

NGHIÊN CỨU GIẢI PHÁP GIA TĂNG THU HỒI DẦU BẰNG BƠM ÉP KHÍ NƯỚC LUÂN PHIÊN (WAG) CHO TẦNG MIOXEN HẠ, MỎ BẠCH HỒ

PHẠM ĐỨC THẮNG, NGUYỄN VĂN MINH, *Tập Đoàn Dầu Khí Việt Nam*
TRẦN ĐÌNH KIÊN, CAO NGỌC LÂM, NGUYỄN THẾ VINH,
Trường Đại học Mỏ - Địa chất
NGUYỄN MẠNH HÙNG, HOÀNG LINH LAN, *Viện Dầu khí Việt Nam*

Tóm tắt: *Bơm ép khí nước luân phiên – WAG (Water Alternated Gas) là một phương pháp bơm ép nước luân phiên với khí nhằm giảm độ linh động của khí và tăng hiệu quả gia tăng thu hồi dầu. So với các phương pháp tăng cường thu hồi dầu - EOR (Enhanced Oil Recovery) khác, bơm ép khí là một phương pháp phù hợp với điều kiện của tầng Mioxen, mỏ Bạch Hồ cho giai đoạn tăng cường thu hồi dầu. Kết quả thí nghiệm cho thấy rằng, khi dùng khí bình tách bơm ép đẩy dầu, áp suất trộn lẫn tối thiểu giữa khí và dầu là 350 bar. Kết quả chạy mô phỏng trên CMG cho thấy rằng, để đạt điều kiện trộn lẫn với dầu tại áp suất vỉa hiện tại là 280 bar cần làm giàu khí bơm ép với 40% khí thấp áp hoặc với 17% khí gas hoá lỏng mà lượng khí này đang bị đốt bỏ cần được thu gom. Kết quả thí nghiệm bơm ép WAG trên mẫu hợp phân cho thấy bơm ép WAG mang lại hiệu quả thu hồi dầu lên tới 80.2 % so với 60.5% khi bơm ép nước. Sau khi đã bơm ép nước, áp dụng bơm ép WAG, có thể tận thu thêm được 17.8% lượng dầu ban đầu. Để bơm ép WAG chỉ có thể áp dụng thành công cho tầng Mioxen mỏ Bạch Hồ khi nguồn khí cung cấp cho bơm ép và nguồn khí làm giàu được giải quyết.*

1. Đánh giá thực trạng khai thác và lựa chọn phương pháp EOR áp dụng cho tầng Mioxen hạ, mỏ Bạch Hồ

