

## ĐÁNH GIÁ CÔNG TÁC QUẢN LÝ, VẬN HÀNH KHAI THÁC MỎ TẠI VIETSOVPETRO VÀ ĐỀ XUẤT CÁC GIẢI PHÁP GIA TĂNG SẢN LƯỢNG KHAI THÁC

**Nguyễn Quốc Dũng, Hoàng Văn Minh, Trần Thanh Nam, Bùi Khắc Hùng**

Liên doanh Vietsovpetro

Email: hungbk.rd@vietsov.com.vn

<https://doi.org/10.47800/PVSI.2024.03-04>

### Tóm tắt

Kể từ khi phát hiện và đưa vào khai thác vỉa dầu công nghiệp đầu tiên tại đối tượng Miocene dưới mỏ Bạch Hổ (26/6/1986) đến ngày 15/5/2024, Liên doanh Vietsovpetro đã khai thác thành công 250 triệu tấn dầu từ các mỏ Bạch Hổ, Rồng, Gấu Trắng, Thỏ Trắng, Nam Rồng - Đồi Mồi và Cá Tầm. Đặc biệt, Vietsovpetro đã liên tục đổi mới sáng tạo trong phương pháp quản lý và đánh giá mỏ theo từng giai đoạn khai thác; triển khai nghiên cứu và áp dụng các giải pháp tối ưu khai thác, nâng cao hệ số thu hồi dầu (IOR/EOR). Kết quả nghiên cứu cho thấy Vietsovpetro có tiềm năng và cơ hội để nâng cao được sản lượng khai thác, thu hồi tối đa tài nguyên còn lại nếu áp dụng hiệu quả các giải pháp IOR/EOR. Bài báo đánh giá công tác quản lý quỹ giếng, khai thác mỏ của Vietsovpetro từ năm 1986 đến nay, chỉ ra các thách thức trong giai đoạn hiện nay và đề xuất một số giải pháp để gia tăng sản lượng khai thác.

**Từ khóa:** Quản lý khai thác mỏ, tối ưu khai thác, nâng cao hệ số thu hồi dầu, đá móng granite nứt nẻ.

### 1. Giới thiệu

Vietsovpetro được thành lập ngày 19/6/1981 với nhiệm vụ tiến hành thăm dò địa chất và khai thác dầu khí tại thềm lục địa phía Nam Việt Nam. Trải qua 43 năm xây dựng và phát triển, Vietsovpetro đã khẳng định vị thế là đơn vị dẫn đầu trong công tác tìm kiếm, thăm dò và khai thác dầu khí, đóng góp quan trọng vào tăng trưởng kinh tế, an ninh năng lượng quốc gia, góp phần củng cố mối quan hệ hữu nghị truyền thống và đối tác chiến lược toàn diện giữa Việt Nam và Liên bang Nga.

Kể từ khi phát hiện và đưa vào khai thác vỉa dầu công nghiệp đầu tiên tại đối tượng Miocene dưới mỏ Bạch Hổ (26/6/1986) đến 18 giờ 18 phút ngày 15/5/2024, Vietsovpetro đã khai thác thành công 250 triệu tấn dầu thô, chiếm gần 60% tổng sản lượng dầu khai thác của toàn ngành Dầu khí Việt Nam (Bảng 1). Đặc biệt, Vietsovpetro đã phát hiện và đưa vào khai thác các mỏ có trữ lượng dầu lớn trong đá móng granite nứt nẻ, làm thay đổi quan điểm tìm kiếm thăm dò, khai thác dầu khí ở Việt Nam và trong khu vực. Theo số liệu thống kê, sản lượng dầu khai

thác từ đá móng chiếm tới 90% tổng sản lượng khai thác của Vietsovpetro.

Tổng doanh thu từ hoạt động dầu khí đạt trên 89 tỷ USD; trong đó nộp ngân sách Nhà nước Việt Nam (gồm thuế và lợi nhuận phía Việt Nam) đạt hơn 58 tỷ USD và lợi nhuận phía Liên Xô/Liên bang Nga 12,3 tỷ USD.

Hiện tại, Vietsovpetro đang quản lý và vận hành trên 7 mỏ dầu khí với trên 402 giếng khai thác và 80 giếng bơm ép. Số công trình hiện tại gồm: 37 giàn nhẹ, đầu giếng (BK/RC), 13 giàn cố định (MSP/RP), 2 giàn công nghệ trung tâm xử lý dầu (CTK3, CTP 2), 2 giàn bơm ép nước duy trì áp suất vỉa (PPD 30000, PPD 40000), 3 giàn nén khí (CCP, MKC, DGCP) [1]. Sản lượng khai thác của Vietsovpetro gia tăng nhanh qua các năm và đạt đỉnh vào năm 2002 (13,5 triệu tấn/188 giếng) nhờ đưa vào khai thác các giếng có lưu lượng lớn của đối tượng móng mỏ Bạch Hổ. Sau thời gian này, sản lượng khai thác bắt đầu giảm xuống. Sản lượng suy giảm ở các giếng chủ lực của đối tượng móng do áp suất vỉa giảm và độ ngập nước gia tăng ở hầu hết các đối tượng khai thác. Quỹ giếng hiện tại gồm 402 giếng khai thác, 80 giếng bơm ép; lưu lượng khai thác trung bình trên 1 giếng là 19 tấn/ngày, độ ngập nước 61%. Ngày 15/5/2024, Vietsovpetro đã đạt mốc khai thác 250 triệu tấn dầu, trong đó sản lượng khai thác từ đối tượng móng

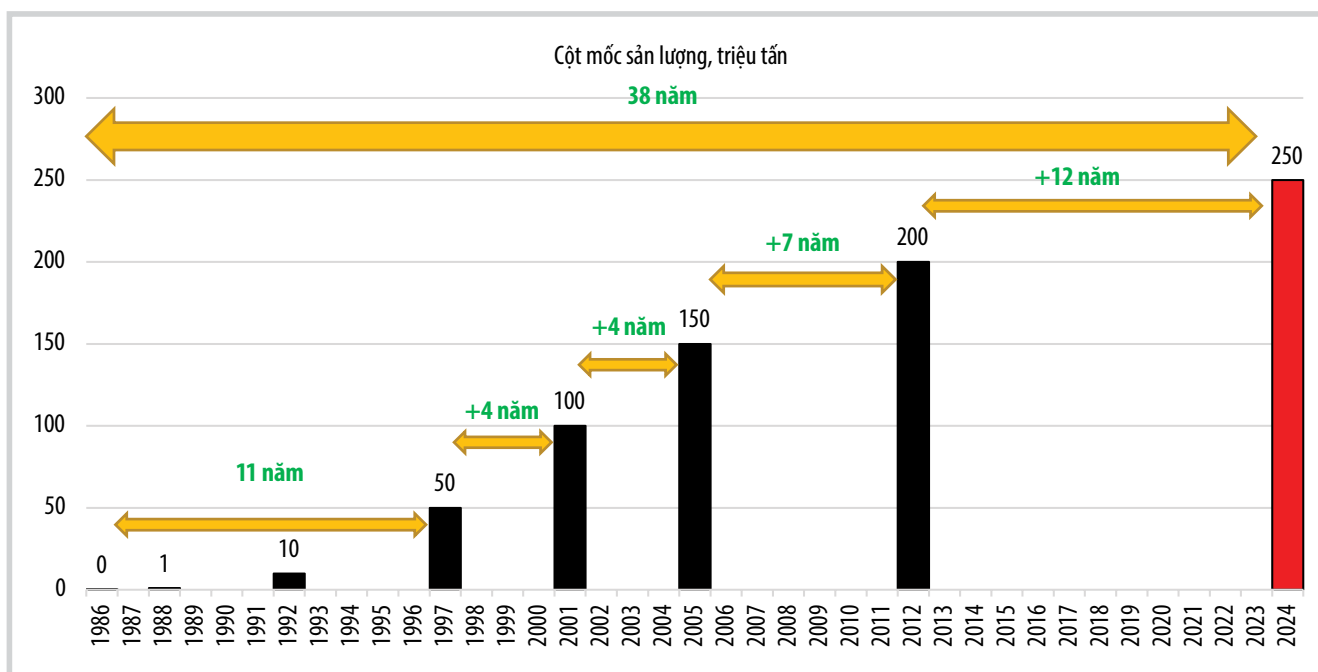


Ngày nhận bài: 13/5/2024. Ngày phản biện đánh giá và sửa chữa: 16/5 - 4/7/2024.

