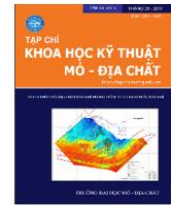




Tạp chí Khoa học Kỹ thuật Mỏ - Địa chất

Trang điện tử: <http://tapchi.humg.edu.vn/>



Thu hồi dầu tăng cường các mỏ bể Cửu Long: Cơ hội và thách thức

Trần Đức Lân ^{1,*}, Nguyễn Văn Ut ¹

¹ Viện Nghiên cứu Khoa học và Thiết kế dầu khí biển, Liên doanh Việt - Nga Vietsovpetro, Việt Nam

THÔNG TIN BÀI BÁO

Quá trình:

Nhận bài 05/02/2017
Chấp nhận 16/6/2017
Đăng online 28/6/2017

Từ khóa:

Thu hồi dầu
Bể Cửu Long
Cơ hội thu hồi

TÓM TẮT

Các mỏ dầu ở bể Cửu Long được khai thác chủ yếu dựa vào nguồn năng lượng tự nhiên và nguồn năng lượng bơm ép nước bổ sung với hệ số khai thác nhỏ hơn 0,5. Như vậy, lượng dầu còn lại trong vỉa sau giai đoạn bơm ép nước là rất lớn, khoảng 480 triệu tấn dầu quy đổi. Việc nghiên cứu tìm giải pháp khai thác phần dầu còn lại này - giải pháp thu hồi dầu tăng cường, có vai trò rất quan trọng trong việc duy trì sản lượng khai thác dầu tại các mỏ thuộc bồn trũng Cửu Long. Bài báo sẽ phân tích cơ sở lý thuyết, cơ chế và phân bố lượng dầu còn lại sau giai đoạn bơm ép nước; Phân tích cơ hội và thách thức của công tác thu hồi dầu tăng cường đối với các mỏ ở bồn trũng Cửu Long. Tác giả trình bày một số kết quả nghiên cứu thu hồi dầu tăng cường ban đầu tại mỏ Bạch Hổ. Theo các kết quả thí nghiệm, hệ số thu hồi dầu tăng khoảng 12% đối với cả hai phương pháp: bơm chất hoạt động bề mặt đối với đá trầm tích và bơm khí nước luân phiên đối với đá móng

© 2017 Trường Đại học Mỏ - Địa chất. Tất cả các quyền được bảo đảm.

1. Mở đầu

Tới thời điểm 01-01-2010, tại bể Cửu Long, Ngành dầu khí Việt Nam đã phát hiện hàng loạt các mỏ dầu khí có giá trị thương mại với tổng trữ lượng tiềm năng đạt khoảng 3,8-4,2 tỷ tấn dầu quy đổi (Trần Lê Đông, 2015). Tính đến ngày 31-12-2015, toàn ngành dầu khí đã khai thác được 352,68 triệu tấn dầu và 114,03 tỷ m³ khí (Lê Việt Chung và Phạm Văn Chất, 2016). Đây là yếu tố quan trọng đảm bảo sự phát triển ổn định chung của nền kinh tế Việt Nam. Với thời gian gần 30 năm (tính từ 1986), các mỏ dầu ở bể Cửu Long

được khai thác chủ yếu dựa vào nguồn năng lượng tự nhiên và nguồn năng lượng bơm ép nước bổ sung. Nói các khác, lượng dầu đã khai thác chủ yếu dựa trên nguyên lý nước đẩy dầu từ vỉa vào giếng với hệ số khai thác nhỏ hơn 0,5. Đối với bể Cửu Long, lượng dầu còn lại sau giai đoạn bơm ép nước vào khoảng 480 triệu tấn dầu quy đổi. Như vậy, một lượng dầu rất lớn vẫn còn nằm lại trong vỉa. Việc nghiên cứu tìm giải pháp khai thác phần dầu còn lại này - giải pháp thu hồi dầu tăng cường, có vai trò rất quan trọng trong việc duy trì sản lượng khai thác dầu tại các mỏ thuộc bồn trũng Cửu Long. Trên thế giới, công tác thu hồi dầu tăng cường (Enhanced Oil Recovery-EOR) đã được quan tâm từ những năm 80, 90 của thế kỷ 20, nhưng tới năm 2000 mới thực sự được quan tâm khi dự án bơm khí CO₂ tại mỏ dầu Weyburn,

*Tác giả liên hệ

E-mail: ngalanh@vpi.pvn.vn

trung tâm Canada thành công (mỏ đã được khai thác từ năm 1954). Theo ước tính, bằng cách bơm CO_2 , sản lượng khai thác dầu của mỏ sẽ tăng khoảng 130 triệu thùng (10% trữ lượng ban đầu) và kéo dài tuổi thọ của mỏ lên thêm 25 năm (Verdon, 2012).

Tại Việt Nam, EOR ngay từ năm 1999 đã được quan tâm và từ năm 2000 tới nay vấn đề này ngày càng được quan tâm nhiều hơn với hàng loạt các đề tài nghiên cứu với mục đích ứng dụng vi sinh hóa lý trong EOR (Viện công nghệ sinh học, 2014). Năm 2006, Vietsovpetro đã tiến hành dự án thử nghiệm công nghiệp bơm “phức hệ vi sinh hóa lý” (VSHL) tại khu vực giếng 74, 117 và 705 cho đối tượng Mioxen dưới mỏ Bạch Hổ. Kết quả lượng dầu gia tăng khoảng 1243 tấn (10%) so với giả thiết không bơm VSHL (Vietsovpetro, 2009).

2. Tổng quan về bể Cửu Long

Bể Cửu Long phân bố chủ yếu trên thềm lục địa phía Nam Việt Nam, nằm dọc theo bờ biển Vũng Tàu - Bình Thuận. Tính theo đường đẳng dày 1000m, bể có xu hướng mở về phía Đông Bắc, phía Biển Đông hiện tại. Bể có diện tích khoảng 36000 km^2 , bao gồm các lô: 9, 15, 16, 17 và một phần của các lô: 1, 2, 25 và 31. Bể được lấp đầy bởi trầm tích lục nguyên Kainozoi với chiều dày lớn nhất có thể đạt tới từ 7km đến 8km (PVN, 2010). Về địa tầng, tại bể Cửu Long các thành tạo đã được xác lập bao gồm đá móng cổ Trước Kainozoi và trầm tích lớp phủ Kainozoi, Đệ tứ.

