

ĐỊNH HƯỚNG VỀ CƠ CHẾ, CHÍNH SÁCH KHUYẾN KHÍCH NHÀ THẦU DẦU KHÍ ĐẦU TƯ CÁC DỰ ÁN NÂNG CAO THU HỒI DẦU

TS. Phan Ngọc Trung, TS. Nguyễn Hữu Trung, ThS. Phạm Kiều Quang
Viện Dầu khí Việt Nam

Tóm tắt

Việc triển khai giải pháp nâng cao thu hồi dầu giúp nâng cao sản lượng khai thác, song đòi hỏi chi phí lớn, tiềm ẩn nhiều rủi ro do phụ thuộc vào việc lựa chọn phương pháp phù hợp, thời điểm áp dụng phương pháp nâng cao thu hồi dầu (EOR) và yếu tố “may mắn”. Ngoài việc xác định các mỏ dầu có áp dụng được kỹ thuật EOR hay không, còn phải tính đến yếu tố kinh tế của dự án EOR. Trong khi đó, Việt Nam chưa có cơ chế, chính sách ưu đãi cho việc áp dụng EOR, do đó cần phải có một hành lang pháp lý để khuyến khích và tạo sự chủ động cho các nhà thầu sớm nghiên cứu ứng dụng giải pháp EOR. Trong bài báo này, nhóm tác giả giới thiệu tổng quan và thống nhất khái niệm về EOR, đồng thời đề xuất định hướng chính sách khuyến khích nhà thầu dầu khí đầu tư các dự án EOR ở Việt Nam.

Từ khóa: Cải thiện thu hồi dầu, nâng cao thu hồi dầu, khai thác tam cấp.

1. Định nghĩa về nâng cao thu hồi dầu

Các phương pháp EOR được áp dụng rộng rãi từ những năm 60, 70 và đầu những năm 80 của thế kỷ XX do giá dầu tăng cao, cần nâng cao sản lượng và hiệu quả khai thác mỏ. Thuật ngữ cải thiện thu hồi dầu (IOR) xuất hiện phổ biến vào cuối những năm 80 và đầu những năm 90 của thế kỷ trước, chú trọng đến hiệu quả kinh tế khi áp dụng các giải pháp khai thác dầu, trong đó có các giải pháp EOR [6]. Nguyên nhân do một số phương pháp EOR thất bại về mặt kỹ thuật và các lý do kinh tế (giá dầu giảm và cơ hội tìm ra mỏ dầu khí mới ở các khu vực khác).

Từ quan điểm năng lượng sử dụng trong quá trình khai thác dầu, các giai đoạn khai thác một mỏ dầu được chia thành ba cơ chế khai thác chính (Hình 1) [2, 14], miêu tả sản lượng khai thác dầu khí đặc trưng phụ thuộc thời gian tương ứng với các cơ chế khai thác được áp dụng.

1.1. Khai thác sơ cấp

Trong giai đoạn sản xuất ban đầu, áp suất vỉa còn cao, dầu được khai thác nhờ sự dịch chuyển trong vỉa chứa bởi năng lượng nội tại của vỉa. Năng lượng tự nhiên của mỏ dầu chủ yếu là năng lượng đàn hồi của chất lưu và thành hệ đá chứa, năng lượng khí hòa tan, năng lượng mũ khí, năng lượng của nguồn nước vỉa và năng lượng tiềm năng của lực mao dẫn và lực hấp dẫn. Trong giai đoạn này đối với các mỏ không có nguồn nước vỉa và mũ khí hỗ trợ đủ mạnh, sản lượng khai thác giảm nhanh sau khi năng lượng vỉa yếu đi.

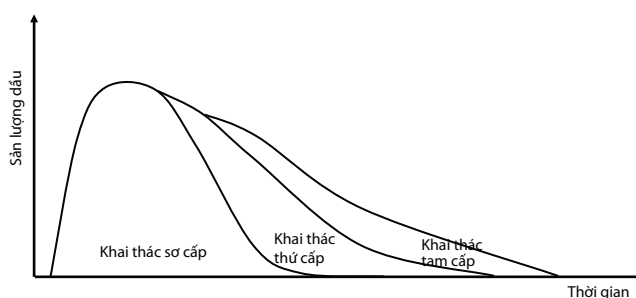
Tuy nhiên, trong nhiều trường hợp để tăng cường nhịp độ khai thác của mỏ khi năng lượng của vỉa yếu đi, người ta

bổ sung năng lượng tại các giếng khai thác (sử dụng gaslift bơm ngậm, bơm piston...), cho phép khai thác sớm lượng dầu trên bề mặt nhưng lượng dầu thu hồi thêm không nhiều.

1.2. Khai thác thứ cấp

Giai đoạn khai thác thứ cấp thường được bắt đầu khi áp suất vỉa chứa trong giai đoạn khai thác sơ cấp giảm, kèm theo suy giảm sản lượng dầu khai thác. Năng lượng nội vỉa suy giảm khiến dầu thô không thể di chuyển đến các giếng khai thác. Để giải quyết vấn đề này, người ta tiến hành bơm ép các loại lưu thể (nước, khí) vào vỉa cụ thể nhằm duy trì, phục hồi hoặc tăng áp suất vỉa (cung cấp năng lượng cho vỉa từ bên ngoài). Tùy vào điều kiện của vỉa chứa dầu, các lưu thể được bơm vào có thể được lấy từ các vỉa/mỏ lân cận hoặc từ trên bề mặt cung cấp. Có ba hình thức duy trì áp suất vỉa là bơm ép nước, tái tuần hoàn bơm ép khí tạo mũ khí, bơm nước vào đáy vỉa và khí vào đỉnh vỉa đồng thời nhằm duy trì hoặc làm chậm mức độ giảm sản lượng khai thác.

