



Research on pipeline and flow assurance solutions of oil and gas transportation from Diamond WHP to FPSO Ruby II



Thinh Van Nguyen ^{1,*}, Chinh Duc Nguyen ², Truong Hung Trieu ¹

¹ Hanoi University of Mining and Geology, Hanoi, Vietnam

² Petro Vietnam Exploration Production Corporation, Hanoi, Vietnam

ARTICLE INFO

Article history:
Received 02nd Nov. 2020
Revised 23rd Feb. 2021
Accepted 23rd Mar. 2021

Keywords:
Diamond WHP,
Flow assurance,
Wax deposition.

ABSTRACT

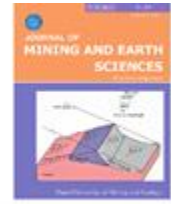
In offshore production of oil and gas, transporting products by subsea pipeline always has potential risks affecting the efficiency of the transportation process. For the Diamond oilfield, the process of gathering products and transportation is carried out according to a closed scheme in which the exploited products are preliminarily treated. The separated oil is transported to FPSO Ruby - II while the separated gas passed through the air compressor to increase pressure and then used for gaslift production. In fact, the oil produced at the Diamond oilfield has a high paraffin content, which causes difficulties during transportation. Therefore, the study on flow assurance to ensure the transportation of oil and gas from the Diamond oilfield to the FPSO Ruby - II is imperative. This paper presents the results of the research on flow assurance to maintain the safety of the transportation basing on the analysis of field data and the capability of the current subsea pipeline in comparison with the data gained from models carried out with OLGA software. The results show that the rate of wax deposition at normal steady state condition is relatively low. In addition, the thickness of wax deposition build - up is relatively small by simulation results. However, due to low temperature of transported oil which is lower than pour point temperature, a freeze layer will form on the surface of the pipeline. Therefore, regular pigging is considered the most effective way to remove wax.

Copyright © 2021 Hanoi University of Mining and Geology. All rights reserved.

**Corresponding author*

E - mail: nguyenvanthinh@humg.edu.vn

DOI: 10.46326/JMES.2021.62(2).07



Nghiên cứu giải pháp đảm bảo dòng chảy cho tuyến ống vận chuyển hỗn hợp dầu khí từ giàn Diamond về tàu FPSO Ruby - II

Nguyễn Văn Thịnh^{1,*}, Nguyễn Đức Chính², Triệu Hùng Trường¹

¹ Trường Đại học Mỏ - Địa chất, Hà Nội, Việt Nam

² Tổng Công ty Thăm dò Khai thác Dầu khí, Hà Nội, Việt Nam

THÔNG TIN BÀI BÁO

TÓM TẮT

Quá trình:

Nhận bài 02/11/2020

Sửa xong 23/02/2021

Chap nhận đăng 23/3/2021

Từ khóa:

Bảo đảm dòng chảy,

Giàn Diamond,

Lắng đọng Wax.

Trong hoạt động khai thác dầu khí trên biển, vận chuyển sản phẩm bằng đường ống ngầm luôn tiềm ẩn những nguy cơ gây ảnh hưởng đến hiệu quả của quá trình vận chuyển. Đối với mỏ dầu khí Diamond, quá trình thu gom và vận chuyển sản phẩm được thực hiện theo sơ đồ thu gom kín, tức là sản phẩm khai thác được xử lý tách pha sơ bộ. Dầu sau khi tách khí sơ bộ được vận chuyển ra tàu chứa FPSO Ruby - II. Khí sau khi tách được đưa qua máy nén khí để tăng áp suất và sử dụng cho hoạt động khai thác gaslift của mỏ. Thực tế cho thấy, dầu được khai thác tại mỏ Diamond có hàm lượng paraffin cao. Do vậy, khi vận chuyển loại dầu này thường kèm theo những phức tạp nảy sinh, gây ảnh hưởng đến hiệu quả của quá trình vận chuyển. Do vậy, cần phải có các nghiên cứu về đảm bảo chế độ dòng chảy để vận chuyển dầu an toàn từ mỏ Diamond ra tàu chứa FPSO Ruby - II. Bài báo trình bày các kết quả nghiên cứu để đảm bảo quá trình vận chuyển sản phẩm được an toàn, hiệu quả thông qua việc phân tích các số liệu thực tế và hiệu quả làm việc của đường ống hiện thời tại mỏ và các số liệu thu được từ mô hình hóa dựa trên phần mềm chuyên dụng OLGA. Kết quả nghiên cứu chỉ ra rằng, tỷ lệ hình thành wax ở điều kiện ổn định bình thường là tương đối thấp. Độ dày của lớp wax được tạo ra là tương đối nhỏ theo kết quả mô phỏng. Tuy nhiên, do nhiệt độ dầu vận chuyển thấp hơn nhiệt độ đông đặc, do đó một lớp wax sẽ hình thành và bám lên bề mặt của đường ống.

© 2021 Trường Đại học Mỏ - Địa chất. Tất cả các quyền được bảo đảm.

1. Tổng quan về mỏ Diamond và đặc tính chất lưu

Mỏ Diamond thuộc Lô 01&02, nằm cách mỏ Ruby gần 18 km về phía bắc và cách cảng Vũng

Tàu 155 km về phía đông, độ sâu nước biển là 41,8 m (Hình 1). Hiện nay, tại mỏ Diamond đang khai thác các giếng 1PS, 1PL, 2PS, 2PL, 3P, 4P và 5P. Sản phẩm khai thác tại mỏ Diamond được xử lý qua thiết bị tách pha sơ bộ để tách thành 2 pha riêng biệt (pha khí và pha lỏng). Dầu sau khi tách khí sơ bộ được vận chuyển ra tàu chứa FPSO Ruby - II thông qua đường ống ngầm dưới đáy biển với chiều dài 18 km. Khí sau khi tách được đưa qua

*Tác giả liên hệ

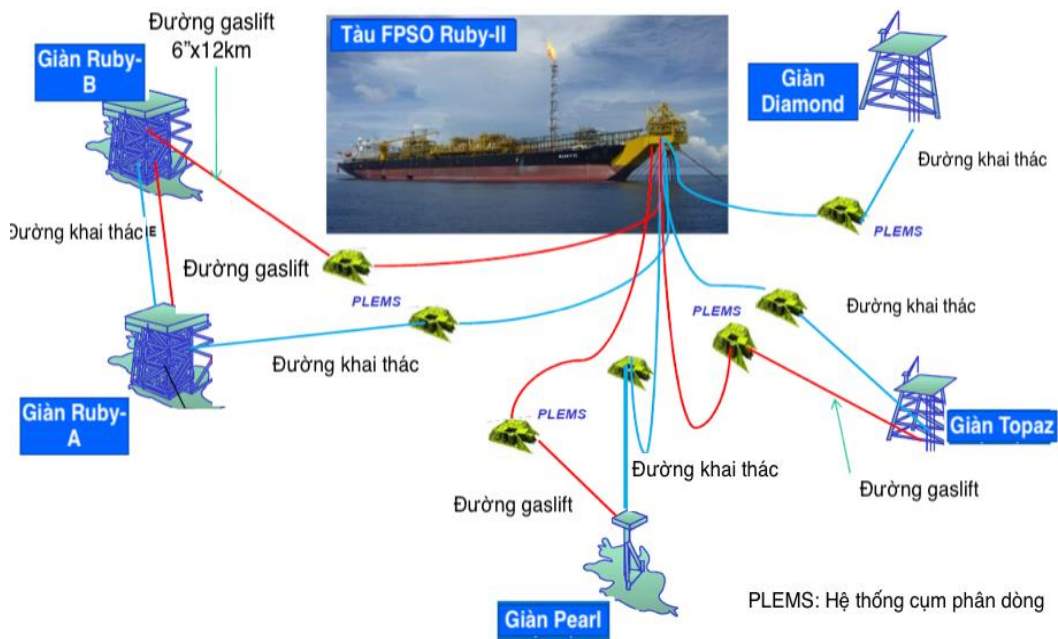
E-mail: nguyenvanthinh@humg.edu.vn

DOI: 10.46326/JMES.2021.62(2).07

máy nén khí để tăng áp suất và sử dụng cho hoạt động khai thác gaslift, phần khí dư sẽ được chuyển sang tàu FPSO Ruby - II. Về cơ bản, dầu được khai thác tại mỏ Diamond có hàm lượng paraffin cao và thay đổi trong phạm vi rộng (19÷27%). Nhìn chung, khi vận chuyển loại dầu này thường kèm theo những phức tạp nảy sinh, gây ảnh hưởng đến hiệu quả của quá trình vận chuyển (Từ Thành Nghĩa và nnk., 2015; Phung Dinh Thuc và nnk., 2003). Do đó, vấn đề bảo đảm dòng chảy là nội dung nghiên cứu quan trọng giúp cho quá trình vận chuyển được an toàn (Ove Bratland, 2013). Kết quả phân tích dầu tại mỏ Diamond cho thấy, nhiệt độ nóng chảy của paraffin thay đổi 55÷61°C. Nhiệt độ bão hòa paraffin của dầu ở áp suất vỉa thay đổi 49÷56°C, ở áp suất khí quyển giá trị này