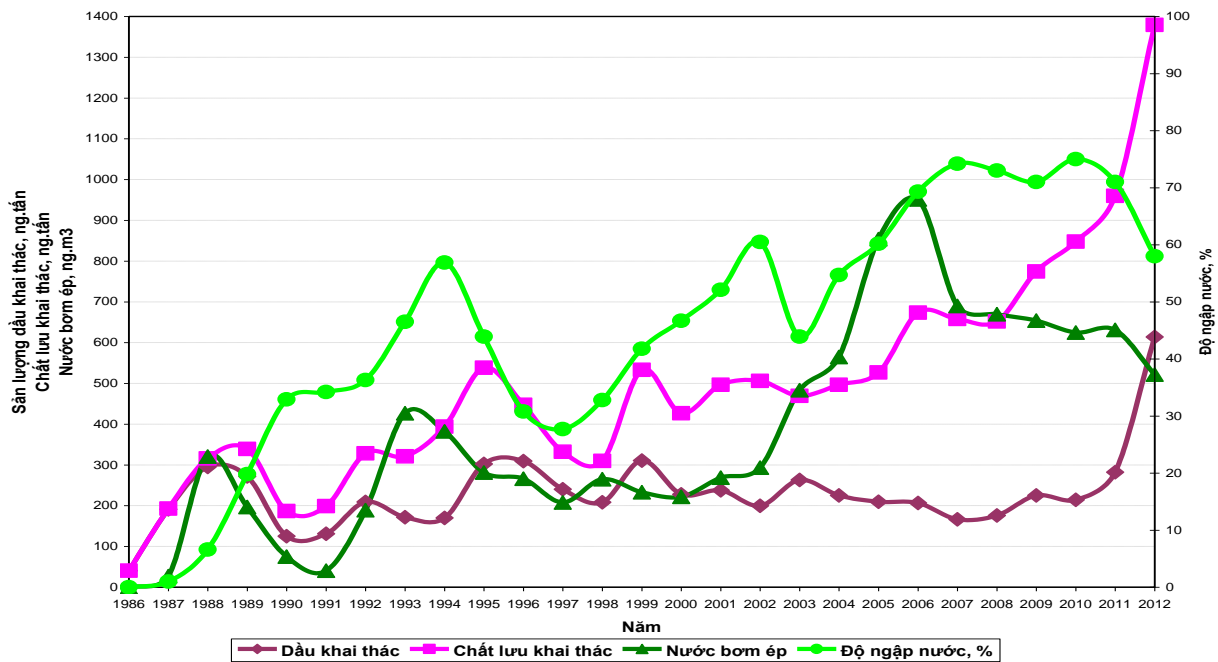
1.1. Thực trạng khai thác

Cho đến nay, tình trạng ngập nước đã xảy ra hầu hết ở đối tượng cát kết Mioxen hạ, mỏ Bạch Hồ. Tầng Mioxen hạ đang được khai thác ở giai đoạn cuối của đời mỏ. Các giếng khai thác đều ngập nước ở nhiều mức độ khác nhau. Việc chuyển đối tượng khai thác các giếng từ tầng móng và tầng Oligoxen lên tầng Mioxen hạ và đưa khu vực phía Nam vào khai thác đã làm giảm độ ngập nước từ 73% (năm 2010) xuống còn 57,8% (năm 2012). Áp suất vỉa thay đổi từ 31-36 MPa, còn lại tại vòm Trung tâm là 13-21 MPa và vòm Bắc là 8-32 MPa. Như vậy, năng lượng vỉa và lưu lượng giếng khai thác có xu hướng giảm mạnh. Nguyên nhân chính là do độ ngập nước tăng cao, đặc biệt là vòm Bắc hiện đã có độ ngập nước lên đến 82,8%. Nhiều giếng ngừng hoạt động do bị ngập nước hoàn toàn, thiết bị lòng giếng hỏng hoặc ngừng hoạt

động gaslift do tỷ lệ ngập nước cao. Vấn đề cát chảy xảy ra với hầu hết các đối tượng khai thác cát kết bờ rời ở Mioxen hạ làm hạn chế khả năng khai thác giếng. Hình 1 thể hiện động thái khai thác tại tầng Mioxen hạ mỏ Bạch Hồ. [3]

Tính đến ngày 31.12.2012, tầng Mioxen hạ tổng cộng đã thu hồi được 6363,8 ngàn tấn dầu, sản lượng nước khai thác cộng dồn là 7317 ngàn tấn, khối lượng nước bơm ép cộng dồn là 10442 ngàn m³, hệ số thu hồi dầu là 0,22 và thân dầu đang trong giai đoạn suy giảm sản lượng. Thân dầu được khai thác bằng bơm ép nước có tác động của nước rìa với mức độ khác nhau tại các vùng khác nhau.

Với sự có mặt của nước rìa ở hầu hết các khu vực của đối tượng tuy nhiên mức độ ảnh hưởng không lớn và không đồng đều, cùng với sự liên thông thủy lực kém và khối lượng nước bơm ép vào vỉa cũng không đồng đều cho nên hệ số thu hồi dầu ở các vòm chênh lệch nhau khá lớn [2].



Hình 1. Động thái khai thác tại tầng Mioxen hạ mỏ Bạch Hổ

Như vậy, có thể thấy rằng tầng chứa Mioxen đang ngày một cạn kiệt. Tốc độ ngập nước tăng nhanh, đặc biệt là vòm Bắc trên 82.8%. Tuy lượng nước bơm ép đã giảm trong thời gian gần đây nhưng độ ngập nước vẫn tăng. Điều này chứng tỏ bơm ép nước hiện tại không còn mang lại hiệu quả như giai đoạn đầu khai thác. Đến hết năm 2012, sau hơn 26 năm khai thác, hệ số thu hồi dầu chỉ đạt khoảng 22% tổng trữ lượng thu hồi của thân dầu và theo dự kiến đến hết năm 2020, mặc dù đưa một số giếng mới vào khai thác nhưng hệ số thu hồi cũng chỉ

đạt 28.2%. Do vậy, chọn lựa một phương án tận thu dầu cho tầng chứa Mioxen là cần thiết nhằm giảm thiểu tối đa lượng dầu dư dưới vỉa.[2]

1.2. Lựa chọn phương pháp EOR

Theo thống kê của Talber (1983) [4,5], căn cứ vào điều kiện vỉa và thực trạng khai thác tại tầng chứa Mioxen hạ, mỏ Bạch Hổ thấy rằng phương pháp bơm ép khí là phù hợp nhất và có thể áp dụng phương pháp tăng cường thu hồi dầu bằng bơm ép một trong ba loại khí hydrocarbon, CO₂ và N₂ (bảng 1).

Bảng 1. Tính chất vỉa và điều kiện để áp dụng bơm ép khí cho tầng chứa Mioxen hạ, mỏ Bạch Hổ (theo thống kê của Talber)

STT	Tính chất vỉa	Mioxen hạ mỏ Bạch Hổ	Điều kiện áp dụng
1	Tỷ trọng dầu (⁰ API)	32	> 31
2	Áp suất vỉa (psia)	> 2000	> 1030
3	Nhiệt độ vỉa (⁰ F)	212	> 90
4	Độ sâu (m)	2700-2900	> 650
5	Độ nhớt (cP)	1-1,7	> 0,1
6	Độ bão hòa dầu (%)	> 30	> 25
7	Độ thấm (mD)	> 10	> 5

