

## KINH NGHIỆM KHAI THÁC MỎ NHỎ Ở THÊM LỤC ĐỊA VIỆT NAM VÀ TIỀM NĂNG PHÁT TRIỂN CÁC PHÁT HIỆN DẦU KHÍ CẬN BIÊN LÔ 09-1, BỂ CỬU LONG

**Vũ Mai Khanh, Lê Đăng Tâm, Tống Cảnh Sơn, Lê Việt Dũng, Trần Quốc Thắng, Bùi Trọng Hàn, Phan Đức Tuấn, Nguyễn Thúc Kháng**

Liên doanh Vietsovpetro

Email: sontc.rd@gmail.com

<https://doi.org/10.47800/PVSI.2024.03-02>

### Tóm tắt

Mỏ dầu khí cận biên là mỏ dầu khí chưa thể phát triển khai thác do hiệu quả đầu tư tiệm cận dưới mức tối thiểu với trình độ công nghệ và các điều kiện kinh tế, kỹ thuật thông thường tại thời điểm đánh giá. Các mỏ này thường có trữ lượng nhỏ và rất nhỏ thường được xem xét đặc biệt cẩn trọng trước khi thực hiện đầu tư và phát triển bởi các mỏ này thường có thời gian khai thác ngắn, ít hiệu quả. Những năm gần đây, Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro" đã tích cực triển khai công tác tìm kiếm thăm dò dầu khí, gia tăng trữ lượng. Tuy nhiên, phần lớn những phát hiện mới đều có trữ lượng dầu khí nhỏ. Việc đưa các mỏ nhỏ, cận biên vào phát triển khai thác rất khó khăn về công nghệ, kỹ thuật, khía cạnh kinh tế cũng như kỹ thuật, cần có những giải pháp công nghệ sáng tạo và chi phí đầu tư thấp. Bài báo giới thiệu kinh nghiệm của Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro" trong phát triển các mỏ dầu khí có trữ lượng nhỏ và các phát hiện dầu khí mới, trữ lượng nhỏ, cận biên Lô 09-1, có triển vọng đưa vào khai thác.

**Từ khóa:** Mỏ cận biên, mỏ kết nối, Lô 09-1, bể Cửu Long.

### 1. Giới thiệu

Ở thêm lục địa Việt Nam, có 2 phương án xây dựng và phát triển các mỏ dầu khí nhỏ và cận biên đang được sử dụng là: (i) Phát triển độc lập (stand-alone); (ii) Kết nối với mỏ lân cận có cơ sở hạ tầng đầy đủ (tie-in).

Đối với phương án phát triển độc lập, cần phải thiết kế và xây dựng đầy đủ các công trình có chức năng phục vụ khai thác, xử lý, tàng chứa dầu và khí, xuất bán tại mỏ. Trong đó, có giàn khai thác dầu và khí/giàn đầu giếng/hoặc giếng ngầm, hệ thống đường ống vận chuyển dầu và khí, cáp ngầm, các hệ thống thiết bị phụ trợ, giàn xử lý công nghệ và kho chứa xuất, bán dầu thương phẩm. Hiện nay, các mỏ dầu khí nhỏ được phát triển theo phương án độc lập là: Đại Hùng (Lô 05-1a, bể Nam Côn Sơn), Thăng Long và Đông Đô (Lô 01 & 02/97, bể Cửu Long); Sông Đốc (Lô 46/13, bể Malay - Thổ Chu).

Theo phương án phát triển mỏ kết nối, sản phẩm khai thác từ mỏ nhỏ, sẽ được thu gom và vận chuyển đến mỏ

dầu lân cận, hiện hữu, đang vận hành có dư/thừa công suất thu gom, xử lý và tàng chứa sản phẩm. Các hệ thống phụ trợ, như khí bơm ép, nước ép vỉa, điện năng,... được cung cấp từ mỏ dầu hiện hữu thông qua hệ thống đường ống và cáp điện ngầm kết nối. Phương án phát triển kiểu này chỉ cần xây dựng các hạng mục công trình phục vụ khai thác (giàn nhẹ/giàn đầu giếng hay các giếng ngầm), hệ thống đường ống và cáp ngầm kết nối mỏ mới với mỏ hiện hữu; không cần xây dựng các giàn công nghệ xử lý trung tâm, giàn cung cấp hệ thống phụ trợ gaslift, bơm ép vỉa hay hệ thống điện và trạm xử lý tàng chứa dầu thương phẩm. Phương án này chỉ có thể áp dụng cho các mỏ cận biên, gần với các mỏ dầu và khí đang vận hành và có dư thừa công suất xử lý như các mỏ Bạch Hổ, Rồng hay Tê Giác Trắng. Nếu ở vị trí quá xa, việc áp dụng phương án kết nối mỏ sẽ gặp nhiều khó khăn trong vận chuyển sản phẩm bằng đường ống do vấn đề lắng đọng paraffin và tổn thất thủy lực. Tuy nhiên, các mỏ nhỏ và mỏ cận biên thường có thời gian khai thác ngắn, khoảng 7 - 15 năm, nên sẽ hiệu quả hơn khi phát triển bằng cách kết nối với mỏ hiện hữu đang hoạt động [1].

Thực tế cho thấy, phương án phát triển các mỏ dầu khí nhỏ và cận biên bằng cách kết nối với mỏ dầu hiện



Ngày nhận bài: 4/1/2024. Ngày phản biện đánh giá và sửa chữa: 4/1 - 5/3/2024.

Ngày bài báo được duyệt đăng: 11/7/2024.

hữu mang lại hiệu quả cao. Phương án này đã và đang được áp dụng phổ biến trên thế giới, đặc biệt rất thành công khi áp dụng ở thềm lục địa Việt Nam. Tại Lô 09-1, bể Cửu Long đã có các mỏ Cá Ngừ Vàng [2], Nam Rồng - Đồi Mồi [3], Gấu Trắng, Thỏ Trắng và Cá Tầm [4] kết nối với các mỏ Bạch Hổ và Rồng. Tại Lô 16-1, các mỏ Hải Sư Trắng, Hải Sư Đen được kết nối với mỏ Tê Giác Trắng.

## 2. Kinh nghiệm khai thác các mỏ dầu khí nhỏ ở thềm lục địa Việt Nam

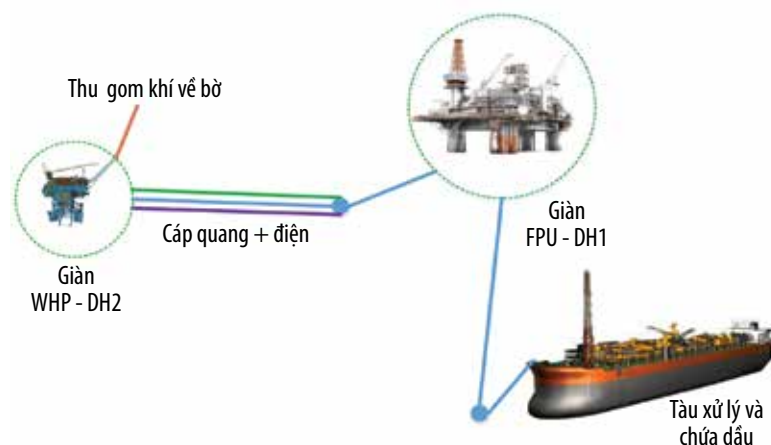
### 2.1. Mỏ Đại Hùng

Mỏ Đại Hùng (Lô 05-1a, bể Nam Côn Sơn) được ExxonMobil (Mỹ) phát hiện trước năm 1975. Năm 1993, tổ hợp các nhà thầu quốc tế do BHPP (Australia) đại diện được giao điều hành để thăm dò, thẩm lượng và phát triển sớm mỏ Đại Hùng. Sản lượng của mỏ suy giảm rất nhanh làm nản lòng các nhà đầu tư quốc tế và lần lượt từng nhà điều hành BHP, Petronas (Malaysia) rút khỏi mỏ Đại Hùng. Đề án phát triển mỏ Đại Hùng được chuyển giao cho Tập đoàn Dầu khí Việt Nam với giá trị tương trưng là 1 USD. Sau khi Liên doanh Việt - Nga "Vietsovetro" được giao điều hành (1999) và đối tác Zarubezhneft (Liên bang Nga) quyết định rút khỏi đề án (2003), Tập đoàn Dầu khí Việt Nam chuyển giao quyền điều hành Đề án phát triển mỏ Đại Hùng cho Tổng công

ty Thăm dò Khai thác Dầu khí (PVEP) từ tháng 10/2003.

Mỏ Đại Hùng là 1 mỏ có cấu trúc dạng phân khối nhỏ, được phát triển theo phương án độc lập. Tại đây, các đầu giếng ngầm, giàn WHP-DH2, FPU-DH1, kho chứa nổi, xử lý và xuất dầu thô (FPSO) và hệ thống đường ống nội mỏ được thiết kế và xây dựng. Giàn FPU-DH1 (dùng để xử lý dầu và khí, được cải hoán từ giàn khoan cũ dạng nửa nổi nửa chìm, đóng từ năm 1974 và từng hoạt động ở Biển Bắc), được nối với hơn 10 đầu giếng ngầm.

Giàn đầu giếng Đại Hùng 2 (WHP-DH2) được xây dựng và đưa vào hoạt động từ năm 2012. Các giếng khoan sau đó không phải là giếng thiết kế ngầm, mà được khoan và lắp đặt trên giàn WHP-DH2. Dầu và khí khai thác từ các giếng của giàn WHP-DH2 được vận chuyển đến FPU-DH1 bằng các tuyến ống nội mỏ. Như vậy, dầu và khí khai thác từ mỏ Đại Hùng sau khi xử lý trên FPU-DH1 được bơm đến FSO bên cạnh. Khí đồng hành được thu gom và vận chuyển đến mỏ Bạch Hổ của Vietsovetro để xử lý, sau đó vận chuyển vào bờ. Hình 1 là sơ đồ nguyên tắc thiết kế và xây dựng mỏ Đại Hùng.

