biệt là những thí nghiệm động học thì sự tương tác giữa các pha trong hệ nghiên cứu sẽ quyết định hình thái cũng như là kết quả của các phép đo. Sự tương tác giữa các chất lưu trong vỉa với nhau và với đá chứa được phản ánh thông qua đặc tính dính ướt của đá, việc khôi phục đặc tính dính ướt của đá trước khi tiến hành các thí nghiệm mô phỏng vỉa chứa là một vấn đề rất quan trọng. Trong phạm vi bài báo, nhóm tác giả đã tiến hành khôi phục đặc tính dính ướt của đá bằng các hệ chất lưu khác nhau, từ đó xác định tính dính ướt của đá và ghi nhận khả năng di chuyển của dầu cũng như là độ bão hòa dầu sót đối với từng mẫu đá có chất lượng và tính dính ướt khác nhau. Kết quả cho thấy đối với đá ưa nước, dầu dễ dàng bị thay thế bởi nước ở giai đoạn tự hút nhưng ở giai đoạn chịu tác dụng của áp lực li tâm thì khả năng di chuyển của dầu bị giảm đi nhanh chóng, dẫn tới độ bão hòa dầu sót trong mẫu còn lại khá cao. Đối với đá trung tính thì điều này lại hoàn toàn ngược lại, độ bão hòa dầu sót khá thấp. Trong thí nghiệm không có các mẫu đá ưa dầu, độ bão hòa dầu sót có thể được dự đoán dựa vào cơ chế vận động và tương tác của các pha trong đá chứa, tuy nhiên cần có những nghiên cứu trực tiếp trên đối tượng này.

© 2017 Trường Đại học Mỏ - Địa chất. Tất cả các quyền được bảo đảm.

1. Mở đầu

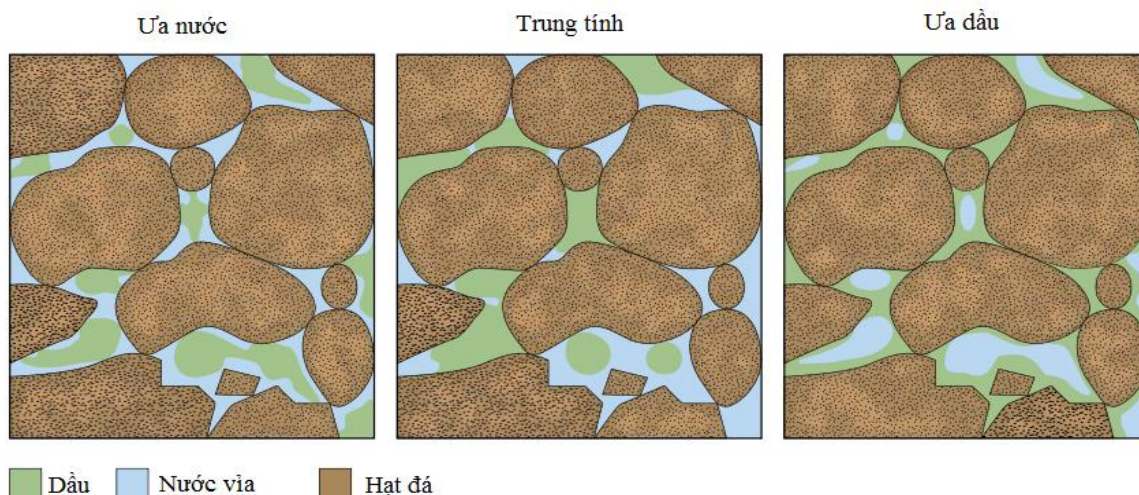
Tính dính ướt của đá là đặc trưng phản ánh mối tương tác giữa đá với chất lưu, nó phụ thuộc vào bản chất, thành phần khoáng vật của đá cũng như tính chất và thành phần của chất lưu, đây là một trong những yếu tố chính kiểm soát dòng

chảy và sự phân bố của chất lưu trong vỉa. Tính dính ướt của mẫu sẽ ảnh hưởng đến hầu hết các chỉ tiêu phân tích trên mẫu lõi (Anderson, 1986): tính chất điện, áp suất mao quản, độ thấm tương đối, động thái bơm ép nước và khả năng dịch chuyển và thu hồi dầu, độ bão hòa dầu sót.

