

TỐI ƯU, NÂNG CAO HIỆU QUẢ HOẠT ĐỘNG HỆ THỐNG CÔNG NGHỆ THU GOM, VẬN CHUYỂN DẦU KHÍ TẠI CÁC MỎ CỦA VIETSOVPETRO

Trần Lê Phương, Phạm Thành Vinh, A.G Axmadev, Tống Cảnh Sơn, Châu Nhật Bằng, Nguyễn Hữu Nhân, Đoàn Tiến Lữ

Trần Thị Thanh Huyền, Lê Thị Đoàn Trang, Đỗ Dương Phương Thảo, Phan Đức Tuấn

Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro"

Email: vinhpt.rd@vietsov.com.vn

Tóm tắt

Hệ thống thu gom vận chuyển dầu khí là tổ hợp các thiết bị và hệ thống công nghệ, có chức năng hỗ trợ hoạt động khai thác diễn ra liên tục, an toàn với độ tin cậy cao. Trong quá trình khai thác, hệ thống thu gom vận chuyển dầu khí tại các mỏ của Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro" đã xuất hiện tình trạng vượt quá công suất của các đường ống, gia tăng chênh áp, áp suất ở miệng giếng và thất thoát sản lượng dầu khí kết nối các công trình khai thác mới hoặc sửa chữa tại đường ống...

Bài báo phân tích các yếu tố ảnh hưởng đến hoạt động của hệ thống thu gom, vận chuyển dầu khí, trên cơ sở đó đề xuất giải pháp tối ưu vận chuyển dầu khí trên các công trình biển tại các mỏ của Vietsovpetro để gia tăng sản lượng khai thác dầu khí.

Từ khóa: Thu gom vận chuyển dầu khí, đường ống, áp suất miệng giếng, bể Cừ Long.

1. Giới thiệu

Các công trình khai thác dầu khí Vietsovpetro đã sử dụng gồm: giàn nhẹ (BK, RC); giàn cố định trên biển (MSP, RP); giàn công nghệ trung tâm (CTP-2, CTK-3) và trạm rót dầu không bến (UBN). Các giàn nhẹ có thể thực hiện tách khí 1 bậc trong UPOG (thiết bị tách khí sơ bộ). Theo đó, từ các BK hay RC có thể thực hiện vận chuyển sản phẩm không dùng bơm ở dạng hỗn hợp khí lỏng hay ở dạng dầu bão hòa khí. Các giàn cố định thực hiện tách khí 2 cấp cùng với bơm sản phẩm đã tách khí bằng các máy bơm ly tâm. Giàn công nghệ trung tâm tiếp nhận sản phẩm từ các MSP và BK để tách khí và tách nước đồng hành. Trạm rót dầu không bến xử lý dầu đến chất lượng thương phẩm và xuất bán dầu.

Khi kết nối các công trình khai thác mới, hoặc sửa chữa đường ống... xuất hiện tình trạng vượt quá công suất của các đường ống thu gom dầu, dẫn đến gia tăng chênh áp, áp suất ở miệng giếng và thất thoát sản lượng dầu [1]. Việc xây dựng các đường ống mới có thể không mang lại hiệu quả kinh tế hoặc tốn nhiều thời gian do các điều kiện thời tiết (bão) và tổ chức sản xuất. Vì vậy, cần nghiên cứu các phương pháp tối ưu hóa vận chuyển sản

phẩm đảm bảo kế hoạch sản lượng khai thác khi áp suất miệng giếng giảm [2].

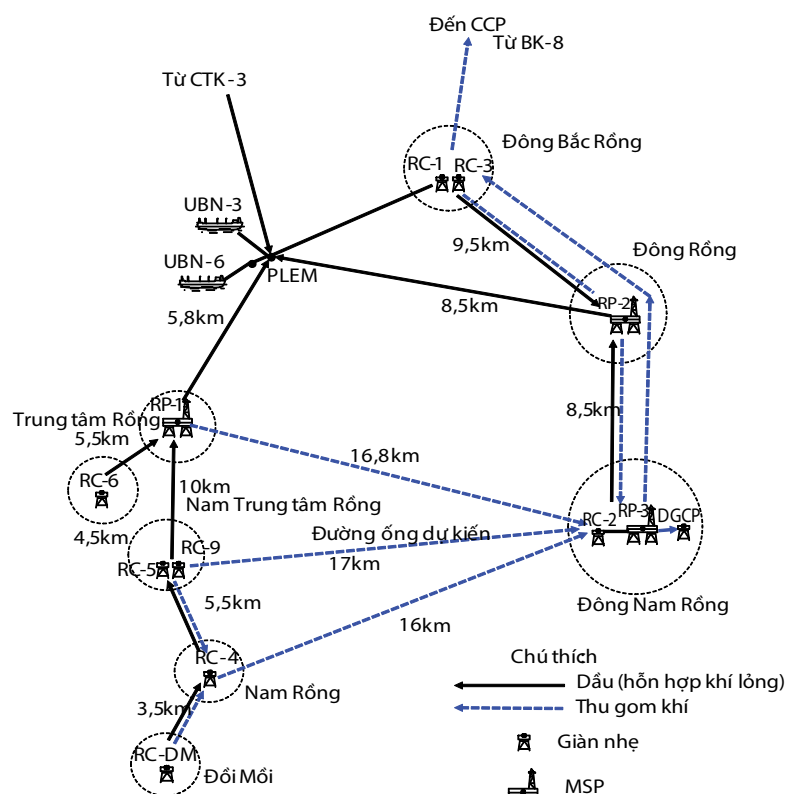
2. Tối ưu hóa vận chuyển sản phẩm ở các mỏ của Vietsovpetro tại bể Cừ Long

2.1. Tối ưu hóa vận chuyển sản phẩm ở khu vực Trung tâm Rồng và Nam Rồng - Đồi Mồi

Việc vận chuyển sản phẩm RC-DM, RC-4, RC-5/RC-9 bằng đường ống hiện hữu RC-DM → RC-4 → RC-5 → RP-1 được thực hiện ở dạng dầu bão hòa khí.