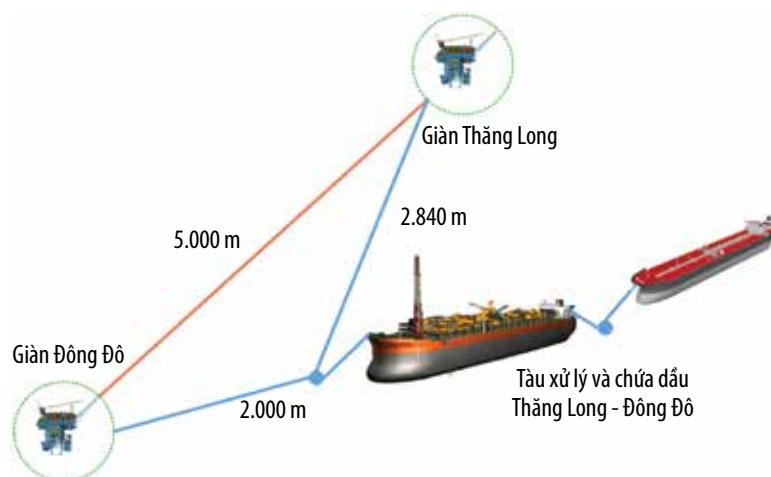


Hình 1. Sơ đồ nguyên tắc vận hành mỏ Đại Hùng, tại Lô 05-1a, bể Nam Côn Sơn.

### 2.2. Mỏ Thăng Long - Đông Đô

Các mỏ Thăng Long và Đông Đô (Lô 01 & 02/97, bể Cửu Long), có độ sâu nước biển 60 - 70 m, được xếp vào loại mỏ có trữ lượng dầu khí nhỏ. Trong sơ đồ công nghệ phát triển các mỏ này, giàn đầu giếng WHP-TL và WHP-DD, kho chứa nổi, xử lý và xuất dầu thô FPSO PTSC Lam Sơn được thiết kế và xây dựng để phát triển chung theo phương án độc lập.

Dầu khai thác ở mỏ Thăng Long - Đông Đô thuộc loại dầu paraffin và asphaltene, có độ nhớt và nhiệt độ đông đặc cao. Sản phẩm khai thác từ các giàn này, ở dạng hỗn hợp với khí được vận chuyển bằng các đường ống nội mỏ đến FPSO PTSC Lam Sơn để xử lý đến thương phẩm, tàng chứa, trước khi xuất bán cho khách hàng. WHP-TL nối với FPSO-Lam Sơn bằng đường ống ngầm dài khoảng 2.640 m và WHP-DD với FPSO - Lam Sơn, 2.000 m. Hình 2 là sơ đồ xây dựng và vận hành mỏ Thăng Long - Đông Đô.



Hình 2. Sơ đồ xây dựng và vận hành mỏ Thăng Long - Đông Đô.

### 2.3. Mỏ Sông Đốc

Mỏ Sông Đốc (Lô 46/13, bể Malay - Thổ Chu) là mỏ nhỏ, cận biên, được đưa vào khai thác từ năm 2008. Mỏ Sông Đốc được thiết kế, xây dựng để phát triển theo phương án độc lập, gồm 1 giàn đầu giếng WHP và trạm xử lý tàng chứa FPSO. Hình 3 là sơ đồ xây dựng và phát triển mỏ Sông Đốc.



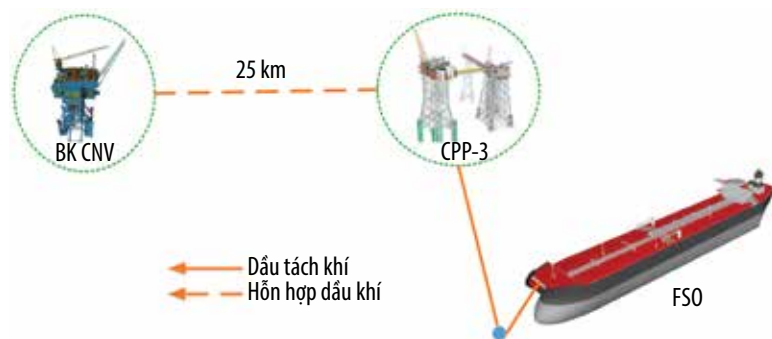
Hình 3. Mỏ Sông Đốc.

Mỏ Sông Đốc là mỏ có trữ lượng rất nhỏ, sản lượng dầu và khí thấp, nên hiệu quả kinh tế kém. Sau khi nhà thầu nước ngoài rút khỏi dự án này, mỏ Sông Đốc được giao cho PVEP quản lý và vận hành từ năm 2013 đến nay.

### 2.4. Mỏ Cá Ngừ Vàng

Mỏ Cá Ngừ Vàng (Lô 09-2, bể Cửu Long), có 1 giàn đầu giếng CNV-WHP được thiết kế, xây dựng và phát triển theo giải pháp kết nối với mỏ Bạch Hổ của Vietsovpetro. Việc kết nối này cho phép mỏ Cá Ngừ Vàng sử dụng chung hệ thống công nghệ xử lý và tàng chứa dầu và khí của mỏ Bạch Hổ. CNV kết nối với mỏ Bạch Hổ bằng đường ống từ CNV-WHP đến giàn công nghệ trung tâm số 3 (CPP-3), dài 25 km, được bọc cách nhiệt với hệ số truyền nhiệt  $1,913 \text{ W/m}^2\text{K}$ . Đây là đường ống bọc cách nhiệt thuộc loại tốt so với các đường ống dẫn dầu khác đã xây dựng tại thềm lục địa Việt Nam.

Mỏ Cá Ngừ Vàng được đưa vào khai thác từ năm 2008 [2]. Thách thức lớn nhất để vận chuyển sản phẩm khai thác từ mỏ Cá Ngừ Vàng đến mỏ Bạch Hổ là vấn đề lắng đọng paraffin trong đường ống cao, do hàm lượng paraffin trong dầu lớn (17 - 27% khối lượng), hệ số khí lớn và nhiệt độ đông đặc của dầu cao, ở mức 25 - 27°C. Để đảm bảo vận chuyển đến mỏ Bạch Hổ, sản phẩm khai thác ở mỏ Cá Ngừ Vàng được xử lý bằng hóa phẩm giảm nhiệt độ đông đặc (PPD). Sau khi xử lý bằng hóa phẩm



Hình 4. Sơ đồ vận hành mỏ Cá Ngừ Vàng kết nối với mỏ Bạch Hổ.

PPD, sản phẩm của mỏ Cá Ngừ Vàng được vận chuyển đến CPP-3 ở dạng hỗn hợp với khí. Do chiều dài đường ống từ mỏ Cá Ngừ Vàng đến CPP-3 mỏ Bạch Hổ khá dài (25 km), trong khi sản lượng khai thác của mỏ Cá Ngừ Vàng ở mức thấp, nhiệt độ nước biển ở vùng cận đáy rất thấp, có nguy cơ cao xảy ra tình trạng lắng đọng paraffin bên trong đường ống. Quá trình vận chuyển dầu từ mỏ Cá Ngừ Vàng đến CPP-3 cho thấy, nhiệt độ của dầu có thể giảm về mức 25 - 30°C (phụ thuộc từng mùa).

Sơ đồ vận chuyển sản phẩm khai thác từ mỏ Cá Ngừ Vàng đến CPP-3 mỏ Bạch Hổ thể hiện tại Hình 4.

Để đảm bảo khả năng vận hành an toàn sản phẩm khai thác từ mỏ Cá Ngừ Vàng, định kỳ hệ thống phóng thoi đã phải sử dụng để tẩy rửa lắng đọng paraffin và làm sạch đường ống. Chính vì vậy, sản phẩm từ mỏ Cá Ngừ Vàng đến mỏ Bạch Hổ đã được đảm bảo vận hành thông suốt từ khi bắt đầu khai thác (năm 2008) đến nay, giúp công tác khai thác và vận hành mỏ ổn định, mang lại hiệu quả kinh tế tích cực cho mỏ kết nối này.

### 2.5. Mỏ Nam Rồng - Đồi Mồi

Mỏ Nam Rồng (Lô 09-1, bể Cửu Long) được Vietsovpetro phát hiện năm 2005 và mỏ Đồi Mồi (Lô 09-3) được Công ty Điều hành chung Việt - Nga - Nhật (VRJ) phát hiện năm 2006. Đây là hai mỏ nhỏ, cách nhau khoảng 3,5 km. Năm 2009, tổ hợp các nhà thầu gồm Petrovietnam (Việt Nam), Zarubezhneft (Liên bang Nga) và Idemitsu (Nhật Bản) thống nhất cùng phát triển chung và đưa vào khai thác bằng cách kết nối với mỏ Rồng của Vietsovpetro. Theo thiết kế và xây dựng mỏ, tại 2 mỏ này xây dựng 2 giàn nhẹ RC-4 và RC-DM, đường ống kết nối với RP-1, mỏ Rồng dài khoảng 17 km, đi qua RC-5.

