

NGHIÊN CỨU QUY HOẠCH TỔNG THỂ CÁC MỎ DẦU KHÍ BỂ CỬU LONG

ThS. Vũ Minh Đức và các cộng sự
 Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí

Tóm tắt

Nhóm tác giả đã tổng quan trữ lượng tại chỗ, trữ lượng thu hồi của các tiềm năng dầu khí chưa được phát triển, đánh giá tình trạng hệ thống thiết bị khai thác của các mỏ đã và đang phát triển nhằm quy hoạch định hướng phát triển các tiềm năng dầu khí đã được phát hiện tại bể Cửu Long. Kết quả nghiên cứu cho thấy có thể kết nối một số cấu tạo tiềm năng lân cận vào các cụm thiết bị khai thác hiện có để khai thác tối đa cơ sở hạ tầng phát triển khai thác hiện có. Đồng thời, nhóm tác giả đã chỉ ra thứ tự ưu tiên thăm dò theo nguyên tắc vết dầu loang và đưa ra đề xuất cụ thể nhằm đảm bảo hiệu quả kinh tế cho nhà đầu tư trong việc phát triển các mỏ có trữ lượng nhỏ và cận biên.

Từ khóa: Bể Cửu Long, tiềm năng dầu khí, phát triển mỏ, mỏ cận biên, quy hoạch phát triển mỏ, công suất xử lý, phát triển kết nối, phát triển độc lập, hiệu quả phát triển mỏ cận biên.

1. Giới thiệu

Hoạt động thăm dò dầu khí ở khu vực bồn trũng bể Cửu Long đã được triển khai vào những năm 70 của thế kỷ XX (Hình 1). Hoạt động khai thác dầu khí được đánh dấu kể từ khi Vietsovpetro khai thác dòng dầu đầu tiên vào năm 1986. Từ đó đến nay, các hoạt động thăm dò, khai thác dầu khí tại bể Cửu Long tiếp tục được triển khai mạnh mẽ. Tuy nhiên, bể Cửu Long vẫn còn nhiều cấu tạo tiềm năng chưa được phát triển, trong đó phần lớn là các cấu tạo nhỏ, cận biên, nên cần phải có chiến lược và phương án phát triển phù hợp nhằm mang lại hiệu quả kinh tế.

Nhóm tác giả đã nghiên cứu, tổng hợp trữ lượng tại chỗ của các cấu tạo tiềm năng thuộc 13 lô khác nhau ở bể Cửu Long (Bảng 1). Từ đó chọn ra các cấu tạo có triển vọng nhất để đánh giá trữ lượng thu hồi và nghiên cứu các phương án phát triển cho các cấu tạo này.

Trên cơ sở đó, các tiềm năng dầu khí của bể Cửu Long được chia thành 3 nhóm sau:

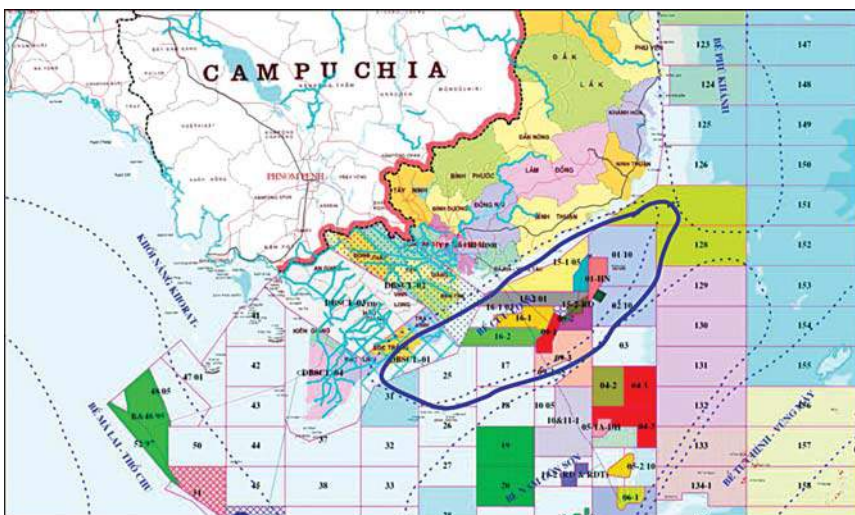
- Nhóm I: Các mỏ đã thành lập báo cáo trữ lượng dầu khí và đã được Chính phủ phê duyệt;
- Nhóm II: Các phát hiện đã khoan, có phát hiện dầu khí, con số trữ lượng của các phát hiện đã được các nhà thầu đánh giá sơ bộ và chưa được Chính phủ phê duyệt;
- Nhóm III: Các cấu tạo triển vọng chưa được khoan hoặc đã khoan nhưng chưa phát hiện dầu khí.

Mỗi lô, mỗi cấu tạo thuộc nhóm II và nhóm III được đánh giá về mặt tìm kiếm thăm dò, công nghệ mỏ, phát triển khai thác, hợp đồng dầu khí và hiệu quả kinh tế. Kết quả các lô, các mỏ riêng biệt sẽ được phân tích, tổng hợp để đưa ra quy hoạch tổng thể cho các cấu tạo tiềm năng của bể Cửu Long.

2. Tiềm năng dầu khí, trữ lượng thu hồi và tình trạng thiết bị khai thác ở bể Cửu Long

2.1. Tiềm năng dầu khí

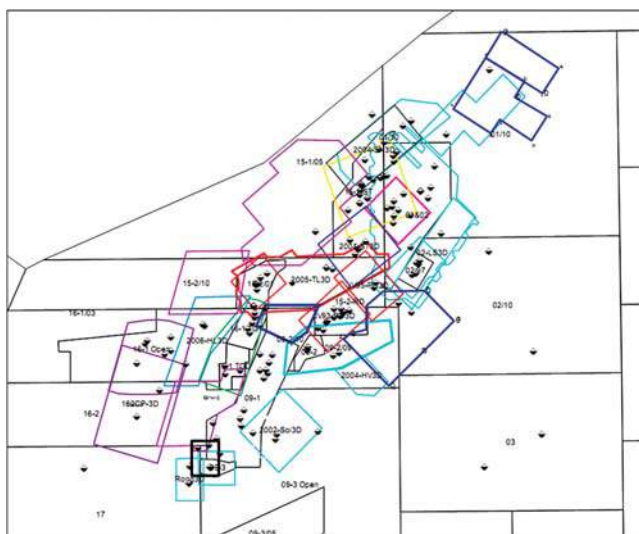
Để tổng quan tiềm năng dầu khí ở bể Cửu Long, nhóm tác giả đã sử dụng các tài liệu địa chấn, tài liệu giếng khoan thăm dò thăm lượng và các nguồn tài liệu khác (báo cáo ước tính trữ lượng dầu khí tại chỗ của các mỏ đã được Chính phủ phê duyệt, báo cáo đánh giá/cập nhật trữ lượng dầu khí tại chỗ của các phát hiện đã được các nhà thầu đánh giá, báo cáo gia hạn giai đoạn thăm dò dầu khí