Trên RC-DM, RC-4, RC-5/RC-9 thực hiện tách khí sơ bộ trong UPOG. Sản phẩm của RC-DM sau khi tách khí sơ bộ được đưa đến RC-4, tại đây, cùng với sản phẩm của RC-4 ở dạng dầu bão hòa khí được trung chuyển qua RC-5, hỗn hợp sản phẩm được vận chuyển đến RP-1. Trên RP-1, tiếp nhận sản phẩm của RC-6 ở dạng hỗn hợp khí lỏng. Khí tách ra sau bình tách cấp một trên RP-1 cũng như sau UPOG của các giàn nhẹ RC-DM, RC-4, RC-5/RC-9 được đưa đến giàn nén DGCP (giàn nén khí mỏ Rồng). Lượng khí vượt quá công suất của DGCP được đưa đến giàn nén khí trung tâm (CCP) [3].

Hình 1 thể hiện sơ đồ vận chuyển dầu và khí của các BK đang được xem xét. Các thông số làm việc của hệ thống vận chuyển dầu và khí ở khu vực Nam Rồng - Đồi Mồi được trình bày trong Bảng 1.



Hình 1. Sơ đồ vận chuyển sản phẩm ở khu vực Nam và Trung tâm Rông



Hình 2. Mô phỏng 3D lắp đặt thiết bị tiết lưu trên RC-5

Bảng 1. Các thông số làm việc của hệ thống vận chuyển dầu và khí

Thông số	RC-DM	RC-4	RC-5/RC-9
Tách và thu gom khí (nghìn m ³ /ngày)	220	240	220
Áp suất trong UPOG (atm)	21,2	20,3	22,0
Áp suất tại riser vận chuyển dầu (atm)	18,3 - 21,3	17 - 19,5	10,5 - 14

Bảng 2. Các thông số vận chuyển dầu và khí chính RC-DM → RC-4 → RC-5 → RP-1

Lượng khí của RC-5/RC-9 đưa vào dầu bão hòa khí (nghìn m ³ /ngày)	Áp suất trong UPOG (atm)		
	RC-DM	RC-4	RC-5/RC-9
0	21,2	20,3	22,0
60	20,0	19,2	20,2
80	19,8	19,0	19,0
90	19,0	18,0	17,5

Bảng 1 cho thấy áp suất trong UPOG trên RC-5 khá cao so với áp suất tại riser vận chuyển dầu.

Khi sử dụng sơ đồ vận chuyển dầu và khí hiện hữu trên RC-DM, RC-4 và RC-5, áp suất cao trong UPOG được ấn định bởi các áp suất cần thiết để thực hiện vận chuyển khí.

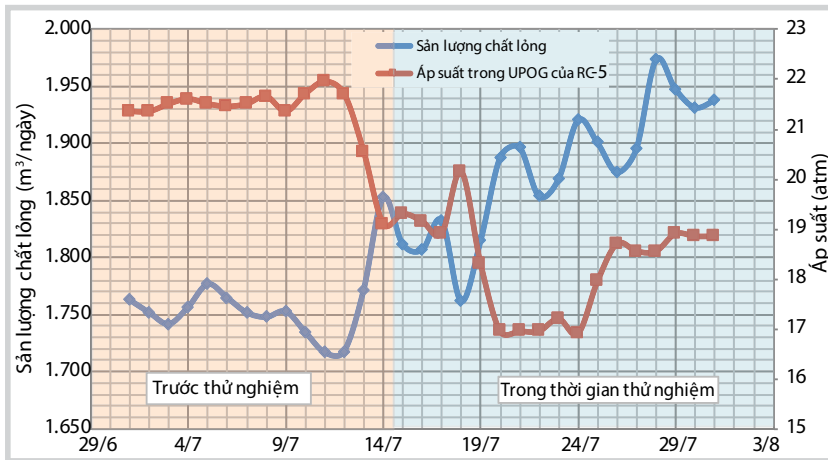
Các tổn thất áp suất lớn trong hệ thống vận chuyển khí dẫn đến áp lực gia tăng trong UPOG trên RC-5, do tổn thất áp suất cao trong quá trình vận chuyển khí trong đường ống RC-4 → RP-3, do chiều dài lớn, đường kính nhỏ và lưu lượng khí cao [4].

Với mục đích giảm áp suất trong hệ thống vận chuyển dầu và khí trên RC-DM, RC-4 và RC-5/RC-9, công nghệ sử dụng van tiết lưu trên RC-5 đã được nghiên cứu để vận chuyển một phần khí đồng hành của RC-5/RC-9 cùng với dầu bão hòa khí đến RP-1. Việc này sẽ giúp giảm lượng khí vận chuyển, do đó làm giảm tổn thất áp suất, dẫn đến giảm áp suất trong UPOG và áp suất đầu giếng của các giếng. Mô phỏng máy tính lắp đặt thiết bị tiết lưu trên RC-5 được thể hiện trong Hình 2.