Đá móng trước Kainozoi là các đá macma xâm nhập granitoid có tuổi từ Trias tới Creta thuộc các phức hệ Hòn Khoai (DMG/T-J₁hk), Định quán (DG/J₃-K₁đq) và Ankroet (G/K₂ak). Các đá bị cà nát, biến đổi mạnh. Hầu hết các khe nứt đều bị lấp đầy bởi các khoáng vật thứ sinh: calcit, zeolit, thạch anh và clorit. Các nghiên cứu đã cho thấy các đá thuộc phức hệ Ankroet là đối tượng có triển vọng dầu khí cao nhất.

Đá trầm tích chủ yếu là các trầm tích lục nguyên có tuổi Kainozoi thuộc các hệ tầng Cà Cối (Eoxen-E₂cc); Trà Cú (Oligoxen sớm-E₃¹tc); Trà Tân (Oligoxen muộn-E₃²tt); Bạch Hổ (Mioxen sớm-N₁¹bh); Côn Sơn (Mioxen giữa N₁²cs); Đồng Nai (Mioxen muộn N₁³đn) và hệ tầng Biển Đông (Plioxen - Đệ tứ N₂-Qbđ).

Dựa trên đặc điểm cấu trúc địa chất: bề dày trầm tích, phân bố các đứt gãy lớn, nếu coi bể Cửu Long là đơn vị cấu trúc bậc 1 thì các cấu trúc bậc

hai của bể bao gồm: Trùng phân dị Bạc Liêu; Trùng phân dị Cà Cối; Đới nâng Cửu Long; Đới nâng Phú Quý; Trùng chính Bể Cửu Long (PVN, 2010).

Đến năm 2015, trên toàn bể Cửu Long đã phát hiện được trên 40 cấu tạo chứa dầu khí, trong đó có nhiều phát hiện thương mại (Lê Việt Trung và Phạm Văn Chất, 2016). Dầu được khai thác từ đá móng nứt nẻ trước Kainozoi và từ các tập cát kết Mioxen dưới, Oligoxen. Phần lớn các mỏ phân bố trên khối nâng Trung Tâm và đới phân dị Đông Bắc. Các mỏ dầu đều thuộc loại nhiều vỉa, chúng phân bố trong các trầm tích có tuổi Mioxen, Oligoxen và móng granitoid Trước Đệ tam. Trong đó thân dầu trong đá móng có trữ lượng lớn nhất (PVN, 2010).

Các nghiên cứu cho thấy, ở bồn trũng Cửu Long, các tầng đá sét thuộc các trầm tích Oligoxen và Mioxen là các tầng đá mẹ. Trong đó các tập sét có tuổi Oligoxen đã đạt mức trưởng thành và là nguồn cung cấp hydrocarbon chủ yếu cho các bể chứa ở bể Cửu Long. Về tầng chắn, ở bể Cửu Long tồn tại 3 tầng chắn: tập sét nóc hệ tầng Bạch Hổ (sét Rotalia) mang tính chắn khu vực; các tập sét đầm hồ, cửa sông thuộc hệ tầng Trà Tân và các tập sét đầm hồ thuộc hệ tầng Trà Cú là tầng chắn địa phương (Trần Lê Đông, 2015).

Dựa theo kết quả đánh giá tiềm năng dầu khí bằng phương pháp thể tích-xác xuất cho từng đối tượng triển vọng, bể Cửu Long có tổng trữ lượng và tiềm năng dầu khí thu hồi dao động trong khoảng 800-900 triệu m^3 hydrocarbon quy đổi, tương đương trữ lượng và tiềm năng tại chỗ khoảng 3,8 đến 4,2 tỷ m^3 hydrocarbon. Trong đó khoảng 70% trữ lượng tập trung vào đối tượng móng, 18% trong Oligoxen và 12% trong Mioxen.

Trong giai đoạn 1986-2013, sản lượng dầu thô khai thác ở bể Cửu Long hàng năm tăng khoảng 30% và ngành dầu khí Việt Nam đã đạt mốc khai thác tấn dầu thô thứ 1 triệu vào năm 1988, thứ 100 triệu tấn năm 2001. Ngày 22/10/2010 đã khai thác tấn dầu thô thứ 260 triệu, chiếm khoảng 32,5% tổng trữ lượng và tiềm năng dầu khí thu hồi. Trong năm 2015 đã khai thác được 18,75 triệu tấn dầu thô và 10,67 tỷ m^3 khí (Lê Việt Trung và Phạm Văn Chất, 2016).

3. Thu hồi dầu tăng cường

3.1. Cơ sở lý thuyết

Các phương pháp thu hồi dầu tăng cường

(EOR) trên thế giới bao gồm hai loại chủ yếu đó là hệ phương pháp gia nhiệt; hệ phương pháp hóa học và một số hệ phương pháp khác (bơm khí, bơm khí nước luân phiên...).

Hiện nay, các quan điểm phân biệt giữa thu hồi dầu tăng cường (EOR) và cải thiện hệ số thu hồi dầu (Improved Oil Recovery - IOR) còn nhiều điểm chưa rõ ràng, chưa thống nhất. Để thuận lợi, trong bài báo này, EOR được hiểu là các phương pháp khai thác những phần dầu còn lại trong mỏ sau giai đoạn bơm ép nước đối với những mỏ dầu có độ nhớt thấp (<100cP).

Hệ phương pháp gia nhiệt thường áp dụng cho các loại dầu nặng có tỷ trọng nhỏ hơn 25 độ API (°API), độ nhớt lớn hơn 100cP và được tiến hành ngay giai đoạn đầu khai thác (giai đoạn khai thác sơ cấp). Hệ phương pháp hóa học và bơm khí thường áp dụng cho các loại dầu nhẹ (tỷ trọng > 25 °API), độ nhớt thấp (độ nhớt <100cP) lại và thường tiến hành sau giai đoạn khai thác bằng bơm ép nước (giai đoạn khai thác thứ cấp).

Tại các mỏ dầu thuộc bồn trũng Cửu Long, dầu khai thác được chủ yếu thuộc loại dầu nhẹ (trừ mỏ Kinh Ngự Vàng), có tỷ trọng thường lớn hơn 25 °API và độ nhớt nhỏ hơn 100cP (Bảng 1). Như vậy đối với các mỏ dầu thuộc bồn trũng Cửu Long cần quan tâm áp dụng hệ phương pháp hóa học và bơm khí hoặc kết hợp.

