

TRIỂN VỌNG ÁP DỤNG CÁC CÔNG NGHỆ TĂNG CƯỜNG THU HỒI DẦU CHO CÁC MỎ DẦU TẠI THỀM LỤC ĐỊA VIỆT NAM

**Phan Vũ Anh, Kiều Anh Trung, Trịnh Thanh Sơn, Hoàng Linh
Cù Thị Việt Nga, Lê Thị Thu Hương, Lê Thế Hùng**
Viện Dầu khí Việt Nam
Email: anhpv@vpi.pvn.vn

Tóm tắt

Các giải pháp tăng cường thu hồi dầu (như: hóa học, nhiệt, khí) đã được thử nghiệm và áp dụng tại nhiều mỏ dầu khí trên thế giới. Tuy nhiên, đối với các mỏ dầu khai thác ngoài biển, nằm ở độ sâu lớn và có nhiệt độ cao như ở Việt Nam thì giải pháp phù hợp là áp dụng phương pháp hóa học và bơm ép khí.

Bài báo giới thiệu kết quả nghiên cứu, thử nghiệm các phương pháp tăng cường thu hồi dầu do Viện Dầu khí Việt Nam (VPI) thực hiện tại một số mỏ dầu trong nước; đồng thời đề xuất các giải pháp nhằm góp phần thực hiện thành công các dự án tăng cường thu hồi dầu trong giai đoạn tới.

Từ khóa: Tăng cường thu hồi dầu, giải pháp hóa học, bơm ép khí, bơm ép nước có hàm lượng khoáng thấp.

1. Giới thiệu

Hiện nay, xu hướng nâng cao hiệu quả khai thác các mỏ sản có bằng các phương pháp tăng cường thu hồi dầu chiếm ưu thế so với tìm kiếm thăm dò các mỏ mới do vẫn đem lại hiệu quả đáng kể và tiềm ẩn ít rủi ro hơn về kinh tế, kỹ thuật cũng như môi trường. Theo dự báo của Cơ quan Năng lượng Quốc tế (IEA), đến năm 2030, sản lượng dầu hàng năm từ áp dụng các phương pháp tăng cường thu hồi dầu sẽ chiếm khoảng 15% sản lượng từ khai thác và phát triển các mỏ đang hoạt động hiện nay (Hình 1).

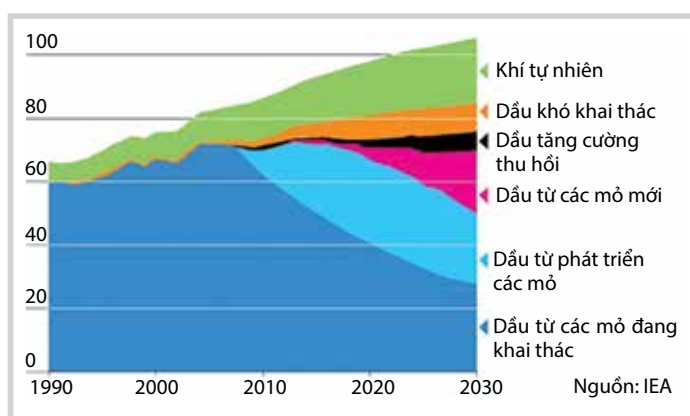
Các kết quả nghiên cứu trong phòng thí nghiệm và thống kê cho thấy trung bình chỉ khoảng 35% lượng dầu tại chỗ có thể thu được nhờ các phương pháp khai thác sơ cấp và thứ cấp như bơm ép nước. Để có thể khai thác được lượng dầu còn lại cần áp dụng các biện pháp tăng cường thu hồi dầu.

Hiệu quả của một dự án tăng cường thu hồi dầu phụ thuộc vào rất nhiều yếu tố như vị trí mỏ; độ sâu và phân bố giếng, tầng sản phẩm, nhiệt độ, áp suất vỉa; mức độ liên thông thủy động lực học giữa các giếng; tính chất lưu thể, thành phần đất đá; giá dầu, chi phí đầu tư thêm và cải hoán thiết bị trên giàn, các rủi ro... Do đó để đảm bảo thành công của một dự án tăng cường thu hồi dầu cần có các nghiên cứu tổng hợp về kỹ thuật và kinh tế để lựa chọn các giải pháp phù hợp và hiệu quả.

