TẠP CHÍ
KHÍ TƯỢNG THỦY VĂN

Check for updates

Bài báo khoa học

Khảo sát thí nghiệm bơm ép khí nước luân phiên trong mẫu cát kết Miocen mỏ Rồng Đen, bể Cửu Long

Nguyễn Gia Thông[1], Phạm Hữu Tài[1,2], Cù Minh Hoàng[3], Tô Viết Nam[1], Lê Quốc Nam, Trần Thị Mai Hương[1], Nguyễn Xuân Huy[1*]

[1] Trường Đại học Bách Khoa, ĐHQG-HCM; thong.nguyen2711@hcmut.edu.vn; tovietnam@hcmut.edu.vn; ttmaihuong@hcmut.edu.vn
[2] Trường Đại Học Dầu Khí Việt Nam; taiph@pvu.edu.vn
[3] Tổng công ty thăm dò khai thác dầu khí Việt Nam, Hà Nội; hoangcm@pvep.com.vn

*Tác giả liên hệ: nxhuy@hcmut.edu.vn; Tel.: +84–909453698

Ban Biên tập nhận bài: 5/9/2022; Ngày phản biện xong: 23/10/2022; Ngày đăng bài: 25/10/2022

Tóm tắt: Thông thường lượng dầu sót lại trong mỏ sau giai đoạn bơm ép nước là rất lớn, nhất là hoạt động khai thác ở mỏ Rồng Đen, bể Cửu Long. Một phần đáng kể lượng dầu sót này có thể được thu hồi, đạt hiệu quả kinh tế bằng cách sử dụng bơm ép khí CO_2 và nước luân phiên (WAG). Sử dụng bơm ép WAG trong phòng thí nghiệm cho thấy áp suất trộn lẫn tối thiểu của khí CO_2 ở khoảng 2950 psi. Thí nghiệm bơm ép mẫu lõi bằng phương pháp WAG cho kết quả rất đáng chú ý, hệ số thu hồi của thí nghiệm WAG trước khi bơm ép nước thứ cấp là 88,6%. Lượng thu hồi của bơm ép nước thứ cấp đạt 68,6%, bơm ép WAG sau bơm ép nước, thu hồi thêm 17,9%. Kết quả cho thấy hệ số thu hồi dầu của WAG trước khi bơm ép nước lớn hơn tổng hệ số thu hồi của bơm ép nước và bơm ép WAG sau khi bơm ép nước là 2,1%, cho thấy việc áp dụng WAG trước khi bơm ép nước đạt hiệu quả hơn sau khi bơm ép nước thứ cấp và WAG tam cấp.

Từ khóa: Bơm ép khí nước luân phiên; Hệ số thu hồi dầu; Áp suất trộn lẫn tối thiểu; khí CO_2; Bể Cửu Long.

1. Giới thiệu

Kể từ năm 1957, dự án bơm ép khí bằng phương pháp WAG đầu tiên được áp dụng tại Canada và áp dụng phổ biến đến nay bởi vì hiệu suất thu hồi dầu được cải thiện đáng kể. Kết quả báo cáo cho rằng 80% các dự án WAG ở Hoa Kỳ có đạt hiệu quả kinh tế [1]. Trong 59 mỏ, áp dụng phương pháp WAG cho thấy cải thiện hệ số thu hồi dầu trung bình từ 5% đến 10% trữ lượng dầu tại chỗ [2]. Hệ số thu hồi dầu trung bình của phương pháp WAG trộn lẫn và không thể trộn lẫn được tính toán tương ứng là 9,7% và 6,4% OOIP. Sử dụng khí CO_2 cho kết quả hệ số thu hồi dầu được cải thiện hơn so với khí đồng hành [3]. Hệ số thu hồi dầu tăng lên được cho là do có sự cải thiện hiệu suất đẩy của bơm ép khí, tăng cường hiệu suất quét bằng bơm ép nước và sự trao đổi thành phần giữa khí với dầu. Ở vùng Biển Bắc, phương pháp WAG làm cải thiện hệ số thu hồi thông qua tiếp xúc với những đới không quét được của vỉa [4].

Ở Việt Nam, phần lớn sản lượng dầu hiện tại được khai thác từ các mỏ sắp cạn kiệt, mức độ bổ sung trữ lượng từ các mỏ mới đang trên đà giảm mạnh [5]. Việc gia tăng hệ số thu hồi dầu từ các mỏ đã khai thác trong thời gian dài đang là vấn đề cấp bách đối các công ty khai thác dầu khí. Đứng trước nhu cầu tiêu thụ dầu khí gia tăng nhanh chóng, một số mỏ dầu lớn

đã khai thác lâu năm cần nghiên cứu tìm các phương pháp mới nhằm gia tăng thu hồi dầu sót. Hệ số thu hồi dầu trung bình ở các mỏ bể Cửu Long vào khoảng 18–25% trữ lượng dầu tại chỗ. Như vậy, lượng dầu còn lại chiếm khá nhiều trong vỉa là đối tượng tiềm năng cho các giải pháp nâng cao hệ số thu hồi dầu.

Mặc dù có rất nhiều văn liệu nghiên cứu về thu hồi dầu tăng cường nhưng đến nay những dự án được ứng dụng vào thực tế còn hạn chế. Việc gia tăng thu hồi dầu phụ thuộc rất nhiều vào điều kiện cụ thể đặc tính lý hóa của từng mỏ [6]. Nghiên cứu giải pháp thu hồi dầu tăng cường bằng bơm ép khí CO_2 trong tầng móng granit nứt nẻ tự nhiên của mỏ Sư Tử Đen, kết quả cho thấy, khí CO_2 đi vào thân dầu móng mỏ Sư Tử Đen trong điều kiện áp suất trên MMP là 3950 psi sẽ tạo cơ chế trộn lẫn và lượng dầu thu hồi tăng thêm khoảng 6,2–13,1% OIIP [7].