Kết quả phân tích phụ thuộc rất nhiều vào tính dính ướt nguyên trạng của đá trong vỉa. Để có tính dính ướt của đá giống như ở trong vỉa thì cần tiến hành thí nghiệm với mẫu nguyên trạng hoặc

*Tác giả liên hệ

E-mail: hieunv@vpi.pvn.vn



Hình 1. Sự tiếp xúc giữa đá-dầu-nước trong các hệ dính ướt đặc trưng (Abdallah và nnk, 2007).

Bảng 1. Danh sách mẫu thí nghiệm.

Loại mẫu	Nhóm 1 chiết rửa sạch			Nhóm 2 phục hồi bằng dầu vỉa			Nhóm 3 phục hồi bằng dầu chết		
	A1	A2	A3	B1	B2	B3	C1	C2	C3
Mẫu số	A1	A2	A3	B1	B2	B3	C1	C2	C3
Độ thấm, mD	1527	767	55	1189	703	52	1623	764	73
Độ rỗng, %	27,3	26,2	23,1	26,9	27,1	23,3	27,5	26,3	23,7
Chỉ số chất lượng vỉa (RQI), μm	2,3	1,7	0,5	2,1	1,6	0,5	2,4	1,7	0,5

mẫu được đưa về trạng thái ban đầu với cùng hệ chất lưu trong vỉa ở điều kiện nhiệt độ và áp suất vỉa.

Trong phạm vi nghiên cứu, nhóm tác giả sẽ tiến hành khôi phục tính dính ướt của mẫu bằng các hệ chất lưu khác nhau, sau đó xác định độ dính ướt của đá theo phương pháp Amott kết hợp với USBM (Abdallah và nnk, 2007; Coretest systems INC, 2011). Dựa vào kết quả thí nghiệm cũng như là các dữ liệu có được trong quá trình thí nghiệm nhóm tác giả sẽ phân tích, đánh giá và dự đoán độ bão hòa dầu sót cũng như là khả năng di chuyển của dầu đối với từng loại đá có tính dính ướt khác nhau.

2. Khảo sát tính dính ướt

Lịch sử hình thành tính dính ướt của đá có thể tóm lại như sau: ban đầu các không gian lỗ rỗng của vỉa chứa được lấp đầy bởi nước vỉa, cùng với quá trình trầm tích và trải qua hàng triệu năm tồn tại với nước vỉa sẽ hình thành nên tính ưa nước của đá chứa. Sau đó dầu từ đá sinh di chuyển và lấp đầy vào các lỗ rỗng trong vỉa và đẩy dần nước

ra khỏi vỉa chứa, sự hút bám của các hợp chất phân cực và sự lắng đọng của các thành phần hữu cơ có trong dầu sẽ làm thay đổi tính dính ướt của đá chứa. Một số dầu làm đá trở nên ưa dầu vì đã lắng đọng một lớp hữu cơ dày lên bề mặt khoáng vật, một số khác chứa các hợp chất phân cực có thể hút bám và làm cho đá ưa dầu hơn. Ngoài ra một số hợp chất phân cực có thể hòa tan trong nước và dần dần tác động lên bề mặt đá, từ đó làm thay đổi tính dính ướt của đá và hình thành nên đá ưa nước, ưa dầu hay trung tính (Hình 1).

- Đá ưa nước: có xu hướng nước được lấp đầy vào trong các lỗ rỗng nhỏ và bám vào các bề mặt của đá.

- Đá ưa dầu: có xu hướng dầu lấp đầy vào trong các lỗ rỗng nhỏ và bám vào các bề mặt của đá.

- Đá trung tính: cả hai pha dầu và nước đều không hoàn toàn bám vào bề mặt đá, chúng chỉ tiếp xúc với bề mặt đá ở những điểm nhất định.

3. Thí nghiệm xác định tính dính ướt của đá

3.1. Lựa chọn mẫu thí nghiệm

Bảng 2. Bảng chỉ số đánh ướt chuẩn (Anderson, 1986).

Chỉ số Amott				
-1	-0,3	-0,1	0,1	0,3
Ưu dầu	Ưu dầu nhẹ	Trung tính	Ưu nước nhẹ	Ưu nước

Chỉ số USBM					
-∞	-1	-0,3	0	0,3	1
Ưu dầu		Trung tính		Ưu nước	

Bảng 3. Tóm tắt kết quả thí nghiệm.

