

CÁC THÁCH THỨC TRONG QUÁ TRÌNH PHÁT TRIỂN MỎ KHÍ CONDENSATE SƯ TỬ TRẮNG

**Nguyễn Văn Quế, Hoàng Ngọc Đông, Trương Tuấn Anh, Trần Hà Minh, Nguyễn Văn Tuân
Hoàng Nam Hải, Đinh Hoàng Khanh, Lê Nguyên Vũ, Nguyễn Chu Đạt**

Công ty Liên doanh Điều hành Cửu Long

Email: dinh.h.khanh@cljoc.com.vn

Tóm tắt

Bài báo giới thiệu kết quả thăm dò, thăm lường và thách thức trong quá trình phát triển mỏ khí condensate Sư Tử Trắng, Lô 15-1. Kế hoạch phát triển mỏ theo từng giai đoạn (phase) là giải pháp chính nhằm từng bước giải quyết các thách thức về mặt địa chất, khả năng khai thác, công nghệ khoan và hoàn thiện giếng, lắng đọng condensate. . .

Mỏ Sư Tử Trắng đã phát triển qua giai đoạn khai thác thử dài hạn để xác định cấu trúc địa chất, sự bất đồng nhất trong tính chất vỉa, đánh giá các đứt gãy, tính chất chất lưu, giải pháp bơm ép khí khô xuống vỉa để giảm thiểu tác động của hiện tượng lắng đọng condensate trong vỉa (condensate banking) khi nhu cầu tiêu thụ khí từ mỏ Sư Tử Trắng thấp. Trong giai đoạn tiếp theo, mỏ Sư Tử Trắng sẽ được phát triển (giai đoạn 2) nhằm đáp ứng nhu cầu của thị trường khí, đồng thời tiếp tục được thăm lường đánh giá khả năng cho dòng tại các khu vực cánh của cấu tạo.

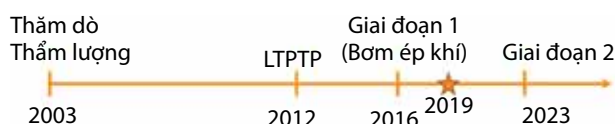
Từ khóa: Bơm ép khí, lắng đọng condensate, khai thác thử dài hạn, mỏ Sư Tử Trắng.

1. Giới thiệu

Mỏ Sư Tử Trắng nằm ở Đông Nam Lô 15-1 thềm lục địa Việt Nam, ở độ sâu 56m nước, cách đất liền khoảng 62km và cách Vũng Tàu khoảng 135km về phía Đông. Mỏ Sư Tử Trắng được phát hiện từ giếng thăm dò ST-1X năm 2003 và thăm lường qua các giếng ST-2X, ST-3X và ST-4X kết thúc năm 2006. Đối tượng vỉa chứa chính của mỏ Sư Tử Trắng là khí condensate tại tầng cát kết Oligocene E và F với tiềm năng được xác nhận bởi các giếng thăm dò/thăm lường ST-1X, ST-2X và ST-3X. Giếng thăm lường ST-4X phát hiện thêm dầu nhẹ tại điều kiện vỉa.

Tính chất đá chứa của mỏ Sư Tử Trắng được đặc trưng bởi sự bất đồng nhất, với đá chứa đặc sít hơn theo độ sâu và khả năng cao về sự tồn tại của các đứt gãy chắn gần các thân giếng khoan thăm dò được xác nhận qua đánh giá tài liệu địa vật lý giếng khoan và kết quả thử vỉa. Ngoài ra, khí mỏ Sư Tử Trắng rất giàu condensate dẫn đến lắng đọng condensate ảnh hưởng tiêu cực đến khả năng cho dòng của giếng khi áp suất vỉa giảm dưới điểm sương [1]. Điều này yêu cầu cần có tính toán kỹ trước khi bước vào đàm phán bao tiêu khí (TOP) và quyết định cam kết đầu tư phát triển lâu dài toàn mỏ. Kế hoạch khai thác thử dài

hạn (LTPTP) được đề xuất và phê duyệt vào năm 2010 với mục tiêu giảm rủi ro, thu thập thông tin, đồng thời đem lại doanh thu từ việc khai thác condensate và khí. Khí khai thác được xuất bán trên cơ sở hạ tầng hiện hữu thu gom và vận chuyển khí đồng hành từ các mỏ dầu lân cận trong Lô 15-1. Pha 1 được phát triển với mục đích là thiết kế nhằm đẩy cao lưu lượng sản phẩm khai thác trong điều kiện nhu cầu tiêu thụ khí từ mỏ Sư Tử Trắng thấp do hạ tầng trung chuyển, tiêu thụ khí chưa sẵn sàng; tăng thu hồi condensate nhờ việc bơm ép khí khô tuần hoàn lại vỉa (gas cycling) và đưa ra giải pháp kỹ thuật tối ưu để hạn chế ảnh hưởng của hiện tượng lắng đọng condensate trong tương lai. Giai đoạn 2 là bước phát triển mỏ tiếp theo nhằm thu hồi triệt để và tối ưu khu vực trung tâm của mỏ Sư Tử Trắng, xuất bán khí theo thỏa thuận bao tiêu phù hợp với nhu cầu của thị trường/Tập đoàn Dầu khí Việt Nam (PVN) và khả năng cung cấp của mỏ, đồng thời tiếp tục thăm định khả năng khai thác dài hạn của các đối tượng ở khu vực cánh với mục đích giảm thiểu rủi ro cho công tác phát triển toàn mỏ trong tương lai.



Hình 1. Quá trình phát triển cụm mỏ Sư Tử

Ngày nhận bài: 14/12/2018. Ngày phân biên đánh giá và sửa chữa: 14/12/2018 - 23/1/2019.

Ngày bài báo được duyệt đăng: 5/4/2019.

Bảng 1. Các thách thức của cụm mỏ Sư Tử

Giai đoạn phát triển	Thời gian	Mục tiêu và các thách thức
Thăm dò thăm lượng	2003 - 2012	Đánh giá trữ lượng, tiềm năng của mỏ Sư Tử Trắng
Khai thác thử dài hạn	2012 - 2016	Làm rõ các thách thức về mặt địa chất: bất đồng nhất, cấu trúc đứt gãy, đặc tính vỉa chứa Đánh giá sơ bộ khả năng khai thác ở khu vực cánh cấu tạo
Giai đoạn 1	2016 - 2023	Làm rõ hiện tượng condensate banking, bơm ép khí khô tuần hoàn vỉa, nâng cao hệ số thu hồi condensate Đẩy cao lưu lượng sản phẩm khai thác trong điều kiện nhu cầu tiêu thụ khí từ mỏ Sư Tử Trắng thấp do hạ tầng trung chuyển, tiêu thụ khí chưa sẵn sàng
Giai đoạn 2	2023 trở đi	Phát triển vùng trung tâm của mỏ theo nhu cầu của thị trường hộ tiêu thụ theo hợp đồng mua bán khí Phát triển các khu vực còn lại của mỏ cho các cấu tạo ở vùng cánh của mỏ

