

NHỮNG KHÓ KHĂN, THÁCH THỨC CỦA VIETSOVPETRO TRONG VẬN CHUYỂN DẦU NHIỀU PARAFFIN BẰNG ĐƯỜNG ỐNG NGẦM NGOÀI KHƠI

TS. Từ Thành Nghĩa¹, KS. Phạm Bá Hiến¹, KS. Phạm Xuân Sơn¹
TS. Tống Cảnh Sơn¹, KS. Nguyễn Hoài Vũ¹, TS. Ngô Thường San²
TS. Nguyễn Văn Minh², TS. Nguyễn Thúc Kháng²

¹Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro"

²Hội Dầu khí Việt Nam

Email: vunh.pt@vietsov.com.vn

Tóm tắt

Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro" đã phát triển công nghệ thu gom, xử lý và vận chuyển dầu nhiều paraffin, phù hợp với điều kiện thực tế ở các mỏ dầu khí và khác biệt so với các công nghệ truyền thống. Thành công này bắt nguồn từ việc Vietsovpetro đã có những nghiên cứu toàn diện và hệ thống về các đặc tính của dầu nhiều paraffin, các tính chất lưu biến của dầu trong vận chuyển bằng đường ống, tổng hợp những khó khăn, thách thức trong vận chuyển dầu nhiều paraffin các mỏ Bạch Hổ và mỏ Rồng bằng đường ống ngầm ngoài khơi, trên cơ sở đó đã xây dựng và phát triển công nghệ thu gom, xử lý và vận chuyển dầu nhiều paraffin.

Từ khóa: Vận chuyển dầu nhiều paraffin, lắng đọng paraffin, nhiệt độ đông đặc.

1. Giới thiệu

Xí nghiệp Liên doanh Dầu khí Việt - Xô (nay là Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro") chính thức đi vào hoạt động từ 19/11/1981 trên cơ sở Hiệp định liên Chính phủ giữa Việt Nam và Liên Xô ký ngày 19/6/1981. Năm 1984, Vietsovpetro đã thăm dò và thăm lượng thành công thân dầu có giá trị công nghiệp trong trầm tích Miocene dưới mỏ Bạch Hổ (Lô 09-1). Từ khi khai thác dòng dầu đầu tiên (năm 1986) đến cuối năm 2014, Vietsovpetro đã khai thác trên 213 triệu tấn dầu, cung cấp vào bờ trên 28 tỷ m³ khí đồng hành.

Vận chuyển là một mắt xích quan trọng, đảm bảo thông suốt cho quá trình khai thác dầu khí. Để có thể vận chuyển dầu an toàn bằng đường ống ngoài khơi, đặc biệt đối với dầu có hàm lượng paraffin cao (20 - 25%), trên thế giới thường sử dụng những giải pháp truyền thống như: bọc bảo ôn cho đường ống dẫn dầu, xây dựng hệ thống phóng thoi làm sạch chất lắng đọng bên trong đường ống, gia nhiệt cho dầu, sử dụng hóa phẩm làm giảm nhiệt độ đông đặc, độ nhớt của dầu... Tuy nhiên trong từng giai đoạn, từng trường hợp cụ thể các giải pháp trên không phải lúc nào cũng áp dụng có hiệu quả, nên cần có các nghiên cứu khoa học để đưa ra các giải pháp kỹ thuật cho từng trường hợp cụ thể. Để giải quyết vấn đề này cần phải xác định được những khó khăn - thách thức mà hệ thống vận chuyển dầu đang gặp phải, từ đó đưa ra các định hướng nghiên cứu và đề ra các giải pháp thích hợp.

Hiện nay, Vietsovpetro đang khai thác dầu tại các mỏ Bạch Hổ (từ năm 1986), mỏ Rồng (từ năm 1994) 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 ở mức 18 - 29% khối lượng; nhiệt độ đông đặc của dầu thô khoảng 30 - 36°C, cao hơn nhiệt độ thấp nhất của nước biển ở vùng cận đáy từ 9 - 15°C, trong khi đó nhiệt độ bắt đầu kết tinh của paraffin trong dầu các mỏ này dao động từ 58 - 61°C [1].

Khi vận chuyển dầu trong điều kiện nhiệt độ của nước biển ở vùng cận đáy dao động từ 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 (Bảng 2). 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 ngoài khơi.