nằm trong khoảng 55÷60°C, nhiệt độ đông đặc của dầu là 32÷36°C. Kết quả nghiên cứu cho thấy, dầu tại mỏ Diamond thuộc loại dầu nặng, hàm lượng paraffin và nhiệt độ đông đặc cao. Nhiều nghiên cứu cho thấy, vận chuyển dầu có hàm lượng paraffin và nhiệt độ đông đặc cao thường gây ra các yếu tố gây bất lợi cho quá trình vận chuyển bằng đường ống ngầm, làm tăng quá trình hình thành wax bám dính trên thành ống (Hyun Su Lee, 2008; Aiyejna và nnk., 2011; Burger và nnk., 1981). Dựa trên các số liệu nghiên cứu về dầu thô tại mỏ Diamond (PVEP, 2018; 2019), đặc tính cơ bản của dầu Diamond được tổng hợp trong các Bảng 1÷3. Các đặc tính wax của mẫu hỗn hợp dầu Diamond được trình bày trong Bảng 4.

Bảng 1. Đặc tính cơ bản của dầu tách khí tại mỏ Diamond.



Hình 1. Sơ đồ vận chuyển sản phẩm tại mỏ Ruby.

Thông số kiểm tra	Đơn vị	Giá trị
Nhiệt độ đông đặc	°C	36
Khối lượng riêng	g/ml	0,8557
Tỷ trọng API	API	33,78
Tổng độ axit	mgKOH/g	0,408

Bảng 2. Thành phần của hỗn hợp dầu tại Diamond.

Mẫu dầu tách khí từ giàn Diamond		
Thành phần	Hàm lượng Mol (%)	Trọng lượng (%)
Methane	0,000	0,000
Ethane	0,000	0,000
Propane	0,013	0,002
i-Butane	0,022	0,005
n-Butane	0,071	0,016
neo-Pentane	0,005	0,002
i-Pentane	0,165	0,046
n-Pentane	0,270	0,076
Hexanes	1,363	0,457
Me-Cyclo-pentane	0,475	0,155
Benzene	0,181	0,055
Cyclo-hexane	0,534	0,175
Heptanes	2,968	1,156
Me-Cyclo-hexane	1,866	0,712
Toluene	0,650	0,233
Octanes	5,903	2,621
Ethyl-benzene	0,221	0,091
Meta/Para-xylene	1,133	0,467
Ortho-xylene	0,448	0,185
Nonanes	5,949	2,965
1,2,4-Tri-Me-benzene	0,559	0,261
Decanes	5,647	3,123
Undecanes	5,550	3,171
Dodecanes	4,898	3,065
Tridecanes	5,290	3,598
Tetradecanes	4,316	3,187
Pentadecanes	5,234	4,190
Hexadecanes	3,181	2,745
Heptadecanes	2,798	2,577
Octadecanes	3,902	3,807
Nonadecanes	2,774	2,835
Eicosanes	2,331	2,491
Heneicosanes	2,176	2,461
Docosanes	2,071	2,455
Tricosanes	2,106	2,603
Tetracosanes	1,815	2,334
Pentacosanes	1,799	2,412
Hexacosanes	1,838	2,564
Heptacosanes	1,800	2,616
Octacosanes	1,733	2,613
Nonacosanes	1,689	2,638
Triacotanes	1,378	2,228
Hentriacotanes	1,117	1,867
Dotriacotanes	0,980	1,692
Tristriacotanes	0,896	1,595
Tetratriacotanes	0,736	1,349
Pentatriacotanes	0,682	1,288
Hexatriacotanes plus	8,465	22,814
Tổng :	100,000	100,000
C ₃₆₊ Trọng lượng phân tử (g/mol)		693
C ₃₆₊ T Trọng lượng riêng ở 60°F (g/cm ³)		0.9445

Bảng 3. Thành phần của hỗn hợp khí tại Diamond.

Loại mẫu	Tách áp suất cao	Tách áp suất thấp	Hỗn Hợp khí
Thành phần	Mol (%)	Mol (%)	Mol (%)
Methane	80,9414	63,6135	78,8901
Ethane	9,7609	10,6565	9,9478
Propane	4,8226	11,1438	5,5393
Iso - Butane	0,9999	2,5718	1,1758
N - Butane	1,4381	4,3446	1,7344
Neo - Pentane	0,0061	0,0106	0,0066
Iso - Pentane	0,3893	1,3219	0,4858
N - Pentane	0,3696	1,3127	0,4644
Hexanes	0,2958	1,1149	0,3876
Heptanes	0,2709	1,0825	0,3602
Octanes	0,2293	0,8616	0,2695
Nonanes	0,0905	0,3543	0,0983
C10	0,0338	0,14	0,0889
C11	0,0088	0,0208	0,0648
C12+	0,0045	0,0013	0,0082
Nitrogen	0,204	0,4064	0,2331
CO ₂	0,1346	1,0428	0,2455
C7+ MW	112,7	112,1	116,5
C7+ density	0,7034	0,7028	0,7073

Bảng 4. Đặc tính wax của hỗn hợp dầu tại mỏ Diamond.

Thông số kiểm tra	Đơn vị	Giá trị
Hàm lượng Wax	% KL	19,82
Nhiệt độ xuất hiện Wax	°C	59,27
Nhiệt độ hòa tan Wax	°C	69,78
Hàm lượng Asphaltene	% KL	0,25

Bảng 5. Các thông số của đường ống

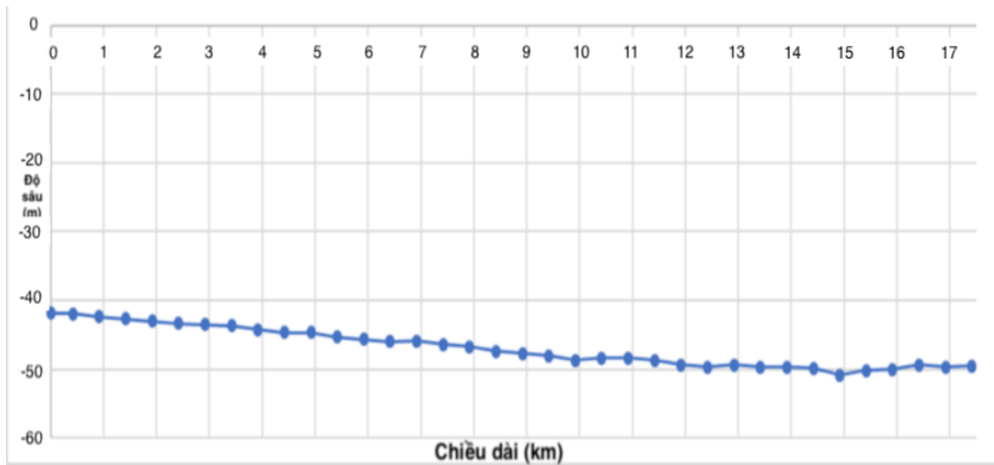
Thông số	Đơn vị	Giá trị
Chiều dài	Km	17,875
Độ dày	mm	10
Đường kính trong	mm	253
Độ nhám ống	mm	0,05
Vật liệu làm ống	-	Carbon Steel - ISO 3183
Độ dẫn nhiệt của đường ống	W/m.K	54
Độ dày bê tông	mm	55
Độ dẫn nhiệt của bê tông	W/m.K	1,8

Bảng 6. Dữ liệu đoạn ống đứng nối lên tàu FPSO Ruby - II.