Đánh giá hiệu quả thu hồi dầu bằng bơm ép khí trên mẫu lõi; sau đó mô hình hóa trên phần mềm mô phỏng khai thác bơm ép WAG cho tầng chứa cát kết Mioxen hạ toàn mỏ Bạch Hổ [8]. Kết quả nghiên cứu trong phòng thí nghiệm cho thấy, áp suất trộn lẫn tối thiểu (MMP) của khí đồng hành với dầu trong tầng cát kết Mioxen hạ, mỏ Bạch Hổ là 5076 psi, áp suất trộn lẫn tối thiểu có thể giảm xuống bằng cách trộn lẫn khí thấp áp và khí đồng hành với tỉ lệ tương thích. Đồng thời, sử dụng WAG trước khi bơm ép nước có thể thu hồi khoảng 70,5–80,2% lượng dầu trong mẫu lõi, trong lúc bơm ép nước chỉ đạt hiệu quả thu hồi khoảng 55,5–60,5%. Sử dụng WAG tại thời điểm sau bơm ép nước sẽ tận thu thêm được từ 15,9–17,8%.

Mỏ Rạng Đông bắt đầu khai thác sử dụng WAG làm gia tăng lượng thu hồi dầu vào khoảng 7 triệu thùng trong giai đoạn khai thác 2011–2020, tương đương với tổng thu hồi tăng thêm khoảng 2% [9]. Xác định giá trị MMP của khí đồng hành trong phòng thí nghiệm vào khoảng 4800 psi.

Căn cứ theo tiêu chuẩn của Taber [6] về điều kiện vỉa và hiện trạng khai thác tại tầng chứa Miocen dưới mỏ Rồng Đen, bể Cửu Long nhận thấy rằng các phương pháp polymer, hóa chất và chất hoạt động bề mặt đều không phù hợp. Do tầng chứa Miocen dưới mỏ Rồng Đen có nhiệt độ vỉa cao 196^{o}F (91^{o}C), hai phương pháp polymer và chất hoạt động bề mặt bị giới hạn về nhiệt độ, hợp chất polymer và chất hoạt động bề mặt sẽ bị phân rã khi gặp nhiệt độ cao. Mặc khác, phương pháp polymer rất khó áp dụng với đá thành hệ có độ thấm kém, do các hạt polymer khó thâm nhập vào kênh rỗng nhỏ và sẽ chèn lấp những kênh rỗng này làm giảm hiệu quả của phương pháp. Do đó, phương pháp bơm ép khí nước luân phiên với chất hóa lý cũng như áp suất trộn lẫn tối thiểu phù hợp với điều kiện đặc tính vỉa. Phương pháp có thể áp dụng trên vỉa có nhiệt độ cao, độ thấm trung bình.

2. Phương pháp tiếp cận thí nghiệm

Mục đích là xác định độ trương nở của dầu khi bơm ép CO_2 làm cải thiện độ nhớt và làm dầu linh động hơn [10]. Bên cạnh đó, thực hiện thí nghiệm áp suất trộn lẫn tối thiểu nhằm mục đích tìm áp suất nhỏ nhất để hiện tượng trỗn lẫn xảy ra để tăng hệ số thu hồi cao nhất [11]. Thí nghiệm WAG kiểm tra sự cải thiện trong thu hồi dầu có thể xác định được tại phòng thí nghiệm. Hệ số thu hồi dầu theo thời gian được thể hiện trên đồ thị để quan sát tốt hơn về xu hướng thu hồi dầu.

2.1. Thí nghiệm xác định áp suất trộn lẫn tối thiểu

2.1.1. Công tác chuẩn bị

Mẫu lõi khoan được lấy tại tầng đá chứa Miocen dưới mỏ Rồng Đen, sau đó được khoan cắt mẫu đúng chuẩn, thì ghép mẫu thành hình trụ dài đại diện cho vỉa được áp dụng bơm ép. Độ rỗng và độ thấm của mẫu lõi X được đo trên thiết bị UltraPore và CMS 300 của Mỹ trong phòng thí nghiệm cơ lý đất đá. Dữ liệu mẫu lõi (Bảng 1) và mẫu chất lưu dầu (Bảng 2) được thu thập phân tích trong phòng thí nghiệm như sau:

Bảng 1. Thông số mẫu lõi X.

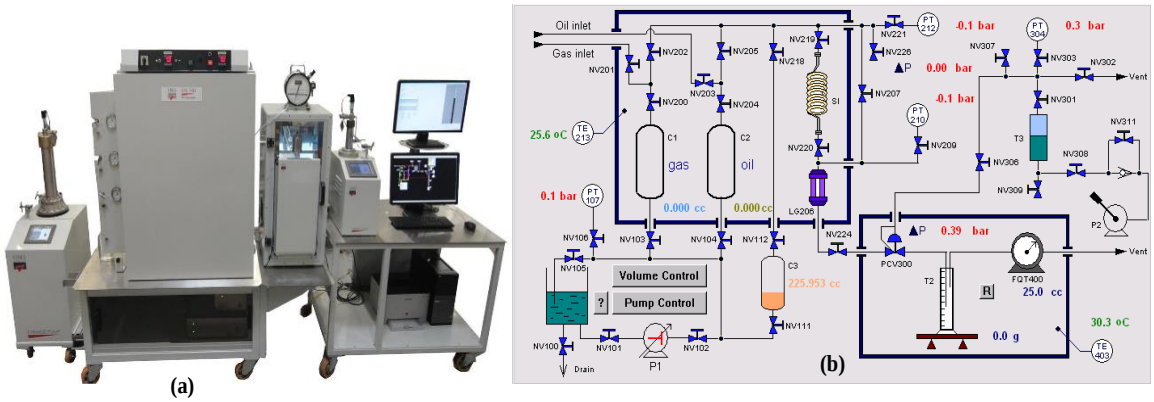
Trọng lượng	188.252 g
Đường kính	1,5 in (38,1 mm)
Chiều dài	3 in (76,2 mm)
Độ thấm	403 mD
Thể tích rỗng	20,85 cc
Độ rỗng	24%

Bảng 2. Đặc tính chất lưu đơn pha tại 91°C.