Dầu của Vietsovpetro vận chuyển ở nhiệt độ dưới nhiệt độ xuất hiện paraffin trong dầu và nguy cơ lắng đọng paraffin và tắc nghẽn đường ống vận chuyển là rất lớn.

Trong bài báo này, nhóm tác giả phân tích các khó khăn, thách thức của Vietsovpetro trong vận chuyển dầu nhiều paraffin bằng đường ống ngầm. Đây là cơ sở cho các định hướng nghiên cứu dẫn đến các thành công của Vietsovpetro trong việc vận hành an toàn hàng trăm km đường ống, vận chuyển hơn 200 triệu tấn dầu trong gần 30 năm qua.

2. Những khó khăn của Vietsovpetro trong vận chuyển dầu bằng đường ống ngầm

2.1. Lắng đọng paraffin trong đường ống vận chuyển

Tại điều kiện nhiệt độ tiệm cận nhiệt độ đông đặc của dầu, hiện tượng lắng đọng paraffin - keo nhựa trên bề mặt

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

TT	Thông số	Mỏ dầu		
		Bạch Hổ	Rồng	Gấu Trắng
1	Khối lượng riêng, ở 15°C, g/ml	0,831	0,847	0,891
2	Nhiệt độ, °C:			
	Bắt đầu kết tinh paraffin	58 - 61	59 - 60	59 - 60
	Đông đặc	33,1	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 nhiệt độ 50°C	4,66	7,151	32,03 - 42,49
	Ở nhiệt độ 70°C	3,02	4,611	14,24 - 34,45
5	Nhiệt độ sôi ban đầu, °C	70,6	67,7 - 83,4	90 - 115
6	Hệ số khí, m ³ /t	195 - 220	49 - 120	47 - 53

Bảng 2. Nhiệt độ nước biển ở vùng cận đáy, tại khu vực mỏ Bạch Hổ và mỏ Rồng

Mức độ	Nhiệt độ nước biển trung bình hàng năm ở vùng cận đáy các mỏ (°C)	
	Bạch Hổ	Rồng
Tối đa	28,8	29,0
Tối thiểu	22,2	21,8
Trung bình	25,5	25,4

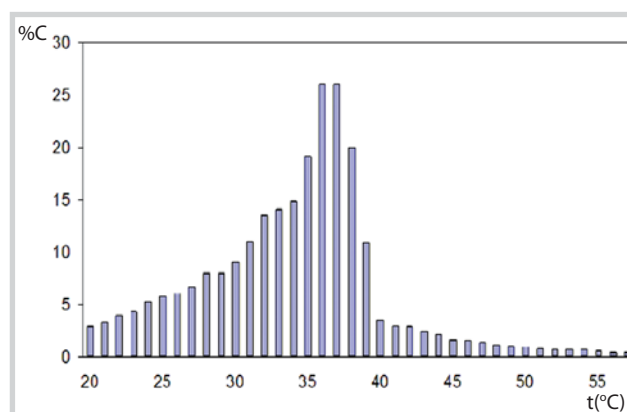
thành đường ống khai thác cũng như đường ống thu gom vận chuyển dầu sẽ diễn ra mạnh mẽ, làm giảm khả năng lưu thông của lưu chất trong đường ống, tăng tổn hao áp suất trong quá trình vận chuyển đồng thời gây nên nguy cơ tắc nghẽn đường ống.

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 ổn định 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 do nhiệt độ dầu giảm đáng kể [1, 4, 6].

Theo các kết quả nghiên cứu, đối với dầu khai thác ở mỏ Bạch Hổ, mỏ Rồng và các mỏ kết nối khác của Vietsovpetro, thì paraffin kết tinh ở khoảng nhiệt độ 36 - 45°C. Trong khi đó, nhiệt độ dầu chuyển động trong đường ống có nhiệt độ dao động ở mức 34 - 45°C, tức là rơi đúng vào vùng nhiệt độ mà paraffin kết tinh mạnh nhất. Hình 1 cho thấy, nhiệt độ bắt đầu xuất hiện các tinh thể paraffin trong dầu là 58 - 60°C, nhiệt độ kết tinh mạnh mẽ paraffin trong dầu xuất hiện ở khoảng 35 - 40°C.

