

Ứng dụng mô hình mô phỏng để nghiên cứu đánh giá trạng thái hoạt động của đường ống vận chuyển dầu ở Liên doanh Việt - Nga Vietsovetro

Nguyễn Hoài Vũ*, Tổng Cảnh Sơn, Phạm Thành Vinh, Phan Đức Tuấn

Liên doanh Việt - Nga Vietsovetro

Ngày nhận bài 7.12.2015, ngày chuyển phản biện 11.12.2015, ngày nhận phản biện 19.1.2016, ngày chấp nhận đăng 25.1.2016

Quá trình vận chuyển dầu khí bằng đường ống ngầm dưới đáy biển luôn kèm theo các khó khăn, phức tạp trong quá trình vận hành, như mức độ lắng đọng paraffin, sự phân bố của dòng chất lỏng và khí trong quá trình chuyển động bên trong đường ống, đặc biệt là vấn đề nhiệt, thủy động lực học đường ống... Đánh giá chính xác ảnh hưởng của các yếu tố này trong quá trình vận hành sẽ cho phép đưa ra các giải pháp vận hành an toàn đường ống. Các ứng dụng mô hình mô phỏng đã được các nhà nghiên cứu dầu khí trên thế giới sử dụng rộng rãi để đánh giá trạng thái hoạt động của các tuyến đường ống vận chuyển dầu khí, đặc biệt đối với các đường ống lắp đặt ngầm ngoài khơi. Bài báo này trình bày một số kết quả nghiên cứu trong áp dụng phần mềm mô phỏng OLGA để đánh giá hoạt động của các đường ống ngầm vận chuyển dầu nhiều paraffin tại các mỏ Bạch Hổ và Rồng ở Liên doanh Việt - Nga Vietsovetro.

Từ khóa: mô hình, mô phỏng, vận chuyển dầu nhiều paraffin.

Chỉ số phân loại 2.7

Using simulation models for assessing the condition of paraffinic oil transportation pipeline at Joint Venture Vietsovetro

Summary

Transportation of oil and gas by subsea pipeline always faces many challenges, including: wax deposition, high viscosity of oil, distribution of gas and liquid in flow, specially high pressure, and thermal losses... Accurate assessment of these factors in the process of oil and gas transportation is critical for operating pipeline safely. Simulation models are widely used for pipeline operation assessment. In this article, the authors focus on experiments using OLGA simulation model for assessing the condition of paraffinic oil transportation pipeline in Bach Ho and Rong oil fields at Joint Venture Vietsovetro.

Keywords: model, paraffinic oil transportation, simulation.

Classification number 2.7

Đặt vấn đề

Thu gom, xử lý và vận chuyển sản phẩm dầu thô là một mắt xích quan trọng trong toàn bộ quá trình khai thác dầu ở các mỏ dầu khí trên thế giới. Vận chuyển dầu có hàm lượng paraffin cao bằng đường ống ngầm ngoài khơi trên một quãng đường dài với lưu lượng luôn thay đổi ở nhiệt độ môi trường thấp hơn nhiệt độ đông đặc của dầu là một thách thức lớn đối với các công ty khai thác dầu khí [1].

Công tác nghiên cứu mức độ lắng đọng, sự phân bố của dòng chất lỏng và khí trong quá trình chuyển động bên trong đường ống, đặc biệt là vấn đề nhiệt, thủy động lực học đường ống là cơ sở để có thể đề ra các giải pháp công nghệ phù hợp giải quyết các khó khăn, phức tạp trong quá trình vận hành đường ống.

Công tác nghiên cứu trong vận chuyển dầu thô ở Việt Nam mới chỉ thật sự bắt đầu triển khai sau năm 1986, sau khi Việt Nam bắt đầu khai thác tấn dầu thô đầu tiên tại Vietsovetro ở thềm lục địa phía Nam. Trải qua gần 30 năm phát triển, Vietsovetro đã vận hành an toàn hệ thống thu gom, xử lý và vận chuyển dầu trên các mỏ dầu của mình qua hệ thống đường ống ngầm dưới biển. Một trong những cơ sở để giúp cho Vietsovetro đảm bảo thành công nêu trên là việc ứng dụng mô hình mô phỏng đã

*Tác giả liên hệ: Email: vinh.pt@vietsov.com.vn

được các nhà nghiên cứu dầu khí trên thế giới sử dụng rộng rãi để đánh giá trạng thái hoạt động của các tuyến đường ống vận chuyển dầu khí, đặc biệt đối với các đường ống lắp đặt ngầm ngoài khơi, từ đó đề ra các biện pháp xử lý, vận chuyển dầu khác nhau ở các giai đoạn và điều kiện mô khác nhau.

