

# TỔNG KẾT 10 NĂM KHAI THÁC CỤM MỎ HẢI THẠCH - MỘC TINH, CÁC GIẢI PHÁP DUY TRÌ VÀ GIA TĂNG SẢN LƯỢNG KHAI THÁC TRONG GIAI ĐOẠN TIẾP THEO

**Phạm Tiến Dũng, Hoàng Minh Hải, Trần Vũ Tùng, Hoàng Kỳ Sơn, Vũ Đình Thi, Nguyễn Quán Phòng**

Công ty Điều hành Dầu khí Biển Đông

Email: thivd@biendongpoc.vn

<https://doi.org/10.47800/PVSI.2024.01-01>

## Tóm tắt

Trên cơ sở cập nhật các tài liệu kỹ thuật và công nghệ liên quan, bài báo trình bày tổng hợp các kết quả chính về đặc điểm địa chất, địa vật lý và quá trình phát triển, quản lý khai thác cụm mỏ Hải Thạch - Mộc Tinh. Sau 10 năm đưa vào khai thác cụm mỏ Hải Thạch - Mộc Tinh trong những điều kiện đặc biệt phức tạp, Công ty Điều hành Dầu khí Biển Đông (Bien Dong POC) đã đạt được những kết quả quan trọng, bao gồm: (i) xây dựng và triển khai mô hình mô phỏng để tối ưu hóa quá trình vận hành khai thác; (ii) áp dụng các kỹ thuật hoàn thiện giếng tiên tiến, phù hợp với điều kiện áp suất cao và nhiệt độ cao; cải tiến kỹ thuật trong suốt quá trình vận hành và bảo dưỡng; (iii) giảm thiểu ảnh hưởng của hiện tượng chất lỏng ngưng tụ ở khu vực cận đáy giếng, hạn chế cát và nước xâm nhập vào giếng và hệ thống khai thác, tăng công suất xử lý nước vỉa; (iv) nghiên cứu và đề xuất các vị trí khoan đan dày, áp dụng kỹ thuật khoan xiên và giếng đa thân để nâng cao hệ số thu hồi và kéo dài đời mỏ đồng thời làm cơ sở để triển khai thăm dò mở rộng khu vực lân cận. Mặc dù đạt được thành công nhưng Bien Dong POC vẫn phải đối mặt với việc suy giảm về sản lượng và hệ số thu hồi của mỏ (đặc biệt do tích tụ chất lỏng ở cận đáy giếng, nước vỉa và cát xâm nhập), do vậy việc điều chỉnh kế hoạch phát triển mỏ và đẩy nhanh công tác thăm dò mở rộng là giải pháp duy trì và gia tăng sản lượng khai thác của dự án trong thời gian tới.

**Từ khóa:** Nhiệt độ cao, áp suất cao, chất lỏng ngưng tụ, cát xâm nhập, khoan đan dày.

## 1. Giới thiệu

Các mỏ khí - condensate Hải Thạch (Lô 05-2) và Mộc Tinh (Lô 05-3) nằm trong bể Nam Côn Sơn, thềm lục địa Việt Nam. Hai mỏ này nằm cách nhau khoảng 20 km và cách Vũng Tàu khoảng 320 km về phía Đông Nam (Hình 1). Vị trí mỏ ở điều kiện nước sâu - cận sâu (118 - 145 m nước), xa bờ, và nằm trong khu vực có dị thường áp suất rất lớn, áp suất rất cao (890 atm), nhiệt độ cao (hơn 190°C) được đưa vào phát triển.

Mỏ Hải Thạch được phát hiện năm 1995 bằng giếng khoan 05-2-HT-1X, sau đó được thăm lượng bằng giếng 05-2-HT-2X năm 1996 và 05-2-HT-3X/3XZ năm 2002. Mỏ Mộc Tinh được phát hiện năm 1995 bằng giếng khoan 05-3-MT-1X và được thăm lượng bằng giếng khoan 05-3-MT-1RX năm 1996.

Dự án được phát triển từ năm 2009 và cho dòng khí thương mại đầu tiên vào ngày 6/9/2013. Dự án đã đạt sản lượng trung bình 2 tỷ m<sup>3</sup> khí và 0,48 triệu m<sup>3</sup> condensate/năm từ năm 2015 và bắt đầu suy giảm vào năm 2023 (Hình 2).

## 2. Đặc điểm địa chất và công nghệ mỏ

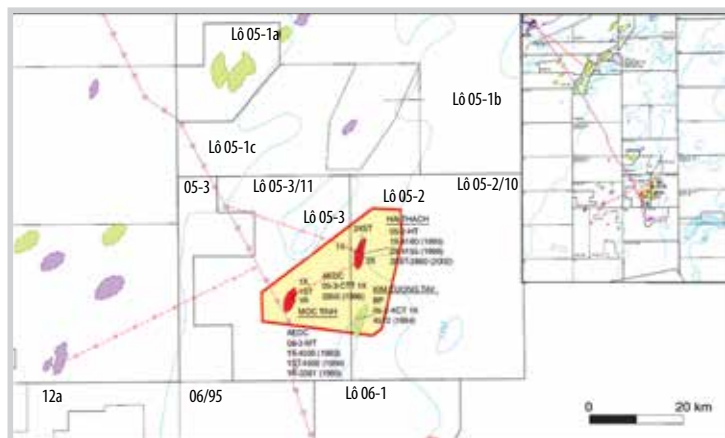
### 2.1. Hoạt động kiến tạo

Bể Nam Côn Sơn thuộc kiểu bể rìa lục địa, hình thành theo cơ chế tách giãn (rift) vào thời kỳ Oligocene, chịu tác động của quá trình tách giãn Biển Đông tạo nên các khối nâng, sụt theo hướng chủ đạo Bắc - Nam và Đông Bắc - Tây Nam. Dựa theo đặc điểm cấu trúc của móng trước Đệ Tam có thể phân chia các đơn vị cấu trúc của bể Nam Côn Sơn ra các đơn vị cấu trúc khác nhau, bao gồm đới phân dị phía Tây, đới phân dị chuyển tiếp và đới trũng phía Đông, trong đó Lô 05-2 và 05-3 nằm ở đới trũng phía Đông. Hoạt động đứt gãy xảy ra theo nhiều pha khác nhau, mạnh nhất là thời kỳ cuối Oligocene và cuối Miocene giữa. Hai