Kết quả nghiên cứu trên mô hình Ngón tay lạnh về lắng đọng paraffin theo nhiệt độ chứng minh:

- Ở nhiệt độ vận chuyển dầu trên 65°C: ít nhận thấy lắng đọng paraffin;
- Đến nhiệt độ 35°C, lắng đọng paraffin 1,0 kg/m²/ngày;
- Đến nhiệt độ 30°C, lắng đọng paraffin 3,5 kg/m²/ngày;



Hình 1. Quá trình kết tinh paraffin trong dầu thô mỏ Bạch Hổ theo nhiệt độ

- Đến nhiệt độ 25°C, lắng đọng paraffin 10 kg/m²/ngày.

Bên cạnh kết quả nghiên cứu trong phòng thí nghiệm nêu trên, sử dụng phương pháp mô phỏng theo mô hình toán học cho thấy: tại điều kiện vận chuyển mà nhiệt độ của dầu trong đường ống thấp, dầu chuyển động trong đường ống có tính chất lưu biến của chất lỏng phi Newton theo mô hình Bingham hoặc theo mô hình Bulkley-Herschell, kết quả bên trong đường ống dẫn dầu sẽ xuất hiện các vùng ứ đọng paraffin mềm hoặc dầu đông. Ở đoạn đầu của đường ống, khi nhiệt độ trung bình của dầu khá cao, dầu còn mang tính chất của chất lỏng Newton, dòng chảy của dầu ở đây có thể ở chế độ chảy rối, nghĩa là dầu chuyển dịch theo toàn bộ tiết diện của ống.

Theo kinh nghiệm của các công ty khai thác dầu hàng đầu thế giới [2], 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 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.

Kinh nghiệm vận hành đường ống không được bảo ôn nhiệt ở các mỏ dầu của Vietsovpetro cho thấy sau khi đường ống được đưa vào vận hành đã xuất hiện vấn đề trên, sự phân bố và kích thước các vùng ứ đọng có thể thay đổi khi thay đổi các thông số bơm dầu. Tình trạng này được khắc phục bằng cách tăng lưu lượng dòng chảy trong ống hoặc tăng nhiệt độ ở vùng lắng đọng đó. Nếu chỉ tăng không đáng kể lưu lượng dầu bơm qua ống thì sẽ không có kết quả vì ở vùng dầu ứ đọng độ bền của cấu trúc các chất lắng đọng tăng do tính chất súc biến của chất lỏng và ứng suất trượt của các chất sẽ tăng. Vì vậy, độ dày của lớp lắng đọng trong ống ngày càng tăng dẫn đến khả năng lưu thông của đường ống bị giảm. Như vậy, nguyên nhân của những phức tạp trong vận chuyển dầu nhiều paraffin bằng đường ống không bọc cách nhiệt hay đường ống bọc cách nhiệt nhưng dài và có lưu lượng thấp hình thành và tạo lớp lắng đọng paraffin truyền thống, xuất hiện các vùng ứ đọng dầu đồng với độ dày và chiều dài khác nhau. Khi vùng ứ đọng hình thành trong ống và lớn lên theo thời gian sẽ làm giảm đáng kể khả năng lưu thông của ống dẫn đến có thể phải dừng vận hành đường ống.

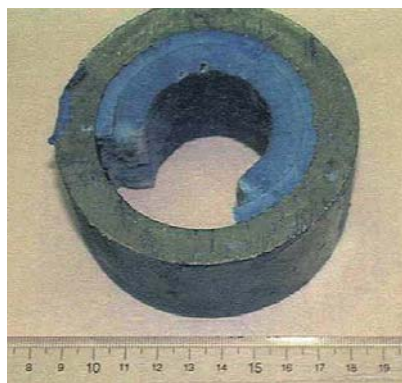
2.2. Lắng đọng muối trong hệ thống thu gom, xử lý và vận chuyển dầu và vấn đề tạo nhũ bền vững

Trong hệ thống thu gom, xử lý và vận chuyển dầu, lắng đọng muối thường hay gặp ở những nơi có sự thay đổi đột ngột về nhiệt độ - áp suất như: đường ống sau côn, trong phin lọc thô, phin lọc sau máy bơm, trong các van tiết lưu. Khi áp suất thay đổi đột ngột sẽ phá vỡ sự cân bằng và dẫn đến các loại muối vô cơ lắng đọng.