Nội dung nghiên cứu

Hiện nay, các phần mềm được phát triển cho phép mô phỏng các quá trình vận chuyển dầu khí bằng đường ống, bao gồm: OLGA, PIPESIM, HYSYS..., trong đó, phần mềm OLGA được sử dụng rộng rãi vì có những tính năng vượt trội so với các phần mềm thương mại khác. Phần mềm này cho phép đánh giá khá chính xác khả năng vận chuyển cũng như các thông số công nghệ trong quá trình hoạt động của các đường ống vận chuyển dầu, khí.

Phần mềm OLGA được Công ty Scandpower phát triển và đã được Công ty Schlumberger mua lại. Cơ sở dữ liệu của phần mềm được sử dụng từ mô hình thực nghiệm đường ống thu nhỏ, áp suất cao, đường kính 8 inch, vận hành bởi Công ty SINTEF tại Tiller (Na Uy). Ngoài ra, các thực nghiệm xây dựng cơ sở dữ liệu cho phần mềm này còn được tiến hành theo các dự án của các công ty khác như Conoco Norway, Esso Norge, Mobil Exploration Norway, Norsk Hydro, Petro-Canada, Saga Petroleum, Statoil và Texaco Exploration Norway...

Phần mềm OLGA được sử dụng rộng rãi trong các dự án tính toán đảm bảo dòng chảy, tối ưu các thông số công nghệ, mà đặc biệt là thiết lập hệ thống cơ sở dữ liệu cho thiết kế các tuyến đường ống vận chuyển dầu khí. Phần mềm OLGA được phát triển với nhiều bộ modul ứng dụng khác nhau, cho phép đánh giá mô phỏng các thông số trong vận chuyển dầu khí bằng đường ống, như: dòng chảy nhiều pha (tính chất lưu biến, mô hình dòng chảy, tổn áp, đường kính ống, mô hình chảy...); sự xuất hiện pha rắn (hydrate, paraffin...); phân tích nhiệt (bọc ống cách nhiệt, gia nhiệt...); sự ổn định của hệ thống vận chuyển (chế độ vận hành bình thường, dừng và khởi động đường ống, giảm lưu lượng, tăng lưu lượng, phóng thoi); vận chuyển dầu dưới dạng nhũ tương; sử dụng hóa phẩm xử lý.

Ngoài ra, phần mềm mô phỏng OLGA còn cho phép tiến hành các mô phỏng trong hoạt động của giếng khai thác, tối ưu chế độ gaslift cũng như các chế độ hoạt động khác nhau của giếng khai thác. Các dữ liệu trong OLGA có thể được sử dụng để kết hợp với các phần mềm mô phỏng khác như phần mềm SENSOR để

nghiên cứu sâu thêm về hoạt động của giếng khai thác. Cho đến nay, OLGA vẫn là phần mềm thương mại duy nhất cho phép mô phỏng hoạt động dòng chảy 3 pha (dầu, khí và nước), đưa ra các dự báo theo thời gian các thông số như áp suất, nhiệt độ, lưu lượng lỏng, khí và mức độ choán chỗ của chất lỏng trong đường ống và chế độ dòng chảy.

Những năm gần đây, phần mềm OLGA tiếp tục được cải tiến, cho phép đánh giá chính xác hơn các trạng thái hoạt động phức tạp của đường ống vận chuyển dầu khí như sự hình thành các nút dầu - khí trong quá trình vận hành, quá trình chuyển pha trong các đường ống vận chuyển khí condensate.

Hệ thống vận chuyển dầu - khí tại các mỏ của Liên doanh Việt - Nga Vietsovpetro đã trải qua các thời kỳ phát triển khác nhau. Do các điều kiện đặc thù của từng thời kỳ để lại nên có những phức tạp trong quá trình vận hành [2]. Sử dụng khả năng mô phỏng hiện trạng hoạt động của đường ống sẽ cho phép đánh giá tình trạng của đường ống để đưa ra các giải pháp vận hành hợp lý trong bối cảnh hiện nay.

Kết quả nghiên cứu

Liên doanh Việt - Nga Vietsovpetro đã chủ động nghiên cứu và ứng dụng mô hình mô phỏng được các nhà nghiên cứu dầu khí trên thế giới sử dụng rộng rãi để đánh giá trạng thái hoạt động của các tuyến đường ống vận chuyển dầu và khí. Dưới đây là kết quả mô phỏng hoạt động của một số đường ống ngầm vận chuyển dầu nhiều paraffin tại các mỏ Bạch Hổ và Rồng ở Liên doanh Việt - Nga Vietsovpetro thông qua việc áp dụng phần mềm mô phỏng OLGA.

