DầuKhí
KHOA HỌC, CÔNG NGHỆ VÀ ĐỔI MỚI SÁNG TẠO PETROVIETNAM

KHAI THÁC THÂN DẦU TRONG ĐÁ MÓNG MỎ BẠCH HỔ: CƠ SỞ KHOA HỌC, PHƯƠNG PHÁP LUẬN VÀ CÁC GIẢI PHÁP HOÀN THIỆN CÔNG NGHỆ KHAI THÁC GIAI ĐOẠN CUỐI

Phùng Đình Thực[1, 2]
[1]Viện Dầu khí Việt Nam (VPI)
[2]Hội Dầu khí Việt Nam (VPA)
Email: thucphung125@gmail.com
https://doi.org/10.47800/PVSI.2025.04-01

Tóm tắt

Mỏ dầu Bạch Hổ sau hơn 30 năm khai thác hiệu quả, đã chuyển sang giai đoạn khai thác cuối. Thách thức lớn nhất trong giai đoạn này là độ ngập nước tăng nhanh kể cả các giếng chủ lực. Vấn đề tồn tại lớn nhất là một phần lớn dầu trong các đới vi nứt nẻ đang bị kẹt lại; nâng cao hệ số thu hồi dầu từ các đới vi nứt nẻ là rất khó khăn.

Dựa trên việc đánh giá thực trạng khai thác dầu tại mỏ Bạch Hổ, tác giả tập trung phân tích hiệu quả của giải pháp duy trì áp lực vỉa; xác định các khu vực chứa dầu còn lại; phân tích nguyên nhân của các thách thức cũng như các vấn đề tồn tại. Bài báo cũng làm rõ sự khác biệt giữa thân dầu trong đá móng và thân dầu truyền thống, từ đó đề xuất phương pháp luận khai thác dầu đối tượng móng giai đoạn cuối. Phương pháp mới đã được áp dụng thử nghiệm tại một khu vực của mỏ Bạch Hổ và đạt kết quả khả quan trong giai đoạn 1.

Trên cơ sở kết quả của giai đoạn 1, tác giả đề xuất các giải pháp và định hướng nghiên cứu cho giai đoạn 2, làm cơ sở để hoàn thiện công nghệ khai thác hiệu quả thân dầu trong đá móng granite nứt nẻ mỏ Bạch Hổ trong giai đoạn cuối.

Từ khóa: Đá móng granite nứt nẻ, nâng cao hệ số thu hồi dầu, mỏ Bạch Hổ.

1. Mở đầu

Mỏ Bạch Hổ là mỏ dầu khổng lồ. Sau hơn 30 năm khai thác, mỏ Bạch Hổ đã chuyển sang giai đoạn khai thác cuối với những khó khăn, thách thức mới.

Tìm lời giải cho những vấn đề đang tồn tại và xử lý các thách thức mới để nâng cao hệ số thu hồi dầu đối với mỏ dầu khổng lồ như Bạch Hổ mang tính cấp thiết và có ý nghĩa quan trọng trong bối cảnh hiện nay khi sản lượng dầu của đất nước đang suy giảm nhanh.

Gần đây đã có một vài nghiên cứu liên quan đến đề tài này, tuy nhiên một vấn đề lớn, khó, phức tạp như thân dầu trong tầng đá móng nứt nẻ đang đòi hỏi các nhà khoa học tiếp tục tiến hành nghiên cứu chuyên sâu trong các phòng thí nghiệm hiện đại, kết hợp với các nghiên cứu thực nghiệm hiện trường để sớm tìm ra lời giải - làm căn cứ khoa học vững chắc cho việc hoàn thiện quy trình công nghệ nhằm khai thác hiệu quả thân dầu trong đá móng granite nứt nẻ mỏ Bạch Hổ giai đoạn cuối.

Ngày nhận bài: 2/8/2025.
Ngày phản biện đánh giá và sửa chữa: 2 - 25/8/2025.
Ngày bài báo được duyệt đăng: 25/8/2025.

2. Vài nét về mỏ dầu Bạch Hổ; những tồn tại, thách thức và nguyên nhân.

2.1. Vài nét về mỏ dầu Bạch Hổ

Mỏ Bạch Hổ là mỏ dầu lớn hiếm có trên thế giới. Việc phát hiện ra thân dầu trong đá móng mỏ Bạch Hổ đã làm thay đổi quan điểm tìm kiếm - thăm dò dầu khí ở khu vực và trên thế giới.

Mỏ dầu Bạch Hổ bắt đầu đưa vào khai thác tầng Miocene dưới từ tháng 6/1986 và khai thác đối tượng móng từ tháng 9/1988 (Hình 1).

Trải qua quá trình hoàn thiện, từ năm 2008, mô hình khai thác dầu - bơm ép nước chủ đạo của đối tượng móng mỏ Bạch Hổ được áp dụng như Hình 2 [1].

Về tỷ trọng sản lượng khai thác: Đối tượng móng mỏ Bạch Hổ chiếm tỷ trọng sản lượng cao tuyệt đối (87%), với hệ số thu hồi dầu đạt trên 35% (Hình 3) [2].

2.2. Tồn tại, thách thức và nguyên nhân

Để duy trì áp suất vỉa, tại mỏ dầu Bạch Hổ, Vietsovpetro đã thực hiện giải pháp bơm ép nước biển từ rất sớm. Bơm ép nước cho đến nay là giải pháp góp phần quan trọng tăng lưu lượng các giếng, ổn định sản lượng dầu khai thác khối trung tâm tầng móng Bạch Hổ (Hình 4). Tuy nhiên, sau thời gian khai thác dài, mỏ Bạch Hổ đã chuyển sang giai đoạn cuối.

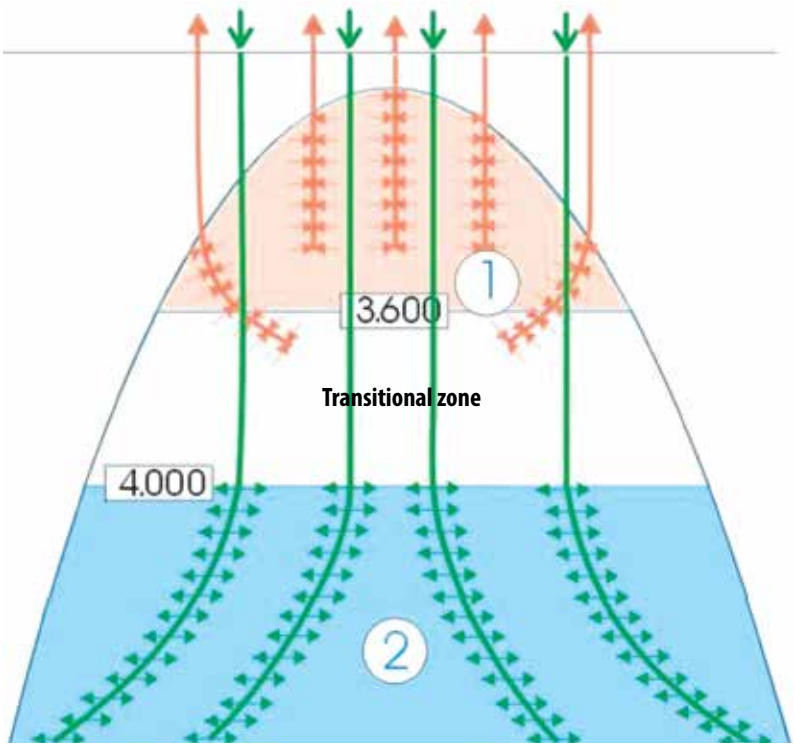
Vấn đề tồn tại lớn nhất trong giai đoạn hiện nay là một phần lớn dầu trong các đới vi nứt nẻ đang bị kẹt lại, chưa có công nghệ phù hợp để khai thác. Khai thác và nâng cao hệ số thu hồi dầu từ đới vi nứt nẻ là rất khó khăn. Hệ số thu hồi dầu của các khối chênh lệch rất xa, trong đó 2 khối Nam và Đông Bắc rất thấp, tương ứng 1,9% và 1,3% trữ lượng [2].