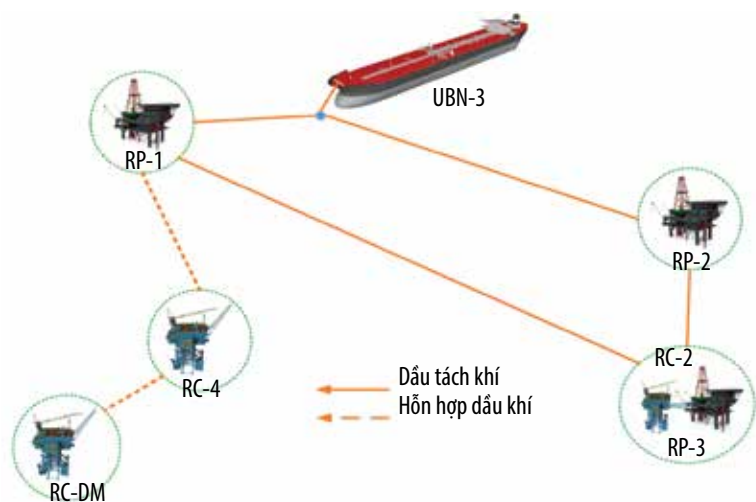
Dầu ở 2 mỏ hợp nhất này, thuộc loại dầu nhiều paraffin, có độ nhớt và nhiệt độ đông đặc cao. Vì vậy, để vận chuyển đến RP-1, dầu được xử lý bằng hóa phẩm PPD. Nhằm giảm chi phí vận hành mỏ, Vietsovpetro đã xử lý dầu bằng cách tận dụng địa nhiệt của giếng dầu, nghĩa là hóa phẩm PPD được thiết kế bơm xuống giếng vào dòng dầu và khí ở độ sâu

khoảng 2.500 - 3.000 m, nơi có nhiệt độ không thấp hơn 70°C. Với giải pháp tận dụng địa nhiệt của giếng dầu, không cần lắp đặt thêm thiết bị gia nhiệt trên các giàn của mỏ Nam Rồng - Đồi Mồi.

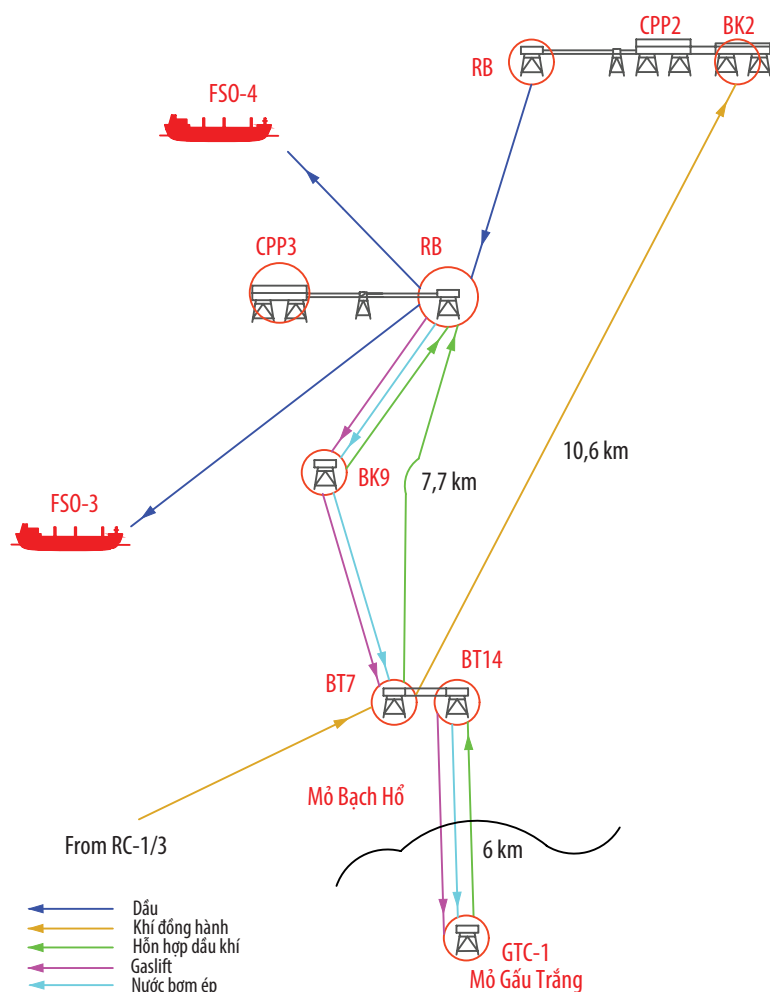
Khi đưa các mỏ Nam Rồng - Đồi Mồi vào khai thác, tổng lưu lượng khai thác ban đầu chỉ ở mức 930 m<sup>3</sup>/ngày, trong đó lưu lượng của mỏ Đồi Mồi chỉ đạt khoảng 570 m<sup>3</sup>/ngày. Việc vận chuyển dầu và khí các

mỏ hợp nhất này đến RP-1 ở lưu lượng thấp rất phức tạp do lắng đọng paraffin bên trong đường ống [3]. Bên cạnh đó, áp suất và nhiệt độ miệng giếng không cao, dẫn đến tổn thất áp suất vận chuyển trong đường ống lớn, làm cho lưu lượng sản phẩm của giếng bị giảm dần. Vì vậy, Vietsovpetro đã chuyển sang khai thác các mỏ này bằng phương pháp cơ học gaslift. Với phương pháp này, lưu lượng sản phẩm của các giếng đã tăng lên đáng kể, vận tốc dòng chảy trong đường ống vận chuyển đến RP-1 cũng cao hơn, khả năng lưu thông của sản phẩm trong đường ống được cải thiện và lắng đọng paraffin bên trong đường ống cũng giảm. Tuy nhiên, tổn hao áp suất vận chuyển lại gia tăng, do lưu lượng khí (khí đồng hành và gaslift) trong đường ống quá lớn.

Để khắc phục vấn đề này, Vietsovpetro đã sử dụng bình tách khí sơ bộ (UPOG), lắp đặt trên các giàn nhẹ ở các mỏ hợp nhất NR-DM để tách một phần khí trong sản phẩm khai thác trên RC-4, RC-DM và thực hiện giải pháp vận chuyển sản phẩm đến RP-1 ở chế độ dầu bão hòa khí. Với việc sử dụng các giải pháp này, từ khi đưa vào khai thác (năm 2009) đến nay các mỏ đã vận hành an toàn và hiệu quả. Hình 5 là sơ đồ nguyên tắc xây dựng và vận hành mỏ hợp nhất Nam Rồng Đồi Mồi.



Hình 5. Sơ đồ nguyên tắc vận chuyển sản phẩm Nam Rồng - Đồi Mồi đến RP-1 mỏ Rồng.



Hình 6. Sơ đồ xây dựng và phát triển mỏ Gấu Trắng.

## 2.6. Mỏ Gấu Trắng

Mỏ Gấu Trắng (Lô 09-1, bể Cửu Long) là mỏ nhỏ, cận biên được phát triển theo giải pháp kết nối với mỏ Bạch Hổ. Tại mỏ Gấu Trắng, thiết kế và xây dựng 1 giàn nhẹ GTC-1 thực hiện khai thác dầu và khí. Đường ống kết nối từ giàn GTC-1 đến giàn CPP-3 mỏ Bạch Hổ dài khoảng 14 km, gồm 3 đoạn: GTC-1 → BK14/BT7, BK14/BT7 → BK9 và BK9 → CPP-3. Tương tự các mỏ dầu và khí kết nối ở trên, dầu khai thác ở mỏ Gấu Trắng có hàm lượng paraffin cao, có độ nhớt và nhiệt độ đông đặc cao, nhiệt độ miệng giếng khá thấp (34 - 50°C). Lưu lượng sản phẩm khai thác ở mỏ Gấu Trắng thấp, nên quá trình vận chuyển sản phẩm từ mỏ này đến giàn CPP-3 mỏ Bạch Hổ bằng đường ống thường bị lắng đọng paraffin bên trong đường ống. Bên cạnh đó, sản phẩm

khai thác của mỏ Gấu Trắng đi qua BK-14 và BK-9 và cùng sản phẩm ở đây được vận chuyển đến CPP-3. Vì vậy, lưu lượng vận chuyển khá lớn, tổn thất áp suất vận chuyển trong đường ống cao, ảnh hưởng đến áp suất các đầu giếng trên GTC-1 Gấu Trắng và theo đó ảnh hưởng đến hoạt động của các giếng của mỏ này. Sơ đồ nguyên lý vận hành mỏ Gấu Trắng được thể hiện ở Hình 6.

Giải pháp công nghệ thu gom, xử lý và vận chuyển dầu mỏ Gấu Trắng đến mỏ Bạch Hổ, được thực hiện tương tự như mỏ Nam Rồng - Đồi Mồi, đều sử dụng địa nhiệt của giếng dầu để xử lý dầu bằng hóa phẩm PPD. Để tiết kiệm chi phí xây dựng và vận hành mỏ Gấu Trắng, sản phẩm khai thác của GTC-1, được vận chuyển đến BK-14 ở dạng hỗn hợp với khí (không có UPOG trên GTC-1). Trên BK-14 thực hiện tách khí sơ bộ sản phẩm của BK-14 và GTC-1 trong UPOG, dầu bão hòa khí được vận chuyển đến BK-9 và sau đó đến CPP-3 mỏ Bạch Hổ.

Khí tách ra trên BK-14 được vận chuyển đến giàn nén khí trung tâm ở mỏ Bạch Hổ theo hệ thống đường ống thu gom khí ở mỏ Bạch Hổ.

