Tạp chí Khoa học Kỹ thuật Mỏ - Địa chất
Trang điện tử: http://tapchi.humg.edu.vn

Giải pháp đưa một số mỏ nhỏ cận biên trên thềm lục địa Nam Việt Nam vào khai thác

Tăng Văn Đồng [1], Trần Anh Quân [1], Trần Đình Kiên [2], Nguyễn Thúc Kháng [3], Trần Ngọc Tân [4], Phạm Trung Sơn [4], Nguyễn Văn Trung [4]

[1] *Tổng Công ty thăm dò Khai thác Dầu khí, Việt Nam*
[2] *Khoa Dầu khí, Trường Đại học Mỏ - Địa Chất, Việt Nam*
[3] *Hội Công nghệ khoan - Khai thác Việt Nam, Việt Nam*
[4] *Liên doanh Vietsovpetro Việt Nam, Việt Nam*

THÔNG TIN BÀI BÁO

Quá trình:
Nhận bài 15/02/2017
Chấp nhận 04/4/2017
Đăng online 28/04/2017

Từ khóa:
Mỏ nhỏ cận biên
Sơ đồ khai thác
Mỏ Cá Ngừ Vàng
Mỏ Đồi Mồi
Mỏ Tê Giác Trắng

TÓM TẮT

Công tác tìm kiếm thăm dò dầu khí ở Việt Nam đã có những bước tiến dài và vững chắc sau hơn 30 năm phát triển, rất nhiều cấu tạo dầu, khí đã được phát hiện. Đến thời điểm hiện tại chỉ có một số ít các mỏ/cấu tạo đủ điều kiện để phát triển đưa vào khai thác trong số các cấu tạo đã được tìm thấy. Phần lớn các phát hiện còn lại chưa thể đưa vào phát triển khai thác do điều kiện địa chất phức tạp, quy mô mỏ không lớn, việc đầu tư phát triển không hiệu quả với phương án phát triển độc lập truyền thống trong bối cảnh giá dầu giảm sâu và lâu như hiện nay. Do đó, việc tìm ra các giải pháp phát triển, tận thu dầu từ các mỏ nhỏ cận biên nhằm đảm bảo an toàn an ninh năng lượng trở nên cấp thiết hơn bao giờ hết, và việc duy trì các mỏ nhỏ cận biên giúp còn có ý nghĩa chính trị giúp giải quyết vấn đề giữ vững chủ quyền, đảm bảo an ninh quốc phòng biển đảo. Trong phạm vi bài viết này nhóm tác giả chủ yếu tập trung vào phân tích đánh giá các mỏ nhỏ, cận biên thuộc thềm lục địa Nam Việt Nam đã, đang và sẽ phát triển trong tương lai gần cũng như các thách thức trong việc đưa các mỏ này vào khai thác.

© 2017 Trường Đại học Mỏ - Địa chất. Tất cả các quyền được bảo đảm.

1. Mở đầu

Việc đánh giá mỏ cận biên căn cứ vào quy mô, vị trí địa lý, công nghệ ở thời điểm hiện tại, cùng với những điều kiện kinh tế - thị trường và định chế tài chính, việc đầu tư không mang lại lợi nhuận cho nhà đầu tư khi phát triển độc lập do mỏ có một trong các đặc điểm như sau:

- Mỏ có quy mô trữ lượng nhỏ;
- Mỏ/phát hiện nằm ở khu vực nước sâu xa bờ;
- Đã có có phát hiện dầu/khí nhưng sẽ không có hiệu quả kinh tế nếu đầu tư phát triển độc lập.
- Đã có có phát hiện dầu/khí nhưng không được thẩm lượng hoặc phát triển trong thời gian tối thiểu 10 năm;
- Mỏ đã ngừng khai thác ít nhất một năm vì lý do kinh tế;

*Tác giả liên hệ
E-mail: dongtv@pvep.com.vn

- Mỏ hiện chưa có công nghệ thích hợp để phát triển, khai thác;

Với những đặc điểm trên, các mỏ hiện đang khai thác tại thềm lục địa Nam Việt Nam được liệt vào các mỏ cận biên bao gồm:

- Mỏ Cá Ngừ Vàng;
- Mỏ Đồi Mồi;
- Mỏ Thỏ Trắng;
- Mỏ Tê Giác Trắng, Hải Sư Đen, Hải Sư Trắng;
- Mỏ Sông Đốc - Lô 46/13;
- Mỏ Đại Hùng;
- Mỏ Thiên Ưng;
- Mỏ Sao Vàng Đại Nguyệt

2. Những thách thức khi phát triển các mỏ nhỏ cận biên

Đối với các mỏ nhỏ, cận biên, để phát triển theo giải pháp kết nối với các mỏ lân cận cần phải giải quyết những vấn đề phức tạp về mặt kỹ thuật trong vận chuyển sản phẩm. Việc vận chuyển dầu bằng đường ống cho thấy, khả năng vận chuyển phụ thuộc vào các tính chất lý hóa, tính chất lưu biến của lưu chất và các đặc tính đường ống xây dựng dùng để vận chuyển. Dầu khai thác tại các mỏ ở thềm lục địa Nam Việt Nam có hàm lượng parafin, nhiệt độ đông đặc và độ nhớt cao. Nhiệt độ môi trường nước biển luôn thấp hơn nhiệt độ đông đặc của dầu từ 5 -10^{0}C. Tốc độ lắng đọng parafin trong đường ống diễn ra rất mạnh mẽ, gây nguy cơ làm tắc nghẽn đường ống vận chuyển (Từ Thành Nghĩa và nnk, 2015).

Hầu hết các mỏ đang khai thác tại thềm lục địa Nam Việt Nam có trữ lượng ở mức trung bình và nhỏ với các công trình khai thác kết nối nằm rải rác ở các vị trí có khoảng cách từ 1 đến 25 km.

Hệ thống đường ống nội mỏ được xây dựng đặt ngầm dưới đáy biển, nối liền các giàn cố định MSP/WHP với nhau và với FSO/FPSO, với các khoảng cách khác nhau giữa các công trình. Quá trình vận chuyển dầu được thực hiện bằng máy bơm hoặc bằng năng lượng vỉa. Hệ thống đường ống xây dựng trước năm 1998 để nối các công trình phần lớn đều không được bọc cách nhiệt với môi trường bên ngoài. Việc vận chuyển dầu đi xa bằng đường ống không bọc cách nhiệt đã làm cho nhiệt độ của dầu khi đến các điểm xử lý giảm bằng hoặc gần bằng nhiệt độ của nước biển ở vùng cận đáy, thấp hơn nhiệt độ đông đặc của dầu từ 7-14^{0}C.

Theo quá trình khai thác, đến khi sản lượng dầu suy giảm, lưu lượng chất lỏng trong hệ thống đường ống cũng sẽ giảm đáng kể, làm tăng thời gian lưu chuyển của dầu trong đường ống. Chính điều này làm tăng nguy cơ lắng đọng parafin trong đường ống.

Sau thời gian đầu khai thác bằng chế độ tự phun, các mỏ đã chuyển sang sử dụng công nghệ khai thác dầu bằng khí Gaslift. Nhờ vậy gia tăng sản lượng khai thác dầu, nhưng đồng thời gia tăng tỷ số khí dầu trong đường ống, tăng tổn hao năng lượng vận chuyển, xung động áp suất lớn và giảm nhiệt độ sản phẩm, tạo hệ nhũ tương dầu - nước bền làm ảnh hưởng đến tính chất lưu biến của chất lỏng.