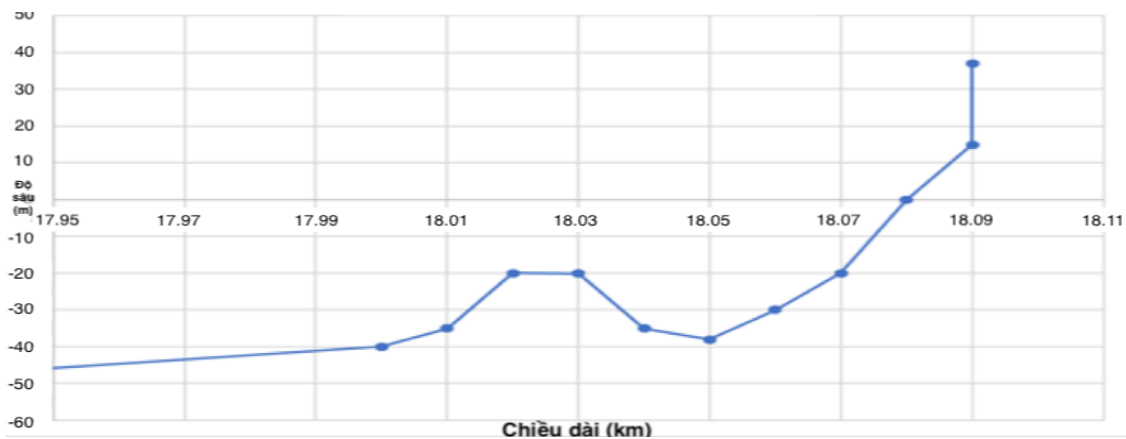
Thông số	Đơn vị	Giá trị
Đường kính ngoài	mm	273
Độ dày	mm	10
Đường kính trong	mm	253
Độ nhám	mm	0,05
Độ dày lớp vỏ FBE	mm	0,5
Độ dày lớp vỏ Neoprene	mm	12,7
Độ dẫn nhiệt FBE	W/m.K	0,26
Độ dẫn nhiệt Neoprene	W/m.K	0,24

2. Mô hình hóa và đề xuất giải pháp đảm bảo chế độ dòng chảy cho tuyến ống vận chuyển hỗn hợp dầu khí từ giàn Diamond về tàu FPSO Ruby-II

Tuyến ống vận chuyển sản phẩm từ giàn Diamond về tàu FPSO Ruby - II có tổng chiều dài 18 km được đặt trên nền cát của đáy biển, chiều sâu của nước biển khu vực này trung bình 41,8 m.



Hình 2. Hình dạng tuyến ống từ giàn Diamond về tàu FPSO Ruby - II. (đoạn dưới đáy biển).



Hình 3. Hình dạng tuyến ống đứng nối lên tàu FPSO Ruby - II. (đoạn từ đáy biển nối lên tàu).

Trên cơ sở các số liệu khảo sát địa hình tuyến đường ống từ giàn Diamond về tàu FPSO Ruby - II, mặt cắt dọc tuyến ống nằm dưới mặt biển có dạng như Hình 2 và đoạn ống đứng lên tàu FPSO Ruby - II có dạng như Hình 3.

2.1. Các thông số của tuyến ống

Các thông số của tuyến ống được trình bày trong các Bảng 5 và 6 dưới đây

Dựa trên biểu đồ dự đoán khai thác của mỏ, nhóm tác giả sử dụng phần mềm OLGA để nghiên cứu đảm bảo dòng chảy cho 03 trường hợp với các thông số về lưu lượng được thể hiện trong Bảng 7.

- Xác định trạng thái ổn định của dòng chảy

Kết quả mô hình hóa về trạng thái ổn định lưu lượng chất lỏng ở FPSO Ruby-II cho thấy, mức độ dao động chủ yếu tập trung vào trường hợp 1, 2. Trường hợp khai thác với kịch bản lưu lượng dầu khai

thác thấp nhất và không có khí (trường hợp 3), mức độ dao động của chất lỏng hầu như không xảy ra (Hình 4). Tương tự đối với sự biến thiên của tổng lượng chất lỏng trong đường ống cho các trường hợp nghiên cứu thể hiện trong Hình 5.

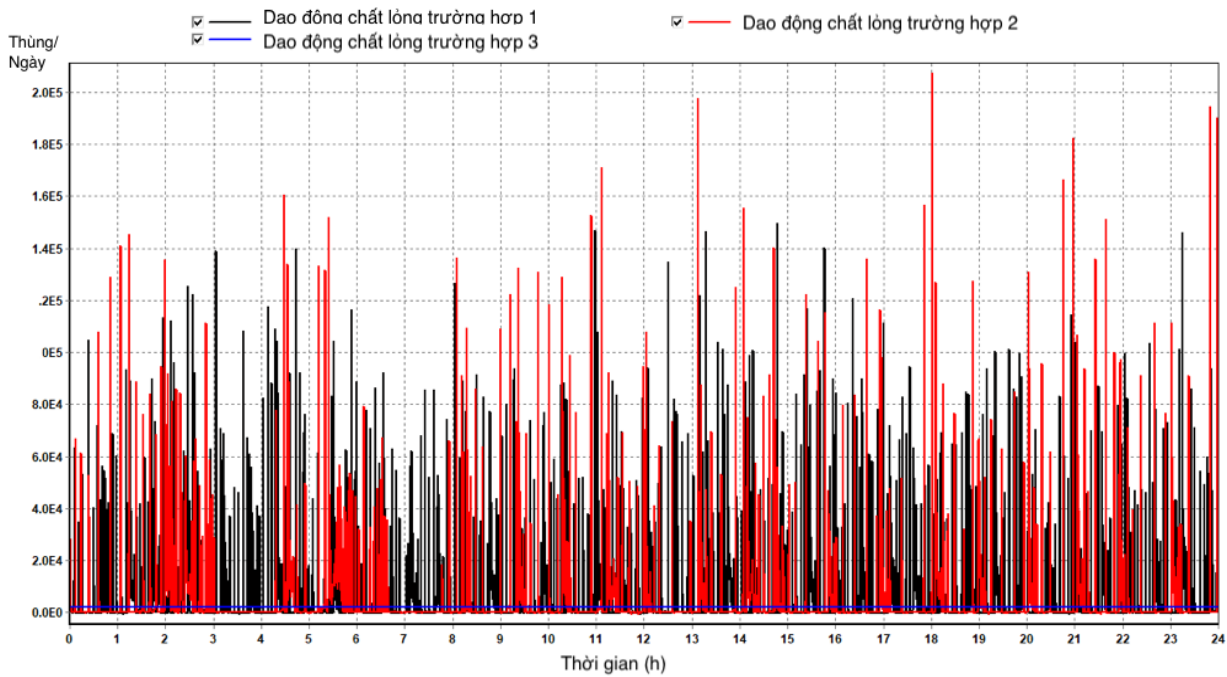
Do dòng chảy không ổn định, nên lượng chất lỏng cũng không được ổn định đối với trường hợp nghiên cứu. Chất lỏng tồn đọng trong đường ống cho các trường hợp nghiên cứu được thể hiện ở Hình 6, chúng phụ thuộc vào tỷ số khí dầu (GOR).