Nguyên nhân của tình trạng trên là do tính chất bất đồng nhất rất cao của các khối thuộc tầng móng mỏ Bạch Hổ. Với mô hình 2 độ rỗng, công nghệ áp dụng là bơm ép nước chưa huy động được dầu từ các vi nứt nẻ và nứt nẻ một chiều. Bơm ép nước không phải hiệu quả đối với tất cả các đối tượng móng mà chỉ hiệu quả ở những khu vực kiến tạo dập vỡ mạnh, các đới nứt nẻ liên thông tốt, độ thấm tốt. Bơm ép nước sẽ không hiệu quả ở những khu vực mà cường độ hoạt động kiến tạo yếu, hoặc do thành phần thạch học mà mức độ dập vỡ đất đá thấp, các khe nứt có độ mở bé, ít liên thông, độ thấm kém, đặc biệt ở các đới vi nứt nẻ. Hệ số thu hồi dầu của 2 khối Nam và Đông Bắc rất thấp do hệ thống nứt nẻ kém và chưa xác định được đới nứt nẻ để khoan trúng [2].

Thách thức rất lớn hiện nay là độ ngập nước tăng nhanh, kể cả các giếng chủ lực. Ranh giới dầu - nước ở khối trung tâm chỉ còn cách nóc móng xung quanh 100 m, có nơi chỉ còn cách nóc móng 15 m [2].

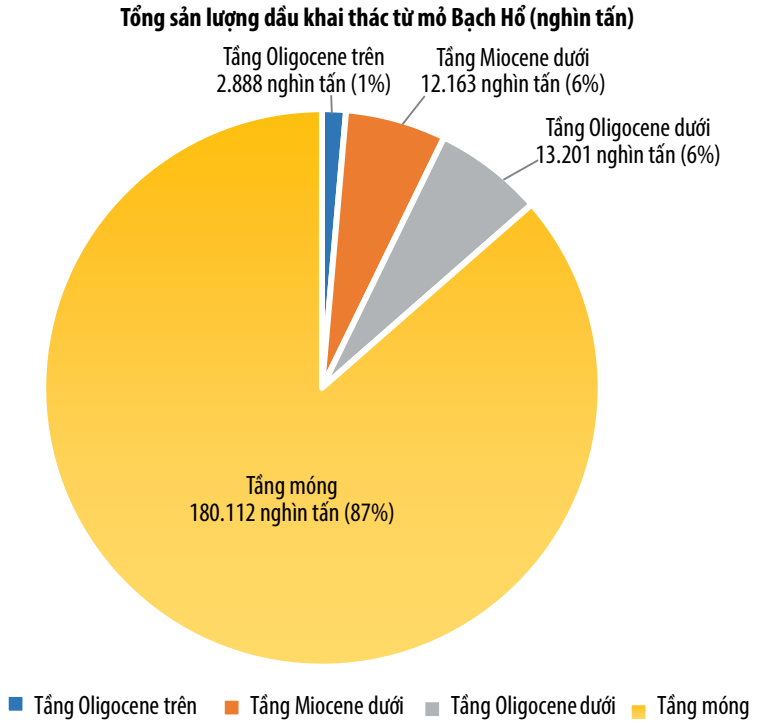
Trong năm 2017 và những năm tiếp theo hàng loạt các giếng khai thác lưu lượng cao, không có nước lần lượt xuất hiện nước: Giếng số 401 vào tháng 6/2017

Hình 1. *Lịch sử khai thác qua các thời kỳ.*

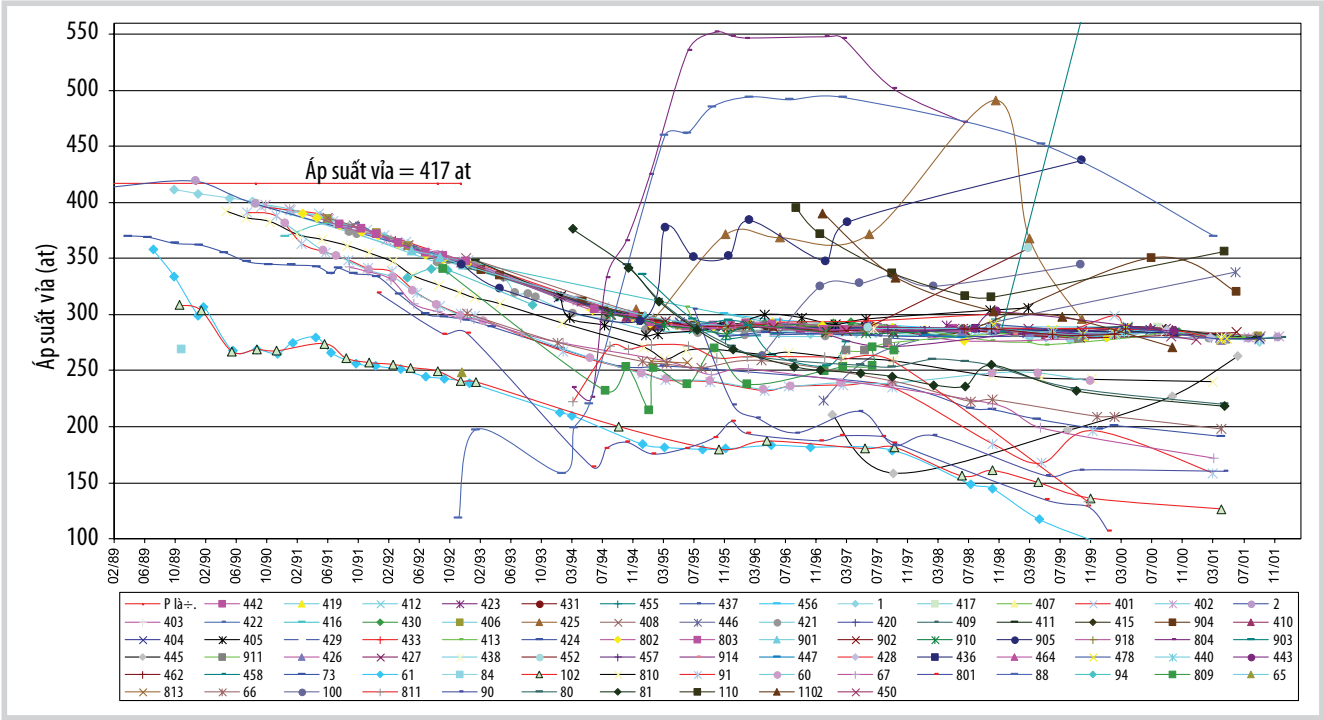


1. Khoảng khai thác; 2. Khoảng bơm ép nước.

Hình 2. *Mô hình phát triển mỏ Bạch Hổ - 2008.*



Hình 3. *Tỷ trọng sản lượng khai thác của các đối tượng mỏ Bạch Hổ.*



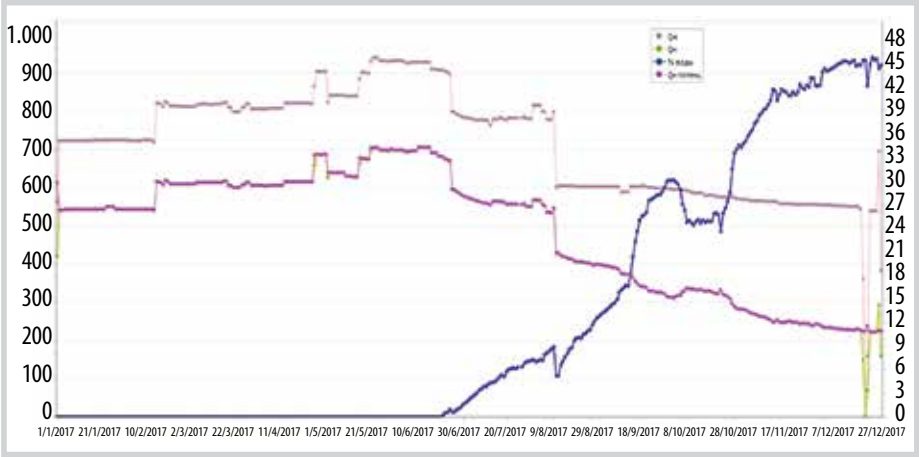
Hình 4. *Động thái áp suất vỉa các giếng tầng móng.*

(Hình 5), giếng 430 vào tháng 9/2017 (Hình 6) và nhiều giếng chủ lực khác.