Cần lưu ý rằng trong giai đoạn khai thác thứ cấp (phổ biến nhất là bơm ép nước) chỉ khai thác được phần dầu



Hình 1. Sản lượng khai thác dầu

linh động (mobile) trong vỉa. Do đó, sẽ đến thời điểm không thể thu hồi thêm dầu mặc dù vẫn bơm lưu thể vào trong vỉa, do các lực mao dẫn dầu dư bị kẹt lại trong vỉa dưới dạng dầu bất động (immobile) mà nguồn năng lượng bên ngoài dưới dạng lực nhớt không thể đẩy được dầu dư ra khỏi vỉa. Giá trị bão hòa dầu dư (Sor) tới hạn (bất động) phụ thuộc vào tính chất giữa pha chất lưu/nước đẩy và đặc trưng đá chứa. Như vậy, giá trị bão hòa dầu dư là giới hạn cuối cùng của thu hồi dầu thứ cấp bơm ép nước còn gọi là giới hạn kỹ thuật hay hệ số thu hồi kỹ thuật dầu cuối cùng (trước khi độ bão hòa dầu dư đạt giá trị tới hạn cần dừng khai thác thứ cấp để đảm bảo hiệu quả kinh tế). Giá trị hệ số thu hồi dầu cuối cùng của khai thác thứ cấp do yếu tố kinh tế chi phối và phụ thuộc vào sơ đồ phát triển mỏ (hay sơ đồ công nghệ). Từ đây, khái niệm tối ưu hóa khai thác thứ cấp (bơm ép nước) được phát triển, tập trung vào các giải pháp tăng cường thu hồi dầu giúp đẩy nhanh tốc độ khai thác và qua đó cải thiện thu hồi dầu thứ cấp và các chỉ tiêu kinh tế.

Trong giai đoạn thu hồi dầu sơ cấp và thu hồi dầu thứ cấp, dầu dịch chuyển trong vỉa và đưa lên bề mặt chủ yếu dựa vào năng lượng nội vỉa hoặc/và bổ sung từ bên ngoài vào bằng các kỹ thuật, công nghệ khai thác dầu không quá phức tạp nên được gọi là thu hồi dầu thông thường (COR).

1.3. Khai thác tam cấp

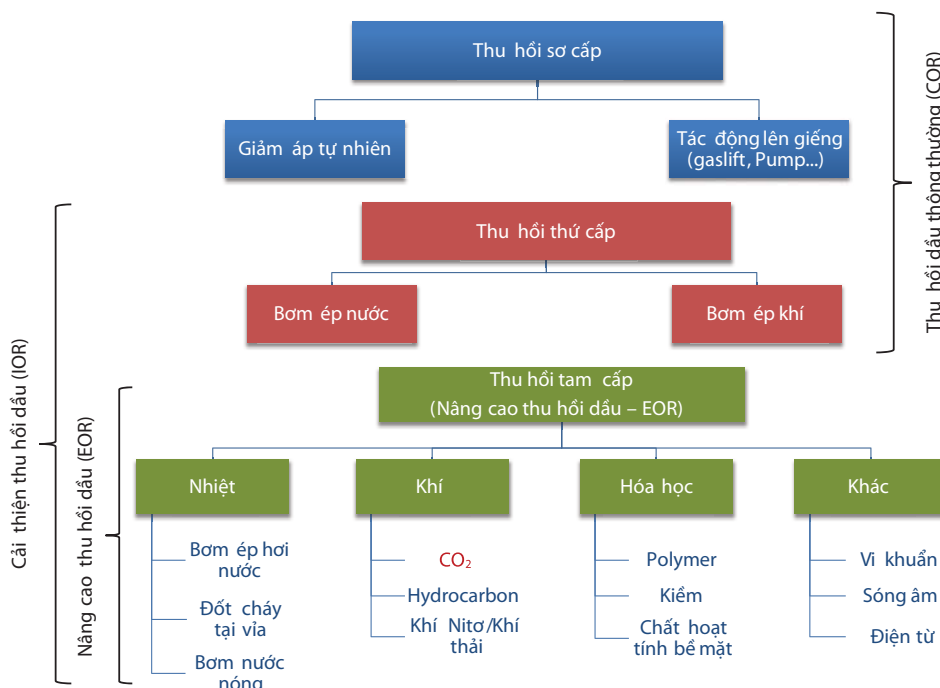
Khi nguồn năng lượng từ bên ngoài tác động vào vỉa không thể dịch chuyển dầu từ vỉa tới các giếng khai thác

thì cần phải tác động để tăng hiệu suất quét, hiệu suất đẩy bằng cách thay đổi các đặc trưng cơ bản của chất lưu trong vỉa như: sức căng bề mặt, độ nhớt, tính dính ướt, tỷ số linh động... Các phương pháp nhiệt, khí, hóa học và phương pháp sử dụng vi khuẩn thường được sử dụng để thu hồi thêm dầu sau khi giai đoạn khai thác thứ cấp không hiệu quả. Các phương pháp áp dụng trong giai đoạn này được gọi là nâng cao thu hồi dầu (EOR).

Trong giai đoạn khai thác tam cấp, các giải pháp IOR (tương tự giai đoạn khai thác thứ cấp) cũng có thể được triển khai đồng thời nhằm gia tăng hiệu quả kinh tế cho dự án. Lưu ý rằng khai thác tam cấp - EOR để khai thác thêm phần dầu dư bất động trong vỉa, mà không thể thu hồi bằng các cơ chế khai thác thứ cấp thông thường. Do vậy, hiệu quả áp dụng khai thác tam cấp được xác định bằng phần dầu khai thác tăng thêm do giảm được giá trị dầu bất động Sor này.