**2.7. Mỏ Thỏ Trắng**

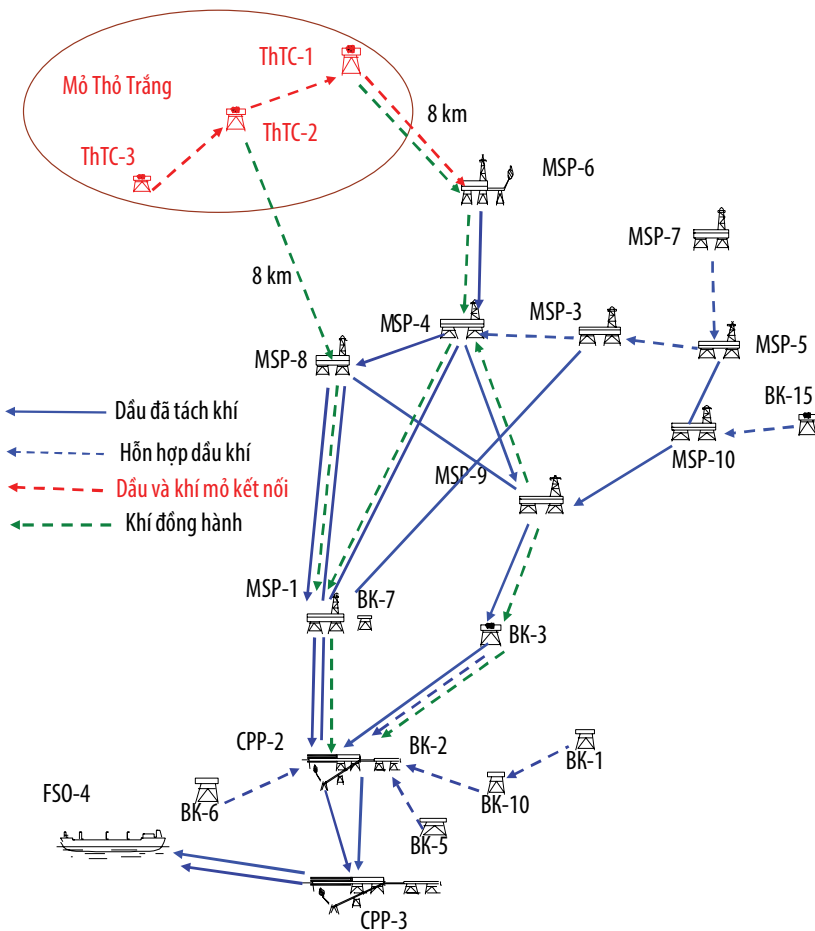
Mỏ Thỏ Trắng (Lò 09-1, bể Cửu Long) thuộc loại mỏ nhỏ, cận biên, cách giàn cố định MSP-6 khoảng 8 km, được phát triển theo phương án kết nối với mỏ Bạch Hổ. Để khai thác dầu khí ở mỏ Thỏ Trắng, Vietsovpetro đã xây

dựng 3 giàn nhẹ ThTC-1, ThTC-2 và ThTC-3 ở mỏ này. Giàn nhẹ ThTC-1 lắp đặt tại vị trí cách giàn MSP-6 khoảng 8 km về phía Bắc và đưa vào khai thác tháng 7/2013, sau đó, lần lượt là ThTC-2 và ThTC-3. Hình 7 là sơ đồ xây dựng và vận hành mỏ Thỏ Trắng.

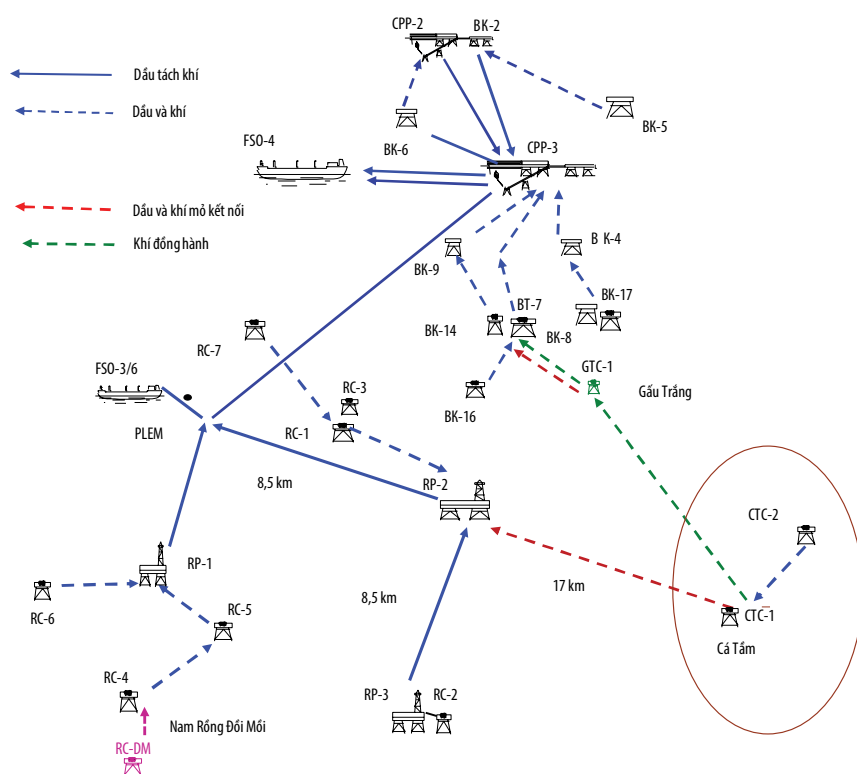
Tương tự như các mỏ kết nối khác, dầu khai thác ở mỏ Thỏ Trắng có độ nhớt và nhiệt độ đông đặc cao. Vận chuyển, sản phẩm khai thác từ mỏ này đến MSP-6 khá phức tạp do lắng đọng paraffin bên trong đường ống. Để đảm bảo vận hành mỏ Thỏ Trắng, sản phẩm khai thác được xử lý bằng hóa phẩm PPD với giải pháp tận dụng địa nhiệt của giếng dầu, tương tự như ở các mỏ kết nối. Tuy nhiên, do hệ số khí trong dầu ở mỏ Thỏ Trắng khá lớn (khoảng hơn 500.000 m<sup>3</sup>/tấn), tổn hao áp suất vận chuyển sản phẩm này đến MSP-6 cao.

Để đảm bảo quá trình vận chuyển sản phẩm mỏ Thỏ Trắng đến mỏ Bạch Hổ, Vietsovpetro đã sử dụng giải pháp tách khí sơ bộ trong UPOG, đặt trên ThTC-1 và ThTC-2. Như vậy, sản phẩm của mỏ Thỏ Trắng được vận chuyển đến MSP-6 và MSP-8 ở dạng bão hòa khí. Trong đó, sản phẩm của ThTC-1 vận chuyển đến MSP-6, sản phẩm của ThTC-2 đến MSP-8 dài 7 km. Giàn ThTC-3, sau một thời gian ngắn khai thác đã ngừng cho sản phẩm.

Quá trình vận hành mỏ Thỏ Trắng gặp khó khăn do tình trạng lắng đọng muối trong các giếng và hệ thống thu gom. Nguyên nhân do nước đồng hành khai thác ở các tầng sản phẩm khác nhau trong cùng một giếng hòa trộn với nhau và với dòng sản phẩm không tương thích của các giàn khác ở mỏ Bạch Hổ. Để khắc phục và hạn chế lắng đọng muối trong các giếng khai thác ở mỏ Thỏ Trắng và trong các đường ống vận chuyển sản phẩm nội bộ mỏ Bạch Hổ, Vietsovpetro đã sử dụng nhiều giải pháp [5]. Đến nay, quá trình khai thác dầu và khí trên các giàn ThTC-1, ThTC-2 ở mỏ Thỏ Trắng diễn ra an toàn và hiệu quả.



Hình 7. Sơ đồ nguyên tắc xây dựng và vận hành mỏ Thỏ Trắng.



Hình 8. Sơ đồ nguyên tắc phát triển và vận hành mỏ Cá Tầm.

## 2.8. Mỏ Cá Tầm

Mỏ Cá Tầm (Lô 09-3/12, bể Cửu Long) cách công trình biển gần nhất BK-14 (mỏ Bạch Hổ) khoảng 15 km về phía Đông Nam và cách RP-2 (mỏ Rồng) khoảng 17,5 km về phía Đông Bắc. Mỏ Cá Tầm được Vietsovpetro, PVEP và Bitexco đưa vào khai thác năm 2018 theo phương án kết nối với mỏ Rồng. Tại mỏ Cá Tầm, có xây dựng 2 giàn nhẹ CTC-1 và CTC-2, trong đó CTC-1 là giàn nhẹ trung tâm. Hình 8 là sơ đồ xây dựng và phát triển mỏ kết nối Cá Tầm.

Dầu khai thác từ mỏ Cá Tầm có độ nhớt và nhiệt độ đông đặc cao (tương tự dầu mỏ Nam Rồng - Đồi Mới [3]). Bên cạnh đó, đường ống vận chuyển dầu và khí từ CTC-1 đến RP-2 mỏ Rồng khá dài, cho nên quá trình vận chuyển phức tạp do xảy ra lắng đọng paraffin. Vì vậy, để an toàn vận hành mỏ Cá Tầm, trên CTC-1 ngoài lắp đặt thiết bị UPOG còn có bộ gia nhiệt dầu đến nhiệt độ không thấp hơn 70°C.

Như vậy, sản phẩm sau khi khai thác trên giàn nhẹ CTC-2 được vận chuyển đến CTC-1, để tách khí trong UPOG cùng sản phẩm của CTC-1. Dầu bão hòa khí sau UPOG trên CTC-1 được gia nhiệt đến 70°C và xử lý bằng hóa phẩm PPD rồi vận chuyển theo đường ống kết nối dài 17,5 km từ CTC-1 → RP-2 mỏ Rồng. Tại RP-2, sản phẩm mỏ Cá Tầm được tách khí triệt để và tách nước sơ bộ cùng với sản phẩm khai thác trên RP-2 mỏ Rồng và sau đó vận chuyển đến FSO ở mỏ Rồng để xử lý tiếp theo.

## 2.9. Mỏ Hải Sư Đen và Hải Sư Trắng

Các mỏ Hải Sư Đen và Hải Sư Trắng (Lô 15-2/01, bể Cửu Long) là 2 mỏ dầu và khí nhỏ, gần với mỏ Tê Giác Trắng. Trên cơ sở kinh nghiệm vận hành các mỏ

kết nối Cá Ngừ Vàng và Nam Rồng - Đồi Mới, Petrovietnam đã chỉ đạo Thăng Long JOC phát triển mỏ Hải Sư Đen và Hải Sư Trắng theo hướng kết nối với mỏ Tê Giác Trắng.

Mỏ Tê Giác Trắng (Lô 16-1, bể Cửu Long) cách giàn MSP-6 (mỏ Bạch Hổ) khoảng 18 - 20 km về phía Tây Bắc. Hình 9 là sơ đồ xây dựng và phát triển mỏ Tê Giác Trắng.