Mô phỏng sơ bộ quá trình vận chuyển dầu bằng phần mềm OLGA cho thấy, lưu lượng dầu khai thác hiện tại có thể giảm tối đa áp suất trong UPOG và ở miệng giếng bằng cách đưa khí của RC-5/RC-9 với lưu lượng 90 nghìn m³/ngày cùng với dầu bão hòa khí. Các thử nghiệm công nghiệp đã được thực hiện, lượng khí đưa vào tầng dẫn để lựa chọn các thông số tối ưu cho hệ thống vận chuyển khí và lỏng. Bảng 2 trình bày các kết quả thực hiện thử nghiệm.

Bảng 3. Sự thay đổi sản lượng khai thác do áp dụng công nghệ

Công nghệ vận chuyển	Sản lượng khai thác (m ³ /ngày)			
	RC-DM	RC-4	RC-5	Tổng
Công nghệ cũ	520	653	1.750	2.923
Công nghệ mới	653	700	1.897	3.250
Thay đổi sản lượng	+133	+47	+147	+327

**Hình 3.** Các thông số công nghệ khai thác và vận chuyển sản phẩm của RC-5/RC-9 trước và sau áp dụng công nghệ

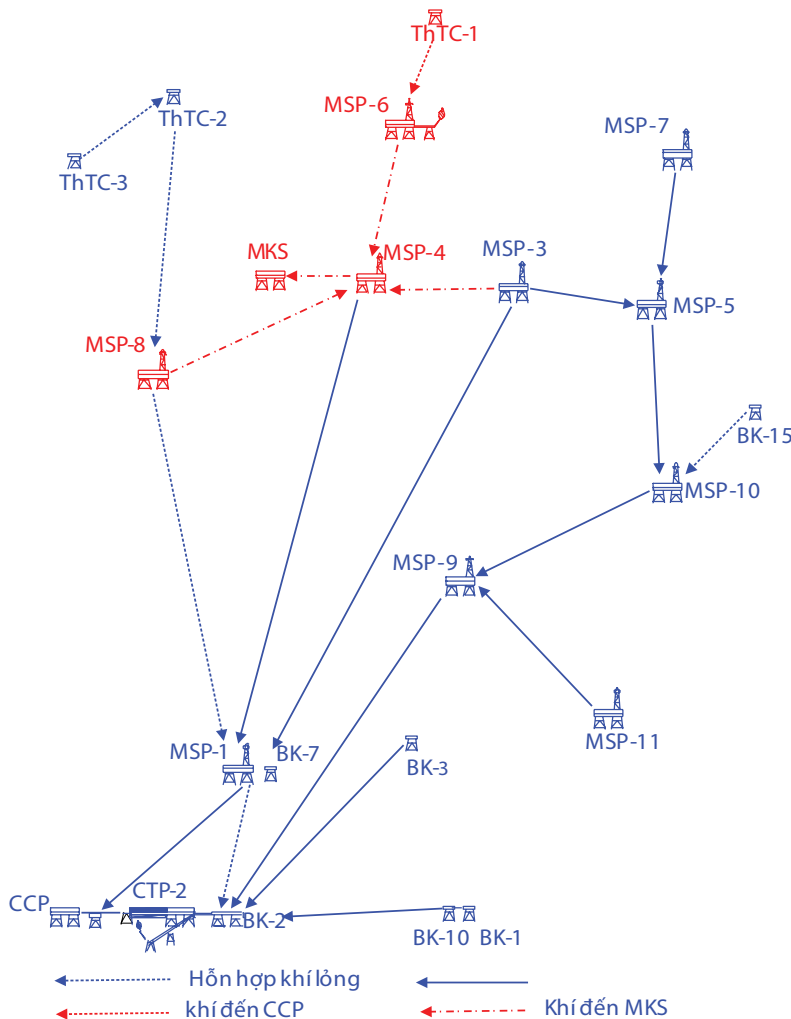
Khi đưa khí với lưu lượng 90 nghìn m³/ngày thì áp suất trong UPOG trên RC-DM giảm từ 21,2atm xuống 19atm, trên RC-4 - giảm từ 20,3atm xuống 18atm, trên RC-5 - giảm từ 22atm xuống 17,5atm. Chế độ đưa khí 90 nghìn m³/ngày đã được quyết định áp dụng. Bảng 3 trình bày các số liệu tăng trung bình sản lượng khai thác sản phẩm trên các giàn nhẹ do áp suất miệng giếng giảm.

Sự thay đổi áp suất trong UPOG và sản lượng khai thác trên RC-5/RC-9 trước và sau khi áp dụng công nghệ được thể hiện trên Hình 3.

Chế độ vận chuyển này được thực hiện trong 4 tháng trước khi đưa vào vận hành đường ống khí mới RC-5 – DGCP, cho phép giảm đáng kể tổn thất áp suất. Việc tối ưu hóa giúp giảm đáng kể áp suất trong hệ vận chuyển dầu và khí trên các RC và sản lượng khai thác tăng trung bình là 327m³ chất lỏng/ngày (162 tấn dầu/ngày), tức là tăng khoảng 11,2%. Hiệu quả kinh tế của việc tối ưu hóa trong khoảng thời gian áp dụng là 1,2 triệu USD [5].