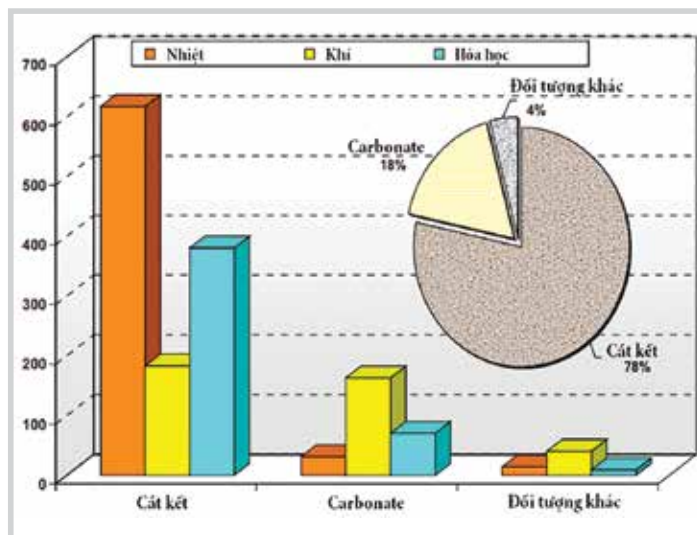
Tùy theo tác nhân được sử dụng, các phương pháp tăng cường thu hồi dầu trên thế giới hiện

nay được chia thành 3 nhóm chính: giải pháp nhiệt, giải pháp hóa và giải pháp khí. Ví dụ giải pháp hóa sẽ gồm bơm ép các hóa phẩm như polymer, chất hoạt động bề mặt, chất kiềm (alkaline) hoặc các tổ hợp như surfactant-polymer (SP), alkaline-surfactant-polymer (ASP), kết hợp các hạt nano với polymer hoặc chất hoạt động bề mặt... Mỗi giải pháp sẽ thích hợp với từng đối tượng khai thác cụ thể.

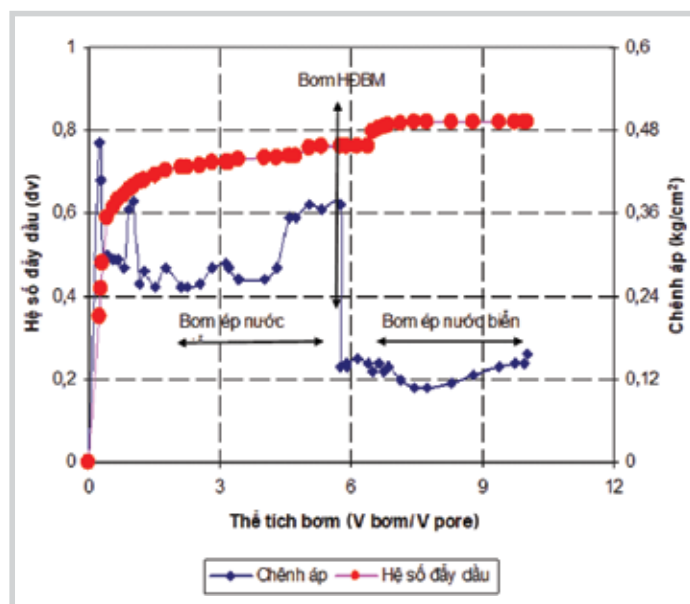
Kết quả đánh giá hơn 1.500 dự án tăng cường thu hồi dầu đã áp dụng trên thế giới cho thấy đối tượng chủ yếu được áp dụng các giải pháp tăng cường thu hồi dầu là các vỉa cát kết và carbonate. Các giải pháp nhiệt và hóa học thường được áp dụng cho các đối tượng trầm tích và các mỏ dầu khí trên đất liền. Trong khi đó, các giải pháp khí và nước (thay đổi tính chất hóa lý của nước bơm ép như làm giảm hàm lượng khoáng) thích hợp với đối tượng carbonate, turbidite và các mỏ dầu khí khai thác ngoài biển. Các giải pháp bơm ép khí CO₂ (từ nguồn khí tự nhiên và hệ thống thu gom khí thải công nghiệp),



