

## TỐI ƯU VẬN HÀNH ĐƯỜNG ỐNG VẬN CHUYỂN DẦU NHIỀU PARAFFIN TRANG BỊ HỆ THỐNG PHÓNG THOI TẠI MỎ CÁ TẦM, BỂ CỬU LONG

**Nguyễn Lâm Anh, Lê Đăng Tâm, Nguyễn Văn Thiết, Bùi Trọng Hân, Phạm Thành Vinh, A.G Axmadev, Châu Nhật Bằng, Nguyễn Hữu Nhân, Đoàn Tiến Lữ, Trần Thị Thanh Huyền, Lê Thị Đoàn Trang, Đinh Quang Nhật, Phan Đức Tuấn**

Liên doanh Việt - Nga "Vietsovetro"

Email: vinhpt.rd@vietsov.com.vn

<https://doi.org/10.47800/PVJ.2022.02-02>

### Tóm tắt

Dầu khai thác tại các mỏ của Liên doanh Việt - Nga "Vietsovetro" có nhiệt độ đồng đặc, hàm lượng paraffin, asphaltene cao; trong khi đó nhiệt độ miệng giếng thấp tạo thành các lớp lắng đọng trong hệ thống thu gom vận chuyển dầu và khí, gây ra các nguy cơ và rủi ro khi vận hành đường ống.

Bài báo phân tích các yếu tố ảnh hưởng đến hiệu quả hoạt động phóng thoi làm sạch tuyến đường ống vận chuyển dầu từ giàn CTC-1 (mỏ Cá Tầm) đến RP-2 (mỏ Rồng), bể Cửu Long, các giải pháp và cách thức vận hành hệ thống đường ống nhằm nâng cao hiệu quả quá trình làm sạch đường ống bằng giải pháp phóng thoi.

**Từ khóa:** Thu gom vận chuyển dầu khí, đường ống, phóng thoi, mỏ Cá Tầm, bể Cửu Long.

### 1. Giới thiệu

Vietsovetro đang khai thác dầu và khí tại các mỏ thuộc bể Cửu Long gồm Bạch Hổ, Rồng, Gấu Trắng, Thỏ Trắng, Cá Tầm... Dầu khai thác tại các mỏ này có hàm lượng paraffin cao (18 - 25%), nhiệt độ đồng đặc cao (28 - 40°C).

Trong hệ thống đường ống thu gom vận chuyển dầu khí có nhiều tuyến ống cũ, trước đây không được bọc cách nhiệt.

Trong giai đoạn sản lượng suy giảm, nhiệt độ của sản phẩm khai thác tại miệng giếng thấp, cường độ lắng đọng paraffin, asphaltene có xu hướng tăng nhanh, gây tổn áp cao trong hệ thống thu gom và có nguy cơ dừng khai thác do tắc đường ống [1].

Giải pháp phóng thoi làm sạch được áp dụng trong các điều kiện đặc thù của hệ thống thu gom vận chuyển dầu và khí tại Vietsovetro đã được tối ưu hoạt động và nâng cao tính ổn định của hệ thống.

### 2. Phóng thoi làm sạch đường ống tại mỏ Cá Tầm

#### 2.1. Hệ thống thu gom sản phẩm khai thác tại mỏ Cá Tầm

Giàn CTC-1 mỏ Cá Tầm thuộc Lô 09-3/12 nằm cách điểm thu gom dầu RP-2 mỏ Rồng khoảng 17 km.

Trên giàn CTC-1 lắp đặt bình tách (UPOG) để sơ bộ tách khí ra khỏi sản phẩm của CTC-1. Sản phẩm của CTC-1 ở dạng dầu bão hòa và khí được đưa về bình chứa C-2-1 trên RP-2; sau khi được tách khí bổ sung, dầu được bơm đi UBN-6 "VSP-02" bằng máy bơm.

Đường ống thẳng CTC-1 → RP-2 có chiều dài 16.694 m, đường kính 323,9 x 15,9 mm theo chuẩn API 5L Gr X60.

Có 2 ống đứng với đường kính 323,9 x 15,9 mm theo chuẩn API 5L Gr X60; độ cao của ống đứng trên CTC-1 là 59,2 m, trên RP-2 là 52,2 m.

Tổng chiều dài của đường ống CTC-1 → RP-2 là 16.805,4 m, thể tích đường ống là 1.125,6 m<sup>3</sup>.

