

HIỆN TRẠNG CÁC MỎ DẦU CỦA VIETSOVPETRO VÀ ĐỊNH HƯỚNG GIẢI PHÁP KHAI THÁC HIỆU QUẢ

Phạm Xuân Sơn, Nguyễn Lâm Anh, Hồ Nam Chung, Phùng Mỹ Anh

Liên doanh Vietsovpetro

Email: chunghn.rd@vietsov.com.vn

<https://doi.org/10.47800/PVSI.2024.03-03>

Tóm tắt

Trong 43 năm xây dựng và phát triển kể từ khi thành lập vào ngày 19/6/1981 và khai thác được tấn dầu đầu tiên vào tháng 6/1986, Liên doanh Vietsovpetro đã từng bước đạt được các mốc khai thác 50 triệu tấn dầu vào tháng 10/1997, 100 triệu tấn vào tháng 11/2001, 150 triệu tấn vào tháng 12/2005, 200 triệu tấn vào tháng 8/2012 với việc không ngừng mở rộng đối tượng và khu vực khai thác. Vào ngày 15/5/2024, Vietsovpetro đã đạt mốc khai thác 250 triệu tấn dầu từ 2 lô dầu khí (Lô 09-1 và Lô 09-3/12).

Bài báo phân tích, đánh giá hiện trạng các mỏ đang khai thác của Vietsovpetro, đặc biệt là các đối tượng khai thác có cấu trúc địa chất phức tạp, quy mô phân bố nhỏ, tốc độ suy giảm sản lượng nhanh... Trên cơ sở đó, đề xuất các nhóm giải pháp phù hợp để tối ưu công tác quản lý, vận hành khai thác và nâng cao hệ số thu hồi dầu, với mục tiêu hoàn thành mốc khai thác tấn dầu thứ 300 triệu trong tương lai.

Từ khóa: Tối ưu khai thác, nâng cao hệ số thu hồi dầu, bể Cửu Long.

1. Giới thiệu

Địa tầng trầm tích Lô 09-1 và Lô 09-3/12 chịu sự chi phối về đặc điểm trầm tích của bể Cửu Long. Từ kết quả khoan và nghiên cứu sinh địa tầng cho thấy lát cắt trầm tích có thể chia ra các phân vị địa tầng sau: Đá móng trước Cenozoic và trầm tích Cenozoic bao gồm các đá thuộc thống Paleogene, Neogene và Đệ Tứ, được chia làm 6 hệ tầng. Trong Oligocene bao gồm hệ tầng Trà Cú (Oligocene dưới), hệ tầng Trà Tân (Oligocene trên), trong Miocene gồm hệ tầng Bạch Hổ (Miocene dưới), Côn Sơn (Miocene giữa) và Đồng Nai (Miocene trên). Trầm tích Pliocene và Đệ Tứ được gộp lại trong hệ tầng Biển Đông (Hình 1). Nhìn chung, phân vị địa tầng của 2 lô đang khai thác không có sự khác biệt lớn so với phân vị địa tầng chung của bể Cửu Long. Về bối cảnh kiến tạo, 2 lô trên cũng nằm trong bối cảnh kiến tạo chung của bể Cửu Long và được chia thành 3 giai đoạn chính: trước tạo rift, đồng tạo rift (syn-rift) và sau tạo rift (post-rift) với hệ thống đứt gãy chủ yếu theo phương Đông Bắc - Tây Nam. Hệ thống đứt gãy kiến tạo từ tầng móng lên đến Oligocene trên chủ yếu được hình thành trong giai đoạn syn-rift theo cơ chế căng giãn

với hướng chủ đạo là Đông Bắc - Tây Nam và bình đồ cấu trúc trầm tích Oligocene có sự kế thừa tương đối rõ nét địa hình tầng móng. Hệ thống đứt gãy trong trầm tích Miocene chủ yếu là các đứt gãy trọng lực, lún chìm nhiệt hình thành trong giai đoạn post-rift với hướng các chủ đạo là Đông Bắc - Tây Nam, Đông - Tây.

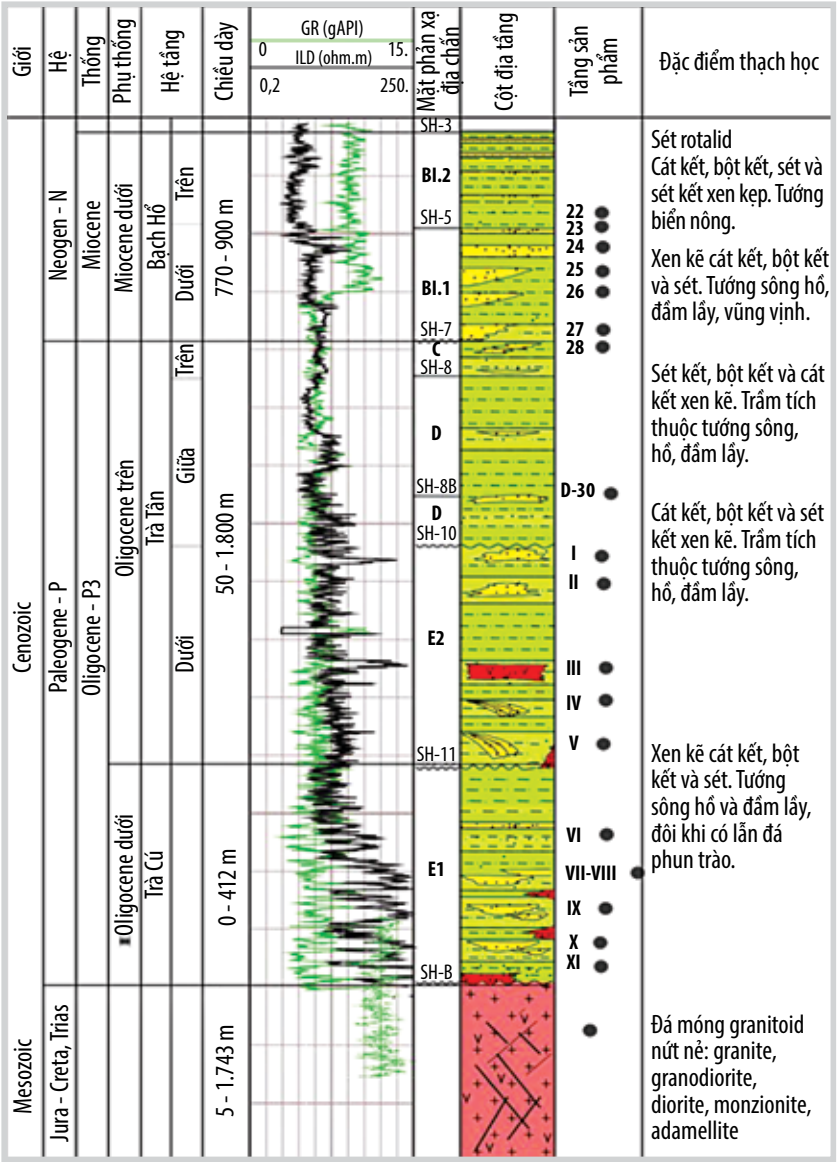
Tính đến nay, Vietsovpetro đã phát hiện và đưa vào khai thác các mỏ dầu gồm: Bạch Hổ, Rồng, Gấu Trắng, Thỏ Trắng, Nam Rồng - Đồi Mồi và Cá Tầm (Hình 2) với các đối tượng chứa dầu khí là đá móng nứt nẻ và các tập cát kết trong lát cắt trầm tích Oligocene trên/dưới, Miocene dưới. Trong đó, nứt nẻ trong tầng móng được hình thành chủ yếu bởi cơ chế nén ép vào cuối Oligocene trên có tính bất đồng nhất cao về thành phần thạch học cũng như nứt nẻ và thay đổi nhanh từ khu vực này sang khu vực khác. Các tầng cát kết có đặc điểm môi trường trầm tích bao gồm đồng bằng bồi tích sông (aluvial/fluvial), đầm hồ và biển nông cho nên đặc điểm các tầng chứa và đặc điểm thủy động của mỏ có sự khác biệt giữa các khu vực. Theo đó, công tác vận hành khai thác và quản lý mỏ đòi hỏi phải thực hiện theo nhiều phương thức khác nhau, tương thích với từng đối tượng khai thác mới có thể mang lại hiệu quả đối với mỏ trên.

Tính đến ngày 1/1/2024, Vietsovpetro có 626 giếng



Ngày nhận bài: 4/8/2024. Ngày phản biện đánh giá và sửa chữa: 7 - 14/8/2024.

Ngày bài báo được duyệt đăng: 14/8/2024.



Hình 1. Cột địa tầng tổng hợp Lô 09-1 và 09-3/12.



Hình 2. Sơ đồ phân bố các mỏ dầu đang khai thác của Vietsovpetro.

khoan, trong đó có 405 giếng dầu và 79 giếng bơm ép đang làm việc. Động thái sản lượng của Vietsovpetro từ khi đưa vào khai thác tới hiện tại (Hình 3) cho thấy sau khi được đưa vào khai thác năm 1986 sản lượng có xu hướng gia tăng mạnh và đạt đỉnh trên 13 triệu tấn/năm vào năm 2002. Tiếp đó sản lượng bắt đầu suy giảm nhanh và năm 2023 chỉ còn ở mức 3 triệu tấn. Hiện mức suy giảm sản lượng hàng năm khoảng 100 nghìn tấn. Mặc dù Vietsovpetro đã đẩy mạnh công tác thăm dò - tận thăm dò và đưa các phát hiện mới vào khai thác, tuy nhiên đây chỉ là những mỏ nhỏ, cận biên với sản lượng suy giảm nhanh nên đòi hỏi phải khai thác thận trọng và liên tục, đồng thời có sự điều chỉnh phù hợp về địa chất, công nghệ mỏ để khai thác ổn định. Các mỏ chính đã đi vào giai đoạn “tận khai thác” với nhiều đối tượng khai thác có cấu trúc địa chất phức tạp, mức độ suy giảm sản lượng nhanh, tiềm ẩn nhiều rủi ro trong khai thác như kiểm soát độ ngập nước, suy giảm năng lượng vỉa, bơm ép nước để duy trì áp suất vỉa, hệ thống cơ sở hạ tầng đã quá hạn sử dụng và không đồng bộ...

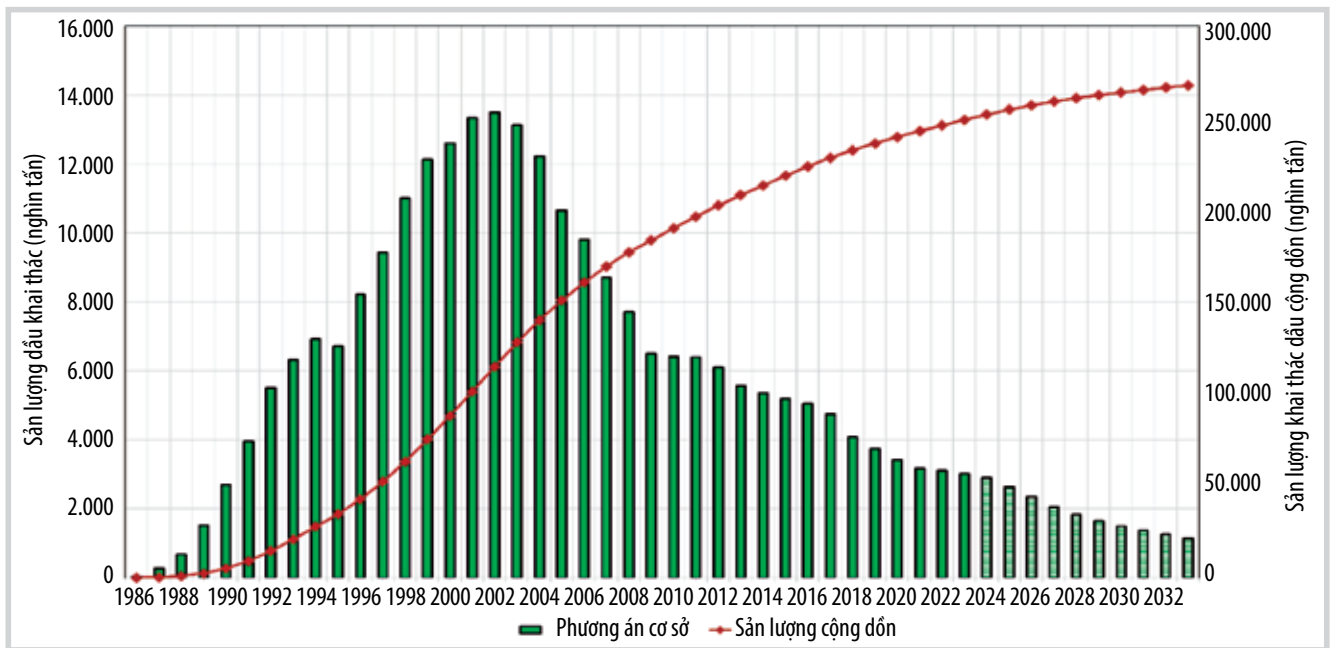
2. Địa chất/công nghệ mỏ

2.1. Mỏ Bạch Hổ

Sản lượng khai thác từ mỏ Bạch Hổ chiếm 73% tổng sản lượng năm 2023, bao gồm có 4 đối tượng chứa dầu chính là móng, Oligocene dưới, Oligocene trên và Miocene dưới.