- Xác định độ biến thiên áp suất

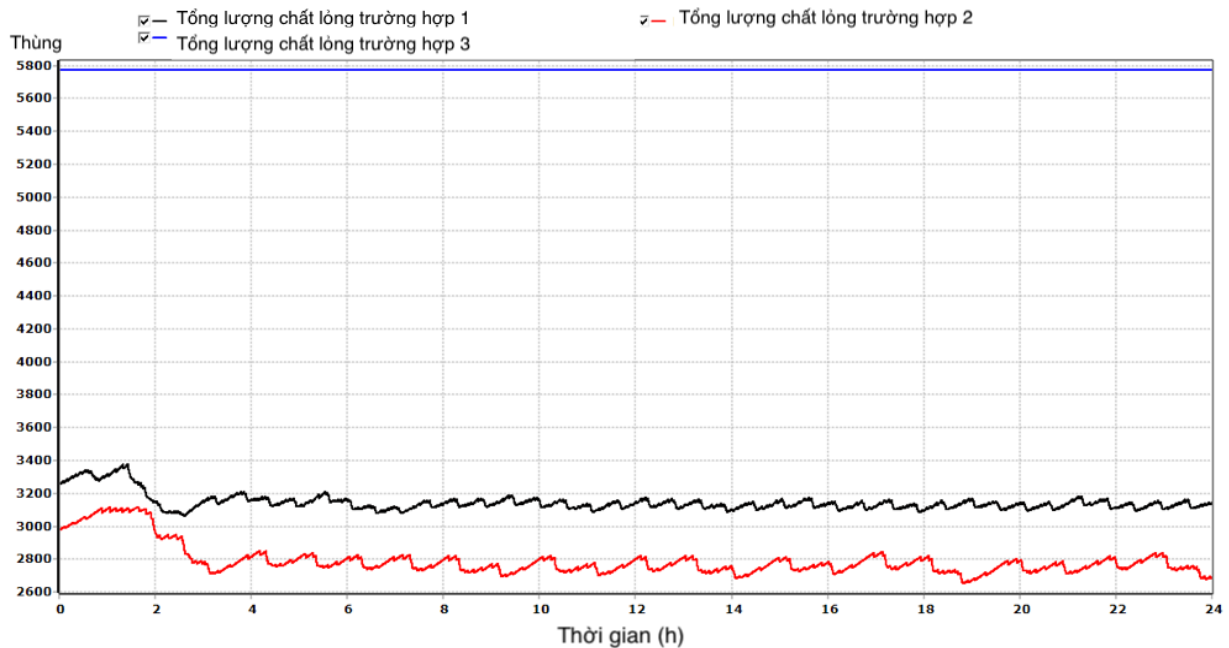
Hình 7 thể hiện kết quả mô hình hóa của sự biến thiên thông số áp suất tại vị trí ống đứng nối lên tàu FPSO trong thời gian 24 giờ cho 3 trường hợp nghiên cứu. Có thể thấy, mức độ dao động áp suất lớn nhất xảy ra đối với trường hợp 2, nguyên nhân là do lượng khí trong trường hợp này lớn hơn so với các trường hợp còn lại.

Bảng 7. Các trường hợp nghiên cứu bảo đảm dòng chảy.

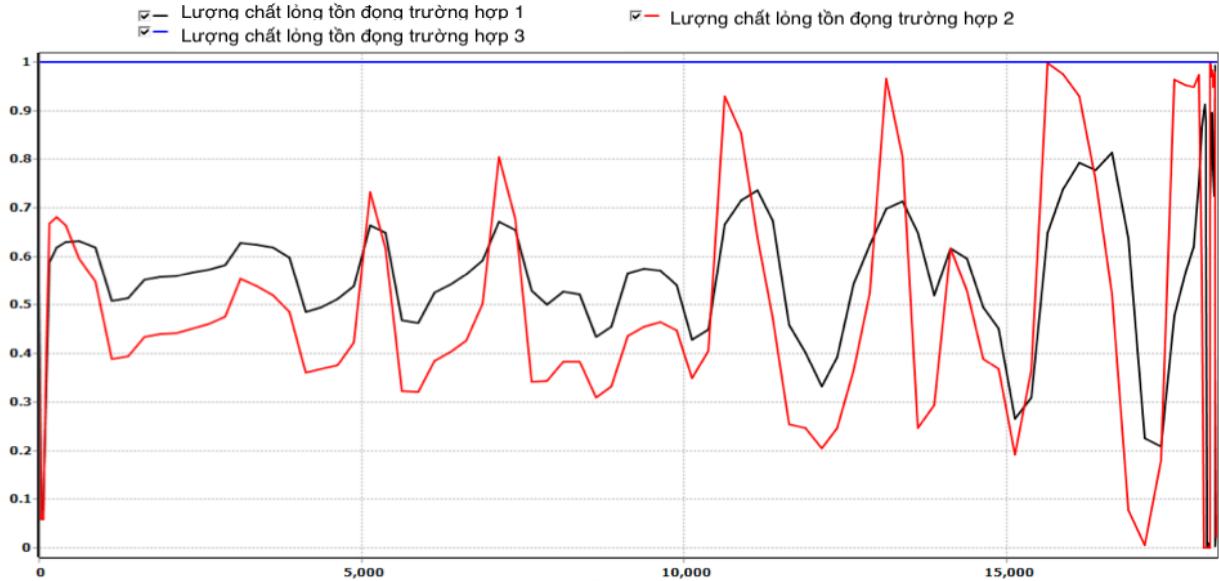
Trường hợp	Kịch bản khai thác	Năm	Lưu lượng dầu, (stb/d)	Lưu lượng nước, (stb/d)	Lưu lượng chất lỏng, (stb/d)	Hàm lượng nước, (%)	Lưu lượng khí, (MMscf/d)	Tỷ số khí dầu, (scf/stb)
1	Tối đa	2020	2.260	4.097	6.357	645	279	909
2	Trung bình	2023	771	3.970	4.741	837	2.538	1.346
3	Thấp nhất/ không có khí	2026	313	1.808	2.122	852	1.425	-



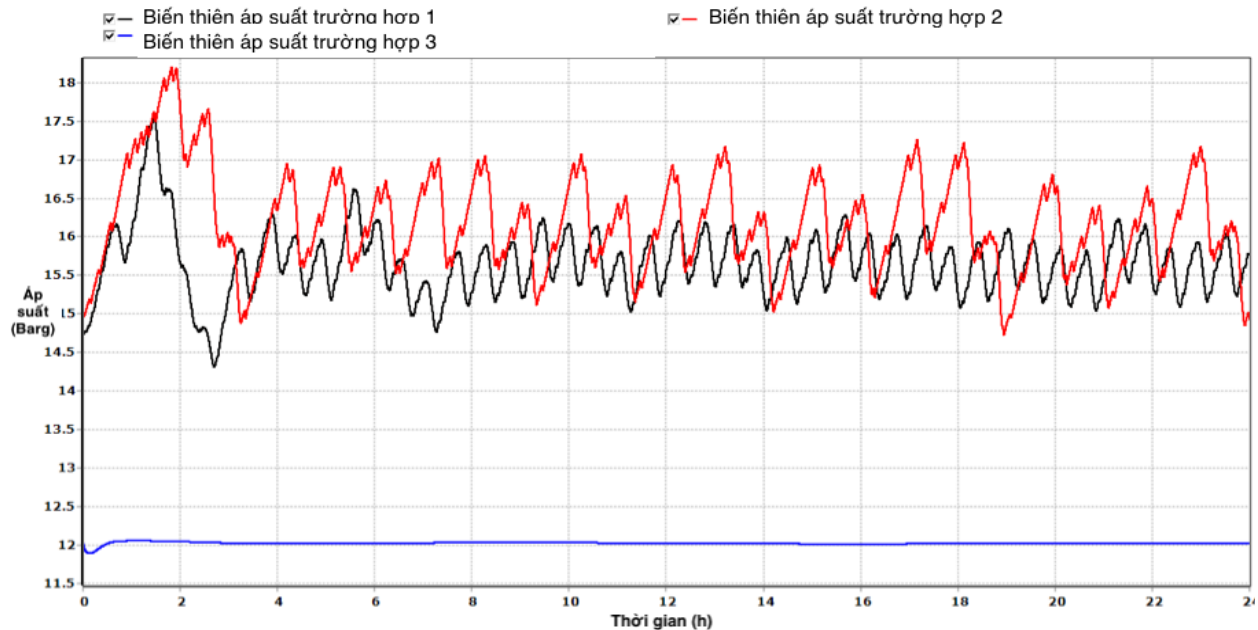
Hình 4. Trạng thái ổn định của chất lỏng trong thời gian 12 giờ tại FPSO Ruby-II.