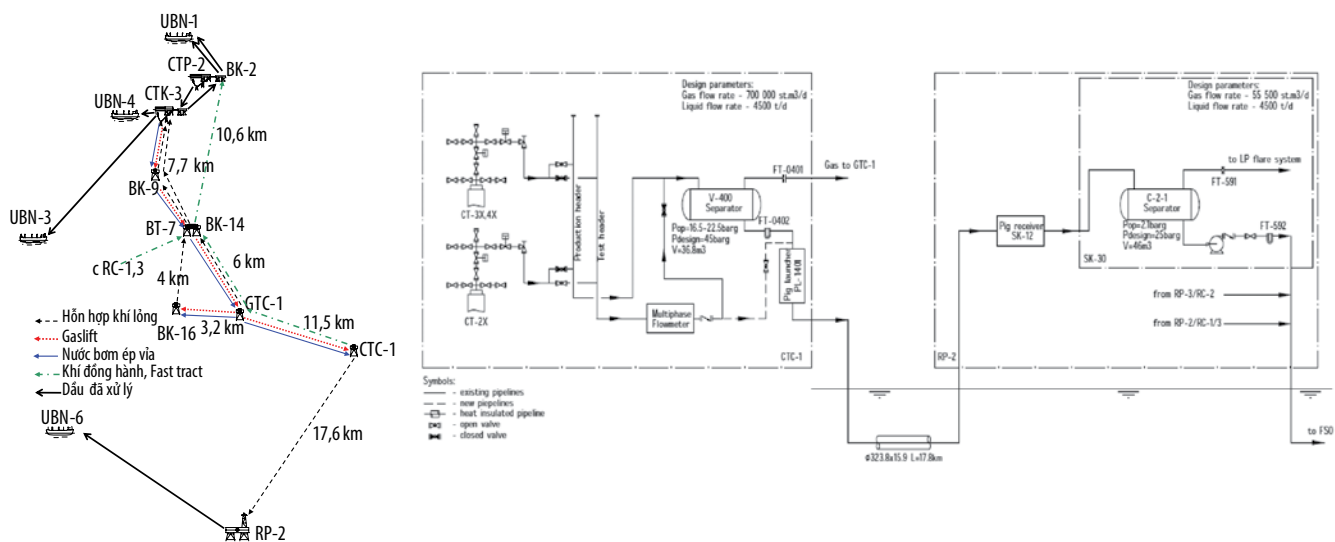
#### 2.2. Hoạt động phóng thoi làm sạch đường ống CTC-1 → RP-2

Dầu thô khai thác từ giàn CTC-1 có các tính chất cơ bản như Bảng 1.



Ngày nhận bài: 16/2/2022. Ngày phân biên đánh giá và sửa chữa: 16 - 21/2/2022.

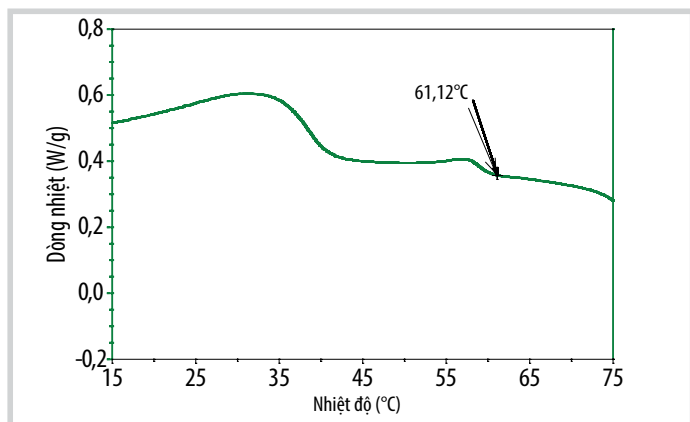
Ngày bài báo được duyệt đăng: 22/2/2022.



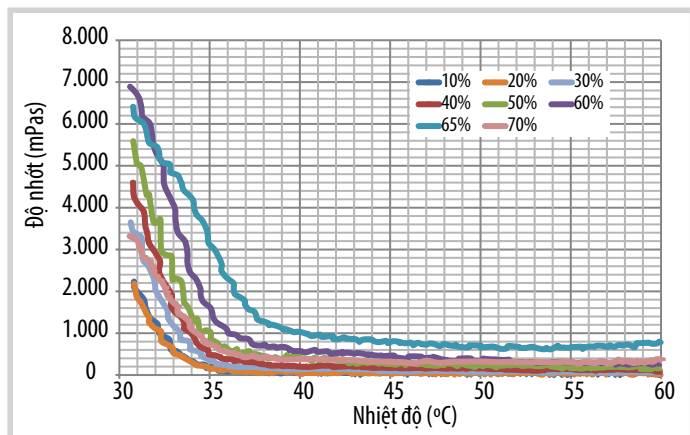
Hình 1. Hệ thống thu gom vận chuyển dầu khí tại mỏ Cá Tầm.

Bảng 1. Tính chất của dầu thô khai thác từ giàn CTC-1, mỏ Cá Tầm

Tính chất	Khoảng giá trị
Nhiệt độ kết tinh paraffin (°C)	56 - 65
Nhiệt độ đông đặc (°C)	31,5 - 36,5
Độ nhớt tại 50°C (mPa.s)	22,9 - 337,7
Hàm lượng paraffin (% khối lượng)	23,7 - 24,7
Hàm lượng asphaltene (% khối lượng)	7,5 - 14,9



Hình 2. Điểm kết tinh paraffin.



Hình 3. Điểm chuyển pha.