Hình 1. Vị trí bể Cửu Long

Bảng 1. Số lượng cấu tạo tiềm năng và cấu tạo nghiên cứu phát triển khai thác ở 13 lô dầu khí ở bể Cửu Long

TT	Lô		Tình trạng phát triển khai thác	Hợp đồng dầu khí	Số lượng cấu tạo tiềm năng	Số lượng cấu tạo nghiên cứu phát triển khai thác
1	01 & 02/10	01 & 02/10	Chưa phát triển	Đã có	15	6
		01 & 02/10 mở	Chưa phát triển	Lô mở	3	3
2	09-2/09	09-2/09	Chưa phát triển	Đã có	3	3
		09-2/09 mở	Chưa phát triển	Lô mở	1	1
3	09-2/10		Chưa phát triển	Đã có	11	2
4	09-3/12		Chưa phát triển	Đã có	9	3
5	15-1/05		Chưa phát triển	Đã có	13	4
6	15-2 mở	15-2/13 mở	Chưa phát triển	Lô mở	9	2
		15-2/19 mở	Chưa phát triển	Lô mở		3
7	16-1 mở	16-1/13 mở	Chưa phát triển	Lô mở	12	2
		16-1/19 mở	Chưa phát triển	Lô mở		4
		16-1/20 mở	Chưa phát triển	Lô mở		1
8	16-2	16-2	Chưa phát triển	Đã có	15	3
		16-2 mở	Chưa phát triển	Lô mở	3	3
9	17 mở		Chưa phát triển	Lô mở	6	2
10	01 & 02		Đang khai thác, phát triển	Đã có	3	0
11	09-3		Đang khai thác	Đã có	1	1
12	15-1		Đang khai thác, phát triển	Đã có	3	2
13	15-2		Đang khai thác, phát triển	Đã có	9	2
Tổng	13				116	47



Hình 2. Sơ đồ tuyến khảo sát địa chấn 3D của bể Cửu Long

và các nghiên cứu đánh giá tiềm năng dầu khí của bể từ trước đến nay).

- Tài liệu địa chấn: Hoạt động thu nổ địa chấn phục vụ công tác tìm kiếm thăm dò dầu khí trên khu vực bể Cửu Long đã diễn ra sôi động. Hầu hết các lô trong bể đã được khảo sát địa chấn 2D với mật độ tuyến 30km x 50km; 4km x 4km hoặc dày hơn. Tại một số lô đã có phát hiện dầu khí, đặc biệt là trên phần diện tích của các mỏ đã tiến hành khảo sát địa chấn 3D với mật độ đan dày (Hình 2). Công tác xử lý tài liệu địa chấn tiên tiến được sử dụng và là cơ sở giúp nâng cao chất lượng minh giải tài liệu địa chấn, góp

phần chính xác hóa tiềm năng dầu khí ở khu vực này. Tuy nhiên, một số khu vực vẫn cần tiến hành thu nổ địa chấn bổ sung cũng như xử lý để phục vụ tận thềm dò các cấu tạo tiềm năng.

- Tài liệu giếng khoan: Tính đến thời điểm nghiên cứu đã có 156 giếng khoan thăm dò thăm lượng với tỷ lệ thành công là 70,5%. Các loại mẫu như mẫu thạch học, cổ sinh, địa hóa và mẫu lõi đã được phân tích. Bên cạnh đó, các kết quả về địa vật lý giếng khoan, master log và thử vỉa rất đầy đủ và chi tiết trong từng lô, từng giếng. Phần lớn các tài liệu này đều có chất lượng tốt và đáp ứng được yêu cầu sử dụng để đánh giá. Cùng với tài liệu địa chấn, đây là nguồn tài liệu quan trọng và cơ bản, đặc biệt là thông số địa chất từ các tài liệu này sẽ quyết định đến dự tính trữ lượng dầu khí tại chỗ và tiềm năng.

- Đối tượng dầu khí trong bể Cửu Long: Căn cứ vào đặc trưng hệ thống dầu khí, đặc điểm địa chất của các mỏ và phát hiện dầu khí, trong bể Cửu Long có thể phân ra 5 đối tượng chứa dầu khí: đá móng nứt nẻ tuổi trước Đệ tam, cát kết tuổi Oligocen sớm, cát kết tuổi Oligocen muộn, cát kết tuổi Miocen sớm và cát kết tuổi Miocen trung.

- Đánh giá trữ lượng dầu khí bể Cửu Long: Dựa trên các tài liệu hiện có, nhóm tác giả đã thống kê và phân chia các nhóm cấu tạo (Bảng 2).

- Định hướng thăm dò: Kết quả nghiên cứu cho thấy các đối tượng cần quan tâm thăm dò thăm lượng trong

Bảng 2. Kết quả đánh giá và phân chia các nhóm cấu tạo tại bể Cửu Long

Nhóm	Ghi chú
I đã được phê duyệt	Thống kê đến hết năm 2012 (cấp 2P) của các Lô 15-1, 15-2, 15-2/01, 16-1, 01 & 02, 01/97 & 02/97, 09-2, 09-3.
II chưa được phê duyệt	Thông tin cập nhật đến tháng 7/2013 (cấp 2P) của các Lô 01/10 & 02/10 (mỏ Kinh Ngư Vàng), 09-2/09 (mỏ Kinh Ngư Trắng), 15-1/05 (mỏ Lạc Đà Vàng, Lạc Đà Nâu), 16-2 (mỏ Hà Mã Xám), 01 & 02 (mỏ Jade và Emerald).
III các cấu tạo triển vọng	Thống kê cho 116 cấu tạo tiềm năng với hệ số thành công (POS) nằm trong khoảng 0,06 - 0,38. Tổng trữ lượng tại chỗ quy dầu (risked) của các cấu tạo này là 2.406 triệu thùng. Các cấu tạo có POS cao được chọn để đánh giá trữ lượng thu hồi và xem xét phương án phát triển mỏ; - Số lượng cấu tạo được lựa chọn để xem xét phương án phát triển là 47 (Bảng 1).

thời gian tới chuyển từ đối tượng tầng chứa móng nứt nẻ sang các tầng cát kết tuổi Oligocen sớm.

2.2. Ước tính trữ lượng thu hồi và xây dựng sơ đồ sản lượng khai thác

Nhóm tác giả đã thống kê, phân tích các thông số như áp suất và nhiệt độ vỉa, tính chất tầng chứa và chất lưu của các cấu tạo của các mỏ đang khai thác và đang phát triển ở bể Cửu Long như Sư Tử Đen, Sư Tử Vàng, Ruby, Pearl, Topaz, Rạng Đông, Thăng Long, Đông Đô, Hải Sư Trắng, Hải Sư Đen, Cá Ngừ Vàng và Nam Rồng - Đồi Mồi để từ đó xác định các thông số giúp đánh giá sản lượng thu hồi của các cấu tạo tiềm năng (Bảng 3).

