

# 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

## KỶ 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

Phùng Đình Thực

Email: thucphung125@gmail.com

### Tóm tắt

Sau hơn 30 năm khai thác, mỏ dầu khổng lồ Bạch Hổ đã chuyển sang giai đoạn khai thác cuối với hơn 90% trữ lượng dầu đã được khai thác. Đến nay, trữ lượng thu hồi còn lại có khả năng khai thác của mỏ Bạch Hổ đang tồn tại trong: (i) các khe nứt, hang hốc chưa khai thác ở phần nóc của thân dầu, (ii) hệ thống khe nứt lớn (macro) thuộc phần giữa của thân dầu (dầu dư bão hòa - saturated oil residues chưa quét đẩy hết); (iii) đới vi nứt nẻ và nứt nẻ một chiều không liên thông; (iv) phần nóc móng nhô cao mà trước đây chưa xác định được và chưa mở vỉa; (v) những thể tích dầu còn sót do chưa xác định chính xác đới nứt nẻ hoặc quỹ đạo khoan chưa đến được.

Bơm ép nước cho đến nay là giải pháp hiệu quả nhất góp phần quan trọng tăng lưu lượng các giếng, ổn định tỷ số khí - dầu, nâng cao hệ số thu hồi dầu và đặc biệt là ổn định sản lượng dầu khai thác khối Trung tâm tầng móng Bạch Hổ. Tuy nhiên, bơm ép nước chỉ hiệu quả ở các khu vực kiến tạo dập vỡ mạnh, các đới nứt nẻ liên thông tốt, độ thấm tốt và sẽ không hiệu quả ở các 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 ít liên thông, độ thấm kém. Bơm ép nước duy trì áp suất vỉa trên áp suất bão hòa cũng không phải hiệu quả ở tất cả các giai đoạn khai thác, đặc biệt đối với giai đoạn cuối cần điều chỉnh theo hướng giảm.

Thách thức lớn nhất ở mỏ Bạch Hổ 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 100m, có nơi chỉ còn cách nóc móng 18m; hệ số thu hồi dầu của 2 khối Nam và Đông Bắc rất thấp, tương ứng là 1,9% và 1,3%; khai thác và nâng cao hệ số thu hồi dầu tầng móng từ các đới vi nứt nẻ vô cùng khó khăn.

Trên cơ sở phân tích cấu trúc địa chất và kiến tạo của mỏ Bạch Hổ, thành phần thạch học và tính chất đá chứa, tính chất dầu vỉa, trữ lượng tầng móng [1], đánh giá thực trạng khai thác [2], tác giả đề xuất các giải pháp công nghệ, kỹ thuật cụ thể cho từng khu vực và đối tượng nhằm nâng cao hệ số thu hồi dầu giai đoạn cuối đối tượng móng mỏ Bạch Hổ.

Trong Kỳ III và cũng là kỳ cuối của công trình này, tác giả tập trung phân tích xác định vị trí, trữ lượng dầu còn lại trong đá móng mỏ Bạch Hổ; làm rõ cơ chế hình thành, cấu trúc không gian rỗng tầng móng; đặc trưng thấm chứa, cơ chế dòng chảy trong cấu trúc không gian rỗng của tầng móng; đề xuất các giải pháp công nghệ - kỹ thuật cho từng đối tượng/từng khu vực để khai thác hiệu quả đối tượng móng mỏ Bạch Hổ trong giai đoạn cuối.

**Từ khóa:** Nâng cao hệ số thu hồi dầu, móng, áp suất vỉa, mỏ Bạch Hổ, khai thác giai đoạn cuối.

### 1. Mở đầu

Đánh giá thực trạng cho thấy thách thức lớn trong việc khai thác thân dầu trong tầng đá móng mỏ Bạch Hổ là: tính chất bất đồng nhất rất cao về độ rỗng, độ thấm chứa; trữ lượng dầu có thể thu hồi đang nằm rải rác ở tất cả các khối mỏ Bạch Hổ, trong đó ở 1 số bể khu vực dầu tồn dư còn lớn, mới chỉ khai thác 1,3 - 1,9% trữ lượng; khai thác và nâng cao hệ số thu hồi dầu từ các đới vi nứt nẻ vô cùng khó khăn; chưa có công nghệ phù hợp ở các giếng (kể cả giếng chủ lực) đều có tình trạng ngập nước; tài liệu 3D - 4C mới nhất cho thấy mặt nóc móng tại một số vị trí có sự khác biệt so với tài liệu trước đây.

Những thách thức đó cần có các nghiên cứu nghiêm túc để lý giải, với mục tiêu khai thác được thêm từ các khu vực dầu còn tồn đọng, đặc biệt trong đới vi nứt nẻ và nứt nẻ 1 chiều không liên thông. Những vấn đề cần nghiên cứu bao gồm: xác định vị trí trữ lượng dầu còn lại trong đá móng mỏ Bạch Hổ; nghiên cứu cơ sở khoa học, làm rõ thêm về cơ chế hình thành, cấu trúc không gian rỗng tầng móng; đặc trưng thấm chứa, cơ chế dòng chảy trong cấu trúc không gian rỗng của tầng móng; xây dựng phương pháp luận khoa học để khai thác đối tượng tầng móng mỏ Bạch Hổ giai đoạn cuối.

## 2. Xác định vị trí trữ lượng dầu còn lại trong đá móng mỏ Bạch Hổ

Việc xác định trữ lượng dầu còn lại trong các khu vực và không gian rỗng có ý nghĩa đặc biệt quan trọng trong việc tìm ra giải pháp công nghệ khai thác phù hợp. Theo dõi quá trình khai thác thân dầu trong đá móng Bạch Hổ trong thời gian dài, tác giả nhận định vào cuối giai đoạn khai thác, trữ lượng dầu còn lại trong đá móng mỏ Bạch Hổ đang tồn tại ở những vị trí sau:

- Tồn tại trong các khe nứt, hang hốc chưa khai thác ở nóc của thân dầu nơi đá chứa bị đập vỡ mạnh, nát vụn.
- Dầu dư bão hòa (saturated oil residues) còn lại chưa quét hết trong hệ thống khe nứt lớn (macro) ở giữa thân dầu; trữ lượng dầu bị kẹt trong đới vi nứt nẻ của thân dầu chưa đủ điều kiện khai thác trước đây; trữ lượng bị kẹt trong các nứt nẻ 1 chiều không liên thông [3].
- Trữ lượng còn lại ở nóc móng nhỏ cao mà trước đây chưa xác định được và chưa mở vỉa.
- Trữ lượng còn lại ở những thể tích chưa xác định chính xác đới nứt nẻ hoặc quỹ đạo khoan chưa đến được.

Để khai thác trữ lượng dầu còn lại này đòi hỏi phải có giải pháp đặc biệt để khai thác hiệu quả. Đây chính là sự khác biệt 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 chính của công trình này.

## 3. Cơ sở khoa học, phương pháp luận khai thác đối tượng móng mỏ Bạch Hổ trong giai đoạn cuối

Cơ sở lý luận/cơ sở khoa học và phương pháp luận khoa học khai thác dầu đối tượng móng giai đoạn cuối gồm các nội dung sau: (i) Cơ chế và quá trình hình thành không gian rỗng trong đá móng; (ii) Quá trình dịch chuyển và hình thành thân dầu trong đá móng; (iii) Đặc trưng thẩm chứa, cơ chế dòng chảy trong cấu trúc không gian rỗng của đá móng; (iv) Xây dựng phương pháp luận khai thác đối tượng móng giai đoạn cuối.

### 3.1. Cơ chế và quá trình hình thành không gian rỗng trong đá móng

Hệ thống không gian rỗng trong đá móng được hình thành và biến đổi qua nhiều quá trình địa chất như: Quá trình co giảm thể tích khi magma đông cứng; các hoạt động kiến tạo; các hoạt động thủy nhiệt và quá trình phong hóa, cụ thể:

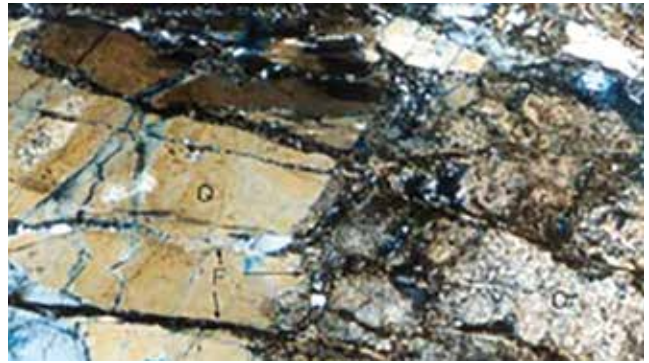
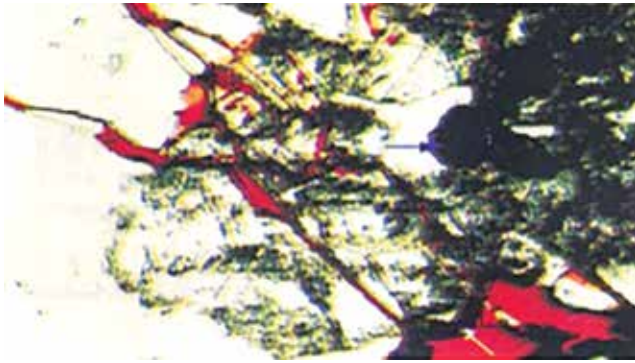
- Quá trình co giảm thể tích khi magma đông cứng: Trong quá trình magma đông cứng, sự co giảm thể tích của khối đá sẽ dẫn đến hình thành không gian rỗng, mạng lưới khe nứt đầu tiên không đồng nhất phụ thuộc vào thành phần khoáng vật tạo đá (thành phần thạch anh bị co giãn và rạn nứt nhiều nhất) và chiều sâu. Có thể trong giai đoạn này, không gian rỗng, khe nứt được tạo thành chưa đóng vai trò thẩm chứa hiệu dụng do mức độ liên thông kém. Tuy nhiên, các nứt nẻ này có nhiều khả năng sẽ liên thông với các hệ thống đứt gãy, nứt nẻ được tạo thành ở giai đoạn sau (do các hoạt động kiến tạo, phong hóa...) tạo nên không gian thẩm chứa hiệu dụng.

- Quá trình biến đổi do các hoạt động kiến tạo: Các hoạt động kiến tạo đóng vai trò chính trong quá trình hình thành hệ thống không gian rỗng trong đá móng. Quá trình dịch chuyển các khối đá sẽ tạo ra đới phá hủy kiến tạo với rất nhiều nứt nẻ dọc theo đứt gãy chính. Mức độ nứt nẻ, vỡ vụn của đá móng phụ thuộc vào cường độ hoạt động kiến tạo của từng khu vực và thành phần khoáng vật của đá móng. Đá có chứa thành phần khoáng vật cứng, giòn (như thạch anh) dễ bị vỡ vụn và sẽ tạo thành nhiều khe nứt hơn so với đá có chứa thành phần khoáng vật có tính mềm và dẻo. Ở các khu vực khác nhau, cường độ hoạt động kiến tạo khác nhau cùng với sự phân bố thành phần khoáng vật trong đá khác nhau dẫn đến hình thành các đới nứt nẻ, đập vỡ khác nhau về mật độ, độ mở, chiều dài khe nứt. Như vậy do các hoạt động kiến tạo đã hình thành mạng lưới khe nứt với đặc trưng thẩm chứa bất đồng nhất cao của không gian rỗng trong đá móng.

Tại mỏ Bạch Hổ, theo số liệu thống kê của Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro", tại khu vực móng trung tâm nơi phân bố chủ yếu đá granite (hàm lượng thạch anh > 20%) thì cường độ nứt nẻ và lưu lượng các giếng dầu cao hơn nhiều so với khu vực phía Bắc, nơi tồn tại nhiều đá có hàm lượng thạch anh thấp (< 20%).

- Quá trình biến đổi do các hoạt động thủy nhiệt: Các hệ thống khe nứt đã hình thành tạo điều kiện thuận lợi cho sự di trú của nguồn nước vỉa. Nước vỉa ở điều kiện áp suất và nhiệt độ cao có vai trò là dung môi hòa tan và rửa trôi khỏi đá nguyên sinh các khoáng vật tạo đá kém bền vững và tạo thành các hang hốc, mở rộng kích thước các khe nứt, làm gia tăng khả năng thẩm chứa của đá móng.

Tuy nhiên, sau đó dung dịch thủy nhiệt ngấm dẫn vào đá và các phản ứng hóa học đã xảy ra hình thành nên các khoáng vật mới lấp vào các lỗ hổng, khe nứt đã được hình



Hình 1. Các nứt nẻ lớn và vi nứt nẻ trên đá móng granite

thành trước đó, làm giảm khả năng thấm chứa của đá móng. Như vậy, quá trình biến đổi do các hoạt động thủy nhiệt vừa làm gia tăng khả năng thấm chứa (ở giai đoạn đầu) vừa làm giảm không gian thấm chứa (ở giai đoạn sau). Kết quả của quá trình biến đổi thủy nhiệt góp phần tăng mức độ bất đồng nhất của không gian rỗng trong đá móng nứt nẻ.

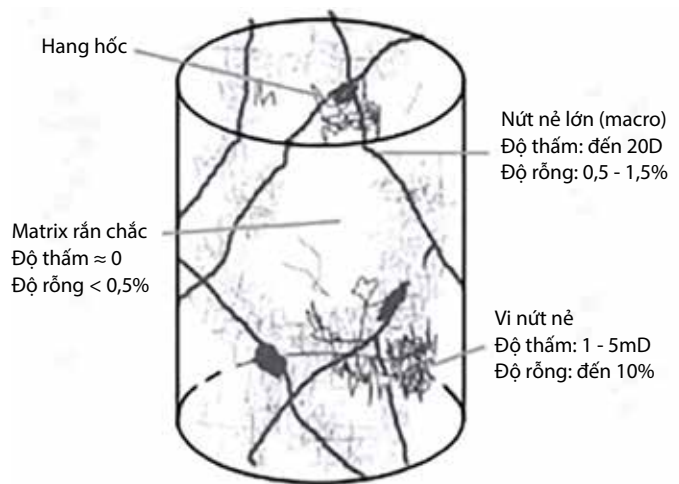
- Quá trình biến đổi do hoạt động phong hóa: Do hoạt động phong hóa xảy ra quá trình rửa trôi các khoáng vật kém bền vững, tạo thêm các khoảng rỗng thứ sinh và làm tăng thêm khả năng thấm chứa. Tuy nhiên trong quá trình phong hóa tiếp theo, một lượng khoáng vật bị rửa trôi lại lấp vào các khoảng rỗng đã hình thành trước đó.