Bảng 1. Tính chất vật lý của dầu trong điều kiện vỉa tại một số mỏ thuộc bồn trũng Cửu Long.

Mỏ, Đối tượng chứa	Tỷ trọng(°API)	Độ nhớt (cP)
Mỏ Bạch Hổ		
Mioxen dưới	63	1,417
Oligoxen trên	58	2,129
Oligoxen dưới	90	0,710
Đá móng	108	0,298
Mỏ Rồng		
Mioxen dưới	47	2,624
Oligoxen trên	41	6,380
Đá móng	43	2,975
Kinh Ngự Vàng		
Mioxen dưới	18	204
Oligoxen trên	26	3,02
Sư Tử Đen		
Đá móng	35	1,5

Để thống nhất thuật ngữ trong EOR, một số thông số liên quan được hiểu như sau:

- Hệ số thu hồi đầu (RF): là tỷ số giữa tổng lượng dầu khai thác và tổng lượng dầu có trong vỉa ban đầu

- Hệ số quét khối (Evol), quét diện (Ea), quét thẳng đứng (Ev). Trong thực tế, sau giai đoạn bơm ép nước, trong vỉa còn nhiều khoảng không mà nước chưa quét qua.

+ Hệ số quét khối (Evol): được đo bằng tỷ số giữa Thể tích vùng không gian nước đã quét qua và thể tích vùng không gian nghiên cứu. Hệ số quét vùng còn được xác định thông qua các hệ số quét diện (Ea) và quét thẳng đứng (Ev) qua công thức:

$$\text{Evol} = \text{Ea} \times \text{Ev} \quad (1)$$

+ Hệ số quét diện (Ea): là tỷ số giữa diện tích vùng nước đã quét qua và diện tích vùng nghiên cứu.

+ Hệ số quét thẳng đứng (Ev): là tỷ số giữa diện tích mặt cắt nước đã quét qua và diện tích mặt cắt nghiên cứu. Hình 1 thể hiện cách xác định các hệ số quét.

Một số kết quả nghiên cứu đã cho thấy phần dầu còn lại trong vỉa phân bố ở cả vùng nước đã và chưa quét qua. Với quan niệm này, nghiên cứu phân bố của dầu còn lại trong vỉa có vai trò rất quan trọng trong công tác EOR.

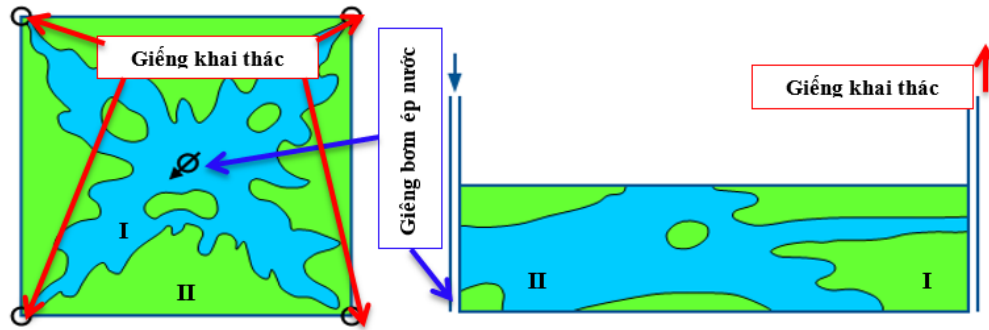
- **Hệ số thay thế (Ed):** Nhiều công trình nghiên cứu đã cho thấy, sau giai đoạn bơm ép nước, dầu còn lại trong vỉa phân bố cả trong vùng nước chưa quét qua và vùng nước đã quét qua. Đối với vùng nước đã quét qua, dầu còn lại thường ở dạng bị “mắc kẹt” trong các “bẫy” mao dẫn. Để giải thích cơ chế dầu bị “mắc kẹt” trong môi trường rỗng thường liên quan tới mối quan hệ giữa độ bão hòa của chất lưu có tính dính ướt (nước), không dính ướt (dầu) với chỉ số mao dẫn (mối quan hệ này được gọi là đường cong mao dẫn giảm độ bão hòa chất lưu). Hình 2 mô phỏng quá trình dầu bị “bẫy” trong môi trường rỗng, trong các kênh mao dẫn có cấu trúc kép.

Như vậy, có thể nói, hiệu quả bơm ép nước liên quan tới các hệ số Evol và Ed hay liên quan tới các hệ số Ea, Ev và Ed.

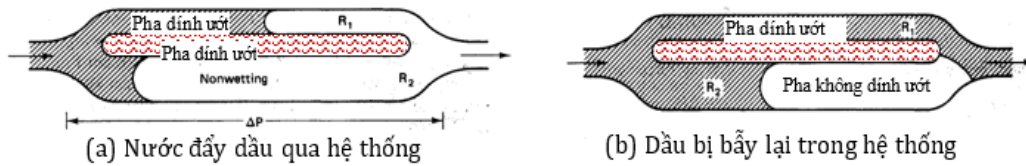
- Tỷ số linh động (M - Mobility ratio):

Hệ số linh động của một chất lưu, m, là tỷ số giữa độ thấm hiệu dụng, k và độ nhớt của chất lưu (μ) theo công thức:

$$m = \frac{k}{\mu} \quad (2)$$



Hình 1. Mô phỏng cách tính các hệ số quét: (a) theo vùng Ea, và (b) theo phương thẳng đứng Ev (Madaoui, 2004).



Hình 2. Cơ chế dầu bị mắc kẹt trong kênh mao dẫn kép (Madaoui, 2004).

Trong môi trường đa chất lưu (môi trường chủ đạo trong các mỏ dầu), k được thay bằng độ thấm tương đối (k_r) sẽ nhận được hệ số linh động tương đối (m_r).

$$m_r = \frac{k_{rj}}{\mu_j} \quad (3)$$

Trong đó, chỉ số j thể hiện cho pha chất lưu j ; j có thể là đối với nước (w); đối với dầu (o) hoặc đối với toàn bộ hệ (t).