Các phương pháp EOR chủ yếu được áp dụng cho giai đoạn thu hồi tam cấp, mặc dù một số phương pháp EOR có thể được sử dụng sớm hơn trong các giai đoạn khai thác dầu. EOR là việc sử dụng các công nghệ khai thác để tăng lượng dầu có thể khai thác được từ một mỏ sau giai đoạn khai thác sơ cấp và thứ cấp. Các công nghệ này là các phương pháp hoặc tổ hợp phương pháp khí, nhiệt, hóa học hay vi khuẩn, để thu hồi dầu bị mắc kẹt trong những tập đá chứa dầu bằng cách làm giảm các lực giữ dầu ở trong lỗ rỗng của vỉa đá, làm giảm độ nhớt khác nhau giữa dầu và nước hoặc làm giảm các đặc tính của vỉa để dầu có thể dễ dàng được khai thác hơn.

Với các biện pháp tác động từ bên ngoài vào vỉa dầu khí (bổ sung năng lượng, tạo tương tác chất lưu/vỉa...) nhằm tăng thêm lượng dầu khai thác ngoài lượng dầu khai thác nhờ năng lượng nội tại của vỉa được gọi chung là "cải thiện thu hồi dầu" (IOR). Như vậy, IOR bao gồm các phương pháp EOR cũng như việc tái phát triển mỏ, khoan thêm giếng mới và việc ứng dụng các công nghệ giếng khoan, quản lý và kiểm soát vỉa một cách thông minh, các kỹ thuật giám sát vận hành vỉa tiên tiến và các ứng dụng cải tiến khác đối với quá trình khai thác dầu.



Hình 2. Cơ chế thu hồi dầu [11]

2. Tiềm năng và lợi ích của việc triển khai dự án EOR

Việc áp dụng EOR sẽ làm gia tăng tổng sản lượng dầu khai thác được từ một vỉa, góp phần tăng doanh thu và lợi nhuận cho nhà thầu dầu khí và nước chủ nhà.

Mỹ là nước có sản lượng dầu khai thác tăng thêm nhờ các phương pháp EOR đứng đầu trên thế giới. Trong giai đoạn 1986 - 2012, Mỹ đã khai thác được khoảng 62,68 tỷ thùng dầu, trong đó sản lượng dầu khai thác được từ việc áp dụng các biện pháp EOR chiếm gần 6% tổng sản lượng đã khai thác (3,51 tỷ thùng dầu). Các dự án EOR ở Mỹ sử dụng nhiệt, hóa chất, khí (CO₂, hydrocarbon, nitơ, khí thải...) và vi khuẩn để nâng cao hệ số thu hồi dầu. Trong đó, Mỹ chủ yếu sử dụng nhiệt và khí để gia tăng sản lượng khai thác, đặc biệt là phương pháp bơm ép hơi nước và bơm ép CO₂ [8].

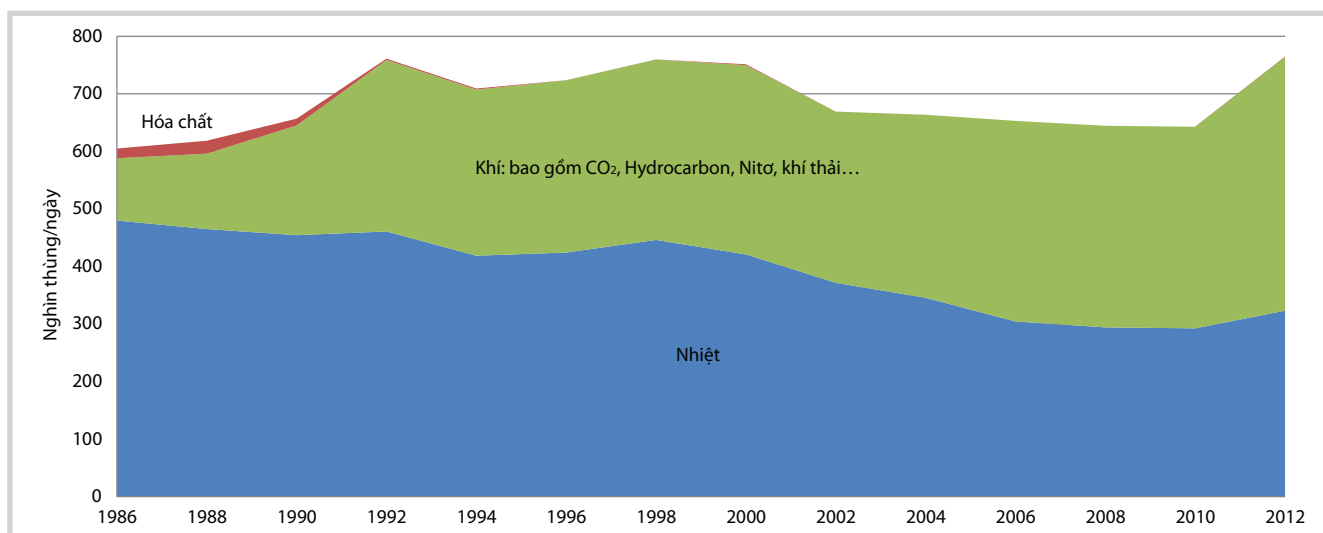
Canada đứng thứ 2 sau Mỹ về sản lượng dầu khai thác tăng thêm nhờ việc áp dụng các phương pháp EOR. Theo

khảo sát của Oil & Gas Journal công bố năm 2012, Canada có 40 dự án EOR (70% dự án áp dụng phương pháp bơm ép khí và 25% dự án áp dụng phương pháp nhiệt). Trong số 28 dự án bơm ép khí, có 71,43% dự án áp dụng phương pháp bơm ép khí hydrocarbon trộn lẫn, các dự án CO₂-EOR chỉ chiếm 21,43%.