Mỏ Tê Giác Trắng được thiết kế và xây dựng 3 giàn đầu giếng H1, H4 và H5 và FPSO Armada. Trên FPSO được thiết kế lắp đặt hệ thống công nghệ xử lý dầu và khí triệt để (tách khí 2 bậc), hệ thống bơm ép nước vỉa, hệ thống nén khí cao áp và các hệ thống phụ trợ khác. Sản phẩm khai thác từ mỏ Tê Giác Trắng ở dạng hỗn hợp dầu - khí - nước được vận chuyển đến FPSO Armada để tách khí và tách nước đến chất lượng thương phẩm.

Khí tách ra được nén đến áp suất 110 atm để phục vụ khai thác bằng phương pháp cơ học - gaslift. Lượng khí còn lại vận chuyển đến giàn nén trung tâm ở mỏ Bạch Hổ để chuyển tiếp vào bờ. Giàn đầu giếng H1 mỏ Tê Giác Trắng được đưa vào khai thác tháng 8/2011, sau đó 1 năm, giàn đầu giếng H4 được đưa vào vận hành.

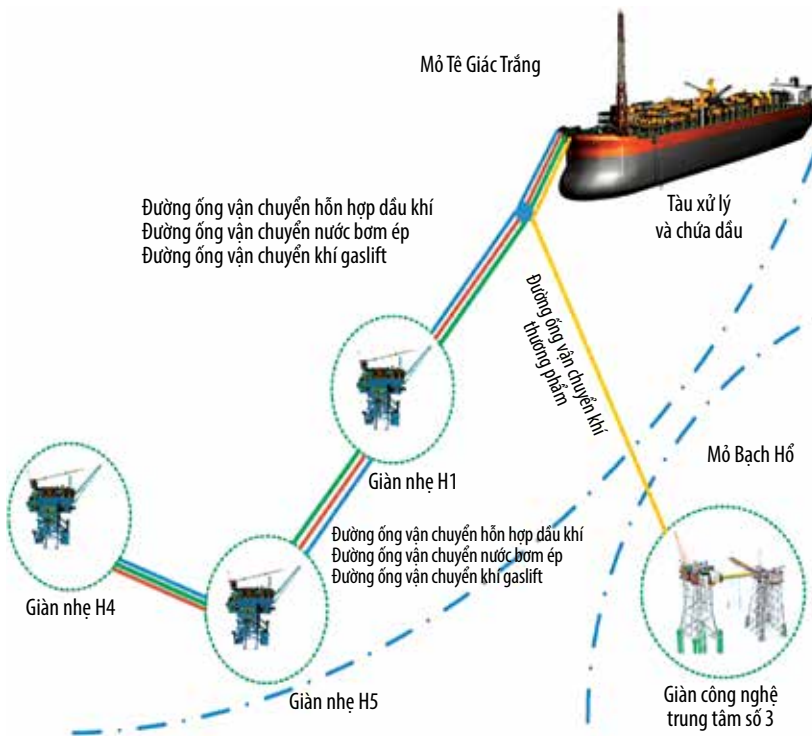
Mỏ Hải Sư Đen và Hải Sư Trắng kết nối với mỏ Tê Giác Trắng theo mô hình thiết kế và xây dựng như sau:

- Xây dựng 1 giàn đầu giếng tại mỏ Hải Sư Đen;
- Một giàn đầu giếng kèm bình tách khí (đo lưu lượng dầu và khí), lắp đặt tại mỏ Hải Sư Trắng;
- Hệ thống đường ống vận chuyển sản phẩm từ Hải Sư Đen đến Hải Sư Trắng, sau đó vận chuyển đến mỏ kết nối với giàn đầu giếng H1 mỏ Tê Giác Trắng (TGT-H1).

Mỏ Hải Sư Trắng đã bắt đầu khai

thác tấn dầu đầu tiên từ tháng 5/2013. Sau đó 1 tháng, mỏ Hải Sư Đen cũng được đưa vào vận hành. Từ đó đến nay, các hệ thống công nghệ và đường ống kết nối các mỏ này với mỏ Tê Giác Trắng làm việc ổn định và an toàn, đánh dấu thành công của giải pháp kết nối các mỏ nhỏ với mỏ cận biên có cơ sở hạ tầng hoàn chỉnh, ngoài Lô 09-1. Hình 10 là sơ đồ phát triển cụm các mỏ Hải Sư Đen và Hải Sư Trắng kết nối với mỏ Tê Giác Trắng.

Như vậy, việc khai thác các mỏ dầu khí có trữ lượng nhỏ, cận biên cho thấy triển vọng và hiệu quả của giải pháp kết nối với các mỏ dầu khí hiện hữu có cơ sở hạ tầng hoàn chỉnh.



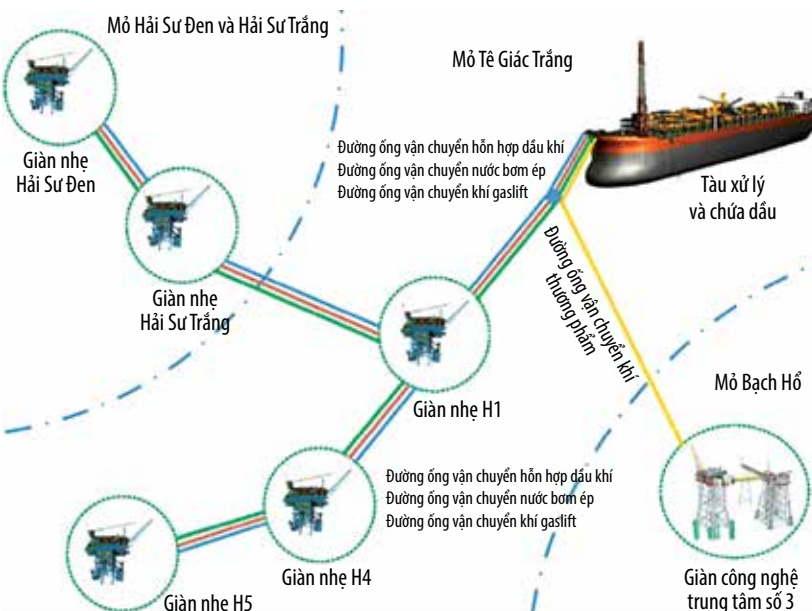
Hình 9. Sơ đồ nguyên lý xây dựng và phát triển mỏ Tê Giác Trắng.

### 3. Tiềm năng phát triển các phát hiện dầu khí nhỏ và cận biên Lô 09-1, bể Cửu Long

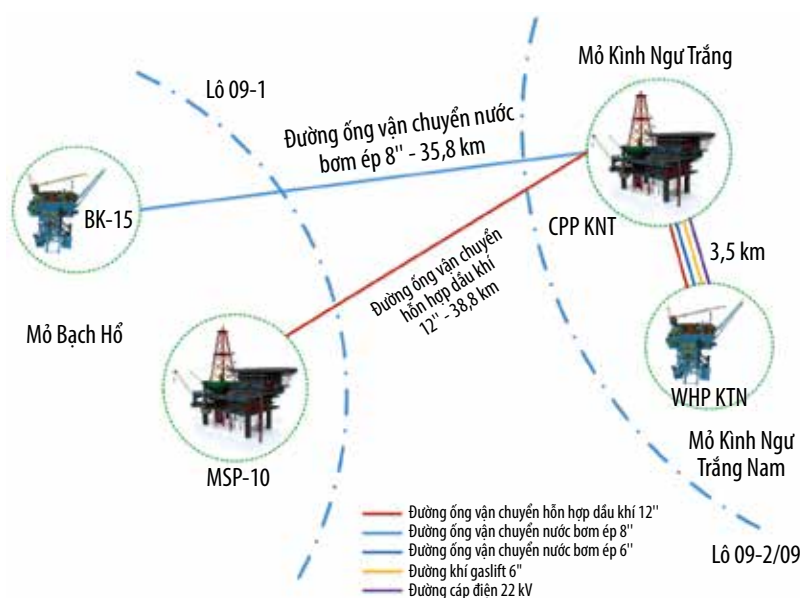
Trong thời gian gần đây, Vietsovpetro tích cực tìm kiếm, thăm dò và đưa các phát hiện dầu khí nhỏ, lân cận mỏ Bạch Hổ, Rồng, Lô 09-1 vào khai thác, tận thu tài nguyên dầu khí cho đất nước. Tuy nhiên, các phát hiện dầu khí có trữ lượng nhỏ, thậm chí rất nhỏ, phân bố rời rạc, có cấu trúc địa chất phức tạp, cách xa nhau và xa các mỏ Bạch Hổ và Rồng. Để đưa những phát hiện dầu khí này vào khai thác, cần phải có các giải pháp thiết kế, xây dựng mỏ với chi phí thấp nhất, đồng thời linh hoạt sử dụng các giải pháp công nghệ và kỹ thuật hợp lý [6], để có thể thu gom và vận chuyển sản phẩm từ những mỏ này đến các mỏ kết nối ở Lô 09-1. Dưới đây là một số phát hiện dầu khí nhỏ và cận biên Lô 09-1 có triển vọng phát triển bằng cách kết nối với các mỏ Bạch Hổ và Rồng của Vietsovpetro.

- **Cấu tạo Kinh Ngư Trắng và Kinh Ngư Trắng Nam** là 2 phát hiện dầu khí trong Lô 09-2/09 ở thềm lục địa Nam Việt Nam, cách Vũng Tàu khoảng 140 km về phía Đông Nam. Phía Bắc giáp mỏ Rạng Đông (Lô 15-2), phía Tây giáp mỏ Bạch Hổ (Lô 09-1) và phía Đông Nam là đới nâng Côn Sơn. Độ sâu nước biển trong lô khoảng 50 - 70 m. Cấu tạo Kinh Ngư Trắng được phát hiện ở các giếng khoan thăm dò (KNT-1X/2X/3X) vào năm 2010 và Kinh Ngư Trắng Nam ở các giếng khoan (KTN-1X/2X/3X/4X/5X) năm 2013. Tại khu vực này, còn xác định 2 cấu tạo triển vọng khác là Kinh Ngư Đen và Cá Ong Dơi.