Tại mỏ Bạch Hổ: Tài liệu của Vietsovpetro cho thấy có khoảng 70 - 80% các khe nứt có độ mở khá nhỏ (vi khe nứt); 20 - 30% khe nứt còn lại có độ mở dao động trong khoảng khá lớn từ 0,2 - 1cm, đôi khi đến hàng chục cm.

Như vậy, quá trình biến đổi địa chất (co giảm thể tích, hoạt động kiến tạo, thủy nhiệt và phong hóa) đã hình thành nên hệ thống không gian rỗng, nứt nẻ, hang hốc ở đối tượng đá móng với đặc trưng bất đồng nhất cao về khả năng thấm chứa, phụ thuộc vào cường độ các hoạt động kiến tạo, thành phần khoáng vật của đá móng. Cấu trúc phức tạp đó không những gồm các nứt nẻ lớn và nhỏ mà còn có các nứt nẻ có khả năng lưu thông 2 chiều và các nứt nẻ chỉ lưu thông 1 chiều.

### 3.2. Quá trình dịch chuyển và hình thành thân dầu trong đá móng

Dầu không sinh ra trong đá móng. Trước khi xảy ra hoạt động kiến tạo, khối đá móng là khối đá chặt sít, hoặc có khe nứt nhưng bị lấp đầy bởi các khoáng vật



Hình 2. Bản vẽ mô hình cấu trúc không gian rỗng đặc trưng của đá móng

thứ sinh. Giả thiết rằng, các trầm tích bao bọc bên trên và quanh móng (tại Bạch Hổ là tầng Oligocene) đã bão hòa dầu trước khi xảy ra các hoạt động kiến tạo.

Khi hoạt động kiến tạo xảy ra, các trầm tích Oligocene do "đẻo" hơn, có thể chịu được ứng suất cao hơn nên giữ được trạng thái ban đầu, còn khối đá móng do "giòn" hơn nên bị nứt tạo ra mạng khe nứt. Hệ thống khe nứt (hệ thống không gian rỗng) trong khối đá móng được hình thành dẫn đến hiện tượng gia tăng thể tích của đá móng<sup>1</sup>.

Khối thể tích của các khe nứt tăng thêm này cộng với các loại khe nứt có thể có trước đó trong móng tạo thành không gian rỗng có áp suất rất thấp (theo Aguilera có thể là chân không, hoặc theo Mirzadzandade có thể là áp suất âm tại một thời điểm cực ngắn khi móng bị nứt) tạo ra chênh lệch áp suất giữa tầng trầm tích bao bọc bên trên và xung quanh (tầng Oligocene) và tầng móng. Dầu và nước sẽ nhanh chóng di chuyển từ tầng trầm tích xung quanh (Oligocene) vào các khe nứt trong tầng móng, trước hết là di chuyển vào các khe nứt lớn và dần dần thấm thấu vào các khe nứt nhỏ cho đến khi áp suất được tái cân bằng.

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

### 3.3. Về đặc trưng thấm chứa, cơ chế dòng chảy trong cấu trúc không gian rỗng của đá móng

Kết quả nghiên cứu cho thấy, độ rỗng của đá chứa có 3 dạng với đặc trưng thấm chứa và cơ chế dòng chảy như sau:

- Độ rỗng giữa các tinh thể của đá (độ rỗng cấu trúc) có kích thước nhỏ hơn 0,01mm, 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, do với công nghệ hiện nay không đủ điều kiện hoặc không hiệu quả để huy động được lượng dầu này vào quá trình khai thác (?!).

- Độ rỗng nhỏ là các nứt nẻ có kích thước nhỏ từ 0,01 - 0,1mm. 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 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 - 5mD, phụ thuộc vào tính dính ướt và mao dẫn của đá chứa nứt nẻ. Trong các đới vi nứt nẻ, do độ thấm rất nhỏ nên dù có tối đa giá trị gradient chênh áp của dòng nước bơm ép có thể tạo ra (3at/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. Bên cạnh độ rỗng nhỏ là độ rỗng lớn, nên không thể dùng lực bơm ép để đẩy được dầu ra khỏi không gian rỗng nhỏ này.

- Độ rỗng lớn là các khe nứt lớn và hang hốc, có kích thước trên 0,1mm (phổ biến là trên 0,5mm, có khi lên đến hàng cm), chủ yếu liên kết nhau thành hệ thống.

Giá trị độ rỗng nứt nẻ hang hốc không lớn, được xác định khoảng 0,5 - 1,5%, nhưng độ thấm lên đến 20 darcy, nên có vai trò quyết định đến tính thấm chứa, với khoảng 80% lượng dầu thu hồi được từ không gian rỗng đó. Theo kết quả thí nghiệm hệ số đẩy dầu bởi nước ở độ mở nứt nẻ 100 - 500 micrometer có độ thấm từ 60 - 3.100mD đạt giá trị cao với  $h = 0,886$ . Như vậy, các nứt nẻ hang hốc lớn là không gian chứa quan trọng ở đá móng với độ thấm cao sẽ là các kênh dẫn chủ đạo cho dòng dầu trong quá trình khai thác, đồng thời cũng là kênh 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.

Với cơ sở lý thuyết và thực tế có thể khẳng định sự tồn tại môi trường 2 độ rỗng ở đối tượng đá móng nứt nẻ

granitoid mỏ dầu Bạch Hổ. Nói 2 độ rỗng là ước lệ, thực tế là nhiều độ rỗng.

Trên cơ sở số liệu nghiên cứu không gian rỗng, nứt nẻ, hang hốc ở đối tượng đá móng mỏ Bạch Hổ nói riêng và toàn bể Cửu Long nói chung có thể phân chia thành 2 nhóm chính:

- Đới nứt nẻ lớn đóng vai trò là kênh dẫn chính chất lưu trong quá trình khai thác.

- Đới vi nứt nẻ có vai trò chứa và cung cấp lưu chất cho đới nứt nẻ lớn.

Ngoài ra còn độ hở cấu trúc (môi trường matrix) trong đá móng, tuy nhiên môi trường này không có vai trò và không tham gia vào quá trình khai thác.

### 3.4. Nghiên cứu, xây dựng phương pháp luận khai thác dầu đối tượng móng giai đoạn cuối

Để khai thác trữ lượng còn lại ở các khu vực khác nhau, độ nứt nẻ, thấm chứa khác nhau thì cần áp dụng công nghệ khác nhau. Phương pháp luận khai thác dầu còn tồn đọng trong các đới vi nứt nẻ, bị kẹt trong các khối tù hoặc các nứt nẻ 1 chiều không liên thông thuộc thân dầu đá móng giai đoạn cuối được 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" Tác giả nghiên cứu và đề xuất áp dụng quy luật và nguyên lý trên vào khai thác dầu trong móng Bạch Hổ giai đoạn cuối nơi đá chứa tồn tại tính chất bất đồng nhất cao.

#### 3.4.1. Về quy luật

Tầng móng mỏ Bạch Hổ do tính bất đồng nhất cao về độ thấm chứa nên trong quá trình khai thác ở giai đoạn phát triển và giai đoạn ổn định, trữ lượng vẫn còn tồn đọng trong đới vi nứt nẻ hoặc nứt nẻ 1 chiều mà chưa đủ điều kiện để khai thác.

Hiện tại, quá trình khai thác - bơm ép đang tạo môi trường móng ổn định - cân bằng. Nếu duy trì phương pháp khai thác cũ, bơm ép cũ tức là duy trì cân bằng cũ thì dầu còn tồn ở đâu sẽ bất động ở đấy. Do vậy, cần 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/tăng nhiệt độ. Giảm áp suất vừa tạo mất cân bằng áp suất, vừa tách khí; tăng nhiệt độ sẽ giảm độ nhớt, dầu linh hoạt hơn, dễ dàng chuyển động hơn ra nứt nẻ lớn. Giảm áp suất bằng cách giảm bơm ép nước. Tăng

niệt độ bằng các nghiên cứu bơm ép nước vỉa nóng vào lại vỉa.

Khi ở giai đoạn cuối, đề xuất giảm 10%, 20%, 30% áp suất vỉa, 70% năng lượng vỉa còn lại vẫn đủ để dịch chuyển dầu vì hệ số khí - dầu tầng móng Bạch Hổ cao, hơn nữa khai thác chuyển sang giai đoạn gaslift.

Để nâng cao hiệu quả khai thác giai đoạn cuối, từng khu vực có thể bơm ép theo chu kỳ để vừa đẩy dầu ra khỏi nút nẻ lớn; vừa tạo ra mất cân bằng mới liên tục.

### 3.4.2. Về nguyên lý

Trong quá trình kiến tạo xảy ra, hệ thống không gian rỗng (các khe nứt) trong đá móng được hình thành. Bên trong hệ thống không gian rỗng đó, áp suất ban đầu rất thấp (có thể bằng không hoặc áp suất âm trong một thời điểm tức thời cực ngắn), là thời điểm xung động cực đại có thể gây ra sóng thần trên mặt biển và bắt đầu các chuyển động của dòng dầu, nước từ các tầng xung quanh áp suất cao vào các khe nứt lớn áp suất thấp trong tầng móng. Tiếp theo, khối đất đá tự sắp xếp và cân bằng lại (thời điểm thường thấy các dư chấn), lúc này áp suất trong các khe nứt vẫn còn thấp nên dầu nước tiếp tục chuyển động từ các tầng trầm tích bên trên và xung quanh có áp suất cao vào tầng móng, trước hết là lấp đầy các khe nứt lớn, độ thấm cao và tiếp theo là thấm thấu vào các khe nứt nhỏ cho đến khi cân bằng áp suất giữa trong và ngoài móng.

Đây là quá trình vào được (dầu từ nơi khác vào móng). Vào được thì ra được miễn 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.

Đối với thân dầu trong đá móng, dầu chuyển động và nạp vào tầng móng theo thứ tự: nạp vào các nút nẻ, hang hốc lớn trước, tiếp theo thấm thấu và nạp vào các nút nẻ nhỏ sau. Dầu trong quá trình khai thác được huy động từ hệ thống nút nẻ lớn trước, tiếp theo là từ các nút nẻ nhỏ sau.

Trong quá trình khai thác, cần hiểu thật rõ nguyên lý này để triển khai bơm ép nước với lưu lượng và tốc độ phù hợp, đảm bảo không làm cản trở quá trình khai thác dầu từ hệ thống nút nẻ nhỏ và tạo điều kiện để khai thác tối đa dầu từ đới vi nút nẻ ra hệ thống nút nẻ lớn.

Ở khu vực dầu nạp vào càng dễ thì ra càng dễ, dầu nạp vào khó thì ra cũng khó. Ở đầu dầu vào trước thì ra trước, dầu vào sau thì ra sau.

Trước: Áp suất bên ngoài cao, áp suất bên trong thấp → dầu đi vào.

Hiện nay: Áp suất bên ngoài thấp, áp suất bên trong cao → dầu đi ra.

Điều kiện là tạo ra và duy trì được áp suất bên ngoài đủ thấp để đưa dầu ra.

Với đặc điểm khối đá móng có tính chất bất đồng nhất rất cao nên áp suất được duy trì đối với từng khu vực là khác nhau, với từng thời điểm cũng khác nhau.

Trong giai đoạn khai thác cuối, tác giả đề xuất phương pháp thay đổi hệ số bơm ép - khai thác theo hướng giảm để duy trì trường áp suất vỉa ở tầng móng với mức trung bình dưới áp suất bão hòa và tạo chênh lệch áp suất đủ để huy động dầu từ đới vi nút nẻ kết hợp bơm ép nước theo chu kỳ thay đổi từ tối đa đến tối thiểu cho phép và ngược lại để tạo ra trạng thái mất cân bằng tạm thời. Trạng thái đó sẽ làm tăng sự chuyển động dầu từ môi trường vi nút nẻ vào hệ thống nút nẻ và sau đó tiếp tục được lượng nước bơm ép có bổ sung hóa chất hoạt động bề mặt tăng cường quét đẩy lên phía trên.

## 4. Đề xuất giải pháp công nghệ - kỹ thuật cụ thể cho từng khu vực và đối tượng

Đối với móng cần đặc biệt lưu ý đến tính bất đồng nhất về độ thấm chứa rất cao nên móng mỏ A ≠ mỏ B (Bạch Hổ ≠ Rỗng ≠ Sư Tử Đen). Ngay trong 1 mỏ các khu vực có tính chất khác nhau (phụ thuộc vào thành phần thạch học, mức độ hoạt động kiến tạo...) nên cần áp dụng giải pháp khác nhau.

### 4.1. Khối Trung tâm (kiến tạo dập vỡ mạnh, độ thấm tốt)

Khối Trung tâm có trữ lượng lớn nhất, tập trung nhiều giếng có hệ số sản phẩm rất cao. Dù ở giai đoạn cuối quá trình khai thác nhưng khối Trung tâm vẫn cho sản lượng chính và có nhiều tiềm năng để gia tăng hệ số thu hồi dầu. Vì vậy, mục tiêu và giải pháp đối với khối Trung tâm trong giai đoạn này là:

- Mục tiêu: Khai thác hiệu quả trữ lượng dầu còn lại ở trên thân dầu đá móng kể cả dầu bị kẹt lại trong nút nẻ lớn chưa khai thác hết và bị kẹt trong các vi nút nẻ và nút nẻ 1 chiều. Gia tăng hệ số thu hồi dầu (thêm một vài %) đối với mỏ dầu khổng lồ Bạch Hổ có giá trị lớn trong giai đoạn hiện nay khi sản lượng khai thác đang suy giảm nhanh.