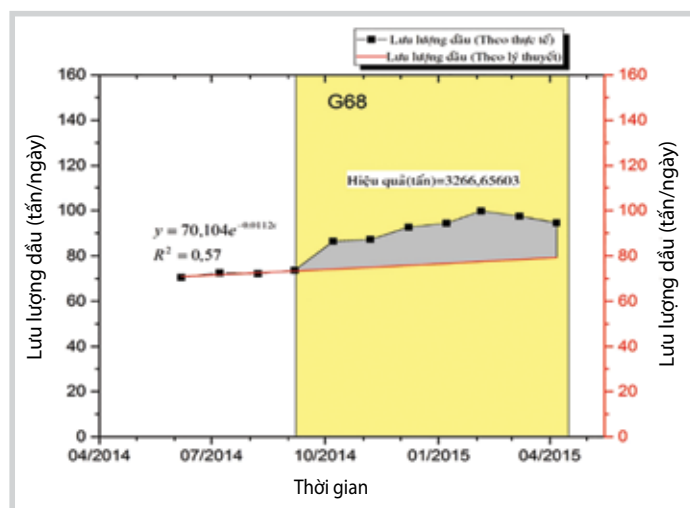
Hình 1. Dự báo sản lượng khai thác dầu trên toàn thế giới đến năm 2030 [1]



Hình 2. Tỷ trọng các phương pháp nâng cao hệ số thu hồi dầu đã áp dụng [2]



Hình 3. Kết quả đẩy dầu trên mẫu lõi của phức hợp vi sinh hóa lý trên mẫu lõi lấy tại tầng Miocene mỏ Bạch Hổ



Hình 4. Lượng dầu thu hồi thêm tại giếng 68 khi bơm phức hợp vi sinh hóa lý và giếng 64

bơm ép không khí áp suất cao và bơm ép hóa phẩm thường được lựa chọn cho các đối tượng có độ sâu lớn (nhiệt độ cao, áp suất cao).

Các kết quả nghiên cứu được công bố gần đây cho thấy đối với các mỏ dầu khai thác ngoài biển và vỉa chứa nằm ở độ sâu lớn như Việt Nam thì giải pháp phù hợp là áp dụng phương pháp hóa học và bơm ép khí.

Các nghiên cứu về tăng cường thu hồi dầu tại Việt Nam do VPI thực hiện trong 2 thập kỷ qua chủ yếu tập trung vào phương pháp hóa học. Bài báo giới thiệu một số kết quả nghiên cứu về tăng cường thu hồi dầu được VPI nghiên cứu phát triển trong phòng thí nghiệm và thử nghiệm thực tế tại bể Cửu Long.

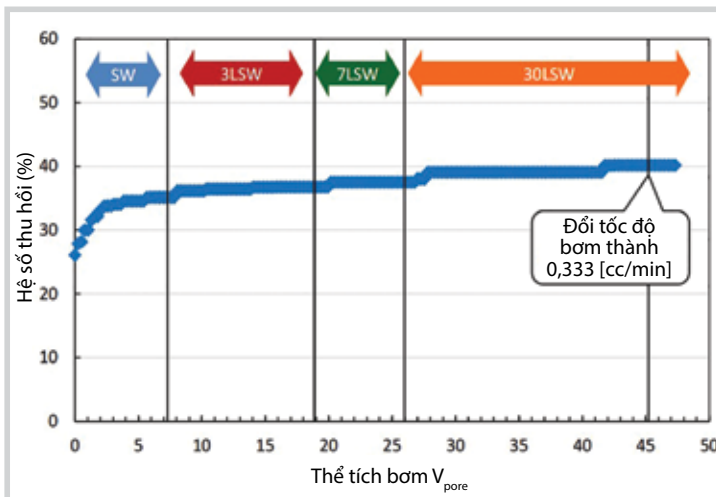
2. Kết quả nghiên cứu và thử nghiệm tăng cường thu hồi dầu bằng các giải pháp hóa học và khí tại Việt Nam