Từ số liệu tổng hợp từ các mỏ trong khu vực bể Cửu Long, nhóm tác giả đã sử dụng phương pháp ước tính tương tự cho các cấu tạo tiềm năng cần đánh giá với số liệu đầu vào được giả định. Do trữ lượng tại chỗ của các cấu tạo tiềm năng khá lớn nên cần tính hệ số về xác suất trữ lượng tại chỗ có thể phát triển (POS RE) vào trữ lượng tại chỗ để hạn chế rủi ro. Cụ thể:

- POS RE = 1: Cấu tạo có trữ lượng cấp xác minh (2P), cấu tạo có các tầng sản phẩm đã được khai thác tại nhiều mỏ khác như Miocen dưới (BI).
- POS RE = 0,7: Các cấu tạo có tầng sản phẩm trong móng.
- POS RE = 0,5: Các cấu tạo có các tầng sản phẩm chưa được khai thác nhiều tại các mỏ lân cận, như Oligocen (C, D, E, F), Basal sand, các tầng chặt sít, tầng dầu nặng như Miocen trên - giữa (BII, BIII)...

Số lượng giếng khai thác được ước tính dựa trên diện tích ảnh hưởng khoảng 1 - 4 km², tùy thuộc vào tính chất vỉa. Hệ số thu hồi được xác định trong khoảng hệ số thu hồi ứng với từng tầng (Miocen/Oligocen/móng) từ các mỏ lân cận như Bảng 3. Hệ số thu hồi có thể cao hoặc thấp hơn

các mỏ lân cận, phụ thuộc vào tính chất vỉa và tính chất chất lưu khu vực cần tính. Lưu lượng ban đầu tương tự các mỏ lân cận và phụ thuộc vào bề dày vỉa sản phẩm. Suy giảm sản lượng sau khai thác đỉnh: 20 - 30%/năm.

Dự báo sản lượng khí theo hệ số khí dầu của cấu tạo đó (nếu

đã có giếng khoan) hoặc theo hệ số khí dầu của cấu tạo gần nhất cùng địa tầng (nếu chưa có giếng khoan). Do không có số liệu chính xác nên hệ số khí dầu được giả định không đổi trong suốt thời gian khai thác. Lưu lượng nước bơm ép dựa trên lưu lượng chất lưu khai thác, giả thiết lưu lượng nước bơm ép có tỷ lệ 1:1 so với lưu lượng chất lưu khai thác. Lưu lượng khí nâng (gaslift): Số liệu từ các mỏ đang khai thác, ước tính lưu lượng khí nâng trong khoảng 0,5 - 3 triệu ft³/ngày/giếng.

2.3. Đánh giá tình trạng thiết bị khai thác ở bể Cửu Long

Nghiên cứu cho thấy tổng công suất xử lý dầu, khí và nước cũng như công suất bơm ép nước toàn bộ các cụm xử lý thuộc bể Cửu Long còn dư khá nhiều và hoàn toàn đủ để xử lý cho các cấu tạo tiềm năng chưa được phát triển kết nối về (Hình 3).

Dựa trên kết quả đánh giá tổng thể về cơ sở hạ tầng hiện tại và tương lai gần của bể Cửu Long, dự báo về sản lượng khai thác cũng như ước tính công suất xử lý dư của toàn bể hay từng cụm trung tâm xử lý chính, nhận thấy việc đưa các cấu tạo tiềm năng vào phát triển bằng cách kết nối về hệ thống thiết bị, trung tâm xử lý là hoàn toàn phù hợp và được đánh giá là phương án khả thi về kỹ thuật và triển vọng về hiệu quả kinh tế.

Theo đánh giá tổng thể, hiện nay hoặc tương lai gần sẽ có các trung tâm xử lý chính ở Bể Cửu Long được cho là phù hợp với phương án kết nối gồm: Cửu Long JOC (FPSO TBVN và giàn công nghệ trung tâm Sư Tử Vàng), JVPC (Rạng Đông CPC), Lam Sơn JOC (FPSO PTSC Lam Sơn), giàn công nghệ trung tâm mỏ Bạch Hổ, cụm thiết bị mỏ Rồng, Hoàng Long JOC (FPSO Armada TGT) và PCVL (FPSO Ruby II). Tuy nhiên, trong từng trường hợp cụ thể cần phải xem xét danh sách các hạng mục cần cải hoán và/hoặc nâng cấp để đảm bảo đủ công suất cho các mỏ được kết nối.

Bảng 3. Tổng hợp số liệu khai thác bể Cửu Long theo tầng chứa

Thông số	Miocen		Oligocen		Móng	
	Không bơm ép nước	Có bơm ép nước	Không bơm ép nước	Có bơm ép nước	Không bơm ép nước	Có bơm ép nước
Độ sâu vỉa (m)	1.200 - 2.500		2.000 - 3.000		2.000 - 4.000	
Áp suất vỉa (psia)	1.700 - 2.700		3.000 - 3.500		3.000 - 7.000	
Nhiệt độ vỉa (°C)	70 - 110		95 - 110		100 - 150	
Độ rỗng (%)	15 - 28		16 - 19		2 - 7	
Độ thấm (mD)	50 - 3.000		0,1 - 800		0,1 - 2.500	
Tỷ trọng dầu (°API)	28 - 38 (trừ Đông Đô Miocen)		28 - 48		35 - 44	
Lưu lượng (thùng/ngày)	2.000 - 4.000		1.000 - 2.500		1.000 - 6.000	
Trữ lượng thu hồi/giếng (triệu thùng)	1 - 3	2 - 7	1 - 2	2 - 4	1,5 - 4	2 - 8
Hệ số thu hồi (%)	20 - 25	25 - 40	15 - 20	20 - 30	15 - 20	20 - 25

- Cụm mỏ Sư Tử (Cuu Long JOC, Lô 15-1): Công suất xử lý của giàn công nghệ trung tâm Sư Tử Vàng và FPSO TBVN đủ công suất để xử lý sản phẩm khai thác nội mỏ và các cấu tạo tiềm năng dự kiến đưa về kết nối. Tuy nhiên, hạn chế là công suất nén khí của Lô 15-1 sẽ bị thiếu kể từ năm 2015. Do đó, cần phải nâng cấp hệ thống nén khí trên giàn công nghệ trung tâm Sư Tử Vàng để có đủ công suất khí nén cấp cho nội mỏ và các cấu tạo kết nối.