Áp suất bão hòa (bubble point pressure)	
Tỷ trọng tại áp suất bão hòa	0,7011 g/cm^3
Độ nhớt (cp)	0,833 (cP)

2.1.2. Thiết bị thí nghiệm

Xác định áp suất trộn lẫn tối thiểu có nghĩa là tìm ra một giá trị áp suất trộn lẫn thấp nhất nhưng lại mang lại hiệu suất thu hồi dầu cao. Thí nghiệm được tiến hành trên thiết bị Slim Tube System (STS) phòng Core Lab (Hình 1a). Thiết bị được dùng một cột cát nhồi xoắn ốc dài 12.192 (m), gọi là slimtube. Đây là ống thép không rỉ cứng có đường kính rất nhỏ là 4,6 mm để tránh ảnh hưởng tới hiện tượng phân tỏa dạng ngón. Bên trong chứa cát Ottawa nén áp suất cao, mẫu vật đạt được độ rỗng trung bình 37,48% và độ thấm đạt 9.006 (Darcy). Ống slimtube được thiết kế như trên và bơm ép khí từ trên xuống sẽ đảm bảo cho khí quét hoàn toàn dầu trong ống. Sơ đồ thiết bị đo áp suất trộn lẫn tối thiểu được trình bày chi tiết như hình 1b.



Hình 1. (a) Thiết bị thí nghiệm slimtube xác định MMP; (b) Sơ đồ thiết bị đo áp suất trộn lẫn tối thiểu [8].

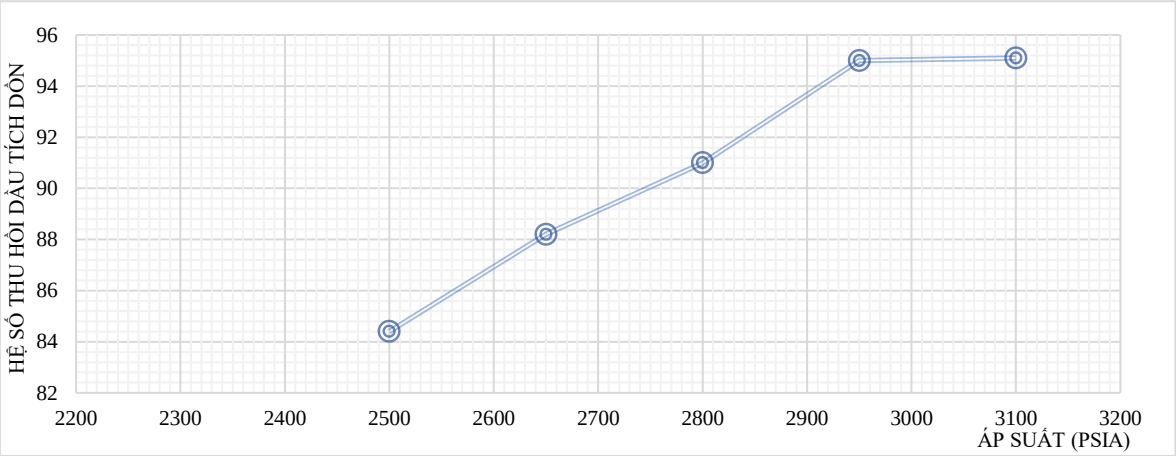
2.1.3. Quy trình thí nghiệm

Mẫu dầu và khí sau khi nạp vào bình chứa khí được lắp đặt trong buồng đốt để gia nhiệt và đưa về điều kiện vỉa bằng cách nâng dần áp suất đầu vào đẩy dầu lên đỉnh cột cát nhồi trong ống slimtube và nâng áp suất đầu ra bằng bơm tay tạo đối áp P2 với điều kiện áp suất đầu vào luôn nhỏ hơn áp suất đầu ra trong quá trình nâng áp. Bình chứa khí được cô lập bởi hệ thống van đỉnh của bình chứa khí trong quá trình bơm đẩy dầu. Nâng mỗi cấp áp suất bơm dầu là 150 psi. Quá trình nâng áp tiến hành đến khi dầu được bơm từ đỉnh cột cát xuống dưới với áp suất 2755 psig và áp suất đầu ra được đặt ở 2900 psig. Dầu được bơm ép liên tục trong nhiều giờ nhằm đảm bảo dầu được bão hòa hoàn toàn và không còn sót không khí trong toàn bộ hệ thống. Thí nghiệm bơm ép khí để tìm áp suất trộn lẫn tối thiểu được tiến hành sau khi các thông số ổn định tại điều kiện nhiệt độ vỉa 91°C và áp suất bão hòa dầu đạt 2097 psig.

Năm thí nghiệm được thực hiện lần lượt tại 5 cấp áp suất bơm ép khác nhau là: 2500 psi, 2650 psi, 2800 psi, 2950 psi và 3100 psi. Sau khi áp suất bơm đẩy dầu ổn định tại mỗi cấp, bình dầu được cô lập bởi hệ thống van đỉnh của bình dầu. Sử dụng bơm Gilson P1 bơm ép khí CO_2 với lưu lượng 6 ml/giờ từ bình khí C1 lên đỉnh cột cát nhồi để đẩy dầu và tìm áp suất trộn lẫn tối thiểu lần lượt tại mỗi cấp áp suất. Khi áp suất bơm ép khí lớn hơn áp suất đầu ra của bộ điều chỉnh áp suất, lượng dầu và khí được thu hồi tại phần cuối của thiết bị tại mỗi

cấp áp suất của thí nghiệm. Chúng ta có thể quan sát quá trình đẩy quét dầu trong ống slimtube tại các cấp áp suất qua cửa sổ chịu áp cao. Tại điểm áp suất trộn lẫn tối thiểu, khí sẽ xuyên thủng qua dầu và có thể quan sát được bởi sự thay đổi màu sắc của dầu.

Theo kết quả thí nghiệm như hình 2 cho thấy, đường xanh thể hiện hệ số thu hồi tích dồn tăng dần đều đến một giá trị nào đó rồi xảy ra hiện tượng tăng chậm hơn so với ban đầu. Có thể nhận định rằng, ban đầu độ bão hòa dầu trong ống slimtube cao, thì khí bơm ép có thể dễ dàng đẩy dầu dịch chuyển khỏi lỗ rỗng. Tuy nhiên khi dầu đạt đến gần giới hạn độ bão hòa dầu sót, thì do lực ma sát, lực mao dẫn, hay tính dính ướt trong lỗ rỗng làm cho dầu khó dịch chuyển hơn, và tăng chậm hơn. Khi khí được bơm vào ống slimtube với áp suất cao tạo ra một đới, gọi là đới trộn lẫn, đới này gồm thành phần khí và dầu, có chức năng ổn định đới phía trước chuyển dịch (đới dầu), khí đẩy đới trộn lẫn và đới trộn lẫn đẩy đới dầu như cơ chế pit–tông. Cho đến khi lượng khí được bơm ép vượt quá 0,85–1 PV thì xuất hiện hiện tượng lưỡi khí xuyên qua đới trộn lẫn, và vượt qua cả đới dầu, chảy ra ngoài. Nguyên nhân là do độ linh động của khí CO_2 rất cao, và dưới áp lực mạnh nên dễ dàng tạo lưỡi khí hình dạng tỏa ngón nên sản phẩm thu hồi đầu ra có lẫn khí.