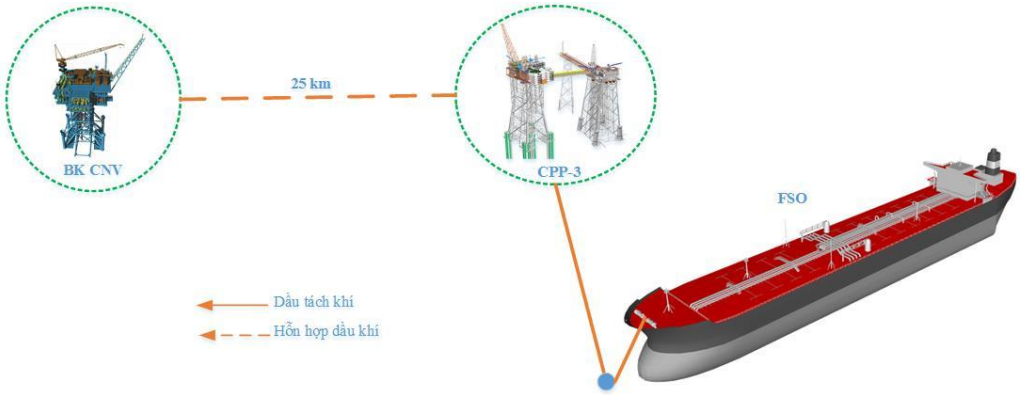
Tóm lại, những thách thức và phức tạp trong vận chuyển dầu ở trong các giải pháp kết nối mỏ bắt nguồn từ tính chất đặc trưng của dầu (hàm lượng Parafin, độ nhớt và nhiệt độ đông đặc cao), đặc tính hệ thống đường ống hiện hữu (không được bọc cách nhiệt), lắng đọng Parafin trong quá trình vận chuyển, dầu vận chuyển trong điều kiện môi trường nhiệt độ nước biển thấp, tỷ số khí dầu và xung động áp suất lớn và ảnh hưởng của hệ nhũ tương dầu - nước lên tính chất lưu biến của chất lỏng.

3. Hiện trạng khai thác và vận chuyển dầu ở một số mỏ cận biên tại Việt Nam

Ước tính bể Cửu Long có gần 100 cấu tạo với trữ lượng thu hồi tiềm năng tổng cộng khoảng từ 120 - 250 triệu m^3 dầu. Việc phát triển khai thác các mỏ này tiềm ẩn nhiều rủi ro, trong đó rủi ro lớn nhất là trữ lượng thu hồi thấp (Trung bình từ 1,2 - 2,5 triệu m3/1 cấu tạo) (Nguyễn Vũ Trường Sơn và nnk, 2015). Bên cạnh đó, các phát hiện và khu vực tiềm năng đang và sẽ thăm dò lại phân bố rải rác và do các nhà thầu khác nhau quản lý nên nếu đưa vào phát triển độc lập sẽ gặp nhiều khó khăn.

Giải pháp kết nối mỏ nhỏ, cận biên đã được ứng dụng trong việc phát triển và kết nối các mỏ nhỏ lân cận tại thềm lục địa Nam Việt Nam. Sau đây là một số giải pháp kết nối mỏ nhỏ, cận biên điển hình đã được ứng dụng trong việc phát triển và kết nối các mỏ nhỏ lân cận.

3.1. Mỏ Cá Ngừ Vàng (CNV)



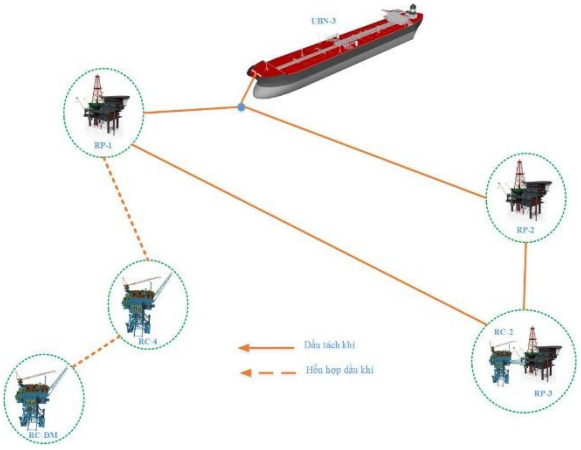
Hình 1. Sơ đồ thu gom và vận chuyển dầu và khí từ WHP-CNV mỏ Cá Ngừ Vàng đến CPP-3 mỏ Bạch Hổ.

Mỏ CNV (Vietsovpetro, 2013) ở Lô 09-2 nằm trong bể Cửu Long, ngoài khơi phía Nam Việt Nam, cách thành phố Vũng Tàu khoảng 140 km, thuộc quyền điều hành và khai thác của Công ty Điều hành chung Hoàng Long Hoàn Vũ. Nhằm giảm chi phí đầu tư và vận hành, mỏ Cá Ngừ Vàng được kết nối với mỏ Bạch Hổ bằng đường ống ngầm được bọc cách nhiệt từ giàn đầu giếng (WHP-CNV) đến giàn công nghệ trung tâm số 3 (CPP-3) với chiều dài hơn 25 km. Sơ đồ nguyên tắc thu gom và vận chuyển dầu và khí từ WHP-CNV mỏ Cá Ngừ Vàng đến CPP-3 mỏ Bạch Hổ được thể hiện như Hình 1.

3.2. Mỏ Đồi Mồi

Theo kết quả nghiên cứu các giếng thăm dò, mỏ Đồi Mồi (Vietsovpetro, 2013) là mỏ nhỏ nằm ở phía nam mỏ Rồng, cách giàn cố định RP-3 gần 20 km, cách giàn RP-1 khoảng 17 km và cách giàn RP-2 khoảng 21,5 km. Sản lượng dầu cao nhất đạt hơn 2000m^3/ngày đêm và thấp nhất có thể chỉ 300-570 m3/ngày đêm. Nếu kết hợp với khu vực Nam Rồng bên cạnh thì sản lượng dầu cao nhất đạt khoảng 3000-3600 m3/ngày đêm và thấp nhất có thể là 500 m^3/ngày đêm.

Các công trình hiện có tại mỏ Rồng của LD Vietsovpetro cho phép kết nối với mỏ Nam Rồng - Đồi Mồi để thu gom và xử lý dầu, sau đó vận chuyển đến FSO. Trong các mỏ hiện đang vận hành ở khu vực lân cận, mỏ hợp nhất Nam Rồng - Đồi Mồi gần mỏ Rồng nhất. Do đó phương án phát triển mỏ sẽ hiệu quả nếu kết nối mỏ Nam Rồng - Đồi Mồi với mỏ Rồng của Vietsovpetro để thu gom và xử lý dầu. Sau khi xem xét các phương án kỹ thuật, mức độ hiệu quả và tính khả thi,