Tuy nhiên, mỗi loại khí đều có những ưu điểm và nhược điểm nhất định, tùy thuộc vào điều kiện kỹ thuật và hiệu quả kinh tế. Đối với việc bơm ép khí hydrocarbon (bao gồm khí đồng hành, khí gas tự nhiên, khí gas hóa lỏng - LPG) cho thấy có nhiều ưu điểm hơn so với áp dụng bơm ép khí CO₂ và khí N₂. Nguồn khí đồng hành được khai thác sẵn có tại mỏ, trong trường hợp bị hạn chế về nguồn khí cung cấp có thể thu gom từ các mỏ lân cận. Một lượng lớn khí không nhỏ tại các mỏ Rồng, Hồng Ngọc, Đại Hùng và Sư Tử Đen bị đốt bỏ hàng ngày cần thu gom. Khi áp dụng bơm ép khí hydrocarbon, lượng khí này sẽ được thu gom và dùng cho bơm ép nhằm gia tăng thu hồi dầu. Trong trường hợp bị hạn chế về nguồn khí cung cấp cho bơm ép, đường ống dẫn khí sẵn có từ các mỏ khí tại vùng trũng Nam Côn Sơn về ngang qua khu vực vùng trũng Cửu Long sẽ là nguồn cung cấp khí lý tưởng cho bơm ép. Một ưu điểm nổi bật trong bơm ép khí hydrocarbon là không phải tách bỏ khí bơm ép hay chi phí thêm về gia cố chống ăn mòn trong thành ống như trong bơm ép khí CO₂ vì khí CO₂ có khả năng hoà tan trong nước tạo thành axit. Tại nhiệt độ cao, CO₂ hoặc axit của nó có thể ăn mòn thành ống làm giảm tuổi thọ của cột ống khai thác, các thiết bị bề mặt, hệ thống thu gom và tách khí. Đối với khí N₂ thì áp suất trộn lẫn tối thiểu khá cao (6000 đến 10000 psi) lớn hơn

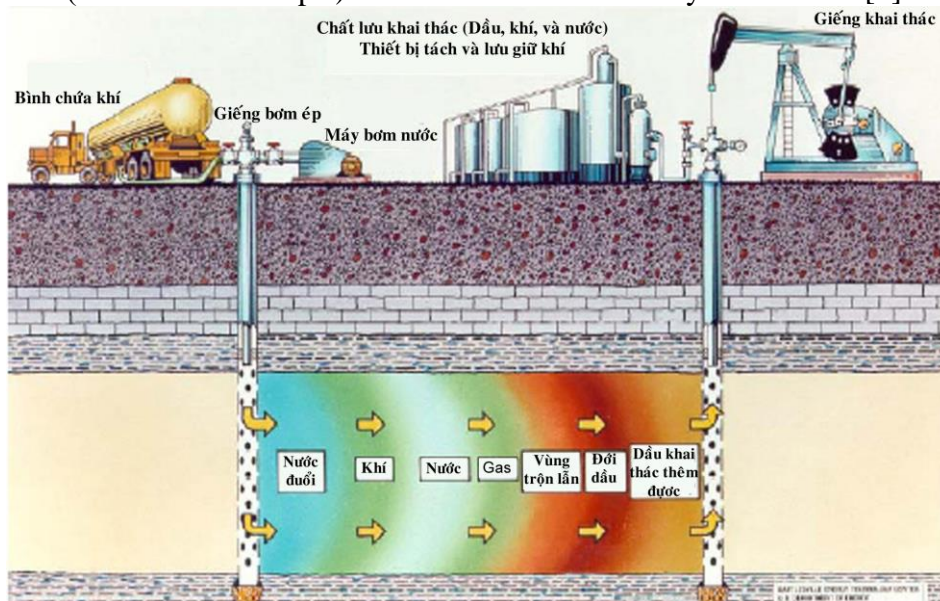
so với bơm ép khí hydrocarbon (3000 đến 6500 psi) và CO₂ (1500 - 3600 psi) nên thường thích hợp bơm ép đối với các vỉa sâu và đòi hỏi áp suất bơm ép lớn.

Nếu sử dụng khí N₂ hay CO₂ thì phải thu gom và vận chuyển từ các khu công nghiệp trên đất liền hay khu vực mỏ PM-3 CAA, thậm chí là từ khu vực miền Trung, miền Bắc nên sẽ không có hiệu quả kinh tế do chi phí đầu tư xây dựng đường ống thu gom và lắp đặt thiết bị rất cao.

Trên cơ sở phân tích các ưu nhược điểm nêu trên và tính khả thi của việc áp dụng thực tế sao cho phù hợp với điều kiện kỹ thuật và kinh tế của mỏ, trong phạm vi báo này, tác giả tập trung vào nghiên cứu phương pháp EOR bằng bơm ép khí nước luân phiên nhằm giảm giá thành bơm ép, đặc biệt là sử dụng khí hydrocarbon có tính đến phương án làm giàu khí bằng LPG hoặc condensate áp dụng cho đối tượng cát kết, tầng chứa Mioxen hạ, mỏ Bạch Hổ.