Hình 2. Hệ số thu hồi dầu cộng dồn cho trường hợp bơm ép 1,2 PV (%) với áp suất (psia).

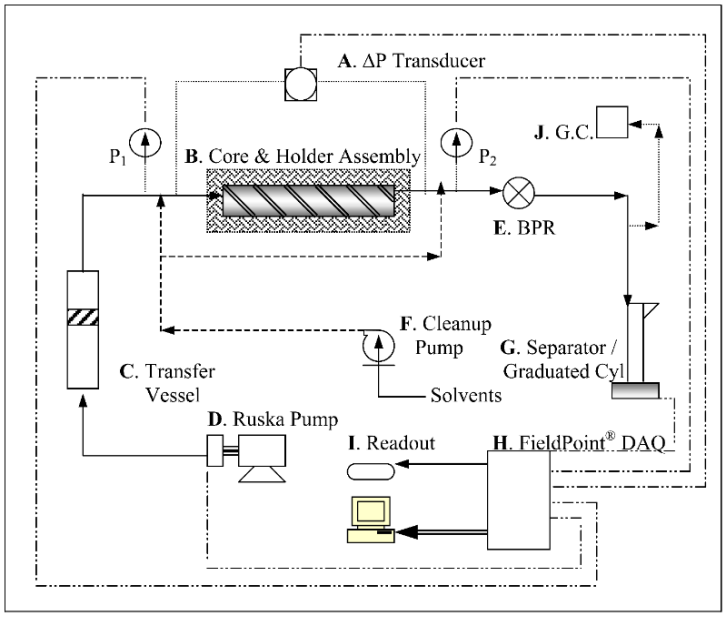
Từ kết quả thí nghiệm, với 5 cấp áp suất 2500, 2650, 2800, 2950, 3100 psia tại thể tích bơm ép là 1.2 PV đạt hệ số thu hồi cao hơn 1 PV. Tại thể tích bơm ép là 1.2 PV tương ứng với từng hệ số thu hồi tích dồn, vẽ được đồ thị với trục tung là hệ số thu hồi tích dồn (%) và trục hoành là áp suất (psig). Từ đồ thị suy ra, áp suất trộn lẫn tối thiểu (MMP) vào khoảng 2950 psig.

2.2. Thí nghiệm bơm ép khí nước luân phiên

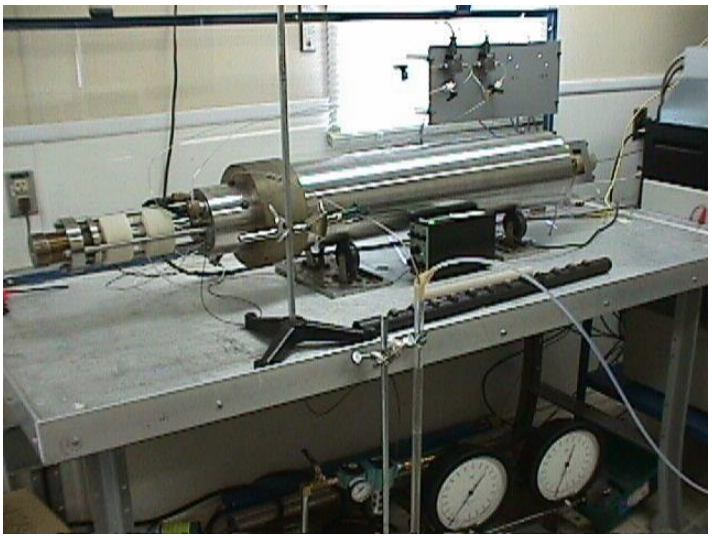
Khảo sát đánh giá hiệu qủa bơm ép nước khí luân phiên được thực hiện trên thiết bị Steady state and Unsteady state Relative Permeameter (RPS). Hệ thống điều khiển tự động các thông số về áp suất, lưu lượng bơm ép, nhiệt độ, độ chênh áp, lượng khí, dầu và nước thu được trong quá trình bơm ép đều được tự động ghi lại theo thời gian.

Thiết bị bơm ép ngập lõi với áp suất cao được lắp đặt để tiến hành thí nghiệm bơm ép tại trạng thái không ổn định. Sơ đồ thiết bị bơm ép được trình bày trong Hình 3. Hệ thống thiết bị bao gồm một máy bơm áp suất cao Ruska để bơm ép nước sạch/dầu/khí với lưu lượng và áp suất mong muốn vào phần dưới của của pit–tông chuyển dung dịch bơm ép. Pit–tông chuyển dung dịch được đổ đầy bởi chất lưu để bơm ép vào lõi. Ống thép chịu áp suất cao (đường kính trong 1/8 in) dẫn chất lưu bơm ép vào lõi với sự trợ giúp của van 3 chiều phân phối chất lưu. Sản phẩm lưu chất được thu hồi từ thiết bị đối áp, chất lưu được dẫn vào xy lanh/cân điện tử để đo lường, và được ghi nhận lại theo thời gian. Những đường ống song song được lắp đặt để tạo thuận lợi cho việc lưu thông chất lưu làm sạch lõi bằng máy bơm ly tâm. Áp suất đầu vào, áp suất đầu ra và chênh lệch áp suất được đo đạc bằng bộ đo chênh áp

điện tử được gắn trên thiết bị bơm ép ngập mẫu trước khi hiệu chỉnh lại thiết bị thí nghiệm đo trọng lượng tiêu chuẩn (Hình 4).



Hình 3. Sơ đồ hệ thống bơm ép ngập mẫu [12].