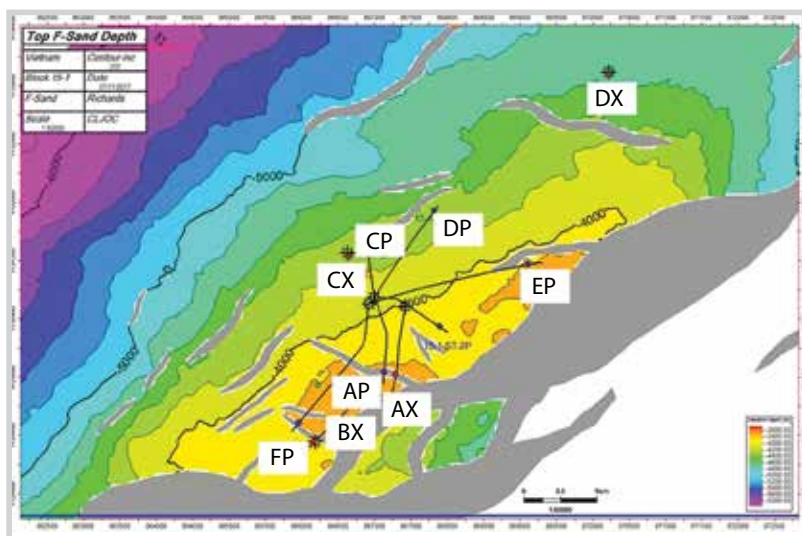
Quá trình phát triển cụm mỏ Sư Tử được chia làm các giai đoạn như Hình 1 nhằm giải quyết các thách thức và khó khăn trong từng giai đoạn của dự án (Bảng 1).

2. Kết quả thăm dò thăm lượng và phát triển

2.1. Giai đoạn thăm dò và thăm lượng

Giếng tìm kiếm dầu tiên được khoan vào khu vực Đông Nam của Lô 15-1 (Hình 2) nhằm kiểm tra vị trí cấu tạo mỏ Sư Tử Trắng. Giếng được khoan đến độ sâu 4.026,2m TVDss (4.435m MDRTE). Mặc dù không tiến hành thử tầng móng do cấu trúc giếng khoan không cho phép nhưng 3 khoảng thử vỉa DST đã được thực hiện (khoảng DST#1 trong tầng chứa tập D cho lưu lượng 1,7 triệu ft³/ngày và 590 thùng dầu/ngày, khoảng DST#2 trong tầng sản phẩm tập F với lưu lượng khí tối đa là 32 triệu ft³/ngày và lưu lượng condensate 3.604 thùng/ngày, DST#3 trong tầng sản phẩm tập E với lưu lượng khí tối đa 37,7 triệu ft³/ngày và lưu lượng condensate là 4.033 thùng/ngày). Giếng được đóng và hủy theo tiêu chuẩn cho giếng phát hiện khí, condensate và dầu. Do diện tích mỏ lớn và chưa phát hiện ranh giới khí/nước, Công ty Liên doanh Điều hành Cửu Long (Cuu Long JOC) cần phải khoan thêm các giếng thăm lượng.

Giếng thăm lượng đầu tiên được khoan để đánh giá tầng móng nứt nẻ và vỉa cát kết thuộc tập trầm tích E và F tuổi



Hình 2. Vị trí giếng thăm dò thăm lượng và phát triển

Oligocene của cấu tạo Sư Tử Trắng phía Tây Nam Lô 15-1. Giếng được khoan tới độ sâu 4.810,36m TVDss (5.093m MDRTE). Thử vỉa DST được thực hiện với lưu lượng condensate tối đa là 386 thùng/ngày và lưu lượng khí là 3 triệu ft³/ngày (cỡ còn mở 40/64" trong giai đoạn dòng chảy chính).

Giếng thăm lượng thứ 2 được khoan để thăm lượng phần cánh kéo dài của các tập E và F cấu tạo Sư Tử Trắng. Giếng được khoan tới độ sâu 4.872,7m TVDss (4.912m MDRTE). Hai khoảng thử vỉa DST được thực hiện với kết quả lưu lượng trong giai đoạn dòng chảy chính như sau: DST#1 trong tầng sản phẩm tập F với lưu lượng condensate tối đa là 2.264 thùng/ngày và lưu lượng khí tối đa là 7,1 triệu ft³/ngày, DST#2A trong tầng sản phẩm tập E với lưu lượng khí tối đa là 6,8 triệu ft³/ngày và lưu lượng condensate là 1.100 thùng/ngày, DST#2 trong tập E với lưu lượng khí tối đa là 9,3 triệu ft³/ngày và lưu lượng condensate là 1.200 thùng/ngày.

Giếng thăm lượng thứ 3 được khoan để thăm lượng cánh phía Đông Bắc cấu tạo mỏ Sư Tử Trắng, cách giếng thăm lượng thứ hai 4,5km về phía Đông Bắc. Giếng được khoan thẳng đứng nhằm thăm định các

Bảng 2. Các thông số kết quả của giai đoạn thăm dò và thẩm lượng

Giếng	Giếng thăm dò số 1	Giếng thăm dò số 1	Giếng thăm lượng số 1	Giếng thăm lượng số 2	Giếng thăm lượng số 2	Giếng thăm lượng số 3
DST	2	3	1	1	2	2
Via chứa	Tập F Khí condensate	Tập E Khí condensate	Đá móng Khí condensate	Tập F Khí condensate	Tập E Khí condensate	Tập E Dầu nhẹ
Lưu lượng khí (triệu ft ³ chuẩn/ngày)/Lưu lượng dầu (thùng dầu/ngày)	32	38	10	9	11	8/2.200
Khí	2.247	3.402	8	70	94	84

tầng sản phẩm tập E và F. Giếng được khởi công vào ngày 16/6/2006 và kết thúc vào ngày 3/10/2006. Giếng được khoan qua tập E từ độ sâu 3.916,8 - 4.361,8m TVDss, tập F từ độ sâu 4.646,7m TVDss đến độ sâu tổng là 4.873,3m TVDss (4.908m MD RTE). Kết quả thử vỉa trong tầng sản phẩm tập E với lưu lượng dòng condensate/khí và dầu tối đa là 2.796 thùng/ngày (38,34API) và 7,9 triệu ft³/ngày (cỡ cơn 32/64”).

Kết quả thăm dò và thẩm lượng cho thấy trữ lượng tại chỗ mỏ Sư Tử Trắng khá lớn, tính chất vỉa và chất lưu thay đổi trên cả bình diện ngang và theo chiều sâu. Đặc biệt, hiệu ứng bên trong kết quả phân tích thử vỉa cũng như lưu lượng khí thấp từ các giếng thẩm lượng có thể gây ảnh hưởng đến khả năng cho dòng của giếng về lâu dài. Còn tồn tại nhiều rủi ro về mặt địa chất như: sự phân bố vỉa chứa trong không gian, tính chất của vỉa chứa và loại hình chất lưu của mỏ. Các rủi ro này rất khó định lượng, do vậy cần khắc phục bằng các giải pháp thu thập thêm và đủ các số liệu để tiệm cận đến bản chất thực tế nhiên của vỉa chứa, từ đó có được các dự báo chính xác cần thiết, tránh được sự bất cập trong công tác đầu tư, phục vụ tối ưu hóa phương án phát triển mỏ, đem lại lợi nhuận cho nhà đầu tư nếu kế hoạch phát triển mỏ được thực thi. Khai thác thử dài hạn với đầu tư ban đầu thấp nhất là bước đi đầu tiên trong chuỗi kế hoạch đảm bảo luận chứng kinh tế - kỹ thuật tối ưu nhất. Khi có cơ sở số liệu thu thập đáng tin cậy, phát triển mỏ khí Sư Tử Trắng theo các giai đoạn sẽ được thực hiện một cách thận trọng.