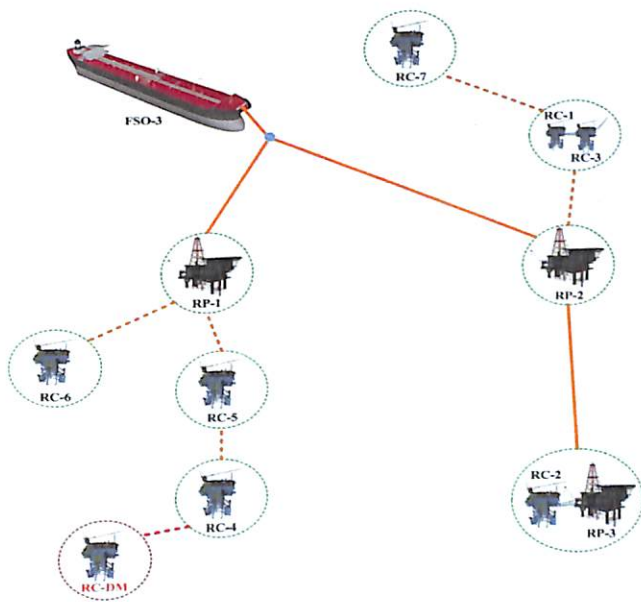
Dầu khai thác tại khu vực mỏ Rồng có hàm lượng paraffin và nhiệt độ đông đặc cao biểu hiện các tính chất phức tạp tại điều kiện nhiệt độ thấp [2]. Đường ống dẫn dầu RP-1÷FSO-3, vận chuyển dầu mỏ Rồng từ giàn RP-1 đến kho nổi chứa xuất dầu số 3 (FSO-3) có chiều dài 5865 m, đường kính Ø324*16,0 mm được xây dựng năm 1994, là một đoạn trong tuyến ống nổi mỏ Rồng với mỏ Bạch Hổ, RP-1÷PLEM FSO-3÷RC-1÷BT-7÷CTP-2, có chiều dài 34 km. Đây là tuyến đường ống có nhiều kích cỡ đường kính khác nhau và không được bọc cách nhiệt với môi trường bên ngoài. Sau khi một kho nổi chứa xuất FSO được đặt ở vị trí số 3 tại mỏ Rồng thì đường ống RP-1÷FSO-3 được sử dụng để vận chuyển sản phẩm khai thác của các giàn nhẹ RC-DM, RC-4, RC-5, RC-6 và giàn cố định RP-1 mỏ Rồng đến FSO-3. FSO-3 còn tiếp nhận toàn bộ sản phẩm khai thác ở mỏ Rồng đến từ các giàn cố

định khác, như: RP-2 và RP-3 nhờ tuyến đường ống RP-3÷RP-2÷FSO-3... Tuyến đường ống này được bọc cách nhiệt với môi trường bên ngoài, dài 17 km, đường kính Ø325*16 mm. Đoạn đường ống RP-1÷FSO-3 vận hành ở điều kiện không được bọc cách nhiệt với bên ngoài trong khoảng thời gian dài từ năm 1994 đến nay, do vậy việc đánh giá hiện trạng đường ống là hết sức cần thiết để đảm bảo an toàn cho quá trình khai thác và vận hành đường ống này.

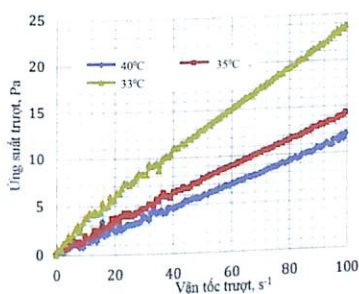
Sơ đồ và các thông số hoạt động hiện nay của đường ống dẫn dầu RP-1÷FSO-3, RP-2÷FSO-3 được thể hiện ở các hình 1, 4 và bảng 1. Một số kết quả nghiên cứu tính chất của dầu được trình bày ở hình 2 và 3.