2. Phương pháp bơm ép WAG

Nhằm khắc phục những nhược điểm của bơm ép khí, ý tưởng về phương pháp bơm ép nước với khí được Claude và Dyes trình bày vào năm 1958. Trên thực tế, nước và khí thường được bơm ép xen kẽ từng chút một, hay xen kẽ từng nút hơn là bơm ép nước và khí đồng thời. Hình minh họa phương pháp bơm ép WAG trình bày trên hình 2. [1]



Hình 2. Phương pháp bơm ép WAG

Trên lý thuyết, bơm ép WAG sẽ làm giảm đáng kể độ linh động của khí. Theo tính toán của Blackwell, và nnk(1960), độ linh động của khí có thể giảm tới 77 lần [6]. Độ linh động của khí giảm đáng kể đã làm tăng hiệu suất quét của khí. Kết hợp giữa bơm ép nước và khí làm giảm đáng kể lượng khí cần dùng cho bơm ép mà vẫn tăng lượng dầu thu hồi. Tại mỏ Nipa 100(Venezuela), Ameida và nnk (1993) đã dự đoán để đạt được lượng dầu thu hồi là 71.3% lượng dầu ban đầu, lượng khí cần dùng trong bơm ép khí trộn lẫn là vào khoảng 8.6 Mscf/STB. Trong khi đó, bơm ép WAG có thể mang lại hiệu quả thu hồi dầu đạt 78% lượng dầu ban đầu chỉ với 4.6 Mscf/STB. [9]

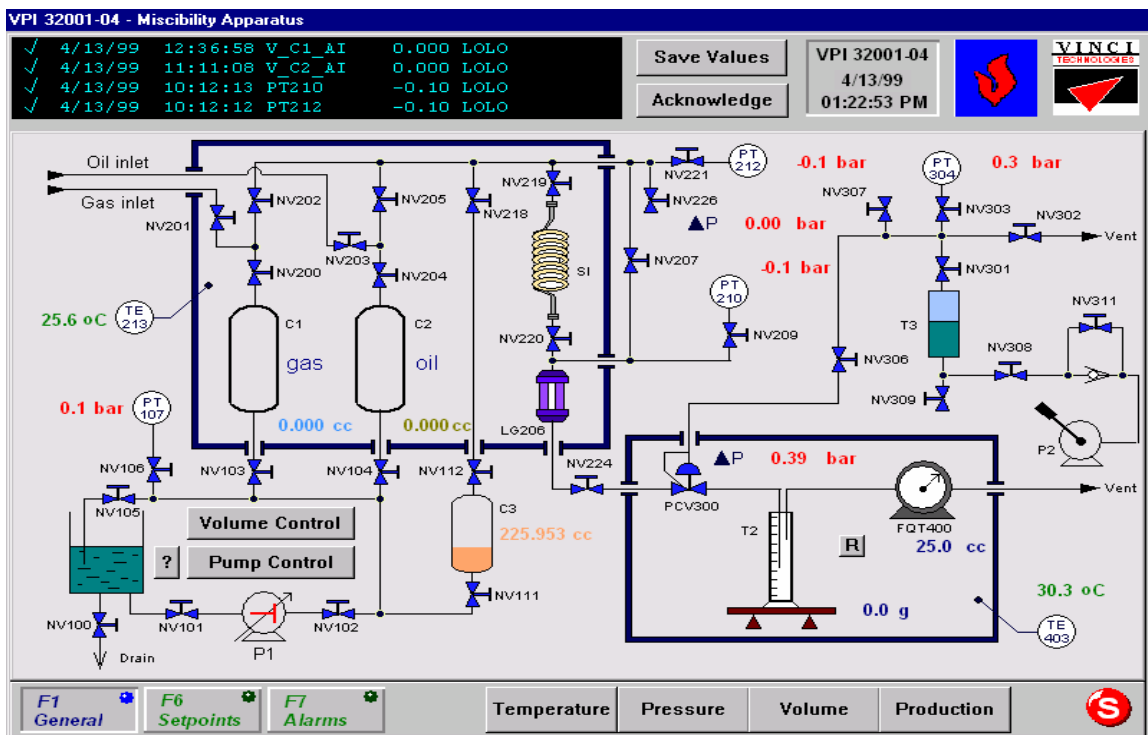
Tuy nhiên, trên thực tế áp dụng, hiệu suất thu hồi dầu không cao như mong muốn. Theo Petroleum Technology Transfer Council (2001), bơm ép WAG chỉ có thể gia tăng thêm được từ 6 đến 10% lượng dầu ban đầu đối với bơm ép vào giai đoạn tam cấp và vào khoảng 20% đến 30% lượng dầu ban đầu cho giai đoạn bơm ép thứ cấp. Nguyên nhân chủ yếu là do tốc độ bơm ép, tỷ số WAG, độ lớn nút khí, tính dính ướt

của đá và tính chất của vỉa.

3. Thí nghiệm đánh giá hiệu quả bơm ép WAG trên mẫu lõi

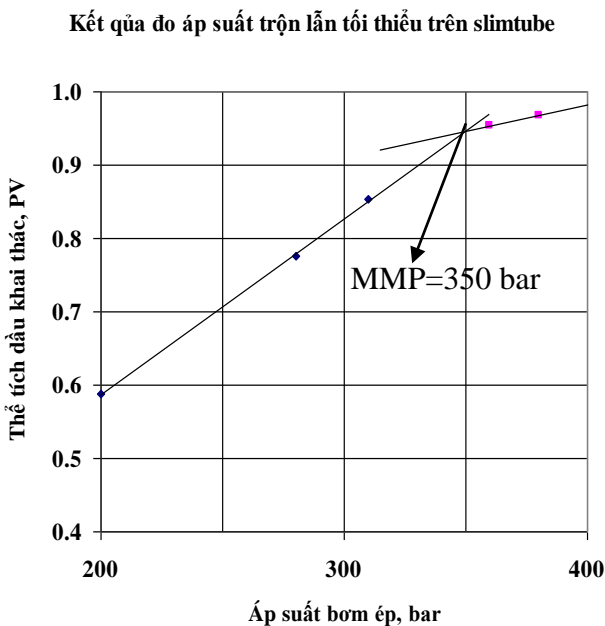
3.1. Thí nghiệm tìm áp suất trộn lẫn tối thiểu-MMP