2.2. Giai đoạn khai thác thử dài hạn

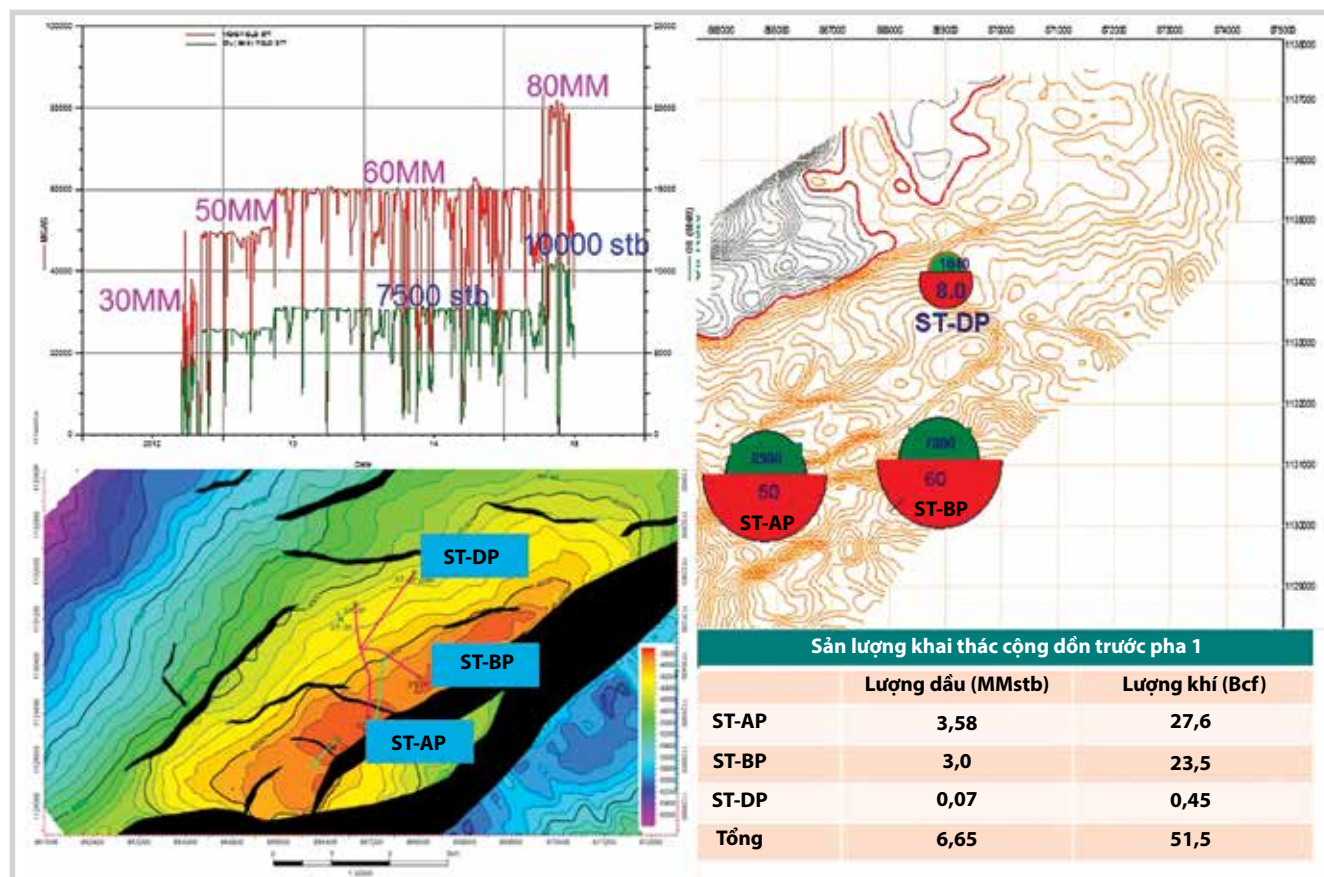
Kế hoạch khai thác thử dài hạn nhằm đưa mỏ Sư Tử Trắng vào khai thác sớm đồng thời thu thập thêm thông tin để giải quyết những vấn đề đặt ra từ kết quả thăm dò và thẩm lượng. Kế hoạch này được thực hiện với 4 giếng

khai thác nhằm xác định tính chất vỉa và khả năng cho dòng; lợi ích của nứt vỉa thủy lực đối với việc tăng mức độ cho dòng; lắng đọng condensate ảnh hưởng đến khả năng khai thác của giếng.

Giếng khai thác đầu tiên được khởi công ngày 8/7/2012, là giếng khai thác khí đầu tiên trong mỏ Sư Tử Trắng. Giếng được khoan tại vị trí Tây Nam của cấu tạo Sư Tử Trắng. Giếng được khoan từ giàn WHP-C, khoan vào các tầng sản phẩm E và F, đến đỉnh của cấu tạo Sư Tử Trắng. Giếng chạm nóc vỉa cát kết tập E tại độ sâu 3.938,3mMD (3.595,1m TVDss), đến nóc vỉa cát kết tập F tại độ sâu 4.106,6mMD (3.723,9m TVDss) và đạt đến độ sâu là 4.346,8mMD (3.907,7m TVDss). Lưu lượng dòng khai thác là 35 triệu ft³/ngày và 4.550 thùng/ngày (tháng 11/2016).

Giếng khai thác thứ 2 trong mỏ Sư Tử Trắng được khoan vào vỉa cát kết tập F ở phần đỉnh của cấu tạo Sư Tử Trắng. Giếng cũng được khoan từ giàn WHP-C, giếng chạm nóc tập E tại độ sâu 3.780mMD (3.564,3m TVDss), đến nóc vỉa cát kết tập F tại độ sâu 4.146,6mMD (3.888m TVDss) và đạt đến độ sâu là 4.425mMD (4.132,6m TVDss). Vỉa cát kết tập F tại giếng được xác định là rất tốt nhưng tầng sản phẩm tập E lại chặt sít. Lưu lượng dòng khai thác là 55 triệu ft³/ngày và 7.150 thùng/ngày (tháng 3/2018).

Giếng khai thác thứ 3 của mỏ Sư Tử Trắng, gần với giếng thẩm lượng thứ 2, mục tiêu là tầng sản phẩm tập E. Giếng được khoan từ giàn WHP-C, chạm nóc tập cát E tại 3.835,1mMD (3.722,3m TVDss) và đạt đến độ sâu là 4.259mMD (4.138,1m TVDss). Dựa vào tài liệu địa vật lý giếng khoan, tập E tại giếng ban đầu được minh giải là chứa dầu khí. Tuy nhiên, các kết quả thử vỉa cho thấy một khoảng trung gian (tầng E3) là vỉa chứa nước có độ mặn rất thấp. Ở độ sâu thấp hơn, trong khoảng E1 và E2, kết quả thử vỉa sau một thời gian ngắn cho thấy dầu khai thác có thành phần dead oil tương tự với giếng thẩm lượng thứ 3.