- Mỏ Rạng Đông (JVPC, Lô 15-2): Công suất xử lý của giàn xử lý trung tâm đủ để xử lý dầu, khí và nước bơm ép cho nhu cầu nội mỏ và các cấu tạo dự kiến kết nối về. Tuy nhiên, công suất nén khí và công suất xử lý nước của JVPC bị hạn chế. Ngoài việc cung cấp cho khí gaslift, hệ thống nén khí của JVPC cần phải cấp khí phục vụ dự án tăng cường thu hồi dầu EOR (giai đoạn 2014 - 2019) nên sẽ có hạn chế công suất nén trong việc cung cấp gaslift cũng như khả năng xuất khí cho các cấu tạo kết nối về mỏ Rạng Đông.

Khi đưa các cấu tạo kết nối vào JVPC cần phải nâng cấp hệ thống xử lý nước khai thác lên 75.000 thùng/ngày (công suất hiện tại là 50.000 thùng/ngày). từ năm 2017.

- Mỏ Ruby (PCVL, Lô 01 & 02/10): Hệ thống thiết bị của Lô 01 & 02 được đặt trên FPSO Ruby II. Nghiên cứu cho thấy sản lượng khai thác dầu của các mỏ thuộc Lô 01 & 02 còn khá thấp so với công suất thiết kế, do đó có khả năng kết nối cho các mỏ lân cận. Tuy nhiên, công suất khí gaslift cần phải được nâng cấp do chỉ được thiết kế vừa đủ so với nhu cầu nội mỏ. Bên cạnh đó, Lô 01 & 02 không có hệ thống nước bơm ép, nên cần nghiên cứu lắp đặt bổ sung hệ thống bơm ép nước trong trường hợp các mỏ kết nối. Theo thiết kế hiện nay, FPSO Ruby II không có điểm kết nối thêm riser, trong khi đó giàn Ruby B và

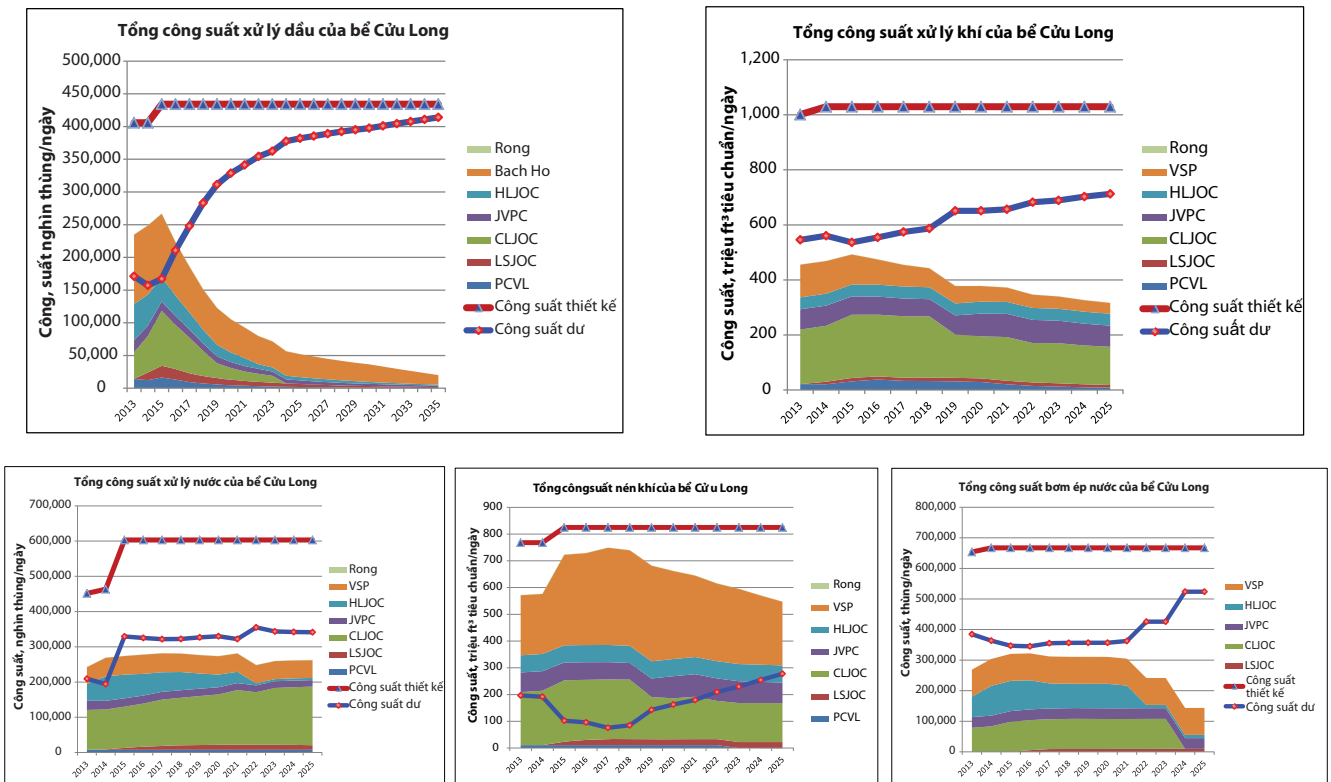
Diamond còn có một điểm kết nối dự phòng (riser 10"). Do đó, có thể nghiên cứu phương án kết nối về giàn Ruby B hay Diamond trước khi sản phẩm khai thác được đưa về xử lý trên FPSO Ruby II.

- Mỏ Tê Giác Trắng (Hoang Long JOC, Lô 16-1): Thiết bị xử lý chính là tàu FPSO Armada TGT. Đánh giá cho thấy công suất xử lý dầu, khí và lỏng của tàu FPSO đủ cho nội mỏ và các cấu tạo dự kiến kết nối. Tuy nhiên công suất bơm ép nước, nén khí và khí gaslift bị hạn chế. FPSO hiện không có riser dự phòng, do đó, để sử dụng công suất xử lý tàu FPSO TGT cần lên phương án kết nối các cấu tạo khác vào giàn TGT-H1, TGT-H4, Hải Sư Trắng/Hải Sư Đen hoặc kết nối vào PLEM.

- Mỏ Thăng Long - Đông Đô (Lam Son JOC, Lô 01/97 & 02/97): Hệ thống thiết bị của Lô 01/97 & 02/97 được đặt trên tàu FPSO PTSC Lam Sơn. Công suất xử lý dầu của FPSO chỉ bắt đầu dư từ năm 2017 và hầu hết công suất xử lý thiết kế các hệ thống khác (nước bơm ép, nén khí) đều bị hạn chế.

- Mỏ Bạch Hổ và mỏ Rồng (Vietsovpetro, Lô 09-1): Hệ thống xử lý của mỏ Bạch Hổ tập trung ở giàn công nghệ trung tâm CPP-2 và CPP-3), giàn nén khí trung tâm. Có 2 giàn bơm ép nước (PPD-40000 và PPD-30000) được lắp đặt tại mỏ Bạch Hổ, đảm bảo cung cấp đủ nhu cầu bơm ép nước tại mỏ Bạch Hổ, Rồng và các mỏ kết nối. Tại mỏ Rồng có 3 giàn khai thác có thể xử lý sơ bộ lưu chất khai thác là RP-1, RP-2 và RP-3.