Ngày bài báo được duyệt đăng: 11/7/2024.

**Bảng 1.** Các mốc sự kiện chính trong quá trình khai thác dầu của Vietsovpetro

Thời gian	Mốc sự kiện
26/6/1986	Đưa vào khai thác dòng dầu công nghiệp tại giếng số 1/MSP-1.
1987	Bắt đầu bơm ép nước cho trầm tích Miocene dưới.
6/9/1988	Khai thác dòng dầu công nghiệp từ đối tượng móng granite hang hốc, nứt nẻ với lưu lượng ban đầu hơn 1.000 m <sup>3</sup> /ngày (giếng khoan 1).
29/12/1988	Sản lượng khai thác dầu của Vietsovpetro đạt mốc 1 triệu tấn.
2/3/1992	Sản lượng khai thác của Vietsovpetro đạt mốc 10 triệu tấn, chính thức đưa tên Việt Nam vào bản đồ các nước sản xuất và xuất khẩu dầu mỏ trên thế giới.
1993	Đưa vào bơm ép thử nghiệm duy trì áp suất vỉa cho đối tượng móng.
11/12/1994	Đưa vào khai thác mỏ Rồng.
16/4/1995	Bắt đầu thu gom và đưa khí mỏ Bạch Hổ về bờ.
1996	Đưa vào khai thác gaslift.
12/10/1997	Sản lượng khai thác của Vietsovpetro đạt mốc 50 triệu tấn (sau 11 năm).
21/11/2001	Sản lượng khai thác của Vietsovpetro đạt mốc 100 triệu tấn.
2002	Sản lượng khai thác của Vietsovpetro đạt đỉnh 13,4 triệu tấn.
4/12/2005	Sản lượng khai thác của Vietsovpetro đạt mốc 150 triệu tấn.
01/2010	Đưa vào khai thác mỏ Nam Rồng - Đổi Mới (50% Vietsovpetro).
8/8/2012	Sản lượng khai thác của Vietsovpetro đạt mốc 200 triệu tấn.
8/2012	Đưa vào khai thác mỏ Gấu Trắng.
29/6/2013	Đưa vào khai thác mỏ Thỏ Trắng.
12/4/2016	Sản lượng khai thác của Vietsovpetro đạt mốc 220 triệu tấn.
19/12/2016	Đưa vào khai thác mỏ Thiên Ưng.
25/1/2019	Đưa vào khai thác mỏ Cá Tầm (Vietsovpetro 55%, PVEP 30% và Bitexco 15%).
15/5/2024	Sản lượng khai thác của Vietsovpetro đạt mốc 250 triệu tấn.



**Hình 1.** Các cột mốc sản lượng khai thác dầu của Vietsovpetro.

mỏ Bạch Hổ chiếm 75%, Miocene dưới mỏ Bạch Hổ 7%, Oligocene dưới mỏ Bạch Hổ 6%, móng mỏ Rồng 6%, các đối tượng khác và các mỏ còn lại chỉ chiếm 6% tổng sản lượng. Hàng năm, sản lượng khai thác từ móng mỏ Bạch Hổ chiếm khoảng 38%, cho thấy đối tượng móng mỏ Bạch Hổ vẫn là đối tượng khai thác chủ lực, đóng vai trò quan

trọng, do vậy cần tiếp tục nghiên cứu các giải pháp, chế độ khai thác tối ưu cho đối tượng này. Hiện tại sản lượng khai thác bằng phương pháp gaslift chiếm 76%, khai thác tự phun 23% và phương pháp bơm điện ly tâm ngầm chỉ chiếm 1%. Hình 1 thể hiện các cột mốc sản lượng chính của Vietsovpetro tính đến thời điểm hiện tại.

**2. Đánh giá công tác quản lý, vận hành khai thác mỏ của Vietsovpetro từ năm 1986 đến nay**

Kể từ khi Vietsovpetro khai thác tấn dầu đầu tiên cho tới nay, công tác quản lý mỏ đóng vai trò quan trọng và là yếu tố then chốt. Công tác quản lý mỏ và tối ưu quỹ giếng được chia theo các giai đoạn khai thác trên cơ sở đặc trưng hiện trạng năng lượng vỉa, mức độ hoàn thiện hệ thống khai thác/bơm ép và mức độ suy giảm sản lượng như sau:

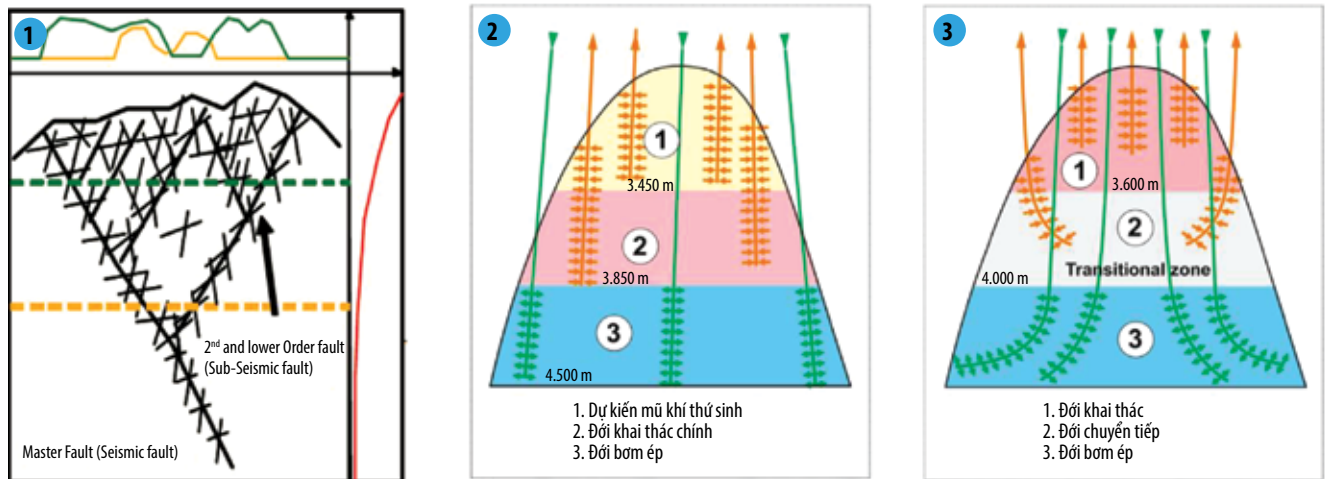
**2.1. Giai đoạn khai thác thử nghiệm (1986 - 1988)**