Vấn đề lười nước thường được đề cập liên quan đến trường hợp đẩy dầu (pha không dính ướt) bằng nước (pha dính ướt). Độ linh động của chất lưu đẩy (nước- m_u) phải nhỏ hơn hoặc bằng độ linh động của chất lưu bị đẩy (dầu- m_d)

$$m_u \leq m_d \quad (4)$$

Trong thực tế, thường sử dụng tỷ số linh động M , là tỷ số giữa độ linh động của chất lưu đẩy (gọi tắt là pha đẩy- m_u) và độ linh động của pha bị đẩy (m_d).

$$M = \frac{m_u}{m_d} = \frac{\mu_o K_{rw}}{\mu_w K_{ro}} \quad (5)$$

Trong đó chỉ số u và d thể hiện pha đẩy (upstream - nước) và pha bị đẩy (downstream - dầu). Nếu M nhỏ hơn hoặc bằng 1 thì quá trình đẩy thuận lợi ngược lại là không thuận lợi (Lake, 1989).

- Chỉ số mao dẫn (N_c):

Khi phân tích mô hình mao dẫn kép (Madaoui, 2004) đã đưa ra thông số không thứ

nguyên (dimensionless) N_c . Đó là tỷ số giữa độ nhớt và lực mao dẫn

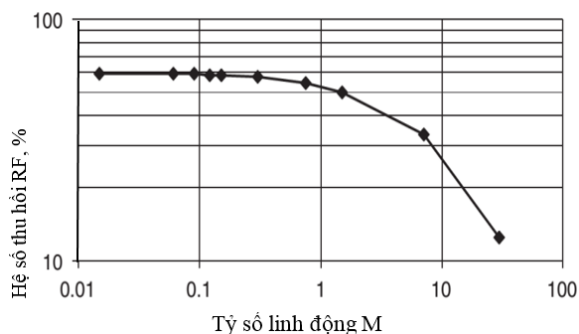
$$N_c = \frac{F_v}{F_c} = \frac{v\mu}{\sigma \cos\theta} \quad (6)$$

Trong đó, F_v và F_c là độ nhớt và lực mao dẫn; v , σ là vận tốc dòng chảy trong kênh rỗng và độ nhớt của pha đẩy; σ là sức căng bề mặt giữa pha đẩy và pha bị đẩy. Đại lượng không thứ nguyên N_c được gọi là chỉ số mao dẫn.

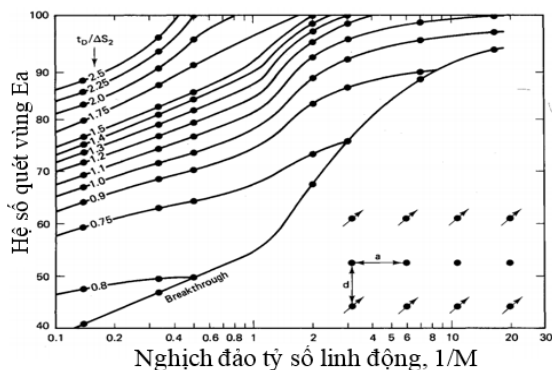
3.2. Giải pháp EOR

Theo một số tác giả, EOR được hiểu là bơm khí CO_2 với áp suất cao vào vỉa, tạo ra một hỗn hợp (solvent) có tác dụng đẩy thêm dầu từ vỉa tới giếng khai thác (Taglia, 2010). Số khác cho rằng EOR là thu hồi dầu bằng cách bơm những chất không có sẵn trong vỉa vào vỉa dầu (Lake, 1989). Tóm lại, đối với các vỉa dầu thông thường, có thể hiểu EOR là công tác khai thác những phần dầu còn lại sau giai đoạn bơm ép nước.

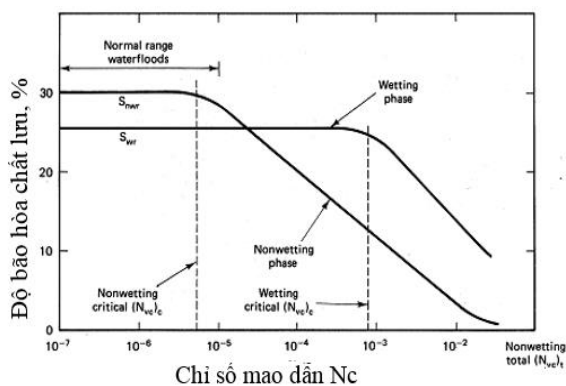
Đối với các mỏ dầu ở bồn trũng Cửu Long, hệ số RF dao động trong khoảng 0,2 tới 0,35 (tùy thuộc vào hệ thống công nghệ và chế độ khai thác). Nhìn chung, sau giai đoạn bơm ép nước, hệ số thu hồi dầu, RF nhỏ hơn 0,4 (Vũ Minh Đức, 2014). Do vậy, có thể coi phương pháp khai thác 60% lượng dầu còn lại này là EOR. Hoặc có thể gọi EOR là phương pháp gia tăng hoặc nâng cao hệ số thu hồi dầu.



Hình 3. Hệ số thu hồi RF phụ thuộc vào tỷ số linh động M trong mô hình vỉa đồng nhất (Sheng., 2010).



Hình 4. Hệ số quét vùng phụ thuộc vào tỷ số linh động M trong mạng lưới khai thác năm điểm (Lake, 1989).



Hình 5. Đường cong giảm độ bão hòa mao dẫn (Lake, 1989).

Để khai thác được dầu còn lại sau giai đoạn bơm ép nước cần phải tăng hệ số quét khối Evol và tăng hệ số thay thế Ed. Một số nghiên cứu đã chỉ ra, để tăng Evol cần giảm tỷ số linh động M và để tăng Ed cần tăng chỉ số mao dẫn Ed (Hình 3, Hình 4). Mỗi quan hệ giữa độ bão hòa của các pha dính ướt hoặc không dính ướt với chỉ số mao dẫn cũng thường được quan tâm nghiên cứu (Hình 5).

Như đã đề cập, kiểm soát hệ số linh động là kiểm soát tỷ số giữa độ linh động của chất đẩy và chất bị đẩy. Việc thay đổi độ linh động của chất bị đẩy (thay đổi độ thấm tương đối hoặc độ nhớt) rất khó, ngoại trừ gia nhiệt vỉa. Do vậy, thường sử dụng các giải pháp hóa học để thay đổi tỷ số linh động của chất đẩy. Polyme thường được dùng để tạo dung dịch có độ nhớt cao (giảm hệ số linh động của chất đẩy), bơm vào vỉa nhằm tăng hệ số quét khối Evol.

