

## PHÂN TÍCH, LỰA CHỌN CHẾ ĐỘ KHAI THÁC TỐI ƯU CHO ĐỐI TƯỢNG MÓNG MỎ BẠCH HỔ

**Đào Nguyên Hưng, Đặng Xuân Thủy**

Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro"

Email: hungdn.hq@vietsov.com.vn; thuydx.rd@vietsov.com.vn

<https://doi.org/10.47800/PVJ.2022.12-02>

### Tóm tắt

Đá móng nứt nẻ là đối tượng tìm kiếm thăm dò và khai thác quan trọng nhất đối với Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro" nói riêng và Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam nói chung. Kể từ thời điểm phát hiện và đưa vào khai thác thân dầu đá móng mỏ Bạch Hổ từ năm 1988 đến nay, việc nghiên cứu đối tượng đặc biệt này đặt ra nhiều thách thức đối với đội ngũ chuyên gia địa chất, công nghệ mỏ.

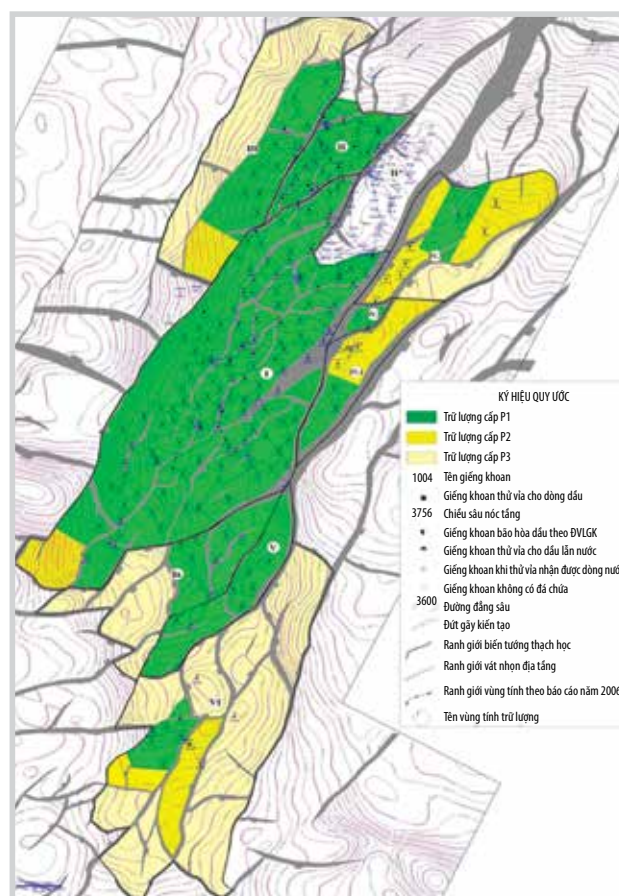
Hiện nay, thân dầu móng đang ở vào giai đoạn suy giảm sản lượng, việc phân tích và lựa chọn chế độ khai thác tối ưu có ý nghĩa rất quan trọng nhằm đảm bảo khai thác hiệu quả và tận thu hồi dầu ở mức cao nhất.

Bài báo giới thiệu các giải pháp công nghệ mỏ chính đã được áp dụng, phân tích cơ sở cũng như kết quả điều chỉnh chế độ bơm ép trong giai đoạn 2018 - 2022 và đề xuất lựa chọn chế độ vận hành khai thác tối ưu cho đối tượng móng mỏ Bạch Hổ trong thời gian tới.

**Từ khóa:** Áp suất bão hòa, tối ưu khai thác, bơm ép, thân dầu móng, mỏ Bạch Hổ, Vietsovpetro.

### 1. Giới thiệu

Thân dầu đá móng mỏ Bạch Hổ (Hình 1) là đối tượng khai thác có tài nguyên trữ lượng lớn nhất được phát hiện tại Lô 09-1 nói riêng và thềm lục địa Việt Nam nói chung. Thân dầu có dạng khối với kích thước rất lớn (15 × 6 × 1,9 km), chiều sâu nóc móng - 3.050 m TVDss, ranh giới dưới (2P) - 4.950 m TVDss. Đây là khối móng nâng được thành tạo bởi nhiều pha hoạt động magma khác nhau có tuổi từ Triassic sớm đến Cretaceous muộn, nhóm thành các phức hệ Hòn Khoai, Định Quán và Ancroet. Đá magma thuộc phức hệ Hòn Khoai đặc trưng bởi thành phần thạch học từ diorite đến monzodiorite, phân bố chủ yếu ở cánh Đông Bắc vòm Bắc, đá magma thuộc phức hệ Định Quán đặc trưng chủ yếu là granodiorite, phân bố phủ chòm lên đá móng thuộc phức hệ Hòn Khoai cánh Đông Bắc, cánh Bắc, Tây Bắc vòm Bắc và vòm Nam. Đá magma trẻ hơn cả là đá móng thuộc phức hệ Ancroet, chủ yếu là granite, phủ chòm lên đá thuộc phức hệ cổ hơn, tập trung ở khối Trung tâm và khối Nam [1]. Khác với các vỉa chứa trầm tích thông thường, không gian lỗ rỗng ở đối tượng móng dạng hang hốc, nứt nẻ tương đối có thể chia thành 2 nhóm chính:



Hình 1. Bản đồ mặt móng mỏ Bạch Hổ.