2.1. Bơm ép chất hoạt động bề mặt

Thực tế và lý thuyết cho thấy, ngay trong khu vực ảnh hưởng của nước bơm ép, một lượng dầu lớn vẫn nằm trong các bẫy mao quản của đá chứa (các kênh dẫn có kích thước rất nhỏ). Bằng phương pháp bơm ép nước thông thường không thể khai thác được dầu nằm trong các bẫy mao quản do lực nhớt không thể thắng được lực mao dẫn. Giải pháp chính để khai thác được một phần dầu trong các bẫy mao quản là sử dụng chất hoạt động bề mặt. Do đặc tính vốn có, các chất hoạt động bề mặt có xu hướng tập trung tại mặt liên diện hai pha dầu nước và bề mặt đá chứa. Sự có mặt của chúng tại đây làm giảm sức căng liên diện dầu nước (dẫn đến làm giảm áp suất mao dẫn) và thay đổi tính dính ướt của đất đá vỉa, giúp các giọt dầu trở nên linh động hơn, dễ biến dạng hoặc phân chia nhỏ hơn và thoát ra khỏi các bẫy mao mạch đá chứa vào kênh dẫn có kích thước lớn hơn, từ đó tăng hiệu suất đẩy dầu của nước bơm ép. Nghiên cứu tổng hợp hệ hóa phẩm chứa chất hoạt động bề mặt cho tăng cường thu hồi dầu phù hợp điều kiện một số vỉa thuộc các tầng Miocene và Oligocene đã được triển khai tại VPI từ khoảng hơn 10 năm trước. Các chất hoạt động bề mặt được lựa chọn chủ yếu là các hóa phẩm thương mại thuộc nhóm anion hoặc không ion do ít hấp phụ trên bề mặt đất đá, có khả năng chịu nhiệt và độ khoáng hóa cao. Một trong các sản phẩm được chế tạo và thử nghiệm rất sớm của VPI là phức hợp vi sinh hóa lý - hệ hóa phẩm có nồng độ cao các



Hình 5. Sản phẩm ứng dụng nano cho tăng cường thu hồi dầu của VPI

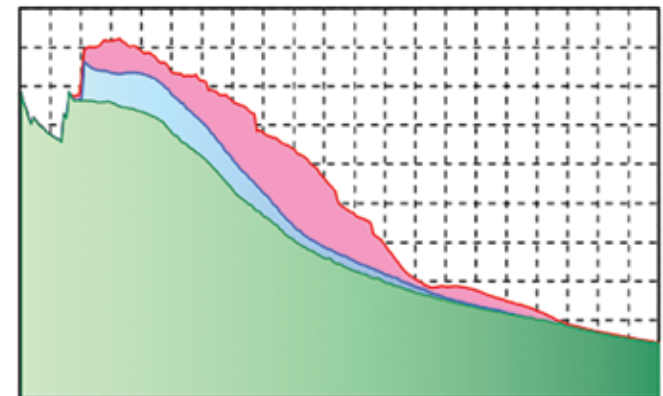
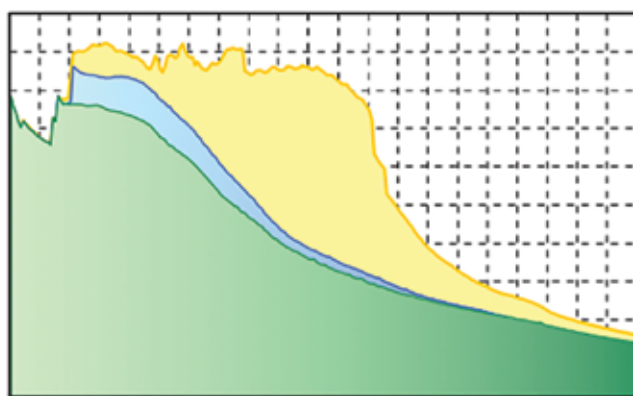
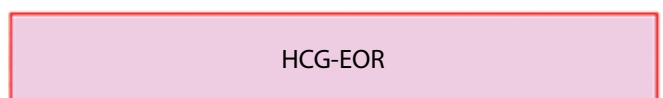
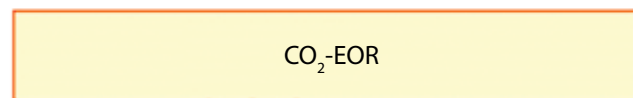


Hình 6. Tương quan hệ số thu hồi dầu khi bơm tuần tự nước biển pha loãng với các nồng độ khác nhau

chất hoạt động bề mặt anion và không ion cùng với một số phụ gia được tổng hợp từ các công nghệ vi sinh.