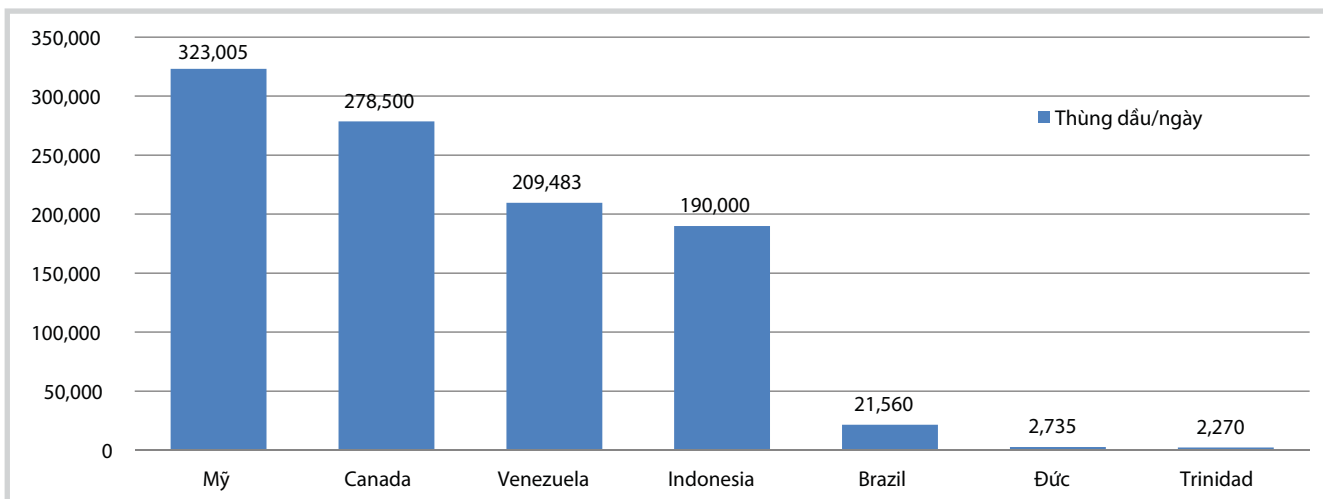
Indonesia có một dự án EOR song sản lượng dầu khai thác tăng thêm từ dự án EOR này rất cao. Mỏ Duri do PT Caltex điều hành áp dụng phương pháp nhiệt với sản lượng dầu khai thác tăng thêm năm 2012 là 190.000 thùng dầu/ngày [8].

Venezuela có khoảng 48 dự án EOR, trong đó chủ yếu áp dụng phương pháp nhiệt để nâng cao thu hồi dầu. Sản lượng khai thác tăng thêm từ việc áp dụng phương pháp nhiệt ở Venezuela là 209.483 thùng dầu/ngày [8].

Việt Nam đã bắt đầu nghiên cứu, triển khai thử nghiệm EOR trong hơn một thập kỷ qua. Tuy nhiên các



Hình 3. Sản lượng dầu khai thác tăng thêm do áp dụng EOR của Mỹ [8]



Hình 4. Sản lượng dầu khai thác tăng thêm năm 2012 do áp dụng phương pháp nhiệt [8]

dự án EOR ở Việt Nam còn khá khiêm tốn. Trên thực tế mới có đối tượng Miocene mỏ Rạng Đông vừa kết thúc triển khai ứng dụng phương pháp bơm ép hydrocarbon thử nghiệm và đã có kế hoạch triển khai bơm ép hydrocarbon trên toàn mỏ từ giữa tháng 9/2014 với lượng dầu khai thác tăng thêm dự kiến khoảng 10 triệu thùng dầu [12]. Tại mỏ Bạch Hổ, thử nghiệm bơm ép chất hoạt động bề mặt vi sinh hóa lý được thực hiện khá thành công ở một số khu vực thuộc đối tượng Miocene và bắt đầu mở rộng thử nghiệm ở đối tượng Oligocene [13], dự kiến cho phép thu hồi thêm một lượng dầu đáng kể. Một loạt các đối tượng/mỏ dầu khác đang được triển khai nghiên cứu áp dụng phương pháp EOR. Đáng lưu ý, phương pháp bơm ép hòa tan CO₂ đã được thử nghiệm tại đối tượng Miocene mỏ Rạng Đông và cho kết quả khả quan về mặt kỹ thuật. Phương pháp này sẽ mang lại lợi ích lớn khi được áp dụng kết hợp với nhiều mỏ/đối tượng khác nhằm giảm chi phí. Ước tính nếu áp dụng thành công phương pháp này tại các mỏ thuộc bể Cửu Long sẽ thu hồi thêm gần 200 triệu thùng dầu [12, 13]. Điều này cho thấy tiềm năng lớn của việc áp dụng EOR ở Việt Nam, không chỉ ở bể Cửu Long mà còn tại các bể khác, nơi có các mỏ dầu đang được khai thác.

3. Định hướng về cơ chế chính sách khuyến khích nhà thầu đầu tư EOR ở Việt Nam

3.1. Cơ chế EOR của một số nước trên thế giới

Để khuyến khích nhà thầu dầu khí thực hiện EOR, các nước trên thế giới đều tập trung vào cơ chế tài chính của hợp đồng dầu khí. Đối với các nước áp dụng hợp đồng PSC (như Indonesia, Malaysia, Myanmar và Trung Quốc), chính sách khuyến khích EOR tập trung vào việc tăng tỷ lệ dầu thu hồi chi phí, giảm thuế thu nhập, giảm thuế tài nguyên, tăng tỷ lệ nhà thầu được nhận trong phân chia dầu lãi đối với dầu khai thác tăng thêm.