Hình 3. Sản lượng khai thác của mỏ Su Tử Trắng trong giai đoạn khai thác thử dài hạn

Giếng khai thác thứ 4 trong mỏ Su Tử Trắng được khoan từ giàn WHP-C xuyên qua vỉa cát dày tập E vào trong tập cát tập F ở rìa phía Bắc của mỏ Su Tử Trắng. Giếng khoan qua nóc tập cát E tại độ sâu 4.046,1mMD (3.722,6m TVDss), nóc tập cát F tại độ sâu 4.653,4mMD (4.315,5m TVDss) và đạt đến độ sâu 5.101mMD (4.751,6m TVDss). Đây cũng là giếng cuối cùng của kế hoạch khai thác thử dài hạn. Giếng được khoan, đo địa vật lý giếng khoan và nút vỉa thủy lực, sau đó chuyển qua cho bộ phận khai thác.

Sản lượng khai thác của mỏ Su Tử Trắng trong giai đoạn khai thác thử dài hạn phụ thuộc vào nhu cầu nhận khí của Tổng công ty Khí Việt Nam - CTCP (PV GAS). Lưu lượng khai thác khí khoảng 40 - 80 triệu ft³/ngày (Hình 3).

Kết thúc giai đoạn khai thác thử dài hạn này đã đạt được một phần các mục đích để ra: (1) xác định được tính chất vỉa và khả năng cho dòng lâu dài (giếng khai thác thứ 1 có độ thấm trung bình với lưu lượng khí 35 triệu ft³/ngày và giếng khai thác thứ 2 độ thấm tốt với lưu lượng 65 triệu ft³ khí/ngày); (2) chưa thấy rõ được lợi ích của nút vỉa thủy lực cho các giếng ở phần sườn của cấu tạo; (3) đánh giá ảnh hưởng lắng đọng condensate đến khả năng khai thác sẽ được tiếp tục trong giai đoạn tiếp theo khi áp suất dòng chảy thấp hơn áp suất điểm sương.

Kế hoạch khai thác thử dài hạn cho phép Cuu Long JOC khẳng định chắc chắn rằng tiềm năng khai thác của vùng đỉnh cấu tạo rất tốt, sẵn sàng để đầu tư phát triển. Tuy nhiên, việc phát triển mỏ ở vùng rìa của cấu tạo vẫn cần xem xét thêm kết quả kinh tế - kỹ thuật của công nghệ nút vỉa thủy lực 2 giếng khoan khai thác thứ 3 và 4 chưa khả quan. Trong giai đoạn này, nhu cầu tiêu thụ khí từ PV GAS không ổn định, giếng thường xuyên phải khai thác dưới khả năng. Ngoài ra, cơ sở hạ tầng thu gom khí về bờ hạn chế việc khai thác condensate và khí từ mỏ Su Tử Trắng.

2.3. Giai đoạn phát triển giai đoạn 1

Kế hoạch phát triển mỏ Su Tử Trắng giai đoạn 1 được thiết kế nhằm đẩy mạnh khai thác condensate trong khu vực mỏ đã xác minh và tăng thu hồi condensate nhờ bơm ép khí khô tuần hoàn lại vỉa (gas cycling) đồng thời đưa ra giải pháp kỹ thuật tối ưu để hạn chế ảnh hưởng của hiện tượng lắng đọng condensate trong tương lai. Khi nhu cầu thị trường tiêu thụ khí hạn chế thì việc bơm ép khí khô tuần hoàn lại vỉa là một giải pháp chính xác về kinh tế và kỹ thuật:

- Làm khô hóa vỉa giảm hiện tượng lắng đọng condensate trong tương lai.

- Tăng cường khai thác sớm condensate.
- Thu thập thêm thông tin địa chất - công nghệ mỏ.

Bơm ép khí trong giai đoạn 1 bắt đầu từ tháng 11/2016 với cơ sở hạ tầng mới bao gồm một giàn khai thác và bơm ép (PIP) và một khu nhà ở (LQ). Kế hoạch ban đầu của giai đoạn 1 tập trung vào việc bơm ép vào vỉa với lưu lượng 100 triệu ft³ khí khô mỗi ngày qua 2 giếng đang khai thác số 1 và 2 được chuyển đổi sang bơm ép và khoan thêm 2 giếng khai thác mới. Giếng khai thác số 1 được đặt trên nóc cấu tạo của mỏ Sư Tử Trắng và được chuyển thành giếng bơm ép khí vào tháng 11/2016. Việc bơm ép khí khô trở lại vỉa là giải pháp kỹ thuật tối ưu để giảm ảnh hưởng của hiện tượng lắng đọng condensate, giúp khô hóa vỉa, duy trì áp suất vỉa kéo dài và tối ưu hệ số thu hồi của mỏ dài hạn.

Giếng khai thác thứ 5 được khoan từ giàn PIP, giếng khai thác trong Oligocene. Giếng được khoan vào vỉa tập F của mỏ Sư Tử Trắng trong cùng một khu vực cấu tạo với giếng khai thác thứ 2. Giếng khoan qua nóc tập cát E tại độ sâu 4.265,2mMD (3.577,5m TVDss), nóc tập cát F tại độ sâu 4.562mMD (3.800,7m TVDss) và đạt đến độ sâu 4.964,5mMD (4.150,1m TVDss). Giếng được khai thác với lưu lượng 57 triệu ft³/ngày và 7.410 thùng/ngày (tháng 3/2018). Giếng khai thác thứ 5 được chuyển đổi bơm ép vào tháng 7/2018 (thay vì giếng khai thác thứ 2, nhằm tối ưu hóa khai thác và bơm ép), hoàn thành mục tiêu chính của kế hoạch phát triển mỏ Sư Tử Trắng giai đoạn 1.

Giếng khai thác thứ 6 được khoan từ giàn PIP, giếng khai thác trong Oligocene. Giếng được khoan vào các vỉa tập E và F, phía Tây Nam của giếng khai thác thứ 1. Giếng khoan qua nóc tập cát E tại độ sâu 4.088,9mMD (3.478,9m TVDss), tập cát F tại độ sâu 4.420,6mMD (3.733m TVDss) và đạt đến độ sâu 4.650mMD (3.930,3m TVDss). Giếng khai thác 27 triệu ft³/ngày và 3.510 thùng/ngày (tháng 3/2018).

Giếng thứ 3 thuộc giai đoạn 1 là ST-CPST đã được Thủ tướng Chính phủ phê duyệt vào tháng 5/2018. Theo kế hoạch, giếng đã được đưa vào khai thác từ tháng 10/2018 với lưu lượng khoảng 40 triệu ft³ khí/ngày.

