

KINH NGHIỆM VẬN CHUYỂN DẦU NHIỀU PARAFFIN BẰNG ĐƯỜNG ỐNG Ở CÁC MỎ DẦU KHÍ NGOÀI KHƠI CỦA LIÊN DOANH VIỆT-NGA “VIETSOVPETRO”

TS. Tống Cảnh Sơn, KS. Lê Đình Hòa
 Liên doanh Việt - Nga “Vietsovpetro”
 Email: sontc.rd@vietsov.com.vn

Tóm tắt

Hiện nay, Liên doanh Việt - Nga “Vietsovpetro” đang khai thác dầu từ các mỏ Bạch Hổ, Rồng, Gấu Trắng và Thỏ Trắng ở ngoài khơi Việt Nam. Dầu khai thác đều chứa hàm lượng paraffin cao, khoảng 17 - 29% khối lượng và nhiệt độ đông đặc cao (29 - 36°C), nhiệt độ miệng giếng của dầu thấp. Vận chuyển dầu có hàm lượng paraffin cao bằng đường ống ngầm (có chiều dài lớn, không được bọc cách nhiệt với môi trường bên ngoài) có nhiều vấn đề phức tạp, như: nhiệt độ dầu và nhiệt độ môi trường chênh lệch lớn, gây ra hiện tượng kết tinh paraffin và lắng đọng bên trong đường ống, làm giảm thiết diện đường ống vận chuyển, gia tăng tổn thất áp suất vận chuyển và hình thành lớp cấu trúc paraffin bên trong đường ống, gây tắc nghẽn và phải dừng vận hành.

Trong bài báo này, nhóm tác giả giới thiệu tính chất phức tạp của dầu mỏ Bạch Hổ, Rồng và một số kinh nghiệm trong thu gom, xử lý và vận chuyển dầu nhiều paraffin bằng đường ống ngầm ngoài khơi. Việc vận hành an toàn và liên tục đường ống vận chuyển dầu từ mỏ Bạch Hổ sang mỏ Rồng và ngược lại đóng vai trò quan trọng trong công tác vận hành các mỏ dầu khí của Vietsovpetro, góp phần tích cực trong việc hoàn thành kế hoạch khai thác dầu khí hàng năm của Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam.

Từ khóa: Lắng đọng paraffin, nhiệt độ đông đặc, độ nhớt, mỏ Bạch Hổ.

1. Mở đầu

Liên doanh Việt - Nga “Vietsovpetro” bắt đầu khai thác dầu khí ở thềm lục địa phía Nam Việt Nam từ năm 1986. Đến ngày 31/12/2014, tổng sản lượng dầu khai thác đã đạt 213 triệu tấn. Việc quy hoạch mỏ và phát triển hệ thống thu gom, xử lý và vận chuyển dầu ở các mỏ này đã phát triển qua các thời kỳ khác nhau để đảm bảo khả năng khai thác dầu liên tục cho Tập đoàn Dầu khí Quốc gia Việt Nam. Trong giai đoạn 1986 -1994, khi Vietsovpetro thực hiện khai thác dầu khí ở mỏ Bạch Hổ, toàn bộ hệ thống đường ống phục vụ thu gom, vận chuyển dầu khí ở nội bộ mỏ nối liền các giàn khai thác cố định (MSP), giàn đầu giếng (BK), giàn công nghệ trung tâm (CTP) và với kho nổi chứa xuất dầu (FSO) được xây dựng đều không bọc cách nhiệt với môi trường bên ngoài. Dầu khí khai thác trên các giàn khai thác được tách khí, sau đó vận chuyển đến các kho nổi chứa xuất dầu. Dầu khai thác trên các giàn đầu giếng được vận chuyển bằng các tuyến đường ống không bọc cách nhiệt ở dạng hỗn hợp dầu - khí đến các giàn công nghệ trung tâm (CTP) để xử lý tách khí và nước, sau đó bơm đến các kho nổi chứa xuất dầu.

Trong các năm 1994 và 1998, Vietsovpetro đã lần lượt đưa các khu vực Trung tâm Rồng (RP-1) và Đông Nam Rồng (RC-2) vào khai thác. Tuyến đường ống vận chuyển dầu không bọc cách nhiệt dài 52km được xây dựng để vận chuyển dầu từ mỏ Rồng sang mỏ Bạch Hổ (từ RP-3/RC-2 qua RP-1 và đến CTP-2 mỏ Bạch Hổ). Việc vận chuyển dầu gặp rất nhiều khó khăn do vấn đề lắng đọng paraffin bên trong đường ống. Dầu khai thác ở các mỏ của Vietsovpetro đều là dầu nhiều paraffin, có độ nhớt và nhiệt độ đông đặc cao. Theo thời gian khai thác, lưu lượng giếng và nhiệt độ dầu giảm dần, đặc biệt từ khi áp dụng công nghệ khai thác dầu bằng phương pháp cơ học gaslift, nhiệt độ sản phẩm của giếng càng thấp đi, gây khó khăn cho công tác thu gom, xử lý và vận chuyển dầu bằng đường ống. Vấn đề trở nên đặc biệt nghiêm trọng khi phải thực hiện việc vận chuyển dầu từ mỏ này sang mỏ khác ở điều kiện nhiệt độ dầu thấp [2, 5]. Do đó, xu hướng phát triển hệ thống thu gom, xử lý và vận chuyển dầu bằng đường ống tại các mỏ của Vietsovpetro cũng bắt đầu thay đổi. Các đường ống xây dựng mới để thu gom và vận chuyển dầu khí ở các công trình khai thác tại các mỏ Đông Rồng, Đông Bắc Rồng, Nam Rồng - Đồi Mồi, Gấu Trắng, Thỏ Trắng và kết nối các mỏ đã được bọc cách nhiệt với môi trường bên ngoài.

2. Đặc trưng lý hóa và những phức tạp trong thu gom, xử lý và vận chuyển dầu nhiều paraffin ở các mỏ của Vietsovpetro

Như đã nói ở trên, dầu thô khai thác tại các mỏ của Vietsovpetro thuộc loại dầu có hàm lượng paraffin, độ nhớt và nhiệt độ đông đặc cao. Bảng 1 thể hiện các đặc trưng lý hóa cơ bản của dầu thô khai thác tại một số khu vực ở các mỏ của Vietsovpetro.

Hiện nay, Vietsovpetro đang khai thác dầu tại các mỏ Bạch Hổ, Rồng và các khu vực lân cận kết nối khác như: Nam Rồng Đồi Mồi, Gấu Trắng và Thỏ Trắng. Dầu khai thác ở các khu vực này có hàm lượng paraffin dao động từ 18 - 29% khối lượng và độ nhớt cao; nhiệt độ đông đặc của dầu khoảng 30 - 36°C, cao hơn nhiệt độ thấp nhất của nước biển ở vùng cận đáy (21,8°C) khoảng 9 - 15°C. Nhiệt độ bắt đầu kết tinh của paraffin trong dầu các mỏ này dao động từ 58 - 61°C. Trong khi đó, các đường ống xây dựng dùng để thu gom và vận chuyển dầu nối giữa các công trình khai thác ở mỏ Bạch Hổ không được bảo ôn nhiệt với môi trường bên ngoài. Theo các tính toán mô phỏng cho thấy, sau khi sản phẩm giếng đi vào hệ thống đường ống ngầm dưới đáy biển khoảng 2 - 3km, nhiệt độ của dầu trong đường ống đã bằng nhiệt độ của nước biển ở vùng cận đáy, dao động ở mức 23 - 28°C, thấp hơn nhiệt độ đông đặc của dầu khoảng 10°C và thấp hơn nhiệt độ bắt đầu xuất hiện paraffin trong dầu khoảng 35°C. Tại nhiệt độ này, dầu ở dạng chất lỏng phi Newton, nghĩa là trong mọi trường hợp sẽ tạo nên nguy cơ lắng đọng paraffin, gây ra hiện tượng tắc nghẽn trong hệ thống thu gom, xử lý và vận chuyển dầu bằng đường ống.