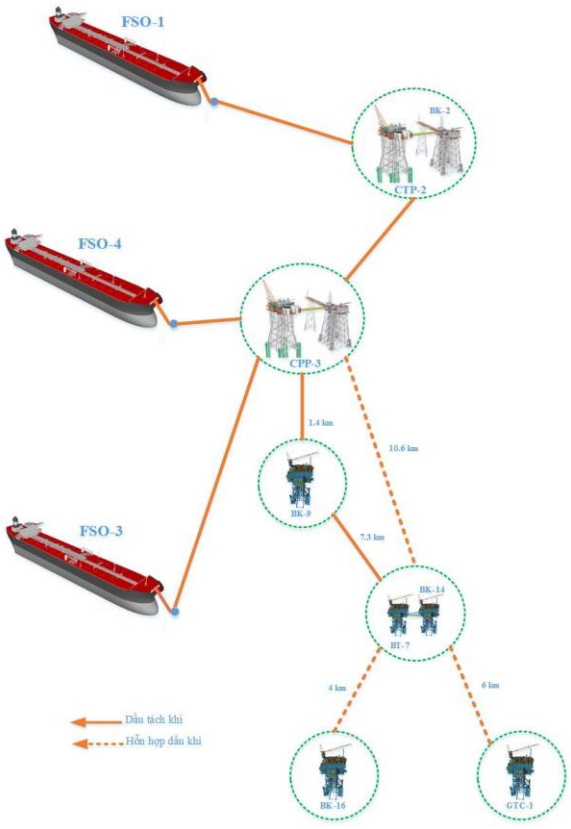
Hình 2. Sơ đồ vận chuyển sản phẩm mỏ Nam Rồng - Đồi Mồi đến RP1.

phương án vận chuyển dầu mỏ Nam Rồng - Đồi Mồi đến RP-1 thuộc khu vực Trung tâm Rồng đã được lựa chọn.

Tại mỏ Nam Rồng - Đồi Mồi đã xây dựng 02 BK: RC-DM và RC-4 để khai thác dầu. Dầu và khí của mỏ hợp nhất sẽ ở dạng hỗn hợp được vận chuyển đến giàn RP-1 để xử lý do các công trình này không có thiết bị xử lý công nghệ nhằm tiết giảm chi phí đầu tư. Tuyến ống nối các công trình này được xây dựng như trên Hình 2.

3.3. Mỏ Gấu Trắng:

Mỏ Gấu Trắng (Vietsovpetro, 2013) thuộc LD Vietsovpetro nằm cách giàn CPP-3 mỏ Bạch Hổ khoảng 17 km. Sản phẩm từ mỏ được vận chuyển về giàn CPP-3 qua đường ống được bọc cách nhiệt có đường kính 325x16 mm, chiều dài 14 km, bao gồm ba đoạn: GTC-1 → BK-14/BT-7, BK-14/BT-7 → BK-9 và BK-9 → CPP-3.



Hình 3. Sơ đồ đường ống ngầm kết nối với mỏ Gấu Trắng.

Tuyến ống này bao gồm nhiều đoạn ống đứng đi qua các giàn (Hình 3) và không có hệ thống phóng thoi để nạo rửa chất lắng đọng.

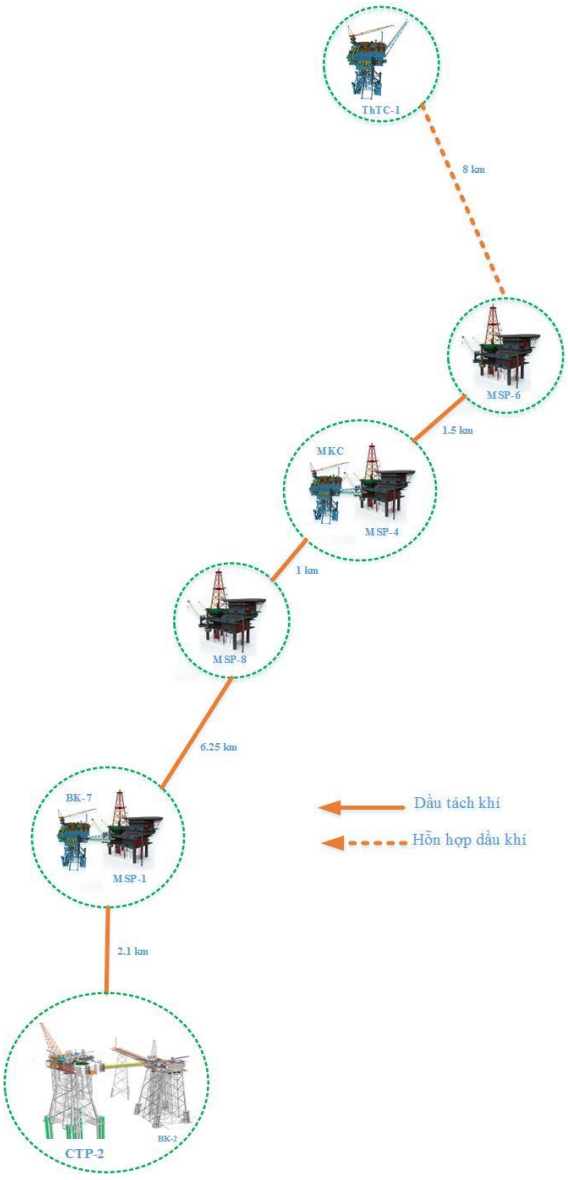
3.4. Mỏ Thỏ Trắng lô 09-1 bể Cửu Long

Mỏ Thỏ Trắng (Vietsovpetro, 2012) được xây dựng giàn nhẹ ThTC-1 tại vị trí cách giàn cố định MSP-6 mỏ Bạch Hổ 8 km về phía bắc. Trên giàn nhẹ ThTC-1 lắp đặt hệ thống tách dầu - khí để tách khí sơ bộ. Pha lỏng được vận chuyển dưới dạng hỗn hợp dầu - khí tới MSP-6 bằng đường ống cách nhiệt, đường kính 273x12.7 mm và dài 8 km, sau đó cùng với sản phẩm khai thác của MSP-6 được tách khí cấp hai trên MSP-6. Sản phẩm khai thác dầu - nước đã tách khí được bơm về giàn CPP-2 hoặc CPP-3 (Hình 4).

3.5. Mỏ Tê Giác Trắng, Hải Sư Đen, Hải Sư Trắng

3.5.1. Mỏ Tê Giác Trắng (TGT)

Mỏ TGT (Hoàng Long JOC, 2011) thuộc bồn trũng Cửu Long, cách bờ biển Vũng Tàu khoảng



Hình 4. Sơ đồ vận chuyển sản phẩm khai thác mỏ Thỏ Trắng.

100 km về phía đông, cách mỏ Bạch Hổ 20 km về phía tây bắc và cách mỏ Rạng Đông 35 km về phía tây, được điều hành bởi Công ty Điều hành chung Hoàng Long - Hoàn Vũ (HL-HV JOC).

Mỏ TGT được lắp đặt giàn đầu giếng (Well Head Platform -WHP) H1, H4 và H5. Các giàn đầu giếng có từ 12 đến 16 vị trí để khoan giếng khai thác và bơm ép nước. Các WHP này không có người làm việc thường xuyên, các hoạt động của giàn sẽ được điều khiển trên tàu FPSO Armada TGT. Sản phẩm khai thác từ WHP dưới dạng hỗn hợp dầu - khí - nước được vận chuyển bằng đường ống ngầm về FPSO Armada TGT, sau đó

tách khí và tách nước để đạt chất lượng thương phẩm.

Sản phẩm khai thác của giàn WHP H4 được vận chuyên bằng đường ống có đường kính 10 inch về H1 dưới dạng hỗn hợp dầu - khí, sau đó cùng với sản phẩm khai thác trên H1 thông qua 4 đường ống được bọc cách nhiệt đường kính 10 inch vận chuyển về FPSO để xử lý với tổng lượng chất lỏng khai thác tại mỏ TGT bao gồm cả H1 và H4 dao động từ 10400 đến 13640 m3/ngày đêm (Hình 5).