Kết quả thăm dò địa chất cho thấy, dầu và khí tại cấu tạo Kinh Ngư Trắng và Kinh Ngư Trắng Nam có trữ lượng nhỏ. Kinh Ngư Trắng cách giàn cố định MSP-10, mỏ Bạch Hổ khoảng 39 km, còn cấu tạo Kinh Ngư Trắng Nam cách cấu tạo Kinh Ngư Trắng khoảng 3 - 4 km. Trong thời gian qua, Vietsovpetro đã nghiên cứu và trình các cấp có thẩm quyền xem xét đưa các phát hiện dầu khí tiềm năng này



Hình 10. Sơ đồ kết nối các mỏ Hải Sư Đen và Hải Sư Trắng với mỏ Tê Giác Trắng.



Hình 11. Sơ đồ nguyên tắc dự kiến kết nối cấu tạo Kinh Ngư Trắng và Kinh Ngư Trắng Nam với mỏ Bạch Hổ.

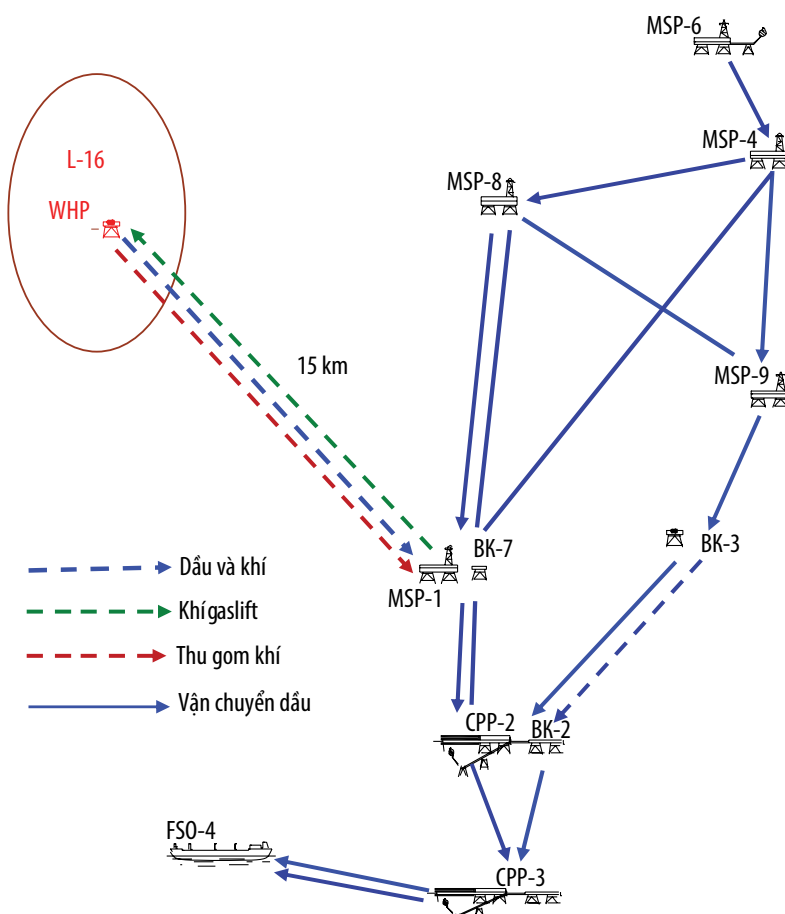
sản phẩm của mỏ. Giàn trung tâm thu nhỏ này, sẽ kết nối với giàn MSP-10 mỏ Bạch Hổ bằng các tuyến đường ống ngầm. Còn ở cấu tạo Kinh Ngư Trắng Nam sẽ xây dựng một giàn nhẹ BK-KTN, chỉ thực hiện khai thác dầu và khí và kết nối với CPP-KNT.

Với mô hình kết nối các cấu tạo Kinh Ngư Trắng và Kinh Ngư Trắng Nam với mỏ Bạch Hổ, thì sản phẩm khai thác ở các cấu tạo này sẽ được thu gom và vận chuyển đến MSP-10, sau đó vận chuyển đến các giàn công nghệ trung tâm CPP-2/ CPP-3 để xử lý triệt để trước khi vận chuyển đến FSO. Dự kiến sản phẩm khai thác ở cấu tạo Kinh Ngư Trắng Nam ở dạng hỗn hợp dầu và khí được vận chuyển đến trung tâm thu nhỏ CPP-KNT.

Trên MSP-10 sẽ thực hiện xử lý tiếp theo sản phẩm của cấu tạo Kinh Ngư Trắng và Kinh Ngư Trắng Nam và của BK-15 và MSP-10. Dầu tách khí trên MSP-10 sẽ được vận chuyển bằng máy bơm đến CPP-3 hoặc CPP-2 để xử lý triệt để rồi đến FSO ở mỏ Bạch Hổ. Sơ đồ dự kiến xây dựng và phát triển các cấu tạo Kinh Ngư Trắng và Kinh Ngư Trắng Nam kết nối với mỏ Bạch Hổ như Hình 11.

• **Cụm cấu tạo tiềm năng dầu khí L-16** ở phía Tây, trung tâm bể Cửu Long, gần mỏ Tê Giác Trắng và mỏ Bạch Hổ. Trong giai đoạn 2020 - 2022, Vietsovpetro đã thực hiện khoan thăm dò giếng X-1 và X-2 tại cấu tạo S và phát hiện dòng dầu khí tự phun ở đối tượng Oligocene. Kết quả nghiên cứu cho thấy, trữ lượng dầu khí độ tin cậy trung bình (2P) ước đạt 6 - 7 triệu tấn. Kết quả đánh giá tiềm năng dầu khí cho thấy, đây là cụm cấu tạo triển vọng, có tiềm năng về dầu và khí. Như vậy ngoài cấu tạo S, cơ hội thăm dò các cấu tạo khác của L-16 còn rất lớn.

Hiện tại, trong các cấu tạo tiềm năng dầu khí L-16, tài nguyên dầu khí ở cấu tạo S có thể đưa vào phát triển trước. Cấu tạo S thuộc L-16 nằm cách giàn khai thác cố định MSP-1, mỏ Bạch Hổ, Lô 09-1 khoảng 14 - 15 km, có triển vọng đưa vào phát triển bằng cách kết nối với mỏ Bạch Hổ,



Hình 12. Sơ đồ nguyên tắc dự kiến phát triển cấu tạo S, L-16.

vào phát triển bằng cách kết nối với mỏ Bạch Hổ, Lô 09-1 qua đường ống ngầm kết nối từ cấu tạo Kinh Ngư Trắng đến giàn MSP-10, mỏ Bạch Hổ.

Dự kiến các cấu tạo này sẽ được đưa vào phát triển vào năm 2025. Để thực hiện điều này, tại các cấu tạo Kinh Ngư Trắng sẽ kế hoạch xây dựng một giàn trung tâm thu nhỏ CPP-KNT, để thực hiện thu gom, xử lý sơ bộ



nờ xây dựng các tuyến đường ống kết nối với MSP-1 dài 15 km. Để đưa cấu tạo này vào khai thác, Vietsovpetro dự kiến đề xuất xây dựng 1 giàn đầu giếng WHP-S-1. Kết quả phân tích các mẫu dầu lấy từ giếng khoan thăm dò cho thấy, dầu ở đây tương tự dầu mỏ Bạch Hổ, có hàm lượng paraffin, độ nhớt và nhiệt độ đông đặc cao. Vì vậy, vận chuyển dầu này đến mỏ Bạch Hổ, cần sử dụng các giải pháp thu gom, xử lý và vận chuyển dầu các mỏ kết nối [6]. Nghĩa là trên WHP-S-1 sẽ thiết kế lắp đặt thiết bị UPOG để tách khí sơ bộ, đồng thời lắp đặt đường ống xung lượng xuống giếng, tận dụng địa nhiệt của giếng dầu để xử lý hóa phẩm PPD và vận chuyển sản phẩm khai thác ở

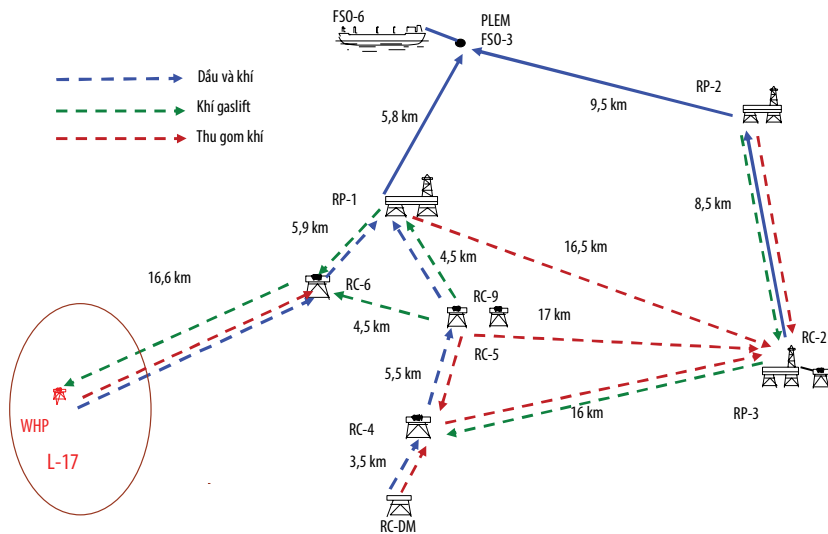
dạng dầu bão hòa khí. Hình 12 là sơ đồ nguyên tắc xây dựng và phát triển cấu tạo S tại L-16.