- Giải pháp: Trữ lượng dầu còn lại ở khối Trung tâm đang tồn tại ở 3 khu vực: đới vi nút nẻ và các nút nẻ 1 chiều không liên thông; khu vực nóc móng; khu vực mặt móng nhô cao chưa khoan đến hoặc chưa mở vỉa. Căn cứ

vào các luận cứ và phương pháp luận khoa học trên, tác giả đề xuất giải pháp với 3 khu vực vĩa, cụ thể như sau:

#### 4.1.1. Giải pháp khai thác dầu còn lại chưa thu hồi đang tồn tại trong đới vi nứt nẻ và các nứt nẻ 1 chiều không liên thông

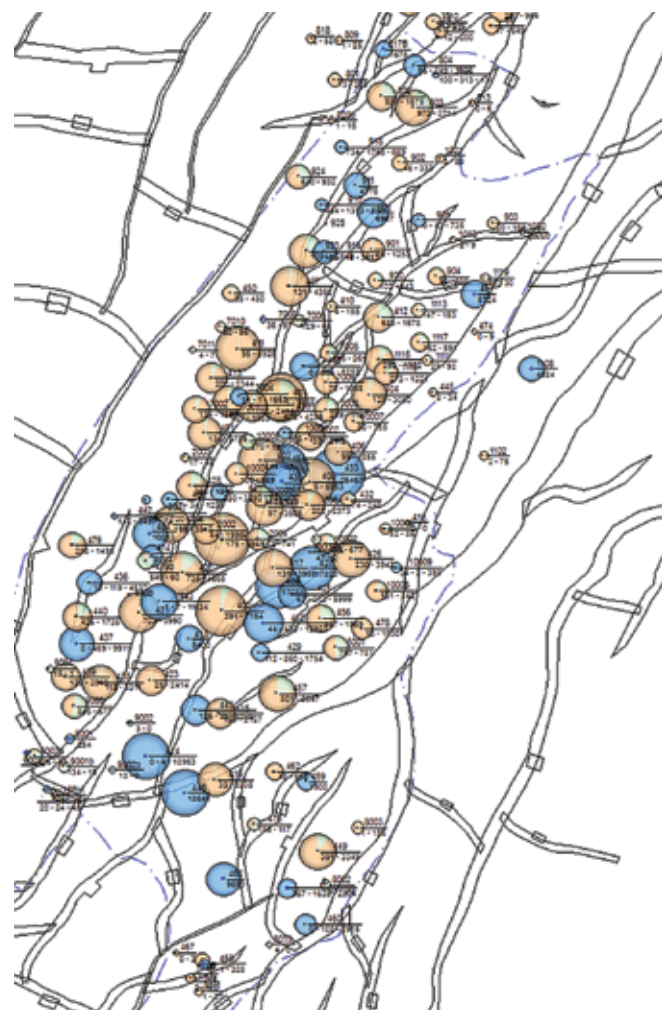
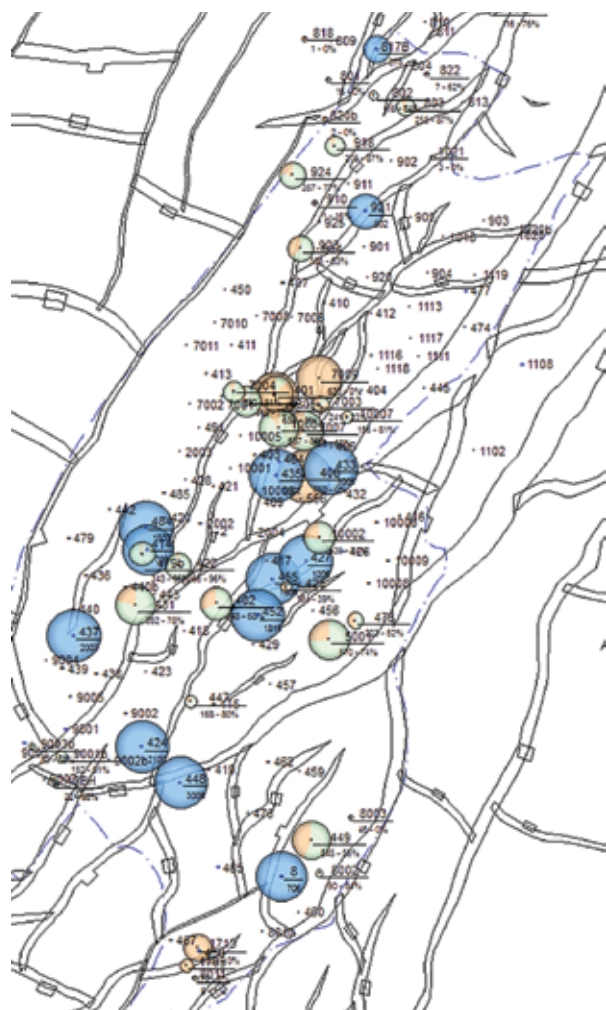
Giải pháp đề xuất đối với khu vực này gồm: (i) Giảm áp suất vỉa xuống dưới áp suất bão hòa; (ii) Lựa chọn và áp dụng các giải pháp công nghệ tác động lên vỉa nhằm tăng hệ số tiếp xúc - bao trùm (contact coefficient), tăng hệ số quét (sweeping coefficient) và tăng hệ số đẩy (displacement coefficient) của chất lỏng bơm ép; (iii) Lựa chọn và áp dụng các giải pháp tác động lên vùng cận đáy giếng; (iv) Áp dụng phương pháp khai thác hỗn hợp gaslift - bơm điện chìm trong cùng 1 giếng; (v) Áp dụng giải pháp ngăn cách vỉa bị ngập nước.

##### a. Giải pháp giảm áp suất vỉa xuống dưới áp suất bão hòa

Đề xuất cụ thể của giải pháp được lựa chọn trên cơ sở xem xét cụ thể các ưu, nhược điểm của từng phương án và lựa chọn như sau [4]:

- Phương án tiếp tục bơm ép nước để duy trì áp suất vỉa như ở mức hiện nay

Ưu điểm của phương án này là dễ thực hiện theo quy trình công nghệ - kỹ thuật có sẵn; chi phí duy trì áp suất vỉa thấp; chi phí cho khai thác cơ học thấp (do duy trì áp suất vỉa cao, các giếng khai thác ở chế độ tự phun); tránh được nguy cơ mở rộng mũ khí cục bộ ở nóc vỉa xuống sâu hơn của thân dầu. Có thể đạt hệ số thu hồi dầu ở mức cao nhất cho thân dầu phía trên còn lại khi có sự kết hợp một cách hiệu quả hiệu ứng phi cân bằng nhờ duy trì áp suất vỉa ở mức tối ưu [5, 6] với việc gia tăng hệ số quét/đẩy dầu bằng nước bởi ranh giới dầu nước đã được thiết lập đều trên toàn bộ thân dầu và do đó hiệu ứng phân lắng trọng lực cũng phát huy hiệu quả cao nhất. Hơn nữa, việc điều chỉnh ranh giới dầu nước dịch chuyển đều từ dưới lên ít phức tạp hơn trước do cách xa đới bơm ép làm giảm nguy cơ hình thành lưới nước cục bộ. Có khả năng tạm thời duy trì tổng sản lượng dầu khai thác mức cao trong một thời gian ngắn nhất định.



Hình 3. Sơ đồ khối Trung tâm. Nguồn: Vietsovpetro

Nhược điểm của phương án này là: Hàm lượng nước trong sản phẩm khai thác sẽ tăng do các giếng chủ lực bị ngập nước (nguy hiểm, khó kiểm soát), sản lượng khai thác dầu suy giảm nhanh. Giải pháp truyền thống là cách ly phía dưới và chuyển lên khai thác ở đới nông hơn khó thực hiện khi ranh giới dầu nước lên quá cao. Nếu tiếp tục bơm ép nước cần phải đầu tư cho khai thác cơ học và có thể khoan thêm giếng trên nóc cấu tạo nhưng tác giả đánh giá hiệu quả sẽ không cao khi mà hàng loạt giếng khoan sẽ bị ngập nước cùng một lúc. Không huy động được trữ lượng dầu còn tồn tại trong các đới vi nứt nẻ và nứt nẻ 1 chiều không liên thông trên toàn bộ thân dầu.

- Phương án dùng bơm ép nước và khai thác tận thu bằng phương pháp cơ học

Ưu điểm của phương án này là dễ thực hiện; không cần chi phí cho việc duy trì áp suất vỉa; có thể giảm được hàm lượng nước trong sản phẩm khai thác. Có thể đạt hệ số thu hồi dầu ở mức cao cho đới nông của thân dầu từ 3.300m trở lên do gia tăng hệ số huy động dầu từ hệ thống vi nứt nẻ nhờ áp suất vỉa giảm và hiệu ứng mở rộng mũ khí cục bộ, do gia tăng hệ số quét vì nguy cơ hình thành lưới nước cục bộ giảm và do tuổi thọ của quá trình khai thác dầu được kéo dài hơn.

Nhược điểm của phương án này là: Chi phí cho khai thác cơ học cao (khi áp suất vỉa giảm, các giếng khai thác không thể làm việc ở chế độ tự phun); cần chi phí lớn để khoan thêm giếng khai thác mới ở phần dưới của thân dầu để gia tăng sản lượng khai thác; sẽ mở rộng mũ khí cục bộ ở nóc vỉa xuống khu vực sâu hơn của thân dầu. Do áp suất vỉa giảm mạnh, sản lượng dầu khai thác khó duy trì ở mức cao trong vòng 2 - 3 năm tới, trong khi đó việc khai thác cơ học và khoan thêm giếng khó có thể bù đắp được sự thiếu hụt này.

- Phương án giảm dần bơm ép nước đến mức áp suất vỉa xuống dưới áp suất bão hòa

Hiện nay tại nhiều khu vực, ranh giới dầu nước chỉ cách nóc móng dưới 100m, các phương án cần được xem xét là: giảm lưu lượng bơm đối với từng giếng, giảm tổng sản lượng bơm ép khu vực móng trung tâm; không nên bơm ép với hệ số 100% như hiện nay; giảm áp suất vỉa đến mức dưới áp suất bão hòa; tiếp tục lựa chọn giếng sâu, vùng rìa vòm trung tâm bơm với tốc độ chậm, tạo ranh giới dầu nước phẳng đều.

Ưu điểm của phương án này là giảm được hàm lượng nước trong sản phẩm khai thác; tránh được hiện tượng ngập nước hàng loạt, tránh được nguy cơ ảnh hưởng trực tiếp đến sản lượng khai thác năm 2018 và các năm tiếp

theo; kéo dài được tuổi thọ các giếng ở khu vực gần ranh giới dầu nước; kiểm soát được quá trình ngập nước các giếng. Nâng cao hệ số thu hồi dầu khí, huy động thêm được lượng dầu từ các đới vi nứt nẻ và nứt nẻ 1 chiều khi áp suất vỉa giảm, kết hợp bơm quét từ 4.000m lên trên.

Nhược điểm của phương án này là một số giếng khai thác có thể giảm lưu lượng; việc giảm áp suất vỉa xuống dưới áp suất bão hòa, có thể dần dần sẽ hình thành mũ khí nhân tạo.

- Phương án dùng bơm ép nước và duy trì áp suất vỉa như ở mức hiện nay bằng bơm ép khí (N, CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub>)

Ưu điểm của phương án này là có khả năng duy trì được mức sản lượng dầu khai thác cao trong vòng 2 năm tới do duy trì được áp suất vỉa ở mức cao tương đối; có thể giảm được hàm lượng nước trong sản phẩm khai thác. Có thể đạt hệ số thu hồi dầu ở mức cao cho đới nông của thân dầu do gia tăng hệ số đẩy dầu từ đới vi nứt nẻ nhờ áp suất vỉa giảm và hiệu ứng mở rộng mũ khí do bơm ép, do gia tăng hệ số bao quét nhờ nguy cơ hình thành lưới nước cục bộ thấp và do sự kéo dài tuổi thọ của quá trình khai thác dầu. Ngoài ra, hiệu ứng phi cân bằng nhờ duy trì áp suất vỉa ở mức tối ưu cũng tác động làm tăng hiệu quả khai thác và hệ số thu hồi dầu ở phần dưới còn lại của vỉa dầu.

Nhược điểm của phương án này là rất khó thực hiện vì quy trình công nghệ - kỹ thuật rất phức tạp và chưa có sẵn; khó cung cấp nguồn khí và chi phí cho việc duy trì áp suất vỉa rất cao; cần chi phí cho khai thác cơ học (khi áp suất vỉa giảm, nhiều giếng khai thác không thể làm việc ở chế độ tự phun); cần chi phí để khoan thêm giếng khai thác mới ở dưới của thân dầu để gia tăng sản lượng khai thác. Khó kiểm soát việc mở rộng mũ khí cục bộ ở nóc vỉa xuống phần sâu hơn của thân dầu; tuổi thọ khai thác vỉa có thể bị kéo dài; rất khó đánh giá hiệu quả kinh tế - kỹ thuật và tính khả thi.

Như vậy, trên cơ sở phân tích ưu - nhược điểm của từng phương án trên, theo tác giả phương án giảm dần bơm ép nước đến mức áp suất vỉa xuống dưới áp suất bão hòa là phương án có tính khả thi và mang lại hiệu quả kinh tế - kỹ thuật cao nhất. Hiệu quả của phương án này phụ thuộc vào kết quả điều hành quá trình bơm ép nước và khai thác dầu sao cho ranh giới dầu nước dịch chuyển chậm đều từ dưới lên. Vì vậy, áp dụng phương án này đồng thời áp dụng triệt để các giải pháp kiểm soát trực tiếp, gián tiếp quá trình duy trì áp suất vỉa mà thực chất là kiểm soát sự chuyển động của dòng nước khi bơm vào vỉa. Nội dung chủ yếu của quá trình đó là tiến hành kiểm

tra và phân tích thường xuyên trạng thái ngập nước bằng các phương pháp trực tiếp (lấy mẫu, gây nhiễu thủy lực và thử giao thoa, đánh dấu phóng xạ, chất chỉ thị màu, phân tích vi lượng) và gián tiếp (áp dụng các thuyết entropy, fractal, isocor, phân tích tương hỗ Spearman, phân tích hệ số gini... [7 - 9]).