Tương tự như trong ống khai thác và thiết bị lòng giếng, trong hệ thống thu gom xử lý và vận chuyển dầu cũng có mặt 3 loại lắng đọng muối chính: carbonate CO_3^{2-} (chiếm 60% trong chất lắng đọng), sulfate SO_4^{2-} (30%) và clorite Cl^- (10%). Trong đó, lắng đọng muối sulfate là khó xử lý nhất, còn muối clorite hòa tan trong nước nên không khó khăn để loại bỏ chúng. Nguồn gốc của lắng đọng muối là do sự kết hợp không tương thích của nước bơm ép và nước khai thác từ tầng móng cũng như từ các tầng Miocene và Oligocene. Sự thay đổi áp suất riêng phần CO_2 cũng tạo nên sự lắng đọng mạnh muối CaCO_3 . Do đó, vấn đề lắng đọng muối xuất hiện trong hệ thống khai thác dầu, hệ thống thu gom, xử lý.

Khi các giếng được chuyển sang khai thác bằng phương pháp cơ học gaslift, sản phẩm ngậm nước của các giếng khai thác bằng phương pháp gaslift thường tạo nên nhũ tương nghịch nước trong dầu rất bền vững. Khi hàm lượng nước trong sản phẩm giếng gaslift tăng sẽ làm gia tăng độ nhớt hiệu dụng, quá trình chuyển động trong ống khai thác hay hệ thống thu gom, vận chuyển dầu làm cho mức độ trộn lẫn gia tăng, sự khuếch tán của các giọt nước trong dầu càng trở nên mạnh, độ nhớt của dầu tăng mạnh và làm gia tăng tổn hao áp suất vận chuyển chúng bằng đường ống, áp suất trung bình trong hệ thống thu gom sản phẩm khai thác trên mỏ tăng đột ngột.

Ngoài ra, việc áp dụng phương pháp khai thác bằng gaslift còn làm gia tăng độ tán xạ của pha nước, tạo điều kiện hình thành nhũ có độ ổn định cao. Nếu khai thác dầu bằng phương pháp tự phun, các hạt nước trong nhũ có kích thước khoảng từ 20 - 100µm (phần lớn có kích thước 60 - 100µm), thì khai thác bằng cơ học gaslift, độ hạt của nhũ đã gia tăng đáng kể, các hạt nước thường có kích thước từ 1 - 20µm, mà phần lớn nằm trong khoảng 1 - 5µm. Độ bền động học của nhũ tương dầu - nước tỷ lệ nghịch với bình phương kích thước hạt. Khi chuyển sang khai thác bằng phương pháp cơ học (cụ thể là gaslift) sẽ làm cho độ bền của nhũ thay đổi rất lớn. Xử lý loại nhũ



Hình 2. Lắng đọng muối trong ống sau côn giếng 412 (BK-3)



Hình 3. Lắng đọng muối trong van tiết lưu C1-2 trên đường ống bơm dầu từ CTP-2

tương dầu - nước này cần phải thực hiện ở nhiệt độ không dưới 65°C và định lượng hóa phẩm tách nước cũng tăng cao hơn.

Cùng với thời gian, hàm lượng nước trong sản phẩm khai thác ở mỏ Bạch Hổ, Rồng và các mỏ khác gia tăng đáng kể. Khi vận chuyển sản phẩm có hàm lượng nước cao với lưu lượng thấp sẽ xảy ra hiện tượng phân lớp trong ống của hệ thống thu gom. Sự phân lớp này dẫn tới nước tự do tích tụ trong các đoạn ống thấp, gây nên hiện tượng ăn mòn cục bộ [3]. Ngoài ra, sản phẩm của quá trình ăn mòn (oxide sắt) trong nhũ cũng sẽ tạo điều kiện thuận lợi cho việc hình thành nhũ đa thành phần có độ bền cao, dẫn tới giảm hiệu quả vận hành của hệ thống thu gom, xử lý và vận chuyển dầu nhiều paraffin bằng đường ống.