2.1.1. Đối tượng Miocene dưới

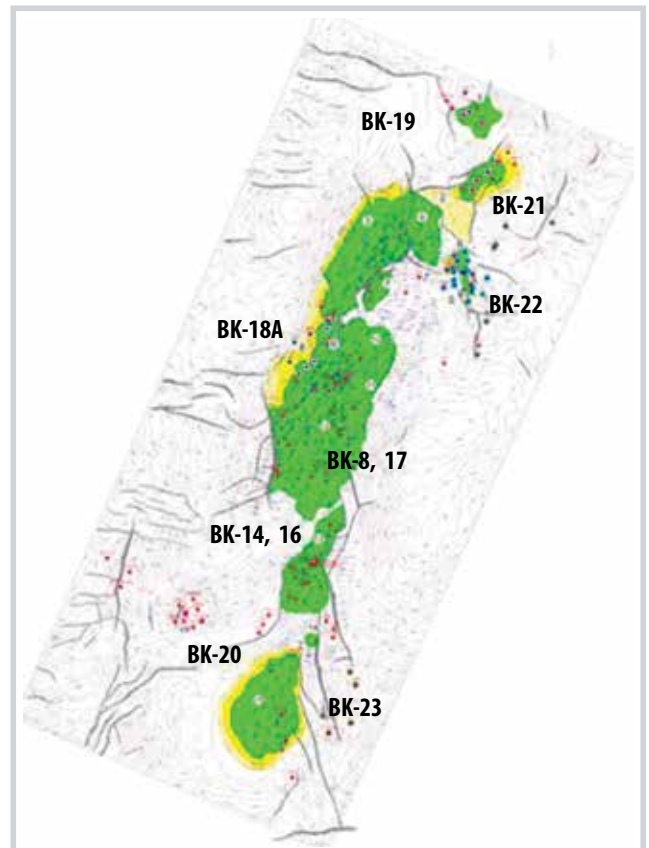
Về đặc điểm trầm tích có thể chia lát cắt hệ tầng này ra 2 phần; phần trên chủ yếu là sét, sét bột kết và hầu như không tồn tại tầng chứa trong địa tầng này; phần dưới chủ yếu là cát kết và bột kết (hơn 60%) được hình thành chủ yếu trong môi trường đồng bằng bồi tích sông (aluvial/fluvial). Theo kết quả khoan và dựa trên đặc trưng cấu



Hình 3. Sản lượng khai thác dầu hàng năm của Vietsovpetro từ các lỗ.

trúc địa chất, thân dầu đối tượng Miocene dưới được chia thành các khu vực: vòm Bắc, BK-19, BK-21, Trung tâm, vòm Nam (BK-8, 17; BK-14, 16), Tây Nam (BK-20), Đông (BK-22), Đông Nam BK-23 (Hình 4), đã bắt gặp 6 tầng sản phẩm chính là 22, 23, 24, 25, 26, và 27 và liên kết thành một đối tượng khai thác, trong đó tầng 23 có diện tích lớn nhất, được chia thành 5 vỉa (23-0, 23-1, 23-2, 23-3, 23-4) với cấu trúc thân dầu dạng khép kín 2 - 3 chiều kể áp đứt gãy và tồn tại ranh giới dầu - nước, phân bố rộng với tương trầm tích là cát kết cửa sông chiếm ưu thế và là tầng khai thác chính, các tầng sản phẩm còn lại chỉ đóng vai trò thứ yếu với đặc điểm môi trường trầm tích là đồng bằng bồi tích sông, hồ có quy mô phân bố hẹp. Thành phần thạch học các tầng chứa nêu trên chủ yếu là cát kết arkose, với thành phần thạch anh và feldspar có chiều dày hiệu dụng dao động từ 2 - 8 m với độ rỗng từ 14 - 20%. Về thủy động lực học đối tượng này có nước vỉa và aquifer tương đối mạnh.

Dựa vào đặc điểm cấu trúc và đặc điểm thủy động mở, đối tượng Miocene dưới được chia thành các khu vực vòm Bắc, Trung tâm, vòm Nam và đưa vào khai thác từ tháng 6/1986 tại giếng BH-1. Đến thời điểm hiện tại tổng quỹ giếng khai thác là 224 giếng với sản lượng cộng dồn khoảng hơn 17 triệu tấn, hệ số thu hồi dầu trung bình hiện tại là 19,7%. Vòm Bắc và Trung tâm được đặc trưng bởi những chỉ số khai thác khá tốt do mật độ mạng lưới giếng khoan cao và hệ thống bơm ép nước hiệu quả. Nghiên cứu thủy động lực học mở cũng như quy mô phân bố tầng chứa cho thấy các khu vực này có thể tiếp tục nâng cao sản lượng khai thác bằng giải pháp đan dày mạng lưới



Hình 4. Bình đồ tài nguyên dầu vỉa sản phẩm 23-2, đối tượng Miocene dưới.

giếng và điều chỉnh hệ thống bơm ép để duy trì áp suất vỉa. Khu vực vòm Nam có đặc trưng địa chất phức tạp, các tầng sản phẩm có quy mô phân bố hẹp và các giếng đều làm việc đa tầng (từ tầng sản phẩm 23 đến tầng 27) với tính chất dầu - khí và thủy động lực học khác biệt dẫn tới

các giếng ngập nước nhanh, lưu lượng giảm nhanh sau thời gian ngắn đưa vào khai thác.

Nhìn chung mạng lưới giếng khoan trên đối tượng này đã được khoan đan dày và hầu hết các giếng khai thác với độ ngập nước cao, áp suất vỉa suy giảm. Để đảm bảo duy trì sản lượng khai thác cần phải xem xét hoàn thiện và tối ưu mạng lưới giếng bơm ép để duy trì áp suất vỉa, tối ưu hóa chế độ gaslift, thực hiện các giải pháp ngăn cách nước. Bên cạnh đó cần tiếp tục nghiên cứu khả năng khoan đan dày ở một số khu vực, đặc biệt ở vùng rìa và chuyển tầng đối với những giếng đã dừng làm việc hoặc có sản lượng thấp từ các tầng sản phẩm phía dưới để tận thu hồi dầu cho đối tượng này. Ngoài ra, đây cũng là một đối tượng tiềm năng để tiến hành các giải pháp gia tăng hệ số thu hồi dầu. Vietsovpetro đã thực hiện công tác nghiên cứu chọn lựa phương pháp phù hợp và đang trong quá trình thực hiện bơm thử nghiệm surfactant - polymer cho đối tượng này.

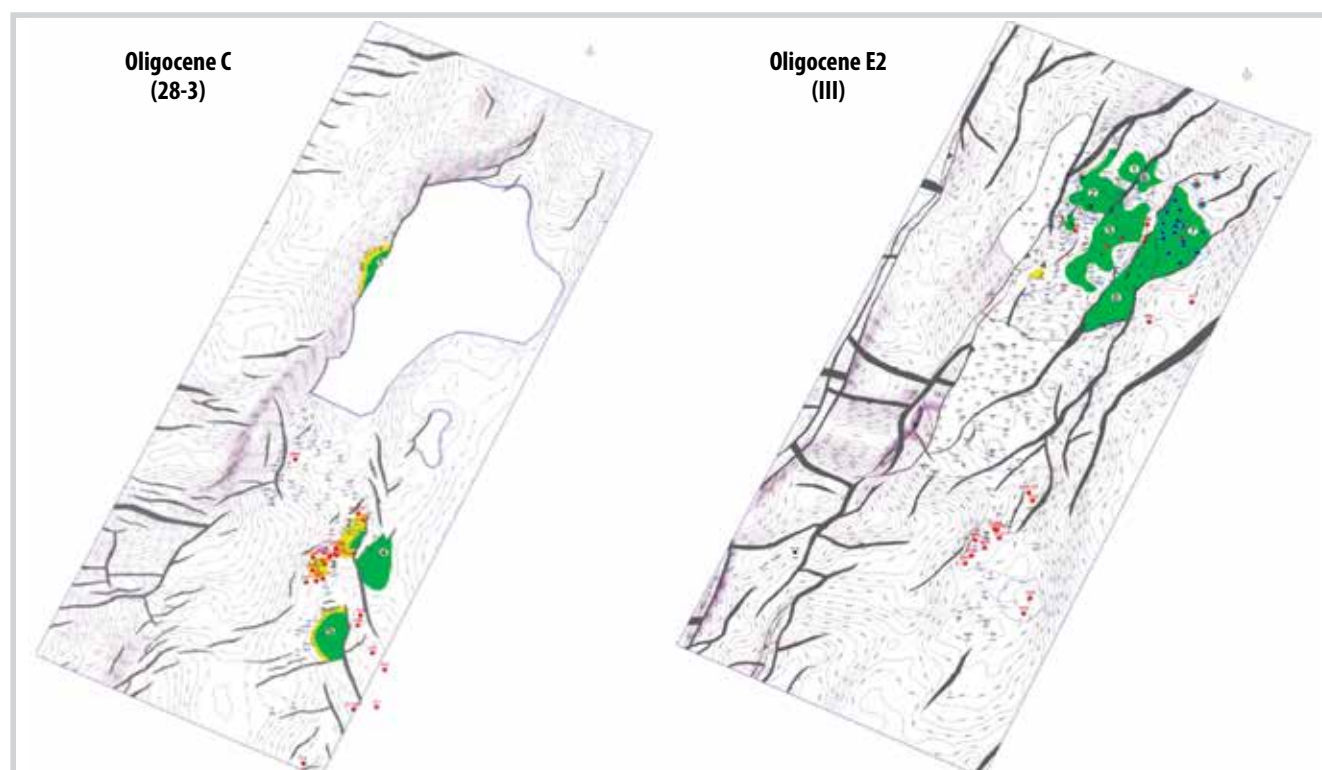
2.1.2. Đối tượng Oligocene trên

Dựa vào cấu trúc và điều kiện trầm tích có thể chia lát cắt này thành 3 tập chính, bao gồm tập E2, tập D và tập C. Kết quả khoan thăm dò - khai thác cho thấy bắt gặp rất ít các tầng sản phẩm trong tập D, C. Tuy nhiên, tại khu vực vòm Nam (BK-8, 17) có một số giếng đang khai thác/bơm ép ở tầng sản phẩm 28 đối tượng Oligocene C (Hình 5) và

đóng góp vào sản lượng khai thác của mỏ Bạch Hổ nhưng với tỷ lệ khá nhỏ. Trong khi đó, các tầng sản phẩm chính đều tập trung trong đối tượng Oligocene E2 với các tầng sản phẩm I, II, III, IV và V. Tập này được hình thành trong môi trường đồng bằng bồi tích sông, ven hồ, đầm hồ và tương trầm tích chủ yếu là cát kết của sông, sông chi lưu, sông phân nhánh với các thấu kính cát phân bố không liên tục, rời rạc. Bị chia cắt bởi hệ thống đứt gãy nên các thân dầu rời rạc, kém liên thông với nhau, ngoại trừ khu vực Đông Bắc Bạch Hổ cho thấy vỉa sản phẩm có tính liên tục cao, chiều dày vỉa chứa lớn và đang là khu vực cho sản phẩm chính của đối tượng này. Về đặc trưng thủy động khu vực này không có nước rìa và aquifer hỗ trợ nên bị suy giảm nhanh trong quá trình khai thác và cũng gây khó khăn trong việc bố trí bơm ép duy trì áp suất vỉa.

Đối tượng Oligocene E2 mỏ Bạch Hổ được đưa vào khai thác từ năm 1987. Trên cơ sở khác biệt về đặc trưng đá chứa, đối tượng này được chia làm 3 khu vực nghiên cứu bao gồm Bắc + Trung tâm, Đông Bắc và Nam (Hình 5). Tổng quỹ giếng là 57 giếng với sản lượng cộng dồn khoảng 4,2 triệu tấn.

Đối tượng này được khai thác bằng nhiều giải pháp như đan dày mạng lưới giếng, tiến hành nứt vỉa thủy lực, tổ chức mạng lưới bơm ép khai thác tương đối dày tuy nhiên sản lượng cộng dồn và hệ số thu hồi dầu còn thấp



Hình 5. Bình đồ tài nguyên dầu các tầng/vỉa sản phẩm, đối tượng Oligocene C, E2.

(trung bình 9%), mức độ khai thác và thu hồi trữ lượng diễn ra không đều theo diện tích. Hệ số bao trùm thấp, mạng lưới giếng khai thác chưa tối ưu do phần lớn đều khai thác từ những giếng khoan chuyển tầng từ đối tượng dưới, chưa có mạng lưới giếng thiết kế riêng biệt. Điều đó cho thấy vẫn còn nhiều cơ hội để nâng cao sản lượng khai thác và hệ số thu hồi dầu cho đối tượng này bằng các giải pháp như: đan dày mạng lưới giếng, nút vỉa thủy lực với khối lượng proppant lớn và chia thành nhiều giai đoạn, bổ sung giếng bơm ép và tối ưu mạng lưới khai thác/bơm ép trong đó có tính tới các nghiên cứu nhằm đánh giá rõ hơn về tính liên thông giữa các giếng khoan cũng như mức độ liên thông giữa các thân dầu.