Để tăng hệ số thu hồi có thể tăng N_c . Có thể tăng chỉ số mao dẫn N_c bằng cách tăng vận tốc dòng chảy v hay giảm sức căng bề mặt σ (trong công thức 5) bằng các chất hoạt động bề mặt. Theo hình 5, để giảm độ bão hòa dư (pha không dính ướt) từ 30% xuống 20% cần tăng N_c từ 10^{-5} tới 10^{-4} (tăng 10 lần). Việc tăng vận tốc chất lưu trong kênh rỗng khó hơn là giảm sức căng bề mặt giữa các chất lưu.

3.3. Cơ hội và thách thức

Như đã phân tích, sau giai đoạn bơm ép nước, trong vỉa luôn còn lại một lượng dầu lớn ở cả vùng nước đã và chưa quét qua. Nếu lấy tổng trữ lượng và tiềm năng dầu thu hồi là 800 triệu tấn (Trần Lê Đông, 2015); hệ số thu hồi RF bằng 0,4 (Vũ Minh Đức, 2014) thì lượng dầu còn lại khoảng 480 triệu tấn, trong đó 320 triệu tấn nằm trong vùng nước đã quét qua, 160 triệu tấn nằm trong vùng nước chưa quét qua ($Ed=0,5$; $Evol=0,8$).

Việc nhà điều hành JVPC tiến hành dự án thử nghiệm công nghiệp bơm khí nước luân phiên vào đối tượng Mioxen mỏ Rạng Đông vừa là cơ hội vì đây là bằng chứng cho khả năng áp dụng EOR, vừa là thách thức do các thông số cơ bản như: tỷ lệ, thành phần khí hòa trộn, khối lượng bơm các pha, hiệu quả kinh tế cần được nghiên cứu kỹ hơn (PVEP, 2014).

Nhìn chung dầu mỏ ở bể Cửu Long thuộc loại dầu nhẹ (tỷ trọng > 25 °API), độ nhớt nhỏ (< 100 cP) nên công tác EOR chủ yếu tập trung vào các giải pháp hóa học và bơm khí. Tuy nhiên, tùy thuộc vào điều kiện công nghệ kỹ thuật, mỗi giải pháp EOR đều có điểm mạnh và điểm yếu riêng. Do đó, công tác EOR tại bể Cửu Long đang đứng trước nhiều cơ hội và thách thức.

3.3.1. Cơ hội

Đa số các mỏ hiện đang trong giai đoạn khai thác thứ cấp, giai đoạn bơm ép nước, chưa tiến

hành EOR. Do vậy, phạm vi hoạt động của công tác EOR đang rộng mở.

Dầu mỏ ở bể Cửu Long thuộc loại dầu nhẹ, thuận lợi cho việc áp dụng các giải pháp hóa học và bơm khí, ít phụ thuộc vào quá trình nứt vỉa thủy lực (chi phí cao) để tăng độ thấm của vỉa (trừ đối tượng Mioxen mỏ Kinh Ngự Vàng với dầu nặng, tỷ trọng 18 °API, độ nhớt 204cP).

Các công nghệ hóa phẩm, vi sinh, na-nô đang phát triển, có khả năng tạo được các hợp chất có những thuộc tính phù hợp với yêu cầu của EOR như các hợp chất hoạt động bề mặt có độ bền nhiệt, độ chịu muối cao, khi hòa trộn với nước bơm ép có thể giảm sức căng bề mặt giữa dầu và nước bơm từ khoảng 20dyn/cm xuống dưới 1dyn/cm.

Sản lượng khí đồng hành lớn, có thể được dùng làm nguồn khí trong công tác EOR. Công ty JVPC đã thử nghiệm công nghiệp công tác EOR bằng việc bơm khí đồng hành vào đối tượng Mioxen tại mỏ Rạng Đông.

Lượng dầu còn lại trong các mỏ sau giai đoạn bơm ép nước rất lớn. Đây là yếu tố thuận lợi để tiến hành EOR.

3.3.2. Thách thức

EOR là công tác rất phức tạp, liên quan tới nhiều lĩnh vực, có độ rủi ro cao, phụ thuộc vào nhiều yếu tố như đặc tính của sản phẩm, đặc tính địa chất của vỉa chứa, phụ thuộc vào đặc điểm hệ thống và chế độ công nghệ khai thác... Để tiến hành thành công một dự án EOR cần có những hiểu biết kỹ về địa chất, lịch sử khai thác cũng như điều kiện công nghệ liên quan. Đặc biệt phải có hệ thống các phòng thí nghiệm kết hợp với các mô hình mô phỏng hiệu quả để giảm thiểu rủi ro trước khi áp dụng thử nghiệm hay áp dụng công nghiệp trên mỏ. Đối với bể Cửu Long, các công tác EOR cần quan tâm giải quyết tốt những vấn đề sau:

Độ bất đồng nhất về tính thấm chứa của các vỉa sản phẩm cao. Bề dày tầng chứa mỏng, nhiều lớp sét xen kẽ, mỏ thuộc loại nhiều vỉa (ví dụ các tầng sản phẩm 23+24; 25+26+27 thuộc Mioxen; III+V thuộc Oligoxen trên; VI+VII+VIII; IX+X thuộc Oligoxen dưới mỏ Bạch Hổ). Đặc biệt, đá móng nứt nẻ chứa dầu là đối tượng phi truyền thống. Mức độ hiểu biết về đối tượng này còn hạn chế cần nghiên cứu sâu hơn.

Các mỏ được khai thác bằng các giàn trên biển do đó mạng lưới khai thác thường bị hạn chế,

phức tạp, không giống nhau, rất khó khăn trong việc xác định các vùng nước chưa và đã quét qua.

Các mỏ được điều hành bởi các nhà thầu khác nhau do đó chế độ và công nghệ khai thác cũng rất khác nhau, việc đánh giá thực trạng của mỏ sau giai đoạn bơm ép nước đòi hỏi phải nghiên cứu kỹ, tốn công sức.

Sử dụng khí CO₂ trong EOR đã được áp dụng thành công trên thế giới. Ở Việt Nam có một số tác giả đã nghiên cứu khả năng bơm ép khí CO₂ (Nguyễn Hải An, 2012). Tuy nhiên tới nay chưa phát hiện được các nguồn khí như khí CO₂, N₂... Sản lượng nguồn khí đồng hành rất khác nhau, có mỏ phải đốt bỏ, có mỏ đã có hệ thống thu gom để sử dụng với nhiều mục đích. Việc tính hiệu quả kinh tế khi sử dụng các nguồn khí này trong EOR ảnh hưởng lớn tới tính hiệu quả của dự án.