Trong số các phương pháp gián tiếp thì phân tích tương quan hạng Spearman là phương pháp thích hợp, thuận tiện để phân tích nhanh và cung cấp thông tin đáng tin cậy về mối liên hệ giữa các giếng khoan trong hệ thống bơm ép - khai thác cũng như trạng thái khai thác của vỉa dầu trong đá móng như Bạch Hổ để giải quyết những vấn đề chính sau:

- Xác định nhanh nguyên nhân chính gây ngập nước các giếng khai thác do chế độ bơm ép nước và khai thác dầu chưa hợp lý, từ đó đề xuất biện pháp điều chỉnh để khai thác hiệu quả và an toàn.
- Xác định mối liên hệ thủy lực giữa các giếng khoan.
- Xác định hướng vận động của nước và dòng chảy chất lưu trong vỉa.
- Xác định các giếng bơm ép nước là nguồn gây ngập nước chính tại các giếng khai thác.
- Phân chia các giếng bơm ép và khai thác thành các nhóm khác nhau để điều chỉnh sản lượng một cách hợp lý.
- 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. Trên cơ sở đó, tăng cường bơm ép và khai thác các giếng ở vùng đồng tương quan thấp để tăng hệ số tương quan của các giếng trong vùng lên trung bình, giảm hệ số tương quan ở vùng đồng tương quan cao xuống trung bình để dự trữ năng lượng vỉa, tạo điều kiện ổn định ranh giới dầu nước, nâng cao hiệu quả khai thác bơm ép thuộc vùng tương quan cao nhưng không giảm khối lượng khai thác. Ở các vùng có mật độ tập trung cao các đường đồng tương quan có thể khoan thêm các giếng khai thác ở vị trí thích hợp [8 - 10].

Nếu có nguồn nước nóng bơm ép càng hiệu quả. Nghiên cứu sử dụng nguồn nước vỉa khai thác có nhiệt độ cao bơm quay trở lại vỉa.

- Thực hiện phương án giảm dần bơm ép nước đến mức áp suất vỉa xuống dưới áp suất bão hòa, đồng thời tiến hành các giải pháp duy trì và gia tăng sản lượng khai thác gồm: khoan bổ sung các giếng khai thác vào đới giữa; cắt thân thứ 2 và khoan thêm giếng xen kẽ vào khu vực

còn dầu (tương tự giếng 7010); tiếp tục chuyển các giếng lưu lượng thấp sang khai thác bằng gaslift [11].

#### *b. Lựa chọn và áp dụng các giải pháp công nghệ tác động lên vỉa sản phẩm*

Lựa chọn và áp dụng các giải pháp công nghệ tác động lên vỉa sản phẩm nhằm tăng hệ số tiếp xúc - bao trùm, tăng hệ số quét và hệ số đẩy của chất lỏng bơm ép để đạt mục tiêu nâng cao hệ số thu hồi dầu.

Nâng cao hệ số thu hồi dầu là một mục tiêu quan trọng của Vietsovpetro và Tập đoàn Dầu khí Việt Nam trong giai đoạn sản lượng dầu đang suy giảm như hiện nay.

Có nhiều phương pháp tác động hóa lý nhằm nâng cao hệ số thu hồi dầu như: bơm ép nước, bơm ép khí, dung dịch polymer, dung dịch chất hoạt động bề mặt, dung dịch vi sinh, bơm hơi nóng, gây cháy trong vỉa...

Ngoài phương pháp bơm ép nước duy trì áp suất vỉa được đánh giá là thành công nhất, Vietsovpetro đã thử nghiệm các giải pháp khác nhau nhưng chưa được áp dụng rộng rãi. Trong giai đoạn cuối khai thác mỏ Bạch Hổ với đặc trưng khối Trung tâm tầng móng và công nghệ của các phương pháp, đề xuất Vietsovpetro tiếp tục áp dụng các phương pháp sau:

- Phương pháp bơm ép chất hoạt động bề mặt

Về cơ chế nâng cao hệ số thu hồi dầu bằng bơm chất hoạt động bề mặt: Một yếu tố quan trọng của bất kỳ quá trình nâng cao hệ số thu hồi dầu nào là hiệu quả của việc đẩy dầu ra khỏi lỗ rỗng của đá, gồm dầu còn lại trong các vùng được quét bởi nước bơm ép và dầu còn lại trong các vùng không được quét hay được quét rất ít bởi nước bơm ép.

Quyết định đến hiệu quả của việc bơm ép làm tăng hệ số thu hồi và được phản ánh qua độ bão hòa dầu dư Sor (Saturated oil residues) là gia tăng hợp lý các hệ số quét  $\eta_s$ , hệ số đẩy  $\eta_d$  và hệ số tiếp xúc  $\eta_c$  được thể hiện trong hệ thức:

$$\eta = \eta_s \eta_d \eta_c$$

Nâng cao hệ số thu hồi dầu trong vỉa nứt nẻ tự nhiên bằng phương pháp bơm ép chất hoạt động bề mặt sẽ làm gia tăng hệ số đẩy dầu  $\eta_d$  thông qua việc tác động làm giảm áp lực mao dẫn, cải thiện tính dính của đá và sức căng bề mặt giữa 2 pha dầu nước.

Mặt khác, trong tầng móng có nhiều vi mao mạch - vi nứt nẻ. Dầu thường bị mắc lại trong các "bẫy" vi mao mạch - vi nứt nẻ. Nước bơm ép bình thường không đẩy dầu ra

khỏi “bẫy” vi mao mạch - vì nút nẻ, nhưng khi có lưu thể chất hoạt động bề mặt, dầu có thể thoát ra. Hình 4 giải thích cho cơ chế này: Góc tiếp xúc pha  $\theta_1$  (góc thấm ướt) giảm tối đa, kết quả lần lượt dẫn đến giảm khoảng cách  $r, r_1$  ở điểm tiếp xúc pha, rồi đến giảm áp suất ở vùng này lên thành mao mạch (trong thể tích chứa, nơi có bán kính càng lớn thì có áp suất càng cao và ngược lại), làm cho giọt dầu biến dạng, có diện tích bề mặt tiếp xúc với bề mặt đất đá vữa nhỏ nhất ở phía bên đầu có lưu thể chất hoạt động bề mặt. Nhờ đó, giọt dầu dễ dàng thoát khỏi “bẫy” vi mao mạch vữa với một lực đẩy nhỏ hơn trước.

Trong tình trạng ngập nước, ở vùng quét hiệu dụng, đối với lớp mao mạch lớn và trung bình, nói chung là vùng thấm cao, đặc biệt ở vùng gần phía giếng bơm ép, dầu chủ yếu chỉ còn dính trên bề mặt lõi lồi, hang hốc của vữa. Loại dầu này được lưu thể chất hoạt động bề mặt đẩy thêm, dồn về phía giếng khai thác. Dầu từ các “bẫy” vi mao mạch cũng dồn về phía vùng thấm cao này.

Trong bơm ép hóa phẩm, một số thông tin được sử dụng để đánh giá, dự đoán hiệu quả đẩy dầu của lưu thể đẩy. Một trong số đó là chỉ số mao dẫn  $N_c$ :

$$N_c = \frac{\mu \times v}{\delta \times \cos\theta}$$

Trong đó:

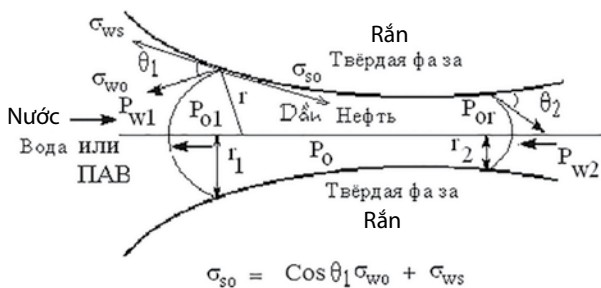
$\mu$ : Độ nhớt của lưu thể đẩy;

$v$ : Tốc độ của lưu thể đẩy;

$\delta$ : Sức căng bề mặt của lưu thể đẩy;

$\cos\theta$ : Cosin của góc thấm ướt  $\theta$ .

Chỉ số mao dẫn phản ánh mối tương quan giữa lực nhớt và lực mao dẫn. Nếu lực nhớt thắng được lực mao dẫn đang giữ giọt dầu trong “bẫy” vi mao mạch thì dầu dư sẽ được đẩy ra. Để gia tăng có hiệu quả hệ số thu hồi dầu phải tăng  $N_c$  lên. Nhưng để tăng  $N_c$  không thể tăng quá mức tốc độ bơm ép  $v$  mà chỉ có thể làm giảm sức căng bề mặt  $\delta$  và tăng độ nhớt  $\mu$  bằng cách tăng nồng độ chất hoạt động bề mặt và phụ gia tăng độ nhớt trong lưu thể đẩy. Nhưng cũng không thể tăng quá mức nồng độ



Hình 4. Mô hình giọt dầu trong “bẫy” vi mao mạch của vữa

phụ gia tăng độ nhớt vì sự hạn chế của áp suất đẩy, do đó đồng thời phải gia tăng hợp lý nồng độ chất hoạt động bề mặt và nồng độ phụ gia tăng độ nhớt.

Tỷ số linh động ( $M$ ) ảnh hưởng rất mạnh lên hiệu suất quét của các đối tượng vữa đã bị nước chọc thủng ranh giới dầu. Vì trong bơm ép nước thường không làm giảm được độ nhớt của dầu, nên muốn giảm tỷ số linh động phải tăng độ nhớt của lưu thể đẩy để làm giảm độ linh động. Nghĩa là tỷ số linh động  $M$  trong hệ thức:  $M = \frac{\lambda w}{\lambda o}$  càng nhỏ càng tốt.

Dầu thô móng mỏ Bạch Hổ có hàm lượng paraffin cao dẫn đến có độ nhớt cao. Trong khi nước bơm ép có độ nhớt rất thấp dẫn đến hiệu quả đẩy dầu thấp do tỷ số linh động giữa nước và dầu lớn. Để giảm sức căng bề mặt giữa pha dầu và nước nhằm tăng hiệu quả đẩy dầu, đồng thời tăng hệ số quét, có thể áp dụng phương pháp bơm chất hoạt động bề mặt kết hợp với bơm polymer. Phương pháp bơm ép này, hứa hẹn đem lại hiệu quả cao khi khả năng thu hồi dầu có thể lên đến 70% lượng dầu dư còn lại trong vữa sau quá trình khai thác thứ cấp, tuy nhiên cần một lượng lớn polymer. Vì vậy chi phí sẽ rất cao do polymer đắt và lựa chọn một loại polymer tương hợp tốt với chất hoạt động bề mặt sử dụng cho các vữa có nhiệt độ cao thường rất tốn kém.

Để khắc phục tình trạng này, các nghiên cứu gần đây đề xuất đưa vào dung dịch hoạt động bề mặt một lượng nhỏ polymer, có thể cải thiện được cả hiệu quả quét của dung dịch bơm ép và giảm sức căng bề mặt giữa 2 pha dầu và nước, dẫn đến gia tăng hệ số đẩy dầu.

Đối với đối tượng móng nút nẻ mỏ Bạch Hổ, ngoài các cơ sở đã nêu trên, độ nhớt của dầu trong vữa và sự tồn tại các đối vi nút nẻ luôn làm giảm hệ số thu hồi dầu, đây chính là tiền đề cần thiết cho việc áp dụng phương pháp bơm ép chất hoạt động bề mặt - polymer.

Hệ hóa phẩm được sử dụng trong bơm ép chất hoạt động bề mặt cho đối tượng móng là hệ IAMS-M2-P kết hợp với hàm lượng chất polymer hợp lý. Thành phần hóa phẩm hoạt động bề mặt IAMS-M2-P gồm:

+ IsoC1454PO sulfate: Đây là chất hoạt động bề mặt anion thuộc họ ALFOTERRA (được sản xuất tại Ý và Mỹ), tuy được sản xuất thương mại chưa lâu nhưng được sử dụng nhiều do có khả năng tan tốt trong nước biển và cho giá trị sức căng bề mặt dầu nước cực thấp, khoảng  $10^{-3}$  đến  $10^{-4}$  dyne/cm.

+ Nonylphenol ethoxylate (NP-9): Đây là chất hoạt động bề mặt nonion, sản phẩm của Dow Chemical. Chất

hoạt động bề mặt nonion này tan tốt trong nước biển, có khả năng chịu muối cao hơn so với các chất hoạt động bề mặt anion thông thường. NP-9 là một tác nhân phân tán và thấm ướt rất tốt.

+ Copolymer gốc acrylamide biến tính bền nhiệt AN-125. AN-125 được cung cấp bởi SNF (Pháp).

Đây là phương pháp tác động lên vỉa sản phẩm nhằm nâng cao hệ số thu hồi dầu phù hợp và cần được áp dụng cho đối tượng trung tâm móng mỏ Bạch Hổ.

- Phương pháp bơm khí nước luân phiên

Bơm ép khí nước luân phiên - WAG (Water Alternated Gas) là phương pháp nhằm giảm độ linh động của khí và tăng hiệu quả gia tăng thu hồi dầu. So với các phương pháp tăng cường thu hồi dầu - EOR (Enhanced Oil Recovery) khác, bơm ép khí là một phương pháp phù hợp với điều kiện của mỏ Bạch Hổ cho giai đoạn khai thác cuối.

Khi bơm khí nước luân phiên, độ linh động của khí giảm đáng kể đã làm tăng hiệu suất quét của khí. Kết hợp giữa bơm ép nước và khí làm giảm đáng kể lượng khí cần dùng cho bơm ép mà vẫn tăng lượng thu hồi dầu.

Đối với đá móng mỏ Bạch Hổ, với đặc điểm địa chất rất phức tạp: bề 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), do đó việc sử dụng các phương pháp hóa học trong thu hồi dầu tăng cường còn hạn chế.

Vietsovpetro đã bơm ép thử nghiệm luân phiên khí và nước vào giếng 437 tại tầng móng mỏ Bạch Hổ tạm thời chưa xác định được hiệu quả do lượng bơm khí nhỏ. Nhưng dựa trên điều kiện thực tế sản xuất, có sẵn nguồn khí đồng hành, Vietsovpetro cần tiếp tục hoàn thiện giải pháp bơm khí nước luân phiên để áp dụng, trước hết đối với đối tượng đá móng ở khu vực Nam vòm Trung tâm và tiếp theo trên phạm vi rộng cho tầng móng mỏ Bạch Hổ.

c. *Áp dụng các giải pháp tác động lên vùng cận đáy giếng [4, 11 - 13]*

Thực tế đã chứng minh, độ thấm tự nhiên của đất đá giảm là do vùng cận đáy giếng bị nhiễm bẩn bởi dung dịch sét trong quá trình mở vỉa sản phẩm và sự lắng đọng của paraffin, các phân tử sét, oxide sắt và các tạp chất hữu cơ, vô cơ khác trong quá trình khai thác cũng như trong quá trình bơm ép nước để duy trì áp suất vỉa...