Hình 5. Tổng lượng chất lỏng trong đường ống trong thời gian 12 giờ.



Hình 6. Chất lỏng tồn đọng dọc theo đường ống cho các trường hợp nghiên cứu.



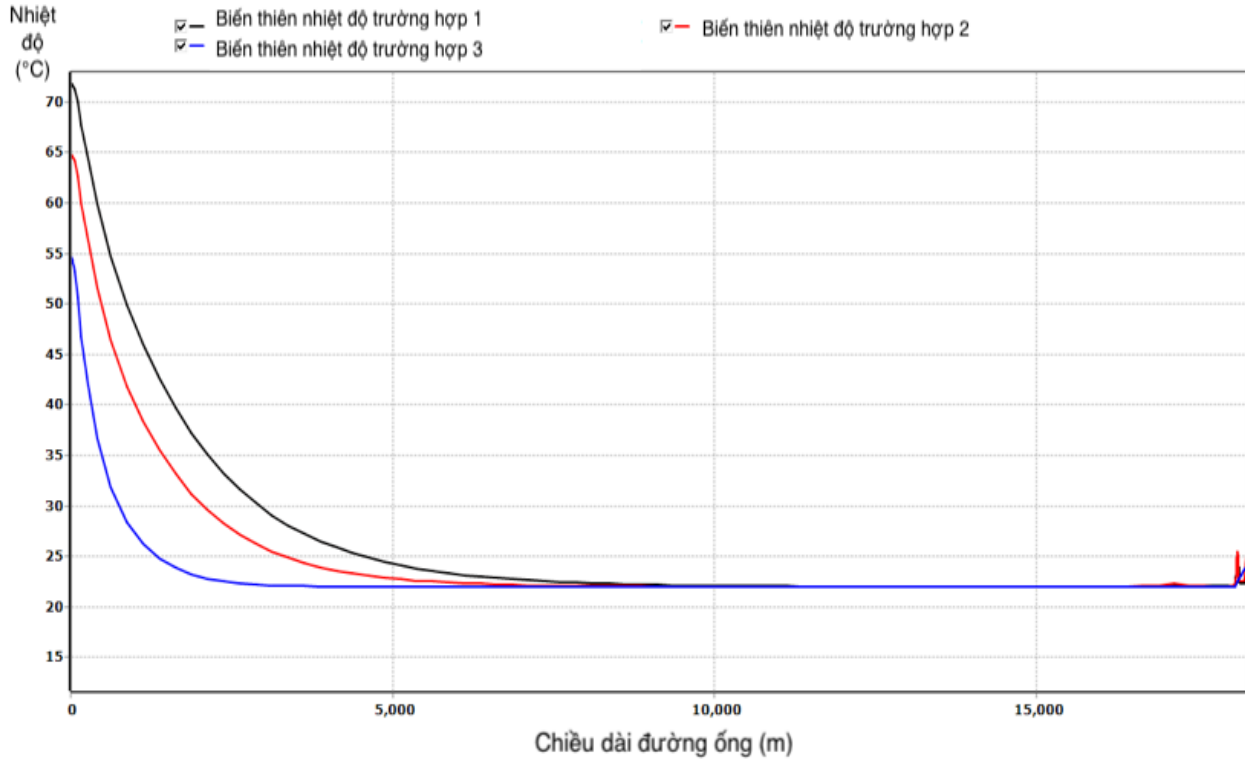
Hình 7. Biến thiên áp suất tại ống đứng lên tàu FPSO cho 3 trường hợp nghiên cứu trong 24 giờ.

- Xác định độ biến thiên nhiệt độ

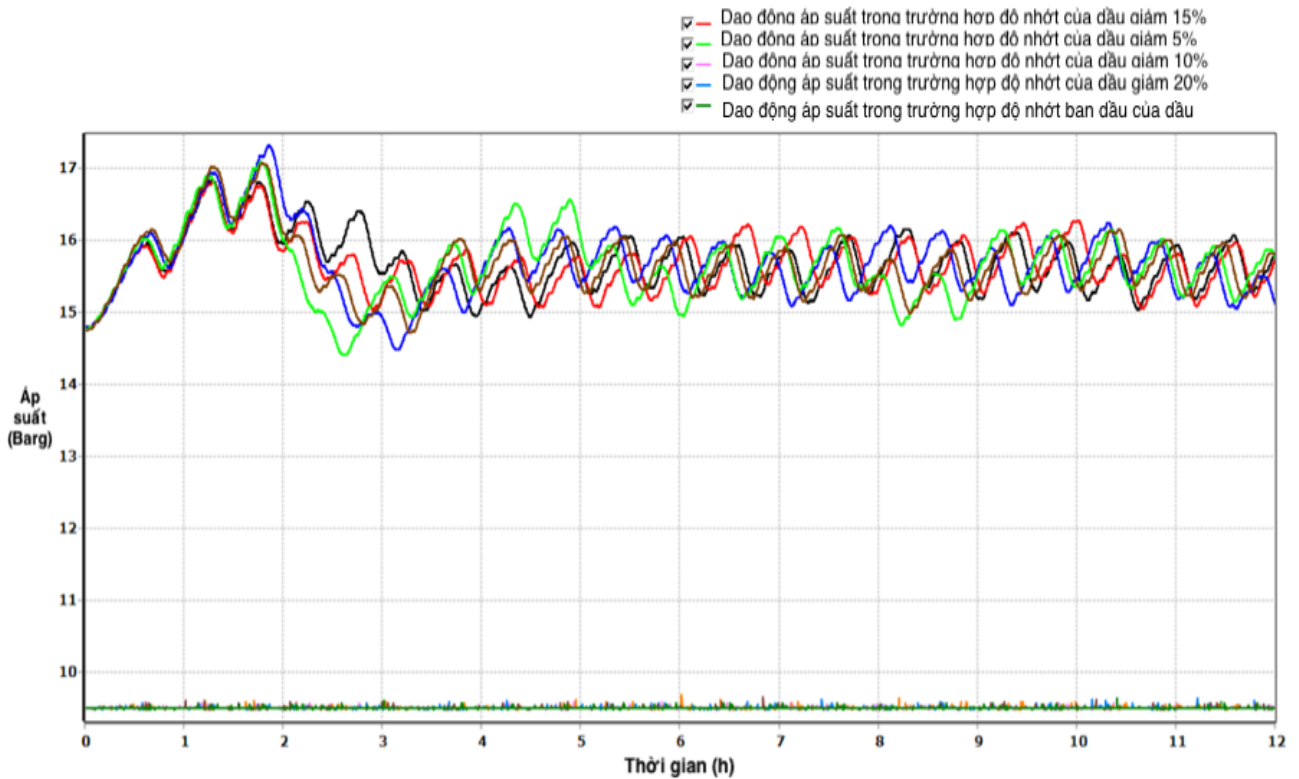
Đối với trạng thái biến thiên nhiệt độ của đường ống trong 3 trường hợp nghiên cứu được thể hiện trong Hình 8. Kết quả tính toán mô phỏng cho thấy, kể từ vị trí nửa cuối của tuyến ống, nhiệt độ của chất lỏng đối với các trường hợp nghiên cứu là 22°C. Giá trị này gần bằng với nhiệt độ đáy biển, do đó sản phẩm khai thác của Diamond được vận chuyển dưới nhiệt độ đông đặc của nó (36°C).