Thí nghiệm tìm áp suất trộn lẫn tối thiểu (MMP-Minimum Misibility Pressure) được tiến hành trên thiết bị Misibility Aparatus của hãng Vince Technology tại Viện Dầu Khí Việt Nam (hình 3). Thiết bị này dựa trên cơ sở dùng một cột cát nhồi dài 40ft (Slim Tube). Slimtube là ống thép không rỉ mềm có đường kính là ¼ inch chứa cát Ottawa 160-200 mesh. Đầu cuối của ống slimtube được nối với một cửa sổ chịu áp cao. Gắn tiếp sau cửa sổ là bộ điều chỉnh áp suất đầu ra (back pressure transducer-PVC₃₀₀). Ngay sau bộ chỉnh áp suất đầu ra đó là thiết bị đo lượng khí (gas meter- FQT400) và 1 ống đong (T₂) đo thể tích dầu. Một bơm dòng không đổi (P₁) với áp suất tối đa có thể đạt tới 400 bar được điều khiển tự động bằng máy tính. Ngoài ra còn có các bình thép đựng dầu (C₂) khí (C₁) và dung môi để rửa (C₃).



Hình 3. Sơ đồ thiết bị đo áp suất trộn lẫn tối thiểu

5 thí nghiệm được đo tại 5 cấp áp suất khác nhau: 380 bar, 360 bar, 320 bar, 280 bar và 200 bar. Kết quả trên hình 4 cho thấy rằng, tại áp suất bơm ép là 200 bar thì hệ số thu hồi dầu chỉ vào khoảng 58.8%, tuy nhiên với áp suất bơm ép đạt 360 bar, lượng dầu thu hồi được vào khoảng 95.3%. So các kết quả thu hồi dầu 58.8%, 77.6 %, 85.3 % tương ứng với các áp suất bơm ép là 200 bar, 280 bar, 310 bar; một điều rất dễ nhận biết là hiệu quả thu hồi dầu càng cao đối với áp suất bơm ép càng lớn. Đối với áp suất bơm ép nằm trong khoảng từ 200 đến 310 bar thì khi tăng thêm áp suất bơm ép lên 20 bar, lượng dầu thu hồi đạt được vào khoảng 5%. Khi so kết quả thu hồi dầu tại các cấp áp suất cao hơn là 360 và 380 bar thì lượng dầu thu hồi được là 95.3% và 96.7 %. Kết quả này cho thấy hiệu quả thu hồi dầu chỉ vào khoảng 1.4% khi tăng thêm là 20 bar. Rõ ràng là có sự khác biệt giữa hai miền áp suất khảo sát là miền không trộn lẫn với dầu và vùng trộn lẫn với dầu. Kết quả thu hồi dầu tại các cấp áp suất khác nhau được trình bày trên Hình 4 cho thấy điểm giao nhau giữa hai miền áp suất là 350 bar. Theo lý thuyết về áp suất trộn lẫn tối thiểu thì áp suất này chính là áp suất trộn lẫn tối thiểu, là áp suất bơm ép cao hơn áp suất này thì khí bơm ép sẽ trộn lẫn hoàn toàn với dầu. [1]



Hình 4. Kết quả đo áp suất trộn lẫn tối thiểu

Theo kết quả đo được cho thấy, áp suất trộn lẫn tối thiểu này cao hơn áp suất vỉa hiện tại. Do đó để có thể áp dụng thành công bơm ép khí đối với tầng chứa Miocene này thì cần phải giảm áp suất bơm ép để đạt điều kiện trộn lẫn với dầu xuống bằng áp suất vỉa. Dựa vào thực tế khai thác tại mỏ Bạch Hổ cho thấy rằng, khí thấp áp tại khu vực mỏ đang bị đốt bỏ hàng ngày rất lãng phí. Nếu thu gom khí này lại dùng để làm giàu cho khí bơm ép có thể mang lại hiệu quả kinh tế cao. Với thành phần khí thấp áp nêu ra trên Bảng 1 và tính toán từ phần mềm mô phỏng CMG với tỷ lệ là 40% khí thấp áp với 60% khí bình đo thì áp suất bơm ép đạt điều kiện trộn lẫn sẽ đạt đúng bằng áp suất vỉa hiện tại. Trong trường hợp nếu được pha trộn bằng khí gas hóa lỏng thì lượng khí gas hóa lỏng pha trộn vào để đạt điều kiện bơm ép chỉ vào khoảng 17%. Do vậy, để đánh giá đúng mức hiệu quả kinh tế mang lại cần phải tính toán chi tiết đến lượng khí cần làm giàu, khí được làm giàu và nguồn cung cấp khí cho dự án này.