Ở Indonesia, để khuyến khích các nhà thầu áp dụng EOR, Chính phủ Indonesia áp dụng hợp đồng EOR với các cơ chế khuyến khích cho dầu thu hồi chi phí, tỷ lệ phân chia dầu lãi và tỷ lệ DMO phải nộp cho Chính phủ. DMO là mức sản lượng tiêu thụ nội địa bắt buộc mà nhà thầu phải trả cho Chính phủ Indonesia từ phần dầu lãi được chia của mình. Mức sản lượng và giá dành cho tiêu thụ nội địa được quy định dựa vào thỏa thuận. Theo đó, dự án EOR ở Indonesia sẽ có tỷ lệ chi phí thu hồi cao hơn so với các dự án dầu khí thông thường, ngoài tỷ lệ chi phí thu hồi cho phép nhà thầu sẽ được thu hồi thêm phần chi phí đã bỏ ra với mức tối đa là 30%. Ví dụ dự án EOR ở mỏ Limau được thu hồi thêm 30%, ngoài

mức 90% thu hồi chi phí như các dự án khác (30% chi phí thu hồi thêm không được khấu trừ thuế). Ngoài ra, Indonesia còn miễn thuế DMO trong 5 năm đầu tiên kể từ khi có sản lượng khai thác và có tỷ lệ thuế DMO thấp hơn so với quy định. Tỷ lệ DMO đối với các dự án EOR phụ thuộc vào đàm phán. Chẳng hạn dự án EOR ở mỏ dầu Limau có tỷ lệ DMO là 7,2%, và tỷ lệ phân chia dầu lãi nhà thầu được nhận là 71,154% đối với dầu thô khai thác tăng thêm [3, 9, 10].

Malaysia hiện đang bắt đầu quan tâm tới vấn đề EOR với cơ chế khuyến khích cho các dự án EOR tập trung vào chi phí đầu tư cho EOR. Theo đó 100% chi phí đầu tư cho dự án EOR được khấu trừ thuế thu nhập. Malaysia vẫn áp dụng hợp đồng PSC đối với các dự án EOR nhưng ở trong hợp đồng PSC này có bổ sung các điều khoản dành riêng cho EOR và được gọi là EOR PSC. Năm 2011, Shell Malaysia và Petronas đã ký 2 hợp đồng EOR - PSC để thực hiện 2 dự án EOR ngoài khơi bể Sarawak và Sabah với cam kết sẽ đầu tư 12 tỷ USD trong vòng 30 năm. Đối với các hợp đồng EOR đã ký và đang được triển khai ở Malaysia, các điều khoản tài chính khuyến khích dựa vào đàm phán [3, 7]. Trước đó, do chưa có cơ chế khuyến khích dành cho dự án EOR, nên các dự án EOR ở Malaysia mới chỉ được áp dụng thử nghiệm trong khuôn khổ hạn hẹp.

Myanmar áp dụng hợp đồng cải thiện thu hồi dầu (IOR) với các điều khoản phân chia dầu khí lãi dành cho nhà thầu cao hơn so với các hợp đồng PSC [5].

Trung Quốc có cơ chế tài chính ưu đãi cho các dự án dầu khí với thuế tài nguyên 5%, thuế thu nhập doanh nghiệp 25%. Đối với các dự án EOR, Trung Quốc áp dụng miễn 30% thuế tài nguyên [2].

Canada áp dụng hợp đồng tô nhượng và có cơ chế chính sách EOR riêng biệt so với các nước áp dụng hợp đồng PSC. Cơ chế chính sách tài chính đối với khai thác dầu khí của Canada tùy thuộc vào điều kiện và chính sách thu hút riêng của từng bang. Để khuyến khích các dự án EOR, mỗi bang của Canada có cơ chế giảm tiền thuê mỏ riêng. Alberta và Manitoba áp dụng công thức tính hệ số t điều chỉnh và hệ số dầu cấp 3 (TTEF) để giảm tiền thuê mỏ đối với sản lượng dầu khai thác tăng thêm do áp dụng phương pháp EOR. Trong khi đó, Saskatchewan áp dụng mức tiền thuê mỏ phải trả cố định đối với mức ưu đãi hơn cho các dự án EOR, giảm thuế phụ thu tài nguyên đối với sản lượng dầu khai thác tăng thêm từ các dự án EOR mới và dự án EOR mở rộng xuống còn 1,7% doanh thu tài nguyên dầu khí khai thác được [1].

3.2. Định hướng khuyến khích các nhà thầu dầu khí đầu tư cho EOR ở Việt Nam

Việc áp dụng EOR nếu thành công sẽ đem lại hiệu quả kinh tế cho nhà thầu và nước chủ nhà. Tuy nhiên, do việc triển khai tiềm ẩn nhiều rủi ro, nên Chính phủ cần có cơ chế chính sách ưu đãi hơn nữa để khuyến khích nhà thầu triển khai thực hiện các dự án EOR ở Việt Nam.

Để có căn cứ, cơ sở đưa ra các điều chỉnh phù hợp nhằm khuyến khích nhà thầu dầu khí đầu tư thực hiện EOR ở Việt Nam, nhóm tác giả đưa ra một bài toán giả định làm căn cứ tính toán. Giả sử một mỏ A ở Việt Nam đã đầu tư tìm kiếm thăm dò từ năm 1993, bắt đầu khai thác từ năm 1999. Đến năm 2012, các nhà thầu mỏ A quyết định đầu tư nâng cao thu hồi dầu, dự kiến dòng dầu khai thác tăng thêm từ năm 2015. Các thông số đầu vào về chi phí, sản lượng và tỷ lệ phân chia dầu lãi của nhà thầu thể hiện ở Bảng 1 và 2.