2.3. Đặc tính của đường ống dùng để vận chuyển dầu các mỏ Bạch Hổ, Rồng và các mỏ kết nối

Khi vận chuyển dầu có nhiệt độ đông đặc cao, một trong những điều kiện cơ bản để giảm tổn hao nhiệt trên tuyến đường ống là bọc cách nhiệt cho đường ống đồng thời định kỳ phóng thoi làm sạch bên trong đường ống [4].

Hệ thống thu gom, xử lý và vận chuyển sản phẩm dầu khí của Vietsovpetro được xây dựng vào thời kỳ đầu dựa trên mô hình xây dựng mỏ ở biển Caspian (Azerbaijan - Liên Xô). Sơ đồ công nghệ phát triển mỏ trên cơ sở xây dựng các giàn cố định (MSP) và hệ thống đường ống vận chuyển không bọc cách nhiệt. Khoảng cách giữa các giàn khoảng 546 - 3.500m được nối với nhau bằng các đoạn ống không bọc cách nhiệt với các cấp đường kính: $\Phi 325 \times 16\text{mm}$; $\Phi 219 \times 10\text{mm}$; $\Phi 426 \times 16\text{mm}$, $\Phi 219 \times 12\text{mm}$, $\Phi 325,8 \times 16\text{mm}$, $\Phi 323,8 \times 16\text{mm}$. Trong cùng một tuyến đường ống, đường kính ống cũng đa dạng, dao động từ 219 - 426mm.

Vật liệu sử dụng là các loại thép CT-20 (GOST) có hệ số truyền nhiệt của ống là 52 W/(m x C) và API-X60 (API) có hệ số truyền nhiệt của ống 47W/(m x C).

Từ sau năm 1998, các đường ống xây dựng mới đều được bọc cách nhiệt và có chiều dài lớn. Hệ số truyền nhiệt của loại ống bọc cách nhiệt: PU Foam là 0,04W/(m x C); composite là 0,07W/(m x C).

Hệ thống đường ống xây dựng ở các mỏ của Vietsovpetro nối liền các

công trình khai thác dùng để vận chuyển dầu, khí đều không có hệ thống phóng thoi định kỳ để tẩy rửa chất lắng đọng. Do đó, việc tẩy rửa các chất lắng đọng trong đường ống phải dùng giải pháp khác. Bên cạnh đó, do các công trình khai thác xây dựng nối tiếp nhau, nên toàn tuyến đường ống có rất nhiều đoạn ống đứng.

Từ những đặc điểm nêu trên, hệ thống đường ống vận chuyển dầu của Vietsovpetro gây ra một số khó khăn phức tạp sau:

- Đường ống không bọc cách nhiệt sẽ làm cho nhiệt độ dầu trong đường ống giảm rất nhanh và xuống bằng nhiệt độ môi trường xung quanh đường ống, gây nên: tính lưu biến kém, tổn thất áp suất vận chuyển cao; lắng đọng paraffin trong đường ống cao;

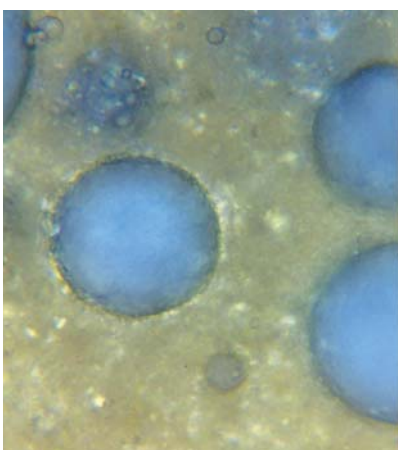
- Đường ống có nhiều đoạn ống đứng (lên xuống), tổn hao áp suất vận chuyển dầu trong đường ống gia tăng, gây hiện tượng tạo xung lực trong hệ thống thu gom, xử lý và vận chuyển hỗn hợp dầu và khí;

- Hệ thống đường ống có nhiều cấp đường kính, tạo nút trong vận chuyển, không thể lắp hệ thống phóng thoi tẩy rửa chất lắng đọng vì quá nhiều cấp đường kính ống khác nhau và nhiều đoạn ống đứng, hệ thống đường ống phức tạp.