2.1.3. Đối tượng Oligocene dưới (E1)

Dựa vào hình thái cấu trúc và mức độ, đối tượng được chia làm 2 khu vực là phía Bắc và phía Nam. Theo kết quả khoan thì bắt gặp rất ít tầng sản phẩm trong khu vực phía Nam với trầm tích chủ yếu là sét, bột kết, đôi chỗ gặp tầng sản phẩm phân lớp mỏng. Kết quả nghiên cứu môi trường trầm tích cho thấy hầu hết khu vực này được hình thành trong điều kiện từ sông (aluvial) đến đầm hồ, đầm lầy ven rìa hồ và đây là yếu tố ảnh hưởng chính tới sự phân bố cũng như chất lượng đá chứa trong khu vực. Chính vì vậy, khu vực này có tiềm năng dầu khí thấp và đóng góp không đáng kể vào sản lượng khai thác. Các tầng chứa khu vực phía Bắc được đặc trưng bởi tướng sông cho đến dòng chảy bên, uốn khúc, đôi chỗ là cửa sông có diện phân bố rộng, độ chọn lọc tốt, có đặc trưng thấm chứa cao ngoại trừ tầng chứa khối phía Đông có độ sâu chôn vùi lớn nên có thể làm suy giảm đáng kể mức độ thấm chứa của khu vực này. Từ kết quả khoan thăm dò khai thác đã phát hiện 6 tầng sản phẩm VI, VII, VIII, IX, X và XI với chiều dày hiệu dụng chứa dầu trung bình dao động từ 6,5 - 13,6 m và độ rỗng dao động trong khoảng 12 - 15%. Thân dầu có cấu trúc dạng vòm, vỉa phân tách bởi hệ thống đứt gãy Đông Bắc - Tây Nam và kể áp vào khối móng trung tâm. Đối tượng có nước vỉa và được hỗ trợ khá mạnh. Các thân dầu có hệ thống thủy động lực riêng, phân cách với những phần khác bởi chắn kiến tạo, đới biến tướng hoặc đới gá kể vào mặt móng.

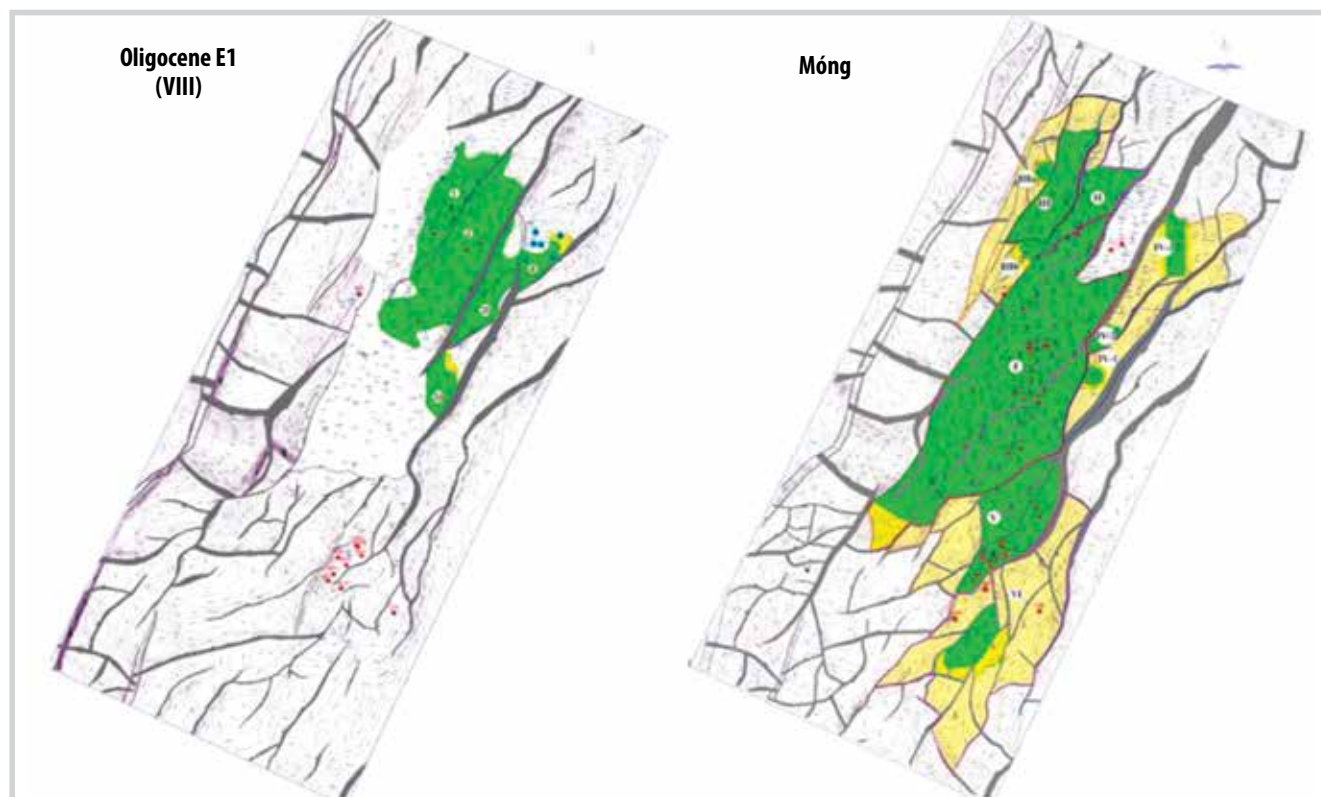
Khu vực đã khai thác được một thời gian dài (30 năm) với tổng 59 giếng khoan và sản lượng thu hồi cộng dồn là 14,3 triệu tấn, hệ số thu hồi dầu trung bình hiện tại 25,2%. Dựa trên những đặc trưng về cấu trúc địa chất, thân dầu Oligocen E1 được chia thành 4 khu vực Bắc, Đông Bắc, Tây và Nam (Hình 6). Tại thời điểm hiện tại chỉ khai thác khu vực Bắc và Nam. Tầng khai thác chính là tầng VIII (phía Bắc)

và IX (phía Nam). Hiện tại, mạng lưới giếng khoan đã đan dày, hệ thống khai thác/bơm ép đã hoàn thiện, các giếng khai thác hầu hết ngập nước, năng lượng vỉa suy kiệt. Phân chia theo 2 đứt gãy kiến tạo chính thì khối II có tính chất thấm chứa tốt, mật độ giếng khoan tương đối dày. Khối I và III mặc dù mật độ giếng còn thấp nhưng tính chất thấm chứa kém, độ bất đồng nhất cao đặc biệt ở khu vực khối III. Áp suất vỉa đã suy giảm tương đối lớn sau một thời gian dài khai thác, hiện tại nhiều giếng đang làm việc với áp suất nhỏ hơn áp suất bão hòa... Rất nhiều các giải pháp đã được thực hiện ở đối tượng này để ổn định và gia tăng khai thác như nút vỉa thủy lực, bắn thêm chuyển tầng, xử lý vùng cận đáy giếng... Hiện tại, để duy trì và gia tăng sản lượng của khu vực này cần tiếp tục tiến hành điều chỉnh chế độ bơm ép/khai thác, khoan đan dày ở những khu vực có hệ số thu hồi dầu thấp còn tiềm năng dầu khí, nghiên cứu xem xét bổ sung các khoảng chứa dầu còn lại, tiến hành nút vỉa thủy lực với khối lượng proppant lớn cũng như xem xét đánh giá những khối sót, vỉa sót để có thể khoan đan dày bằng phương án mở rộng slot từ các giàn hiện hữu đối với khu vực vòm Bắc.

2.1.4. Đối tượng móng

Phức hệ đá magma tầng móng được xếp tương đương 3 phức hệ: Hòn Khoai, Định Quán, Cà Ná (Ankroet); đặc trưng chính là đá magma kết tinh hoàn toàn với các đai mạch poxfirit và diabase andesite basalt phản ánh tính bất đồng nhất thạch học.

Nút nề trong móng được hình thành do 2 yếu tố chính là quá trình co ngót và hoạt động kiến tạo. Hoạt động kiến tạo ở đây là thúc trôi, trượt bằng vào cuối Oligocene trên, đây là yếu tố chính để hình thành nên nút nề trong móng. Mức độ nút nề ngoài yếu tố kiến tạo còn phụ thuộc vào loại đá (tính giòn, tính dẻo). Kết quả khoan cho thấy khu vực vòm trung tâm có mức độ nút nề và hang hốc cao với mức độ lấp nhét, biến đổi thứ sinh là thấp nhất. Tiếp đó là khu vực vòm Bắc và khu vực cho sản lượng thấp nhất (khu vực phía Nam) với thành phần chủ yếu là đá có thành phần kiềm (diorite) với mức độ biến đổi thứ sinh cao, độ rỗng thấp, bị lấp nhét bởi nhiều khoáng vật thứ sinh làm suy giảm đáng kể tính thấm chứa ở khu vực này. Thân dầu móng được đưa vào khai thác từ năm 1988, đặc trưng bởi các thân dầu dạng khối, tích tụ trong các hang hốc và nút nề hình thành do đá magma co rút khi nguội lạnh tạo nên độ rỗng nguyên sinh và quá trình phong hóa kiến tạo hình thành các độ rỗng thứ sinh. Đối tượng móng có giá trị độ thấm không đồng đều, dao động trong khoảng từ 0,3 - 480 mD cho thấy mức độ bất đồng nhất lớn của đá chứa



Hình 6. Bình đồ tài nguyên dầu đối tượng Oligocene E1 và móng.

dầu. Đối tượng móng không có nước vỉa mặc dù có phát hiện được nguồn gốc nước ngầm từ BH-110 trước đây và từ BH-90, BH-19 sau này, tuy nhiên xét nghiệm nước cho thấy đây là nước ngầm tàn dư nguồn gốc trầm tích.

Dựa vào cấu trúc địa chất, đặc điểm thạch học, tính chất thấm chứa thân dầu móng được chia thành các khối: Trung tâm, Bắc, Tây Bắc, Nam, phía Đông và Đông Bắc (Hình 6) với tổng cộng 383 giếng khoan vào móng (94 giếng khai thác) và sản lượng cộng dồn là 187,3 triệu tấn, hệ số thu hồi dầu trung bình là 37,4%. Đây là đối tượng tầng khai thác chính của mỏ Bạch Hổ và là đối tượng chứa dầu có tính bất đồng nhất rất cao vì vậy việc nghiên cứu, khai thác cũng như nâng cao hệ số thu hồi dầu đối với đối tượng này luôn phải đối mặt với các thách thức. Trước đây có những giai đoạn tầng móng đóng góp đến 90% sản lượng của Vietsovpetro (năm 2002) nhưng đến nay đối tượng này cũng đang ở trong giai đoạn suy kiệt. Tuy nhiên tầng móng vẫn đang là đối tượng khai thác chủ lực, trong năm 2023 đối tượng này vẫn đóng góp tới 37,9 sản lượng năm của Vietsovpetro. Hiện tại hầu hết các giếng đã chuyển sang chế độ gaslift, chỉ còn 17 giếng khai thác ở chế độ tự phun; độ ngập nước trung bình của móng lên đến 56,5%. Hầu hết các giếng đang làm việc ở khoảng trên cùng của thân dầu, chiều cao thân dầu hiện tại nhỏ, áp suất vỉa đã tiệm cận với áp suất bão hòa. Ranh giới dầu nước dâng cao và thay đổi theo từng khu vực dẫn đến khó

khăn trong kiểm soát ranh giới dầu nước cũng như kiểm soát mức độ ngập nước và suy giảm áp suất vỉa của các giếng khai thác. Dù các khối được chia tách tuy nhiên hiện nay khối Đông Bắc đã dừng khai thác, khối Trung tâm là nơi khai thác chính (MSP-1, MSP-2, MSP-8, MSP-9 và các BK 1-7, BK 9-10, BK-8+17). Các khối còn lại hầu hết là các giếng có độ ngập nước cao hoặc đã bão hòa chuyển tầng lên đối tượng trên và đóng góp sản lượng không đáng kể. Khối Trung tâm được chia làm 2 khu vực theo thân dầu: Khu vực Trung tâm (thân dầu I bao gồm các giàn MSP-1, MSP-2, MSP-8, MSP-9 và các BK 1-7, BK-9-10), và khu vực giàn phía Nam (thân dầu IV bao gồm BK-8/ BK-17). Từ năm 2018, sau khi hàng loạt giếng chủ lực ngập nước và dừng khai thác, Vietsovpetro đã quyết định điều chỉnh lại mạng lưới giếng bơm ép và chế độ khai thác: từng bước dừng bơm ép các giếng ở khu vực Trung tâm, chỉ duy trì bơm ép từ vùng rìa, giảm hệ số bù khai thác cùng với tối ưu lại chế độ khai thác. Việc điều chỉnh này từng bước có ảnh hưởng tích cực: trước khi điều chỉnh khối Trung tâm nói riêng, đối tượng móng mỏ Bạch Hổ nói chung chỉ còn 3 giếng khai thác tự phun (7001B, 7005B và 7009) và duy nhất giếng 7005B khai thác không có nước. Theo thời gian các giếng 7009 và 7001B dần trở về chế độ khai thác tự phun không có nước, tiếp đến là hàng loạt giếng khai thác ở chế độ gaslift với độ ngập nước khá cao (30 - 65%) cũng dần trở về làm việc ở chế độ tự phun và đặc biệt là không còn