Nhóm tác giả áp dụng các điều khoản tài chính theo Luật Dầu khí của Việt Nam để tính toán hiệu quả kinh tế của mỏ A và EOR mỏ A. Kết quả tính toán cho thấy các điều khoản tài chính khuyến khích theo Luật số 19/2000/QH10 của Quốc hội ngày 9/6/2000 sửa đổi, bổ sung một số điều của Luật Dầu khí (Luật Dầu khí sửa đổi năm 2000) là ưu đãi và hấp dẫn nhất, thể hiện ở chỉ tiêu giá trị hiện tại thuần (NPV@10%) của nhà thầu đạt cao nhất là

Bảng 1. Các thông số về chi phí sản lượng của EOR mỏ A

Diễn giải	Mỏ A	EO R mỏ A
Tổng sản lượng khai thác (triệu thùng)	249,74	7,59
Dầu (triệu thùng)	239,20	7,59
Khí (tỷ ft ³ khí)	63,29	0,00
Tổng chi phí (triệu USD)	4.070,95	141,13
Sunk cost	674,45	0,00
Chi phí phát triển (Capex)	1.232,59	125,53
Chi phí vận hành (Opex)	2.011,88	8,10
Chi phí thu dọn mỏ	152,03	7,5

Bảng 2. Phân chia dầu khí lãi của nhà thầu ở mỏ A

TT	Sản lượng	Tỷ lệ phân chia dầu khí lãi của nhà thầu (%)
1	Dầu (thùng/ngày)	Dầu lãi
	< 20.000	70
	20.000 đến < 50.000	55
	50.000 đến < 75.000	45
	75.000 đến < 100.000	35
> 100.000	25	
2	Khí (triệu scf)	Khí lãi
	< 2,5	85
	2,5 đến < 5	70
	5 đến < 10	50
	> 10	35

6.244,73 triệu USD và phần nhà thầu nhận đạt cao nhất (8.300,3 triệu USD) chiếm 56,06% tổng doanh thu từ việc bán dầu và khí.

Khi nhà thầu đầu tư thêm cho EOR, hiệu quả kinh tế của mỏ A cao hơn so với khi không đầu tư cho EOR. NPV@10% của nhà thầu theo các điều khoản khuyến khích của Luật Dầu khí sửa đổi năm 2000 cao hơn 119,69 triệu USD so với trường hợp không đầu tư cho EOR. Tuy nhiên, việc đầu tư EOR còn tiềm ẩn nhiều rủi ro về chi phí đầu tư và sản lượng khai thác gia tăng... Do đó, nhóm tác giả tiến hành chạy độ nhạy cho sản lượng và chi phí từ 5 - 40%. Các kết quả tính toán cho thấy sản lượng dầu khai thác gia tăng có ảnh hưởng lớn nhất đến hiệu quả kinh tế của nhà thầu. Trong trường hợp sản lượng giảm 30% và chi phí tăng 30% thì hiệu quả kinh tế của nhà thầu đối với phần đầu tư tăng EOR bị giảm đáng kể. Và khi sản lượng giảm 40%, chi phí tăng 40% với các điều khoản tài chính khuyến khích của Luật Dầu khí không đảm bảo hiệu quả kinh tế cho nhà thầu. NPV@10% của nhà thầu trong trường hợp này là giá trị âm (-14,10 triệu USD).

Nguyên tắc đôi bên cùng có lợi (win-win) giữa nhà đầu tư và nước chủ nhà là nền tảng cơ bản để xây dựng/ đề xuất chính sách khuyến khích. Để thu hút các nhà thầu triển khai dự án EOR, cần áp dụng điều khoản tài chính khuyến khích theo Luật Dầu khí sửa đổi năm 2000, từ đó điều chỉnh một số điều khoản tài chính của hợp đồng dầu khí. Nhóm tác giả nghiên cứu, đề xuất thay đổi các điều khoản: thuế tài nguyên, thu hồi chi phí, phân chia dầu lãi và thuế thu nhập của các điều khoản tài chính khuyến khích theo Luật Dầu khí sửa đổi năm 2000. Cụ thể, áp dụng mức thuế tài nguyên từ 4 - 7%; tăng tỷ lệ thu hồi chi phí tìm kiếm thăm dò, phát triển mỏ và khai thác dầu khí từ 70% lên mức tối thiểu là 75%; phân chia dầu lãi dành cho nhà thầu từ 70 - 90%; giảm thuế thu nhập doanh nghiệp từ 32% xuống còn 28%. Các tính toán của nhóm tác giả chỉ xét riêng cho chi phí và sản lượng khai thác tăng thêm do áp dụng các biện pháp EOR.

- Điều chỉnh thuế tài nguyên dầu khí: Thuế tài nguyên của Việt Nam được phân bổ trên cơ sở lũy tiến từng phần của tổng sản lượng dầu/khí thực khai thác bình quân mỗi ngày trên toàn bộ diện tích hợp đồng. NPV@10% của nhà thầu giảm 3,62% (nếu tăng thuế tài nguyên lên 6%) và giảm 5,43% (nếu tăng thuế tài nguyên lên 7%). Điều này cho thấy thuế tài nguyên có ảnh hưởng đến hiệu quả kinh tế của nhà thầu nhưng không nhiều. Khi điều chỉnh thuế tài nguyên từ 4% lên 6% và 7%, NPV@10% của nhà thầu vẫn đạt giá trị dương và đảm bảo hiệu quả kinh tế. Để khuyến khích các nhà thầu dầu khí đầu tư nâng cao thu

hồi dầu, nhóm tác giả đề xuất đối với các mức sản lượng dầu khai thác tăng thêm do áp dụng EOR sẽ áp dụng mức thuế tài nguyên 4 - 7%.