Ngày 26/6/1986, Vietsovpetro bắt đầu đưa vào khai thác công nghiệp giếng đầu tiên trong trầm tích Miocene dưới mỏ Bạch Hổ (giếng khoan 01/MSP-1) với lưu lượng trung bình 28 tấn/ngày. Đến tháng 5/1987, Vietsovpetro đã phát hiện và đưa vào khai thác công nghiệp đối tượng Oligocene dưới mỏ Bạch Hổ tại giếng 14/MSP-3 với lưu lượng trung bình 240 tấn/ngày. Tổng quỹ giếng hoạt động trong giai đoạn này là 34 giếng gồm 30 giếng

khai thác và 4 giếng bơm ép. Đối tượng khai thác chính là Miocene dưới và Oligocene dưới. Lưu lượng dầu trung bình đạt 114 - 127 tấn/ngày, độ ngập nước 3%. Tổng sản lượng khai thác dầu trong giai đoạn này đạt 1.008,5 nghìn tấn. Như vậy, đặc trưng của giai đoạn khai thác thử nghiệm là quỹ giếng ít, chủ yếu làm việc ở chế độ tự phun, khai thác trong đối tượng trầm tích với sản lượng thấp và suy giảm nhanh. Trong giai đoạn này, Vietsovpetro cũng bắt đầu nghiên cứu thử nghiệm đưa giếng 22/MSP-1 vào bơm ép để duy trì áp suất vỉa (tháng 7/1987) cho trầm tích Miocene dưới với độ tiếp nhận ban đầu 440 m<sup>3</sup>/ngày. Công tác quản lý mỏ tập trung chủ yếu vào xây dựng quy trình quản lý mỏ. Do quỹ giếng ít, lưu lượng giếng được đo liên tục, công tác khảo sát thủy động học cũng được thực hiện thường xuyên với tần suất 2 - 3 lần/giếng/năm.

**2.2. Giai đoạn gia tăng sản lượng và đạt đỉnh (1988 - 2002)**

Việc phát hiện và đưa vào khai thác thân dầu phi truyền thống móng nút nê tại giếng 1/MSP-1 mỏ Bạch Hổ với trữ lượng lớn (500 triệu tấn) vào ngày 6/9/1988 có ý



1. Khai thác thử năm 1990 (suy giảm tự nhiên)	2. Phát triển mỏ - 1993 (bơm ép duy trì áp suất vỉa)	3. Phát triển mỏ (Duy trì áp suất lớn hơn áp suất bão hòa, tránh tạo mũ khí thứ sinh)
Mô hình đá móng gồm đá phong hóa và đới nứt nẻ đập vỡ quanh hệ thống đứt gãy; Khai thác chế độ suy giảm tự nhiên; Áp dụng mạng lưới 7 điểm, 144 ha/giếng, khoảng cách giữa các giếng 1.000 m; Hệ số thu hồi dự kiến 17%. Ưu điểm: - Mạng lưới ban đầu 1.000 m x 1.000 m; - Theo dõi được sự dịch chuyển của dầu móng theo phương thẳng đứng; - Tiếp cận khai thác từng bước. Hạn chế: - Không duy trì áp suất vỉa bằng bơm ép. - Mỏ vỉa thân trần lên tới 1.500 m.	Năm 1993 đưa vào bơm ép nước từ bên dưới (> 3.500 m) để duy trì áp suất vỉa, tạo mặt ranh giới dầu nước nhân tạo đẩy dầu từ dưới lên. Ưu điểm: - Chế độ khai thác duy trì áp suất vỉa mang lại hiệu quả trong duy trì lưu lượng chất lưu dầu ổn định; - Hệ thống khai thác được điều chỉnh thận trọng, từng bước. Hạn chế: - Không quan trắc được mũ khí thứ cấp xuất hiện tại nóc móng như dự báo FDP.	- Năm 1998, thân dầu đá móng nứt nẻ được chia thành 3 đới: + Đới khai thác (trên 3.800 mTVDss); + Đới chuyển tiếp (3.800 - 4.100 mTVDss); + Đới bơm ép (dưới 4.100 mTVDss); - Hệ số thu hồi dự kiến 43,5%. - Năm 2003, đá móng chia thành 3 đới: + Đới khai thác (trên 3.600 mTVDss); + Đới chuyển tiếp (3.600 - 4.000 mTVDss); + Đới bơm ép (dưới 4.000 mTVDss); - Khoan các giếng với góc nghiêng lớn hơn (chủ yếu cho các giếng bơm ép) - Duy trì áp suất vỉa cao hơn áp suất bão hòa ~ 10 atm, tránh hình thành mũ khí thứ sinh.

Hình 2. Mô hình ý tưởng hệ thống khai thác thân dầu đá móng.

nghĩa rất quan trọng đối với công tác tìm kiếm, thăm dò, khai thác của Vietsovpetro nói riêng và của ngành Dầu khí Việt Nam nói chung. Thân dầu phi truyền thống này cũng đặt ra thách thức cho công tác quản lý, vận hành, khai thác mỏ của Vietsovpetro do có cấu trúc địa chất rất phức tạp. Hình 2 mô phỏng ý tưởng mô hình thân dầu đá móng và thiết kế sơ bộ mạng lưới, hệ thống khai thác trong các sơ đồ công nghệ phát triển mỏ Bạch Hổ [2].

Đá móng nứt nẻ mỏ Bạch Hổ đặc trưng bởi tính chất bất đồng nhất rất cao, theo mô hình 2 độ rỗng, 2 độ thấm. Trong quá trình nghiên cứu, các nhà địa chất Vietsovpetro đã phát hiện độ rỗng của đá chứa có 3 dạng với đặc trưng thấm chứa và cơ chế dòng chảy như sau [3 - 4]:

- Độ rỗng giữa các tinh thể của đá (độ rỗng cấu trúc), có kích thước nhỏ hơn 0,01 mm, còn gọi là matrix đá. Giá trị độ rỗng giữa tinh thể rất nhỏ (khoảng dưới 0,5%) và thường không có độ thấm pha với dầu, có thể chứa chất lưu nhưng không tham gia vào quá trình khai thác bằng công nghệ hiện nay.

- Độ rỗng nhỏ (microfractures) là những nứt nẻ có kích thước nhỏ từ 0,01 - 0,1 mm. Thể tích chứa chất lưu ở đây rất lớn, ước tính lên đến 30 - 70% tổng diện tích chứa dầu của đá chứa. Dầu lưu giữ do lực hút mao dẫn. Giá trị độ rỗng đá móng ở đới vi nứt nẻ có nơi lên đến 10 - 12%, trung bình 4 - 5%, nhưng độ thấm pha chỉ 1 - 5 mD, phụ thuộc vào tính dính ướt và mao dẫn của đá chứa nứt nẻ. Trong các đới vi nứt nẻ, do có độ thấm rất nhỏ nên dù có tăng tối đa giá trị gradient chênh áp của dòng nước bơm ép có thể tạo ra (3 atm/m) vẫn là rất nhỏ không đủ để thắng lực mao dẫn và đủ sức đẩy dầu ra khỏi các không gian rỗng vi nứt nẻ này, hơn nữa bên cạnh độ rỗng micro