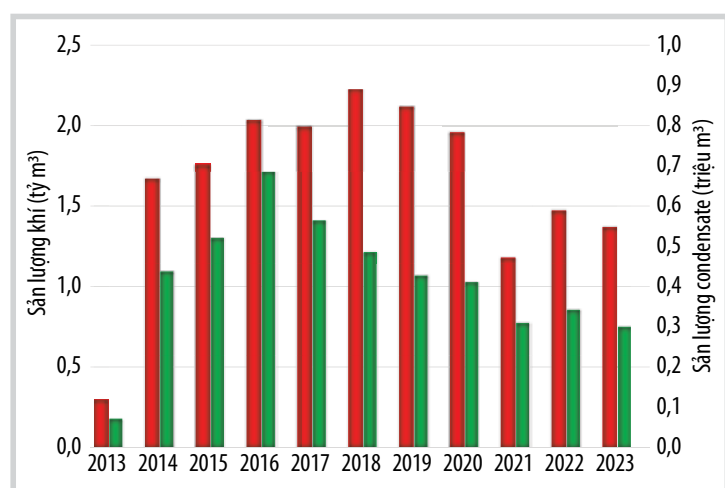


Ngày nhận bài: 23/1/2024. Ngày phản biện đánh giá và sửa chữa: 23/1 - 25/2/2024.

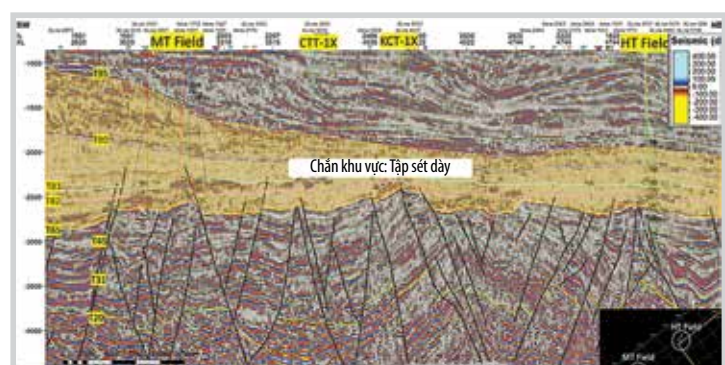
Ngày bài báo được duyệt đăng: 25/2/2024.



Hình 1. Vị trí mỏ Hải Thạch - Mộc Tinh.



Hình 2. Sản lượng khai thác khí, condensate hàng năm của Dự án.



Hình 3. Tầng chắn khu vực bể Nam Côn Sơn.

hệ thống đứt gãy phương Đông Bắc - Tây Nam (phân bố chủ yếu ở phía Đông của bể) và hệ thống đứt gãy phương á kinh tuyến (phân bố chủ yếu ở phía Tây) là 2 hệ thống đứt gãy chính khống chế tiến trình hình thành và phát triển bể [1].

## 2.2. Đặc điểm hệ thống dầu khí

Hệ thống dầu khí bể Nam Côn Sơn nói chung và khu vực Lô 05-2 và 05-3 nói riêng được hình thành cùng với quá trình kiến tạo như sau:

- Đá mẹ sinh dầu gồm 2 loại: (1) trầm tích, sét, sét than,

sét bột tuổi Oligocene được thành tạo trong môi trường lục địa, có thành phần kerogen loại II/III với khả năng sinh dầu và khí, (2) trầm tích sét và sét bột tuổi Miocene sớm thành tạo ở môi trường cửa sông, tam giác châu, có thành phần kerogen loại III với khả năng sinh khí;

- Đá chứa bao gồm granite, granodiorite Mesozoic, cát kết tuổi Oligocene, Miocene và Pliocene sớm, carbonate tuổi Miocene giữa, muộn;

- Tầng chắn có 2 dạng: (1) chắn địa phương là các tập trầm tích hạt mịn nằm xen kẽ trong các phức hệ trầm tích có tuổi khác nhau, và (2) chắn khu vực là tập sét dày (80 - 120 m) trải rộng có tuổi Pliocene sớm phổ biến ở phần Đông của bể (Hình 3);

- Bẫy chứa rất đa dạng: (1) dạng bẫy cấu tạo gồm khối đứt gãy, vòm đứt gãy, nếp lồi, hình hoa, (2) dạng bẫy địa tầng gồm khối xây carbonate, thấu kính cát, turbidite và có thời gian thành tạo rất khác nhau;

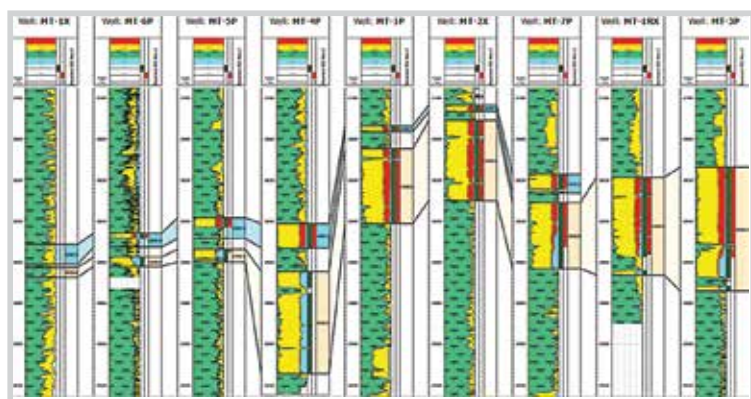
- Sự dịch chuyển dầu khí: Do hoạt động đứt gãy xảy ra ở nhiều pha khác nhau nên thời gian di cư nập bẫy dầu khí rất phức tạp, tùy thuộc từng cấu tạo cụ thể và đây là yếu tố có độ rủi ro cao trong thăm dò dầu khí bể Nam Côn Sơn.