Các kết quả nghiên cứu trên mô hình vật lý và nhiều với mẫu lõi khác nhau của các tầng Miocene và Oligocene của mỏ Bạch Hổ và Đại Hùng cho thấy sử dụng phức hợp vi sinh hóa lý có thể cho gia tăng lượng dầu thu hồi từ 7% đến hơn 13%.

Sau quá trình thử nghiệm trên mẫu lõi và dự báo lượng dầu có thể thu hồi thêm qua các phần mềm mô phỏng, VPI và Vietsovpetro đã tiến hành thử nghiệm quy mô nhỏ tại các đối tượng Miocene dưới và Oligocene mỏ Bạch Hổ. Công nghệ được thử nghiệm là bơm nút phức hợp vi sinh hóa lý. Độ nhớt của hệ hóa phẩm có thể điều chỉnh phù hợp với độ tiếp nhận nước của giếng bơm ép và độ thấm trung bình của vỉa dựa trên thay đổi thành phần và hàm lượng các cấu tử. Sau khi bơm nút phức hợp vi sinh hóa lý, giếng bơm ép vận hành bình thường với nước biển. Hệ hóa phẩm có độ nhớt ban đầu khá cao giúp tăng hệ số quét tại gần khu vực giếng bơm ép tuy nhiên các chất hoạt động bề mặt đều dễ tan trong nước nên không làm thay đổi đáng kể độ tiếp nhận nước của giếng bơm ép. Các kết quả thử nghiệm cho thấy hiệu quả của phức hợp vi sinh hóa lý được thể hiện rõ ở biến động sản lượng tại một số giếng khai thác trong khu vực có mức độ liên thông thủy động lực học tốt với giếng bơm ép được thử



Thời gian
Chi phí đầu tư: 1 tỷ USD

Thời gian
Chi phí đầu tư: 100 triệu USD

Hình 7. So sánh hiệu quả đẩy dầu và chi phí đầu tư ban đầu giữa bơm ép CO₂ và khí hydrocarbon [5]

nghiệm. Điển hình trong chương trình thử nghiệm năm 2014 tại giếng khai thác 68 thuộc khu vực ảnh hưởng của giếng bơm ép 64 (giếng được bơm phức hợp vi sinh hóa lý), sản lượng dầu tăng thêm 40% từ 70 tấn/ngày lên 100 tấn/ngày [3]. Lượng dầu khai thác thêm tại giếng so với dự báo khai thác được theo dõi trong vòng 7 tháng được thể hiện trên Hình 4.

Kết quả các thử nghiệm phức hợp vi sinh hóa lý cho thấy hiệu quả và tiềm năng áp dụng các phương pháp hóa học cho tăng cường thu hồi dầu tại các vỉa Miocene và Oligocene. Tuy nhiên trong bối cảnh giá dầu như hiện nay cần nghiên cứu lựa chọn thành phần các cấu tử cho phù hợp để đảm bảo hiệu quả về mặt kinh tế và kỹ thuật.

2.2. Bơm ép polymer kết hợp chất hoạt động bề mặt

Trong giai đoạn cuối của quá trình khai thác, ngoài dầu bị giữ trong các bẫy mao quản của đá chứa, một lượng dầu đáng kể vẫn nằm ngoài vùng tác động của nước bơm ép. Do đó ngoài việc tăng hiệu quả đẩy dầu tại các khu vực nước bơm ép đi qua (nhờ sử dụng các chất hoạt động bề mặt), còn sử dụng tác nhân polymer để tăng hệ số quét của lưu thể đẩy và hạn chế lười nước. Độ nhớt của lưu thể đẩy càng cao thì phân bố vào các khu vực có độ thấm khác nhau càng đồng đều và hệ số quét càng lớn. Khi hệ hóa phẩm chứa polymer được bơm nút, phòng đẩy dầu cũng phần nào được cân bằng và hệ số quét cũng được cải thiện. Nút bơm càng lớn thì hiệu quả quét dầu càng cao.