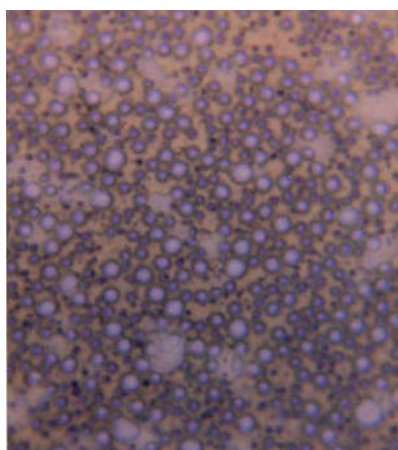
Do những thách thức và phức tạp của đặc tính đường ống, có nguy cơ phải dừng vận hành đường ống và dừng vận hành mỏ.

2.4. Vấn đề xung động áp suất trong hệ thống thu gom, xử lý và vận chuyển dầu

Hiện tượng xung động áp suất không thể tránh khỏi khi vận chuyển đồng thời trong đường ống hỗn hợp dầu - khí. Xung động áp suất xuất hiện ở một số chế độ chảy của sản phẩm giống dầu có liên quan đến hiện tượng tạo nên các nút khí dọc theo chiều dài ống dẫn.



Hình 4. Nhũ tương dầu - nước khai thác bằng phương pháp tự phun



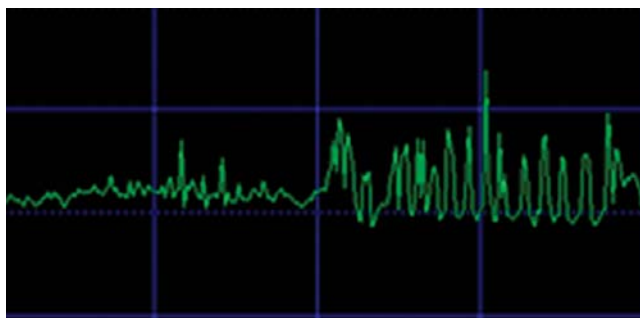
Hình 5. Nhũ tương dầu - nước khai thác bằng phương pháp gaslift

Nguyên nhân chính gây nên xung động của dòng chảy lỏng là hiện tượng khí tách ra từ hỗn hợp khí - lỏng trong đường ống và tạo nên các nút khí, khi kích thước các nút khí này tăng dần theo chiều dài chuyển động của dòng chảy trong ống. Áp suất tuyệt đối trong hệ thống thu gom có ảnh hưởng tới xung động của dòng chảy dầu - khí. Áp suất này càng lớn thì khí tách ra càng ít và đại lượng xung động sẽ càng nhỏ.

Năng lượng các xung động do tác động lẫn nhau giữa dòng chảy và ống dẫn có thể làm cho đường ống, thiết bị và giá đỡ bị dao động. Tại những đoạn đường ống thẳng, xung động của dòng dầu - khí được truyền đi đều theo chu vi ống, do vậy tại đó đường ống dao động không đáng kể.

Dao động của ống dẫn dầu khí xuất hiện đáng kể khi có sự cộng hưởng, thậm chí khi có lực nhỏ tạo ra bởi sự gồ ghề hoặc tiết diện hình ô van của đường ống (ví dụ khi có sự lắng đọng cát, muối, paraffin hay thậm chí là vùng ứ đọng...) và có thể gây ra các dao động nguy hiểm. Những dao động do xung động của dòng hỗn hợp dầu khí gây ra thể hiện rõ rệt tại các điểm mà hướng ống dẫn dầu khí thay đổi đột ngột. Sự phân nhánh ống dẫn dầu khí và các thiết bị liên quan tạo thuận lợi cho sự xuất hiện các dao động riêng của từng đoạn ống đơn lẻ, mà dao động này rất gần với dao động cộng hưởng. Trong thực tế, tồn tại 2 loại xung động chính: xung động vi mô (biên độ nhỏ) cao tần và xung động vĩ mô (biên độ lớn) tần số thấp.