3.5.2. Mỏ Hải Sư Đen (HSD) và Hải Sư Trắng (HST)

Mỏ HSD và HST (Thang Long JOC, 2012) thuộc bồn trũng Cửu Long, được điều hành bởi Công ty Điều hành chung Thăng Long (TL JOC). Các công trình của dự án bao gồm:

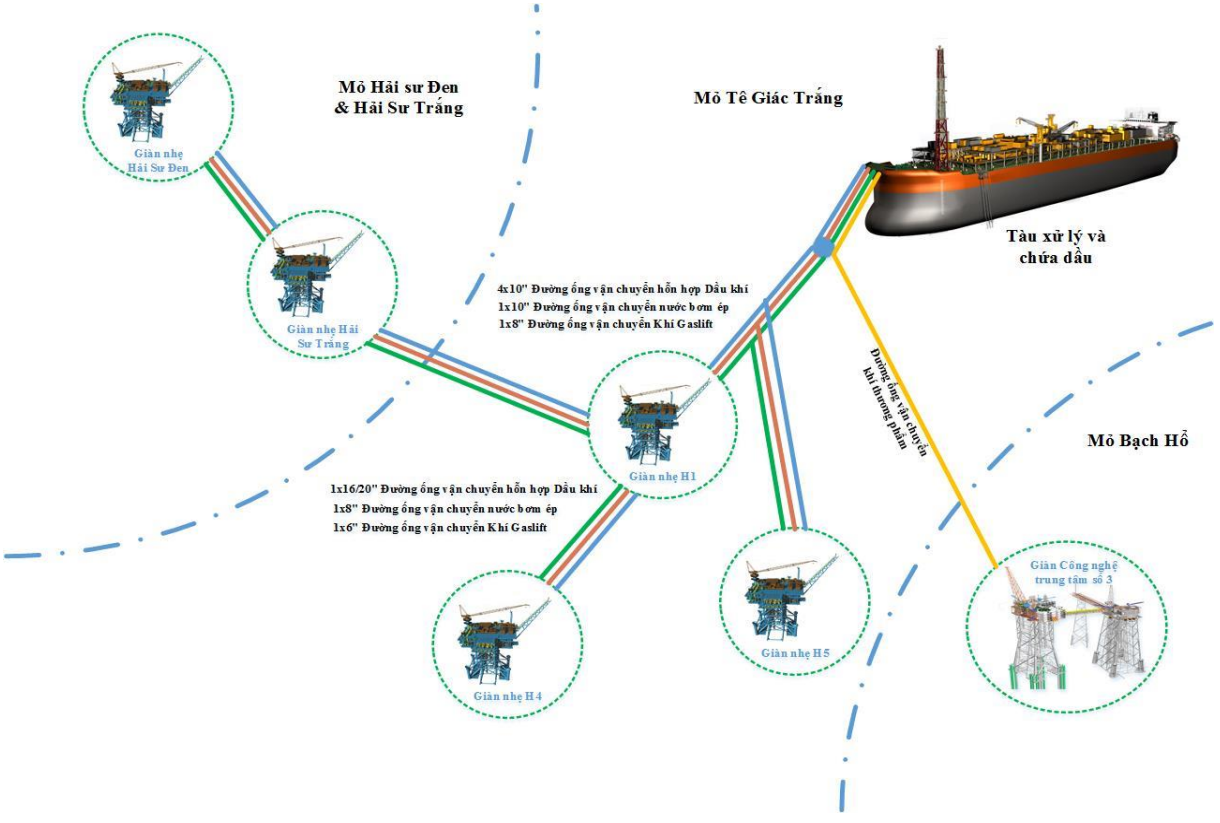
Một giàn đầu giếng (WHP) được lắp đặt tại mỏ HSD;

Một WHP kèm bình tách (WHSP) đo lưu lượng dầu - khí - nước khai thác của HSD và HST được lắp đặt tại mỏ HST;

Sản phẩm khai thác từ HSD được vận chuyển về HST sau đó cùng với sản phẩm của HST được vận chuyển theo hệ thống đường ống kết nối với TGT - H1 (Hình 5).

3.6. Mỏ Đại Hùng

Mỏ Đại Hùng - lô 05.1a thuộc bồn trũng Nam Côn Sơn cách thành phố Vũng Tàu 265 km về phía Đông Nam, độ sâu mực nước biển tại khu vực mỏ trung bình là 110m (Dai Hung Project, 1994). Mỏ Đại Hùng được phát triển độc lập và đưa vào khai thác thương mại từ 14/10/1994 dưới sự điều hành của nhà thầu BHP. Các công trình được xây dựng tại mỏ ở giai đoạn này bao gồm: Giàn khai thác bán chìm DH01 (như hình 6); các đầu giếng ngầm khai thác dầu; phao CALM; tàu chứa FSO; các đường ống ngầm nội mỏ và các phao trung gian, sản lượng cao nhất đạt trên 30,000 thùng dầu/ ngày đêm. Đầu năm 1997 mỏ Đại Hùng được công ty BHP bàn giao cho công ty Petronas Carigali tiếp tục điều hành cho đến 12/02/1999. Sau giai đoạn này mỏ được chuyển giao cho XNLD Vietsovpetro và hiện tại được điều hành bởi Công ty điều hành thăm dò



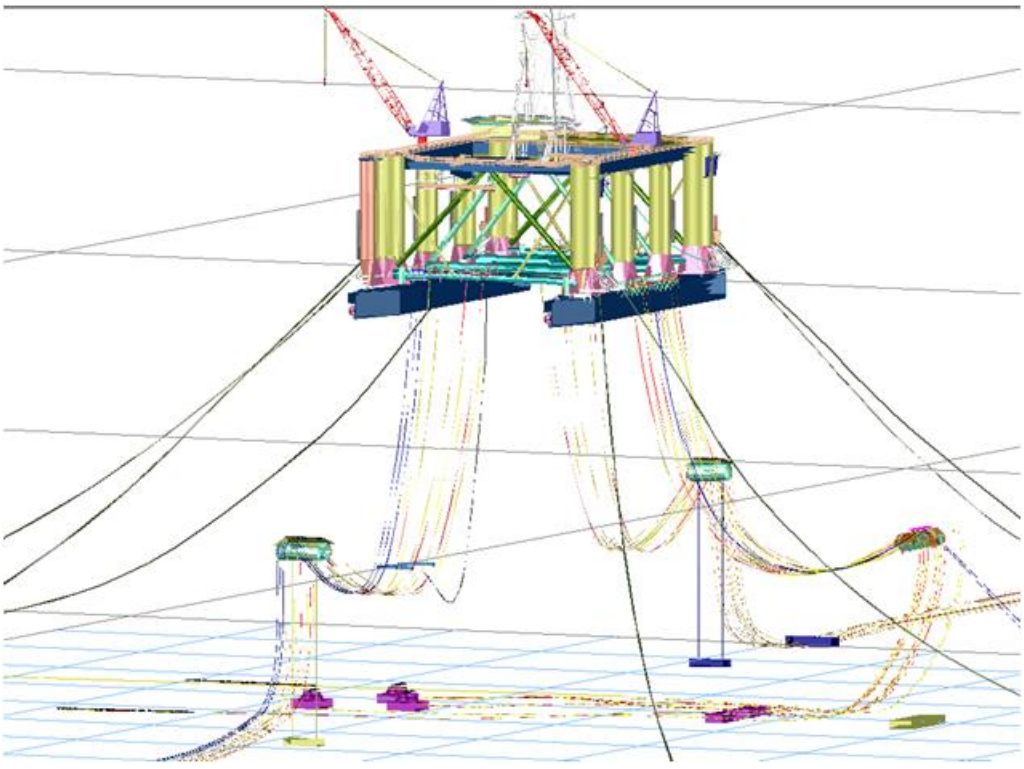
Hình 5. Sơ đồ hệ thống đường ống vận chuyển sản phẩm khai thác, nước bơm ép và khí gaslift của mỏ HSD, HST kết nối đường ống của TGT.

khai thác Dầu khí trong nước (PVEP-POC) thuộc Tổng Công ty thăm dò khai thác Dầu khí (PVEP).