Sử dụng các polymer tan trong nước nhằm tăng độ nhớt của nước bơm ép từ đó tăng hệ số quét dầu được VPI nghiên cứu và phát triển từ cuối những năm 90 của thế kỷ XX. Polymer được sử dụng trong công nghệ tăng cường thu hồi dầu chia làm 2 loại chính là polysaccharide có nguồn gốc vi sinh như: xanthan gum, scleroglucan, schizophyllan và polyacrylamide tổng hợp từ các phương pháp hóa học. Do có đặc tính bền nhiệt và muối cao hơn so với các polysaccharide, polyacrylamide biến tính được sử dụng nhiều hơn trong lĩnh vực tăng cường thu hồi dầu.

Kết quả đánh giá hiệu quả nâng cao hệ số thu hồi dầu trên mô hình vật lý vỉa (với mẫu lõi lấy từ tầng Miocene mỏ Bạch Hổ) bằng phương pháp bơm ép polymer và chất hoạt động bề mặt (với nồng độ thấp) được thực hiện trong phòng thí nghiệm tại VPI cho thấy khả năng gia tăng hệ số thu hồi dầu khoảng 2 - 5%. Tuy nhiên, việc áp dụng bơm ép polymer tại các mỏ trên thềm lục địa của

Việt Nam, trong đó có mỏ Bạch Hổ đang gặp phải thách thức khá lớn về mặt công nghệ và kinh tế. Để chế tạo được hệ dung dịch polymer đồng nhất cần hệ thống phối trộn tự động với tốc độ cao, chiếm khá nhiều không gian. Trong khi đó, diện tích mặt sàn của các giàn trong khu vực áp dụng tăng cường thu hồi dầu lại khá hạn chế, dẫn đến khó khăn trong quá trình triển khai. Mặt khác nếu thực hiện trên bờ thì thể tích dung dịch polymer quá lớn sẽ làm gia tăng chi phí tàng trữ và vận chuyển. Ngoài ra, chi phí thuê hoặc đầu tư hệ thống thiết bị phối trộn khá cao cũng là khó khăn khi áp dụng bơm ép polymer tại mỏ Bạch Hổ và các mỏ khác thuộc bể Cửu Long.

2.3. Bơm ép polymer, chất hoạt động bề mặt kết hợp vật liệu nano

Vật liệu nano vô cơ như nanosilica có ưu điểm chịu được nhiệt độ vỉa và độ khoáng hóa tốt hơn nhiều so với các hóa phẩm hữu cơ như chất hoạt động bề mặt hoặc polymer. Ảnh hưởng của vật liệu nano lên hiệu quả tăng cường thu hồi dầu chủ yếu dựa trên khả năng làm giảm sức căng liên diện dầu nước do có xu hướng tập trung tại bề mặt ngăn cách pha dầu nước và bề mặt đá chứa. Khi bơm ép cùng với chất hoạt động bề mặt, vật liệu nano có khả năng hạn chế hấp phụ chất hoạt động bề mặt trên bề mặt đất đá vỉa, giúp nâng cao hiệu quả đẩy dầu. Ngoài ra, với kích thước nhỏ, vật liệu nano có thể thâm nhập sâu vào vỉa, các mao mạch nhỏ của đá chứa, nơi các hóa phẩm hữu cơ có phân tử khối tương đối lớn gần như không thể tiếp cận. Ưu điểm khác của nano vô cơ là giá thành thấp hơn so với chất hoạt động bề mặt và polymer. Đa số các công nghệ ứng dụng nano vô cơ cho tăng cường thu hồi dầu hiện nay đều sử dụng kèm với polymer hoặc/và chất hoạt động bề mặt để tạo nên một hệ phân tán có độ đồng nhất cao và cho hiệu quả cộng hưởng. VPI đã tiến hành nghiên cứu, chế tạo một số sản phẩm như nanosilica kết hợp với chất hoạt động bề mặt có thể chịu được nhiệt độ lên đến 140°C, có khả năng thay đổi mạnh tính dính ướt của đất đá và cho khả năng nâng cao hệ số đẩy dầu trong các mẫu lõi trên 12%.