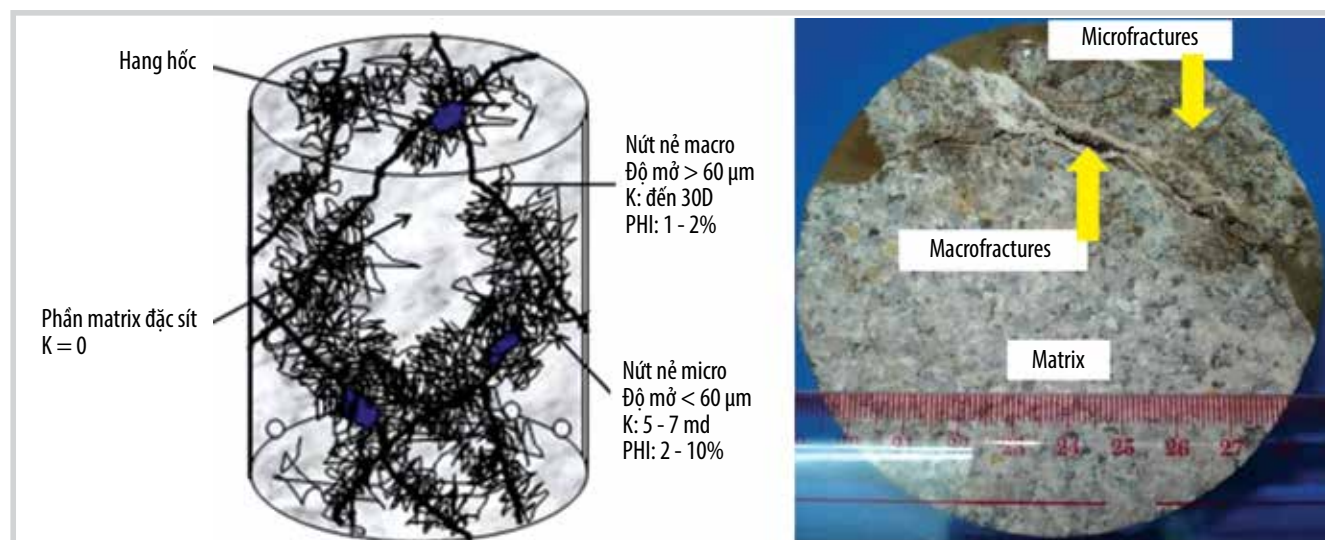
là độ rỗng macro nên không thể dùng lực bơm ép để đẩy được dầu ra khỏi không gian rỗng micro này.

- Độ rỗng lớn (macrofractures) là những khe nứt lớn và hang hốc, có kích thước trên 0,1 mm, phổ biến trên 0,5 mm có khi lên đến hàng centimetre, chủ yếu liên kết nhau thành hệ thống, là đường dẫn chính cho dòng chảy của chất lưu. Mức độ liên thông của hệ thống nứt nẻ và sự thay đổi cấu trúc không gian rỗng trong móng rất phức tạp [5 - 7] (Hình 3).

Năm 1993, Vietsovpetro quyết định thử nghiệm bơm ép theo đới cho thân dầu móng. Thực tế đã chứng minh, việc bơm ép theo đới từ bên dưới (độ sâu dưới 3.500 m) giúp duy trì áp suất vỉa, ngăn chặn đà suy giảm sản lượng, đồng thời tạo mặt ranh giới dầu nước nhân tạo đẩy dầu từ phía dưới lên, đem lại hiệu quả cao trong khai thác, rất phù hợp với thân dầu dạng khối nứt nẻ. Quỹ giếng trong giai đoạn này tăng nhanh.

Trong năm 2002, Vietsovpetro đạt sản lượng khai thác đỉnh với 13,5 triệu tấn dầu. Quỹ giếng bao gồm 142 giếng khai thác, 45 giếng bơm ép, lưu lượng khai thác trung bình trên 1 giếng đạt 260 tấn/ngày với độ ngập nước 7%. Quỹ giếng gaslift đã chiếm tới 50% số lượng, nhưng chỉ chiếm 5% sản lượng, còn lại là sản lượng từ quỹ giếng tự phun, các giếng hoạt động ổn định nên công tác quản lý vận hành còn tương đối đơn giản [6].

Công cụ kiểm soát giếng vẫn thực hiện theo hình thức ghi chép, chủ yếu lưu trữ dưới dạng file excel, chưa có hệ thống lưu trữ tổng hợp trên các nền tảng/ứng dụng chuyên ngành. Vietsovpetro bắt đầu đưa các thông số làm việc của quỹ giếng lên hệ thống WebSvodka từ năm 1999 giúp cho việc quản lý, theo dõi giếng được kịp thời.



Hình 3. Mô hình hệ thống kênh dẫn hang hốc, nứt nẻ trong đá móng mỏ Bạch Hổ.

Do quỹ giếng tăng nhanh, cách tiếp cận trong việc lập lịch đo, tần suất khảo sát thủy động, kiểm soát số đo lưu lượng giếng cũng được thay đổi một cách linh hoạt. Lịch khảo sát giếng được phê duyệt hàng năm, ưu tiên khảo sát các giếng mới, các giếng trong kế hoạch sửa giếng và các giếng “tựa” để kiểm soát động thái vỉa, đảm bảo thu thập thông tin phân tích tối đa trên cơ sở nguồn nhân lực hiện có.

### 2.3. Giai đoạn sản lượng suy giảm nhanh (2002 - 2012)

Sau khi sản lượng khai thác đạt đỉnh vào năm 2002 (13,4 triệu tấn) nhờ đưa vào khai thác các giếng lưu lượng cao của thân dầu đá móng mỏ Bạch Hổ, sản lượng bắt đầu suy giảm nhanh do độ ngập nước gia tăng và áp suất vỉa suy giảm. Mặc dù quỹ giếng trong giai đoạn này tiếp tục tăng, nhưng các giếng chủ lực của đối tượng móng mỏ Bạch Hổ bắt đầu suy giảm do gia tăng độ ngập nước, các giếng khai thác trong các đối tượng trầm tích (LO, UO, LM) thường có lưu lượng không cao và nhanh chóng ngập nước.

Đến năm 2012, quỹ giếng hoạt động của Vietsovpetro đạt 307 giếng, trong đó có 255 giếng khai thác và 52 giếng bơm ép, khai thác trên các đối tượng móng và trầm tích mỏ Bạch Hổ, Rồng, Nam Rồng - Đồi Mồi. Lưu lượng dầu trung bình trên 1 giếng đạt 66 tấn/ngày, độ ngập nước trung bình 38%, tăng 31% so với thời điểm năm 2002. Sản lượng khai thác năm 2012 đạt 5,7 triệu tấn, giảm 57,5% so với sản lượng đỉnh đạt được năm 2002. Công tác quản lý mỏ tập trung vào theo dõi động thái ngập nước của đối tượng móng mỏ Bạch Hổ; chia móng thành các khối để kiểm soát và điều chỉnh bơm ép, khai thác; bắt đầu nghiên cứu phương pháp bơm ép chu kỳ, tuy nhiên vẫn duy trì hệ số bù cao 120%.