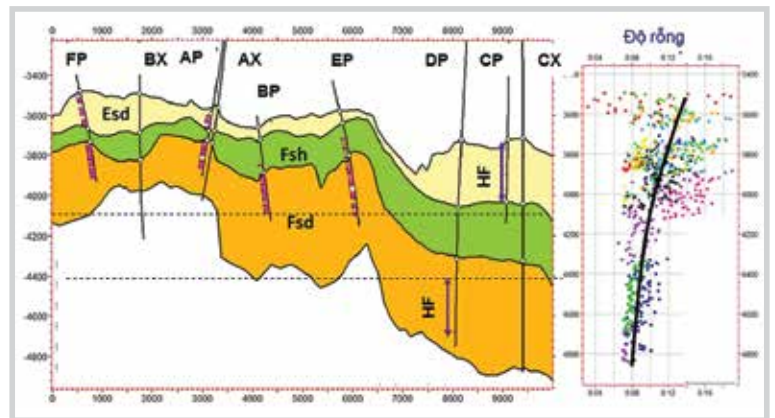
3. Thách thức trong quá trình phát triển mỏ Sư Tử Trắng

3.1. Địa chất và tính chất vỉa chứa

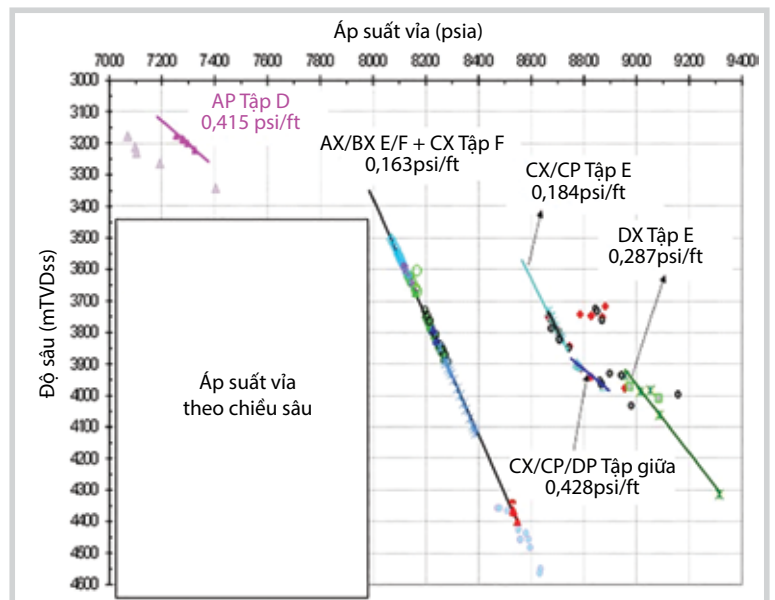
Các vỉa trong mỏ Sư Tử Trắng có độ rỗng và độ thấm từ kém đến tốt, biến đổi kém hơn về phía sườn cấu tạo và theo chiều sâu (Hình 4). Ngoài ra có khả năng tồn tại những tầng chứa riêng biệt thể tích lớn với nhiều loại hydrocarbon khác nhau (khí, condensate, dầu nhẹ) tạo thành các gradient áp suất khác nhau quan sát trên kết quả MDT và DST (Hình 5). Do đó, các kết quả tính toán trữ lượng tại chỗ và thu hồi của mỏ Sư Tử Trắng còn tồn tại rất nhiều rủi ro, chịu ảnh hưởng lớn của việc xác định ranh giới hydrocarbon/nước, độ chính xác của bản đồ cấu trúc, độ rỗng, độ thấm, độ bão hòa nước và loại hydrocarbon.

Địa chất phức tạp như có nhiều đứt gãy, nhiều khu vực bị bào mòn, do đó khả năng tồn tại những khu vực cô lập nhỏ do bị chia cắt, tạo thành các biên không thấm hạn chế dòng chảy và sự liên thông với các giếng khác.

Để giải quyết khó khăn này, Cuu Long JOC sẽ tiếp tục thu thập thông tin địa chất - công nghệ mỏ từ các giếng khoan tiếp theo, giúp



Hình 4. Phân bố độ rỗng theo chiều sâu mỏ Sư Tử Trắng



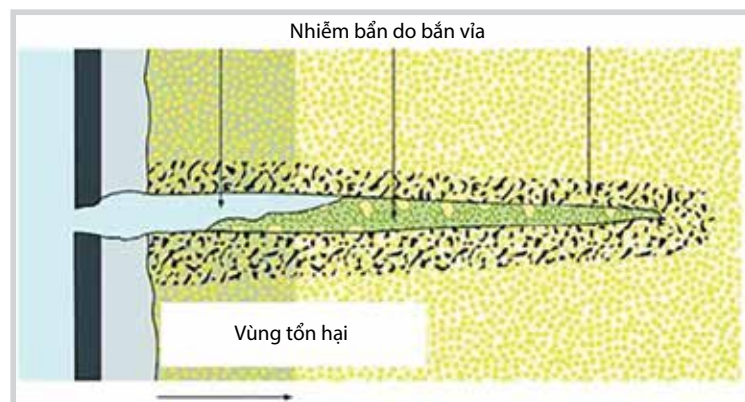
Hình 5. Áp suất vỉa theo chiều sâu thu được từ MDT/RCI

xây dựng mô hình địa chất/tính toán trữ lượng và thủy động lực để giảm thiểu rủi ro trong quá trình phát triển sau này.

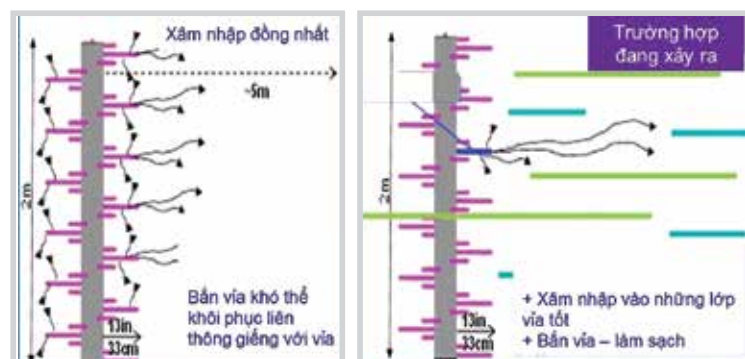
3.2. Công tác khoan và hoàn thiện giếng

Trong quá trình phát triển giai đoạn 1 tuần hoàn khí khô ngược lại vỉa, giếng ST-EP hoàn thiện ở tập F có chất lượng kém hơn dự kiến và khả năng cho dòng thấp hơn mức mong đợi. Trong khi đó giếng ST-FP hoàn thiện ở cả 2 tập cát kết E và F. Từ kết quả đo MDT/RCI sau khi khoan đã xác định rằng tập E có độ linh động thấp, tập F chỉ có khoảng 100m có độ linh động cao, khả năng cho dòng tốt. Dựa trên kết quả đánh giá ban đầu, cả 2 giếng đều có hiệu quả khai thác kém. Kết quả đo PLT cho thấy chỉ có một vài lớp với độ thấm cao thì được khai thác, còn lại chủ yếu không cho dòng. Hiện tượng này là dấu hiệu của sự nhiễm bẩn thành hệ. Những phân tích về cơ chế nhiễm bẩn được xem xét như: bẩn vỉa trên cân bằng làm khoảng bẩn bị bít nhét (Hình 6); xâm nhập của chất lưu hoàn thiện giếng trong một thời gian chờ lắp đặt hệ thống thượng tầng khai thác (khoảng 9 tháng) gây trương nở sét giảm độ rỗng, độ thấm (Hình 7).

Cuu Long JOC đã tiến hành thực hiện giải pháp để gia tăng khả năng khai thác của giếng là bẩn vỉa lại từng phần vào Quý I/2017 và toàn phần vào Quý IV/2017. Sau khi bẩn, cả 2 giếng cho thấy sự gia tăng khả năng khai thác (sản lượng giếng ST-EP tăng 4,2 lần từ 17 triệu ft³/ngày lên 71 triệu ft³ chuẩn/ngày, giếng ST-FP tăng 3,3 lần từ 9 triệu ft³ chuẩn/ngày lên 30 triệu ft³ chuẩn/ngày).