Kết quả xem xét cho thấy hệ thống thiết bị của Vietsovpetro tại mỏ Bạch Hổ và Rồng có khả năng xử lý chất lỏng khai thác (dầu, nước) và cung cấp nước bơm ép cho các mỏ tiềm năng kết nối. Tuy nhiên trong từng trường hợp cụ thể cần phải xem xét khả năng lắp đặt thêm riser và cải hoán các hệ thống thiết bị tiếp nhận, đồng thời cần cân



Hình 3. Tổng kế công suất thiết kế và dự báo sử dụng của các mỏ hiện đã phát triển tại bể Cửu Long

nhắc việc đàm phán về lắp đặt hệ thống đo và phân chia sản phẩm, nâng cấp công suất hệ thống nén khí cao áp.

3. Nghiên cứu phương án quy hoạch tổng thể các cấu tạo tiềm năng ở bể Cửu Long

3.1. Đề xuất phương án phát triển cho các cấu tạo tiềm năng

Ý tưởng phát triển cho các cấu tạo tiềm năng dựa trên 2 nguyên tắc chính: (i) kết nối về hệ thống thiết bị, trung tâm xử lý hiện hữu (ii) phát triển độc lập đối với các khu vực nằm tách biệt với hệ thống thiết bị và trung tâm xử lý hiện hữu.

3.1.1. Phương án kết nối về hệ thống thiết bị, trung tâm xử lý hiện hữu

Đối với trường hợp kết nối, cần phải tiến hành đánh giá công suất xử lý dư, tình trạng hiện tại của hệ thống thiết bị, khả năng hoán cải cũng như xem xét thời điểm kết thúc hợp đồng đầu khí của các lô có hệ thống thiết bị xử lý mà các cấu tạo tiềm năng dự kiến kết nối vào. Quy hoạch phát triển các cấu tạo tiềm năng cho phương án này được dựa trên các tiêu chí cơ bản như sau:

- Ưu tiên phát triển các cấu tạo thuộc lô đang khai thác đã có hệ thống thiết bị xử lý và đủ công suất dư cũng như khả thi trong việc kết nối;

- Xác suất thành công (POS) của cấu tạo dự kiến đưa vào phát triển. Ưu tiên cấu tạo có POS từ cao xuống thấp dựa trên xếp hạng các cấu tạo theo POS;

- Trữ lượng thu hồi của cấu tạo: ưu tiên phát triển các cấu tạo có trữ lượng thu hồi lớn hơn 15 triệu thùng.

- Khoảng cách từ cấu tạo đến hệ thống thiết bị, trung tâm xử lý hiện hữu: dựa trên kết quả nghiên cứu đặc tính đảm bảo an toàn dòng chảy, xem xét phát triển các cấu tạo theo phương án kết nối trong phạm vi khoảng cách 30km đến các trung tâm xử lý.

- Ưu tiên phát triển các cấu tạo dầu, cấu tạo khí sẽ đưa vào phát triển sau.

Kết quả nghiên cứu đề xuất kết nối các cấu tạo vào hệ thống thiết bị sẵn có được trình bày ở Bảng 4.

Đề xuất đẩy nhanh kế hoạch khoan thăm dò thăm lượng các cấu tạo nêu trên để sớm đưa vào phát triển nhằm tận dụng công suất dư của các hệ thống thiết bị xử lý lân cận hiện hữu.

3.1.2. Phương án phát triển độc lập

Các cấu tạo cách xa các hệ thống thiết bị, trung tâm xử lý hiện hữu cần được xem xét đẩy nhanh kế hoạch thăm dò thăm lượng để đưa vào phát triển sớm. Về thời điểm đưa các cấu tạo vào phát triển, cần đánh giá tình trạng suy

giảm sản lượng của các cấu tạo, từ đó có kế hoạch đưa các cấu tạo vào khai thác ở các thời điểm hợp lý nhằm duy trì sản lượng đỉnh của toàn lô.

Các cấu tạo tiềm năng được xem xét phát triển độc lập gồm: cụm cấu tạo thuộc Lô 16-1 mở (Ba Vi - Ngựa Ô, Lead Y, Voi Vàng); cụm cấu tạo thuộc Lô 16-2 và 16-2 mở (Hà Mã Xám, Hà Mã Nâu, Hà Mã Đen, Dơi Xám, Lead A); cụm cấu tạo thuộc Lô 01 & 02/10 mở (NE-B, NE-D)...

Đối với ô khác nhau có khoảng cách tương đối gần nhau xem xét phương án phát triển chung nhằm tận dụng hệ thống thiết bị chung để tối ưu hóa chi phí đầu tư và vận hành của dự án. Nhóm tác giả đề xuất phát triển chung Lô 16-2. 16-2 mở và 16.1 mở bao gồm các cấu tạo: Hà Mã Đen, Hà Mã Nâu, Hà Mã Xám (Lô 16-2); Dơi Xám, Lead A (Lô 16-2 mở); Ba Vi - Ngựa Ô, Voi Vàng, Lead Y (Lô 16-1 mở).

3.1.3. Phương án phát triển các cấu tạo tiềm năng có trữ lượng thu hồi thấp hơn 10 triệu thùng

Đối với các cấu tạo có trữ lượng thu hồi thấp hơn 10 triệu thùng dầu thu hồi, nhóm tác giả đề xuất các phương án phát triển sử dụng các công nghệ khai thác tiềm năng nhằm giảm thiểu tối đa chi phí đầu tư (CAPEX) và chi phí vận hành (OPEX), đồng thời áp dụng các ưu đãi, khuyến khích trong hợp đồng dầu khí để thúc đẩy phát triển nhanh các cấu tạo này.

Các cấu tạo tiềm năng ước tính trữ lượng thu hồi dưới 10 triệu thùng gồm: Dơi Đen (Lô 16-2), Cá Tầm (Lô 09-3/12), Lead T (Lô 15-2 mở), Bẫy địa tầng - Tê Giác Lam (Lô 16-1 mở), Lead C (Lô 17 mở), Cá Ông Đồi (Lô 09.2/09)...

3.2. Đánh giá hiệu quả kinh tế

Nhóm tác giả tiến hành đánh giá hiệu quả kinh tế của các dự án theo các bước sau:

- Bước 1: Áp dụng các điều kiện hợp đồng hiện tại đối với dự án đã có hợp đồng và áp dụng điều kiện hợp đồng tiêu chuẩn đối với các lô mở. Các dự án không đạt hiệu quả cận biên sẽ tiếp tục thực hiện đánh giá bước 2.

- Bước 2: Áp dụng điều kiện hợp đồng ưu đãi đối với các dự án không đạt được hiệu quả ở bước 1. Nếu các dự án tiếp tục không đạt được hiệu quả cận biên sẽ được tiến hành đánh giá ở bước 3.