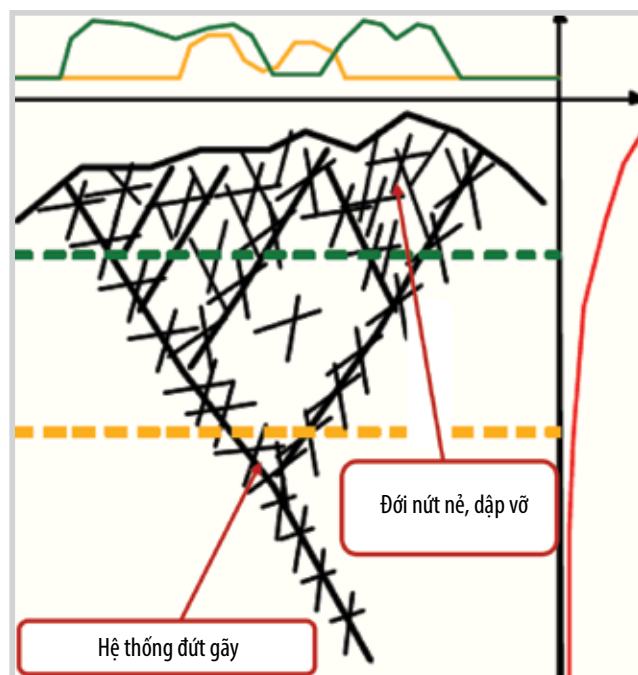


Ngày nhận bài: 1/10/2022. Ngày phản biện đánh giá và sửa chữa: 1 - 14/10/2022.

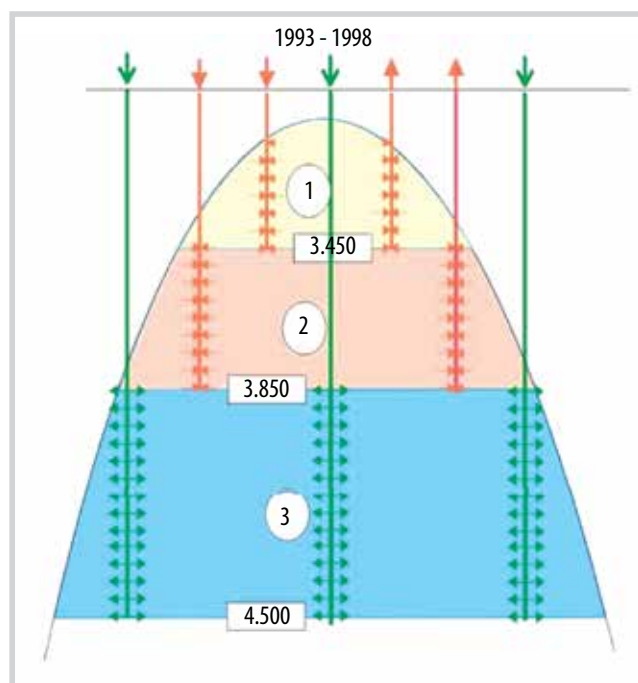
Ngày bài báo được duyệt đăng: 13/12/2022.

- Nút nẻ lớn: Ngoài vai trò chứa, đới nút nẻ lớn có vai trò chính là kênh dẫn chất lưu trong quá trình khai thác;
- Nút nẻ nhỏ: Chủ yếu đóng vai trò chứa, cung cấp năng lượng, chất lưu cho đới nút nẻ lớn [2].

Thân dầu móng mỏ Bạch Hổ có mức độ bất đồng nhất rất cao về giá trị rỗng - thấm, có xu thế giảm dần theo chiều sâu; kết quả khoan chưa phát hiện sự tồn tại của nước đáy/rìa, thân dầu kín.



Hình 2. Đới nút nẻ/dập vỡ phát triển xung quanh đứt gãy.



Hình 3. Hệ thống khai thác giai đoạn 1993 - 1998.

Với chiều cao thân dầu rất lớn (gần 2.000 m), tính chất dầu vỉa cũng thay đổi đáng kể phụ thuộc vào chiều sâu, trong đó áp suất bão hòa tại đáy và nóc vỉa chứa tương ứng 180 - 245 atm; hàm lượng khí hòa tan ban đầu 138 - 212 m<sup>3</sup>/tấn [3].

## 2. Lịch sử khai thác móng mỏ Bạch Hổ

### 2.1. Giai đoạn 1988 - 1993: Khai thác ở chế độ tự nhiên (không bơm ép nước)

Sau khi thân dầu đá móng được phát hiện, mô hình khối đá móng được nhận định gồm phần đá phong hóa và đới nút nẻ/dập vỡ phát triển xung quanh các hệ thống đứt gãy (Hình 2). Đối tượng được thiết kế khai thác ở chế độ tự nhiên, áp dụng mạng lưới giếng khoan theo phân bố 7 điểm, khoảng cách giữa các giếng được tính toán, thiết kế ở mức 1.000 m. Hệ số thu hồi dầu dự kiến đạt 17% [4].

Trong thời gian đầu khai thác đối tượng móng ở chế độ tự nhiên, áp suất vỉa suy giảm nhanh (115 atm trên 20 triệu tấn dầu khai thác). Với nhịp độ suy giảm áp suất vỉa nhanh như vậy, chỉ có thể thu hồi được 17% lượng tài nguyên ban đầu từ thân dầu móng. Nhiệm vụ tìm kiếm giải pháp công nghệ mỏ nhằm duy trì áp suất vỉa, giữ ổn định lưu lượng chất lưu và sau cùng nhằm nâng cao hệ số thu hồi dầu từ thân dầu móng trở nên cấp thiết. Các giải pháp bơm ép khí và nước đã được xem xét nghiên cứu, tuy nhiên giải pháp bơm ép khí được đánh giá không khả thi do thiếu nguồn cung ở thời điểm lúc bấy giờ, do vậy chỉ tập trung nghiên cứu khả năng bơm ép nước nhằm duy trì áp suất vỉa. Đối với giải pháp bơm ép nước, các chuyên gia nhận định rằng tồn tại rủi ro xuất hiện các lưới nước bơm ép theo các kênh dẫn nút nẻ, gây ngập nước sớm các giếng khai thác.