3. Hiệu quả của việc sử dụng hóa phẩm giảm nhiệt độ đông đặc của dầu

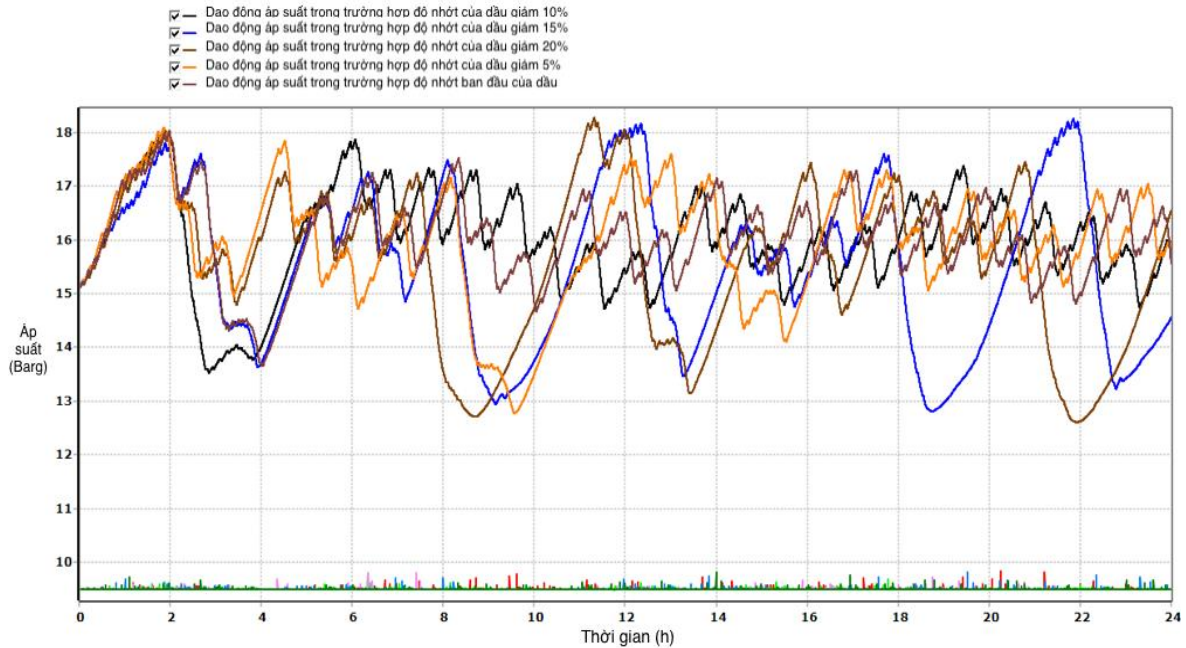
Qua các phân tích ở trên cho thấy, khả năng xảy ra hiện tượng đông đặc của dầu trong quá trình vận chuyển là rất cao. Vì vậy, cần phải có giải pháp xử lý phù hợp để hạn chế vấn đề này. Căn cứ vào điều kiện thực tế của mỏ, việc sử dụng hóa phẩm là giải pháp hiệu quả để làm giảm nhiệt độ đông đặc của dầu.



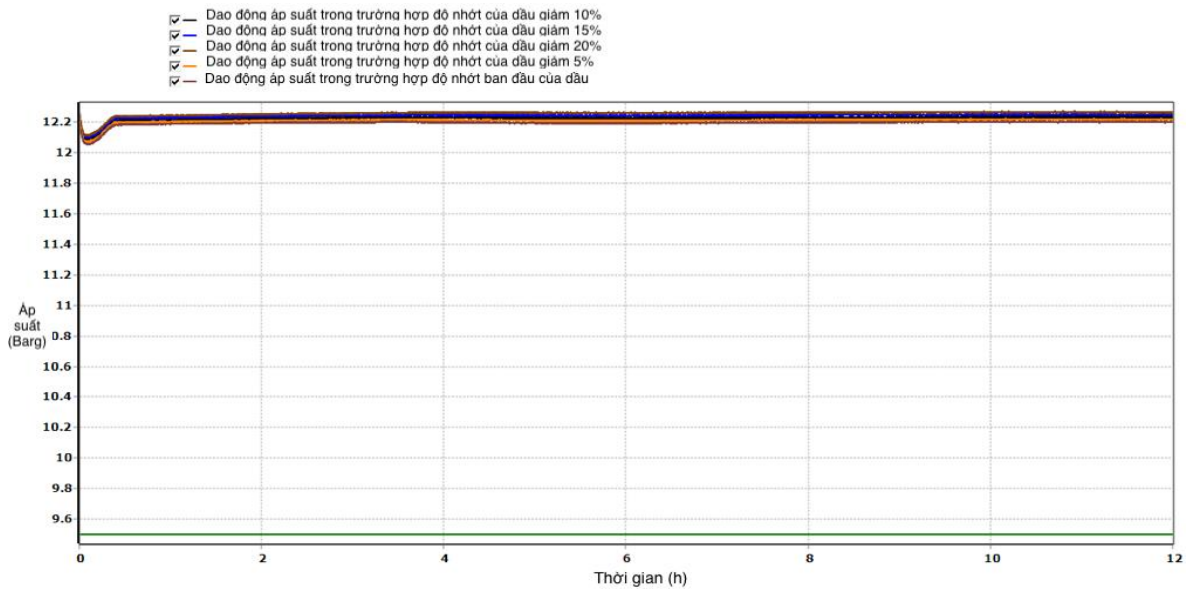
Hình 8. Biến thiên nhiệt độ dọc theo đường ống cho 3 trường hợp nghiên cứu.



Hình 9. Đồ thị áp suất trong trường hợp 1 với với các độ nhớt khác nhau.



Hình 10. Đồ thị áp trong trường hợp 2 với các độ nhớt khác nhau.



Hình 11. Đồ thị áp suất trong trường hợp 3 với các độ nhớt khác nhau.

Các phân tích về độ nhạy và hiệu quả của hóa phẩm giảm nhiệt độ đông đặc (PPD) cho thấy, thông thường độ nhớt của dầu giảm trong khoảng 5%, 10%, 15%, 20% được so sánh với ảnh hưởng PPD bởi các kết quả trong phòng thí nghiệm. Kết quả nghiên cứu được chỉ ra trong các Hình 9, 10, 11 cho 3 kịch bản nghiên cứu. Việc tăng độ nhớt của dầu dẫn đến tăng khoảng biến động của áp

suất ở đoạn ống mềm DMDP - A và có thể ảnh hưởng đến sự ổn định của điều kiện vận hành.

Đối với trường hợp 1 (năm 2020) áp suất ở đoạn ống mềm DMDP - A ổn định với sự thay đổi độ nhớt trong khoảng 5%, 10%, 15% và 20%. Đối với trường hợp 2 (năm 2023) khi giảm khai thác dầu và GOR tăng, áp suất ở đoạn ống mềm DMDP - A không ổn định, khi đó độ nhớt dầu tăng. Tuy nhiên, theo mô phỏng cho thấy áp suất ở DMDP -

A vẫn trong khoảng 12÷18 bar. Đối với trường hợp 3 (năm 2026) khi vận chuyển không có khí, lượng dầu khai thác thấp và hàm lượng nước cao. Sự thay đổi độ nhớt không ảnh hưởng đến giá trị áp suất ở đoạn ống mềm DMDP - A.

4. Thảo luận kết quả nghiên cứu

4.1. Trường hợp dừng đường ống

Trường hợp dừng đường ống trong vòng 24 giờ. Van chặn ở FPSO Ruby-II giả định đóng trong 1 phút và đầu giếng Topaz giảm khai thác từ 100% xuống 0% trong 1 phút. Chất lỏng được tháo đi và gom lại ở các điểm thấp hơn. Lượng chất lỏng tích tụ sau 24 giờ dừng đường ống cho 3 trường hợp nghiên cứu được thể hiện trong Hình 12.

Lượng chất lỏng tích tụ trong hệ thống trong trường hợp dừng đường ống đối với 3 trường hợp nghiên cứu được trình bày trong Bảng 8. Đối với đường ống không được bọc cách nhiệt, nhiệt độ của chất lỏng giảm xuống rất nhanh (Hình 13). Sau

5 giờ dừng đường ống nhiệt độ giảm tiệm cận với nhiệt độ môi trường.