Loại mẫu	Nhóm 1 Chiết rửa sạch			Nhóm 2 Phục hồi bằng dầu vỉa			Nhóm 3 Phục hồi bằng dầu chết		
	A1	A2	A3	B1	B2	B3	C1	C2	C3
Mẫu số	513	357	36	347	123	8	440	394	21
Độ thấm hiệu dụng dầu, mD									
Bão hòa dầu sót (Sor), %	34,2	41,8	45,3	18,4	19,4	20,8	14,8	16,0	17,3
Chỉ số Amott	0,69	0,88	0,80	0,07	0,12	0,40	0,07	0,07	0,13
Chỉ số USBM	0,49	0,77	0,78	0,22	0,19	0,35	0,03	0,00	0,03
Kết luận	Ưu nước			Ưu nước nhẹ - trung tính			Trung tính		

Tổng cộng 9 mẫu lõi hình trụ được tiến hành thí nghiệm, các mẫu được chiết rửa sạch dầu, muối và được sấy ở nhiệt độ 60°C với độ ẩm tương đối 40% để đảm bảo không ảnh hưởng tới cấu trúc của thành phần sét có trong mẫu. Mẫu được tiến hành đo độ rỗng, độ thấm, sau đó các mẫu được chia thành 3 nhóm (Bảng 1) để tiến hành các thí nghiệm tiếp theo. Việc phân chia các nhóm dựa vào chỉ số chất lượng vỉa (RQI), chỉ số chất lượng vỉa được định nghĩa như công thức (1).

$$RQI=0,0314(K/\Phi)^{0,5} \quad (1)$$

Trong đó:

RQI - chỉ số chất lượng vỉa, μm

K - độ thấm, mD

Φ - độ rỗng, pđv

Mỗi nhóm đều có các mẫu có chất lượng từ thấp tới cao, tuy nhiên tất cả các mẫu đều có khả năng cho dòng (giá trị độ thấm hiệu dụng dầu trong Bảng 3).

Nhóm 1: không phục hồi tính dính ướt.

Nhóm 2: mẫu được phục hồi lại tính dính ướt bằng dầu vỉa (live oil) ở điều kiện nhiệt độ và áp suất vỉa trong thời gian 40 ngày (Graue và nnk, 2002).

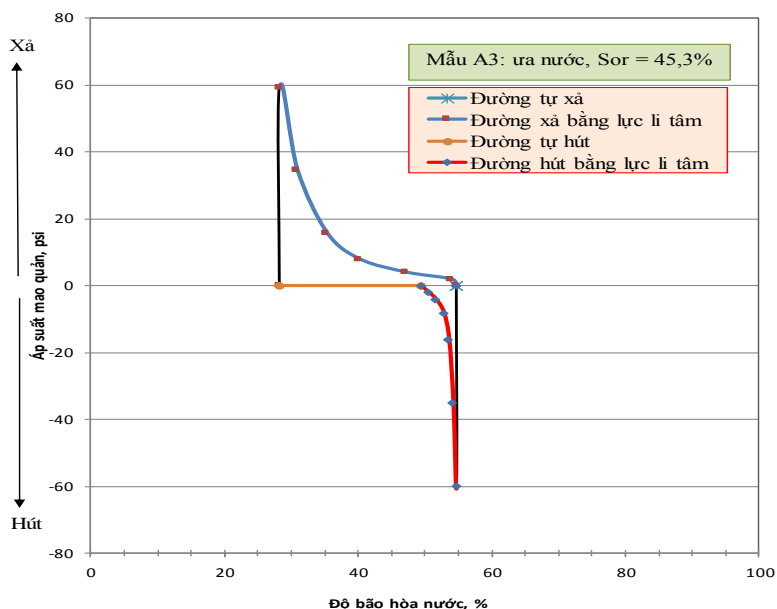
Nhóm 3: mẫu được phục hồi lại tính dính ướt bằng dầu chết (dead oil, cùng loại dầu như sử dụng

cho nhóm 2 nhưng đã bị tách khí) ở điều kiện nhiệt độ và áp suất vỉa trong thời gian 40 ngày.

3.2. Kết quả thí nghiệm

Thí nghiệm được tiến hành tại Trung tâm Phân tích Thí nghiệm (VPI-Labs) - Viện Dầu khí Việt Nam, sử dụng các trang thiết bị thí nghiệm như: thiết bị li tâm tốc độ cao, bộ ống nghiệm Amott, thiết bị đo độ thấm, thiết bị giữ mẫu ở điều kiện nhiệt độ và áp suất cao, tủ đốt nhiệt... Trong thí nghiệm nhóm tác giả đã sử dụng nhiều cấp tốc độ quay li tâm khác nhau, cấp tốc độ quay lớn nhất tương ứng với sự chênh áp 60 psi. Với việc sử dụng nhiều cấp tốc độ quay và chênh áp lớn sẽ giảm thiểu được tác động của hiệu ứng đầu mẫu (end-effect) lên các giá trị bão hòa.

