

NGHIÊN CỨU GIA TĂNG THU HỒI DẦU BẰNG PHƯƠNG PHÁP BƠM ÉP CO_2 LIÊN TỤC VÀ BƠM ÉP KHÍ NƯỚC LUÂN PHIÊN (CO_2 -WAG) CHO ĐỐI TƯỢNG ĐÁ CHỨA CARBONATE TẠI MỎ BẮC KHOSedayu, LIÊN BANG NGA

**Lê Thế Hùng¹, Phạm Trường Giang¹, Nguyễn Minh Quý¹, Trần Xuân Quý¹
Phùng Văn Phong¹, Phạm Văn Tú¹, Phạm Khắc Đạt², Nguyễn Tiến Thịnh²**

¹Viện Dầu khí Việt Nam (VPI), Thành phố Hà Nội, 11312, Việt Nam

²Công ty TNHH Liên doanh Rusvietpetro, Thành phố Hồ Chí Minh, 78223, Việt Nam

TỪ KHÓA

Nâng cao hệ số thu hồi dầu, CO_2 -EOR, CO_2 -WAG, mô hình khai thác, mỏ Bắc Khosedayu.

TÓM TẮT

Bài viết đánh giá tiềm năng gia tăng thu hồi dầu phương pháp bơm ép CO_2 liên tục và bơm ép khí nước luân phiên CO_2 -WAG tại mỏ Bắc Khosedayu, Liên bang Nga, dựa trên kết quả thí nghiệm slim-tube, mô hình 1D và mô hình mô phỏng khai thác. Kết quả cho thấy hiệu quả đẩy dầu gia tăng rõ rệt theo áp suất bơm ép, phản ánh quá trình chuyển tiếp từ chế độ không trộn lẫn (immiscible) sang gần trộn lẫn (near-miscible) và trộn lẫn hoàn toàn (miscible).

Mô hình mô phỏng khai thác được xây dựng cho khu vực đại diện nhằm so sánh 4 kịch bản khai thác gồm: suy giảm tự nhiên, bơm ép nước, bơm ép CO_2 liên tục và bơm ép khí nước luân phiên CO_2 -WAG. Kết quả nghiên cứu cho thấy bơm ép nước không cải thiện hệ số thu hồi dầu, trong khi đó bơm ép CO_2 liên tục và bơm ép khí nước luân phiên CO_2 -WAG giúp gia tăng thu hồi dầu đáng kể so với khai thác tự nhiên.

1. Giới thiệu

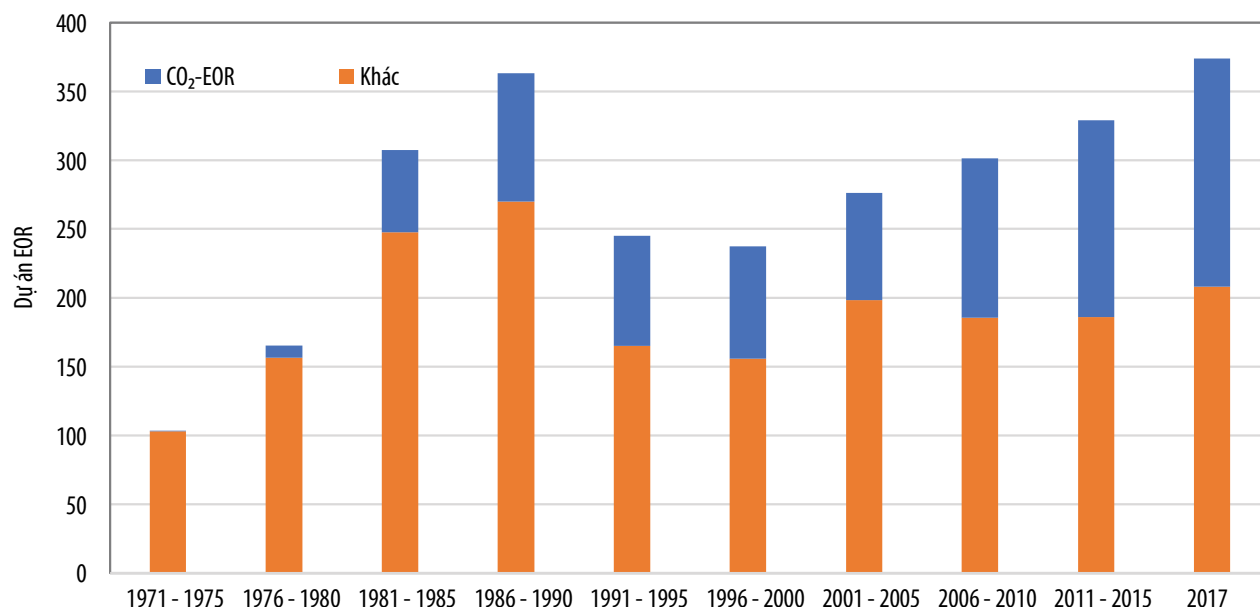
Bơm ép CO_2 là công nghệ gia tăng thu hồi dầu (EOR) được triển khai rộng rãi trên thế giới, đặc biệt tại các mỏ trưởng thành sau giai đoạn khai thác sơ cấp và bơm ép nước. Cơ chế chính của quá trình này là sự hòa tan CO_2 vào dầu vỉa, làm dầu trương nở, giảm độ nhớt, giảm sức căng liên pha và trong điều kiện áp suất phù hợp, tạo ra cơ chế dịch chuyển gần trộn lẫn (near-miscible) hoặc trộn lẫn hoàn toàn (miscible) [1]. Tuy nhiên, CO_2 có độ linh động cao hơn nước, bơm ép khí liên tục thường đối mặt với nguy cơ xảy ra hiện tượng vọt khí sớm, làm giảm hiệu suất quét và hiệu quả khai thác. Để khắc phục hạn chế này, phương pháp CO_2 -WAG đã được phát triển, trong đó nước và CO_2 được bơm ép luân phiên nhằm cải thiện hiệu suất quét và kiểm soát sự phân bố dòng chảy trong vỉa [2].

Theo thống kê, sản lượng khai thác của 166 dự án EOR bằng

bơm ép CO_2 và CO_2 -WAG đã đạt khoảng 450.000 thùng dầu mỗi ngày, với mức gia tăng hệ số thu hồi từ vài % đến trên 10% trữ lượng dầu tại chỗ (OOIP) [3]. Vỉa chứa carbonate được xem là đối tượng phù hợp để áp dụng bơm ép CO_2 và CO_2 -WAG, song cũng đặt ra thách thức kỹ thuật. Đặc trưng của loại vỉa chứa này là mức độ bất đồng nhất cao với hệ thống hang hốc nứt nẻ, xu hướng đá chứa ưa dầu hoặc đá chứa ưa nước, khiến bơm ép nước thông thường cho hiệu suất quét thấp và để lại lượng dầu dư đáng kể. Trong khi đó, CO_2 có ưu thế trong việc cải thiện hiệu suất dịch chuyển vi mô, còn WAG giúp hạn chế kênh dẫn ưu tiên của khí và nâng cao hiệu suất quét vĩ mô [4].

Mỏ Bắc Khosedayu (Liên bang Nga) do Rusvietpetro điều hành là mỏ dầu carbonate với các đối tượng khai thác chính thuộc tập D3fmIV và D3fmIII. Đá chứa phân bố trong thành hệ carbonate, chủ yếu là boundstone, với thành phần khoáng vật ưu thế là calcite, đồng thời xuất hiện lượng nhỏ dolomite, siderite,





Hình 1. Dự án EOR trên toàn cầu giai đoạn 1971 - 2017 [3].

thạch anh (quartz) và albite. Chiều sâu vỉa thay đổi theo khu vực, trong đó khu vực phía Nam của mỏ có xu hướng phát triển tốt hơn với chiều dày vỉa lớn hơn và chất lượng đá chứa tốt hơn so với khu vực phía Bắc.

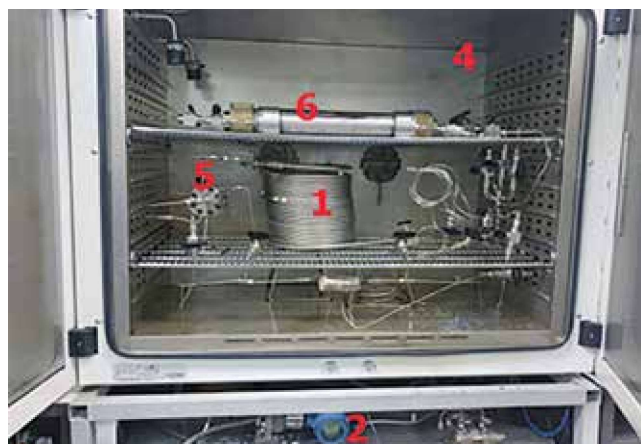
Tầng D3fmlV phân bố tương đối rộng trên phạm vi toàn mỏ với chiều dày hiệu dụng khoảng 10 - 20 m, trong khi tầng D3fml-III phát triển rõ hơn tại khu vực trung tâm và phía Nam, với chiều dày hiệu dụng có thể lớn gấp 2 - 3 lần so với D3fmlV. Độ rỗng vỉa ở mức trung bình, phổ biến trong khoảng 5 - 15%, trung bình khoảng 8 - 12%. Độ thấm biến đổi từ vài mD đến hàng trăm mD, thậm chí cao hơn tại một số khu vực cục bộ, phản ánh mức độ không đồng nhất đặc trưng của vỉa chứa carbonate. Dầu vỉa có tỷ trọng trung bình khoảng 29° API, độ nhớt khoảng 5,88 cP, áp suất bão hòa khoảng 1.029 psi. Áp suất vỉa ban đầu khoảng 4.600 psi và nhiệt độ khoảng 65°C.