2.2. Tối ưu hóa thu gom khí trên các MSP phía Bắc mỏ Bạch Hổ

Khí tách bậc nhất từ các bình tách cao áp của các MSP phía Bắc (ThTC-1, MSP-6, MSP-4 và MSP-8) được đưa về MKS. Khí tách bậc một sau bình tách cao áp trên MSP-1, 3, 5, 7, 8, 9, 10 và 11 được đưa đến CCP để nén. Khí tách bậc hai trên MSP-4 và MSP-9 của mỏ Bạch Hổ được đưa vào các máy nén trên MSP-4 và MSP-9 với công suất 36 nghìn m³/ngày mỗi máy. Khí nén đến 13atm từ máy nén của MSP-4 được đưa đến MKS, khí từ máy nén của MSP-9 được đưa đến

**Hình 4.** Sơ đồ thu gom khí trước khi tối ưu hóa

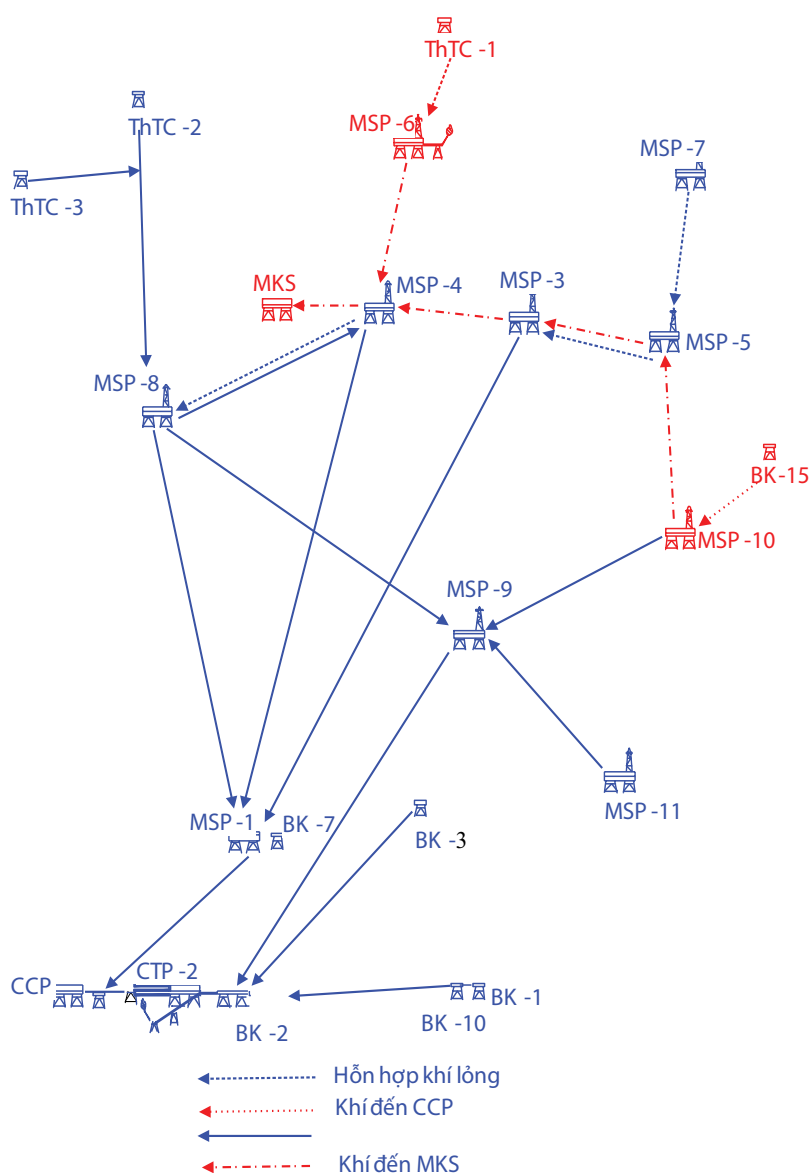
CCP. Khí tách bậc hai trên MSP-1, MSP-6, MSP-8 và MSP-10 được đem đốt bỏ (Hình 4).

Nhằm tăng sản lượng khai thác và giảm lượng khí tách bậc hai bị đốt bỏ trên các MSP phía Bắc mỏ Bạch Hổ, Vietsovpetro đã nghiên cứu và áp dụng vào thực tế công nghệ giảm áp suất trong bình tách C-1 trên MSP-10 từ ngày 20/5/2017, bằng cách thay đổi các dòng khí đến MKS và CCP (Hình 5).