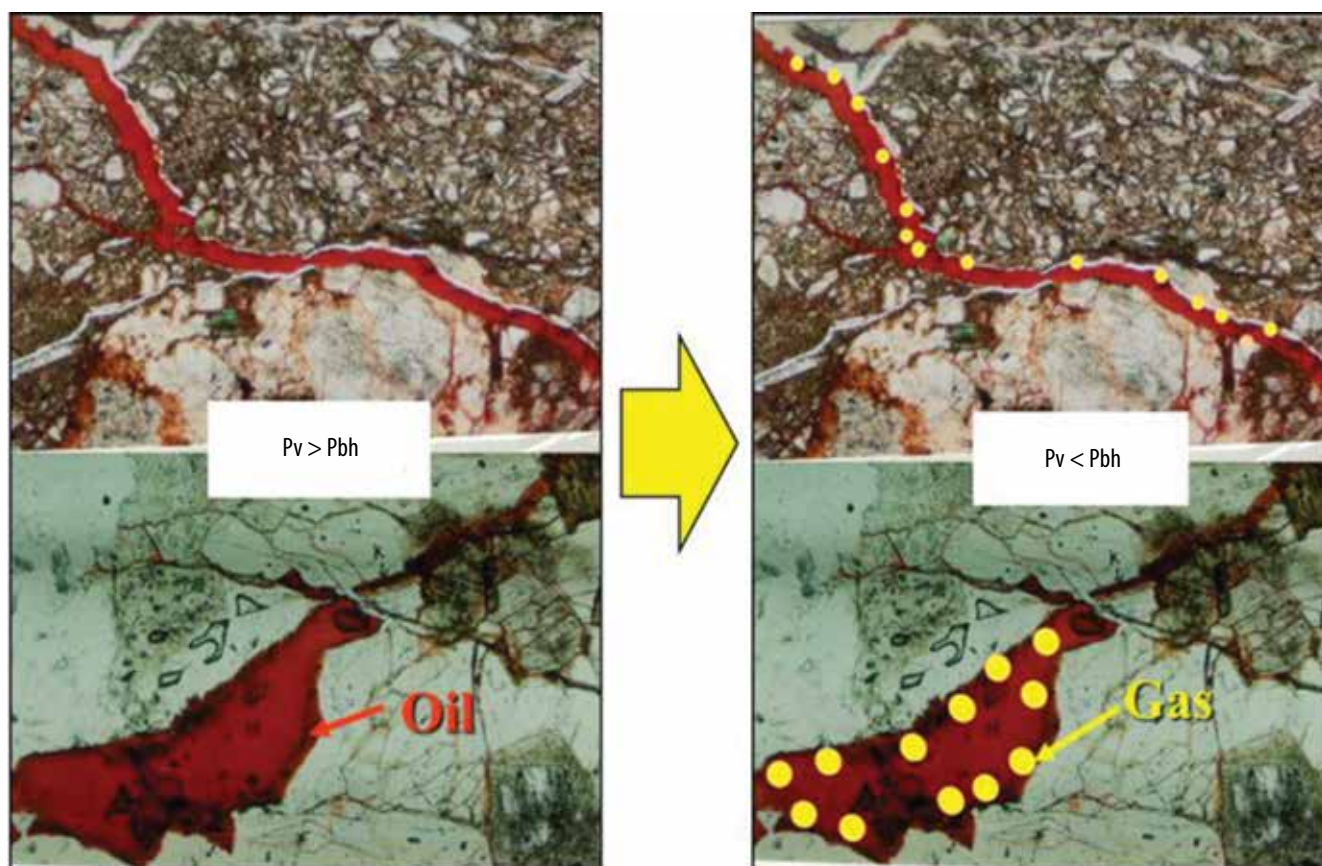
Trong giai đoạn này, công tác khai thác móng được chia làm 3 đới: đới khai thác (trên 3.600 m TVDss), đới chuyển tiếp (3.600 - 4.000 m TVDss) và đới bơm ép (dưới 4.000 m TVDss). Ngoài đối tượng móng, Vietsovpetro bắt đầu chuyển lên khai thác các đối tượng trầm tích trên móng để bù sản lượng suy giảm. Hệ thống bơm ép được điều chỉnh đảm bảo duy trì áp suất vỉa lớn hơn áp suất bão hòa khoảng 10 atm, tránh hình thành mũ khí thứ sinh. Đến năm 2012, quỹ giếng gaslift tăng, chiếm 92% số lượng, và sản lượng cũng tăng, chiếm 50%. Vietsovpetro chú trọng công tác quản lý quỹ giếng để tối ưu hóa và khắc phục sự cố đối với quỹ giếng gaslift; tối ưu hao hụt do khảo sát giếng, số đo giếng kiểm soát lưu lượng được thực hiện 2 lần/tuần với các giếng chủ lực và 1 lần/tuần với các giếng có lưu lượng thấp [3].

### 2.4. Giai đoạn sản lượng suy giảm chậm lại (2012 - 2018)

Trong giai đoạn 2012 - 2018, Vietsovpetro chuyển dịch khai thác từ các giếng có độ ngập nước cao ở tầng móng lên các đối tượng trầm tích phía trên (LO, UO, HM) để bù đắp sản lượng, ngăn chặn đà suy giảm. Đến năm 2019, quỹ giếng khai thác của Vietsovpetro đạt 331 giếng, quỹ giếng bơm ép 67 giếng với lưu lượng dầu trung bình 29 tấn/ngày và độ ngập nước 59%. Sản lượng khai thác năm 2019 đạt 3,7 triệu tấn dầu.

Trong giai đoạn này, hệ số bù bơm ép ở móng trung tâm vẫn duy trì ở mức cao (trên 90%), cùng với việc tăng cường khai thác một số giếng khu vực trung tâm đã làm gia tăng độ ngập nước ở các giếng chủ lực. Ranh giới dầu nước trong giai đoạn này đã dâng lên đến gần nóc móng (3.085 m TVDss tại giếng khoan 1 vào tháng 9/2017), ảnh hưởng nghiêm trọng tới trạng thái khai thác mỏ. Vietsovpetro đã nghiên cứu áp dụng phương án phân bố lại hệ thống bơm ép, đã giảm bơm vùng trung tâm, chuyển sang vùng rìa, tối ưu lại chế độ khai thác ở các giếng chủ lực; đồng thời giảm hệ số bù về mức 70%, cho phép suy giảm áp suất vỉa xấp xỉ và tiệm cận áp suất bão hòa nhằm giảm mức độ gia tăng độ ngập nước, cho phép các bọt khí tách ra, tạo điều kiện thuận lợi để dầu từ các vi nứt nẻ (thẩm chứa kém) di chuyển vào các nứt nẻ lớn và tham gia vào quá trình khai thác; lựa chọn bơm ép ở các giếng sâu, vùng rìa vòm trung tâm với tốc độ bơm chậm, tạo ranh giới dầu nước phẳng đều.

Cơ sở lý thuyết của phương pháp này là khi áp suất vỉa giảm xuống dưới áp suất bão hòa, dầu trở nên quá bão hòa với khí, khi áp suất vỉa thấp hơn giá trị ngưỡng, khí hòa tan bắt đầu đi ra khỏi dầu dưới dạng các mầm bọt khí (nucleated gas bubbles). Kích thước của các mầm bọt khí này tăng lên khi áp suất tiếp tục giảm, sự tăng trưởng này được thúc đẩy bởi sự chuyển đổi khối lượng từ pha lỏng và do sự giãn nở thể tích khi áp suất giảm. Các bọt khí nhỏ hơn di chuyển cùng với dầu, trong khi bọt khí lớn hơn bị bẫy lại trong các kênh rỗng và tiếp tục phát triển. Các bọt khí liên kế nhau sẽ kết tụ lại với nhau và hình thành pha khí liên tục. Khi xảy ra tách khí ( $P_v < P_{bh}$ ), trong các vi nứt nẻ, do tác dụng của lực giãn nở và trọng lực, một phần khí kéo theo dầu sẽ di chuyển trực tiếp ngay vào các nứt nẻ macro kế cận, phần khí còn lại sẽ chiếm chỗ của dầu ngay trong các nứt nẻ micro và đẩy phần dầu bị khí chiếm chỗ đi vào các nứt nẻ macro. Tiếp theo, do tác động của lực giãn nở, trọng lực và lực thủy động, dầu và khí sẽ dịch chuyển dần lên phía trên (nóc) của thân dầu và đi vào giếng khai thác. Sơ đồ tách khí trong vi nứt nẻ ở điều kiện



Hình 4. Sơ đồ tách khí trong vi nứt nẻ trong đá móng mỏ Bạch Hổ.