Hình 6. Sự nhiễm bẩn do bẩn vỉa trên cân bằng



Hình 7. Xâm nhập của chất lưu hoàn thiện giếng

Từ đó rút ra bài học trong công tác khoan và hoàn thiện cho các giếng tiếp theo ở các mặt sau:

- Thực hiện các thí nghiệm tương tác chất lưu với mẫu lõi để lựa chọn dung dịch hoàn thiện giếng thích hợp.
- Phương pháp bẩn vỉa và gọi dòng: bẩn vỉa dưới cân bằng, bẩn trong chất lưu vỉa hơn là trong dung dịch hoàn thiện giếng.
- Thời gian chờ đưa vào khai thác phải được hạn chế thấp nhất.

Trong tương lai, khi áp suất vỉa bị suy giảm nhiều, thì công tác khoan qua những tầng xen kẽ áp suất thấp (đã bị suy giảm áp suất do khai thác) và cao (chưa bị suy giảm áp suất do khai thác) sẽ trở nên thách thức.

3.3. Ảnh hưởng của hiện tượng lắng đọng condensate

Một trong những thách thức cho việc phát triển toàn bộ mỏ Sư Tử Trắng là sự không chắc chắn đến khả năng cho dòng của giếng do ảnh hưởng lắng đọng condensate. Sự lắng đọng này xảy ra khi condensate hình thành xung quanh đáy giếng với áp suất dòng chảy thấp hơn áp suất điểm sương. Độ bão hòa dầu tăng thêm theo thời gian với khoảng cách có thể lên đến vài trăm mét sâu bên trong vỉa dẫn đến việc giảm độ thấm khí tương đối k_{rg} hoặc chỉ số khai thác của giếng PI (Hình 8) [2, 3].

Mức độ ảnh hưởng của hiện tượng lắng đọng condensate là thấp nếu độ thấm của vỉa chứa cao vì giếng vẫn còn khả năng tăng dòng để bù cho sự suy giảm PI do ảnh hưởng này gây ra. Tuy nhiên, mức độ này sẽ trở nên nghiêm trọng đối với các vỉa chứa độ thấm thấp và trung bình vì giếng đã đạt đến giới hạn áp suất vận hành của hệ thống bề mặt. Các công bố trên thế giới cho thấy PI có thể giảm từ 45 - 80% đối với các mỏ khí có độ thấm thấp [1, 5].

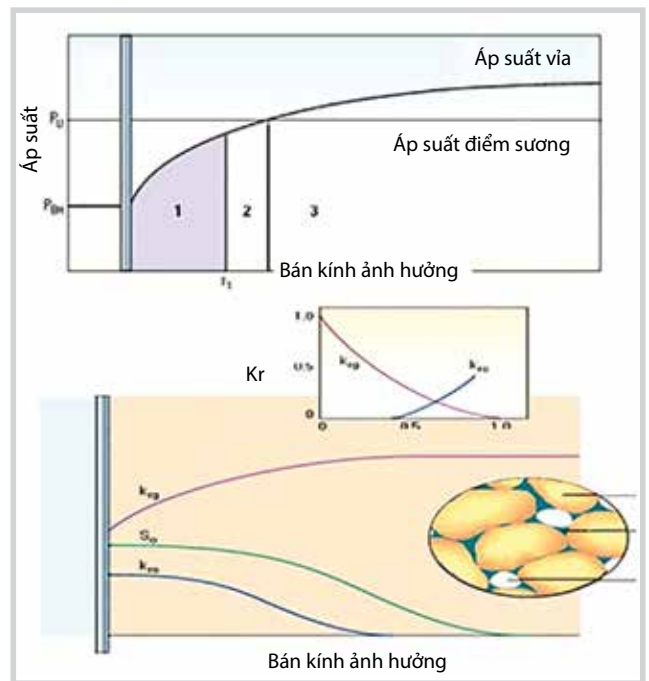
Về mặt định lượng, kịch bản của sự lắng đọng condensate trong vỉa có thể xảy ra dưới 2 dạng: không thể cung cấp lượng khí xuất theo hợp đồng (DCQ) đã cam kết, hoặc yêu cầu thêm giếng để cung cấp đủ DCQ (Hình 9). Điều này sẽ gây tổn thất tài chính đáng kể cho các nhà đầu tư.

Thấy được tầm quan trọng do ảnh hưởng của sự lắng đọng condensate trong vỉa, mục tiêu chính của kế hoạch khai thác thử dài hạn là kiểm tra ảnh hưởng này về khả năng cho dòng lâu dài của các giếng. Tuy nhiên, trong giai đoạn khai thác thử dài hạn chưa đánh giá được hiện tượng lắng đọng condensate do các giếng đều vẫn khai thác ở trên áp suất điểm sương, do vậy mục tiêu này sẽ tiếp tục thực hiện trong giai đoạn 1 khi áp suất dòng chảy thấp hơn áp suất điểm sương.

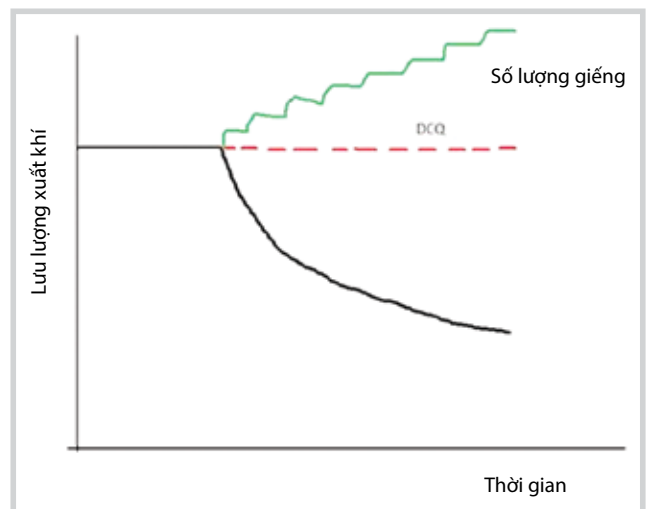
Trong thực tế, việc bơm khí khô trong giai đoạn 1 vẫn là phương pháp tốt nhất để giảm hiệu ứng lắng đọng condensate khi khí khô được bơm vào vỉa chứa giúp thay thế khí ẩm được đẩy tới giếng khai thác. Quá trình này làm cho thành phần khí trong vỉa trở nên khô hơn theo thời gian và làm giảm lượng chất lỏng ngưng tụ khi so sánh với việc khai thác giảm áp chất lưu nguyên thủy của vỉa.