Cơ chế khai thác chủ yếu là sự kết hợp giữa giãn nở chất lưu và năng lượng nước đẩy/nước biên mạnh. Sau khi đạt sản lượng đỉnh trong giai đoạn khai thác sơ cấp, sản lượng dầu của mỏ Bắc Khosedayu suy giảm đáng kể và độ ngập nước tăng nhanh. Từ sau năm 2017, độ ngập nước của mỏ duy trì ở mức cao, khoảng 70 - 80%, cho thấy ảnh hưởng của chế độ nước đẩy và hiệu suất quét chưa cao tại nhiều khu vực. Trong giai đoạn 2021 - 2022, Rusvietpetro đã triển khai kế hoạch khoan bổ sung, giúp cải thiện sản lượng tạm thời, lưu lượng khai thác tăng từ khoảng 1.000 m³/ngày lên trên 2.000 m³/ngày. Tuy nhiên, lượng dầu còn lại vẫn tập trung tại các khu vực có chiều dày hiệu dụng lớn, độ bão hòa dầu còn lại cao và áp suất vỉa vẫn đủ để duy trì khả năng khai thác.

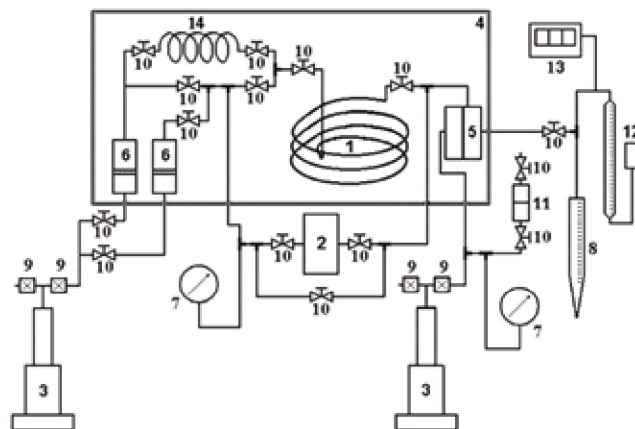
2. Kết quả thí nghiệm slim-tube và mô hình tuyến tính 1D

Chương trình slim-tube được thiết kế để xác định sự biến đổi hiệu quả dịch chuyển dầu theo áp suất và cung cấp cơ sở thực nghiệm cho việc ước tính áp suất trộn lẫn tối thiểu. Thí nghiệm này được thực hiện trên hệ thống ống xoắn dài 18 m, đường kính trong 6,2 mm, được nhồi cát thạch anh và vận hành tại nhiệt độ vỉa 65°C. Môi trường rỗng có độ thấm 12.000 mD, độ rỗng 38,33% và thể tích lỗ rỗng 208,3 cm³. Ban đầu, mẫu ở trạng thái 100% bão hòa dầu, không có nước và khí. Trong mỗi thí nghiệm, CO₂ được bơm với lưu lượng 10,5 cm³/giờ cho đến khi tổng thể tích bơm đạt 1,5 PV, tương ứng với thời gian bơm 31 giờ. Giảm áp và thể tích dầu - khí tại đầu ra được đo liên tục trong suốt quá trình thử nghiệm.

Nhóm tác giả đã khảo sát 6 mức áp suất gồm 7,8 MPa, 11 MPa, 13 MPa, 15 MPa, 17 MPa và 22 MPa. Kết quả lượng dầu thu hồi tại đầu ra tăng dần theo áp suất bơm ép, lần lượt đạt 38,33% tại 7,8 MPa, 67,5% tại 11 MPa, 76% tại 13 MPa, 83,1% tại 15 MPa, 88,3% tại 17 MPa và 91,6% tại 22 MPa (Bảng 1). Diễn hình tại áp suất 22 MPa, quá trình đẩy dầu bằng CO₂ trong mô hình slim-tube đạt hiệu quả rất cao với hệ số đẩy dầu tăng nhanh theo thể tích bơm ép và đạt khoảng 0,91 - 0,92. Hiện tượng vọt khí xuất hiện ở khoảng 0,8 - 0,85 PV, thể hiện qua sự gia tăng đột ngột của tỷ số khí, đồng thời hệ số đẩy dầu tiến tới dẫn đến trạng thái ổn định (Hình 5). Kết quả này cho thấy ở điều kiện áp suất thí nghiệm, CO₂ đã tạo được cơ chế dịch chuyển trộn lẫn hoàn toàn (miscible displacement) với hiệu suất cao, trong đó phần lớn dầu có thể đã được thu hồi trước thời điểm xảy ra hiện tượng vọt khí.



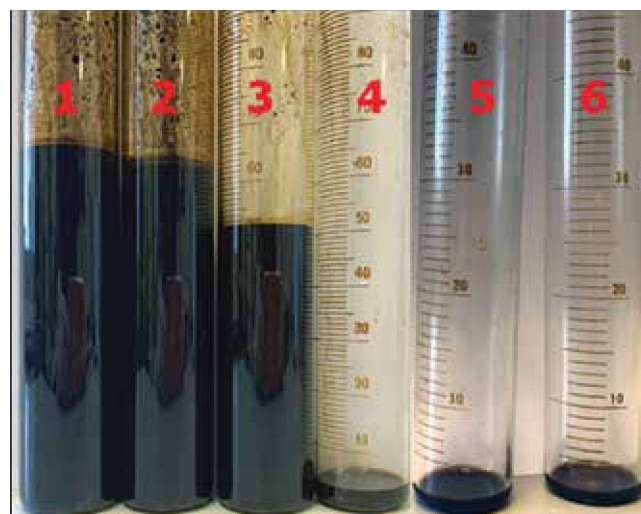
Hình 2. Thiết bị đo áp suất trộn lẫn tối thiểu.



Hình 3. Sơ đồ thí nghiệm đo áp suất trộn lẫn tối thiểu.

Bảng 1. Tỷ lệ lượng dầu thu hồi theo áp suất trong thí nghiệm slim-tube

Áp suất (MPa)	7,8	11	13	15	17	22
Tỷ lệ lượng dầu thu hồi (% PV)	38,33	67,5	76,0	83,1	88,3	91,6



Hình 4. Mẫu dầu bị đẩy ra trong quá trình bơm đẩy tại mức áp suất 22 MPa.

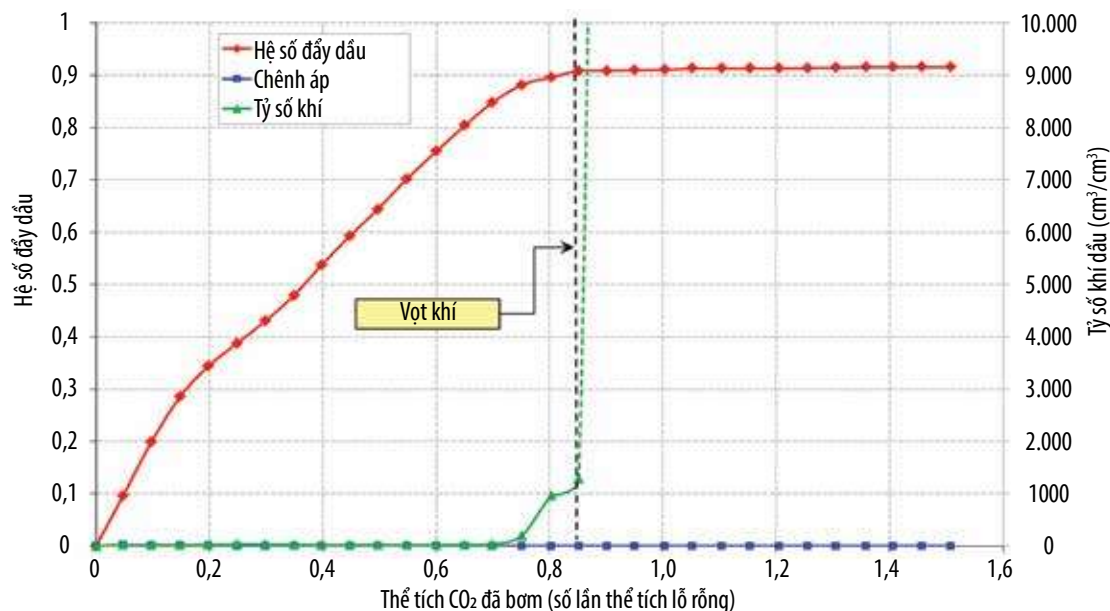
Kết quả này phản ánh quá trình chuyển từ chế độ không hòa tan ở áp suất 7,8 MPa sang chế độ gần trộn lẫn trong dải áp suất 11 - 17 MPa và đạt trạng thái hòa tan hoàn toàn ở áp suất 22 MPa. Về mặt cơ chế, xu hướng này phù hợp với sự gia tăng độ hòa tan của CO₂ trong dầu, hiện tượng nở dầu, giảm độ nhớt dầu và tăng khả năng bay hơi của các cấu tử hydrocarbon trung gian khi áp suất tăng. Áp suất trộn lẫn tối thiểu được xác định ở khoảng 18,31 MPa, tương ứng với ngưỡng hệ số thu hồi dầu đạt trên 90% trong thí nghiệm slim-tube (Hình 6).

Để mô hình hóa kết quả thực nghiệm slim-tube, nghiên cứu đã sử dụng mô hình tuyến tính 1D dạng thành phần.