nước trong sản phẩm: 488, 430, 401, 556B, 10002, 10004; độ ngập nước trung bình của đối tượng giảm và duy trì ổn định. Mặc dù do áp suất suy giảm nên lưu lượng chất lưu suy giảm nhưng độ ngập nước giảm nhiều nên lưu lượng dầu duy trì ổn định và thậm chí có giếng còn tăng nên sản lượng dầu khai thác của móng hiện tại vẫn đang được duy trì ổn định. Việc đan dày mạng lưới giếng khoan ở móng khối Trung tâm cũng đem lại kết quả khả quan với việc đưa vào mới hàng loạt giếng khoan đang khai thác tự phun không có nước. Vì vậy đề xuất tiếp tục duy trì chế độ bơm ép/khai thác hiện tại kết hợp với việc tiến hành khảo sát thủy động lực học định kỳ, lấy mẫu sâu để xác định giá trị áp suất bão hòa hiện tại là phù hợp. Kết hợp với việc theo dõi chặt chẽ các chỉ số khai thác từ đó có những điều chỉnh kịp thời, đồng thời tiến hành đo MPLT để đưa ra giải pháp ngăn cách nước đối với một số giếng có độ ngập nước cao. Đối với khu vực giàn (BK-8/BK-17) thì phía Nam có hệ thống bơm ép/khai thác chưa hoàn thiện nên cần phải tiếp tục xem xét có giải pháp phù hợp như chuyển giếng đang khai thác vào bơm ép hoặc khoan giếng bơm ép bổ sung. Còn đối với phía Nam của khu vực thì đang tiến hành khai thác thử nghiệm tiệm cận áp suất bão hòa và sẽ tiến hành trang bị bơm chìm cho 2 giếng 449 và 8015 để thực hiện thử nghiệm trong năm 2025.

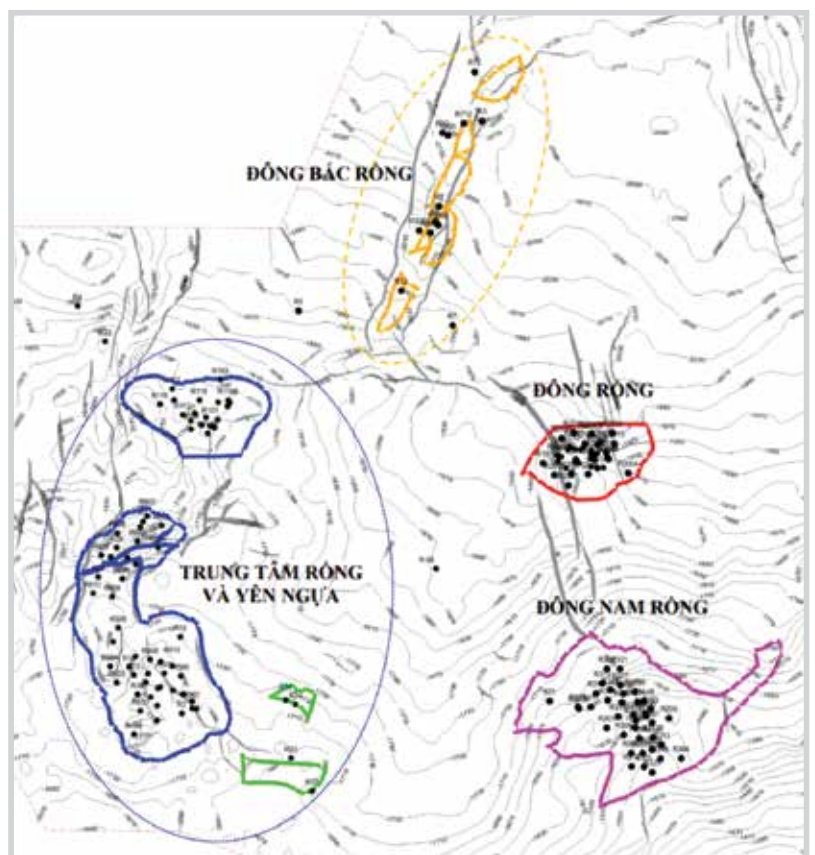
2.2. Mỏ Rồng

Mỏ nằm phía Nam của Lô 09-1, bao gồm các khu vực khai thác khác nhau: khu vực Đông Bắc Rồng, Đông Rồng, Đông Nam Rồng, Trung tâm Rồng, Yên Ngựa Rồng (Hình 7) và mỏ Nam Rồng - Đối Mỏ; đóng góp khoảng 17,9% sản lượng của Vietsovpetro trong năm 2023. Mỏ Rồng có cấu trúc địa chất, đặc điểm tầng chứa phức tạp, theo đó đặc điểm cấu trúc, đối tượng chứa dầu, tính chất đá chứa, mức độ bất đồng nhất thay đổi nhanh từ khu vực này sang khu vực khác, dẫn đến các khó khăn trong nghiên cứu địa chất, công nghệ mỏ và khai thác mỏ. Các khu vực chính gồm

Đông Rồng, Trung tâm Rồng và Đông Nam Rồng có đóng góp quan trọng vào sản lượng khai thác của mỏ Rồng.

2.2.1. Đông Rồng (RP2)

Về cấu trúc, Đông Rồng là khối nhô móng được giới hạn 4 chiều bởi đứt gãy thuận phía Bắc, Đông, Nam và đứt gãy nghịch ở phía Tây theo hướng Đông Bắc - Tây Nam. Các đứt gãy này hình thành vào giai đoạn muộn hơn (đầu Oligocene muộn - cuối SH-10), hoạt động tách giãn bị gián đoạn bởi 1 pha nén ép nghịch đảo mạnh theo phương Tây Bắc - Đông Nam, khiến cho khu vực hình thành các đứt gãy dạng trượt bằng phải theo phương Đông - Tây tới Đông Bắc - Tây Nam. Về địa tầng, thạch học tầng móng là đá magma (diorite, diorite thạch anh, granite biotite, totalite, granodiorite) kết tinh toàn phần và đá biến chất (gneis biotite, hornblend-biotite bị migmatite hóa). Các vi nứt nẻ chủ yếu được lấp đầy bởi zeolite và carbonate, các khoáng vật thứ sinh này phát triển mạnh khắp khu vực. Trầm tích Oligocene dưới chủ yếu là sét argillite xen kẽ với các lớp bột kết (phía trên) và các lớp cát kết phát triển về phía lún chìm của mỏ (phía dưới). Trong lát cắt còn có các lớp mỏng đá có nguồn gốc núi lửa thành phần kiềm. Trầm tích được thành tạo trong môi trường lục địa, đồng bằng bồi tích sông, đới tràn bờ, ngập lụt và môi trường hồ. Các thân cát dày, phát triển rộng và có ranh giới rõ ràng với trầm tích bên dưới do được hình thành trong môi trường có năng lượng mạnh, thay đổi đột ngột và liên tục. Trầm tích thuộc lát cắt Oligocene dưới được phân chia thành các tầng sản phẩm VI, VII, VIII, IX.



Hình 7. Phân chia các khu vực khai thác trên mỏ Rồng.

Về thủy động lực học, tầng móng không có nước vỉa nên không có aquifer hỗ trợ còn tầng Oligocene dưới có nước nhưng không mạnh, vì vậy Vietsovpetro đã thiết lập hệ thống bơm ép để duy trì áp suất vỉa cho cả 2 đối tượng này.

Hiện nay, khu vực Đông Rông có 28 giếng với sản lượng cộng dồn khoảng 2,8 triệu tấn, hệ số thu hồi dầu trung bình đạt 14,4%. Tính đến thời điểm hiện tại, mạng lưới giếng khoan khai thác cũng như giếng khoan bơm ép là tương đối hoàn thiện, đặc biệt là hệ thống giếng bơm ép cho đối tượng Oligocene dưới. Tuy nhiên, trong thời gian qua đã có hiện tượng gia tăng độ ngập nước và Vietsovpetro phải điều chỉnh lại chế độ bơm ép/khai thác và tiếp tục theo dõi sát để vừa duy trì năng lượng vỉa, vừa hạn chế mức độ gia tăng độ ngập nước ở các giếng. Các giếng phần lớn khai thác và bơm ép đa tầng cho nên nhiều kết quả đo PLT/MPLT không mang tính định lượng, không phân định được tỷ phần đóng góp dòng cho từng đối tượng nên sản lượng phân tách cho từng đối tượng vẫn còn mang tính chủ quan, dẫn đến tiềm ẩn rủi ro trong quá trình dự báo khai thác, hệ số thu hồi dầu và chế độ bơm ép cho từng đối tượng. Các giếng bị lắng đọng paraffin cường độ cao khiến động thái giếng bất ổn. Vietsovpetro đang thử nghiệm một số giải pháp ngăn ngừa và đã có hiệu quả bước đầu. Để tăng cường khai thác khu vực này, Vietsovpetro đã tiến hành nút vỉa thủy lực và có kết quả khả quan, đang tiếp tục chọn lựa giếng để thực hiện giải pháp trên.

Trong giai đoạn 2022 - 2023, Vietsovpetro đưa vào khai thác thêm 2 giàn đầu giếng RC-10 và RC-RB1 với đối tượng khai thác chủ yếu là tầng Miocene dưới và một phần ở Oligocene dưới. Đặc trưng khai thác của đối tượng Miocene dưới ở khu vực này là có tốc độ suy giảm lưu lượng nhanh do áp suất vỉa suy giảm và độ ngập nước tăng mạnh. Việc theo dõi liên tục và có điều chỉnh chế độ kịp thời đang là giải pháp chính để duy trì ổn định sản lượng của khu vực này. Ngoài ra, việc nghiên cứu các giải pháp ngăn cách nước và dòng sau ống chống cũng đang được triển khai để sớm đưa vào áp dụng thử nghiệm cho khu vực này.

2.2.2. Trung tâm Rông

Về cấu trúc và kiến tạo trên cơ sở 3 khối nâng của móng, khu vực Trung tâm Rông được chia làm 3 phần: phía Bắc, Trung tâm và phía Nam; đối tượng khai thác chủ yếu là trầm tích Miocene dưới. Về địa tầng thì lát cắt trầm tích Miocene dưới được chia thành 2 phần trong đó phần dưới chứa các tầng sản phẩm 23, 24, 25, 26, 27. Trầm tích

của phần này gồm cát kết hạt mịn đến hạt trung xen kẽ với các lớp sét mỏng. Trầm tích lắng đọng trong điều kiện tam giác châu, vũng vịnh và môi trường biển nông ven bờ (BI.2), đồng bằng bồi tích sông và đầm hồ (BI.1). Phần trên chứa tầng sản phẩm 21, 22 với trầm tích chủ yếu là sét kết và cát kết nằm xen kẽ nhau được thành tạo trong môi trường vũng vịnh và biển nông gần bờ. Cát kết và bột kết dạng feldspathic greywack, hạt không đều chứa sạn, chứa carbonate không đều, độ mài tròn trung bình - tốt, độ chọn lọc trung bình. Sét kết chứa ít vật liệu bột - cát, ít vật chất hữu cơ và vụn thực vật, ít carbonate. Nóc của tầng này là tầng sét rotalia phát triển rộng khắp bể Cửu Long, đóng vai trò là tầng chắn của khu vực. Trong đó, vỉa 22-1 và 23-2 là đối tượng khai thác chính.

Về thủy động lực học, cả đối tượng móng và Miocene dưới của khu vực này đều có nước vỉa và ảnh hưởng của aquifer ở mức độ trung bình.

Khu vực Trung tâm Rông được đưa vào khai thác từ năm 1994 với sản lượng dầu cộng dồn là 4 triệu tấn, hệ số thu hồi trung bình đạt 12,4%. Các giếng khoan Miocene dưới sau thời gian đưa vào khai thác năng lượng vỉa suy giảm nhanh trong khi đó hệ thống các giếng khoan bơm ép chưa hoàn thiện. Các giếng bơm ép mặc dù đã mang lại hiệu quả, tuy nhiên chủ yếu là các giếng khai thác và bơm ép đa tầng, đa vỉa với đặc trưng phân lớp mỏng dẫn đến rủi ro trong việc kiểm soát bơm ép nước cũng như gia tăng mức độ ngập nước của các giếng khai thác. Để nâng cao hiệu quả khai thác, Vietsovpetro đang tiếp tục điều chỉnh và mô hình hóa được hệ thống khai thác/bơm ép; xử lý cận đáy giếng khai thác, nút vỉa thủy lực để gia tăng sản lượng; tiếp tục xem xét khả năng khoan đan dày, thực hiện ngăn cách nước và đánh giá bổ sung thêm các giải pháp hoàn thiện giếng phù hợp. Hiện tượng lắng đọng paraffin đang từng bước được Vietsovpetro xử lý để đảm bảo chế độ làm việc của quỹ giếng luôn ổn định.