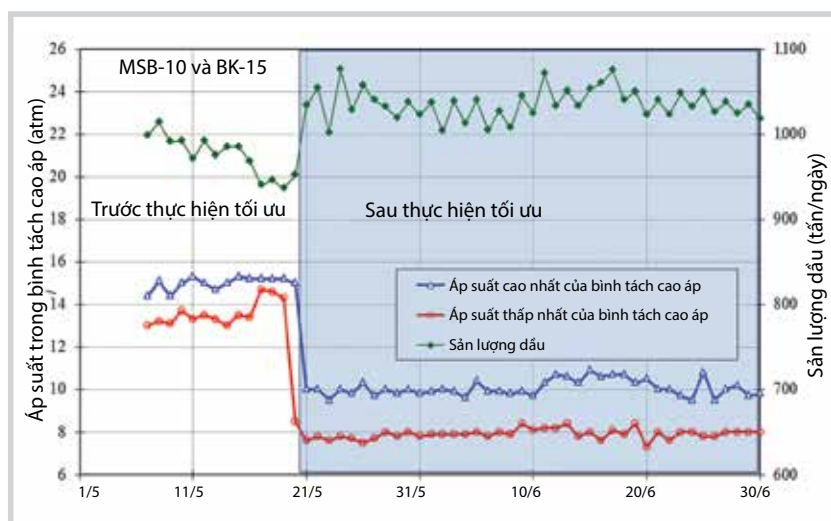
Theo cách thay đổi này, việc đốt bỏ khí ở MSP-10 sẽ không thực hiện. Toàn bộ khí MSP-10 và BK-15 với lưu lượng 500 - 650 nghìn m³/ngày sẽ được đưa đến MKS bằng đường ống khí thấp áp MSP-10 → MSP-5 → MSP-3 → MSP-4. Đồng thời trên MKS sẽ nhận khí của MSP-6 và ThTC-1 với lưu lượng 350 nghìn m³/ngày. Sản phẩm của MSP-7 và MSP-5 sẽ được vận chuyển ở dạng hỗn hợp khí lỏng đến MSP-3, tại đây sẽ thực hiện 2 cấp tách. Khí tách bậc một của 3 giàn cố định (MSP-7, MSP-5, MSP-3) được đưa đến CCP bằng đường ống khí MSP-3 → MSP-5 → CCP.

Phương án thay đổi các dòng khí đến MKS và CCP có ưu điểm là không phải đốt bỏ khí trên MSP-10 và MSP-6, giảm áp suất trong bình tách C-1 trên MSP-10 và một ít trong bình C-1 trên MSP-9. Tuy nhiên, phương án này làm tăng áp suất trong bình tách C-1 trên MSP-4 từ 7atm lên 13atm, đồng thời tăng đáng kể áp suất tách trên MSP-7, MSP-5, MSP-9 và MSP-11.

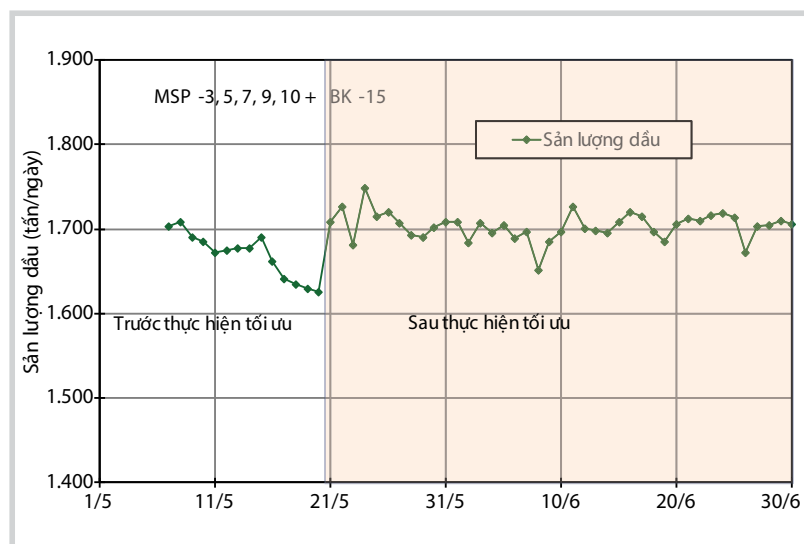
Trong trường hợp cần thiết để loại bỏ việc đốt khí trên MSP-6 thì sản phẩm của MSP-4 có thể được vận chuyển ở dạng hỗn hợp khí lỏng đến MSP-8, tại đây sẽ thực hiện 2 cấp tách. Sau đó, khí tách bậc một của MSP-8 và MSP-4 sẽ được đưa đến CCP bằng đường ống khí MSP-8 → MSP-9 → BK-2 → CCP. Tuy nhiên, tại thời điểm đó, phương án này không được áp dụng do không có việc đốt bỏ khí trên MSP-6.



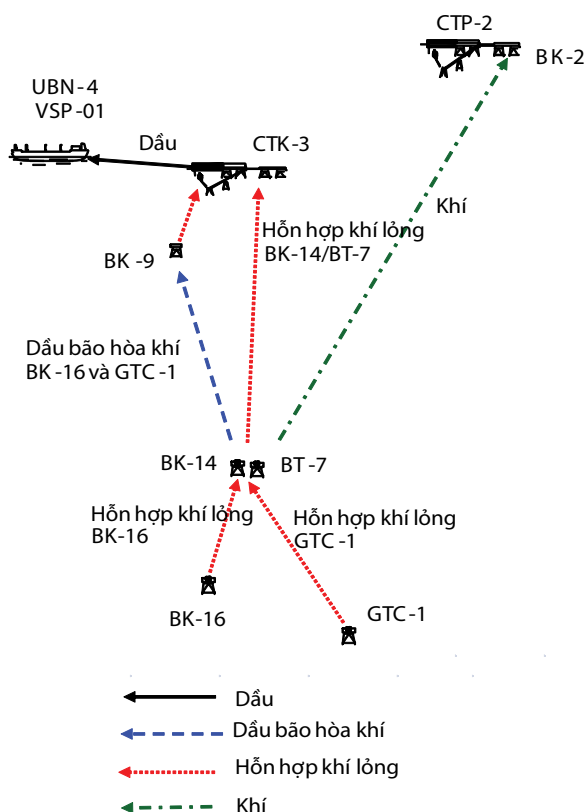
Hình 5. Sơ đồ thu gom khí sau khi tối ưu hóa



Hình 6. Sự thay đổi áp suất trong bình tách cao áp và sản lượng khai thác trên MSP-10 và BK-15



Hình 7. Tổng thay đổi sản lượng của các giàn MSP-3, 5, 7, 9, 10, BK-15



Hình 8. Sơ đồ vận chuyển sản phẩm của GTC-1, BK-16, BK-14 và BK-9 đến CTK-3

Các kết quả thử nghiệm của phương án này được trình bày trong Hình 6, 7 và Bảng 4.