Hình 4. Giá đỡ mẫu lõi 1.

2.2.1. Quy trình thí nghiệm

Thí nghiệm bơm ép khí nước luân phiên được tiến hành theo những bước sau:

1. Bão hòa mẫu lõi với nước biển, xác định thể tích rỗng và độ thấm tuyệt đối.
2. Bơm ép dầu đến khi đạt độ bão hòa nước dư, xác định độ thấm điểm cuối của dầu.
3. Bơm ép ngập nước đến khi đạt độ bão hòa dầu sót, xác định độ thấm điểm cuối của nước.
4. Tiến hành bơm ép khí tam cấp

Quá trình dịch chuyển khí ở trạng thái chuyển tiếp bị ảnh hưởng bởi sự thay đổi của độ nhớt, sự gián đoạn tại đầu vào và quan trọng hơn là tại đầu ra của lõi, được gọi là hiệu ứng kết thúc. Hiệu ứng kết thúc có thể được giảm thiểu bằng cách sử dụng mẫu lõi dài và thể tích rỗng lớn. Các tiêu chuẩn tỷ lệ của Leas và Rappaport đã loại bỏ sự phụ thuộc của tốc độ bơm ép và độ dài mẫu lõi đến hệ số thu hồi dầu [13].

2.2.2. Bơm ép khí CO_2 tam cấp

Bơm ép khí CO_2 luân phiên với nước: Mẫu được bơm ép CO_2 và luân phiên với nước sau khi bơm ép ngập mẫu với nước biển.

Thông thường, quy trình bơm ép ngập mẫu được thực hiện tại tốc độ dòng chảy tương đối thấp để đảm bảo làm ngập ổn định. Với lưu lượng 16,2 cc/giờ để đáp ứng các tiêu chuẩn của Leas và Rappaport [13]. Đây là bước lâu nhất trong toàn bộ thí nghiệm, nó cần được tính toán kỹ lưỡng và theo dõi cẩn thận.

Kích cỡ nút được sử dụng là 5% (5%/nút khí, 8 nút khí: 40%) PV.

Cần duy trì được áp suất trong xy lanh khí và nước biển để tránh trạng thái mất ổn định và hiện tượng vỡ nước sớm trong suốt quá trình làm ngập mẫu. Bể chứa chuyển đổi dầu và nước biển được nối với máy bơm và để đạt trạng thái cân bằng ít nhất 24h. Quá trình kiểm soát áp suất trong mẫu lõi được bơm ép thông qua thiết bị áp suất đầu vào (P1) và đối áp đầu ra (P2). Đối áp (P2) được đạt tối thiểu ở 2950 psig để đảm bảo quá trình trộn lẫn được diễn ra.

Sau khi áp suất đạt cân bằng ở cả hai xy lanh khí và nước biển, 5% PV thể tích khí được bơm vào lõi. Sau đó, thể tích nước biển tương tự cũng được bơm ép vào lõi. Cứ sau 1 khoảng thời gian vừa đủ bơm ép hết 5% IHCPV thì van 3 chiều được quay từ vị trí bơm ép khí sang bơm ép nước. Tương tự, với bơm ép nước, sau khi bơm ép đủ 5% IHCPV với cùng thời gian bơm ép khí, van 3 chiều lại được quay lại chuyển ngay về bơm ép khí.

Quy trình này được lặp đi lặp lại cho đến hết lượng khí cần bơm ép (0.4 IHCPV) thì tiếp tục bơm ép nước cho đến khi toàn bộ thể tích bơm ép đạt 1.5 IHCPV thì dừng lại.

Thể tích nước biển, dầu và khí thu hồi được xác định bằng thiết bị đọc dữ liệu tách chiết (*The Separator Readout*) và máy đo lượng khí (gasometer: sử dụng cho bơm ép khí không thể trộn lẫn) hoặc máy đo lượng khí ẩm (wet gas meter: sử dụng cho bơm ép khí có thể trộn lẫn). Toàn bộ thể tích, khối lượng chất lưu, thể tích khí được ghi nhận theo thời gian. Dựa vào tỷ trọng dầu, tỷ trọng nước, hệ số thể tích của dầu, và tỷ số khí dầu, để tính toán lượng dầu, khí và nước thu hồi được theo thời gian [12]. Dữ liệu được ghi nhận và lập theo bảng 3 bên dưới.

Bảng 3. Thiết kế bơm ép khí nước luân phiên.

Kích cỡ một nút khí	0.05 IHCPV (Thể tích dầu ban đầu).
Tỷ số WAG	1:1 (1 thể tích khí bơm : 1 thể tích nước)
Tổng lượng khí bơm ép	0,4 IHCPV
Tổng số nút khí	8
Tổng số nút nước	8
Tốc độ bơm ép	16,2 cc/giờ
Áp suất duy trì trong mẫu tối thiểu	2950 psig

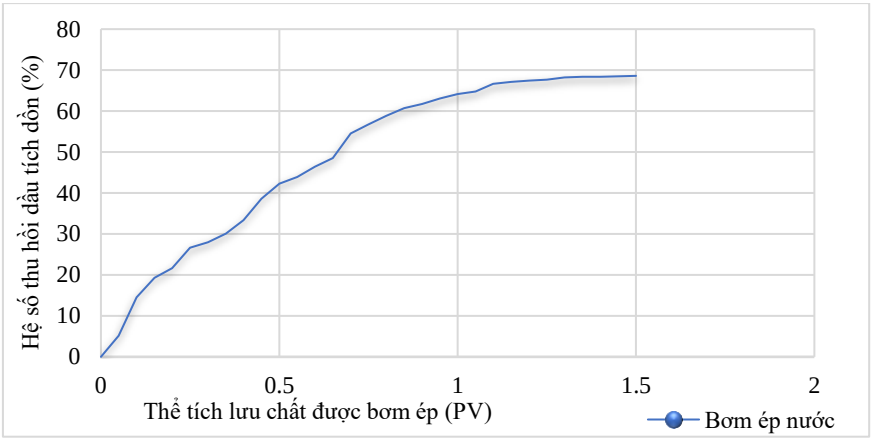
3. Kết quả và thảo luận

Sản lượng thu hồi dầu tăng cường theo 3 kịch bản được tóm tắt trong Bảng 4.