Có rất nhiều phương pháp tác động lên vùng cận đáy giếng gồm hóa học, cơ học, vật lý, nhiệt học. Tuy nhiên

tầng móng mỏ Bạch Hổ có những đặc trưng riêng khác biệt so với các vỉa chứa dầu khác (nứt nẻ, hang hốc, vi nứt nẻ; độ thấm thay đổi trong phạm vi rộng từ 0,004 - 460D; nhiệt độ vỉa cao dao động trong khoảng 130 - 150°C; áp suất vỉa thay đổi từ 200 - 417atm; hầu hết các giếng khai thác trong tầng móng thuộc loại hoàn thiện giếng trong thân trần...) nên những phương pháp được lựa chọn, để xuất áp dụng như sau:

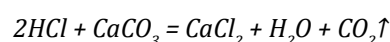
- Phương pháp xử lý bằng acid

Đây là phương pháp xử lý vùng cận đáy giếng đã được áp dụng tại tầng móng Bạch Hổ cho kết quả tốt. Cần tiếp tục áp dụng trong giai đoạn cuối.

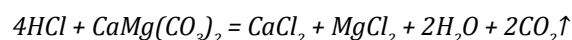
Các acid chủ yếu dùng để xử lý vùng cận đáy giếng là HCl hoặc HF. Lựa chọn HCl hoặc HF hoặc hỗn hợp HCl + HF tùy thuộc vào thành phần đất đá cụ thể, như sau:

+ HCl hòa tan tốt đối với các nhiễm bẩn có calcite, dolomite.

Đối với đá vôi (calcite):

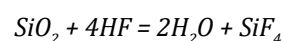


Đối với đá dolomite:

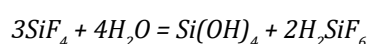


Các muối  $CaCl_2$ ,  $MgCl_2$  (hòa tan tốt trong nước) và  $CO_2$  dễ dàng lấy lên khỏi giếng sau khi xử lý.

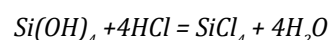
+ HF tác dụng với thành phần chủ yếu  $SiO_2$  và  $H_4Al_2Si_2O_9$  (kaoline) theo các phản ứng sau:



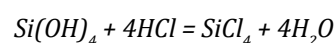
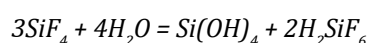
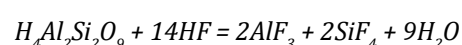
Sản phẩm  $SiF_4$  tạo thành sau phản ứng tiếp tục tác dụng với nước:



$H_2SiF_6$  hòa trong dung dịch, còn  $Si(OH)_4$  theo mức độ giảm tính acid của dung dịch HF có thể tạo nên chất keo dính làm bịt kín các lỗ hổng đất đá. Để loại trừ hiện tượng này, HCl trong hỗn hợp dung dịch acid có chức năng tác động với sản phẩm phản ứng  $Si(OH)_4$  tạo thành muối  $SiCl_4$  hòa tan trong nước:



Tương tự, hỗn hợp dung dịch acid tác động với kaoline:



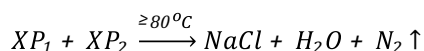
- Xử lý acid kết hợp với hoạt chất bề mặt và dung dịch khác, bơm rửa vùng cận đáy giếng

Xử lý vùng cận đáy giếng bằng acid là công nghệ xử lý có hiệu quả cao. Tuy nhiên, công nghệ này có nhược điểm cần phải khắc phục là: acid làm tăng mức độ ăn mòn thiết bị; sau khi xử lý acid sẽ tạo ra cặn không hòa tan, làm giảm độ thấm thấu vùng cận đáy giếng; dung dịch acid trung hòa có độ nhớt cao gây khó khăn trong quá trình gọi dòng sản phẩm. Để khắc phục nhược điểm này, cần áp dụng phương pháp xử lý theo hướng sau:

+ Tháo rửa nhanh các sản phẩm phản ứng khi xử lý acid nhờ hỗn hợp hóa phẩm bị phân giải.

Tại các khu vực và các giếng chưa trang bị hệ thống gaslift, quá trình gọi dòng sau khi xử lý acid vùng cận đáy giếng thường làm chậm quá trình tháo rửa từ vỉa ra đáy giếng những sản phẩm phản ứng sau khi xử lý. Vì vậy, cần áp dụng giải pháp khơi thông giếng ngay sau khi xử lý vùng cận đáy giếng nhờ hỗn hợp hóa phẩm bị phân giải dưới tác động của nhiệt độ vỉa cao > 80°C tạo ra một khối lượng lớn N<sub>2</sub>.

Phương trình phản ứng của hỗn hợp hóa chất xảy ra như sau:



Sản phẩm sau là muối hòa tan trong nước và dưới tác động của chênh áp lớn tạo ra do sự phân giải hỗn hợp hóa phẩm cùng với khối lượng lớn khí trơ (N<sub>2</sub>) sẽ bị đẩy ra đáy giếng và được đưa lên miệng giếng một cách dễ dàng. Tại các khu vực đã có hệ thống gaslift, sau khi xử lý acid thì gọi dòng ngay bằng gaslift.

+ Phương pháp xử lý bằng nhũ tương dầu - acid

Khi tiến hành xử lý giếng bằng acid trong điều kiện tầng móng mỏ Bạch Hổ có nhiệt độ cao, cần áp dụng phương pháp xử lý bằng nhũ tương dầu - acid để đưa acid tác động sâu vào trong vỉa.

Dung dịch nhũ tương dầu - acid hoàn toàn phù hợp để xử lý vùng cận đáy giếng trong điều kiện vỉa có nhiệt độ cao (≈ 150°C).

Nhũ tương dầu - acid bao gồm 2 pha: một pha acid và một pha từ hydrocarbon (có thể là dầu thô hoặc diesel) mà acid là chất phân tán, còn dầu thô là môi trường phân tán nhờ các chất tạo nhũ tương (ví dụ: chất disolvan).

Khi bề mặt tiếp xúc giữa acid trong hỗn hợp nhũ tương dầu - acid và đất đá giảm thì hỗn hợp này sẽ đi vào trong vỉa sâu hơn so với hỗn hợp acid bình thường, đồng

thời giảm khả năng ăn mòn kim loại của dung dịch acid khi tác động với thiết bị lòng giếng.

Tỷ lệ pha chế mà người ta có các loại nhũ tương - acid khác nhau, thông thường từ 60 - 70% dung dịch acid và 40 - 30% dầu thô.

+ Giải pháp nhũ tương khí - dầu - acid.

Bản chất của giải pháp này là dung dịch xử lý ngoài acid còn có dầu và khí dưới dạng nhũ tương. Nhũ tương dầu - acid sẽ làm giảm bề mặt tiếp xúc giữa acid với đất đá vòng ngoài và tạo điều kiện hỗn hợp này khi đi sâu vào vỉa hơn so với hỗn hợp acid bình thường. Đồng thời nhũ tương dầu - acid sẽ làm giảm khả năng ăn mòn kim loại của acid. Để tăng nhanh thông vỉa sau xử lý, trong hỗn hợp nhũ tương dầu - acid còn pha thêm khí. Giải pháp dầu nhũ tương được bơm đồng thời hoặc kế tiếp nhau các thành phần nhũ tương khí - dầu - acid vào giếng. Tỷ lệ thể tích của các thành phần và trình tự bơm nhũ tương được lựa chọn sao cho đạt được khả năng hòa khí lớn nhất trong hỗn hợp nhũ tương dầu - acid và đảm bảo chắc chắn hỗn hợp nhũ tương khí - dầu - acid xâm nhập vào các khe nứt của vỉa. Như vậy, ở những đối tượng xử lý có áp suất vỉa thấp thì ngay sau xử lý, vùng cận đáy giếng được khơi thông mạnh và tháo nhanh những chất gây bẩn và các sản phẩm phản ứng từ vỉa vào đáy giếng và theo sản phẩm khai thác đi lên.

- Xử lý acid dưới áp suất lớn có chèn ép propane (cát nhân tạo) với nồng độ thấp cho đối tượng móng nứt nẻ:

Trong quá trình khoan, sửa chữa giếng và khai thác, dung dịch sét và các tạp chất lắng đọng tạo thành những màng bọc bên trên bề mặt khe nứt nẻ. Ngoài ra đối với các giếng khai thác theo thời gian áp suất vỉa sẽ giảm dần làm cho các khe nứt ở vùng cận đáy giếng có xu hướng khép lại do biến dạng đàn hồi của đất đá. Đối với các giếng bơm ép các phần tử cứng trong chất lỏng bơm ép có thể làm bít các kênh dẫn nước. Xử lý acid dưới áp suất lớn làm cho các khe nứt được khôi phục lại gần như trạng thái ban đầu. Sau đó các khe nứt được chèn bởi propane để khỏi bị khép lại [12].

- Các biện pháp phục hồi và nâng cao sản lượng giếng bằng dung môi hòa tan

Một trong những nguyên nhân làm giảm sản lượng của các giếng là do quá trình đóng nhựa và paraffin do nhiệt độ và áp suất đáy giếng giảm; sự hình thành nhũ tương bền vững và tăng độ nhớt dầu ở vùng đáy giếng. Có thể sử dụng dung môi hòa tan P-1 (Three-methylene clorua ClCH<sub>2</sub>-CH<sub>2</sub>-Cl, Di-mentin-bezon H<sub>3</sub>C-...-CH<sub>3</sub>) để xử lý vùng cận đáy giếng.

- Nứt vỉa thủy lực

Nứt vỉa thủy lực là phương pháp tăng độ rỗng, độ thấm hiệu quả tại các đối tượng trầm tích. Nứt vỉa thủy lực tại khu vực tầng móng gặp rất nhiều khó khăn về mặt công nghệ do đặc trưng về cấu trúc địa chất bất đồng nhất (nứt nẻ, hang hốc, vi nứt nẻ) của tầng sản phẩm nên trong quá trình bơm nứt vỉa thủy lực bị mất dung dịch rất lớn. Mặt khác do cấu trúc giếng khoan (đoạn mở vỉa là một khoảng thân trần lớn) nên hiệu quả việc thực hiện nứt vỉa thủy lực tại các giếng thuộc tầng móng bị giảm. Để tăng hiệu quả xử lý vùng cận đáy giếng tại các giếng thuộc tầng móng không nên tiến hành nứt vỉa thủy lực riêng mà kết hợp nứt vỉa thủy lực với xử lý acid hoặc nứt vỉa thủy lực kết hợp xử lý acid và chèn cát nhân tạo cho các giếng khai thác tại tầng móng được đục lỗ ống chống trong khoảng vỉa cho sản phẩm [12].

- Lựa chọn giếng áp dụng phương pháp xử lý nhờ trái nổ tạo khí cao áp (PGD)

Nứt vỉa tổng hợp nhờ đạn nổ tạo khí cao áp và chất lỏng hoạt tính là một trong những công nghệ tác động nhiệt - khí - hóa lên vỉa nhằm tăng độ thấm thấu vùng cận đáy giếng bằng cách tạo thêm, mở rộng những khe nứt mới trong đất đá nhờ năng lượng của khí được tạo thành khi đốt cháy trái nổ và tác động thêm thủy lực bằng cách bơm ép vào vùng cận đáy giếng các chất hoạt tính (dung dịch acid).

Do kích thước cần ống khai thác hạn chế nên sử dụng trái nổ tạo khí cao áp có kích thước nhỏ PGD-42T (đường kính ngoài là 42mm) được thả trên cáp địa vật lý qua cột ống khai thác. Công nghệ này bảo đảm tiến hành xử lý mà không cần dập giếng, không phải làm các công việc liên quan đến việc nâng - thả cột ống khai thác.

Bản chất phương pháp này là nhờ vào năng lượng nổ tạo khí cao áp, nên áp suất đáy giếng tăng cao vượt quá áp suất nứt vỉa, chất lỏng của giếng cùng với một phần khí có khả năng bắn sâu vào trong vỉa làm mở rộng và tạo thêm hệ thống khe nứt mới trong đất đá vùng cận đáy giếng.

Quá trình cháy kèm theo việc tăng áp suất cao hơn áp suất thủy tĩnh khoảng 2 lần và xung áp suất với biên độ giảm dần theo thời gian. Công nghệ nêu trên còn có thể kết hợp với công nghệ xử lý acid (hoặc một số chất lỏng hoạt tính). Các khe nứt sau khi được tạo ra do trái nổ, tiếp tục được xử lý bằng acid sẽ mở rộng và thông sâu vào vỉa, làm tăng thêm độ thấm thấu vùng cận đáy giếng.

Tuy nhiên, trong quá trình xử lý, xung áp suất của trái

nổ đạt tới 1.800at có thể làm vành trám xi măng và cột ống chống bị phá hỏng. Ngoài ra, các khe nứt tạo thành sau khi xử lý không được chèn hạt chèn, nên các khe nứt này có xu hướng khép lại, dẫn đến hệ số sản phẩm của giếng giảm nhanh (thông thường thời gian hiệu quả khoảng 3 - 6 tháng). Đặc biệt, ở một số giếng sau khi xử lý bị sự cố do dây cáp địa vật lý bị đứt và quấn rơi vào cột ống khai thác dẫn đến phải tiến hành sửa chữa lớn rất phức tạp và giảm hiệu quả xử lý. Do những hạn chế và nguyên nhân kể trên, việc ứng dụng phương pháp này cần được cân nhắc đối với từng trường hợp cụ thể.

*d. Áp dụng mạnh phương pháp khai thác hỗn hợp gaslift - bơm điện chìm trong cùng 1 giếng*

Giải pháp kết hợp "gaslift - bơm điện chìm" được lựa chọn để áp dụng trong các điều kiện khai thác khác nhau: hệ số sản phẩm và áp suất vỉa cao; hệ số sản phẩm cao nhưng áp suất vỉa thấp hay ngược lại. Riêng đối với trường hợp cả hệ số sản phẩm và áp suất vỉa đều thấp thì hiệu quả việc áp dụng giải pháp này rất thấp.

Trong giai đoạn cuối khai thác tầng móng Trung tâm mỏ Bạch Hổ nơi có hệ số sản phẩm cao, độ ngập nước lớn mà giải pháp khai thác đơn lẻ không còn mang lại hiệu quả thì giải pháp "gaslift - bơm điện chìm" cho phép thực hiện một cách dễ dàng quá trình tối ưu hóa hệ thống khai thác dầu.