## 2.3. Mô hình lắng đọng trầm tích và đặc tính vỉa chứa mỏ Hải Thạch và Mộc Tinh

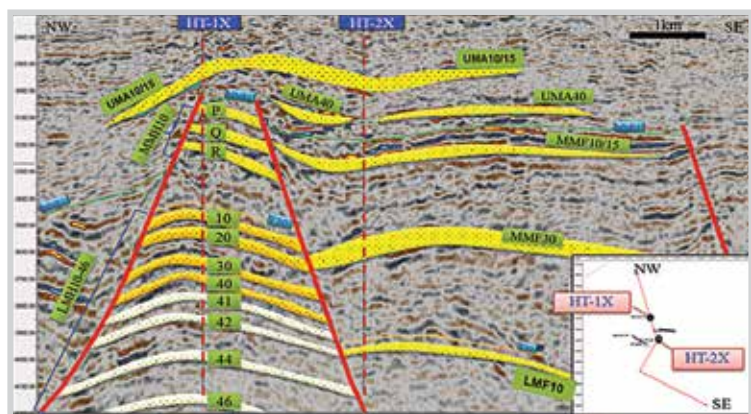
Khái niệm mô hình lắng đọng trầm tích mới đã được phát triển, kế thừa cho 14 vỉa chứa ở mỏ Hải Thạch và mỏ Mộc Tinh [4]. Cơ sở dữ liệu để xây dựng mô hình bao gồm số liệu địa chấn, địa vật lý giếng khoan (từ 23 giếng) và mẫu lõi (từ 5 giếng). Tài liệu minh giải địa chấn và dữ liệu giếng khoan được tích hợp với tài liệu phân tích mẫu lõi để xây dựng các mô hình trầm tích. Ngoài ra còn dựa trên các báo cáo về sinh địa tầng, phân tích hình ảnh địa vật lý giếng khoan và cả các nghiên cứu khác nhau trong khu vực bể.

Tất cả 4 tập vỉa chứa Miocene dưới (LMH10, LMH20, LMH30 và LMH40) đều được lắng đọng trong môi trường biển nông, có thể trong các phức hệ châu thổ tương đối hẹp, các vỉa cát kết LMH mỏng và gần như tất cả đều ở dưới độ phân giải địa chấn và bị phân cắt nhỏ bởi các đứt gãy phát triển lên tới Miocene trên.

Các vỉa chứa cát kết Miocene giữa, MMH10 và MMF10/15 cũng hình thành trong môi trường châu



**Hình 4.** Liên kết giếng khoan mỏ Mộc Tinh.



**Hình 5.** Mặt cắt qua các vỉa mỏ Hải Thạch.

thổ, khá mỏng (dưới độ phân giải địa chấn) và có quy mô tương tự như các vỉa chứa LMH và cũng bị chia cắt bởi các đứt gãy sau trầm tích tạo đới nâng trung tâm mỏ Hải Thạch.

Vỉa chứa MMF30 lắng đọng trong khu vực quạt đồng bằng trong bán địa hào, các vỉa cát kết MMF30 bị ảnh hưởng mạnh và bị chia cắt bởi các đứt gãy trước và sau trầm tích.

Cả 2 vỉa chứa Miocene trên mỏ Hải Thạch, UMA40 và UMA10/15 lắng đọng trong môi trường biển nông, tương đối mỏng (dưới độ phân giải địa chấn) nhưng phân bố rộng ở mỏ Hải Thạch và bị đứt gãy sau trầm tích tạo đới nâng chia cắt mạnh trong thời kỳ syn-rift muộn.

Ba vỉa chứa UMA tại mỏ Mộc Tinh (UMA40, UMA20 và UMA10) lắng đọng hoàn toàn khác so với các vỉa cùng tên ở mỏ Hải Thạch, mặc dù hệ thống trầm tích tương tự. Tại cấu trúc Mộc Tinh, thời kỳ hình thành tập UMA có địa hình cao, các vỉa chứa đã được lắng đọng trong phức hệ châu thổ và ven biển. Chúng bị chia cắt bởi các đứt gãy sau trầm tích.

Hai vỉa chứa UMB20 và UMB15 hình thành trong môi trường biển sâu trong giai đoạn sau tạo rift của bể. Cả 2 vỉa chứa hình thành trong quạt trầm tích ngầm turbidites phát triển từ phía Tây của Mộc Tinh mở rộng về phía Đông bao phủ toàn bộ khối nâng của mỏ Mộc Tinh, trong đó UMB15 chiếm ở vị trí xa hơn UMB20. Bản đồ địa chấn cho thấy rằng các vỉa chứa có thể xuyên cắt nhau nhưng khó kết

luận được cùng một vỉa vì UMB15 mỏng và dưới độ phân giải địa chấn.

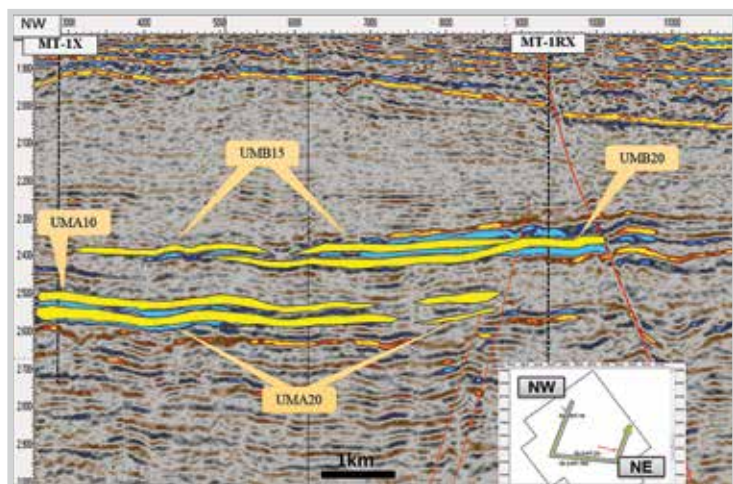
Bốn vỉa chứa Miocene dưới mỏ Hải Thạch (LMH10-40, Hình 5) được phát hiện ở 6/12 giếng khoan của mỏ, độ rỗng, thấm trung bình lần lượt là 16% và 52 mD. Các vỉa này đóng góp khoảng 35% dầu khí tại chỗ ban đầu (2P) của mỏ. Loại bẫy dạng cấu trúc, các tập vỉa mỏng dưới ngưỡng phân giải của địa chấn và rất khó để dự đoán chính xác phân bố của chúng.

Các tập vỉa Miocene giữa nằm trong các bẫy cấu trúc và bẫy địa tầng ở mỏ Hải Thạch gồm MMF10/15, MMH10 và MMF30 có độ rỗng, thấm trung bình lần lượt là 16% và 40 mD. Các vỉa này chiếm 46% lượng dầu khí tại chỗ (2P) ban đầu của mỏ. Trong đó, tập vỉa MMH10 phân bố ở khu vực đới nâng của mỏ Hải Thạch, gồm các tập cát mỏng xen kẽ, bề dày dưới 5 m mặc dù cả tập vỉa có thể đạt từ 30 - 93 m. Tập vỉa MMF10/15 tương tự như MMH10 bao gồm các tập cát mỏng xen kẽ và dưới ngưỡng phân giải của địa chấn. Tập vỉa MMF30 gồm các tập cát dày từ 27 - 47 m. Các tập vỉa MMF10/15 và MMF30 chỉ phân bố ở cánh phía Đông của mỏ Hải Thạch.