Sau thời gian khai thác tự phun, các giếng tại các mỏ của Vietsovpetro đã chuyển sang khai thác cơ học bằng gaslift. Phương pháp này duy trì được sản lượng khai thác dầu hàng năm trên các mỏ, song lại làm trầm trọng thêm vấn đề lắng đọng paraffin trong đường ống vận chuyển

dầu và trong các giếng khai thác, do nhiệt độ dầu giảm đáng kể. Hiện nay, nhiệt độ dầu khí thu gom đến các giàn công nghệ trung tâm và FSO để xử lý và tàng chứa chỉ từ 35 - 43°C, thấp hơn nhiệt độ xuất hiện paraffin trong dầu khoảng 10 - 15°C.

Kinh nghiệm của các công ty khai thác dầu hàng đầu thế giới [1] cho thấy nếu khai thác và vận chuyển dầu nhiều paraffin bằng đường ống ở điều kiện nhiệt độ môi trường thấp hơn nhiệt độ bắt đầu kết tinh của paraffin, thấp hơn nhiệt độ đông đặc ở điều kiện ngoài khơi sẽ rất khó khăn và gặp nguy hiểm:

- Hiện tượng lắng đọng paraffin-keo-nhựa bên trong ống khai thác và đường ống dẫn dầu, sẽ làm giảm tiết diện của ống làm tổn hao áp suất gia tăng. Kết quả là lưu lượng dầu khí khai thác và khả năng lưu thông chất lỏng của đường ống giảm dần;

- Quá trình khai thác giếng hoặc quá trình vận chuyển dầu bằng đường ống có thể sẽ phải tạm dừng do dầu có độ nhớt quá cao khi nhiệt độ vận chuyển thấp hơn nhiệt độ đông đặc và lưu lượng vận chuyển thấp.

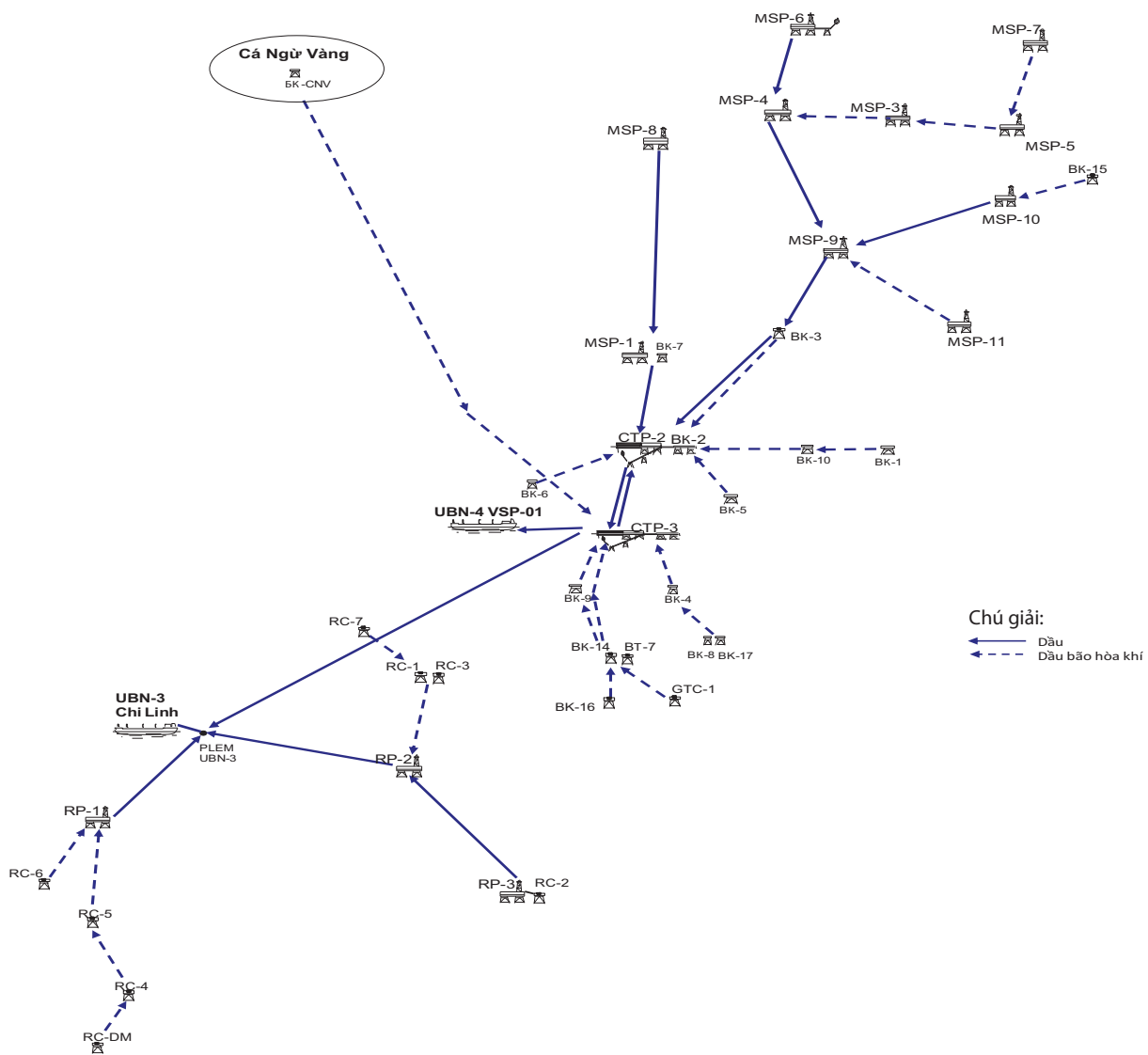
Đối với các mỏ của Vietsovpetro, vấn đề khó khăn trong thu gom và vận chuyển dầu nhiều paraffin bằng đường ống thường hay gặp khi vận chuyển bằng đường ống không được bọc cách nhiệt và thậm chí cả các đường ống được bọc cách nhiệt với môi trường bên ngoài có chiều dài lớn, kết nối từ mỏ này sang mỏ khác.

3. Hệ thống thu gom và vận chuyển dầu bằng đường ống ở các mỏ của Vietsovpetro

Hiện nay, hệ thống đường ống thu gom và vận chuyển sản phẩm khai thác ở nội bộ các mỏ của Vietsovpetro dài khoảng 400km. Hệ thống đường ống này nối liền các công trình khai thác của các mỏ Bạch Hổ, Rồng, Nam Rồng Đồi Mồi, Gấu Trắng và Thỏ Trắng (Hình 1).