Chưa có dự án EOR nào áp dụng thành công thực sự đối với các mỏ ở bể Cửu Long. Do đó những kinh nghiệm và các bài học thực tế trong lĩnh vực EOR tại Việt Nam còn nhiều hạn chế. Có một số tác giả đã nghiên cứu khả năng bơm khí nước luân phiên vào trầm tích Mioxen (Phạm Đức Thắng, 2014). Tuy nhiên cơ sở lý thuyết cần được hoàn thiện hơn nữa.

3.3.3. Một số kết quả nghiên cứu ban đầu tại Viesovpetro

Việc tiến hành dự án EOR thường rất phức tạp, tốn kém, có mức độ rủi ro cao. Như đã đề cập, tại Vietsovpetro, công tác EOR đã được quan tâm từ năm 2003 với "Hội nghị tăng thu hồi dầu mỏ Bạch Hổ" và từ năm 2006 tiến hành thử nghiệm công nghiệp bơm phức hệ VSHL với đối tượng Mioxen dưới và Oligoxen trên mỏ Bạch Hổ (Bảng 2), bước đầu cho thấy khả năng áp dụng một số phương pháp EOR.

Để nghiên cứu tác dụng của chất hoạt động bề mặt (HĐBM) trong EOR, Viện Nghiên cứu dầu khí Việt Nam đã kết hợp với Vietsovpetro tiến hành nghiên cứu trong phòng thí nghiệm. Trên cơ sở nghiên cứu tương tác giữa dầu mỏ tầng Oligoxen mỏ Bạch Hổ với các hóa phẩm HĐBM, kết quả đã lựa chọn được hỗn hợp chất HĐBM phù hợp có các thông số thể hiện trong bảng 2, mô hình mẫu đá ở Bảng 3, 4 và kết quả thí nghiệm ở Hình 6. Đối với đá móng mỏ Bạch Hổ, với đặc điểm địa chất rất phức tạp: chiều dày thân dầu lớn (hàng trăm mét), các đặc tính vật lý đá (độ rỗng, độ thấm...) có độ bất đồng nhất cao, nhiệt độ cao (>140°C),...

Bảng 2. Kết quả thử nghiệm công nghiệp bơm hợp chất VSHL (Vietsovpetro, 2009).

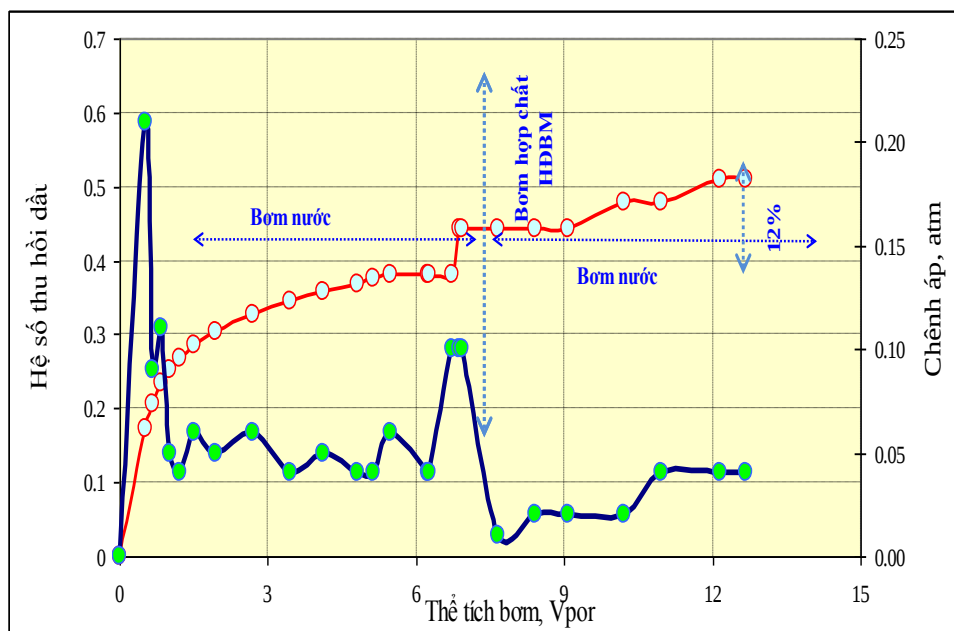
Giai đoạn (từ... tới năm)	Đối tượng	Số hiệu giếng bơm VSHL	Khối lượng bơm VSHL (tấn)	Lượng dầu gia tăng (tấn)
2006-2007	Mioxen dưới	74	60	1243
2009-2010	Mioxen dưới	202	80	8500
2012-2013	Oligoxen trên	1003	60	4197

Bảng 3. Một số thông số của tổ hợp hợp chất HDBM lựa chọn thí nghiệm EOR đối với trầm tích Oligoxen mỏ Bạch Hổ.

Thông số	Giá trị
Hợp chất	AOS, Tween 80, SDBS tỷ lệ 6:1:1 + phụ gia Thioure (0,3%) và Butanol (300ppm)
Nhiệt độ (°C)	140
Nồng độ muối (ppm)	35000
Nồng độ (%)	15
Sức căng bề mặt (dyn/cm)	1,93
Độ nhớt (cP)	8
Độ hấp phụ (%)	0,00171

Bảng 4. Một số thông số mô hình thí nghiệm bơm chất HDBM trong EOR đối với trầm tích Oligoxen mỏ Bạch Hổ.

Thông số	Giá trị
Số hiệu mẫu	BH-16-11-3-106 H2
Đường kính (cm)	5
Chiều dài (cm)	6,9
Độ rỗng (%)	10,54
Độ thấm khí (mD)	286
Độ bão hòa nước dư (%)	46,78
Nhiệt độ thí nghiệm (°C)	140
Áp suất lỗ rỗng (atm)	100
Hệ số khai thác dầu bằng bơm nước trước khi bơm chất HDBM (%)	38,2
Hệ số khai thác dầu bằng bơm nước sau khi bơm chất HDBM (%)	50,9
Hệ số khai thác dầu gia tăng (%)	12,7



Hình 6. Biểu đồ trạng thái đẩy dầu bằng nước trước và sau khi bơm tổ hợp chất HDBM, trầm tích Oligoxen mỏ Bạch Hổ.

do đó việc sử dụng các phương pháp hóa học trong EOR còn nhiều hạn chế.