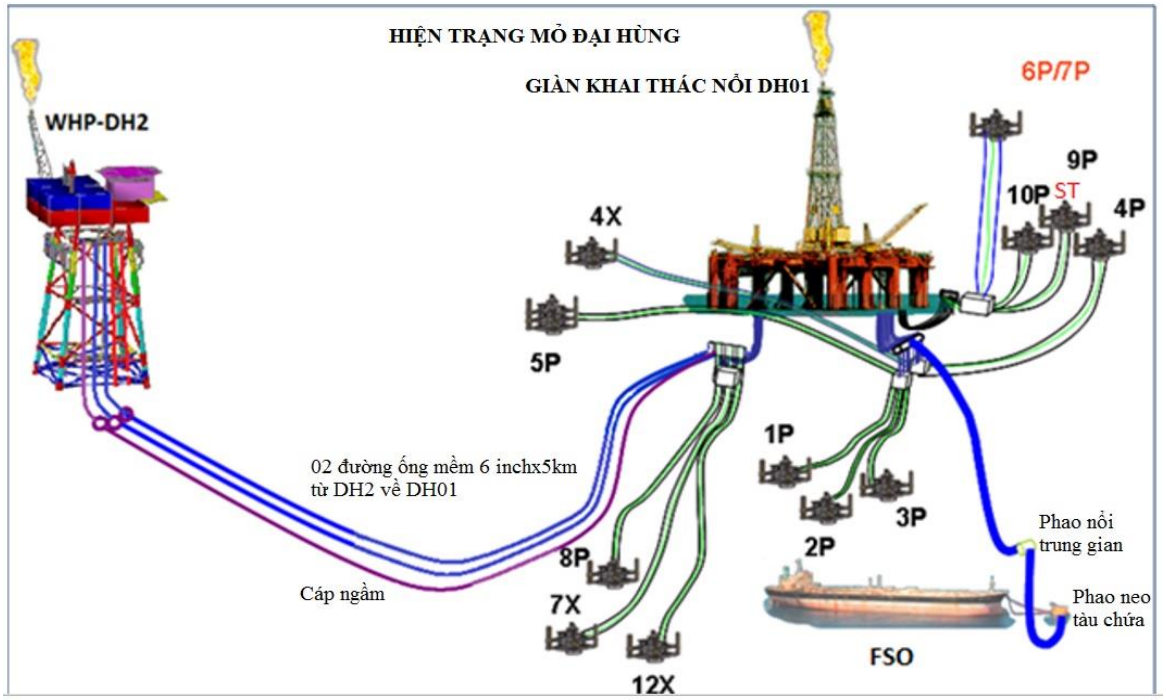
Trong quá trình tiếp quản điều hành, Công ty PVEP-POC tiếp tục phát triển mỏ giai đoạn 2 với giàn WHP-DH2 không người ở cách giàn DH01 4.5km, bao gồm 12 giếng khai thác, giàn được đưa vào hoạt động khai thác từ tháng 08/2011. Tổng sản lượng của mỏ hiện tại được duy trì dao động ở mức 11,000 thùng dầu/ngày. Dầu khí khai thác từ các giếng được đưa lên giàn DH02 và được tách ra thành hai pha khí và chất lỏng (dầu và nước). Khí được thu gom đưa sang giàn Thiên Ưng của VSP đưa vào tuyến ống NCS2 chuyển về mỏ Bạch Hổ. Phần khí còn lại dùng cho hệ thống điều khiển và đốt tại tháp đuốc. Chất lỏng được chuyển qua giàn DH01 bằng các đường ống mềm 150mm có bọc cách nhiệt với chiều dài là 5km. Dầu khí khai thác từ các giếng ngầm được đưa thẳng lên giàn DH01, khí được tách ra và đốt tại tháp đuốc. Chất lỏng của hai giàn sẽ được tách nước tại giàn DH01 và dầu được chuyển qua phao CALM bằng hai đường ống mềm ngầm đường kính 150mm với chiều dài 2.2km. Từ đây dầu được chuyển tới tàu chứa FSO qua đường ống nổi (Hình 7).

3.7. Mỏ Sông Đốc A

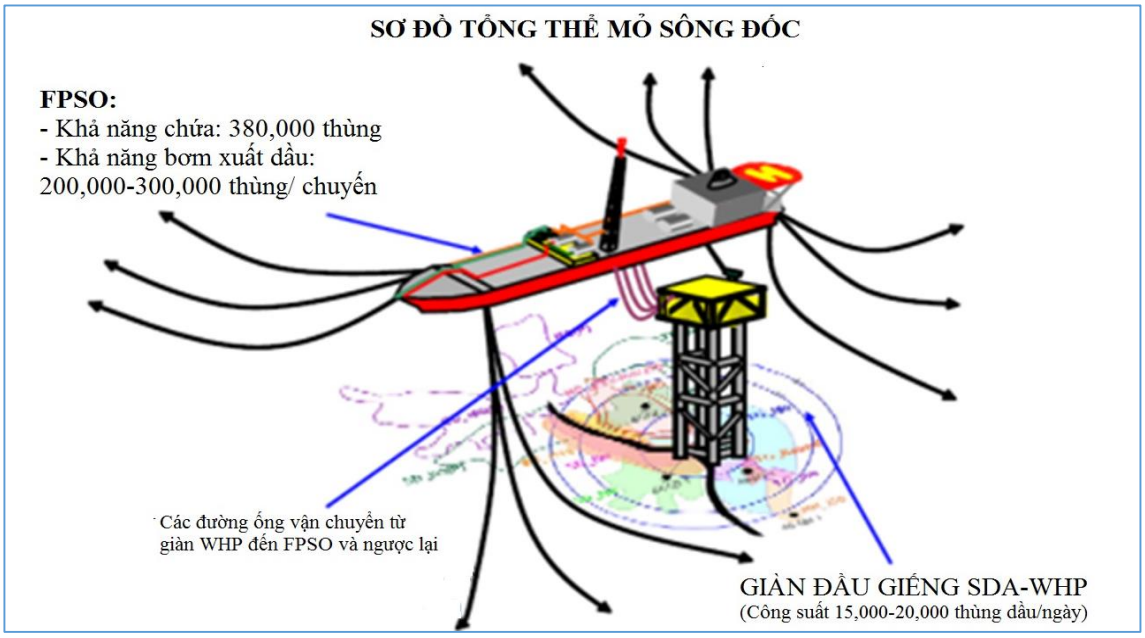
Mỏ dầu Sông Đốc - thuộc lô 46/13 (46/02 cũ), thềm lục địa Việt Nam, cách mũi Cà Mau khoảng 205 km về phía Nam (Truong Son JOC, 2007). Trước đây được Công ty Điều hành chung Trường Sơn (TS JOC) được chỉ định là đơn vị triển khai các hoạt động dầu khí thay mặt các nhà thầu. Mỏ đã được phát triển độc lập và đưa vào khai thác thương mại ngày 24/11/2008 với sản lượng cao nhất 18.500 thùng/ ngày. Đến ngày 24/11/2013, PVEP đã được chỉ định tiếp nhận vận hành khai thác tận thu mỏ Sông Đốc (trực tiếp điều hành là Công ty PVEP-POC) sau khi các nhà Đầu tư nước ngoài đã bỏ đi do sản lượng dầu xuống thấp hơn mức khai thác kinh tế hiệu quả. Hiện tại sản lượng của mỏ Sông Đốc khoảng 2000 thùng/ ngày đêm, mỏ đang được vận hành theo cơ chế phi lợi nhuận. Các thiết bị tại mỏ Sông Đốc bao gồm: giàn đầu giếng Well Head Platform (WHP) và tàu FPSO MV-19. Tàu FPSO có sức chứa 380,000 thùng với hệ thống công nghệ có khả năng thu gom xử lý mỗi ngày 30000 thùng chất lỏng, 25000 thùng dầu và 41 triệu bộ khối khí (bao gồm gaslift); hệ thống Gaslift và hệ thống bơm ép vỉa.