Bảng 4. Kết quả thu hồi dầu dựa trên các kịch bản.

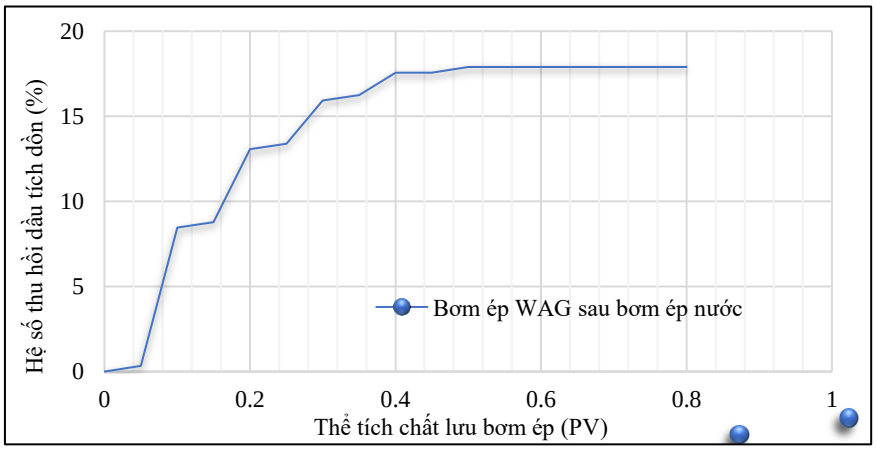
Thời điểm bơm ép	**Tổng thể tích bơm (PV)**	**Lượng dầu thu hồi (%)**
Bơm ép WAG trước bơm ép nước	1,5	88,6
Bơm ép nước	1,5	68,6
Bơm ép WAG sau bơm ép nước	1,5	17,9

Kết quả 3 thí nghiệm gồm bơm ép nước, bơm ép WAG sau khi bơm ép nước và bơm ép WAG trước bơm ép nước được biểu diễn bằng đồ thị giữa hệ số thu hồi tích dồn (%) và thể tích chất lưu được bơm ép (PV) (Hình 5).

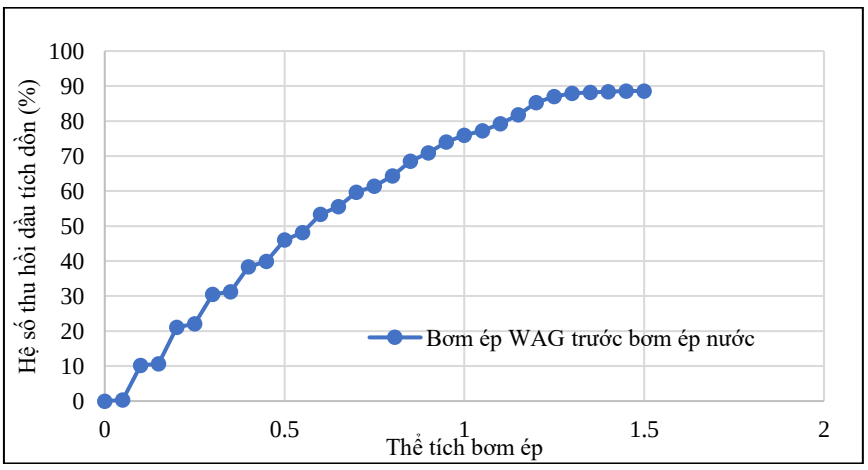


Hình 5. Đồ thị biểu diễn hệ số thu hồi tích dồn với thể tích lưu chất được bơm ép.

Từ kết quả thí nghiệm bơm ép nước hình 5 cho thấy, quá trình bơm ép nước được thực hiện liên tục đến khi hết 1,5 PV nước. Tuy nhiên, thể tích nước được bơm từ 0 PV đến 0,7 PV thì đạt tổng lượng dầu thu hồi nhiều nhất (chiếm 54,56%). Điều này được giải thích rằng, ban đầu mẫu lõi được bão hòa dầu ($S_o > S_w$ nên $K_{ro} > K_{rw}$) nên nước bơm ép dễ dàng đẩy dầu ra khỏi lỗ rỗng. Đến khi, thể tích nước bơm ép tăng dần từ 0,7 PV đến 1,5 PV thì tổng lượng dầu thu hồi sụt giảm lại (còn 14,04%). Vì độ bão hòa nước ngày càng tăng cao ($S_w > S_o$), dầu trở nên khó dịch chuyển hơn ($K_{rw} > K_{ro}$). Mặc khác, độ linh động của nước cao hơn dầu nên nước dễ dàng vượt lên trước đới dầu và chặn dầu lại trong lỗ rỗng, được gọi là hiện tượng lưỡi nước.

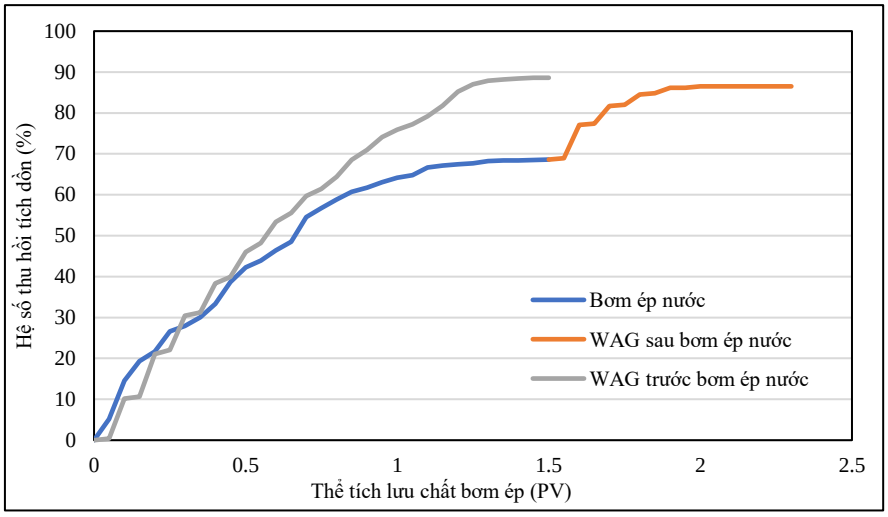


Hình 6. Hệ số thu hồi tích dồn và thể tích chất lưu bơm ép trong bơm ép WAG sau bơm ép nước.