Bảng 1. Đặc trưng lý hóa cơ bản của dầu thô ở các mỏ của Vietsovpetro

TT	Các thông số	Mỏ dầu		
		Bạch Hổ	Rồng	Gấu Trắng
1	Khối lượng giếng, kg/m ³	831	847	880 - 902
2	Nhiệt độ, °C:			
	- Nhiệt độ bắt đầu kết tinh paraffin;	58 - 61	59 - 60	59 - 60
	- Nhiệt độ đông đặc.	33,10	30,5 - 33	33 - 36
3	Hàm lượng, % khối lượng:			
	- Paraffin	27,1	18,7 - 25,0	22 - 29
	- Asphaltene - keo - nhựa	2,68	7,25 - 8,78	0,102 - 0,146
4	Độ nhớt, mm ² /s:			
	- ở 50°C	4,66	7.151	32,03 - 42,49
	- ở 70°C	3,02	4.611	14,24 - 34,45
5	Nhiệt độ sôi ban đầu, °C	70,60	67,7 - 83,4	90 - 115
6	Hệ số khí, m ³ /t	195 - 220	49 - 120	47 - 53



Hình 1. Sơ đồ thu gom, xử lý và vận chuyển hỗn hợp dầu khí, dầu đã tách khí từ một số công trình chủ yếu ở các mỏ của Vietsovpetro

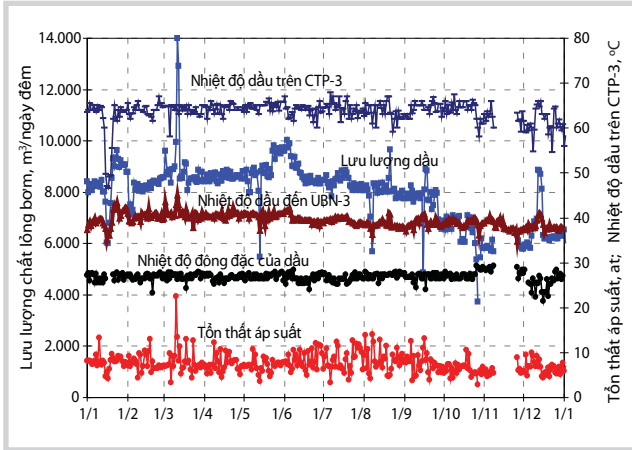
Sản phẩm khai thác tại các giàn nhẹ (BK/RC) được vận chuyển ở dạng hỗn hợp dầu - khí về các điểm xử lý tách khí và nước trên các giàn cố định và các giàn công nghệ trung tâm. Trong nhiều trường hợp, khoảng cách giữa các giàn nhẹ đến các giàn cố định hay giàn công nghệ trung tâm khá lớn, hoặc phải vận chuyển từ mỏ này sang mỏ khác như: từ mỏ Gấu Trắng, BK-14/BK-7 về CTP-3, từ Thỏ Trắng về MSP-6, từ mỏ Nam Rồng - Đồi Mồi hay từ Nam Trung tâm Rồng RC-5, RC-6 đến RP-1 với tổng chiều dài toàn tuyến 18 - 20km; từ Đông Bắc Rồng RC-1, RC-3 đến RP-2, và trước năm 2003 là từ RC-2 về RP-1 dài 19km. Trong khi đó, khai thác bằng phương pháp gaslift nên nhiệt độ của dầu khí lên đến miệng giếng rất thấp, chỉ dao động trong khoảng 35 - 60°C, nhiệt độ của hỗn hợp chất lỏng đi ra khỏi giàn, vào đường ống thu gom ở mức 45 - 55°C, và đến trạm xử lý trên các giàn cố định hay giàn công nghệ trung tâm chỉ còn nhiệt độ khoảng 28 - 35°C (Hình 1). Để đảm bảo khả năng vận chuyển an toàn bằng đường ống,

dầu được xử lý bằng hóa phẩm giảm nhiệt độ đông đặc [3, 4]. Trong khi đó, theo kết quả nghiên cứu lưu biến ở phòng thí nghiệm, để xử lý bằng hóa phẩm đạt hiệu quả cao nhất thì nhiệt độ của dầu không được thấp hơn 65 - 75°C. Để đạt được điều đó, Vietsovpetro đã áp dụng công nghệ bơm hóa phẩm giảm nhiệt độ đông đặc vào dòng sản phẩm của giếng ở độ sâu 2.000 - 2.500m, nơi có nhiệt độ không thấp hơn 65°C. Như vậy, hỗn hợp dầu và khí sau khi xử lý bằng hóa phẩm ở nhiệt độ cần thiết sẽ đi lên miệng giếng, vào hệ thống thu gom và vào đường ống ngầm dưới biển đến trạm xử lý sẽ có tính chất lưu biến được cải thiện đáng kể.

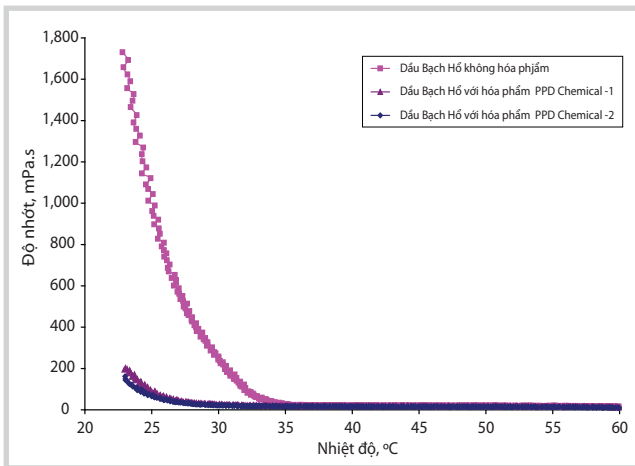
3.1. Vận chuyển dầu bằng đường ống từ mỏ Bạch Hổ đến mỏ Rồng

Sơ đồ vận chuyển dầu đã tách khí ở mỏ Bạch Hổ là các đường liên tục nối các giàn cố định đến các giàn công nghệ trung tâm CTP-2, CTP-3 và đến các kho nổi FSO ở

mỏ Bạch Hổ và mỏ Rồng (Hình 1). Sản phẩm khai thác trên các giàn cố định dưới dạng chất lỏng đã tách khí được vận chuyển đến các giàn công nghệ trung tâm. Trên các giàn công nghệ trung tâm CTP-2 và CTP-3 sẽ thực hiện xử lý tách khí và tách nước. Sau khi xử lý dầu với hàm lượng



Hình 2. Các thông số của đường ống từ CTP-3 Bạch Hổ sang FSO mỏ Rồng



Hình 3. Độ nhớt của dầu thô mỏ Bạch Hổ không xử lý và xử lý hóa phẩm giảm nhiệt độ đông đặc định lượng 350 ppm (ml/m³)



Hình 4. Lắng đọng paraffin trong đường ống dẫn dầu từ Bạch Hổ sang FSO-3 mỏ Rồng (lấy trong thời gian sửa chữa Plem UBN-3)

nước còn lại khoảng 0,7 - 2,3%, được vận chuyển đến các FSO để xử lý triệt để đến chất lượng thương phẩm. Thông thường, trên các mỏ của Vietsovpetro có 2 FSO hoạt động tại mỏ Bạch Hổ, 1 FSO hoạt động tại mỏ Rồng. Trong trường hợp, khi ở mỏ Bạch Hổ chỉ có 1 FSO, hoặc 1 FSO gặp sự cố, thì dầu từ mỏ Bạch Hổ được vận chuyển đến FSO ở mỏ Rồng theo đường ống ngầm dài 22km từ CTP-3 đến PLEM-FSO-3. Để đảm bảo vận hành liên tục và an toàn đường ống, hạn chế lắng đọng paraffin, dầu được xử lý bằng hóa phẩm giảm nhiệt độ đông đặc. Vì đã tách khí và nước nên việc xử lý dầu này bằng hóa phẩm giảm nhiệt độ đông đặc sẽ đơn giản và đạt hiệu quả cao. Ngoài ra, trong quá trình xử lý tách nước trên các giàn công nghệ trung tâm, do dầu được duy trì nhiệt độ ở mức 65°C nên hóa phẩm giảm nhiệt độ đông đặc được bơm vào dòng dầu ở vị trí sau bình tách nước sử dụng điện trường cao và trước máy bơm. Sau khi đã xử lý hóa phẩm, dầu được vận chuyển đến FSO mỏ Rồng theo tuyến ống nối từ CTP-3 đến FSO-3 mỏ Rồng.