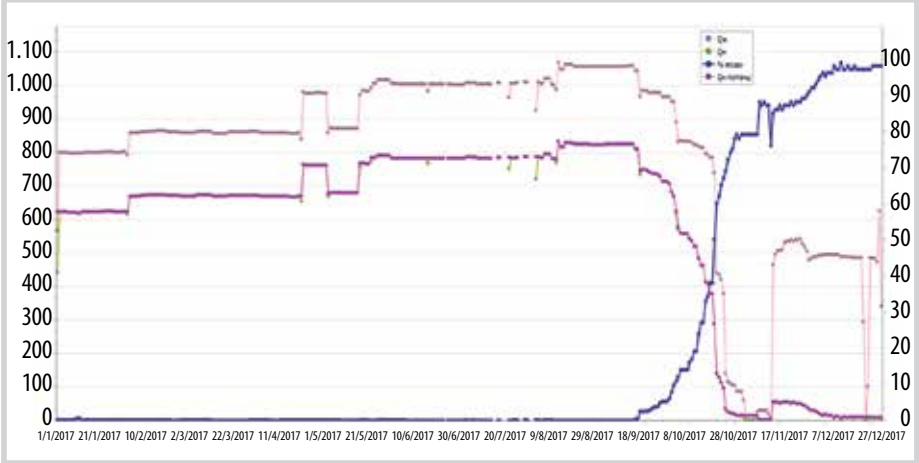
Nguy cơ cao là các giếng sẽ ngừng hoạt động, dẫn đến hệ số thu hồi dầu giảm, không khai thác được dầu còn lại trong thân dầu đá móng.

Nguyên nhân ngập nước là do tính chất bất đồng nhất rất cao của các khối thuộc tầng móng Bạch Hổ, cả về độ rỗng và độ thấm chứa; khối lượng, tốc độ bơm ép nước luôn duy trì ở mức cao, với hệ số bù trừ 100%; áp lực khai thác tăng cường tại các giếng chủ lực ở một số thời điểm cũng đẩy nhanh quá trình ngập nước.

Những thách thức đó đòi hỏi các nghiên cứu chuyên sâu và có hệ thống nhằm tìm ra các giải pháp hiệu quả, với mục tiêu khai thác được thêm dầu từ những khu vực dầu còn tồn đọng, đặc biệt trong đới vi nứt nẻ và nứt nẻ 1 chiều không liên thông.



Hình 5. *Động thái giếng 401 năm 2017.*



Hình 6. *Động thái giếng 430 năm 2017.*

3. Vị trí/khu vực đang tồn tại lượng dầu còn lại trong đá móng granite nứt nẻ mỏ Bạch Hổ

Sau 37 năm khai thác thân dầu trong đá móng granite nứt nẻ mỏ Bạch Hổ, Vietsovpetro đã khai thác được tổng cộng 230 triệu m^3 dầu, trong tổng số nguồn tài nguyên dầu tại chỗ ban đầu là khoảng trên 600 triệu m^3. Vì vậy việc nghiên cứu, tìm ra các giải pháp công nghệ gia tăng thu hồi dầu còn lại trong thân dầu này là vấn đề cấp thiết hiện nay [16].

Để tìm được phương pháp/công nghệ khai thác hiệu quả lượng dầu còn lại, một trong những yêu cầu quan trọng là phải xác định được vị trí/khu vực dầu còn lưu lại.

Nghiên cứu quá trình khai thác tầng móng mỏ dầu Bạch Hổ, tác giả nhận định: Lượng dầu thu hồi còn lại chủ yếu đang tồn tại trong 5 khu vực/vị trí với độ thấm chứa rất khác nhau, đòi hỏi phải có các giải pháp công nghệ khác nhau để khai thác hiệu quả. 5 khu vực/vị trí đó là: (1) Các khe nứt, hang hốc chưa khai thác ở phần nóc của thân dầu; (2) Hệ thống khe nứt lớn (macrofractures) thuộc phần giữa của thân dầu (dầu dư bão hòa - saturated oil residues) chưa được quét đẩy hết; (3) Toàn bộ đới vi nứt nẻ (microfractures) và nứt nẻ 1 chiều không liên thông mà công nghệ cũ chưa khai thác được; (4) Phần nóc móng nhô cao mà trước đây chưa xác định được và chưa mở vỉa; (5) Những thể tích còn sót do chưa xác định chính xác đới nứt nẻ hoặc quỹ đạo khoan chưa đến được (Hình 7) [3, 14, 15].

Lượng dầu còn lại này đòi hỏi phải có giải pháp công nghệ chuyên biệt để khai thác hiệu quả. Đây chính là điểm khác biệt cốt lõi về công nghệ khai thác dầu tầng móng giai đoạn cuối với giai đoạn đầu phát triển và giai đoạn ổn định, đồng thời là nội dung nghiên cứu của công trình này.

4. Cơ sở khoa học, phương pháp luận khai thác thân dầu trong đá móng mỏ Bạch Hổ giai đoạn cuối

Cơ sở lý luận/cơ sở khoa học và phương pháp luận khoa học để khai thác dầu đối tượng móng giai đoạn cuối bao gồm các nội dung sau: (i) Tìm sự khác biệt của thân dầu trong đá móng và thân dầu truyền thống; (ii) Xây dựng phương pháp luận khai thác đối tượng móng giai đoạn cuối.

Hình 7. *Sơ đồ vị trí các khu vực dầu còn lại.*

4.1. Sự khác biệt của thân dầu trong đá móng và thân dầu truyền thống

4.1.1. Sự khác biệt về cơ chế và quá trình hình thành không gian rỗng trong đá móng

Khác với hệ thống không gian rỗng trong thân dầu truyền thống, hệ thống không gian rỗng trong đá móng được hình thành và biến đổi qua các quá trình địa chất phức tạp bao gồm: Quá trình co giảm thể tích khi magma đông cứng; hoạt động kiến tạo; hoạt động thủy nhiệt và quá trình phong hóa.

Sau những quá trình biến đổi địa chất đã hình thành hệ thống không gian rỗng nứt nẻ, hang hốc ở đối tượng đá móng với đặc trưng bất đồng nhất rất cao về khả năng thấm chứa. Cấu trúc không gian rỗng phức tạp này bao gồm cả những nứt nẻ lớn (macrofractures) và những nứt nẻ nhỏ hay còn gọi là vi nứt nẻ (microfractures), trong đó không chỉ tồn tại các nứt nẻ có khả năng lưu thông 2 chiều như đã biết mà còn xuất hiện cả các nứt nẻ chỉ lưu thông 1 chiều.

4.1.2. Sự khác biệt về quá trình dịch chuyển và hình thành thân dầu trong đá móng

Khác với thân dầu truyền thống, dầu không sinh ra trong đá móng. Trước khi hoạt động kiến tạo khối đá móng là khối đá chặt sít, hoặc có khe nứt nhưng bị lấp đầy bởi các khoáng vật thứ sinh.

Khi hoạt động kiến tạo xảy ra, khối đá móng bị tác động của ứng suất lớn, nhanh chóng bị nứt vỡ, tạo ra mạng các khe nứt. Hệ thống khe nứt (hệ thống không gian rỗng) trong khối đá móng được hình thành gây nên hiện tượng gia tăng thể tích của đá móng[(1)].

Toàn bộ khối thể tích của các khe nứt tăng thêm này cộng với các loại khe nứt có thể có trước đó trong móng, hình thành khối không gian rỗng có áp suất rất thấp gây ra chênh lệch áp suất giữa tầng trầm tích bao bọc bên trên và xung quanh với tầng móng. Dầu sẽ nhanh chóng di chuyển từ tầng trầm tích xung quanh

[1]Thuyết gia tăng thể tích (hay khuếch đại thể tích): Khi thể tích tăng lên (V tăng) thì áp suất giảm (P giảm), tạo chênh lệch áp suất (ΔP) sinh ra chuyển động chất lỏng từ nơi áp suất cao đến nơi áp suất thấp.

vào các khe nứt trong tầng móng, trước hết là di chuyển vào các khe nứt lớn (macrofractures) và dần dần thẩm thấu vào các khe nứt nhỏ (microfractures) cho đến khi áp suất được tái cân bằng [3].

4.1.3. Sự khác biệt về đặc trưng thấm chứa, cơ chế dòng chảy trong cấu trúc không gian rỗng của đá móng

Trong quá trình nghiên cứu các nhà địa chất đã phát hiện và phân chia độ rỗng của đá móng có 3 dạng với đặc trưng thấm chứa và cơ chế dòng chảy như sau:

(i) Độ rỗng giữa các tinh thể của đá (độ rỗng cấu trúc) có kích thước (độ mở khe nứt) 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 hoặc nếu có thì rất thấp. Không gian rỗng này có thể chứa chất lưu nhưng không tham gia vào quá trình khai thác.