Mặt khác, dữ liệu lưu lượng - áp suất dòng chảy dưới áp suất điểm sương là rất cần để hiệu chỉnh mô hình động nhằm mô phỏng chính xác hiệu ứng lắng đọng condensate trong vỉa. Nhằm thu thập thêm thông tin khai thác thực tế về hiệu ứng lắng đọng condensate trong vỉa, Cuu Long JOC đã tiến hành khai thác và theo dõi các giếng khai thác thứ 5 và 6 dưới áp suất điểm sương trong dài hạn. Giếng khai thác thứ 5 được cho phép khai thác dưới áp suất điểm sương từ ngày 10/8/2017 và cho đến nay chưa quan sát thấy dấu hiệu nghiêm trọng của hiệu ứng lắng đọng condensate. Giếng khai thác thứ 6 được cho vận hành với áp suất bên dưới điểm sương bắt đầu từ tháng 3/2018. Lưu lượng hiện tại ở cỡ còn lớn nhất là 52 triệu ft³ chuẩn/ngày ở áp suất đáy 2.800psia, gần 1.600psi dưới áp suất điểm sương tính ở độ sâu nóc bồn vỉa. Tương tự với giếng khai thác thứ 5, quan sát trong vài tháng cho thấy giếng chưa có dấu hiệu nghiêm trọng của hiệu ứng lắng đọng condensate. Tham khảo các tài liệu về sự lắng đọng condensate cho thấy hiện tượng này có thể quan sát sau nhiều tháng, hoặc nhiều năm khai thác dưới áp suất điểm sương khi độ bão hòa dầu tăng lên một lượng và làm giảm lưu lượng khí dẫn đến giảm khả năng khai thác [4, 5].

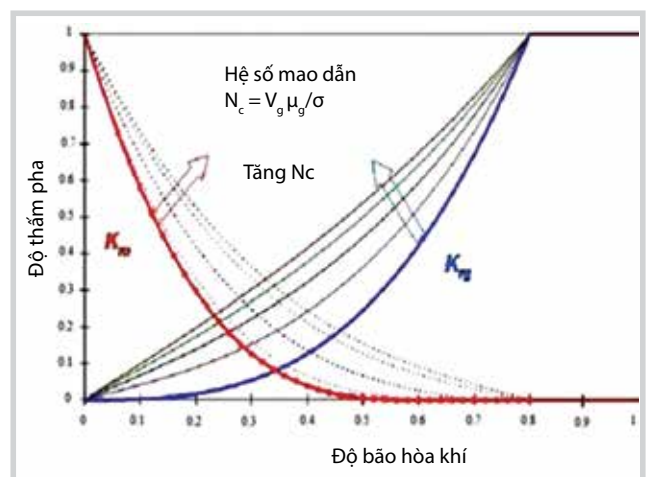
Bên cạnh đó, các nghiên cứu trên thế giới cho thấy hiệu ứng lắng đọng condensate là mờ nhạt khi chỉ số mao dẫn tăng do vận tốc dòng chảy cao ở vùng lân cận giếng khai thác dẫn đến sự gia tăng độ thấm tương đối như Hình 10 (Curtis và các cộng sự) [5]. Kết quả khớp lịch sử khai thác từ mô hình động đa thành phần (Eclipse E300) cho thấy độ thấm tương đối tăng đã vượt qua ảnh hưởng gây hại của hiện tượng lắng đọng condensate, duy trì chỉ số khai thác của giếng PI ở áp suất vỉa hiện hành.



Hình 8. Lắng đọng condensate và suy giảm độ thấm k_g [5]



Hình 9. Các kịch bản có thể xảy ra khi bị lắng đọng condensate



Hình 10. Độ thấm tương đối tăng với vận tốc dòng chảy cao

Trong thời gian tới, giếng khai thác thứ 2 có thể được kiểm tra vận hành khai thác dưới áp suất điểm sương nhưng giới hạn vận tốc ăn mòn của ống khai thác làm cho giếng chưa thể đưa áp suất về dưới áp suất điểm sương. Tuy nhiên, việc khai thác dưới giới hạn áp suất điểm sương đối với tất cả các giếng là không thể tránh khỏi để duy trì sản lượng của mỏ Sư Tử Trắng và giá trị tổng thể của dự án.

3.4. Phát triển cơ sở hạ tầng và hệ tiêu thụ khí

Giá trị của dự án Sư Tử Trắng được quyết định bởi 2 yếu tố chính là lưu lượng xuất bán khí và lưu lượng bơm ép khí khô ngược lại vỉa. Lượng xuất bán khí và bơm khí càng cao thì lượng khí khai thác và condensate thu được tương ứng càng cao theo công thức: lượng xuất bán khí + lượng bơm ép khí = lượng khai thác khí.

Tuy nhiên, lượng bơm ép khí bị hạn chế bởi công suất hiện hành. Hơn nữa, việc xuất bán khí cho PV GAS phụ thuộc vào nhu cầu khí theo mùa. Trong ngắn hạn, công tác khai thác mỏ Sư Tử Trắng phụ thuộc chủ yếu vào giới hạn xuất bán khí khi đã vận hành 100% công suất bơm ép khí. Điều này ảnh hưởng đến mục tiêu sản lượng condensate và khí khai thác hàng năm của Lô 15-1.

Về lâu dài, tổng sản lượng của mỏ Sư Tử Trắng sẽ bị suy giảm tự nhiên. Do đó, cần bổ sung thêm các giếng khai thác trong các giai đoạn tiếp theo; đồng bộ hóa việc phát triển mỏ Sư Tử Trắng ở các khu vực đã xác minh (phần đỉnh của cấu tạo) cũng như cơ sở hạ tầng vận chuyển khí về bờ, xử lý khí và phát triển hệ tiêu thụ khí (nhà máy điện/đạm, khí hóa lỏng...). Hiện nay khí từ mỏ Sư Tử Trắng cùng với các nguồn khí đồng hành Sư Tử Vàng - Sư Tử Đen được xuất bán qua đường ống Rạng Đông - Bạch Hổ - Dinh Cố (Hình 11). Theo thực tế, tuyến đường ống này đã vận hành từ năm 2002 và hoạt động tối đa công suất, được ưu tiên để thu gom khí đồng hành từ các mỏ xung quanh. Do đó, việc phát triển đường ống dẫn khí từ mỏ Sư Tử

Trắng về bờ và phát triển hệ tiêu thụ khí là rất quan trọng song song với việc phát triển khai thác mỏ ngoài khơi.

3.5. Kế hoạch phát triển mỏ Sư Tử Trắng trong giai đoạn tiếp theo

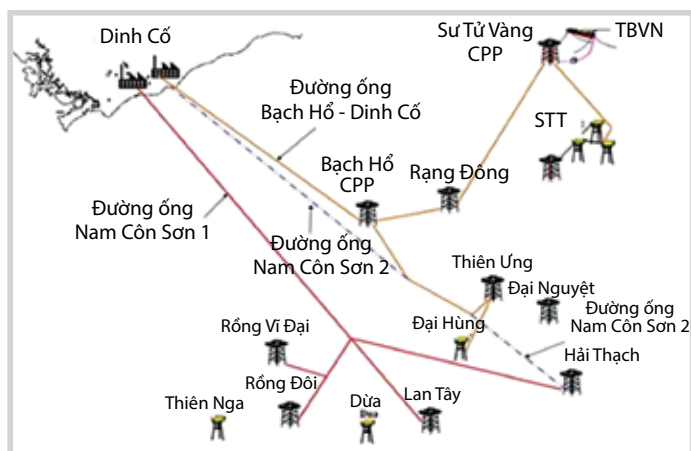
Kết quả thu được trong thời gian khai thác mỏ Sư Tử Trắng giai đoạn khai thác thử dài hạn và giai đoạn 1 cho thấy hiệu quả lớn về kỹ thuật và kinh tế góp phần gia tăng sản lượng và dòng tiền sớm. Việc mở rộng phát triển mỏ Sư Tử Trắng trong tương lai là cần thiết và cấp bách. Với các số liệu thu thập được như các số liệu tĩnh (tính chất rỗng thấm của vỉa, đặc điểm thạch học và phân bố tương trầm tích...), các số liệu khai thác, hiệu ứng ngưng tụ condensate và các bài học kinh nghiệm rút ra (như các bài học về bắn vỉa và hoàn thiện giếng) sẽ giúp giảm thiểu rủi ro cho công tác phát triển mỏ Sư Tử Trắng trong giai đoạn tiếp theo. Các kế hoạch phát triển đang được đề nghị gồm: khoan thêm các giếng khai thác mới, bổ sung bắn vỉa, can thiệp giếng...