Hình 2 là các thông số vận hành đường ống vận chuyển dầu CTP-3 sang FSO-3. Kết quả cho thấy, với lưu lượng vận chuyển khoảng 6.000 - 10.000m³/ngày đêm và nhiệt độ dầu trên CTP-3 dao động ở mức 60 - 65°C, thì dầu sau khi xử lý bằng hóa phẩm giảm nhiệt độ đông đặc với định lượng 350ppm sẽ có nhiệt độ đông đặc khoảng 24 - 26°C được bơm đến FSO-3 mỏ Rồng và tổn hao áp suất trên toàn tuyến đường ống CTP-3 → PLEM-FSO-3 ổn định ở mức 7 - 10at, nhiệt độ dầu đến UBN-3 mỏ Rồng còn khoảng 37 - 42°C. Hình 3 và 4 là độ nhớt của dầu trước và sau khi xử lý hóa phẩm giảm nhiệt độ đông đặc và hình ảnh quan sát lắng đọng paraffin trong đường ống vận chuyển dầu từ mỏ Bạch Hổ sang mỏ Rồng.

Kết quả Hình 3 và 4 cho thấy, nếu được xử lý hóa phẩm, độ nhớt của dầu mỏ Bạch Hổ sẽ giảm nhiều và hạn chế được lắng đọng paraffin bên trong đường ống dẫn dầu từ mỏ Bạch Hổ sang mỏ Rồng.

3.2. Vận chuyển dầu bằng đường ống từ mỏ Rồng sang mỏ Bạch Hổ

Việc thu gom và vận chuyển dầu nội bộ các mỏ Bạch Hổ và mỏ Rồng được thực hiện ngay trong các mỏ (Hình 1). Dầu khai thác ở mỏ Bạch Hổ sau khi xử lý được vận chuyển theo các đường ống ngầm nội mỏ đến các FSO đặt tại mỏ Bạch Hổ, dầu khai thác ở mỏ Rồng được vận chuyển về FSO-3 đặt tại mỏ Rồng. Tuy nhiên, theo định kỳ 2,5 năm một lần, các FSO này phải dừng để kiểm tra định kỳ, sửa chữa nhỏ và 5 năm một lần phải lên đốc để sửa chữa lớn, nâng cấp. Vì vậy, bài toán vận chuyển

dầu từ mỏ Bạch Hổ sang mỏ Rồng hay ngược lại thường xuyên được đặt ra đối với Vietsovpetro. Nếu vận chuyển dầu từ mỏ Bạch Hổ sang mỏ Rồng (từ CTP-3 hoặc CTP-2 sang FSO-3 mỏ Rồng), do lưu lượng dầu khá lớn, khoảng 8.000 - 10.000m³/ngày đêm, (tương đương vận tốc dòng chảy trong ống 0,8 - 1,2m/s), nên việc vận chuyển dầu theo tuyến ống này không gặp khó khăn. Thực tế vận hành đường ống CTP-3 → FSO-3 trình bày ở trên đã chứng minh.

Ban đầu, mỏ Rồng được kết nối với mỏ Bạch Hổ bằng tuyến ống RP-3 → RP-1 → RC-1 → BT-7 → CTP-2 không bọc cách nhiệt có tổng chiều dài 52km. Tuyến đường ống này có hai cấp đường kính 426 x 16mm và 325 x 16mm. Do có nhiều vấn đề phức tạp liên quan đến lắng đọng paraffin-keo-nhựa khi vận hành đường ống này với lưu lượng thấp trong giai đoạn 1996 - 2001 nên Vietsovpetro đã xây dựng tuyến ống thứ hai RP-3 → RP-2 → PLEM (FSO-3) → CTP-2 dài 42km. Tuyến đường ống mới này được bọc cách nhiệt và cũng có hai cấp đường kính 325 x 16mm và 426 x 16mm. Lượng dầu khai thác trên RP-3 của giai đoạn 2003 - 2012 ở mức 2.000 - 3.500m³/ngày đêm. Như vậy, với lưu lượng trên, vận tốc trung bình của dòng chất lỏng trong đoạn ống 426 x 16mm sẽ là 0,2 - 0,5m/s và trong đoạn ống 325 x 16mm là 0,4 - 0,7m/s. Với vận tốc này, sẽ gặp khó khăn do tổn hao nhiệt lớn, vì thể tích của đường ống lớn nên thời gian chuyển động của dầu trong ống cũng tăng lên, tất cả các yếu tố đó sẽ làm gia tăng khả năng lắng đọng paraffin bên trong đường ống. Bên cạnh đó, nhiệt độ ban đầu của dầu mỏ Rồng đi vào đường ống chỉ dao động ở mức 45 - 55°C, thấp hơn nhiệt độ bắt đầu xuất hiện paraffin trong dầu (58 - 61°C) khoảng 13 - 15°C. Để tăng cường khả năng vận chuyển của dầu theo đường ống có chiều dài lớn từ mỏ Rồng sang mỏ Bạch Hổ, ngoài việc xử lý dầu bằng hóa phẩm giảm nhiệt độ đông đặc, Vietsovpetro đã phải sử dụng condensate để pha loãng làm giảm độ nhớt và nhiệt độ đông đặc của dầu.

Kết quả Bảng 2 cho thấy, nếu sử dụng condensate với hàm lượng 5 - 10% trộn lẫn với dầu RP-3 mỏ Rồng sẽ làm giảm nhiệt độ đông đặc của dầu đã xử lý hóa phẩm từ 21 - 22°C xuống còn 18 - 16°C và tính linh động của dầu tăng lên từ 4 - 8 lần. Như vậy, có thể sử dụng condensate hòa trộn với dầu mỏ Rồng để làm tăng tính linh động và khả năng vận chuyển về mỏ Bạch Hổ. Vietsovpetro đã thu gom condensate có được trong quá trình xử lý khí ở mỏ Bạch Hổ tại các trạm nén khí trên các giàn công nghệ trung tâm và ở giàn nén khí lớn ở mỏ Bạch Hổ để vận chuyển sang mỏ Rồng theo một tuyến ống, tuyến ống còn lại sẽ sử dụng để vận chuyển dầu sau khi được pha trộn với condensate sang mỏ Bạch Hổ. Hai tuyến ống này sẽ hình thành một vòng khép kín. Vietsovpetro đã tiến hành sử dụng thử nghiệm cả hai tuyến ống nói trên để vận chuyển dầu từ mỏ Rồng sang mỏ Bạch Hổ trong những trường hợp cần thiết.

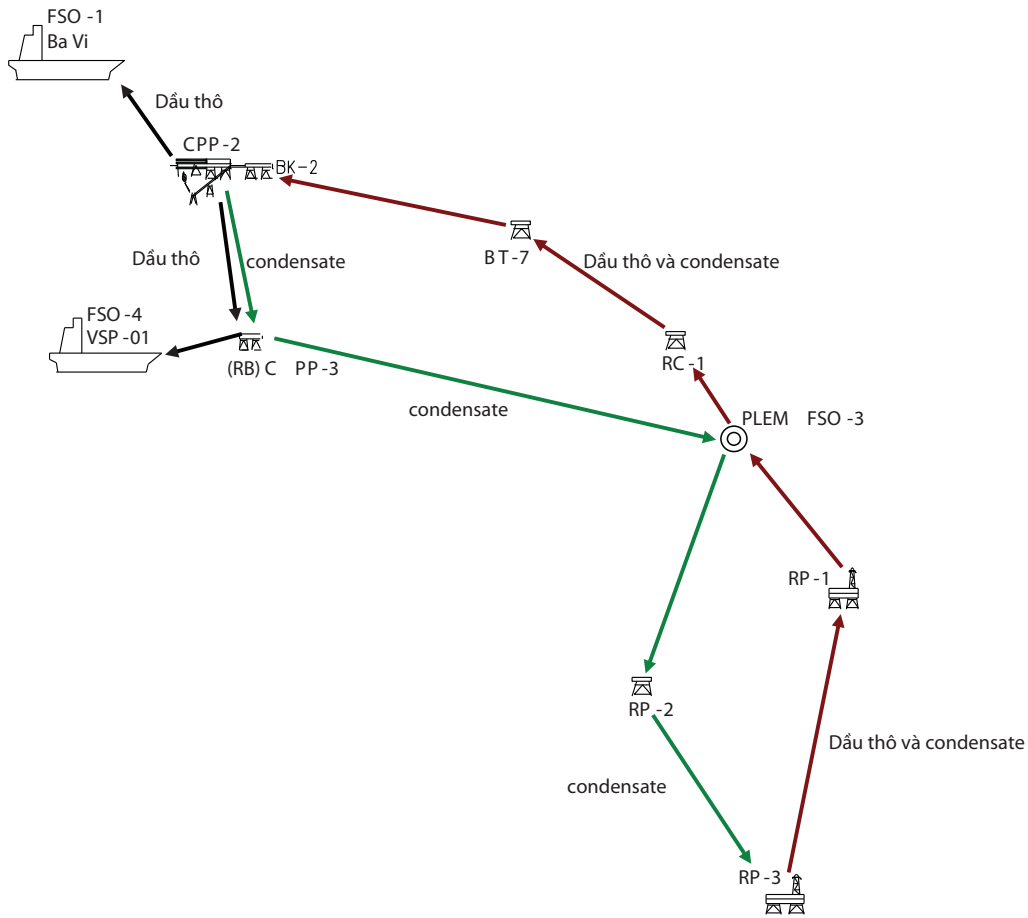
3.3. Vận chuyển dầu mỏ Rồng từ RP-3 đến CTP-2 mỏ Bạch Hổ theo tuyến ống không bọc cách nhiệt RP-3 → RP-1 → PLEM(FSO-3) → RC-1 → BT-7 → CTP-2