(ii) Độ rỗng nhỏ là độ rỗng trong những vi nứt nẻ (microfractures) có kích thước (độ mở khe nứt) nhỏ từ 0,01 - 0,1 mm. Thể tích chứa chất lưu rất lớn, ước tính lên đến 30 - 70% tổng diện tích chứa dầu của đá chứa. Dầu được lưu giữ ở đây 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. Trong các đới vi nứt nẻ, do có độ thấm rất nhỏ nên dù có giá trị gradient chênh áp tối đa của dòng nước bơm ép có thể tạo ra (3 at/m) vẫn rất nhỏ, không đủ để thắng lực mao dẫn và đẩy dầu ra khỏi các không gian rỗng vi nứt nẻ này [3].

(iii) Độ rỗng lớn là độ rỗng trong những khe nứt lớn (macrofractures) và hang hốc, có kích thước (độ mở khe nứt) trên 0,1 mm phổ biến trên 0,5 mm có khi lên đến hàng centimet, chủ yếu liên kết nhau thành hệ thống.

Giá trị độ rỗng nứt nẻ lớn và hang hốc không lớn, thường dao động khoảng 0,5 - 1,5%, nhưng độ thấm tốt có nơi lên đến 20 darcy. Vì vậy hệ thống không gian rỗng trong những khe nứt lớn và hang hốc đóng vai trò quyết định đến tính thấm chứa, với khoảng 80% lượng dầu thu hồi được từ không gian rỗng này. Các nứt nẻ hang hốc lớn có độ thấm cao sẽ là những kênh dẫn chính cho dòng dầu trong quá trình khai thác, đồng thời cũng là các đường dẫn để nước bơm ép xâm nhập và di chuyển, đẩy quét dầu dưới tác động của gradient áp suất bơm. Cơ chế dòng chảy trong không gian rỗng này có thể đạt được dạng piston nếu được ép đẩy bằng dung dịch lỏng phù hợp với áp lực và tốc độ phù hợp.

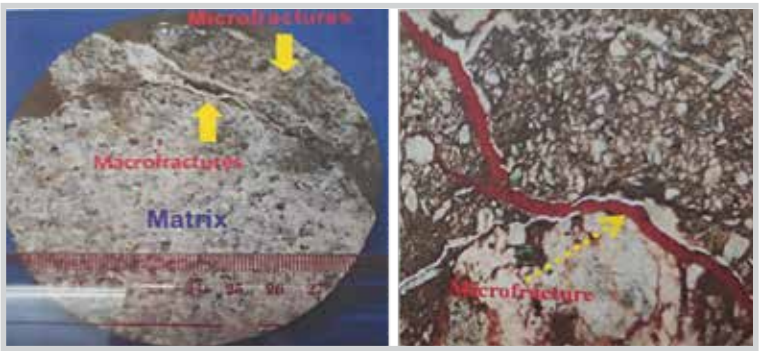
Rõ ràng tồn tại sự khác biệt rất lớn giữa thân dầu trong đá móng và thân dầu truyền thống. Sự khác biệt này đòi hỏi phải áp dụng phương pháp/công nghệ khai thác chuyên biệt, đặc biệt là đối tượng móng ở giai đoạn khai thác cuối.

4.2. Phương pháp luận khai thác đối tượng móng giai đoạn cuối

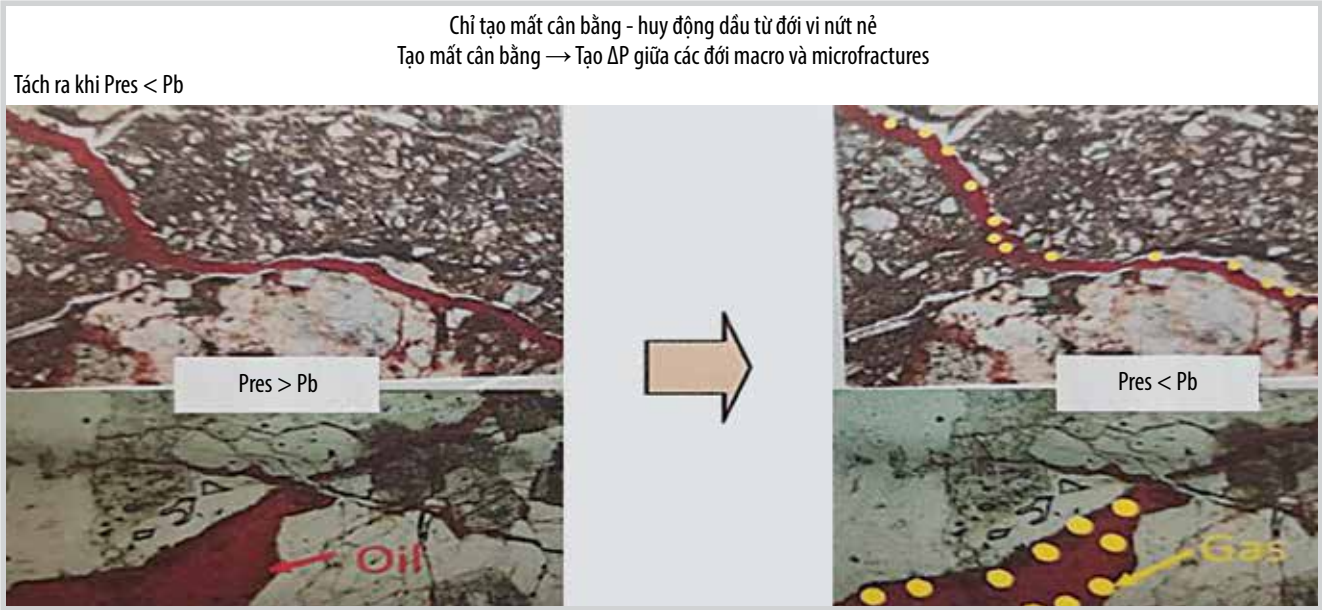
Phương pháp luận khai thác thân dầu đá móng giai đoạn cuối được tác giả đề xuất dựa trên quy luật "mất cân bằng sẽ sinh ra chuyển động" và nguyên lý tự nhiên "cái gì vào được thì ra được"; dầu từ nơi khác vào móng được thì cũng ra được nếu có điều kiện cần và đủ.

"Mất cân bằng sẽ sinh ra chuyển động" là một quy luật tồn tại phổ biến trong tự nhiên, trong xã hội, và trong tư duy. Ở đâu mất cân bằng sẽ sinh ra chuyển động, hoặc muốn có chuyển động phải tạo ra mất cân bằng. Quy luật đó đã được tác giả nghiên cứu và đề xuất áp dụng vào khai thác thân dầu trong đá móng nứt nẻ như sau:

Tầng móng do bất đồng nhất cao về độ thấm chứa nên trong quá trình khai thác ở giai đoạn phát triển và giai đoạn ổn định, một lượng lớn dầu vẫn còn tồn đọng trong đới vi nứt nẻ hoặc nứt nẻ 1 chiều, chưa đủ điều kiện để khai thác. Nguyên nhân chủ yếu dầu chưa khai thác bị kẹt trong các đới vi nứt nẻ là do phương pháp bơm ép nước không thể đẩy được dầu trong đới vi nứt nẻ. Cụ thể, đối với những vi nứt nẻ có kích thước nhỏ từ 0,01 - 0,1 mm, độ thấm dưới 5 mD, lực bơm ép nước không thể thắng lực mao dẫn; trong móng tồn tại 2 độ rỗng (macro và micro-fractures), nước bơm ép chỉ dịch chuyển theo kênh macro mà không thể xâm nhập và đẩy dầu trong đới micro. Trong quá trình đó nước bơm ép dần dâng lên và dễ dàng xâm nhập chiếm toàn bộ các khe nứt lớn và di chuyển với tốc độ vượt trội, để tới các giếng khai thác, bỏ qua một lượng dầu lớn có trong đới vi nứt nẻ không thể thoát ra được (Hình 8). Dầu "mắc kẹt" trong



Hình 8. *Mẫu lõi và hình ảnh thạch học lát mỏng đá móng mỏ Bạch Hổ.*



Hình 9. *Giảm áp suất để tạo ra môi trường mất cân bằng.*

đới vi nứt nẻ do lực mao dẫn lớn hơn nhiều so với lực tối đa có thể tạo ra từ bơm ép nước [3,14 - 16].