Các tập vỉa Miocene trên mỏ Hải Thạch bao gồm UMA40 được phát hiện từ 7/12 giếng, UMA10/15 bắt gặp ở cả 12/12 giếng. Độ rỗng, thấm trung bình của vỉa lần lượt là 20% và 180 mD, đóng góp khoảng 19% dầu khí ban đầu của mỏ. Ranh giới giữa tập Miocene giữa và Miocene trên là bất chỉnh hợp MMU các tập vỉa nằm trên là UMA40 bề dày từ 26 - 94 m và UMA10/15 bề dày từ 3 - 40 m. Do các hoạt động đứt gãy, tách giãn vẫn được tiếp tục ở Miocene muộn cho đến sau khi các tập vỉa này được hình thành nên các tập vỉa này khá mỏng và bị phân khối nên rất khó dự đoán kích thước và phân bố của chúng.

Các tập vỉa Miocene trên mỏ Mộc Tinh nằm trong bẫy dạng cấu trúc và địa tầng gồm UMB15-20, UMA10-20 (Hình 6) được khoan qua bởi 9 giếng khoan trong đó có 2 giếng thăm dò; độ rỗng, độ thấm trung bình lần lượt là 24% và 300 mD. Tập vỉa UMA10-20 đóng góp khoảng 34% dầu khí tại chỗ ban đầu của mỏ. Do các hoạt động đứt gãy sau trầm tích nên các tập





Hình 6. Mặt cắt qua các vỉa mỏ Mộc Tinh.

cát kết của 2 vỉa này bị chia cắt và phân khối nhiều. Tập vỉa chứa UMB15-20 có bề dày thay đổi từ 5 - 60 m tùy theo vị trí giếng khoan qua, đóng góp gần 66% dầu khí tại chỗ ban đầu của Mộc Tinh.

**2.4. Nhiệt độ và áp suất vỉa**

Nhiệt độ vỉa chứa tại mỏ Hải Thạch và Mộc Tinh thay đổi trong khoảng 135°C ở các vỉa chứa Miocene trên đến 200°C ở các vỉa chứa Miocene dưới với gradient địa nhiệt khoảng 4°C/100 m.

Các giếng khoan ở mỏ Hải Thạch đều có áp suất rất cao, có giếng cao hơn 890 atm và dị thường áp suất thay đổi theo cả chiều sâu và diện. Trong hệ tầng Miocene giữa, áp suất ở đới nâng trung tâm của mỏ Hải Thạch cao hơn áp suất ở vùng cánh. Đối với hệ tầng Miocene trên, áp suất vỉa vùng vòm nâng cũng cao hơn phần rìa. Nguyên nhân của sự thay đổi áp suất này là do sự phân khối, mức độ di chuyển chất lưu và nén ép tập trung vào phần nâng so với phần cánh. Áp suất thấp hơn ở các vỉa vùng cánh như vỉa chứa MMF30 có thể liên quan đến hệ thống đứt gãy hoặc tầng chứa này bị cắt bởi các thân cát phần trên.

Các giếng khoan phát triển ở mỏ Mộc Tinh tập trung vào bốn tập vỉa Miocene trên do đó áp suất thấp hơn so với các vỉa chứa Miocene giữa và Miocene dưới ở mỏ Hải Thạch. Áp suất trong các vỉa chứa Miocene trên ở mỏ Mộc Tinh dao động trong khoảng 490 - 545 atm.

**2.5. Đặc tính chất lưu**

Condensate ở mỏ Hải Thạch và Mộc Tinh có hàm lượng paraffin tương đối cao, chiếm khoảng 25% khối lượng. Tỷ trọng condensate của mỏ Hải Thạch khoảng 36,3°API và của mỏ Mộc Tinh khoảng 37,3°API. Độ nhớt thay đổi trong khoảng 1 - 4 cP.

Hệ số condensate - khí (CGR) của mỏ Hải Thạch – Mộc Tinh có sự thay đổi lớn tùy theo từng vỉa. Đối với các vỉa thuộc Miocene trên mỏ Mộc Tinh, hệ số CGR xấp xỉ 30 thùng/triệu ft<sup>3</sup>. Đối với các vỉa chứa thuộc mỏ Hải Thạch, hệ số CGR thay đổi trong khoảng từ

110 thùng/triệu ft<sup>3</sup> đối với tập vỉa thuộc Miocene trên, lên tới 170 thùng/triệu ft<sup>3</sup> đối với các tập vỉa thuộc Miocene giữa và Miocene dưới.

Hàm lượng CO<sub>2</sub> quan sát được từ phần lớn các giếng khai thác dưới 6%. Hàm lượng nickel dưới 1 ppm và hàm lượng nitrogen nhỏ hơn 1%. Hàm lượng H<sub>2</sub>S trong tất cả các mẫu thu thập được từ các giếng khoan mỏ Hải Thạch - Mộc Tinh nhỏ hơn 20 ppm [3].

**2.6. Tài nguyên mỏ Hải Thạch - Mộc Tinh**

Mỏ Mộc Tinh được phát hiện bởi giếng khoan thăm dò 05-3-MT-1X với các vỉa chứa (UMA10, UMA20) trong Miocene trên và được xác nhận bởi giếng thăm lường 05-3-MT-1RX với việc phát hiện thêm vỉa cát kết chứa khí UMB20.