Đối với mỏ Bạch Hổ, từ năm 1997 trong giai đoạn khai thác ổn định và thời kỳ đầu của giai đoạn khai thác suy giảm, gaslift là phương pháp khai thác thứ cấp hiệu quả nhất [11, 14]. Tuy nhiên sang giai đoạn cuối khi độ ngập nước tăng lên, hiệu quả gaslift giảm mạnh do lượng khí tăng cao,  $\Delta P$  vỉa - đáy giếng không đảm bảo đưa được lượng nước lớn lên, nên Vietsovpetro đã đề xuất và thử nghiệm sử dụng bơm điện chìm ly tâm. Nhưng bơm điện chìm cũng có nhược điểm là thời gian làm việc ngắn khoảng 1 năm cần đại tu. Thời gian mỗi lần sửa chữa kéo dài ảnh hưởng đến tổng sản lượng khai thác chung. Để khắc phục hạn chế của 2 phương pháp khi khai thác riêng, trong điều kiện mỏ Bạch Hổ đã được trang bị hệ thống máy nén khí và gaslift, cần áp dụng giải pháp "gaslift - bơm điện chìm" cho đối tượng móng Trung tâm với 2 hình thức:

- Thả máy bơm vào các giếng đang khai thác bằng gaslift nhằm hỗ trợ nhau trong khai thác khắc phục những hạn chế của từng phương pháp.

Đối với khối Trung tâm tầng móng mỏ Bạch Hổ giải pháp này sẽ giải quyết được một số hạn chế của phương pháp khai thác sử dụng bơm điện ly tâm ngầm. Sau một

thời gian khai thác, các bơm điện gặp sự cố và ngừng hoạt động, các giếng được chuyển đổi sang khai thác bằng gaslift với lưu lượng ổn định.

- Giải pháp khai thác giếng đồng thời bằng cả gaslift và bơm chìm ly tâm

Ưu điểm của giải pháp này là sử dụng đồng thời 2 phương pháp khai thác cơ học để khai thác dầu trong cùng một giếng. Máy bơm ngầm được thả vào giếng nhằm kéo dài khả năng và tăng hiệu quả làm việc của hệ thống gaslift vì máy bơm lúc này đóng vai trò làm tăng cột áp động, dẫn đến tăng đáng kể hiệu quả làm việc của hệ thống gaslift do tăng độ ngập chìm tương đối của cột cần ống khai thác. Mặt khác, do phối hợp với gaslift nên công suất cần thiết cho máy bơm giảm đáng kể. Điều này kéo theo việc giảm kích thước và chiều dài của tổ hợp máy bơm. Hệ thống điều khiển trên mặt đất đối với "gaslift - máy bơm" hoàn toàn giống như đối với trường hợp áp dụng riêng biệt các giải pháp.

Mục đích của giải pháp này là tăng khả năng khai thác dầu khối Trung tâm tầng móng mỏ Bạch Hổ bằng cách gia tăng chênh áp tại những vỉa bị ngập nước của tầng móng, khi mà phương pháp gaslift thông thường không đem lại nhiều hiệu quả như mong đợi trong điều kiện độ ngập nước của sản phẩm khai thác quá cao. Mặt khác khai thác dầu thân dưới và giữa khối Trung tâm móng bằng gaslift - bơm điện chìm ly tâm, áp suất giảm nhanh cục bộ còn tạo điều kiện huy động thêm dầu từ đới vi nứt nẻ mà phương pháp bơm ép nước không huy động được. Đây là giải pháp chắc chắn sẽ mang lại hiệu quả khi khai thác tầng móng Trung tâm giai đoạn cuối mặc dù còn những khó khăn kỹ thuật nhất định cần phải khắc phục.

Áp dụng phương pháp gaslift - bơm điện chìm lưu lượng giếng tăng lên nhiều lần, áp suất vỉa giảm xuống nhanh so với khai thác bằng phương pháp gaslift. Tuy nhiên, đối với tầng móng Trung tâm do điều kiện địa chất, tính chất bất đồng nhất cao, đa độ rỗng, đa độ thấm nên khi chuyển sang phương pháp gaslift - bơm điện chìm độ ngập nước trong sản phẩm khai thác có thể cũng tăng lên hoặc giảm xuống đồng thời với sự tăng cường khai thác. Nguyên nhân tăng độ ngập nước là do gia tăng chênh áp lên phần móng đã bị ngập nước và vắng mặt phần vỉa dầu chưa bị ngập nước; nguyên nhân độ ngập nước trong sản phẩm khai thác giảm là do còn phần móng phía bên trên chưa bị ngập nước, sự gia tăng chênh áp làm cho phần vỉa này làm việc hiệu quả hơn, dẫn tới lưu lượng dầu tăng.

Có thể chuyển sang khai thác theo chu kỳ. Sau một thời gian khai thác bằng phương pháp kết hợp gaslift - bơm điện chìm, áp suất vỉa giảm nhanh, thì đóng giếng tạm thời để huy động thêm dầu từ đới vi nứt nẻ, sau đó mở giếng khai thác lại. Chu kỳ phụ thuộc vào điều kiện thực tế cụ thể.

Trong điều kiện tầng móng mỏ Bạch Hổ với tính chất dầu có hệ số khí - dầu lớn, khi tiến hành áp dụng phương pháp khai thác dầu bằng máy bơm điện ly tâm ngầm khí tự do sẽ ảnh hưởng lên khả năng làm việc của máy bơm điện ly tâm ngầm. Vì vậy cần nâng cao hiệu suất làm việc của thiết bị tách khí. Ngoài ra, tại tầng móng nhiệt độ môi trường cao cũng ảnh hưởng lớn đến tuổi thọ của toàn bộ tổ hợp máy bơm điện ly tâm ngầm. Hàm lượng khí cao và nhiệt độ cao đã ảnh hưởng đến hiệu quả của phương pháp cần được tính đến và giải quyết khi triển khai phương pháp.

Phương pháp khai thác cơ học hỗn hợp gaslift - bơm điện chìm ly tâm có thể áp dụng và đem lại hiệu quả kinh tế cho tầng móng mỏ Bạch Hổ nhưng cần chọn khu vực và giếng phù hợp: Hệ số sản phẩm lớn hơn 0,7, độ ngập nước sản phẩm trên 70%. Giải pháp này trước hết tập trung cho khai thác tầng móng Trung tâm Bạch Hổ.

Tóm lại, giải pháp công nghệ - kỹ thuật khai thác dầu bằng gaslift - bơm điện chìm phù hợp và cần áp dụng tại tầng đá móng khối Trung tâm của mỏ Bạch Hổ giai đoạn cuối. Đây là giải pháp kỹ thuật hỗ trợ tạo ra hiện tượng mất cân bằng cục bộ nhằm huy động phần trữ lượng dầu trong các vi nứt nẻ và nứt nẻ 1 chiều mà phương pháp bơm ép nước thông thường không khai thác được. Tuy nhiên phương pháp này cũng có những hạn chế kỹ thuật cần giải quyết và có thể giải quyết được như: giải quyết vấn đề khí tự do cao bằng cách nâng cao hiệu quả làm việc của thiết bị tách khí ngầm ly tâm; giải quyết vấn đề nhiệt độ cao bằng cách đặt hàng sản phẩm chịu được nhiệt độ 145°C, đồng thời đặt máy bơm ở khoảng cách nông hơn nhờ khai thác đồng thời cả 2 phương pháp gaslift và bơm điện chìm.

Ngoài ra đối với khối Trung tâm móng mỏ Bạch Hổ giải pháp khai thác gaslift theo chu kỳ cũng như giải pháp khai thác hỗn hợp gaslift - bơm điện chìm ly tâm (cả liên tục và chu kỳ) có ý nghĩa khoa học và thực tiễn nhằm mục đích gia tăng hiệu quả khai thác dầu. Trong giai đoạn cuối khai thác, việc hoàn thiện các phương pháp khai thác cơ học nói chung, trong đó có giải pháp kết hợp gaslift - bơm điện chìm có vai trò quan trọng nhằm tối ưu chi phí khai thác của Vietsovpetro và đất nước.

#### e. Áp dụng giải pháp ngăn cách vỉa bị ngập nước

Một trong những vấn đề lớn trong khai thác dầu - bơm ép nước tại đối tượng móng mỏ Bạch Hổ là sự xâm nhập nhanh của nước bơm ép vào giếng khai thác do tính chất bất đồng nhất rất cao về độ rỗng, độ thấm. Việc loại trừ ngập nước sản phẩm khai thác ở các giếng tầng móng là công việc rất phức tạp nhưng rất cấp thiết. Vì vậy, Vietsovpetro cần phải hoàn thiện các phương pháp ngăn cách nước đã thử nghiệm.

Một trong những công nghệ tiềm năng cần áp dụng là việc tạo một màng chắn nước tại khoảng vỉa nhằm ngăn cản sự xâm nhập của nước vỉa vào giếng. Vật liệu được dùng làm chất ngăn dòng ở đây là hợp chất gốc polymer. Việc bơm hợp chất trên xuống giếng được thực hiện tại độ sâu định trước trong khoảng thân trần của tầng móng với mục đích tạo lớp màng chắn với sự trợ giúp của packer nở ôm sát vào thành ống.

Vietsovpetro và Dialog System đã tiến hành thử nghiệm và đề nghị chọn hỗn hợp 2 hóa phẩm bơm vào vỉa để làm chất ngăn cách nước với nhiệt độ vỉa lên tới 140°C. Tuy nhiên kết quả hợp chất gel này chưa thỏa mãn yêu cầu về kỹ thuật của Vietsovpetro. Vì vậy tiếp tục tìm hỗn hợp polymer mới thỏa mãn điều kiện nhiệt độ cao để tiếp tục đưa giải pháp này vào thực tiễn, đồng thời tìm kiếm công nghệ mới ngăn cách nước ở các giếng thân trần thuộc tầng móng.

#### 4.1.2. Khu vực nóc móng

Đặc điểm: Khu vực đá móng bị vỡ vụn; trữ lượng dầu còn lại đang tồn tại trong cả nút nê lớn và nhỏ; ranh giới dầu - nước tại nhiều vị trí chỉ còn cách đỉnh móng xung quanh 100m.

Mục tiêu: Kéo dài thời gian không bị ngập nước toàn mỏ; tạo front nước đẩy đồng đều; tăng hệ số tiếp xúc - bao trùm ( $\eta_c$ ), hệ số quét ( $\eta_s$ ), hệ số đẩy ( $\eta_d$ ) của chất lỏng bơm ép nhằm gia tăng hệ số thu hồi dầu.

Các giải pháp được đề xuất áp dụng gồm: (i) Điều chỉnh nhịp độ khai thác chậm lại theo hướng giảm, đặc biệt là các giếng khai thác chủ lực; (ii) 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; (iii) Áp dụng các giải pháp ngăn cách nước, tác động lên vùng cận đáy giếng và tác động lên vỉa sản phẩm để tăng hệ số thu hồi dầu, cụ thể như sau:

- Điều chỉnh nhịp độ khai thác chậm lại theo hướng giảm, đặc biệt là các giếng khai thác chủ lực như: 01; 401; 408; 10002; 10004; 7003; 7009; 430.

- 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.

Áp dụng đại trà khai thác gaslift có máy nén cho các mỏ dầu của Vietsovpetro là quyết định tuyệt đối phù hợp với điều kiện khai thác trên biển và mang lại hiệu quả cao nhất.

Trong giai đoạn cuối khai thác mỏ Bạch Hổ tiếp tục chuyển các giếng không còn khả năng tự phun hoặc sản lượng giảm sang khai thác gaslift.

Đối với các giếng gaslift, biện pháp quan trọng nâng cao hiệu quả là thường xuyên kiểm tra và định ra chế độ làm việc tối ưu [11] cho mỗi giếng nhằm tăng sản lượng dầu, giảm tiêu hao khí.

- Kiểm soát nghiêm ngặt và điều khiển quá trình bơm ép nước - khai thác dầu vùng nóc móng.

Trong giai đoạn cuối khai thác dầu tầng móng đòi hỏi tiếp tục kiểm soát nghiêm ngặt và điều khiển quá trình khai thác - bơm ép nước. 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. Trên cơ sở đó, giảm hệ số tương quan ở vùng đồng tương quan cao xuống trung bình để dự trữ năng lượng vỉa, tạo điều kiện ổn định ranh giới dầu - nước, nâng cao hiệu quả khai thác bơm ép thuộc vùng tương quan cao nhưng không giảm khối lượng khai thác [5, 14 - 17].

- Áp dụng các giải pháp ngăn cách nước, tác động lên vùng cận đáy giếng:

+ Áp dụng giải pháp ngăn cách vỉa bị ngập nước (mục 4.1.1, điểm e).

+ Tác động lên vùng cận đáy giếng với các phương pháp: Xử lý bằng acid, bằng nhũ tương dầu - acid; hoặc nhũ tương khí - dầu - acid (mục 4.1.1, điểm c).

#### 4.1.3. Giải pháp đối với khu vực có mặt móng nhô cao chưa khoan đến hoặc chưa mở vỉa

Tài liệu mới 3D - 4C cho thấy mặt móng tại một số khu vực cao hơn so với tài liệu cũ. Đối với các khu vực này cần khoan thêm giếng mới hoặc cắt thân giếng cũ để khai thác được trữ lượng dầu mới phát hiện này. Các vị trí cụ thể được trình bày tại Hình 5.

Hiện tại giếng 7005B đã đưa vào khai thác và cho lưu lượng dầu 400 tấn/ngày, độ ngập nước (WC) 6,7%.

#### 4.2. Tầng móng vòm Bắc

Các giải pháp được đề xuất cho tầng móng vòm Bắc gồm: (i) Điều chỉnh, duy trì bơm ép nước ở mức thấp; (ii) Chọn lọc và thực hiện các biện pháp tác động lên vùng cận đáy giếng; (iii) Thực hiện các biện pháp xử lý lắng đọng paraffin trong cần ống khai thác, cụ thể như sau:

- Giải pháp điều chỉnh, duy trì bơm ép nước ở mức thấp: Tiếp tục duy trì mức độ bơm ép thấp như hiện nay 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.

- Chọn lọc và thực hiện các biện pháp tác động lên vùng cận đáy giếng:

- + 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.