Hiện tại quá trình khai thác dầu - bơm ép đang tạo môi trường móng ổn định-cân bằng. Nếu duy trì công nghệ khai thác cũ, bơm ép cũ tức là duy trì cân bằng cũ thì dầu còn tồn ở đâu sẽ bất động ở đấy. Vì vậy phải tạo ra môi trường mất cân bằng, tạo điều kiện đủ để dầu còn tồn đọng trong các đới vi nứt nẻ hoặc nứt nẻ 1 chiều chuyển động ra các nứt nẻ lớn.

Tạo ra mất cân bằng nhờ giảm áp suất. Giảm áp suất vừa tạo mất cân bằng áp suất, vừa tách khí, dầu linh hoạt hơn, dễ dàng chuyển động hơn ra nứt nẻ lớn (Hình 9).

Giảm áp suất bằng cách giảm bơm ép nước. Khi mỏ đã ở giai đoạn cuối của chu kỳ khai thác đề xuất giảm áp suất vỉa đến mức cận và có thể xuống dưới áp suất bão hòa. Tuy nhiên các giá trị định lượng như: giảm áp suất dưới bão hòa bao nhiêu, giảm áp suất với tốc độ nào là hiệu quả nhất, tác giả đề xuất các nghiên cứu tiếp tục thực hiện tại giai đoạn 2 và được trình bày ở cuối bài báo.

Về nguyên lý: Đã vào được thì cũng ra được, miễn là tạo điều kiện cần và đủ.

Đối với thân dầu trong đá móng, quá trình nạp dầu từ nơi khác vào tầng móng theo trình tự: trước tiên dầu nạp vào các nứt nẻ lớn và hang hốc; tiếp theo thẩm thấu và nạp vào các vi nứt nẻ. Nguyên tắc vào được thì ra được, miễn là tạo được điều kiện cần và đủ. Khi vào, nơi nào dễ vào trước, nơi nào khó vào sau; khi ra, nơi nào dễ ra trước, nơi nào khó ra sau. Trong quá trình khai thác, được huy động từ hệ thống nứt nẻ lớn trước, tiếp theo được huy động từ các nứt nẻ nhỏ sau. Trước, áp suất bên ngoài (đới nứt nẻ lớn) cao, áp suất bên trong (đới vi nứt nẻ nhỏ) thấp, thì dầu dịch chuyển từ ngoài vào trong. Nay, tạo áp suất bên ngoài thấp, bên trong cao, thì dầu dịch chuyển ra. Điều kiện để quá trình này diễn ra là tạo lập và duy trì được trường áp suất đủ thấp để đưa dầu ra ngoài.

Trên cơ sở luận cứ khoa học nêu trên, có thể kết luận: Khai thác dầu trong tầng đá móng nứt nẻ trong giai đoạn cuối khác cơ bản với công nghệ khai thác giai đoạn đầu phát triển và giai đoạn khai thác ổn định. Từ nghiên cứu khả năng áp dụng quy luật "mất cân bằng sinh ra chuyển động" và nguyên lý " cái gì vào được thì ra được" vào khai thác dầu, tác giả xây dựng phương pháp luận mới khai thác dầu đá móng giai đoạn cuối, với nội dung chủ yếu được tóm tắt như sau: (i) Mất cân bằng sinh ra chuyển động. Trong thân dầu đá móng cần tạo mất cân bằng để huy động dầu từ đới vi nứt nẻ, nứt nẻ 1 chiều; (ii) Tạo mất cân bằng nhờ giảm bơm ép nước; (iii) Tạo mất cân bằng liên tục bằng cách bơm ép theo chu kỳ; tạo mất cân bằng cục bộ bằng phương pháp khai thác đồng thời gaslift + bơm điện chìm trong cùng 1 giếng; (iv) Dầu không sinh ra từ móng; Dầu từ nơi khác dịch chuyển và thẩm thấu vào móng được thì cũng ra được, cần tạo điều kiện cần và đủ: giảm áp suất vỉa dưới áp suất bão hòa và tạo chênh áp đủ để huy động dầu từ đới vi nứt nẻ; (v) Kết hợp bơm ép nước theo chu kỳ, thay đổi trường áp suất từ tối đa đến tối thiểu cho phép và ngược lại → tạo ra mất cân bằng tạm thời, liên tục → huy động dầu từ môi trường vi nứt nẻ vào hệ thống nứt nẻ lớn và tiếp tục được nước bơm ép có bổ sung chất hoạt tính bề mặt (HTBM) quét đẩy lên phía trên [3, 14, 15]. Đây chính là phương pháp "TẠO MÔI TRƯỜNG

MẤT CÂN BẰNG" để khai thác và nâng cao thu hồi dầu tại các thân dầu trong đá móng nứt nẻ.

5. Đề xuất giải pháp công nghệ và kỹ thuật nâng cao hệ số thu hồi dầu cho thân dầu trong đá móng mỏ Bạch Hổ

Đặc điểm địa chất với tính chất bất đồng nhất cao, khác biệt giữa các khối, nên giải pháp khai thác cho từng khối, từng khu vực cũng khác nhau. Tóm tắt giải pháp được đề xuất cho từng khối, từng khu vực như sau:

5.1. Đối với khối trung tâm

5.1.1. Áp dụng phương pháp "tạo môi trường mất cân bằng" để khai thác phần dầu còn lại chưa thu hồi đang tồn tại trong đới vi nứt nẻ và những nứt nẻ 1 chiều không liên thông

- Giảm áp suất vỉa xuống dưới áp suất bão hòa bằng cách dừng bơm ép nước tại khu vực trung tâm, giảm và đưa lượng nước bơm ép ra vùng rìa, kết hợp bơm ép nước theo chu kỳ; điều chỉnh trường áp suất vỉa theo chu kỳ từ tối đa đến tối thiểu cho phép và ngược lại để tạo mất cân bằng liên tục, nhằm huy động được dầu từ các đới vi nứt nẻ. Việc duy trì áp suất theo chu kỳ sẽ tạm thời phá vỡ trạng thái cân bằng, tạo hiệu ứng xung áp suất làm tăng tính chất thủy động lực của môi trường vi nứt nẻ và tăng cường chuyển động dầu từ môi trường vi nứt nẻ (nguồn nuôi cấp) vào hệ thống nứt nẻ lớn (các kênh dẫn chính); sau đó lại tiếp tục bơm nước có bổ sung hóa chất hoạt động bề mặt nhằm tăng cường hệ số quét dầu và cuối cùng là tăng hệ số thu hồi dầu từ các đới vi nứt nẻ [3, 6 - 8].

- Thử nghiệm bơm ép nước - khí luân phiên tại khu vực Nam trung tâm móng và đánh giá khả năng áp dụng cho toàn bộ thân dầu đá móng [3, 15].

- Lựa chọn giếng có hệ số sản phẩm cao, độ ngập nước trên 70%, áp dụng phương pháp khai thác hỗn hợp gaslift + bơm điện chìm trong cùng 1 giếng tại khu vực có tiềm năng thu hồi dầu từ các đới vi nứt nẻ [3, 15].

Khi độ ngập nước các giếng dầu tăng cao, phương pháp gaslift giảm hiệu quả. Giải pháp khai thác giếng đồng thời bằng cả gaslift và bơm điện chìm ly tâm không những khắc phục được những hạn chế đã biết của từng phương pháp như kéo dài khả năng làm việc của máy bơm và tăng hiệu quả làm việc của hệ thống gaslift, mà còn hình thành nên khu vực có chênh lệch áp suất lớn, hỗ trợ tạo ra hiện tượng mất cân bằng cục bộ nhằm khai thác lượng dầu còn lại trong các vi nứt nẻ và nứt nẻ 1 chiều [3, 15].

5.1.2. Giải pháp đối với khu vực nóc móng

- Điều chỉnh nhịp độ khai thác chậm lại theo hướng giảm, đặc biệt là các giếng khai thác chủ lực: No.1, 401, 408, 10002, 10004, 7003, 7009, 430, 7001B và 7005B.

- Tiếp tục áp dụng phương pháp khai thác thứ cấp gaslift đối với các giếng còn lại khi không còn khả năng tự phun hoặc lưu lượng giảm.