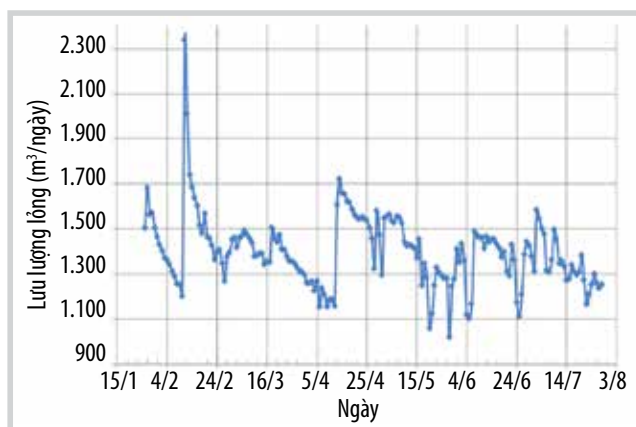
Dầu khai thác tại mỏ Cá Tầm có nhiệt độ xuất hiện tinh thể paraffin cao (trên 60°C), trong khi nhiệt độ tại miệng giếng khá thấp (40 - 45°C), nên trong hệ thống thu gom trường hợp không gia nhiệt, chất lưu sẽ được vận chuyển trong vùng tạo lắng đọng paraffin. Nhiệt độ đông đặc của dầu Cá Tầm khoảng 32 - 36°C cao hơn nhiệt độ môi trường (21 - 31°C) sẽ hình thành các lớp dầu đông trong đường ống, đặc biệt khi được vận chuyển vào các giai đoạn nhiệt độ môi trường nước biển thấp trong năm.

2.2.1. Phóng thoi làm sạch đường ống CTC-1 → RP-2 trong giai đoạn khởi động đường ống

Trong giai đoạn khởi động đường ống, dầu khai thác tại giàn CTC-1 không được gia nhiệt và vận chuyển về giàn cố định RP-2 để tách khí và bơm đi tàu nổi chứa dầu để xử lý tầng trữ và xuất bán.

Hình 4 và 5 thể hiện các thông số về lưu lượng và mức độ tổn nhiệt của tuyến đường ống CTC-1 → RP-2 trong thời gian đầu vận hành.

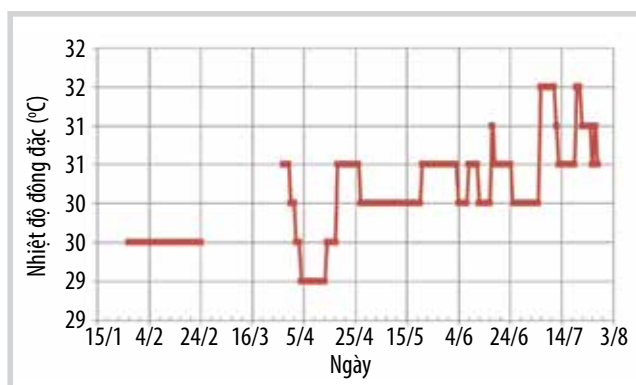
Trong khoảng thời gian đầu vận hành hệ thống đường ống, lưu lượng khai thác của CTC-1 có xu hướng giảm dần, làm tăng mức độ tổn nhiệt trong đường ống CTC-1 → RP-2. Nhiệt độ của chất lỏng



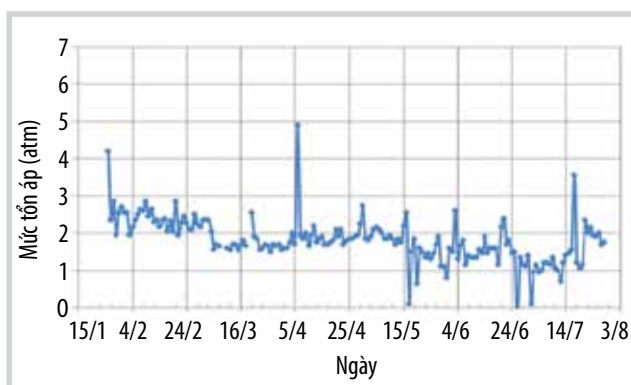
Hình 4. Lưu lượng lỏng giàn nhẹ CTC-1.



Hình 5. Tồn nhiệt của tuyến đường ống.



Hình 6. Nhiệt độ đồng đặc của dầu CTC-1.



Hình 7. Tồn áp trong hệ thống thu gom.



Hình 7. Cặn wax thu được sau khi phóng thoi.

CTC-1 giảm đáng kể từ 64°C xuống 42°C do tốc độ dòng chất lỏng giảm, nhiệt độ của dầu vào trên RP-2 giảm từ 43°C xuống 32°C.

Nhiệt độ của dầu CTC-1 khi vận chuyển về RP-2 trong khoảng 32 - 35°C, tiệm cận với nhiệt độ đồng đặc của dầu.

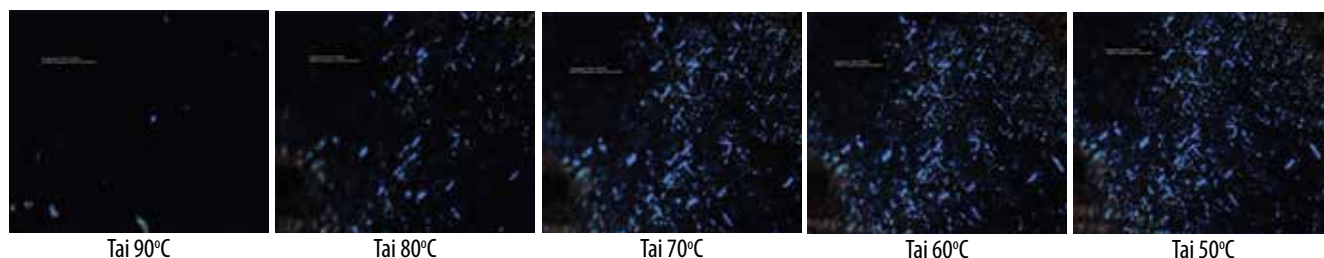
Đường ống CTC-1 → RP-2 được tiến hành phóng thoi với tần suất 15 ngày/lần nhằm làm sạch các cặn lắng paraffin, asphaltene trong quá trình vận chuyển. Lượng cặn thu được sau các lần phóng thoi có xu hướng tăng dần, áp suất phóng thoi tăng nhanh. Ngoài lượng lớn cặn hydrocarbon còn thu được lượng cặn tạp chất cơ học.