### 2.2. Giai đoạn 1993 - 1998: Bơm ép nước duy trì áp suất vỉa

Nhiệm vụ nghiên cứu hiệu quả của quá trình bơm ép nước duy trì áp suất vỉa cũng như rủi ro có thể gây ngập nước sớm các giếng khai thác được các chuyên gia địa chất, công nghệ mỏ của Vietsovpetro triển khai nghiêm túc và thận trọng. Kết quả nghiên cứu các đặc trưng địa chất, thấm chứa thân dầu móng cho thấy rằng:

- Thân dầu có chiều cao rất lớn (gần 2.000 m);
- Kết quả nghiên cứu trên mẫu lõi cho thấy hệ số đẩy dầu theo phương từ dưới lên đạt cực đại (0,89), tiếp theo là phương ngang (0,73) và phương từ trên xuống (0,67);

- Độ nhớt của dầu và nước bơm ép ở điều kiện vỉa khá tương đồng, bề mặt đá chứa chủ yếu ưa nước;
- Mức độ liên thông thủy lực theo diện cũng như chiều sâu rất tốt dựa trên kết quả khảo sát áp suất vỉa.

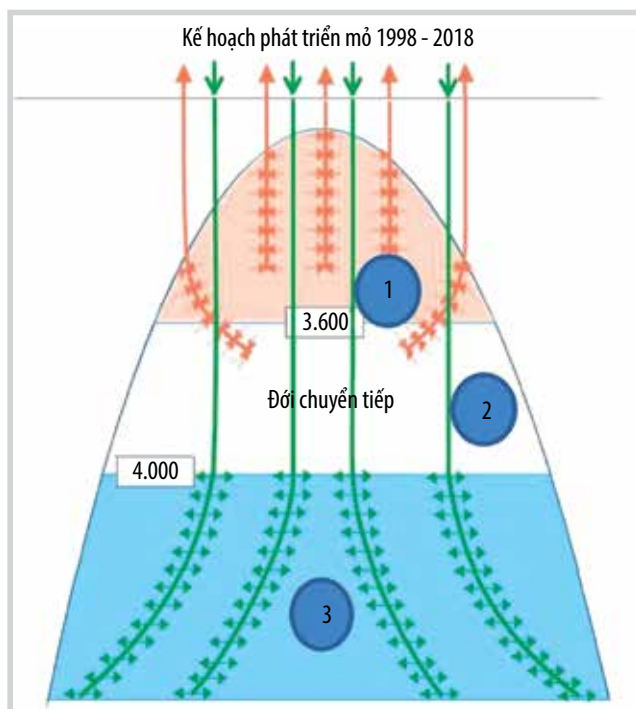
Nhằm giảm thiểu rủi ro ngập nước sớm giếng khai thác cũng như đảm bảo hiệu quả bơm ép nước, thân dầu móng được thiết kế khai thác như Hình 3. Hệ thống khai

thác về cơ bản được chia làm 2 đới chính, gồm bơm ép (3) và khai thác (1, 2), trong đó các giếng bơm được khoan thẳng đứng và bơm ép từ chiều sâu 3.850 m TVDss trở xuống. Đới khai thác ở phía trên, trong đó gần nóc móng (3.450 m TVDss trở lên) được xác định là đới mũ khí tiềm năng [5].

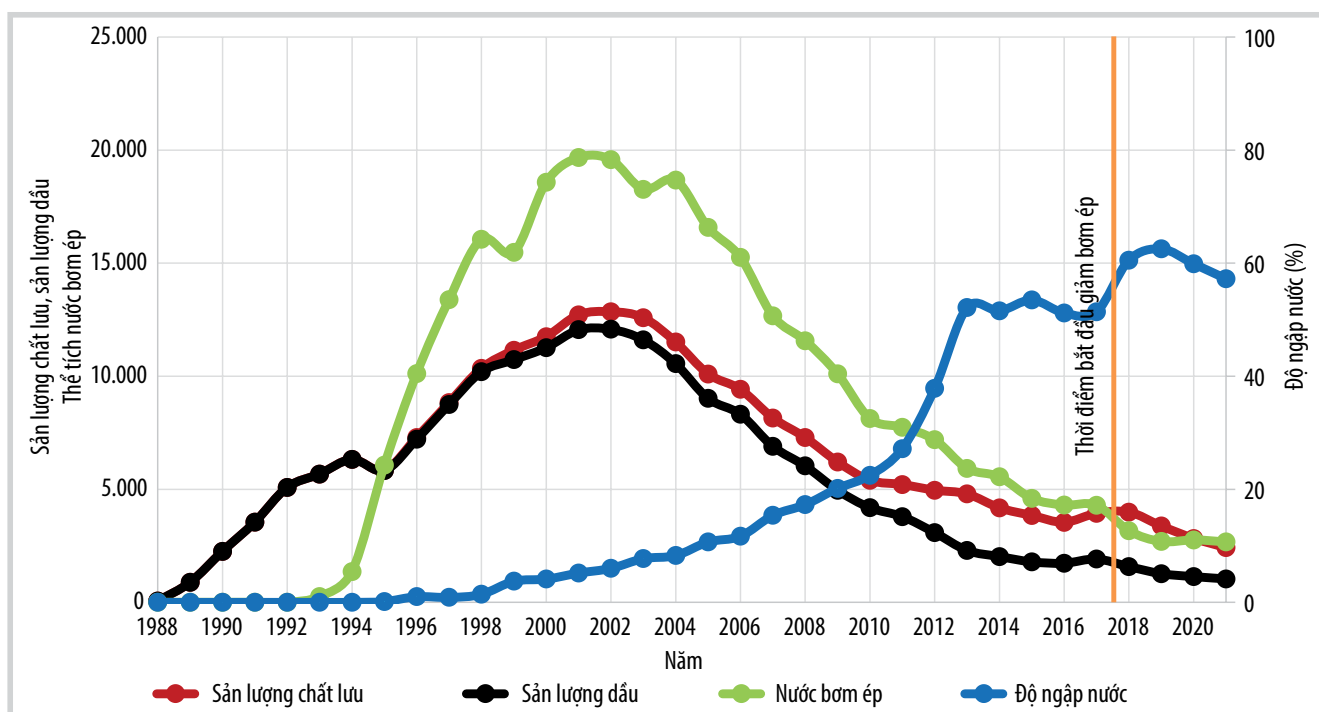
Kết quả áp dụng bơm ép nước duy trì áp suất vỉa cho thấy hiệu quả rõ nét qua số liệu khai thác và trạng thái năng lượng vỉa, sản lượng dầu duy trì ổn định, áp suất vỉa đã ngay lập tức ổn định trở lại sau giai đoạn suy giảm đáng kể. Thực tế không ghi nhận sự hình thành mũ khí thứ sinh như dự báo.