- Kiểm soát nghiêm ngặt và điều khiển quá trình bơm ép nước - khai thác dầu vùng nóc móng bằng phương pháp trực tiếp và gián tiếp phân tích đánh giá mối tương quan, xây dựng biểu đồ đồng tương quan (isocor) để biểu thị mức độ ảnh hưởng của quan hệ nhân quả giữa các giếng bơm ép nước và các giếng khai thác dầu. Điều chỉnh áp suất đáy của mỗi giếng bơm ép và khai thác theo thời gian, đảm bảo ranh giới dầu - nước dịch chuyển ổn định, tránh tạo thành các lưỡi nước bằng cách hạn chế gradient thủy động lực nhỏ hơn gradient trọng lực đối với đá móng [3 - 7, 10 - 12].

- Áp dụng các giải pháp ngăn cách nước, tác động lên vùng lân cận đáy giếng như: xử lý bằng acid, bằng nhũ tương dầu - acid; hoặc nhũ tương khí - dầu - acid [9,13].

5.2. Giải pháp đối với khu vực có mặt móng nhô cao được phát hiện theo tài liệu mới 3D-4C

Khoan thêm những giếng mới; hoặc cắt thân giếng cũ để khai thác được phần dầu mới phát hiện này.

5.3. Đối với tầng móng vòm Bắc

- Điều chỉnh, duy trì bơm ép nước ở mức thấp để hạn chế độ ngập nước và tăng hệ số thu hồi dầu nhờ hiệu ứng mất cân bằng nhằm huy động thêm nguồn dầu từ các đới vi nứt nẻ và nứt nẻ một chiều [3, 8].

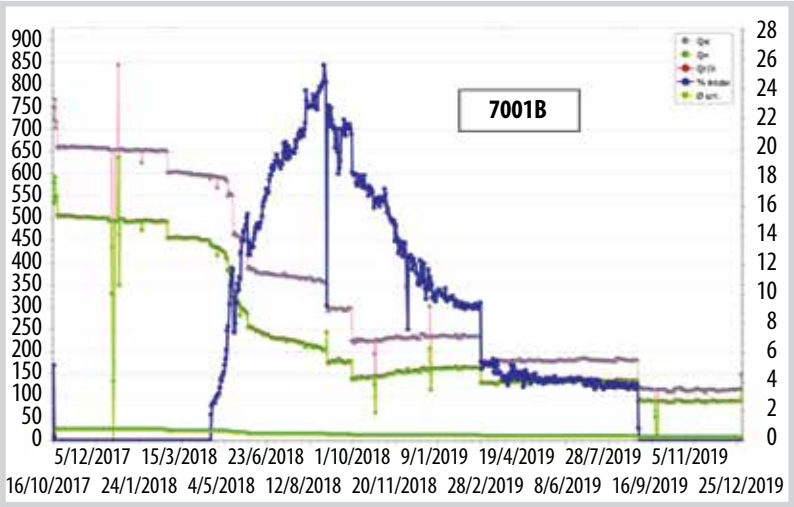
- Thực hiện các biện pháp tác động lên vùng lân cận đáy giếng, bao gồm: xử lý bằng acid kết hợp tháo rửa nhanh sản phẩm phản ứng sau xử lý nhờ hỗn hợp hóa phẩm bị phân giải; xử lý bằng nhũ tương dầu - acid ; hoặc nhũ tương khí - dầu - acid [9, 13].

- Thực hiện các biện pháp xử lý lắng đọng paraffin trong cần ống khai thác bằng dầu nóng từ các giếng lân cận, bằng thiết bị tạo hơi nóng, bằng biện pháp hóa học, bằng gaslift theo chu kỳ [8].

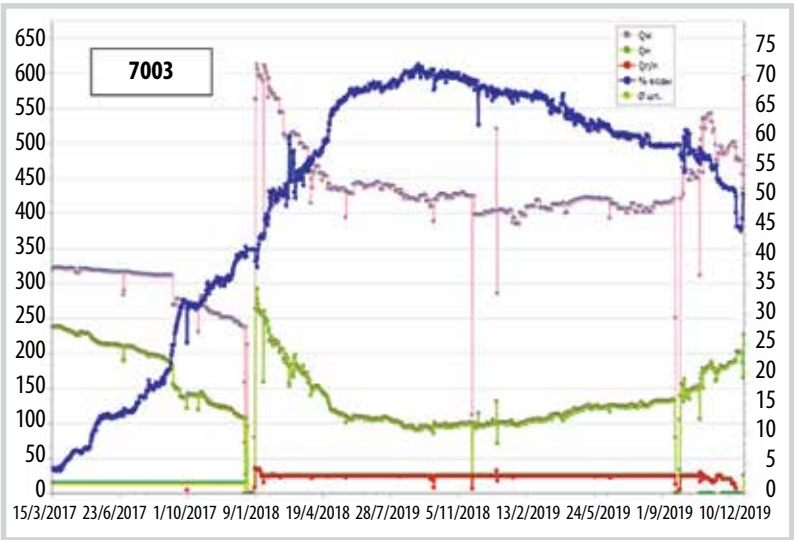
5.4. Đối với tầng móng vòm Đông Bắc và vòm Nam

- Nghiên cứu tài liệu 3D - 4C mới nhất xác định khu vực tập trung nứt nẻ khoan bổ sung các giếng mới.

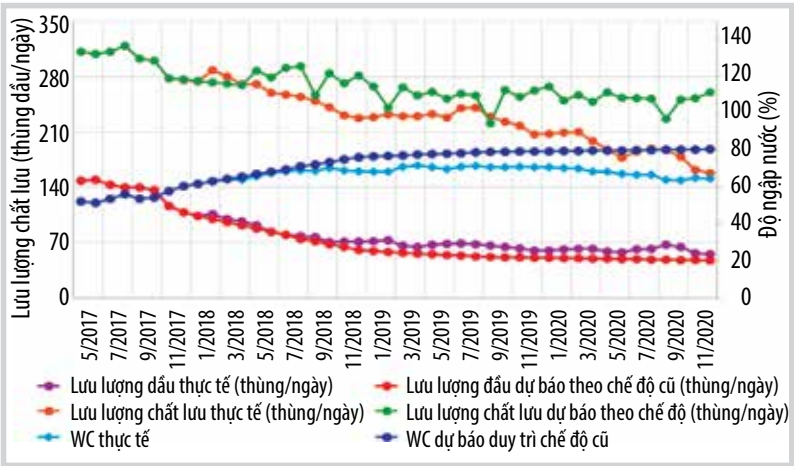
- Áp dụng các phương pháp xử lý vùng lân cận đáy giếng bằng acid kết hợp tháo rửa nhanh sản phẩm phản ứng sau xử lý nhờ hỗn hợp hóa phẩm bị phân giải, bằng nhũ tương dầu - acid; hoặc nhũ tương khí - dầu - acid [9, 13].



Hình 10. *Động thái giếng 7001B trong giai đoạn 2017 - 2020.*



Hình 11. *Động thái giếng 7003 trong giai đoạn 2017 - 2020.*



Hình 12. *Động thái khai thác giữa chế độ điều chỉnh (thực tế) và giữ nguyên chế độ cũ.*

- Xử lý lắng đọng paraffin trong cần ống khai thác bằng thiết bị tạo hơi nóng và biện pháp hóa học.

- Giải pháp khai thác theo chu kỳ.

6. Kết quả thử nghiệm phương pháp "tạo môi trường mất cân bằng" trong giai đoạn 1

Từ đầu năm 2018 đã điều chỉnh giảm lượng nước bơm ép, từ tháng 6/2018 dừng bơm ép tất cả các giếng ở khu vực trung tâm, chỉ bơm ép các giếng ở vùng rìa có áp suất bơm thấp (= 0 atm) với hệ số bù khai thác hàng tháng đạt từ 52 - 60%. Tiến hành lựa chọn giếng để bơm ép theo chu kỳ nhằm ngăn ngừa áp suất vỉa xuống quá thấp, ảnh hưởng đến lưu lượng dầu.

Phối hợp với tối ưu hóa bơm ép nước, trong giai đoạn 2018 - 2020, điều chỉnh giảm nhịp độ khai thác một số giếng dầu chủ lực ở khu vực móng trung tâm như: 7001B, 7005B và 7009.

Kết quả cho thấy sự dừng/giảm xu hướng gia tăng độ ngập nước ở một số giếng, thậm chí một số giếng (7001B, 7003) còn giảm độ ngập nước (Hình 10, 11).