Áp suất tối đa tại giàn CTC-1 tăng lên dần sau các lần phóng thoi do các yếu tố sau:

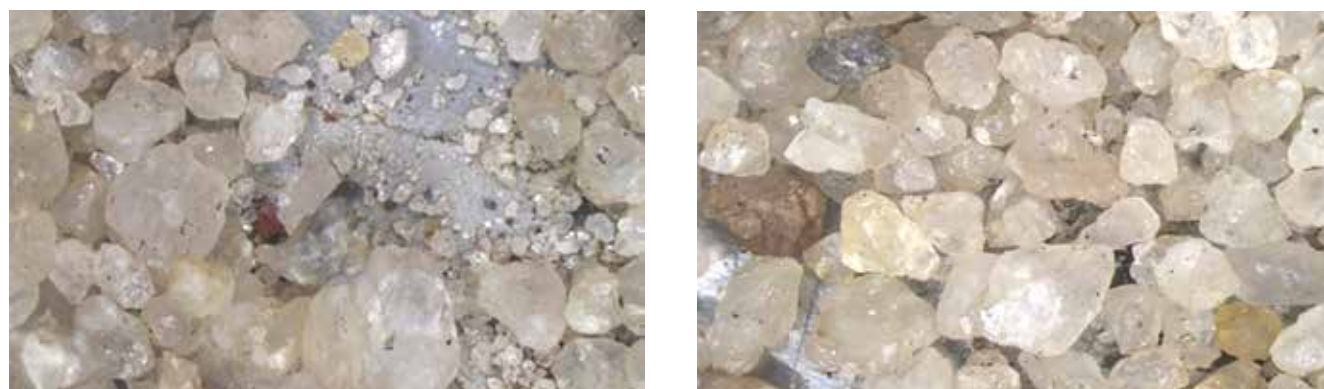
- Khả năng tăng nhanh lớp dầu trên thành ống do giảm nhiệt độ của dầu CTC-1 vận chuyển về RP-2;
- Độ cứng của lớp cặn paraffin tăng lên.

**Bảng 2.** Áp suất phóng thoi làm sạch đường ống CTC-1 → RP-2

Thời gian phóng thoi	Áp suất phóng thoi (bar)	Nhiệt độ nóng chảy wax thu được sau phóng thoi (°C)
18/4/2019	9,3	72
19/5/2019	13	74
18/6/2019	17,5	75
18/7/2019	20	77,5



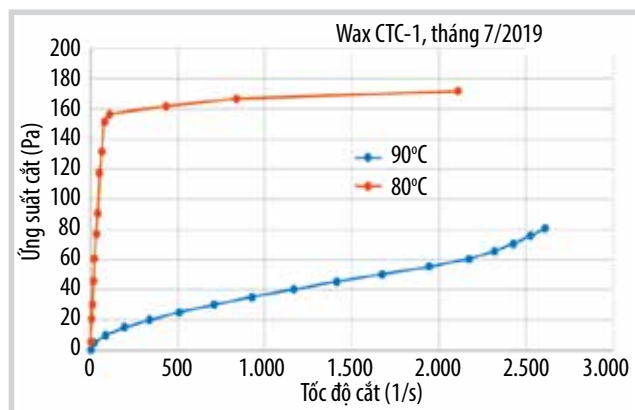
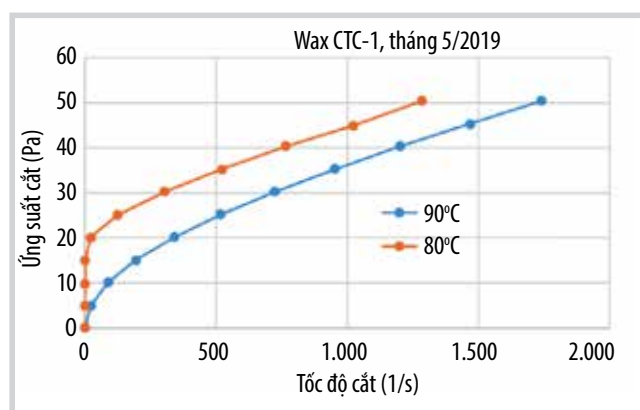
**Hình 8.** Cấu trúc tinh thể paraffin ở các nhiệt độ khác nhau.



**Hình 9.** Lắng cặn tạp chất cơ học được lọc sạch khỏi lắng đọng thu được sau khi phóng thoi (ảnh dưới kính hiển vi soi nổi với độ phóng đại 10 lần).