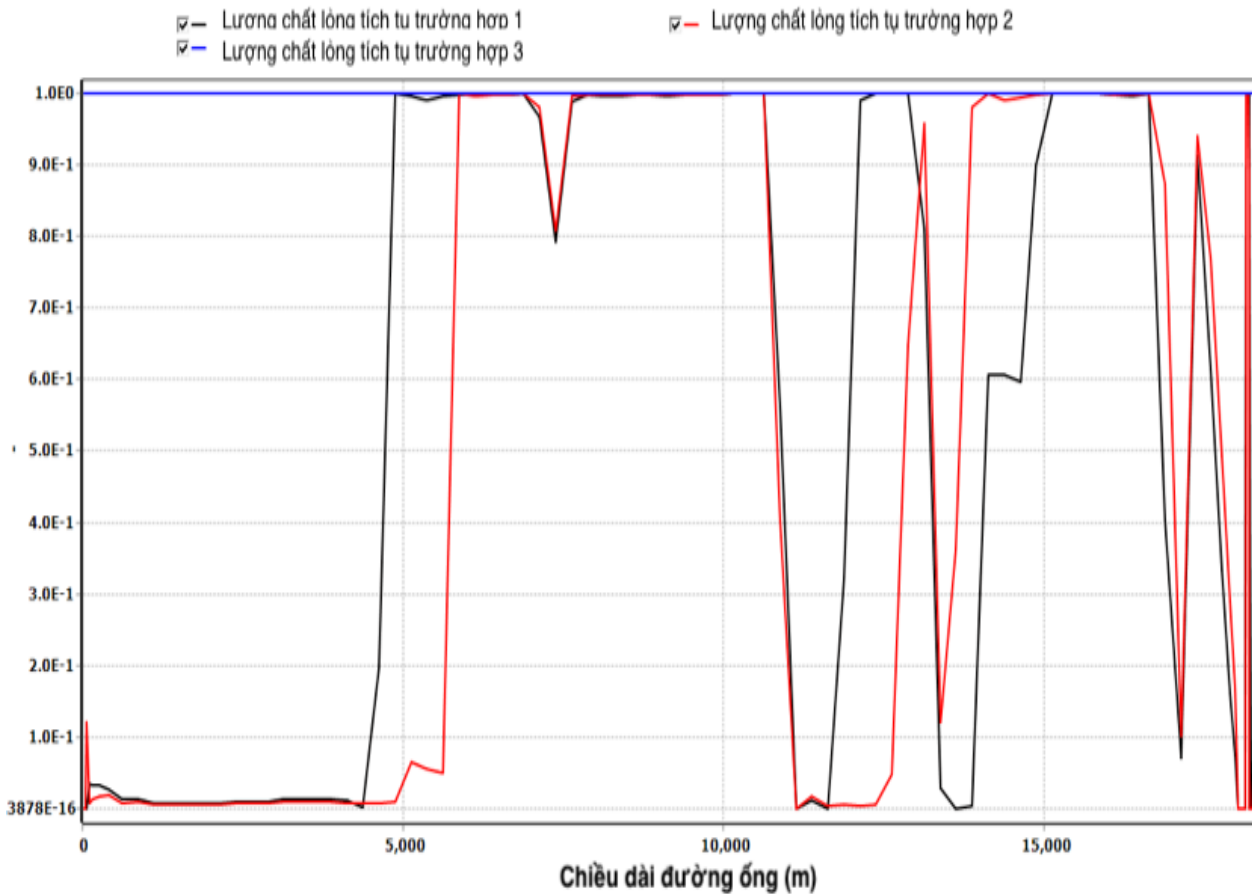
4.2. Khởi động lại đường ống

Áp suất khởi động đường ống được xác định theo công thức:

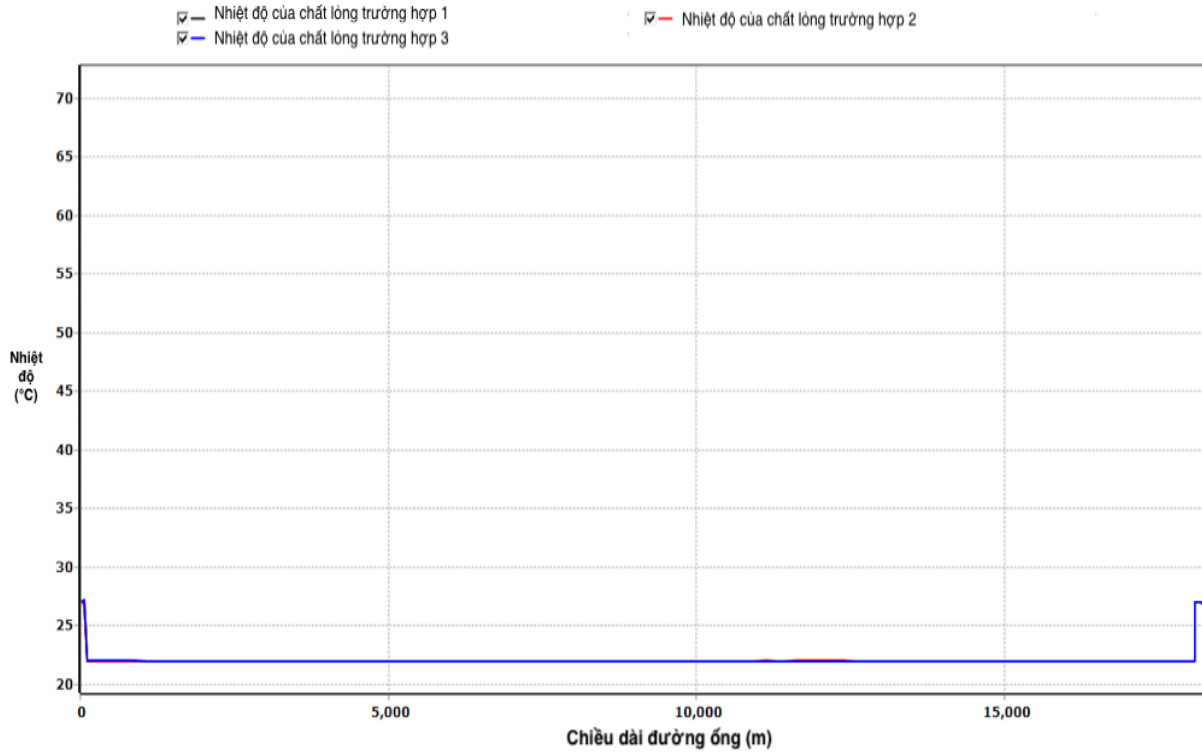
$$\Delta P_s = (4L\sigma_s)/D \tag{1}$$

Trong đó: ΔP_s - khoảng tăng áp suất khởi động (Pa); L - chiều dài đường ống (m); σ_s - ứng suất chảy của vật liệu (Pa); D - đường kính trong của ống (m).

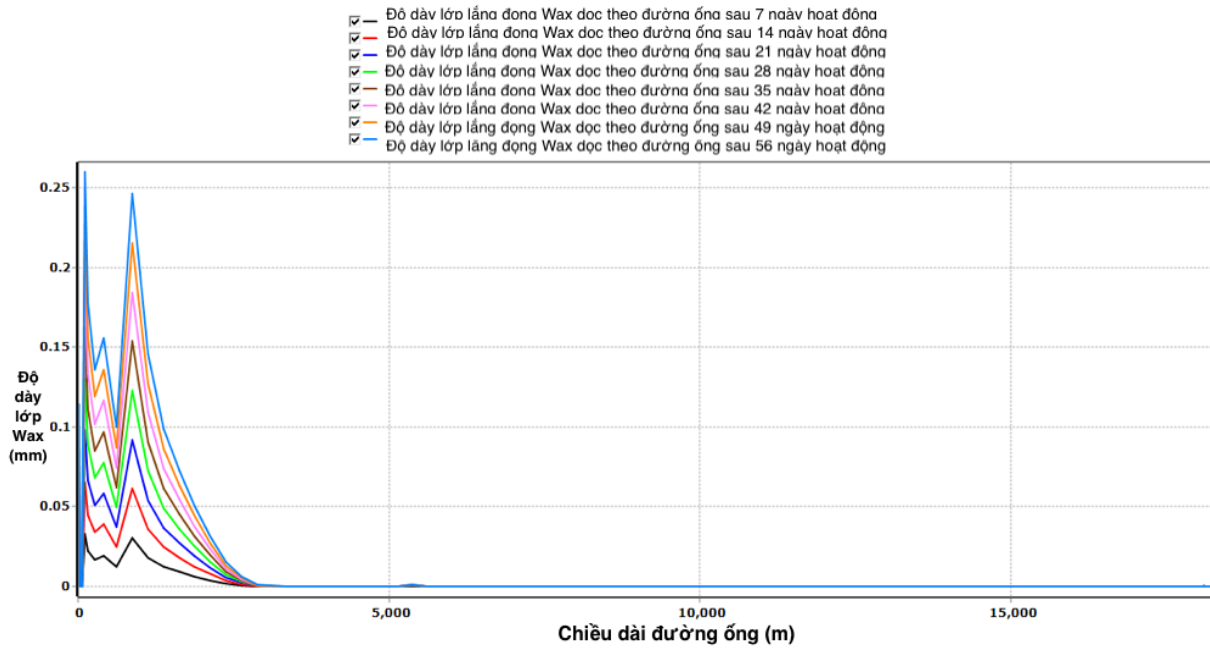
Kết quả tính toán về áp suất khởi động đường ống được trình bày trong Bảng 9 và 10. Kết quả nghiên cứu cho thấy, trong thời gian dừng đường ống sau 24 giờ, áp suất khởi động của trường hợp 1 và 3 cao hơn trường hợp 2 (năm 2023). Áp suất khởi động cho trường hợp 3 với sản phẩm vận chuyển không có khí, cao hơn đáng kể, do lượng dầu tồn đọng trong đường ống lớn.