3.2. Bơm ép WAG với các giai đoạn bơm ép

Thí nghiệm bơm ép đánh giá hiệu quả bơm ép WAG được thực hiện trên thiết bị đo thẩm pha của hãng Vince Technology tại Viện Dầu Khí Việt Nam. Để áp dụng thành công phương pháp bơm ép nước khí luân phiên này, thiết bị được cải tiến thiết kế lại dựa trên nền của thiết bị sẵn có. Van 3 chiều là van rất quan trọng trong thí nghiệm này vì nó sẽ đảm bảo việc chuyển từ bơm ép khí sang bơm ép nước và ngược lại một cách nhanh chóng. Do hệ thống thiết bị sẵn có tại Viện Dầu Khí Việt Nam không cùng hệ, một bộ lọc thủy ngân được lắp đặt nhằm loại trừ hàm lượng thủy ngân trong lúc bơm nạp mẫu dầu tránh ảnh hưởng đến thiết bị và kết quả đo (Hình 5). Không giống như hệ thống đo áp suất trộn lẫn tối thiểu, thiết bị này được thiết kế dùng 2 bơm cao áp, áp suất bơm có thể đạt tới 700 bar. Ngoài ra thì các bộ phận khác khá giống so với thiết bị đo áp suất trộn lẫn tối thiểu như bộ điều khiển áp suất đầu ra, bình chứa mẫu dầu khí, thiết bị đo lượng dầu, nước và khí thu được.

Nước được bơm ép liên tục trong nhiều giờ nhằm đảm bảo mẫu được bão hòa hoàn toàn và

không còn sót không khí trong mẫu. Dầu được bơm vào ngay sau khi quá trình bơm nước hoàn thành, khi mà áp suất đầu vào và đầu ra ổn định. Dầu được bơm vào đây nước ra từ trên xuống nhằm mục đích dùng dầu đẩy nước được hoàn toàn. Dầu cũng được bơm đẩy nước cho đến khi áp suất đầu vào và đầu ra không đổi. Quy trình này áp dụng cho các thí nghiệm bơm ép WAG cho cả các thí nghiệm bơm ép WAG trước bơm ép nước, bơm ép nước và bơm ép WAG sau bơm ép nước.

Thí nghiệm bơm ép WAG trước bơm ép nước và sau bơm ép nước đều áp dụng các thông số bơm ép nước khí luân phiên như nhau.

Theo yêu cầu về kỹ thuật bơm ép WAG, để giảm sự ảnh hưởng của phân dị trọng lực trong bơm ép khí, khí và nước sẽ được bơm theo hướng từ trên cao xuống thấp. Các thông số áp dụng như sau:

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)

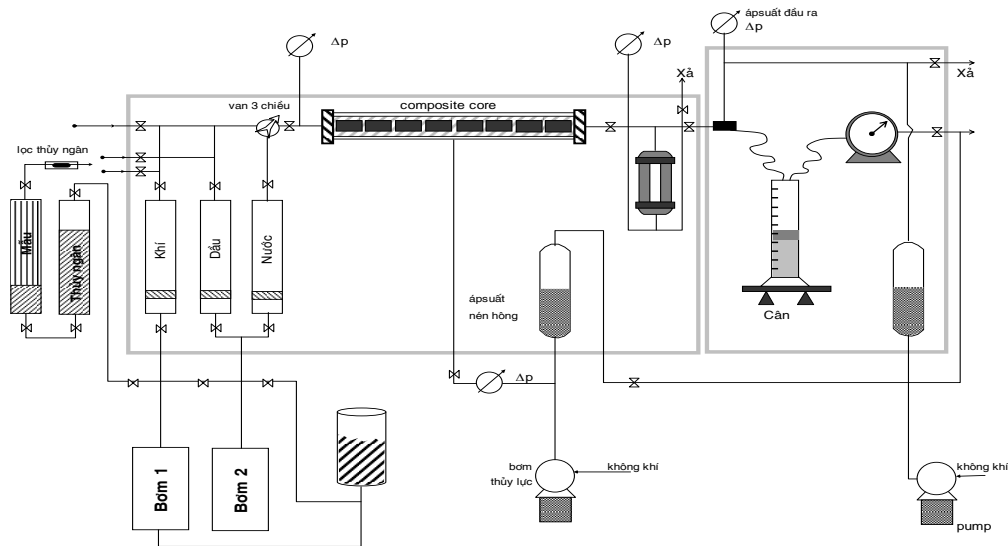
Tổng lượng khí bơm ép : 0.4 IHCPV.

Tổng số nút khí : 8

Tổng số nút nước : 8

Tốc độ bơm ép : 16.2 cc/giờ

Góc nghiêng vỉa : 45^0



Hình 5. Sơ đồ thiết kế thí nghiệm bơm ép nước khí luân phiên

Sau khi hoàn thành bão hoà dầu cho mẫu hợp phần, thí nghiệm bơm WAG bơm ép nước được tiến hành. Đầu tiên, khí được bơm ép từ trên đỉnh của mẫu hợp phần xuống. 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 như vậy với bơm ép nước, sau khi bơm ép đủ 5% IHCPV, van 3 chiều lại được quay lại chuyển ngay sang bơm ép khí. Quá 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.