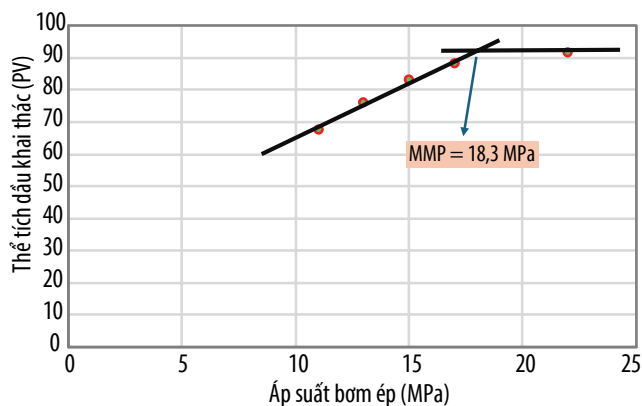
Mô hình tuyến tính 1D sử dụng cùng lưu lượng bơm như trong thí nghiệm slim-tube, khoảng 10,4 - 10,5 cm³/giờ tại điều kiện vỉa và áp dụng đường cong độ thấm tương đối dạng chữ X cho các trường hợp gần hòa tan và hòa tan, được hiệu chỉnh bằng số mũ Corey cho các trường hợp không hòa tan. Độ bão hòa dầu ban đầu là 100%, đồng thời giữ nguyên độ rỗng, độ thấm, thể tích lỗ rỗng và tổng thể tích bơm 1,5 PV như trong thí nghiệm. Sau khi tinh chỉnh EOS, kết quả mô hình tuyến tính 1D phù hợp với thực nghiệm. Phép ngoại suy MMP lần đầu cho giá trị 17,89 MPa từ mô hình số, chỉ thấp hơn thực nghiệm 0,42 MPa, tương ứng sai khác khoảng 2,29%. Đây là kết quả quan trọng đối với mỏ, vì áp suất hiện tại ở các vỉa thực tế khoảng 220 - 300 bar (22 - 30 MPa), cao hơn đáng kể so với áp suất trộn lẫn tối thiểu. Nói cách khác, dưới điều kiện áp suất hiện tại của vỉa, quá trình bơm ép CO₂ có khả năng đạt trạng thái dịch chuyển hòa tan, tạo điều kiện thuận lợi về mặt nhiệt động để nâng cao hiệu quả thu hồi dầu.

Mô hình tuyến tính 1D được sử dụng như công cụ kiểm soát chất lượng cho EOS để giảm tối đa ảnh hưởng của các sai số trước khi chuyển sang các mô hình thành phần quy mô lớn hơn. Ý nghĩa của bước này là bảo đảm MMP và xu thế đẩy dầu quan sát được

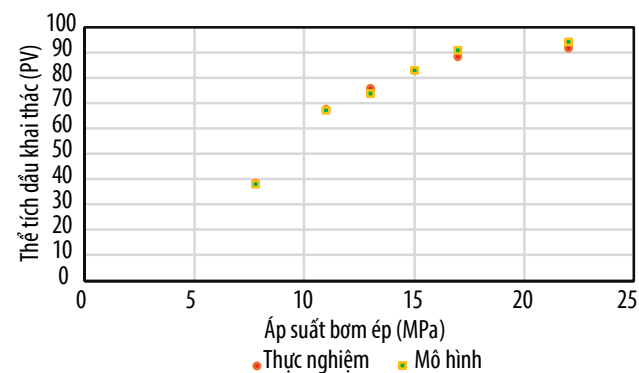
Mô hình tuyến tính 1D được sử dụng như công cụ kiểm soát chất lượng cho EOS để giảm tối đa ảnh hưởng của các sai số trước khi chuyển sang các mô hình thành phần quy mô lớn hơn. Ý nghĩa của bước này là bảo đảm MMP và xu thế đẩy dầu quan sát được



Hình 5. Kết quả bơm ép CO_2 tại mức áp suất 22 MPa.

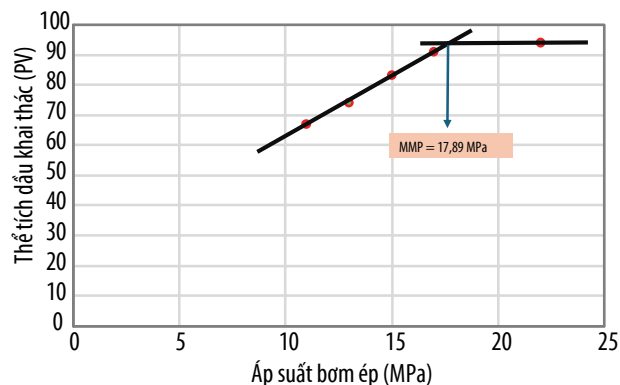


Hình 6. Kết quả xác định áp suất trộn lẫn tối thiểu từ thực nghiệm slim-tube.



Hình 7. So sánh kết quả giữa mô hình và thực nghiệm.

trong thí nghiệm được phản ánh nhất quán trong mô hình số. Kết quả so sánh giữa slim-tube và mô hình tuyến tính 1D cũng chỉ ra yếu tố rủi ro khi kết quả thí nghiệm ở mức áp suất 11 MPa cũng

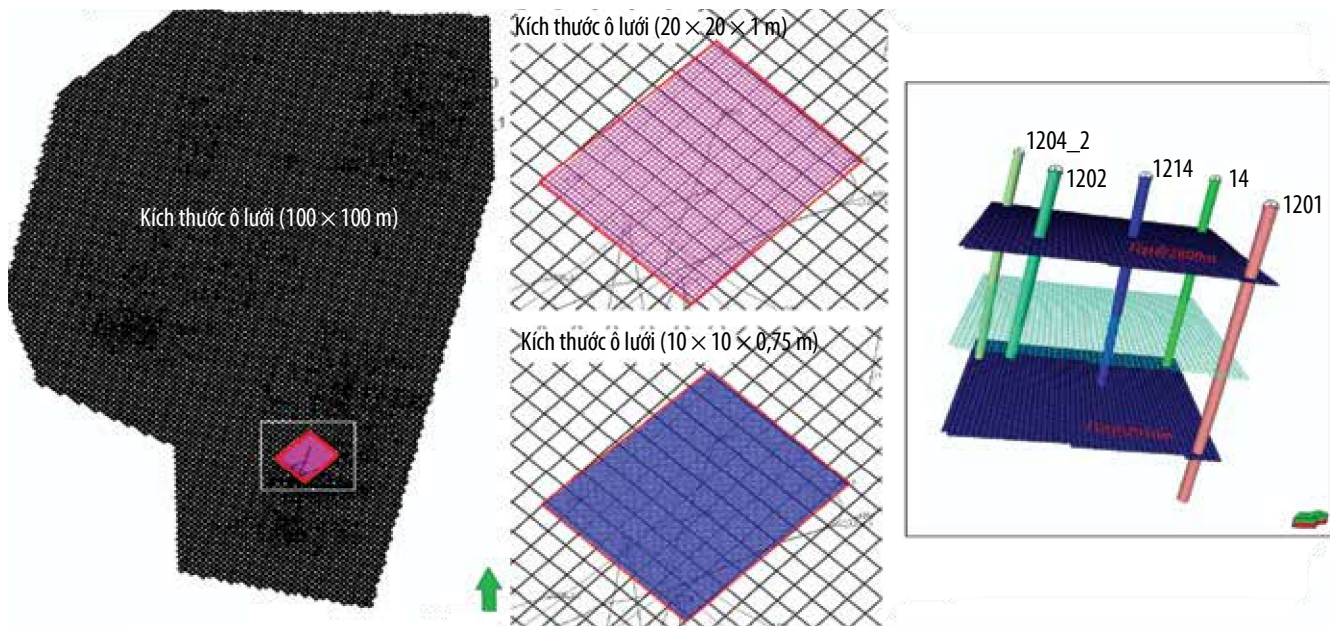


Hình 8. Kết quả xác định áp suất trộn lẫn tối thiểu từ mô hình.

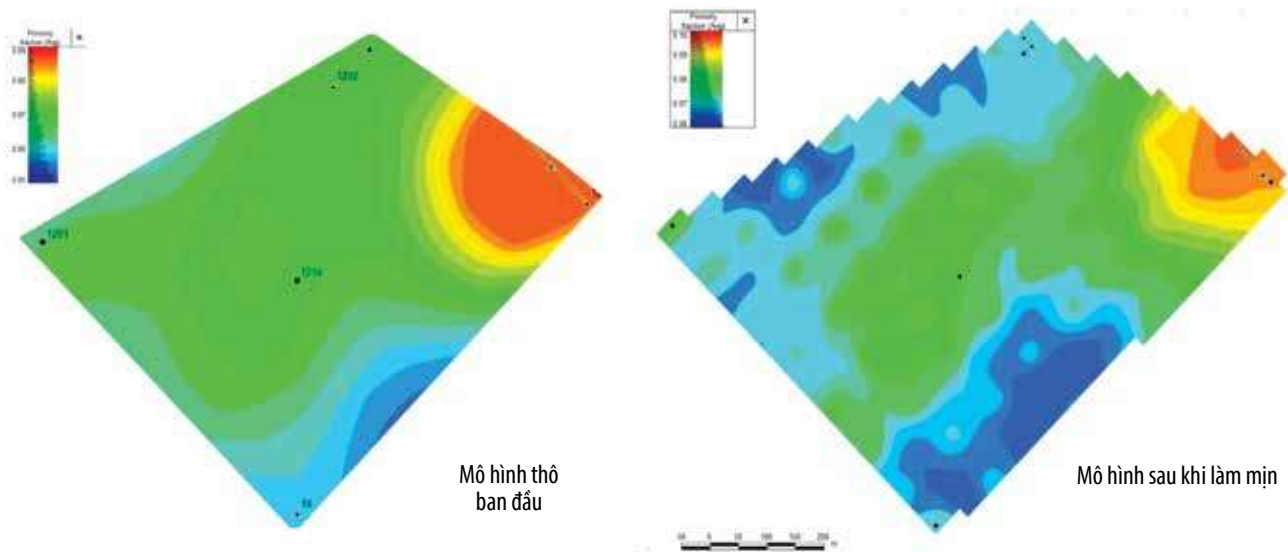
được xem là có dạng đường cong bất thường so với xu thế chung. Dù vậy, mức độ phù hợp tổng thể giữa thực nghiệm và mô hình vẫn đủ mạnh để khẳng định mức độ tin cậy cho việc sử dụng EOS đã được tinh chỉnh trong mô hình.