- Bước 3: Áp dụng thay đổi điều kiện hợp đồng ưu đãi (hiện tại điều chỉnh để đạt được các điều kiện ưu đãi như của Hợp đồng Lô 05-1a) để đánh giá các dự án đảm bảo hiệu quả cận biên.

Tiêu chí đưa các cấu tạo vào quy hoạch trên khía cạnh kinh tế được dựa trên quy định của các Quyết định số 7069/QĐ-DKVN và 4028/QĐ-DKVN của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam. Chỉ số giá trị hiện tại thuần chiết khấu tại tỷ suất hoàn vốn nội tại tối thiểu ($LF NPV_{IRRmin} \geq 0$) là tiêu chí xem xét tính hiệu quả của dự án. Nguyên tắc xác định hiệu quả của các cấu tạo đưa vào quy hoạch trên khía cạnh kinh tế thông qua việc xét các chỉ số hiệu quả của dự án theo thứ tự ưu tiên: $LF NPV_{IRRmin}$ của tổ hợp nhà thầu trước thuế > 0 ; $LF NPV_{IRRmin}$ của tổ hợp nhà thầu sau thuế > 0 . Các chỉ số hiệu quả trên dựa trên thứ tự áp dụng các điều kiện hợp đồng theo các bước như đã trình bày ở trên. Đối với các lô chưa ký hợp đồng, áp dụng các điều kiện thương mại hợp đồng theo thứ tự ưu tiên của 3 nhóm điều kiện: áp dụng các điều kiện hợp đồng của một dự án tiêu chuẩn; áp dụng các điều kiện hợp đồng của một dự án ưu đãi; áp dụng các điều kiện theo đề xuất để đạt hiệu quả cận biên.

Nhóm tác giả giả định thông số đầu vào khác. Thời điểm tính toán từ ngày 1/1/2014. Xác định chỉ số IRRmin của từng dự án theo các quyết định của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam (số 7096/QĐ-DKVN và 4028/QĐ-DKVN) ngày 12/5/2010 của Tập đoàn Dầu khí v/v Ban hành quy định về tiêu chí đánh giá, thẩm định và quyết định đầu tư dự án

Bảng 4. Nhóm các cấu tạo tiềm năng được xem xét phát triển kết nối

Cuu Long JOC	JVPC	Lam Son JOC	Vietsovpetro - Bạch Hổ	Vietsovpetro - Rồng	Hoang Long JOC
Sư Tử Đỏ	N1A	Kinh Ngư Vàng Nam	Alpha	Vải Thiểu	TGT-H5
Sư Tử Trắng NE	Dương Đông	Kinh Ngư Vàng Trung tâm	Kappa	Đồi Mồi Nam	Hải Sư Vàng Trung tâm
Lạc Đà Vàng	Lead D		Omega	Đồi Mồi Đông Nam	Hải Sư Vàng Bắc
Lạc Đà Xám	Kinh Ngư Trắng			Dơi Xám	Hải Sư Vàng Nam
Hổ Vàng	Kinh Ngư Trắng Nam			Lead C	Tê Giác Vàng
Beta	Opal			Bẫy địa tầng Đồi Mồi	Tê Giác Đen
Spinel	Cá Ông Đồi				
Lead B	Lead A				
Lead C					

tìm kiếm, thăm dò, khai thác dầu khí. Theo đó, tỷ lệ chiết khấu của các phương án được khảo sát ở mức IRRmin xác định như sau: 12% đối với dự án thăm dò khu vực nước sâu hay có điều kiện khó khăn; 11,5% đối với dự án thăm dò khu vực nước nông hay có điều kiện tương đối thuận lợi; 11% đối với dự án thăm lượng; 10,5% đối với dự án phát triển.

Giá dầu thô và condensate: 100USD/thùng (trượt giá 0%/năm). Giá khí thiên nhiên áp dụng theo Lộ trình tăng giá khí bể Cửu Long và Nam Côn Sơn tại công văn số 1154/TTg-KTN của Chính phủ ngày 7/7/2010, theo đó mức giá khí tại thời điểm 1/1/2014 là 5,39USD/triệu Btu với giả định trượt giá 2%/năm đến thời điểm có dòng khí đầu tiên (năm 2017) giá khí khoảng 5,83USD/triệu Btu.

Giá khí đồng hành năm 2014 là 1USD/triệu Btu năm 2014, trượt giá 2%/năm. Trượt giá chi phí Capex, Opex: 0%/năm. Cut-off kinh tế vào những năm mà các khoản thu của nhà thầu không đủ để trang trải chi phí trong năm đó (đối với các lô đã có hợp đồng, giả thiết hợp đồng sẽ được gia hạn nếu chi phí và sản lượng của các phương án vẫn mang lại hiệu quả kinh tế).

Trên cơ sở thông số, điều kiện của các hình thức hợp đồng với các nguyên tắc, tiêu chí quy hoạch của khía cạnh kinh tế, hiệu quả các dự án được quy hoạch dựa trên các điều kiện hợp đồng khác nhau mỗi dự án sẽ có các phương án khác nhau về hiệu quả dựa trên điều kiện áp dụng của điều kiện hợp đồng. Kết quả chạy mô hình kinh tế cho thấy các cấu tạo phát triển độc lập, phát triển

Bảng 5. Đề xuất thời điểm đưa các cấu tạo tiềm năng vào khai thác bằng phương án kết nối và loại hình hợp đồng áp dụng để phương án phát triển có hiệu quả kinh tế

	Tên cấu tạo	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2024	Đề xuất áp dụng loại hợp đồng dầu khí		
									PSC tiêu chuẩn	PSC ưu đãi	PSC điều chỉnh
Kết nối về Cửu Long JOC	Sư Tử Đỏ			●					x		
	Sư Tử Trắng NE				●				x		
	Lạc Đà Vàng		●						x		
	Lạc Đà Xám					●			x		
	Hổ Vàng				●				x		
	Belta				●				x		
	Spinel				●				x		
	Lead B					●			x		
	Lead C							●		x	
Kết nối về JVPC	N1A		●						x		
	Dương Đông		●						x		
	Lead D				●						x
	Kinh Ngư Trắng	●									x
	Kinh Ngư Trắng Nam		●								x
	Opal		●						x		
	COD							●			x
	Lead A					●					x
Lam Sơn JOC	Kinh Ngư Vàng Nam		●						x		
Bạch Hổ	Alpha		●						x		
	Kappa		●						x		
	Omega					●			x		
Kết nối về Rồng	Vải Thiều				●				x		
	Đồi Mồi Nam				●						x
	Đồi Mồi Đông Nam							●		x	
	Dơi Xám							●			
Kết nối về Hoàng Long JOC	Bẫy địa tầng Đồi Mồi							●	x		
	HSV-C					●					x
	HSV-N						●				x
	HSV-S							●			x
	Tê Giác Vàng				●				x		
Tê Giác Đen							●	x			