**Bảng 3.** Hàm lượng chất hữu cơ và tạp chất cơ học thu được sau khi phóng thoi làm sạch đường ống CTC-1 → RP-2

Mẫu cặn	Hàm lượng (% khối lượng)	
	Chất hữu cơ	Tạp chất cơ học
Lắng đọng chất cơ học	23,91	76,09
Lắng đọng paraffin	94,36	5,64

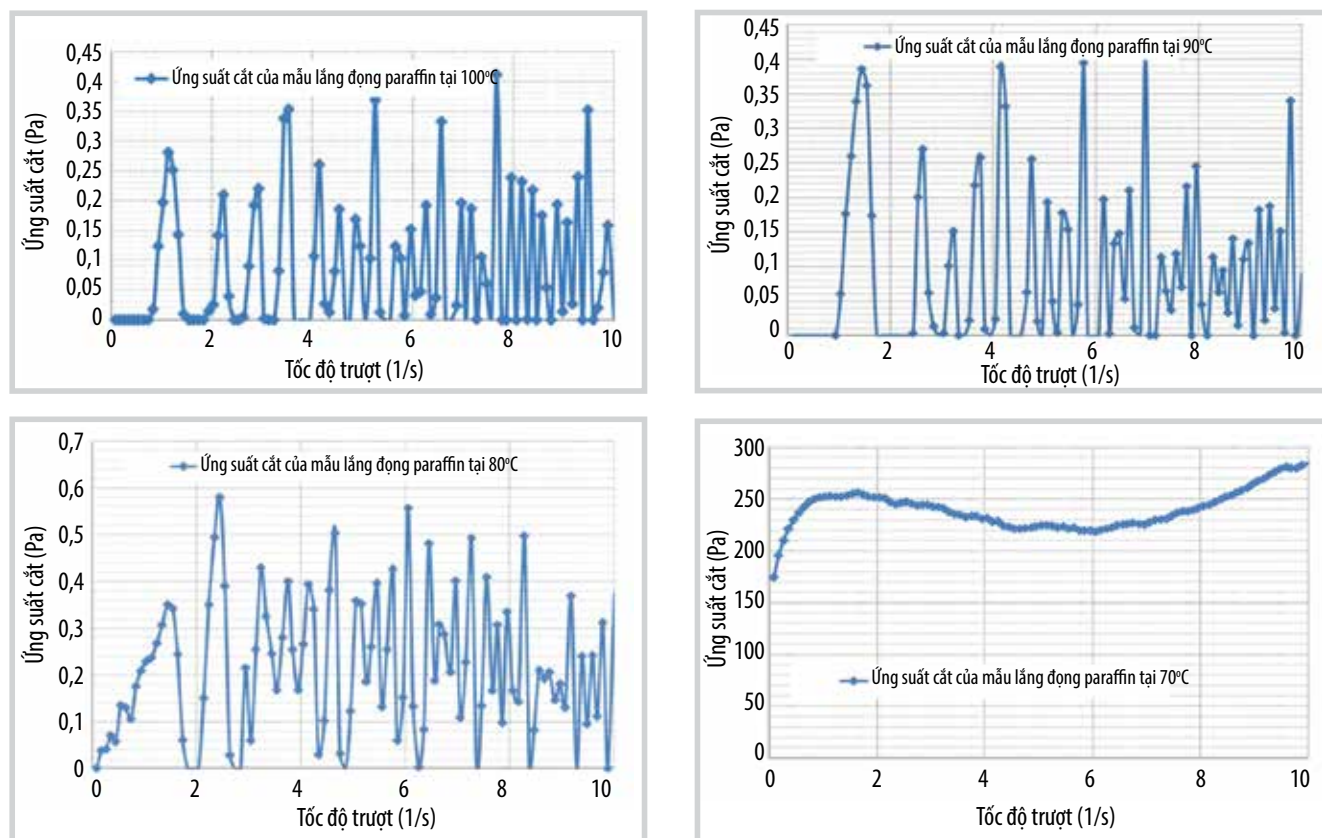


**Hình 10.** Độ cứng của paraffin lắng đọng ở các nhiệt độ khác nhau.

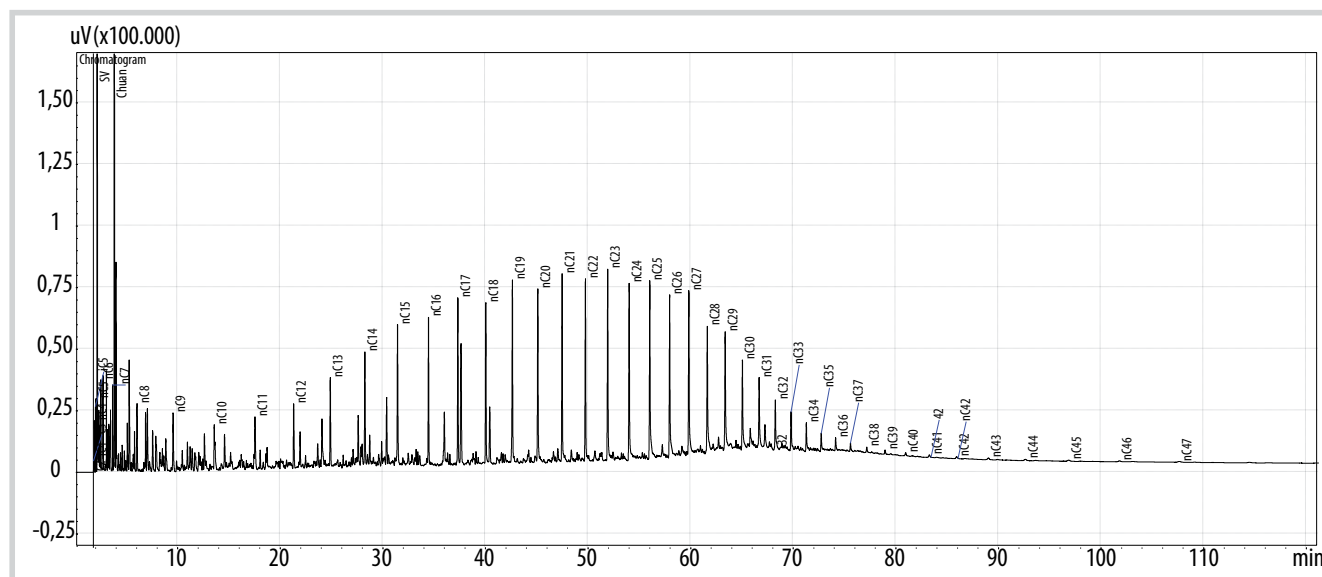
Áp suất tăng nhanh sau mỗi lần phóng thoi gây ra nguy cơ vỡ, tắc thoi khi phóng, ảnh hưởng đến khả năng hoạt động cũng như tính toàn vẹn của tuyến ống CTC-1 → RP-2.