- Điều chỉnh tỷ lệ dầu thu hồi chi phí: Dầu thu hồi chi phí tìm kiếm thăm dò, phát triển mỏ và khai thác dầu khí có ảnh hưởng rất lớn đến hiệu quả kinh tế của dự án, để nhà thầu bù đắp các chi phí đầu tư và chi phí vận hành. Hiện tỷ lệ thu hồi chi phí của Malaysia và Indonesia giúp nhà thầu thu hồi vốn nhanh hơn so với Việt Nam. Do đó, nhóm tác giả đề xuất đối với chi phí đầu tư cho EOR sẽ áp dụng mức thu hồi chi phí 75 - 90% đối với sản lượng dầu khai thác tăng thêm.

- Phân chia dầu lãi dành cho nhà thầu: Phân chia dầu/khí lãi của Việt Nam dựa vào đàm phán. Tỷ lệ dầu lãi dành cho nhà thầu trong mỏ A là 70%, với tỷ lệ phân chia dầu lãi này NPV@10% của nhà thầu cao hơn 4,28 triệu USD so với khi áp dụng các điều khoản tài chính EOR Indonesia. Khi thay đổi tỷ lệ phân chia dầu lãi dành cho nhà thầu từ 70 - 90% cho thấy tỷ lệ phân chia dầu lãi có ảnh hưởng lớn đến hiệu quả kinh tế của nhà thầu. Trong trường hợp giữ nguyên các điều khoản tài chính khác, chỉ điều chỉnh tỷ lệ phân chia dầu lãi dành cho nhà thầu lên các mức 80%, 85% và 90%, NPV@10% của nhà thầu luôn đạt giá trị dương (kể cả trong trường hợp xấu nhất, sản lượng giảm 30%, chi phí tăng 30%). Trong các điều khoản tài chính của hợp đồng dầu khí Việt Nam, tỷ lệ phân chia dầu lãi có ảnh hưởng lớn nhất đến NPV@10% của nhà thầu. Nhóm tác giả đề nghị đối với sản lượng dầu khai thác tăng thêm do áp dụng biện pháp EOR, nhà thầu sẽ được nhận tỷ lệ chia dầu lãi 70 - 90%.

- Thuế xuất khẩu dầu thô: Việc áp dụng thuế xuất khẩu theo điều khoản tài chính khuyến khích của Luật Dầu khí sửa đổi năm 2000 giúp NPV@10% của nhà thầu tốt hơn so với EOR - Indonesia. Khi điều chỉnh thuế xuất khẩu dầu thô lên các mức 6%, 8%, 10% (đồng thời tăng tỷ lệ thu hồi chi phí và phân chia dầu lãi, giảm thuế thu nhập doanh nghiệp), nhà thầu vẫn đảm bảo hiệu quả kinh tế, kể cả trường hợp sản lượng giảm. Theo khuyến nghị của nhóm tác giả, thuế xuất khẩu dầu thô áp dụng đối với dự án EOR ở Việt Nam từ 4 - 10%.

- Thuế thu nhập doanh nghiệp: Việc giảm thuế thu nhập doanh nghiệp sẽ tăng hiệu quả kinh tế và giúp nhà thầu thu hồi vốn đầu tư nhanh hơn. Hiện sản lượng dầu khí khai thác trong nước đang có xu hướng giảm, để khuyến khích nhà thầu dầu khí đầu tư các biện pháp EOR nhằm tận thu dầu, nhóm tác giả đề xuất áp dụng thuế thu nhập doanh nghiệp đối với phần dầu lãi của

nhà thầu từ sản lượng dầu khai thác tăng thêm do áp dụng các biện pháp EOR là 28% (trước khi hoàn vốn đầu tư cho EOR) và 32% (cho trường hợp sau khi hoàn vốn đầu tư cho EOR).

- Phụ thu dầu lãi: Đối với các hợp đồng dầu khí ký trước ngày 1/1/2010 sẽ không phải chịu mức phụ thu dầu lãi dành cho nhà thầu. Đối với các hợp đồng dầu khí ký sau ngày 1/1/2010 sẽ áp dụng thuế phụ thu dầu lãi dành cho dự án khuyến khích đầu tư.

4. Kết luận

Nhóm tác giả đề xuất lộ trình xây dựng cơ chế, chính sách khuyến khích nhà thầu dầu khí đầu tư các dự án EOR theo các bước sau:

- Bước 1: Khuyến khích nhà thầu dầu khí đang triển khai các hợp đồng dầu khí tại Việt Nam thực hiện các biện pháp EOR thông qua việc điều chỉnh phân chia dầu lãi và/hoặc kéo dài thời hạn hợp đồng dầu khí. Tỷ lệ phân chia dầu lãi của nhà thầu đối với dầu lãi khai thác tăng thêm do áp dụng EOR từ 70 - 90%.

- Bước 2: Tập trung điều chỉnh thu hồi chi phí và phụ thu dầu lãi (đối với các hợp đồng ký sau ngày 1/1/2010) theo hướng có lợi cho nhà thầu dầu khí. Trong 3 năm triển khai thực hiện giai đoạn 1 sẽ đề xuất Thủ tướng Chính phủ ban hành các điều chỉnh điều khoản tài chính sau:

- + Thu hồi chi phí: Việc đầu tư cho EOR có nhiều rủi ro, nhà thầu muốn thu hồi vốn đầu tư nhanh, do đó cần xem xét, đề xuất mức thu hồi chi phí áp dụng đối với sản lượng dầu khai thác tăng thêm do áp dụng EOR cao hơn mức hiện tại đang áp dụng với các dự án khuyến khích với mức thu hồi chi phí đề xuất từ 75 - 90%.