3. Xây dựng mô hình mô phỏng khai thác dạng thành phần cho khu vực nghiên cứu tại mỏ Bắc Khosedayu

Mục tiêu của mô hình mô phỏng khai thác khu vực là tạo ra mô hình con vừa đủ gọn để tính toán hiệu quả, vừa đủ đại diện về mặt địa chất để phục vụ đánh giá các kịch bản bơm ép CO_2 và CO_2 -WAG. Nghiên cứu này đã sử dụng phương pháp tổng quát: lựa chọn khu vực đại diện, cắt tương ứng khu vực này từ mô hình mô phỏng khai thác toàn mỏ, bảo toàn hình thái cấu trúc và xu thế dị thể, tái xây dựng ô lưới ở độ phân giải mịn hơn, nội suy thuộc tính bằng cùng phương pháp địa thống kê như: mô hình gốc, khởi tạo điều kiện ban đầu phù hợp với mô hình động đã phục hồi lịch



Hình 9. Khởi tạo mô hình mô phỏng khai thác khu vực với các kích thước ô lưới.



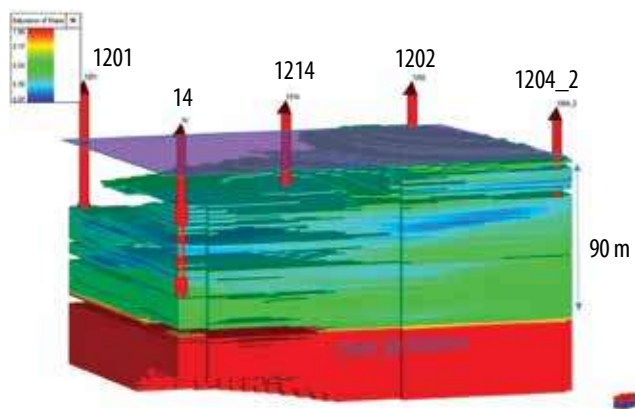
Hình 10. Phân bố độ rỗng giữa mô hình mô phỏng khai thác ban đầu và mô hình sau làm mịn tại khu vực nghiên cứu.

sử, chuyển đổi dạng mô hình thông thường (E100) sang mô hình thành phần (E300) từ đó thực hiện dự báo dưới các giả thiết biên và tầng chứa nước được kiểm soát.

Khu vực được lựa chọn gồm tập D3fmlV và D3fmlIII, với mặt trên và mặt đáy phẳng lần lượt tại khoảng 2.800 và 2.950 mTVD. Sau khi chạy độ nhạy cấu hình ô lưới, kích thước ô lưới $20 \times 20 \times 1$ m được lựa chọn vì phản ánh động thái tốt hơn rõ rệt so với ô lưới $40 \times 40 \times 1$ m. Mô hình mô phỏng khai thác khu vực có kích thước khoảng $840 \times 680 \times 147$ m, gồm $48 \times 42 \times 150$ ô và hơn 131.000 ô lưới tham gia hoạt động. So với mô hình mô phỏng khai thác ban đầu, mô hình mới được xây dựng có ô lưới mịn hơn

đáng kể, cho phép biểu diễn tốt hơn đặc điểm địa chất và sự thay đổi pha trong quá trình bơm ép.

Việc chuyển các thuộc tính vỉa chứa từ mô hình mô phỏng khai thác toàn mô sang mô hình khu vực được thực hiện thông qua sự kết hợp giữa xu thế phân bố không gian và nội suy Kriging. Độ rỗng, độ thấm và các thuộc tính địa chất khác được tái mô hình hóa trên lưới bằng cách sử dụng cùng hàm cấu trúc Variogram và cùng phương pháp địa thống kê như trong mô hình gốc, nhằm duy trì tối đa mức độ bất đồng nhất và cấu trúc địa chất. Độ thấm được xác định thông qua hàm tương quan với độ rỗng, do đó sự sai lệch so với mô hình gốc không đáng kể.



Hình 11. Mô hình mô phỏng khai thác khu vực nghiên cứu.

Khởi tạo mô hình khai thác đòi hỏi phải xác định áp suất vỉa, ranh giới dầu - nước, PVT, SCAL, độ bão hòa ban đầu và hỗ trợ từ tầng nước đáy/biên. Trong mô hình toàn mỏ, áp suất ban đầu được xác định ở mức 318 bar tại chiều sâu chuẩn 2.920 mTVDss. Tuy nhiên, sau khoảng 12 năm khai thác, áp suất vỉa trong khu vực nghiên cứu đã giảm còn khoảng 287 bar tại thời điểm 9/2022. Ranh giới dầu - nước tại khu vực phía Nam được xác định khoảng -2.904 mTVDss, trong khi phân bố bão hòa nước được điều chỉnh để phù hợp với trạng thái hiện tại của mô hình đã phục hồi lịch sử.

Đối với các mô hình mô phỏng khu vực dạng thành phần được sử dụng để đánh giá ảnh hưởng của quá trình bơm ép CO₂, các thông số đầu vào cho mô hình cần được đặc biệt lưu tâm.

Áp suất trộn lẫn tối thiểu: Vì áp suất hiện tại trong mô hình cao hơn rõ rệt áp suất trộn lẫn tối thiểu nên sẽ hình thành quá trình trộn lẫn khi tiến hành bơm ép CO₂. Quá trình này sẽ dẫn đến sự thay đổi về độ thấm tương đối các pha trong mô hình:

$$K_{ro} = FK_{ro}^{\text{không trộn lẫn}} + (1 - F)K_{ro}^{\text{trộn lẫn}}$$

Với

$$F = \left(\frac{\sigma}{\sigma_o} \right)^N$$

Sức căng bề mặt tham chiếu σ được giả định vào khoảng 4 mN/m tại áp suất tham chiếu 20 MPa và hệ số mũ N được khảo sát trong dải từ 0 - 1 thông qua phân tích độ nhạy với kết quả cho thấy hệ số thu hồi dầu giảm khi số mũ giảm.

Đường cong thấm pha tương đối (dạng 3 pha dầu - khí - nước) và độ trễ đường cong thấm pha/áp suất mao dẫn: Do chưa có đầy đủ số liệu SCAL 3 pha dầu - khí - nước trong phòng thí nghiệm, độ thấm tương đối 3 pha được xây dựng theo hướng lai giữa dữ liệu có sẵn và phương trình chuyển đổi. Hệ dầu - nước lấy trực tiếp từ mô hình toàn mỏ; hệ dầu - khí được tham chiếu từ tài liệu carbonate tương đồng. Trên cơ sở đó, các họ đường cong

SWFN, SGFN và SOF3 được xây dựng cho mô phỏng 3 pha. Ba mô hình thẩm 3 pha là Stone I, Stone II và Baker được chạy độ nhạy để đánh giá mức độ ảnh hưởng tới dự báo.

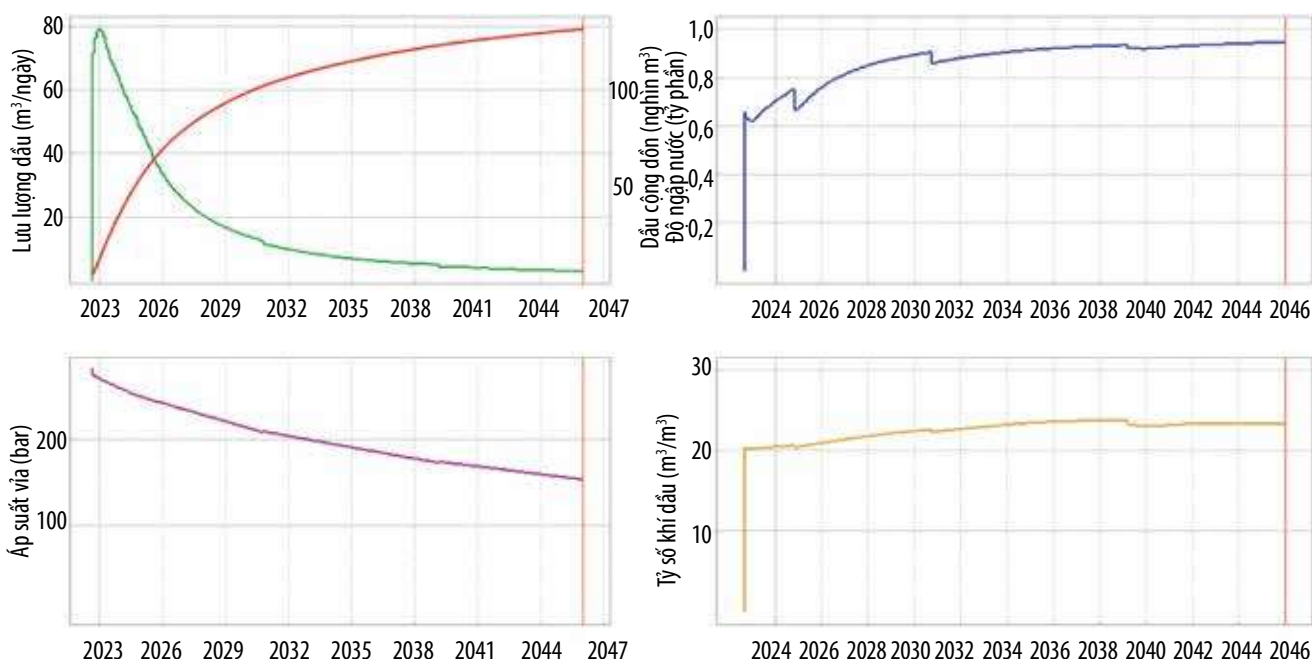
Trạng thái mất cân bằng (non-equilibrium) là yếu tố quan trọng khi mô phỏng các vỉa khí ngưng tụ hoặc mỏ dầu được bơm khí, trạng thái phản ánh sự tái hòa tan khí hoặc hiện tượng trễ pha trong quá trình dịch chuyển. Trong mô hình, hệ số phản ánh sự mất cân bằng λ cho phép Rs thay đổi có độ trễ thay vì nhảy ngay về giá trị cân bằng.