**2.3. Giai đoạn 1998 - 2018: Bơm ép nước duy trì áp suất vỉa (hệ thống khai thác gồm 3 đới khai thác, chuyển tiếp và bơm ép)**

Thân dầu móng có vai trò đặc biệt quan trọng, là đối tượng khai thác chính của Vietsovpetro, do vậy chế độ khai thác luôn được lựa chọn, điều chỉnh thường xuyên một cách thận trọng. Sau khi nhận thấy thực tế đã không xuất hiện mũ khí thứ sinh, phần trên của nóc móng (nồng hơn 3.600 m TVDss) được thiết kế là đới khai thác (1) (Hình 4), đới bơm ép (3) được xác định sâu hơn 4.000 m TVDss cùng với việc khoan bổ sung các giếng bơm ép (chủ yếu khoan xiên) nhằm nâng cao hệ số bao trùm, giúp đẩy tối đa lượng dầu tích tụ ở vùng rìa, vùng sâu di chuyển đến đới khai thác. Đới chuyển tiếp (2) trong khoảng độ sâu 3.600 - 4.000 m TVDss đóng vai trò là vùng đệm, giúp



Hình 4. Hệ thống khai thác năm 1998 - 2018.



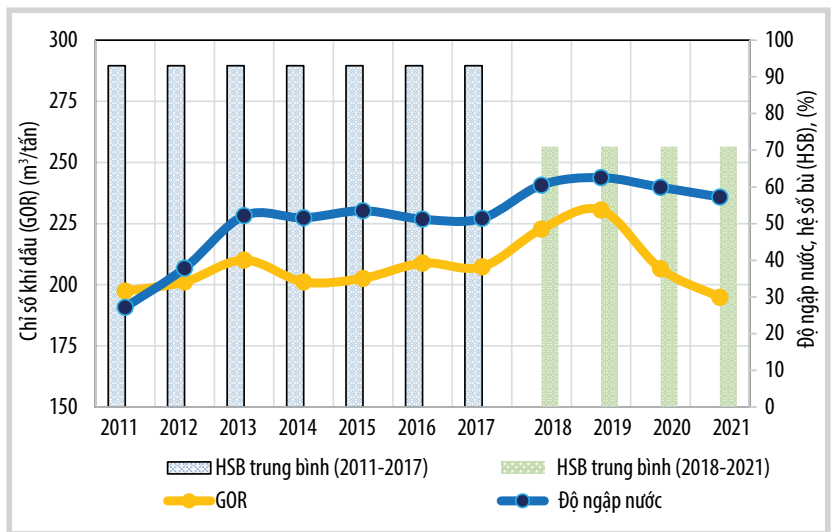
Hình 5. Động thái các chỉ số khai thác chính đối tượng móng mỏ Bạch Hổ.

cân bằng mặt ranh giới dầu nước và hạn chế hình thành các luỡi nước di chuyển trực tiếp từ giếng bơm ép đến giếng khai thác.