Đối chiếu các chỉ số Amott và USBM có được từ thí nghiệm với bảng chỉ số đánh ướt chuẩn (Bảng 2) ta sẽ có kết luận về tính dính ướt của từng mẫu như trong Bảng 3. Kết quả cho thấy mẫu sau khi được chiết rửa sạch thì quay trở lại trạng thái ưa nước như khi dầu chưa di chuyển vào vỉa chứa, nhóm mẫu được phục hồi tính dính ướt bằng dầu vỉa thì đá trở nên kém ưa nước và chuyển thành ưa nước nhẹ - trung tính. Đối với nhóm mẫu được khôi phục bằng dầu chết thì đá trở nên trung tính,



Hình 2. Xác định tính dính ướt mẫu A3.

nguyên nhân có thể do hàm lượng các hợp chất phân cực trong dầu chết cao hơn (do khí đã tách ra khỏi dầu) so với trong dầu vỉa, điều này đã làm cho đá chuyển từ trạng thái ưa nước ban đầu sang trạng thái trung tính.

Kết quả xác định tính dính ướt theo chỉ số Amott và theo chỉ số USBM đều cho chung một kết luận về tính dính ướt của mẫu. Các Hình 2, Hình 3 và Hình 4 là kết quả thí nghiệm của 3 mẫu điển hình cho 3 nhóm.

4. Phân tích kết quả thí nghiệm

4.1. Phân tích khả năng di chuyển và độ bão hòa dầu sót

Nhóm 1 (mẫu chiết rửa sạch) - ưa nước: dầu dễ dàng bị nước thay thế trong quá trình tự hút (spontaneous imbibition), sau giai đoạn tự hút thì độ bão hòa dầu trong mẫu đã giảm đi từ 21-38% so với độ bão hòa dầu ban đầu tùy thuộc tính chất từng mẫu. Tuy nhiên khi chuyển sang giai đoạn nước thay thế dầu bằng lực li tâm thì dầu khó bị thay thế hơn, lượng dầu ra thêm chỉ từ khoảng 5% đến 16%. Dẫn tới độ bão hòa dầu sót (Sor) sau cả hai giai đoạn còn khá cao, từ khoảng 34,2 - 45,3% (Bảng 4).

Nhóm 2 (khôi phục bằng dầu vỉa) - ưa nước nhẹ đến trung tính: dầu khó bị thay thế bởi nước trong quá trình tự hút, sau giai đoạn này độ bão

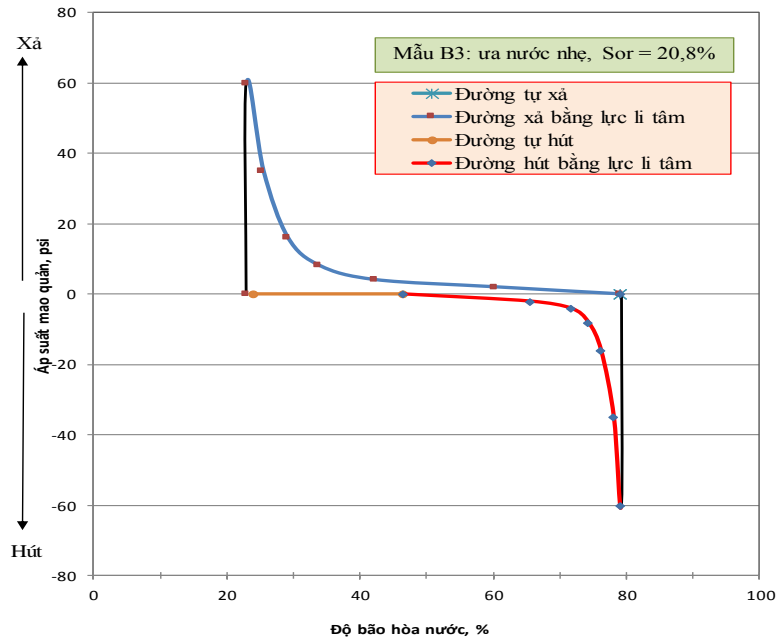
hòa dầu chỉ giảm khoảng 3-21% tùy thuộc vào từng mẫu. Tuy nhiên khi chuyển sang giai đoạn dùng lực li tâm, độ bão hòa dầu giảm mạnh từ khoảng 34-65% dẫn tới độ bão hòa dầu sót còn lại sau cả 2 giai đoạn là rất nhỏ, từ 18,4 - 20,8% (Bảng 4).