Bảng 1: một số thông số vận chuyển dầu từ RP-1 và RP-2 đến FSO-3

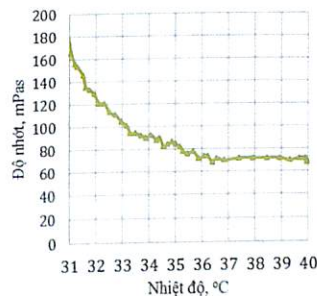
RP-1			RP-2		
Q _{chất lỏng} m ³ /ngày	Hàm lượng nước, %	Nhiệt độ chất lỏng, °C	Q _{chất lỏng} m ³ /ngày	Hàm lượng nước, %	Nhiệt độ chất lỏng, °C
3888	32,5	37,8	3676	57,7	38



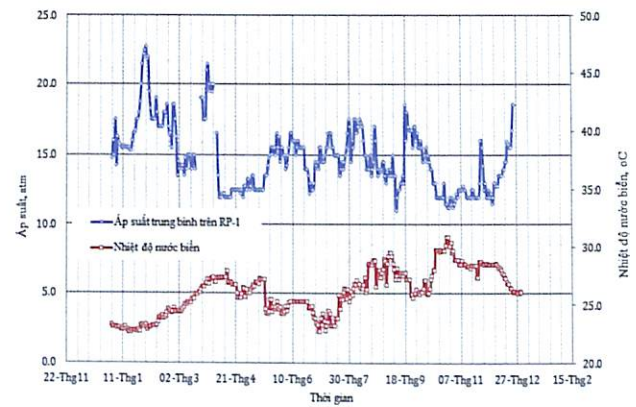
Hình 1: sơ đồ hệ thống đường ống vận chuyển dầu kết nối RP-1



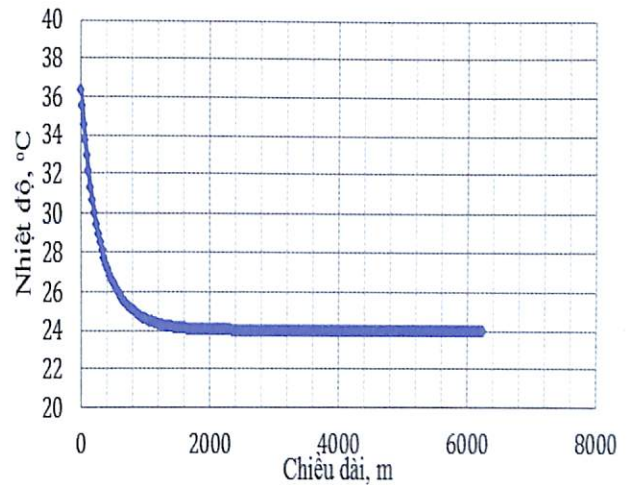
Hình 2: ứng suất trượt của dầu ở các điều kiện nhiệt độ khác nhau



Hình 3: độ nhớt của dầu ở các điều kiện nhiệt độ khác nhau

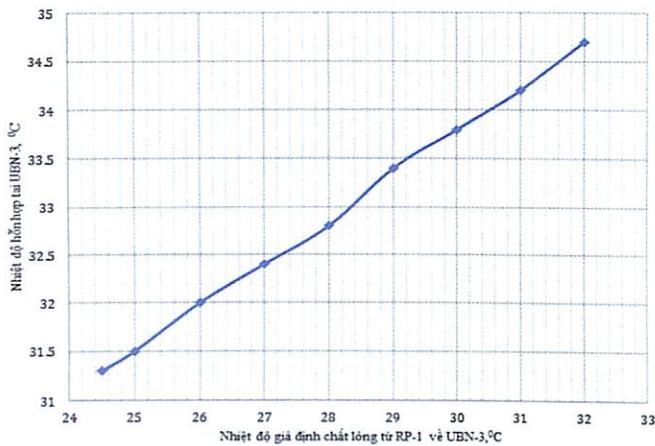


Hình 4: áp suất vận chuyển dầu phụ thuộc nhiệt độ nước biển ở vùng cận đáy



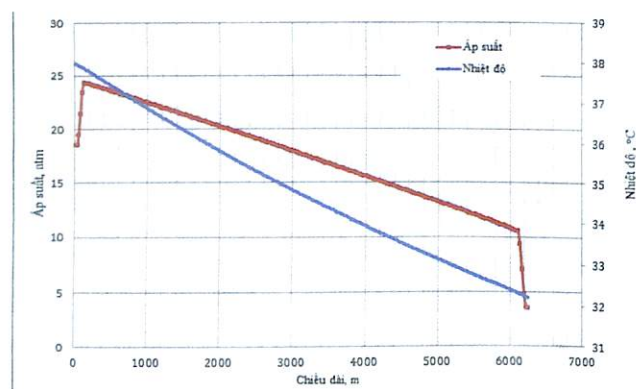
Hình 5: nhiệt độ chất lỏng trong đường ống RP-1÷FSO-3, mô phỏng cho trường hợp không có lắng đọng paraffin bên trong đường ống