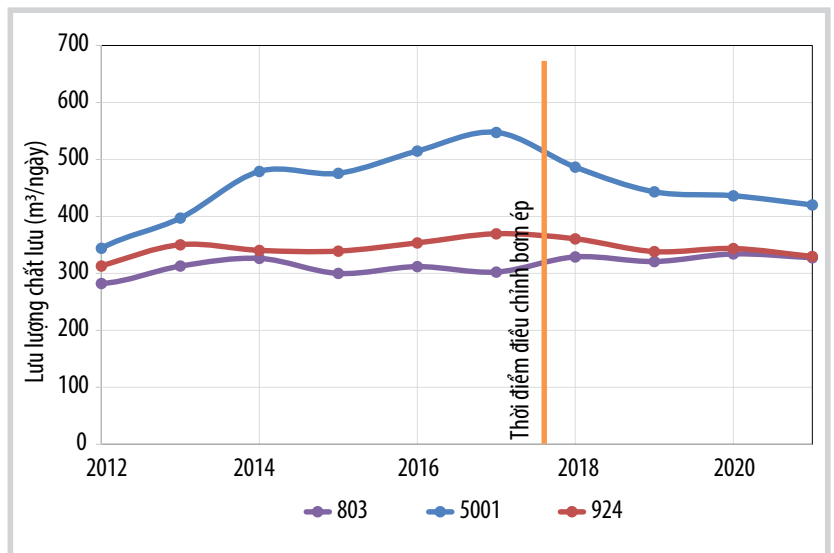
Trong giai đoạn 1998 - 2008, chế độ bơm ép được thiết kế nhằm đảm bảo duy trì áp suất vỉa (quy đổi về chiều sâu nóc móng 3.050 m TVDss) cao hơn áp suất bão hòa ở mức 10 atm nhằm loại trừ khả năng hình thành mũ khí thứ sinh. Giai đoạn này đã ghi nhận hiệu quả tích cực của quá trình bơm ép nước khi năng lượng vỉa được duy trì rất tốt, lưu lượng chất lưu ổn định, không ghi nhận dấu hiệu hình thành mũ khí thứ sinh tại nóc móng. Một số giếng sau khi nước xuất hiện, độ ngập nước tăng nhanh và dừng khai thác chỉ sau 2 - 3 năm (thậm chí nhanh hơn) do ngập nước hoàn toàn. Để giảm thiểu rủi ro ngập nước nhanh các giếng khai thác, chế độ bơm ép được điều chỉnh với mục tiêu duy trì áp suất vỉa ở mức áp suất bão hòa (giai đoạn 2008 - 2018). Ngoài ra, còn áp dụng chế độ bơm ép chu kỳ với mục đích tạo các xung áp suất, giúp nước bơm ép có thể tức thời di chuyển theo các kênh dẫn có độ thấm kém hơn, tăng hiệu quả đẩy dầu và sau cùng nâng cao hiệu quả khai thác/thu hồi dầu. Động thái các chỉ số khai thác chính mỏ Bạch Hổ được thể hiện ở Hình 5.

**2.4. Giai đoạn 2018 - 2022: Điều chỉnh giảm bơm ép, cho phép áp suất vỉa xấp xỉ và thấp hơn không đáng kể áp suất bão hòa**

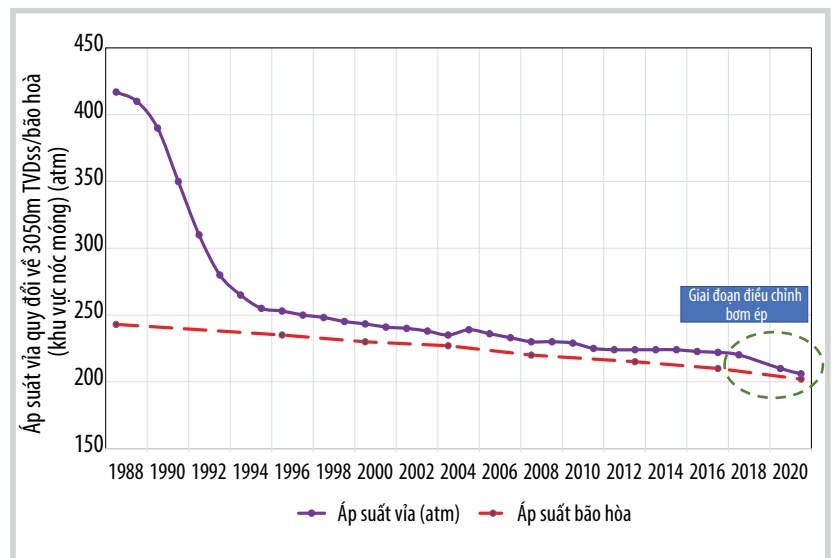
Thân dầu đá móng đang ở vào giai đoạn suy giảm sản lượng khai thác, độ ngập nước có xu thế tăng cao. Động thái các chỉ số khai thác chính cho thấy độ ngập nước trong sản phẩm khai thác từ thân dầu móng sau giai đoạn ổn định (kết quả của việc bổ sung thêm các giếng mới với độ ngập nước thấp và điều chỉnh, tối ưu chế độ khai thác giai đoạn 2013 - 2017) đã bắt đầu có dấu hiệu tăng đáng kể vào đầu năm 2018. Nhiệm vụ lựa



Hình 6. Động thái các chỉ số khai thác chính trước và sau khi điều chỉnh bơm ép.



Hình 7. Động thái lưu lượng chất lưu các giếng trước và sau điều chỉnh bơm ép.



Hình 8. Động thái áp suất vỉa và áp suất bão hòa thân dầu móng.

chọn chế độ khai thác tối ưu, điều chỉnh chế độ bơm ép như thế nào để vừa duy trì năng lượng vỉa nhằm đảm bảo lưu lượng chất lưu ổn định nhưng không gây ngập nước nhanh các giếng khai thác đã đặt ra nhiều thách thức cho đội ngũ chuyên gia địa chất, công nghệ mỏ Vietsovpetro.

Trên cơ sở kết quả phân tích, nghiên cứu đặc trưng địa chất và khai thác mỏ, điều chỉnh giảm bơm ép, cho phép áp suất vỉa xấp xỉ hoặc thấp hơn không đáng kể so với áp suất bão hòa có thể mang lại nhiều ưu điểm:

- Giảm nhịp độ gia tăng ngập nước;
- Cho phép bọt khí tách ra làm tăng thể tích dầu, tạo điều kiện thuận lợi để dầu di chuyển đến giếng khai thác;
- Tạo điều kiện thuận lợi cho dầu từ các nút nê nhỏ (thấm chứa kém) có thể di chuyển qua các nút nê lớn và đến các giếng khai thác (theo cơ chế thấm mao dẫn);
- Tận thu dầu hiệu quả.