2.2.3. Đông Nam Rông

Khu vực Đông Nam Rông nằm ở phía Đông Nam của mỏ Rông và có tầng sản phẩm chính là tầng móng nứt nẻ. Về đặc điểm kiến tạo, đây là "khửu chân" của đới nâng Nam Côn Sơn chứ không phải là đới nâng chịu tác động của kiến tạo cổ sinh ra tầng đá móng. Khối nhô móng được giới hạn 3 mặt Bắc, Đông và Nam bởi các đứt gãy thuận, phía Tây được ngăn cách bởi đứt gãy nghịch với biên độ lớn. Khu vực này là 1 vòm nâng bị chia cắt thành nhiều bẫy khép kín bởi các đứt gãy phương á kinh tuyến và á vĩ tuyến. Thành phần đá chủ yếu là diorite thạch anh và đá biến chất, do đó khu vực phía Bắc và Tây có nứt

nẻ tốt còn phía Đông thì kém. Tầng móng được đặc trưng bởi nhiều đới nứt nẻ. Về thủy động lực học, khu vực này có aquifer mạnh nên hỗ trợ tốt cho việc duy trì áp suất vỉa trong quá trình khai thác.

Khu vực Đông Nam Rồng được đưa vào khai từ năm 1996 với sản lượng cộng dồn là 11,5 triệu tấn, hệ số thu hồi dầu trung bình là 33,2% và khu vực này đang khai thác ở giai đoạn cuối với độ ngập nước cao, trung bình 86% và dao động trong khoảng từ 55 - 100%. Nước khai thác có cả nước vỉa và nước bơm ép. Trong 8 năm gần đây, độ ngập nước duy trì ổn định ở mức cao. Các giếng đã từng làm việc tự phun sau đó chuyển sang khai thác gaslift và tiến hành thử nghiệm lắp bơm điện chìm cho 5 giếng để gia tăng dòng dầu. Trong năm 2023, Vietsovpetro đã tiến hành tăng lưu lượng bơm ép để bù áp suất cho các giếng lắp bơm chìm nên độ ngập nước đang có xu hướng tăng hơn so với năm 2022. Các khảo sát thủy động cho thấy rằng trạng thái năng lượng vỉa của khu vực này tương đối ổn định chứng tỏ hiệu quả của bơm ép cũng như điều chỉnh chế độ khai thác/bơm ép. Kế hoạch lắp bơm chìm cho khu vực này đang được tiếp tục mở rộng trong thời gian tới và trở thành khu vực đầu tiên của Vietsovpetro áp dụng công nghệ lắp bơm điện chìm cho toàn mỏ.

2.3. Mỏ Gấu Trắng

Mỏ Gấu Trắng thuộc Lô 09-1, cách mỏ Bạch Hổ 7,5 km về phía Đông Nam, cách mỏ Rồng 8,5 km được phát hiện vào năm 2011 và đưa vào khai thác từ tháng 8/2012 với các thân dầu thuộc trầm tích Miocene dưới và Oligocene trên, trong đó đối tượng khai thác chính là Miocene dưới. Về địa tầng trầm tích, hệ tầng này phủ bất chỉnh hợp góc lên trên trầm tích hệ tầng Trà Tân. Trầm tích được thành tạo trong môi trường đồng bằng châu thổ, bồi tích sông, đầm hồ và bồi tích ven biển, vũng vịnh. Trầm tích này gồm các lớp cát kết và sét xen kẽ và được chia làm 2 phần: phần trên chủ yếu gồm sét màu xám, xanh - xám xen kẽ, hàm lượng cát kết và bột kết chiếm đến 50%. Trong phần này bắt gặp các vỉa cát kết thuộc tầng 21 và 22 có tính chất thấm chứa tương đối tốt; phía dưới của hệ tầng chủ yếu gồm cát kết và bột kết chiếm trên 60%, xen kẹp các lớp sét mỏng màu xám, vàng đỏ. Trong phần lát cắt này có các vỉa cát kết thuộc tầng 23, 24, 25, 26 và 27, tính chất thấm chứa các vỉa này khá tốt. Các vỉa cát có diện tích phân bố hẹp và mức độ bất đồng nhất tương đối cao. Về cấu trúc địa chất và đặc điểm kiến tạo, khu vực này được hình thành tương ứng đồng thời với sự phát triển kiến tạo chung của bể Cửu Long. Hoạt động đối tượng này trong thời kỳ Miocene - Pliocene được đặc trưng bởi sự phát triển bình ổn, làm

phẳng bề mặt cấu tạo và sự tắt đi nhanh chóng của hệ thống đứt gãy, thực tế hầu như chỉ còn quan sát thấy hệ thống đứt gãy theo hướng Tây Bắc - Đông Nam. Trên bình đồ cấu tạo theo tầng SH-5, cấu tạo là 1 nếp lồi, biên độ nhỏ và được chia ra 2 đỉnh: đỉnh phía Tây nằm sâu hơn vào khoảng dưới 3.100 m, đỉnh phía Nam nâng cao hơn và ở chiều sâu 2.550 m.

Về thủy địa chất, khu vực này chỉ có nước ở tầng Miocene dưới tuy nhiên ảnh hưởng tương đối của aquifer. Dầu của khu vực này có hàm lượng nhựa và asphaltene cao dẫn tới thường bị lắng đọng paraffin trong quá trình khai thác.

Khu vực này đang có 11 giếng khai thác, 2 giếng bơm ép với sản lượng cộng dồn đạt 1,19 triệu tấn, hệ số thu hồi dầu hiện tại đạt 13,8 cho Miocene dưới và 0,7% cho Oligocene trên. Lưu lượng các giếng suy giảm nhanh sau khi đưa vào khai thác. Việc đưa vào các giếng bơm ép đã giúp động thái chất lưu suy giảm chậm lại tuy nhiên chưa xác định được chính xác mức độ ảnh hưởng của giếng bơm ép lên các giếng khai thác vì thế đã tiến hành bơm chất đánh dấu vào các giếng bơm ép để làm cơ sở cho việc điều chỉnh bơm ép trong thời gian tới và cũng xem xét bổ sung thêm giếng bơm ép để duy trì áp suất vỉa. Ngoài suy giảm do áp suất còn do độ ngập nước tăng mạnh, kết quả PLT cho thấy tầng 23 và 24 là tầng khai thác chính, các tầng 25 và 27 chiếm tỷ phần rất nhỏ. Tiến hành ngăn cách vỉa với các giếng đa tầng này và chỉ khai thác tầng 23 cho kết quả tốt, giếng làm việc ổn định với độ ngập nước giảm hẳn về 1 - 2%. Kết quả khoan cho thấy thân dầu có xu hướng mở rộng hơn về phía Tây Nam, do đó cần xem xét phương án khoan đan dày vào khu vực này để gia tăng sản lượng của mỏ. Ngoài ra, do dầu có tỷ trọng và độ nhớt cao dẫn tới thường xuyên bị hiện tượng lắng đọng paraffin làm ảnh hưởng tới độ ổn định của giếng. Vietsovpetro đã tiến hành thử nghiệm một số giải pháp khác ngoài bơm hơi nóng nhưng kết quả chưa đạt kỳ vọng và đang tiếp tục nghiên cứu các giải pháp khác.

2.4. Mỏ Thỏ Trắng

Mỏ Thỏ Trắng nằm ở phía Tây Bắc mỏ Bạch Hổ, được phát hiện vào tháng 6/2012 và được đưa vào khai thác tháng 6/2013. Hiện trên mỏ Thỏ Trắng đã xây dựng 3 giàn nhẹ (BK) và khoan 32 giếng, trong đó có 9 giếng thăm dò/thăm lượng và 23 giếng khai thác trong các đối tượng Miocene dưới và Oligocene trên (Oligocene C), với sản lượng chính từ Oligocene C. Về đặc điểm địa tầng trầm tích, trầm tích Oligocene C có thành phần thạch học bao gồm các lớp cát kết hạt mịn đến trung bình xen kẽ với

sét kết màu nâu, nâu tối, nâu đen. Các vỉa cát kết chứa dầu có tính thấm - chứa khá tốt, nằm xen kẽ với các lớp sét argillite. Thành phần thạch học của tập B1.1 (Miocene dưới) gồm các lớp cát kết có màu từ vàng nhạt đến nâu tối xen kẽ với các lớp sét màu xám hoặc vàng đỏ và được chia thành phần trên và phần dưới; phần dưới chủ yếu là cát kết và bột kết xen kẽ với các lớp sét kết màu xám tối, xám đến xám vàng, xám đỏ. Cát kết có màu xám sáng, hạt mịn đến trung bình, chọn lọc trung bình, bán mài tròn, gắn kết bởi xi măng sét. Ở đây tồn tại các vỉa cát kết chứa dầu có tính thấm - chứa tốt. Phần trên có thành phần thạch học chủ yếu là các lớp sét dày màu xám, xám xanh xen kẽ các lớp bột kết và cát kết có hàm lượng tăng dần theo độ sâu, phần này chưa phát hiện các vỉa chứa dầu khí. Trầm tích của các tập này được hình thành trong môi trường đồng bằng châu thổ, bồi tích sông, đầm hồ, vũng vịnh, biển nông gần bờ. Về hình thái cấu trúc, nóc tập C (SH-7) tiếp tục kế thừa tập D, với đặc trưng là các đứt gãy thuận hướng á vĩ tuyến với biên độ nhỏ hơn. Đến thời kỳ Miocene - Pliocene, hoạt động kiến tạo không còn tác động mà thay bởi cơ chế bình ổn, san phẳng bề mặt cấu tạo và sự tắt đi nhanh chóng của hệ thống đứt gãy. Trên bản đồ cấu trúc nóc phần dưới (SH-5) của hệ tầng Bạch Hồ cũng chỉ quan sát thấy hệ thống các đứt gãy thuận á vĩ tuyến, có biên độ nhỏ và số lượng giảm dần khi lên trên. Tại khu vực mỏ Thổ Tráng xuất hiện cấu tạo bán vòm kế áp đứt gãy thuận ở phía Bắc. Tổng cộng trên mỏ có 6 tầng sản phẩm với 134 thân dầu, trong đó 4 tầng sản phẩm với 52 thân dầu thuộc trầm tích Miocene dưới, 2 tầng sản phẩm với 82 thân dầu thuộc trầm tích Oligocene C. Các thân dầu chủ yếu là các vỉa mỏng, mức độ phân bố rộng và có tính bất đồng nhất cao, sự phân dị giữa dầu và nước rất thấp. Các vỉa đều có nước vỉa và aquifer hỗ trợ trong quá trình khai thác.

Tổng quỹ giếng hiện tại ở mỏ Thổ Tráng là 30 giếng với sản lượng cộng dồn khoảng 1,75 triệu tấn. Các giếng này có đặc trưng khai thác đa tầng, mở nhiều vỉa, khai thác cùng một lúc nhiều thân dầu có ranh giới dầu nước riêng biệt nên khi tiến hành khai thác đồng thời, độ ngập nước tăng nhanh và khó kiểm soát cho từng vỉa. Tầng chứa có mức độ bất đồng nhất cao, biến tướng phức tạp nên chiều dày tầng chứa, độ rỗng/thấm suy giảm nhanh từ đỉnh đến rìa của thân dầu dẫn tới việc đặt vị trí các giếng khoan rất khó đạt được sản lượng như tính toán. Ở khu vực ThTC-2, hệ số khí dầu của một số giếng lớn làm ảnh hưởng tới khả năng vận hành khai thác. Ngoài ra, khu vực này có hiện tượng lắng đọng muối trong thiết bị lòng giếng và vùng cận đáy giếng rất nghiêm trọng. Trong thời gian qua,

Vietsovpetro đã tiến hành nghiên cứu và thử nghiệm các giải pháp hạn chế, ngăn ngừa và bước đầu đã cho kết quả khả quan. Trong thời gian tới, cần xem xét khoan đàn dày và bắn chọn lọc các đối tượng khai thác, sử dụng bộ thiết bị lòng giếng chỉ khai thác từng đối tượng và ứng dụng các giải pháp và ống chống để có thể bắn chọn lọc cũng như bắn mìn bổ sung không cần dùng giàn.