Kết quả mô phỏng bằng phần mềm OLGA được trình bày ở hình 5 cho thấy, đối với đường ống không bọc cách nhiệt và không có lắng đọng paraffin, tại điều kiện nhiệt độ môi trường nước biển xung quanh đường ống ở mức 24°C, thì nhiệt độ lưu chất vận chuyển trong đường ống chỉ duy trì cao hơn nhiệt độ môi trường nước biển ở đoạn ống 1,5 km đầu tiên. Như vậy, toàn bộ sản phẩm khai thác trong đường ống từ RP-1 đến FSO-3 có nhiệt độ tương đương với nhiệt độ môi trường nước biển và không quá 24°C. Nhiệt độ hỗn hợp của chất lỏng đến FSO-3 từ RP-1 và RP-2 được xác định ngoài thực tế trên FSO-3 là 34,3°C. Trong khi đó, nhiệt độ chất lỏng RP-2 về đến FSO-3 phải không lớn hơn 38°C (nhiệt độ ban đầu của sản phẩm RP-2). Tương tự như vậy, nhiệt độ của chất lỏng trên RP-1 về đến FSO-3 phải không thấp hơn 31°C. Mô phỏng tính toán nhiệt độ tối thiểu của chất lỏng từ RP-1 về FSO-3 được thể hiện trong hình 6.



Hình 6: mô phỏng tính toán nhiệt độ tối thiểu chất lỏng từ RP-1 về FSO-3

Như vậy, trong đường ống RP-1÷FSO-3 hình thành đáng kể lớp lắng đọng paraffin và đóng vai trò như một lớp cách nhiệt tự nhiên của đường ống, làm giảm tiết diện ống, dẫn đến làm tăng vận tốc dòng chảy trong ống và giảm tổn thất nhiệt ra môi trường bên ngoài, nhưng tổn thất áp suất vận chuyển lại tăng lên [3]. Kết quả mô phỏng hoạt động đường ống bọc cách nhiệt RP-2÷FSO-3 trong điều kiện môi trường nước biển có nhiệt độ 24°C cho thấy, với khả năng hình thành lớp paraffin trong đường ống RP-2÷FSO-3 là không đáng kể, nhiệt độ chất lỏng vận chuyển về đến PLEM FSO-3 là 35°C, tương ứng với nhiệt độ của RP-1 về đến PLEM FSO-3 là 32,4°C (bảng 2).



Hình 7: mô phỏng hoạt động của đường ống vận chuyển dầu theo tuyến ống RP-1÷FSO-3 với lớp lắng đọng paraffin dày khoảng 40 mm

Hình 7 thể hiện mối tương quan giữa nhiệt độ chất lỏng trên RP-1 và áp suất tại ống đứng RP-1 với chiều dày lớp lắng đọng paraffin, với giả định lớp paraffin lắng đọng phân bố đều trong đường ống. Kết quả mô phỏng cho thấy, lớp lắng đọng paraffin bên trong đường ống có bề dày khoảng 40 mm.

Nhiệt độ của nước biển biến đổi theo mùa trong năm và có mức độ dao động mạnh ở khoảng 24-29°C, thấp nhất có thể 22°C. Tùy theo nhiệt độ môi trường nước biển, nhiệt độ của chất lỏng RP-1 về đến FSO-3 sẽ dao động từ 32 đến khoảng 35°C và áp suất tại ống đứng RP-1 dao động trong khoảng 12-18 bar.

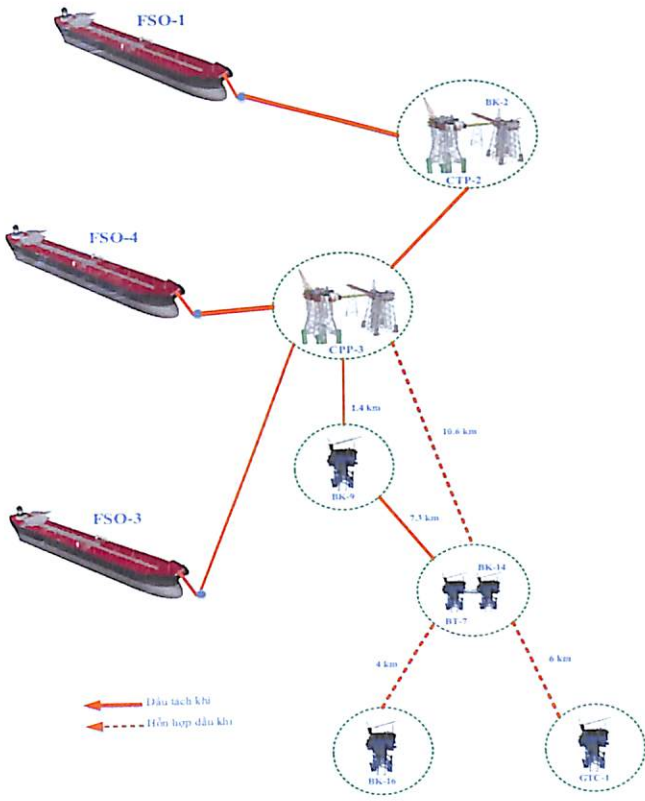
Bảng 2: sự phụ thuộc nhiệt độ chất lỏng đến FSO-3 với nhiệt độ môi trường nước biển