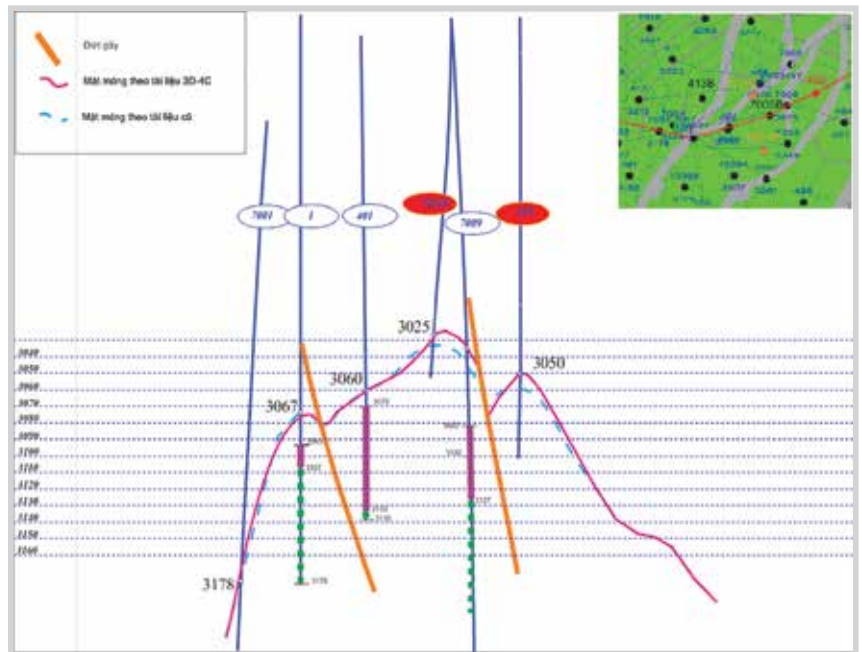
- + Nứt vỉa thủy lực kết hợp xử lý acid và chèn cát nhân tạo.

- Thực hiện các biện pháp xử lý lắng đọng paraffin trong cần ống khai thác: Ở giai đoạn cuối nhiều giếng dầu cho sản lượng thấp, vì vậy nhiệt độ sản phẩm trên miệng giếng thấp (28 - 31°C), thường xảy ra hiện tượng lắng đọng paraffin trong cần ống khai thác ở độ sâu 100 - 150m. Hậu quả là giếng tiếp tục bị giảm sản lượng, không vận hành được thiết bị lòng giếng. Để giải quyết phức tạp trên cần áp dụng các biện pháp sau:

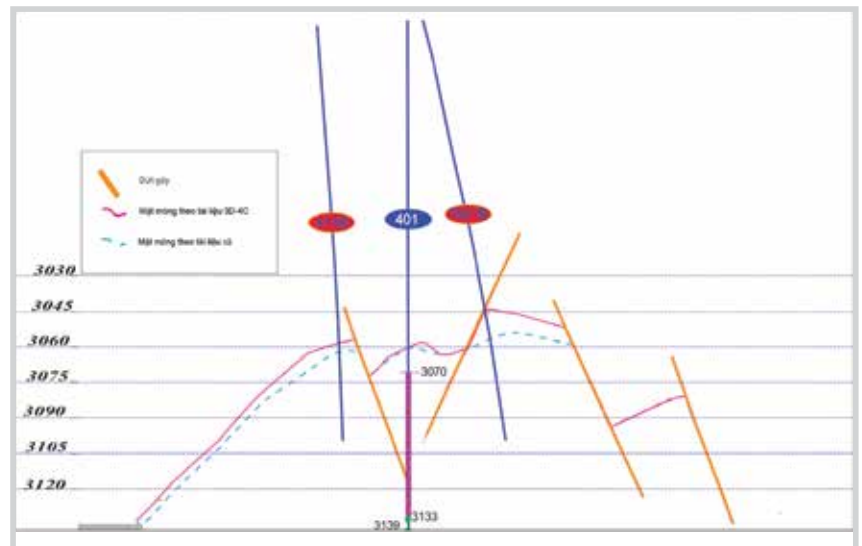
- + Biện pháp nhiệt: Bơm rửa bộ cần khai thác bằng dầu nóng và nước nóng từ các giếng lân cận hoặc hơi nóng từ trạm hơi.

- + Cơ khí: Làm sạch bộ cần bằng thiết bị cơ học.

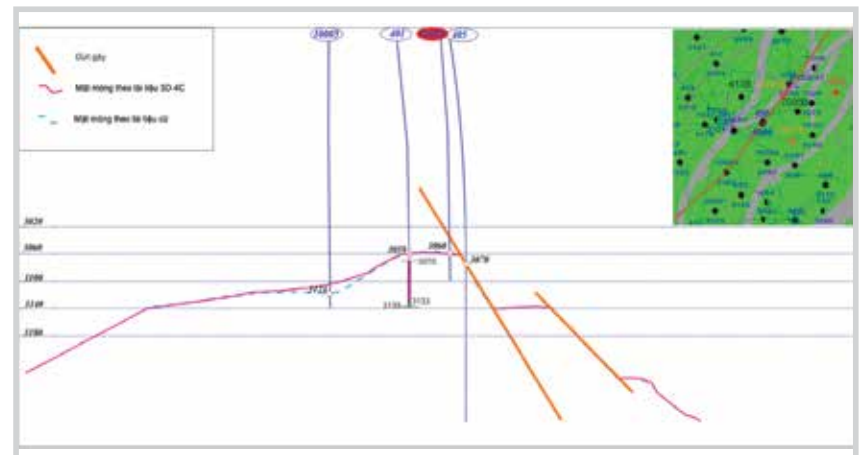
- + Gaslift theo chu kỳ: Chuyển các



(a)



(b)



(c)

Hình 5. Các vị trí nhô cao cần khoan thêm giếng

giếng gaslift có sản lượng thấp sang hoạt động theo chu kỳ. Ở chu kỳ nghỉ, dầu từ vỉa được tích lại trong bộ cần ống đến độ sâu 700 - 1.000m với nhiệt độ 90 - 110°C. Khi mực dầu đạt độ sâu nhất định giếng chuyển sang chu kỳ làm việc, dầu được khí cao áp đẩy lên bề mặt với vận tốc 6m/s (tương đương sản lượng 180 - 200 tấn ngày). Với vận tốc như vậy, nhiệt độ dòng dầu được đảm bảo để paraffin không có điều kiện hình thành trong bộ cần ống.

+ Các biện pháp hóa học: Hóa phẩm được bơm vào dòng khí cao áp trước khi đi vào giếng. Phân tử của hóa phẩm được hấp thụ trên bề mặt của tinh thể paraffin trên thành ống, kết quả là các paraffin bị dòng chảy cuốn lên trên bề mặt. Hóa phẩm được dùng trong trường hợp này là hỗn hợp polymer và dung môi gốc thơm.

### 4.3. Tăng móng vòm Đông Bắc và vòm Nam

Đặc điểm của tầng móng vòm Đông Bắc và vòm Nam: Hệ số thu hồi dầu rất thấp do điều kiện địa chất; chưa xác định được mô hình phân bố độ rỗng, làm cơ sở xác định chính xác khu vực tập trung nứt nẻ để đặt vị trí giếng khoan mới. Giải pháp đề xuất là:

- Nghiên cứu tài liệu 3D - 4C mới nhất xác định khu vực tập trung nứt nẻ để khoan bổ sung các giếng mới.
- Áp dụng các phương pháp xử lý vùng cận đáy giếng:
  - + 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;
  - + Nứt vỉa thủy lực kết hợp xử lý acid và chèn cát nhân tạo.
- Xử lý lắng đọng paraffin trong cần ống khai thác: (i) Giải pháp nhiệt (làm sạch bộ cần bằng hơi nước); (ii) Biện pháp hóa học (phương pháp thực hiện được trình bày cụ thể tại mục 4.2).
- Áp dụng khai thác gaslift theo chu kỳ: Chu kỳ được xác định căn cứ vào điều kiện cụ thể của mỗi giếng.

### 4.4. Đề xuất các giải pháp tăng cường thu hồi dầu đối với từng khối/khu vực

#### 4.4.1. Đối với khối Trung tâm

- Giải pháp khai thác dầu còn lại chưa thu hồi trong đới vi nứt nẻ và các nứt nẻ 1 chiều không liên thông
- + Giảm áp suất vỉa xuống dưới áp suất bão hòa. Để

tăng cường hệ số thu hồi dầu đối với các đới vi nứt nẻ cần điều chỉnh trường áp suất vỉa theo chu kỳ từ tối đa đến tối thiểu cho phép và ngược lại. Việc duy trì áp suất theo chu kỳ đó 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. Nghiên cứu tái sử dụng nguồn nước nóng khai thác từ vỉa để bơm lại vào vỉa.

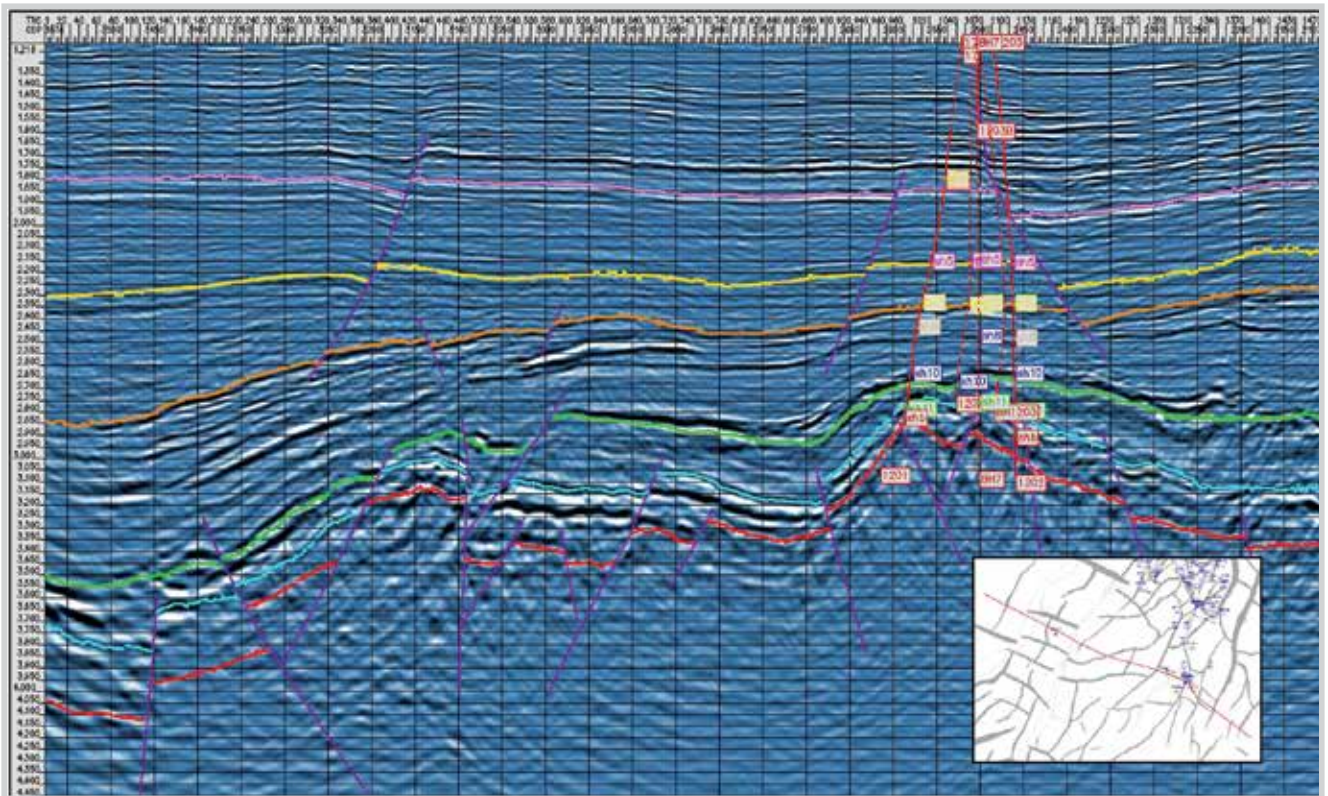
+ Áp dụng giải pháp công nghệ tác động lên vỉa bằng bơm ép chất hoạt động bề mặt làm giảm lực mao dẫn kết hợp với lưu lượng bơm nước hợp lý nhằm tăng hệ số tiếp xúc - bao trùm, tăng hệ số quét và tăng hệ số đẩy của chất lỏng bơm ép và cuối cùng gia tăng hệ số thu hồi dầu.

+ Thử nghiệm bơm ép nước luân phiên tại khu vực Nam trung tâm móng và đánh giá khả năng áp dụng cho toàn bộ thân dầu trong đá móng.

+ Áp dụng các giải pháp tác động lên vùng 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; nứt vỉa thủy lực kết hợp xử lý acid và chèn cát nhân tạo.

+ Áp dụng phương pháp khai thác hỗn hợp gaslift - bơm điện chìm trong cùng 1 giếng. Đây là giải pháp kỹ thuật hỗ trợ tạo ra hiện tượng mất cân bằng cục bộ nhằm huy động phần trữ lượng dầu trong các vi nứt nẻ và nứt nẻ 1 chiều mà phương pháp bơm ép nước thông thường không khai thác được. Sau một thời gian khai thác bằng phương pháp kết hợp gaslift - bơm điện chìm, áp suất vỉa giảm nhanh, có thể chuyển sang khai thác theo chu kỳ (đóng giếng tạm thời để huy động thêm dầu từ đới vi nứt nẻ, sau đó mở giếng khai thác lại).

- + Áp dụng giải pháp ngăn cách vỉa bị ngập nước.
- + Tiếp tục tận thu bằng khoan bổ sung hoặc cắt thân giếng bổ sung vào khu vực còn tiềm năng thu hồi dầu từ các đới vi nứt nẻ.
- Giải pháp với khu vực nóc móng:
  - + Điều chỉnh nhịp độ khai thác chậm lại theo hướng giảm, đặc biệt các giếng khai thác chủ lực như: 01; 401; 408; 10002; 10004; 7003; 7009; 430.



Hình 6. Mặt cắt địa chấn ngang qua vòm Nam cấu tạo Bạch Hổ. Nguồn: Vietsovpetro

+ 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 với biện pháp quan trọng nâng cao hiệu quả là thường xuyên kiểm tra và định ra chế độ làm việc tối ưu cho mỗi giếng nhằm tăng sản lượng dầu, giảm tiêu hao khí.

+ Kiểm soát nghiêm ngặt và điều khiển quá trình bơm ép nước - khai thác dầu vùng nóc móng.