2.4. Bơm ép nước có hàm lượng khoáng thấp (low salinity water flooding)

Phương pháp tăng cường thu hồi dầu VPI hợp tác nghiên cứu cùng JOGMEC (Nhật Bản) là bơm ép nước có hàm lượng khoáng thấp với ưu điểm là đơn giản, ít rủi ro, thân thiện môi trường và chi phí chế tạo, tàng trữ, vận chuyển hóa phẩm thấp. Tuy nhiên, công nghệ này đòi hỏi chi phí đáng kể cho đầu tư hệ thống khử muối, xử lý và

pha loãng nước biển lấp đặt trực tiếp trên giàn [4]. Để hạn chế rủi ro khi triển khai công nghệ, cần tiến hành nghiên cứu đánh giá khả năng trương nở sét khi có sự tiếp xúc giữa nước có hàm lượng khoáng thấp và đất đá vữa. Kết quả nghiên cứu cho thấy hàm lượng khoáng tối ưu nằm trong khoảng 1.000 - 2.000ppm (tương đương với nước biển pha loãng từ 18 - 35 lần).

2.5. Bơm ép khí (CO₂ và hydrocarbon)

Các kết quả nghiên cứu trong phòng thí nghiệm và mô phỏng cho thấy hiệu quả đẩy dầu trên mẫu lõi của CO₂ cao hơn hẳn so với khí hydrocarbon. Tuy nhiên, áp dụng bơm ép CO₂ trong thực tế gặp trở ngại về nguồn khí và chi phí đầu tư hạ tầng ban đầu cho hệ thống thu gom, tàng trữ và vận chuyển lớn (Hình 7). Phương pháp bơm ép CO₂ có thể khả thi về mặt kỹ thuật và kinh tế nếu có sự hợp tác, chia sẻ kết quả nghiên cứu, chi phí hạ tầng giữa các đơn vị khai thác.

Bơm ép khí hydrocarbon đã được nghiên cứu trong phòng thí nghiệm và thử nghiệm tại mỏ Rạng Đông và bước đầu cho kết quả khả quan. Kết quả thử nghiệm cho thấy việc áp dụng bơm ép khí hydrocarbon cho tầng chứa Miocene dưới đã giúp sản lượng khai thác dầu gia tăng trên 420 nghìn thùng. Với hiệu quả bước đầu đạt được, chủ mỏ đã xây dựng và đề xuất phương án sẽ tiếp tục triển khai ứng dụng giải pháp này trong thời gian tiếp theo [6].

2.6. Nhận xét chung về công tác nghiên cứu, thử nghiệm

Công tác nghiên cứu, thử nghiệm và đánh giá hiệu quả áp dụng các giải pháp tăng cường thu hồi dầu hiện đang gặp phải một số khó khăn như:

Mô hình vỉa không mô phỏng chính xác điều kiện khai thác nên khó có thể dự báo kết quả khi triển khai thực tế. Trong các thí nghiệm với mô hình vật lý vỉa hệ số quét đều lớn hơn rất nhiều so với điều kiện thực tế do mẫu lõi có kích thước nhỏ và không có độ bất đồng nhất về thành phần cấu tạo và độ thấm thực tế trong vỉa.

Để đánh giá chính xác hiệu quả kinh tế của một dự án tăng cường thu hồi dầu cần nâng cao độ chính xác của dự báo kết quả khai thác dựa trên các dữ liệu lịch sử khai thác; Để lựa chọn khu vực có thể tác động và vị trí giếng bơm ép cần phải có nghiên cứu thêm về nguồn gốc nước; lưu lượng nước bơm ép, nước khai thác; mức độ liên thông thủy động lực học giữa các giếng bơm ép và khai thác, độ tiếp nhận của giếng bơm ép...