Nhiệt độ nước biển, °C	Nhiệt độ chất lỏng đến FSO-3, °C
23	32,2
24	32,4
25	33,0
26	33,4
27	34,0
28	34,2
29	34,5
30	34,9

Kết quả mô phỏng cho thấy, nhiệt độ chất lỏng đến FSO-3 thấp hơn 36°C, tức là rơi vào vùng mà độ nhớt động học và ứng suất trượt tăng đột ngột (hình 2 và 3). Nhiệt độ nước biển ở vùng cận đáy, xung quanh đường ống thuận lợi cho vận chuyển dầu từ RP-1 đến FSO-3 là trên 27°C. Ở nhiệt độ dưới mức này, sẽ dẫn đến tăng tổn thất thủy lực đường ống RP-1÷FSO-3.

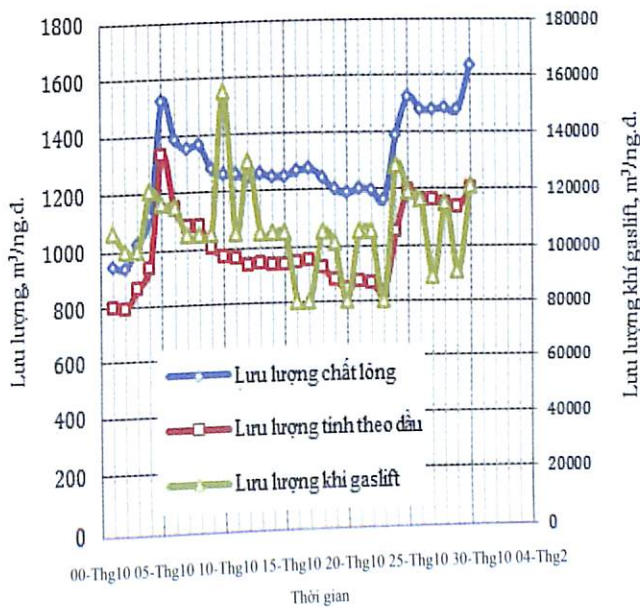
Như vậy, hoạt động của đường ống RP-1÷FSO-3 phụ thuộc rất nhiều vào nhiệt độ nước biển xung quanh đường ống. Tại thời điểm nhiệt độ nước biển thấp hơn 27°C, nhiệt độ dầu đến FSO-3 tiệm cận với nhiệt độ đông đặc của dầu, làm tăng đột ngột độ nhớt của chất lưu, giai đoạn này ghi nhận sự tăng áp ở mức cao tại ống đứng trên RP-1 mở Ròng, trong đường ống khuynh hướng hình thành lắng đọng paraffin và lớp dầu đông cao, làm tiết diện ống bị thu hẹp, cho nên tổn hao áp suất vận chuyển gia tăng.

Đường ống vận chuyển BK-14÷CPP-3 thực hiện vận chuyển sản phẩm khai thác trên BK-14/BT-7 đến CPP-3. Trước đây, đường ống này được sử dụng để vận chuyển sản phẩm khai thác từ giàn nhẹ GTC-1, mỏ Gấu Trắng, đến CPP-3. Hiện nay sản phẩm khai thác GTC-1, BK-16 được vận chuyển đến BK-14 để tách khí sơ bộ trong bình tách khí sơ bộ (UPOG), sau đó vận chuyển qua BK-9 đến CPP-3. Sơ đồ nguyên tắc vận chuyển dầu GTC-1, BK-16, BK-14 và BT-7 được trình bày ở hình 8.