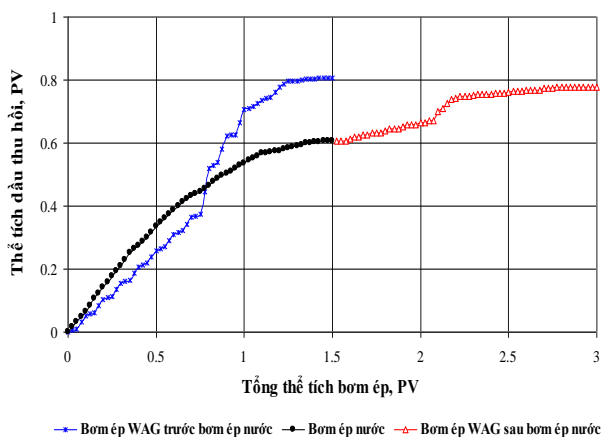
Kết quả (hình 6) cho thấy rằng, sau khi bơm ép được khoảng 0.8 IHCPV, lượng dầu đột ngột

thu hồi được nhiều hơn. Lượng dầu thu hồi được cùng lúc với lượng khí thu được tăng lên rất nhanh, chứng tỏ điểm vọt khí xảy ra. Tại điểm này, khí bơm ép đã dịch chuyển trong đá và tới đầu ra của mẫu hợp phần. Khí này đã đẩy một lượng dầu lớn và ngay sau đó điểm vọt khí xảy ra. Dựa vào kết quả thu hồi dầu thu được cho thấy rằng, khoảng 2 đến 3 nút khí ban đầu khí tới đến đầu kia của mẫu hợp phần quét theo rất nhiều dầu. Với những nút khí tiếp theo phía sau, chỉ một lượng nhỏ thu hồi thêm được. Kết quả này cũng khá trùng hợp với kết luận trong nghiên cứu của Shorabi, và nnk, 2001.[7, 8]

Với thí nghiệm bơm WAG sau bơm ép nước và cơ bản cũng làm tương tự như bơm ép

trước bơm ép nước. Điều khác cơ bản là trước khi bơm ép nước khí luân phiên thì bơm ép nước được tiến hành cho đến khi bơm ép nước đạt 1.5 IHCPV. Thí nghiệm được tiến hành tương tự. Qua quan sát quá trình chạy thí nghiệm cho thấy thời điểm xảy ra vọt khí trong bơm ép WAG sau bơm ép nước so với trước bơm ép nước là sớm hơn. Chứng tỏ hiệu suất quét của khí sau bơm ép nước kém hơn do nước bao bọc quanh dầu ngăn không cho khí tiếp cận dầu. Một hiện tượng tương tự cũng xảy ra trong quá trình chạy thí nghiệm này chính là hiệu suất thu hồi dầu thực sự lại rơi chủ yếu vào 2 hoặc 3 nút khí đầu tiên (hình 6).

Kết quả thu được từ các thí nghiệm cho thấy rằng hiệu suất thu hồi dầu bằng phương pháp bơm ép WAG trước bơm ép nước có thể đạt tới 80,2% trong khi đó bơm ép nước chỉ đạt là 60,5%. Bơm ép WAG tại thời điểm sau bơm ép nước có thể tận thu thêm được 17,8%. Điều này chứng tỏ hiệu suất thu hồi dầu của phương pháp bơm ép WAG rất cao. Kết quả trên cũng cho thấy tổng lượng dầu thu hồi là cả bơm ép nước và bơm ép WAG sau bơm ép nước là 78,3% kém hơn so với bơm ép WAG trước bơm ép nước là 1,9%. Điều này cho thấy rằng, bơm ép WAG đạt hiệu quả cao hơn khi áp dụng sớm hơn. Tuy nhiên, đứng trên khía cạnh hiệu quả kinh tế, việc áp dụng sớm chưa hẳn sẽ mang lại hiệu quả kinh tế tốt hơn vì bơm ép nước rẻ hơn rất nhiều so với bơm ép WAG. Việc chọn thời điểm nào áp dụng bơm ép là thích hợp cần phải nghiên cứu trên cả khía cạnh kinh tế và mặt kỹ thuật.



Hình 6. Bơm ép WAG qua các giai đoạn khai thác

4. Kết luận

- Áp suất trộn lẫn tối thiểu của khí bình tách với dầu Mioxen là 350 bar cao hơn áp suất vỉa hiện tại. Để áp dụng trên mỏ, cần phải làm giàu khí bơm ép bằng khí thấp áp, khí condensate trắng hay khí condensate có sẵn tại mỏ.

- Bơm ép WAG trước bơm ép nước có thể đạt tới hiệu quả thu hồi dầu đến 80,2% lượng dầu trong mẫu cao hơn so với bơm ép nước là gần 20%. Trong khi đó bơm ép WAG sau khi đã bơm ép gia tăng thêm sau bơm ép nước là 17,8% lượng dầu ban đầu.

- Từ kết quả thí nghiệm cho thấy, áp dụng bơm ép WAG sớm hơn sẽ mang lại hiệu quả thu hồi dầu cao hơn. Tuy nhiên thời điểm nào áp dụng còn tùy thuộc vào hiệu quả kinh tế mà phương pháp bơm ép mang lại.

- Kết quả thí nghiệm cho thấy rằng, 2 hoặc 3 nút khí bơm ép đầu tiên mang lại hiệu quả thu hồi dầu cao nhất. Điều này cho thấy rằng, nếu áp dụng bơm ép nước khí luân phiên chỉ với 2 nút khí đầu bằng khí bình tách được làm giàu bằng khí LPG và các nút sau sẽ là khí gas tự nhiên sẽ có thể mang lại hiệu quả kinh tế cao.