Tuyến đường ống không bọc cách nhiệt RP-3 → RP-1 → PLEM(FSO-3) → RC-1 → BT-7 → CTP-2 có tổng chiều dài 52km (RP-3 → RP-1 = 18km, RP-1 → RC-1 = 12km, RC-1 → BT-7 → CTP-2 = 22km). Ống có các cấp đường kính khác nhau: Ø_{RP-3 → RP-1} = 426 x 16mm, Ø_{RP-1 → RC-1} = 325 x 16mm, Ø_{RC-1 → CTP-2} = 426 x 16mm và 8 đoạn ống đứng lên xuống RP-3, RP-1, RC-1, BT-7 và CTP-2. Dầu vận chuyển theo đường ống này, còn condensate từ mỏ Bạch Hổ được thu gom và vận chuyển đến RP-3 theo tuyến ống bọc cách nhiệt CTP-2 → CTP-3 → RP-1 → RP-3.

Việc vận chuyển dầu theo tuyến ống RP-3 → RP-1 → PLEM(FSO-3) → RC-1 → BT-7 → CTP-2 được thực hiện trong nửa đầu năm 2007 và giữa năm 2013, khi FSO-3 ngừng vận hành. Các thông số làm việc ban đầu của đường ống như sau:

Bảng 2. Tính chất lưu biến của hỗn hợp dầu mỏ Rồng RP-3 đã xử lý hóa phẩm với condensate

Nhiệt độ đo, °C	Độ nhớt và ứng suất trượt của dầu mỏ Rồng RP-3 đã xử lý hóa phẩm khi hòa tan ở các hàm lượng condensate khác nhau					
	0%		5%		10%	
	Ứng suất trượt động, Pa	Độ nhớt dẻo (mPa*s)	Ứng suất trượt động (Pa)	Độ nhớt dẻo (mPa*s)	Ứng suất trượt động (Pa)	Độ nhớt dẻo, (mPa*s)
35	0	12	0	9	0	6
30	0,01	21	0	13	0	6,5
28	0,03	33	0,01	19,3	0	7,0
26	0,08	35	0,04	21,5	0,01	7,6
24	0,20	46	0,09	27,4	0,035	9,0
22	0,55	82	0,14	38,6	0,056	15,0
T _{đđ} , °C	21 - 22		18		16 - 17	

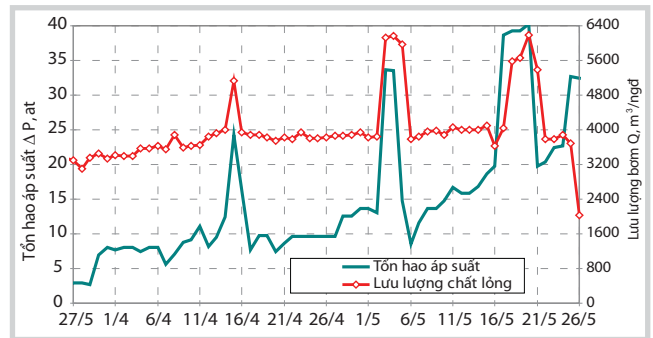


Hình 5. Sơ đồ vận chuyển dầu từ Rông RP-3 đến CTP-2 mở Bạch Hồ theo tuyến ống không bọc cách nhiệt RP-3 → RP-1 → PLEM FSO-3 → RC-1 → BT-7 → CTP-2

- Lưu lượng chất lỏng trong đường ống dao động ở mức 3.200 - 3.500m³/ngày đêm;
- Áp suất dầu tại ống đứng trên RP-3 dao động ở mức 12 - 12,5at, trên RP-1 khoảng 9,5 - 10at và trên CTP-2 là 4,5at.
- Tỷ lệ condensate trong dầu dao động ở mức 7 - 10% theo thể tích;
- Nhiệt độ dầu tại ống đứng trên RP-3 là 55°C;
- Nhiệt độ dầu đến RP-1 là 32°C;
- Nhiệt độ dầu đến CTP-2 là 27°C (tương đương nhiệt độ nước biển ở vùng cận đáy, xung quanh đường ống);
- Nhiệt độ đồng đặc của dầu với condensate đến CTP-2 dao động ở mức 15 - 21°C.

Như vậy, thực tế tổn thất áp suất ban đầu khi vận chuyển dầu trên đoạn RP-3 → RP-1 là 2,5 - 3at và trên đoạn RP-1 → CTP-2 là 5at.

Sơ đồ vận chuyển dầu RP-3 theo tuyến ống RP-3 → RP-1 → PLEM(FSO-3) → RC-1 → BT-7 → CTP-2 được trình bày ở Hình 5 và các thông số làm việc được trình bày trong Hình 6.



Hình 6. Động thái làm việc của đường ống không bọc cách nhiệt RP-3 → RP-1 → PLEM FSO-3 → RC-1 → BT-7 → CTP-2 trong vận chuyển dầu từ mỏ Rông sang mỏ Bạch Hồ

Phân tích động thái làm việc của tuyến đường ống (Hình 6) cho thấy: mặc dù nhiệt độ đồng đặc của dầu sau khi pha với condensate giảm xuống còn 18°C, nhưng tổn hao áp suất khi vận chuyển dầu RP-3 sang mỏ Bạch Hồ theo thời gian vẫn tăng nhanh, đặc biệt trên đoạn ống cuối RP-1 → PLEM(FSO-3) → BT-7 → CTP-2. Sau khoảng 30 ngày vận hành đường ống, tổn hao áp suất vận chuyển dầu trong đoạn RP-1 → RC-1 → BT-7 → CTP-2 đã tăng từ 5at lên 9at (tốc độ tăng áp suất đạt 0,13at/ngày đêm). Áp suất vận chuyển dầu tăng là do hiện tượng lắng đọng paraffin bên trong đường ống. Kết quả tính toán mô phỏng [3] cho thấy khi tốc độ dòng càng nhỏ thì lắng

động paraffin mềm trong đường ống vận chuyển dầu từ RP-3 mỏ Rồng sẽ càng lớn. Ở đây, vận tốc dòng chảy trong đường ống chỉ đạt 0,2 - 0,5m/s. Để dự đoán lượng lắng đọng paraffin mềm tích tụ trong đoạn ống này, nhiệt thủy lực đường ống đã được tính toán, với giả thiết rằng bên trong thành ống có một lớp lắng đọng paraffin với chiều dày như nhau trên toàn bộ đoạn ống, kết quả của mô phỏng được trình bày tại Bảng 3 và Hình 7.