Hình 6. Sơ đồ tổng quát của giàn DH01.



Hình 7. Sơ đồ kết nối đường ống vận chuyển tại Mỏ Đại Hùng.



Hình 8. Sơ đồ kết nối vận chuyển tại mỏ Sông Đốc.

Sản phẩm của các giếng gồm dầu khí nước từ giàn WHP qua hệ thống thu gom và vận chuyển về tàu MPSO MV-19 qua đường ống mềm 10" với chiều dài 81m. Toàn bộ sản phẩm được xử lý tại FPSO. Dầu sau khi xử lý được chuyển tới các hầm chứa trên tàu, nước sản xuất được chuyển qua hệ thống xử lý trước khi xả, khí cung cấp cho hệ thống gaslift phần còn lại được đốt qua hệ thống đuốc trên tàu (Hình 8).

Theo đánh giá tiềm năng khu vực, trong lô 46/13 hiện tại có các cấu tạo tiềm năng đã được phát hiện và phê duyệt trữ lượng: Khánh Mỹ, Phú Tân, Rạch Tàu. Tuy nhiên với trữ lượng nhỏ nên chưa thể phát triển độc lập với giá dầu hiện tại.

Trên cơ sở tái sử dụng/kết nối với hệ thống công nghệ hiện tại của mỏ Sông Đốc và mỏ PM3 - CAA kề cận, các phương án phát triển các mỏ này đã, đang được triển khai.

4. Đánh giá phương án phát triển độc lập và phương án phát triển kết hợp tận dụng cơ sở hạ tầng và phương tiện có sẵn của các mỏ lân cận

4.1. Phương án phát triển độc lập

Trong số 7 dự án như đã trình bày bên trên, có 2 dự án được phát triển độc lập là Mỏ Đại Hùng và Sông Đốc A. Sở dĩ 2 dự án này được phát triển độc lập là do tại thời điểm phát triển dự án giá dầu cao trong khi thị trường lao động và mặt bằng chung thiết bị còn tương đối rẻ. Mỏ Sông Đốc được phát triển trên dựa trên chương trình khai thác theo Kế hoạch phát triển sớm khu mỏ Sông Đốc được thủ tướng phê duyệt ngày 21/05/2007 và là tiền đề để đưa các cấu tạo tiềm năng trong khu vực vào khai thác ở các giai đoạn sau. Hơn nữa ở thời điểm phát triển dự án nhà thầu kỳ vọng nhiều vào sản lượng mỏ cũng như khả năng thu hồi, tuy nhiên thực tế đã không được như mong đợi khiến các nhà thầu phải rút lui chuyển giao lại dự án cho nước chủ nhà. Trong đó mỏ Sông Đốc hiện đang được khai thác với cơ chế phi lợi nhuận nhằm tận thu dầu và phần nào giải quyết bài toán đảm bảo an toàn năng lượng quốc gia. Trong tình hình giá dầu giảm sâu và lâu như hiện nay và theo các chuyên gia kinh tế trong nước cũng như quốc tế dự đoán khó có khả năng giá dầu phục hồi về lại thời hoàng kim với giá 120USD-150 USD/thùng như năm 2013 hoặc ở mức trên 80 USD/thùng. Khi chi phí vận hành không thay đổi và giá dầu thấp như hiện nay thì Mỏ Đại Hùng cũng đang gặp nhiều khó khăn do chi phí vận hành đầu giếng ngầm cao, bên cạnh đó còn phải trả toàn bộ chi phí thuê, vận hành, bảo trì, bảo dưỡng các trang thiết bị như sau:

- Hệ thống công nghệ xử lý dầu/ khí/ nước;
- Hệ thống xử lý nước thải;
- Hệ thống an toàn, cứu hỏa;
- Hệ thống bơm ép vỉa;
- Hệ thống năng lượng;
- Tàu chứa FSO/ FPSO;
- Chi phí dịch vụ đời sống…

Ngoài ra đối với mỏ Đại Hùng do tàu chứa được kết nối với phao nổi (Calm Buoy) thế hệ cũ, điều kiện thời tiết khắc nghiệt nên cũng tiềm ẩn nhiều rủi ro, ảnh hưởng đến hoạt động khai thác như:

- Thường đứt mắt xích ngay dưới cối đỡ.
- Hằng năm có chương trình kéo các mắt xích trong chain stopper lên kiểm tra, do kết cấu cũ muốn làm phải dừng Giàn và đưa cả cối xích lên boong tàu mới thực hiện được dẫn đến thời gian dừng giàn nhiều.
- Định kỳ 5 năm phải khảo sát sửa chữa Calm Buoy, đồng nghĩa với việc phải dừng khai thác do tàu chứa phải tách ống nhận dầu và tách khỏi phao Calm.
- Dây buộc tàu là hệ dây mềm sức chịu tải có giới hạn, trong điều kiện thời tiết xấu phải dừng khai thác tách tàu do sức căng vượt giới hạn cho phép.
- Sau mỗi lần tách tàu phải huy động nhân sự, tàu hỗ trợ để cập tàu vào phao Calm

4.2. Đánh giá phương án phát triển kết hợp tận dụng cơ sở hạ tầng và phương tiện có sẵn của các mỏ lân cận:

Các mỏ Cá Ngừ Vàng (Vietsovpetro, 2013), Đồi Mồi (Vietsovpetro, 2013), Gấu Trắng (Vietsovpetro, 2013), Thỏ Trắng (Vietsovpetro, 2012), Tê Giác Trắng (Hoàng Long JOC, 2011), Hải Sư Đen, Hải Sư Trắng (Thang Long JOC, 2012) nằm trong khu vực lân cận với mỏ Bạch Hổ, đây chính là ưu thế để các mỏ này được phát triển kết hợp tận dụng cơ sở hạ tầng có sẵn và công suất dư của hệ thống thiết bị của các giàn trong mỏ Bạch Hổ. Việc kết này mang lại lợi nhuận cho chủ đầu tư và nước chủ nhà do tiết giảm đáng kể chi phí cho các hạng mục sau:

- Hệ thống công nghệ xử lý dầu/ khí/ nước;
- Hệ thống xử lý nước thải;
- Hệ thống an toàn, cứu hỏa;
- Hệ thống bơm ép vỉa;
- Hệ thống năng lượng;
- Tàu chứa FSO/ FPSO;
- Chi phí dịch vụ đời sống.