áp suất vỉa tiệm cận và thấp hơn áp suất bão hòa được thể hiện ở Hình 4.

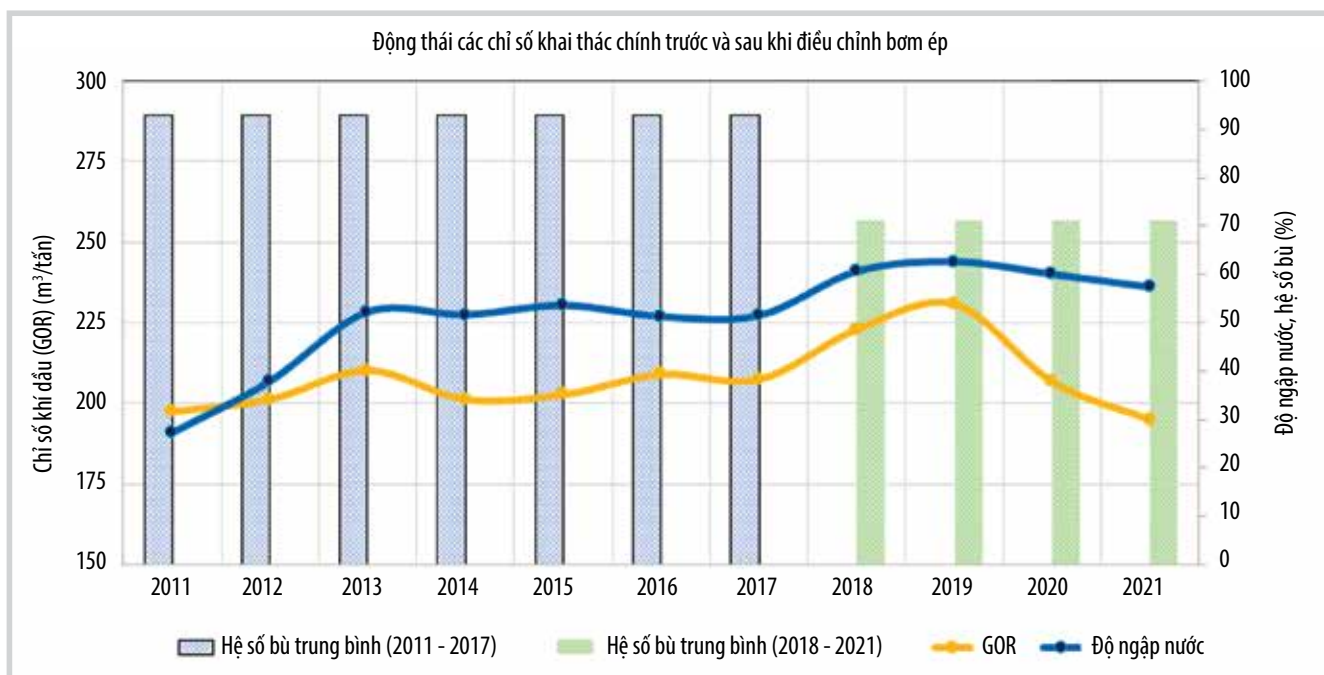
Việc áp dụng giải pháp trên bước đầu đem lại kết quả tích cực. Một số giếng sau khi điều chỉnh giảm khai thác có độ ngập nước giảm từ 50 - 70% về 0% như giếng 401/MSP-1; 488/BK-3; 7009/BK-7... Độ ngập nước được kiểm soát tốt, lưu lượng chất lưu khai thác ổn định, chưa phát hiện sự hình thành mũ khí thứ sinh tại nóc móng, nhịp độ suy giảm ổn định ở mức 15%/năm (năm 2017: 35%) [6]. Hình 5 thể hiện động thái các chỉ số khai thác chính trước và sau khi điều chỉnh hệ thống bơm ép khu vực móng trung tâm.

Kết quả thử nghiệm giải pháp tối ưu và giảm dần hệ thống bơm ép ở khối móng trung tâm mỏ Bạch Hổ cho kết quả tích cực: Giảm được hàm lượng nước trong sản phẩm ở các giếng khai thác; kiểm soát được quá trình ngập nước ở các giếng, tránh hiện tượng ngập nước hàng loạt; kéo dài thời gian khai thác ở các giếng gần ranh giới dầu nước; nâng cao hệ số thu hồi dầu khí, huy động thêm được lượng dầu từ các đới vi nứt nẻ và nứt nẻ một chiều khi áp suất vỉa giảm, kết hợp bơm quét từ 4.000 m lên trên... Trên cơ sở đó, Vietsovpetro tiếp tục nghiên cứu chế độ bơm ép phù hợp, ngưỡng giảm áp suất vỉa tiệm cận áp suất bão hòa, tránh tạo mũ khí thứ sinh trên diện rộng.

Công tác quản lý mỏ trong giai đoạn này được Vietsovpetro thực hiện trên cơ sở chia nhỏ các đối tượng trầm tích theo khu vực có tính chất địa chất, hệ thống khai thác tương đồng; phân tích suy giảm quỹ giếng khai thác theo các tiêu chí về điều kiện vỉa, thiết bị lòng giếng, hệ thống công nghệ trên các cụm giếng để đưa ra giải pháp tối ưu nhất. Để tối ưu quỹ giếng, từ năm 2017, Vietsovpetro đã ban hành các tài liệu hướng dẫn, xây dựng và triển khai các giải pháp tối ưu hóa gaslift và đánh giá kết quả thực hiện.

**2.5. Giai đoạn chặn đà suy giảm sản lượng (từ năm 2018 đến nay)**

Trong giai đoạn từ 2018 đến nay, hệ thống khai thác/bơm ép của Vietsovpetro đã tương đối hoàn chỉnh. Các mỏ Bạch Hổ và Rồng đã bước sang giai đoạn cuối của quá trình khai thác, độ ngập nước cao và áp suất vỉa thấp. Năm 2023, quỹ giếng của Vietsovpetro đạt 402 giếng khai thác, 80 giếng bơm ép, với lưu lượng trung bình 19 tấn/ngày/1 giếng và độ ngập nước trung bình 61%. Sản lượng năm 2023 đạt 3 triệu tấn. Để duy trì ổn định sản lượng khai thác ở mức hiện tại, Vietsovpetro đã tích cực đẩy mạnh các dự án nâng cao hệ số thu hồi dầu, mở rộng vùng hoạt động tìm kiếm thăm dò ở các lô mới, đẩy nhanh tiến độ đưa vào



Hình 5. Động thái các chỉ số khai thác trước và sau khi điều chỉnh bơm ép khu vực móng trung tâm mỏ Bạch Hổ.

khai thác các mỏ nhỏ, cận biên, tối ưu hệ thống khai thác hiện tại, áp dụng các giải pháp địa chất kỹ thuật khoan đan dày vào các đối tượng còn tiềm năng, đồng thời nghiên cứu hoàn thiện hệ thống công nghệ, thu gom, vận chuyển và ứng dụng công nghệ mới trong sản xuất.