Bên cạnh những ưu điểm được liệt kê như trên, việc cho phép áp suất vỉa thấp hơn áp suất bão hòa có thể mang đến những rủi ro, cụ thể:

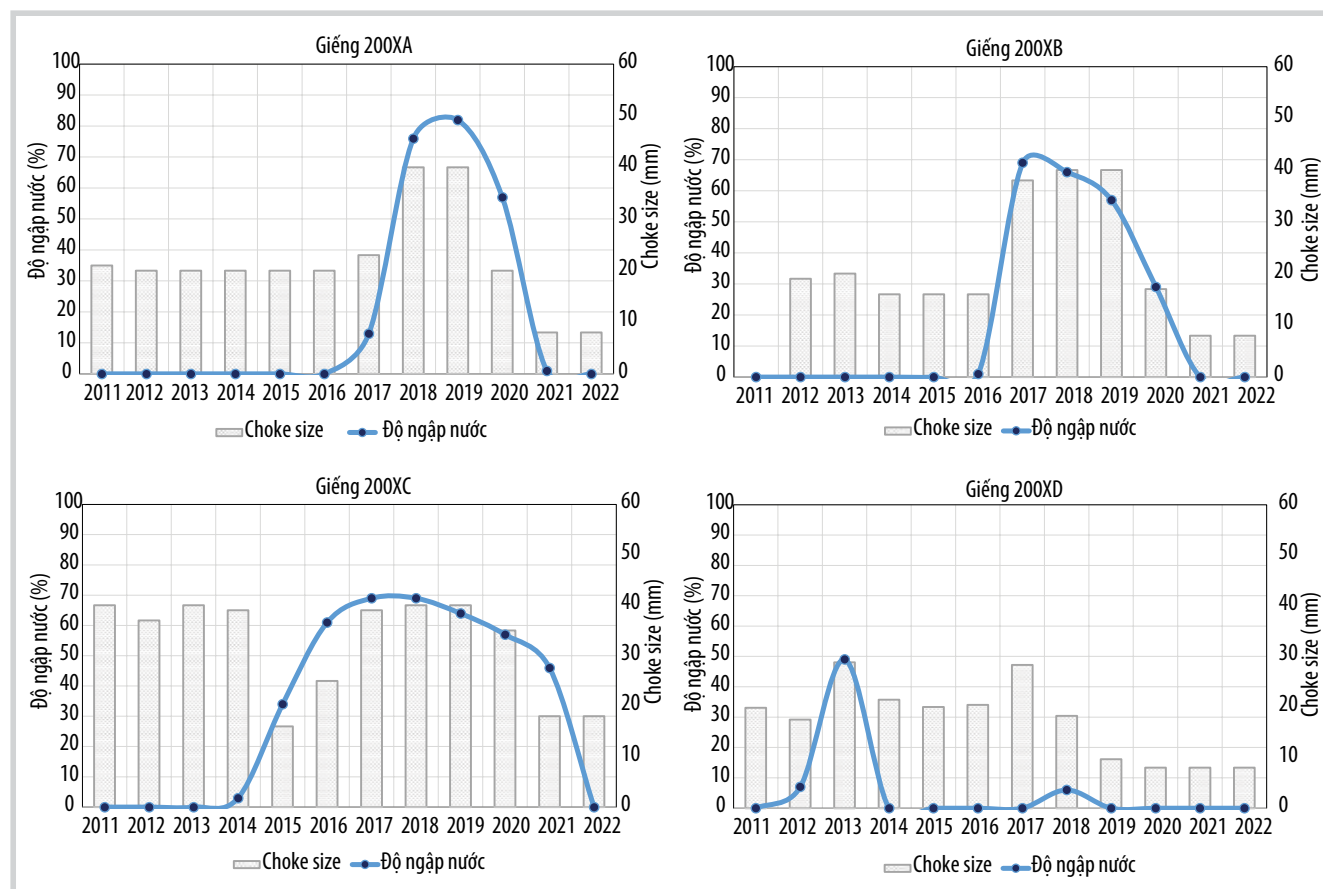
- Hình thành mũ khí thứ sinh;

- Khí tách nhiều trong vỉa, xuất hiện dòng chảy 3 pha (dầu, khí và nước) làm giảm thẩm tương đối của pha lỏng;
- Lưu lượng chất lưu/dầu giảm mạnh.

Trên cơ sở kết quả phân tích, các chuyên gia địa chất, công nghệ mỏ Vietsovpetro quyết định triển khai thử nghiệm điều chỉnh chế độ bơm ép đồng thời tiến hành theo dõi sát các thông số làm việc các giếng nhằm sớm phát hiện và xử lý những phức tạp, rủi ro phát sinh (nếu có).

Quá trình thử nghiệm đã mang lại kết quả khả quan như nhận định ban đầu và những rủi ro, ảnh hưởng tiêu cực đến các chỉ số khai thác đã không xảy ra. Cụ thể, độ ngập nước trong sản phẩm sau thời điểm điều chỉnh bơm ép đã ổn định và thậm chí còn có xu thế giảm. Bên cạnh việc điều chỉnh giảm bơm ép, Vietsovpetro đã áp dụng bổ sung các giải pháp tối ưu chế độ làm việc của giếng khai thác, tuy nhiên không thể phủ nhận ảnh hưởng tích cực từ việc điều chỉnh chế độ bơm ép trong việc giúp giữ ổn định mức ngập nước trong sản phẩm khai thác.