**2.2.2. Tối ưu hoạt động phóng thoi tuyến ống CTC-1 → RP-2**

Nguy cơ trong hoạt động phóng thoi đối với tuyến ống CTC-1 → RP-2 bắt nguồn từ vận chuyển dầu nhiều paraffin trong điều kiện lưu lượng và nhiệt độ thấp.



Hình 11. Tính chảy của cặn lắng theo nhiệt độ.



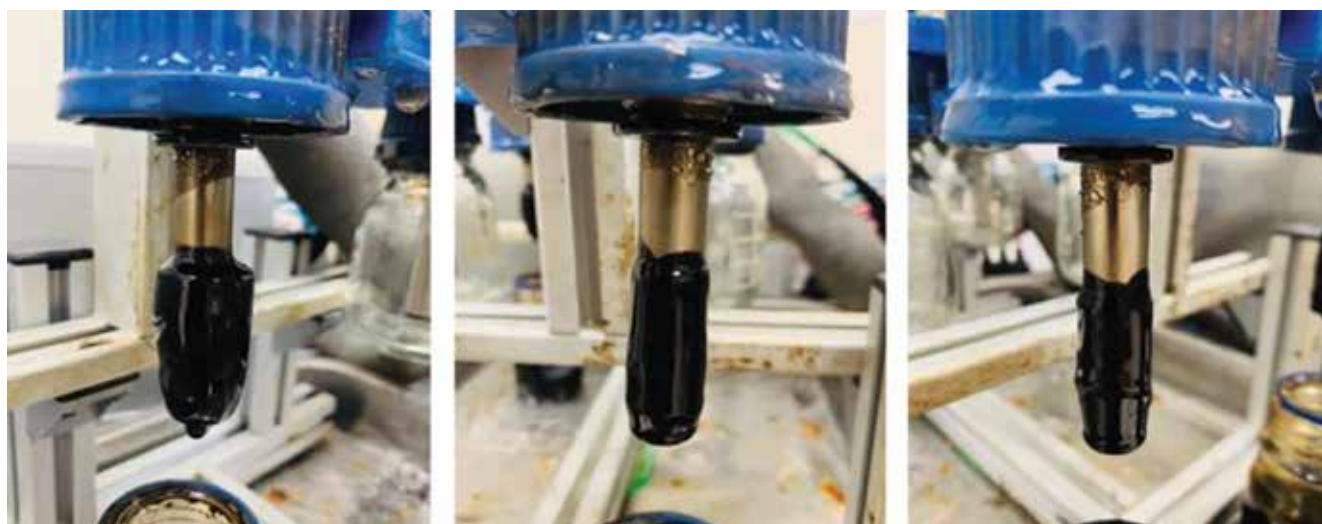
Hình 12. Thành phần cặn lắng trong đường ống.

Các kết quả nghiên cứu cho thấy, tăng định lượng xử lý hóa chất giảm nhiệt độ đông đặc (PPD) sẽ làm giảm cường độ lắng đọng paraffin của dầu khai thác tại CTC-1.