Kết quả chung: Kiểm soát được quá trình ngập nước các giếng, tránh được hiện tượng ngập nước hàng loạt; giảm được hàm lượng nước trong sản phẩm khai thác; kéo dài được tuổi thọ các giếng ở khu vực gần ranh giới dầu nước; huy động thêm được lượng dầu từ các đới vi nứt nẻ, nâng cao hệ số thu hồi dầu, cụ thể:

- Sau 1 năm áp dụng: Gia tăng được 50,4 nghìn tấn dầu; tiết kiệm 1,161 triệu m^3 nước bơm ép.

- Tính đến 31/12/2020: Áp dụng giải pháp đã gia tăng được 375 nghìn tấn dầu; tiết kiệm 1,607 triệu m3 nước bơm ép. Kết quả áp dụng giải pháp được thể hiện ở Hình 12 [14, 15].

Do tính chất phức tạp của đối tượng đá móng nứt nẻ, sau thành công của giai đoạn 1, cần thiết tiếp tục nghiên cứu giai đoạn 2 làm căn cứ vững chắc cho việc xây dựng và

hoàn thiện công nghệ/quy trình tin cậy nhằm khai thác hiệu quả và nâng cao thu hồi dầu trong thân dầu đá móng granite nứt nẻ mỏ Bạch Hổ giai đoạn cuối.

7. Định hướng nghiên cứu hoàn thiện công nghệ khai thác thân dầu trong đá móng (giai đoạn 2)

Áp dụng phương pháp "tạo môi trường mất cân bằng" trong thân dầu đá móng nứt nẻ được khẳng định về lý luận bằng các nghiên cứu đã thực hiện trong giai đoạn 1 nêu trên và được thực tiễn chứng minh là hiệu quả khi áp dụng thử nghiệm tại một khu vực mỏ dầu Bạch Hổ. Tuy nhiên, đây là những kết quả nghiên cứu đầu tiên (giai đoạn 1) ở mức ĐỊNH TÍNH.

Định hướng nghiên cứu tiếp theo (giai đoạn 2) là xác định các giá trị ĐỊNH LƯỢNG của phương pháp, đó là: xác định thời điểm bắt đầu giảm áp; xác định giá trị gradient áp suất cần thiết tối thiểu, tối đa để tạo được môi trường mất cân bằng, để dầu trong đới vi nứt nẻ có thể chuyển động được ra đới nứt nẻ lớn; xác định tốc độ giảm áp suất tối ưu; xác định ngưỡng áp suất thấp cuối cùng trong đới vi nứt nẻ; đồng thời đánh giá những rủi ro (tác dụng phụ) có thể xuất hiện khi áp dụng phương pháp và các biện pháp khắc chế.

Tất cả những giá trị định lượng đó đòi hỏi phải tiến hành trong các phòng thí nghiệm chuyên sâu, với sự trợ giúp của các phương tiện hiện đại: PVT, thiết bi đo giá trị thấm lọc, máy chụp X-quang (X-ray) hoặc máy chụp cắt lớp vi tính (CT scan)…

Các nghiên cứu trong phòng thí nghiệm được tiến hành trước hết nhằm: xác định những biến đổi về thành phần và tính chất của dầu vỉa trong quá trình giảm áp suất dưới áp suất bão hòa; xác định cơ chế và động thái tách khí trong quá trình giảm áp suất dưới áp suất bão hòa; xây dựng mô hình PVT cho vỉa dầu đá móng nứt nẻ trong quá trình giảm áp suất dưới áp suất bão hòa.

Các nghiên cứu thí nghiệm tiếp theo được thực hiện trên các loại mẫu lõi như: mẫu lõi vật lý (mẫu lõi thực, hoặc mẫu lõi composite); mẫu lõi kỹ thuật số (digital cores) và mẫu vi mạch (microchips) nhằm xác định các yếu tố như: sự biến đổi của độ bão hòa khí tới hạn khi giảm áp suất dưới bão hòa; mức thu hồi dầu tại các ngưỡng áp suất thấp khác nhau; mối quan hệ giữa tốc độ giảm áp suất với độ bão hòa khí tới hạn và mức thu hồi dầu; tốc độ giảm áp suất tối ưu và ngưỡng áp suất thấp dựa trên giá trị gia tăng thu hồi dầu; sự biến đổi về độ thấm tương đối (khí-dầu, nước-dầu) dựa trên kết quả giảm áp… Các kết quả nghiên cứu thí nghiệm này sẽ được so sánh lựa chọn và đưa ra những kết luận cụ thể về những biến đổi bão hòa khí tới hạn; về những biến đổi về độ thấm tương đối (khí-dầu, nước-dầu); về khả năng thu hồi dầu; và giá trị gia tăng thu hồi dầu trong quá trình giảm áp suất dưới bão hòa.

Dựa trên các kết quả nghiên cứu thí nghiệm PVT và những kết quả có được từ nghiên cứu các mẫu lõi nêu trên để tiến hành xác định và hoàn thiện bộ dữ liệu đầu vào phục vụ việc xây dựng mô hình và nghiên cứu mô phỏng vỉa.

Với bộ dữ liệu các thông số thu được từ các nghiên cứu trong phòng thí nghiệm, tiến hành lựa chọn các thuật toán phù hợp để xây dựng mô hình tĩnh, động và nghiên cứu mô hình mô phỏng vỉa, trước tiên thí điểm cho 1 khu vực để dự báo hiệu quả và tối ưu hóa thiết kế trước khi tổ chức triển khai tại hiện trường, làm cơ sở mở rộng áp dụng cho toàn mỏ. Các kết quả nghiên cứu cũng đánh giá sự dịch chuyển của ranh giới dầu - nước nhân tạo và độ ngập nước khi áp suất vỉa xuống dưới áp suất bão hòa, đồng thời chỉ ra những rủi ro (độ tách khí quá mức, hoặc tình trạng ngập nước không thể kiểm soát…) có thể xuất hiện khi áp suất vỉa dưới áp suất bão hòa nhằm đưa ra những giải pháp khắc chế.

Từ kết quả nghiên cứu trong các phòng thí nghiệm và chạy mô hình mô phỏng kết hợp với kết quả thí điểm tại 1 khu vực của mỏ dầu, cuối cùng sẽ đưa ra chiến lược giảm áp suất hiệu quả nhất (gồm: thời gian bắt đầu giảm áp suất; gradient áp suất tối ưu; tốc độ giảm áp suất tối ưu; ngưỡng áp suất thấp tối ưu) nhằm nâng cao thu hồi dầu cho các thân dầu trong đá móng nứt nẻ.

8. Kết luận

Thân dầu trong đá móng mỏ Bạch Hổ là thân dầu đặc biệt. Trong quá trình biến đổi địa chất đã hình thành nên hệ thống không gian rỗng, nứt nẻ, hang hốc ở đối tượng đá móng với đặc trưng bất đồng nhất rất cao về khả năng thấm chứa. Cấu trúc phức tạp đó không những bao gồm các nứt nẻ lớn (macrofractures) và vi nứt nẻ (microfractures) mà còn là những nứt nẻ có khả năng lưu thông 2 chiều và những nứt nẻ chỉ lưu thông 1 chiều, dẫn đến dầu bị kẹt lại chưa khai thác được.

Trữ lượng dầu tầng móng mỏ Bạch Hổ thuộc nhóm cực lớn. Sau hơn 30 năm khai thác, lượng dầu còn lại chủ yếu tồn tại 5 khu vực/vị trí khác nhau, đòi hỏi phải có các giải pháp công nghệ phù hợp để khai thác hiệu quả.

Thách thức lớn nhất trong giai đoạn cuối là độ ngập nước tăng nhanh kể cả các giếng chủ lực; đặc biệt còn một lượng lớn dầu trong đới vi nứt nẻ đang bị kẹt lại. Nguyên

nhân là do tính chất bất đồng nhất rất cao của các khối thuộc tầng móng. Với những vi nứt nẻ có kích thước (độ mở khe nứt) nhỏ từ 0,01 - 0,1 mm, và độ thấm pha chỉ 1 - 5 mD, nước bơm ép không thể thắng lực mao dẫn trong các vi nứt nẻ. Hơn nữa trong móng tồn tại 2 độ rỗng, nước bơm ép chỉ dịch chuyển theo kênh nứt nẻ lớn mà không thể xâm nhập và đẩy dầu trong đới vi nứt nẻ, kết quả dầu bị kẹt và bất động trong đới vi nứt nẻ.