Một thông số quan trọng nữa cần được kiểm soát thường xuyên và liên tục nhằm đánh giá mức độ tách khí trong vỉa đó là chỉ số khí dầu (GOR). Chỉ số khí dầu trung



Hình 9. Kết quả điều chỉnh chế độ khai thác nhằm duy trì ổn định độ ngập nước.

bình các giếng cho thấy sự tăng nhẹ trong giai đoạn 2018 - 2019, ở mức 220 - 230 m<sup>3</sup>/tấn, tuy nhiên sau đó đã giảm trở lại ở mức khoảng 200 m<sup>3</sup>/tấn, thấp hơn so với số đo trước khi tiến hành điều chỉnh giảm bơm ép, điều này cho thấy chưa xảy ra hiện tượng tách khí quy mô lớn (Hình 6). Tuy nhiên, cục bộ ở vài phần đỉnh nhô cao đã xảy ra hiện tượng tách khí quy mô nhỏ, một số giếng khoan đan dày vào khu vực này thời gian đầu làm việc với chỉ số khí dầu rất cao (3.000 - 4.000 m<sup>3</sup>/tấn), nhưng sau thời gian ngắn (1 - 3 tháng), chỉ số khí dầu trở lại bình thường, hiện tượng này ghi nhận được trước cả thời điểm tiến hành điều chỉnh giảm bơm ép (2018).

Lưu lượng chất lưu là thông số quan trọng cần được xem xét, đánh giá. Kết quả thống kê cho thấy lưu lượng chất lưu các giếng sau thời điểm điều chỉnh chế độ bơm ép được duy trì ở mức ổn định (Hình 7).

Quan sát động thái áp suất vỉa cho thấy, ngay sau khi điều chỉnh giảm bơm ép, áp suất vỉa có xu thế giảm nhanh hơn so với giai đoạn trước đó, tuy nhiên sau đó nhịp độ suy giảm đã chậm lại và hiện nay đang tiệm cận giá trị áp suất bão hòa (Hình 8).

Áp suất bão hòa được xác định dựa trên kết quả phân tích mẫu dầu sâu được lấy ở các giếng khoan khai thác chủ yếu ở phần nóc móng suy giảm theo thời gian. Điều này được giải thích do dầu khai thác ở phần trên của thân dầu móng dần được thay thế, lấp chỗ bởi lượng dầu được di chuyển lên từ vùng rìa và phần sâu của móng dưới tác động của nước bơm ép, lượng dầu này phân bố ở độ sâu lớn nên áp suất bão hòa thấp hơn so với phần trên của móng.

Kết quả theo dõi các thông số làm việc giếng khoan trong giai đoạn thử nghiệm giảm bơm ép cho thấy thân dầu móng vẫn đang khai thác ở chế độ tối ưu, độ ngập nước trong sản phẩm được kiểm soát tốt, chỉ số khí dầu, lưu lượng chất lưu ổn định, áp suất vỉa vẫn duy trì cao hơn và đang tiệm cận giá trị áp suất bão hòa.

Một số giếng khai thác có độ ngập nước tăng cao (đến 60 - 70%), sau khi tiến hành điều chỉnh giảm lưu lượng chất lưu (giảm chênh áp), độ ngập nước trong sản phẩm giảm đáng kể, thậm chí giếng sau đó làm việc không nước (Hình 9). Hiệu quả tích cực này có thể do ảnh hưởng từ việc điều chỉnh giảm bơm ép, hoặc ít nhất việc giảm bơm ép giúp quá trình ổn định/giảm ngập nước trong sản phẩm ở các giếng này diễn ra nhanh hơn.

Trong gần 35 năm kể từ thời điểm khai thác tấn dầu đầu tiên từ thân dầu đá móng nút nẻ mỏ Bạch Hổ (1988),

đối tượng khai thác đặc biệt này luôn được quan tâm, theo dõi chặt chẽ, hệ thống khai thác luôn được nghiên cứu điều chỉnh thận trọng, từng bước và liên tục cho đến nay. Nhiệm vụ nghiên cứu, lựa chọn chế độ khai thác tối ưu khi thân dầu móng mỏ Bạch Hổ đang ở vào giai đoạn suy giảm sản lượng đã và đang được triển khai một cách nghiêm túc nhằm đảm bảo thân dầu đá móng luôn được vận hành, khai thác ở chế độ tối ưu, đảm bảo tận thu hồi dầu ở mức cao nhất. Từ nhận định ban đầu chỉ có thể thu hồi được khoảng 17% ở chế độ khai thác tự nhiên, sau một thời gian dài điều chỉnh lựa chọn chế độ tối ưu, đến nay dự báo có thể thu hồi được gần 40% lượng dầu ban đầu từ đối tượng móng nút nẻ. Hiệu quả từ việc vận hành, tối ưu khai thác thân dầu đặc biệt này góp phần quan trọng vào sự phát triển ổn định của Vietsovpetro trong thời gian qua cũng như trong giai đoạn sắp tới.

### 3. Kết luận

Thân dầu móng mỏ Bạch Hổ là đối tượng có tài nguyên trữ lượng lớn nhất được phát hiện tại Lô 09-1 nói riêng và thềm lục địa Việt Nam nói chung, đóng góp gần 80% sản lượng khai thác của Vietsovpetro.

Quyết định áp dụng bơm ép nước để duy trì áp suất vỉa cùng với việc thường xuyên theo dõi, nghiên cứu và điều chỉnh chế độ khai thác thận trọng đã mang lại hiệu quả to lớn, góp phần nâng cao thu hồi dầu từ 17% theo nhận định ban đầu lên đến gần 40% như số liệu dự báo ngày nay (tính đến thời điểm 1/2022, hệ số thu hồi thân dầu móng thực tế đã đạt 37%).