Kết quả Bảng 3 cho thấy, tổn hao áp suất khoảng 9at thì khối lượng lắng đọng paraffin mềm trong đoạn ống này đã là 554m³. Do vậy phải bơm thêm nước biển để tăng vận tốc dịch chuyển của dòng chất lỏng trong đường ống để tẩy rửa lớp lắng đọng này. Tuy nhiên, kết quả cho thấy tổn hao áp suất trên đoạn ống này sau khi bơm rửa bằng nước biển giảm không đáng kể (Hình 6), sau đó tốc độ tăng tổn hao áp suất đạt tới mức 0,35 - 0,4at/ngày đêm, và đạt đến 14at chỉ sau 10 ngày sau khi bơm rửa, nghĩa là lượng lắng đọng trong ống đã đạt đến 750 - 800m³. Như vậy, quá trình bơm rửa bằng nước biển tuyến ống này không hiệu quả như mong muốn. Để đảm bảo việc khai thác liên tục dầu trên RP-3 mỏ Rồng

Bảng 3. Dự đoán lắng đọng paraffin mềm trong ống không bọc cách nhiệt RP-1 → PLEM(FSO-3) → BT-7 → CTP-2

Chiều dày lắng đọng (mm)	Tổn hao áp suất (at)	Thể tích lớp paraffin (m ³)	Thể tích ống còn lại (m ³)
0	4,7	0	3.529
10	5,2	190	3.339
20	6,4	374	3.155
30	9,0	554	2.975
40	12,0	728	2.801
50	17,1	896	2.633



Hình 7. Lắng đọng paraffin, RP-1 → PLEM(FSO-3)

và vận hành an toàn đường ống, phải chuyển việc vận chuyển dầu từ đường ống không bọc cách nhiệt sang tuyến đường ống bọc cách nhiệt RP-3 → PLEM(FSO-3) → CTP-3 → CTP2.

3.4. Vận chuyển dầu mỏ Rồng từ RP-3 đến CTP-2 mỏ Bạch Hổ theo tuyến ống bọc cách nhiệt RP-3 → PLEM(FSO-3) → CTP-3 → CTP-2

Dầu RP-3 được vận chuyển theo đường ống bọc cách nhiệt RP-3 → PLEM(FSO-3) → CTP-3 → CTP-2 có tổng chiều dài 41km với các cấp đường kính sau:

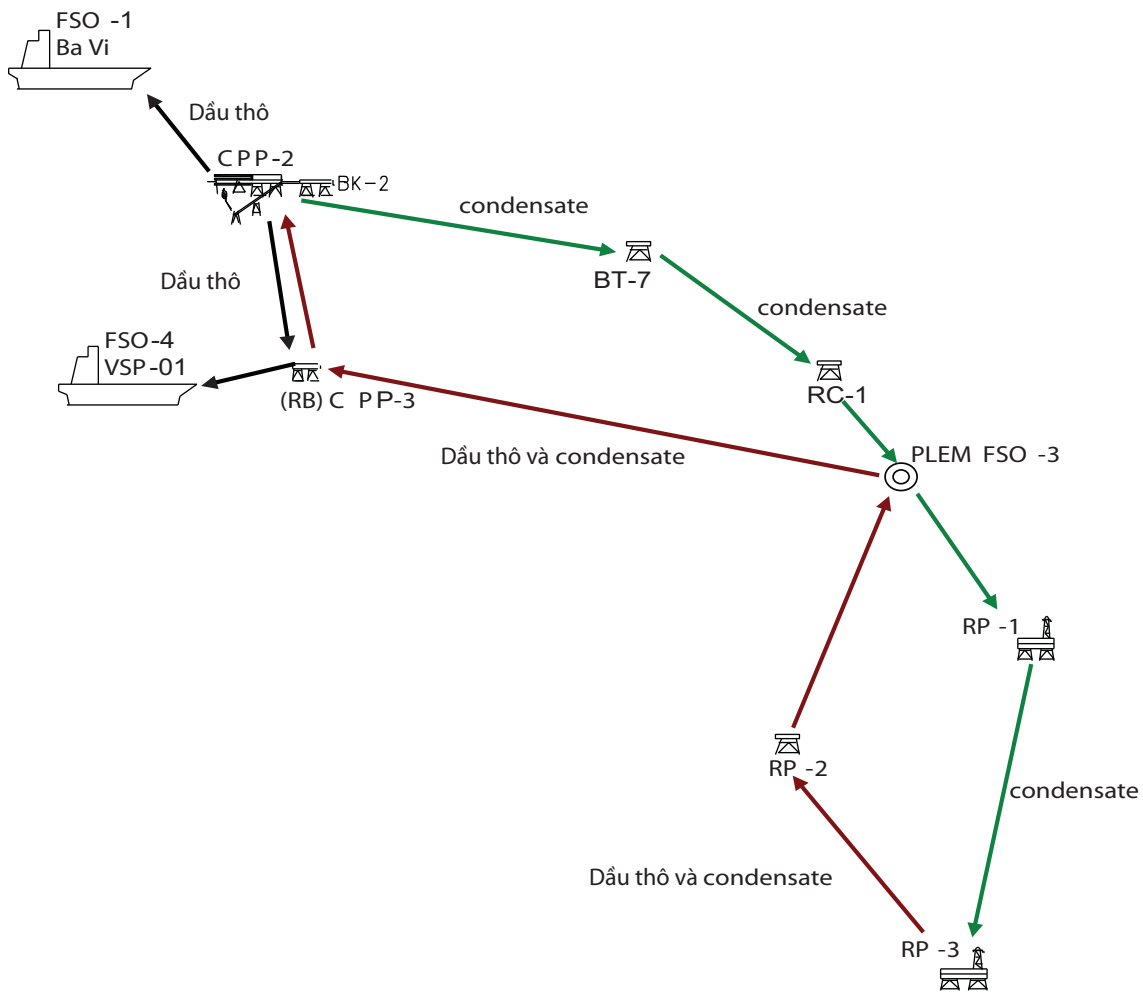
- Đoạn RP-3 → PLEM(FSO-3), chiều dài 17km, đường kính 325 x 16mm;
- Đoạn PLEM(FSO-3) → CTP-3, 4km đầu đường kính 325 x 16mm, 17km đường kính 426 x 16mm;
- Đoạn CTP-3 → CTP-2, chiều dài 3km, đường kính 426 x 16mm.

Việc vận chuyển condensate từ mỏ Bạch Hổ đến RP-3 được thực hiện theo tuyến ống không bọc cách nhiệt CTP-2 → BT-7 → RC-1 → PLEM(FSO-3) → RP-1 → RP-3.

Sau khi chuyển dòng, dầu được vận chuyển theo đường ống bọc cách nhiệt, các thông số làm việc của đường ống như sau:

- Áp suất dầu ở ống đứng RP-3 là 10 - 11at và trên CTP-2 là 4,1 - 4,5at. Như vậy, tổn hao áp suất là 5 - 6at;
- Nhiệt độ dầu tại RP-3 là 55 - 57°C và trên CTP-2 là 27°C;
- Lưu lượng chất lỏng trong ống là 3.500 - 3.700m³/ngày đêm;
- Hàm lượng nước trong dầu khoảng 2 - 2,5% thể tích;
- Nhiệt độ nước biển ở vùng cận đáy xung quanh đường ống 25 - 28°C;
- Tổng lượng condensate đưa sang RP-3 khoảng 250 - 300m³/ngày đêm, trong đó condensate ổn định là 80 - 130m³/ngày đêm, không ổn định là 150 - 175m³/ngày đêm;
- Nhiệt độ đông đặc của dầu RP-3 lên đến CTP-2 dao động ở mức 15 - 17°C.