Dựa trên điều kiện thực tế sản xuất, có sẵn nguồn khí đồng hành, năm 2012, Vietsovpetro đã tiến hành thử nghiệm giải pháp bơm khí nước luân phiên trong phòng thí nghiệm đối với đối tượng đá móng ở khu vực nam vòm Trung Tâm. Các thông số cơ bản và kết quả thí nghiệm như sau:

- + Mô hình điều kiện vỉa:
- Áp suất vỉa = 315 atm.
- Nhiệt độ vỉa = 140°C
- Tỷ số khí nước bơm luân phiên = 8:1
- Thể tích nút: 0,9 cm³ (khoảng 9% thể tích lỗ rỗng)

- Sử dụng dầu mỏ mô phỏng theo dầu trong đá móng (live oil) và khí gaslift mỏ Bạch Hổ.

- + Mô hình mẫu lõi: thể hiện ở Bảng 5.

Trong mỗi thí nghiệm, mô hình pha rắn được xây dựng trên cơ sở kết nối 2 mẫu trụ có đường kính là 50mm với tổng chiều dài khoảng trên 120mm

- + Mô hình bơm ép:

Sau khi các mẫu được thiết lập mô hình vỉa ban đầu (nhiệt độ, áp suất, độ bão hòa nước dư, độ bão hòa dầu), với mục đích xác định lượng dầu khai thác thêm sau giai đoạn bơm ép nước, thí nghiệm được mô phỏng theo 2 giai đoạn: giai đoạn 1 bơm ép nước (đẩy dầu bằng nước) và giai đoạn 2 bơm khí nước luân phiên (đẩy dầu bằng khí nước luân phiên). Kết quả thí nghiệm được thể hiện trong Bảng 6 và Hình 7

Qua các kết quả thử nghiệm công nghiệm bơm VSHL, bơm tổ hợp chất HDBM và thí nghiệm bơm khí nước luân phiên đều cho thấy hiệu quả của công tác EOR đối với mỏ Bạch Hổ. Tuy nhiên, đây là những thử nghiệm, thí nghiệm ban đầu do vậy cần được nghiên cứu kỹ hơn bao gồm cả nghiên cứu về khả năng công nghệ và kinh tế khi áp dụng trong sản xuất.

Kết luận

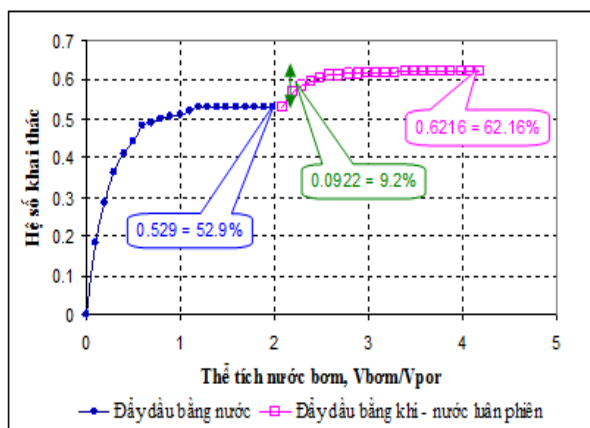
Sau giai đoạn bơm ép nước, lượng dầu còn lại ở bể Cửu Long ước tính khoảng trên 480 triệu tấn quy dầu. Đây là cơ sở quan trọng cho các công tác EOR.

Bảng 5. Các thông số vật lý đá của các mẫu lựa chọn đối với đá móng mỏ Bạch Hổ.

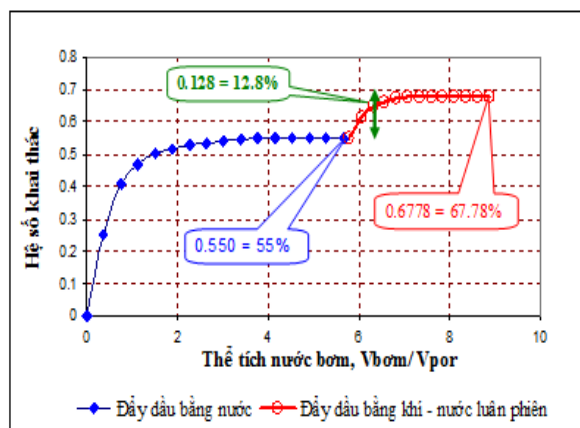
Thí nghiệm	Số hiệu mẫu	Chiều dài (cm)	Đường kính (cm)	Độ thấm khí (mD)	Độ rỗng theo nước (%)	Độ bão hòa nước dư trước thử nghiệm (%)
T1	BH-417 6-2-50 //	6,50	4,99	2720	3,93	33,85
	BH-404 2-3-19	6,12	5,00	1020	3,33	25,15
T2	BH-502 1-2-5	6,03	4,99	14500	3,27	14,68
	BH-425 3-6	4,97	4,98	2634	3,76	3,614

Bảng 6. Kết quả thí nghiệm EOR bằng bơm khí nước luân phiên đối với đá móng mỏ Bạch Hổ.

Thông số	Thí nghiệm	
	T1	T2
Đẩy dầu bằng nước		
Thể tích lỗ rỗng (ml)	10,041	8,665
Thể tích nước dư (ml)	2,905	2,754
Thể tích dầu ban đầu (ml)	7,153	7,903
Lưu lượng bơm (ml/giờ)	6	6
Thời gian đẩy nước (giờ)	3,33	8,23
Thể tích dầu thu hồi (ml)	3,787	4,343
Hệ số khai thác (%)	52,94	55,04
Đẩy dầu bằng khí nước luân phiên		
Thời gian đẩy khí nước luân phiên (giờ)	3,667	4,46
Thể tích dầu thu hồi cộng dồn (ml)	4,447	5,56
Hệ số khai thác (%)	62,16	67,79
Gia tăng hệ số khai thác (%)	9,2	12,75



(a)



(b)

Hình 7. Biểu đồ trạng thái đẩy dầu bằng nước và bằng khí-nước luân phiên đối với đá móng mỏ Bạch Hổ (a)-Thí nghiệm T1; (b)-Thí nghiệm T2.

Dầu mỏ ở bể Cửu Long thuộc loại dầu nhẹ, do đó trong EOR, nên tập trung vào nghiên cứu các phương pháp hóa học và bơm khí nước luân phiên. Kết quả thí nghiệm cho thấy hệ số thu hồi dầu tăng khoảng 12% đối với bơm chất hoạt động bề mặt đối với đá trầm tích và bơm khí nước luân phiên đối với đá móng. Trên thế giới, bơm khí CO₂ trong EOR đã được áp dụng và có hiệu quả cao. Tuy nhiên đối với các mỏ dầu ở bể Cửu Long, hiện chưa phát hiện được nguồn khí CO₂, do đó vấn đề cần giải quyết là tìm nguồn khí.