Hình 7. Hệ số thu hồi tích dồn và thể tích chất lưu bơm ép trong bơm ép WAG trước bơm ép nước.

Kết quả hình 6 và 7 cho thấy, lượng dầu thu hồi khi bơm ép khí ít hơn lượng dầu thu hồi được khi bơm ép nước. Hiện tượng này xảy ra là do bơm ép hai chất có độ nén rất khác biệt nhau, khí có độ nén khí rất cao trong khi nước có độ nén thấp hơn. Thêm vào đó, khí CO_2 bơm ép với áp suất cao thì hòa tan ngay vào dầu. Do vậy lượng dầu thu được khi bơm ép khí ít hơn.



Hình 8. Đồ thị biểu diễn hệ số thu hồi tích dồn theo thể tích bơm ép.

Từ kết quả thí nghiệm bơm ép cho thấy, hiệu suất thu hồi dầu của bơm ép WAG rất cao (Hình 8). Thời điểm sử dụng WAG trước khi bơm ép nước, hệ số thu hồi dầu đạt 88,6% lớn hơn tổng hệ số thu hồi trong lúc bơm ép nước (68,6%) và hệ số thu hồi bơm ép WAG sau bơm ép nước (86,5%) là 2,1%. Điều này cho thấy, khí CO_2 được bơm ép vào mẫu lõi sẽ dễ dàng bị hòa tan và làm dầu trương nở tốt hơn tại thời điểm trước khi bơm ép ngập nước thứ cấp. Khí CO_2 được tiếp xúc trực tiếp với đới dầu tạo thành đới trộn lẫn, với độ nhớt được giảm xuống dẫn đến độ linh động của đới dầu–CO_2 tăng lên đáng kể. Cơ chế này làm cải thiện hiệu suất đẩy, dầu được thu hồi nhiều hơn. Ngược lại khi bơm ép WAG sau giai đoạn bơm ép nước, để tương tác với đới dầu, khí CO_2 phải di chuyển xuyên qua pha nước và bị mất một phần áp năng. Do đó trong trường hợp này, khí CO_2 gặp khó khăn để làm dầu trương nở, dẫn đến giảm hiệu suất đẩy. Điều này dễ dàng được nhận thấy, qua kết quả thí nghiệm trên.

Quan sát hai đường hệ số thu hồi của bơm ép nước và bơm ép WAG trước bơm ép nước từ đoạn thể tích bơm ép 0 PV đến 0,27 PV như hình 9, cho thấy hệ số thu hồi tích dồn của bơm ép nước cao hơn hẳn so với bơm ép WAG trước bơm ép nước. Điều này được giải thích là do giai đoạn mới bắt đầu bơm ép nước thì hệ số quét của nước cao nên lượng dầu thu hồi nhiều. Ngược lại, bơm ép WAG trước bơm ép nước với thể tích 0,27 PV thì có ba nút khí được bơm ép, vì khí CO_2 được bơm ép với áp suất cao nên sẽ trộn lẫn và làm dầu trương nở nên lượng dầu thu hồi được là rất ít. Do đó, hệ số thu hồi dầu của bơm ép WAG kém hơn của bơm ép nước trong giai đoạn này. Tuy nhiên, từ giai đoạn 0,27 PV lến 1,5 PV, hệ số thu hồi của phương pháp WAG trước bơm ép nước (đạt ngưỡng 88,6%) cao hơn hẳn so với hệ số thu hồi của bơm ép nước (đạt 68,6%) là 20%. Điều này được giải thích là do dầu được khí CO_2 trộn lẫn vào làm giảm độ nhớt đáng kể, nên nút nước theo sau nút khí cho khả năng quét dầu triệt để hơn.

Trong vòng đời khai thác của một mỏ, phương pháp bơm ép WAG cần được thực hiện ngay từ lúc đầu để trong thời gian ngắn nhất (thời gian bơm ép hết 1,5 PV chất lưu) đạt hệ số thu hồi tối ưu nhất (88,6%). Trong khi đó, vòng đời mỏ sử dụng cả bơm ép nước thứ cấp và bơm ép WAG tam cấp cần tốn nhiều thời gian bơm ép (thời gian để bơm ép hết 2,3 PV chất lưu) hơn nhưng chỉ đạt được hệ số thu hồi là 86,5%. Do đó, sử dụng WAG ngay từ lúc đầu thì đạt được lợi ích trong cả kỹ thuật lẫn kinh tế.

4. Kết luận

Thí nghiệm bơm ép bằng phương pháp WAG cho kết quả rất đáng chú ý: hệ số thu hồi dầu bằng bơm ép WAG trước khi bơm ép nước thứ cấp là 88,6%, trong khi đó lượng thu hồi dầu của bơm ép nước chỉ đạt 68,6%, bơm ép WAG sau bơm ép nước đạt thêm 17,9%. Điều này cho thấy hệ số thu hồi dầu của WAG trước bơm ép nước lớn hơn tổng hệ số thu hồi của bơm ép nước và bơm ép WAG sau bơm ép nước là 2,1%, cho thấy việc áp dụng giải pháp bơm ép WAG trước khi bơm ép nước đạt hiệu quả hơn khi bơm ép nước thứ cấp và WAG tam cấp sau đó.

Lợi ích vượt trội nhất giữa việc bơm ép WAG trước khi bơm ép nước so với sau khi bơm ép nước, chính là thời gian cần thiết ngắn hơn để tận thu lượng dầu, khi xem xét đến yếu tố hiệu quả kinh tế của dòng tiền và thời gian hoàn vốn của dự án. Vì vậy, phương pháp WAG phải được thực hiện ngay sau giai đoạn khai thác sơ cấp để đạt hiệu quả nhất trong cả kỹ thuật lẫn kinh tế.

Các kết quả thu hồi dầu được thực hiện trong điều kiện nhiệt độ môi trường trong phòng thí nghiệm nên chưa đủ cơ sở để kết luận là có hiệu quả với quy mô toàn mỏ. Nhưng hệ số thu hồi dầu của phương pháp WAG với khí CO_2 cho thấy rất khả quan để nghiên cứu sâu hơn và tiến hành mô phỏng trên quy mô mỏ với các thông số thí nghiệm đã đề cập.