Như vậy, công nghệ thu gom, xử lý và vận chuyển dầu và khí khai thác tại cấu tạo S, của cấu tạo tiềm năng L-16 dự kiến như sau:

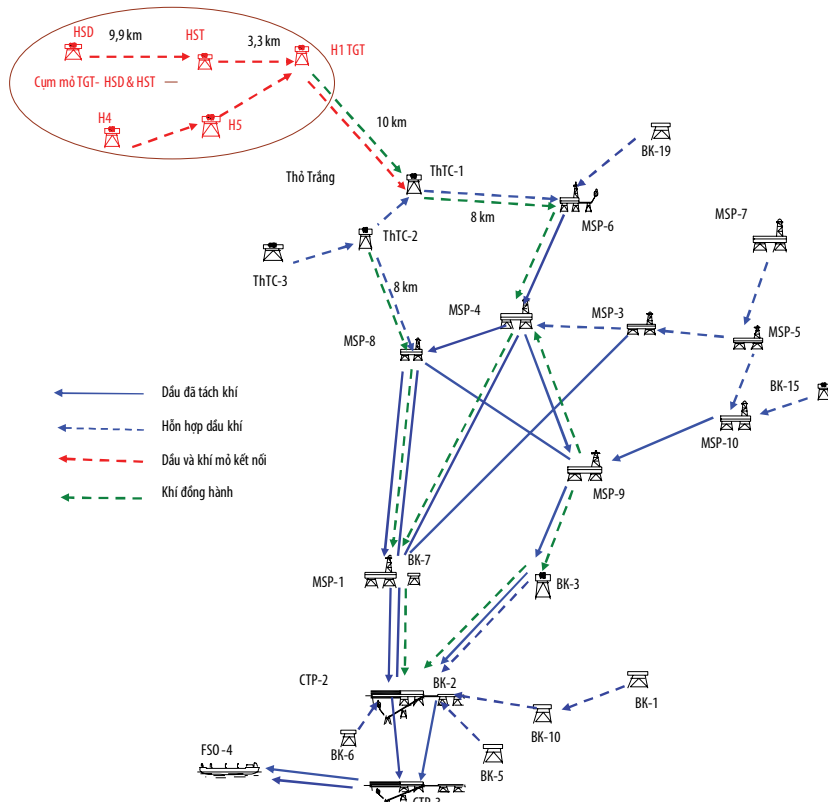
Hóa phẩm PPD được bơm xuống giếng ở độ sâu khoảng 2.500 - 3.000 m (nơi có nhiệt độ không thấp hơn 70°C). Hỗn hợp dầu và khí lên miệng giếng được chuyển đến bình tách khí sơ bộ UPOG. Dầu bão hòa khí sau UPOG được vận chuyển đến MSP-1 để xử lý tiếp, sau đó bơm đến CPP-3/CPP-2, rồi đến FSO. Khí tách ra, sẽ đi theo đường ống riêng biệt đến MSP-1 và đến giàn nén khí trung tâm mỏ Bạch Hổ.

- **Cấu tạo tiềm năng L-17**, thuộc bể Cửu Long, là cấu tạo mở, lân cận Lô 09-1, cách RC-6 (mỏ Rồng) khoảng 17 km. Dựa trên việc tổng hợp và phân tích các tài liệu địa chất - địa vật lý, kết quả thử vỉa thu được từ gần 10 giếng khoan tìm kiếm - thăm dò, có thể nhận định về tiềm năng dầu khí của toàn bộ L-17 ước đạt khá cao, chủ yếu tập trung vào các bể cấu trúc (nội tầng), bể phi cấu trúc - bể hỗn hợp và móng nứt nẻ. Kết quả đánh giá tiềm năng dầu khí về các đối tượng thăm dò và mức độ nghiên cứu chi tiết cho thấy L-17 có tiềm năng dầu khí và có khả năng nghiên cứu để đưa vào phát triển sớm.

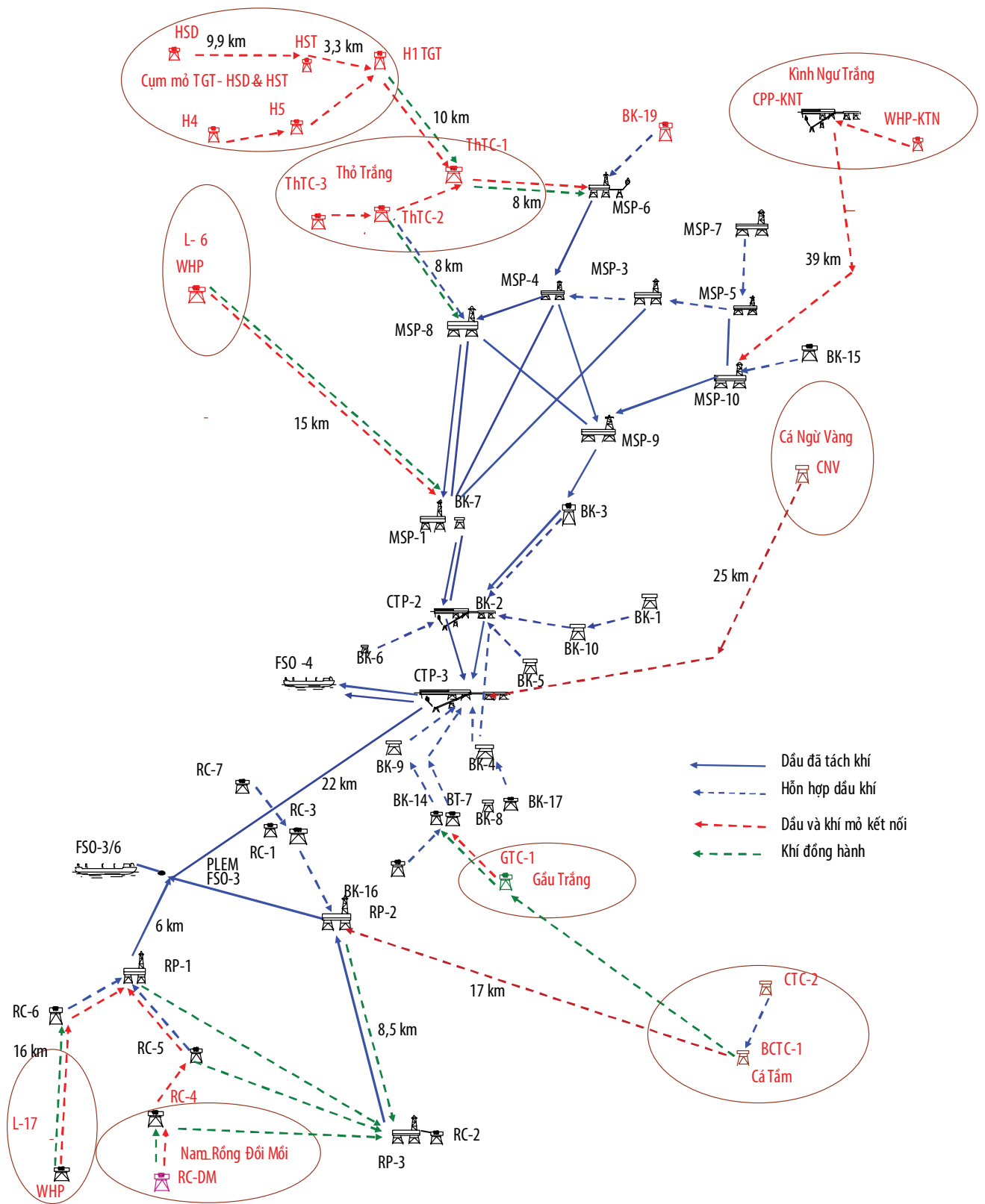
Kinh nghiệm phát triển các mỏ Nam Rồng - Đồi Mỏi, Cá Tầm... là điều kiện thuận lợi để Vietsovpetro có thể đưa các phát hiện dầu khí tiềm năng như L-17 vào phát triển. Tại cấu tạo tiềm năng thuộc L-17, dự kiến đề xuất xây dựng 1 giàn đầu giếng WHP-L17, thực hiện khai thác sản phẩm và dự kiến kết nối với RC-6 ở mỏ Rồng. Sản phẩm khai thác ở L-17 sẽ vận chuyển đến RP-1 để xử lý. Vì vậy, trên WHP-L17 dự kiến sẽ lắp đặt UPOG để tách khí sơ bộ và hệ thống xử lý dầu bằng hóa phẩm PPD, như ở cấu tạo tiềm năng L-16. Thu gom, xử lý



Hình 13. Sơ đồ nguyên tắc dự kiến phát triển cấu tạo tiềm năng L-17.



Hình 14. Sơ đồ nguyên lý kết nối cụm mỏ Tê Giác Trắng, Hải Sư Đen và Hải Sư Trắng với mỏ Bạch Hổ, Lô 09-1.



Hình 15. Sơ đồ tổng thể mỏ Bạch Hổ và Rồng sau khi kết nối với các mỏ nhỏ và mỏ cận biên, ngoài khơi Lô 09-1, thềm lục địa Việt Nam.

và vận chuyển sản phẩm khai thác từ cấu tạo tiềm năng L-17 đến RC-6 và RP-1 mỏ Rồng sẽ sử dụng giải pháp thu gom, xử lý vận chuyển dầu và khí các mỏ kết nối [6]. Như vậy, kế hoạch thu gom và vận chuyển dầu và khí khai thác

từ cấu tạo L-17 đến mỏ Rồng sẽ được thực hiện như sau:

Hỗn hợp dầu và khí được xử lý bằng hóa phẩm PPD với việc tận dụng địa nhiệt của giếng dầu. Sau khi lên miệng giếng, dầu và khí đi vào UPOG để tách khí. Dầu bão

hòa khí được vận chuyển đến RC-6, sau đó đến RP-1 cùng sản phẩm khai thác trên RC-6. Khí tách ra đi theo đường ống riêng biệt đến RP-1, rồi đến hệ thống thu gom khí đồng hành ở mỏ Rỗng. Hình 13 là sơ đồ nguyên tắc dự kiến để xuất thiết kế và xây dựng để phát triển cấu tạo tiềm năng L-17.