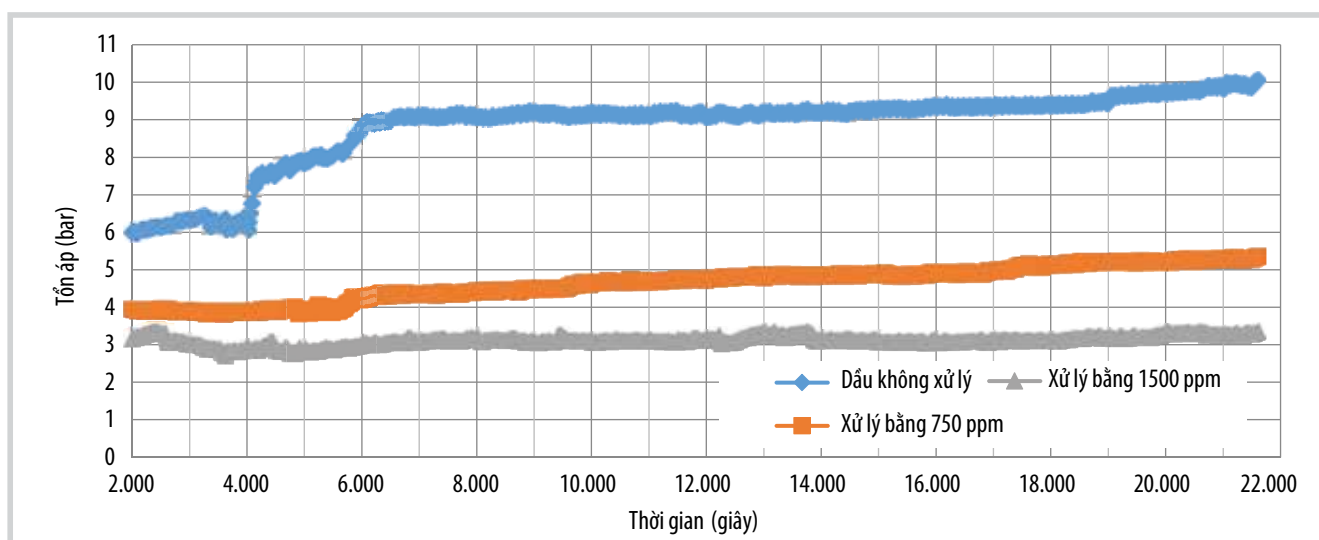
Dầu khai thác tại các giếng khác nhau sẽ có các tính chất tương đối khác biệt khi xử lý bằng PPD. Nhằm tối ưu khả năng xử lý dầu trên các giếng của giàn CTC-1 Vietsovpetro đã tiến hành thử nghiệm các chế độ xử lý

khác nhau theo các định lượng khác nhau trong dải 750 - 1.500 ppm.

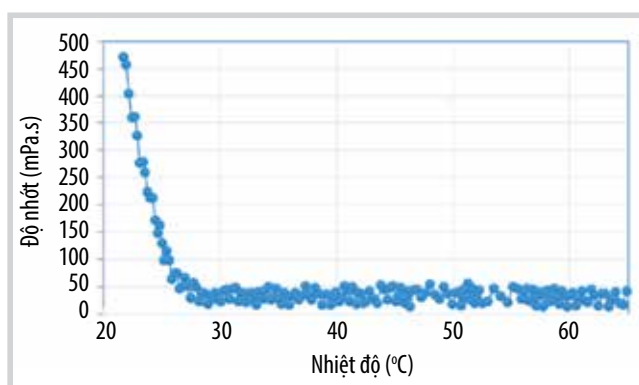
Hiệu quả xử lý dầu bằng PPD phụ thuộc vào nhiệt độ xử lý. Đối với các giếng được trang bị ống xung lượng, PPD được bơm xuống giếng tại độ sâu 2.000 - 2.500 m. Các giếng không có ống xung lượng, PPD được bơm theo dòng khí gaslift.



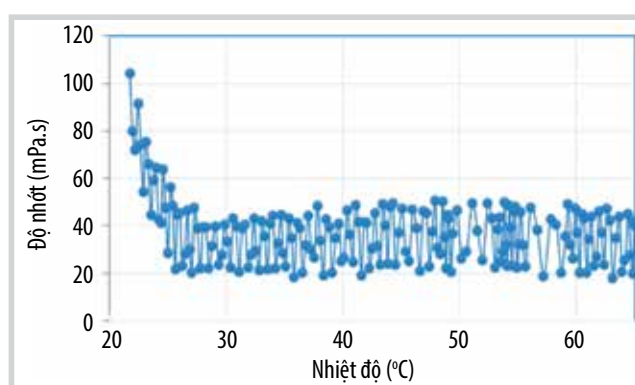
Hình 13. Dầu khai thác từ mỏ Cá Tầm khi được xử lý bằng 750 - 1.500 ppm PPD.



Hình 14. Thử nghiệm đánh giá lắng đọng wax bằng hệ thống mô phỏng đường ống.



Hình 14. Đồ thị độ nhớt của dầu bão hòa khí tại 2 atm.

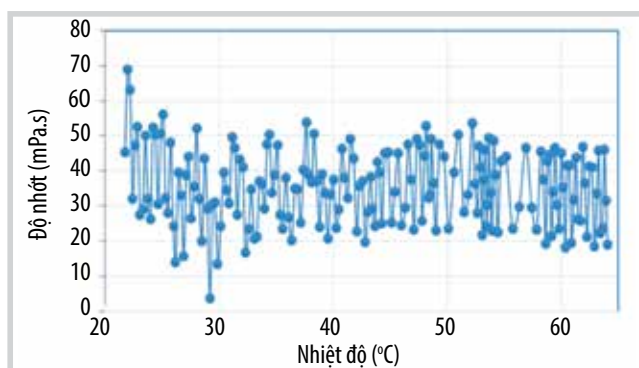


Hình 15. Đồ thị độ nhớt của dầu bão hòa khí tại 5 atm.