Trong giai đoạn cuối khai thác dầu tầng móng càng đòi hỏi tiếp tục kiểm soát nghiêm ngặt và điều khiển quá trình khai thác - bơm ép nước. Bằng phương pháp trực tiếp và gián tiếp phân tích đánh giá mối tương quan, xây dựng biểu đồ đồng tương quan để biểu thị mức độ ảnh hưởng của quan hệ nhân quả giữa các giếng bơm ép nước và các giếng khai thác dầu. Trên cơ sở đó giảm hệ số tương quan ở vùng đồng tương quan cao xuống trung bình để dự trữ năng lượng vỉa, tạo điều kiện ổn định ranh giới dầu - nước, nâng cao hiệu quả khai thác bơm ép thuộc vùng tương quan cao nhưng không giảm khối lượng khai thác. 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.

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

- Giải pháp đối với khu vực có mặt móng nhô cao theo tài liệu mới 3D - 4C chưa khoan đến hoặc chưa mở vỉa: Cần khoan thêm những giếng mới, hoặc cắt thân giếng cũ để khai thác được phần dầu mới phát hiện này.

#### 4.4.2. Đối với tầng móng vòm Bắc

Giải pháp được đề xuất gồm:

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 được nguồn dầu từ các đới vi nứt nẻ và nứt nẻ 1 chiều.

- Thực hiện các biện pháp tác động lên vùng 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; nứt vỉa thủy lực kết hợp xử lý acid và chèn cát nhân tạo.

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

#### 4.4.3. 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 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.
- Xử lý lắng đọng paraffin trong cần ống khai thác bằng hơi nước, bằng thiết bị cơ học và biện pháp hóa học.
- Giải pháp khai thác gaslift theo chu kỳ.

### 5. Kết luận

Thân dầu trong đá móng mỏ Bạch Hổ là thân dầu đặc biệt. Trong quá trình biến đổi địa chất (co giảm thể tích, hoạt động kiến tạo, thủy nhiệt và phong hóa) đã hình thành hệ thống không gian rỗng, nứt nẻ, hang hốc ở đối tượng đá móng với đặc trưng bất đồng nhất cao về khả năng thấm chứa. Cấu trúc phức tạp đó không những bao gồm các nứt nẻ lớn và vi nứt nẻ mà còn là những nứt nẻ có khả năng lưu thông 2 chiều và những nứt nẻ chỉ lưu thông 1 chiều.

Khi hoạt động kiến tạo xảy ra, hệ thống khe nứt (hệ thống không gian rỗng) trong khối đá móng được hình thành có áp suất rất thấp tạo ra chênh lệch áp suất giữa tầng trầm tích chứa dầu bao bọc bên trên, xung quanh và tầng móng. Dầu và nước sẽ nhanh chóng di chuyển từ tầng trầm tích xung quanh vào các khe nứt trong tầng móng, trước hết là di chuyển vào các khe nứt lớn và dần dần thấm thấu vào các vi nứt nẻ cho đến khi áp suất được tái cân bằng.

Dầu tầng móng mỏ Bạch Hổ thuộc loại nhiều paraffin, độ nhớt cao, nhiệt độ đông đặc cao, ít lưu huỳnh, hệ số khí - dầu cao; tính chất dầu via biến đổi theo chiều sâu và theo thời gian khai thác.

Trữ lượng dầu tầng móng Bạch Hổ thuộc nhóm cực lớn. Sau 30 năm khai thác, đến nay trữ lượng dầu thu hồi còn lại có khả năng khai thác đang tồn tại trong: (i) Các khe nứt, hang hốc chưa khai thác ở phần nóc của thân dầu, (ii) Hệ thống khe nứt lớn thuộc phần giữa của thân dầu (dầu dư bão hòa chưa quét đẩy hết); (iii) Đối vi nứt nẻ và nứt nẻ một chiều không liên thông; (iv) Phần nóc móng nhô cao mà trước đây chưa xác định được và chưa mở vỉa; (v) Những thể tích còn sót do chưa xác định chính xác đối nứt nẻ hoặc quỹ đạo khoan chưa đến được.

Bơm ép nước cho đến nay là giải pháp hiệu quả nhất góp phần quan trọng tăng lưu lượng các giếng, ổn định tỷ số khí - dầu, nâng cao hệ số thu hồi dầu và đặc biệt là ổn định sản lượng dầu khai thác khối Trung tâm tầng móng Bạch Hổ. Tuy nhiên, bơm ép nước không phải hiệu quả đối với tất cả các đối tượng móng. Bơm ép nước 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 ít liên thông, độ thấm kém. Điều này giải thích tại sao bơm ép nước thời gian qua rất hiệu quả đối với móng trung tâm, nhưng không hiệu quả đối với móng khối Bắc, khối Đông Bắc, khối Nam, kể cả tại mỏ Sư Tử Đen. Bơm ép nước duy trì áp suất vỉa trên áp suất bão hòa cũng không phải hiệu quả ở tất cả các giai đoạn khai thác, đặc biệt đối với giai đoạn cuối cần điều chỉnh theo hướng giảm.

Thách thức lớn nhất 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 100m, có nơi chỉ cách 18m; hệ số thu hồi dầu của 2 khối Nam và Đông Bắc rất thấp, tương ứng là 1,9% và 1,3%; khai thác và nâng cao hệ số thu hồi dầu tầng móng nói chung từ các đới vi nứt nẻ vô cùng khó khăn, chưa có công nghệ phù hợp.

Khai thác dầu trong tầng đá móng nứt nẻ giai đoạn cuối khác cơ bản với công nghệ khai thác giai đoạn đầu phát triển và giai đoạn khai thác ổn định. Tác giả đề xuất phương pháp luận mới khai thác dầu tầng móng nứt nẻ giai đoạn cuối tóm tắt như sau: (i) Mất cân bằng sinh ra chuyển động. Khai thác dầu đối tượng móng giai đoạn cuối cần tạo mất cân bằng để huy động dầu từ đới vi nứt nẻ, nứt nẻ 1 chiều mà phương pháp bơm ép nước không hiệu quả; (ii) Có thể tạo mất cân bằng bằng cách giảm bơm ép nước; tạo mất cân bằng liên tục bằng cách bơm ép theo chu kỳ; tạo mất cân bằng cục bộ bằng áp dụng phương pháp khai thác đồng thời gaslift và bơm điện chìm ly tâm trong cùng 1 giếng (hoặc liên tục hoặc theo chu kỳ); (iii) Dầu vào được thì cũng ra được, miễn là có điều kiện cần và đủ. Ở giai đoạn cuối, có thể giảm áp suất vỉa xuống dưới áp suất bão hòa và tạo chênh lệch áp suất đủ để huy động dầu từ đới vi nứt nẻ.

Đối tượng móng mỏ Bạch Hổ có đặc điểm địa chất với tính chất bất đồng nhất cao, có sự khác biệt giữa các khối, nên cần áp dụng giải pháp khai thác riêng cho từng khối, từng khu vực (mục 4.4).

Nghiên cứu đóng giàn nhẹ, khoan giếng thân nhỏ tiết giảm tối đa chi phí.

Khai thác mỏ ở giai đoạn cuối nên hy vọng thêm những giếng có lưu lượng 500 - 1.000 tấn dầu/ngày là không thực tế. Áp dụng các giải pháp trên sẽ huy động được thêm trữ lượng dầu đang tồn tại trong các đới vi nứt nẻ, có thêm những giếng mới với lưu lượng 50 - 100 - 200 tấn dầu/ngày đồng thời kéo dài thêm thời gian khai thác ở các giếng dầu cũ đáp ứng yêu cầu gia tăng hệ số thu hồi dầu đặc biệt trong giai đoạn suy giảm sản lượng khai thác dầu hiện nay và những năm tiếp theo.

Trên cơ sở nghiên cứu này, tác giả đề xuất lộ trình thực hiện tiếp theo: Chạy mô hình mỏ trong điều kiện phòng thí nghiệm; Thử nghiệm thực địa chứng minh lý thuyết; Mở rộng áp dụng.

### 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. 2018; 5: trang 22 - 28.
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 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. 2018; 7: trang 18 - 34.
3. 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*. Hội thảo "Nâng cao hệ số thu hồi dầu mỏ Bạch Hổ". 2002.
4. 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. 2008; 1: trang 16 - 17; 105 - 112.
5. Phùng Đình Thực, 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 Spearman*. Tuyển tập Báo cáo Hội nghị Khoa học Công nghệ 30 năm Dầu khí Việt Nam. 2005.
6. Phùng Đình Thực, 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*. Hội thảo "Nâng cao hệ số thu hồi dầu mỏ Bạch Hổ". 2002.
7. Phùng Đình Thực, Mai Văn Dư. *Đánh giá mối liên hệ thủy lực trong hệ thống bơm ép - khai thác các vỉa dầu trong đá móng mỏ Bạch Hổ, mỏ Sư Tử Đen bằng phân tích tương quan Spearman*. Hội nghị Khoa học vỉa dầu móng Vietsovetro. 2006.
8. Phùng Đình Thực. *Ứng dụng toán học trong khai thác dầu khí tại thềm lục địa phía Nam Việt Nam*. Báo cáo khoa học tại Hội nghị toàn quốc lần thứ nhất về ứng dụng toán học. Hà Nội. 23 - 25/12/1999.
9. Phùng Đình Thực. *Ứng dụng thuyết Fractal trong khai thác dầu khí*. Báo cáo khoa học tại Hội thảo khoa học về khai thác dầu khí Ba Cu. 12 - 15/12/2000.
10. Trần Hồng Phong, Phùng Đình Thực. *Đánh giá, điều khiển quá trình bơm ép nước - khai thác dầu tầng móng Trung tâm mỏ Bạch Hổ bằng phương pháp phân tích tương quan*. Tạp chí Dầu khí. 1999; 7: trang 14 - 19.
11. Phùng Đình Thực, Dương Danh Lam, Lê Bá Tuấn, Nguyễn Văn Cảnh. *Công nghệ và kỹ thuật khai thác dầu khí*. Nhà xuất bản Giáo dục. 2000.
12. Phùng Đình Thực, Dương Danh Lam, Lưu Vĩnh Hưng. *Cơ chế và công nghệ nứt vỉa thủy lực - acid đối với các giếng thuộc tầng móng mỏ Bạch Hổ*. Tạp chí Dầu khí. 1999; 4: trang 18 - 26.
13. Phùng Đình Thực, Dương Danh Lam. *Hoàn thiện công nghệ xử lý vùng cận giếng ở tầng móng mỏ Bạch Hổ*. Báo cáo tại Hội nghị Khoa học - Công nghệ "Ngành Dầu khí Việt Nam: Trước thềm thế kỷ 21". 2000.
14. Phùng Đình Thực, Mai Văn Dư. *New concept in adjustment of development process for Bach Ho basement oil reservoir*. Technical Forum "Cuu Long basin production - Challenges and opportunities". 2003.
15. Phùng Đình Thực, Mai Văn Dư, Nguyễn Như Ý. *Áp dụng phân tích tương quan để xác định hướng dòng chảy dầu - nước và đánh giá trạng thái khai thác vỉa dầu móng mỏ Bạch Hổ*. Tóm tắt báo cáo khoa học, Hội nghị Khoa học Dầu khí, Ba Cu - Cộng hòa Azerbaijan. 2000.
16. Фунг Дин Тхык. *Новый подход к анализу пульсации нефте-газовой смеси*. Журнал Азербайджанское Нефтяное Хозяйство. 1999; 11.
17. Фунг Дин Тхык. *Исследование динамических характеристик системы добычи и транспортировки нефти и газа на южном континентальном шельфе Вьетнама*. Журнал Азербайджанское Нефтяное Хозяйство. 2000; 4.

18. Фунг Дин Тхык, Ле Ба Туан. Обоснование выбора механического способа добычи нефти в условиях месторождения "Белый Тигр". Журнал Азербайджанское Нефтяное Хозяйство. 1999; 5.

19. Phùng Đình Thực, Mai Văn Dư. Đề xuất giải pháp công nghệ nhằm nâng cao hiệu quả khai thác vỉa dầu móng mỏ Bạch Hổ. Hội nghị khoa học vỉa dầu móng Vietsovpetro. 2006.

## STUDY AND PROPOSAL OF TECHNOLOGICAL AND TECHNICAL SOLUTIONS TO ENHANCE OIL RECOVERY FOR BACH HO BASEMENT RESERVOIR - FINAL PHASE

### CHAPTER III: PROPOSED TECHNOLOGICAL AND TECHNICAL SOLUTIONS FOR ENHANCED OIL RECOVERY FROM BACH HO BASEMENT RESERVOIR - FINAL PHASE

Phung Dinh Thuc

Email: thucphung125@gmail.com

#### Summary

*After more than 30 years of production, the huge Bach Ho oil field has reached its final production phase, with more than 90% of its oil reserve already exploited. The remaining recoverable reserve of this reservoir mainly exists in: (i) fracture system at the top of the basement, (ii) macro fracture system in the middle of oil column (saturated oil residues), (iii) micro fracture and disconnected fracture system, (iv) the top of the basement which is still unperforated, and (v) the undetermined and unreachable fracture zones.*

*Water injection system has been so far the most effective way to boost production performance, control gas-oil ratio, improve oil recovery and especially maintain the stable oil production rates of the central dome of the basement reservoir. However, water flooding has been limiting its effectiveness to the areas with high tectonic activities, which reflect in large breccia zones with high connectivity and high permeability. For any low breccia zones with poor connectivity and permeability, water injection rarely shows any effect. Besides, keeping the reservoir above bubble point with water injection is also difficult, especially during the last stage of field life since the injection rate is normally reduced to control water cut.*

*The major challenges in Bach Ho field nowadays include: water cut increment is high even in the main producers; the current dynamic oil-water contact in the central dome has been raised to around 100m from the top of reservoir, even 18m at some areas; the current oil recovery factors in the South and North East domes are ultra low, at only 1.9% and 1.3%, respectively; oil production and improved recovery from the micro fracture system are very difficult. On the basis of analysing Bach Ho structural geology, petrographic and rock properties, fluid properties, basement oil reserves and production performance, the author proposes technical and technological solutions for enhanced oil recovery in the final phase of matured basement reservoir of Bach Ho field.*

*In the 3<sup>rd</sup> and also the final phase of this project, the author will focus on analysis to determine the location and the remaining oil reserves in Bach Ho basement reservoir; clarify the formation mechanism, the hollow space structure of the basement, the characteristics of permeability and flow mechanism in the hollow space structure of the basement; and propose technical and technological solutions for each target/ each area in order to enhance oil recovery from Bach Ho basement reservoir at its final stage.*

**Key words:** *Improvement of oil recovery factor, basement, reservoir pressure, Bach Ho field, final stage.*