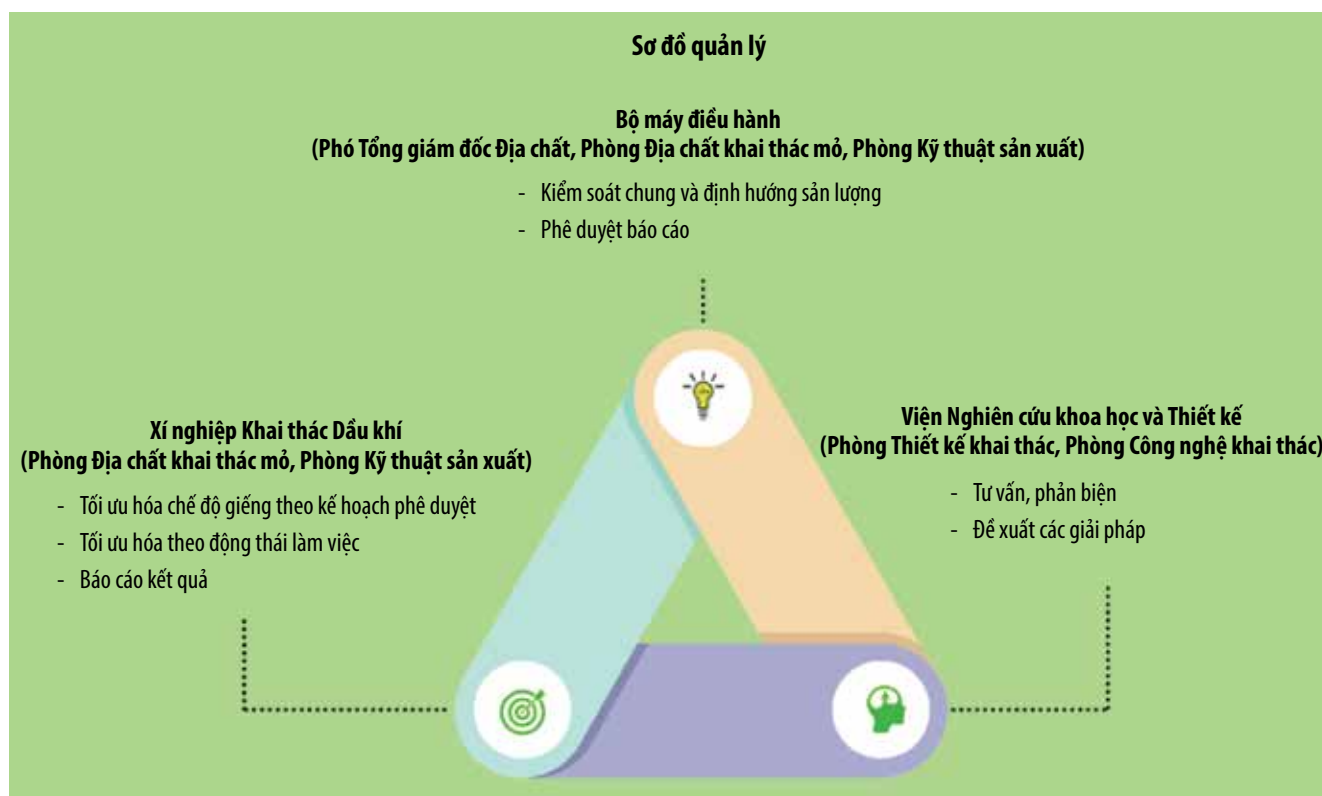
Vietsovpetro đã phối hợp cùng Viện Dầu khí Việt Nam (VPI) thực hiện “Nghiên cứu lựa chọn các giải pháp công nghệ và thực nghiệm đánh giá các tác nhân nâng cao hệ số thu hồi dầu cho đối tượng trầm tích lục nguyên của các mỏ dầu thuộc bể Cửu Long”. Phạm vi nghiên cứu đã thực hiện bao gồm: Nghiên cứu lựa chọn giải pháp nâng cao hệ số thu hồi dầu (EOR); chế tạo hóa phẩm VPI SP; xây dựng báo cáo tiền khả thi; thực hiện bơm ép hóa phẩm vào đối tượng Miocene dưới giếng 1609/BK-16, mỏ Bạch Hổ an toàn và hiệu quả, sau đó giếng được đưa trở lại làm việc và duy trì chế độ làm việc ban đầu; theo dõi chỉ số làm việc giếng, lấy mẫu chất lưu tại khu vực thử nghiệm định kỳ và thực hiện phân tích nhằm đánh giá tính chất và hiệu quả của hóa phẩm tăng cường thu hồi dầu... Kết quả tính toán sơ bộ sau 6 tháng kể từ khi sử dụng hóa phẩm VPI SP cho thấy giải pháp này mang lại hiệu quả tích cực. Động thái khai thác các giếng trong khu vực thử nghiệm cho thấy hệ hóa phẩm vẫn đang tiếp tục có hiệu ứng tích cực, giúp gia tăng thu hồi dầu trong thời gian tới (dự kiến sẽ kéo dài trong 2 năm). Nhóm nghiên cứu của Vietsovpetro và VPI đã xây dựng phương án công nghệ, đánh giá hiệu quả kinh tế khi áp dụng hệ hóa phẩm VPI SP cho đối tượng Miocene trên phạm vi toàn mỏ Bạch Hổ, đồng thời đề xuất cơ chế ưu đãi khuyến khích áp dụng các giải pháp IOR/

EOR, xem xét áp dụng công nghệ bơm ép hóa phẩm VPI SP với quy mô lớn (toàn mỏ) hoặc các khu vực, đối tượng tiềm năng nhằm gia tăng hệ số thu hồi dầu.

Công tác quản lý mỏ và quỹ giếng giai đoạn này cũng đặt ra những yêu cầu mới do quỹ giếng lớn và điều kiện khai thác ngày càng phức tạp (lắng đọng muối, ASPO, phun trào cát...). Trong tháng 3/2023, Vietsovpetro ban hành bản cập nhật hướng dẫn tối ưu hóa quỹ giếng gaslift, trong đó bổ sung thêm đo P/T dọc thân giếng như một yêu cầu bắt buộc thực hiện nhằm phát hiện sớm những bất thường của thiết bị lòng giếng [8]. Đội ngũ phụ trách công nghệ mỏ Vietsovpetro đang nghiên cứu tìm kiếm giải pháp dự báo sớm nhất các bất thường của hệ thống công nghệ, thông số làm việc của giếng trên dữ liệu thời gian thực, xây dựng quy trình làm việc dự kiến khi tích hợp các phần mềm dự báo (abnormal detection và Prodops). Quy trình quản lý mỏ và quỹ giếng hiện tại của Vietsovpetro được thể hiện trong Hình 6.

### 3. Định hướng của Vietsovpetro trong công tác quản lý, vận hành khai thác mỏ

Với quỹ giếng lớn và phức tạp, Vietsovpetro đang phải đối mặt với các khó khăn trong công tác quản lý, vận hành khai thác mỏ như: Quỹ giếng lớn với đặc trưng áp suất vừa thấp, độ ngập nước cao và lưu lượng suy giảm nhanh; xảy ra hiện tượng lắng đọng ASPO, muối trong thiết bị lòng giếng và hệ thống thiết bị bề mặt, hiện tượng sinh cát với các đối tượng khai thác cũ và mới ngày càng trầm trọng; nhu cầu khí gaslift tăng nhanh và áp suất gaslift giảm;



**Hình 6.** Quy trình quản lý quỹ giếng tại Vietsovpetro.

hệ thống công nghệ đã cũ sau thời gian dài đưa vào vận hành, khai thác; các mỏ cận biên đều có cấu trúc địa chất phức tạp và trữ lượng nhỏ; phát sinh vấn đề hở/đứt ống khai thác/thiết bị lòng giếng đối với nhóm giếng khai thác trên 10 năm.