Xung động vi mô cao tần liên quan tới cấu trúc chuyển động của dòng dầu - khí, phụ thuộc vào vận tốc, tần số nút đi qua và các tính chất vật lý của dầu và khí. Khi lực căng bề mặt tại ranh giới dầu - khí giảm thì biên độ xung động áp suất giảm; mật độ của khí tăng lên cũng làm giảm biên độ xung động và ngược lại khi tỷ trọng của chất lỏng tăng lên thì biên độ dao động lại tăng. Độ nhớt của chất lỏng gần như không có ảnh hưởng tới biên độ xung động. Xung động vĩ mô tần số thấp xuất hiện khi có hiện tượng tích tụ chất lỏng trong ống dẫn và dòng khí đẩy chất lỏng này theo chu kỳ hoặc gây ra bởi các hiện tượng khác.



⇐ Đã tách khí sơ bộ ⇒ ⇐ Chưa được tách khí sơ bộ ⇒
Hình 6. Biểu đồ áp suất ở đường ống vận chuyển sản phẩm RC1 → RP2

Ở Vietsovpetro, sau khi lên khỏi miệng giếng dầu ở dạng nhiều pha được vận chuyển từ giàn nhẹ đến giàn công nghệ trung tâm để tách khí, nước. Kết quả nghiên cứu thực tế trên hệ thống công nghệ cho thấy, khi đến giàn công nghệ, đi vào hệ thống bình tách thì các thông số làm việc của các thiết bị thu gom và xử lý dầu đều ở chế độ không ổn định. Hiện tượng này là do xuất hiện các xung động mạnh của áp suất và lưu lượng bên trong đường ống và rất khó điều chỉnh.

Các dao động của áp suất và lưu lượng theo thời gian ở biên độ rộng sẽ phá vỡ toàn bộ quy trình làm việc của hệ thống thu gom, xử lý và vận chuyển dầu trong nội bộ mỏ. Trong nhiều trường hợp có thể xảy ra sự cố [5].

Như vậy, thách thức do xung động áp suất trong quá trình vận chuyển dầu - khí gồm:

- Áp suất và lưu lượng chất lỏng, khí dao động ở khoảng rất lớn (khó điều chỉnh);
- Tạo những nút dầu và nút khí lớn trong đường ống ngầm và đi vào hệ thống thu gom, tạo nên hiện tượng quá tải về lưu lượng (khí/chất lỏng) trong hệ thống thu gom và xử lý trên giàn. Nhiều trường hợp có thể phải ngừng vận hành hệ thống do sự cố;
- Tổn thất áp suất cục bộ cao trong đường ống, ảnh hưởng đến khả năng lưu thông đường ống dẫn dầu và áp suất đầu giếng tại các giàn BK (ảnh hưởng đến lưu lượng giếng);
- Phá vỡ các quy trình công nghệ trong hệ thống thu gom, vận chuyển dầu tại mỏ. Hiện tượng này có thể làm hao hụt dầu trong quá trình xử lý, thậm chí còn phá hỏng cả hệ thống đường ống dẫn dầu.

3. Kết luận

Dầu ở các mỏ Vietsovpetro đang khai thác và các mỏ kết nối là dầu có hàm lượng paraffin, độ nhớt và nhiệt độ đông đặc cao. Nhiệt độ sản phẩm và lưu lượng thấp trong khi vận chuyển gây ra hiện tượng lắng đọng paraffin cao, gây nguy cơ tắc đường ống và dùng khai thác mỏ. Nhũ tương dầu - nước bền vững, tổn thất thủy lực vận chuyển nhũ dầu nước cao, xử lý tách nước khó. Đường ống dùng để vận chuyển dầu khí không bọc cách nhiệt, nhiều cấp đường kính, nhiều ống đứng và khúc cong, tổn thất thủy lực lớn. Lưu lượng dầu, khí trong đường ống cao cùng với đặc điểm riêng của hệ thống thu gom tạo ra những nút dầu và khí, tạo ra các xung động áp suất trong hệ thống thu gom, gây nguy cơ quá tải và nguy hiểm cho hệ thống đường ống cũng như hệ thống xử lý dầu trên các giàn khai thác.

Từ các khó khăn, thách thức trên, Vietsovpetro đã nghiên cứu, phát triển công nghệ xử lý vận chuyển dầu nhiều paraffin, phù hợp với điều kiện thực tế của các mỏ và khác biệt so với các công nghệ truyền thống. Công nghệ bao gồm tổ hợp các giải pháp như: gia nhiệt kết hợp với hóa chất, dùng condensate và khí hòa tan trong dầu để tăng độ linh động của chất lưu, công nghệ tách khí sơ bộ để giảm xung động lưu lượng và áp suất trong đường ống, vận chuyển dầu bão hòa khí, công nghệ sử dụng địa nhiệt của giếng dầu để nâng nhiệt độ dầu đáp ứng yêu cầu xử lý bằng hóa phẩm.