4. Đánh giá hiệu quả gia tăng thu hồi trên mô hình mô phỏng khu vực bằng bơm ép CO₂-EOR

Sau khi mô hình mô phỏng khai thác của khu vực nghiên cứu được xây dựng và hiệu chỉnh, các kịch bản khai thác đã được dự báo để so sánh giữa các phương án: khai thác suy giảm tự nhiên, bơm ép nước, bơm ép CO₂ liên tục và bơm ép khí nước luân phiên (CO₂-WAG). Mô hình khai thác phản ánh lịch sử khai thác tốt với sai số trong mức cho phép (< 5% về tổng sản lượng) và sai khác về tài nguyên dầu khí giữa mô hình địa chất và mô hình khai thác chỉ khoảng 0,4%. Kết quả này xác nhận rằng mô hình đủ tin cậy để sử dụng cho mục tiêu dự báo so sánh hiệu quả giữa các kịch bản.

Phương án cơ sở: Trường hợp khai thác tự nhiên không có can thiệp bổ sung, 5 giếng (14, 1201, 1202, 1204_2 và 1214) tiếp tục được khai thác theo các điều kiện về lưu lượng chất lỏng, giới hạn độ ngập nước và áp suất đáy giếng theo mô hình thiết kế. Kết quả mô phỏng cho thấy đến năm 2045, sản lượng dầu tích lũy đạt khoảng 135.857 m³, tương ứng hệ số thu hồi đạt 10,18% trên lượng dầu tại chỗ (OIIP) của khu vực nghiên cứu. Đây là tham chiếu cơ sở để đánh giá hiệu quả gia tăng hệ số thu hồi dầu của các phương án EOR.

Phương án bơm ép nước: Bơm ép nước được thử nghiệm bằng cách chuyển đổi giếng 1214 sang chế độ bơm ép, trong khi 4 giếng còn lại tiếp tục khai thác. Các mức lưu lượng bơm ép nước từ 50 - 120 m³/ngày được xem xét và đánh giá. Kết quả cho thấy các trường hợp bơm ép nước đều cho hệ số thu hồi thấp hơn so với phương án khai thác suy giảm tự nhiên. Ngay cả trường hợp tối ưu nhất, hệ số thu hồi cũng chỉ đạt khoảng 9,77% trên lượng dầu tại chỗ, thấp hơn mức cơ sở (Bảng 2). Nguyên nhân chính là khu vực nghiên cứu đã được hỗ trợ áp suất mạnh bởi năng lượng tầng nước đáy, khiến việc bơm ép nước bổ sung không mang lại hiệu quả. Ngược lại, quá trình này còn có nguy cơ làm tăng độ ngập nước thông qua các kênh dẫn nước hiện có trong vỉa chứa carbonate.



Hình 12. Biểu đồ dự báo sản lượng khai thác đến năm 2045 khi áp dụng phương án cơ sở.

Bảng 2. Kết quả dự báo sản lượng khai thác khi áp dụng phương án bơm ép nước

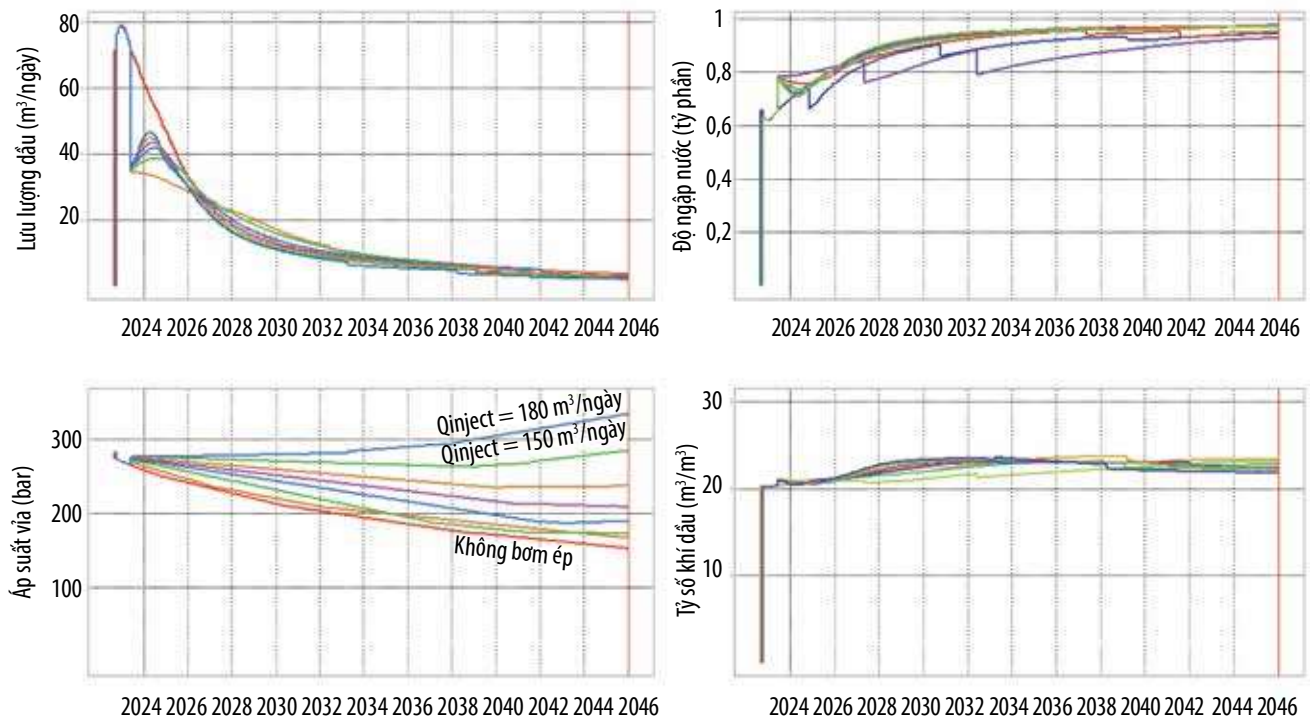
Phương án	Lưu lượng nước bơm ép (m³/ngày)	Dầu tích lũy (m³)	RF (%)
Cơ sở	-	135.857	10,18
Bơm ép nước	50	130.295	9,77
	80	127.309	9,54
	100	124.257	9,31
	120	120.949	9,07

Bơm ép CO₂ liên tục: Với lưu lượng bơm ép CO₂ liên tục từ 5.000 - 200.000 m³/ngày, kết quả cho thấy sản lượng dầu tích lũy và hệ số thu hồi tăng gần tuyến tính theo lưu lượng bơm. Ví dụ, trường hợp 50.000 m³/ngày cho hệ số thu hồi 19,29%, cao hơn khai thác tự nhiên 9,11%; trường hợp 100.000 m³/ngày đạt 24,17%; còn 200.000 m³/ngày đạt 30,08% (Bảng 3). Xu thế này phản ánh hiệu quả của việc tăng khả năng trộn lẫn CO₂ - dầu, giảm độ nhớt, làm trương nở dầu và tăng hiệu quả quét vi mô. Tuy nhiên, việc bơm ép CO₂ với lưu lượng quá cao sẽ làm tăng yêu cầu về nguồn CO₂, công suất nén - bơm, có thể kéo theo rủi ro vận hành, tạo áp lực lên hệ thống thu gom, xử lý và tiêu thụ sản phẩm.