Nghiên cứu sự khác biệt của thân dầu trong đá móng nứt nẻ với các thân dầu truyền thống; phân tích nguyên nhân dầu còn bị kẹt trong các đới vi nứt nẻ, tác giả đề xuất phương pháp luận mới gồm 5 điểm khai thác thân dầu trong đá móng nứt nẻ giai đoạn cuối.

Kết quả, sau hơn 3 năm áp dụng, tính đến 31/12/2020 phương pháp "tạo mất cân bằng áp suất" đã gia tăng được 375 nghìn tấn dầu; tiết kiệm lượng nước bơm ép là 1,607 triệu m^3, và đang tiếp tục phát huy hiệu quả trong các năm tiếp theo.

Áp dụng phương pháp "tạo môi trường mất cân bằng" được khẳng định về lý luận và thực tiễn chứng minh là hiệu quả. Tuy nhiên, đây là những kết quả nghiên cứu đầu tiên (giai đoạn 1) đạt được ở mức ĐỊNH TÍNH. Cần thiết phải tiến hành bước nghiên cứu tiếp theo (giai đoạn 2) nhằm xác định các giá trị ĐỊNH LƯỢNG của phương pháp, đồng thời đánh giá những rủi ro (tác dụng phụ) có thể xuất hiện khi áp dụng phương pháp và các biện pháp khắc chế.

Do tính chất phức tạp của thân dầu trong đá móng nứt nẻ, đòi hỏi sự kết hợp chặt chẽ giữa nghiên cứu trong các phòng thí nghiệm, mô hình mô phỏng vỉa và so sánh với kết quả thực nghiệm trong điều kiện thực tại 1 khu vực mỏ, làm căn cứ vững chắc cho việc xây dựng và hoàn thiện công nghệ/quy trình khai thác hiệu quả và nâng cao thu hồi dầu trong tầng đá móng granite nứt nẻ mỏ Bạch Hổ giai đoạn cuối.

Tài liệu tham khảo

[1] 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.

[2] 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 quá trình duy trì áp lực vỉa, thực trạng khai thác của từng khu vực, tồn tại và nguyên nhân", *Tạp chí Dầu khí*, Số 7, trang 18 - 34, 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 III: Đề xuất các giải pháp kỹ thuật - công nghệ khai tác hiệu quả đối tượng móng mỏ Bạch Hổ trong giai đoạn cuối", *Tạp chí Dầu khí*, Số 8, trang 16 - 35, 2018.

[4] Phùng Đình Thực, "Một số giải pháp công và nghệ kỹ thuật góp phần nâng cao sản lượng giếng dầu và hệ số thu hồi dầu mỏ Bạch Hổ", *Tuyển tập Hội thảo khoa học "Nâng cao hệ số thu hồi dầu mỏ Bạch Hổ"*, trang 14 - 22, Vũng Tàu, 2003.

[5] Phùng Đình Thực và Mai Văn Dư, "Đánh giá mối liên hệ tương tác giữa các giếng khoan trong quá trình khai thác vỉa dầu móng mỏ Bạch Hổ bằng phân tích tương quan hạng Spearman", *Tuyển tập báo cáo "Hội nghị khoa học công nghệ 30 năm Dầu khí Việt Nam: Cơ hội mới, thách thức mới"*, Hà Nội, trang 955 - 961, 2005.

[6] Phung Dinh Thuc and Mai Van Du, "New concept in adjustment of development process for Bach Ho basement oil reservoir", *Technical forum "Cuu Long basin production - Challenges and opportunities"*, 3/2003.

[7] Phùng Đình Thực và Mai Văn Dư, "Nâng cao hệ số thu hồi dầu vỉa dầu móng mỏ Bạch Hổ bằng duy trì trường áp suất vỉa tối ưu", *Tuyển tập Hội thảo khoa học "Nâng cao hệ số thu hồi dầu mỏ Bạch Hổ"*, Vũng Tàu, 2003.

[8] Phùng Đình Thực, "Một số giải pháp công nghệ và kỹ thuật góp phần nâng cao sản lượng giếng dầu và hệ số thu hồi dầu mỏ Bạch Hổ", *Tạp chí Dầu khí*, Số 1, trang 16 - 17, 105 - 112, 2008.

[9] Phùng Đình Thực, Dương Danh Lam, và Lưu Vĩnh Hưng, "Cơ chế và công nghệ nứt vỉa thủy lực - xử lý axit đối với các giếng thuộc tầng móng mỏ Bạch Hổ", *Tạp chí Dầu khí*, Số 4, trang 16 - 28, 1999.

[10] Phùng Đình Thực, "Ứng dụng toán học trong khai thác dầu khí tại thềm lục địa phía Nam Việt Nam", *Kỷ yếu "Hội nghị toàn quốc lần thứ nhất về ứng dụng toán học"*, trang 53-66, Tập I, Hà Nội, 23 - 25/12/1999.

[11] Фунг Дин Тхык, "Применение фрактальных технологий в процессах нефтегазодобычи", *Научный Семинар: "Фрактальные технологии в нефтегазодобыче"*, Баку, 12 - 15 января 2000 года.

[12] Фунг Дин Тхык, "Исследование динамических характеристик системы добычи и транспортировки нефти и газа на южном континентальном шельфе Виетнама", *Журнал Азербайджанское Нефтяное Хозяйство*, № 4, 2000.

[13] Phùng Đình Thực và Dương Danh Lam, "Hoàn thiện công nghệ xử lý vùng cận giếng ở tầng móng mỏ Bạch Hổ", *Tuyển tập báo cáo Hội nghị khoa học - công nghệ: "Ngành dầu khí trước thềm thế kỷ 21"*, Hà Nội, 2000.

[14] Phùng Đình Thực, "Enhancing oil recovery for Bach Ho basement reservoir at the final production phase - Science basis, methodology and technological solutions", *International Research Workshop "Studing optimal production regimes for fractured basement reservoir, including regime at reservoir pressure bellow the bubble point"*, Vietsovpetro, 15/9/2022.

[15] Phùng Đình Thực, "Khai thác thân dầu trong đá móng mỏ Bạch Hổ: Những vấn đề phức tạp chính và các giải pháp công nghệ - kỹ thuật chủ yếu", *Tuyển tập báo cáo "Hội nghị khoa học - công nghệ chào mừng sự kiện khai thác tấn dầu thứ 250 triệu"*, Vietsovpetro, trang 250 - 263, 2024.

[16] Phùng Đình Thực và Phan Ngọc Trung, "Tăng cường thu hồi dầu (EOR) trong đá móng granite nứt nẻ: Các giải pháp phi hóa học cho mỏ Bạch Hổ", *Dầu khí - Khoa học, công nghệ và đổi mới sáng tạo*, Số 1, trang 4 - 11, 2025. DOI: 10.47800/PVSI.2025.01-01.

OIL EXPLOITATION FROM BACH HO BASEMENT RESERVOIR: SCIENTIFIC BASIS, METHODOLOGY AND SOLUTIONS TO IMPROVE THE EXPLOITATION TECHNOLOGY AT THE FINAL PRODUCTION STAGE

Phung Dinh Thuc[1, 2]
[1]Vietnam Petroleum Institute (VPI)
[2]Vietnam Petroleum Association (VPA)
Email: thucphung125@gmail.com

Summary

After more than 30 years of production, Bach Ho oil field has reached its final production stage. The major challenge in this period is water cut rapidly increasing, even in the main oil producers. The biggest problem is that a large amount of oil reserve is trapped in the microfracture zones without suitable technology to exploit it. Producing oil and improving the recovery rate from the basement reservoir - particularly from microfracture zones - remains extremely challenging.

Based on an evaluation of the production performance of Bach Ho oil field, the author focuses on analyzing the effectiveness of the solutions to maintain the reservoir pressure, identifying the remaining oil reserves areas, and especially examining the causes of current challenges and unsolved problems. The article also highlights the differences between basement oil reservoirs and conventional oil reservoirs, and thereby proposes a methodology for producing oil from fractured granite basement at the final stage. The new method has been successful applied in a selected area of the Bach Ho oil field and has initially achieved positive results.

Based on the results yielded, the author proposes solutions to be implemented and outlines the direction for further research, as a basis for improving technology to effectively exploit Bach Ho basement oil reservoir in its final production stage.

Key words: Fractured basement, improved oil recovery (IOR), Bach Ho field.