#### • **Cụm mỏ Hải Sư Đen, Hải Sư Trắng và Tê Giác Trắng**

Cụm mỏ Hải Sư Đen và Hải Sư Trắng đã xây dựng 2 giàn đầu giếng và kết nối với mỏ Tê Giác Trắng bằng các đường ống ngầm đến giàn đầu giếng H1. Sản phẩm khai thác ở 2 mỏ này cùng với sản phẩm khai thác tại mỏ Tê Giác Trắng được thu gom đến trạm xử lý FPSO Armada.

Toàn bộ hệ thống phụ trợ công nghệ như nén khí, bơm ép vỉa, xử lý dầu đến thương phẩm và tàng chứa... được thực hiện trên FPSO. FPSO Armada được Hoang Long - Hoan Vu JOC thuê của Armada.

Trong tương lai, khi sản lượng khai thác dầu và khí ở các mỏ Tê Giác Trắng, Hải Sư Đen và Hải Sư Trắng giảm sâu, việc thuê, duy trì, bảo dưỡng và vận hành các hệ thống công nghệ, trạm xử lý FPSO Armada sẽ kém hiệu quả.

Giàn đầu giếng H-1 của mỏ Tê Giác Trắng cách giàn Thỏ Trắng 1 (ThCT-1) 10 km và cách MSP-6 mỏ Bạch Hổ của Vietsovpetro 20 km. Khi cụm các mỏ này vận hành kém hiệu quả, sẽ trở thành mỏ cận biên mỏ Bạch Hổ, Lô 09-1. Để nâng cao hiệu quả vận hành cụm các mỏ này cần xem xét khả năng kết nối với mỏ Bạch Hổ, Lô 09-1, để tận dụng cơ sở hạ tầng sẵn có dư thừa ở đây, bằng cách xây dựng các tuyến đường ống ngầm nối từ giàn đầu giếng H-1 đến ThCT-1 và MSP-6. Hình 14 là sơ đồ nguyên lý để xuất kết nối cụm các mỏ Tê Giác Trắng, Hải Sư Đen và Hải Sư Trắng với mỏ Bạch Hổ. Trong trường hợp đề xuất kết nối được chấp nhận, thì sản phẩm khai thác ở cụm các mỏ Tê Giác Trắng, Hải Sư Đen và Hải Sư Trắng sẽ được thu gom và vận chuyển đến các công trình dầu khí ThCT-1 và MSP-6 để xử lý, tàng chứa và xuất bán cho khách hàng. Hệ thống công nghệ của mỏ Bạch Hổ sẽ cung cấp điện, khí gaslift và bơm ép vỉa... cho cụm các mỏ nói trên. Việc kết nối cụm các mỏ Tê Giác Trắng, Hải Sư Đen và Hải Sư Trắng với mỏ Bạch Hổ sẽ cho phép Hoang Long - Hoan Vu JOC và Thang Long JOC tiết giảm được chi phí thuê, bảo dưỡng và vận hành FPSO Armada.

Như vậy, toàn bộ hỗn hợp dầu và khí khai thác tại các mỏ Tê Giác Trắng, Hải Sư Đen và Hải Sư Trắng được thu gom đến giàn đầu giếng H-1. Tại đây, sẽ thực hiện tách khí sơ bộ bằng cách lắp đặt thêm UPOG và bộ gia nhiệt dầu đến nhiệt độ 70°C và xử lý hóa phẩm PPD, rồi vận chuyển đến

ThCT-1 và MSP-6. Tại MSP-6 mỏ Bạch Hổ sẽ thực hiện tách khí triệt để sản phẩm đến từ các mỏ Tê Giác Trắng, Hải Sư Đen và Hải Sư Trắng, sau đó vận chuyển đến CPP-2/CPP3 và FSO xử lý đến thương phẩm và xuất bán cho khách hàng.

Với việc tiếp tục phát triển giải pháp kết nối các mỏ dầu và khí có trữ lượng nhỏ và các mỏ dầu khí cận biên với các mỏ Bạch Hổ và Rỗng, Lô 09-1 của Vietsovpetro sẽ trở thành trung tâm thu gom xử lý, vận chuyển, tàng chứa, xuất bán dầu và khí ngoài khơi, tại bồn trũng Cửu Long, thềm lục địa Việt Nam. Sơ đồ tổng thể quy hoạch phát triển Lô 09-1 của Vietsovpetro dự kiến như Hình 15.

### **3. Kết luận**

Việc khai thác các mỏ dầu và khí có trữ lượng nhỏ và mỏ cận biên, ngoài khơi thềm lục địa Nam Việt Nam, bằng cách kết nối với mỏ Bạch Hổ và Rỗng, không những tận dụng được công suất xử lý, tàng chứa dầu và khí dư thừa của các mỏ này, mà còn tạo điều kiện để Vietsovpetro và Petrovietnam đưa các mỏ nhỏ và mỏ cận biên Lô 09-1 mới phát hiện vào khai thác;

Kết nối các phát hiện dầu khí có trữ lượng nhỏ và cận biên với Bạch Hổ và Rỗng, Lô 09-1, không những mang lại hiệu quả cho các nhà đầu tư trong và ngoài nước, mà còn cho phép tận thu được nguồn tài nguyên dầu và khí cho đất nước;

Giải pháp kết nối mỏ nhỏ và mỏ cận biên với mỏ Bạch Hổ và Rỗng đã, đang và tiếp tục được sử dụng, sẽ cho phép Lô 09-1 trở thành trung tâm thu gom, xử lý, tàng chứa, xuất bán dầu khí ngoài khơi, thềm lục địa Việt Nam.

### **Tài liệu tham khảo**

[1] Nguyễn Vũ Trường Sơn, Từ Thành Nghĩa, Cao Tùng Sơn, Phạm Xuân Sơn, Lê Thị Kim Thoa, Lê Việt Dũng, Nguyễn Hoài Vũ, Ngô Hữu Hải, Nguyễn Thúc Kháng, và Nguyễn Quang Vinh, "Giải pháp khai thác dầu khí cho các mỏ nhỏ, cận biên", *Tạp chí Dầu khí*, Số 5, trang 32 - 37, 2015.

[2] Phùng Đình Thực, Tống Cảnh Sơn, Lê Đình Hòa, và Ngô Hữu Hải, "Kết nối mỏ Cá Ngừ Vàng với mỏ Bạch Hổ, kinh nghiệm kết nối mỏ nhỏ với cơ sở hạ tầng các mỏ hiện hữu", *Tạp chí Dầu khí*, Số 2, trang 28 - 32, 2016.

[3] Tong Canh Son, Le Dinh Hoe, and Nguyen Quang Vinh, "The problem of high wax crude oil transportation through subsea pipeline from a marginal offshore oil field", *Petrovietnam Journal*, Volume 10, pp. 38 - 43, 2015.

[4] Lê Đăng Tâm, Tống Cảnh Sơn, Phan Trần Hải Long,

Phan Đức Tuấn, Nguyễn Thúc Kháng, và Phạm Bá Hiến, "Features of solution to control and prevent scale deposition in the wells of Vietsovpetro oil fields", Kỷ yếu Hội nghị khoa học toàn quốc Vietgeo 2023: Địa chất công trình - địa kỹ thuật và môi trường phục vụ phát triển bền vững, 2023, trang 716 - 722.

[5] Nguyễn Thúc Kháng, Tống Cảnh Sơn, Phạm Thành Vinh, A.G. Akhmadeev và Lê Việt Dũng, "Phát triển hệ thống thu gom, xử lý và vận chuyển ở Vietsovpetro để vận chuyển dầu và khí các mỏ Bạch Hổ, Rồng và các mỏ kết nối",

Báo cáo Hội nghị khoa học kỷ niệm 35 năm thành lập Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro" & 30 năm khai thác tấn dầu đầu tiên, Tập 2, trang 78 - 86, 2016.

[6] Trần Quốc Thắng, Lê Việt Dũng, Lê Đăng Tâm, Tống Cảnh Sơn, Bùi Trọng Hàn, Chu Văn Lương, Phan Đức Tuấn và Phan Trần Hải Long, "Các giải pháp vận chuyển dầu paraffin và thiết kế xây dựng để phát triển các mỏ dầu khí nhỏ, mỏ cận biên ngoài khơi Lô 09-1", *Đặc san Dầu khí - Khoa học Công nghệ và Đổi mới sáng tạo*, Số 1, trang 39 - 46, 2023. DOI: 10.47800/PVSI.2023.01-05.

## EXPLOITING SMALL OIL AND GAS FIELDS ON VIETNAM'S CONTINENTAL SHELF AND THE POTENTIAL TO DEVELOP NEW MARGINAL OIL AND GAS DISCOVERIES IN BLOCK 09-1, CUU LONG BASIN

**Vu Mai Khanh, Le Dang Tam, Tong Canh Son, Le Viet Dung, Tran Quoc Thang, Bui Trong Han, Phan Duc Tuan, Nguyen Thuc Khang**

Vietsovpetro Joint Venture  
Email: sontc.rd@gmail.com

### Summary

The investment and development of oil and gas fields having small and very small recoverable reserves are cautiously evaluated by oil and gas companies before any decisions are made due to their short production lifespan and low return on initial investment. In recent years, Vietsovpetro has been actively exploring oil and gas to increase reserves, but most of the new discoveries have small reserves and poor recovery. Developing these discoveries poses significant economic and technical challenges, requiring innovative, cost-effective technological solutions.

This article shares the experience in exploiting oil and gas fields with small recoverable reserves on Vietnam's continental shelf in recent years and highlights some new small and marginal discoveries in Block 09-1 that hold potential for production.

**Key words:** Marginal field, tie-in oil field, Block 09-1, Cuu Long basin.