Giai đoạn 2 phát triển mỏ Sư Tử Trắng sẽ được tập trung phát triển hoàn toàn khu vực đỉnh của cấu tạo với một giàn xử lý trung tâm CGF kết nối với các giàn khai thác, tuyến đường ống hiện tại, cũng như xây dựng đường ống mới với thỏa thuận bán khí theo hợp đồng (ToP). Đồng thời, xây dựng kế hoạch thăm lượng để đánh giá chính xác hơn về khả năng khai thác ở vùng rìa và sâu của cấu tạo và triển khai đánh giá thêm việc áp dụng công nghệ nứt vỉa thủy lực hợp lý và kinh tế để phát triển toàn bộ mỏ Sư Tử Trắng trong tương lai.

4. Kết luận

Mỏ Sư Tử Trắng là mỏ khí có tiềm năng lớn để phát triển với trữ lượng lớn. Tuy nhiên, đây là mỏ khí có đối tượng vỉa chứa khá sâu, có đặc điểm áp suất và nhiệt độ cao, có khá nhiều rủi ro về mặt địa chất và tính chất vỉa, do vậy công tác phát triển mỏ Sư Tử Trắng rất rủi ro và thách thức. Nhằm đánh giá hiệu quả khả năng khai thác từ mỏ Sư Tử Trắng, tối ưu cho công tác đầu tư của mỏ, Cuu Long JOC đã chia thành nhiều giai đoạn phát triển mỏ, để vừa tiến hành khai thác, vừa thu thập thêm thông tin giúp giảm thiểu rủi ro từ việc tập trung đầu tư lớn từ giai đoạn đầu.

Tính phức tạp của mỏ Sư Tử Trắng cho thấy nếu chỉ sử dụng số liệu, kết quả thăm dò và thăm lượng



Hình 11. Tuyến đường ống xuất khí từ mỏ Sư Tử Trắng và các mỏ lân cận

thì công tác đầu tư và phát triển mỏ sẽ gặp nhiều rủi ro. Vì thế, với triết lý “ném đá dò đường” bằng giải pháp khai thác thử dài hạn đã được Cuu Long JOC xem xét và lần đầu tiên áp dụng tại Việt Nam để thu thập các số liệu thực và đầy đủ nhất của mỏ để sử dụng cho công tác phát triển mỏ tiếp theo.

Trong quá trình phát triển mỏ Sư Tử Trắng, Cuu Long JOC đã đưa ra các giải pháp để tăng cường khai thác sớm condensate, khắc phục các khó khăn gặp phải về địa chất mỏ, giảm thiểu hiện tượng lắng đọng condensate trong vỉa, các khó khăn về thị trường tiêu thụ, cơ sở hạ tầng vận chuyển khí. Việc thực hiện phát triển và khai thác giai đoạn 1 này không những thu thập được các số liệu khảo cứu hiện tượng ngưng tụ condensate, duy trì áp suất vỉa, tối ưu hóa hệ số thu hồi của mỏ mà còn tăng cường lợi nhuận sớm cho các nhà đầu tư, cũng như ngân sách của nhà nước và đảm bảo an toàn năng lượng quốc gia.

Khi có được các số liệu địa chất mỏ và khai thác cũng như các bài học kinh nghiệm ở mọi khía cạnh chính (địa chất, mức độ ảnh hưởng của hiện tượng ngưng tụ condensate, khoan và hoàn thiện giếng) gặp phải ở giai đoạn khai thác thử dài hạn và giai đoạn 1, thì việc tiến hành công tác phát triển mỏ giai đoạn 2 chắc chắn sẽ được tối ưu hơn rất nhiều, đặc biệt về dự báo khai thác (trong đó bao gồm TOP), số lượng giếng khoan, hệ thống thiết bị khai thác và xử lý trên bề mặt, do vậy sẽ giúp cho dự án đạt hiệu quả kinh tế cao nhất.

Từ năm 2017, Cuu Long JOC đã triển khai Dự án phát triển và khai thác mỏ Sư Tử Trắng - giai đoạn 2. Để đạt được mốc tiến độ đưa mỏ vào khai thác (dự kiến cuối năm

2023) vẫn còn các thách thức trong công tác đàm phán thời hạn hợp đồng dầu khí, lượng bán khí và giá bán khí.

Tài liệu tham khảo

1. Deddy Afidick. *Production performance of a retrograde gas reservoir: A case study of the Arun field*. SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference, Melbourne, Australia. 7 - 10 November, 1994.
2. O.Fevang, C.H.Whitson. *Modeling gas-condensate well deliverability*. SPE Reservoir Engineering. 1996; 11(4): p. 221 - 230.
3. Michael Golan, Curtis Whitson. *Well performance (2nd edition)*. NTNU. 1996.
4. Robert Mott, Andrew Cable, Mike Spearing. *Measurements and simulation of inertial and high capillary number flow phenomena in gas - condensate relative permeability*. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Texas. 1 - 4 October, 2000.
5. Li Fan, Billy W.Harris, A.(Jamal) Jamaluddin, Jairam Kamath, Robert Mott, Gary A.Pope, Alexander Shandrygin, Curtis Hays Whitson. *Understanding gas - condensate reservoirs*. Oilfiel Review. 2005/2006: p.14 - 27.
6. Cuu Long JOC. *Su Tu Trang field phase 1 report*. 2017.
7. Cuu Long JOC. *Báo cáo tóm tắt đánh giá trữ lượng dầu khí tại chỗ và trữ lượng thu hồi*. 2018.
8. Cuu Long JOC. *Su Tu Trang outline development plan*. 2018.

CHALLENGES IN SU TU TRANG GAS CONDENSATE FIELD DEVELOPMENT

**Nguyen Van Que, Hoang Ngoc Dong, Truong Tuan Anh, Tran Ha Minh, Nguyen Van Tuan, Hoang Nam Hai
Dinh Hoang Khanh, Le Nguyen Vu, Nguyen Chu Dat**

Cuu Long Joint Operating Company
Email: dinh.h.khanh@cljoc.com.vn

Summary

This article presents the results of exploration and appraisal as well as challenges during the development of Su Tu Trang gas condensate field, Block 15-1. Development plan by phases is the primary solution to step by step solving the challenges of geological aspect, production capability, drilling and well completion, condensate deposition, etc.

Su Tu Trang field production potential has been verified through a long-term production testing plan, bringing information on geological uncertainty, faults, reservoir heterogeneity, fluid properties and gas injection as a solution to low gas export and condensate banking mitigation. The next development phase of Su Tu Trang (Phase 2) will focus on meeting the gas market's demand, along with appraisal of the flank of Su Tu Trang structure for further development phase.

Key words: Gas injection, condensate banking, long-term production testing plan, Su Tu Trang field.