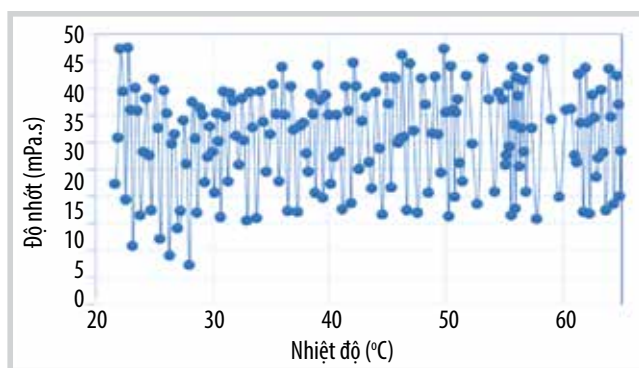
Khí hòa tan bão hòa trong dầu với hàm lượng cao có xu hướng làm giảm lượng paraffin tạo thành, giảm độ nhớt cũng như mức độ lắng đọng paraffin bám trong tuyến ống. Các nghiên cứu tại các dải áp suất bão hòa

khác nhau cho thấy tăng áp suất bão hòa khí sẽ làm giảm độ nhớt dầu khoảng 8 - 10 lần.

Van tại ống đứng RP-2 được điều chỉnh để tăng áp suất từ 3 bar lên 11 bar, tăng lượng khí bão hòa và đảm



Hình 16. Đồ thị độ nhớt của dầu bão hòa khí tại 8 atm.



Hình 17. Đồ thị độ nhớt của dầu bão hòa khí tại 11 atm.

bảo dầu được vận chuyển ở trạng thái bão hòa khí, giúp giảm hiện tượng tích tụ chất lỏng (slugging) và giảm lượng paraffin được tạo thành trong đường ống.

Áp dụng các giải pháp trên đã giảm dần áp suất phóng thoi xuống còn 9 - 11 bar, đảm bảo an toàn khi

làm sạch đường ống bằng thoi, duy trì hoạt động sản xuất khai thác an toàn và hiệu quả đối với tuyến đường ống vận chuyển dầu CTC-1 → RP-2.

### 3. Kết luận

Phóng thoi làm sạch đường ống là giải pháp hiệu quả cao đối với các tuyến ống vận chuyển dầu nhiều paraffin. Tuy nhiên, quá trình phóng thoi làm sạch đường ống thường đi kèm với rủi ro, có thể ảnh hưởng đến hoạt động vận hành cũng như tính toàn vẹn của đường ống dẫn đến nguy cơ phải ngừng khai thác dầu và khí. Việc áp dụng các giải pháp khác nhau như: tối ưu định lượng xử lý bằng hóa chất chống đông, xử lý dầu tại các dải nhiệt độ cao bằng bơm hóa chất theo đường ống xung lượng và đường gaslift, sử dụng van điều tiết để tăng mức độ bão hòa khí trong dầu... đã đem lại hiệu quả trong việc giảm thiểu rủi ro khi tiến hành phóng thoi làm sạch đường ống đối với các tuyến ống vận chuyển dầu nhiều paraffin ở nhiệt độ và lưu lượng thấp.

### Tài liệu tham khảo

[1] А.Г.Ахмадеев, Фам Тхань Винь, Буй Чонг Хан, Ле Хыу Тоан, Нгуен Хоай Ву, и А.И.Михайлов, “Оптимизация безнасосного транспорта продукции скважин в условиях морской нефтедобычи”, *Нефтяное хозяйство*, номер 11: с. 140 - 142, 2017. DOI: 10.24887/0028-2448-2017-11-140-142.

## OPTIMISING THE OPERATION OF PIPELINES EQUIPPED WITH PIGGING SYSTEM FOR TRANSPORTING CRUDE OIL WITH HIGH PARAFFIN CONTENT

Nguyen Lam Anh, Le Dang Tam, Nguyen Van Thiet, Bui Trong Han, Pham Thanh Vinh, A.G Axmadev, Chau Nhat Bang  
 Nguyen Huu Nhan, Doan Tien Lu, Tran Thi Thanh Huyen, Le Thi Doan Trang, Dinh Quang Nhat, Phan Duc Tuan

Vietsovetro

Email: vinhpt.rd@vietsov.com.vn

### Summary

Oil produced at Vietsovetro's fields has high paraffin and asphaltene content and high pour point temperature; meanwhile the low temperature at the well head causes paraffin and asphaltene deposition to form in the collection and transportation system, causing hazards and risks during the pipeline operation.

The paper analyses the factors affecting the efficiency of the pigging operation to clean the oil transportation pipelines from the CTC-1 platform (Ca Tam field) to the RP-2 platform (Rong field), Cuu Long basin, solutions and how to operate the pipeline system in order to improve the efficiency of the pipeline cleaning process by pigging.

**Key words:** Oil and gas gathering and transportation, pipeline, pigging, Ca Tam field, Cuu Long basin.