Các kết quả thử nghiệm công nghệ tối ưu hóa các dòng khí của các MSP phía Bắc mỏ Bạch Hổ cho thấy, khi giảm áp suất trên MSP-10, BK-15 và MSP-9 và tăng áp suất trên MSP-7, MSP-5 và MSP-3 do sự thay đổi các dòng khí, thì tổng sản lượng dầu khai thác của MSP-3, 5, 7, 9, 10 và BK-15 tăng lên 63 tấn/ngày.

2.3. Tối ưu hóa vận chuyển sản phẩm của BK-14/BT-7, BK-16 và GTC-1

Theo sơ đồ vận chuyển hiện tại, sản phẩm của các giàn nhẹ GTC-1 và BK-16 được vận chuyển đến BK-14 ở dạng hỗn hợp khí lỏng. Sau đó, hỗn hợp khí lỏng của BK-16 và GTC-1 được thực hiện tách khí sơ bộ trong UPOG của BK-14 và được đưa về BK-9 ở dạng dầu bão hòa khí. Hỗn hợp dầu bão hòa khí đến BK-9 được hòa trộn với dầu của BK-9 ở dạng hỗn hợp khí lỏng và sau đó được đưa đến CTK-3 để xử lý.

Sản phẩm khai thác trên BK-14 được vận chuyển đến CTK-3 ở dạng hỗn hợp khí lỏng bằng đường ống BK-14 → CTK-3. Khí tách ra trong UPOG của BK-14 được đưa vào đường ống fast track đi qua BK-2 đến CCP.

Sơ đồ vận chuyển sản phẩm của GTC-1, BK-16, BK-14 và BK-9 đến CTK-3 được thể hiện trong Hình 8.

Từ cuối tháng 10/2017, áp suất tăng từ từ trên riser ở GTC-1 và BK-16, BK-14 và đồng thời tăng chênh áp trong đường ống BK-14 – BK-9 (Hình 9 - 11).

Bảng 4. Tóm tắt hiệu quả các biện pháp tối ưu hóa các dòng khí

Công trình	Áp suất trung bình tại riser đường dầu (trong bình tách cao áp) (bar)		Sự thay đổi áp suất (bar)	Sản lượng dầu khai thác trung bình (tấn/ngày)		Sự thay đổi sản lượng dầu khai thác (tấn/ngày)
	Trước	Sau		Trước	Sau	
MSP-10 và BK-15	14,4	8,8	-5,6	959	1041	+82
MSP-9	13,4	12,4	-1	316	318	+2
MSP-7	11,5	21,1	+9,6	143	132	-11
MSP-5	7,9	19,6	+11,7	115	106	-9
MSP-3	13,6	16,6	+3	119	118	-1
Tổng				1.652	1.715	63

Tăng dần chênh áp trong đường ống là do sự hình thành từ từ các lắng đọng của paraffin và các tạp chất cơ học trong đường ống, dẫn đến giảm không gian của đường ống và làm thay đổi các thông số công nghệ.

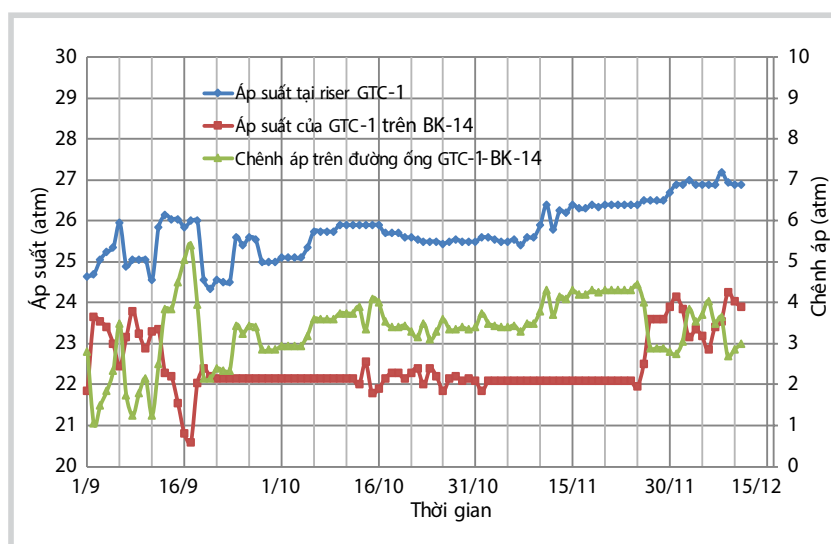
Công nghệ mới vận chuyển sản phẩm của BK-14/BT-7, BK-16 và GTC-1 đã được nghiên cứu nhằm giảm áp suất trên riser của các đường ống. Theo đó, sản phẩm của GTC-1 ở dạng hỗn hợp khí lỏng sẽ không đi vào UPOG của BK-14, mà sẽ được hòa trộn với một phần sản phẩm của BK-14. Sau đó hỗn hợp được vận chuyển đến CTK-3 ở dạng hỗn hợp khí lỏng bằng đường ống GTC-1-BK-14 → CTK-3. Hỗn hợp sản phẩm của giàn nhẹ BK-16 và một phần sản phẩm của BK-14 được tách khí sơ bộ trong UPOG của BK-14, sau đó được đi qua BK-9 đến CTK-3 ở dạng dầu bão hòa khí. Sơ đồ mới vận chuyển sản phẩm được trình bày trong Hình 12.