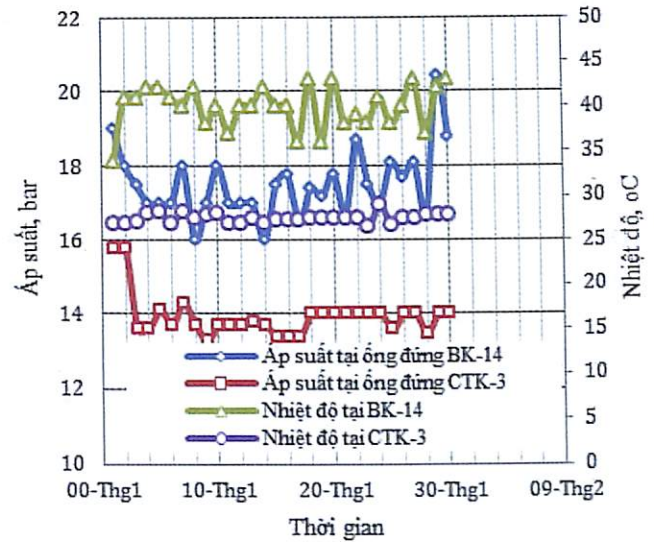


Hình 8: sơ đồ vận chuyển sản phẩm khai thác BK-14, BT-7, BK-16 và Gấu Trắng

Đường ống vận chuyển dầu BK-14÷CPP-3 dài 10,6 km, đường kính $\Phi 323,8 \times 15,9$ mm, được bọc cách nhiệt với môi trường bên ngoài bằng vật liệu composit. Các thông số hoạt động của đường ống BK-14÷CPP-3 trong thời kỳ đầu ở chế độ vận hành được trình bày trên hình 9 và 10.

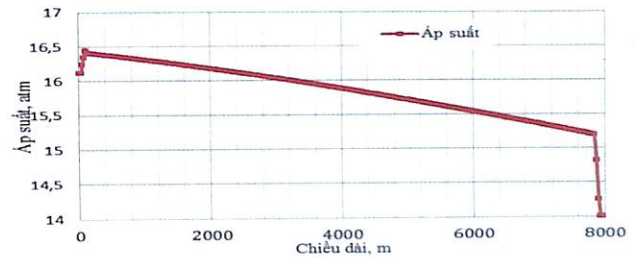


Hình 9: lưu lượng chất lưu bên trong đường ống BK-14÷CPP-3

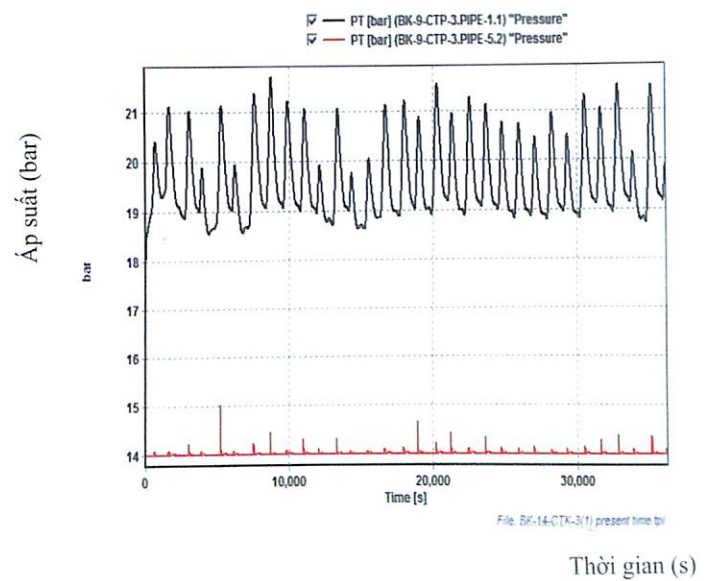


Hình 10: các thông số hoạt động của đường ống BK-14÷CPP-3

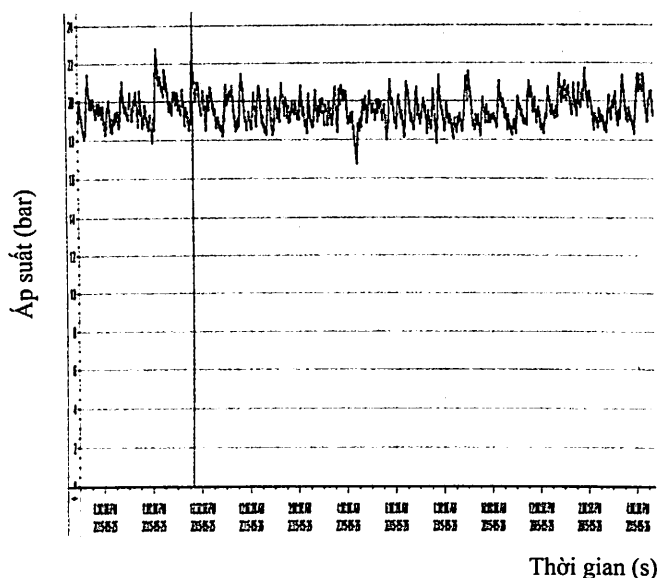
Kết quả mô phỏng hoạt động của đường ống này được thể hiện tại hình 11 phản ánh khá phù hợp với các thông số hoạt động của đường ống trong giai đoạn này.