2.5. Mỏ Cá Tầm

Mỏ Cá Tầm thuộc Lô 09-3/12, nằm ở phía Đông mỏ Bạch Hổ và mỏ Rồng, cách công trình biển gần nhất của mỏ Bạch Hổ là BK-14 khoảng 15 km về phía Đông Nam. Mỏ đưa vào khai thác từ tháng 1/2019 trong các đối tượng Miocene dưới và Oligocene trên (Oligocene C, D) với sản lượng khai thác chính là Oligocene trên. Kết quả khoan các giếng khu vực mỏ Cá Tầm đã bắt gặp các tầng sản phẩm chính trong lát cắt trầm tích Miocene dưới và Oligocene trên, trong đó đối tượng khai thác chính là các tầng sản phẩm trong Oligocene D (TSP D30-D32) và Miocene dưới (TSP 22 và 27). Lát cắt trầm tích Miocene dưới được chia ra thành 2 phần: phần trên bắt gặp các tầng sản phẩm 21, 22 được hình thành chủ yếu trong môi trường biển nông trong thềm đến đồng bằng sông với năng lượng trầm tích cao, đặc trưng thạch học của đối tượng này là các tập cát có mức độ gắn kết thấp, bờ rời; phần dưới bắt gặp các tầng sản phẩm từ 23 - 27 được hình thành trong môi trường trầm tích đồng bằng bồi tích sông (aluvial/fluvial) đến ven hồ với mức độ gắn kết từ trung bình đến thấp. Đặc điểm cấu trúc các thân dầu trong đối tượng này chủ yếu là cấu trúc 2 - 3 chiều kế áp đứt gãy. Đối với các tầng sản phẩm trong Oligocene C chủ yếu được hình thành trong môi trường ven hồ với độ rỗng và độ chọn lọc tốt, trong đó các tập cát sét xen kẽ nhau, có bề dày tập cát dao động từ 3 - 15 m, diện tích thân dầu hẹp và tài nguyên dầu khí mức 2P chỉ chiếm 2,5%. Đối với các tầng sản phẩm trong Oligocene D được hình thành trong môi trường đồng bằng bồi tích sông đến ven hồ có năng lượng trầm tích cao, biến đổi nhanh và có khả năng liên quan đến các quạt bồi tích. Thân dầu biến đổi nhanh về chiều dày, tính thấm chứa tốt, mức độ bất đồng nhất cao, phân bố rời rạc. Hình thái cấu trúc có dạng đơn nghiêng, kế áp đứt gãy, đôi chỗ có sự vắng mặt các tầng sản phẩm có khả năng liên quan đến vát nhọn địa tầng. Về điều kiện thủy động lực không ghi nhận nước vỉa từ 2 đối tượng khai thác là Oligocene D và Miocene dưới.

Mỏ Cá Tầm hiện có tổng cộng 17 giếng khoan với sản lượng khai thác cộng dồn là 1,44 triệu tấn và hệ số thu hồi dầu là 4%. Sau khi đưa các giếng này vào khai thác thì gặp

một số phức tạp làm ảnh hưởng tới sản lượng khai thác: tầng chứa Oligocene trên (Oligocene D) có tính bất đồng nhất cao và đặc trưng bởi môi trường trầm tích lục nguyên gần nguồn, tốc độ biến đổi thạch học nhanh, quy mô phân bố hẹp, cục bộ, tính liên tục của tầng chứa rất thấp, một số vùng trong diện tích thân dầu vắng mặt hoặc bị bóc mòn các tầng sản phẩm chính. Điều này được phản ánh rõ nét tại các giếng khai thác, theo đó lưu lượng dầu và trữ lượng giảm đáng kể so với dự báo ban đầu. Sản lượng khai thác năm 2023 của mỏ Cá Tầm chỉ đạt 73% kế hoạch đề ra. Khi xây dựng mô hình thủy động trước đây có giả lập sự tồn tại năng lượng của nước rìa (aquifer), tuy nhiên kết quả khoan các giếng mới cho thấy trong khu vực khai thác hiện tại không tồn tại aquifer, vì vậy áp suất vỉa của các giếng sau khi đưa vào khai thác suy giảm nhanh. Hiện nay, dù tầng Miocene dưới đã có 2 giếng bơm ép được đưa vào và bước đầu đem lại hiệu quả, tuy nhiên vẫn cần tiếp tục theo dõi và điều chỉnh chế độ phù hợp. Ngoài ra, hiện tượng sinh cát trong quá trình khai thác ở các giếng Miocene dưới là một thách thức lớn đối với khu vực này. Các giải pháp ngăn cát đã được tích cực nghiên cứu triển khai (công nghệ fracpack, rửa cát bằng coiled tubing từ tàu dịch vụ) tuy nhiên chưa đem lại hiệu quả như mong muốn và hiện vẫn tiếp tục được xem xét, đề xuất. Công tác nút vỉa thủy lực cũng được thực hiện và đem lại hiệu quả nên đây cũng sẽ là một giải pháp trong tương lai để tăng cường dòng. Hơn nữa, diện tích thân dầu còn lớn nên cần tiếp tục xem xét khả năng đan dày mạng lưới giếng khoan ở cả 2 đối tượng khai thác, nhất là đối tượng Miocene dưới khi đã có giải pháp chống trào cát.

Như vậy, có thể thấy hiện tại Vietsovpetro đang vận hành khai thác trên 10 đối tượng địa chất đa dạng về tính chất thấm chứa, đặc điểm môi trường thành tạo, năng lượng vỉa... Điều đó đòi hỏi trong quá trình khai thác, việc thu thập số liệu và thực hiện các giải pháp cần phải rất đặc thù cho từng đối tượng. Từ đó nhiệm vụ đặt ra trong giai đoạn tiếp theo là cần phải tiếp tục nghiên cứu chi tiết cho từng đối tượng để đưa ra đối sách riêng phù hợp với từng đối tượng khai thác để hướng tới cột mốc 300 triệu tấn dầu.

3. Hệ thống công nghệ, công trình biển và hệ thống đường ống ngầm nội mỏ

Kể từ khi khai thác dòng dầu thương mại đầu tiên từ giàn MSP-1 được xây dựng vào năm 1984, hiện tại Vietsovpetro đang vận hành trên 60 công trình với tuổi thọ thiết kế là 25 năm (Hình 8), trong đó có 10 giàn MSP, 4 giàn mini MSP; 2 giàn công nghệ trung tâm; 2 giàn bơm ép vỉa;

3 giàn nén khí; 24 giàn đầu giếng; 3 tàu chứa dầu và 816 km đường ống ngầm (181 tuyến) với 160 km cáp ngầm. Các công trình chủ yếu được đưa vào vận hành đã lâu và có 26 giàn đã hết tuổi thọ theo thiết kế, vì vậy khối lượng công việc liên quan đến khảo sát và sửa chữa tăng nhanh hàng năm. Bên cạnh đó, hệ thống công nghệ được lắp đặt vào các thời điểm khác nhau nên thiếu tính đồng bộ, gây khó khăn trong quá trình vận hành và bảo dưỡng. Thống kê từ năm 2019 đến nay cho thấy trung bình mỗi năm có khoảng 97 sự cố về đường ống và hệ thống công nghệ trên các công trình biển. Các sự cố liên quan đến hệ thống đường ống ngầm cũng có xu hướng gia tăng, ảnh hưởng trực tiếp tới việc hoàn thành các kế hoạch sản lượng hàng năm. Sự cố gia tăng cũng chỉ ra rằng công tác duy trì và kiểm soát toàn bộ hệ thống công trình, đường ống ngầm luôn là thách thức lớn đối với Vietsovpetro. Ngoài ra, hệ thống đường ống ngầm còn có thể gặp những vấn đề sau:

- Các đường ống chủ yếu không được trang bị hệ thống phóng/nhận thoi.
- Không có dữ liệu về độ dày của đường ống ngầm trong quá trình vận hành; không tiến hành khảo sát bên trong để xác định khuyết tật do ăn mòn.
- Chưa bơm hóa phẩm CAM bảo vệ từ đầu dẫn đến sự ăn mòn diễn ra chủ yếu bên trong đường ống.
- Các chất lắng đọng có thể lắng và tích tụ ở đoạn nằm ngang của ống và gây ăn mòn điện - hóa ở phần dưới đường ống.
- Chưa có hệ thống làm khô khí tại MKS và DGCP (khí ướt).
- Hiện tượng hydrate hóa đối với hệ thống cuối nguồn.

Dựa trên kết quả phân tích hiện trạng các đối tượng khai thác và hệ thống đường ống/công trình biển, Vietsovpetro cần tập trung nghiên cứu và đưa ra các giải pháp tổng thể và đồng bộ để hệ thống công nghệ hiện tại duy trì hoạt động ở tình trạng tối ưu; triển khai đồng bộ các giải pháp để hoàn thành mục tiêu đạt mốc khai thác 300 triệu tấn dầu trong thời gian tới.

4. Định hướng các giải pháp của Vietsovpetro hướng tới mục tiêu đạt mốc khai thác 300 triệu tấn dầu

Với tình trạng mỏ đang ở giai đoạn suy giảm, hệ thống công nghệ đã quá tuổi thọ sử dụng như hiện nay, để đạt mốc khai thác 300 triệu tấn dầu, Vietsovpetro phải duy trì tình trạng khai thác ổn định của quỹ giếng càng lâu càng tốt, trong đó tập trung thực hiện 3 nhiệm vụ trọng tâm sau:

- Giảm nhịp độ suy giảm của quỹ giếng đang khai thác bằng cách điều chỉnh hợp lý chế độ khai thác/bơm ép các giếng và duy trì tình trạng làm việc ổn định của hệ thống công nghệ.

- Tích cực thực hiện các giải pháp tăng cường khai thác và địa chất kỹ thuật như: xử lý vùng cận đáy giếng, trang bị bơm chìm, tối ưu hóa gaslift, nứt vỉa thủy lực, khoan đan dày, sửa giếng chuyển tầng, bắn mìn thêm không dùng giàn, ngăn cách nước...

- Nghiên cứu và thực hiện các giải pháp gia tăng hệ số thu hồi dầu phù hợp đối với các đối tượng đang khai thác.

Để giảm nhịp độ suy giảm của quỹ giếng và ổn định hệ thống công nghệ cần thực hiện nhóm các giải pháp về công nghệ và địa chất, công nghệ mỏ.

- Đối với các giải pháp về công nghệ, cần tập trung thực hiện các nhiệm vụ sau:

+ Kiểm tra, duy tu, bảo dưỡng các công trình khai thác dầu khí.

+ Giám sát ăn mòn và bảo vệ bằng chất ức chế ăn mòn; kiểm soát các hoạt động gây ăn mòn hệ thống; nghiên cứu các biện pháp sửa chữa, bảo vệ đường ống với mục đích tối ưu hóa chi phí.

+ Đối với đường ống dẫn dầu, kiểm soát công tác xử lý acid vùng cận đáy giếng và làm sạch cặn muối trong giếng bằng việc sử dụng các chất ức chế ăn mòn hiệu quả, kiểm soát công việc trung hòa nước vỉa sau khi xử lý acid để hạn chế ăn mòn acid.

+ Làm sạch các đường ống ngầm vận chuyển dầu, bơm rửa định kỳ đối với các đường ống bơm ép.

+ Tiếp tục thực hiện chương trình khảo sát nội tuyến giai đoạn 2023 - 2025 với không ít hơn 3 đường 1 năm, trong đó đường vận chuyển dầu, hỗn hợp dầu khí không ít hơn 2 đường 1 năm để đánh giá độ tin cậy và xác định thời hạn vận hành an toàn đường ống.

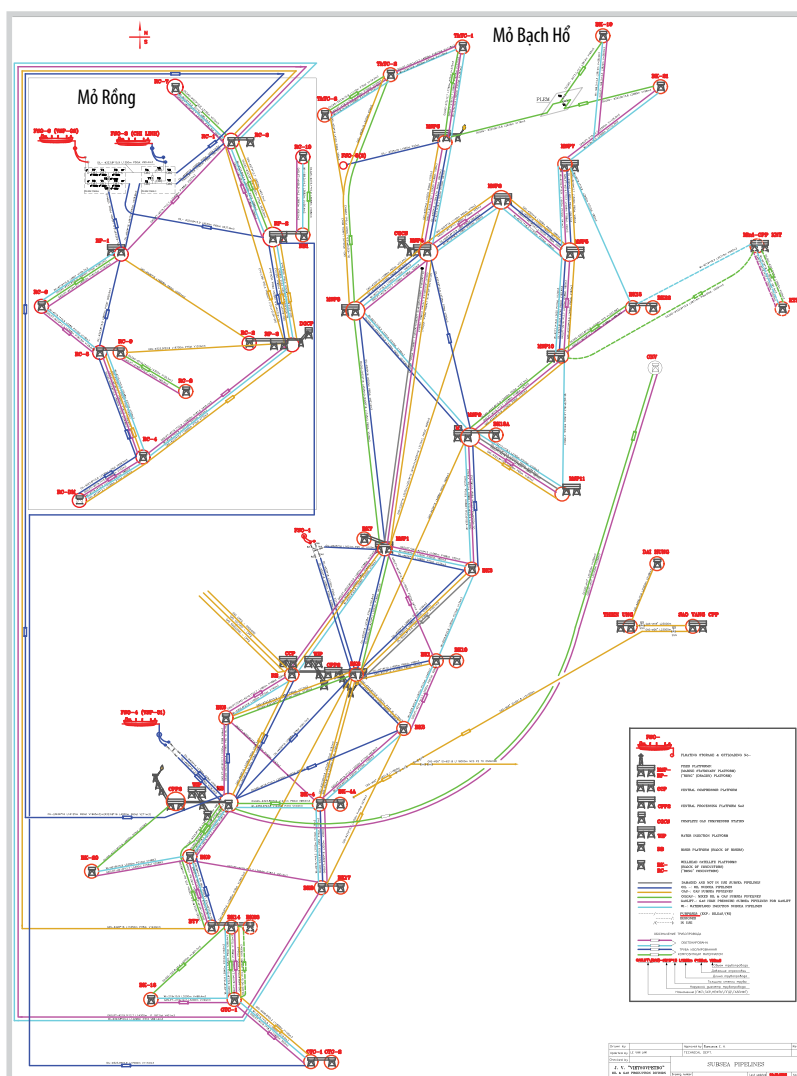
+ Cập nhật kế hoạch thực hiện các biện pháp đối với ống đứng của đường ống ngầm có vỏ bọc thép.