Dựa trên kết quả nghiên cứu từ 2 giếng khoan thăm dò này và tài liệu địa chấn 3D thu nổ năm 1994, báo cáo đánh giá tiềm năng và trữ lượng dầu khí mỏ Mộc Tinh đã được xây dựng năm 2000. Theo đó, các vỉa cát kết chứa khí đã xác minh (gồm UMA10, UMA20, và UMB20), vỉa UMB15 minh giải trên tài liệu địa chấn tuy có thấy có dị thường biên độ nhưng còn nhiều rủi ro do chưa có giếng khoan thăm dò nào cắt qua. Năm 2001, nhà thầu tiến hành thu nổ địa chấn 3D mật độ cao bao phủ Lô 05-2 và 05-3, các phân tích và minh giải trên tài liệu này đã khẳng định sự phân bố của các vỉa chứa, dựa vào các kết quả mới thì tài nguyên tại chỗ của mỏ Mộc Tinh được tính đến hết năm 2023 là 27,1 tỷ m<sup>3</sup> [5]. Mỏ Hải Thạch nằm ở Lô 05-2, các vỉa chứa sản phẩm nằm trong 3 thành hệ Miocene trên, Miocene giữa và Miocene dưới ở khối nâng chính; và các vỉa cát kết thuộc Miocene giữa ở phần cánh của mỏ. Mỏ Hải Thạch rất phức tạp, bao gồm 18 vỉa chứa và bị phân chia thành các khối lớn nhỏ khác nhau. Sau khi khoan 2 giếng tìm kiếm thăm dò 05-2-HT-1X, 05-2-HT-2X và giếng khoan thăm lường 05-2-HT-3X, kết hợp địa chấn 3D mật độ cao, tài nguyên tại chỗ của mỏ đã được đánh giá khoảng 37,7 tỷ m<sup>3</sup> [6] năm 2023.

**3. Phát triển và quản lý mỏ**

**3.1. Công tác phát triển mỏ**

Phương án phát triển sử dụng giàn xử lý trung tâm PQP-HT, tàu chứa nổi condensate FSO và 2 giàn đầu giếng (WHP-HT1 và WHP-MT1) là

phương án được lựa chọn và được coi là tối ưu cho đến nay. Việc lựa chọn giàn khoan nửa chìm nửa nổi Semi-TAD 15K (PVD-V) để khoan từ các cụm giàn đầu giếng cố định WHP cũng được xem là lựa chọn then chốt để đưa dự án đến thành công, tiết kiệm chi phí, rút ngắn tiến độ và công tác vận hành khai thác cũng đơn giản và thuận lợi hơn. Trong tương lai, có thể dễ dàng mở rộng các hạng mục khí tăng sản lượng khai thác từ các mỏ lân cận [1].

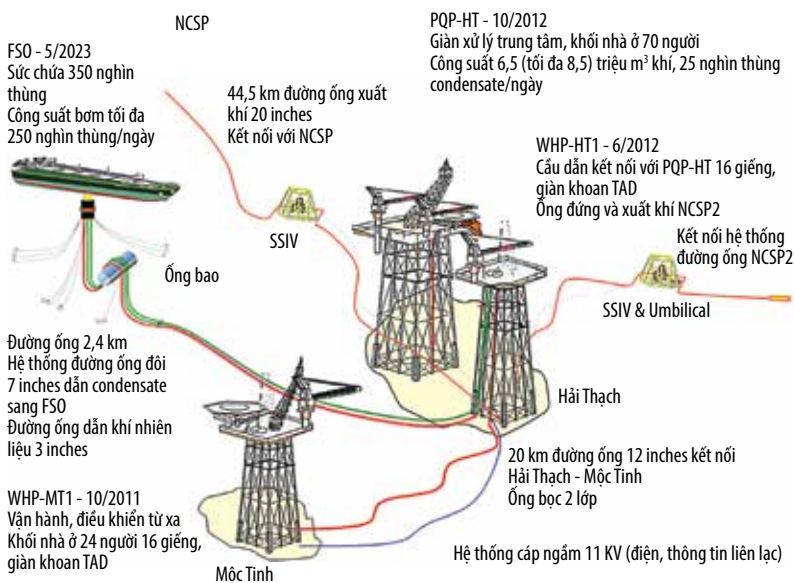
Các hạng mục chính của dự án Biển Đông 1 bao gồm (Hình 7):

- Hai giàn đầu giếng, một ở mỏ Mộc Tinh, một ở mỏ Hải Thạch và một giàn xử lý trung tâm đặt tại mỏ Hải Thạch (nơi có trữ lượng condensate nhiều hơn);
- Tàu chứa condensate (dung tích 350 nghìn thùng) neo đậu tại khu vực mỏ Hải Thạch để tiếp nhận condensate từ giàn xử lý trung tâm;
- 44,5 km đường ống 20 inches xuất khí từ giàn đầu giếng Hải Thạch đến đường ống Nam Côn Sơn hiện hữu (NCSP);
- 20 km đường ống 2 pha 12 inches dẫn khí và condensate nội mỏ từ giàn đầu giếng Mộc Tinh đến giàn đầu giếng Hải Thạch;
- Giàn khoan Semi Tender Assisted Drilling (Semi-TAD) để khoan 16 giếng khai thác, 3 giếng dự phòng (6 giếng khai thác và 1 giếng dự phòng tại mỏ Mộc Tinh; 10 giếng khai thác và 2 giếng dự phòng tại mỏ Hải Thạch).

Công suất thiết kế: 7,6 triệu m<sup>3</sup> khí/ngày (tối đa có thể đạt 10 triệu m<sup>3</sup> khí/ngày) và công suất xử lý 25 nghìn thùng condensate/ngày. Tính đến thời điểm hiện tại, hiệu số sử dụng giàn khai thác trung bình đạt hơn 99%.

Các mốc quan trọng của dự án như sau:

- Năm 2011: Hoàn thành lắp đặt giàn đầu giếng tại mỏ Mộc Tinh (WHP-MT1); hoàn thành xây dựng và đưa giàn khoan PVD-V về vị trí mỏ chuẩn bị cho chiến dịch khoan;



**Hình 7.** Cơ sở hạ tầng khai thác mỏ Hải Thạch - Mộc Tinh.

- Năm 2012: Hoàn thành lắp đặt giàn đầu giếng tại mỏ Hải Thạch (WHP-HT1); hoàn thành lắp đặt đường ống xuất khí 20 inches kết nối với đường ống Nam Côn Sơn 1 (NCSP); hoàn thành lắp đặt giàn xử lý trung tâm tại mỏ Hải Thạch (PQP-HT);

- Năm 2013: Hoàn thành đóng, lắp đặt tàu chứa condensate tại mỏ Hải Thạch (FSO); hoàn thành lắp đặt đường ống 3 pha 12 inches kết nối từ mỏ Mộc Tinh về mỏ Hải Thạch; đón dòng condensate đầu tiên tới FSO; đón dòng khí thương mại đầu tiên;

- Năm 2016: Hoàn thành thi công khoan 16 giếng khai thác áp suất cao nhiệt độ cao (HPHT) tuyệt đối an toàn, nhanh hơn so với kế hoạch. Tổng cộng 23 giếng khoan bao gồm cả thăm dò, thăm lượng, và khai thác đã khoan ở các Lô 05-2 và 05-3. Mạng lưới tuyến địa chấn 2D và 3D tương đối chi tiết đã được thu nổ, xử lý và nghiên cứu với nhiều phương pháp khác nhau cũng như phân tích thuộc tính đặc biệt rất chi tiết.