Nhóm 3 (khôi phục bằng dầu chết) - trung tính: Trạng thái tự hút của nhóm này cũng tương tự như nhóm 2. Tuy nhiên ở giai đoạn li tâm khi lượng dầu ra nhiều hơn so với nhóm 2 (khoảng 53 - 70%), độ bão hòa dầu sót còn lại của cả 3 mẫu là dưới 17,3% (Bảng 4).

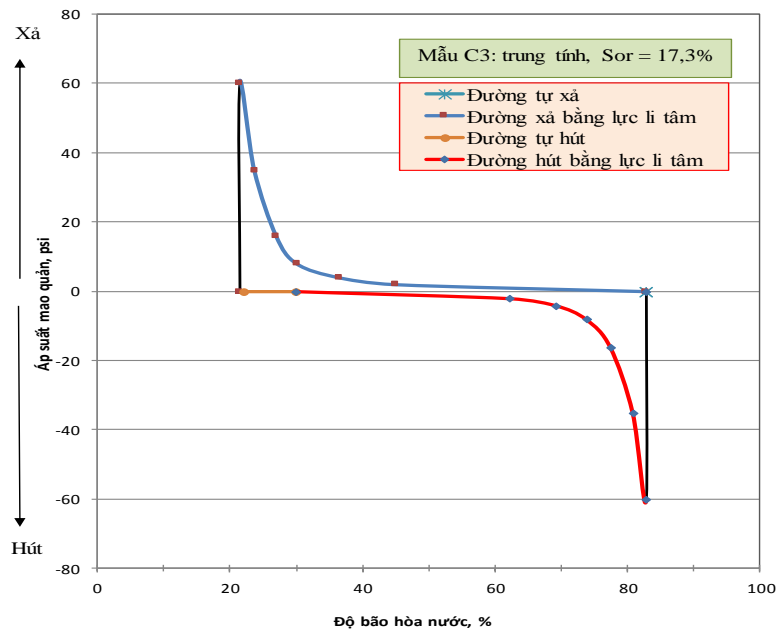
Dựa vào sự thay đổi của độ bão hòa dầu sót theo thời gian đối với từng giai đoạn (Hình 5 và Hình 6) ta nhận thấy:

Đối với mẫu ưa nước, ban đầu dầu dễ dàng bị thay thế bởi nước tuy nhiên ở giai đoạn sau do mẫu ưa nước nên nước nhanh chóng di chuyển và sau một thời gian thì khá nhiều lượng dầu bị bẫy trong các kênh rỗng, điều này dẫn tới độ bão hòa dầu sót cao. Xu hướng này giảm dần đối với các mẫu ưa nước nhẹ và trung tính.

Ở mẫu trung tính, cả 2 pha nước và dầu đều không hoàn toàn bám chặt vào bề mặt đá, mức độ ứng xử của bề mặt đá đối với các chất lưu là tương tự như nhau, điều này làm giảm đáng kể khả năng dầu bị bẫy trong các kênh rỗng lớn và dầu tiếp tục bị đẩy ra khi áp suất tăng lên dẫn tới độ bão hòa dầu sót của loại mẫu này là nhỏ nhất trong 3 loại đã thí nghiệm ở trên.



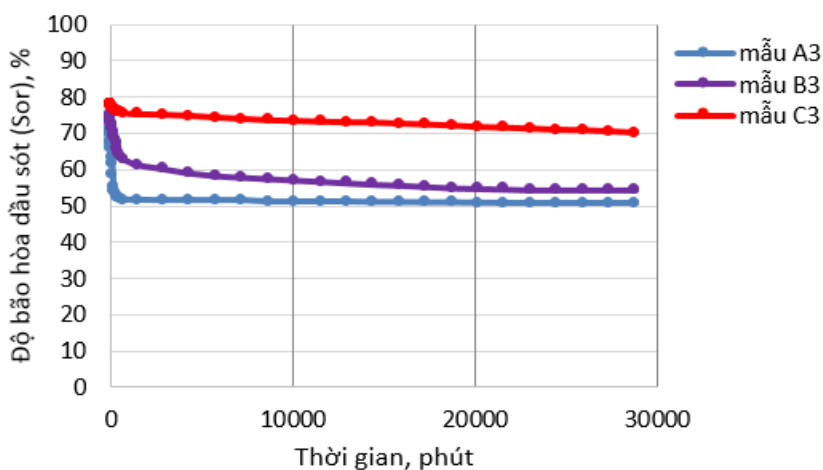
Hình 3. Xác định tính dính ướt mẫu B3.