Sơ đồ vận chuyển dầu RP-3 mỏ Rồng theo đường ống bọc cách nhiệt được trình bày trong Hình 7 và động thái làm việc của đường ống bọc cách nhiệt RP-3 → PLEM(FSO-3) → CTP-3 → CTP-2 được trình bày ở Hình 8.

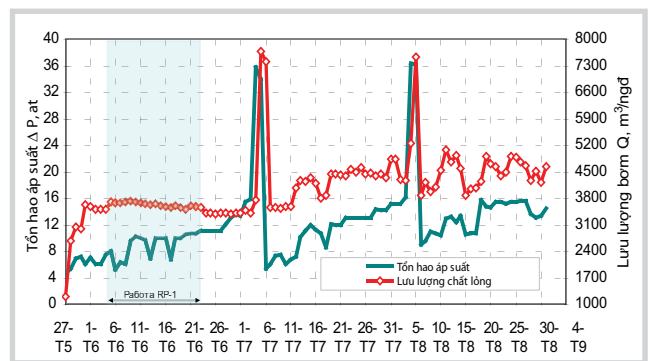


Hình 8. Sơ đồ vận chuyển dầu mỏ Rông RP-3 đến CTP-2 mở Bạch Hồ theo tuyến ống bọc cách nhiệt RP-3 → PLEM FSO-3 → CTP-2

Kết quả cho thấy vận chuyển dầu RP-3 theo tuyến đường ống bọc cách nhiệt RP-3 → PLEM(FSO-3) → CTP-3 → CTP-2 không làm giảm tốc độ lắng đọng paraffin trong ống. Sau khoảng 30 ngày vận hành, tổn thất áp suất vận chuyển dầu trong đường ống đã tăng từ 5 - 6at lên đến 10at (tốc độ tăng áp suất khoảng 0,13 - 0,15at/ngày đêm). Nguyên nhân tăng áp suất trong đường ống này cũng do đặc thù tính chất lưu biến của dầu và có sự lắng đọng paraffin mềm bên trong ống. Kết quả mô hình hóa tính toán tổn thất thủy lực xác định lượng lắng đọng paraffin trong đường ống dẫn dầu RP-3 → PLEM(FSO-3) → CTP-3 → CTP-2 (Bảng 4). Lưu lượng bơm dầu trong tính toán mô phỏng là 3.150m³/ngày đêm.

Kết quả cho thấy rằng: nếu tổn thất áp suất khi vận chuyển dầu đạt tới 10at, có nghĩa là trong đường ống đã hình thành lớp lắng đọng dày 30mm và lượng lắng đọng paraffin mềm đạt đến 1.070m³.

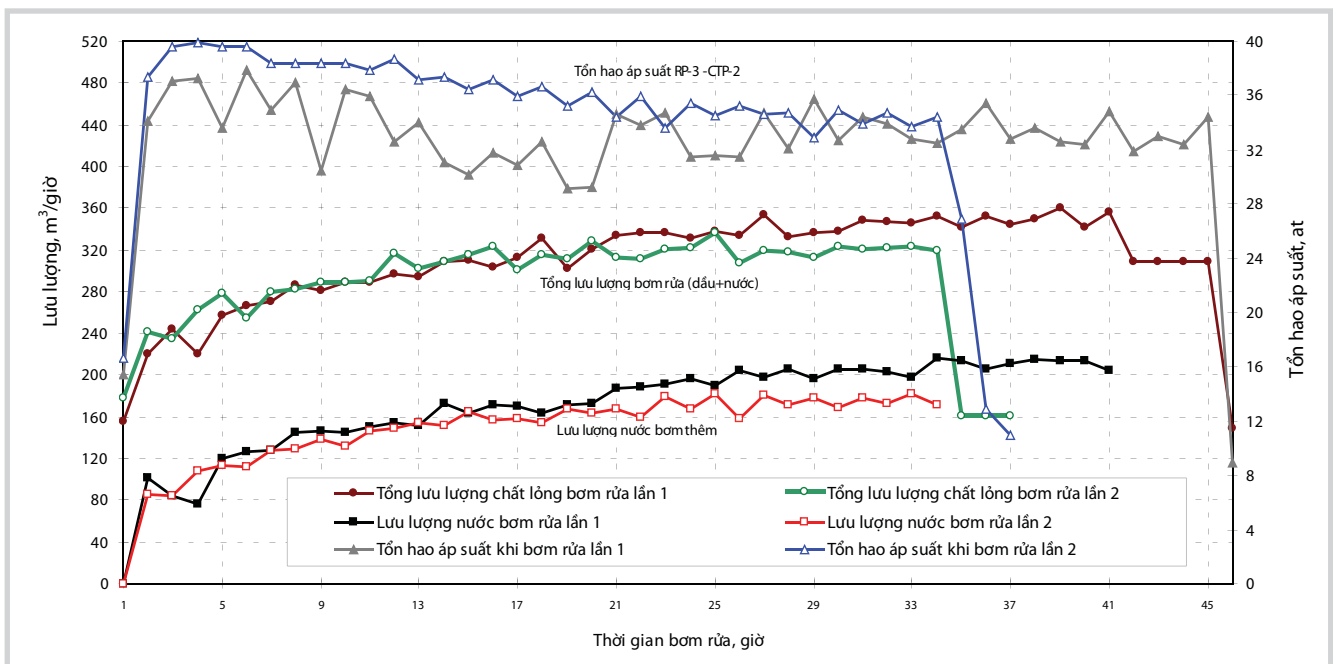
Để tẩy rửa lớp lắng đọng paraffin này, đường ống đã được tẩy rửa bằng cách bơm thêm một lượng nước biển nhằm tăng vận tốc dòng chảy trong ống. Hình 8 cho thấy,



Hình 9. Động thái làm việc của đường ống bọc cách nhiệt RP-3 → PLEM FSO-3) → CTP-3 → CTP-2 trong vận chuyển dầu từ mỏ Rông sang mỏ Bạch Hồ

Bảng 4. Dự đoán lắng đọng paraffin mềm trong ống bọc cách nhiệt RP-3 → PLEM(FSO-3) → CTP-3

Chiều dày lắng đọng (mm)	Tổn hao áp suất (at)	Thể tích lớp paraffin (m ³)	Thể tích ống còn lại (m ³)
0	4,6	0	3.370
5	4,9	193	3.170
10	5,4	380	2.990
20	7,0	737	2.633
30	9,8	1.070	2.300



Hình 10. Các thông số bơm rửa đường ống bọc cách nhiệt RP-3 → PLEM(FSO-3) → CTP-2

sau khi bơm rửa bằng nước biển, áp suất vận chuyển dầu trên ống đứng tại RP-3 đã giảm xuống 11at, như vậy tổn hao áp suất trong đường ống RP-3 → PLEM(FSO-3) → CTP-3 → CTP-2 sau khi bơm rửa đã trở lại gần như giá trị ban đầu. Điều này chứng tỏ phần lớn lượng paraffin lắng đọng trong đường ống đã được đẩy ra. Quá trình bơm rửa nước biển vào đường ống vận chuyển dầu RP-3 → PLEM(FSO-3) → CTP-3 → CTP-2 được mô tả trong Hình 10.