### 3.2. Quản lý khai thác mỏ

#### Tối ưu vận hành khai thác mỏ

Việc điều hành, quản lý và khai thác 2 mỏ khí condensate Hải Thạch và Mộc Tinh có đặc thù và rất khác biệt. Mỏ Hải Thạch đặc trưng bởi các vỉa, có phân bố và chất lượng đá chứa phức tạp, độ thấm từ thấp tới trung bình, tỷ số condensate khí cao, áp suất điểm sương cao, và giếng khai thác đồng thời nhiều tập vỉa, dẫn đến mức chênh áp lớn làm gia tăng condensate ngưng tụ cận đáy giếng. Trong khi đó, các vỉa chứa mỏ Mộc Tinh có độ thấm vỉa tốt, tỷ số condensate khí thấp hơn, hầu hết các giếng chỉ khai thác từ 1 vỉa chứa, nhưng giếng khai thác lại bị nước xâm nhập rất mạnh dẫn đến sớm dừng và đóng giếng, làm giảm đáng kể hệ số thu hồi. Vì vậy, để quản lý khai thác hiệu quả cần phải xây dựng phương án chi tiết nhằm chính xác hóa cũng như tăng mức độ tin cậy của mô hình thủy động [7, 8]. Ngoài ra, để đánh giá và quản lý mỏ tốt hơn cần tăng cường giám sát khai thác, bổ sung thu thập số liệu đo đạc, số liệu mẫu chất lưu, tăng khảo sát PLT, khảo sát bão hòa khí [9, 10].

### *Hạn chế ngưng tụ condensate cận đáy giếng*

Với vỉa khí condensate, khi áp suất vỉa xuống dưới áp suất điểm sương, condensate sẽ bắt đầu ngưng tụ. Theo quá trình khai thác, áp suất khu vực cận đáy giếng dần xuống rất thấp làm cho condensate tích tụ ở khu vực cận đáy giếng ngày càng tăng, ngăn cản dòng chảy của khí - condensate vào giếng và làm giảm hiệu suất khai thác của giếng. Các vỉa chứa thuộc mỏ Hải Thạch đều là những vỉa khí - condensate có áp suất lớn với hàm lượng CGR trung bình cao, do các vỉa mỏ Hải Thạch có mức độ sụt giảm áp khá lớn dẫn tới việc ngưng tụ condensate xuất hiện khá sớm. Bien Dong POC đã triển khai nghiên cứu các phương pháp xử lý condensate ngưng tụ và đề xuất quy trình thực hiện hợp lý cho từng phương pháp cụ thể.

Phương pháp giảm chênh áp theo nguyên tắc tăng tiết diện tiếp xúc giữa giếng khai thác với vỉa, mà không cần phải giảm áp suất đáy giếng nhiều nhưng vẫn đạt được sản lượng mong muốn là phương pháp chính có thể thực hiện bằng việc khoan giếng khai thác với góc xiên lớn nhất.

Phương pháp xử lý condensate ngưng tụ cận đáy giếng bằng bơm hóa chất là phương pháp dễ áp dụng nhưng hiệu quả rất thấp. Thiết kế bơm ép methanol và thử nghiệm ở giếng 05-2-HT-3P đã được đánh giá chi tiết để đảm bảo quá trình vận hành khai thác được an toàn, không gây hại cho vỉa sản phẩm, hệ thống khai thác cũng như môi trường. Cho đến nay, mặc dù kết quả chưa được như kỳ vọng, nhưng Bien Dong POC đang tiếp tục nghiên cứu, và triển khai các thí nghiệm trên mẫu lõi tại điều kiện áp suất và nhiệt độ vỉa để quyết định đưa vào thử nghiệm thực tế nếu kết quả khả quan [11, 12].

### *Hạn chế nước xâm nhập vào giếng khai thác*

Các vỉa chứa khí - condensate ở mỏ Mộc Tinh chủ yếu đều chịu ảnh hưởng rất lớn của tầng nước đáy và nước rìa, giếng khai thác có nguy cơ bị nước xâm nhập rất cao làm giảm khả năng khai thác, giảm hệ số thu hồi, dẫn tới phải dừng đóng giếng.

Để có được sản lượng khai thác tối ưu, hạn chế lượng nước vỉa xâm nhập, duy trì tuổi thọ của giếng khai thác và đạt hệ số thu hồi tối đa, việc sử dụng mô hình mô phỏng khai thác vỉa khí condensate có tầng nước đáy là rất cần thiết và quan trọng khi xác định sự ảnh hưởng của nước đáy đối với giếng khai thác, từ đó xây dựng kế hoạch khai thác, phương án tối ưu để hạn chế cũng như ngăn chặn nước xâm nhập vào giếng khai thác, nâng cao hệ số thu hồi. Ngoài sử dụng mô hình mô phỏng, Bien Dong POC cũng có kế hoạch thực hiện đo độ bão hòa định kỳ [10]

nhằm theo dõi sự dịch chuyển của ranh giới khí nước theo thời gian để tăng tính khả thi của phương án ngăn chặn nước xâm nhập, từ đó đưa ra những quyết định và phương án phù hợp cho các giếng đang hoặc có nguy cơ bị nước xâm nhập [13, 14] phục vụ quản lý mỏ hiệu quả hơn.

### *Hạn chế cát xâm nhập vào giếng khai thác*

Hiện tượng cát xâm nhập vào các giếng khai thác, đặc biệt là giếng khai thác khí có tầng nước đáy hoạt động mạnh sẽ gây ảnh hưởng nghiêm trọng đến khả năng vận chuyển của khoáng hoàn thiện, làm suy giảm hệ số thu hồi khí - condensate cũng như gây xâm thực, bào mòn rất nhanh các thiết bị khai thác từ lòng giếng dưới sâu lên bề mặt và hơn thế nữa có thể gây hư hại nghiêm trọng các van an toàn, dẫn đến mất an toàn hệ thống và đối với giếng áp suất cao thì đặc biệt nghiêm trọng. Bien Dong POC đã xây dựng được một quy trình hoàn chỉnh cho việc nghiên cứu, quản lý và hạn chế tối đa cát xâm nhập vào giếng khai thác, bao gồm: (i) Tiến hành các thí nghiệm địa cơ học trên mẫu lõi của vỉa khai thác; (ii) xây dựng mô hình phân tích ngưỡng sinh cát; (iii) lắp đặt thiết bị theo dõi tại đầu giếng khai thác; (iv) xây dựng bộ công cụ theo dõi giếng theo thời gian thực; (v) xây dựng phương thức quản lý và hạn chế cát xâm nhập trong quá trình vận hành khai thác thực tế. Thông qua quy trình trên, Bien Dong POC đã hạn chế tối đa và quản lý được hiện tượng cát xâm nhập cũng như tối ưu lưu lượng giếng khai thác [15, 16].