Đóng góp của tác giả: Xây dựng ý tưởng nghiên cứu: N.X.H., P.H.T.; Thí nghiệm, Xử lý số liệu: P.H.T., T.T.M.H., N.G.T.; Viết bản thảo bài báo: N.X.H., L.Q.N., T.V.N.; Chỉnh sửa bài báo: C.M.H., N.X.H.

Lời cảm ơn: Nghiên cứu được tài trợ bởi Trường Đại Học Bách Khoa, ĐHQG–HCM trong khuôn khổ đề tài mã số To–ĐCDK 2021–09.

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. Sanchez, N.L. Management of Water Alternating Gas (WAG) Injection Projects. *All Days* 1999. Doi: 10.2118/53714-MS.
2. Christensen, J.R.; Stenby, E.H.; Skauge, A. Review of WAG Field Experience. *SPE Reserv. Eval. Eng.* **2001**, *4(2)*, 97–106. Doi: 10.2118/71203-PA.
3. Caudle, B.H.; Dyes, A.B. Improving Miscible Displacement by Gas-Water Injection. *Trans. AIME* **1958**, *213(1)*, 281–283. doi: 10.2118/911-G.
4. Zhang, P.; Brodie, J.; Daae, V.; Erbas, D.; Duncan, E. BP North Sea Miscible Gas Injection Projects Review. *All Days* 2013. doi: 10.2118/166597-MS.
5. Hien, D.H.; Giao, P.H.; Ngoc, P.Q.; Qu, N.M.; Dung, B.V.; Huy, D.D.; Giang, P.T.; Long, H. Numerical Simulation of Low Salinity Water Flooding on Core Samples for an Oil Reservoir in the Nam Con Son Basin, Vietnam. *Energies* **2021**, *14(9)*, 2658. doi: 10.3390/en14092658.
6. Taber, J.J. Technical Screening Guides for the Enhanced Recovery of Oil. *All Days* 1983. Doi: 10.2118/12069-MS.
7. An, N.H. Nghiên cứu ứng dụng giải pháp thu hồi dầu tam cấp bằng bơm ép CO_2 cho tầng móng nứt nẻ mỏ Sư Tử Đen. Trường Đại Học Mỏ – Địa Chất, **2012**. Available online: http://luanan.nlv.gov.vn/luanan?a=d&d=TTcFlGyIrjAW2012.1.1&e=–vi–20–1–txt–txIN%7CtxME–#.
8. Thắng, P.Đ.; Vinh, N.T. và cs. Nghiên cứu giải pháp gia tăng thu hồi dầu bằng bơm ép khí nước luân phiên (WAG) cho tầng mioxen hạ, mỏ Bạch Hổ. *Tạp chí Khoa học Kỹ thuật Mỏ–Địa chất* **2013,** *42*, 14–21.
9. Ha, G.T. et al. Design & implementation of CO_2 Huff–n–Puff operation in a Vietnam offshore field. *Soc. Pet. Eng. Abu Dhabi Int. Pet. Exhib. Conf. ADIPEC* 2012 –

Sustain. Energy Growth People, Responsib. Innov. **2012**, *4*, 2754–2761. doi: 10.2118/161835-ms.
10. Rahimi, V.; Bidarigh, M.; Bahrami, P. Experimental Study and Performance Investigation of Miscible Water–Alternating–CO_2 Flooding for Enhancing Oil Recovery in the Sarvak Formation. *Oil Gas Sci. Technol. Rev. d'IFP Energies Nouv*. **2017**, *72(6)*, 35. Doi: 10.2516/ogst/2017030.
11. Amao, A.M.; Siddiqui, S.; Menouar, H.; Herd, B.L. A new look at the minimum miscibility pressure (MMP) determination from slimtube measurements. *Proc. SPE Symp. Improv. Oil Recover.* **2012**, *1*, 324–336. Doi: 10.2118/153383-ms.
12. Kulkarni, M.M.; Rao, D.N. Experimental investigation of miscible and immiscible Water–Alternating–Gas (WAG) process performance. *J. Pet. Sci. Eng*. **2005**, *48(1–2)*, 1–20. Doi: 10.1016/j.petrol.2005.05.001.
13. Rapoport, L.A.; Leas, W.J. Properties of Linear Waterfloods. *J. Pet. Technol*. **1953**, *5(05)*, 139–148. Doi: 10.2118/213-g.

An Experimental Investigation of CO_2 WAG Coreflood in Miocene reservoir of Rong Den field, Cuu Long basin

Nguyen Gia Thong[1], Pham Huu Tai[1,2], Cu Minh Hoang[3], To Viet Nam[1], Le Quoc Nam[1], Tran Thi Mai Huong[1], Nguyen Xuan Huy[1*]

[1] Faculty of Geology and Petroleum Engineering, Ho Chi Minh University of Technology (HCMUT), VNU-HCM; thong.nguyen2711@hcmut.edu.vn; tovietnam@hcmut.edu.vn; ttmaihuong@hcmut.edu.vn
[2] Petrovietnam University, 762 Cach Mang Thang Tam Street, Long Toan Ward, Ba Ria City, Ba Ria – Vung Tau Province 790000, Viet Nam; taiph@pvu.edu.vn
[3] Petrovietnam Exploration and Production, Ha Noi, Viet Nam; hoangcm@pvep.com.vn

Abstract: In the process of oil field exploitation, the amount of residual oil after primary and secondary production is very large, especially in Rong Den field in Cuu Long basin. A significant portion of these residual oil can be recovered economically by water alternating gas injection (WAG). The WAG injection method has been studied in the experimental investigation laboratory with a minimum miscible pressure of about 2950 psi. The core sample injection test by WAG method shown very remarkable results, the oil recovery coefficient of the WAG injection before waterflood was 88.6%. The oil recovery by waterfooding reached only 68.6%, then using WAG injection, oil production recovered about 17.9%. The results that the oil recovery coefficient of WAG before waterflood injection is 2.1% larger than after water injection. Thus, the application of WAG injection before water injection is the best case.

Keywords: Water Alternating Gas; Minimum Miscible Pressure; Oil recovery; Carbon dioxide; Cuu Long basin.