Trên cơ sở đó, Vietsovpetro đã đưa ra định hướng phát triển chính như sau:

- Tăng cường công tác quản lý quỹ giếng; nghiên cứu, áp dụng các giải pháp phần mềm hỗ trợ tối ưu hóa quỹ giếng; hoàn thiện quy trình quản lý quỹ giếng khi có các công cụ mới;
- Nghiên cứu, áp dụng các công nghệ mới, không sử dụng giàn khoan đối với các giếng có độ ngập nước cao (cement basket, ngăn cách nước bằng hóa phẩm, ngăn cách nước sau ống chống...);
- Chuyển sang khai thác bằng bơm điện chìm (electrical submersible pump - ESP) đối với giếng ngập nước cao và tiêu thụ gaslift lớn;
- Nghiên cứu thử nghiệm và áp dụng công nghệ bơm điện ly tâm ngầm nhằm nâng cao hiệu suất làm việc của quỹ giếng có độ ngập nước cao và tiết kiệm tiêu thụ khí gaslift;
- Nghiên cứu các giải pháp chống lắng đọng paraffin, muối và cát;

- Áp dụng các giải pháp công nghệ mới nhằm nâng cao hiệu quả trong công tác nút vỉa thủy lực, xử lý vùng cận đáy giếng và các biện pháp tăng cường khai thác dầu khác;
- Triển khai các dự án EOR nhằm nâng cao hệ số thu hồi dầu cho các đối tượng khai thác chính như: móng, Miocene dưới và Oligocene dưới;
- Đẩy mạnh công tác chuyển đổi số, xây dựng cơ sở dữ liệu chuẩn, nâng cấp hệ thống truyền thông tin liên lạc (SCADA) giữa giàn và bờ để truyền tải dữ liệu liên tục, kịp thời;
- Nghiên cứu phát triển dự án điện gió ngoài khơi trên cơ sở hạ tầng và năng lực sẵn có.

#### 4. Kết luận

Trong bối cảnh sản lượng khai thác trong nước ngày càng suy giảm do áp suất vỉa suy giảm và độ ngập nước gia tăng, Vietsovpetro tiếp tục tìm kiếm, thăm dò và mở rộng vùng hoạt động; nghiên cứu, xây dựng cơ chế gia tăng thu hồi dầu; chủ động nghiên cứu xây dựng chiến lược phát triển dịch vụ và công nghiệp năng lượng, để xuất để tham gia đầu tư vào lĩnh vực năng lượng tái tạo phù hợp với xu hướng chuyển dịch năng lượng.

Đồng thời, Vietsovpetro tăng cường công tác quản lý mỏ và kiểm soát quỹ giếng để dự báo sớm, phát hiện các



bất thường của hệ thống công nghệ, điều chỉnh thông số làm việc của giếng cho phù hợp với từng giai đoạn khai thác mỏ; nghiên cứu ứng dụng công nghệ mới không sử dụng giàn khoan trong công tác can thiệp giếng nhằm tối ưu chi phí, nghiên cứu triển khai đồng bộ các giải pháp để giải quyết các vấn đề phức tạp trong quá trình khai thác (ASPO, paraffin, lắng đọng muối, trào cát...); đẩy mạnh công tác chuyển đổi số; nghiên cứu lắp đặt turbine gió ngoài khơi thí điểm để nâng cao khả năng cấp nguồn điện phục vụ sản xuất cho Lô 09-1, bể Cửu Long.

### Tài liệu tham khảo

[1] Vietsovpetro, "Sơ đồ công nghệ phát triển mỏ Bạch Hổ, Rông qua các thời kỳ".

[2] Đào Nguyên Hưng, Phạm Cao Thành, và Trần Thanh Nam, "Quản lý và kiểm soát quá trình khai thác thân dầu trong đá móng mỏ Bạch Hổ", Tuyển tập báo cáo Hội nghị khoa học kỷ niệm 30 năm khai thác dầu từ đá móng mỏ Bạch Hổ, trang 266 - 273, 2018.

[3] Phùng Đình Thực, "Nghiên cứu, đề xuất các giải pháp công nghệ và kỹ thuật nâng cao hệ số thu hồi dầu giai đoạn cuối đối tượng móng mỏ Bạch Hổ - Kỳ I: Đối

tượng móng mỏ Bạch Hổ và quá trình khai thác", *Tạp chí Dầu khí*, số 5, trang 22 - 28, 2018.

[4] Phùng Đình Thực, "Nghiên cứu, đề xuất các giải pháp công nghệ và kỹ thuật nâng cao hệ số thu hồi dầu giai đoạn cuối đối tượng móng mỏ Bạch Hổ - Kỳ II: Đánh giá hiệu quả của giải pháp duy trì áp suất vỉa, thực trạng khai thác của từng khu vực, tồn tại và nguyên nhân", *Tạp chí Dầu khí*, số 7, trang 18 - 34, 2018.

[5] Phùng Đình Thực, "Nghiên cứu, đề xuất các giải pháp công nghệ và kỹ thuật nâng cao hệ số thu hồi dầu giai đoạn cuối đối tượng móng mỏ Bạch Hổ - Kỳ III: Đề xuất các giải pháp kỹ thuật - công nghệ để khai thác hiệu quả đối tượng móng mỏ Bạch Hổ trong giai đoạn cuối", *Tạp chí Dầu khí*, số 8, trang 16 - 35, 2018.

[6] Vietsovpetro, "Báo cáo khoa học phân tích trạng thái khai thác các mỏ Lô 09-1 hàng năm (NIR II.1)".

[7] Từ Thành Nghĩa, Lê Việt Hải, và Phạm Xuân Sơn, *Thiết kế khai thác các mỏ dầu khí biển Vietsovpetro*. Nhà xuất bản Khoa học và Kỹ thuật, 2018.

[8] Vietsovpetro, "Tài liệu hướng dẫn về các biện pháp tối ưu chế độ làm việc quỹ giếng gaslift cập nhật", 2023.

## EVALUATION OF THE FIELD OPERATION AND PRODUCTION MANAGEMENT AT VIETSOVPETRO AND PROPOSAL TO INCREASE FUTURE OUTPUT

**Nguyen Quoc Dung, Hoang Van Minh, Tran Thanh Nam, Bui Khac Hung**

Vietsovpetro Joint Venture

Email: hungbk.rd@vietsov.com.vn

### Summary

Since the discovery and production of the first oil from the Lower Miocene of the Bach Ho field (June 26, 1986) until May 15, 2024, Vietsovpetro Joint Venture has successfully produced 250 million tons of oil from the fields of Bach Ho, Rong, Gau Trang, Tho Trang, Nam Rong - Doi Moi and Ca Tam. To achieve this milestone, Vietsovpetro has continuously innovated the field management and evaluation methods pertinent to each phase; conducted research and applied solutions to optimize production and improve/enhance oil recovery (IOR/EOR).

Research results show that Vietsovpetro has the potential and opportunity to increase production output and maximize the recovery of remaining resources if IOR/EOR solutions are effectively applied. This article evaluates Vietsovpetro's well fund and field production management from 1986 to the present, identifies current challenges, and proposes some key solutions to improve production output for the future.

**Key words:** Field production management, production optimization, IOR, EOR, fracture granite basement.