Tuy nhiên do sản phẩm từ các mỏ này được vận chuyển bằng đường ống tương đối dài về các giàn tại mỏ Bạch Hổ nên phải xử lý bài toán vận chuyển để hạn chế mất nhiệt trong quá trình vận chuyển dẫn đến lắng đọng parafin làm tắc nghẽn đường ống. Theo kết quả phân tích hầu hết sản phẩm từ các mỏ này đều là dầu có hàm lượng parafin và độ nhớt cao.

Để đảm bảo an toàn vận chuyển dầu bằng đường ống thì các đường ống vận chuyển phải được bọc cách nhiệt, bên cạnh đó phải áp dụng giải pháp chống lắng đọng parafin - keo - nhựa bên trong đường ống bằng cách sử dụng hóa phẩm để giảm nhiệt độ kết tinh nhằm ức chế lắng đọng paraffin, ngoài ra còn phải áp dụng giải pháp cơ học như phóng thoi làm sạch đảm bảo an toàn cho đường ống. Mặc dù vậy nhưng chi phí lắp đặt đường ống thấp hơn nhiều so với chi phí trang bị hệ thống công nghệ hoàn chỉnh để xử lý dầu/ khí/ nước, thuê tàu chứa dầu và nhân lực vận hành.

Phát triển các cấu tạo tiềm năng trong lô 46/13 và các phát hiện tại các lô xung quanh đã được PVEP nghiên cứu từ năm 2013 thì việc phát triển độc lập các cấu tạo không mang lại hiệu quả kinh tế cho dự án (PVEP, 2011). Bên cạnh đó, việc xem xét kết hợp phát triển cùng khí Hoa Mai của Lô 46-CN cho thấy cải thiện hiệu quả kinh tế của Phương án khí Giai đoạn 3 cũng như của Hoa Mai. Do đó, các nghiên cứu sẽ tập trung vào phương án phát triển cùng với Hoa Mai và kết nối vào Lô PM3-CAA, nhà đầu tư đã tiến hành xem xét đánh giá 09 phương án phát triển trên cơ sở cân nhắc các yếu tố ảnh hưởng đến việc lựa chọn các phương án phát triển. Trên cơ sở nghiên cứu, báo cáo (PVEP, 2015) đã chỉ ra việc phát triển mỏ Sông Đốc với việc kết nối vào hệ thống cơ sở hạ tầng của lô PM3 - CAA có những thuận lợi như sau:

- Sử dụng hệ thống thiết bị Lô PM3-CAA và đường ống PM3-Cà Mau có sẵn;
- Phát triển cùng Hoa Mai để giảm chi phí đầu tư và hàm lượng CO2 khí đầu vào;
- Giảm chi phí vận hành OPEX bằng chia sẻ chi phí với Lô PM3CAA:

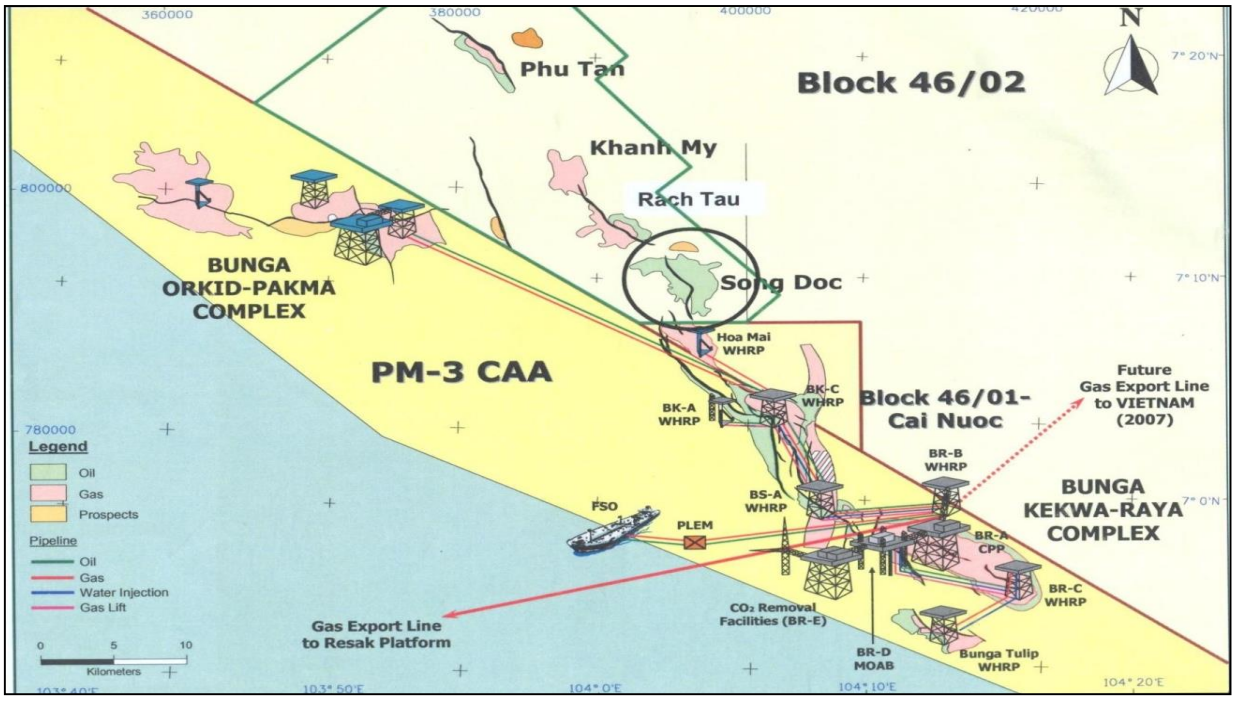
+ Chia sẻ Logistic (Nhân lực, văn phòng, nhà kho, cầu cảng);

+ Chia sẻ chi phí tàu dịch vụ (Supply boat);

+ Công tác vận hành, bảo dưỡng được thực hiện từ Lô PM3-CA.

5. Thảo luận

Mỏ cận biên là một khái niệm không mang tính bất biến cho một đối tượng nhưng nó luôn hiện diện trong ngành dầu khí, trong mọi khu vực. Có thể ở giai đoạn này mỏ được xếp vào dạng mỏ cận biên nhưng ở vào thời điểm khác khi giá dầu tăng cao, điều kiện kinh tế thay đổi, kỹ thuật công nghệ phát triển thuận lợi cho công tác khoan hoàn thiện giếng, việc phát triển độc lập mang lại lợi nhuận kinh tế thì mỏ đó không còn là mỏ cận biên nữa. Ngược lại, có thể ở giai đoạn đánh giá đối tượng được chọn để phát triển không thuộc mỏ cận biên, nhưng khi các điều



Hình 9. Sơ đồ mỏ Sông Đốc và PM3 - CAA cùng các cấu tạo lân cận.

khoản thay đổi, việc phát triển độc lập không mang có hiệu quả, trong trường hợp này mỏ sẽ được xem là mỏ cận biên. Hay đối với mỏ đang khai thác, khi sản lượng sụt giảm dẫn đến việc khai thác không mang lại lợi nhuận kinh tế, thay vì đóng mỏ thì có thể xem xét thay đổi cơ chế vận hành và tìm kiếm, hợp tác với các dự án lân cận để tận dụng công suất thừa và chi phí vận hành. Trong trường hợp này cũng được xem là mỏ cận biên. Việc phát triển mỏ cận biên sẽ mang lại những lợi ích sau:

- Tạo việc làm cho người lao động.
- Tránh lãng phí các phương tiện, cơ sở hạ tầng đã có sẵn.
- Thúc đẩy, tạo cơ hội cho các nhà điều hành trong khu vực phát triển. Thông thường việc phát triển mỏ cận biên được giao cho các nhà thầu trong nước.
- Gia tăng trữ lượng khai thác dầu khí trong nước.