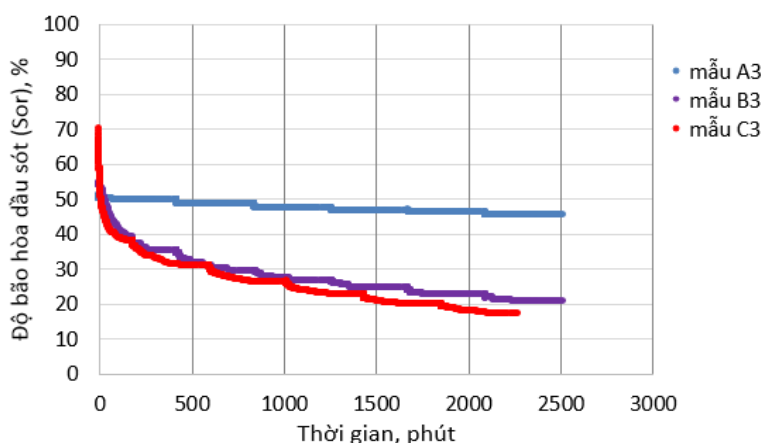
Hình 4. Xác định tính dính ướt mẫu C3.

Bảng 4. Độ bão hòa dầu sót theo từng giai đoạn.

Loại mẫu	Nhóm 1 Chiết rửa sạch			Nhóm 2 Phục hồi bằng dầu vữa			Nhóm 3 Phục hồi bằng dầu chết		
	A1	A2	A3	B1	B2	B3	C1	C2	C3
Mẫu số	A1	A2	A3	B1	B2	B3	C1	C2	C3
Bão hòa dầu ban đầu (So), %	85,7	85,2	71,7	86,3	77,4	75,0	90,0	85,6	78,1
Sor sau giai đoạn tự hút, %	50,4	47,0	50,7	82,9	71,9	54,4	84,7	80,1	70,2
Sor sau giai đoạn dùng lực li tâm, %	34,2	41,8	45,3	18,4	19,4	20,8	14,8	16,0	17,3



Hình 5. Sự thay đổi Sor theo thời gian trong giai đoạn tự hút.



Hình 6. Sự thay đổi Sor theo thời gian trong giai đoạn nước thay thế dầu bằng lực li tâm.

4.2. Dự báo khả năng di chuyển và độ bão hòa dầu sót

Từ hình dạng đường cong áp suất mao quản hút (imbibition) hệ nước-dầu ta thấy đối với mẫu ưa nước đường cong áp suất mao quản gần như dốc đứng và nhanh chóng đạt độ bão hòa dầu sót, khi tăng áp suất lên thì độ bão hòa dầu sót gần như không thay đổi (Hình 7), Sor của mẫu A3 là 45,3%.

Đối với đá ưa nước nhẹ, đường cong áp suất mao quản này thoải hơn so với đá ưa nước, độ bão hòa dầu sót giảm đi khi áp suất mao quản tăng lên tuy nhiên không nhiều, Sor của mẫu B3 là 20,8%.

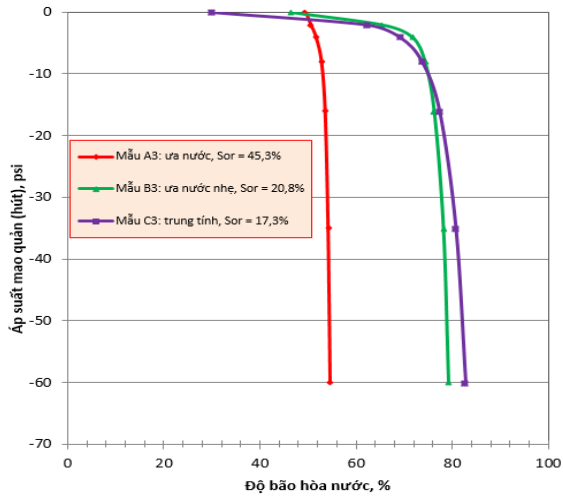
Đối với đá trung tính: đường cong áp suất mao quản rất thoải, độ bão hòa dầu sót giảm đi đáng kể khi áp suất mao quản tăng lên, Sor của mẫu C3 là 17,3%.