- + Phụ thu dầu lãi: Đối với các hợp đồng dầu khí ký sau ngày 1/1/2010 sẽ áp dụng thuế phụ thu dầu lãi dành cho dự án khuyến khích đầu tư theo Nghị định 100/2009/NĐ-CP của Chính phủ ban hành ngày 3/11/2009.

- Bước 3: Tập trung khuyến khích thông qua các sắc thuế. Sau khi hoàn thành giai đoạn 1 và giai đoạn 2 sẽ đề xuất Chính phủ trình Quốc hội ban hành các điều chỉnh điều khoản tài chính sau:

- + Thuế tài nguyên: Thuế tài nguyên áp dụng cho sản lượng dầu khai thác tăng thêm do áp dụng EOR từ 4 - 7%.

- + Thuế xuất khẩu dầu thô: Áp dụng mức thuế xuất khẩu từ 4 - 10% đối với sản lượng dầu khai thác tăng thêm do áp dụng EOR.

+ Thuế thu nhập doanh nghiệp: để giúp nhà thầu thu hồi nhanh vốn đầu tư cho EOR. Trước khi nhà thầu thu hồi hết vốn đầu tư cho EOR, thuế thu nhập doanh nghiệp áp dụng cho nhà thầu là 28% (mức thuế này chỉ áp dụng đối với lợi nhuận tăng thêm do áp dụng EOR). Sau khi nhà thầu đã thu hồi hết chi phí đầu tư cho EOR, thuế thu nhập dành cho nhà thầu sẽ tăng lên 32%.

Tài liệu tham khảo

1. Alberta Energy. *Oil and gas fiscal regimes Western Canadian provinces and territories*. 2006.
2. Tom Aage Jelmert, Nan Chang, Lars Høier. *Comparative study of different EOR methods*. Norwegian University of Science & Technology, Norway. 2010.
3. EY. *Global oil and gas tax guide*. 2013: p. 85 - 310.
4. Giang The Ha, Ngoc Dinh Tran, Huy Huu Vu, Sunao Takagi, Hiroshi Mitsuishi, Atsushi Hatakeyama, Tadao Uchiyama, Yoshiaki Ueda, Nguyen Van Toan, Phan Ngoc Trung, Nguyen Ngoc Hoan, Nguyen Huu Trung, Quan Dinh. *Design & implementation of CO₂ Huff-n-Puff operation in a Vietnam offshore field*. Abu Dhabi International Petroleum Conference and Exhibition, Abu Dhabi, UAE. 11 - 14 November, 2012.
5. Htin Aung. *Production sharing contract (PSC) in Myanmar's upstream oil & gas sector*. 2012.
6. George J.Stosur, J.Roger Hite, Norman F.Carnahan, Karl Miller. *IOR and EOR: Effective communication requires a definition of terms*. JPT. June 2003: p. 16.
7. Malaysia Industrial Development Authority, Malaysia - Incentive for Investment. 2006.
8. Leena Koottungal. *2012 worldwide EOR survey*. Oil & Gas Journal. April 2, 2012: p. 57 - 70.
9. Anthony J.Anderson, Paul van der Aa. *Staring down the barrel - An investor survey of the Indonesian oil and gas industry*. Proceedings, Indonesian Petroleum Association, 36th Annual Convention & Exhibition. May 2012.
10. PWC. *Oil and gas in Indonesia: Investment and taxation guide*. 2012.
11. Sunil Kokal, Abdulaziz Al-Kaabi. *Enhanced oil recovery: challenges & opportunities*. World Petroleum Council. <http://www.world-petroleum.org/>. 2010.
12. Tadao Uchiyama, Yusuke Fujita, Yoshiaki Ueda, Aiko Nishizaki, Hiroshi Okabe, Sunao Takagi, Hiroshi Mitsuishi, Yohei Kawahara, Le Huy, Phan Ngoc Trung, Nguyen Huu Trung, Nguyen Van Toan, Nguyen Ngoc Hoan. *Evaluation of a Vietnam offshore CO₂ Huff'n' Puff test*. SPE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, Oklahoma, USA. 14 - 18 April, 2012.
13. Nguyễn Hữu Trung. *Nghiên cứu và ứng dụng EOR tại VPI, giải pháp đề xuất cho mỏ Bạch Hổ*. Hội thảo tăng cường thu hồi dầu. 2013.
14. Middle East Technical University. *Chapter I: Oil recovery methods*. www.metu.edu.tr.

Orientation for incentive mechanisms and policies to encourage petroleum contractors to invest in enhanced oil recovery projects

Phan Ngoc Trung, Nguyen Huu Trung, Pham Kieu Quang
Vietnam Petroleum Institute

Summary

Enhanced oil recovery (EOR) projects can increase the amount of crude oil extracted. However, it is relatively expensive and risky, depending on the selection of appropriate EOR method, time of application and the Luck factor. In addition to determining the eligible fields for EOR application, the economic feasibility of EOR projects should also be taken into serious consideration. Due to the lack of incentive mechanism and policies for EOR in Vietnam, it is necessary to establish an effective regulatory framework to encourage contractors to apply EOR methods. This article summarises and unifies the concept for EOR and proposes the introduction of EOR incentives in Vietnam.

Key words: Improved oil recovery, enhanced oil recovery, tertiary recovery.