Ghi chú: ● Thời điểm đưa cấu tạo vào khai thác

Bảng 6. Đề xuất thời điểm đưa các cấu tạo phát triển chung vào khai thác và loại hợp đồng dầu khí áp dụng cho phương án phát triển chung

Lô	Cấu tạo	Thời điểm đưa các cấu tạo phát triển chung vào khai thác												Đề xuất áp dụng loại hợp đồng dầu khí	Ghi chú
		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025		
Lô 16-2	Hà Mã Đen					●								PSC tiêu chuẩn	
	Hà Mã Nâu						●							PSC tiêu chuẩn	
	Hà Mã Xám							●						PSC tiêu chuẩn	
Lô 16-2 mở	Dơi Xám								●					PSC tiêu chuẩn	Kết nối về Lô 16-2
	Lead A										●			PSC tiêu chuẩn	
Lô 16-1 mở	Ba Vi - Ngựa Ô					●								PSC tiêu chuẩn	Kết nối về Lô 16-2
	Voi Vàng							●						PSC tiêu chuẩn	
	Lead Y							●						PSC tiêu chuẩn	

chung và hầu hết các cấu tạo phát triển kết nối đều có thể mang lại hiệu quả kinh tế cho nhà đầu tư khi áp dụng các điều khoản và điều kiện của loại hợp đồng dầu khí tiêu chuẩn. Riêng đối với các cấu tạo có trữ lượng thu hồi dưới 10 triệu thùng, chỉ khi được áp dụng điều khoản và điều kiện của hợp đồng dầu khí dạng hiệu chỉnh thì dự án mới mang lại hiệu quả kinh tế cho nhà đầu tư.

3.3. Đề xuất quy hoạch tổng thể các cấu tạo tiềm năng bể Cửu Long

- Dựa trên kết quả nghiên cứu, nhóm tác giả đề xuất thay đổi thời gian khoan thăm dò thăm lượng một số cấu tạo nhằm tối ưu hóa thời gian cập nhật thông tin về trữ lượng phục vụ cho mục đích phát triển mỏ. Cụ thể một số cấu tạo được đề xuất đẩy nhanh tiến độ thăm dò thăm lượng để có thể được phát triển đồng thời với các cấu tạo lân cận.

- Đề xuất phương án phát triển kết nối và thời gian đưa vào khai thác các cấu tạo tiềm năng (Bảng 5)

- Đối với các cấu tạo tiềm năng thuộc các lô dầu khí có vị trí tương đối gần nhau, nhóm tác giả đề xuất phương án phát triển chung nhằm giảm thiểu chi phí Capex và Opex nhằm tăng hiệu quả kinh tế cho dự án. Trên thực tế kết quả nghiên cứu cho thấy việc đưa các cấu tạo tiềm năng vào phát triển chung đã mang lại hiệu quả kinh tế cao hơn nhiều so với trường hợp phát triển độc lập. Điều đó được thể hiện rõ trong trường hợp phát triển chung cho các Lô 16-1 mở, 16-2 và 16-2 mở.

- Nhóm nghiên cứu cũng đề xuất về tiến độ phát triển mỏ cho các cấu tạo tiềm năng quy hoạch phát triển và loại hình hợp đồng dầu khí cần áp dụng (Bảng 6).

- Đối với các cấu tạo tiềm năng có ước tính trữ lượng thu hồi thấp hơn 10 triệu thùng, sơ bộ tính toán cho thấy

việc phát triển các cấu tạo này bằng phương án phát triển độc lập sử dụng giàn đầu giếng kết hợp FPSO hoặc phát triển bằng phương án kết nối về các trung tâm xử lý hiện hữu đều không mang lại được kết quả kinh tế khả quan. Chính vì vậy cần đề xuất sử dụng các công nghệ khai thác tiềm năng như MOPU (mobile offshore production unit), FPSO DP, COSMOS (conductor support minimum offshore system)... để phát triển các cấu tạo này và các cấu tạo không đạt hiệu quả kinh tế trong phương án phát triển độc lập hoặc kết nối.

Trong số đó, nhóm tác giả đã chọn lọc 3 cấu tạo (Bãi địa tầng Opal, Cá ông Đồi, Lead C) và sử dụng MOPU để tính toán phát triển trên cơ sở đóng mới một MOPU để khai thác 03 cấu tạo, thời gian khai thác mỗi cấu tạo là 05 năm theo thứ tự Lead C, Cá Ông Đồi, Opal. Hiệu quả kinh tế của phương án áp dụng công nghệ MOPU được cải thiện đáng kể so với phương án đưa các cấu tạo này vào phát triển độc lập hoặc kết nối. Tuy nhiên, hiệu quả kinh tế phụ thuộc rất nhiều vào điều khoản về thuế của hợp đồng dầu khí. Hiệu quả kinh tế của các phương án tương đối khác nhau khi áp dụng các điều kiện khác nhau trong hợp đồng.

Trên cơ sở đó, nhóm tác giả đề xuất thay đổi điều khoản và điều kiện hợp đồng dầu khí cho các lô tiềm năng bể Cửu Long. Các điều kiện thương mại của hợp đồng dầu khí sẽ có ảnh hưởng và quyết định đến hiệu quả kinh tế của các lô. Để đảm bảo hiệu quả kinh tế theo tiêu chí quy hoạch, nhóm nghiên cứu đề xuất áp dụng các chính sách khuyến khích, cơ chế ưu đãi về thuế trong các hợp đồng chia sản phẩm dầu khí (Bảng 8) theo thứ tự ưu tiên giảm dần. Tỷ lệ áp dụng cũng đề xuất theo 2 mức ưu đãi với (i) mức ưu đãi tối thiểu tương đương với cơ chế đang áp dụng cho các dự án nằm trong danh mục khuyến khích đầu tư do Thủ tướng Chính phủ quy định tại Quyết định

Bảng 7. Nhóm các cấu tạo có trữ lượng thu hồi thấp và không đạt hiệu quả kinh tế trong phương án phát triển độc lập/kết nối

Lô	Tên cấu tạo	Trữ lượng thu hồi ước tính thấp hơn 10 triệu thùng	Không đạt hiệu quả kinh tế khi phát triển độc lập
16-2	Dơi Đen	x	
09-3	Cá Tắm	x	
15-2 mở	T	x	
16-1 mở	Bẫy địa tầng - TGL	x	
17 mở	Lead C	x	
09-2/09	Cá Ông Đồi	x	
01 & 02/10	NE-B		x
	NE-D		x

Bảng 8. Đề xuất thay đổi điều kiện và điều khoản hợp đồng dầu khí

TT	Hạng mục	Tỷ lệ hiện tại	Tỷ lệ sửa đổi đề xuất	
			Ưu đãi tối thiểu	Ưu đãi tối đa
1	Thuế thu nhập	50%	32%	28%
2	Thuế xuất khẩu dầu thô	10%	4%	0%
3	Thu hồi chi phí	50%	70%	70%
4	Tỷ lệ chia dầu khí lãi cho nhà thầu	50 - 83%	25 - 83%	45 - 90%
5	Thuế tài nguyên dầu	10 - 29%	7 - 23%	4 - 20%
6	Thuế tài nguyên khí	0 - 10%	1 - 6%	0 - 6%

số 84/2005/QĐ-TTg ngày 20/4/2005 và (ii) mức ưu đãi tối đa hiện đã và đang được áp dụng với mỏ Đại Hùng tại Lô 05-1-a.