- Theo chương trình mô phỏng, với 40% lượng khí thấp áp hoặc với 17% hàm lượng condensate trắng trong khí bơm ép cho tầng chứa Mioxen sẽ đảm bảo điều kiện áp suất bơm ép tại điều kiện áp suất vỉa hiện tại.

TÀI LIỆU THAM KHẢO

- [1]. Nguyễn Mạnh Hùng, 2004. Nghiên cứu khả năng ứng dụng bơm ép nước khí nước luân phiên đối với các mỏ dầu Việt Nam, Báo cáo tổng kết đề tài, Viện Dầu khí Việt Nam, Hà Nội.
- [2]. Phạm Đức Thắng, Nguyễn Hữu Trung, Trần Văn Long, 2007. Nghiên cứu đề xuất giải pháp khai thác tận thu đối tượng cát kết Mioxen hạ, Oligocen mỏ Bạch Hổ, Báo cáo tổng kết đề tài, Viện Dầu khí Việt Nam, Hà Nội.
- [3]. Viện NIPI, XNLD Vietsovpetro, 2008. Sơ đồ thiết kế công nghệ khai thác và xây dựng mỏ Bạch Hổ, Vũng Tàu.
- [4]. Taber, J.J và những người khác, "EOR Screening Criteria Revisited –Part 1: Introduction to Screening Criteria an Enhanced Recovery Field", Projects, SPE reservoir Engineering, August 1997.

- [5]. Taber, J.J và những người khác, “EOR Screening Criteria Revisited –Part 2: Applications and Impact of Oil prices”, SPE reservoir Engineering, August 1997.
- [6]. Blackwell, R.J. et.al, 1960. “Recovery of Oil by Displacements With Water-Solvent Mixtures”, Petroleum Transactions AIME No 219, pp. 293-300
- [7]. Claudle, B.H., and Dyes, A. B., 1958. “Improving Miscible Displacement by Gas-Water Injection”, Petroleum Transactions AIME, No. 213, pp. 281-284.
- [8]. Sohrabi M, Tehrani, Danesh A and Henderson G.D, 2001. “Visualisation of Oil Recovery by WAG injection Using high pressure Micromodel – Oilwet & Mixwet system”, SPE 71494, presented at the 2001 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans Louisiana, 30/9 – 3/10/2001.
- [9]. Ameida và nnk, 1993. “Reservoir Engineering Study of Co 2 Enhanced Oil Recovery for Nipa 100 Field, Venezuela”, SPE 23678 presented at the 1993 SPE conference.

SUMMARY

A study on model and production forecast for Miocene formation, Bach Ho field

Pham Duc Thang, Nguyen Van Minh, Vietnam Oil and Gas Group

Tran Dinh Kien, Cao Ngoc Lam, Nguyen The Vinh,

University of Mining and Geology

Nguyen Manh Hung, Hoang Linh Lan, Vietnam Petroleum Institute

Water alternating gas injection - WAG is a method of rotating water injection with gas to reduce gas mobility and increase efficiency enhanced oil recovery. Compared with other methods of enhanced oil recovery - EOR (Enhanced Oil Recovery), gas injection is a method in accordance with the conditions of the Miocene formation, White Tiger field for EOR stage. Experimental results shown that, when using separated gas injection to push the oil, the minimum miscible pressure between gas and oil is 350 bar. Results of simulation model running on CMG simulator shown that to achieve conditions mixed with oil at current reservoir pressure is 280 bar, injection gas must be enriched to 40% low-pressure gas or 17% liquefied natural gas that of this gas is burned off should be collected. Experimental results of WAG injection on combined core samples shown that given oil recovery efficiency of WAG injection up to 80.2% compared to 60.5% of water injection. After water injection, WAG application may recover additional 17.8% of the original oil in place. WAG injection can only be successfully applied to the formation Miocene, Bach Ho field when gas supply source for gas injection and enrichment resources is resolved.

NGHIÊN CỨU TÁI CHẾ CHẤT XÚC TÁC THẢI BỎ...

(*tiếp theo trang 8*)

SUMMARY

Regeneration of spent reforming catalysts from Dung Quat Refinery and using the new synthesized catalyst in selective oxidation of Carbon monooxide (CO)

Doan Van Huan, Pham Xuan Nui, Luong Van Son

University of Mining and Geology

In this study, the spent catalyst of the Reforming unit from Dung Quat Refinery is regenerated. After coke burning, the catalyst is dissolved with an aqua regia to leach Platin and γ -Al₂O₃. The new bifunctional catalyst (PtCuO/ γ -Al₂O₃) based on the spent catalyst is prepared by deposition method and its performance is evaluated for the selective oxidation of carbon monooxide. The characterization techniques are subjected are X-ray diffraction (XRD) analysis, Energy Dispersive X-ray (EDX) spectroscopy, Atomic Absorption Spectrometry (AAS), BET surface area. The result shows that the optimal condition of reaction is in temperature of 75 degree Celcius during 5 hours with solvent Aliquat 336. The new catalyst with 20% wt CuO and 2% wt Platin is a good catalyst in the reaction of transferization carbon monooxide in waste gas.