Các loại hóa phẩm sử dụng cho tăng cường thu hồi

dầu vẫn chưa sản xuất được ở trong nước trên quy mô công nghiệp dẫn đến việc không chủ động được nguồn cung. Giá thành hóa phẩm, chi phí chế tạo, tàng trữ và vận chuyển cao cũng ảnh hưởng đến hiệu quả của các dự án tăng cường thu hồi dầu. Chi phí đầu tư thêm và cải hoán thiết bị, tàng trữ, vận chuyển hóa phẩm vẫn chiếm tỷ lệ khá lớn trong tổng chi phí cho dự án tăng cường thu hồi dầu, đặc biệt là đối với các mỏ ngoài khơi.

3. Kết luận

Sản lượng khai thác của Việt Nam đang suy giảm nhanh, sau năm 2024 dự báo chỉ đạt 10 triệu tấn/năm và đến năm 2035 chỉ còn dưới 2 triệu tấn/năm. Do đó, việc áp dụng các giải pháp gia tăng sản lượng (IOR) và các giải pháp nâng cao hệ số thu hồi dầu (EOR) là vấn đề rất cấp bách.

Kết quả nghiên cứu, ứng dụng các giải pháp nâng cao hệ số thu hồi dầu cho các mỏ tại Việt Nam trong thời gian qua chủ yếu được thực hiện trên quy mô nhỏ, việc áp dụng trên diện rộng còn gặp nhiều khó khăn. Nhóm tác giả đề xuất các giải pháp triển khai tăng cường thu hồi dầu tại các mỏ tại Việt Nam như sau:

- Cần có một nghiên cứu tổng thể về tăng cường thu hồi dầu cho các mỏ đang trong giai đoạn suy thoái từ các khâu khảo sát hiện trạng khai thác, tính chất vỉa; lựa chọn khu vực, phương pháp, đánh giá tiềm năng, lập kế hoạch triển khai thực tế, kiểm soát rủi ro...

- Trong quá trình triển khai, cần có các giải pháp khả thi cho từng đối tượng mỏ trên cơ sở các đánh giá về đặc điểm của mỏ, phân tích thí nghiệm cũng như mô hình vật lý vỉa nhằm lựa chọn giải pháp tối ưu.

- Đối với các mỏ mới, cần có phương án để chuẩn bị sẵn hạ tầng để áp dụng giải pháp tăng cường thu hồi dầu trong giai đoạn suy giảm sản lượng sau này.

Tài liệu tham khảo

1. Miller, R. G. *Future oil supply: The changing stance of the International Energy Agency*. Energy Policy. 2011; 39(3): p. 1569 - 1574.
2. Eduardo Manrique, et al. *EOR: Current status and opportunities*. SPE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, Oklahoma, USA. 24 - 28 April, 2010.
3. Trịnh Thanh Sơn và nnk. *Hoàn thiện công nghệ nâng cao hệ số thu hồi dầu cho các đối tượng lục nguyên và móng bằng những phương pháp vi sinh hóa lý*. Viện Dầu khí

Việt Nam. 2015.

4. VPI, JOGMEC. *Joint study on LSWF EOR in Vietnam*. 2017.

5. Yohei Kawahara, Atsushi Hatakeyama. *Offshore CO₂-EOR Pilot Project in Vietnam*. 5th October, 2016.

6. JVPC. *Hydrocarbon gas injection enhanced oil recovery pilot test*. 2013.

POTENTIAL APPLICATION OF ENHANCED OIL RECOVERY ECHNOLOGIES FOR OIL FIELDS IN THE CONTINENTAL SHELF OF VIETNAM

Phan Vu Anh, Kieu Anh Trung, Trinh Thanh Son, Hoang Linh Cu Thi Viet Nga, Le Thi Thu Huong, Le The Hung
Vietnam Petroleum Institute
 Email: anhpv@vpi.pvn.vn

Summary

Enhanced oil recovery solutions (such as chemical, thermal, gas) have been tested and applied in many oil and gas fields in the world. However, the suitable solutions for deepwater offshore oilfields with high temperature in Vietnam are to apply chemical and gas injection methods.

The paper presents results of study and test of enhanced oil recovery methods conducted by the Vietnam Petroleum Institute in some oil fields in Vietnam and proposes some measures for successful implementation of enhanced oil recovery projects in the future.

Key words: *Enhanced oil recovery, increased production, chemical method, gas injection, low salinity water flooding.*