4. Kết luận

Bể trầm tích Cửu Long được đánh giá là bể có tiềm năng dầu khí quan trọng nhất trong các bể trầm tích của Việt Nam cho đến thời điểm hiện tại. Trên cơ sở đánh giá tình trạng thiết bị, công suất dư của các trung tâm xử lý hiện hữu thuộc bể Cửu Long cũng như trữ lượng thu hồi ước tính của các cấu tạo tiềm năng, nhóm tác giả đã đưa ra một số kết luận như sau:

- Đối với chương trình thăm dò thăm lượng 2014 - 2025, đề xuất thay đổi một số mốc thời gian thăm dò thăm lượng của một số cấu tạo tiềm năng thuộc bể Cửu Long. Đối với các cấu tạo dự kiến phát triển bằng phương án kết nối, mốc thăm dò thăm lượng thay đổi dựa trên việc đánh giá công suất dư và khả năng kết nối vào hệ thống thiết bị sẵn có. Đối với các cấu tạo dự kiến phát triển độc lập, đề xuất thúc đẩy nhanh kế hoạch thăm dò thăm lượng để sớm đưa các cấu tạo này vào phát triển.

- Đối với các cấu tạo dự kiến phát triển theo phương

án kết nối, nhóm tác giả đề xuất các thời điểm đưa các cấu tạo vào phát triển, vị trí kết nối, đánh giá hiệu quả kinh tế từng phương án và xem xét khả năng áp dụng các dạng điều khoản hợp đồng dầu khí nhằm đem lại hiệu quả kinh tế cho từng phương án.

- Đối với các cấu tạo dự kiến phát triển độc lập, nghiên cứu đề xuất thời điểm đưa các cấu tạo vào phát triển, đánh giá hiệu quả kinh tế cho mỗi phương án và từ đó đã đề xuất việc phát triển chung cho một số khu vực lân cận nhằm đạt hiệu quả kinh tế cao hơn (phát triển chung Lô 16-1 mở, Lô 16-2 và Lô 16-2 mở). Đối với các cấu tạo phát triển độc lập mà hiệu quả kinh tế đánh giá ở mức không hiệu quả ngay cả khi đã áp dụng các điều khoản điều chỉnh của hợp đồng dầu khí thì cần nghiên cứu thêm các phương án phát triển khai thác hay áp dụng các công nghệ khai thác tiềm năng mới để áp dụng vào thực tiễn.

- Dựa trên điều kiện của từng hình thức hợp đồng cũng như các nguyên tắc, tiêu chí quy hoạch, hiệu quả các dự án dựa trên các điều kiện hợp đồng khác nhau. Hiệu quả kinh tế của các phương án sẽ khác nhau dựa trên

điều kiện áp dụng của từng hợp đồng.

Nghiên cứu của nhóm tác giả dựa trên các số liệu về tìm kiếm thăm dò và công nghệ mỏ tại thời điểm tháng 9/2013. Kết quả nghiên cứu của báo cáo cần được cập nhật thường xuyên để phù hợp với thực tế, đặc biệt khi có sự thay đổi về số liệu đầu vào và giá dầu.

Tài liệu tham khảo

1. Bộ Công nghiệp (Bộ Công Thương). *Quyết định số 38/2005/QĐ-BCN về Quy định phân cấp tài nguyên, trữ lượng dầu khí và lập báo cáo trữ lượng dầu khí.* 6/12/2005.
2. Tổng công ty Dầu khí Việt Nam. *Địa chất và Tài nguyên Dầu khí Việt Nam.* Nhà xuất bản Khoa học và Kỹ thuật. 2005.
3. Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí. *Báo cáo trữ lượng và cập nhật trữ lượng đã phê duyệt đến 30/6/2013 các mỏ thuộc bồn trũng Cửu Long.*
4. Tổng công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí. *Báo cáo đầu tư các Lô 15-2 mở, 16-1 mở, 15-1/05; 16-2; 09-2/10; 01/10 & 02/10.*
5. Viện Dầu khí Việt Nam. *Báo cáo kết quả nghiên cứu*

Đề tài “Đánh giá tiềm năng dầu khí trên vùng biển và thềm lục địa Việt Nam” (thuộc Đề án tổng thể “Điều tra cơ bản và quản lý tài nguyên, môi trường biển đến năm 2010, tầm nhìn đến năm 2020”). 2013.

6. Tổng công ty Tư vấn Thiết kế Dầu khí - CTCP. Nghiên cứu khả năng kết nối, cải hoán điểm tiếp nhận các mỏ bể Cửu Long. 12/2013.

7. Kinh Ngu Trang field development feasibility study for production tie-in to Block 15-2 facility. 14 August, 2012.

8. Thang Long - Dong Do field development plan (final submission). 25 August, 2011.

9. Nam Rong - Doi Moi full field development plan. 2013.

10. Full field development & production plan Block 15-1, Su Tu Den/Su Tu Vang complex 2012 update.

11. Revised full field development plan of Rang Dong field. March 2012.

12. Block 16-1, offshore Viet Nam, Te Giac Trang field development plan (revision 2). 15 November, 2010.

General development plan for potential oil and gas discoveries in Cuu Long basin

Vu Minh Duc and associates

Petrovietnam Exploration Production Corporation

Summary

Cuu Long is the basin which has the longest history of offshore petroleum exploration and production in Vietnam to date. Alongside developed fields, there are many oil and gas discoveries in the basin which have not been developed. Thus, there is an urgent need to establish an appropriate general development plan for these discoveries. The authors carried out hydrocarbon initial in-place and reserve assessment and examined different development options for these undeveloped oil and gas potentials. The study shows that many undeveloped oil and gas discoveries can tie in to the existing production facilities in Cuu Long basin to maximise the use of these existing infrastructures. Other fields can be developed in stand-alone concept. The authors also made specific recommendations on development schedule for these discoveries, the priority to explore potential prospect and on adjustment of terms and conditions of petroleum sharing contract for small and marginal oil and gas fields.

Key words: Cuu Long basin, oil and gas potential, field development, marginal field, development planning, processing capacity, tie-in development, stand-alone development, economic of marginal field.