Hình 11: áp suất vận chuyển hỗn hợp dầu khí dọc theo chiều dài đường ống ở giai đoạn vận hành ổn định



Hình 12: áp suất tại ống đứng trên BK-14 theo kết quả mô phỏng



Hình 13: áp suất ghi nhận tại ống đứng trên BK-14

Hiện nay, lưu lượng chất lỏng vận chuyển từ BK-14 đến CPP-3 dao động ở mức 1.500 m³/ngđ, với hàm lượng nước 40%, lưu lượng khí khoảng 320.000 m³/ngđ. Áp suất vận chuyển dầu đi CPP-3 tại ống đứng trên BK-14 là 19-21 bar, áp suất trên ống đứng khi dầu đến CPP-3 là 12-16 bar. Nhiệt độ chất lỏng trên BK-14 khoảng 40-41°C và đến CPP-3 dao động trong khoảng 27-31°C. Các kết quả mô phỏng quá trình hoạt động của đường ống BK-14÷CPP-3 được thể hiện tại hình 12 và thực tế ở hình 13.

Kết quả mô phỏng cho thấy, áp suất tại ống đứng dao động như thực tế ghi nhận ở thời điểm ban đầu khi đưa đường ống vào vận hành ở chế độ ổn định không khác biệt nhiều so với điều kiện đường ống ở tình trạng không có lắng đọng paraffin.

Kết luận

Các kết quả mô phỏng hoạt động đường ống RP-1÷FSO-3 mỏ Rồng cũng như BK-14÷CPP-3 mỏ Bạch Hồ

Hồ cho thấy mức độ chính xác cao so với các thông số công nghệ ghi nhận trong điều kiện thực tế. Mô hình mô phỏng cho phép xác định tình trạng hoạt động công nghệ của các đường ống vận chuyển dầu và khí này. Bên cạnh đó, các kết quả của mô hình mô phỏng hoạt động đường ống cũng cho phép nhận thấy những khó khăn khác nhau trong quá trình vận hành tại các tuyến đường ống vận chuyển dầu khí này. Quá trình thiết lập mô hình mô phỏng cho các tuyến ống RP-1÷FSO-3 mỏ Rồng cũng như BK-14÷CPP-3 mỏ Bạch Hồ sử dụng các cơ sở dữ liệu, các nghiên cứu cụ thể tính chất dầu mỏ Rồng và Bạch Hồ. Mức độ chi tiết cụ thể của các nghiên cứu này giúp nâng cao tính chính xác của các kết quả mô phỏng.

Như vậy, các kết quả mô hình mô phỏng phản ánh tương đối chính xác trạng thái hoạt động của đường ống, đánh giá các vấn đề trong quá trình vận hành, trên cơ sở đó xác định các chế độ vận hành tối ưu hệ thống công nghệ, đảm bảo vận hành an toàn đường ống trong suốt quá trình khai thác dầu khí.

Tài liệu tham khảo

- [1] Từ Thành Nghĩa, Nguyễn Thúc Kháng, Trần Văn Vĩnh, Phạm Bá Hiền, Trần Văn Thường, Tống Cảnh Sơn, Nguyễn Hoài Vũ, Phan Đức Tuấn (2015), “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*, 4, tr.28-31.
- [2] Từ Thành Nghĩa, Ngô Thường San, Nguyễn Văn Minh, Nguyễn Thúc Kháng, Phạm Xuân Sơn, Tống Cảnh Sơn, Phạm Bá Hiền, Nguyễn Hoài Vũ (2015), “Những khó khăn, thách thức của Vietsovpetro trong vận chuyển dầu nhiều paraffin bằng đường ống ngầm ngoài khơi”, *Tạp chí Dầu khí*, 5, tr.20-25.
- [3] Cao Tùng Sơn, Trần Văn Thường, Phạm Bá Hiền, Trần Quốc Khởi, Phạm Thành Vinh, Nguyễn Hoài Vũ, Phan Đức Tuấn (2015), “Thách thức và giải pháp vận chuyển dầu nhiều paraffin bằng đường ống không bọc cách nhiệt RP1÷UBN3 mỏ Rồng”, *Tạp chí Khoa học và Công nghệ Việt Nam*, 5, tr.42-45.