+ Thực hiện chương trình toàn diện về nâng cao hiệu quả xử lý khí H₂S.

+ Nghiên cứu các loại lớp phủ mới, tối ưu hóa các sơ đồ phối trộn sơn hiện hữu, các phương pháp áp dụng và kiểm soát lớp sơn phủ trên các công trình biển.

Để thực hiện các nhiệm vụ trên đòi hỏi cần đầu tư vật tư và thiết bị phù hợp, kịp thời. Dự kiến trong giai đoạn 2024 - 2033, cần đầu tư khoảng 125,6 triệu USD để thực hiện các công tác liên quan tới vận hành và bảo trì hệ thống công nghệ, đường ống ngầm (Hình 9). Chi phí (tương ứng với khối lượng công việc) tăng đều hàng năm, điều đó thể hiện được nhu cầu bảo dưỡng và sửa chữa của hệ thống công nghệ và đường ống là rất lớn sau thời gian dài vận hành và đầu tư hạn chế trước đó.

- Các giải pháp về địa chất, công nghệ mỏ đã được xem xét đưa ra để đảm bảo công tác quản lý quỹ giếng được tối ưu và đem lại hiệu quả cao



Hình 8. Sơ đồ hệ thống đường ống ngầm và công trình biển của Vietsovpetro.

nhất, thể hiện ở việc duy trì và ổn định chế độ làm việc của toàn quỹ giếng. Cụ thể là:

+ Theo dõi và định kỳ cập nhật các đặc tính của mỏ, từ đó xây dựng được mô hình địa chất/thủy động lực học phù hợp nhất để trên cơ sở đó đưa ra các giải pháp xử lý phù hợp cho toàn bộ quỹ giếng.

+ Theo dõi và cập nhật động thái các giếng nhằm chủ động tối ưu chế độ giếng; tối ưu hóa mạng lưới khai thác/bơm ép, đặc biệt là đối với những khu vực có giếng khoan mới hoặc những khu vực có giếng khai thác chuyển từ đối tượng dưới lên để có thể vừa duy trì được áp suất vỉa vừa hạn chế được mức độ gia tăng độ ngập nước. Tiếp tục triển khai các nghiên cứu, thử nghiệm các giải pháp nâng cao hiệu quả bơm ép, đặc biệt là khu vực tầng móng mỏ Bạch Hổ.

+ Xây dựng chương trình tổng thể về khảo sát thủy động, đo mặt cắt dòng để đảm bảo có đủ cơ sở dữ liệu phục vụ cho công tác phân tích, đánh giá động thái mỏ từ đó có sự điều chỉnh phù hợp.

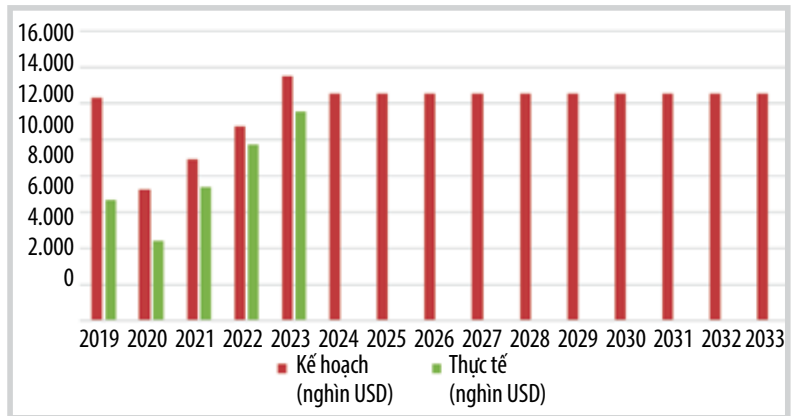
+ Thường xuyên thực hiện các nghiên cứu địa chất, địa vật lý, công nghệ mỏ, tổng kết kinh nghiệm, đánh giá các hạn chế, tồn tại trong quá trình điều chỉnh, theo dõi quỹ giếng để có giải pháp phù hợp.

+ Lên kế hoạch tổng thể cho công tác xử lý paraffin trên toàn bộ quỹ giếng và giám sát theo dõi thường xuyên, đánh giá và điều chỉnh phù hợp với từng giai đoạn làm việc của giếng.

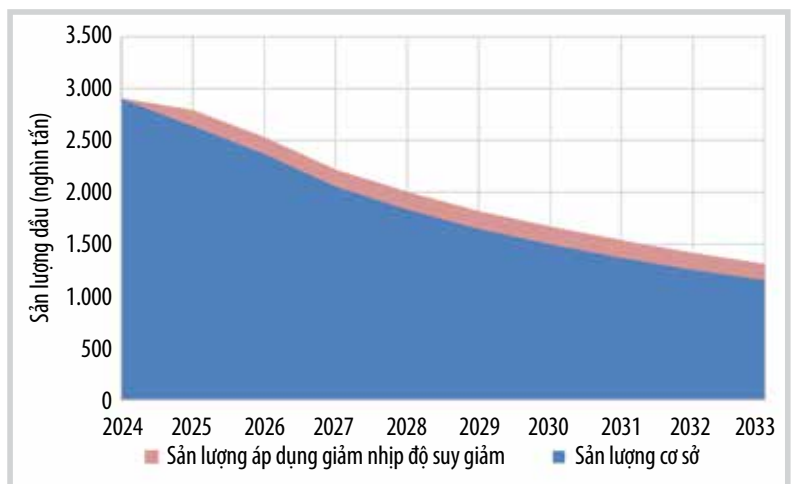
Kết quả dự báo đến năm 2033 cho thấy, các giải pháp trên sẽ giúp Vietsovpetro khai thác được thêm trung bình khoảng 150 nghìn tấn/năm (Hình 10). Chi phí đối với nhiệm vụ này chủ yếu là chi phí vận hành hàng năm và đưa vào chi phí sản xuất chung OPEX của Vietsovpetro.

Để hạn chế tốc độ suy giảm sản lượng khai thác, Vietsovpetro tiếp tục thực hiện các giải pháp địa chất kỹ thuật, tối ưu khai thác, cụ thể là:

- Nhóm giải pháp tăng cường khai thác: Xử lý vùng cận đáy giếng, xử lý lắng



Hình 9. Dự kiến chi phí cho công tác đảm bảo vận hành hệ thống công nghệ, đường ống ngầm.



Hình 10. Dự báo sản lượng khai thác dầu của Vietsovpetro khi thực hiện các giải pháp giảm nhớt độ suy giảm sản lượng.

động muối và lắng đọng hữu cơ (ACPO) trong ống khai thác, rửa cát/proppant xuất hiện trong quá trình khai thác lấp đầy đáy giếng, nút vỉa thủy lực, khai thác bằng bơm điện ly tâm ngầm (ESP).

Trong giai đoạn 2012 - 2023, Vietsovpetro đã thực hiện trên 700 lượt giải pháp tăng cường dòng, sản lượng khai thác dầu bổ sung thêm gần 1,39 triệu tấn. Dự kiến trong giai đoạn 2024 - 2033, Vietsovpetro sẽ thực hiện khoảng 810 giải pháp (Bảng 1) với tổng sản lượng gia tăng gần 589 nghìn tấn dầu và chi phí đầu tư khoảng 61,8 triệu USD (Bảng 2).

- Nhóm giải pháp địa chất kỹ thuật: Mức độ suy giảm sản lượng của Vietsovpetro khoảng 150 - 200 nghìn tấn/năm, do vậy nếu chỉ dựa vào quỹ giếng của năm trước chuyển sang thì sẽ không thể duy trì được sản lượng khai thác ở mức 3 triệu tấn. Như vậy, các giải pháp địa chất kỹ thuật có vai trò quan trọng để duy trì sản lượng. Hàng năm, Vietsovpetro thực hiện khoảng 60 - 70 các giải pháp địa chất kỹ thuật với sản lượng gia tăng trung bình đạt khoảng 200 - 250 nghìn tấn. Trên cơ sở tính toán tiềm năng dầu khí còn lại, Vietsovpetro xây dựng kế hoạch triển khai các giải pháp địa chất kỹ thuật có thể thực hiện được. Dự báo đến năm 2030, sản lượng gia tăng từ các giải pháp địa chất kỹ thuật dự kiến đạt 2,16 triệu tấn với chi phí đầu tư khoảng 2,26 tỷ USD (Bảng 3). Như vậy, sản lượng gia tăng nhờ các giải pháp địa chất kỹ

Bảng 1. Kế hoạch triển khai các giải pháp tăng cường khai thác trong giai đoạn 2024 - 2033.

Năm	Nứt vữa thủy lực	Xử lý vùng cận đáy giếng	Xử lý lắng đọng muối	Xử lý lắng đọng hữu cơ	Rửa cát	Bơm điện ly tâm ngầm	Tổng
2024	12	33	30	3	5	9	92
2025	10	35	30	3	5	9	92
2026	8	30	32	4	6	8	88
2027	8	28	35	4	6	0	81
2028	7	25	35	4	6	5	82
2029	6	23	35	4	6	5	79
2030	6	21	35	4	6	5	77
2031	5	19	32	6	6	5	73
2032	5	19	32	6	6	5	73
2033	5	19	32	6	6	5	73
Tổng	72	252	328	44	58	56	810

thuật dự kiến đạt 2,75 triệu tấn (Hình 11) với chi phí đầu tư dự kiến khoảng 2,32 tỷ USD.

- Áp dụng các giải pháp gia tăng hệ số thu hồi dầu (EOR): Vietsovpetro bắt đầu triển khai các dự án EOR từ năm 2006 (Bảng 4), song các dự án triển khai trước năm 2018 chưa chú trọng nghiên cứu cơ bản, chỉ tập trung nghiên cứu sơ bộ và ứng dụng thử nghiệm nên chưa có cơ sở để triển khai trên phạm vi toàn mỏ. Tổng chi phí đã được đầu tư cho các dự án này khoảng 4,1 triệu USD với chi phí trung bình 120 USD/tấn, tuy nhiên sản lượng gia tăng không như kỳ vọng.

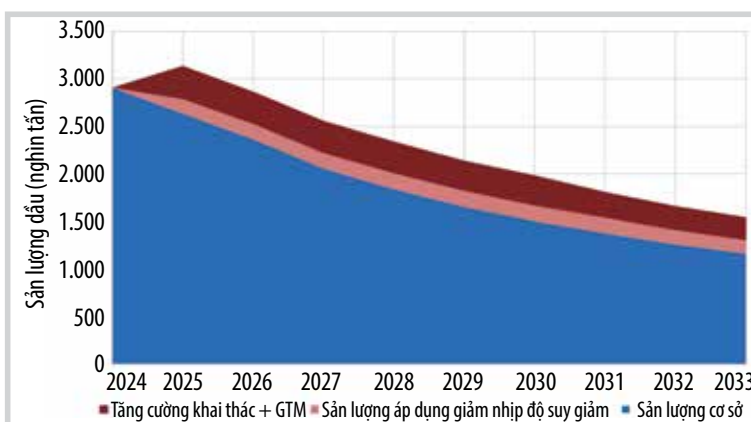
Từ năm 2018, Vietsovpetro xác định EOR là giải pháp chính để đảm bảo kế hoạch sản lượng khai thác hàng năm; có thể tận thu tối đa tài nguyên dầu khí còn lại (trên 600 triệu tấn) sau khi đã thực hiện giải pháp bơm ép nước trước đó. Vietsovpetro đã tiến hành lập chương trình ứng dụng EOR tổng thể (Hình 12) cho toàn bộ các đối tượng/mỏ đang khai thác và đang từng bước thực hiện lộ trình trên. Tính tới thời điểm hiện tại, có 5 dự án EOR được triển khai thử nghiệm. Mặc dù đối diện với các thách thức trong việc lựa chọn phương pháp EOR, thu xếp nguồn vốn và cơ chế tài chính, phương pháp tính toán gia tăng sản lượng từ EOR, chuẩn bị cơ sở hạ tầng kỹ thuật để thử nghiệm công nghiệp..., tuy nhiên Vietsovpetro xác định EOR là hướng đi đúng trong thời gian tới để đảm bảo ổn định sản lượng khai thác. Điều này đã được khẳng định trên cơ sở hiệu quả gia tăng sản lượng sau khi Vietsovpetro và Viện Dầu khí Việt Nam (VPI) thử nghiệm hóa phẩm VPI SP ở khu vực BK-16 trong giai đoạn 2022 - 2023.

Bảng 2. Chi phí dự kiến cho việc thực hiện các giải pháp tăng cường khai thác giai đoạn 2024 - 2033.