Bơm ép khí nước luân phiên: Các kịch bản bơm ép khí nước luân phiên CO₂-WAG được xây dựng để cải thiện hiệu suất quét so với bơm ép CO₂ liên tục. Bốn mức lưu lượng CO₂ là 30.000, 50.000, 75.000 và 100.000 m³/ngày được kết hợp với tỷ số lưu lượng bơm ép giữa khí và nước là 0,5:1, 1:1 và 2:1, cùng độ dài chu kỳ theo tháng 3:3, 6:6 và 12:12. Kết quả cho thấy các trường hợp bơm ép

khí nước luân phiên CO₂-WAG đều tăng hệ số thu hồi đáng kể so với khai thác tự nhiên (Bảng 4). Trong nhiều trường hợp, CO₂-WAG còn cho kết quả dài hạn tốt hơn bơm ép CO₂ liên tục ở cùng cấp lưu lượng khí. Kết quả nghiên cứu cho thấy, trường hợp tối ưu nhất là lưu lượng CO₂ 100.000 m³/ngày, tỷ số khí nước 2:1 và chu kỳ 12:12 tháng, hệ số thu hồi đạt 23,84%. Những trường hợp hiệu quả khác gồm: lưu lượng CO₂ 75.000 m³/ngày, tỷ số khí nước 1:1, chu kỳ 12:12 tháng với hệ số thu hồi đạt 22,21% và lưu lượng CO₂ 50.000 m³/ngày, tỷ số khí nước 2:1, chu kỳ 12:12 tháng với hệ số thu hồi đạt 19,73%.

Một quan sát đáng chú ý từ các kịch bản là sự khác biệt giữa hiệu quả gia tăng thu hồi dầu trong giai đoạn ngắn hạn và dài hạn. Ở giai đoạn đầu sau khi bắt đầu bơm ép, CO₂ được bơm liên tục thường cho gia tăng thu hồi nhanh hơn so với phương án bơm ép khí nước luân phiên CO₂-WAG do đối khí mạnh và cơ chế hòa tan CO₂ diễn ra liên tục. Về lâu dài, WAG cải thiện tốt hơn khả năng kiểm soát độ linh động, hạn chế kênh dẫn và hiện tượng phân ly



Hình 13. Biểu đồ dự báo sản lượng khai thác đến năm 2045 khi áp dụng phương án bơm ép nước.

Bảng 3. Kết quả dự báo sản lượng khai thác khi áp dụng phương án bơm ép CO₂ liên tục

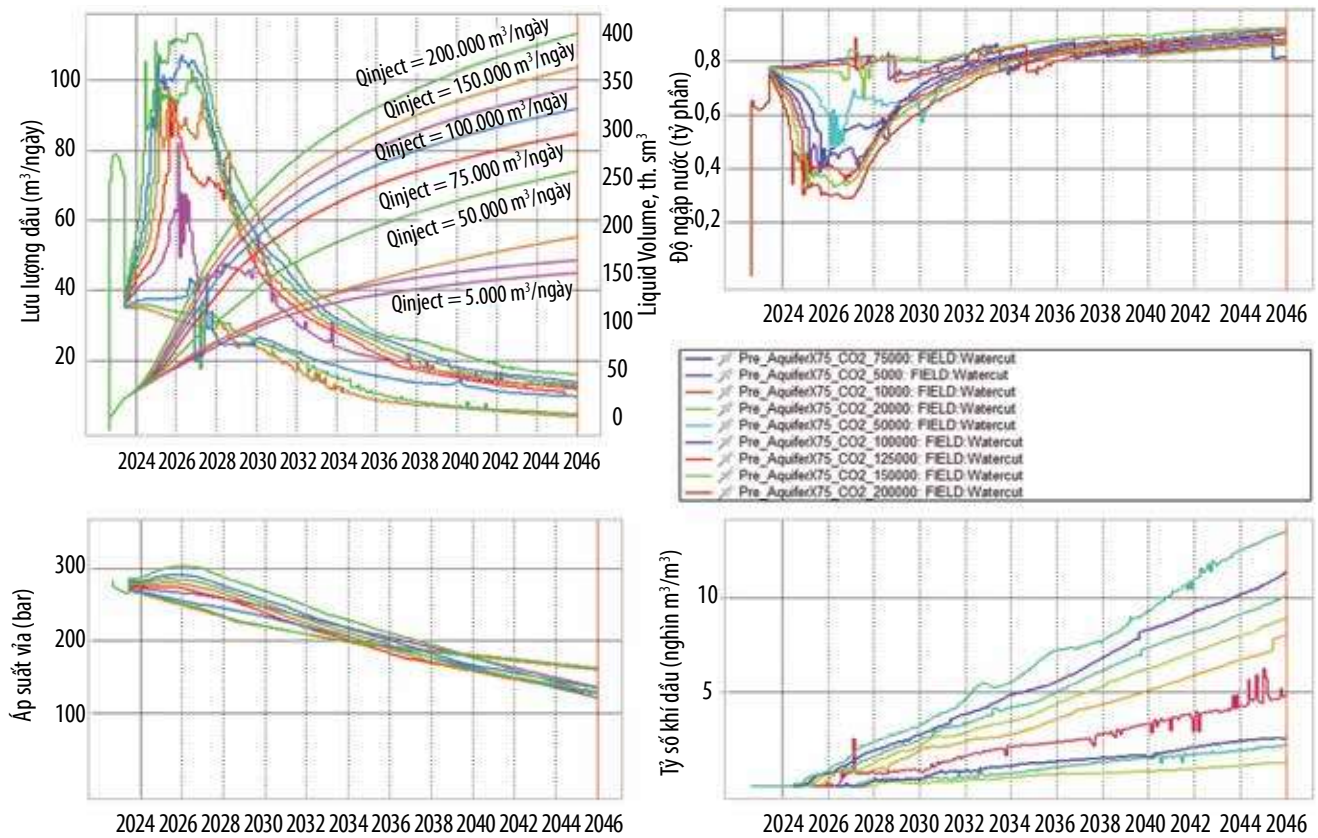
Phương án	Lưu lượng khí bơm ép (m³/ngày)	Dầu tích lũy (m³)	RF (%)
Cơ sở	-	135.857	10,18
Bơm ép CO ₂ liên tục	5.000	151.313	11,34
	10.000	164.929	12,36
	20.000	188.876	14,16
	30.000	215.550	16,16
	50.000	257.350	19,29
	75.000	296.600	22,23
	100.000	322.455	24,17
	120.000	345.709	25,92
	150.000	365.667	27,41
	200.000	401.261	30,08

do trọng lực, nhờ đó duy trì hiệu quả quét tốt hơn. Sản lượng dầu tích lũy của phương án bơm ép khí nước luân phiên CO₂-WAG ở cuối kỳ mô phỏng đã cao hơn trường hợp bơm ép CO₂ liên tục ở cùng mức lưu lượng khí (Hình 16).

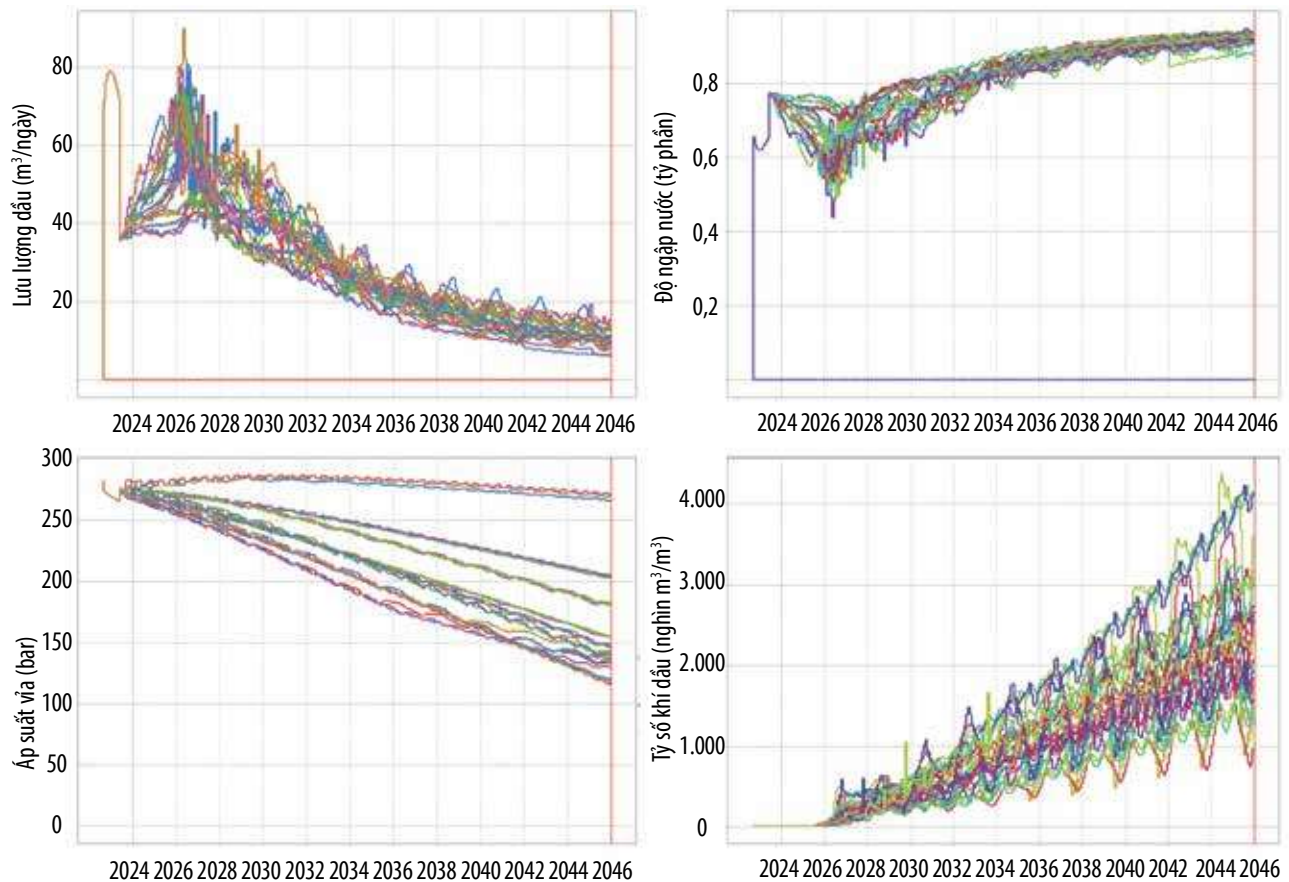
Độ dài mỗi chu kỳ bơm ép khí và nước cũng ảnh hưởng rõ rệt đến kết quả. Nhìn chung, chu kỳ 12:12 tháng cho hệ số thu hồi cao nhất trong các trường hợp được thử nghiệm. Điều này cho thấy thời gian bơm CO₂ đủ dài trong mỗi nửa chu kỳ tạo điều kiện thuận lợi hơn cho quá trình dịch chuyển gần hòa tan/hòa tan phát triển trước khi pha nước được đưa vào để cải thiện hiệu quả quét

và điều khiển độ linh động. Các chu kỳ ngắn hơn như 3:3 tháng hoặc 6:6 tháng vẫn có hiệu quả nhưng thường cho sản lượng tích lũy thấp hơn.