Sản lượng khai thác dầu và áp suất trên các riser vận chuyển sản phẩm của BK-14, BK-16 và GTC-1 trước và sau khi áp dụng công nghệ mới xử lý và vận chuyển được trình bày trong Hình 13 - 15 và Bảng 5.

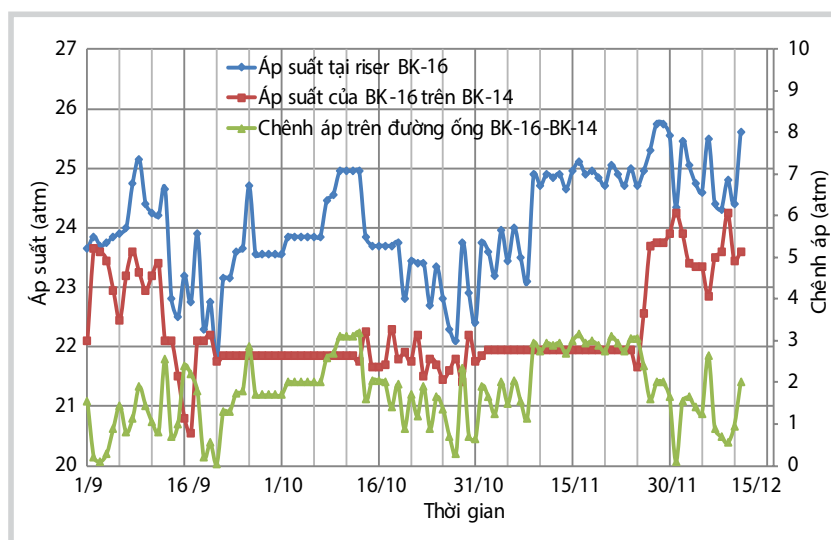
Sử dụng chế độ mới vận chuyển sản phẩm của GTC-1 và BT-7 ở dạng hỗn hợp khí lỏng đến CTK-3 theo đường ống BK-14 → CTK-3 và sản phẩm của BK-16 và BK-14 ở dạng dầu bão hòa khí theo đường ống BK-14 → BK-9 → CTK-3 đã làm giảm áp suất tại riser của GTC-1 xuống 4,5atm, tại riser của BK-16 xuống 1,8atm, tại riser của BK-16 xuống 2,3atm và tăng tổng sản lượng dầu khai thác của các BK này lên 84 tấn/ngày.

3. Kết luận

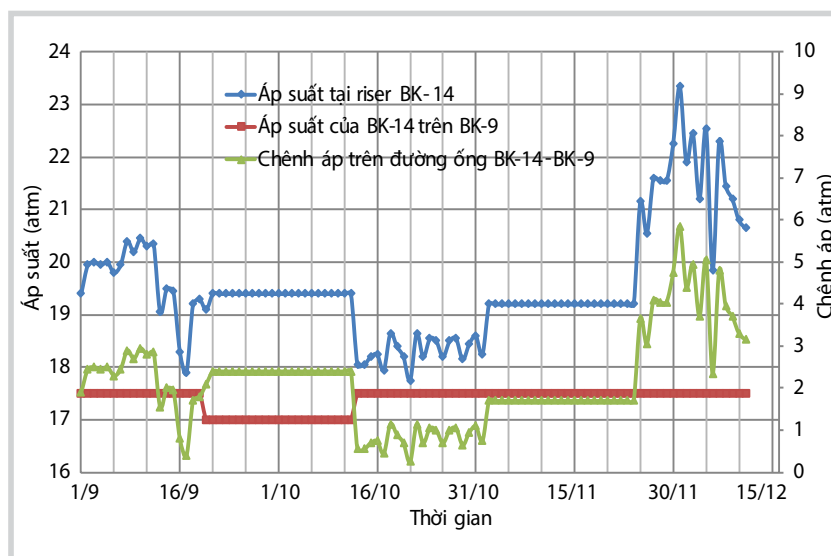
Các giải pháp tối ưu hóa thu gom, vận chuyển dầu và khí trên các mỏ của Vietsovpetro đã làm tăng sản lượng dầu khai thác thông qua việc giảm áp suất miệng giếng. Các công nghệ đã nghiên



Hình 9. Các thông số vận chuyển của đường ống GTC-1 → BK-14



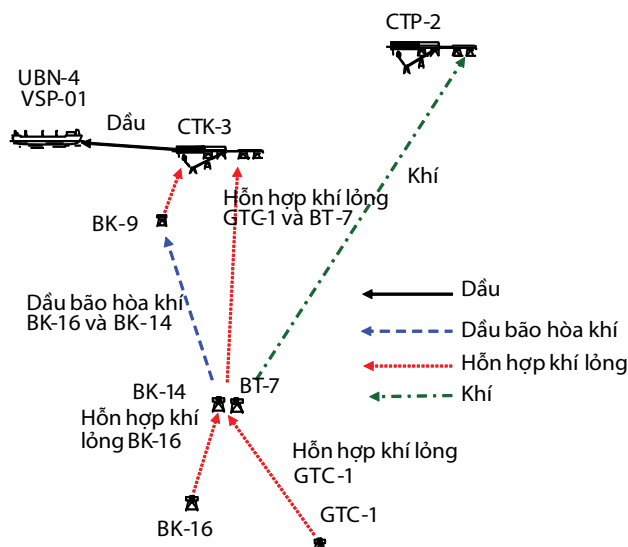
Hình 10. Các thông số vận chuyển của đường ống BK-16 → BK-14