Bơm khí nước luân phiên là một phương pháp phức tạp. Các nghiên cứu về giải pháp này, về lý thuyết, chủ yếu là định tính. Các thông số liên quan như kích thước nút (slug), tỷ lệ khí-nước, số lượng nút cần bơm... chủ yếu mang tính chủ quan. Đây là những thông số rất quan trọng, quyết định sự thành công của dự án.

Do độ bất đồng nhất cao về đặc tính địa chất (thành phần thạch học, tính phân lớp, độ thấm, độ rỗng...) của các mỏ dầu thuộc bể Cửu Long, hệ thống khai thác đa dạng và phức tạp, do đó việc nghiên cứu đánh giá lượng dầu còn lại cũng như phân bố của chúng sau giai đoạn bơm ép nước tại các mỏ dầu gặp nhiều khó khăn. Kết quả của công tác đánh giá này có vai trò rất quan trọng khi tiến hành một dự án EOR.

Đá móng nứt nẻ chứa dầu ở bể Cửu Long là đối tượng phi truyền thống. Đặc biệt nhiệt độ và áp suất vỉa của đối tượng này rất cao. Tuy đã có nhiều công trình nghiên cứu nhưng sự hiểu biết về đối tượng này còn rất hạn chế. Tuy nhiên dolượng

dầu (về sản lượng và trữ lượng) ở bể Cửu Long phần lớn tập trung vào đối tượng đá móng nên việc nghiên cứu áp dụng các giải pháp EOR đang đứng trước một thách thức rất lớn.

Tài liệu tham khảo

- Lake, L. W., 1989. *Enhanced Oil Recovery*, Prentice, Englewood New Jersey 07623. 550 pages.
- Lê Việt Trung, Phạm Văn Chất, 2016. "Tổng quan về ngành công nghiệp dầu khí Việt Nam", Tạp chí Dầu khí, số 4/2016, 56-64.
- Madaoui, K., 2004. *Enhanced oil recovery processes*, Reservoir Engineering Courses. Total Oil Company. 264 pages.
- Nguyễn Hải An, 2012. *Nghiên cứu ứng dụng giải pháp thu hồi dầu tam cấp bằng bơm ép CO₂ cho tầng móng nứt nẻ mỏ Sư Tử Đen*. Tóm tắt luận án tiến sĩ, Trường đại học Mỏ Địa Chất, Hà Nội. 26 trang.
- Phạm Đức Thắng, 2014. *Nghiên cứu các giải pháp hợp lý để tận thu dầu trong cát kết Mioxen hạ, mỏ Bạch Hổ*. Tóm tắt luận án tiến sĩ, Trường Đại học Mỏ Địa Chất, Hà Nội, 27 trang.
- PVEP, 2014. Dự án "tận thu" mỏ Rạng Đông cho dòng dầu đầu tiên, <http://nangluongvietnam.vn/news/vn/dau-khi-viet-nam/du-an-tan-thu-mo-rang-dong-cho-dong-dau-dau-tien.html>.

- PVN, 2010. Bản thuyết minh giải thưởng Hồ Chí Minh, *Cụm công trình "Tìm kiếm thăm dò và khai thác có hiệu quả các thân dầu trong đá móng granitoid Trước Đệ Tam bể Cửu Long thềm lục địa Việt Nam"*. Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam, Hà Nội. 116 trang.
- Sheng, J. J., 2010. *Modern Chemical Enhanced Oil Recovery, Theory and Practice*. Gulf professional publishing, The Boulevard, Langford Lane Kidlington, Oxford, OX5 1GB, UK. 617 pages.
- Taglia P., 2010. *Enhanced Oil Recovery, Petroleum Resources and Low Carbon Fuel Policy in the Midwest*, www.ijer.in/ijer/publication/v4si2.pdf. 37pages
- Trần Lê Đông, 2015. "Tài nguyên, trữ lượng dầu khí", <http://petrotimes.vn/news/vn/dau-khi-pho-thong/tai-nguyen-tru-luong-dau-khi.html>.
- Verdon, J. P., 2012. Microseismic Monitoring and Geomechanical Modelling of CO₂ Storage 11 in Subsurface Reservoirs, Springer Theses, DOI: 10.1007/978-3-642-25388-1_2, ©Springer-Verlag Berlin Heidelberg 2012, Chapter 2, The Weyburn CO₂ Injection Project. 17 pages.
- Viện công nghệ sinh học, 2014. Các đề tài đã và đang thực hiện, <https://www.ibt.ac.vn/index.php/23-cong-trinh-khoa-hoc/517-cong-trinh-khoa-hoc>
- Vietsovpetro, 2009. Công nghệ nâng cao hệ số thu hồi dầu của các vỉa lục nguyên bằng những phương pháp vi sinh hóa lý tổng hợp. *Báo cáo đề tài cung cấp dịch vụ*. Vietsovpetro, Vũng Tàu. 99 trang.
- Vũ Minh Đức, 2014. Nghiên cứu quy hoạch tổng thể các mỏ dầu khí bể Cửu Long. *Tạp chí Dầu Khí*, số 7-2014, 30-39.

ABSTRACT

Enhanced oil recovery for oil fields in Cuu Long basin: Challenges and opportunities

Lan Duc Tran ^{1,*}, Ut Van Nguyen ¹

Research And Engineering Institute For Offshore Oil And Gas of Vietsovpetro, Vietnam

The oil production in the Cuu Long basin has been mainly based on natural energy sources or additional water injection with the oil recovery factor less than 0.5. The amount of remaining oils in the produced reservoirs is massive, approximately 480 million tons of oil equivalent. EOR solutions to produce the remaining oils play a significant role in maintaining oil production at the Cuu Long basin. This paper examined theoretical basis, mechanisms and distribution of remaining oil after water injection period, and analyzed the opportunities and challenges of EOR for the oil fields in the Cuu Long basin. The results of the EOR research at White Tiger oil field reveals that the oil recovery factors have increased by approximately 12% for both methods: surfactant injection for sandstones and water-alternating-gas injection for fractured granitoid.

Keywords: EOR in Cuu Long basin, EOR opportunities; EOR challenges.