Hình 12. Đồ thị tích tụ chất lỏng sau 24 giờ dừng đường ống cho 3 trường hợp.



Hình 13. Đồ thị nhiệt độ của chất lỏng sau 24 giờ dùng đường ống.



Hình 14. Độ dày lớp wax dọc theo đường ống sau 7, 14, 21, 28, 35, 42, 49 và 56 ngày hoạt động.

Bảng 8. Thể tích chất lỏng và dầu trong đường ống.

Trường hợp	Năm	Chất lỏng (Thùng)	Dầu (Thùng)
1	2020	3318	990
2	2023	2987	572
3	2026	5774	1697

Bảng 9. Áp suất khởi động của đường ống trong trường hợp không sử dụng PPD.

Thời gian	TH 1 (năm 2020)		TH 2 (năm 2023)		TH 3 (năm 2026)	
	Chiều dài, m	Áp suất khởi động, bar	Chiều dài, m	Áp suất khởi động, bar	Chiều dài, m	Áp suất khởi động, bar
6	3149	35	1814	20	4862	54
12	3163	39	1810	22	4995	61
24	3152	46	1815	26	5331	77

Bảng 10. Áp suất khởi động của đường ống trong trường hợp có sử dụng PPD.

Thời gian	TH 1 (năm 2020)		TH 2 (năm 2023)		TH 3 (năm 2026)	
	Chiều dài, m	Áp suất khởi động, bar	Chiều dài, m	Áp suất khởi động, bar	Chiều dài, m	Áp suất khởi động, bar
6	3149	22,4	1814	12,9	4862	34,5
12	3163	24,6	1810	14,1	4995	38,8
24	3152	28,7	1815	16,5	5331	48,5

4.3. Kiểm soát lắng đọng wax

Kết quả phân tích sự hình thành wax cho thấy tốc độ hình thành lớp lắng đọng này ở mức độ thấp. Sau 56 ngày hoạt động, độ dày lớp wax lắng đọng đạt mức 0,25 mm (Hình 14). Đồng thời sự hình thành của wax trên đoạn ống đứng dốc đạt giá trị lớn nhất. Tổng lượng wax hình thành trong đường ống được thể hiện ở Bảng 11. Sự hình thành các lớp lắng đọng wax trên thành ống gây ra những phức tạp cho quá trình vận chuyển sản phẩm.

Bảng 11. Tổng lượng wax hình thành trong đường ống.

Ngày	Thùng	Khối lượng (kg)
7	0,17	12,81
14	0,33	25,62
21	0,50	38,45
28	0,66	51,29
35	0,83	64,14
42	1,00	77,02
49	1,16	89,93
56	1,33	102,85

Để loại bỏ lớp lắng đọng này, cần tiến hành nạo vét đường ống từ giàn Diamond tới FPSO Ruby-II bằng kỹ thuật phóng Pig làm sạch đường ống (Pigging). Loại pig được sử dụng ở đây là Foam Pig, với tần suất 1 tháng 1 lần. Trong trường hợp này, một Pig được phóng ở điểm đầu của đoạn ống đứng trên giàn Diamond và điểm thu hồi Pig là ở FPSO Ruby-II.

5. Kết luận

Áp suất vận chuyển dao động trong khoảng 13÷18 bar với các trường hợp nghiên cứu. Chất lỏng được làm mát đến nhiệt độ đáy biển và được vận chuyển dưới nhiệt độ đông đặc trên hầu hết đường ống. Thời gian để chất lỏng được làm mát đến nhiệt độ đáy biển mất khoảng 5 giờ kể từ khi Shut - down. Tỷ lệ hình thành wax ở điều kiện ổn định bình thường là tương đối thấp. Wax ở phần dưới ở đoạn cuối của ống đứng dốc xuống tương đối nhiều do đây là nơi mà nhiệt độ chất lỏng bị làm mát đến khoảng nhiệt độ tạo thành wax. Sau 56 ngày hoạt động, độ dày lớn nhất của wax là khoảng 0,25 mm. Kết quả mô phỏng cũng cho thấy, độ dày của lớp paraffin được tạo ra là tương đối nhỏ. Tuy nhiên, do nhiệt độ dầu vận chuyển thấp hơn nhiệt độ đông đặc, dẫn đến một lớp wax sẽ hình thành và bám trên bề mặt của đường ống. Khi độ dày trung bình của lớp wax xuất hiện trong thành đường ống đạt khoảng 5 mm, sẽ tiến hành sử dụng các phương pháp nạo vét. Đây là cách loại bỏ paraffin hiệu quả nhất. Tần suất loại bỏ hợp lý là 1 tháng lần.

Đóng góp của tác giả

Nguyễn Văn Thịnh: xây dựng ý tưởng, bố cục bài báo, phân tích kết quả nghiên cứu, biên tập và hiệu đính toàn bộ bài báo; Nguyễn Đức Chính: chạy mô hình và xuất kết quả tính toán; Triệu Hùng Trường: cung cấp thông tin và ý kiến bổ sung cho bài báo.

Tài liệu tham khảo

- Từ Thành Nghĩa, Phạm Bá Hiến, Phạm Xuân Sơn, Tống Cánh Sơn, Nguyễn Hoài Vũ, Ngô Thường Sơn, Nguyễn Văn Minh, Nguyễn Thúc Kháng. (2015). Những khó khăn tách thức của Vietsovpetro trong vận chuyển dầu nhiều paraffin bằng đường ống ngầm ngoài khơi. *Tạp chí Dầu khí số*, 5/2015, 20 - 25.
- Phung Dinh Thuc, Tong Canh Son, Le Dinh Hoe, V.P. Vugovskoi. (2003). The problem in Transportation of High Waxy Crude oils Through Submarine Pipelines at JV Vietsovpetro Oil Fields, Offshore Vietnam. *Journal of Canadian Petroleum Technology, Solution for Production Optimization, Canada*, 42, 15 - 18.
- Hyun Su Lee. (2008). *Computational and rheological study of wax deposition and gelation in subsea pipeline*. The University of Michigan.
- PVEP. (2019). *Analysis report - Crude Oil Samples*.
- PVEP. (2018). *Composition analysis report - Gas Samples*
- Ove Bratland. (2013). *Pipe Flow - Multi - phase Flow Assurance*.
- Aiyejna, A., Chakrabarti, D.P., Pilgrim, A., Sastry, M. K. S. (2011). Wax formation in Oil Pipelines: A critical Review. *International Journal of Multiphase Flow*, 37, 671 - 694.
- Burger, E.D., Perkins, T. K, Striegler, J. H. (1981). Studies of Wax Deposition in the Trans Alaska Pipeline. *Journal of Petroleum Technology*, 1075 - 1086.