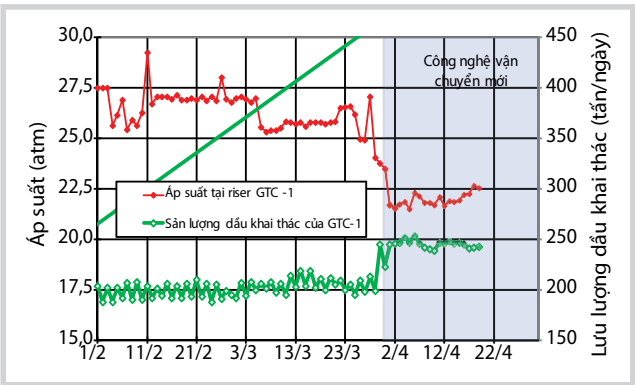
Hình 11. Các thông số vận chuyển của đường ống BK-14 → BK-9

Bảng 5. Tóm tắt hiệu quả áp dụng công nghệ mới

Công trình	Áp suất trung bình tại riser đường dầu (trình bình tách cao áp) (bar)		Sự thay đổi áp suất (bar)	Sản lượng dầu khai thác trung bình (tấn/ngày)		Sự thay đổi sản lượng dầu khai thác (tấn/ngày)
	Trước	Sau		Trước	Sau	
BK-14/BT-7	19,9	20,0	0,1	306,3	309,1	2,8
	20,5	18,2	-2,3			
BK-16	24,8	23,0	-1,8	589,0	630,0	41,0
GTC-1	26,5	22,0	-4,5	201,0	244,0	43,0
Tổng						84,0



Hình 12. Sơ đồ vận chuyển mới



Hình 15. Áp suất và sản lượng khai thác trên GTC-1

cứu được áp dụng trên các mỏ của Vietsovetpetro và đem lại hiệu quả kinh tế cao từ lượng dầu khai thác thêm.

Tài liệu tham khảo

[1]. НгуенТхукКханг,ТонгКаньШон,А.Г.Ахмадеев,Ле Динь Хое, и Ю.Д.Макаров, «Опыт пуска и эксплуатации трубопроводов с низкой производительностью, перекачивающих высокопарафинистые нефти», Матер, конференции «СП «Вьетсовпетро» - 30 лет создания и развития», Вунг Тау, 2011, с. 86 - 94.

[2]. А.Г.Ахмадеев, Тонг Кань Шон, и С.А.Иванов, «Комплексный подход к обеспечению транспортировки высокопарафинистых нефтей шельфовых месторождений», Нефтяное хозяйство, с. 100 - 103, 2015.

[3]. Ты Тхань Нгия, Е.В.Крупенко, А.Н.Иванов, Е.Н.Грищенко, и А.Г.Ахмадеев, «Оптимизация добычи и сбора мультифазной продукции нефтяных скважин на шельфовых месторождениях» (на примере месторождений СП «Вьетсовпетро»), Тезисы докладов научной конференции по 35-летию юбилею создания СП «Вьетсовпетро», Вунг Тау, 2016, с. 25.

[4]. Нгуен Тхук Кханг, Тонг Кань Шон, А.Г.Ахмадеев, и Ле Динь Хое, «Безопасный транспорт высокопарафинистых нефтей морских месторождений

в условиях низкой производительности», *Материалов 10-го Петербургского Международного форума ТЭК - Санкт-Петербург, 2010*, с. 154 - 157.

[5]. А.Г.Ахмадеев, Фам Тхань Винь, Буй Чонг

Хан, Ле Хыу Тоан, Нгуен Хоай Ву, и А.И.Михайлов, «Оптимизация безнасосного транспорта продукции скважин в условиях морской нефтедобычи», *Нефтяное хозяйство*, 11, с. 140 - 142, 2017.

OPTIMISATION AND IMPROVEMENT OF THE OPERATIONAL EFFICIENCY OF OIL AND GAS COLLECTION AND TRANSPORT SYSTEM AT VIETSOVPETRO'S FIELDS

**Tran Le Phuong, Pham Thanh Vinh, A.G Axmadev, Tong Canh Son, Chau Nhat Bang, Nguyen Huu Nhan, Doan Tien Lu
Tran Thi Thanh Huyen, Le Thi Doan Trang, Do Duong Phuong Thao, Phan Duc Tuan**

Vietsovpetro

Email: vinhpt.rd@vietsov.com.vn

Summary

Oil and gas collection and transportation system is a complex of equipment and technological system which enables production activities to be conducted continuously and safely with a high reliability. During the production process, the oil and gas collection and transportation system at Vietsovpetro's oil fields has seen insufficient pipeline capacity, increased differential pressure, high wellhead pressure, and oil production losses when connecting with new production facilities or repairing the pipelines.

The article analyses the factors affecting the operation of the oil and gas collection and transportation system, based on which proposing technological solution for optimisation of oil and gas transportation on offshore installations at Vietsovpetro's oil fields to increase production output.

Key words: Oil and gas collection and transportation, pipeline, wellhead pressure, Cuu Long basin.