Hình 9 mô tả các thông số hai lần rửa đường ống vận chuyển dầu RP-3 → PLEM(FSO-3) → CTP-3 → CTP-2, mỗi lần cách nhau hơn 30 ngày. Kết quả cho thấy, dùng nước biển rửa đường ống bọc cách nhiệt RP-3 → PLEM(FSO-3) → CTP-3 → CTP-2 hiệu quả hơn hẳn đường ống không bọc cách nhiệt RP-3 → RP-1 → PLEM(FSO-3) → BT-7 → CTP-3 → CTP-2. Khi bắt đầu tiến hành bơm nước, áp suất tại ống đứng trên RP-3 đạt đến 37at, tổng lưu lượng dầu và nước chỉ đạt khoảng 200 - 220m³/giờ. Sau 24 giờ bơm rửa, lưu lượng dầu và nước trong ống đã đạt mức 300 - 320m³/giờ, trong khi áp suất tại ống đứng RP-3 lại giảm từ 37at xuống còn 32at. Như vậy, khả năng tẩy rửa lớp lắng đọng paraffin trong đường ống bọc cách nhiệt hơn hẳn đường ống không bọc cách nhiệt, có thể do đường ống không bọc cách nhiệt có quá nhiều cấp đường kính khác nhau và nhiều đoạn ống đứng (8 đoạn), trong khi đường ống bọc cách nhiệt đoạn RP-3 → PLEM(FSO-3) đường kính 325mm còn đoạn sau PLEM(FSO-3) → CTP-3 đường kính 426mm và hai đoạn ống đứng. Sau khi rửa bằng nước biển lần thứ 2, tổn thất áp suất vận chuyển dầu trong ống RP-3 → PLEM(FSO-3) → CTP-3 → CTP-2 tăng lên đến 11 - 12at sau đó ổn định. Nguyên nhân

là do lưu lượng dòng dầu trong đường ống tăng lên đến 4.500m³/ngày đêm. Tốc độ dòng chất lỏng trong đường ống đạt 0,8 - 1m/s, tốc độ tối ưu cho việc tẩy rửa các lớp lắng đọng paraffin mềm trong đường ống dẫn dầu. Như vậy, sử dụng đường ống bọc cách nhiệt RP-3 → PLEM(FSO-3) → CTP-3 → CTP-2 đã thực hiện được liên tục quá trình vận chuyển dầu từ mỏ Rồng sang mỏ Bạch Hổ với việc sử dụng condensate hàm lượng khoảng 7% và định kỳ tẩy rửa lắng đọng paraffin bằng cách bơm thêm nước biển vào đường ống.

4. Kết luận

Dầu khai thác ở các mỏ Bạch Hổ và mỏ Rồng của Vietsovpetro là loại dầu nhiều paraffin, có độ nhớt và nhiệt độ đông đặc cao so với nhiệt độ môi trường bên ngoài. Thu gom và vận chuyển dầu này bằng đường ống ngầm dưới đáy biển sẽ gặp rất nhiều khó khăn do vấn đề lắng đọng paraffin.

Xử lý dầu nhiều paraffin mỏ Bạch Hổ đã tách khí bằng hóa phẩm giảm nhiệt độ đông đặc sẽ làm tăng tính lưu biến của dầu, có thể đảm bảo an toàn khả năng vận chuyển dầu bằng đường ống ngầm dưới biển từ mỏ Bạch Hổ sang mỏ Rồng và hạn chế hiện tượng lắng đọng paraffin trong ống. Nhiệt độ xử lý dầu đã tách khí bằng hóa phẩm đạt hiệu quả cao ở nhiệt độ không nhỏ hơn 65°C (lớn hơn nhiệt độ bắt đầu kết tinh của paraffin khoảng 5 - 10°C).

Sử dụng condensate hàm lượng 7 - 10% sẽ làm giảm đáng kể nhiệt độ đông đặc và độ nhớt của dầu RP-3 mỏ Rồng, có thể đảm bảo khả năng vận chuyển dầu mỏ Rồng

từ RP-3 sang mỏ Bạch Hổ bằng đường ống bọc cách nhiệt. Tuy nhiên, vận chuyển dầu nhiều paraffin từ mỏ Rồng sang mỏ Bạch Hổ bằng đường ống bọc cách nhiệt hoặc không bọc cách nhiệt đều có vấn đề nghiêm trọng do lắng đọng paraffin mềm trong ống. Nguyên nhân do:

- Xử lý dầu bằng cách bơm hóa phẩm giảm nhiệt độ đông đặc vào dòng hỗn hợp dầu khí của giếng đạt hiệu quả không cao bằng xử lý dầu đã tách khí, thời gian phục hồi cấu trúc của dầu nhanh;

- Nhiệt độ xử lý dầu của các giếng từ tất cả các công trình khai thác ở mỏ Rồng thấp hơn nhiều so với nhiệt độ xử lý dầu ở mỏ Bạch Hổ.

Sử dụng nước biển có khả năng tẩy rửa sạch paraffin lắng đọng trong đường ống bọc cách nhiệt RP-3 → PLEM(FSO-3) → CTP-3 → CTP-2, phục hồi được công suất vận hành đường ống ban đầu và tốt hơn nhiều so với đường ống không bọc cách nhiệt RP-3 → RP-1 → PLEM(FSO-3) → CTP-3 → CTP-2.

Lưu lượng dầu trong đường ống dẫn dầu không thấp hơn 3.800m³/ngày đêm (vận tốc chất lỏng trong đường ống khoảng 0,8-1,2m/s) sẽ hạn chế được lắng đọng paraffin trong đường ống bọc cách nhiệt RP-3 → PLEM(FSO-3) → CTP-3 → CTP-2. Trong trường hợp ngược lại, lắng đọng paraffin sẽ tăng nhanh.

Tài liệu tham khảo

1. G.P.Van Engelen, C.L.Kaul, B.Vos, H.P.Aranha. *Study of flow improvers for transportation of Bombay High crude oil through submarine pipelines*. Journal of Petroleum Technology. 1981; 33(12): p. 2539 - 2544.

2. Phung Dinh Thuc, Ha Van Bich, Tong Canh Son, Le Dinh Hoe, V.P.Vygovskoy. *The problem in transportation of high waxy crude oils through submarine pipeline at JV "Vietsovpetro" oil fields, offshore Vietnam*. Journal of Canadian Petroleum Technology. 2003; 42(6): p.15 - 18.

3. Phung Dinh Thuc, Tong Canh Son, Ha Van Bich. *Complexity and technological solution in gathering, processing and transporting high wax crude oil of the Rong field*. Petrovietnam Review. 2000; 4: p. 16 - 21.

4. Nguyen Thuc Khang, Tong Canh Son, Le Dinh Hoe, Albert Akhmadeev. *Increase of the efficiency and safety of highly paraffin crude oil transportation of Vietsovpetro offshore oilfields*. Forum Proceeding 7 International Conference, St. Petersburg. 2007: p. 184 - 186.

5. Tong Canh Son, A.G.Akhmadeev, Le Dinh Hoe, S.A.Ivanov. *Transportation of high paraffinic oil produced in offshore oilfield of JV "Vietsovpetro"*. Oil Industry, Moscow. 2008; 6: p. 34 - 36.

Experience of high waxy crude transportation through submarine pipeline in "Vietsovpetro" offshore oil fields

Tong Canh Son, Le Dinh Hoe
Vietsovpetro

Summary

At present, Vietsovpetro is operating a number of offshore oil fields in Vietnam, namely Bach Ho, Rong, Gau Trang and Tho Trang. Crude oil produced from those fields has a wax content ranging between 17-29% by weight, and a high pour point temperature of 29-36°C. Wellhead temperature of crude is very low. The transportation of crude oil with high wax content through long-distance submarine pipelines built without thermal insulation can cause many serious problems. The heat loss due to the sharp temperature gradient between the crude and the environment results in the crystallisation of wax in the crude, with a subsequent wax deposition on the walls of the pipeline, which leads to reduction of the actual pipeline diameter, higher pressure drops, and the formation of gelled interlocking structure of wax crystals in the pipeline, leading to shutdowns.

This paper will describe the characteristic complexities of Bach Ho and Rong crude oil and some experiences in gathering, processing and transporting high wax crude through submarine pipeline. The safe and continuous pipeline operation from Bach Ho to Rong and vice versa plays an important role in the operation of Vietsovpetro's oil and gas fields and contributes significantly to the achievement of Petrovietnam's annual production plans.

Key words: Wax deposition, pour point temperature, viscosity, Bach Ho field.