## **4. Giai đoạn phát triển tiếp theo**

Dựa trên dữ liệu thu thập trong chiến dịch khoan 16 giếng phát triển, dữ liệu khai thác từ dòng khí đầu tiên đến cuối tháng 6/2023 tại mỏ Hải Thạch và Mộc Tinh, cũng như các công việc và nghiên cứu toàn diện được thực hiện kể từ khi FDP-2010 được phê duyệt (5/2010), bao gồm cả RAR-2023, báo cáo tổng kết dự án Biển Đông 1 [17] và dự án xây dựng mô hình địa chất và mô hình thủy động mỏ Hải Thạch - Mộc Tinh [4], cho thấy lượng khí và condensate tại chỗ ban đầu tại 2 mỏ Hải Thạch - Mộc Tinh tăng đáng kể so với phê duyệt năm 2006. Tuy nhiên, trữ lượng khai thác hiện tại được dự báo là thấp hơn so với trữ lượng phê duyệt năm 2010. Do đó, cần thực hiện việc khoan đan dày càng sớm càng tốt để duy trì sản lượng, tăng hệ số thu hồi, cũng như nâng cao hiệu quả kinh tế của dự án như sau:

- Kế hoạch phát triển mỏ điều chỉnh (giai đoạn 1) được đề xuất bao gồm khoan đan dày 5 giếng ở mỏ Hải Thạch và một giếng ở mỏ Mộc Tinh từ các giàn WHP hiện có. Các giếng khoan đan dày của mỏ Hải Thạch và Mộc Tinh sẽ tiếp tục được khai thác dựa trên phương pháp suy giảm áp suất tự nhiên. Chiến lược quản lý rủi ro tương



tự như các giếng khai thác ở mỏ Hải Thạch - Mộc Tinh sẽ được áp dụng cho các giếng đơn dầy. Kế hoạch khoan giếng đơn dầy sẽ gia tăng đáng kể lợi ích kinh tế cho dự án và kéo dài đời mỏ đến năm 2038 hoặc xa hơn;

- Song song với kế hoạch khoan đơn dầy, các lô 05-2 và 05-3 (trong diện tích phát triển chung của dự án) có tỷ lệ khoan thành công rất lớn (tỷ lệ khoan thăm dò/ thăm lượng thành công là 7/8, đạt xấp xỉ 86%), được đánh giá là vùng có tiềm năng dầu khí thuộc loại tốt nhất của bể Nam Côn Sơn. Vì vậy, trong những năm qua, Bien Dong POC đã tích cực tiến hành phân tích, tổng hợp các số liệu thực tế và làm sáng tỏ hơn đặc trưng cấu trúc địa chất, hệ thống dầu khí cũng như các điều kiện về sinh, dịch chuyển và hình thành các tích tụ dầu khí. Ngoài 2 mỏ Hải Thạch và Mộc Tinh đang được khai thác, còn phát hiện dầu khí tại cấu tạo Kim Cương Tây và 11 cấu tạo có triển vọng cao khác như Mộc Tinh Tây, Mộc Tinh Đông, Kim Cương Bắc, Hải Thạch Đông... Với điều kiện thương mại, cơ sở hạ tầng và công nghệ mà Bien Dong POC có được, những cấu tạo tiềm năng này là mục tiêu cho chiến dịch khoan thăm dò mở rộng trong thời gian tới. Nếu khoan thăm dò thành công, khu vực này có thể được phát triển, kết nối với hệ thống hiện có và đưa vào khai thác ngay.

**5. Kết luận**

- Cụm mỏ Hải Thạch và Mộc Tinh với phương án ban đầu gồm 16 giếng khai thác, đã đóng góp đáng kể vào nguồn cung khí cho khu vực Đông Nam Bộ. Sản lượng khai thác cộng dồn tính đến hết 2023 đạt được xấp xỉ 18,2 tỷ m<sup>3</sup> khí và 28,8 triệu thùng condensate, đem lại doanh thu và đóng góp lớn cho ngân sách Nhà nước;

- Công tác tối ưu vận hành khai thác mỏ đã được chú trọng nhằm hạn chế hiện tượng tích tụ chất lỏng khu vực cận đáy giếng, làm chậm quá trình ngập nước và giảm lượng cát xâm nhập vào giếng khai thác để gia tăng hệ số thu hồi;

- Phương án khoan đơn dầy tại mỏ Hải Thạch - Mộc Tinh từ các giàn đầu giếng hiện có được xây dựng dựa trên toàn bộ tài liệu giếng khoan được thu thập, tài liệu khai thác trong suốt 10 năm qua, cũng như toàn bộ các nghiên cứu đã thực hiện. Phương án khoan đơn dầy sẽ làm gia tăng đáng kể lợi ích kinh tế của Dự án.

- Mỏ Hải Thạch - Mộc Tinh nằm ở vùng nước sâu xa bờ, với điều kiện đặc biệt phức tạp, việc phát triển thành công và khai thác hiệu quả 2 mỏ này là tiền đề để thăm dò mở rộng các cấu tạo triển vọng trong khu vực lân cận với chi phí thấp nhất;

- Cụm công trình dầu khí được xây lắp ở vùng thềm lục địa ở Lô 05-2 và 05-3 thuộc vùng đặc quyền kinh tế của Việt Nam có vai trò quan trọng trong bảo vệ vững chắc chủ quyền biển, đảo của Tổ quốc.

**Tài liệu tham khảo**

[1] Bien Dong POC, "Hai Thach - Moc Tinh field development plan", 2010.

[2] Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, *Địa chất và tài nguyên dầu khí Việt Nam*. Nhà xuất bản Khoa học Kỹ thuật Hà Nội, 2019.