Đối với các mẫu có chất lượng tốt hơn (RQI cao hơn) đường cong áp suất mao quản cũng thể hiện xu hướng tương tự (Hình 8).

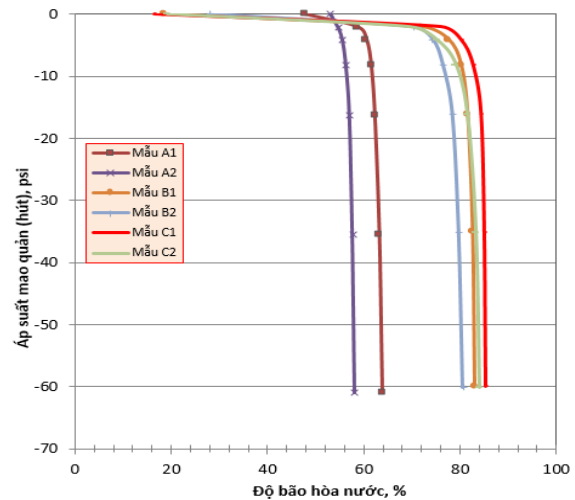
Dựa vào phân tích trên, kết hợp đường xu hướng của biểu đồ quan hệ giữa độ bão hòa dầu sót và độ dính ướt (Hình 9 và Hình 10) ta có thể dự đoán rằng độ bão hòa dầu sót đối với các mẫu ưa dầu nhẹ sẽ nhỏ hơn hoặc bằng so với các mẫu trung tính.

Đối với các mẫu ưa dầu do xa vùng số liệu nên rất khó có thể dự đoán được khoảng phân bố của giá trị Sor mà cần phải tiến hành thực nghiệm trên các mẫu thực tế.

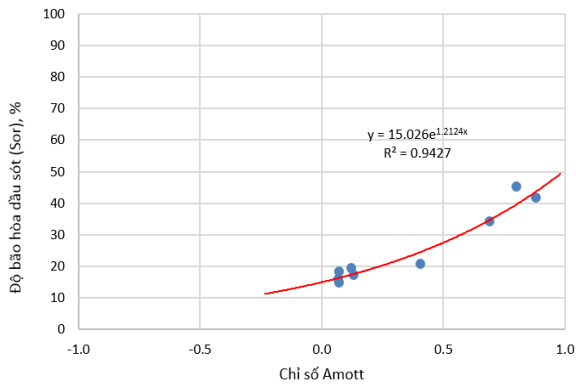
Tuy nhiên, việc tồn tại các mỏ dầu có đá ưa dầu là rất hiếm, điều này chỉ có thể xảy ra khi tỷ phần độ rỗng thứ sinh được hình thành sau khi dầu đã lấp đầy vào vỉa là rất lớn, lúc này các thành vách kênh rỗng ngay sau khi được hình thành sẽ sớm tiếp xúc trực tiếp với dầu và hình thành nên



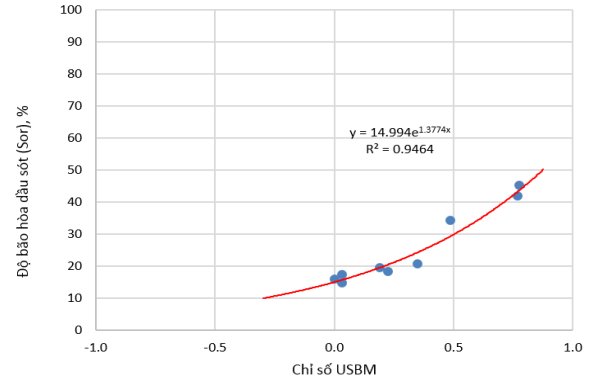
Hình 7. Đường cong áp suất mao quản hút (imbibition) hệ nước-dầu, $RQI=0,5\mu m$.



Hình 8. Đường cong áp suất mao quản hút (imbibition) hệ nước-dầu, mẫu có RQI cao.



Hình 9. Quan hệ giữa Sor với chỉ số Amott.