Phát triển các mỏ cận biên hiện nay là vấn đề cấp bách đang được các nhà đầu tư quan tâm, đồng thời cũng là chiến lược phát triển trong thời gian tới của ngành dầu khí trong nước cũng như nước ngoài. Công việc này đòi hỏi sự hợp tác toàn diện giữa nhà đầu tư và nước chủ nhà cũng như giữa các nhà đầu tư để cùng hợp tác phát triển theo quy hoạch chung.

Trong thời điểm hiện tại, đối với mỏ cận biên ở vùng nước sâu xa bờ, mỏ Đại Hùng là tâm điểm để phát triển, mở rộng làm trung tâm thu gom xử lý dầu cho các mỏ lân cận với trang thiết bị, phương tiện và tàu chứa có sẵn (Dai Hung Project, 1994). Mỏ được dự định sẽ kết nối vào hệ thống của Đại Hùng là mỏ Sao Vàng (SV) - Đại Nguyệt (ĐN). Trong tương lai gần mỏ Đại Hùng sẽ tiếp tục phát triển mở rộng về phía Nam (DHN) với nhiều phương án đặt ra như đã nêu trên. Dù phương án nào được chọn lựa thì lợi nhuận kinh tế vẫn là yếu tố then chốt. Trong giải pháp này cần tính toán, phân tích, đánh giá cụ thể về hiện trạng thiết bị để đưa ra hướng quyết định đầu tư, hoán cải, tận dụng các phương tiện hiện hữu để có thể tiếp nhận xử lý sản phẩm từ DHN và các dự án lân cận trong tương lai. Việc tận dụng lại trang thiết bị có sẵn tuổi thọ còn nằm trong giới hạn thiết kế cần được cân nhắc nhằm giảm chi phí đầu tư, như tận dụng lại ống mềm, đầu giếng ngầm của các giếng đang treo để khoan thêm giếng nhằm tận thu dầu ở vòm Bắc đang còn rất nhiều triển vọng.

Với việc phát triển các cụm phát hiện ở khu vực bể Malay Thổ Chu, đặc biệt khu vực mỏ Sông Đốc bằng việc kết nối vào các thiết bị hiện có của các mỏ trong khu vực sẽ góp phần đảm bảo sản lượng khí cho khu vực Tây Nam bộ trong thời gian sắp tới nhưng vẫn đảm bảo được tính hiệu quả về mặt kinh tế với tiềm năng trữ lượng nhỏ.

6. Kết luận

Qua phân tích và trình bày ở trên, phương án tận dụng cơ sở hạ tầng và phương tiện có sẵn của các mỏ lân cận thường là phương án tốt nhất, hiệu quả nhất, giảm thiểu được chi phí đầu tư, tận dụng được công suất dư, do đó cần được ưu tiên xem xét lựa chọn để phát triển cho các mỏ cận biên. Trong trường hợp các mỏ cận biên nằm trong khu vực chưa có mỏ nào hoạt động cần có chiến lược và quy hoạch tổng thể và cần nghiên cứu lựa chọn mỏ có triển vọng nhất trong nhóm, đáp ứng tốt nhất các điều kiện kỹ thuật và kinh tế để phát triển trước. Cơ sở hạ tầng và thiết bị xử lý của mỏ này sẽ là trung tâm.

Vị trí mỏ được chọn có vị trí phân bố thích hợp nhằm giảm thiểu khoảng cách cho đường ống vận chuyển, sau đó tập trung nghiên cứu các giải pháp khoan-khai thác, kết nối cho các mỏ còn lại.

Tài liệu tham khảo

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, Nguyễn Quang Vinh, 2015. Giải pháp khai thác dầu khí cho các mỏ nhỏ, cận biên. *Tạp chí Dầu khí 5*.

Hoan Vu JOC. Kế hoạch phát triển mỏ Cá Ngừ Vàng. *Báo cáo dự án*, Lưu trữ tại Vietsovpetro.

Hoang Long JOC. Kế hoạch phát triển mỏ Tê Giác Trắng. *Báo cáo dự án,* Lưu trữ tại Vietsovpetro.

Phùng Khắc Hoàn, 2016. Nghiên cứu và đề xuất cơ chế chính sách cho việc phát triển mỏ cận biên ở Việt Nam. *Báo cáo đề tài khoa học,* Viện Dầu Khí Việt Nam.

PVEP, 1994. Dai Hung Project Development: Outline Plan. *Project report*, Retrieved at the PVEV.

PVEP, 2011 Dự án Phát triển Khai thác Dầu khí Lô 46/02 bể Malay - Thổ Chu. *Báo cáo dự án*, Lưu trữ tại Vietsovpetro.

Thang Long JOC. Kế hoạch phát triển mỏ Hải Sư Đen - Hải Sư Trắng. *Báo cáo dự án,* Lưu trữ tại Vietsovpetro.

Từ Thành Nghĩa, Ngô Thường San, Nguyễn Văn Minh, Nguyễn Thúc Kháng, Phạm Xuân Sơn, Tống Cảnh Sơn, Phạm Bá Hiển, Nguyễn Hoài Vũ, 2015. Những khó khăn thách thức của Vietsovpetro trong vận chuyển dầu nhiều paraffin bằng đường ống ngầm ngoài khơi. *Tạp chí Dầu khí 5*.

Vietsovpetro, 2012. Sơ đồ công nghệ khai thác và xây dựng mỏ Gấu Trắng. *Sơ đồ công nghệ,* Lưu trữ tại Vietsovpetro.

Vietsovpetro, 2012. Sơ đồ công nghệ khai thác và xây dựng mỏ Thỏ Trắng. *Sơ đồ công nghệ*, Lưu trữ tại Vietsovpetro.

Vietsovpetro - VRJ, 2013. Kế hoạch phát triển mỏ Nam Rồng - Đồi Mồi. *Báo cáo dự án*, Lưu trữ tại Vietsovpetro.

ABSTRACT

The solution to develop small and marginal fields in the continental shelf of Southern Vietnam

Dong Van Tang [1], Quan Anh Tran [1], Kien Dinh Tran [2], Khang Thuc Nguyen [3], Tan Ngoc Tran [4], Son Trung Pham [4], Trung Van Nguyen [4]

[1] Petrovietnam Exploration Production Corporation, Vietnam
[2] Hanoi University of Mining and Geology, Vietnam
[3] The Drilling and Production Technology Vietnam, Vietnam
[4] Vietsovpetro Joint Venture, Vietnam

The exploration of oil and gas in Vietnam has made a remarkable and corroborative step after more than 30 years. Much amount of oil and gas has been discovered. There are only several fields/structures that have sufficient conditions in order to develop and bring to production. Most of the remaining discovery has not been put into field development due to the complex of geological conditions, small hydrocarbon in place, and ineffective investment in the downturn of oil and gas industry. Therefore, the searching of solutions for production and oil recovery from small and marginal fields to ensure energy security becomes very important. Moreover, it has political meaning to protect territorial sovereignty. In this article, the authors focus on analyzing and evaluating for small and marginal fields in Nam Con Son, Cuu Long and Malay-Tho Chu basin which have been developing as well as discussing about the challenges to bring these field into production.