Phân tích độ nhạy theo độ thấm tương đối 3 pha, độ trễ và các thông số trộn lẫn cho thấy mức độ ảnh hưởng của các yếu tố này tới kết quả mô phỏng bơm ép khí. Trường hợp có tính đến độ trễ của đường cong thấm pha và áp suất mao dẫn cho kết quả lạc quan hơn so với trường hợp không xét tới độ trễ, do khí bị giữ lại trong giai đoạn bơm nước dẫn tới giảm độ linh động pha khí ở giai đoạn tháo khô thứ cấp và qua đó cải thiện hiệu quả quét. Tương



Hình 14. Biểu đồ dự báo sản lượng khai thác đến năm 2045 khi áp dụng phương án bơm ép CO₂ liên tục.



Hình 15. Biểu đồ dự báo sản lượng khai thác đến năm 2045 khi áp dụng phương án bơm ép khí nước luân phiên CO₂-WAG.

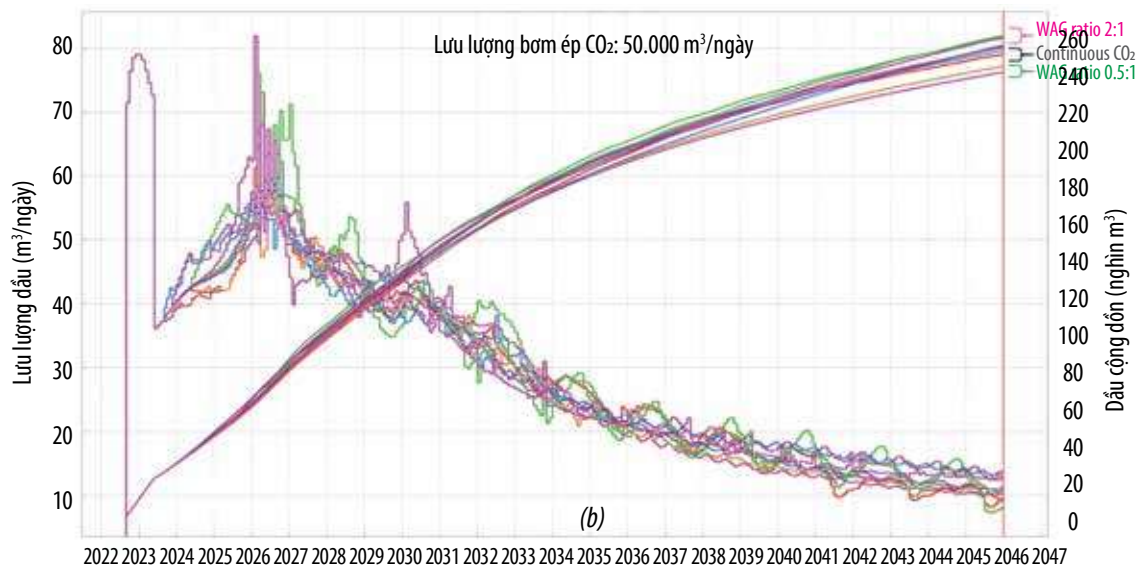
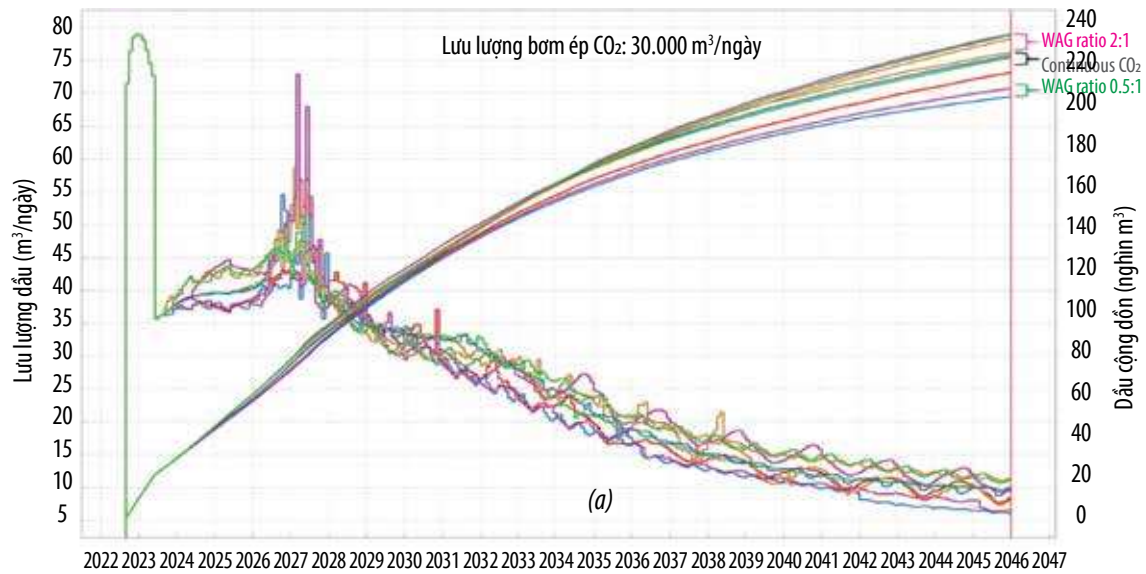
Bảng 4. Kết quả dự báo sản lượng khai thác khí áp dụng phương án bơm ép khí nước luân phiên CO₂-WAG

Phương án	Lưu lượng nước bơm ép (m ³ /ngày)	Lưu lượng khí bơm ép (m ³ /ngày)	Tỷ số lưu lượng WAG	Chu kỳ WAG	Dầu tích lũy (m ³)	Hệ số thu hồi (%)
Cơ sở	-	0			135.857	10,18
WAG	22,5	30.000	0,5:1	3:3	201.921	15,14
	22,5	30.000	0,5:1	6:6	205.787	15,43
	22,5	30.000	0,5:1	12:12	213.426	16,00
	55	30.000	1:1	3:3	220.734	16,72
	55	30.000	1:1	6:6	221.770	16,55
	55	30.000	1:1	12:12	223.077	16,62
	110	30.000	2:1	3:3	229.669	17,22
	110	30.000	2:1	6:6	231.505	17,35
	110	30.000	2:1	12:12	231.852	17,38
	45	50.000	0,5:1	3:3	243.374	18,24
	45	50.000	0,5:1	6:6	246.597	18,49
	45	50.000	0,5:1	12:12	253.027	18,97
	90	50.000	1:1	3:3	255.305	19,14
	90	50.000	1:1	6:6	256.971	19,26
	90	50.000	1:1	12:12	261.924	19,63
	180	50.000	2:1	3:3	258.192	19,35
	180	50.000	2:1	6:6	262.615	19,69
	180	50.000	2:1	12:12	263.246	19,73
	70	75.000	0,5:1	3:3	278.047	20,84
	70	75.000	0,5:1	6:6	283.076	21,22
	70	75.000	0,5:1	12:12	291.412	21,85
	135	75.000	1:1	3:3	285.646	21,41
	135	75.000	1:1	6:6	289.441	21,70
	135	75.000	1:1	12:12	296.335	22,21
	270	75.000	2:1	3:3	285.099	21,37
	270	75.000	2:1	6:6	288.007	21,59
	270	75.000	2:1	12:12	288.202	21,60
	60	100.000	0,5:1	3:3	297.281	22,28
	60	100.000	0,5:1	6:6	303.836	22,78
	60	100.000	0,5:1	12:12	312.435	23,42
	90	100.000	1:1	3:3	302.819	22,70
	90	100.000	1:1	6:6	308.836	23,15
	90	100.000	1:1	12:12	283.586	21,26
	180	100.000	2:1	3:3	305.825	22,93
	180	100.000	2:1	6:6	310.223	23,26
	180	100.000	2:1	12:12	317.974	23,84

tự, sự lựa chọn mô hình Baker, Stone I hay Stone II tạo ra chênh lệch đáng kể về hệ số thu hồi dự báo. Điều này chứng tỏ kết quả bơm ép khí nước luân phiên CO₂-WAG không nên được xem là một con số tuyệt đối, mà là một dải kết quả có điều kiện phụ thuộc vào cách mô tả tương tác 3 pha.