Hình 10. Quan hệ giữa Sor với chỉ số USBM.

các vỉa chứa ura dầu, hoặc trong một số trường hợp đặc biệt khi vỉa dầu đã tồn tại rất lâu dài.

5. Kết luận

Mẫu nghiên cứu sau khi được chiết rửa sạch sẽ trở về trạng thái ura nước, việc phục hồi bằng dầu vỉa hoặc dầu chết sẽ làm cho mẫu trở nên kém ura nước hơn và trở về trạng thái ura nước nhẹ hoặc trung tính. Kết quả xác định tính dính ướt theo chỉ số Amott và USBM đều cho chung một kết luận về tính dính ướt của đá.

Hình dạng đường cong áp suất mao quản hút hệ nước-dầu đối với đá có tính dính ướt khác nhau thì rất khác nhau, đá ura nước thì đường cong áp suất mao quản gần như dốc đứng và độ dốc này giảm dần theo mức độ giảm của tính ura nước.

Đối với đá ura nước, dầu dễ dàng bị thay thế bởi nước ở giai đoạn tự hút. Tuy nhiên khi chuyển sang giai đoạn chịu tác động của lực li tâm dầu

nhẹ chóng bị bẫy lại, dẫn tới độ bão hòa dầu sót khá cao, từ 34,2 - 45,3%.

Đối với đá nằm trong khoảng ura nước nhẹ - trung tính, dầu khó bị thay thế bởi nước trong giai đoạn tự hút, ở giai đoạn nước đẩy dầu bằng lực li tâm thì lượng dầu bị đẩy ra khá nhiều và tăng dần theo các cấp áp suất đẩy, độ bão hòa dầu sót trong mẫu khá thấp, từ 18,4 - 20,8%.

Đối với đá trung tính, dầu cũng khó bị thay thế bởi nước trong giai đoạn tự hút, ở giai đoạn sử dụng lực li tâm thì lượng dầu bị đẩy ra nhiều và dầu còn tiếp tục bị thay thế bởi nước khi tăng lên các cấp áp suất cao hơn, độ bão hòa dầu sót từ 14,8 - 17,3%.

Đá ura dầu nhẹ được dự báo là có độ bão hòa dầu sót nhỏ hơn hoặc bằng với đá trung tính, Sor khoảng dưới 17%. Các đá ura dầu do xa vùng thí nghiệm nên khó có thể dự báo mà cần thí nghiệm trên mẫu thực tế.

Tài liệu tham khảo

Abdallah, W., Buckley, J.S., Carnegie, A., Edwards, J., Fordham, E., Graue, A., Habashy, T., Seleznev, N., Signer, C., Hussain, H., Montaron, B., Ziauddin, M., 2007. Fundamentals of Wettability. *Oilfield Review* 19, 44-52.

Anderson W. G., 1986. Wettability Literature Survey-Part1: Rock/Oil/Brine Interactions

and the Effects of Core Handling on Wettability. *Journal of Petroleum Technology* October, 1125-1144.

Coretest systems INC, 2011. *URC-628 Users manual*. 211 pages.

Graue, A., Aspenes, E., Bogno, T., Moe, R.W., Ramsdal, J., 2002. Alteration of wettability and wettability heterogeneity. *Journal of Petroleum Science and Engineering* 33, 3-17.

ABSTRACT

Evaluation the effect of wettability on oil movability in sediment reservoir rock by core analysis: a case study of Miocene formation in Nam Con Son Basin

Hieu Van Nguyen ¹, Minh Hong Nguyen ¹

¹ *Analysis Laboratory Center, Vietnam Petroleum Institute, Vietnam*

In core analysis, especially in dynamic experiments the interaction between phases of the rock-fluid system is the most important key affecting on the results. This phenomenon is represented by wettability. Therefore, sample restoration to original wettability must be conducted prior to any dynamic testing. In this paper, samples were restored by some kinds of fluids and then determined wettability. The oil moveable and residual oil saturation were measured for each type of sample with different RQI and wettability. The result shows that for water-wet rock, oil is easily displaced by water in the spontaneous imbibition process, but it is difficult to be displaced during forced displacement process, leading high residual oil saturation. For neutral-wet rock, it showed converse behavior as residual oil saturation is quite low. In this research, we didn't create oil-wet samples due to time and sample limitation. However, further investigation should be done on oil-wet of rock.

Keywords: Wettability, oil movability, residual oil saturation.