Kết quả quá trình điều chỉnh giảm bơm ép, cho phép áp suất vỉa xấp xỉ và thấp hơn không đáng kể áp suất bão hòa cho thấy:

- Áp suất vỉa (quy đổi về chiều sâu nóc móng 3.050 m TVDss) đang tiệm cận áp suất bão hòa;
- Chưa phát hiện sự hình thành mũ khí thứ sinh quy mô lớn tại nóc móng, chỉ số khí dầu trong sản phẩm khai thác (GOR) ổn định;
- Lưu lượng chất lưu ổn định;
- Độ ngập nước được kiểm soát tốt;
- Một số giếng sau khi điều chỉnh giảm khai thác, độ ngập nước giảm từ mức 60 - 70% về 0%, giếng làm việc ổn định;

Quá trình theo dõi lịch sử khai thác cho thấy một số giếng có dấu hiệu làm việc không ổn định (lưu lượng suy giảm nhanh) khi chỉ số khí dầu/lồng tăng cao, cụ thể: Chỉ

số khí dầu (GOR): 350 - 450 m<sup>3</sup>/tấn (hoặc cao hơn); chỉ số khí lỏng (GLR): 350 - 450 m<sup>3</sup>/tấn (hoặc cao hơn).

Trên cơ sở số liệu khai thác, năng lượng vỉa có thể nhận định rằng đối tượng móng nứt nẻ đang được vận hành, khai thác ở chế độ tối ưu, chưa xảy ra hiện tượng tách khí quy mô lớn trong vỉa. Hiện tượng tách khí cục bộ đã xảy ra ở khu vực đỉnh nhô cao của móng (ghi nhận được cả ở thời điểm trước khi điều chỉnh giảm bơm ép (2018)), tuy nhiên chưa ghi nhận ảnh hưởng đáng kể đến sản lượng khai thác chung của toàn bộ thân dầu móng.

Với mục tiêu duy trì, đảm bảo vận hành khai thác thân dầu móng ở chế độ tối ưu, tận khai thác/thu hồi dầu hiệu quả, cần thiết phải kiểm soát chặt chẽ các thông số khai thác mỏ, trong đó đặc biệt lưu ý đến: Động thái năng lượng vỉa; lưu lượng chất lưu, độ ngập nước; chỉ số khí dầu (GOR); chỉ số khí lỏng (GLR); thường xuyên lấy mẫu dầu sâu để xác định áp suất bão hòa.

Trường hợp xuất hiện các yếu tố rủi ro (khí tách nhiều, lưu lượng chất lưu giảm mạnh, áp suất vỉa suy giảm nhanh...) cần kịp thời đánh giá, nghiên cứu và có những điều chỉnh phù hợp.

## Tài liệu tham khảo

[1] Hoàng Văn Quý và Đào Nguyên Hưng, "Thân dầu trong đá móng nứt nẻ - hang hốc mỏ Bạch Hổ và giải pháp bơm ép nước nhằm nâng cao hệ số thu hồi dầu", Tuyển tập Hội nghị Khoa học - Công nghệ kỷ niệm 35 năm thành lập Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro" và 30 năm khai thác tấn dầu đầu tiên tại thềm lục địa Việt Nam, 2016.

[2] Đào Nguyên Hưng, "Đặc trưng hai độ rỗng ở môi trường đá móng nứt nẻ - những dấu hiệu nhận biết", Tuyển tập Báo cáo Hội nghị khoa học kỷ niệm 30 năm khai thác dầu từ đá móng mỏ Bạch Hổ, 2018.

[3] Vietsovpetro, "Báo cáo "Sơ đồ công nghệ hiệu chỉnh khai thác và xây dựng mỏ Bạch Hổ"", 2013.

[4] Vietsovpetro, "Báo cáo "Thiết kế khai thác thử - công nghiệp thân dầu móng vòm Trung tâm của mỏ Bạch Hổ"", 1990.

[5] Vietsovpetro, "Báo cáo "Sơ đồ công nghệ khai thác và xây dựng mỏ dầu và khí Bạch Hổ"", 1993.

## ANALYSIS AND SELECTION OF THE OPTIMAL EXPLOITATION REGIME OF THE BACH HO FIELD

**Dao Nguyen Hung, Dang Xuan Thuy**

Vietsovpetro

Email: hungdn.hq@vietsov.com.vn, thuydx.rd@vietsov.com.vn

### Summary

Fractured basement reservoir is an important exploration and exploitation object for Vietsovpetro in particular and Petrovietnam in general. Since the discovery and putting in production of the Bach Ho field fractured basement reservoir in 1988 until now, studies on this special object have been carried out regularly and seriously. However, the fractured basement is still a complicated object, bringing many challenges to the team of geologists and reservoir experts.

During the nearly 35 years of exploitation, a series of reservoir engineering solutions are continuously studied, applied and adjusted to ensure the optimum exploitation regime. Currently, the fractured basement reservoir is in its stage of production decline, the analysis and selection of the optimal exploitation regime is thus very important to secure the highest efficiency of exploitation and oil recovery.

The article summarizes the main reservoir engineering solutions that have been applied, analyze the basis as well as results of injection regime adjustment in the recent years (2018 - 2022) and propose the appropriate exploitation regime in the future.

**Key words:** Saturation pressure, production, injection, fractured basement reservoir, Bach Ho field, Vietsovpetro.