[3] Core Laboratories (U.K.) Limited, Advanced Technology Centre, "Reservoir fluid study for BP Exploration Operating Company Limited, 05-2-HT2X DST#2, RFLA 960278", 1997.

[4] East Sea Star - ESS, GPEPI, PVN and Bien Dong POC, "Hai Thach - Moc Tinh geological and dynamic models", 2020.

[5] Bien Dong POC, "Block 05-3, Nam Con Son basin, Moc Tinh field, resources and reserves assessment report", 2023.

[6] Bien Dong POC, "Block 05-2, Nam Con Son basin, Hai Thach field, resources and reserves assessment report", 2023.

[7] C.H. Whitson and nnk, "Moc Tinh and Hai Thach gas-condensate fields EOS model development, well test CGR, and fluid initialization", Whitson A.S., Trondheim, 2019.

[8] Hoang Ky Son, Tran Vu Tung, Nguyen Ngoc Tan, Truong Anh Tu, Pham Hoang Duy, Tran Ngoc Trung, Trinh Xuan Vinh, and Ngo Tuan Anh, "Successful case study of machine learning application to streamline and improve history matching process for complex gas-condensate reservoirs in Hai Thach field, offshore Vietnam", *SPE Middle East Oil & Gas Show and Conference*, 2021. DOI: 10.2118/204835-MS.

[9] Nguyen Ngoc Tan, Tran Ngoc The Hung, Hoang Ky Son, and Tran Vu Tung, "Supervised machine learning application of lithofacies classification for a hydrodynamically complex gas-condensate reservoir in Nam Con Son basin", *Petrovietnam Journal*, Volume 6, pp. 27 - 35, 2022.

[10] Nguyen Pham Thien Kim, Hoang Ky Son, Doan Thi My Dung, Tran Ngoc The Hung, and Pascal Millot, "Behind casing gas saturation determination with pulsed neutron logging in gas-filled boreholes and high temperature formations - first application in offshore Vietnam", *International Conference on Integrated Petroleum Engineering (IPE3), Vietnam, 6 October 2022*.

[11] Hoang Minh Hai, Tran Hong Nam, and Nguyen Quynh Lam, "Investigation of condensate banking in the Hai Thach gas condensate reservoirs, Block 05-2, offshore Vietnam", *Petrovietnam 35 Years Anniversary International Conference, Vietnam, 9 - 10 September 2010*.

[12] Tran Vu Tung, Ngo Tuan Anh, Hoang Minh Hai, and Tran Hong Nam, "Production performance of gas condensate reservoirs: Compositional numerical model – A case study of Hai Thach - Moc Tinh fields", *SPE/ADIPEC International Petroleum Exhibition and Conference, Abu Dhabi, 1 - 12 November 2015*.

[13] Tran Vu Tung, Truong Anh Tu, Ngo Tuan Anh, Hoang Ky Son, and Trinh Xuan Vinh, "A case study of gas-condensate reservoir performance under bottom water drive mechanism", *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, Volume 9, Issue 1, pp. 525 - 541, 2018.

[14] Tran Vu Tung, Truong Anh Tu, Ngo Tuan Anh, Hoang Ky Son, Trinh Xuan Vinh, Dang Anh Tuan, and Ngo Huu Hai, "A comprehensive study on ultimate recovery and optimum production strategy for gas-condensate

reservoirs under aquifer support in Nam Con Son basin, offshore Vietnam", *SPE Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition, Brisbane, Australia, 23 - 25 October 2018*. DOI: 10.2118/191952-MS.

[15] Hoàng Thanh Tùng, Nguyễn Xuân Cường, Đỗ Văn Khánh, Trương Hoài Nam, Phạm Tâm, Nguyễn Trọng Tài và Nguyễn Khánh Trung, "Ứng dụng mô hình địa cơ học để phân tích sự ổn định của thành giếng khoan, lựa chọn tỷ trọng dung dịch khoan tối ưu trong thiết kế thi công các giếng khoan dầu khí", *Tạp chí Dầu khí*, Số 1, trang 18 - 26, 2018.

[16] Hoang Ky Son, Trinh Xuan Vinh, Tran Vu Tung, and Dang Anh Tuan, "Comprehensive sanding study from laboratory experiments, modeling, field implementation, to real-time monitoring, a case study for Hai Thach and Moc Tinh fields, offshore Vietnam", *SPE/IATMI Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition, Jakarta, Indonesia, 17 - 19 October 2017*. DOI: 10.2118/186387-MS.

[17] Bien Dong POC, "*Báo cáo hoàn thiện Dự án Biển Đông 1*" (*Bien Dong 1 project close-out report*), 2016.

## HAI THACH - MOC TINH, HIGH PRESSURE/HIGH TEMPERATURE FIELDS IN THE FIRST TEN YEARS OF PRODUCTION HAI THACH - MOC TINH: TEN YEARS OF PRODUCTION, AND SOLUTIONS TO MAINTAIN AND INCREASE ITS OUTPUT IN THE COMING PERIOD

**Pham Tien Dung, Hoang Minh Hai, Tran Vu Tung, Hoang Ky Son, Vu Dinh Thi, Nguyen Quan Phong**

Bien Dong Petroleum Operating Company (Bien Dong POC)

Email: thivd@biendongpoc.vn

### Summary

Based on the relevant technical and engineering data, the article presents the main geological and geophysical characteristics of the field cluster of Hai Thach - Moc Tinh, and summarizes its development and production management to date. After 10 years putting the Hai Thach - Moc Tinh cluster into operation under particularly complex conditions, Bien Dong Petroleum Operating Company (Bien Dong POC) has achieved important results, including: (i) Building and developing a simulation model to optimize production operations; (ii) Applying advanced well completion techniques suitable for high pressure and high temperature conditions; regularly conducting technical improvements throughout the operation and maintenance process; (iii) Minimizing the impact of liquid banking near the well bottom, limiting sand production and water encroachment in the wells and exploitation system, increasing reservoir water treatment capacity; (iv) Studying to propose potential locations for infill, sidetrack and multi-lateral wells for improving recovery rate, extending the field lifetime while also serving as a basis to expand the exploration in the area. Despite these achievements, Bien Dong POC is facing the decline of the field's output and recovery rate due to fluid banking near the well bottom, water encroachment and sand production. Therefore, adjusting the field development plan and accelerating expanded exploration are the solutions to maintain and increase the field's output in the coming time.

**Key words:** High pressure, high temperature, liquid banking, sand production, infill drilling.