Đây là những nghiên cứu phát triển công nghệ có cơ sở khoa học và thực tiễn rất cao. Việc kết hợp và áp dụng các công nghệ này một cách linh hoạt tùy vào khu vực và thời kỳ khai thác mỏ đã, đang và sẽ mang lại hiệu quả cao, cho phép vận chuyển an toàn dầu thô nhiều paraffin bằng đường ống ngầm đi xa ở các mỏ ngoài khơi và giảm chi phí vận hành mỏ. Các giải pháp này đã được ứng dụng rộng rãi và thành công trong thực tiễn tại Vietsovpetro. Đây cũng là một kinh nghiệm quý cho các công ty dầu khí đang khai thác dầu ở thềm lục địa phía Nam Việt Nam.

Tài liệu tham khảo

1. Tổng Cảnh Sơn, Lê Đình Hòa. *Kinh nghiệm vận chuyển dầu nhiều paraffin bằng đường ống ở các mỏ dầu khí ngoài khơi của Liên doanh Việt - Nga "Vietsovpetro"*. Tạp chí Dầu khí. 2015; 2: trang 43 - 52.
2. 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.
3. Nguyen Thuc Khang, V.I.Boiko, Le Ba Tuan. *Study and selection of the realizable and suitable solution for protection the subsea pipeline systems from inside corrosion on oil filed "White Tiger" - JV "Vietsovpetro"*. Multiphase Flow. Application into Oil-Gas Industry, Chemical and Environmental Technology. April 19 - 22, 1999: p. 72 - 78.
4. Hà Văn Bích, V.P.Vugovskoi, Phùng Đình Thực, Tống Cảnh Sơn, Lê Đình Hòa. *Công nghệ xử lý dầu các mỏ của XNLD để vận chuyển*. Tuyển tập Hội nghị Khoa học 15 năm XNLD Vietsovpetro (1981 - 1996): trang 342 - 350.
5. Phùng Đình Thực, Tống Cảnh Sơn. *Phương pháp phân tích hệ động lực học trong đường ống ngầm vận chuyển dầu nhiều paraffin tại mỏ Bạch Hổ*. Tuyển tập Hội nghị Khoa học Công nghệ năm 2000 "Ngành Dầu khí trước thềm thế kỷ 21". 2000; 2: trang 139 - 144.
6. Từ Thành Nghĩa, Trần Văn Vĩnh, Phạm Bá Hiến, Trần Văn Thường, Tống Cảnh Sơn, Nguyễn Hoài Vũ, Phan Đức Tuấn, Nguyễn Thúc Kháng. *Vietsovpetro: Phát triển các giải pháp công nghệ trong xử lý và vận chuyển dầu nhiều paraffin*. Tạp chí Khoa học và Công nghệ Việt Nam. 2015; 4: trang 28 - 31.

Difficulties and challenges met by Vietsovpetro while transporting paraffinic oil by offshore subsea pipelines

Tu Thanh Nghia¹, Pham Ba Hien¹, Pham Xuan Son¹
Tong Canh Son¹, Nguyen Hoai Vu¹, Ngo Thuong San²
Nguyen Van Minh², Nguyen Thuc Khang²

¹Vietsovpetro

²Vietnam Petroleum Association

Summary

Vietsovpetro has developed technologies for recovery, treatment and transportation of paraffinic crude oil which are suitable to the actual conditions of oil and gas fields operated by Vietsovpetro and different from previous technologies. This success was based on Vietsovpetro's comprehensive studies of the rheological properties of paraffinic crude oil produced by Vietsovpetro, and many systematical researches that summed up all of the difficulties and challenges while transporting paraffinic oil from Bach Ho and Rong fields by offshore undersea pipelines. Based on that, the technologies for recovery, treatment and transportation of paraffinic crude oil have been established and developed in Vietsovpetro.

Key words: Transportation of paraffinic crude oil, paraffin deposition, pour point temperature.