Năm	Chi phí (nghìn USD)				Tổng
	Đầu tư mua sắm	Hóa phẩm	Thuê dịch vụ	Công nghệ mới	
2024	1.470	503,79	6.297,18	3.023,84	11.294,81
2025	1.275	517,79	5.477,25	1.500	8.770,04
2026	225	520,75	4.568,12	1.500	6.813,87
2027	225	521,15	-	1.500	2.246,15
2028	225	500,15	3.531,26	1.500	5.756,41
2029	225	486,15	3.193,19	1.500	5.404,34
2030	225	472,15	3.193,19	1.500	5.390,34
2031	225	472,15	3.193,19	1.500	5.390,34
2032	225	472,15	3.193,19	1.500	5.390,34
2033	225	472,15	3.193,19	1.500	5.390,34
Tổng	4.545	4.938,38	35.839,76	16.523,84	61.846,98

Bảng 3. Chi phí dự kiến cho các giải pháp địa chất kỹ thuật trong giai đoạn 2024 - 2033

Danh mục	Giai đoạn 2024 - 2033 (triệu USD)
Các giải pháp địa chất kỹ thuật	1.069,1
Các giàn mới (BK23, BK24, BK25, BK26, RC11, RC12)	1.076,5
Công trình biển	96,95
Chi phí khác (nghiên cứu địa chất, công nghệ mỏ)	20
Tổng	2.262,55

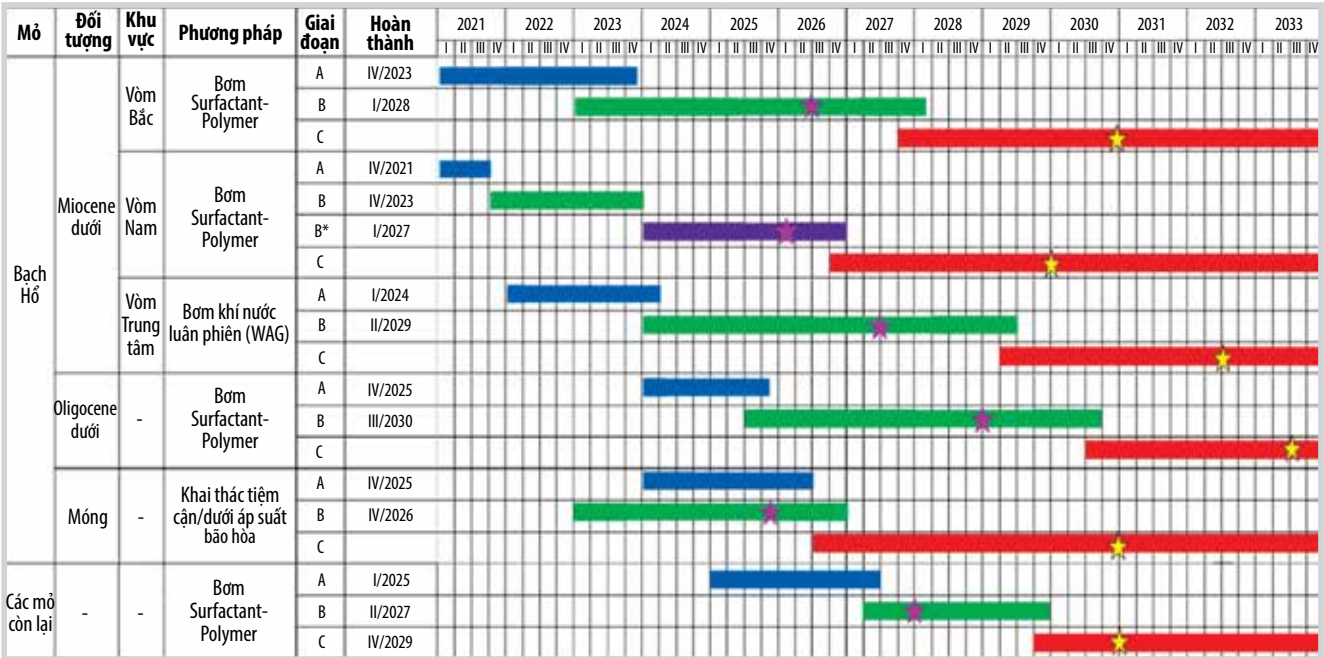
**Hình 11.** Dự báo sản lượng khai thác dầu của Vietsovpetro khi thực hiện các giải pháp địa chất kỹ thuật và tăng cường khai thác.

Bảng 4. Số lượng các dự án EOR và kết quả nghiên cứu/áp dụng sơ bộ trước năm 2018

TT	Dự án nâng cao hệ số thu hồi dầu	Đối tượng nghiên cứu	Năm thực hiện	Nghiên cứu thí nghiệm và mô phỏng	Bơm ép pilot	Ghi chú
1	Bơm ép tổ hợp vi sinh - hóa lý	Miocene dưới, mỏ Bạch Hổ	2006, 2009	Kết quả khả quan	Gia tăng sản lượng không đáng kể	Dừng dự án
2	Bơm ép polymer	Miocene dưới, mỏ Bạch Hổ	2008	Kết quả khả quan	Chưa thực hiện	Dừng dự án
3	Bơm ép chất hoạt động bề mặt	Móng Đông Nam Rỗng	2013	Kết quả khả quan	Gia tăng sản lượng không đáng kể	Dừng dự án

Bảng 5. Chi phí đầu tư dự kiến cho các dự án EOR (triệu USD)

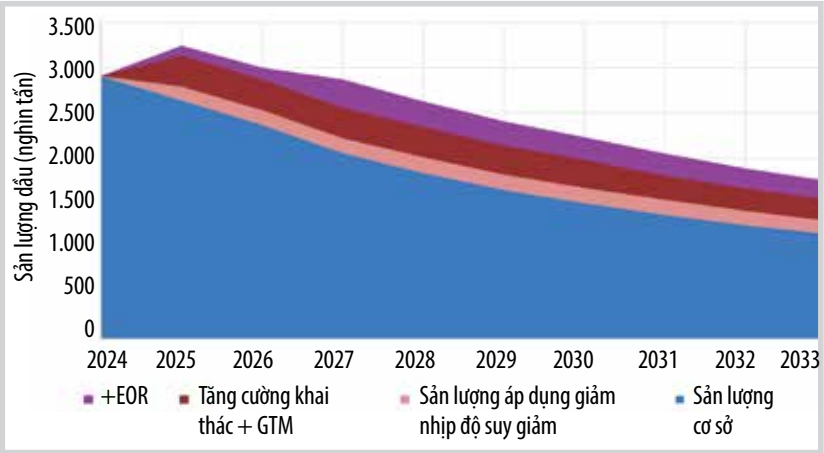
Các giai đoạn thực hiện	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2023 - 2033
Nghiên cứu và thí nghiệm	1	1,5	1	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	5
Thử nghiệm và đánh giá hiệu quả kinh tế	0,5	1	0,5	2	2	2					8
Áp dụng công nghệ		30	30	75	105	60	30	25	20	20	395
Tổng	1,5	32,5	31,5	77,3	107,3	62,3	30,3	25,3	20,3	20,3	408,6



A: Giai đoạn nghiên cứu và thí nghiệm B: Giai đoạn áp dụng thử nghiệm B*: Giai đoạn áp dụng thử nghiệm/thử nghiệm mở rộng C: Giai đoạn áp dụng rộng rãi
★ Thời điểm dự kiến nhận được hiệu quả từ EOR khi áp dụng rộng rãi ☆ Thời điểm dự kiến nhận được hiệu quả từ EOR khi áp dụng thử nghiệm

Hình 12. Kế hoạch tổng thể áp dụng các giải pháp EOR cho các đối tượng/mỏ của Vietsovpetro.

Kết quả tính toán dựa trên mô hình kết hợp với số liệu thực tế của một số dự án được triển khai trước đó cho thấy tổng sản lượng gia tăng từ EOR theo mô hình tới cuối đời mỏ (năm 2050) dự kiến đạt 9,5 triệu tấn dầu. Trong đó, sản lượng gia tăng từ đối tượng Miocene dưới là 1 triệu tấn, Oligocene dưới là 1,5 triệu tấn, móng mỏ Bạch Hổ là 5 triệu tấn và từ mỏ Rỗng cùng với các mỏ còn lại là 2 triệu tấn, giai đoạn đến 2033 dự kiến gia tăng đạt trên 1 triệu tấn (Hình 13). Dự kiến, thời gian có dòng dầu đầu



Hình 13. Dự báo sản lượng khai thác dầu của Vietsovpetro khi thực hiện các giải pháp EOR.

tiên từ dự án EOR vào cuối năm 2025. Chi phí đầu tư dự kiến cho các dự án EOR ước khoảng 408 triệu USD (Bảng 5) với việc phân bổ theo từng năm dựa trên kế hoạch tổng thể về EOR của Vietsovpetro.

5. Kết luận

Dự báo trong vòng 10 năm tới, Vietsovpetro có thể khai thác được thêm 25 triệu tấn từ các mỏ hiện có với chi phí dự kiến cần bổ sung thêm vào chi phí vận hành hiện tại khoảng 2,91 tỷ USD. Trên cơ sở đó, Vietsovpetro tập trung tối ưu công tác vận hành và duy trì khai thác ổn định đối với các lò/mỏ hiện có; đồng thời đẩy mạnh công tác tìm kiếm thăm dò, mở rộng vùng hoạt động để đưa các phát hiện mới vào khai thác.

Tài liệu tham khảo

[1] Vietsovpetro, "Vietsovpetro 30 năm xây dựng và phát triển". Nhà xuất bản Chính trị Quốc gia, 2011.

[2] Vietsovpetro, "Vietsovpetro - 40 năm thăm dò dầu khí (1981 - 2021) những thành tựu và định hướng cơ bản".

[3] Vietsovpetro, "Vietsovpetro - 35 năm thiết kế công nghệ mỏ đón dòng dầu đầu tiên, 40 năm thành tựu và định hướng cơ bản".

[4] Vietsovpetro, "Bản tin Vietsovpetro số 86", 2024.

[5] Vietsovpetro, "Báo cáo tài nguyên, trữ lượng dầu khí mỏ Bạch Hổ Lô 09-1, bể Cửu Long cập nhật tại thời điểm 1/7/2023", 2024.

[6] Vietsovpetro, "Báo cáo tài nguyên, trữ lượng dầu

khí mỏ Rồng, Lô 09-1, bể Cửu Long cập nhật tại thời điểm 1/1/2023", 2024.

[7] Vietsovpetro, "Báo cáo cập nhật trữ lượng dầu và khí hòa tan mỏ Cá Tầm, Lô 09-3/12, bể Cửu Long tại thời điểm 1/1/2020", 2020.

[8] Vietsovpetro, "Báo cáo cập nhật trữ lượng dầu và khí hòa tan mỏ Thổ Tráng tại thời điểm 1/1/2018", 2018.

[9] Vietsovpetro, "Báo cáo cập nhật trữ lượng dầu và khí hòa tan mỏ Gấu Trắng tại thời điểm 1/1/2020", 2020.

[10] Vietsovpetro, "Báo cáo cân đối tài nguyên, trữ lượng dầu, khí và condensate Liên doanh Vietsovpetro tại thời điểm 1/1/2024", 2024.

[11] Vietsovpetro, "Báo cáo tổng hợp và phân tích tài liệu địa chất - địa vật lý nhằm mục đích xây dựng các bản đồ tướng thạch học vật lý và bản đồ môi trường trầm tích Lô 09-1", 2019.

[12] Đỗ Bạt, Nguyễn Địch Dĩ, Phan Huy Quỳnh, Phạm Hồng Quế, Nguyễn Quý Hùng, Đỗ Việt Hiếu, và Chu Đức Quang, "Địa tầng các bể trầm tích Kainozoi Việt Nam", Địa chất và Tài nguyên Dầu khí Việt Nam. Nhà xuất bản Khoa học và Kỹ thuật, 2019, trang 161 - 208.

[13] Vietsovpetro, "Báo cáo tổng hợp và phân tích tài liệu địa chất - địa vật lý đối với các tập trầm tích mỏ Rồng để xác định các bẫy phi cấu tạo", 2013.

[14] Vietsovpetro, "Báo cáo cập nhật chương trình thăm dò Lô 09-1", 2023.

CURRENT STATUS OF VIETSOVPETRO'S OIL FIELDS AND STRATEGIC SOLUTIONS FOR EFFICIENT EXPLOITATION

Pham Xuan Son, Nguyen Lam Anh, Ho Nam Chung, Phung My Anh

Vietsovpetro Joint Venture

Email: chunghn.rd@vietsov.com.vn

Summary

In 43 years of construction and development since its establishment on 19 June 1981, and the extraction of the first ton of oil in June 1986, Vietsovpetro Joint Venture has gradually achieved milestones of extracting 50 million tons of oil in October 1997, 100 million tons in November 2001, 150 million tons in December 2005, 200 million tons in August 2012, by continuously expanding its objects and areas of exploitation. On 15 May 2024, Vietsovpetro reached the milestone of 250 million tons of oil produced from Block 09-1 and Block 09-3/12.

This paper analyses and evaluates the current status of Vietsovpetro's operating fields, particularly those with complex geological structures, small-scale distribution, and rapid production decline rates. Based on the assessment, the authors propose appropriate solution groups to optimize the production and management and enhance oil recovery toward the goal of achieving the 300 millionth ton of oil in the future.

Key words: Exploitation optimization, enhanced oil recovery, Cuu Long basin.