Từ góc độ phát triển mỏ, kết quả mô phỏng cho thấy: Khu vực nghiên cứu có điều kiện áp suất vừa và độ bão hòa dầu còn lại

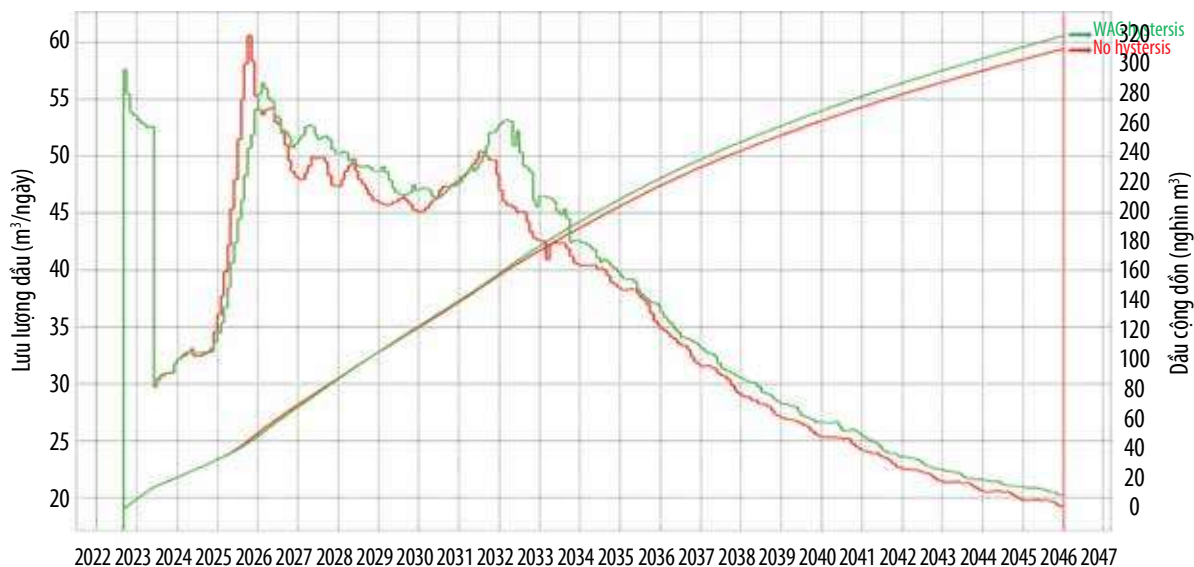
đủ thuận lợi để đáp ứng yêu cầu bơm ép CO₂ trạng thái hòa tan. Bơm ép nước không phải là chiến lược ưu tiên tại khu vực này do ảnh hưởng của cơ chế nước đẩy mạnh và độ ngập nước cao. Bơm ép CO₂ liên tục có tiềm năng gia tăng thu hồi đáng kể, tuy nhiên, bơm ép khí nước luân phiên CO₂-WAG là chiến lược phù hợp hơn cho triển khai thực tế nhờ khả năng kiểm soát độ linh động và cải thiện hiệu suất quét trong dài hạn.



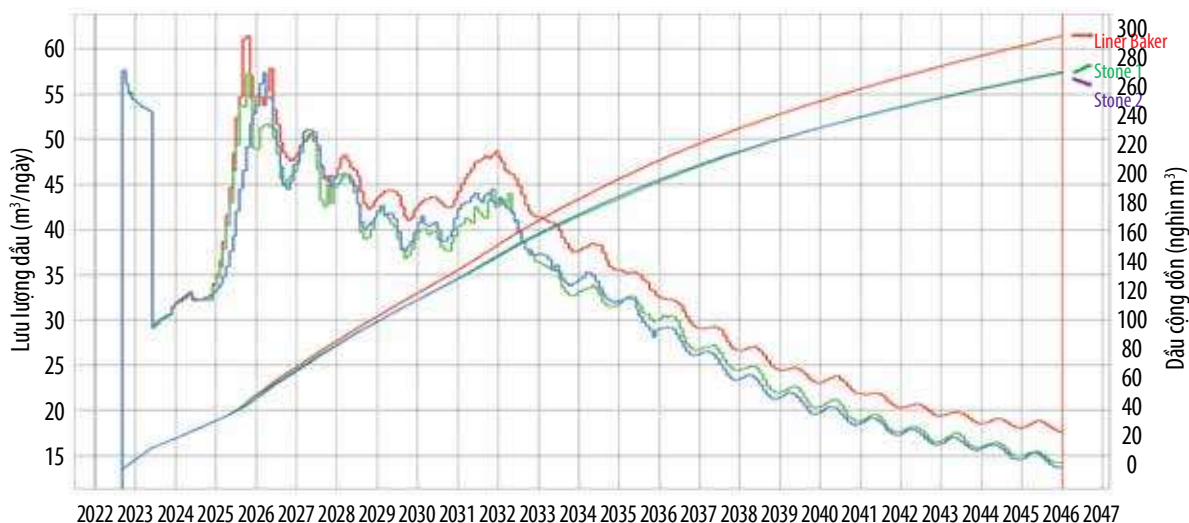
Hình 16. Biểu đồ so sánh sản lượng khai thác khi áp dụng phương án bơm ép CO₂ liên tục và bơm ép khí nước luân phiên CO₂-WAG.



Hình 17. Biểu đồ so sánh chu kỳ bơm ép khí nước luân phiên CO₂-WAG tại cùng 1 cấp lưu lượng.



Hình 18. Kết quả mô phỏng với độ trễ thấm pha trong bơm ép khí nước luân phiên CO₂-WAG.



Hình 19. Kết quả mô phỏng với các loại mô hình thấm pha tương đối 3 pha.

5. Kết luận

Kết quả nghiên cứu cho thấy gia tăng thu hồi dầu bằng bơm ép CO₂, CO₂-WAG có triển vọng áp dụng rõ rệt tại mỏ Bắc Khosedayu, trên cả 3 phương diện: điều kiện vỉa chứa, tính chất chất lưu và hiệu quả dự báo từ mô hình mô phỏng. Thí nghiệm slim-tube và mô hình 1D đã xác định áp suất trộn lẫn tối thiểu ở mức tương thích với áp suất vỉa hiện tại, khẳng định khả năng hình thành cơ chế dịch chuyển gần trộn lẫn đến trộn lẫn hoàn toàn khi bơm ép CO₂. Trên cơ sở đó, mô hình sector được xây dựng cho thấy bơm ép CO₂ mang lại hiệu quả vượt trội so với khai thác tự nhiên và bơm ép nước, trong đó phương án bơm ép CO₂ liên tục

và bơm ép khí nước luân phiên CO₂-WAG giúp gia tăng đáng kể hệ số thu hồi dầu tại khu vực nghiên cứu. Mặc dù vẫn còn các yếu tố chưa chắc chắn liên quan đến mức độ không đồng nhất của đá chứa carbonate, đặc tính thấm tương đối 3 pha..., các kết quả thu được đã chứng minh CO₂-EOR là công nghệ khả thi, cần tiếp tục nghiên cứu và đánh giá chi tiết ở giai đoạn tiếp theo.

Tài liệu tham khảo

[1] Wally L. Holm, "Evolution of the carbon dioxide flooding processes", *Journal of Petroleum Technology*, Volume 39, Issue 11, pp. 1337 - 1342, 1987. DOI: 10.2118/17134-PA.

[2] John D. Rogers and Reid B. Grigg, "A literature analysis of the WAG injectivity abnormalities in the CO₂ process", *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, Volume 4, Issue 5, pp. 375 - 386, 2001. DOI: 10.2118/73830-PA.

[3] Christophe McGlade, Glenn Sondak, and Mei Han, "Whatever happened to enhanced oil recovery?", 27/11/2018.

[Online]. Available: <https://www.iea.org/commentaries/whatever-happened-to-enhanced-oil-recovery>.

[4] H. Hawez and Z. Ahmed, "Enhanced oil recovery by CO₂ injection in carbonate reservoirs", *Energy and Sustainability V: Proceedings of 5th Energy and Sustainability International Conference, Kuala Lumpur, Malaysia, 16 - 18 December 2014*.

STUDY ON ENHANCED OIL RECOVERY USING CONTINUOUS CO₂ INJECTION AND CO₂-WAG INJECTION IN A CARBONATE RESERVOIR AT THE NORTH KHOSEDAYU FIELD, RUSSIAN FEDERATION

**Le The Hung¹, Pham Truong Giang¹, Nguyen Minh Quy¹, Tran Xuan Quy¹
Phung Van Phong¹, Pham Van Tu¹, Pham Khac Dat², Nguyen Tien Thinh²**

¹Vietnam Petroleum Institute (VPI), Hanoi, 11312, Vietnam

²Rusvietpetro, Ho Chi Minh, 78223, Vietnam

KEY WORDS

Enhanced oil recovery (EOR), CO₂-EOR, CO₂-WAG, reservoir model, North Khosedayu field.

ABSTRACT

The paper evaluates the enhanced oil recovery potential of continuous CO₂ injection and CO₂ water-alternating-gas (CO₂-WAG) injection at the North Khosedayu field, Russian Federation, based on slim-tube experiments, 1D modeling, and reservoir simulation. The results indicate that oil displacement efficiency increases markedly with injection pressure, reflecting the transition from immiscible to near-miscible and fully miscible displacement.

A reservoir simulation model was then built for a representative sector to evaluate four production scenarios: natural depletion, waterflooding, continuous CO₂ injection, and CO₂-WAG injection. The results show that waterflooding does not improve the recovery, whereas continuous CO₂ injection and CO₂-WAG injection significantly enhance oil recovery compared to natural depletion.